中委广东石化2000万吨/年重油加工工程

变更环境影响报告书

建设单位：中国石油天然气股份有限公司广东石化分公司

评价单位：中国寰球工程有限公司

二零一九年　三月

档 案 号：96981

编　　号：

中委广东石化2000万吨/年重油加工工程

变更环境影响报告书

建设单位：中国石油天然气股份有限公司广东石化分公司

评价单位：中国寰球工程有限公司

档 案 号：96981

中委广东石化2000万吨/年重油加工工程

变更环境影响报告书

委 托 单 位：中国石油天然气股份有限公司广东石化分公司

项目承担单位：中国寰球工程有限公司

总　经　理：王新革

审　　定：王　炜

审　　核：马立新

校　　核：李　晖

项目负责人：孔繁旭

中委广东石化2000万吨/年重油加工工程
变更环境影响报告书
环评各单位分工责任表

序号	单位名称	负责内容
1	中国寰球工程有限公司	概述 总论 建设项目周围环境概况 变更情况分析 拟建项目概况 工程分析 政策及规划符合性分析 大气环境影响预测及评价 地表水环境现状评价及环境影响分析 声环境质量现状及影响评价 固体废物环境影响分析 施工期环境影响分析 污染防治措施评述 污染物总量控制分析 环境管理与环境监测 污染源源强核算及与排污许可制度的衔接 清洁生产与循环经济 环境经济损益分析 结论与建议
2	中国科学院南海研究所	涉海工程及海域环境影响评价
3	中国石油大学（华东）	陆域环境风险评价 VOCs核算
4	青岛中油岩土有限公司	地下水环境影响预测与评价
5	山东海纳环境工程有限公司	陆域生态环境影响评价 土壤环境现状评价及环境影响分析
6	山东海普安全环保技术股份有限公司	公众参与结论

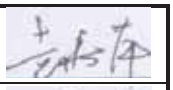
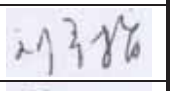
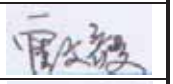
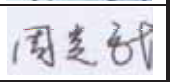
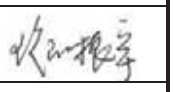
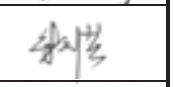
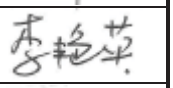
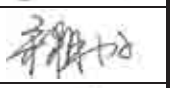
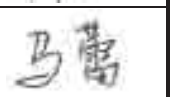
编制单位和编制人员情况表

建设项目名称	中委广东石化2000万吨/年重油加工工程项目
环境影响评价文件类型	变更环境影响报告书
一、建设单位情况	
建设单位（签章）	中国石油天然气股份有限公司广东石化分公司
法定代表人或主要负责人（签字）	
主管人员及联系电话	屈德君 0663-7602199
二、编制单位情况	
主持编制单位名称（签章）	中国寰球工程有限公司
社会信用代码	91110000101726636L
法定代表人（签字）	
三、编制人员情况	
编制主持人及联系电话	孔繁旭 010-58676722

1.编制主持人

姓名	职业资格证书编号	签字
孔繁旭	0001450	

2.主要编制人员			
姓名	职业资格证书编号	主要编写内容	签字
王炜	0001454	审定	
马立新	0001449	审核 第 10 章 地下水环境影响预测与评价 校核	
李晖	0004698	校核	
孔繁旭	0001450	第 7 章 大气环境影响预测及评价 第 20 章 污染源源强核算及与排污许可制度的衔接 第 24 章 结论与建议	
桂 凌	00019547	概述 第 1 章 总论 第 5 章 工程分析 第 14 章土壤环境现状评价及环境影响分析	
张立杰	0001455	第 17 章 污染治理措施评述	
韩 鹏	00013842	第 3 章 变更情况分析 第 5 章 工程分析 第 11 章 声环境质量现状及影响评价	
张 俊	0001452	第 5 章 工程分析 第 15 章 施工期环境影响分析 第 19 章 环境管理和环境监测 第 22 章 环境经济损益分析	
王琼	00019521	第 6 章 政策及规划符合性分析	
倪秀	00015947	第 21 章 清洁生产与循环经济	
张琳	0001404	第 5 章 工程分析	
程琳俨	00015952	第 5 章 工程分析	
刘想之	0001448	第 4 章 拟建项目概况 第 13 章 陆域生态环境影响评价	
舒小芹	0004270	第 16 章 陆域环境风险评价 校核	
黄云松	0006956	第 18 章 污染物总量控制分析	
花志国	0004269	第 12 章 固体废物环境影响分析	
刘森林	0001456	第 9 章 地表水环境现状评价及环境影响分析	
王珊珊	0009420	第 2 章 项目所在区域环境概况	

袁涛萍	0002084	第 8 章 涉海工程	
刘翠梅	0004641	第 8 章 涉海工程	
霍文毅	0004639	第 8 章 涉海工程	
周炎武	00015598	第 8 章 涉海工程	
严静	00015559	第 8 章 涉海工程	
欧阳振宇	0011819	第 16 章 陆域环境风险评价	
朱元洪	0002582	第 13 章 陆域生态环境影响评价	
李艳英	0002705	第 14 章土壤环境现状评价及环境影响分析	
宋颖帕	00014611	公众参与说明 第 23 章	
马蕾	201703537035 2015370720000283	公众参与说明 第 23 章	

四、参与编制单位和人员情况

中国寰球工程有限公司：娜日思、贺丁、马乐、刘晓波、刘文海、申明慧、朱芮彤

中国科学院南海研究所：李延峰、钱江

青岛中油岩土有限公司：钱明、庞家伟、张志豪、高凤怀、张晓、王良、翟桂林、刑晓毅

概 述

1 建设单位概况

本项目由中国石油天然气股份有限公司（以下简称中国石油）和委内瑞拉国家石油公司（以下简称 PDVSA）共同出资建设，按照股份制企业模式进行管理和生产经营，原炼油部分股比为中国石油 60%，PDVSA40%。

按照中委两国合作协议，中国石油在揭阳大南海石化工业区建设“中委广东石化 2000 万吨/年重油加工工程”。2017 年 6 月 7 日，中委合资广东石化有限责任公司合资文件在北京中国石油大厦正式签署，迈开了合资合作征程的第一步。

2 建设项目背景及变更原因

2001 年 5 月 24 日，中委双方签署了《中华人民共和国国家发展计划委员会与委内瑞拉玻利瓦尔共和国能源和矿产部能源十年（2001-2011）合作谅解备忘录》，开启了中委能源领域合作。

2005 年 1 月 29 日，中石油与委石油（PDVSA）签署《关于共同开发奥里诺科重油带合作项目的谅解备忘录》，确定了双方的合作意向。2008 年 5 月 9 日，中委双方再次签订了《开发奥里诺科重油带胡宁 4 区块成立合资公司的框架协议》和《中国炼厂项目合资框架协议》。

2009 年开始，中国石油集团公司正式筹备和启动中委广东石化 2000 万吨/年重油加工工程项目（以下简称“原炼油项目”）。项目最终选址于揭阳市惠来县东南沿海龙江河西侧，原油码头选址于附近的石碑山海域。至 2011 年 3 月，原炼油项目先后取得国土资源部土地预审批准、国家海洋局用海预审批准、国家环保部环境影响报告书批复（环审[2011]22 号）、国家发改委节能评估审查等相关支持性文件。

2012 年 4 月 20 日，国家发改委下发发改能源〔2012〕989 号文件，对原炼油项目进行批复核准。项目建设包括炼油、公用工程两部分。炼油部分包括 2 套 1000 万吨/年常减压装置、2 套 380 万吨/年延迟焦化装置、2 套 300 万吨/年蜡油中压加氢裂化装置、1 套 30 万吨/年聚丙烯装置等共计 27 套装置；公用工程包

括 1 个 30 万吨级原油接卸泊位及配套设施、1 个 5 万吨级油品泊位及配套设施、1 座石油焦气化联合循环发电（IGCC）装置等。另外，《关于中委广东石化 2000 万吨/年重油加工项目（申请报告）的核准评估报告》还对原炼油项目提出了一些意见和建议，包括适当考虑增加原油加工的灵活性，进一步调整优化产品结构，以适应替代原油的加工需要，规避和化解可能的资源和市场风险；增加生产高附加值化工产品的手段等。

自 2014 年下半年开始，由于市场、资源和国家产业政策的变化，广东石化联合有关单位对本项目的原油资源情况进行了跟踪落实，组织设计单位开展了多个方案的研究对比工作，包括建设规模调整、原油调整、加工路线调整、工艺装置调整等。主要的变更原因及变化为：

⑴避免原油供应风险，加大装置原油加工的适应性

变更后将设计原油调整为以中东海外重质份额油替代部分委油，不仅可以解决集团公司海外份额油加工问题，增加集团公司原油业务链价值，实现上中下游协同发展，还可降低委内瑞拉原油供应风险。

⑵充分利用原油中高芳潜的资源优势，优化产品方案

为充分发挥中石油海外重质份额油的优势，落实“宜油则油、宜芳则芳、宜烯则烯”原则，变更后工程建设方案由炼油调整为炼化一体化，优化化工产品结构，最大限度减少柴油，降低柴汽比，多产芳烃和化工产品。

2017 年 6 月，中石油集团公司明确了炼油-芳烃-化工一体化方案，将按照 2000 万吨/年炼油+260 万吨/年芳烃+120 万吨/年乙烯方案开展深入研究。随后又相继完成了原油适应性优化、芳烃方案优化、炼油产品结构调整优化、化工产品方案优化、乙烯原料优化、石油焦制氢配置优化、总图优化、公用工程和动力中心优化等专题研究。可研也相继重新启动编制工作，并于 2017 年 12 月通过集团公司董事会审议。随后，总体设计工作正式启动，截至 2018 年 11 月，本项目总体设计工作基本完成。

3 项目主要变更情况

根据环办[2015]52 号《关于印发环评管理中部分行业建设项目重大变动清单的通知》，本项目在建设规模、原料、生产工艺等方面存在《石油炼制与石油化

工建设项目重大变动清单（试行）》中重大变动情况。为完善建设项目环境影响评价工作，本次评价在变更环评的基础上，按重新报审环境影响评价文件的要求来开展工作。

本项目环评工作范围包括炼化厂区（炼油区、化工区）、原油码头、产品码头、原油码头库区和厂外管线（原油、天然气、污水）。与已取得环保部批复的原环境影响报告书相比，本项目原油来源由原 2000 万吨/年委油调整为 1000 万吨/年委油，1000 万吨/年中东混合原油，炼油区取消和调整了部分装置，按照炼油-芳烃-化工一体化方案进行优化；化工区以 120 万吨/年乙烯装置为龙头，规划建设相对完整的化工流程方案；厂外工程原油码头、产品码头、原油码头库区、厂外管线均有部分调整。

本项目总占地由原 666.14 公顷增加至 971.16 公顷，炼油区、化工区、厂外设施占地面积均有所增加，厂内由原 28 套生产装置调整为 30 套生产装置，罐区由 177 座总罐容 432.7 万 m^3 的储罐调整为 226 座 467.44 万 m^3 储罐（含原油码头库区储罐），变更前污水处理场包括 1000 m^3/h 含油废水处理系统、500 m^3/h 含盐废水处理系统，1000 m^3/h 回用水处理系统，变更后调整为 2400 m^3/h 含油含盐废水处理系统、污水回用系统（预处理段设计规模：3400 m^3/h；超滤规模 2400m^3/h；反渗透规模：2100m^3/h）、300 m^3/h 电脱盐废水处理系统、1000 m^3/h 高含盐废水处理系统，并新增废碱氧化处理设施、设计规模 60t/d 的全厂焚烧系统等。

动力方案由原 IGCC 装置调整为石油焦制氢装置+动力中心方案（动力中心包括 4×480t/h 超高压蒸汽锅炉+2 台 30MW 抽背透平发电机组+1 台 30MW 抽凝透平发电机组）。变更前的动力方案是基于纯炼油项目进行的各项平衡配置，其中动力中心的 IGCC 是利用石油焦气化制氢+联合循环发电以及供热的技术组合，采用气化炉气化延迟焦化装置副产的大部分石油焦，生产的气化气通过变换制氢，在满足全厂氢气平衡的前提下，富裕的气化气作为燃料，联产蒸汽满足全厂蒸汽需求、通过燃机、汽机发电满足全厂部分用电负荷，剩余石油焦外卖。本项目变更后增加了下游的多套包括乙烯的一系列化工装置，成为炼化一体化项目。根据新的炼化一体化项目工艺装置的规模，结合工艺装置的石油焦产量、全厂氢气平衡、全厂燃料气平衡、全厂蒸汽平衡等各种因素，对石油焦制氢装置及动力中心方案、规模进行了调整，变更后的方案仍然采用了石油焦气化制氢技术

（石油焦制氢装置），组合配置蒸汽锅炉。由于高硫石油焦不再外卖，石油焦制氢装置气化延迟焦化装置生产的全部石油焦，满足全厂氢气平衡的要求，同时副产的燃料气供动力中心蒸汽锅炉使用，不足的燃料气依靠外补天然气来保证供应。通过蒸汽锅炉产汽和石油焦制氢装置副产蒸汽，来满足全厂用汽要求。

本项目原油码头在航道的走向、部分港池、平面尺度等方面均有变化，从而引起了疏浚工程量和施工作业面的改变。由于本项目原料、生产工艺和产品发生变更，使得集疏运货物的货种和运量发生变化。货物的来源及去向也有所不同，导致码头泊位规模、数量、吞吐量均需要调整，从而使得产品码头的规模和平面布局、装卸工艺、水工建筑的尺度都有所变化。本次变更后填海工程的范围和位置没有变化，堆填标高增加，因此，填方量有所增加；沿岸泊位长度调整因此护岸的长度也有所调整。

原油码头库区仍建设 12 座 $10\times10^4m^3$ 原油储罐，无大的方案调整变化。由于惠来县城市总体规划的调整，厂外管线（天然气、原油、污水）路由一方面需避让规划的揭阳滨海新区粤东新城核心区，另一方面需满足当地规划部门提出的应尽量沿滨海旅游公路敷设的要求，因此，厂外管线长度、走向均有所调整。变更前，厂外管线在穿越河流、养殖塘等水网地段 17.1km 采用架空敷设，其余 15.1km 埋地敷设。在本次设计阶段，重新对水网地区穿越段管道敷设方式进行了论证，综合考虑到风暴潮对地面敷设管线威胁较大，水网地段地层 4m 上为粉细砂和淤泥质土、架空管道桩基埋设较深且有一定下沉风险，以及架空敷设的管道更易遭受第三方破坏，增加了水网地区环境风险等因素，变更后管线全部埋地敷设，线路工程长度 35.049km。

本项目废水最终依托大南海石化工业区污水排海口排放，为满足近年新出台的相关规划及政策要求，工业区排污口向东北方向移动约 440m，排海管线路由也相应地重新调整。

由于项目的建设内容发生了较大调整，总量控制因子排放量有一定增减。原环评阶段，已批总量指标二氧化硫为 2900t/a，化学需氧量为 250t/a，原环评建议指标氮氧化物为 3150t/a，烟尘为 440t/a，氨氮为 40t/a，根据国家最新政策要求，变更后本项目主要污染物二氧化硫实际排放总量 959.19t/a，绩效总量 1511.34t/a；氮氧化物实际排放总量 2884.07t/a，绩效总量 3241.77t/a；烟粉尘实际排放总量 534.36t/a，绩效总量 544.31t/a；挥发性有机物排放总量 3423.05t/a，化学需氧量

排放总量 352.85t/a，氨氮 47.05t/a，总氮 235.23t/a，其中，废水主要污染物排放总量指标包括吉林石化项目。与变更前相比，二氧化硫排放总量大幅下降，氮氧化物实际排放总量有所减小。

4 本项目与吉林石化项目的关系

根据国家石化产业布局规划总体要求，为优化中石油集团公司炼化业务资源配置、提升海外资源上下游一体化发展，集团公司决定在揭阳大南海石化工业区建设本项目。其中，乙烯化工配套项目包括 120 万吨/年聚乙烯、50 万吨/年聚丙烯、60 万吨/年 ABS 等装置。其中，60 万吨/年 ABS、13 万吨/年丙烯腈、0.4 万吨/年乙腈、5 万吨/年甲基丙烯酸甲酯、15 万吨/年废酸再生等装置由吉林石化公司负责建设（以下简称吉林石化项目），位于本项目炼化厂区西北角。

吉林石化项目与本项目统筹建设，其主要原料丙烯、苯乙烯、丁二烯由本项目配套供应，原料装卸、储运依托本项目，蒸汽、脱盐水和除氧水、生产水、生活水、稳高压消防水系统、火炬、氮气、仪表空气、压缩空气、办公楼、食堂、倒班宿舍、中心控制室、分析化验室等公用工程及辅助设施均依托本项目。吉林石化项目自建污水预处理站，经污水预处理站处理后达到本项目污水处理场含油含盐污水处理系统接管标准后排入该系统进一步处理，吉林石化项目产生的污泥依托本项目焚烧系统处理。

为综合考虑本项目与吉林石化项目对周边环境的影响，在环境空气、地表水、地下水、土壤现状监测时，统筹考虑两个项目的特征污染物，大气环境影响预测时叠加吉林石化项目的源强。

5 本项目建设现状

2012 年 4 月 27 日，原炼油项目举行开工奠基仪式，但由于外方委内瑞拉国家石油公司应提供的原油来源一直未实际落实，项目建设进展较慢。截止至 2018 年 10 月，厂内工程目前已建设的部分主要为炼油区道路、地管、装置基础、雨水收集池、办公设施、库房和临时设施等。本次变更需新征的土地未开始任何建设施工工程。原油码头目前已基本完成防波堤建设前的基槽清淤，防波堤堤身、疏浚工程、码头和引桥工程均未动工。产品码头目前已建设的部分主要为泊位和引桥的桩基基础、护岸结构、防波堤（东）、西拦沙堤（300m），东拦沙堤、支

航道、锚地、回旋水域和水域疏浚工程均未动工；填海工程目前已完成 45 万 m^3；产品码头陆域目前未开始动工。原油码头库区目前已建设的部分主要为办公设施和原油储罐基础等。厂外管线目前未开始动工。

综上所述，本项目已动工部分与环审〔2011〕22 号批复的内容一致。

6 建设项目特点

(1)有利于提高我国加工劣质原油能力，具有较高的盈利潜力

委内瑞拉原油属于高硫-环烷基-高酸-超重质油，具有典型“六高”（高密度、高含硫、高氮、高残炭、高金属、高酸值）性质，国内目前所有炼油厂均不具备单独、大量加工的条件，本项目能满足劣质原油加工的需求。

(2)有利于适应资源和市场形势变化

原炼油项目按照加工 100%的委内瑞拉 Merey16 原油设计，该原油是根据中委两国在石油领域上下游一体化合作所签署的一系列协议所确定的份额油，原油资源相对可靠。为了避免因超重原油的开采难度大，长途海运风险等引起的原油供应风险，考虑到原油的适应性，最终本项目将设计原油调整为以中东海外重质份额油替代部分委油。原料方案的调整，不仅可以解决集团公司海外份额油加工问题，可以增加集团公司原油业务链价值，实现上中下游协同发展，还可降低委内瑞拉原油供应风险。同时，通过调整建设方案，增加化工品产量，压减成品油，可以更好的适应市场需求变化，提高项目竞争力。

(3)符合国家石化产业发展规划，充分发挥上下游、炼化一体化、区域整体优势，带动中石油集团炼化业务转型升级

本项目由炼油调整为炼化一体化，按照 2000 万吨/年炼油、120 万吨/年乙烯、260 万吨/年芳烃优化设计，装置规模均达到大型/特大型经济规模，居世界一流水平。乙烯下游建设聚乙烯、苯乙烯、聚丙烯等装置，建成国内加工高硫、含酸、重质原油的绿色、智能、效益型炼化一体化项目，符合国家供给侧改革的总体部署，有利于集团公司炼化业务战略布局优化调整，提升整体炼化业务水平，带动炼化业务转型升级。

(4)最大限度挖掘原料的加工潜力，提高项目竞争力

本项目考虑原油的适应能力，充分发挥中石油海外重质份额油的优势，落实“宜油则油、宜芳则芳、宜烯则烯”的原则，合理优化炼油装置规模和产品结构，

优化芳烃、乙烯原料构成，优化化工产品结构，最大限度减少柴油，降低柴汽比，多产芳烃和化工产品。本项目以市场为导向，坚持“大规模、短流程、产精品；绿色低碳，智能工厂”原则，提高项目竞争力。

(5)有利于调整优化中国石油炼化事业布局，减少北油南调，化工产品直接供应当地市场，降低运输成本，提高中国石油整体竞争盈利能力

广东省的成品油消费量相当于东北三省和西北五省的成品油消费量总和的三分之二。中国石油大量成品油北油南运，造成了运费高、海运和铁路运输瓶颈制约、损耗大、安全性差等问题。在广东建设本项目，也避免了从委内瑞拉进口的重油资源运到北方炼厂加工，而生产的成品油又运回到南方销售的运输成本大量增加的不合理局面，也有利于缓解全国海运紧张的局面。广东周边化工市场巨大，本项目安排适销对路的化工产品就近销售，减低物流成本，有利于提高中国石油石化产品竞争力。

⑹尽可能实现排放最小化

本项目原油重，轻馏分少，一次拔出率低，导致二次加工装置规模大，重复加工率高，加氢装置规模大，较常规炼厂能耗和污染物排放量均呈增大趋向。

本项目采用蜡油加氢处理工艺对催化裂化原料进行预处理，改善催化进料性质，大大降低催化进料的硫、氮等含量（硫含量由传统进料 2000ppm 降低至 200ppm），由此降低催化油浆及催化烧焦中的硫、氮含量。催化烧焦中硫、氮含量的降低，大大减少催化剂再生烟气中 SO_2 及 NO_X 等废气污染物的排放。

本项目全厂燃料采用脱硫后的炼厂干气、石油焦制氢装置自产的低热值燃料气、乙烯装置自产富甲烷气以及外购天然气，硫含量低，与变更前相比大大减少了 SO_2 污染物的排放量。

本项目常减压装置、延迟焦化装置、蜡油加氢装置、加氢裂化装置、柴油加氢裂化装置、航煤加氢装置、石脑油加氢装置、焦化石脑油加氢装置、连续重整装置、催化汽油加氢装置、硫磺回收装置、芳烃联合装置、苯乙烯装置加热炉均采用超低氮燃烧器，乙烯装置、催化裂化装置采用烟气脱硝设施，燃气锅炉采用烟气脱硝设施并达到燃气轮机组排放限值标准，采取这些措施后，大大减少 NO_X 排放量。

(7)设置油气回收装置，减少 VOCs 排放

本项目在火车、汽车装车区域、炼油中间罐区、化工中间罐区、三苯罐区及

产品码头区域共设置了 14 套油气回收及处理设施，生产装置采用 LDAR（泄漏检测与修复）技术控制无组织泄漏，储存甲苯、二甲苯及有毒液体储罐，含硫化氢储罐及部分化工品储罐采用内浮顶罐，并采用全接液式高效密封浮盘，从而大大减少了本项目 VOCs 的排放量。

(8)统一规划，节能降耗

本项目对于炼油和化工区各装置互供的液体物料实行统一规划，集中设置炼油与化工液体产品储存和装卸设施，便于统一管理，避免重复设置，降低损耗、能耗。采用节能型工艺流程和高效催化剂，降低装置能耗；装置之间直接热进料和热联合，减少中间罐区的设置；蒸汽动力系统实现逐级利用，尽量回收利用低温余热，做到产用平衡。

(9)石油焦就地消耗，实现废物资源化

本项目延迟焦化装置副产高硫石油焦，硫含量为 6.50wt%（干基），根据《石油焦（生焦）》（NB/SH/T 0527-2015）（硫含量最高不大于 3.0wt%），不能作为产品外售。为有效解决高硫石油焦去向，本项目配套石油焦制氢装置，将石油焦作为气化原料生产氢气和燃料气，全部就地消耗，使原料的不清洁性降到最低，消除石油焦运输风险，实现废物资源化。石油焦制氢装置产生的气化废渣依托揭阳大南海石化工业区一般工业固废处置项目进行重金属提取及综合利用，进一步实现废物资源化。

7 环评工作过程

根据《中华人民共和国环境影响评价法》、《建设项目环境保护管理条例》、《建设项目环境影响评价分类管理名录》的有关规定，对于一切可能对环境造成影响的新建、改建或扩建的项目必须执行环境影响评价制度。2018 年 2 月，建设单位中国石油广东石化分公司重新启动本项目环境影响评价工作，由中国寰球工程有限公司承担。在报告书中也可将“中委广东石化 2000 万吨/年重油加工工程”简称为“广东炼化一体化项目”。

中国寰球工程有限公司接到委托后，开始收集项目相关的当地环境资料、工程资料，多次现场踏勘，与设计单位及建设单位就项目工程资料多次咨询、沟通、协调，并联合中国科学院南海海洋研究所、青岛中油岩土工程有限公司、青岛中石大环境与安全技术中心有限公司、山东经纬检测技术有限公司、山东海纳环境

工程有限公司，山东海普安全环保技术股份有限公司共同完成了本次评价工作。

建设单位 2018 年 3 月 6 日在《揭阳日报》上刊登了本项目公众参与第一次公示信息。并同时在项目环境影响评价范围内街道、村委会以及学校等公告栏进行了信息公告张贴公示。2018 年 3 月 8 日在揭阳大南海石化工业园管理委员会网站（http://www.jydnh.gov.cn/cn/Index/info/d/5103.html）进行了第一次网络信息公开。2018 年 7 月 10 日在揭阳大南海石化工业园管理委员会网站（http://www.jydnh.gov.cn/news/11085.html）进行了第二次网络信息公开，并同时发布环评报告简本。2018 年 7 月 10 日在《揭阳日报》上刊登了本项目公众参与第二次公示信息，包括简本的索取方式、征求公众意见的范围和主要事项等。同时在项目环境影响评价范围内街道、村委会以及学校等公告栏张贴信息公告。2018 年 7 月 11 日、12 日在大南海工业园会议室组织召开了《中委广东石化 2000 万吨/年重油加工工程变更项目环评公众参与座谈会》。随后走访周边村庄发放个人、团体调查问卷。本次公众参与共发放个人调查表 720 份，收回 700 份，回收率 97.2%。其中 98.29%的公众对本项目的建设表示支持，1.71%的公众表示无所谓，无公众反对项目建设。发单位意见调查问卷表 163 份，回收 163 份，回收率 100%，100%的单位对本项目建设表示支持。2018 年 8 月 30 日在揭阳大南海石化工业园管理委员会网站（http://www.jydnh.gov.cn/cn/Index/info/d/11154.html）进行了环境影响报告书全本公示。

为满足《环境影响评价公众参与办法》对项目公示程序的新要求，建设单位 2019 年 2 月 11 日在揭阳大南海石化工业园管理委员会网站上进行了第二次补充公示，2019 年 2 月 12 日、2019 年 2 月 14 日在《揭阳日报》上进行了第二次补充公示，公示内容包括环境影响报告书征求意见稿全文的网络链接及查阅纸质报告书的方式和途径，征求意见的公众范围、公众意见表的网络链接、公众提出意见的方式和途径、公众提出意见的起止时间等。2019 年 3 月 9 日，建设单位向生态环境主管部门报批环境影响报告书前，在揭阳大南海石化工业园管理委员会网站上公开了拟报批的环境影响报告书全文和公众参与说明。

本次项目环评与大南海石化工业区石化产业片区调整规划环评联动进行，在本报告的编制过程当中，对项目周围环境现状进行了调查与评价，并根据设计单位提供的工程资料，对项目投产后对周围环境的影响进行了全面的评价，编制完成了本报告书。现提交该项目环境影响报告书，敬请环境保护主管部门审查。

8 关注的主要环境问题

根据项目特点，本次评价主要关注的环境问题主要包括：

(1)关注本项目各装置采用的工艺技术、工艺流程、技术装备、污染物排放水平、清洁生产指标是否满足国内各项政策、标准要求；

(2)关注本项目的污染治理措施能否实现国家、行业、地方排放限值标准的要求，特别关注对氮氧化物、挥发性有机物的防治问题；

(3)关注环境风险防范和应急措施；

(4)关注公众参与情况，严格按照国家相关规定开展工作；

(5)关注大气、海域、地下水、生态等环境影响；

(6)关注规划环评对项目提出的各项要求的符合性和落实情况。

9 环境影响评价的主要结论

本项目建设符合国家、广东省和揭阳市相关产业政策和石化产业规划布局要求，符合广东省海洋生态红线及揭阳市生态保护红线划定方案的相关要求。符合广东省海洋功能区划、海洋主体功能区划规划、海岸带综合保护与利用总体规划、揭阳港总体规划、揭阳港惠来港区南海作业区规划方案、揭阳市城市总体规划、惠来县土地利用总体规划修改方案，符合大南海石化工业区石化产业发展规划、揭阳大南海石化工业区石化片区控制性详细规划及规划环评。

揭阳市针对本项目制定了区域大气环境质量改善污染物削减方案（2018-2020 年）、区域水环境质量改善污染物削减方案（2018-2020 年），这些措施将有利于持续改善区域环境质量，提升环境承载力。

本项目采用国内先进的技术、成熟的工艺，采取清洁生产及节水减排，以及源头削减、过程控制和末端治理等各种环保措施，废气排放满足特别排放限值要求，污水经处理后大部分回用，其余通过大南海石化工业区排海管道及排污口排放，满足国家及地方相关排放限值要求，固体废物的处理处置符合“减量化、资源化、无害化”原则，污染物排放满足总量控制要求，项目实施后多项指标达国际国内先进水平，经济效益、社会效益和环境效益明显。项目的建设对周围环境敏感目标的影响较小；对区域海洋生态影响较小；采取合理可行的

防渗措施对地下水影响较小；在采取生态环境保护措施后对生态环境的影响较小；在采取相应的环境风险防范和应急管理措施后，环境风险是可控的。

配套的码头工程的影响主要体现在施工期的生态影响，其影响是暂时的，可采取措施加以修复；项目经营货种为成品油、液体化工品和固体化工品，码头运营具有明显的海洋环境污染风险。在采取了本报告提出的风险防范对策措施，配置配备了必需的应急反应设施设备后，本项目的建设从海上污染风险防范的角度考虑可行。

综上，本项目在落实报告书提出的环境保护、环境风险防范和应急管理措施，以及实施本项目依托的揭阳大南海石化工业区海洋放流管工程、大南海石化工业区一般工业固废处理项目、大南海石化工业区危险废物填埋场后，本项目的建设具有环境可行性。

10 鸣谢

本次评价工作得到了有关领导的关怀指导和业主的大力支持，在此表示感谢。疏漏甚至错误之处在所难免，敬请批评指正。

目　录

1 总论 1-1
1.1 编制依据 1-1
1.1.1 国家法律 1-1
1.1.2 行政法规 1-1
1.1.3 部门规章 1-3
1.1.4 地方行政法规及部门规章 1-6
1.1.5 技术导则与规范 1-9
1.1.6 其他产业政策及规划性文件 1-11
1.1.7 项目资料 1-14
1.2 评价原则 1-14
1.3 评价目的 1-14
1.4 评价因子筛选 1-15
1.4.1 环境空气 1-15
1.4.2 地表水 1-15
1.4.3 地下水 1-16
1.4.4 海域 1-16
1.4.5 声环境 1-17
1.4.6 陆域生态 1-17
1.4.7 土壤环境 1-17
1.5 评价等级与评价范围 1-19
1.5.1 环境空气 1-19
1.5.2 地表水 1-20
1.5.3 地下水 1-22
1.5.4 噪声 1-25
1.5.5 生态环境 1-25
1.5.6 环境风险 1-26
1.5.7 土壤 1-29
1.5.8 海域 1-30
1.6 环境保护目标 1-33
1.6.1 陆域环境保护目标 1-33
1.6.2 地下水环境保护目标 1-50
1.6.3 海域环境保护目标 1-51
1.7 环境影响评价标准 1-61
1.7.1 环境质量标准 1-61
1.7.2 污染物排放标准 1-69
2 建设项目周围环境概况 2-1
2.1 项目地理位置 2-1
2.2 自然环境概况 2-3
2.2.1 地形地貌 2-3
2.2.2 气候 2-3

2.2.3 水文资源 2-4
2.2.4 生态环境 2-6
2.3 社会环境概况 2-6
2.3.1 行政区和人口 2-6
2.3.2 经济概况 2-7
2.3.3 文物古迹 2-7
2.4 环境功能规划 2-8
2.4.1 大气环境功能区划 2-8
2.4.2 地表水水环境功能区划 2-10
2.4.3 地下水水环境功能区划 2-12
2.4.4 噪声环境功能区划 2-13
2.4.5 海洋环境功能区划 2-13
2.4.6 生态功能区划 2-14
2.5 环境质量现状 2-16
2.5.1 环境空气质量现状 2-16
2.5.2 地表水环境质量现状 2-16
2.5.3 近岸海域水环境质量现状 2-17
2.5.4 地下水质量现状 2-18
2.5.5 声环境质量现状 2-19
2.5.6 土壤环境质量现状 2-19
2.6 区域污染源概况 2-20
3 变更情况分析 3-1
3.1 前期工作历程 3-1
3.2 原环评时本项目基本情况 3-1
3.3 原环评时本项目工程概况 3-5
3.3.1 厂内工程 3-5
3.3.2 厂外工程 3-10
3.4 原环评时本项目环境保护“三同时”措施及投资 3-12
3.5 项目建设现状及与原环评建设内容的符合性分析 3-13
3.5.1 项目建设现状 3-13
3.5.2 与原环评建设内容的符合性分析 3-16
3.6 原环评环境保护“三同时”措施执行情况分析 3-17
3.6.1“三同时”措施执行情况 3-17
3.6.2 地下水防渗措施 3-18
3.7 项目变更原因及意义 3-22
3.7.1 原油变化及优势 3-23
3.7.2 产品方案的调整 3-24
3.7.3 工艺技术及流程的进一步优化 3-25
3.7.4 动力中心方案的进一步优化 3-26
3.8 项目主要调整内容 3-28
3.8.1 建设内容及占地 3-28
3.8.2 厂内工程 3-29

3.8.3 厂外工程 3-32
3.8.4 依托园区工程 3-38
3.8.5 全厂污染物排放总量变化情况 3-40
3.9 项目变更分析 3-41
3.9.1 项目执行标准对比 3-41
3.9.2 项目环保措施对比 3-43
3.9.3 环境质量现状工作内容对比 3-44
3.9.4 环境保护目标对比 3-47
3.9.5 环境影响对比 3-48
3.9.6 环境管理要求对比 3-49
3.10 小结 3-50
4 拟建项目概况 4-1
4.1 基本情况 4-1
4.2 生产规模和产品方案 4-1
4.3 工艺技术选择 4-3
4.4 建设项目组成 4-5
4.5 总工艺路线 4-14
4.5.1 炼油加工 4-14
4.5.2 化工部分 4-15
4.5.3 石油焦制氢部分 4-15
4.6 主要原辅材料消耗及来源 4-15
4.6.1 原油、燃料消耗及来源 4-15
4.6.2 主要辅助材料 4-20
4.6.3 主要公用工程消耗及来源 4-20
4.7 总平面布置 4-20
4.7.1 总平面布置原则 4-20
4.7.2 竖向布置 4-21
4.7.3 总平面布置 4-21
4.7.4 工厂防洪 4-22
4.8 依托工程 4-22
4.8.1 园区供水 4-22
4.8.2 园区供电 4-23
4.8.3 园区达标尾水排海工程 4-23
4.8.4 园区固体废物处置工程 4-23
4.9 本项目与吉林石化项目的关系 4-24
4.9.1 基本情况 4-24
4.9.2 污染物排放情况及治理措施 4-25
4.9.3 与本项目的依托关系 4-26
4.10 工厂组织及定员 4-31
5 工程分析 5-1
5.1 本项目总工艺路线 5-1
5.1.1 炼油加工 5-1

5.1.2 化工部分 5-3
5.1.3 石油焦制氢部分 5-3
5.2 炼油区 5-4
5.2.1 常减压蒸馏装置 I 5-4
5.2.2 常减压蒸馏装置 II 5-16
5.2.3 延迟焦化装置 5-27
5.2.4 蜡油加氢处理装置 5-48
5.2.5 加氢裂化装置 5-61
5.2.6 催化裂化装置 5-75
5.2.7 气体分馏装置 5-96
5.2.8 烷基化装置 5-105
5.2.9 柴油加氢裂化装置 I 5-117
5.2.10 柴油加氢裂化装置 II 5-128
5.2.11 航煤加氢改质装置 5-145
5.2.12 轻烃回收装置 5-158
5.2.13 石脑油加氢装置 5-168
5.2.14 焦化石脑油加氢装置 5-180
5.2.15 连续重整装置 5-192
5.2.16 催化汽油加氢装置 5-207
5.2.17 氢气回收装置 5-221
5.2.18 氢气深度回收装置 5-231
5.2.19 硫磺回收联合装置 5-237
5.2.20 干气分离装置 5-264
5.2.21 芳烃联合装置 5-273
5.2.22 石油焦制氢装置 5-294
5.3 化工区 5-332
5.3.1 乙烯装置 5-332
5.3.2 裂解汽油加氢装置 5-355
5.3.3 丁二烯抽提装置 5-363
5.3.4MTBE/丁烯-1 装置 5-373
5.3.5 高密度聚乙烯装置 5-385
5.3.6 全密度聚乙烯装置 5-403
5.3.7 苯乙烯装置 5-424
5.3.8 聚丙烯装置 5-439
5.4 公用工程及辅助设施 5-453
5.4.1 给排水 5-453
5.4.2 供热供电 5-478
5.4.3 空压站及空分装置 5-485
5.4.4 固废焚烧系统 5-489
5.4.5 危废暂存库 5-490
5.4.6 火炬 5-490
5.4.7 辅助设施 5-498

5.4.8 主要污染源及污染物 5-498
5.5 储运工程 5-515
5.5.1 运输量及运输方式 5-515
5.5.2 液体物料储运 5-516
5.5.3 固体包装及储运 5-529
5.5.4 主要污染源及污染物 5-532
5.6 厂外工程 5-538
5.6.1 厂外管线 5-538
5.6.2 原油码头库区 5-553
5.6.3 产品码头陆域 5-561
5.7 涉海工程 5-568
5.8 全厂平衡 5-568
5.8.1 物料平衡 5-568
5.8.2 水平衡 5-570
5.8.3 蒸汽平衡 5-580
5.8.4 燃料气平衡 5-585
5.8.5 氢平衡 5-586
5.8.6 硫平衡 5-587
5.8.7 氮平衡 5-588
5.8.8 氨平衡 5-589
5.8.9 重金属平衡 5-589
5.9 全厂污染物核算 5-592
5.9.1 正常工况污染源分类及分析 5-592
5.9.2 非正常工况分析 5-683
5.9.3 达标排放分析 5-687
5.9.4 优先控制污染物 5-688
5.9.5 污染物排放核算 5-691
6 政策及规划符合性分析 6-1
6.1 政策符合性分析 6-1
6.1.1 产业准入政策符合性分析 6-1
6.1.2 环保政策符合性分析 6-3
6.2 规划符合性分析 6-11
6.2.1 主体功能区规划符合性分析 6-11
6.2.2 石油化工行业规划符合性分析 6-12
6.2.3 区域发展规划符合性分析 6-14
6.2.4 城市总体规划分析 6-15
6.2.5 土地利用规划分析 6-17
6.2.6 环保规划符合性分析 6-20
6.3 区域相关规划符合性分析 6-21
6.3.1 大南海石化工业区发展历程 6-21
6.3.2 大南海石化工业区发展现状 6-35
6.3.3 工业区规划符合性分析 6-40

6.3.4 工业区规划环评符合性分析 6-44
6.3.5 工业区产业规划符合性分析 6-63
6.4 管线选线符合性分析 6-68
6.5 小结 6-70
7 大气环境影响预测及评价 7-1
7.1 环境空气质量现状调查与评价 7-1
7.1.1 区域环境质量 7-1
7.1.2 环境质量现状监测与评价 7-3
7.1.3 区域环境空气质量变化趋势 7-42
7.2 区域气象条件 7-44
7.2.1 概况 7-44
7.2.2 风向及风频统计 7-45
7.2.3 月平均气温 7-50
7.2.4 月降水量、相对湿度、日照时数 7-50
7.2.5 气象要素的年际变化 7-51
7.2.6 近三年气象统计分析 7-51
7.2.7 局地气象条件 7-56
7.3 建设项目废气排放源 7-57
7.3.1 建设项目废气排放情况 7-57
7.3.2 主要废气治理措施 7-69
7.4 评价等级及评价范围的确定 7-71
7.4.1 Aerscreen 估算模式参数选择 7-71
7.4.2 估算模式结果及评价等级和评价范围 7-71
7.5 大气环境影响预测模式 7-78
7.5.1 预测模式 7-78
7.5.2 气象资料 7-79
7.5.3 地形及土地利用参数 7-79
7.6 大气环境影响预测结果 7-82
7.6.1 氮氧化物 7-82
7.6.2 二氧化硫 7-89
7.6.3 硫化氢 7-95
7.6.4 氨 7-98
7.6.5 苯 7-99
7.6.6 甲苯 7-100
7.6.7 二甲苯 7-101
7.6.8 苯并芘 7-102
7.6.9 二噁英类 7-104
7.6.10 HCl 7-105
7.6.11 苯乙烯 7-107
7.6.12 其他（$PM_{2.5}$） 7-107
7.6.13 原油库区环境影响预测 7-112
7.6.14 园区规划环评要求的落实 7-123

7.7 防护距离 7-124
7.7.1 原环评卫生防护距离 7-124
7.7.2 相关标准 7-126
7.7.3 大气环境防护距离 7-127
7.7.4 卫生防护距离估算 7-127
7.7.5 园区规划搬迁 7-134
7.7.6 本项目工程搬迁 7-137
7.7.7 总图布置 7-137
7.8 小结 7-137
8 涉海工程及海域环境影响评价 8-1
8.1 涉海原有工程概况和工程分析 8-1
8.1.1 原环评阶段工程概况 8-1
8.1.2 涉海项目变更概况 8-18
8.1.3 现阶段工程概况 8-31
8.2 海洋环境质量现状调查与评价 8-137
8.2.1 调查监测概况 8-137
8.2.2 海水质量现状调查与评价 8-143
8.2.3 海洋沉积物质量现状调查与评价 8-160
8.2.4 海洋生物体质量现状调查与评价 8-161
8.2.5 海洋环境质量变化分析 8-168
8.3 海洋生态生物资源现状调查与分析 8-206
8.3.1 调查概况 8-206
8.3.2 海洋生态生物资源现状调查结果（春季） 8-209
8.3.3 海洋生态生物资源现状调查结果（秋季） 8-229
8.3.4 海域主要生物资源概况 8-252
8.3.5 海洋生态生物资源变化分析 8-268
8.3.6 海域渔业生产状况 8-272
8.4 水文动力环境影响分析 8-274
8.4.1 水文环境环境现状 8-274
8.4.2 潮流场模拟和分析 8-280
8.4.3 泥沙冲淤环境影响分析 8-322
8.4.4 岸滩演变影响分析 8-324
8.5 施工期海洋环境影响预测与评价 8-332
8.5.1 本次变更施工期水质环境影响预测与评价 8-332
8.5.2 本次变更施工对海洋生态环境的影响分析 8-341
8.5.3 海洋沉积物环境影响评价 8-353
8.5.4 海洋环境保护目标影响分析 8-353
8.6 营运期海洋环境影响预测与评价 8-361
8.6.1 废水排放对海水水质的影响预测与评价 8-361
8.6.2 码头营运对海洋环境影响分析 8-388
8.6.3 营运期海洋生态环境影响预测与评价 8-391
8.6.4 营运期对海洋沉积物环境影响分析 8-410
8.6.5 区域削减计划 8-411
8.7 海洋环境风险预测与评价 8-425

8.7.1 海洋环境风险影响因素与导则变更情况 8-425
8.7.2 环境风险评价重点 8-433
8.7.3 海洋环境风险识别与分析 8-434
8.7.4 事故概率分析及源项分析 8-448
8.7.5 溢油事故溢油量估算 8-458
8.7.6 海洋环境风险事故影响预测分析 8-460
8.7.7 海洋环境风险防范措施与应急设备设施配备 8-532
8.8 海洋环境保护对策和措施 8-577
8.8.1 施工期污染防治与环境保护对策和措施 8-577
8.8.2 营运期污染防治与环境保护对策和措施 8-578
8.8.3 海洋环境保护与补偿、修复措施 8-582
8.8.4 岸滩跟踪监测和修复措施 8-582
8.8.5 疏浚物处置措施 8-584
8.9 清洁生产 8-585
8.9.1 施工期清洁生产分析 8-585
8.9.2 营运期清洁生产分析 8-585
8.9.3 小结 8-588
8.10 环境管理与监测、监理计划 8-589
8.10.1 环境管理计划 8-589
8.10.2 环境监测计划 8-589
8.11 涉海相关规划及环境功能区划相符性分析 8-594
8.11.1 环境功能区划和海洋功能区划相符性分析 8-594
8.11.2 港口规划相符性分析 8-614
8.11.3 小结 8-621
8.12 海洋环境影响评价结论 8-624
8.12.1 涉海工程概况与分析结论 8-624
8.12.2 海洋环境现状与影响评价结论 8-626
8.12.3 海洋环境风险影响评价结论 8-631
8.12.4 与相关规划相符性分析 8-633
8.12.5 主要污染防治措施 8-633
8.12.6 涉海专题评价结论 8-635
9 地表水环境现状评价及环境影响分析 9-1
9.1 地表水环境质量现状调查评价 9-1
9.1.1 地表水质量现状调查评价 9-1
9.1.2 地表水环境质量变化历史趋势 9-10
9.2 地表水环境影响分析 9-11
9.2.1 运营期排水对地表水环境影响 9-11
9.2.2 项目取水对地表水环境影响 9-12
9.3 小结 9-12
10 地下水环境影响预测与评价 10-1
10.1 区域环境概况 10-1
10.1.1 地形地貌 10-1
10.1.2 地层岩性 10-1
10.1.3 地质构造 10-4

10.1.4 水文地质条件.....10-7
10.2 评价区地质及水文地质条件.....10-9
10.2.1 地形地貌.....10-9
10.2.2 地层分布及特征.....10-11
10.2.3 水文地质条件.....10-16
10.3 水文地质调查与野外试验工作.....10-24
10.3.1 水文地质调查.....10-24
10.3.2 水文地质试验.....10-26
10.3.3 水文地质钻探.....10-38
10.4 地下水环境质量现状监测与评价.....10-44
10.4.1 地下水水位监测.....10-44
10.4.2 地下水环境质量现状监测.....10-49
10.4.3 地下水环境质量现状评价.....10-53
10.5 地下水环境影响预测与评价.....10-68
10.5.1 施工期地下水环境影响分析.....10-68
10.5.2 运营期地下水环境影响分析.....10-70
10.5.3 结论.....10-100
10.6 地下水环境保护措施与对策.....10-100
10.6.1 地下水污染防治原则.....10-100
10.6.2 防渗措施.....10-101
10.6.3 地下水监测.....10-106
10.6.4 厂外管线地下水环境保护措施.....10-115
10.6.5 污染突发事件应急措施.....10-116
10.7 小结.....10-118
11 声环境质量现状及影响评价.....11-1
11.1 声环境现状调查与评价.....11-1
11.1.1 监测点位.....11-1
11.1.2 监测日期及时段.....11-2
11.1.3 监测方法和监测仪器.....11-3
11.1.4 监测结果与评价.....11-3
11.2 噪声环境影响预测与评价.....11-4
11.2.1 声源情况分析.....11-4
11.2.2 噪声环境影响预测.....11-4
11.2.3 噪声环境影响评价及结论.....11-8
11.3 与 60 万吨/年 ABS 项目叠加影响.....11-10
11.4 施工期环境噪声评价.....11-13
11.5 小结.....11-14
12 固体废物环境影响分析.....12-1
12.1 固体废物分类.....12-1
12.1.1 危险废物.....12-1
12.1.2 一般工业固体废物.....12-1
12.1.3 生活垃圾.....12-1
12.2 固体废物处置方案.....12-9

12.3 固体废物环境影响分析 12-9
12.3.1 贮存设施 12-9
12.3.2 综合利用 12-11
12.3.3 厂内处置设施 12-23
12.3.4 外委处置 12-26
12.3.5 转运 12-29
12.4 固废处理措施汇总 12-31
12.5 小结 12-33
13 陆域生态环境影响评价 13-1
13.1 陆域生态环境现状调查与评价 13-1
13.1.1 植被现状调查结果与评价 13-1
13.1.2 动物资源现状评价 13-16
13.1.3 土地利用现状调查结果与评价 13-24
13.1.4 土壤侵蚀现状调查 13-31
13.1.5 生态保护红线区符合性分析 13-34
13.2 陆域生态环境影响分析 13-36
13.2.1 工程占地情况 13-36
13.2.2 厂区生态环境影响评价 13-38
13.2.3 厂外管线环境影响评价 13-41
13.2.4 评价区生产能力变化分析 13-56
13.3 陆域生态环境影响减缓与保护措施 13-57
13.3.1 厂区生态环境保护措施 13-57
13.3.2 厂外管线建设生态环境保护措施 13-60
13.4 小节 13-66
14 土壤环境现状评价及环境影响分析 14-1
14.1 土壤类型及其分布 14-1
14.2 评价区内土壤现状调查 14-1
14.2.1 监测点位、因子、时间 14-1
14.2.2 监测方法 14-7
14.2.3 监测点位信息 14-9
14.3 土壤环境现状调查结果 14-18
14.3.1 监测结果汇总 14-18
14.3.2 监测结果分析 14-36
14.4 土壤环境影响分析 14-44
14.4.1 施工期对土壤环境影响分析 14-44
14.4.2 运行期对土壤环境影响分析 14-46
14.5 运行期土壤环境影响预测与评价 14-48
14.5.1 区域环境条件 14-48
14.5.2 土壤污染预测与评价 14-51
14.5.3 结论 14-69
14.6 土壤环境污染防治措施 14-69
14.6.1 土壤污染防治原则 14-69

14.6.2 污染防治分区 14-70
14.7 小结 14-70
15 施工期环境影响分析 15-1
15.1 施工工程量及施工计划 15-1
15.2 环境监理情况 15-1
15.3 施工期环境影响分析 15-2
15.3.1 施工期大气环境影响分析 15-2
15.3.2 施工期水环境影响分析 15-3
15.3.3 施工期固体废物影响分析 15-3
15.3.4 施工期环境噪声影响分析 15-3
15.3.5 施工期生态环境影响分析 15-4
15.4 施工期环境保护措施及建议 15-5
15.4.1 大气污染防治措施 15-5
15.4.2 水污染防治措施 15-6
15.4.3 固体废物防治措施 15-6
15.4.4 噪声控制对策 15-7
15.4.5 生态保护措施 15-7
15.4.6 施工期环境保护管理措施 15-8
15.5 小结 15-8
16 陆域环境风险评价 16-1
16.1 风险调查 16-1
16.1.1 风险源调查 16-1
16.1.2 环境敏感目标调查 16-1
16.2 工程危险性分析 16-1
16.2.1 物质危险性分析 16-2
16.2.2 危险物质与其临界量的比值（Q） 16-18
16.2.3 管道危险因素分析 16-22
16.3 风险识别 16-23
16.3.1 风险事故统计资料分析 16-23
16.3.2 风险源项设定 16-27
16.3.3 风险类型 16-28
16.3.4 影响途径分析 16-28
16.4 风险事故情形分析 16-30
16.4.1 风险事故概率 16-30
16.4.2 事故源项计算 16-30
16.5 风险预测与分析 16-35
16.5.1 计算模式与参数选取 16-36
16.5.2 预测结果 16-36
16.5.3 管道油品泄漏影响分析 16-41
16.5.4 环境风险评价 16-46
16.6 环境风险管理 16-47
16.6.1 环境风险防范与应急措施 16-47

16.6.2 应急预案编制要求 16-67
16.6.3 管道事故应急计划 16-70
16.6.4 陆域工程风险防范措施投资 16-75
16.7 小结 16-75
16.7.1 项目危险因素 16-75
16.7.2 环境敏感性及环境风险事故影响 16-76
16.7.3 环境风险防范措施和应急预案 16-76
16.7.4 评价结论 16-77
17 污染防治措施评述 17-1
17.1 原油码头库区治理措施评述 17-1
17.1.1 废气治理措施 17-1
17.1.2 废水治理措施 17-3
17.1.3 固废治理措施 17-5
17.1.4 地下水污染防治措施 17-6
17.1.5 风险防范措施 17-6
17.1.6 原油码头库区环保“三同时”一览表 17-7
17.2 炼化厂区废气治理措施评述 17-9
17.2.1 废气回收及综合利用 17-9
17.2.2 二氧化硫减排措施 17-18
17.2.3 氮氧化物减排措施 17-24
17.2.4 废气除尘措施 17-30
17.2.5 其它污染物减排措施 17-32
17.2.6 挥发性有机物无组织排放控制措施 17-37
17.2.7 恶臭气体控制措施 17-54
17.2.8 火炬燃烧处理 17-60
17.2.9 CO_2 综合利用途径分析 17-63
17.3 炼化厂区废水治理措施评述 17-65
17.3.1 排水系统划分 17-65
17.3.2 含硫污水预处理 17-70
17.3.3 装置内预处理 17-70
17.3.4 全厂性污水治理措施 17-81
17.3.5 污水三级防控 17-111
17.4 炼化厂区固废治理措施 17-113
17.4.1 固废分类概述 17-113
17.4.2 综合利用 17-113
17.4.3 厂内处置措施 17-114
17.4.4 外委处置措施 17-128
17.5 炼化厂区噪声治理措施 17-129
17.6 炼化厂区地下水污染防治措施 17-129
17.6.1 地下水防渗措施 17-129
17.6.2 地下水监控体系 17-130
17.6.3 地下水污染应急措施 17-130

17.7 炼化厂区环保治理设施“三同时”一览表 17-130
18 污染物总量控制分析 18-1
18.1 总量控制因子 18-1
18.2 污染物排放总量核算 18-1
18.2.1 本项目污染物实际排放量 18-1
18.2.2 热电部分绩效排放量 18-1
18.2.3 本项目总量核算 18-3
18.2.4 与原环评批复总量的变化 18-3
18.3 主要污染物总量平衡途径 18-4
18.3.1 废气污染物 18-4
18.3.2 废水污染物 18-4
18.4 区域污染物减排方案 18-5
18.4.1 大气环境质量 18-6
18.4.2 水环境质量 18-6
19 环境管理与环境监测 19-1
19.1 环境管理 19-1
19.1.1 施工期环境管理 19-1
19.1.2 施工期环境监理 19-2
19.1.3 营运期环境管理 19-3
19.2 环境监测 19-5
19.2.1 环境监测机构设置 19-5
19.2.2 监测仪器设备配备 19-6
19.2.3 环境监测监控计划 19-7
19.2.4 应急监测计划 19-18
19.2.5 环境跟踪监测计划 19-20
19.3 排污口和采样化规范化设置 19-20
19.4 与排污许可证制度衔接 19-21
20 污染源源强核算及与排污许可制度的衔接 20-1
20.1 污染源源强核算 20-1
20.1.1 燃气锅炉污染源源强核算 20-1
20.2 与排污许可制度的衔接 20-4
20.2.1 纳入许可管理的排污口 20-4
20.2.2 污染物排放量核算 20-6
20.2.3 污染防治技术 20-6
20.3 小结 20-10
21 清洁生产与循环经济 21-1
21.1 原料、产品的清洁性分析 21-1
21.1.1 原料的清洁性分析 21-1
21.1.2 产品的清洁性分析 21-2
21.2 生产工艺先进性分析 21-4
21.2.1 总加工流程分析 21-4
21.2.2 炼油区各装置生产工艺先进性分析 21-7

21.2.3 化工区生产工艺先进性分析 21-25
21.3 清洁生产水平分析 21-28
21.3.1 清洁生产指标核算 21-28
21.3.2 与清洁生产标准评价指标对比 21-31
21.3.3 与同类项目清洁生产指标对比分析 21-41
21.3.4 与同类装置清洁生产评价指标对比分析 21-42
21.4 节能及节水措施 21-44
21.4.1 节能措施分析 21-44
21.4.2 节水措施分析 21-57
21.5 循环经济分析 21-58
21.5.1 项目内部循环分析 21-59
21.5.2 区域循环分析 21-60
21.6 结论与建议 21-61
21.6.1 结论 21-61
21.6.2 建议 21-61
22 环境影响经济损益分析 22-1
22.1 项目技术经济指标及环保投资 22-1
22.2 环保治理措施的综合效益 22-2
22.3 环境效益分析 22-3
22.4 项目社会效益分析 22-3
22.4.1 改善当地的发展功能和产业结构 22-3
22.4.2 推动区域经济增长 22-4
22.4.3 提高当地财政收入 22-5
22.4.4 完善社会收入分配 22-5
22.5 小结 22-5
23 公众参与结论 23-1
23.1 公众参与信息公开 23-1
23.1.1 首次环境影响评价信息公开情况 23-1
23.1.2 征求意见稿公示情况 23-5
23.1.3 报批前公示情况 23-13
23.2 征求公众意见 23-14
23.2.1 座谈会 23-14
23.2.2 公众意见调查 23-15
23.3 社会稳定风险评估工作分析 23-21
23.3.1 破解“邻避”效应工作 23-21
23.3.2 社会稳定风险分析与评估 23-21
23.4 公众参与结论 23-23
24 结论与建议 24-1
24.1 主要结论 24-1
24.1.1 建设项目变更情况 24-1
24.1.2 建设项目概况 24-3
24.1.3 环境质量现状 24-4

24.1.4 污染物排放 24-11
24.1.5 污染物总量控制 24-13
24.1.6 污染治理措施 24-14
24.1.7 环境影响预测与分析 24-25
24.1.8 环境风险评价 24-30
24.1.9 清洁生产与循环经济 24-32
24.1.10 环境管理与监测 24-32
24.1.11 环境影响经济损益分析 24-33
24.1.12 规划与政策符合性分析 24-33
24.1.13 公众参与概述 24-34
24.2 建议 24-35
24.3 报告书总结论 24-36

1 总论

1.1 编制依据

1.1.1 国家法律

(1) 《中华人民共和国环境保护法》，2014.4.24 修订；

(2) 《中华人民共和国环境影响评价法》，2018.12.29 修订；

(3) 《中华人民共和国海洋环境保护法》，2017.11.4 修订；

(4) 《中华人民共和国大气污染防治法》，2018.10.26 修订；

(5) 《中华人民共和国水污染防治法》，2017.6.27 修订；

(6) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》，2016.11.7 修订；

(7) 《中华人民共和国环境噪声污染防治法》，2018.12.29 修订；

(8) 《中华人民共和国清洁生产促进法》，2012.2.29；

(9) 《中华人民共和国节约能源法》，2018.10.26 修订；

(10) 《中华人民共和国循环经济促进法》，2018.10.26 修订；

(11) 《中华人民共和国水法》，2016.7.2 修订；

(12) 《中华人民共和国土地管理法》，2004.8.29 修订；

(13) 《中华人民共和国水土保持法》，2010.12.25 修订；

(14) 《中华人民共和国野生动物保护法》，2016.7.2 修订；

(15) 《中华人民共和国森林法》，2009.8.27 修订；

(16) 《中华人民共和国渔业法》，2014.3.1 起施行；

(17) 《中华人民共和国港口法》，2017.11.4 修订；

(18) 《中华人民共和国海域使用管理法》，2016.7.2 起施行；

(19) 《中华人民共和国海上交通安全法》，2016.11.7 修正；

(20) 《中华人民共和国土壤污染防治法》，2019.1.1 起施行。

1.1.2 行政法规

(1) 国务院令第 682 号《建设项目环境保护管理条例》，2017.10.1 施行；

(2) 国发[2013]37 号《国务院关于印发大气污染防治行动计划的通知》，2013.9.12；

(3) 国发[2016]31 号《国务院关于印发土壤污染防治行动计划的通知》，2016.5.28；

(4) 国发[2015]17 号《国务院关于印发水污染防治行动计划的通知》，2015.4.16；

(5) 国办函[2014]119 号《国务院办公厅关于印发国家突发环境事件应急预案的通知》，2014.12.29；

(6) 国办发[2016]81 号《国务院办公厅关于印发<控制污染物排放许可制实施方案>的通知》，2016.11.10；

(7) 国发[2016]61 号《国务院关于印发“十三五”控制温室气体排放工作方案的通知》，2016.10.27；

(8) 国办发[2014]56 号《国务院办公厅关于加强环境监管执法的通知》，2014.11.12；

(9) 国务院令第 687 号《中华人民共和国自然保护区条例》，2017.10.7 修订；

(10) 国务院令第 645 号《危险化学品安全管理条例》，2013.12.7 修订；

(11) 国务院第 475 号令《中华人民共和国防治海洋工程建设项目污染损害海洋环境管理条例》，根据国务院令 698 号《国务院关于修改和废止部分行政法规的决定》2018 年修订；

(12) 国务院第 561 号令《防治船舶污染海洋环境管理条例》，2017.3.1 修改；

(13) 国务院第 507 号令《中华人民共和国防治海岸工程建设项目污染损害海洋环境管理条例》，根据国务院令 698 号《国务院关于修改和废止部分行政法规的决定》2018 年修订；

(14) 国务院办公厅《国务院办公厅关于沿海省、自治区、直辖市审批项目用海有关问题的通知》，2002.7 发布，2002.7 实施；

(15) 国发[2011]35 号《国务院关于加强环境保护重点工作的意见》，2011.10.17；

(16) 国发[2010]46 号《国务院关于印发全国主体功能区规划的通知》，2011.6.9；

(17) 国发[2015]42 号《国务院关于印发全国海洋主体功能区规划的通知》，2015.8.1；

(18) 国发〔2016〕74 号《国务院关于印发“十三五”节能减排综合工作方案

的通知》，2017.1.5；

(19)国发[2018]22 号《国务院关于印发打赢蓝天保卫战三年行动计划的通知》。

1.1.3 部门规章

(1) 环境保护部令第 39 号《国家危险废物名录》，2016.8.1，施行；

(2) 环境保护部令第 34 号《突发环境事件应急管理办法》，2015.6.5，施行；

(3) 环境保护部令第 31 号《企业事业单位环境信息公开办法》，2015.1.1，施行；

(4) 环发[2015]162 号“关于印发《建设项目环境影响评价信息公开机制方案》的通知”，2015.12.10；

(5) 环发[2015]4 号“关于印发《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》的通知”，2015.1.9；

(6) 环发[2015]92 号《关于贯彻实施国家主体功能区环境政策的若干意见》，2015.7.23；

(7) 环发[2014]197 号“关于印发《建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法》的通知”；

(8) 环发[2014]177 号“关于印发《石化行业挥发性有机物综合整治方案》的通知”，2014.12.5；

(9) 环发[2013]16 号“关于加强国家重点生态功能区环境保护和管理的意见”，2013.1.22；

(10)环发[2012]98 号，《关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知》；

(11)环发[2012]77 号《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》，2012.7.3；

(12)环发[2011]128 号“关于印发《全国地下水污染防治规划（2011-2020 年）》的通知”，2011.10.28；

(13)环发[2010]123 号“关于加强二恶英污染防治的指导意见”，2010.10.19；

(14)环境保护部公告，2016 年第 75 号《关于发布 2016 年<国家先进污染防治技术目录（VOCs 防治领域）>的公告》，2016.12.13；

(15)环境保护部公告，2013 第 36 号关于发布《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB18599-2001）等 3 项国家污染物控制标准修改单的公告；

(16)环办[2012]134 号“关于进一步加强环境保护信息公开工作的通知”，2012.10.30；

(17)环大气[2017]121 号，关于印发《“十三五”挥发性有机物污染防治工作方案》的通知，2017.09.13；

(18)环办环评[2017]84 号，关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知，2017.11.14；

(19)环保部公告 2017 年第 43 号《建设项目危险废物环境影响评价指南》，2017.08.29；

(20)发改产业〔2017〕2105 号《国家发展改革委工业和信息化部关于促进石化产业绿色发展的指导意见》，2017.12.05；

(21)环办[2015]52 号《关于印发环评管理中部分行业建设项目重大变动清单的通知》，2015.6.4；

(22)环办[2015]112 号《关于规范火电等七个行业建设项目环境影响评价文件审批的通知》，2015.12.18；

(23)环保部 2013 年第 14 号令《关于执行大气污染物特别排放限值的公告》，2013.2.27；

(24)环发[2014]177 号《关于印发<石化行业挥发性有机物综合整治方案>的通知》，2014.12.5；

(25)环水体[2016]186 号《关于印发<排污许可证管理暂行规定>的通知》，2016.12.23；

(26)环保部 2017 年第 81 号公告《关于发布计算污染物排放量的排污系数和物料衡算方法的公告》，2017.12.27；

(27)环发[2013]81 号《关于印发<国家重点监控企业自行监测及信息公开办法（试行）>和<国家重点监控企业污染源监督性监测及信息公开办法（试行）>的通知》，2013.7.30；

(28)环办[2014]33 号《关于发布<重点环境管理危险化学品目录>的通知》，2014.4.3；

(29)环发[2015]178 号《关于加强规划环境影响评价与建设项目环境影响评价联动工作的意见》，2015.12.30；

(30)环办环评[2016]14 号《关于规划环境影响评价加强空间管制、总量管控和环境准入的指导意见（试行）》，2016.2.24；

(31)环办监测函[2016]1686 号《关于加强化工企业等重点排污单位特征污染物监测工作的通知》，2016.9.20；

(32)环环评[2016]95 号《关于印发<“十三五”环境影响评价改革实施方案>的通知》；

(33)环环评[2016]150 号《关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知》；

(34)交水发〔2015〕133 号《交通运输部关于印发船舶与港口污染防治专项行动实施方案（2015-2020 年）的通知》；

(35)交办水函〔2015〕474 号《交通运输部办公厅关于印发<原油成品油码头油气回收试点工作实施方案>的通知》；

(36)交通运输部令 2016 年第 84 号《交通运输部关于修改<中华人民共和国船舶污染海洋环境应急防备和应急处置管理规定>的决定》，2016.12.27 实施；

(37)《关于衔接广东省“十三五”煤电投产规模的函》；

(38)环境保护部令第 48 号《排污许可管理办法（试行）》；

(39)环境保护部令第 44 号《建设项目环境影响评价分类管理名录》；

(40)生态环境部令第 1 号《关于修改<建设项目环境影响评价分类管理名录>》部分内容的决定；

(41)生态环境部令第 3 号《工矿用地土壤环境管理办法（试行）》,2018.5.3；

(42)生态环境部 4 号令《环境影响评价公众参与办法》，2019.1.1 施行；

(43)环发[2014]33 号《关于落实大气污染防治行动计划严格环境影响评价准入的通知》；

(44)生态环境部公告 2018 年第 29 号《关于发布<环境空气质量标准>（GB3095-2012）修改单的公告》；

(45)环水体[2016]189 号《关于开展火电、造纸行业和京津冀试点城市高架源排污许可证管理工作的通知（附件 1 《火电行业排污许可证申请与核

发技术规范》）；

(46)环办水体函[2017]323 号《关于印发<加油站地下水污染防治技术指南（试行）>的通知》。

1.1.4 地方行政法规及部门规章

(1) 《广东省大气污染防治条例》；

(2) 粤办发[2018]29 号《广东省委办公厅、广东省人民政府办公厅关于印发<广东省打好污染防治攻坚战三年行动计划（2018-2020）年>的通知》；

(3) 粤环发[2018]5 号《广东省环境保护厅关于印发固体废物污染防治三年行动计划（2018-2020 年）的通知》；

(4) 粤环发[2018]8 号《广东省环境保护厅关于钢铁石化水泥行业执行大气污染物特别排放限值的公告》；

(5) 粤环发[2018]10 号《广东省环境保护厅 广东省工业和信息化厅关于加强工业固体废物污染防治工作的指导意见》；

(6) 粤环函[2018]1158 号《广东省环境保护厅 广东省海洋与渔业厅关于印发<广东省近岸海域污染防治实施方案>的函》；

(7) 粤府[2012]120 号《广东省人民政府关于印发广东省主体功能区规划的通知》，2012.09.14；

(8) 《广东省环境保护条例》，2018.11.29 修订；

(9) 《广东省建设项目环境保护管理条例》，2012.7 修订；

(10)广东省人大常委会第 95 号公告《关于广东省大气污染物和水污染物环境保护税适用税额的决定》，2017.11.30；

(11)粤府[2015]131 号《广东省人民政府关于印发广东省水污染防治行动计划实施方案的通知》，2015.12.31；

(12)粤办函[2017]471 号《广东省人民政府办公厅关于印发广东省大气污染防治强化措施及分工方案的通知》，2017.7.21；

(13)粤府[2016]145 号《广东省人民政府关于印发广东省土壤污染防治行动计划的通知》，2016.12.30；

(14)粤环[2017]45 号《关于发布广东省环境保护厅审批环境影响报告书（表）的建设项目名录（2017）的通知》，2017.6.23；

(15) 粤环函[2012]18 号《广东省环保厅<关于珠江三角洲地区严格控制工业企业挥发性有机物（VOCs）排放的意见>的通知》，2012.3.23；

(16) 粤环办函[2016]148 号《广东省环境保护厅办公室关于印发<广东省企业事业单位突发环境事件应急预案评审技术指南>的通知》，2016.6.8；

(17) 粤环函[2016]1049 号《广东省环境保护厅关于印发<广东省“泄漏检测与修复”（LDAR）实施技术规范>等三项技术规范的通知》，2016.9.18；

(18) 粤环函[2017]1144 号《广东省环境保护厅关于做好臭氧污染防治工作的通知》，2017.8.3；

(19) 粤环[2015]86 号《关于印发<广东省环境保护厅建设项目环境影响评价文件审批程序规定>的通知》，2015.10.20；

(20) 粤经信节能[2016]235 号《广东省经济和信息化委 广东省环境保护厅印发广东省全面推进绿色清洁生产工作意见的通知》，2016.7.18；

(21) 粤环函[2017]1205 号《广东省环境保护厅关于进一步加强高污染燃料禁燃区管理的通知》，2017.8.15；

(22) 粤环办[2017]80 号《关于印发广东省环境保护厅突发环境事件应急预案的通知》，2017.11.6；

(23) 粤环[2014]7 号《关于印发广东省主体功能区规划的配套环保政策的通知》，2014.1.27；

(24)《广东省发展改革委关于印发推进我省工业园区和产业集聚区集中供热意见的通知》，2013.12.2；

(25) 粤发改产业[2014]210 号《广东省发展改革委、广东省经济和信息化委关于印发广东省主体功能区产业发展指导目录的通知》；

(26)《广东省实施<中华人民共和国海洋环境保护法>办法》，2015 年 12 修正；

(27)《广东省渔业管理条例》，2003 年 9 月 1 日；

(28)《广东省海域使用管理条例》，2007 年；

(29)《广东省人工鱼礁管理规定》，2004 年；

(30) 揭府〔2014〕52 号《揭阳市人民政府关于印发<揭阳市大气污染防治行动方案（2014-2017 年）>的通知》，2014 年 8 月 8 日；

(31)《广东省航道管理条例》，2006 年 1 月；

(32) 粤环函[2018]1331 号《广东省环保厅关于印发<广东省水污染防治攻坚战 2018 年工作方案>的函》；

(33) 粤环[2018]23 号《广东省环保厅关于印发<广东省打赢蓝天保卫战 2018 年工作方案>的通知》；

(34) 粤府[2018]128 号《广东省人民政府关于印发<广东省打赢蓝天保卫战实施方案（2018-2020 年）>的通知》；

(35) 粤环发[2018]6 号《广东省环境保护厅 广东省发展和改革委员会 广东省财政厅 广东省交通运输厅 广东省质量技术监督局 关于印发<广东省挥发性有机物（VOCs）整治与减排工作方案（2018-2020 年）>的通知》；

(36) 粤环[2015]59 号《广东省环保厅关于练江流域水环境综合整治方案（2014-2020 年）》；

(37) 揭阳市人民政府令第 36 号《揭阳市龙江流域水质保护管理办法》；

(38) 揭府办[2017]94 号《揭阳市人民政府办公室关于印发榕江流域水质达标方案的通知》；

(39) 揭市环[2014]224 号《揭阳市环保局 揭阳市发展和改革局 揭阳市经济和信息化局 揭阳市科学技术局 揭阳市财政局 揭阳市住房和城乡建设局 揭阳市交通运输局 揭阳市农业局 揭阳市林业局 揭阳市海洋与渔业局 关于印发<揭阳市近岸海域污染防治实施方案>的通知》；

(40) 揭委办发[2018]26 号《中共揭阳市委办公室 揭阳市人民政府办公室关于印发<揭阳市打好污染防治攻坚战三年行动计划（2018-2020 年）>的通知》；

(41) 揭委办[2018]34 号《中共揭阳市委办公室 揭阳市人民政府办公室关于印发<揭阳市全面推进农村雨污分流及生活污水处理工程建设实施方案>的通知》；

(42) 揭府办[2018]96 号《揭阳市人民政府办公室关于印发榕江水环境改善和东湖、龙石国考断面达标攻坚方案的通知》；

(43) 揭府办[2018]100 号《揭阳市人民政府办公室关于印发榕江流域水质改善暨中心城区生活污水治理工程实施方案（2018-2020 年）的通知》。

1.1.5 技术导则与规范

(1)《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）；

(2)《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）；

(3)《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）；

(4)《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2009）；

(5)《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2011）；

(6)《环境影响评价技术导则 石油化工建设项目》（HJ/T89-2003）；

(7)《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）；

(8)《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ 2.3-2018）；

(9)《海洋工程环境影响评价技术导则》（GB/T19485-2014）；

(10)《火电厂建设项目环境影响报告书编制规范》（HJ/T13-1996）；

(11)《船舶污染海洋环境风险评价技术规范（试行）》；

(12)《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）；

(13)《近岸海域环境监测规范》（HJ 442-2008）；

(14)《供水水文地质勘察规范》（GB 50027-2001）；

(15)《地下水环境监测技术规范》（HJ/T164-2004）；

(16)《水文地质调查规范（1:50000）》（DZ/T 0282-2015）；

(17)《水文水井地质钻探规程》（DZT0148-2014）；

(18)《管井技术规范》（GB50296-2014）；

(19)《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T 50934-2013）；

(20)《石油化工污水处理设计规范》（GB50747-2012）；

(21)《排污许可证申请与核发技术规范 总则》（HJ942-2018）；

(22)《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》（HJ853-2017）；

(23)《排污单位环境管理台账及排污许可证执行报告技术规范 总则》（HJ944-2018）；

(24)《石油化工环境保护设计规范》（SHT3024-2017）；

(25)《消防给水及消火栓系统技术规范》（GB50974-2014）；

(26)《生态环境状况评价技术规范》（HJ192-2015）；

(27)《环境空气质量评价技术规范（试行）》（HJ663-2013）；

(28)《港口建设项目环境影响评价规范》（JTS105-1-2011）；

(29)《海岸与河口潮流泥沙模拟技术规程》（JTJ/T 233-98）；

(30)《海洋调查规范》（GB/T 12763-2007）；

(31)《海洋监测规范》（GB17378-2007）；

(32)《海洋监测技术规程》（HY/T147-2013）；

(33)《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》（SC/T 9110-2007）；

(34)《水电工程钻孔注水试验规程》（NB/T 35104-2017）；

(35)《水电水利工程钻孔抽水试验规程》（DL/T 5213-2005）；

(36)《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2009）；

(37)《水上溢油环境风险评估技术导则》（JT/T 1143-2017）；

(38)《港口码头水上污染事故应急防备能力要求》（JTT 451-2017）；

(39)《船舶溢油应急能力评估导则》（JTT 877-2013）；

(40)《地表水和污水检测技术规范》（HJ/T91-2002）；

(41)《土壤环境监测技术规范》（HJ/T 166-2004）；

(42)《大气污染物无组织排放监测技术导则》（HJ/T 55-2001）；

(43)《固定源废气监测技术规范》（HJ/T 397-2007）；

(44)《固定污染源烟气（SO_2、NOx、颗粒物）排放连续监测技术规范》（HJ75-2017）；

(45)《固定污染源烟气（SO_2、NOx、颗粒物）排放连续监测系统技术要求及检测方法》（HJ76-2017）；

(46)《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）；

(47)《排污单位自行监测技术指南 石油炼制工业》（HJ880-2017）；

(48)《排污单位自行监测技术指南 火力发电及锅炉》（HJ820-2017）；

(49)《排污单位自行监测技术指南 石油化学工业》（HJ947-2018）；

(50)《企业突发环境事件风险分级方法》（HJ941-2018）；

(51)《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）；

(52)《清洁生产标准 石油炼制业》（HJ/T 125-2003）；

(53)《恶臭污染环境监测技术规范》（HJ905-2017）；

(54)《污染源源强核算技术指南 准则》（HJ884-2018）；

(55)《污染源源强核算技术指南 火电》（HJ888-2018）；

(56)《污染源源强核算技术指南 石油炼制工业》（HJ982-2018）。

1.1.6 其他产业政策及规划性文件

(1) 国家发展和改革委员会令第21号《产业结构调整指导目录（2011年本）（2013修正）》，2013.2.16；

(2) 《中华人民共和国国民经济和社会发展第十三个五规划纲要》，2016.3；

(3) 《“十三五”生态环境保护规划》，2016.11；

(4) 《石化和化学工业发展规划（2016-2020年）》，2016.9；

(5) 《石化产业规划布局方案》，发改产业[2015]1047号；

(6) 国办发〔2016〕57号《国务院办公厅关于石化产业调结构促转型增效益的指导意见》，2016.7.23；

(7) 国土资发〔2008〕24号《关于发布和实施<工业项目建设用地控制指标>的通知》，2008年1月31日起施行；

(8) 《限制用地项目目录》（2012年本）和《禁止用地项目目录》（2012年本）；

(9) 《全国生态功能区划（修编版）》，环境保护部，2015年第61号公告；

(10)《国家重点行业清洁生产技术导向目录》（第三批）；

(11) 粤环函[2016]1020号《广东省环境保护厅关于征求<广东省大气污染防治“十三五”规划>意见的函》，2016.11.1；

(12)粤函[2016]51号《广东省环境保护厅关于印发广东省环境保护“十三五”规划的通知》，2016.9.22；

(13)粤发改资环〔2017〕76号《广东省节能减排“十三五”规划》，2017.1.25；

(14)广东省能源发展“十三五”规划；

(15)粤发改能电函[2017]6733号《广东省发展改革委关于印发<广东省“十三五”能源结构调整实施方案>的通知》，2017.12.25；

(16)粤环[2011]14号《广东省环保厅关于印发<广东省地表水环境功能区划>的通知》；

(17)《广东省环境保护规划纲要（2006-2020年）》，2006年6月；

(18)《广东省沿海经济带综合发展规划（2017-2030年）》；

(19)《广东省海洋功能区划（2011-2020）》，广东省人民政府，2012 年 11 月

1日以国函[2012]182号文获国务院批准；

(20)《广东省海洋生态红线》，粤府函〔2017〕275号，2017.9实施；

(21)《广东省人民政府关于广东省海洋主体功能区规划》，粤府函〔2017〕359号，2017年12月；

(22)《广东省海岸带综合保护与利用总体规划》，粤府〔2017〕120号，2017年10月；

(23)《广东省人民政府关于印发<广东省海洋功能区划（2011-2020年）>文本的通知》（粤府[2013]9号），广东省人民政府，2013年1月22日；

(24)《广东海洋经济综合试验区发展规划》（国函[2011]81号），国务院，2011年7月；

(25)《广东省近岸海域环境功能区划》广东省人民政府，粤府办[1999]68号文；

(26)粤办函[2010]473号《关于调整揭阳市近岸海域环境功能区划的复函》，广东省人民政府；

(27)《广东省湿地保护工程规划（2006-2030年）》，粤林[2008]149号，2008年；

(28)《广东省国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》，2016年5月；

(29)粤发改区域[2017]813号《广东省发展改革委关于印发揭阳滨海新区发展总体规划92017-2030年》的通知；

(30)《揭阳港惠来沿海港区南海作业区规划方案（报批稿）》，揭阳大南海石化工业区管理委员会，2016年5月；

(31)揭府办〔2016〕77号《揭阳市人民政府办公室关于印发揭阳市环境保护和生态建设“十三五”规划的通知》，2016.12.9；

(32)揭阳市城市总体规划（2011-2030年）（2017年修编）；

(33)揭阳市环境保护规划（2007-2020年）；

(34)惠来县城市总体规划（2009-2030）修改；

(35)惠来县城市总体规划（2017-2035年）草案公示，2018.6.28；

(36)惠来县环境保护规划（2012-2020年)；

(37)揭阳市生态控制线划定规划成果（征求意见稿）；

(38)揭阳市沿海重化产业带发展规划，2010.4；

(39)揭阳市海洋与渔业自然保护区总体规划；

(40)揭阳港总体规划(2010-2030)，2010.10；

(41)《揭阳市惠来县土地利用总体规划（2010-2020 年）调整完善方案》，2017.7；

(42)《惠来县土地利用总体规划（2010-2020 年）修改方案》，2018.8；

(43)《揭阳港总体规划环境影响报告书（报批稿）》，2010 年 8 月；

(44)粤环审[2010]331 号《广东省环保厅关于揭阳港总体规划环境影响报告书的审查意见》；

(45)《揭阳大南海石化工业区石化产业片区控制性详规》，2016.4；

(46)揭海管[2016]50 号《关于同意实施<揭阳大南海石化工业区石化产业片区控制性详细规划》的批复》，2016.2；

(47)《揭阳大南海石化工业区二期规划环境影响报告书》，2017.4；

(48)粤环审[2017]137 号《广东省环境保护厅关于印发<揭阳大南海石化工业区二期规划环境影响报告书审查意见>的函》，2017.4.1；

(49)《中委广东石化 2000 万吨/年重油加工工程环境影响报告书》，2010.12；

(50)环审[2011]22 号《环保部关于中委广东石化 2000 万吨/年重油加工工程环境影响报告书的批复》；

(51)《中委广东石化 2000 万吨/年重油加工工程项目涉海工程环境影响专题报告》，2011.2；

(52)《揭阳大南海石化工业区石化产业发展规划》，2018.9；

(53)《揭阳大南海石化工业区石化片区控制性详细规划（修编）》；2018.10；

(54)揭市规委审[2018]4 号《揭阳市城乡规划委员会对大南海石化工业区控制性详规（修编）的审议意见》；

(55)《揭阳大南海石化工业区规划调整环境影响报告书》，2018.11；

(56)粤环审[2018]244 号《广东省环保厅关于大南海石化工业区规划调整环评报告书的审查意见》；

(57)《揭阳大南海石化工业区入海排污口位置调整论证报告》，2018 年 8 月；

(58)《揭阳大南海石化工业区海洋放流管工程海洋环境影响报告书》，2018 年 8 月。

1.1.7 项目资料

(1) 中国石油广东石化炼化一体化项目总体设计资料；

(2) 建设单位和设计单位提供的其他工程资料；

(3) 《中国石油广东石化炼化一体化项目可行性研究报告》，2017.11；

(4) 《中国石油广东石化公司广东石化炼化一体化项目环境影响评价技术咨询合同》，2018.2。

1.2 评价原则

本次环境影响评价工作将严格贯彻执行国家、地方颁布的有关环境保护法律、法规、规范、标准，满足国家、地方环境保护管理部门的环保要求。

（1）贯彻“产业政策”、“满足规划”、“区域环境质量改善”、“清洁生产”、“达标排放”、“总量控制”、“循环经济”的原则及要求。

（2）提出切实可行、可稳定达标、经济合理的污染防治措施。

（3）坚持重点突出，体现实用性和针对性的原则。评价工作尽量筛选、利用已有的区域资料、监测资料，避免不必要的重复工作，对其进行准确性、时效性和实用性的审核，加快评价工作进度，保证评价成品质量。同时注意数据、资料的有效性及时效性。

（4）按照环境影响评价导则要求，参考例行监测资料等，通过对项目污染物排放的判断，对项目所在区域进行环境现状监测。

（5）充分体现本项目及所在区域环境的特点，尽量减少对自然生态的破坏。

1.3 评价目的

根据项目的性质和特点，结合项目所处地区的环境特征和污染特征，分析预测项目建成后对周围环境可能造成的影响及影响范围和程度；提出避免和减少对环境污染的措施；从环保的角度论证项目建设的可行性；为工程设计和项目建成后的环境管理提供基础资料，为环境保护审批提供依据，以实现建设项目的环境效益、社会效益、经济效益的统一。

（1）通过实地调查并开展必要的环境现状监测，了解厂址周围自然环境、社会环境、环境质量现状；确定本项目环境保护目标及环境功能要求。

（2）通过对工程资料的分析，确定污染物排放源强，采用适宜的模式和方

法，预测评价项目“三废”排放可能给环境造成影响的范围和程度。

（3）以技术可行、经济合理、稳定达标为原则，分析本项目污染防治措施的技术可靠性和经济合理性。

（4）通过环境风险评价，分析本项目可能发生的环境风险事故类型、源项、预测发生环境风险事故时对周围环境和人群的影响和伤害程度，分析工程拟采取的环境风险防范和应急措施是否满足环境保护要求，针对存在问题提出具有可操作性的补充措施，将环境风险事故影响程度降到最低限度。

（5）通过各专题评价工作，论证本项目在环境方面的可行性，给出环境影响评价结论。为项目的工程设计、施工、建成投产后的环境管理，提供基础资料。

1.4 评价因子筛选

1.4.1 环境空气

⑴现状监测/评价因子

常规污染物：SO_2、NO_2、TSP、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3。

特征污染物：H_2S、NH_3、甲醇、酚类、氟化物、NMHC、VOCs、苯、甲苯、二甲苯（邻、间、对）、苯乙烯、乙苯、臭气浓度、苯并[a]芘、HCl、氰化氢、汞、铬、铅、镉、砷、二噁英、氯气、丙烯腈。

⑵影响预测因子

SO_2、NOx（NO_2 计）、$PM_{2.5}$、H_2S、NH_3、苯、甲苯、二甲苯、苯并[a]芘、二噁英、HCl、苯乙烯、非甲烷总烃。

⑶总量控制因子

二氧化硫、氮氧化物、烟粉尘、挥发性有机物。

1.4.2 地表水

⑴现状监测因子

常规污染物：pH、DO、CODcr、BOD_5、NH_3-N、TN、TP、SS、TDS、挥发酚、氰化物、硫化物、氟化物、氯化物、硫酸盐、硝酸盐、汞、镉、砷、镍、六价铬、粪大肠杆菌群、高锰酸盐指数、亚硝酸盐、钒。

特征污染物：苯、甲苯、二甲苯、石油类。

⑵总量控制因子

化学需氧量、氨氮、总氮。

1.4.3 地下水

⑴现状监测因子

①炼化厂区

八大离子：K^+、Ca^{2+}、Na^+、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO^{3-}、SO_4^{2-}、Cl^-。

常规监测因子：pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐氮、挥发酚、氰化物、汞、六价铬、总硬度、铅、镉、铁、锰、砷、氟化物、溶解性总固体、耗氧量、总大肠菌群。

特征污染因子：石油类、苯、甲苯、二甲苯、乙苯、苯乙烯、丙烯腈、苯并[a]芘、乙腈、COD、镍、钒。

②厂外管线、原油码头库区

八大离子：K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^-、SO_4^{2-}、Cl^-。

常规因子：pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发酚、氰化物、总汞、六价铬、总硬度、铅、镉、铁、锰、砷、氟化物、溶解性总固体、耗氧量、总大肠菌群。

特征因子：石油类、苯、甲苯、二甲苯、乙苯、苯乙烯、丙烯腈、苯并[a]芘、镍、钒。

⑵影响预测因子

石油类（厂外管线、原油码头库区）。

石油类、苯（炼化厂区）。

1.4.4 海域

根据工程的环境影响特点和区域环境情况，确定本项目海洋专题评价重点如下，评价因子见表1.4-1。总量控制因子：化学需氧量、氨氮、总氮

表 1.4-1　　海域现状评价及影响预测因子

类别	现状评价（调查）因子	影响预测（分析）因子
海水	常规因子：水温、pH 值、盐度、活性磷酸盐、石油类、硫化物、NO_3-N、NO_2-N、NH_3-N、无机氮、DO、COD_{Mn}、SS、Cu、Pb、Zn、Cd、As、Hg、粪大肠菌群 特征因子：镍（Ni）、钒（V）、苯、二甲苯、挥发酚、氰化物、苯并(α)芘、苯并芘、甲苯、丙烯腈、乙苯、甲基叔丁基醚、乙腈、苯酚、氟化物（F^-）。	施工期：悬浮物。 营运期常规因子：悬浮物、COD、石油类、无机氮、活性磷酸盐、硫化物、挥发酚，共 7 项； 特征因子：苯、甲苯、二甲苯、乙苯、总氰化物、苯乙烯、丙烯腈、总钒、氟化物

类别	现状评价（调查）因子	影响预测（分析）因子
海洋沉积物	有机碳、石油类、Cu、Pb、Zn、Cd、Hg、As、镍（Ni）、钒（V），共10项。	/
海洋生物	种类：双壳贝类、鱼类、甲壳类和软体类。 常规因子：汞、铜、铅、镉、锌、砷、石油烃，共7项。 特征因子：镍、钒、苯、二甲苯、挥发酚、氰化物、苯乙烯、苯并(α)芘、甲苯、丙烯腈、乙苯、甲基叔丁基醚、乙腈、苯酚，共15项。	/
海洋生态	叶绿素a、初级生产力、浮游植物、浮游动物、底栖生物、潮间带底栖生物	浮游植物、浮游动物、底栖生物
海洋渔业资源	游泳动物渔获物种类组成、渔获物生物学特征、优势种分布、渔获量分布和资源密度（重量、尾数），以及渔业生产情况	渔业资源
海洋环境风险	/	溢油（原油、柴油）、甲醇

1.4.5 声环境

现状评价因子：等效连续A声级Leq（A）。

影响评价因子：等效连续A声级Leq（A）。

1.4.6 陆域生态

对影响区域内生态系统类型、结构与功能、土地利用现状、土壤侵蚀情况、动植物分布情况、生态红线空间分布等方面对生态环境现状进行调查并进行评价。

1.4.7 土壤环境

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），分三次在项目炼化厂区、原油码头库区、厂外管线及周围布设79个土壤监测点，具体监测因子见表1.4-2。

表 1.4-2 土壤监测点位及监测内容

序号	点位	监测内容		备注
		基本因子	特征因子	
1	炼化厂区占地范围内及厂区范围外1km	pH、砷、汞、铬、铅、镉、铜、镍、锌、挥发性有机物（四氯化碳、三氯甲烷、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间/对二甲苯、邻二甲苯）、半挥发性有机物（硝基苯、2-氯苯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、䓛、二苯并[a, h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘、苯胺）	钒、石油烃、氰化物、二噁英、氟化物、丙烯腈	第一次
2	原油码头库区占地范围内及范围外1km	pH、砷、汞、铬、铅、镉、铜、镍、锌	钒、石油烃	
3	厂外管线沿线及范围外200	pH、砷、汞、铬、铅、镉、铜、镍、锌	钒、石油烃	
4	炼化厂区占地范围内	铬（六价）	钒、石油烃、氰化物、氟化物、丙烯腈氯化物	第二次
5	原油码头库区占地范围内	铬（六价）、挥发性有机物（四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间/对二甲苯、邻二甲苯）、半挥发性有机物（硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、䓛、二苯并[a, h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘）		

序号	点位	监测内容		备注
		基本因子	特征因子	
6	厂外管线阀室附近	砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、挥发性有机物（四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间/对二甲苯、邻二甲苯）、半挥发性有机物（硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、䓛、二苯并[a, h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘	钒、石油烃	
7	炼化厂区占地范围内	/	汞、镍、苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间/对二甲苯、邻二甲苯、钒、石油烃、硫化物、氰化物、氟化物、氯化物	第三次

1.5 评价等级与评价范围

1.5.1 环境空气

本项目采用《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）推荐的AERSCREEN 估算模型对污染源进行初步估算并确定评价等级与范围。

⑴ AERSCREEN 估算模式参数选择

根据工程分析结果，用AERSCREEN模式进行了估算。估算参数选择见表1.5-1，主要大气污染源估算结果见表1.5-2。

表 1.5-1　　AERSCREEN 估算模型参数选择

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	城市
	人口数（城市选项时）	4 万
最高环境温度/℃		36.4
最低环境温度/℃		5.7
土地利用类型		城市
区域湿度条件		潮湿
是否考虑地形	考虑地形	■是　□否
	地形数据分辨率/m	90

是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	■是 □否
	岸线距离/km	0.05
	岸线方向/°	135

从估算的结果来看，项目各大气污染源的最大落地浓度占标率为石油焦制氢装置低温甲醇洗单元排放的H2S对应的Pmax为68.32%，最远影响距离为石油焦制氢装置无组织排放对应的D10% 5075m。原油码头库区导热油炉排放的NO_X对应的Pmax为5.97%，无对应的D10%。

根据大气导则炼化厂区评价等级为一级，原油码头库区评价等级为二级。考虑到评价的完整性，炼化厂区大气预测范围设定为18km×18km的矩形区域，原油码头库区预测范围为10 km×10km的矩形区域。

评价范围见图1.5-1。

表 1.5-2 本项目主要大气污染源估算结果

污染源	污染因子	占标率	$D_{10\%}$ (m)
石油焦制氢装置低温甲醇洗单元放空尾气	H_2S+COS	68.32%	4957
全厂焚烧系统废气	NOx	24.37%	2181
污水处理场臭气处理设施废气	NMHC	13.31%	778
石油焦制氢装置	无组织排放	H_2S	106.06
原油码头库区导热油炉烟气	NOx	5.97%	/

1.5.2 地表水

根据拟建工程资料，本项目污水处理场处理后的废水，通过园区建设的排海管道排海，不外排至地表水水体，因此本次环评仅对本项目厂址附近的龙江河、龙江改河等地表水体进行调查监测，对水环境质量现状进行评价。

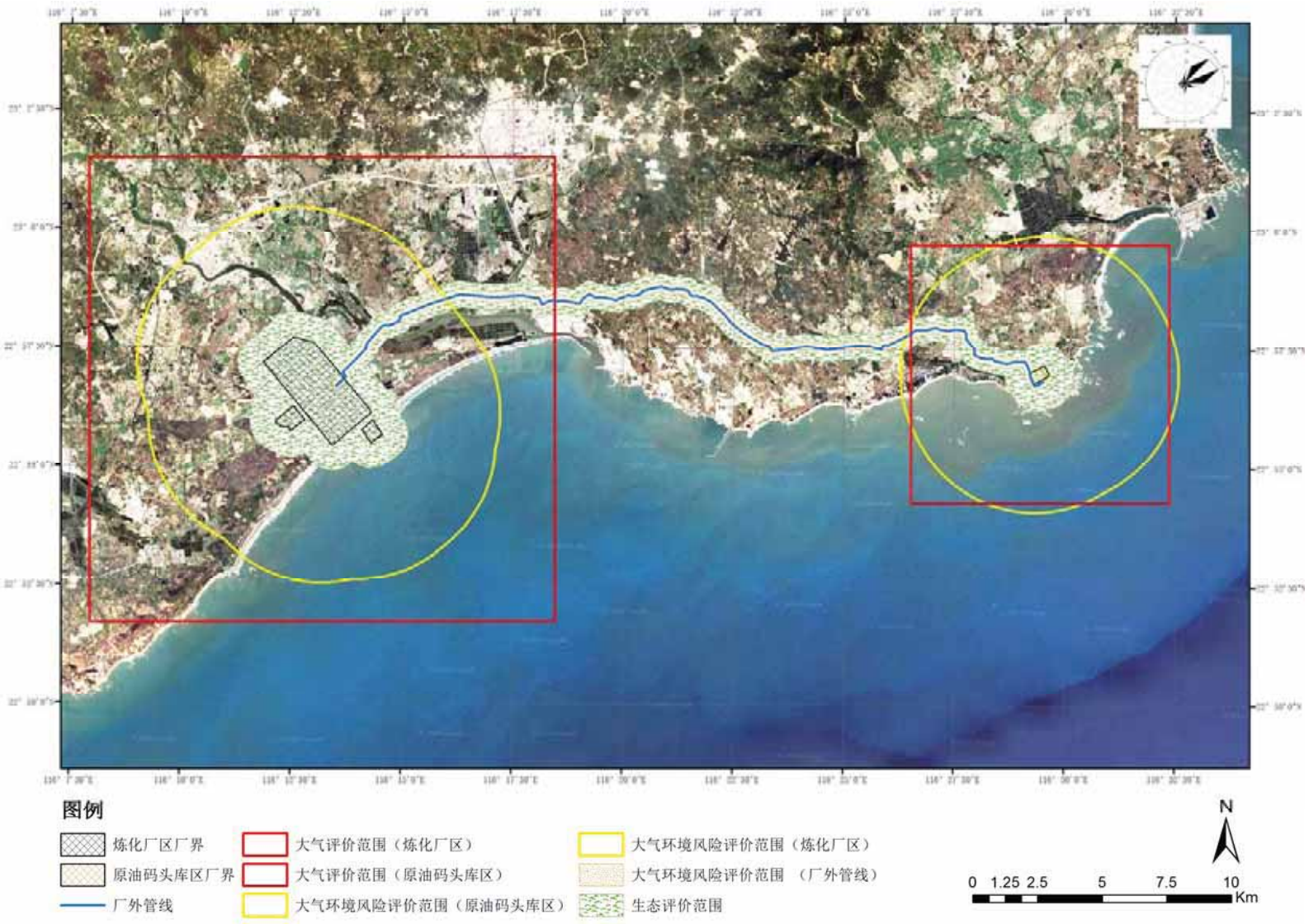


图 1.5-1　　本项目大气、风险、生态环境影响评价范围示意图

1.5.3 地下水

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016），评价工作等级的划分应依据建设项目行业分类和地下水环境敏感程度分级进行判定，可划分为一、二、三级。

⑴建设项目行业分类

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）附录A，本建设项目厂区、管线区和码头库区部分地下水环境影响评价项目类别属于Ⅰ类、Ⅱ类和Ⅰ类。

⑵建设项目场地的地下水环境敏感程度

建设项目场地的地下水环境敏感程度可分为敏感、较敏感、不敏感三级，管线区评价范围内存在分散式饮用水源地，属较敏感。厂区及码头库区评价范围内无集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）及其补给径流区；无未划定准保护区的集中水式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；无分散式饮用水水源地；无特殊地下水资源（如矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区，属不敏感。分级原则及建设场地地下水敏感程度分类见表1.5-3及表1.5-4。

表 1.5-3　　厂区和原油码头库区地下水环境敏感程度分级表

分级	项目场地的地下水环境敏感特征	地下水环境特征
敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区；除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区。	上述地区之外的其它地区
较敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区以外的补给径流区；未划定准保护区的集中水式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；分散式饮用水水源地；特殊地下水资源（如矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区。	
不敏感（√）	上述地区之外的其它地区。	

表 1.5-4　　厂外管线区地下水环境敏感程度分级表

分级	项目场地的地下水环境敏感特征	地下水环境特征
敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区；除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区。	存在分散式饮用水源地

分级	项目场地的地下水环境敏感特征	地下水环境特征
较敏感（√）	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区以外的补给径流区；未划定准保护区的集中水式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；分散式饮用水水源地；特殊地下水资源（如矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区。	
不敏感	上述地区之外的其它地区。	

⑶地下水环境影响评价工作等级

综上所述，依据建设项目行业分类及场地的地下水环境敏感程度分级，参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）标准中建设项目评价工作等级分级，判断本建设项目厂区、管线及码头部分的地下水环境影响评价工作等级均为二级，详见表1.5-5及表1.5-6。

表 1.5-5 厂区及原油码头库区评价工作等级分级表

项目类别 / 环境敏感程度	Ⅰ类项目	Ⅱ类项目	Ⅲ类项目
敏感	一	一	二
较敏感	一	二	三
不敏感	二（√）	三	三

表 1.5-6 厂外管线及码头评价工作等级分级表

项目类别 / 环境敏感程度	Ⅰ类项目	Ⅱ类项目	Ⅲ类项目
敏感	一	一	二
较敏感	一	二（√）	三
不敏感	二	三	三

⑷调查评价范围

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）要求，地下水环境现状调查与评价工作范围应包括与建设项目相关的地下水环境保护目标，以说明地下水环境的现状，反映调查评价区地下水基本流场特征，满足地下水环境影响预测和评价为基本原则。

①厂区

东至龙江，南至海岸线，北至水上村-山陇村-双和村一线，西至双和村-湖东村一线向南延伸至海岸线。评价范围总计30.13km^2。具体见图1.5-2。

②管线

管线部分以边界两侧各向外延伸200m作为调查评价范围，在地下水保护把目标处适当增加宽度，使评价区范围包括地下水保护目标。

③原油码头库区

南至海岸线，北至坂美村一线，东西方向均延伸至海岸线。评价范围总计6.52km^2，详见图1.5-3。



图 1.5-2　厂区地下水评价范围平面示意图



图 1.5-3　原油码头库区地下水评价范围平面示意图

1.5.4 噪声

本项目炼化厂区、原油码头库区执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中3类标准，周边村庄执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类标准。根据《环境影响评价技术导则》（HJ 2.4-2009），本项目噪声环境影响评价等级确定为三级，噪声环境评价范围为炼化厂区厂界和原油码头库区厂界外1m，同时包括项目周边1000m范围内的洋下村、赤一村、赤二村。

1.5.5 生态环境

⑴评价等级

本项目所在区域的周边为林地及少量农田，无特殊生态敏感区和重要生态敏感区，属于一般区域。本项目陆域工程永久占地约9.307km^2，厂外管线线路工程长度35.049km，根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2011）生态影响评价工作等级划分表（见表1.5-7），确定本项目炼化厂区、厂外管线、原油码头库区生态评价工作等级均为三级。

表 1.5-7　　生态影响评价工作等级划分表

影响区域生态敏感性	工程占地（水域）范围		
	面积≥20km^2 或长度≥100km	面积 2km^2～20km^2 或长度 50km～100km	面积≤2km^2 或长度≤50km
特殊生态敏感区	一级	一级	一级

影响区域生态敏感性	工程占地（水域）范围		
	面积≥20km^2 或长度≥100km	面积 2km^2～20km^2 或长度 50km～100km	面积≤2km^2 或长度≤50km
重要生态敏感区	一级	二级	三级
一般区域	二级	三级	三级

⑵评价范围

生态评价范围为以炼化厂区和原油码头库区边界为起点向外扩1km的范围，厂外管线两侧各500m的范围。

评价范围示意图详见图1.5-1。

1.5.6 环境风险

1.5.6.1 评价等级

⑴危险物质及工艺系统危险性（P）分级

根据危险物质数量与临界量比值（Q）和行业及生产工艺（M），按照表 1.5-8 确定危险物质及工艺系统危险性等级（P），分别以 P1、P2、P3、P4 表示。

表 1.5-8　　危险物质及工艺系统危险性等级判断（P）

危险物质数量 与临界量比值（*Q*）	行业及生产工艺（*M*）			
	M1	M2	M3	M4
Q≥100	P1	P1	P2	P3
10≤*Q*＜100	P1	P2	P3	P4
1≤*Q*＜10	P2	P3	P4	P4

根据本项目装置及设施组成、生产工艺，可以判定本项目的危险物质及工艺系统危险性(P)分级为：

炼化厂区：P1

厂外管线：P4

原油码头库区：P1

⑵环境敏感性（E）分级

①大气环境

依据环境敏感目标环境敏感性及人口密度划分环境风险受体的敏感性，判定见表 1.5-9。

表 1.5-9　　大气环境敏感程度分级

分级	大气环境敏感性	本项目
E1	周边 5 km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数大于 5 万人，或其他需要特殊保护区域；或周边 500 m 范围内人口总数大于 1000 人；油气、化学品输送管线管段周边 200m 范围内，每公里管段人口数大于 200 人。	见表 1.6-1
E2	周边 5 km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数大于 1 万人，小于 5 万人；或周边 500 m 范围内人口总数大于 500 人，小于 1000 人；油气、化学品输送管线管段周边 200m 范围内，每公里管段人口数大于 100 人，小于 200 人。	
E3	周边 5 km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数小于 1 万人；或周边 500 m 范围内人口总数小于 500 人；油气、化学品输送管线管段周边 200m 范围内，每公里管段人口数小于 100 人。	

根据现场勘查结果，判定本项目（炼化厂区、厂外管线和原油码头库区）大气环境敏感性（E）分级为 E1。

②地表水环境

因本项目厂外管线要穿越部分地表水体河流，穿越河流均按 III 类水体管理。依据风险事故情况下危险物质泄漏到水体的排放点受纳地表水体功能敏感性，与下游环境敏感目标情况进行分级，判定见表 1.5-10～表 1.5-12。

表 1.5-10　　地表水环境敏感程度分级

环境敏感目标	地表水功能敏感性		
	F1	F2	F3
S1	E1	E1	E2
S2	E1	E2	E3
S3	E1	E2	E3

表 1.5-11　　地表水功能敏感性分区

敏感性	地表水环境敏感特征	本项目
敏感 F1	排放点进入地表水水域环境功能为 II 类及以上，或海水水质分类第一类；或以发生风险事故时，危险物质泄漏到水体的排放点算起，排放进入受纳河流最大流速时，24h 流经范围内涉跨国界的	
较敏感 F2	排放点进入地表水水域环境功能为III类，或海水水质分类第二类；或以发生风险事故时，危险物质泄漏到水体的排放点算起，排放进入受纳河流最大流速时，24 h 内流经范围内涉跨省界的	
低敏感 F3	上述地区之外的其他地区	见表 1.6-1

表 1.5-12　　环境敏感目标分级

分级	环境敏感目标	本项目
S1	发生风险事故时，危险物质泄漏到内陆水体的排放点下游（顺水流向）10 km 范围内、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内，有如下一类或多类环境风险受体：乡镇及以上城镇饮用水水源（地表水或地下水）保护区；自来水厂取水口；自然保护区；重要湿地；珍稀濒危野生动植物天然集中分布区；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道；世界文化和自然遗产地；红树林、珊瑚礁等滨海湿地生态系统；珍稀、濒危海洋生物的天然集中分布区；海洋特别保护区；海上自然保护区；盐场保护区；海水浴场；海洋自然历史遗迹；风景名胜区；或其他特殊重要保护区域	
S2	发生风险事故时，危险物质泄漏到内陆水体的排放点下游（顺水流向）10 km 范围内、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内，有如下一类或多类环境风险受体的：水产养殖区；天然渔场；森林公园；地质公园；海滨风景游览区；具有重要经济价值的海洋生物生存区域	
S3	排放点下游（顺水流向）10 km 范围、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内无上述类型 1 和类型 2 包括的敏感保护目标	见表 1.6-1

根据现场勘查结果，判定本项目（炼化厂区、厂外管线和原油码头库区）地表水环境敏感性（E）分级为 E3。

⑶环境风险潜势分级

根据建设项目涉及的物质和工艺系统的危险性及其所在地的环境敏感程度，结合事故情形下环境影响途径，对建设项目环境风险水平进行概化分析，见表 1.5-13。

表 1.5-13　　建设项目环境风险潜势划分

环境敏感程度（E）	危险物质及工艺系统危险性（P）			
	极高危害（P1）	高度危害（P2）	中度危害（P3）	轻度危害（P4）
环境高度敏感区（E1）	Ⅳ$^+$	Ⅳ	Ⅲ	Ⅲ1
环境中度敏感区（E2）	Ⅳ	Ⅲ	Ⅲ	Ⅱ2
环境低度敏感区（E3）	Ⅲ	Ⅲ	Ⅱ	Ⅰ3
注：Ⅳ$^+$为极高环境风险。				

根据以上分析结果，判定本项目的环境风险潜势分级为：

①大气环境

炼化厂区：Ⅳ$^+$

厂外管线：III

原油码头库区：Ⅳ$^{+}$

②地表水环境（河流）

厂外管线：II

⑷评价等级确定

根据建设项目涉及的物质及工艺系统危险性和所在地的环境敏感性确定环境风险潜势，按表 1.5-14 确定评价工作等级。

表 1.5-14　　评价工作等级划分

环境风险潜势	Ⅳ、Ⅳ$^{+}$	Ⅲ	Ⅱ	Ⅰ
评价工作等级	一	二	三	简单分析 [a]
[a] 是相对详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性的说明。				

根据初步分析结果，确定环境风险评价等级为：

①大气环境风险

炼化厂区：一级

厂外管线：一级

原油码头库区：一级

②地表水环境风险（海域除外）

厂外管线：三级，仅对油品进入河流的环境风险后果进行分析，重点提出风险防控措施。

1.5.6.2 评价范围

⑴大气环境风险评价范围

炼化厂区工程大气环境风险评价范围确定为厂边界外5 km的范围区域。

厂外管线工程大气环境风险评价范围确定为距管道中心线两侧一般均不低于200m。

原油码头库区工程大气环境风险评价范围确定为库区边界外5km的范围区域。

评价范围示意图详见图1.5-1。

⑵地表水（海域除外）环境风险评价范围

事故点下游的整个河道。

1.5.7 土壤

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），本项目属于污染影响型，按土壤环境影响评价项目类别，本项目炼化厂区为Ⅰ类，厂外管线、原油码头库区为Ⅱ类。本项目炼化厂区占地面积898.8962hm^2，原油码头库区占地面积30.9416hm^2，管线阀室永久占地面积0.0797hm^2，按永久占地规模划分分别为大型（≥50 hm^2）、中型（5~50 hm^2）、小型（≤5 hm^2）。

炼化厂区、原油码头库区、管线周边均存在村庄居民区等土壤环境保护目标，敏感程度为敏感。根据污染影响型评价工作等级划分表，炼化厂区、原油码头库区、管线周边土壤现状监测布点分别满足一级、二级、二级评价要求。

1.5.8 海域

⑴评价等级

根据《环境影响评价技术导则地表水环境（HJ 2.3-2018）》，本工程正常情况下废水排放量约700.1m^3/h（1.68万m^3/d），纳入厂区污水处理场集中处理、通过园区排海管统一排放，污水水质属“复杂”，纳污水体属于开阔海域，评价工作等级为二级。

根据《港口建设项目环境影响评价规范》（JTS105-1-2011），本次变更码头规模改变但性质不变，仍然属于“油品、化学品和其他危险品码头工程”。变更工程内容包括产品码头港区新建西防波堤和航道延长，原油码头区航道改向和增长，因此本次变更工程带有与新开港区的近似的工程特性；原油码头所在海域属于环境敏感海域。综上，本项目海洋水环境评价等级为 1 级，海洋生态影响评价等级为 1 级。

根据《海洋工程环境影响评价技术导则》（GB/T19485-2014），本次变更产品码头区新增西防波堤 1450m（延长段 1150），航道延长；原油码头区航道改向，长度增加；合计新增水域疏浚量 464.3×10^{4}m^3。项目产品码头所在海域不属于生态环境敏感海域，原油码头属于生态敏感海域。根据建设项目的特点和评价海域环境特征，判定本次变更工程海洋水动力环境评价等级为 1 级、冲淤环境评价等级为2级、海水水质评价等级为1级、海洋沉积物评价等级为2级、海洋生态评价等级为 1 级。

综合以上判据，考虑到污水水质较为复杂，且码头储运物质主要为危险品，施工期疏浚作业持续时间较长，本次变更环境影响评价工作等级为一级。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2004）、《水上溢油环境

风险评估技术导则》和《船舶污染海洋环境风险评价技术规范》（试行）的相关规定，结合工程性质、工程规模和工程所在地的环境特征，本项目海洋环境风险评价等级确定为一级。

⑵评价范围

结合工程特征、评价等级、所在海区的水动力条件、可能影响的范围和敏感目标分布情况，确定本项目海洋环境影响评价范围：以产品码头、原油码头和排放口为中心，沿潮流涨落方向考虑水文动力环境评价要求（纵向不小于一个潮周期内水质点可能达到的最大水平距离的两倍，垂向不小于5km），并结合本项目特点适当外扩，作为海洋环境影响评价边界，评价范围为914.1km^2，评价范围见图1.5-4。根据《建设项目环境风险评价技术导则》，结合区域具体情况，确定海洋风险评价范围与海洋环境影响评价范围略大于上述范围，为溢油72小时能到达的海域范围。


116° 10' 0"
116° 20' 0"
116° 30' 0"
116° 40' 0"
N
仙庵镇
23°05'N
116°34'E
婧海镇
隆江镇
溪西镇
神泉镇
前詹镇
岐石镇
产品
码头
原油
码头
甲东镇
评价面积约3914.1km²
22°53'N
116°39'E
22°50'N
116°07'E
22°43'N
116°10'E
0
5
10 km

图 1.5-4　　海域评价范围

1.6 环境保护目标

1.6.1 陆域环境保护目标

在现场踏勘与调查的基础上，识别项目所在区域及周边陆域环境保护目标主要是炼化厂区、原油码头库区、厂外管线沿线的村庄、学校、河流水体，以及厂外管线沿线村庄的部分分散式饮用水源。陆域环境保护目标详见表1.6-1，保护目标分布详见图1.6-1及图1.6-2。

炼化厂区周边5公里范围内人口分布见表1.6-2及图1.6-3。

大南海石化工业区内本项目用地西南侧现有一处军事设施，军事设施总参已批准搬迁，部队已着手筹建工作准备搬迁。根据《揭阳大南海石化工业区石化产业片区房屋拆迁与安置方案》（揭海管[2016]95号）（详见附件12），大南海石化工业区拟对11个村庄进行搬迁，一期安置区包括埔洋村（已确定搬迁安置方案，位于溪西镇区南部、338省道东侧）、林沟村、洋下村，安置时间为2016年至2019年；二期安置区包括朱埔村、和双村、山陇村、双湖村、赤一、赤二、图田村、图上村，安置时间为2020年至2025年。部分村庄及搬迁安置点详见图1.6-4。

表 1.6-1 陆域环境保护目标

类别	序号	名称	与边界/管线最近距离（m）	方位	规模 人口（户数）	保护内容	与边界/管线最近坐标		四至范围（m）	
							经度°	纬度°	最小距离	最大距离
炼化厂区周边村庄、学校	1.	军事设施（拟搬迁）	/	/	/	环境空气 环境风险	/	/	/	/
	2.	埔洋村（含刘畔、厝寨）（园区拟搬迁）（项目卫生防护距离内）	厂界内	/	1986（662）		116.217	22.954	300	350
	3.	洋下村（园区拟搬迁）	700	NE	688		116.228	22.959	145	155
	4.	林沟村（园区拟搬迁）	1331	E	1011		116.237	22.956	205	210
	5.	赤一村（园区拟搬迁）	520（距化工区） 1494（距炼油区）	NE	1448（483）		116.218	22.965	400	700
	6.	赤二村（园区拟搬迁）	917（距化工区） 1420（距炼油区）	NE	1903（634）					
	7.	山陇村（园区拟搬迁）	1452	NW	7094（996）		116.192	22.964	355	970
	8.	双湖村（含向寮）（园区拟搬迁）	4337	W	2026（675）		116.160	22.946	375	780
	9.	朱埔村（园区拟搬迁）	5237	W	2794（931）	环境空气	116.151	22.945	340	565
	10.	和双村（园区拟搬迁）	3387	W	1482（493）	环境空气 环境风险	116.171	22.940	360	420
	11.	图上村（园区拟搬迁）	4156	E	1800（600）		116.269	22.957	250	320
	12.	图田村（园区拟搬迁）	3880	E	2900（967）		116.262	22.960	350	640
	13.	溪南村	2272	N	3755（1252）		116.194	22.980	275	490
	14.	水上村	1120（距化工区） 2769（距炼油区）	N			116.205	22.973	90	435
	15.	水下村	845（距化工区） 2457（距炼油区）	N						
	16.	邦庄村	1222（距化工区） 2413（距炼油区）	NNE	3940（1326）		116.212	22.972	235	400

类别	序号	名称	与边界/管线最近距离（m）	方位	规模 人口（户数）	保护内容	与边界/管线最近坐标		四至范围（m）	
							经度°	纬度°	最小距离	最大距离
	17.	林太村	1107（距化工区） 2201（距炼油区）	NNE						
	18.	洋子村	2056	NNE			116.222	22.978	130	145
	19.	吉清村	2477	NNE	1661（554）		116.230	22.980	260	345
	20.	见龙村	2839	NE	6928（2309）		116.223	22.984	205	1200
	21.	钓石村	2582	ENE	10964（3655）		116.236	22.972	180	1250
	22.	海埕村	4616	NE	4008（1336）		116.222	23.004	145	720
	23.	孔美村	1947	NNE	4773（1591）		116.207	22.978	490	765
	24.	周美村	1605	NNE			116.211	22.977	140	395
	25.	军林村	2627	N	3880（548）		116.191	22.977	230	450
	26.	镇前村	3358	NW	3847（1070）	环境空气 环境风险	116.188	22.985	340	975
	27.	西安村	3326	NW						
	28.	上村	2890	N			116.191	22.977	80	380
	29.	上湖东村	1905	SW	1020（331））		116.190	22.924	340	350
	30.	联湖村	2837	SW			116.180	22.921	255	260
	31.	乌石村	4682	ENE	2270（757）		116.143	22.923	275	580
	32.	湖寮村	5677	W		环境空气	116.149	22.934	215	295
	33.	佰公岭	6475	W	3600（1200）	环境空气	116.141	22.940	435	1120
	34.	坑仔村	6435	W		环境空气				
	35.	前边村	4956	SW	4110	环境空气 环境风险	116.177	22.896	255	565
	36.	山前村	4968	SW	4546（844）		116.177	22.899	170	370
	37.	后宫村	4657	ENE	12501（4167）		116.259	22.976	290	1135
	38.	四凤村	4450	NE						

类别	序号	名称	与边界/管线最近距离（m）	方位	规模 人口（户数）	保护内容	与边界/管线最近坐标		四至范围（m）	
							经度°	纬度°	最小距离	最大距离
	39.	后窟村	4625	NE						
	40.	后吴村	5533	NE		环境空气				
	41.	山岗村	4660	NW	7475（1045）	环境空气 环境风险	116.161	22.972	520	1335
	42.	山头村	4677	NW						
	43.	新圩村	3895	NW	6314（948）		116.172	22.977	355	680
	44.	水头村	4767	NNW	3784（1261）		116.180	22.983	1530	1620
	45.	竹湖村	4473	NNW						
	46.	竹老村	4359	NW	2503（834）					
	47.	市尾村	4221	NW	5275（1758）					
	48.	隆江村	3901	NW						
	49.	隆江镇	4755	NW	38205（9356）		116.187	22.992	870	2105
	50.	溪西镇	4735	NNW	16015（3205）	环境空气 环境风险	116.173	22.982	395	1560
	51.	溪西中学	4892	NNW	师生 3800 人					
	52.	蛟边村	4908	NNW	3890（1297）	环境空气 环境风险	116.178	22.993	460	830
	53.	白寨	5250	NNW		环境空气	116.170	22.993	390	690
	54.	潭头	5583	NNW						
	55.	桥埔村	4622	N	3346（1108）	环境空气 环境风险	116.193	22.995	470	1285
	56.	风红村	4469	N	8768（2923）					
	57.	陈陇村	4976	N	2453（818）		116.205	23.006	290	640
	58.	古巷村	4703	NE	4141（1380）		116.249	22.983	270	730
	59.	桂林	4462	NE						
	60.	岐石镇	8500	W	16408（4201）	环境空气	116.123	22.918	420	585

类别	序号	名称	与边界/管线最近距离（m）	方位	规模 人口（户数）	保护内容	与边界/管线最近坐标		四至范围（m）	
							经度°	纬度°	最小距离	最大距离
	61.	埔山村	9608	W	13932（2349）		116.108	22.932	155	195
	62.	岐石村	8457	W			116.125	22.921	475	1800
	63.	桥头村	8514	W			116.119	22.924		
	64.	林美村	9796	SW	5408（1803）		116.110	22.909	380	820
	65.	前汛村	9446	SW	3122（1041）		116.118	22.900	280	760
	66.	后汛村	8846	SW			116.123	22.902	140	220
	67.	华清村	6658	SW	23182（7727）		116.148	22.901	800	1500
	68.	西埔村	6147	SW			116.156	22.899	435	525
	69.	平垟村	6984	SW			116.141	22.905	345	590
	70.	大茂村	9073	SW	4000（1333）		116.132	22.894	400	700
	71.	华房村	6741	ENE	6117（2039）		116.277	22.981	230	760
	72.	黄厝墩	6891	ENE						
	73.	港头村	7534	ENE			116.287	22.985	182	390
	74.	文昌村	7960	ENE	3800（1267）		116.295	22.981	105	1205
	75.	赤洲村	8115	ENE	5489（1830）		116.290	22.989	140	870
	76.	鳌头村	9286	NE	1700（567）		116.302	22.997	250	715
	77.	后洪村	9650	SW	4100（1367）		116.121	22.890	250	670
	78.	盟山村	6066	WNW	5509（739）		116.143	22.973	420	1010
	79.	乌树林村	6458	WNW	2800（310）		116.136	22.962	300	570
	80.	鸡岗村	7255	WNW	7000（718）		116.128	22.960	450	730
	81.	东埔村	8383	NW	1485（278）		116.122	22.981	220	595
	82.	东上村	8010	NW	652（112）		116.127	22.983	140	300

类别	序号	名称	与边界/管线最近距离（m）	方位	规模 人口（户数）	保护内容	与边界/管线最近坐标		四至范围（m）	
							经度°	纬度°	最小距离	最大距离
	83.	永安村	6748	NW	2814（450）		116.139	22.980	290	485
	84.	东埔农场	8332	WNW	1922（214）		116.119	22.971	185	200
	85.	东埔中学	7892	WNW	师生 2600 人		116.124	22.970	105	195
	86.	尖坑村	6506	NW	2543（355）		116.147	22.988	320	460
	87.	西尉村	7322	NW	2690（897）		116.143	22.995	350	465
	88.	庄芦	6214	NNW	2282（761）		116.158	22.996	120	330
	89.	村头村	6916	NNW	2318（333）		116.151	22.998	360	655
	90.	像湖村	6950	NNW	5899（1966）		116.158	23.005	155	1305
	91.	岗前村	6582	NNW	3577（1192）		116.170	23.009	400	715
	92.	后吉村	6020	NNW	4372（1457）		116.184	23.011	310	765
	93.	前埔村	5445	N	2453（818）		116.204	23.011	460	590
	94.	东门村	6012	N	2863（954）		116.208	23.017	260	450
	95.	井美村	6056	N	2918（973）		116.203	23.017	220	930
	96.	西塘村	6444	N	2918（973）		116.201	23.020		
	97.	山美村	7191	N	5036（1679）		116.192	23.025	410	745
	98.	山美新村	7782	N			116.197	23.032	85	95
	99.	羊心栅	7794	NNW	2183（728）		116.171	23.023	70	245
	100.	史岭村	8550	NNW			116.167	23.029	205	285
	101.	宫山村	7258	N	2570（857）		116.209	23.028	130	350
	102.	后陂	7364	N			116.212	23.029	175	290
	103.	后曾	7569	N	3916（1305）		116.216	23.031	115	260
	104.	鹅豆村	7091	N			116.218	23.026	320	420

类别	序号	名称	与边界/管线最近距离（m）	方位	规模 人口（户数）	保护内容	与边界/管线最近坐标		四至范围（m）	
							经度°	纬度°	最小距离	最大距离
	105	下山家	6500	NNE	2335（778）		116.230	23.018	105	1855
	106	上山家	5975	NNE			116.230	23.013	125	365
	107	达三圩村	7382	NNE	4162（1387）		116.237	23.024	150	420
	108	苗海村	7604	NNE	5384（1795）		116.251	23.021	380	850
	109	北山村	7962	NNE	2639（880）		116.258	23.021	360	610
	110	东陇村	7860	NE	17107（5702）		116.274	23.007	250	1620
	111	东陇镇	8252	NE	19295		116.276	23.011		
	112	石洲村	6660	NE	6756（2252）		116.257	23.008	240	1080
	113	西陇	6038	NE			116.255	23.002	160	140
	114	上排	6272	NE			116.247	23.010	80	530
	115	下排	5900	NE			116.245	23.007		
	116	华吴村	5430	NE	2797（932）		116.255	22.995	280	575
	117	埔尾	5200	NE			116.256	22.990	135	380
	118	华埔村	5925	E	1900（633）		116.279	22.970	120	475
	119	金东村	6851	E	1700（567）		116.289	22.973	220	235
	120	神农村	7564	E	6100（2033）		116.302	22.969	330	580
	121	西港	7433	E			116.303	22.966	370	485
	122	神泉村	8444	E			116.298	22.968	800	815
	123	神渔村	8191	E						
	124	澳角村	9366	E	20000（6667）		116.328	22.953	280	1968
	125	华家村	9910	E	887（296）		116.334	22.950		
	126	神泉镇	8801	E	28963（7156）		116.316	22.969	280	725

类别	序号	名称	与边界/管线最近距离（m）	方位	规模 人口（户数）	保护内容	与边界/管线最近坐标		四至范围（m）	
							经度°	纬度°	最小距离	最大距离
	127.	溪洋村	9314	NE	3908（1315）		116.294	23.006	95	1035
	128.	寄陇村	8861	NE	14533（4844）		116.272	23.022	260	1850
	129.	北洋村	8708	NNW	2688（896）		116.152	23.020	185	580
	130.	邦山村	9016	NNW	5380（1793）		116.147	23.020	350	720
	131.	后港	10173	NNW			116.144	23.031	130	180
	132.	西黄	8377	NNW	7304（937）		116.143	23.009	90	910
	133.	西湖村	8845	NW			116.139	23.011		
	134.	峰霞村	9784	NNW	1618（539）		116.163	23.040	125	210
	135.	新厝詹	7846	NW	413（54）		116.131	22.988	120	200
	136.	南湖村	8645	NW	2500（278）		116.126	22.994	135	380
	137.	石佛村	9782	NW	1700（172）		116.116	22.998	180	320
	138.	后洋村	6562	SW	3250（1005）		116.166	22.885	365	430
	139.	奎湖村	7128	SW	10843（3614）		116.157	22.885	340	845
	140.	隆江第一小学	4075	NW		环境空气 环境风险	116.173	22.991		
	141.	隆湖小学	5071	NW			116.171	22.988		
	142.	隆江中学	4682	NW			116.179	22.989		
	143.	月潭学校	4043	NW			116.189	22.971		
	144.	南海中学	3124	W			116.169	22.949		
原油码头库区周边村	1.	坂美村	847	NE	4633	环境空气 环境风险	116.493	22.959	350	710
	2.	大潭村	1556	N	2365		116.485	22.965	170	575
	3.	月山村	2143	NNW	1278		116.474	22.965	105	150
	4.	后池村	1978				116.477	22.965	140	195

类别	序号	名称	与边界/管线最近距离（m）	方位	规模 人口（户数）	保护内容	与边界/管线最近坐标		四至范围（m）	
							经度°	纬度°	最小距离	最大距离
庄、学校	5.	西山村	1767	NE	717		116.474	22.972	50	485
	6.	资深村	1952	NE	17870		116.507	22.967	550	1500
	7.	南山村	1763	NW	1975		116.475	22.960	60	680
	8.	虎邦山	2956	NW			116.466	22.969	120	300
	9.	港寮村	2533	NW	5829		116.460	22.955	490	760
	10.	岛南村	4851	WNW	2428		116.440	22.954	390	565
	11.	桥头村	4703	NW	771		116.442	22.960	145	190
	12.	夏林	4051	NW	220		116.449	22.961	70	285
	13.	坑仔	3647	NNW	8991		116.464	22.975	200	1420
	14.	杭美村	3153	NNW						
	15.	古埔	4635	NNW	2350		116.454	22.979	110	340
	16.	头径村	5105	NNW		环境空气	116.449	22.983	135	495
	17.	前埔	5488	NNW	15090		116.480	22.998	490	1965
	18.	狮石村	5660	N						
	19.	沫港村	4026	N	1106	环境空气 环境风险	116.483	22.988	210	230
	20.	前吴村	4823	NNE	3370		116.493	22.995	190	680
	21.	仙铺村	6131	NW	1568（270）	环境空气	116.444	22.992	190	475
管线周边村庄、学校	1.	洋下村（园区拟搬迁）	693	NW	1699（566）	环境风险	116.229	22.958	145	155
	2.	林沟村（园区拟搬迁）	107	SE			116.236	22.958	205	210
	3.	钓石村	187	NNW	10964（3655）		116.242	22.966	180	1250
	4.	乌石村	352	NNW	12501（4167）		116.259	22.975	275	580
	5.	后窟村	322	NNW					290	1135

类别	序号	名称	与边界/管线最近距离（m）	方位	规模 人口（户数）	保护内容	与边界/管线最近坐标		四至范围（m）	
							经度°	纬度°	最小距离	最大距离
	6.	四凤村	775	NNW						
	7.	华埔村	420	S	1900（633）		116.283	22.973	120	475
	8.	华房村	600	N	6117（2039）		116.280	22.981	230	760
	9.	黄厝墩	850	N						
	10.	港头村	885	N			116.289	22.983	182	390
	11.	文昌村	45	E	3800（1267）		116.302	22.976	105	1205
	12.	神泉镇中心小学	60（学校围墙）	S	56（教职工） 945（学生）		116.303	22.970	80	125
			10(一栋住宅楼）		60（12）					
	13.	神泉中学	600	S			116.310	22.978	120	160
	14.	神泉农业村（渔业村）	265	S	6100（2033）		116.308	22.971	800	815
	15.	横山村（排埔）	209	NNW	2500（833）		116.343	22.980	170	560
	16.	大溪（葛木）	402	NNE	4095		116.365	22.979	195	220
	17.	秀水里村（寮仔）	25	NNE			116.366	22.976	180	565
	18.	詹厝田村	950	SW	1450（210）		116.369	22.961	185	320
	19.	石峻村	186	SW	1486		116.376	22.964	125	460
	20.	新乡村	1156	N	570（105）		116.398	22.967	140	250
	21.	西埔村	602	N	4176		116.413	22.963	150	750
	22.	仙美村	460	N	1489		116.427	22.962	320	1075
	23.	铭西村	400	N	1595					
	24.	铭东村	396	N	1492					
	25.	后寮村	244	NW	1466		116.436	22.962	155	680
	26.	油园	80	NNW			116.436	22.964	35	105

类别	序号	名称	与边界/管线最近距离（m）	方位	规模 人口（户数）	保护内容	与边界/管线最近坐标		四至范围（m）	
							经度°	纬度°	最小距离	最大距离
	27.	金东村	393	S	1900（633）		116.291	22.974	220	235
	28.	赤石	510	S	3376		116.413	22.954	90	270
	29.	仕兜村	610	S			116.427	22.952	195	380
	30.	岛南村	546	SSE	2913		116.436	22.955	390	565
	31.	斗南学校	656	SSE						
	32.	桥头村	425	SSE	925		116.440	22.959	145	190
	33.	夏林	485	S			116.447	22.961	70	285
	34.	港寮村	349	SW	6995		116.461	22.958	490	760
	35.	后石塔村	125	SW	200		116.464	22.958	155	255
	36.	虎邦山	400	NE	1975		116.465	22.968	120	300
	37.	南山村	319	NE			116.469	22.958	60	680
	38.	月山村	811	NNE	1278		116.473	22.964	105	150
	39.	坂美村	1056	NNE	4633		116.492	22.959	350	710
管线周边分散式地下水水源村庄	1	后石塔村井	209	SW	200	水源	/		/	
	2	石峻村井	269	SW	1486					
	3	铭西村井	489	N	1595					
	4	后寮村井	274	NW	1466					
	5	桥头村井	414	SSE	771					
	6	仙美村井	478	N	1489					
	7	金东村井	202	S	1900（633）					
厂外管线穿越	序号	区段		鱼塘穿越次数	长度 km	保护内容				
	1	GSCG009～GSCG012		10	0.967					

类别	序号	名称	与边界/管线最近距离（m）	方位	规模 人口（户数）	保护内容	与边界/管线最近坐标		四至范围（m）	
							经度°	纬度°	最小距离	最大距离
鱼塘	2	GSCG032～GSCG034		3	0.564					
	3	GSCG041～GSCG042		1	0.423					
	4	GSCG048～GSCG050		3	0.978					
	5	GSCG071～GSCG072		1	0.282					
	6	GSCG103～GSCG105		8	0.846					
	7	GSCG107～GSCG108		15	1.692					
	8	GSCG111～GSCG112		2	0.423					
	9	GSCG114～GSCG115		3	0.564					
厂外管线穿越河道	1	龙江改河（炼化厂区上游 1km 至入海口）	与炼化厂区最近距离约 250m	E		水环境				
	2	龙江河（管线穿越处上游 1000m 至入海口）	与炼化厂区最近距离约 1.25km	E						
	3	雷岭河（管线穿越处上游 1000m 至入海口）	与炼化厂区最近距离约 7.5km	E						
	4	铭湖溪（管线穿越处上游 1000m 至入海口）	与原油码头库区最近距离约 5km	E						
区域生态保护目标	1	评价区内土壤、自然植被、农作物、动物等，保护生态系统完整性与稳定性				生态				



图 1.6-1　　炼化厂区（管线）周边环境保护目标分布图

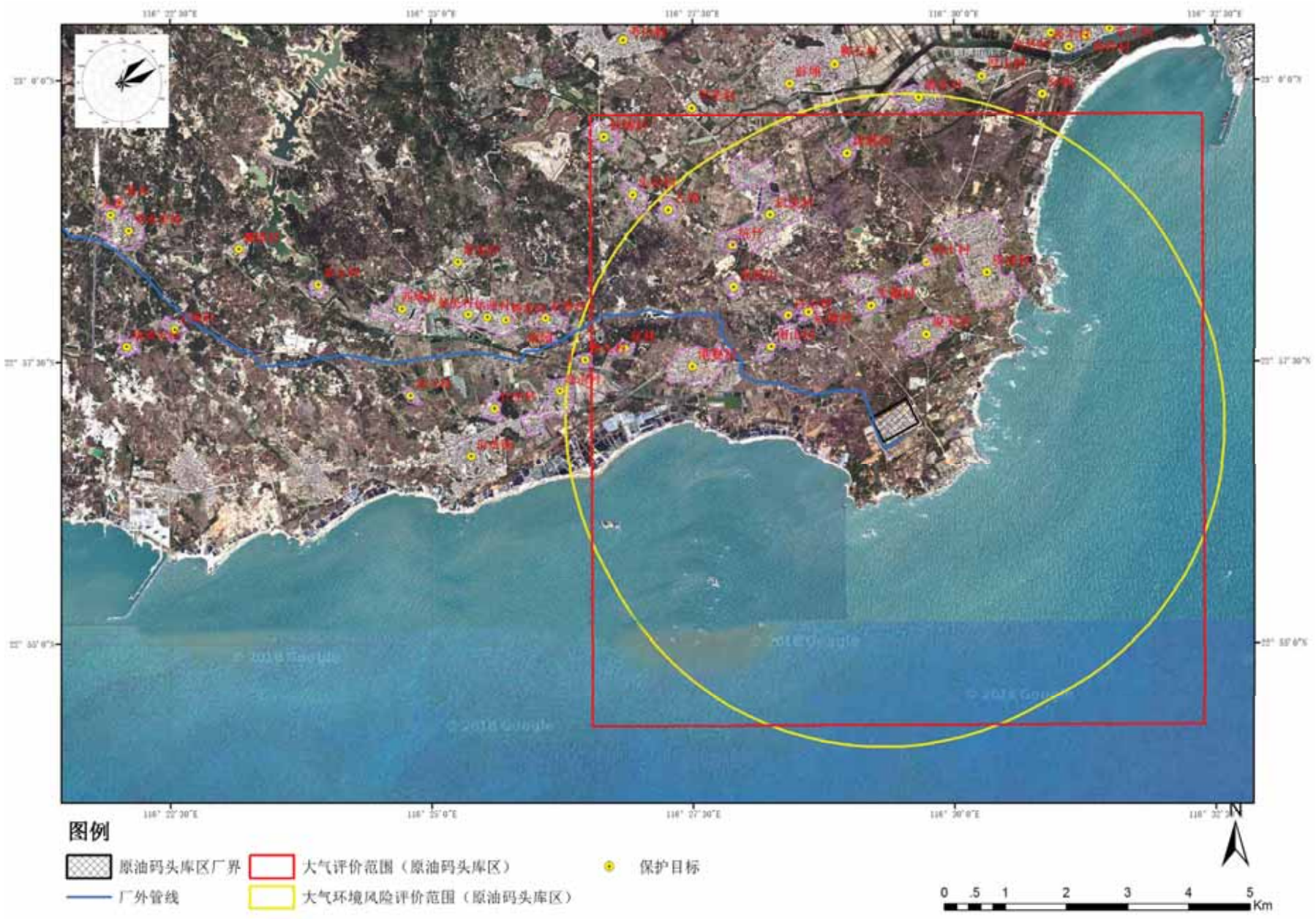


图 1.6-2　　原油码头库区（管线）周边 环境保护目标分布图

表 1.6-2　　炼化厂区周边 5 公里范围人口分布统计

距离 / 方位	0～1km	1～2km	2～3km	3～4km	4～5km
N～NNE			11157		4008
NNE～NE	688				4141
NE～ENE		1011			12501
ENE～E			10964	2900	2935
E～ESE					
ESE～SE					
SE～SSE					
SSE～S					
S～SSW					
SSW～SW					8656
SW～WSW		500	520		
WSW～W				1482	
W～WNW					29316
WNW～NW		7094			
NW～NNW			5162	11516	53657
NNW～N		4773			14567
合计	688				

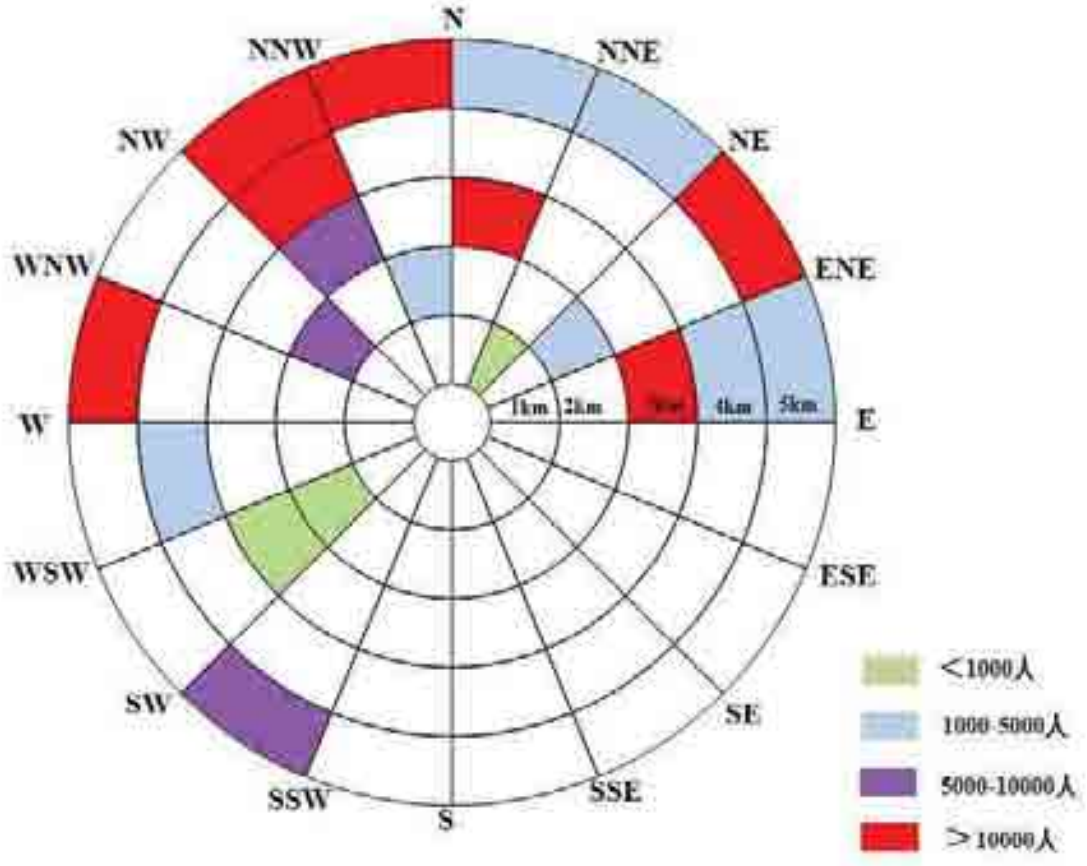


图 1.6-3　炼化厂区周边 5 公里范围人口密度分布图



埔洋村



山陇村



上湖东村



洋下村



赤一村赤二村



联湖村



埔洋村棚户区改造工程



棚户区改造工程

图 1.6-4　　陆域环境保护目标（村庄）现状图

1.6.2 地下水环境保护目标

厂区及码头库区评价范围内，地下水下游方向为海岸线及河流，无居民居住，无集中式饮用水水源和分散式饮用水水源地；无特殊地下水资源（如矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区。

管线评价范围以内的村庄大部分完成农村饮水安全工程，饮水通过自来水管网供水，供水水源以镇北水库、古杭水库及顶溪水库为主；目前，仍有 6 个自然村未开通自来水，居民饮水水源为浅层地下水。管线沿线村庄饮用水情况见图 1.6-5。惠来县水务局出具对沿线村庄饮水情况作出说明（详见附件 16），后石塔村、石峻村、铭西村、后寮村、桥头村、仙美村饮水安全工程已开始建设，计划于 2019 年 3 月前全部建成。

管线评价范围地下水保护目标主要为分散式供水水源地，多为民用井，相对分布较分散。评价区内多数地区多已改用自来水作为供水水源，民井多已弃用，但部分地区仍以民井为饮用水水源。地下水保护目标如表 1.6-3，其位置分布如图 1.6-6，管线沿线地下水保护目标见图 1.6-7。

表 1.6-3　　管线评价区分散式供水水源地一览表

保护对象		井深（m）	单井开采量 m^3/d	相对项目位置上下游、方位和最近直线距离			类型	说明
名称	位置			上下游	方位	距离(m)		
BH-01	后石塔村	6-10	1～3	下游	西南	209	分散式饮用水水源	约 200 人，村庄未通自来水，村民使用民井作为饮用水源，这些民井或多户共用一井，或一户一井。
BH-02	石峻村	4-10	1～3	下游	西南	269	分散式饮用水水源	约 200 人，村庄未通自来水，村民使用民井作为饮用水源，这些民井或多户共用一井，或一户一井。
BH-03	铭西村	7-10	1～3	上游	北	489	分散式饮用水水源	约 800 人，村庄未通自来水，村民使用民井作为饮用水源，这些民井或多户共用一井，或一户一井。
BH-04	后寮村	7-10	1～3	上游	北	274	分散式饮用水水源	约 200 人，村庄未通自来水，村民使用民井作为饮用水源，这些民井或多户共用一井，或一户一井。

保护对象		井深（m）	单井开采量 m^3/d	相对项目位置上下游、方位和最近直线距离			类型	说明
名称	位置			上下游	方位	距离(m)		
BH-05	桥头村	7-10	1～3	下游	南	414	分散式饮用水水源	约 200 人，村庄未通自来水，村民使用民井作为饮用水源，这些民井或多户共用一井，或一户一井。
BH-06	仙美村	7-10	1～3	上游	北	478	分散式饮用水水源	约 1000 人，村庄未通自来水，村民使用民井作为饮用水源，这些民井或多户共用一井，或一户一井。
BH-07	金东村	7-10	4～5	下游	南	202	分散式饮用水水源	金东村已开通自来水，此水井为小部分村民饮用水水源。

1.6.3 海域环境保护目标

评价海域涉及的海洋环境保护目标包括四大类：（1）自然保护区；（2）渔业资源养护区和水产养殖区；（3）旅游度假区；（4）海洋生态红线区。

海域保护目标见表 1.6-4，项目所在区域周围的海洋生态红线区和自然岸线保有情况见表 1.6-5，敏感保护目标、生态红线区和自然岸线保有情况见图 1.6-8 和图 1.6-9。项目附近部分敏感保护目标情况详见图 1.6-10。



图 1.6-5　　厂外管线沿线村庄饮用水情况



图 1.6-6　管线评价区保护目标平面位置示意图


金东村饮用水井


石峻村饮用水井


仙美村饮用水井


铭西村饮用水井


后寮村饮用水井


桥头村饮用水井


后石塔村饮用水井

图 1.6-7 管线沿线地下水保护目标

表 1.6-4 海洋敏感保护和关心目标

序号	类别	名称	保护对象	方位距离（相对排污口）		方位距离（相对原油码头）		方位距离（相对产品码头）		范围与面积	备注
				方位	距离	方位	距离	方位	距离		
1	自然保护区	揭阳龙虾自然保护区	龙虾	东	17.0km	西	690m	东	19.1km	范围为： 116°26′01″E/22°53′59″N, 116°29′01″E/22°55′18″N, 116°26′01″E/22°53′24″N, 116°29′01″E/22°53′25″N。 保护区总面积约 1172 公顷。	市级，位置来源于《揭阳市海洋与渔业自然保护区总体规划》
2		揭阳市海龟、鲎市级自然保护区	海龟、鲎	东	16.9km	西	2.0km	东	19.1km	范围为：116° 26′ 00″ E/22° 55′ 59″ N, 116° 29′ 00″ E/22° 56′ 00″ N, 116° 26′ 00″ E/22° 54′ 26″ N, 116° 29′ 00″ E/22° 55′ 35″ N。 保护区总面积约 934.6 公顷。	市级，《揭阳市海洋与渔业自然保护区总体规划》
3		揭阳市神泉渔业市级自然保护区	保护人工鱼礁及海域生态环境	东	4.5km	西	15.8km	东	6.6km	范围为：116° 18′ 47″ E/22° 54′ 46″ N, 116° 20′ 12″ E/22° 54′ 46″ N, 116° 18′ 48″ E/22° 53′ 36″ N, 116° 20′ 12″ E/22° 53′ 37″ N。 保护区总面积约 513.7 公顷。	市级，《揭阳市海洋与渔业自然保护区总体规划》
4	渔业资源养护	神泉浅海养殖区	水质	东北	5.9km	西	22.2km	东	3.9km		
5		前詹人工鱼礁区	水质	东	16.9km	西	690m	东	19.1km	116° 26′ 00″ ~116° 29′ 00″、22° 54′ 00″ ~22° 56′ 00″，已投放礁体 1914 个	与实际存在范围与龙虾、海龟和鲎自然保护区重叠。
6		神泉人工鱼礁区	水质	东	4.5km	西	15.8km	东	6.6km	范围同“揭阳市神泉渔业市级自然保护区”	已投放礁体
7		幼鱼幼虾保护	水质	保护区内						-20m 以浅海域	农业部第 189 号公告

序号	类别	名称	保护对象	方位距离（相对排污口）		方位距离（相对原油码头）		方位距离（相对产品码头）		范围与面积	备注
				方位	距离	方位	距离	方位	距离		
		区									
8		前詹高位养殖区	水质	东	8.6km	北、西	205m	东	9.3km		高位养殖
9	旅游度假区	绿洲度假旅游区	水质	东	26.2km	北	3.2km	东	27.5km	东至：116° 32′ 05″ 西至：116° 30′ 46″ 南至：22° 58′ 21″ 北至：23° 00′ 22″ 112.2ha	现有旅游区
10		惠来金海湾度假旅游区	水质	东北	33.1km	北	12.8km	东北	33.7km	东至：116° 33′ 26″ 西至：116° 32′ 45″ 南至：23° 03′ 08″ 北至：23° 04′ 41″ 242.3ha	现有旅游区
11	其他	石碑山领海基点	地质地貌	东	24.9km	西北	1.1km	东	25.6km	北：22° 56'6.00" 东：116° 29'42.00"	领海基点

表 1.6-5　　项目所在区域周围的海洋生态红线区和自然岸线保有情况

海洋生态红线区			
功能区编号	生态红线区名称	与本项目相对位置关系	类型
206	东海重要砂质岸线及邻近海域限制类红线区	产品码头区西侧约 164m	重要砂质岸线及邻近海域
208	惠来县人工鱼礁重要渔业海域限制类红线区	排污口 E2.9km	重要渔业海域
209	神泉珍惜濒危物种集中分布区限制类红线区	排污口 E5.0km	珍惜濒危物种集中分布区
210	神泉芦园湾重要滨海旅游区限制类红线区	排污口 NE8.1km	重要滨海旅游区
211	前詹重要砂质岸线及邻近海域限制类红线区	原油码头 W6.3km	重要砂质岸线及邻近海域
212	**前詹珍惜濒危物种集中分布区限制类红线区**	**原油码头航道在红线区内**	**珍惜濒危物种集中分布区**
213	*鸡椒礁特别保护海岛禁止类红线区*	原油码头 E409m	*特别保护海岛*

214	**鸡椒礁特别保护海岛限制类红线区**	**原油码头部分港池和航道在红线区内**	**特别保护海岛**
215	绿洲重要砂质岸线及邻近海域限制类红线区	原油码头 N3.5km	重要砂质岸线及邻近海域
216	客鸟尾自然景观与历史文化遗迹限制类红线区	原油码头 NE9.4km	自然景观与历史文化遗迹
自然岸线保有			
编号	自然岸线保有名称	与本项目的位置关系	类型
189	**神泉湾西**	**产品码头西防波堤与该岸线相邻**	**砂质岸线**
190	龙江河口	产品码头填海区 NE440m	河口岸线
191	神泉内港	产品码头填海区 NE 6.6km	修复岸线
192	神泉港口	产品码头填海区 NE 2.4km	修复岸线
193	澳角村	产品码头填海区 E 8.7km	砂质岸线
194	芦园村	产品码头填海区 E 9.0km	砂质岸线
195	沟疏村	原油码头 W11.7km	砂质岸线
196	港寮湾	原油码头引桥接陆点 W16m	砂质岸线
197	资深湾	原油码头引桥接陆点 NW 65m	砂质岸线
198	靖海内港	原油码头 N6.5km	修复岸线
海岛岸线保有			
序号	名称	与原油码头相对位置	类型
290	伯公后礁	N 87m	海岛岸线
305	伯公后一岛	N 194m	海岛岸线
378	伯公后二岛	N 259m	海岛岸线
322	伯公后三岛	N 306m	海岛岸线
348	三脚桌礁	N 449m	海岛岸线
383	大石尾南岛	N 581m	海岛岸线
359	大石尾西岛	N 565m	海岛岸线
406	大石尾	N 652m	海岛岸线
299	大石尾北岛	N 686m	海岛岸线
281	外梗	N 848m	海岛岸线

404	外梗北岛	N 913m	海岛岸线
266	中梗	N 908m	海岛岸线
301	中梗西岛	N 926m	海岛岸线
336	中梗北岛	N 1.0km	海岛岸线
276	鸡椒礁	W 1.0km	海岛岸线
313	头根仔	N 1.3km	海岛岸线
269	潭口礁南岛	N 1.5km	海岛岸线
307	东西礁	W 1.5km	海岛岸线
370	潭口礁	N 1.6km	海岛岸线
319	胶雷礁南岛	N 1.8km	海岛岸线
392	棋盘礁	N 1.9km	海岛岸线
271	胶雷礁	N 1.9km	海岛岸线
355	角屿	W 1.9km	海岛岸线
325	胶雷礁东岛	N 2.0km	海岛岸线



图 1.6-8　项目周边海域环境保护目标分布图（保护区）

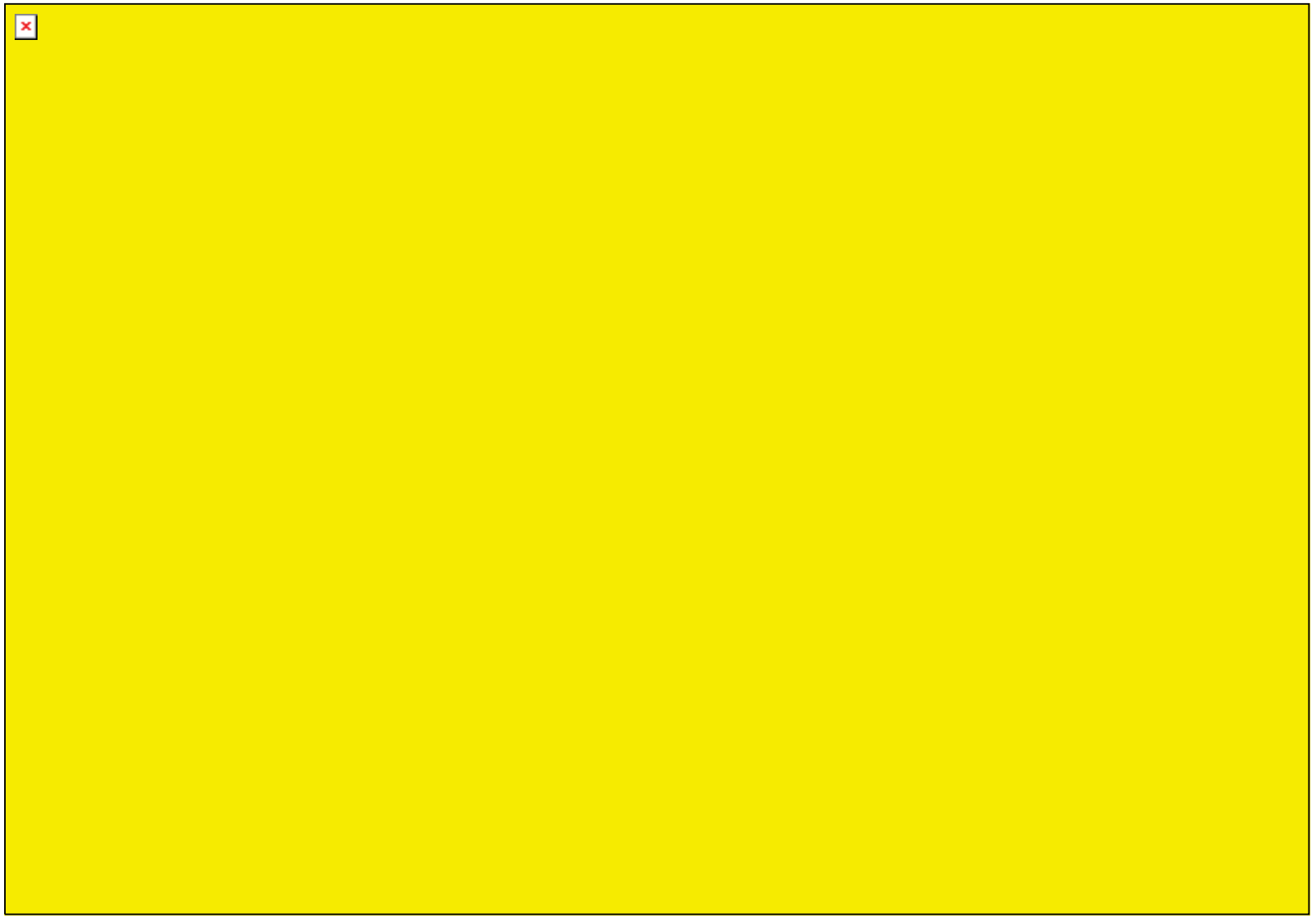


图 1.6-9　本项目与《广东省海洋生态红线》红线区、保有大陆自然岸线的位置关系



原油码头附近高位养殖场



神泉附近（龙江旧河）附近围塘养殖



产品码头西侧保有自然岸线情况



原油码头引桥登陆点及附近受保护礁盘（海岛保护岸线）

图 1.6-10　　项目附近敏感保护目标情况（部分）

1.7 环境影响评价标准

1.7.1 环境质量标准

⑴环境空气质量标准

本项目位于大南海石化工业区，本次评价大气范围内环境质量现状拟执行

《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单中二级环境质量标准。

对于 GB3095-2012 中无规定的特征污染物，参考执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中其他污染物空气质量浓度参考限值、《大气污染物综合排放标准详解》中环境质量标准浓度取值、环发[2008]82 号文等。选用的主要污染物质量标准限值见表 1.7-1。

表 1.7-1 环境空气质量标准

序号	污染物名称	取值时间单位	浓度限值 μg/Nm^3	标准来源
1	SO_2	年平均	60	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单二级
		24 小时平均	150	
		1 小时平均	500	
2	NO_2	年平均	40	
		24 小时平均	80	
		1 小时平均	200	
3	CO	24 小时平均	4mg/m^3	
		1 小时平均	10mg/m^3	
4	O_3	日最大 8 小时平均	160	
		1 小时平均	200	
5	PM_{10}	年平均	70	
		24 小时平均	150	
6	$PM_{2.5}$	年平均	35	
		24 小时平均	75	
7	TSP	年平均	200	
		24 小时平均	300	
8	氟化物	24 小时平均	7	
		1 小时平均	20	
9	苯并芘（BaP）	年平均	0.001	
		24 小时平均	0.0025	
10	氨	1 小时平均	200	《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中其他污染物空气质量浓度参考限值
11	硫化氢	1 小时平均	10	
12	苯	1 小时平均	110	
13	甲苯	1 小时平均	200	
14	二甲苯	1 小时平均	200	
15	氯化氢	1 小时平均	50	
16	丙烯腈	1 小时平均	50	
17	甲醇	1 小时平均	3000	
18	氯气	1 小时平均	50	
19	苯乙烯	1 小时平均	10	

序号	污染物名称	取值时间单位	浓度限值 μg/Nm^3	标准来源
20	酚	一次值	0.02 mg/m^3	参照《大气污染物综合排放标准详解》中环境质量标准浓度取值
21	氰化氢	一次值	0.01 mg/m^3	
22	非甲烷总烃	一次值	2.0 mg/m^3	
23	Hg	日均值	0.3	
24	Pb	年均值	0.5	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单
25	Cr（六价）	年均值	0.000025	
26	As	年均值	0.006	
27	Cd	年均值	0.005	
28	二噁英	年均值	0.6pgTEQ/m^3	环发[2008]82 号
29	TVOC	8 小时均值	0.6 mg/m^3	《室内空气质量标准》（GB/T 18883-2002）

⑵地表水环境质量标准

本项目区域主要地表水体为龙江河、龙江改河、雷岭河等，根据水环境功能区划，地表水体执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准，选用的主要污染物标准限值见表 1.7-2。

表 1.7-2　　地表水环境质量标准　　单位：mg/L

序号	污染物名称	标准值 III 类	标准来源
1	pH 值	6~9	《地表水环境质量标准》GB3838-2002 表 1
2	溶解氧	≥5	
3	高锰酸盐指数	≤6	
4	五日生化需氧量 BOD_5	≤4	
5	化学需氧量 COD_{cr}	≤20	
6	氨氮	≤1.0	
7	总磷	≤0.2	
8	石油类	≤0.05	
9	硫化物	≤0.2	
10	挥发酚	≤0.005	
11	氟化物	≤1.0	
12	氰化物	≤0.2	
13	汞	≤0.0001	
14	镉	≤0.005	
15	砷	≤0.05	
16	六价铬	≤0.05	
17	粪大肠杆菌群	≤10000（个/L）	
18	氯化物	250	《地表水环境质量标准》

序号	污染物名称	标准值 III 类	标准来源
19	硫酸盐	250	GB3838-2002 表 2
20	硝酸盐	10	
21	苯	0.01	《地表水环境质量标准》GB3838-2002 表 3
22	甲苯	0.7	
23	二甲苯	0.5	
24	镍	0.02	
25	钒	0.05	
26	SS	≤30	参考《地表水资源质量标准》（SL63-94）

⑶地下水质量标准

地下水执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类水质标准，GB/T14848-2017 中未列的标准参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）、《生活饮用水卫生标准》（GB5749-2006）执行。选用的具体标准值见表 1.7-3。

表 1.7-3　　地下水质量标准

序号	污染物	单位	数值	标准
1	pH 值	无	6.5~8.5	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准
2	氨氮	mg/L	≤0.5	
3	硝酸盐	mg/L	≤20.0	
4	亚硝酸盐	mg/L	≤1.0	
5	挥发性酚类	mg/L	≤0.002	
6	氰化物	mg/L	≤0.05	
7	砷	mg/L	≤0.01	
8	汞	mg/L	≤0.001	
9	六价铬	mg/L	≤0.05	
10	总硬度	mg/L	≤450	
11	铅	mg/L	≤0.01	
12	氟化物	mg/L	≤1.0	
13	镉	mg/L	≤0.005	
14	铁	mg/L	≤0.3	
15	锰	mg/L	≤0.1	
16	镍	mg/L	≤0.02	
17	溶解性总固体	mg/L	≤1000	
18	耗氧量（COD_{Mn} 法）	mg/L	≤3.0	
19	硫酸盐	mg/L	≤250	
20	总大肠菌群	CFU/100	≤3.0	

序号	污染物	单位	数值	标准
		ml		
21	苯乙烯	μg/L	≤20	
22	乙苯	μg/L	≤300	
23	氯化物	mg/L	≤250	
24	硫化物	mg/L	≤0.02	
25	苯	μg/L	≤10	
26	甲苯	μg/L	≤700	
27	二甲苯	μg/L	≤500	
28	苯并[a]芘	μg/L	≤0.01	
29	钒	mg/L	0.05	参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）
30	丙烯腈	mg/L	≤0.1	参照《生活饮用水卫生标准》（GB5749-2006）
31	石油类	mg/L	≤0.3	

⑷土壤环境质量标准

本项目炼化厂区占地范围内、原油码头库区占地范围内土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值标准，炼化厂区占地范围外、原油码头库区占地范围外、厂外管线沿线土壤执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018），拟选用的具体标准值见表 1.7-4 及表 1.7-5。

表 1.7-4　　建设用地土壤污染风险筛选值　　单位：mg/kg

序号	污染物项目		筛选值	标准
			第二类用地	
1	重金属和无机物	砷	60	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1
2		镉	65	
3		铬（六价）	5.7	
4		铜	18000	
5		铅	800	
6		汞	38	
7		镍	900	
8	挥发性有机物	四氯化碳	2.8	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1
9		氯仿	0.9	
10		氯甲烷	37	
11		1,1-二氯乙烷	9	
12		1,2 二氯乙烷	5	

序号	污染物项目		筛选值	标准
			第二类用地	
13		1,1-二氯乙烯	66	
14		顺-1,2-二氯乙烯	596	
15		反-1,2-二氯乙烯	54	
16		二氯甲烷	616	
17		1,2 二氯丙烷	5	
18		1,1,1,2-四氯乙烷	10	
19		1,1,2,2-四氯乙烷	6.8	
20		四氯乙烯	53	
21		1,1,1-三氯乙烷	840	
22		1,1,2-三氯乙烷	2.8	
23		三氯乙烯	2.8	
24		1,2,3-三氯丙烷	0.5	
25		氯乙烯	0.43	
26		苯	4	
27		氯苯	270	
28		1,2-二氯苯	560	
29		1,4-二氯苯	20	
30		乙苯	28	
31		苯乙烯	1290	
32		甲苯	1200	
33		间二甲苯+对二甲苯	570	
34		邻二甲苯	640	
35	半挥发性有机物	硝基苯	76	
36		苯胺	260	
37		2-氯酚	2256	
38		苯并[a]蒽	15	
39		苯并[a]芘	1.5	
40		苯并[b]荧蒽	15	
41		苯并[k]荧蒽	151	
42		䓛	1293	
43		二苯并[a,h]蒽	1.5	
44		茚并[1,2,3-cd]芘	15	
45		萘	70	
46		二噁英类	0.00004	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 2
47		氰化物	135	
48		石油烃	4500	
49		钒	752	

表 1.7-5　　农用地土壤污染风险筛选值　　单位：mg/kg

序号	污染物项目①②		风险筛选值				标准
			pH≤5.5	5.5<pH≤6.5	6.5<pH≤7.5	pH>7.5	
1	镉	水田	0.3	0.4	0.6	0.8	《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1
		其他	0.3	0.3	0.3	0.6	
2	汞	水田	0.5	0.5	0.6	1.0	
		其他	1.3	1.8	2.4	3.4	
3	砷	水田	30	30	25	20	
		其他	40	40	30	25	
4	铅	水田	80	100	140	240	
		其他	70	90	120	170	
5	铬	水田	250	250	300	350	
		其他	150	150	200	250	
6	铜	果园	150	150	200	200	
		其他	50	50	100	100	
7	镍		60	70	100	190	
8	锌		200	200	250	300	
9	苯并[a]芘		0.55				《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 2
注：①重金属和类金属砷均按元素总量计。 ②对于水旱轮作地，采用其中较严格的风险筛选值。							

⑸声环境质量标准

本项目周边区域主要为工业用地，同时分布有一定数量的村庄。因此，本项目炼化厂区、原油码头库区厂界周边执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 3 类标准；周边村庄执行 2 类标准。具体见表 1.7-6。

表 1.7-6　　声环境质量标准　　单位：dB（A）

类别	标准值		标准来源
	昼间	夜间	
2 类	60	50	《声环境质量标准》（GB3096-2008）
3 类	65	55	

⑹海水水质标准

园区排污口所在水域执行《海水水质标准》（GB3097-1997）三类标准；外围评价水域根据《揭阳市近岸海域环境功能区划》、《广东省近岸海域环境功能区划》执行相应环境功能区的一、二、三类标准。具体标准值见表 1.7-7。

表 1.7-7　　海水水质标准

项目	《海水水质标准》		
	一类标准	二类标准	三类标准
pH 值	7.8～8.5	7.8～8.5	6.8-8.8
DO	6	5	4
COD_{Mn}	2	3	4
SS	人为增加量 10	人为增加量 10	人为增加量 100
无机氮	0.20	0.30	0.40
活性磷酸盐	0.015	0.030	0.030
石油类	0.05	0.05	0.30
铜	0.005	0.010	0.050
铅	0.001	0.005	0.010
锌	0.020	0.050	0.10
镉	0.001	0.005	0.010
砷	0.020	0.030	0.050
镍	0.005	0.010	0.020
总汞	0.00005	0.0002	0.0002
氰化物	0.005	0.005	0.10
挥发酚	0.005	0.005	0.010
硫化物	0.02	0.05	0.10
苯并(α)芘（μg/L）	0.0025	0.0025	0.0025
粪大肠菌群（个/L）	2000	2000	2000
钒	0.05	0.05	0.05
苯	0.01	0.01	0.01
二甲苯	0.5	0.5	0.5
苯乙烯	0.02	0.02	0.02
甲苯	0.7	0.7	0.7
乙苯	0.3	0.3	0.3
丙烯腈	0.1	0.1	0.1
氟化物（F^-）	1.0	1.0	1.0

注：除 pH、苯并(α)芘、粪大肠菌群外，其余单位为 mg/L。钒、苯、甲苯、乙苯、二甲苯、苯乙烯和丙烯腈参考《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）中集中式生活饮用水地

表水源地特定项目标准限值，氟化物（F^-）符合参考《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）中Ⅰ类标准限值。

⑺沉积物质量标准

沉积物质量标准执行《海洋沉积物质量》（GB18668-2002）的一、二类标准；三类海水控制区的沉积物质量执行二类标准，二类和一类海水控制区的沉积物质量执行一类标准。具体标准值见表 1.7-8。

表 1.7-8　　海洋沉积物质量标准

标准值	Cu	Pb	Zn	Cd	Hg	As	Ni	V	石油类	有机碳	硫化物
单位	$\times10^{-6}$	$\times10^{-6}$	$\times10^{-6}$	$\times10^{-6}$	$\times10^{-6}$	$\times10^{-6}$	$\times10^{-6}$	$\times10^{-6}$	$\times10^{-6}$	%	$\times10^{-6}$
一类标准	35	60	150	0.5	0.2	20	40	75	500	2.0	300
二类标准	100	130	350	1.5	0.5	65	40	75	1000	3.0	500

*Ni 评价标准参考《香港沉积物分类标准》，钒参考我国渤海沉积物中钒的平均值

⑻生物质量标准

贝类生物体质量执行《海洋生物质量》（GB18421-2001）中的一、二类标准。甲壳类和鱼类的生物体内污染物质（石油烃除外）含量的评价标准参考《全国海岸和滩涂资源综合监测简明规程》中规定的生物质量标准，石油烃含量的评价标准采用《第二次全国海洋污染基线监测技术规程》（第二分册）中规定的生物质量标准。各评价因子的评价标准具体标准值见表 1.7-9。

表 1.7-9　　海洋生物质量标准（mg/kg）

标准名称	生物类别	铜	铅	锌	镉	总汞	砷	石油烃
贝类	一类标准	10	0.1	20	0.2	0.05	1.0	15
	二类标准	25	2.0	50	2.0	0.1	5.0	50
甲壳类		100	2.0	150	2.0	0.2	8.0	20
鱼类		20	2.0	40	0.6	0.3	5.0	20

1.7.2 污染物排放标准

⑴大气污染物排放标准

根据《广东省主体功能区规划的配套环保政策》（粤环[2014]7 号）、《广东省环境保护厅关于钢铁、石化、水泥行业执行大气污染物特别排放限值的公告》（粤环发[2018]8 号）的要求，本项目废气排放应执行特别排放限值标准。

工艺加热炉烟气、催化裂化催化剂再生烟气、重整催化剂再生烟气、废水处理有机废气收集处理装置、其他有机废气等有组织污染源执行《石油炼制工业污

染物排放标准》（GB31570-2015）、《石油化学工业污染物排放标准》（GB31571-2015）、《合成树脂工业污染物排放标准》（GB31572-2015）中的特别排放限值；动力中心废气执行《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2011）中燃气轮机组排放限值；废气最高允许排放速率还应执行《广东省地方标准 大气污染物排放限值》（DB44/27-2001）中的 II 时段二级排放速率要求；导热油炉烟气执行广东省《锅炉大气污染物排放标准》（DB 44/765-2019）中特别排放限值要求；危险废物焚烧设施执行《危险废物焚烧污染控制标准》（GB18484-2001）相应标准，并参考征求意见稿的要求；恶臭污染物执行《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93），煤贮运、破碎筛分、转运及水煤浆制备工段等废气中颗粒物执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）。执行标准包括但不限于表中所示，具体标准见表 1.7-10～表 1.7-12。

企业边界大气污染物浓度限值执行《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）、《石油化学工业污染物排放标准》（GB31571-2015）、《合成树脂工业污染物排放标准》（GB31572-2015）中相应标准，详见表 1.7-13。

表 1.7-10　　有组织源大气污染物排放标准　　单位：mg/m^3

序号	污染源	污染物	大气污染物特别排放限值 (mg/m^3)	污染物排放监控位置	来源
1	炼油区工艺加热炉	颗粒物	20	车间或生产设施排气筒	《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）表 4
		二氧化硫	50		
		氮氧化物	100		
2	催化裂化催化剂再生烟气	颗粒物	30		
		二氧化硫	50		
		氮氧化物	100		
		镍及其化合物	0.3		
3	重整催化剂再生烟气	氯化氢	10		
		非甲烷总烃	30		
4	酸性气回收装置	二氧化硫	100		
5	废水处理有机废气收集处理装置	苯	4		
		甲苯	15		
		二甲苯	20		
		非甲烷总烃	120		
6	有机废气排放口	非甲烷总烃去除效率	≥97%		

序号	污染源	污染物	大气污染物特别排放限值 (mg/m^3)	污染物排放监控位置	来源
7	化工区工艺加热炉	颗粒物	20	车间或生产设施排气筒	《石油化学工业污染物排放标准》（GB31571-2015）表 5
		二氧化硫	50		
		氮氧化物	100		
8	RTO 焚烧烟气	颗粒物	20		《合成树脂工业污染物排放标准》（GB31572-2015）表 5、表 6
		非甲烷总烃	60		
		氮氧化物	100		
9	有机废气	非甲烷总烃去除效率	≥97%		《石油化学工业污染物排放标准》（GB31571-2015）表 5
10	有机废气	苯	4		《石油化学工业污染物排放标准》（GB31571-2015）表 6
		甲苯	15		
		二甲苯	20		
		苯乙烯	50		
		甲醇	50		
11	合成树脂装置	非甲烷总烃	60	车间或生产设施排气筒	《合成树脂工业污染物排放标准》（GB31572-2015）表 5
		颗粒物	20		
12	动力中心锅炉	颗粒物	5	烟囱	《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2011）表 2
		二氧化硫	35		
		氮氧化物	50		
13	导热油炉	颗粒物	10	烟囱	广东省《锅炉大气污染物排放标准》（DB 44/765-2019）表 3
		二氧化硫	35		
		氮氧化物	50		

表 1.7-11　　其他工艺废气污染物排放标准

序号	污染源	污染物	最高允许排放浓度（mg/m^3）	最高允许排放速率（kg/h）		标准来源
				排气筒高度（m）	二级	
1	煤贮存、破碎筛分、转运和水煤浆制备	颗粒物	120	20	5.9	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）二级标准
				30	23	
				40	39	
				50	60	

序号	污染源	污染物	最高允许排放浓度（mg/m³）	最高允许排放速率（kg/h）		标准来源
				排气筒高度（m）	二级	
				60	85	
2	恶臭污染源	H_2S	/	15	0.33	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）二级
				20	0.58	
				30	1.3	
				40	2.3	
				60	5.2	
3		氨	/	15	4.9	
				20	8.7	
				25	14	
				30	20	
				35	27	
				40	35	
				60	75	
4		苯乙烯	/	15	6.5	
				20	12	
				25	18	
				30	26	
				40	45	
5		臭气浓度（单位：无量纲）	/	15	2000	
				25	6000	
				40	20000	
				50	40000	

表 1.7-12　　危险废物焚烧炉大气污染物排放限值

序号	污染物	不同焚烧容量时的最高允许排放浓度限值（mg/m³）		标准来源
		300-2500（kg/h）	≥2500（kg/h）	
1	烟气黑度	林格曼 I 级		《危险废物焚烧污染控制标准》（GB18484-2001）表 3
2	烟尘	80	65	
3	一氧化碳	80	80	
4	二氧化硫	300	200	
5	氟化氢	7.0	5.0	
6	氯化氢	70	60	
7	氮氧化物（以 NO_2）	500		
8	汞及其化合物（以 Hg 计）	0.1		

9	镉及其化合物（以 Cd 计)	0.1	
10	砷、镍及其化合物（以 As+Ni 计）	1.0	
11	铅及其化合物（以 Pb 计）	1.0	
12	铬、锡、锑、铜、锰及其化合物（以 Cr+Sn+Sb+Cu+Mn 计）	4.0	
13	二噁英类（ngTEQ/Nm^3）	0.5TEQng/m^3	

表 1.7-13　　企业边界大气污染物浓度限值

序号	污染源	污染物	大气污染物特别排放限值(mg/m^3)	污染物排放监控位置	来源
1	厂界 1 小时大气污染物平均浓度	颗粒物	1.0	企业边界	《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）表 5、《石油化学工业污染物排放标准》（GB31571-2015）表 7、《合成树脂工业污染物排放标准》（GB31572-2015）表 9
		氯化氢	0.2		
		苯并（a）芘	0.000008		
		苯	0.4		
		甲苯	0.8		
		二甲苯	0.8		
		非甲烷总烃	4.0		
2	厂界浓度限值	H_2S	0.06	厂界	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）二级
		氨	1.5		
		苯乙烯	5.0		
		臭气浓度	20		

⑵废水污染物排放标准

本项目产生的含油污水、含盐污水、清净废水等均送本项目污水处理场处理。污水处理场尾水经园区排海口排海，各污染物执行《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）、《石油化学工业污染物排放标准》（GB31571-2015）和《合成树脂工业污染物排放标准》（GB 31572-2015）直接排放限值，并执行《水污染物排放限值》（DB44/26-2001）一级标准，各标准从严取值。具体排放指标见表 1.7-14 及表 1.7-15。

对于施工期和营运期间的作业船舶，执行《沿海海域船舶排污设备铅封管理规定》和《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）的要求：禁止向沿海海域排放油类污染物，船舶所产生的油类污染物、船舶生活污水及垃圾定期排放至岸上或水上移动接收设施。

表 1.7-14　　各车间或生产设施废水排放口排放标准　　单位：mg/L

序号	污染物	《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）表 1	《石油化学工业污染物排放标准》（GB31571-2015）表 1	《合成树脂工业污染物排放标准》（GB31572-2015）表 1	《水污染物排放限值》（DB44/26-2001）表 1
1	总铅	1.0	1.0	1.0	1.0
2	总镉	/	0.1	0.1	0.1
3	总砷	0.5	0.5	0.5	0.5
4	总镍	1.0	1.0	1.0	1.0
5	总汞	0.05	0.05	0.05	0.05
6	烷基汞	不得检出	不得检出	不得检出	不得检出
7	总铬	/	1.5	1.5	1.5
8	六价铬	/	0.5	0.5	0.5
9	苯并(a)芘	0.00003	0.00003	/	0.00003

表 1.7-15　　污水处理场废水排放标准　　单位：mg/L，pH 值除外

序号	污染物项目	《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）表 1	《石油化学工业污染物排放标准》（GB31571-2015）表 1	《合成树脂工业污染物排放标准》（GB31572-2015）表 1	《水污染物排放限值》（DB44/26-2001）表 4 一级标准
1	pH	6~9	6~9	6~9	6~9
2	悬浮物	70	70	30	60
3	COD	60	60	60	60
4	BOD5	20	20	20	20
5	氨氮	8.0	8.0	8.0	10
6	总氮	40	40	40	/
7	总磷	1.0	1.0	1.0	磷酸盐（以 P 计）0.5
8	总有机碳	20	20	20	20
9	石油类	5.0	5.0	/	5.0
10	可吸附有机卤化物	/	1.0	1.0	/
11	硫化物	1.0	1.0	/	0.5
12	氟化物	/	10	/	10
13	挥发酚	0.5	0.5	/	0.3
14	总钒	1.0	1.0	/	/
15	总铜	/	0.5	/	0.5

序号	污染物项目	《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）表 1	《石油化学工业污染物排放标准》（GB31571-2015）表 1	《合成树脂工业污染物排放标准》（GB31572-2015）表 1	《水污染物排放限值》（DB44/26-2001）表 4 一级标准
16	总锌	/	2.0	/	2.0
17	苯	0.1	/	0.1	0.1
18	甲苯	0.1	/	0.1	0.1
19	邻二甲苯	0.4	/	/	0.4
20	间二甲苯	0.4	/	/	0.4
21	对二甲苯	0.4	/	/	0.4
22	乙苯	0.4	/	0.4	/
23	总氰化物	0.5	0.5	0.5	/
24	苯乙烯	/	/	0.3	/
25	丙烯腈	/	/	2.0	2.0
26	丙烯酸	/	/	5	/

⑶固体废物处理/处置标准

一般固体废物贮存、处理/处置执行《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB18599-2001）及修改单。

危险废物分类执行《国家危险废物名录》（2016 年版）及其相关鉴别标准；危险废物贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及修改单；危险废物焚烧执行《危险废物焚烧污染控制标准》（GB18484-2001）及其征求意见稿，危险废物填埋执行《危险废物填埋污染控制标准》（GB18598-2001）及修改单。

⑷噪声排放标准

运营期厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 3 类标准，施工期噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）的标准，参见表 1.7-16。

表 1.7-16　　环境噪声排放标准　　单位：dB（A）

阶段	位置	噪声限值		标准来源
		昼间	夜间	
施工期	施工场界噪声	70	55	《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）
运营期	厂界噪声	65	55	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008） 3 类标准

2 建设项目周围环境概况

2.1 项目地理位置

中委广东石化 2000 万吨/年重油加工工程（以下简称本项目），由中国石油天然气股份有限公司和委内瑞拉国家石油公司合资建设，位于广东省揭阳大南海石化工业区的石化产业片区中。项目区域位置见图 2.1-1。

揭阳大南海石化工业区位于广东省揭阳市惠来县南端近海区域，地理坐标为东经 116° 06′ 57″-116° 18′ 42″，北纬 22° 57′ 42″-23° 03′ 18″之间。东从神泉港起、西至溪西镇西湖高速公路入口，北至东陇镇赤洲村、隆江镇见龙村，南临南海，海岸线长约 7km，总规划面积 73km^2。其中石化产区片区规划范围东至溪西排洪渠及林沟村以东约 1 公里处，南至南海及揭阳汕尾交界处，西至湖寮村以东约 500 米，北至广汕高铁南侧，规划总用地面积为 40.12km^2。与惠来县城距离约 12 公里。

本项目厂址位于工业区内龙江改河入海口以西区域，火炬位于厂区外西南部。原油码头库区位于惠来县东南石碑山区域，原油码头库区周围为风力发电场用地。原油及产品码头工程分为原油码头及产品码头两个港区，其中原油码头港区位于石碑山海域，产品码头港区位于大南海龙江河口西侧海域。



图 2.1-1　本项目区域位置图

2.2 自然环境概况

2.2.1 地形地貌

惠来县地处大南山南麓，靠山面海。县域形态呈长条状东西向展布，地势北高南低，自西北向东南倾斜。犁头冻（山）位于县城西北侧，海拔 822.7m，是全县的最高峰，最低地带为神泉镇，平均海拔不足 3m，全县基本属滨海丘陵类型，地貌由山地、丘陵、平原和沙滩塭地与海岛构成。

海岸线曲折多湾，岬角发育。厂址位于惠来县南海农林场，龙江河以西区域，地形东西走向总体上西高东低，南北方向上中间高，两头低。整体上较平坦，地貌单位属于海岸地貌，主要有沙滩、沙丘、废弃鱼池、农田等组成。区域场地标高 4～15m。原油码头库区位于惠来县东南石碑山区域，场地地势较平坦，属于海岸地貌。管线地形地貌为剥蚀残丘和冲积平原，平原区地形平坦，地势低平，残丘地区相对高差较小，坡度较缓。园区南临南海，主要由少部分海边沙地、平坦地及大部分丘陵地组成。海边沙地、平坦地高程在 1m-5m 之间；丘陵地高差较大，高程一般在 20m-30m 之间，其最低处高程为-4.85m（位于河底），最高处高程为 58.5m，地形较破碎。

2.2.2 气候

项目区域位于广东省东部沿海，台湾海峡南出口，是北回归线以南的低纬度地区，地处亚热带，属亚热带季风性气候，冬半年受极地冷高压脊控制，盛行东北季风，天气较为干冷；夏半年则为季风低压、热带气旋所影响，盛行西南和东南季风，高温多雨。降雨量的年内分配很不均匀，其中汛期的 4～9 月约占全年降雨量的 80%以上，降雨多属锋面雨和热带气旋雨，前汛期 (6 月以前)以锋面雨为主，雨面广，降雨量大；后汛期以台风雨为主，降雨强度大。季风盛行，年内风向随季节转换明显，大致 4～8 月盛行东南风，9～次年 3 月盛行东北偏北风。具体气象要素数据见表 2.2-1

表 2.2-1　　气象要素表

气象要素	单位	平均（或极值）
年平均气压	hpa	1011.8
年平均温度	℃	22.4
极端最高气温	℃	38.4
极端最低气温	℃	1.5

年平均相对湿度	%	78.1
年降雨量	mm	1805.4
最大日降雨量	mm	262
年雨日	d	164.7
年雾日	d	3.8
年平均风速	m/s	2.4
最大风速	m/s	22.8
年平均静风频率	%	5.9
年日照时数	h	2013.5
年日照百分数	%	45.7
年蒸发量	mm	1442.2
年雷暴日数	d	51.8

2.2.3 水文资源

⑴陆地水文

区内河流众多，其中集水面积 100km^2 以上河流有 5 条，分别是龙江河、罗溪河、雷岭水、鳌江河及狮石湖水；100 km^2 以下河流主要有 4 条，分别是铭湖溪、溪东溪、大潭河、赤沃水等，均为独流出海。可见表 2.2-2 惠来县主要河流情况表。

①龙江河

流经葵潭镇、溪西镇、隆江镇，境内集水面积 357.5 km^2，河长 42km，平均坡降 1.63‰，多年平均径流量 15.84 亿立方米，平水年径流量 15.288 亿立方米，枯水年径流量 9.237 亿立方米。流域内建有大中型水库龙潭、巷口、尖官陂和小型水库共 24 座，总库容 20917 万立方米。

②鳌江河

流经东港镇、鳌江镇、岐石镇，境内集水面积 180.5 km^2，河长 42km，平均坡降 0.21‰，多年平均径流量 2.93 亿立方米，平水年径流量 2.68 亿立方米，枯水年径流量 1.42 亿立方米。流域内建有小型水库 18 座，总库容 4146 万立方米。

③雷岭水

雷岭河与盐岭河并称雷岭水。雷岭河流经华湖镇、神泉镇、东陇镇，境内集水面积 132.3 km^2，河长 24.6 km，平均坡降 0.37‰，多年平均径流量 4.21 亿立方米，平水年径流量 1.15 亿立方米，枯水年 0.61 亿立方米。

盐岭河流经惠城镇、华湖镇，集水面积 60.1 km^2，平水年径流量 0.22 亿立

方米，枯水年径流量 0.18 亿立方米。

雷岭水流域内有中型水库蜈蚣岭、镇北和小型水库共 21 座，总库容 8663 万立方米。

④罗溪河

罗溪河流经隆江镇、惠城镇，集水面积 197 km^2，河长 49.2km，平均坡降 3.54‰，多年平均径流量 2.02 亿立方米，平水年径流量 0.68 亿立方米，枯水年径流量 0.36 亿立方米。流域内建有大中型水库石榴潭、船桥及小型水库共 41 座，控制面积 208.18 km^2，总库容 19963 万立方米。

⑤狮石湖水

流经靖海镇、周田镇、仙庵镇，集水面积 192.6km^2，河长 27.7km，多年平均流量 1.38 亿立方米，平水年径流量 1.04 亿立方米，枯水年径流量 0.55 亿立方米。流域上建有中型水库顶溪、葫芦潭和小型水库共 23 座，总库容 5766 万立方米。

表 2.2-2　　惠来县主要河流情况表

河流名称	流经镇	汇水面积（km^2）	主河道长度（km）	多年平均流量(m^3/s)	平均坡度（‰）
龙江河	葵潭镇、溪西镇、隆江镇	357.5	42	15.84	1.63
鳌江河	东港镇、鳌江镇、岐石镇	180.5	42	2.93	0.21
雷岭水	华湖镇、神泉镇、东陇镇、惠城镇	192.4	24.6	4.21	0.37
罗溪河	隆江镇、惠城镇	197	49.2	2.02	3.54
狮石湖水	靖海镇、周田镇、仙庵镇	192.6	27.7	1.38	

与本项目评价区联系较紧密的有龙江河、龙江改河、铭湖溪、雷岭河。其中龙江河与炼化厂区的地下水有紧密的联系，炼化厂区紧临龙江改河下游入海口，厂外管线自西向东依次穿越龙江改河、龙江河、雷岭河、铭湖溪。

⑵海洋水文

华南沿海的潮汐主要由台湾与菲律宾之间的巴士海峡和巴林塘海峡传入，其主体沿着华南沿海向雷州半岛传播，一部分向台湾海峡传去，与东海传来的下行波相遇，在海峡内形成驻波。华南沿海潮型分布复杂多变，日潮、不规则日潮、半日潮、不规则半日潮具有分布。由根据国家海洋局南海工程勘察中心 2009 年 4 月该海域潮汐观测资料显示，从东（资深）岛西（甲东）潮汐有不规则全日潮逐步转变为规则全日潮，日潮性质减弱，半日潮性质增强，工程所在海域为不规

则日潮。

工程海域潮差多年平均在 0.40m～1.60m 之间，大陆沿岸平均潮差相对较小，海门港验潮站多年平均潮差为 0.78m。工程海域最大潮差一般在 3.00 吗一下，海门港验潮站最大潮差为 2.60m。

工程海区主要潮位特征值如下：

最高天文潮潮位：1.92m（当地理论最低潮面起算，下同）；

最低天文潮潮位：0.00m；

平均海平面：1.13m；

平均高潮位：1.47m；

平均低潮位：0.60m；

最大潮差：1.66m。

2.2.4 生态环境

项目所在区域属于亚热带植被带，闽、粤沿海丘陵平原亚热带“植被带”，潮汕平原丘陵 “植被分段”。评价区植被主要为人工林地、 经济林及农作物，区内无国家重点保护的植物种类和古树名木。评价区域植被类型为亚热带常绿季雨林区，原生植被遭到破坏，绝大部分山丘岗地退化为针叶疏林、阔叶疏林或灌木草丛。其中以湿地松、木麻黄、桉树、台湾相思、大叶相思、杉木、木荷、荔枝等最常见。其中湿地松、台湾相思、桉树为山地优势种，荔枝为主要经济林种类，木麻黄为沿海沙地优势种。

炼化厂区周边分布有湿地松和木麻黄防护林，由于是人工群落，乔木层的植物种类少，结构简单，无分层现象。灌木层的种类以乔木种类的幼苗为主，但盖度较低。原油码头库区至炼化厂区间的厂外管道沿线植被以次生灌木种类为主，分布不均匀，少部分地区盖度较大，种类较多，荔枝林在管道沿线也广泛分布，部分荒地以草本植物为主。

2.3 社会环境概况

2.3.1 行政区和人口

项目所在地揭阳市位于广东省东南部潮汕平原中心，是闽粤赣中心枢纽，珠三角与长三角经济区的黄金分割点，珠三角与海峡西岸中心位置，粤港澳台地区

经济圈枢纽结点，东距厦门 300 公里，西距广州 400 公里、深圳 260 公里，北距江西 200 公里。

截至 2015 年，惠来县辖 13 个镇、2 个农林场，户籍总人口 1420525 人，常住人口 111.57 万人。13 镇包括惠城镇、隆江镇、葵潭镇、靖海镇、神泉镇、仙庵镇、周田镇、前詹镇、华湖镇、东陇镇、岐石镇、鳌江镇、东港镇，2 个农林场包括葵潭场和青坑场。全县共计 239 个行政村，33 个社区。

惠来县人民政府驻惠城镇，大南海石化工业区均位于惠来县行政辖区内。

2.3.2 经济概况

2016 年，揭阳市生产总值约 2012 亿元，五年年均增长 10.1%；规模以上工业增加值 1135 亿元，年均增长 14.7%；固定资产投资 1478 亿元，年均增长 24.4%；社会消费品零售总额 977 亿元，年均增长 14.3%；外贸进出口 463.8 亿元，年均增长 10.9%；地方公共预算收入 77.4 亿元，年均增长 10.8%；城乡居民人均可支配收入 17560 元，年均增长 11.2%。以高速公路建设为突破口，逐步形成空港、海港、公路网、铁路网“两港两网”的立体交通格局，打造连接珠三角地区和海西经济区的粤东交通枢纽。以重大经济引擎为龙头、重点产业园区为架构，进一步优化产业空间布局，加快构筑以先进制造业、现代服务业和战略性新兴产业为主体的现代产业体系。中德金属生态城等 20 个重点产业园区初具规模，中委项目、中海油粤东 LNG 等重大项目建设扎实推进。实施产业“登高”和产业引进工程，产业结构调整取得突破，初步形成 “10+2”产业集群为主体的产业架构。揭阳 21 世纪海上丝绸之路电商港建设取得新进展，国家电子商务示范城市、工业电子商务创新发展示范城市扎实推进。

2015 年，惠来县地区生产总值 242.33 亿元，增长 7.1%。其中，第一产业增加值 52.09 亿元，增长 5%；第二产业增加值 137.03 亿元，增长 7.1%；第三产业增加值 53.22 亿元，增长 9%。人均地区生产总值 2.17 万元。2015 年，惠来县粮食播种面积 3.65 万公顷，粮食产量 20.22 万吨。2015 年，惠来县业产值 595.3 亿元，比 2014 年增长 12.6%。2015 年，惠来县社会消费品零售总额 102.88 亿元，比 2014 年增长 15.2%。

2.3.3 文物古迹

惠来县范围内主要有惠来革命烈士纪念碑、榕石、文昌阁塔、惠来城隍庙、

海角甘泉、澳角炮台、溪东炮台、石壁寮庵、苏福墓、彭湃卧室、仙井古岩、攻城指挥部旧址、西来古寺、镇江寺等文物保护单位。

本项目评价范围内无文物保护单位。

2.4 环境功能规划

2.4.1 大气环境功能区划

根据《惠来县环境保护规划》（2012-2020 年），本项目位于大南海石化工业区，本项目评价范围区域均为环境空气质量二类区，执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级环境质量标准。广东省黄光山自然保护区距本项目约 15 公里，不在本次评价范围内，惠来县大气环境功能区划见图 2.4-1。



图 2.4-1　　惠来县大气环境功能区划

2.4.2 地表水水环境功能区划

本项目及管线周边主要河流为龙江改河、龙江河、雷岭河、铭湖溪等。根据《揭阳市环境保护规划（2007-2020）》，龙江河厂址周边区域段地表水环境功能区划如表 2.4-1，应执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类限值标准。

表 2.4-1　　区域水域水环境功能区划

水体	水环境功能	水质指标	依据
龙江河（惠来潭头~惠来出海口）	工业用水	III	《揭阳市环境保护规划（2007-2020）》

项目周边生活饮用水地表水源保护区划分方案见表 2.4-2，项目周边水域水环境功能区划见图 2.4-2。

表 2.4-2　　项目周边生活饮用水地表水源保护区划分方案

保护区名称	保护级别	水质目标	水域保护范围	陆域保护范围
龙江河饮用水源保护区	一级	II	糖厂出水口至潭头村路口长埔桥至玄武水坡水域	相应一级保护区水域两岸向陆纵深 50 米的陆域
石榴潭水库饮用水源保护区	一级	II	以岐石水厂、隆江水厂吸水点为中心，上至石榴潭水库库区，下至吸水干渠全部水域	石榴潭水库正常水位线向陆纵深 1000 米的陆域，干渠两岸向陆纵深 50 米的陆域
	二级	II	除一级保护区外库区全部水域	



图 2.4-2　　本项目周边区域地表水环境功能区划

2.4.3 地下水水环境功能区划

广东省地下水功能区按两级进行划分。

地下水一级功能区划分为开发区、保护区、保留区 3 类，主要协调经济社会发展用水和生态与环境保护的关系，体现国家对地下水资源合理开发利用和保护的总体部署。在地下水一级功能区的框架内，根据地下水资源的主导功能，再划分为 8 类地下水二级功能区。其中，开发区划分为集中式供水水源区和分散式开发利用区；保护区划分为生态脆弱区、地质灾害易发区和地下水水源涵养区；保留区划分为不宜开采区、储备区和应急水源区。地下水二级功能区主要协调地区之间、用水部门之间和不同地下水功能之间的关系。地下水功能区划分体系见表 2.4-3，揭阳市地下水功能区划分见图 2.4-3。

表 2.4-3　　地下水功能区划分体系

地下水一级功能区	地下水二级功能区
开发区	集中式供水水源区
	分散式开发利用区
保护区	生态脆弱区
	地质灾害易发区
	地下水水源涵养区
保留区	不宜开采区
	储备区
	应急水源区



图 2.4-3 揭阳市地下水功能区划分

2.4.4 噪声环境功能区划

本项目周边区域主要为工业用地，同时分布有一定数量的村庄。因此，本项目炼化厂区、原油码头库区周边执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 3 类标准；村庄执行 2 类标准；道路两侧执行 4a 类标准。

2.4.5 海洋环境功能区划

根据《关于调整揭阳市近岸海域环境功能区划的复函》（粤办函[2010]473 号）和《揭阳市近岸海域环境功能区划调整可行性研究报告》（报批稿），本项目产品码头区部分位于神泉港区，主要功能为港口、一般工业用水，执行三类海水水质标准；部分位于惠陆综合功能区，主要功能为港口、一般工业用水，执行二类海水水质标准（港池内执行第三类水质标准）；原油码头位于资深至石碑山综合功能区，主要功能为港口、一般工业用水，执行三类海水水质标准。本项目依托的大南海石化工业区的排污口位于工业区东南侧离岸 3.76km 外侧，主要功能为排污，执行三类海水水质标准。

项目填海工程、产品码头区的码头、港池、防波堤均位于“惠来南部工业与城镇用海区”，航道位于“田尾山-石碑山农渔业区”；原油码头区的码头、防波堤、港池、引桥和引堤均位于“靖海港口航运区”，航道位于“珠海-潮州近海农渔业区”；项目依托的排污口位于“神泉特殊利用区”。项目所在及周边海域海洋功能区具体分布见表 2.4-4。

表 2.4-4　　项目所在区域和周围海洋功能区划

编号	海洋功能区划	与本项目相对位置关系	功能区类型
1	田尾山-石碑山农渔业区	产品码头航道所在	农渔业区
2	惠来南部工业与城镇用海区	产品码头、港池、防波堤、填海所在	工业与城镇用海区
3	前詹港口航运区	产品码头东面约 11km	港口航运区
4	靖海港口航运区	原油码头、防波堤、港池、引桥和引堤所在	港口航运区
5	珠海-潮州近海农渔业区	原油码头航道所在	农渔业区
6	神泉特殊利用区	项目依托排污口所在	特殊利用区
7	神泉海洋保护区	依托排污口东面约 5.4km	海洋保护区
8	前詹海洋保护区	原油码头航道西面约 1km	海洋保护区

2.4.6 生态功能区划

根据《广东省环境保护规划纲要》（2006-2020 年），本项目所在园区处于海陆丰-惠来热带平原农业-城镇经济生态功能区，其生态功能分区及其功能定位和保护对策见表 2.4-5，陆域生态功能区划见图 2.4-4。

表 2.4-5　　规划区生态功能类型区划

级别	功能区名称	范围	功能定位与保护对策
三级	海陆丰－惠来热带平原农业－城镇经济生态功能区	惠来南部，陆丰南部，汕尾市市辖区，海丰中东部地区	机械化农业发达，城镇化水平高，农业生产、沿海防护功能重要；建设城镇绿化带，完善农业经济复合生态系统。

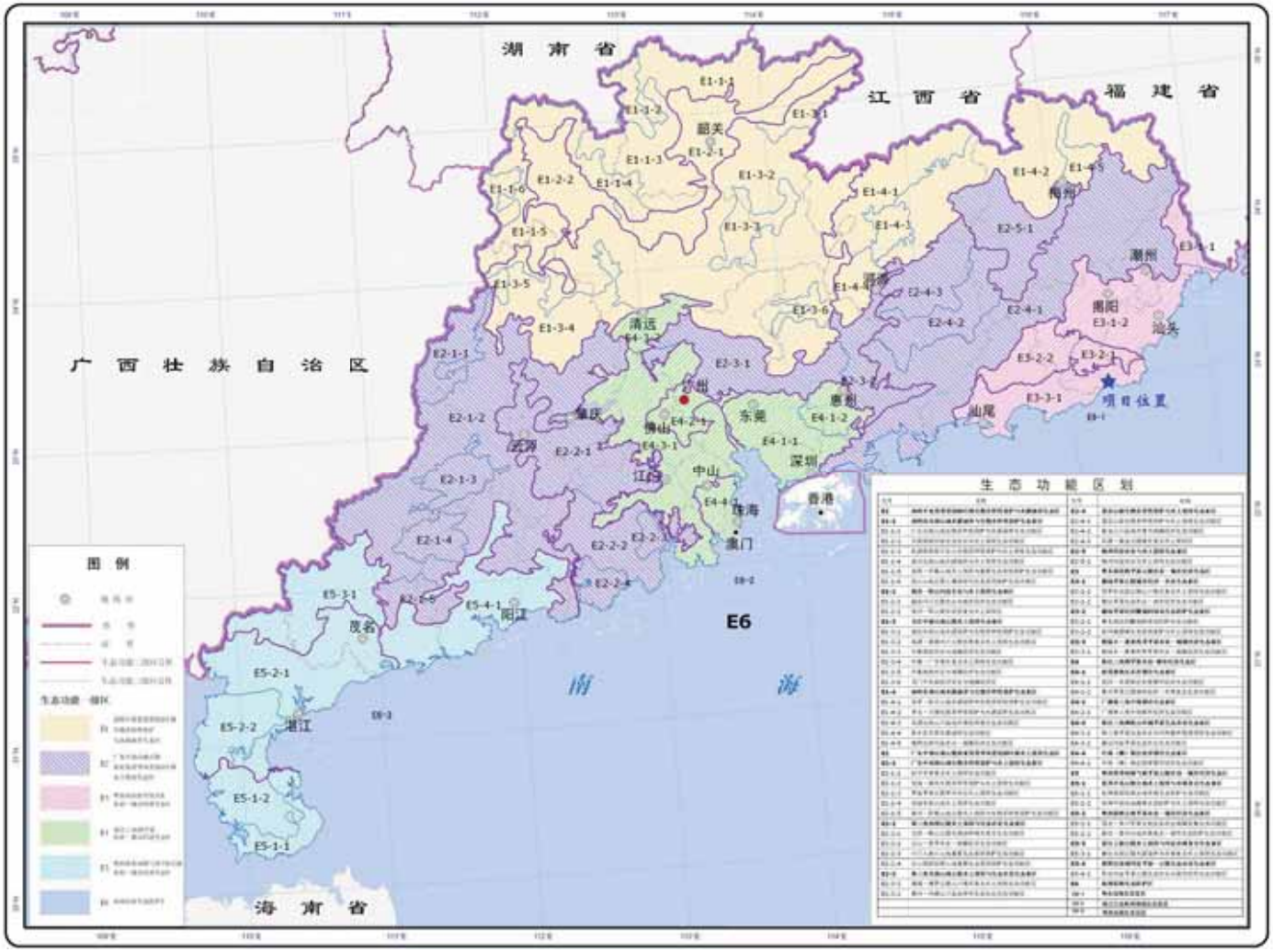


图 2.4-4　生态功能区划图

2.5 环境质量现状

2.5.1 环境空气质量现状

根据揭阳市环境质量公告（2017 年），2017 年全年有效监测天数 365 天，达标天数为 344 天，达标率为 94.2%，空气质量指数类别优 131 天，占 35.9%；良 213 天，占 58.4%；轻度污染 21 天，占 5.8%，空气中主要污染物为 $PM_{2.5}$。二氧化硫年日均值为 15 微克/立方米，二氧化氮年日均值为 25 微克/立方米，这两项 2017 年与 2016 年持平；PM_{10} 2017 年日均值为 55 微克/立方米，比 2016 年下降 8.3%；$PM_{2.5}$ 年日均值为 34 微克/立方米，比 2016 年下降 12.8%；臭氧日最大 8 小时均值在 16-210 微克/立方米之间；一氧化碳日均值在 0.6-1.7 毫克/立方米之间；降尘年月均值为 4.72 吨/平方公里•月。本项目所在区域属于达标区，具体判定情况见第 7 章。

揭阳市惠来县环境监测站在惠来县设置县网厂、葵梅中学、皮革厂常规监测点，常规监测项目包括 SO_2、NO_2、TSP。根据 2014-2016 年例行监测数据，监测点位的 SO_2、NO_2、TSP 均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准。

2.5.2 地表水环境质量现状

根据揭阳市环境质量报告书（2017 年），本项目周边市控断面——龙江惠来河段符合Ⅲ类水质，水质良好。与 2016 年相比水质类别无明显变化。

根据《揭阳大南海石化工业区规划调整环境影响报告书》和《揭阳大南海石化工业区二期规划环境影响报告书》，大南海石化工业区于 2015 年 10 月 26-28 日进行了水质现状补充监测，在龙江和排水渠布设 4 个补充监测断面，监测断面见表 2.5-1。

表 2.5-1　　地表水环境质量现状监测点位表

水域名称	序号	位置
龙江河	W1	邦山水闸上游 100m 处
	W2	龙江镇公路桥下游 1500m 处
	W3	龙江入神泉湾前 500m 处
排水渠	W4	汇入龙江前 500m 处

W1 断面连续监测三天；W2、W3 和 W4 断面所在龙江河段为感潮河口，

在小潮期采样，每个潮期连续采样两天，并且分别在每天的涨潮和落潮期间采样。监测项目包括水温、pH 值、悬浮物（SS）、溶解氧（DO）、高锰酸盐指数（CODMn）、氨氮（NH_3-N）、总磷（TP）、铜（Cu）、锌（Zn）、砷（As）、汞（Hg）、镉（Cd）、六价铬（Cr6+）、铅（Pb）、氰化物、氟化物、挥发酚、石油类、硫化物、阴离子表面活性剂（LAS）、粪大肠菌群。

根据区域常规监测结果显示，项目周边区域的龙江河的各个监测断面的均满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）的III类标准，不存在超标现象。根据 2015 年的补充监测，龙江河及大南海工业区北边界的排渠均存在超标现象，主要的超标因子为石油类、DO、CODcr、BOD_5、S^{2-}等因子；根据调查，2015 年修建从葵潭到惠来的沥青公路，同时龙江河河道正在进行河堤的维护和改造，施工过程中有较多的施工废水进入龙江河，导致龙江河水体中部分指标，如石油类、CODcr、BOD_5 等指标超标，同时隆江、溪西镇尚未建成城镇污水处理厂，其生活污水未经处理即排入了龙江河，导致龙江河下流河段存在有机物的污染；大南海工业区北边界的排水渠接纳了附近的生活、农业、城镇等的污水，导致其石油类、CODcr、BOD_5 等指标出现超标。

2.5.3 近岸海域水环境质量现状

根据揭阳市环境质量报告书（2017 年），2017 年揭阳市近岸海域水质较好，水质状况与上年持平。各功能区点位水质均符合其相应水域水质的要求，金海湾旅游功能区（同时为环境质量点位）、神泉港区均符合Ⅰ类水质，石碑山至前詹二类功能区符合Ⅱ类水质，水质状况均为优，各项目年均值及监测值均达标。

根据《揭阳大南海石化工业区规划调整环境影响报告书》和《揭阳大南海石化工业区二期规划环境影响报告书》，2015 年 10 月 26-11 月 5 日进行了近岸海域现状补充监测。监测布设 7 个补充监测断面，见表 2.5-2。

表 2.5-2　　近海海域补充监测断面信息一览表

水域类型	水域名称	序号	位置	水质标准
海水	神泉湾	O1	工业区拟建排污口处	III
		O2	拟建排污口处西南方向，惠来与陆丰交界处	I
		O3	拟建排污口处东南方向 1000m 处	I
		O4	惠来与陆丰交界处，离岸 500m	II
		O5	龙江出海 500m 处	III

		O6	神泉海洋保护区西边界	I
	神泉港	O7	神泉港内罗溪水闸下游 1000m 处	III

分别在大潮期（2015 年 10 月 26～27 日）和小潮期（2015 年 11 月 4～5 日）采样，每个潮期分别采样 2 天，共计 4 天；并且分别在每个采样日的高潮和低潮采样，即每个采样日采样 2 次。监测项目包括水温、色度、悬浮物、pH 值、溶解氧（DO）、高锰酸盐指数（COD_{Mn}）、五日生化需氧量（BOD5）、无机氮、硫化物（以 S 计）、氰化物、氟化物等 27 项指标。

从监测结果看出，O2、O3、O4 监测断面的高锰酸盐指数、无机氮和活性磷酸盐指标超标，O6 监测断面的 BOD_5、无机氮和活性磷酸盐指标超标，O7 监测断面的无机氮和活性磷酸盐指标超标，其余监测指标均相应执行的满足海水水质标准。根据调查，广东省粤东海域无机氮浓度普遍较高，水质目标较高的 O2、O3、O4 几个监测点易出现超标现象。O7 属于入海口地区，养殖业发达，且接纳了如罗江等陆源的污染，故其营养性元素氮和磷出现了超标的现象。

2.5.4 地下水质量现状

本项目所在区域地下水现状参考《揭阳大南海石化工业区规划调整环境影响报告书》，2015 年 10 月 27 至 28 日委托广州市建环环境监测有限公司进行地下水现状补充监测。布设 7 个地下水监测点，见表 2.5-3。

表 2.5-3 地下水水质现状监测井分布一览表

序号	监测井位	井深（m）	埋深（m）	备注
GW1	山岗村	18	2.9	上游监测点
GW2	双湖村	16	2.7	精细化工西部控制点
GW3	山陇村	16	2.7	精细化工东部控制点
GW4	上湖东村	16	2.4	下游控制点
GW5	埔洋村	16	2.8	炼化项目控制点
GW6	林沟村	15	2.5	河东石化区控制点
GW7	图田村	15	2.2	下游控制点

监测项目包括 pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、氯离子、砷、汞、铬（六价）、铅、镉、镍、高锰酸盐指数、硫酸盐、总硬度、溶解性总固体、阴离子合成洗涤剂、石油类、硫化物、氟化物，共 21 项。在枯水期进行一期监测，每期取样一次

监测结果表明，除 GW1 山岗村监测点位的氨氮、亚硝酸盐指标超标，GW2

双湖村的高锰酸盐指数超标，GW6 林沟村监测点位的氨氮指标超标之外，其他监测点位的其他监测指标均满足III类标准。监测点超标的原因可能是周边居民的生活污水乱排乱放导致的

2.5.5 声环境质量现状

根据揭阳市环境质量报告书（2017 年），2017 年揭阳市区区域环境噪声平均等效声级为 54.8 分贝，与 2016 年相比上升 0.1 分贝，城市区域环境噪声总体水平等级为二级，较好，与上年持平，2017 年揭阳市功能区噪声 1 类、2 类、3 类、4 类区昼夜等效声级分别为 53.8、54.9、57.6、64.9 分贝；除 3 类功能区噪声小时等效声级达标外，其余各类功能区噪声小时等效声级均出现不同程度的超标现象。功能区噪声年度达标率为 93.6%，其中昼间达标率为 98.3%，夜间达标率为 84.1%。

2.5.6 土壤环境质量现状

本项目所在区域土壤现状参考《揭阳大南海石化工业区规划调整环境影响报告书》于 2015 年 10 月进行的现状监测数据，土壤监测点位见表 2.5-4，分析项目包括 pH、镉、汞、铜、铅、总铬、锌、镍、砷、石油类。

表 2.5-4　　大南海石化工业区土壤环境现状补充监测点位情况

编号	采样点位置	土地类型（现状）
S1（工业区内）	山陇村附近	农用地
S2（工业区内）	和双村附近	农用地
S3（工业区内）	林沟村附近	农用地
S4（工业区外）	乌树林村附近	农用地
S5（工业区外）	图上村附近	农用地
S6（工业区外）	上湖东附近	农用地

监测结果表明，工业区外各因子满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中农用地土壤污染风险筛选值标准，工业区内除铬外，其他各因子满足《土壤环境质量标准 建设用地污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中建设用地的土壤污染风险筛选值标准。

监测点中 S2-S6 点的总铬均未检出，区内 S1 点总铬实测值为 16mg/kg，参考《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中总铬标准，筛选值为 150mg/kg，管制值为 800mg/kg，S1 点实测值满足该标准

要求。

本项目周边耕地土壤环境敏感目标分布情况见表 2.5-6，根据《惠来县土地利用总体规划（2010-2020 年）修改方案（中委合资广东石化 2000 万吨/年重油加工工程项目）》，本项目占地不涉及基本农田，不属于永久基本农田集中区。

表 2.5-5　　项目周边耕地土壤环境分布情况

		与项目的相对位置		面积（hm^2）	土地类型
		方位	距离（m）		
原油码头库区评价范围内		西北	500	68.1	旱地
		东北	400	9.277	旱地
炼化厂区	评价范围内	西北	540	73.14	旱地
		西	570	12.75	水浇地
		西北	0	273.84	旱地
		西南	203	180.95	旱地
		北	0	28.8	果园
	厂区范围内	/	/	150.372	旱地
厂外管线评价范围内		/	/	176.110	水田
		/	/	2.285	水浇地
		/	/	770.903	旱地
		/	/	80.592	果园

2.6 区域污染源概况

目前，园区内无其他在建项目，揭阳京信电厂项目以粤环审[2016]494 号文获得广东省环保厅的批复，但该项目目前属于已批未建状态。另根据 2017 年 1 月 9 日国家能源局电力司下发的《关于衔接广东省“十三五”煤电投产规模的函》，涉及 9 个煤电项目需推迟到“十四五”及以后，再结合广东电力供需形势、煤电规划建设风险预警等，逐步建设、投产。其中，京信揭阳热电新建 2×60 万千瓦（国能电力[2013]134 号）项目为被推迟的项目之一。

3 变更情况分析

3.1 前期工作历程

2011 年 1 月，国家环保部以《关于中委广东石化 2000 万吨/年重油加工工程环境影响报告书的批复》（环审〔2011〕22 号）对中委广东石化 2000 万吨/年重油加工工程（以下简称“本项目”）环境影响报告书予以批复。

2012 年 4 月 20 日，国家发改委以《关于中委合资广东石化 2000 万吨/年重油加工工程项目核准的批复》（发改能源〔2012〕989 号）对本项目予以核准。

2012 年 4 月 27 日，本项目举行开工奠基仪式。

3.2 原环评时本项目基本情况

根据本项目原环评《中委广东石化 2000 万吨/年重油加工工程环境影响报告书》（中国石油天然气华东勘察设计研究院）及其批复，项目基本情况如下：

建设地点：项目建设地点位于广东省揭阳市惠来县，其中炼油厂区位于广东省揭阳市惠来县大南海工业园，隆江河入海口的西侧；成品油码头位于隆江河入海口附近海域；中转油库位于石碑山灯塔附近；原油码头位于石碑山灯塔附近海域；中转管线则从陆地上由中转油库通往炼油厂区。具体的项目建设位置见图 3.2-1。

项目投资：项目总投资 5733879 万元，其中建设投资 4972247 万元，由中国石油天然气股份有限公司（简称中国石油）和委内瑞拉国家石油公司（简称 PDVSA）共同出资建设，按照股份制企业模式进行管理和生产经营，其中股份份额比例为，中国石油 60%，PDVSA40%。

环保投资：环保投资 82.5 亿元，占项目总投资的比例 14.4%。

劳动定员：公司总定员为 1158 人，其中操作人员 976 人，连续生产岗位按四班三倒配备，非连续生产岗位根据需要可按两班或一班配备定员。

年运行时间：项目设计年运行时数为 8400h。

总量控制因子情况：原环评时本项目总量控制建议指标为 SO_2 2900t/a、NOx 3150t/a、烟尘 440t/a、COD 250t/a、石油类 20t/a、氨氮 40t/a。广东省环境保护厅以《关于中委广东石化 2000 万吨/年重油加工工程项目主要污染物排放总量指

标审核意见的函》（粤环函〔2010〕1196 号）对总量指标进行批复，分配给本项目的总量指标为 SO_2 3810t/a、COD 250t/a。

总加工流程：原环评时本项目总加工流程见图 3.2-2。



图 3.2-1　原环评时本项目建设地理位置图

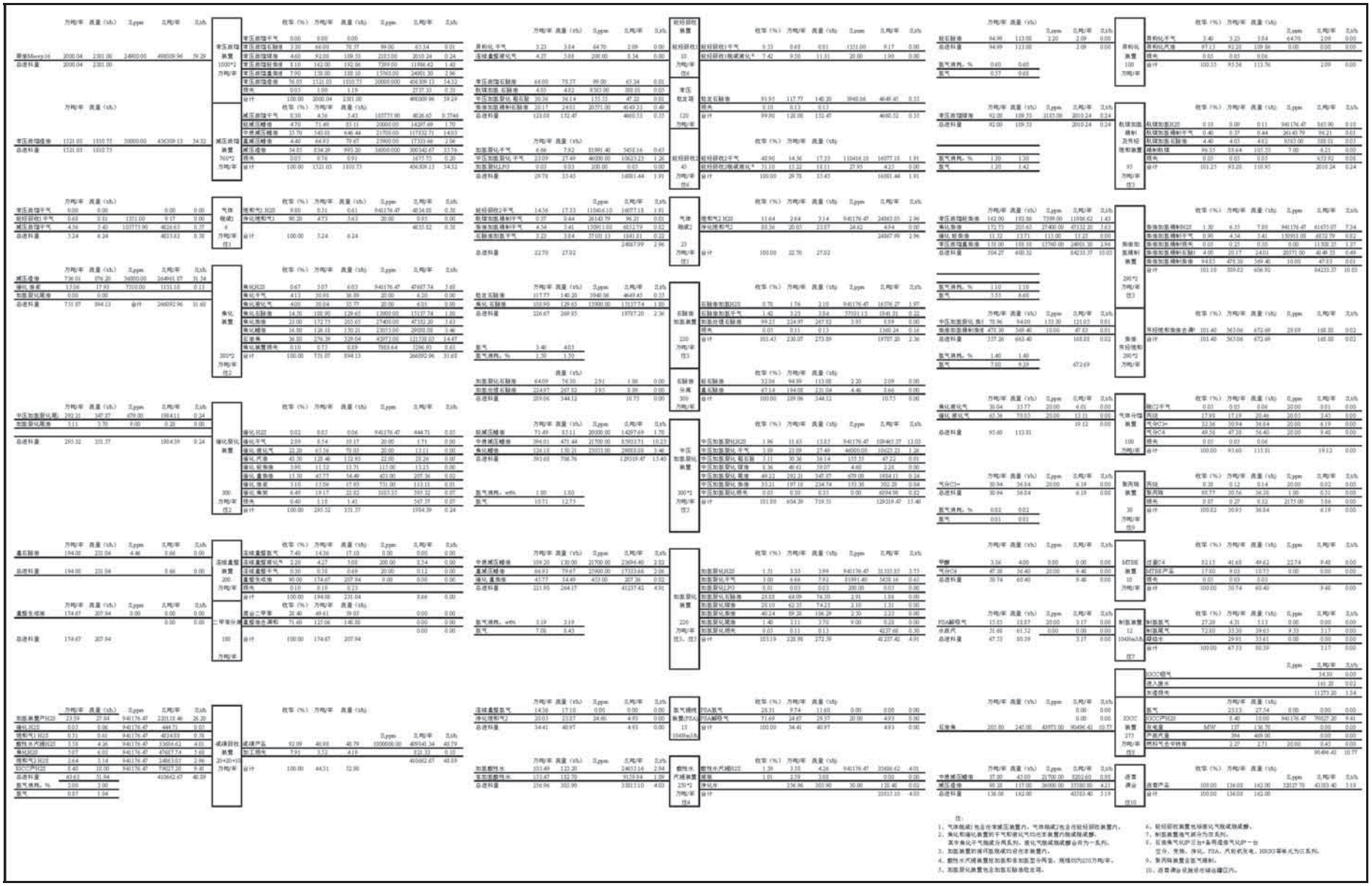


图 3.2-2　原环评时本项目加工流程图

3.3 原环评时本项目工程概况

原环评时本项目由厂内工程和厂外工程两部分组成。厂内工程为炼油厂区，厂外工程包括原油码头、成品油码头、中转油库、中转管线。各部分的主要建设规模见表 3.3-1。

表 3.3-1　　原环评时本项目总体建设规模表

序号	名称	建设规模	主要建设内容
1	炼油厂区	原油加工量 2000×10^4t/a	常减压等加工生产装置 20 套以及配套的储运、公用工程等辅助设施
2	中转油库	总库容 120×10^4m^3	12 座 10×10^4m^3 原油储罐及配套设施
3	中转管线	线长 32.2km	1 条 DN900 原油管道；1 条 DN400 燃料气管道；1 条 DN400 污水管道
4	原油码头	30 万吨级	30 万吨级原油泊位 1 个
5	成品油码头	5 万吨级	5 万吨级成品油泊位 1 个；5000 吨级液体石油化工品泊位 7 个；2 万吨级散货泊位 1 个；5000 吨级重件泊位 1 个；工作船泊位 3 个

3.3.1 厂内工程

原环评时炼油厂区由主体装置和公用工程及辅助设施组成，具体见表 3.3-2，表 3.3-3。

表 3.3-2　　原环评时本项目炼油厂区主体装置建设内容

序号	装置名称	单项规模	数量	总规模	工艺技术	备注
1	常减压蒸馏装置（Ⅰ、Ⅱ）	1000×10^4t/a	2 套	2000×10^4t/a	三级电脱盐→闪蒸塔→常压塔→减压塔的工艺路线	其中常减压Ⅰ含气体脱硫装置
2	延迟焦化装置（Ⅰ、Ⅱ）	$380\times2\times10^4$t/a	2 套	760×10^4t/a	焦化采用“二炉四塔”方案，引进国外技术；干气、液化气脱硫采用复合型 MDEA 溶剂；液化气脱硫醇采用 MERICHEM 纤维膜脱硫醇工艺	
3	蜡油加氢裂化装置	220×10^4t/a	1 套	220×10^4t/a	采用 UOP 加氢裂化工艺技术，单段全循环流程	
4	中压加氢裂化装置（Ⅰ、Ⅱ）	$300\times2\times10^4$t/a	2 套	600×10^4t/a	采用 UOP 加氢裂化工艺技术，单段一次通过流程	
5	航煤加氢精制及芳烃饱和装置	95×10^4t/a	1 套	95×10^4t/a	采用国内成熟航煤加氢工艺技术	
6	柴油加氢精制及芳烃饱和装置（Ⅰ、Ⅱ）	$290\times2\times10^4$t/a	2 套	580×10^4t/a	采用中、低压两段法柴油深度脱硫脱芳烃工艺技术	
7	催化裂化装置	300×10^4t/a	1 套	300×10^4t/a	采用常规催化裂化技术；干气、液化气脱硫采用复合型 MDEA 溶剂；液化气脱硫醇采用 MERICHEM 纤维膜脱硫醇工艺	
8	石脑油加氢精制装置	230×10^4t/a	1 套	230×10^4t/a	采用国内成熟石脑油加氢工艺技术	
9	连续重整装置	200×10^4t/a	1 套	200×10^4t/a	采用 UOP 最新一代的连续重整技术	
10	氢气提纯装置	13×10^4Nm^3/h	1 套	13×10^4Nm^3/h	采用变压吸附（PSA）净化工艺，10 塔流程	
11	制氢装置	12×10^4Nm^3/h	1 套	12×10^4Nm^3/h	采用国内水蒸汽转化技术	造气部分为双系列
12	轻烃回收装置	55×10^4t/a	1 套	55×10^4t/a	采用有压缩机工艺技术，干气、液化气脱硫采用复合型 MDEA 溶剂；液化气脱硫醇采用 MERICHEM 纤维膜脱硫醇工艺	轻烃回收部分两系列：45+10

序号	装置名称	单项规模	数量	总规模	工艺技术	备注
13	气体分馏装置	100×10^4t/a	1 套	100×10^4t/a	采用常规分离流程	
14	MTBE 装置	10×10^4t/a	1 套	10×10^4t/a	采用混相床＋催化蒸馏合成 MTBE 工艺	
15	异构化装置	100×10^4t/a	1 套	100×10^4t/a	采用异构化-脱异已烷组合工艺	
16	聚丙烯装置	30×10^4t/a	1 套	30×10^4t/a	采用美国 DOW 化学公司的 Unipol 工艺	
17	硫磺回收装置（Ⅰ、Ⅱ、Ⅲ）	（20+20+10）$\times10^4$t/a	3 套	50×10^4t/a	硫磺回收采用两级转化 Claus 硫磺回收工艺，尾气处理采用 LT-SCOT 工艺	
18	酸性水汽提装置（Ⅰ、Ⅱ）	250×10^4t/a	2 套	500×10^4t/a	装置Ⅰ处理加氢型装置酸性水，采用单塔加压侧线抽出汽提工艺；装置Ⅱ处理非加氢型酸性水，采用单塔低压汽提工艺	处理加氢、非加氢酸性水各 1 套
19	溶剂再生装置（Ⅰ、Ⅱ）	（520+160）t/h	2 套	680t/h	采用常规汽提再生法，以复合型 MDEA 作脱硫剂	饱和气 520，不饱和气 160
20	IGCC 装置	（275+80）$\times10^4$t/a	1 套	355×10^4t/a	气化部分采用 GE 的德士古（Texaco）带激冷室气化炉；酸性气脱除采用低温甲醇法脱硫脱碳工艺；一氧化碳变换采用国内宽温耐硫变换工艺；PSA 部分采用国内技术；联合循环发电部分采用进口燃气轮机、国产抽凝式蒸汽轮机	石油焦气化炉三台+备用渣油气化炉一台，空分、变换、净化、PSA、汽轮机 发电、HRSG 等单元为三系列

表 3.3-3　　原环评时本项目炼油厂区公用及辅助工程建设内容

系统名称	序号	装置名称		规模	数量	备注
辅助工程	1	自动控制	中央控制室		1 座	
	2		DCS 系统		1 套	分散控制系统
	3		SIS 系统		1 套	安全仪表系统
	4		GDS 系统		1 套	可燃和毒性气体监控系统
	5		CDS 系统		1 套	腐蚀检测系统
	6		MCS 系统		1 套	机组控制系统
	7		MDS 系统		1 套	机组诊断系统
	8		AMS 系统		1 套	仪表设备管理系统
	9		OTS 系统		1 套	仿真培训系统
	10		OMS 系统		1 套	油品移动系统
	11		LIMS 系统		1 套	化验室信息管理系统
	12	储运	原油罐区	$240\times10^4m^3$	1 座	包含储罐 24 座
	13		中间料罐区	$63.9\times10^4m^3$	1 座	包含储罐 65 座
	14		汽油罐区	$34\times10^4m^3$	1 座	包含储罐 18 座
	15		柴油罐区	$60\times10^4m^3$	1 座	包含储罐 20 座
	16		沥青罐组区	$12\times10^4m^3$	1 座	包含储罐 6 座
	17		球罐区	$10.8\times10^4m^3$	1 座	包含储罐 36 座
	18		芳烃、航煤罐区	$12\times10^4m^3$	1 座	包含储罐 8 座
	19		铁路装卸车设施		8 股	
	20		汽车装卸车设施		1 套	51 车位
	21		罐车洗涤设施		2 股	24 车位
	22		化学药剂设施	$7000m^3$	2 套	碱液罐 500×2，液氨罐 3000×2
	23		燃料气回收设施	$60000m^3$	1 套	干式气柜 30000×2（含脱硫）
	24		火炬设施		2 套	每套 4 个火炬，每套设 1 个塔架
	25		工艺及热力管网			
	26		储运销售中心		1 座	
	27		汽柴油调和设施		2 套	汽、柴油各 1 套
	28	消防	消防给水系统		1 套	含消防泵站及贮水罐
	29		蒸汽灭火系统		1 套	
	30		泡沫灭火系统		1 套	
	31		火灾自动报警系统		1 套	
	32		火灾监控系统		1 套	
	33		电视监控系统		1 套	
	34		消防站		1 座	一级消防站配置

系统名称	序号	装置名称	规模	数量	备注
	35	灭火器及其它		若干	
公用工程	36	给水处理场及给水系统	3000m^3/h	1 座	
	37	清洁雨水收集池	20000m^3	1 座	
	38	循环水场	102000m^3/h	3 座	分别 50000、12000、40000m^3/h
	39	供配电、电信系统			全厂性配置
	40	采暖、通风及空调系统			全厂性配置
	41	供热系统			装置余热及 IGCC 提供热源
	42	化学水站	1600t/h	1 座	
	43	凝结水站	1100t/h	1 座	
	44	除氧水系统			IGCC 装置统一设置
	45	空压站	1000m^3/min	1 座	
	46	氮气供应系统			IGCC 装置空分提供
	47	制冷站	占地 4050m^2	1 座	
	48	低温热回收站	占地 4000m^2	1 座	
	49	维修站	占地 2000m^2	1 座	
	50	中心化验室	建筑面积 6000m^2	1 座	与环境监测站合建
	51	办公楼等生产管理区	占地 20250m^2		
环保工程	52	污水预处理站		若干	各联合装置区、油品罐区内各自均相应设置
	53	污水处理场	1000+500m^3/h	2 座	含油污水处理场 1000 m^3/h，含盐污水处理场 500 m^3/h
	54	回用水处理站	1000m^3/h	1 座	
	55	三级防控体系		1 套	
	56	终端事故水收集池	2×30000m^3	2 座	其中 1 座 30000 m^3 兼做雨水监控池
	57	油气回收设施		3 套	铁路装车、汽车装车、汽油装船设施区各设 1 套
	58	废碱渣处理设施	2.9t/d	1 套	
	59	固体废物临时储存场		1 座	
依托工程	60	厂外供水设施		1 套	依托工业园，设两根 DN1100 供水管道，送至本工程边界
	61	外部备用供电源			从区域外部变电站接引 2 路备用电源
	62	铁路设施			依托工业园编组站引入厂内
	63	固体废物处置设施			依托广东省危险废物综合处理示范中心

3.3.2 厂外工程

厂外工程包括原油码头、成品油码头（现称产品码头）、中转管线（现称厂外管线）、中转油库（现称原油码头库区）。

⑴原油码头

原油码头工程建设内容见表 3.3-4。

表 3.3-4　　原环评时本项目原油码头工程建设内容

系统名称	序号	装置名称	规模	数量	备注
主体工程	1	原油泊位	30 万吨级	1	
辅助及公用工程	2	变电所		2 座	
	3	原油码头控制系统（含报警系统）		1 套	2 台计算机+PLC+远程 I/O
	4	供水系统			给水水源由中转库区供给，消防水源由码头海水泵房供给
	5	排水系统			污水排陆域污水处理场
	6	消防系统			泡沫灭火＋水冷却消防系统
	7	通信系统			电话通信、有线调度电话通信、无线调度电话通信、船岸通信、工业电视和应急与保安通信
	8	导助航系统			助航标志、电子导航、辅助靠泊电子系统

⑵成品油码头

成品油码头建设内容见表 3.3-5。

表 3.3-5　　原环评时本项目成品油码头工程建设内容

系统名称	序号	装置名称	规模	数量	备注
主体工程	1	成品油泊位	5 万吨级	1 个	结构按照 10 万吨级设计
	2	液体石油化工品泊位	5000 吨级	7 个	
	3	散货泊位	2 万吨	1 个	
	4	件杂货泊位	5000 吨级	1 个	
	5	工作船泊位		3 个	
辅助及公用工程	6	变电所		4 座	
	7	成品油码头控制系统（含报警系统）		1 套	2 台计算机+PLC+远程 I/O
	8	散杂货码头控制系统		1 套	远程 I/O 站
	9	给水系统			给水水源及消防水源由厂区供给

	10	排水系统			污水排陆域污水处理场
	11	消防系统			泡沫灭火＋水冷却消防系统
	12	通信系统			电话通信、有线调度电话通信、无线调度电话通信、船岸通信、工业电视和应急与保安通信
	13	导助航系统			助航标志、电子导航、辅助靠泊电子系统

⑶中转油库

中转油库工程建设内容见表 3.3-6。

表 3.3-6　　原环评时本项目中转油库工程建设内容

系统名称	序号	装置名称	规模	数量	备注
主体工程	1	原油罐区	$120\times10^4m^3$	1 座	含 12 座 $10\times10^4m^3$ 浮顶罐
	2	泵房		1 座	各类机泵共 14 台
	3	原油计量间		1 座	
	4	库区管网		若干	含库区内部集输管道；2 条至码头的 DN1000 原油管道 1km；1 条至码头的 DN400 生活用水管道 1km；1 条自码头来的 DN300 污水管道 1km
辅助及公用工程	5	给水消防加压泵站		1 座	含泡沫混合设施
	6	消防站		1 座	
	7	变配电所		1 座	
	8	库区电信、防雷、防静电及接地设施			
	9	锅炉房		1 座	3 台 WNS15-1.25-Q 全自动燃气蒸汽锅炉
	10	中心控制室		1 座	1 套罐区 PLC 系统 1 套消防 PLC 系统
	11	化验室		1 座	
	12	综合办公楼		1 座	$3000m^2$
	13	车库及维修间		1 座	
环保工程	14	污水处理站		1 座	
	15	事故水收集池	$20000m^3$	1 座	事故池
依托工程	16	外部供电源			前瞻变电所和资深变电站各接引一路

⑷中转管线

中转管线建设内容见表 3.3-7。

表 3.3-7　　原环评时本项目中转管线工程建设内容

序号	管线名称	数量	规格	长度 km	备注
1	原油管道	1 条	DN900	32.2	自中转库输送至炼油厂区
2	污水管道	1 条	DN300	32.2	自中转库输送至炼油厂区
3	燃料气管道	1 条	DN300	32.2	自炼油厂区输送至中转库

3.4 原环评时本项目环境保护“三同时”措施及投资

原环评时本项目环境保护措施总投资约 825124 万元。环境保护“三同时”措施及投资见表 3.4-1。

表 3.4-1　　原环评时本项目环境保护“三同时”措施及投资一览表

环境保护措施分类	序号	环保设施	投资（万元）	备注
废气污染防治措施	1	干气脱硫、液化气脱硫脱硫醇设施	18000	25%计入环保投资，干气脱硫总规模：41.2t/a，液化气脱硫脱硫醇总规模：121t/a，采用 MDEA 溶剂脱硫，采用纤维膜法脱硫醇。
	2	低氮燃烧器	6200	IGCC 及炼油装置加热炉均设低氮燃烧器。
	3	轻烃回收装置	1464	50%计入环保投资，采用无压缩机工艺技术。
	4	催化裂化装置再生烟气除尘器	700	旋风除尘。
	5	连续重整装置再生烟气收尘、脱氯设施	1500	袋式过滤器和催化剂脱氯设施。
	6	延迟焦化密闭吹汽系统	650	放空塔及冷却汽液分离罐设施等
	7	火炬及火炬气回收系统	9089	该系统设 8 个火炬头，30000m^3 干式气柜 2 座，选用 60Nm^3/min、30Nm^3/min 液封式压缩机各 3 台。
	8	浮顶罐及沥青调和处理	34000	25%计入环保投资。
	9	油气回收设施	10300	1200 Nm^3/h＋750 Nm^3/h＋4600 Nm^3/h＋700 Nm^3/h，拟采用冷凝+蓄热氧化的方法。
	10	硫磺回收装置	132042	规模：2×20×10^4t/a＋10×10^4t/a，采用二级 Claus＋LT-SCOT，每套均按一头一尾设置。
	11	酸性水汽提装置臭气治理设施	1100	处理能力：600m^3/h，采用超细雾化及高效液膜吸收＋干法固定床脱臭。
	12	污水处理设施的臭气治理设施	3990	处理能力：47500m^3/h，采用生物过滤除臭法。
	13	排气筒及烟囱	2400	
废水污染	14	排水系统	8000	（排水管网及中转污水管线）。

环境保护措施分类	序号	环保设施	投资（万元）	备注
防治措施	15	生活污水一体化设施	140	中转油库：10 m^3/h，厌氧＋好氧接触氧化＋沉淀。
	16	含油污水预处理设施	5650	中转油库、炼油厂区、成品油码头库区。
	17	延迟焦化切焦水、冷焦水处理设施	260	处理能力：340m^3/h，焦化工艺中采取提高反应温度，改进急冷油注入方式，采用泡焦冷焦工艺，从而降低水中油和硫化物，再经沉淀处理。
	18	IGCC 灰水处理、汽提设施	500	处理能力：400m^3/h，湿润洗涤、沉淀。
	19	酸性水汽提装置	10000	处理能力：2×250m^3/h，分别采用单塔加压侧线抽出和单塔加压全吹出工艺。
	20	污水处理场	67627.58	含油污水处理装置：气浮＋A/O 工艺； 含盐污水处理装置：气浮＋两级 A/O 工艺； 回用水处理装置：BAF＋气浮过滤＋双膜工艺。（含污泥脱水）
固体废物处理处置措施	21	固体废物临时储存设施	730	
	22	“三泥”干化设施及备选方案措施	1738	
	23	废碱液处理设施	488.66	
噪声控制措施	24	隔声、消声、减振	600	
其它	25	加氢装置	57173.7	10％计入环保投资
施工期环境保护	26	施工环境保护及水土保持措施	14577	
地下水保护措施	27	地下水防渗措施	28360	
环境风险防范措施	28	陆域应急及风险措施	391759.7	
	29	海域应急及风险措施	7036.16	
生态保护措施	30	绿化及生态保护及生态补偿	4200	
环境管理	31	污染源监测	4488.2	
	32	环境监理	360	
合计	33	合计	825124	

3.5 项目建设现状及与原环评建设内容的符合性分析

3.5.1 项目建设现状

本项目自 2012 年开工以来，由于外方委内瑞拉国家石油公司应提供的原油

来源一直未实际落实，项目建设进展较慢。截止至 2018 年年底，具体建设情况如下。

全厂性工程：主干道路总体完成 94%，完成 41 万 m^2；主干地管总体完成 98%，完成 106km；永临结合地管阴极保护设施建成投用，电缆敷设完成 7.4km，阳极井完成 112 口，阴保间完成 19 间，恒电位仪完成 60 台；围墙大门及守卫室完成 43%，西侧、北侧围墙主体施工完成，总计完成 6044m；全厂性雨排累计完成 91%，完成 26km，已形成排洪能力；全厂性库房完成 70%，一般性库区已经投用；维修站基本完成。

原油码头工程：总体完成 49.36%，沉箱安装完成 2 座；防波堤抛石完成 95%（171 万 m^3），钢管桩沉桩 105 根，沉箱基础开挖开始，沉箱预制完成 8 件；扭王字块预制全部完成，扭王字块安装完成 8113 件。

产品码头工程：总体完成 68.66%，防波堤施工基本完成（2239m）；PHC 桩沉桩完成（879 根），钢管桩沉桩完成（132 根）；沉箱安装 99 座已完成；重力式泊位清淤已完成；西拦沙堤施工完成（300m）；陆域吹填施工开始，已完成 45 万 m^3。

桩基工程：总体完成约 50%。累计完成 34263 根。

主要生产装置大型基础：常减压 I 常压炉、减压炉、构 1（完成基础的 50%）、构 2、6#管桥基础施工、回填完成；常减压 II 常压炉、构 1、构 2、6#管桥基础施工、回填完成；催化裂化塔 302、塔 304 基础施工、回填完成；加氢裂化 F101、F102 炉基础施工、回填完成；蜡油加氢构 1、构 2 基础施工、回填完成；气体分馏丙烯塔（2 座）、脱乙烷塔、脱丙烷塔基础施工、回填完成；硫磺装置 2 个烟囱主体施工完成；常减压Ⅰ、常减压Ⅱ、催化裂化、加氢裂化、连续重整装置烟囱基础施工完成。

储运工程：原油罐组 I、III10 万立储罐基础施工完成 10 台；已到场罐板防腐施工完成。原油罐组 IV10 万立储罐基础开挖完成，3#罐环墙浇筑完成，4#罐垫层施工完成，已到场罐板防腐施工完成。码头库区 10 万立储罐基础施工完成 12 台；库区综合楼主体框架、砌筑、外墙砖、屋面、门窗安装等施工完成；已到场罐板防腐施工完成。重油中间罐组 I 11 台罐环墙浇筑完成，第一层中粗砂回填完成。

厂前区工程：行政办公楼、会议中心、员工宿舍及食堂主体框架、砌筑、外

墙砖、屋面、门窗安装等施工完成。目前行政办公楼加层顶部防水保温层拆除完成，会议中心、员工宿舍电气线管敷设已完成，正在进行零星电气线管加固补漆、员工食堂土方回填等作业。

临时设施：2 个码头工程混凝土构件预制场、2 个地管集中防腐场、2 个罐板预制及集中防腐场级沥青集中搅拌站等建成投用；业主临时办公区、相关 EPC 承包商临时办公区、承包商生活营地等建成投用。

雨水收集池工程：完成整体的 82.53%，其中，雨水收集池一完成 80.17%；雨水收集池二完成 84.04%；雨水收集池三完成 82.78%。目前雨水收集池主体结构与护栏施工全部完成。

项目现场建设现状见图 3.5-1~5。



图 3.5-1 炼油厂区



图 3.5-2 原油码头



图 3.5-3 成品油码头



图 3.5-4 中转油库



图 3.5-5 雨水收集池

3.5.2 与原环评建设内容的符合性分析

⑴厂内工程

厂内工程目前已建设的部分主要为炼油区道路、地管、装置基础、雨水收集池、办公设施、库房和临时设施等。本次变更需新征的土地未开始任何建设施工工程。已动工部分与环审〔2011〕22 号批复的内容一致。

⑵原油码头

原油码头目前已基本完成防波堤建设前的基槽清淤，防波堤堤身、疏浚工程、码头和引桥工程均未动工。已动工部分与环审〔2011〕22 号批复的内容一致。

⑶产品码头（变更前称成品油码头）

产品码头目前已建设的部分主要为泊位和引桥的桩基基础、护岸结构、防波堤（东）、西拦沙堤（300m），东拦沙堤、支航道、锚地、回旋水域和水域疏浚工程均未动工；填海工程目前已完成 28 万 m^3；产品码头陆域目前未开始动工。已动工部分与环审〔2011〕22 号批复的内容一致。

⑷原油码头库区（变更前称中转油库）

原油码头库区目前已建设的部分主要为办公设施和原油储罐基础等。已动工部分与环审〔2011〕22 号批复的内容一致。

⑸厂外管线（变更前称中转管线）

厂外管线目前未开始动工。

3.6 原环评环境保护“三同时”措施执行情况分析

3.6.1“三同时”措施执行情况

本项目主体装置均还未建设，只完成少数装置的大型基础，对照原环评环境保护“三同时”措施及投资一览表，绝大多数环保设施/措施还未到建设阶段，仅对项目已建部分的环保措施执行情况进行分析，见表 3.6-1。

表 3.6-1　　原环评环境保护“三同时”措施执行情况

分类	环保要求	环保措施执行情况（已施工部分）
施工期环境保护	施工环境保护及水土保持措施	施工厂界噪声达到《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）； 采取围档、喷淋、封闭、地面硬化措施； 车辆经冲洗后进入市政道路，施工垃圾等易产生扬尘的物料采取密闭措施； 4 级及以上风力天气情况时停止土方施工； 炊事满足《饮食业油烟排放标准》（GB18483-2001）大型规模的标准； 施工废水达到《广东省水污染物排放限值》（DB44/26-2001）一级标准后排海； 生活垃圾由环卫部门定期清运，建筑垃圾进行回收利用； 废弃焊接材料集中收集回收利用； 尽可能缩小施工作业带宽度，以减少对地表的碾压和破坏； 严格执行表土与底土分层开挖、分层堆放、分层填埋，防止表土渗

分类	环保要求	环保措施执行情况（已施工部分）
		混。
地下水保护措施	地下水防渗措施	根据原环评及其批复，将厂区、库区划分为重点污染防治区、一般污染防治区和非污染防治区。具体见 3.6.2 地下水防渗措施。
环境管理	环境监理	建设单位委托辽宁省环保集团碧海环境保护有限公司负责项目施工期的环境监理。

由表 3.6-1 可知，项目在建设过程中严格执行原环评中提出的环境保护“三同时”措施。

3.6.2 地下水防渗措施

根据厂区、原油码头库区可能泄漏至地坪区域污染物的性质和生产单元的构筑方式，将厂区、原油码头库区划分为重点污染防治区、一般污染防治区和非污染防治区。

重点污染防治区：指位于地下或半地下的生产功能单元，污染地下水环境的物料泄漏后不容易及时发现和处理的区域，主要包括：埋地生产污水收集及处理设施的沟、池，埋地污油、工艺介质管道，埋地初期雨水管道、埋地生产污水管道及其检查井、水封井，液态物料储罐基础，汽车、火车装卸车设施装卸区的地坪，轻油中间罐组防火堤内的地坪，碱渣处理设施围堰内的地坪等。

一般污染防治区：指裸露地面的生产功能单元，污染地下水环境的物料泄漏后容易及时发现和处理的区域，主要包括生产装置（单元）区内塔、反应器、换热器、加热炉、压缩机、泵区、管廊区的地坪，装置区外管廊、火炬设施、化验室、化学品库的地坪，球罐区、其他罐组防火堤内的地坪等。

非污染防治区：指没有污染地下水环境的物料泄漏且不会对地下水环境造成污染的区域，主要包括控制室、绿化区、管理区等。

对于重点防治污染区，参照《危险废物安全填埋处置工程建设技术要求》（国家环保局 2004.4.30 颁布试行）、《危险废物填埋场污染控制标准》（GB18598-2001）执行地坪防渗设计；采用现浇混凝土防渗层+HDPE 土工膜+膨润土垫三层防渗结构的防渗层，防渗系数不大于 1.0×10^{-12}cm/s。池和井类采用现浇混凝土渗透系数不大于 1.0×10^{-12}cm/s，地坪含围堰内地坪采用现浇混凝土抗渗等级不宜低于 P8；HDPE 土工膜厚度为 1.5mm，其上铺设土工布保护层，下层铺设膨润土垫。

对于一般污染防治区，参照《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB18599-2001）Ⅱ类场进行设计；由于厂区和码头库区天然基础层的渗透系数均大于 1.0×10^{-7}cm/s，因此采用天然或人工材料构筑防渗层，防渗层相当于渗透系数 1.0×10^{-7}cm/s 和厚度 1.5m 的粘土层的防渗性能。由于项目区无满足条件的粘土，因此采用现浇混凝土防渗层+覆膜膨润土垫（0.2mmHPDE 膜+膨润土垫），采用现浇混凝土抗渗等级不宜低于 P6，防渗结构的防渗层，防渗系数不大于 1.0×10^{-10}cm/s。

对于基本上不产生污染物的非污染防治区，不采取专门针对地下水污染的防治措施。

目前主要完成的防渗工程为主干地管（初期雨水、事故水）和原油储罐基础，其防渗结构见图 3.6-1~3，现场防渗施工图见图 3.6-4~6。

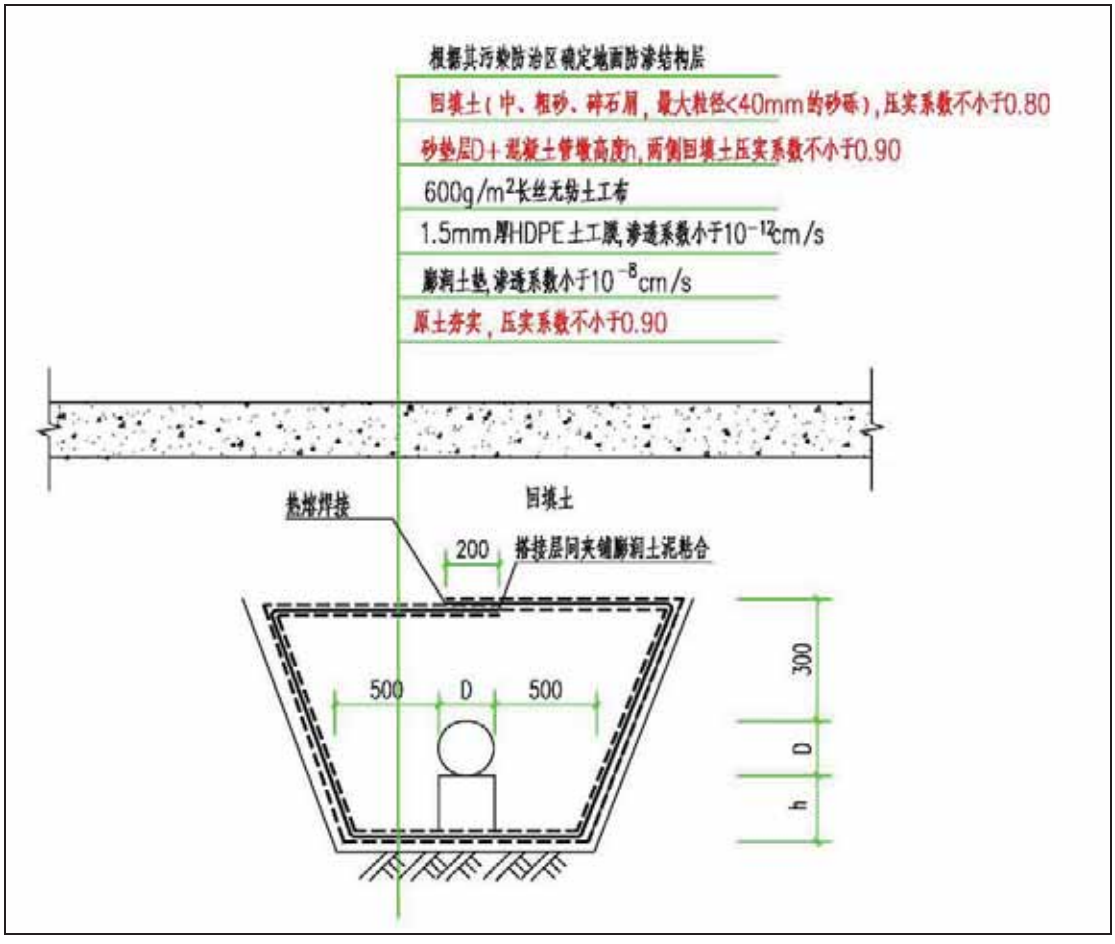


图 3.6-1 重点污染区管道防渗做法（初期雨水地管）

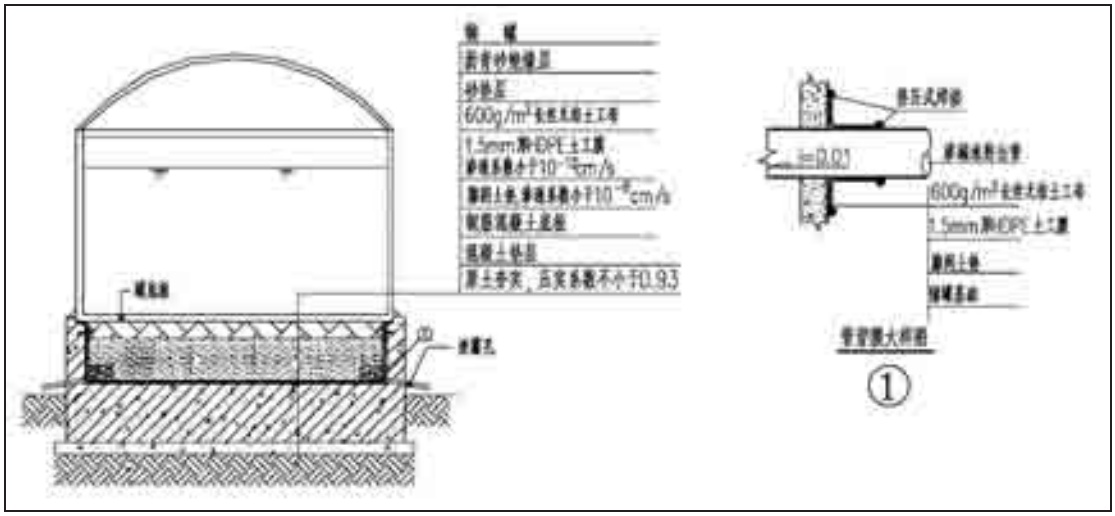


图 3.6-2 承台式罐基础防渗做法（原油储罐基础）

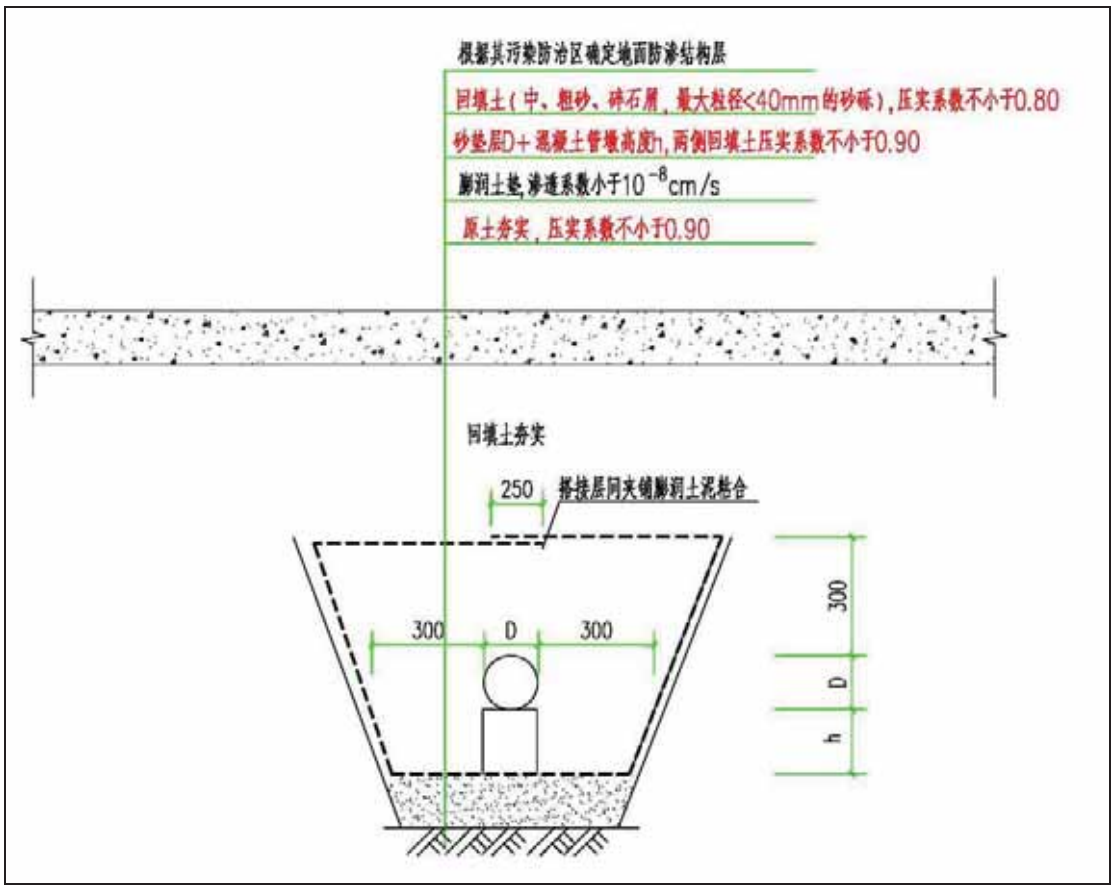


图 3.6-3 一般污染区管道防渗做法（事故水地管）



图 3.6-4 地管防渗施工图



图 3.6-5 现场施工图



图 3.6-6 防渗膜焊接施工图

本项目防渗工程由北京高能时代环境技术股份有限公司施工，辽宁省环保集团碧海环境保护有限公司监理，期间未出现不符合设计规范要求的情况。

3.7 项目变更原因及意义

在 2012 年 4 月国家发改委的核准批复文件中对本项目提出要求：在下一步工作中，进一步优化完善项目设计方案。同时，由中国国际工程咨询公司出具的《关于中委广东石化 2000 万吨/年重油加工项目（申请报告）的核准评估报告》，对变更前的工程提出了以下的重点意见和建议：

⑴适当考虑增加原油加工的灵活性，进一步调整优化产品结构，以适应替代原油的加工需要，规避和化解可能的资源和市场风险。

⑵进一步优化减压蜡油、焦化蜡油加工方案。将中压加氢裂化改为催化裂化原料预处理，调整加氢裂化原料结构和规模。

⑶建议增加生产高附加值化工产品的手段，如多生产合成气进行化工利用；进一步将 C4 分离，进行综合利用；重整汽油中的混合二甲苯分离出来后，应提供给化工园区进一步利用。

⑷建议进一步开展“石油焦制氢装置+产氢、产蒸汽、燃气轮机发电”系统的集成优化，提高装置的可靠性。

根据国家发改委和中国国际工程咨询公司对本工程的核准意见，以及工程原环评批复要求，项目建设方中国石油广东石化公司联合有关单位对本项目的原油资源情况进行了跟踪落实，在进一步的工程设计中从原油构成到工艺流程等进行了大量的优化，从而造成了工程建设内容的一系列变化，具体变更原因如下。

3.7.1 原油变化及优势

工程变更前本项目按照加工 100%的委内瑞拉 Merey16 原油设计，原油加工规模为 2000 万吨/年，该原油是根据中委两国在石油领域上下游一体化合作所签署的一系列协议所确定的份额油。

但是工程变更前加工原油品种单一，原油全部是依赖进口，实际运行中必然存在因国际政治经济形势以及上游超重原油的开采难度大等情况影响原油供应的可能，同时也存在长途海运的各种不确定性风险因素。为了避免因原油供应来源单一、长途海运风险等引起的原油供应风险，实施加工原油多元化，加大装置原油加工的适应性是避免原油供应风险的最佳选择。

广东石化定位加工劣质重油，原设计方案按照 70%Merey16 原油+30%巴士拉原油，设计原油 API 为 20.23，可以适应 API 范围 16～23.05，涵盖了部分中国石油海外重质份额油。

根据中国石油海外业务“十三五”和远景发展规划，中国石油在中东、乍得、厄瓜多尔等地重质份额原油将不断增加，中方所提的份额油中的重质原油由于没有合适的炼厂加工，销售难度加大，存在价格损失，对海外投资的效益有一定影响，而中石油所属企业中，只有广东石化以加工重质劣质原油为主，推动项目建设可以很好的解决海外重质份额油的加工问题。低油价下委内瑞拉重油增产困难。中石油中东重质劣质原油产量逐步增加，需要稳定炼厂加工保障上游收益。

通过对近 30 种原油性质、产量、价格以及掺炼比例进行了全面的比选，最终将设计原油调整为以中东海外重质份额油替代部分委油，增加中东重油、减少委油，不仅可以解决集团公司海外份额油加工问题，可以增加集团公司原油业务链价值，实现上中下游协同发展，还可降低委内瑞拉原油供应风险。

3.7.2 产品方案的调整

工程变更前本项目产品方案定位为：为市场提供轻质燃料油。主要产品以生产车用燃料油为主，同时生产聚丙烯、道路沥青等产品。项目所生产的汽油全部达到国Ⅳ标准。

变更后工程建设方案由炼油调整为炼化一体化，考虑原油的适应能力，充分发挥中石油海外重质份额油的优势，充分利用原油中高芳潜的资源优势，落实“宜油则油、宜芳则芳、宜烯则烯”的原则，合理优化炼油装置规模和产品结构，优化芳烃、乙烯原料构成，优化化工产品结构，最大限度减少柴油，降低柴汽比，多产芳烃和化工产品。炼油区块主要生产优质、低成本的乙烯原料，同时生产汽油、航空煤油、柴油等清洁燃料及对二甲苯、甲苯等部分芳烃产品，化工区块生产高密度聚乙烯、线性低密度聚乙烯、聚丙烯、苯乙烯、丁二烯等化工产品。项目所生产的汽油产品质量全部达到国Ⅵ标准，相比于工程变更前提高了油品品质。产品方案变更情况见表 3.7-1。

表 3.7-1　　产品方案变更一览表　　单位：万吨/年

序号	产品名称	本次环评产量	原环评产量	
炼油区				
1	92＃汽油（国Ⅵ）	252.00	93#汽油（国Ⅳ）	192.36
2	95＃汽油（国Ⅵ）	126.00	97#汽油（国Ⅳ）	187.72
3	98＃汽油（国Ⅵ）	42.68	--	
4	航煤	261.36	88.64	
5	柴油	281.22	884.53	
6	硫磺	56.11	40.98	
7	粗液氨	2.88	2.59	
8	异丁烷	7.48	--	
9	对二甲苯	261.61	混合二甲苯	24.36
10	沥青	129.60	136.08	
11	液化气	--	83.59	
12	石油焦	无外卖， 196.01（石油焦制氢用）	70.59（外卖） 205.80（IGCC 用）	
化工区				
1	高密度聚乙烯	52.62	--	
2	线性低密度聚乙烯	48.33	--	
3	苯乙烯	80（部分送吉化项目）	--	
4	聚丙烯	50	30.56	

序号	产品名称	本次环评产量	原环评产量
5	蜡	0.38	--
6	裂解碳五	10.04	--
7	C9 及重组分	1.65	--
8	燃料油	4.56	--
9	苯	18.40	--
10	丙烯	22.85（部分送吉化项目）	--
11	丁二烯	8.22（全部送吉化项目）	--

由表 3.7-1 可知，本次变更后汽油品质提高，环保指标更加严格；柴油产量明显减少，降低液体产品运输风险；对二甲苯产量大幅度增加，为园区下游项目发展提供充足的原料；新增多种化工产品，提升项目的整体经济竞争力。因此，本次调整后的产品方案明显优于原方案。

3.7.3 工艺技术及流程的进一步优化

由于原油设计工况的调整，工程变更后对原来的的总流程进行了适当的优化。经技术经济综合比选，推荐炼油-芳烃-化工一体化方案，在原炼油流程基础上对炼油流程调整如下：

⑴将中压加氢裂化调整为蜡油加氢处理。由于 Merey16 原油的直馏蜡油及焦化蜡油芳烃含量高、氮含量高，裂化性能差，不宜直接做催化裂化原料，需要进行加氢处理或改质，以改善裂化性能，提高催化裂化装置的经济性。原方案中采用的中压加氢裂化装置，技术难度较大、投资高、受原料限制较大、所产柴油十六烷值较低，而蜡油加氢处理技术可以脱除原料中的大部分硫、氮等杂质，多环芳烃可以得到一定程度的加氢饱和，具有投资低、原料适应性更好的优点。调整之后蜡油加氢处理主要加工重质蜡油，其功能以脱硫、脱氮、芳烃饱和为主，裂化为辅。预处理后的重蜡油做催化裂化原料，进行深度裂化，以产汽油为主。蜡油加氢处理和催化裂化组合工艺，可较好地发挥加氢精制和深度裂化两个功能。

⑵增加烷基化装置。变更前调合汽油的苯含量和蒸汽压接近上限，是多产高品质汽油的限制因素。增加烷基化装置后，可以显著降低调合汽油的芳烃含量、苯含量和饱和蒸汽压，使调合汽油更容易达到国Ⅵ标准，解除了瓶颈。通过 C4 的烷基化反应生成优质汽油调合组分，有利于优化全厂的产品结构和经济效益。

⑶两套常减压装置分别适应委油和中东油不同的加工工况。委油和中东原油

的性质差别较大，需充分发挥原油各馏分的性质特点，优化常减压的设计，优化石脑油、蜡油和柴油组分的分配，更好的落实“宜油则油、宜芳则芳、宜烯则烯”的原则。

⑷延迟焦化按照上限操作以平衡掉所有的减压渣油，沥青按季节性产品考虑。根据市场需求，部分直馏蜡油和蜡油加氢处理装置的蜡油调合可生产船用燃料。

⑸加氢裂化调整为最大化产石脑油方案，兼顾航煤产品。加氢裂化轻石脑油调汽油，重石脑油直接进重整装置。

⑹两套柴油加氢改质装置均改为裂化方案，一套加工直馏柴油为主，多产重石脑油和航煤。另一套加工委油的直馏重柴油，焦化柴油和催化柴油，多产精制柴油，副产重石脑油。

⑺石脑油加氢扩大规模，调整轻重石脑油切割点，碳六及以上组分做重整原料。取消异构化装置，轻石脑油部分调汽油，部分做乙烯原料。增大重整装置规模，增设芳烃联合装置。

⑻焦化石脑油单独加氢后做乙烯原料，优化石脑油加氢的反应条件。

⑼催化干气吸附分离出富乙烯气作乙烯原料，焦化干气和轻烃回收饱和干气吸附分离出富乙烷气做乙烯原料。

⑽增加氢气深度回收装置，回收 PSA 解吸气、干气分离富甲烷气中的氢气；聚丙烯装置在化工部分统筹考虑；取消制氢装置，开工用氢气由石油焦制氢装置提供。

⑾根据国家最新政策要求，车用乙醇汽油不得人为加入含氧有机化合物，因此炼油区取消 MTBE 装置。

化工部分以 120 万吨/年乙烯装置为龙头，规划建设相对完整的化工流程方案。炼油部分供给乙烯裂解原料及苯、丙烯等产品给化工部分，同时与化工部分优化平衡燃料气。化工部分将氢气、裂解汽油、混合碳四等物料返回给炼油部分加工。

3.7.4 动力中心方案的进一步优化

⑴与原环评方案的对比

原环评是基于广东石化以纯炼油项目进行的各项平衡配置。其中动力中心的

IGCC 是利用石油焦气化制氢+联合循环发电以及供热的技术组合。采用气化炉气化延迟焦化装置副产的大部分石油焦，生产的气化气通过变换制氢，在满足全厂氢气平衡的前提下，富裕的气化气作为燃料，联产蒸汽满足全厂蒸汽需求、通过燃机、汽机发电满足全厂部分用电负荷，剩余石油焦外卖。

本次方案中，广东石化由原来的纯炼油项目增加了下游包括乙烯的一系列化工装置，成为炼化一体化项目。全厂的氢平衡、蒸汽平衡、燃料气平衡发生了很大变化。本次方案仍然采用了石油焦气化制氢技术（石油焦制氢装置），组合配置蒸汽锅炉和蒸汽轮机发电机组，主机的规模也发生了很大变化。由于高硫石油焦不再外卖，石油焦制氢装置气化延迟焦化装置生产的全部石油焦，满足全厂氢气平衡的要求，同时副产的燃料气供动力中心蒸汽锅炉使用，不足的燃料气依靠外补天然气来保证供应。通过蒸汽锅炉产汽和石油焦制氢装置副产蒸汽，来满足全厂用汽要求，动力中心的发电量满足全厂部分用电需求。

⑵变更后技术方案的先进性

本次方案中以下内容相较原方案更优：

①原 IGCC 方案石油焦部分外卖，而本次方案石油焦根据最新的能源行业标准和法律法规，由于硫含量较高（干基含量 6.5%wt），不外卖，全部气化就地转化；

②相较于原环评 IGCC 方案，本次方案 4+2 台 900ft^3 GE 气化炉处理 173.86×10^{4}t/a 石油焦，气化炉负荷更加合理，在线率更有保证；原环评 IGCC 方案，3+1 台 900ft^3 GE 气化炉处理 205.80×10^{4}t/a 石油焦量难度较大。

⑶燃料选用先进性

本次方案采用石油焦制氢装置+动力中心配置作为全厂集中的公用工程岛，不但气化劣质石油焦，为炼油装置提供氢气，还提供全厂所需的蒸汽、部分电力和经过高效脱硫的燃料气，实现了劣质原油生产过程中产生的石油焦最终转化为洁净燃料，实现劣质能源利用的合理化、洁净化、经济化。

本次方案中，石油焦制氢装置气化延迟焦化装置生产的全部石油焦。考虑石油焦热值高、灰含量低，做经济技术分析时，石油焦估价为 650 元/吨。经技术经济核算，石油焦制燃料气成本低于外购天然气。因此石油焦制氢装置选择以石油焦为气化原料（同时外购少量原煤），燃料气不足以外供天然气来补充。

采用气体燃料，对于满足环保要求是最好的选择。从颗粒物、SO_2、NOx 的

排放控制上来讲，都能够做到高标准的排放要求。

⑷设置发电机组的必要性

本次方案中设置了 2 套 30MW 抽背式蒸汽轮机发电机组和 1 套 30MW 抽凝透平发电机组。

2 套 30MW 抽背式蒸汽轮机发电机组，主要是为了平衡全厂各等级蒸汽；1 套 30MW 抽凝式蒸汽轮机发电机组，一是为了平衡全厂各等级蒸汽，二是可以使得全厂蒸汽平衡调节更灵活，例如在开车时可以利用凝汽减少蒸汽排放，在全厂蒸汽负荷突然增大或产汽突然减少时可以靠紧急甩凝汽负荷达到蒸汽的再平衡。

3.8 项目主要调整内容

3.8.1 建设内容及占地

本项目由厂内工程和厂外工程两部分组成，建设内容均有较大调整，为适应项目新的情况，各部分工程名称发生一定变化，见表 3.8-1。下文在提到各部分工程时，均采用新工程名称。

本项目本次环评选址与原环评时位于同一区域，由于新增化工区装置，炼油区装置也有部分变更，项目的占地面积发生较大变化，具体见表 3.8-2。另外，由于原方案开展环评工作时，还未进行工程设计工作，工程占地仅为粗略估算，因此表 3.8-2 仅对炼油区占地、化工区占地和厂外设施占地整体进行对比。

表 3.8-1　　项目各工程名称变化

序号	原环评名称	本次环评名称
1	炼油厂区	炼化厂区
2	原油码头	原油码头
3	成品油码头	产品码头
4	中转油库	原油码头库区
5	中转管线	厂外管线

表 3.8-2　　原环评和本次环评工程占地对比

序号	工程内容	原环评（公顷）	本次环评（公顷）	备注
1	炼油区占地	560	582.24	增加
2	化工区占地	/	259.82(含吉林石化项目 47.55)	新增
3	厂外设施占地	106.14	129.10	增加
4	项目总占地	666.14	971.16	增加

3.8.2 厂内工程

项目炼化厂区主体装置、公用及辅助工程建设内容调整情况见表 3.8-3，动力中心方案详细调整情况见表 3.8-4。

表 3.8-3　　本项目炼化厂区主体装置、公用及辅助工程建设内容调整情况

序号	主项名称	规模		单位	工艺		建设进度	备注
		原环评	本次环评		原环评	本次环评		
一	炼油区							
1	常减压（一）+（二）	1000×2	1000×2	万吨/年	Merey 16 重质原油 三级电脱盐+闪蒸+常压蒸馏+减压蒸馏	Merey 16 重质原油+中东原油 1+中东原油 2 深度电脱盐+闪蒸+常压蒸馏+减压蒸馏	常减压 I 常压炉、减压炉、构 1（完成基础的 50%）、构 2、6#管桥基础施工、回填完成；常减压 II 常压炉、构 1、构 2、6#管桥基础施工、回填完成；烟囱基础施工完成	原料变化
2	延迟焦化	380×2	300×2	万吨/年	焦化采用“二炉四塔”方案，引进国外技术；干气、液化气脱硫采用复合型 MDEA 溶剂；液化气脱硫醇采用 MERICHEM 纤维膜脱硫醇工艺	焦化采用“二炉四塔”方案，引进国外技术（FOSTER WHEELER）；干气、液化气脱硫采用复合型 MDEA 溶剂；液化气脱硫醇采用纤维膜脱硫醇工艺	/	规模减小
3	蜡油加氢处理	220	420	万吨/年	UOP 单段全循环工艺	SHELL	蜡油加氢构 1、构 2 基础施工、回填完成	规模增大 工艺变化
4	催化裂化	300	360	万吨/年	常规催化裂化技术	常规催化裂化技术	催化裂化塔 302、塔 304 基础施工、回填完成；烟囱基础施工完成	规模增大
5	加氢裂化	300×2	370	万吨/年	UOP 单段一次通过工艺	UOP 二段全转化工艺	加氢裂化 F101、F102 炉基础施工、回填完成；烟囱基础施工完成	规模减小 工艺变化
6	焦化石脑油加氢	-	80	万吨/年	-	单塔汽提工艺	/	新增
7	轻烃回收	45+10	70+40+60	万吨/年	采用有压缩机工艺技术，干气、液化气脱硫采用复合型 MDEA 溶剂；液化气脱硫醇采用 MERICHEM 纤维膜脱硫醇工艺	干气液化气脱硫采用醇胺法脱硫工艺； 干气分离采用浅冷油吸收技术； 液化气分离单元采用常规的分馏过程	/	规模调整 工艺变化
8	石脑油加氢	230	300	万吨/年	国内成熟石脑油加氢技术	UOP	/	规模增大 工艺变化
9	连续重整	200	300×2	万吨/年	UOP	UOP	烟囱基础施工完成	规模增大
10	航煤加氢	95	120	万吨/年	国内成熟航煤加氢工艺	单段芳烃深度饱和的加氢处理工艺	/	工艺变化
11	柴油加氢（一）+（二）	290×2	330×2	万吨/年	采用中、低压两段法柴油深度脱硫脱芳烃工艺技术	SHELL，石脑油正异构分离单元采用分馏方法	/	规模增大 工艺变化
12	气分	100	110	万吨/年	常规流程	三塔分馏常规流程	丙烯塔（2 座）、脱乙烷塔、脱丙烷塔基础施工、回填完成	规模增大
13	烷基化	-	60	万吨/年	-	硫酸法烷基化技术	/	新增
14	氢气深度回收装置	-	5	万吨/年	-	PSA	/	新增
15	氢气回收	13	39	10^4m^3（N）/h	PSA	PSA	/	规模增大
16	干气分离	-	35	万吨/年	-	中国石油化工股份有限公司北京化工研究院浅冷油吸收法	/	新增
17	催化汽油加氢	-	170	万吨/年	-	全馏分 FCC 汽油预加氢-分馏（轻、重汽油分离）-重汽油加氢脱硫-加氢后处理技术	/	新增
18	芳烃联合	-	260	万吨/年	-	UOP CycleMax 工艺	/	新增
19	硫磺回收	20×2+10	18×4+6	万吨/年	两级 Claus 尾气处理 LT-SCOT	两级 Claus+ SCOT+尾气焚烧+钠法脱硫	2 个烟囱主体施工完成	联合装置调整规模工艺

序号	主项名称		规模		单位	工艺		建设进度	备注
			原环评	本次环评		原环评	本次环评		
	酸性水汽提		250×2	350×2	吨/小时	单塔低压汽提技术+单塔加压汽提技术	单塔低压汽提技术+单塔加压汽提技术		
	溶剂再生		520+160	1000+1500	吨/小时	常规汽提再生法	常规汽提再生法		
20	石油焦制氢		275 焦	196.01 焦 +48.55 煤	万吨/年	GE 的德士古（Texaco）气化技术 石油焦气化炉 3 台+备用渣油气化炉 1 台	GE 水煤浆气化技术，6 台石油焦配煤气化炉（4 开 2 备）。18×$10^4$$m^3$（N）/h 氢气	/	规模调整
21	制氢		12	-	$10^4$$m^3$（N）/h	采用国内水蒸汽转化技术	-	/	取消
22	MTBE		10	-	万吨/年	采用混相床＋催化蒸馏合成 MTBE 工艺	-	/	取消
23	异构化		100	-	万吨/年	采用异构化-脱异已烷组合工艺	-	/	取消
二	化工区								
1	乙烯		-	120	万吨/年	-	寰球技术	/	新增
2	高密度聚乙烯		-	40	万吨/年	-	LyondellBasell 公司 Hostalen 浆液法	/	新增
3	全密度聚乙烯		-	80	万吨/年	-	Univation 的 Unipol 低压气相流化床工艺	/	新增
4	聚丙烯		30	50	万吨/年	Unipol 气相本体法工艺	Unipol 气相本体法工艺	/	规模增大
5	丁二烯抽提		-	11	万吨/年	-	寰球技术	/	新增
6	MTBE/丁烯-1		-	8/3	万吨/年	-	筒式固定床外循环+催化蒸馏反应/超精密精馏的 MTBE/丁烯-1 成套技术	/	新增
7	裂解汽油加氢			36	万吨/年	-	寰球技术	/	新增
8	苯乙烯		-	80	万吨/年	-	乙苯单元：SW-Badger 的烷基化法工艺； 苯乙烯单元：SW-Badger-Total 乙苯低压脱氢工艺	/	新增
三	公用工程								
1	IGCC/动力中心	氢气	23.1	/	万吨/年	GE 的德士古（Texaco）气化技术 石油焦气化炉 3 台+备用渣油气化炉 1 台 3 台 70MW 燃气轮机 80 万吨/年石油焦外售	GE 水煤浆气化技术，6 台石油焦配煤气化炉（4 开 2 备）； 4 台 480t/h 超高压蒸汽锅炉，2 台 30MW 抽背透平发电机组，1 台 30MW 抽凝透平发电机组	/	规模、工艺调整
		蒸汽	394	991.2	万吨/年				
		电	136.7	75	MW				
2	储罐		177 座 432.7 万 m^3	235 座 444.48 万 m^3		原油罐区：24 座，共 240 万 m^3 中间料罐区：65 座，共 63.9 万 m^3 汽油罐区：18 座，共 34 万 m^3 柴油罐区：20 座，共 60 万 m^3 沥青罐组区：6 座，共 12 万 m^3 球罐区：36 座，共 10.8 万 m^3 芳烃、航煤罐区：8 座，共 12 万 m^3	1、炼油区 原料罐区： 16 座，共 160 万 m^3 中间罐区：94 座，共 59.45 万 m^3 产品罐区：34 座，共 109 万 m^3 其他：12 座，共 3.28 万 m^3 2、化工区 原料罐区：9 座，共 1.18 万 m^3 中间罐区：36 座，共 10.13 万 m^3 成品罐区：13 座，共 4.4 万 m^3	原油罐组 I、III10 万立储罐基础施工完成 10 台，已到场罐板防腐施工完成；原油罐组 IV10 万立储罐基础开挖完成，3#罐环墙浇筑完成，4#罐垫层施工完成，已到场罐板防腐施工完成；重油中间罐组 I 11 台罐环墙浇筑完成，第一层中粗砂回填完成	规模调整
3	污水处理场		含油：1000 含盐：500 回用：1000	含油含盐：2400 高含盐：1000 回用：2100	m^3/h	含油：气浮＋A/O 含盐：气浮＋两级 A/O 回用：BAF＋气浮过滤＋双膜 外排水量：4381795m^3/a	含油含盐：隔油+两级气浮+A/O+深度处理（高效沉淀+过滤） 高含盐：气浮+两级 PACT+WAR+臭氧氧化 回用：臭氧+BAF＋过滤＋双膜工艺 外排水量：5880840m^3/a	/	
4	全厂焚烧系统		-	60	t/d	-	回转窑+二燃室焚烧系统	/	新增

表 3.8-4　　动力中心方案详细调整情况

项目	原环评	本次环评
方案	IGCC 装置	石油焦制氢装置+动力中心
规模	装置规模 275 万吨/年（以石油焦计） 热电联产单元包括 3×70MW 燃气轮机及 3×638t/h 余热锅炉	石油焦制氢装置规模 18 万 Nm^3/年（以氢气计） 动力中心包括 4×480t/h 超高压蒸汽锅炉+2 台 30MW 抽背透平发电机组+1 台 30MW 抽凝透平发电机组
主要原辅材料	石油焦：205.8 万吨/年	石油焦：196.01 万吨/年 煤：48.55 万吨/年 天然气：60.35 万吨/年
产品方案	氢气：23.1 万吨/年 蒸汽：394 万吨/年 外输电力：136.7MW（自产）	氢气：12.18 万吨/年 蒸汽：991.2 万吨/年 外输电力：75MW（自产）
装置组成	空气分离、水焦浆制备、石油焦气化、合成气净化、CO 变换、变换气净化、PSA 提纯氢及热电联产等	石油焦制氢装置主要包括气化单元、CO 变换单元、低温甲醇洗单元、制氢单元等 动力中心包括 4×480t/h 超高压蒸汽锅炉+2 台 30MW 抽背透平发电机组+1 台 30MW 抽凝透平发电机组
废气	SO_2：8.13kg/h NOx：149.62kg/h 烟尘：13.60kg/h	SO_2：5.99kg/h NOx：59.87kg/h 烟尘：5.99kg/h
废水	含盐废水：115m^3/h 含油废水：48m^3/h	气化废水：195.02m^3/h 清净废水：16.7m^3/h（动力中心）+9.5 m^3/h（变换单元）
固废	气化灰渣：58800t/a 其他：118t/a	气化灰、渣、滤饼：476676t/a 其他：177.22t/a

3.8.3 厂外工程

调整后厂外工程除原环评原油码头、成品油码头（现称产品码头）、中转管线（现称厂外管线）、中转油库（现称原油码头库区）外，增加产品码头陆域。

⑴原油码头

原油码头没有变化的工程内容包括：建设规模和组成不变；货种、吞吐量与性质不变；装卸工艺不变、配套工程不变、施工方法基本不变。

变化的工程内容主要为：

①平面布置的调整，包括：航道方向发生调整，因此航道的位置、部分港池、平面尺度均有变化，从而引起的疏浚工程量改变；

②在水工建筑结构性质不变的情况下，优化水工结构：引桥桥跨增大、引桥桩由钢管桩变更为沉箱桩、防波堤的结构尺度优化。

A：码头和引桥

根据现有水文和地质资料，引桥平面和结构优化：引桥长度由 2134m 调整为 2173m，宽度不变；将桥跨由 78m 调整为 108m；引桥墩大小略增加；引桥根部长度缩减到 120m。

码头平台、系缆墩尺度也经过小幅优化。具体见表 3.8-5。

表 3.8-5　　原油码头和引桥结构方案、平面尺度变化一览表

项目		数值		结构方案		建设进度	备注
		原环评	现阶段	原环评	现阶段		
原油码头泊位	工作平台（m）	40×30	40×32	高桩墩台，桩基为钢管桩		/	码头结构
	靠船墩（m）	18×16					
	系缆墩（m）	Φ13	10×12 和 φ15				
引桥	引桥墩（m）	Φ12	Φ14~Φ16	外段采用高桩墩台，桩基为钢管桩（部分嵌岩）；内段采用圆沉箱重力墩式结构		/	引桥墩结构
	钢引桥（m）	2134×8.5	2173×8.5	大跨度钢引桥		/	引桥结构
	引堤（m）	130×8.5	120×8.5	斜坡式抛石堤结构		/	引堤结构
	桥跨（m）	78	108	/		/	/
防波堤（m）		950	920	斜坡式抛石堤结构		基槽清淤	防波堤结构

B：航道

本次变更航道方向进港航道方向角由 004°~184°变更为 25°~205°，底宽由 330m 变更为 320m，航道长度由 1250m 变更为 3168m。

疏浚量由 533.6 万 m^3 增加到 598.8 万 m^3。

本次变更航道方向变化对比见表 3.8-6 和图 8.1.7。

表 3.8-6　　航道变化情况表

序号	变化内容	原环评	现阶段
1	航道方向	004°~184°	25°~205°
2	宽度	330m	320m
3	长度	1250m	3168m
4	疏浚量	533.6 万 m^3	598.8 万 m^3

C：防波堤

本次变更防波堤尺度优化，长度由 950m 缩短至 920m。实际防波堤的起止点均无变化，长度的缩短为转弯处由直线连接改为圆弧连。

⑵产品码头（变更前称成品油码头）

由于本项目原料、生产工艺和产品发生变更，使得集疏运货物的货种和运量发生变化。货物的来源及去向也有所不同，导致码头泊位规模、数量、吞吐量均需要调整，从而使得工程的平面布局、装卸工艺、水工建筑的尺度都有所变化。

①规模、吞吐量和货种变化

A：吞吐量和货种的变化

产品码头吞吐量由原环评 1224.45 万吨/年变更为 1332.4 万吨/年。

本次变更后产品码头运输增加的货种包括：苯、苯乙烯、丙酮（吉化项目）、丙烯、液氨（吉化项目）、甲醇、原煤、PE（聚乙烯）、聚丙烯（集装箱）、ABS（吉化项目）。

产品码头取消的货种包括：石油焦和聚丙烯（袋装）。

产品码头运量发生变化的货种包括：汽油、柴油、航煤、对二甲苯、液化气（开车初期使用）、沥青、硫磺。

产品码头吞吐量、各货种进出港变化情况见涉海章节的表 8.1-16。

B：泊位规模的变更

由于项目货种和吞吐量发生变化，货物来源和去向也有所不同，产品码头的泊位规模和数量需要做相应调整。调整前后的变化见表 3.8-7。

表 3.8-7　　产品码头工程变化情况

序号	装置名称	工可阶段		现阶段（基础设计）	
		规模	数量	规模	数量
1	成品油泊位	5 万吨级	1 个	10 万吨级	1 个
2	液体石油化工品泊位	5000 吨级	7 个	3 万吨级	2 个
				1 万吨级	2 个
				5000 吨级	3 个
3	散货泊位	2 万吨	1 个	/	/
4	通用泊位	/	/	2 万吨	1 个
5	件杂货泊位	5000 吨级	1 个	/	/
6	通用兼重件泊位	/	/	5000 吨级	1 个
7	工作船泊位	/	3 个	/	3 个
	合计		13 个		13 个

②平面布置调整

产品码头平面布局调整包括：

A：延长西拦沙堤，成为西防波堤；

B：码头平台和引桥根据现有泊位规模调整延长，位置向东防波堤靠近 27m，重力式泊位长度增加 30m；

C：港池和航道规模调整。

产品码头平面布置变更情况见表 3.8-8。调整前后的平面布局对比见图 8.1-8。

表 3.8-8　　产品码头平面布置变更一览表

序号	变更位置	变更内容	建设进度
1	西拦沙堤	由 300m 延长至 1450m，成为西防波堤	西拦沙堤 300m
2	码头平台和引桥	码头和引桥总长增加 228m，位置向东防波堤平移 27m	桩基基础、护岸结构
3	港池	浚深调整，范围微调	
4	航道	延长 2876m，宽度由 190m 调整为 220m	/
5	疏浚量	498.2m^3 变更为 936.3m^3	/

③装卸工艺设备调整

货种的改变，产品油和液体化工品、散货的装卸工艺大致不变，规模做相应调整；增加了集装箱装卸的设备，其余变化不大。

④水工建筑物调整

结构上，成品油和液体化工码头仍采用透水结构，固体（含散货、重件和集装箱）的通用泊位仍然依托填海区形成的新岸线布置，采用非透结构。

⑤填海工程

本次调整，填海工程的范围和位置没有变化，吹填标高由 5.8m 调整到 7.0m，因此，填方量有所增加；沿岸泊位长度调整，因此护岸的长度也有所变化。具体见表 3.8-9。

表 3.8-9　　填海工程变化情况

序号	项目	单位	数量		建设进度
			原环评	现阶段	
1	陆域形成面积	万 m^2	40.45	40.45	已填方量 45 万 m^3
2	外围堰长度	m	1730	1923.7	
3	填方量	万 m^3	260	334.3	
4	吹填标高	m	5.8	7.0	

⑶原油码头库区（变更前称中转油库）

本项目新方案与原方案相比，原油码头库区仍为 12 座 $10\times10^4m^3$ 原油储罐及配套设施，事故水池容积 $20000m^3$ 调整为 $17800m^3$。具体情况见表 3.8-10。

表 3.8-10　　原油码头库区调整一览表

序号	名称	原环评	本次环评	建设进度
1	占地	25 公顷	30.94 公顷	
2	储罐	12×10 万 m^3	12×10 万 m^3	12 台罐基础施工完成；已到场罐板防腐施工完成
3	事故水池	20000 m^3	17800 m^3	
4	导热油炉	3台WNS15-1.25-Q全自动燃油蒸汽锅炉 2台200m^3柴油罐	3×18MW 正常工况为天然气燃料 2台200m^3柴油罐	
5	污水处理站	2座3000m^3含油污水调节罐 1台50m^3/h含油污水提升泵 1套50m^3/h气浮装置 1台40m^3/h含油污水提升外排泵 1套2m^3/h埋地式一体化生活污水处理设备	3000m^3 含油污水池 地埋式生活污水一体化处理装置	

⑷厂外管线（变更前称中转管线）

本项目原环评方案与变更后方案相比，厂外管线的长度、走向和敷设情况均有调整，具体见表 3.8-11、表 3.8-12 和图 3.8-1。

①路由变化

变更后方案与原环评方案总体走向基本一致，两个方案均不涉及饮用水源保护区等环境敏感点。原环评批复后，厂外管线沿线地区规划有所调整，为减少对规划中的滨海公路以及惠来新城的影响，揭阳市政府组织相关部门和设计单位对厂外管线路由进行了优化调整。

②敷设方式变化

根据原环评方案，厂外管线穿越河流、养殖塘等水网地段采用架空敷设。在厂外管线初步设计阶段，重新对水网地区穿越段管道敷设方式进行了论证，综合考虑到以下几方面因素后，决定厂外管线全线采用埋地敷设方案：

A：根据管道沿线地质灾害评价报告，项目所在地区属于热带风暴、海潮浪涌和风暴潮频繁地区，仙美溪河口与隆江-雷岭河口地势低洼，风暴潮对地面敷

设管线威胁较大；

B：河流、养殖塘等水网穿越地段，地层 4m 上为粉细砂、淤泥质土。如采用架空敷设方式，管道桩基埋设较深，有一定下沉风险；

C：架空敷设的管道更易遭受第三方破坏，导致溢油事故，增加了水网地区环境风险。

厂外管线目前未开始动工。

表 3.8-11　　厂外管线工程长度、走向调整情况

序号	管线名称	原环评		本次环评	
		规格	长度 km	规格	长度 km
1	原油管道	DN900	32.2	DN900	35.049
2	污水管道	DN300	32.2	DN150	35.049
3	燃料气管道	DN300	32.2	DN150	35.049



图 3.8-1 厂外管线工程调整情况

表 3.8-12　　厂外管线工程敷设情况调整情况

序号	项目	原环评	本次环评
1	敷设方式	架空：17.1km 埋地：15.1km	35.049km 全部埋地
2	穿跨越工程次数	19 次	89 次

序号	项目		原环评	本次环评
3	穿跨越方式	Ⅱ级以上公路	顶管	顶管
		Ⅲ级以下公路	大开挖	大开挖
		鱼塘、水渠、小河	桁架式	大开挖
		大中型河流	桁架式	定向钻：雷岭河、龙江河、龙江改河 大开挖：铭湖溪

⑸产品码头陆域

原环评产品码头陆域包含在成品油码头内，没有单独分析。原环评该区域包括石油焦、IGCC 废渣、硫磺、聚丙烯堆场和油气回收设施。调整后该区域主要包括原煤储运、硫磺成型与包装仓库、事故水收集池、办公楼、消防加压泵站、区域变电所、码头油气回收设施等。调整前后区域占地没有变化。

产品码头陆域目前仅完成部分填海工程。

3.8.4 依托园区工程

⑴供水

原环评项目依托业园规划的供水厂。园区在项目用地北部规划一座自来水厂，规模 20 万 m^3/d，为中石油企业供水；在龙江河下游规划一座 10 万 m^3/d 海水淡化厂，为龙江河东侧石化中下游企业供水。

规划区供水水源来自石榴潭水库、龙江邦山水闸取水口，双水源分别为规划区其他片区、广东石化生产用水供水。石榴潭水库、龙江邦山水闸单独供水量为 21 万 m^3/d，配套原水输水管线设计流量为 $2.43m^3/s$。正常年份龙江邦山水源可以满足供水需求，遇枯水季需利用石榴潭水库作为补充。

原环评项目总用水量约为 $1918m^3/h$，现环评项目总用水量 $5979.5m^3/h$（包括生活用水 90.5 m^3/h）。与原环评不同，调整后项目拟自建净水厂。

⑵供电

原环评厂区 IGCC 装置发电，可以满足 100%自发自用，项目只需依托华湖站 220KV 变电站作为备用电源接入。

变更后项目用电部分来自自建发电机组，不足部分依托园区。

本项目的电力供应来自当地区域变电站：华湖站和滨海站。华湖站提供 220kV 双回线路给本项目供电；同时滨海站也提供 220kV 双回线路给本项目供

电。每回 220kV 进线最大供电能力为 770MVA，任一回线路均能满足全厂最大运行负荷的需要。同时工厂内配备 3 台 30MW 的蒸汽透平发电机组。

⑶供热

原环评项目各个余热回收装置及 IGCC 装置可以满足工程内部供热需求，无需依托园区供热设施。

项目调整后仍由本项目内部供热，无需园区供热。

⑷废水处理及排放

本项目原环评污水经自建污水处理场处理，处理满足《广东省水污染物排放限值》（DB44/26-2001）一级后，依托工业园的污水排放口深海排放。现环评仍经自建污水场处理达标后，经园区排海口排放。因增加了化工装置，调整后排水量增加；因新标准发布，排水水质从严（见 3.9.1 节）；因海洋功能区划调整，排海口位置调整。

广东省 2013 年调整出台了《广东省海洋功能区划（2011-2020 年）》，原环评排污口与新规划不符，故园区调整了排污口的位置。详见表 3.8-13。《揭阳大南海石化工业区入海排污口位置调整论证报告》获得专家评审通过，调整后的排污口（排污口论证按排放量 0.39m^3/s 考虑，本项目的排放量是 0.2m^3/s）已于 2018 年 8 月 7 日获得揭阳市环境保护局《关于揭阳大南海石化工业区入海排污口位置调整备案的函》（揭市环函〔2018〕815 号）。2019 年 2 月揭阳市生态保护局以揭市环审（2019）9 号文出具了“揭阳市生态环境局关于揭阳大南海石化工业区海洋放流管工程海洋环境影响报告书审批意见的函”。

表 3.8-13　　排污口调整情况一览表

项目	原环评排污口	本次环评园区排污口	备注
	离岸 3.7km	离岸 3.76km	
经纬度	排污口中心经纬度为 E116°15′50.77″，N22°54′24.49″	排污口中心经纬度为 E116°16′4.988″，N22°54′30.082″	原排污口东北 440m
排放性质	离岸深海排放	离岸深海排放	
水深	-14～-15m	--	
近岸海域环境功能区划	处于三类海水水质控制区，有排污功能	306B 深海排污区，三类海水水质	
海洋功能区划（揭阳市）	特殊功能区	神泉特殊利用区	

⑸固体废物处置

原环评固体废物需依托工业园拟建的固体废物处置场进行处置，现仍依托园区。原环评园区拟建设施尚未开工建设，现阶段揭阳市出具《揭阳市人民政府关于承诺建设揭阳大南海石化工业区一般工业固废、危险废物处置项目的函》（揭府函[2018]129 号），承诺在 2020 年 12 月底前建成大南海石化工业区一般工业固废、危险废物填埋项目，并于本项目投产前投入运行。园区一般工业固废处置项目已获得环评批复。

⑹搬迁工程

据工业区规划、基础设施及重点项目建设情况，拟逐步对规划范围内和临近区域的村庄进行搬迁，具体涉及朱埔村、双湖村（含向寮）、和双村、山陇村、埔洋（含厝寨、刘畔）、赤一村、赤二村、洋下、林沟村、图田村、图上村。本项目炼化厂区仅涉及工程搬迁（埔洋村），不涉及环保搬迁。

目前埔洋村安置工程正在施工，地方政府正逐步与相关居民签署搬迁协议。

3.8.5 全厂污染物排放总量变化情况

项目的建设内容发生了较大调整，新增了化工区装置，项目的总量控制因子排放有一定增减，经计算，具体变化情况见表 3.8-14。

表 3.8-14　　本项目主要污染物排放总量指标变化对比表　　单位：t/a

类别	总量控制因子	原环评建议指标	原环评已批指标	本次环评排放总量	与原环评建议指标对比	与原环评已批总量指标对比②
废气	二氧化硫	2900	3810/2900②	959.19	-1940.81	-1940.81
	氮氧化物	3150	/	2884.07	-265.93	/
	烟粉尘	440	/	534.36	+94.36	/
	挥发性有机物	5654.2①	/	3423.05	-2231.15	/
废水	外排废水量	4381795	/	5880840	/	/
	化学需氧量	250	250	352.85	+102.85	+102.85
	氨氮	40	/	47.05	+7.05	/
	总氮	/	/	235.23	/	/

注：

①原环评挥发性有机物总量是根据《石油化工行业 VOCs 排放量计算方法》

（环办[2015]104 号）及《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》（HJ853-2017）重新核算后数据。

②二氧化硫排放量 3810t/a 出自广东省环保厅《关于中委广东 2000 万吨/年重油加工工程项目主要污染物排放总量指标审核意见的函》（粤环函[2010]1196 号），二氧化硫排放量 2900t/a 出自广东省环保厅《关于中委广东石化 2000 万吨/年重油加工工程环境影响报告书初审意见的报告》（粤环函[2010]1479 号），对比数据以 2900t/a 为参考。

3.9 项目变更分析

3.9.1 项目执行标准对比

原环评于 2011 年 1 月取得批复，2011 年~2018 年间，多个环境质量标准和与项目有关的污染物排放标准颁布，本次环评均按照现行环境标准执行。本次环评所采用标准与原环评时采用标准的对比情况见表 3.9-1。

表 3.9-1　　本次环评与原环评采用标准对比（炼化厂区及附近）

序号	项目	原环评	本次环评	是否变化
环境质量标准				
1	环境空气	《环境空气质量标准》（GB3095-1996）二级	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级	是
2	地表水	《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类	《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类	否
3	地下水	《地下水质量标准》（GB/T14848-93）Ⅲ类	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类	是
4	土壤	《土壤环境质量标准》（GB15618-1995）三级	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类	是
5	声环境	《声环境质量标准》（GB3096-2008）3 类	《声环境质量标准》（GB3096-2008）3 类	否
6	海水	《海水水质标准》（GB3097-1997）三类	《海水水质标准》（GB3097-1997）三类	否
7	沉积物	《海洋沉积物质量》（GB18668-2002）二类	《海洋沉积物质量》（GB18668-2002）二类	否
8	生物质量	《海洋生物质量》（GB18421-2001）二类	《海洋生物质量》（GB18421-2001）二类	否
废气				
9	工艺加热炉	《工业炉窑大气污染物排放标准》（GB9078-1996）二级	《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）表 4	是
10	催化裂化再	《广东省大气污染物排		是

序号	项目	原环评	本次环评	是否变化
	生烟气、硫磺回收烟气	放限值》（DB44/27-2001）（工艺废气）二级		
11	无组织排放苯、二甲苯、非甲烷总烃	《广东省大气污染物排放限值》（DB44/27-2001）表 2		是
12	原油码头库区锅炉	《广东省锅炉大气污染物排放标准》（DB44/765-2010）燃气锅炉“”新建、扩建、改建锅炉”标准	《广东省锅炉大气污染物排放标准》（2018 年再次征求意见稿）表 3	是
13	IGCC 装置烟气	《广东省火电厂大气污染物排放标准》（DB44/612-2009）中第三时段的限值	《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2011）表 2	是
14	H_2S、NH_3	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-1993）	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-1993）	否
15	化工装置	/	《石油化学工业污染物排放标准》（GB31571-2015）表 5	是（新增）
16	合成树脂装置	/	《合成树脂工业污染物排放标准》（GB31572-2015）表 5	是（新增）
废水、固废、船舶污染物、噪声、地下水防渗				
17	废水	《广东省水污染物排放限值》（DB44/26-2001）一级	《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）、《石油化学工业污染物排放标准》（GB31571-2015）和《合成树脂工业污染物排放标准》（GB 31572-2015）中表 1 和《广东省水污染物排放限值》（DB44/26-2001）一级取严	是
18	固体废物	《国家危险废物名录》（2008 年本）	《国家危险废物名录》（2016 年本）	是
19	船舶污染物	《沿海海域船舶排污设备铅封管理规定》和《船舶污染物排放标准》（GB3552-83）	《沿海海域船舶排污设备铅封管理规定》和《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）	是
20	噪声	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）3 类和《建筑施工场界噪声标准》（GB12523-90）	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）3 类和《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）	是
21	地下水防渗	重点污染防治区参照《危险废物填埋场污染控制标准》（GB18598-2001）、一般污染防治区参照《一	《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）	是

序号	项目	原环评	本次环评	是否变化
		般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB18599-2001）Ⅱ类场		

3.9.2 项目环保措施对比

本次环评在原环评的基础上，优化了多项环保措施，大幅增加了环保投资，主要环保措施的对比情况见表 3.9-2。

表 3.9-2　　本次环评与原环评主要环保措施对比（炼化厂区）

序号	项目	原环评	本次环评	备注
废气治理措施				
1	氮氧化物控制	IGCC 及加热炉：低氮燃烧器	动力中心锅炉、乙烯裂解炉、催化裂化：低氮燃烧器+ SCR 脱硝 其他加热炉及过热炉：超低氮燃烧器	优化
2	二氧化硫控制	加热炉燃料气：干气脱硫、液化气脱硫脱硫醇 催化裂化烟气：无	加热炉燃料气：干气脱硫、液化气脱硫脱硫醇 催化裂化烟气：WGS 湿法洗涤	优化
3	颗粒物控制	催化裂化烟气：三级旋风分离器	催化裂化烟气：三级旋风分离器+ WGS 湿法洗涤	优化
4	硫磺回收	LT-SCOT+尾气焚烧	LT-SCOT+尾气焚烧+钠法脱硫	优化
5	延迟焦化	密闭吹汽	密闭除焦	优化
6	连续重整装置	袋式过滤器+催化剂脱氯	UOP 公司 Chlorsorb 氯吸收技术	优化
7	无组织排放控制	浮顶罐、油气回收设施、“超细雾化及高效液膜吸收＋干法固定床脱臭”酸性水汽提臭气治理、生物过滤除臭法污水处理臭气治理	浮顶罐、油气回收设施、“罐顶密闭补气＋水封＋胺吸收法＋低压瓦斯管网回收”酸性水汽提臭气治理、“两段生物法+活性碳纤维吸附”污水处理臭气治理、延迟焦化密闭除焦、LDAR 系统	优化
废水治理措施				
8	预处理设施	各装置含油污水预处理、电脱盐污水预处理、延迟焦化冷焦水和切焦水预处理、气化灰水预处理	各装置含油污水预处理、电脱盐污水预处理、硫磺回收烟气脱硫含盐污水预处理、芳烃联合废水预处理、催化裂化含盐污水预处理、气化灰水预处理	变更
9	全厂污水处理	含油：气浮＋A/O 含盐：气浮＋两级 A/O 回用：BAF＋气浮过滤＋双膜	含油含盐：隔油+两级气浮+A/O+深度处理（高效沉淀+过滤） 高含盐：气浮+两级 PACT+WAR+臭氧氧化 回用：臭氧+BAF＋过滤＋双膜工艺	变更
其他				
10	固体废物治理	废碱液处理设施、三泥”干化设施、固体废物临时	乙烯装置废碱氧化处理、固废焚烧设施（包括干化）、危废暂存库	优化

序号	项目	原环评	本次环评	备注
		储存设施		
11	噪声控制	隔声、消声、减振	隔声、消声、减振	一致
12	地下水防渗	参照《危险废物填埋场污染控制标准》（GB18598-2001）、《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB18599-2001）Ⅱ类场进行设计	按照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）进行设计	变更

3.9.3 环境质量现状工作内容对比

原环评及本次环评均对项目周边的环境空气、地表水、地下水、土壤、声环境、海洋环境等进行了现状监测。两次环境质量现状监测的情况对比见表 3.9-3。

表 3.9-3　　本次环评与原环评环境质量现状监测工作对比

序号	项目	原环评	本次环评	备注
环境空气				
1	监测点位	炼化厂区：14 个 原油码头库区：3 个	炼化厂区：8 个 原油码头库区：2 个	
2	监测时间	2010 年 1 月、6 月	2017 年 9 月、2018 年 2、3 月	
3	监测项目	SO_2、NO_2、PM_{10}、TSP、CO、O_3、BaP、硫化氢、氨、甲醇、苯、二甲苯、氯化氢、二噁英	SO_2、NO_2、TSP、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3，H_2S、NH_3、甲醇、酚类、氟化物、NMHC、VOCs、苯、甲苯、二甲苯（邻、间、对）、苯乙烯、乙苯、臭气浓度、BaP、HCl、氰化氢、丙烯腈、汞、铬、铅、镉、砷、二噁英、氯气	
4	超标项目	无	$PM_{2.5}$、H_2S 偶有超标	
地表水				
5	监测点位	6 个	7 个	
6	监测时间	2010 年 3 月、6 月	2018 年 6 月	
7	监测项目	流量、水温、pH、COD、DO、BOD_5、氨氮、石油类、挥发酚、硫化物、苯系物（苯、甲苯、二甲苯）、氰化物、总磷、悬浮物	pH、DO、CODcr、BOD_5、NH_3-N、TN、TP、SS、TDS、石油类、挥发酚、氰化物、硫化物、氟化物、氯化物、硫酸盐、硝酸盐、汞、镉、砷、镍、六价铬、粪大肠杆菌、高锰酸盐指数、亚硝酸盐、钒、苯、甲苯、二甲苯	
8	超标项目	无	受到海潮影响，河口部分断面氯化物、硫酸盐等指标有超标现象	

地下水				
9	监测点位	炼化厂区：潜水 7 个、承压水 8 个 原油码头库区：2 个 厂外管线：11 个	炼化厂区：潜水 11 个、承压水 3 个 原油码头库区：潜水 8 个 厂外管线：潜水 9 个、承压水 3 个	
10	监测时间	2010 年 5 月、6 月、7 月	2018 年 6 月	
11	监测项目	pH、总硬度、溶解性总固体、氨氮、亚硝酸盐、硝酸盐、氰化物、氯化物、硫化物、高锰酸盐指数、挥发性酚、砷、汞、铁、锰、镍、六价铬、铜、铅、锌、镉、总大肠菌群、石油类、苯、甲苯、二甲苯、MTBE	pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐氮、挥发酚、氰化物、汞、六价铬、总硬度、铅、氟化物、镉、镍、钒、铁、锰、砷、溶解性总固体、耗氧量、总大肠菌群、石油类、苯、甲苯、二甲苯、乙苯、苯乙烯、丙烯腈、苯并[a]芘、乙腈、挥发酚、K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^-、CL^-、SO_4^{2-}	
12	超标项目	炼化厂区：pH、氯化物、溶解性总固体、氨氮、汞、总大肠菌群 原油码头库区：氯化物、溶解性总固体、氨氮、锰 厂外管线：pH、氯化物、硝酸盐、氨氮、锰	炼化厂区：总大肠菌群、亚硝酸盐、溶解性总固体、氨氮、铁、锰、耗氧量 原油码头库区：总大肠菌群、亚硝酸盐、溶解性总固体、pH、总硬度、铁、锰、耗氧量 厂外管线：总大肠菌群、亚硝酸盐、溶解性总固体、pH、总硬度、氯离子、锰、耗氧量	
土壤				
13	监测点位	炼化厂区：5 个 原油码头库区：2 个 厂外管线：2 个	第一次： 炼化厂区：11 个 原油码头库区：11 个 厂外管线：11 个 第二次： 炼化厂区：22 个 原油码头库区：4 个 厂外管线：2 个	
14	监测时间	2010 年 6 月	2018 年 6 月~7 月、10 月、12 月	
15	监测项目	镉、汞、砷、铜、铅、铬、锌、镍、石油类	第一次：pH、砷、汞、总铬、铅、镉、铜、镍、锌、挥发性有机物[注1]、半挥发性有机物[注2]、钒、石油烃、氰化物、二噁英、氟化物、丙烯腈 第二次：砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、挥发性有机物）、半挥发性有机物、钒、石油烃、氰化物、氟化物、丙烯腈、氯化物、二噁英、乙苯、丙酮、硫酸根离子、乙腈 第三次：汞、镍、苯、乙苯、	

			苯乙烯、甲苯、间/对二甲苯、邻二甲苯、钒、石油烃、硫化物、氰化物、氟化物、氯化物	
16	超标项目	无	无	
声环境				
17	监测点位	炼化厂区：5 个 原油码头库区：4 个	炼化厂区：6 个 原油码头库区：7 个	
18	监测时间	2010 年 6 月	2018 年 2 月、3 月	
19	监测项目	等效 A 声级	等效 A 声级	
20	超标项目	无	无	
海洋				
21	监测点位	33 个	28 个	
22	监测时间	2010 年 3 月、6 月	2017 年 4 月、9 月，2018 年 4 月	
23	监测项目	水温、盐度、pH 值、溶解氧（DO）、化学耗氧量（COD_{Mn}）、氨氮（NH_3-N）、亚硝酸氮（NO_2-N）、硝酸氮（NO_3-N）、非离子氨、活性磷酸盐（PO_4-P）、悬浮物（SS）、总汞（Hg）、铜（Cu）、铅（Pb）、锌（Zn）、镉（Cd）、砷（As）、镍（Ni）、石油类、苯、二甲苯、挥发酚、硫化物、氰化物、粪大肠菌群	2017 年：水温、pH 值、盐度、活性磷酸盐、石油类、硫化物、NO_3-N、NO_2-N、NH_3-N、DO、COD、SS、Cu、Pb、Zn、Cd、As、Hg、镍（Ni）、挥发酚、粪大肠菌群、钒（V）、氰化物、苯、二甲苯、苯乙烯、苯并（α）芘。 2018 年：甲苯、丙烯腈、乙苯、甲基叔丁基醚、乙腈、苯酚	
24	超标项目	活性磷酸盐、硫化物、Pb、Ni、无机氮	活性磷酸盐、铅、锌、铜、无机氮	
海洋沉积物				
25	监测点位	19 个	18 个	
26	监测时间	2010 年 3 月	2017 年 4 月	
27	监测项目	Cu、Pb、Zn、Cd、Hg、As、Ni、有机碳、硫化物、石油类	有机碳、石油类、Cu、Pb、Zn、Cd、Hg、As、镍（Ni）、钒（V）	
28	超标项目	无	无	
生物体质量				
29	监测点位	18 份样品	56 份样品	
30	监测时间	2010 年 3 月、6 月	2017 年 4 月和 9 月，2018 年 4 月	
31	监测项目	石油烃、Cu、Pb、Zn、Cd、Hg、As	石油类、Cu、Pb、Zn、Cd、Hg、As、镍（Ni）、钒（V）、氰化物、挥发酚、苯、甲苯、乙苯、二甲苯、苯乙烯、苯并(α)芘、甲基叔丁基醚、丙烯腈、乙腈、苯	

			酚、甲醇	
32	超标项目	无	无	
海洋生态				
33	监测点位	19 个+8 个生态，6 条+3 条潮间带、6 条+9 条渔业资源	18 个生态、5 个潮间带、12 个渔业资源	
34	监测时间	2009 年 10 月，2010 年 3 月和 6 月	2017 年 4 月和 9 月	
35	监测项目	叶绿素 a 和初级生产力、浮游植物、浮游动物、底栖生物、潮间带生物、鱼卵仔鱼、渔业资源	叶绿素与初级生产力、浮游植物、浮游动物、底栖生物、潮间带生物、鱼卵仔鱼、游泳生物	

注 1：土壤监测挥发性有机物包括四氯化碳、三氯甲烷、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间/对二甲苯、邻二甲苯

注 2：土壤监测半挥发性有机物包括硝基苯、2-氯苯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、䓛、二苯并[a, h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘、苯胺

3.9.4 环境保护目标对比

⑴炼化厂区周边搬迁情况

原环评及本次环评均涉及到需搬迁的保护目标，其对比情况见表 3.9-4。原环评需搬迁的保护目标范围为炼油厂区装置外 1.3km，本次环评需搬迁范围的确定详见报告 7.7.4 节。

表 3.9-4　　本次环评与原环评需搬迁保护目标对比

序号	原环评	本次环评	备注
1	埔洋村：494 户，2415 人	埔洋村：551 户，2979 人	原环评中埔洋村包含埔洋、厝寮、刘畔、南里及后城五个自然村，但规划环评中埔洋村仅包含埔洋、厝寮、刘畔三个自然村，未提及南里及后城
2	洋下村：114 户，615 人		
3	甲子地波站（军事设施）	甲子地波站（军事设施）	

目前，埔洋村的搬迁安置方案已经确定，建设用地选址于现揭阳大南海石化工业区溪西镇省道 338 线东侧（土名“电排洋”），占地面积 259.369 亩，目前已完成项目融资、勘察设计、施工一体化招标工作，勘察设计工作，施工前准备工作等，计划 2019 年 6 月底前完成搬迁安置工作。

⑵厂外管线周边保护目标

原环评方案与变更后方案相比，厂外管线的走向发生变化，周边保护目标也发生变化，其对比情况见表 3.9-5。

表 3.9-5　　本次环评与原环评厂外管线周边保护目标对比

序号	距离范围	原环评	本次环评
1	0~100m	7 个，林沟村、钓石村、黄厝墩、赤洲村、横山村、秀水里村、岛南村	4 个，油园、文昌村、秀水里村（寮仔）、神泉镇小学
2	100m~200m	3 个，后袋、港头、排埔	5 个，林沟村、秀水里村、后石塔村、石峻村、钓石村
3	200m~300m	5 个，田中、后田、横山曙光学校、石峻村、桥头村	3 个，后寮村、神泉农业村（渔业村）、横山村（排埔）

⑶海洋环境敏感保护目标

原环评及本次环评均涉及到海洋环境敏感保护目标，其对比情况见表 3.9-6。

表 3.9-6　　本次环评与原环评海洋保护目标对比

序号	类型	原环评	本次环评	备注
1	自然保护区	揭阳龙虾自然保护区 甲东海洋生态系统自然保护区 前詹海洋自然保护区 揭阳海龟和蛰自然保护区	揭阳龙虾自然保护区 揭阳市海龟、蛰市级自然保护区 揭阳市神泉渔业市级自然保护区	数量、对象均有变化
2	海洋生态红线区	无	评价范围内所有红线区均为保护目标	新增
3	渔业资源保护区	神泉浅海养殖区 神泉渔港 靖海港浅海养殖区 前詹人工鱼礁区 幼鱼幼虾保护区 前詹鲍鱼高位养殖区	神泉浅海养殖区 前詹人工鱼礁区 神泉人工鱼礁区 幼鱼幼虾保护区 前詹高位养殖区	数量、对象均有变化
4	旅游度假区	绿洲度假旅游区 惠来金海湾度假旅游区	绿洲度假旅游区 惠来金海湾度假旅游区	不变

3.9.5 环境影响对比

原环评及本次环评均进行了大气、地表水、地下水、生态、声环境、风险和海洋的环境影响分析或预测。两次环境影响分析或预测的主要结论对比见表 3.9-7。

表 3.9-7　　本次环评与原环评环境影响分析或预测结论对比

序号	要素	项目	原环评	本次环评
1	大气	气象数据	2007 年~2009 年	2015 年~2017 年
		预测结果	网格点和环境关心点均满足相应标准要求	环境关心点、厂址外网格点均满足相应标准要求
		卫生防护距离	炼化厂区：1300m 原油码头库区：800m	炼油设施：1000m 乙烯装置区：600m 原油码头库区：800m
2	地表水	分析结论	不向地表水体排放，无影响	不向地表水体排放，无影响
3	地下水	炼化厂区	采取防渗措施后，影响较小	采取防渗措施后，影响是可控的，污染物进入地下水的危险较小
		原油码头库区	采取防渗措施后，影响较小	
		厂外管线	如出现风险事故工况，地下水下游方向影响较大	
4	生态	施工期	施工活动，影响较小	施工活动，影响较小
		运营期	工程占地	工程占地
5	声环境	预测结果	炼化厂区、原油码头库区厂界昼间、夜间噪声预测值均满足 GB12348-2008 中 3 类标准要求	炼化厂区、原油码头库区厂界昼间、夜间噪声预测值均满足 GB12348-2008 中 3 类标准要求
6	风险	陆域	最大 LC_{50}：1031m 最大 IDLH：2578m	最大毒性终点浓度-1：3060m 最大毒性终点浓度-2：4810m
		海洋	泄漏事故对周边影响大。应急设备投入后，风险可接受	泄漏事故对周边影响大。应急设备投入后，风险是可防可控
7	海洋	施工期	对作业面及附近水质有一定影响，生态影响暂时，可以恢复	对作业面及附近水质有一定影响，生态影响暂时，可以恢复
		营运期	达标排放对纳污水体影响可接受	达标排放对纳污水体影响可接受

3.9.6 环境管理要求对比

原环评于 2011 年 1 月取得批复，2011 年~2018 年间，与本项目有关的企业环境管理要求变化主要为总量控制因子、挥发性有机物控制、排污许可、监测要求和信息公开五项，其对比情况见表 3.9-8。

表 3.9-8　　本次环评与原环评企业环境管理要求对比

序号	项目	原环评	本次环评
1	总量控制因子	废气：SO_2 废水：COD	废气：二氧化硫、氮氧化物、烟粉尘、挥发性有机物 废水：化学需氧量、氨氮、总氮
2	挥发性有机物	无	《关于印发石化行业挥发性有机物综合整治方案的通知》；《“十三五”挥发性有机物污染防治工作方案》
3	排污许可	无	《国务院办公厅关于印发控制污染物排放许可制实施方案的通知》（国办发[2016]81 号）
4	监测及信	《污染源自	《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）；

序号	项目	原环评	本次环评
	息公开要求	动监控管理办法》	《排污单位自行监测技术指南 火力发电及锅炉》（HJ820-2017）；《排污单位自行监测技术指南 石油炼制工业》（HJ880-2017）；《排污单位自行监测技术指南 石油化学工业》（HJ974-2018）；《关于加强化工企业等重点排污单位特征污染物监测工作的通知》（环办监测函[2016]1686 号）；《国家重点监控企业自行监测及信息公开办法（试行）》（环发[2013]81 号）
5	信息公开	无	《建设项目环境影响评价信息公开机制方案》

3.10 小结

相比于 2011 年取得环保部批复的原环评，本项目炼油区取消和调整了部分装置，按照炼油-芳烃-化工一体化方案进行优化；化工区以 120 万吨/年乙烯装置为龙头，规划建设相对完整的化工流程方案；厂外工程原油码头、成品油码头、原油码头库区、厂外管线均有部分调整。项目的调整是对原建设方案的优化，适应了资源和市场形势的变化，提高了项目的整体竞争力。在环保方面，项目按照现行最新的环境质量标准、污染物排放标准和环境管理要求进行优化，排放的主要污染物二氧化硫、氮氧化物和挥发性有机物相比于原环评均有所下降，烟粉尘、化学需氧量和氨氮有所增加。

4 拟建项目概况

4.1 基本情况

项目名称：中委广东石化2000万吨/年重油加工工程

项目类别：根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》（环境保护部令第44号及修改单），本项目属于“十四石油加工、炼焦业”中“33 原油加工、天然气加工、油母页岩等提炼原油、煤制油、生物制油及其他石油制品”及“十五化学原料和化学制品制造业”中“原料基本化学原料制造、合成材料制造”类。

建设规模：2000万吨/年炼油（含260万吨/年芳烃）及120万吨/年乙烯

建设地点：炼化厂区位于广东揭阳大南海石化工业区龙江河入海口以西区域；原油码头库区位于惠来县东南石碑山区域；原油码头位于靖海镇石碑山灯塔附近的海域；成品油码头位于大南海龙江河口西侧海域。

建设单位：中国石油天然气股份有限公司、委内瑞拉国家石油公司

占地面积：971.16公顷（含吉林石化项目47.55公顷）

全场定员：2800人

工程总投资：654亿元

4.2 生产规模和产品方案

本项目以1000万吨/年委内瑞拉Merey16原油、1000万吨/年中东混合原油为原料，炼油区主要生产优质、低成本的乙烯原料，同时生产汽油、航空煤油、柴油等清洁燃料及对二甲苯、甲苯等部分芳烃产品，化工区生产高密度聚乙烯、线性低密度聚乙烯、聚丙烯、苯乙烯、丁二烯等化工产品。

本项目各装置建设规模见表4.2-1，产品方案见表4.2-2。

表 4.2-1　　本项目工艺装置建设规模一览表

序号	类别	装置名称	装置规模（万 t/a）
1	炼油区	常减压蒸馏装置（一）	1000
2		常减压蒸馏装置（二）	1000
3		延迟焦化装置	2×300
4		蜡油加氢处理装置	420
5		催化裂化装置	360

序号	类别	装置名称		装置规模（万 t/a）
6		加氢裂化装置		370
7		焦化石脑油加氢装置		80
8		轻烃回收装置	干气液化气脱硫单元	70
			液化气分离单元	40
			干气分离单元	60
9		石脑油加氢装置		300
10		连续重整装置		2×300
11		航煤加氢装置		120
12		柴油加氢裂化装置（一）		330
13		柴油加氢裂化装置（二）		330
14		气体分馏装置		110
15		烷基化装置		60
16		氢气深度回收装置		5
17		氢气回收装置		40 万 Nm^3/h
18		干气分离装置		35
19		催化汽油加氢装置		170
20		芳烃联合装置		260
21		硫磺回收联合装置		硫磺回收装置：4×18+6 酸性水汽提装置：2×350t/h 溶剂再生装置：1000+1500t/h
22		石油焦制氢装置		氢气 18×10^4 Nm^3/h
1	化工区	乙烯装置		120
2		HDPE 装置		40
3		FDPE 装置		80
4		PP 装置		50
5		丁二烯抽提装置		11
6		MTBE/丁烯-1 装置		8/3
7		裂解汽油加氢（含苯乙烯抽提）装置		36
8		苯乙烯装置		80

表 4.2-2　　本项目产品方案一览表

序号	产品名称	产量（万吨/年）
炼油区		
1	92＃汽油(国Ⅵ)	252.00
2	95＃汽油(国Ⅵ)	126.00
3	98＃汽油(国Ⅵ)	42.68
4	航煤	261.36
5	柴油	281.22

序号	产品名称	产量（万吨/年）
6	硫磺	56.11
7	粗液氨	2.88
8	异丁烷	7.48
9	对二甲苯	261.61
10	沥青	129.60
化工区		
1	高密度聚乙烯	52.62
2	线性低密度聚乙烯	48.33
3	苯乙烯	80（38.82 送吉林石化项目）
4	聚丙烯	50
5	蜡	0.38
6	裂解碳五	10.04
7	C9 及重组分	1.65
8	燃料油	4.56
9	苯	18.48
10	丙烯	22.85（13.68 送吉林石化项目）
11	丁二烯	8.22（送吉林石化项目）

4.3 工艺技术选择

本项目各装置工艺技术选择详见表4.3-1。

表 4.3-1　　各装置工艺技术选择一览表

序号	装置名称	技术选择
炼油区		
1	常减压蒸馏装置（一）	深度电脱盐+闪蒸+常压蒸馏+减压蒸馏工艺流程
2	常减压蒸馏装置（二）	深度电脱盐+闪蒸+常压蒸馏+减压蒸馏工艺流程
3	延迟焦化装置	FOSTER WHEELER 公司技术工艺包 干气、液化气脱硫采用胺法脱硫技术，液化气脱硫醇采用纤维膜脱硫醇技术
4	蜡油加氢处理装置	SHELL 技术
5	加氢裂化装置	UOP 二段全转化
6	催化裂化装置	常规催化裂化技术； 再生采用 LPEC 自有知识产权的快速床-湍流床主风串联再生技术； 催化干气、催化液化气脱硫采用胺法脱硫工艺； 液化气脱硫醇采用纤维膜接触脱硫醇及碱液催化氧化再生专有技术； 催化烟气脱硝采用丹麦 Topsoe 公司的 SCR 脱硝工艺；

序号	装置名称	技术选择
		催化烟气脱硫采用中国石油工程建设公司大连设计分公司的喷射文丘里湿气洗涤技术（WGS）
7	气体分馏装置	三塔分馏常规流程
8	烷基化装置	烷基化装置采用硫酸法烷基化技术
9	柴油加氢裂化装置（一）	SHELL 公司的加氢裂化工艺技术
10	柴油加氢裂化装置（二）（含石脑油正异构分离）	SHELL 公司的加氢裂化工艺技术 石脑油正异构分离单元采用分馏方法
11	航煤加氢改质装置	单段芳烃深度饱和的加氢处理工艺
12	轻烃回收装置	干气液化气脱硫采用醇胺法脱硫工艺； 干气分离采用浅冷油吸收技术； 液化气分离单元采用常规的分馏过程
13	石脑油加氢装置	国内石脑油加氢技术及催化剂
14	焦化石脑油加氢装置	国内焦化石脑油加氢技术及催化剂
15	连续重整装置	UOP 低压连续重整工艺技术
16	催化汽油加氢装置	PHG 催化汽油选择性加氢脱硫成套技术
17	氢气回收装置	PSA 工艺流程
18	氢气深度回收装置	PSA 工艺流程
19	硫磺回收联合装置	酸水汽提装置 I 采用单塔低压汽提技术，酸水汽提装置 II 采用单塔加压汽提技术； 溶剂再生装置选用常规汽提再生法； 硫磺回收装置采用两级 Claus+SCOT+尾气焚烧+钠法脱硫工艺
20	干气分离装置	国内浅冷油吸收法
21	芳烃联合装置	本装置采用 UOP 芳烃专利技术 吸附分离单元采用 UOP 轻解吸剂吸附分离技术 芳烃抽提单元采用以环丁砜为溶剂的芳烃抽提蒸馏工艺 异构化单元采用乙苯脱烷基型技术
22	石油焦制氢装置	GE 水煤浆气化技术 变换单元采用国内宽温耐硫变换技术 净化采用国内低温甲醇洗技术 制氢采用 PSA 技术
化工区		
1	乙烯装置	中石油自主研发的乙烯成套技术
2	裂解汽油加氢装置（含苯乙烯抽提）	寰球公司自主研发的裂解汽油加氢工艺技术和裂解碳八馏分萃取精馏分离苯乙烯技术
3	丁二烯抽提装置	兰州寰球 ACN 抽提丁二烯工艺技术
4	MTBE/丁烯-1 装置	筒式固定床外循环+催化蒸馏反应/超精密精馏的 MTBE/丁烯-1 成套技术
5	HDPE 装置	LyondellBasell 公司 Hostalen 浆液法

序号	装置名称	技术选择
6	FDPE 装置	Unipol 低压气相流化床工艺
7	苯乙烯装置	乙苯单元采用 SW-Badger 的烷基化法工艺； 苯乙烯单元采用 SW-Badger-Total 乙苯低压脱氢工艺
8	聚丙烯装置	Unipol 气相本体法工艺

4.4 建设项目组成

本项目建设内容主要包括炼化厂区及厂外工程：炼化厂区包括炼油区、化工区工艺装置、储运工程、公用工程及辅助生产设施；厂外工程包括原油码头库区、原油码头、产品码头陆域、产品码头及厂外管道。依托工程主要包括厂外供水管线（生产用水和生活用水）等。

建设项目组成见表4.4-1。

表4.4-1 建设项目组成表

序号	主项名称	主要功能及组成	备注
1	**炼油区**		
1.1	常减压蒸馏装置（一）	常减压蒸馏装置一设计加工原油为 Merey16 重质原油，为延迟焦化装置、柴油加氢裂化装置、蜡油加氢裂化装置等提供原料。 装置由换热、电脱盐、闪蒸塔、常压炉、常压塔系统、减压炉、减压塔系统、石脑油稳定和三注等部分组成。	1 套
1.2	常减压蒸馏装置（二）	常减压蒸馏装置二设计加工原油为中东重油，为延迟焦化装置、柴油加氢裂化装置、蜡油加氢裂化装置等提供原料。 装置由换热、电脱盐、闪蒸塔、常压炉、常压塔系统、减压炉、减压塔系统、石脑油稳定和三注等部分组成。	1 套
1.3	延迟焦化装置	装置主要将减压渣油和少量催化油浆转化成净化焦化干气、净化焦化液化气、焦化石脑油、焦化柴油、焦化蜡油和石油焦。 装置主要由焦化部分、吸收稳定部分、干气脱硫及液化气脱硫、脱硫醇部分组成。	2 套
1.4	蜡油加氢处理装置	装置以重质减压蜡油以及焦化蜡油为原料，经过催化加氢反应，脱除硫、氮、金属等杂质，降低残炭含量，为催化裂化装置提供原料，同时副产部分柴油调和组分和少量石脑油。 装置由反应部分（包括循环氢压缩机、新氢压缩机）、分馏部分组成。	1 套
1.5	催化裂化装置	以蜡油加氢处理蜡油及加氢裂化尾油为原料，主要生产催化汽油、催化柴油、催化液化气、催化焦炭、催化油浆等。 装置包括催化裂化单元催化产品精制单元和脱硫脱硝单元。其中，催化裂化单元由反应再生系统、主风机组及烟气能量回收系统、增压机组、分馏及吸收稳定系统、气压机组等组成；催化产品精制单元由催化干气及液化石油气脱硫、液化石油气脱硫醇组成。	1 套
1.6	气体分馏装置	装置原料为脱硫、脱硫醇后的催化液化气及焦化液化气，装置主要产品为精丙烯。 气体分馏装置按三塔流程设计，主要由脱丙烷塔、脱乙烷塔和丙烯塔组成。	1 套
1.7	烷基化装置	以化工区混合碳四、气分碳四以及轻烃回收装置来的异丁烷为原料生产烷基化油，同时副产正丁烷、液化石油气和少量燃料气。 装置主要包括选择性加氢、烷基化反应、压缩制冷、反应物分馏、排放系统等部分。	1 套

序号	主项名称	主要功能及组成	备注
1.8	加氢裂化装置	以常减压蒸馏装置的中质减压蜡油和芳烃装置的重芳烃为原料生产重石脑油、航煤和柴油。 装置由反应部分、分馏部分等部分组成。	1 套
1.9	柴油加氢裂化装置（一）	柴油加氢裂化装置（一）以催化柴油、焦化柴油及常压重柴油为原料生产柴油及重石脑油，并副产少量干气、低分气、液化气及轻石脑油。装置由反应部分、分馏部分等部分组成。	1 套
1.10	柴油加氢裂化装置（二）	柴油加氢裂化装置（二）以减压蜡油、常压轻柴油、常压重柴油为原料生产重石脑油、航煤及柴油，并副产少量干气、低分气、液化气及轻石脑油。装置由反应部分、分馏部分等部分组成。 柴油加氢裂化装置（二）还包含石脑油正异构分离单元，石脑油正异构单元以石脑油加氢轻石脑油、柴油加氢稳定石脑油、加氢裂化轻石脑油、戊烷油为原料，生产异戊烷和轻石脑油送化工区。	1 套
1.11	航煤加氢改质装置	以常减压装置的直馏煤油为原料生产精制航煤。包括反应、汽提。	1 套
1.12	轻烃回收装置	装置的主要作用是可集中回收炼厂多套装置的饱和烃中 C3 及 C3 以上组分，分离出丙烷、正丁烷、异丁烷、液化气等产品。 装置包括干气液化气脱硫、干气分离、液化气分离三个单元。	1 套
1.13	石脑油加氢装置	以常减压装置石脑油以及混合石脑油为原料生产精制石脑油和轻石脑油。装置由反应部分和分馏部分组成。	1 套
1.14	焦化石脑油加氢装置	以焦化石脑油为原料生产加氢处理石脑油，送石脑油加氢装置。焦化石脑油加氢装置由反应部分、分馏部分组成。	1 套
1.15	连续重整装置	以上游石脑油加氢精制装置提供的精制石脑油及上游加氢裂化装置提供的加氢裂化石脑油为原料，采用连续重整工艺技术，生产重整生成油和液化气，同时副产含氢气体。装置由重整、催化剂再生组成。	2 套
1.16	催化汽油加氢装置	以催化裂化装置产生的催化汽油为原料，采用 PHG 催化汽油选择性加氢脱硫工艺，实现国 VI 清洁汽油调和组分的生产。	1 套
1.17	氢气回收装置	以重整氢、加氢装置低分气、化工来氢气为原料提纯高纯氢气。装置由低分气脱硫部分、PSA 提纯部分、尾气压缩部分组成。	1 套
1.18	氢气深度回收装置	以轻烃回收装置干气分离富甲烷气作为原料提纯高纯氢气。本装置由原料预处理部分、变压吸附部分、产品气压缩部分组成。	1 套

序号	主项名称	主要功能及组成	备注
1.19	硫磺回收联合装置	硫磺回收联合装置，包括 5 套硫磺回收装置， 2 套酸性水汽提装置及 2 套溶剂再生装置。 硫磺回收装置由克劳斯制硫、液硫脱气、尾气处理、溶剂再生和烟气脱硫等单元组成。酸性水汽提装置 I 由汽提部分组成，酸性水汽提装置 II 由汽提部分、侧线气三级分凝部分、氨精制部分组成。溶剂再生装置由再生部分组成。	5 套硫磺回收装置，2 套酸性水汽提装置及 2 套溶剂再生装置
1.20	干气分离装置	以催化裂化装置的催化干气和延迟焦化装置的焦化干气为原料，用于回收焦化干气和轻烃回收干气中的富乙烷组分。	1 套
1.21	芳烃联合装置	以重整生成油和化工来的加氢汽油为原料，生产对二甲苯、苯、甲苯、C9-C10 芳烃、燃料气、重芳烃等产品。装置由吸附分离、异构化、二甲苯分馏、歧化及烷基转移、芳烃抽提等装置组成。	1 套
1.22	石油焦制氢装置	该装置以石油焦、煤和氧气为原料，生产合成气、氢气、PSA 解析气和少量酸性气。 装置主要由气化单元、CO 变换单元、低温甲醇洗单元、制氢单元等组成。	1 套
2	**化工区**		
2.1	乙烯装置	以上游炼油部分的富乙烯气、富乙烷气、丙烷、混合液化气、正丁烷、混合轻轻、抽余油、加氢轻石脑油等为原料生产乙烯和丙烯，同时副产氢气、富甲烷气、裂解碳四、裂解汽油和燃料油等。装置由原料预处理、裂解炉单元、急冷单元、压缩单元、冷分离单元、热分离单元、制冷单元、废碱预处理单元组成。	1 套
2.2	裂解汽油加氢装置（含苯乙烯抽提）	以乙烯装置的粗裂解汽油和氢气为原料生产裂解碳五、加氢汽油、苯乙烯和 C9 及重组分。装置包括加氢单元和苯乙烯抽提单元。	1 套
2.3	丁二烯抽提装置	以乙烯装置的裂解碳四为原料，生产 1,3-丁二烯和抽余碳四。装置由第一萃取精馏单元、第二萃取精馏单元、脱重脱轻精馏单元、水洗回收单元和阻聚剂配置等单元组成。	1 套
2.4	MTBE/丁烯-1 装置	以丁二烯抽提装置的抽余碳四和外购甲醇为原料生产 MTBE 和丁烯-1。装置由 MTBE 单元和丁烯-1 单元组成。	1 套
2.5	HDPE 装置	以乙烯装置的乙烯、MTEB/丁烯-1 装置的丁烯-1、氢气为原料生产 HDPE。装置主要由催化剂制备、聚合、分离、挤出和造粒、己烷回收、丁烯回收等工艺单元组成。	1 套
2.6	FDPE 装置	以乙烯装置的乙烯、MTEB/丁烯-1 装置的丁烯-1、氢气、己烯-1 为原料生产 FDPE。装置主要由原料供给和精制、乙烯精制、反应、树脂脱气、排放气回收、树脂添加剂处理、挤出造粒和配套	1 套

序号	主项名称	主要功能及组成	备注
		设施（树脂输送、包装码垛系统）等工艺单元组成。	
2.7	苯乙烯装置	以芳烃联合装置的苯和乙烯装置的乙烯为原料生产苯乙烯，装置主要由乙苯单元和苯乙烯单元组成。	1 套
2.8	聚丙烯装置	以乙烯装置及炼油装置的丙烯、乙烯、氢气为原料生产聚丙烯，装置主要由原料供应和精制、丙烯精制、反应系统、树脂脱气、放空气回收、树脂添加剂的处理、挤压造粒等组成。	1 套
3	**储运工程**		
3.1	厂内原油罐区	16 个储罐，总容积 1600000m^3，成 4 罐组布置。	
3.2	炼油区中间罐区	94 个储罐，总容积 589500m^3。包括沥青储罐、重减压蜡油储罐、焦化蜡油储罐、中质减压蜡油储罐、催化油浆储罐、催化裂化原料储罐、常压石脑油储罐等。	
3.3	炼油区产品罐区	34 个储罐，总容积 1090000m^3。包括汽油储罐、柴油储罐、航煤储罐等。	
3.4	炼油区其他罐组	12 个储罐，总容积 32800m^3。包括酸碱罐等。	
3.5	化工原料罐区	9 个罐，总容积 11800m^3。包括甲醇储罐、己烷储罐、异戊烷储罐、己烯-1 及储罐丙酮储罐。	
3.6	化工中间罐区	36 个罐，总容积 101300m^3。包括裂解汽油储罐、乙烯储罐、丙烯储罐等。	
3.7	化工产品罐区	13 个罐，总容积 44000m^3。包括苯乙烯储罐、燃料油储罐、碳五储罐等。	
3.8	固体储运	化工区设置聚烯烃粒料包装和成品仓库，用于处理来自各聚合物装置的产品。	

序号	主项名称		主要功能及组成	备注
			设置两座一体化综合仓库，同时设置办公楼、停车棚和料棚。化学品库 5 座，危险化学品库 5 座。	
			设危险废物暂存库，面积 2500m^2。	
			石油焦制氢装置设两个圆形堆场用于储存石油焦制氢装置的原料石油焦。	
4	**公用工程及辅助设施**			
4.1	给水	水源	水源为距厂区约 15km 的龙江河邦山水闸上游约 0.5～1km 处的地表水，以石榴潭水库坝址上游附近作为备用水源。当地政府在龙江河邦山水闸以及石榴潭水库分别建设取水设施、泵站及引水管道，将水源水通过两条钢制管道分别输送至厂区边界处，作为厂内自建净水场的原水。	
		给水系统	包括生活给水系统、生产给水系统、低压消防水系统、高压消防水系统、循环冷却水系统、除盐水系统、蒸汽凝结水系统和回用水系统。	
		循环水场	共设置六座循环水场，其中化工区设置 3 座，炼油区设置 3 座。	
4.2	排水	排水系统	排水系统划分为：生活污水排水系统、生产污水排水系统（包括：炼油含油污水排水系统、化工含油污水排水系统、低含盐污水排水系统、高含盐污水排水系统）、清净废水排水系统、污染雨水排水系统、清净雨水排水、达标污水排水系统、事故水排水系统及污泥输送系统。	

序号	主项名称		主要功能及组成	备注
		污水处理场	含电脱盐污水预处理系统、含油含盐污水处理系统、回用水系统、高含盐污水处理系统及臭气处理装置。 电脱盐污水预处理系统：设计规模 300m^3/h，两系列设计； 含油含盐污水处理系统：设计规模 2400m^3/h，四系列设计； 污水回用系统：设计规模 3400m^3/h（深度处理段）； 高含盐污水处理系统：设计规模 1000m^3/h，两系列设计。	
		事故水池及雨水收集池	全厂事故水池容积 180000m^3，分四格。 化工区设事故水转输池 1 座，容积 20000m^3。 雨水收集池 4 座，总容积 120000m^3。	
4.3	供电系统		由南方电网广东公司华湖站提供双回线路给本项目供电，同时滨海站也提供双回线路给本项目供电。任一回线路均应能满足全厂最大运行负荷的需要。	
4.4	电信系统		本项目为流程工业智能工厂，包括操作控制层(PCS)、生产执行层(MES)和经营管理层 (ERP)	
4.5	动力中心		自建动力中心，包括 4 台 480t/h 超高压蒸汽锅炉，并根据以汽定电原则，设置 2 台 30MW 抽背透平发电机组，1 台 30MW 抽凝透平发电机组。 蒸汽系统划分为四个等级，超高压蒸汽（11.5MPaG，520℃）、高压蒸汽（4.0MPaG，400℃）、中压蒸汽（1.3MPaG，290℃）、低压蒸汽（0.5MPaG，220℃）	
4.6	空压站		设置 1 个空压站，设计能力为 98000m^3(N)/h，其中仪表空气为 56000m^3(N)/h，工厂空气 42000m^3(N)/h。	
4.7	空分装置		设置供氧规模为 20.6×10^4 m^3(N)/h 的空分装置。	
4.8	火炬		炼油区设置低压火炬系统、高压火炬系统、酸性气火炬系统；化工区设置乙烯火炬系统、化工装置火炬；石油焦制氢设置高压放空系统。其中乙烯火炬和化工装置火炬为地面火炬，其余均为高架火炬。	火炬区集中布置在厂区西侧围墙外
4.9	全厂焚烧系统		设置全厂焚烧系统，处理工艺装置产生的废聚合物、废矿物油、储罐罐底油泥及污水处理场干化后的污泥。焚烧系统处理规模为 60 吨/天，操作弹性为 40~110%。	

序号	主项名称	主要功能及组成	备注
4.10	总图运输	包括工艺管廊、道路、围墙、大门、绿化等。	
4.11	中心化验室	新建中心化验室，包括环境监测站。	
4.12	维修	维修站包括机修、电修、仪修，均为小修规模，对于大、中修主要采用的是依托、外协的方式。主要依托的是本项目建设所在广东省揭阳市大南海石化工业区内以及周边地区的检修、维修能力。	
4.13	厂前区	包括：行政办公楼、会议中心、员工宿舍及食堂。	
4.14	全厂性仓库	设置一般性库区和化学品库。一般性库区包含两座一体化综合仓库，同时设置办公楼、停车棚和料棚。化学品库 5 座，危险化学品库 5 座。	
4.15	消防系统	新建消防气防站，在中央大道南侧新建特勤消防/气防总站 1 座，供化工园区及炼油区共用，炼油区南侧新建特勤消防/气防分站 1 座。	
4.16	厂内铁路	铁路正线全路长约 2.0km，新建一座厂内装卸作业站，即石化炼化厂内站。	
5	**厂外工程**		
5.1	厂外管线	主要包括原油码头库区至厂区的原油输送管道、污水管道以及厂区至码头库区的燃料气管道，线路工程约 35.05km。	
5.2	原油码头	30 万吨级原油泊位一个。	
5.3	原油码头库区	12 座 $10\times10^4m^3$ 原油储罐及配套设施。同时设一座事故水池，容积 17800 m^3。3 台 8MW 导热油炉。	
5.4	产品码头	10 万吨级成品油泊位 1 个；3 万吨级成品油泊位 2 个；1 万吨级油品及液体化工品泊位 2 个；5000 吨级油品及液体化工品泊位 3 个；2 万吨级通用泊位 1 个；5000 吨级通用泊位（兼做施工期重件泊位）1 个；工作船临时停靠泊位 2 个；工作船泊位 3 个。	
5.5	产品码头陆域	产品码头设置 1 个圆形煤堆场。	

序号	主项名称	主要功能及组成	备注
		产品码头区设置硫磺成型厂房、包装厂房及硫磺袋装仓库、配建厂房、汽车装车场地和散装料仓及输送栈桥等辅助设施，用于处理来自七联合硫磺回收装置的液硫，固化成型生产工业固体硫磺，袋装固体硫磺通过汽车外运，散装固体硫磺装船外运。	
		设油气回收设施，对汽油、航煤、苯、二甲苯、苯乙烯、沥青装船外排油气进行回收处理。	
		码头设置集装箱周转场，应包含集装箱倒运、装卸车、装船设备及相关设施。	
		设一座消防事故水池，容积 3000m^3。	

4.5 总工艺路线

本项目是基于原中委合资广东石化 2000 万吨/年重油加工工程，经优化调整为 2000 万吨/年炼油+260 万吨/芳烃+120 万吨/年乙烯炼化一体化工程。总工艺路线确定原则如下。

⑴以市场需求为导向，市场适销对路的炼油化工产品，采用先进成熟的技术。

⑵以加工高硫含酸重质原油为主，同时具有较好的原油适应性，有效规避原油资源风险。

⑶装置的选择充分考虑炼油-芳烃-乙烯一体化优化，满足安全、环保和长周期稳定运行的要求。

⑷不外卖重质燃料油。

⑸方案选择应考虑当地园区的水、电供应；降低项目氢气和燃料成本。

⑹满足环保各项法规的要求，建设环境友好型炼油厂。

⑺通过总流程的优化力求实现资源利用的优化、实现产品结构的优化、生产成本的降低和综合效益的最大化。

4.5.1 炼油加工

本项目炼油加工流程在原设计方案上进行了优化，优化内容包括两套常减压装置分别适应委油和中东油不同的加工工况；将中压加氢裂化调整为蜡油加氢处理；增加烷基化装置；延迟焦化按照上限操作以平衡掉所有的减压渣油，沥青按季节性产品考虑；加氢裂化调整为最大化产石脑油方案，兼顾航煤产品；两套柴油加氢改质装置均改为裂化方案，一套加工直馏柴油为主，多产重石脑油和航煤；石脑油加氢扩大规模，调整轻重石脑油切割点，碳六及以上组分做重整原料；焦化石脑油单独加氢后做乙烯原料，优化石脑油加氢的反应条件；催化干气吸附分离出富乙烯气作乙烯原料，焦化干气和轻烃回收饱和干气吸附分离出富乙烷气做乙烯原料；增加氢气深度回收装置，回收 PSA 解吸气、干气分离富甲烷气中的氢气；聚丙烯装置在化工部分统筹考虑；取消制氢装置，开工用氢气石油焦制氢装置提供等。

4.5.2 化工部分

经过总加工流程优化，在不影响炼油和芳烃流程合理性的前提下，本着“宜油则油、宜芳则芳、宜烯则烯”的原则，增设 120 万吨/年乙烯装置，同时乙烯下游考虑配置了 FDPE、HDPE、苯乙烯，丙烯下游配置了聚丙烯装置，同时本项目生产的丙烯、苯乙烯、丁二烯等产品部分送吉林石化项目，吉林石化项目设丙烯腈、MMA、ABS、SAR 等 5 套装置。

4.5.3 石油焦制氢部分

石油焦制氢装置以煤和延迟焦化装置副产的石油焦为原料生成氢和低热值燃料气，氢作为炼油区各加氢装置的氢源，低热值燃料气作为燃气锅炉的燃料。产品方案以气化－粗合成气－氢气为发展主线。原料煤和石油焦先通过煤气化生产出 $CO+H_2$ 粗合成气，其次通过一氧化碳变换、净化、PSA 单元等技术，将原料转化为氢气和合成气。

4.6 主要原辅材料消耗及来源

4.6.1 原油、燃料消耗及来源

4.6.1.1 原油

本项目建设规模为 2000 万吨/年炼油，常减压装置一原料为 Merey16 重质原油，常减压装置二原料为中东混合原油。原油性质详见表 4.6-1。

表 4.6-1　　原油一般性质一览表

项目	Merey16 重质原油	中东原油 1	中东原油 2
数量万吨/年	1000	800	200
比重 API	16	23.3	28.48
60 F　密度	0.96	0.91	0.88
总硫%w	2.49	4.19	1.62
总氮 ppm	4590	1537	1400
倾点℃	-12	-24	-24
酸值 mgKOH/g	1.244	0.23	0.18
残碳，%w	11.5	10	6.41
钒　ppm	295	94.1	82
镍　ppm	70	23.9	19
原油基属	高硫环烷基	高硫中间基	高硫中间基

项目	Merey16 重质原油	中东原油 1	中东原油 2
数量万吨/年	1000	800	200
各馏分段收率，wt%			
轻烃	0.55	1.61	1.50
石脑油	4.91	14.00	16.67
煤油	4.33	6.10	7.74
轻柴油	6.46	7.60	6.70
重柴油	8.01	7.10	7.81

4.6.1.2 石油焦制氢装置原料

本项目石油焦制氢装置原料为来自延迟焦化装置的石油焦及外购原料煤，石油焦消耗量为 196.01 万吨/年，原料煤消耗量为 48.55 万吨/年，考虑气化装置开工及其他生产波动情况，煤炭指标申请量为 54 万吨/年。石油焦性质见表 4.6-2，煤质分析见表 4.6-3。

表 4.6-2　　石油焦性质（干基）一览表

项目	数值
组成，wt%	
C	88.61
H	3.37
S	6.50
N	2.13
金属含量（Ni+V），wppm	1868
挥发分，wt%	≤10
高热值，kcal/kg	8595
低热值，kcal/kg	8408

表 4.6-3　　原料煤煤质分析表

指标名称		符号	单位	指标数值
工业分析	干燥基灰分	Ad	%	7.53
	收到基水分	Mt_{ar}	%	15.8
	挥发份	Vad	%	31.13
元素分析	干燥基固定碳	Cd	%	61.35
	干燥基氢	Hd	%	4.26
	干燥基氧	Od	%	11.59
	干燥基氮	Nd	%	0.86
	干燥基全硫	St，d	%	0.39

指标名称		符号	单位	指标数值
	干燥基氯	Cld	%	0.015
	干燥基砷	Asd	μ g/g	2
	干燥基氟	Fd	μg/g	46
	干燥基汞	Hgd	μg/g	0.025
	干燥基铅	Pbd	μg/g	3
	干燥基镍	Nid	μg/g	8
热值	干基高位热值	$Qgross_d$	MJ/kg	29.66
灰熔点	变形温度	DT	℃	1080
	软化温度	ST	℃	1090
	半球温度	HT	℃	1100
	流动温度	FT	℃	1110

4.6.1.3 化工区原料

本项目化工部分的乙烯裂解原料来自本项目炼油部分，其他化工原料外购，其主要原料供应见表 4.6-4。

表 4.6-4　　化工区原料来源及消耗

序号	原料汇总	数量（万吨/年）	来源	备注
1	苯	62.40	炼油区	
2	丙烯	3.97	炼油区	
3	乙烯原料	272.30	炼油区	包括富乙烯气、富乙烷气、丙烷、混合液化气、异构化燃料气、歧化燃料气、正丁烷、混合轻烃、加氢轻石脑油、抽余油
4	甲醇	2.3	外购	
5	己烯-1	2.49	外购	
6	己烷	0.20	外购	
7	异戊烷	0.17	炼油区	

4.6.1.4 燃料

本项目燃料主要包括炼油区自产燃料气（炼厂气）、乙烯装置自产富甲烷气（富甲烷气）、石油焦制氢装置自产低热值气（低热值气）及外购天然气（天然气）组成。其中炼油区使用的燃料气由自产炼厂气、石油焦制氢装置自产低热值气提供，不足部分由天然气补充；化工区使用的燃料气主要为乙烯装置自产的富甲烷气，不足部分由天然气补充；动力站锅炉燃料为石油焦制氢装置自产

低热值气，不足部分由天然气补充。炼油区混合燃料气规格见表 4.6-5，富甲烷气规格见表 4.6-6，低热值气规格见表 4.6-7，外购天然气规格见表 4.6-8。本项目燃料供应量及来源见表 4.6-9。

表 4.6-5 炼油区自产燃料气规格一览表

序号	组成	mol%
1	C1	84.48
2	C2	2.11
3	C3	0.64
4	IC4	0.41
5	NC4	0.96
6	IC5	0.10
7	NC5	0.09
8	H_2O	0.004
9	H_2	7.83
10	CO_2	0.76
11	CO	0.01
12	N_2	2.29
13	C_2H_4	0.20
14	C_3H_6	0.007
15	C6	0.06
16	O_2	0.05
17	H_2S	20mg/Nm^3
分子量		16.67
热值，kcal/Nm^3		8392.16
温度	40	℃
压力	0.4±0.05	MPa(G)

表 4.6-6 乙烯装置自产富甲烷气规格一览表

序号	组分名称	组成 v%
1	CO	0.2
2	H_2	11.13
3	CO_2	0
4	N_2	0
5	CH_4	88.58
6	C_2H_4	0.09
7	Ar	0
	合计	100

序号	组分名称	组成 v%
	平均分子量	14.52
	热值，MJ/kg(kcal/kg)	50.962(12172.1)

表 4.6-7　　石油焦制氢装置自产低热值气规格一览表

序号	项目	单位	指标
1	CO	%vol	55.39
2	H_2	%vol	42.83
3	CO_2	%vol	0.55
4	N_2	%vol	0.97
5	CH_4	%vol	0.08
6	Ar	%vol	0.18
	合计		100
	平均分子量		16.98
	热值	MJ/kg（kcal/kg）	15.356（3667.61）
	压力	MPa(G)	0.5

表 4.6-8　　外购天然气规格一览表

序号	组分名称	组成 v%
1	H_2	0.05
2	O_2	0.16
3	N_2	0.98
4	CO	0
5	CO_2	0.9
6	CH_4	92.44
8	C_2H_6	4.35
9	C_3H_8	0.84
10	异丁烷	0.1
11	正丁烷	0.12
12	异丁烯	0.01
13	≥C5	0.05
14	H_2S	1ppm
	平均分子量	17.37
	热值，MJ/kg(kcal/kg)	47.615(11382.5)
	压力，MPa（G）	4.0

表 4.6-9　　本项目燃料供应及消耗一览表（以标燃计）

单位：万吨/年（以标燃计）		供燃料气量				
		化工自产富甲烷气	炼油区自产炼厂气	石油焦制氢装置产低热值气	天然气	合计
用燃料气量	化工区	59.39			1.35	60.74
	炼油区		41.76		107.11	148.87
	锅炉			70.63	60.35	130.98
	合计	59.39	41.76	70.63	168.81	340.59

4.6.2 主要辅助材料

各装置所需的辅助原料、化学品、催化剂、干燥剂、助剂、添加剂等将直接从市场上或专利商采购。详见各装置工程分析。

4.6.3 主要公用工程消耗及来源

本项目主要公用工程消耗及来源见表4.6-10。

表 4.6-10　　主要公用工程消耗及来源表

序号	名称		单位	消耗量（含吉林石化项目）	备注
1	原水		m^3/h	5889（吉林石化 704）	龙江河上游邦山水闸前的地表水
2	生活水		m^3/h	90.2	靖海水厂及岐山水厂
3	除盐水		t/h	3110	除盐水站
4	循环冷却水		m^3/h	267837	循环冷却水场
5	蒸汽	11.5MPa	t/h	723.7	动力中心
		4.0MPa	t/h	12.5	
		1.3MPa	t/h	352.6	
		0.5MPa	t/h	44.4	
6	电		MW	723	动力站提供 75MW，其余外购
7	仪表空气		m^3 (N)/h	56000	空压站
8	工厂空气		m^3 (N)/h	42000	空压站
9	氮气		m^3 (N)/h	131000	空分装置

4.7 总平面布置

4.7.1 总平面布置原则

本项目总图设计系根据厂区地理位置、交通运输、地形、地质、气象等条件及工厂现状和发展规划，本着有利生产、方便管理、确保安全、保护环境、节约

用地的原则布置的，并遵循我国有关防火、安全、消防等规范。主要布置原则如下：

⑴符合当地城市规划、区域规划和所在园区的总体规划。

⑵贯彻执行一体化工厂的设计理念，炼油与化工实现工厂布置一体化、物料互供、产品储存、装卸运输一体化、公用工程和辅助设施设置一体化、环保设施一体化、工厂管理、服务设施一体化的设计原则，设置集中的生产配套设施.

⑶采用联合化、露天化、一体化布置。

⑷工艺流程顺直，物料管线短捷，尽量缩短各装置和设施之间的物料输送距离，降低操作费用，节约投资。

⑸严格执行相关的安全、防火、环境保护等标准和规范的规定。

⑹辅助生产设施及公用工程尽量靠近负荷中心。

⑺根据生产特点，厂区按功能要求分区布局。

⑻合理组织人流和物流，避免互相干扰。

⑼结合企业的发展规划，适当考虑企业发展的需要，合理预留用地。

⑽绿化、美化厂区景观。

4.7.2 竖向布置

根据厂区地形现状，同时结合周围外部条件衔接关系及土方平衡等因素，厂区竖向布置采用西高东低的连续式平坡的布置方式。场地坡度按不大于2‰考虑。其中炼油区以西北角为控制点，场地整体向东和向南降坡，场地标高控制在约5.5～12.5m之间；化工区以化工区西南角为控制点，场地整体向东降坡。

4.7.3 总平面布置

本项目由炼化厂区及厂外工程组成。

炼化厂区分为三大功能区：炼油区、化工区和火炬设施区。炼油区按功能划分为四个功能区和一个集中的预留区，其中四个功能区包括工艺装置区、油品储运区、辅助生产及公用工程区、污水处理区；化工区主要包括工艺装置区、公用工程和辅助设施区、罐区、全厂生产和行政管理区、固体产品储运区、铁路区和预留区；火炬区集中布置在厂区西侧围墙外，厂区最小风频的上风侧，对厂区影响小。

厂外工程包括原油码头、产品码头、原油码头库区、产品码头陆域及厂外管线。原油码头位于靖海镇石碑山灯塔附近的海域，距厂区约30km，原油码头库区主要包括12座10×10^4m^3原油储罐及与其配套的工艺、消防、给排水、电气、自控设备、管线设施及防护设施等。产品码头用单环抱掩护式布置，在大南海石化工业区龙江河以西海域布置东、南、西三条护岸，呈折线形布置，设有10个产品泊位和3个工作船泊位，产品泊位为5000吨级~3万吨级。产品码头陆域包括原煤储仓、硫磺成型与包装及码头油气回收设施，输煤栈桥的起点是成品油及散货码头陆域的圆形料场，终点为石油焦制氢装置的煤仓。

项目总平面布置见图4.7-1，产品码头、原油码头总图见海域专题报告。

4.7.4 工厂防洪

厂区清净雨水采用明沟和暗管两种收集方式，其中生产和行政管理中心采用暗管，其余区域采用明沟，装置区围堰内排雨水采用暗管方式，储罐区防火堤内排雨水采用明沟方式。

根据《揭阳大南海石化工业区》总体规划、《揭阳大南海石化工业区石化产业片区》控制性详细规划和《揭阳大南海石化工业区》竖向专项规划，龙江改河西岸在中石油厂区防洪标准为200年一遇；龙江西岸沿海公路以南堤防设防标准为100 年一遇；沿海公路以北地区堤防设防标准为100 年一遇；水厂、污水处理厂、220 千伏变电站、消防站防洪标准为100 年一遇。园区铁路、过江桥梁防洪标准为100 年一遇，以200 年一遇校核。防海潮标准为100 年一遇。根据《揭阳大南海石化工业区》竖向专项规划，城市建设用地排涝标准为20 年一遇24小时暴雨不受涝，考虑到炼化一体化项目的特殊性，排涝标准按照50年一遇厂内不积水设防，厂区临海区域防波堤和防浪堤设施由政府负责建设。

4.8 依托工程

4.8.1 园区供水

园区主水源为龙江河上游邦山水闸前的地表水，同时，化工园区附近的石榴潭水库水作为备用水源。规划在龙江河上游邦山水闸处建设专用取水工程及配套原水输水工程为石化工业区提供用水。取水工程包括龙江取水头部、引水管、邦

山取水泵站与龙江取水泵站之间的连通管、龙江取水泵站。规划远期最大取水量为42万m^3/d，其中一期设备按21万m^3/d安装，取水工程总规模可满足本项目供水要求。规划从龙江取水泵站建设两根DN1000的碳钢管道直接输送至本项目界区，界区压力不低于0.25MPa(G)。

4.8.2 园区供电

南方电网广东公司华湖站提供双回线路给本项目供电，同时滨海站也提供双回线路给本项目供电。任一回线路均应能满足全厂最大运行负荷的需要。

4.8.3 园区达标尾水排海工程

2010年，揭阳市环境保护局与揭阳市海洋与渔业局同意揭阳大南海石化工业区废水通过专用排污管深海排放，排污口设在龙江河出海口西岸离岸3.7km处。该排污口位于《广东省海洋功能区划（2011-2020年）》规定的“田尾山-石碑山农渔业用海区”内，不在“神泉特殊利用区”区域内，与《广东省海洋功能区划（2011-2020年）》不符。根据广东省环境保护厅关于印发《揭阳大南海石化工业区二期规划环境影响报告书审查意见》的函（粤环审【2017】137号），工业区废水排放口设置需与海洋功能区划、近岸海域环境功能区划相协调。

根据《广东省海洋功能区划（2011-2020年）》和《揭阳市近岸海域环境功能区划》的要求，入海排污口必须满足上述两个功能区划关于排放口划定的要求。调整后的排污口拟选址在两个功能区划排污口重叠的位置，近期排放规模按照3.4万m^3/d 考虑。

目前排污口选址已在揭阳市环保局完成备案，污水排海管线路由比选报告已通过国家海洋局南海分局组织的专家评审，排海工程环评报告已获得批复（揭市环审[2019]9号）。

4.8.4 园区固体废物处置工程

4.8.4.1 一般工业固废

根据揭阳市人民政府2018年8月27日发布的《揭阳市人民政府办公室关于印发揭阳大南海石化工业区一般工业固废、危废焚烧、危废填埋项目工作实施方案的通知》（揭府办明电[2018]66号），园区将建设一般工业固废处理项目，预计

2020年底投入运行。

该项目一期处置固废主要为本项目产生的一般工业固废，其中包括石油焦制氢装置灰渣、各装置产生的废吸附剂（废瓷球、分子筛等）、净水厂污泥等一般工业固废。项目由灰渣资源回收利用系统、制砖系统以及配套储运、公用及环保设施组成。

2019年1月，揭阳市生态环境保护局以揭市环审[2019]5号出具了“揭阳大南海石化工业区一般工业固废处理一期项目环境影响报告书审批意见的函”。

4.8.4.2 危险废物

根据《揭阳市人民政府办公室关于印发揭阳大南海石化工业区一般工业固废、危废焚烧、危废填埋项目工作实施方案的通知》（揭府办明电[2018]66号），园区规划建设危险废物填埋场项目。该危废填埋场项目拟位于广东省惠来县鳌江镇山栗村西北侧，占地面积195011.15m^2，距离山栗村约1.5km，距东北向惠来县城约21km，距北侧揭阳市约68km。

目前该项目已完成地质调查、现状监测工作，下一阶段将开展复核地质调查的成果资料、平水期及枯水期的取样分析及报告编写等工作。该项目预计2019年6月底前完成勘察、设计和招标工作，计划2020年12月底前建成投产。

4.9 本项目与吉林石化项目的关系

4.9.1 基本情况

根据国家石化产业布局规划总体要求，为优化集团公司炼化业务资源配置、提升海外资源上下游一体化发展，集团公司决定在广东揭阳大南海石化工业区建设本项目。其中60万吨/年ABS、13万吨/年丙烯腈、0.4万吨/年乙腈、5万吨/年甲基丙烯酸甲酯、15万吨/年废酸再生等装置由吉林石化公司负责建设（简称吉林石化项目）。集团公司明确要求吉林石化将技术、管理优势与本项目原料、区位优势相结合，紧密围绕“绿色、智能、效益”总目标展开各项工作，建成集团公司项目建设的标杆和样板。

吉林石化项目与本项目统筹建设，项目主要原料丙烯、苯乙烯、丁二烯由本项目配套供应，来源可靠。

吉林石化项目所需原料丁二烯储罐、苯乙烯储罐、丙烯储罐、甲醇储罐、丙

酮储罐及卸车设施，MMA、乙腈液体产品的装车设施全部依托本项目，吉林石化项目只建设容积较小的缓冲罐。

吉林石化项目的火炬（工艺火炬、氨火炬、含氰火炬）依托本项目炼油高架火炬；蒸汽、脱盐水和除氧水、生产水、生活水、稳高压消防水系统、氮气、仪表空气、压缩空气全部依托本项目；吉林石化项目自建污水预处理站，经污水预处理站处理后达到本项目污水处理场含油含盐污水处理系统接管标准后排入该系统进一步处理，吉林石化项目产生的污泥送本项目焚烧炉处理装置。

吉林石化项目需要的办公楼、食堂、倒班宿舍、中心控制室、分析化验室、固废堆场、化学品库、总降变电所、事故水池、急救站、职业卫生有害因素监测项目等辅助设施全部依托本项目。

4.9.2 污染物排放情况及治理措施

4.9.2.1废气

吉林石化项目废气污染物主要包括SO_2、NOx、颗粒物、VOCs、丙烯腈、氢氰酸、乙腈、丙酮、丁二烯、乙苯、二噁英等。

主要废气治理措施包括丙烯腈装置废气焚烧单元、ABS装置废气处理单元及SAR装置焚烧炉。

4.9.2.2废水

吉林石化项目废水污染物主要包括COD、石油类、氨氮、总氮、挥发酚、总氰化物、丙烯腈、苯系物、TDS等，其中生产废水经吉林石化项目自建污水预处理站处理后排至本项目污水处理场含油含盐处理系统，循环水场产生的清净废水直接排至本项目污水处理场含油含盐处理系统深度处理段。

4.9.2.3固体废物

吉林石化项目固体废物主要为危险废物，其中含腈废液、塔底冷凝液等送丙烯腈装置WWI单元焚烧，废催化剂等可以回收的危险废物由厂家回收，其他不能回收的危险废物如废吸附剂、焚烧废渣等送园区危险废物填埋场处置。

吉林石化项目主要污染物排放情况见表4.9.2-1。

表4.9.2-1　　吉林石化项目污染物外排量统计表

类别	污染物名称	单位	本项目
废气	SO_2	t/a	268.8
	NOx	t/a	510.7
	烟/粉尘	t/a	89.40
	VOCs	t/a	322.58
固（液）废	危险废物	t/a	203756.91（产生量）/0（外排量）

4.9.3 与本项目的依托关系

⑴原料互供关系

吉林石化项目与本项目依托关系见图4.9.3-1及表4.9.3-1。

表 4.9.3-1　　吉林石化项目与本项目原料依托表

装置名称	物料名称	数量（万吨/年）	来源	备注
丙烯腈装置	丙烯	13.68	本项目气体分馏装置	气体分馏装置规模 110×10^4t/a，产出丙烯量为 13.68 万吨/年
ABS 装置	苯乙烯	38.82	本项目苯乙烯装置	苯乙烯装置规模 80×10^4t/a，苯乙烯产量为 80 万吨/年
	丁二烯抽提	8.4	本项目丁二烯抽提装置	丁二烯抽提装置规模 11 万吨/年，丁二烯产量为 8.22 万吨/年
SAR 装置	废酸（90%）	4.24	本项目烷基化装置	烷基化装置规模 60 万吨/年，产生 90%废酸 4.24 万吨/年
	硫化氢（97.06%wt）	0.264（折纯硫化氢 2536t/a）	本项目硫磺回收联合装置	

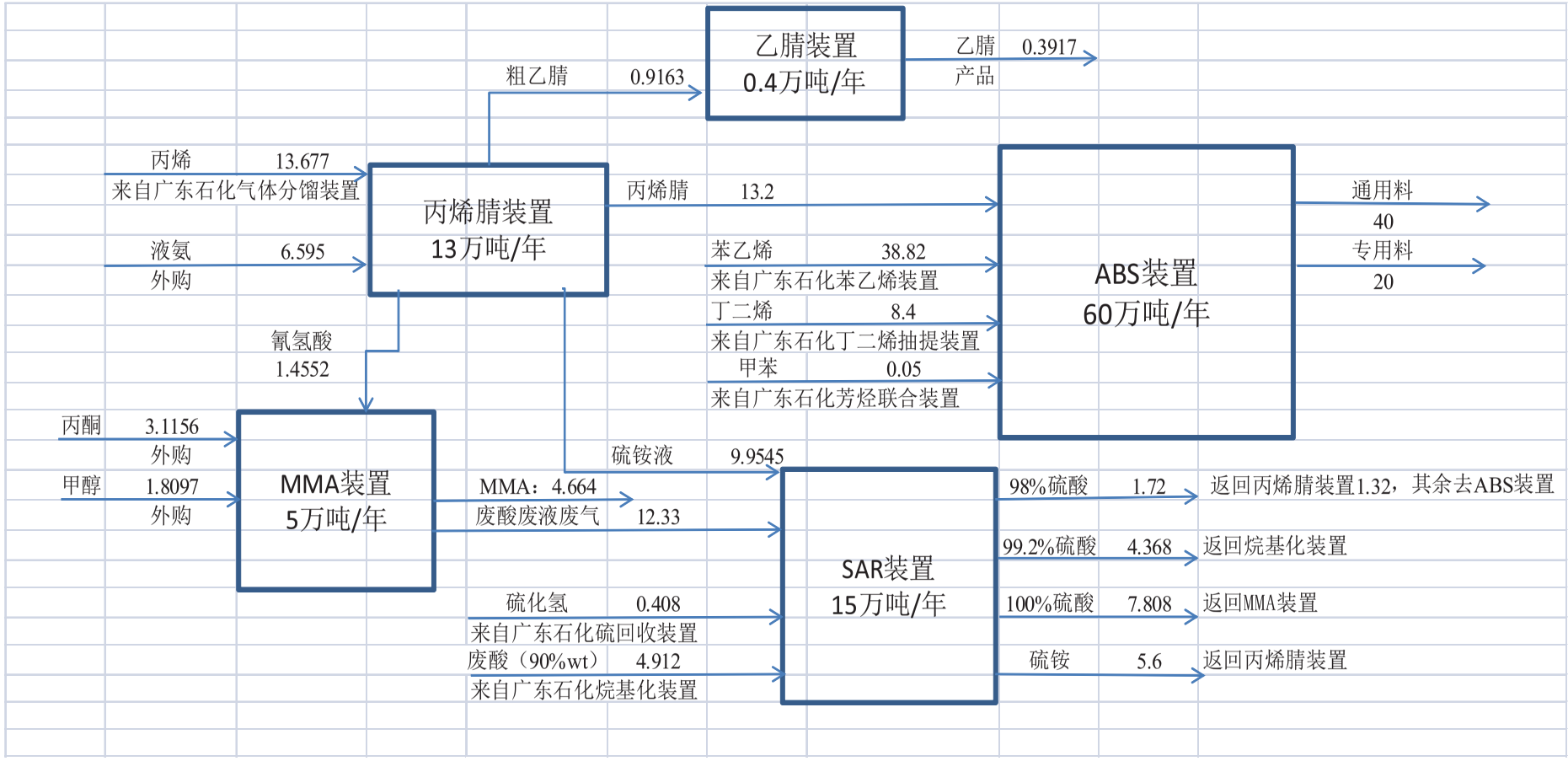


图 4.9.3-1　　吉林石化项目与本项目原料互供关系图（万吨/年）

⑵公用工程（包括环保设施）依托关系

吉林石化项目与本项目公用工程（包括环保设施）依托关系见表 4.9.3-2。

⑶储运系统依托关系

吉林石化项目与本项目储运工程依托关系见表 4.9.3-3 及表 4.9.3-4。

表 4.9.3-2　　吉林石化项目与本项目公用工程依托关系表

序号	名称	本项目	吉林石化项目	备注
1	蒸汽	设置 4×480t/h 超高压高温燃气锅炉	吉林石化项目 1.3MPaG 蒸汽用量为 37.8 t/h（正常工况），0.5MPaG 蒸汽用量为 34.9t/h（正常工况）	本项目蒸汽用量已考虑吉林石化项目用量
2	脱盐水、除氧水	除盐水站规模为 2400 t/h，余热回收站除氧器	吉林石化项目脱盐水用量为 106.9t/h，除氧水 139.2t/h（余热回收站除氧器）	
3	生产用水	来自龙江河上游邦山水闸前的地表水，自建净水厂，净水厂规模 9000m^3/h	吉林石化项目生产用水量为 704m^3/h	
4	火炬	炼油区设低低压火炬气放空系统、低压火炬气放空系统（一）、低压火炬气放空系统（二）、高压火炬气放空系统（一）、高压火炬气放空系统（二）、石油焦制氢高压放空系统（低热值）、酸性气放空系统、氨火炬气放空系统以及吉林石化项目配套的含腈火炬气放空系统、氢腈酸火炬气放空系统等火炬气放空系统，其中，酸性气放空系统与氨火炬气放空系统共用一套火炬筒体、火炬头。	含腈火炬气放空系统：丙烯腈等其它装置含腈火炬气放空，排放量为 80t/h；氢腈酸火炬气放空系统，排放量为 1.3 t/h；氨气放空系统，排放量为 35.65t/h	
4	污水处理	含盐含油污水系统设计规模为 2400 m^3/h，分 4 个系列，采用“调节除油罐+隔油+中和均质+气浮+A/O+深度处理（高效沉淀+过滤）”工艺，经处理后，COD<50 mg/L，送污水回用系统。该系统处理规模已考虑吉林石化项目产生的工业废水	吉林石化项目需经污水预处理站进行处理的生产污水（同时考虑地面冲洗水、污染雨水量）正常量为 332.45m^3/h，最大量为 361.6m^3/h，确定污水预处理站设计规模为 400 m^3/h，其中 ABS 装置按 330m^3/h 计，丙烯腈废水及其他废水按 70m^3/h 计。	
		高含盐污水排水量正常 698m^3/h，最大 879m^3/h。设计规模：1000m^3/h，分 2 个系列，采用“气浮+两级 PACT+WAR+臭氧氧化”工艺，经处理后，监测	吉林石化项目含盐废水来自 SAR 装置净化单元，产生量为 16.6 m^3/h	

序号	名称	本项目	吉林石化项目	备注
		COD<50 mg/L，满足《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）、《石油化学工业污染物排放标准》（GB31571-2015）、《合成树脂工业污染物排放标准》（GB31572-2015）中特别排放限值取严者，排海。该系统处理规模已考虑吉林石化项目产生的高盐废水		
5	消防事故水池	本项目炼化一体化工程炼油区和化工区事故水排水系统分别独立设置。其中炼油区事故水通过重力流管道收集进入全厂事故池；化工区内独立设置事故水转输池，化工区事故水先通过重力流管道收集进入事故水转输池，然后经泵提升送全厂事故池储存。全厂事故水池容积 180000m^3。	吉林石化项目事故水量约 12000 m^3，这些污水部分进入污染雨水系统，然后通过阀门切换，将事故水排入本项目的事故水管线，进入化工区事故水转输池（20000 m^3），然后经泵提升送全厂事故池储存。事故废水最终由本项目污水处理场集中处理。	
6	焚烧处理	固废焚烧炉采用回转窑，设计规模：60 t/d（本项目的焚烧量为 22.92t/d），操作弹性为 30~110%。	吉林石化项目污水预处理装置产生污泥及其他危险废物共计 3250t/a，送本项目固体焚烧炉装置。	

表 4.9.3-3 吉林石化项目与本项目储运工程（储罐）依托关系表

序号	物料名称	本项目	吉林石化项目	备注
1	丁二烯储罐	化工罐区，设置 2×1500 m^3 球罐（中间罐）	设置 2×650 m^3 球罐（缓冲罐）	
2	苯乙烯	化工罐区，设置 2×10000 m^3 拱顶罐（中间罐）+3×10000 m^3 拱顶罐（产品罐）	设置 2×2000 m^3 拱顶罐（缓冲罐）	
3	丙烯	化工罐区，5×3000m^3 球罐（中间罐）	不设置丙烯罐，全部依托	
4	液氨	由吉林石化外购，设置在本项目界区内，2×10000m^3 低温罐，储存 2 个月	设置 2×650 m^3 球罐（缓冲罐）	利用本项目海运卸车设施
5	丙酮	化工罐区，2×1000m^3 内浮顶罐（原料罐）	设置 1×300 m^3 内浮顶罐	
6	甲醇	化工罐区，2×2000m^3 内浮顶罐（原料罐）	设置 1×200 m^3 内浮顶罐	

表 4.9.3-4 吉林石化项目与本项目储运工程（装车设施储罐）依托关系表

序号	物料名称	本项目	吉林石化项目
1	MMA 液体产品	利用本项目汽车装车设施；需要汽车装车鹤位 2 个	MMA 产量 46641 吨/年，按 3 个小时装一车，同时装 2 台车，输送量为 50 吨/小时
2	乙腈液体产品	利用本项目汽车装车设施；需要汽车装车鹤位 1 个	乙腈产量为 3917 吨/年，每 3 天送一次料，2 小时装一车，输送量为 17.6 吨/小时
3	99.2%硫酸产品	本项目设置缓冲罐，缓存天数 7 天，采用管道运输	烷基化装置年用量 38430 吨，吉化项目每天输送 8 个小时，13.73 吨/小时

4.10 工厂组织及定员

本项目属中外合资大型炼化一体化建设项目，建成后是一个现代化大型炼化企业，本着管理高效、人员精干的原则，采用扁平化管理，减少中间层次，建立现代化生产管理模式，达到现代化企业管理水平。公司设置二级管理机构，取消中间环节，实现直接管理、统一调度。

根据生产特点和生产运行的要求，生产班制按四班三运转编制。车间的管理、技术及后勤人员按白班考虑。按照世界先进炼化企业的管理和操作的原则，结合国内同类装置生产管理的特点，做到按岗定员。工厂总定员2800人。

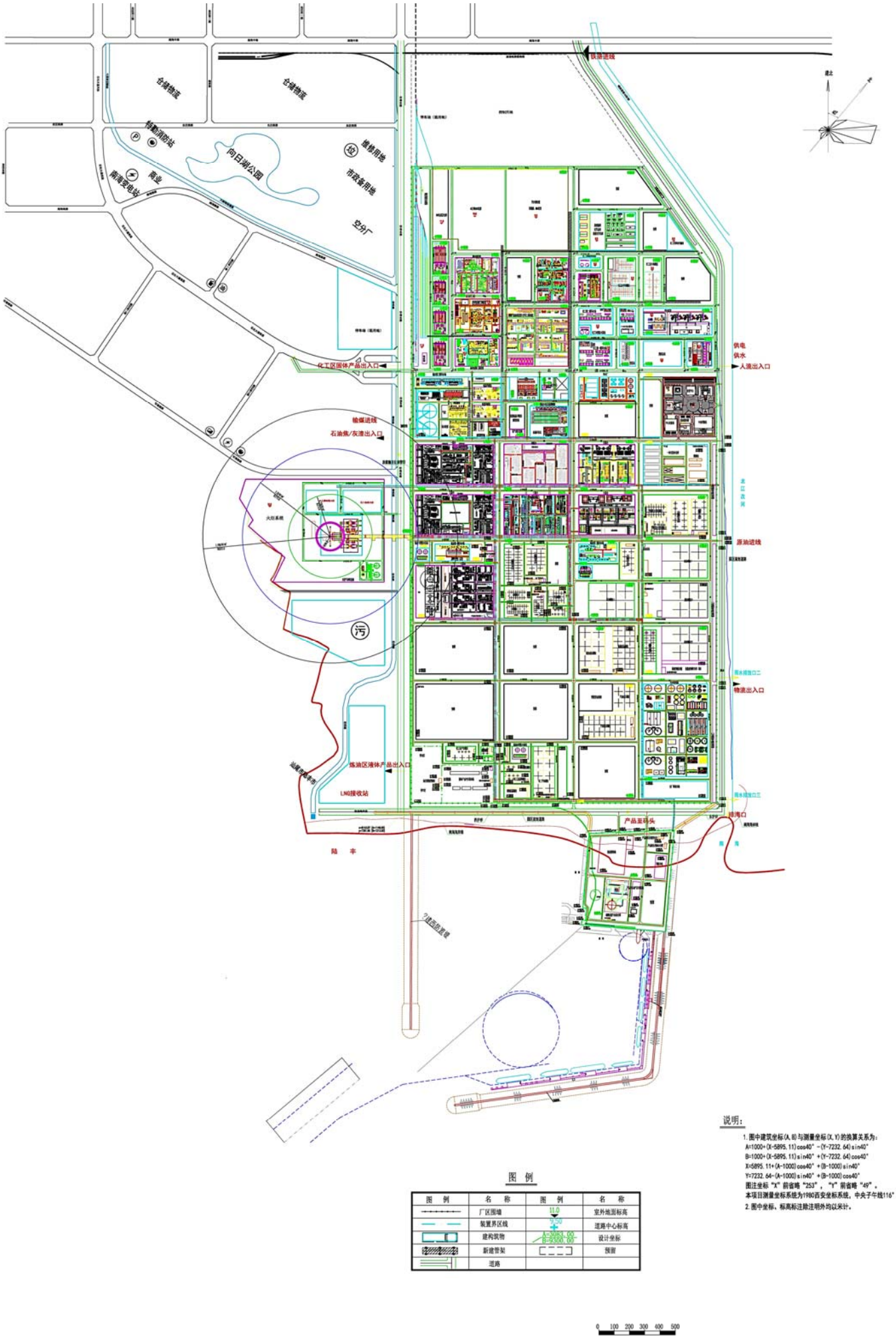

铁路进线
仓储物流
仓储物流
特勤消防站
向日湖公园
维修用地
市政备用地
商业
南海变电站
空分厂
供电
供水
人流出入口
化工区固体产品出入口
输煤进线
石油焦/灰渣出入口
火炬系统
原油进线
污
物流出入口
炼油区液体产品出入口
LNG接收站
产品至码头
排海口
陆 半
海 海
7#建筑防波堤
图 例
图 例 名 称 图 例 名 称
厂区围墙 11.0 室外地面标高
装置界区线 道路中心标高
建构筑物 A=3084.00 R=9300.00 设计坐标
新建管架 预留
道路
说明:
1. 图中建筑坐标(A, B)与测量坐标(X, Y)的换算关系为:
A=1000+(X-5895.11)cos40°-(Y-7232.64)sin40°
B=1000+(X-5895.11)sin40°+(Y-7232.64)cos40°
X=5895.11+(A-1000)cos40°+(B-1000)sin40°
Y=7232.64-(A-1000)sin40°+(B-1000)cos40°
图注坐标"X"前省略"253","Y"前省略"49"。
本项目测量坐标系统为1980西安坐标系统,中央子午线116°15′。
2. 图中坐标、标高标注除注明外均以米计。
0 100 200 300 400 500

图4.7-1　　总平面布置图

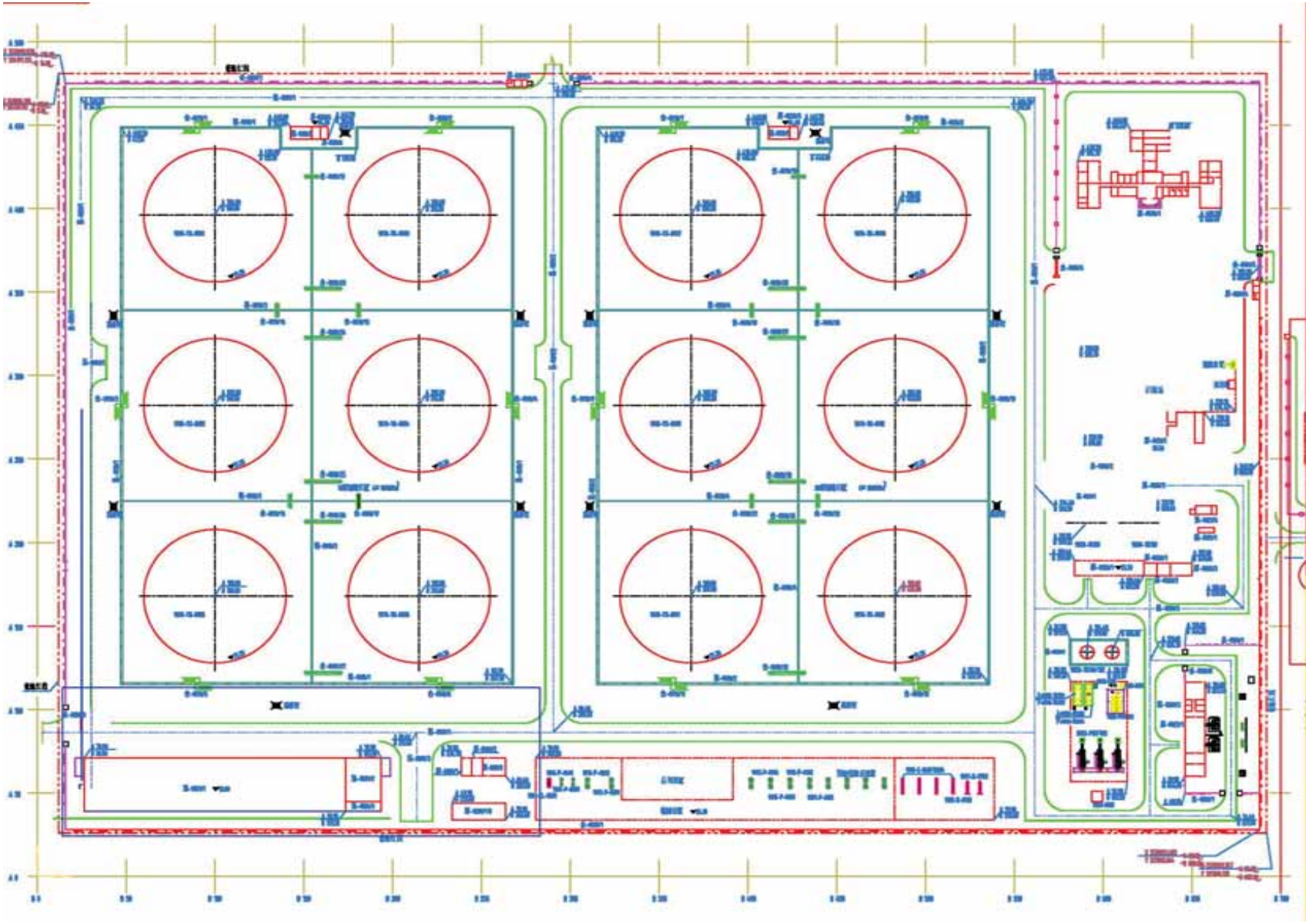


图4.7-2 本项目总平面布置-原油码头库区

5 工程分析

5.1 本项目总工艺路线

本项目是基于原中委合资广东石化2000万吨/年重油加工工程，经优化调整为2000万吨/年炼油+260万吨/芳烃+120万吨/年乙烯炼化一体化工程。总工艺路线确定原则如下。

(1) 以市场需求为导向，市场适销对路的炼油化工产品，采用先进成熟的技术，能耗指标先进。

(2) 以加工高硫含酸重质原油为主，同时具有较好的原油适应性，有效规避原油资源风险。

(3) 装置的选择充分考虑炼油-芳烃-乙烯一体化优化，满足安全、环保和长周期稳定运行的要求。

(4) 不外卖重质燃料油。

(5) 方案选择应考虑当地园区的水、电供应；减低项目氢气和燃料成本。

(6) 满足环保各项法规的要求，建设环境友好型炼油厂。

(7) 通过总流程的优化力求实现资源利用的优化、实现产品结构的优化、生产成本的降低和综合效益的最大化。

5.1.1 炼油加工

本项目炼油加工流程在原设计方案上进行了优化，优化内容如下。

（1） 将中压加氢裂化调整为蜡油加氢处理

由于Merey16原油的直馏蜡油及焦化蜡油芳烃含量高、氮含量高，裂化性能差，不宜直接做催化裂化原料，需要进行加氢处理或改质，以改善裂化性能，提高催化裂化装置的经济性。原可研中采用的中压加氢裂化装置，技术难度较大、投资高、受原料限制较大、所产柴油十六烷值较低，而蜡油加氢处理技术可以脱除原料中的大部分硫、氮等杂质，多环芳烃可以得到一定程度的加氢饱和，具有投资低、原料适应性更好的优点。

调整之后蜡油加氢处理主要加工重质蜡油，其功能以脱硫、脱氮、芳烃饱和为主，裂化为辅。预处理后的重蜡油做催化裂化原料，进行深度裂化，以产汽油为主。蜡油加氢处理和催化裂化组合工艺，可较好地发挥加氢精制和深度裂化两

个功能。

（2）增加烷基化装置

原可研报告调合汽油的苯含量和蒸汽压接近上限，是多产高品质汽油的限制因素。增加烷基化装置后，可以显著降低调合汽油的芳烃含量、苯含量和饱和蒸汽压，使调合汽油更容易达到国V标准的限制，解除了瓶颈。通过C4的烷基化反应生成优质汽油调合组分，有利于优化全厂的产品结构和经济效益。

（3） 两套常减压装置分别适应委油和中东油不同的加工工况。委油和中东原油的性质差别较大，需充分发挥原油各馏分的性质特点，优化常减压的设计，优化石脑油、蜡油和柴油组分的分配，更好的落实“宜油则油、宜芳则芳、宜烯则烯”的原则。

（4）延迟焦化按照上限操作以平衡掉所有的减压渣油，沥青按季节性产品考虑。根据市场需求，部分直馏蜡油和蜡油加氢处理装置的蜡油调合可生产船用燃料。

（5）加氢裂化调整为最大化产石脑油方案，兼顾航煤产品。加氢裂化轻石脑油调汽油，重石脑油直接进重整装置。

（6）两套柴油加氢改质装置均改为裂化方案，一套加工直馏柴油为主，多产重石脑油和航煤。另一套加工委油的直馏重柴油，焦化柴油和催化柴油，多产精制柴油，副产重石脑油。

（7）石脑油加氢扩大规模，调整轻重石脑油切割点，碳六及以上组分做重整原料。取消异构化装置，轻石脑油部分调汽油，部分做乙烯原料。增大重整装置规模，增设芳烃联合装置。

（8）焦化石脑油单独加氢后做乙烯原料，优化石脑油加氢的反应条件。

（9） 催化干气吸附分离出富乙烯气作乙烯原料，焦化干气和轻烃回收饱和干气吸附分离出富乙烷气做乙烯原料。

（10）增加氢气深度回收装置，回收PSA解吸气、干气分离富甲烷气中的氢气。

（11）聚丙烯装置在化工部分统筹考虑。

（12）取消制氢装置，开工用氢气石油焦制氢装置提供。

5.1.2 化工部分

经过总加工流程优化，在不影响炼油和芳烃流程合理性的前提下，本着“宜油则油、宜芳则芳、宜烯则烯”的原则，增设120万吨/年乙烯装置，同时乙烯下游考虑配置了FDPE、HDPE、苯乙烯，丙烯下游配置了聚丙烯、丙烯腈、ABS、MMA装置，其中丙烯腈、ABS、MMA装置由吉林石化建设。

5.1.3 石油焦制氢部分

石油焦制氢装置以煤和延迟焦化装置副产的石油焦为原料生成氢和低热值燃料气，氢作为炼油区各加氢装置的氢源，低热值燃料气作为燃气锅炉的燃料。产品方案以气化－粗合成气－氢气为发展主线。原料煤和石油焦先通过煤气化生产出$CO+H_2$粗合成气，其次通过一氧化碳变换、净化、PSA单元等技术，将原料转化为氢气和合成气。

5.2 炼油区

5.2.1 常减压蒸馏装置 I

5.2.1.1 生产规模及产品方案

常减压蒸馏装置 I 生产规模为 1000 万吨/年，年操作时间 8400h，操作弹性 60%～110%，具体生产规模及产品产量见表 5.2.1.1-1。

表 5.2.1.1-1　　常减压蒸馏装置 I 生产规模及产品产量

装置名称	生产规模	产品名称	产品产量		去向
			t/h	$\times10^4$t/a	
常减压蒸馏装置 I	1000 万吨/年	常压不凝气	0.24	0.20	延迟焦化装置
		减压不凝气	2.14	1.80	脱硫后自用
		液化气	2.87	2.41	轻烃回收装置
		石脑油	69.90	58.72	石脑油加氢装置
		煤油	51.55	43.30	航煤加氢装置
		轻柴油	76.90	64.60	柴油加氢裂化装置 II
		重柴油	95.36	80.10	85.36t/h 去柴油加氢裂化装置 I，10.00t/h 去柴油加氢裂化装置 II
		轻蜡油	43.00	36.12	柴油加氢裂化装置 II
		中蜡油	232.38	195.20	218.10t/h 去加氢裂化装置，14.28t/h 去沥青调合罐
		重蜡油	169.64	142.50	蜡油加氢处理
		减压渣油	459.02	385.58	319.02t/h 去延迟焦化装置，140.00t/h 去沥青调合罐

5.2.1.2 主要原料和产品规格

⑴原料性质

常减压蒸馏装置 I 设计加工原料为 Merey16 重质原油，原料规格见表 5.2.1.2-1。

表 5.2.1.2-1　　原料规格

序号	项目	单位	指标
1.	比重API	/	16
2.	$d^{15.6}_{15.6}$	/	0.9593

序号	项目	单位	指标
3.	特性因数K	/	11.60
4.	粘度	cst @37.8℃	461.8
		cst @50℃	206.8
5.	总硫	%w	2.49
6.	总氮	μg/g	4590
7.	倾点	℃	-12
8.	闪点	℃	26
9.	酸值	mgKOH/g	1.244
10.	盐含量	mg/L	171.2
11.	残炭	%w	11.5
12.	灰分	%w	0.076
13.	钒	μg/g	295
14.	镍	μg/g	70
15.	钠	μg/g	37

⑵产品性质

常减压蒸馏装置Ⅰ产品规格见表 5.2.1.2-2。

表 5.2.1.2-2　　产品规格

性质	单位	石脑油	煤油	轻柴油	重柴油
比重d（20/4）		0.75	0.817	0.852	0.878
UOP K		11.8	11.6	11.4	11.4
ASTM D86	℃				
5%		75	175	213	235
10%		83	179	222	251
30%		102	187	232	274
50%		115	194	241	288
70%		130	202	251	301
90%		149	218	269	320
95%		157	229	279	330
性质	单位	轻蜡油	中蜡油	重蜡油	减压渣油
比重d（20/4）		0.898	0.934	0.968	1.06
UOP K		11.4	11.4	11.5	11.3
ASTM D1160*	℃				

性质	单位	石脑油	煤油	轻柴油	重柴油
5%		266	343	413	538
10%		281	355	438	562
30%		305	384	478	609
50%		320	406	499	657
70%		334	433	520	723
90%		354	468	547	836
95%		365	481	558	909

⑶辅助材料

常减压蒸馏装置Ⅰ采用的辅助材料主要包括用破乳剂、中和缓蚀剂等化学药剂，桶装破乳剂、中和缓蚀剂等自装置外仓库运至装置。

5.2.1.3 工艺技术及生产原理

本装置加工的原油属于超重油，根据全厂总加工流程的安排、原料的特性和下游装置对原料的要求，采用电脱盐→闪蒸塔→常压塔→减压塔的工艺路线。其中电脱盐采用中国石油自主开发的智能响应控制的高频和高效交直流复合电场电脱盐技术，设三级电脱盐，使脱后原油含盐≯3mgNaCl/L，含水≯0.4%；常压塔采用板式塔，洗涤段设1段规整填料；减压蒸馏部分采用Shell公司的减压深拔技术，减压塔顶采用三级抽真空系统，前两级采用蒸汽抽真空，第三级采用机械抽真空；加热炉采用空气预热器，尽量降低加热炉排烟温度，使加热炉热效率达 92%以上；煤油、柴油、减压蜡油和减压渣油热出料至下游装置；电脱盐注水采用汽提净化水，节约新鲜水用量。

5.2.1.4 工艺流程简述

常减压装置Ⅰ由换热、电脱盐、闪蒸塔、常压炉、常压塔系统、减压炉、减压塔系统、石脑油稳定、减顶气脱硫和三注等部分组成。

（1）常压蒸馏部分

装置由换热、电脱盐、闪蒸塔、常压炉、常压塔系统、减压炉、减压塔系统、石脑油稳定、减顶气脱硫和三注等部分组成。

原油自罐区泵送进入装置，与装置各热流股换热至140℃后进入电脱盐罐脱盐、脱水，含盐污水（W5.2.1-2）送界区外处理。脱盐后的原油经换热至 189℃

进入闪蒸罐，闪顶油气进入常压塔闪蒸段。

闪底油由泵自闪蒸罐底抽出并经换热至304℃，进入常压炉加热至380℃后送入常压塔，常压炉采用高效超低氮燃烧技术，烟气（G5.2.1-1）经烟囱排入大气。

常压塔设三条侧线和两个中段回流，常顶设冷凝冷却系统和塔顶热回流。

常压塔顶油气空冷至106℃后进入常压塔顶回流罐，分离出的液相作为塔顶回流返回常压塔顶，气相进一步空冷和水冷至 40℃后进入常顶油产品罐，分离出的液相由常顶产品泵送至常顶气液环泵出口与常顶气在加压条件下再一次接触以吸收常顶气中的轻烃。回流罐排放的含硫污水（W5.2.1-3）送酸性水汽提装置进一步处理。常顶油产品罐顶出来的气相经常顶气液环泵升压、冷却后与常顶油在常顶油气再接触罐中再接触，然后由泵送至稳定塔，同时界区外的航煤加氢粗石脑油、蜡油加氢处理粗石脑油、催化/焦化干气分离抽出汽油、加氢/PSA干气分离抽出汽油一并送入稳定塔进行处理。

常一线做航煤加氢原料，经重沸器汽提后由泵抽出并经换热后热料出装置。

常二线（轻柴油）和常三线（重柴油）分别经蒸汽汽提后由泵抽出并经换热后分别热料送出装置。

常一中油由泵抽出，经换热后返回常压塔。

常二中油自流至常二中油收集罐，然后由泵抽出并经换热后返回常压塔。

常底油由常底油泵抽出后送至减压炉加热至406℃，然后进入减压塔进行分离。减压炉采用高效超低氮燃烧技术，烟气（G5.2.1-1）经烟囱排入大气。

（2）减压蒸馏

减压塔设三条侧线和三个中段回流，塔顶设抽空系统。

减压塔顶气设三级抽空系统，一级和二级采用蒸汽抽真空，第三级采用真空泵抽真空。一级和二级抽空后的油气经冷凝冷却后，进入减顶分水罐进行气液分离。减顶分水罐和减顶真空泵组分出的减顶油由泵抽出送至减一线、减二线或重污油管线。减顶真空泵组分出来的不凝气经胺洗脱硫后送至加热炉作为燃料。

减一线及减一中、减二线及减二中、减三线及减三中油分别由泵抽出并经换热后，减一线（轻蜡油）、减二线（中蜡油）和减三线（重蜡油）分别热料出

装置，中段返回减压塔。

减压渣油做延迟焦化装置原料，自减压塔底由泵抽出经换热后热料送出装置。

稳定塔顶生产的液化气送至轻烃回收装置，稳定塔顶不凝气送至延迟焦化装置与焦化干气一并脱硫处理后送至催化/焦化干气分离装置。自稳定塔底抽出的稳定石脑油与稳定塔进料换热并经水冷后冷至 40℃作为石脑油加氢料送出装置。

常减压蒸馏装置 I 带“三废”排放点的工艺流程见图 5.2.1.4-1。

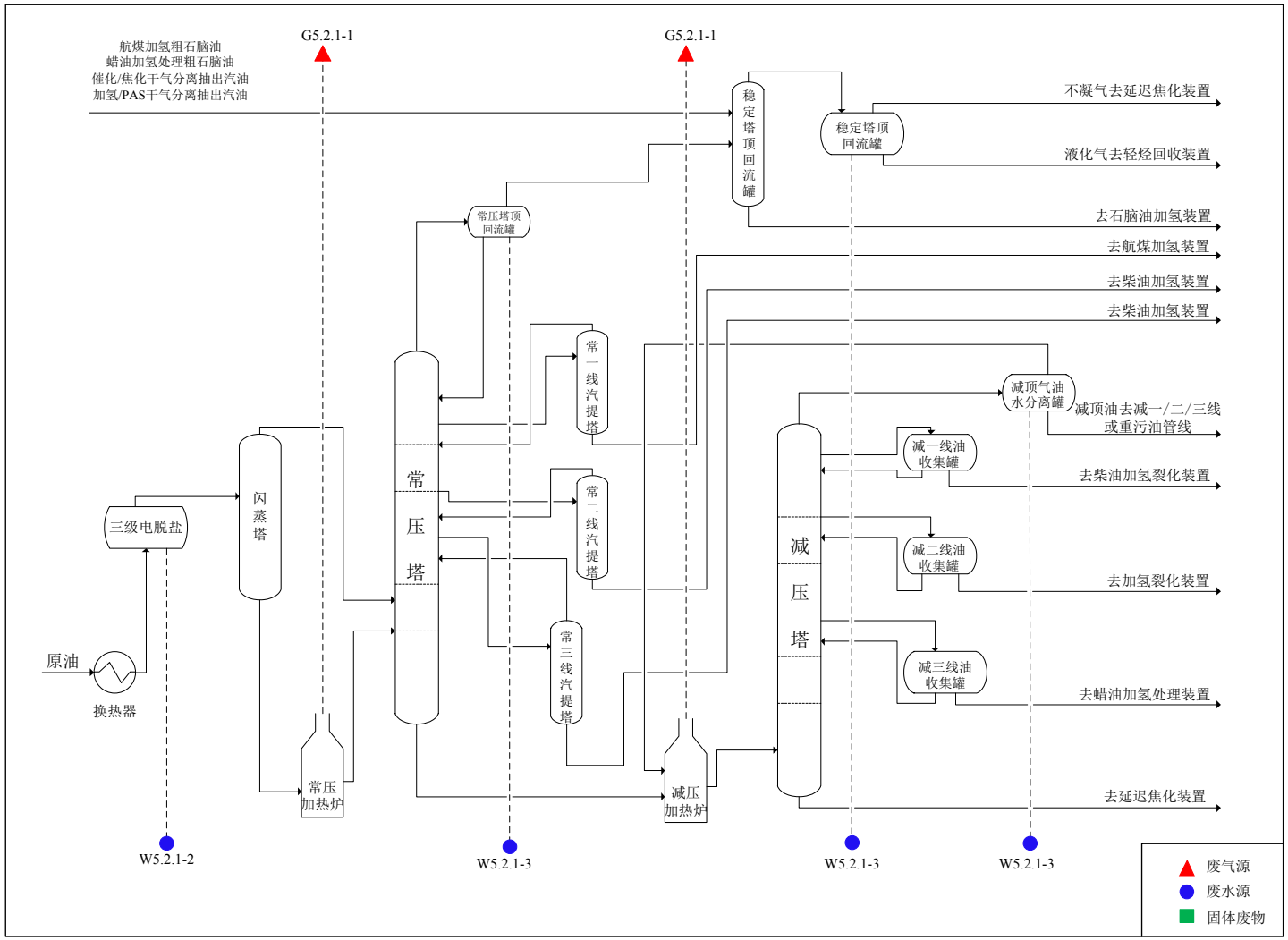


图 5.2.1.4-1　常减压装置 I 带“三废”排放点的工艺流程图

5.2.1.5 主要设备

常减压蒸馏装置I主要设备见表5.2.1.5-1。

表5.2.1.5-1　　常减压蒸馏装置I主要设备表

序号	设备名称	数量（台）	操作温度（℃）	操作压力（MPa.G）	主要规格	材质
1.						
2.						
3.						
4.						
5.						
6.						
7.						
8.						
9.						
10.						
11.						
12.						
13.						
14.						
15.						
16.						
17.						
18.						
19.						
20.						
21.						
22.						
23.						

5.2.1.6 原辅材料及公用工程消耗

⑴原料及辅助材料消耗

常减压蒸馏装置I主要原料、辅助材料消耗见表5.2.1.6-1。

表5.2.1.6-1　　常减压蒸馏装置I主要原料及辅助材料消耗表

序号	名称	单位	消耗定额/吨产品	消耗量		来源
				小时	每年（$\times10^4$）	
一	原料					
1	Merey16 重质原油	t	1	1190.48	1000	外购
2	航煤加氢粗石脑油	t	0.00108	1.28	1.08	航煤加氢装置
3	蜡油加氢处理粗石脑油	t	0.00894	10.65	8.94	蜡油加氢处理装置
4	催化/焦化干气分离抽出汽油	t	0.0004	0.48	0.40	干气分离装置
5	加氢/PSA干气分离抽出汽油	t	0.00041	0.49	0.41	轻烃回收装置干气分离单元
二	辅助材料					
1			规格	消耗量（年）		
2	破乳剂	t	油溶性	150.0		外购
3	破乳剂	t	水溶性	150.0		外购
4	中和缓蚀剂	t	油溶性	21.0		外购
5	磷酸三钠	t	100%	1.1		外购
6	消泡剂	t		4.2		外购

⑵公用工程消耗

常减压蒸馏装置I公用工程消耗见表5.2.1.6-2。

表5.2.1.6-2　　常减压蒸馏装置I公用工程消耗表

序号	名称及规格	单位	消耗定额/吨产品	小时消耗量		来源/去向
				正常	最大	
1	燃料	kg/h	9.16	10905	/	燃料气管网，以标燃计
2	电	kW.h	8.34	10057	/	动力中心
3	4.0MPa 蒸汽	t/h	0.001	1.66	/	蒸汽管网
4	1.3MPa 蒸汽	t/h	0.03	32.63	/	蒸汽管网
5	净化风	Nm^3/h	0.27	100	/	空压站
6	循环水	t/h	0.083	3772	4149	炼油第一循环水场

序号	名称及规格	单位	消耗定额/吨产品	小时消耗量		来源/去向
				正常	最大	
7	净化水	t/h	0.05	59.52	/	酸水汽提装置
8	除氧水	t/h	0.01	12.6	/	余热回收站除氧器
9	凝液	t/h	-0.02	-6.29	/	脱盐水站

5.2.1.7 平衡分析

⑴物料平衡

常减压蒸馏装置I物料平衡见表5.2.1.7-1。

表5.2.1.7-1　　常减压蒸馏装置I物料平衡表

入方（t/h）			出方（t/h）		
序号	项目	数据	序号	项目	数据
1	Merey 16 原油	1190.48	1	常压不凝气	0.24
2	航煤加氢粗石脑油	1.28	2	减压不凝气	2.14
3	蜡油加氢处理粗石脑油	10.65	3	液化气	2.87
4	催化/焦化干气分离抽出汽油	0.48	4	石脑油	69.90
5	加氢/PAS干气分离抽出汽油	0.49	5	航煤	51.55
			6	轻柴油	76.9
			7	重柴油	95.36
			8	轻蜡油	43
			9	中蜡油	232.38
			10	重蜡油	169.64
			11	减压渣油	459.02
			12	富胺液及含硫污水带走硫（以硫化氢计）	0.36
合计		1203.4			1203.4

从表5.2.1.7-1中可知，常减压蒸馏装置I原料油进料量为1203.4t/h。产品石脑油、航煤馏分、柴油馏分、蜡油馏分、减压渣油的产量分别为69.90 t/h、51.55 t/h、172.26 t/h、445.02 t/h和459.02 t/h。

⑵硫平衡

常减压蒸馏装置I硫平衡见表5.2.1.7-2。

表 5.2.1.7-2　　常减压蒸馏装置 I 硫平衡表

入方				出方			
名称	进料量(t/h)	硫含量(ppm)	带入硫(kg/h)	名称	出料量(t/h)	硫含量(ppm)	带走硫(kg/h)
MEREY16原油	1190.48	24900	29642.95	常压不凝气	0.24	40000	9.60
航煤加氢粗石脑油	1.28	1092	1.4	减压不凝气	2.14	20	0.04
蜡油加氢处理粗石脑油	10.65	10000	106.5	液化气	2.87	20	0.06
				石脑油馏分	69.90	1800	125.78
				航煤馏分	51.55	2500	128.88
				常压轻柴油	76.9	5000	384.50
				常压重柴油	95.36	10000	953.60
				轻减压蜡油	43	15000	645.00
				减压中蜡油馏分	232.38	19800	4601.12
				减压重蜡油馏分	169.64	24700	4190.11
				减压渣油	459.02	40000	18360.80
				富胺液及含硫污水带走			351.40
合计			29750.9	合计			29750.9

从表 5.2.1.7-2 可知，原油带入硫 29750.9kg/h。经加工后，富胺液和含硫污水带走硫约 351.40kg/h；产品带走硫含量约 11038.69kg/h；减压渣油中带走硫约 18360.81 kg/h。

⑶蒸汽平衡

常减压蒸馏装置 I 蒸汽平衡见表 5.2.1.7-3。

表 5.2.1.7-3　　常减压蒸馏装置 I 蒸汽平衡表

进料 t/h			出料 t/h		
序号	名称	数值	序号	名称	数值
1.	4.0MPa 蒸汽	1.7	1.	含硫污水	40.6
2.	1.3MPa 蒸汽	32.6	2.	凝液	6.29
3.	除氧水	12.6			
合计		46.9	合计		46.9

由表 5.2.1.7-3 可知，本装置所需的 4.0MPa 蒸汽 1.7t/h 用于炉管注汽，1.3MPa 蒸汽 32.6t/h 用于抽真空用汽，这两部分蒸汽和除氧水以含硫污水 40.6t/h 的形式

排出装置。

⑷水平衡

常减压蒸馏装置I水平衡见表5.2.1.7-4。

表5.2.1.7-4　　常减压蒸馏装置I水平衡表

入方（t/h）			出方（t/h）		
序号	项目	数据	序号	项目	数据
1.	循环水进水	3772	1.	循环水出水	3764
2.	原料带水	16.22	2.	含油污水	8
3.	净化水	59.52	3.	含盐污水	77.53
4.	除氧水	12.6	4.	含硫污水	40.6
5.	4.0MPa 蒸汽	1.66	5.	凝液	6.29
6.	1.3MPa 蒸汽	32.63	6.		
	小计	3894.6		小计	3894.6

从表5.2.1.7-4可知，进入界区的循环水进水3772t/h，经换热后循环水出水3764t/h，并产生含油污水8t/h。净化水59.52t/h用于电脱盐注水，产生含盐污水；除氧水12.6t/h用于副产蒸汽，产生含硫污水和凝结水4.5t/h。原料带水16.22t/h，以含盐污水排出。含盐污水共计排出77.53t/h，含硫污水共计排出40.6t/h。

5.2.1.8 主要污染源及污染物分析

⑴正常工况

①废气

A 有组织排放

本装置废气主要为常减压加热炉烟气（G5.2.1-1），排放污染物主要为SO_2、NOx和颗粒物等。

B 无组织排放

装置区的无组织排放主要来自设备动静密封处泄漏，本装置无组织排放的污染物主要为VOCs。

常减压蒸馏装置I正常工况下废气排放情况见表5.2.1.8-1。

②废水

含油污水（W5.2.1-1）来自机泵冷却水，含石油类、CODcr，送污水处理场含油含盐废水处理系统进一步处理；

含盐污水（W5.2.1-2）来自电脱盐预处理单元，含盐、重金属镍和CODcr，

送污水处理场高含盐废水处理系统进一步处理。

含硫污水（W5.2.1-3）来自分馏塔顶回流罐产生的污水，含硫化物、石油类氨氮和 CODcr，送硫磺回收装置的酸性水汽提。

常减压蒸馏装置 I 正常工况下废水排放情况见表 5.2.1.8-2。

③噪声

本装置噪声源主要为大功率机泵和压缩机等。

常减压蒸馏装置 I 噪声排放情况见表 5.2.1.8-3。

表 5.2.1.8-1　　常减压蒸馏装置 I 废气排放一览表

装置名称	污染源	污染物产生					治理措施		污染物排放					排放口参数			排放时间/h
		污染物	核算方法	废气产生量 m^3/h	产生浓度 mg/m^3	产生量/kg/h	工艺	效率%	污染物	核算方法	废气排放量 m^3/h	排放浓度 mg/m^3	排放量 kg/h	高度 H(m)	直径 D(m)	温度℃	
常减压蒸馏装置 I	加热炉烟气 G5.2.1-1	SO_2	物料衡算法	242088	5	1.21	低硫燃料气	/	SO_2	物料衡算法	242088	5	1.21	130	2.7	130	8400
		NOx	类比法		50	12.10	超低氮燃烧器	/	NOx	类比法		50	12.10				
		颗粒物	类比法		8	1.94	清洁燃料	/	颗粒物	类比法		8	1.94				
	无组织排放	挥发性有机物	产污系数法	/	/	5.44	泄漏检测与修复	/	挥发性有机物	产污系数法	/	/	5.44kg/h	面积:260m×130m			8400

表 5.2.1.8-2　　常减压蒸馏装置 I 废水排放表

装置名称	污染源	污染物产生					治理措施		污染物排放					排放时间 h	排放去向
		污染物	核算方法	产生废水量 m^3/h	产生浓度 mg/L	产生量 kg/h	工艺	效率%	污染物	核算方法	排放废水量 m^3/h	排放浓度 mg/L	排放量 kg/h		
常减压蒸馏装	含油污水 W5.2.1-1	COD	类比法	8	520	4.16	收集到污水池泵送	/	COD	类比法	8	520	4.16	8400	污水处理场含油含盐废水处理系统
		石油类	类比法		50	0.40			石油类	类比法		50	0.40		
		硫化物	类比法		8	0.06			硫化物	类比法		8	0.06		
		NH_3-N	类比法		170	1.36			氨氮	类比法		170	1.36		
	含盐污水 W5.2.1-2	石油类	类比法	77.53	1500	3.88	破乳、除油后管道送	96.7%	石油类	类比法	77.53	50	3.88	8400	污水处理场高含盐废水
		TDS	类比法		2870	222.51		/	含盐量	类比法		2870	222.51		

装置名称	污染源	污染物产生					治理措施		污染物排放					排放时间 h	排放去向
		污染物	核算方法	产生废水量 m^3/h	产生浓度 mg/L	产生量 kg/h	工艺	效率%	污染物	核算方法	排放废水量 m^3/h	排放浓度 mg/L	排放量 kg/h		
置 I		镍	类比法		0.35	0.03		/	镍	类比法		0.35	0.03		处理系统
	含硫污水 W5.2.1-3	COD	类比法	40.6	6145	249.49	收集,泵送	/	COD	类比法	40.6	6145	249.49	8400	酸性水汽提装置
		石油类	类比法		136	5.52			石油类	类比法		136	5.52		
		硫化物	类比法		1010	41.01			硫化物	类比法		1010	41.01		
		NH_3-N	类比法		67.5	2.74			氨氮	类比法		67.5	2.74		

表 5.2.1.8-3　　常减压蒸馏装置 I 噪声排放表

装置名称	噪声源	声源类型	噪声源强		治理措施	噪声排放值		距地高度（m）	室内/室外	排放时间/h	数量（台）
			核算方法	噪声值/dB(A)		核算方法	噪声值/dB(A				
常减压蒸馏装置 I	常压加热炉 N5.2.1-1	连续	类比法		低噪声火嘴	类比法	<85	1.5	室外	8400	1
	减压加热炉 N5.2.1-2	连续	类比法		低噪声火嘴	类比法	<85	1.5	室外	8400	1
	引风机 N5.2.1-3	连续	类比法		-	类比法	90	1.5	室外	8400	2
	鼓风机 N5.2.1-4	连续	类比法		消声器	类比法	90	1.5	室外	8400	2
	机泵 N5.2.1-5	连续	类比法	80～93	低噪声电机	类比法	80～85	1	室外/室内	8400	87
	空冷器 N5.2.1-6	连续	类比法	90～93	低噪声风机、电机	类比法	90	20	室外	8400	28

5.2.1.9 污染物达标分析

在正常生产情况下，常减压蒸馏装置I仅有加热炉烟气直接外排入大气，执行标准为《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）表4标准，废水中的电脱盐预处理装置排放的含盐污水含有一类重金属污染物镍，执行标准为《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）表2标准，本装置达标排放情况见表5.2.1.9-1。

表5.2.1.9-1　　常减压蒸馏装置I外排废气达标排放分析

序号	废气名称	排放高度(m)	污染物名称	浓度(mg/Nm^3)		速率(kg/h)		达标分析	标准名称
				排放值	标准值	排放值	标准值		
G5.2.1-1	加热炉烟气	130	SO_2	5	50	/	/	达标	GB31570-2015 表4
			NOx	50	100	/	/	达标	
			颗粒物	8	20	/	/	达标	
W5.2.1-2	含盐污水		镍	0.35	1.0	/	/	达标	GB31570-201 表2

5.2.2 常减压蒸馏装置Ⅱ

5.2.2.1 生产规模及产品方案

常减压蒸馏装置Ⅱ生产规模为1000万吨/年，年操作时间8400h，操作弹性60-110%，具体生产规模及产品产量见表5.2.2.1-1。

表5.2.2.1-1　　常减压蒸馏装置Ⅱ生产规模及产品产量

装置名称	生产规模	产品名称	产品产量		去向
			t/h	$\times10^4$t/a	
常减压蒸馏装置Ⅱ	1000万吨/年	常压不凝气	2.14	1.80	延迟焦化装置
		减压不凝气	2.14	1.80	装置自用
		液化气	11.88	9.98	轻烃回收装置
		石脑油	173.02	145.34	石脑油加氢装置
		煤油	76.52	64.28	航煤加氢装置
		轻柴油	88.33	74.20	柴油加氢裂化装置II
		重柴油	86.21	72.42	柴油加氢裂化装置II
		轻蜡油	39.76	33.40	柴油加氢裂化装置II
		中蜡油	191.43	160.80	加氢裂化装置
		重蜡油	133.33	112.00	106.33t/h去蜡油加氢处理；27t/h去加氢裂化装置
		减压渣油	385.11	321.68	延迟焦化装置

5.2.2.2 主要原料和产品规格

⑴原料性质

常减压蒸馏装置Ⅱ设计加工原料为中东原油I和中东原油II的混合原油，混合比例为80%:20%，原料规格见表5.2.2.2-1。

表5.2.2.2-1　　原料规格

项目	中东原油I	中东原油II
比重API	23.3	28.48
$d_{15.6}^{15.6}$	0.9142	0.88
特性因数 K	12.10	
总硫%w	4.19	1.62
总氮μ g/g	1537	1400
倾点℃	<-24	-24
酸值mgKOH/g	0.23	0.18
盐含量 mg/L	22.2	15.0

项目	中东原油I	中东原油II
残炭，%w	10.0	6.11
钒μ g/g	94.1	82
镍μ g/g	23.9	19

⑵产品性质

常减压蒸馏装置Ⅱ产品规格见表 5.2.2.2-2。

表 5.2.2.2-2　　产品规格

性质	单位	石脑油	煤油	轻柴油	重柴油
比重d（20/4）		0.768	0.837	0.849	0.877
UOP K		11.47	11.37	11.59	11.63
ASTM D86	℃				
5%		63	174	208	268
10%		63	186	231	290
30%		96	200	251	308
50%		117	208	261	319
70%		137	216	270	331
90%		160	229	284	348
95%		171	240	295	366
性质	单位	轻蜡油	中蜡油	重蜡油	减压渣油
比重d（20/4）		0.869	0.926	0.967	1.063
UOP K		11.63	11.54	11.45	11.09
ASTM D1160*	℃				
5%		258	351	435	496
10%		270	361	449	522
30%		291	397	467	577
50%		305	417	481	634
70%		317	426	497	724
90%		333	449	519	840
95%		344	465	537	884

⑶辅助材料

常减压蒸馏装置Ⅱ采用的辅助材料主要包括用破乳剂、中和缓蚀剂等化学药剂，桶装破乳剂、中和缓蚀剂等自装置外仓库运至装置。

5.2.2.3 工艺技术及生产原理

本装置加工的原油属于超重油，根据全厂总加工流程的安排、原料的特性

和下游装置对原料的要求，采用电脱盐→闪蒸塔→常压塔→减压塔的工艺路线。其中电脱盐采用中国石油自主开发的智能响应控制的高频和高效交直流复合电场电脱盐技术，设三级电脱盐，使脱后原油含盐≯3mgNaCl/L，含水≯0.4%；常压塔采用板式塔，洗涤段设1段规整填料；减压蒸馏部分采用Shell公司的减压深拔技术，减压塔顶采用三级抽真空系统，前两级采用蒸汽抽真空，第三级采用机械抽真空；加热炉采用空气预热器，尽量降低加热炉排烟温度，使加热炉热效率达 92%；煤油、柴油、减压蜡油和减压渣油热出料至下游装置；电脱盐注水采用汽提净化水，节约新鲜水用量。

5.2.2.4 工艺流程简述

常减压装置Ⅱ由换热、电脱盐、闪蒸塔、常压炉、常压塔系统、减压炉、减压塔系统、石脑油稳定、减顶气脱硫和三注等部分组成。

（1）常压蒸馏部分

原油自罐区泵送进入装置，与装置各热流股换热至140℃后进入电脱盐罐脱盐、脱水，含盐污水（W5.2.2-2）送界区外处理。脱盐后的原油经换热至 189℃进入闪蒸罐。闪顶油气进入常压塔闪蒸段。

闪底油由泵自闪蒸罐底抽出并经换热至 304℃，进入常压炉加热至 380℃后送入常压塔，常压炉采用高效低氮燃烧技术，烟气（G5.2.2-1）经烟囱排放大气。

常压塔设三条侧线和两个中段回流，常顶设冷凝冷却系统和塔顶热回流。

常压塔顶油气空冷至106℃后进入常压塔顶回流罐，分离出的液相作为塔顶回流返回常压塔顶，气相进一步空冷和水冷至 40℃后进入常顶油产品罐，分离出的液相由常顶产品泵送至常顶气液环泵出口与常顶气在加压条件下再一次接触以吸收常顶气中的轻烃。回流罐排放的含硫污水（W5.2.2-3）送酸性水汽提装置进一步处理。常顶油产品罐顶出来的气相经常顶气液环泵升压、冷却后与常顶油在常顶油气再接触罐中再接触，然后由泵送至稳定塔。

常一线做航煤加氢原料，经重沸器汽提后由泵抽出并经换热后热料出装置。

常二线（轻柴油）和常三线（重柴油），分别经蒸汽汽提后由泵抽出并经换热后分别热料送出装置。

常一中油由泵抽出，经换热后返回常压塔。

常二中油自流至常二中油收集罐，然后由泵抽出并经换热后返回常压塔。

底油由常底油泵抽出后送至减压炉加热至 406℃，然后进入减压塔进行分离。减压炉采用高效低氮燃烧技术，烟气（G5.2.2-1）经烟囱排入大气。

（2）减压蒸馏

减压塔设三条侧线和三个中段回流，塔顶设抽空系统。

减压塔顶气设三级抽空系统，一级和二级采用蒸汽抽真空，第三级采用真空泵抽真空。一级和二级抽空后的油气经冷凝冷却后，进入减顶分水罐进行气液分离。减顶分水罐和减顶真空泵组分出的减顶油由泵抽出送至减一线、减二线或重污油管线。减顶真空泵组分出来的不凝气经胺洗脱硫后送至加热炉作为燃料。

减一线及减一中、减二线及减二中、减三线及减三中油分别由泵抽出并经换热后，减一线（轻蜡油）减二线（中蜡油）和减三线（重蜡油）分别热料出装置，中段返回减压塔。

减压渣油做延迟焦化装置原料，自减压塔底由泵抽出经换热后热料送出装置。

稳定塔顶生产的液化气送至轻烃回收装置，稳定塔顶不凝气送至延迟焦化装置与焦化干气一并脱硫处理后送至催化/焦化干气分离装置。自稳定塔底抽出的稳定石脑油与稳定塔进料换热并经水冷后冷至 40℃作为石脑油加氢料送出装置。

常减压蒸馏装置Ⅱ带“三废”排放点的工艺流程见图 5.2.2.4-1。

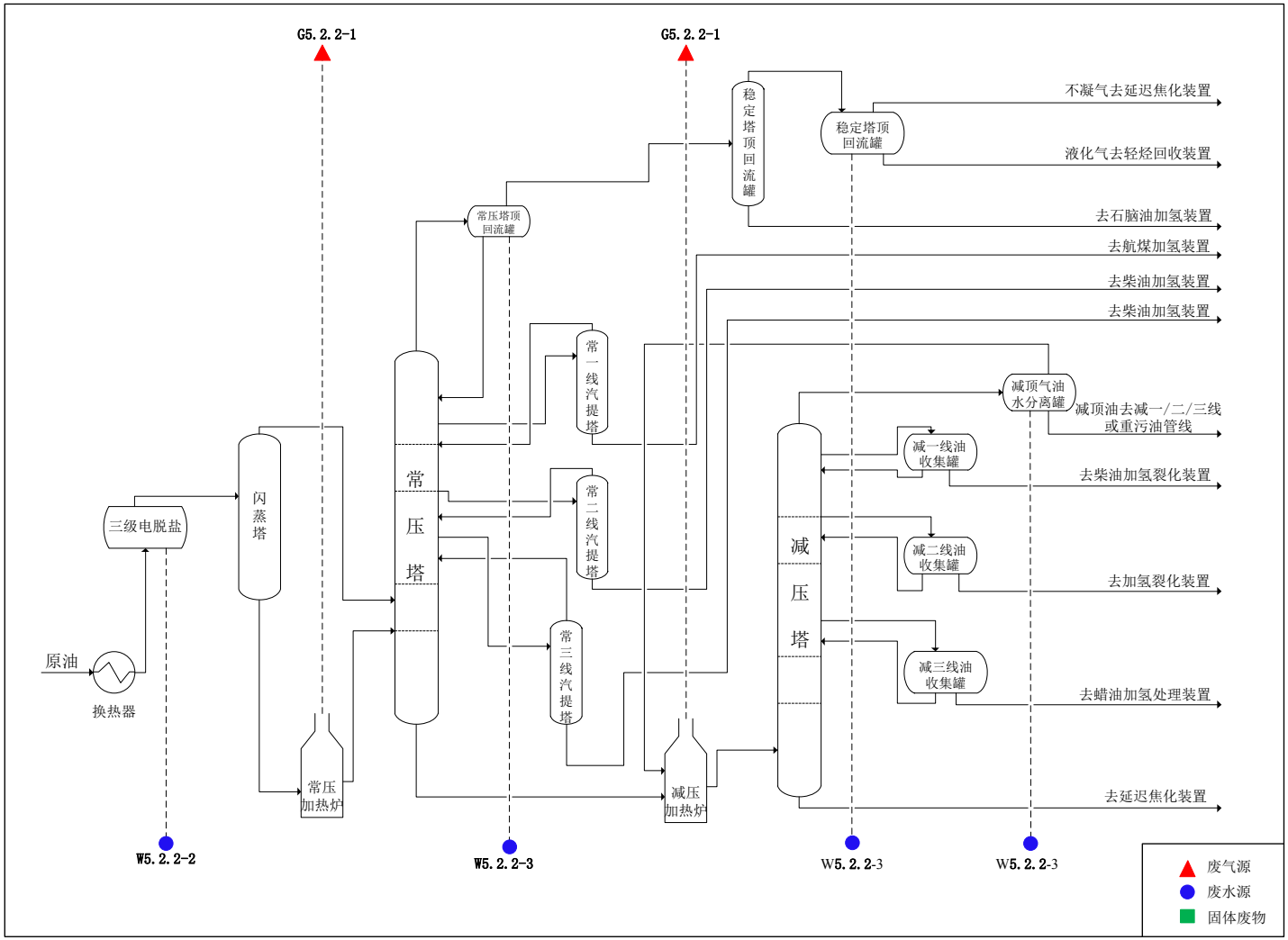


图 5.2.2-4　常减压装置Ⅱ带“三废”排放点的工艺流程图

5.2.2.5 主要设备

常减压蒸馏装置Ⅱ主要设备见表5.2.2.5-1。

表5.2.2.5-1　　常减压蒸馏装置Ⅱ主要设备表

序号	设备名称	数量（台）	操作温度（℃）	操作压力（MPa.G）	主要规格	材质
1.						
2.						
3.						
4.						
5.						
6.						
7.						
8.						
9.						
10.						
11.						
12.						
13.						
14.						
15.						
16.						
17.						
18.						
19.						
20.						
21.						
22.						
23.						

5.2.2.6 原辅材料及公用工程消耗

⑴原料及辅助材料消耗

常减压蒸馏装置II主要原料、辅助材料消耗见表5.2.2.6-1。

表5.2.2.6-1　　常减压蒸馏装置II主要原料及辅助材料消耗表

序号	名称	单位	消耗定额/吨产品	消耗量		来源
				小时	每年（$\times10^4$）	
一	原料					
1	中东原油I	t	0.8	952.38	800	外购
2	中东原油II	t	0.2	238.10	200	
二	辅助材料					
1			规格	消耗量（年）		
2	破乳剂	t	油溶性	100		外购
3	中和缓蚀剂	t	油溶性	21.0		外购
4	磷酸三钠	t	100%	1.18		外购
5	MDEA	t		72576		外购

⑵公用工程消耗

常减压蒸馏装置II公用工程消耗见表5.2.2.6-2。

表5.2.2.6-2　　常减压蒸馏装置II公用工程消耗表

序号	名称及规格	单位	消耗定额/吨产品	小时消耗量		来源/去向
				正常	最大	
1	燃料	kg/h	9.16	10905	/	燃料气管网，以标燃计
2	电	kW.h/h	8.03	9564.6	/	动力中心
3	4.0MPa 蒸汽	t/h	0.00	1.83	/	蒸汽管网
4	1.3MPa 蒸汽	t/h	0.03	33.02	/	蒸汽管网
5	净化风	Nm^3/h	0.084	100	/	空压站
6	循环水	t/h	2.01	3640	4004	炼油第一循环水场
7	除氧水	t/h	0.01	14.49	/	余热回收站除氧器
8	净化水	t/h	0.06	59.52	/	酸水汽提装置
9	凝液	t/h	-0.02	-7.91	/	脱盐水站

5.2.2.7 平衡分析

⑴物料平衡

常减压蒸馏装置Ⅱ物料平衡见表5.2.2.7-1。

表5.2.2.7-1　　常减压蒸馏装置Ⅱ物料平衡表

入方（t/h）			出方（t/h）		
序号	项目	数据	序号	项目	数据
1	中东原油 I	952.38	1	常压不凝气	2.14
2	中东原油 II	238.1	2	减压不凝气	2.14
			3	液化气	11.88
			4	石脑油	173.02
			5	煤油	76.52
			6	轻柴油	88.33
			7	重柴油	86.21
			8	轻蜡油	39.76
			9	中蜡油	191.43
			10	重蜡油	133.33
			11	减压渣油	385.11
			12	富胺液/含硫污水带走硫（以硫化氢计）	0.58
合计		1190.5			1190.5

从表5.2.2.7-1中可知，常减压蒸馏装置Ⅱ原料油进料量为1190.5t/h。产品石脑油馏分、航煤馏分、柴油馏分、蜡油馏分、减压渣油的产量分别为173.02 t/h、76.52 t/h、174.54 t/h、324.76 t/h和385.11 t/h。

⑵硫平衡

常减压蒸馏装置Ⅱ硫平衡见表5.2.2.7-2。

表5.2.2.7-2　　常减压蒸馏装置Ⅱ硫平衡表

入方				出方			
名称	进料量(t/h)	硫含量(ppm)	带入硫(kg/h)	名称	出料量(t/h)	硫含量(ppm)	带走硫(kg/h)
中东原油 I	952.38	41900	39904.72	常压不凝气	2.14	40000	85.60
中东原油 II	238.1	16200	3857.22	减压不凝气	2.14	20	0.04
				液化气	11.88	20	0.24
				石脑油	173.02	2000	346.04
				煤油	76.52	4500	344.34
				轻柴油	88.33	16000	1413.28

入方				出方			
				重柴油	86.21	22000	1896.62
				轻蜡油	39.76	30000	1192.80
				中蜡油	191.43	37950	7264.77
				重蜡油	133.33	51000	6799.83
				减压渣油	385.11	62000	23876.82
				富胺液及含硫污水带走			541.6
合计			43761.9	合计			43761.9

从表 5.2.2.7-2 可知，原油带入硫 43761.9kg/h。经加工后，富胺液和含硫污水带走硫约 541.6kg/h；产品带走硫含量约 19343.5kg/h；减压渣油中带走硫约 23876.82 kg/h。

⑶蒸汽平衡

常减压蒸馏装置Ⅱ蒸汽平衡见表 5.2.2.7-3。

表 5.2.2.7-3　　常减压蒸馏装置Ⅱ蒸汽平衡表

进料 t/h			出料 t/h		
序号	名称	数值	序号	名称	数值
1	4.0MPa 蒸汽	1.83	1	含硫污水	41.43
2	1.3MPa 蒸汽	33.02	2	凝液	7.91
3	除氧水	14.49			
合计		49.34	合计		49.34

由表 5.2.2.7-3 可知，本装置需要 1.3MPa 蒸汽 33.02t/h 和 4.0MPa 蒸汽 1.83t/h，最终转化为含硫污水 26.94t/h 和凝液 7.91t/h。14.49t/h 除氧水全部转化为含硫污水。

⑷水平衡

常减压蒸馏装置Ⅱ水平衡见表 5.2.2.7-4。

表 5.2.2.7-4　　常减压蒸馏装置Ⅱ水平衡表

入方（t/h）			出方（t/h）		
序号	项目	数据	序号	项目	数据
1	循环水进水	3640	1	循环水出水	3632
2	原料带水	18.02	2	含油污水	8
3	净化水	59.52	3	含盐污水	77.54

入方（t/h）			出方（t/h）		
4	除氧水	14.49	4	含硫污水	41.43
5	4.0MPa 蒸汽	1.83	5	凝液	7.91
6	1.3MPa 蒸汽	33.02			
	小计	3766.88		小计	3766.88

从表 5.2.2.7-4 可知，进入界区的水量总计为 3766.88t/h，循环水进水为 3640t/h，循环水出水为 3632t/h，并产生 8t/h 含油污水；净化水最终转化为含盐污水；14.49t/h 的除氧水以及蒸汽量最终转化为含硫污水和凝液，另外的 18.02t/h 的原料带水以含盐污水形式排出，含盐污水共计排出 77.54t/h，含硫污水共计排出 41.43t/h。

5.2.2.8 主要污染源及污染物分析

⑴正常工况

①废气

A 有组织排放

本装置废气主要为常减压加热炉烟气（G5.2.2-1），排放污染物主要为SO_2、NOx和颗粒物等。

B 无组织排放

装置区的无组织排放主要来自设备动静密封处泄漏，本装置无组织排放的污染物主要为 VOCs。

常减压蒸馏装置Ⅱ正常工况下废气排放情况见表 5.2.2.8-1。

②废水

含油污水（W5.2.2-1）来自机泵冷却水，含石油类、CODcr，送污水处理场含油含盐废水处理系统进一步处理；

含盐污水（W5.2.2-2）来自电脱盐预处理单元，含盐、重金属镍和 CODcr，送污水处理场含油含盐废水处理系统进一步处理。

含硫污水（W5.2.2-3）来自分馏塔顶回流罐产生的污水，含硫化物、石油类氨氮和 CODcr，送硫磺回收装置的酸性水汽提。

常减压蒸馏装置Ⅱ正常工况下废水排放情况见表 5.2.2.8-2。

③噪声

本装置噪声源主要为大功率机泵和压缩机等。

常减压蒸馏装置Ⅱ噪声排放情况见表5.2.2.8-3。

表 5.2.2.8-1　　常减压蒸馏装置 II 废气排放一览表

装置名称	污染源	污染物产生					治理措施		污染物排放					排放口参数			排放时间/h
		污染物	核算方法	废气产生量 m^3/h	产生浓度 mg/m^3	产生量 kg/h	工艺	效率%	污染物	核算方法	废气排放量 m^3/h	排放浓度 mg/m^3	排放量 kg/h	高度 H(m)	直径 D(m)	温度 ℃	
常减压蒸馏装置 II	加热炉烟气 G5.2.2-1	SO_2	物料衡算法	231000	5	1.16	低硫燃料气	/	SO_2	物料衡算法	231000	5	1.16	130	2.7	130	8400
		NOx	类比法		50	11.55	低氮燃烧器	/	NOx	类比法		50	11.55				
		颗粒物	类比法		8	1.85	清洁燃料	/	颗粒物	类比法		8	1.85				
	无组织排放	挥发性有机物	产污系数法	/	/	5.44	泄漏检测与修复	/	挥发性有机物	产污系数法	/	/	5.44	面积:260m×130m			8400

表 5.2.2.8-2　　常减压蒸馏装置 II 废水排放表

装置名称	污染源	污染物产生					治理措施		污染物排放					排放时间/h	排放去向
		污染物	核算方法	产生废水量 m^3/h	产生浓度 mg/L	产生量 /kg/h	工艺	效率/%	污染物	核算方法	排放废水量 $/m^3/h$	排放浓度 /mg/L	排放量 /kg/h		
常减压蒸	含油污水 W5.2.2-1	COD	类比法	8	520	4.16	收集到污水池泵送	/	COD	类比法	8	520	4.16	8400	污水处理场含油含盐废水处理系统
		石油类	类比法		50	0.40			石油类	类比法		50	0.40		
		硫化物	类比法		8	0.06			硫化物	类比法		8	0.06		
		NH_3-N	类比法		170	1.36			氨氮	类比法		170	1.36		

装置名称	污染源	污染物产生					治理措施		污染物排放					排放时间/h	排放去向
		污染物	核算方法	产生废水量 m^3/h	产生浓度 mg/L	产生量 /kg/h	工艺	效率/%	污染物	核算方法	排放废水量 $/m^3/h$	排放浓度 /mg/L	排放量 /kg/h		
常减压蒸馏装置 II	含盐污水 W5.2.2-2	石油类	类比法	77.54	1500	3.88	破乳、除油后管道送	96.7%	石油类	类比法	77.54	50	3.88	8400	污水处理场含油含盐污水处理系统
		TDS	类比法		2870	222.54		/	含盐量	类比法		2870	222.54		
		镍	类比法		0.12	0.01		/	镍	类比法		0.12	0.01		
	含硫污水 W5.2.2-3	COD	类比法	41.43	6145	254.59	收集, 泵送	/	COD	类比法	41.43	6145	254.59	8400	酸性水汽提装置
		石油类	类比法		136	5.63			石油类	类比法		136	5.63		
		硫化物	类比法		1010	41.84			硫化物	类比法		1010	41.84		
		NH_3-N	类比法		67.5	2.80			氨氮	类比法		67.5	2.80		

表 5.2.2.8-3　　常减压蒸馏装置 II 噪声排放表

装置名称	噪声源	声源类型	噪声源强		治理措施	噪声排放值		距地高度（m）	室内/室外	排放时间/h	数量（台）
			核算方法	噪声值/dB(A)		核算方法	噪声值/dB(A				
常减压蒸馏装置 II	常压加热炉 N5.2.2-1	连续	类比法		低噪声火嘴	类比法	<85	1.5	室外	8400	1
	减压加热炉 N5.2.2-2	连续	类比法		低噪声火嘴	类比法	<85	1.5	室外	8400	1
	引风机 N5.2.2-3	连续	类比法		-	类比法	90	1.5	室外	8400	2
	鼓风机 N5.2.2-4	连续	类比法		消声器	类比法	90	1.5	室外	8400	2
	机泵 N5.2.2-5	连续	类比法	80～93	低噪声电机	类比法	80～85	1	室外/室内	8400	87
	空冷器 N5.2.2-6	连续	类比法	90～93	低噪声风机、电机	类比法	90	20	室外	8400	28

5.2.2.9 污染物达标分析

在正常生产情况下，常减压蒸馏装置Ⅱ仅有加热炉烟气直接外排入大气，执行标准为《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）表4标准，废水中的电脱盐预处理装置排放的含盐污水含有一类重金属污染物镍，执行标准为《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）表2标准，本装置达标排放情况见表5.2.2.9-1。

表5.2.2.9-1　　常减压蒸馏装置Ⅱ外排废气达标排放分析

序号	废气名称	排放高度(m)	污染物名称	浓度(mg/Nm^3)		速率(kg/h)		达标分析	标准名称
				排放值	标准值	排放值	标准值		
G5.2.2-1	加热炉烟气	130	SO_2	5	50	/	/	达标	GB31570-2015 表4
			NOx	50	100	/	/	达标	
			颗粒物	8	20	/	/	达标	
W5.2.2-2	含盐污水	/	镍	0.12	1.0	/	/	达标	GB31570-2015 表2

5.2.3 延迟焦化装置

5.2.3.1 生产规模及产品方案

延迟焦化装置包括焦化装置Ⅰ和焦化装置Ⅱ，每套焦化装置生产规模为300万吨/年，并各设有一套干气液化气脱硫及液化气脱硫醇设施（简称双脱），年操作时间8400h，操作弹性60-110%，具体生产规模及产品产量见表5.2.3.1-1。

表5.2.3.1-1　　延迟焦化装置生产规模及产品产量

装置名称	生产规模	产品名称	产品产量		去向
			t/h	$\times10^4$t/a	
延迟焦化装置	2×300万吨/年	焦化石脑油	86.48	72.64	焦化石脑油加氢装置
		焦化柴油	172.53	144.93	柴油加氢裂化装置Ⅰ
		焦化蜡油	149.94	125.95	蜡油加氢处理装置
		焦化干气	27.99	23.51	干气分离装置
		焦化液化气	33.46	28.10	送气体分馏装置
		石油焦	233.34	196.01	石油焦制氢装置

5.2.3.2 主要原料和产品规格

⑴原料性质

延迟焦化装置加工原料为常减压蒸馏装置Ⅰ和常减压蒸馏装置Ⅱ来的减压渣油及催化油浆混合料，吸收稳定部分回炼常压不凝气，并回炼污水处理场含油含盐污水处理系统产生的油泥浮渣，各原料规格分别见表5.2.3.2-1~5.2.3.2-3。

表5.2.3.2-1　　原料规格

组成	常减压蒸馏Ⅰ减压渣油	常减压蒸馏Ⅱ减压渣油	催化油浆
Ratio，wt%	44.49	53.70	1.81
密度(20℃)，g/cm^3	1.06	1.063	1.11
硫含量，wt%	4.0	6.2	0.21
氮含量，μg/g	10500	4500	4300
残炭，wt%	27.6	29.8	2
氢，wt%	9.76	8.81	
碳，wt%	84.87	83.2	
Fe，μg/g	42.0	12	
Ni，μg/g	190	63	
Cu，μg/g	0.5		

组成	常减压蒸馏 I 减压渣油	常减压蒸馏 II 减压渣油	催化油浆
V，μg/g	755	258	
Pb，μg/g	7.2		
Ca，μg/g	46.2	46.2	
Na，μg/g	30	30	
Mg，μg/g	8		
Al，μg/g	4.5		
组成分析，wt%			
饱和烃	5.6		
芳烃	35.3		
胶质	39.4		
沥青质	19.7	19.5	
ASTM D1160 Vol%			
10	562	559	381
30	609	602	390
50	657	654	405
70	723	724	416
90	836	840	423
95	909	884	

表 5.2.3.2-2　　常压不凝气性质

组分	流量，t/h
H_2S	0.0082
CH_4	0.0016
C_2H_6	0.0098
C_3H_8	0.2386
IC_4H_{10}	0.2289
NC_4H_{10}	0.7029
合计	1.1900

表 5.2.3.2-3　　回炼污泥性质

项目	泥浆	生物污泥	设计值
组成			wt%
水	77	97.7	87
油相	8	<0.5	4
固体沉积物	15	2.3	9
合计	100	100	100
比重，@15℃	1.0~1.09	1.0~1.02	1.0~1.06

运动粘度@38℃, cSt	200	1	7

⑵产品性质

延迟焦化装置产品规格分别见表 5.2.3.2-4~表 5.2.3.2-6。

表 5.2.3.2-4　　液体产品规格

项目	焦化石脑油	焦化柴油	焦化蜡油
比重	0.73	0.85	0.97
硫含量，wt%	0.9	2.0	3.0
运动粘度@38℃，cst	0.61	3.25	190.32
运动粘度@100℃，cst	0.35	1.33	8.88
康氏残炭	-	0.01	1.5max
沥青质，wppm	-	6	500max
十六烷值		39	
Ni+V		-	3.5max
Si 含量，wppm	≤3	≤3	≤1
蒸馏馏程	D86	D86	D1160
0%	28	169	317
10%	45	199	371
30%	73	241	404
50%	104	281	436
70%	132	316	471
90%	163	347	496
95%	181	355	516
100%	196	369	544

表 5.2.3.2-5　　净化干气、净化液化气性质

组 成	净化干气	净化液化气
密度，kg/m^3	～9.3	～520
硫化氢含量	＜20mg/Nm^3	小于20ppm
二氧化碳含量，wt %	0.91	
硫醇硫	/	≤5ppm
COS	/	≤5ppm
总硫	/	≤20ppm
烃及其它，wt %	75.43	
C_2H_4	/	0.01
C_2H_6	/	0.25
C_3H_6	/	10.72

C_3H_8	/	33.20
ISO-C_4H_{10}	/	8.56
C_4H_8	/	14.08
C_4H_6	/	0.23
1-C_4H_{10}	/	27.58
C5+	/	1

表 5.2.3.2-6　　石油焦（干基）性质

项目	数值
组成，wt%	
C	88.61
H	3.37
S	6.50
N	2.13
金属含量（Ni+V），wppm	1868
挥发分，wt%	≤10
高热值，kcal/kg	8595
低热值，kcal/kg	8408

⑶辅助材料

延迟焦化装置需使用消泡剂、缓蚀剂、破乳剂等化学药剂主要性质见表5.2.3.2-7及表5.2.3.2-8。

表 5.2.3.2-7　　焦化装置化学药剂来源及性质

项　目	消泡剂	缓蚀剂	破乳剂
来源	国内采购	国内采购	国内采购
型号	EC9254A 或相当	—	—
组成	聚二甲基硅氧烷	乙二胺	聚硫化铵
外观	无色液体	棕褐色液体	黄色或黄褐色液体
不挥发物含量	24%	—	—
比重	0.84	0.85~0.90	0.95~1.05
闪点-闭杯/凝点，℃	64/	/≤15	—
粘度，cP	310@24℃	—	≤10.5cP@40℃
适用的稀释溶剂	馏分油	与水任意互溶	与水任意互溶
注入位置	焦炭塔顶	压缩机级间及压缩富气空冷器前	放空冷却塔顶气液分离罐前
用途	降低泡沫层高度	减少低温硫腐蚀	改善油水分离效果

表 5.2.3.2-8　　双脱部分化学药剂来源及性质

序号	名称	来源
1	25 wt%新鲜碱液	罐区
2	30%MDEA 溶液	溶剂再生装置

5.2.3.3 工艺技术及生产原理

延迟焦化装置拟引进国外延迟焦化技术，选用“两炉四塔”的工艺方案。采用蜡油回流做洗涤油流程；焦化分馏部分和吸收稳定部分热联合；采用焦炭塔联锁及顺序控制操作系统；加热炉采用四管程双面辐射阶梯炉型，焦炭塔实现大型化，直径为 φ9800mm。

干气、液化气脱硫采用常用的胺法脱硫，采用复合型 MDEA 溶剂；液化气脱硫醇工艺拟采用纤维膜脱硫醇工艺，工艺成熟可靠，废碱渣排量较少。

5.2.3.4 工艺流程简述

本装置包括焦化部分、吸收稳定部分和干气、液化气脱硫及液化气脱硫醇。二套焦化装置工艺流程相同，以焦化装置Ⅰ为例进行工艺流程说明。

⑴焦化部分

自常减压蒸馏装置及罐区来的减压渣油和催化油浆，进装置界区后首先进入原料油缓冲罐内。原料油由原料油泵抽出，经换热后进入分馏塔底部，与分馏塔内洗涤下来的循环油混合后送入加热炉加热，然后通过四通阀进入焦炭塔底部。加热炉烟气经排气筒排放至大气（G5.2.3-1/2/4/5）。

污泥经管道输送至延迟焦化装置内污泥罐储存，经泵加压后至焦炭塔内回炼。焦炭塔除焦及焦池储焦采用全密闭石油焦处理系统，焦炭破碎后经管带机外送；冷切焦废水装置内密闭循环使用；废气经收集并脱硫后至加热炉燃烧室燃烧，无直接对大气排放。

焦化油在焦炭塔内由于高温长时间停留，产生裂解、缩合等一系列反应，石油焦积聚在塔内，高温反应油气经急冷油急冷后，从焦炭塔顶流入分馏塔进行油气分离，分成焦化富气、石脑油、柴油、蜡油等产品。

为减缓焦炭塔顶大油气管线结焦和减少焦粉携带，在焦炭塔顶部注入急冷油及消泡剂。急冷后的焦炭塔顶高温油气进入分馏塔洗涤段，同时把焦粉从油

气中洗涤出来，冷凝出的循环油与原料油混合后，从塔底分两股抽出，一股通过加热炉进料泵至加热炉及焦炭塔，另一股物流抽出后先经过分馏塔底过滤器，再通过分馏塔底焦粉移除泵打入加热炉进料泵的入口，其作用是从分馏塔底部移去焦粉。其余经过洗涤段洗涤的大量油气继续上升进入塔的分馏段，从下往上依次分馏出蜡油、柴油、石脑油和富气。

蜡油从分馏塔的蜡油集油箱抽出，分为两股。一股进入蜡油汽提塔，轻组分经汽提后返回分馏塔，重组分由汽提塔底作为蜡油产品抽出。蜡油产品首先与原料油进行换热，而后通过蜡油自动反冲洗过滤器、蜡油产品-低压蒸汽发生器、蜡油产品-低低压蒸汽发生器产生蒸汽，换热后的蜡油少量用作封油及冲洗油，大部分经蜡油产品-低温水换热器后去蜡油加氢装置或罐区。另一股由蜡油回流泵抽出，其中一部分经过急冷洗涤油过滤器后用作焦炭塔顶的急冷油，另一部分用作分馏塔洗涤段的洗涤油返塔，其余部分与原料进行换热后，经过蜡油回流-低压蒸汽发生器发生蒸汽，再为稳定塔下重沸器提供热源后返回分馏塔。蜡油产品-低低压蒸汽发生器产生的低低压蒸汽经加热炉对流段加热后作为柴油、蜡油汽提塔的汽提蒸汽。

柴油从分馏塔抽出后分为两股。第一股进入柴油汽提塔，轻组分经汽提后返回分馏塔，重组分作为柴油产品抽出，一小部分柴油产品作为调和稀释油进入放空冷却塔，其余柴油产品依次经过柴油自动反冲洗过滤器、柴油产品-除氧水换热器、柴油产品-低温水换热器换热，换热后分为两部分。一部分送往下游的柴油加氢装置，另一部分经柴油空冷器进一步冷却送往罐区，或再经过柴油封油后冷器后用作消泡剂稀释剂和柴油封油。第二股柴油作为贫吸收油由贫吸收油泵加压后依次经过贫富吸收油换热器、贫吸收油-低温水换热器、贫吸收油空冷器以及贫吸收油冷却器冷却后进入再吸收塔。贫吸收油与再吸收塔中的轻组分逆向接触，将其中的重组分吸收下来。再吸收塔底得到的富吸收油经过贫富吸收油换热器换热后返回分馏塔。

分馏塔顶油气经过分馏塔顶空冷器冷凝后，进入分馏塔顶分液罐，罐内分离出富气、汽油和酸性水。富气进入富气压缩机进行压缩。部分粗汽油通过分馏塔顶回流泵返回分馏塔顶以控制塔顶温度，其余部分由粗汽油泵抽出送往吸收塔。酸性水由分馏塔顶含硫污水泵（W5.2.3-3）抽出送入酸性水汽提装置。

为防止分馏塔顶塔盘结盐，分馏塔设有水洗罐。水洗水在分馏塔顶回流泵

的入口管线注入分馏塔内。在分馏塔的上部设置一层游离收集箱，该收集箱可以使油相溢流回到下层分馏塔盘，而水沉降至收集盘并进入分馏塔水洗罐进行油水分离。在水洗罐里，油相组分上浮至罐顶并通过平衡线返回至水收集箱，酸性水进入放空冷却塔顶分液罐。

焦炭塔吹汽、给水冷焦时产生的大量高温蒸汽及少量油气进入放空冷却塔。塔底污油经放空冷却塔底污油泵抽出，送经放空冷却塔底循环油空冷器冷却后，一部分作为洗涤油返回放空冷却塔上部回收油气中的污油，并控制顶部气相温度＜180℃左右，剩余污油作为急冷油在装置内回炼。为降低放空冷却塔底污油的粘度，有少量的柴油注入放空冷却塔底。为了防止游离水在放空冷却塔底集聚，设置一台放空冷却塔底加热器，确保放空冷却塔底最低温度在150℃左右。同时，放空冷却系统可以处理设备在线检修时产生的污油。

放空冷却塔顶的蒸汽、油气进入放空冷却塔顶空冷器，蒸汽及油气部分冷凝后流入放空冷却塔顶分液罐。为了提高油水分离效果，配有破乳剂注入系统。污油由放空冷却塔顶污油泵抽出作为洗涤油进入放空冷却塔上部。含硫污水（W5.2.3-3）则经塔顶污水泵，与分馏塔含硫污水一起送至装置外的酸性水汽提装置。从放空冷却塔顶分液罐出来的不凝气经分馏塔顶分液罐进入焦化富气压缩机。

聚结在焦炭塔内的焦炭经吹汽、给水冷焦、泡焦、排水后，用高压水泵送来的高压水进行水力除焦，焦炭和水一同流入贮焦池。冷切焦水经焦池两端的沉降池分离焦粉后，由冷切焦水提升泵打入冷切焦水罐，以备冷焦或切焦使用。

设置密闭除焦系统，该系统由自动顶盖机、自动底盖机、焦炭筛分破碎机、脱水仓、取料系统、集装式集水系统及尾气收集处理系统组成。实现了除焦、脱水、取焦过程密闭作业，消除了敞开式焦池焦粉污染问题，同时将废气、尾气由无组织排放改为集中收集治理，经尾气洗涤脱硫塔处理后至加热炉配风。洗涤后的废碱液（L5.2.3-1）送乙烯装置废碱处理单元。

延迟焦化装置焦炭塔采用泡焦冷焦工艺，单塔冷焦时间5.5小时，冷焦初期汽化的冷焦水自焦炭塔逸出至放空冷却塔系统，经吸收其中夹带的油气并冷凝后变成酸性水进入酸性水汽提装置处理。冷焦后期排水及切焦水进入密闭除焦系统，单塔总排水量约2500m^3，杂质含量：石油类≤57.49ppm，氯≤200ppm，

NH_3≤60ppm，H_2S≤300ppm。进入密闭焦池系统后的冷焦水及切焦水密闭循环使用，被焦炭带走的部分采用新鲜水或者净化水补水。

⑵吸收稳定部分

自焦化部分来的富气经富气压缩机压缩后，与解吸塔顶来的气体及吸收塔底来的富吸收汽油混合，经压缩富气空冷器冷却后进入压缩富气分液罐进行气液分离。分离出来的气体进入吸收塔底，在吸收塔与粗汽油和稳定汽油补充吸收剂逆向接触，经吸收后的贫气自吸收塔顶逸出，进入再吸收塔。吸收塔底的富吸收汽油则进入压缩富气分液罐。在再吸收塔中，用贫吸收柴油再次吸收，以回收吸收塔顶贫气携带出来的液化气、汽油组分。再吸收塔下部集油箱收集的富吸收油返回分馏塔，塔顶干气送至双脱部分。

压缩富气分液罐分离出来的油经解吸塔进料泵进入解吸塔，解吸出粗汽油中的 C2 以下组分，塔底重沸器由稳定塔底来的稳定汽油及中压蒸汽提供热量。塔底脱乙烷汽油由稳定塔进料泵送入稳定塔。压缩富气分液罐分离出来含硫污水返回分馏塔顶分液罐。

稳定塔上、下重沸器由蜡油回流及中压蒸汽提供热源，将解吸塔底来的脱乙烷汽油分离为液化气和稳定汽油。稳定塔顶气体经稳定塔顶空冷器冷却后，进入稳定塔顶回流罐。一部分液化气送至双脱部分，另一部分作为稳定塔顶冷回流。稳定塔底出来的稳定汽油经解吸塔底上重沸器、稳定汽油-低温水换热器、稳定汽油空冷器及汽油后冷器冷却后送去加氢装置或储罐，另有部分与粗汽油混合后用作吸收塔的吸收剂。

⑶双脱部分

①干气液化气脱硫

干气脱硫：来自再吸收塔顶来的含硫干气进入干气冷却器，冷却至 37℃左右进入干气分液罐分出夹带的凝液，后进入干气脱硫塔下部，由塔底自下而上与来自塔顶的 MDEA 溶液（贫液）逆向接触，干气中的硫化氢即被 MDEA 溶液所吸收；脱除硫化氢后的干气自干气脱硫塔塔顶排出，经干气胺液回收器分出夹带的胺液，而后作为原料送至干气分离装置。

液化气脱硫：来自稳定塔顶的含硫液化气先进入液化气缓冲罐，再经液化气进料泵加压后打入液化气脱硫抽提塔下部，液化气自塔底由下而上与来自塔顶的 MDEA 溶液（贫液）逆向接触，液化气中的硫化氢即被 MDEA 溶液抽提脱

除；脱除硫化氢后的液化气自塔顶排出，经液化气胺液回收器分出夹带的胺液，而后进入液化气脱硫醇部分进一步脱除硫醇。

来自干气脱硫塔、液化气脱硫抽提塔下部的富含硫化氢的 MDEA 溶液（富液）至富液闪蒸罐闪蒸出烃类后经富液加压泵加压后送至溶剂再生装置进行再生。再生后的贫液送入贫液缓冲罐，经贫液加压泵打回干气脱硫塔、液化气脱硫抽提塔塔顶循环使用。

②液化气脱硫醇、精脱硫

液化气脱硫醇、精脱硫：经胺洗脱硫的液化气先进入液化气预水洗罐洗去夹带的焦粉和 MDEA，再经过液化气过滤器除去机械杂质。预处理后的液化气与二级碱洗循环泵输送的碱液（或开工时由一级碱洗循环泵输送来的碱液），分别从液化气进口和碱液进口进入液化气一级碱洗纤维膜接触器，完成一级脱硫醇。液化气与碱液在液化气一级碱洗沉降罐内沉降分离，富碱液自罐底出，一部分自循环，另一部分去氧化塔氧化再生。液化气从罐顶出与再抽提后碱液输送泵的再生碱液，经过再生碱液过滤器过滤（或开工时由二级碱洗循环泵输送来的碱液），分别进入液化气进口和碱液进口进入液化气二级碱洗纤维膜接触器，完成二级脱硫醇。液化气与碱液在液化气二级碱洗沉降罐内沉降分离，液化气从罐顶出，去水洗单元。

来自二级碱洗沉降罐的液化气与循环除盐水进入液化气水洗纤维膜接触器，完成水洗脱碱。液化气与除盐水在液化气水洗沉降罐内分离，液化气由罐顶出进入精脱部分；除盐水由罐底出，由液化气水洗泵送去循环脱碱。根据产品液化气钠离子含量上升情况定期更换除盐水，新鲜除盐水由除盐水补充泵补充。

洗去微量碱的液化气进入液化气脱水塔脱水后，进入 COS 水解塔， COS 在水解剂作用下水解成 H_2S，最后液化气进入精制脱硫塔脱除其它形态硫后出装置。

碱液再生：来自液化气二级碱洗沉降罐的富碱液由碱液加热器加热到57℃，与非净化风和石脑油混合后一起进入氧化塔底部，碱液和石脑油从氧化塔侧部流出，进入二硫化物分离罐中进行油碱分离。

含二硫化物的石脑油从二硫化物分离罐中部抽出，经过水洗，聚结水后至焦化部分。含有少量二硫化物的碱液自二硫化物分离罐底部抽出，经碱液冷却

器冷却至 40℃，与自装置外来的石脑油进入碱液反抽提纤维膜接触器，将碱液中的二硫化物反抽提到石脑油中，反抽提后的贫碱液经再生后碱液输送泵加压后循环使用。

从氧化塔顶部和二硫化物分离罐出来的含氧尾气进入尾气柴油吸收罐中，用柴油吸收大部分二硫化物及夹带的轻烃，尾气（G5.2.3-3/6）送硫磺回收装置进行处理。

延迟焦化装置带“三废”排放点的工艺流程见图 5.2.3.4-1。

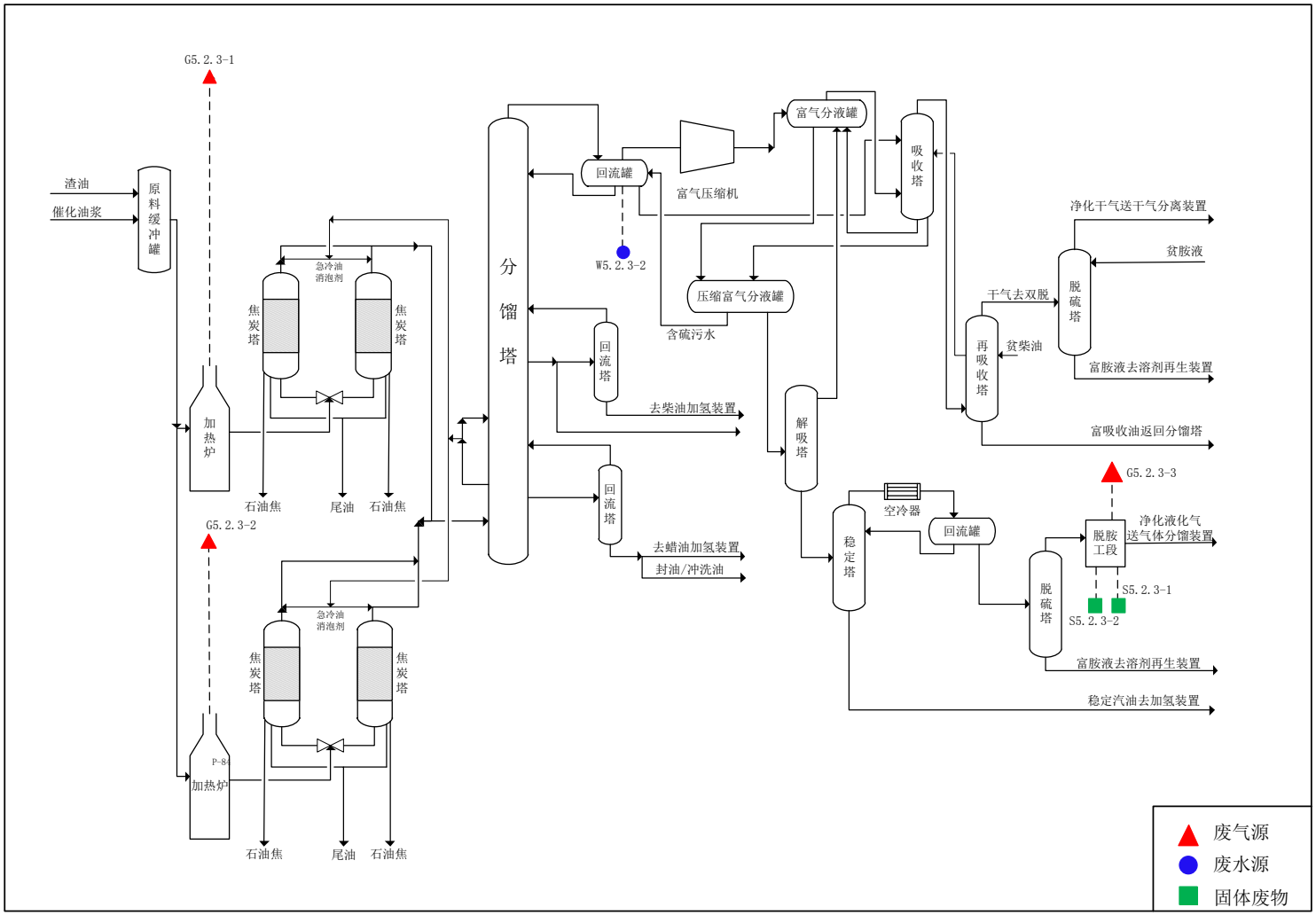


图 5.2.3-4　　延迟焦化装置带“三废”排放点的工艺流程

5.2.3.5 主要设备

延迟焦化装置主要设备见表5.2.3.5-1。

表5.2.3.5-1　　延迟焦化装置主要设备表

序号	设备名称	数量（台）	操作温度（℃）	操作压力（MPa.G）	主要规格	材质
1.						
2.						
3.						
4.						
5.						
6.						
7.						
8.						
9.						
10.						
11.						
12.						
13.						
14.						
15.						
16.						
17.						
18.						
19.						
20.						
21.						
22.						
23.						
24.						
25.						
26.						
27.						
28.						
29.						
30.						
31.						

序号	设备名称	数量（台）	操作温度（℃）	操作压力（MPa.G）	主要规格	材质
32.						
33.						
34.						
35.						
36.						
37.						
38.						

5.2.3.6 原辅材料及公用工程消耗

⑴原料及辅助材料消耗

延迟焦化装置主要原料、辅助材料消耗见表 5.2.3.6-1。

表 5.2.3.6-1　　延迟焦化装置主要原料及辅助材料消耗表

序号	名称	单位	消耗定额/吨产品	消耗量		来源
				小时	每年（$\times10^4$）	
一	原料					
1	减压渣油	t	1.48	704.14	591.48	常减压装置 I/II
2	催化油浆	t	0.04	12.96	10.88	催化裂化装置
3	常压不凝气	t	0.007	2.38	2.00	常减压装置 I/II
二	辅助材料					
	名称	单位	规格	消耗量（年）		
1	磺化酞菁钴（30%wt）	t	/	2×0.18		一次填装 0.033t
2	碱液（25%wt）	t	/	2×270		
3	MDEA 溶液（30%wt）	t	/	2×92		一次填装 275
4	3A 分子筛	t	/	2×7.7		23，三年
5	COS 水解剂	t	/	2×23.6		70.7，三年
6	精制脱硫剂	kg/h	/	2×24.1		72.2，三年
7	消泡剂	t	0.84 kg/m^3	2×236		次/1 季度
8	缓蚀剂	t	1.13 kg/m^3	2×12		次/1 季度

序号	名称	单位	消耗定额/吨产品	消耗量		来源
				小时	每年（$\times10^4$）	
9	破乳剂	t	1.1 kg/m^3	2×400		次/1 季度

⑵公用工程消耗

延迟焦化装置公用工程消耗见表 5.2.3.6-2。

表 5.2.3.6-2　　延迟焦化装置公用工程消耗表

序号	名称及规格	单位	消耗定额/吨产品	小时消耗量		来源/去向
				正常	最大	
一	焦化及吸收稳定部分					
1	燃料	kg/h	20.3	14512	/	燃料气管网、以标燃计
2	电	kW.h/h	12.66	9102.7	/	动力中心
3	4.0MPa高压蒸汽	t/h	0.30	218	/	蒸汽管网
4	1.3MPa中压蒸汽	t/h	-0.01	-8.2	/	
5	0.5MPa低压蒸汽	t/h	-0.23	-166.6	/	
6	净化风	Nm^3/h	1.39	1000	/	空压站
7	循环水	t/h	2.67	1920	2400	炼油第一循环水场
8	净化水	t/h	0.07	50	/	酸水汽提装置
9	除盐水	t/h	0.001	0.8	/	脱盐水站
10	除氧水	t/h	0.05	34	/	余热回收站除氧器
11	凝液	t/h	0.03	-18.6	/	脱盐水站
12	氮气	Nm^3/h	0.28	200	/	空分装置
二	双脱部分（基于焦化装置进料）					
1	电	kW.h/h	15.51	954	/	动力中心
2	净化风	Nm^3/h	6.50	400	/	空压站
3	循环水	t/h	2.52	140	/	炼油第一循环水站
4	氮气	Nm^3/h	3.25	200	/	空分装置

5.2.3.7 平衡分析

⑴物料平衡

延迟焦化装置物料平衡见表 5.2.3.7-1。

表 5.2.3.7-1　　延迟焦化装置物料平衡

入方（t/h）			出方（t/h）		
序号	项目	数据	序号	项目	数据
1	减压渣油	704.14	1	净化干气	27.99
2	催化油浆	12.96	2	净化液化气	33.46
3	常压不凝气	2.38	3	焦化石脑油	86.48
			4	焦化柴油	172.53
			5	焦化蜡油	149.94
			6	石油焦	233.34
			7	含硫污水及富胺液带走硫（以硫化氢计）	15.74
合计		719.5			719.5

从表 5.2.3.7-1 中可知，延迟焦化装置进料量为 719.5t/h。产品石脑油、柴油、蜡油的产量分别为 86.48t/h、172.53 t/h、149.4 t/h，产生石油焦 233.34 t/h，干气和液化气经装置内脱硫脱胺净化后分别为 27.99 t/h 和 33.46 t/h。

⑵硫平衡

延迟焦化装置硫平衡见表 5.2.3.7-2。

表 5.2.3.7-2　　延迟焦化装置硫平衡表

入方				出方			
名称	进料量(t/h)	硫含量(ppm)	带入硫(kg/h)	名称	出料量(t/h)	硫含量(ppm)	带走硫(kg/h)
常压 I 减压渣油	319.06	40000	12762.4	净化干气	27.99	20	0.56
常压 II 减压渣油	385.11	62000	23876.82	净化液化气	33.46	20	0.67
催化油浆	12.96	2182	28.27872	焦化石脑油	86.48	9000	778.32
常压不凝气	2.38	40000	95.2	焦化柴油	172.53	20000	3450.60
				焦化蜡油	149.94	30000	4498.20
				石油焦	233.34	65000	15167.10
				富胺液及含硫污水带走			12867.25

入方				出方			
合计			36762.7	合计			36762.7

从表 5.2.3.7-2 可知，原料带入硫 36762.7kg/h。经加工后，富胺液和含硫污水带走硫约 12867.25kg/h；产品带走硫含量约 8728.35kg/h；石油焦带走硫约 15167.10kg/h。

⑶蒸汽平衡

延迟焦化装置蒸汽平衡见表 5.2.3.7-3。

表 5.2.3.7-3　　延迟焦化装置蒸汽平衡

进料 t/h			出料 t/h		
序号	名称	数值	序号	名称	数值
1	4.0MPa 高压蒸汽	218	1	1.3MPa 中压蒸汽	8.20
2	除氧水	34.00	2	0.5MPa 低压蒸汽	166.6
			3	工艺凝液	18.60
			4	含硫污水	58.6
合计		252.0	合计		252.0

由表 5.2.3.7-3 可知，本装置需要 4.0MPa 蒸汽 218t/h，除氧水 34.00t/h；最终转化为 1.3MPa 中压蒸汽 8.20t/h 和 0.5MPa 蒸汽 166.6t/h，同时产生 18.60t/h 凝液和 58.60t/h 含硫污水。

⑷水平衡

延迟焦化装置水平衡见表 5.2.3.7-4。

表 5.2.3.7-4　　延迟焦化装置水平衡表

入方（t/h）			出方（t/h）		
序号	项目	数据	序号	项目	数据
1	循环水进水	1920	1	循环水出水	1920
2	净化水	50	2	含油污水	14.00
3	除盐水	0.8	3	石油焦带水	28.0
			4	焦池蒸发损失	8.00
	小计	1970.0		小计	1970.0

从表 5.2.3.7-4 可知，进入界区的水量总计为 1970.0t/h。50t/h 的净化水和 0.8t/h 除盐水转化为含油污水 14 t/h 和 28 t/h 的石油焦带水，焦池蒸发损失 8.00t/h。

5.2.3.8 主要污染源及污染物分析

⑴正常工况

①废气

A 有组织排放

本装置废气主要为加热炉烟气（G5.2.3-1/2/4/5），排放污染物主要为SO_2、NOx、颗粒物等；双脱单元产生碱液再生尾气（G5.2.3-3/6）经送硫磺回收装置处理。

B 无组织排放

装置区的无组织排放主要来自设备动静密封处泄漏，本装置无组织排放的污染物主要为 VOCs。

延迟焦化装置正常工况下废气排放情况见表 5.2.3.8-1。

②废水

含油污水（W5.2.3-1/4）来自机泵冷却水，含石油类、CODcr，送污水处理场含油含盐废水处理系统进一步处理；

含硫污水（W5.2.3-2/5）来自分馏塔顶回流罐产生的污水，含硫化物、石油类氨氮和 CODcr，送硫磺回收装置的酸性水汽提。

含碱污水（W5.2.3-3/6）来自双脱单元，送污水处理场处理。

地面冲洗水、初期污染雨水、生活废水全厂统一考虑，不在各装置单独列出。

延迟焦化装置正常工况下废水排放情况见表 5.2.3.8-2。

③固体废物

本装置固体废物主要为废碱渣、废 COS 水解剂和废脱硫剂。固体废物一览表见表 5.2.3.8-3。

④噪声

本装置噪声源主要为大功率机泵和压缩机等。

延迟焦化装置噪声排放情况见表 5.2.3.8-4。

表 5.2.3.8-1　　延迟焦化装置废气排放一览表

装置名称	污染源	污染物产生					治理措施		污染物排放					排放口参数			排放时间/h
		污染物	核算方法	废气产生量 m^3/h	产生浓度 mg/m^3	产生量 kg/h	工艺	效率%	污染物	核算方法	废气排放量 m^3/h	排放浓度 mg/m^3	排放量 kg/h	高度 H(m)	直径 D(m)	温度℃	
延迟焦化装置I	加热炉烟气 G5.2.3-1	SO_2	物料衡算法	81792	5	0.41	低硫燃料气	/	SO_2	物料衡算法	81792	5	0.41	80	2	130	8400
		NOx	类比法		50	4.09	超低氮燃烧器	/	NOx	类比法		50	4.09				
		颗粒物	类比法		8	0.65	清洁燃料	/	颗粒物	类比法		8	0.65				
	加热炉烟气 G5.2.3-2	SO_2	物料衡算法	81792	5	0.41	低硫燃料气	/	SO_2	物料衡算法	81792	5	0.41	80	2	130	8400
		NOx	类比法		50	4.09	超低氮燃烧器	/	NOx	类比法		50	4.09				
		颗粒物	类比法		8	0.65	清洁燃料	/	颗粒物	类比法		8	0.65				
	碱液再生尾气 G5.2.3-3	N_2: 42%; O_2: 8%; RSSR(二硫化物): 4000mg/Nm^3; 烃: 50%		360	/		去硫磺回收装置	/	/	/	/	/	/	/	/	/	8400
	无组织排放	挥发性有机物	产污系数法	/	/	2.16t/a	泄漏检测与修复	/	挥发性有机物	产污系数法	/	/	2.16t/a	面积:260m×165m			8400

装置名称	污染源	污染物产生					治理措施		污染物排放					排放口参数			排放时间/h
		污染物	核算方法	废气产生量 m^3/h	产生浓度 mg/m^3	产生量 kg/h	工艺	效率%	污染物	核算方法	废气排放量 m^3/h	排放浓度 mg/m^3	排放量 kg/h	高度 H(m)	直径 D(m)	温度℃	
延迟焦化装置II	加热炉烟气 G5.2.3-4	SO_2	物料衡算法	81792	5	0.41	低硫燃料气	/	SO_2	物料衡算法	81792	5	0.41	80	2	130	8400
		NOx	类比法		50	4.09	超低氮燃烧器	/	NOx	类比法		50	4.09				
		颗粒物	类比法		8	0.65	清洁燃料	/	颗粒物	类比法		8	0.65				
	加热炉烟气 G5.2.3-5	SO_2	物料衡算法	81792	5	0.41	低硫燃料气	/	SO_2	物料衡算法	81792	5	0.41	80	2	130	8400
		NOx	类比法		50	4.09	超低氮燃烧器	/	NOx	类比法		50	4.09				
		颗粒物	类比法		8	0.65	清洁燃料	/	颗粒物	类比法		8	0.65				
	碱液再生尾气 G5.2.3-6	N_2：42%；O_2：8%；RSSR(二硫化物)：4000mg/Nm^3；烃：50%		360	/	/	去硫磺回收装置	/	/	/	/	/	/	/	/		8400
	无组织排放	挥发性有机物	产污系数法	/	/	2.16t/a	泄漏检测与修复	/	挥发性有机物	产污系数法	/	/	2.16t/a	面积:260m×165m			8400

表 5.2.3.8-2　　延迟焦化装置废水排放表

装置名称	污染源	污染物产生					治理措施		污染物排放					排放时间 h	排放去向
		污染物	核算方法	产生废水量 m^3/h	产生浓度/mg/L	产生量/kg/h	工艺	效率/%	污染物	核算方法	排放废水量 m^3/h	排放浓度 mg/L	排放量 kg/h		
延迟焦化装置 I	含油污水 W5.2.3-1	COD	类比法	7	220	1.54	收集到污水池泵送	/	COD	类比法	7	220	1.54	8400	污水处理场含油含盐废水处理系统
		石油类	类比法		20	0.14			石油类	类比法		20	0.14		
		硫化物	类比法		10	0.07			硫化物	类比法		10	0.07		
		NH_3-N	类比法		17	0.12			氨氮	类比法		17	0.12		
	含硫污水 W5.2.3-2	COD	类比法	29.8	2200	65.56	收集,压力输送	/	COD	类比法	29.8	2200	65.56	8400	酸性水汽提装置
		石油类	类比法		210	6.26			石油类	类比法		210	6.26		
		硫化物	类比法		14450	430.61			硫化物	类比法		14450	430.61		
		NH_3-N	类比法		4912	146.38			氨氮	类比法		4912	146.38		
	含碱废水 W5.2.3-3	碱	类比法	年排放量 600t	少量				碱	类比法	年排放量 600t	少量		间断	污水处理场
延迟焦化装置 II	含油污水 W5.2.3-4	COD	类比法	7	220	1.54	收集到污水池泵送		COD	类比法	7	220	1.54	8400	污水处理场含油含盐废水处理系统
		石油类	类比法		20	0.14			石油类	类比法		20	0.14		
		硫化物	类比法		10	0.07			硫化物	类比法		10	0.07		
	含硫污水 W5.2.3-5	NH_3-N	类比法	29.8	17	0.12	收集,压力输送		NH_3-N	类比法	29.8	17	0.12	8400	酸性水汽提装置
		COD	类比法		2200	65.56			COD	类比法		2200	65.56		
		石油类	类比法		210	6.26			石油类	类比法		210	6.26		

装置名称	污染源	污染物产生					治理措施		污染物排放					排放时间 h	排放去向
		污染物	核算方法	产生废水量 m^3/h	产生浓度/mg/L	产生量/kg/h	工艺	效率/%	污染物	核算方法	排放废水量 m^3/h	排放浓度 mg/L	排放量 kg/h		
	含碱废水 W5.2.3-6	碱	类比法	年排放量 600t	少量				碱	类比法	年排放量 600t	少量		间断	污水处理场

表 5.2.3.8-3 延迟焦化装置固体废物排放表

装置名称	序号	固废名称	固废类别及编号	产生情况		排放量（t/次）	主要成分	排放规律	最终去向	处置措施	
				核算方法	产生量(t/a)					工艺	处置量（t/a）
延迟焦化装置 I	L5.2.3-1	碱渣	HW35 251-015-35	物料衡算法	270（8t/h），最大量 500t/a		NaOH:<3~5%; 甲硫醇钠+乙硫醇钠混合物：2~4%; 硫化钠+硫代硫酸钠混合物：2.6~3%；二硫化物：200ppm（wt）; N-甲基二乙醇胺：0.5~3%; COD: 10000mg/L 其余：水	2~3 个月排放一次	乙烯装置废碱处理单元	氧化中和处理	270（8t/h），最大量 500t/a
	S5.2.3-1	废碱--废精脱剂、COS 水解剂、分子筛	HW08 251-012-08	物料衡算法	53.3	160	Al2O3、活性组分、复合金属氧化物	1 次/3 年	园区危险废物填埋场	填埋	53.3

装置名称	序号	固废名称	固废类别及编号	产生情况		排放量（t/次）	主要成分	排放规律	最终去向	处置措施	
				核算方法	产生量(t/a)					工艺	处置量（t/a）
延迟焦化装置Ⅱ	L5.2.3-2	碱渣	HW35 251-015-35	物料衡算法	270（8t/h），最大量 500t/a		NaOH:<3~5%; 甲硫醇钠+乙硫醇钠混合物：2~4%; 硫化钠+硫代硫酸钠混合物：2.6~3%；二硫化物：200ppm（wt）；N-甲基二乙醇胺：0.5~3%; COD: 10000mg/L 其余：水	2~3 个月排放一次	乙烯装置废碱处理单元	氧化中和处理	270（8t/h），最大量 500t/a
	S5.2.3-2	废碱--废精脱剂、COS 水解剂、分子筛	HW08 251-012-08	物料衡算法	53.3	160	Al2O3、活性组分、复合金属氧化物	1 次/3 年	园区危险废物填埋场	填埋	53.3

表 5.2.3.8-4　　延迟焦化装置噪声排放表

装置名称	噪声源	声源类型	噪声源强		治理措施	噪声排放值		距地高度（m）	室内/室外	排放时间/h	数量（台）
			核算方法	噪声值/dB(A)		核算方法	噪声值/dB(A				
延迟焦化装置Ⅰ	加热炉 N5.2.3-1	频发（连续）	类比法	80～85	低噪声火嘴	类比法	80～85	1.5	室外	8400	2
	空冷器 N5.2.3-4	频发（连续）	类比法	90～93	低噪声风机、电机	类比法	90	20	室外	8400	35（34）
	机泵	频发（连续）	类比法	80～93	低噪声电机、减	类比法	80~88	1	室外	8400	96

装置名称	噪声源	声源类型	噪声源强		治理措施	噪声排放值		距地高度（m）	室内/室外	排放时间/h	数量（台）
			核算方法	噪声值/dB(A)		核算方法	噪声值/dB(A				
	5.2.3-2				振						
	压缩机 N5.2.3-3	频发（连续）	类比法	93	低噪声电机、减振、隔声	类比法	90	1.5	室外	8400	1
	鼓风机、引风机 N5.2.3-5	频发（连续）	类比法	80～93	消音器	类比法	＜85	1.5	室外	8400	4
延迟焦化装置 II	加热炉 N5.2.3-1	频发（连续）	类比法	80～85	低噪声火嘴	类比法	80～85	1.5	室外	8400	2
	空冷器 N5.2.3-4	频发（连续）	类比法	90～93	低噪声风机、电机	类比法	90	20	室外	8400	35（34）
	机泵 5.2.3-2	频发（连续）	类比法	80～93	低噪声电机、减振	类比法	80~88	1	室外	8400	96
	压缩机 N5.2.3-3	频发（连续）	类比法	93	低噪声电机、减振、隔声	类比法	90	1.5	室外	8400	1
	鼓风机、引风机 N5.2.3-5	频发（连续）	类比法	80～93	消音器	类比法	＜85	1.5	室外	8400	4

5.2.3.9 污染物达标分析

在正常生产情况下，延迟焦化装置仅有加热炉烟气直接外排入大气，执行标准为《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）表4标准，其达标排放情况见表5.2.3.9-1。

表5.2.3.9-1　　延迟焦化装置外排废气达标排放分析

序号	废气名称	排放高度(m)	污染物名称	浓度(mg/Nm^3)		速率(kg/h)		达标分析	标准名称
				排放值	标准值	排放值	标准值		
G5.2.3-1	加热炉烟气	80	SO_2	5.00	50	/	/	达标	GB31570-2015 表4
			NOx	50.00	100	/	/	达标	
			颗粒物	8.00	20	/	/	达标	
G5.2.3-2	加热炉烟气	80	SO_2	5.00	50	/	/	达标	
			NOx	50.00	100	/	/	达标	
			颗粒物	8.00	20	/	/	达标	
G5.2.3-4	加热炉烟气	80	SO_2	5.00	50	/	/	达标	
			NOx	50.00	100	/	/	达标	
			颗粒物	8.00	20	/	/	达标	
G5.2.3-5	加热炉烟气	80	SO_2	5.00	50	/	/	达标	
			NOx	50.00	100	/	/	达标	
			颗粒物	8.00	20	/	/	达标	

5.2.4 蜡油加氢处理装置

5.2.4.1 生产规模及产品方案

蜡油加氢处理装置生产规模为420万吨/年，年操作时间8400h，操作弹性60-110%，具体生产规模及产品产量见表5.2.4.1-1。

表5.2.4.1-1　　蜡油加氢处理装置生产规模及产品产量

装置名称	生产规模	产品名称	产品产量		去向
			t/h	$\times10^4$t/a	
蜡油加氢处理装置	420万吨/年	含硫干气	2.30	1.93	轻烃回收装置
		低分气	2.26	1.90	轻烃回收装置
		粗石脑油	10.65	8.94	常减压装置Ⅰ石脑油稳定单元
		柴油	46.85	39.35	柴油加氢裂化装置II
		加氢蜡油	358.56	301.19	催化裂化装置

5.2.4.2 主要原料和产品规格

⑴原料性质

蜡油加氢处理装置加工原料为常减压蒸馏装置Ⅰ（委内原油）和常减压蒸馏装置 II （中东原油）来的减压蜡油及焦化蜡油，经过催化加氢反应，脱除硫、氮、金属等杂质，降低残炭含量，为催化裂化装置提供原料，同时副产部分柴油调和组分和少量石脑油。原料规格见表5.2.4.2-1。装置所用氢气由全厂氢气管网提供。

表5.2.4.2-1　　原料规格

原油名称	混合原料
进料量，10^4t/a	420
密度(15℃)，kg/cm^3	952
硫，w%	3.31
氮，μg/g	3511
芳烃，v%	54.0
酸值，mgKOH/g	1
Ni+V，μg/g	3.41
Fe，μg/g	2
Si，μg/g	0.7
沥青质，μg/g	300
CCR, w%	0.96

⑵产品性质

蜡油加氢处理装置产品规格分别见表 5.2.4.2-2 及表 5.2.4.2-3。

表 5.2.4.2-2　　柴油产品预期性质

项目	数据
比重（15℃）	0.8688
硫，μg/g	20
氮，μg/g	10
馏程(ASTM D86)，℃	
IBP	214
10%	243
30%	284
50%	314
70%	334
90%	352
FBP	374

表 5.2.4.2-3　　加氢蜡油预期性质

项目	初期
比重（15℃）	0.9127
硫，μg/g	828
氮，μg/g	130
馏程(ASTM D1160)，℃	
IBP	375
10%	409
30%	449
50%	500
70%	526
90%	546
FBP	571

⑶辅助材料

蜡油加氢处理装置催化剂为壳牌标准催化剂公司（Criterion）提供的催化剂。

⑷化学品性质及技术规格

①缓蚀剂（SF-121D）

性状：黄色或黄褐色液体

密度（20℃）：950～1050kg/m^3

粘度（40℃）：≤10.5cp

pH 值：5.5～8.0

溶解性：易溶于水

②二甲基二硫化物（DMDS）

分子式：$C_2H_6S_2$

分子量：94.2

沸点： 109.7℃

最小硫含量 m%：67.2

分解温度：200℃

相对密度 $d_{15.6}$：1.0625

粘度（20℃）：0.62cp

③甲基二乙醇胺（MDEA）

分子式：$C_5H_{13}NO_2$

分子量：119.16

沸点：247℃

密度（20℃）：1047.8kg/m^3

粘度（20℃）：101 cp

常用溶液浓度：30wt%

酸性气负荷：0.35～0.4

④阻垢剂（GX-03D）

性状：棕红色油状液体

密度（20℃）：860～960kg/m^3

粘度（40℃）：≤28.8cp

pH 值：6.0～8.0

溶解性：能与汽、柴油等烃类互溶

⑤磷酸三钠（Na_3PO_4）

分子量：164

纯度：95%

5.2.4.3 工艺技术及生产原理

该装置拟采用 SHELL 公司开发的蜡油加氢处理技术，在中等压力下操作，采用 Criterion 公司 DN-3551 催化剂，生产优质的催化裂化进料。采用热高分流程；本装置的原料油中硫含量较高，循环氢中硫化氢浓度也较高，因此，需设置循环氢脱硫塔；分馏部分采用硫化氢汽提塔—常压塔出柴油的流程，采用分馏塔进料加热炉，优化分馏部分换热流程；催化剂硫化采用湿法硫化。催化剂的再生采用器外再生。

5.2.4.4 工艺流程简述

本装置包括反应部分（包括循环氢脱硫、新氢和循环氢压缩机）和分馏部分两部分。

⑴反应部分

原料蜡油在各自流量和液位串级控制下进入装置，先经原料油/蜡油换热器换到一定温度后进入原料油过滤器，以除去原料中大于25 微米的颗粒，再进入由惰性气体保护的原料油缓冲罐。

自原料油缓冲罐出来的原料油经加氢进料泵升压后均匀分成两部分，每一部分分别与预热后的混合氢混合，分别经反应流出物/混合进料换热器换热后，再分别进入反应进料加热炉加热至反应所需温度，反应进料加热炉出口的混合进料再分别进入各自加氢反应器进行加氢反应，将原料中的硫、氮、氧等化合物转化为硫化氢、氨、水，对烯烃、芳烃进行加氢饱和，脱除原料中的金属等杂质。加热炉烟气经 60 米烟囱排放（G5.2.4-1）。每个加氢反应器设四个催化剂床层，床层间设急冷氢注入设施。废催化剂（S5.2.4-1）和废保护剂（S5.2.4-2）送厂家回收，废瓷球（S5.2.4-3）送园区危废填埋场。每个加氢反应器出来的反应流出物经反应流出物/混合进料换热器换至一定温度后，一起进入热高压分离器进行气、液分离。分离出的热高分气体经热高分气/混合氢换热器换热，再经热高分气空冷器冷却后进入冷高压分离器中进行油、气、水三相分离。为了防止热高分气在冷却过程中析出铵盐堵塞管路和设备，通过注水泵将脱硫净化水注入热高分气空冷器上游管线，使热高分气和水在热高分气/水混合器中混合。自冷高压分离器顶部出来的冷高分气（循环氢）经循环氢脱硫塔入口分液罐分液后，进入循环氢脱硫塔底部。自装置外来的贫胺液，在流量和液位串级控制下

进入贫胺液缓冲罐，再经高压贫胺液泵升压后进入循环氢脱硫塔第一层塔盘，与自塔底上升的循环氢逆流接触，循环氢中的硫化氢被胺液吸收。脱硫后的循环氢自循环氢脱硫塔塔顶出来，经循环氢压缩机入口分液罐分液后进入循环氢压缩机升压，然后分成两路，一路作为急冷氢去两个加氢反应器控制反应器床层温度，另一路与来自新氢压缩机出口的新氢混合成为混合氢。富胺液由循环氢脱硫塔底部抽出，进入富胺液闪蒸罐进行闪蒸，闪蒸后的富胺液在流量和液位串级控制下出装置。富胺液闪蒸罐顶部出来的酸性气与汽提塔顶气混合后出装置。

自冷高压分离器下部出来的油相在液位控制下进入冷低压分离器。冷高压分离器底部排出的酸性水与冷低压分离器排出的酸性水合并经酸性水闪蒸罐闪蒸后出装置，闪蒸罐顶酸性气与分馏部分汽提塔顶气合并后出装置。

自热高压分离器底部出来的热高分油在液位控制下经过加氢进料泵液力透平回收能量后进入热低压分离器。热低分气经热低分气空冷器冷却后与冷高分油混合进入冷低压分离器。热低分气与一定数量的脱硫净化水在热低分气/水混合器中进行混合，以避免析出的铵盐堵塞管道和设备。自热低压分离器底部出来的热低分油与经柴油中段回流/汽提塔进料换热器换热后的冷低分油混合后进入汽提塔，冷低压分离器气相送出装置。

装置外来的新氢经新氢压缩机入口分液罐分液后进入新氢压缩机，经二级升压后与循环氢压缩机出口的循环氢混合成为混合氢。

⑵分馏部分

热低分油与加热后的冷低分油混合后进入汽提塔，塔底用低压过热蒸汽汽提。塔顶油气经汽提塔顶空冷器、汽提塔顶后冷器冷凝冷却至 40℃后进入汽提塔顶回流罐中，进行气、油、水三相分离，分离出的气体与富胺液闪蒸罐顶气、酸性水闪蒸罐顶酸性气混合后送出装置，水相与装置外来的水混合后进入注水罐，油相经汽提塔顶回流泵升压后分成两路，一路在流量控制下进汽提塔顶回流/柴油换热器加热至一定温度后作为汽提塔的塔顶回流，另一路作为粗石脑油在汽提塔顶回流罐液位控制下送出装置。为了防止汽提塔顶油气在冷却过程中析出铵盐，堵塞管道和设备，在汽提塔顶空冷器上游侧设置注水点。同时为了抑制硫化氢对塔顶管道和冷换设备的腐蚀，在汽提塔顶管道注入缓蚀剂。汽提塔底油在液位控制下进入分馏塔进料加热炉，加热至一定温度后后进入分

馏塔，加热炉烟气经 60 米烟囱排放（G5.2.4-1）。

分馏塔设有35 层浮阀塔盘，塔顶油气经分馏塔顶空冷器冷却后进入分馏塔顶回流罐，分馏塔顶回流罐压力通过燃料气气封控制。分馏塔顶回流罐油相经分馏塔顶回流泵升压后分成两路，一路在流量和分馏塔顶温度串级控制下作为分馏塔的塔顶回流，另一路作为重石脑油在分馏塔顶回流罐液位控制下送出装置。分馏塔顶回流罐分水包排出的含油污水经分馏塔顶凝结水泵升压后作为注水，回收利用。柴油馏分自分馏塔第 6 块板抽出，一部分经分馏塔中段回流泵升压后部分返回至分馏塔第 7 块板，一部分经柴油中段回流/汽提塔进料换热器、柴油蒸汽发生器发生低低压蒸汽后返回分馏塔第 3 块塔盘，柴油馏分另一部分进入柴油汽提塔。柴油汽提塔设有 6 块浮阀塔盘，柴油汽提塔顶气相返回分馏塔第 3 块塔盘上，塔底液相作为柴油产品经柴油泵升压后去汽提塔顶回流液/柴油换热器冷却，再经柴油空冷器冷却至一定温度后出装置。

柴油汽提塔采用重沸汽提，重沸器热源为蜡油产品。分馏塔底油经分馏塔底泵升压后先去柴油汽提塔底重沸器作重沸热源，再经原料油/蜡油换热器换热，然后去蜡油蒸汽发生器发生低压蒸汽，正常在150℃下作为热蜡油原料直接送至下游催化裂化装置；或再经蜡油空冷器冷却至 90℃送至罐区。

蜡油加氢处理装置带“三废”排放点的工艺流程见图 5.2.4.4-1。

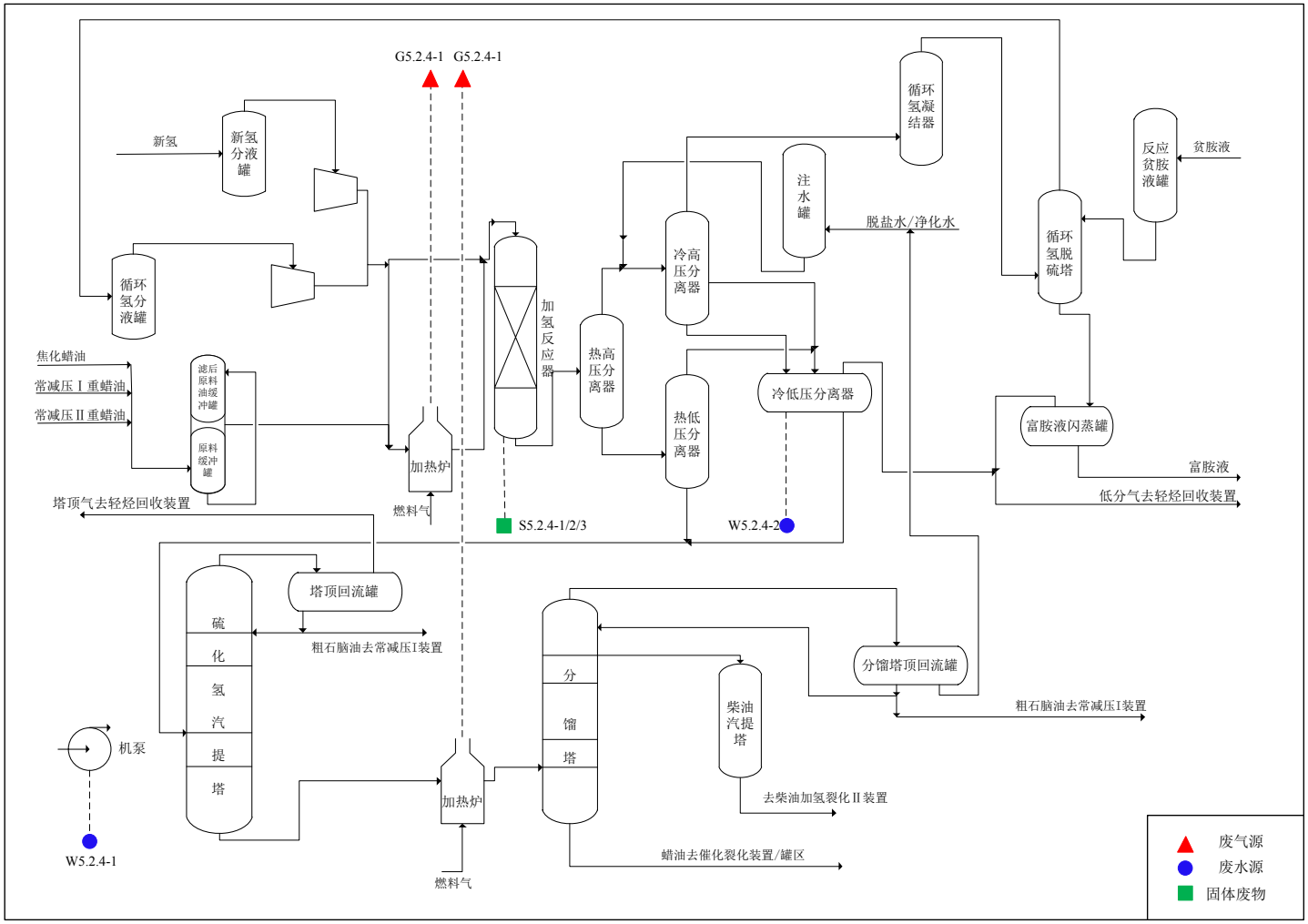


图 5.2.4.4-1　蜡油加氢处理装置带“三废”排放点的工艺流程图

5.2.4.5 主要设备

蜡油加氢处理装置主要设备见表5.2.4.5-1。

表5.2.4.5-1　　蜡油加氢处理装置主要设备表

序号	设备名称	数量（台）	操作温度（℃）	操作压力（MPa.G）	主要规格	材质
1.						
2.						
3.						
4.						
5.						
6.						
7.						
8.						
9.						
10.						
11.						
12.						
13.						
14.						
15.						
16.						

5.2.4.6 原辅材料及公用工程消耗

⑴原料及辅助材料消耗

蜡油加氢处理装置主要原料、辅助材料消耗见表5.2.4.6-1。

表5.2.4.6-1　　蜡油加氢处理装置主要原料及辅助材料消耗表

序号	名称	单位	消耗定额/吨产品	消耗量		来源
				小时	每年（$\times10^4$）	
一	原料					
1	常减压Ⅰ重蜡油	t	0.36	169.64	142.50	常减压装置Ⅰ
2	常减压Ⅱ重蜡油	t	0.22	106.33	89.32	常减压装置Ⅱ
3	焦化蜡油	t	0.31	149.94	125.95	延迟焦化装置
4	氢气	t	0.02	8.5	7.16	氢气管网
二	辅助材料					

序号	名称	单位	消耗定额/吨产品	消耗量		来源
				小时	每年（$\times10^4$）	
	名称	单位	规格	消耗量（年）		备注
1	保护剂、催化剂	t	瓷球	7.714		寿命期3年
		t	保护剂1	9.418		寿命期3年
		t	保护剂2	8.906		寿命期3年
		t	保护剂3	5.822		寿命期3年
		t	脱金属剂1	2.226		寿命期3年
		t	脱金属剂2	47.478		寿命期3年
		t	催化剂	580.344		寿命期6年
		t	NiMo瓷球	13.006		寿命期6年
		t	Φ6 瓷球	23.858		一次填入量
		t	Φ13 瓷球	23.11		一次填入量
2	化学药剂					
2.1	硫化剂	t	DMDS	61		寿命期 3 年
2.2	阻垢剂	t		420		年用量
2.3	磷酸三钠	t		2		年用量
2.4	30%MDEA	t/h		280		

⑵公用工程消耗

蜡油加氢处理装置公用工程消耗见表 5.2.4.6-2。

表 5.2.4.6-2　　蜡油加氢处理装置公用工程消耗表

序号	名称及规格	单位	消耗定额/吨产品	小时消耗量		来源/去向
				正常	最大	
1	电	kW	27.278	13407	/	动力中心
2	燃料气	kg/h	6.406	3203	/	燃料气管网，以标燃计
3	循环水	t/h	6.720	3361	4440	炼油第二循环水场
4	除氧水	t/h	0.088	41.7	/	余热回收站除氧器
5	净化水	t/h	0.18	94	/	酸水汽提装置
6	1.3MPa 蒸汽	t/h	-0.03	-13.6	/	蒸汽管网
7	0.5MPa 蒸汽	t/h	-0.007	-2.6	/	
8	4.0 MPa 蒸汽	t/h	0.087	38	/	
9	净化空气	Nm^3/h	0.240	120	/	空压站
10	氮气	Nm^3/h	0.240	120	/	空分装置
11	透平凝液	t/h	-0.092	-40	/	余热回收站除氧器

5.2.4.7 平衡分析

⑴物料平衡

蜡油加氢处理装置物料平衡见表 5.2.4.7-1。

表 5.2.4.7-1　　蜡油加氢处理装置物料平衡表

入方（t/h）			出方（t/h）		
序号	项目	数据	序号	项目	数据
1	常减压Ⅰ重蜡油	169.64	1	干气	2.30
2	常减压Ⅱ重蜡油	106.33	2	低分气	2.26
3	焦化蜡油	149.94	3	粗石脑油	10.65
4	氢气	8.50	4	加氢柴油	46.85
			5	加氢蜡油	358.56
			6	含硫污水/富胺液带走硫（以硫化氢计）	13.82
合计		434.4			434.4

从表 5.2.4.7-1 可知，蜡油加氢处理装置总进料量为 434.4t/h。产品石脑油、柴油、蜡油的产量分别为 10.65t/h、46.85 t/h、358.56 t/h，产生干气和低分气分别为 2.30 t/h 和 2.26 t/h。

⑵硫平衡

蜡油加氢处理装置硫平衡见表 5.2.4.7-2。

表 5.2.4.7-2　　蜡油加氢处理装置硫平衡表

入方				出方			
名称	进料量(t/h)	硫含量(ppm)	带入硫(kg/h)	名称	出料量(t/h)	硫含量(ppm)	带走硫(kg/h)
常减压Ⅰ重蜡油	169.64	24700	4190.11	干气	2.30	165270.59	380.12
常减压Ⅱ重蜡油	106.33	51000	5422.83	低分气	2.26	143294.12	323.84
焦化蜡油	149.94	30000	4498.20	粗石脑油	10.65	10000.00	106.50
				加氢柴油	46.85	20.00	0.94
				加氢蜡油	358.56	828	296.89
				富胺液及含硫污水带走			13002.85
合计			14111.1	合计			14111.1

从表 5.2.4.7-2 可知，原料带入硫 14111.1kg/h。经加工后，富胺液和含硫污水带走硫约 13002.85kg/h；产品带走硫含量约 1108.3kg/h。

⑶蒸汽平衡

蜡油加氢处理装置蒸汽平衡见表 5.2.4.7-3。

表 5.2.4.7-3　　蜡油加氢处理装置蒸汽平衡表

进料 t/h			出料 t/h		
序号	名称	数值	序号	名称	数值
1	除氧水	41.7	1	0.45MPa 蒸汽	2.6
2	4.0MPa 蒸汽	38	2	1.3MPa 蒸汽	13.6
			3	凝液	40
			4	蒸汽损失	1.5
			5	含硫污水	22
合计		79.7	合计		97.7

由表 5.2.4.7-3 可知，本装置 41.7t/h 除氧水，最终转化为 1.3MPa 蒸汽 13.6t/h 和 0.45MPa 蒸汽 2.6t/h，同时产生透平凝液 2t/h 和含硫污水 22t/h，压缩机组消耗蒸汽 1.5t/h，4.0MPa 蒸汽全部转换成透平凝液。

⑷水平衡

蜡油加氢处理装置水平衡见表 5.2.4.7-4。

表 5.2.4.7-4　　蜡油加氢处理装置水平衡表

入方（t/h）			出方（t/h）		
序号	项目	数据	序号	项目	数据
1	循环水进水	3361	1	循环水出水	3361
2	净化水	94	2	含硫污水	94
	小计	3455		小计	3455

从表 5.2.4.7-4 可知，进入界区的水量总计为 3455t/h。净化水全部转化为含硫污水 94t/h。

5.2.4.8 主要污染源及污染物分析

⑴正常工况

①废气

A 有组织排放

本装置废气主要为加热炉烟气（G5.2.4-1），排放污染物主要为SO_2、NOx、颗粒物等。

B 无组织排放

装置区的无组织排放主要来自设备动静密封处泄漏，本装置无组织排放的污染物主要为 VOCs。

蜡油加氢处理装置正常工况下废气排放情况见表 5.2.4.8-1。

②废水

含硫污水（W5.2.4-1）来自分馏塔顶回流罐产生的污水，含硫化物、石油类氨氮和 CODcr，送硫磺回收装置的酸性水汽提。

蜡油加氢处理装置正常工况下废水排放情况见表 5.2.4.8-2。

③固体废物

本装置固体废物主要为废催化剂、废保护剂和废瓷球。固体废物一览表见表 5.2.4.8-3。

④噪声

本装置噪声源主要为大功率机泵和压缩机等。

蜡油加氢处理装置噪声排放情况见表 5.2.4.8-4。

表 5.2.4.8-1　　蜡油加氢处理装置废气排放一览表

装置名称	污染源	污染物产生					治理措施		污染物排放					排放口参数			排放时间 h
		污染物	核算方法	废气产生量 m^3/h	产生浓度 mg/m^3	产生量 kg/h	工艺	效率%	污染物	核算方法	废气排放量 m^3/h	排放浓度 mg/m^3	排放量 kg/h	高度 H(m)	直径 D(m)	温度℃	
蜡油加氢处理装置	加热炉烟气 G5.2.4-1	SO_2	物料衡算法	56460	5	0.28	低硫燃料气	/	SO_2	物料衡算法	56460	5	0.28	60	2.2	130	8400
		NOx	类比法		50	2.82	超低氮燃烧器	/	NOx	类比法		50	2.82				
		颗粒物	类比法		8	0.45	清洁燃料	/	颗粒物	类比法		8	0.45				
	无组织排放	挥发性有机物	产污系数法	/	/	9.22	泄漏检测与修复	/	挥发性有机物	产污系数法	/	/	9.22	面积:260m×100m			8400

表 5.2.4.8-2　　蜡油加氢处理装置废水排放表

装置名称	污染源	污染物产生					治理措施		污染物排放					排放时间 /h	排放去向
		污染物	核算方法	产生废水量 $/m^3/h$	产生浓度/mg/L	产生量 /kg/h	工艺	效率/%	污染物	核算方法	排放废水量 $/m^3/h$	排放浓度 /mg/L	排放量 /kg/h		
蜡油加氢处理装置	含硫污水 W5.2.1-3	COD	类比法	116	25000	2900	收集,泵送	/	COD	类比法	116	25000	2900	8400	酸性水汽提装置
		石油类	类比法		350	40.6			石油类	类比法		350	40.6		
		硫化物	类比法		51570	5982.12			硫化物	类比法		51570	5982.12		
		NH_3-N	类比法		25110	2912.76			氨氮	类比法		25110	2912.76		

表 5.2.4.8-3　　蜡油加氢处理装置固体废物排放表

装置名称	序号	固废名称	固废类别及编号	产生情况		排放量（t/次）	主要成分	排放规律	最终去向	处置措施	
				核算方法	产生量(t/a)					工艺	处置量(t/a)
蜡油加氢处理装置	S5.2.4-1	废催化剂	HW50(251-016-50)	物料衡算法	682.4	4094.4	Al_2O_3、Ni-Mo	1 次 6 年	园区危险废物填埋场	填埋	682.4
	S5.2.4-2	废保护剂	HW08(251-012-08)	物料衡算法	93.8	281.4	硫化钼、硫化镍	1 次 3 年	园区危险废物填埋场	填埋	93.8
	S5.2.4-3	废瓷球	HW08(251-012-08)	物料衡算法	54.0	162	Al_2O_3、SiO_2、污油	1 次 3 年	园区危险废物填埋场	填埋	54.0

表 5.2.4.8-4　　蜡油加氢处理装置噪声排放表

装置名称	噪声源	声源类型	噪声源强		治理措施	噪声排放值		距地高度（m）	室内/室外	排放时间/h	数量（台）
			核算方法	噪声值/dB(A)		核算方法	噪声值/dB(A				
蜡油加氢处理装置	加热炉 N5.2.4-1	连续	类比法		低噪声火嘴	类比法	<85	1.5	室外	8400	2
	压缩机 N5.2.4-2	频发（连续）	类比法	93	低噪声电机、减振、隔声	类比法	90	1.5	室外	8400	2（1）
	机泵 N5.2.4-3	连续	类比法	80～93	低噪声电机	类比法	80～85	1	室外/室内	8400	16（10）
	空冷器 N5.2.4-4	连续	类比法	90～93	低噪声风机、电机	类比法	90	20	室外	8400	51

5.2.4.9 污染物达标分析

在正常生产情况下，蜡油加氢处理装置仅有加热炉烟气直接外排入大气，执行标准为《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）表4标准，其达标排放情况见表5.2.4.9-1。

表5.2.4.9-1　　蜡油加氢处理装置外排废气达标排放分析

序号	废气名称	排放高度(m)	污染物名称	浓度(mg/Nm^3)		速率(kg/h)		达标分析	标准名称
				排放值	标准值	排放值	标准值		
G5.2.4-1	加热炉烟气	60	SO_2	5	50	/	/	达标	GB31570-2015 表4
			NOx	50	100	/	/	达标	
			颗粒物	8	20	/	/	达标	

5.2.5 加氢裂化装置

5.2.5.1 生产规模及产品方案

加氢裂化装置生产规模为370万吨/年，年操作时间8400h，操作弹性60-110%，具体生产规模及产品产量见表5.2.5.1-1。

表5.2.5.1-1　　加氢裂化装置生产规模及产品产量

装置名称	生产规模	产品名称	产品产量		去向
			t/h	$\times10^4$t/a	
加氢裂化装置	370万吨/年	干气	5.28	4.43	轻烃回收装置
		低分气	8.36	7.02	氢气回收装置
		液化气	18.47	15.52	轻烃回收装置
		轻石脑油	41.78	35.10	柴油加氢裂化装置II石脑油正异构
		重石脑油	207.48	174.28	连续重整装置
		航煤	107.75	90.51	罐区
		柴油	43.10	36.21	罐区
		尾油	11.00	9.24	催化裂化装置

5.2.5.2 主要原料和产品规格

⑴原料性质

加氢裂化装置加工原料为常减压装置I/II来的中质减压蜡油、常减压装置II来的重减压蜡油和芳烃联合装置来的重芳烃。原料规格见表5.2.5.2-1。

表5.2.5.2-1　　原料规格

进料类型	中质减压蜡油+重减压蜡油+重芳烃
密度（15℃），kg/m^3	931.0
硫，wt%	2.95
氮，μ g/g	1232
Ni+V，μg/g	2
Fe，μg/g	-
C7 沥青质，wt%	0.02
酸值，mgKOH/g	0.79
溴价，gBr/100g	4
康氏残炭，wt%	0
芳烃，vol%	52.5
馏程 TBP，℃	

进料类型	中质减压蜡油+重减压蜡油+重芳烃
IBP	-
5%	338
10%	349
30%	398
50%	441
70%	478
90%	521
95%	537
98%	559
EBP	-

⑵产品性质

加氢裂化装置产品规格分别见表 5.2.5.2-2~表 5.2.5.2-7。

表 5.2.5.2-2　　轻石脑油性质

项目	数值	控制指标
密度（20℃），g/cm^3	0.6385	
S，wppm	＜0.5	＜0.5
N，wppm	＜0.5	＜0.5

表 5.2.5.2-3　　重石脑油性质

项目	数值	控制指标
密度（20℃），g/cm^3	0.7635	
S，wppm	＜0.5	＜0.5
N，wppm	＜0.5	＜0.5
芳烃含量，wt%	≤7	
馏程（D86），℃	—	
IBP/10%	73/102	
30%/50%	122/137	
70%/90%	145/166	
95%/EBP	170/175	

表 5.2.5.2-4　　航空煤油性质

项目	数值	控制指标
密度（20℃），g/cm^3	0.8190	0.775～0.830
芳烃，V%	＜10	≯20
冰点，℃	≯-47	≯-47

烟点，mm	26	≮25
S，wppm	10	≯2000
馏程（D86），℃		
IBP/5%	171.4/182.7	
10%/30%	187.2/192.3	
50%/70%	200.6/208.9	
90%/95%	222.1/231.4	

表 5.2.5.2-5 柴油性质

项目	数值	控制指标
密度（20℃），g/cm^3	0.8371	
多环芳烃，wt%	＜5	
闪点，℃	≮55	≮55
十六烷值	≮60	≮60
十六烷指数	65	
S，wppm	＜10	≯10
N，wppm	＜10	
馏程（D86），℃	—	
IBP/5%	199.1/254.9	
10%/30%	280.5/299.8	
50%/70%	320.1/336.6	
90%/95%	349.0/359.9	
FBP	370.7	

表 5.2.5.2-6 混合柴油性质

项目	数值	控制指标
密度（20℃），g/cm^3	0.8341	
多环芳烃，wt%	＜5	
闪点，℃	≮55	
十六烷值	55	
十六烷指数	55	
S，wppm	＜10	
N，wppm	＜10	

表 5.2.5.2-7 尾油性质

项目	数值	控制指标
密度（20℃），g/cm^3	0.8465	
S，wppm	15	
N，wppm	＜10	

⑶辅助材料

加氢裂化装置需使用缓蚀剂、抗氧剂、阻垢剂、磷酸盐、硫化剂等化学药剂，用桶自装置外仓库运至装置。

5.2.5.3 工艺技术及生产原理

本装置采用UOP 公司二段全转化流程的加氢裂化工艺技术及其加氢精制催化剂和加氢裂化催化剂或其它性能相当的催化剂。生产重石脑油、航煤、柴油和少量尾油。

5.2.5.4 工艺流程简述

本装置包括反应部分和分馏部分两部分。

⑴反应部分

自罐区来的冷原料油与来自常减压装置的热原料油混合，然后经自动反冲洗过滤器除去大于25μm的固体颗粒后，进入一段原料油缓冲罐，罐中的原料经一段反应进料泵升压后依次与热高分气、一段反应产物换热，再与换热后的一段循环氢混合进入一段反应进料加热炉，加热炉烟气（G5.2.5-1）经100米烟囱排放，加热至反应所需温度后依次进入一段加氢精制反应器、一段加氢裂化反应器，分别进行加氢精制及加氢裂化反应，产生废裂化催化剂（S5.2.5-1）、废保护剂（S5.2.5-2）、废瓷球（S5.2.5-3）。自一段加氢裂化反应器出来的一段反应产物依次与一段循环氢、一段热进料、总循环氢、一段冷进料和汽提塔底油换热后进入热高压分离器。

自分馏部分来的循环油首先进入二段原料油缓冲罐，罐中的原料经二段反应进料泵升压后依次与热高分气、二段反应产物换热，再与换热后的二段循环氢混合进入二段反应进料加热炉，加热至反应所需温度后进入二段加氢裂化反应器，进行加氢裂化反应。自二段加氢裂化反应器出来的二段反应产物依次与二段循环氢、二段进料、总循环氢换热后进入热高压分离器。

一段反应产物和二段反应产物混合后在热高分离器中进行气液分离。热高分气体依次与二段热进料、一段热进料、二段冷进料、一段冷进料和总循环氢换热，然后经热高分气空冷器冷却后进入冷高压分离器。为了防止反应产物中的铵盐在低温部分结晶堵塞管道，通过高压注水泵将水注入到热高分气空冷器上游管道中。冷却后的热高分气在冷高压分离器中进行油、气、水三相分离。

自冷高压分离器顶部出来的循环氢（冷高分气）首先经循环氢脱硫塔除去 H_2S，产生废脱硫剂（S5.2.5-4），然后经循环氢压缩机入口分液罐分液后进入循环氢压缩机升压。升压后的循环氢分成两路，一路作为急冷氢分别至一段加氢精制反应器、一段加氢裂化反应器、二段加氢裂化反应器，另一路与来自新氢压缩机出口的新氢混合成为混合氢。冷高压分离器油相和水相进入冷低压分离器。自热高压分离器底部出来的热高分油经热高分液能量回收透平回收能量后进入热低压分离器。热低分气经热低分气空冷器冷却后进入冷低压分离器。为了防止反应产物中的铵盐在低温部分结晶堵塞管道，通过低压注水泵将水注入到热低分气空冷器上游管道中。自热低压分离器出来的热低分油进入分馏部分汽提塔。冷高分油和冷却后的热低分气在冷低压分离器中进一步进行油、水、气三相分离。冷低分气送至 PSA 装置回收氢气，冷低分油送至分馏部分，含硫污水（W5.2.5-1）经脱气罐进一步脱气后送至酸性水汽提装置。

自装置外来的新氢经新氢压缩机一级入口分液罐分液后，经新氢压缩机二级压缩升压后与循环氢压缩机出口的循环氢混合。混合循环氢首先热高分气、二段反应产物、一段反应产物换热，然后分成两路，一路进一步与一段反应产物换热后与一段进料混合，另一路进一步与二段反应产物换热后与二段进料混合。

⑵分馏部分

自反应部分热低压分离器来的热低分油直接进入汽提塔，自冷低压分离器来的冷低分油依次与航煤中段回流、分馏塔底油换热后进入汽提塔。汽提塔底采用中压蒸汽进行汽提，塔顶油气经冷凝冷却后进入汽提塔顶回流罐进行气、油、水三相分离。罐顶含硫气体至轻烃回收装置，含硫污水（W5.2.5-1）与脱气罐排出的含硫污水一起送至酸性水汽提装置，油相经汽提塔顶回流泵升压后分成两路，一路作为汽提塔顶回流，另一路作为脱丁烷塔进料。汽提塔底油与一段反应产物换热后进入预闪蒸罐，闪蒸出的气体直接进入分馏塔，闪蒸罐底液相经预闪蒸罐底泵升压后进入分馏塔进料加热炉加热后进入分馏塔，加热炉烟气（G5.2.5-1）经 100 米烟囱排放。

分馏塔顶气相冷凝冷却后进入分馏塔顶回流罐进行油水分离。分离出的含油污水经分馏塔顶含油污水泵升压后部分至反应部分注水罐，作为装置注水，其他含油污水送至酸性水汽提装置。油相分成两路，一路经分馏塔顶回流泵升

压后作为塔顶回流，另一路经分馏塔顶油泵升压后作为脱丁烷塔进料。分馏塔底油经分馏塔底油泵升压后依次为脱丁烷塔底重沸器、航煤侧线汽提塔底重沸器提供热源，再发生 1.3MPa 蒸汽，然后与汽提塔进料换热，最后发生 0.4MPa 蒸汽，充分换热后的分馏塔底油分成两路，一路作为循环油返回反应部分二段原料油缓冲罐，另一路少量经空冷器冷却后送出装置。

分馏塔中部航煤侧线汽提塔，塔底重沸器热源由分馏塔底油提供。塔底航煤产品经航煤产品泵升压后首先与脱丁烷塔冷进料换热，然后进入航煤脱硫罐。从脱硫罐出来的航煤产品首先与热水换热，然后依次经空冷器、水冷器冷却后作为航煤产品送出装置。

分馏塔设航煤、柴油中段回流。航煤中段回流经航煤中段回流泵升压后，与汽提塔冷进料换热返回分馏塔。自分馏塔抽出的柴油经柴油泵升压后分成两路，一路依次发生 1.3MPa 蒸汽、0.4MPa 蒸汽后返回分馏塔，另一路首先发生 1.3MP 蒸汽，再至石脑油分馏塔做为塔底重沸器热源，最后与热水换热，经空冷器冷却后作为柴油产品送出装置。

脱丁烷塔顶气相经脱丁烷塔顶空冷器、脱丁烷塔顶后冷器冷凝冷却后进入脱丁烷塔顶回流罐进行油、气、水三相分离。分离出的油相经脱丁烷塔顶泵升压后分为两路：一路回流至脱丁烷塔顶；另一路送至轻烃回收装置。分离出的气相与汽提塔顶回流罐分离出的含硫气体、脱气罐闪蒸出的干气、富胺液闪蒸罐闪蒸出的干气合并后送至轻烃回收装置。分离出的含硫污水（W5.2.5-1）与汽提塔顶回流罐分离出的含硫污水、脱气罐排出的含硫污水合并送至酸性水汽提装置。

脱丁烷塔底油经脱丁烷塔进料/脱丁烷塔底油换热器换热后进入石脑油分馏塔。石脑油分馏塔顶气相经石脑油分馏塔顶空冷器、石脑油分馏塔顶后冷器冷凝冷却后进入石脑油分馏塔顶回流罐进行油、水分离。分离出的油相经石脑油分馏塔顶泵升压后分为两路：一路回流至石脑油分馏塔顶；另一路送至罐区。石脑油分馏塔底油进入重石脑油脱硫罐，脱硫后的重石脑油送至连续重整装置，事故时经重石脑油产品空冷器、重石脑油产品后冷器冷却后送至罐区。

加氢裂化装置带“三废”排放点的工艺流程见图 5.2.5.4-1。

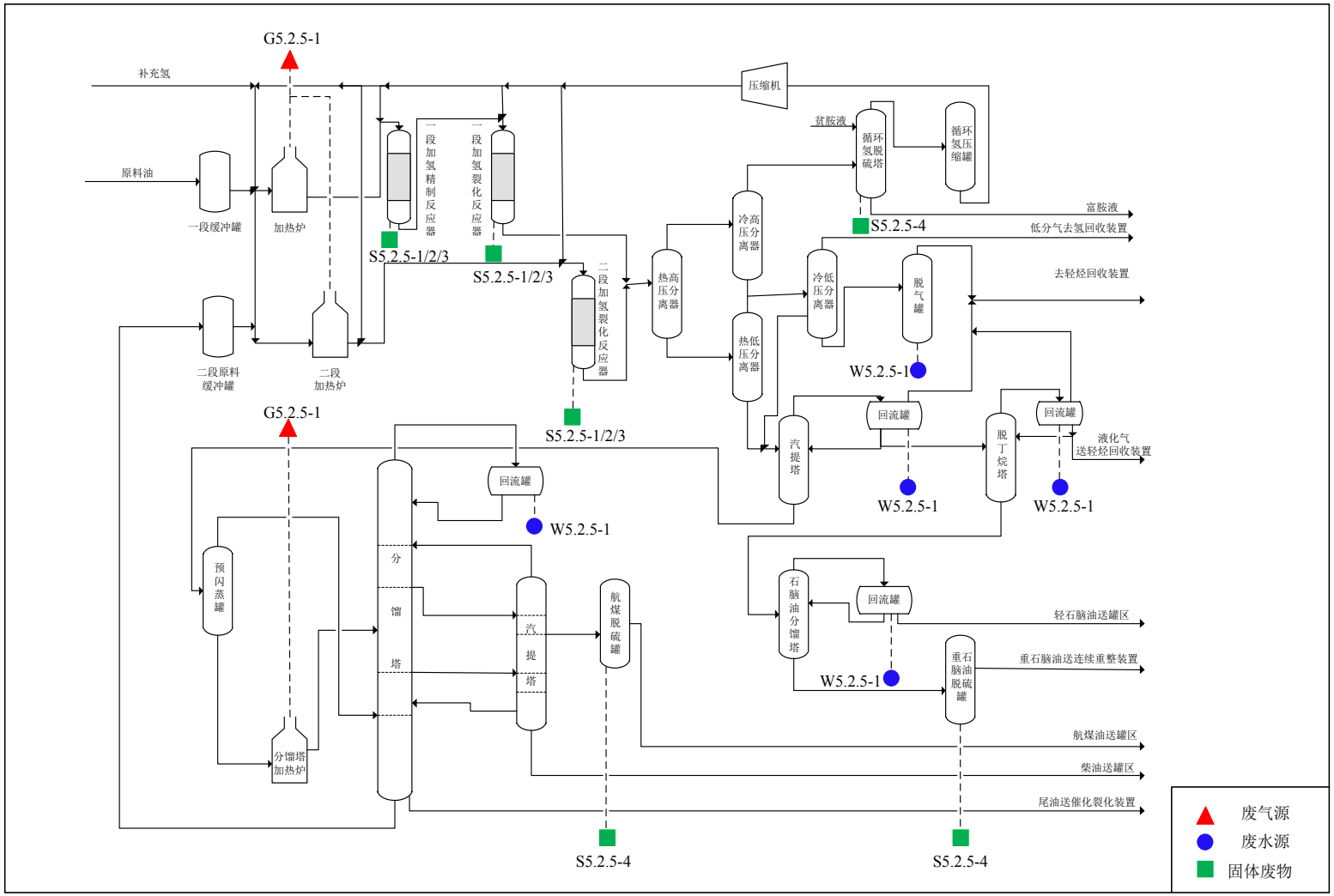


图 5.2.5.4-1　加氢裂化装置带“三废”排放点的工艺流程图

5.2.5.5 主要设备

加氢裂化装置主要设备见表5.2.5.5-1。

表5.2.5.5-1　　加氢裂化装置主要设备表

序号	设备名称	数量（台）	操作温度（℃）	操作压力（MPa.G）	主要规格	材质
1.						
2.						
3.						
4.						
5.						
6.						
7.						
8.						
9.						
10.						
11.						
12.						
13.						
14.						
15.						
16.						
17.						

5.2.5.6 原辅材料及公用工程消耗

⑴原料及辅助材料消耗

加氢裂化装置主要原料、辅助材料消耗见表 5.2.5.6-1。

表 5.2.5.6-1　　加氢裂化装置主要原料及辅助材料消耗表

序号	名称	单位	消耗定额/吨产品	消耗量		来源
				小时	每年（$\times10^4$）	
一	原料					
1	委油中质减压蜡油	t	0.50	218.10	183.20	常减压装置Ⅰ
2	中东油中质减压蜡油	t	0.43	191.43	160.80	常减压装置Ⅱ
3	中东油重减压蜡油	t	0.43	27	22.68	常减压装置Ⅱ
4	重芳烃	t	0.01	3.28	2.76	芳烃联合装置
5	氢气	t	0.04	15.83	13.30	氢气管网
二	辅助材料					
	名称	单位	规格	消耗量（年）		备注
1	保护剂	t	/	5.98/3年		寿命期3年
2	精制催化剂	t	/	503.85/6年		寿命期6年
3	裂化催化剂	t	/	449.0/6年		寿命期6年
4	瓷球	t	/	98.4/3年		寿命期3年
5	硫化剂DMDS	t	/	181/3年		寿命期3年
6	缓蚀剂	t	/	9.2		
7	阻垢剂	t	/	370		
8	抗氧剂	t	/	17.4		
9	磷酸盐	t	/	6		
10	脱硫剂	t	/	180		

⑵公用工程消耗

加氢裂化装置公用工程消耗见表 5.2.5.6-2。

表 5.2.5.6-2　　加氢裂化装置公用工程消耗表

序号	名称及规格	单位	消耗定额/吨产品	小时消耗量		来源/去向
				正常	最大	
1	燃料气	t/h	19.86	8749	/	燃料气管网，以标燃计
2	电	kW.h/h	82.865	36500	/	动力中心
3	1.3MPa 蒸汽	t/h	-0.048	-21	/	蒸汽管网
4	4.0MPa 蒸汽	t/h	-0.16	-72.1	/	蒸汽管网
5	净化空气	Nm3/h	1.135	500	/	空压站

序号	名称及规格	单位	消耗定额/吨产品	小时消耗量		来源/去向
				正常	最大	
6	氮气	Nm3/h	0.461	203	/	空分装置
7	循环水	t/h	18.39	8100	9500	炼油第二循环水场
8	除氧水	t/h	0.107	35	/	余热回收站除氧器
9	透平凝液	t/h	-0.17	-77.1	/	余热回收站除氧器

5.2.5.7 平衡分析

⑴物料平衡

加氢裂化装置物料平衡见表 5.2.5.7-1。

表 5.2.5.7-1　　加氢裂化装置物料平衡表

入方（t/h）			出方（t/h）		
序号	项目	数据	序号	项目	数据
1	委油中质减压蜡油	218.10	1	加氢裂化干气	5.28
2	中东油中质减压蜡油	191.43	2	加氢裂化低分气	8.36
3	重芳烃	3.28	3	加氢裂化 LPG	18.47
4	中东油重减压蜡油	27	4	加氢裂化轻石脑油	41.78
5	氢气	15.83	5	加氢裂化重石脑油	207.48
			6	加氢裂化煤油	107.75
			7	加氢裂化柴油	43.10
			8	加氢裂化尾油	11.00
			9	含硫污水/富胺液带走硫（以硫化氢计）	12.42
合计		455.6			455.6

从表 5.2.5.7-1 可知，加氢裂化装置总进料量为 455.6t/h。产品石脑油、煤油、柴油的产量分别为 249.26/h、107.75t/h、43.10 t/h，产生干气和低分气分别为 5.28 t/h 和 8.36 t/h，产生尾油 11.00t/h。

⑵硫平衡

加氢裂化装置硫平衡见表 5.2.5.7-2。

表 5.2.5.7-2　　加氢裂化装置硫平衡表

入方				出方			
名称	进料量(t/h)	硫含量(ppm)	带入硫(kg/h)	名称	出料量(t/h)	硫含量(ppm)	带走硫(kg/h)
委油中质减压蜡油	218.10	19800	4318.38	加氢裂化干气	5.28	65740	347.11

中东油中质减压蜡油	191.43	37950	7264.77	加氢裂化低分气	8.36	56906	475.73
中东油重减压蜡油	27	51000	1377.00	加氢裂化 LPG	18.47	24094	445.02
				加氢裂化重石脑油	207.48	0.5	0.10
				加氢裂化煤油	107.75	10	1.08
				加氢裂化柴油	43.10	10	0.43
				加氢裂化尾油	11.00	15	0.17
				富胺液及含硫污水带走			11690.52
合计			12960.2	合计			12960.2

从表 3.4.7-2 可知，原料带入硫 12960.2kg/h。经加工后，富胺液和含硫污水带走硫约 11690.52kg/h；产品带走硫含量约 1269.63kg/h。

⑶蒸汽平衡

加氢裂化装置蒸汽平衡见表 5.2.5.7-3。

表 5.2.5.7-3　　加氢裂化装置蒸汽平衡表

进料 t/h			出料 t/h		
序号	名称	数值	序号	名称	数值
1	除氧水	35	1	1.3MPa 蒸汽	21
2	4.0MPa 蒸汽	72.1	2	凝液	77.1
			3	含硫污水	9
合计		107.1	合计		107.1

由表 5.2.5.7-3 可知，本装置需除氧水 35t/h，发生蒸汽最终副产 21t/h 出装置，并有 9t/h 转化为含硫污水，4.0MPa 蒸汽全部转换成透平凝液。

。

⑷水平衡

加氢裂化装置水平衡见表 5.2.5.7-4。

表 5.2.5.7-4　　加氢裂化装置水平衡表

入方（t/h）			出方（t/h）		
序号	项目	数据	序号	项目	数据
1	循环水进水	8100	1	循环水出水	8100
	小计	8100		小计	8100

5.2.5.8 主要污染源及污染物分析

⑴正常工况

①废气

A 有组织排放

本装置废气主要为加热炉烟气（G5.2.5-1），排放污染物主要为SO_2、NOx、颗粒物等。

B 无组织排放

装置区的无组织排放主要来自设备动静密封处泄漏，本装置无组织排放的污染物主要为 VOCs。

加氢裂化装置正常工况下废气排放情况见表 5.2.5.8-1。

②废水

含油污水（W5.2.5-1）来自机泵冷却水，含石油类、CODcr，送污水处理场含油含盐废水处理系统进一步处理；

含硫污水（W5.2.5-2）来自分馏塔顶回流罐产生的污水，含硫化物、石油类氨氮和 CODcr，送硫磺回收装置的酸性水汽提。

地面冲洗水、初期污染雨水、生活废水全厂统一考虑，不在各装置单独列出。

加氢裂化装置正常工况下废水排放情况见表 5.2.5.8-2。

③固体废物

本装置固体废物主要为废催化剂、废保护剂和脱硫剂。固体废物一览表见表 5.2.5.8-3。

④噪声

本装置噪声源主要为大功率机泵和压缩机等。

加氢裂化装置噪声排放情况见表 5.2.5.8-4。

表 5.2.5.8-1　　加氢裂化装置废气排放一览表

装置名称	污染源	污染物产生					治理措施		污染物排放					排放口参数			排放时间 h
		污染物	核算方法	废气产生量 m^3/h	产生浓度 mg/m^3	产生量 kg/h	工艺	效率%	污染物	核算方法	废气排放量 m^3/h	排放浓度 mg/m^3	排放量 kg/h	高度 H(m)	直径 D(m)	温度℃	
加氢裂化装置	加热炉烟气 G5.2.5-1	SO_2	物料衡算法	173230	5	0.79	低硫燃料气	/	SO_2	物料衡算法	173230	5	0.87	100	4.2	130	8400
		NOx	类比法		50	8.66	超低氮燃烧器	/	NOx	类比法		50	8.66				
		颗粒物	类比法		8	1.26	清洁燃料	/	颗粒物	类比法		8	1396				
	无组织排放	挥发性有机物	产污系数法	/	/	9.22	泄漏检测与修复	/	挥发性有机物	产污系数法	/	/	9.22	面积:265m×120m			8400

表 5.2.5.8-2　　加氢裂化装置废水排放表

装置名称	污染源	污染物产生					治理措施		污染物排放					排放时间 h	排放去向
		污染物	核算方法	产生废水量 m^3/h	产生浓度 mg/L	产生量 kg/h	工艺	效率%	污染物	核算方法	排放废水量 m^3/h	排放浓度 mg/L	排放量 kg/h		
加氢裂化装置	含硫污水 W5.2.5-1	COD	类比法	9	3500	31.50	收集,泵送	/	COD	类比法	9	3500	31.50	8400	酸性水汽提装置
		石油类	类比法		100	0.90			石油类	类比法		100	0.90		
		硫化物	类比法		3000	27.00			硫化物	类比法		3000	27.00		
		挥发酚	类比法		50	0.45			挥发酚	类比法		50	0.45		
		NH_3-N	类比法		1500	13.50			氨氮	类比法		1500	13.50		

装置名称	污染源	污染物产生					治理措施		污染物排放					排放时间 h	排放去向
		污染物	核算方法	产生废水量 m^3/h	产生浓度 mg/L	产生量 kg/h	工艺	效率%	污染物	核算方法	排放废水量 m^3/h	排放浓度 mg/L	排放量 kg/h		
	含油污水 W5.2.5-2	COD	类比法	29	400	/	收集到污水池泵送	/	COD	类比法	29	400	/	间断	污水处理场含油含盐处理系统
		石油类	类比法		230	/			石油类	类比法		230	/		
		硫化物	类比法		2	/			硫化物	类比法		2	/		
		NH_3-N	类比法		14	/			NH_3-N	类比法		14	/		

表 5.2.5.8-3　　加氢裂化装置固体废物排放表

装置名称	序号	固废名称	固废类别及编号	产生情况		排放量（t/次）	主要成分	排放规律	最终去向	处置措施	
				核算方法	产生量(t/a)					工艺	处置量（t/a）
加氢裂化装置	S5.2.5-1	废裂化催化剂	HW50(251-018-50)	物料衡算法	174.7	1048.2	W、Ni、硫化物	6 年 1 次	园区危险废物填埋场	填埋	174.7
	S5.2.5-2	废保护剂	HW08(251-012-08)	物料衡算法	3.2	9.6	硫化钼、硫化镍	3 年 1 次	园区危险废物填埋场	填埋	3.2
	S5.2.5-3	废瓷球	HW08(251-012-08)	物料衡算法	36	108	氧化铝	3 年 1 次	园区危险废物填埋场	填埋	36
	S5.2.5-4	废脱硫剂	HW08(251-012-08)	物料衡算法	198	198	复合金属氧化物	1 年 1 次	园区危险废物填埋场	填埋	198

表 5.2.5.8-4　　加氢裂化装置噪声排放表

装置名称	噪声源	声源类型	噪声源强		治理措施	噪声排放值		距地高度（m）	室内/室外	排放时间/h	数量（台）
			核算方法	噪声值/dB(A)		核算方法	噪声值/dB(A				
加氢裂化装置	加热炉 N5.2.5-1	连续	类比法		低噪声火嘴	类比法	<85	1.5	室外	8400	2
	压缩机 N5.2.5-2	频发（连续）	类比法	93	低噪声电机、减振、隔声	类比法	90	1.5	室外	8400	3（1）
	机泵 N5.2.5-3	连续	类比法	80～93	低噪声电机	类比法	80～85	1	室外/室内	8400	26（24）
	空冷器 N5.2.5-4	连续	类比法	90～93	低噪声风机、电机	类比法	90	20	室外	8400	102

5.2.5.9 污染物达标分析

在正常生产情况下，加氢裂化装置仅有加热炉烟气直接外排入大气，执行标准为《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）表4标准，其达标排放情况见表5.2.5.9-1。

表5.2.5.9-1　　加氢裂化装置外排废气达标排放分析

序号	废气名称	排放高度(m)	污染物名称	浓度(mg/Nm^3)		速率(kg/h)		达标分析	标准名称
				排放值	标准值	排放值	标准值		
G5.2.5-1	加热炉烟气	100	SO_2	5.00	50	/	/	达标	GB31570-2015 表4
			NOx	50	100	/	/	达标	
			颗粒物	8.00	20	/	/	达标	

5.2.6 催化裂化装置

5.2.6.1 生产规模及产品方案

催化裂化装置生产规模为 360 万吨/年，实际加工能力 310.95 万吨/年，年操作时间 8400h，设计弹性范围 60%-110%。具体生产规模及产品产量见表 5.2.6.1-1。

表 5.2.6.1-1　　催化裂化装置生产规模及产品产量

装置名称	生产规模	产品名称	产量		去向
			小时产量（t/h）	年产量（10^4t/a）	
催化裂化装置	360 万 t/a	催化干气	12.59	10.57	干气分离装置
		催化液化气	74.78	62.81	气体分馏装置
		催化汽油	171.65	144.18	汽油加氢装置
		催化轻柴油	24.06	20.21	柴油加氢裂化装置 I
		催化重柴油	51.82	43.53	柴油加氢裂化装置 I
		催化油浆	12.96	10.88	延迟焦化装置
		催化焦炭	22.21	18.66	烧焦后进入烟气中

5.2.6.2 主要原料和产品规格

⑴原料性质

催化裂化装置设计加工原料为蜡油加氢处理装置的加氢蜡油、加氢裂化装置的加氢裂化尾油，原料规格见表 5.2.6.2-1。

表 5.2.6.2-1　　原料规格

序号	项目	加氢蜡油 SOR	加氢蜡油 EOR	加氢尾油
1	密度(20℃)， g/cm^3	0.912	0.9038	0.8465
2	残炭，w%	Max:0.1	Max:0.1	
3	IBP	375	365	
4	10%	409	404	
5	30%	449	440	
6	50%	500	491	
7	70%	526	525	
8	90%	546	545	
9	FBP	571	571	
10	S（wppm）	828		＜50
11	N（wppm）	≯500		＜10

⑵产品性质

催化裂化装置产品主要包括催化汽油、催化轻柴油、催化重柴油、催化液化气、催化干气、催化油浆等，这些产品的规格分别见表 5.2.6.2-2～表 5.2.6.2-4。

表 5.2.6.2-2　　产品规格

序号	性质	单位	催化汽油	催化轻柴油	催化重柴油
1	密度（20℃）	g/cm^3	0.724	0.876	0.938
2	ASTM D86	℃			
3	HK		22	67	177
4	10%		55	196	254
5	30%		64	216	281
6	50%		88	230	303
7	70%		124	239	323
8	90%		171	253	346
9	KK		198	279	365
10	辛烷值 RON/MON		～93/～82.5		
11	烯烃含量	v%	40		
12	芳烃含量	v%	20		
13	硫含量	ppm	78		
14	诱导期	min	＞500		
15	十六烷值			26	

表 5.2.6.2-3　　催化干气组成

序号	组分	组成，vol%	备注
1	H_2O	0.50	
2	H_2	12.10	
3	N_2	19.99	
4	CO_2	3.68	
5	O_2	0.73	
6	H_2S	0.30	ppm
7	C1	30.75	
8	C2	14.61	
9	C2-	16.06	
10	C3	0.14	
11	C3-	0.89	
12	$C4^+$	0.25	
13	合计	100	

表 5.2.6.2-4　　催化液化气组成

序号	组分	组成，vol%	备注
1	总硫	20	ppm
2	C2	0.51	
3	C2-	0.01	
4	C3	9.07	

序号	组分	组成，vol%	备注
5	C3-	39.98	
6	nC4	5.53	
7	iC4	20.75	
8	nC4-	7.32	
9	iC4-	6.35	
10	cC4-	3.77	
11	TC4-	5.93	
12	C5+	0.78	
13	合计	100	

5.2.6.3 工艺技术

反应部分是催化裂化装置的核心，两器采用高低并列型式，反应采用常规催化裂化技术，再生采用 LPEC 自有知识产权的快速床-湍流床主风串联再生技术；催化干气、催化液化气脱硫采用醇胺法溶剂吸收工艺；液化气脱硫醇采用南京金炼纤维膜接触脱硫醇及碱液催化氧化再生专有技术；催化烟气脱硝采用丹麦 Topsoe 公司的 SCR 脱硝工艺，催化烟气脱硫采用中国石油工程建设公司大连设计分公司的喷射文丘里湿气洗涤技术（WGS）。

5.2.6.4 工艺流程简述

催化裂化装置主要包括反应再生部分、主风机组及烟气能量回收部分、分馏部分、吸收稳定部分、产品精制部分、烟气脱硫脱硝部分。

⑴反应再生部分

自装置外来的加氢蜡油、加氢裂化尾油进入原料油罐，经换热升温至 222℃左右，与来自分馏部分的回炼油、回炼油浆(正常操作不需要回炼)混合后分 10 路经原料油雾化喷嘴进入提升管反应器下部，与来自再生器的高温催化剂接触，完成原料的升温、汽化及反应。

反应后的油气携带催化剂经提升管出口粗旋分离催化剂后进入沉降器，再经单级旋风分离器进一步除去携带的催化剂细粉后离开沉降器，经内集气室及油气管线进入分馏塔的下部；积炭的待生催化剂经沉降器粗旋料腿进入格栅式汽提段，在此与汽提蒸汽进行充分地逆流接触，以汽提出催化剂中所携带的油气。汽提后的催化剂沿待生斜管流经待生滑阀后进入再生器的烧焦罐，与自二密相来的热再生催化剂、外取热来的冷催化剂混合烧焦，在催化剂沿烧焦罐向

上流动的过程中，烧去约 90%左右的焦炭。含炭较低的催化剂在烧焦罐顶部经大孔分布板进入二密相，在 690℃条件下完成最终焦炭及 CO 的燃烧过程。再生催化剂进入再生溢流斗，然后进入再生斜管经再生滑阀后进入提升管的预提升段。在干气的提升下，完成催化剂加速、分散过程，然后与雾化原料接触。

再生器多余热量由外取热器取出，热催化剂自再生器二密相进入外取热器，冷催化剂返回到烧焦罐下部。

开工用的催化剂用非净化压缩空气输送至再生器，正常补充催化剂可由催化剂自动加料器输送至再生器。CO 助燃剂由助燃剂加料斗、助燃剂罐用非净化压缩空气经小型加料管线输送至再生器。

机泵冷却水（W5.2.6-1）排放至污水处理场含油含盐污水处理系统。

⑵主风机组及烟气能量回收部分

再生器烧焦所需的主风由主风机提供，主风自大气吸入主风机，升压后经主风管道、辅助燃烧室及主风分布器进入再生器。再生器烧焦产生的烟气，经 12 组两级旋风分离器分离催化剂，再经再生器内置的三级旋风分离器进一步分离催化剂后，进入烟气轮机膨胀作功，驱动主风机。烟气出烟气轮机后进入余热锅炉进一步回收烟气的热能后进入烟气脱硫部分。

为保持催化剂活性，需从再生器内不定期卸出部分催化剂，由非净化压缩空气输送至废催化剂罐，此外由三级旋风分离器回收的催化剂（S5.2.6-1），由三旋催化剂储料罐用非净化压缩空气间断送至废催化剂罐。然后由废催化剂密闭卸料系统装袋后依托园区危废填埋场处理。

⑶分馏部分

由沉降器来的反应油气进入分馏塔底部，通过人字型挡板与循环油浆逆流接触，洗涤反应油气中催化剂并脱过热，使油气呈“饱和状态”进入分馏塔进行分馏。

分馏塔顶油气经换热后，再经分馏塔顶油气干式空冷器及分馏塔顶油气冷凝冷却器冷至 40℃，进入塔顶油气分离器进行气、液、水三相分离。分离出的粗汽油升压后，作为吸收剂打入吸收塔。富气进入气压机，含硫的酸性水（W5.2.6-2）流入酸性水缓冲罐，用酸性水泵抽出，一部分作为富气洗涤水送至气压机出口管线，另一部分送至酸性水汽提装置处理。

轻柴油自分馏塔抽出自流至轻柴油汽提塔，汽提后的轻柴油由泵抽出换热冷却至 50℃后送至罐区，另一路再经贫吸收油冷却器降至 40℃送至再吸收塔作吸收剂。

重柴油自分馏塔抽出自流至重柴油汽提塔，汽提后的重柴油由泵抽出后，经换热冷却至 90℃后送至加氢裂化中间原料罐。分馏塔多余热量分别由顶循环回流、一中段循环回流、二中段循环回流及油浆循环回流取走。

顶循环回流自分馏塔第 4 层塔盘抽出，用顶循环油泵升压，先为气分装置供热后再经换热降温至 96℃后返回分馏塔第一层。一中段回流油自分馏塔第 17 层抽出，用一中循环油泵升压，经稳定塔底重沸器、解吸塔底重沸器、分馏一中段油-热水换热器换热，将温度降至 170℃返回分馏塔 12 或 14 层。

二中及回炼油自分馏塔第 30 层自流至回炼油罐，经二中及回炼油泵升压后一路与原料油混合后进入提升管反应器，另一路返回分馏塔第 31 层，第三路作为二中段循环回流经稳定塔底重沸器，温度降至 220℃返回分馏塔第 28 层。

油浆自分馏塔底经循环油浆泵抽出，经原料油-循环油浆换热器换热后分为两路，一路经循环油浆蒸汽发生器发生 3.5MPa 级饱和蒸汽将温度降至 280℃后分为上下两路返回分馏塔底部，另一路经产品油浆泵升压后分为两路，一路作为回炼油浆(正常不回炼)与原料油混合后直接送至提升管反应器，另一路经油浆过滤器除去油浆中夹带的大部分催化剂细粉后，进入产品油浆-热水换热器冷却至 90℃，作为产品油浆送出装置。为防止油浆系统设备及管道结垢，设置阻垢剂注入系统将阻垢剂注入循环油浆泵入口管线。

⑷吸收稳定部分

从分馏塔顶油气分离器来的富气进入气压机一段进行压缩，然后由气压机中间冷却器冷至 40℃，进入气压机中间分离器进行气、液分离。分离出的富气再进入气压机二段。二段出口压力为 1.6MPa(G)。气压机二段出口富气与富气洗涤水汇合后,先经压缩富气干式空冷器冷凝后与解吸塔顶气及吸收塔底油汇合进入压缩富气冷凝冷却器进一步冷至 40℃后,进入气压机出口油气分离器进行气、液、水分离。

经气压机出口油气分离器分离后的气体进入吸收塔进行吸收，作为吸收介质的粗汽油及稳定汽油进入吸收塔，吸收过程放出的热量由两个中段回流取

走。其中一中段回流自第 7 层塔盘流入吸收塔一中油泵，升压后经吸收一中冷却器冷至 38℃返回吸收塔第 8 层塔盘；二中段回流自第 22 层塔盘抽出，由吸收塔二中油泵打至吸收二中冷却器冷至 38℃返回吸收塔第 23 层塔盘。

经吸收后的贫气至再吸收塔，用轻柴油作吸收剂进一步吸收后，干气经干气分液罐后分为两路，一路至提升管反应器作预提升干气，一路送至产品精制部分。

经气压机出口油气分离器分离出的凝缩油由解吸塔进料泵升压注入解吸塔第 1 层，由解吸塔中段重沸器、解吸塔底重沸器(一)和解吸塔底重沸器(二)提供热源，以解吸出凝缩油中小于 C2 组分。解吸塔中段重沸器以稳定汽油为热源，解吸塔底重沸器(一)以分馏一中为热源，解吸塔底重沸器(二)以蒸汽为热源，冷凝后的凝结水进入凝结水罐，经凝结水-热水换热器换热后送至装置内的除氧器。脱乙烷汽油经稳定塔进料换热器与稳定汽油换热后，送至稳定塔进行多组分分馏。稳定塔底重沸器(一)以分馏塔一中段循环回流油为热源，稳定塔底重沸器(二)以分馏塔二中段循环回流油为热源。液化石油气从稳定塔顶馏出，经稳定塔顶油气复合型高效空冷器冷至 45℃后进入稳定塔顶回流罐。经稳定塔顶回流油泵抽出后，一部分作稳定塔回流，其余作为液化石油气产品送至产品精制部分。稳定汽油自稳定塔底先经稳定塔进料换热器、解吸塔中段重沸器分别与脱乙烷汽油、解吸塔中段油换热后，再经稳定汽油-热水换热器、稳定汽油-除盐水换热器、稳定汽油干式空冷器、稳定汽油冷却器冷却至 40℃后分两部分，一部分由稳定汽油泵送至吸收塔作补充吸收剂，另一部分送至产品精制部分。

气压机出口油气分离器分离出的酸性水（W5.2.6-2），自压至酸性水缓冲罐，送至酸性水汽提装置处理。

自余热锅炉来的中压除氧水，分别送到再生器外取热器和油浆蒸汽发生器汽水分离器，外取热器中压汽水分离器产中压饱和蒸汽，循环油浆蒸汽发生器中压汽水分离器产生中压饱和蒸汽，送至余热锅炉和内取热器过热。气压机背压透平消耗中压蒸汽，经背压透平后的低压蒸汽减温，其余中压蒸汽进入全厂中压蒸汽管网。

装置低压汽来自汽压机组的汽轮机背压排汽，其中一部分低压蒸汽经再生

器内过热盘管过热后供装置防焦、汽提使用；一部分低压蒸汽供除氧器自用，装置自用，富裕的低压蒸汽送至低压蒸汽管网。

⑸产品精制部分

产品精制包括干气及液化气脱硫及液化气脱硫醇部分。

①脱硫部分

含硫催化干气由干气冷却器冷却，经干气分液罐分离出气体中携带的凝液和细小液滴后进入干气脱硫塔下部。在塔内气体和自塔上部进入的贫液逆流接触。气体中的硫化氢和 MDEA 发生反应随富液自塔底流出至富液闪蒸罐。净化催化干气自塔顶流出，经干气胺液回收器除去可能携带的胺液，经压力控制阀后进入干气分离装置。

含硫液化气经液化石油气缓冲罐，由液化气进料泵升压送至液化气脱硫抽提塔下部。在塔内液化气和自塔上部进入的贫液逆流接触，贫液由液化气脱硫贫液泵提供，液化气中的硫化氢被胺液吸收并随胺液自塔底流出至富液闪蒸罐，净化液化气至液化石油气脱硫醇部分。

自干气脱硫塔及液化气脱硫抽提塔来的富液进入富液闪蒸罐，富液经富液泵送至溶剂再生装置。

②脱硫醇部分

脱硫后的液化气，经液化气过滤器过滤后进入液化气碱洗沉降罐上部的液化气碱洗接触器的顶部，在此与液化气碱洗循环泵输送来的及从碱液再生来的碱液接触，并在其中完成硫醇的脱除反应，反应后的液化气和碱液在液化气碱洗沉降罐中沉降分离，从液化气碱洗沉降罐底部排出的碱液一部分循环使用，一部分送至碱液再生部分进行再生。经过碱洗后的液化气从液化气碱洗沉降罐顶部排出，然后经过液化气水洗接触器除掉液化气中夹带的微量碱，在液化气水洗沉降罐中分离出液化气和水，从液化气水洗沉降罐底部排出的水洗水循环使用，顶部排出的液化气送至气体分馏装置。

从液化气一级碱洗沉降罐底出来的催化剂碱液经碱液加热器加热至 60℃并与一定量的空气混合后进入氧化塔，在催化剂的作用下，催化剂碱液中的硫醇钠被空气氧化为少量的二硫化物，碱液得到再生。再生后的催化剂碱液经二硫化物分离罐分离出主要成分为二硫化物的废碱渣（S5.2.6-2），送乙烯装置废碱

氧化部分处理。再生后的碱液由碱液循环泵升压并经碱液冷却器冷却至40℃后，送至液化气碱洗接触器循环使用。氧化塔分离出的尾气（G5.2.6-2）经尾气分液罐分液后送至硫磺回收装置焚烧处理。

本部分设置催化剂碱液配置及加入系统。

(6)烟气脱硫脱硝部分

催化裂化装置开工正常后，自催化烟机来的再生烟气进入余热锅炉，依次经过热段、烟气脱硝、省煤段放热，出口烟气温度降至 170℃后送去烟气脱硫。

①烟气脱硝部分

自酸性水汽提装置来的液氨进入液氨罐，自液氨罐底部出来的液氨分为两路，分别经过液氨蒸发器蒸发、氨气缓冲罐缓冲后，在氨空混合器中与来自稀释风机并经加热后的空气混合，稀释后的氨-空气混合物在 SCR 反应器内与烟气中的 NOx 反应实现脱硝。氨的加入量由进出口烟气的 NOx 含量实时控制，SCR 反应器设在余热锅炉内。SCR 废催化剂（S5.2.6-4）送至园区危险废物填埋场填埋处理。

装置内设有氨稀释罐，安全阀泄放的氨或紧急情况下需要放空的氨可以在本罐内用水吸收。装置内还设有紧急喷淋设施，发生氨泄漏时，可以对装置大量喷水以吸收氨气。含氨废水（W5.2.6-4）定期排放至酸性水汽提装置。

②烟气脱硫部分

自余热锅炉来的烟气分四路与循环浆液一起进入文丘里喷射器，通过与循环浆液接触完成二氧化硫和颗粒物的脱除。然后气液混合物在洗涤塔中分离，饱和净化烟气（G5.2.6-1）经烟囱排至大气。循环浆液由洗涤塔循环泵升压后大部分返回文丘里喷射器，少部分送至污水缓冲罐。洗涤塔下部塔釜需注入 25%碱液，碱液的注入量由 pH 分析仪控制。为维持塔内的液相平衡，需要向洗涤塔内补水。催化裂化开工初期，烟气最高温度660℃，为避免烟气脱硫设备材质升级，需在烟气总管（最佳位置：水封罐烟气入口线）设置临时性、可插拔的急冷喷嘴，将烟气急冷到200℃，开工正常后可将急冷喷嘴拔出。急冷水流量根据急冷后温度来调节。

自洗涤塔循环泵来的含盐污水与来自絮凝剂加入设施的絮凝剂混合后，进入澄清器内沉淀。澄清器底部被絮凝的块状物沉淀聚集到池底达到一定高度时，由底部的污泥泵排出到板框式压滤机。板框式压滤机过滤出的水排到滤液

池，并由滤液回流泵送回至澄清器。板框式压滤机过滤出的废催化剂（S5.2.6-3）依托园区危废填埋场处理。

澄清器顶部的清液自流至氧化罐，氧化罐底部由氧化罐风机注入空气并加入少量 25%碱液，氧化罐内液体通过氧化罐污水循环泵实现高强度的循环以保证污水中亚硫酸盐被充分氧化。碱液的注入量由 pH 分析仪控制。自氧化罐上部溢流出来的含盐污水（W5.2.6-3）自流至污水缓冲罐，经絮凝沉降、氧化、过滤、冷却后由单独管道送至污水处理场监控池排放。

催化裂化装置带“三废”排放点的工艺流程见图 5.2.6.4-1~图 5.2.6.4-3。

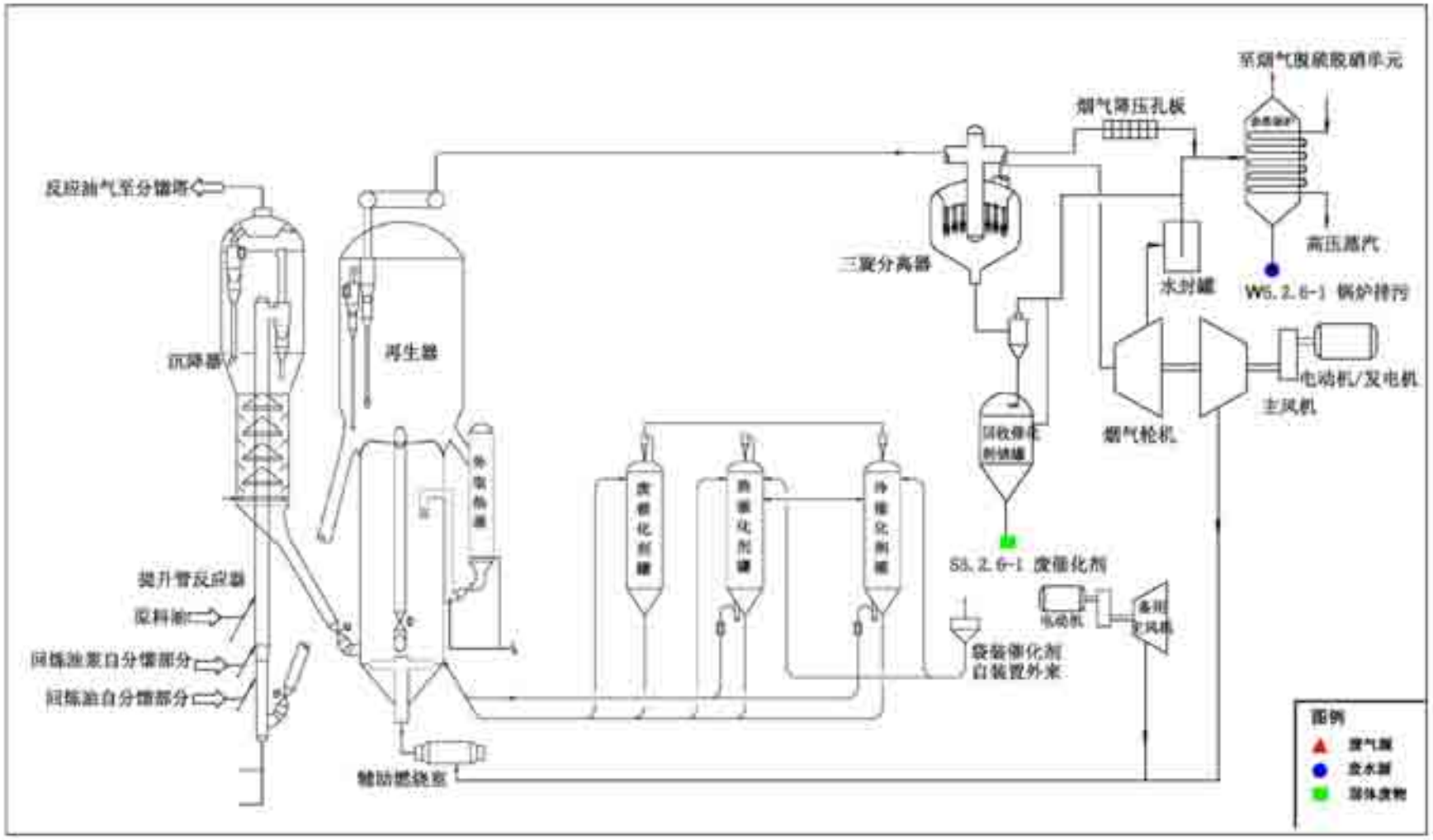


图 5.2.6.4-1　　催化裂化装置反应再生部分、烟气能量回收部分带“三废”排放点的工艺流程简图

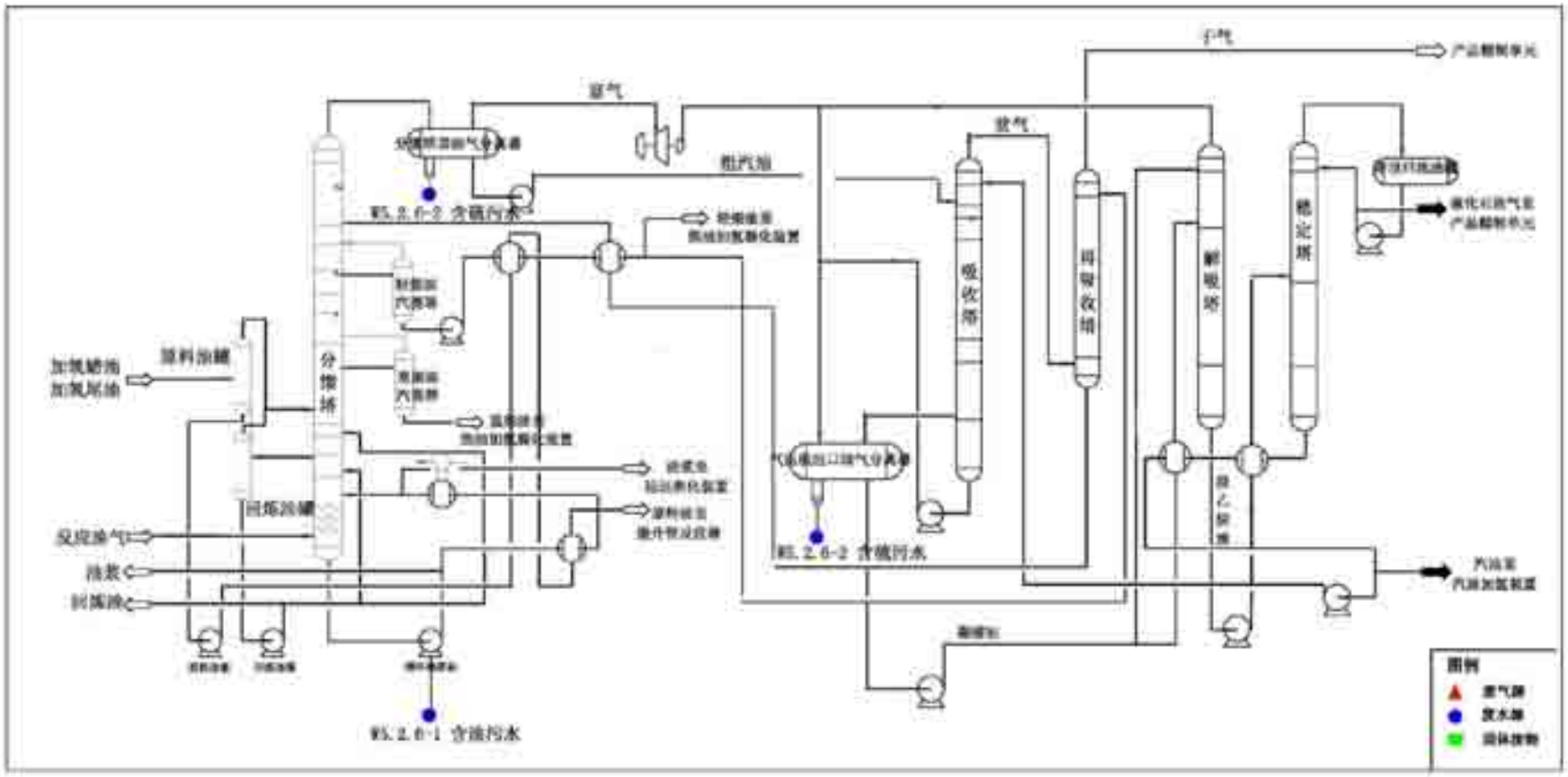


图 5.2.6.4-2　　催化裂化装置分馏部分、吸收稳定部分带“三废”排放点的工艺流程简图

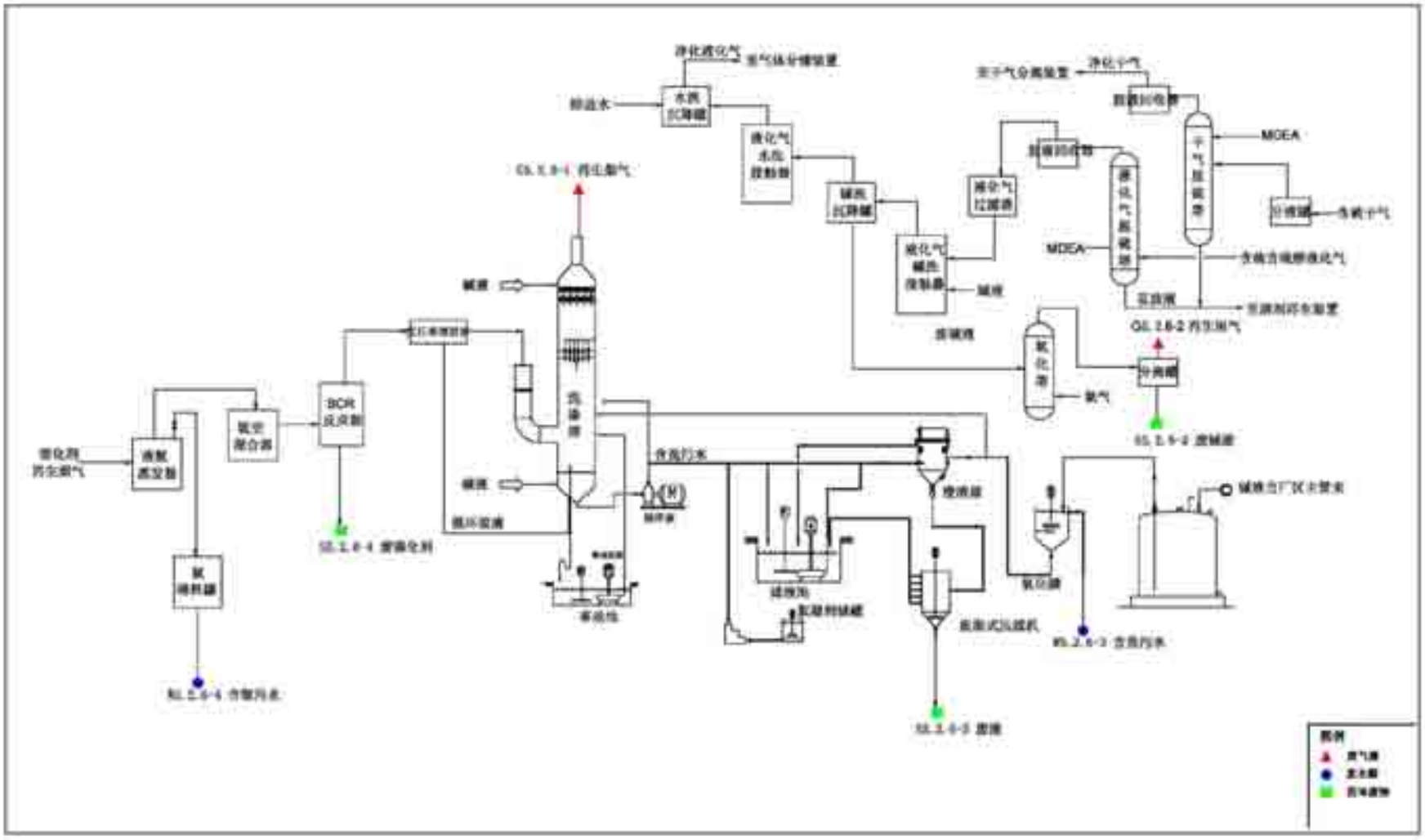


图 5.2.6.4-3　　催化裂化装置产品精制部分、烟气脱硫脱硝部分带“三废”排放点的工艺流程简图

5.2.6.5 主要设备

催化裂化装置设备包括各类反应器、塔、加热炉、容器、换热器、机泵、风机等，主要设备见表 5.2.6.5-1。

表 5.2.6.5-1　　催化裂化装置主要设备表

序号	设备名称	数量（台）	操作温度（℃）	操作压力（MPa.G）	主要规格	材质
一						
1						
2						
3						
4						
5						
6						
二						
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						
8						
9						
10						
11						
三						
1						
2						
四						
1						

5.2.6.6 原辅材料及公用工程消耗

⑴原料及辅助材料消耗

催化裂化装置主要原料、辅助材料消耗见表 5.2.6.6-1。

表 5.2.6.6-1　　催化裂化装置主要原料及辅助材料消耗表

序号	名称	单位	消耗定额/吨产品	消耗量		来源/规格
				小时	每年（$\times10^4$）	
一	原料					
1	加氢蜡油	t	0.96	358.56	301.19	蜡油加氢处理装置
2	加氢裂化尾油	t	0.029	11.00	9.24	加氢裂化装置
3	汽油加氢分馏塔顶气	t	0.00167	0.62	0.52	催化汽油加氢装置
二	辅助材料					
1	催化剂	t/a	0.41	1476（一次装填量600，最大3600）		LDO-70
2	CO助燃剂	t/a	/	14.4		含 Pt 500ppm
3	阻垢剂	t/a	/	25.2		
4	磷酸三钠	t/a	/	3.36		固体 98%纯度
5	絮凝剂	t/a	/	2（一次装入量1）		
6	25%碱液（NaOH）	t/a	/	60（一次装入量20t）		
		t/a	/	10651.2（一次装入量800t）		
7	酞菁钴类催化剂	t/a	/	0.24（一次装入量0.09）		
8	MDEA(30%)		/	150t（一次装入量）		
9	SCR 催化剂	m^3/a	/	78.8（一次装入量）		预期寿命 3 年
10	100%液氨	t/a	/	176.2（一次装入量 15t）		

⑵公用工程消耗

催化裂化装置公用工程消耗见表 5.2.6.6-2。

表 5.2.6.6-2　　催化裂化装置公用工程消耗表

序号	名称及规格	单位	小时消耗量		来源/去向
			正常	最大	
1	新鲜水（生产）	t	0（产品精制）	90（产品精制）	净水厂
			24（脱硫脱硝）	80（脱硫脱硝）	
2	净化水	t	15（催化裂化）	60（催化裂化）	
3	循环水	m^3	4460（催化裂化）	6800（催化裂化）	炼油第二循

序号	名称及规格		单位	小时消耗量		来源/去向
				正常	最大	
				51.7（产品精制）	52.5（产品精制）	环水场
				28.66（脱硫脱硝）	/	
4	除盐水		t	120.4（催化裂化）	185（催化裂化）	脱盐水精制
				/	12（产品精制）	脱盐水精制
5	凝液		t	-19	/	脱盐水精制
6	蒸汽	4.0MPa	t	163.8（催化裂化）	/	蒸汽管网
				-147（催化裂化）	-188（催化裂化）	蒸汽管网
		1.3MPa	t	81.2（催化裂化）	/	蒸汽管网
				/	2（脱硫脱硝）	蒸汽管网
				-163.8	/	蒸汽管网
7	电		kWh	5402.03	/	动力中心或外购
8	净化压缩空气		Nm^3	3246	/	空压站
9	非净化压缩空气		Nm^3	1141	/	
10	仪表空气 0.7MPaG		Nm^3	3180（催化裂化）	4800（催化裂化）	
				60（产品精制）	/	
	仪表空气 0.6MPaG			90（脱硫脱硝）	/	
11	装置空气 0.7MPaG		Nm^3	30（产品精制）	/	
12	工厂空气		Nm^3	1560（催化裂化）	/	
				/	360（产品精制）	
				/	60（脱硫脱硝）	
13	氮气	0.8MPa	Nm^3	300（催化裂化）	/	空分装置
		0.8MPa		2（产品精制）	/	
		0.7MPa		/	120（脱硫脱硝）	
		4.5MPa		/	/	
14	燃料气		kg	12.5（产品精制）	/	

5.2.6.7 平衡分析

⑴物料平衡

催化裂化装置物料平衡见表 5.2.6.7-1。

表 5.2.6.7-1　　催化裂化装置物料平衡表

入方（t/h）			出方（t/h）		
序号	项目	数据	序号	项目	数据

入方（t/h）			出方（t/h）		
序号	项目	数据	序号	项目	数据
1	加氢蜡油	358.56	1	催化干气	12.59
2	加氢裂化尾油	11.00	2	催化液化气	74.78
3	汽油加氢分馏塔顶气	0.62	3	催化汽油	171.65
			4	催化轻柴油	24.06
			5	催化重柴油	51.82
			6	催化油浆	12.96
			7	催化焦炭	22.21
			8	含硫污水/富胺液带走硫（以硫化氢计）	0.11
合计		370.17			370.17

由表 5.2.6.7-1 可知，进入本装置总物料约 370.17 t/h。经过化学反应后，占总进料量约 46.37%的物料转化为催化汽油，计 171.65t/h；约占 20.5%的物料转化为催化轻柴油和催化重柴油，计 75.88t/h；约 20.2%的物料转化为催化液化气，计 74.78t/h；约占 3.4%的物料转化为催化干气，计 12.59t/h；约占 3.5%的物料转化为催化油浆，计 12.96t/h；焦炭烧焦后进入烟气中。

⑵硫平衡

催化裂化装置硫平衡见表 5.2.6.7-2。

表 5.2.6.7-2　　催化裂化装置硫平衡表

入方				出方			
名称	进料量(t/h)	硫含量(ppm)	带入硫(kg/h)	名称	出料量(t/h)	硫含量(ppm)	带走硫(kg/h)
加氢蜡油	358.56	828	296.89	催化干气	12.59	20	0.25
加氢裂化尾油	11.00	10	0.11	催化液化气	74.78	20	1.50
汽油加氢分馏塔顶气	0.62	10000	6.20	催化汽油	171.65	78	13.39
				催化轻柴油	24.06	904	21.75
				催化重柴油	51.82	1000	51.82
				催化油浆	12.96	2182	28.28
				净化烟气	445.82	14	6.27
				含盐废水	6.8	9857	67.03

入方				出方			
				含硫污水/富胺液带走硫	0.11		112.92
合计			303.20	合计			303.20

从表 5.2.6.7-2 可知，原料加氢蜡油、加氢裂化尾油、汽油加氢分馏塔顶气带入硫 303.20kg/h。经加工后，轻柴油、重柴油、汽油、油浆、干气和液化气产品带走硫约 116.99kg/h，占总硫量约 38.6%；催化剂再生烟气带走硫约 6.27kg/h，占总硫量约 1.7%；含盐废水带走硫约 67.03kg/h，占总硫量约 18.0%；含硫污水及富胺液带走硫约 112.92kg/h，占总硫量约 37.2%。

⑶水平衡

催化裂化装置水平衡见表 5.2.6.7-3。

表 5.2.6.7-3　　催化裂化装置水平衡表

进料 t/h			出料 t/h		
序号	名称	数值	序号	名称	数值
1	循环水进水	4540.36	1	循环水回水	4538.36
2	新鲜水	24	2	含硫污水	24.8
3	净化水	15	3	含油污水	20
4	碱液带水	0.96	4	含盐污水	6.8
5	除盐水	32.6	5	烟气带水	22.96
合计		4612.92	合计		4612.92

由表 5.2.6.7-3 可知，本装置需要新鲜水 24t/h、净化水 15t/h、循环水 4540.4t/h、除盐水 32.6t/h、碱液带水 0.96t/h，出方包括循环水回水 4538.4t/h，产生含硫污水 24.8t/h、含油污水 20t/h、含盐污水 6.8t/h、烟气带水 22.96t/h。

⑷蒸汽平衡

催化裂化装置蒸汽平衡见表 5.2.6.7-4。

表 5.2.6.7-4　　催化裂化装置蒸汽平衡表

进料 t/h			出料 t/h		
序号	名称	数值	序号	名称	数值
1	除盐水	87.8	1	4.0MPa 蒸汽	147.0
2	4.0MPa	163.8	2	1.3 MPa	163.8
3	1.3MPa 蒸汽	81.2	3	凝液	19.0
			4	锅炉排污	3
合计		332.8	合计		332.8

由表 5.2.6.7-4 可知，本装置需要除盐水 87.8t/h、4.0MPa 蒸汽通过气压机透平减温降压至 1.3MPa 蒸汽，消耗 1.3MPa 蒸汽 81.2t/h，产生凝液 19.0t/h，产生 4.0MPa 蒸汽 147.0t/h，产生锅炉排污 3t/h。

⑸镍平衡

催化裂化装置镍平衡见表 5.2.6.7-5。

表 5.2.6.7-5　　催化裂化装置镍平衡表

入方				出方			
名称	进料量 t/a	镍含量 ppm	镍进料 t/a	名称	出料量 t/a	镍含量 ppm	镍出料 t/a
再生催化剂	3600	200	0.72	再生器废催化剂	2787	200	0.55740
				催化油浆	108800	0.741	0.08064
				脱硫废渣（干基）	386.4	200	0.07742
				再生烟气（干基）	288700 Nm^3/h	0.0016 mg/Nm^3	0.00386
				脱硫废水	6.8t/h	0.012mg/L	0.00068
合计			0.72				0.72

注：*镍平衡考虑最不利情况

由表 5.2.6.7-5 可知，本装置镍主要来自再生催化剂，进料约为 0.72t/a，大部分由每年卸出的再生器废催化剂带走，镍含量为 0.5574t/a，占 77.4%，剩余的镍一小部分随催化剂进入催化油浆中，镍含量为 0.08064t/a，一部分进入再生烟气中，镍含量约为 0.00386t/a，一部分进入脱硫废渣中，镍含量为 0.07742t/a，一部分进入脱硫废水中，镍含量约为 0.00068t/a。

5.2.6.8 主要污染源及污染物分析

⑴正常工况

①废气

A 有组织排放

本装置产生的再生烟气（G5.2.6-1），主要污染物为 SO_2、NOx、颗粒物、镍及其化合物等，经脱硫脱硝除尘后排入大气。

产品精制部分产生的碱液再生氧化尾气（G5.2.6-2），主要污染物为二硫化物，送至硫磺回收装置焚烧处理。

B 无组织排放

装置区的无组织排放主要来自设备动静密封处泄漏，本装置无组织排放的污染物主要为 VOCs。

催化裂化装置正常工况废气排放情况见表 5.2.6.8-1。

②废水

本装置产生的污水包括含油污水、含硫污水、含盐污水、锅炉排污水等。含油污水（W5.2.6-1）主要包括机泵排水、油品采样冷却排水、地面冲洗排水等，送含油污水预处理站经预处理后送至污水处理场含油含盐废水处理系统处理；含硫污水（W5.2.6-2）包括催化分馏塔顶油气分离器、气压机出口油气分离器等产生的酸性水，送至酸性水汽提装置处理；含盐污水（W5.2.6-3）为脱硫排液冷却产生的，在装置内经过絮凝沉降、氧化、过滤、冷却后达到直排标准后，通过单独管道送污水处理场监控池进行排放；含氨污水（W5.2.6-4）为非正常工况时由安全阀排出的氨气经稀释后产生的，送至酸性水汽提装置处理；锅炉排污（W5.2.6-5）为余热锅炉排污水，作为循环水补充水。

催化裂化装置废水排放情况见表 5.2.6.8-2。

③固体废物

本装置反应再生部分产生的再生器废催化剂（S5.2.6-1）间断排放，主要成分为 Al_2O_3、Fe_2O_3 及重金属 Ni 和 V，属危险废物，送园区危险废物填埋场填埋；产品精制部分产生的碱液再生废碱渣（S5.2.6-2）间断排放，主要成分为二硫化物，属危险废物，送至乙烯装置废碱氧化单元处理；脱硫脱硝部分产生的废渣（S5.2.6-3）、废脱硝催化剂（S5.2.6-4）间断排放，属危险废物，送园区危险废物填埋场填埋。

催化裂化装置固体废物排放情况见表 5.2.6.8-3。

④噪声

催化裂化装置噪声主要来自各种大功率机泵（气压机、泵等）、空冷器及蒸汽放空产生的噪声。

催化裂化装置噪声排放情况见表 5.2.6.8-4。

表 5.2.6.8-1　　催化裂化装置废气排放一览表

装置名称	污染源	污染物产生					治理措施		污染物排放					排放口参数			排放时间/h
		污染物	核算方法	废气产生量 m^3/h	产生浓度 mg/m^3	产生量/kg/h	工艺	效率/%	污染物	核算方法	废气排放量 $/m^3/h$	排放浓度 $/mg/m^3$	排放量/kg/h	高度H(m)	直径D(m)	温度℃	
催化裂化装置	烟气脱硫脱硝单元催化剂再生烟气G5.2.6-1	颗粒物	类比法	288700	150	43.31	除尘	81.5	颗粒物	类比法	288700	27.8	8.02	80	3.6	58	8400
		SO_2	物料衡算法		716	206.71	WGS	93.9	SO_2	物料衡算法		43.5	12.55				
		NOx	类比法		200	57.74	低氮燃烧器+SCR	80	NOx	类比法		40	11.55				
		镍及其化合物	物料衡算法		0.0016	0.00046	除尘	/	镍及其化合物	物料衡算法		0.0016	0.00046				
		氨	类比法		＜2.5	0.72	/	/	氨	类比法		＜2.5	0.72				
	产品精制单元碱液再生氧化尾气G5.2.6-2	二硫化物	类比法	27	4000	/	送至硫磺回收装置处理	/	/	/	/	/	/	/	/	/	8400
		烃类	类比法		＜2%（V）	/		/	/	/	/	/	/	/	/	/	
		N_2	类比法		≥80%（V）	/		/	/	/	/	/	/	/	/	/	
		O_2	类比法		14-17%（V）	/		/	/	/	/	/	/	/	/	/	
	无组织排放	挥发性有机物	类比法	/	/	7.78	泄漏检测与修复	/	挥发性有机物	类比法	/	/	7.78	面积:260m×60m			8400

表 5.2.6.8-2　　催化裂化装置废水排放表

装置名称	污染源	污染物产生					治理措施		污染物排放					排放时间/h	排放去向
		污染物	核算方法	产生废水量/m^3/h	产生浓度/mg/L	产生量/kg/h	工艺	效率/%	污染物	核算方法	排放废水量/m^3/h	排放浓度/mg/L	排放量/kg/h		
催化裂化装置	含油污水 W5.2.6-1	化学需氧量	类比法	20(正常) 60(最大)	500	10	送含油污水预处理站后泵送	/	化学需氧量	类比法	20(正常) 60(最大)	500	10	8400	污水处理场含油含盐污水处理系统
		石油类	类比法		120	2.4			石油类	类比法		120	2.4		
		硫化物	类比法		2	0.04			硫化物	类比法		2	0.04		
		氨氮	类比法		20	0.4			氨氮	类比法		20	0.4		
	含硫污水 W5.2.6-2	化学需氧量	类比法	24.8	3000	74.4	收集，泵送	/	化学需氧量	类比法	24.8	3000	74.4	8400	酸性水汽提装置
		石油类	类比法		250	6.2			石油类	类比法		250	6.2		
		硫化物	类比法		900	22.32			硫化物	类比法		900	22.32		
		氨氮	类比法		2000	49.6			氨氮	类比法		2000	49.6		
	脱硫含盐废水 W5.2.6-3	硫酸盐（以亚硫酸钠计）	类比法	6.8	＜7.5wt%		絮凝沉降、氧化、过滤、冷却	/	硫酸盐（以亚硫酸钠计）	类比法	6.8	＜7.5wt%		8400	污水处理场监控池
		SS	类比法						SS	类比法		＜20	＜0.136		
		COD	类比法						COD	类比法		＜50	＜0.34		
	含氨污水 W5.2.6-4	氨氮	类比法	20（最大）	20		/	/	氨氮	类比法	20（最大）	20		间断	酸性水汽提装置

装置名称	污染源	污染物产生					治理措施		污染物排放					排放时间/h	排放去向
		污染物	核算方法	产生废水量/m^3/h	产生浓度/mg/L	产生量/kg/h	工艺	效率/%	污染物	核算方法	排放废水量/m^3/h	排放浓度/mg/L	排放量/kg/h		
	锅炉排污 W5.2.6-5	TDS	类比法	3	20	0.06	/	/	TDS	类比法	3	20	0.06	8400	循环水场补充水

表 5.2.6.8-3　　催化裂化装置固体废物（废液）排放表

装置名称	序号	固废名称	固废类别及编号	产生情况		排放量（t/次）	主要成分	排放规律	最终去向	处置措施	
				核算方法	产生量(t/a)					工艺	处置量（t/a）
催化裂化装置	S5.2.6-1	再生器废催化剂	HW50 251-017-50	物料衡算法	2787	2.79	Al_2O_3、Fe_2O_3、Na_2O、及少量 Ni、V	一个班次排一次	园区危险废物填埋场	填埋	2787
	S5.2.6-2	碱液再生废碱渣	HW35 251-015-35	物料衡算法	60	0.06	游离碱 3~8%，硫化物	一个班次排一次	送至乙烯装置废碱氧化单元处理	氧化中和处理	60
	S5.2.6-3	脱硫废渣	HW50 772-007-50	物料衡算法	386.4	0.39	废催化剂（Al_2O_3、Ni、V）及含盐废水	一个班次排一次	园区危险废物填埋场	填埋	386.4
	S5.2.6-4	废脱硝催化剂	HW50 772-007-50	物料衡算法	26.3	78.8	TiO_2、V_2O_3、WO_3	3 年 1 次	园区危险废物填埋场	填埋	26.3

表 5.2.6.8-4　　催化裂化装置噪声排放表

装置名称	噪声源	声源类型	噪声源强		治理措施	噪声排放值		距地高度（m）	室内/室外	排放时间/h	数量（台）
			核算方法	噪声值/dB(A)		核算方法	噪声值/dB(A				
催化裂化装置	空冷器 N5.2.6-1	频发（连续）	类比法	100～105	低噪声电机及叶片	类比法	90～92	20	室外	8400	56
	气压机 N5.2.6-2	频发（连续）	类比法	98	基础减振	类比法	95	5	室外	8400	1
	风机 N5.2.6-3	频发（连续）	类比法	95～100	基础减振	类比法	93～95	5	室外	8400	6
	机泵 N5.2.6-4	频发（连续）	类比法	85～93	低噪声电机及叶片	类比法	80～85	1.5	室外	8400	57
	余热锅炉 N5.2.6-5	频发（连续）	类比法	90～100	设低噪声火嘴	类比法	＜90	1.5	室外	8400	2
	放空 N5.2.6-6	偶发（间断）	类比法	115	设消声器	类比法	＜100	1.5	室外	间断	2

5.2.6.9 污染物达标分析

在正常生产情况下，催化裂化装置仅有催化剂再生烟气直接外排入大气，再生烟气中的二氧化硫、氮氧化物、颗粒物及镍及其化合物执行《石油炼制行业污染物排放标准》（GB31570-2015）表 4 标准，氨排放速率满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 2 标准，脱硫含盐废水在装置内经过絮凝沉降、氧化、过滤、冷却后达到直排标准后，通过单独管道送污水处理场监控池进行排放，总镍满足《石油炼制行业污染物排放标准》（GB31570-2015）表 1 标准，其达标排放情况见表 5.2.6.9-1。

表 5.2.6.9-1　　催化裂化装置外排废气达标排放分析

序号	废气名称	排放高度(m)	污染物名称	浓度(mg/Nm^3)		达标分析	标准名称
				排放值	标准值		
G5.2.6-1	再生烟气	80	SO_2 NOx 颗粒物 Ni	43.5 40 27.8 0.0016	50 100 30 0.3	达标	《石油炼制行业污染物排放标准》（GB31570-2015）表 4
			氨	0.72kg/h	75kg/h（速率）	达标	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 2
W5.2.6-3	脱硫含盐废水		总镍	＜0.15	1.0	达标	《石油炼制行业污染物排放标准》（GB31570-2015）表 1

5.2.7 气体分馏装置

5.2.7.1 生产规模及产品方案

气体分馏装置规模 110×10^4t/a，实际加工能力 90.91×10^4t/a，年操作时间 8400h，装置操作弹性 60-110%。具体生产规模及产品产量见表 5.2.7.1-1。

表 5.2.7.1-1　　气体分馏装置生产规模及产品产量

装置名称	生产规模	产品名称	产量		去向
			小时产量（t/h）	年产量（10^4t/a）	
气体分馏装置	110×10^4t/a	丙烷	16.76	14.08	乙烯装置
		丙烯	4.73	3.97	聚丙烯装置
			16.29	13.68	吉林石化项目
			10.92	9.17	产品
		气分 C4	58.58	49.20	烷基化装置
		乙烷	0.96	0.81	燃料气管网

5.2.7.2 主要原料和产品规格

⑴原料性质

气体分馏装置以催化裂化和焦化装置产生的经脱除硫化氢和硫醇后的液化气为原料，原料组成见表 5.2.7.2-1。

表 5.2.7.2-1　　气体分馏装置原料组成表

序号	组分	催化液化气 mol%	焦化液化气 mol%
1	C_2H_4	0.01	0.00
2	C_2H_6	0.45	0.48
3	C_3H_6	39.58	16.16
4	C_3H_8	8.98	42.00
5	iC_4H_{10}	21.00	5.55
6	iC_4H_8	6.43	4.60
7	C_4H_8-1	7.42	6.87
8	nC_4H_{10}	5.56	18.99
9	tC_4H_8	5.92	2.51
10	cC_4H_8	3.71	1.56
11	≥C5	0.94	1.28
12	总硫	20ppm	20ppm
合计		100.00	100.00

⑵产品性质

气体分馏装置产品主要包括丙烷、丙烯、混合C4组分和气分干气等，精丙烯产品满足聚丙烯装置对原料的要求，丙烯含量≧99.6%(mol)；丙烷作为商品丙烷，碳三含量>95%(v)。这些产品的规格分别见表5.2.7.2-2、表5.2.7.2-3。

表 5.2.7.2-2　　气体分馏装置精丙烯产品规格

序号	项目		单位	指标	单位	指标
1	丙烯	乙烷	wt%	0.02	mol%	0.03
		丙烯	wt%	99.60	mol%	99.62
		丙烷	wt%	0.38	mol%	0.35

表 5.2.7.2-3　　气体分馏装置其他产品规格

序号	产品组成 mol%	乙烷气	丙烷	轻碳四
1	乙烯	0.97		
2	乙烷	35.92		
3	丙烯	59.00	1.89	0.06
4	丙烷	4.11	97.31	0.20
5	异丁烷		0.55	35.12
6	异丁烯		0.13	12.28
7	丁烯-1		0.12	15.00
8	正丁烷			18.50
9	反丁烯-2			10.44
10	顺丁烯-2			6.54
11	碳五			1.86
12	合计	100.00	100.00	100.00

5.2.7.3 工艺技术

气体分馏装置一般有常规分离流程和顺序分离流程。顺序分离存在着精馏段和提馏段操作负荷不均匀，塔径变化大以及由此引起设计、操作难度大等一系列的缺点。本装置从生产操作方便、设备制造、投资成本等方面分析，推荐采用常规三塔分离流程。

5.2.7.4 工艺流程简述

本装置按三塔流程设计，主要由脱丙烷塔、脱乙烷塔和丙烯塔组成。液化气经脱丙烷塔进行碳二、碳三馏分和碳四馏分分离，塔顶碳二、碳三馏分经脱乙烷塔分离出碳二馏分后进入丙烯塔，丙烯塔顶出精丙烯产品，塔底出丙烷馏

分。

自催化和焦化装置来的经脱除硫化氢和硫醇的液化气进入本装置的脱丙烷塔进料罐，液化气由脱丙烷塔进料泵抽出，先与碳四馏分产品换热，再经脱丙烷塔进料加热器加热，以泡点状态进入脱丙烷塔，脱丙烷塔进料加热器热源为系统所提供的热水。

脱丙烷塔塔顶蒸出的碳二、碳三馏分经脱丙烷塔顶空冷器、脱丙烷塔后冷器冷凝冷却后，进入脱丙烷塔顶回流罐，冷凝液自脱丙烷塔顶回流罐抽出，一部分用脱丙烷塔顶回流泵送入塔顶作为回流，另一部分用脱乙烷塔进料泵抽出，作为进料送入脱乙烷塔，脱丙烷塔底用塔底重沸器加热，热源为催化顶循油以及系统所提供的低压蒸汽，塔底碳四馏分与原料换热后自压送至下游烷基化装置。

脱乙烷塔顶蒸出的碳二、碳三馏分经脱乙烷塔顶空冷、脱乙烷塔顶冷凝器部分冷凝冷却后，进入脱乙烷塔回流罐，未冷凝的气体主要是乙烷和部分丙烯、丙烷，由回流罐上部经压控阀放至催化气压缩机出口回收丙烯，也可进入燃料气管网。冷凝液从脱乙烷塔顶回流罐用脱乙烷塔顶回流泵抽出，送入塔顶作回流。脱乙烷塔底用塔底重沸器加热，热源为热水。

脱乙烷塔底的丙烯-丙烷馏分自压进入丙烯精馏塔 A 作为进料，由于丙烯塔的总塔板数较多，故分为丙烯精馏塔 A 和丙烯精馏塔 B 两段，两塔串联操作。丙烯精馏塔 A 顶部气体通过管线引至丙烯精馏塔 B 底部最下层塔板下，作为上升气相，丙烯精馏塔 B 塔釜液相通过丙烯塔中间泵，送入丙烯精馏塔 A 顶部第一层塔板上，作为液相内回流。丙烯精馏塔 B 塔顶蒸出的丙烯，经丙烯塔顶空冷器、精丙烯塔后冷器冷凝后进入丙烯塔顶回流罐，凝液为精丙烯产品，冷凝液用丙烯塔顶回流泵抽出，一部分送入丙烯精馏塔 B 作回流，另一部分用经丙烯产品冷却器冷后，送至罐区。丙烯精馏塔 A 塔釜的丙烷馏分经丙烷馏分冷却器冷却后，送至罐区。丙烯精馏塔 A 底用塔底重沸器加热，热源为热水。

气体分馏装置带“三废”排放点的工艺流程见图 5.2.7.4-1。

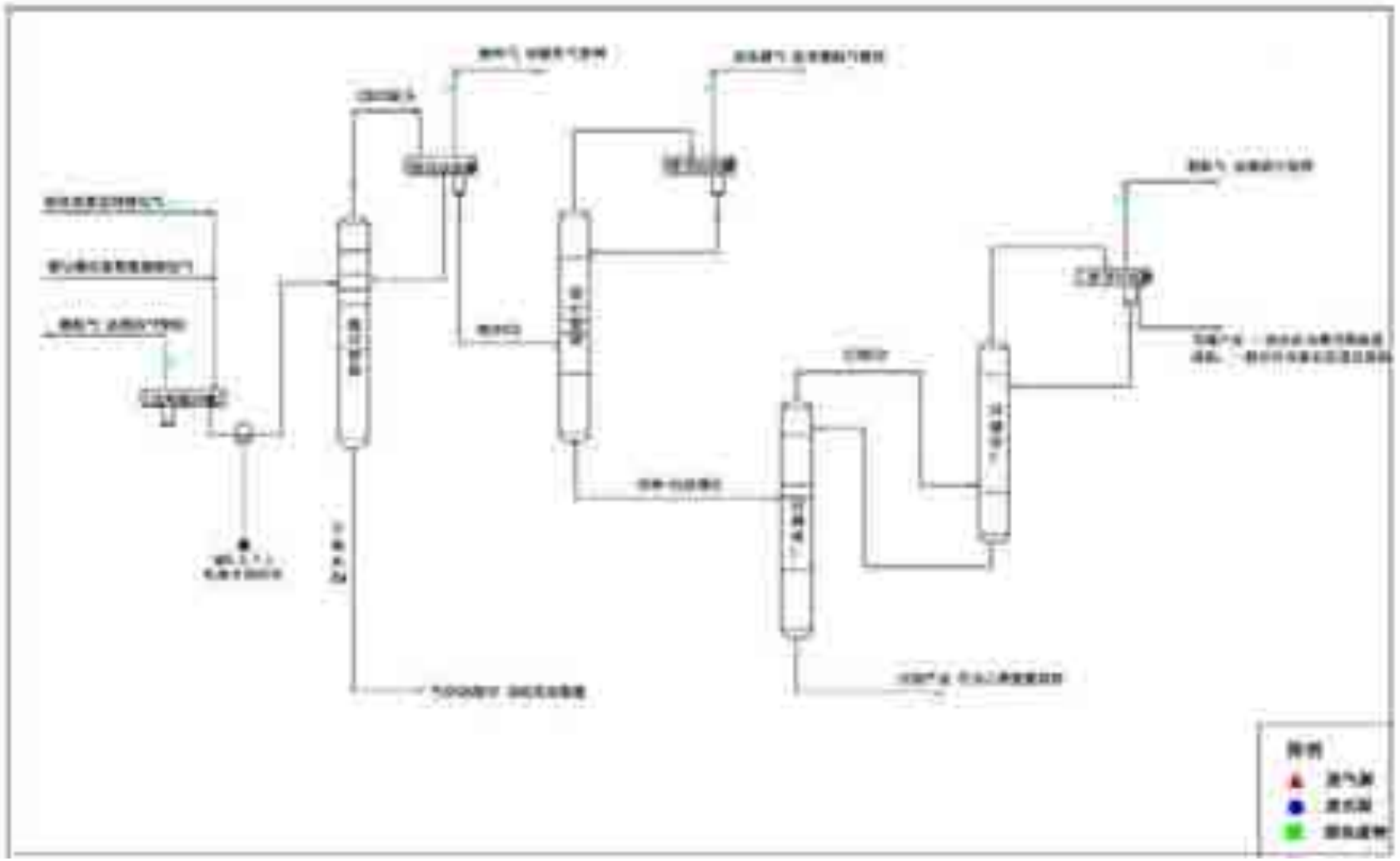


图 5.2.7.4-1　　气体分馏装置带三废排放节点的工艺流程图

5.2.7.5 主要设备

气体分馏装置主要设备见表 5.2.7.5-1。

表 5.2.7.5-1　　气体分馏装置主要设备表

序号	设备名称	数量（台）	操作温度（℃）	操作压力（MPa.G）	主要规格	材质
一						
1						
2						
3						
4						
二						
1						
2						
3						
4						
5						
6						

5.2.7.6 原辅材料及公用工程消耗

⑴原料及辅助材料消耗

气体分馏装置主要原料消耗见表 5.2.7.6-1。

表 5.2.7.6-1　　气体分馏装置主要原料消耗表

序号	名称	单位	消耗定额/吨产品	消耗量		来源
				小时	每年（$\times10^4$）	
一	原料					
1	催化裂化液化气	t	0.69	74.78	62.81	催化裂化装置
2	焦化液化气	t	0.31	33.46	28.10	延迟焦化装置

⑵公用工程消耗

气体分馏装置公用工程消耗见表 5.2.7.6-2。

表 5.2.7.6-2　　气体分馏装置公用工程消耗表

序号	名称及规格		单位	消耗定额/吨原料	小时消耗量		来源/去向
					正常	最大	
1	循环水		m^3	13.03	1410	2000	炼油第二循环水场
2	生产水		m^3	/	/	100	净水厂
3	除盐水		t	0.55	60	73	脱盐水精制
4	工艺凝液		m^3	/	-2.6	/	脱盐水精制
5	蒸汽		1.3MPa	0.02	2.6	27（吹扫）	蒸汽管网
6	电	10kv	轴功率 kW	0.003	1525	/	动力中心或外购
		380v			815	/	
7	仪表空气（0.6MPaG）		Nm^3	2.77	300	/	空压站
8	工厂空气（0.6MPaG）		Nm^3	/	/	600	
9	低压氮气（99.99 mol%，0.8MPaG）		Nm^3	/	/	300	空分装置
10	高压氮气（99.99 mol%，4.0MPaG）		Nm^3	/	/	600	

5.2.7.7 平衡分析

⑴物料平衡

气体分馏装置物料平衡见表 5.2.7.7-1。

表 5.2.7.7-1　　气体分馏装置物料平衡

入方（t/h）			出方（t/h）		
序号	项目	数据	序号	项目	数据
1	催化脱硫液化气	74.78	1	丙烯	31.93
2	焦化脱硫液化气	33.46	2	丙烷	16.76
			3	气分 C4	58.58
			4	乙烷	0.96
		108.23			108.23

由表 5.2.7.7-1 可知，进入气体分馏装置的总物料量为 108.23t/h，经过分离后，15.49%的物料转化为丙烷产品，29.5%的物料转化为丙烯产品，54.12%的物料转化为气分 C4，作为下游装置的原料，0.89%的物料转化为乙烷送至全厂燃料气管网。

⑵硫平衡

气体分馏装置硫平衡见表 5.2.7.7-2。

表 5.2.7.7-2　　气体分馏装置硫平衡表

入方				出方			
名称	进料量 (t/h)	硫含量 (ppm)	带入硫 (kg/h)	名称	出料量 (t/h)	硫含量 (ppm)	带走硫 (kg/h)
催化脱硫液化气	74.78	20	1.496	丙烯	31.93	1	0.032
焦化脱硫液化气	33.46	20	0.669	丙烷	16.76	10	0.151
				气分 C4	58.58	33	1.933
				乙烷	0.96	50	0.049
合计			2.165	合计			2.165

从表 5.2.7.7-2 可知，原料催化脱硫液化气和焦化脱硫液化气带入硫 2.165kg/h。经加工后，丙烯带走硫约 0.032kg/h，占总硫量约 1.5%；丙烷带走硫约 0.151kg/h，占总硫量约 7.0%；气分 C4 带走硫约 1.933kg/h，占总硫量约 89.3%；乙烷带走硫约 0.049kg/h，占总硫量约 2.2%。

⑶水平衡

气体分馏装置水平衡见表 5.2.7.7-3。

表 5.2.7.7-3　　气体分馏装置水平衡

进料 t/h			出料 t/h		
序号	名称	数值	序号	名称	数值
1	循环水供水	1410	1	循环水排水	1410
2	除盐水（空冷器）	60	2	损失	60
合计		1470	合计		1470

由表 5.2.7.7-3 可知，本装置需要 1410t/h 循环水、空冷器使用 60t/h 除盐水，排水包括 1410t/h 循环水排水、损失 60t/h。

⑷蒸汽平衡

气体分馏装置蒸汽平衡见表 5.2.7.7-4。

表 5.2.7.7-4　　气体分馏装置蒸汽平衡

进料 t/h			出料 t/h		
序号	名称	数值	序号	名称	数值
1	1.3MPa 蒸汽	2.6	1	工艺凝液	2.6
合计		2.6	合计		2.6

由表 5.2.7.7-4 可知，本装置需要 1.3MPa 蒸汽 2.6t/h，生成 2.6t/h 凝液送脱盐水精制。

5.2.7.8 主要污染源及污染物分析

(1)正常工况

①废气

A 有组织排放

正常工况下，本装置无有组织工艺废气排放。

B 无组织排放

装置区的无组织排放主要来自设备动静密封处泄漏，本装置无组织排放的污染物主要为 VOCs，见表 5.2.7.8-1。

②废水

正常工况下，本装置所排放废水包括含油污水和生活污水。含油污水包括各机泵冷却排出含油污水、从各容器分水斗间断切出的含油污水以及地面冲洗水。含油含油污水通过含油污水管网收集经预处理后送污水处理场含油含盐废水处理系统处理。

正常工况下废水排放情况见表 5.2.7.8-2。

③固体废物

正常工况下，本装置无固体废物排放。

④噪声

本装置噪声主要来自大功率泵、空冷器产生的噪声，详见表 5.2.7.8-3。

表 5.2.7.8-1 气体分馏装置废气排放表

装置名称	污染源	污染物产生					治理措施		污染物排放					排放口参数			排放时间 h
		污染物	核算方法	废气产生量 m^3/h	产生浓度 mg/m^3	产生量 kg/h	工艺	效率%	污染物	核算方法	废气排放量 m^3/h	排放浓度 mg/m^3	排放量 kg/h	高度 H(m)	直径 D(m)	温度℃	
气体分馏装置	无组织排放	挥发性有机物	产污系数法	/	/	11.52t/a	泄漏检测与修复	/	挥发性有机物	产污系数法	/	/	11.52t/a	面积:130m×55m			8400

表 5.2.7.8-2 气体分馏装置生产废水排放表

装置名称	污染源	污染物产生					治理措施		污染物排放					排放时间 h	排放去向
		污染物	核算方法	产生废水量 m^3/h	产生浓度 mg/L	产生量 /kg/h	工艺	效率/%	污染物	核算方法	排放废水量 m^3/h	排放浓度 mg/L	排放量 kg/h		
气体分馏装置	含油污水 W5.2.7-1	化学需氧量	类比法	4（最大）	500	/	收集,压力输送	/	化学需氧量	类比法	4（最大）	500	/	间断	污水处理场含油含盐废水处理系统
		石油类	类比法		300	/			石油类	类比法		300	/		

表 5.2.7.8-3 气体分馏装置噪声排放表

装置名称	噪声源	声源类型	噪声源强		治理措施	噪声排放值		距地高度（m）	室内/室外	排放时间 /h	数量（台）
			核算方法	噪声值/dB(A)		核算方法	噪声值/dB(A				

	机泵 N5.2.7-1	频发（连续）	类比法	85～93	低噪声电机、减振	类比法	80～85	1	室外	8400	9 开 6 备
	空冷器 N5.2.7-2	频发（连续）	类比法	90～93	低噪声风机、电机	类比法	80～85	20	室外	8400	3

5.2.7.9 污染物达标分析

在正常工况下，气分装置无废气直接排入大气。

5.2.8 烷基化装置

5.2.8.1 生产规模及产品

烷基化装置设计规模 60 万吨/年，操作弹性 60～110%，年开工时间为 8400 小时。具体生产规模及产品产量见表 5.2.8.1-1。

表 5.2.8.1-1　　烷基化装置生产规模及产品产量

装置名称	生产规模	产品名称	产量		去向
			小时产量（t/h）	年产量（10^4t/a）	
烷基化	60 万吨/年	烷基化油	64.91	54.52	罐区
		正丁烷	13.69	11.50	乙烯装置
		干气	0.16	0.13	燃料气管网
		丙烷	0.17	0.14	乙烯装置

5.2.8.2 主要原料和产品规格

⑴原料性质

烷基化装置主要原料为气分装置提供的碳四馏分、化工来混合碳四以及轻烃回收装置来的异丁烷。氢气来自氢气管网；本装置主要产品为烷基化油，同时副产正丁烷、丙烷和少量燃料气，脱异丁烷塔分出的异丁烷在装置内循环使用。

气分装置碳四规格见表 5.2.7.2-3，化工碳四规格见表 5.3.4.2-4，异丁烷规格见表 5.2.12.2-4。

⑵产品性质

本装置的产品是高辛烷值烷基化油，副产品是正丁烷、丙烷和少量燃料气，脱异丁烷塔分出的异丁烷在装置内循环使用。产品及副产品的规格及产量见下表 5.2.8.2-1。

表 5.2.8.2-1　　产品性质

序号	产品名称	规 格	备 注
1	烷基化油	研究法辛烷值 RON：≥96.0； 马达法辛烷值 MON：≥92.0； EP： 203℃ RVP：≤45kPa 比重：0.69	基于DuPont 公司的Stratco 烷基化技术

序号	产品名称	规 格	备 注
2	正丁烷	异丁烷：3.84（wt%） 正丁烷：94.00（wt%） C5+：2.16（wt%）	

⑶辅助材料

烷基化装置的辅助材料包括选择性加氢部分的一种加氢催化剂及一种加氢保护剂；烷基化部分催化剂采用 99.2%（wt）的浓硫酸，化学药剂氢氧化钠溶液等。

5.2.8.3 工艺技术及生产原理

烷基化原料中一般含有 0.2～1.0%的丁二烯，在烷基化反应中，丁二烯可生成相对分子量很高的粘稠重质油，造成烷基化油质量下降，反应酸耗增加。去除丁二烯常用的方法是选择性加氢，就是使丁二烯部分加氢生成丁烯，使丁烯-1 异构为丁烯-2。这种加氢异构化具有 1-丁烯异构化率高(80%)、烯烃产率高(100%)的特点，是增加烷基化油收率的一种最廉价的方法。

国内外已使用和正在开发的烷基化技术有氢氟酸法、硫酸法、固体酸法、离子液体法等。其中工业化应用比较成熟的有硫酸法和氢氟酸法。氢氟酸烷基化装置具有常温下反应、无需制冷系统的优点，但是催化剂氢氟酸具有强腐蚀性及毒性，在装置选材上要高于硫酸法烷基化装置，部分材质需采用蒙乃尔合金，而且对环境的影响也大于硫酸法烷基化。硫酸法烷基化历史悠久，技术成熟可靠，对原料适应性、能耗均优于固体酸烷基化，而且作为催化剂，硫酸的腐蚀性及对环境的影响要比氢氟酸小。

5.2.8.4 烷基化工艺流程简述

烷基化工艺过程主要分为原料选择性加氢、烷基化反应两个部分。

5.2.8.4.1 原料选择性加氢部分

气分装置碳四馏分和来自化工装置的混合碳四馏分混合后进入碳四进料脱水器，经过脱水后进入碳四原料缓冲罐，再经加氢反应进料泵增压后，先后经碳四-脱轻烃塔底油换热器、反应器进料加热器加热升温，待温度升至 67℃～80℃后由加氢反应器底部进入反应器。

加氢反应器上部反应物及来自丙烷水洗罐的抽出丙烷混合后进脱轻烃塔。

脱轻烃塔顶油气经脱轻烃塔顶冷却器冷却到 40℃后进脱轻烃塔顶回流罐进行气液分离，液相经脱轻烃塔顶回流泵升压后分两路，一路作为塔顶回流，另一路作为液化气产品去罐区。

不凝气由脱轻烃塔顶回流罐顶部送至燃料气管网。脱轻烃塔底油先后经碳四-脱轻烃塔底油换热器、脱轻烃塔底油冷却器换热降温至合适温度，作为烷基化反应部分进料，脱轻烃塔底再沸器采用制冷压缩机汽轮机背压后的蒸汽加热。

5.2.8.4.2 烷基化反应部分

烷基化反应主要是碳四原料中的烯烃与异丁烷在浓硫酸催化剂的作用下，通过某些中间反应生成高辛烷值汽油馏分。

自脱轻烃塔底来的碳四馏分与来自脱异丁烷塔的循环异丁烷混合后，与反应流出物在原料-流出物换热器中换热降温至 11℃，进入烷基化进料脱水器分离游离水，使原料中的游离水含量降至 10ppm(w)以下。脱除游离水的混合碳四馏分与来自闪蒸罐的循环冷剂直接混合，使温度降至约 3.0℃后分三路分别进入烷基化反应器。

DuPont 公司的 Stratco 烷基化反应器是装有内循环夹套、取热管束和搅拌叶轮的压力容器。在反应器操作条件下，进料中的烯烃和异丁烷在浓硫酸催化作用下生成烷基化油。反应完全的酸-烃乳化液经上升管直接进入酸沉降罐，在酸沉降罐内进行酸-烃的沉降分离，分出的酸液从下降管返回反应器重新使用。反应-沉降系统中酸循环是借助上升管和下降管中物料的比重差自然循环的，90%废酸自酸沉降罐底部排放至废酸脱烃罐。

本装置烷基化部分设有 6 台反应器和 3 台沉降罐，碳四进料并联操作，混合碳四原料分 6 路分别进入 6 台烷基化反应器，硫酸催化剂为串联操作。酸沉降罐顶部分离出的烃相经压力控制阀降压，流经烷基化反应器内的取热管束时发生部分汽化，取走反应产生的热量后，汽-液混合物进入闪蒸罐进行分离。闪蒸罐是一台设有中间隔板并有共同分离空间的卧式容器，隔板一侧供反应流出物进行气液分离，另一侧供循环冷剂进行气液分离。反应流出物经流出物泵升压后送至原料-流出物换热器换热，加热至 33℃左右送去流出物精制部分和分馏部分继续处理。循环冷剂则由冷剂循环泵抽出后送至烷基化反应器进料管线与

原料碳四混合，闪蒸罐气相空间分离出的烃类气体直接送至制冷压缩机一级入口。

分酸罐置于闪蒸罐下方，借助分酸罐上的界位计观察酸烃界面。正常情况下，分酸罐的酸位很低。当反应器内的取热管束发生泄漏时，分酸罐内将会发现大量硫酸。制冷压缩机入口气体经压缩机升压至 0.72MPa（g）后，先后经冷剂空冷器、冷剂后冷器冷却后进入冷剂罐。罐底绝大部分液体送至节能罐进行降压闪蒸，节能罐顶部的气相返回至制冷压缩机二级入口；分离出的液相送至至闪蒸罐降压闪蒸，温度降至-10℃左右，经循环冷剂泵抽出送至反应器入口与碳四原料混合。

冷剂罐底部小部分烃类液体经抽出丙烷泵抽出来调节制冷系统中的丙烷含量，抽出丙烷先后经丙烷碱洗罐和丙烷水洗罐后，与选择性加氢反应器后碳四原料混合，进入脱轻烃塔。反应流出物中含有少量的硫酸和烯烃反应生成的中性硫酸酯。这些酯类如果不加以脱除，在脱异丁烷塔的高温条件下会分解释放出 SO_2，遇水生成稀硫酸会造成塔顶系统的严重腐蚀，此外酸酯还可能导致脱异丁烷塔底重沸器结垢；反应流出物夹带的少量硫酸也会造成装置的严重腐蚀，因此必须将夹带的硫酸和酯类脱除。

本装置采用酸洗及碱洗的方法进行副产物脱除，即采用 99.2%的浓硫酸脱除酸酯后再采用 12%的 NaOH 脱除微量硫酸。与碳四原料换热后的反应流出物与循环酸和补充的 99.2%新鲜酸，在流出物酸洗混合器内进行预混合后，进入流出物酸洗罐进行洗涤。99.2%的新鲜浓硫酸经新酸泵连续送入流出物酸洗混合器，通过 99.2%的新酸吸收反应流出物中的绝大部分硫酸酯。流出物酸洗罐中烃类和酸在填料的作用下分离，烃相含酸降至 10ppm（体积）以下，酸相送至反应器作为催化剂使用。酸洗后的流出物与循环碱水加热器来的循环碱液在流出物碱洗混合器中混合后，进入流出物碱洗罐。含硫酸盐和亚硫酸盐的碱水，自流出物碱洗罐底部经碱洗循环泵抽出，分别与来自丙烷碱洗罐的碱液和来自丙烷水洗罐的洗涤水以及来自流出物水洗罐的洗涤水合并为一路，然后分别经烷基化油-循环碱水换热器、循环碱水加热器换热升温后返回流出物碱洗混合器入口。

流出物碱洗罐顶部分离出的烃相与来自除盐水补充泵的除盐水，经流出物水洗混合器混合后进入流出物水洗罐洗涤、分离，流出物水洗罐顶部分离出的

流出物经烷基化油-脱异丁烷塔进料换热器换热后进脱异丁烷塔。脱异丁烷塔用来分离流出物中的异丁烷组分，内设 60 层塔板。塔顶流出物经脱异丁烷塔顶空冷器和脱异丁烷塔顶后冷器冷却后进入脱异丁烷塔顶回流罐。罐底液相经脱异丁烷塔顶回流泵抽出，一部分返回塔顶作为回流，另一部分经循环异丁烷冷却器冷却至 40℃后，作为循环异丁烷返回至烷基化反应部分，以保证反应器总进料中异丁烷和烯烃比例适当，过剩的异丁烷送出装置，脱异丁烷塔底流出物自压送至脱正丁烷塔。脱异丁烷塔底重沸器的热源采用制冷压缩机汽轮机背压后的蒸汽，凝结水回收。脱正丁烷塔顶流出物经脱正丁烷塔顶冷却器冷却后进入脱正丁烷塔顶回流罐，罐底液相经脱正丁烷塔顶回流泵抽出，一部分作为脱正丁烷塔顶回流，另一部分经正丁烷产品冷却器冷却至 40℃后送出装置，塔底烷基化油经烷基化油产品泵抽出，先后与烷基化油-循环碱水换热器、烷基化油-脱异丁烷塔进料换热器换热冷却，再经烷基化油产品冷却器冷却至 40℃后送出装置。

脱正丁烷塔底重沸器的热源采用 1.3MPa 蒸汽，凝结水回收。装置设有新酸罐、废酸罐和备用罐，用以接收装置外送来的新鲜硫酸及装置产生的废酸。罐内以氮气覆盖，防止空气中的水分进入罐内造成硫酸的稀释和设备腐蚀。本装置设有排酸罐，正常操作时接收来自废酸脱烃罐的废酸；事故状态时接收含酸系统的含酸排放物。废酸在排酸罐中进行酸烃分离，废酸经排酸泵送至废酸罐。回收的含酸烃类则通过含酸废油泵送至烷基化反应器。

自排酸罐顶部分离出的含酸油气自压进入含酸气碱洗塔进行碱洗中和，含酸气碱洗塔设 6 层塔板，塔顶气相排入火炬系统，塔底碱液经碱洗塔循环泵抽出后返塔循环洗涤酸性油气。本装置内设有碱储罐，供给各部分所需的 12%NaOH 溶液，各含酸容器停工检修时，可利用公用碱洗泵注碱中和。

本装置设有废水脱气罐，装置内产生的含烃废水在罐内进行脱气处理，罐顶部烃类气体排至火炬系统，废水排至废水中和池。本装置设置的废水中和池用以接受装置可能排放的酸性污水及碱性污水。中和池设有 pH 计在线控制新鲜碱液加入量和新鲜酸加入量。中和池内还设有喷射器，以保证中和反应快速均匀。中和后的含盐污水（W5.2.8-2）由中和池排水泵送出装置。

烷基化装置的工艺流程及产污节点见图 5.2.8.4-1。

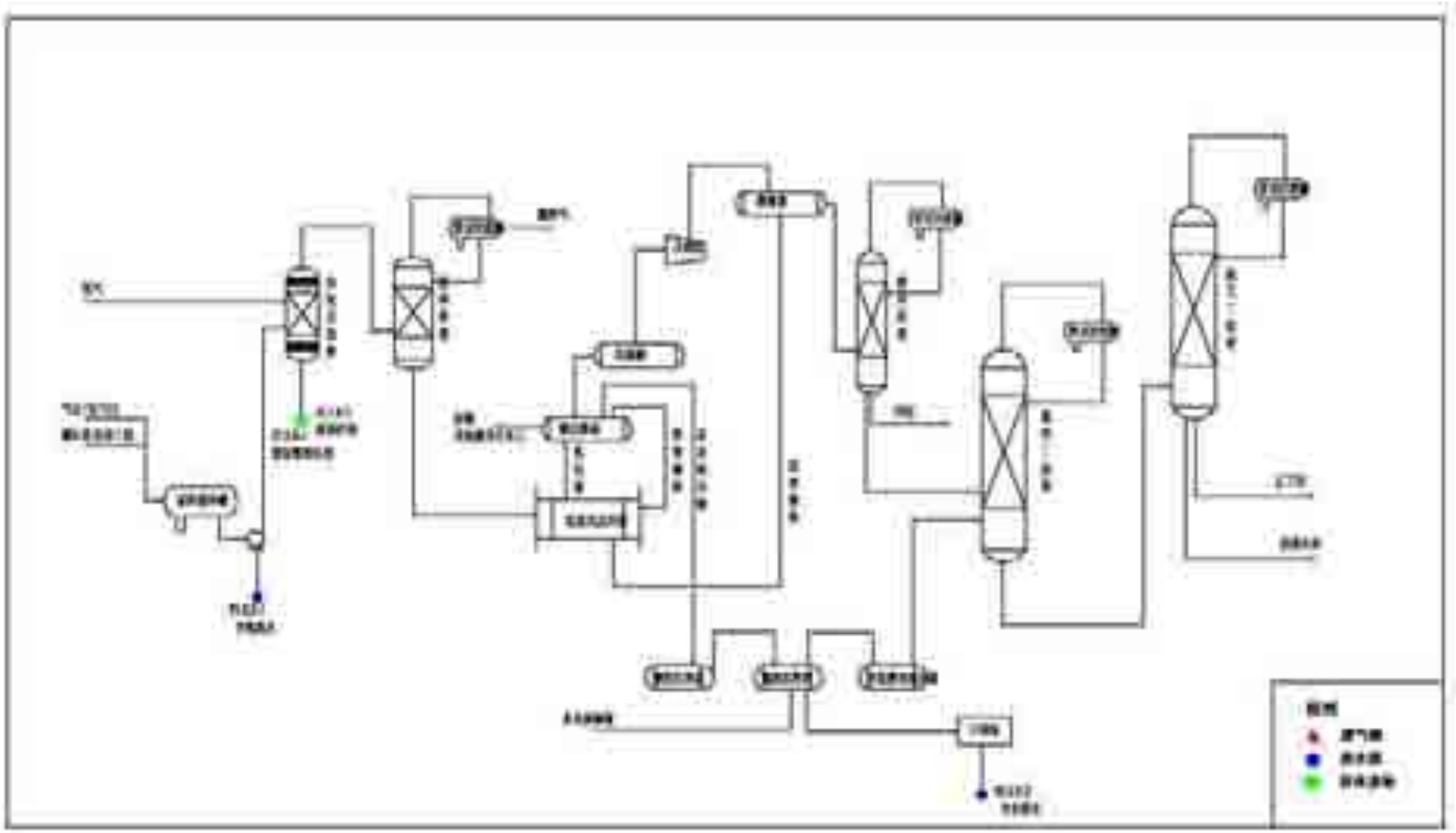


图 5.2.8.4-1　　烷基化装置工艺流程及产污节点图（加氢及烷基化单元）

5.2.8.5 主要设备

烷基化装置主要设备见表 5.2.8.5-1。

表 5.2.8.5-1　　烷基化装置主要设备表

序号	设备名称	数量	设计条件		材料/规格	备注
			温度(℃)	压力(MPaG)		
烷基化装置						
一						
1						
2						
二						
1						
2						
3						
4						

5.2.8.6 原辅材料及公用工程消耗

⑴原料及辅助材料消耗

装置主要原料、辅助材料消耗见表 5.2.8.6-1。

表 5.2.8.6-1　　烷基化装置主要原料及辅助材料消耗表

序号	名称	单位	消耗定额/吨产品	消耗量		来源
				小时	每年（$\times10^4$）	
一	原料					
1	气分碳四	t	0.82	58.58	49.20	气分装置
2	化工碳四	t	0.12	8.33	7.00	MTBE/丁烯-1 装置
3	补充异丁烷	t	0.17	12.000	10.08	轻烃回收装置
4	氢气	t	0.0002	0.010	0.01	氢气管网
二	辅助材料					
	名称	单位	规格	年消耗量	一次装入量	来源
1	硫酸	t	99.2%（wt）	600 吨/次	38430 吨/年	外购
2	NaOH	t	100%（wt）	30 吨/次	235 吨/年	外购
3	加氢催化剂	t	LSH-401	26.4 吨/次	4.4 吨/年	外购
4	保护剂	t	LBP-401	4.8 吨/次	0.8 吨/年	外购

⑵公用工程消耗

烷基化装置公用工程消耗见表 5.2.8.6-2。

表 5.2.8.6-2　　烷基化装置公用工程消耗表

序号	名称及规格	单位	消耗定额/吨产品	小时消耗量		来源/去向
				正常	最大	
1	循环冷却水	t/h	25.42	1650	/	炼油第二循环水场
2	除盐水	t/h	1.15	75.0	/	脱盐水精制
3	净化压缩空气	m3n/h	6.16	400	/	空压站
4	电力		140.19	9100	/	动力中心或外购
	10000V	kw	111.69	7250	/	
	380V	kw	28.50	1850	/	
5	1.3MPa 蒸汽	t/h	1.18	76.3	/	蒸汽管网
6	凝液	t/h	-1.18	-76.3	/	脱盐水精制
7	0.8MPa 氮气	m^3n/h	3.08	200	000	空压站
8	4.0MPa 氮气	m^3n/h	9.24	/	600	
9	非净化压缩空气	m^3n/h	12.32	/	800	

5.2.8.7 平衡分析

⑴物料平衡

烷基化装置装置物料平衡见表 5.2.8.7-1。

表 5.2.8.7-1　　烷基化装置物料平衡

入方（t/h）				出方（t/h）				
序号	项目	数据	来源	序号	类别	项目	数据	去向
1	气分碳四	58.58	气分装置	1	产品	烷基化油	64.91	罐区
2	化工碳四	8.330	化工装置	2	产品	正丁烷	13.69	乙烯装置
3	补充异丁烷	12.00	轻烃回收装置	3	产品	丙烷	0.17	
4	氢气	0.01	氢气管网	4	燃料气	干气	0.16	作燃料气
	合计	78.92				合计	78.92	

从表 5.2.8.7-1 中可知，烷基化装置主要原料为气分碳四、异丁烷等，进料量为 78.92t/h，主要产品为烷基化油，产量为 64.91t/h。

⑵硫平衡

装置硫平衡见表 5.2.8.7-2。

表 5.2.8.7-2　　烷基化装置硫平衡表

入方				出方			
名称	进料量 (t/h)	硫含量 (%)	带入硫 (kg/h)	名称	出料量 (t/h)	硫含量 (%)	带走硫 (kg/h)
硫酸	4.575	99.2%（wt）	1481.93	废酸	5.042	90%（wt）	1481.93
合计			1481.93				1481.93

从表 5.2.8.7-2 可知，装置中的硫主要来自硫酸，由废酸带走，废酸送吉林石化 SAR 装置。

⑶蒸汽平衡

烷基化装置蒸汽平衡见表 5.2.8.7-3。

表 5.2.8.7-3　　烷基化装置蒸汽平衡

进料 t/h			出料 t/h		
序号	名称	数值	序号	名称	数值
1	1.3MP 蒸汽	76.3	1	工艺凝液	76.3
合计		76.3	合计		76.3

由表 5.2.8.7-3 可知，本装置需要 1.3MPa 蒸汽 76.3t/h，全部变为凝液。

⑷水平衡

烷基化装置水平衡见表 5.2.8.7-4。

表 5.2.8.7-4　　烷基化装置水平衡表

入方（t/h）			出方（t/h）		
序号	项目	数据	序号	项目	数据
1	循环进水	3605	1	循环出水	3605
2	除盐水	75	2	含盐污水	24.8
3	原料带水	0.3	3	空冷损失	50
			4	废酸带走	0.5
	小计	3680.3		小计	3680.3

由表 5.2.8.7-4 可知，本装置需要 3605t/h 循环水，空冷器使用 50t/h 除盐水，其余水进入含盐污水及废酸。

5.2.8.8 主要污染源及污染物分析

①废气

A 有组织排放

正常工况下，本装置没有有组织工艺废气排放。

B 无组织排放

装置区的无组织排放主要来自设备动静密封处泄漏，本装置无组织排放的污染物主要为 VOCs，小时排放量为 2.83kg/h，年排放量为 23.78t/a。

②废水

烷基化部分工艺废水（包括含碱废水）主要为来自碱水洗罐、脱丙烷塔、脱异丁烷塔、脱丁烷塔的塔顶废水，以及进料缓冲罐废水，收集后送污水处理场。

机泵冷却等的含油废水收集后送污水处理场。

烷基化装置废水排放情况见表 5.2.8.8-2。

③固废

烷基化装置主要固体废物为废弃的加氢催化剂，以及废保护剂。废催化剂含有五氧化二钒，送园区危险废物填埋场。

烷基化装置固体废物排放情况见表 5.2.8.8-3。

④噪声

烷基化装置噪声主要来自空冷机、压缩机、机泵等设备。

烷基化装置主要噪声源见表表 5.2.8.8-4。

表 5.2.8.8-1　　烷基化装置废气排放一览表

装置名称	污染源	污染物产生					治理措施		污染物排放					排放口参数			排放时间/h
		污染物	核算方法	废气产生量 m^3/h	产生浓度 mg/m^3	产生量/kg/h	工艺	效率/%	污染物	核算方法	废气排放量 $/m^3/h$	排放浓度 $/mg/m^3$	排放量/kg/h	高度H(m)	直径D(m)	温度℃	
烷基化装置	无组织排放	挥发性有机物	产污系数法	/		2.83	泄漏检测与修复	/	挥发性有机物	产污系数法	/	/	23.78t/a	面积:130m×80m			8400

表 5.2.8.8-2　　烷基化装置废水排放一览表

装置名称	污染源	污染物产生					治理措施		污染物排放					排放时间/h	排放去向
		污染物	核算方法	产生废水量/m^3/h	产生浓度/mg/L	产生量/kg/h	工艺	效率/%	污染物	核算方法	排放废水量/m^3/h	排放浓度/mg/L	排放量/kg/h		
烷基化装置	机泵冷却含油污水 W5.2.8-1	COD	类比法	3	500	1.5	收集到污水池泵送	/	化学需氧量	类比法	3	500	1.5	8400	污水处理场含油废水处理系统
		石油类	类比法		300	0.9			石油类	类比法		300	0.9		
		硫化物	类比法		10	0.03			硫化物	类比法		10	0.03		
		NH3-N	类比法		5	0.015			氨氮	类比法		5	0.015		
		挥发酚	类比法		5	0.015			挥发酚	类比法		5	0.015		
	含盐污水 W5.2.8-2	COD	类比法	24.8	500	12.4/	收集到污水池泵送	/	含盐量	类比法	24.8	500	12.4/	8400	污水处理场含盐废水处理系统
		石油类	类比法		10	0.248			石油类	类比法		10	0.248		
		TDS	类比法		600	15			TDS	类比法		600	15		

表 5.2.8.8-3　　烷基化装置固体废物排放一览表

装置名称	序号	固废名称	分类及编号	产生情况		排放量（t/次）	主要组分	排放规律	最终去向	处理措施	
				核算方法	产生量(t/a)					工艺	处置量（t/a）
烷基化装置	S5.2.8-1	废加氢催化剂	危险废物 HW50261-016-50	物料衡算法	4.4	26.4	Al2O3、钯	6 年 1 次	园区危险废物填埋场	综合利用	4.4
	S5.2.8-2	废保护剂	一般固体废物	物料衡算法	0.8	4.8	Al2O3	6 年 1 次	园区一般工业固废处置项目	园区统一处置	0.8

表 5.2.8.8-4　　烷基化装置主要噪声源一览表

装置名称	噪声源	声源类型	噪声源强		治理措施	噪声排放值		距地高度（m）	室内/室外	排放时间/h	数量（台）
			核算方法	噪声值/dB(A)		核算方法	噪声值/dB(A				
烷基化装置	机泵 N5.2.8-1	频发（连续）	类比法	90~95	低噪声电机、减振\\消声	类比法	80~85	1	室外	8400	26
	制冷压缩机 5.2.8-2	频发（连续）	类比法	95	低噪声电机、减振、隔声	类比法	90	1.5	室外	8400	2
	空冷风机 N5.2.8-3	频发（连续）	类比法	90	低噪声风机、电机	类比法	80~85	20	室外	8400	81

5.2.8.9 污染物达标分析

在正常生产情况下，本装置无排气筒排放气直接外排入大气。废水经收集处理后达标排放，固体废物由有资质单位处置。

5.2.9 柴油加氢裂化装置 I

5.2.9.1 生产规模及产品方案

柴油加氢裂化装置 I 生产规模为 330 万吨/年，年操作时间为 8400 小时，操作弹性 60~110%，具体生产规模及产品产量见表 5.2.9.1-1。

表 5.2.9.1-1　　柴油加氢裂化装置 I 生产规模及产品产量

装置名称	生产规模 (10^4t/a)	产品名称	产品产量		去向
			小时产量 (t/h)	年产量 (10^4t/a)	
柴油加氢裂化装置 I	330	干气	2.67	2.24	轻烃回收装置
		低分气	3.34	2.80	氢气回收装置
		液化气	6.51	5.47	轻烃回收装置
		轻石脑油	7.34	6.17	轻烃回收装置
		重石脑油	84.71	71.16	连续重整装置
		裂化柴油	234.14	196.68	罐区

5.2.9.2 主要原料和产品规格

⑴原料性质

柴油加氢裂化装置 I 原料为催化柴油、焦化柴油、委油常压重柴油，原料规格见表 5.2.1.2-2、5.2.3.2-4、5.2.6.2-2。

⑵产品性质

柴油加氢裂化装置 I 产品主要为裂化柴油及重石脑油，产品规格分别见表 5.2.9.2-1 和表 5.2.9.2-2。

表 5.2.9.2-1　　柴油产品规格

序号	指标	单位	数值
1	密度(20°C)	kg/m^3	810~845
2	总硫	μg/g	10(max)
3	十六烷值	/	51(min)
4	闪点	°C	60(min)
5	铜片腐蚀	/	1
6	多环芳烃	wt%	7(max)
7	馏程	°C	/
8	IBP	/	189
9	10%	/	212
10	30%	/	221

11	50%	/	255
12	70%	/	289
13	90%	/	325
14	95%	/	338
15	EBP	/	367

表 5.2.9.2-2　　重石脑油产品规格

序号	指标	单位	数值
1	总硫	μg/g	0.5(max)
2	总氮	μg/g	0.5(max)
3	馏程	℃	/
4	50%	/	105
5	EBP	/	175

⑶辅助材料

柴油加氢裂化装置I采用的辅助材料为氢气，氢气由全厂氢气管网提供。

5.2.9.3 工艺技术及生产原理

柴油加氢裂化装置I采用SHELL公司的加氢裂化工艺技术，由SHELL公司提供简化版工艺包（BDP），使用SHELL公司加氢处理催化剂Criterion DN-3552/3636、加氢裂化催化剂Z-NP10及OptiTrap系列保护剂。

5.2.9.4 工艺流程简述

柴油加氢裂化装置I由反应部分、分馏部分组成。

⑴反应部分

自罐区来的冷原料油与来自上游装置的热原料混合，然后经自动反冲洗过滤器、原料油/柴油产品换热器换热后，再进入原料油缓冲罐，原料油缓冲罐中的原料经反应进料泵升压后，与来自新氢压缩机和循环氢压缩机的混合氢混合，然后与反应产物换热后进入反应进料加热炉，加热至反应温度后进入加氢反应器中，在催化剂的作用下进行加氢反应，反应器内设置五个催化剂床层，各床层间设有注急冷氢设施。加热炉烟气排入大气（G5.2.9-1），反应器定期更换废保护剂（S5.2.9-1）、废催化剂（S5.2.9-2）、废支撑剂（S5.2.9-3）。

自加氢反应器来的反应产物依次经热混氢原料油/反应产物换热器、分馏塔进料/反应产物换热器、冷混氢原料油/反应产物换热器换热后，进入热高压分离器，热高分气经热高分气/冷低分油换热器、热高分气空冷器冷凝冷却后进入冷

高压分离器中，为了防止反应产物中的铵盐在低温部分结晶，通过高压注水泵将水注入到热高分气空冷器和热低分气空冷器上游的管道中，冷却后的反应产物在冷高压分离器中进行油、气、水三相分离。自冷高压分离器出来的冷高分气经循环氢脱硫塔入口分液罐、循环氢脱硫塔、循环氢压缩机入口分液罐分别分液、脱硫、再分液后进入循环氢压缩机，循环氢升压后分两路：一路作为急冷氢进入加氢反应器，另一路与来自新氢压缩机的新氢混合作为混合氢。

自冷高分底部出来的油相在液位控制下进入冷低压分离器；自热高分底部出来的热高分油分两路，一路经反应进料泵液力透平回收能量后进入热低压分离器；另一路经急冷油泵升压、急冷油空冷器冷却后进入加氢反应器。热低分气经空冷器冷却后与冷高分油混合进入冷低压分离器；自热低压分离器底部出来的热低分油进入分馏部分汽提塔；自冷低压分离器底部出来的冷低分油经热高分气/冷低分油换热器后进入汽提塔。冷高分/冷低分底部及分馏部分排出的酸性水进入酸性水闪蒸罐脱气后出装置，含硫污水排至硫磺回收联合装置酸水汽提装置（W5.2.9-1），冷低分气送氢气回收。

新氢经新氢压缩机入口分液罐分液后进入新氢压缩机，经升压后与循环氢压缩机出口的循环氢混合进入反应系统。

⑵分馏部分

从反应部分来的冷/热低分油进入汽提塔，塔底采用蒸汽汽提，塔顶油气经塔顶空冷器冷却后，进入塔顶回流罐进行气/油/水三相分离。含硫气体与含硫污水闪蒸气、富胺液闪蒸气合并后送出装置；含硫污水经升压后分两路，一路作为水洗水注入到汽提塔顶空冷器上游；另一路送酸性水闪蒸罐脱气后送出装置（W5.2.9-）；油相经塔顶回流泵升压后分为两路，一路送出装置，另一路作为塔顶回流返回汽提塔，塔底油与反应流出物换热至所需温度后进入分馏塔。

分馏塔顶油气经分馏塔顶空冷器、分馏塔顶后冷器冷却后，进入分馏塔顶回流罐进行油/水分离，水相经分馏塔顶含油污水泵升压后送至注水罐回用（W5.2.9-2）；油相分两路，一部分经分馏塔顶回流泵升压后作为塔顶回流，另一部分经分馏塔顶油泵升压后经换热送至石脑油分馏塔。分馏塔底抽出的油分两部分，一部分由分馏塔底重沸炉泵升压后经分馏塔底重沸炉加热后返回分馏塔，另一部分作为柴油产品经柴油产品泵升压后，依次经过柴油蒸汽发生器、石脑油分馏塔底重沸器、原料油/柴油换热器、柴油/热水换热器、柴油产品空冷

器换热及冷却后送出装置。

经分馏塔顶油泵升压后的石脑油依次经过柴油产品/石脑油分馏塔进料换热器、石脑油分馏塔底油/石脑油分馏塔进料换热器换热后，进入石脑油分馏塔。石脑油分馏塔顶气依次经石脑油分馏塔顶空冷器、石脑油分馏塔顶冷却器冷凝后进入石脑油分馏塔顶回流罐进行油水分离，油相经产品石脑油分馏塔顶回流泵升压后分为两路，一路在液位控制下作为轻石脑油产品与汽提塔顶液汇合后送出装置；另一路作为塔顶回流返回石脑油分馏塔，石脑油分馏塔塔底油与石脑油分馏塔进料换热后，进入石脑油脱硫罐脱除可能含有的硫化氢后（废脱硫剂S5.2.9-4），依次经重石脑油空冷器/冷却后作为重石脑油产品送出装置。

⑶催化剂预硫化及再生部分

为了使催化剂具有良好的活性，新鲜或再生后的催化剂在使用前都必须进行预硫化，该装置采用DMDS作为硫化剂。

柴油加氢裂化装置I带三废排放的工艺流程见图5.2.9-1。

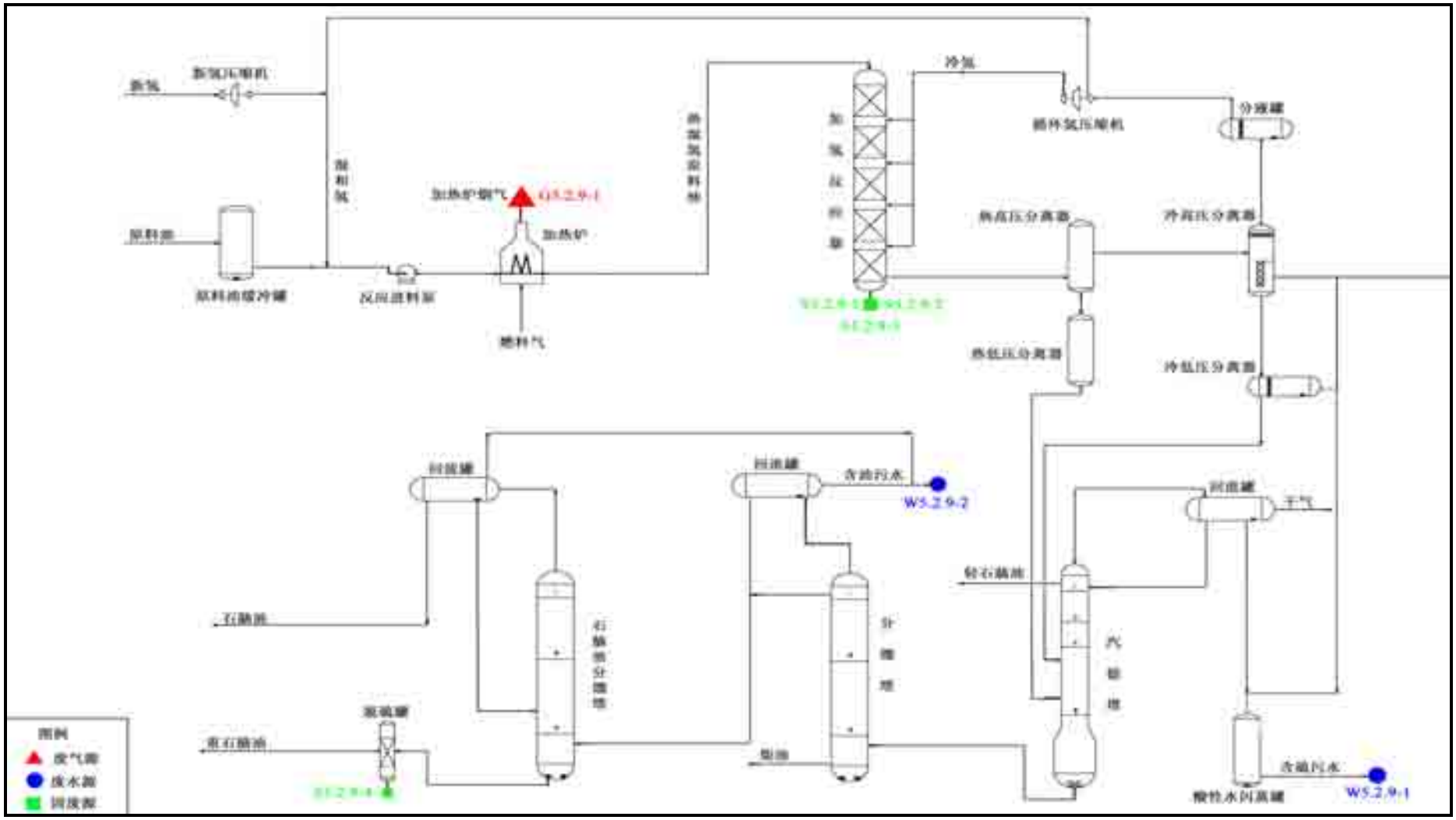


图 5.2.9-1　柴油加氢裂化装置 I 带三废排放的工艺流程图

5.2.9.5 主要设备

柴油加氢裂化装置I主要设备见表5.2.9.5-1。

表5.2.9.5-1　　柴油加氢裂化装置I主要静设备表

序号	设备名称	数量	操作温度(°C)	操作压力(MPa.G)	规格(mm)	材质
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						
8						
9						
10						
11						

5.2.9.6 原辅材料及公用工程

⑴原料及辅助材料消耗

柴油加氢裂化装置I主要原料、辅助材料消耗见表5.2.9.6-1。

表5.2.9.6-1　　柴油加氢裂化装置I主要原料及辅助材料消耗表

序号	名称	单位	消耗定额(/t产品)	消耗量		来源
				小时(t)	每年($\times10^4$)	
一	原料					
1	催化柴油	t	0.19	75.89	63.74	催化裂化装置
2	焦化柴油	t	0.44	172.53	144.93	延迟焦化装置
3	委油常压重柴油	t	0.22	85.36	71.70	常压蒸馏装置
二	辅助材料					
1	氢气	t	0.02	8.34	7.01	全厂氢气管网

⑵化学药剂及催化剂消耗

柴油加氢裂化装置I化学药剂及催化剂消耗见表5.2.9.6-2。

表5.2.9.6-2　　柴油加氢裂化装置I化学药剂及催化剂消耗表

序号	名称	年用量(t)	一次装入量(t)	使用寿命
1	保护剂	/	15	3 年
2	加氢处理催化剂	/	340	6 年
3	加氢裂化催化剂	/	71	6 年
4	惰性支撑剂	/	60	3 年

5	吸附脱硫剂	/	100	1 年
6	硫化剂 DMDS	/	150	3 年
7	缓蚀剂	9.2	/	/
8	阻垢剂	330	/	/

⑶公用工程消耗

柴油加氢裂化装置 I 公用工程消耗见表 5.2.9.6-3。

表 5.2.9.6-3　　柴油加氢裂化装置 I 公用工程消耗表

序号	名称及规格	单位	消耗定额(/t 产品)	小时消耗量		来源/去向
				正常	最大	
1	循环水	t/h	12.52	4920	/	炼油第二循环水场
2	除氧水	t/h	0.08	30	/	除氧器
3	除盐水	t/h	0.05	20	/	除盐水站
4	蒸汽 4.0MPa	t/h	0.10	39.7	/	蒸汽管网
5	蒸汽 1.3MPa	t/h	0.002	6	/	蒸汽管网
6	燃料气	kg/h	12.92	5075	/	燃料气管网
7	仪表风	Nm^3/h	1.27	500	3000	空压站
8	氮气	Nm^3/h	0.76	300	40000	空分装置
9	电	kWh/h	43.53	17100	/	动力中心或外购

5.2.9.7 平衡分析

⑴物料平衡

柴油加氢裂化装置 I 物料平衡见表 5.2.9.7-1。

表 5.2.9.7-1　　柴油加氢裂化装置 I 物料平衡

入方(t/h)			出方(t/h)		
序号	项目	数据	序号	项目	数据
1	催化柴油	75.89	1	酸性气	3.40
2	焦化柴油	172.53	2	干气	2.67
3	委油常压重柴油	85.36	3	低分气	3.34
4	新氢	8.34	4	液化气	6.51
			5	轻石脑油	7.34
			6	重石脑油	84.71
			7	柴油	234.14
合计 342.12			合计 342.12		

从表 5.2.9.7-1 中可知，柴油加氢裂化装置 I 总进料量为 342.12t/h，产品干气、低分气、液化气、轻石脑油、重石脑油、柴油的收率分别约为 0.78%、0.97%、1.90%、2.15%、24.76%、68.17%。

⑵硫平衡

柴油加氢裂化装置I硫平衡见表5.2.9.7-2。

表5.2.9.7-2　　柴油加氢裂化装置I硫平衡表

入方				出方			
名称	进料量(t/h)	硫含量(ppm)	带入硫(kg/h)	名称	出料量(t/h)	硫含量(ppm)	带走硫(kg/h)
催化轻柴油	24.06	904	21.75	干气	2.67	218510	583.42
催化重柴油	51.82	1000	51.82	低分气	3.34	150980	504.27
焦化柴油	172.53	20000	3450.60	液化气	6.51	13000	84.63
常压重柴油	85.36	10000	853.60	轻石脑油	7.34	0.5	0.004
				重石脑油	84.71	0.5	0.04
				柴油	234.14	10	2.34
				含硫污水/富胺液			3203.06
合计			4377.8	合计			4377.8

从表5.2.9.7-2可知，原料油带入硫4377.8kg/h，经加工后，含硫污水及富胺液带走硫3203.06kg/h，占总硫量约73.2%，其余26.8%的硫分别进入干气、低分气、液化气、轻重石脑油、柴油中。

⑶水平衡

柴油加氢裂化装置I水平衡见表5.2.9.7-3。

表5.2.9.7-3　　柴油加氢裂化装置I水平衡

进料(t/h)			出料(t/h)		
序号	名称	数值	序号	名称	数值
1	循环水	4920	1	循环水	4920
2	除氧水	30	2	含硫污水	36
3	蒸汽4.0MPa	39.7	3	透平凝液	39.7
4	蒸汽1.3MPa	6	4	空冷损失	20
5	脱盐水	20			
合计		5015.7		合计	5015.7

由表5.2.9.7-3可知，进入本装置界区水总量为5015.7t/h，出装置界区水总量5015.7t/h，其中循环水4920t/h，凝液39.7t/h，含硫污水36t/h。

⑷蒸汽平衡

柴油加氢裂化装置I蒸汽平衡见表5.2.9.7-4。

表5.2.9.7-4　　柴油加氢裂化装置I蒸汽平衡

进料(t/h)			出料(t/h)		
序号	名称	数值	序号	名称	数值
1	蒸汽 4.0MPa	39.7	1	凝液	39.7
2	蒸汽 1.3MPa	6	2	含硫污水	6
合计		45.7		合计	45.7

由表 5.2.9.7-4 可知，进入本装置界区蒸汽总量为 45.7t/h；出装置界区凝液 39.7t/h，含硫污水 6t/h。

5.2.9.8 主要污染源及污染物

①废气

A 有组织排放：柴油加氢裂化装置 I 有组织排放废气为反应进料加热炉烟气 G5.2.9-1，主要污染物为 SO_2，NOx，颗粒物等。

B 无组织排放：柴油加氢裂化装置 I 区的无组织排放主要来自设备动静密封处泄漏，无组织排放的污染物主要为 VOCs。

柴油加氢裂化装置 I 正常工况下废气排放情况见表 5.2.9.8-1。

②废水

柴油加氢裂化装置 I 产生的废水有含硫废水和间断排放的含油废水。

含硫废水：脱硫化氢汽提塔顶回流罐含硫污水 W5.2.9-1，主要污染物为石油类、硫化物、挥发酚、CODcr 和氨氮等。

含油废水：分馏塔顶回流罐间断排放的含油废水 W5.2.9-2，主要污染物为 CODcr、石油类、挥发酚、SS 和氨氮等。

柴油加氢裂化装置 I 正常工况下废水排放情况见表 5.2.9.8-2。

③固体废物

柴油加氢裂化装置 I 产生的危废主要有：废保护剂 S5.2.9-1，主要成分为 WO_3 和 NiO；废催化剂 S5.2.9-2，主要成分为 NiO 和 MoO_2；废惰性支撑剂 S5.2.9-3，主要成分为 Al_2O_3、SiO_2 和污油；废脱硫剂 S5.2.9-4，主要成分为 ZnO。

柴油加氢裂化装置 I 固废排放情况见表 5.2.9.8-3。

④噪声

柴油加氢裂化装置 I 噪声源主要为反应进料加热炉 N5.2.9-1、新氢/循环氢压缩机 N5.2.9-2、反应进料泵及透平 N5.2.9-3、空冷器 N5.2.9-4 及机泵 N5.2.9-5 等设备。

柴油加氢裂化装置I主要噪声源见表5.2.9.8-4。

表 5.2.9.8-1　　柴油加氢裂化装置 I 废气排放表

装置名称	污染源	污染物产生					治理措施		污染物排放					排放口参数			排放时间(h)
		污染物	核算方法	废气产生量(m^3/h)	产生浓度(mg/m^3)	产生量(kg/h)	工艺	效率(%)	污染物	核算方法	废气排放量(m^3/h)	排放浓度(mg/m^3)	排放量(kg/h)	高度(m)	直径(m)	温度(℃)	
柴油加氢裂化装置 I	加热炉排气筒 G5.2.9-1	颗粒物	类比法	64820	8.00	0.52	清洁燃料	/	颗粒物	类比法	64820	8.00	0.52	60	1.6	140	8400
		SO_2	物料衡算法		5.00	0.32	低硫燃料气	/	SO_2	物料衡算法		5.00	0.32				
		NOx	类比法		50.00	3.24	超低氮燃烧器	/	NOx	类比法		50.00	3.24				
	无组织排放	挥发性有机物	产污系数法	/	/	3.56	泄漏检测与修复	/	挥发性有机物	产污系数法	/	/	3.56	面积:195m×150m			8400

表 5.2.9.8-2　　柴油加氢裂化装置 I 废水排放表

装置名称	污染源	污染物产生					治理措施		污染物排放					排放时间(h)	排放去向
		污染物	核算方法	废水产生量(m^3/h)	产生浓度(mg/L)	产生量(kg/h)	工艺	效率(%)	污染物	核算方法	废水排放量(m^3/h)	排放浓度(mg/L)	排放量(kg/h)		
柴油加氢裂化装置 I	气体塔回流罐含硫污水 W5.2.9-1	COD	类比法	36	3500	126.00	收集泵送	/	COD	类比法	36	3500	126.00	8400	酸性水汽提装置
		石油类	类比法		100	3.60			石油类	类比法		100	3.60		
		硫化物	类比法		3000	108.00			硫化物	类比法		3000	108.00		
		NH_3-N	类比法		1500	54.00			NH_3-N	类比法		1500	54.00		
		挥发酚	类比法		50	1.80			挥发酚	类比法		50	1.80		
	分馏塔回流罐含油污水 W5.2.9-2	COD	类比法	3	400	1.2	收集到污水池泵送	/	COD	类比法	3	400	1.2	间断	污水处理场含油含盐处理系统
		石油类	类比法		230	0.69			石油类	类比法		230	0.69		
		NH_3-N	类比法		15	0.05			NH_3-N	类比法		15	0.05		
		挥发酚	类比法		14	0.04			挥发酚	类比法		14	0.04		

表 5.2.9.8-3　　柴油加氢裂化装置 I 固体废物排放表

装置名称	序号	固废名称	固废类别及编号	产生情况		排放量(t/次)	主要成分	排放规律	最终去向	处置措施	
				核算方法	产生量(t/a)					工艺	处置量(t/a)
柴油加氢裂化装置I	S5.2.9-1	废保护剂	危废 HW46 900-037-46	物料衡算法	5.5	16.5	MoO_3、WO_3、NiO	1 次/3 年	园区危险废物填埋场	综合利用	5.5
	S5.2.9-2	废精制催化剂	危废 HW50 251-016-50	物料衡算法	75.3	451.8	MoO_3、WO_3、NiO	1 次/6 年	园区危险废物填埋场	综合利用	75.3
	S5.2.9-3	废惰性支撑剂	危废 HW08 251-012-08	物料衡算法	5.5	16.5	Al_2O_3、SiO_2、污油	1 次/3 年	园区危险废物填埋场	填埋	5.5
	S5.2.9-3	废脱硫剂	危废 HW06 900-406-06	物料衡算法	110	110	ZnO	1 次/年	园区危险废物填埋场	填埋	110

表 5.2.9.8-4　　柴油加氢裂化装置 I 主要噪声设备表

装置名称	噪声源	声源类型	噪声源强		治理措施	噪声排放值		距地高度(m)	室内室外	排放时间(h)	数量（台）
			核算方法	噪声值 dB(A)		核算方法	噪声值 dB(A)				
柴油加氢裂化装置I	反应进料加热炉 N5.2.9-1	频发（连续）	类比法	85	低噪声火嘴	类比法	＜85	1.5	室外	8400	1
	新氢/循环氢压缩机 N5.2.9-2	频发（连续）	类比法	85	减振/隔声	类比法	＜85	1.5	室内	8400	4 开 1 备
	反应进料泵及透平 N5.2.9-3	频发（连续）	类比法	80~85	减振/隔声	类比法	80~85	1.5	室内	8400	1 开 1 备
	空冷器 N5.2.9-4	频发（连续）	类比法	75~80	低噪声电机/减振	类比法	75~80	＞6	室外	8400	49
	机泵 N5.2.9-5	频发（连续）	类比法	75~80	低噪声电机/减振	类比法	75~80	1	室外	8400	42

5.2.9.9 污染物达标分析

在正常生产情况下，柴油加氢裂化装置I仅有加热炉烟气直接外排入大气，执行标准为《石油炼制工业污染物排放标准》(GB31570-2015)表4大气污染物特别排放限值，其达标排放情况见表5.2.9.9-1。

表5.2.9.9-1　　柴油加氢裂化装置I外排废气达标排放分析

序号	废气名称	排放高度(m)	污染物名称	浓度(mg/Nm^3)		速率(kg/h)		达标分析	执行标准
				排放值	标准值	排放值	标准值		
1	加热炉烟气	60	SO_2	5	50	0.32	/	达标	GB31570-2015特别排放限值
			NOx	50	100	3.24	/		
			颗粒物	8	20	0.52	/		

5.2.10 柴油加氢裂化装置 II

5.2.10.1 生产规模及产品方案

⑴柴油加氢裂化装置 II

柴油加氢裂化装置 II 生产规模为 330 万吨/年，年操作时间为 8400 小时，操作弹性 60~110%，具体生产规模及产品产量见表 5.2.10.1-1。

表 5.2.10.1-1　　柴油加氢裂化装置 II 生产规模及产品产量

装置名称	生产规模 (10^4t/a)	产品名称	产品产量		去向
			小时产量 (t/h)	年产量 (10^4t/a)	
柴油加氢裂化装置 II	330	干气	3.91	3.28	轻烃回收装置
		低分气	5.47	4.60	氢气回收装置
		液化气	19.55	16.42	轻烃回收装置
		轻石脑油	53.42	44.87	石脑油正异构分离单元
		重石脑油	178.60	150.02	连续重整装置
		航煤	76.37	64.15	罐区
		柴油	61.54	51.69	罐区

⑵石脑油正异构分离单元

石脑油正异构分离单元生产规模为 140 万吨/年，年操作时间为 8400 小时，操作弹性 60~110%，具体生产规模及产品产量见表 5.2.10.1-2。

表 5.2.10.1-2　　石脑油正异构分离单元生产规模及产品产量

装置名称	生产规模 (10^4t/a)	产品名称	产品产量		去向
			小时产量 (t/h)	年产量 (10^4t/a)	
石脑油正异构分离单元	140	异戊烷	70.66	59.35	部分送 FDPE 其余送罐区
		轻石脑油	91.85	77.15	乙烯装置

5.2.10.2 主要原料和产品规格

⑴原料性质

①柴油加氢裂化装置 II

柴油加氢裂化装置 II 原料为常压轻柴油、常压重柴油、轻减压蜡油及蜡油加氢处理柴油，分别来自常减压蒸馏装置 I、常减压蒸馏装置 II、蜡油加氢处理等装置。

柴油加氢裂化装置II原料规格见表5.2.1.2-2、5.2.2.2-1、5.2.4.2-2。

②石脑油正异构分离单元

石脑油正异构分离单元的原料为轻石脑油和戊烷油，分别来自石脑油加氢装置、柴油加氢裂化装置 I/II、加氢裂化及连续重整等装置，原料规格见表5.2.5.2-2、5.2.13.1-4、5.2.10.2-1、5.2.15.2-3。

⑵产品性质

①柴油加氢裂化装置II

柴油加氢裂化装置 II 产品主要为柴油、轻石脑油、重石脑油及航煤，这些产品的规格分别见表5.2.10.2-1~4。

表5.2.10.2-1　　轻石脑油规格

序号	指标	单位	轻石脑油
1	密度(15°C)	g/cm^3	0.6385
2	硫含量	wppm	<0.5
3	溴价	g溴/100g	<0.5
4	馏程TBP	°C	40~196

表5.2.10.2-2　　柴油产品规格

序号	指标	单位	数值
1	密度(20°C)	kg/m^3	810~845
2	总硫	μg/g	10(max)
3	总氮	μg/g	/
4	十六烷值	/	51(min)
5	闪点	°C	60(min)
6	铜片腐蚀	/	1
7	多环芳烃	wt%	7(max)
8	馏程,ASTM D86	°C	/
9	IBP	/	189
10	10%	/	212
11	30%	/	221
12	50%	/	255
13	70%	/	289
14	90%	/	325
15	95%	/	338
16	EBP	/	367

表5.2.10.2-3　　重石脑油产品规格

序号	指标	单位	数值

1	总硫	μg/g	0.5(max)
2	总氮	μg/g	0.5(max)
3	馏程,ASTM D86	℃	/
4	50%	/	105
5	EBP	/	175

表 5.2.10.2-4 航煤产品规格

序号	项目	单位	数值
1	密度(20℃)	g/cm^3	0.775~0.830
2	馏程 ASTM D86	℃	/
3	IBP/10%	/	140/165
4	30%/50%	/	175/185
5	90%/95%	/	218/225
6	FBP	/	237
7	硫醇硫	μg/g	20
8	氮含量	μg/g	2
9	总酸值	mgKOH/g	0.001
10	铜片腐蚀	级	≯1
11	烟点	mm	≮25.0
12	冰点	℃	≯-47
13	闪点（闭口）	℃	≮38

②石脑油正异构分离单元

石脑油正异构分离单元产品为异戊烷和分离轻石脑油，规格见表5.2.10.2-6。

表 5.2.10.2-6 石脑油正异构分离单元产品产品规格

序号	名称	主要技术指标(vol%)	去向
1	异戊烷	异戊烷≥80 w%	FDPE 装置及罐区
2	分离轻石脑油	S≤10μg/g	乙烯装置

⑶辅助材料

柴油加氢裂化装置 II 采用的辅助材料为氢气，由全厂氢气管网提供。

5.2.10.3 工艺技术及生产原理

⑴柴油加氢裂化装置 II

柴油加氢裂化装置 II 采用 SHELL 公司的加氢裂化工艺技术，由 SHELL 公司提供简化版工艺包(BDP)，使用 SHELL 公司的加氢处理催化剂 Criterion DN-3552/3636、加氢裂化催化剂 Z-NP10 及 OptiTrap 系列保护剂。

⑵石脑油正异构分离单元

石脑油正异构分离单元采用分馏方法将混合轻石脑油组分分离出辛烷值较

高的异戊烷油作为汽油调和组分，分离轻石脑油作为乙烯裂解原料。

5.2.10.4 工艺流程简述

⑴柴油加氢裂化装置 II

①反应部分

自罐区来的冷原料油与来自上游装置的热原料混合后，经自动反冲洗过滤器、原料油/航煤产品换热器后，进入原料油缓冲罐，原料经升压后，与来自新氢和循环氢压缩机的混合氢混合，与反应产物换热后进入进料加热炉，加热至反应温度后进入加氢反应器，在催化剂作用下进行加氢反应，反应器内设置五个催化剂床层，各床层间设有注急冷氢设施。加热炉烟气排入大气（G5.2.10-1）。反应器定期更换废保护剂（S5.2.10-1）、废催化剂（S5.2.10-2）、废支撑剂（S5.2.10-3）。

自加氢反应器来的反应产物依次经热混氢原料油/反应产物换热器、分馏塔进料/反应产物换热器、冷混氢原料油/反应产物换热器换热后，进入热高压分离器。热高分气经热高分气/冷低分油换热器、热高分气空冷器冷凝冷却后进入冷高压分离器中。为防止反应产物中的铵盐在低温部分结晶，通过高压注水泵将水注入到热高分气空冷器和热低分气空冷器上游的管道中，冷却后的反应产物在冷高压分离器中进行油/气/水三相分离。自冷高压分离器出来冷高分气经循环氢脱硫塔入口分液罐、循环氢脱硫塔、循环氢压缩机入口分液罐分别分液、脱硫、再分液后进入循环氢压缩机，循环氢升压后分两路：一路作为急冷氢进入加氢反应器，另一路与来自新氢压缩机的新氢混合作为混合氢。

冷高分底部出来的油相在液位控制下进入冷低压分离器。自热高分底部出来的热高分油分两路，一路经反应进料泵液力透平回收能量后进入热低压分离器；另一路经升压、急冷油空冷器冷却后进入加氢反应器。热低分气经空冷器冷却后与冷高分油混合进入冷低压分离器，自热低压分离器底部出来的热低分油进入分馏部分汽提塔；自冷低压分离器底部出来的冷低分油经热高分气/冷低分油换热器后进入汽提塔。冷高分/冷低分底部及分馏部分排出的酸性水进入酸性水闪蒸罐脱气后出装置（W5.2.10-1），冷低分气送至氢气回收装置回收。

新氢经新氢压缩机入口分液罐分液后进入新氢压缩机，经升压后与循环氢压缩机出口的循环氢混合进入反应系统。

②分馏部分

从反应部分来的冷/热低分油进入汽提塔，塔底采用蒸汽汽提，塔顶油气经产品汽提塔顶空冷器冷却后，进入汽提塔顶回流罐进行气/油/水三相分离。含硫气体与含硫污水闪蒸气、富胺液闪蒸气合并后送出装置；含硫污水经升压后分两路，一路作为水洗水注入塔顶空冷器上游；另一路送酸性水闪蒸罐脱气后送出装置（W5.2.10-1）；油相经产品汽提塔顶回流泵升压后分为两路，一路送出装置，另一路返回汽提塔，塔底油与反应流出物换热后进入分馏塔。

分馏塔顶油气经塔顶空冷器、后冷器冷却后，进入塔顶回流罐进行油/水分离。水相经塔顶含油污水泵升压后送至注水罐（W5.2.10-2）。油相分两路，一部分经塔顶回流泵升压后作为塔顶回流，另一部分经塔顶油泵升压后经换热送至石脑油分馏塔。分馏塔底抽出的油分两部分，一部分由分馏塔底重沸器泵升压后经分馏塔底重沸器加热后返回分馏塔，另一部分作为柴油产品经柴油产品泵升压后，依次经过航煤侧线汽提塔底重沸器、柴油产品/热水换热器、柴油蒸汽发生器、石脑油分馏塔底重沸器、柴油产品空冷器换热及冷却后送出装置。

分馏塔设有航煤侧线抽出，煤油组分从分馏塔抽出进入航煤侧线汽提塔，塔底设重沸器，以分馏塔底油为热源。塔顶气返回分馏塔。航煤从塔底抽出经航煤产品泵升压后经原料油/航煤产品换热器、航煤产品/热水换热器、航煤产品空冷器及航煤产品冷却器冷却至 40℃ 后进入航煤脱硫罐，再经航煤产品过滤器过滤并由注抗氧剂撬注入抗氧化剂后送出装置。

经分馏塔顶油泵升压后的石脑油经石脑油分馏塔底油/石脑油分馏塔进料换热器换热后，进入石脑油分馏塔。石脑油分馏塔顶气依次经石脑油分馏塔顶空冷器、石脑油分馏塔顶冷却器冷凝后进入石脑油分馏塔顶回流罐进行油水分离。油相经产品石脑油分馏塔顶回流泵升压后分为两路，一路在液位控制下作为轻石脑油产品与汽提塔顶液汇合后送出装置；另一路作为塔顶回流返回石脑油分馏塔，石脑油分馏塔塔底油与石脑油分馏塔进料换热后，进入石脑油脱硫罐脱除可能含有的硫化氢后（废脱硫剂 S5.2.10-4），依次经重石脑油空冷器/冷却器冷却后作为重石脑油产品送出装置。

⑶催化剂预硫化及再生部分

为了使催化剂具有良好的活性，新鲜或再生后的催化剂在使用前都必须进行预硫化，该装置采用 DMDS 作为硫化剂。

柴油加氢裂化装置II带三废排放的工艺流程见图5.2.10-1。

⑵石脑油正异构分离单元

来自各装置的轻石脑油进入装置后先进入异戊烷分离原料缓冲罐，缓冲罐产生的含油污水送污水处理场（W5.2.10-3），经异戊烷分离原料泵抽出与脱异戊烷塔底油换热后，进入脱异戊烷塔中部，富含异戊烷组分自脱异戊烷塔顶经脱异戊烷塔顶空冷器冷凝，再经脱异戊烷塔顶后冷器冷却至40℃后进入脱异戊烷塔回流罐，回流罐产生的含油污水送污水处理场（W5.2.10-4），异戊烷油经脱异戊烷塔回流泵升压后一部分作为回流送入脱异戊烷塔，其余作为汽油调和组分送出装置。塔底物流由脱异戊烷塔底泵升压后经脱异戊烷塔进料/塔底油换热器后，再经冷却器冷却后送出装置。

石脑油正异构分离单元带“三废”排放的工艺流程见图5.2.10-2。

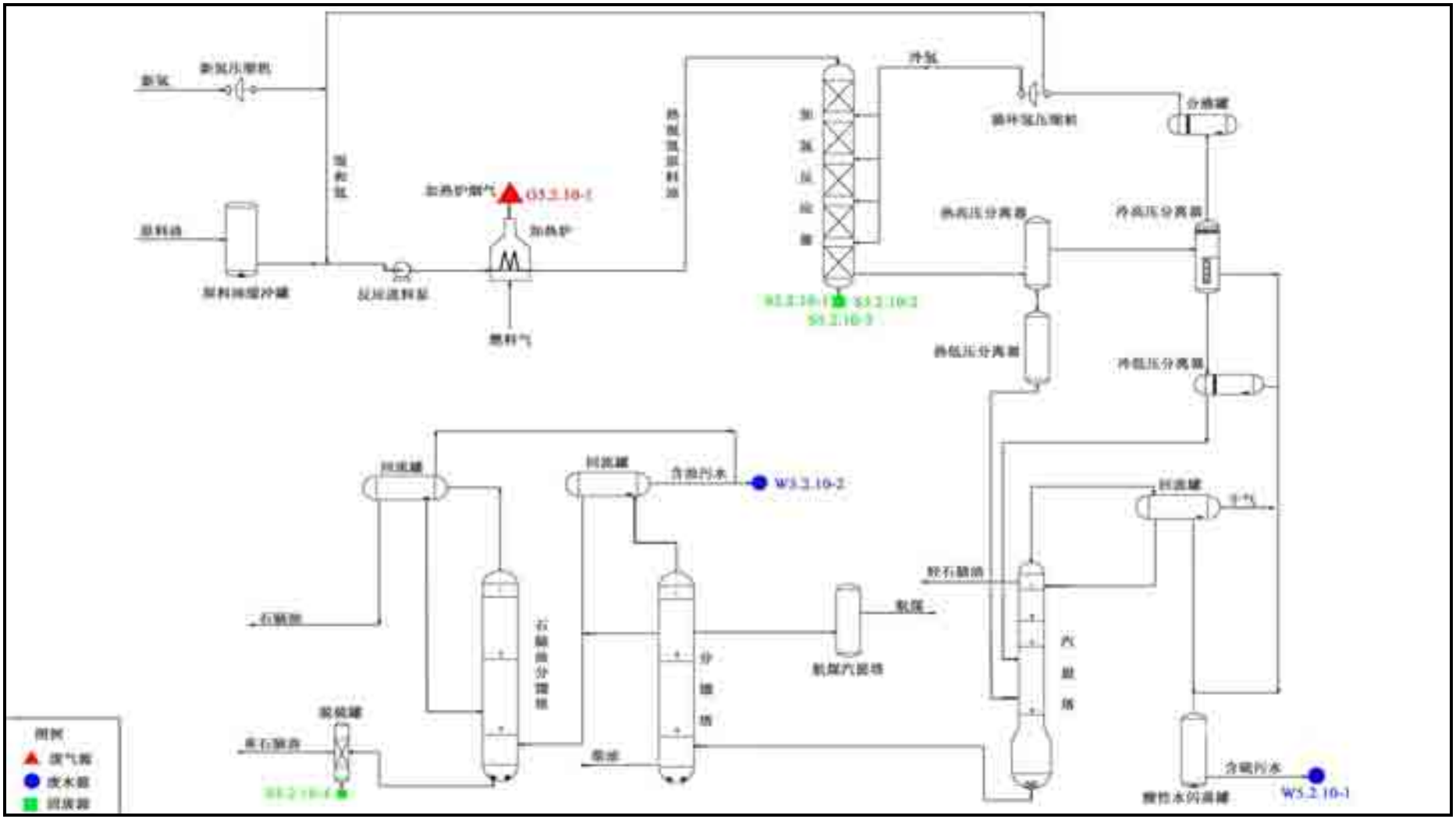


图 5.2.10-1　　柴油加氢裂化装置 II 带三废排放的工艺流程图

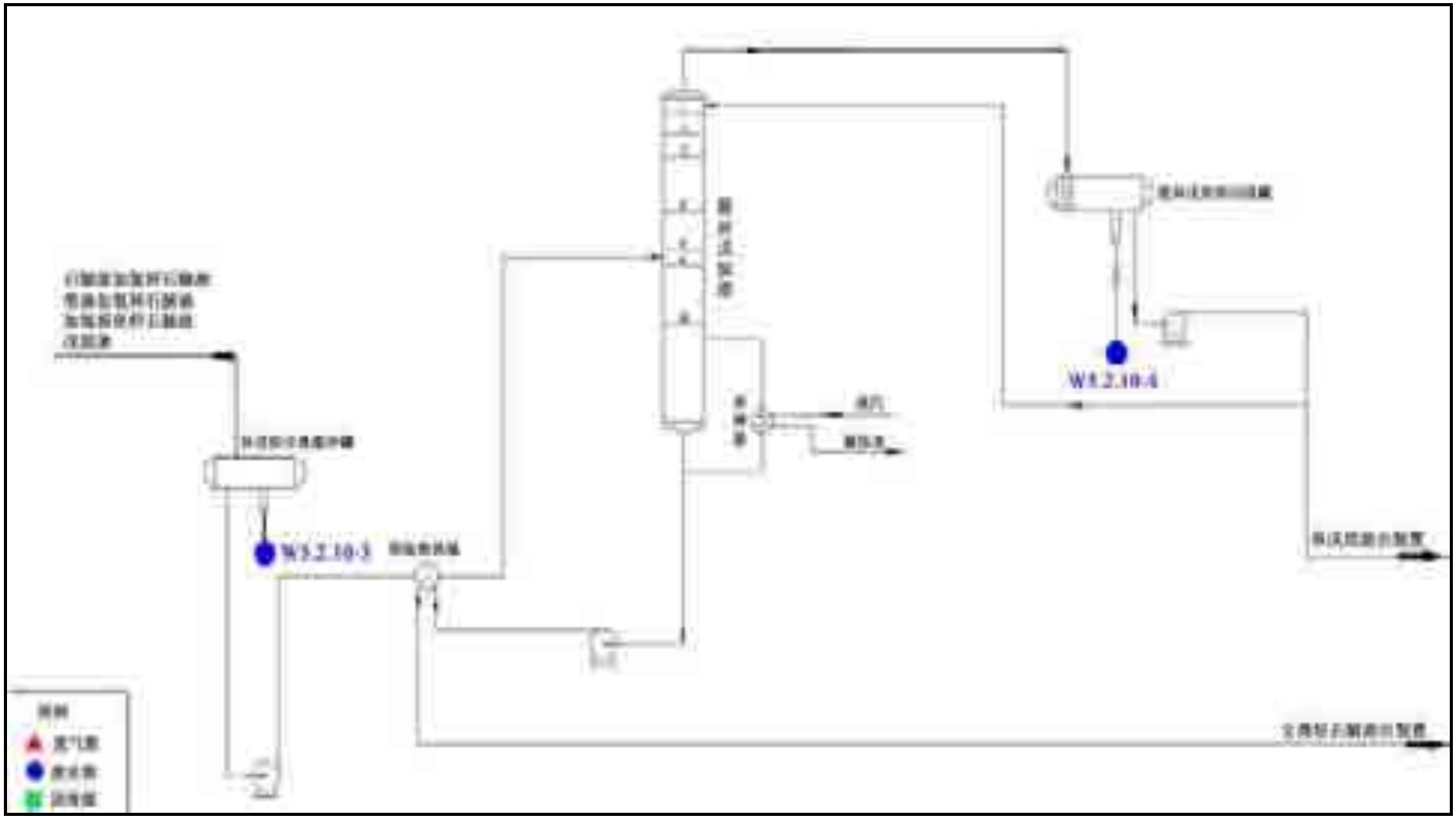


图 5.2.10-2　　石脑油正异构分离单元带三废排放的工艺流程图

5.2.10.5 主要设备

柴油加氢裂化装置II主要设备见表5.2.10.5-1。石脑油正异构分离单元主要设备见表5.2.10.5-2。

表5.2.10.5-1　　柴油加氢裂化装置II主要设备表

序号	设备名称	数量	操作温度(°C)	操作压力(MPa.G)	规格(mm)	材质
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						
8						
9						
10						

表5.2.10.5-2　　石脑油正异构分离单元主要设备表

序号	设备名称	数量	操作温度(°C)	操作压力(MPa.G)	规格(mm)	材质
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						
8						
9						

5.2.10.6 原辅材料及公用工程

⑴原料及辅助材料消耗

柴油加氢裂化装置II主要原料、辅助材料消耗见表5.2.10.6-1。

表5.2.10.6-1　柴油加氢裂化装置II主要原料及辅助材料消耗表

序号	名称	单位	消耗定额(/t产品)	消耗量		来源
				小时(t)	每年($\times10^4$)	
一	原料					
1	轻减压蜡油	t	0.21	82.76	69.52	常减压装置I/II
2	常压轻柴油	t	0.42	165.23	138.80	常减压装置I

序号	名称	单位	消耗定额(/t产品)	消耗量		来源
				小时(t)	每年($\times10^4$)	
3	常压重柴油	t	0.24	96.21	80.82	常减压装置I/II
4	蜡油加氢柴油	t	0.12	46.85	39.35	蜡油加氢处理装置
二	辅助材料					
1	氢气	t	0.03	11.73	9.85	全厂氢气管网

石脑油正异构分离单元主要原料、辅助材料消耗见表5.2.10.6-2。

表5.2.10.6-2　石脑油正异构分离单元主要原料及辅助材料消耗表

序号	名称	单位	消耗定额(/t产品)	消耗量		来源
				小时(t)	每年($\times10^4$)	
一	原料					
1	石脑油加氢轻石脑油	t	0.27	45.37	38.11	石脑油加氢装置
2	柴油加氢稳定轻石脑油	t	0.36	60.76	51.04	柴油加氢裂化装置
3	加氢裂化轻石脑油	t	0.25	41.78	35.10	加氢裂化装置
4	戊烷油	t	0.09	14.60	12.26	连续重整装置

⑵化学药剂及催化剂消耗

柴油加氢裂化装置II化学药剂及催化剂消耗见表5.2.10.6-3。

表5.2.10.6-3　柴油加氢裂化装置II化学药剂及催化剂消耗表

序号	名称	年用量(t)	一次装入量(t)	使用寿命
1	保护剂	/	10	3 年
2	加氢处理催化剂	/	220	6 年
3	加氢裂化催化剂	/	136	6 年
4	惰性支撑剂	/	70	3 年
5	吸附脱硫剂	/	240	1年
6	硫化剂DMDS	/	150	3 年
7	缓蚀剂	9.2	/	/
8	阻垢剂	330	/	/

⑶公用工程消耗

柴油加氢裂化装置II公用工程消耗见表5.2.10.6-4。

表5.2.10.6-4　柴油加氢裂化装置II公用工程消耗表

序号	名称及规格	单位	消耗定额(/t产品)	小时消耗量		来源/去向
				正常	最大	
1	循环水	t/h	14.81	5820	/	炼油第二循环水场
2	除氧水	t/h	0.08	30	/	除氧器

序号	名称及规格	单位	消耗定额(/t产品)	小时消耗量		来源/去向
				正常	最大	
3	脱盐水	t/h	0.05	20	/	脱盐水站
4	蒸汽 4.0MPa	t/h	0.12	48.7	/	蒸汽管网
5	蒸汽 1.3MPa	t/h	0.003	13	/	蒸汽管网
6	蒸汽 0.5MPa	t/h	0.02	9	/	蒸汽管网
7	透平凝液	t/h	-0.10	-39.7	/	余热回收站除氧器
8	工艺凝液	t/h	-0.10	-15	/	脱盐水站
9	燃料气	kg/h	13.64	5360	/	燃料气管网
10	仪表风	Nm^3/h	1.27	500	3000	空压站
11	氮气	Nm^3/h	0.76	300	40000	空分装置
12	电	kWh/h	40.98	16100	/	动力中心或外购

石脑油正异构分离单元公用工程消耗见表5.2.10.6-5。

表5.2.10.6-5　　石脑油正异构分离单元公用工程消耗表

序号	名称及规格	单位	消耗定额(/t产品)	小时消耗量		来源/去向
				正常	最大	
1	循环水	t/h	6.77	1100	/	炼油第二循环水场
2	蒸汽 1.3MPa	t/h	0.29	50	/	蒸汽管网
3	工艺凝液	t/h	-0.29	-50	/	脱盐水站
4	仪表风	Nm^3/h	0.37	60	/	空压站
5	氮气	Nm^3/h	1.53	600	/	空分装置
6	电	kWh/h	4.28	695	/	动力中心或外购

5.2.10.7 平衡分析

⑴物料平衡

柴油加氢裂化装置II物料平衡见表5.2.10.7-1。

表5.2.10.7-1　　柴油加氢裂化装置II物料平衡

入方(t/h)			出方(t/h)		
序号	项目	数据	序号	项目	数据
1	常压轻柴油	165.23	1	干气	3.91
2	常压重柴油	96.21	2	低分气	5.47
3	轻减压蜡油	82.76	3	液化气	19.55
4	蜡油加氢柴油	46.85	4	轻石脑油	53.42
5	氢气	11.73	5	重石脑油	178.60
			6	航煤	76.37
			7	柴油	61.53

入方(t/h)			出方(t/h)		
序号	项目	数据	序号	项目	数据
			8	含硫污水/富胺液	3.93
合计 402.78			合计 402.78		

从表 5.2.10.7-1 中可知，柴油加氢裂化装置 II 原料油总进料量为 402.78t/h，产品干气、低分气、液化气、轻石脑油、重石脑油、航煤、柴油的收率分别约为 0.97%、1.35%、4.86%、13.26%、44.34%、18.96%、14.99%。

石脑油正异构分离单元物料平衡见表 5.2.10.7-2。

表 5.2.10.7-2　　石脑油正异构分离单元物料平衡

入方(t/h)			出方(t/h)		
序号	项目	数据	序号	项目	数据
1	石脑油加氢轻石脑油	45.37	1	异戊烷	70.66
2	柴油加氢稳定轻石脑油	60.76	2	分离轻石脑油	91.85
3	加氢裂化轻石脑油	41.78			
4	戊烷油	14.60			
合计 162.51			合计 162.51		

从表 5.2.10.7-2 中可知，石脑油正异构分离单元原料油总进料量为 162.51t/h，产品异戊烷、轻石脑油的收率分别约为 43.48%、56.52%。

⑵硫平衡

柴油加氢裂化装置 II 硫平衡见表 5.2.10.7-3。

表 5.2.10.7-3　　柴油加氢裂化装置 II 硫平衡表

入方				出方			
名称	进料量(t/h)	硫含量(ppm)	带入硫(kg/h)	名称	出料量(t/h)	硫含量(ppm)	带走硫(kg/h)
委油常压轻柴油	76.9	5000	384.50	干气	3.91	218510	854.37
中东油常压轻柴油	88.33	16000	1413.28	低分气	5.47	150980	825.86
委油常压重柴油	10	10000	100.00	液化气	19.55	13000	254.15
中东油常压重柴油	86.21	22000	1896.62	轻石脑油	53.42	0.5	0.03
委油轻减压蜡油	43	15000	645.00	重石脑油	178.6	0.5	0.09
中东油轻减压蜡油	39.76	30000	1192.8	航煤	76.37	10	0.76
蜡油加氢柴油	46.85	20	0.94	柴油	61.54	10	0.62
				含硫污水富胺液			3697.26
合计			5633.14	合计			5633.14

从表 5.2.10.7-3 可知，原料油带入硫 5633.14kg/h，经加工后，含硫污水及富胺液带走硫 3697.26t/h，占总硫量约 65.6%；其余 34.4%的硫分别进入干气、低

分气、液化气、轻重石脑油、航煤、柴油中。

石脑油正异构分离单元进料为加氢裂化装置轻石脑油、柴油加氢裂化轻石脑油、石脑油加氢装置轻石脑油及连续重整装置戊烷油，原料基本不含硫。

⑶水平衡

柴油加氢裂化装置II水平衡见表5.2.10.7-4。

表5.2.10.7-4　　柴油加氢裂化装置II水平衡

进料(t/h)			出料(t/h)		
序号	名称	数值	序号	名称	数值
1	循环水	5820	1	循环水	5820
2	除氧水	30	2	含硫污水	37
3	蒸汽4.0MPa	48.7	3	含油污水	9
4	蒸汽1.3MPa	13	4	透平凝液	39.7
5	蒸汽0.5MPa	9	5	工艺凝液	15
6	除盐水	20	6	空冷损失	20
合计		5941		合计	5941

由表5.2.10.7-4可知，进入本装置界区的水总量为5941t/h，其中循环水5820 t/h，除氧水30 t/h，蒸汽71t/h；出装置界区水汽总量为5941t/h，其中循环水5820 t/h，凝液55 t/h，含油污水9/h，含硫污水37t/h。

石脑油正异构分离单元水平衡见表5.2.10.7-5。

表5.2.10.7-5　　石脑油正异构分离单元水平衡

进料(t/h)			出料(t/h)		
序号	名称	数值	序号	名称	数值
1	循环水	11000	1	循环水	11000
2	0.5MPa低压蒸汽	50	2	0.5MPa凝液	50
合计		11050		合计	11050

由表5.2.10.7-5可知，进入本装置界区的水总量为11050t/h，出装置界区循环水11000t/h，凝液50t/h。

⑷蒸汽平衡

柴油加氢裂化装置II蒸汽平衡见表5.2.10.7-6。

表5.2.10.7-6　　柴油加氢裂化装置II蒸汽平衡

进料(t/h)			出料(t/h)		
序号	名称	数值	序号	名称	数值

1	蒸汽 4.0MPa	48.7	1	含硫污水	16
2	蒸汽 1.3MPa	13	2	工艺凝液	54.7
3	蒸汽 0.5MPa	9			
合计		69.7		合计	69.7

由表 5.2.10.7-6 可知，进入本装置界区的蒸汽总量为 69.7t/h；出装置界区凝液 54.7 t/h，含硫污水 16t/h。

石脑油正异构分离单元蒸汽平衡见表 5.2.10.7-7。

表 5.2.10.7-7　　石脑油正异构分离单元蒸汽平衡

进料(t/h)			出料(t/h)		
序号	名称	数值	序号	名称	数值
1	低压蒸汽	50	1	凝液	50
合计		50		合计	50

由表 5.2.10.7-7 可知，进入本装置界区蒸汽为 50t/h，出装置界区凝液 50t/h。

5.2.10.8 主要污染源及污染物

①废气

A 有组织排放

柴油加氢裂化装置 II 有组织排放废气为反应进料加热炉烟气 G5.2.10-1，主要污染物为 SO_2，NOx，颗粒物等。

石脑油正异构分离单元正常工况下气体分馏装置生产是全密闭的，生产过程中无有组织废气排放。

B 无组织排放

柴油加氢裂化装置 II 和石脑油正异构分离单元装置区的无组织排放主要来自设备动静密封处泄漏，无组织排放的污染物主要为 VOCs。

柴油加氢裂化装置 II 正常工况下废气排放情况见表 5.2.10.8-1。

②废水

柴油加氢裂化装置 II 的废水有连续排放的含硫废水和间断排放的含油废水。

含硫废水：脱硫化氢汽提塔顶回流罐含硫污水 W5.2.10-2，主要污染物为石油类、硫化物、挥发酚、CODcr 和氨氮等。

含油废水：分馏塔顶回流罐间断产生的含油废水 W5.2.10-1，主要污染物为 CODcr、石油类、挥发酚、SS 和氨氮等。

石脑油正异构分离单元正常工况下无连续废水排放，仅有异戊烷分离缓冲罐和脱异戊烷回流罐间断排放的含油污水 W5.2.10-3~4，主要污染物为 CODcr、石油类、挥发酚、SS 和氨氮等。

柴油加氢裂化装置 II/石脑油正异构分离单元废水排放情况见表 5.2.10.8-2。

③固体废物

柴油加氢裂化装置 II 产生的危废主要有：废保护剂 S5.2.10-1，主要成分为 WO_3 和 NiO；废催化剂 S5.2.10-2，主要成分为 NiO 和 MoO_2；废惰性支撑剂 S5.2.10-3，主要成分为 Al_2O_3、SiO_2 和污油；废脱硫剂 S5.2.10-4，主要成分为 ZnO。

石脑油正异构分离单元正常工况下无固废排放。

柴油加氢裂化装置 II 固废排放情况见表 5.2.10.8-3。

④噪声

柴油加氢裂化装置 II 噪声源主要为反应进料加热炉 N5.2.10-1、新氢/循环氢压缩机 N5.2.10-2、反应进料泵及透平 N5.2.10-3、空冷器 N5.2.10-4 及机泵 N5.2.10-5 等设备。

石脑油正异构分离单元噪声源为空冷器 N5.2.10-6、机泵 N5.2.10-7 等设备。

柴油加氢裂化装置 II 和石脑油正异构分离单元主要噪声源见表 5.2.10.8-4。

表 5.2.10.8-1　　柴油加氢裂化装置 II 废气排放表

装置名称	污染源	污染物产生					治理措施		污染物排放					排放口参数			排放时间(h)
		污染物	核算方法	废气产生量(m^3/h)	产生浓度(mg/m^3)	产生量(kg/h)	工艺	效率(%)	污染物	核算方法	废气排放量(m^3/h)	排放浓度(mg/m^3)	排放量(kg/h)	高度(m)	直径(m)	温度(℃)	
柴油加氢裂化装置 II	加热炉排气筒 G5.2.10-1	颗粒物	类比法	86420	8.00	0.69	清洁燃料	/	颗粒物	类比法	86420	8.00	0.69	60	1.8	140	8400
		SO_2	物料衡算法		5.00	0.43	低硫燃料气	/	SO_2	物料衡算法		5.00	0.43				
		NOx	类比法		50.00	4.32	超低氮燃烧器	/	NOx	类比法		50.00	4.32				
	无组织排放	挥发性有机物	产污系数法	/	/	3.56	泄漏检测与修复	/	挥发性有机物	产污系数法	/	/	3.56	面积:260m×90m			8400

表 5.2.10.8-2　　柴油加氢裂化装置 II/石脑油正异构分离单元废水排放表

装置名称	污染源	污染物产生					治理措施		污染物排放					排放时间(h)	排放去向
		污染物	核算方法	废水产生量(m^3/h)	产生浓度(mg/L)	产生量(kg/h)	工艺	效率(%)	污染物	核算方法	废水排放量(m^3/h)	排放浓度(mg/L)	排放量(kg/h)		
柴油加氢裂化装置 II	气体塔回流罐含硫污水 W5.2.10-1	COD	类比法	37	3500	129.5	收集压力输送	/	COD	类比法	37	3500	129.5	8400	酸性水汽提装置
		石油类	类比法		100	3.7			石油类	类比法		100	3.7		
		硫化物	类比法		3000	111.0			硫化物	类比法		3000	111.0		
		NH_3-N	类比法		1500	55.5			NH_3-N	类比法		1500	55.5		
		挥发酚	类比法		50	1.85			挥发酚	类比法		50	1.85		
	分馏塔回流罐含油污水 W5.2.10-2	COD	类比法	9	400	3.6	收集到污水池泵送	/	COD	类比法	9	400	3.6	8400	污水处理场含油含盐处理系统
		石油类	类比法		230	2.1			石油类	类比法		230	2.1		
		NH_3-N	类比法		15	0.14			NH_3-N	类比法		15	0.14		
		挥发酚	类比法		14	0.07			挥发酚	类比法		14	0.07		

装置名称	污染源	污染物产生					治理措施		污染物排放					排放时间(h)	排放去向
		污染物	核算方法	废水产生量(m^3/h)	产生浓度(mg/L)	产生量(kg/h)	工艺	效率(%)	污染物	核算方法	废水排放量(m^3/h)	排放浓度(mg/L)	排放量(kg/h)		
石脑油正异构分离单元	分离缓冲罐含油污水 W5.2.10-2	COD	类比法	2	350	0.7	收集到污水池泵送	/	COD	类比法	0/4	350	0.7	间断	污水处理场含油含盐处理系统
		石油类	类比法		50	0.1			石油类	类比法		50	0.1		
		NH_3-N	类比法		15	0.03			NH_3-N	类比法		15	0.03		
	异戊烷回流罐含油污水 W5.2.10-2	COD	类比法	2	350	0.7	收集到污水池泵送	/	COD	类比法	0/4	350	0.7	间断	污水处理场含油含盐处理系统
		石油类	类比法		50	0.1			石油类	类比法		50	0.1		
		NH_3-N	类比法		15	0.03			NH_3-N	类比法		15	0.03		

表 5.2.10.8-3　　柴油加氢裂化装置 II 固体废物排放表

装置名称	序号	固废名称	固废类别及编号	产生情况		排放量(t/次)	主要成分	排放规律	最终去向	处置措施	
				核算方法	产生量(t/a)					工艺	处置量(t/a)
柴油加氢裂化装置 II	S5.2.10-1	废保护剂	危废 HW46 900-037-46	物料衡算法	3.66	10.98	MoO_3、WO_3、NiO	1 次/3 年	园区危险废物填埋场	综合利用	3.66
	S5.2.10-2	废精制催化剂	危废 HW50 251-016-50	物料衡算法	65	390	MoO_3、WO_3、NiO	1 次/6 年	园区危险废物填埋场	综合利用	65
	S5.2.10-3	废惰性支撑剂	危废 HW08 251-012-08	物料衡算法	25.7	77.1	Al_2O_3、SiO_2、污油	1 次/3 年	园区危险废物填埋场	填埋	25.7
	S5.2.10-3	废脱硫剂	危废 HW06 900-406-06	物料衡算法	250	250	ZnO	1 次/年	园区危险废物填埋场	填埋	250

表 3.10.8-4　　柴油加氢裂化装置 II/石脑油正异构分离装置主要噪声设备表

装置名称	噪声源	声源类型	噪声源强		治理措施	噪声排放值		距地高度(m)	室内室外	排放时间(h)	数量（台）
			核算方法	噪声值dB(A)		核算方法	噪声值dB(A)				
柴油加氢裂化装置II	反应进料加热炉 N5.2.10-1	频发（连续）	类比法	85	低噪声火嘴	类比法	＜85	1.5	室外	8400	1
	新氢/循环氢压缩机 N5.2.10-2	频发（连续）	类比法	85	减振/隔声	类比法	＜85	1.5	室内	8400	3开1备
	反应进料泵及透平 N5.2.10-3	频发（连续）	类比法	80~85	减振/隔声	类比法	80~85	1.5	室内	8400	1
	空冷器 N5.2.10-4	频发（连续）	类比法	75~80	低噪声电机/减振	类比法	75~80	＞6	室外	8400	95
	机泵 N5.2.10-5	频发（连续）	类比法	75~80	低噪声电机/减振	类比法	75~80	1	室内	8400	44
石脑油正异构分离单元	空冷器 N5.2.10-6	频发（连续）	类比法	75~80	低噪声电机/减振	类比法	75~80	＞6	室外	8400	16
	机泵 N5.2.10-7	频发（连续）	类比法	75~80	低噪声电机/减振	类比法	75~80	1	室内	8400	3

5.2.10.9 污染物达标分析

在正常生产情况下，柴油加氢裂化装置 II 仅有加热炉烟气直接外排入大气，执行标准为《石油炼制工业污染物排放标准》(GB31570-2015)表 4 大气污染物特别排放限值，其达标排放情况见表 5.2.10.9-1。

表 5.2.10.9-1　　柴油加氢裂化装置 II 外排废气达标排放分析

序号	废气名称	排放高度(m)	污染物名称	浓度(mg/Nm^3)		速率(kg/h)		达标分析	执行标准
				排放值	标准值	排放值	标准值		
1	加热炉烟气	60	SO_2	5.00	50	0.43		达标	GB31570-2015 特别排放限值
			NOx	50.00	100	4.32			
			颗粒物	8.00	20	0.69			

5.2.11 航煤加氢改质装置

5.2.11.1 生产规模及产品方案

航煤加氢改质装置以常减压装置的直馏煤油为原料，采用单段芳烃深度饱和的加氢处理工艺，生产满足《3 号喷气燃料》（GB 6537-2006）要求的航煤产品。装置设计规模为 120 万吨/年，实际处理量 107.58 万吨/年，操作弹性 60～110%，年开工时间为 8400 小时，具体生产规模及产品产量见表 5.2.11.1-1。

表 5.2.11.1-1　　航煤加氢改质装置生产规模及产品产量

装置名称	生产规模（$\times10^4$t/a）	产品名称	产量		去向
			小时产量（t/h）	年产量（$\times10^4$t/a）	
航煤加氢改质	120	精制航煤	127.01	106.69	罐区
		航煤加氢石脑油	1.28	1.08	常减压Ⅰ石脑油稳定单元
		汽提塔顶干气	0.26	0.22	轻烃回收装置

5.2.11.2 主要原料和产品规格

⑴原料性质

航煤加氢改质装置设计加工原料为两套常减压装置的直馏煤油，原料规格见表 5.2.1.2-1 及表 5.2.2.2-1。

⑵产品性质

航煤加氢改质装置产品主要为精制航煤、石脑油馏分、汽提塔顶干气等，精制航煤规格见表 5.2.11.2-1。

表 5.2.11.2-1　　预期航煤产品规格

序号	性质	单位	初期	末期
1.	密度	kg/m^3(20℃)	782.5	782.5
2.	馏程	℃（ASTM D 86）	157~218	157~218
3.	硫含量	ppm	<10	<10
4.	冰点	℃	<-47	<-47
5.	烟点	mm	≥25	≥25
6.	银片腐蚀	银片腐蚀（50℃，4h）级	不大于 1 级	不大于 1 级

5.2.11.3 工艺技术及生产原理

根据本装置加工原料情况以及对产品质量及收率的要求，需要提高油品的烟点以满足《3 号喷气燃料》（GB 6537-2006）的要求。本装置选取单段芳烃深

度饱和的加氢处理工艺，催化剂及保护剂拟选用 SHELL 公司的脱硫催化剂 DN-3531 和芳烃饱和催化剂 DN-3330。

5.2.11.4 工艺流程简述

航煤加氢改质装置包含反应、汽提部分组成。

⑴反应部分

直馏航煤自装置外来，经脱水过滤，加热后进入原料缓冲罐，原料缓冲罐出来的航煤升压后，与来自新氢压缩机和循环氢压缩机的混合氢混合。

混氢原料经换热后，进入反应进料加热炉，加热至反应温度进入到加氢反应器中，该反应器内装有脱硫催化剂和芳烃饱和催化剂，共设三个催化剂床层，上面一个床层为加氢脱硫，下面两个床层为芳烃饱和，床层间设有注入急冷氢和急冷油设施。反应进料加热炉烟气（G5.2.11-1）排入大气。加氢反应器中定期更换废加氢催化剂（S5.2.11-1）、废脱硫剂（S5.2.11-3）与废瓷球（S5.2.11-2）。

来自加氢反应器的反应产物经换热后，进入热高压分离罐进行气液分离。热高分气冷却后，进入冷高压分离罐进行气、油、水三相分离。热高分油一部分经升压冷却后用做急冷油。另一部分热高分油减压后进入汽提塔。为防止在低温下铵盐结晶堵塞空冷器，在空冷器前注入冲洗水。

冷高分气经循环氢压缩机入口分液罐分液后进入循环氢压缩机升压，升压后的循环氢，一部分与来自新氢压缩机的新氢混合后作为循环氢，另一部分作为急冷氢。冷高分油经减压后进入汽提塔。冷高分水相经减压后进入酸性水闪蒸罐进行气液分离，顶部酸性气去界区外的轻烃回收装置，底部的酸性水（W5.2.11-2）去酸性水汽提装置。

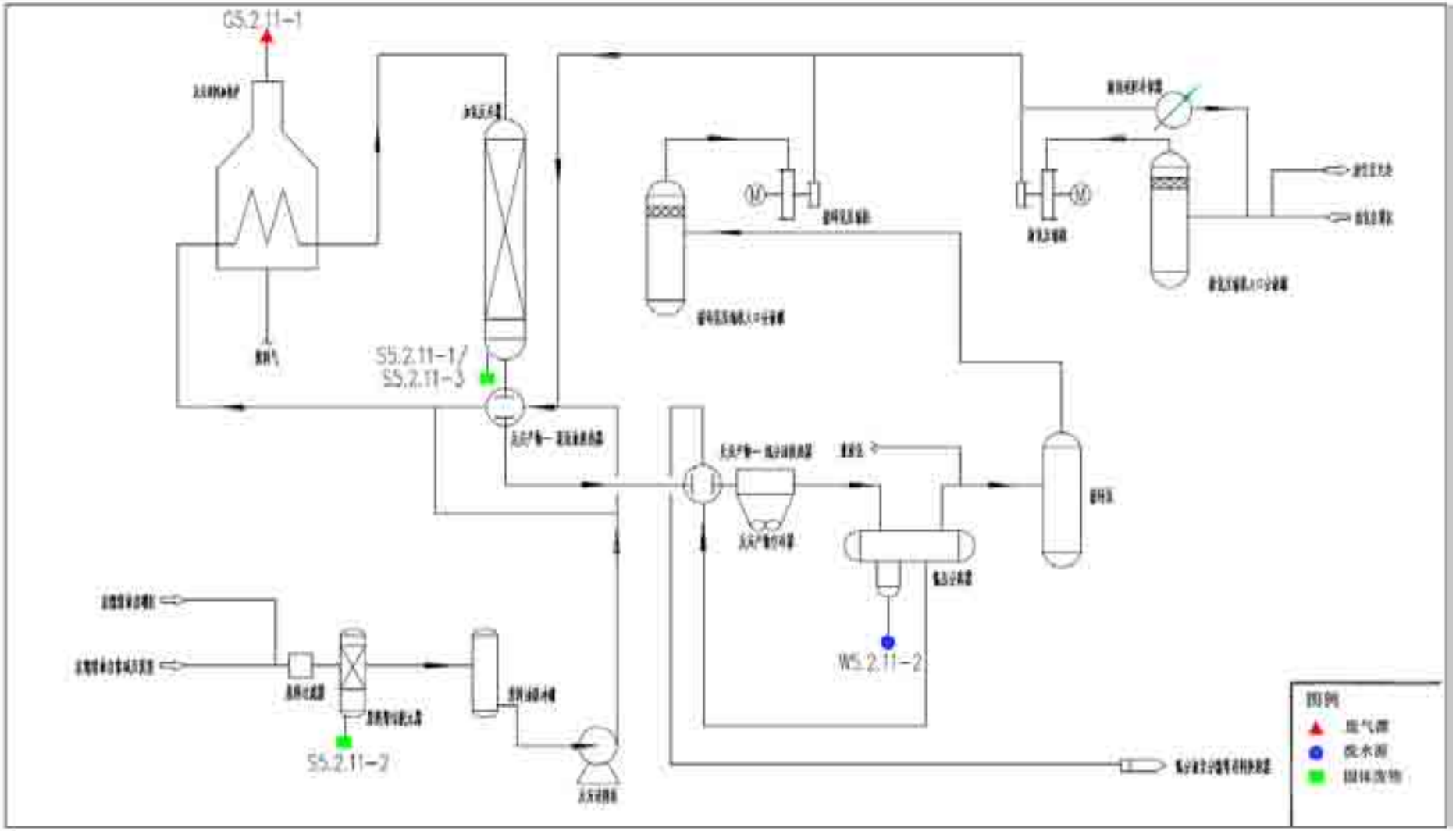
⑵汽提部分

从反应部分来的热高分油经换热后与冷高分油分别进入汽提塔。塔顶油气经冷却后进入汽提塔顶回流罐，进行气、油、水三相分离。气相经尾气压缩机升压，经尾气压缩机出口分液罐进行气液分离，分离出的气体送出界区外，液相返回汽提塔顶回流罐。汽提塔顶回流罐的油相为石脑油产品，部分经汽提塔回流泵抽出作为汽提塔顶回流，另一部分经石脑油产品泵抽出作为石脑油产品送出界区。汽提塔顶罐的水相进入污油罐。

汽提塔底部的航煤产品经换热后进入真空干燥塔，干燥后塔釜精制航煤产

品送至罐区，塔顶气冷凝后液相作为酸性水（W5.2.11-2）汇合后送至酸性水汽提装置，不凝气返回炉膛燃烧。

航煤加氢改质装置带“三废”排放点的工艺流程见图 5.2.11-1。


G5.2.11-1
S5.2.11-1/
S5.2.11-3
W5.2.11-2
S5.2.11-2
图例

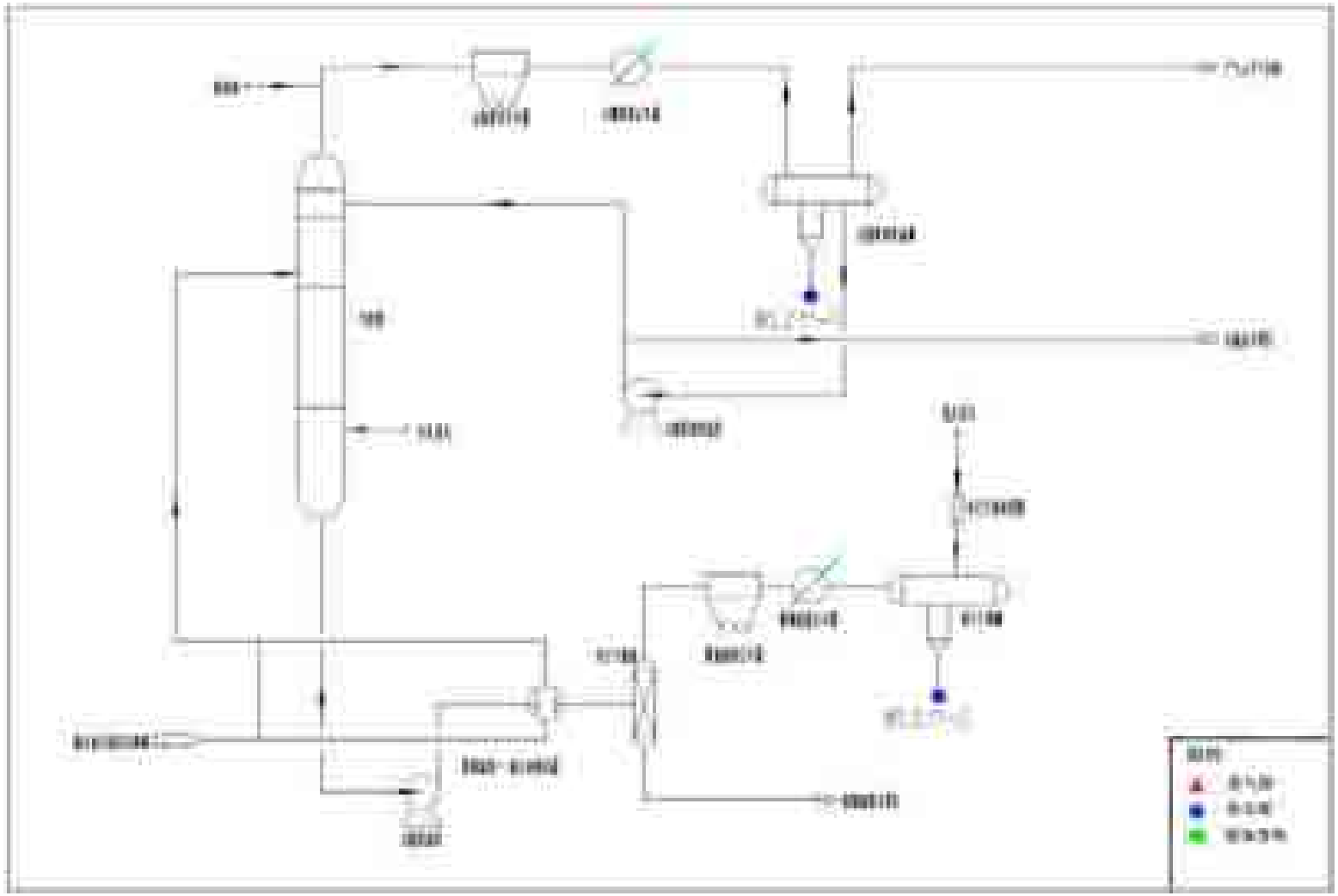


图 5.2.11-1 航煤加氢改质装置带“三废”排放点流程图

5.2.11.5 主要设备

航煤加氢改质装置主要设备见表 5.2.11.5-1。

表 5.2.11.5-1　　航煤加氢改质装置主要设备表

序号	设备名称	数量（台）	操作温度（℃）	操作压力（MPa.G）	主要规格	材质
一						
1						
二						
1						
2						
三						
1						
2						
3						
4						
5						
四						
1						
五						
1						
2						

5.2.11.6 原辅材料及公用工程消耗

⑴原料及辅助材料消耗

航煤加氢改质装置主要原料、辅助材料消耗见表 5.2.11.6-1。

表 5.2.11.6-1　　航煤加氢改质装置主要原料及辅助材料消耗表

序号	名称	单位	消耗定额/吨产品	消耗量		来源
				小时	每年（×10^4）	
一	原料					
1	直馏煤油 I	t	0.40	51.5	43.3	常减压装置 I
2	直馏煤油 II	t	0.60	76.5	64.28	常减压装置 II
3	氢气	t	0	0.9	0.72	全厂氢气管网
二	辅助材料					
1	催化剂	t	/	137（一次装填量）		外购

序号	名称	单位	消耗定额/吨产品	消耗量		来源
				小时	每年（×10^4）	
2	脱硫吸附剂	t	/	5（一次装填量）		外购
3	瓷球	t	/	24（一次装填量）		外购
4	硫化剂	t	/	20（一次装填量）		外购
5	抗氧剂	t	/	4（年耗）		外购
6	抗磨剂	t	/	4（年耗）		外购

⑵公用工程消耗

航煤加氢改质装置公用工程消耗见表 5.2.11.6-2。

表 5.2.11.6-2　　航煤加氢改质装置公用工程消耗表

序号	名称及规格	单位	消耗定额/吨产品	小时消耗量		来源/去向
				正常	最大	
1	循环水（0.45MPaG，Δt=10℃）	t/h	6.54	831	930	炼油第二循环水场
2	电（10kV）	Kw	29.8	3930	/	动力中心或外购
	电（380V）			1054	/	
3	中压蒸汽（1.3MPaG，290℃）	t	0.021	3	/	蒸汽管网
4	低压蒸汽（0.5MpaG，220℃）	t	0.007	0.5	/	蒸汽管网
5	除氧水	t	0.016	2.3	/	除氧器
6	脱盐水	t	0.02	3.0	/	除盐水站
7	氮气（0.7MPaG）	Nm^3/h	1.05	300	10000	空分装置
8	仪表空气	Nm^3/h	2.1	300	/	空压站
9	燃料气	kg	0.004	575	/	燃料气管网

5.2.11.7 平衡分析

⑴物料平衡

航煤加氢改质装置物料平衡见表 5.2.11.7-1。

表 5.2.11.7-1　　航煤加氢改质装置物料平衡

入方（t/h）				出方（t/h）				
序号	项目	数据	来源	序号	类别	项目	数据	去向
1	直馏煤油	128.07	常减压装	1	产品	精制航煤	127.01	罐区

入方（t/h）				出方（t/h）				
序号	项目	数据	来源	序号	类别	项目	数据	去向
			置 I/II					
2	氢气	0.90	氢气管网	2	副产品	航煤加氢石脑油	1.28	常减压 I 石脑油稳定单元
				3	副产品	航煤加氢精制干气	0.26	轻烃回收
				4		含硫污水带走硫（以硫化氢计）	0.42	酸性水汽提装置
	合计	128.97				合计	128.97	

从表 5.2.11.7-1 中可知，航煤加氢改质装置原料煤油总进料量为 128.97t/h。产品精制航煤收率为 98.48%，副产品航煤加氢送至常减压 I 装置石脑油稳定单元，精制干气送至轻轻回收装置，含硫污水送至酸性水汽提装置。

⑵硫平衡

航煤加氢改质装置硫平衡见表 5.2.11.7-2。

表 5.2.11.7-2　　航煤加氢改质装置硫平衡表

入方				出方			
名称	进料量 (t/h)	硫含量 (ppm)	带入硫 (kg/h)	名称	出料量 (t/h)	硫含量 (ppm)	带走硫 (kg/h)
常减压装置 I 航煤馏分	51.55	2500	128.88	精制航煤	127.01	80	10.16
常减压装置 II 航煤馏分	76.52	4500	344.34	航煤加氢石脑油	1.28	1092	1.40
				航煤加氢精制干气	0.26	269180	69.99
				含硫污水带走硫	0.42	941176	391.67
合计			473.22	合计			473.22

由表 5.2.11.7-2 可知，常减压装置 I /II 套直馏煤油带入硫总计 473.22kg/h，经加氢后，精制航煤带走硫 10.16t/h，占总硫量约 2.1%；航煤加氢含硫污水带走硫 391.67kg/h，占总硫量约 83.0%，精制干气带走硫约 70kg/h，占总硫量约 14.9%。

⑶蒸汽平衡

航煤加氢改质装置蒸汽平衡见表 5.2.11.7-3。

表 5.2.11.7-3　　航煤加氢改质装置蒸汽平衡

进料 t/h	出料 t/h

序号	名称	数值	序号	名称	数值
1	中压蒸汽（1.3MPaG，290℃）	3.0	1	含硫污水	3.5
2	低压蒸汽（0.5MPaG ）	0.5			
合计		3.5	合计		3.5

由表 5.2.11.7-3 可知，本装置使用中压蒸汽 3.0t/h，作为汽提塔汽提蒸汽使用；使用低压蒸汽 0.5t/h，作为真空干燥系统抽气；均进入含硫污水送至酸性水汽提装置。

⑷水平衡

航煤加氢改质装置水平衡见表 5.2.11.7-4。

表 5.2.11.7-4　　航煤加氢改质装置水平衡表

入方（t/h）			出方（t/h）		
序号	项目	数据	序号	项目	数据
1	循环水给水	831	1	循环水回水	831
2	除氧水	2.3	2	含硫污水	2.3
3	脱盐水	3.0	3	空冷损失	3.0
	小计	836.3		小计	836.3

从表 5.2.11.7-4 可知，进入界区的水汽总量为 836.3t/h，其中补充锅炉给水 2.3t/h 作为反冲洗水进入冷高压分离罐，最终进入含硫污水系统排至酸性水汽提装置。

5.2.11.8 主要污染源及污染物分析

⑴废气

航煤加氢改质装置正常工况下废气排放情况见表 5.2.11.8-1。

⑵废水

航煤加氢改质装置装置正常工况下废水排放情况见表 5.2.11.8-2。

⑶固体废物

航煤加氢改质装置固体废物排放情况见表 5.2.11.8-3。

⑷噪声

航煤加氢改质装置噪声主要来自各种大功率机泵（压缩机、泵等）、空冷器及蒸汽放空产生的噪声。

航煤加氢改质装置装置噪声排放情况见表 5.2.11.8-4。

表 5.2.11.8-1　　航煤加氢改质装置废气排放一览表

装置名称	污染源	污染物产生					治理措施		污染物排放					排放口参数			排放时间/h
		污染物	核算方法	废气产生量 m^3/h	产生浓度 mg/m^3	产生量/kg/h	工艺	效率/%	污染物	核算方法	废气排放量 $/m^3/h$	排放浓度 mg/m^3	排放量/kg/h	高度H(m)	直径D(m)	温度℃	
航煤加氢	加热炉烟气 G5.2.11-1	SO_2	物料衡算法	18878	5	0.09	低硫燃料气	/	SO_2	物料衡算法	18878	5	0.09	42	0.8	130	8400
		NOx	类比法		50	0.94	超低氮燃烧器	/	NOx	类比法		50	0.94				
		颗粒物	类比法		8	0.15	清洁燃料	/	颗粒物	类比法		8	0.15				
	无组织排放	挥发性有机物	产污系数法	/	/	1.20	泄漏检测与修复	/	挥发性有机物	产污系数法	/	/	1.20	面积:200m×65m			8400

表 5.2.11.8-2　　航煤加氢改质装置废水排放表

装置名称	污染源	污染物产生					治理措施		污染物排放					排放时间/h	排放去向
		污染物	核算方法	产生废水量/m^3/h	产生浓度/mg/L	产生量/kg/h	工艺	效率/%	污染物	核算方法	排放废水量/m^3/h	排放浓度/mg/L	排放量/kg/h		
航煤加氢改质装置	含油污水 W5.2.11-1	COD	类比法	max:1	300	0.3	收集到污水池泵送	/	COD	类比法	max:1	300	0.3	间断	污水处理场含油含盐废水处理系统
		石油类	类比法		80	0.08			石油类	类比法		80	0.08		
		硫化物	类比法		10	0.01			硫化氢	类比法		10	0.01		
		挥发酚	类比法		1	0.001			挥发酚	类比法		1	0.001		
		NH_3-N	类比法		1.5	0.0015			NH_3-N	类比法		1.5	0.0015		
	含硫污水 W5.2.11-2	COD	类比法	5.8	2600	13.65	收集,压力输送	/	COD	类比法	5.25	2600	13.65	8400	酸性水汽提装置
		石油类	类比法		12	0.063			石油类	类比法		12	0.063		
		硫化物	类比法		24500	128.63			硫化物	类比法		24500	128.63		
		挥发酚	类比法		40	0.21			挥发酚	类比法		40	0.21		
		NH_3-N	类比法		29600	155.4			NH_3-N	类比法		29600	155.4		

表 5.2.11.8-3　　航煤加氢改质装置固体废物（废液）排放表

装置名称	序号	固废名称	固废类别及编号	产生情况（t/年）		排放量（t/次）	主要成分	排放规律	最终去向	处置措施（t/年）	
航煤加氢改质装置	S5.2.11-1	废加氢催化剂	HW50 251-016-50	物料衡算法	22.8	136.8	Al_2O_3、MoO_3、P_2O_5、NiO	1 次/6 年	园区危险废物填埋场	综合利用	22.8
	S5.2.11-2	废瓷球	HW49 900-041-49（暂按危废管理）	物料衡算法	4	24	Al_2O_3、SiO_2	1 次/6 年	园区危险废物填埋场	填埋	4
	S5.2.11-3	废脱硫剂	HW06 900-406-06	物料衡算法	5	5	Fe_2O_3、ZnO	1 次/1 年	园区危险废物填埋场	综合利用	5

表 5.2.11.8-4　　航煤加氢改质装置噪声排放表

装置名称	噪声源	声源类型	噪声源强		治理措施	噪声排放值		距地高度（m）	室内/室外	排放时间/h	数量（台）
			核算方法	噪声值/dB(A)		核算方法	噪声值/dB(A				
航煤加氢改质装置	反应进料加热炉 N5.2.11-1	连续	类比法	95	低噪声火嘴	类比法	＜90	1.5	室外	8400	1
	新氢/循环氢/尾气压缩机 N5.2.11-2	连续	类比法	93	低噪声电机、减振、隔声	类比法	＜90	1.5	半封闭厂房	8400	3
	机泵 N5.2.11-3	连续	类比法	80~93	低噪声电机、减振	类比法	<90	1	室外	8400	18
	空冷器 N5.2.11-4	连续	类比法	80～85	低噪声风机、电机	类比法	80～85	20	室外	8400	15

5.2.11.9 污染物达标分析

在正常生产情况下，航煤加氢改质装置仅有加热炉烟气直接外排入大气，执行标准为《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）表 4 标准，其达标排放情况见表 5.2.11.9-1。

表 5.2.11.9-1　　加热炉烟气装置外排废气达标排放分析

序号	废气名称	排放高度(m)	污染物名称	浓度(mg/Nm^3)		速率(kg/h)		达标分析	标准名称
				排放值	标准值	排放值	标准值		
1	加热炉烟气	42	SO_2	5	50	0.09	/	达标	GB31570-2015 表 4
			NOx	50	100	0.94	/		
			颗粒物	8	20	0.15	/		

5.2.12 轻烃回收装置

5.2.12.1 生产规模及产品规格

轻烃回收装置包括干气液化气脱硫单元、干气分离单元、液化气分离单元，设计规模分别为70万吨/年、60万吨/年、40万吨/年。装置年开工时数为8400小时，操作弹性为60%~110%，具体生产规模及产品产量见表5.2.12.1-1。

表 5.2.12.1-1　　轻烃回收装置生产规模及产品产量

装置名称		生产规模 (10^4t/a)	产品名称	产品产量		去向
				小时产量 (t/h)	年产量 (10^4t/a)	
轻烃回收装置	干气液化气脱硫单元	70	干气	16.54	13.89	干气分离
			脱硫常压液化气	14.75	12.39	罐区
			脱硫加氢液化气	44.53	37.41	液化气分离
	干气分离单元	60	富甲烷气	20.14	16.92	氢气回收装置
			富已烷气	32.19	27.04	乙烯装置
			轻烃	16.41	13.78	乙烯装置
			汽油	0.49	0.41	罐区
	液化气分离单元	40	丙烷	10.41	8.75	乙烯装置
			异丁烷	20.91	17.56	烷基化装置
			正丁烷	4.20	3.53	干气分离单元
				9.01	7.57	乙烯装置

5.2.12.2 主要原料和产品规格

⑴主要原料

轻烃回收装置原料来源见表 5.2.12.2-1。

表5.2.12.2-1　　轻烃回收装置原料表

序号	名称		单位	数量	来源
1	干气液化气脱硫单元	加氢裂化干气	×10^4t/a	4.43	加氢裂化装置
2		柴油加氢裂化I干气	×10^4t/a	2.24	柴油加氢裂化装置I
3		柴油加氢裂化II干气	×10^4t/a	3.28	柴油加氢裂化装置II
4		蜡油加氢处理干气	×10^4t/a	1.93	蜡油加氢处理装置
5		航煤加氢干气	×10^4t/a	0.22	航煤加氢装置
6		石脑油加氢干气	×10^4t/a	2.33	石脑油加氢装置
7		焦化石脑油加氢干气	×10^4t/a	2.62	焦化石脑油加氢装置
8		常压液化气	×10^4t/a	12.39	常减压装置I/II
9		加氢裂化液化气	×10^4t/a	15.52	加氢裂化装置

10		柴油加氢裂化I液化气	$\times10^4$t/a	5.47	柴油加氢裂化装置I
11		柴油加氢裂化II液化气	$\times10^4$t/a	16.42	柴油加氢裂化装置II
12	干气分离单元	汽油加氢稳定塔顶气	$\times10^4$t/a	0.27	催化汽油加氢装置
13		脱硫加氢干气	$\times10^4$t/a	13.89	脱硫单元
14		PSA解析气	$\times10^4$t/a	43.23	氢气回收装置
15		补充重石脑油	$\times10^4$t/a	0.76	石脑油加氢装置
16	液化气分离单元	脱硫加氢液化气	$\times10^4$t/a	37.41	脱硫单元

⑵产品性质

轻烃回收装置产品主要包括燃料气、丙烷、异丁烷、正丁烷，这些产品的规格分别见表 5.2.12.2-2~5.2.12.2-5。

表5.2.12.2-2　　燃料气产品规格

序号	指标名称	单位	指标数值	备注
1	H_2S	mg/Nm^3	20 (max)	
2	大于等于C3组分	V%	≤5	

表5.2.12.2-3　　丙烷产品规格

序号	指标名称		单位	指标数值	备注
1	H_2S		mg/Nm^3	5 (max)	
2	C_3H_8		V%	≥95	
3	小于等于C2	组分	V%	<1	

表5.2.12.2-4　　异丁烷产品规格

序号	指标名称		单位	指标数值	备注
1	H_2S		mg/Nm^3	5 (max)	
2	IC_4H_{10}		V%	≥97	
3	小于等于C3	组分	V%	<1	

表5.2.12.2-5　　正丁烷产品规格

序号	指标名称	单位	指标数值	备注
1	H_2S	mg/nm^3	5 (max)	
2	NC_4H_{10}	V%	≥97	

5.2.12.3 工艺技术及生产原理

轻烃回收装置分为干气液化气脱硫、干气分离、液化气分离三个单元，其中干气液化气脱硫工艺采用醇胺法脱硫，醇胺是一种弱的有机碱，在 20~50℃时能够吸收气体中的H_2S和CO_2，当温度升高到105℃或更高时，则分解逸出原吸收的 H_2S 和 CO_2，胺液得到再生；干气分离单元碳四吸收采用浅冷油吸收技

术，以正丁烷为吸收剂，将饱和干气中的碳二及以上组分吸收；液化气分离单元采用常规的分馏过程，由脱丙烷和碳四分离两部分组成。

5.2.12.4 工艺流程简述

轻烃回收装置分为干气液化气脱硫、干气分离、液化气分离三个单元及配套的冷冻水设施。

⑴干气液化气脱硫单元

脱硫单元由干气脱硫、加氢液化气脱硫、常压液化气脱硫三部分组成。

干气脱硫：含硫干气自加氢裂化装置、柴油加氢装置I/II、蜡油加氢处理装置、航煤加氢装置、石脑油加氢装置及焦化石脑油加氢装置来，经过干气冷却器冷却后，经干气分液罐进入干气脱硫塔，与经干气脱硫贫液泵升压后的贫胺液逆向接触，干气中的硫化氢和部分二氧化碳被溶剂吸收，塔顶净化干气经过干气胺液回收器脱除夹带胺液后，送至干气分离单元。

加氢液化气脱硫：加氢含硫液化气自加氢裂化装置及柴油加氢装置I/II来，经加氢液化气缓冲罐，由加氢液化气进料泵送入加氢液化气脱硫塔，与经液化气脱硫贫液泵升压后的的贫胺液逆向接触，胺洗后的液化气经过液化气胺液回收器脱除夹带胺液后，送至液化气分离单元。

常压液化气脱硫：常压含硫液化气自常压装置I/II来，经常压液化气缓冲罐，送入常压液化气脱硫塔，与经液化气脱硫贫液泵升压后的贫胺液逆向接触，胺洗后的液化气经过液化气胺液回收器脱除夹带胺液后送至罐区。

⑵干气分离单元

干气分离单元由碳四吸收和汽油吸收两个部分组成。

碳四吸收：重整PSA解吸气和加氢干气在吸入罐混合后（W5.2.12-1）采用离心式压缩机压缩到约4.0MPaG，压缩后干气冷却到15℃送入碳四吸收塔。碳四吸收塔采用浅冷油吸收技术，以正丁烷为吸收剂，将饱和干气中的碳二及以上组分吸收，塔顶采出未被吸收的甲烷、氢气等轻组分进入汽油吸收塔。碳四吸收塔釜富吸收剂送入碳四解吸塔，解吸后从塔顶得到的富乙烷气送往乙烯装置裂解炉作为原料。从碳四解吸塔釜得到的贫吸收剂经过换热、冷却后一部分作为轻烃产品抽出，其余大部分从塔顶回流罐送到碳四吸收塔循环使用，少量废水（W5.2.12-2）排至污水处理场含油含盐废水处理单元。

汽油吸收：来自碳四吸收塔顶的气体中夹带少量碳三、碳四组分，从底部进入汽油吸收塔，以重石脑油作为再吸收剂，将气体中夹带的碳三及以上重组分吸收下来。塔顶气体为富含甲烷、氢气的吸收尾气，其内氢气含量较高，送入提氢装置提纯氢气；塔釜富汽油溶剂送入汽油解吸塔，将富汽油溶剂中的碳四和少量轻组份解吸出来。汽油解吸塔顶气体冷却到15℃后，经气液分离后得到的不凝气返回压缩机一段，得到的液相碳四从塔顶回流罐（W5.2.12-3）返回碳四吸收循环使用。汽油解吸塔釜液经过热量回收、冷却后返回汽油吸收塔循环利用。为防止重组分积累导致塔釜温度升高，在汽油稳定塔釜抽出200kg/h 的贫汽油送出界区，同时补充少量新鲜汽油以维持系统平衡。

⑶液化气分离单元

液化气分离单元由脱丙烷和碳四分离两个部分组成。

脱丙烷部分：自干气液化气脱硫单元来的加氢脱硫液化气通过进料缓冲罐进入脱丙烷塔，脱丙烷塔塔顶油气冷凝后进入脱丙烷塔回流罐，脱丙烷塔回流罐底的液化气一部分作为脱丙烷塔回流，一部分作为丙烷产品出装置，脱丙烷塔底的混合碳四送至碳四分离塔。

碳四分离部分：由于碳四分离塔塔盘数较多，分为两个塔串联操作。

碳四分离塔I顶部气体通过管线引至碳四分离塔II底部最下层塔板下作为上升气相，碳四分离塔II釜液相通过碳四分离塔中间泵送入碳四分离塔I顶部第一层塔板作为液相内回流。

碳四分离塔 II 塔顶蒸出的异丁烷经碳四分离塔顶冷凝器冷凝后进入碳四分离塔顶回流罐，冷凝液经碳四分离塔顶回流泵抽出，一部分送入碳四分离塔 II 顶层塔板作回流，另一部分作为产品送至烷基化装置。

碳四分离塔 I 塔釜的正丁烷馏分经过正丁烷产品冷凝器冷却至 40℃ 后送至罐区。碳四分离塔 I 塔底用碳四分离塔重沸器加热，热源为 110℃ 热水。

轻烃回收装置带“三废”排放点的工艺流程见图 5.2.12-1。

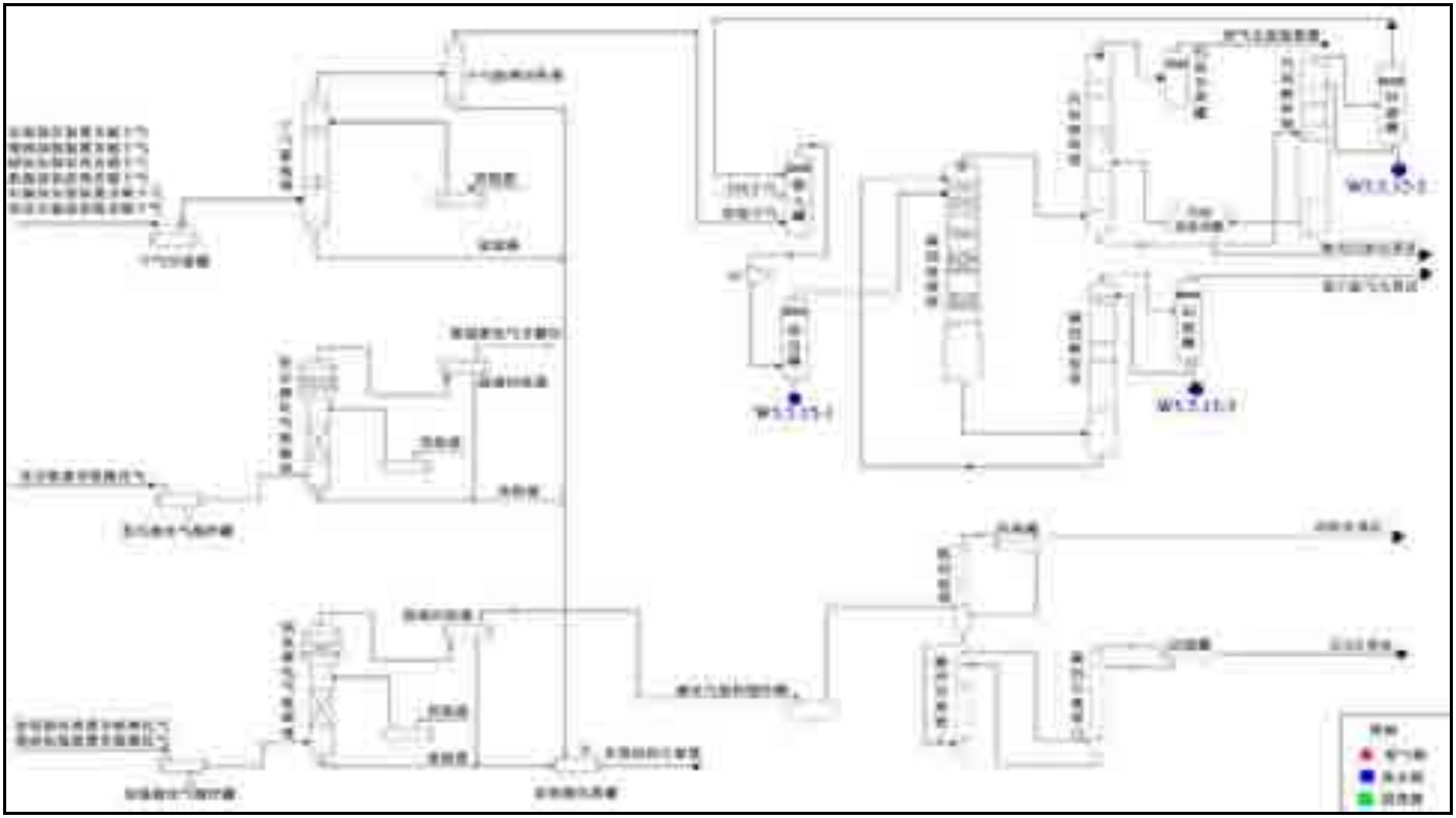


图 5.2.12-1 轻烃回收装置带“三废”排放点工艺流程图

5.2.12.5 主要设备

轻烃回收装置设备见表5.2.12.5-1。

表5.2.12.5-1　　轻烃回收装置主要设备

序号	设备名称		数量	操作温度(°C)	操作压力(MPa.G)	规格(mm)	材质
1							
2							
3							
4							
5							
6							
7							
8							
9							
10							
11							
12							
13							
14							
15							
16							
17							
18							
19							
20							
21							
22							
23							
24							

5.2.12.6 原辅材料及公用工程消耗

轻烃回收装置原辅材料消耗见表5.2.12.6-1。

表5.2.12.6-1　　轻烃回收装置原辅材料消耗表

序号	名称	单位	消耗定额(/t产品)	消耗量		来源
				小时(t)	每年($\times10^4$)	

序号	名称		单位	消耗定额(/t产品)	消耗量		来源
					小时(t)	每年($\times10^4$)	
一	原料						
1	干气液化气脱硫单元	加氢裂化干气	t	0.06	5.28	4.43	加氢裂化装置
2		柴油加氢裂化I干气	t	0.03	2.67	2.24	柴油加氢裂化I
3		柴油加氢裂化II干气	t	0.05	3.91	3.28	柴油加氢裂化II
4		蜡油加氢处理干气	t	0.03	2.30	1.93	蜡油加氢处理
5		航煤加氢干气	t	0.003	0.26	0.22	航煤加氢装置
6		石脑油加氢干气	t	0.03	2.77	2.33	石脑油加氢装置
7		焦化石脑油加氢干气	t	0.04	3.11	2.62	焦化石脑油加氢
8		常减压液化气	t	0.18	14.76	12.39	常减压装置
9		加氢裂化液化气	t	0.22	18.47	15.52	加氢裂化装置
10		柴油加氢裂化I干气	t	0.08	6.51	5.47	柴油加氢I 装置
11		柴油加氢裂化II液化气	t	0.23	19.55	16.42	柴油加氢裂化II
12	干气分离单元	汽油加氢稳定塔顶气	t	0.005	0.33	0.27	汽油加氢
13		脱硫加氢干气	t	0.23	16.54	13.89	脱硫单元
14		PSA解析气	t	0.72	51.47	43.23	氢气回收装置
15		补充重石脑油	t	0.01	0.90	0.76	石脑油分离装置
16	液化气分离单元	脱硫加氢液化气	t	1	44.53	37.41	脱硫单元
二	辅助材料						
1	MDEA溶液(30%)		t	/	220	184.8	溶剂再生装置
2	缓蚀剂		t	/	/	2	外购
3	氢氧化钠(30%)		t	/	/	38	外购

轻烃回收装置公用工程消耗见表5.2.12.6-2。

表5.2.12.6-2　　轻烃回收装置公用工程消耗表

序号	名称及规格		单位	消耗定额(/t产品)	小时消耗量		来源/去向
					正常	最大	
1	干气液化气脱硫单元	循环水	t/h	1.116	93	/	炼油第一循环水场
2		蒸汽	t/h	/	/	5	蒸汽管网
4		仪表风	Nm^3/h	0.72	60	/	空压站
5		氮气	Nm^3/h	1.2	100	/	空分装置
6		电	kWh/h	3.50	292	/	动力中心或外购
7	干气分离单元（含冷冻水设施）	循环水	t/h	107.70	7693	/	炼油第一循环水场
8		蒸汽	t/h	2.06	147.3	/	蒸汽管网

序号	名称及规格		单位	消耗定额(/t产品)	小时消耗量		来源/去向
					正常	最大	
10		仪表风	Nm^3/h	5.6	400	/	空压站
11		氮气	Nm^3/h	3.5	250	/	空分装置
12		电	kWh/h	46.48	3320	/	动力中心
13	液化气分离单元	循环水	t/h	25.2	1200	/	炼油第一循环水场
14		蒸汽	t/h	0.23	11	/	蒸汽管网
15		仪表风	Nm^3/h	1.26	60	/	空压站
16		氮气	Nm^3/h	/	/	1200	空分装置
17		电	kWh/h	13.97	665	/	动力中心

5.2.12.7 平衡分析

⑴物料平衡

轻烃回收装置物料平衡见表5.2.12.7-1。

表5.2.12.7-1　　轻烃回收装置物料平衡

入方(t/h)			出方(t/h)		
序号	项目	数据	序号	项目	数据
一．干气液化气脱硫单元					
1	加氢裂化干气	5.28	1	酸性气	3.76
2	柴油加氢裂化I干气	2.67	2	干气	16.54
3	柴油加氢裂化II干气	3.91	3	液化气	59.29
4	蜡油加氢处理干气	2.30			
5	航煤加氢干气	0.26			
6	石脑油加氢干气	2.77			
7	焦化石脑油加氢干气	3.11			
8	常减压液化气	14.76			
9	加氢裂化液化气	18.47			
10	柴油加氢裂化I液化气	6.51			
11	柴油加氢裂化II液化气	19.55			
小计		79.59	小计		79.59
二．干气分离单元					
1	汽油加氢稳定塔顶气	0.33	1	富甲烷气	20.14
2	脱硫加氢干气	16.54	2	富乙烷气	32.19
3	PSA解析气	51.46	3	抽出轻烃	16.41
4	补充重石脑油	0.90	4	抽出汽油	0.49
小计		69.23	小计		69.23
三．液化气分离单元					
1	脱硫加氢液化气	44.53	1	丙烷	10.41
			2	异丁烷	20.91

			3	正丁烷	13.21
小计		44.53	小计		44.53
合计		193.35	合计		193.35

从表 5.2.12.7-1 中可知，轻烃回收装置中，干气液化气脱硫单元回收各类轻烃量为 79.59t/h；干气分离单元回收各类轻烃及补充重石脑油量为 69.23 t/h；液化气分离单元进料为 44.53 t/h；该单元产品丙烷、异丁烷、正丁烷的收率分别约为 23.37%、46.95%、29.67%。

⑵硫平衡

轻烃回收装置硫平衡见表 5.2.12.7-2。

表 5.2.12.7-2　　轻烃回收装置硫平衡表

入方				出方			
名称	进料量 (t/h)	硫含量 ppm	带入硫 (kg/h)	名称	出料量 (t/h)	硫含量 (ppm)	带走硫 (kg/h)
一．干气液化气脱硫单元							
加氢裂化干气	5.28	65740	347.11	干气	16.54	20	0.33
柴油加氢裂化I干气	2.67	218510	583.42	液化气	59.29	20	1.19
柴油加氢裂化II干气	3.91	218510	854.37	富胺液	225.3		3539.74
蜡油加氢处理干气	2.3	165271	380.12				
航煤加氢干气	0.26	269200	69.99				
石脑油加氢干气	2.77	65000	180.05				
焦化石脑油加氢干气	3.11	110000	342.10				
常减压液化气	14.76	20	0.30				
加氢裂化液化气	18.47	24094	445.02				
柴油加氢裂化液化气	26.06	13000	338.78				
小计			3541.26	小计			3541.26
二．干气分离单元							
汽油加氢塔顶气	0.33	20	0.007	甲烷气	20.14	20	0. 4
脱硫加氢干气	16.54	20	0. 3	乙烷气	32.19	20	0. 3
PSA解析气	51.47	10	0. 5	轻烃	16.41	10	0. 2
补充重石脑油	0.90	100	0. 1	汽油	0.49	10	0. 005
小计			0.9	小计			0.9
三．液化气分离单元							
脱硫加氢液化气	44.53	20	40	丙烷	10.41	20	0.2
				异丁烷	20.91	20	0.4
				正丁烷	13.21	20	0.3

小计		9	小计		9
合计	3551.16		合计	3551.16	

从表 5.2.12.7-2 可知，轻烃回收各单元原料共带入硫 3.55t/h，出方中干气液化气脱硫单元富胺液带走硫 3.54t/h，约占总硫量 99.7%；干气分离单元和液化气分离单元带走硫 0.0099 t/h，约占总硫量 0.3%。

⑶水平衡

轻烃回收装置三个单元的水平衡见表 5.2.12.7-3。

表 5.2.12.7-3　　轻烃回收装置水平衡

进料(t/h)			出料(t/h)		
序号	名称	数值	序号	名称	数值
1	循环进水	8986	1	循环回水	8986
合计		8986		合计	8986

由表 5.2.12.7-3 可知，进入本装置界区的水仅有循环水 8986t/h，出装置界区水总量 8986t/h。

⑷蒸汽平衡

轻烃回收装置三个单元的蒸汽平衡见表 5.2.12.7-4。

表 5.2.12.7-4　　轻烃回收装置蒸汽平衡

进料(t/h)			出料(t/h)		
序号	名称	数值	序号	名称	数值
1	蒸汽(4.0MPa)	99.2	1	副产蒸汽(0.5MPa)	99.2
2	蒸汽(1.3MPa)	14.6	2	凝液	59.1
3	蒸汽(0.5MPa)	44.5			
合计		158.3		合计	158.3

由表 5.2.12.7-3 可知，进入本装置界区的蒸汽总量为 158.3t/h，出装置界区蒸汽总量 99.2t/h，凝液 59.1t/h。

5.2.12.8 主要污染源及污染物

⑴正常工况

①废气

A 有组织排放：轻烃回收装置各单元正常工况下无有组织废气排放大气。

B 无组织排放：轻烃回收装置区的无组织排放主要来自设备动静密封处泄漏，本装置无组织排放的污染物主要为 VOCs。

②废水

轻烃回收装置产生的污水主要有含油污水和含硫污水。

含油污水来自干气分离单元吸入罐及汽油解析塔、碳四分离塔顶回流罐间断排放的含油废水 W5.2.12-1~W5.2.12~3，主要污染物为石油类、CODcr、氨氮等。

轻烃回收装置正常工况下废水排放情况见表 5.2.12.8-1。

③噪声

轻烃回收装置噪声源主要为干气压缩机 N5.2.12-1、机泵 N5.2.12-2 等设备，主要噪声源见表 5.2.12.8-2。

5.2.12.9 污染物达标分析

在正常工况，轻烃回收装置无有组织废气排入大气。

表 5.2.12.8-1　　轻烃回收装置废水排放表

装置名称	污染源	污染物产生					治理措施		污染物排放					排放时间(h)	排放去向
		污染物	核算方法	废水产生量(m^3/h)	产生浓度(mg/L)	产生量(kg/h)	工艺	效率(%)	污染物	核算方法	废水排放量(m^3/h)	排放浓度(mg/L)	排放量(kg/h)		
轻烃回收装置	干气分离吸入罐含油污水 W5.2.12-1	COD	类比法	15	3500	52.5	收集压力输送	/	COD	类比法	15	3500	52.5	间断	污水处理场含油含盐处理系统
		石油类	类比法		100	1.5			石油类	类比法		100	1.5		
		硫化物	类比法		3000	45			硫化物	类比法		3000	45		
		NH_3-N	类比法		1500	22.5			NH_3-N	类比法		1500	22.5		
		挥发酚	类比法		50	0.75			挥发酚	类比法		50	0.75		
	干气分离碳四分离塔塔顶回流罐含油污水 W5.2.12-2	COD	类比法	17	3500	59.5	收集压力输送	/	COD	类比法	17	3500	59.5	间断	污水处理场含油含盐处理系统
		石油类	类比法		100	1.7			石油类	类比法		100	1.7		
		硫化物	类比法		3000	51			硫化物	类比法		3000	51		
		NH_3-N	类比法		1500	25.5			NH_3-N	类比法		1500	25.5		
		挥发酚	类比法		50	0.85			挥发酚	类比法		50	0.85		
	干气分离汽油解析塔塔顶回流罐含油污水 W5.2.12-3	COD	类比法	18	3500	63	收集压力输送	/	COD	类比法	18	3500	63	间断	污水处理场含油含盐处理系统
		石油类	类比法		100	1.8			石油类	类比法		100	1.8		
		硫化物	类比法		3000	54			硫化物	类比法		3000	54		
		NH_3-N	类比法		1500	27			NH_3-N	类比法		1500	27		
		挥发酚	类比法		50	0.9			挥发酚	类比法		50	0.9		

表 5.2.12.8-2　　轻烃回收装置主要噪声设备表

装置名称	噪声源	声源类型	噪声源强		治理措施	噪声排放值		距地高度(m)	室内室外	排放时间(h)	数量（台）
			核算方法	噪声值dB(A)		核算方法	噪声值dB(A)				
轻烃回收装置	干气压缩机 N5.2.12-1	频发（连续）	类比法	85	减振/隔声	类比法	＜85	1.5	室外	8400	1
	机泵 N5.2.12-2	频发（连续）	类比法	75~80	低噪声电机/减振	类比法	75~80	1.5	室内	8400	41

5.2.13 石脑油加氢装置

5.2.13.1 生产规模及产品规格

石脑油加氢装置公称规模为 300 万吨/年，年开工时间为 8400 小时，操作弹性 60～110%，具体生产规模及产品产量见表 5.2.13.1-1。

表 5.2.13.1-1　　石脑油加氢装置生产规模及产品产量

装置名称	生产规模	产品名称	产量		去向
			小时产量（t/h）	年产量（10^4t/a）	
石脑油加氢	300 万吨/年	含硫干气	2.77	2.33	轻烃回收装置
		轻石脑油	45.37	38.11	作为乙烯原料/汽油调和
		重石脑油	261.18	219.39	连续重整装置

5.2.13.2 主要原料和产品规格

⑴原料性质

石脑油加氢装置原料消耗量及来源见表 5.2.13.1-2，原料规格见表 5.2.1.2-2、5.2.2.2-2 及 5.2.14.1-1。

表 5.2.13.2-1　　石脑油加氢装置原料消耗量及来源

序号	名称	单位	消耗量	原料来源
1	常减压装置 I 来石脑油	万吨/年	58.72	常减压装置 I
2	常减压装置 II 来石脑油	万吨/年	145.34	常减压装置 I
3	轻烃回收装置来的直馏石脑油	万吨/年	54.60	轻烃回收
4	氢气	万吨/年	1.43	氢气管网
5	合计	万吨/年	260.09	

⑵产品性质

石脑油加氢装置主要产品包括加氢轻石脑油和加氢重石脑油，产品去向见表 5.2.13.2-1。加氢轻石脑油、加氢重石脑油规格见表 5.2.13.2-2~3，加氢重石脑油和其他重整原料混合后符合重整进料的要求，详细见重整装置。

表 5.2.13.2-2　　加氢轻石脑油性质（规格）表（wt%）

序号	碳数	正构链烷烃，mol%
1	nC4	0.02
2	iC5	23.86
3	nC5	31.52
4	CP	15.93

5	iC6	16.87
6	nC6	9.74
7	MCP	1.0
8	苯	1.06
	合计	100

表 5.2.13.2-3　　加氢重石脑油性质（规格）表（wt%）

序号	碳数	正构链烷烃	异构链烷烃	环烷烃	芳烃	合计
1	C6	4.52	0.05	5.23	0.53	10.33
2	C7	9.03	8.1	6.16	3.01	26.3
3	C8	8.59	9.75	5.32	5.37	29.03
4	C9	6.27	9.19	5.15	2.97	23.58
5	C10	-	7.35	1.28	0.16	8.79
6	C11+	-	1.96	0.01	-	1.97
	合计	28.41	36.4	23.15	12.04	100

⑶辅助材料

石脑油加氢装置采用的辅助材料主要包括石脑油加氢催化剂、硫化剂、缓蚀剂等。

5.2.13.3 工艺技术及生产原理

本装置以石脑油为原料，经加氢和汽提后脱除原料中的硫、氮和水等杂质，为下游连续重整提供合格的原料。

该工艺过程的主要化学反应如下：

脱硫反应：$RSH + H_2 \longrightarrow RH + H_2S$

脱氮反应：$RN + H_2 \longrightarrow RH + NH_3$

烯烃饱和反应：$C_7H_{14} + H_2 \longrightarrow C_7H_{16}$

5.2.13.4 工艺流程简述

由装置外来的石脑油进入石脑油加氢进料缓冲罐，混合石脑油经泵升压后与来自石脑油加氢循环氢压缩机的氢气混合，缓冲罐定期排出废水（W5.2.13-1），混氢原料油经石脑油加氢混合进料换热器换热后进入石脑油加氢进料加热炉，加热炉烟气（G5.2.13-1）经排气筒排入大气，加热至反应温度进入石脑油加氢反应器，在反应器中脱除原料中的 S、N、Cl 和其它杂质。石脑油加氢反应器催化剂定期更新，废催化剂（S5.2.13-1/2/3）送园区危险废物填埋

场处置。自石脑油加氢反应器来的反应产物经石脑油加氢混合进料换热器换热，然后与补充氢混合后经反应产物空冷器冷却，进入石脑油加氢产物分离罐。为了防止反应产物中的铵盐在低温部位结晶，通过除盐水泵将除盐水注入到石脑油加氢产物空冷器上游的管道中。冷却后的反应产物在石脑油加氢产物分离罐中进行油、气、水三相分离。气相进入循环氢压缩机入口分液罐，分液后进入石脑油循环氢压缩机。升压后与原料油混合作为反应进料。

加氢反应生成油经过汽提塔进料/石脑油分馏塔底换热器和汽提塔进料换热器换热后进入汽提塔。汽提塔顶物经冷却分离出轻烃和水后全部回流返回汽提塔，为防止塔顶系统腐蚀，在塔顶设有注缓蚀剂系统。汽提塔底精制石脑油与进料换热后进入石脑油分馏塔进行分馏。

汽提塔由汽提塔重沸炉供热。石脑油分馏塔顶油经过石脑油分馏塔顶空冷器冷却后分离出轻烃和水后部分回流返回分馏塔，部分作为汽油调和及作为乙烯原料。石脑油分馏塔底油经过换热后送至重整装置。石脑油分馏塔由石脑油分馏塔重沸炉供热。

装置排出废瓷球（S5.2.13-4）属于一般固体废物，送园区一般工业固废处理项目处理。

石脑油加氢装置带“三废”排放点的工艺流程及产排污节点见图5.2.13.4-1。

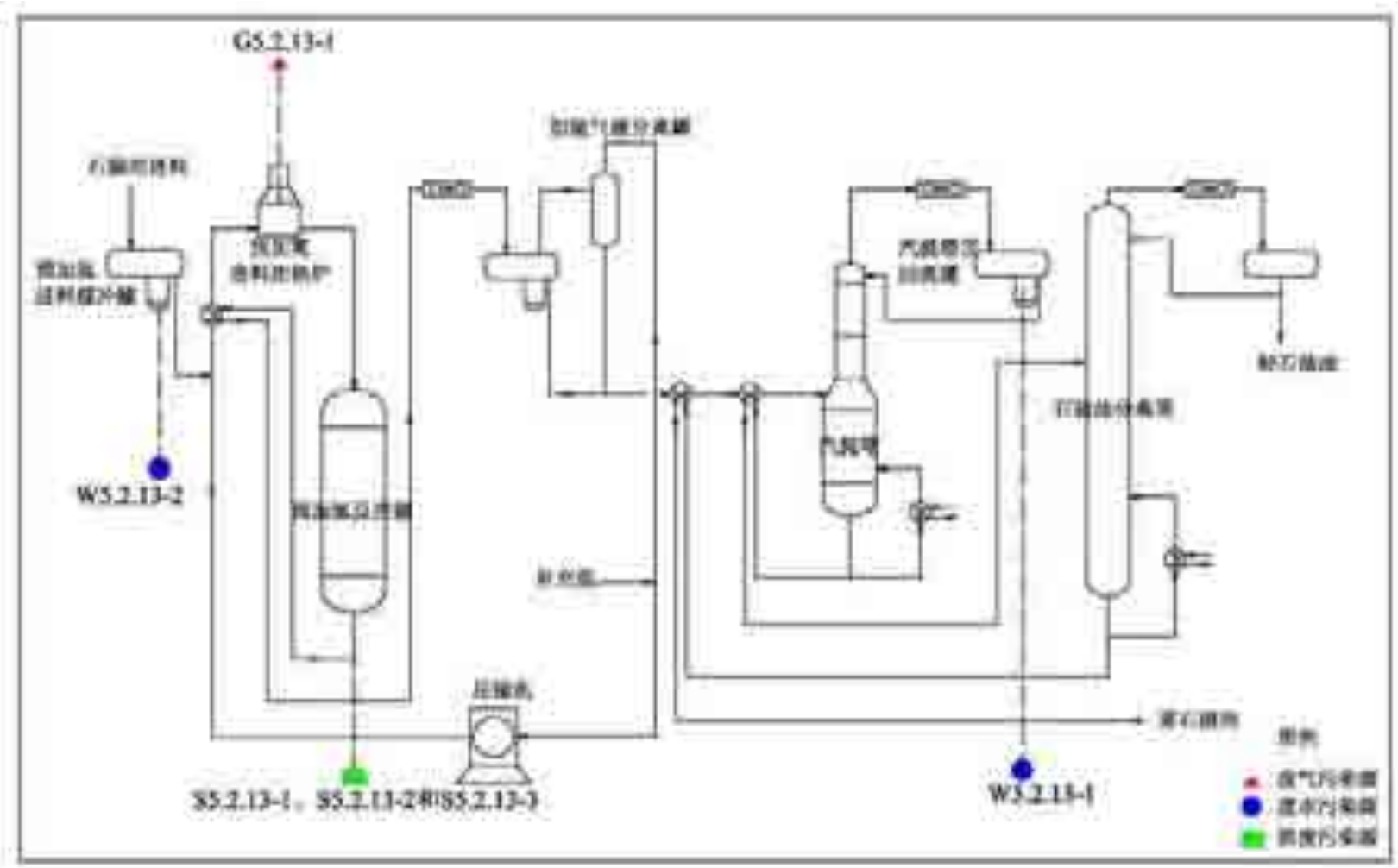


图 5.2.13.4-1　　石脑油加氢装置带“三废”排放点的工艺流程及产排污节点图

5.2.13.5 主要设备

石脑油加氢装置主要设备见表 5.2.13.5-1。

表 5.2.13.5-1　　石脑油加氢装置主要设备表

序号	设备名称	数量（台）	操作温度（℃）	操作压力（MPa.G）	主要规格	材质
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						
8						

5.2.13.6 原辅材料及公用工程消耗

⑴原料及辅助材料消耗

装置主要原料、辅助材料消耗见表 5.2.13.6-1。

表 5.2.13.6-1　　石脑油加氢装置装置主要原料及辅助材料消耗表

序号	名称	单位	消耗定额/吨产品	消耗量		来源
				小时	每年（$\times10^4$）	
一	原料					
1	常减压装置 I 来石脑油	t	0.19	69.90	58.72	常减压装置
2	常减压装置 II 来石脑油	t	0.48	173.02	145.34	常减压装置
3	轻烃回收装置来的直馏石脑油	t	0.18	65.00	54.60	轻烃回收装置
4	含氢气体	t	0.005	1.70	1.43	氢气管网
二	辅助材料					
	名称	单位	规格	消耗量		来源
1	石脑油加氢催化剂	t	HYT-111 9-125	40.23t/次		外购
2	石脑油加氢催化剂保护剂	t	CatTrap10	0.61		外购
3	石脑油加氢催化剂保护剂	t	CatTrap30	1.53		外购
4	瓷球	t	/	45 t/次		外购
5	硫化剂	t	/	10.3t/次		外购
6	缓蚀剂	t	/	15.07/a		外购

⑵公用工程消耗

石脑油加氢装置公用工程消耗见表 5.2.13.6-2。

表 5.2.13.6-2　　石脑油加氢装置公用工程消耗表

序号	名称及规格	单位	消耗定额/吨产品	小时消耗量		来源/去向
				单位	消耗量	
1	燃料气	t/t	0.015	t/h	4.74	燃料气管网
2	电	kW/t	11.238	kW	3479.55	动力中心或外购
3	循环水	t/t	1.035	t/h	320.38	炼油第二循环水场
4	除盐水	t/t	0.048	t/h	15	脱盐水站
5	净化风	Nm^3/t	0.969	Nm^3/h	300	空压站
6	氮气	Nm^3/t	0.646	Nm^3/h	200	空分装置

5.2.13.7 平衡分析

⑴物料平衡

石脑油加氢装置物料平衡见表 5.2.13.7-1。

表 5.2.13.7-1　　石脑油加氢装置物料平衡表

入方（t/h）				出方（t/h）				
序号	项目	数据	来源	序号	类别	项目	数据	去向
1	常减压装置 I 来石脑油	69.90	常减压装置 I	1	产品	含硫干气	2.77	轻烃回收装置
2	常减压装置 II 来石脑油	173.02	常减压装置 II	2		轻石脑油	45.37	作为乙烯原料/汽油调和
3	轻烃回收装置来直馏石脑油	65.00	轻烃回收	3		重石脑油	261.18	连续重整装置
4	氢气	1.70	氢气管网	4	废水	含硫污水带走硫化氢	0.31	酸水汽提装置
	合计	309.63					309.63	

从表 5.2.13.7-1 中可知，石脑油加氢装置原料进料量为 309.63t/h，主要产品为重石脑油为 261.18 t/h。

⑵硫平衡

装置硫平衡见表 5.2.13.7-2。

表 5.2.13.7-2　　石脑油加氢装置硫平衡表

入方				出方			
名称	进料量	硫含量	带入硫	名称	出料量	硫含量	带走硫

	(t/h)	ppm	(kg/h)		(t/h)	ppm	(kg/h)
常减压装置 I 来石脑油	69.90	1800	125.82	干气	2.77	65000	180.05
常减压装置 II 来石脑油	173.02	2000	346.04	加氢处理石脑油	306.55	0.5	0.15
轻烃回收装置来直馏石脑油	65.00	200	13.00	含硫污水带走硫			304.66
合计			484.86	合计			484.86

从表 5.2.13.7-2 中可知，石脑油加氢装置进料中主要来自于常减压装置石脑油，最终以含硫污水和含硫干气的形式带走。

⑶水平衡

石脑油加氢装置水平衡见表 5.2.13.7-3。

表 5.2.13.7-3　　石脑油加氢装置水平衡表

入方（t/h）			出方（t/h）		
序号	项目	数据	序号	项目	数据
1	循环进水	320.38	1	循环回水	320.38
2	除盐水	15	2	含硫污水	15
	小计	335.38		小计	335.38

从表 5.2.13.7-3 中可知，本装置主要进水为循环水和除盐水，数量分别为 320.38t/h 及 15t/h，除盐水全部变为含硫污水，送至酸性水汽提装置。

5.2.13.8 主要污染源及污染物分析

⑴废气

①有组织排放

石脑油加氢进料加热炉、汽提塔重沸炉、分馏塔重沸炉产生的燃烧烟气通过烟道排放(G5.2.13-1)，主要污染物为 SO_2、NOx、颗粒物等，经烟囱排入大气。

②无组织排放

装置区的无组织排放主要来自设备动静密封处泄漏，本装置无组织排放的污染物主要为 VOCs。

石脑油加氢装置正常工况下废气排放情况见表 5.2.13.8-1。

⑵废水

含油污水主要是回流罐切水排水，主要污染物为 CODcr 和石油类，送含油污水预处理设施处理后再送污水处理场含油含盐污水处理系统进一步处理。

含硫污水主要是原料缓冲罐、预加氢产物分离罐、汽提塔回流罐、石脑油分馏塔回流罐等产生的，主要污染物为硫化物等，送硫回收装置的酸性水汽提。

本装置废水排放见表 5.2.13.8-2。.

⑶固废

废催化剂，来自预加氢保护反应器，主要组分为 MoO_3、NiO，属于危险废物，送园区危险废物填埋场处理。

废保护剂等来自预加氢保护反应器，含 Al_2O_3、NiO、WO_3，属于危险废物，送园区危险废物填埋场。

废瓷球属于危险废物，送园区危险废物填埋场处理。

本装置固废排放见表 5.2.13.8-3。

⑷噪声

石脑油加氢装置噪声主要来自压缩机和加热炉。

本装置噪声源强见表 5.2.13.8-4。

表 5.2.13.8-1　　石脑油加氢装置废气排放一览表

装置名称	污染源	污染物产生					治理措施		污染物排放					排放口参数			排放时间/h
		污染物	核算方法	废气产生量 m^3/h	产生浓度 mg/m^3	产生量 kg/h	工艺	效率%	污染物	核算方法	废气排放量 m^3/h	排放浓度 mg/m^3	排放量 kg/h	高度 H(m)	直径 D(m)	温度℃	
石脑油加氢装置	加热炉烟气 G5.2.13-1	颗粒物	类比法	93458	8.00	0.75	清洁燃料	/	颗粒物	类比法	93458	8.00	0.75	100	2.9	120	8400
		SO_2	物料衡算法		5.00	0.47	低硫燃料气	/	SO_2	物料衡算法		5.00	0.47				
		NOx	类比法		50.00	4.67	超低氮燃烧器	/	NOx	类比法		50.00	4.67				
	无组织排放	挥发性有机物	产污系数法	/		7.79	泄漏检测与修复	/	挥发性有机物	产污系数法	/	/	7.79	面积:150m×90m			8400

表 5.2.13.8-2　　石脑油加氢装置废水排放一览表

装置名称	污染源	污染物产生					治理措施		污染物排放					排放时间 h	排放去向
		污染物	核算方法	产生废水量 m^3/h	产生浓度 mg/L	产生量 kg/h	工艺	效率%	污染物	核算方法	排放废水量 m^3/h	排放浓度 mg/L	排放量 kg/h		
石脑油加氢装置	含油污水 W5.2.13-1	COD	类比法	30（最大）	140	4.2	收集到污水池泵送	/	COD	类比法	30（最大）	140	4.2	8400	污水处理场含油废水处理系统
		石油类	类比法		61	1.83			石油类	类比法		61	1.83		
		硫化物	类比法		5	0.15			硫化物	类比法		5	0.15		
		挥发酚	类比法		0.2	0.006			挥发酚	类比法		0.2	0.006		
		氨氮	类比法		0.7	0.021			氨氮	类比法		0.7	0.021		
	含硫污水 W5.2.13-2	COD	类比法	15	300	4.5	收集,泵送	/	COD	类比法	15	300	4.5	8400	酸性水汽提装置
		石油类	类比法		200	3			石油类	类比法		200	3		
		硫化物	类比法		13500	202.5			硫化物	类比法		13500	202.5		
		挥发酚	类比法		2	0.03			挥发酚	类比法		2	0.03		
		氨氮	类比法		28550	428.25			氨氮	类比法		28550	428.25		

表 5.2.13.8-3　　石脑油加氢装置固体废物排放一览表

装置名称	序号	固废名称	分类及编号	产生情况		排放量（t/次）	主要组分	排放规律	最终去向	处理措施	
				核算方法	产生量(t/a)					工艺	处置量（t/a）
石脑油加氢装置	S5.2.13-1	废石脑油加氢催化剂	危险废物 HW50(261-165-50)	物料衡算法	10.05	40.234t/次	MoO_3、WO_3、Ni、Al_2O_3	4 年 1 次	园区危险废物填埋场	综合利用	10.05
	S5.2.13-2	废石脑油加氢催化剂保护剂	危险废物 HW46(900-037-46)	物料衡算法	0.15	0.61t/次	MoO_3、WO_3、Ni、Al_2O_3	4 年 1 次	园区危险废物填埋场	园区统一处置	0.15
	S5.2.13-3	废石脑油加氢催化剂保护剂	危险废物 HW46(900-037-46)	物料衡算法	0.48	1.53t/次	MoO_3、WO_3、Ni、Al_2O_3	4 年 1 次	园区危险废物填埋场	园区统一处置	0.48
	S5.2.13-4	废瓷球	暂按危险废物管理	物料衡算法	11.25	45t/次	Al_2O_3、SiO_2	4 年 1 次	园区危险废物填埋场	园区统一处置	11.25

表 5.2.13.8-4　　石脑油加氢装置主要噪声源一览表

装置名称	噪声源	声源类型	噪声源强		治理措施	噪声排放值		距地高度（m）	室内/室外	排放时间/h	数量（台）
			核算方法	噪声值/dB(A)		核算方法	噪声值/dB(A)				
石脑油加氢装置	空冷器 N5.2.13-1	频发（连续）	类比法	85-93	低噪声电机、减振	类比法	85	20	室外	8400	27 台
	泵 N5.2.13-2	频发（连续）	类比法	90~93	低噪声电机、减振、隔声	类比法	85	2	室外	8400	8 开 7 备
	压缩机 N5.2.13-3	频发（连续）	类比法	93	低噪声风机、电机	类比法	85	1.5	室外	8400	2 开 1 备

5.2.13.9 污染物达标分析

在正常生产情况下，本装置仅有加热炉排放气直接外排入大气，其达标排放情况见表 5.2.13.9-1。

表 5.2.13.9-1　　石脑油加氢装置外排废气达标排放分析

序号	废气名称	污染物名称	浓度(mg/Nm^3)		达标分析	执行标准
			排放值	标准值		
1	加热炉烟气	SO_2	5	50	达标	《石油炼制工业污染物排放标准》GB 31570-2015 表 4
		NOx	50	100		
		颗粒物	8	20		

5.2.14 焦化石脑油加氢装置

5.2.14.1 生产规模及产品

焦化石脑油加氢装置公称规模为 80 万吨/年，年开工时间为 8400 小时，操作弹性 60～110%，具体生产规模及产品产量见表 5.2.14.1-1。

表 5.2.14.1-1　　焦化石脑油加氢装置生产规模及产品产量

装置名称	生产规模	产品名称	产量		去向
			小时产量（t/h）	年产量（10^4t/a）	
焦化石脑油加氢	80 万吨/年	轻石脑油	83.53	70.16	石脑油加氢装置
		酸性干气	3.11	2.62	轻烃回收装置

5.2.14.2 主要原料和产品规格

⑴原料性质

焦化石脑油加氢装置本装置加工原料为延迟焦化装置产生的焦化石脑油，原料性质见表 5.2.3.2-4。

装置所用氢气来自全厂氢气管网。

⑵产品性质

焦化石脑油加氢装置主要产品包括石脑油加氢干气和加氢处理石脑油，产品去向见表 5.2.14.1-1。加氢处理石脑油规格见表 5.2.14.1-2。

表 5.2.14.2-2　　加氢处理石脑油的性质

序号	指标	数值
1	密度(20)， g/cm^3	0.7295
2	馏程，℃	40～196
3	氮，g/g	<0.5
4	硫，mg/kg	10
5	溴价， g-Br/100g	<0.5

⑶辅助材料

焦化石脑油加氢装置催化剂为抚顺石油化工研究院的 FH-40C 和 FHRS-1，保护剂为 FZC 系列保护剂。

5.2.14.3 工艺技术及生产原理

由于焦化石脑油的不饱和烃、硫、氮及重金属含量均较高，稳定性较差，需经过加氢精制才能达到下游工序对原料的质量要求。焦化石脑油加氢后送石脑油加氢装置作为原料。

该工艺过程的主要化学反应如下：

脱硫反应：$RSH + H_2 \rightarrow RH + H_2S$

脱氮反应：$RN + H_2 \rightarrow RH + NH_3$

烯烃饱和反应：$C_7H_{14} + H_2 \rightarrow C_7H_{16}$

5.2.14.4 工艺流程简述

⑴ 反应部分

原料油自装置外来，经原料油过滤器滤除原料中大于 10μm 的颗粒，经原料油脱水器除去原料中的水分后进入原料油缓冲罐，缓冲罐产生的含油污水（W5.2.14-1）送污水处理场，原料油缓冲罐由燃料气保护，使原料油不接触空气。自原料油缓冲罐出来的原料油经加氢进料泵升压后在流量控制下与混合氢混合，依次进入反应流出物/冷混氢进料换热器、反应流出物/热混氢进料换热器与反应流出物换热，然后进入二烯烃饱和反应器饱和原料油中的二烯烃，再经反应进料加热炉加热至反应所需的温度后进入加氢精制反应器。加热炉使用全厂脱硫干气为燃料气，烟气（G5.2.14-1）排入大气。预加氢反应器定期更新废催化剂（S5.2.14-1）、废保护剂（S5.2.14-2）、废脱硅剂（S5.2.14-3）。

反应流出物依次经反应流出物/热混氢进料换热器、反应流出物/汽提塔进料换热器、反应流出物/冷混氢进料换热器回收热量，然后经反应流出物空冷器冷却到 50℃，再经反应流出物冷却器冷却到 40℃后，进入反应流出物分离器进行油、水、气三相分离。反应流出物分离器顶部出来的气体进入循环氢压缩机入口分液罐，然后经循环氢压缩机升压后分成两路，一路作为冷氢至加氢反应器，另一路与新氢混合，混合后的氢气与自加氢进料泵来的原料油混合后进入反应系统。反应流出物分离器底部液体经精制石脑油/汽提塔进料换热器与精制石脑油换热，再经反应流出物/汽提塔进料换热器与反应流出物换热后在液位控制下进入分馏部分，反应流出物分离器分离出的含硫污水在液位控制下出装置。为防止反应生成的铵盐在低温下结晶堵塞管道和设备，在反应流出物/冷混

氢进料换热器和反应流出物空冷器前分别注入除氧水以洗去铵盐。

自装置外来的新氢首先进入新氢压缩机入口分液罐，然后经新氢压缩机升压后，与循环氢混合后进入反应系统。

⑵分馏部分

反应流出物分离器的液体在液位控制下，首先经精制石脑油/汽提塔进料换热器与精制石脑油换热，再经反应流出物/汽提塔进料换热器与反应流出物换热后进入汽提塔第 5 块塔盘上，汽提塔共有 26 块浮阀塔盘，在塔底注入汽提蒸汽。汽提塔塔顶气经汽提塔顶空冷器、汽提塔顶后冷器冷却后进入汽提塔顶回流罐进行油、水、气三相分离，分离出的气体送出装置处理；油相经汽提塔顶回流泵升压后全部作为回流送至汽提塔；汽提塔顶回流罐分水包排出的酸性水（W5.2.14-2）送酸水汽提装置。

汽提塔底抽出的油经汽提塔底泵升压后经精制石脑油/汽提塔进料换热器与汽提塔进料换热，然后经精制石脑油空冷器、精制石脑油水冷器冷却至 40℃后进入精制石脑油脱水器脱除水分，在汽提塔液位控制下作为精制石脑油产品送出装置。

焦化石脑油加氢装置带“三废”排放点的工艺流程及产排污节点见图 5.2.14.4-1。

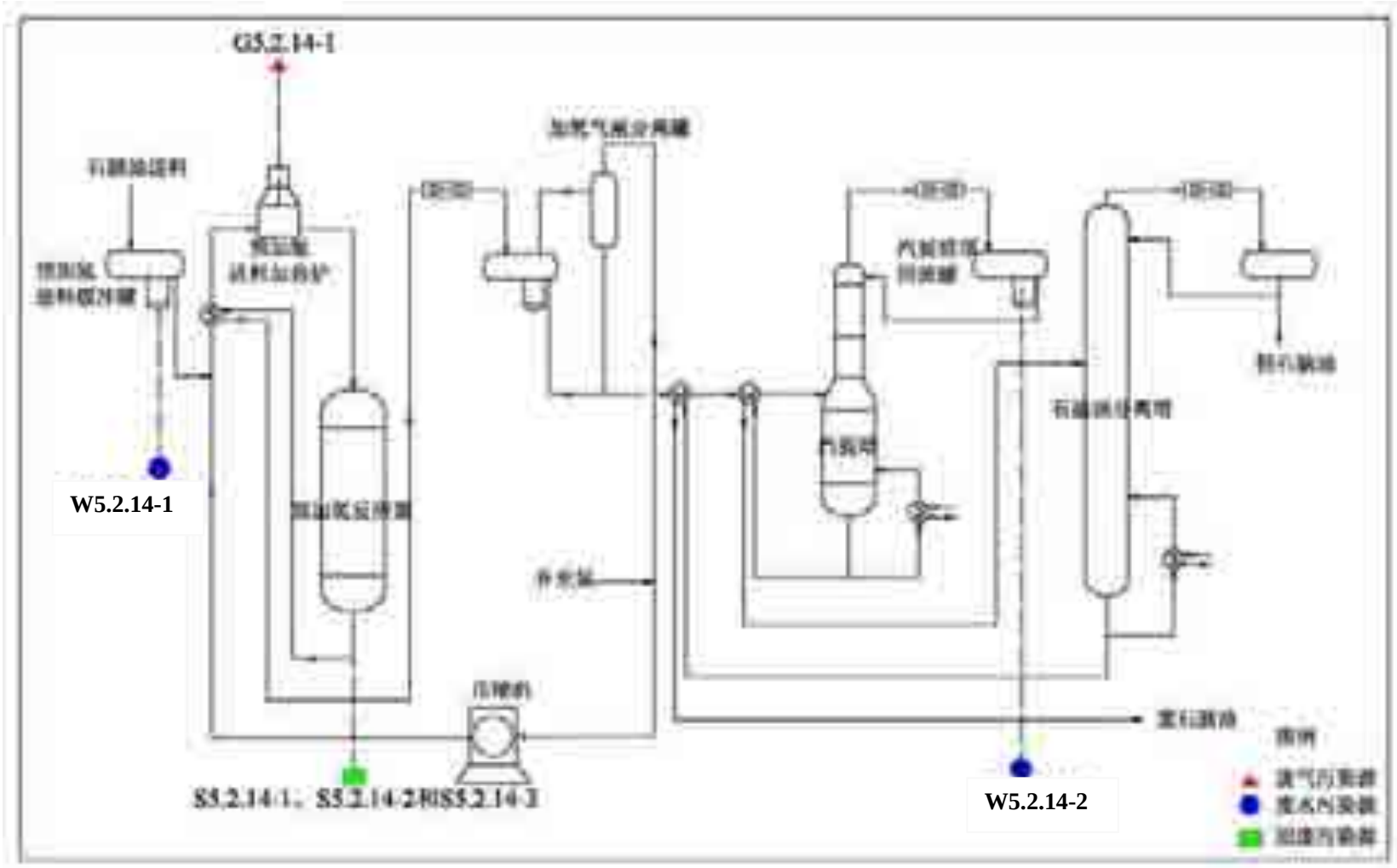


图 5.2.14.4-1 焦化石脑油加氢装置带“三废”排放点的工艺流程及产排污节点图

5.2.14.5 主要设备

焦化石脑油加氢装置主要设备见表 5.2.14.5-1。

表 5.2.14.5-1　　焦化石脑油加氢装置主要设备表

序号	设备名称	数量（台）	操作温度（℃）	操作压力（MPa.G）	主要规格	材质
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						

5.2.14.6 原辅材料及公用工程消耗

⑴原料及辅助材料消耗

装置主要原料、辅助材料消耗见表 5.2.14.6-1。

表 5.2.14.6-1　　焦化石脑油加氢装置主要原料及辅助材料消耗表

序号	名称	单位	消耗定额/吨产品	消耗量		来源
				小时	每年（$\times10^4$）	
一	原料					
1	焦化石脑油	t	0.91	86.48	72.64	延迟焦化装置
2	氢气	t	0.006	0.61	0.51	氢气管网
二	辅助材料					
1	缓蚀剂	t	/	3.8t/次		外购
2	催化剂	t	/	84 t/次		外购
3	惰性支撑剂	t	/	30t/次		外购
4	硫化剂	t	/	10 t/次		外购
5	阻垢剂	t	/	80 t/a		外购

⑵公用工程消耗

焦化石脑油加氢装置公用工程消耗见表 5.2.14.6-2。

表 5.2.14.6-2　　焦化石脑油加氢装置公用工程消耗表

序号	名称	单位	消耗定额/吨产品	单位	连续量	间断量	备注
1	循环水	t/h	5.167	t/h	450		
2	新鲜水	t/h	/	t/h		5	开工时用
3	除氧水	t/h	0.22	t/h	18		注水
4	电耗量	kW	16.075	kW	1400		
5	4.0MPa 蒸汽	t/h	0.230	t/h	20		透平用
6	1.3MPa 蒸汽	t/h	0.02	t/h	2		
7		t/h	-0.230	t/h	-20		副产蒸汽
8	燃料气	kg/h	4.593	kg/h	400		
9	非净化压缩空气	Nm^3/h	0.000	Nm^3/h		1800	间断
10	净化压缩空气	Nm^3/h	1.378	Nm^3/h	120		
11	氮气	Nm^3/h	1.378	Nm^3/h	120	一次最大 15000 Nm^3	

5.2.14.7 平衡分析

⑴物料平衡

焦化石脑油加氢装置物料平衡见表 5.2.14.7-1。

表 5.2.14.7-1　　焦化石脑油加氢装置物料平衡表

入方（t/h）				出方（t/h）				
序号	项目	数据	来源	序号	类别	项目	数据	去向
1	焦化石脑油	86.48	延迟焦化装置	1	产品	加氢处理石脑油	83.53	石脑油加氢装置
2	氢气	0.61	氢气管网	2		干气	3.11	轻烃回收装置
				3		含硫污水及富胺液带走硫化氢	0.45	
	合计	87.09				合计	87.09	

从表 5.2.14.7-1 中可知，焦化石脑油加氢装置原料油（轻烃回收石脑油、焦化石脑油）等进料量为 87.09t/h，主要产品为加氢处理石脑油。

⑵硫平衡

装置硫平衡见表 5.2.14.7-2。

表 5.2.14.7-2　　焦化石脑油加氢装置硫平衡表

入方				出方			
名称	进料量 (t/h)	硫含量 ppm	带入硫 (kg/h)	名称	出料量 (t/h)	硫含量 ppm	带走硫 (kg/h)
焦化石脑油中的硫	86.48	9000	778.32	干气	3.11	110000	342.10
				加氢处理石脑油	83.53	200	16.71
				含硫污水及富胺液带走硫	0.45		419.51
合计			778.32	合计			778.32

从表 5.2.14.7-2 可知，原料中的硫主要来自石脑油，带入硫 0.78t/h，经加氢后以含硫污水形式带走，或进入干气中。

⑶蒸汽平衡

焦化石脑油加氢装置蒸汽平衡见表 5.2.14.7-3。

表 5.2.14.7-3　　焦化石脑油加氢装置蒸汽平衡表

进料 t/h			出料 t/h		
序号	名称	数值	序号	名称	数值
1	4.0MPa 蒸汽	20	1	副产 1.3MPa 蒸汽	20
2	1.3MPa 蒸汽	2	2	含硫污水	2
合计		22	合计		22

由表 5.2.14.7-8 可知，本装置需要 4.0MPa 蒸汽 20t/h 用于透平驱动，同时副产蒸汽 20t/h。消耗 1.3MPa 蒸汽 2t/h，蒸汽转化为含硫污水送至酸性水汽提装置。

⑷水平衡

焦化石脑油加氢装置水平衡见表 5.2.14.7-4。

表 5.2.14.7-4　　焦化石脑油加氢装置水平衡表

入方（t/h）			出方（t/h）		
序号	项目	数据	序号	项目	数据
1	循环进水	450	1	循环回水	450
2	除氧水	18	2	含硫污水	18
	小计	468		小计	468

从表 5.2.14.7-4 可知，进入界区的循环水进水 450t/h，经换热后循环水出水 450t/h。除氧水消耗 18t/h，转化为含硫污水 18t/h 送酸水汽提装置。

5.2.14.8 主要污染源及污染物分析

⑴废气

①有组织排放

焦化石脑油加氢进料加热炉产生的燃烧烟气（G5.2.14-1），主要污染物为SO_2、NOx、颗粒物等，经烟囱排入大气。

②无组织排放

装置区的无组织排放主要来自设备动静密封处泄漏，本装置无组织排放的污染物主要为 VOCs。

焦化石脑油加氢装置正常工况下废气排放情况见表 5.2.14.8-1。

⑵废水

含油污水（W5.2.14-1），主要污染物为 CODcr 和石油类，送污水处理场含油含盐污水处理系统进一步处理。

含硫污水（W5.2.14-2）主要是原料缓冲罐、预加氢产物分离罐、汽提塔回流罐、石脑油分馏塔回流罐等产生的，主要污染物为硫化物和氨氮等，送硫回收装置的酸性水汽提。

焦化石脑油加氢装置正常工况下废水排放情况见表 5.2.14.8-2。

⑶固废

废催化剂（S5.2.14-1），来自预加氢保护反应器，主要组分为 MoO_3、NiO，属于危险废物，废保护剂（S5.2.14-2），含 Al_2O_3、NiO、WO_3，属于危险废物，送园区危险废物填埋场。

废脱硅剂（S5.2.14-3），含 Al_2O_3，属于一般固体废物，送园区一般工业固废处理项目。

焦化石脑油加氢装置正常工况下固废排放情况见表 5.2.14.8-3。

⑷噪声

焦化石脑油加氢装置噪声主要来自压缩机和加热炉。

焦化石脑油加氢装置噪声排放情况见表 5.2.14.8-4。

表 5.2.14.8-1　　焦化石脑油加氢装置废气排放一览表

装置名称	污染源	污染物产生					治理措施		污染物排放					排放口参数			排放时间 h
		污染物	核算方法	废气产生量 m^3/h	产生浓度 mg/m^3	产生量 kg/h	工艺	效率%	污染物	核算方法	废气排放量 m^3/h	排放浓度 mg/m^3	排放量 kg/h	高度 H(m)	直径 D(m)	温度℃	
焦化石脑油加氢装置	加热炉烟气 G5.2.14-1	颗粒物	类比法	10350	8	0.08	清洁燃料	/	颗粒物	类比法	10350	8	0.08	50	1.2	130	8400
		SO_2	物料衡算法		5	0.05	低硫燃料气	/	SO_2	物料衡算法		5	0.05				
		NOx	类比法		50	0.52	超低氮燃烧器	/	NOx	类比法		50	0.52				
	无组织排放	挥发性有机物	产污系数法	/		6.70	泄漏检测与修复	/	挥发性有机物	产污系数法	/	/	6.70	面积:140m×65m			8400

表 5.2.14.8-2　　焦化石脑油加氢装置废水排放一览表

装置名称	污染源	污染物产生					治理措施		污染物排放					排放时间 h	排放去向
		污染物	核算方法	产生废水量 m^3/h	产生浓度 mg/L	产生量 kg/h	工艺	效率%	污染物	核算方法	排放废水量 m^3/h	排放浓度 mg/L	排放量 kg/h		
焦化石脑油加氢装置	含油污水 W5.2.14-1	COD	类比法	5	150	0.75	收集到污水池泵送	/	COD	类比法	5	150	0.75	间断	污水处理场含油含盐废水处理系统
		石油类	类比法		10	0.05			石油类	类比法		10	0.05		
		硫化物	类比法		10	0.05			硫化物	类比法		10	0.05		
		挥发酚	类比法		1	0.005			挥发酚	类比法		1	0.005		
		氨氮	类比法		1.5	0.0075			氨氮	类比法		1.5	0.0075		
	含硫污水 W5.2.14-2	COD	类比法	20	2600	52	收集,压力输送	/	COD	类比法	20	2600	52/	8400	酸性水汽提装置
		石油类	类比法		12	0.24			石油类	类比法		12	0.24		
		硫化物	类比法		23428	468.56			硫化物	类比法		23428	468.56		
		挥发酚	类比法		40	0.8			挥发酚	类比法		40	0.8		
		氨氮	类比法		11714	234.28			氨氮	类比法		11714	234.28		

表 5.2.14.8-3　　焦化石脑油加氢装置固体废物排放一览表

装置名称	序号	固废名称	分类及编号	产生情况		排放量（t/次）	主要组分	排放规律	最终去向	处理措施	
				核算方法	产生量(t/a)					工艺	处置量（t/a）
焦化石脑油加氢装置	S5.2.14-1	废催化剂	危险废物 HW50(261-165-50)	物料衡算法	14	99	WO_3、MoO_3、NiO	6 年 1 次	园区危险废物填埋场	园区统一处置	14
	S5.2.14-2	废保护剂	危险废物 HW46(900-037-46)	物料衡算法	2	6.6	WO_3、MoO_3、NiO	3 年 1 次	园区危险废物填埋	园区统一处置	2
	S5.2.14-3	废脱硅剂	暂按危险废物管理	物料衡算法	10	33	Al_2O_3、SiO_2	3 年 1 次	园区危险废物填埋	园区统一处置	10

表 5.2.14.8-4　　焦化石脑油加氢装置主要噪声源一览表

装置名称	噪声源	声源类型	噪声源强		治理措施	噪声排放值		距地高度（m）	室内/室外	排放时间/h	数量（台）
			核算方法	噪声值/dB(A)		核算方法	噪声值/dB(A				
焦化石脑油加氢装置	鼓风机 N5.2.14-1	频发（连续）	类比法	90	低噪声电机、减振	类比法	85	3.6	室外	8400	3
	引风机 N5.2.14-2	频发（连续）	类比法	85	低噪声电机、减振	类比法	85	2	室外	8400	2
	压缩机 N5.2.14-3	频发（连续）	类比法	90	低噪声风机、电机	类比法	85	1.5	室外	8400	3
	机泵 N5.2.14-4	频发（连续）	类比法	85	低噪声电机、减振	类比法	85	1.5	室外	8400	18
	空冷器 N5.2.14-5	频发（连续）	类比法	90～93	低噪声风机、电机	类比法	90	20	室外	8400	8

5.2.14.9 污染物达标分析

在正常生产情况下，本装置仅有加热炉排放气直接外排入大气，其达标排放情况见表 5.2.14.9-1。

表 5.2.14.9-1　　焦化石脑油加氢装置外排废气达标排放分析

序号	废气名称	污染物名称	浓度(mg/Nm^3)		达标分析	执行标准
			排放值	标准值		
1	加热炉烟气	SO_2	5	50	达标	《石油炼制工业污染物排放标准》GB 31570-2015 表 4
		NO_x	50	100		
		颗粒物	8	20		

5.2.15 连续重整装置

5.2.15.1 生产规模及产品

每套重整反应部分公称规模为 300 万吨/年，实际加工量为 308.07 万吨/年。年开工时间为 8400 小时，操作弹性 60～110%，具体生产规模及产品产量见表 5.2.15.1-1。

表 5.2.15.1-1　　连续重整装置生产规模及产品产量

装置名称	生产规模	产品名称	产量		去向
			小时产量（t/h）	年产量（10^4t/a）	
连续重整装置	300 万吨/年×2	连续重整富氢气	51.65	43.39	氢气回收装置
		连续重整液化气	17.72	14.88	乙烯装置
		戊烷油	14.60	12.26	柴油加氢裂化装置 II 石脑油正异构单元
		重整生成油	646.58	543.13	芳烃联合装置

5.2.15.2 主要原料和产品规格

⑴原料性质

连续重整装置本装置的原料为来自加氢裂化装置的重石脑油和石脑油加氢装置的加氢重石脑油，原料规格见 5.2.5.2-3 及表 5.2.13.1-4。

⑵产品性质

连续重整装置主要产品包括重整生成油、重整氢气、重整液化气及戊烷油，产品规格见表 5.2.15.1-2~5。

表 5.2.15.1-2　　重整生成油规格

组成	苯	甲苯	乙基苯	PX	MX	OX	C9	$C10^+$	合计
wt%	7.95	23.03	4.81	4.99	11.01	6.49	19.57	22.15	100

表 5.2.15.1-3　　重整氢气规格

组成	H_2	C1	C2	C3	C4	C6+	合计
wt%	58.74	8.23	14.98	12.22	4.04	1.79	100

表 5.2.15.1-4　　重整液化气规格

组成	C1	C2	C3	iC4	nC4	C_4 烯烃	$C6^+$	合计
wt%	0.11	3.88	28.05	23.85	41.03	2.07	1.01	100

表 5.2.15.1-5　　戊烷油规格

组成	iC4	nC4	C_4 烯烃	iC5	nC5	C5 烯	iC6	nC6	C6 烯	苯	合计
wt%	0.03	0.74	0.03	59.13	27.99	6.55	5.02	0.11	0.19	0.21	100

⑶辅助材料

重整催化剂暂采用 UOP 的 R-254 或性能与之相当或更优的其它型号重整催化剂。本装置采用气相（低温）脱氯剂，用于脱除重整氢中含有的氯化物，液相脱氯剂-重整汽油脱氯剂，用于脱除重整汽油中含有的氯化物，以防止氯化物对下游设备和装置的腐蚀。拟分别采用国产的 JX-5B 型低温脱氯剂和 JX-5D 型液相脱氯剂，或性能相当的类似产品。

5.2.15.3 工艺技术及生产原理

催化重整是以低辛烷值的石脑油为原料，在一定的温度、压力和临氢状态下将原料中的大部分环烷烃和部分链烷烃转化成富含芳烃的高辛烷值组分的反应过程。

总流程设置两套规模为 300 万吨/年的连续重整装置，本装置以上游石脑油加氢精制装置提供的精制石脑油及上游加氢裂化装置提供的加氢裂化石脑油为原料，采用连续重整工艺技术，生产高辛烷值汽油、混合二甲苯和液化气，同时副产含氢气体。

本装置重整反应苛刻度按 C5+重整生成油辛烷值（RON）102 设计。本装置由重整、催化剂再生及公用工程三个部分组成，重整采用美国环球油品公司（UOP）超低压连续重整工艺技术，催化剂连续再生部分采用 UOPCycleMax 工艺技术。重整部分的目的是通过重整反应、再接触及分馏工艺过程，生产富含芳烃的高辛烷值汽油组分和高纯度的重整氢。

5.2.15.4 工艺流程简述

（1）重整反应及产物分离部分

自加氢裂化装置来的加氢裂化重石脑油和石脑油加氢装置来的精制石脑油混合后作为重整料进入连续重整装置，混合原料与重整循环氢混合进入重整进料换热器，与重整反应产物换热后再经重整进料加热炉加热，然后进入重整第一反应器。物流经反应器内的扇形筒径向通过连续向下移动的重整催化剂，在临氢条件下进行重整反应，由于吸热反应使温度降低了的反应产物经反应器内上流式中心管流出，进入 1 号中间加热炉升温至反应温度后，继续进入重整第二反应器，在重整第二反应器中继续进行重整反应，反应产物与以上相同的过程顺次进入 2 号中间加热炉、重整第三反应器和 3 号中间加热炉、重整第四反应器进行加热和反应。第四反应器的出口物料进入重整进料换热器与进料换热。由于重整反应是吸热反应，反应后温度降低，为了维持必要的反应温度，设有四台反应器，每台反应器前均设有加热炉，以便进行“接力”加热。在催化剂的作用下，石脑油中的环烷烃脱氢生成芳烃，烷烃环化脱氢生成芳烃，同时还发生烷烃异构化及加氢裂化等副反应。

经重整进料换热器换热后的反应产物经重整产物空冷器冷却后进入重整产物分离罐，在此进行气液相分离。由于本装置采用了超低压重整工艺，平均反应压力 0.35MPaG，气液分离罐压力仅 0.25MPaG。在此压力下，大量轻烃进入氢气，氢气的纯度较低，并且烃类损失较多，所以设置了产品回收（即再接触）部分。

重整再接触为二级逆流再接触，重整产物分离罐顶含氢气体经重整循环氢压缩机升压后一部分作为循环氢返回重整反应部分，另一部分作为重整产氢经过重整氢增压机增压。重整产物分离罐底液体经重整产物分离罐底泵升压后与经两级增压后的含氢气体混合经二级再接触预冷器和二级再接触冷冻器冷却至低温后先进入二级再接触罐进行油气分离。由二级再接触罐顶分出的含氢气体少量送往催化剂再生部分，大部分经氢气脱氯罐脱氯后，部分作为石脑油加氢装置的补充氢，其余则送往氢气回收装置。

由二级再接触罐底分出的重整生成油再返回至一级再接触与经一级增压后的含氢气体在一级再接触罐进行气液分离，一级再接触罐顶含氢气体继续进入

二级增压，罐底液体经泵升压后送往重整油脱氯罐，完成油品与含氢气体的二级逆流再接触，其目的是使含氢气体中的部分烃类溶解在重整产物中，使产氢纯度提高，同时液体产品收率增加。

脱氯后经脱戊烷塔进料/塔底换热器换热后进入脱戊烷塔，脱戊烷塔顶气体经脱戊烷塔顶空冷器冷凝冷却后进入脱戊烷塔回流罐，回流罐顶汽提返回一级增压机入口分液罐，回流罐底液体的一部分作为回流返回脱戊烷塔顶，另一部分液体即 C5-部分送至脱丁烷塔以分离液化气和戊烷，脱戊烷塔底采用重沸炉加热。

脱戊烷塔顶油在与脱丁烷塔底油换热后进入脱丁烷塔，脱丁烷塔顶气体经塔顶空冷器、后冷器冷凝冷却后进入脱丁烷塔回流罐，回流罐底液体一部分作为回流，另一部分不稳定液化气组分送出装置，脱丁烷塔底油经过与脱丁烷塔进料换热后送至芳烃联合装置的重整油分离塔。脱丁烷塔底重沸器使用低压蒸汽加热。

为了保持重整催化剂水氯平衡和催化剂的活性，装置设有注氯、注水设施以保持催化剂性能。

（2）催化剂再生部分

该部分的主要目的是在装置正常操作的情况下，将反应部分来的因结焦而降低活性的催化剂进行再生，恢复其活性，然后再送回反应器，从而使重整反应得以连续正常进行。经过重整反应而有积炭的待生催化剂，依靠重力作用从一反进入二反，在二反底部收集器内，用还原氢作为置换气置换催化剂所携带的烃类，然后催化剂向下流至“L”阀组。在来自增压气加热器的氢气提升作用下，进入三反顶部缓冲段，在重力作用下，催化剂流入三反、四反，在四反底部收集器内经置换气置换掉催化剂所携带的烃类后向下流至“L”阀组。自待生催化剂提升气风机来的提升氮气将催化剂提升至再生器顶部的待生催化剂分离料斗。在待生催化剂分离料斗上部，来自待生催化剂除尘风机的淘析氮气将催化剂中的少量粉尘自分离料斗顶部吹出至粉尘收集器。催化剂依靠重力作用，自待生催化剂分离料斗进入再生器。

待生催化剂在再生器中自上而下经烧焦、氯化、干燥、冷却等过程，然后出再生器至“L”阀组，自再生催化剂提升气风机来的提升氮气将催化剂提升至再生催化剂分离料斗。催化剂出再生催化剂分离料斗后，又经过一个“L”阀组提

升，由氮气作为提升气提升至闭锁料斗，在闭锁料斗通过改变不同区的压差来控制催化剂循环量。

催化剂出闭锁料斗后，又经过一个“L”阀组提升，由重整再接触来的氢气作为提升气，提升至第一反应器顶部的还原区。在此，由重整再接触来的氢气经换热及电加热后，作为还原气分别进入一段和二段还原区，将催化剂中由于烧焦而成为氧化态的金属还原为还原态。

至此，催化剂完成了整个再生过程，恢复其活性，又进入了反应器，进行重整反应。

含有待生、再生催化剂粉末的淘析氮气分别进入待生、再生粉尘收集器，在此通过布滤网回收粉末，再定期将粉末通过收集器底部的粉尘收集罐装桶送往有关催化剂厂，以回收其中的贵金属。

除去催化剂粉末的淘析氮气经待生、再生除尘风机升压后又循环回待生、再生分离料斗，至此，完成了一个催化剂粉尘回收的循环。

在四反的“L”阀组后有一套催化剂添加系统，生产工程中可以定期不停工将催化剂添加到再生工序中，以补充催化剂粉尘以及随其淘析带走的催化剂损耗。

再生放空气常规采用碱洗方式脱除气体中的氯。本次设计采用 UOP 公司的 Chlorsorb 技术，通过分离料斗下部催化剂床层吸附再生放空气中的氯。

再生放空气自再生器顶部排出，在放空气冷却器与空气换热后进入分离料斗下部与催化剂接触，绝大部分含氯组分被吸收，从分离料斗中排出，但尚未满足环保要求，需进一步经放空气脱氯罐处理满足排放标准后排放至大气。

连续重整装置带“三废”点的工艺流程见图 5.2.15.4-1。

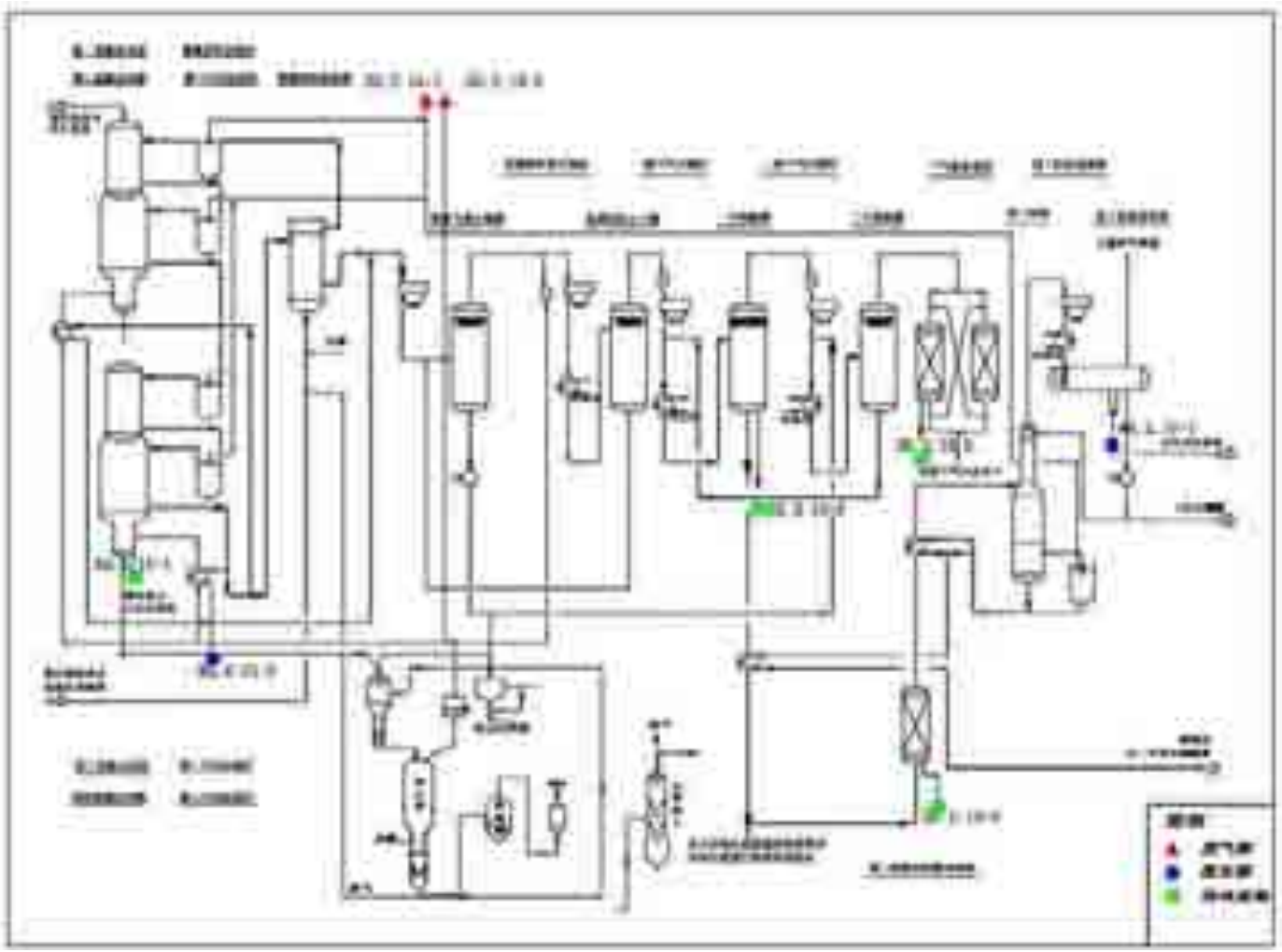


图 5.2.15.4-1 连续重整装置带“三废”排放点的工艺流程图

5.2.15.5 主要设备

连续重整装置主要设备见表 5.2.15.5-1。

表 5.2.15.5-1　　连续重整装置主要设备表

序号	设备名称	数量	设计条件		材料	
			温度(℃)	压力(MPaG)	壳体	塔内件
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						
8						
9						
10						
11						

注：以上为每套连续重整装置的主要设备，两套相同。

5.2.15.6 原辅材料及公用工程消耗

⑴原料及辅助材料消耗

装置主要原料、辅助材料消耗见表 5.2.15.6-1。

表 5.2.15.6-1　　连续重整装置主要原料及辅助材料消耗表

序号	名称	单位	消耗定额/吨产品	消耗量		来源
				小时	每年（$\times10^4$）	
一	原料					
1	预加氢重石脑油	t	0.66	259.76	395.46	石脑油加氢装置
2	加氢裂化重石脑油	t	0.36	470.79	218.20	加氢裂化装置
二	辅助材料					
	名称	单位	规格	年消耗量	一次装入量	来源
1	重整催化剂	t	99.2%（wt）	11	267	外购
2	重整气脱氯剂	t	100%（wt）	120		外购

序号	名称	单位	消耗定额/吨产品	消耗量		来源
				小时	每年（×10⁴）	
3	四氯乙烯	t	LSH-401	37		外购
4	硫化剂	t	LBP-401	1.1		外购
5	重整汽油脱氯剂	t			210	外购
6	放空气脱氯剂	t			150	外购

⑵公用工程消耗

连续重整装置公用工程消耗见表 5.2.15.6-2。

表 5.2.15.6-2　　连续重整装置公用工程消耗表

序号	名称及规格	单位	消耗定额/吨产品	小时消耗量		来源
				正常	最大	
1	循环水	t/h	1.645	1202.12		炼油第二循环水场
2	除氧水	t/h	0.30	213		除氧器
3	电	kW	14.21	10382.06		动力中心或外购
4	燃料气	t/h	0.030	21.84		燃料气管网
5	11.5MPa 蒸汽	t/h	0.557	397.6		动力中心
6	4.0MPa 蒸汽	t/h	0.25	181.8		动力中心
		t/h	-0.85	-609.6		副产蒸汽
7	1.3MPa 蒸汽	t/h	0.05	34		动力中心
8	工艺凝液	t/h	-0.03	-20		凝液精制
9	透平凝液	t/h	-0.25	-181.8		凝液精制
10	净化风	Nm^3/h	3.192	2332.00		空压站
11	氮气	Nm^3/h	3.559	2600.00		空分装置

5.2.15.7 平衡分析

⑴物料平衡

连续重整装置物料平衡见表 5.2.15.7-1。

表 5.2.15.7-1　　连续重整装置物料平衡

入方（t/h）				出方（t/h）				
序号	项目	数据	来源	序号	类别	项目	数据	去向
1	预加氢重石脑油	259.76	石脑油加氢装置	1	产品	连续重整富氢气	51.65	氢气回收装置

入方（t/h）				出方（t/h）				
序号	项目	数据	来源	序号	类别	项目	数据	去向
2	加氢裂化重石脑油	470.79	加氢裂化装置	2		连续重整液化气	17.72	轻烃回收装置
3				3		戊烷油	14.60	柴油加氢裂化装置 II 石脑油正异构单元
4				4		重整生成油	646.58	芳烃联合装置
	合计	730.55				合计	730.55	

从表 5.2.15.7-1 中可知，连续重整装置原料进料量为 730.55 t/h，主要产品为重整生成油，收率达到 88.51%。

⑵蒸汽平衡

装置蒸汽平衡见表 5.2.15.7-2。

表 5.2.15.7-2　　连续重整装置蒸汽平衡

进料 t/h			出料 t/h		
序号	名称	数值	序号	名称	数值
1	11.5MPa 蒸汽	397.6	1	副产 4.0MPa 蒸汽	609.6
2	4.0MPa 蒸汽	181.8	2	透平凝液	181.8
3	除氧水	213	3	工艺凝液	34
4	1.3MPa 蒸汽	34	4	锅炉排污水	1
合计		826.4	合计		826.4

由表 5.2.15.7-2 可知，本装置需要消耗 11.5MPaG 蒸汽 397.6t/h，全部用于压缩机后背压为 4.0MPaG 蒸汽 397.6t/h；消耗 4.0MPaG 蒸汽 181.8 t/h，全部转化为透平凝液送凝液精制；消耗除氧水 213t/h，除氧水副产 4.0MPaG 蒸汽 212t/h 和 1t/h 锅炉排污（直接作为循环水场的补充水）；消耗 1.3MPaG 蒸汽 34t/h，全部转化为工艺凝液送凝液精制。

⑶水平衡

连续重整装置水平衡见表 5.2.15.7-3。

表 5.2.15.7-3　　连续重整装置水平衡表

入方（t/h）			出方（t/h）		
序号	项目	数据	序号	项目	数据
1	循环进水	1202.2	1	循环回水	1202.2
	小计	1202.2		小计	1202.2

5.2.15.8 主要污染源及污染物分析

⑴废气

①有组织排放

重整反应加热炉产生的烟气，主要含 SO_2、NOx、颗粒物等污染物，烟气经烟囱排入大气。

重整再生放空气，重整催化剂再生烧焦产生的放空气含氯，这部分含氯气体在脱氯罐净化后放空，放空气体含 HCl、NMHC 等，经烟囱排入大气。

②无组织排放

装置区的无组织排放主要来自设备动静密封处泄漏，本装置无组织排放的污染物主要为 VOCs。

连续重整装置正常工况下废气排放情况见表 5.2.15.8-1。

⑵废水

含油污水为间断排放，主要来自脱戊烷塔回流罐和脱丁烷塔回流罐，含石油类等污染物，送含油污水预处理设施处理后再送污水处理场含油含盐污水处理系统进一步处理。锅炉排污，即重整加热炉蒸汽排污直接作为循环水场补充水。连续重整装置废水排放情况见表 5.2.15.8-2。

⑶固废

废催化剂，来自重整反应器，含 Al_2O_3 及微量 Pt、Re，属于危险废物 HW50，送园区危险废物填埋场。废脱氯剂来自重整氢脱氯罐、脱戊烷塔进料脱氯罐和再生放空气脱氯罐，含 Al_2O_3、$AlCl_3$，属于危险废物 HW45，送园区危险废物填埋场。惰性瓷球，来自预加氢反应器、 预加氢脱氯反应器、重整氢脱氯罐、 脱戊烷塔进料脱氯罐、再生器脱氯罐等，暂按危险废物管理，送园区危险废物填埋场。

连续重整装置固体废物排放情况见表 5.2.15.8-3。

④噪声

连续重整装置噪声主要来自压缩机和机泵。连续重整装置主要噪声源见表 5.2.15.8-4。

表 5.2.15.8-1　　连续重整装置废气排放一览表

装置名称	污染源	污染物产生					治理措施		污染物排放					排放口参数			排放时间 h
		污染物	核算方法	废气产生量 m^3/h	产生浓度 mg/m^3	产生量 kg/h	工艺	效率%	污染物	核算方法	废气排放量 m^3/h	排放浓度 mg/m^3	排放量 kg/h	高度 H(m)	直径 D(m)	温度 ℃	
连续重整装置	重整 I 进料加热炉烟气 1/2/3 号中间加热炉烟气、脱戊烷塔重沸炉烟气 G5.2.15-1	颗粒物	类比法	533323	8	4.27	清洁燃料	/	颗粒物	类比法	533323	8	4.27	100	6.5	120	8400
		SO_2	物料衡算法		5	2.67	低硫燃料气	/	SO_2	物料衡算法		5	2.67				
		NOx	类比法		50	26.67	超低氮燃烧器	/	NOx	类比法		50	26.67				
	重整 I 进料加热炉烟气 1/2/3 号中间加热炉烟气、脱戊烷塔重沸炉烟气 G5.2.15-2	颗粒物	类比法	533323	8	8.54	清洁燃料	/	颗粒物	类比法	533323	8	8.54	100	6.5	120	8400
		SO_2	物料衡算法		5	2.67	低硫燃料气	/	SO_2	物料衡算法		5	2.67				
		NOx	类比法		50	26.67	超低氮燃烧器	/	NOx	类比法		50	26.67				
	重整 I 催化再生烟气 G5.2.15-3	氯化氢	类比法	2097.9	333	0.67	Chlorsorb 氯吸收	97%	氯化氢	类比法	2097.9	10	0.02	90	0.2	185	8400
		NMHC	类比法		30	0.06		/	NMHC	物料衡算法		30	0.06				
	重整 I 催化	氯化氢	类比法	2097.9	333	0.67	Chlorso	97%	氯化	类比	2097.9	10	0.02	90	0.2	185	8400

装置名称	污染源	污染物产生					治理措施		污染物排放					排放口参数			排放时间 h
		污染物	核算方法	废气产生量 m^3/h	产生浓度 mg/m^3	产生量 kg/h	工艺	效率%	污染物	核算方法	废气排放量 m^3/h	排放浓度 mg/m^3	排放量 kg/h	高度 H(m)	直径 D(m)	温度 ℃	
	再生烟气 G5.2.15-4						rb 氯吸收		氢	法							
		NMHC	类比法		30	0.06		/	NMHC	物料衡算法		30	0.06				
	无组织排放	挥发性有机物	产污系数法	/		18.91	泄漏检测与修复	/	挥发性有机物	产污系数法	/	/	18.91	面积:155m×110m ＋ 155m×110m			8400

表 5.2.15.8-2　　连续重整装置废水排放一览表

装置名称	污染源	污染物产生					治理措施		污染物排放					排放时间 h	排放去向
		污染物	核算方法	产生废水量 m^3/h	产生浓度 mg/L	产生量 kg/h	工艺	效率%	污染物	核算方法	排放废水量 m^3/h	排放浓度 mg/L	排放量 kg/h		
连续重整装置	含油污水 W5.2.15-1	COD	类比法	2.5（最大）	310	4.2	收集到污水池泵送	/	COD	类比法	2.5（最大）	310	4.2	间断	污水处理场含油废水处理系统
		石油类	类比法		10	0.025			石油类	类比法		10	0.025		
		硫化物	类比法		2	0.005			硫化物	类比法		2	0.005		
		挥发酚	类比法		1	0.0025			挥发酚	类比法		1	0.0025		
		氨氮	类比法		1	0.0025			氨氮	类比法		1	0.0025		
	锅炉排污水 W5.2.15-2	COD	类比法	1	60	0.05	收集,泵送	/	COD	类比法	15	60	0.05	8400	回用至循环水场
		TDS	类比法		20	0.02			TDS	类比法		20	0.02		

表 5.2.15.8-3　　连续重整装置固体废物排放一览表

装置名称	序号	固废名称	分类及编号	产生情况		排放量（t/次）	主要组分	排放规律	最终去向	处理措施	
				核算方法	产生量(t/a)					工艺	处置量（t/a）
连续重整装置	S5.2.15-1	废重整催化剂	危险废物 HW50(251-016-50)	物料衡算法	54	270.59t/次×2	Pt、Re、Al_2O_3	10 年 1 次	园区危险废物填埋场	园区统一处置	54
	S5.2.15-2	废氢气脱氯剂	危险废物 HW45(261-080-45)	物料衡算法	300	150t/次×2	MoO_3、WO_3、Ni、Al_2O_3	1 年 1 次	园区危险废物填埋场	园区统一处置	300
	S5.2.15-3	废脱戊烷塔进料脱氯吸附剂	危险废物 HW45(261-080-45)	物料衡算法	420	210 t/次×2	MoO_3、WO_3、Ni、Al_2O_3	1 年 1 次	园区危险废物填埋场	园区统一处置	420
	S5.2.15-4	废瓷球	暂按危废处理	物料衡算法	33.8	67.5t/次×2	Al_2O_3、SiO_2	4 年 1 次	园区危险废物填埋场	园区统一处置	33.8

表 5.2.15.8-4　　连续重整装置主要噪声源一览表

装置名称	噪声源	声源类型	噪声源强		治理措施	噪声排放值		距地高度（m）	室内/室外	排放时间/h	数量（台）
			核算方法	噪声值/dB(A)		核算方法	噪声值/dB(A				
连续重整装置	空冷器 N5.2.15-1	频发（连续）	类比法	85-93	低噪声电机、减振	类比法	85	20	室外	8400	63 台
	泵 N5.2.15-2	频发（连续）	类比法	90~93	低噪声电机、减振、隔声	类比法	85	2	室外	8400	14 开 10 备
	压缩机 N5.2.15-3	频发（连续）	类比法	93	低噪声风机、电机	类比法	85	1.5	室外	8400	6 台
	风机	频发（连续）	类比法	93	低噪声电机	类比法	85	1	室外	8400	6 台
	蒸汽放空	频发（偶发）	类比法	105	消声器	类比法	95	6	室外	8400	1 台

注：以上为每套连续重整装置的主要噪声设备，两套相同。

5.2.15.9 污染物达标分析

在正常生产情况下，本装置仅有加热炉排放气直接外排入大气，其达标排放情况见表 5.2.15.9-1。

表 5.2.15.9-1　　连续重整装置外排废气达标排放分析

序号	废气名称	污染物名称	浓度(mg/Nm^3)		达标分析	执行标准
			排放值	标准值		
1	重整进料加热炉、1~3 号中间加热炉	SO_2	5	50	达标	《石油炼制工业污染物排放标准》GB 31570-2015 表 4
		NOx	50	100		
		颗粒物	8	20		
2	连续重整装置再生烟气	氯化物	10	10	达标	《石油炼制工业污染物排放标准》GB 31570-2015 表 4
		NMHC	30	30		

5.2.16 催化汽油加氢装置

5.2.16.1 生产规模及产品方案

催化汽油加氢装置以催化裂化装置产生催化汽油为原料，采用 PHG 催化汽油选择性加氢脱硫工艺，实现国 VI 清洁汽油调和组分的生产。装置设计规模为 170 万吨/年，操作弹性 60～110%，年开工时间为 8400 小时，具体生产规模及产品产量见表 5.2.16.1-1。

表 5.2.16.1-1　　催化汽油加氢装置生产规模及产品产量

装置名称	生产规模（$\times10^4$t/a）	产品名称	产量		去向
			小时产量（t/h）	年产量（$\times10^4$t/a）	
催化汽油加氢装置	170	加氢汽油	171.35	143.94	罐区
		分馏塔顶气	0.62	0.52	催化裂化装置
		稳定塔顶气	0.33	0.27	轻烃回收装置

5.2.16.2 主要原料和产品规格

⑴原料性质

催化汽油加氢装置设计加工原料为催化裂化装置产生催化汽油，原料规格见催化裂化装置催化汽油规格表 5.2.6.2-2。

⑵产品性质

催化汽油加氢装置产品主要为加氢汽油、分馏塔顶气、稳定塔顶气等，加氢汽油规格见表 5.2.16.2-1。

表 5.2.16.2-1　　加氢汽油产品规格

序号	组分	单位	数值	备注
1	密度（20℃）	$g.cm^{-3}$	0.780	
2	硫	%	0.001	
3	RON		90	
4	诱导期	min	＞500	
5	馏程	（ASTM D86）		
5.1	IBP	℃	95	
5.2	10%	℃	105	
5.3	30 %	℃	120	
5.4	50 %	℃	135	
5.5	90 %	℃	180	

序号	组分	单位	数值	备注
5.6	EBP	℃	205	

5.2.16.3 工艺技术及生产原理

PHG 催化汽油选择性加氢脱硫成套技术可将催化裂化汽油进行深度加氢脱硫，实现国 VI 清洁汽油调和组分的生产。该技术秉承“分段脱硫”的理念，以装置长周期平稳运行为前提，以最小的烯烃饱和为代价，采用“全馏分 FCC 汽油预加氢-分馏（轻、重汽油分离）-重汽油加氢脱硫-加氢后处理”的工艺路线，实现深度脱硫。

5.2.16.4 工艺流程简述

航煤加氢改质装置由预加氢单元与加氢脱硫单元组成。

⑴预加氢单元

自催化裂化装置来的催化汽油经原料油预过滤器、原料油聚结脱水器、原料油过滤器，滤除原料中大于 10μm 的固体颗粒后进入原料油缓冲罐，经预加氢进料泵升压，原料油缓冲罐设氢气密封设施。来自氢气管网的新氢经新氢分液罐分液后与预加氢进料泵的原料油进行混合，混氢油经加热后进入预加氢反应器。预加氢反应器内在催化剂的作用下，汽油中的二烯烃和硫醇转化为硫醚。预处理罐中的废保护剂（S5.2.16-1）及选择性加氢反应器废催化剂（S5.2.16-2）定期更换。

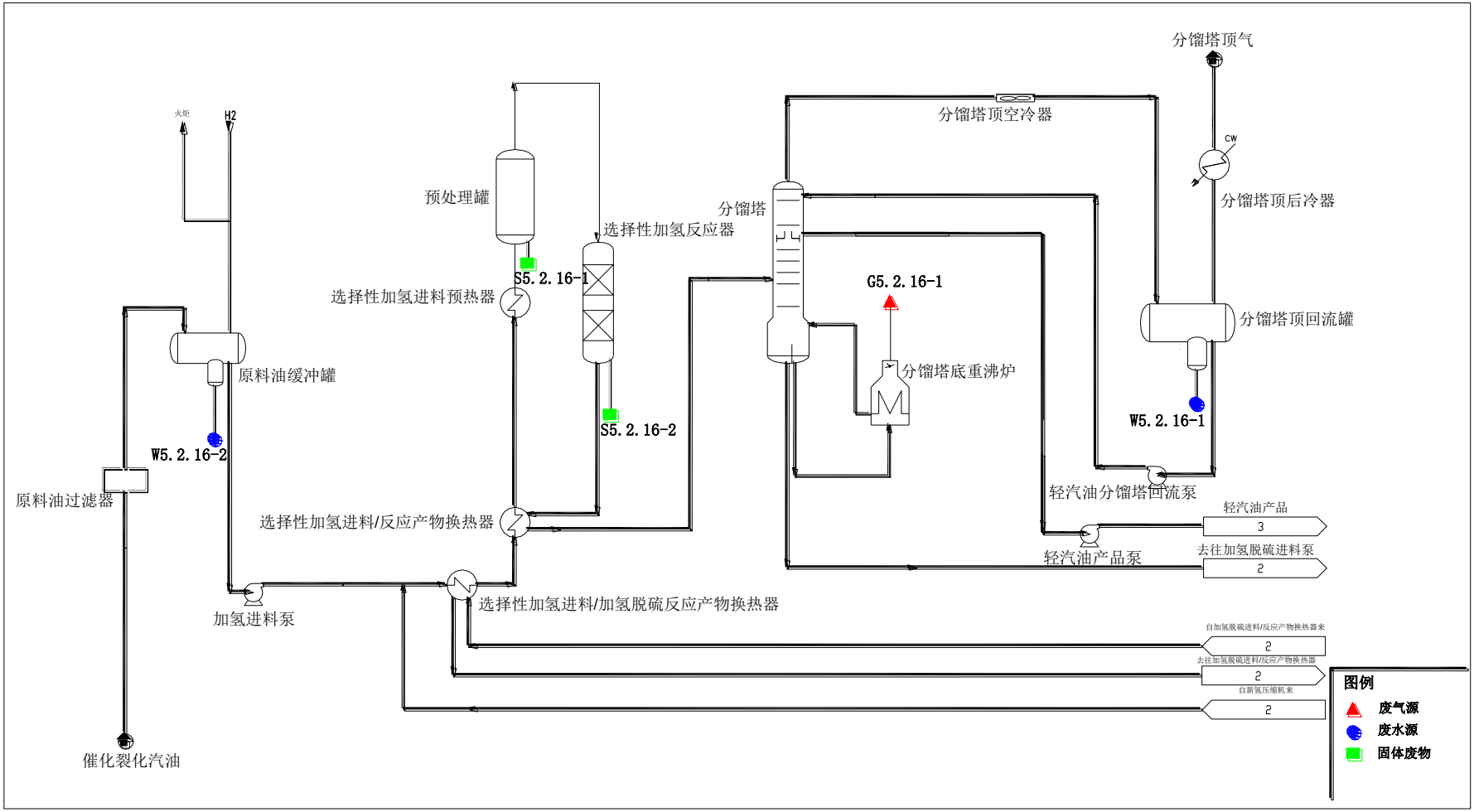
预加氢反应产物换热后进入分馏塔进行轻、重汽油的分离。分馏塔顶油气经冷却后进入分馏塔顶回流罐。罐顶气体送至催化裂化装置，液相送回分馏塔顶作回流。分馏塔上部抽出的轻汽油产品与重汽油产品混合，经换热、冷却后送出装置。塔底的重汽油换热后送至加氢脱硫部分。分馏塔底热源由分馏塔底重沸炉提供，重沸炉烟气（G5.2.16-1）排至大气。

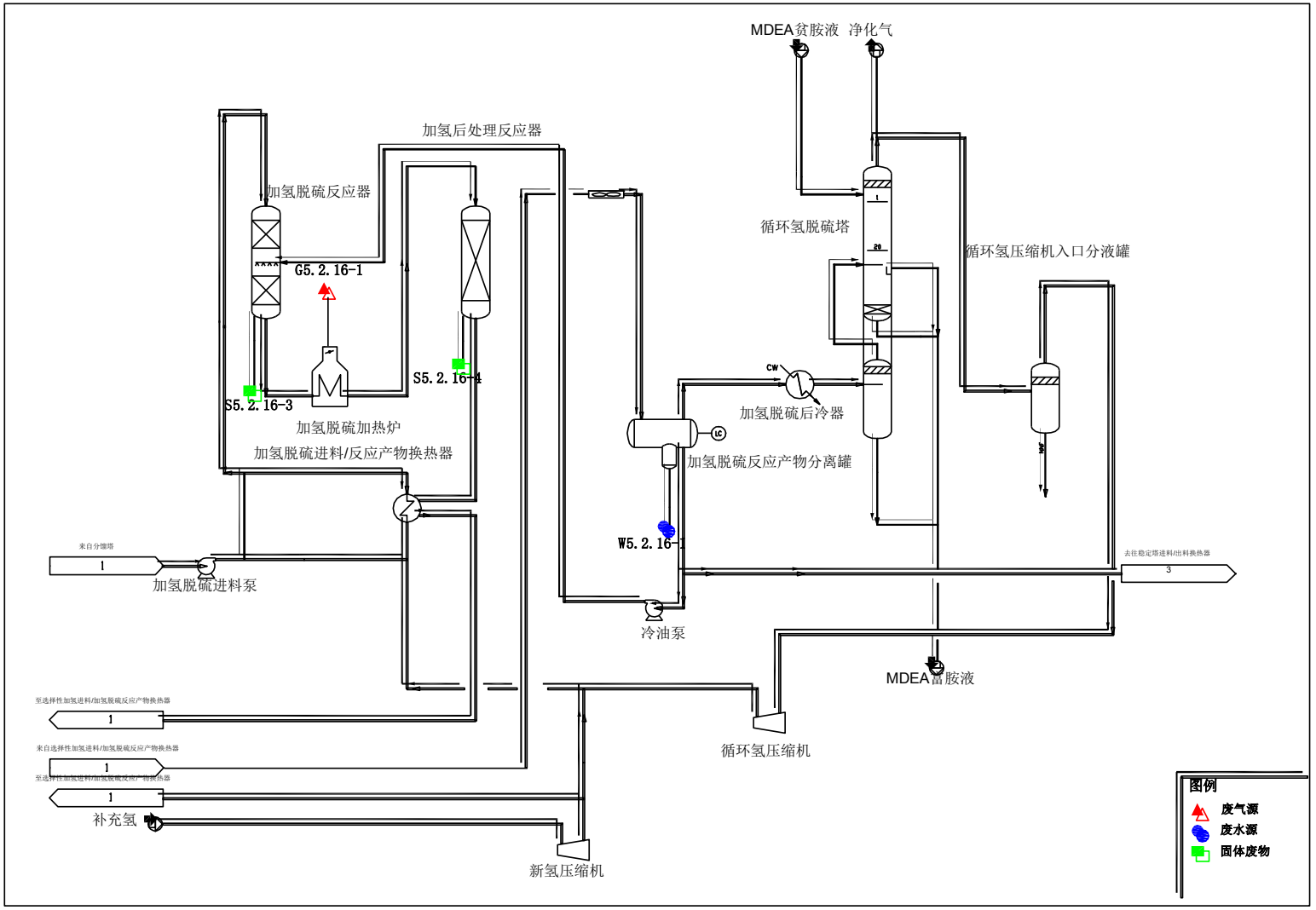
⑵加氢脱硫单元

来自分馏塔底的重汽油与来自循环氢压缩机的循环氢混合，混氢油经换热后进入加氢脱硫反应器。加氢脱硫反应器设置两个催化剂床层，主要装填 PHG-11 催化剂，催化剂定期更换（S5.2.16-3）。加氢脱硫反应器的反应产物进入加氢脱硫反应产物加热炉，加热后进入加氢后处理反应器。加氢脱硫反应产物加热炉烟气排至大气（G5.2.16-1）。加氢后处理反应器设置一个催化剂床层，装填 PHG-151

催化剂，进一步脱除重汽油中的微量硫，催化剂定期更换（S5.2.16-4）。加氢后处理反应产物冷却后进入加氢脱硫反应产物分离罐进行气、油、水三相分离。为防止反应生成的铵盐在低温下结晶堵塞管道和反应产物空冷器管束，在加氢脱硫反应产物空冷器前注入除氧水以洗去铵盐。加氢脱硫反应产物分离罐顶部气体经冷却后进入循环氢脱硫塔入口旋流分液罐进一步分液，然后进入循环氢脱硫塔，与从循环氢脱硫塔上部注入的 MDEA 溶液逆向接触以脱除 H_2S，富胺液从循环氢脱硫塔塔底流出送出装置再生后循环使用。脱硫后气体进入循环氢压缩机入口旋流分液罐除去其中夹带的胺液，然后进入循环氢压缩机升压后循环使用。加氢脱硫反应产物分离罐底部油相换热后进入稳定塔。稳定塔顶部物流经稳定塔顶空冷器冷却后进入稳定塔顶回流罐，罐顶酸性气体送出装置，罐底油送回稳定塔顶部作回流，水包含硫污水在液位控制下与加氢脱硫反应产物分离罐水包含硫污水合并后送出装置（W5.2.16-1）。稳定塔底物流一部分经加热后返回稳定塔，另一部分经换热后与轻汽油混合，冷却至 40℃后作为汽油产品出装置。稳定塔底重沸炉烟气（G5.2.16-1）排至大气。

催化汽油加氢装置带“三废”排放点的工艺流程见图 5.2.16-1。


分馏塔顶气
分馏塔顶空冷器
CW
分馏塔顶后冷器
火炬
H2
预处理罐
分馏塔
选择性加氢反应器
S5.2.16-1
选择性加氢进料预热器
G5.2.16-1
分馏塔顶回流罐
分馏塔底重沸炉
原料油缓冲罐
W5.2.16-1
S5.2.16-2
W5.2.16-2
轻汽油分馏塔回流泵
轻汽油产品
3
原料油过滤器
选择性加氢进料/反应产物换热器
轻汽油产品泵
去往加氢脱硫进料泵
2
选择性加氢进料/加氢脱硫反应产物换热器
加氢进料泵
自加氢脱硫进料/反应产物换热器来
2
去往加氢脱硫进料/反应产物换热器
2
自新氢压缩机来
2
催化裂化汽油
图例
废气源
废水源
固体废物


MDEA贫胺液
净化气
加氢后处理反应器
加氢脱硫反应器
G5.2.16-1
S5.2.16-3
S5.2.16-4
加氢脱硫加热炉
加氢脱硫进料/反应产物换热器
循环氢脱硫塔
循环氢压缩机入口分液罐
CW
加氢脱硫后冷器
加氢脱硫反应产物分离罐
W5.2.16-1
来自分馏塔
1
加氢脱硫进料泵
冷油泵
去往稳定塔进料/出料换热器
3
MDEA富胺液
至选择性加氢进料/加氢脱硫反应产物换热器
1
来自选择性加氢进料/加氢脱硫反应产物换热器
1
至选择性加氢进料/加氢脱硫反应产物换热器
1
补充氢
循环氢压缩机
新氢压缩机
图例
废气源
废水源
固体废物

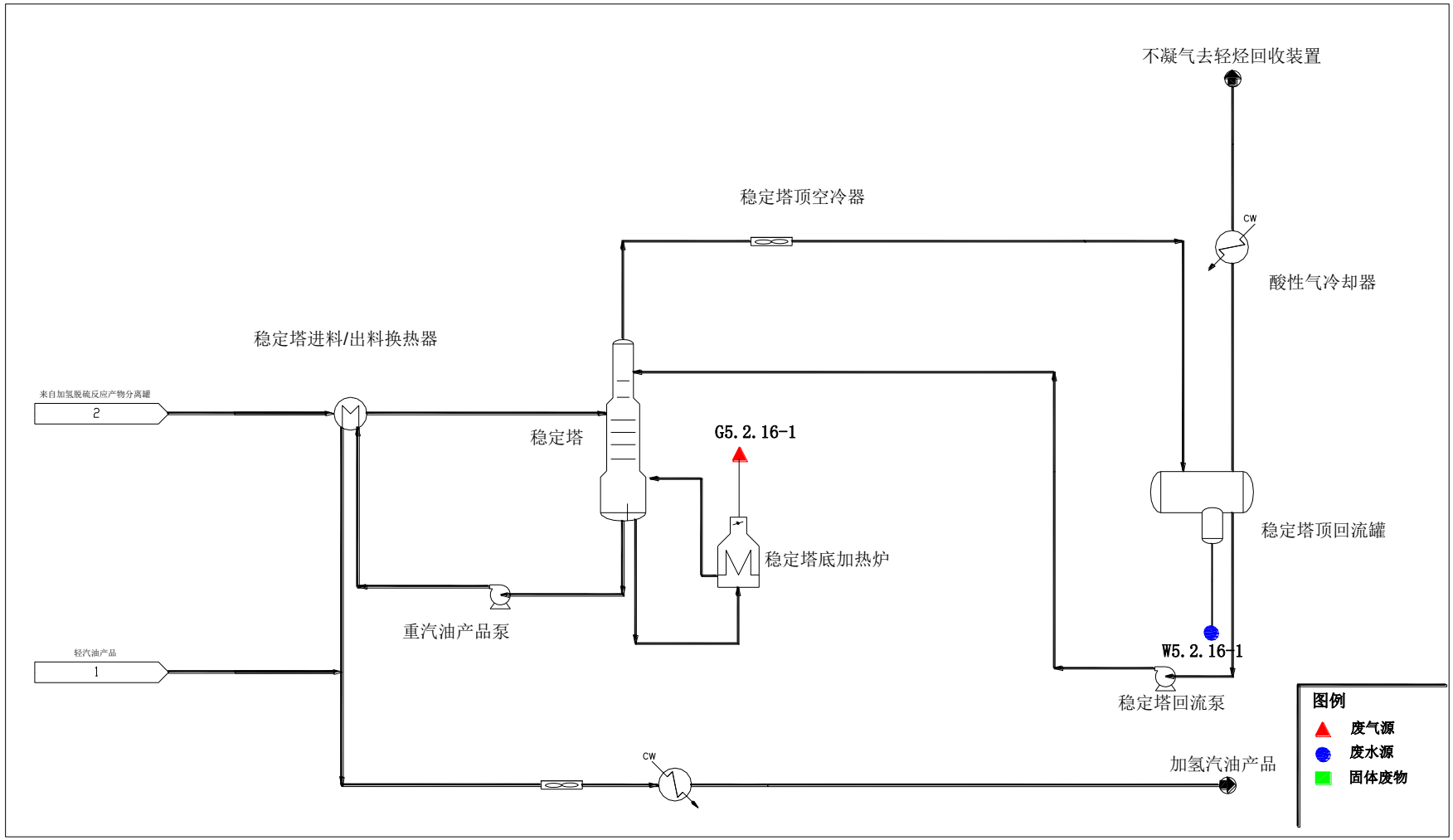


图 5.2.16.1　催化汽油加氢装置带“三废”排放点工艺流程图

5.2.16.5 主要设备

催化汽油加氢装置主要设备见表 5.2.16.5-1。

表 5.2.16.5-1　　催化汽油加氢装置主要设备表

序号	设备名称	数量（台）	操作温度（℃）	操作压力（MPa.G）	主要规格	材质
一						
1						
2						
3						
二						
1						
2						
3						
三						
1						
四						
1						
2						
3						
五						
1						

5.2.16.6 原辅材料及公用工程消耗

⑴原料及辅助材料消耗

催化汽油加氢装置主要原料、辅助材料消耗见表 5.2.16.6-1。

表 5.2.16.6-1　　催化汽油加氢装置主要原料及辅助材料消耗表

序号	名称	单位	消耗定额/吨产品	消耗量		来源
				小时	每年（$\times 10^4$）	
一	原料					
1	催化汽油	t	~1	171.65	144.18	催化裂化装置
2	氢气	t	0	0.65	0.55	全厂氢气管网
二	辅助材料					
1	预加氢催化剂	t	/	71.1（一次装填量）		外购

序号	名称	单位	消耗定额/吨产品	消耗量		来源
				小时	每年（×10^4）	
2	加氢脱硫催化剂	t	/	38.5（一次装填量）		外购
3	加氢后处理催化剂	t	/	23.1（一次装填量）		外购
4	瓷球	t	/	76（一次装填量）		外购
5	保护剂	t	/	18.0（一次装填量）		外购
6	贫胺液	t	/	17	14.28	外购
7	缓蚀剂	t	/	0.71	6	外购
8	DMDS	t	/		17.4(4 年一次)	外购

⑵公用工程消耗

催化汽油加氢装置公用工程消耗见表 5.2.16.6-2。

表 5.2.16.6-2　　催化汽油加氢装置公用工程消耗表

序号	名称及规格	单位	消耗定额/吨产品	小时消耗量		来源/去向
				正常	最大	
1	循环水（0.45MPaG，Δt=10℃）	t/h	3.01	512		炼油第一循环水场
2	电（380V）	kW	11.92	2026	/	动力中心
3	高压蒸汽（4.0MPaG，400℃）	t	0.20	34.4		动力中心
4	低压蒸汽（0.5MPaG，220℃）	t	-0.18	-30.6		蒸汽管网
5	凝液	t	-0.022	-3.8		脱盐水站
6	氮气（0.7MPaG）	Nm^3/h	0.47	80	9000	氮氧站
7	仪表空气	Nm^3/h	2.12	360	/	空压站
8	燃料气	t	0.02	2.93	3.31	燃料气管网

5.2.16.7 平衡分析

⑴物料平衡

催化汽油加氢装置物料平衡见表 5.2.16.7-1。

表 5.2.16.7-1　　催化汽油加氢装置物料平衡

入方（t/h）				出方（t/h）				
序号	项目	数据	来源	序号	类别	项目	数据	去向
1	催化汽油	171.65	催化裂化装置	1	产品	加氢汽油	171.35	罐区
2	氢气	0.65	氢气管网	2	副产品	分馏塔顶气	0.62	催化裂化装置

入方（t/h）				出方（t/h）				
序号	项目	数据	来源	序号	类别	项目	数据	去向
				3	副产品	稳定塔顶气	0.33	轻烃回收
	合计	172.3				合计	172.3	

从表 5.2.16.7-1 中可知，催化汽油加氢装置催化汽油进料量为 171.65t/h。产品加氢汽油收率为 99.8%，分馏塔顶气与稳定塔顶气作为副产品分别送回催化裂化装置与轻烃回收装置。

⑵硫平衡

催化汽油加氢装置硫平衡见表 5.2.16.7-2。

表 5.2.16.7-2　　催化汽油加氢装置硫平衡表

入方				出方			
名称	进料量(t/h)	硫含量(ppm)	带入硫(t/h)	名称	出料量(t/h)	硫含量(ppm)	带走硫(t/h)
催化汽油	171.65	78	0.01	分馏塔顶气	0.62	10000	0.01
合计			0.01	合计			0.01

由表 5.2.16.7.2 可知，催化汽油带入硫总计 0.01t/h，经加氢后，全部硫由分馏塔顶气带回至催化裂化装置。

⑶水平衡

催化汽油加氢装置水平衡见表 5.2.16.7-3。

表 5.2.16.7-3　　催化汽油加氢装置水平衡

进料 t/h			出料 t/h		
序号	名称	数值	序号	名称	数值
1	循环进水	512	1	循环出水	512
合计		512	合计		512

由表 5.2.16.7-3 可知，本装置循环进水 512t/h，全部以循环出水出装置。

⑷蒸汽平衡

催化汽油加氢装置蒸汽平衡见表 5.2.16.7-4。

表 5.2.16.7-4　　催化汽油加氢装置蒸汽平衡

进料 t/h			出料 t/h		
序号	名称	数值	序号	名称	数值

1	高压蒸汽（4.0MPaG，400℃）	34.4	1	低压蒸汽（0.5MpaG，220℃）	30.6
			2	工艺凝液	3.8
合计		34.4	合计		34.4

由表 5.2.16.7-4 可知，本装置需要高压蒸汽 34.4t/h，其中 30.6t/h 作为循环氢压缩机透平抽气，全部副产 0.5MpaG 低压蒸汽，剩余 3.8t/h 高压蒸汽作为热源，供热后作为凝液送入除盐水站化工工艺凝液精制系统处理后回用。

5.2.16.8 主要污染源及污染物分析

①废气

A 有组织排放

本装置废气主要为加热炉烟气，排放污染物主要为 SO_2、NOx、颗粒物等。

B 无组织排放

装置区的无组织排放主要来自设备动静密封处泄漏，本装置无组织排放的污染物主要为 VOCs。

正常工况下废气排放情况见表 5.2.16.8-1。

②废水

含油污水来自机泵冷却水，含石油类、CODcr，送污水处理场含油含盐废水处理系统进一步处理；

含硫污水来自加氢脱硫反应产物分离罐、稳定塔顶回流罐产生的污水，含硫化物、石油类氨氮和 CODcr，送硫磺回收装置的酸性水汽提。

地面冲洗水、初期污染雨水、生活废水全厂统一考虑，不在各装置单独列出。

本装置正常工况下废水排放情况见表 5.2.16.8-2。

③固体废物

本装置固体废物主要为废催化剂、废瓷球。催化汽油加氢装置固体废物排放情况见表 5.2.16.8-3。

④噪声

本装置噪声主要来自各种大功率机泵（压缩机、泵等）、空冷器及蒸汽放空产生的噪声。

催化汽油加氢装置噪声排放情况见表 5.2.16.8-4。

表 5.2.16.8-1　　催化汽油加氢装置废气排放一览表

装置名称	污染源	污染物产生					治理措施		污染物排放					排放口参数			排放时间/h
		污染物	核算方法	废气产生量 m^3/h	产生浓度 mg/m^3	产生量/kg/h	工艺	效率%	污染物	核算方法	废气排放量 m^3/h	排放浓度 mg/m^3	排放量 kg/h	高度 H(m)	直径 D(m)	温度℃	
催化汽油加氢	分馏塔底重沸炉/加氢脱硫反应炉/稳定塔底重沸炉合并烟气 G5.2.16-1	SO_2	物料衡算法	79072	5	0.4	低硫燃料气	/	SO_2	物料衡算法	79072	5	0.4	50	2.50	125	8400
		NOx	类比法		50	3.95	低氮燃烧器	/	NOx	类比法		50	3.95				
		颗粒物	类比法		8	0.63	清洁燃料	/	颗粒物	类比法		8	0.63				
	无组织排放	挥发性有机物	产污系数法	/	/	18.0t/a	泄漏检测与修复	/	挥发性有机物	产污系数法	/	/	18.0t/a	面积:130m×80m			8400

表 5.2.16.8-2　　催化汽油加氢装置废水排放表

装置名称	污染源	污染物产生					治理措施		污染物排放					排放时间/h	排放去向
		污染物	核算方法	产生废水量/m^3/h	产生浓度/mg/L	产生量/kg/h	工艺	效率/%	污染物	核算方法	排放废水量/m^3/h	排放浓度/mg/L	排放量/kg/h		
催化汽油加氢装置	加氢脱硫反应产物分离罐、稳定塔顶回流罐含硫污水 W5.2.16-1	COD	类比法	max:9	2860	25.74	收集到污水池泵送	/	COD	类比法	max:9	2860	25.74	间断	酸性水汽提装置
		石油类	类比法		190	1.71			石油类	类比法		190	1.71		
		硫化物	类比法		3000	27			硫化物	类比法		3000	27		
		挥发酚	类比法		30	0.27			挥发酚	类比法		30	0.27		
		NH_3-N	类比法		5600	50.4			NH_3-N	类比法		5600	50.4		
	含油污水 W5.2.16-2	COD	类比法	max:10	480	4.8	收集,压力输送	/	COD	类比法	max:10	480	4.8	间断	污水处理场含油含盐废水处理系统
		石油类	类比法		150	1.5			石油类	类比法		150	1.5		
		硫化物	类比法		20	0.2			硫化物	类比法		20	0.2		
		挥发酚	类比法		15	0.15			挥发酚	类比法		15	0.15		
		NH_3-N	类比法		50	0.5			NH_3-N	类比法		50	0.5		

表 5.2.16.8-3　　催化汽油加氢装置固体废物（废液）排放表

装置名称	序号	固废名称	固废类别及编号	产生情况（t/年）		排放量（t/次）	主要成分	排放规律	最终去向	处置措施（t/年）	
催化汽油加氢装置	S5.2.16-1	废保护剂	HW50 251-016-50	物料衡算法	4.95	19.8	Mo/Ni 硫化物、油、碳、Al_2O_3	1 次/4 年	园区危险废物填埋场	填埋	4.95
	S5.2.16-2	废预加氢催化剂	HW50 251-016-50	物料衡算法	19.55	78.2	Mo/Ni 硫化物、油、碳、Al_2O_3	1 次/8 年	园区危险废物填埋场	填埋	19.55
	S5.2.16-3	废加氢脱硫催化剂	HW50 251-016-50	物料衡算法	5.3	42.4	Co/Mo 硫化物、油、碳、Al_2O_3	1 次/8 年	园区危险废物填埋场	填埋	5.3
	S5.2.16-4	废加氢后处理催化剂	HW50 251-016-50	物料衡算法	3.2	25.4	Ni 硫化物、油、碳、Al_2O_3	1 次/8 年	园区危险废物填埋场	填埋	3.2
	S5.2.16-5	废瓷球	HW49 900-041-49（暂按危废管理）	物料衡算法	20.9	83.6	Al_2O_3	1 次/4 年	园区危险废物填埋场	填埋	20.9

表 5.2.16.8-4　　催化汽油加氢装置噪声排放表

装置名称	噪声源	声源类型	噪声源强		治理措施	噪声排放值		距地高度（m）	室内/室外	排放时间/h	数量（台）
			核算方法	噪声值/dB(A)		核算方法	噪声值/dB(A				
催化汽油加氢装置	空冷器 N5.2.16-1	连续	类比法	85	低噪声风机、电机	类比法	85	20	室外	8400	24
	机泵 N5.2.16-2	连续	类比法	80~93	低噪声电机、减振	类比法	85	1	室外	8400	18
	压缩机 N5.2.16-3	连续	类比法	93	低噪声电机、减振、隔声	类比法	85	5	室外	8400	1

5.2.16.9 污染物达标分析

在正常生产情况下，催化汽油加氢装置有三股加热炉烟气合并后直接外排入大气，执行标准为《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）表 4 标准，其达标排放情况见表 5.2.16.9-1。

表 5.2.16.9-1　　催化汽油加氢装置外排废气达标排放分析

序号	废气名称	排放高度(m)	污染物名称	浓度(mg/Nm^3)		速率(kg/h)		达标分析	标准名称
				排放值	标准值	排放值	标准值		
1	分馏塔底重沸炉/加氢脱硫反应炉/稳定塔底重沸炉合并烟气	50	SO_2	5	50	0.4	/	达标	GB31570-2015 表 4
			NOx	50	100	3.95	/		
			颗粒物	8	20	0.63	/		

5.2.17 氢气回收装置

5.2.17.1 生产规模及产品方案

氢气回收装置以加氢装置低分气、柴油加氢低分气、蜡油加氢、重整氢、乙烯富氢气体、苯乙烯脱氢尾气、芳烃联合富氢气体及 MDEA 贫液为原料，采用变压吸附工艺提纯富氢中的氢气，装置设计规模的产氢能力为 400000Nm^3/h，其中，装置操作弹性 30-110%，设计年生产时间为 8400h。本装置生产规模及产品方案见表 5.2.17.1-1。

表 5.2.17.1-1　　氢气回收装置生产规模及产品方案

装置名称	生产规模	产品名称	产品产量		去向
			Nm^3/h	$\times10^4Nm^3$/a	
氢气回收	150000Nm^3/h	工业氢气 5.0MPa	150,000	126000	高压氢气管网
	305525Nm^3/h	工业氢气 2.1MPa	305,525	256641	氢气管网

5.2.17.2 主要原料和产品规格

⑴原料性质

氢气回收装置设计加工原料为含氢气体和氢气，由重整富氢、芳烃联合提供含氢气体、加氢装置提供低分气及化工来的氢气，原料规格见表 5.2.17.2-1。

表 5.2.17.2-1　　原料规格

序号	项目		单位	指标	备注
1	化工来氢气	H_2	mol%	95	20℃, 2.9MPa（G）
		甲烷		平衡	
		一氧化碳	ppm	＜5	
2	加氢裂化低分气	H_2	w%	82.12	52℃, 2.4 MPa（G）
		C1		3.85	
		C2		3.54	
		C3		3.53	
		IC4		2.32	
		NC4		1.08	
		H_2S		1.53	
		NH_3		0.02	
		其他		2.01	
3	柴油加氢裂化低分气	H_2	w%	22.04	52℃, 2.4 MPa（G）
		C1		21.14	

序号	项目		单位	指标	备注
		C2		17.25	
		C3		11.15	
		IC4		2.03	
		NC4		4.72	
		H_2S		15.1	
		其他		6.57	
4	蜡油加氢处理低分气	H_2	wt%	27.14	55℃, 2.4 MPa（G）
		C1		7.48	
		C2		7.21	
		C3		10.4	
		IC4		11.80	
		NC4		4.53	
		H_2S		19.07	
		C_5S		8.22	
		其他		4.15	
5	苯乙烯脱氢尾气	H_2	wt%	52.87	55℃, 2.4 MPa（G）
		CH_4		1.54	
		C_2H_4		3.4	
		C_2H_6		0.41	
		C3+		1.12	
		苯		0.02	
		乙苯		0.05	
		苯乙烯		0.03	
		其他		40.56	
6	芳烃联合富氢气体	H_2	wt%	13.69	54℃, 2.65MPa（G）
		CH_4		1.63	
		C_2H_6		66.03	
		C_3H_8		14.47	
		苯		0.69	
		甲苯		1.62	
		其他		1.87	
7	贫胺液	胺液	wt%	30	55℃, 0.4MPa（G）

⑵产品性质

氢气回收装置产品主要为工业氢和解吸气，产品的规格见表 5.2.17.2-2。

表 5.2.17.2-2　　产品规格

序号	项目		单位	指标	备注
1	工业氢	H_2	V%	99.9	40℃，2.1MPa（305525Nm^3/h），5.0MPa（150000Nm^3/h）
		CH_4		0.1	
2	解吸气	H_2	V%	57	40℃，0.6Mpa（G）
		CH_4		14.8	
		C_2H_6		17.1	
		C_3H_8		6.4	
		N-C_4H_{10}		0.4	
		I-C_4H_{10}		1.6	
		C_{5+}		0.2	
		其他		2.5	

⑶辅助材料

氢气回收装置采用的辅助材料主要为吸附剂。

5.2.17.3 工艺技术及生产原理

由于本项目中需要采用加氢方案。工业上常用的从合成气制备氢气的方法主要有深冷法、膜分离法和变压吸附法（PSA 法）。本装置采用压吸附法（PSA 法），利用吸附剂的选择吸附性能，一次将原料气中的杂质吸附掉，分离出产品氢气。

5.2.17.4 工艺流程简述

⑴原料预处理

从加氢裂化、柴油加氢、蜡油加氢装置来的低分气混合后进装置，经低分气冷却器冷却后进入低分气脱硫塔。装置外来的 MDEA 贫胺液经过泵升压后送入低分气脱硫塔，在脱硫塔内 MDEA 溶液与低分气逆流接触，脱除硫化氢。脱硫后的低分气温度升至 56℃，依次经过低分气分液罐和原料气聚结器分离携带的胺液后，与装置外来的芳烃联合富氢气体混合，经过 PSA 原料冷却器，温度降至 40℃，与重整氢、苯乙烯脱氢尾气、乙烯氢混合后进入变压吸附提纯部分。此外从脱硫塔出来的 MDEA 富液送富胺液脱气罐闪蒸后压力降至 0.8MPaG 后送出装置。

⑵变压吸附部分

本部分由多台吸附塔和缓冲罐组成。

吸附和再生工艺过程由吸附、连续四次均压降压、顺放、冲洗、逆放、连续四次均压升压和产品最终升压等步骤组成。

a、吸附过程

压力为 2.2MPa(G)左右，温度 40℃的混合原料气自塔底进入正处于吸附状态的吸附塔（同时有 2 个吸附塔处于吸附状态）内。在多种吸附剂的依次选择吸附下，其中的 H_2O、CH_4 和烃类等杂质被吸附下来，未被吸附的氢气作为产品从塔顶流出，经压力调节系统稳压后送出界区。其中 H_2 纯度大于 99.9%，压力大于 2.1MPa。

b、均压降压过程

这是在吸附过程结束后，顺着吸附方向将塔内的较高压力的氢气放入其它已完成再生的较低压力吸附塔的过程，该过程不仅是降压过程，更是回收床层死空间氢气的过程，本流程共包括了四次连续的均压降压过程，因而可保证氢气的充分回收。

c、顺放过程

这是在吸附结束后，首先顺着吸附方向将吸附塔顶部的产品氢气迅速回收进顺放气缓冲罐的过程，这部分氢气将用作吸附剂的再生气源。

d、逆放过程

在顺放过程结束后，吸附前沿已达到床层出口，这时，逆着吸附方向将吸附塔压力降至接近常压，此时被吸附的杂质开始从吸附剂中大量解吸出来，逆放解吸气经过自适应调节系统调节后平缓地放进解吸气缓冲罐，然后再经稳压调节阀调节后送解吸气混合罐。

e、冲洗过程

逆放结束后，为使吸附剂得到彻底的再生，用顺放气罐中的氢气逆着吸附方向对吸附床层进行冲洗，进一步降低杂质组分的分压，使吸附剂得以彻底再生。冲洗解吸气进入解吸气混合罐，在解吸气混合罐中与逆放解吸气混合后再送至解吸气压缩机，升压后送出造气制氢单元作为制氢原料。

f、均压升压过程

在冲洗再生过程完成后，用来自其它吸附塔的较高压力氢气依次对该吸附塔进行升压，这一过程与均压降过程相对应，不仅是升压过程，而且更是回收其它塔的床层死空间氢气的过程，本流程共包括了连续四次均压升压过程。

g、产品气升压过程

在四次均压升压过程完成后，为了使吸附塔可以平稳地切换至下一次吸附并保证产品纯度在这一过程中不发生波动，需要通过升压调节阀缓慢而平稳地用产品氢气将吸附塔压力升至吸附压力。

经这一过程后吸附塔便完成了一个完整的“吸附-再生”循环，又为下一次吸附做好了准备。

多个吸附塔交替进行以上的吸附、再生操作即可实现气体的连续分离与提纯。

40℃，2.2MPa（G）的低分气和重整氢混合气在 PSA 单元中经物理吸附，从吸附罐顶引出约为 45℃，2.1MPa(G)产品氢气。其中 150000Nm^3/h 升压至 5.0MPa 送高压氢气管网，其余部分送 2.1MPa 氢气管网。

⑶PSA 解吸气升压部分

PSA 的解吸气经解吸气压缩机升压到 0.6MPa（G），经压缩机后冷器冷却至 40℃后，送出装置。

氢气回收装置带“三废”排放点的工艺流程见图 5.2.17.4-1。

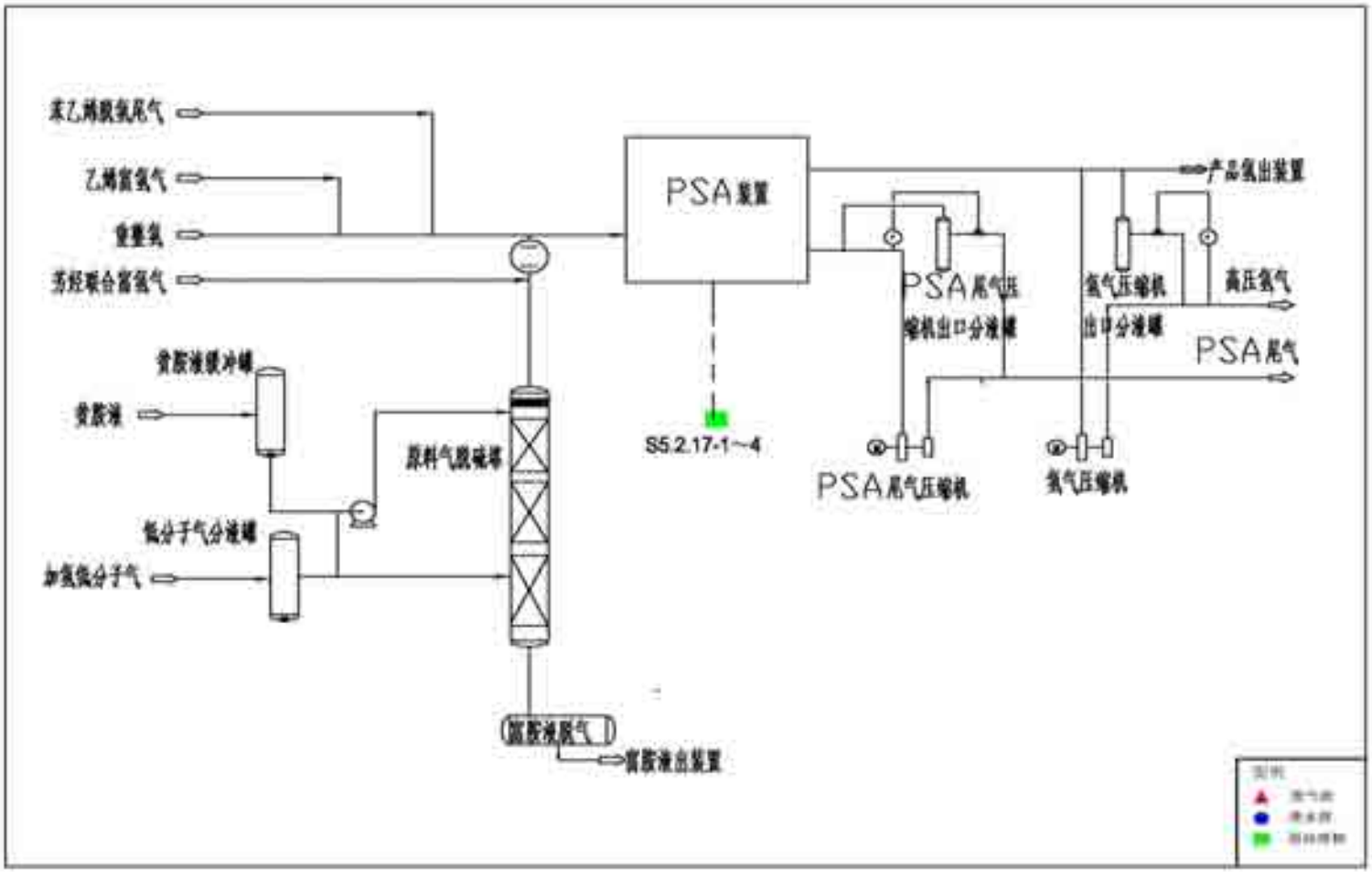


图 5.2.17.4-1 氢气回收装置带“三废”排放点的工艺流程图

5.2.17.5 主要设备

氢气回收装置主要设备见表 5.2.17.5-1。

表 5.2.17.5-1　　氢气回收装置主要设备表

序号	设备名称	数量（台）	操作温度(℃)	操作压力（MPa.G）	主要规格	材质
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						
8						
9						

5.2.17.6 原辅材料及公用工程消耗

⑴原料及辅助材料消耗

氢气回收装置主要原料、辅助材料消耗见表 5.2.17.6-1。

表 5.2.17.6-1　　氢气回收装置主要原料及辅助材料消耗表

序号	名称	单位	消耗定额/吨产品	消耗量		来源
				小时	每年（$\times10^4$）	
一	原料					
1	加氢裂化低分气	t	/	19.43	16.32	加氢裂化装置
2	重整氢		/	51.65	43.39	化工区
3	乙烯富氢气体		/	8.01	6.73	乙烯装置
4	苯乙烯脱氢尾气		/	3.85	3.23	苯乙烯装置
5	芳烃联合富氢气体		/	6.10	5.12	芳烃联合装置
二	辅助材料					
1	HXBC-30D 吸附剂	t	1.67×10^{-5}	6.8×10^{-4}	5.7t	外购
2	吸附剂	t	2.39×10^{-4}	97.1×10^{-4}	81.6t	外购

⑵公用工程消耗

氢气回收装置公用工程消耗见表 5.2.17.6-2。

表 5.2.17.6-2　　氢气回收装置公用工程消耗表

序号	名称及规格		单位	消耗定额/吨产品	小时消耗量		来源/去向
					正常	最大	
1	循环冷却水		t/h	41.10	1490		炼油第二循环水场
2	压缩空气	净化压缩空气	Nm^3/h	9.93	360		空压站
		非净化压缩空气	Nm^3/h	/	/	1200(开工)	空压站
3	电	10kW	kW	331.23	12007		动力中心或外购
		380V	kWh/h	12.88	460		

5.2.17.7 平衡分析

⑴物料平衡

氢气回收装置物料平衡见表 5.2.17.7-1。

表 5.2.17.7-1　　氢气回收装置物料平衡

入方（t/h）				出方（t/h）		
序号	项目		数据	序号	项目	数据
1	加氢裂化低分气	加氢裂化	8.36	1	低分气 H_2S	2.26
		柴油加氢Ⅰ	3.34	2	PSA 氢气	35.30
		柴油加氢Ⅱ	5.47	3	PSA 解吸气	51.47
		蜡油加氢	2.26			
2	重整氢		51.65			
3	乙烯富氢气体		8.01			
4	苯乙烯脱氢尾气		3.85			
5	芳烃联合富氢气体		6.10			
合计			89.03	合计		89.03

从表 5.2.17.7-1 知，氢气回收装置进料量为 89.03t/h。产品低分气 H_2S、PSA 氢气、PSA 解吸气分别占比 2.54%、39.65%和 57.81%。

⑵水平衡

氢气回收装置水平衡见表 5.2.17.7-2。

表 5.2.17.7-2　　氢气回收装置水平衡表

入方（t/h）	出方（t/h）

序号	项目	数据	序号	项目	数据
1	循环水进水	1490	1	循环水回水	1490
	小计			小计	

从表 5.2.17.7-2 可知，本装置主要用水为循环冷却水，用量为 1490 t/h。

⑷硫平衡

氢气回收装置硫平衡见表 5.2.17.7-3。

表 5.2.17.7-3　　氢气回收装置硫平衡表

入方				出方			
名称	进料量(t/h)	硫含量(ppm)	带入硫(kg/h)	名称	出料量(t/h)	硫含量(ppm)	带走硫(kg/h)
加氢裂化低分气	8.36	56906	475.73	PSA 尾气	35.30	56	2
柴油加氢Ⅰ低分气	3.34	150980	504.27	MDEA 富液	4.25		2127.66
柴油加氢Ⅱ低分气	5.47	150980	825.86				
蜡油加氢低分气	2.26	143294.12	323.8				
合计	19.43		2129.66	合计	39.55		2129.66

5.2.17.8 主要污染源及污染物

⑴废气

本装置在正常工况下无废气产生。

⑵废水

本装置在正常工况下无工艺废水排放。

⑶固废

本装置固体废物主要为系列Ⅰ和系列Ⅱ的废吸附剂（S5.2.17-1）。

氢气回收装置排放情况见表 5.2.17.8-1。

⑷噪声

氢气回收装置主要噪声来源于空气压缩机和各种泵。

氢气回收装置噪声排放情况见表 5.2.17.8-2。

5.2.17.9 污染物达标分析

在正常生产情况下，氢气回收装置无废气排放至大气。

表 5.2.17.8-1　　氢气回收装置固体废物排放一览表

装置名称	序号	固废名称	固废类别及编号	产生情况		排放量（t/次）	主要成分	排放规律	最终去向	处置措施	
				核算方法	产生量(t/a)					工艺	处置量（t/a）
氢气回收单元	S5.2.17-1	系列Ⅰ废吸附剂	危险废物 HW49（900-041-49）	物料衡算法	30.4	152	Al_2O_3、SiO_2	5 年 1 次	园区危险废物填埋场	填埋	30.4
	S5.2.17-2	系列Ⅰ废吸附剂	危险废物 HW49（900-041-49）	物料衡算法	43.3	866	Al_2O_3、SiO_2、CaO	20 年 1 次	园区危险废物填埋场	填埋	43.3
	S5.2.17-3	系列Ⅱ废吸附剂	危险废物 HW49（900-041-49）	物料衡算法	32	160	Al_2O_3、SiO_2	5 年 1 次	园区危险废物填埋场	填埋	32
	S5.2.17-4	系列Ⅱ废吸附剂	危险废物 HW49（900-041-49）	物料衡算法	53.5	1070	Al_2O_3、SiO_2、CaO	20 年 1 次	园区危险废物填埋场	填埋	53.5

表 5.2.17.8-2　　氢气回收装置主要噪声设备一览表

装置名称	噪声源	声源类型	噪声源强		治理措施	噪声排放值		距地高度（m）	室内/室外	排放时间/h	数量（台）
			核算方法	噪声值/dB(A)		核算方法	噪声值/dB(A				
	机泵 N5.2.17-2	频发（连续）	类比法	80～93	低噪声电机、减振	类比法	80~88	1	室外	8400	1 开 1 备
	压缩机 N5.2.17-1	频发（连续）	类比法	93～100	低噪声电机、减振、隔声	类比法	90	1.5	室内/室外	8400	3 开 1 备

5.2.18 氢气深度回收装置

5.2.18.1 生产规模及产品方案

氢气深度回收装置原料为轻烃回收装置干气分离单元富甲烷气，采用 PSA 净化法，生产氢气，装置设计规模的产氢能力为 50000Nm^3/h，装置操作弹性 30-110%，设计年生产时间为 8400h。本装置生产规模及产品方案见表 5.2.18.1-1。

表 5.2.18.1-1　　氢气深度回收装置生产规模及产品方案

装置名称	生产规模	产品名称	产品产量		去向
			Nm^3/h	$\times10^4Nm^3$/a	
氢气深度回收装置	50000Nm^3/h	氢气	50000	42000	全厂氢气管网，副产品变压吸附尾气至燃料气管网

5.2.18.2 主要原料和产品规格

⑴原料性质

氢气深度回收装置原料为轻烃回收装置干气分离单元富甲烷气，原料规格见表 5.2.18.2-1。

表 5.2.18.2-1　　原料规格

序号	项目		单位	指标	备注
1	轻烃回收装置干气分离单元富甲烷气	H_2	V%	72.24	40℃，2.3MPa（G）
		CH_4		23.11	
		C_2H_6		0.82	
		C_3H_8		0.97	
		i-C_4H_{10}		1.06	
		n-C_4H_{10}		1.34	
		i-C_5H_{12}		0.27	
		n-C_5H_{12}		0.11	
		C_{6+}		0.09	

⑵产品性质

氢气深度回收装置产品主要为工业氢和解吸气，产品的规格见表 5.2.18.2-2。

表 5.2.18.2-2　　产品规格

序号	项目		单位	指标	备注
1	工业氢	H_2	V%	99.9	40℃，2.1MPa
		CH_4		0.1	
2	PSA 解吸气	H_2	V%	15.77	40℃，≥0.6MPa（G）

序号	项目		单位	指标	备注
		CH_4		29.91	
		C_2H_6		20.06	
		C_3H_8		17.50	
		C_4H_{10}		11.52	
		其他		5.24	

⑶辅助材料

氢气深度回收装置采用的辅助材料主要为吸附剂。

5.2.18.3 工艺技术及生产原理

氢气净化方法主要分为两种:化学净化法(常规法)和 PSA 净化法。随着计算机的发展和控制系统的不断改进，以及专用阀门的研制开发成功，使得 PSA 工艺更加成熟，PSA 的可靠性和氢气回收率均有大幅度提高。故本次可研采用 PSA 净化工艺。PSA 净化工艺因其能耗低、洁净无污染、自动化程度高而被广泛采用。

5.2.18.4 工艺流程简述

装置有三部分组成：

⑴原料预处理

装置外来的原料气经过原料分液罐混合分液后进入变压吸附部分进行氢气提纯。

⑵变压吸附部分

本部分有 10 台吸附塔、3 台缓冲罐采用 10-2-4 的 PSA 工艺流程，即：装置的十个吸附塔中有两个吸附塔始终处于同时进料吸附的状态。其吸附和再生工艺过程由吸附、连续四次均压降压、顺放、冲洗、逆放，连续四次均压升压和产品最终升压等步骤组成。

⑶产品压缩部分

PSA 的解吸气经解吸气压缩机升压后送往燃料气管网。

产品氢气经压缩机升压后送至氢气管网供加氢装置使用。

氢气深度回收装置带“三废”排放点的工艺流程见图 5.2.18.4-1

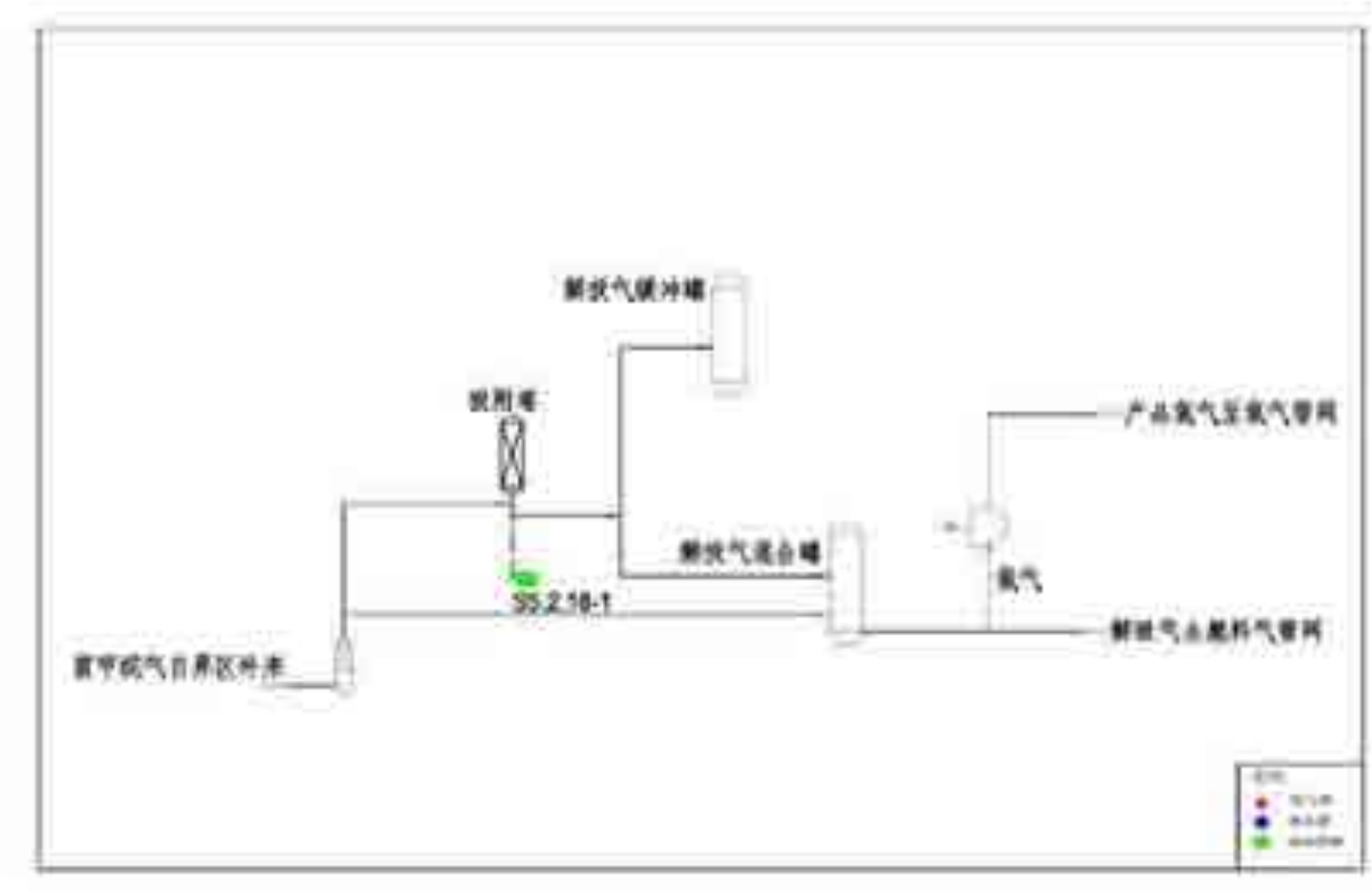


图 5.2.18.4-1 氢气深度回收装置带“三废”排放点工艺流程图

5.2.18.5 主要设备

氢气深度回收装置主要设备见表 5.2.18.5-1。

表 5.2.18.5-1　　氢气深度回收装置主要设备表

序号	设备名称	数量（台）	操作温度(℃)	操作压力（MPa.G）	主要规格	材质
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						

5.2.18.6 原辅材料及公用工程消耗

⑴原料及辅助材料消耗

氢气深度回收装置主要原料、辅助材料消耗见表 5.2.18.6-1。

表 5.2.18.6-1　　氢气深度回收装置主要原料及辅助材料消耗表

序号	名称	单位	消耗定额/吨产品	消耗量		来源
				小时	每年（$\times10^4$）	
一	原料					
1	富甲烷气	t	4.1	20.14	16.92	轻烃回收装置干气分离单元
二	辅助材料					
1	吸附剂	t	7.14×10^{-4}	0.0036	30t/a	外购

⑵公用工程消耗

氢气深度回收装置公用工程消耗见表 5.2.18.6-2。

表 5.2.18.6-2　　氢气深度回收装置公用工程消耗表

序号	名称及规格		单位	消耗定额/吨产品	小时消耗量		来源/去向
					正常	最大	
1	循环冷却水		t/h	/	400		炼油第一循环水场
2	压缩空气	净化压缩空气	Nm^3/h	/	120		空压站
		非净化压缩空气	Nm^3/h	/		1200（间断）	
3	氮气		Nm^3/h	/	60		空分装置

序号	名称及规格		单位	消耗定额/吨产品	小时消耗量		来源/去向
					正常	最大	
4	电	10Kw	kWh/h	/	2780		全厂电网
		380V	kWh/h	/	150		

5.2.18.7 平衡分析

⑴物料平衡

氢气深度回收装置物料平衡见表 5.2.18.7-1。

表 5.2.18.7-1　　氢气深度回收装置物料平衡

入方（t/h）			出方（t/h）		
序号	项目	数据	序号	项目	数据
1	富甲烷气	20.14	1	解吸气	15.95
			2	工业氢	4.19
合计		20.14	合计		20.14

从表 5.2.18.7-1 知，氢气深度回收装置进料量为 20.14t/h。产品 PSA 解吸气、工业氢气分别占比 79.20%和 20.80%。

⑵水平衡

氢气深度回收装置水平衡见表 5.2.18.7-2。

表 5.2.18.7-2　　氢气深度回收装置水平衡表

入方（t/h）			出方（t/h）		
序号	项目	数据	序号	项目	数据
1	循环水进水	400	1	循环水回水	400
	小计	400		小计	400

从表 5.2.18.7-2 可知，本装置主要用水为循环冷却水，用量为 400t/h。

5.2.18.8 主要污染源及污染物

⑴废气

本装置在正常工况下无废气产生。

⑵废水

本装置在正常工况下无废水产生。

⑶固废

本装置固体废物主要为废吸附剂（S5.2.18-1）。

氢气深度回收装置固体废物排放情况见表 5.2.18.8-1。

⑷噪声

氢气深度回收装置主要噪声来源于机泵和空气压缩机。

氢气深度回收装置噪声排放情况见表 5.2.18.8-2。

5.2.18.9 污染物达标分析

在正常生产情况下，氢气深度回收装置无废气排放至大气。

表 5.2.18.8-1　　氢气深度回收装置固体废物排放一览表

装置名称	序号	固废名称	固废类别及编号	产生情况		排放量（t/次）	主要成分	排放规律	最终去向	处置措施	
				核算方法	产生量(t/a)					工艺	处置量（t/a）
氢气深度回收单元	S5.2.18-1	废吸附剂	危险废物 HW49 900-041-49	物料衡算法	30	450	活性炭、Al_2O_3、分子筛	15 年 1 次	园区危险废物填埋场	园区统一处置	30

表 5.2.18.8-2　　氢气深度回收装置噪声排放表

装置名称	噪声源	声源类型	噪声源强		治理措施	噪声排放值		距地高度（m）	室内/室外	排放时间/h	数量（台）
			核算方法	噪声值 dB(A)		核算方法	噪声值 dB(A				
	压缩机 N5.2.18-1	频发（连续）	类比法	93～100	低噪声电机、减振、隔声	类比法	90	1.5	室外	8400	1

5.2.19 硫磺回收联合装置

5.2.19.1 生产规模及产品方案

硫磺回收联合装置由酸性水汽提装置、溶剂再生装置及硫磺回收装置三部分组成。

酸性水汽提装置设计总处理规模为 700t/h，包括非加氢酸性水汽提装置（Ⅰ）和加氢酸性水汽提装置（Ⅱ），非加氢和加氢酸性水汽提装置的设计处理规模均为 350t/h。酸性水汽提装置操作弹性为 60～110%，年操作时数 8400h。

溶剂再生装置设计总处理规模为 2500t/h，加氢型分溶剂再生装置（Ⅰ）和非加氢型溶剂再生装置（Ⅱ）。加氢型溶剂再生装置设计处理规模为 1000t/h；非加氢型溶剂再生装置，设计处理规模为 1500t/h。溶剂再生装置操作弹性为 60～110%，年操作时数 8400h。

硫磺回收装置设计总生产规模为 78 万吨/年硫磺，分硫磺回收装置Ⅰ、硫磺回收装置Ⅱ、硫磺回收装置Ⅲ、硫磺回收装置Ⅳ和硫磺回收装置Ⅴ，其中硫磺回收装置Ⅰ～Ⅳ的设计生产能力均为 18 万 t/a 硫磺，硫磺回收装置Ⅴ的设计生产能力为 6 万 t/a 硫磺，正常生产操作时硫磺回收装置Ⅳ备用。硫磺回收装置操作弹性 30～110%，设计年生产时间 8400h。

硫磺回收联合装置生产规模及产品产量见表 5.2.19.1-1。

表 5.2.19.1-1　　硫磺回收联合装置生产规模及产品产量

装置名称		生产规模（$\times10^4$t/a）	产品名称	产量		去向
				小时产量（t/h）	年产量（10^4t/a）	
硫磺回收联合装置	非加氢酸性水汽提装置（装置Ⅰ）	350t/h	净化水	164.19	137.92	其中 107.6 回用于装置，56.6 进入污水处理场
			含氨酸性气	1.24	1.04	硫磺回收
	加氢酸性水汽提装置（装置Ⅱ）	350t/h	净化水	260.07	218.46	其中 170.4 回用于装置， 89.6 进入污水处理场
			液氨	3.86	3.24	罐区
			酸性气	6.68	5.61	硫磺回收
	加氢型溶剂再生装置(装置Ⅰ)	1000t/h	贫胺液	847.4	711.82	各装置
			酸性气	27.45	23.06	硫磺回收
	非加氢型溶剂再生装置(装置Ⅱ)	1500t/h	贫胺液	1283.7	1078.31	各装置循环使用
			闪蒸烃	0.13	0.11	燃料气管网
			酸性气	19.55	16.42	硫磺回收（部分去吉化项目的 SAR 装置）
	硫磺回收装置	生产：18×3＋6 备用：18	硫磺	66.80	56.11	产品

5.2.19.2 主要原料和产品规格

⑴原料性质

非加氢酸性水汽提装置（装置 I）主要处理自常减压装置Ⅰ/Ⅱ、延迟焦化装置、催化裂化装置等来的非加氢型酸性水；加氢型酸性水汽提装置Ⅱ主要处理自蜡油加氢装置、加氢裂化装置、焦化石脑油加氢装置、柴油加氢裂化装置Ⅰ/Ⅱ、石脑油加氢装置、航煤加氢装置、催化汽油加氢装置、硫磺回收装置等来的加氢型酸性水。原料来源及规格见表 5.2.19.2-1。

溶剂再生装置 I 主要处理来自延迟焦化装置来的富胺液；溶剂再生装置Ⅱ主要处理来自蜡油加氢装置、加氢裂化装置、焦化石脑油加氢装置、柴油加氢裂化装置Ⅰ/Ⅱ、催化汽油加氢装置、常减压蒸馏装置Ⅰ/Ⅱ、轻烃回收装置和催化裂化装置等来的富胺液。原料来源及规格见表 5.2.19.2-2。

硫磺回收装置主要处理自非加氢型/加氢型酸性水汽提装置、溶剂再生装置Ⅰ/Ⅱ和石油焦制氢装置来的酸性气。原料来源及规格见表 5.2.19.2-3。

表 5.2.19.2-1　　酸性水汽提装置原料来源

序号	名称	处理量（t/h）	H_2S (kg/h)	NH_3(kg/h)	来源	备注
一	非加氢型酸性水					
1	常减压蒸馏Ⅰ含硫污水	40.6	41.01	2.74	常减压蒸馏装置	连续
2	常减压蒸馏Ⅱ含硫污水	41.43	41.84	2.80		连续
3	延迟焦化含硫污水	58.6	848.90	287.84	延迟焦化装置	连续
4	催化裂化含硫污水	24.8	17.36	49.6	催化裂化装置	连续
	小计	165.43	949.10	342.98		
二	加氢型酸性水					
1	蜡油加氢处理含硫污水	116	5984.24	2912.76	蜡油加氢处理装置	连续
2	加氢裂化含硫污水	9	27.00	13.50	加氢裂化装置	连续
3	柴油加氢裂化Ⅰ含硫污水	36	108.00	54.00	柴油加氢裂化装置	连续
4	柴油加氢裂化Ⅱ含硫污水	37	111.00	55.50		连续
5	航煤加氢含硫污水	5.3	141.12	156.88	航煤加氢装置	连续
6	焦化石脑油加氢含硫污水	20	88.00	234.28	焦化石脑油加氢装置	连续

7	石脑油加氢含硫污水	15	202.50	428.25	石脑油加氢装置	连续
8	硫磺回收含硫污水	32.3	1.62	0.33	硫磺回收联合装置	连续
	小计	270.6	7066.1	3855.5		

表 5.2.19.2-2　　溶剂再生装置原料来源及规格

序号	名称	处理量（t/h）	H_2S(kg/h)	来源	备注
一	非加氢型富溶剂（溶剂再生Ⅱ，处理规模 1500t/h）				
1	常减压蒸馏Ⅰ富胺液	11.0	332.35	常减压蒸馏装置	连续
2	常减压蒸馏Ⅱ富胺液	13.5	533.61		连续
3	延迟焦化富胺液	798.0	12824.68	延迟焦化装置	连续
4	催化裂化富胺液	118.3	101.53	催化裂化装置	连续
5	轻烯回收富胺液	229.0	3767.35	轻烯回收装置	连续
6	氢气回收富胺液	90.4	2265.94	氢气回收装置	连续
7	干气分离富胺液	23.5	473.78	干气分离装置	连续
	小计	1283.7	20299.24		其中 2536t/a 送吉化项目 SAR 装置
二	加氢型富溶剂（溶剂再生Ⅰ，处理规模 1000t/h）				
1	蜡油加氢富胺液	289.1	7836.60	蜡油加氢装置	连续
2	加氢裂化富胺液	282.4	12394.18	加氢裂化装置	连续
3	柴油加氢裂化Ⅰ富胺液	130.3	3295.25	柴油加氢裂化装置	连续
4	柴油加氢裂化Ⅱ富胺液	130.3	3819.46		连续
5	焦化石脑油加氢富胺液	15.3	386.76	焦化石脑油加氢装置	连续
	小计	847.4	27732.25		

表 5.2.19.2-3　　硫磺回收装置原料来源及规格

序号	名称	处理量（t/h）	H_2S (kg/h)	来源	备注
1	非加氢型酸性水汽提酸性气	1.24	945.61	硫磺回收联合装置酸性水汽提部分	连续
2	加氢型酸性水汽提酸性气	6.68	6633.32		连续

3	非加氢型溶剂再生酸性气	19.55	20299.24	硫磺回收联合装置溶剂再生部分	连续
4	加氢型溶剂再生酸性气	28.54	27415.22		连续
5	煤焦制氢气化除氧水槽酸性气分离器闪蒸气	0.30	0.064	煤焦制氢装置	连续
6	煤焦制氢变换汽提酸性气分离器排气	5.14	351.36		连续
7	煤焦制氢甲醇洗酸性气	66.86	15501.88		连续
8	延迟焦化碱液再生尾气（含二硫化物量）	-	2.88（RSSR）	延迟焦化装置	连续
9	产品精制单元碱液再生尾气（含二硫化物量）	-	0.108（RSSR）	催化裂化装置	连续

⑵产品性质

硫磺回收联合装置产品主要包括净化水、贫胺液和硫磺产品等，产品的规格见表 5.2.19.2-4 及表 5.2.19.2-5。

表 5.2.19.2-4　　净化水、液氨及贫胺液规格

序号	项目	单位	指标	备注
1	净化水	mg/L	H_2S≤20 NH_3≤50	酸水汽提装置生产
2	液氨	-	NH_3≥99.6（w） 油≤100ppm	酸水汽提装置生产
3	贫胺液	Mol（H_2S+CO_2）/Mol MDEA	≤0.01	溶剂再生装置

表 5.2.19.2-5　　硫磺产品规格

序号	项目	单位	指标	备注
1	纯度	wt%	≥99.95	
2	酸度	wt%	≤0.003	以 H_2SO_4 计
3	有机物含量	wt%	≤0.03	以碳计
4	灰分	wt%	≤0.02	
5	砷含量	wt%	≤0.0001	
6	铁含量	wt%	≤0.003	
7	H_2O	wt%	≤0.1	

序号	项目	单位	指标	备注
8	硫化氢和多硫化氢	wt%	≤0.0015	以 H_2S 计

⑶辅助材料

硫磺回收联合装置采用的辅助材料主要包括氧化钛催化剂、氧化铝催化剂、氧化钴钼催化剂（TG）、MEDA 复配剂、磷酸三钠等。

5.2.19.3 工艺技术及生产原理

非加氢型酸性水汽提装置（装置 I）采用单塔低压汽提技术，将各装置来的酸性水在汽提塔中将 H_2S 从水中汽提出来，送往硫磺回收装置。加氢型酸性水汽提装置（装置 II）采用单塔加压汽提技术，侧线抽提出的氨精制生产液氨，汽提出的酸性气送往硫磺回收装置。汽提后的净化水送各用户使用，剩余时送污水处理场。

溶剂再生装置选用常规汽提再生法，以复配型 MDEA 溶液作为脱硫剂。对其它装置送来的富胺液进行汽提处理，汽提出的酸性气送硫磺回收装置。

硫磺回收装置酸性水汽提装置、溶剂再生装置和石油焦制氢装置送来的酸性气通过两级克劳斯反应，将硫化氢和 SO_2 转变为单质硫。其反应方程式为：

$1/3H_2S+1/2O_2 \rightarrow 1/3SO_2+1/3H_2O+Q$

$2/3H_2S+1/3SO_2 \rightarrow 1/xSx+2/3H_2O-Q$

产生的硫磺进行收集，尾气通过加氢、水解反应使尾气中的 SO_2、S、COS、CS_2 还原、水解为 H_2S，再通过溶剂吸收 H_2S，吸收后尾气送焚烧炉焚烧，溶剂再生出的酸性气返回硫回收。主要化学反应如下：

$SO_2+3H_2 \rightarrow H_2S+2H_2O+Q$

$S+H_2 \rightarrow H_2S+Q$

$COS+H_2O \rightarrow H_2S+CO_2+Q$

$CS_2+2H_2O \rightarrow 2H_2S+CO_2+Q$

焚烧炉烟气用碱液吸收脱硫后，再经排气筒排入大气。

5.2.19.4 工艺流程简述

硫磺回收联合装置包括酸性水汽提、溶剂再生及硫磺回收三部分装置。

⑴硫磺回收联合装置-酸性水汽提

①酸性水预处理

自上游各装置来的酸性水进入原料水脱气罐进行脱气，脱出的轻油气经油气吸收塔吸收后送至燃料气管网。脱气后的酸性水送入酸性水罐进行罐中罐脱油，脱出的污油排入地下污油罐，脱油后的酸性水经升压、旋流除油器进一步除油后，送至酸性水罐，后送至酸性水汽提装置。

②酸性水罐顶除臭

酸性水罐顶气采用“罐顶密闭补气＋水封＋胺吸收法＋燃料气管网回收”技术，罐顶均设有氮封，罐顶排放的尾气至胺吸收脱臭后，在氧含量合格的情况下送往燃料气系统，氧含量不合格时送往硫磺装置焚烧炉进行焚烧，实现了罐顶气的密闭回收，有效地防止了装置因罐顶气挥发带来的恶臭问题。除臭装置产生少量含碱污水（W5.2.19-3），送污水处理场含油含盐废水处理系统处理。

③单塔低压汽提流程（非加氢酸水汽提（装置 I））

焦化酸性水或其它非加氢酸性水分别经脱气除油等预处理后从酸性水罐区来，经换热至100℃后进入汽提塔第一层塔板。原料水在汽提塔中自上而下流动，由汽提塔底重沸器汽提后，H_2S 和 NH_3 组份自酸性水中逸出，由下而上从塔顶分出。塔顶酸性气经汽提塔顶空冷器冷却至90℃后进入塔顶回流罐进行气液分离，分离后的酸性气经压控去硫磺回收装置作原料，酸性液则由塔顶回流泵升压，经流量调节控制后返回到汽提塔顶作回流。塔底液体经重沸器蒸汽加热到 129℃的温度后，变成气液两相返回至汽提塔，汽体在塔内参与传质，液体经原料水-净化水换热器换热后，由净化水泵升压，再经净化水空冷器、净化水冷却器冷却至40℃，在经流量控制调节后分为两路，一路至各回用装置，另一路作为含油污水（W5.2.19-1）经压控去污水处理场。

④单塔加压汽提流程（加氢酸水汽提（装置 II））

酸性水汽提装置Ⅱ主要处理自蜡油加氢装置、加氢裂化装置、焦化石脑油加氢装置、柴油加氢裂化装置Ⅰ/Ⅱ、石脑油加氢装置、航煤加氢装置、催化汽油加氢装置、硫磺回收装置等来的加氢型酸性水，也可同时处理自石油焦制氢装置来的酸性水（预留有管线），设计处理规模为350t/h，其中汽提部分、侧线气三级分凝部分由2个可独立操作的175t/h系列构成，氨精制部分为2个系列共用。

加氢型酸性水进入主汽提塔，其中一路经冷进料冷却器冷却至 38℃后进入

主汽提塔顶，另一路经侧线气二级冷凝冷却器、原料水-净化水一级换热器、侧线气一级冷凝冷却器和原料水-净化水二级换热器，分别与二级侧线气、净化水、一级侧线气、塔底净化水换热至 150℃后，进入主汽提塔的第 1 层塔盘。塔底重沸器用 1.0MPa 蒸汽加热汽提。净化水，一路至各回用装置，另一路作为含油污水（W5.2.19-2）经压控去污水处理场。

汽提塔顶酸性气经酸性气冷凝冷却器冷却后进入酸性气分液罐，分液后酸性气作为原料送至硫磺回收装置。汽提塔底净化水分别通过原料水-净化水二级换热器和原料水-净化水一级换热器换热冷却，再经净化水泵加压后进净化水空冷器冷却后出装置。

侧线气由主汽提塔第 18 层塔盘抽出后进入三级分凝系统，经一级冷凝冷却器与原料水换热后，侧线气进入一级分凝器，一级分凝液经一级分凝液冷却器冷却后送至酸性水罐区；经分凝后的侧线气再经过二级冷凝冷却器冷却、二级分凝器分凝，二级分凝液经二级分凝液冷却器冷却后送至酸性水罐区；经再分凝的侧线气经三级冷凝冷却器和富氨气氨冷却器冷却至 20℃左右，最后进入三级分凝器分凝，得到的高浓度富氨气送至氨精制系统，三级分凝液送酸性水罐区。

经三级分凝后的富氨气进入氨精制塔，该塔由来自液氨罐的液氨蒸发降温，使氨精制塔维持在-5℃左右的操作温度，以脱除氨气中的硫化氢。塔顶氨气经氨液分离器脱液后进入脱硫罐进行脱硫，再进入氨气过滤器。氨精制塔产生的含硫氨液与氨液分离器等产生的凝液一起送至酸性水罐区。过滤后的气氨升压至 1.75MPa，进入精脱硫罐进一步脱硫，再经氨冷凝器冷凝至 35℃后进入液氨罐，最后由液氨泵加压送出装置至液氨储罐。

⑵硫磺回收联合装置-溶剂再生

装置 I 加氢型溶剂再生系列和装置 II 非加氢型溶剂再生单元系列工艺流程基本相同。

装置外来的富液进入本装置界区后，先进入加氢/非加氢富液再生单元，经过滤、换热后进入富液闪蒸罐 I，闪蒸出大部分溶解烃，闪蒸烃经贫液洗去闪蒸出的部分硫化氢后，送至燃料气系统。闪蒸脱气后的富液经升压换热后进入集中溶剂再生塔 I 再生。塔底由集中再生塔底重沸器 I 供热，热源由蒸汽提供。集中溶剂再生塔 I 底出来的贫液经三次换热冷却后，进入溶剂储罐 I 。溶剂储罐 I 出

来的贫液升压后分三路，一路送至集中贫液三级过滤器 I 过滤，分小股至脱稳态盐过滤器 I 进行脱除稳态盐后返回溶剂储罐；另一路经流控送至富液闪蒸罐 I 吸收段；其余贫胺液送出装置。

集中溶剂再生塔顶酸性气经集中再生塔顶空冷器 I 及集中再生塔顶水冷器 I 冷却后进入集中再生酸性气分液罐 I 进行气液分离，酸性气送至酸性气管网进入硫磺回收 Claus 单元。酸性气分液罐 I 的酸性水返回溶剂再生塔上部作回流。损耗的 MDEA 溶剂由桶装新鲜溶剂进溶剂储罐补充。

⑶硫磺回收联合装置-硫磺回收

①硫磺回收-制硫部分

从各装置来的酸性气分别入各自的酸性气分液罐将酸性气中所带凝液分离，凝液用各自的压送罐送出装置。经清洁酸性气分液罐分液后的清洁酸性气经酸性气预热器加热至 120℃后与分液后的含氨酸性气混合，进入制硫反应室的主烧嘴，分液后的石油焦制氢低浓度酸性气从主燃烧室进入。酸性气燃烧反应所需的氧由主空气鼓风机压缩空气后供给，供给量需根据制硫反应需氧量通过比值调节严格控制，经燃烧将酸性气中的氨和烃类等有机物全部分解，在燃烧室内约 65 %(v) 的 H_2S 进行高温克劳斯反应转化为硫，余下的 H_2S 中有 1/3 转化为 SO_2。

燃烧反应后的高温过程气温度降后进入第一硫冷凝器。第一硫冷凝器采用发生 0.4MPa 等级的低低压蒸汽进一步回收反应余热并降低过程气温度，过程气降温度并分出冷凝下来的单质硫后，再进入第一过程气再热器，过程气加热至 228℃进入第一克劳斯反应器。反应后的过程气温度升至 304℃出第一克劳斯反应器进入第二硫冷凝器。过程气降温后冷凝下来的单质硫后，再进入第二过程气再热器，过程气加热至 209℃进入第二克劳斯反应器。反应后的过程气温度升至 224℃出第二克劳斯反应器进入第三硫冷凝器。过程气温度降至 171℃并分出冷凝下来的单质硫后至尾气处理单元。第一过程气再热器和第二过程气再热器的加热介质为 3.5MPa 等级的中压蒸汽。自第一、二、三硫冷凝器冷凝下来的液硫经第一硫封罐、第二硫封罐、第三硫封罐后至液硫脱气单元。

②硫磺回收-尾气处理部分

克劳斯尾气混氢后先进入 SCOT 再热器，经 3.5MPa 级中压蒸汽加热至 220℃，进入 SCOT 反应器，在尾气加氢催化剂的作用下进行水解还原反应，使尾气中的

SO_2、S_X、COS、CS_2 还原、水解为 H_2S，加氢尾气出 SCOT 反应器温度升至 266℃后进入 SCOT 气体冷却器被除氧水冷却至 178℃，产生 0.4MPa 等级的低低压蒸汽。尾气出 SCOT 气体冷却器后进入急冷塔，克劳斯尾气在急冷塔中被逆流来的冷却水冷却至 40℃，其中的水蒸汽组分被冷凝成工艺水。

冷却后尾气自急冷塔出来进入吸收塔，其中的 H_2S 和部分 CO_2 等气体被 MDEA 溶剂吸收，吸收塔顶出来的净化尾气进入尾气焚烧单元。

出急冷塔底的急冷水由急冷水泵送至急冷水空冷器和急冷水冷却器冷却后循环使用，多余的酸性水被送至酸性水汽提装置处理。

出吸收塔底，吸收了 H_2S 和部分 CO_2 等气体的溶剂（富液）由富液泵送至溶剂再生单元。

③液硫脱气单元

自制硫单元第一、二、三硫冷凝器冷凝下来的液硫分别经第一硫封罐、第二硫封罐、第三硫封罐后汇集，经硫磺冷却器冷却至 159℃到液硫槽，液硫槽内设有鼓气槽，液硫在空气流的强力搅拌下分出的含微量 H_2S 的气体由蒸汽喷射器送到尾气焚烧单元焚烧。液硫经液硫泵加压送出装置。

④硫磺回收-尾气焚烧部分

自尾气处理单元来的尾气在尾气焚烧炉中与燃料气和过量空气混合，经过 690℃高温的充分燃烧后，尾气中的硫化物转化成二氧化硫。高温烟气（G5.2.19-1、G5.2.19-2）经与高压蒸汽过热器和尾气焚烧炉余热锅炉换热至约 280℃，进入烟气脱硫部分。

⑤硫磺回收-烟气脱硫部分

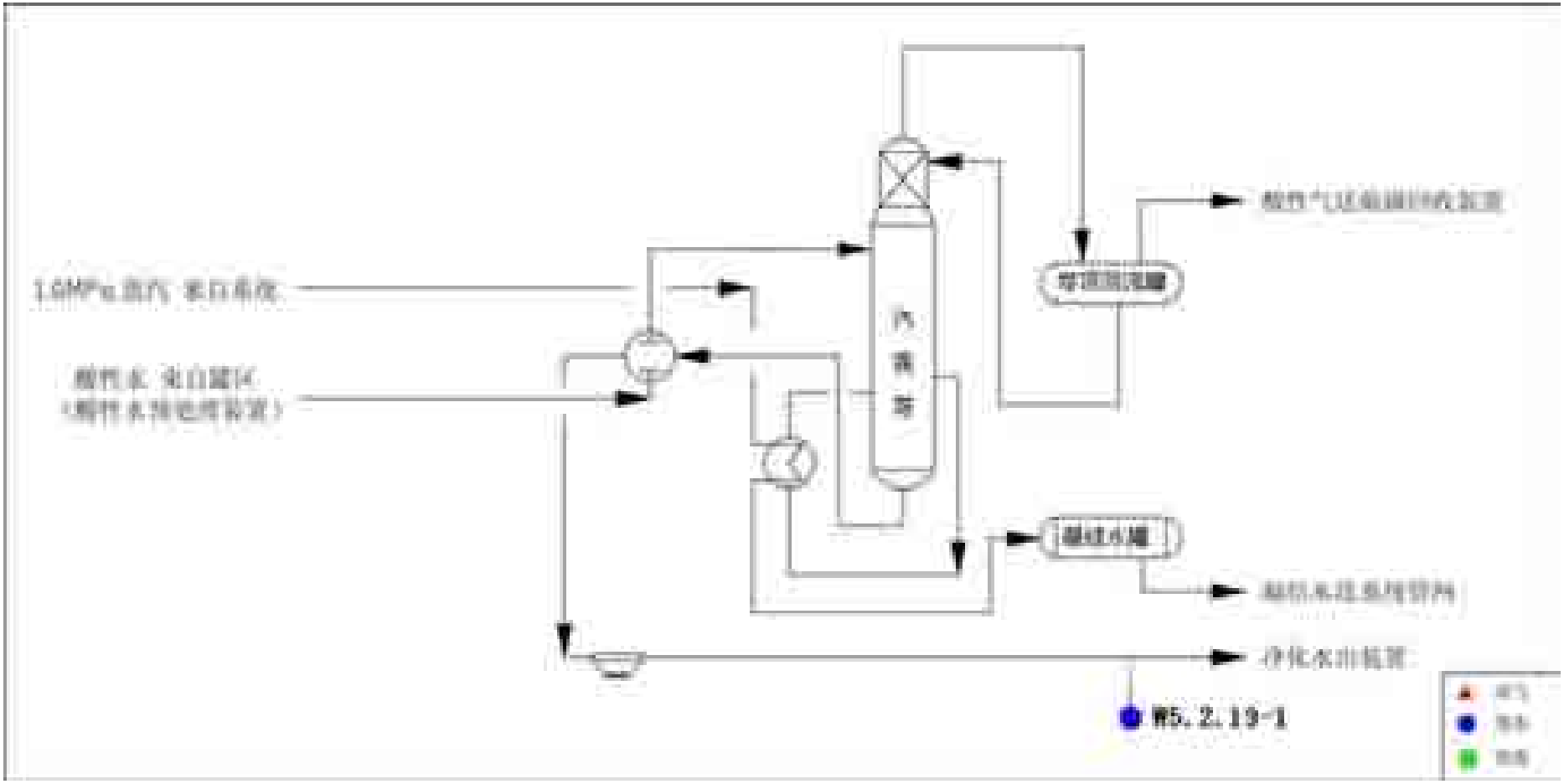
来自硫磺回收装置焚烧炉焚烧后的 280℃尾气，进入尾气-凝结水换热器与凝结水换热至 200℃后进入脱硫塔。尾气脱硫塔入口处经吸收液急冷至 60℃后进入脱硫塔吸收段，在吸收段与吸收液逆向接触，脱除尾气中的 SO_2。尾气与来自空气-蒸汽换热器的空气混合后送至烟囱高空排放。

空气经增压风机增压后经空气-蒸汽换热器与尾气-凝结水换热器来的蒸汽换热至 150℃排入脱硫塔出口，在 30 米左右与净化后尾气混合。与空气换热后的 180℃凝结水回流至空气-蒸汽换热器。

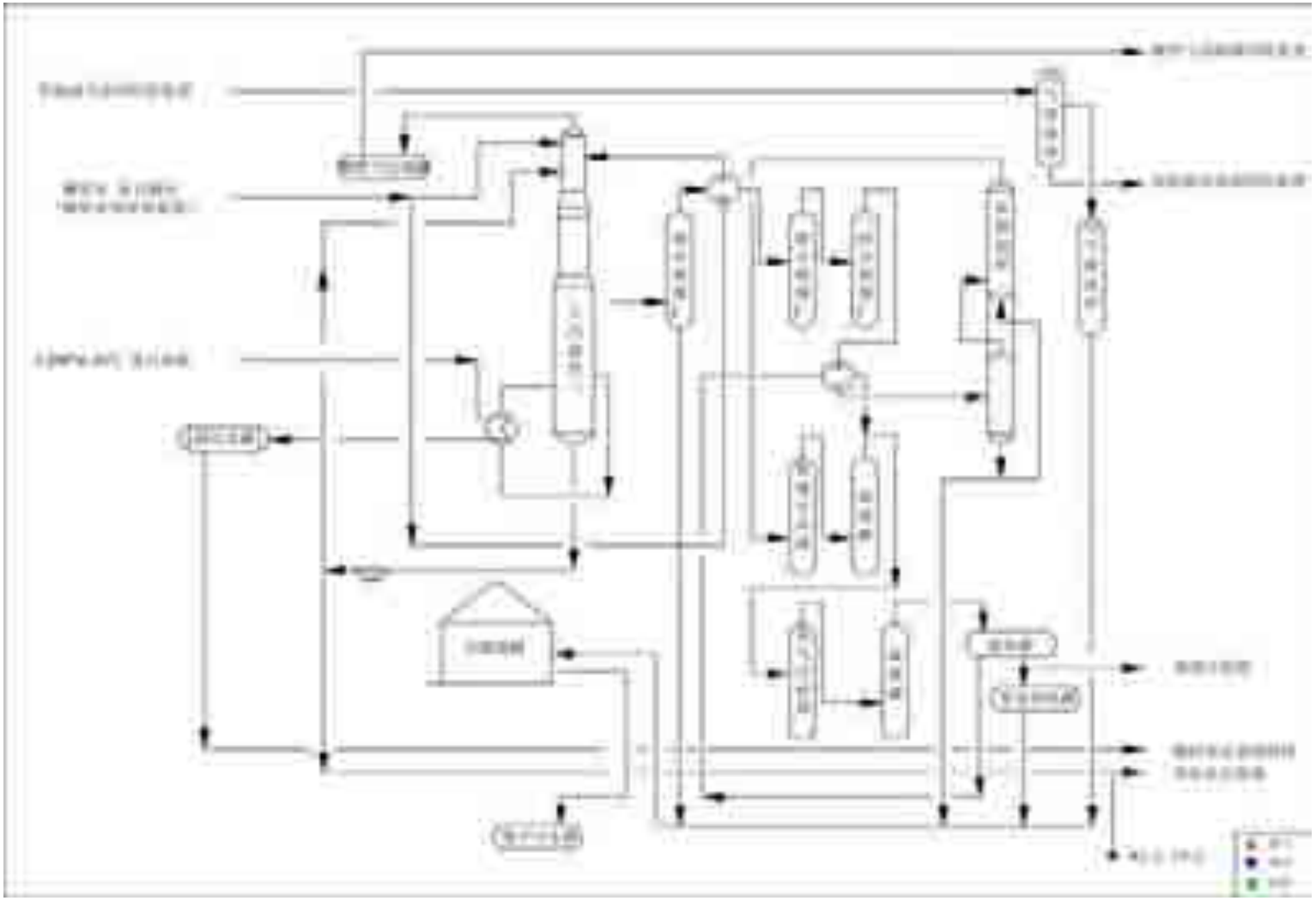
脱硫塔入口处的吸收液及吸收段的吸收液与尾气接触后自流至塔釜。吸收液

经循环泵升压后分成三路，一路至脱硫塔入口急冷尾气，第二路至脱硫塔吸收段与尾气逆向接触，第三路排放至外排废水缓冲罐，在缓冲罐内将 pH 值调至 7~9 后外排。

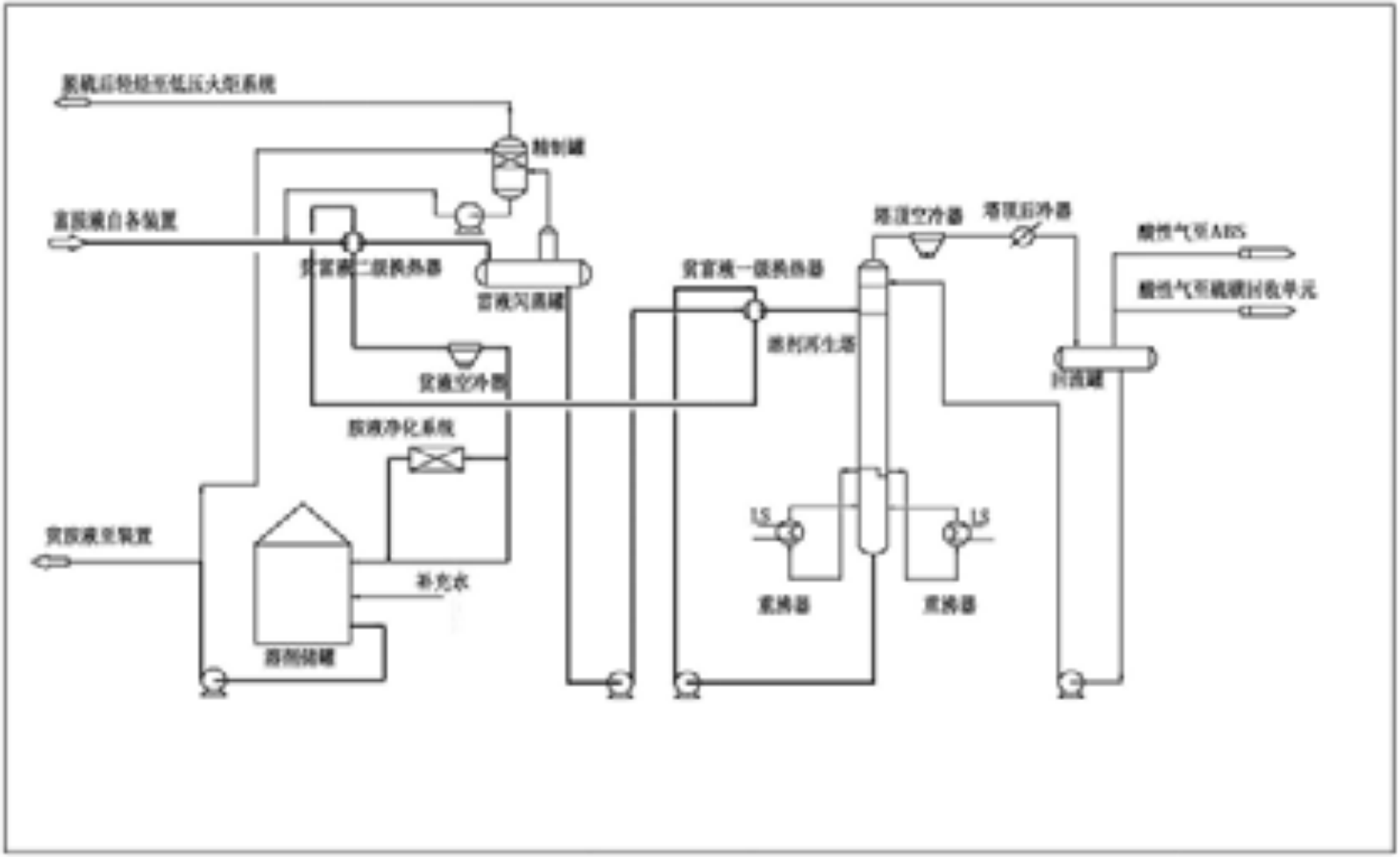
硫磺回收联合装置带“三废”排放点的工艺流程见图 5.2.19.4-1。



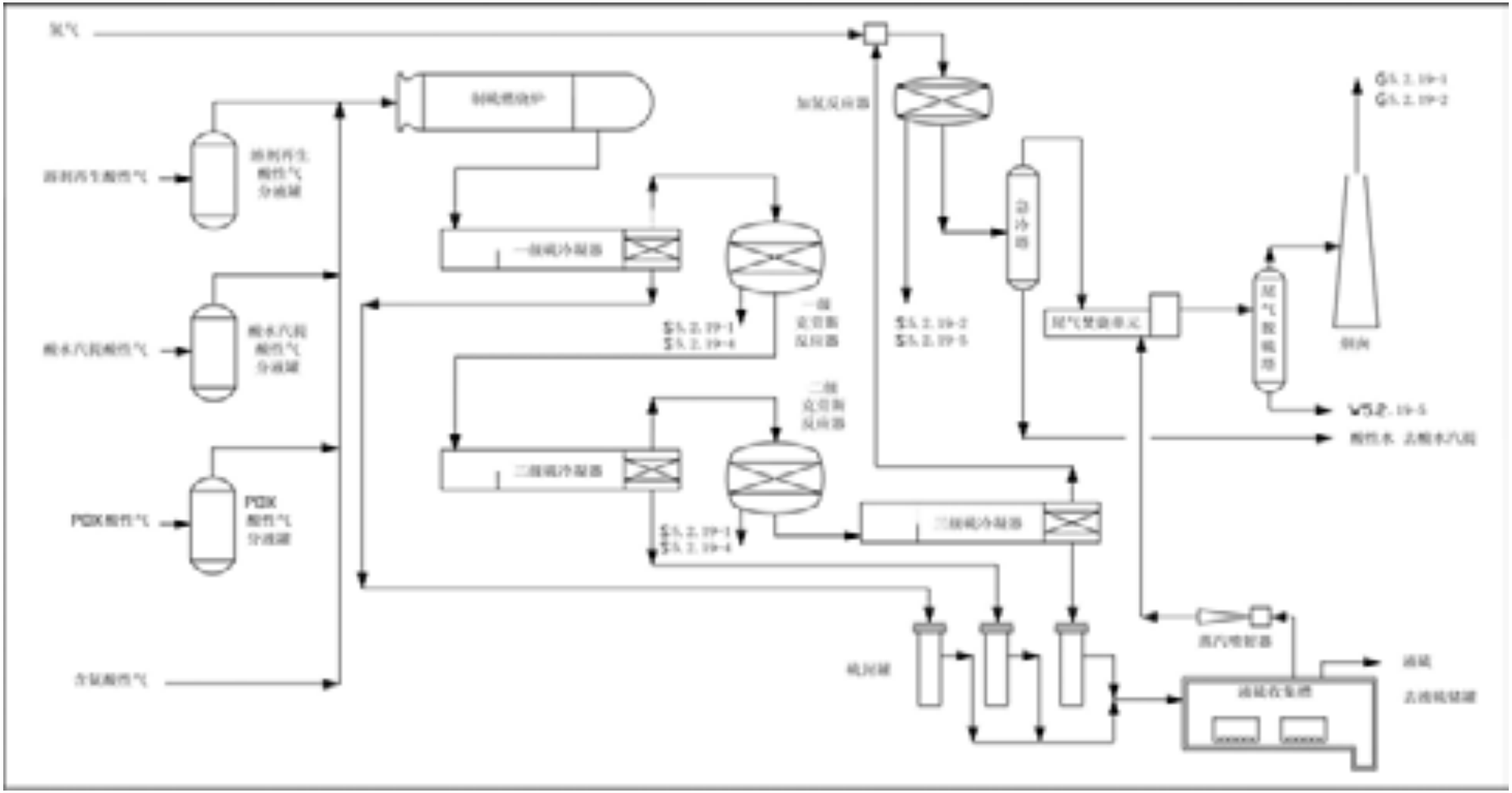
酸性水汽提装置 I



酸性水汽提装置 II


贫液自各装置
贫液空冷器
贫液后冷器
酸性气至ARU
酸性气至硫磺回收单元
贫液一级换热器
溶剂再生塔
回流罐
贫液二级换热器
贫液闪蒸罐
贫液空冷器
胺液净化系统
贫胺液至装置
补充水
溶剂储罐
LS
LS
重沸器
重沸器

溶剂再生装置



硫磺回收装置

图 5.2.19.4-1 硫磺回收联合装置带三废排放点的工艺流程图

5.2.19.5 主要设备

硫磺回收联合装置主要设备见表 5.2.19.5-1。

表 5.2.19.5-1　　硫磺回收联合装置主要设备表

序号	设备名称	数量（台）	操作温度(℃)	操作压力（MPa.G）	主要规格	材质

5.2.19.6 原辅材料及公用工程消耗

⑴原料及辅助材料消耗

硫磺回收联合装置主要原料、辅助材料消耗见表 5.2.19.6-1、表 5.2.19.6-2、表 5.2.19.6-3。

表 5.2.19.6-1　　酸水汽提装置主要原料及辅助材料消耗表

序号	名称	单位	消耗定额/吨产品	消耗量		来源
				小时	每年（$\times10^4$）	
一	原料					
1	酸性水	t	/	436.04	366.27	各装置
二	辅助材料					
1	气氨脱硫催化剂	m^3	/	107t/a		外购

表 5.2.19.6-2　　溶剂再生装置主要原料及辅助材料消耗表

序号	名称	单位	消耗定额/吨产品	消耗量		来源
				小时	每年（$\times10^4$）	
一	原料					
1	富胺液	t	/	2131.1	1790.12	各装置

表 5.2.19.6-3　　硫磺回收装置主要原料及辅助材料消耗表

序号	名称	单位	消耗定额/吨产品	消耗量		来源
				小时	每年（$\times10^4$）	
一	原料					
1	加氢型溶剂再生（装置 I）酸性气	t	/	28.54	23.97	溶剂再生装置
2	非加氢型溶剂再生（装置 II）酸性气	t	/	19.55	16.42	溶剂再生装置
3	非加氢酸水汽提（装置 I）酸性气	t	/	1.24	1.042	酸水汽提装置
4	加氢酸水汽提（装置 II）酸性气	t	/	6.68	5.612	酸水汽提装置
5	石油焦制氢气化除氧水槽酸性气分离器闪蒸气	t	/	0.30	0.25	石油焦制氢装置
6	石油焦制氢变换汽提酸性气分离器排气	t	/	5.14	4.32	石油焦制氢装置
7	石油焦制氢甲醇洗酸性气	t	/	66.86	56.16	石油焦制氢装置

序号	名称	单位	消耗定额/吨产品	消耗量		来源
				小时	每年（×10^4）	
8	空气	t	/	232.55	195.34	
9	燃料气	t	/	2.49	2.09	燃料气管网
10	氢气	t	/	0.29	0.24	氢气管网
二	辅助材料					
1	氧化钛催化剂	m^3	/	130/5a		外购
2	氧化铝催化剂	m^3	/	247/5a		外购
3	氧化钴钼催化剂	m^3	/	147/5a		外购
4	MEDA 高效复配剂	m^3	/	123		外购
5	磷酸三钠	m^3	/	33		外购
6	消泡剂	m^3	/	40		外购

⑵公用工程消耗

硫磺回收联合装置公用工程消耗见表 5.2.19.6-4、表 5.2.19.6-5、表 5.2.19.6-6。

表 5.2.19.6-4　　酸水汽提装置公用工程消耗表

序号	名称及规格	单位	消耗定额/吨产品	小时消耗量		来源/去向
				正常	最大	
非加氢型酸水汽提装置（装置 I）						
1	循环水	t/h	/	520		炼油第一循环水场
2	净化风	Nm^3/h	/	120		空压站
3	非净化风	Nm^3/h	/		600	空压站
4	0.5MPa 蒸汽	t/h	/	51		蒸汽管网
5	0.8MPa 氮气	Nm^3/h	/		500	空分装置
6	凝结水	t/h	0.137	-51		凝液精制
7	电	kW/h	1.848	545.2		动力中心或外购
加氢型酸水汽提装置（装置 II）						

序号	名称及规格	单位	消耗定额/吨产品	小时消耗量		来源/去向
				正常	最大	
1	循环水	t/h	/	1172.4		炼油第一循环水场
2	净化风	Nm^3/h	/	180	250	空压站
3	非净化风	Nm^3/h	/		480	空压站
4	1.3MPa 蒸汽	t/h	/	60		蒸汽管网
5	0.8MPa 氮气	Nm^3/h	/		500	空分装置
6	凝结水	t/h	/	-60		凝液精制
7	电	kW	/	1441		动力中心或外购

表 5.2.19.6-5　　溶剂再生装置公用工程消耗表

序号	名称及规格	单位	消耗定额/吨产品	小时消耗量		来源/去向
				正常	最大	
加氢型溶剂再生装置（装置 I）						
1	循环水	t/h	/	1175		炼油第一循环水场
2	除氧水	t/h	/	10		除氧器
3	0.5MPa 蒸汽	t/h	/	49		蒸汽管网
4	0.8MPa 氮气	Nm^3/h	/	300		空分装置
5	凝结水	t/h	/	-49		凝液精制
6	净化风	Nm^3/h	/	120		空压站
7	氮气	Nm^3/h	/	120		空分装置
8	电	kW	/	1850		动力中心或外购
非加氢型溶剂再生装置（装置 II）						
1	循环水	t/h	/	487.5		炼油第一循环水场
2	除氧水	t/h	/	10		除氧器

序号	名称及规格	单位	消耗定额/吨产品	小时消耗量		来源/去向
				正常	最大	
3	0.5MPa 蒸汽	t/h	/	250		蒸汽管网
4	0.8MPa 氮气	Nm^3/h	/	300		空分装置
5	凝结水	t/h	/	-250		凝液精制
6	净化风	Nm^3/h	/	120		空压站
7	氮气	Nm^3/h	/	120		空分装置
8	电	kW	/	1850		动力中心或外购

表 5.2.19.6-6　　硫磺回收装置公用工程消耗表

序号	名称及规格	单位	消耗定额/吨产品	小时消耗量		来源/去向
				正常	最大	
1	循环水	t/h	/	2665	2932	循环水场
2	除盐水	t/h	/	30.8		除盐水站
3	除氧水	t/h	/	163.5		动力中心除氧器
4	凝结水	t/h	/	-112.4		凝液精制
5	净化风	Nm^3/h	/	420		空压站
6	氮气	Nm^3/h	/	354		空分装置
7	4.0MPa 蒸汽	t/h	/	-123		蒸汽管网
8	1.3MPa 蒸汽	t/h	/	71.8		蒸汽管网
9	电	kW	/	704		全厂电网
10	燃料	kg/h	/	2779		燃料气管网

5.2.19.7 平衡分析

⑴物料平衡

硫磺回收联合装置物料平衡见表 5.2.19.7-1、表 5.2.19.7-2、表 5.2.19.7-3。

表 5.2.19.7-1　　酸性水汽提装置物料平衡

入方（t/h）				出方（t/h）				
序号	项目	数据	来源	序号	类别	项目	数据	去向
非加氢型酸性水汽提（装置 I）								
1	酸性水	165.43	各装置	1	产品	净化水	164.19	107.61（回用）56.58（外排）
				2		含氨酸性气	1.24	硫磺回收
总计		165.43		总计			165.43	
加氢型酸性水汽提（装置 II）								
1	酸性水	270.61	各装置	1	产品	净化水	260.04	170.43（回用）/89.61（外排）
				2		酸性气	6.68	硫磺回收
				3		液氨	3.86	产品
总计		270.61		总计			270.61	

从表 5.2.19.7-1 中可知，非加氢型酸性水汽提装置（装置 I）酸性水进料量为 165.43t/h。产品净化水、含氨酸性气所占比例分别为 99.25%和 0.75%。加氢型酸性水汽提装置（装置 II）酸性水进料量为 270.61t/h。产品净化水、酸性气和液氨所占比例分别为 96.10%、2.47%和 1.43%。

表 5.2.19.7-2　　溶剂再生装置物料平衡

入方（t/h）				出方（t/h）				
序号	项目	数据	来源	序号	类别	项目	数据	去向
加氢型溶剂再生（装置 I）								
1	蜡油加氢富胺液	289.10		1	产品	酸性气	28.12	硫磺回收
2	加氢裂化富胺液	282.40		2	产品	酸性气	0.33	ABS 项目
3	焦化石脑油加氢富胺液	15.30		3	产品	贫胺液	818.95	回上游装置
4	柴油加氢裂化 I 富胺液	130.30						

入方（t/h）				出方（t/h）				
序号	项目	数据	来源	序号	类别	项目	数据	去向
5	柴油加氢裂化 II 富胺液	130.30						
总计		847.40		总计			847.40	
非加氢型溶剂再生（装置 II）								
1	常减压蒸馏 I	11.00		1	产品	酸性气	19.55	硫磺回收
2	常减压蒸馏 II	13.50		2	产品	闪蒸烃	0.13	燃料气管网
3	延迟焦化 I 富液	399.00		3	产品	贫胺液	1264.02	回上游装置
4	延迟焦化 II 富液	399.00						
5	催化裂化装置富液	118.30						
6	轻烃回收	229.00						
7	氢气回收装置	90.40						
8	干气分离富胺液	23.50						
总计		1283.7		总计			1283.7	

从表 5.2.19.7-2 中可知，加氢型溶剂再生装置（装置 I）富胺液进料量为 847.4t/h。产品贫胺液、酸性气所占比例分别为 96.64%、3.36%。非加氢型溶剂再生装置（装置 II）酸性水进料量为 1283.7t/h。产品贫胺液、酸性气和闪蒸烃所占比例分别为 98.47%、1.52%和 0.01%。

表 5.2.19.7-3　　硫磺回收装置物料平衡

入方（t/h）				出方（t/h）				
序号	项目	数据	来源	序号	类别	项目	数据	去向
1	加氢型溶剂再生酸（装置 I）性气	28.54		1	产品	硫磺	66.81	包装车间

入方（t/h）				出方（t/h）				
序号	项目	数据	来源	序号	类别	项目	数据	去向
2	非加氢型溶剂再生（装置 II）酸性气	19.55		2	废气	烟道气	262.04	烟气脱硫
3	非加氢酸水汽提（装置 I）酸性气	1.24		3	产品	酸性水	32.30	酸水汽提
4	非加氢酸水汽提（装置 I） II 酸性气	6.68						
5	石油焦制氢气化除氧水槽酸性气分离器闪蒸气	0.30						
6	石油焦制氢变换汽提酸性气分离器排气	5.14						
7	石油焦制氢甲醇洗酸性气	66.86						
8	空气	232.55						
9	氢气	0.29						
总计		361.15		总计			361.15	

从表 5.2.19.7-3 中可知，硫磺回收装置酸性气进料量合计为 361.15t/h。产品硫磺产生量为 66.81t/h，酸性水产量为 32.3t/h，另产生 262.04t/h 的烟道气。

⑵硫平衡

硫磺回收联合装置硫平衡见表 5.2.19.7-4、表 5.2.19.7-5 及表 5.2.19.7-6。

表 5.2.19.7-4　　酸水汽提装置硫平衡表

入方				出方			
名称	进料量 (t/h)	硫含量 (%)	带入硫 (kg/h)	名称	出料量 (t/h)	硫含量 (%)	带走硫 (kg/h)
非加氢酸水汽提（装置 I）							

酸性水	165.43	0.54	893.27	净化水	164.19	0.00	3.28
				酸性气	1.24	71.77	889.99
合计	165.43		893.27	合计	165.43		893.27
加氢酸水汽提（装置 II）							
酸性水	270.6	2.32	6271.51	净化水	260.07	0.00	28.38
				酸性气	6.68	93.46	6243.13
				液氨	3.86	100	3.86
合计	270.61		6271.51	合计	270.61		6271.51

从表 5.2.19.7-4 可知，非加氢型酸水汽提装置 I 酸性水带入的 S 量为 893.27kg/h，有 99.6%的 S 经酸性气带出，量为 889.99kg/h。加氢型酸水汽提装置 II 酸性水带入的 S 量为 6271.51kg/h，有 99.55%的 S 经酸性气带出，量为 6243.13kg/h。

表 5.2.19.7-5　　溶剂再生装置硫平衡表

入方				出方			
名称	进料量 (t/h)	硫含量 (%)	带入硫 (kg/h)	名称	出料量 (t/h)	硫含量 (%)	带走硫 (kg/h)
加氢型溶剂再生（装置 I）							
蜡油加氢	289.10	2.43	7375.62	酸性气去硫磺回收	28.54	90.42	25802.56
加氢裂化	282.40	4.13	11665.11	酸性气去 ABS	0.33	90.42	298.38
焦化石脑油加氢	15.30	2.37	364.01				
柴油加氢裂化 I	130.30	2.38	3101.41				
柴油加氢裂化 II	130.30	2.75	3594.79				
合计			26100.94	合计			26100.94
非加氢型溶剂再生（装置 II）							
常减压蒸馏 I	11.00	2.82	312.80	酸性气去硫磺回收	19.55	97.72	19105.17
常减压蒸馏 II	13.50	3.70	502.22				
延迟焦化 I 富液	399.00	1.51	6035.15				
延迟焦化 II 富液	399.00	1.51	6035.15				

催化裂化装置富液	118.30	0.08	95.56				
轻烃回收	229.00	1.55	3545.74				
氢气回收装置	90.40	2.36	2132.65				
干气分离富胺液	23.50	1.88	445.91				
合计	1283.70		19105.17	合计			19105.17

从表 5.2.19.7-5 可知，加氢型溶剂再生装置（装置 I）富液带入的硫量为 26100.94kg/h，非加氢型溶剂再生装置（装置 II）富液带入的 S 量为 19105.17kg/h，均转为酸性气。

表 5.2.19.7-6　　硫磺回收装置硫平衡表

入方				出方			
名称	进料量 (t/h)	硫含量 (%)	带入硫 (t/h)	名称	出料量 (t/h)	硫含量 (%)	带走硫 (t/h)
加氢型溶剂再生 I 酸性气	28.54	90.42	25.80	硫磺产品	66.81	100%	66.81
非加氢型溶剂再生 II 酸性气	19.55	97.72	19.11	酸性水	32.3	0.005	0.002
非加氢型酸水汽提 I 酸性气	1.24	71.77	0.89	烟气	264.04	100mg /Nm^3	0.029
加氢型酸水汽提 II 酸性气	6.68	93.46	6.24	废水带出	7	1.71	0.12
石油焦制氢气化除氧水槽酸性气分离器闪蒸气	0.30	0.02	0.00006				
石油焦制氢变换汽提酸性气分离器排气	5.14	6.43	0.33				
石油焦制氢甲醇洗酸性气	66.86	21.82	14.59				
延迟焦化碱液再生尾气带入 RSSR	0.003	27.4	0.0001				
产品精制单元碱液再生尾气带入 RSSR	0.0001	27.4	0.0000				
合计			66.96	合计			66.96

从表 5.2.19.7-6 知，硫磺回收装置进入系统的硫为 66.95t/h，硫磺产品产量为 66.81t/h。其余硫被酸性水、烟气和废气带出系统。

⑶蒸汽平衡

硫磺回收联合装置蒸汽平衡见表 5.2.19.7-7 表 5.2.19.7-8 表 5.2.19.7-9

表 5.2.19.7-7　　酸水汽提装置蒸汽平衡

进料 t/h			出料 t/h		
序号	名称	数值	序号	名称	数值
非加氢型酸水汽提装置					
1	0.5MPa 蒸汽	51	1	凝结水	51
合计		51	合计		51
加氢型酸水汽提装置					
1	1.3MPa 蒸汽	60	1	凝结水	60
合计		60	合计		60

由表 5.2.19.7-7，非加氢型酸水汽提装置需要 0.5MPa 蒸汽 51t/h，转变为 51t/h 凝结水去系统管网。加氢型酸水汽提装置需要 0.5MPa 蒸汽 60t/h，转变为 60h 凝结水去系统管网。

表 5.2.19.7-8　　溶剂再生装置蒸汽平衡

进料 t/h			出料 t/h		
序号	名称	数值	序号	名称	数值
加氢型溶剂再生装置					
1	0.5MPa 蒸汽	49	1	凝结水	49
合计		49	合计		49
非加氢型溶剂再生装置					
1	0.5MPa 蒸汽	250	1	凝结水	250
合计		250	合计		250

由表 5.2.19.7-8 知，加氢型溶剂再生装置需要 0.5MPa 蒸汽 49t/h，转变为 49t/h 凝结水去系统管网。非加氢型溶剂再生装置需要 0.5MPa 蒸汽 250t/h，转变为 250t/h 凝结水去系统管网。

表 5.2.19.7-9　　硫磺回收装置蒸汽平衡

进料 t/h			出料 t/h		
序号	名称	数值	序号	名称	数值
1	1.3MPa 蒸汽	71.8	1	4.0MPa 蒸汽	160.2
2	脱盐水	237	2	凝液	139.2

			3	锅炉排污	9.4
总计		308.8	总计		308.8

由表 5.2.19.7-9 知，硫磺回收装置消耗 1.3MPa 蒸汽 71.8t/h、脱盐水 237t/h，产生 4.0MPa 蒸汽 160.2t/h、凝液 139.2t/h 及锅炉排污 9.4t/h。

⑷水平衡

硫磺回收联合装置水平衡见表 5.2.19.7-10。

表 5.2.19.7-10　　硫磺回收联合装置水平衡表

入方（t/h）			出方（t/h）		
序号	项目	数据	序号	项目	数据
酸水汽提装置 I					
1	循环水	520	1	循环水	520
2	酸性水带入	164.81	2	净化水（回用）	107.61
			3	净化水（排至污水处理场）	56.59
			4	酸性气带出	0.612
合计		684.81	合计		684.81
酸水汽提装置 II					
1	循环水	1172.4	1	循环水	1172.4
2	酸性水带入	260.08	2	净化（回用）	170.43
			3	净化水（排至污水处理场）	89.60
			4	酸性气带出	0.05
合计		1432.48	合计		1432.48
溶剂再生装置 I					
1	循环水	1175	1	循环水	1175
合计		1175	合计		1175
溶剂再生装置 II					
1	循环水	487.5	1	循环水	487.5
合计		487.5	合计		487.5
硫磺回收装置					
1	循环进水	3465	1	循环水	3465

2	清洁酸性气带入	1.09	2	酸性水	32.28
3	含氨酸性气带入	0.39	3	含盐污水带出	7
4	生产水	54	4	含油污水	16.2
总计		3520.48	总计		3520.48

5.2.19.8 主要污染源及污染物分析

①废气

A 有组织排放

装置废气主要为硫磺回收部分燃烧炉烟气（G5.2.19-1、G5.2.19-2），含SO_2、NOx、颗粒物等污染物，脱硫后排放至大气。

硫磺回收联合装置正常工况下废气排放情况见表 5.2.19.8-1。

②废水

酸水汽提产生的含油污水（W5.2.19-1）（W5.2.19-2）、硫磺回收产生的含油污水（W5.2.19-4），含 COD、石油类、硫化物、挥发酚、氨氮等，送污水处理场含油含盐污水处理系统处理。硫磺回收产生的含盐污水（W5.2.19-5），含Na_2SO_4，送污水处理场外排监控池。硫磺回收产生含硫污水（W5.2.19-3）送酸水汽提装置处理。硫磺回收产生的锅炉排污（W5.2.19-6）回用至循环水场。

硫磺回收联合装置正常工况下废水排放情况见表 5.2.19.8-2。

③固体废物

硫磺回收废硫磺回收催化剂（S5.2.19-1）、（S5.2.19-3），属危险废物，送园区危险废物填埋场处理。

硫磺回收废瓷球（S5.2.19-2）、（S5.2.19-4），暂按危险废物管理，送园区危险废物填埋场处理。

硫磺回收联合装置固体废物排放情况见表 5.2.19.8-3。

④噪声

噪声主要来自各机泵、空冷器、鼓风机、焚烧炉等。噪声排放情况见表 5.2.19.8-4。

5.2.19.9 污染物达标分析

在正常生产情况下，硫磺回收联合装置仅有焚烧烟气直接外排入大气，执行标准为《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）表 4 标准，其达标

排放情况见表 5.2.19.9-1。

表 5.2.19.8-1　　硫磺回收联合装置废气排放一览表

装置名称	污染源	污染物产生					治理措施		污染物排放					排放口参数			排放时间 h
		污染物	核算方法	废气产生量 m^3/h	产生浓度 mg/m^3	产生量 kg/h	工艺	效率%	污染物	核算方法	废气排放量 m^3/h	排放浓度 mg/m^3	排放量 kg/h	高度 H(m)	直径 D(m)	温度 ℃	
硫磺回收装置	硫磺回收装置 I、II 尾气焚烧单元排气筒 G5.2.19-1	颗粒物	类比法	209162	10	2.09	气体原料+清洁燃料	/	颗粒物	类比法	209162	10	2.09	120	2.1	90	8400
		SO_2	物料衡算法		1000	209.2	钠法脱硫	90	SO_2	物料衡算法		100	20.92				
		NOx	类比法		50	10.46	超低氮燃烧器	/	NOx	类比法		50	10.46				
	硫磺回收装置 III、V 尾气焚烧单元排气筒 G5.2.19-2	颗粒物	类比法	139516	10	1.40	气体原料+清洁燃料	/	颗粒物	类比法	139516	10	1.40	120	1.7	90	8400
		SO_2	物料衡算法		1000	139.5	钠法脱硫	90	SO_2	物料衡算法		100	13.95				
		NOx	类比法		50	6.98	超低氮燃烧器	/	NOx	类比法		50	6.98				
	硫磺回收装置无组织排放	挥发性有机物	产污系数法	/	/	3.92	泄漏检测与修复	/	挥发性有机物	产污系数法	/	/	3.92	面积: 450m× 340m			8400

注：硫磺回收装置 IV 为全套备用，含 1 根烟囱。

表 5.2.19.8-2　　硫磺回收联合装置废水排放表

装置名称	污染源	污染物产生					治理措施		污染物排放					排放时间 h	排放去向
		污染物	核算方法	产生废水量 m^3/h	产生浓度 mg/L	产生量 kg/h	工艺	效率%	污染物	核算方法	排放废水量 m^3/h	排放浓度 mg/L	排放量 kg/h		
硫磺回收联合装置	酸水汽提装置 I 含油污水 W5.2.19-1	COD	类比法	56.6（最大 150）	300	16.65	到污水池泵送	/	COD	类比法	56.6（最大 150）	300	16.65	8400	污水处理场含油含盐废水处理系统
		石油类	类比法		50	2.83		/	石油类	类比法		50	11.1		
		硫化物	类比法		20	2.78		/	硫化物	类比法		20	2.78		
	酸水汽提装置 II 含油污水 W5.2.19-2	COD	类比法	89.6（最大 150）	300	24.95	到污水池泵送	/	COD	类比法	89.6（最大 150）	300	24.95	8400	污水处理场含油含盐废水处理系统
		石油类	类比法		50	16.63		/	石油类	类比法		50	16.63		
		硫化物	类比法		20	4.16		/	硫化物	类比法		20	4.16		
	硫磺回收含硫污水 W5.2.19-3	硫化物	类比法	32.3	50	1.62	收集，泵送	/	H_2S	类比法	32.3	50	1.62	8400	酸水汽提装置
		石油类	类比法		100	3.23		/	石油类	类比法		100	3.23		
	硫磺回收含油污水 W5.2.19-4	COD	类比法	16.2（最大 350）	300	4.86	到污水池泵送	/	COD	类比法	16.2（最大 350）	300	4.86	8400	污水处理场含油含盐废水处理系统
		石油类	类比法		61	0.9882		/	石油类	类比法		61	0.9882		
		硫化物	类比法		10	0.162		/	硫化物	类比法		10	0.162		
		挥发酚	类比法		5	0.081		/	挥发酚	类比法		5	0.081		
		氨氮	类比法		10	0.162		/	氨氮	类比法		10	0.162		
	硫磺回收含盐污水	COD	类比法	7	50	0.35	到污水池	/	COD	类比法	7	50	0.35	8400	污水处理场监控池
		Na_2SO_4	类比法		76000	532		/	Na_2SO_4	类比法		76000	532		

装置名称	污染源	污染物产生					治理措施		污染物排放					排放时间 h	排放去向
		污染物	核算方法	产生废水量 m^3/h	产生浓度 mg/L	产生量 kg/h	工艺	效率%	污染物	核算方法	排放废水量 m^3/h	排放浓度 mg/L	排放量 kg/h		
	W5.2.19-5	$NaHSO_4$	类比法		微量	-	泵送	/	$NaHSO_4$	类比法		微量	-		
		$NaHCO_3$	类比法		微量	-		/	$NaHCO_3$	类比法		微量	-		
	锅炉排污 W5.2.19-6	TDS	类比法	9.4	20	0.19	收集，泵送	/	TDS	类比法	9.4	20	0.19	8400	回用至循环水场

表 5.2.19.8-3　　硫磺回收联合装置固体废物（废液）排放表

装置名称	序号	固废名称	固废类别及编号	产生情况		排放量（t/次）	主要成分	排放规律	最终去向	处置措施	
				核算方法	产生量(t/a)					工艺	处置量（t/a）
硫磺回收联合装置	S5.2.19-1	硫磺回收装置Ⅰ-III 废硫磺回收催化剂	HW08 251-012-08	物料衡算法	125.36	626.8	Al_2O_3、TiO_2、硫化物	1 次/5 年	园区危险废物填埋场	填埋	626.8
	S5.2.19-2	硫磺回收装置Ⅰ-III 废瓷球	暂按危废管理	物料衡算法	12	60	Al_2O_3	1 次/5 年	园区危险废物填埋场	填埋	60
	S5.2.19-3	硫磺回收装置 V 废硫磺回收催化剂	HW08 251-012-08	物料衡算法	10.6	53	Al_2O_3、TiO_2、硫化物	1 次/5 年	园区危险废物填埋场	填埋	53
	S5.2.19-4	硫磺回收装置 V 废瓷球	暂按危废管理	物料衡算法	0.92	4.6	Al_2O_3	1 次/5 年	园区危险废物填埋场	填埋	4.6

表 5.2.19.8-4　　硫磺回收联合装置噪声排放表

装置名称	噪声源	声源类型	噪声源强		治理措施	噪声排放值		距地高度（m）	室内/室外	排放时间/h	数量（台）
			核算方法	噪声值/dB(A)		核算方法	噪声值/dB(A				
硫磺回收联合装置	酸性水汽提空冷器 N5.2.19-1	频发（连续）	类比法	95	低噪声风机	类比法	90	20	室外	8400	32
	酸性水汽提机泵 N5.2.19-2	频发（连续）	类比法	80～85	低噪声电机、减振	类比法	85	1.5	室外	8400	7
	酸性水汽提氨压缩机 N5.2.19-3	频发（连续）	类比法	80～85	低噪声电机、减振	类比法	85	1.5	室外	8400	1
	溶剂再生空冷器 N5.2.19-4	频发（连续）	类比法	95	低噪声风机	类比法	90	15	室外	8400	84
	溶剂再生机泵 N5.2.19-5	频发（连续）	类比法	80～85	低噪声电机、减振	类比法	85	1.5	室外	8400	28
	硫磺回收空冷器 N5.2.19-6	频发（连续）	类比法	95	低噪声风机	类比法	85	15	室外	8400	50
	硫磺回收风机 N5.2.19-7	频发（连续）	类比法	85	低噪声风机、减振	类比法	85	1.5	室外	8400	9
	硫磺回收泵 N5.2.19-8	频发（连续）	类比法	85	低噪声电机、减振	类比法	85	1.5	室外	8400	39

表 5.2.19.9-1　　硫磺回收联合装置外排废气达标排放分析

序号	废气名称	排放高度(m)	污染物名称	浓度(mg/Nm^3)		速率(kg/h)		达标分析	执行标准
				排放值	标准值	排放值	标准值		
G5.2.19-1	硫磺回收装置 I、II 尾气焚烧单元排气筒烟气	120	SO_2	100	100	20.62	-	达标	《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）表 4 酸性气回收装置
			NOx	50	-	10.46	-		
			颗粒物	10	-	2.06	-		
G5.2.19-2	硫磺回收装置 III、V 尾气焚烧单元排气筒烟气	120	SO_2	100	100	13.74	-	达标	
			NOx	50	-	6.98	-		
			颗粒物	10	-	1.38	-		

5.2.20 干气分离装置

5.2.20.1 生产规模及产品方案

干气分离装置以催化裂化装置的催化干气和延迟焦化装置的焦化干气为原料，用于回收焦化干气和轻烃回收干气中的富乙烷组分，采用国内的浅冷油吸收技术，生产富乙烯气和富乙烷气，装置设计规模为 35 万吨/年（原料气处理量），装置操作弹性 60-110%，设计年生产时间为 8400h。本装置生产规模及产品方案见表 5.2.20.1-1。

表 5.2.20.1-1　　干气分离装置生产规模及产品方案

装置名称	生产规模	产品名称	产品产量		去向
			t/h	$\times10^4$t/a	
干气分离装置	35 万吨/年（原料气处理量）	富乙烯气	4.98	35	送往乙烯裂解装置作为原料
		富乙烷气	15.17		
		尾气	23.67		燃料气管网

5.2.20.2 主要原料和产品规格

⑴原料性质

干气分离装置以催化裂化装置的催化干气和延迟焦化装置的焦化干气为原料，原料规格见表 5.2.6.2-3 及表 5.2.3.2-5。

⑵产品性质

干气分离装置产品主要为富乙烯气和富乙烷气，送往乙烯裂解装置，副产品尾气送至燃料气管网，产品的规格见表 5.2.20.2-1。

表 5.2.20.2-1　　产品规格

序号	项目		单位	指标	备注
1	富乙烷气	S 含量	ppm	≤1	40℃，1.2MPa(G)
		O_2 含量	ppm	≤1	
		小于 C2 干气含量	V%	≤15	
	富乙烯气	小于 C2 干气含量	V%	≤15	
2	副产品（尾气）	/	/	/	40℃，1.2MPa(G)

⑶辅助材料

干气分离装置采用的辅助材料主要为吸附剂。

5.2.20.3 工艺技术及生产原理

中国石油化工股份有限公司北京化工研究院针对炼厂干气的特点，将中冷油吸收法分离乙烯技术和 FCC 吸收稳定系统的技术特点相结合，成功开发出了浅冷油吸收法回收炼厂干气成套技术。浅冷油吸收法利用的是“相似相溶”的原理，以碳四为吸收剂，将干气中“相似”的碳二及以上组分吸收下来，而将“不相似”的 H_2、N_2、O_2、NOx、CO、CH_4 等组分分离出去，可以从各类炼厂干气中高效地回收乙烯、乙烷等组分。

5.2.20.4 工艺流程简述

⑴催化干气碳四吸收单元

本单元以催化干气为原料，回收得到的富乙烯气送往乙烯装置碱洗塔。催化干气采压缩到约 4.0MPaG，压缩后的干气冷却到 15℃送入 1#碳四吸收塔。

1#碳四吸收塔采用浅冷油吸收技术，以正丁烷为吸收剂，塔顶采出未被吸收的甲烷、氢气等轻组分进入汽油吸收塔。1#碳四吸收塔釜富吸收剂送入 1#碳四解吸塔，解吸后从塔顶得到富含碳二、碳三的碳二提浓气。从 1#碳四解吸塔塔釜得到的贫吸收剂经过换热、冷却后送到 1#碳四吸收塔循环使用。

1#碳四解吸塔顶采出的碳二提浓气依次经过脱氧反应器、脱碳塔脱除至 100ppm 后得到富乙烯气，可送往乙烯装置碱洗塔。脱碳塔塔釜吸收剂经溶剂再生塔再生后循环使用，二氧化碳从溶剂再生塔顶排出。

⑵焦化干气碳四吸收单元

本单元以焦化干气为原料，回收得到的富乙烷气送往乙烯装置裂解炉。焦化干气采压缩到约 4.0MPaG，压缩后的干气冷却到 15℃送入 2#碳四吸收塔。

2#碳四吸收塔采用浅冷油吸收技术，以正丁烷为吸收剂，将焦化干气中的碳二及以上组分吸收，塔顶采出未被吸收的甲烷、氢气等轻组分进入汽油吸收塔。2#碳四吸收塔釜富吸收剂送入 2#碳四解吸塔，解吸后从塔顶得到的富乙烷气送往乙烯装置裂解炉作为原料。从 2#碳四解吸塔釜得到的贫吸收剂经过换热、冷却后送到 2#碳四吸收塔循环使用。

因 2#碳四吸收塔顶气体中会夹带少量碳四吸收剂，为维持系统平衡，需在循环碳四中补充少量新鲜吸收剂。

⑶汽油吸收单元

来自 1#碳四吸收塔顶和 2#碳四吸收塔顶的气体中夹带部分碳四组分，从底部进入汽油吸收塔，以重石脑油（暂定）作为再吸收剂，将气体中夹带的碳四吸收下来。塔顶气体为富含甲烷、氢气的吸收尾气，可直接排入燃料气管网；塔釜富汽油溶剂送入汽油解吸塔，将富汽油溶剂中的碳四和少量轻组份解吸出来。汽油解吸塔顶气体冷却到 15℃后，经气液分离后得到的不凝气返回 2#干气压缩机一段，得到的液相碳四返回碳四补充罐，循环使用。汽油解吸塔釜液经过热量回收、冷却后返回汽油吸收塔循环利用。为防止重组分积累导致塔釜温度升高，在汽油稳定塔釜抽出 200kg/h 的贫汽油送出界区，同时补充少量新鲜汽油以维持系统平衡。干气分离装置带“三废”排放点的工艺流程见图 5.2.20.4-1 和 5.2.20.4-2。

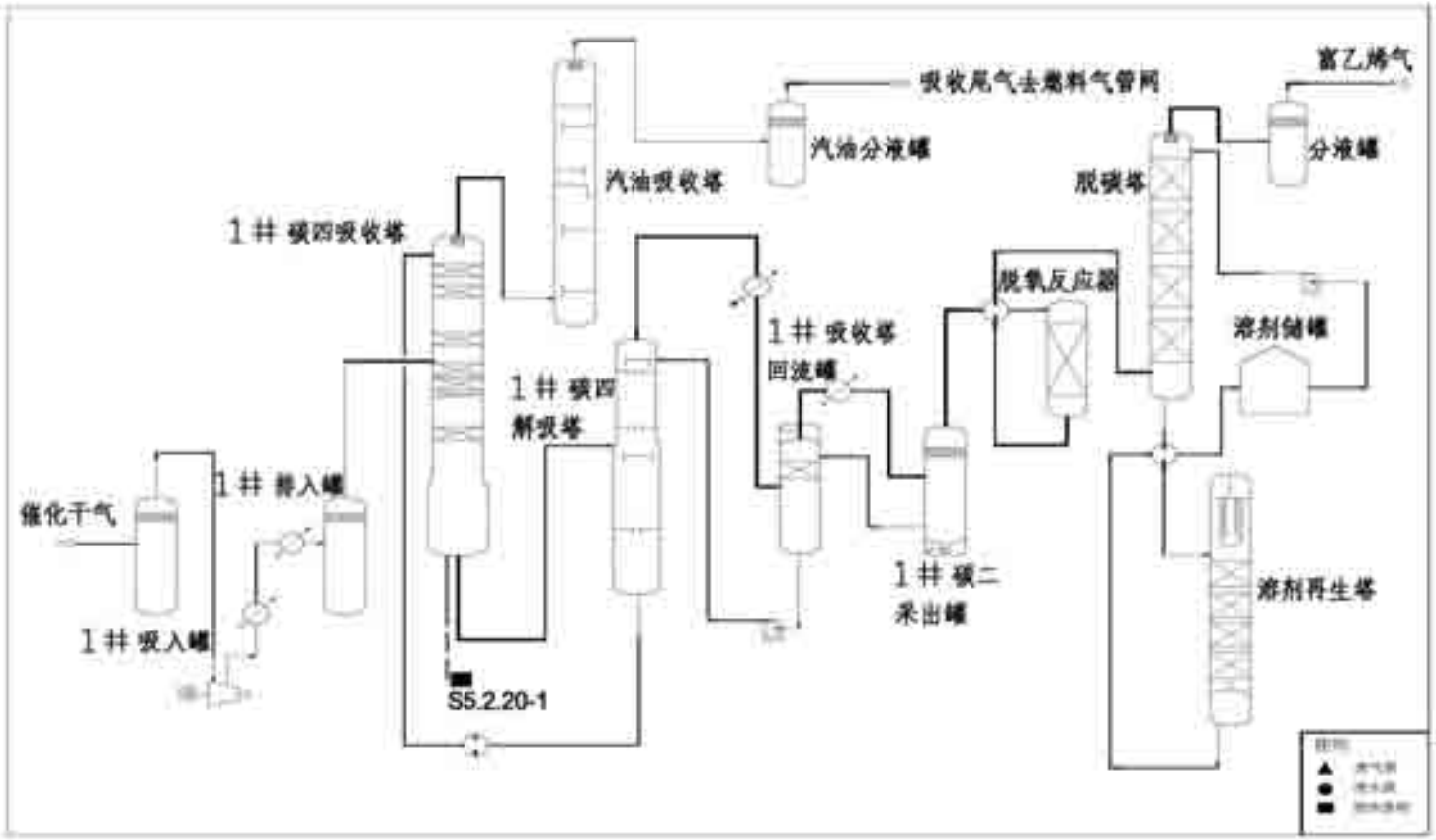


图 5.2.20.4-1 干气分离装置带“三废”排放点的工艺流程图

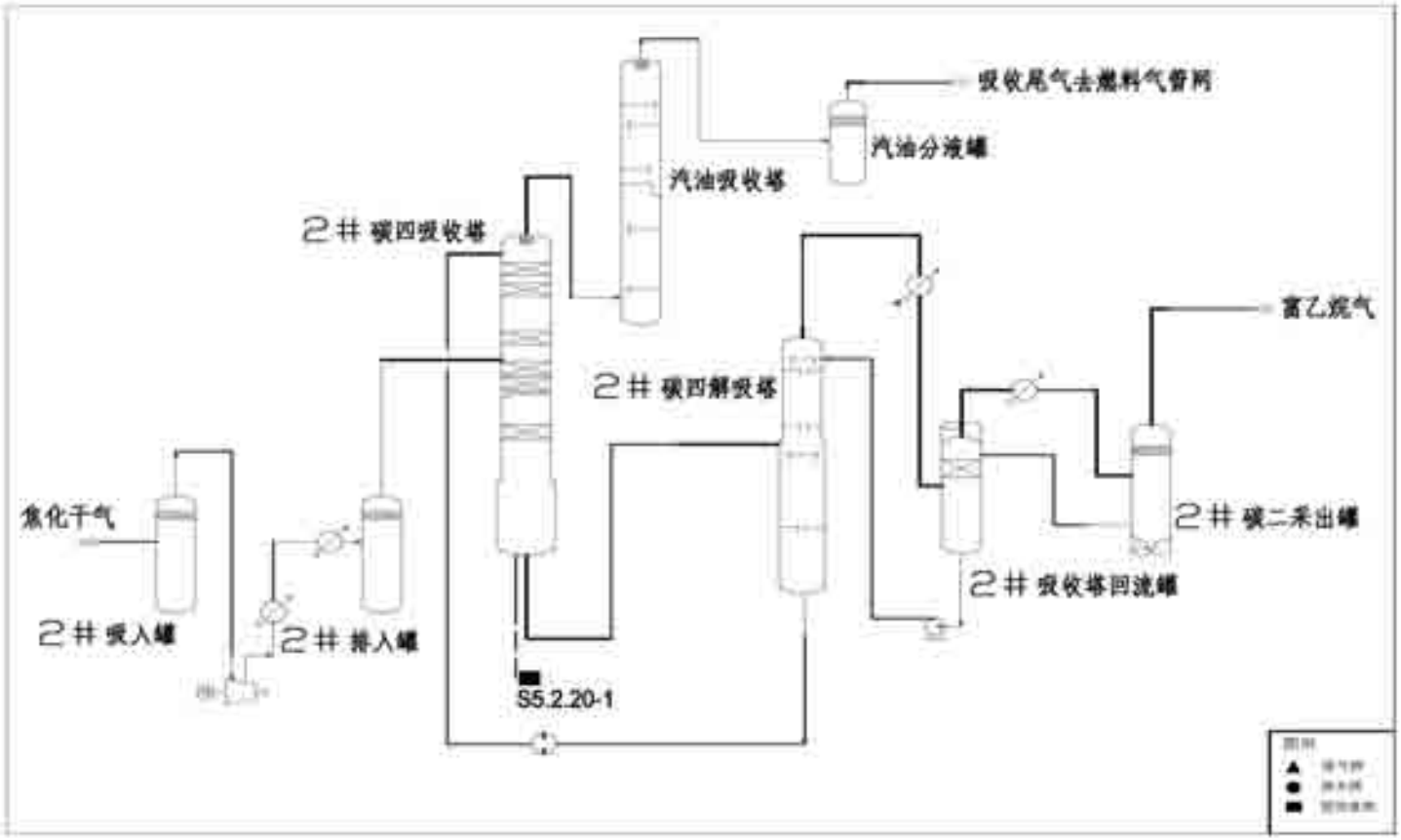


图 5.2.20.4-2 干气分离装置带“三废”排放点的工艺流程图

5.2.20.5 主要设备

干气分离装置主要设备见表 5.2.20.5-1。

表 5.2.20.5-1　　干气分离装置主要设备表

序号	设备名称	数量（台）	操作温度（℃）	操作压力（MPa.G）	主要规格	材质
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						
8						
9						
10						

5.2.20.6 原辅材料及公用工程消耗

⑴原料及辅助材料消耗

干气分离装置主要原料、辅助材料消耗见表 5.2.20.6-1。

表 5.2.20.6-1　　干气分离装置主要原料及辅助材料消耗表

序号	名称	单位	消耗定额/吨产品	消耗量		来源
				小时	$\times10^4$ 每年	
一	原料					
1	焦化干气	t	0.67	27.99	23.51	延迟焦化装置
2	催化干气	t	0.30	12.59	10.57	催化裂化装置
3	氢气	t	/	0.0010	0.0008	氢气管网
4	正丁烷	t	0.10	4.20	3.53	轻烃回收装置
5	重石脑油	t	0.013	0.52	0.44	石脑油加氢装置
二	辅助材料					
1	脱氧催化剂	t	0.03×10^{-4}	1.2×10^{-4}	1	专利商提供
2	脱碳剂	t			5	外购

⑵公用工程消耗

干气分离装置公用工程消耗见表 5.2.20.6-2。

表 5.2.20.6-2　　干气分离装置公用工程消耗表

序号	名称及规格		单位	消耗定额/吨产品	小时消耗量		来源/去向
					正常	最大	
1	循环冷却水		t/h	71.57	2982	/	炼油第一循环水场
2	仪表风		Nm^3/h	8.40	350	/	空压站
3	蒸汽	4.0MPa 蒸汽	t/h	/	0.6	/	蒸汽管网
		1.3MPa 蒸汽	t/h	/	2.9	/	蒸汽管网
		0.5MPa 蒸汽	t/h	/	25	/	蒸汽管网
4	氮气	低压氮气	Nm^3/h	2.40	100	/	空分装置
		中压氮气	Nm^3/h	9.60	400	/	空分装置
5	电		kWh	131.14	5464	/	动力中心或外购
6	蒸气凝液		t/h	/	-28.5	/	凝液精制

5.2.20.7 平衡分析

⑴物料平衡

干气分离装置物料平衡见表 5.2.20.7-1。

表 5.2.20.7-1　　干气分离装置物料平衡

入方（t/h）				出方（t/h）				
序号	项目	数据	来源	序号	类别	项目	数据	去向
1	焦化干气	27.99	延迟焦化装置	1	产品	富乙烯气	4.98	乙烯装置
2	催化干气	12.59	催化裂化装置	2	产品	富乙烷气	15.17	乙烯装置
3	正丁烷	4.20	轻烃回收装置	3	副产品	吸收尾气	23.67	燃料气网
4	重石脑油	0.52	石脑油加氢装置	4	副产品	抽出汽油	0.48	罐区
5	氢气	0.001	氢气管网	5	副产品	抽出轻烃	0.95	乙烯装置
				6		富胺液带走硫化氢	0.50	
合计		45.29		合计			45.29	

从表 5.2.20.7-1 知，干气分离装置进料量为 45.29t/h。产品富乙烯气、富乙烷气分别占比 11.00%和 33.50%，副产品尾气占比 52.26%。

⑵蒸汽平衡

氢气回收装置蒸汽平衡见表 5.2.20.7-2。

表 5.2.20.7-2　　氢气回收装置蒸汽平衡

进料 t/h			出料 t/h		
序号	名称	数值	序号	名称	数值
1	4.0MPa 蒸汽	0.6	1	工艺凝液	28.5
2	1.3MPa 蒸汽	2.9			
3	0.5Mpa 蒸汽	25			
合计		28.5	合计		28.5

由表 5.2.20.7-2 可知，本装置需要蒸汽 28.5t/h。并产生 28.5t/h 作为蒸汽凝结水送入凝结水站处理后回用。

⑶水平衡

干气分离装置水平衡见表 5.2.20.7-3。

表 5.2.20.7-3　　干气分离装置水平衡表

入方（t/h）			出方（t/h）		
序号	项目	数据	序号	项目	数据
1	循环水进水	2982	1	循环水回水	2982
	小计	2982		小计	2982

从表 5.2.20.7-3 可知，本装置主要用水为循环冷却水，用量为 2982t/h。

5.2.20.8 主要污染源及污染物

⑴废气

本装置在正常工况下无废气产生。

⑵废水

本装置在正常工况下无工艺废水排放。

⑶固废

本装置固体废物主要为废吸附剂（S5.2.20-1）。

干气分离装置固体废物排放情况见表 5.2.20.8-1。

⑷噪声

干气分离装置主要噪声来源于机泵和空气压缩机。

干气分离装置噪声排放情况见表 5.2.20.8-2。

5.2.20.9 污染物达标分析

在正常生产情况下，干气分离装置无废气排放至大气。

表 5.2.20.8-1　　干气分离装置固体废物排放一览表

装置名称	序号	固废名称	固废类别及编号	产生情况		排放量（t/次）	主要成分	排放规律	最终去向	处置措施	
				核算方法	产生量(t/a)					工艺	处置量（t/a）
干气分离装置	S5.2.20-1	废脱氧催化剂	危险废物 HW46 (900-037-46）	物料衡算法	1	4	NiO	4 年 1 次	园区危险废物填埋场	园区统一处置	1

表 5.2.20.8-2　　干气分离装置噪声排放表

装置名称	噪声源	声源类型	噪声源强		治理措施	噪声排放值		距地高度（m）	室内/室外	排放时间/h	数量（台）
			核算方法	噪声值/dB(A)		核算方法	噪声值/dB(A				
	各类机泵 N5.2.20-2	频发（连续）	类比法	80～93	低噪声电机、减振	类比法	80~88	1.5	室外	8400	16
	压缩机 N5.2.20-1	频发（连续）	类比法	93～100	低噪声电机、减振、隔声	类比法	90	1.5	室外	8400	2

5.2.21 芳烃联合装置

5.2.21.1 生产规模及产品方案

芳烃联合装置生产规模为 260 万吨/年（以对二甲苯产量计），操作弹性 60～110%，年开工时间为 8400 小时。

本装置以重整生成油和化工来的加氢汽油为原料，生产对二甲苯、苯、甲苯、C9-C10 芳烃、燃料气、重芳烃等产品。由吸附分离、异构化、二甲苯分馏、歧化及烷基转移、芳烃抽提等装置组成。其中芳烃抽提装置规模 125 万吨/年，歧化及烷基转移装置 400 万吨/年，异构化装置 960 万吨/年，吸附分离装置 1220 万吨/年，二甲苯分馏装置 1550 万吨/年。具体生产规模及产品产量见表 5.2.21.1-1。

表 5.2.21.1-1　　芳烃联合装置生产规模及产品产量

装置名称	生产规模	产品名称	产量		去向
			小时产量（t/h）	年产量（10^4t/a）	
芳烃联合装置	260 万吨/年	燃料气	27.76	23.32	作燃料
		含氢气体	6.10	5.12	去氢气回收装置
		戊烷油	0.00	0.00	作汽油调和
		苯	96.28	80.88	62.40 送苯乙烯装置，其他作为产品
		抽余油	102.44	86.05	作汽油调和
		对二甲苯	311.45	261.61	产品
		重芳烃	3.28	2.76	去加氢裂化装置
		甲苯	122.20	102.65	0.05 送吉林石化，其他调和汽油

5.2.21.2 主要原料和产品规格

⑴原料性质

芳烃联合装置的原料为来自连续重整装置的重整生成油、化工来加氢汽油、化工来苯/甲苯，各原料规格见表 5.2.15.1-2、5.3.2.2-2 及表 5.3.7.2-4。

⑵产品性质

芳烃联合装置主要产品包括苯、甲苯、二甲苯，苯产品满足国家标准（GB/T 3405-2011）石油苯-545 的质量指标，甲苯产品满足（GB/T　3406-2010）石油甲

苯Ⅰ号品的技术要求，主要性质见表 5.2.21.2-1~3。

表 5.2.21.2-1　　芳烃装置对二甲苯规格

序号	组分	单位	数值	备注
1	纯度	wt%	99.8min	ASTM D-3798
2	间二甲苯	wt %	0.2max	ASTM D-3798
3	邻二甲苯	wt %	0.1max	UOP-720
4	乙苯	wt %	0.2max	ASTM D-3798
5	非芳烃	wtppm	0.15max	UOP-543
6	苯	wtppm	50max	UOP-720
7	甲苯	wtppm	300max	UOP-720
8	总硫	wtppm	1.0max	ASTM D-4045
9	馏程范围 760mmHg（绝）	℃	2.0 最大	ASTM D-850
10	比重（15.6℃/15.6℃）		0.864-0.867	ASTM D-3505
11	冰点	℃	13.15min	ASTM D-1493
12	酸洗颜色		2.0max	ASTM D-848
13	溴指数		20max	ASTM D-1492
14	氯化物	wtppm	1.0max	UOP-395
15	H_2S+SO_2		测试不出	ASTM D-853
16	颜色（Pt-Co）		10max	ASTM D-1209
17	APHA 颜色		10max	APHA2120
18	外观		清晰明亮无沉淀	肉眼观察
19	博士试验		通过	UOP-41

表 5.2.21.2-2　　芳烃装置主要产品苯规格

序号	项目	指标	规范
		石油苯-545	实验方法
1	外观	透明液体，无不溶水及机械杂质	目测
2	颜色（铂钴）	≯20	GB/T3143 ASTM D1209
3	密度（20℃）kg/m^3	报告	GB/T2013
4	纯度，wt%	99.9	ASTM D4492
5	甲苯，wt%	≯0.05	ASTM D4492
6	非芳烃，wt%	≯0.10	ASTM D4492
7	噻吩，mg/kg	0.6	ASTM D1685 ASTM D4735
8	结晶点，℃	≥5.45	GB/T3145
9	酸洗比色	酸层颜色不深于 1000ml 稀酸中 0.1g 重铬酸钾的标准溶液	GB/T2012
10	溴指数，mg/100g	≯20	SH/T0630 SH/T1551

			SH/T1767
11	总硫，mg/kg	≯1	SH/T0253
12	1,4-二氧己烷，wt%		ASTM D4492
13	中性试验	中性	GB/T1816

表 5.2.21.2-3　　芳烃装置非芳烃抽余油规格

组成(wt%)	P	N	A
C-5	0.05		
C6	46.44	7.46	0.01
C7	22.04	8.94	0.19
C+8	6.96	7.65	0.26
合计	75.49	24.05	0.46

⑶辅助材料

芳烃联合装置的辅助材料主要有环丁砜、消泡剂、单乙醇胺、异构化催化剂、吸附分离吸附剂、吸附分离解吸剂、歧化催化剂、白土等，其数量及规格见表 5.2.21.2-4 及 5.2.21.2-5。

表 5.2.21.2-4　　环丁砜溶剂的规格

项目		方法	指标
密度，30℃	kg/m^3	ASTM D 4052	1260-1270
硫	% (m)	ASTM D 4055	26.0-27.0
热稳定性		UOP599-68T 或相当	20 mg SO_2/kg 最大
水	% (m)	GB/T1133	需测定
灰分	% (m)	ASTM D482	0.1 最大
馏程		ASTM D1078	282℃，最大馏出 5%
			288℃，最小馏出 95%
			(温度需校正到 760mm Hg)
GLC 分析	丙环丁砜醚环丁烯砜	UOP 608-65	0.2 % (质量分数) 最大 0.2 % (质量分数) 最大

表 5.2.21.2-5　　吸附分离解吸剂（对二乙基苯）规格

项目	指标
对二乙基苯，wt%	≥98
其它二乙基苯，wt%	平衡
对二甲苯，wt%	≤250
其它 C8 芳烃， wtppm	≤50
苯，wtppm	0

项目	指标
水，wtppm	≤10
活性氧，wtppm	≤1
溴指数，mg/100g	≤20
C9+芳烃，wtppm	≤1000
羰基，wtppm	≤2.0
总硫，wtppm	≤1
总氮，wtppm	≤1
总氯，wtppm	≤1
颜色，Pt-Co	≤10

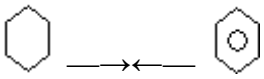
5.2.21.3 工艺技术及生产原理

本装置以重整生成油和化工来的加氢汽油为原料，生产对二甲苯、苯、甲苯、C9-C10 芳烃、燃料气、重芳烃等产品。

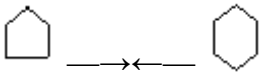
连续重整拟采用 UOP CycleMax 工艺技术，并含有 Chlorsorb 设施可回收再生放空气中的氯。重整生成油的 C5+RONC 为 105。催化剂采用性能与 R-284 或 PS-VI 相当或更优的催化剂。

该工艺过程的主要化学反应如下：

环烷脱氢反应：



环烷烃和烷烃的异构化反应：



R—C—C—C—C —→←— R—C|C

烷烃的脱氢环化反应：

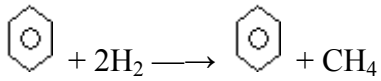
R—C—C—C—C —→←—  + H_2

加氢裂化反应：

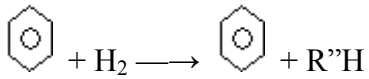
R—C|C + H_2 —→ RH + CH|C

脱甲基反应：

R—C—C—C—C + 2H_2 —→ R—C—C—CH + CH_4



芳烃的脱烷基化反应：



本装置采用环丁砜抽提溶剂，拟采用环丁砜抽提蒸馏工艺技术。

吸附分离单元采用 UOP 轻解吸剂吸附分离技术及新一代吸附剂 ADS-50。

芳烃抽提单元采用以环丁砜为溶剂的芳烃抽提蒸馏工艺，工艺流程简单、能耗低、芳烃回收率高，溶剂损耗量小。

重整油分离塔中分离粗甲苯物流直接送往歧化装置及 A8 汽提塔顶部物流送往歧化汽提塔的流程优化，大幅度降低了抽提装置的规模，减少了联合装置能耗及投资。

5.2.21.4 工艺流程简述

⑴芳烃抽提

芳烃抽提单元采用抽提工艺把重整产物中的C6、C7馏份中芳烃和非芳烃分开，非芳烃抽余油直接出装置作乙烯原料，混合芳烃去歧化单元分离苯和甲苯。

重整脱戊烷油与化工加氢裂解汽油进入重整油分离塔，被分离为三股物流：侧线抽出的甲苯送到歧化装置和汽油调合；塔顶的轻重整油被送至芳烃抽提单元，C6、C7 芳烃被抽出作为抽提芳烃送至歧化的苯/甲苯分离塔，非芳烃物质被作为抽余液送出装置；塔底的物料送至 A8 汽提塔进行 C8A 与 C9+A 分离。

抽提芳烃与歧化汽提塔塔底物料经过白土精制后和化工来苯/甲苯物料被送至苯/甲苯分离塔。该苯/甲苯塔是采用分壁塔结构，苯产品作为上部侧线抽出，富含甲苯物料作为下部侧线抽出，塔底物料富含 C8+A。苯/甲苯分离塔产出的甲苯和从重整油分离塔来的甲苯与 A8 再蒸馏塔侧线和重芳整定塔塔顶的 C9A/C10A 物料混合后送至歧化单元。吸附分离装置补充甲苯解吸剂由苯/甲苯分离塔底部侧线在需要时提供。苯/甲苯分离塔底部物流送至 A8 汽提塔。

⑵歧化单元

歧化单元通过歧化及烷基转移的方法，将甲苯和 C9 芳烃分别进行岐化转换成苯和 C8 芳烃；歧化生成芳烃和抽提混合芳烃一起先后经过苯塔和甲苯塔分别分离出苯和甲苯，苯作为产品出装置，甲苯返回歧化单元作原料，甲苯塔底产物送至二甲苯分馏塔作原料。

苯/甲苯分离塔产出的甲苯和从重整油分离塔来的甲苯与 A8 再蒸馏塔侧线和重芳整定塔塔顶的 C9A/C10A 物料混合后送至岐化反应单元。歧化单元的反应器流出物被送至汽提塔。汽提塔底部物料 C6+A 被送至苯/甲苯分离塔。汽提塔顶部液体送至稳定塔。歧化进料需加热，加热炉产生的废气（G5.2.21-1）经烟囱排放，汽提塔顶气体送出装置。

⑶苯－甲苯分馏部分

A8 汽提塔处理由重整油分离塔底部经过白土精制的重整油、苯/甲苯塔塔底物流及异构化单元热冷分离器的液相组分。A8 汽提塔侧线抽出混合二甲苯，并送至吸附分离单元，同时塔底 C9+A 物流被送至 A8 再蒸馏塔。A8 汽提塔顶的 C7-物质被送至歧化汽提塔以回收苯、甲苯。来自歧化汽提塔顶的物料进入稳定塔，稳定塔塔底物料送至芳烃抽提单元回收芳烃，塔顶的气相送至燃料气管网。

A8 汽提塔底物流和对二甲苯塔底的物料送入 A8 再蒸馏塔。A8 再蒸馏塔塔顶的混合二甲苯作为塔顶产物送至吸附分离单元，侧线抽出的 C9A/C10A 送至歧化单元，塔底 C11+A 物流被送至重芳烃塔。

重芳烃塔塔顶的 C10A 与 A8 再蒸馏塔侧线的 A9/A10 混合作为歧化反应单元的进料。重芳烃塔底的 C11+A 物流被送至储罐。

芳烃抽提单元来的苯-甲苯馏分，与歧化汽提塔底物混合进入歧化白土塔，经吸附脱除微量烯烃后送入苯塔，废白土堆埋处置。苯塔侧线抽出苯产品送出装置，苯塔顶物含有轻质非芳烃的拔顶苯回流罐，罐顶气相送燃料气管网，罐底拔出苯回流，水相送芳烃抽提单元溶剂再生塔。塔底芳烃至甲苯塔。

甲苯塔塔顶产物进入回流罐，气相送燃料气管网，油相甲苯回流，甲苯塔底物 C+8 芳烃送至二甲苯分馏单元二甲苯分馏塔处理。

⑷吸附分离单元

A8 汽提塔侧线抽出的混合二甲苯与 A8 再蒸馏塔塔顶物料混合送入吸附分离单元。在吸附分离单元中，抽出液塔将对二甲苯和甲苯解吸剂分离，塔底物

流被送至对二甲苯塔。对二甲苯塔塔顶为对二甲苯产品，对二甲苯塔塔底物料送至 A8 再蒸馏塔分离二甲苯和 C9A。A8 再蒸馏塔重沸炉烟气（G5.2.21-1）经烟囱排放大气。

吸附分离抽余油塔分离非对二甲苯的 C8A 和甲苯解吸剂。抽余油塔底非对二甲苯的 C8A 物流送至异构化单元，经异构化反应生成平衡的 C8A，乙苯脱烷基变为苯。异构化的热冷分离器液体送至 A8 汽提塔以分离轻组分、混合二甲苯和 C9+A。

吸附分离抽出液和抽余液塔塔顶甲苯解吸剂循环使用。补充解吸剂从苯/甲苯塔送至吸附分离单元。抽余液塔重沸炉烟气（G5.2.21-2）经烟囱排放大气。

⑸异构化单元

异构化单元将 C8 芳烃中的邻、间二甲苯和乙基苯转化为同分异构的对二甲苯，由于原料中芳烃的浓度很小，在异构化反应中，芳烃达到新的平衡，异构化脱庚烷塔底物去二甲苯分馏单元用以分出吸附分离进料。

吸附分离单元抽余液塔缓冲罐原料与循环氢混合后，经加热炉加热进入异构化反应器，在催化剂作用下发生 C8 芳烃异构化反应，废催化剂堆埋处置，生成油进入异构化产物分离罐，罐顶含氢气体循环使用，少部分作为排放气送至燃料气管网，罐底液相进入脱庚烷塔。加热炉烟气（G5.2.21-1）排入环境空气。

脱庚烷塔顶物含 C7 以前的馏分进入回流罐，塔底油送至二甲苯分馏单元二甲苯分馏塔。脱庚烷塔回流罐顶分出气体和异构化产物分离罐顶部分气体送往燃料气管网，罐底油部分回流，部分送至重整反应单元脱戊烷塔。

芳烃联合装置带“三废”排放点的工艺流程及产排污节点见图 5.2.21.4-1~5。

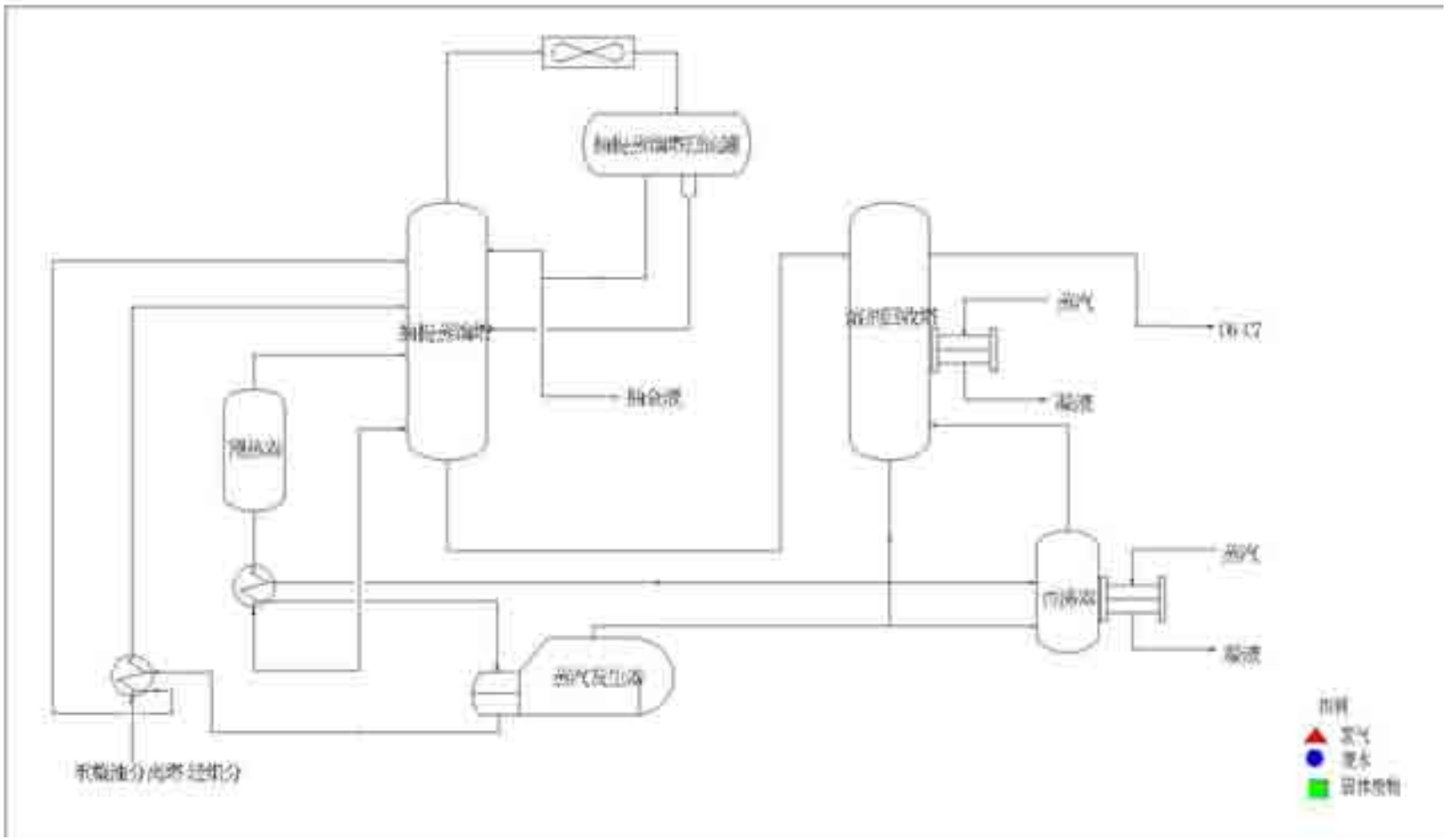


图 5.2.21.4-1　　芳烃联合装置工艺流程及产排污节点图

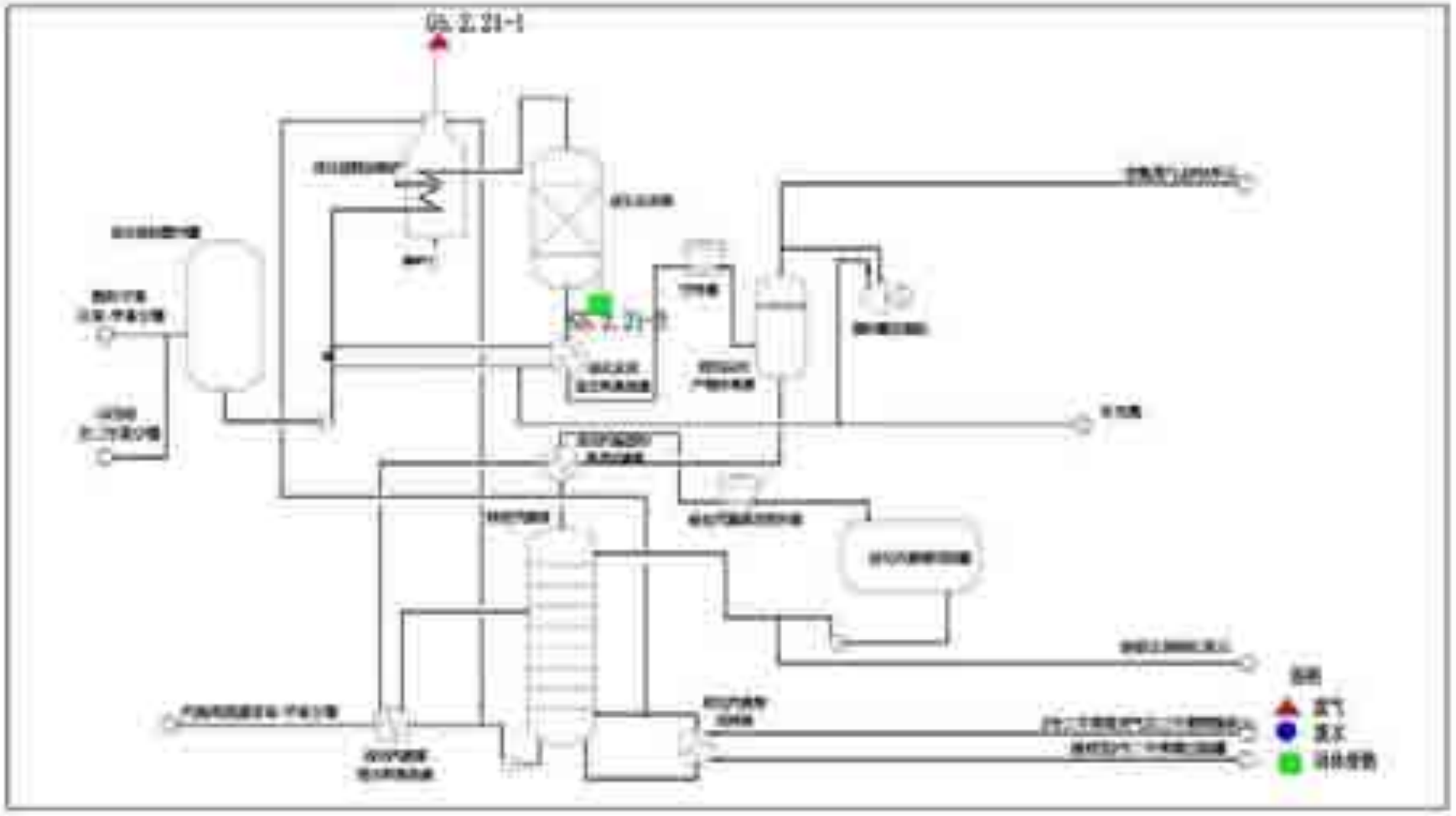


图 5.2.21.4-2　　芳烃联合装置工艺流程及产排污节点图

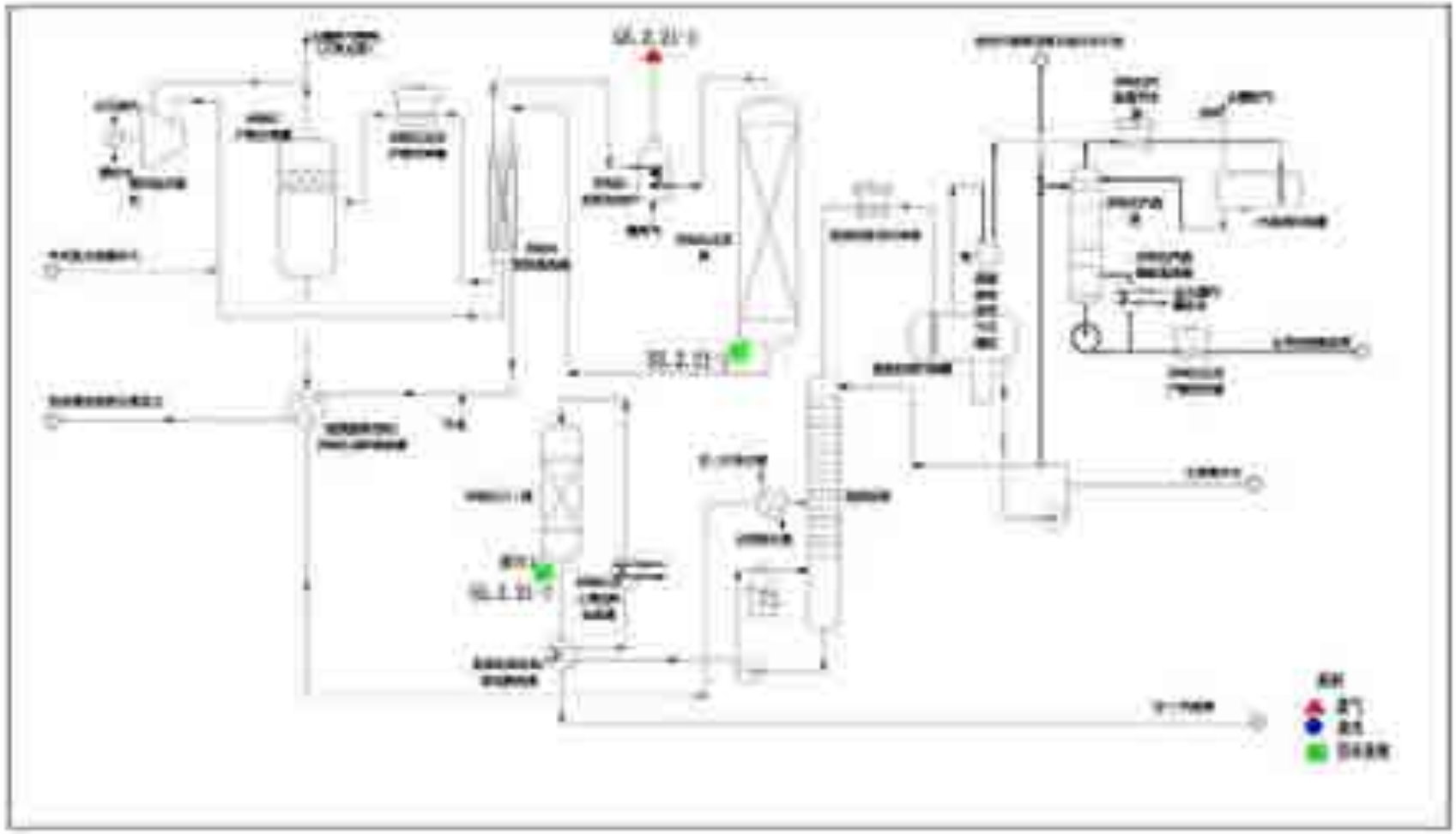


图 5.2.21.4-3　　芳烃联合装置工艺流程及产排污节点图

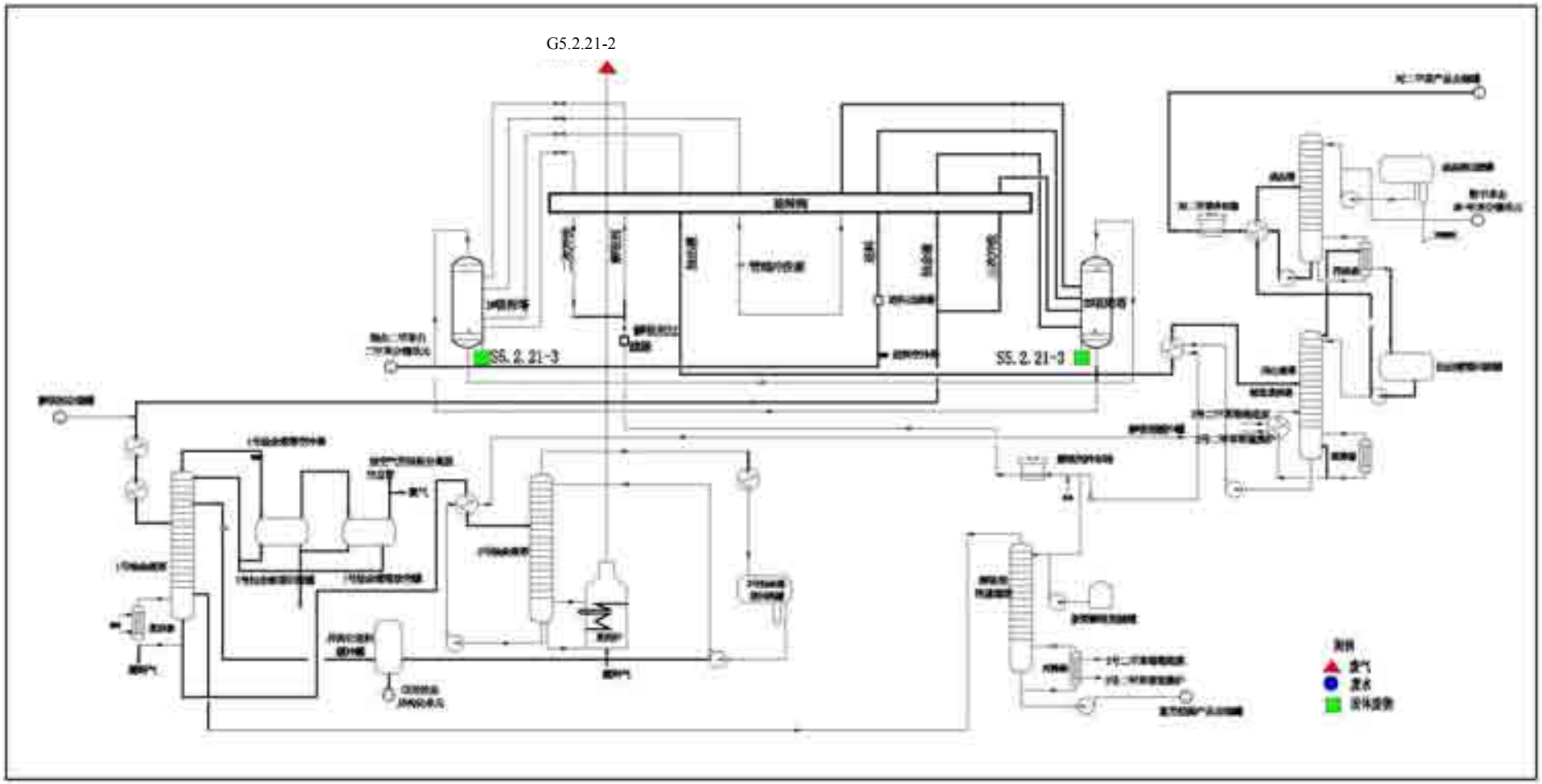


图 5.2.21.4-4　　芳烃联合装置工艺流程及产排污节点图

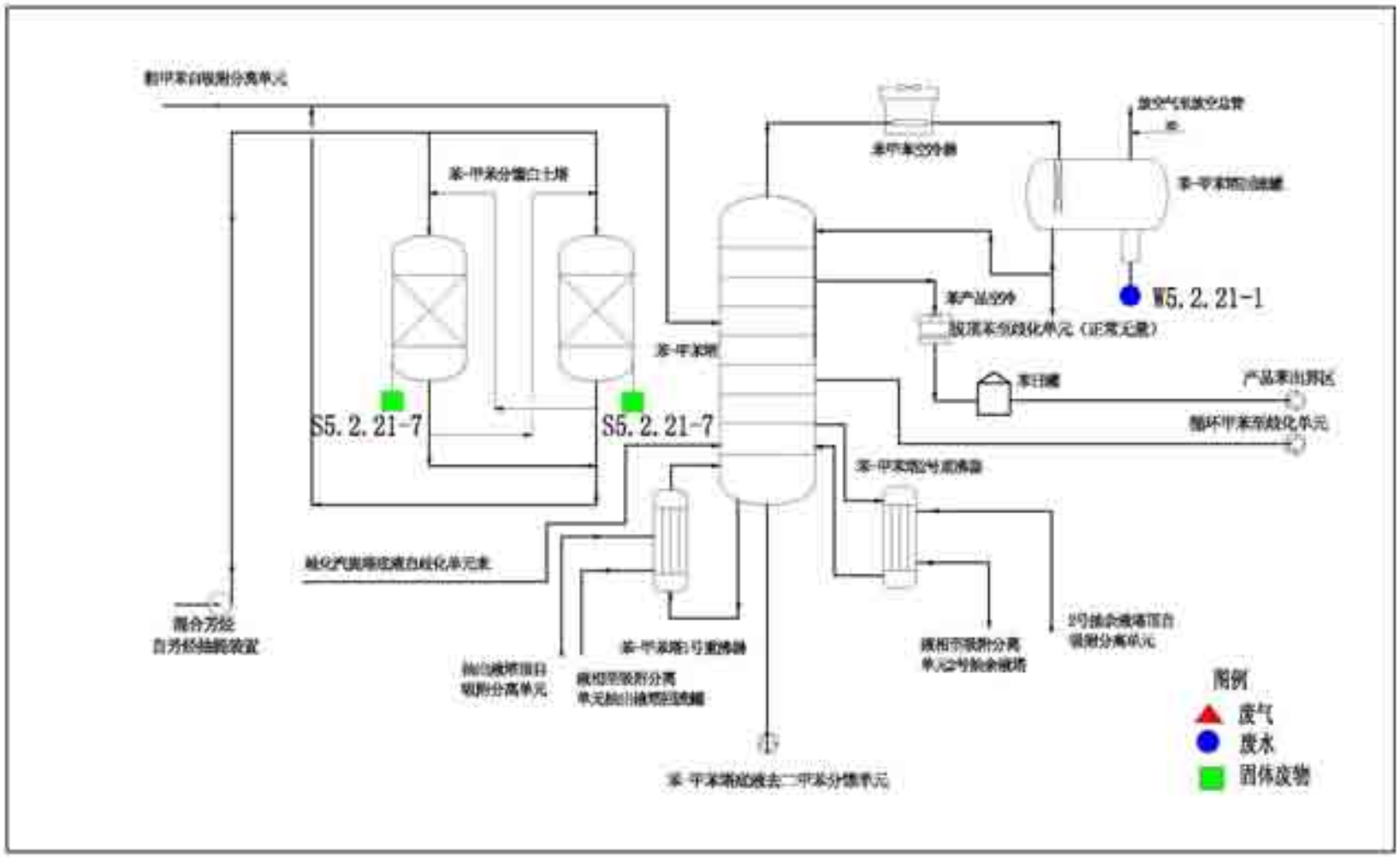


图 5.2.21.4-5　　芳烃联合装置工艺流程及产排污节点图

5.2.21.5 主要设备

芳烃联合装置主要设备见表 5.2.21.5-1。

表 5.2.21.5-1　　芳烃联合装置主要设备表

序号	设备名称	数量（台）	操作温度(℃)	操作压力（MPa.G）	主要规格	材质
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						
8						
9						
10						
11						

5.2.21.6 原辅材料及公用工程消耗

⑴原料及辅助材料消耗

装置主要原料、辅助材料消耗见表 5.2.21.6-1。

表 5.2.21.6-1　　芳烃联合装置主要原料及辅助材料消耗表

序号	名称	单位	消耗定额/吨产品	消耗量		来源
				小时	每年（$\times10^4$）	
一	原料					
1	化工来苯/甲苯	t	0.01	2.51	2.11	苯乙烯装置
2	化工来加氢汽油	t	0.05	15.79	13.26	裂解汽油加氢装置
3	重整生成油	t	2.09	646.58	543.13	连续重整装置
4	氢气	t	0.02	5.05	4.24	氢气管网
二	辅助材料					
	名称	单位	规格	消耗量		来源
1	吸附剂	t	/	109.95		外购
2	解吸剂	t	/	252.73		外购
3	歧化催化剂	t	/	17.38		外购
4	异构化催化剂	t	/	10.96		外购
5	脱烯烃催化剂	t	/	41.38		外购

序号	名称	单位	消耗定额/吨产品	消耗量		来源
				小时	每年（$\times10^4$）	
6	惰性瓷球	t	/	56.24		外购
7	白土	t	/	754		外购
8	环丁砜	t	/	48		外购

⑵公用工程消耗

芳烃联合装置公用工程消耗见表 5.2.21.6-2。

表 5.2.21.6-2　　芳烃联合装置公用工程消耗表

序号	名称及规格	单位	消耗定额/吨产品	小时消耗量		来源/去向
				单位	数量	
1	生产水	m^3/h	0.002	m^3/h	0.72	净水厂
2	除盐水	m^3/h	0.78	m^3/h	242	除盐水站
3	除氧水	m^3/h	0.07	m^3/h	22.7	除氧器
4	循环冷却水	m^3/h	9.69	m^3/h	2998	循环水场
5	高压蒸汽	t/h	0.29	t/h	91.3	蒸汽管网
6	低压蒸汽	t/h	-0.37	t/h	-113.2	蒸汽管网
7	电	kW	1.64	kW	30025	动力中心或外购
8	燃料	MW	0.78	MW	508.1	燃料气管网

5.2.21.7 平衡分析

⑴物料平衡

芳烃联合装置物料平衡见表 5.2.21.7-1。

表 5.2.21.7-1　　芳烃联合装置物料平衡表

入方（t/h）				出方（t/h）				
序号	项目	数据	来源	序号	类别	项目	数据	去向
1	化工来苯/甲苯	2.10	苯乙烯装置	1	产品	燃料气	27.76	全厂燃料气管网
2	化工来加氢汽油	15.79	裂解汽油加氢装置	2		含氢气体	6.10	氢气回收装置
3	重整生成油	646.58	连续重整装置	3		苯	96.28	部分去苯乙烯，剩余为产品
4	氢气	5.05	连续重整装置的重整氢	4		抽余油	102.44	作汽油调和
				5		对二甲苯	311.45	产品

入方（t/h）				出方（t/h）				
序号	项目	数据	来源	序号	类别	项目	数据	去向
				6		重芳烃	3.28	作油品调和
				7		甲苯	122.20	产品
	合计	669.51				合计	669.51	

从表 5.2.21.7-1 中可知，芳烃联合装置主要原料为重整生成油，主要产品为三苯，并副产燃料气等。

⑶蒸汽平衡

芳烃联合装置蒸汽平衡见表 5.2.21.7-3。

表 5.2.21.7-3　　芳烃联合装置蒸汽平衡表

进料 t/h			出料 t/h		
序号	名称	数值	序号	名称	数值
1	4.0MPa 蒸汽	91.3	1	0.5MPaG 蒸汽	113.2
2	除氧水	22.7	2	锅炉排污	0.8
合计		114.0	合计		114.0

由表 5.2.21.7-8 可知，本装置需要 4.0MP 蒸汽 91.3t/h，除氧水 22.7t/h，副产低压蒸汽 113.2t/h，锅炉排污 0.8t/h。

⑷水平衡

芳烃联合装置水平衡见表 5.2.21.7-4。

表 5.2.21.7-4　　芳烃联合装置水平衡表

入方（t/h）			出方（t/h）		
序号	项目	数据	序号	项目	数据
1	循环水	2998	1	循环水	2998
2	除盐水	242	2	空冷损失	242
3	生产水	0.72	3	含苯污水	0.72
	小计	3240.72		小计	3240.72

由上表可知，进入界区的水量总计为 3240.72t/h。除盐水用于空冷，生产水转化为 0.72t/h 含苯污水。

5.2.21.8 主要污染源及污染物分析

⑴废气

①有组织排放

本装置产生的废气来自歧化、甲苯塔、异构化的进料加热炉及抽余液塔重

沸炉，主要含有 SO_2、NOx、颗粒物等污染物，燃烧后的烟气经烟囱排入大气。

②无组织排放

装置区的无组织排放主要来自设备动静密封处泄漏，本装置无组织排放的污染物主要为 VOCs。

芳烃联合装置正常工况下废气排放情况见表 5.2.21.8-1。

⑵废水

芳烃抽提、苯-甲苯分馏、吸附分离单元含苯废水混合进入装置内设置的三苯废水汽提塔，在汽提后塔顶产品经冷却后由泵送至苯甲苯塔回流罐；汽提后塔底产品经冷却后进入废水罐后再进入 6#含油污水预处理站。

溶剂回收塔回流罐及苯-甲苯塔回流罐产生的含苯废水，经汽提处理后送含油污水预处理后再送污水处理场油含盐污水处理系统进一步处理；

1#、2#抽余液塔回流罐产生的含苯废水，经汽提处理后送含油污水预处理后再送污水处理场油含盐污水处理系统进一步处理；

本装置产生的废水有回流罐和采样冷却器产生的含油污水，送污水处理场油含盐污水处理系统进一步处理；

芳烃抽提单元蒸汽发生器产生的锅炉排污，直接作为循环水场补充水。

芳烃联合装置废水排放情况见表 5.2.21.8-2。

⑶固废

来自歧化反应器的废催化剂含 Al_2O_3、丝光沸石，属于危险废物 HW50，送园区危险废物填埋场。来自异构化反应单元的废催化剂，含 Al_2O_3，微量 Pt、Sn，属于危险废物 HW50，送园区危险废物填埋场。

来自吸附塔的废吸附剂，含分子筛，属于危险废物 HW06，送园区危险废物填埋场。来自白土反应器的废白土属于危险废物 HW06，送园区危险废物填埋场。

废环丁砜来自芳烃抽提单元，含环丁砜，属于危险废物 HW06，送全厂焚烧系统。芳烃联合装置固体废物产生排放情况见表 5.2.21.8-3。

⑷噪声

芳烃联合装置噪声主要来自压缩机和泵，芳烃联合装置主要噪声源表 5.2.21.8-4。

表 5.2.21.8-1　　芳烃联合装置废气排放一览表

装置名称	污染源	污染物产生					治理措施		污染物排放					排放口参数			排放时间/h
		污染物	核算方法	废气产生量 m^3/h	产生浓度 mg/m^3	产生量 kg/h	工艺	效率%	污染物	核算方法	废气排放量 m^3/h	排放浓度 mg/m^3	排放量 kg/h	高度 H(m)	直径 D(m)	温度℃	
芳烃联合装置	歧化进料加热炉，异构化进料加热炉 A8 再蒸馏塔重沸炉烟气 G5.2.21-1	颗粒物	类比法	436500	8	1.40	清洁燃料	/	颗粒物	类比法	436500	8	1.40	100	5.3	130	8400
		SO_2	物料衡算法		5	13.95	低硫燃料气	/	SO_2	物料衡算法		5	13.95				
		NOx	类比法		50	6.98	超低氮燃烧器	/	NOx	类比法		50	6.98				
	抽余液塔重沸炉烟气 G5.2.21-2	颗粒物	类比法	696100	8	3.49	清洁燃料	/	颗粒物	类比法	696100	8	3.49	100	5.3	130	8400
		SO_2	物料衡算法		5	2.18	低硫燃料气	/	SO_2	物料衡算法		5	2.18				
		NOx	类比法		50	21.83	超低氮燃烧器	/	NOx	类比法		50	21.83				
芳烃联合装置	无组织排放	挥发性有机物	产污系数法	/		4.34	泄漏检测与修复	/	挥发性有机物	产污系数法	/	/	4.34	面积:368m×260m			8400
		苯	产污系数法	/		0.480	泄漏检测与修复	/	苯	产污系数法	/	/	0.480				
		甲苯	产污系数法	/		0.12	泄漏检测与修复	/	甲苯	产污系数法	/	/	0.12				

装置名称	污染源	污染物产生					治理措施		污染物排放					排放口参数			排放时间/h
		污染物	核算方法	废气产生量 m^3/h	产生浓度 mg/m^3	产生量 kg/h	工艺	效率 %	污染物	核算方法	废气排放量 m^3/h	排放浓度 mg/m^3	排放量 kg/h	高度 H(m)	直径 D(m)	温度℃	
		二甲苯	产污系数法	/		0.02	泄漏检测与修复	/	二甲苯	产污系数法	/	/	0.02				

表 5.2.21.8-2　　芳烃联合装置废水排放一览表

装置名称	污染源	污染物产生					治理措施		污染物排放					排放时间 h	排放去向
		污染物	核算方法	产生废水量 m^3/h	产生浓度 mg/L	产生量 kg/h	工艺	效率%	污染物	核算方法	排放废水量 m^3/h	排放浓度 mg/L	排放量 kg/h		
连续重整装置	含苯污水 W5.2.21-1	COD	类比法	0.72	5871	4.23	装置内含苯污水预处理设施	/	COD	类比法	0.72	1000	0.72	8400	经装置内预处理后送全厂污水处理场含油含盐废水处理系统
		苯	类比法		1500	1.08			苯	类比法		50	0.036		
		甲苯	类比法		300	0.216			甲苯	类比法					
		二甲苯	类比法		100	0.072			二甲苯	类比法					
		石油类	类比法		1900	1.37			石油类	类比法		500	0.36		
	含油污水 W5.2.21-2	COD	类比法	12(最大)	3836	46.03	收集，泵送		COD	类比法	12(最大)	3836	46.03	间断	污水处理场含油含盐废水处理系统
		石油类	类比法		1240	14.88			石油类	类比法		1240	14.88		
	锅炉排污 W5.2.21-3	TDS	类比法	0.8	200	0.16	收集，泵送	/	TDS	类比法	0.8	200	0.16	8400	回用至循环水场

表 5.2.21.8-3　　芳烃联合装置固体废物排放一览表

装置名称	序号	固废名称	分类及编号	产生情况		排放量（t/次）	主要组分	排放规律	最终去向	处理措施	
				核算方法	产生量(t/a)					工艺	处置量（t/a）
芳烃联合装置	S5.2.21-1	废异构化催化剂	危险废物 HW50(251-016-50)	物料衡算法	11.4	114	Al_2O_3、铼、沸石分子筛	10 年 1 次	园区危险废物填埋场	综合利用	11.4
	S5.2.21-2	废歧化催化剂	危险废物 HW50(261-158-50)	物料衡算法	20	158	沸石分子筛	8 年 1 次	园区危险废物填埋场	综合利用	20
	S5.2.21-3	废吸附剂	危险废物 HW06(900-406-06)	物料衡算法	195	1949	钡或钾钡交换的 X 型或 Y 型分子筛	10 年 1 次	园区危险废物填埋场	园区统一处置	195
	S5.2.21-4	废脱烯烃催化剂	危险废物 HW50(251-016-50)	物料衡算法	41.5	166	沸石分子筛	4 年 1 次	园区危险废物填埋场	园区统一处置	41.5
	L5.2.21-1	废环丁砜溶剂	危险废物 HW06(900-404-06)	物料衡算法	330.2	330.2	环丁砜	间断	全厂焚烧系统	全厂焚烧系统	330.2
	S5.2.21-6	废瓷球	暂按危险废物管理	物料衡算法	54.6	273	偏硅酸盐	5 年 1 次	园区危险废物填埋场	园区统一处置	54.6
	S5.2.21-7	废活性白土	危险废物 HW06(900-406-06)	物料衡算法	1200	1200	分子筛、氧化铝	1 年 1 次	园区危险废物填埋场	园区统一处置	1200

表 5.2.21.8-4　　芳烃联合装置主要噪声源一览表

装置名称	噪声源	声源类型	噪声源强		治理措施	噪声排放值		距地高度（m）	室内/室外	排放时间/h	数量（台）
			核算方法	噪声值/dB(A)		核算方法	噪声值/dB(A				
芳烃联合装置	机泵 N5.2.21-1	频发（连续）	类比法	90~93	低噪声电机、减振	类比法	≤85	6.5	室外	8400	63
	压缩机 N5.2.21-2	频发（连续）	类比法	93	低噪声风机、电机	类比法	≤85	1.0	室外	8400	5
	空冷器 N5.2.3-4	频发（连续）	类比法	90～93	低噪声风机、电机	类比法	90	20	室外	8400	10

5.2.21.9 污染物达标分析

在正常生产情况下，本装置仅有加热炉排放气直接外排入大气，其达标排放情况见表 5.2.21.9-1。

表 5.2.21.9-1　　芳烃联合装置外排废气达标排放分析

序号	废气名称	污染物名称	浓度(mg/Nm^3)		达标分析	执行标准
			排放值	标准值		
1	歧化进料加热炉，异构化进料加热炉、A8 再蒸馏塔重沸炉烟气	SO_2	5	50	达标	《石油炼制工业污染物排放标准》GB 31570-2015
		NO_x	50	100		
		颗粒物	8	20		
2	抽余液塔重沸炉烟气	SO_2	5	50	达标	
		NO_x	50	100		
		颗粒物	8	20		

5.2.22 石油焦制氢装置

5.2.22.1 生产规模及产品方案

石油焦制氢装置设置 6 台 900ft^3 气化炉气化炉（4 开 2 备），氢气生产规模为 18 万 Nm^3/h（气化有效气 CO+H_2 生产规模为 52.5 万 Nm^3/h），年操作时间 8400h，操作弹性 50%~110%，具体生产规模及产品产量见表 5.2.22.1-1。

表 5.2.22.1-1　　石油焦制氢装置生产规模及产品产量

装置名称	生产规模	产品名称	产量		去向
			小时产量（t/h）	年产量（万吨/年）	
石油焦制氢	18×10^4 Nm^3/h	氢气	14.50	12.18	产品外送
		燃料气	261.25	219.45	去燃料气管网

5.2.22.2 主要原料和产品规格

⑴原料性质

石油焦制氢装置原料主要为石油焦、煤和氧气，石油焦由延迟焦化装置提供，氧气由空分装置提供，煤为外购，根据国家煤炭质量监督检验中心 2018 年 9 月 18 日检测的本项目的煤质检测报告，煤的规格见表 5.2.22.2-1，石油焦原料规格见延迟焦化装置，氧气规格见空分装置。

表 5.2.22.2-1　　原料煤规格

指标名称	符号	单位	指标数值
干燥基灰分	A_d	%	7.53
收到基水分	Mt_{ar}	%	15.800
干燥基挥发酚	VM_d	%	31.13
干燥基全硫	St_d	%	0.39
干燥基碳	C_d	%	75.37
干燥基氢	H_d	%	4.26
干燥基氧	O_d	%	11.59
干燥基氮	N_d	%	0.86
干燥基磷	P_d	%	0.002
干燥基氯	Cl_d	%	0.015
干燥基砷	A_d	μg/g	2
干燥基氟	F_d	μg/g	46
干燥基镍	N_d	μg/g	8
干燥基汞	M_d	μg/g	0.025

⑵产品性质

石油焦制氢装置产品主要为氢气、燃料气，规格分别见表 5.2.22.2-2～表 5.2.22.2-3。

表 5.2.22.2-2　　产品氢气的规格

序号	项目	单位	指标	备注
1	H_2 含量	%mol	99.90	
2	$CO+CO_2$ 含量	ppmmol	≤20	
3	CH_4+Ar+N_2 含量		平衡	
4	温度	℃	20~40	
5	压力	MPaA	5.1	

表 5.2.22.2-3　　产品燃料气的规格

序号	项目	单位	指标	备注
1	CO	%vol	51.30	
2	H_2	%vol	46.79	
3	CO_2	%vol	0.55	
4	N_2	%vol	1.08	
5	CH_4	%vol	0.07	
6	H_2S	ppm	≤0.1	
7	Ar	%vol	0.22	
	合计		100	
	压力	MPa(g)	0.5	

⑶辅助材料

石油焦制氢装置所需的辅助材料见表 5.2.22.2-4。

表 5.2.22.2-4　　辅助材料规格

序号	项目	规格或型号	备注
1	添加剂	木质磺酸素	外购
2	分散剂	聚丙烯酸盐溶液	外购
3	絮凝剂	聚丙烯酰胺	外购
5	碱液	25%NaOH 溶液	外购
6	硫酸	30% H_2SO_4	外购
7	磷酸盐	Na_3PO_4	外购
8	变换催化剂	CoO、MoO	外购
9	PSA 吸附剂	分子筛	外购
10	甲醇	GB338-2004	外购
11	丙烯	聚合级	乙烯装置

5.2.22.3 工艺技术及生产原理

石油焦制氢装置以界外送来的石油焦和煤为原料，以界外送来的高压氧气为气化剂，通过水焦/煤浆气化制备粗合成气；粗合成气经变换和净化后，最终生产氢气和燃料气产品。氢气产品送至工厂氢气管网，燃料气产品送至工厂燃料气管网。装置包含气化、变换、净化、冷冻站、制氢等工艺单元。

⑴气化

气化选用 GE6.5MPaG 激冷气化技术，该技术在煤/焦制氢工厂应用广泛，装置运行稳定，在线率高，为环境友好型清洁煤气化技术。GE 气化技术碳转化率高（约 95%～98%），原料和公用工程消耗低。根据气化热能的不同，流程设计中设置多级灰水闪蒸设施，回收相应等级的能量，使能量的回收利用达到最佳。气化合成气有效气体（$CO+H_2$）含量高，冷煤气效率高，气化指标较为先进。通过气化系统内部建立水循环，大大降低了装置水消耗量及外排废水量，并通过 GE 的气化污水预处理技术使外排的废水中 TSS＜15ppmw，NH_3＜100ppmw，减轻下游废水处理装置的负荷。

装置设置 6 台 900ft^3 气化炉，4 开 2 备。在气化炉中，在 6.5MPa（G）、～1400℃条件下，水焦/煤浆与氧进行部分氧化反应生成由 CO、H_2、CO_2、H_2O 和少量 CH_4、H_2S 等组成的粗合成气。气化过程主要化学反应如下：

$CmHnSr+m/2\ O_2 \longrightarrow mCO+（n/2-r）H_2+rH_2S$

$CO+H_2O \longrightarrow H_2+CO_2$

⑵变换

变换选用国内宽温耐硫变换技术，使用国产钴钼系催化剂，采用部分变换流程。装置设置 2 个相同的变换系列，每个系列均包含变换线和未变换线，每条变换线设置 2 台轴径向绝热变换炉。变换反应放出的热量和粗合成气自身携带的高位热量用于副产饱和蒸汽或过热蒸汽后，低位热量用于预热变换凝液和脱盐水等，高、低位热量得到充分利用。变换工段设置汽提塔，将工艺冷凝液汽提后送回气化重复利用，汽提后的酸性气送至硫磺回收装置副产硫磺，低温凝液送回气化单元使用。

在变换炉中，在催化剂的作用下粗合成气中的 CO 和 H_2O 发生变换反应生成 H_2 和 CO_2，主要化学反应如下：

$CO+H_2O—→H_2+CO_2$

⑶净化

粗合成气净化选用国内低温甲醇洗技术。低温甲醇洗技术是用甲醇做溶剂除去气化装置的部分变换气和未变换气中的 CO_2、H_2S 和 COS 的物理过程，该技术是粗合成气净化的最优选择，在粗合成气的净化中业绩非常多。本项目合理配置换热网络，流程优，能耗低，采用高效绕管式换热器，最大限度地减少换热器的热端温差，有效减少系统的冷损失，配套的冷冻站规模小，电耗低；工艺气净化程度高，总硫含量≤0.1ppmvol；尾气净化程度高，满足环保排放要求。

⑷冷冻站

冷冻站以丙烯为制冷工质，选用国内离心式压缩机压缩—蒸发制冷方式，。

⑸制氢

制氢选用国内 PSA 制氢技术，该技术业绩多，收率高，氢气产品纯度高（≥99.90%vol）。

5.2.22.4 工艺流程简述

本装置主要包括气化单元、变换单元、低温甲醇洗单元、冷冻站、PSA 制氢单元、气化污水预处理单元等。

⑴气化单元

①煤焦储运

原料煤/石油焦储存共设置 2 个直径 90 米、挡墙高 13m 的圆形料场，其中 1#圆形料场贮存石油焦约 25000t、煤约 25000t，中间设置挡墙；2#圆形料场贮存石油焦约 50000t。圆形料场配备安全检测系统，可对温度、可燃气体浓度、氧气浓度、烟雾等参数进行监测、打印记录和实时报警。若发生自燃现象，通过人工分堆并采用消防水喷洒方式进行处理。

原料煤自界区外的带式输送机和 1 套门架式圆形料场堆取料设备进入 1#圆形料场堆存。石油焦来自延迟焦化装置带式输送机，在 1#转运站内通过三通切换，一路进入 1#带式输送机，通过 1 套门架式圆形料场堆取料设备进入 1#圆形料场堆料；另一路经 3#带式输送机在 2#转运站内进入 4#带式输送机，并通过 1 套门架式圆形料场堆取料设备进入 2#圆形料场堆料。

给气化上料系统分 2 路：煤通过 1#圆形料场的活化给煤机给料到 2#带式输

送机，再进入 6#带式输送机，与此同时石油焦通过 2#圆形料场的活化给煤机给料到 5#带式输送机，之后也进入 6#带式输送机进行混合，此混合过程在 3#转运站内进行。6#带式输送机的原料进入超特拉破碎机进行破碎，破碎后的合格原料（粒度为≤6mm）输送给 7#带式输送机通过犁式卸料器进入磨前煤仓。该段上料系统为双路生产线，一开一备，每路系统能力设计为 480t/h，工作制为 3 班，每班按 5 小时计算。每个圆形料场的给料设备为 1 台活化给煤机，出力可调。料场设置事故料斗，事故料斗出料口设置振动给煤机，出力可调。每个圆形料场辅助设备为 1 台推煤机和 1 台装载机。

系统中设计有除铁器、计量设备，检修起重设备，水喷雾除尘和高效袋式除尘设备，视频监控等多项设施。

各圆形料场、转运站和破碎楼排气（G5.2.22-1~ G5.2.22-6）经袋式除尘后排入大气。

②原料贮存与准备

装置共建 6 个 1200m^3 的磨前煤仓，每个仓有效储存原料煤/石油焦量为 867t，可满足磨机正常运行约 12h 用量。磨前煤仓底部均充氮保护以防止发生粉尘爆炸。为防止物料起拱，磨机前煤煤仓设置仓壁振动器。

原料煤/石油焦经 7#带式输送机通过犁式卸料器进入 6 个磨机前煤仓。磨机前煤仓的原料煤/石油焦经煤称重给料机定量连续进入 6 台棒磨机。

磨煤机前煤仓排气（G5.2.22-7）经袋式除尘后排入大气。

③料浆制备

本工程设置 6 台棒磨机。为了达到规定的料浆粒度分布，再设置 2 台球磨机。正常时开 4 台棒磨机和一台球磨机。

来自低温甲醇洗单元等废水进入磨煤水槽。根据液位加入原水，水经磨煤水泵加压后送入磨机。为了控制煤浆粘度及保持水煤浆的稳定性需加入添加剂，将固体添加剂和原水混合配制成约 50%浓度的溶液，再按制浆所需用量经泵加压后送入棒磨机和球磨机。为了调整料浆的 pH 值需加入碱液，将来自酸碱站的碱液用碱液泵送入棒磨机和球磨机。为了达到较高的碳转化率，自灰水处理单元澄清槽底料泵过来的灰浆进入循环灰浆槽，用过循环灰浆泵送入棒磨机。

在球磨机中，原料（石油焦+煤）、添加剂、碱液和磨煤水进行湿法磨煤。球磨机出料进入磨机出口槽，在磨机出口槽搅拌器作用下，经过料浆分配系统用

泵送至棒磨机。在棒磨机中，原料（石油焦+煤）、循环料浆，球磨机返料，添加剂和碱液进行湿法磨煤。出棒磨机的水煤浆浓度约 64%，排入磨机出口槽，在磨机出口槽搅拌器作用下，经磨机出口槽泵加压后送至气化工段煤浆槽。

料浆管线、磨机出口槽泵等设备的冲洗排净排至废料浆槽，废料浆槽内设置废料浆槽搅拌器，废料浆经废料浆泵送入棒磨机循环利用。

磨煤机排气（G5.2.22-8）直接排入大气。

④气化

本工程设 6 台气化炉，正常为 4 开 2 备。在气化工段，料浆与氧进行部分氧化反应制得粗合成气。料浆由料浆槽经高压料浆泵加压后，连同空分送来的高压氧通过烧嘴进入气化炉。反应在 6.5MPa（G）、～1400℃下进行，反应在气化炉反应段瞬间完成，生成 CO、H_2、CO_2、H_2O 和少量 CH_4、H_2S 等气化气。

离开气化炉炉膛的热气体和熔渣进入激冷室水浴，气体被激冷水淬冷并被水饱和后出气化炉；再经文丘里洗涤器同来自碳洗塔的黑水混合后进入碳洗塔。粗合成气在碳洗塔下段水浴中用来自灰水处理工段的灰水降温，降温后在碳洗塔上段用来自变换工段的高温凝液进一步降温洗涤后送至变换工段。

气化炉反应中生成的熔渣进入激冷室水浴后被分离出来，大块的粗渣在破渣机中被破碎后，连续排入锁斗。排入锁斗的粗渣通过程序控制每半小时排渣一次，排渣时用锁斗冲洗水罐中的低压灰水将锁斗中的粗渣冲至渣池，粗渣（S5.2.22-1）由捞渣机捞出后装车外运，渣池中的灰水经沉淀溢流至渣池的清水区，由渣池泵加压送至灰水处理工段的 1#真空闪蒸罐。集渣阶段，锁斗上部的黑水用锁斗循环泵送回至气化炉，用于冲洗气化炉激冷室的粗渣。锁斗泄压废气（G5.2.22-9）、渣池放空气（G5.2.22-10）收集后排入大气。气化炉定期更换耐火砖（S5.2.22-8），耐火砖的寿命按 10000~12000 小时计。

碳洗塔中部排出的黑水用黑水循环泵加压后分别送文丘里洗涤器及气化炉激冷环，用于洗涤粗合成气。气化炉、碳洗塔排出的洗涤水送往灰水处理高压闪蒸罐。开车预热期间，气化炉激冷室的水经过水封罐直接排入渣池。

气化炉内的工艺烧嘴带有循环冷却系统，以保护烧嘴，防止温度过高造成损坏。冷却水在该系统中循环使用，系统中的热量由循环水通过烧嘴冷却水换热器移出。

当气化炉停车时，需用高压氮气对料浆管线、氧气管线进行吹扫、密封。开

车时，气化炉内安装预热烧嘴，初次开车时，用液化石油气作燃料，对气化炉进行烘炉、升温，蒸汽驱动开工抽引器，使气化炉内形成微负压，使环境空气可以进入气化炉内辅助燃烧，蒸汽和燃烧后的尾气经过开工抽引器和抽引器消音器后排入大气。当后续装置正常运行后，气化炉热备燃料气可使用装置副产的燃料气。

检修时，料浆槽、料浆管线的料浆经地沟排至废料浆池。黑水管线和其他冲洗水经地沟进入沉渣池，经三级重力沉淀、溢流后清水送污水处理场。

⑤灰水处理

本工段将气化来的黑水进行渣水分离，处理后的水循环使用。灰水处理设 6 套闪蒸，同气化炉一一对应。设 3 套澄清槽、3 套除氧水槽、3 套细渣过滤系统（2 开 1 备）。

从气化炉排出的高温黑水和碳洗塔排出的高温黑水分别减压后进入高压闪蒸罐，闪蒸出大部分溶解的粗煤气，出高压闪蒸罐的含尘液体经减压阀后进入低压闪蒸罐进一步闪蒸。出低压闪蒸罐的液体、自气化渣池的黑水及自变换凝液经减压后进入 1#真空闪蒸罐闪蒸，出 1#真空闪蒸罐的水经减压后进入 2#真空闪蒸罐继续闪蒸。出 2#真空闪蒸罐的液体含固 1%~7%，经澄清槽进料泵送入澄清槽。澄清槽内加入絮凝剂使渣加速沉淀，澄清槽底部的细渣浆含固约 5%～35%，经澄清槽底泵一部分返回料浆制备单元的循环灰浆槽循环利用，另一部分送至过滤机给料槽，经泵送入细渣过滤机进行真空过滤，滤液和滤布冲洗水在滤液槽中收集后，用滤液泵打至澄清槽，滤渣（S5.2.22-2）用汽车运出厂外。澄清槽上部清水溢流至灰水槽，由低压灰水泵加压，部分送至除氧水槽，部分用作锁斗冲洗水，部分（W5.2.22-1）送至气化污水预处理。

高压闪蒸罐闪蒸出的高压气体经灰水加热器与高压灰水进行换热，高压闪蒸气被冷凝后进入高压闪蒸空冷器继续冷凝，再送入高压闪蒸分离器进行气液分离，分离出的闪蒸气送变换汽提塔，凝液送至除氧水槽。低压闪蒸罐闪蒸出的气体直接送入除氧水槽。

1#真空闪蒸罐闪蒸出的气体，经过 1#真空闪蒸冷凝器冷凝后，进入 1#真空闪蒸分离器进行气液分离。分离出的气相送入真空泵系统一级真空入口，液相送入 2#真空闪蒸分离器。2#真空闪蒸罐闪蒸出的气体，经过 2#真空闪蒸冷凝器冷凝后，进入 2#真空闪蒸分离器气液进行分离。分离出的气相送入真空泵系统二

级真空入口，液相经真空凝液泵加压后送入除氧水槽。真空泵系统放空气（G5.2.22-12）送硫磺回收单元。

除氧水槽中各种凝液（包括来自变换汽提塔的凝液）在加入脱盐水后，用低压闪蒸气和低压蒸汽作为热源进行除氧。除氧后的灰水经泵加压后，经灰水加热器与高压闪蒸罐排出的热气体换热后送碳洗塔循环使用。除氧水槽排气经冷却后进入酸性气分离器，分离出的气体（G5.2.22-11）送硫磺回收装置，凝液送灰水槽。

⑵变换单元

变换单元设置2个相同的系列，每个系列均包含变换线和未变换线。以第一系列为例工艺说明流程如下：

由气化碳洗塔来的粗水煤气经 1#气液分离器分离掉气体夹带的水分后，然后分成两股：一部分气体经耐硫变换，通过热量回收，冷却到 40℃后进入低温甲醇洗净化；另一部分气体不经过变换，直接通过热量回收，冷却到 40℃ 进入低温甲醇洗净化。

需变换的粗水煤气进入原料气预热器与变换气换热后进入粗煤气过滤器，在其中脱除对变换催化剂有害的毒物，脱毒后的粗煤气进入第一变换炉，与自身携带的水蒸汽在耐硫变换催化剂作用下进行变换反应。出第一变换炉的高温气体分为两股，一股首先经过高压蒸汽过热器过热高压饱和蒸汽，随后进入中压蒸汽过热器过热中压饱和蒸汽；另一股进入原料气预热器与进变换炉的粗水煤气换热，将粗水煤气加热至变换反应所需温度。上述两股换热后的变换气并管后进入高压蒸汽发生器副产饱和高压蒸汽，再进入第二变换炉继续进行 CO 变换反应。离开第二变换炉的变换气体中 CO 含量约为 1.1%。变换气随后进入高温凝液加热器，将变换凝液加热，同时自身冷却后进入 1#低压蒸汽发生器副产低压饱和蒸汽，然后进入 2#气液分离器。变换气在 2#气液分离器中进行气液分离，分离的气体进入 1#脱盐水预热器预热脱盐水，随后经 1#水冷器最终冷却到 40℃后进入 1#洗氨塔，在其中洗掉大部分的氨后送至低温甲醇洗变换气净化系统。

另一股粗水煤气不经变换，首先分为两股，其中一股进入中压蒸汽发生器副产饱和中压蒸汽，另一股进入低压蒸汽过热器过热低压饱和蒸汽。两股换热后的气体并管后进入 4#气液分离器进行气液分离。分离出的气体进入 2#低压蒸汽发生器副产低压饱和蒸汽，再进入 5#气液分离器进行气液分离。分离后的气体进

入2#脱盐水预热器预热脱盐水，随后经2#水冷器最终冷却到40℃后进入2#洗氨塔，在其中洗掉大部分的氨后送至低温甲醇洗未变换气净化系统。

各气液分离器排出的冷凝液送至高温凝液罐，从高温凝液罐排出的高温工艺凝液通过高温凝液泵送到高温凝液加热器，与第二变换炉出口的变换气换热至所需温度后，再送至气化装置。

1#洗氨塔与2#洗氨塔排出的冷凝液减压后，汇合一起经过低温凝液预热器预热后送至汽提塔，用灰水处理工段送来的闪蒸汽汽提溶解在水中的CO_2、H_2S、NH_3等。汽提塔塔顶气体经过低温凝液预热器回收热量后，经汽提废气冷却器冷却后进入酸性气分离器。气液分离后，气体（G5.2.22-13）送至硫磺回收装置，分离产生的冷凝液经过低温凝液泵送至灰水处理工序除氧水槽，汽提塔塔底釜液经过汽提塔底泵送至灰水处理单元除氧水槽。

各蒸汽发生器排污（W5.2.22-2）冷却后回用至循环水系统。

⑶低温甲醇洗单元

低温甲醇洗单元设置2个相同的系列，每个系列均包含变换气净化系统、未变换气净化系统和热再生系统。以第一系列为例工艺流程说明如下：

进低温甲醇洗系统变换气混合部分循环气后，喷射少量甲醇防结冰，然后经和净化气及尾气换热冷却，并在水分离器分离出甲醇/水凝液，该凝液包含变换气中的大部分HCN组分，被送往甲醇水分离塔进行分离，分离凝液后的气体送往变换气甲醇洗涤塔。

变换气甲醇洗涤塔共分为二段，下段为脱硫段，上段为脱碳段。在脱硫段原料气经来自甲醇再生单元的贫甲醇液洗涤，脱除H_2S、COS 和部分CO_2等组分后进入脱碳段，进入脱碳段的气体已不含硫，在脱碳段洗去大部分CO_2。净化后的变换气再经合成气/甲醇换热器和变换气进料冷却器Ⅰ换热后送出合格的变换净化气。由于吸收CO_2后甲醇富液温度会升高，所以设有两个中间冷却器为塔间丙烯冷却器和循环甲醇冷却器回收CO_2富液的热量。由于H_2S和COS溶解性较CO_2更好，所以上段富含CO_2的甲醇液仅需部分至下段，剩余的取出。富含CO_2和硫化物的富甲醇液由塔底取出。

由变换气甲醇洗涤塔塔釜取出的富含H_2S甲醇富液经甲醇/甲醇换热器Ⅰ和尾气/甲醇换热器Ⅰ换热后，进循环气气闪蒸罐Ⅱ闪蒸，变换气甲醇洗涤塔中段

取出的富含 CO_2 的甲醇液经甲醇/甲醇换热器Ⅰ，合成气/甲醇换热器和甲醇富液丙烯冷却器换热后，在循环气闪蒸罐Ⅰ中闪蒸，以回收甲醇液中溶解的 H_2 和 CO。

进低温甲醇洗系统的未变换气，同样先喷射少量甲醇防结冰，然后经未变换气进料冷却器和热再生塔再沸器换热冷却，冷却后的气体送往未变换气甲醇洗涤塔。

未变换气在未变换气甲醇洗涤塔中用甲醇贫液洗涤，在未变换气甲醇洗涤塔下段，HCN 被富含硫和 CO_2 的甲醇液洗去，塔底富液送至甲醇水分离塔，被洗去 HCN 的未变换气送至未变换气甲醇洗涤塔上段用冷贫甲醇液洗涤，洗涤后未变换气中 H_2S 和 COS 含量降至 0.1ppmv，CO_2 含量低于 0.5vol%，塔顶出去的净化后的未变换气经未变换气气进料冷却器换热后送出界区。

未变换气甲醇洗涤塔中段取出的甲醇富液送至循环气闪蒸罐Ⅲ闪蒸出 H_2 和 CO，闪蒸后的甲醇富液送至甲醇闪蒸罐继续闪蒸，最后送入硫化氢浓缩塔。

循环气闪蒸罐Ⅰ，循环气闪蒸罐Ⅱ和循环气闪蒸罐Ⅲ的循环闪蒸气经压缩增压后返回变换气中，再经变换气进料冷却器Ⅰ、Ⅱ换热后回收利用。

CO_2 产品是循环气闪蒸罐Ⅰ中闪蒸后的富 CO_2 甲醇液进入 CO_2 产品罐闪蒸所得，然后经换热后送出界区，其余的 CO_2 送入尾气系统洗涤后放空。

为了回收 CO_2 富甲醇液的冷量以及浓缩溶解在甲醇液中的 H_2S，需要在硫化氢浓缩塔中进行氮气气提。循环气闪蒸罐Ⅱ中的含硫甲醇富液送至硫化氢浓缩塔上段，经氮气气提，气提出甲醇富液中含的 CO_2 和 H_2S，上升过程中的 H_2S 又被从 CO_2 产品罐送至硫化氢浓缩塔顶部的不含硫的甲醇富液重新吸收。塔顶尾气主要成分为 N_2 和 CO_2，又经尾气/甲醇换热器Ⅰ，尾气/甲醇换热器Ⅱ和变换气进料冷却器Ⅱ换热回收冷量后送至尾气水洗塔水洗。为了进一步闪蒸硫化氢浓缩塔中的 CO_2 以及回收其中的冷量，由甲醇富液泵Ⅰ提供压头经甲醇贫液和循环甲醇冷却器换热后送至甲醇闪蒸罐进一步闪蒸，闪蒸后的甲醇液经甲醇富液泵Ⅱ送到甲醇/甲醇换热器Ⅰ进一步换热后送至硫化氢浓缩塔下段，甲醇闪蒸罐的闪蒸气进入硫化氢浓缩塔中段，由塔顶流下的不含 H_2S 的甲醇液再次吸收，H_2S 继续浓缩。出硫化氢浓缩塔塔底的富 H_2S 甲醇液经甲醇富液泵Ⅲ、甲醇/甲醇换热器Ⅱ，甲醇过滤器Ⅰ、甲醇/甲醇换热器Ⅲ和贫甲醇冷却器以后，进入甲醇热再生塔中。

从硫化氢浓缩塔底部进入热再生塔的甲醇液由气体甲醇气提后在此塔再生，甲醇气由再沸器用低低压蒸汽加热产生，再生后的甲醇作为贫甲醇循环吸收。富载 H_2S、COS 和 CO_2 的甲醇液被来自塔底再沸器及甲醇水分离器顶部的甲醇蒸汽气提，使 H_2S、COS 和 CO_2 全部解析，再沸器用低低压蒸汽加热向热再生塔提供热量。热再生塔顶的酸性气体经冷却和换热后，再经激冷，冷却下来的凝液流至 H_2S 气体分离器Ⅰ，再经泵送回热再生塔塔顶回流，激冷的凝液汇至 H_2S 气体分离器Ⅱ后，送至硫化氢浓缩塔底部，合格的酸性气（G5.2.22-15）经换热后送出界区。热再生塔塔底出来的贫甲醇液经降温后进入甲醇收集罐，再由甲醇贫液泵加压，经甲醇水冷器，换热器，激冷器，尾气/甲醇换热器和甲醇贫液冷却器降温至合适温度后送回变换气甲醇洗涤塔循环吸收，一小部分贫甲醇经甲醇水冷器换热后，部分喷射入变换气中再进换热器，部分喷射入未变换气中再进未变换气进料冷却器。

来自水分离器的甲醇水混合物经回流冷却器换热后闪蒸，闪蒸后的 CO_2 送入硫化氢浓缩塔，以增加硫化氢浓缩塔中 H_2S 组分的浓度。闪蒸后的凝液与来自未变换气甲醇洗涤塔的经回流冷却器换热后的甲醇/水/HCN 混合液一起送入甲醇/水分离塔，甲醇/水分离塔由再沸器提供热量，塔顶的热甲醇气送至热再生塔进行热再生，塔底一部分水（W5.2.22-4）经换热后由废水泵送出界区，一部分送至尾气洗涤塔，以减少脱盐水的用量。热再生塔塔底热再生后的甲醇由泵加压，经甲醇过滤器，冷却器换热后送至甲醇/水分离塔塔顶回流，甲醇过滤器的作用是过滤掉甲醇系统中的固体颗粒。为了中和水分离器中溶解的 HCN，在送至甲醇/水分离塔的管线中注入 25%的 NaOH 碱液。

经换热后的尾气，一部分送至尾气洗涤塔，使用来自界区和脱盐水和来自甲醇/水分离塔塔底的废水洗涤，尾气水洗塔塔顶洗涤后的尾气（G5.2.22-14）在安全处排放，塔底含甲醇的水溶液经换热后由尾气水洗泵送至甲醇/水分离塔。所有设备和管线低点的排放汇入甲醇地下槽，根据排放甲醇的情况，可用泵打回甲醇洗系统循环使用，或者送出界区。

⑷冷冻站

配套低温甲醇洗工段，本装置共设置 2 套冷冻站，出 2 套冷冻站的丙烯总管合并后再分别送出 2 根丙烯管线至低温甲醇洗；低温甲醇洗返回冷冻站的 2 根丙

稀管线经缓冲罐合并后再分别进入 2 套冷冻站。具体工艺流程叙述如下：

丙烯经过丙烯分离器至压缩机入口为-38℃、0.126 MPaA。经过第 1 段（1 级）压缩，第 1 段加气混合后继续在第 2 段（3 级）压缩，压力达到 1.8MPaA 送出压缩机去丙烯冷凝器。在冷凝器中丙烯气体被循环水冷却、冷凝至 40℃、1.78 MPaA 的饱和丙烯液体后送到丙烯贮槽。

在制冷循环中设置了 1 台丙烯过冷器，1 台丙烯中间闪蒸槽。在丙烯中间闪蒸槽中将饱和丙烯液体闪蒸，汽化后的丙烯气体为 5℃、约 0.677MPaA，作为第 2 级加气送到压缩机的第 2 级加气口。在丙烯过冷器中，将 5℃、约 0.67MPaA 的丙烯液体再次过冷到-20℃、0.677MPaA 的过冷丙烯液体，送出界区，送到远端蒸发器。在过冷器中汽化的丙烯气体（-30℃、约 0.212MPaA）作为第 1 级加气，送到压缩机的第 1 级加气口。送出制冷系统界区的丙烯液体温度-20℃。

单台机组可以单独启动，运行平稳后并入系统。

⑸ PSA 制氢

本工段设置 2 套相同的系列，单系列处理量为设计能力的 50%。本工段由 24 台吸附塔（单系列 12 台），1 台原料气分液罐，6 台缓冲罐（单系列 3 台）和 1 台仪表空气缓冲罐组成。

单系列采用 12-1-7 PSA 工艺流程，即单系列 12 个吸附塔中有 1 个吸附塔始终处于进料吸附的状态。其吸附和再生工艺过程由吸附、连续七次均压降压、顺放、冲洗、连续七次均压升压和产品最终升压等步骤组成。具体过程简述如下：

①吸附过程

压力为 5.25MPa(G)左右、温度 40℃的低温甲醇洗后净化原料气经原料气分液罐分液后，通过流量调节阀调节流量，自塔底进入正处于吸附状态的吸附塔内。在多种吸附剂的依次选择吸附下，其中的 H_2O、N_2、CH_4、CO 等杂质被吸附下来，未被吸附的氢气作为产品从塔顶流出，经压力调节系统稳压后送出界区去后工段。其中 H_2 纯度大于 99.9%，压力大于 5.15 MPa(G)。

当被吸附杂质的传质区前沿(称为吸附前沿)接近床层出口时，关掉该吸附塔的原料气进料阀和产品气出口阀，停止吸附。吸附床开始转入再生过程。

②均压降压过程

在吸附过程结束后，顺着吸附方向将塔内的较高压力的氢气放入其它已完成

再生的较低压力吸附塔，该过程不仅是降压过程，更是回收床层死空间氢气的过程，本流程共包括七次连续的均压降压过程，以保证氢气的充分回收。

③顺放过程

在均压降压过程结束后，顺着吸附方向将吸附塔顶部的氢气迅速回收进顺放气缓冲罐，这部分氢气将用作吸附剂的再生气源。

④逆放过程

在顺放过程结束后，吸附前沿已达到床层出口。这时，逆着吸附方向将吸附塔压力降至接近常压，此时被吸附的杂质开始从吸附剂中大量解吸出来，逆放解吸气经过自适应调节系统调节后平缓地放进逆放解吸气缓冲罐，然后再经二级调节阀调节后送解吸气混合罐。

⑤冲洗过程

逆放结束后，为使吸附剂得到彻底的再生，用顺放气缓冲罐中的氢气逆着吸附方向对吸附床层进行冲洗，进一步降低杂质组分的分压，使吸附剂得以彻底再生。冲洗解吸气进入解吸气混合罐，在解吸气混合罐中与逆放解吸气混合经压力、流量调控后再送燃料气管网。

⑥均压升压过程

在冲洗过程完成后，用来自其它吸附塔的较高压力氢气依次对该吸附塔进行升压，这一过程与均压降压过程相对应，不仅是升压过程，而且更是回收其它塔的床层死空间氢气的过程，本流程共包括了连续七次均压升压过程。

⑦产品气升压过程

在七次均压升压过程完成后，为了使吸附塔可以平稳地切换至下一次吸附并保证产品纯度在这一过程中不发生波动，需要通过升压调节阀缓慢而平稳地用产品氢气将吸附塔压力升至吸附压力。经这一过程后吸附塔便完成了一个完整的“吸附-再生”循环，又为下一次吸附做好了准备。

十二个吸附塔交替进行以上吸附、再生操作可实现气体的连续分离与提纯。

⑹气化污水预处理

灰水处理单元外排的废水送至气化污水预处理单元，与加碱装置提供的碱液在静态混合器充分混合后，控制 pH 约为 8，进入废水槽。废水槽设置三台废水搅拌器，两开一备运行，使槽内废水所含的悬浮物保持悬浮状态。废水经反应器

进料泵送至废水反应器，加碱装置和加药装置 A 将碱液和絮凝剂送至废水反应器，反应器中 pH 值控制在 11。废水反应器设置有搅拌器。

反应后的废水进入废水澄清器进一步反应，澄清器设有搅拌器。充分反应后的废水在澄清器中重力沉降。澄清器底部灰浆经耙料机的刮板作用后，从澄清器底部排出，经澄清器底料泵送至灰浆压滤机过滤，滤液返回澄清器，滤饼（S5.2.22-6）送至界外处理。

澄清后的废水 TSS 约 75wppm，溢流至过滤器进料槽，经过滤器进料泵送至废水过滤器。经多介质过滤后，废水悬浮物含量降低至 15wppm 以下，送至汽提塔进料槽。槽内的废水一部分由过滤器反冲洗水泵送至废水过滤器作为其反冲洗水，另一部分由汽提塔进料泵送至废水预热器，和汽提后的废水换热后进入汽提塔上部。

汽提塔再沸器使用低压蒸汽将塔釜液体部分气化，与汽提塔上部的废水经多级塔盘汽提。顶部尾气由汽提废气空冷器冷却至 88℃后进入塔顶回流罐，液相经塔顶回流泵送回汽提塔顶部，回流罐含氨尾气（G5.2.22-16）送至硫磺回收装置。汽提后的废水（W5.2.22-4）在塔底排出，NH_3 含量降至 100mg/L 以下，由汽提塔底泵送至废水预热器回收热量后，最终经水冷器冷却至 35℃，送至全厂污水处理场。汽提系统设置蒸汽稳定罐，以稳定低压蒸汽和控制汽提塔温度。

石油焦制氢装置带“三废”排放点的工艺流程见图 5.2.22.4-1～5.2.22.4-4。

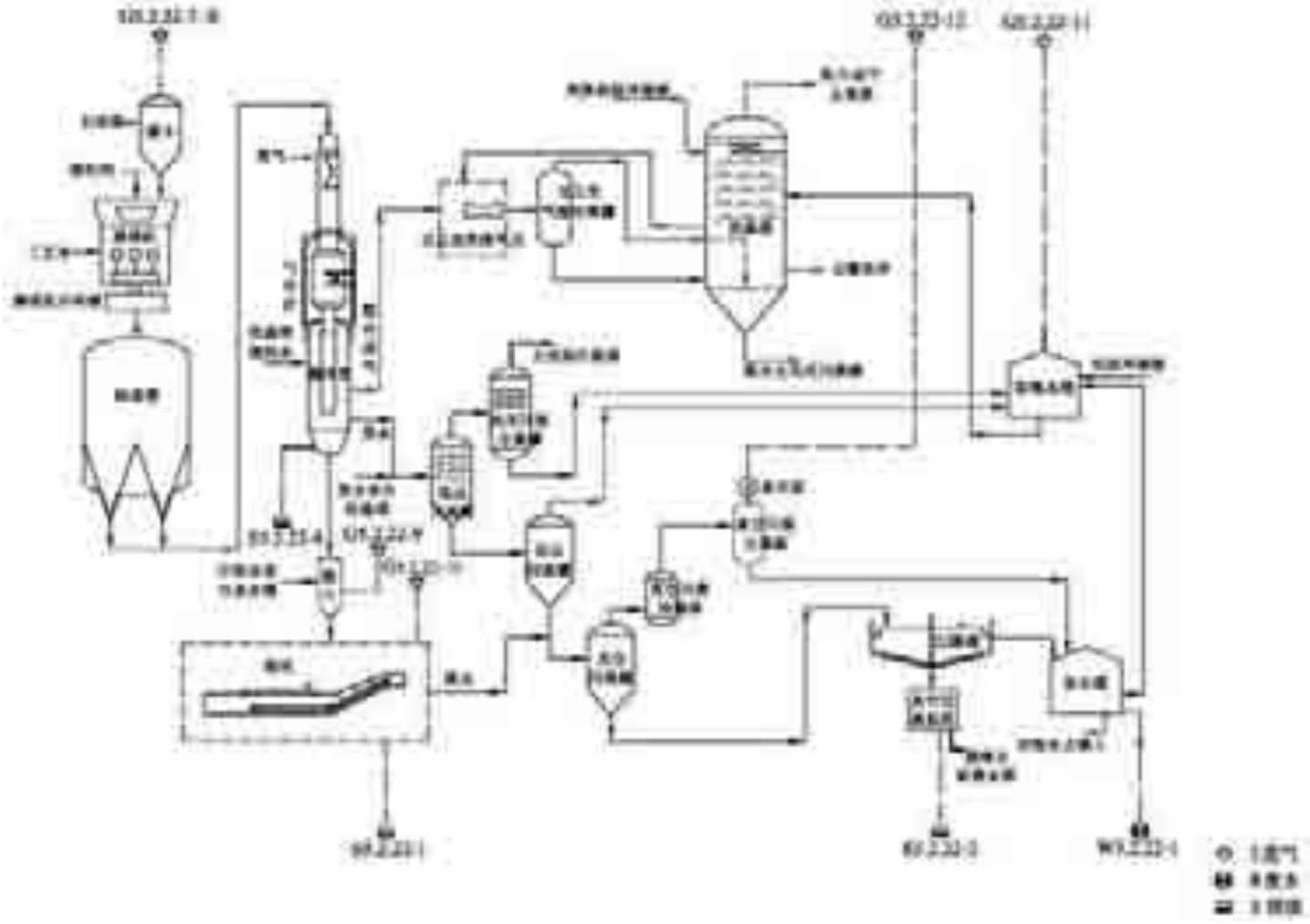


图 5.2.22.4-1 气化单元带“三废”排放点工艺流程图

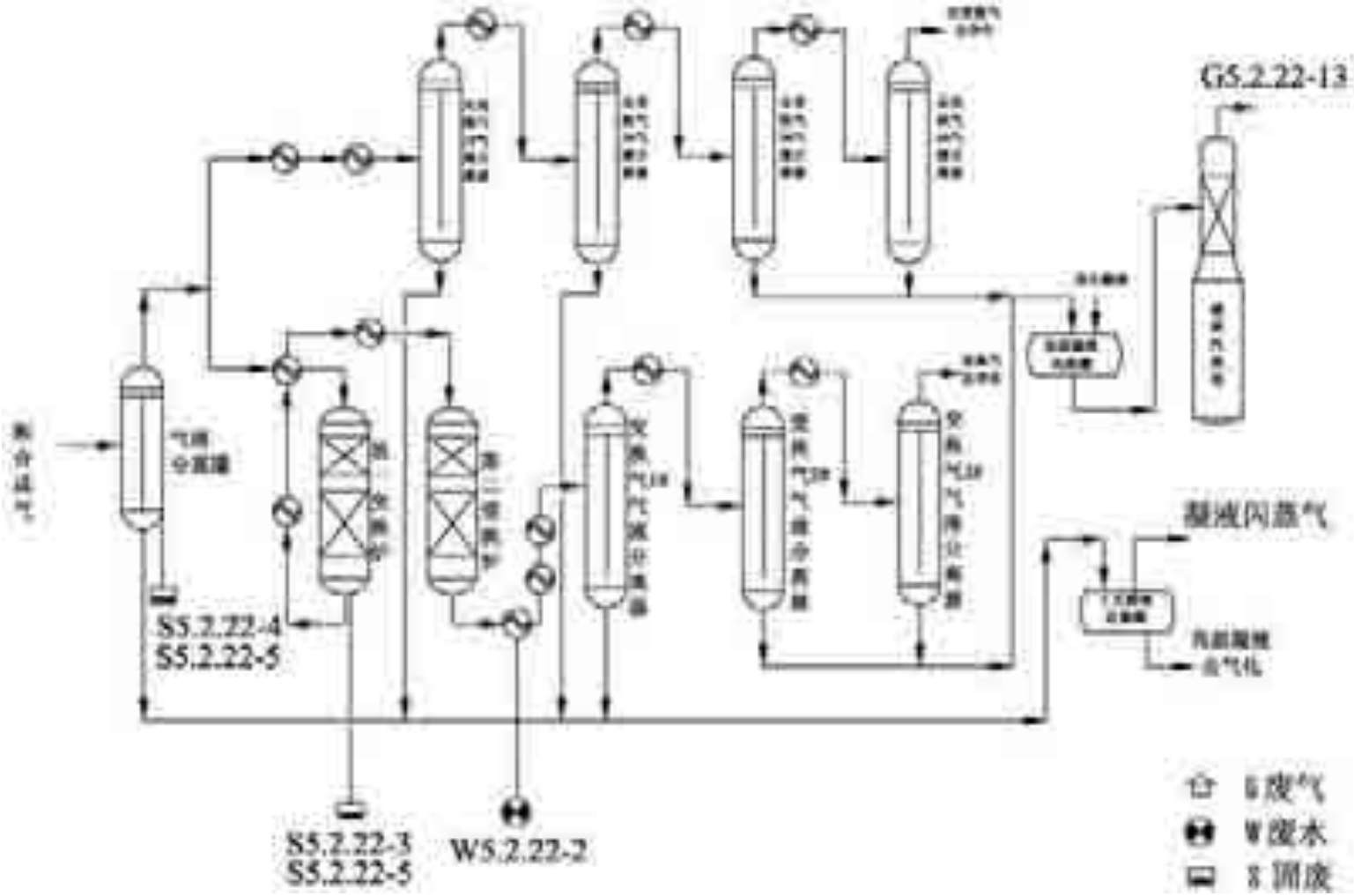


图 5.2.22.4-2 变换单元带“三废”排放点工艺流程图

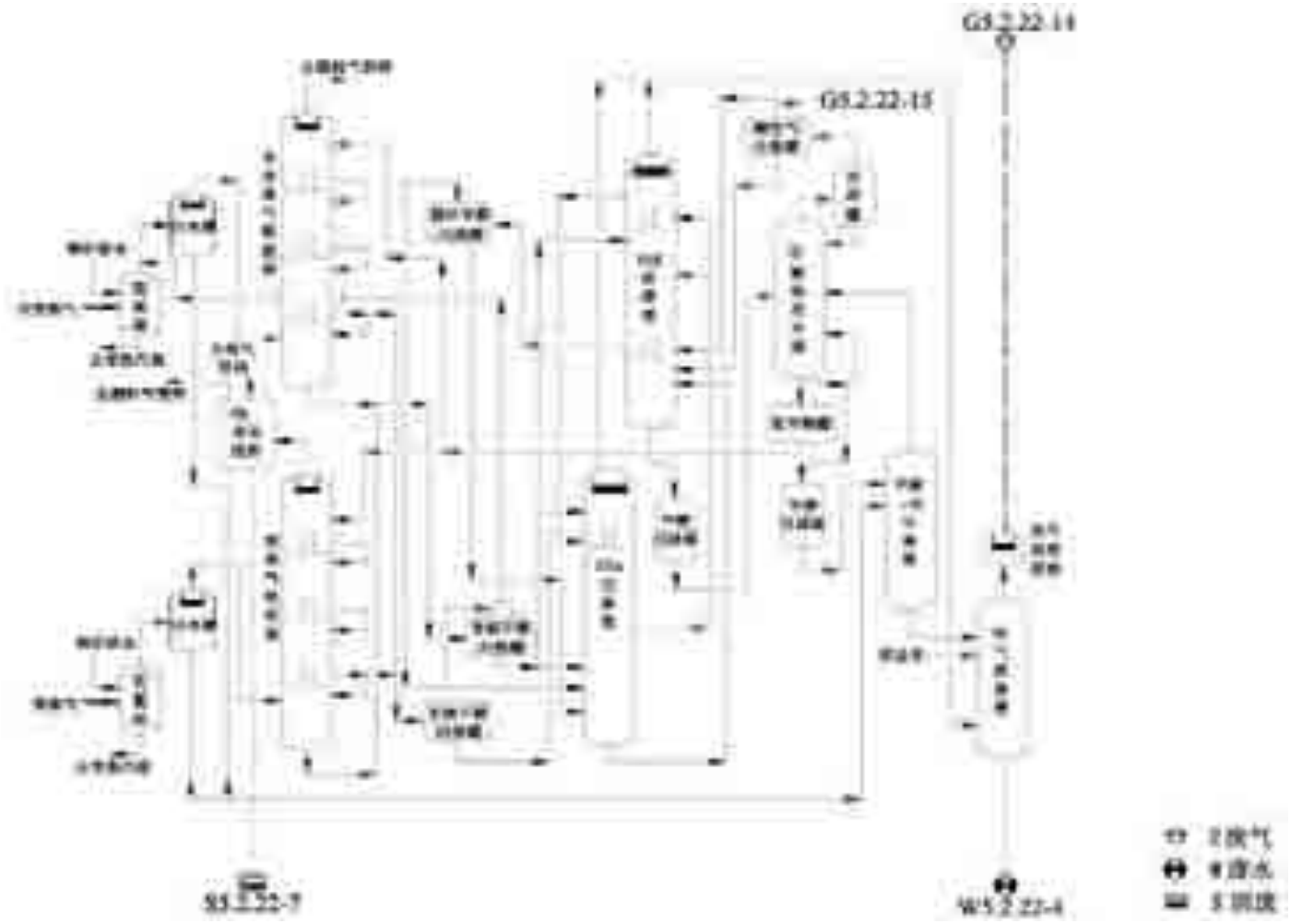


图 5.2.22.4-3 净化单元和 PSA 单元带“三废”排放点工艺流程图

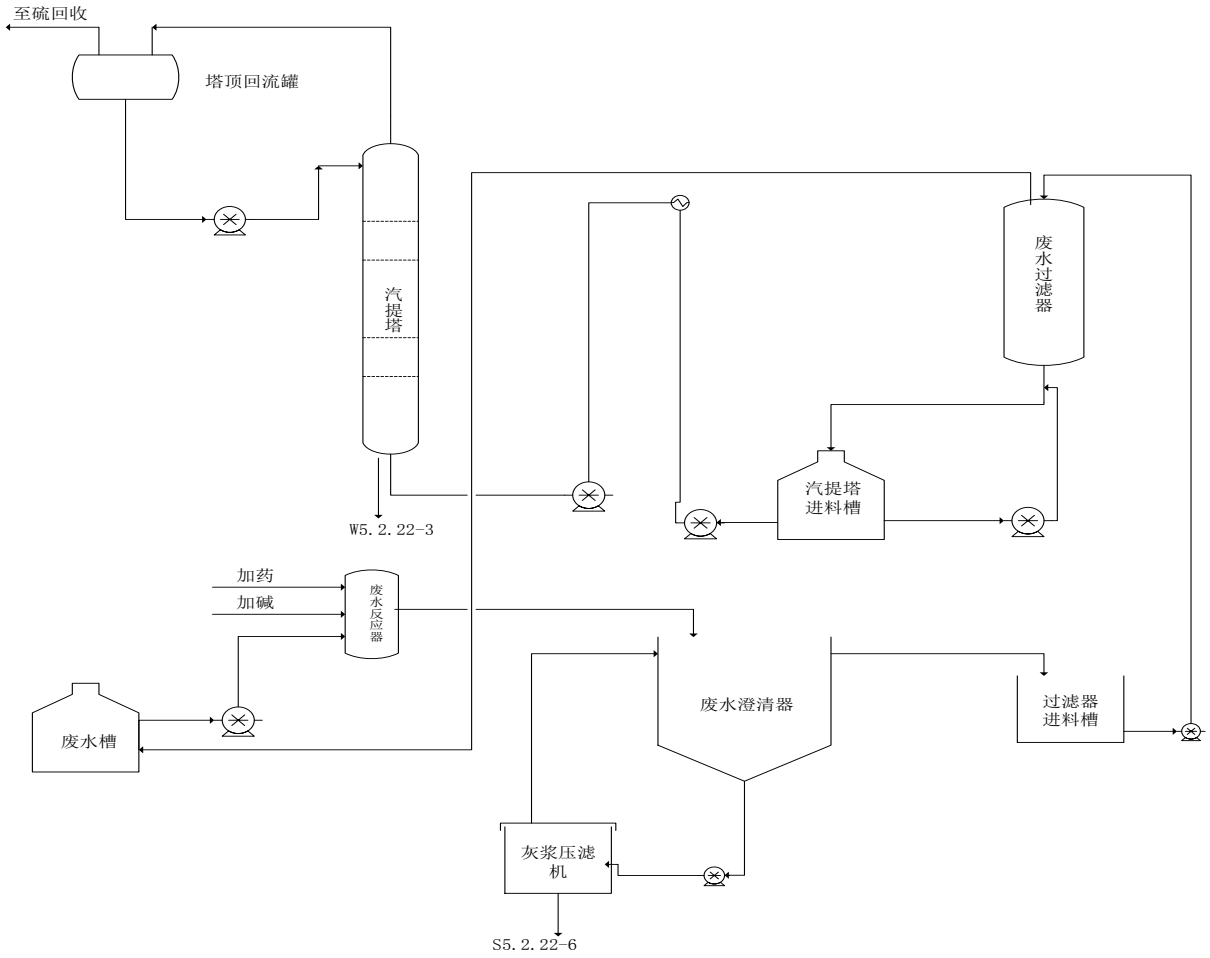


图 5.2.22.4-4 气化污水预处理工艺流程图

5.2.22.5 主要设备

石油焦制氢装置主要设备见表 5.2.22.5-1。

表 5.2.22.5-1　　石油焦制氢装置主要设备表

序号	设备名称	数量（台）	操作温度（℃）	操作压力（MPa.G）	主要规格	材质
一						
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						
8						
9						
10						
11						
12						
二						
1						
三						
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						
四						
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						
8						

序号	设备名称	数量（台）	操作温度（℃）	操作压力（MPa.G）	主要规格	材质
9						
五						
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						
8						
六						
1						
2						
3						
4						
5						
6						
七						
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						
8						
9						
八						
1						
2						
3						
4						
九						
1						
十						
1						
2						

序号	设备名称	数量（台）	操作温度（℃）	操作压力（MPa.G）	主要规格	材质
3						
4						
5						
6						
十一						
1						
2						

5.2.22.6 原辅材料及公用工程消耗

⑴原料及辅助材料消耗

石油焦制氢装置主要原料、辅助材料消耗见表 5.2.22.6-1。

表 5.2.22.6-1　　石油焦制氢装置主要原料及辅助材料消耗表

序号	名称	单位	*消耗定额/kNm^3（CO+H_2）	消耗量		来源
				小时	每年（×10^4）	
一	原料					
1	石油焦	t	0.44(干)	233.34(干) 265.16(湿)	196.01(干) 222.73(湿)	延迟焦化
2	煤	t	0.11(干)	57.8(干) 68.0(湿)	48.55(干) 57.12(湿)	外购
3	氧气	Nm^3	402	210800	177072	空分
二	辅助材料					
1	添加剂 (木质磺酸素)	t	/	0.7	0.588	外购
2	分散剂 (聚丙烯酸盐溶液)	kg	/	400	3360t	外购
3	絮凝剂 (聚丙烯酰胺)	kg	/	5	42t	外购
5	碱液 (25%NaOH 溶液)	t	/	1.2	1.008	外购
6	硫酸(30%硫酸)	kg	/	360	3026t	外购
7	磷酸盐	kg	/	6	50.4t	外购
8	甲醇	kg	/	76	初装量 2200m^3	外购
9	丙烯	m^3	/		初装量 223m^3	
10	变换催化剂	m^3	/	装填 404m^3，寿命 4~5 年		外购
11	变换保护剂	m^3	/	装填 88m^3，寿命 4~5 年		外购
12	PSA 吸附剂	m^3	/	装填 1128m^3，寿命 20 年		外购
13	瓷球	m^3	/	装填 96m^3，寿命 3~5 年		外购

*注：本装置包括氢气和燃料气两种产品，消耗定额以每kNm^{3}有效气（CO+H_2）为基准计算。气化有效气产量为525kNm^3/h。公用工程消耗

⑵公用工程消耗

石油焦制氢装置公用工程消耗见表 5.2.22.6-2。

表 5.2.22.6-2　　石油焦制氢装置公用工程消耗表

序号	名称及规格	单位	消耗定额/kNm^3（CO+H_2）	小时消耗量		来源/去向
				正常	最大	
1	生产水	m^3	0.055	29	237	生产给水管网
2	循环冷却水	m^3	37.87	19883	29384	循环水场
3	脱盐水	t	0.368	193	308	除盐水站
4	蒸汽（4.0 MPaG）	t	-0.145	-76	/	蒸汽管网
5	蒸汽(1.3 MPaG)	t	-0.150	-72.2	/	蒸汽管网
6	蒸汽(0.5MPaG)	t	-0.222	-115.5	/	蒸汽管网
7	锅炉给水	t	1.026	538.8	604.5	余热回收站
8	工艺凝液	t	0.133	-69.9	/	凝液精制站
9	氮气	Nm^3	65.67	34475	/	空分装置
10	仪表空气	Nm^3	8.19	4300	/	空分装置
11	工厂空气	Nm^3	1.90	1000	3000	空分装置
12	电	kWh	73.14	38396	/	动力中心或外购
13	燃料气	Nm^3	/	0	1028	间断，开车用

5.2.22.7 平衡分析

⑴物料平衡

石油焦制氢装置物料平衡见表 5.2.22.7-1。

表 5.2.22.7-1　　石油焦制氢装置物料平衡

入方				出方			
序号	项目		物料量（t/h）	序号	项目		物料量（t/h）
1	石油焦（湿基）		265.16	1	氢气		14.50
2	煤（湿基）		68.00	2	燃料气		261.25
3	氧气		300.03	3	送硫磺回收装置	灰水处理酸性水分离器闪蒸气、真空泵系统放空气	0.30
4	进入系统蒸汽	1.3MPa	5.00	4		变换汽提塔酸性气分离器排气	5.14
5		0.5MPa	23.60	5		低温甲醇洗 H_2S 浓缩塔排气	66.86
6	氮气		40.09	6		气化污水预处理含氨尾气	0.17
7	分散剂、絮凝剂、磷酸盐		0.41	7	排大气	气化锁斗泄压废气、渣池放空气	0.25

8	添加剂	0.70	8		低温甲醇洗废气	485.61
9	脱盐水	193.00	9	固废	气化渣池粗渣	27.09
10	硫酸	0.36	10		灰水处理压滤细渣	29.46
11	碱液	1.20	11		气化污水预处理滤饼	0.20
12	生产水	29.00	12	气化污水预处理氨汽提塔汽提后废水		195.02
13	进入系统锅炉给水	159.30	13			
	小计	1085.85		小计		1085.85

由表 5.2.22.7-1 中可知，进入系统的总物料量为 1085.85t/h，其中原料（石油焦、煤）、氧气量分别为 333.16t/h、300.03t/h，分别占总进料量的 30.68%、27.63%。经气化、变换、净化、PSA 制氢等生产过程中后，得到产品氢气、燃料气量分别为 14.50t/h、261.25t/h，分别占总进料量的 1.34%、24.06%；生产过程中直接外排大气的废气量（主要为低温甲醇洗废气）约 485.86t/h，占总进料量的 44.74%，送硫磺回收装置处理的废气量约 72.47t/h，占总进料量的 6.67%；产生的渣量约 56.75t/h，占总进料量的 5.23%；送污水处理场处理的废水量约 195.02t/h，占总进料量的 17.96%。

⑵硫平衡

石油焦制氢装置硫平衡见表 5.2.22.7-2。

表 5.2.22.7-2　　石油焦制氢装置硫平衡表

入方				出方				
名称	进料量 (t/h)	硫含量	硫 (kg/h)	名称		出料量 (t/h)	硫含量	硫 (kg/h)
石油焦	233.34（干）	6.5%wt	15167.1	送硫磺回收装置	除氧水槽酸性气分离器闪蒸气	6 Nm^3/h	H_2S+COS：0.72%mol	0.06
煤	57.8（干）	0.39%wt	225.42		汽提塔酸性气分离器排气	3455 Nm^3/h	H_2S：6.7%mol	330.69
					H_2S 浓缩塔排气	36590 Nm^3/h	H_2S：34.5%mol	14588.9
				低温甲醇洗废气		257491 Nm^3/h	总硫：<3ppm	1.10
				气化污水预处理氨汽提塔汽提后废水汽提后废水		195.02	1mg/L	0.20
				气化渣池粗渣		27.09	固基：2.87%wt	381.6
				灰水处理压滤		29.46	固基：	89.97

入方				出方			
名称	进料量(t/h)	硫含量	硫(kg/h)	名称	出料量(t/h)	硫含量	硫(kg/h)
				细渣		0.82%wt	
合计			15392.5	合计			15392.5

由表 5.2.22.7-2 可知，原料石油焦带入硫约 15167.1kg/h，原料煤带入硫约 225.42kg/h，合计进入装置的总硫量为 15392.5kg/h。加工后，送硫磺回收装置处理的各股酸性气带走硫量约 14919.65t/h，占总硫量的 96.9 %；气化渣带走硫量约 471.57kg/h，占总硫量的 3.1%；直接排入大气的低温甲醇洗废气带走硫量约 1.1kg/h，送污水处理场处理的汽提后废水带走极少量硫。

⑶蒸汽平衡

石油焦制氢装置蒸汽平衡见表 5.2.22.7-3。

表 5.2.22.7-3　　石油焦制氢装置蒸汽平衡

入方			出方			
序号	名称	数量（t/h）	序号	名称		数量（t/h）
1	用于产汽锅炉给水	379.5	1	外供蒸汽	4.0 MPaG	76
2			2		1.3 MPaG	72.2
3			3		0.5 MPaG	115.5
4			4	各废热锅炉排污		17.3
5			5	进入系统蒸汽	1.3MPa	5.00
6			6		0.5MPa	23.60
7			7	工艺凝液		69.9
	合计	379.5	合计			379.5

由表 5.2.22.7-3 可知，用于产汽的锅炉给水消耗量为 379.5t/h，均在变换单元通过回收热量副产各等级蒸汽。副产的 4.0MPaG 蒸汽约 76t/h，均外送蒸汽管网；副产的 1.3MPaG 约 96t/h，其中约 5t/h 蒸汽进入气化工艺系统消耗，约 12t/h 蒸汽在低温甲醇洗单元通过换热产生蒸汽凝液，剩余蒸汽外送蒸汽管网；副产的 1.3MPaG 约 198t/h，其中约 23.6t/h 进入灰水处理系统消耗，约 32t/h 蒸汽在低温甲醇洗单元通过换热产生蒸汽凝液 32t/h，约 25.9t/h 在气化污水预处理单元通过换热产生蒸汽凝液 25.9t/h，剩余的蒸汽外送蒸汽管网。回收工艺凝液合计约 69.9t/h，送脱盐水站处理；变换单元各废热锅炉排污合计约 17.3t/h，收集冷却后回用至循环水系统。

⑷水平衡

石油焦制氢装置水平衡见表 5.2.22.7-4。

表 5.2.22.7-4　　石油焦制氢装置水平衡表

入方			出方			
序号	项目	数量（t/h）	序号	项目		数量（t/h）
1	石油焦带入水	31.82	1	废气带走水	送硫磺回收装置各股废气	0.32
2	煤带入水	10.20	2		低温甲醇洗废气	3.16
3	生产水	29.00	3		气化锁斗泄压废气、渣池放空气等	0.02
4	脱盐水	193.00	4	固废带走水	气化渣池粗渣	13.55
5	进入系统蒸汽	28.60	5		灰水处理压滤细渣	17.68
6	进入系统锅炉给水	159.30	6		气化污水预处理滤饼	0.13
7	硫酸、碱液带入水	1.12	7	气化、变换等反应消耗水		223.16
8			8	气化污水预处理氨汽提塔汽提后废水汽提后废水		195.02
	小计	453.04		小计		453.04

由表 5.2.22.7-4 可知，进入界区的水汽总量为 453.04t/h。其中通过气化、变换等反应消耗水量约 223.16t/h，各股废气带走水量约 3.5t.h，渣带走水量约 31.36t/h，外送污水处理场处理的汽提后废水量为 195.02 t/h。

⑸碳平衡

石油焦制氢装置碳平衡见表 5.2.22.7-5。

表 5.2.22.7-5　　石油焦制氢装置碳平衡表

入方				出方				
名称	进料量(t/h)	碳含量	碳(t/h)	名称		出料量(t/h)	碳含量	碳(t/h)
石油焦	233.34（干）	88.53%wt	206.58	燃料气		261.25	CO:51.30%v CO_2:0.55%v CH_4:0.07%v	102.21
煤	57.8（干）	52.735%wt	30.48	排入大气	气化锁斗泄压废气	40 Nm^3/h	CO:0.03%v CO_2:64.05%v	0.01
					气化渣池放空气	40 Nm^3/h	CO:0.03%v CO_2:64.05%v	0.01

入方				出方				
名称	进料量(t/h)	碳含量	碳(t/h)	名称		出料量(t/h)	碳含量	碳(t/h)
					低温甲醇洗废气	257491 Nm^3/h	CO:<0.2%v CO_2:90%v CH_4:0.005%	112.81
				送硫磺回收装置	灰水处理除氧水槽酸性气分离器闪蒸气	6 Nm^3/h	CO:19.19%v CO_2:0.74%v COS:0.70%v	0.00
					灰水处理真空泵放空气	234.6 Nm^3/h	CO:0.002%v	0.00
					变换汽提塔酸性气分离器排气	3455 Nm^3/h	CO:17.2%v CO_2:54.7%v	1.33
					H_2S 浓缩塔排气	36590 Nm^3/h	CO:0.16%v CO_2:71.44%v	14.03
				气化渣池粗渣		27.09	固基：13%wt	1.76
				灰水处理压滤细渣		29.46	固基：39.04%wt	4.60
				气化污水预处理氨汽提塔汽提后废水汽提后废水		195.02	<1500	0.30
小计			237.06	小计				237.06

由表 5.2.22.7-5 可知，石油焦带入碳量为 206.58t/h，煤带入碳量为 30.48t/h，合计进入本装置的总碳量为 237.06t/h。加工后，产品燃料气带走碳量约 102.21t/h，占总碳量的 43.12%；直接排入大气的各股废气（主要为低温甲醇洗废气）带走碳量约 112.83t/h，占总碳量的 47.60%；送硫磺回收装置处理的各股废气带走碳量约 15.36t/h，占总碳量的 6.48%；气化粗渣及压滤细渣带走碳量 6.36t/h，占总碳量的 2.68%；外送污水处理场处理的汽提后废水带走碳量较少。

⑹镍钒平衡

石油焦制氢装置镍和钒平衡见表 5.2.22.7-6。

表 5.2.22.7-6　　石油焦制氢装置镍和钒平衡表

入方	出方
镍平衡	

名称	进料量(t/h)	镍含量(ppmwt)	镍(kg/h)	名称	出料量(t/h)	镍含量(ppmwt)	镍(kg/h)
石油焦	233.34（干）	362	84.43	气化渣池粗渣	27.09	固基：3736	53.34
煤	57.8（干）	8	4.56	灰水处理压滤细渣	29.46	固基：2871	35.65
				气化污水预处理氨汽提塔汽提后废水	195.02	/	痕量
小计			88.99	小计			88.99
钒平衡							
名称	进料量(t/h)	钒含量(mg/kg)	钒(kg/h)	名称	出料量(t/h)	钒含量(mg/kg)	钒(kg/h)
石油焦	233.34（干）	1506	351.35	气化渣池粗渣	27.09	固基：15598	211.28
				灰水处理压滤细渣	29.46	固基：11886	140.07
				气化污水预处理氨汽提塔汽提后废水	195.02	/	痕量
小计			351.35	小计			351.35

由表 5.2.22.7-6 可知，重金属镍和钒主要由石油焦带入，带入量分别为 88.99kg/h 和 351.35kg/h。加工后，重金属主要由气化渣池粗渣和灰水处理压滤细渣带出，其中气化渣池粗渣带出镍和钒分别为 53.34kg/h、211.28kg/h，各占进入总镍量和总钒量的 60%；灰水处理压滤细渣带出镍和钒分别为 35.65kg/h、140.07kg/h，各占进入总镍量和总钒量的 40%。

5.2.22.8 主要污染源及污染物分析

⑴废气

①有组织排放

煤焦储运单元1#圆形料仓排气（G5.2.22-1）、2#圆形料仓排气（G5.2.22-2），主要污染物为颗粒物，经袋式除尘器处理后，经排气筒排入大气。

煤焦储运单元1#转运站排气（G5.2.22-3）、2#转运站排气（G5.2.22-4）、3#转运站排气（G5.2.22-5），主要污染物为颗粒物，经袋式除尘器处理后，经排气筒排入大气。

煤焦储运单元破碎楼排气（G5.2.22-6），主要污染物为颗粒物，经袋式除尘器处理后，经排气筒排入大气。

原料储存与准备单元磨煤机前煤仓排气（G5.2.22-7），主要污染物为颗粒物，

经袋式除尘器处理后，经排气筒排入大气。

料浆制备单元磨煤机排气（G5.2.22-8），主要污染物为颗粒物以及微量甲醇、氨，经排气筒排入大气。

气化锁斗泄压废气（G5.2.22-9）和渣池放空气（G5.2.22-10），主要污染物为CO_2、CO、NH_3等，经排气筒排入大气。

灰水处理除氧水槽酸性气分离器闪蒸废气（G5.2.22-11），含H_2S、NH_3、CO、CO_2等污染物，送硫磺回收装置处理。

灰水处理真空泵放空气（G5.2.22-12），含NH_3、CO等污染物，送硫磺回收装置处理。

变换汽提塔酸性气分离器排气（G5.2.22-13），含H_2S、NH_3、CO、CO_2等污染物，送硫磺回收装置处理。

低温甲醇洗废气（G5.2.22-14），主要污染物为CO、CO_2、甲醇、H_2S等污染物，经排气筒排入大气。

低温甲醇洗硫化氢浓缩塔排气（G5.2.22-15），含H_2S、CO、CO_2等污染物，送硫磺回收装置处理。

气化污水预处理含氨尾气（G5.2.22-16），含NH_3，送硫磺回收装置处理。

②无组织排放

装置区的无组织排放主要来自设备动静密封处泄漏，本装置无组织排放的污染物主要为CO、H_2S和甲醇。

石油焦制氢装置正常工况下废气排放情况见表 5.2.22.8-1。

⑵废水

低压灰水（W5.2.22-1），来自低压灰水泵，该污水含 TSS、CL^-、NH_3、HCOOH和硫等，送气化污水预处理单元处理。

变换各蒸汽发生器排污（W5.2.22-2），含有 PO_4^{3-}等，冷却后回用至循环水系统。

氨汽提塔汽提后废水（W5.2.22-3），来自气化污水预处理单元，主要污染物为 TSS、NH_3 和 COD 等，送污水处理场含油含盐废水处理系统。

甲醇洗废水（W5.2.22-4），来自低温甲醇洗单元，主要污染物为水和少量甲醇，返回浆料制备。

石油焦制氢装置正常工况下废水排放情况见表 5.2.22.8-2。

③固体废物

气化渣池粗渣（S5.2.22-1），含水 50%，固体干基主要为煤灰分、石油焦灰分、残碳，含重金属镍、钒等，暂按一般固废处置，送园区一般工业固废处置项目综合利用。

灰水处理压滤细渣（S5.2.22-2），含水 60%，固体干基主要为煤灰分、石油焦灰分、残碳，含重金属镍、钒等，暂按一般固废处置，送园区一般工业固废处置项目综合利用。

变换废催化剂（S5.2.22-3），含 MoS、CoS 等，为危险废物，送园区危险废物填埋场。

粗合成气过滤器废保护剂（S5.2.22-4），含镁铝尖晶石，为危险废物，送园区危险废物填埋场。

变换炉和粗合成气过滤器废瓷球（S5.2.22-5），含 Al_2O_3、SiO_2 等，为危险废物，送园区危险废物填埋场。

气化污水预处理灰浆压滤机滤饼（S5.2.22-6），含水 65%，固体干基主要为为煤灰分、石油焦灰分、残碳、絮凝剂等，送园区一般工业固废处置项目综合利用。

PSA 废吸附剂（S5.2.22-7），主要为铝硅酸盐、氧化铝，为危险废物，送园区危险废物填埋场。

气化炉耐火砖（S5.2.22-8），主要为 Cr_2O_3、ZrO_2、SiO_2、Fe_2O_3、Al_2O_3，为危险废物，送园区危险废物填埋场。。

石油焦制氢装置固体废物排放情况见表 5.2.22.8-3。

④噪声

石油焦制氢装置噪声主要来自磨煤机、大功率泵等设备。

石油焦制氢装置噪声排放情况见表 5.2.22.8-4。

表 5.2.22.8-1　　石油焦制氢装置废气排放一览表

装置名称	污染源	污染物产生					治理措施		污染物排放					排放口参数			排放时间/h
		污染物	核算方法	废气产生量 m^3/h	产生浓度 mg/m^3	产生量 kg/h	工艺	效率%	污染物	核算方法	废气排放量 m^3/h	排放浓度 mg/m^3	排放量/kg/h	高度 H(m)	直径 D(m)	温度℃	
石油焦制氢装置	煤焦储运单元 1#圆形料仓排气 1 排气筒 G5.2.22-1	颗粒物	类比法	5000	300	0.15	袋式除尘器	99	颗粒物	类比法	5000	＜30	0.15	38	0.5	常温	8400
	煤焦储运单元 1#圆形料仓排气 2 排气筒 G5.2.22-2	颗粒物	类比法	5000	300	0.15	袋式除尘器	99	颗粒物	类比法	5000	＜30	0.15	38	0.5	常温	8400
	煤焦储运单元 2#圆形料仓排气 1 排气筒 G5.2.22-3	颗粒物	类比法	5000	300	0.15	袋式除尘器	99	颗粒物	类比法	5000	＜30	0.15	38	0.5	常温	8400
	煤焦储运单元 2#圆形料仓排气 2 排气筒	颗粒物	类比法	5000	300	0.15	袋式除尘器	99	颗粒物	类比法	5000	＜30	0.15	38	0.5	常温	8400

装置名称	污染源	污染物产生					治理措施		污染物排放					排放口参数			排放时间/h
		污染物	核算方法	废气产生量 m^3/h	产生浓度 mg/m^3	产生量 kg/h	工艺	效率%	污染物	核算方法	废气排放量 m^3/h	排放浓度 mg/m^3	排放量/kg/h	高度 H(m)	直径 D(m)	温度℃	
	G5.2.22-4																
	煤焦储运单元 1#转运站排气 1 排气筒 G5.2.22-5	颗粒物	类比法	4000	300	0.12	袋式除尘器	99	颗粒物	类比法	4000	＜30	0.12	25	0.45	常温	8400
	煤焦储运单元 1#转运站排气 2 排气筒 G5.2.22-6	颗粒物	类比法	4000	300	0.12	袋式除尘器	99	颗粒物	类比法	4000	＜30	0.12	25	0.45	常温	8400
	煤焦储运单元 2#转运站排气筒 G5.2.22-7	颗粒物	类比法	4000	300	0.12	袋式除尘器	99	颗粒物	类比法	4000	＜30	0.12	25	0.45	常温	8400
	煤焦储运单元	颗粒物	类比法	6000	300	0.18	袋式除尘器	99	颗粒物	类比法	6000	＜30	0.18	15	0.55	常温	5250

装置名称	污染源	污染物产生					治理措施		污染物排放					排放口参数			排放时间/h
		污染物	核算方法	废气产生量 m^3/h	产生浓度 mg/m^3	产生量 kg/h	工艺	效率%	污染物	核算方法	废气排放量 m^3/h	排放浓度 mg/m^3	排放量 /kg/h	高度 H(m)	直径 D(m)	温度℃	
	3#转运站排气筒 G5.2.22-8																
	煤焦储运单元破碎楼排气筒 G5.2.22-9	颗粒物	类比法	8000	300	0.24	袋式除尘器	99	颗粒物	类比法	8000	＜30	0.24	15	0.6	常温	5250
	原料储存与准备单元磨煤机前煤仓 1 排气筒 G5.2.22-10	颗粒物	类比法	3000	300	0.09	袋式除尘器	99	颗粒物	类比法	3000	＜30	0.09	15	0.4	常温	8400
	原料储存与准备单元磨煤机前煤仓 2 排气筒 G5.2.22-11	颗粒物	类比法	3000	300	0.09	袋式除尘器	99	颗粒物	类比法	3000	＜30	0.09	15	0.4	常温	8400
	原料储存	颗粒物	类比法	3000	300	0.09	袋式除	99	颗粒物	类比法	3000	＜30	0.09	15	0.4	常温	8400

装置名称	污染源	污染物产生					治理措施		污染物排放					排放口参数			排放时间/h
		污染物	核算方法	废气产生量 m^3/h	产生浓度 mg/m^3	产生量 kg/h	工艺	效率%	污染物	核算方法	废气排放量 m^3/h	排放浓度 mg/m^3	排放量 /kg/h	高度 H(m)	直径 D(m)	温度℃	
	与准备单元磨煤机前煤仓 3 排气筒 G5.2.22-12						尘器										
	原料储存与准备单元磨煤机前煤仓 4 排气筒 G5.2.22-13	颗粒物	类比法	3000	300	0.09	袋式除尘器	99	颗粒物	类比法	3000	＜30	0.09	15	0.4	常温	8400
	原料储存与准备单元磨煤机前煤仓 5 排气筒 G5.2.22-14	颗粒物	类比法	3000	300	0.09	袋式除尘器	99	颗粒物	类比法	3000	＜30	0.09	15	0.4	常温	8400
	原料储存与准备单元磨煤机前煤仓 6 排	颗粒物	类比法	3000	300	0.09	袋式除尘器	99	颗粒物	类比法	3000	＜30	0.09	15	0.4	常温	8400

装置名称	污染源	污染物产生					治理措施		污染物排放					排放口参数			排放时间/h
		污染物	核算方法	废气产生量 m^3/h	产生浓度 mg/m^3	产生量 kg/h	工艺	效率%	污染物	核算方法	废气排放量 m^3/h	排放浓度 mg/m^3	排放量 /kg/h	高度 H(m)	直径 D(m)	温度℃	
	气筒 G5.2.22-15																
	料浆制备磨煤机排气 G5.2.22-16	甲醇	类比法	15495	<5	0.08	/	/	甲醇	类比法	15495	<5	0.08	20	0.85	常温	8400
		NH_3	类比法		1	0.02	/	/	NH_3	类比法		1	0.02				
		颗粒物	类比法		＜30	0.46	/	/	颗粒物	类比法		＜30	0.46				
	料浆制备磨煤机排气 G5.2.22-17	甲醇	类比法	15495	<5	0.08	/	/	甲醇	类比法	15495	<5	0.08	20	0.85	常温	8400
		NH_3	类比法		1	0.02	/	/	NH_3	类比法		1	0.02				
		颗粒物	类比法		＜30	0.46	/	/	颗粒物	类比法		＜30	0.46				
	气化锁斗泄压废气 G5.2.22-18	H_2	类比法	正常：40 最大：60	0.04%	/	/	/	H_2	类比法	正常：40 最大：60	0.04%	/	53	0.20	70	8400
		CO	类比法		0.03%	0.02	/	/	CO	类比法		0.03%	0.02				
		CO_2	类比法		64.05%	50.33	/	/	CO_2	类比法		64.05%	50.33				
		NH_3	类比法		4.47%	1.36	/	/	NH_3	类比法		4.47%	1.36				
		H_2O	类比法		30.93%	/	/	/	H_2O	类比法		30.93%	/				
	气化单元渣池放空气 G5.2.22-19	H_2	类比法	正常：40 最大：60	0.04%	/	/	/	H_2	类比法	正常：40 最大：60	0.04%	/	53	0.13	70	8400
		CO	类比法		0.03%	0.02	/	/	CO	类比法		0.03%	0.02				
		CO_2	类比法		64.05%	50.33	/	/	CO_2	类比法		64.05%	50.33				
		NH_3	类比法		4.47%	1.36	/	/	NH_3	类比法		4.47%	1.36				
		H_2O	类比法		30.93%	/	/	/	H_2O	类比法		30.93%	/				

装置名称	污染源	污染物产生					治理措施		污染物排放					排放口参数			排放时间/h
		污染物	核算方法	废气产生量 m^3/h	产生浓度 mg/m^3	产生量 kg/h	工艺	效率%	污染物	核算方法	废气排放量 m^3/h	排放浓度 mg/m^3	排放量 /kg/h	高度 H(m)	直径 D(m)	温度℃	
	灰水处理单元除氧水槽酸性气分离器闪蒸气 G5.2.22-20	H_2	类比法	正常：6 最大：11.9	12.66%	/	去硫磺回收装置							/	/	/	8400
		CO	类比法		19.19%	/											
		CO_2	类比法		0.74%	/											
		NH_3	类比法		14.20%	/											
		COS	类比法		0.70%	/											
		H_2S	类比法		0.02%	/											
		H_2O	类比法		50.30%	/											
		Ar	类比法		0.06%	/											
		O_2	类比法		0.67%	/											
		N_2	类比法		1.45%	/											
	灰水处理单元真空泵放空气 G5.2.22-21	CO	类比法	正常：234.6 最大：281.6	0.002%	/	去硫磺回收装置							/	/	/	8400
		H_2	类比法		0.01%	/											
		H_2O	类比法		5.9%	/											
		Ar	类比法		0.47%	/											
		N_2	类比法		73.8%	/											
		NH_3	类比法		0.11%	/											
		O_2	类比法		19.73%	/											
	变换单元汽提塔酸	H_2	类比法	正常：3455	10.7%	/	去硫磺回收装							/	/	/	8400
		CO	类比法		17.2%	/											

装置名称	污染源	污染物产生					治理措施		污染物排放					排放口参数			排放时间/h
		污染物	核算方法	废气产生量 m^3/h	产生浓度 mg/m^3	产生量 kg/h	工艺	效率%	污染物	核算方法	废气排放量 m^3/h	排放浓度 mg/m^3	排放量 /kg/h	高度 H(m)	直径 D(m)	温度℃	
	性气分离器排气 G5.2.22-22	CO_2	类比法	最大：4492	54.7%	/	置										
		NH_3	类比法		0.7%	/											
		H_2S	类比法		6.7%	/											
		N_2	类比法		0.1%	/											
		H_2O	类比法		9.9%	/											
	低温甲醇洗单元低温甲醇洗废气 G5.2.22-23	CO_2	类比法	正常：257491 最大：283241	90%	455207.3	/	/	CO_2	类比法		90%	455207.3	80	1.8	15-25	8400
		N_2	类比法		8.17%	26296.26			N_2	类比法		8.17%	26296.26				
		CO	类比法		<0.2%	643.73			CO	类比法		<0.2%	643.73				
		甲醇	类比法		417	107.37	洗涤	88%	甲醇	类比法		<50	<12.87				
		总硫	物料衡算法		<3ppm（以 H_2S 计:4.55）	<1.17(以 H_2S 计)	/	/	总硫	物料衡算法		<3ppm（以 H_2S 计:4.55）	<1.17(以 H_2S 计)				
		H_2O	类比法		1.5%	3103.69			H_2O	类比法		1.5%	3103.69				
		Ar	类比法		0.003%	13.79			Ar	类比法		0.003%	13.79				
		CH_4	类比法		0.005%	9.20			CH_4	类比法		0.005%	9.20				
	低温甲醇洗单元 H_2S 浓缩塔排	CO	类比法	正常：36590（66542.84kg/h	0.16%	/	去硫回收装置	/						/	/	~30	8400
		H_2S	类比法		25%	/		/									
		CO_2	类比法		~71.44%	/		/									

装置名称	污染源	污染物产生					治理措施		污染物排放					排放口参数			排放时间/h
		污染物	核算方法	废气产生量 m^3/h	产生浓度 mg/m^3	产生量 kg/h	工艺	效率%	污染物	核算方法	废气排放量 m^3/h	排放浓度 mg/m^3	排放量 /kg/h	高度 H(m)	直径 D(m)	温度℃	
	气 G5.2.22-24	N_2	类比法	）最大：40250	3.4%	/		/									
	气化污水预处理单元含氨尾气 G5.2.22-25	NH_3	类比法	正常：218 最大：306	80%	132.36	去硫磺回收装置	/									
		H_2O	类比法		20%	35.04										88	8400
	无组织排放	挥发性有机物	产污系数法	/	/	65.41t/a	泄漏检测与修复	/	挥发性有机物	产污系数法	/	/	65.41t/a	面积:580m×390m			8400

表 5.2.22.8-2　　石油焦制氢废水排放表

装置名称	污染源	污染物产生					治理措施		污染物排放					排放时间/h	排放去向
		污染物	核算方法	产生废水量 $/m^3/h$	产生浓度/mg/L	产生量 /kg/h	工艺	效率/%	污染物	核算方法	排放废水量 $/m^3/h$	排放浓度 /mg/L	排放量 /kg/h		
石油焦制	低压灰水	TSS	类比法	正常：186.5	<100	18.65	收集,	/	TSS	类比法	正常：186.5	<100	18.65	8400	去气化污水预处理单元
		Cl^-	类比法		<500	93.25			Cl^-	类比法		<500	93.25		

装置名称	污染源	污染物产生					治理措施		污染物排放					排放时间/h	排放去向
		污染物	核算方法	产生废水量/m^3/h	产生浓度/mg/L	产生量/kg/h	工艺	效率/%	污染物	核算方法	排放废水量/m^3/h	排放浓度/mg/L	排放量/kg/h		
氢装置	W5.2.22-1	NH_3	类比法	最大：237	<750	139.875	压力输送		NH_3	类比法	最大：237	<750	139.875		
		HCOOH	类比法		<1500	279.75			HCOOH	类比法		<1500	279.75		
		COD	类比法		≤650	121.225			COD	类比法		≤650	121.225		
		总硫	类比法		<1	0.1865			总硫	类比法		<1	0.1865		
	蒸汽发生器排污 W5.2.22-2	TDS	类比法	正常：9.5 最大：14.8	10~30	0.095	收集，压力输送	/	TDS	类比法	正常：9.5 最大：14.8	10~30	0.095	8400	回用至循环水系统
	氨汽提塔汽提后废水 W5.2.22-3	pH	类比法	正常：195.02 最大：237	~9	1.76	收集，压力输送	/	pH	类比法	正常：195.02 最大：237	~9	1.76	8400	污水处理场含油含盐处理系统
		COD	类比法		800	156			COD	类比法		800	156		
		氨氮	类比法		100	19.5			氨氮	类比法		100	19.5		
		硫化物	类比法		1	0.2			硫化物	类比法		1	0.2		
		TSS	类比法		15	2.93			TSS	类比法		15	2.93		
		总氮	类比法		110	21.45			总氮	类比法		110	21.45		
		TDS	类比法		5000	975.1			TDS	类比法		5000	975.1		
		钙硬度	类比法		550	107.3			钙硬度	类比法		550	107.3		
		镁硬度	类比法		50	9.75			镁硬度	类比法		50	9.75		

装置名称	污染源	污染物产生					治理措施		污染物排放					排放时间/h	排放去向
		污染物	核算方法	产生废水量/m^3/h	产生浓度/mg/L	产生量/kg/h	工艺	效率/%	污染物	核算方法	排放废水量/m^3/h	排放浓度/mg/L	排放量/kg/h		
		总氰化物	类比法		1	0.2			总氰化物	类比法		1	0.2		
		氟化物	类比法		10	1.95			氟化物	类比法		10	1.95		
		镍	类比法		6×10^{-4}	1.2×10^{-4}			镍	类比法		痕量	痕量		
		汞	类比法		3×10^{-6}	5.9×10^{-7}			汞	类比法		＜0.05	0.01		
	甲醇洗废水 W5.2.22-4	CH_3OH	类比法	正常：10.04 最大：10.29	100	1.0	收集到污水池泵送	/	CH_3OH	类比法	正常：10.04 最大：10.29	100	1.0	8400	送料浆制备

表 3.1.8-3　　石油焦制氢装置固体废物（废液）排放表

装置名称	序号	固废名称	固废类别及编号	产生情况		排放量（t/次）	主要成分	排放规律	最终去向	处置措施	
				核算方法	产生量(t/a)					工艺	处置量（t/a）
石油焦制氢装置	S5.2.22-1	渣池粗渣	一般固废	物料衡算法	227548	/	NH_3-N、甲酸、Cl^-	连续	园区一般工业固废处理项目	综合利用	227548

装置名称	序号	固废名称	固废类别及编号	产生情况		排放量（t/次）	主要成分	排放规律	最终去向	处置措施	
				核算方法	产生量(t/a)					工艺	处置量（t/a）
石油焦制氢装置	S5.2.22-2	细渣	一般固废	物料衡算法	247456	/	NH_3-N、甲酸、Cl	连续	园区一般工业固废处理项目	综合利用	247456
石油焦制氢装置	S5.2.22-3	变换炉废催化剂	HW50 261-167-50	物料衡算法	83	415	MoS、CoS	1 次/4-5 年	园区危险废物填埋场	综合利用	83
石油焦制氢装置	S5.2.22-4	粗合成气过滤器废保护剂	HW50 261-167-50	物料衡算法	18.09	90.5	镁铝尖晶石	1 次/4-5 年	园区危险废物填埋场	综合利用	18.09
石油焦制氢装置	S5.2.22-5	变换炉+粗合成气过滤器废瓷球	HW49 900-041-49	物料衡算法	19.73	98.7	Al_2O_3、SiO_2等	1 次/4-5 年	园区危险废物填埋场	填埋	19.73
石油焦制氢装置	S5.2.22-6	灰浆压滤机滤饼	一般固废	物料衡算法	1672	/	滤渣	连续	园区一般工业固废处理项目	综合利用	1672
石油焦制氢装置	S5.2.22-7	废吸附剂	暂按危废管理	物料衡算法	56.4	1128	吸附剂	1 次/20 年	园区危险废物填埋场	填埋	56.4

装置名称	序号	固废名称	固废类别及编号	产生情况		排放量（t/次）	主要成分	排放规律	最终去向	处置措施	
				核算方法	产生量(t/a)					工艺	处置量（t/a）
石油焦制氢装置	S5.2.22-8	耐火砖	暂按危废管理	物料衡算法	675	1350	Cr_2O_3、ZrO_2、SiO_2、Fe_2O_3、Al_2O_3	1 次/2 年	园区危险废物填埋场	填埋	675

表 5.2.22.8-4　　石油焦制氢装置噪声排放表

装置名称	噪声源	声源类型	噪声源强		治理措施	噪声排放值		距地高度（m）	室内/室外	排放时间/h	数量（台）
			核算方法	噪声值/dB(A)		核算方法	噪声值/dB(A				
石油焦制氢装置	破碎机 N5.2.22-1	频发（连续）	类比法	90～93	隔声	类比法	80～85	1.5	室外	8400	2
	磨煤机 N5.2.22-2	频发（连续）	类比法	90～93	低噪声电机、减振	类比法	80～85	1.5	室外	8400	8
	各种泵 N5.2.22-3	频发（连续）	类比法	90～93	低噪声电机、减振	类比法	80～85	1.5	室外	8400	57
	压缩机 N5.2.22-4	频发（连续）	类比法	90～93	低噪声电机、减振	类比法	80～85	1.5	室外	8400	6
	消音器 N5.2.22-5	频发（连续）	类比法	90～93	低噪声电机、减振	类比法	80～85	1.5	室外	8400	8
	破渣机 N5.2.22-6	频发（连续）	类比法	90～93	低噪声电机、减振	类比法	80～85	1.5	室外	8400	6
	捞渣机 N5.2.22-7	频发（连续）	类比法	90～93	低噪声电机、减振	类比法	80～85	1.5	室外	8400	6

装置名称	噪声源	声源类型	噪声源强		治理措施	噪声排放值		距地高度（m）	室内/室外	排放时间/h	数量（台）
			核算方法	噪声值/dB(A)		核算方法	噪声值/dB(A				
	锁斗 N5.2.22-8	频发（连续）	类比法	90～93	低噪声电机、减振	类比法	80～85	1.5	室外	8400	6
	空冷器 N5.2.22-9	频发（连续）	类比法	90～93	低噪声电机、减振	类比法	80～85	20	室外	8400	10

5.2.22.9 污染物达标分析

在正常生产情况下，石油焦制氢装置有圆形料仓排气、转运站排气、破碎楼排气、磨煤机前煤仓排气、磨煤机排气、气化锁斗泄压废气、渣池放空气和低温甲醇洗废气直接外排入大气，执行标准为《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 二级、《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）表 5 及表 6、《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 2，其达标排放情况见表 5.2.22.9-1。

表 5.2.22.9-1　　石油焦制氢装置外排废气达标排放分析

序号	废气名称	排放高度(m)	污染物名称	浓度(mg/Nm^3)		速率(kg/h)		达标分析	标准名称
				排放值	标准值	排放值	标准值		
G5.2.22-1	1#圆形料仓排气 1	38	颗粒物	30	120	0.3	35.8	达标	GB16297-1996 表 2
G5.2.22-2	1#圆形料仓排气 2	38	颗粒物	30	120	0.3	35.8	达标	GB16297-1996 表 2
G5.2.22-3	2#圆形料仓排气 1	38	颗粒物	30	120	0.3	35.8	达标	GB16297-1996 表 2
G5.2.22-4	2#圆形料仓排气 2	38	颗粒物	30	120	0.3	35.8	达标	GB16297-1996 表 2
G5.2.22-5	1#转运站排气 1	25	颗粒物	30	120	0.24	14.45	达标	GB16297-1996 表 2
G5.2.22-6	1#转运站排气 2	25	颗粒物	30	120	0.24	14.45	达标	GB16297-1996 表 2
G5.2.22-7	2#转运站排气	25	颗粒物	30	120	0.12	14.45	达标	GB16297-1996 表 2
G5.2.22-8	3#转运站排气	15	颗粒物	30	120	0.18	3.5	达标	GB16297-1996 表 2
G5.2.22-9	破碎楼排气	15	颗粒物	30	120	0.24	3.5	达标	GB16297-1996 表 2
G5.2.22-10	磨煤机前煤仓 1 排气	15	颗粒物	30	120	0.54	3.5	达标	GB16297-1996 表 2
G5.2.22-11	磨煤机前煤仓 2 排气	15	颗粒物	30	120	0.54	3.5	达标	GB16297-1996 表 2
G5.2.22-12	磨煤机前煤仓 3 排气	15	颗粒物	30	120	0.54	3.5	达标	GB16297-1996 表 2
G5.2.22-13	磨煤机前煤仓 4 排气	15	颗粒物	30	120	0.54	3.5	达标	GB16297-1996 表 2

G5.2.22-14	磨煤机前煤仓5排气	15	颗粒物	30	120	0.54	3.5	达标	GB16297-1996 表 2
G5.2.22-15	磨煤机前煤仓6排气	15	颗粒物	30	120	0.54	3.5	达标	GB16297-1996 表 2
G5.2.22-16~17	磨煤机1、2排气	20	颗粒物	30	120	0.92	5.9	达标	GB16297-1996 表 2
			甲醇	5	50	0.16	/		GB31571-2015 表 6
			NH_3	1	/	0.04	8.7		GB14554-93 表 2
G5.2.22-18	锁斗泄压废气	53	NH_3	4.47%	/	1.36	35	达标	GB14554-93 表 2
G5.2.22-19	渣池放空气	53	NH_3	4.47%	/	1.36	35	达标	GB14554-93 表 2
G5.2.22-23	低温甲醇洗废气	80	甲醇	<50	50	12.87	/	达标	GB31571-2015 表 6
			H_2S	4.55	/	1.17	9.3		GB14554-93 表 2
W5.2.22-3	氨汽提塔汽提后废水	/	镍	痕量	1	/	/	达标	GB31571-2015 表 2
			汞	＜0.05	0.05	/	/		

5.3 化工区

5.3.1 乙烯装置

5.3.1.1 生产规模及产品方案

乙烯装置以本项目炼油装置产生的富乙烷气、加氢轻石脑油、抽余油等为原料，采用蒸汽裂解工艺，生产主要产品为乙烯和丙烯，同时副产氢气、裂解碳四、裂解汽油、燃料油等产品。装置设计规模为 120 万吨/乙烯年，操作弹性 60～110%，年开工时间为 8000 小时，具体生产规模及产品产量见表 5.3.1.1-1。

表 5.3.1.1-1　　乙烯装置生产规模及产品产量

装置名称	生产规模（$\times10^4$t/a）	产品名称	产量		去向
			小时产量（t/h）	年产量（$\times10^4$t/a）	
乙烯装置	120（以乙烯计）	氢气	8.38	6.70	氢气管网
		富甲烷气	60.99	48.79	自用 55.61，其余送入燃料气管网
		乙烯	151.88	121.50	FDPE 装置 70.51，HDPE 装置 49.08，PP 装置 4.23，苯乙烯装置 28.05
		丙烯	54.53	43.62	去 PP 装置
		裂解碳四	27.75	22.20	去丁二烯抽提
		裂解汽油	31.91	25.52	去裂解汽油加氢
		裂解燃料油	5.71	4.56	中间罐区

5.3.1.2 主要原料和产品规格

⑴原料性质

乙烯装置设计加工原料为炼油装置来富乙烯气、富乙烷气、丙烷、混合液化气、异构化燃料气、歧化燃料气、正丁烷、混合轻烃、加氢轻石脑油、抽余油等。原料消耗量见表 5.3.1.2-1，原料规格参见炼油各装置工程分析章节产品规格表。

表 5.3.1.2-1　　乙烯装置原料消耗量及来源

序号	名称	单位	消耗量	原料来源
1	富乙烯气	万吨/年	4.19	干气分离装置
2	富乙烷气	万吨/年	39.79	干气分离装置（12.75） 轻烃回收装置干气分离单元（27.04）
3	丙烷	万吨/年	22.97	气体分馏装置（14.08） 烷基化装置（0.14）

序号	名称	单位	消耗量	原料来源
				轻烃回收装置液化气分离单元（8.75）
4	混合液化气	万吨/年	27.27	连续重整液化气（14.88） 轻烃回收装置干气液化气脱硫脱硫醇单元（12.39）
5	正丁烷	万吨/年	19.07	烷基化装置（11.5） 轻烃回收装置液化气分离单元（11.1） 干气分离进料消耗（3.53）
6	混合轻烃	万吨/年	14.58	轻烃回收装置干气分离单元（13.78） 干气分离装置（0.8）
7	加氢轻石脑油	万吨/年	77.15	石脑油正异构分离单元
8	抽余油	万吨/年	43.95	芳烃联合装置
9	异构化燃料气	万吨/年	13.26	芳烃联合装置
10	歧化燃料气	万吨/年	10.06	芳烃联合装置

⑵产品性质

乙烯装置产品主要为乙烯、丙烯、裂解碳四、裂解汽油等，各产品规格见表 5.3.1.2-2~8。

表 5.3.1.2-2　　乙烯产品规格

序号	组分	单位	数值
1.	乙烯	vol %	99.95 min
2.	甲烷、乙烷、氩气、氮气	ppmv	平衡
3.	氢	ppmv	5 max
4.	C3 +重组分	ppmv	10 max
5.	乙炔	ppmv	5 max
6.	一氧化碳	ppbv	30 max
7.	二氧化碳	ppmv	5 max
8.	羰基硫	ppbv	20 max
9.	氧	ppmv	1 max
10.	总硫	ppmw	1 max
11.	甲醇	ppmv	5 max
12.	氧化物	ppmv	0.5 max
13.	水	ppmw	2 max
14.	磷化氢	ppbv	30 max
15.	砷	ppbv	30 max
16.	硫醇	ppmv	0.3 max
17.	氨	ppmv	1 max
18.	甲基乙炔	ppmv	3 max

序号	组分	单位	数值
19.	丙二烯	ppmv	5 max
20.	氯化物	ppmv	1 max

表 5.3.1.2-3 丙烯产品规格

序号	组分	单位	数值
1.	丙烯	vol .%	99.6 min
2.	丙烷	vol .%	0.4max
3.	氢	ppmv	20 max
4.	乙烯	ppmv	15 max
5.	甲烷+乙烷	ppmv	400 max
6.	总 C4	ppmv	20 max
7.	乙炔	ppmv	1 max
8.	甲基乙炔	ppmv	2 max
9.	丙二烯	ppmv	2 max
10.	丁二烯	ppmv	2 max
11.	氧	ppmv	2 max
12.	一氧化碳	ppbv	30 max
13.	二氧化碳	ppmv	2 max
14.	羰基硫	ppbw	30 max
15.	总氧化物	ppmw	5 max
16.	总硫	ppmw	1 max
17.	氯化物	ppmv	1 max
18.	甲醇	ppmv	1 max
19.	环戊二烯	ppbv	50 max
20.	水	ppmv	10 max
21.	砷	ppbv	30 max
22.	磷化氢	ppbv	30 max
23.	氨	ppmw	2 max
24.	丁烯	ppmv	10 max
25.	戊烯	ppmv	10 max

表 5.3.1.2-4 氢气规格

序号	组分	单位	数值
1.	氢气	vol %	95 min
2.	$CO+CO_2$	ppmv	10 max

表 5.3.1.2-5 燃料气规格

序号	组分	单位	数值
1.	氢气	wt%	1.47
2.	一氧化碳	wt%	0.15
3.	甲烷	wt%	98.08
4.	乙烯	wt%	0.30

表 5.3.1.2-6 裂解碳四规格

序号	组分	单位	数值
1.	乙烯基乙炔	wt%	1.97
2.	1,3-丁二烯	wt%	56.82
3.	丁烯-1	wt%	8.52
4.	丁烯-2	wt%	4.18
5.	异丁烯	wt%	16.80
6.	异丁烷	wt%	0.79
7.	正丁烷	wt%	10.93

表 5.3.1.2-7 裂解汽油规格

序号	组分	单位	数值
1.	碳五及轻组分	wt%	19.07
2.	苯	wt%	36.52
3.	甲苯	wt%	14.03
4.	二甲苯	wt%	8.53
5.	乙苯	wt%	0.53
6.	苯乙烯	wt%	6.40
7.	C6-8 非芳烃	wt%	5.54
8.	碳九+	wt%	9.38

表 5.3.1.2-8 裂解燃料油规格

序号	组分	单位	数值
1.	残炭	wt%	7
2.	粘度	@50℃,cst	7.5
3.	粘度	@100℃,cst	4.6
4.	馏程（D-86）		
	1	℃	209
	5	℃	211

序号	组分	单位	数值
	10	℃	214
	30	℃	222
	50	℃	255
	70	℃	320
	90	℃	464
	95	℃	484
	98	℃	506

5.3.1.3 工艺技术及生产原理

本装置采用中石油自主研发的乙烯成套技术，根据原料的特性，裂解炉采用高产蒸汽的工艺，裂解气经传统的一级急冷器冷却后，还经锅炉给水继续冷却，使裂解气再次降温。为提高裂解炉清焦周期，辐射段炉管采用强化传热形式，降低了炉管内表面结焦的倾向，提高裂解炉清焦周期。

5.3.1.4 工艺流程简述

乙烯由原料预处理、裂解炉单元、急冷单元、压缩单元、冷分离单元、热分离单元、废碱氧化单元组成。

⑴ 原料预处理

来自界区外的抽余油、混合轻烃、加氢轻石脑油经急冷水预热后进入液体裂解炉进行裂解。

来自界区外的正丁烷、烷基化液化气经蒸汽气化和过热后，进入液体裂解炉进行裂解。

来自界区的丙烷及丙烯塔底的循环 C3 气化后，与来自界区外富乙烷气、烷基化干气、芳烃干气与循环乙烷混合，过热后进入气体裂解炉进行裂解。

富乙烯气进入分离单元直接回收其中所含的乙烯。

⑵ 裂解炉系统

裂解炉共设置 6 台双炉膛液体炉，2 台双炉膛气体炉，液体炉为 HQF-II224 (224 根炉管)型，5 开 1 备，气体炉为 HQF-IV48。

在原料预热单元预热后的原料进入裂解炉对流段的原料预热段 I 段和 II 段预热，预热后进料与稀释蒸汽混合进入 HC+DSI 和 HC+DSII 段。出辐射室的裂解气进入裂解气急冷换热器与来自汽包的锅炉给水换热迅速冷却并副产高压蒸汽，再在裂解气余热回收换热器经高压锅炉给水冷却后进入急冷单元。

裂解炉采用装置自产的甲烷氢作燃料，产生的烟气（G5.3.1-1~7）经脱硝后通过烟囱排入大气。脱硝采用 SCR 催化还原工艺，SCR 反应器定期更换催化剂，产生的废脱硝催化剂（S5.3.1-8）定期送至园区危险废物填埋场。汽包排污（W5.3.1-3/4）分连续排污和间歇排污，经闪蒸回收蒸汽后送至循环水场。

当一台裂解炉需要清焦时，将裂解原料送入备用的裂解炉中，清焦废气经清焦罐除颗粒后返回裂解炉（G5.3.1-8）。清焦过程产生的清焦废水（W5.3.1-5）收集后送装置污水处理场含油含盐污水处理系统；清焦罐中焦粉（S5.3.1-6）收集后送全厂焚烧炉处理。

⑶ 急冷系统

①急冷油塔

来自裂解炉的裂解气进入急冷油塔底部，急冷油塔底设置旋风分离空间，用于分离出裂解气所含的液相，分离出的液相经塔釜泵升压后部分回流，其余部分送至界区外。分离液相后的裂解气经烟筒塔盘塔中与自上而下的馏分油逆流接触，裂解气中的重组分被冷凝、下落，轻组分被气提、上升并在塔的上段与回流汽油接触而被分馏。

急冷油自急冷油塔底抽出，经过急冷油过滤器除去固体焦粒，然后部分作为原料预处理的热源，其余与急冷水换热；自急冷油泵后经过滤采出的少部分急冷油，与从急冷油塔上段采出的轻质燃料油混合，进入燃料油汽提塔，燃料油汽提塔使用稀释蒸汽作为汽提介质，携带着 C8 和轻于 C8 组分的塔顶馏出物，回到急冷油塔精馏段。塔底物料即为燃料油产品，经冷却后送至罐区。

②急冷水塔

来自急冷油塔的裂解气进入急冷水塔，在塔内中部、上部用低温回流急冷水将其冷却，将重质汽油和稀释蒸汽冷凝下来，塔顶裂解气进入裂解气压缩机，塔釜为冷凝下来的裂解汽油和水。

在塔釜，通过特殊结构内件将汽油和水分离，分离出来的急冷水用急冷水泵抽出送至换热器回收热量降温后，返回急冷水塔作为回流。塔釜分离工艺水进入工艺水聚结器，进一步除去烃类后进稀释蒸汽发生系统。塔底的裂解汽油用泵抽出后分成两股：第一股返至急冷油塔分馏段作回流；第二股去汽油汽提塔。汽油汽提塔将汽油中含有的轻烃汽提出来送入急冷水塔。汽油汽提塔釜的汽油用泵抽出与脱丁烷塔釜的汽油混合冷却后送至汽油加氢单元。

③稀释蒸汽系统

来自工艺水聚结器的工艺水加热后进入工艺水汽提塔。在工艺水汽提塔中，挥发性烃类从工艺水中汽提出来，送回急冷水塔，塔釜使用稀释蒸汽作为汽提气。工艺水汽提塔底的工艺水加热后进入稀释蒸汽罐。

稀释蒸汽发生器用中压蒸汽发生稀释蒸汽。稀释蒸汽罐罐底排污经冷却后，送污水处理场含油含盐污水处理系统（W5.3.1-1）。稀释蒸汽过热后，部分送至燃料油汽提塔和工艺水汽提塔作汽提气，主流进入炉区的稀释蒸汽总管。

⑷ 压缩单元

①裂解气压缩机

裂解气压缩系统采用五级压缩，来自急冷水塔的塔顶馏出物被送入压缩机一段吸入罐，脱除夹带液滴后进入压缩机第一段。罐底积存的主要是水，由压缩机一段吸入罐凝液泵送回急冷水塔。

压缩机第一段排出气冷却后进入压缩机二段吸入罐。脱除了夹带液滴后的裂解气进入压缩机第二段。压缩机二段吸入罐积存的液体为烃水混合物，在罐中被分为两相，水相在油-水界面控制下被送回一段吸入罐，烃/油相在罐液位控制下被汽油汽提塔进料泵送到汽油汽提塔。

压缩机第二段排出气冷却后进入压缩机三段吸入罐，在此脱除夹带的液滴后，进入压缩机第三段。压缩机三段吸入罐的冷凝液相物流被送回二段吸入罐。压缩机第三段排出气冷却后进入压缩机四段吸入罐，脱除了夹带液滴后进入压缩机第四段。压缩机四段吸入罐的冷凝液相物流被送回三段吸入罐。压缩机第四段排出气冷却后进入压缩机四段排出罐。脱除了夹带液滴后进入碱洗塔。压缩机四段排出罐的冷凝液相物流被送回四段吸入罐。

来自本装置下游系统的轻组分、排放气、不凝气以及被分离出来的水等，根据各来源点的压力不同，分别进入压缩机的不同段间回收。当膨胀-再压缩机停运的情况下，还可能有一股丙烯冷剂过冷器的富甲烷气进入裂解气压缩机二段吸入罐。

为降低裂解气在压缩机机体内部结垢的倾向，压缩机一至四段采用注水降温技术，还设有洗油注入系统。

②碱洗塔

来自压缩机四段排出罐的裂解气加热后进入碱洗塔底部。在碱洗塔的三个

碱洗段里，裂解气与碱溶液逆流接触，裂解气中的 H_2S、CO_2 等酸性气体被洗涤去除。塔顶部为水洗段，以除去裂解气中夹带的碱。碱洗塔塔顶出来的裂解气冷却后进入裂解气干燥器进料分离罐，脱除了夹带液滴后的气体进入裂解气干燥器；分离罐积存的液体为烃水混合物，水相被送回压缩机四段吸入罐，液烃用泵送往液烃干燥器进料聚结器。碱洗塔塔底排出的废碱液降压后与来自装置界区外的洗涤汽油混合，混合后的物料进入废碱除油罐。在废碱除油罐中，废碱液与溶解了聚合物的洗涤汽油被沉降、分层。底层的废碱液被送到废碱脱气罐，脱气后废碱液用泵送往废碱氧化单元。洗涤汽油用泵抽出，经废汽油洗涤罐除去残留的碱污染物后循环回到急冷水塔。

③干燥

裂解气从裂解气干燥器的顶部流向底部，以脱除裂解气中所含的微量水，干燥后的裂解气前往高压脱丙烷塔。液烃进入液烃干燥器进料聚结器，分离出的游离水回到裂解气压缩机四段吸入罐。液态烃从液烃干燥器的底部流向顶部，以脱除液烃中所含的微量水，干燥后的液态烃送至高压脱丙烷塔。裂解气干燥器、液烃干燥器均各设两台，一台操作，一台再生，再生气经冷却并分出所携带的游离水后送到燃料气管网。裂解气干燥器、液烃干燥器定期更换干燥剂，产生的废干燥剂（S5.3.1-1）、废瓷球（S5.3.1-7）送至园区危险废物填埋场。

④高低压双塔脱丙烷

本设计采用双塔、双压脱丙烷系统。来自裂解气干燥器的裂解气经换热后后进入高压脱丙烷塔。来自液烃干燥器的液态烃则直接进入高压脱丙烷塔。

高压脱丙烷塔塔顶气体预热后进入裂解气压缩机第五段，裂解气压缩机第五段排出气冷却后送碳二加氢脱砷保护床。碳二加氢脱砷保护床定期更换催化剂，产生的废脱砷催化剂（S5.3.1-5）送至园区危险废物填埋场。

高压脱丙烷塔塔底物料冷却后，进到低压脱丙烷塔。低压脱丙烷塔实现 C3 与 C4 以上馏分的分离。塔顶馏出物全凝后进入低压脱丙烷塔回流罐。冷凝液用回流泵抽出后分成两股：第一股直接返至低压脱丙烷塔顶作回流；第二股送往碳三加氢反应器。

⑤碳二加氢系统

来自碳二加氢脱砷保护床的排出气加热后进入碳二加氢反应器。碳二加氢反应器采用三个串联的催化剂床，二个催化剂床之间设有段间冷却器。碳二加氢

反应器定期更换催化剂，产生的废催化剂（S5.3.1-2）送至园区危险废物填埋场。碳二加氢反应器出料经冷却后进入裂解气第二干燥器，以脱除加氢反应可能产生的微量水分。裂解气第二干燥器再生气经冷却并分出所携带的游离水后送到燃料气管网。裂解气第二干燥器定期更换干燥剂，产生的废干燥剂（S5.3.1-1）、废瓷球（S5.3.1-7）送至园区危险废物填埋场。脱水后的气体经冷却和部分冷凝后进入高压脱丙烷塔回流罐，气相前往脱甲烷系统；液相物料分为两股，一股作为回流液回到高压脱丙烷塔，另一股前往脱甲烷系统的预切割塔。

⑸ 冷分离单元

①冷分离

来自高压脱丙烷塔回流罐的液体进料到预切割塔的一块低层塔盘上。气体经多级激冷后进入预切割塔 1#进料分离罐中闪蒸。闪蒸后的液体，进到预切割塔中段，闪蒸出来的气体经多级激冷后进入预切割塔 2#进料分离罐。

预切割塔 2#进料分离罐罐顶的气体进一步激冷后，进入脱甲烷塔进料分离罐，液体加热后进入预切割塔的一块较高层塔盘上，气体冷却后进入乙烯吸收塔。

乙烯吸收塔塔顶馏出物被送往甲烷氢气换热器，开始甲烷与氢气的分离过程。乙烯吸收塔塔底物流回热后作进入脱甲烷塔。

乙烯吸收塔塔顶馏出物激冷后进入甲烷氢气 1#分离罐，顶部气体进一步冷却后进入甲烷氢气 2#分离罐。甲烷氢气 2#分离罐的气体即所谓“粗氢气”，闪蒸后的液体则是所谓“富甲烷”。粗氢气除了被分出一小股注入甲烷氢气 2#分离罐罐底节流膨胀后的富甲烷以外，其余粗氢气前往氢气回收及提纯系统。2#甲烷氢气分离罐的液体富甲烷汇合少量粗氢，回收冷量后汇合来自膨胀-再压缩机膨胀端的富甲烷气汇合提供冷量自身被回热后成为所谓的“尾气”物流，被送回到干燥、再生及燃料系统。

循环乙烷送回裂解炉区的气体裂解炉作为裂解原料循环裂解。

②脱甲烷

预切割塔将 C1 及轻于 C1 组分与 C3 及重于 C3 的组分清晰地分离开。通过调节回流将 C2 馏分分成两部分。预切割塔的塔顶馏出物不含碳三馏分，被直接送到脱甲烷塔。

脱甲烷塔的塔顶馏出物，被送膨胀-再压缩机回路。脱甲烷塔的塔底物料分为两股。一股送预切割塔冷凝器作冷媒，另一股则在脱甲烷塔底料闪蒸罐中气化

后，与来自预切割塔冷凝器的那一股会合，作为乙烯塔进料进入乙烯塔较高一层的塔盘。

③甲烷化反应

来自氢气回收系统的 95%氢气回收冷量后，进一步升温后进入甲烷化反应器，在催化剂作用下将氢气中的 CO 转化为甲烷和水。甲烷化反应器定期更换催化剂，产生的废催化剂（S5.3.1-4）定期送至园区危险废物填埋场。净化后的氢气经冷却后，在甲烷化反应器产物分离罐中分出反应生成的游离水，然后通过氢气干燥器脱除残余的水，即可得到产品氢气。氢气干燥器定期更换干燥剂，产生的废干燥剂（S5.3.1-1）送至园区危险废物填埋场。氢气产品一部分用于 C3 加氢，一部分作为产品输出去下游用户。

④脱乙烷

脱乙烷塔接收来自预切割塔塔底的 C2 和 C3 物料。塔顶馏出物冷却全凝后，进入脱乙烷塔回流罐。脱乙烷塔回流泵从回流罐中抽出一股液体作为回流送到脱乙烷塔塔顶。脱乙烷塔回流罐的另一股分为三支：第一支直接前往乙烯塔，作为其进料；第二支前往乙烯塔回流过冷器，提供了冷量后再与第三支汇合后，进料到乙烯塔；第三支先到乙烯塔进料闪蒸罐闪蒸并提供冷量后，再与第二支汇合进入乙烯塔。脱乙烷塔塔底物料冷却后前往碳三加氢系统。

⑤乙烯热泵系统

乙烯塔接受三股进料，由上至下分别是：第一股气相进料由来自脱甲烷塔底料闪蒸罐的闪蒸气和来自预切割塔冷凝器气化气组成；第二股为来自脱乙烷塔回流罐的液相进料；第三股气相进料由两支汇合而成，一支是来自乙烯塔进料闪蒸罐的闪蒸气，另一支来自脱乙烷塔回流罐的液体气化气。

乙烯塔塔顶馏出物经由乙烯机二段吸入罐被吸入乙烯压缩机第二段。乙烯压缩机第二段排出气冷凝并向乙烯塔提供再沸热量，冷凝液过冷后回塔。乙烯塔塔底物料为高纯度的乙烷。

乙烯压缩机第三段排出气体逐级冷凝后进入乙烯缓冲罐。乙烯压缩机第四段排出气体，经出口乙烯产品冷却器冷却后送至界区外。

从乙烯缓冲罐靠自身压力引出的一股液体乙烯，经过冷后分为三股。第一股成为乙烯塔的回流。第二股作为预切割塔 3#进料冷却器的液体乙烯冷剂，气化后与乙烯塔塔顶馏出物一起进入乙烯机二段吸入罐。第三股则在液位控制下进

入乙烯机二段吸入罐，以弥补该罐进料量的不足。

乙烯机二段吸入罐罐顶气体被吸入乙烯压缩机第二段。闪蒸后的液体从罐底引出回收冷量，自身气化后气体乙烯一起回到乙烯机一段吸入罐，气体被吸入乙烯压缩机第一段。

⑹ 热分离单元

①碳三加氢系统

低压脱丙烷塔的塔顶馏出物和脱乙烷塔的塔底物料会合后，被加氢后碳三稀释，随后配入氢气，加热后进入碳三加氢反应器。

在碳三加氢反应器里，MAPD 被转化为丙烯、丙烷和少量绿油。所有残存的丁二烯都转化为 1-丁烯。碳三加氢反应器定期更换催化剂，产生的废催化剂（S5.3.1-3）送至园区危险废物填埋场。

碳三加氢反应器的出料经冷却后，进入碳三加氢反应器出料罐，罐内液体部分循环到反应器进口，控制进入反应器的 MAPD 浓度；另一部分减压后进入丙烯汽提塔顶部。

丙烯预分离塔用于除去加氢后的碳三组分中溶解的氢气。塔顶气相返回至裂解气压缩机四段吸入管线，塔底出料至丙烯精馏塔。

②丙烯热泵系统

丙烯精馏塔与丙烯压缩机组成热泵。丙烯塔为双塔并联系统，来自碳三加氢系统并经碳三预分馏塔提纯后的碳三馏分进入 1#、2#丙烯塔，塔釜采出丙烷作为循环物料送入裂解炉。塔顶气相丙烯进入丙烯压缩机 4 段入口。丙烯压缩机由五段组成，五段出口气相丙烯经冷凝后逐级减压分别提供-40℃、-25℃、-15℃和 7℃丙烯冷剂。

③脱丁烷

低压脱丙烷塔塔底物料进到脱丁烷塔，把碳四馏分从更高沸点物质中分离出来。塔顶馏出物冷却、全凝后进入脱丁烷塔回流罐，部分回流，另一部分作为混合碳四产品送至界区。脱丁烷塔塔底物料采出后与来自汽油汽提塔的裂解汽油混合，冷却后送出界区。

⑺ 废碱氧化单元

废碱氧化单元处理的物料为乙烯装置废碱、炼油区的废碱渣，由三部分组成，分别是：废碱脱烃、废碱氧化、废碱中和。整个流程如下：

①废碱脱烃

来自上游排放的废碱液，由废碱罐收集，通过废碱液泵和过滤器过滤后加入，送入废碱脱烃塔顶部，用减温后的低低压蒸汽汽提出轻烃组分。在汽提的同时，塔内发生聚合反应，最大程度的脱除挥发性有机组分。

废碱脱烃塔塔顶气相（蒸汽和烃类）经废碱脱烃塔塔顶分离罐分离出冷凝物后返回水洗塔。脱烃塔塔底排出的废碱用废碱氧化进料泵送出，经过滤器过滤后送至废碱氧化系统。

②废碱氧化

工厂空气经废碱氧化空气压缩机压缩后，注入废碱进料管线换热升温后，从底部进入反应器。同时，减温后的饱和中压蒸汽从反应器下部注入。废碱液，空气与蒸汽同向接触，在高温高压下，废碱液缓慢地向上流动并被分散在液体中的细小的空气气泡氧化。上升的空气气泡在各反应区中与液相充分地混合，废碱液中的 Na_2S 和 $Na_2S_2O_4$ 被充分氧化为 Na_2SO_4。

氧化后的废碱流出物冷却后进入废碱氧化分离罐。在分离罐中闪蒸进一步脱气，排放气（G5.3.1-9）送往乙烯裂解炉燃烧，液相进入废碱中和系统。

③废碱中和

脱气后的废碱液与硫酸混合并反应，确保 pH 值降至 7~10.5，废碱氧化排污（W5.3.1-2）送往污水处理厂进行处理。

乙烯装置带“三废”排放点的工艺流程见图 5.3.1-1。

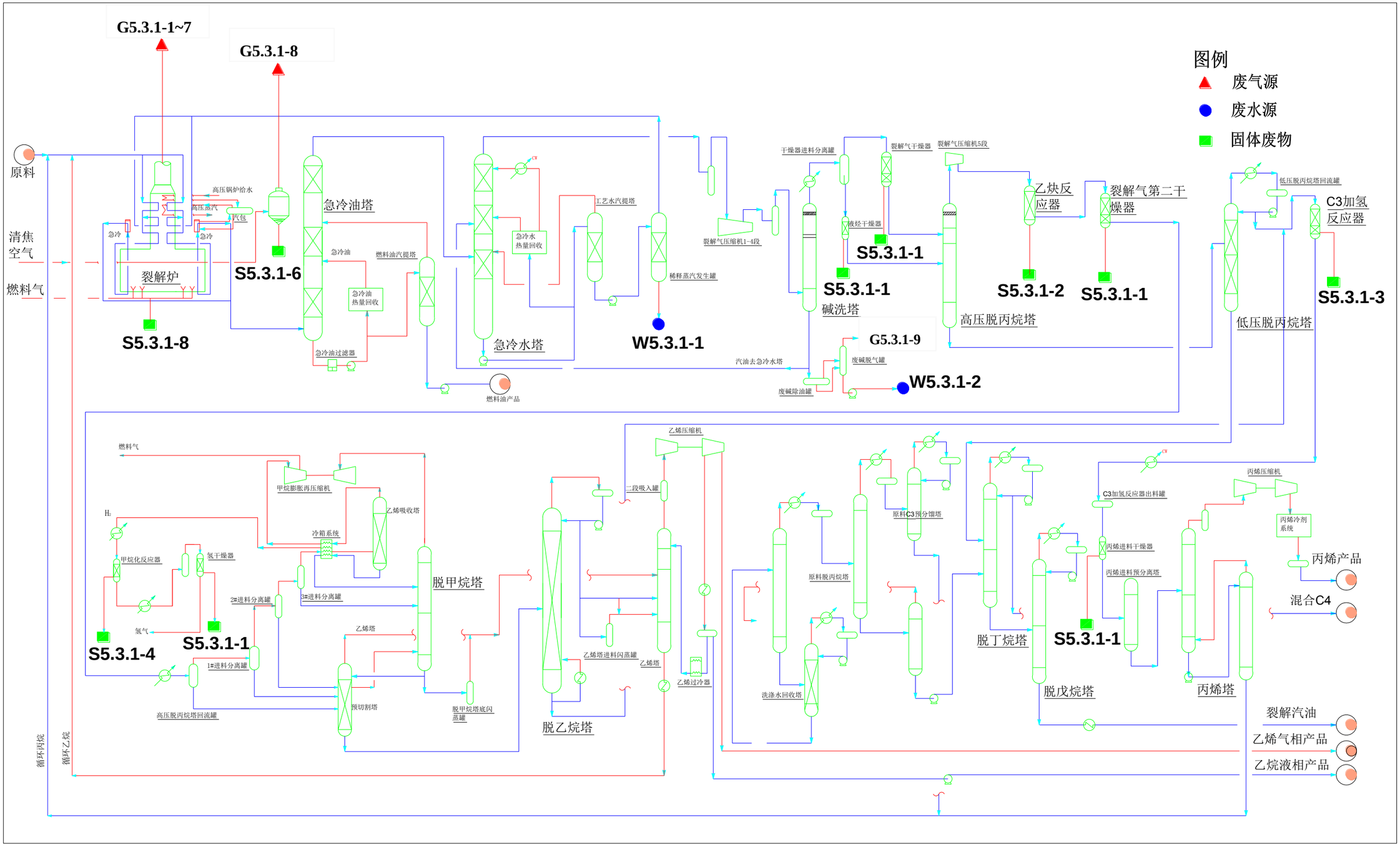


图 5.3.1-1 乙烯装置带“三废”排放点流程图

5.3.1.5 主要设备

乙烯装置主要设备见表 5.3.1.5-1。

表 5.3.1.5-1　　乙烯装置主要设备表

序号	设备名称	数量（台）	操作温度（℃）	操作压力（MPa.G）	主要规格	材质
1.						
2.						
3.						
4.						
5.						
6.						
7.						
8.						
9.						
10.						
11.						
12.						
13.						
14.						
15.						
16.						
17.						
18.						
19.						
20.						
21.						
22.						
23.						
24.						
25.						
26.						
27.						
28.						
29.						

5.3.1.6 原辅材料及公用工程消耗

⑴原料及辅助材料消耗

乙烯装置主要原料、辅助材料消耗见表 5.3.1.6-1。

表 5.3.1.6-1　　乙烯装置主要原料及辅助材料消耗表

序号	名称	单位	消耗定额/吨产品	消耗量		来源
				小时	每年（$\times 10^4$）	
一	原料					
1.	富乙烯气	t	0.015	5.24	4.19	干气分离装置
2.	富乙烷气	t	0.15	49.73	39.79	干气分离装置 轻烃回收装置干气分离单元
3.	丙烷	t	0.084	28.71	22.97	气体分馏装置 烷基化装置 轻烃回收装置液化气分离单元
4.	混合液化气	t	0.1	34.09	27.27	连续重整液化气 轻烃回收装置干气 液化气脱硫脱硫醇单元
5.	异构化燃料气	t	0.049	16.58	13.26	芳烃联合装置
6.	歧化燃料气	t	0.037	12.58	10.06	芳烃联合装置
7.	正丁烷	t	0.07	23.84	19.07	烷基化装置 轻烃回收装置液化气分离单元 干气分离进料补充
8.	混合轻烃	t	0.053	18.23	14.58	轻烃回收装置干气分离单元 干气分离装置
9.	加氢轻石脑油	t	0.28	96.44	77.15	石脑油正异构分离单元
10.	抽余油	t	0.16	54.94	43.95	芳烃联合装置
二	辅助材料					
1.	甲醇	t	/	/	0.5	外购
2.	丙醇	t	/	/	0.3	外购
3.	20%碱液	t	/	/	2.29	外购
4.	98%硫酸	t	/	/	0.08	外购
5.	液氨	t	/	/	0.06	外购
6.	二甲基二硫	t	/	/	0.03	外购
7.	除氧剂	t	/	/	0.0002	外购
8.	磷酸盐	t	/	/	0.003	外购

序号	名称	单位	消耗定额/吨产品	消耗量		来源
				小时	每年（×10^4）	
9.	破乳剂	t	/	/	0.002	外购
10.	洗油	t	/	/	2.9	外购
11.	碳二加氢催化剂	m^3	/	105（一次装填量）		外购
12.	碳三加氢催化剂	m^3	/	25（一次装填量）		外购
13.	甲烷化催化剂	m^3	/	35（一次装填量）		外购
14.	裂解气干燥剂	m^3	/	493.9（一次装填量）		外购
15.	液体干燥剂	m^3	/	30.8（一次装填量）		外购

⑵公用工程消耗

乙烯装置公用工程消耗见表 5.3.1.6-2。

表 5.3.1.6-2　　乙烯装置公用工程消耗表

序号	名称及规格		单位	消耗定额/吨产品	小时消耗量		来源/去向
					正常	最大	
1.	循环水（0.45MPaG，Δt=10℃）		t/h	427	64000	75000	化工第一循环水场
2.	电	10KV	KW	114.4	17160	/	全厂电网
		（380V）	KW	21.6	3244		
3.	超高压蒸汽（11.5 MPaG，520℃）		t	2.2	323.5		蒸汽管网
4.	高压蒸汽（4.0MPaG，400℃）		t	-1.1	-168.6		蒸汽管网
5.	中压蒸汽（1.3MPaG，290℃）		t	-0.19	-29.2		蒸汽管网
6.	低压蒸汽（0.5MPaG，220℃）		t	-0.62	-92.8		蒸汽管网
7.	脱盐水		t	0.9	135.7	/	除盐水站
8.	凝液		t	-0.9	-135.1	/	凝液精制
9.	氮气（0.7MPaG）		Nm^3	2.7	400	13000	空分装置
10.	仪表空气		Nm^3	30	4500	5000	空压站
11.	工厂空气		Nm^3	3	450	3000	空压站

5.3.1.7 平衡分析

⑴物料平衡

乙烯装置物料平衡见表 5.3.1.7-1。

表 5.3.1.7-1　　乙烯装置物料平衡表

入方（t/h）				出方（t/h）				
序号	项目	数据	来源	序号	类别	项目	数据	去向
1	富乙烯气	5.24	干气分离装置	1	产品	乙烯	151.88	FDPE 装置 70.51，HDPE 装置 49.08，PP 装置 4.23，苯乙烯装置 28.05
2	富乙烷气	49.73	干气分离装置 轻烃回收装置干气分离单元	2	产品	丙烯	54.53	去 PP 装置
3	丙烷	28.71	气体分馏装置 烷基化装置 轻烃回收装置液化气分离单元	3	副产品	氢气	8.38	氢气管网
4	混合液化气	34.09	连续重整液化气 轻烃回收装置干气液化气脱硫脱硫醇单元	4	副产品	富甲烷气	60.99	自用 55.61，其余送入燃料气管网
5	异构化燃料气	16.58	芳烃联合装置	5	副产品	裂解碳四	27.75	去丁二烯抽提
6	歧化燃料气	12.58	芳烃联合装置	6	副产品	裂解汽油	31.91	去裂解汽油加氢
7	正丁烷	23.84	烷基化装置 轻烃回收装置液化气分离单元 干气分离进料补充	7	副产品	裂解燃料油	5.71	罐区
8	混合轻烃	18.23	轻烃回收装置干气分离单元 干气分离装置	8	废液	废碱液	10.7	污水处理场高含盐废水处理系统
9	加氢轻石脑油	96.44	石脑油正异构分离单元	9	废液	稀释蒸汽排污	18.8	污水处理场含油

入方（t/h）				出方（t/h）				
序号	项目	数据	来源	序号	类别	项目	数据	去向
								污水处理系统
10	抽余油	54.94	芳烃联合装置	10	损失	绿油等	1.0	-
11	二甲基二硫	0.04	外购					
12	碱液	2.86	外购					
13	锅炉给水	24.6	装置内除氧器					
14	洗油	3.6	外购					
15	炼油废碱渣	0.08	催化裂化、延迟焦化					
16	富烃尾气返回	0.1	HDPE 装置					
	合计	371.66				合计	371.66	

从表 5.3.1.7-1 中可知，进入乙烯装置的总物料量为 370.91t/h，其中富乙烯气、富乙烷气、丙烷、加氢轻石脑油等原料合计为 340.38t/h。经蒸汽裂解后，产品乙烯、丙烯、粗裂解汽油、裂解重油、混合C4合计为271.78 t/h，占进入原料量的 79.85%；产品氢气为 8.38t/h，占进入原料量的 2.46%；燃料气（甲烷）为 60.99t/h，占进入原料量的 17.92%。进入乙烯装置中的二甲基二硫醚、碱液等辅助材料以及锅炉给水转化为稀释蒸汽排污、废碱液后排出乙烯装置。

⑵硫平衡

乙烯装置硫平衡见表 5.3.1.7-2。

表 5.3.1.7-2　　乙烯装置硫平衡表

入方				出方			
名称	进料量(t/h)	硫含量(ppm)	带入硫(kg/h)	名称	出料量(t/h)	硫含量(ppm)	带走硫(kg/h)
富乙烷气	49.73	6	0.3	裂解汽油	31.91	100	3.2
丙烷	28.71	12	0.35	裂解燃料油	5.71	500	1.5
混合液化气	34.09	9	0.3	废碱液	10.7	0.16%(wt)	17.1
正丁烷	23.84	12	9				
混合轻烃	18.23	11	80				
加氢轻石脑油	96.44	6	0.6				
二甲基二硫	0.04	49.2%(wt)	19.7				
炼油来废碱渣	0.08	500	0.04				
合计			21.8	合计			21.8

从表 5.3.1.7-2 可知，富乙烷气、丙烷、混合轻烃等原料带入的硫量为 2.1 kg/h，辅助材料二甲基二硫醚带入的硫量为 19.7 kg/h，炼油区催化裂化、延迟焦化装置带入硫量约 0.04kg/h，进入乙烯装置工艺系统的总硫量合计 21.8 kg/h。经蒸汽裂解后，这些硫主要由废碱液带走，约占进入工艺系统总硫量的 78.5%；产品粗裂解汽油、裂解燃料油分别带走硫 3.2kg/h、1.5kg/h，分别占总硫量的 14.6%、6.8%。

⑶蒸汽平衡

乙烯装置蒸汽平衡见表 5.3.1.7-3。

表 5.3.1.7-3　　乙烯装置蒸汽平衡

进料 t/h			出料 t/h		
序号	名称	数值	序号	名称	数值
1	11.5MPa 蒸汽（520℃）	323.5	1	4.0MPa 蒸汽（400℃）	168.6
2	脱盐水	135.7	2	1.3MPa 蒸汽（290℃）	29.2
			3	0.5Mpa 蒸汽（220℃）	92.8
			4	蒸汽凝液（0.5MPaG）	135.1
			5	汽包排污	6.9
			6	除氧器排气	1.1
			7	蒸汽进入工艺系统	24.6
			8	损失	0.9
合计		459.2	合计		459.2

从表 5.3.1.7-3 可知，乙烯装置消耗脱盐水约 135.7t/h，这部分脱盐水经加热后与装置回收的凝液一起通过除氧器生产锅炉给水，锅炉给水一部分用于裂解炉回收余热以副产超高压蒸汽，另一部分用于稀释蒸汽补水、碱洗塔补水等。乙烯装置消耗全厂 323.5t/h 高压蒸汽与裂解炉副产的高压蒸汽汇合，用于驱动裂解气压缩机并抽出 4.0MPaG 蒸汽，同时驱动丙烯压缩机，并抽出 1.3MPaG 蒸汽；抽出的 4.0MPaG 蒸汽除用于驱动乙烯压缩机、锅炉给水泵、急冷水泵、急冷油泵等之外，外送 168.2t/h 进入蒸汽管网；各透平用户抽出的 1.3MPaG 蒸汽主要用于稀释蒸汽发生以及汽油汽提塔再沸器热源等。乙烯装置各透平凝液回收后在装置生产锅炉给水，工艺凝液 135.1t/h 外送凝结水回收站处理；装置副产的 0.5MPaG 蒸汽 92.8t/h，进入蒸汽管网；裂解炉汽包排污 6.9t/h 作为循环水场补充水。

⑷水平衡

乙烯装置水平衡见表 5.3.1.7-4。

表 5.3.1.7-4　　乙烯装置水平衡

进料 t/h			出料 t/h		
序号	名称	数值	序号	名称	数值
1	循环水供水	64000	1	循环水回水	64000
2	废碱氧化汽提蒸汽	10	2	废碱液	10.7
3	稀释蒸汽罐补水	14.6	3	稀释蒸汽排污	18.8

进料 t/h			出料 t/h		
4	物料带水	4.9			
合计		64029.5	合计		64029.5

从表 5.3.1.7-4 可知，乙烯装置所需循环水量 64000t/h，装置内除氧器内自产锅炉给水中 14.6t/h 作为稀释蒸汽罐补水，废碱氧化单元消耗 10t/h 低压蒸汽用于废碱脱烃汽提，返回急冷水塔，乙烯装置碱液及炼油来碱渣等物料带水 4.9t/h。最终以稀释蒸汽排污或废碱液形式送至污水处理场。

5.3.1.8 主要污染源及污染物分析

⑴废气

装置中液体及气体裂解炉裂解排放烟气（G5.3.1-1~7），主要污染物为 NO_x、颗粒物、SO_2 等，经 60m 高的排气筒排入大气。

裂解炉清焦时废气（G5.3.1-8），为盘管清焦废气，主要污染物为颗粒物、CO 等，经清焦罐去除大颗粒后返回裂解炉。

废碱液氧化单元排放气（G5.3.1-9），主要污染物为 SO_2 及烃类，返回裂解炉。

乙烯装置正常工况下废气排放情况见表 5.3.1.8-1。

⑵废水

乙烯装置产生清焦废水（W5.3.1-5），含石油类，经含油污水预处理后送污水处理场含油含盐污水系统。

稀释蒸汽排污（W5.3.1-1）含 CODcr、BOD_5 及少量酚类，经含油污水预处理后送污水处理场含油含盐污水处理系统。

汽包凝液连续排水（W5.3.1-3）送至低压闪蒸罐闪蒸回收低压蒸汽后，与汽包与废热锅炉间歇排水（W5.3.1-4）合并经闪蒸后，作为循环水场补充水送出。

废碱氧化单元排污（W5.3.1-2）含 $Na_2S_2O_3$、石油类等，送污水处理场高含盐污水处理系统。

乙烯装置正常工况下废水排放情况见表 5.3.1.8-2。

⑶固体废物

裂解气干燥器、液烃干燥器等产生的废干燥剂（S5.3.1-1），属于危险废物，送园区危险废物填埋场。

裂解气干燥器、液烃干燥器、C2 加氢反应器、C3 加氢反应器、甲烷化反应

器、脱砷保护床、裂解第二干燥器、氢气干燥器等产生的废瓷球（S5.3.1-7），主要成分为分子筛或废瓷球，属一般工业固废，依托园区一般工业固废处理项目。

C2 加氢反应器废催化剂（S5.3.1-2）、C3 加氢反应器废催化剂（S5.3.1-3）、甲烷化反应器废催化剂（S5.3.1-4）、脱硝废催化剂（S5.3.1-8）属于危险废物，园区危险废物填埋场。

急冷油过滤器及清焦罐焦粉残留的焦粉（S5.3.1-6）定期送园区危险废物填埋场。

乙烯装置固体废物排放情况见表 5.3.1.8-3。

⑷噪声

乙烯装置噪声主要来自各种大功率机泵（压缩机、泵等）及蒸汽放空产生的噪声。

乙烯装置噪声排放情况见表 5.3.1.8-4。

表 5.3.1.8-1　　乙烯装置废气排放一览表

装置名称	污染源	污染物产生					治理措施		污染物排放					排放口参数			排放时间/h
		污染物	核算方法	废气产生量 m^3/h	产生浓度 mg/m^3	产生量/kg/h	工艺	效率/%	污染物	核算方法	废气排放量 $/m^3/h$	排放浓度 $/mg/m^3$	排放量/kg/h	高度H(m)	直径D(m)	温度℃	
乙烯装置	液体裂解炉烟气 G5.3.1-1~5	SO_2	物料衡算法	167671×5	5	0.84×5	低硫燃料气	/	SO_2	物料衡算法	167671×5	5	0.84×5	60	2	130	8000
		NOx	类比法		100	16.8×5	低氮燃烧器+SCR	60%	NOx	类比法		40	6.7×5				
		NH_3	类比法		2.5	0.42×5	/	/	NH_3	类比法		2.5	0.42×5				
		颗粒物	类比法		10	1.7×5	清洁燃料	/	颗粒物	类比法		10	1.7×5				
	气体裂解炉烟气 G5.3.1-6~7	SO_2	物料衡算法	128657×2	5	0.64×2	低硫燃料气	/	SO_2	物料衡算法	128657×2	5	0.64×2	60	2	130	8000
		NOx	类比法		100	12.9×2	低氮燃烧器+SCR	60%	NOx	类比法		40	5.15×2				
		NH_3	类比法		2.5	0.32×2	/	/	NH_3	类比法		2.5	0.32×2				
		颗粒物	类比法		10	1.29×2	清洁燃料	/	颗粒物	类比法		10	1.29×2				
	清焦废气 G5.3.1-8	CO	类比法	71200	60	/	返回裂解炉	/	/	/	/	/	/	/	/	/	70天1次，每次
		颗粒物	类比法		25	/		/	/	/		/	/	/	/	/	

装置名称	污染源	污染物产生					治理措施		污染物排放					排放口参数			排放时间/h
		污染物	核算方法	废气产生量 m^3/h	产生浓度 mg/m^3	产生量/kg/h	工艺	效率/%	污染物	核算方法	废气排放量 $/m^3/h$	排放浓度 $/mg/m^3$	排放量/kg/h	高度H(m)	直径D(m)	温度℃	
																	48小时
	废碱氧化废气 G5.3.1-9	SO_2	类比法	3120	10	/	返回裂解炉	/	/	/	/	/	/	/	/	/	8000
		NMHC	类比法		3000	/		/	/	/		/	/	/	/	/	
	无组织排放	挥发性有机物	产污系数法	/	/	87.78t/a	泄漏检测与修复	/	挥发性有机物	产污系数法	/	/	87.78t/a	面积:400m×380m			8000

表 5.3.1.8-2　　乙烯装置废水排放表

装置名称	污染源	污染物产生					治理措施		污染物排放					排放时间/h	排放去向
		污染物	核算方法	产生废水量 /m3/h	产生浓度 /mg/L	产生量 /kg/h	工艺	效率/%	污染物	核算方法	排放废水量 /m3/h	排放浓度 /mg/L	排放量 /kg/h		
乙烯装置	稀释蒸汽排污 W5.3.1-1	CODcr	类比法	18.8	700~1600	13.2	收集到污水池泵送	/	CODcr	类比法	18.8	700~1600	13.2	连续	污水处理场含油含盐废水处理系统
		BOD_5	类比法		300~900	5.6			BOD_5	类比法		300~900	5.6		
		TDS	类比法		10	0.19			TDS	类比法		10	0.19		
		石油类	类比法		2~5	0.04			石油类	类比法		2~5	0.04		
		挥发酚	类比法		100	1.9			挥发酚	类比法		100	1.9		

装置名称	污染源	污染物产生					治理措施		污染物排放					排放时间/h	排放去向
		污染物	核算方法	产生废水量/m3/h	产生浓度/mg/L	产生量/kg/h	工艺	效率/%	污染物	核算方法	排放废水量/m3/h	排放浓度/mg/L	排放量/kg/h		
	废碱氧化排污 W5.3.1-2	Na_2S/NaHS	类比法	10.7	<1	0.011	收集到污水池泵送	/	Na_2S/NaHS	类比法	10.7	<1	0.011	连续	污水处理场高含盐污水处理系统
		$Na_2S_2O_3$	类比法		<100	1.07			$Na_2S_2O_3$	类比法		<100	1.07		
		TOC	类比法		<450	4.82			TOC	类比法		<450	4.82		
		石油类	类比法		<20	0.21			石油类	类比法		<20	0.21		
	汽包连续排水 W5.3.1-3	BOD_5	类比法	10	5	0.05	闪蒸后回用	/	/	/	/	/	/	连续	循环水场补充水
		CODcr	类比法		15	0.15			/	/	/	/	/		
		TSS	类比法		100	1			/	/	/	/	/		
		TDS	类比法		20	0.2			/	/	/	/	/		
	汽包和废热锅炉间歇排水 W5.3.1-4	BOD_5	类比法	max:0.4	5	max:0.002	闪蒸后回用	/	/	/	/	/	/	每个汽包每月排放一次，每次1～5 分钟	循环水场补充水
		CODcr	类比法		15	max:0.006			/	/	/	/	/		
		TSS	类比法		100	max:0.04			/	/	/	/	/		
		TDS	类比法		20	max:0.008			/	/	/	/	/		
	清焦废水	CODcr	类比法	max:2.2	200	max:0.44	收集	/	CODcr	类比法	max:2.2	200	max:0.44	间断	污水处

装置名称	污染源	污染物产生					治理措施		污染物排放					排放时间/h	排放去向
		污染物	核算方法	产生废水量/m3/h	产生浓度/mg/L	产生量/kg/h	工艺	效率/%	污染物	核算方法	排放废水量/m3/h	排放浓度/mg/L	排放量/kg/h		
	W5.3.1-5	BOD_5	类比法		100	max:0.22	到污水池泵送		BOD_5	类比法		100	max:0.22		理场含油含盐污水处理系统
		TDS	类比法		500	max:1.1			TDS	类比法		500	max:1.1		

表 5.3.1.8-3　　乙烯装置固体废物（废液）排放表

装置名称	序号	固废名称	固废类别及编号	产生情况（t/年）		排放量（t/次）	主要成分	排放规律	最终去向	处置措施（t/年）	
乙烯装置	S5.3.1-1	干燥剂	HW06 900-406-06	物料衡算法	141.6	708	碱金属硅铝酸盐，含吸附的烃类	1 次/5 年	园区危险废物填埋场	填埋	141.6
	S5.3.1-2	废碳二加氢反应催化剂	HW50 251-016-50	物料衡算法	21.1	105.5	钯系催化剂，含吸附的烃类	1 次/5 年	园区危险废物填埋场	综合利用	21.1
	S5.3.1-3	废碳三加氢反应催化剂	HW50 251-016-50	物料衡算法	4	16	钯系催化剂，含吸附的烃类	1 次/4 年	园区危险废物填埋场	综合利用	4
	S5.3.1-4	甲烷化催化剂	HW50 261-167-50	物料衡算法	4	20	镍系催化剂	1 次/5 年	园区危险废物填埋场	综合利用	4
	S5.3.1-5	脱砷脱汞催化剂	HW24 261-139-24	物料衡算法	13.24	66.2	PbO 含量 20%，含可能吸附的 As	1 次/5 年	园区危险废物填埋场	填埋	13.24
	S5.3.1-6	废焦粒	HW11	类比法	45	45	焦碳	间断	全厂焚烧系	焚烧	45

装置名称	序号	固废名称	固废类别及编号	产生情况（t/年）		排放量（t/次）	主要成分	排放规律	最终去向	处置措施（t/年）	
			252-002-11						统		
	S5.3.1-7	惰性瓷球	HW49 900-041-49 （暂按危废管理）	物料衡算法	14.32	71.6	Al_2O_3、SiO_2 等	1 次/5 年	园区危险废物填埋场	填埋	14.32
	S5.3.1-8	废烟气脱硝催化剂	HW50 772-007-50	物料衡算法	37	111	含 TiO、V_2O_5	1 次/3 年	园区危险废物填埋场	综合利用	37

表 5.3.1.8-4　　乙烯装置噪声排放表

装置名称	噪声源	声源类型	噪声源强		治理措施	噪声排放值		距地高度（m）	室内/室外	排放时间/h	数量（台）
			核算方法	噪声值/dB(A)		核算方法	噪声值/dB(A				
乙烯装置	裂解炉引风机 N5.3.1-1	连续	类比法	95	消声器、减振	类比法	＜85	1.5	室外	8000	8（7 用 1 备）
	裂解炉蒸汽排放 N5.3.1.2	连续	类比法	90	消声器	类比法	<85	1.5	室外	8000	8（7 用 1 备）
	裂解气/乙烯/丙烯/膨胀再压缩机 N5.3.1-3	连续	类比法	93	低噪声电机、减振、隔声	类比法	85	1.5	半封闭厂房	8000	4
	机泵 N5.3.1-4	连续	类比法	80~93	低噪声电机、减振	类比法	85	1	室外	8000	18

5.3.1.9 污染物达标分析

在正常生产情况下，乙烯装置中裂解炉烟气、清焦废气排入大气，其中裂解炉烟气执行标准为《石油化学工业污染物排放标准》（GB31571-2015）表 5 标准，其中氨排放速率满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中表 2 标准。乙烯装置达标排放情况见表 5.3.1.9-1。

表 5.3.1.9-1　　乙烯装置外排废气达标排放分析

序号	废气名称	排放高度(m)	污染物名称	浓度 mg/Nm^3		速率 kg/h		达标分析	标准名称
				排放值	标准值	排放值	标准值		
G5.3.1-1~7	裂解炉烟气	60	SO_2	5	50		/	达标	GB31571-2015
			NOx	40	100		/		
			颗粒物	10	20		/		
			NH_3	2.5	/	0.46	75		GB14554-93

5.3.2 裂解汽油加氢装置

5.3.2.1 生产规模及产品方案

裂解汽油加氢装置以乙烯装置产生裂解汽油和氢气为原料，中国寰球工程公司自主研发的裂解汽油加氢工艺技术，生产加氢裂解汽油、裂解 C5、C9 及重组分。装置设计规模为 36 万吨/年，操作弹性 60～110%，年开工时间为 8000 小时，具体生产规模及产品产量见表 5.3.2.1-1。

表 5.3.2.1-1　　裂解汽油加氢装置生产规模及产品产量

装置名称	生产规模（$\times10^4$t/a）	产品名称	产量		去向
			小时产量（t/h）	年产量（$\times10^4$t/a）	
裂解汽油加氢装置	36	裂解碳五	12.55	10.04	罐区
		加氢汽油	16.58	13.26	芳烃联合
		C9 及重组分	3.03	2.42	罐区

5.3.2.2 主要原料和产品规格

⑴原料性质

裂解汽油加氢装置设计加工原料为乙烯装置产生裂解汽油与氢气，原料规格见乙烯装置产品裂解汽油与氢气规格表 5.3.1.2-7/4。

⑵产品性质

裂解汽油加氢装置产品主要为加氢汽油、裂解碳五、C9 及重组分等，其中加氢汽油产品规格见芳烃联合装置章节表 5.2.21.2-2，裂解碳五及 C9 产品规格见表 5.3.2.2-1~2。

表 5.3.2.2-1　　裂解碳五产品规格

序号	组分	单位	数值
1	碳四组分	wt.%	0.717
2	碳五	wt.%	96.283
3	碳六~碳八组分	wt.%	2.55
4	苯	wt.%	0.45

表 5.3.2.2-2　　C9 及重组分产品规格

序号	组分	单位	数值
1	碳六~碳八组分	wt.%	2.0
2	碳九	wt.%	96.65
3	苯乙烯	wt.%	0.15

序号	组分	单位	数值
4	过氧化氢异丙苯	wt.%	1.2

5.3.2.3 工艺技术及生产原理

本装置采用寰球公司自主研发的裂解汽油加氢工艺技术，采用前脱碳五碳八，中间馏分加氢工艺。

5.3.2.4 工艺流程简述

⑴脱碳五

来自乙烯装置的粗裂解汽油进入脱戊烷塔，塔顶气体冷凝后进入回流罐，部分作为回流，部分送至界区外 C5 产品罐。塔釜 C5+物料送入脱辛烷塔

⑵脱碳九

脱辛烷塔塔顶气体冷凝后，进入脱辛烷塔回流罐，部分作为回流，其余送至汽油加氢反应部分；塔底釜液作为 C9 及重组分送至界区。

⑶汽油加氢

来自脱辛烷塔塔顶的物料，经聚集分离罐分离脱除重组分后，进入汽油加氢进料缓冲罐，升压后与氢气及反应器部分出料混合送至反应器顶部，通过催化剂床层进行加氢反应，一段加氢的过程将进料中的二烯烃转化为单烯烃。反应后的气液混合物，从反应器底部排出，进入汽油一段加氢分离罐进行气液分离，气相送去循环氢气压缩机吸入罐作为补充氢，部分液相作为稀释剂与一段加氢进料混合，另一部分液相经泵升压进入汽油二段加氢部分。进入二段加氢反应器的物料，与循环氢气混合后，过热后进入二段加氢反应器进行加氢反应。一段/二段加氢反应器催化剂定期再生，再生废气（G5.3.2-1/G5.3.2-2）依据再生气组成送至火炬处理，废催化剂（S5.3.2-1/S5.3.2-2）定期送至园区危险废物填埋场。

反应后的物料经冷却后，进入高压缓冲罐，分离出的气体，返回循环氢气压缩机入口，作为循环氢使用，分离出的液相，进入二段加氢汽提塔。汽提塔塔顶气相冷凝后进入回流罐，冷凝液进行全回流，硫化氢和其他的不凝气由压力控制，并与高压缓冲罐来的尾气送至乙烯装置。塔底物料经冷却后，送往界外加氢汽油罐。

裂解汽油加氢装置带“三废”排放点的工艺流程见图 5.3.2-1。

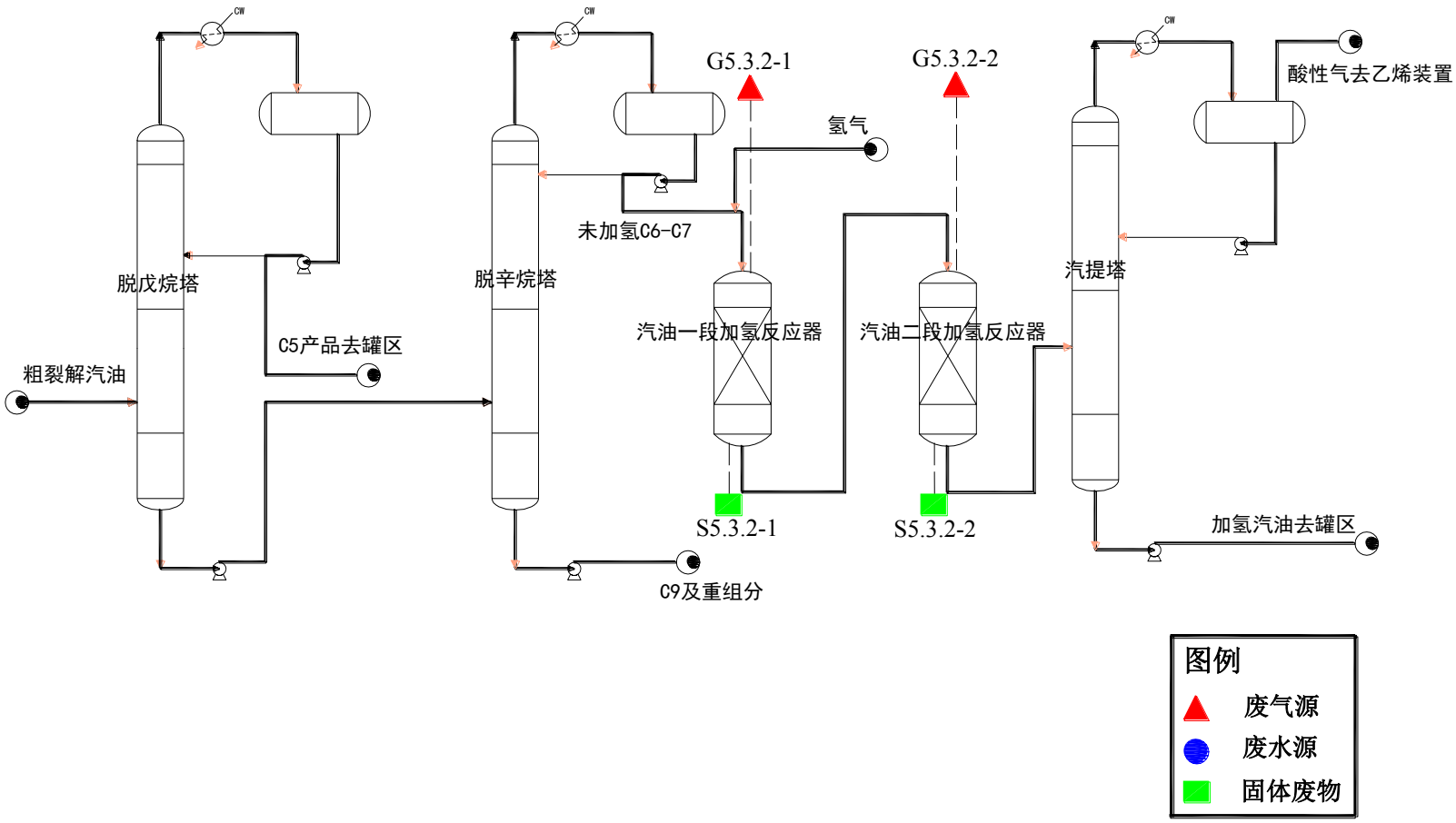


图 5.3.2-1 裂解汽油加氢装置带“三废”排放点工艺流程图

5.3.2.5 主要设备

裂解汽油加氢装置主要设备见表 5.3.2.5-1。

表 5.3.2.5-1　　裂解汽油加氢装置主要设备表

序号	设备名称	数量	设计条件		材料		备注
			温度(℃)	压力(MPaG)	壳体	塔内件	
1							
2							
3							
4							
5							

5.3.2.6 原辅材料及公用工程消耗

⑴原料及辅助材料消耗

裂解汽油加氢装置主要原料、辅助材料消耗见表 5.3.2.6-1。

表 5.3.2.6-1　　裂解汽油加氢装置主要原料及辅助材料消耗表

序号	名称	单位	消耗定额/吨产品	消耗量		来源
				小时	每年（$\times10^4$）	
一	原料					
1	裂解汽油	t	0.99	31.91	25.52	乙烯装置
2	氢气	t	0.01	0.25	0.2	乙烯装置
二	辅助材料					
1.	加氢催化剂	m^3	/	21（一次装填量）		外购
2.	阻聚剂	t	/		123	外购
3.	MEA	t			129.3	外购
4.	消泡剂	t			1.6	外购
5.	TBC	t			3.1	外购

⑵公用工程消耗

裂解汽油加氢装置公用工程消耗见表 5.3.2.6-2。

表 5.3.2.6-2　　裂解汽油加氢装置公用工程消耗表

序号	名称及规格	单位	消耗定额/吨产品	小时消耗量		来源/去向
				正常	最大	
1	循环水（0.45MPaG，Δt=10℃）	t	46.6	1500	1950	化工第一循环水场
2	电（380V）	kW	124.4	4000	/	动力中心
3	11.5MPaG 蒸汽	t	0.084	2.7	/	动力中心

序号	名称及规格	单位	消耗定额/吨产品	小时消耗量		来源/去向
				正常	最大	
	（520℃）					
4	4.0MPaG 蒸汽（290℃）	t	0.63	20.1	/	动力中心
5	0.5MPaG 蒸汽（220℃）	t	0.2	6.3	/	动力中心
6	凝液	t	0.9	-29.1	/	脱盐水站
7	脱盐水	t	0.06	2.0	/	余热回收站除氧器
8	锅炉给水	t	0.05	1.5	/	脱盐水站
9	氮气（0.7MPaG）	Nm^3	6.22	200	5000	氮氧站
10	仪表空气	Nm^3	9.33	300	300	空压站
11	工厂空气	Nm^3	31.1		1000	空压站

5.3.2.7 平衡分析

⑴物料平衡

裂解汽油加氢装置物料平衡见表 5.3.2.7-1。

表 5.3.2.7-1　　裂解汽油加氢装置物料平衡

入方（t/h）				出方（t/h）				
序号	项目	数据	来源	序号	类别	项目	数据	去向
1	裂解汽油	31.91	乙烯装置	1	产品	裂解碳五	12.55	罐区
2	氢气	0.25	氢气管网	2	产品	加氢汽油	16.58	芳烃联合
				3	产品	C9 及重组分	3.03	罐区
	合计	32.16				合计	32.16	

从表 5.3.2.7-1 中可知，裂解汽油加氢装置总进料量为 32.16t/h。经加氢分离后，产品裂解碳五为 12.55t/h，占总物料量的 39%；加氢汽油为 16.58 t/h，占总物料量的 51%；产品 C9 及重组分为 3.03t/h，占总物料量的 10%。

⑵硫平衡

裂解汽油加氢装置硫平衡见表 5.3.2.7-2。

表 5.3.2.7-2　　裂解汽油加氢装置硫平衡表

入方				出方			
名称	进料量(t/h)	硫含量(ppm)	带入硫(kg/h)	名称	出料量(t/h)	硫含量(ppm)	带走硫(kg/h)
裂解汽油	31.91	100	3.19	裂解碳五	12.55	5	0.06
				加氢汽油	16.58	1	0.02

入方				出方			
名称	进料量(t/h)	硫含量(ppm)	带入硫(kg/h)	名称	出料量(t/h)	硫含量(ppm)	带走硫(kg/h)
				C9 及重组分	3.03	500	1.52
				裂解汽油加氢酸性气等	0.22	7230	1.59
合计			3.19	合计			3.19

由表 5.3.2.7.2 可知，裂解汽油带入硫总计 3.19kg/h，经加氢分离后，裂解碳五带走硫 0.06kg/h，占总硫量约 1.88%；加氢汽油带走硫 0.02kg/h，占总硫量约 0.63%；C9 及重组分带走硫 1.02kg/h，总硫量约 32%；裂解汽油加氢酸性气酸性水返回乙烯装置物料带走硫约 2.09kg/h，占总硫量约 65.5%。

⑶蒸汽平衡

裂解汽油加氢装置蒸汽平衡见表 5.3.2.7-3。

表 5.3.2.7-3　　裂解汽油加氢装置蒸汽平衡

进料 t/h			出料 t/h		
序号	名称	数值	序号	名称	数值
1	11.5MPaG 蒸汽（520℃）	2.7	1	凝液	29.1
2	4.0MPaG 蒸汽（290℃）	20.1			
3	0.5MPaG 蒸汽（220℃）	6.3			
合计		29.1	合计		29.1

由表 5.3.2.7-3 可知，本装置需要 11.5MPaG 蒸汽 2.7t/h，4.0MPaG 蒸汽 20.1t/h，0.5MPaG 蒸汽 6.3t/h，合计需 29.1t/h。供热后全部转化为凝液，送入除盐水站凝液精制系统处理后回用。

⑷水平衡

裂解汽油加氢装置水平衡见表 5.3.2.7-4。

表 5.3.2.7-4　　裂解汽油加氢装置水平衡

进料 t/h			出料 t/h		
序号	名称	数值	序号	名称	数值
1	循环水供水	1500	1	循环水回水	1500
2	脱盐水	2	2	废水	3.5
3	锅炉给水	1.5			
合计		1503.5	合计		1503.5

由表 5.3.2.7-4 可知，本装置需要脱盐水 2t/h，锅炉给水 1.5t/h，最终转化为

废水送出至乙烯装置压缩机段间罐。

5.3.2.8 主要污染源及污染物分析

⑴废气

裂解汽油加氢装置正常工况下废气为一段、二段加氢反应器催化剂再生时排气，均排至下游高架火炬或地面火炬，具体排放情况见表 5.3.2.8-1。

⑵废水

裂解汽油加氢装置正常工况下无废水排放。

⑶固体废物

裂解汽油加氢装置一段汽油加氢、二段汽油加氢等产生的废催化剂含有贵金属，定期送至园区危险废物填埋场，固体废物排放情况见表 5.3.2.8-2。

⑷噪声

裂解汽油加氢装置噪声主要来自各种大功率机泵噪声。

裂解汽油加氢装置噪声排放情况见表 5.3.2.8-3。

5.3.2.9 污染物达标分析

在正常生产情况下，裂解汽油加氢装置没有排放气直接外排入大气；产生的固体废物主要为催化剂，属于危险废物，定期送至园区危险废物填埋场。

表 5.3.2.8-1　　裂解汽油加氢装置废气排放一览表

装置名称	污染源	污染物产生					治理措施		污染物排放					排放口参数			排放时间 h
		污染物	核算方法	废气产生量 m^3/h	产生浓度 mg/m^3	产生量 /kg/h	工艺	效率%	污染物	核算方法	废气排放量 m^3/h	排放浓度 mg/m^3	排放量 kg/h	高度 H(m)	直径 D(m)	温度℃	
裂解汽油加氢装置	一段加氢反应器再生排放气 G5.3.2-1	主要为氢，含烃类（热空气再生）	类比法	5750	/	/	送至地面火炬	/	/	/	/	/	/	/	/	/	每年一次，每次 24h
	二段加氢反应器再生排放气 G5.3.2-2	主要为氢，含烃类	类比法	7580	/	/	送至高架火炬	/	/	/	/	/	/	/	/	/	每年一次，每次 24h
	无组织排放	挥发性有机物	产污系数法	/	/	5.74t/a	泄漏检测与修复	/	挥发性有机物	产污系数法	/	/	5.74t/a	与乙烯装置合建			8000

表 5.3.2.8-2　　裂解汽油加氢装置固体废物（废液）排放表

装置名称	序号	固废名称	固废类别及编号	产生情况（t/年）		排放量（t/次）	主要成分	排放规律	最终去向	处置措施（t/年）	
裂解汽油加氢装置	S5.3.2-1	废一段加氢催化剂	HW50 251-016-50	物料衡算法	11.55	46.2	Pd、Al_2O_3	1 次/4 年	园区危险废物填埋场	综合利用	11.55
	S5.3.2-2	废二段加氢	HW50	物料衡	4.5	18	Co-Mo-Ni、	1 次/4 年	园区危险废	综合利用	4.5

装置名称	序号	固废名称	固废类别及编号	产生情况（t/年）		排放量（t/次）	主要成分	排放规律	最终去向	处置措施（t/年）	
		催化剂	251-016-50	算法			Al_2O_3		物填埋场		
	S5.3.2-3	废瓷球	HW49 900-041-49（暂按危废管理）	物料衡算法	2.5	10	Al_2O_3、油、碳	1 次/4 年	园区危险废物填埋场	填埋	2.5

表 5.3.2.8-3　　裂解汽油加氢装置噪声排放表

装置名称	噪声源	声源类型	噪声源强		治理措施	噪声排放值		距地高度（m）	室内/室外	排放时间/h	数量（台）
			核算方法	噪声值/dB(A)		核算方法	噪声值/dB(A				
裂解汽油加氢装置	压缩机 N5.3.2-1	连续	类比法	95	低噪声电机、减振	类比法	85	2	室外	8000	2
	机泵 N5.3.2-2	连续	类比法	93	低噪声电机、减振	类比法	85	2	室外	8000	38

5.3.3 丁二烯抽提装置

5.3.3.1 生产规模及产品方案

丁二烯抽提装置以本项目乙烯装置产生裂解碳四原料，生产主要产品为抽余碳与丁二烯。装置设计规模为 11 万吨/年，操作弹性 60～110%，年开工时间为 8000 小时，具体生产规模及产品产量见表 5.3.3.1-1。

表 5.3.3.1-1　　丁二烯抽提装置生产规模及产品产量

装置名称	生产规模（$\times10^4$t/a）	产品名称	产量		去向
			小时产量（t/h）	年产量（$\times10^4$t/a）	
丁二烯抽提装置	11	抽余碳四	17.48	13.98	MTBE/丁烯-1 装置
		丁二烯	10.27	8.22	外送吉化项目

5.3.3.2 主要原料和产品规格

⑴原料性质

丁二烯抽提装置主要原料为裂解碳四，由乙烯装置供应，其它辅助材料外购。裂解碳四规格见乙烯装置表 5.3.1.2-6。

⑵产品性质

丁二烯抽提装置的主要产品是抽余碳四与丁二烯，产品技术规格见表 5.3.3.2-1~5.3.3.2-2。

表 5.3.3.2-1　　丁二烯规格表

序号	组分	单位	数值
1	外观		无色透明 无悬浮物
2	1,3-丁二烯	wt%	99.5
3	二聚物（以 4-乙烯基环已烯计）	ppm wt max	1000
4	总炔	ppm wt max	20
5	乙烯基乙炔	ppm wt max	5
6	水，w/（mg/kg）	ppm wt max	20
7	羰基化合物（以乙醛计）	ppm wt max	10
8	过氧化物（以过氧化氢计）	ppm wt max	5
9	阻聚剂 TBC	wt%	供需双方商定
10	气相氧含量	ppm vol	50
11	乙腈	ppm wt max	5

表 5.3.3.2-2　　抽余碳四规格表

序号	组分	单位	数值
1	1,3-丁二烯	ppm wt	54.89
2	乙腈	ppm wt	0.76
3	炔烃	ppm wt	32.96
4	水	-	无游离水
5	物性	-	无色透明液体

5.3.3.3 工艺技术及生产原理

由于混合 C4 馏分中各组分的沸点差别较小，用普通精馏的方法难以分离获得高纯度的丁二烯产品，因此需要用萃取蒸馏的方法进行分离。目前世界上丁二烯生产的主流技术所采用的萃取溶剂有乙腈（ACN）、二甲基甲酰胺（DMF）和 N-甲基吡咯烷酮（NMP）三种，也即三种丁二烯生产技术。本装置采用中国石油兰州石化公司自主开发并实现工业化的 ACN 抽提丁二烯工艺技术。

5.3.3.4 工艺流程简述

丁二烯装置由第一萃取精馏单元、第二萃取精馏单元、脱重脱轻单元、水洗回收单元、炔烃加氢单元组成。

⑴第一萃取精馏单元

原料裂解碳四加压换热后，送入第一萃取精馏塔（下）。溶剂乙腈加入到第一萃取精馏塔（上），乙腈在塔内自上而下，与塔板上的碳四混合物充分互溶，改变了碳四混合物的相对挥发度，在萃取塔内传质传热。

塔顶得到含丁二烯≤10mg/kg 的丁烷丁烯，冷凝后部分作为塔回流，部分送至抽余碳四水洗塔，回收其中的溶剂乙腈。第一萃取精馏塔（下）塔釜排出的丁二烯和炔烃的饱和乙腈溶液送至第二萃取精馏塔（下）。

⑵第二萃取精馏单元

第一萃取精馏塔（下）塔釜送来的含有丁二烯和炔烃的饱和乙腈溶液加入到第二萃取精馏塔（下），乙腈经换热后加入第二萃取精馏塔（上）。

第二萃取精馏塔分为三段：上段为乙腈回收段；中段为炔烃萃取段；下段为解析段。萃取段将炔烃全部萃取下来；解析段将丁二烯、炔烃和碳五解析出来；通过侧线采出，将炔烃抽出，送入炔烃闪蒸塔。

第二萃取精馏塔上（上）塔顶气相部分作为产品粗丁二烯直接送往脱重脱轻单元，部分冷凝作为回流。第二萃取精馏塔（下）塔釜排出的热乙腈回收热量后冷却返回循环乙腈贮罐使用。

炔烃闪蒸塔分离炔烃与乙腈，塔顶气相冷凝部分作为塔回流，剩余气相全部冷凝后送往炔烃水洗塔回收其中的乙腈。塔釜乙腈返回第二萃取精馏塔（下）。

⑶脱重脱轻单元

脱重塔利用普通精馏的方法分离丁二烯与顺丁烯等重组分。第二萃取精馏单元送来的丁二烯进入脱重塔，塔顶得到的较为纯净的丁二烯，冷凝后部分回流，部分送至脱轻塔。脱重塔塔釜液面分为两相：烃相与亚硝酸钠水溶液相。排出的亚硝酸钠水溶液送往亚硝酸钠循环罐，加压送往脱重塔塔顶气相管线。烃相（顺丁烯等重组分）送至炔烃水洗塔。

脱轻塔利用普通精馏的方法分离丁二烯与丙炔。从脱重塔来的粗丁二烯液相进入脱轻塔，分离丙炔与丁二烯。塔顶得到含丙炔≤35％的丁二烯混合物，冷凝冷却后的物料作为脱轻塔回流，不凝的丙炔气体（G5.3.3-1）返回乙烯装置。脱轻塔塔釜产品丁二烯经冷却后作为产品送出界区。为了防止脱轻塔内丁二烯自聚，塔顶管线加入阻聚剂TBC，保证生产正常运转。装置中产生的丁二烯自聚物（S5.3.3-1）作为危废外送至园区危险废物填埋场。

⑷水洗回收单元

丁烷丁烯与加入的洗涤水在抽余碳四水洗塔内进行逆向液-液萃取。丁烷丁烯在塔顶界面分离后流出，沉降脱水后作为副产抽余碳四送至下游装置。抽余碳四水洗塔塔釜含有乙腈的洗涤水排往乙腈回收塔。

污染乙腈、乙烯基乙炔和顺丁烯混合物，一同进入炔烃水洗塔，做为分散相的烃类与塔内做为连续相的洗涤水进行液-液萃取，碳四、炔烃、二聚体在界面分离后流入炔烃沉降罐，经沉降脱水后，送至炔烃加氢单元。炔烃水洗塔塔釜含有乙腈的洗涤水排往乙腈回收塔。

乙腈回收塔接收抽余碳四水洗塔和炔烃水洗塔排出的含腈洗涤水进入乙腈回收塔，塔顶得到乙腈—水共沸组成的气相，冷凝后部分为作为塔回流；部分送往第二萃取精馏单元。塔釜排出的热水与含腈洗涤水冷却后部分作为循环洗涤水送往抽余碳四水洗塔和炔烃水洗塔，含乙腈废水排往污水处理场含油含盐污水处理系统（W5.3.3-1）。

⑸炔烃加氢单元

由炔烃沉降罐来乙烯基乙炔经加压后通过加氢原料聚结器脱除微量的水，与加氢反应器循环液混合进入加氢反应器。

由氢气管网来氢气经压力调节进入加氢反应器与乙烯基乙炔在催化剂作用下进行加氢反应制丁二烯。加氢反应器催化剂定期更换，废催化剂（S5.3.3-2）送至园区危险废物填埋场。

从加氢反应器出来反应物进行气液气离，未反应气相(主要组分氢气)经调节阀排入火炬管网，反应物液相加压后，一部分循环回加氢反应器进料循环使用。另一路送至乙烯装置脱正丁烷塔进行分离回收。

丁二烯抽提装置带“三废”排放点的工艺流程见图 5.3.3-1。

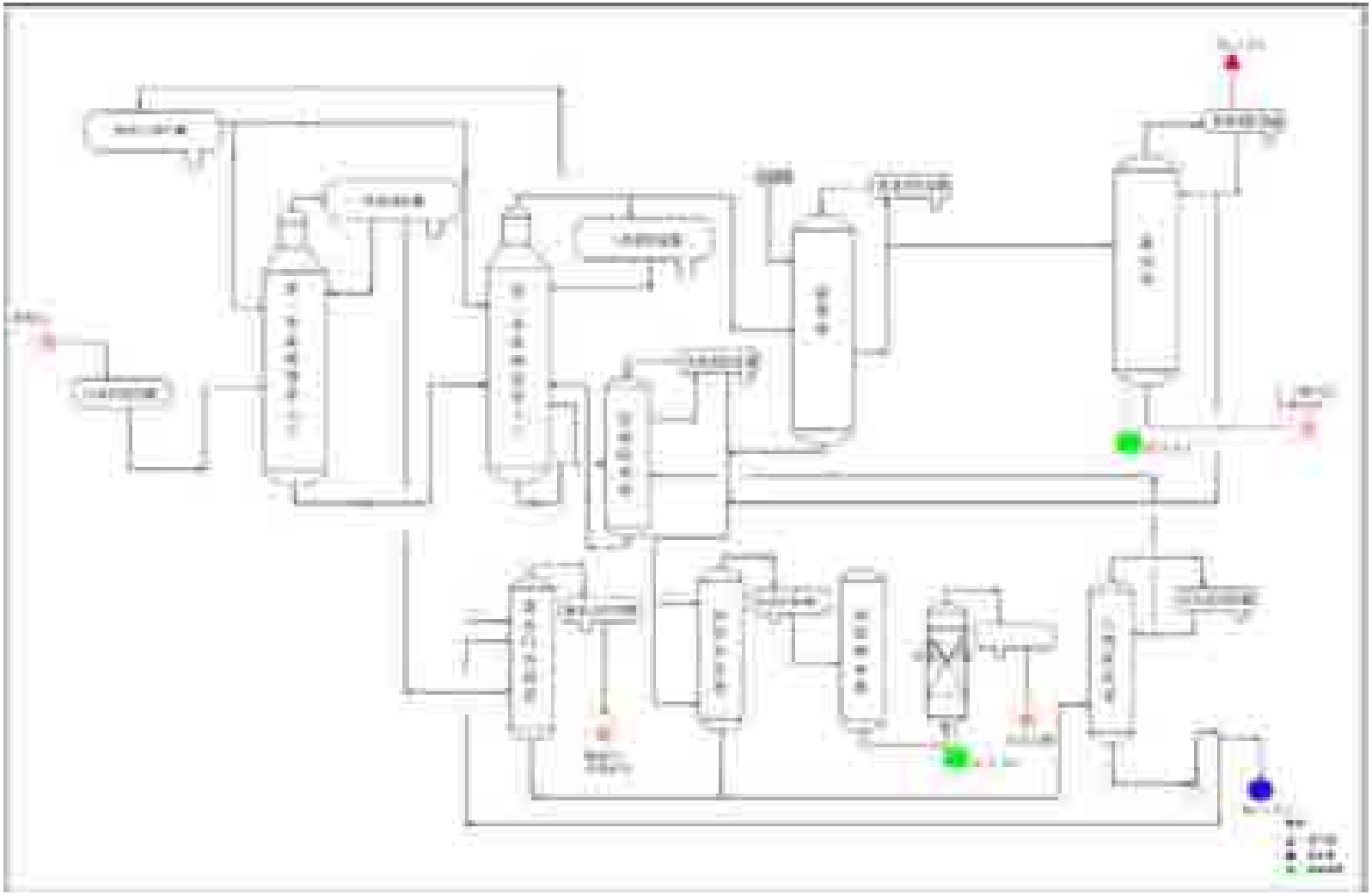


图 5.3.3-1 丁二烯抽提装置带“三废”排放点流程图

5.3.3.5 主要设备

丁二烯抽提装置主要设备见表 5.3.3.5-1。

表 5.3.3.5-1　　丁二烯抽提装置主要设备表

序号	设备名称	数量（台）	操作温度（℃）	操作压力（MPa.G）	主要规格	材质
一						
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						
8						
9						
10						
11						
二						
1						
2						

5.3.3.6 原辅材料及公用工程消耗

⑴原料及辅助材料消耗

丁二烯抽提装置主要原料、辅助材料消耗见表 5.3.3.6-1。

表 5.3.3.6-1　　丁二烯抽提装置主要原料及辅助材料消耗表

序号	名称	单位	消耗定额/吨产品	消耗量		来源
				小时	每年（$\times 10^4$）	
一	原料					
1	裂解碳四	t	1	27.75	22.20	乙烯
二	辅助材料					
1	乙腈	kg	/	19.88	15.9	外购
2	乙苯	kg	/	2.39	1.9	苯乙烯装置
3	炔烃加氢催化剂	t	/	2(一次装填量)		外购

序号	名称	单位	消耗定额/吨产品	消耗量		来源
				小时	每年（×10⁴）	
4	亚硝酸钠	t	/	19.88(每年)		外购
5	TBC	t	/	5.60(每年)		外购

⑵公用工程消耗

丁二烯抽提装置公用工程消耗见表 5.3.3.6-2。

表 5.3.3.6-2　　丁二烯抽提装置公用工程消耗表

序号	名称及规格	单位	消耗定额/吨产品	小时消耗量		来源/去向
				正常	最大	
1	循环水（0.45MPaG，Δt=10℃）	t	108.1	3000	3300	化工第一循环水场
2	电（380V）	Kw	90.1	2500	/	动力中心或外购
3	中压蒸汽（1.3MPaG，290℃）	t	1.8	50	/	动力中心
4	除氧水	t	0.22	6	/	余热回收站除氧器
5	氮气（0.7MPaG）	Nm^3	3.6	100	150	氮氧站
6	仪表空气	Nm^3	9.7	270	300	空压站
7	脱盐水	t	0.36	/	10	除盐水站
8	蒸汽凝液	t	-1.8	-50	/	凝液精制

5.3.3.7 平衡分析

⑴物料平衡

丁二烯抽提装置物料平衡见表 5.3.3.7-1。

表 5.3.3.7-1　　丁二烯抽提装置物料平衡

入方（t/h）				出方（t/h）				
序号	项目	数据	来源	序号	类别	项目	数据	去向
1	裂解碳四	27.75	乙烯装置	1	产品	抽余碳四	17.48	MTBE 装置
2				2	产品	丁二烯	10.27	ABS 装置
	合计	27.75				合计	27.75	

从表 5.3.3.7-1 中可知，丁二烯抽提装置裂解碳四进料量为 27.75t/h。产品抽余碳四、丁二烯收率分别为 63%、37%。

⑵蒸汽平衡

丁二烯抽提装置蒸汽平衡见表 5.3.3.7-2。

表 5.3.3.7-2　　丁二烯抽提装置蒸汽平衡

进料 t/h			出料 t/h		
序号	名称	数值	序号	名称	数值
1	中压蒸汽（1.3MPaG，290℃）	50	1	蒸汽凝液（0.4MPaG）	50
合计		50	合计		50

由表 5.3.3.7-2 可知，本装置需 1.3MPaG 蒸汽 50t/h，作为萃取塔再沸器热源使用，全部变为凝液回收热量后送入除盐水站化工工艺凝液精制系统处理后回用。

⑶水平衡

丁二烯抽提装置水平衡见表 5.3.3.7-3。

表 5.3.3.7-3　　丁二烯抽提装置水平衡

进料 t/h			出料 t/h		
序号	名称	数值	序号	名称	数值
1	循环给水	3000	1	循环回水	3000
2	除氧水	6	2	含乙腈废水	6
合计		3006	合计		3006

从表 5.3.3.7-3 可知，丁二烯抽提装置所需循环水量 3000t/h。装置消耗除氧水 6t/h，全部变为含乙腈废水送至污水处理场含油含盐污水处理系统。

⑷乙腈平衡

丁二烯抽提装置乙腈平衡见表 5.3.3.7-4。

表 5.3.3.7-4　　丁二烯抽提装置乙腈平衡

入方 kg/h			出方 kg/h			
序号	名称	数量	序号	名称	规格	数量
1	乙腈	19.88	1	1,3-丁二烯	5ppm	0.05
			2	抽余碳四	0.76ppm	0.013
			3	含腈废水	30 mg/L	0.18
			4	加氢 C4	15wt%	19.64
合计		19.88	合计			19.88

由表 5.4.12-10 可知，本装置的乙腈消耗量为 159t/a，其中 99%以上的乙腈进入加氢 C4 中，约有 0.06kg/h 的乙腈进入废水中。

5.3.3.8 主要污染源及污染物分析

⑴废气

脱轻塔塔顶回流罐工艺尾气（G5.3.3-1），主要污染物为丁二烯、丙炔，返

回乙烯装置裂解气压缩机段间罐。

⑵废水

丁二烯抽提装置的废水来自于水洗回收单元的乙腈回收塔，装置的含腈废水（W5.3.3-1）送污水处理场含油含盐污水处理系统。

⑶固体废物

丁二烯抽提装置的固体废物主要为丁二烯聚合物（S5.3.3-1）以及废炔烃加氢催化剂，属于危险废物，送园区危险废物填埋场。

⑷噪声

丁二烯抽提装置噪声主要来自各种大功率机泵产生的噪声。

丁二烯抽提装置“三废”排放情况见表 5.3.3.8-1~4。

5.3.3.9 污染物达标分析

在正常生产情况下，丁二烯抽提装置无废气直接排入大气。

表 5.3.3.8-1　　丁二烯抽提装置废气排放一览表

装置名称	污染源	污染物产生					治理措施		污染物排放					排放口参数			排放时间 h
		污染物	核算方法	废气产生量 m^3/h	产生浓度 mg/m^3	产生量 /kg/h	工艺	效率%	污染物	核算方法	废气排放量 m^3/h	排放浓度 mg/m^3	排放量 kg/h	高度 H(m)	直径 D(m)	温度℃	
丁二烯抽提装置	脱轻塔塔顶不凝性丙炔 G5.3.3-1	1,3 丁二烯	类比法	250	1397729	349.43	返回乙烯装置	/	/	/	/	/	/	/	/	/	8000
		丙炔	类比法		734220	193.56		/	/	/	/	/	/	/	/	/	
	无组织排放	挥发性有机物	产污系数法	/	/	18.14t/a	泄漏检测与修复	/	挥发性有机物	产污系数法	/	/	18.14t/a	面积:175m×140m			8000

表 5.3.3.8-2　　丁二烯抽提装置废水排放表

装置名称	污染源	污染物产生					治理措施		污染物排放					排放时间 h	排放去向
		污染物	核算方法	产生废水量 m^3/h	产生浓度 mg/L	产生量 kg/h	工艺	效率%	污染物	核算方法	排放废水量 m^3/h	排放浓度 mg/L	排放量 kg/h		
丁二烯抽提装置	含腈废水 W5.3.3-1	COD	类比法	6 max:10	<240	0.48	收集到污水池泵送	/	COD	类比法	6 max:10	<240	0.48	8000	污水处理场含油含盐废水处
		悬浮物	类比法		<3	0.006			悬浮物	类比法		<3	0.006		
		TDS	类比法		100	0.2			TDS	类比法		100	0.2		
		乙腈	类比法		<30	0.06			乙腈	类比法		<30	0.06		

装置名称	污染源	污染物产生					治理措施		污染物排放					排放时间 h	排放去向
		污染物	核算方法	产生废水量 m^3/h	产生浓度 mg/L	产生量 kg/h	工艺	效率%	污染物	核算方法	排放废水量 m^3/h	排放浓度 mg/L	排放量 kg/h		
		石油类	类比法		<5	0.01			石油类	类比法		<5	0.01		理系统

表 5.3.3.8-3　　丁二烯抽提装置固体废物（废液）排放表

装置名称	序号	固废名称	固废类别及编号	产生情况（t/年）		排放量（t/次）	主要成分	排放规律	最终去向	处置措施（t/年）	
丁二烯抽提装置	S5.3.3-1	丁二烯聚合物	危险废物 HW13 265-101-13	类比法	0.46	2.76	丁二烯聚合物	1 次/6 年	园区危险废物填埋场	园区统一处置	0.46
	S5.3.3-2	废瓷球	危险废物 HW50 251-016-50	物料衡算法	2	4	Pd、Al_2O_3	1 次/2 年	园区危险废物填埋场	园区统一处置	2

表 5.3.3.8-4　　丁二烯抽提装置噪声排放表

装置名称	噪声源	声源类型	噪声源强		治理措施	噪声排放值		距地高度（m）	室内/室外	排放时间/h	数量（台）
			核算方法	噪声值/dB(A)		核算方法	噪声值/dB(A				
丁二烯抽提装置	机泵 N5.3.3-1	连续	类比法	80~93	低噪声电机、减振	类比法	85	1	室外	8000	8

5.3.4MTBE/丁烯-1 装置

5.3.4.1 生产规模及产品方案

MTBE/丁烯-1 装置由 MTBE 单元和丁烯-1 单元组成，以丁二烯抽提装置产出的抽余碳四为原料，生产 MTBE 和丁烯-1 产品。MTBE/丁烯-1 装置生产规模为 8/3 万吨/年，装置操作弹性 60-110%，设计年生产时间为 8000h，生产规模及产品产量见表 5.3.4.1-1。

表 5.3.4.1-1　　MTBE/丁烯-1 装置生产规模及产品产量

装置名称	生产规模（$\times10^4$t/a）	产品名称	产品产量		去向
			t/h	10^4t/a	
MTBE/丁烯-1	8/3	MTBE	7.89	6.32	送炼油区
		丁烯-1	3.70	2.96	送 HDPE/FDPE/PP 装置
		剩余碳四	8.75	7.00	送烷基化装置

5.3.4.2 主要原料和产品规格

⑴原料性质

MTBE/丁烯-1 装置设计加工原料为抽余碳四和甲醇，其中抽余碳四规格见丁二烯抽提装置表 5.3.3.2-1，甲醇规格见表 5.3.4.2-1。

表 5.3.4.2-1　　外购甲醇规格表

序号	组分	单位	数值	备注
1	纯度	wt%	≥99.85	
2	密度（20℃）	g/cm^3	0.791~0.793	
3	酮和醛	wt%	≤0.003	
4	水分含量	wt%	≤0.1	

⑵产品性质

MTBE/丁烯-1 装置主要产品包括 MTBE、丁烯-1 油和副产品剩余碳四，这些产品的规格分别见表 5.3.4.2-2~表 5.3.4.2-4。

表 5.3.4.2-2　　MTBE 产品规格

序号	组成	单位	指标	备注
1	MTBE 纯度	wt%	≥98	
2	叔丁醇	wt%	≤1.0	

3	甲醇	wt%	≤0.2	
4	C4 含量	wt%	≤0.5	
5	密度（15.6℃）	g/cm^3	0.745±0.1	
6	硫	ppmwt	≤25	
7	总烯烃	wt%	≤1.5	

表 5.3.4.2-3　　丁烯-1 产品规格

序号	组成	单位	指标	备注
1	丁烯-1 纯度	wt%	≥99.0	
2	异丁烯+2-丁烯	wt%	≤0.6	
3	1，3-丁二烯	ppmv	≤30.0	
4	丙炔	ppmv	≤5.0	
5	总羰基（以乙醛计）	ppmwt	≤10.0	
6	水	ppmwt	≤25.0	
7	硫	ppmwt	≤1.0	
8	甲醇	ppmv	≤10.0	
9	MTBE	ppmv	≤10.0	
10	一氧化碳	ppmv	≤1.0	
11	二氧化碳	ppmv	≤5.0	

表 5.3.4.2-4　　剩余碳四副产品规格

序号	组成	单位	指标	备注
1	丁烯-1	wt%	≤1	
2	甲醇含量	ppmv	≤50	
3	水含量	wt%	≤0.5	

⑶辅助材料

MTBE/丁烯-1 装置采用的辅助材料主要包括醚化催化剂（预反应器、甲醇净化器等）、醚化催化剂（催化蒸馏塔）、萃取水净化剂和分子筛干燥剂，规格见表 5.3.4.2-5~7。

表 5.3.4.2-5　　高活性醚化催化剂物性指标

序号	项目	单位	指标	备注
1	质量全交换容量	mmol/g	5.20	
2	含水量	%	50.00~58.00	
3	湿视密度	g/mL	0.70~0.85	
4	湿真密度	g/mL	1.15~1.25	

5	范围粒度（粒径 0.315mm~1.250mm）	%	95.0	
6	下限粒度（粒径＜0.315mm)	%	1.0	
7	耐磨率	（m/m）%	≥90.00	

表 5.3.4.2-6　　醚化催化剂（催化蒸馏模块）组件规格

序号	项目	指标	试验方法
1	元件高度 mm	200±5	量尺测量
2	元件容重 kg/m^3	200～350（根据实际需求设计）	电子秤称重
3	催化剂型号	D006 型高活性醚化催化剂	Q/KR114
4	不锈钢菱形板网	304	GB/T20878
5	不锈钢波纹丝网填料	316	GB/T20878
6	不锈钢钢带	304	GB/T20878
7	玻璃纤维布	无碱无蜡	JC/T170

表 5.3.4.2-7　　萃取水净化剂技术规格

序号	项目	单位	指标	备注
1	质量全交换容量	mmol/g	≥5.00	
2	含水量	%	50.00～65.00	
3	湿视密度	g/mL	0.65～0.75	
4	湿真密度	g/mL	1.15～1.25	
5	范围粒度（粒径 0.315mm~1.250mm）	%	≥95.0	
6	下限粒度（粒径＜0.315mm)	%	≤1.0	
7	耐磨率	（m/m）%	≥90.00	

5.3.4.3 工艺技术及生产原理

MTBE/丁烯-1 采用筒式固定床外循环+催化蒸馏反应/超精密精馏的 MTBE/丁烯-1 成套技术。此技术使异丁烯深度转化，转化率高达 99.5%以上，醚化后碳四中的异丁烯含量＜0.3%，解决了异丁烯与丁烯-1 分离问题。再利用超精密精馏方法脱轻脱重，得到高纯度的丁烯-1 产品。该技术具有流程短、能耗低、投资省等优点。

自丁二烯抽提来的抽余原料碳四进入本装置，在催化剂作用下轻碳四中的异丁烯与甲醇反应生成 MTBE，反应后的混合碳四通过甲醇萃取塔，混合碳四中的甲醇被水萃取，塔底得到甲醇水溶液，通过蒸馏回收甲醇，塔顶醚后碳四送到异丁烷脱除塔。异丁烷脱除塔塔顶分离出异丁烷，塔底物料为高纯度丁烯

-1 产品送往罐区。

5.3.4.4 工艺流程简述

MTBE/丁烯-1 装置主要有四个单元：原料预处理、反应精馏、甲醇回收和丁烯-1 精制等。

⑴原料预处理

自丁二烯抽提装置来的原料抽余碳四进入本装置的碳四原料罐，自界区外来的原料甲醇进入本装置的甲醇原料罐。

碳四原料罐中的碳四和甲醇原料罐的甲醇分别经碳四原料泵和甲醇原料泵送出并混合，通过在线工业色谱在线分析，由流量计调节原料碳四和甲醇进行，使混合原料中的甲醇与异丁烯的摩尔比为 1.02。

混合原料经进料预热器预热到反应引发温度，进第一醚化反应器中进行醚化反应，反应后的物料一部分经一段冷却器换热后，用一段循环泵送出，循环回到一段反应器中，另一部分进入第二醚化反应器中继续反应。

以上经二段反应后的物料一部分经二段冷却器换热后，用二段循环泵送出，循环回到二段反应器中。另一部分进入第三醚化反应器中反应。三段反应后的物料进入反应精馏塔中继续反应。醚化反应器的废催化剂（S5.3.4-1）失活后定期更换，送园区危险废物处置中心。

由原料泵送出的甲醇一部分经离子过滤器除去金属离子后进入反应精馏塔上塔中作为补充甲醇，使总的醇烯比达到 1.05。离子过滤器中废催化剂（S5.3.4-1）失活后定期更换，送园区危险废物处置中心。

⑵反应精馏

反应物料进入反应精馏下塔，将未反应的物料与生成物分离，未反应混合物料中未反应完全的异丁烯与甲醇进入上塔，继续进行醚化反应，同时将生成的 MTBE 分离出来。依靠反应热逐渐升高床层温度，当温度升高到操作压力下的泡点温度时，反应热由部分物料气化吸收，从而使反应温度稳定。

在反应精馏下塔中，由上升的气体与由反应精馏上塔来的液相物料进行传质传热，气相物料由塔的顶部进入反应精馏上塔，液相产品 MTBE 由反应精馏下塔底部分离出来，与反应精馏进料换热后，经产品冷却器冷却到 40℃后送入 MTBE 产品罐，再用 MTBE 产品泵送炼油区。

由反应精馏下塔顶部出来的气相物料进入反应精馏上塔的下部，补加甲醇同时进入塔内反应段，混合物料中的剩余异丁烯在反应段继续与甲醇进行反应－精馏－反应－精馏，使异丁烯的总转化率达到99.8%（wt）。反应精馏上塔塔底液体由反应塔中间泵送入反应精馏下塔，上塔塔顶气相醚化后碳四经冷凝器冷凝冷却后进入碳四回流罐。液相物料用碳四回流泵送出，一部分作为回流液送回塔顶，另一部分送入水洗塔。反应精馏塔内装有催化剂（S5.3.4-2），失活后定期更换，送园区危险废物处置中心。

⑶甲醇回收

含有甲醇的碳四物料作为分散相从水洗塔下部进入塔内，自甲醇回收塔底部来的水经泵和换热器后进入水洗塔上部作为连续相，物料与水按料水比 3：1的比例逆向接触。由塔底排出的含甲醇的萃取液与从甲醇回收塔来的水在釜液换热器中换热后经甲醇预热器预热至101℃送入甲醇回收塔。

由水洗塔顶部排出的醚后碳四进入碱洗罐中进行碱洗后，送往醚后碳四罐中。含甲醇的萃取液进入甲醇回收塔进行精馏，甲醇自水中分离出来后从塔顶排出，经空冷器冷凝后进入甲醇回流罐，再经回流泵一部分作为回流送入回收塔顶部，另一部分送回到甲醇原料罐中回收循环使用。甲醇回塔塔顶排放含甲醇和碳四的氮气（G5.3.4-1），送化工地面火炬系统焚烧处理。甲醇回收塔底部排出的含微量甲醇的水，经换热、冷却后，进入萃取水净化器脱除其中携带的微量磺酸基团，防止产生大量的酸性物质，对甲醇回收系统的设备和管线造成腐蚀。萃取水净化器为两台固定床反应器，可切换操作。其中装填有阴离子交换树脂作为净化剂，失活后的废吸附剂（S5.3.4-3）定期更换，送园区危险废物处置中心。与甲醇分离后的水由塔底排出，经换热后由萃取加水泵打出，经冷却后送入水洗塔中循环使用。

⑷丁烯-1 精制

丁烯-1 精制主要由脱异丁烷塔和丁烯-1 精馏塔两个塔系组成。

自甲醇回收工序水洗塔来的醚化后碳四进入醚后碳四罐中，为防止游离水进入精馏塔，罐下设分水斗，使醚后碳四中所带的游离水在此沉降切水。用脱异丁烷塔进料泵将罐中的碳四打出。送至脱异丁烷塔（上塔）塔板上。在塔内醚后碳四经过精馏将其中的碳三、异丁烷等一些轻组分及水作为低沸点共沸物从塔顶分离出去，经脱异丁烷塔顶空冷器部分冷凝后进入异丁烷回流罐中，少量

不凝气（碳三）由罐顶排出（不连续），经调节阀送入火炬管网。液相物料在罐中沉降切水后一部分送入副产碳四罐，另一部分经脱异丁烷塔回流泵打入脱异丁烯塔顶作为回流。塔釜液经脱异丁烷塔中间泵送入脱异丁烷塔顶部作为内回流。脱异丁烷塔（下塔）的上升蒸气与内回流液相物料逆向进行传质传热，塔顶气相进入脱异丁烯（上塔）中。塔釜液相物料为脱除碳三、异丁烷和水的碳四馏分，从塔底排出后经丁烯-1 精馏塔进料泵送入丁烯-1 精馏塔（下塔）中作为进料。

来自脱异丁烷塔的物料进入丁烯-1 精馏塔（下塔）中，将丁烯-1 与其余碳四精馏分离。塔顶气相物料进入丁烯-1 精馏塔（上塔）中作为上升气相。由上塔底部排出的物料经丁烯-1 精馏塔中间泵送回到丁烯-1 精馏塔（下塔）顶部作为内回流。分离出丁烯-1 的剩余碳四由丁烯-1 精馏塔（下塔）塔底排出，经副产碳四冷却器冷却后进入副产碳四罐中。在精馏塔中脱除重组分（顺、反－2－丁烯、正丁烷等）的丁烯-1 作为气相由塔顶排出，经丁烯-1 精馏塔顶空冷器冷凝后进入丁烯-1 回流罐中。罐中的液相丁烯-1 用丁烯-1 精馏塔回流泵抽出，一部分作为回流液送回精馏塔中，另一部分打入丁烯-1 产品罐，再由丁烯-1 产品泵送出界区。

MTBE/丁烯-1 装置带“三废”排放点的工艺流程见图 5.3.4-1。

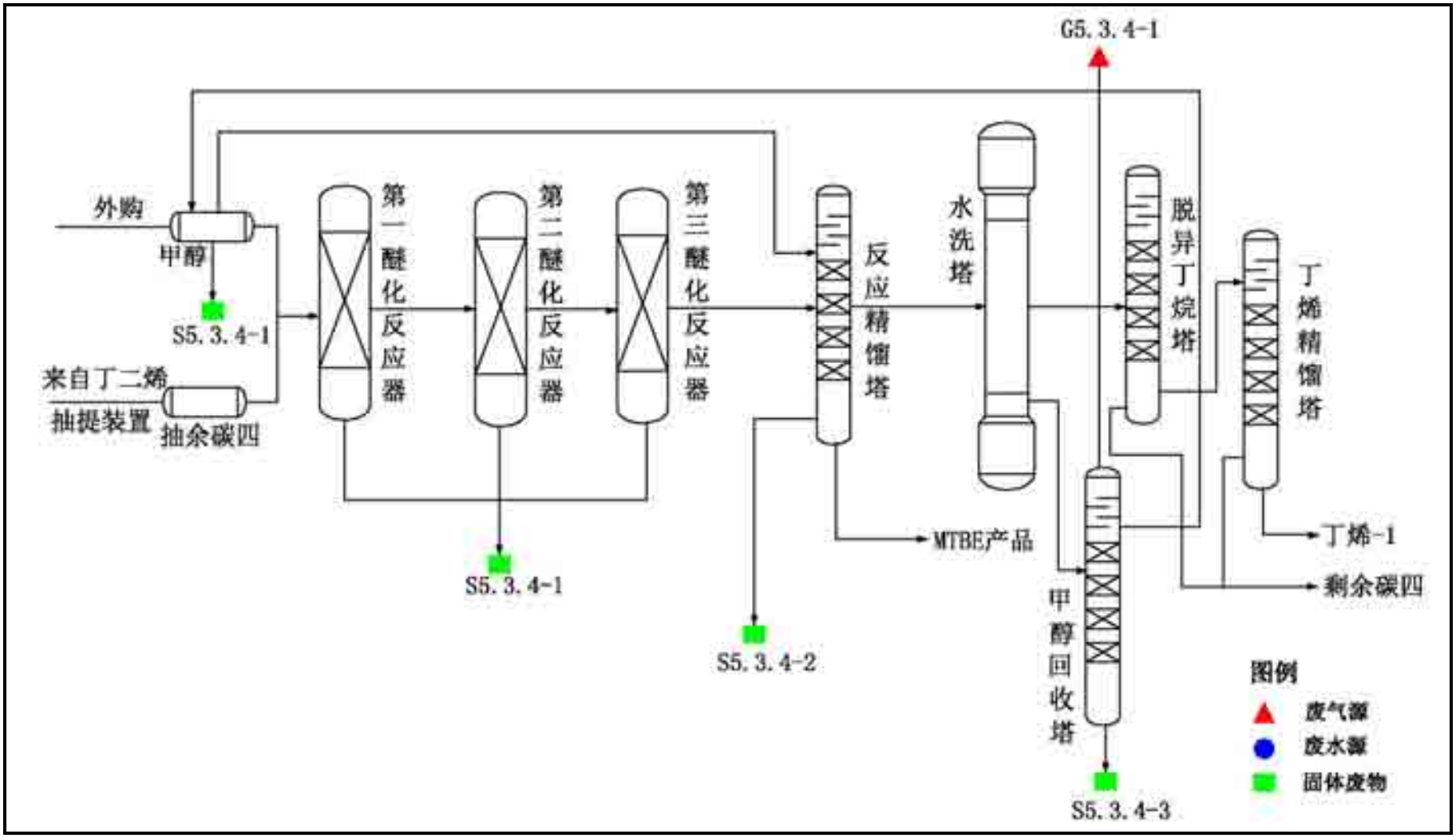


图 5.3.4-1 带“三废”排放节点的 MTBE/丁烯-1 装置工艺流程图

5.3.4.5 主要设备

MTBE/丁烯-1 装置主要设备见表 5.3.4.5-1。

表 5.3.4.5-1　　MTBE/丁烯-1 装置主要设备表

序号	设备名称	数量（台）	操作温度（℃）	操作压力（MPa.G）	主要规格（mm）	材质
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						
8						
9						
10						
11						
12						
13						
14						
15						
16						
17						
18						
19						

5.3.4.6 原辅材料及公用工程消耗

⑴原料及辅助材料消耗

MTBE/丁烯-1 装置主要原料、辅助材料消耗见表 5.3.4.6-1。

表 5.3.4.6-1　　MTBE/丁烯-1 装置主要原料及辅助材料消耗表

序号	名称	单位	消耗定额/吨产品	消耗量		来源
				小时	每年（×10^4）	
一	原料					
1	抽余碳四	t	0.86	17.47	13.98	丁二烯抽提
2	甲醇	t	0.14	2.87	2.30	外购
二	辅助材料					
1	醚化催化剂（预反应器、甲醇净化器等）	t	/	30/3 年（一次装填量）		外购
2	醚化催化剂（催化蒸馏塔）	t	/	40/4 年（一次装填量）		外购
3	萃取水净化剂	t	/	2.4/3 年（一次装填量）		外购
4	分子筛干燥剂	t	/	4/2 年（一次装填量）		外购

注：产品产量以 16.28 万 t/a 计

⑵公用工程消耗

MTBE/丁烯-1 装置公用工程消耗见表 5.3.4.6-2。

表 5.3.4.6-2　　MTBE/丁烯-1 装置公用工程消耗表

序号	名称及规格	单位	消耗定额/吨产品	小时消耗量		来源/去向
				正常	最大	
1	循环水（0.45MPaG，Δt=10℃）	t	116.46	2370	2600	化工第一循环水场
2	电（380V）	kW	24.39	496	/	动力中心或外购
3	中压蒸汽（1.3MPaG，290℃）	t	2.46	50	/	动力中心
4	蒸汽凝液（0.4MPaG）	t	-2.46	-50	/	除盐水站
5	除盐水（0.5MPaG，40℃）	kg	0.17	3.5	/	除盐水站
6	氮气（0.7MPaG）	m^3（N）	3.93	80	/	空分装置
7	仪表空气（0.7MPaG）	m^3（N）	4.92	100	/	空压站

5.3.4.7 平衡分析

⑴物料平衡

MTBE/丁烯-1 装置物料平衡见表 5.3.4.7-1。

表 5.3.4.7-1　　MTBE/丁烯-1 装置物料平衡

入方（t/h）				出方（t/h）				
序号	项目	数据	来源	序号	类别	项目	数据	去向

入方（t/h）				出方（t/h）				
序号	项目	数据	来源	序号	类别	项目	数据	去向
1	抽余碳四	17.47	丁二烯抽提	1	产品	MTBE	7.89	炼油区
2	甲醇	2.87	外购	2		丁烯-1	3.70	HDPE/FDPE
				3	副产品	剩余碳四	8.75	烷基化装置
	合计	20.34				合计	20.34	

由表 5.3.4.7-1 可知，进入本装置工艺系统的总物料共计约 20.34t/h。经催化蒸馏、丁烯-1 超精密精馏后，占总进料量约 56.98%物料转化为产品 MTBE 和丁烯-1，MTBE 送炼油区，丁烯-1 送 HDPE/FDPE 装置，占 43.02%的物料转化为剩余碳四，送炼油区的烷基化装置。

⑵蒸汽平衡

MTBE/丁烯-1 装置蒸汽平衡见表 5.3.4.7-2。

表 5.3.4.7-2　　MTBE/丁烯-1 装置蒸汽平衡表

进料 t/h			出料 t/h		
序号	名称	数值	序号	名称	数值
1	中压蒸汽（1.3MPaG，290℃）	50	1	蒸汽凝液（0.4MPaG）	50
合计		50	合计		50

由表 5.3.4.7-2 可知，本装置需要中压蒸汽 50t/h。全部转化为凝液送入除盐水站化工工艺凝液精制系统处理后回用。

⑶水平衡

MTBE/丁烯-1 装置水平衡见表 5.3.4.7-3。

表 5.3.4.7-3　　MTBE/丁烯-1 装置水平衡表

入方（t/h）			出方（t/h）		
序号	项目	数据	序号	项目	数据
1	循环水供水	2370	1	循环水排水	2370
	小计	2370		小计	2370

由表 5.3.4.7-3 可知，进入界区的循环水供水 2370t/h，经换热后全部排出界区。

5.3.4.8 主要污染源及污染物分析

⑴废气

甲醇回收塔排放气（G5.3.4-1），含 C4 和甲醇组分，送化工地面火炬系统焚烧处理。

废气排放见表 5.3.4.8-1。

⑵废水

本装置正常工况下，无废水产生。

⑶固体废物

本装置产生的固废包括醚化反应器废催化剂（含甲醇净化器、预反应器用）（S5.3.4-1）、反应精馏塔废催化剂（S5.3.4-2）、萃取水废吸附剂（S5.3.4-3）、废分子筛干燥剂（S5.3.4-4），送园区危险废物填埋场。

固体废物排放见表 5.3.4.8-2。

⑷噪声

本装置主要噪声源为空冷器和机泵等。

装置主要设备噪声源见表 5.3.4.8-3。

表 5.3.4.8-1　　MTBE/丁烯-1 装置废气排放一览表

装置名称	污染源	污染物产生					治理措施		污染物排放					排放口参数			排放时间 h
		污染物	核算方法	废气产生量 m^3/h	产生浓度 mg/m^3	产生量 kg/h	工艺	效率%	污染物	核算方法	废气排放量 m^3/h	排放浓度 mg/m^3	排放量 kg/h	高度 H(m)	直径 D(m)	温度℃	
MTBE/丁烯-1 装置	甲醇回收单元甲醇回收塔排放废气 G5.3.4-1	甲醇	物料衡算法	4.63	635.32	2.3767	送化工地面火炬	/	/	/	/	/	/	/	/	/	8000
		正丁烯	物料衡算法		2058.71	0.57	送化工地面火炬	/	/	/		/	/				
	无组织排放	挥发性有机物	产污系数法	/	/	8.57t/a	泄漏检测与修复	/	挥发性有机物	产污系数法	/	/	8.57t/a	面积:140m×175m			8000

表 5.3.4.8-2　　MTBE/丁烯-1 装置固体废物（废液）排放表

装置名称	序号	固废名称	固废类别及编号	产生情况		排放量（t/次）	主要成分	排放规律	最终去向	处置措施	
				核算方法	产生量(t/a)					工艺	处置量（t/a）
MTBE/丁烯-1 装置	S5.3.4-1	醚化反应器废催化剂（含甲醇净化器、预反应器用）	HW50 261-170-50	物料衡算法	10	30	离子交换树脂	一次/3 年	园区危险废物填埋场	填埋	10
	S5.3.4-2	反应精馏塔废催化剂	HW50 261-170-50	物料衡算法	10	40	离子交换树脂	一次/4 年	园区危险废物填埋场	填埋	10
	S5.3.4-3	萃取水废吸附剂	HW50 261-170-50	物料衡算法	0.5	1.5	离子交换树脂	一次/3 年	园区危险废物填埋场	填埋	0.5
	S5.3.4-4	废分子筛干燥剂	HW50 261-170-50	物料衡算法	2	4	分子筛干燥剂	一次/2 年	园区危险废物填埋场	填埋	2

表 5.3.4.8-3　　MTBE/丁烯-1 装置噪声排放表

装置名称	噪声源	声源类型	噪声源强		治理措施	噪声排放值		距地高度（m）	室内/室外	排放时间/h	数量（台）
			核算方法	噪声值/dB(A)		核算方法	噪声值/dB(A				
MTBE/丁烯-1 装置	空冷器 N5.3.4-1	频发（连续）	类比法	95~100	低噪声电机、减振	类比法	85	20	室外	8000	4
	机泵 N5.3.4-2	频发（连续）	类比法	85~90	减振	类比法	85	1	室外	8000	19 开 17 备

5.3.4.9 污染物达标分析

在正常工况下，MTBE/丁烯-1 装置无废气直接排入大气。

5.3.6 全密度聚乙烯装置

5.3.6.1 生产规模及产品方案

FDPE 装置拟采用 Univation 的气相法工艺，在催化剂作用下使乙烯发生聚合，生产全密度聚乙烯产品。FDPE 装置设置两条生产线，生产规模为 2×40 万吨/年，装置操作弹性 60-110%，设计年生产时间为 8000h（333 天），生产规模及产品产量见表 5.3.6.1-1。

表 5.3.6.1-1　　FDPE 装置生产规模及产品产量

装置名称	生产规模（$\times10^4$t/a）	产品名称	产品产量		去向
			t/h	10^4t/a	
FDPE	2×40	HDPE	25.86	20.69	作为产品出售
		LLDPE	60.42	48.33	

5.3.6.2 主要原料和产品规格

⑴原料性质

FDPE 装置设计加工原料为乙烯、丁烯-1 和己烯-1，其中乙烯规格见乙烯装置表 5.3.1.2-2，丁烯-1 规格见 MTBE/丁烯-1 装置表 5.3.4.2-3，己烯-1 见表 5.3.6.2-1。

表 5.3.6.2-1　　外购己烯-1 规格表

序号	组分	单位	数值	备注
1	己烯-11	wt%	≥99.1	
2	其他己烯	wt%	≤0.5	
3	正己烷	wt%	≤0.2	
4	C4（丁烯+丁烷）	wt%	≤0.1	
5	C8+	wt%	≤0.1	
6	水	wt ppm	≤25	
7	苯	wt ppm	≤0.3	

⑵产品性质

FDPE 装置主要产品包括 LLDPE 和 HDPE，这些产品的规格分别见表 5.3.6.2-2 及表 5.3.6.2-3。

表 5.3.6.2-2　　LLDPE 部分推荐产品规格

序号	牌号	熔融指数 2.16kg	密度（kg/m^3）	应用
1	DFDA-7042	2.0	918	内衬，掺混，农膜
2	DFDA-7047	1.0	918	内衬，掺混，农膜
3	DFDC-7050	2.0	9212	衣服包装袋，产品袋
4	HS-7028	1.0	918	缠绕膜，垃圾袋，掺混料
5	HPR-1018HA	1.0	918	强韧性伸展膜
6	EZP20-10HH	1.0	920	多层膜
7	DNDA-8320	20	924	高品质容器，垃圾箱
8	DMDA-8007	8.2	965	容器，罐子

表 5.3.6.2-3　　HDPE 部分推荐产品规格

序号	牌号	熔流指数 21.6kg	密度（kg/m^3）	应用
1	DMDX-6147	9.0	948	大中空容器
2	DMDA-6200	33	953	化学品，油瓶
3	DGDX-6095	10.5	951	杂货带，购物袋，袋子内衬
4	DGDZ-6095	10.5	951	杂货带，购物袋，袋子内衬
5	DGDZ-2400	10.0	940.5	PE-80 管
6	UHXP-4808	6.0	948.5	PE-100 管

⑶辅助材料

FDPE 装置采用的辅助材料主要包括氢气、异戊烷、聚合催化剂、BMC 催化剂、助剂和聚合添加剂，氢气规格见氢气回收装置表 5.2.17.2-2，异戊烷规格见表 5.3.6.2-4。

表 5.3.6.2-4　　异戊烷规格

序号	组分	单位	数值	备注
1	异戊烷	wt %	95.0 min	
2	其他烃	wt %	5.0 max	
3	不饱和化合物（以戊烯-1 计）	ppmw	500 max	
4	水	ppmv	20 max	
5	氧	ppmv	1 max	
6	CO	ppmv	5 max	
7	CO_2	ppmv	10 max	
8	硫	ppmw	5 max	
9	不挥发组分	gm/100ml	0.001 max	
10	悬浮物		无	

序号	组分	单位	数值	备注
11	酸度（以醋酸计）		2 max	
12	颜色	铂-钴	15 max	

5.3.6.3 工艺技术及生产原理

本装置拟采用 Univation 的 Unipol 先进低压气相流化床工艺生产全密度 PE 产品，包括 LLDPE 和 HDPE 产品，大部分产品为 LLDPE 产品。

Unipol 工艺采用冷凝态技术，使用单台反应器生产 LLDPE/HDPE。

Unipol 工艺装置由单体净化、催化剂制备、聚合反应、树脂脱气和挤出造粒等单元组成。反应器操作温度为 80-100℃，压力约为 2.4MPa。乙烯单程转化率约 2%-3%，停留时间 3-4h。

5.3.6.4 工艺流程简述

FDPE 装置主要有八个单元：原料供给和精制、乙烯精制、反应、树脂脱气、排放气回收、树脂添加剂处理、挤出造粒和配套设施（树脂输送、包装码垛系统）等。其中，原料供给和精制、乙烯精制单元为两条生产线共用，其他单元为两条生产线独立。

⑴原料供给和精制单元

氮气与氢气通过管道输送到聚乙烯装置界区。共聚单体（丁烯-1、己烯-1）及诱导冷凝剂（ICA，异戊烷）通过管道输送到聚乙烯装置界区。

①共聚单体精制

自界区来的液体共聚单体直接进入共聚单体脱气塔。一小股含烃废气从塔顶排向火炬。从缓冲罐出来的共聚单体通过共聚单体冷却器，后送到反应器中。共经干燥脱除共聚单体物料中的水分及其它极性杂质。

②氮气精制

来自界区的氮气经加热后送氮气脱氧罐。氮气脱氧罐中的游离铜催化剂可以通过将铜氧化为氧化铜的方式除出氮气中的氧气。离开氮气脱氧罐的氮气进入氮气干燥器。

高压净化氮气用于反应系统中，而低压净化氮气则输送到聚乙烯工艺装置的不同地方。在反应系统中使用的压缩净化氮气从氮气干燥器的出口供应。此

股氮气的压力通过氮气压缩机组升压到约3.31MPa（G）。然后，高压净化氮气经净化氮气过滤器后，进入反应器系统。

③氢气精制

来自界区的氢气将直接输送到反应器系统，或者输送到净化系统中的脱氧罐。

④ICA精制

聚乙烯工艺使用异戊烷作为反应系统中的诱导冷凝剂，加速热量移除过程。来自界区的异戊烷直接进入ICA脱气塔。一小股不凝废气从塔顶部气体排向火炬。从ICA缓冲罐底部出来的共聚单体冷凝加压后送到反应器中进行干燥。

原料精制单元中废吸附剂（S5.3.6-2），过滤器介质（S5.3.6-3）送园区危险废物填埋场，废瓷球（S5.3.6-1）送揭阳大南海石化工业园区一般工业固废处理项目。

⑵乙烯精制单元

来自界区的乙烯通过精制床分别脱氧、脱一氧化碳后进入乙烯干燥器除去乙烯物料中的水份及其它极性杂质。

原料供给和精制单元与乙烯精制单元中的各净化床需要定期再生。再生过程通过定时器与逻辑联锁进行控制。阀门在现场通过手动进行操作。

来自供气总管的氮气在流量控制下进入再生氮气加热器。氮气通过电阻式加热器加热到再生净化床所需的再生温度。热氮气通过分配管线输送到选定的床。

所有干燥器再生过程的冷却及预设步骤使用低压未净化氮气。净化床再生后排放的物料排向火炬。

⑶反应单元

反应物在流化床反应器中在正常压力2.413MPa（G）及温度80-100°C下聚合生成树脂。反应气体在外部冷却后对反应器床进行流化并移走反应中放出的热量。催化剂与经净化的反应物（乙烯、丁烯以及氢气）连续送入反应器中。树脂从反应器通过控制交替运行的产品排放系统。

树脂从产品排放系统输送到产品脱气料仓（树脂脱气单元），脱除的气体则排放到排放气回收单元。

①反应系统

在开车之前，必须向反应器中注入颗粒聚乙烯树脂，以形成反应床。树脂将通过靠近反应器竖侧的管嘴注入反应器。反应器的输送管线将树脂输送到种子床贮存料仓（种子床贮存单元中）。

气态反应物（乙烯、己烯、氢气的混合物）以及惰性组分，经循环气体压缩机压缩连续通过树脂流化床进行循环，催化剂则注入流化床中。聚合反应产生的反应热在外部循环气体冷却器中除去。

共聚单体与氢气对乙烯的比率通过在线循环气体分析仪进行测量，流量则根据需要自动控制，以维持所需的循环气体组成。

在将一种调节剂（改性剂C）引入反应系统，可以停止或减缓聚合反应。终止系统包括存放改调节剂的圆柱形钢瓶及分配管线系统及气动阀门，以便在下列任何一种情况下触发终止系统逻辑时将调节剂注入循环气体管线中。

②催化剂处理及进料 – UCATTM J 催化剂

J系催化剂使用浆料催化剂生产。浆料催化剂用可回收的输送钢瓶接收。向运输钢瓶中通氮气加压，使浆料催化剂进入催化剂进料罐中。浆料催化剂通过催化剂进料罐中的催化剂进料罐搅拌器连续搅拌，确保固体完全悬浮在矿物油中。

来自催化剂进料罐的浆料通过变速控制催化剂进料泵输送，由浆料催化剂流动通过质量流量计控制。添加剂DC和T3顺序注入浆料催化剂进料中，并在相应的停留罐内还原浆料催化剂，还原后的浆料催化剂送至反应器。

浆料催化剂系统配备有矿物油冲洗系统，以便定期冲洗浆料催化剂系统中的所有管线与设备。冲洗用的矿物油通过矿物油罐泵输送到矿物油冲洗罐中，在该罐中使用氮气加压将矿物油冲洗到系统的各个位置。双峰浆料催化剂管线与设备直接冲洗到浆料处理罐中。废添加剂DC（L5.3.6-1）与T3将冲洗到密封罐中，然后排放到密封罐处理罐中，送全厂焚烧系统焚烧处理。

③催化剂处理及进料 – 干式催化剂（铬系K-100）

利用高压净化氮气，将干式催化剂通过三个标准催化剂进料器注入反应器中。催化剂进料器之上配有催化剂缓冲罐。从催化剂运输容器通过一个催化剂软管设施，利用高纯氮气经密相输送将催化剂注入催化剂缓冲罐。当需要时通过重力作用，催化剂从催化剂缓冲罐进入催化剂进料器。还未使用的催化剂能

够从进料器输送到催化剂过滤器，或者直接输送到运输容器以便未来使用或处理。

④催化剂处理及进料 – 双峰催化剂（BMC）

双峰树脂使用浆料催化剂生产。浆料催化剂用可回收的输送钢瓶接收。

向运输钢瓶中通氮气加压，使浆料催化剂进入BMC进料罐中。浆料催化剂通过BMC进料罐中的BMC进料罐搅拌器连续搅拌，确保固体完全悬浮在矿物油中。

来自BMC进料罐的浆料通过变速控制BMC进料泵输送至反应器，或通过再循环模式返回BMC进料罐。浆料催化剂流动通过质量流量计控制。调节溶液同时从进料罐中注入BMC浆料催化剂进料中。

在双峰管式树脂生产时添加剂D3被注入反应器。添加剂D3在可回收运输容器中接收。在卸货之前，运输钢瓶应该滚动，确保固体完全悬浮在矿物油中。钢瓶滚筒即用于此目的。

滚动后的钢瓶立即从储存区域运输到双峰浆料催化剂供应区。向运输钢瓶中通氮气加压，使添加剂D3进入D3进料罐中。添加剂D3通过D3进料罐中的D3进料罐搅拌器连续搅拌，确保固体完全悬浮在矿物油中。

来自D3进料罐的浆料通过变速控制D3进料泵输送至反应器，添加剂D3流动通过质量流量计控制。

双峰浆料催化剂系统配备有矿物油冲洗系统，以便定期冲洗双峰浆料催化剂系统中的所有管线与设备。冲洗用的矿物油通过矿物油罐泵输送到矿物油冲洗罐中，在该罐中使用氮气加压将矿物油冲洗到系统的各个位置。双峰浆料催化剂管线与设备直接冲洗到浆料处理罐中。添加剂D3与调节溶液（L5.3.6-1）将冲洗到密封罐中，然后排放到密封罐处理罐中，送全厂焚烧系统焚烧处理。反应器静态控制剂（RSC）通过氮气引入反应器中。动设备替换下来的废泵密封液（L5.3.6-4）及废压缩机润滑油（L5.3.6-3）送全厂焚烧系统焚烧处理。

⑤产品卸料系统（PDS）

一个反应系统由两套两段产品卸料系统（PDS）组成，以便从反应器中排出产品。

每套PDS包括两台产品卸料罐及两台产品吹出罐。

颗粒树脂与反应气体从反应器交替直接排放到产品卸料罐中。树脂与气体

在产品卸料罐内分离。在新的树脂排入时，气体返回反应器中。

树脂在重力作用下从产品卸料罐自流进入产品吹出罐，然后在密相压力下通过夹带产品卸料罐树脂的压力气体和来自气体回收系统的循环气体输送到产品脱气仓。

⑷树脂脱气单元

来自产品排放系统的树脂输送到产品脱气仓。产品脱气仓是一台质量流量料仓，可以为从树脂中吹扫溶解的烃提供最低停留时间。产品脱气仓在略高于大气压力的低压条件下运行。产品脱气仓包括两部分—上部用于对烃进行吹扫，下部用于对齐格勒-纳塔催化树脂中残留的烷基化合物进行水解。

在料仓上部注入氮气，以吹扫树脂中溶解的烃。树脂向下流动，氮气则向上流动通过树脂，产生最低逆向接触。通过将料仓上部的树脂控制在预定的料位，即可保持充分吹扫所需的停留时间。氮气、输送气体及从树脂中释放出的烃，经产品脱气仓过滤器从产品脱气仓顶部离开。过滤器出口物流通向排放气回收系统。离开产品脱气仓的树脂仅含有微量溶解烃，能满足所有安全与环境的要求。

氮气与蒸汽混合后，进入产品脱气仓的下部，对齐格勒-纳塔催化树脂中可能存在的任何残留烷基化合物进行水解。潮湿的氮气向上通过下段，对存在的任何残留烷基化合物进行水解。来自下段的氮气从产品脱气仓侧部排出，经产品脱气仓下部过滤器排放到火炬。

离开产品脱气仓的树脂进入旋转加料器，该加料器可以将反应器异常操作时形成的任何低聚物进行剪切。

来自产品脱气仓旋转加料器的树脂在重力作用下自流进入颗粒过滤器，将任何超尺寸料从树脂中分离出来。树脂经气流密相输送系统风送到树脂添加剂系统，而超尺寸料将排放到位于地面的废料斗中作为次品出售。

⑸排放气回收单元

排放气回收系统用于回收从产品脱气仓排放出来的ICA中夹带的共聚单体（己烯-1），以提高单体的总体利用率。另外，该系统还通过对产品脱气仓放空到产品排放系统的氮气（及轻质烃）进行再循环，以降低氮气的消耗量；回收的氮气将作为辅助输送气体使用。

离开产品脱气仓过滤器的放空气体由入口防护过滤器进行过滤，经低压冷

却器进行冷却。在此过程中形成的任何凝液将收集到低压集液器中。液体通过低压凝液回流泵返回反应器进料系统。气体进尾气回收压缩机的第一段进行压缩。气体经段间冷却器冷却。在此过程中的任何凝液将收集到级间集液器中。液体通过段间凝液回流泵返回反应器进料系统。段间集液器顶气体进尾气回收压缩机二段压缩。

气体经高压冷却器与高压冷凝器冷却，在此过程中凝液将收集到高压集液器中。高压凝液回流泵将凝液送回反应器进料系统。高压集液器放空气体用于将产品以密相输送形式从产品卸料系统中的产品卸料罐输送到产品脱气仓，多余的气体排火炬。

⑹树脂添加剂处理单元

来自产品脱气仓底部颗粒过滤器的树脂经颗粒树脂缓冲料斗，然后进入树脂进料器。在重力作用下，树脂从树脂加料器进入混合料斗和排放过滤器，而后进入挤出造粒系统。来自树脂缓冲料斗的颗粒树脂能够直接进入 PPB 再循环系统，或转移至种子床贮存单元。

固体添加剂直接通过添加剂系统进入挤出造粒单元。一般使用 4 个倒袋站/缓冲料斗和 4 个失重式加料器。缓冲料斗装有不同最终产品需要的添加剂。每个缓冲料斗配有一台失重式加料器一个减重添加剂进料器相连。

固体添加剂为袋装，利用添加剂提升机运到添加剂平台，然后倒入倾倒站/缓冲料斗。存放在倾倒站/缓冲料斗中的固体添加剂在重力作用下自流进入添加剂缓冲料仓，然后输送到固体添加剂加料器，根据颗粒树脂质量流量按比例控制加入量。添加剂从加料器在重力作用下自流进入树脂/添加剂输送器，与主物流颗粒树脂物料混合好后，进入混炼机料斗及放空过滤器。添加剂倾倒站废气（G5.3.6-1）经过滤后排大气。同时配备一套滑石粉倾倒站/缓冲料斗，倾倒废气（G5.3.6-4）过滤后排入大气。

液体添加剂以桶装形式供货。添加剂必须加热，使物料熔化并保持液态。罐垫板加热器用于此目的。用液体添加剂卸桶泵插入桶中将液体添加剂送到液体添加剂罐中。使用液体添加剂泵将添加剂从罐中输送到挤压混炼机。液体添加剂的流率根据颗粒进料器质量流率通过比率控制加入。生产过程中的不合格添加剂或多余添加剂（S5.3.6-4）送揭阳大南海石化工业园区一般工业固废处理项目。

⑺挤出造粒单元

颗粒树脂及添加剂在UNIPOL聚乙烯紧凑式低能耗造料系统的混炼机连续熔融、混合。两种速度可以使造料系统进行必要的切换。连续混炼机将熔融树脂直接输送到熔融泵入口，熔融泵强制树脂产生通过筛网和水下造粒机模板所必需的压力。

来自水下造粒机的粒料/水输送脱块器，清除所有结块料或块状粒料，然后送到离心式颗粒干燥器。离开颗粒干燥器的粒料在重力作用下自流进入颗粒振动筛。然后，粒料将输送到配套的粒料掺混及储存系统。掺混料仓排气（G5.3.6-16~17）经过滤后排入大气，挤出造粒之前用N_2对系统进行置换，置换尾气（G5.3.6-14~15）排入大气。

水下造粒机的水（W5.3.6-1）在脱块器、粒料干燥机中与粒料分离，并通过造粒循环水系统再循环；造粒循环水系统包括造粒水箱、造粒水泵及造粒水冷却器。装置开停车或者非正常状态下产生的部分废树酯作为次品销售。废挤压机、齿轮泵变速箱润滑油（L5.3.6-5）送全厂焚烧系统焚烧处理。

⑻配套单元（树脂输送、树脂回收等）

①树脂输送系统

树脂输送系统自装置造粒单元粒料干燥器出口开始，至包装系统结束。树脂输送系统由三条粒料输送线及一系列掺混料仓组成。

输送线1：本输送线将粒料从粒料干燥器输送到料仓区。粒料从造粒单元连续输送到本输送线，从粒料缓冲料斗输送到不合格品料仓或四台粒料掺混料仓之一。不合格品料仓用于存放产品过渡期间可能生产的不合格颗粒。粒料掺混料仓用于临时存放目标级粒料。粒料干燥器排放废气（G5.3.6-2~3）过滤后排放至大气。

输送线2：本输送线用于粒料掺混及输送到其它料仓。粒料掺混料仓或不合格品料仓中的粒料将通过旋转进料器输送到本输送线，并输送到同一料仓中作为掺混外部再循环系统，或者输送到其它料仓。

输送线3：从储存料仓到包装系统设置一条输送线。

②树脂回收系统

树脂回收系统用来收集来自反应单元、挤出造粒单元、粒料掺混系统和装袋系统内的废水所含树脂。一个撇浮器罐用来收集树脂。移除树脂的废水

（W5.3.6-1）排至污水收集池。

FDPE 装置带“三废”排放点的工艺流程见图 5.3.6-1。

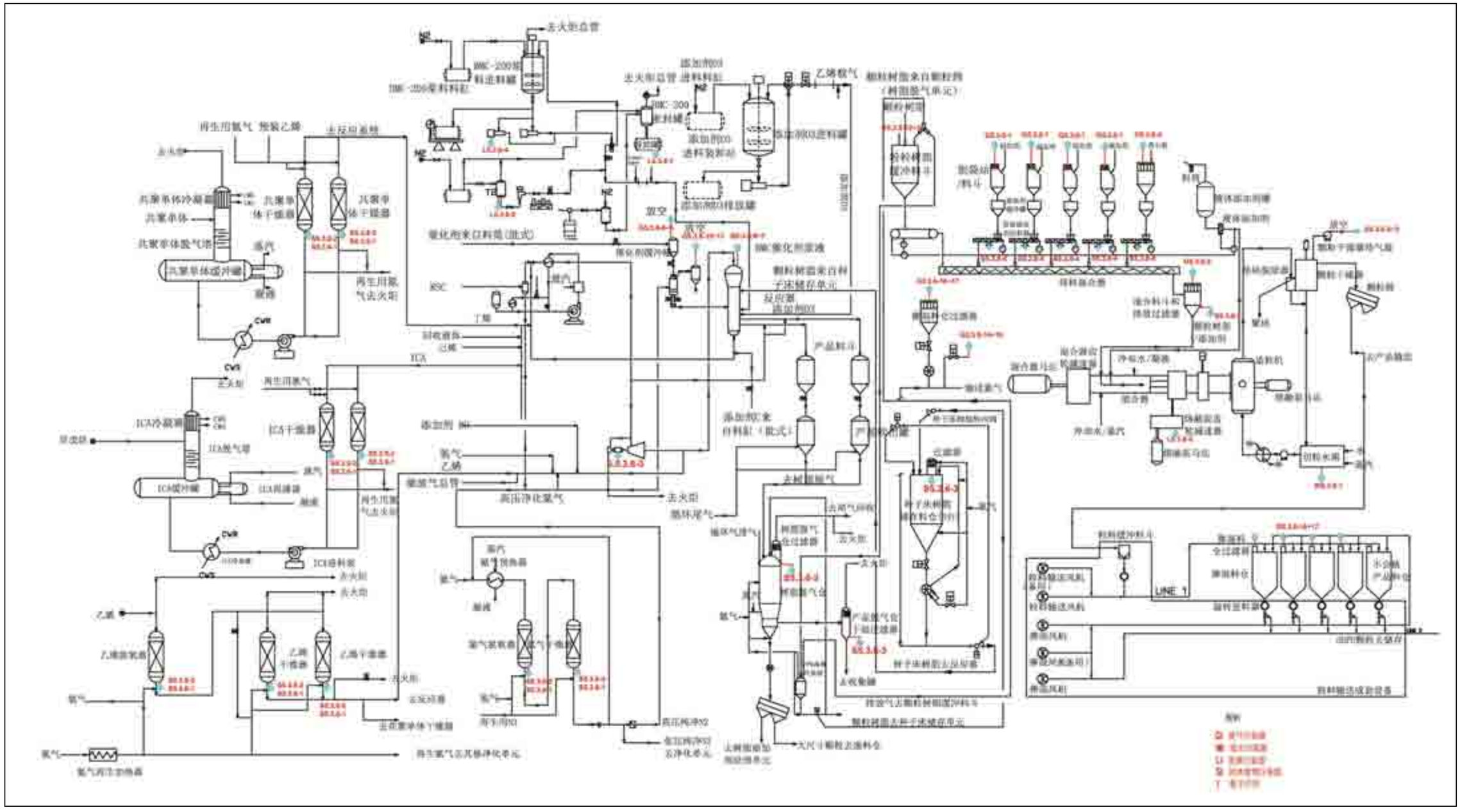


图 5.3.6-1 带“三废”排放节点的 FDPE 装置工艺流程图

5.3.6.5 主要设备

FDPE装置主要设备见表5.3.6.5-1。

表5.3.6.5-1　　FDPE装置主要设备表

序号	设备名称	数量（台）	操作温度（℃）	操作压力（MPa.G）	主要规格	材质
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						
8						
9						
10						

5.3.6.6 原辅材料及公用工程消耗

⑴原料及辅助材料消耗

FDPE装置主要原料、辅助材料消耗见表5.3.6.6-1。

表5.3.6.6-1　　FDPE装置主要原料及辅助材料消耗表

序号	名称	单位	消耗定额/吨产品	消耗量		来源
				小时	每年（$\times10^4$）	
一	原料					
1	乙烯	t	0.94	80.70	64.56	乙烯装置
2	丁烯-1	t	0.04	3.26	2.61	MTBE/丁烯-1装置
3	己烯-1	t	0.04	3.11	2.49	外购
二	辅助材料					
1	氢气	kg	0.14	12.5	10	管网
2	异戊烷	kg	2.43	210	170	外购
3	聚合催化剂	t	0.0022	0.19	0.15	外购
4	BMC催化剂	kg	0.36	31.25	25	外购
5	助剂	kg	0.10	8.63	6.9	外购
6	聚合添加剂	t	0.0022	0.19	0.15	外购

序号	名称	单位	消耗定额/吨产品	消耗量		来源
				小时	每年（$\times10^4$）	
7	精制床吸附剂（分子筛、脱 CO/脱氧/脱 CO_2/脱水等催化剂）	/	/	/	227t/5 年	外购
8	精制床瓷球	/	/	/	20t/5 年	外购

注：产品产量以 69.02 万 t/a 计

⑵公用工程消耗

FDPE 装置公用工程消耗见表 5.3.6.6-2。

表 5.3.6.6-2　　FDPE 装置公用工程消耗表

序号	名称及规格	单位	消耗定额/吨产品	小时消耗量		来源/去向
				正常	最大	
1	循环水（0.45MPaG，Δt=10℃）	t	130.74	11280	13000	化工第二循环水场
2	电（380V）	kW	341.91	29500	40010	动力中心或外购
3	低压蒸汽（0.5MPaG，220℃）	t	0.07	6	31.6	动力中心
4	高压蒸汽（4.0MPaG，400℃）	t	0.03	2.4	5	
5	蒸汽凝液（0.4MPaG）	t	-0.10	-8.8	-13	除盐水站
6	除盐水（0.5MPaG，40℃）	t	0.07	6	38	除盐水站
7	生产水	t	/	/	10	净水厂
8	氮气（0.7MPaG）	m^3（N）	34.77	3000	14170	空分装置
9	仪表空气（0.7MPaG）	m^3（N）	17.39	1500	3500	空压站
10	工厂空气（0.7MPaG）	m^3（N）	/	/	720	空压站
11	燃料气	m^3（N）	0.12	10	600	燃料气管网

5.3.6.7 平衡分析

⑴物料平衡

FDPE 装置物料平衡见表 5.3.6.7-1。

表 5.3.6.7-1　　FDPE 装置物料平衡

入方（t/h）				出方（t/h）				
序号	项目	数据	来源	序号	类别	项目	数据	去向
1	乙烯	80.70	乙烯	1	产品	LLDPE	25.86	产品
2	丁烯-1	3.26	MTBE/丁烯-1	2		HDPE	60.42	

入方（t/h）				出方（t/h）				
序号	项目	数据	来源	序号	类别	项目	数据	去向
3	己烯-1	3.11	外购	3	固体废物	废聚合物	1	
4	氢气	0.01	管网	4	废气	工艺排放	0.4	火炬
5	异戊烷	0.21	外购					
6	聚合催化剂	0.19	外购					
7	助剂	0.01	外购					
8	聚合添加剂	0.19	外购					
	合计	87.68				合计	87.68	

由表5.3.6.7-1可知，进入本装置工艺系统的总物料共计约87.68t/h。经聚合反应后，占总进料量约98.27%物料转化为产品LLDPE和HDPE，占1.33%的物料进入废聚合物，另有少量物料随工艺排放气送低压火炬焚烧。

⑵蒸汽平衡

FDPE装置蒸汽平衡见表5.3.6.7-2。

表5.3.6.7-2　　FDPE装置蒸汽平衡表

进料 t/h			出料 t/h		
序号	名称	数值	序号	名称	数值
1	低压蒸汽（0.5MPaG，220℃）	6	1	蒸汽凝液（0.4MPaG）	8.4
2	高压蒸汽（4.0MPaG，400℃）	2.4			
合计		8.4	合计		8.41

由表5.3.6.7-2可知，本装置需要低压蒸汽6t/h，高压蒸汽2.4t/h，转化为凝液送入除盐水站化工工艺凝液精制系统处理后回用。

⑶水平衡

FDPE装置水平衡见表5.3.6.7-3。

表5.3.6.7-3　　FDPE装置水平衡表

入方（t/h）			出方（t/h）		
序号	项目	数据	序号	项目	数据
1	循环水供水	11280	1	循环水排水	11280
2	除盐水	6	2	生产废水	6
	小计	11286		小计	11286

由表 5.3.6.7-3 可知，进入界区的循环水供水 11280t/h，经换热后全部排出界区；进入系统的除盐水 6t/h 全部转化为废水排放，经撇沫后送污水处理场处理。

5.3.6.8 主要污染源及污染物分析

⑴废气

添加剂倾倒站排放废气（G5.3.6-1），主要污染物为颗粒物，过滤后排入大气。

粒料干燥器出口排放废气（G5.3.6-2~3），主要污染物为颗粒物，过滤后排入大气。

滑石粉倒袋仓过滤器出口（G5.3.6-4），主要污染物为颗粒物，过滤后排入大气。

挤压机料斗过滤器出口排放气（G5.3.6-5），主要污染物为颗粒物，过滤后排入大气。

反应器充装种子床排放气（G5.3.6-6~7），主要污染物为颗粒物，间断排放至大气。

催化剂缓冲罐放空排放（G5.3.6-8~9），主要污染物为颗粒物，间断排放至大气。

催化剂放空过滤器（G5.3.6-10~11），主要污染物为颗粒物，间断排放至大气。

粉料输送系统料斗过滤器排放（G5.3.6-12~13），主要污染物为颗粒物，排放至大气。

粉料输送系统置换气(G5.3.6-14~15)，主要污染物为颗粒物，排放至大气。

掺混料仓过滤器排放气（G5.3.6-16~17），主要污染物为颗粒物和非甲烷总烃，排放至大气。

低压火炬气（G5.3.6-18），烃类占 10%wt，送本装置低压火炬处理。

废气排放见表 5.3.6.8-1。

⑵废水

FDPE 装置产生废水主要为树脂水罐排放废水（W5.3.6-1），送污水收集池经撇沫预处理后送污水处理场含油含盐污水处理系统，主要污染物为 COD、BOD、SS 等。

废水排放见表5.3.6.8-2。

⑶固体废物

淤浆系统密封罐排放的废矿物油（L5.3.6-1），属于危险废物，送全厂焚烧系统焚烧处理。

精制床废瓷球（S5.3.6-1），暂按危废管理，送园区危险废物填埋场。

精制床废吸附剂（S5.3.6-2），含铜催化剂，属危废，送园区危险废物填埋场。

过滤器介质（S5.3.6-3），含聚酯，属危废，送园区危险废物填埋场。

添加剂给料器废物（S5.3.6-4），属一般固废，送揭阳大南海石化工业园区一般工业固废处理项目。

各类设备废润滑油或密封液（L5.3.6-2~L5.3.6-5），含矿物油，属危废，送全厂焚烧系统焚烧处理。

另外，装置产生的超尺寸料及非正常状况下废树脂每年约8000t，收集装袋后作等外品外售。

固体废物排放见表5.3.6.8-3。

⑷噪声

本装置主要噪声源为大功率机泵、压缩机、风送系统等设备。

装置主要设备噪声源见表5.3.6.8-4。

表 5.3.6.8-1　　FDPE 装置废气排放一览表

装置名称	污染源	污染物产生					治理措施		污染物排放					排放口参数			排放时间 h
		污染物	核算方法	废气产生量 m^3/h	产生浓度 mg/m^3	产生量 kg/h	工艺	效率 %	污染物	核算方法	废气排放量 m^3/h	排放浓度 mg/m^3	排放量 kg/h	高度 H(m)	直径 D(m)	温度 ℃	
FDPE 装置	树脂添加剂处理单元添加剂倾倒站排气筒 G5.3.6-1	颗粒物	类比法	60	1000	0.06	除尘	99	颗粒物	物料衡算法	60	10	0.0006	16	0.4	30	800
	树脂输送单元造粒干燥器排气筒 G5.3.6-2~3	颗粒物	类比法	2×25000	1000	2×25	除尘	99	颗粒物	物料衡算法	2×25000	10	2×0.25	20	0.8	30	8000
	树脂添加剂处理单元滑石粉倒袋仓过滤器排气筒 G5.3.6-4	颗粒物	类比法	210	1000	0.21	除尘	99	颗粒物	物料衡算法	210	10	0.0021	25.5	0.15	30	200
	原料供给和精制单元挤压机料斗过滤器排气筒 G5.3.6-5	颗粒物	类比法	130	1000	0.13	除尘	99	颗粒物	物料衡算法	130	10	0.0013	17	0.1	30	8000
	反应单元反应器充装种子床排气筒 G5.3.6-6~7	颗粒物	类比法	2×3000	1000	2×3	除尘	99	颗粒物	物料衡算法	2×3000	10	2×0.03	30	0.4	30	12
	反应单元催化剂缓冲罐排气筒 G5.3.6-8~9	颗粒物	类比法	2×160	1000	2×0.16	除尘	99	颗粒物	物料衡算法	2×160	10	2×0.0016	15	0.1	30	400

	反应单元催化剂放空过滤器排气筒 G5.3.6-10~11	颗粒物（不含铬）	类比法	2×2250	1000	2×2.25	除尘	99	颗粒物	物料衡算法	2×2250	10	2×0.0225	15	0.15	30	12
	挤出造粒单元粉料输送系统料斗过滤器排气筒 G5.3.6-12~13	颗粒物	类比法	2×10	1000	2×0.01	除尘	99	颗粒物	物料衡算法	2×10	10	2×0.0001	15	0.1	30	8000
	挤出造粒单元粉料输送系统置换排气筒 G5.3.6-14~15	颗粒物	类比法	2×10	1000	2×0.01	除尘	99	颗粒物	物料衡算法	2×10	10	2×0.0001	15	0.1	30	8000
	挤出造粒单元掺混料仓过滤器排气筒 G5.3.6-16	颗粒物	类比法	2×6500	1000	2×6.5	除尘	99	颗粒物	物料衡算法	2×6500	10	2×0.07	15	0.5	30	8000
		非甲烷总烃	类比法		58	2×0.38	/	/	非甲烷总烃	类比法		58	2×0.38				
	低压火炬气 G5.3.6-18	烃类	物料衡算法	正常1200kg/h 最大55000 kg/h	10wt%	/	送地面火炬	/	/	/	/	/	/	/	/	/	8000
	地面火炬排气筒 G5.3.6-19	NOx	类比法	最大15000	/	0.45	/	/	NOx	类比法	最大15000	/	0.45	30	9	500-850	8000
		非甲烷总烃	类比法		/	0.3	/	/	非甲烷总烃	类比法		/	0.3				
		颗粒物	类比法		/	0.09	/	/	颗粒物	类比法		/	0.09				
		CO	类比法		/	0.25	/	/	CO	类比法		/	0.25				
	无组织排放	挥发性有机物	产污系数法	/	/	23.24t/a	泄漏检测与修复	/	挥发性有机物	产污系数法	/	/	23.24t/a	面积:270m×200m			8000

表 5.3.6.8-2　　FDPE 装置废水排放表

装置名称	污染源	污染物产生					治理措施		污染物排放					排放时间/h	排放去向
		污染物	核算方法	产生废水量/m^3/h	产生浓度/mg/L	产生量/kg/h	工艺	效率/%	污染物	核算方法	排放废水量/m^3/h	排放浓度/mg/L	排放量/kg/h		
FDPE 装置	树脂水罐切粒水溢出 W5.3.6-1	pH	类比法	正常 6 最大 45	7-9	/	收集到污水收集池	/	pH	类比法	正常 6 最大 45	7-9	/	8000	污水处理场含油含盐污水处理系统
		CODcr	类比法		200	1.2			CODcr	类比法		200	1.2		
		BOD	类比法		100	0.6			BOD	类比法		100	0.6		
		SS	类比法		100	0.6			SS	类比法		100	0.6		

表 5.3.6.8-3　　FDPE 装置固体废物（废液）排放表

装置名称	序号	固废名称	固废类别及编号	产生情况		排放量（t/次）	主要成分	排放规律	最终去向	处置措施	
				核算方法	产生量(t/a)					工艺	处置量（t/a）
FDPE 装置	L5.3.6-1	淤浆系统密封罐（BMC 双峰催化剂密封罐/Z-N 淤浆系统密封罐）	HW08 900-249-08	物料衡算法	4	/	烷基合物矿物油	间断	全厂焚烧系统	焚烧	4
	L5.3.6-2	三乙基铝密封罐废油	HW08 900-249-08	物料衡算法	3	3	含烷基化合物矿物油	一次/1 年	全厂焚烧系统	焚烧	3
	L5.3.6-3	压缩机润滑油	HW08 900-217-08	类比法	3	/	矿物油	间断	全厂焚烧系统	焚烧	3
	L5.3.6-4	泵密封液（BMC 双峰催化剂密封液/Z-N 淤浆系统密封液）	HW08 900-249-08	物料衡算法	0.02	/	白油	间断	全厂焚烧系统	焚烧	0.02
	L5.3.6-5	挤压机、齿轮泵变速箱润滑油	HW08 900-217-08	类比法	3	/	聚酯、聚乙烯、添加剂	间断	全厂焚烧系统	焚烧	3

	S5.3.6-1	精制床废瓷球	暂按危废管理	物料衡算法	4	20	瓷球	一次/5 年	园区危险废物填埋场	填埋	4
	S5.3.6-2	精制床废吸附剂	HW13 265-103-13	物料衡算法	45.4	227	吸附剂/精制催化剂	一次/5 年	园区危险废物填埋场	填埋	45.4
	S5.3.6-3	过滤器介质	HW13 265-103-13	物料衡算法	0.1	0.1	聚酯、聚乙烯	一次/1 年	园区危险废物填埋场	填埋	0.1
	S5.3.6-4	添加剂进料器	一般固废	物料衡算法	5	5	添加剂	一次/1 年	园区一般工业固废处理项目	填埋	5

表 5.3.6.8-4　　FDPE 装置噪声排放表

装置名称	噪声源	声源类型	噪声源强		治理措施	噪声排放值		距地高度（m）	室内/室外	排放时间/h	数量（台）
			核算方法	噪声值/dB(A)		核算方法	噪声值/dB(A				
FDPE 装置	压缩机 N5.3.6-1	频发（连续）	类比法	90~95	隔声、消声、减振	类比法	85	2	室外	8000	6
	风机 N5.3.6-2	频发（连续）	类比法	90~95	隔声、消声器、减振	类比法	85	2	室外	8000	4 开 2 备
	挤出造粒系统 N5.3.6-3	频发（连续）	类比法	90~95	减振	类比法	85	1	室内	8000	2
	机泵 N5.3.6-4	频发（连续）	类比法	85~90	减振	类比法	85	1	室外	8000	50 开 10 备

5.3.6.9 污染物达标分析

在正常生产情况下，全密度聚乙烯装置废气达标排放情况见表 5.3.6.9-1。

表 5.3.6.9-1　　FDPE 装置外排废气达标排放分析

序号	废气名称	排放高度（m）	污染物名称	浓度（mg/Nm^3）		达标分析	标准名称
				排放值	标准值		
G5.3.6-1	添加剂倾倒站	16	颗粒物	10	20	达标	《合成树脂工业污染物排放标准》（GB31572-2015）表 5
G5.3.6-2~3	造料干燥器排放气	20	颗粒物	10	20	达标	
G5.3.6-4	滑石粉倒袋仓过滤器出口	25.5	颗粒物	10	20	达标	
G5.3.6-5	挤压机料斗过滤器出口	17	颗粒物	10	20	达标	
G5.3.6-6~7	反应器充装种子床排放气	30	颗粒物	10	20	达标	
G5.3.6-8~9	催化剂缓冲罐放空	15	颗粒物	10	20	达标	
G5.3.6-10~11	催化剂放空过滤器	15	颗粒物	10	20	达标	
G5.3.6-12~13	粉料输送系统料斗过滤器出口	15	颗粒物	10	20	达标	
G5.3.6-14~15	粉料输送系统置换气	15	颗粒物	10	20	达标	
G5.3.6-16~17	掺混料仓过滤器排气	15	颗粒物	10	20	达标	
			非甲烷总烃	58	60	达标	

5.3.5 高密度聚乙烯装置

5.3.5.1 生产规模及产品方案

HDPE装置拟采用Hostalen的浆液法工艺，在催化剂作用下使乙烯等发生聚合，生产高密度聚乙烯产品。HDPE装置生产规模为40万吨/年，装置操作弹性60-110%，设计年生产时间为8000h（333天），生产规模及产品产量见表5.3.5.1-1。

表5.3.5.1-1　　HDPE装置生产规模及产品产量

装置名称	生产规模（$\times10^4$t/a）	产品名称	产品产量		去向
			t/h	10^4t/a	
HDPE	40	HDPE	39.91	31.93	作为产品出售
		蜡	0.48	0.38	作为副产品出售

5.3.5.2 主要原料和产品规格

⑴原料性质

HDPE装置设计加工原料为乙烯和丁烯-1，其中乙烯规格见乙烯装置表5.3.1.2-2，丁烯-1规格见表5.3.4.2-3。

⑵产品性质

HDPE装置可生产高强度薄膜料、压力管道材料，吹塑和注塑、拉丝料、瓶盖料等高性能专用料，典型的产品方案见表5.3.5.2-1。

表5.3.5.2-1　　HDPE装置典型产品方案

序号	产品牌号	密度	MFR5	产量（$\times10^4$t/a）	备注
1	多峰膜料			10	
1.1	ACP 9255	0.957	0.40	3	多峰膜
1.2	ACP 9254	0.954	0.30	7	多峰膜
2	吹塑料			3	
2.1	ACP 5831 D	0.958	1.2	2	小吹塑
2.2	ACP 5531 B	0.954	0.43	1	吹塑
3	管材料			20	
3.1	23050	0.950	0.23	20	管材料PE100
4	其它料			7	
4.1	HS 5331H	0.953	6.30	2	瓶盖

4.2	GC 7260	0.960	23	2	注塑
4.3	GF7750M2	0.957	3.30	3	网绳，土工膜，农业膜等
	合计			40	

⑶辅助材料

HDPE 装置采用的辅助材料主要包括氢气、催化剂 Z501、催化剂 Z509、助催化剂、己烷和添加剂，氢气规格见氢气回收装置表 5.2.17.2-2。

5.3.5.3 工艺技术及生产原理

本装置拟采用 LyondellBasell 公司的 Hostalen 浆液法工艺生产单峰或双峰 HDPE 产品。

Hostalen 低压浆液法工艺是在分散剂己烷的环境中使乙烯、丁烯-1、氢气在催化剂的作用下发生聚合反应，生产出品质优良的双峰分子量分布的高密聚乙烯产品。工艺操作灵活，采用两台搅拌釜式反应器，可以对两台反应器采用不同的运行方式进行操作，生产单峰产品时两台反应器并联操作，生产双峰产品时两台反应器串联操作，两种方式均可以达到相同的生产能力，并可以利用很短的过渡时间进行产品的转换。采用己烷作稀释剂，乙烯转化率可达 99.5%，反应器操作条件：反应温度为 65~85℃，反应压力约 1.0MPa。

Hostalen 低压淤浆工艺随着催化剂技术的不断提高，可以生产多种牌号的高密度聚乙烯产品，从低分子注塑产品到高分子的膜、包装带和吹塑产品，相应的产品密度范围为 0.94-0.965g/cm^3。

5.3.5.4 工艺流程简述

HDPE 装置主要有十八个单元：原料供应、催化剂及活化剂制备、聚合反应、沉降式离心机进料系统、粉料分离、粉料干燥、粉料净化、粉料输送和粉料仓、己烷回收、丁烯回收、蜡回收、废水预处理、废气收集系统、罐区、挤出造粒（自然料）、稳定剂装填、粒料均化和辅助工艺设施。

⑴原料供应

①原料供应

聚合所需原料乙烯、丁烯-1 和氢气来自界区的管网。

⑵催化剂制备和进料

聚合催化剂由专利商供货，以粉末状态装桶供应至界区。配制前将催化剂粉末从桶中全部倒入设有氮封的催化剂装填罐中，再通过氮气置换空气后加入催化剂稀释罐中。向催化剂稀释罐中加入己烷，根据配方稀释催化剂悬浮液，并加入一定量的烷基铝到催化剂稀释罐中以防止催化剂中毒。催化剂悬浮液靠重力流由催化剂稀释罐进入催化剂中间罐中，然后通过计量泵连续地供应到反应器。生产单峰产品时，反应器并联操作，催化剂同时向两个反应器添加催化剂；对于其它产品，反应器串联操作，催化剂仅添加到第一反应器。

聚合反应活化剂为10%的烷基铝溶液，烷基铝从烷基铝储罐由泵送至活化剂计量罐。通过活化剂计量泵，根据配方送至反应器中。

催化剂稀释罐和活化剂单元均使用精制氮密封。

⑶聚合反应

Hostalen ACP 工艺为低压连续聚合反应工艺。聚合反应在三个反应器中连续进行，每个反应器温度65~85℃、压力0.1~1.0MPaG。每台反应器分别对应一个闪蒸罐。悬浮液在闪蒸罐中闪蒸脱气，并经压力调节送至下一台反应器。每个闪蒸罐排放的气体经两级冷却以回收其中的己烷。来自第一闪蒸罐的气体冷却后送至界区外。来自第二闪蒸罐和第三闪蒸罐的气体经冷己烷冷却后，送至循环气压缩机。乙烯、氢气与丁烯-1向反应器内连续进料，使用特定的催化剂体系，在反应器内转化为HDPE产品，产率为97~99%。三台反应器和三个闪蒸罐均设有液位控制。反应器内部温度控制精度维持在±1℃。三台反应器中的气相组成在分析小屋进行在线监测，分析结果作为聚合反应控制的依据。

第一反应器的进料包括乙烯、氢气、丁烯-1、活化剂溶液、催化剂悬浮液、精制己烷、母液，所有的进料和公用物料都通过流量调节阀控制。第一反应器排出的悬浮液经第一闪蒸罐闪蒸后，将悬浮液转移到第二反应器。第二反应器的进料还包括乙烯、丁烯-1、来自丁烯塔的己烷、来自母液收集罐的母液。第三反应器的进料为闪蒸后的悬浮液、乙烯、来自丁烯塔的己烷、来自母液收集罐的母液。来自丁烯塔的己烷富含丁烯-1，可用来调节反应器中的丁烯-1含量。第三反应器排放的悬浮液经第三闪蒸罐闪蒸后，由泵输送到沉降式离心机进料罐。

在该工艺中，通过加入氢气在第一反应器中获得低分子量产物；在第二反应器中通过在贫氢气环境中聚合获得较高分子量的产物；在第三反应器无氢的环境中获得极高分子量的产物。三个反应器中乙烯配比取决于产品牌号和配方。三个

反应器均设有安全阀，排放的物料经火炬分液罐后送至火炬。

聚合反应为强放热反应。为撤除反应热，反应器设置冷却夹套和外部冷却器，外部冷却器为夹套管换热器，靠近相应的反应器布置，利用泵使悬浮液在外部冷却与反应器之间循环。

⑷沉降式离心机进料系统

离开第三闪蒸罐的悬浮液进入串联安装的悬浮液冷却器冷却后，进入沉降式离心机进料罐。通过沉降式离心机进料泵将悬浮液送到沉降式离心机。沉降式离心机进料罐排放气经后冷凝器送至循环气压缩机。

⑸粉料分离

HDPE 浆料进入沉降式离心机，三台沉降式离心机并联且同时运行，通过离心作用将大部分液相已烷与固体聚乙烯分离。离心分离出的 HDPE 含湿量最大为35%（干基）。HDPE 湿粉料从沉降式离心机排出，依靠重力输送至流化床干燥器。分离出的已烷（母液）通过重力至母液收集罐，根据配比部分经母液泵循环至反应器，剩余母液通过液位控制送去己烷蒸馏，或者将剩余母液送至母液罐。

⑹粉料干燥

在干燥器中使用热氮气对 HDPE 湿粉料进行干燥蒸发，将 HDPE 粉料中残留己烷含量降至 1.0%（wt）以下。干燥器由两段组成，一段为全混流，二段为平推流。干燥系统使用闭合循环氮气作为粉料干燥和输送的媒介。干燥器排出的含己烷的热氮气送至氮气洗涤塔，与来自换热器的冷己烷逆流接触，除去其中的己烷。干燥床内的 HDPE 粉料呈流化态，随入口到出口间压力分布而流动，最终通过溢流堰排出干燥器。干燥后的 HDPE 粉料通过旋转加料器，经气力输送系统送至粉料净化单元。

经氮气洗涤塔洗涤后的氮气，己烷含量大大降低，经循环氮气鼓风机 1 加压并在氮气加热器中与低压蒸汽换热后返回流化床干燥器二段，用于保持 HDPE 粉料的流态和干燥。由二段出来的氮气通过旋风分离器，使细粉分离出来并通过旋转加料器回到干燥器出口。净化后的氮气通过循环氮气鼓风机 2 压缩后，送回干燥器一段。由一段出来的氮气经过旋风分离器，细粉经送至干燥器二段，氮气送回氮气洗涤塔处理。氮气洗涤塔顶设压力分程调节，超压时排氮，低压时补氮。为避免乙烯、丁烯-1 等不凝气积聚，需向回路中连续补氮，并应避免真空工况。氮气洗涤塔排放的氮气送至尾气冷凝器。从氮气洗涤塔底部排出的己烷经泵加压

后，经换热器冷却后返回氮气洗涤塔塔顶。冷己烷流量可根据干燥器的负荷进行调整，多余部分送母液收集罐或母液罐。氮气洗涤塔塔底设置一条排放管线用于排放洗涤下来的细粉。

⑺粉料输送

从干燥单元到粉料处理罐，用于输送 HDPE 干粉料的氮气在一个密闭的回路中循环使用。氮气由输送氮气鼓风机压缩后，经输送氮气冷却器冷却后，去旋转加料器。HDPE 粉料通过旋转加料器气动输送到粉料净化单元。输送氮气与 HDPE 粉料在输送氮气过滤器中分离。氮气经过滤器后在氮气冷却器中冷却。输送氮气过滤器间断排放的废气（G5.3.5-1）经排气筒排入大气。循环回路中的氧含量和己烷含量通过分析仪进行监控。

⑻粉料净化

为减少 HDPE 粉料中残留己烷的含量（主要用于食品级应用品），HDPE 粉料将在粉料处理罐中进一步干燥。从输送氮气过滤器中分离出来的 HDPE 粉料经旋转加料器加到粉料处理罐（PVT）中，粉料以活塞流的形式通过料仓，停留时间为 4~6 个小时。为使分离效果更佳，HDPE 粉料的温度应尽可能高（约 100℃）。加入粉料处理罐底部的氮气是用来去除己烷，使其含量达到<0.01%（wt）的水平。蒸汽用来消除 HDPE 中残留的催化剂和助催化剂。粉料处理罐料位由核料位计测定。为了维持处理罐的栓塞流，旋转加料器的排料速率根据料位控制。

提纯后的 HDPE 粉料由双旋转加料器排出，经风送系统输送到挤出造粒单元或粉料仓。

粉料处理罐产生的废气中含有己烷和 HDPE 尘粒，通过氮气过滤器进入膜分离单元。由氮气过滤器分离出的 HDPE 粉料返回料仓内。离开膜分离单元的干燥氮气经加热器加热后，在粉料处理罐内作为汽提气循环利用。由膜分离单元分离出的冷凝液中含有己烷和水，输送到废水预处理单元分离罐。

⑼粉料输送和粉料仓

用于输送 HDPE 粉料的氮气，在封闭的系统回路内循环使用。此输送系统无需补充吹扫氮气。输送氮气经粉料输送氮气压缩机压缩后，用于将 HDPE 粉料从粉料处理罐至粉料仓或造粒粉料仓，或者从粉料仓至造粒粉料仓。

⑽己烷回收

己烷回收包括蒸发精馏和吸附净化。

来自己烷母液收集罐和己烷母液罐的己烷母液经预热器内预热后进入分离罐中。分离罐底部富集的蜡经蒸发器蒸发后从底部抽出送蜡回收单元处理。分离罐产生的己烷蒸汽一部分去预热器预热母液，一部分用于加热己烷精馏塔的再沸器，剩余的己烷蒸气经冷凝后收集到己烷精馏塔进料罐中，用泵输送至己烷精馏塔，不凝气去丁烯-1 吸附塔。轻馏分如丁烯、乙烯和乙烷在己烷精馏塔中分离出来，经冷凝后冷凝液收集到己烷收集罐中，通过泵回流；未凝组分送至丁烯-1 吸附塔；塔釜己烷由己烷精馏塔出料泵送至己烷吸附塔。

来自己烷精馏塔的己烷经预热器和己烷冷却器冷却器冷却后，在己烷吸附塔内提纯。吸附塔的主要目的是除去己烷中的水分和极性组分。提纯后的己烷输送到己烷罐。当吸附塔的提纯效率降低时（操作中定期分析提纯后的己烷中的水含量），吸收塔需进行再生。再生前，将吸附塔中的己烷排到分离罐中。吸附塔的再生气为过热蒸汽、氮气/空气混合气和氮气，通过气体加热器加热到所需的温度。再生产生的水和己烷经冷却/冷凝换热器冷却后，在分离罐中分离。分离出的己烷质量很差，经加压后送至废己烷罐，废己烷（L5.3.5-1）由泵送至全厂焚烧系统焚烧处理。己烷吸附塔间断排放废吸附剂（S5.3.5-1）及废瓷球（S5.3.5-2）。己烷吸附塔再生排放气（G5.3.5-2）经排气筒排入大气。

⑾丁烯回收

在丁烯塔中，对不同来源的富丁烯废气进行处理，回收其中的丁烯后返回系统。来自聚合单元的排放气经循环气体压缩机压缩送至丁烯塔，与塔顶进料己烷逆向流动。丁烯塔的操作压力为 1.5MPaG。丁烯塔塔底为富含丁烯的己烷，塔底物流送至反应器；塔顶气相主要是乙烯、氢气，几乎不含丁烯，己烷含量也非常低，此物流返回到第一反应器。

⑿蜡回收

聚乙烯蜡为聚合反应过程的副产物，溶解在己烷中，经己烷回收精馏单元富集，由蒸发器底部抽出，经夹套管换热器加热后进入蒸馏罐。充满液的罐用蒸汽汽提出己烷，然后向罐内加水，目的是使蜡冷却并使 TEAL 失活。然后将罐内物料以固体排出到容器或大袋中，水送去废水预处理单元，含己烷气相经冷却后去分离罐进行油水分离，分离后的己烷去母液罐。蒸馏罐顶排放的己烷蒸汽经冷凝后，送至分离罐处理，然后通过泵送至母液罐。

⒀废水预处理

废水预处理系统用来处理聚合反应区域的地表水和各个单元生产过程中的废水。废水中可能含有粉料和其它有机组分。废水池中收集的废水使用泵输送至废水罐中。在废水罐中，已烷和HDPE粉料浮在水相上，使其从水相中分离出来并排放到蜡回收单元蒸馏罐中进行处理；废水相（W5.3.5-1）送污水处理场含油含盐污水处理系统；废水罐顶的排放气送去火炬分液罐。

⑭废气收集系统

来自第一反应器闪蒸系统、丁烯塔顶等的富烃尾气，经收集后通过裂解气压缩机加压，加压后的富烃尾气（G5.3.5-3）送至界区外乙烯装置回收利用。

来自循环氮气鼓风机、干燥粉料输送系统、废水罐、已烷吸附塔再生分离罐、已烷回收分离罐、蜡回收分离罐和尾气冷凝器等的富氮尾气，经收集后通过尾气压缩机加压，然后进入火炬气分液罐；当尾气压缩机故障时，这些废气通过火炬气排放罐直接安全放空。膜分离回收单元废气也进入火炬气分液罐。火炬气分液罐排出的废气（G5.3.5-4）通过火炬管网送界区外火炬燃烧处理。

⑮罐区

己烷和母液罐：精制己烷罐和母液罐是分别用于精制己烷和母液的中间罐和进料罐。来自界区的己烷通过管道输送至母液罐。另外来自不同操作单元的己烷物料，在进一步处理之前也收集到母液罐中。母液罐中的物料，由母液进料泵送到己烷精馏单元的母液预热器中。经精馏和吸附提纯后，精馏后的己烷去精制己烷罐，由己烷进料泵将精制己烷送聚合反应单元。精制己烷罐和母液罐均设有氮封系统，维持罐内一定压力。罐顶的尾气送至尾气冷凝器冷凝，以减少己烷损失。

助催化剂卸车和存储系统：烷基铝卸料站、烷基铝储罐、烷基铝供料泵。通过氮气将容器的介质压送到烷基铝储存罐中。通过烷基铝供料泵将助催化剂送至助催化剂计量罐。

丁烯进料和缓冲罐：来自界区的丁烯-1送至丁烯缓冲罐，然后用泵增压后送至聚合反应单元。

⑯挤出造粒（自然料）

在造粒单元，HDPE产品的最终性能通过加入添加剂并均化来实现。

HDPE 粉料由粉料处理罐风送至造粒粉料仓，经旋转加料器进入螺杆混合器，添加剂按一定配比添加到粉料中，在螺杆混合器中进行混合。混合后送至挤出机。螺杆混合器和挤出机均用氮气保护。氮气通过脱气过滤器除尘后，尾气

（G5.3.5-5）经排气筒排放到大气。

HDPE 和添加剂混合物在挤出机内熔融、混炼并彻底均化，熔融物通过挤出机模板挤出，挤出的线状 HDPE 被造粒机的旋转刀片在水下切成适宜的颗粒长度，粒料被输送到粒料干燥器。挤出机开车时产生的不合格粒料通过开车粒料分离器收集至大袋中。在粒料干燥器中，HDPE 颗粒通过离心力与输送水分离，同时通过风机引入的空气进行干燥，干燥废气（G5.3.5-6）排入大气。

离开干燥器后，HDPE 粒料通过粒料筛将大颗粒及小颗粒分离去除，合格的粒料经粒料接收器和粒料输送站，通过来自空压站的压缩空气，风送到均化仓。粒料也可以送到中间粒料仓，通过旋转加料器返回挤出机重新熔融造粒。中间粒料仓废气（G5.3.5-7）排入大气。

添加剂系统由质量流量计、失重式加料器、倾倒站和混料螺旋输送机等组成。添加剂系统产生的废气（G5.3.5-8）、（G5.3.5-9）分别通过排风机排入大气。

⑰粒料均化

在送至粒料包装前，需对粒料进行均化处理。一条自然料挤出机线对应 8 个均化仓。均化仓的废气（G5.3.5-10）直接排至大气。通过循环料仓内的物料来实现粒料均化，取样分析合格后 HDPE 粒料输送至包装。粒料输送系统为密相低速输送系统，以减小磨损。输送和均化用空气的产生和调控均来自压缩机组。

⑱辅助工艺设施

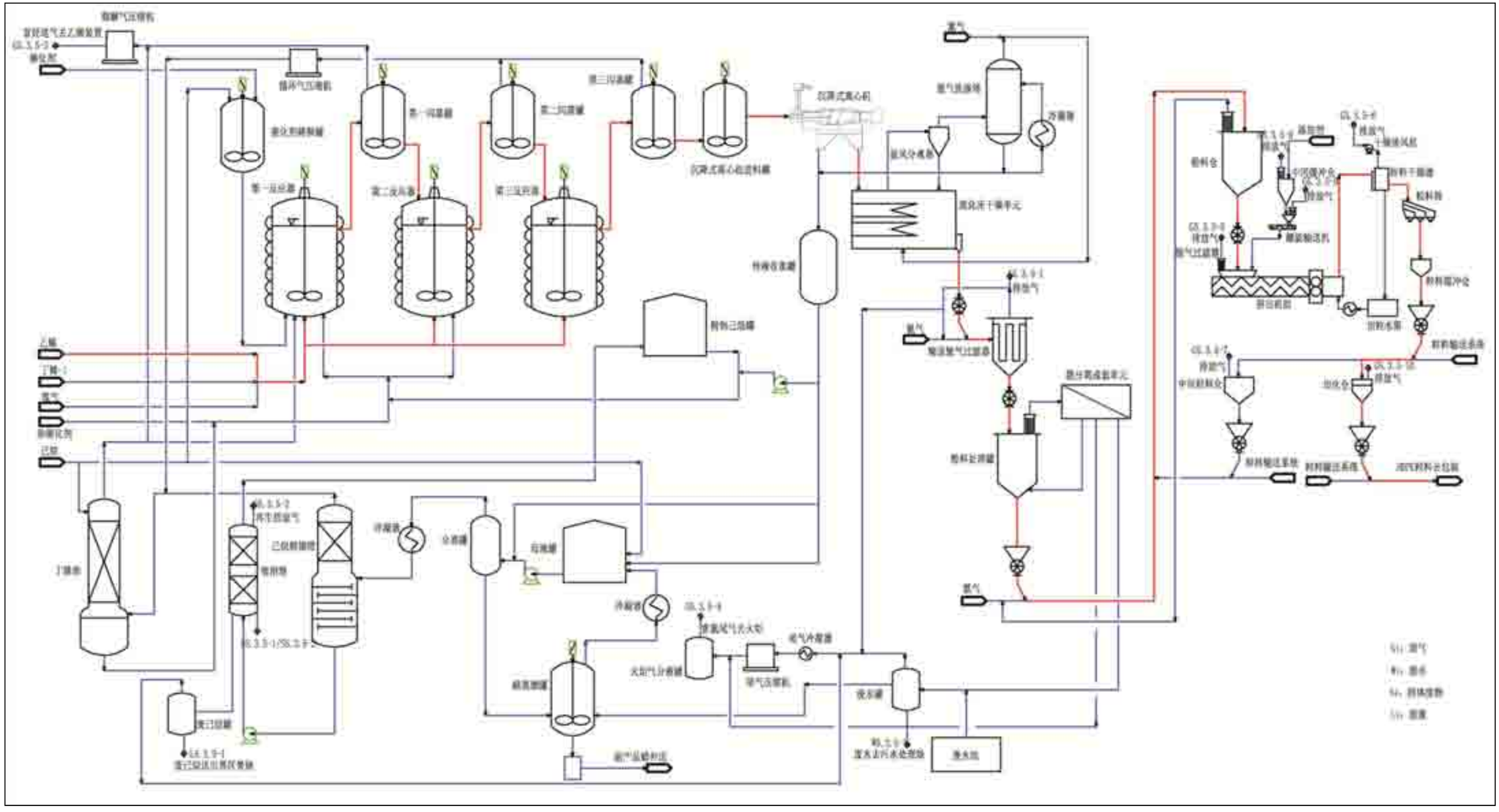
①制冷单元

制冷单元以丙烯为冷媒，提供两个等级的冷己烷。冷己烷（CHXS）经换热器冷却后温度约-20℃，由泵送入冷己烷管网；冷己烷返回总管与冷己烷膨胀罐连接，己烷膨胀罐设有氮封系统。温和己烷（THXS）经换热器冷却后温度约 3℃，由泵送入温和己烷管网；温和己烷返回总管也与冷己烷膨胀罐。

②夹套水系统

夹套水系统介质为脱盐水，由板式换热器和循环泵构成密闭循环回路，用冷却水冷却循环使用。夹套水膨胀罐用来维持夹套水系统的压力稳定，夹套水膨胀罐设有氮封系统，排放气直接排至大气。夹套水膨胀罐的液位通过补充脱盐水维持恒定。

HDPE 装置带“三废”排放点的工艺流程见图 5.3.5-1。


循环气压缩机
第一闪蒸罐
第二闪蒸罐
第三闪蒸罐
沉降式离心机
第一反应器
第二反应器
第三反应器
特种白油罐
树脂三倍罐
乙烯
丁烯-1
氢气
助催化剂
己烷
冷凝器
分离罐
再生脱氧气
己烷脱除塔
常用塔
氮气
冷凝器
催化剂罐
产品输料泵
氮气压缩机
火炬气分离罐
吸收塔
氮气
排放气
脱轻组分塔
脱重组分塔
混合成品单元
氮气过滤器
粉料仓
中间料斗
加料仓
粉料干燥器
粉料输送系统
粉料输送系统
粉料混合包装
氮气
排放气
排放气
排放

5.3.5.5 主要设备

HDPE装置主要设备见表5.3.5.5-1。

表5.3.5.5-1　　HDPE装置主要设备表

序号	设备名称	数量（台）	操作温度（℃）	操作压力（MPa.G）	主要规格（mm）	材质
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						
8						
9						
10						
11						
12						
13						
14						
15						
16						
17						
18						
19						
20						
21						
22						
23						
24						
25						
26						

5.3.5.6 原辅材料及公用工程消耗

⑴原料及辅助材料消耗

HDPE装置主要原料、辅助材料消耗见表5.3.5.6-1。

表 5.3.5.6-1　　HDPE 装置主要原料及辅助材料消耗表

序号	名称	单位	消耗定额/吨产品	消耗量		来源
				小时	每年（×10⁴）	
一	原料					
1	乙烯	t	1.00	40.00	32.00	乙烯
2	丁烯-1	t	0.02	0.60	0.48	MTBE/丁烯-1
二	辅助材料					
1	氢气	kg	0.51	20	16	管网
2	催化剂 Z501	kg	0.06	2.5	2	外购
3	催化剂 Z509	kg	0.09	3.5	2.8	外购
4	助催化剂（烷基铝）	kg	0.29	11.4	9.12	外购
5	己烷	kg	6.26	250	200	外购
6	添加剂	kg	4.94	197	157.6	外购

'注：产品产量以 31.93 万 t/a 计

⑵公用工程消耗

HDPE 装置公用工程消耗见表 5.3.5.6-2。

表 5.3.5.6-2　　HDPE 装置公用工程消耗表

序号	名称及规格	单位	消耗定额/吨产品	小时消耗量		来源/去向
				正常	最大	
1	循环水（0.45MPaG，Δt=10℃）	t	225.51	9000	12000	化工第二循环水场
2	电（380V）	kW	656.48	26200	31000	动力中心或外购
3	低压蒸汽（0.5MPaG，220℃）	t	0.23	9.1	11.0	蒸汽管网
4	中压蒸汽（1.3MPaG，290℃）	t	0.38	15.1	19.0	
5	高压蒸汽（4.0MPaG，400℃）	t	0.02	0.9	3.5	
6	蒸汽凝液（0.4MPaG）	t	-0.53	-25.1	-31.2	除盐水站
7	除盐水（0.5MPaG，40℃）	t	0.13	5	60	除盐水站
8	氮气（0.7MPaG）	m^3（N）	35.08	1400	8934	空分装置
9	仪表空气（0.7MPaG）	m^3（N）	4.64	185	600	空压站
10	工厂空气（0.7MPaG）	m^3（N）	/	/	850	空压站

5.3.5.7 平衡分析

⑴物料平衡

HDPE 装置物料平衡见表 5.3.5.7-1。

表5.3.5.7-1　　HDPE装置物料平衡

入方（t/h）				出方（t/h）				
序号	项目	数据	来源	序号	类别	项目	数据	去向
1	乙烯	40.00	乙烯	1	产品	HDPE	39.91	产品
2	丁烯-1	0.60	MTBE/丁烯-1	2	副产品	蜡	0.48	副产品
3	氢气	0.02	管网	3	副产	富烃尾气	0.10	乙烯
4	催化剂和助催化剂	0.01	外购	4	废气	火炬气分液罐排放气	0.55	火炬
5	己烷	0.25	外购	5	固体废物	废己烷	0.01	
						废聚乙烯粉/粒料	0.03	
6	添加剂	0.2	外购					
	合计	41.08			合计		41.08	

由表5.3.5.7-1可知，进入本装置工艺系统的总物料共计约41.08t/h。经聚合反应后，占总进料量约97.15%物料转化为产品HDPE，占1.17%的物料转化为副产品蜡，占0.24%的物料作为富烃尾气返回乙烯装置，另有少量物料随三废排放带出。

⑵蒸汽平衡

HDPE装置蒸汽平衡见表5.3.5.7-2。

表5.3.5.7-2　　HDPE装置蒸汽平衡表

进料 t/h			出料 t/h		
序号	名称	数值	序号	名称	数值
1	低压蒸汽（0.5MPaG，220℃）	9.1	1	蒸汽凝液（0.4MPaG）	25.1
2	中压蒸汽（1.3MPaG，290℃）	15.1			
3	高压蒸汽（4.0MPaG，400℃）	0.9			
合计		25.1	合计		25.1

由表5.3.5.7-2可知，本装置需要低压蒸汽9.1t/h，中压蒸汽15.1t/h，高压蒸汽0.9t/h，均转化为凝液送入除盐水站化工工艺凝液精制系统处理后回用。

⑶水平衡

HDPE装置水平衡见表5.3.5.7-3。

表5.3.5.7-3　　HDPE装置水平衡表

入方（t/h）			出方（t/h）		
序号	项目	数据	序号	项目	数据
1	循环水供水	9000	1	循环水排水	9000
2	除盐水	5	2	生产废水	5
	小计	9005		小计	9005

由表5.3.5.7-3可知，进入界区的循环水供水9000t/h，经换热后全部排出界区；进入系统的除盐水5t/h全部转化为废水排放，经撇沫后送污水处理场含油含盐废水处理单元。

5.3.5.8 主要污染源及污染物分析

⑴废气

输送氮气鼓风机排放气（G5.3.5-1），为过滤器除尘后的氮气，含少量颗粒物，经排气筒排入大气。

吸附塔吸附剂再生后期排放气（G5.3.5-2），主要污染物为己烷，经排气筒排入大气。

富含乙烯气（G5.3.5-3），包括第一反应器闪蒸器系统的排放气、丁烯回收洗涤塔顶部的排放气和己烷蒸馏塔顶部冷凝器的不凝气等，主要组分为乙烯、乙烷、丁烯-1、己烷、氢气等，经裂解气体压缩机加压后送界区外乙烯装置回收利用。

火炬气分液罐排放气（G5.3.5-4），包括干燥氮气循环鼓风机废气、粉料干燥输送系统废气、废水罐废气、吸附塔再生分离罐废气、蜡回收分离罐废气、废气冷凝器废气和膜分离回收单元废气等，主要组分为氮气、氢气、乙烯、丁烯-1、己烷等，经尾气压缩机加压和火炬分液罐分液后送界区外火炬燃烧处理。

挤出造粒机进料脱气过滤器排放气（G5.3.5-5），主要污染物为颗粒物、非甲烷总烃，经排气筒排入大气。

粒料干燥器风机排放气（G5.3.5-6），主要污染物为颗粒物、非甲烷总烃，经排气筒排入大气。

中间粒料仓排放气（G5.3.5-7），主要污染物为颗粒物、非甲烷总烃，经排气筒排入大气。

添加剂倒袋站排风机1、2排放气（G5.3.5-8、G5.3.5-9），主要污染物为颗粒物经排气筒排入大气。

均化仓排放气（G5.3.5-10），主要污染物为颗粒物，经排气筒排入大气。

废气排放见表5.3.5.8-1。

⑵废水

工艺废水（W5.3.5-1），各工艺单元产生的废水收集至废水罐，经撇沫预处理后送污水处理场含油含盐污水处理系统，主要污染物为COD、BOD、SS等。

冲洗水（W5.3.5-2），聚合反应区冲洗水及己烷罐区废水等收集至聚合废水池，再用泵送至废水罐，经撇沫预处理后送污水处理场含油含盐污水处理系统，主要污染物为COD等。

废水排放见表5.3.5.8-2。

⑶固体废物

吸附塔废吸附剂（S5.3.5-1），包括3A分子筛、KC-Pearls，含可能吸附的己烷，属HW06废有机溶剂与含有机溶剂废物（900-406-06），装桶后送园区危险废物填埋场。

吸附塔废瓷球（S5.3.5-2），暂按危废管理，送园区危险废物填埋场。

吸附塔再生分离罐废己烷（L5.3.5-1），属HW06废有机溶剂与含有机溶剂废物（900-403-06），送全厂焚烧系统焚烧处理。

废矿物油（L5.3.5-2），来自压缩机、泵等密封罐和活化剂制备密封罐，属HW08废矿物油与含矿物油废物（900-249-08），送全厂焚烧系统焚烧处理。

废润滑油（L5.3.5-3），来自压缩机、搅拌器泵变速箱、挤出造粒机齿轮泵变速箱等，属HW08废矿物油与含矿物油废物（900-217-08），送全厂焚烧系统焚烧处理。

另外，挤出机、聚合物收集容器等产生、收集的聚乙烯粉/粒料每年约250t，收集装袋后作等外品外售。

固体废物排放见表5.3.5.8-3。

⑷噪声

本装置主要噪声源为大功率机泵、压缩机、风送系统等设备。

装置主要设备噪声源见表5.3.5.8-4。

表 5.3.5.8-1　　HDPE 装置废气排放一览表

装置名称	污染源	污染物产生					治理措施		污染物排放					排放口参数			排放时间/h
		污染物	核算方法	废气产生量 m^3/h	产生浓度 mg/m^3	产生量 kg/h	工艺	效率%	污染物	核算方法	废气排放量 m^3/h	排放浓度 mg/m^3	排放量 kg/h	高度 H(m)	直径 D(m)	温度℃	
HDPE 装置	粉料输送单元输送氮气鼓风机排气筒 G5.3.5-1	颗粒物	类比法	300	1000	0.3	除尘	99	颗粒物	物料衡算法	300	10	0.003	15	0.15	40	40
		非甲烷总烃	类比法		55	0.0165	/	/	非甲烷总烃	类比法		55	0.0165				
	己烷回收单元吸附塔吸附剂再生后期排放气排气筒 G5.3.5-2	己烷	类比法	1250	20	0.025	/	/	己烷	类比法	1250	20	0.025	46	0.2	40	8
	废气收集系统富含乙烯气 G5.3.5-3	乙烯	物料衡算法	100kg/h 最大 550kg/h	/	/	送乙烯装置回收	/	/	/	/	/	/	/	/	/	8000
		乙烷	物料衡算法		/	/											
		丁烯-1	物料衡算法		/	/											
		己烷	物料衡算法		/	/											
		氢气	物料衡算法		/	/											
	废气收集系统火炬气分液罐排放气 G5.3.5-4	氮气	物料衡算法	550kg/h 最大 1650kg/h	75%~98% wt	/	送 FDPE 装置地面火炬	/	/	/	/	/	/	/	/	/	8000
		氢气	物料衡算法		0~0.5%wt	/											
		乙烯	物料衡算法		1%~15% wt	/											
		丁烯-1	物料衡算法		0~10%wt	/											
		己烷	物料衡算法		1%~25% wt	/											
	挤出造粒单元挤出造粒	颗粒物	类比法	50 最大	1000	0.05	除尘	99	颗粒物	物料衡算法	50 最大	10	0.0005	15	0.08	40	8000

装置名称	污染源	污染物产生					治理措施		污染物排放					排放口参数			排放时间/h
		污染物	核算方法	废气产生量 m^3/h	产生浓度 mg/m^3	产生量 kg/h	工艺	效率%	污染物	核算方法	废气排放量 m^3/h	排放浓度 mg/m^3	排放量 kg/h	高度H(m)	直径D(m)	温度℃	
	机进料脱气过滤器排气筒 G5.3.5-5	非甲烷总烃	类比法	100	10	0.0005	/	/	非甲烷总烃	类比法	100	10	0.0005				
	挤出造粒单元粒料干燥器风机排气筒 G5.3.5-6	颗粒物	类比法	18000 最大 20000	1000	18	除尘	99	颗粒物	物料衡算法	18000 最大 20000	10	0.18	30	0.6	100	8000
		非甲烷总烃	类比法		20	0.36	/	/	非甲烷总烃	类比法		20	0.36				
	挤出造粒单元中间粒料仓排气筒 G5.3.5-7	颗粒物	类比法	2160	1000	2.2	除尘	99	颗粒物	物料衡算法	2160	10	0.022	45	0.15	60	/
		非甲烷总烃	类比法		10	0.022	/	/	非甲烷总烃	类比法		10	0.022				
	挤出造粒单元添加剂倒袋站排风机1排气筒 G5.3.5-8	颗粒物	类比法	1850 最大 2500	1000	1.9	除尘	99	颗粒物	物料衡算法	1850 最大 2500	10	0.019	30	0.2	40	8000
	挤出造粒单元添加剂倒袋站排风机2排气筒 G5.3.5-9	颗粒物	类比法	10 最大 20	1000	0.01	除尘	99	颗粒物	物料衡算法	10 最大 20	10	0.0001	25	0.08	40	/
	粒料均化单元均化仓排气筒 G5.3.5-10	颗粒物	类比法	5500 最大 8500	1000	5.5	除尘	99	颗粒物	物料衡算法	5500 最大 8500	10	0.055	40	0.6	60	8000
	无组织排放	挥发性有机物	产污系数法	/	/	23.24t/a	泄漏检测与修复	/	挥发性有机物	产污系数法	/	/	23.24t/a	面积:275m×180m			8000

表 5.3.5.8-2　　HDPE 装置废水排放表

装置名称	污染源	污染物产生					治理措施		污染物排放					排放时间/h	排放去向
		污染物	核算方法	产生废水量/m^3/h	产生浓度/mg/L	产生量/kg/h	工艺	效率/%	污染物	核算方法	排放废水量/m^3/h	排放浓度/mg/L	排放量/kg/h		
HDPE 装置	工艺废水 W5.3.5-1	pH	类比法	正常 5 最大 40	7-9	/	收集到废水罐	/	pH	类比法	正常 5 最大 40	7-9	/	8000	污水处理场含油含盐污水处理系统
		BOD	类比法		250	1.25			BOD	类比法		250	1.25		
		CODcr	类比法		500	2.5			CODcr	类比法		500	2.5		
		SS	类比法		100	0.5			SS	类比法		100	0.5		
	聚合反应区冲洗水等 W5.3.5-2	CODcr	类比法	正常 0 最大 10	350	/	收集到废水罐	/	CODcr	类比法	正常 0 最大 10	350	/	8000	污水处理场含油含盐污水处理系统

表 5.3.5.8-3　　HDPE 装置固体废物（废液）排放表

装置名称	序号	固废名称	固废类别及编号	产生情况		排放量（t/次）	主要成分	排放规律	最终去向	处置措施	
				核算方法	产生量(t/a)					工艺	处置量（t/a）
HDPE 装置	S5.3.5-1	吸附塔废吸附剂	HW06 900-406-06	物料衡算法	17.6	52.8	含可能吸附的已烷	一次/3 年	园区危险废物填埋场	填埋	17.6
	S5.3.5-2	吸附塔废瓷球	暂按危废管理	物料衡算法	2.4	7.2	Al_2O_3、SiO_2 等	一次/3 年	园区危险废物填埋场	填埋	2.4
	L5.3.5-1	吸附塔再生分离罐废己烷	HW06 900-403-06	物料衡算法	45	/	己烷：10%~99%（v）	连续	全厂焚烧系统	焚烧	45
	L5.3.5-2	废矿物油	HW08 900-249-08	类比法	10.7	/	矿物油	间断	全厂焚烧系统	焚烧	10.7
	L5.3.5-3	废润滑油	HW08 900-217-08	类比法	14	/	润滑油	间断	全厂焚烧系统	焚烧	14

表 5.3.5.8-4　　HDPE 装置噪声排放表

装置名称	噪声源	声源类型	噪声源强		治理措施	噪声排放值		距地高度（m）	室内/室外	排放时间/h	数量（台）
			核算方法	噪声值/dB(A)		核算方法	噪声值/dB(A				
HDPE 装置	压缩机 N5.3.5-1	频发（连续）	类比法	90~95	隔声、消声、减振	类比法	85	2	室外	8000	5
	风机 N5.3.5-2	频发（连续）	类比法	90~95	隔声、消声器、减振	类比法	85	2	室外	8000	1
	挤出机组 N5.3.5-3	频发（连续）	类比法	90~95	减振	类比法	85	1	室内	8000	1
	机泵 N5.3.5-4	频发（连续）	类比法	85~90	减振	类比法	85	1	室外	8000	13

5.3.5.9 污染物达标分析

在正常生产情况下，高密度聚乙烯装置废气达标排放情况见表 5.3.5.9-1。

表 5.3.5.9-1　　HDPE 装置外排废气达标排放分析

序号	废气名称	排放高度(m)	污染物名称	浓度(mg/Nm^3)		达标分析	执行标准
				排放值	标准值		
G5.3.5-1	输送氮气鼓风机排放气	15	颗粒物	10	20	达标	《合成树脂工业污染物排放标准》（GB31572-2015）表 5
			NMHC	55	60	达标	
G5.3.5-2	吸附塔吸附剂再生后期排放气	46	NMHC	20	60	达标	
G5.3.5-5	挤出造粒机进料脱气过滤器排放气	15	颗粒物	10	20	达标	
			NMHC	10	60	达标	
G5.3.5-6	粒料干燥器风机排放气	30	颗粒物	10	20	达标	
			NMHC	20	60	达标	
G5.3.5-7	中间粒料仓排放	45	颗粒物	10	20	达标	
			NMHC	10	60	达标	
G5.3.5-8	添加剂倒袋站排风机 1 排放气	30	颗粒物	10	20	达标	
G5.3.5-9	添加剂倒袋站排风机 2 排放气	25	颗粒物	10	20	达标	
G5.3.5-10	均化仓排放气	40	颗粒物	10	20	达标	

5.3.7 苯乙烯装置

5.3.7.1 生产规模及产品方案

苯乙烯装置以本项目炼油部分芳烃联合装置产生苯、化工部分乙烯装置产生乙烯为原料，生产主要产品为苯乙烯，同时副产苯/甲苯、脱氢尾气等产品。装置设计规模为 80 万吨/乙烯年，操作弹性 60～110%，年开工时间为 8000 小时，具体生产规模及产品产量见表 5.3.7.1-1。

表 5.3.7.1-1　　苯乙烯装置生产规模及产品产量

装置名称	生产规模（$\times10^4$t/a）	产品名称	产量		去向
			小时产量（t/h）	年产量（$\times10^4$t/a）	
苯乙烯装置	80	脱氢尾气	3.85	3.08	去氢气回收装置
		苯/甲苯	2.2	1.76	去芳烃联合装置
		苯乙烯	100	80	38.82 送吉林石化项目，剩余作为产品出售

5.3.7.2 主要原料和产品规格

⑴原料性质

苯乙烯装置主要原料为乙烯和苯，乙烯由乙烯装置供应，苯来自炼油部分芳烃联合装置，其它辅助材料外购。乙烯规格见乙烯装置工程分析表 5.3.1.2-2，苯规格见表 5.2.21.2-2。

⑵产品性质

苯乙烯装置的主要产品是苯乙烯，副产苯/甲苯、脱氢尾气，主要产品规格见表 5.3.7.2-1~5.3.7.2-2。

表 5.3.7.2-1　　苯乙烯规格表

序号	组分	单位	数值
1	苯乙烯	wt% min	99.90
2	乙苯	ppm wt max	300
3	α-甲基苯乙烯	ppm wt max	300
4	苯乙炔	ppm wt max	150
5	醛（以苯甲醛计）	ppm wt max	100
6	水	ppm wt max	200
7	过氧化物（以 H_2O_2 计）	ppm wt max	20
8	总硫	ppm wt max	0.5

序号	组分	单位	数值
9	阻聚剂（TBC）	ppm wt max	15
10	氯化物（按 Cl 计）	ppm wt max	1
11	聚合物	ppm wt max	5
12	色度	APHA max	10
13	二乙烯基苯	ppm wt max	5

表 5.3.7.2-2　　脱氢尾气规格表

序号	组分	单位	数值
1	H_2	wt%	54.89
2	CO	wt%	0.76
3	CO_2	wt%	32.96
4	CH_4	wt%	1.49
5	其它	wt%	9.9

5.3.7.3 工艺技术及生产原理

本装置包括苯与乙烯烷基化生成乙苯单元及乙苯脱氢制苯乙烯单元，其中乙苯单元采用 SW-Badger 的烷基化法生产工艺，采用分子筛液相催化剂；苯乙烯单元采用 SW-Badger-Total 乙苯低压脱氢工艺路线。

⑴乙苯单元

①烷基化反应机理

烷基化反应器中在存在过量苯的情况下，乙烯在液相状态下发生几乎完全的反应，生成乙苯。主反应方程式如下：

$$C_6H_6 + C_2H_4 \rightarrow C_6H_5C_2H_5$$

生成乙苯中的一小部分将继续发生乙基化反应，生成被统称为多乙苯（PEB）的产物。典型的副反应方程式如下：

$$C_6H_6 + 2C_2H_4 \rightarrow C_6H_4(C_2H_5)_2$$

$$C_6H_6 + 3C_2H_4 \rightarrow C_6H_3(C_2H_5)_3$$

二乙苯和三乙苯在乙苯单元的精馏工段被从粗乙苯中回收出来，作为多乙苯循环物流被送去与苯发生烷基转移反应，被转化成乙苯。

②烷基转移反应机理

烷基化反应过程中生成的多乙苯被回收出来与苯通过烷基转移反应生成更

多的乙苯。在 EBMax 烷基转移反应催化剂的作用下，多乙苯被选择性的转化成乙苯。少量的过量苯被加入反应器中以提高反应的单程转化率。

$C_6H_4(C_2H_5)_2 + C_6H_6 \rightarrow 2C_6H_5C_2H_5$

$C_6H_3(C_2H_5)_3 + C_6H_6 \rightarrow 3C_6H_5C_2H_5$

⑵苯乙烯单元

在有蒸汽存在的条件下，在钾促进氧化铁催化剂的作用下，乙苯（EB）在高温、低压和气相状态下发生脱氢反应，生成苯乙烯。主要反应方程式如下：

$C_6H_5C_2H_5 \rightarrow C_6H_5C_2H_3 + H_2$

5.3.7.4 工艺流程简述

5.3.7.4.1 乙苯单元

乙苯单元由三个工段组成：烷基化反应工段、烷基转移工段与精馏工段。

⑴烷基化反应工段

苯在反应保护床和与之串联布置烷基化反应器中在催化剂作用下与乙烯发生烷基化反应，生成乙苯，反应中乙烯的转化率几乎达到 100%。经过一台反应保护床后，进料进入烷基化反应器。烷基化反应器分成三个单独的反应区，每个反应区包括两个催化剂床层。烷基化反应器的出料进入苯塔。

反应保护床和烷基化反应器，定期排放废反应保护床催化剂（S5.3.7-5）和废烷基化催化剂（S5.3.7-6）。

⑵烷基转移工段

在烷基转移反应器中，多乙苯（主要为二乙苯和三乙苯）在一个催化剂固定床的环境下与苯发生反应，被转化成乙苯。苯以过量的形式进入反应器。反应器的进料在烷基转移进料加热器中被加热。反应出料被送入苯塔中，以回收未反应的苯。

烷基转移反应器定期排放废烷基转移反应催化剂（S5.3.7-7）。

⑶精馏工段

精馏工段由四个精馏塔组成：苯塔、乙苯塔、多乙苯塔、轻组分塔。

①苯回收系统—苯塔

烷基化反应器以及烷基转移反应器的反应出料被送入苯塔，回收未反应的苯。新鲜苯被加入苯塔冷凝器，以补充反应消耗的苯。

反应器的苯进料作为液相馏出物从苯塔中被抽出，用反应器进料泵从苯塔回流罐中送到第一反应保护床。苯塔回流罐中液态苯作为回流送入塔内，不凝气送到轻组分塔，以去除其中的轻组分。含有乙苯、二乙苯及三乙苯的高温粗乙苯和重组分一起从苯塔塔底进入乙苯塔。

②乙苯塔

来自苯塔塔底的粗乙苯进入乙苯塔，对乙苯产品进行精制。在乙苯塔回流罐中冷凝的塔顶产品部分回流泵，部分作为乙苯产品采出，回收热量后送到苯乙烯单元或送至罐区。乙苯塔塔釜液进入多乙苯塔。

③多乙苯塔

多乙苯塔在负压下操作将二乙苯和三乙苯与较重的烷基苯、二芳基烷烃以及多核芳烃分开。多乙苯塔塔顶回流罐的塔顶冷凝物，部分回流，部分采出循环回烷基转移反应器中。塔底产物渣油送至苯乙烯单元的尾气吸收塔系统中，被用作吸收塔的贫油。

④轻组分塔

轻组分塔用来干燥新鲜的苯进料，并去除少量的反应系统产生或随乙烯一起进入系统的轻组分。尾气物流被送到苯乙烯单元的尾气系统中，以回收其中的苯。

界区的苯原料预热后送入轻组分塔进行干燥，送到苯塔冷凝器中。苯处理器用于去除苯原料中含氮的有机化合物。处理后的苯原料从苯处理器进入苯塔冷凝器。来自轻组分塔顶的不凝气体被送到苯乙烯单元的尾气接收塔中。随新鲜乙苯进料进入乙苯单元的水，在塔顶被冷凝下来并在轻组分塔回流罐中被分离出来。水相物流也被送到苯乙烯单元进行进一步处理。来自轻组分塔回流罐的苯被轻组分塔回流泵作为回流送回轻组分塔。

乙烯处理器和苯处理器定期排放废乙烯处理吸附剂（S5.3.7-1）和苯处理吸附剂（S5.3.7-8）。乙苯反应器和处理器定期排放废床层支撑料（S5.3.7-4）。

5.3.7.4.2 苯乙烯单元

苯乙烯单元由两个相互独立运行的主要工段组成：反应工段与精馏工段。

⑴脱氢反应工段

脱氢系统包含两台串联布置的固定床径向流反应器。由于乙苯脱氢生成苯乙烯的反应是吸热反应，需要在两个催化剂床层之间提供再加热。进入反应器之

前，新鲜乙苯和循环乙苯（从精馏工段回收得到）首先与中低压蒸汽混合，过热后乙苯/蒸汽物流与过热的低压稀释蒸汽混合，进入第一反应器。

第一反应器的出料再次加热后进入第二反应器，在其中更多的乙苯发生转化。除了苯乙烯之外，反应器中还会生成少量的苯、甲苯和其它微量的副产品。

第二反应器的反应出料冷凝后进入粗苯乙烯沉降罐，进行水相油相分离。含有烃类的水相被送到沉降罐汽提塔中，通过蒸汽汽提去除烃类，油相送至精馏工段。苯乙烯反应器定期排放废脱氢催化剂（S5.3.7-2）。

一次/二次蒸汽过热炉对稀释蒸汽进行加热已达到每台反应器所需的进料温度，过热炉烟气排至大气（G5.3.7-1）。

⑵尾气系统

含有反应器出料的不凝气体（主要是氢气、二氧化碳和甲烷）、芳烃和水气的尾气物流从粗苯乙烯冷凝器经尾气分液罐进入尾气压缩机。压缩后的尾气冷却后，其中水和芳烃被冷凝送至粗苯乙烯沉降罐中。剩余尾气进入尾气吸收系统，以进一步回收其中的芳烃。吸收系统中用乙苯单元的渣油作为吸收贫油，将尾气中几乎所有的芳烃都回收出来，不凝气增压后送出界区。

⑶精馏工段

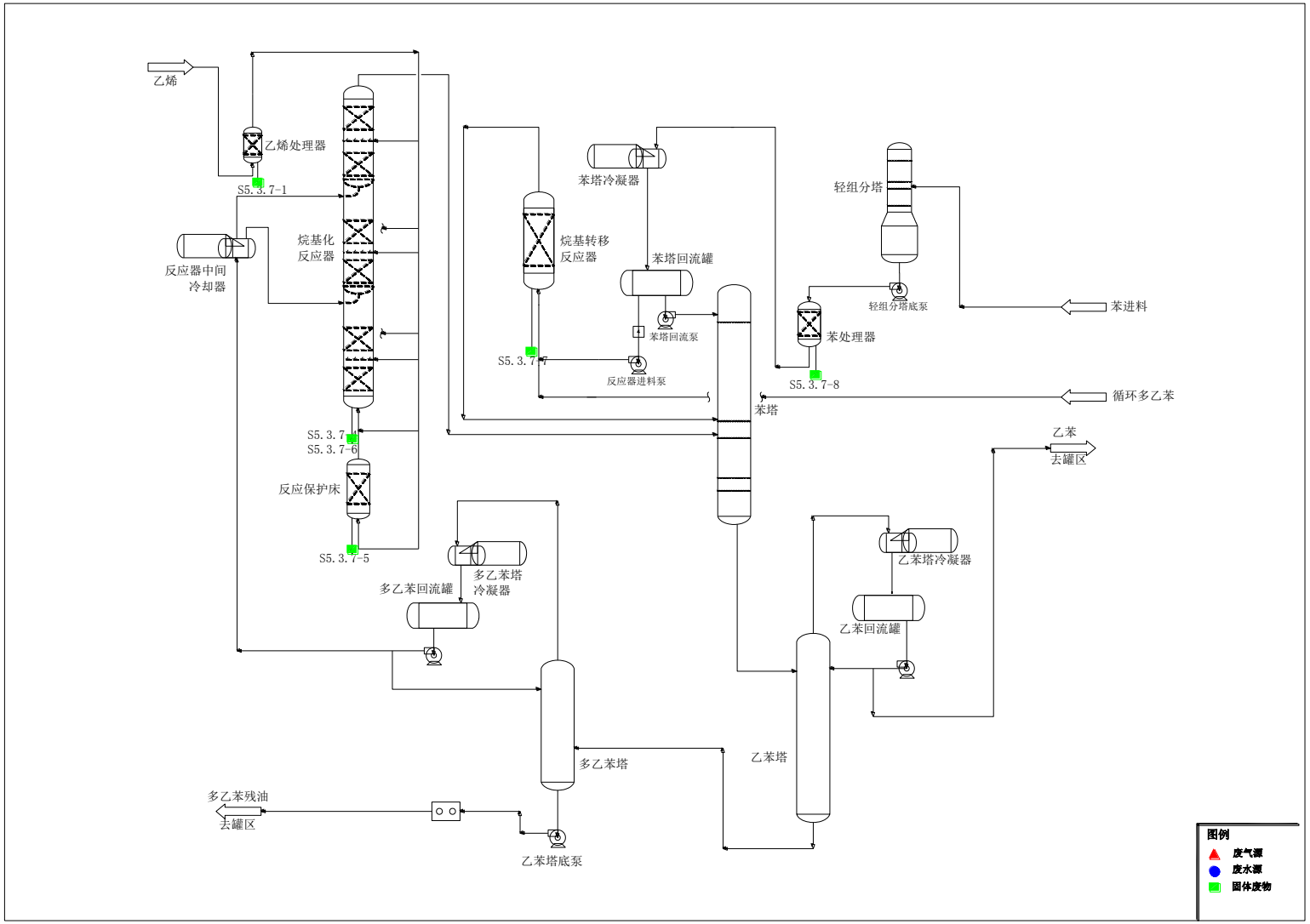
粗苯乙烯沉降罐中的油相被用泵打到精馏工段进行处理。

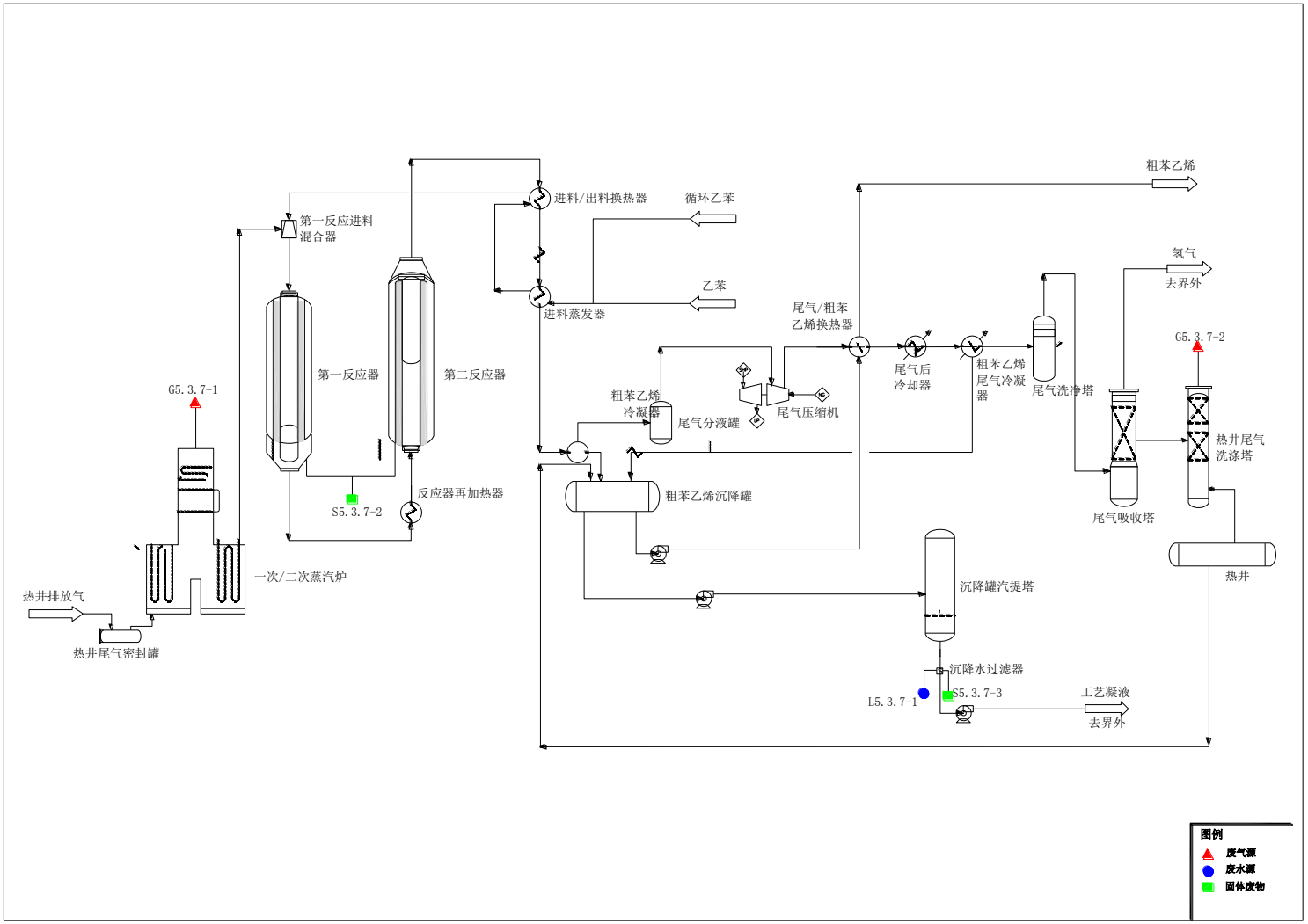
苯乙烯精馏工段由三台精馏塔组成：粗苯乙烯塔（低压和高压）、苯/甲苯塔、苯乙烯精制塔。它们用来回收苯/甲苯副产品，分离出未转化的乙苯送回反应工段，并产出高纯度的苯乙烯。

粗苯乙烯与蒸馏阻聚剂混合后与压缩机出口的尾气在尾气/粗苯乙烯换热器中换热并被加热。粗苯乙烯在回收后被分成大约相等的两份分别进入低压粗苯乙烯塔和高压粗苯乙烯塔，回收乙苯、苯和甲苯。塔的控制要能够满足苯乙烯产品中乙苯最高含量的限定指标。塔顶馏出物进入苯/甲苯塔以回收苯/甲苯馏分，并将乙苯循环送回脱氢反应器。粗苯乙烯塔底出料进入精制塔，在塔顶产出精制的苯乙烯产品。

为改善对高价值的苯乙烯及阻聚剂的回收利用，精制塔底出料被送到渣油闪蒸罐进行处理，从闪蒸罐顶部回收的苯乙烯被送回精制塔。来自渣油闪蒸罐的液体馏分被分成两股，一股回到粗苯乙烯塔上游的精馏工段，另一股作为渣油产品输出。通过渣油的循环利用，使需要补充加入的新鲜阻聚剂量达到最小。

苯乙烯装置带“三废”排放点的工艺流程见图 5.3.7-1。


乙烯
乙烯处理器
S5.3.7-1
反应器中间
冷却器
烷基化
反应器
S5.3.7
S5.3.7-6
反应保护床
S5.3.7-5
烷基转移
反应器
S5.3.7-4
反应器进料泵
苯塔冷凝器
苯塔回流罐
苯塔回流泵
苯塔
轻组分塔
轻组分塔底泵
苯进料
苯处理器
S5.3.7-8
循环多乙苯
乙苯
去罐区
乙苯塔冷凝器
乙苯回流罐
乙苯塔
多乙苯塔
多乙苯塔
冷凝器
多乙苯回流罐
多乙苯残油
去罐区
乙苯塔底泵
图例
废气源
废水源
固体废物


粗苯乙烯
进料/出料换热器
循环乙苯
第一反应进料
混合器
乙苯
进料蒸发器
氢气
去界外
尾气/粗苯
乙烯换热器
G5.3.7-2
尾气后
冷却器
粗苯乙烯
尾气冷凝
器
尾气洗净塔
G5.3.7-1
第一反应器
第二反应器
粗苯乙烯
冷凝器
尾气分液罐
尾气压缩机
热井尾气
洗涤塔
反应器再加热器
S5.3.7-2
粗苯乙烯沉降罐
尾气吸收塔
一次/二次蒸汽炉
沉降罐汽提塔
热井
热井排放气
热井尾气密封罐
沉降水过滤器
L5.3.7-1
S5.3.7-3
工艺凝液
去界外
图例
废气源
废水源
固体废物

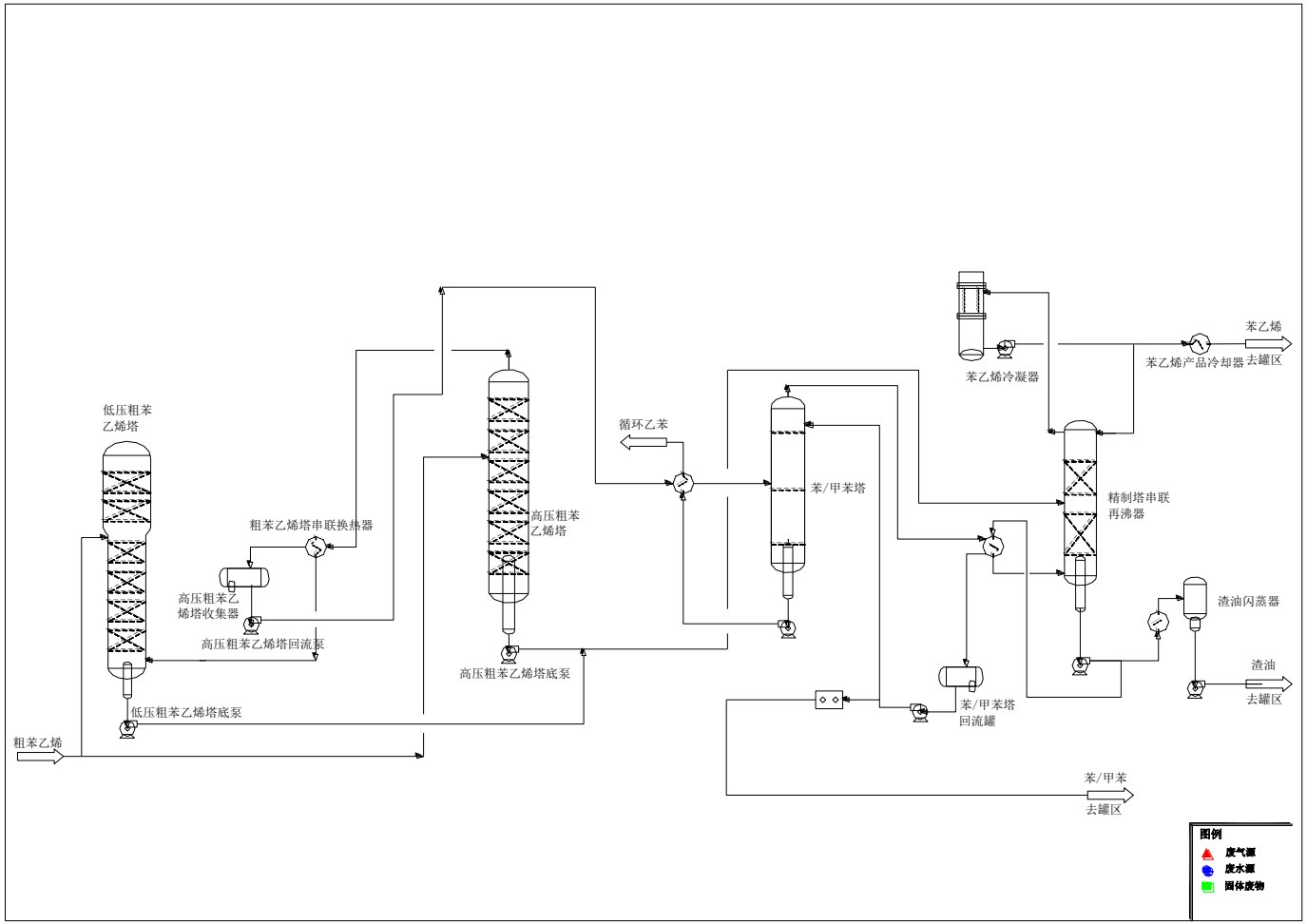


图 5.3.7-1 苯乙烯装置带“三废”排放流程图

5.3.7.5 主要设备

苯乙烯装置主要设备见表 5.3.7.5-1。

表 5.3.7.5-1　　苯乙烯装置主要设备表-

序号	设备名称	数量（台）	设计温度（℃）	设计压力（MPa.G）	主要规格	材质
一						
1						
2						
3						
4						
二						
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						
8						
三						
1						
2						
四						
1						
2						

5.3.7.6 原辅材料及公用工程消耗

⑴原料及辅助材料消耗

苯乙烯装置主要原料、辅助材料消耗见表 5.3.7.6-1。

表 5.3.7.6-1　　苯乙烯装置主要原料及辅助材料消耗表

序号	名称	单位	消耗定额/吨产品	消耗量		来源
				小时	每年（$\times10^4$）	
一	原料					
1	苯	t	0.73	78	62.40	芳烃联合装置
2	乙烯	t	0.27	28.05	22.44	乙烯装置

序号	名称	单位	消耗定额/吨产品	消耗量		来源
				小时	每年（×10^4）	
二	辅助材料					
1.	反应保护床催化剂	kg		9797(一次装填量)		外购
2.	烷基化催化剂	kg		20321(一次装填量)		外购
3.	反烷基化催化剂	kg		20000（一次装填量）		外购
4.	脱氢催化剂	m^3		516（一次装填量）		外购
5.	苯乙烯产品阻聚剂	t	/	1.92（年耗）		外购
6.	苯乙烯精馏缓聚剂	t	/	28.8（年耗）		外购
7.	苯乙烯精馏真阻聚剂	t	/	17.1（年耗）		外购
8.	缓蚀剂	t	/	4.6（年耗）		外购
9.	催化剂稳定剂	t	/	0.91（年耗）		外购
10.	除氧剂	kg	/	800（年耗）		外购
11.	阻垢剂	kg	/	540（年耗)		外购

⑵公用工程消耗

苯乙烯装置公用工程消耗见表 5.3.7.6-2。

表 5.3.7.6-2　　苯乙烯装置公用工程消耗表

序号	名称及规格	单位	消耗定额/吨产品	小时消耗量		来源/去向
				正常	最大	
1.	循环水（0.45MPaG，Δt=10℃）	t	183.6	18358	20202	化工第一循环水场
2.	电（380V）	Kw	80.8	8083	/	动力中心或外购
3.	高压蒸汽（4.0MPaG，400℃）	t	1.72	171.7	/	动力中心
4.	中压蒸汽（1.3MPaG，290℃）	t	0.11	10.7	11.8	动力中心
5.	低压蒸汽（0.5MPaG，220℃）	t	1.25	124.5	/	动力中心
6.	脱盐水	t	0.003	0.3	/	除盐水站
7.	氮气（0.7MPaG）	Nm^3	5.4	540	17610	氮氧站
8.	仪表空气	Nm^3	10	1000	2000	空压站
9.	蒸汽凝液	t	1.75	174.5	/	脱盐水精制

5.3.7.7 平衡分析

⑴物料平衡

苯乙烯装置物料平衡见表 5.3.7.7-1。

表 5.3.7.7-1　　苯乙烯物料平衡

入方（t/h）				出方（t/h）				
序号	项目	数据	来源	序号	类别	项目	数据	去向
1	苯	78	芳烃抽提联合装置	1	产品	苯乙烯	100	48.53 送吉林石化项目，剩余作为产品出售
2	乙烯	28.05	乙烯装置	2	副产品	苯/甲苯	2.20	芳烃联合装置
3	蒸汽（4.0 MPa）	0.5	蒸汽管网	3	副产品	脱氢尾气	3.85	炼油 PSA 装置
				4	副产品	苯乙烯渣油	0.98	罐区
				5	副产品	吸收塔排油	0.64	罐区
	合计	106.55				合计	106.55	

从表 5.3.7.7-1 中可知，苯乙烯装置总进料量为 106.55t/h，其中产品精制苯乙烯收率为 94.3%，其余转化为副产品苯/甲苯、脱氢尾气等送出装置。

⑵水汽平衡

苯乙烯抽提装置水汽平衡见表 5.3.7.7-2。

表 5.3.7.7-2　　苯乙烯装置水汽平衡表

进料 t/h			出料 t/h		
序号	名称	数值	序号	名称	数值
1	4.0MPaG 蒸汽（400℃）	171.7	1	副产 0.5MPa 蒸汽	124.3
2	1.3MPaG 蒸汽（290℃）	10.7	2	工艺凝液	182.1
3	0.5MPaG 蒸汽（220℃）	124.5	3	蒸汽进入工艺物料	0.5
4	循环水供水	18358	4	循环水回水	18358
5	脱盐水	0.3	5	脱氢尾气含水	0.3
合计		18665.2	合计		18665.2

由表 5.3.7.7-2 可知，本装置需要 4.0MPaG 蒸汽 171.7t/h，其中尾气压缩机与冷冻机透平抽气产生 124.3t/h 的 0.5MPa 蒸汽。此外，装置需 1.3MPaG 蒸汽 10.7t/h，0.5MPaG 蒸汽 124.5t/h。装置除产生凝液 182.1t/h 送入除盐水站苯乙烯凝液精制系统处理。

5.3.7.8 主要污染源及污染物分析

⑴废气

苯乙烯装置蒸汽过热炉废气（G5.3.7-1），主要污染物为二氧化硫、氮氧化物、颗粒物；热井废气洗涤塔废气（G5.3.7-2），主要组分为氢气、烃类，送蒸

汽过热炉。正常工况下废气排放情况见表5.3.7.8-1。

⑵废水

苯乙烯装置产生废水主要为工艺凝液过滤器反冲洗水（W5.3.7-1）及吹扫凝结水（W5.3.7-2），污染物主要为CODcr、石油类等，均为间断排放，送污水处理场含油含盐处理系统，正常工况下废水排放情况见表5.3.7.8-2。

⑶固体废物

苯乙烯装置固体废物主要为废催化剂、废吸附剂等，均为危险废物，送园区危险废物填埋场处置，固体废物排放情况见表5.3.7.8-3。

⑷噪声

苯乙烯装置噪声主要来自各种大功率机泵及压缩机等产生的噪声。

苯乙烯装置噪声排放情况见表5.3.7.8-4。

表 5.3.7.8-1　　苯乙烯装置废气排放一览表

装置名称	污染源	污染物产生					治理措施		污染物排放					排放口参数			排放时间 h
		污染物	核算方法	废气产生量 m^3/h	产生浓度 mg/m^3	产生量 /kg/h	工艺	效率%	污染物	核算方法	废气排放量 m^3/h	排放浓度 mg/m^3	排放量 kg/h	高度 H(m)	直径 D(m)	温度℃	
苯乙烯装置	蒸汽过热炉烟气 G5.3.7-1	SO_2	物料衡算法	120000	5	0.6	低硫燃料气	/	SO_2	物料衡算法	120000	5	0.6	65	1.2	140	8000
		NOx	类比法		50	6	超低氮燃烧器	/	NOx	类比法		50	6				
		颗粒物	类比法		8	0.96	清洁燃料	/	颗粒物	类比法		8	0.96				
	热井废气洗涤塔废气 G5.3.7-2	H_2	类比法	172	1744.2	0.3	送至过热炉	/	/	/	/	/	/	/	/	/	8000
		C_2H_4	类比法		3488.4	0.6		/	/	/		/	/				
		CO	类比法		581.4	0.1		/	/	/		/	/				
	无组织排放	挥发性有机物	产污系数法	/	/	21.48t/a	泄漏检测与修复	/	挥发性有机物	产污系数法	/	/	21.48t/a	面积:280m×195m			8000

表 5.3.7.8-2　　苯乙烯装置废水排放表

装置名称	污染源	污染物产生					治理措施		污染物排放					排放时间 h	排放去向
		污染物	核算方法	产生废水量 m^3/h	产生浓度 mg/L	产生量 kg/h	工艺	效率%	污染物	核算方法	排放废水量 m^3/h	排放浓度 mg/L	排放量 kg/h		
苯	工艺凝液	pH	类比法	max:90	6.5-9.5	/	收集	/	pH	类比法	max:90	6.5-9.5	/	间断	污水处

装置名称	污染源	污染物产生					治理措施		污染物排放					排放时间 h	排放去向
		污染物	核算方法	产生废水量 m^3/h	产生浓度 mg/L	产生量 kg/h	工艺	效率%	污染物	核算方法	排放废水量 m^3/h	排放浓度 mg/L	排放量 kg/h		
乙烯装置	过滤器反冲洗水 W5.3.7-1	TSS	类比法		＜400	＜36	到污水池泵送		TSS	类比法		＜400	＜36		理场含油含盐废水处理系统
		石油类	类比法		＜1	＜0.4			石油类	类比法		＜1	＜0.4		
	设备蒸汽吹扫凝结废水 W5.3.7-2	pH	类比法	max：20	6.5-9.5	/	收集到污水池泵送	/	pH	类比法	max：20	6.5-9.5	/	间断	污水处理场含油含盐废水处理系统
		CODcr	类比法		＜500	＜10			CODcr	类比法		＜500	＜10		
		BOD_5	类比法		＜350	＜7			BOD_5	类比法		＜350	＜7		
		TSS	类比法		＜400	＜8			TSS	类比法		＜400	＜8		
		石油类	类比法		＜20	＜0.4			石油类	类比法		＜20	＜0.4		

表 5.3.7.8-3　　苯乙烯装置固体废物（废液）排放表

装置名称	序号	固废名称	固废类别及编号	产生情况（t/年）		排放量（t/次）	主要成分	排放规律	最终去向	处置措施（t/年）	
苯乙烯装置	S5.3.7-1	乙烯处理器废吸附剂	HW49 900-041-49	物料衡算法	9.25	37	活性 Al_2O_3	1 次/4 年	园区危险废物填埋场	填埋	9.25
	S5.3.7-2	苯乙烯反应器脱氢催化剂	HW50 261-157-50	物料衡算法	133.5	534	氧化铁、碳沉积物	1 次/4 年	园区危险废物填埋场	填埋	133.5
	S5.3.7-3	工艺凝液过滤器介质	HW49 900-039-49（暂按危废管理）	物料衡算法	1	15	活性炭，含少量芳烃	1 次/15 年	园区危险废物填埋场	填埋	1
	S5.3.7-4	乙苯反应器和处理器床层支撑料	HW49 900-041-49（暂按危废管理）	物料衡算法	2.2	44	α -氧化铝球：99% SiO_2：0.2%	1 次/20 年	园区危险废物填埋场	填埋	2.2
	S5.3.7-5	乙苯保护反应器催化剂	HW50 261-157-50	物料衡算法	0.38	1.52	分子筛	1 次/4 年	园区危险废物填埋场	综合利用	0.38
	S5.3.7-6	乙苯烷基反应器催化剂	HW50 261-158-50	物料衡算法	0.14	1.68	分子筛	1 次/12 年	园区危险废物填埋场	综合利用	0.14
	S5.3.7-7	乙苯转移烷基反应器催化剂	HW50 261-158-50	物料衡算法	0.28	2.24	分子筛	1 次/8 年	园区危险废物填埋场	综合利用	0.28
	S5.3.7-8	苯处理器	HW49 900-041-49	物料衡算法	21.5	43	白土	1 次/2 年	园区危险废物填埋场	填埋	21.5

表 5.3.7.8-4　　苯乙烯装置噪声排放表

装置名称	噪声源	声源类型	噪声源强		治理措施	噪声排放值		距地高度（m）	室内/室外	排放时间/h	数量（台）
			核算方法	噪声值/dB(A)		核算方法	噪声值/dB(A				
苯乙烯装置	尾气/氢气压缩机/冷冻机 N5.3.7-1	连续	类比法	93	低噪声电机、减振、隔声	类比法	85	1.5	半封闭厂房	8000	6
	机泵 N5.3.7-2	连续	类比法	80~93	低噪声电机、减振	类比法	80~85	1	室外	8000	21

5.3.7.9 污染物达标分析

在正常生产情况下，苯乙烯装置仅有加热炉烟气直接外排入大气，执行标准为《石油化学工业污染物排放标准》（GB31571-2015）表 5 标准，其达标排放情况见表 5.3.7.9-1。

表 5.3.7.9-1　　苯乙烯装置外排废气达标排放分析

序号	废气名称	排放高度(m)	污染物名称	浓度(mg/Nm^3)		速率(kg/h)		达标分析	标准名称
				排放值	标准值	排放值	标准值		
1	蒸汽过热炉烟气	65	SO_2	5	50	0.6	/	达标	GB31571-2015
			NOx	50	100	6.0	/		
			颗粒物	8	20	0.96	/		

5.3.8 聚丙烯装置

5.3.8.1 生产规模及产品方案

PP 装置拟采用 Unipol 的气相本体法工艺，在催化剂作用下使丙烯等发生聚合，生产均聚物、无规共聚物和抗冲共聚物三种类型的聚丙烯产品。生产规模为 50 万吨/年，装置操作弹性 60-110%，设计年生产时间为 8000h（333 天），生产规模及产品方案见表 5.3.8.1-1。

表 5.3.8.1-1　　PP 装置生产规模及产品产量

装置名称	生产规模（$\times10^4$t/a）	产品名称	产品产量		去向
			t/h	10^4t/a	
PP	50	均聚聚丙烯	25.00	20.00	作为产品出售
		无规共聚聚丙烯	6.25	5.00	
		抗冲共聚聚丙烯	31.25	25.00	

5.3.8.2 主要原料和产品规格

⑴原料性质

PP 装置设计加工原料为乙烯和丙烯，其中乙烯规格见乙烯装置表 5.3.1.2-2，丙烯规格见乙烯装置表 5.3.1.2-3 和气体分馏装置表 5.2.7.2-2。

⑵产品性质

PP 装置主要产品包括均聚聚丙烯、无规共聚聚丙烯和抗冲共聚聚丙烯，这些产品的规格分别见表 5.3.8.2-1~5.3.8.2-3。

表 5.3.8.2-1　　部分均聚产品牌号及其性能

产品牌号	单位	测试方法	F1003C	C1006	S1003	K2035
树脂类型			均聚	均聚	均聚	均聚
熔融指数	g/10min	ASTM D1238	2.9-3.7	6.7-8.3	2.7-3.3	31-39
挠曲弹性模量	N/mm^2	ASTM D790A	1000	1230	1020	1290
抗拉屈服强度	N/mm^2	ASTM D638	30.1	32.1	30.6	34.1
Izod 冲击强度 23℃	J/m	ASTM D256	19	19	22	13
热变形温度，.46N/mm^2	℃	ASTM D648	N/A	N/A	N/A	97
黄色指数 150℃电炉	YI	E313	2	2	2	2

表 5.3.8.2-2　　部分无规共聚产品牌号及其性能

产品牌号	单位	测试方法	T4502	C4008	S3040	K4812
树脂类型			无规共聚	无规共聚	无规共聚	无规共聚
熔融指数	g/10min	ASTM D1238	1.6-2.2	6.7-9.3	34-42	9-15
挠曲弹性模量	N/mm^2	ASTM D790A	1270	660	1140	1130
抗拉屈服强度	N/mm^2	ASTM D638	29.4	23	30	29.4
Izod 冲击强度 23℃	J/m	ASTM D256	75	32	12	80
热变形温度，$0.46N/mm^2$	℃	ASTM D648	87	66	N/A	80
黄色指数 150℃电炉	YI	E313	2	2	2	2

表 5.3.8.2-3　　部分抗冲共聚产品牌号及其性能

产品牌号	单位	测试方法	B8101	K8003	K9935	K8570
树脂类型			抗冲共聚	抗冲共聚	抗冲共聚	抗冲共聚
熔融指数	g/10min	ASTM 1238	0.35-0.55	2.0-3.0	30-38	65-75
挠曲弹性模量	N/mm^2	ASTM D790	1090	1120	1110	1050
抗拉屈服强度	N/mm^2	ASTM D638	24.5	23.4	21.6	20.5
Izod 冲击强度 23℃	J/m	ASTM D256	400	NB	100	54
Izod 冲击强度-20℃	J/m	ASTM D256	82	56	37	30
热变形温度 $0.46N/mm^2$	℃	ASTM D648	79	82	90	90
黄色指数 150℃电炉	YI	E313	2	2	2	2

⑶辅助材料

PP 装置采用的辅助材料主要包括氢气、丁烯-1、催化剂和化学品，氢气规格见氢气回收装置表 5.2.17.2-2，丁烯-1 规格见 MTBE/丁烯-1 装置表 5.3.4.2-3。

5.3.8.3 工艺技术及生产原理

本装置拟采用 Grace 公司的 Unipol 气相本体法工艺和高效催化剂技术生产均聚聚丙烯、无规聚丙烯和抗冲聚丙烯产品。聚合反应过程的主要化学反应式如下：

$$n CH_3\text{-}CH{=}CH_2 \xrightarrow{\text{催化剂}} [\text{-}CH(CH_3)\text{-}CH_2\text{-}]_n$$

由于采用先进的气相流化床技术和先进的催化剂技术，Unipol 聚丙烯工艺得到了简化，不需要钝化催化剂、除灰以及无规（立构）物的去除和处理。应用的设备简单、可以生产多种商业产品，在保证同一产品特性的前提下生产操作

弹性大、系统易于操作。装置布置紧凑、占地少。Unipol 工艺气相流化床的充分反混和稳定性使生产的产品质量具有较高的一致性。

5.3.8.4 工艺流程简述

PP 装置主要有九个单元：原料供应和精制、丙烯精制、反应、树脂脱气、放空气回收、粉料及添加剂加入、挤压造粒、产品贮存均化和蓄热式氧化炉（RTO）等。

⑴原料供应和精制

乙烯、氮气和氢气由管道自界区外送入，三乙基铝则直接采购，桶装送入。

乙烯进界区内后经乙烯压缩机压缩至 4.2MPa（G），然后进入乙烯干燥塔除去水、醇类、氨等极性物质，通过乙烯过滤器过滤后进入反应系统。

界区来的氮气进入氮气脱 CO 塔脱除 CO，过滤后的氮气部分作为密封气使用，部分压缩、过滤后，送入反应系统和丙烯精制单元。剩余部分氮气作为再生气补充气和公用工程站等用。

氢气压缩至 4.48MPa（G），然后加热进入氢气甲烷化塔将氢气中含有的 CO 和 CO_2 转化为 CH_4 和水，冷却到 40℃左右过滤后，送入反应器系统。

三乙基铝（T2）进料。用氮气将液态三乙基铝（简称 T2）从钢瓶压到 T2 进料罐，之后由 T2 进料泵升压后分别送入反应系统，所有的放空气都必须送至 T2 密封罐中，经油洗后排空。冲洗后的废油则排至废 T2 罐或送至反应系统。催化剂进料系统产生少量废油（L5.3.8-1）。

各原料预精制塔定期更换精制剂（S5.3.8-3）和分子筛（S5.3.8-1）；各干燥塔定期更换分子筛（S5.3.8-1）。

⑵丙烯精制

丙烯首先进入丙烯脱气塔脱除含有的轻组份杂质氧气、一氧化碳、二氧化碳等，脱除的气体送出界区外回收，塔底产品依次进入丙烯一级干燥塔、丙烯脱硫塔、丙烯脱砷塔、丙烯脱 MAP 塔，分别脱除水、硫、砷、炔烃等使催化剂中毒的杂质，最后进入丙烯二级干燥塔，脱除其它极性杂质。丙烯精制塔内的精制床层是由分子筛或其它固体催化剂组成。其中丙烯一级干燥床层、脱硫床层和二级干燥床层需要用热氮气定期再生。精制后的丙烯通过丙烯进料泵加

压，过滤后送入反应系统。裂解来的丙烯只需要经过丙烯脱硫砷塔和丙烯干燥塔后进入反应单元。

丙烯脱砷塔定期更换精制剂（S5.3.8-3）和分子筛（S5.3.8-1）；丙烯脱硫塔定期更换脱硫剂（S5.3.8-4）和分子筛（S5.3.8-1）；丙烯脱 MAP 塔定期更换脱 MAP 剂（S5.3.8-5）和分子筛（S5.3.8-1）。

⑶反应

聚合反应在气相流化床 1#反应器中进行，反应压力约为 3.38MPa（G），反应温度约 67℃。淤浆催化剂和精制后的反应单体（丙烯、氢气，部分产品也用乙烯）连续送入 1#反应器，液态的 T2 和给电子体作为助催化剂加入。在催化剂的作用下反应物丙烯或丙烯和乙烯聚合，气相通过 1#循环气压缩机和 1#循环气冷却器在 1#反应器系统内实现连续循环。循环气使反应器流化，以获得良好的返混，同时向反应活性中心提供原料，并移走聚合反应放出的热量。聚合产物通过两组产品下料系统（PDS）间歇排出。两组下料系统按顺序相互交替使用。在产品下料的时候，夹带一部分反应气排出。为了减少反应气的排放，临时储存的反应气转移到其它下料系统，再间接地返回至反应系统。树脂产品通过密相传输系统传输到树脂脱气系统或 2#反应系统。

当出现工艺异常情况时，聚合反应由杀死系统终止或减缓。当故障解除后，将一氧化碳从反应器吹入火炬，催化剂可重新激活，聚合反应可以快速的重新启动。

抗冲共聚物的聚合反应在 2#反应器中进行，反应压力在 2.07MPa（G），温度在 70℃左右。均聚物和包含在其中的催化剂从 1#反应器下料系统间歇地送入 2#反应器，乙烯、丙烯、氢气和 T2 等反应物则连续进料，聚合产物间断出料，并通过控制气体的浓度来控制产品的质量。液态给电子体送入反应器辅助控制反应的条件。一股循环气在外部循环至床层底部，使床层流化，同时能补充新鲜的反应物并移走聚合反应热。产物通过两组产品下料系统（PDS）间歇排出。两个下料系统相互交替使用。在产品下料的时候，一部分反应气也夹带排出。树脂产品通过密相传输系统传输到产品下料系统，残余的气体排放至回收气系统。

2＃反应器的形式和 1#反应器形式类似。

均聚物粉料从 1#反应器产品下料系统由密相传输至传送罐过滤器。传输气

经过滤后进入回收气系统。粉料则在重力作用下沉积下来流入传送罐。当传输过程完成后，传送罐与传送罐过滤器隔离开，并从循环气压缩机出口接入循环气增压。均聚物粉料在重力的作用下并借助于压缩机和反应器之间的压差流入2#反应器。传送罐中剩余的气体则送至回收系统回收。

⑷树脂脱气

通过气流输送系统，粉料从产品下料系统被密相输送系统输送至产品接收仓。输送气主要为氮气，夹带大量的烃，这股输送气连同两股反应器循环气的排放气滤出夹带的固体后进入回收系统回收。

产品接受仓设计需维持一定操作高度，这样物料可靠重力流出，同时具有特定的但相对短的停留时间。氮气或一股循环排放气从底部进入产品接收仓，以吹扫残留于粉料树脂缝隙和溶解在树脂中的烃类。在生产均聚物或无规共聚物时，一旦反应器中断工作超过24小时，应排空产品接收仓，以防止树脂长时间停留后凝聚、结块。在生产抗冲共聚物，一旦产品流动中断，产品接收仓必须在15分钟之内排空。

树脂产品从接收仓经过旋转喂料器重力流入产品吹出仓，物料可靠重力流出。同时在产品吹出仓底部通入混有蒸汽的氮气，以将树脂中残留的烃类尽可能吹除干净，并失活残余的催化剂。产品吹出仓顶部的放空气过滤后排至低压火炬总管。粉料树脂在产品吹出仓停留时间至少1小时，留有3小时缓冲容积。在下游系统发生小故障期间，可用于树脂的短暂存储，内设有内分布器，以保证树脂排出前被充分吹扫。出来后经过产品吹出仓旋转喂料器靠重力流入树脂输送系统。

⑸放空气回收

放空气回收系统用于从树脂脱气系统排放气流股中回收丙烯、丙烷、乙烯。产品接受仓的放空气（包括1#、2#反应器的放空气）分成三股。第一股氮气和乙烯和第三股丙烷均被剔除，以防止这两股气体在反应系统中积聚；第二股富含丙烯则循环回反应系统。

放空气回收系统会产生少量不能回收的气体（G5.3.8-5），主要污染物为非甲烷总烃，送火炬系统。

⑹粉料及添加剂加入

PP粉料从产品脱气仓的产品脱气仓旋转喂料器下料，靠重力进入螺旋输送

器，固体添加剂与PP粉料在螺旋输送器中混合后进入挤压机加料料斗。另一路PP粉料不经过产品脱气仓旋转喂料器直接进入树脂循环发送罐可进入种子床系统或经密相循环系统回到脱气仓。固体添加剂、过氧化物添加剂等经计量输送至挤压机加料料斗。种子床料仓过滤器排放气（G5.3.8-3）排入大气。

⑺挤压造粒

PP主粉料、固体添加剂和过氧化物添加剂经挤压机加料料斗进入双螺杆挤压造粒机的工艺段，挤压机进料料斗/排放过滤器排放气（G5.3.8-1）排入大气。充分混合、熔融后经过熔融齿轮泵被挤压后进入水下切粒系统，切粒水系统间断排放废水（W5.3.8-1）。切下的颗粒从水中分离出来，经干燥后被送到粒料分级筛，干燥系统排放气（G5.3.8-2）排入大气。合格的颗粒进入风送系统，送至掺混料仓。不合格的颗粒进入废料罐。

挤压造粒机在操作中会产生少量低聚物残液（L5.3.8-2），定期排放。

⑻产品贮存、均化

由于挤压造粒机不可能保证每个瞬间与任意时刻所产生的同批颗粒产品在品质上绝对一样，为保证最终产品的相对统一性，在挤压造粒机和包装机之间设计了掺混工艺段。十二个静态掺混仓和风送系统，使颗粒在料仓内进行静态掺混。掺混料仓脱气过滤器排放气（G5.3.8-4）排入RTO燃烧处理。

⑼蓄热式氧化炉（RTO）

蓄热式热氧化炉用于处理来自掺混料仓过滤器的集中排放气。其基本特点是内部热利用效率高且对需燃烧处理的废气性质要求不苛刻，主要用于焚烧有机物浓度较低的废物，使用最少的燃料气来达到期望的废物转化效率。

送到蓄热式热氧化炉焚烧处理的排放气含有约1500mg/Nm^3的非甲烷总烃，以及18mg/Nm^3的聚丙烯粉尘。NMHC的去除率大于97%。蓄热式热氧化炉（RTO）的燃烧烟气（G5.3.8-6）排入大气。

PP装置带“三废”排放点的工艺流程见图5.3.8.4-1。

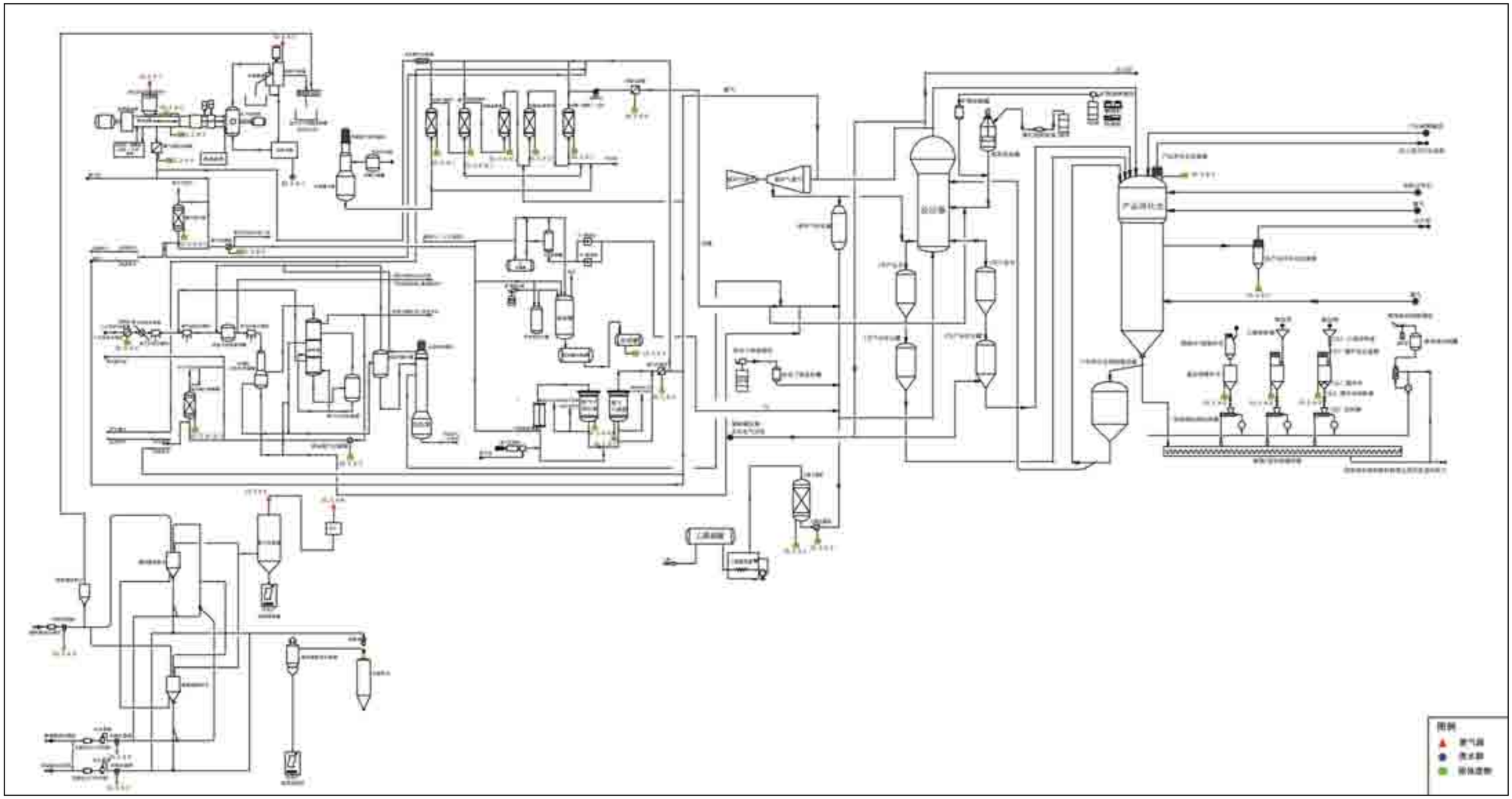


图 5.3.8.4-1　PP 装置带“三废”排放节点的工艺流程图

5.3.8.5 主要设备

PP 装置主要设备见表 5.3.8.5-1。

表 5.3.8.5-1　　PP 装置主要设备表

序号	设备名称	数量（台）	操作温度（℃）	操作压力（MPa.G）	主要规格	材质
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						
8						
9						
10						
11						
12						
13						
14						
15						
16						
17						
18						
19						
20						
21						
22						
23						
24						
25						
26						

5.3.8.6 原辅材料及公用工程消耗

⑴原料及辅助材料消耗

PP 装置主要原料、辅助材料消耗见表 5.3.8.6-1。

表 5.3.8.6-1　　PP 装置主要原料及辅助材料消耗表

序号	名称	单位	消耗定额/吨产品	消耗量		来源
				小时	每年（$\times10^4$）	
一	原料					
1	乙烯	t	0.05	3.13	2.50	乙烯
2	丙烯	t	0.95	59.48	47.59	乙烯和气体分馏
二	辅助材料					
1	氢气	kg	0.10	6.25	5	管网
2	丁烯-1	t	0.001	0.08	0.07	MTBE/丁烯-1 装置
3	催化剂	kg	0.40	25	20	外购
4	抗氧化剂	kg	0.90	56.25	45	
5	稳定剂	kg	1.09	68.38	54.7	
6	酸受体	kg	0.56	35	28	
7	润滑剂、抗爆剂、脱模剂、成核剂	kg	0.78	48.75	39	
8	过氧化物	kg	0.16	9.75	7.8	

注：产品产量以 50 万 t/a 计

⑵公用工程消耗

PP 装置公用工程消耗见表 5.3.8.6-2。

表 5.3.8.6-2　　PP 装置公用工程消耗表

序号	名称及规格		单位	消耗定额/吨产品	小时消耗量		来源/去向
					正常	最大	
1	循环水（0.45MPaG，Δt=10℃）		t	160.19	10012	11000	化工第二循环水场
2	电	380V	kW	16.00	1000	/	动力中心或外购
		10kv	kW	425.60	26600	/	
3	低压蒸汽（0.5MPaG，220℃）		t	0.37	23	/	动力中心
4	蒸汽凝液（0.4MPaG）		t	-0.33	-23	/	除盐水站
5	除盐水（0.5MPaG，40℃）		t	0.06	4	/	除盐水站
6	氮气（0.7MPaG）		m^3（N）	83.39	5212	/	氮氧站
7	仪表空气（0.7MPaG）		m^3（N）	42.86	2679	/	空压站
8	燃料气		m^3（N）	/	/	100	管网

5.3.8.7 平衡分析

⑴物料平衡

PP 装置物料平衡见表 5.3.8.7-1。

表 5.3.8.7-1　　PP 装置物料平衡

入方（t/h）				出方（t/h）				
序号	项目	数据	来源	序号	类别	项目	数据	去向
1	乙烯	3.13	乙烯	1	产品	均聚聚丙烯	25.00	产品
2	丙烯	59.48	乙烯和气体分馏	2		无规共聚聚丙烯	6.25	
3	氢气	0.01	管网	3		抗冲共聚聚丙烯	31.25	
4	丁烯-1	0.08	MTBE/丁烯-1	4	次品	废聚合物	0.11	出售
5	催化剂和化学品	0.24	外购	5	废气	送火炬的烃类	0.03	火炬
				6	其他三废带出		0.30	
	合计	62.94			合计		62.94	

由表 5.3.8.7-1 可知，进入本装置工艺系统的总物料共计约 62.94t/h。经聚合反应后，占总进料量约 99.30%物料转化为产品聚丙烯，少量物料随三废排放带出。

⑵蒸汽平衡

PP 装置蒸汽平衡见表 5.3.8.7-2。

表 5.3.8.7-2　　PP 装置蒸汽平衡表

进料 t/h			出料 t/h		
序号	名称	数值	序号	名称	数值
1	低压蒸汽（0.5MPaG，220℃）	23	1	蒸汽凝液（0.4MPaG）	23
合计		23	合计		23

由表 5.3.8.7-2 可知，本装置需要低压蒸汽 23t/h，转化为凝液送入除盐水站化工工艺凝液精制系统处理后回用。

⑶水平衡

PP 装置水平衡见表 5.3.8.7-3。

表 5.3.8.7-3　　PP 装置水平衡表

入方（t/h）			出方（t/h）		
序号	项目	数据	序号	项目	数据
1	循环水供水	10012	1	循环水排水	10012
2	除盐水	4	2	切粒水系统溢流水	4
	小计	10016		小计	10016

由表 5.3.8.7-3 可知，进入界区的循环水供水 10012t/h，经换热后全部排出界区；进入系统的除盐水为 4t/h，均转化为废水排放送污水处理场处理。

5.3.8.8 主要污染源及污染物分析

⑴废气

挤压机进料料斗/排放过滤器排放气（G5.3.8-1）、种子床料仓过滤器排放气（G5.3.8-3）主要污染物为颗粒物；挤压机粒料干燥系统排放气（G5.3.8-2）主要污染物为颗粒物和非甲烷总烃，均经过滤后排入大气。

掺混料仓脱气过滤器排放气（G5.3.8-4）主要污染物为颗粒物和较高浓度的非甲烷总烃，送 RTO 燃烧处理。

产品接收仓、放空气回收系统等废气（G5.3.8-5）主要污染物为非甲烷总烃，送火炬燃烧处理。

RTO 烟气（G5.3.8-6）主要污染物为颗粒物、NOx、非甲烷总烃和 CO，排入大气。

废气排放见表 5.3.8.8-1。

⑵废水

切粒水系统间断排放的废水（W5.3.8-1），主要污染物为 COD、BOD、SS 和石油类，在污水池中撇除粉末后送污水处理场含油含盐污水处理系统。

废水排放见表 5.3.8.8-2。

⑶固体废物

废分子筛（S5.3.8-1），暂按危废管理，送园区危险废物填埋场。

各单元过滤器滤芯（S5.3.8-2），含有聚丙烯树脂，属于危险废物，送园区危险废物填埋场。

原料供应和精制单元定期更换的废精制剂（S5.3.8-3）、丙烯脱硫塔废脱硫剂

（S5.3.8-4）、丙烯脱 MAP 塔废脱 MAP 剂（S5.3.8-5），含铜、锌、钯等贵金属，属于危险废物，送园区危险废物填埋场。

催化剂进料系统废油（L5.3.8-1）、挤压造粒机低聚物残液（L5.3.8-2）含有油类，属于危险废物，送全厂焚烧系统焚烧处理。

另外，装置产生的不合格颗粒每年约 900t，收集装袋后作等外品外售。

固体废物排放见表 5.3.8.8-3。

⑷噪声

本装置主要噪声源为压缩机、风机、大功率泵、干燥机、粒料筛和挤出机等设备。

装置主要设备噪声源见表 5.3.8.8-4。

表 5.3.8.8-1　　PP 装置废气排放一览表

装置名称	污染源	污染物产生					治理措施		污染物排放					排放口参数			排放时间 h
		污染物	核算方法	废气产生量 m^3/h	产生浓度 mg/m^3	产生量 kg/h	工艺	效率 %	污染物	核算方法	废气排放量 m^3/h	排放浓度 mg/m^3	排放量 kg/h	高度 H(m)	直径 D(m)	温度 ℃	
PP 装置	挤压造粒单元挤压机进料料斗/排放过滤器排气筒 G5.3.8-1	颗粒物	类比法	250	1800	0.45	除尘	99	颗粒物	物料衡算法	250	18	0.0045	30	0.1	80	8000
	挤压造粒单元挤压机粒料干燥系统排气筒 G5.3.8-2	颗粒物	类比法	14000	1000	14	除尘	99	颗粒物	物料衡算法	14000	10	0.14	38	0.5	80	5333
		非甲烷总烃	类比法		55	0.77	/	/	非甲烷总烃	类比法		55	0.77				
	粉料及添加剂加入单元种子床料仓过滤器排气筒 G5.3.8-3	颗粒物	类比法	33	1000	0.033	除尘	99	颗粒物	物料衡算法	33	10	0.00033	22	0.1	80	72
	产品贮存、均化单元掺混料仓脱气过滤器排气筒 G5.3.8-4	颗粒物	类比法	14000	1800	25.2	除尘	99	/	/	/	/	/	/	/	/	8000
		非甲烷总烃	类比法		1500	21	送 RTO	/	/	/		/	/				
	产品接收仓、放空气回收系统等废气 G5.3.8-5	非甲烷总烃	物料衡算法	900kg/h	0.6-3%wt	/	送 FDPE 装置地面火炬	/	/	/	/	/	/	/	/	/	8000
	RTO 排气筒 G5.3.8-6	NOx	类比法	15000	90	1.35	低氮燃烧器	/	NOx	类比法	15000	90	1.35	40	0.8	230	8000
		非甲烷	类比法		1500	22.5	高效燃	97	非甲烷	类比法		45	0.675				

装置名称	污染源	污染物产生					治理措施		污染物排放					排放口参数			排放时间 h
		污染物	核算方法	废气产生量 m^3/h	产生浓度 mg/m^3	产生量 kg/h	工艺	效率%	污染物	核算方法	废气排放量 m^3/h	排放浓度 mg/m^3	排放量 kg/h	高度 H(m)	直径 D(m)	温度 ℃	
		总烃					烧		总烃								
		颗粒物	类比法		18	0.27	/	/	颗粒物	类比法		18	0.27				
	无组织排放	挥发性有机物	产污系数法	/	/	24.40t/a	泄漏检测与修复	/	挥发性有机物	产污系数法	/	/	24.40t/a	面积:270m×250m			8000

表 5.3.8.8-2　　PP 装置废水排放表

装置名称	污染源	污染物产生					治理措施		污染物排放					排放时间 h	排放去向
		污染物	核算方法	产生废水量 m^3/h	产生浓度 mg/L	产生量 kg/h	工艺	效率%	污染物	核算方法	排放废水量 m^3/h	排放浓度 mg/L	排放量 kg/h		
PP 装置	切粒水系统溢流水 W5.3.8-1	CODcr	类比法	正常 4 最大 20	500	2	收集到废水池	/	CODcr	类比法	正常 4 最大 20	500	2	8000	污水处理场含油含盐污水处理系统
		BOD	类比法		200	0.8			BOD	类比法		200	0.8		
		SS	类比法		100	0.4			SS	类比法		100	0.4		
		石油类	类比法		100	0.4			石油类	类比法		100	0.4		

表 5.3.8.8-3　　PP 装置固体废物（废液）排放表

装置名称	序号	固废名称	固废类别及编号	产生情况		排放量（t/次）	主要成分	排放规律	最终去向	处置措施	
				核算方法	产生量(t/a)					工艺	处置量（t/a）
PP 装置	S5.3.8-1	废分子筛	暂按危废管理	物料衡算法	30	90	硅铝酸盐、活性氧化铝	一次/3 年	园区危险废物填埋场	填埋	30

装置名称	序号	固废名称	固废类别及编号	产生情况		排放量（t/次）	主要成分	排放规律	最终去向	处置措施	
				核算方法	产生量(t/a)					工艺	处置量（t/a）
	S5.3.8-2	过滤器滤芯	HW13 265-103-13	物料衡算法	2	4	聚丙烯树脂	一次/2 年	园区危险废物填埋场	填埋	2
	S5.3.8-3	原料预精制（脱氧、脱 CO、脱砷等）废精制剂	HW50 261-155-50	物料衡算法	40	120	铜系精制剂	一次/3 年	园区危险废物填埋场	填埋	40
	S5.3.8-4	丙烯脱硫塔废脱硫剂	HW50 261-155-50	物料衡算法	40	120	ZnS	一次/3 年	园区危险废物填埋场	填埋	40
	S5.3.8-5	丙烯脱 MAP 塔废脱 MAP 剂	HW50 261-155-50	物料衡算法	4	12	钯系精制剂	一次/3 年	园区危险废物填埋场	填埋	4
	L5.3.8-1	催化剂进料系统废油	HW08 900-249-08	类比法	3.5	/	废矿物油、失活后的烷基铝等	间断	全厂焚烧系统	焚烧	3.5
	L5.3.8-2	挤压造粒机低聚物残液	HW08 900-249-08	物料衡算法	1	/	低聚物残液	间断	全厂焚烧系统	焚烧	1

表 5.3.8.8-4　　PP 装置噪声排放表

装置名称	噪声源	声源类型	噪声源强		治理措施	噪声排放值		距地高度（m）	室内/室外	排放时间/h	数量（台）
			核算方法	噪声值/dB(A)		核算方法	噪声值/dB(A				
PP 装置	压缩机 N5.3.8-1	频发（连续）	类比法	90~95	隔声、消声、减振	类比法	85	2	室外	8000	10
	风机 N5.3.8-2	频发（连续）	类比法	90~95	隔声、消声器、减振	类比法	85	2	室外	8000	4
	挤压造粒机组 N5.3.8-3	频发（连续）	类比法	90~95	减振	类比法	85	1	室内	8000	1
	机泵 N5.3.8-4	频发（连续）	类比法	85~90	减振	类比法	85	1	室外	8000	18 开 18 备

5.3.8.9 污染物达标分析

在正常生产情况下，聚丙烯装置废气达标排放情况见表 5.3.8.9-1。

表 5.3.8.9-1　　PP 装置外排废气达标排放分析

序号	废气名称	排放高度(m)	污染物名称	浓度(mg/Nm^3)		达标分析	执行标准
				排放值	标准值		
G5.3.8-1	挤压机进料料斗/排放过滤器	30	颗粒物	18	20	达标	《合成树脂工业污染物排放标准》（GB31572-2015）表 5、表 6
G5.3.8-2	挤压机粒料干燥系统	38	颗粒物	10	20	达标	
			NMHC	55	60	达标	
G5.3.8-3	种子床料仓过滤器	22	颗粒物	10	20	达标	
G5.3.8-6	RTO 烟气	40	颗粒物	18	20	达标	
			NMHC	45	60	达标	
			NOx	90	100	达标	

5.4 公用工程及辅助设施

5.4.1 给排水

5.4.1.1 水源及输水工程

(1)生产水水源及输水工程

经现场调研，惠来县现有水资源用户主要为当地的小型工业以及居民、学校和医院等市政用水，由现有的八座自来水厂供给，总用水量约 12.55×$10^4 m^3/d$，年耗水量仅为 0.458 亿 m^3。经统计，本项目原水需求量约为 5889m^3/h，年用水量约 0.495 亿 m^3，远低于惠来县境内龙江河的可利用径流量 13.6 亿 m^3，当地水资源可以满足项目需求。

本项目位于惠来县境内的大南海石化工业区，根据《揭阳大南海石化工业区供水工程专项规划》（2017 年 01 月），整个石化工业区选择龙江河上游邦山水闸前的地表水作为主水源，同时，化工园区附近的石榴潭水库水作为备用水源。水源水质符合国家《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅲ类水质标准。规划在龙江河上游邦山水闸处建设专用取水工程及配套原水输水工程为石化工业区提供用水。取水工程包括龙江取水头部、引水管、邦山取水泵站与龙江取水泵站之间的连通管、龙江取水泵站。规划远期最大取水量为 42 万 m^3/d，其中一期设备按 21 万 m^3/d 安装，取水工程总规模可满足本项目供水要求。

规划从龙江取水泵站建设两根 DN1000 的碳钢管道直接输送至本项目界区，界区压力不低于 0.25MPa(G)。经初步核算，原水输水管道输水能力也可满足本项目需求。

(2)生活水水源和输水工程

惠来县建设有 8 座自来水厂，其中歧石片区自来水厂建设规模为 20000m^3/d，目前实际供水量约为 2000m^3/d，剩余 18000m^3/d。本项目生活水连续用量约为 90.2m^3/h（2164.8m^3/d），歧石片区自来水厂可以满足本项目生活水量需求。

根据与当地政府和园区沟通，项目生活用水拟由歧石片区自来水厂供给，由当地政府负责建设一根 DN200 的供水管道（内防腐钢管或同等强度的非金属

管），直接敷设到项目界区，界区处供水压力不低于 0.25MPa(G)。供水水质满足《生活饮用水卫生标准》(GB5749-2006)要求。

原油码头库区所需生活水和生产水由靖海自来水厂提供，供水管道直接敷设至原油码头库区界区，水质满足《生活饮用水卫生标准》(GB5749-2006)要求。

5.4.1.2 原水水质

原水水质见表 5.4.1.1-1。

表 5.4.1.1-1　　原水水质表

阳离子			阴离子		
名称	单位	数值	名称	单位	数值
K^+	mg/L	20.6	Cl^-	mg/L	27.8
Na^+	mg/L	12.5	SO_3^{2-}	mg/L	0
Ca^{2+}	mg/L	28.4	SO_4^{2-}	mg/L	6.8
Mg^{2+}	mg/L	2.5	CO_3^{2-}	mg/L	0.01
总铁	mg/L	0.3	HCO_3^-	mg/L	58.3
Cu^{2+}	mg/L	0.007	NO_3^-	mg/L	26.6
NH_4^+	mg/L	0.2	PO_4^{3-}	mg/L	0.3
Al^{3+}	mg/L	3.2	SiO_3^{2-}	mg/L	27.1
Mn^{2+}	mg/L	0.06	NO_2^-	mg/L	0.02
其它分析项目					
名称	单位	数值	名称	单位	数值
电导率	μs/cm	147	pH		6.5~8.5
总硬度	mg/L	75.1	浊度	NTU	200
碳酸盐硬度	mg/L	75	总固体	mg/L	134
非碳酸盐硬度	mg/L	0.1	溶解固形物	mg/L	124
暂时硬度	mg/L	75.1	悬浮物	mg/L	150
钙硬度	mg/L	71			
镁硬度	mg/L	5.4			
备注：硬度类指标均以 $CaCO_3$ 计。					

5.4.1.3 全厂给排水量

本项目生产水来自龙江河上游邦山水闸前的地表水，生活水来自岐山水厂。取水经项目自建净水厂处理后供厂区、产品码头、产品码头陆域使用。原油码头区域生产、生活水来自靖海水厂。龙江河上游邦山水闸前的地表水取水量为 5889m^3/h（含吉林石化项目704m^3/h），岐山水厂生活水供水量70.5m^3/h，靖海水

厂供水量20 m^3/h。

本项目各装置及设施含油污水产生量为315.45m^3/h，含盐污水产生量956.06m^3/h（含吉林石化项目），生活污水产生量为40m^3/h，未预见为161.4 m^3/h，合计1472.91m^3/h，清净废水产生量为804.7 m^3/h。

含油含盐污水处理系统出水进入污水回用系统，处理后1762.87 m^3/h产水回用至循环水场，高含盐废水同乙烯装置废碱渣和炼油废碱渣、污水回用系统反渗透排放浓水、产品码头的压舱水，常减压装置II电脱盐污水及吉林石化项目高含盐污水进入高含盐污水处理系统处理，高含盐污水系统实际处理量631.1m^3/h，设计规模1000 m^3/h，分2个系列。

高含盐污水系统外排水量 700.1 m^3/h，各污染物浓度满足《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）、《石油化学工业污染物排放标准》（GB31571-2015）、《合成树脂工业污染物排放标准》（GB31572-2015）中一般排放限值及《水污染物排放限值》（DB44/26-2001）中更严的标准，经园区排海管道排海。

本项目给排水量见表 5.8.2-1 全厂水平衡表。

5.4.1.4 净水场

本项目炼化一体化规划建设一座净水场，将原水处理成为合格的生产水，并提供给各用户。同时在净水场内设置生活水加压设施，对来自界区外的生活水进行储存和加压后，供给全厂用户。根据统计，全厂原水耗量正常 5889m^3/h，设计净水场产水规模为 9000m^3/h。主体处理工艺采用国内成熟的“高效澄清池+V型滤池”工艺，同时配备有污泥脱水系统。

⑴进出水水质

净水场进水水质，参见表 5.4.1.1-1。产水水质应符合《石油化工给水排水水质标准》（SH3099-2000）中生产给水水质标准，其中主要指标如见表 5.4.1.1-4。

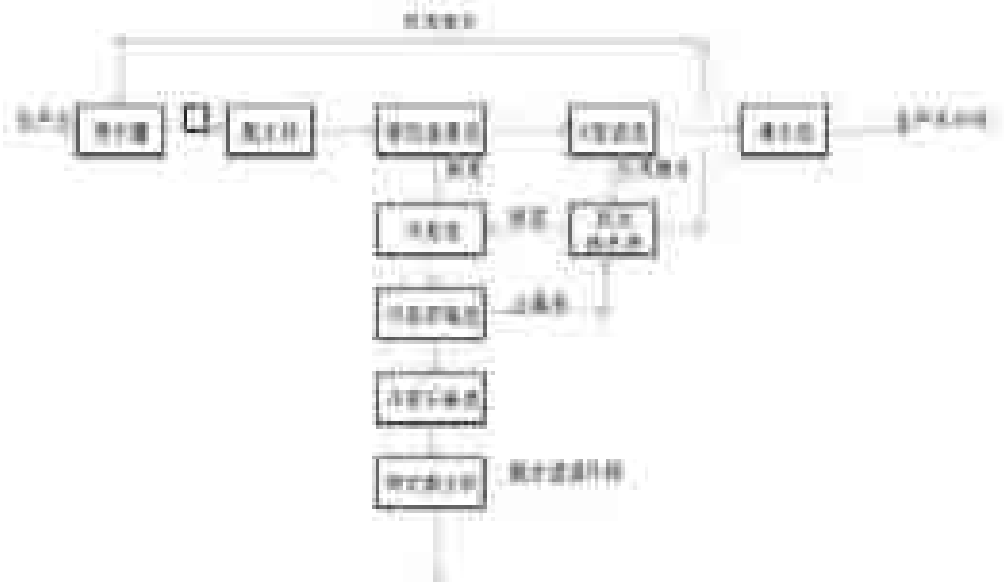
表 5.4.1.1-4　　净水场产水水质

序号	名称	单位	设计指标
1	pH		6.5~8.5
2	浊度		<3 NTU
3	Ca^{2+}	mg/L	<175

序号	名称	单位	设计指标
4	Fe^{2+}	mg/L	<0.3

⑵工艺描述

根据原水及生产给水水质的特点，参考国内水厂的设计和运行经验，确定净水场工艺流程为“高效澄清池+V 型滤池”的成熟工艺。其主要流程简图 5.4.1.1-1。



园区一般固体废物处置

图 5.4.1.1-1　　净水场流程框图

净水场根据功能划分可进一步分为原水处理系统、污泥处理系统、生产水加压系统、生活水加压系统以及加药系统。

①原水处理系统

原水自界区外压力送至净水场界内，首先进入原水罐进行储存，原水罐设置 2 座，单座有效容积 8500m^3。原水罐出水重力进入配水井，通过配水井中溢流槽进行溢流配水，均匀进入后续高效澄清池，同时在配水井中投加混凝剂 PAC 和絮凝剂 PAM，通过澄清池中的混凝、絮凝和沉淀作用，达到去除水中悬浮物的作用。高效澄清池设置 4 座，单座处理能力 2250m^3/h，尺寸φ 21×8.5m。高效澄清池出水重力进入 V 型滤池，经均匀级配的滤料层过滤进一步去除水中残留的悬浮物，滤后水依次进入出水池和清水池进行储存。V 型滤池设置选用 24 组，单组产水 355m^3/h。为保证滤池运行效果，设置专用滤池反洗水泵 3 台，2 用 1 备，用于从清水池提供滤池反洗用水。单泵能力 1000m^3/h，扬程 10m。同时，

设置专用反洗风机 2 台，1 用 1 备，用于为滤池反洗提供压缩空气，单台风量 55Nm^3/min，出口压力 6.0m。含盐污水（W5.4-9）送污水处理场含油含盐废水处理系统。

②污泥处理系统

本系统主要用于收集高效澄清器底部排泥和 V 型滤池反洗排水中较高浓度的悬浮物，并进行脱水处理。

V 型滤池反洗排水重力进入反洗废水收集池进行储存和初步沉淀，上清液由反洗废水提升泵提升返回原水罐处理，池底污泥由反洗污泥提升泵加压后送污泥浓缩池进行浓缩处理。高效澄清器底部排泥重力进入污泥池进行储存，经污泥提升泵提升进入污泥浓缩池进行进一步浓缩。浓缩池上清液返回反洗废水收集池，浓缩后污泥进入污泥平衡池后，经污泥进料泵提升送带式脱水机进行脱水，污泥含水率降至 75%左右，形成泥饼外运处理。脱水机滤液经滤液收集池收集后，泵提升送污水处理场处理。污泥浓缩池设计 2 座，单池尺寸φ 27×5.8m，钢筋混凝土结构。污泥带式脱水机选用 2 台，单台处理能力 35m^3/h(进料污泥含水率 97%)。污泥处理系统产生污泥 S5.4-1。

③生产水加压系统

V 型滤池产水重力进入澄清池进行储存，然后经生产水泵提升后供各用户使用。澄清池设置 2 座，单池有效容积 10000m^3。本着节能原则，生产水泵分为两组，一组主要为循环水场提供补充水以及为除盐水站提供原水，一组为其它工艺装置等用高压用户提供生产用水。其中低压生产水泵设计选用 4 台，3 用 1 备，单台能力 2450m^3/h，扬程 35m，其中一台采用变频控制。高压生产水泵设计选用 4 台，3 用 1 备，单台能力 380m^3/h，扬程 55m，其中一台采用变频控制。

④生活水加压系统

来自界区外的生活水，首先进入生活水罐进行储存，然后经生活水泵加压后供厂区内各用户使用。生活水罐设计 1 座，有效容积 800m^3。生活水泵设计选用 3 台，2 用 1 备，单台能力 100m^3/h，扬程 50m，其中一台采用变频控制。

为控制生活水中微生物生长，在生活水加压系统内设计生活水次氯酸钠投加系统一套。

⑤加药系统

为保证高效澄清池处理效果，分别设置原水 PAC 投加系统和原水 PAM 投加

系统各一套，用于将混凝剂和絮凝剂投加至原水处理系统配水井进水管道上。为了保证良好的混凝沉淀效果，设置 NaOH 投加系统一套，用于调节进水原水 pH 在适宜范围内。同时设置污泥 PAM 投加系统一套，用于投加 PAM 至污泥脱水单元。

⑶公用工程和化学品消耗

净水场公用工程及化学品消耗，分别见表 5.4.1.1-5 及表 5.4.1.1-6。

表 5.4.1.1-5　　净水场公用工程消耗表

名称	单位	消耗量	备注
电	kWh	1740	
仪表风	Nm^3/h	200	间断

表 5.4.1.1-6　　净水场化学品消耗表

名称	单位	年消耗量
混凝剂（PAC，10%)	t	6998
聚丙烯酰胺(PAM，水处理用)	t	70
聚丙烯酰胺(PAM，污泥脱水系统)	t	13.4

5.4.1.5 给排水系统划分

5.4.1.5.1给水系统划分

根据各装置的用水特点，本工程给水系统划分为生活给水、生产给水、低压消防水、高压消防水、泡沫消防给水、循环冷却水、除盐水、锅炉补充水、蒸汽凝结水及回用水系统。

⑴生活给水系统

本系统主要是为各生产装置及辅助设施提供所需的生活用水和安全用水，主要包括各装置区内办公室、化验室、浴室、餐厅等生活用水及安全淋浴、洗眼器等安全用水。炼化一体化工程的生活用水来自歧石片区自来水厂。为了保证生活水供水压力，在炼化一体化工程净水场内设置生活水加压站。

生活给水系统的供水规格为：

水质：　　符合《生活饮用水卫生标准》（GB5749-2006）

水压：　　≥0.35　MPa（G）（在各装置界区）

水温：　　常温

⑵生产给水系统

本系统主要是为各生产装置及辅助设施提供所需的生产用水，主要包括循环冷却水系统、除盐水系统及消防水系统补充水、装置地面冲洗水及绿化用水等。全厂生产用水由净水场统一提供。

为降低能耗，生产给水系统分为低压和高压两个系统，其中低压系统主要为循环水场和除盐水站提供补充水。高压系统主要是各装置内工艺用水及地坪冲洗等提供用水，同时为各消防泵站提供补充水。

生产给水系统的供水规格为：

水质：符合《石油化工给水排水水质标准》中生产给水水质标准

水压： ≥0.40 MPa （G）（在各装置界区）

≥0.25 MPa （G）（在循环水场、除盐水站界区）

水温： 常温

⑶高压消防水系统

本工程消防水，除厂前区外，均按稳高压消防给水系统设计。炼化厂区及成品油码头共设置5座消防水泵站，其中，化工区设置2座，炼油区设置3座。每座消防水泵站均设置独立的消防水罐和消防水泵组（含高压消防泵、泡沫泵和保压泵）。每座消防水泵站服务范围超过100hm^{2}时，消防水量按各自服务范围内同时发生火灾起数为2起，且需水量最大的两处（装置或罐区）各计一起设计。一次消防水水量应全部储存于消防水罐中，高压消防水系统补充水由高压生产给水系统直接补给，消防水池充满时间宜采用36~48小时。厂外原油库区和原油码头分别单独设置消防水泵站为原油库区和原油码头提供消防用水。

⑷低压消防水系统

本系统主要为厂前区提供所需的低压消防水，主要包括室外消火栓、建筑物内室内消火栓及自动喷水系统用消防水。厂前区所需的消防水来自厂前区内专用的低压消防水泵站。

⑸泡沫消防给水系统

本系统主要为各泡沫站提供配置泡沫混合液用水。本工程设置独立的泡沫消防给水系统，由各消防水泵站内设置的泡沫消防水泵单独供水；考虑供水安全，额外从全厂稳高压消防水环状管网再单独接一根管线至泡沫站作为备用，该备用

管线上设置阀门，平时处于常关状态。

⑹循环水冷却系统

本系统主要为各生产装置和辅助设施提供所需循环冷却用水。 按照“靠近负荷中心，相对集中”的原则，本工程共设置六座循环水场，其中，化工区设置 3 座，炼油区设置 3 座。

⑺除盐水系统

本系统主要是为各工艺生产装置及辅助设施提供所需除盐水。炼油区和化工区统一设置除盐水站，靠近动力中心布置。除盐水系统的原水主要来自净水场提供的生产用水。

⑻锅炉补充水系统

本系统主要用于为动力中心和余热回收站内除氧器提供锅炉补充水。锅炉补充水主要来自除盐水站内凝液精制系统的产品水，不足部分由除盐水系统补充。

⑼蒸汽凝结水系统

本系统主要用于收集整个炼化一体化项目各工艺装置和辅助设施产生的蒸汽凝液，并送回凝液精制系统进行处理。本工程炼油区和化工区统一设置凝液精制系统，布置在除盐水站内。各装置产生的蒸汽凝液（包括炼油工艺凝液、化工工艺凝液和透平凝液）分别在本装置区内自行回收热量或经闪蒸后，再送凝液精制系统进行处理，剩余的凝液热量应尽可能在除盐水站内进行回收。各装置工艺凝液在送出界区之前应经检测，水质合格后方能送凝液精制系统。在各装置工艺凝液出水管道上应设有在线分析仪表，当监测不合格时，应在各装置区内经冷却满足排放要求后就近排入生产废水系统。各装置的透平凝液出水管道上应设在线分析仪表，当监测合格时，可直接进入除氧器回用，不合格时送凝液精制系统处理回用。

考虑炼油区工艺凝液和化工区工艺凝液潜在受污染的程度及频率不同，炼油区工艺凝液和化工区工艺凝液分别设置不同系统进行收集和处理。全厂透平凝液统一设置一个系统收集和处理。

蒸汽凝结水出水水质见表 5.4.1.1-7。

表 5.4.1.1-7　　蒸汽凝结水的装置出水水质

项目	单位	指标		
		化工区工艺凝结水	炼油区工艺凝结水	透平凝结水
电导率（25℃）	μs/cm	≤10	≤10	≤10
二氧化硅	mg/L	≤0.1	≤0.1	≤0.02
总铁	mg/L	≤0.2	≤0.2	≤0.05
油	mg/L		≤30	≤0.5
TOC	mg/L	≤1		
温度	℃	≤100	≤100	≤80
pH		7～9	7～9	7～9
压力	MPa(G)	≥0.5	≥0.5	≥0.5

⑽回用水系统

本系统主要是将来自污水处理场深度处理后的回用水输送至厂区，作为循环水系统的补充水。

5.4.1.5.2排水系统划分

根据广东石化炼化一体化工程各装置的排水特点，本工程排水系统划分为：生活污水排水系统、生产污水排水系统（包括：炼油含油污水排水系统、化工含油污水排水系统、低含盐污水排水系统、高含盐污水排水系统）、清净废水排水系统、污染雨水排水系统、清净雨水排水、达标污水排水系统、事故水排水系统及污泥输送系统。

⑴生活污水排水系统

本系统主要用于收集和排放各装置区建筑物内卫生间、浴室、餐厅等设施的生活污水。在各装置区内，生活污水应先经装置区内化粪池预处理后，由泵加压送入生活污水排水总管，最终排入综合污水处理场处理。

⑵生产污水排水系统

生产污水主要来自各工艺装置排水、化验废水、设备冲洗水及管道冲洗水等。生产污水应在装置区内预处理，满足污水处理场接管标准后，由泵提升送污水处理场进行处理。各类生产污水收集池和隔油池带盖板，生产污水提升泵和污油提升泵采用自吸泵，隔油池进出水管道应设置水封。对于生产装置过程中的废液排放、设备和管道中的工艺物料排净等（包括排放含有毒有害物质或贵重物质的工艺废水）不得排入生产污水系统，每个装置都应设置专门废液收集系统，并且废

液收集系统应设置在装置界区内，不得穿越界区线。生产污水出装置/联合装置前应在界区内设置流量计。炼油区联合装置、化工区装置和吉化项目主要污染物排放装置的生产污水出装置前应设置在线分析仪表。通过单独管线送污水处理场的生产污水，其在线分析仪表设置在污水处理场内，装置内不再重复设置。

按照分类收集，分别处理的原则，将生产污水排水系统进一步分为：炼油含油污水排水系统、化工含油污水排水系统、低含盐污水排水系统和高含盐污水排水系统。

①炼油含油污水排水系统

炼油含油污水排水系统主要用于收集和排放炼油区各工艺装置及辅助设施区内排出的含油及含有机污染物的生产废水。炼油区含油污水应先经装置区内预处理设施处理，达到综合污水处理场接管标准后，与污染雨水一起通过泵提升送污水处理场进行处理。其中酸性水汽提装置排放的加氢型净化废水、非加氢型净化废水和炼油区循环水系统排污水分别经单独管道送污水处理场。原油码头和库区的含油污水经预处理后，与其生活污水一起通过单独管道压力流送污水处理场。

炼油区内罐区含油污水出防火堤后必须设常关的切断阀和水封设施，再接入含油污水系统。

②化工含油污水排水系统

化工含油污水排水系统主要用于收集和排放化工区各工艺装置及辅助设施区内排出的含油及含有机污染物的生产废水。化工区含油污水应先经装置区内预处理设施处理，达到综合污水处理场接管标准后，与装置内污染雨水一起通过泵提升送污水处理场进行处理。

化工区内罐区含油污水出防火堤后必须设常关的切断阀和水封设施，再接入含油污水系统。

③低含盐污水排水系统

本系统主要用于收集炼化一体化各装置排放的低含盐（TDS2000~4000mg/L）且含一定浓度有机物的生产污水，主要包括常减压装置电脱盐污水、电脱盐反冲洗排水、原油罐区排水、渣油罐区排水、油罐洗罐水以及石油焦制氢装置排放的含盐污水等。低含盐污水在装置内收集后，统一压力流沿管廊敷设送全厂污水处

理场进行处理。其中，原油罐区排水应在装置内进行隔油预处理后，通过单独管线送污水处理场进行预处理；电脱盐污水(含电脱盐反冲洗排水) 以及石油焦制氢装置污水应通过单独管道送污水处理场分别预处理后再进行生化处理。

④高含盐污水排水系统

本系统主要用于收集炼化一体化各装置排放的高含盐（TDS >10000mg/L）且含一定浓度有机物的生产污水，主要包括乙烯装置废碱渣、炼油废碱渣、污水处理场内反渗透系统排放浓水、来自产品码头的压舱水以及吉化项目 SAR 装置的含盐污水。

炼油区废碱渣应先送至乙烯装置，与乙烯装置排放的废碱渣一起经湿式氧化预处理后，再统一送污水处理场进行处理。来自产品码头的压舱水通过单独管线送污水处理场含盐污水处理系统进行处理。

⑶清净废水排水系统

本系统主要用于收集和排放各装置区内的清净废水，主要包括炼油区第三循环水场及化工区循环水系统排污水等。

锅炉排污水在装置界区内降温后，就近经泵提升直接返回循环水系统作为补充水；化工区各循环水场排污，经收集后统一压力送污水处理场处理后回用；除盐水系统再生废水在除盐水站内进行中和处理后，与化工区循环水场排污水合并一起送污水处理后回用；炼油催化裂化装置脱硫废水、硫磺回收装置脱硫废水在装置内直接处理至排放标准后同除盐水站排放的清净废水送污水处理场监控池进行排放。

⑷污染雨水排水系统

本系统主要用于收集和排放各装置区可能发生污染的区域内地面污染雨水、地面冲洗水及使用过的消防用水。装置内污染比较严重区域（如：塔区、炉区、泵区、冷换区以及储罐阀组等区域）雨水可全部作为污染雨水收集，一般污染区的初期雨水应作为污染雨水收集。装置区内的污染雨水应先通过重力收集后，进入装置/联合装置区内的污染雨水池，然后通过泵提升，并入装置/联合装置区内的含油污水系统，统一送入综合污水处理场处理。

⑸清净雨水排水系统

本系统主要用于收集和排放非污染区雨水及各装置区内污染区内的后期清净雨水。

综合考虑厂区地形、雨水量和雨水受纳水体位置，全厂拟设置4个雨水排放口，其中化工区设置1个，炼油区设置3个，均位于厂区东侧，每个雨水排放口前设置一座雨水收集池，用于收集各自汇水区域内非污染区雨水和污染区的后期雨水。每座雨水收集池中需设置水质在线监测仪表。

装置区内污染区后期雨水在污染雨水收集池前分流后，通过管道重力进入界区外清净雨水明沟，然后重力进入雨水收集池。装置区内非污染区内的清净雨水通过管道收集后，直接重力进入界区外的清净雨水明沟，然后重力进入雨水收集池。雨水收集池内清净雨水正常情况下经泵提升，通过压力流管道送污水处理场处理后回用；多余部分通过重力直接排入龙江改河。当雨水受到污染时，可通过泵提升转输到污水处理场处理。

⑹达标污水排水系统

本系统主要用于收集和排放污水处理场处理后的达标污水。

污水处理处理后的达标污水采用压力管道送界区外园区废水排海管道，最终经深海排放（W5.4-14）。

⑺事故水排水系统

本系统主要用于将事故状态下受污染的消防废水和雨水等物料，通过重力流或压力流输送至全厂事故水池。

事故排水主要是指发生事故时的物料泄漏、消防后的喷淋水、设备的冷却水及雨水等。当发生一般事故时，事故排水主要通过装置区或罐区的围堰收集，通过污染雨水排水系统进入污染雨水收集池，然后由泵提升后送污水处理场处理；当发生较大事故时，产生大量的事故排水，这些排水先经污染雨水收集池收集，然后通过阀门切换，将事故污水导入至专用的事故水排水系统，直接经重力流输送至全厂事故水池，或经重力流收集至专用的事故水转输池，经事故水转输泵提升后压力送至全厂事故水池。

综合考虑全厂地形特点，炼油区和化工区事故水排水系统分别单独设置。其中炼油区事故水通过重力流管道收集进入全厂事故池。化工区内考虑单独设置事故水转输池，化工区事故水先通过重力流管道收集进入事故水转输池，然后经泵提升送全厂事故池储存。

⑻污泥输送系统

本系统主要用于将污水处理场产生的含油污泥（S5.4-4）输送至延迟焦化装

置回炼。

5.4.1.6 循环水场

(1)冷却水系统方案选择

项目组所在地位于南海附近，且厂区东侧为龙江改河（龙江改河位于南海入海口段，为潮汐河），周边各类水资源（包括非常规水资源-海水以及潮汐河河水等）相对丰富。本着充分利用周边水资源，在技术可靠，经济合理的原则下，结合项目实际情况，对项目动力中心以及乙烯装置三机组（裂解气压缩机、乙烯压缩机和丙烯压缩机）等处理清洁物料的装置和设备，采用海水直冷、河水直冷以及传统的开式循环冷却水系统三种方案进行比选。三种方案技术比选见表5.1.1-8。

表 5.4.1.1-8　　技术对比分析表

序号	系统名称	应用业绩	技术特点及可靠性	备注
1	开式循环水系统	有大规模应用业绩	技术可靠。 操作运行简单。	
2	海水直冷系统	（1）在电力行业有较多应用业绩，但在炼化行业动力中心，应用业绩较少。 （2）在乙烯装置三机组方面，暂未有海水直冷相关应用业绩	海水与换热器直接接触，换热器材质要求较高（通常为钛材）。 换热器生物附着现象严重，清洗和检维修频率高。 热海水返回大海，引起周边海域温度升高，会对海洋环境产生影响，同时还需结合相关环保要求做专项热海水模拟扩散影响来确定排海口位置。 在海水取水口连续投加杀菌剂，随热水再返回海洋，对海洋环境生物有一定影响，也需要进行专题评估。 取水口和排水口需从相关海洋和水利管理部门进行专门申请。	海水取水口布置在厂区南侧南海岸边，排水口在厂区东侧龙江改河，采用暗渠重力排水。
3	河水直冷系统	在炼化行业动力中心，应用业绩较少。 在乙烯装置三机组方面，暂未有河水直冷相关应用业绩	龙江改河位于南海入海河道，性质为潮汐河，海水涨潮时其中水质接近海水水质。导致换热器材质要求较高（通常为钛材）。 换热器生物附着现象相对严重，清洗和检维修频率高。 龙江改河入海口河段开阔、平坦、泥砂含量较高，取水设施建设较为困难。 龙江改河上游规划有邦山闸水库和赤吟水闸，导致下游龙江改河内径流量不稳定。 龙江改河规划为上游龙江河 洪水季的泄洪道，泄洪期间水质无法控制，对动力中心和乙烯三机组运行影响较大。 换热后的热水返回龙江改河，引起周边水域温度升高，会对周边水环境产生影响，需结合相关环保要求做专项热水模拟扩散影响来确定排水口位置。 在取水口连续投加杀菌剂，随热水再返回水体，对周边水域环境生物有一定影响，也需要进行专题评估。 取水口和排水口需从相关海洋和水利部门进行专门申请。	（1）河水水源为厂区东侧的龙江改河。 （2）为防止排放的热水回流影响取水温度，本方案中假设排水口在厂区南侧南海岸边，采用重力式暗渠排水。

①从经济性的角度：

A.海水直冷系统 VS 开式循环水系统

海水直冷系统在一次性投资（17542 万）方面远高于开式循环水系统（一次性投资 8000 万），在运行费用方面比开式循环水系统低（开式循环水系统年运行费用 4761.9 万/年，海水直冷系统年运行费用 4112.7 万/年），每年运行费用差为 649 万元。对上述两个系统，从运行费用对一次性投资进行补偿的角度测算，采用海水直冷系统时增加的投资，需通过近 15 年的运行才能收回成本，经济性一般。

B.河水直冷系统 VS 开式循环水系统

河水直冷系统在一次性投资（18316 万）方面远高于开式循环水系统（一次性投资 8000 万）。在运行费用方面，当龙江改河取水不计费时，河水直冷系统比开式循环水系统低（开式循环水系统年运行费用 4761.9 万/年，河水直冷系统年运行费用 2932.3 万/年），每年运行费用差为 1830 万元。对上述两个系统，从运行费用对一次性投资进行补偿的角度测算，采用河水直冷系统时增加的投资，通过约 5.6 年左右的时间就能收回成本。此时，从经济性角度而言，采用河水直冷系统经济性较好；当龙江改河取水计费时河水直冷系统比开式循环水系统高（开式循环水系统年运行费用 4761.9 万/年，河水直冷系统年运行费用 9332.3 万/年），每年运行费用差为 4570 万元。河水直冷系统无论在一次性投资，还是运行费用方面，均高于开式循环冷却水系统。此时，从经济性角度而言，采用河水直冷系统经济性很差。

②从技术性的角度：

开式循环水系统采用生产水作为补充水，技术成熟可靠，操作运行简单，设备维护管理方便。海水直冷系统采用海水直接与物料换热，需建设专用的海水提升泵站和海水管道，且换热器与海水直接接触，所需材料等级较高（通常为钛材），管道和设备腐蚀性较强，生物附着现象严重，设备维护管理较开式循环冷却水系统困难。尤其是需定期打开凝汽器进行检查和清洗，重点清洗凝汽器中的海生物（此操作频率较高，只要一有机会就要打开凝汽器检查）。带有杀菌剂的热海水直接排海，对周边海域生态环境有一定影响。对于炼化企业中的动力中心，机组要求的在线率相对较高，海水直冷系统操作运行管理过程中的问题对动力中心产生在线率产生的影响，有可能会波及到全厂其它工艺装置的运

行。尤其是乙烯装置作为化工区的龙头装置，三机组又是龙头装置中的核心设备，且无备用机组。海水直冷系统操作运行管理过程中的问题，尤其是相对较高的凝汽器检维修频率，会影响三机组的在线率，从而对乙烯装置以及全厂整个化工区的运行带来较大风险。

对于河水直冷系统，由于龙江改河为潮汐河，其中水质在涨潮时水质与海水类似，因此取龙江河水进行直冷时，基本与海水直冷一致，因此也存在换热器材料等级高，生物附着现象严重，设备维护管理较开式系统困难以及热水排放对周边水域产生影响的特点。尤其龙江改河上游建有邦山闸水库和赤吟水库，导致入海口段河道内径流量不稳定，水源保证率偏低。此外，龙将改河作为洪水季上游龙江河的泄洪河道，洪水期间水质很差，对动力中心和乙烯装置三机组运行影响很大，尤其是近几年洪水频率较以往增加较多。

综合考虑经济和技术等因素，本项目仍采用传统的开式循环冷却水系统。

(2)循环水场设计规模

本项目全厂冷却水系统均采用传统的开式循环冷却水系统。根据各工艺装置和辅助设施的用水情况，按照相对集中的原则，整个项目共设置六座循环水场，其中，化工区设置 3 座，炼油区设置 3 座。总规模 332000m^3/h，详见表5.4.1.1-9。

表 5.4.1.1-9　　循环水场一览表

序号	名称	设计规模（m^3/h）	服务范围
1	炼油第一循环水场	36000	常减压装置 I/II、延迟焦化装置、干气分离装置、氢气深度回收装置、轻烃回收装置、硫磺回收联合装置
2	炼油第二循环水场	60000	蜡油加氢处理装置、催化裂化装置、催化汽油加氢装置、气分装置、烷基化装置、加氢裂化装置、柴油加氢装置 I/II、航煤加氢装置、焦化石脑油加氢装置、石脑油加氢装置、连续重整装置、氢气回收装置、芳烃联合装置及污水处理场、罐区、硫磺成型及包装仓库
3	炼油第三循环水场	56000	石油焦制氢装置、动力中心和除盐水站等
4	化工第一循环水场	100000	乙烯装置、裂解汽油加氢装置和高密度聚乙烯装置
5	化工第二循环水场	55000	全密度聚乙烯装置、聚丙烯装置、丁二烯、MTBE/丁烯-1 装置和苯乙烯装置
6	化工第三循环水场	25000	空分和空压装置
合计		332000	

(3)工艺流程

来自各装置的循环冷却回水，经系统管网汇集进入循环水场，利用其余压直接进入冷却塔，在塔体内通过配水系统将热水喷散成水滴从上向下流动，空气由下而上流动，利用水的蒸发及空气和水的传热带走水中的热量，从而将水温降低。冷却后的循环冷却给水进入塔底水池，然后自流进入吸水池，由循环冷水泵加压送至装置各冷换设备使用。循环冷却系统的补充水主要来自净水场提供的生产水和经污水处理场深度处理后的回用水。循环水场设计浓缩倍数≥5。

每个循环水场均主要由冷却塔、冷却塔集水池、吸水池、循环水泵、旁滤器、加药设备及辅助设施所组成。

循环水场内冷却塔选用逆流式钢筋混凝土机械通风冷却塔。化工区循环场单塔能力设计 5000m^3/h，其中化工第一循环水场设置 18 台，化工第二循环水场设置 10 台，化工第三循环水场设置 5 台。炼油区循环水场单塔能力设计 4000m^3/h，其中炼油第一循环水场设置 9 台，炼油第二循环水场设置 15 台，炼油第三循环水场设置 14 台。考虑厂区全年主导风向主要为东风，设计所有循环水场内冷却塔排按东西向布置。

为了保证工艺换热设备安全、稳定、长期运行，在循环水系统中需要投加阻垢剂和缓蚀剂以防止结垢和腐蚀。药剂和投加量待配方筛选后确定。为防止菌类、藻类滋生和繁衍而产生生物粘泥堵塞热交换器，选用次氯酸钠作为杀菌剂，每个循环水场配置了次氯酸钠投加设施。为保证循环水中 pH，每个循环水场设置一套硫酸投加系统。为监测循环水对换热器产生的结垢和腐蚀状况，每个循环水场均设置了监测换热器设施。

炼油第一、二循环水场排污（W5.4-1）送污水处理场含油含盐废水处理系统，炼油第三循环水场、化工第一/二/三循环水场排污（W5.4-2、W5.4-3、W5.4-4、W5.4-5）送污水处理场回用水处理系统处理。

5.4.1.7 除盐水站及凝液精制

(1)设计规模

本项目设置一座除盐水站，统一为全厂提供除盐水。同时，化工区工艺凝液精制、炼油区工艺凝液精制和全厂透平凝液精制与除盐水站合并设置。靠近动力中心布置，且相对位于化工区和炼油区中间位置，便于化工区和炼油区凝

液回收和处理后外送。原水为净水场处理后的生产水。

全厂除盐水用量（含锅炉补充水）正常为 3110m^3/h，最大 3782m^3/h。炼油区返回工艺凝液量 1066m^3/h，化工区返回工艺凝液量 651.1m^3/h（含吉化项目163.5）。正常情况下，透平凝液在各自装置内直接返回除氧器使用，特殊情况也需返回除盐水站进行精制处理。其中化工区透平凝液量为321m^3/h，炼油区透平凝液量为371m^3/h。综合考虑各工况，除盐水系统设计规模2400m^3/h。炼油工艺凝液精制系统设计规模 1200m^3/h，化工工艺凝液精制系统设计规模1200m^3/h，透平凝液精制系统设计规模为 800m^3/h。其中，苯乙烯装置返回的工艺凝液单独预处理后，进除盐水系统处理。

(2)工艺技术

根据原水水质情况，经技术和经济比较，除盐水系统选用成熟的全离子交换工艺，其中阳离子交换器和阴离子交换器选用双室浮动床。对于炼油工艺凝液精制系统选用“表面冷凝液过滤器+精密过滤器+活性炭+混床”的处理工艺。化工工艺凝液精制系统选用成熟的“精密过滤器+活性炭+混床”，透平凝液选用“精密过滤器+混床”的工艺。其中，凝液精制系统产水直接做为锅炉补充水，自煤焦制氢装置取热后，就近供动力中心和余热回收站除氧器使用，除盐水系统产水作为单独系统供炼化一体化各除盐水用户。

(3)除盐水站工艺流程

除盐水系统进一步可分为预处理单元、脱盐单元、精制单元、再生单元和中和单元。

①预处理单元

来自净水场的低压生产水首先压力进入除盐水站内原水箱进行储存，然后经原水提升泵提升进入后续预处理设施。后续预处理设施设计为纤维过滤器，有效降低水中悬浮物含量，保证脱盐单元内离子交换器的稳定运行。

②脱盐单元

脱盐单元主要用于去除原水中溶解性离子，以满足精制单元进水水质的要求。纤维过滤器出水首先进入阳离子交换器，以去除水中的如 Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、Fe^{3+}等阳离子，然后经脱气塔去除水中溶解性的二氧化碳，脱气塔出水直接流入中间水箱，然后经中间水泵提升后送至阴离子交换器，以去除水中溶解性的阴离子以及 S_iO_2 等。

③精制单元

精制单元主要由混合离子交换器、除盐水箱以及除盐水泵所组成。

阴离子交换器的出水直接压力进入混合离子交换器，在混合离子交换器中，水中残余的阴阳离子将进一步被去除，出水水质达到二级除盐水标准。混合离子交换器出水直接送至除盐水箱进行储罐，然后经除盐水泵提升，送至各用户使用。

④再生单元

阳离子交换树脂的再生剂选用盐酸（31%HCl），阴离子交换树脂再生剂选用氢氧化钠（40%NaOH）。盐酸和氢氧化钠来自全厂酸碱站，通过管道直接输送至除盐水站内酸、碱储罐储存。阳离子交换器、阴离子交换器、混合离子交换器再生用酸和碱均采用计量泵投加，再生用水采用除盐水。

阳离子交换器和阴离子交换器运行一段时间之后，阳、阴离子交换树脂需要进行体外清洗。

⑤中和单元

再生后的酸碱废水依靠重力进入中和池中和，中和后的废水，由泵提升后直接送综合污水处理场监控池进行监控后外排。

脱盐水站含油废水（W5.4-10）送污水处理场含油含盐废水处理系统，清净废水（W5.4-11）送污水处理场外排监控池。

(4)炼油工艺凝液精制系统工艺流程

来自炼油各装置的工艺凝液通过压力进入除盐水站内，首先与除盐水系统所产的精制凝液和除盐水进行换热，然后通过循环水（如需要）将其温度降低至40℃并经检测合格后，进入炼油工艺凝液水箱进行储存。

工艺凝液水箱中的凝液经炼油工艺凝液泵提升，经表面冷凝液过滤器、精密过滤器和活性炭过滤器进行过滤，去除凝液中的油、铁以及可能存在的有机物后，送混床进行精制处理。混床产水经精制凝液水泵提升后，送各用户（主要是各装置内除氧器）使用。本系统混床设置单独的再生单元，中和系统与除盐水系统内的中和单元共用。

(5)化工工艺凝液精制系统工艺流程

来自化工区工艺装置的工艺凝液进入本系统后，首先与除盐水系统所产的除盐水和精制凝液进行换热，然后通过循环水（如需要）将其温度降低至 40℃

并经检测合格后，进入化工工艺凝液水箱进行储存。

化工工艺凝液水箱中的凝液经工艺凝液泵提升，经精密过滤器和活性炭过滤器进行过滤，去除凝液中的铁以及可能存在的有机物后，送混床进行精制处理。本系统混床与透平凝液精制系统混床统一设置，混床出水进入凝液精制水箱储存（凝液精制水箱与炼油工艺凝液精制系统共用），然后经凝液精制水泵提升后送用户。本系统混床设置单独的再生单元，中和系统与除盐水系统内的中和单元共用。

(6)透平凝液精制系统工艺流程

来自各工艺装置、空分和电站等的透平凝液压力进入本系统，首先经换热器将温度降至 40 并经监测合格后直接进入透平凝液水箱储存，透平凝液水箱中的凝液经透平凝液泵提升，送精密过滤器去除凝液中的铁和其它杂质后，直接送化工工艺凝液精制系统内混床进行精制处理。本系统混床以及混床所需的再生系统与化工工艺凝液精制系统统一设置。

除盐水站（含凝液精制）的工艺流程示意见图 5.4.1.1-2。

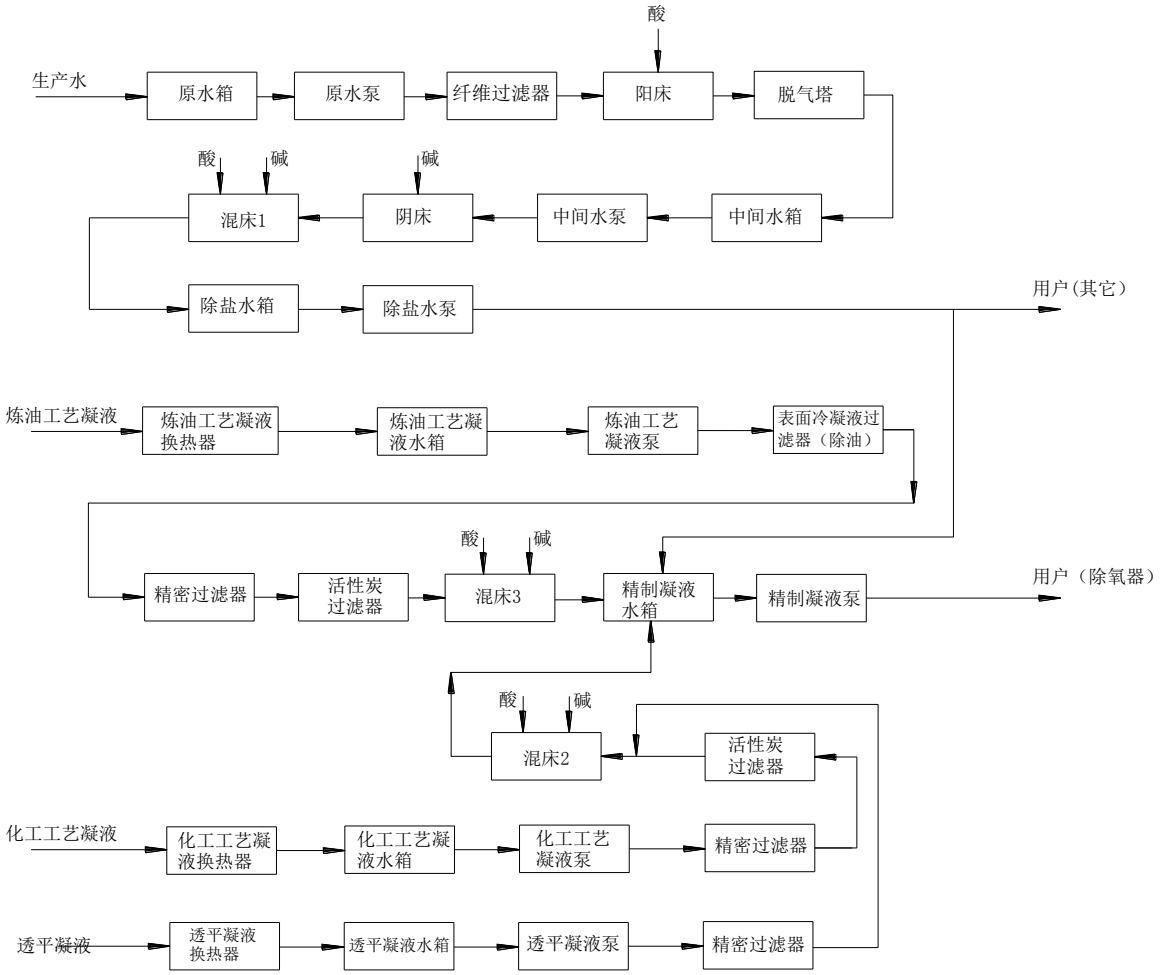


图 5.4.1.1-2　除盐水站（含凝液精制）工艺流程示意图

5.4.1.8 消防水泵站

(1)服务范围

考虑消防供水安全性，结合总图布置，全厂规划设计 5 座高压消防水泵站。其中，在化工区内设置2座，在炼油区内设置3座。具体各消防泵站服务范围见表 5.4.1.1-10。

表 5.4.1.1-10　　各消防泵站服务范围表

序号	消防泵站	服务范围	备注
1	化工 1#消防水泵站	厂区东西向中央大道以北，南北向主干道以西化工区内所有工艺装置及辅助设施，包括乙烯、苯乙烯、PP、HDPE、FDPE、汽油加氢、丁二烯抽提、MTBE/丁烯-1 等化工工艺装置，PP/PE/ABS 成品仓库、以及化工区第二/第四循环水场等辅助设施。	化工区专用
2	化工 2#消防水泵站	厂区东西向中央大道以北，南北向主干道以东化工区内罐区及辅助设施，包括压力罐区和常压罐区；空分空压装置，220KV 总变、企业消防总站以及化工区第	化工区专用

序号	消防泵站	服务范围	备注
		一/第五循环水场等辅助设施。	
3	炼油 1#消防水泵站	炼油区的一联合、二联合、三联合、四联合、七联合、重油中间罐组、球罐组、炼油第一循环水场、全厂火炬以及石油焦制氢装置、动力中心、除盐水站和炼油区第三循环水场等单元	化工区/炼油区共用
4	炼油 2#消防水泵站	炼油区的五联合、六联合、原油罐区、汽油组分罐组、污油罐组、轻油中间罐组、芳烃联合中间罐组、炼油第二循环水场以及净水场、全厂检维修中心/仓库等区域	厂前区设专用低压消防水泵站
5	炼油 3#消防水泵站	成品油罐区、化工原料罐区、苯罐区、液体产品汽车装卸站、污水处理场和全厂事故水池、产品码头陆域和固体码头等	液体散货码头自设海水消防泵站。

(2)设计规模

每个消防水泵站均由消防水池、吸水池、消防水泵、稳压泵以及配套设施等组成。

化工区设置 2 座消防水泵站，化工 1#消防水泵站设计消防水量 3900m^3/h，化工 2#消防水泵站设计消防水量 3900m^3/h。炼油区设置 3 座消防水泵站，炼油 1#消防水泵站设计消防水量（含泡沫消防水量）4050m^3/h，炼油 2#消防水泵站设计消防水量（含泡沫消防水量）3800m^3/h，炼油区 3#消防水泵站陆上区域设计消防水量（含泡沫消防水量）2600m^3/h，码头海域设计消防水量（含泡沫消防水量）1450m^3/h。罐区和码头海域火灾持续时间按 6 小时计，工艺装置火灾持续时间按 3 小时计。

(3)工艺流程说明

所有消防水泵站补充水均来自净水场内低压生产给水泵，通过压力管线直接补充到各自消防水泵站内的消防水池。消防水池出水重力进入吸水池，各自泵站内所有消防水泵和稳压泵均从吸水池通过单独管线吸水，然后输送至各自泵站服务区域内的消防水管网。

化工 1#消防水泵站设计消防水池 2 座，单池有效容积 5700m^3，总容积为 11400m^3，包括服务范围内乙烯装置和另外一套化工装置同时发生消防所需的全部消防水量。化工 2#消防水泵站设计消防水池 2 座，单池有效容积 11200m^3，总容积为 22400m^3，包括服务范围内化工产品罐区和另外一套辅助设施同时发生消防所需的全部消防水量。

炼油 1#消防水泵站设计消防水池 2 座，单池有效容积 10000m^3，总容积为 20000m^3，包括服务范围内球罐组和消防水量最大一套装置同时发生消防所需

的全部消防水量。炼油 2#消防水泵站设计消防水池 2 座，单池有效容积 8000m^3，总容积为 16000m^3，包括服务范围内汽油罐组和消防水量最大一套装置同时发生消防所需的全部消防水量。炼油 3#消防水泵站设计消防水池 2 座，单池有效容积 6000m^3，总容积为 12000m^3，包括陆上服务范围内成品油罐区和一处辅助设施（本服务区域内暂无工艺装置）以及码头海域部分同时发生消防所需的全部消防水量。

在正常情况下，泵站内，仅稳压泵连续运行，以维持各自服务区域内高压消防管网内的压力；当发生火灾大量用水时，消防管网内的压力迅速下降，根据消防管网上的压力开关设定值自动启动电动消防泵和柴油消防泵，以保证消防用水。

为了消除各消防泵站消防水池内储水的“死水”状态，从而避免储水发臭的问题，在每个消防泵站内设置循环水补充水加压泵，将各消防泵站附近循环水场的部分生产水补充水经由消防储水池临时储存，再泵送至循环水场，从而使消防水储池内的水变为“活水”。

5.4.1.9 污水处理场

污水处理场主要分为含油含盐污水处理系统、污水回用系统、电脱盐污水预处理系统、高含盐污水处理系统、污泥处理系统、除臭系统、高浓度 VOCs 废气处理系统、加药系统、公用工程系统。

5.4.1.9.1设计规模

含油含盐污水处理系统：二沉池前，设计规模 2400m^3/h，四系列设计；二沉池后，设计规模 3400m^3/h；

污水回用系统：其中深度处理段：3400m^3/h；超滤规模：2400m^3/h；反渗透规模 2100m^3/h；

电脱盐污水预处理系统：300m^3/h，两系列设计；

高含盐污水处理系统：1000m^3/h，两系列设计；其中 WAR 装置：26m^3/h；

除臭系统：160000Nm^3/h。

高浓度 VOCs 废气处理系统：12000Nm^3/h。

污泥处理系统：油泥 760m^3/d，含水率 99%；

生化污泥 1362 m^3/d，含水率 99.2%；

化学污泥 330m^3/d，含水率 90%。

5.4.1.9.2工艺流程

本项目采用简洁高效的工艺路线：调节+竖流隔油+中和均质+一级溶气气浮+A/O 生化+二沉池+高效沉淀池+V 型滤池，具体工艺流程描述见治理措施章节。

5.4.1.10 雨水收集池

(1)概述

炼化厂区（不含产品码头）地势北高南低，西高东低，且雨水受纳水体龙江改河沿厂区东侧自北向南如海。综合考虑厂区地形、雨水量和雨水受纳水体位置，规划全厂设置 4 个雨水排放口，其中化工区设置 1 个，炼油区设置 3 个，均位于厂区东侧。

化工区雨水排放口对应汇水区域主要为厂区中央大道以北的相关区域。炼油区 1#雨水排放口对应的汇水区域主要为炼油区的一联合、二联合、三联合、四联合、五联合、六联合、芳烃联合罐组、轻油中间罐区、石油焦制氢装置、动力中心等相关区域。炼油区 2#雨水排放口对应的汇水区域主要为第一第二循环水场、消防水泵站、炼油区的七联合、原油罐区、重油中间罐区、球罐区以及部分预留区等相关区域。炼油 3#雨水排放口对应的汇水区域主要为炼油区的成品油罐区、化工成品罐区、航煤罐组、化工原料罐组、液体产品汽车装卸站、污水处理场、事故水池以及部分预留区等相关区域。

(2)工艺说明

综合考虑雨水回用等因素，在每个雨水排放口处设置雨水收集池一座，共 4 座，其中化工区雨水收集池有效容积 30000m^3。炼油雨水收集池一有效容积 25000m^3，炼油雨水收集池二有效容积 35000m^3，炼油雨水收集池三有效容积 30000m^3。主要用于收集各自汇水区域内工艺装置内污染物的后期雨水以及清净区的雨水，正常情况下，进入雨水池超过其容纳能力的多余雨水，通过重力直接排入龙江改河。

各自区域内的清净雨水经沟收集后，重力进入对应雨水收集池。在每座雨水收集池入口设置机械格栅，用于阻挡雨水中较大颗粒等进入雨水池。本着“尽量回用雨水，降低生产水耗量”的原则，在每座雨水收集池内均设置有雨水回用提升泵，其中炼油雨水收集池一内设置 3 台，单台能力 400m^3/h；炼油雨

水收集池二内设置 3 台，单台能力 600m^3/h；炼油雨水收集池三内设置 2 台，单台能力 750m^3/h；化工雨水收集池内设置 3 台，单台能力 500m^3/h。每次降雨结束后，如雨水未受污染，则将其提升至污水处理场相应系统进行处理后，与回用水一并回用至循环水场或除盐水站。

考虑项目所在地极端降雨情况的发生，在每座雨水收集池中设置雨水排放泵，作为极端天气情况下雨水外排的辅助措施。其中化工区雨水收集池内设置 3 台，炼油雨水收集池一内设置 2 台，炼油雨水收集池二内设置 3 台，炼油雨水收集池三内设置 5 台。每台雨水泵单泵能力均为 5100m^3/h，扬程 8m。

5.4.1.11 事故水收集池

(1)概述

项目厂区位于南海边缘，且厂区东侧紧邻龙江改河，地理位置敏感。从环保角度出发，项目规划全厂统一规划设置一座事故水池，用于容纳全厂发生消防事故时产生的消防废水、受到污染的雨水、进入系统的生产污水/废水以及其它需要收集的物料等，以防止事故污水排出厂区。

根据全厂发生消防时的事故污水量及污水处理场发生事故时能够容纳的污水量，同时参考国内同类项目事故水收集系统容积，设计本项目全厂事故水池容积 180000m^3。

化工区事故水转输池用于收集化工区发生事故的工况消防废水、污染雨水和可能泄露的工艺物料，转输池的有效容积为 20000m^3，暂按不带盖设计。

(2)工艺描述

事故水经转输管道收集后排入事故水池内储存，事故过程中或结束后池内储存事故水可经提升泵送至污水处理场。

收集池均分为合建的 4 格，每格设独立进水口，每两格合用一套外排提升泵。

事故水转输管道的进水口安装人工清理的进口格栅和电动闸门。人工格栅用于拦截随事故水带入的漂浮物，进口电动闸门用于控制进水，通过启闭闸门，每格事故水池可独立运行。

每两格事故水池外安装 3 台事故水提升泵，单泵流量 500m³/h，扬程 40m。泵前安装出口电动闸门和机械格栅，控制出水，防止杂物阻塞、损坏提升泵。事故水池单格有效容积 45000m³，东西方向长 400m，南北方向宽 25m，总深 5.3m，

池顶高出所在地坪 0.3m。池顶/池底坡度取 0.25%，与所在地坪坡度一致。隔墙顶部设检修通道，水池四周、操作区和通道两侧设护栏。

5.4.2 供热供电

5.4.2.1 蒸汽等级

根据全厂蒸汽的使用需求，确定全厂蒸汽管网分为超高压、高压、中压和低压等四个等级。蒸汽负荷见表 5.4.2.1-1。

超高压蒸汽　11.5MPa(G)，　520℃

高压蒸汽　4.0MPa(G)，　400℃

中压蒸汽　1.3MPa(G)，　290℃

低压蒸汽　0.5MPa(G)，　220℃

表 5.4.2.1-1　　全厂蒸汽负荷表

序号	装置或单元	蒸汽负荷							
		11.5MPa(G)		4.0MPa(G)		1.3MPa(G)		0.5MPa(G)	
		520℃		400℃		290℃		220℃	
		(t/h)		(t/h)		(t/h)		(t/h)	
		连续	最大	连续	最大	连续	最大	连续	最大
1	常减压蒸馏 I			1.7	1.8	32.6	35.9		
2	延迟焦化			218	250	-8.2	-16	-166.6	-168
3	干气分离			0.6	0.8	2.9	3.5	25	28
4	焦化石脑油加氢			20		-18			
5	常减压蒸馏 II			1.8	2	33	36.3		
6	蜡油加氢处理			38		-13.6		-2.6	
7	催化裂化装置			16.8	-24.2	-82.6	2		
8	催化汽油加氢			34.4	34.8		-10	-30.6	
9	气分装置					2.6	27		
10	烷基化装置					76.3			
11	加氢裂化			72.1		-21			
12	柴油加氢 I			39.7		6			
13	柴油加氢 II			48.7		13		59	69
14	航煤加氢					3		0.5	
15	轻烃回收			99.2		3.6		-43.7	-33.7
16	连续重整 1	397.6	480	-427.8		34	60		

序号	装置或单元	蒸汽负荷							
		11.5MPa(G)		4.0MPa(G)		1.3MPa(G)		0.5MPa(G)	
		520℃		400℃		290℃		220℃	
		(t/h)		(t/h)		(t/h)		(t/h)	
		连续	最大	连续	最大	连续	最大	连续	最大
17	芳烃联合			91.3	102.9			-113.2	-115.4
18	硫磺回收装置			-160.2		155.6		350	440
19	乙烯	323.5		-168.7		-29.2		-92.8	
20	裂解汽油加氢	2.7	3.5			20.1	26.2	6.3	8
21	丁二烯					50			30
22	MTBE/丁烯-1					50			
23	高密度聚乙烯			0.9	5	15.1	29	9.1	11
24	全密度聚乙烯			2.4	5		23.6	6	8
25	聚丙烯							23	30
26	苯乙烯			171.7	183.7	10.7	11.8	0.2	3.5
27	吉化项目			-32.2	102	37.8	64.3	34.9	53.1
28	化工罐区							2	
29	原油罐组							15	
30	重油中间罐组 I							5	10
31	重油中间罐组 II							5	10
32	重油中间罐组III							1	5
33	轻油中间罐组 I								5
34	轻油中间罐组 II								5
35	轻油中间罐组 III								5
36	球罐区 I					0.5			
37	球罐区 II					0.5			
38	球罐区III					30			
39	汽油组分罐组								5
40	汽油成品罐组								5
41	航煤成品罐组								5
42	对二甲苯罐组								2
43	苯罐组								2
44	液体产品火车装卸站						6		
45	硫磺成型与包装仓库						5		

序号	装置或单元	蒸汽负荷							
		11.5MPa(G)		4.0MPa(G)		1.3MPa(G)		0.5MPa(G)	
		520℃		400℃		290℃		220℃	
		(t/h)		(t/h)		(t/h)		(t/h)	
		连续	最大	连续	最大	连续	最大	连续	最大
46	余热回收站							57.3	
47	空分装置					6.8	88.5		
48	气化					5	15		
49	灰水处理							23.6	26
50	气化污水处理							25.9	35
51	低温甲醇洗					12	17	32	40
52	变换			-76	-36	-96	-76	-198	-178
53	污水处理							1	2.5
54	损失	0		20		20		10	
55	合计	723.7		12.5		352.6		44.4	

5.4.2.2 动力中心

5.4.2.2.1配置方案

根据全厂蒸汽平衡情况，在正常工况下，动力中心建设 4×480t/h 超高压高温燃气锅炉，2×30MW 抽背透平发电机组，1×30MW 抽凝透平发电机组。

正常情况下锅炉三开一备运行，抽背式汽轮发电机组“以热定电”运行，双抽凝汽式汽轮发电机组热电联产、调节蒸汽管网为主。

5.4.2.2.2工艺流程简述

动力中心主要包括汽水系统、燃烧及烟风系统、加药系统、取样冷却系统等。除盐水、生产水、生活水、循环冷却水、污水处理、消防水、工厂空气、仪表空气、氮气、分析化验等公用工程系统依托全厂，不单独设置。

(1)汽水系统

脱盐水经脱盐水预热器（预热器布置在石油焦制氢装置内，热源为合成气）预热至 110℃送入动力中心，经除氧器(工作压力 0.2MPaG，工作温度 134℃)除氧后，通过给水泵加压送高压加热器加热至 185℃后进入燃气锅炉。

燃气锅炉产生的超高压过热蒸汽(12.5MPaG，540℃)并入动力中心内超高压蒸汽母管。动力中心内超高压蒸汽被分为四路：其中两路分别进入两台 30MW

抽背式汽轮机驱动发电机发电；另一路进入一台 30MW 抽凝汽式汽轮机驱动发电机发电；最后一路送出动力中心并入全厂超高压蒸汽管网。

两台抽背式汽轮机抽汽(4.2MPaG)进入动力中心内高压蒸汽母管。动力中心内高压蒸汽被分为两路：一路进入一台背压式汽轮机驱动一台锅炉给水泵，另一路送出动力中心并入全厂高压蒸汽管网。

两台抽背式汽轮机背压排汽(1.4MPaG)所产中压蒸汽(1.4MPaG)并入动力中心内中压蒸汽母管。动力中心内中压蒸汽被分为两路：一路进入高压加热器加热燃气锅炉给水，另一路送出动力中心并入全厂中压蒸汽管网。

锅炉给水泵用汽轮机背压排汽(0.6MPaG)、抽凝汽式汽轮机的抽汽(0.6MPaG)进入动力中心内低压蒸汽母管。动力中心内低压蒸汽被分为二路：一路进入燃气锅炉房作为除氧器加热汽源，一路送出动力中心并入全厂中压蒸汽管网。

抽凝汽式汽轮机排汽在凝汽器内凝结成水后，通过凝结水泵打入动力中心除氧器，再循环使用。

在超高压蒸汽母管和高压蒸汽母管、中压蒸汽母管、低压蒸汽母管之间，高压蒸汽母管与低压蒸汽母管之间设置有减温减压器，作为汽轮机备用旁路，当汽轮机事故时，旁路投入运行。

燃气锅炉设二级排污系统，连续排污水进入连续排污扩容器，其二次蒸汽进入除氧器，排污水进入定期排污扩容器与定期排污水一起通过排污水泵打入循环水回水管道。定期排污扩容器内设置喷水减温装置，减温水采用循环水。

除以上汽水系统外，动力中心还设置有氨加药系统用于调节锅炉给水 pH 值，二甲基酮肟加药装置用于深度除氧，磷酸盐加药装置用于防止炉内钙镁结垢，在线集中水汽分析系统用于监控汽水系统品质，疏水系统用于收集启动期间管道和设备疏水、停机期间放水及给锅炉上水，低位水系统收集无压排水等等。

(2)燃烧及烟风系统

动力中心燃料为石油焦制氢装置来 PSA 弛放气和合成气、外购的天然气。燃气锅炉优先使用 PSA 弛放气，次之为合成气，不足由天然气补充，正常运行时动力中心完全消耗石油焦制氢装置来的 PSA 弛放气和合成气，同时需要外部

补充天然气。

来自外部的天然气经调压站(不包含在动力中心内)分离、过滤、调压后送至燃气锅炉，天燃气送至燃气锅炉的压力为 0.5MPaG。PSA 弛放气在石油焦制氢装置内加压为 0.5MPaG 后送至燃气锅炉。合成气在石油焦制氢装置内降压为 0.5MPaG 后送至燃气锅炉。

燃气锅炉燃烧需要的空气由送风机升压、空预器加热后送入燃烧器，燃烧产生的高温烟气与锅炉辐射受热面和对流受热面内水/水蒸汽换热后从锅炉排出，锅炉出口烟气温度约为 140℃，经引风机送入烟囱排放，四台燃气锅炉共用一座钢筋混凝土烟囱，烟囱高 150m，上内口径 7.1m。烟囱上设置 CEMS 一套，用于监视烟气温度、压力、流量、流速、含尘量、NO_x 浓度、SO_2 浓度、O_2 含量、含水量，且数据将传输给政府监管部门。在锅炉尾部烟道布置有 SCR 法脱硝装置催化剂单元用于降低烟气中 NO_x 含量，使其含量低于 50mg/Nm^3(干烟气、3%O_2)。

动力中心燃料天然气、PSA 弛放气和合成气均为清洁燃料。天然气含硫量为 1ppmv，PSA 弛放气和合成气含硫量为 0.1ppmv，含硫量都极低，烟气中产生的 SO_2 远低于环保要求，因此动力中心不设置脱硫设施；同时，尘产生量也极低，且锅炉将采用高效的燃烧系统使燃烧更充分，抑制尘的产生，因此动力中心不设置烟气除尘设施。燃气锅炉采用低氮燃烧器+SCR 法脱硝，保证烟气中大气污染物排放满足 GB13223-2011 表 2 的要求(NO_x 含量≤50mg/Nm^3)。

燃气锅炉 SCR 法脱硝装置将与锅炉同期建设和投用。择性催化还原法(SCR)，是一种以 NH_3 作为还原剂在催化剂的作用下将烟气中的 NO_x 分解成无害的 N_2 和 H_2O 的干法脱硝方法。还原剂通常可选用液氨、氨水或尿素。由于本项目酸性水汽提装置将副产液氨，因此动力中心 SCR 烟气脱硝装置脱硝还原剂采用液氨，液氨将通过管道由酸性水汽提装置送入动力中心。SCR 烟气脱硝装置一般由氨储存和输送单元、氨气化单元、氨计量及稀释系统、氨气喷入系统、反应器单元、检测控制系统等组成。

(3)化学加药系统

化学加药系统包括向蒸汽锅炉汽包投加磷酸盐的加药系统，及向锅炉给水投加除氧剂和氨水的加药系统，以防止系统内部的结垢与腐蚀。

(4)取样冷却系统

锅炉给水、锅炉、饱和蒸汽、过热蒸汽等管线分别设置取样冷却装置，进行汽水的冷却和取样。

(5)主要设备

动力中心主要设备详见表 5.4.2.2-2。

表 5.4.2.2-2　　主要设备一览表

序号	设备名称	技术规格	数量	单位	备注
一	锅炉及其附属设备				
1	燃气锅炉	额定蒸发量：480t/h	4	台	带燃烧器 32 台
		额定蒸汽出口压力：12.5MPa(G)			
		额定蒸汽出口温度：540℃			
2	烟风系统				
2.1	送风机	流量：251690m^3/h 风压：8600Pa	8	台	
2.2	引风机	流量：406980m^3/h	8	台	
2.3	烟囱	出口直径：7.1m 高度：150m	1	座	
3	除氧给水系统				
3.1	除氧器	出力：504t/h	4	台	
	背压式汽轮机	额定功率：3215kw 额定进汽压力：4.1MPaG 额定排汽压力：1.5MPaG	1	台	
4	排污系统				
4.1	连续排污扩容器	容积：8.5m^3	2	台	
4.2	定期排污扩容器	容积：15m^3	12	台	
5	二甲基酮肟加药装置		1	套	
6	氨加药装置		1	套	
7	磷酸盐加药装置		1	套	
8	SCR 脱硝装置	催化剂层数：2+1	1	套	
二	透平发电机组及其附属设备				
1	抽背透平发电机组	额定功率：30MW	2	台	
2	抽凝透平发电机组	额定功率：30MW	1	台	

5.4.2.2.3燃料

锅炉燃料为石油焦制氢装置 PSA 驰放气、合成气和天然气，锅炉首先消耗石油焦制氢装置自产驰放气和合成气，不足用天然气补充。

三种燃料含硫量极低（天然气为 1ppmv，PSA 尾气和合成气为 0.1ppmv），

且不产生烟尘。燃料气性质见第 4 章。

5.4.2.2.4余热回收站

余热回收站主要包括余热回收，蒸汽凝液回收和锅炉除氧给水等部分。

余热回收使用低温热水作为媒介，从有富余低温余热的装置取热，再把经集中调温后的高温热水送到用热装置使用，使用完的低温热水返回余热回收站，循环使用。

余热回收站内对部分设施的蒸汽凝液进行回收，包括管廊和余热回收装置内部等产生的中压、低压凝液，闪蒸后蒸汽进入除氧器，闪蒸后的凝液进入除氧器或作为热水系统的定压补水，当水质不合格时送脱盐水精制装置处理。

余热回收热水系统采用闭式循环系统。正常热水循环量约 4233m^3/h，设计高温供水温度为 95℃，设计回水温度为 70℃。开车时用低压蒸汽加热热水，首次补水采用除盐水，系统运行时采用蒸汽凝液作为补水并定压。

为满足向全厂除动力中心、乙烯、催化裂化、硫磺回收等自有除氧器的装置外的其他装置提供锅炉给水，余热回收装置内设置一套给水除氧系统，设置 2 台 500t/h 除氧器。

5.4.2.3 供配电

⑴电源

本项目的电力供应来自当地区域变电站：华湖站和滨海站。华湖站提供 220kV 双回线路给本项目供电，线路长度约 2×17.5km；同时滨海站也提供 220kV 双回线路给本项目供电，线路长度约 2×9.6km。每回 220kV 进线最大供电能力为 770MVA，任一回线路均能满足全厂最大运行负荷的需要。同时工厂内配备 3 台 30MW 的蒸汽透平发电机组、以及 1 台 127MW 的燃气发电机组。

⑵用电等级及负荷

本项目属于特大型炼化一体化联合生产装置，要求保持高度的生产连续性、安全可靠性和稳定性。依据《供配电系统设计规范》（GB50052-2009）规定，全厂工艺生产装置、辅助生产装置及公用工程的大部分负荷均为一、二级负荷。其中少量不允许停电的用电设备、火灾报警系统、仪表 DCS、EDS 系统属于一级负荷中特别重要的负荷，对供电的连续性、可靠性和对供配电系统的稳定性要求很高。

根据《供配电系统设计规范》（GB50052-2009）及《石油化工企业工厂电力系统设计规范》（SH3060-1994）中对一级负荷供电电源的要求，本项目用电负荷要求为双重电源线路供电，当一路电源故障时，另一路电源能满足一、二级负荷的供电要求。工艺生产装置对供电可靠性有特殊要求的负荷，可由各装置按照需要，设置与本系统电源独立的应急电源作为保安电源及事故照明电源，应急电源可以采用独立于正常电源的交流 EPS 电源、或柴油发电机组等。不间断电源装置（UPS）、直流电源作为火灾报警及仪表 DCS 事故电源。

本项目正常用电负荷为 723MW。

⑶供配电方案

由于用电负荷容量都较大，故电源接入系统电压等级采用 220kV。下设 110kV、10 kV、380/220V 三个电压等级。设 1 个 220kV 总变电站，总变电站内 220kV 配电装置为双母双分段形式，4 路进线，主变压器为 6 台 220/115kV 240MVA 变压器。下设 6 段 110kV 母线，110kV 配电装置为双母线分段形式，为下级 110kV 变电站配电。并在总变电站内设 2 台 110/10.5kV 变压器，经 10kV 单母线分段配电装置为总变电站附近的辅助设施及总变电站站用电供电。

设 1 个 110kV 动力中心变电站，内设 110kV 双母线配电装置。电源为来自 220kV 总变电站的 2 路 110kV 外电源，以及 4 台通过升压变压器接到 110kV 双母线上的自备发电机组（3×30MW）。110kV 配电装置供电给 2 台 110/10.5kV 变压器，为动力中心、除盐水站供电。另馈出若干 110kV 回路，为外电源停电后需要保证运行的部分关键装置供电。在 110kV 双母线上设解列点，在外电源完全停电时断开 2 路 110kV 外电源进线，通过自备发电机为关键负荷供电。

根据技术经济分析比较，对于计算负荷较大的装置或联合装置，由 110kV 装置变电站或联合变电站供配电，110kV 变电站电源来自 220kV 总变电站或动力中心；对于计算负荷较小的装置，可设置相应的 10kV 装置变电所，10kV 电源可就近来自 110kV 区域变电站。全厂设 1 个化工区域变电站和 2 个炼油区域变电站，为就近的各 10kV 装置变电所供电。

除变压器电动机组以外，10kV 母线和 380V 母线为单母线分段形式。

5.4.3 空压站及空分装置

5.4.3.1 空压站

空压站提供炼油区、化工区、公用工程、辅助设施及码头等装置所需的仪表空气和工厂空气。空压站集中布置。提供乙烯装置的清焦空气压缩机为独立系统，布置在空压站内。

空压站的设计能力为 98000m^3/h，其中仪表空气为 56000m^3/h，工厂空气 42000m^3/h。

由于本项目用气量很大，因此原料空气压缩机采用单台排量大的离心式空气压缩机组。为了更大程度地保证仪表空气系统能长周期连续稳定的运行，也保障了工艺装置的安全正常生产。

空压站设置 5 台流量为 28000m^3/h，排出压力为 0.85MPa（G）的离心式空气压缩机，4 开 1 备；5 台处理气量为 15000m^3/h 的压缩热吸附式再生干燥器，4 开 1 备；2 台 400m^3 的仪表空气储罐以保障紧急事故状态时全厂所有仪表动作的正常完成，事故仪表空气的贮存能力按仪表空气正常需要量的 20 分钟考虑，由于气量较大，采用增压贮存方式。

5.4.3.2 空分装置

（1）设计规模

空分装置建设规模，气相氧气生产能力：206000Nm^3/h；气相氮气生产能力：131000Nm^3/h；液体生产能力：29001Nm^3/h，装置操作时间为 8400 小时。装置负荷调节范围 60%~110%。

空分装置产品方案见表 5.4.3-1。

表 5.4.3-1　　空分装置产品方案一览表

序号	项目	操作压力 MPa(G)	正常 Nm^3/h	最大 Nm^3/h
一	氧气			
1	高压氧气	8.6	177900	206000
2	低压氧气	0.8	2500	
3	液氧[1]		10500	4000
	合计		190900	210000
二	氮气			
1	中压氮气	4.2	270	11000
2	低压氮气	1.0	87425	120000

3	液氮[1]		10500	17000
	合计		98195	148000
三	氩气			
1	液氩[1]		7974	8001

注：[1] 表中液体产量为冷箱的净产量，包括沿程管道气化损失和低温平底罐的自蒸发量。

（2）流程简述

空分装置以环境大气空气为原料，经压缩机压缩、冷却与净化，增压机增压，精馏分离等过程，将空气分离得到氧气、氮气、液氧、液氮和液氩。

空气过滤和压缩：环境大气自入口空气过滤器（ASFH）吸入。环境大气在进入主空压机（MAC）前，先通过高效两级自洁式空气过滤器（ASFH）过滤（第一级带自动反吹系统，利于延长滤筒的更换时间），清除空气中的微粒物质，以保护压缩机叶轮不受侵蚀并防止中间冷却器受到污染。过滤后的空气进入主空压机（MAC）压缩。

空气压缩由一套电机驱动的高效多级离心式空气压缩机（MAC）完成。空气被压缩后温度升高，在压缩机各级之间设有中间冷却器，采用冷却水来冷却并将压缩产生的热量带走。经主空压机压缩后的空气仍含有水份（水蒸气）。随着空气压力上升，其存留水份的能力降低，水份（水蒸气）因冷却而被凝结成冷凝水。在中间冷却器的气体侧安装有冷凝水自动排除装置。排至空压机水洗模块的凝液收集槽。同时还配备叶轮自动清洗装置，定期对压缩机叶轮进行清洗，以使压缩机叶轮在设计寿命周期内始终处于洁净状态，同时保证较高的压缩效率。

压缩空气冷却和纯化：主空压机（MAC）末级排出的热压缩空气，从下部进入直接接触式空冷塔（DCA）内并得到冷却。在空冷塔的第一级，压缩空气由经污氮塔（EVC）预冷的冷却水冷却。在空冷塔的第二级，空气由冷冻水冷却，冷冻水来自冷冻机（WC），冷冻水由冷冻水泵输送至空冷塔。为整厂可靠性考虑，空冷塔一、二级水泵均为两台，一用一备。空冷塔顶设置有捕雾器，经空冷塔冷却的空气离开空冷塔前，捕雾器可清除空气中的自由水滴。

冷却后的压缩空气离开空冷塔后进入分子筛预纯化系统（PP），去除可能对冷箱精馏过程产生危害的杂质，该系统设有两台吸附床。冷空气进入其中一台吸附床，氧化铝和分子筛吸附去除空气中的水份、二氧化碳、乙炔、丙烯和C4+

碳氢化合物等。另一台吸附床处于再生状态。空气出吸附床后进入粉尘过滤器（DF），以清除任何可能存在的分子筛微粒。

来自冷箱主换热器的一小股污氮气，由管道引入蒸汽再生加热器（SRH），必要时引入电再生加热器，加热后用来再生预纯化器（PP），吸附塔内的氧化铝和分子筛被反向流入的热氮气反吹再生，再生气体带走了吸附在吸附剂上的杂质。吸附剂再生后，吸附床先被冷吹到接近正常工作温度，接着被升压到接近于空压机排气压力后，进入工作状态。

进入冷箱的高压空气和透平流路空气在铝制板翅式主换热器中被返流的产品液氧和液氮冷却。高压空气被冷却并液化，然后进入液体透平（LT）膨胀后进入精馏塔。透平流路空气被返流气体冷却，然后进入透平膨胀机（PLCT）膨胀后送入精馏塔。进入冷箱的低压空气在低压铝制板翅式主换热器中被返流的低压产品氮气和污氮冷却，离开主换热器冷端后直接进入精馏塔。

送入下塔底部的空气向上穿过塔板使塔板上的液体部分汽化，使易挥发的氮从液体中挥发，通过交换汽化潜热使穿过塔板空气中的氧被冷凝。这样，氧在向塔底部流动的液体中富积，同时氮气纯度在向塔顶流动的气体中逐步增加，从而在下塔塔釜中得到富氧液空，在下塔顶部得到纯度较高的氮气。

下塔顶部的氮气部分被抽出作为低压氮气产品经主换热器复热后离开冷箱，其余部分在主冷凝器（MC）中被低压塔（上塔，UC）中的液氧冷凝。部分液氮作为回流液，其余的液氮作为产品液氮抽出。

液氧中的一部分作为液体产品，其余部分被液氧流程（OBP）泵压缩到高压产品压力。被加压的液氧产品在主换热器中被空气加热汽化并复热至室温，成为氧气产品。为了获得最高的可靠性，每套装置包括一台冷态待机的备用液氧流程泵（OBP）。由高压氧气管网抽出一股，减压后供各装置所需低压氧气。

粗氩馏份在接近上塔（UC）中部被抽出，然后送入粗氩塔（SSAC）底部。每套空分装置设置 1 台粗氩泵，三套空分装置共用 1 台备用粗氩泵。氩在粗氩塔顶部适度集聚。氩塔冷凝器的冷量由下塔釜液提供。在冷凝器中釜液被部分蒸发，而氩被冷凝，已符合氧纯度要求的粗氩冷凝液被抽出，送入精氩塔（HRC）进一步除去氮产品，在精氩塔底部得到符合氮纯度要求的产品液氩送入储罐。

产品液氧经过产品液氧泵加压后，在冷箱主换热器内复热，复热后 8.65MPa

（G）的产品高压氧气直接从冷箱主换热器引出并送入界区外高压氧气管网，不需要任何其它氧气加压设备。

自下塔顶部抽出的产品液氮在主换热器中被空气加热汽化并复热，引入两台主氮气压缩机（MNC），压缩至 1.0MPa（G）后分两路，一路送入界区外 1.0MPa（G）低压氮气管网，另一路则经氮气增压机（BNC）增压至 4.2MPa（G），然后送入界区外 4.2MPa（G）中压氮气管网。设置有辅助氮压机（SNC）一台，作为主氮气压缩机（MNC）的备台，并在中压氮气最大量发生时提供中压氮气。

空分装置定期更换含氧化铝的干燥剂和分子筛，氧化铝干燥剂（S5.4-8）和分子筛（S5.4-9）每 15 年需更换一次，更换下来的废弃物送园区一般工业固废废物处置项目处理，不会造成环境污染。

（3）主要设备

空分装置设备和机械包括主空气压缩机、空气增压机、主氮压机、氮气增压机、直接接触式空气冷却塔、蒸发式冷却塔、预纯化器、冷箱、常压液氧罐、常压液氮罐、低压液氮储罐、常压液氩储罐、液氧泵、液氮泵、液氩泵等。

5.4.4 固废焚烧系统

5.4.4.1 概述

固废焚烧系统，主要处理污水处理场产生的油泥、生化泥以及全厂可燃烧固废，固废焚烧系统包括一套焚烧装置及烟气处理设施。设计规模暂定固废焚烧系统处理规模为 60 吨/天，操作弹性为 40%~110%。固废焚烧系统进料来源包括：

(1)污水处理场干化后生化污泥及干化后高含盐污水处理系统灰渣

干化后污泥通过污泥输送机、污泥提升机输送到干污泥进料斗，通过污泥进料机，最终输送进回转窑中进行焚烧。其中，在焚烧炉紧急情况下，污泥输送机的出泥装袋外运。

(2)全厂固废

固体废物由全厂通过吨袋或桶装方式送至固废焚烧系统后通过废料提升机提升至回转窑中进行焚烧。

(3)吉林石化项目危险废物

吉林石化项目工艺装置产生的危险废物及污水预处理站污泥送固废焚烧系统焚烧处置。

5.4.4.2 工艺流程简述

固废焚烧系统采用回转窑+二燃室方式焚烧，焚烧装置主要分为五部分：进料部分、焚烧部分、余热回收部分、烟气净化部分、灰渣输送部分。详见 17 章。

5.4.5 危废暂存库

厂内设危险废物暂存库，面积暂定 2500m^2，各生产装置产生的废催化剂、废脱（吸）附剂及其载体废瓷球等，从装置卸出前，根据其不同特点和要求分别采用适宜的预处理方式，去除其上附着的物料，使其卸出后的危害性降到最低。

确定性质稳定（不挥发易燃、易爆，无有毒有害气体，不自燃，否则按易燃易爆危险品贮存）的危险废物，即可进入该贮存库贮存，在常温常压下，不水解、不挥发的固体危险废物可在贮存设施内分别堆放，达到一定数量后即可在厂内进行处理或通知有相应资质的单位按规定路线运往危险废物处置公司进行综合利用或无害化处置。

5.4.6 火炬

5.4.6.1 概述

火炬作为全厂性的安全设施，用于处理各工艺装置、储运区在开停工或停电、停水、运行故障及火灾等紧急状况下的可燃性排放气，以及硫磺回收、石油焦制氢装置排放的酸性气。

依据各装置运行特征、检修分组、排放规律、界区压力、火炬气组成及热值、单个火炬的能力限制等对全厂火炬气进行合理分配。

炼油区设低低压火炬气放空系统、低压火炬气放空系统（一）、低压火炬气放空系统（二）、高压火炬气放空系统（一）、高压火炬气放空系统（二）、石油焦制氢高压放空系统（低热值）、酸性气放空系统、氨火炬气放空系统以及吉化项目配套的含腈火炬气放空系统、氢腈酸火炬气放空系统等火炬气放空系统，其中，酸性气放空系统与氨火炬气放空系统共用一套火炬筒体、火炬头。

低低压火炬气放空系统最大背压暂定 0.10MPa，主要接收常减压蒸馏装置Ⅰ、延迟焦化装置Ⅰ、常减压蒸馏装置Ⅱ、延迟焦化装置Ⅱ、苯乙烯低低压部分的可燃性放空气体。

低压火炬气放空系统（一）最大背压暂定 0.15MPa，主要接收柴油加氢裂化装置Ⅰ、柴油加氢裂化装置Ⅱ、蜡油加氢处理装置、加氢裂化装置、石脑油加氢装置、芳烃联合装置低压部分的可燃性放空气体。

低压火炬气放空系统（二）最大背压暂定 0.15MPa，主要接收连续重整装置Ⅰ、连续重整装置Ⅱ、烷基化装置、氢气深度回收装置、催化裂化装置、石油焦制氢装置、苯乙烯装置低压部分的可燃性放空气体。

高压火炬气放空系统最大背压暂定 0.35MPa，主要接收连续重整装置Ⅰ、连续重整装置Ⅱ、石脑油正异构化装置、制氢装置、芳烃联合装置加氢裂化装置、气分装置、航煤加氢装置、蜡油加氢处理装置、石脑油加氢装置、芳烃联合装置高压部分的可燃性放空气体。考虑到＞DN2000 火炬头的工程案例较少，因此，将高压系统拆分为两套，高压火炬气放空系统（一）、高压火炬气放空系统（二）。

石油焦制氢高压放空系统（低热值）最大背压暂定 0.35MPa，主要接收石油焦制氢装置各工序外排的低热值高压部分的可燃性放空气体。

酸性气放空系统最大背压暂定 0.06MPa，主要接收硫磺回收装置、石油焦制氢装置外排的含酸性气；氨火炬气放空系统最大背压暂定 0.10MPa，主要接收 ABS 项目丙烯腈装置外排的氨气以及液氨罐区外排的氨气；酸性气放空系统与氨火炬气放空系统设置两套独立的放空管网，在火炬前合并，共用一套火炬筒体、火炬头。

吉林石化项目配套的含腈火炬气放空系统、氢腈酸火炬气放空系统，最大背压暂定 0.04MPa，分别接收吉化项目丙烯腈等装置外排的含腈火炬气和氢腈酸火炬气。

乙烯装置和化工联合装置各设 1 套可燃气体放空系统。

5.4.6.2 全厂可燃性气体参数

全厂不同分区主要排放的可燃性气体参数汇总见表 5.4.6-1~表 5.4.6-3。

表 5.4.6-1　　炼油区火炬系统火炬气放空管道设计汇总表

序号	放空系统	计算原则	工况	设计放空量	分子量	温度℃	放空管道管径	备注
1	低低压火炬气放空系统	延迟焦化装置Ⅰ100%+其它所有装置的 30%	全厂停电工况	1014943 kg/h	73.6	212.4	DN1800	
2	低压火炬气放空系统（一）	芳烃联合装置 100%+系统内其它所有装置的 30%	全厂停电	1554407kg/h	66.7	147.2	DN1800	
3	低压火炬气放空系统（二）	苯乙烯装置 100%+系统内其它所有装置的 30%	全厂停电	1284960kg/h	43.5	163.5	DN1900	
4	高压火炬气放空系统（一）	芳烃联合装置 50%+系统内其它所有装置的 30%	全厂停电	1992929kg/h	82.2	174.7	DN1600	
5	高压火炬气放空系统（二）	芳烃联合装置 50%+系统内其它所有装置的 30%	全厂停电	1992929kg/h	82.2	174.7	DN1600	
5	石油焦制氢装置火炬气放空系统	事故合成气工况 100%	事故合成气工况	1191550kg/h	19.7	243	DN1700	
6	酸性气放空系统	石油焦制氢装置事故酸性气工况 100%	石油焦制氢装置事故酸性气工况	69805kg/h	44	30	DN600	共用火炬头
7	氨气放空系统	丙烯腈等其它装置氨气放空工况 100%	丙烯腈等其它装置氨气放空	35650kg/h	17	80	DN800	
8	含腈火炬气放空系统	丙烯腈等其它装置含腈火炬气放空工况 100%	丙烯腈等其它装置含腈火炬气放空	80000kg/h	53	60	DN600	为吉化项目设置
9	氢腈酸火炬	丙烯腈等其它装置氢腈酸炬	丙烯腈等其它装置氢	1300kg/h	27	5	DN200	为吉化项目

序号	放空系统	计算原则	工况	设计放空量	分子量	温度℃	放空管道管径	备注
	气放空系统	气放空工况 100%	腈酸炬气放空					设置

表 5.4.6-2　　化工各装置主要可燃性气体排放参数汇总表

序 号	装置名称	排放量，kg/h						排放温度（℃）	排放背压（MPa(G)）	分子量	备 注
		开停工	火灾	停水	停电	空冷器故	其他				
1	乙烯				1022000			76.5	0.15	34	
2	汽油加氢（含苯				200000			96	0.15	47.5	
3	丁二烯				95000			62	0.15	53.2	
4	MTBE/丁烯-1				49.5000			84	0.15	55.8	
5	高密度聚乙烯				260000			13.9	0.15	54.6	
6	全密度聚乙烯				380000			66	0.15	39.4	
							160000		0.07		装置内
7	苯乙烯				730000			170	0.15	78.4	
8	聚丙烯				270000			28	0.15	39.4	
9	丙烯腈			9113							吉化项目
				106600							
10	ABS						210000				
11	MMA										

表 5.4.6-3　　石油焦制氢装置及罐区主要可燃性气体排放参数汇总表

高压火炬气						
工况	工序名称	排放规律	排放量	排放温度 ℃	排放背压 MPa(G)	分子量

			Kg/h			
工况一(*)	气化碳洗塔	开停车	312191	242	0.5	19.58
工况二(*)		事故	1328761	242	0.5	19.58
工况三	变换	开停车	445321	242	0.5	21.31
工况四		事故	636173	242	0.5	21.31
工况五	低温甲醇洗	开停车	15289	40	0.5	21.73
		事故	453511	40	0.5	21.73
工况六	PSA 制氢	开车	10335	42	0.5	2
		事故	30578	41	0.5	2.63
工况七	丙烯制冷		102047	90	0.5	42
*注：H_2O:58.34mol%、CO:20.02mol%、H_2:14.09mol%、CO_2:6.60mol% 等						
低压火炬气						
工况一	低温甲醇洗	事故	待定			
工况二	PSA 制氢	开停车	9531	30		7.4
工况三		事故	13616	30	0.1	7.4
工况四	灰水处理（*）	事故	61140	138	0.1	
工况五	灰水处理（**）		128692	179	0.15	18.18
*注：火炬气来自低压闪蒸 H_2O:99.86mol%、CO_2:0.01mol%、H_2S：0.006mol%、NH_3：0.05mol%等						
**注：火炬气来自高压闪蒸 H_2O:98.57mol%、CO:0.38mol%、H_2:0.23mol%、CO_2:0.57mol%、H_2S：0.107mol%、NH_3：0.127mol% 等						
酸性火炬气						
工况一	低温甲醇洗（*）		25314	90	0.15	32
*注：CO:0.04mol%、H_2S:58.25mol%、CO_2:10.94mol%、CH_3OH：:65mol% 等						

5.4.6.3 火炬设置方案

全厂停电工况下常减压蒸馏装置Ⅰ火炬气排放量的 100%与该系统内其余装置火炬气排放量的 30%之和，作为低压火炬气放空系统（一）的设计排放量；

全厂停电工况下芳烃联合装置Ⅰ火炬气排放量的 100%与该系统内其余装置火炬气排放量的 30%之和，作为低压火炬气放空系统（二）的设计排放量；

全厂停电工况下芳烃联合装置Ⅰ火炬气排放量的 100%与该系统内其余装置火炬气排放量的 30%之和，作为高压火炬气放空系统的设计排放量；

酸性气放空系统，确定石油焦制氢装置的酸性气放空量为酸性气放空系统的设计排放量。

各火炬系统负荷参数见表 5.4.6-4 和表 5.4.6-5。

表 5.4.6-4　　炼油、芳烃装置火炬系统负荷参数

序号	放空系统	设计放空量	分子量	温度℃	筒体	火炬头	备注
1	低低压火炬	1014943Nm^3/h	73.6	212.4	DN1800	DN1600	
2	低压火炬（一）	1554407kg/h	66.7	147.2	DN1800	DN1600	
3	低压火炬（二）	1284960kg/h	43.5	163.5	DN1800	DN1600	
4	高压火炬（一）	1992929kg/h	82.2	174.7	DN1800	DN1800	
5	高压火炬（二）	1992929kg/h	82.2	174.7	DN1800	DN1800	
6	石油焦制氢高压火炬	1191550kg/h	19.7	243	DN2000	DN2000	
7	酸性气火炬	69805kg/h	44	30	DN600	DN600	
	氨气火炬	35650kg/h	17	80			
8	含腈火炬	80000kg/h	53	60	DN600	DN400	吉化项目
9	氢腈酸火炬	1300kg/h	27	5	DN200	DN200	

表 5.4.6-5　　乙烯、化工装置火炬系统负荷参数

序号	放空系统	设计泄放量	放空管道直径	处理量 t/h	热值 kJ/kg	备注
1	乙烯地面火炬系统	1022000（kg/h) M=34；T=76.5℃	DN1700	1800	45000	开放式地面火炬
2	化工地面火炬系统	1984500（kg/h) M=60；T=70℃	DN2000	1500	45000	开放式地面火炬

炼油低低压火炬气放空系统、低压火炬气放空系统（一）、低压火炬气放空系统（二）、高压火炬气放空系统（一）、高压火炬气放空系统（二）、石油焦制氢高压火炬、酸性气放空系统、氨气火炬气放空系统、含腈火炬气放空系统

和氢腈酸火炬气放空系统采用高架火炬处理，全部共用一座塔架，高度为150m。

乙烯装置、化工联合装置的烃类排放气去化工开放式地面火炬，地面火炬布置在高架火炬辐射区域内，以最大限度地减少占地。

5.4.6.4 工艺流程说明

火炬气在送出相应装置或联合装置前首先将所含液滴分离，低温火炬气需升温至常温。经火炬总管进入火炬界区后，分别通过分液罐及水封罐，最后进入相应的高架或南面火炬。经火炬燃烧器完全燃烧后废气直接排入大气。分液罐分出的液体送回相应装置回收处理。水封罐排出的废水送污水处理厂。在火炬燃烧器中心及周围设置消烟蒸汽喷嘴，用于促进燃烧并且将火焰托起，以保护燃烧器。燃烧结束，用氮气将残余可燃物吹出，以免发生回火。正常运行期间，通入少量氮气维持火炬系统的正压，以防止空气窜入。当氮气供应中断时，立即切换至燃料气，代替氮气作吹扫气。水封罐在正常运行期间采用小流量连续补水，出现大量泄放时，水的流失较多，自动补水阀打开快速补水。

低热值排放气，如石油焦制氢装置排放气、酸性放空气等需掺入一定量的燃料气来促进燃烧。

正常运行期间各装置均产生少量可燃性排放气，其成分复杂，热值较低，但相关工程的运行经验表明，这部分可燃气体仍有回收利用价值，而炼油区可回收的可燃气体多于化工区，以此为依据选取压缩机的规格、数量及运行方式。

全厂设置2个2万立方米火炬气气柜回收装置正常工况泄漏气体（气量小、温度及压力低的气体），该气体收集脱硫后进入燃料气管网。火炬气回收单元流程：可燃气体依靠火炬总管的压力进入气柜，用压缩机加压并冷却至常温后送往脱硫单元处理，再根据热值按一定比例送入燃料气管网，对于不含硫的回收气可直接送往燃料气总管。气柜内有少量气体冷凝，用容积泵抽出至储罐并送往相关单元回收处理。压缩机根据气柜的存气量自动起停，当火炬总管出现压力或温度剧烈波动时立即切断气柜进料。

5.4.6.5 公用工程消耗

火炬系统公用工程消耗见表 5.4.6-7。

表 5.4.6-7　　火炬系统公用工程消耗

序号	名称	单位	消耗量		备注
			正常	最大	
1	中压蒸汽	t/h	5	226	间歇
2	燃料气	m^3(N)/h	120	796	连续
3	氮气	m^3(N)/h	590	9800	氮封、氮气吹扫
4	仪表空气	m^3(N)/h	42	126	连续
6	工厂空气	m^3(N)/h	/	300	间歇
7	新鲜水	t/h	5	100	水封补水
8	电	kW	48	127	
9	UPS 供电	kW	/	15	点火器供电

5.4.6.6 污染物治理措施

(1)废水

酸性废水主要来源为炼油火炬水封罐 U 型管溢流水、送酸性水系统；部分水封罐 U 型管溢流水、送含油污水处理单元；

火炬区部分区域划定为污染区，设备检维修时的清洗水、初期污染雨水等收集送污水处理单元。

(2)废气

本单元所排废气为各火炬设施燃烧产物；

对于含硫化氢、氨等难燃烧的组分，及部分热值低的排放气用燃料气掺烧，以达到规定的燃尽率；

部分火炬燃烧器采用蒸汽助燃，以促进燃烧；

通过严格比选设备供应商，选用高效燃烧器，保证燃烧尽率达到 98%，同时控制燃烧废气黑度达到林格曼一级。

(3)固体废物

固体污染物主要为容器底部的废渣，是长期运行过程由于容器壁结垢、腐蚀形成，另一来源为随气流夹带的固体颗粒等，应定期收集并送废固处理单元统一处理。

(4)噪声

噪声来源主要有机泵运行、火炬气燃烧时产生的噪音及消烟蒸汽喷射过程产生的噪音。

5.4.7 辅助设施

5.4.7.1 中心化验室

本项目新建一个中心化验室，位于厂前区，占地面积约 6000m^2，负责承担全厂分析化验任务，包括各装置的原料、辅助材料的分析；中间生产控制分析；出厂产品、副产品的质量控制分析；还将负责承担包括罐区、污水处理场、循环水场、空分装置、空压站、除盐水站及凝液精制等公用工程装置的分析化验任务；除特殊原因，原则上不设置装置化验室，装置化验室归口中心化验室统一管理。环境监测站、吉林石化所属装置化验室均与中心化验室合建。

5.4.7.2 全厂性仓库

全厂性仓库包括一体化综合仓库、化学品库、危险化学品库、放射源库。

本项目设置两座一体化综合仓库，建筑面积均为 6000m^2，同时设置办公楼、停车棚和料棚。化学品库 5 座，建筑面积 10600m^2，危险化学品库 5 座，980m^2。

5.4.7.3 其他

本项目辅助设施还包括中央控制室、全厂信息中心、生产管理楼、行政办公楼、综合服务楼、会议中心、食堂、宿舍、维修站、消防站、厂前区制冷及消防水泵站、厂前区综合等。

5.4.8 主要污染源及污染物

5.4.8.1 废气

公用工程及辅助设施的有组织废气主要为动力中心的锅炉烟气和污水处理场臭气处理设施尾气，详见表 5.4.8-1。

5.4.8.2 废水

公用工程及辅助设施废水主要包括炼油区和化工区的循环水场、净水场、

除盐水站和动力中心废水、污水处理场、全厂生活污水等，详见表 5.4.8-2。

5.4.8.3 固体废物

公用工程及辅助设施的固体废物主要是污水处理场浓缩脱水后的油泥、浮渣、化学污泥、生化污泥以及净水场污泥和焚烧炉炉渣，详见表 5.4.8-3。

5.4.8.4 噪声

公用工程及辅助设施的噪声主要为机泵、风机噪声，详见表 5.4.8-4。

表 5.4.8-1　　公用工程及辅助工程废气排放一览表

装置名称	污染源	污染物产生					治理措施		污染物排放					排放口参数			排放时间 h
		污染物	核算方法	废气产生量 m^3/h	产生浓度 mg/m^3	产生量 kg/h	工艺	效率%	污染物	核算方法	废气排放量 m^3/h	排放浓度 mg/m^3	排放量 kg/h	高度 H(m)	直径 D(m)	温度℃	
动力中心	锅炉烟气排气筒 G5.4-1	NOx	类比法	1197488	150	179.61	低氮燃烧器+SCR	67	NOx	类比法	1197488	50	59.87	150	7.1	140	8400
		SO_2	物料衡算法		5	5.99	低硫燃料气	/	SO_2	物料衡算法		5	5.99				
		烟尘	类比法		5	5.99	清洁燃料	/	烟尘	类比法		5	5.99				
		氨	类比法		2.5	2.99	/	/	氨	类比法		2.5	2.99				
全厂焚烧系统	焚烧烟气 G5.4-2	SO_2	物料衡算法	50000	4000	200	碱洗	95	SO_2	物料衡算法	50000	200	10	50	1	180	8400
		NOx	类比法		400	12.5	低氮燃烧器	/	NOx	类比法		400	12.5				
		烟尘	类比法		3000	150	除尘	99	烟尘	类比法		30	1.5				
		HCl	类比法		2500	125	碱洗	98	HCl	类比法		50	2.5				
		二噁英	类比法		0.1TEQng/m^3	/	除尘+碱洗+吸附	/	二噁英	类比法		0.1TEQng/m^3	/				
污水处理站	臭气处理设施 G5.4-3	NH_3	类比法	172000	20	3.44	生物除臭+催化氧化	95	NH_3	类比法	172000	1	0.17	50	2.4	40	8400
		H_2S	类比法		1.5	0.26		98	H_2S	类比法		0.03	0.006				
		苯	类比法		30	5.16		93	苯	类比法		2	0.34				
		甲苯	类比法		30	5.16		73	甲苯	类比法		8	1.38				
		二甲苯	类比法		50	8.6		80	二甲苯	类比法		10	1.72				

装置名称	污染源	污染物产生					治理措施		污染物排放					排放口参数			排放时间h
		污染物	核算方法	废气产生量 m^3/h	产生浓度 mg/m^3	产生量 kg/h	工艺	效率%	污染物	核算方法	废气排放量 m^3/h	排放浓度 mg/m^3	排放量 kg/h	高度H(m)	直径D(m)	温度℃	
		NMHC	类比法		400	68.8		70	NMHC	类比法		120	20.64				
无组织排放	污水处理厂无组织排放	VOCs	产污系数法	/	/	289.34t/a	泄漏检测与修复	/	VOCs	产污系数法	/	/	289.34t/a	面积:645m×470m			8400
		H_2S	产污系数法			0.09t/a		/	H_2S	产污系数法			0.09t/a				
		NH_3	产污系数法			0.50t/a		/	NH_3	产污系数法			0.50t/a				
	炼油第一循环水	挥发性有机物	产污系数法	/	/	2.5	泄漏检测与修复	/	挥发性有机物	产污系数法	/	/	2.5	面积:345m×145m			8400
	炼油第二循环水	挥发性有机物	产污系数法	/	/	3.56	泄漏检测与修复	/	挥发性有机物	产污系数法	/	/	3.56	面积:300m×150m			8400
	炼油第三循环水	挥发性有机物	产污系数法	/	/	2.75	泄漏检测与修复	/	挥发性有机物	产污系数法	/	/	2.75	面积:315m×90m			8400
	化工第一循环水	挥发性有机物	产污系数法	/	/	5.98	泄漏检测与修复	/	挥发性有机物	产污系数法	/	/	5.98	面积:190m×160m			8400
	化工第	挥发性	产污系	/	/	3.72	泄漏检测与	/	挥发性	产污系	/	/	3.72	面积:190m×95m			8400

装置名称	污染源	污染物产生					治理措施		污染物排放					排放口参数			排放时间h
		污染物	核算方法	废气产生量 m^3/h	产生浓度 mg/m^3	产生量 kg/h	工艺	效率%	污染物	核算方法	废气排放量 m^3/h	排放浓度 mg/m^3	排放量 kg/h	高度H(m)	直径D(m)	温度℃	
	二循环水	有机物	数法				修复		有机物	数法							

表 5.4.8-2　　公用工程及辅助工程废水排放一览表

装置名称	污染源	污染物产生					治理措施		污染物排放					排放时间 h	排放去向
		污染物	核算方法	产生废水量 m^3/h	产生浓度 mg/L	产生量 kg/h	工艺	效率/%	污染物	核算方法	排放废水量 m^3/h	排放浓度 mg/L	排放量 kg/h		
炼油区第一、二循环水场	含油污水 W5.4-1	COD	类比法	正常：294.2 最大 301.4	≤50	14.7	收集到污水池泵送	/	化学需氧量	类比法	正常：294.2 最大 301.4	≤50	14.7	8400	污水处理场含油含盐处理系统
		石油类	类比法		≤10	249			石油类	类比法		≤10	249		
		TDS	类比法		＜2000	588.4			总溶解固体	类比法		＜2000	588.4		
炼油区第三循环水场	清净废水 W5.4-2	pH	类比法	正常：132.8 最大 179.3	/	/	收集，压力输送	/	pH	类比法	正常：132.8 最大 179.3	6-9	/	8400	污水处理场含油含盐处理系统
		BOD_5	类比法		8-20	1.06			BOD_5	类比法		8-20	1.06		
		CODcr	类比法		80-100	1.1			CODcr	类比法		80-100	1.1		
		悬浮物	类比法		20	2.66			悬浮物	类比法		20	2.66		
		油	类比法		5	0.66			油	类比法		5	0.66		
		氨氮	类比法		10	1.33			氨氮	类比法		10	1.33		
		TDS	类比法		＜2000	＜265.6			TDS	类比法		＜	＜265.6		

装置名称	污染源	污染物产生					治理措施		污染物排放					排放时间h	排放去向
		污染物	核算方法	产生废水量 m^3/h	产生浓度 mg/L	产生量 kg/h	工艺	效率/%	污染物	核算方法	排放废水量 m^3/h	排放浓度 mg/L	排放量 kg/h		
												2000			
化工区第一循环水场	清净废水W5.4-3	pH	类比法	正常：288.6 最大343	6-9	/	收集，压力输送	/	pH	类比法	正常：288.6 最大343	6-9	/	8400	污水处理场含油含盐处理系统
		BOD_5	类比法		8-20	2.3			BOD_5	类比法		8-20	2.3		
		CODcr	类比法		80-100	23			CODcr	类比法		80-100	23		
		悬浮物	类比法		20	5.77			悬浮物	类比法		20	5.77		
		油	类比法		5	1.44			油	类比法		5	1.44		
		TDS	类比法		＜2000	577.2			TDS	类比法		2000	577.2		
		氨氮	类比法		10	2.89			氨氮	类比法		10	2.89		
化工区第二循环水场	清净废水W5.4-4	pH	类比法	正常：179.5 最大190	6-9	/	收集，压力输送	/	pH	类比法	正常：179.5 最大190	6-9	/	8400	污水处理场含油含盐处理系统
		BOD5	类比法		8-20	1.44			BOD5	类比法		8-20	1.44		
		CODcr	类比法		80-100	14.36			CODcr	类比法		80-100	14.36		
		悬浮物	类比法		20	3.59			悬浮物	类比法		20	3.59		
		油	类比法		5	0.89			油	类比法		5	0.89		
		TDS	类比法		2000	359			TDS	类比法		2000	359		
		氨氮	类比法		10	1.79			氨氮	类比法		10	1.79		
化	清	pH	类比法	正常：75	6-9	/	收集，压力输	/	pH	类比法	正	6-9	/	8400	污水处理场

装置名称	污染源	污染物产生					治理措施		污染物排放					排放时间h	排放去向
		污染物	核算方法	产生废水量 m^3/h	产生浓度 mg/L	产生量 kg/h	工艺	效率/%	污染物	核算方法	排放废水量 m^3/h	排放浓度 mg/L	排放量 kg/h		
工区第三循环水场	净废水W5.4-5	BOD5	类比法	最大：82	8-20	0.6	送		BOD5	类比法	常：:75 最大 82	8-20	0.6		含油含盐处理系统
		CODcr	类比法		80-100	6			CODcr	类比法		80-100	6		
		悬浮物	类比法		20	1.5			悬浮物	类比法		20	1.5		
		油	类比法		5	0.38			油	类比法		5	0.38		
		TDS	类比法		2000	150			TDS	类比法		2000	150		
		氨氮	类比法		10	0.75			氨氮	类比法		10	0.75		
中央化验室	化验污水W5.4-6	COD	类比法	5	400	2	收集，压力输送	/	COD	类比法	5	400	2	8400	污水处理场含油含盐处理系统
		氨氮	类比法		30	0.15			氨氮	类比法		30	0.15		
		TSS	类比法		100	0.5			TSS	类比法		100	0.5		
制冷换热站	含油污水W5.4-7	COD	类比法	2	≤150	0.3	收集到污水池泵送	/	COD	类比法	2	≤150	0.3	8400	污水处理场含油含盐废水处理系统
		石油类	类比法		≤50	0.1		/	石油类	类比法		≤50	0.1		

装置名称	污染源	污染物产生					治理措施		污染物排放					排放时间h	排放去向
		污染物	核算方法	产生废水量 m^3/h	产生浓度 mg/L	产生量 kg/h	工艺	效率/%	污染物	核算方法	排放废水量 m^3/h	排放浓度 mg/L	排放量 kg/h		
余热回收站	含油污水W5.4-8	COD	类比法	1	≤150	0.15	收集到污水池泵送	/	COD	类比法	1	≤150	0.15	8400	污水处理场监控池
		石油类	类比法		≤50	0.05		/	石油类	类比法		≤50	0.05		
净水场	含盐污水W5.4-9	COD	类比法	正常：31 最大：44	≤100	3.1	收集，压力输送	/	COD	类比法	正常：31 最大：44	≤100	3.1	8400	
		石油类	类比法		≤2	0.06			石油类	类比法		≤2	0.06		
		硫化物	类比法		≤1	0.03			硫化物	类比法		≤1	0.03		
		TDS	类比法		≤124	3.8			TDS	类比法		≤124	3.8		
除盐水站（含凝液	含油污水W5.4-10	COD	类比法	正常：34 最大：39.55	≤150	5.1	收集到污水池泵送	/	COD	类比法	正常：34 最大：39.55	≤150	5.1	8400	
		石油类	类比法		≤50	1.7		/	石油类	类比法		≤50	1.7		
	清净	TDS	类比法	54.69	≤2000	109.4	收集，压力输送	/							

装置名称	污染源	污染物产生					治理措施		污染物排放					排放时间 h	排放去向
		污染物	核算方法	产生废水量 m^3/h	产生浓度 mg/L	产生量 kg/h	工艺	效率/%	污染物	核算方法	排放废水量 m^3/h	排放浓度 mg/L	排放量 kg/h		
精制）	废水 W5.4-11														
动力中心	清净废水 W5.4-12	TDS	类比法	正常：16.7 最大 23	50	0.84	收集，压力输送	/	TDS	类比法	正常：16.7 最大 23	50	0.84	8400	回用至循环水场
生活污水	生活污水 W5.4-13	CODcr	类比法	86.5	500	43.3	收集，压力输送	/	CODcr	类比法	86.5	500	43.3	/	污水处理场含油含盐废水处理系统
		NH_3-N	类比法		20	1.73			NH_3-N	类比法		20	1.73		
污水处理	废水 W5.4-14	COD	类比法	700.1	≤60	42	收集，压力输送	/	COD	类比法	700.1	≤60	42		经园区排海管道排海
		石油类	类比法		5.0	3.5			石油类	类比法		5.0	3.5		
		氨氮	类比法		8.0	5.6			氨氮	类比法		8.0	5.6		
		硫化物	类比法		0.5	0.35			硫化物	类比法		0.5	0.35		

装置名称场	污染源	污染物产生					治理措施		污染物排放					排放时间 h	排放去向
		污染物	核算方法	产生废水量 m^3/h	产生浓度 mg/L	产生量 kg/h	工艺	效率/%	污染物	核算方法	排放废水量 m^3/h	排放浓度 mg/L	排放量 kg/h		
		挥发酚	类比法		0.3	0.21			挥发酚	类比法		0.3	0.21		
		总氮	类比法		40	28.0			总氮	类比法		40	28.0		
		苯	类比法		0.1	0.07			苯	类比法		0.1	0.07		
		甲苯	类比法		0.1	0.07			甲苯	类比法		0.1	0.07		
		二甲苯	类比法		0.4	0.28			二甲苯	类比法		0.4	0.28		
		悬浮物	类比法		30	21			悬浮物	类比法		30	21		
		总镍	类比法		0.5	0.35			总镍	类比法		0.5	0.35		
		总钒	类比法		0.1	0.07			总钒	类比法		0.1	0.07		
		总汞	类比法		0.002	0.001			总汞	类比法		0.002	0.001		
		丙烯腈	类比法		2.0	1.4			丙烯腈	类比法		2.0	1.4		
		总氰化物	类比法		0.5	0.35			总氰化物	类比法		0.5	0.35		
		总磷	类比法		0.5	0.35			总磷	类比法		0.5	0.35		
固废焚烧系统	锅炉排污 W5.4-15	TDS	类比法	0.3	20	0.006	/	/	TDS	类比法	0.3	20	0.006	8400	循环水场补充水
	洗	TDS	类比法	0.5	50000	25	/	/	TDS	类比法	0.5	50000	25	8400	污水处理场

装置名称	污染源	污染物产生					治理措施		污染物排放					排放时间h	排放去向
		污染物	核算方法	产生废水量 m^3/h	产生浓度 mg/L	产生量 kg/h	工艺	效率/%	污染物	核算方法	排放废水量 m^3/h	排放浓度 mg/L	排放量 kg/h		
	涤废水W5.4-16														含油含盐处理系统

表 5.4.8-3　　公用工程及辅助工程固体废物排放一览表

装置名称	序号	固废名称	固废类别及编号	产生情况		排放量（t/次）	主要成分	排放规律	最终去向	处置措施	
				核算方法	产生量(t/a)					工艺	处置量（t/a）
净水场	S5.4-1	污泥	一般固废	物料衡算法	17520	/	75%水、无机污泥、悬浮物	间断	园区一般工业固废处理项目	填埋	17520
全厂焚烧系统	S5.4.-2	焚烧炉灰渣	HW18 772-003-18	物料衡算法	3000	/	重金属等	连续	园区危险废物填埋场	填埋	3000
污水处理场	S5.4-3	高含盐污水处理渣	HW49 900-046-49	类比法	1645	/	有机物，废碳.含水率 30%	间断	全厂焚烧系统	焚烧	1645
污水处理场	S5.4-4	油泥浮渣（正常工况下送延迟焦化处理）	HW08 251-003-08	类比法	13870	/	浮渣，悬浮物（含水率 80%）	间断	延迟焦化装置	焚烧	13870
污水处理场	S5.4-5	化学污泥	HW08 251-003-08	类比法	24090	/	碳酸钙，氢氧化钙（含水 99%）	间断	园区危险废物填埋场	填埋	24090
污水处理场	S5.4-6	生化污泥	HW08 251-003-08	类比法	5450	/	悬浮物，有机物（含水率 30%）	间断	全厂焚烧系统	焚烧	5450
动力中心锅炉	S5.4-7	废脱硝催化剂	HW50 251-016-50	物料衡算法	90	/	TiO_2、V_2O_5、WO_3	1 次/3 年	园区危险废物填埋场	综合利用	90
空分装置	S5.4-8	干燥剂	一般固废	物料衡算法	12.6	/	氧化铝	1 次/15 年	园区一般工业固废处理项目	综合利用	12.6
	S5.4-9	分子筛	一般固废	物料衡算法	22.3	/	分子筛	1 次/15 年	园区一般工业固废处理项目	综合利用	22.3

表 5.4.8-4　　公用工程及辅助工程主要噪声设备一览表

装置名称	噪声源	声源类型	噪声源强		治理措施	噪声排放值		距地高度（m）	室内/室外	排放时间/h	数量（台）
			核算方法	噪声值/dB(A)		核算方法	噪声值/dB(A				
空分装置	主空压机 N5.4-1	频发（连续）	类比法	80～93	隔音厂房、减振	类比法	80～85	4	室外	8400	3
	空气增压机 N5.4-2	频发（连续）	类比法	80～93	隔音厂房、减振	类比法	80～85	4	室外	8400	3
	主氮压机 N5.4-3	频发（连续）	类比法	80～93	隔音厂房、减振	类比法	80～85	3	室外	8400	2
	补充氮压机 N5.4-4	频发（连续）	类比法	80～93	隔音厂房、减振	类比法	80～85	3	室外	8400	1
	TSA 吸附塔 N5.4-5	频发（连续）	类比法	80～93	隔音墙	类比法	80～85	4	室外	8400	3
	氮气增压机 N5.4-6	频发（连续）	类比法	80～93	隔音厂房、减振	类比法	80～85	3	室外	8400	2
	进气过滤器 N5.4-7	频发（连续）	类比法	80～93	隔音厂房	类比法	80～85	2	室外	8400	3
	离心式冷水机组 N5.4-8	频发（连续）	类比法	80～93	隔音厂房、减振	类比法	80～85	2	室外	8400	6
	透平膨胀增压机 N5.4-9	频发（连续）	类比法	80～93	隔音墙、减振	类比法	80～85	2	室外	8400	3
	透平发电机 N5.4-10	频发（连续）	类比法	80～93	隔音墙、减振	类比法	80～85	1.5	室外	8400	3
	空冷塔 N5.4-11	频发（连续）	类比法	80～93	隔音墙	类比法	80～85	5	室外	8400	3
	水冷塔 N5.4-12	频发（连续）	类比法	80～93	隔音墙	类比法	80～85	5	室外	8400	3
污水处理场	臭氧发生器 N5.4-13	频发（连续）	类比法	90～93	隔音厂房、减振	类比法	80～85	1.5	室外	8400	6
	反洗风机 N5.4-14	频发（连续）	类比法	90～93	隔音厂房、减振	类比法	80～85	1	室外	8400	2
	反渗透进水高压泵 N5.4-15	频发（连续）	类比法	90～93	低噪声电机、减振	类比法	80～85	1	室外	8400	8 开 3 备
	回用水提升泵 N5.4-16	频发（连续）	类比法	90～93	低噪声电机、减振	类比法	80～85	1	室外	8400	2 开 1 备
	蒸发空冷风机 N5.4-17	频发（连续）	类比法	90～93	隔音厂房、减振	类比法	80～85	1.5	室外	8400	6
	气液混输泵 N5.4-18	频发（连续）	类比法	90～93	隔音厂房、减振	类比法	80～85	1	室外	8400	6

装置名称	噪声源	声源类型	噪声源强		治理措施	噪声排放值		距地高度（m）	室内/室外	排放时间/h	数量（台）
			核算方法	噪声值/dB(A)		核算方法	噪声值/dB(A				
	空气压缩机 N5.4-19	频发（连续）	类比法	90～93	隔音厂房、减振	类比法	80～85	3	室外	8400	1
	尾气引风机 N5.4-20	频发（连续）	类比法	90～93	隔音厂房、减振	类比法	80～85	3	室外	8400	1
	电锅炉 N5.4-21	频发（连续）	类比法	90～93	隔音厂房、减振	类比法	80～85	2	室外	8400	1
	除臭系统引风机 N5.4-22	频发（连续）	类比法	90～93	隔音厂房、减振	类比法	80～85	2	室外	8400	4
	离心鼓风机 N5.4-23	频发（连续）	类比法	90～93	隔音厂房、减振	类比法	80～85	2	室外	8400	8
化工第一循环水场	冷却塔 N5.4-24	频发（连续）	类比法	100	隔音厂房、减振	类比法	80～85	5	室外	8400	18
	冷却塔风机 N5.4-25	频发（连续）	类比法	100	隔音厂房、减振	类比法	80～85	3	室外	8400	18
	循环水泵 N5.4-26	频发（连续）	类比法	100	低噪声电机、减振	类比法	80～85	1	室外	8400	12
	旁滤水泵 N5.4-27	频发（连续）	类比法	100	低噪声电机、减振	类比法	80～85	1	室外	8400	2
化工第二循环水场	冷却塔 N5.4-28	频发（连续）	类比法	100	隔音厂房、减振	类比法	80～85	5	室外	8400	10
	冷却塔风机 N5.4-29	频发（连续）	类比法	100	隔音厂房、减振	类比法	80～85	3	室外	8400	10
	循环水泵 N5.4-30	频发（连续）	类比法	100	低噪声电机、减振	类比法	80～85	1	室外	8400	5
	旁滤水泵 N5.4-31	频发（连续）	类比法	100	低噪声电机、减振	类比法	80～85	1	室外	8400	2
化工第三循环水场	冷却塔 N5.4-32	频发（连续）	类比法	100	隔音厂房、减振	类比法	80～85	5	室外	8400	5
	冷却塔风机 N5.4-33	频发（连续）	类比法	100	隔音厂房、减振	类比法	80～85	1.5	室外	8400	5
	循环水泵 N5.4-34	频发（连续）	类比法	100	低噪声电机、减振	类比法	80～85	1	室外	8400	5
	旁滤水泵 N5.4-35	频发（连续）	类比法	100	低噪声电机、减振	类比法	80～85	1	室外	8400	2
炼油区第一循环水场	冷却塔 N5.4-36	频发（连续）	类比法	100	隔音厂房、减振	类比法	80～85	5	室外	8400	9
	各种泵 N5.4-37	频发（连续）	类比法	95	低噪声电机、减振	类比法	80～85	3	室外	8400	10
炼油区	冷却塔 N5.4-38	频发（连续）	类比法	100	隔音厂房、减振	类比法	80～85	5	室外	8400	15

装置名称	噪声源	声源类型	噪声源强		治理措施	噪声排放值		距地高度（m）	室内/室外	排放时间/h	数量（台）
			核算方法	噪声值/dB(A)		核算方法	噪声值/dB(A				
第二循环水场	各种泵 N5.4-39	频发（连续）	类比法	95	低噪声电机、减振	类比法	80～85	3	室外	8400	13
炼油区第三循环水场	冷却塔 N5.4-40	频发（连续）	类比法	100	隔音厂房、减振	类比法	80～85	5	室外	8400	15
	各种泵 N5.4-41	频发（连续）	类比法	95	低噪声电机、减振	类比法	80～85	3	室外	8400	15
化工1#消防泵站	各种泵 N5.4-42	频发（连续）	类比法	95	低噪声电机、减振	类比法	80～85	1	室外	8400	10
化工2#消防泵站	各种泵 N5.4-43	频发（连续）	类比法	95	低噪声电机、减振	类比法	80～85	1	室外	8400	8
炼油区火炬	低低压火炬 N5.4-44	偶发（间断）	类比法	115	消声器	类比法	105	150	室外	8400	1
	低压火炬（一）N5.4-45	偶发（间断）	类比法	115	消声器	类比法	105	150	室外	8400	1
	低压火炬（二）N5.4-46	偶发（间断）	类比法	115	消声器	类比法	105	150	室外	8400	1
	高压火炬（一）N5.4-47	偶发（间断）	类比法	115	消声器	类比法	105	150	室外	8400	1
	高压火炬（二）N5.4-48	偶发（间断）	类比法	115	消声器	类比法	105	150	室外	8400	1
	石油焦制氢高压火炬 N5.4-48	偶发（间断）	类比法	115	消声器	类比法	105	150	室外	8400	1
	酸性气（氨气）火炬 N5.4-49	偶发（间断）	类比法	115	消声器	类比法	105	150	室外	8400	
	含腈火炬 N5.4-50	偶发（间断）	类比法	115	消声器	类比法	105	150	室外	8400	1
	氢氰酸火炬 N5.4-51	偶发（间断）	类比法	115	消声器	类比法	105	150	室外	8400	1

装置名称	噪声源	声源类型	噪声源强		治理措施	噪声排放值		距地高度（m）	室内/室外	排放时间/h	数量（台）
			核算方法	噪声值/dB(A)		核算方法	噪声值/dB(A				
化工区火炬	乙烯地面火炬 N5.4-52	偶发（间断）	类比法	115	消声器	类比法	105	18	室外	8400	1
	化工联合地面火炬 N5.4-53	偶发（间断）	类比法	115	消声器	类比法	105	18	室外	8400	1

5.5 储运工程

5.5.1 运输量及运输方式

根据项目建设地点的运输条件，本项目运输货物的性质、运输量及地点，运输方式主要采用水运、铁路、公路、管道等运输方式。本项目总运入量约为 2250.26 万吨/年，总运出量约为 1717.31 万吨/年，总运输量约为 3967.57 万吨/年（包括吉化项目的运输量）。运输量及运输方式情况见表 5.5-1。（原料煤储运污染物产排情况见厂外工程部分）

表 5.5-1　　运输量及运输方式表

序号	物料名称	水运（$\times10^4$t/a）	铁路（$\times10^4$t/a）	公路（$\times10^4$t/a）	管道（$\times10^4$t/a）	小计
一、运入						
1	原油	2000				2000
2	精制液氨（吉化项目）	6.08				6.08
3	甲醇	2.36				2.36
4	己烷			0.2		0.2
5	己烯-1			2.49		2.49
6	丙酮（吉化项目）	2.72		2.72		5.44
7	歧化松香皂液			1.1		1.1
8	98% H_2SO_4			0.4		0.4
9	104.5%H_2SO_4			0.2		0.2
10	42%NaOH			1.9		1.9
11	20%KOH			1.1		1.1
12	原料煤	54				54
13	天然气				174.99	174.99
	总运入量	**2065.16**		**10.11**	**174.99**	**2250.26**
二、运出						
1	汽油	336.54	42.07	42.07		420.68
2	柴油	224.98	28.12	28.12		281.22
3	航煤	235.21		26.14		261.35
4	对二甲苯	261.61				261.61
5	粗液氨			2.88		2.88
6	异丁烷			7.48		7.48
7	苯	18.4				18.40
8	沥青	38.88	51.84	38.88		129.60

序号	物料名称	水运（×10⁴t/a）	铁路（×10⁴t/a）	公路（×10⁴t/a）	管道（×10⁴t/a）	小计
9	苯乙烯	30.18		11		41.18
10	裂解 C5			10.04		10.04
11	C9 及重组分			1.7		1.7
12	裂解燃料油			4.56		4.56
13	丙烯	9.17				9.17
14	蜡			0.38		0.38
15	聚乙烯	40.38	5.05	55.52		100.95
16	聚丙烯	20	2.5	27.5		50
17	硫磺	39.89		16.22		56.11
18	ABS	12		48		60
	总运出量	**1267.24**	**129.58**	**320.49**		**1717.31**
	小计	3332.4	129.58	330.6	174.99	3967.57

5.5.2 液体物料储运

5.5.2.1 炼油区液体物料储运

⑴流程简述

①原料系统

项目加工原油为 Merey16 原油、中东重油，全部远洋运输进厂，原油总加工规模为 2000×10⁴t/a。到港原油通过商检，由 300000DWT 码头泊位经管道卸入码头库区原油罐，经码头库区至厂区的原油管道，泵输送至厂区原油罐区。

厂区原油罐分双系列为两套常减压蒸馏装置（每套处理量均为 1000×10⁴t/a）供料。其中，原油罐组Ⅰ、Ⅱ储存 Merey16 原油，负责为常减压蒸馏装置Ⅰ供料；原油罐组Ⅲ、Ⅳ储存巴士拉原油、伊朗 Bahregan 原油，为常减压蒸馏装置Ⅱ供料。

厂区原油罐组具有倒罐和返输功能；码头库区及厂区原油储运系统能够满足配套工程原油加工的要求。

根据智能化工厂建设的需求，原油罐区设有原油调合及优化系统，原油调合及优化系统包括近红外原油快速评价系统、原油调度与调合优化系统、原油调合控制系统以及各系统集成平台。

厂区原油罐区区域内布置原油末站，原油末站内设收发球、泄压阀组等设

施，满足原油长输管道收发球、压力调节的需求。

A：中间原料系统

炼油区内部中间原料：焦化装置、加氢裂化装置、蜡油加氢处理装置、催化裂化装置、石脑油加氢装置、重整装置、柴油加氢裂化装置、航煤加氢装置、气分装置、烷基化装置、催化汽油加氢装置及芳烃联合装置正常生产时 80%由上游装置直接供料，20%由罐区供料。焦化装置原料正常生产时减压渣油全部由上游装置直接供料，催化油浆全部由罐区供料。储运系统设置减压渣油和催化油浆储罐及供料系统，满足焦化装置开工和上游装置小修时，由储运系统罐区供料要求。

B：液体原料系统

芳烃联合装置生产的苯、抽余油，炼油区生产的混合轻烃、混合液化石油气、丙烷、正丁烷，石脑油正异构分离的分离轻石脑油，气分装置生产的丙烯等进入相应的储罐进行储存，正常生产时直接泵入化工区相应的装置。

②产品系统

炼油区液体产品主要有汽油、航煤、柴油、沥青、粗液氨、对二甲苯、异丁烷、苯等。

汽油组分有异戊烷、加氢汽油、烷基化油、MTBE(化工生产)、芳烃联合汽油组分、抽余油、加氢焦化石脑油等。各汽油调合组分均设置汽油组分罐、组分调合泵及近红外在线调合设施，采用流控阀组控制各组分参与成品汽油调合流量。根据汽油调合的规划量及产品牌号，设 2 个调合头，可以同时调合 2 个牌号成品汽油；成品汽油罐经化验合格后，分别泵送至汽车装车设施、火车装车设施、产品码头外输出厂。

柴油组分有柴油加氢裂化柴油、加氢精制芳烃饱和柴油、加氢裂化柴油。各柴油调合组分均由装置直接进柴油在线调合设施，采用流控阀组控制各组分参与成品柴油调合流量。根据柴油调合的规划量及产品牌号，设 2 个调合头，可同时调合成品柴油和工业柴油；成品柴油经化验合格后，分别泵送至汽车装车设施、火车装车设施、产品码头外输出厂。重芳烃罐兼做柴油调合罐，非正常工况下，柴油组分可外甩至重芳烃罐暂存。

航煤组分有航煤加氢精制航煤、柴油加氢裂化航煤、加氢裂化航煤，各航煤

组分经静态混合器混合后，进航煤成品罐储存；经化验合格后，分别泵送至汽车装车设施、产品码头外输出厂。

装置生产的对二甲苯进储罐储存，经泵送至产品码头外输出厂。

芳烃联合装置生产的苯，部分作为化工部分原料，部分作为成品外输出厂；产品苯先进苯罐储存，经泵送至产品码头外输出厂。

装置生产的异丁烷进储罐储存，经泵送至汽车定量装车设施外输出厂。

装置生产的粗液氨进储罐储存，经泵送至送至汽车装车外输出厂。

③沥青调和

减压蒸馏装置生产的中质减压蜡油和减压渣油经管道调合成产品沥青进入沥青罐储存，经管道静态混合器可直接调合为 70#、90#高级道路沥青，调合后成品沥青进成品沥青罐储存。

为满足罐区不合格沥青再调合的需求，罐区设有罐内旋转调合器以及罐外调合流程，可根据需要实现罐区不合格沥青的的罐内与罐外再调合。储运系统设有罐顶“呼出气”收集与处理系统用于处理沥青储罐大小呼吸外排的油气。沥青调和主要设备构成见表 5.5-2。

表 5.5-2　　沥青调和主要设备构成

设备名称	数量	规格
储罐	12 座	10000m^3
沥青倒罐泵	2 台	Q=250m^3/h；ΔP=1.0MPa；
沥青调合泵	1 台	Q=400m^3/h；ΔP=0.8MPa；
静态混合器	2 台	PN5.0MPa;DN350；
罐内旋转调合器	20 台	PN5.0MPa;DN150；

④污油系统

各装置在开停工和生产波动时产生的轻污油进入轻污油罐储存。经脱水、化验含硫合格的送入催化装置，否则送至常减压装置或原油罐；各装置停工吹扫的重污油、污水处理回收的污油和焦化甩油等均并入全厂重污油系统进入重污油罐储存，重污油在罐中沉降脱水后送延迟焦化装置回炼。全厂凝缩油罐内的凝缩油去原油罐的进料管线回炼。

⑵原料罐区及储罐设置

原料罐区包括原油储罐。

本项目原油总加工能力为 2000×10^4t/a，由远洋运输进厂，原油罐总容积

$280\times10^4m^3$，分码头库区原油罐和厂区原油罐 2 部分，码头库区共设有 12 台 $10\times10^4m^3$ 外浮顶罐，成 2 罐组布置（具体内容见厂外工程）；厂区共设有 16 台 $10\times10^4m^3$ 浮顶罐，成 4 罐组布置；原油储罐数量满足 2 套 $1000\times10^4t/a$ 常减压蒸馏装置对原油分储、分输、分炼的要求。原油实际储存天数为40.4天，满足原油远洋运输储存天数不小于 30d 的要求。

⑶中间罐区及储罐设置

中间罐区包括沥青储罐、重减压蜡油储罐、焦化蜡油储罐、中质减压蜡油储罐、催化油浆储罐、催化裂化原料储罐、常压石脑油储罐等，主要罐形为拱顶罐、内浮顶罐和球罐。

⑷产品罐区及储罐设置

产品罐区包括汽油储罐、柴油储罐、航煤储罐等，主要罐形为内浮顶罐。

⑸其它

外购 H_2SO_4、NaOH、KOH 经汽车运输进厂，经泵卸入相应酸碱罐内储存，由酸碱输送泵分别送至各酸碱使用单元。

酸碱站只负责接卸、储存一定浓度的酸碱，不设置酸碱浓度调节设施；各酸碱使用单元根据实际需求自行调整外购酸碱的浓度。外购酸碱浓度分别为：98% H_2SO_4、104.5%H_2SO_4、42%NaOH、20%KOH。

本项目炼油区共设置 156 个储罐，总容积 $3312300m^3$，具体情况见表 5.5-3。

表 5.5-3　　炼油区罐区一览表

序号	罐区	储存介质		加工量（$\times10^4$t/a）	储罐		总容积（m^3）	储罐型式	装满系数	储存天数		最高操作温度（℃）
		名称	密度（t/m^3）		数量	容积（m^3）				设计	实际	
1	原料罐区	Merey16 原油	0.96	1000	8	100000	800000	外浮顶	0.9	≥30	54.4	20-40
2		中东重油 原油	0.87	1000	8	100000	800000	外浮顶	0.9	≥30	49.3	20-40
3	中间罐区	沥青	0.95	129.6	6	10000	60000	拱顶	0.9	13.5-17.6	27.7	170
4		减压渣油	0.95	587.66	4	10000	40000	拱顶	0.9	2-4	2.0	220
5		催化油浆	1.05	10.8	2	5000	10000	拱顶	0.9	2-4	30.6	90/180
6		重减压蜡油	0.9	254.50	3	10000	30000	拱顶	0.9	2-4	2.3	140
		焦化蜡油										
7		中质减压蜡油	0.86	344.00	3	10000	30000	拱顶	0.9	2-4	2.4	140
8		催化裂化原料	0.85	308.13	2	10000	20000	拱顶	0.9	2-4	1.7	140
9		焦化石脑油加氢原料	0.73	72.18	1	10000	10000	内浮顶	0.9	2-4	3.2	40
10		常压石脑油	0.73	204.02	3	10000	30000	内浮顶	0.9	2-4	2.0	40
11		加氢焦化石脑油	0.73	54.60								
12		重石脑油	0.74	395.05	3	10000	30000	内浮顶	0.9	2-4	1.8	40
13		加氢焦化石脑油	0.73	69.72	1	10000	10000	内浮顶	0.9	2-4	3.3	40
14		抽余油	0.68	85.99	2	5000	10000	内浮顶	0.9	2-4	2.5	40
15		催化柴油	0.86	63.25	3	10000	30000	内浮顶	0.9	2-4	2.9	40
16		焦化柴油	0.87	142.31	3	10000	30000	内浮顶	0.9	2-4	2.4	50
17		委油常压重柴油	0.86	80.10								
18		委油常压轻柴油	0.82	64.60								
19		委油轻减压蜡油	0.84	36.12								
20		中东油常压轻柴油	0.78	74.20								

序号	罐区	储存介质		加工量（$\times10^4$t/a）	储罐		总容积（m^3）	储罐型式	装满系数	储存天数		最高操作温度（℃）
		名称	密度（t/m^3）		数量	容积（m^3）				设计	实际	
21		中东油常压重柴油	0.84	72.42								
22		中东油轻减压蜡油	0.84	33.40								
23		蜡油加氢处理柴油	0.83	39.17								
24		常压煤油	0.78	107.58	3	5000	15000	内浮顶	0.9	2-4	3.4	40
25		重整生成油	0.78	542.74	4	10000	40000	内浮顶	0.9	2-4	1.8	40
26		对二甲苯班料	/	/	3	5000	15000	内浮顶	/	/	/	/
27		歧化进料	/	/	3	5000	15000	内浮顶	/	/	/	/
28		吸附分离	/	/	1	5000	5000	内浮顶	/	/	/	/
29		新鲜解析剂	/	/	1	3000	3000	内浮顶	/	/	/	/
30		抽提进料	/	/	2	5000	10000	内浮顶	/	/	/	/
31		苯班料	/	/	3	1500	4500	内浮顶	/	/	/	/
32		新鲜/湿溶剂	/	/	1	1000	1000	内浮顶	/	/	/	/
33		正丁烷	0.60	18.96	4	3000	12000	球罐	0.9	2-4	3.7	40
34		抽出轻烃	0.60	14.68								
35		供化工液化石油气	0.58	27.27								
36	中间罐区	焦化液化石油气	0.58	27.62	2	3000	6000	球罐	0.9	2-4	1.2	40
37		催化液化石油气	0.58	62.32								
38		异丁烷	0.60	17.53	2	3000	6000	球罐	0.9	5-7	6.5	40
39		气分 C4	0.60	48.68	2	3000	6000	球罐	0.9	2-4	2.0	40
40		化工来混合 C4	0.60	7.00								
41		分离轻石脑油	0.62	77.09	3	3000	9000	球罐	0.9	2-4	2.3	40
42		异戊烷	0.62	59.31	2	3000	6000	球罐	0.9	2-4	2.0	40

序号	罐区	储存介质		加工量（$\times10^4$t/a）	储罐		总容积（m^3）	储罐型式	装满系数	储存天数		最高操作温度（℃）
		名称	密度（t/m^3）		数量	容积（m^3）				设计	实际	
43		丙烷	0.50	22.80	2	3000	6000	球罐	0.9	2-4	4.1	40
44		丙烯	0.51	26.52	4	3000	12000	球罐	0.9	2-4	7.3	40
45		加氢汽油	0.74	141.23	2	5000	10000	内浮顶	0.85	2-4	1.7	40
46		烷基化油	0.72	53.83	2	5000	10000	内浮顶	0.85	2-4	4.0	40
47		MTBE	0.74	6.32	2	5000	10000	内浮顶	0.85	2-4	34.8	40
48		芳烃联合汽油组分	0.87	103.00	2	5000	10000	内浮顶	0.85	2-4	2.7	40
49		苯（供化工）	0.88	62.40	2	5000	10000	内浮顶	0.9	2-4	4.4	40
50		轻污油	/	/	2	5000	10000	内浮顶	/	/	/	40
52		重污油	/	/	3	5000	15000	拱顶	/	/	/	90/180
55		凝缩油	/	/	1	3000	3000	球罐	/	/	/	40
56	成品罐区	92#汽油	0.73	168.27	5	30000	150000	内浮顶	0.9	13.5-18.7	20.5	40
57		95#汽油	0.73	63.10	2	30000	60000	内浮顶	0.9	13.5-18.7	21.9	40
58		98#汽油	0.73	42.07	2	30000	60000	内浮顶	0.9	13.5-18.7	32.8	40
59		乙醇组分汽油	0.73	147.24	3	30000	90000	内浮顶	0.9	13.5-18.7	14.1	40
60		柴油	0.84	281.22	6	50000	300000	内浮顶	0.9	26.0-26.7	28.2	50
61		航煤	0.78	261.35	8	30000	240000	内浮顶	0.9	18.5-23.2	22.6	40
62		苯（成品）	0.88	18.40	2	5000	10000	内浮顶	0.9	20-25	15.1	40
63		对二甲苯	0.86	261.61	6	30000	180000	内浮顶	0.9	20-25	18.7	40
64	其它	精制液氨	0.6	6.08	2	10000	20000	低温常压	0.9	≥20	62.2	-33
65		粗液氨	0.6	2.88	2	2000	4000	球罐	0.9	10-15	24.7	40
66		98%H_2SO_4	/	/	2	200	400	拱顶	/	/	/	/
67		104.5%H_2SO_4	/	/	2	200	400	拱顶	/	/	/	/

序号	罐区	储存介质		加工量（$\times10^4$t/a）	储罐		总容积（m^3）	储罐型式	装满系数	储存天数		最高操作温度（℃）
		名称	密度（t/m^3）		数量	容积（m^3）				设计	实际	
68		42%NaOH	/	/	2	2000	4000	拱顶	/	/	/	/
69		20%KOH	/	/	2	2000	4000	拱顶	/	/	/	/

5.5.2.2 化工区液体物料储运

⑴流程简述

①原料系统

化工区原料罐区主要为化工区工艺装置提供生产原料，从炼油区来的乙烯装置原料由炼油区设置储运设施，化工区原料罐区仅考虑外购甲醇、己烷、异戊烷、己烯-1、丙酮等原料的储存和输送。

②中间原料系统

中间原料包括乙烯、丙烯、裂解碳四、抽余碳四、丁二烯、丁烯-1、裂解汽油、苯乙烯、乙苯、乙烯退油及丙烯退料等。在正常生产时，是上游装置对下游装置直接供料，当下游装置停车或故障时，上游装置将中间产品输送至中间罐区。或当上游装置停车或故障时，由中间罐区向下游装置提供原料。

在正常生产时，乙烯球罐的挥发气返回乙烯装置。罐区设置一台冰机，用于在开停工时乙烯球罐的挥发气。

③液体产品系统

化工区产品罐区主要用于化工区最终产品的储存与输送。化工区液体产品系统设置丁烯-1、碳五、碳九及重组分、苯乙烯、燃料油及丁二烯储罐。

⑵罐区及储罐设置

①原料罐区

本项目化工区原料罐区主要包括甲醇储罐、己烷储罐、异戊烷储罐、己烯-1及储罐丙酮储罐，主要罐形为内浮顶罐和球罐。

②中间罐区

本项目化工区中间罐区主要包括裂解汽油储罐、乙烯储罐、丙烯储罐等，主要罐形为内浮顶罐、球罐及拱顶罐。

③产品罐区

本项目化工区产品罐区主要包括苯乙烯储罐、燃料油储罐、碳五储罐等，主要罐形为球罐及拱顶罐。

本项目化工区共设置 58 个罐，总容积 157100m^3，具体情况见表 5.5-4。

表 5.5-4　　化工区罐区一览表

序号	罐区	储存介质		加工量（$\times10^4$t/a）	储罐		总容积（m^3）	储罐型式	装满系数	储存天数		最高操作温度（℃）	备注
		名称	密度（t/m^3）		数量	容积（m^3）				设计	实际		
1	原料罐区	甲醇	0.7	4.244	2	2000	4000	内浮顶	0.85	15-20	18.7	常温	海运外购
2		己烷	0.6	0.24	1	2000	2000	内浮顶	0.85	7-10	满足一次用量	常温	汽车外购
3		异戊烷	0.665	0.1	2	400	800	球罐	0.85	7-10	94.1	常温	汽车外购
4		己烯-1	0.67	5.584	2	1500	3000	球罐	0.85	7-10	10.2	常温	汽车外购
5		丙酮	0.77	3.67	2	1000	2000	内浮顶	0.85	7-10	11.9	常温	汽车外购
6	中间罐区	裂解汽油	0.78	25.5	3	4000	12000	内浮顶	0.85	7-10	8.7	常温	
7		乙烯(含不合格乙烯罐2台)	0.451	122	12	3000	36000	球罐	0.85	2-4	3.2	-35	
8		丙烯(含不合格丙烯罐2台)	0.475	43.6	4	3000	12000	球罐	0.85	2-4	4.6	常温	
9		丁烯-1	0.643	1.16	2	650	1300	球罐	0.85	2-4	15.7	常温	
10		裂解碳四	0.612	22.2	2	4000	8000	球罐	0.85	4-6	6.2	常温	
11		抽余碳四	0.64	14	2	2000	4000	球罐	0.85	4-6	5.2	常温	
12		丁二烯	0.65	8.22	2	1500	3000	球罐	0.85	2-4	6.7	10	
13		苯乙烯(含开车粗苯烯乙)	0.9	80	4	3000	12000	拱顶罐	0.85	5-7	6.4	10	
14		乙苯	0.87	95.2	3	3000	9000	内浮顶	0.85	2-4	2.59	常温	
15		乙烯退油罐	0.87		1	3000	3000	内浮顶	0.85			90	

序号	罐区	储存介质		加工量（$\times10^4$t/a）	储罐		总容积（m^3）	储罐型式	装满系数	储存天数		最高操作温度（℃）	备注
		名称	密度（t/m^3）		数量	容积（m^3）				设计	实际		
16		丙烯退料罐	0.475		1	1000	1000	球罐	0.85			常温	
17	成品罐区	碳五	0.7	10.04	2	3000	6000	球罐	0.85	7-15	11.8	常温	汽运外销
18		丁烯-1	0.64	1.8	2	1000	2000	球罐	0.85	7-15	20.1	常温	
19		碳九及重组份	0.87	1.65	2	1000	2000	内浮顶	0.85	7-15	29.8	常温	汽运外销
20		燃料油	0.87	4.56	2	1000	2000	拱顶罐	0.85	5-7	10.8	80-100	汽运外销
21		苯乙烯	0.9	43.92	3	10000	30000	拱顶罐	0.85	10-20	17.4	10	75%船运，25%汽运外销
22		丁二烯	0.65		2	1000	2000	球罐	0.85			10	

5.5.2.3 液体装卸车设施

⑴火车运输

根据液体物料运输分配表，液体物料火车装车配置详见表 5.5-5。

表 5.5-5　　铁路运输设施表

序号	物料名称	运量（$\times10^4$t/a）	不均衡系数	鹤位数	装车辆数（辆/天）	装车批数（批/天）	备注
1	汽油	42.07	1.3	2	40	3.3	大鹤管
2	柴油	28.12	1.3	2	23	1.9	大鹤管
3	沥青	51.84	1.5	48	38	1.6	小鹤管
4	小计	122.03					

⑵罐车洗涤设施

根据洗车量，本洗罐站设有 4 套低压水清洗设备。洗罐站内设栈台一座，洗罐站按 1 个栈台 6 个车位长双侧布置（每侧 2 套）。清洗采用流水作业，机车将编组过的待洗罐车牵引到洗罐站指定位置后离开，再通过小爬车牵引罐车实现清洗机和罐口的对位。

洗罐站从清洗工序上可分为罐车对位及抽残油，低压水清洗机对位至罐车，低压水自动多点清洗罐车内壁及同步抽污水，射流清洗结束并移开清洗机，抽出残存污水并鼓风吹干，扫毛、验车等步骤。

⑶汽车运输

根据液体物料运输分配表（表中 1-9 项属于运进，其它属于运出），液体产品汽车装卸站配置详见表 5.5-6。

表 5.5-6　　公路运输设施表

序号	物料名称	运量（$\times10^4$t/a）	不均衡系数	鹤管数	备注
1	己烷	0.2	1.25	2	
2	己烯-1	2.49	1.25	2	
3	丙酮	2.72	1.25	2	
4	歧化松香皂液	1.1	1.25	1	
5	DMF 溶液	0.08	1.25	1	
6	98% H_2SO_4	0.4	1.25	2	
7	104.5%H_2SO_4	0.2	1.25	2	
8	42%NaOH	1.9	1.25	2	
9	20%KOH	1.1	1.25	2	

序号	物料名称	运量（×10^4t/a）	不均衡系数	鹤管数	备注
10	汽油	42.07	1.25	6	
11	柴油	28.12	1.25	4	
12	航煤	26.14	1.25	3	
13	粗液氨	2.88	1.25	2	
14	异丁烷	7.48	1.25	2	
15	沥青	38.88	2.00	5	
16	苯乙烯	11	1.25	2	
17	裂解 C5	10.04	1.25	2	
18	C9 及重组分	1.7	1.25	2	
19	乙腈	0.37	1.25	2	
20	MMA	4.18	1.25	2	
21	裂解燃料油	4.56	1.25	2	
22	液化石油气	29.6	1.25	10	
23	小计	217.21		64	

5.5.2.4 油气回收设施

为保护环境，减少贮存过程中有毒有害物质进入环境空气的挥发量，本项目设置油气回收设施，同时回收有用物料，增加炼厂效益。

根据全厂总平面图，分区域集中进行油气回收，本项目共设置 9 套油气回收设施（不包括产品码头区域），分别为：火车装车区域-化工中间罐区；汽车装卸车--三苯罐区--炼油中间罐区区域。油气回收设置情况详见表 5.5-7。

表 5.5-7　　油气回收设置情况一览表

区域位置	油气回收名称	所处理介质	规模 Nm^3/h	计算原则
火车装车区域—化工中间罐区	火车装车油气回收设施	汽油火车装车外排油气	1000	汽油火车装车设有 2 套大鹤管，单套大鹤管装车量 450m^3/h，计算：2×450×1.1=990m^3/h，最终油气回收规模取 1000 m^3/h
		沥青火车装车外排油气	1200	沥青火车装车设有 48 套小鹤管，单套小鹤管装车量 100m^3/h，按照 10 套小鹤管同时操作，计算：10×100×1.1=1100m^3/h，最终油气回收规模取 1200 m^3/h
	化工中间罐区油气处理设施	化工中间原料罐外排油气	750	储罐“小呼吸”量按照半罐容积 1h 温升 5℃，计算：储罐“小呼吸”量约为 350m^3/h 根据各物料进罐流量，计算：储罐“大呼吸”量约为 250m^3/h 储罐“大小呼吸”量=350m^3/h+250m^3/h=600 m^3/h，最终油气回收规模取 750 m^3/h
汽车装卸站--	重油储罐油气处理设施	重油罐外排油气	1500	各重油储罐均为保温伴热储罐，因此，不考虑“小呼吸”量； 根据各物料进罐流量计算：储罐“大呼吸”量

区域位置	油气回收名称	所处理介质	规模 Nm^3/h	计算原则
三苯罐区--炼油中间罐区区域				约为 1390m^3/h 最终油气回收规模取 1500 m^3/h
	汽车装车油气处理设施	沥青汽车装车外排油气	500	沥青汽车装车设有 5 个鹤位，单套鹤管装车量 100m^3/h，考虑 0.9 的不同时系数，计算：5×100×1.1×0.9=495m^3/h，最终油气回收规模取 500 m^3/h
		汽油、航煤等汽车装车外排油气	1000	汽油、航煤、苯乙烯、乙腈、MMA 汽车装车设有 12 个鹤位，单套鹤管装车量 100m^3/h，考虑 0.7 的不同时系数，计算：12×100×1.1×0.7=924m^3/h，最终油气回收规模取 1000 m^3/h
	芳烃中间原料罐区油气预处理设施	芳烃中间原料罐外排油气	2000	储罐“小呼吸”量按照半罐容积 1h 温升 5℃计算：储罐“小呼吸”量约位 660m^3/h 根据各物料进罐流量计算：储罐“大呼吸”量约为 1100m^3/h 储罐“大小呼吸”量=660m^3/h+1100m^3/h=1760 m^3/h，最终油气回收规模取 2000 m^3/h
	芳烃成品罐区油气预处理设施	苯、对二甲苯、苯乙烯罐外排油气	3000	储罐“小呼吸”量按照半罐容积 1h 温升 5℃计算：储罐“小呼吸”量约位 2400m^3/h 根据各物料进罐流量计算：储罐“大呼吸”量约为 600m^3/h 储罐“大小呼吸”量 =600m^3/h+2400m^3/h=3000m^3/h，最终油气回收规模取 3000 m^3/h
	罐区油气达标处理设施	预处理外排油气	5000	芳烃中间原料罐区外排油气+芳烃成品罐区外排油气=5000 m^3/h

5.5.3 固体包装及储运

固体废物及储运主要包括 HDPE 包装厂房及仓库，FDPE 包装厂房及仓库，PP 包装厂房及仓库。

其中，HDPE 包装厂房及仓库，FDPE 包装厂房及仓库，PP 包装厂房及仓库为化工（聚合物）固体产品包装和成品仓库区域，总长约 780m，宽约 120m，另设一个 2000m^2 的废料库，集中存放处理 3 套装置的废料。

5.5.3.1HDPE 包装厂房及仓库

HDPE 产品来自高密度聚乙烯装置，生产装置产量约为 1200 吨/天，年操作时间 8000 小时，经风送系统进入包装料仓缓存。

HDPE 包装系统上游设有 8 台包装料仓，每台料仓容积为 500m^3。为适应市场要求，包装系统操作班次按三班两运转执行。

⑴HDPE 成品仓库采用智能化立体仓库方式设计，配套相应的仓库管理系统与产品包装线对接，产品从包装线上下来后，可直接通过输送系统进入仓库，并可以通过输送系统从库房直接送到装车位置。实现立体仓库的自动存取和货物管理。HDPE 成品仓库占地 75m×70m，高 24m，内设高层货架（共 10 层，货位 15000 个），10 台有轨巷道堆垛机，可储存 15000 吨 HDPE 产品，约合 12 天产量。

⑵HDPE 成品仓库北侧为汽车装车站台宽 10 米，设有翻垛机，用于回收托盘使用；经过翻垛的垛堆由叉车经装车桥送入集装箱车或装入平板货车进行运输。西侧设火车装车站台，宽 6 米。火车/汽车站台均设置雨棚。

⑶HDPE 成品的外运采用海运、火车及汽车同时运输，运输量约为 1200 吨/天，大约 40%的成品为海运，大约 5%的成品为火车运输，大约 55%的成品为汽车运输。如果需要，一部分聚合物产品可由散装槽车运出。火车装车方式：叉车将垛盘运至火车车箱内。卡车装车方式：叉车运用特殊叉具将成品袋码放在车厢内，托盘回收。集装箱装车方式：叉车将垛盘运至集装箱内,托盘不回收。船运方式：产品装入集装箱送至码头。

5.5.3.2 FDPE 包装厂房及仓库

FDPE 产品来自全密度聚乙烯装置，生产装置产量约为 1800 吨/天，年操作时间 8000 小时，经风送系统进入包装料仓缓存。

FDPE 包装系统上游设有 12 台包装料仓，每台料仓容积为 500m^3。

包装系统操作班次按三班两运转执行，每班工作时间 8 小时，操作时间按 6 小时计算，每天操作时间共计 12 小时。

⑴FDPE 成品仓库采用智能化立体仓库方式设计，配套相应的仓库管理系统与产品包装线对接，产品从包装线上下来后，可直接通过输送系统进入仓库，并可以通过输送系统从库房直接送到装车位置。实现立体仓库的自动存取和货物管理。FDPE 成品仓库占地 75m×100m，高 24m，内设高层货架（共 10 层，货位 22500 个），10 台有轨巷道堆垛机，可储存 22500 吨 FDPE 产品，约合 12 天产量。

⑵FDPE 成品仓库北侧为汽车装车站台宽 10 米，设有翻垛机，用于回收

托盘使用；经过翻垛的垛堆由叉车经装车桥送入集装箱车或装入平板货车进行运输。西侧设火车装车站台，宽 6 米。火车/汽车站台均设置雨棚。

⑶FDPE 成品的外运采用海运、火车及汽车同时运输，运输量约为 1200 吨/天，大约 40%的成品为海运，大约 5%的成品为火车运输，大约 55%的成品为汽车运输。如果需要，一部分聚合物产品可由散装槽车运出。火车装车方式：叉车将垛盘运至火车车箱内。卡车装车方式：叉车运用特殊叉具将成品袋码放在车厢内，托盘回收。集装箱装车方式：叉车将垛盘运至集装箱内,托盘不回收。船运方式：产品装入集装箱送至码头。

5.5.3.3 PP 包装厂房及仓库

PP 产品来自聚丙烯装置，生产装置产量约为 1800 吨/天，年操作时间 8000 小时，经风送系统进入包装料仓缓存。

PP 包装系统上游设有 12 台包装料仓，每台料仓容积为 500m^3。包装系统操作班次按三班两运转执行，每班工作时间 8 小时，操作时间按 6 小时计算，每天操作时间共计 12 小时。

⑴PP 成品仓库采用智能化立体仓库方式设计，配套相应的仓库管理系统与产品包装线对接，产品从包装线上下来后，可直接通过输送系统进入仓库，并可以通过输送系统从库房直接送到装车位置。实现立体仓库的自动存取和货物管理。

PP 成品仓库占地 75m×100m，高 24m，内设高层货架（共 10 层，货位 22500 个），10 台有轨巷道堆垛机，可储存 22500 吨 PP 产品，约合 12 天产量。

⑵PP 成品仓库北侧为汽车装车站台宽 10m，设有翻垛机，用于回收托盘使用;经过翻垛的垛堆由叉车经装车桥送入集装箱车或装入平板货车进行运输。西侧设火车装车站台，宽 6m。火车/汽车站台均设置雨棚。

⑶PP 成品的外运采用海运、火车及汽车同时运输，运输量约为 1200 吨/天，大约 40%的成品为海运，大约 5%的成品为火车运输，大约 55%的成品为汽车运输。如果需要，一部分聚合物产品可由散装槽车运出。火车装车方式：叉车将垛盘运至火车车箱内。卡车装车方式：叉车运用特殊叉具将成品袋码放在车厢内，托盘回收。集装箱装车方式：叉车将垛盘运至集装箱内，托盘不回

收。船运方式：产品装入集装箱送至码头。

5.5.4 主要污染源及污染物

⑴废气

储运工程有组织废气源主要为油品和液体化工品贮存过程中油气回收尾气、固体储运区聚合物产品包装仓排气和包装机废气等，主要污染物为 NMHC、苯、甲苯、二甲苯、苯乙烯和颗粒物等。

无组织排放废气主要来自于其它未设置油气回收设施的油品和液体化工品储罐排气等。

储运工程废气排放情况见表 5.5-8。

⑵废水

油品储运系统废水主要包括油品罐区罐切水、冲洗水、罐区初期雨水、油气回收设施产生含油污水等，主要污染物为石油类，送污水处理厂含油含盐污水处理系统处理。

储运工程废水排放情况见表 5.5-9。

⑶固废

储运工程产生的固废主要为原油罐区罐底泥、油气回收设施排出的废活性炭等。罐底泥送园区危险废物填埋场，废活性炭送本项目焚烧炉处理。

储运工程固废产生情况见表 5.5-10。

⑷噪声

储运工程主要噪声设备包括大型机泵等。噪声设备源强表 5.5-11。

表 5.5-8　　储运工程废气排放表

装置名称	污染源	污染物产生					治理措施		污染物排放					排放口参数			排放时间/h
		污染物	核算方法	废气产生量 m^3/h	产生浓度 mg/m^3	产生量 kg/h	工艺	效率%	污染物	核算方法	废气排放量 m^3/h	排放浓度 mg/m^3	排放量/kg/h	高度 H(m)	直径 D(m)	温度℃	
储运工程	汽油火车装车油气回收设施	NMHC	物料衡算法	1000	500	5.0	吸附+热氧化	97	NMHC	物料衡算法	1000	15	0.02	15	0.3	250	8760
		NO_X	类比法		15	0.02		/	NO_X	类比法		15	0.02				
	沥青火车装车油气回收设施	NMHC	物料衡算法	1200	1670	2.0	吸收+湿式脱硫	97	NMHC	类比法	1200	50	0.06	15	0.3	40	8760
		沥青烟	物料衡算法		100	0.12		90	沥青烟	物料衡算法		10	0.01				
	化工中间原料罐油气回收设施	NMHC	物料衡算法	750	1670	1.25	吸附+吸收	97	NMHC	物料衡算法	750	50	0.04	15	0.2	40	8760
		苯乙烯	物料衡算法		167	0.12		97	苯乙烯	物料衡算法		5	0.004				
	沥青汽车装车油气回收设施	NMHC	物料衡算法	500	1670	0.84	吸收+湿式脱硫	97	NMHC	物料衡算法	500	50	0.03	15	0.2	40	8760
		沥青烟	物料衡算法		100	0.05		90	沥青烟	物料衡算法		10	0.01				
	重油中间罐区油气回收设施	NMHC	物料衡算法	1500	1670	2.51	吸收+湿式脱硫	97	NMHC	物料衡算法	1500	50	0.08	15	0.3	40	8760
	汽油、航煤等汽车装	NMHC	物料衡算	1000	500	0.5	吸收+膜+焚烧	97	NMHC	物料衡算法	1000	15	0.02	15	0.3	250	8760

	车油气回收设施		法													
		NO_X	类比法		15	0.02		/	NO_X	类比法		15	0.02			
	芳烃中间原料罐区油气回收设施	苯	物料衡算法	2000	77	0.15	吸附+吸收+催化氧化	97	苯	物料衡算法	2000	2	0.00	15	0.5	40	8760
		甲苯	物料衡算法		267	0.53			甲苯	物料衡算法		8	0.02			
		二甲苯	物料衡算法		385	0.77			二甲苯	物料衡算法		10	0.02			
		NMHC	物料衡算法		1670	3.34			NMHC	物料衡算法		50	0.10			
	芳烃成品罐区油气回收设施	苯	物料衡算法	3000	77	0.23	吸附+吸收+催化氧化	97	苯	物料衡算法	3000	2	0.01	15	0.8	40	8760
		甲苯	物料衡算法		267	0.80			甲苯	物料衡算法		8	0.02			
		二甲苯	物料衡算法		385	1.16			二甲苯	物料衡算法		10	0.03			
		苯乙烯	物料衡算法		167	0.50			苯乙烯	物料衡算法		5	0.015			
		NMHC	物料衡算法		1670	5.01			NMHC	物料衡算法		50	0.15			
	原油罐区、汽油罐区、	VOC_S	产污系数	/	/	130.21 t/a	/	/	VOC_S	产污系数法	/	/	130.21 t/a	面积：383100m^2			8760

	污油罐区		法													
	原油罐区	VOC_S	产污系数法	/	/	42.10 t/a	/	/	VOC_S	产污系数法	/	/	42.10 t/a	面积：178600 m^2		8760
	芳烃联合中间罐区、轻油中间罐区	VOC_S	产污系数法	/	/	34.64 t/a	/	/	VOC_S	产污系数法	/	/	34.64 t/a	面积：117150 m^2		8760
	汽油、柴油产品罐区	VOC_S	产污系数法	/	/	58.10 t/a	/	/	VOC_S	产污系数法	/	/	58.10 t/a	面积：175200 m^2		8760
	化工区中间罐区	VOC_S	产污系数法	/	/	32.24 t/a	/	/	VOC_S	产污系数法	/	/	32.24 t/a	面积：103600 m^2		8760
	化工区原料罐区及航煤罐	VOC_S	产污系数法	/	/	43.96 t/a	/	/	VOC_S	产污系数法	/	/	43.96 t/a	面积：70200 m^2		8760
	苯、二甲苯罐区	VOC_S	产污系数法	/	/	38.98 t/a	/	/	VOC_S	产污系数法	/	/	38.98 t/a	面积：92800 m^2		8760
	液体装卸	VOC_S	产污系数法	/	/	192.4 t/a	/	/	VOC_S	产污系数法	/	/	192.4 t/a	面积=79430m^2		8760
	FDPE 包装厂房	颗粒物	类比法	14000	2000	2.8	过滤	99	颗粒物	类比法	14000	20	0.28	20	0.6	60	8400
	HDPE 包装厂房	颗粒物	类比法	8000	2000	1.6	过滤	99	颗粒物	类比法	8000	20	0.16	20	0.6	60	8400
	PP 包装厂房	颗粒物	类比法	14000	2000	2.8	过滤	99	颗粒物	类比法	14000	20	0.28	20	0.6	60	8400

表 5.5-9　　储运工程废水排放一览表

装置名称	污染源	污染物产生					治理措施		污染物排放					排放时间/h	排放去向
		污染物	核算方法	产生废水量 m^3/h	产生浓度 mg/L	产生量 kg/h	工艺	效率%	污染物	核算方法	排放废水量 m^3/h	排放浓度 mg/L	排放量 kg/h		
储运工程	重油中间罐区油品罐区含油污水 W5.5-1	石油类	类比法	7	20	0.00014	到污水池泵送	/	石油类	类比法	7	20	0.00014	间断	污水处理场含油含盐废水处理系统
	汽车装卸站设施含油污水 W5.5-2	含油污水	类比法	1	20	0.00002		/	石油类	类比法	1	20	0.00002	间断	
	火车装卸站设施含油污水 W5.5-3	石油类	类比法	2	20	0.00004		/	石油类	类比法	2	20	0.00004	间断	

表 5.5-10　　储运工程固体废物一览表

装置名称	序号	固废名称	固废类别及编号	产生情况		排放量（t/次）	主要成分	排放规律	最终去向	处置措施	
				核算方法	产生量(t/a)					工艺	处置量（t/a）
储运工程	S5.5-1	油品储运罐底泥	HW08（900-217-08）	类比法	402	402	铁锈、泥	1 次/1 年	送园区危险废物填埋场	填埋	402
	S5.5-2	油气回收	HW49（900-039-49）	物料衡算法	5	5	废活性炭	1 次/1 年	送焚烧装置	焚烧	5

表 5.5-11　　储运工程主要噪声设备一览表

装置名称	噪声源	声源类型	噪声源强		治理措施	噪声排放值		距地高度（m）	室内/室外	排放时间/h	数量（台）
			核算方法	噪声值/dB(A)		核算方法	噪声值/dB(A				
储运工程	罐区原油泵 N5.5-1	频发（连续）	类比法	85-90	减振	类比法	85	1.5	室外	8760	12
	中间原料罐区大型机泵 N5.5-2	频发（连续）	类比法	85	减振	类比法	85	1.5	室外	8760	68
	产品罐区装船泵 N5.5-3	频发（连续）	类比法	85	减振	类比法	85	1.5	室外	8760	23
	液体化工品储运原料罐区大型机泵 N5.5-4	频发（连续）	类比法	85	减振	类比法	85	1.5	室外	8760	4

5.6 厂外工程

本项目厂外工程主要包括原油码头库区到炼化厂区之间的厂外管线、原油码头库区、产品码头陆域、厂区西南侧的火炬区、原油码头和产品码头。火炬相关论述详见 5.4 小节；原油码头、产品码头工程内容详见第 8 章。

5.6.1 厂外管线

5.6.1.1 管线概况

⑴概况

原油码头库区到炼化厂区之间的厂外管线是拟建项目的配套工程，包括 1 条输油管线、1 条燃料气管线和 1 条污水管线，管线长度 35.049km，经过惠来县的靖海、前瞻、神泉、东陇、隆江镇。

输油管线：管线始于原油码头库区，止于炼化厂区，管线长度 35.049km。设计压力 5.0MPa，管径 DN900，管道材质 L360，设计输量 2000×10^4t/a。输油管线设置监控阀室一座。输送介质为来自原油库区的原油，包括 Merey16 原油，与其原油物性相近的中东原油，兼顾亚太非洲地区的原油。输油管线采用裸管（不加保温层、三层 PE 外防腐的管道）输送，管线起点即库区设置泵和加热设施。

输气管线：管线始于炼化厂区，止于原油码头库区，管线长度 35.049km。设计压力 1.6MPa，管径 DN150，管道材质 L245N，设计数量 2950Nm^3/h。设置普通阀室一座。输送介质为减压站提供的外购天然气。

污水管线：管线始于原油码头库区，止于炼化厂区，管线长度 35.049km，设计压力 2.5MPa，管径 DN150，设计输量为 50m^3/h。管道采用钢骨架塑料复合管，输送介质为原油码头库区产生的污水，主要包括初期污染雨水、生活污水、事故污水等。

⑵技术水平

厂外管线在借鉴国内外已建同类工程建设经验基础上，结合本项目建设的工程、技术、环境特点进行设计，总体技术水平处于国内同类工程的先进水平。

①本工程是国内首次采用 DN900 大口径管道长距离输送高粘度重质原油；

②输油、输气工艺先进适用、可靠安全；

③通过停输再启动实验及工艺模拟确保油管道停输再启动的安全性；通过水

击模拟，采取水击保护措施，充分保证管道的运行安全；

④输油管线系统设置 2 套泄漏监测系统，确保满足安全、环保的要求；

⑤输油管线数据、话音和图像传输采用光通信方式。

5.6.1.2 线路工程

⑴线路走向

原“中委广东石化 2000 万吨/年重油加工工程”核准后，厂外管线相关设计已于 2013 年完成。根据惠来县城市总体规划（2017-2035 年），原厂外管线方案在雷岭河穿越前后进入规划的揭阳滨海新区粤东新城核心区，并影响规划中的滨海旅游公路。本次变更工作启动后，当地规划部门对厂外管线走向提出避开粤东新城，其余管线路由有条件尽量沿沿滨海旅游公路敷设的要求。

根据 2018 年 6 月 5 日揭阳市政府《市政府工作会议纪要》（揭府纪要〔2018〕35 号），厂外管线路由进行调整，总体线路走向与原环评方案保持一致，在局部管段进行了调整。变更后厂外管线路由走向如下：

厂外管线东起靖海镇石碑山原油码头库区南，沿原油码头库区边缘往北再往西，沿规划滨海旅游公路南敷设，在后石头塔东穿越县道 X106 后往北，在南山村西穿越规划滨海旅游公路，沿滨海旅游北敷设，在后寮村东穿越县道 X105，经油田，在铭东村南穿越铭湖溪和滨海旅游公路，沿滨海旅游公路南敷设，在石俊村东南穿越滨海旅游公路后，沿战备公路南侧敷设，通过石峻村北，在寮仔村西南寮仔大桥 9-10 桥跨之间穿越揭惠 S13 高速，经横山村南往西，在神泉镇北穿越省道 S235，沿滨海旅游公路北敷设，在神泉小学北穿越省道 S236 后，穿越雷岭河，经金东村、华埔村北，乌石南到钓石村，在钓石村南穿越龙江河，进入隆江镇林沟村西，在林沟村西穿越龙江改河到达炼化厂区，管线线路平面走向示意详见图 5.6.1-1。



图 5.6.1-1　厂外管线走向示意图

⑵输油管线设计系数及输气管道地区等级确定

①输油管线设计系数确定

按照《输油管线□程设计规范》的要求，对通过不同地区的管道采用不同的设计系数，经管道强度计算确定管道的用管壁厚，通过采用增加管道强度、缩短线路阀室的设置间距、适当增大管道埋深、加强管道环向焊缝的质量检查等方法满足管道安全、减少外部活动可能对管道造成的破坏。根据《输油管线□程设计规范》（GB50253-2014）要求，一般地段应取 0.72，城镇中心、市郊居住区、商业区、工业区、规划区等人口稠密地区应取 0.6；水域大中型河流穿越段选取 0.5。

厂外管线位于广东省揭阳市惠来县沿海地区，管道最近海岸距离 2km，平均距离海岸 3km，目前经济欠发展。考虑到炼化一体化项目、规划的粤东新城以及滨海旅游公路的建成，沿线区域将来可能发展成为经济发达、人口密集地区。因此，输油管线设计系统按如下考虑：河流大中型穿越段设计系数选取 0.5；其余地段设计系数选取 0.6。

②输气管道地区等级确定

根据《输气管道工程设计规范》（GB 50251-2015），输气管道与输油管线同沟敷设，基于输油管线设计系数确定理由，输气管道整体选择三级地区等级，设计系数取值 0.5，河流大中型穿越以及学校、人口密集区段设计系数 0.4。

⑶管道敷设

①敷设方式

管线全部采用沟埋敷设。管道变向采用弹性敷设、现场冷弯管和热煨弯管三种型式来实现。在满足最小埋深要求的前提下，管道纵向尽可能少设弯管。

按照码头到厂区原油流方向从右到左管道排序是：输油管线、输气道管和污水管道。有条件的情况下尽量采用同沟敷设，输油管线与输气管道间距不小于 1m，输气管道与污水管道之间间距不小于 0.5m。

②管线埋深

结合管道沿线植被茂盛、山区段地质灾害易发等特点，管顶埋深厚度一般不小于 1.2m；对于石方、卵石地段管沟挖深应增加 0.3m，以便设置垫层保护管道防腐层。管道穿越小型河流，按设计规范的要求将管顶埋设至河床稳定层以下 0.5m，并应保证管顶最小埋深不小于 2.0m。管道穿越鱼塘和沟渠时，埋设深度

要保证管道处在清淤之后塘底深度1.2米以下，实际塘底确认困难时，必须保证管道埋设深度在现状塘底以下2米。浅丘段管沟边坡为1:1、平原水田为1:1.5、鱼塘为 1:2.5。管沟的开挖宽度按照《输油管线工程设计规范》 GB50253-2003（2006年版）的要求，根据工程地质条件、管径和施工措施确定。

③施工作业带

根据保护环境，确保管道安全的原则，结合本工程地形地貌确定管线施工作业带宽度为：水田：施工作业带宽 34m；鱼塘：施工作业带宽 80m，浅丘：施工作业带宽26m。

⑷公路、河流小型穿越工程

①穿越方式

小型河流、鱼塘穿越采用大开挖方式。穿越水渠一般可采用开挖、顶管。对于一般性灌溉水渠，可采用开挖直埋方式通过；对于比较重要的水渠，不允许断流和开挖的情况下，首选顶管方式通过。

②小型河流穿越稳管措施

厂外管线沿线穿越的小型河流大多数为季节性河流，稳管措施应根据具体情况而定。对于沙砂卵石河床，在确保埋深的前提下可在回填土表层抛洒大块（卵）石，其粒径不小于 0.3m；对于基岩性河床，采用现浇混凝土的方式稳管；对于冲刷较大的土质河床，首先要确定冲刷深度，将管道埋设在冲刷线以下 1.0m。按照设计要求采用混凝土或加重块的方式稳管。

③公路穿越

管道穿越干线公路（省级以上）、专用公路及沥青、水泥路面等级公路均采用套管进行保护；其余公路及乡村道路穿越采用无套管直埋，管道正上方一定距离埋设钢筋混凝土盖板进行保护。

⑸特殊地段的处理措施及水工保护

针对厂外管线沿线特殊地形地貌段、特殊工程地质段、人口密集段、特殊敏感段、管道并行段、高压输电并行段等特殊区段，设计提出以下处理措施和技术要求：

①管道穿越人口密集区的处理措施及技术要求

本工程管道沿线局部分布有学校、村庄等人口密集区，主要为神泉小学、后石塔村、后寮村、秀水里村、横山村等。为保障人员、周围建（构）筑物以及管

道本身的安全，设计对于局部人口密集区及两侧 200 米区段采取以下措施：

A：输油管线选择壁厚按照提高一级系数来进行选择，采用 Ø914mm×12.7mm L360M 直缝埋弧焊钢管，输气管道按三级地区设计；

B：严格控制管道埋深，覆土厚度不小于 2.0m；

C：管道采用 100%射线和 100%手动超声波进行“双百”探伤，确保焊口质量；

D：采用三层 PE 加强级防腐；

E：设置标志桩、加密桩和警示牌，设置 10 个加密桩；

F：施工中做好降噪、防治扬尘措施，减少施工过程中对周围居民的影响；

G：管道建设后，运行单位除按企业规章制度加强对管道定期巡检评估维护、开展全生命周期安全管理等措施外，还应加强与沿线地方政府特别是规划部门的沟通、联系和协调，按法律法规处理好其他后建工程与本工程管道之间安全影响。

②管道穿越鱼塘的处理措施及技术要求

管顶埋深在底部清淤后下 1.2m，输油管道间隔 1m 加马鞍式压重块，输气管道间隔 3m 加马鞍山压重块稳管，污水管道加 DN450 套管稳管。

③管道穿越特殊地段的处理措施及技术要求

A： 河流与洪水冲刷侵蚀和岸坡坍塌困难段

在河流穿越段，管道设计采用的防护方案详见表 5.6.1-1。

表 5.6.1-1 河流与洪水冲刷侵蚀和岸坡坍塌困难段处理措施

序号	区段	长度（km）	位置	水工保护及管道防护方案
1	GSCG043～GSCG044	0.2	铭湖溪及两岸	河床内管道埋设在 2m 一下，河岸采用马鞍式压重块稳管，岸坡和堤坝开挖后原结构原貌恢复，恢复宽度以及挡土墙、护岸的宽度应大于松动过的土壤宽度和堤坝宽度
2	GSCG105～GSCG106	0.7	雷岭河及两岸	定向钻穿越雷岭河，管道在两岸大堤下 20m 穿越，不破坏原大堤，两岸管道采用马鞍式压重块稳管。
3	GSCG114～GSCG115	0.9	龙江河及两岸	定向钻穿越龙江河，管道在两岸大堤下 20m 穿越，不破坏原大堤，两岸管道采用马鞍式压重块稳管。
4	GSCG119～GSCG120	0.8	龙江改河及两岸	定向钻穿越龙江改河，管道在两岸大堤下 20m 穿越，不破坏原大堤，两岸管道采用马鞍式压重块稳管。

序号	区段	长度（km）	位置	水工保护及管道防护方案
合计		2.6		

B：软土沉陷困难段

清除鱼塘底部软土，管道埋设在稳定层下 1.2m，输油管道间隔 1m 安装马鞍式压重块，输气管道间隔 3m 安装马鞍式压重块，污水管道安装 DN450 混凝土套管。

⑹清管、试压及干燥

管道下沟后应进行分段清管和分段试压。为了确保试压的安全，全线采用洁净无腐蚀性的水进行强度试压和严密性试压。清管试压废水不得在人口居住稠密区、公共设施集中区排放，并符合当地环保管理要求。

输气管道在投产之前必须进行管道内水份的清除和管道干燥。可利用空气干燥法（用露点低于-40℃的干燥空气）、真空法等。干燥合格后，对被干燥的管段进行密封。

⑺线路附属设施

①截断阀室

厂外管线工程设置两座阀室，其中一座为输油管线 RTU 监控阀室，另一座为天然气管线普通阀室，详见表 5.6.1-2。

表 5.6.1-2　　线路截断阀室设置表

阀室名称	里程（km），以原油码头库区为起点	阀室类型	备注
输油管线阀室	17.7km	监控阀室	位于揭阳市惠来县神泉镇横山村，阀室不占用基本农田
输气阀室	17.7km	普通阀室	位于揭阳市惠来县神泉镇横山村，阀室不占用基本农田。不设放空立管。在天然气出站截断阀后，设计安装放空阀及放空管线，接入厂区放空系统

②管线标志桩、警示牌

按照相关设计规定，管线沿线设置里程桩、管道变壁厚桩、转角桩、穿跨越桩、交叉桩。

对人群密集、活动平繁或易于遭到车辆碰撞和人畜破坏的局部管段，设置警示牌，并采取保护措施。

③水工保护措施

针对厂外管线沿线的地形特征，对以下地段应采取水工保护措施：

A：山间谷地区的水工保护措施

本段地形主要以河渠、冲沟为主，因此管道在穿越这些地段时水工保护措施主要以护坡和护岸为主。对于一些由于土体不稳定、受主体河流冲刷严重的河岸可采用挡土墙的措施，对于水流平稳、冲刷很小的河岸或滩地，可采用浆砌石护坡；对于粘性土河岸，采取分层夯实回填土措施（夯实系数一般为0.90）；另外，结合南方地区的气候和土壤条件，可以采用一些生态防护措施，以保护生态环境。

B：低山丘陵地带的水工保护措施

管线经过丘陵地段时，往往要在陡坎或是陡坡上顺坡敷设管道，由于施工时原来的地表植被和土质状态被破坏，管沟回填的松散土在汛期坡面汇水的冲刷下很容易流失，形成顺坡冲刷，因此在这些地段应做挡土墙和排水沟。

C：水田、鱼塘地带的水工保护措施

水田、鱼塘施工完后采用原土墙及浆砌石挡墙进行恢复，满足水稻种植和渔业养殖要求。

③施工便道

施工便道长度约 9.3km，便道宽度设计为 4.5m。在管道施工结束后应恢复原有地形地貌。

5.6.1.3 河流大中型穿越工程

厂外管线河流大中型穿越共有 3 处，分别为：大型雷岭河，中型龙江河和龙江改河，拟采用定向钻穿越方式，穿越长度共2380m，详见表5.6.1-3。

表5.6.1-3　　河流大中型穿越统计

序号	名称	行政区划	水面宽度（m）	水深（m）	工程等级	穿越管段长度（m）	穿越方式
1	雷岭河	惠来县文昌村与金东村之间	300	4.1	大型	780	定向钻
2	龙江河	惠来县前詹镇钓石村	180	2.5	中型	880	
3	龙江改河	惠来县西溪镇埔洋村	150	4.8	中型	730	

在上述河流穿越段，输油管道、输气管道、污水管道、光缆套管4条管道平面上并行分布，各管道单独穿越。根据《油气输送管道工程水平定向钻穿越设计

规范》（SY/T 6968-2013），为保证输油、输气、污水三管道施工互不影响，定向钻穿越管道间距为 10m。

施工时采用环保型泥浆，并注意泥浆和压力控制，防止冒浆和泥浆漏失污染等，施工应特别注意环境保护，避免对鱼塘污染，按相关要求执行。同时两岸堤坝附近段施工过程中应注意控制泥浆压力和钻进速度以避免出现冒浆和沉降现象。

⑴雷岭河穿越

雷岭河发源于汕头市潮南区刘士可，与双溪进入华湖镇、神泉镇。在安澜桥与盐岭河汇合后，至金东洲处汇合螺洗经神泉港入海。在惠来境内集水面积 132.3 km^2，河长 24.6km，坡降 0.37‰。多年平均径流量 $4.21\times10^8m^3$。

厂外管线在揭阳市惠来县 GSCG105～GSCG106 号桩穿越雷岭河。拟采用定向钻方式穿越，详见图 5.6.1-2。




图 5.6.1-2　雷岭河穿越段位置示意

勘察期间，雷岭河穿越位置处水面宽度约 279.5m，水深 0.5～4.1m，流速小于 0.5m/s。根据地质勘查报告，适宜采用定向钻穿越施工方式。设计方案为：钻杆入土点位于 GSCGYLLH1 桩处，距堤脚约 150m，距离临堤鱼塘边约 60m。定向钻钻杆出土点设在 GSCGYLLH2 号桩处，距堤脚约 200m，距离鱼塘边约 100m。为保证管道、河道安全性，定向钻穿越选择主要从砾质粘性土、淤泥质土层中通过。管道最低点管底设计标高约为-19.5m。河床下管顶埋深最小约 15.1m。

⑵龙江河穿越

龙江是惠来县最大河流，境内集水面积 357.5 km^2，河长 42km，河道平均坡降 1.63‰，其中惠来县境内面积 357.5km^2。

穿越位置处在河流改道后，上游邦庄拦河坝处不再提供水源，主要水源为罗溪水。当地水利部门缺乏罗溪水相关的水文观测数据。根据实地观测，穿越处水流流速缓慢，且受其上游 100m 处钓石水闸开合影响，平均流速不大。水位受潮汐影响较为明显。勘察期间逢枯水期，水量较小且河道受涨潮落潮影响，高潮时穿越断面平均水位在 2.5m 左右，低潮时平均水位在 1.5m 左右。

厂外管线在揭阳市惠来县钓石村 GSCG114～GSCG115 号桩穿越龙江河。拟采用定向钻方式穿越，详见图 5.6.1-3。





图 5.6.1-3　龙江河穿越段位置示意

根据地质勘查报告，适宜采用定向钻穿越施工方式。设计方案为：钻杆入土点位于 GSCGYLJH1 桩处，距堤脚约 150m。定向钻钻杆出土点设在 GSCGYLJH2 桩处，距堤脚约 220m，距离鱼塘边约 100m。为保证管道、河道安全性，同时受到地层分布限制，定向钻穿越选择主要从覆盖层通过，管道最低点管底设计标高约为-22.0 m。河床下管顶埋深最小约 20.1m。

⑶龙江改河穿越

龙江自古以来都是从龙江河经神泉港入海，1977 年为了改善隆江泄流条件，

减少洪水对隆江下游隆江、溪西等镇的威胁，在隆江赤吟村附近开挖，即龙江改河，取直入海河道，从此隆江下游分成两个独立的入海河道。隆江下游实施改河方案后，隆江出海河段比原来河道缩短 6km，集水面积缩小 467km^2。改河后的隆江集水面积 1164km^2，河流全长 82km，河道平均比降 1.21‰。

厂外管线在揭阳市惠来县隆江镇 GSCG119～GSCG120 号桩穿越龙江改河。拟采用定向钻方式穿越，详见图 5.6.1-4。

龙江改河属通航河流，过往船只主要为采砂船。穿越处位于龙江河下游，规划中的赤吟水闸下游处 2km 处。赤吟水闸建成后对水流存在分流作用，可调控水量。穿越处属潮感区，高潮时穿越断面平均水深在 5.0m 左右，低潮时平均水深在 4.0m 左右。



图 5.6.1-4　龙江改河穿越段位置示意

根据地质勘查报告，基本适宜采用定向钻穿越施工方式。设计方案为：钻杆入土点位于 GSCGQLJGH2 桩处，距堤脚约 110m。钻杆出土点设在 GSCGQLJGH1 桩附近处，距堤脚约 200m。综合考虑定向钻施工工艺要求，管道埋深及设计规范要求，定向钻穿越选择主要从微风化（经过约 176m）、中风化（经过约 141m）花岗岩层，局部经过强风化（经过约 88m）、全风化（经过约 41m）花岗岩层通过，主河床内管顶埋深约 17.85- 32.16m。

⑷小型河及其它

本项目管道穿越小型河流为铭湖溪，长度为 190m，采用大开挖越施工方式。开挖穿越涉及地上水渠 780m（24 处），开挖后恢复；开挖穿越养殖塘 6739m（65 处）。

5.6.1.4 管道防腐

线路管道防腐采取外防腐层加阴极保护的联合保护方案。管道外防腐层全线采用聚乙烯三层结构外防腐层（三层 PE）；管道阴极保护采用强制电流法，管线工程在炼化厂区设置线路阴保站 1 座。

阀室内露空设备、管道采用涂装防腐涂料的方案防腐；阀室内与站外线路管道管径一致的管道采用三层 PE 加强级外防腐层，其它管径的管道采用带配套底漆的特加强级聚乙烯胶粘带防腐，埋地阀门采用粘弹体防腐材料进行防腐。

5.6.1.5 自控系统

⑴自控方案

为保障输油管线运行安全，输油管线泄漏监测采用智能音波法和流量负压波法并用的监测方式。输油管线设置一座 RTU 监控阀室，全线利用炼化厂 DCS 系统对输油管线进行监控、优化和管理；燃料气管线设置一座普通阀室进行操作。

⑵泄漏检测系统

为保障输油管线运行安全，输油管线泄漏监测采用智能音波法和流量负压波法并用的监测方式，确保项目原料输送的可靠性。

①测量原理

A：智能音波泄漏监测系统

管道发生泄漏时，输送介质在压力下喷出，介质与管壁摩擦、介质摩擦、介质部气体膨胀等会产生具有一定特征的音波，沿输送介质向管道两端传输，信号采集终端通过安装在管段两端的音波传感器接收到音波信号，利用 GPS/北斗进行精确时间标定，然后进行预处理，最后将处理结果传给服务器。服务器进行实时识别处理，判断管道是否发生泄漏，同时利用两端传感器接受泄漏信号的时间差，计算泄漏位置。根据厂家提供仪表性能，可在不同的位置 20-40 秒收到信号。

B：流量负压波泄漏监测系统

依据管道泄漏后上游站流量上升、上游站压力、下游站压力和流量都下降的“一高三低现象”识别泄漏。流量负压波：根据厂家提供仪表性能，泄漏量大 1.5 升/小时，控制中心 0.3 秒收到信号，为了防止水击，泄漏量小于 1.5 升/小时，控制中心 3 分钟收到信号。

②应用情况

在近几年国内油气长输管道中，对音波法和负压波法以及两种方法结合都有应用实例。如：港枣线使用音波法和负压波法结合方法、延炼-西安成品油管线使用音波法、花格线（原油）使用负压波法、西气东输苏浙沪段使用音波法进行了试验。应用情况如下：

A：港枣线：音波法和负压波法结合

能够及时发现漏油。据济南输油分公司反映，每次如果发生放油事件，都能及时发现泄漏点，并很好定位。该系统要求有人员 24 小时值班监看，获得异常信号，误报率控制在 2%以下。五种技防措施和人防措施联合使用，使打孔盗油的次数大幅减少。

B：延炼-西安成品油管线：音波法

音波法在延炼-西安 200km 的成品油长输管线项目上应用，通过多次放油测试，目前已经投入使用。其测试结果如下：

灵敏度：检测到所有管道泄漏，最小泄漏孔径为 3mm，对应泄漏率 0.2%；

定位精度：泄漏点平均定位精度小于 50m；

误报率：在试验过程中，没有发生误报；

反应速度：所有管道泄漏实验泄漏报警时间小于 60s。

C：花格线：负压波法

据了解，系统安装后稳定工作，在 2 个月中已经监测到 2 起盗油案件的发生，抓获 1 辆盗油车。

综上，本工程在设计阶段考虑加装泄漏监测系统，考虑到其他管线泄漏监测方法的使用情况和本管道的重要性，尤其管线经过经济发达的广东省沿海地区及现有规划区，对环保的要求较高，故推荐选用智能音波和流量负压波法相结合的方法进行泄漏监测。

5.6.1.6 通信系统

厂外管线工程通信部分包括光缆线路和输油管线安全预警系统，以及监控阀室通信设计。光缆线路起止点为炼化厂控制室机柜间至原油码头库区控制室机柜间，与输油管线同沟敷设 1 根 48 芯光缆；输油管线安全预警系统机柜及管理终端设置在炼化厂控制室。

5.6.1.7 站场工程

厂外管线首站位于原油码头库区，主要设备包括清管发送筒和输油泵。管线末站位于炼化厂内罐区，主要设备包括清管接收筒和返输泵。

管线首末站三废排放详见原油码头库区和炼化厂内罐区三废排放表。

5.6.1.8 检维修

厂外管线设置维护抢修人员 8 人，编入库区维修队中。

5.6.1.9 主要工程量

厂外管线工程建设内容详见表 5.6.1-2。

表 5.6.1-2　　原油码头库区至厂区厂外管线主要工程量一览表

序号	项目		单位	数量	备注
1	线路工程		km	35.049	
1.1	输油管线	Ø914×11.9	km	14.632	L360M 螺旋管直管用
		Ø914×12.7	km	14.000	L360M 直缝管直管用
		Ø914×12.7	km	0.531	L360M 直缝管热弯用
		Ø914×14	km	0.509	L360M 直缝管热弯用
		Ø914×12.7	km	3.005	L360M 直缝管冷弯用
	天然气管道	Ø168.3×7.1	km	32.669	L245N 无缝钢管
	污水管道	de174×12	km	32.669	钢骨架塑料复合管
1.2	水域穿越	大中型河流穿越	m/次	2380/3	DN900、DN`50、de175 分别穿越
	输油管线	Ø914×14	m	2380	L360 直缝管
	输气管道	Ø168.3×5.6	m	2380	L245N 无缝钢管
	污水管道	Ø355.6×7.1	m	2380	HFW L245N 钢管
		de174×12	m	2380	钢骨架塑料复合管
1.3	公路、小河流穿越	揭惠 S13 高速	次	1	DN900、DN`50、de175 分别穿越
		穿越省道	次	2	
		穿越县道	次	2	
		县级以下道路	次	68	
		小河水渠	次	25	
1.5	线路截断室	输油管线监控阀室	座	1	
		输气管道普通阀室	座	1	
2	自动控制				
2.1	原油阀室				
2.1.1	智能音波泄漏监测系统		套	1	

序号	项目	单位	数量	备注
2.1.2	流量负压波泄漏监测系统	套	1	
3	阴保			
3.1	阴极保护站	座	1	
3.2	管道外防腐层			
3.2.1	管道三层 PE 高温型加强级外防腐层预制	m^2	97687	
3.2.2	管道三层 PE 常温型加强级外防腐层预制	m^2	29384	
3.3	热煨弯管外防腐	m^2	3686	
3.4	补口、补伤			
3.4.1	Ø168.3×450 定向钻穿越专用热收缩带	套	238	
3.4.2	Ø914×520 定向钻穿越专用热收缩带	套	238	
3.4.3	Ø914×520 三层 PE 防腐管补口（高温型聚乙烯热收缩带）	处	3890	
3.4.4	Ø168.3×450 三层 PE 防腐管补口（常温型聚乙烯热收缩带）	处	3890	
3.5	临时性阴极保护	m	240	
3.6	玻璃钢防护	m^2	4484	
3.7	管道完整性检测			
3.7.1	外防腐层完整性地面检测及评价	km	70.098	
3.7.2	阴极保护系统调试及有效性测试评价	km	70.098	
4	建筑及结构			
4.1	阀室钢材	t	11	
5	通信			
5.1	通信线路			
5.1.1	同沟直埋敷设 Ø40/33 硅芯管	km	40.86	输油
5.1.2	硅芯管中敷设 GYTA 48B1.3 管道光缆	km	37.36	输油
5.2	阀室通信			
5.2.1	租用数字传输电路	套	2	1 座输油阀室、码头库区、炼油厂
5.2.2	租用无线公网电路	套	2	
5.2.3	监控摄像机	套	1	1 座输油阀室
5.2.4	火灾报警系统	套	1	1 座输油阀室
6	占地面积			
6.1	永久占地面积：阀室 三桩	m^2 m^2	796.51 480	输油、输气管道阀室里程桩、转角桩、穿跨越桩等
6.2	管道施工临时占地面积	公顷	135.982	包括施工作业带、施工道路、堆管场等临时占地
7	电力			

序号	项目	单位	数量	备注
7.1	杆上变电站（10/0.4kV 10kVA)	座	2	
7.2	电力电缆			
7.2.1	ZR-YJV22-0.6/1kV 5×4 mm^2	m	350	
7.2.2	ZR-YJV22-0.6/1kV 3×4 mm^2	m	400	

5.6.1.10 环境影响因素分析

⑴施工期环境影响分析

施工期对环境的影响主要来自开挖管沟、建设施工便道活动中施工机械、车辆、人员践踏等对土壤的扰动和植被的破坏，工程占地对土地利用类型以及对农牧业生产的影响；河流穿越施工对地表水体的影响。

此外，施工期间各种机械、车辆排放的废气和噪声、施工产生的固体废物、管道试压产生的废水等，也将对环境产生一定的影响。

⑵运行期环境影响分析

厂外管线首末站分别位于原油码头库区和炼化厂内罐区。在运行期，厂外管线无三废排放。在正常工况下不会对周围环境造成影响。

5.6.2 原油码头库区

5.6.2.1 建设内容

原油码头库区位于惠来县靖海镇石碑山灯塔北侧，紧靠 30 万吨原油码头，其功能主要是短期储存和快速发油、定期中转油品。该库区由储罐区、原油输送工艺区、辅助生产区和行政管理区等组成。储罐区设置 12 座 $10\times10^4m^3$ 原油储罐，配套建设三座导热油炉、变电所、综合办公楼、输送区、仪表、供电、供水、供热等辅助设施。并建有有效容积为 $2500m^3$ 的含油污水池、$17800m^3$ 的事故池。

⑴储运工艺

原油码头库区原油主要来自中国石油进口的 Merey16 原油、中东重油，远洋运输进库，运输量为 $2000\times10^4t/a$，由中国石油统一调配。

根据原油码头库区的功能及作业特点，为满足 30 万吨级码头向库区卸油的同时，库区向炼化厂区发油，每座储罐设置 2 个 DN800 进出油口、1 个 DN400 热油喷洒口及 1 个 DN300 排污口，每个罐组设 3 条进出油汇管与库区来油阀组

相连，油品进出库区可通过总阀组进行各罐组之间的流程切换。流程控制和阀组的切换可在中心控制室实现，也可就地操作。来油时，油罐高液位与罐前电动阀相联锁，可自动实现油罐之间的相互切换；发油时，油罐低液位与罐前电动阀、外输泵相联锁，可自动实现油罐间的切换。

⑵卸船流程

进口原油用油轮运至原油码头30万吨级码头，经船舱检尺计量后由输油臂经2条DN1000管道进入库区，经阀组区卸船总阀组至各储罐。由于原油码头预留1个30万吨级泊位，因此，库区为确保2个泊位同时卸油，每个罐组区设置DN1000卸油汇管2条，输送流量10000m^3/h。

单根原油卸船管线陆域部分长度约1.8km，原油码头卸船管线与码头生活污水、含油污水等管线和电缆同沟敷设，管顶埋深不小于 1.0m，管线路由位于军事设施西侧，沿线需局部填埋鱼塘5个，坟墓迁移5座，拆除风力发电机2座。

⑶外输流程

储罐中储存的油品，经阀组区外输总阀组至外输泵进口汇管，由外输泵增压后，去换热器集中加热外输，通过 1 条 DN900 管线输送至炼化厂区原油罐区。当输送原油粘度较低，吸入条件较好时，可低温或常温输送，即越过换热器直接外输。为了满足同一罐组在码头卸油时，可同时向外输油，罐组内另设1条DN1000管道（兼作热油喷洒泵进口及倒罐管线）作为进泵汇管；同时，热油喷洒用进罐汇管也可兼作外输汇管，当该 2 条管道同时使用时，可保证3000m^3/h的外输量。

⑷燃料供应

在原油码头库区内设热源为油罐维温、管线伴热、外输油升温；设置冷源为建筑单体夏季制冷。根据热负荷情况设3台8MW导热油炉，导热油燃烧器采用油、气两用燃烧器。正常工况下为以厂区管输的天然气为燃料，当管道运输存在问题时，燃料切换为柴油。场区设置2座200m^3罐储存柴油，可以供给导热油炉9~12天左右的燃油消耗量。

⑸给排水

原油码头库区新建供水站1座，负责提供全场生活用水，供水规模40m^3/h，供水水源依托已建的靖海水厂供水系统，由当地政府将自来水管敷设至库区边界处。

新建生活污水处理站 1 座，处理规模 5.0m^3/h，主要处理原油码头库区的生活污水及原油码头输送过来的生活污水。

新建含油雨水提升站 1 座，外输水规模 50m^3/h，输水压力 2.8MPa。原油将码头库区产生的含油污水外输至炼化厂区污水处理场进行处理。

新建事故污水提升站 1 座，供水规模 50m^3/h，输水压力 2.8MPa。将码头库区产生的事故污水外输至炼化厂区污水站进行处理。

原油码头库区行政管理区雨水直接排至站外市政雨水系统；库区雨水经检测合格后再排至站外市政雨水系统。

5.6.2.2 储罐设置

原油码头库区主要储罐 17 台，包括两个原油罐组，共 12 座 10×10^4m^3 原油储罐，20m^3 排污零位罐 1 台，5000m^3 消防水罐 2 座，200m^3 柴油储罐 2 座。

由于储存油品为重质和中质原油，储罐和管道设计保温，储罐设计加热设施维持原油储存温度或升温。为了保证外输原油较好的水力、热力条件，设置浮头式换热器，可以实现罐内集中升温（热油喷洒）或管道发油换热升温功能，从而降低原油粘度，改善外输泵吸入及外输管道水力、热力条件，满足油品发送要求。为满足外输管道的输量要求，库区设置了管道发球装置，定期清蜡；库内设置液氮罐 1 座，用于清扫码头输油臂。

5.6.2.3 给排水

⑴水源

原油码头库区水源依托已建的靖海水厂供水系统。由当地政府将自来水管敷设至库区边界处。市政供水管道与场区的接管位置暂位于库区东侧，采用 DN200 钢骨架塑料复合管，供水能力不小于 120m^3/h，水质满足生活饮用水水质标准，供水压力不小于 0.25MPa。

⑵给水系统

给水系统划分为生产、生活给水系统、回用水系统。在库区和辅助设施区分别铺设系统管网，枝状管网铺设。生产、生活给水系统由供水站引出，供各单体生活、生产用水；回用水系统是从埋地式污水处理装置引出，主要用于库区绿化。为确保库区工业及生活用水可靠性，热媒炉区工业用水自设生水罐，其它用水设 1 套全自动气压给水装置，满足生产生活需要。该设施供水能力，Q=40m^3/h，室

内设40m^{3}钢制水箱1座。

⑶排水

排水系统主要划分为生活污水、生产废水及雨水系统。

生活污水主要来自办公楼、消防站以及码头生活污水。厨房、餐厅的排水经隔油池隔油后与厕所等其它生活污水经过化粪池处理后，自流进入生活污水池，提升后均匀排至埋地式生活污水处理装置统一处理，处理后污水用于浇洒绿地，多余污水排入含油雨水池，同场区其它污水一同输送至炼化厂区污水处理场统一处理。

库区防火堤内未被油品污染的地面雨水经罐区内带格栅的集水沟收集后用管道排至防火堤外的雨水管，与场区雨水汇集至雨水监控池，雨水经检测合格后排至库外市政雨水系统。经检测不合格的雨水通过阀门切换，自流入含油污水池或事故池。雨水管道穿越防火堤时，在防火堤内设先导式水封装置；在防火堤外设置旁通阀和截断阀。管道通过库区围墙处设置水封井。

含油污水主要为罐顶初期雨水、原油输送工艺区初期雨水。

一次降雨过程中，外浮顶罐的浮盘上及泵、阀、管廊带围堰区30mm的雨水为初期含油雨水，其后的雨水为洁净雨水。采用电动阀门自动切换，正常情况下全部阀门关闭，发生降雨时初期含油雨水的阀门依次打开，初期含油雨水经过独立的管网排至防火堤外场区含油污水管网。当雨水清洁时，关闭含油雨水阀门，开启相应清净雨水阀门，将清净雨水排至清净雨水系统。含油雨水出防火堤后，自流排至2500m^{3}含油污水池，经外输泵升压，输至炼化厂区污水处理场统一处理。行政管理区雨水直接排至站外市政雨水系统；库区雨水经检测合格后再排至站外市政雨水系统。

原油码头库区还设置17800m^{3}事故池，用于储存事故后防火堤内不能储存的消防水及雨水。一次事故后，消防废水、污染雨水及少量泄漏物料可通过雨水管道上的切换阀，导入含油雨水管道系统，再自流入事故池和含油雨水池，经外输泵提升后输至厂区含油污水处理站统一处理。外输泵流量为50m^3/h。

5.6.2.4 主要污染源与污染物

⑴废气

原油码头库区有组织废气源为导热油炉燃烧废气，主要污染物有烟尘、

SO_2、NOx、氨，锅炉燃烧器采用低氮燃烧器，燃烧过程中采用脱硝措施，脱硝剂采用尿素（NH_3），脱硝剂雾化注入炉膛参与燃烧还原过程以降低烟气中氮氧化物含量。

废气排放情况见表 5.6.2-1。

⑵废水

原油码头库区产生的污水主要包括生活污水和含油污水。

生活污水主要包括综合办公楼生活污水和食堂餐厅废水，其主要污染物为COD_{Cr}、BOD_5、SS、氨氮等；含油污水主要为生产废水，包括储罐定期清洗水、罐区及原油泵房地面冲洗水、初期污染雨水以及少量化验室排水等，主要污染物为石油类、COD_{Cr}、SS 等。

生活污水中厨房、餐厅排水经隔油池隔油后与厕所等其它生活污水经过化粪池处理后，自流进入生活污水池，提升后均匀排至埋地式生活污水处理装置统一处理，处理后污水用于浇洒绿地等杂用。含油污水污水通过场区污水管道收集后排至污水提升站，经外输泵升压，输至炼化厂区内的污水处理场统一处理。

另外，原油码头还产生少量排水。

废水排放情况见表 5.6.2-2。

⑶固废

原油码头库区产生的固废主要为定期清洗储罐时产生的油泥，重油组分产生量约为 100.5t/罐，委托园区危险废物填埋场集中处理。

固废排放情况见表 5.6.2-3。

⑷噪声

噪声源主要来自于输送油泵、导热油炉风机，噪声排放情况见表 5.6.2-4。

表 5.6.2-1　　原油码头库区废气排放一览表

装置名称	污染源	污染物产生					治理措施		污染物排放					排放口参数			排放时间/h
		污染物	核算方法	废气产生量 m^3/h	产生浓度 mg/m^3	产生量/kg/h	工艺	效率/%	污染物	核算方法	废气排放量 $/m^3/h$	排放浓度 $/mg/m^3$	排放量/kg/h	高度H(m)	直径D(m)	温度℃	
原油码头库区	导热油炉锅炉烟气1#G5.6.2-1	颗粒物	类比法	42160	10	0.42	清洁燃料	/	颗粒物	类比法	42160	10	0.42	18	0.9	120	8400
		SO_2	物料衡算法		3	0.13	低硫燃料气	/	SO_2	物料衡算法		3	0.13				
		NOx	类比法		80	3.38	低氮燃烧器+SNCR	50	NOx	类比法		40	1.69				
		氨	类比法		8	0.34	/	/	氨	类比法		8	0.34				
	导热油炉锅炉烟气2#G5.6.2-2	颗粒物	类比法	42160	10	0.42	清洁燃料	/	颗粒物	类比法	42160	10	0.42	18	0.9	120	8400
		SO_2	物料衡算法		3	0.13	低硫燃料气	/	SO_2	物料衡算法		3	0.13				
		NOx	类比法		80	3.38	低氮燃烧器+SNCR	50	NOx	类比法		40	1.69				
		氨	类比法		8	0.34	/	/	氨	类比法		8	0.34				
	导热油炉锅炉烟气3#G5.6.2-3	颗粒物	类比法	42160	10	0.42	清洁燃料	/	颗粒物	类比法	42160	10	0.42	18	0.9	120	8400
		SO_2	物料衡算法		3	0.13	低硫燃料气	/	SO_2	物料衡算法		3	0.13				
		NOx	类比法		80	3.38	低氮燃烧器+SNCR	50	NOx	类比法		40	1.69				
		氨	类比法		8	0.34	/	/	氨	类比法		8	0.34				
	无组织排放	挥发性有机物	产污系数法	/	/	62.83t/a	泄漏检测与修复	/	挥发性有机物	产污系数法	/	/	62.83t/a	面积:450m×390m			8400

表 5.6.2-2　　原油码头库区废水排放一览表

装置名称	污染源	污染物产生					治理措施		污染物排放					排放时间/h	排放去向
		污染物	核算方法	产生废水量 m^3/h	产生浓度 mg/L	产生量 kg/h	工艺	效率/%	污染物	核算方法	排放废水量 m^3/h	排放浓度 mg/L	排放量 kg/h		
原油码头库区	生活污水 W5.6.2-1	CODcr	类比法	3.025	≤350	1.058	化粪池+生物接触氧化	82	CODcr	类比法	3.025	≤60	0.18	8400	达到标准后绿化
		BOD_5	类比法		≤25	0.076		20	BOD_5	类比法		≤20	0.06		
	含油污水 W5.6.2-2	CODcr	类比法	215（每次）	≤1000	/	收集输送	/	CODcr	类比法	≤1000	/	/	间断	收集至污水提升站后输送至炼化厂区污水处理场处理
		石油类	类比法		≤500	/		/	石油类	类比法	≤500	/	/		
	码头排水 W5.6.2-3	CODcr	类比法	1.67	≤1000	/	收集输送	/	CODcr	类比法	≤1000	/	/	间断	
		石油类	类比法		≤500	/		/	石油类	类比法	≤500	/	/		

表 5.6.2-3　　原油码头库区固废排放一览表

装置名称	序号	固废名称	固废类别及编号	产生情况		排放量（t/次）	主要成分	排放规律	最终去向	处置措施	
				核算方法	产生量(t/a)					工艺	处置量（t/a）
原油码头库区	S5.6.2-1	罐底油泥	HW08 251-001-08	类比法	201		油、泥、铁锈等	1 次/6 年	园区危险废物填埋场	填埋	201

表 5.6.2-4　　原油码头库区噪声排放一览表

装置名称	噪声源	声源类型	噪声源强		治理措施	噪声排放值		距地高度（m）	室内/室外	排放时间/h	数量（台）
			核算方法	噪声值/dB(A)		核算方法	噪声值/dB(A				
原油码头库区	输送油泵 N5.6.2-1	偶发（间断）	类比法	95	低噪声电机、减振	类比法	≤85	1.5	室内	8400	34
	导入油炉风机 N5.6.2-2	频发（连续）	类比法	95	低噪声风机	类比法	90	2.5	室内	8400	3

5.6.3 产品码头陆域

产品码头陆域位于炼化厂区南端，由海域回填形成，三面临海，南侧为产品码头，北侧与大南海石化工业区道路连接，东侧、西侧为海域。产品码头陆域由产品码头四检办公楼、产品码头区域变电所、码头油气回收设施、原煤储运、硫磺成型与包装仓库、消防分站、集装箱堆场、事故水池等内容组成。

5.6.3.1 原煤储运

原煤储运包括产品码头煤堆场和原煤输送设施。原煤通过船运进厂，输送起点为陆域输煤第一个转运站，终点为石油焦制氢装置煤仓前转运站，水平输送距离大约 4.5 千米。

⑴储存工艺与运输设施

①来自码头卸船机的原料煤，经第一个转运站进入带式输送机，输送至产品码头煤堆场，输送能力为 1500 吨/小时。煤堆场采用一座直径为 70 米的圆形料场，储量约 3 万吨，紧靠厂区西侧主干道。圆形料场中的核心设备为堆取料机及其配套的电气仪表系统、洒水抑尘系统、围墙及顶棚等。其中堆取料机包括中心柱，悬臂堆料机，回转机构，仰俯机构，走行机构，取料变幅机构，取料机构，电缆拖令装置，钢结构，平台扶梯，电气司机室，漏斗，抑尘装置，料位计、电气、控制系统及安全保护设施等。

②石油焦制氢装置用煤时，圆形料场的取料机将煤刮至带式给料机，由管带输送机将原料煤送至石油焦制氢装置的煤仓，输送能力为 300 吨/小时。管带输送机沿厂区西侧围墙高架输送，基础宽度 6.0m。管带输送机包括胶带、滚筒组、托辊组、驱动装置、逆止器/制动器、张紧装置、清扫装置、钢结构桁架、支腿、维修走道、栏杆、导料槽、头部护罩及漏斗、安全及控制装置。输送系统中设计有除铁器、计量设备、检修起重设备、除尘设备等多项设施，使各生产岗位符合国家安全卫生规定。

⑵主要污染源及污染物

原煤储运系统主要废气为含尘废气，主要污染物为颗粒物，采用袋式除尘后通过 20m 高排气筒排入大气，详见表 5.6.3-1。

原煤储运系统废水主要为皮带机、地面冲洗水。圆形料场内设洒水抑尘系统，在料场至皮带机落料转接点处设喷嘴组，喷水形成的水幕将煤尘抑制在其

内。皮带机设置人工冲洗站，沿皮带机架架空布置。冲洗污水统一收集至炼化厂区污水处理场进行处理，详见表5.6.3-2。

原煤储运系统主要噪声为皮带机、堆取料机等，详见表5.6.3-3。

5.6.3.2 硫磺成型与包装

⑴装置组成

装置由硫磺成型、包装、袋装仓库、圆形散料仓、转运站、栈桥运输等单元组成。

⑵工艺流程

①硫磺成型单元

液体硫磺自装置外来进入液硫池，然后通过液硫池上的液硫泵提升去成型机系统。在成型机系统中液体硫磺首先进入液硫过滤器，去掉杂质后，连续均匀地送入转筒硫磺造粒机的液硫喷淋管中，冷却水通过雾化喷头使雾化液硫固化成小的粉状颗粒。通过转筒生成固硫颗粒，颗粒产品被送入包装、袋装仓库单元及散装硫磺入仓及转运输送单元进行处理。

本项目共设置5台成型机（4开1备），能力25吨/小时。硫磺成型时间按16小时/天计算，每天开工2班，每班按照8小时计，成型产量101.22吨/小时。操作时间5600小时，年生产能力约56.69万吨。

②散装硫磺入仓及转运输送

固体颗粒硫磺自成型机经管带式输送机一部分去包装、袋装仓库单元；另一部进入散装硫磺堆料机，固体颗粒硫磺在圆形料场内堆料贮存。圆形料场内设置刮板取料机，能力 110 吨/小时，经取料机取料后进入圆管带式输送机，输送至界区外码头固硫装船系统。

③包装、袋装仓库部分

自硫磺成型单元来的固体颗粒硫磺自料仓进入包装厂房，在包装系统里，固体硫磺经过称重单元、包装单元、输送检测单元、码垛单元等后通过叉车运送到袋装硫磺仓库。整个过程均在密闭系统中进行，密闭系统通过除尘系统除去粉尘。共设置1台袋装包装机，能力30吨/小时。

⑶硫磺成品仓库，圆形料场，产品外运形式和装车方案

①包装后的固硫以袋装形式置于硫磺仓库内，仓库总面积1800平方米（包

括叉车房和工器具间），实际有效仓库面积 1260 平方米。垛尺寸 1400（长）×1200（宽）×1200（高）mm，堆重量 2.4 吨/平方米，储存时间约 6 天。硫磺仓库北侧为仓库站台，站台与单元北侧厂区道路之间新建硫磺汽车装车场地，供汽车装运硫磺停靠使用，装车方式为汽车侧面贴临站台进行装车，运输硫磺的车辆从装车场地的一端驶入，装货后从场地另一端驶出。

②圆形料场直径 60 米，存放散装固硫，圆形料场挡料墙顶部设置自然通风，并设置卸压结构，所有建筑材料均为阻燃性材料。钢结构涂防腐、阻燃材料。散装固硫堆积密度 1150kg/m^3，有效容积 20000m^3，储存时间约 15 天。经圆形料场取料机取料后进入圆管带式输送机，输送至界区外码头固硫装船系统。

③外运形式分为：船运及汽车运输。汽车年运输量约为 16.8 万吨袋装硫磺。船运年运输量 39.89 万吨散装硫磺。

⑷主要污染源及污染物

装置产生的主要废气污染物为成型机产生的尾气，主要污染物为硫磺颗粒、SO_2 和 H_2S，具体见表 5.6.3-1。

装置产生的废水，主要是成型机产生的含油污水，主要污染物为石油类、COD，具体见表 5.6.3-2。

装置主要噪声源为机泵及空冷风机电机，具体见表 5.6.3-3。

5.6.3.3 码头油气回收

产品码头区域对汽油、航煤、苯、对二甲苯、苯乙烯、沥青装船外排油气进行回收处理。码头油气回收靠近码头前沿布置，为满足码头油气回收设施用吸收油的需求，码头油气回收设施配套设有吸收油储存、转输系统。

吸收油储存、转输系统为接收炼化厂区输送来的贫吸收油，并将吸收后的富吸收油转输至炼化厂区原料罐组供装置回炼。设置两台 1000m^3 的催化汽油或柴油内浮顶罐，1 台流量为 300m^3/h 的富油回流泵。油气回收设置如下：

⑴汽油、航煤油装船油气回收预处理

设计规模：7000Nm^3/h，1 套，拟选用吸收+膜工艺或冷凝+吸附工艺；

⑵苯、对二甲苯装船油气回收预处理

设计规模：2500Nm^3/h，1 套，拟选用吸附+吸收工艺；

⑶苯乙烯装船油气回收处理

设计规模：600Nm^3/h，1套，拟选用吸附+吸收工艺；

经上述处理后的油气再通过设计规模9600 Nm^3/h的产品码头油气达标处理设施，拟选用焚烧工艺（催化氧化/CEB）处理后，通过15m高排气筒排入大气。

⑷沥青装船油气回收处理

设计规模：1000Nm^3/h，1 套，拟选用吸收+湿式脱硫工艺，处理沥青装船外排油气。处理后的尾气，通过15m高排气筒排入大气。

废气排放见表5.6.3-1。

5.6.3.4 给排水

产品码头陆域内的给排水管道系统主要包括生活给水、生产给水、消防给水、含油污水、生活污水管道系统及雨水系统等。

生活给水由净水场二次加压后提供，主要为守卫室、产品码头区域变电所和产品码头四检办公楼服务；生产给水主要用作煤堆场、码头油气回收设施等单元的冲洗水。

含油污水管道系统主要输送码头油气回收设施内含油污水提升池和产品码头陆域内事故水收集池排出的含油污水，沿管架敷设，污水经泵提升输送至污水处理场进行处理。雨水系统采用明沟排水系统，主要用于收集和排放非污染区雨水及污染区的后期雨水，重力流排出。事故水和污染雨水，经雨水明沟上的阀门切换后排入事故水收集池，提升输送至污水处理场进行处理。

另外，产品码头泊位含油压舱水可由船泵通过码头设置的含油污水管送至炼化厂区污水处理站处理。

产品码头陆域设置一套生活污水提升设施，由化粪池、生活污水提升池和生活污水提升泵组成。守卫室、产品码头区域变电所和产品码头四检办公楼排出的生活污水，重力流排至化粪池预处理后，由产品码头陆域的生活污水提升设施加压后，经系统管架上的生活污水管道输送至污水处理场的生化处理段，处理后回用。

产品码头陆域区域内设置一座事故水收集池，并配备两台事故水提升泵，自吸防爆。用于收集和提升产品码头陆域发生事故产生的事故水和污染雨水事故水收集池的有效容积为3000m^3；单台事故水提升泵流量为150m^3/h，1用1备。

表 5.6.3-1　　产品码头陆域废气排放一览表

装置名称	污染源	污染物产生					治理措施		污染物排放					排放口参数			排放时间/h
		污染物	核算方法	废气产生量 m^3/h	产生浓度 mg/m^3	产生量/kg/h	工艺	效率/%	污染物	核算方法	废气排放量 $/m^3/h$	排放浓度 $/mg/m^3$	排放量/kg/h	高度H(m)	直径D(m)	温度℃	
原煤储运	转运站除尘气 G5.6.3-1	颗粒物	类比法	200	2000	4	袋式除尘器	99	颗粒物	类比法	200	20	0.004	20	0.2	常温	8400
硫磺成型与包装	硫磺成型机废气 1#G5.6.3-2	颗粒物	类比法	10000	＜40	＜0.4	水膜除尘	90	颗粒物	类比法	10000	＜4	＜0.04	15	0.45	75	8400
		SO_2	类比法		＜8	＜0.8	/	/	SO_2	类比法		＜8	＜0.08				
		H_2S	类比法		＜8	＜0.8	/	/	H_2S	类比法		＜8	＜0.08				
	硫磺成型机废气 2#G5.6.3-3	颗粒物	类比法	10000	＜40	＜0.4	水膜除尘	90	颗粒物	类比法	10000	＜4	＜0.04	15	0.45	75	8400
		SO_2	类比法		＜8	＜0.8	/	/	SO_2	类比法		＜8	＜0.08				
		H_2S	类比法		＜8	＜0.8	/	/	H_2S	类比法		＜8	＜0.08				
	硫磺成型机废气 3#G5.6.3-4	颗粒物	类比法	10000	＜40	＜0.4	水膜除尘	90	颗粒物	类比法	10000	＜4	＜0.04	15	0.45	75	8400
		SO_2	类比法		＜8	＜0.8	/	/	SO_2	类比法		＜8	＜0.08				
		H_2S	类比法		＜8	＜0.8	/	/	H_2S	类比法		＜8	＜0.08				
	硫磺成型机废气 4#G5.6.3-5	颗粒物	类比法	10000	＜40	＜0.4	水膜除尘	90	颗粒物	类比法	10000	＜4	＜0.04	15	0.45	75	8400
		SO_2	类比法		＜8	＜0.8	/	/	SO_2	类比法		＜8	＜0.08				
		H_2S	类比法		＜8	＜0.8	/	/	H_2S	类比法		＜8	＜0.08				
	硫磺成型机废气 5#G5.6.3-6	颗粒物	类比法	10000	＜40	＜0.4	水膜除尘	90	颗粒物	类比法	10000	＜4	＜0.04	15	0.45	75	8400
		SO_2	类比法		＜8	＜0.8	/	/	SO_2	类比法		＜8	＜0.08				
		H_2S	类比法		＜8	＜0.8	/	/	H_2S	类比法		＜8	＜0.08				
油气回	沥青装船油气回收设施废气 G5.6.3-7	NMHC	类比法	1000	＞1667	1.67	冷柴油吸收+湿式脱硫	＞97	NMHC	类比法	1000	50	0.05	15	0.3	40	8400

收	产品码头油气回收设施废气 G5.6.3-8	苯	类比法	10100	＞66.7	＞0.67	预处理+焚烧（催化氧化）	＞97	苯	类比法	10100	2.00	0.02	15	1.2	250	8400
		甲苯	类比法		＞266.7	＞2.69			甲苯	类比法		8.00	0.08				
		二甲苯	类比法		＞300	＞3.03			二甲苯	类比法		10.00	0.10				
		苯乙烯	类比法		＞150	＞1.52			苯乙烯	类比法		5.00	0.05				
		NOx	类比法		＞500	＞5.05			NOx	类比法		15.00	0.15				
		NMHC	类比法		＞500	＞5.05			NMHC	类比法		15.00	0.15				

表 5.6.3-2　　产品码头陆域废水排放一览表

装置名称	污染源	污染物产生					治理措施		污染物排放					排放时间/h	排放去向
		污染物	核算方法	产生废水量/m^3/h	产生浓度/mg/L	产生量/kg/h	工艺	效率/%	污染物	核算方法	排放废水量/m^3/h	排放浓度/mg/L	排放量/kg/h		
产品码头陆域	原煤储运煤泥水 W5.6.3-1	SS	类比法	320（一次降雨）	1000	/	收集泵送	/	SS	类比法	320（一次降雨）	1000	/	间断	送至炼化厂区污水处理场
	硫磺成型与包装冲洗水 W5.6.3-2	COD	类比法	20（最大）	300	/		/	COD	类比法	20（最大）	300	/	间断	
		石油类	类比法		200	/			石油类	类比法		200	/		
	压舱水 W5.6.3-3	COD	类比法	160	5000	/		/	COD	类比法	160	5000	/	连续	
		石油类	类比法		1000-3000	/		/	石油类	类比法		1000-3000	/		

表 5.6.3-3　　产品码头陆域噪声排放一览表

装置名称	噪声源	声源类型	噪声源强		治理措施	噪声排放值		距地高度（m）	室内/室外	排放时间/h	数量（台）
			核算方法	噪声值/dB(A)		核算方法	噪声值/dB(A				
产品码头陆域	原煤储运皮带机 N5.6.3-1	频发（连续）	类比法	85～90	低噪声电机	类比法	85	1.5	室外	8400	1
	原煤储运堆取料机 N5.6.3-2	频发（连续）	类比法	85～90	低噪声电机	类比法	85	1.5	室外	8400	1
	原煤储运转运站 N5.6.3-3	频发（连续）	类比法	85～90	低噪声电机	类比法	85	1.5	室外	8400	1
	硫磺成型机 N5.6.3-4	频发（连续）	类比法	85～90	低噪声电机	类比法	85	1.5	室外	8400	5
	硫磺成型机泵 N5.6.3-5	频发（连续）	类比法	85～90	低噪声电机	类比法	85	1.5	室外	8400	2
	硫磺成型堆取料机 N5.6.3-6	频发（连续）	类比法	85～90	低噪声电机	类比法	85	1.5	室外	8400	1

5.7 涉海工程（原油码头、产品码头、填海工程）

原油码头、产品码头及填海工程部分工程分析内容详见第8章。

5.8 全厂平衡

5.8.1 物料平衡

本项目原油加工总量为2000万吨，其中委内瑞拉Merey 16原油1000万吨，中东混合原油1000万吨。其他原料主要包括甲醇、硫酸等，外购原料煤54万吨。将工艺生产用水、空气、氧气、化学品等纳入物料平衡，总进料量约为3326.96万吨。总物料平衡详见图5.8.1-1及表5.8.1-1。

表 5.8.1-1　　本项目物料平衡一览表

序号	名称	数量（万吨/年）	备注
入方			
一	原油		
1	Merey 16 原油	1000	
2	中东混合原油	1000	
	原油小计	2000	
二	化工品		
1	甲醇	2.30	
2	己烷	0.20	
3	己烯-1	2.49	
4	丁烯-1	0.20	
5	硫酸	3.84	
6	PP、PE 等添加剂	0.43	
	化工品小计	9.46	
三	原料煤	48.55	石油焦制氢装置原料煤
四	其他		
1	氧气	252.03	石油焦制氢装置原料
2	氮气	36.2	低温甲醇洗装置补充
3	空气	740	
4	水	240.66	
	小计	1430.68	
	入方合计	3326.96	
出方			
一	成品油		

序号	名称	数量（万吨/年）	备注
1	92#国VI汽油	252.00	
2	95#国VI汽油	126.00	
3	98#国VI汽油	42.68	
3	航煤	261.36	
4	国VI柴油	281.22	
	小计	963.26	
二	芳烃产品		
1	对二甲苯	261.61	
2	苯	18.488	
3	甲苯	0.05	送吉林石化项目
	小计	280.06	
三	化工成品		
1	异丁烷	7.48	
2	高密度聚乙烯	52.62	
3	线性低密度聚乙烯	48.33	
4	苯乙烯	80.00	38.82 送吉林石化项目，其他作为产品出售
5	聚丙烯	50.00	
6	裂解碳五	10.04	
7	C9 及重组分	1.65	
8	丙烯	22.85	13.68 送吉林石化项目原料，剩余作为产品
9	丁二烯	8.22	吉林石化项目原料
	化工成品小计	281.20	
四	其它产品		
1	沥青	129.6	
2	硫磺	56.11	
3	液氨	2.88	
4	蜡	0.38	
5	燃料油	4.56	
	小计	193.53	
五	自用		
1	炼油区自产干气	37.01	
2	乙烯装置富甲烷气	48.79	
3	石油焦制氢装置自产低热值气	219.45	
	小计	305.25	
六	其他		

序号	名称	数量（万吨/年）	备注
1	固体废物	50.42	
2	VOCs	0.34	
3	废气	1084.77	低温甲醇洗+合成树脂火炬气+催化烧焦+硫磺回收烟气
4	废水	163.82	
5	废酸	4.24	
	小计	1303.62	
	出方合计	3326.96	

5.8.2 水平衡

本项目生产水来自龙江河上游邦山水闸前的地表水，生活水来自岐山水厂。取水经项目自建净水厂处理后供厂区、产品码头、产品码头陆域使用。原油码头区域生产、生活水来自靖海水厂。

龙江河上游邦山水闸前的地表水取水量为5889m^3/h，岐山水厂生活水供水量70.5m^3/h，靖海水厂供水量20 m^3/h。

全厂水平衡、含硫污水、含油污水、含油污水、污水处理场平衡见图5.8.2-1~图5.8.2-6。

5.8.2.1 含酸废水

本项目设置酸性水汽提装置处理各装置排放的含硫污水，含硫污水包括非加氢型含硫污水和加氢型含硫污水，送硫磺回收联合装置的酸性水汽提单元进行处理。

非加氢型含硫污水主要来自常减压装置、延迟焦化装置、催化裂化装置、等非加氢型装置。加氢型含硫污水来自蜡油加氢裂化装置、加氢裂化装置、石脑油加氢装置、航煤加氢装置、柴油加氢裂化装置、催化汽油加氢装置、焦化石脑油加氢装置及硫磺回收装置等加氢型装置。

5.8.2.2 污水处理场

根据“清污分流、污污分流、分质处理”的原则，厂区内排水系统划分为：生活污水排水系统、生产污水排水系统（包括：炼油含油污水排水系统、化工含油污水排水系统、低含盐污水排水系统、高含盐污水排水系统）、清净废水排水系统、污染雨水排水系统、清净雨水排水系统、达标污水排水系统、事故水排水系统及污泥输送系统。

全厂污水处理场系统划分：含油含盐污水处理系统（含深度处理）、污水回用系统及高含盐污水处理系统（含电脱盐污水预处理）。

含油含盐污水处理系统设计规模2400 m^3/h，分4个系列，其中深度处理段设计规模为3400m^3/h，多系列设计。主要处理本项目炼油、化工含油污水、低含盐污水、清净废水、生活污水及吉林石化项目含盐污水、清净废水，清净废水直接进入深度处理段。含油污水产生量为315.45m^3/h，含盐污水产生量956.06m^3/h（含吉林石化项目），生活污水产生量为40m^3/h，未预见为161.4 m^3/h，合计1472.91m^3/h，

清净废水产生量为804.7 m^3/h。

含油含盐污水处理系统出水进入污水回用系统，污水回用系统实际处理量2261.98 m^3/h，预处理段设计规模3400 m^3/h；双膜单元规模2100m^3/h，多系列设计。

预处理后乙烯装置废碱渣和炼油废碱渣、污水回用系统反渗透排放浓水、产品码头的压舱水，常减压装置II电脱盐污水及吉林石化项目高含盐污水进入高含盐污水处理系统处理，高含盐污水系统实际处理量631.61m^3/h，设计规模1000 m^3/h，分2个系列。

高含盐污水系统外排水量700.1 m^3/h，各污染物浓度满足《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）、《石油化学工业污染物排放标准》（GB31571-2015）、《合成树脂工业污染物排放标准》（GB31572-2015）中一般排放限值及《水污染物排放限值》（DB44/26-2001）中更严的标准，经园区排海管道排海。

表 5.8.2-1

全厂水汽平衡表

区块	序号	装置名称	给水									排水											
			净化水	生产水	脱盐水	除氧水	循环水	蒸汽	原料带水	重复用水		物料带水	副产蒸汽	蒸汽凝液	循环回水	废水							损失
										凝液	中水					生活污水	含硫污水	含油污水	含盐污水	高盐污水	清净废水	直排废水	
炼油区	1	常减压装置 I	59.52			12.6	3772	34.29	16.22					6.29	3764		40.6	8		77.53			
	2	常减压装置 II	59.52			14.49	3640	34.85	18.02					7.91	3632		41.43	8	77.54				
	3	延迟焦化装置	50		0.8	34	1920	218				28	166.6	18.6	1920		58.6	14					8
	4	蜡油加氢处理装置	94			41.7	3361	38					16.2	40	3361		116						
	5	加氢裂化装置				35	8100	72.1					21	77.1	8100		9						
	6	催化裂化装置	15	24	120.4		4540	245	0.96				310.8	19	4538		24.8	20			3（锅炉排污）	6.8	22.96
	7	气体分馏装置			60		1410	2.6						2.6	1410								60
	8	烷基化装置			75		3605	76.3	0.3			0.5		76.3	3605				24.8				50
	9	柴油加氢改质装置 I			20	30	4920	45.7						39.7	4920		36						20
	10	柴油加氢改质装置 II			20	30	5820	71						55	5820		37	9					20
	11	航煤加氢改质装置			3	2.3	831	3.5							831		5.8						3
	12	轻烃回收装置					8986	158.3	2				99.2	59.1	6386								
	13	石脑油加氢装置			15		320								320		15						
	14	焦化石脑油加氢装置				18	450	22					2		450		20						
	15	连续重整装置				213	1202.2	613.4					609.6	215.8	1202.2			3			1（锅炉排污）		
	16	催化汽油加氢装置					512	34.4					30.6	3.8	512								
	17	氢气回收装置					1490								1490								
	18	氢气深度回收装置					400								400								
	19	干气分离装置					2982	28.5						28.5	2982								
	20	芳烃联合装置		0.72	242.1	22.7	2998	91.3					113.2		2998			0.72					242.1
	21	硫磺回收装置（含酸水汽提及溶剂再生）		54	237		6819.9	481.8	426.37				123.2	523.4	6819.9		32.3	162.4			9.4（锅炉排污）	7	
	22	石油焦制氢装置		29	193	538.8	19883		43.14			223.16	263.7	69.9	19883				195.02		17.3(锅炉排污）		
	炼油区小计		278.04	107.72	986.3	992.59	87962.1	2271.04	507.01			251.66	1756.1	1229	85344.1		436.53	225.11	297.36	77.53		13.8	426.06
化工区	1	乙烯装置			135.7		64000	323.5	4.9				290.6	135.1	64000			18.8		10.7	6.9（锅炉排污）		0.9
	2	裂解汽油加氢装置			2	1.5	1500	29.1						29.1	1500								

区块	序号	装置名称	给水								排水												
			净化水	生产水	脱盐水	除氧水	循环水	蒸汽	原料带水	重复用水		物料带水	副产蒸汽	蒸汽凝液	循环回水	废水							损失
										凝液	中水					生活污水	含硫污水	含油污水	含盐污水	高盐污水	清净废水	直排废水	
	3	丁二烯装置				6	3000	50						50	3000			6					
	4	MTBE/丁烯-1 装置					2370	50						50	2370								
	5	PP 装置			4		10012	23						23	10012			4					
	6	FDPE 装置			6		11280	8.4						8.4	11280			6					
	7	HDPE 装置			5		9000	25.1						25.1	9000			5					
	8	苯乙烯装置			0.3		18358	182.6						174.5	18358								
	化工区小计				153	7.5	119520	691.7	4.9				290.6	495.2	119520			39.8		10.7			0.9
储运及公用工程	1	空分空压		0.5	1.1		19450	6.8						6.8	19450								
	2	罐区及火炬		2.5	6		673	5						5	673			16					
	3	固体储运		60			410								410								60
	4	循环水场		3341							1540.81								294.2		675.9		4034
	5	动力站		20	1154.4		6150								6150						18.4（锅炉排污）		2.8
	6	除盐水站（含凝液精制）		1414			2852			1784.3		3109.9			2852			34				54.7	
	7	固废焚烧		9			40								40				0.5		0.3（锅炉排污）		
	8	酸碱站																					
	9	净水场																	31				
厂外工程	1	原油库区及码头																		10			
	公辅设施及厂外工程小计			4847	1161.5		29575	11.8		1784.3	1540.81	3109.9		11.8	29575			50	325.7	10	675.9	54.7	4096.8
未预见				213.51																			
合计（本项目）			278.04	5168.23	2300.8	1000.09	237057.1	2974.54	511.91	1784.3	1540.81	3361.56	2046.7	1750	234439.1		436.53	314.91	623.06	98.23	675.9	68.5	4523.8
吉化项目				703.6	106.9	139.2	33380	72.7		163.5	222.56				33380				333	13.63	128.8		
合计（含吉化项目）			278.04	5871.83	2407.7	1139.29	270437.1	3047.24	511.91	1947.8	1763.37	3361.56	2046.7	1750	267819.1	40	436.53	314.91	956.06	111.9	804.7	68.5	4523.8
全厂生活用水（含吉化项目）				90.5																			

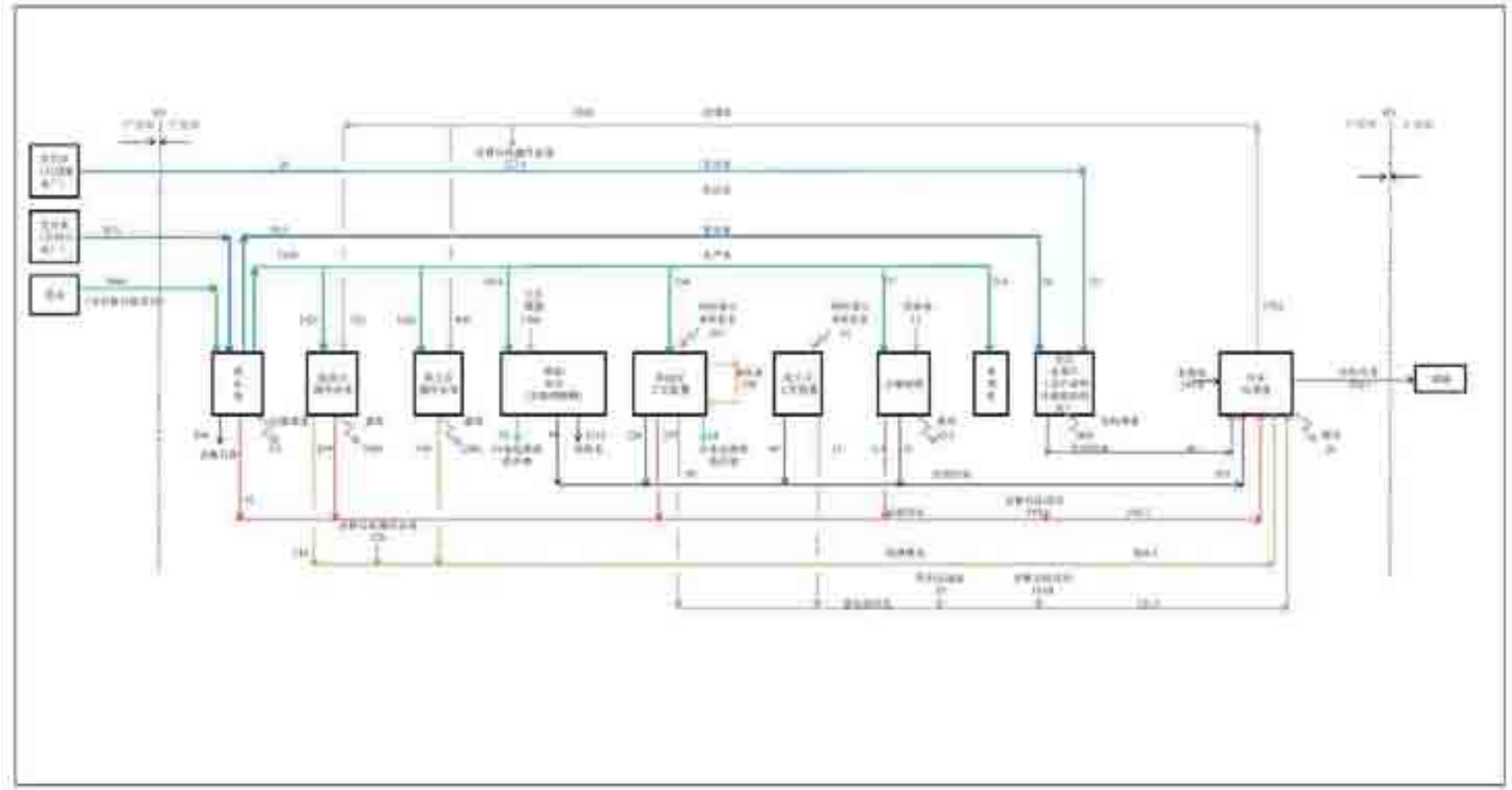


图 5.8.2-1 全厂水平衡图（单位 m^3/h）

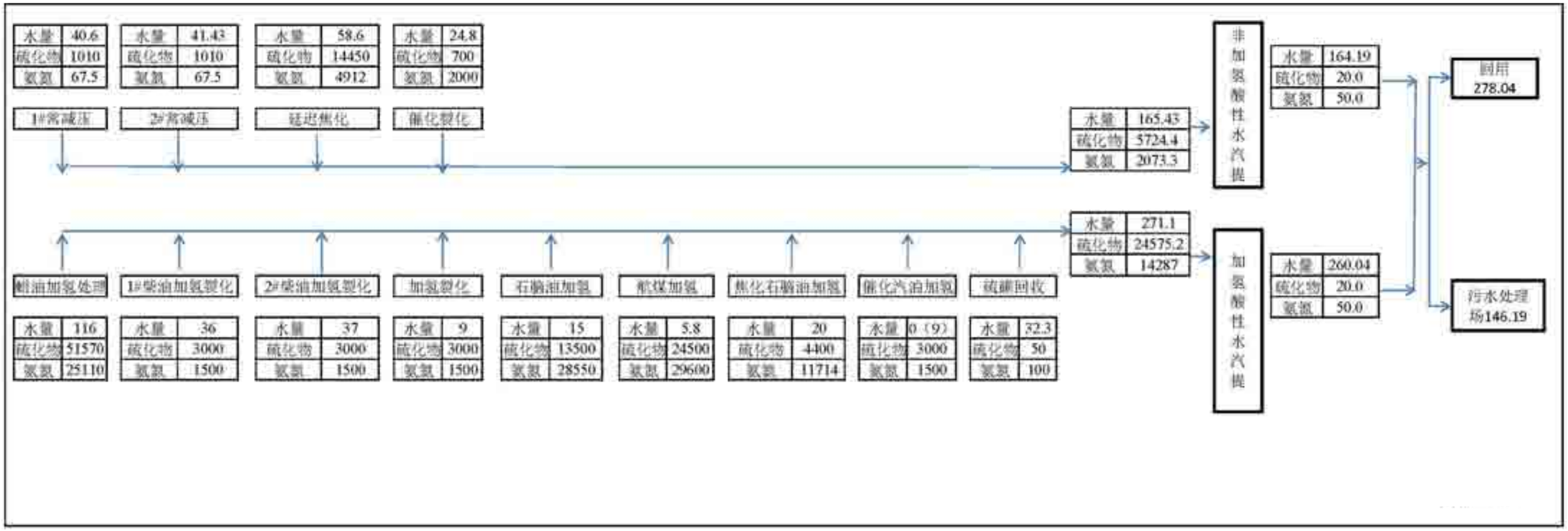


图 5.8.2-2 含硫污水水质水量平衡图（单位：水量 m^3/h，浓度 mg/L）

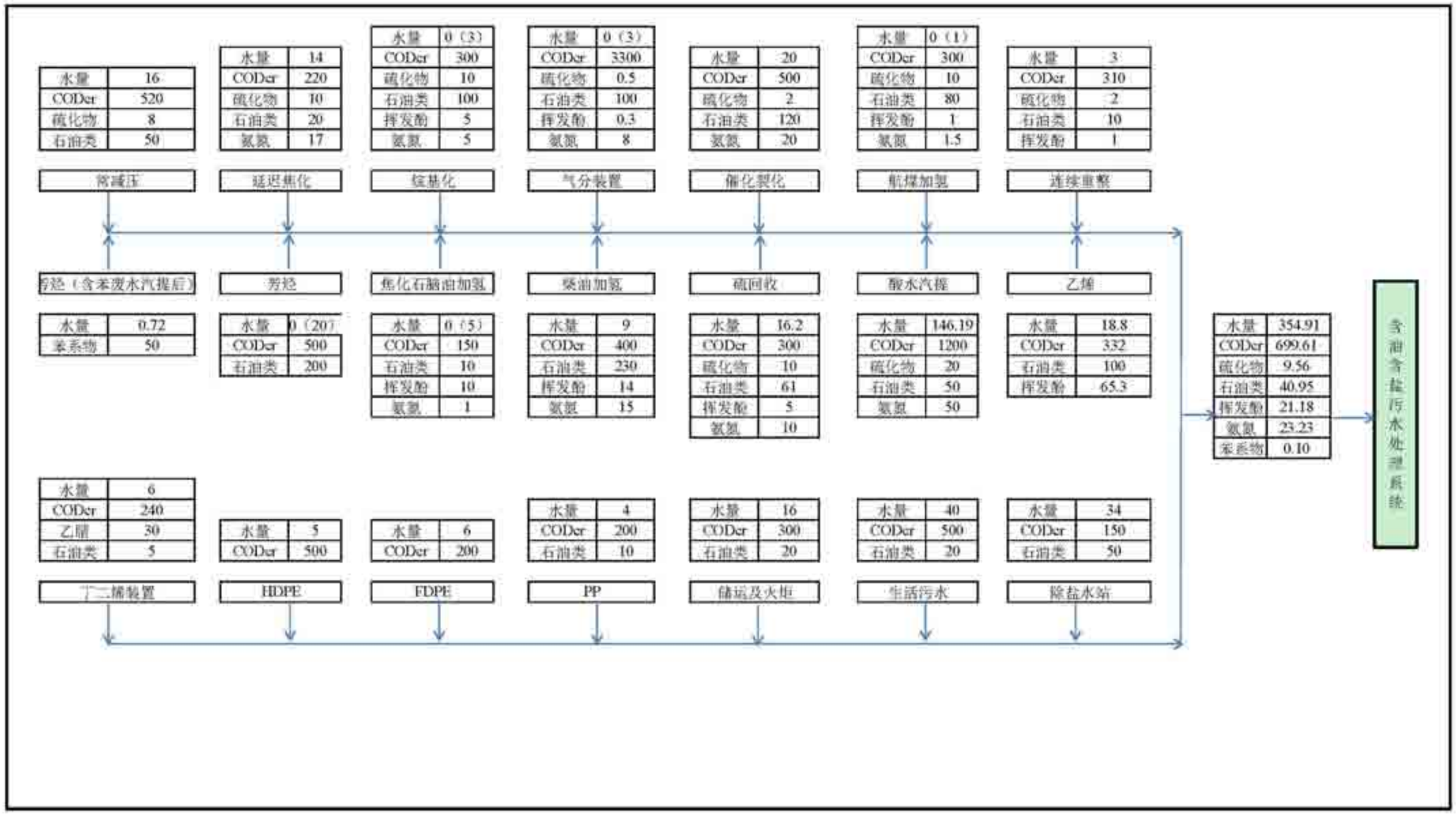


图 5.8.2-3 含油污水水质水量平衡图（单位：水量 m^3/h，浓度 mg/L）

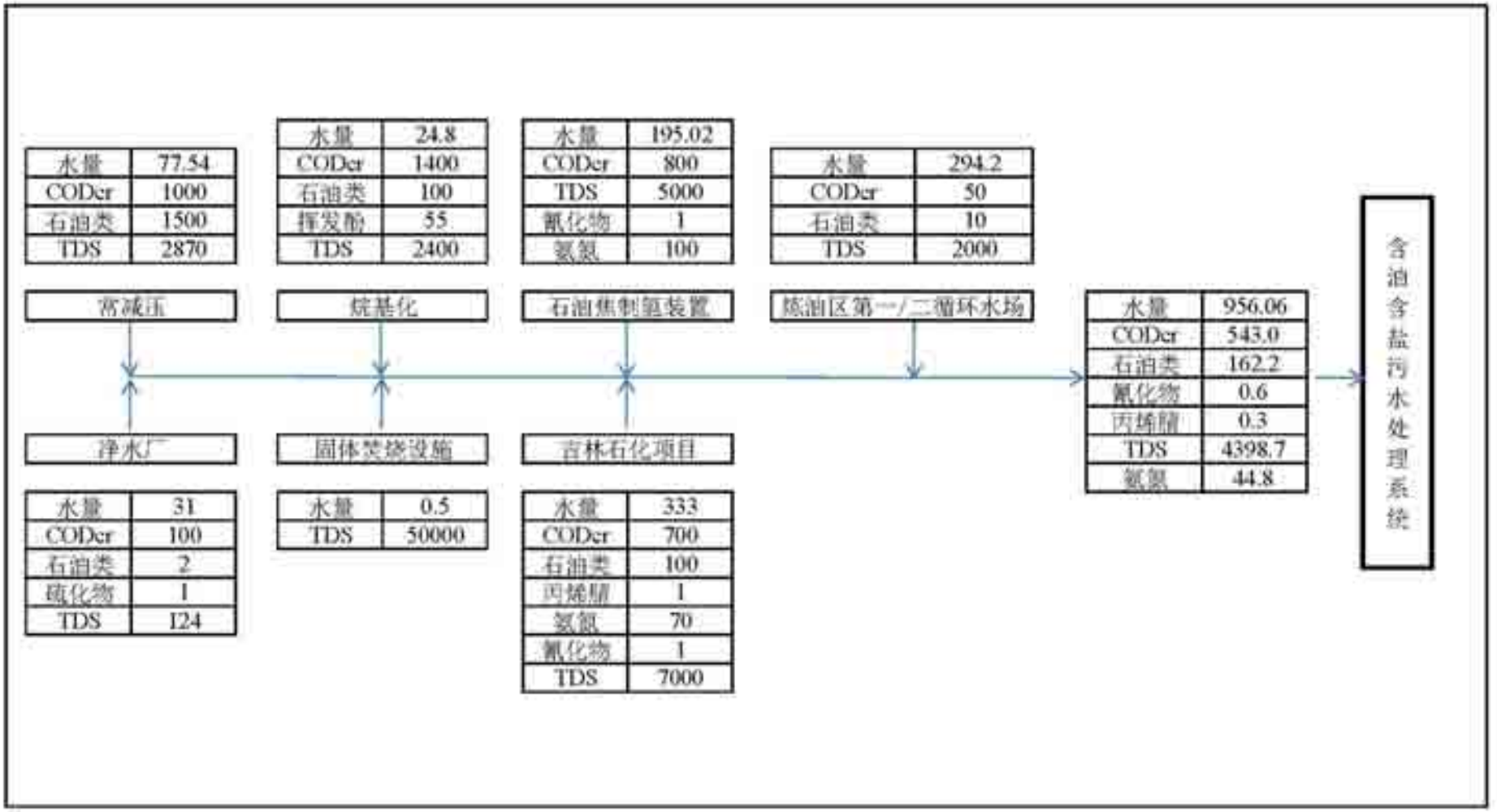


图 5.8.2-4 含盐污水水质水量平衡图

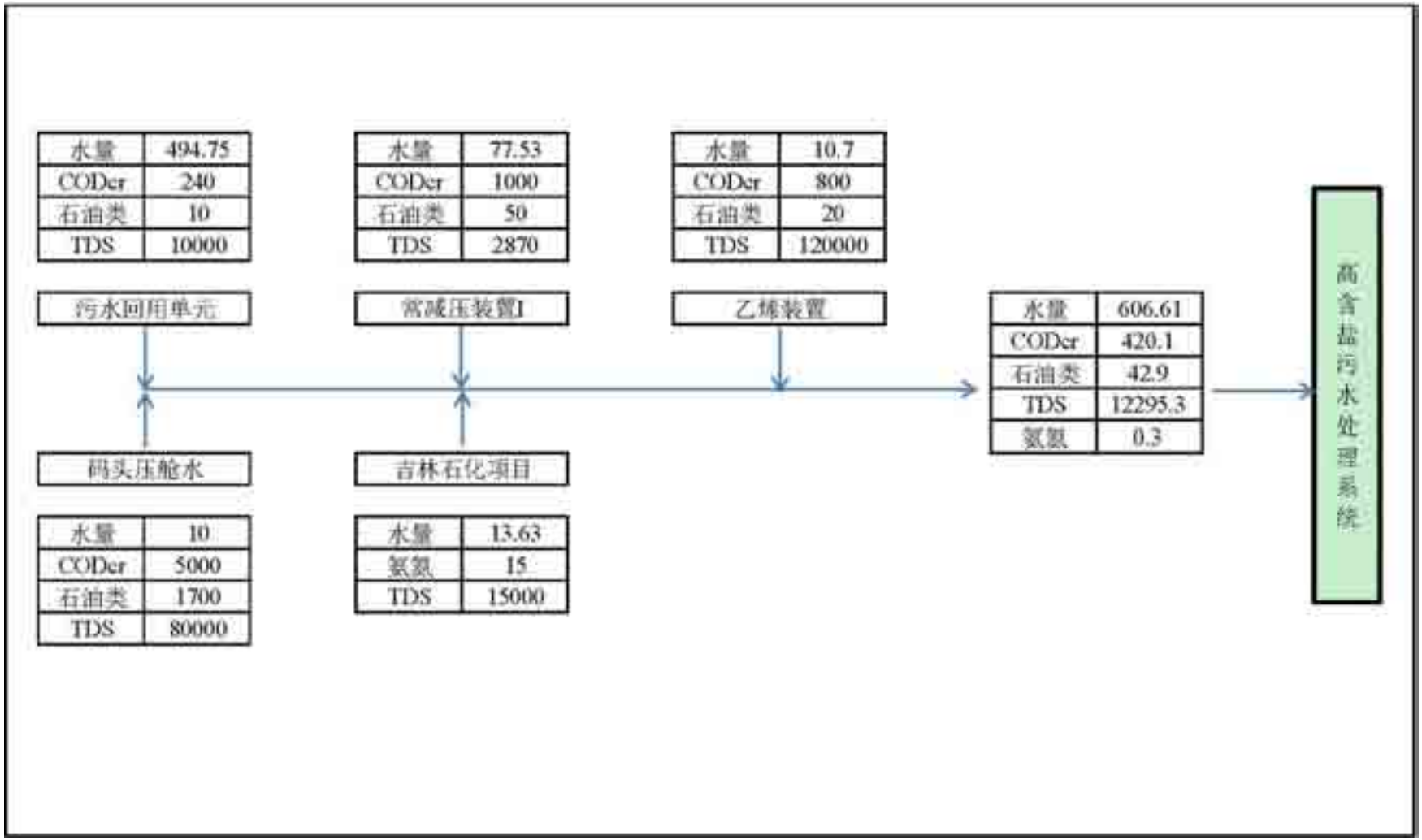


图 5.8.2-5 高含盐污水水质水量平衡图

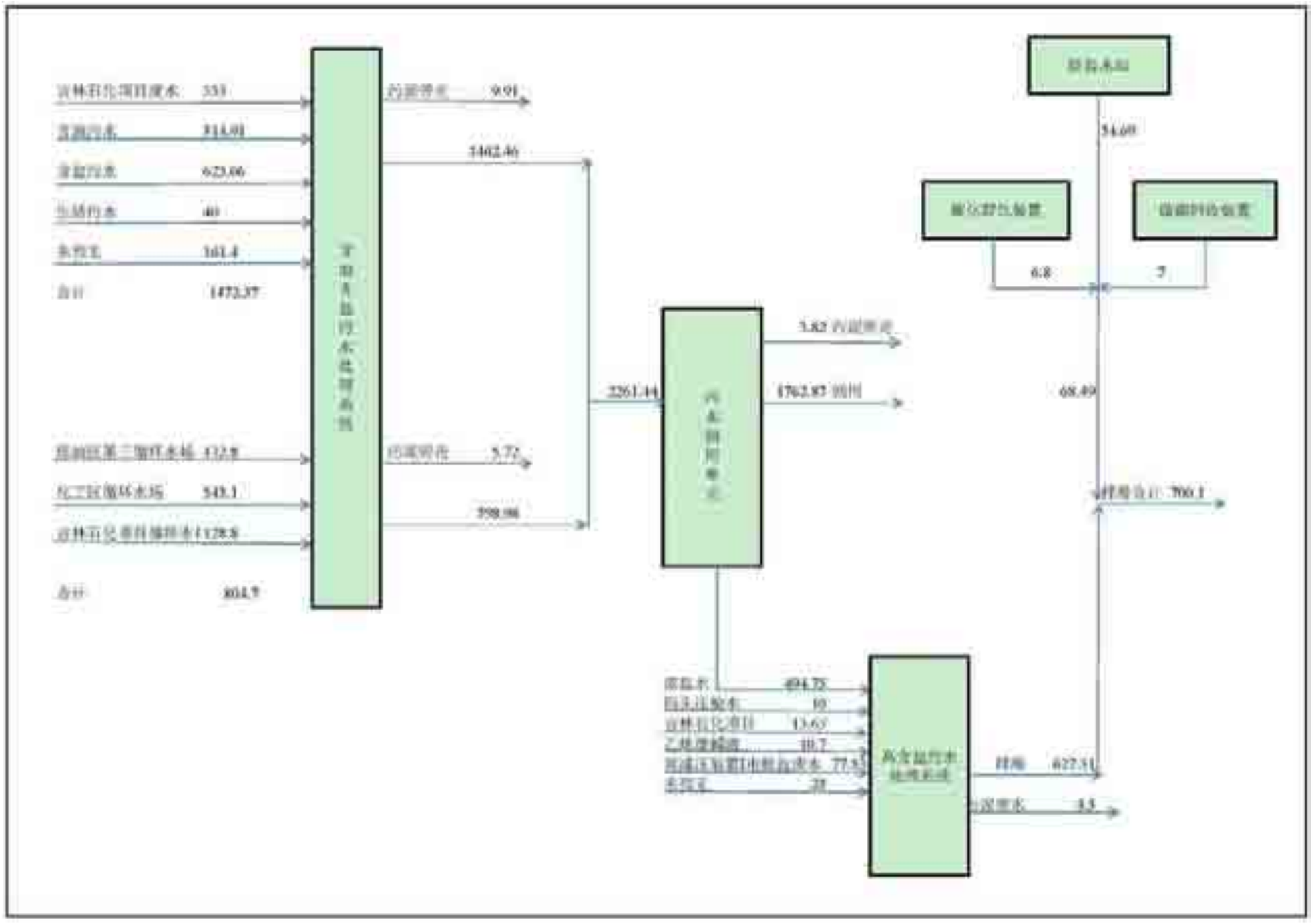


图 5.8.2-6 污水处理场平衡图

5.8.3 蒸汽平衡

本项目蒸汽来自于动力中心，动力中心包括4×480t/h超高压高温燃气锅炉2×30MW 抽背式汽轮发电机组，1×30MW 双抽凝汽式汽轮发电机组。

⑴超高压蒸汽

超高压蒸汽（11.5MPaG，520℃）来源于动力中心燃气锅炉，产汽量为723.7t/h，，用于压缩机驱动透平用汽，用汽装置包括炼油区连续重整装置、化工区乙烯装置及裂解汽油加氢装置。

⑵高压蒸汽

次高压蒸汽（4.2MPaG，40℃）来源于动力中心12.5t/h、连续重整装置副产427.8t/h，硫磺回收装置副产160.2t/h、石油焦制氢装置变换单元副产76t/h、乙烯装置副产168.7t/h、吉林石化项目副产32.2t/h，共计877.4t/h。用汽设备主要为工艺装置用汽。

⑶中压蒸汽

中压蒸汽(1.3MPaG，290℃)来自于动力中心352.6 t/h、石油焦制氢装置变换单元副产96t/h、延迟焦化装置副产8.2t/h、蜡油加氢处理装置副产13.6t/h、加氢裂化装置副产21t/h、催化裂化装置副产82.6t/h、焦化石脑油加氢装置副产18t/h、乙烯装置副产29.2t/h，合计621.2t/h。用汽单元主要是工艺装置及公用工程用汽。

⑷低压蒸汽

低压蒸汽（0.5MPaG，220℃）来源动力中心44.4t/h，石油焦制氢装置变换单元副产198t/h、延迟焦化装置副产166.6t/h、蜡油加氢处理装置副产2.6t/h、轻烃回收装置副产43.7t/h、催化汽油加氢装置副产30.6t/h、芳烃联合装置副产113.2t/h、乙烯装置副产92.8t/h，合计691.9t/h。该等级用汽设备主要是工艺装置及公用工程用汽。

蒸汽平衡见表5.8.3-1及图5.8.3-1。

表 5.8.3-1　　全厂蒸汽平衡表单位：t/h

序号	装置名称		产汽量 t/h	耗汽量 t/h
一	11.5MPa、520℃			
1	化工区乙烯装置			323.5
2	化工区裂解汽油加氢装置			2.7
3	炼油区连续重整装置			397.5
4	动力中心		723.7	
合计			723.7	723.7
二	4.2MPa、400℃			
1	炼油区	常减压装置 I		1.7
2		常减压装置 II		1.8
3		延迟焦化装置		218
4		蜡油加氢处理装置		38
5		加氢裂化装置		72.1
6		催化裂化装置		16.8
7		柴油加氢改质装置 I		39.7
8		柴油加氢改质装置 II		48.7
9		轻烃回收装置		99.2
10		焦化石脑油加氢装置		20
11		连续重整装置	427.8	
12		催化汽油加氢装置		34.4
13		干气分离装置		0.6
14		芳烃联合装置		91.3
15		硫磺回收装置	160.2	
16		小计	588	682.3
17	石油焦制氢装置	低温甲醇洗		
18		变换	76	
19		小计	76	
20	化工区	乙烯	168.7	
21		高密度聚乙烯		0.9
22		全密度聚乙烯		2.4
23		苯乙烯		171.7
24		小计	168.7	175
25	吉林石化项目		32.2	
26	动力中心		12.5	
27	损失			20
合计			877.4	877.4
三	1.3MPa、290℃			

序号	装置名称		产汽量 t/h	耗汽量 t/h
1	炼油区	常减压装置 I		32.6
2		常减压装置 II		33
3		延迟焦化装置	8.2	
4		蜡油加氢处理装置	13.6	
5		加氢裂化装置	21	
6		催化裂化装置	82.6	
7		气体分馏装置		2.6
8		烷基化装置		76.3
9		柴油加氢改质装置 I		6
10		柴油加氢改质装置 II		13
11		航煤加氢改质装置		3
12		轻烃回收装置		3.6
13		焦化石脑油加氢装置	18	
14		连续重整装置		34
15		催化汽油加氢装置		
16		干气分离装置		2.9
17		硫磺回收联合装置		155.6
19		小计	143.4	362.6
20	石油焦制氢	气化		5
21		低温甲醇洗		12
22		变换	96	
23		小计	96	17
24	化工区	乙烯	29.2	
25		裂解汽油加氢		20.1
26		丁二烯		50
27		MTBE/丁烯-1		50
28		高密度聚乙烯		15.1
29		苯乙烯		10.7
30		小计	29.2	145.9
31	罐区			31
32	空分装置			6.8
33	吉林石化项目			37.8
34	动力中心		352.6	
35	损失			20
合计			621.2	621.2
四	0.5MPa、220℃			
1		延迟焦化装置	166.6	
2		蜡油加氢处理装置	2.6	

序号	装置名称		产汽量 t/h	耗汽量 t/h
3		柴油加氢改质装置 II		59
4		航煤加氢改质装置		0.5
5		轻烃回收装置	43.7	
6		催化汽油加氢装置	30.6	
7		干气分离装置		25
8		芳烃联合装置	113.2	
9		硫磺回收联合装置		150
11		小计	356.7	234.5
12		低温甲醇洗		32
13		变换	198	
14		气化污水处理		49.5
15		小计	198	81.5
16	化工区	乙烯	92.8	
17		裂解汽油加氢		6.3
18		高密度聚乙烯		9.1
19		全密度聚乙烯		6
20		聚丙烯		23
21		苯乙烯		0.2
22		小计	92.8	44.6
23	罐区			28
24	余热回收站			57.3
25	吉林石化项目			34.9
26	污水处理			1
27	动力中心		44.4	
28	损失			10
合计			691.9	691.9

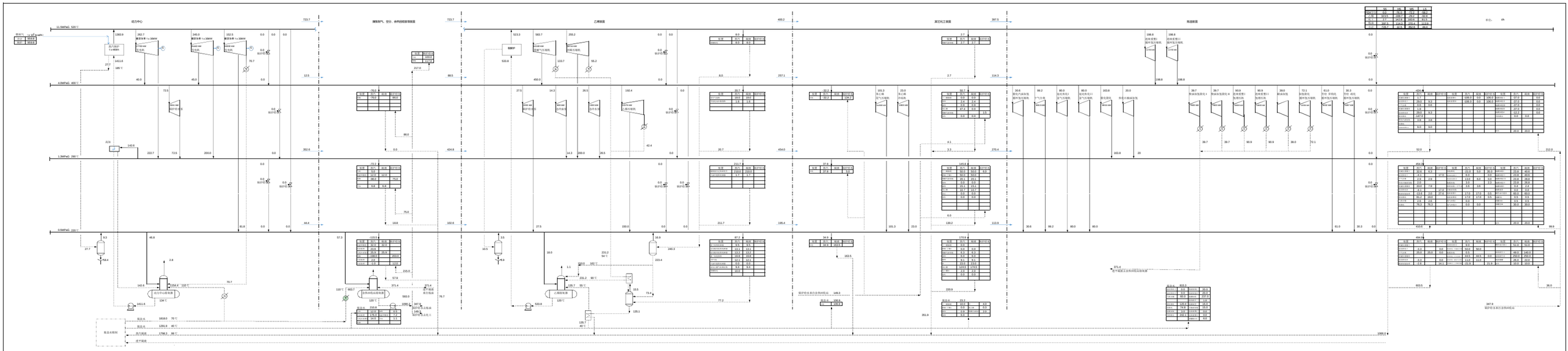


图5.8.3-1　蒸汽平衡图（正常工况 单位t/h）

5.8.4 燃料气平衡

本项目燃料气主要来源于炼厂干气、石油焦制氢装置自产低热值气、乙烯裂解装置产生的富甲烷气及外购天然气。燃料气主要用于加热炉、乙烯裂解炉、锅炉的消耗。各装置加热炉、裂解炉燃料以装置自产的清洁燃料气为主，不足部分由天然气补充。

由表 5.8.1-1 及图 5.8-1 可知，燃料气中炼厂干气主要来自于炼油区干气分离装置及氢气深度回收装置，产生量为 37.01 万吨/年，折标燃 41.76 万吨/年；低热值气来自石油焦制氢装置，产生量为 219.45 万吨/年，折标燃 70.63 万吨/年；富甲烷气来自乙烯装置，产生量为 48.79 万吨/年，折标燃 59.39 万吨/年；外购天然气 148.31 万吨/年，折标燃 168.81 万吨/年，全厂燃料气供应量及来源见表 5.8.4-1，详表见 5.8.4-2。

表 5.8.4-1　　本项目燃料供应及来源一览表（以标燃计）

单位：万吨/年（以标燃计）		供燃料气量				
		化工自产富甲烷气	炼油区自产炼厂气	石油焦制氢装置产气	天然气	合计
燃料气用量	化工区	59.39			1.35	60.74
	炼油区		41.76		107.11	148.87
	锅炉			70.63	60.35	130.98
	合计	59.39	41.76	70.63	168.81	340.59

表 9.2.4-2　　本项目燃料气平衡表（以标燃计）

一	产燃料气	万吨/年	备注
1	炼油区自产燃料气	41.76	
2	石油焦制氢装置自产低热值气	70.63	
3	乙烯装置自产富甲烷气	59.39	
4	外购天然气	168.81	
	合计	340.59	
二	耗燃料气		
1	常减压蒸馏	18.32	炼油区自产燃料气+石油焦制氢装置产气+天然气
2	延迟焦化	12.19	
3	连续重整	35.05	
4	芳烃联合装置	54.18	
5	柴油加氢裂化	8.64	
6	加氢裂化	7.35	
7	石脑油加氢	3.93	

8	航煤加氢	1.01	
9	焦化石脑油加氢	0.34	
10	蜡油加氢处理	2.69	
11	汽油加氢	2.48	
12	硫磺回收	3.03	
13	乙烯装置自耗富甲烷气	54.16	乙烯自产气
14	苯乙烯装置耗富甲烷气	5.23	乙烯自产气
15	苯乙烯装置耗天然气	0.43	天然气
16	PP 耗天然气	0.22	天然气
17	FDPE 耗天然气	0.42	天然气
18	化工火炬耗天然气	0.28	天然气
19	锅炉	130.98	石油焦制氢装置自产低热值气及天然气
	合计	340.59	

5.8.5 氢平衡

本项目产氢装置包括炼油区的蜡油加氢处理装置、加氢裂化装置、柴油加氢裂化装置、连续重整装置、芳烃联合装置及石油焦制氢装置，以及化工区的乙烯装置及苯乙烯装置。连续重整装置产出的富氢气，芳烃联合装置产出的含氢气体，蜡油加氢处理装置、加氢裂化装置、柴油加氢裂化装置产出的低分气，以及乙烯装置产出的富氢气体和苯乙烯装置产出的脱氢气体送氢气回收装置提纯为纯氢气，轻烃回收装置富甲烷气送氢气深度回收装置提纯。本项目氢平衡见表9.2.5-1。

表 9.2.5-1　　本项目氢气平衡表（以纯氢计）

一	产氢	万吨/年
1	石油焦制氢装置产氢	12.18
2	氢气回收装置回收氢气	29.65
3	氢气深度回收装置回收氢气	3.52
	合计	45.35
二	耗氢	
1	石脑油加氢装置	1.43
2	焦化石脑油加氢装置	0.51
3	蜡油加氢处理装置	7.16
4	加氢裂化装置	13.30
5	航煤加氢装置	0.76
6	柴油加氢裂化装置 I	7.01
7	柴油加氢裂化装置 II	9.85

8	烷基化装置	0.01
9	汽油加氢装置	0.55
10	硫磺回收装置	0.24
11	芳烃联合装置	4.24
12	干气分离装置	0.001
13	HDPE 装置	0.024
14	FDPE 装置	0.04
15	PP 装置	0.03
16	裂解汽油加氢装置	0.20
	合计	45.35

5.8.6 硫平衡

9.2.6.1 硫的来源分析

本项目硫主要由加工的原油和石油焦制氢装置消耗的原料煤带入。原油加工量为2000万t/a，原油带入硫为616600t/a。原料煤消耗量为48.55万t/a，煤带入硫为1893.5t/a。其它辅助材料带入硫12827.9t/a，全厂共带入硫631321.35t/a。

5.2.6.2 硫的去向分析

1）转化为固体硫磺产品

原油在加工过程中，以及煤、石油焦中在气化过程中，硫大多数都变成硫化氢，硫化氢气体经硫磺回收装置处理转化为硫磺产品561183t/a，约占总硫的88.89%。

2）随产品带走

本项目生产的汽油、柴油、煤油等主要产品质量指标满足标准要求，仅有少量的有机硫、硫化物等形式存在其中，产品沥青含硫量3.81%，所有产品带走硫约49248t/a，约占总硫的7.8%。

3）废气带走

各工艺装置消耗的燃料气中的硫转化成二氧化硫随着烟气进入大气，还有部分有组织工艺尾气和无组织排放废气中含有少量的硫化氢，经计算，随废气进入大气的硫约 363.33t/a，约占总硫的 0.06%，其中，有组织废气排放的硫为 350.13t/a，无组织工艺尾气排放的硫 13.18t/a。

4）废水带走

部分硫以硫化物和硫酸盐的的形式进入电脱盐污水、碱渣废水、中和水等，废水带走硫约 1102t/a，约占总硫的 0.17%。

5）废渣及其他

除以上几种主要形式外，石油焦制氢装置废渣、废催化剂等带走硫，此部分硫约4212.57t/a，约占总硫的0.67112%。

本项目全厂硫平衡见表5.8.6-1。

表 5.8.6-1　　全厂硫平衡表

物料名称	物料量	含硫量，	硫含量,	硫分布
	(万吨/年)	%	t/a	%
入方				
委内瑞拉 Merey 16 原油	1000	2.49	249000	39.44%
中东原油 I	800	4.19	335200	53.10%
中东原油 II	200	1.62	32400	5.13%
原料煤	48.55	0.39	1893.45	0.30%
二甲基二硫醚	0.04	68.73	274.92	0.04%
硫酸	3.84	32.65	12537.6	1.99%
补充燃料天然气	153.74	1ppm	15.37	0.002%
合计			631321.35	100%
出方				
汽油	420.68	0.001	42.07	0.01%
煤油	261.36	0.008	209.09	0.03%
柴油	281.22	0.001	28.12	0.004%
裂解 C9	1.7	0.05	8.50	0.001%
硫磺	56.12	100	561183	88.89%
沥青	129.6	3.81	49248	7.80%
送吉林石化项目硫化氢	0.27	88.41	2387.07	0.38%
废气			363.33	0.06%
废酸			12537.60	1.99%
废水			1102	0.17%
固废			4212.57	0.67%
合计			631321.35	100%

5.8.7 氮平衡

本项目氮主要由加工的原油和石油焦制氢装置消耗的原料煤带入。原油加工量为2000万t/a，原油带入氮为60800t/a。原料煤消耗量为48.55万t/a，煤带入氮为

4175.3t/a，共带入氮64975 t/a。

氮去向主要为石油焦制氢装置气化灰渣、产品液氨及沥青。全厂氮平衡见表5.8.7-1。

表 5.8.7-1　　全厂氮平衡表

物料名称	物料量	含氮量	氮含量	氮分布
	(万吨/年)	%	t/a	%
入方				
委内瑞拉 Merey 16 原油	1000	0.46	46000	70.80%
中东原油 I	800	0.15	12000	18.47%
中东原油 II	200	0.14	2800	4.31%
原煤	48.55	0.86	4175.3	6.43%
合计			64975	100%
出方				
汽油	420.68	0.0003	12.6	0.02%
航煤	261.36	0.0001	2.6	0.00%
柴油	281.22	0.003	84.4	0.13%
液氨	2.88	82.3	23702.4	36.48%
沥青	129.6	0.94	12182.4	18.75%
废气			1908.0	2.94%
废水			114.1	0.18%
固废			26969.0	41.51%
合计			64975	100%

5.8.8 氨平衡

本项目酸性水汽提装置生产液氨约为28812t/a，用于催化裂化装置、乙烯装置及动力中心锅炉脱硝，剩余液氨作为产品外售，全厂氨平衡见表5.8.8-1。

表 5.8.8-1　　全厂氨平衡表

氨来源		氨去向	
名称	数量（t/a）	名称	数量（t/a）
酸水汽提装置	28812	催化裂化装置脱硝	176.2
		乙烯装置脱硝	600
		锅炉脱硝	1680
		产品	26355.8
合计	28812	合计	28812

5.8.9 重金属平衡

原油中的金属组分可以分为两大类：一类是水溶性无机盐，主要是钠、钾、

镁、钙的氯化物和硫酸盐，它们存在于原油乳化液的水相中，这类金属可在常减压电脱盐过程中脱除；另一类金属螯合在大分子烃类中，以杂环化合物的形式形成有机金属化合物或复合物、以脂肪酸盐或胶体悬浮物的形态存在，不溶于水，例如镍、钒、铁。原油经常减压装置加工后，其中的镍钒金属会大部分残留于减压渣油中，少量会进入直馏蜡油中。减压渣油在后续加氢和焦化处理过程，其中的镍钒金属全部进入了废催化剂和焦炭中；直馏蜡油在后续加氢处理过程中，其中的镍钒金属全部进入了废催化剂；催化裂化装置再生催化剂带入的镍基本由废催化剂及脱硫废渣带走，小部分进入催化油浆及脱硫废水中。

石油焦在气化过程中，石油焦及原料煤中的镍钒金属全部进入了灰渣。

本项目重金属平衡见表5.8.9-1，加工过程中重金属流向及分布见图5.8.9-1。

表 5.8.9-1　　本项目重金属平衡表

序号	项目	数量	镍		钒	
		万 t/a	ppm	t/a	ppm	t/a
入方						
1	委内瑞拉原油	1000	70	700	295	2950
2	中东原油 I	800	23.9	191.2	94.1	752.8
3	中东原油 II	200	19	38	82	164
4	原料煤	48.55	8	3.88	/	/
5	催化裂化装置催化剂	0.36	200	0.72	/	/
	合计			933.80		3866.8
出方						
1	催化裂化装置废催化剂及废渣			0.64		/
2	其他炼油装置废催化剂			4.35		17.23
3	沥青			212.93		897.34
4	石油焦制氢装置粗渣			432.9		1768.77
5	石油焦制氢装置细渣			282.4		1180.52
6	废水			0.59		2.94
	合计			933.80		3866.80

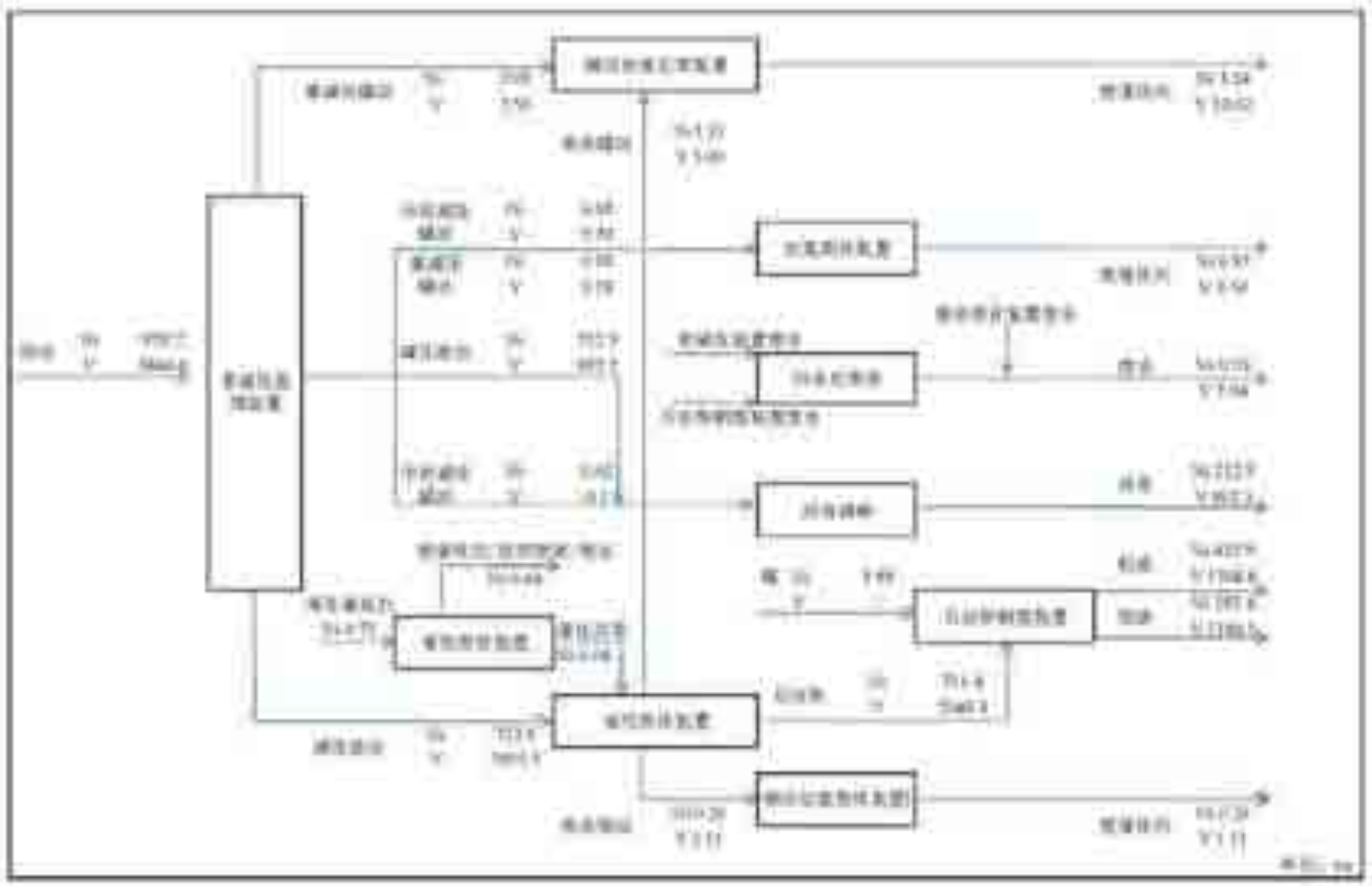


图 5.8.9-1　本项目重金属流向图

5.9 全厂污染物核算

5.9.1 正常工况污染源分类及分析

5.9.1.1 废气

⑴有组织排放源

①排入大气的燃烧烟气

此类废气包括各生产装置中的加热炉烟气、乙烯裂解炉烟气、催化裂化再生烟气、硫磺回收装置尾气焚烧炉烟气、全厂焚烧系统焚烧尾气和火炬燃烧产生的烟气等。烟气中主要污染物为二氧化硫、氮氧化物、颗粒物及未充分燃烧的烃类，此类烟气通过一定高度排气筒排入大气。

1）装置加热炉和裂解炉烟气

本项目各生产装置中的加热炉、裂解炉以炼油区部分装置自产脱硫燃料气、石油焦制氢装置产出的低热值气、化工区自产燃料气及外购天然气为燃料；炼油区各装置加热炉、硫磺回收装置尾气焚烧炉及苯乙烯装置过热炉均采用超低氮燃烧器，乙烯装置裂解炉采用低氮燃烧器+SCR脱硝。各装置加热炉和裂解炉烟气排放符合《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）及《石油化学工业污染物排放标准》（GB31571-2015）中特别排放限值要求。

2）锅炉烟气

原油码头库区导热油炉以外购天然气为燃料，采用“低氮燃烧器+SNCR”脱硝工艺降低烟气中NOx含量。烟气中污染物排放浓度满足《广东省锅炉大气污染物排放标准》（再次征求意见稿）表3特别排放限值要求，通过18m高排气筒排入大气。

动力中心包括4台480t/h锅，。锅炉以石油焦制氢装置产生的低热值气为燃料，采用“低氮燃烧器+SCR”法脱硝，通过150m烟囱排至大气，污染物浓度满足《火电厂大气污染物排放标准》GB13223-2011表2中燃气轮机组污染物排放标准。

3）焚烧尾气

A：硫磺回收装置尾气焚烧炉烟气

硫磺回收焚烧烟气，采用镇海炼化的钠法脱硫专有技术，处理后烟气中SO_2排放浓度<100mg/Nm^3，最终烟气通过120m高烟囱排入大气。符合《石油炼制工

业污染物排放标准》（GB31570-2015）中表4大气污染物特别排放限值的要求。

B全场焚烧系统焚烧烟气

全场焚烧系统处理产生的焚烧废气采用碱洗和去除烟气中部分酸性气体（HCl，SO_2），再经“熟石灰粉和活性炭吸附二噁英、重金属、及酸性气体（HCl，SO_2等），最后经袋式除尘去除颗粒物。污染物满足《危险废物焚烧污染控制标准》（GB18484-2001）及征求意见稿要求后，经引风机通过50m高烟囱排入大气。

4）火炬烟气

本项目炼油区和化工区分别设置火炬系统，用以处理超压、超温、开停工、检修吹扫和事故状态下的放空气体。火炬烟气为间断排放，仅在非正常工况下排放。燃烧烟气中污染物主要为CO_2、H_2O、SO_2、NOx以及少量未完全燃烧的烃类。

本项目炼油区设置可燃气体回收系统，尽量回收可利用的可燃气体，减少火炬气量。

②排入大气的工艺废气

1）催化裂化装置再生烟气

催化裂化装置再生烟气采用脱硫除尘采用丹麦Topsoe公司的SCR脱硝工艺；采用喷射文丘里湿气洗涤技术（WGS）脱硫、除尘后排入大气。催化裂化再生烟气经过上述湿法脱硫脱硝除尘后，满足《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）表4中的标准要求，通过80m高排气筒排放。

2）连续重整装置再生烟气

重整催化剂再生部分采用UOP公司的Chlorsorb氯吸收技术回收再生气中的氯。再生器烧焦烟气中主要污染物为HCl和Cl_2，与分离料斗下部的催化剂床层逆向接触，回收废气中的氯化物，通过90m高排气筒排放。

3）石油焦制氢装置低温甲醇洗单元洗涤塔尾气

石油焦制氢装置低温甲醇洗单元采用低温甲醇洗工艺脱除合成气中的硫化氢和二氧化碳等酸性气体。尾气中主要污染物为硫化氢、甲醇等，经过洗涤处理达标后通过 60m 高排气筒排放。

4）含尘废气

各聚烯烃装置干燥器、料斗、料仓等设备排放的含尘废气，以及石油焦制氢装置储运系统排放的含尘废气中的主要污染物为粉尘，经过除尘后通过排气筒排

入大气。

5）含尘废气

各聚烯烃装置干燥器、料斗、料仓等设备排放的含尘废气，以及石油焦制氢装置储运系统排放的含尘废气中的主要污染物为粉尘，经过除尘后通过排气筒排入大气。

③不直接外排的工艺废气

对废气污染物排放浓度或排放速率不达标的工艺尾气采用送硫磺回收装置处理、送乙烯裂解炉处理、焚烧等方式进行处理满足达标排放要求。

苯乙烯装置脱氢尾气送炼油区氢气回收装置回收其中的氢气。

④油气回收尾气

为进一步降低油品和液体化工品在储运过程中的无组织排放，本项目在炼油区的中间罐区、产品罐区，化工区的中间罐区等设置油气回收设施，对汽油、煤油、石脑油、苯、甲苯、二甲苯类物质等组分，以及苯乙烯等物料在储运过程中的呼吸气进行回收和处置，满足《石油炼制工业污染物排放标准》和《石油化学工业污染物排放标准》后通过排气筒排放。

废气排放汇总见表 5.9.1.1-1，有组织废气排放汇总见表 5.9.1.1-2。

⑵无组织排放源

本工程无组织排放主要来自于各工艺装置设备动静密封点跑冒滴漏、有机液体储运过程中挥发、废水集输、储存、处理处置过程的逸散等，主要废气污染物包括 NMHC、硫化氢、氨、苯等。本项目无组织排放源分别汇总于表 5.9.1.1-3。

⑶废气排放汇总

本项目正常工况下废气排放总量共计为 6288383.49×$10^4$$m^3$/a，$SO_2$ 约 735.63t/a，NOx 约 2874.18t/a，颗粒物约 534.36t/a，硫化氢 13.92/a，氨 90.18t/a，甲醇 124.24t/a，苯 7.17t/a，甲苯 12.57t/a，二甲苯 15.89t/a，苯乙烯 0.67t/a，氯化氢 12.23t/a。汇总表见 5.9.1.1-4。

⑷挥发性有机物（VOCs）排放

根据《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》、《排污许可证申请与核发技

术规范石化工业》等内容进行全厂VOCs核算，汇总各VOCs排放源项计算结果，估算全厂VOCs排放量约为3423吨/年，核算结果如下。

①生产装置及配套设施的压缩机、泵、阀门、法兰等设备与管线组件动静密封点数类比国内相似流程的生产装置或设施动静密封点数得到，共计约114万点。该部分VOCs排放量合计约1259.10t/a，各装置排放情况见表5.9.1.1-5。

表5.9.1.1-5　　动静密封点VOCs排放量一览表

序号	装置名称	排放量 kg/h
1	常减压蒸馏装置 I	5.44
2	常减压蒸馏装置 II	5.44
3	延迟焦化装置	4.31
4	蜡油加氢处理装置	9.22
5	催化裂化装置	7.78
6	加氢裂化装置	9.22
7	焦化石脑油加氢装置	6.70
8	轻烃回收装置	1.09
9	石脑油加氢装置（含石脑油分离）	7.79
10	连续重整装置 I/II	18.90
11	航煤加氢装置	1.20
12	柴油加氢裂化装置 I	4.45
13	柴油加氢裂化装置 II	4.45
14	芳烃联合装置	4.34
15	气体分馏装置	1.37
16	烷基化装置	2.83
17	氢气深度回收装置	2.16
18	硫磺回收联合装置	3.92
19	氢气回收装置	2.16
20	干气分离装置	4.32
21	催化汽油加氢装置	2.14
22	石油焦制氢装置	0.83
23	乙烯装置	10.97
24	HDPE 装置	2.90
25	FDPE 装置	2.90
26	PP 装置	3.05
27	丁二烯抽提装置	2.27
28	MTBE/丁烯-1 装置	1.07
29	裂解汽油加氢装置	0.72
30	苯乙烯装置	2.68
31	罐区	10.61
32	火炬系统	2.66

②有机液体储罐部分包括通过油气回收或处理后的有组织排放VOCs量。在计算过程中，原油储罐罐壁状况设定为中锈，其他储罐均设定为轻锈；挥发性有机液体及罐体等各参数选取设计值。该部分VOCs排放量约508.2t/a，各类型储罐排放见表5.9.1.1-6。

表5.9.1.1-6　　储罐VOCs排放量一览表

序号	储罐类型	排放量 t/a
1	固定顶罐	0.85
2	固定顶罐（化学品）	0.48
3	内浮顶罐（油品）	334.44
4	内浮顶罐（化学品）	6.28
5	外浮顶罐	166.15
合计		508.20

③挥发性有机液体装载过程共计排放VOCs224.76t/a，各类型装卸设施计算参数选取设计值，具体排放见表5.9.1.1-7。

表5.9.1.1-7　　装卸VOCs排放量一览表

类别	油品	饱和因子(s)	装载损耗排放因子(L_L)（kg/m^3）	年周转量（t/a）	有机气体控制设施总效率%	VOCs 排放量(吨/年)
汽车	汽油	0.5	0.737	841400	97	25.48
	柴油	0.5	0.084	562400	-	55.78
	航煤	0.5	0.563	261400	97	5.59
	柴油	0.5	0.084	2249800	97	6.69
	航煤	0.5	0.563	2352100	97	50.32
	燃料油	0.5	0.107	62600	-	7.67
火车	轻石脑油	0.5	1.379	539600	97	30.99
	对二甲苯	0.5	0.005	2613800	97	0.49
	苯乙烯	0.5	0.003	439200	97	0.05
	苯	0.5	0.246	184000	97	1.76
	抽余油	0.5	0.737	308800	97	10.19
船运	汽油		0.215	3365400	97	29.74
	合计					224.76

④工艺无组织排放主要为延迟焦化装置冷焦和切焦过程的VOCs排放，装置切焦过程采用密闭工艺，控制效率取90%，该过程产生VOCs约137.2t/a。

表5.9.1.1-8　　延迟焦化密闭除焦过程VOCs排放量一览表

无组织排放过程	排放系数	控制效率	排放量，t
冷焦过程	2.59×10^{-2} t/单塔·每次循环		48.35
切焦过程	1.63×10^{-4} t/t 装置进料	90%	88.85
合计			137.20

（5）循环水场按采取有监控措施考虑，VOCs产污系数取0.08kg/1000m^3，共计排放VOCs18.52kg/h（155.54t/a）。

表5.9.1.1-9　　循环水场VOCs排放量一览表

循环水系统	正常水量	最大水量	正常产生量 kg/h
化工第一循环水场	74760	100000	5.98
化工第二循环水场	46513	55000	3.72
炼油第一循环水场	31232	36000	2.50
炼油第二循环水场	44553	60000	3.56
炼油第三循环水场	34407	56000	2.75
合计			18.52

（6）废水集输、储存、处理处置过程逸散VOCs密闭收集处理，控制效率取96%，污水处理场排放VOCs289.34t/a。

表5.9.1.1-10　　废水处理VOCs排放量一览表

废水类别	废水量，m^3/h	油/水分离器，t/a	生物处理设施，t/a	排放量，t/a
含油含盐	1311.51	6610.01	55.08	266.6
高含盐	111.86	563.77	4.70	22.74
合计				289.34

（7）有机液体储存调和，有机液体装卸挥发损失，废水集输、储存、处理处置过程逸散，冷却塔、循环水，火炬，非正常工况，检维修等过程使用有机溶剂，上述计算源项按照全厂考虑。

本项目VOCs排放汇总见表5.9.1.1-11。

表5.9.1.1-11　　VOCs排放汇总表

序号	源项	核算方法	排放量,吨/年	备注
1	设备动静密封点泄漏	系数法	1259.10	
2	有机液体储存调和	公式法	508.2	
3	有机液体装卸挥发损失	公式法	224.76	
4	废水集输、储存、处理过程逸散	系数法	289.34	

序号	源项	核算方法	排放量,吨/年	备注
5	燃烧烟气	类比法	344.25	
6	工艺有组织废气	类比法	6.16	
7	工艺无组织废气	系数法	137.20	
8	冷却塔、循环水	系数法	155.54	
9	火炬	物料衡算法	48.00	
10	采样	系数法	0.00	纳入密封点计算
11	非正常工况	类比估算	50.00	
12	事故	无	0.00	
13	其他	物料衡算	400	
	合计		3423.05	

表 5.9.1.1-1　　正常工况全厂废气污染源汇总一览表

序号	区域	装置名称	排放源名称	废气排放量（Nm^3/h）	排放规律	污染物			排气筒			排放去向
						名称	排放浓度（mg/m^3）	排放速率（kg/h）	高度（m）	出口内径（m）	出口温度（℃）	
1	炼油区	常减压装置 I	加热炉烟气	242088	连续	SO_2	5.00	1.21	130	2.7	130	大气
						NOx	50.00	12.10				
						颗粒物	8.00	1.94				
2		常减压装置 II	加热炉烟气	231000	连续	SO_2	5.00	1.16	130	2.7	130	大气
						NOx	50.00	11.55				
						颗粒物	8.00	1.85				
3		延迟焦化装置 I	1#加热炉烟气	81792	连续	SO_2	5.00	0.41	80	2	130	大气
						NOx	50.00	4.09				
						颗粒物	8.00	0.65				
			2#加热炉烟气	81792	连续	SO_2	5.00	0.41	80	2	130	大气
						NOx	50.00	4.09				
						颗粒物	8.00	0.65				
			碱液再生尾气	360	连续	二硫化物	4000.00	/	/	/	/	硫磺回收联合装置
						烃类物质	50.00%	/				
4		延迟焦化装置 II	1#加热炉烟气	81792	连续	SO_2	5.00	0.41	80	2	130	大气
						NOx	50.00	4.09				
						颗粒物	8.00	0.65				
			2#加热炉烟气	81792	连续	SO_2	5.00	0.41	80	2	130	大气

序号	区域	装置名称	排放源名称	废气排放量（Nm^3/h）	排放规律	污染物			排气筒			排放去向
						名称	排放浓度（mg/m^3）	排放速率（kg/h）	高度（m）	出口内径（m）	出口温度（℃）	
						NOx	50.00	4.09				
						颗粒物	8.00	0.65				
			碱液再生尾气	360	连续	二硫化物	4000.00	/	/	/	/	硫磺回收联合装置
						烃类物质	50.00%	/				
5		蜡油加氢处理装置	加热炉烟气	56460	连续	SO_2	5.00	0.28	60	2.2	130	大气
						NOx	50.00	2.82				
						颗粒物	8.00	0.45				
6		加氢裂化装置	加热炉烟气	173230	连续	SO_2	5.00	0.87	100	4.2	130	大气
						NOx	50.00	8.66				
						颗粒物	8.00	1.39				
7		催化裂化装置	再生废气	288700	连续	SO_2	43.50	12.56	80	3.6	58	大气
						NOx	40.00	11.55				
						颗粒物	27.80	8.03				
						氨	2.50	0.72				
						Ni	0.0016	0.0005				
			碱液再生尾气	27	连续	二硫化物	4000.00	/	/	/	/	硫磺回收联合装置
						烃类物质	2.00%	/				
8		柴油加氢改质装置 I	加热炉烟气	64820	连续	SO_2	5.00	0.32	60	1.6	140	大气
						NOx	50.00	3.24				
						颗粒物	8.00	0.52				

序号	区域	装置名称	排放源名称	废气排放量（Nm^3/h）	排放规律	污染物			排气筒			排放去向
						名称	排放浓度（mg/m^3）	排放速率（kg/h）	高度（m）	出口内径（m）	出口温度（℃）	
9		柴油加氢改质装置 II	加热炉烟气	86420	连续	SO_2	5.00	0.43	60	1.8	130	大气
						NOx	50.00	4.32				
						颗粒物	8.00	0.69				
10		石脑油加氢装置	反应进料加热炉、汽提塔底重沸炉、分馏塔底重沸炉	93458	连续	SO_2	5.00	0.47	100	2.9	120	大气
						NOx	50.00	4.67				
						颗粒物	8.00	0.75				
11		焦化石脑油加氢装置	加热炉烟气	10350	连续	SO_2	5.00	0.05	50	1.2	140	大气
						NOx	50.00	0.52				
						颗粒物	8.00	0.08				
12		连续重整装置 I	重整进料加热炉、1~3 号中间加热炉、重沸炉烟气	533323	连续	SO_2	5.00	2.67	100	6.5	120	大气
						NOx	50.00	26.67				
						颗粒物	8.00	4.27				
			再生烟气	2097.9	连续	NMHC	30.00	0.06	90	0.2	185	大气
						HCl	10.00	0.02				
13		连续重整装置 II	重整进料加热炉、1~3 号中间加热炉、重沸炉烟气	533323	连续	SO_2	5.00	2.67	100	6.5	120	大气
						NOx	50.00	26.67				
						颗粒物	8.00	4.27				
			再生烟气	2097.9	连续	NMHC	30.00	0.06	90	0.2	185	大气
						HCl	10.00	0.02				
14		航煤加氢装置	反应进料加热炉烟	18878	连续	SO_2	5.00	0.09	42	0.8	130	大气

序号	区域	装置名称	排放源名称	废气排放量（Nm^3/h）	排放规律	污染物			排气筒			排放去向
						名称	排放浓度（mg/m^3）	排放速率（kg/h）	高度（m）	出口内径（m）	出口温度（℃）	
			气、汽提塔底重沸炉烟气			NOx	50.00	0.94				
						颗粒物	8.00	0.15				
15		催化汽油加氢装置	分馏塔底加热炉、加氢脱硫反应炉、稳定塔底重沸炉烟气	79072	连续	SO_2	5.00	0.40	50	2.5	125	大气
						NOx	50.00	3.95				
						颗粒物	8.00	0.63				
16		硫磺回收装置 I、II	燃烧烟气	209162	连续	SO_2	100.00	20.92	120	2.1	90	大气
						NOx	50.00	10.46				
						颗粒物	10.00	2.09				
17		硫磺回收装置 III、V	燃烧烟气	139516	连续	SO_2	100.00	13.95	120	1.7	90	大气
						NOx	50.00	6.98				
						颗粒物	10.00	1.40				
18		芳烃联合装置	歧化加热炉、异构化加热炉、A8 蒸馏塔加热炉烟气	436500	连续	SO_2	5.00	2.18	100	5.3	130	大气
						NOx	50.00	21.83				
						颗粒物	8.00	3.49				
			抽余液塔加热炉烟气	696100	连续	SO_2	5.00	3.48	100	5.3	130	大气
						NOx	50.00	34.81				
						颗粒物	8.00	5.57				
19		石油焦制氢装置	1#圆形料仓排气 1	5000	连续	颗粒物	30.00	0.15	38	0.5	常温	大气
			1#圆形料仓排气 2	5000	连续	颗粒物	30.00	0.15	38	0.5	常温	大气
			2#圆形料仓排气	5000	连续	颗粒物	30.00	0.15	38	0.5	常温	大气

序号	区域	装置名称	排放源名称	废气排放量（Nm^3/h）	排放规律	污染物			排气筒			排放去向
						名称	排放浓度（mg/m^3）	排放速率（kg/h）	高度（m）	出口内径（m）	出口温度（℃）	
			2#圆形料仓排气	5000	连续	颗粒物	30.00	0.15	38	0.5	常温	大气
			栈桥 1#转运站排气 1	4000	连续	颗粒物	30.00	0.12	25	0.45	常温	大气
			栈桥 1#转运站排气 2	4000	连续	颗粒物	30.00	0.12	25	0.45	常温	大气
			栈桥 2#转运站排气	4000	连续	颗粒物	30.00	0.12	25	0.45	常温	大气
			栈桥 3#转运站排气	6000	间断，1 天 15 小时	颗粒物	30.00	0.18	15	0.55	常温	大气
			破碎楼排放气	8000		颗粒物	30.00	0.24	15	0.6	常温	大气
			1#磨煤机前煤仓排气	3000		颗粒物	30.00	0.09	15	0.4	常温	大气
			2#磨煤机前煤仓排气	3000		颗粒物	30.00	0.09	15	0.4	常温	大气
			3#磨煤机前煤仓排气	3000		颗粒物	30.00	0.09	15	0.4	常温	大气
			4#磨煤机前煤仓排气	3000		颗粒物	30.00	0.09	15	0.4	常温	大气
			5#磨煤机前煤仓排气	3000		颗粒物	30.00	0.09	15	0.4	常温	大气
			6#磨煤机前煤仓排气	3000		颗粒物	30.00	0.09	15	0.4	常温	大气
			气化单元磨煤排气 1	15495	连续	氨	1.00	0.02	20	0.85	常温	大气
						甲醇	5.00	0.08				
						颗粒物	30.00	0.46				
			气化单元磨煤排气 2	15495	连续	氨	1.00	0.02	20	0.85	常温	大气

序号	区域	装置名称	排放源名称	废气排放量（Nm^3/h）	排放规律	污染物			排气筒			排放去向
						名称	排放浓度（mg/m^3）	排放速率（kg/h）	高度（m）	出口内径（m）	出口温度（℃）	
						甲醇	5.00	0.08				
						颗粒物	30.00	0.46				
			气化单元锁斗泄压废气	40	连续	H_2	/	0.001	53	0.2	70	大气
						CO	/	0.02				
						CO_2	/	50.33				
						NH_3	/	1.36				
						H_2O	/	9.94				
			气化单元渣池放空气	40	连续	H_2	/	0.001	53	0.13	70	大气
						CO	/	0.02				
						CO_2	/	50.33				
						NH_3	/	1.36				
						H_2O	/	9.94				
			灰水处理单元酸性气分离器闪蒸	6	连续	H_2	12.66%	/	/	/	/	硫磺回收联合装置
						CO	19.19%	/				
						CO_2	0.74%	/				
						NH_3	14.20%	/				
						COS	0.70%	/				
						H_2S	0.02%	/				
						H_2O	50.30%	/				
						Ar	0.06%	/				

序号	区域	装置名称	排放源名称	废气排放量（Nm^3/h）	排放规律	污染物			排气筒			排放去向
						名称	排放浓度（mg/m^3）	排放速率（kg/h）	高度（m）	出口内径（m）	出口温度（℃）	
						O_2	0.67%	/				
						N_2	1.45%	/				
			灰水处理单元真空泵放空气	234.6	连续	CO	0.00%	/	/	/	/	硫磺回收联合装置
						H_2	0.01%	/				
						H_2O	5.90%	/				
						Ar	0.47%	/				
						N_2	73.80%	/				
						NH_3	0.11%	/				
						O_2	19.73%	/				
			汽提塔酸性气分离器排气	3455	连续	H_2	10.70%	/	/	/	/	硫磺回收联合装置
						CO	17.20%	/				
						CO_2	52.60%	/				
						NH_3	0.70%	/				
						H_2S	6.70%	351.36				
						N_2	0.10%	/				
						H_2O	9.90%	/				
			低温甲醇洗单元 H2S 浓缩塔排气	36590	连续	CO	0.16%	/	/	/	/	硫磺回收联合装置
						H_2S	25%	/				
						CO_2	~71%	/				
						N_2	3.40%	/				

序号	区域	装置名称	排放源名称	废气排放量（Nm^3/h）	排放规律	污染物			排气筒			排放去向
						名称	排放浓度（mg/m^3）	排放速率（kg/h）	高度（m）	出口内径（m）	出口温度（℃）	
			低温甲醇洗单元放空尾气	257491	连续	甲醇	50.00	12.87	80	1.8	15-25	大气
						H_2S+COS	4.55	1.17				
			气化预处理单元含氨尾气	218	连续	NH_3	80%	132.36	/	/	/	硫磺回收联合装置
						H_2O	20%	35.04				
20	化工区	乙烯装置	1#液体裂解炉烟气	167671	连续	SO_2	5.00	0.84	60	2	130	大气
						NOx	40.00	6.71				
						氨	2.50	0.42				
						颗粒物	10.00	1.68				
			2#液体裂解炉烟气	167671	连续	SO_2	5.00	0.84	60	2	130	大气
						NOx	40.00	6.71				
						氨	2.50	0.42				
						颗粒物	10.00	1.68				
			3#液体裂解炉烟气	167671	连续	SO_2	5.00	0.84	60	2	130	大气
						NOx	40.00	6.71				
						氨	2.50	0.42				
						颗粒物	10.00	1.68				
			4#液体裂解炉烟气	167671	连续	SO_2	5.00	0.84	60	2	130	大气
						NOx	40.00	6.71				
						氨	2.50	0.42				
						颗粒物	10.00	1.68				

序号	区域	装置名称	排放源名称	废气排放量（Nm^3/h）	排放规律	污染物			排气筒			排放去向
						名称	排放浓度（mg/m^3）	排放速率（kg/h）	高度（m）	出口内径（m）	出口温度（℃）	
			5#液体裂解炉烟气	167671	连续	SO_2	5.00	0.84	60	2	130	大气
						NOx	40.00	6.71				
						氨	2.50	0.42				
						颗粒物	10.00	1.68				
			1#气体裂解炉烟气	128657	连续	SO_2	5.00	0.64	60	2	130	大气
						NOx	40.00	5.15				
						氨	2.50	0.32				
						颗粒物	10.00	1.29				
			2#气体裂解炉烟气	128657	连续	SO_2	5.00	0.64	60	2	130	大气
						NOx	40.00	5.15				
						氨	2.50	0.32				
						颗粒物	10.00	1.29				
			清焦废气	71200	间歇 70 天 1 次，每次 48 小时	CO	60	4.27	/	/	/	裂解炉
						颗粒物	25	1.78				
			废碱氧化废气	3120	连续	SO_2	10.00	/	/	/	/	裂解炉
						NMHC	3000.00	/				
21		汽油加氢（含苯乙	一段加氢反应器再生	5750	每年一	烃类物质	/	/	/	/	/	地面火炬

序号	区域	装置名称	排放源名称	废气排放量（Nm^3/h）	排放规律	污染物			排气筒			排放去向
						名称	排放浓度（mg/m^3）	排放速率（kg/h）	高度（m）	出口内径（m）	出口温度（℃）	
		烯抽提）	排放气		次，每次 24h	H_2	/	/				
			一段加氢反应器再生排放气	7580	每年一次，每次 24h	烃类物质	/	/	/	/	/	地面火炬
						H_2	/	/				
			一段加氢反应器再生排放气	1350	每年一次，每次 24h	烃类物质	/	/	/	/	/	地面火炬
						H_2	/	/				
			苯乙烯抽提真空泵尾气	1100	连续	烃类物质	/	/	/	/	/	地面火炬
22		丁二烯抽提装置	脱轻塔塔顶不凝性丙炔	250	连续	1,3-丁二烯	1397729	349.43	/	/	/	乙烯装置
						丙炔	734220	193.56				
23		MTBE/丁烯-1 装置	甲醇回收塔排放废气	4.63	连续	甲醇	635.32		/	/	/	地面火炬
						正丁烯	2058.71					
24		HDPE 装置	粉料输送氮气鼓风机排放气	300	间断，40h/a	颗粒物	10	0.003	15	0.15	100	大气
						非甲烷总烃	55	0.017				
			己烷回收吸附塔吸附剂再生后期排放气	最大 1250	间断 1 次 /3-4	己烷	55	0.006	46	0.2	250	大气

序号	区域	装置名称	排放源名称	废气排放量（Nm^3/h）	排放规律	污染物			排气筒			排放去向
						名称	排放浓度（mg/m^3）	排放速率（kg/h）	高度（m）	出口内径（m）	出口温度（℃）	
					月，2h/次							
			废气收集系统富含乙烯气	100kg/h 最大 550kg/h	连续	乙烯、乙烷、丁烯-1、己烷、氢气等	/	/	/	/	/	乙烯装置
			废气收集系统火炬气分液罐排放气	550 kg/h 最大 1650 kg/h	连续	氮气	75%~98%wt	/	/	/	/	火炬
						氢气	0%~0.5%wt					
						乙烯	1%~15%wt					
						丁烯-1	0~10%wt					
						己烷	1%~25%wt					
			挤出造粒机进料脱气过滤器排放气	50 最大 100	连续	颗粒物	10	0.001	15	0.08	40	大气
						非甲烷总烃	10	0.001				
			粒料干燥器风机排放气	18000 最大 20000	连续	颗粒物	15	0.27	30	0.6	100	大气
						非甲烷总烃	20	0.36				
			中间粒料仓排放气	2160	间断	颗粒物	10	0.022	45	0.15	80	大气

序号	区域	装置名称	排放源名称	废气排放量（Nm^3/h）	排放规律	污染物			排气筒			排放去向
						名称	排放浓度（mg/m^3）	排放速率（kg/h）	高度（m）	出口内径（m）	出口温度（℃）	
						非甲烷总烃	10	0.022				
			添加剂倒袋站排风机排放气	正常 1850，最大 2500	连续	颗粒物	10	0.019	30	0.2	40	大气
			添加剂倒袋站排风机 2 排放气	10 最大 20	间断	颗粒物	10	0.0001	25	0.08	40	大气
			粒料均化仓排放气	5500 最大 8500	连续	颗粒物	10	0.055	40	0.6	80	大气
25		全密度聚乙烯	树脂添加剂倾倒站排气	60	间断	颗粒物	10	0.0006	16	0.4	30	大气
			1#造粒干燥器出口排放气	25000	连续	颗粒物	10	0.25	20	0.8	30	大气
			2#造粒干燥器出口排放气	25000	连续	颗粒物	10	0.25	20	0.8	30	大气
			滑石粉倒袋仓过滤器出口	210	间断	颗粒物	10	0.0021	25.5	0.15	30	大气
			挤压机料斗过滤器出口	130	连续	颗粒物	10	0.001	17	0.1	30	大气
			1#反应器充装种子床排放气	3000	间断	颗粒物	10	0.03	15	0.4	30	大气

序号	区域	装置名称	排放源名称	废气排放量（Nm^3/h）	排放规律	污染物			排气筒			排放去向
						名称	排放浓度（mg/m^3）	排放速率（kg/h）	高度（m）	出口内径（m）	出口温度（℃）	
			2#反应器充装种子床排放气	3000	间断	颗粒物	10	0.03	15	0.4	30	大气
			1#催化剂缓冲罐放空	60	间断	颗粒物	10	0.0016	15	0.1	30	大气
			2#催化剂缓冲罐放空	160	间断	颗粒物	10	0.0016	15	0.1	30	大气
			1#催化剂放空过滤器	2250	间断	颗粒物	10	0.0225	15	0.1	30	大气
			2#催化剂放空过滤器	2250	间断	颗粒物	10	0.0225	15	0.1	30	大气
			1#粉料输送系统料斗过滤器出口	10	连续	颗粒物	10	0.0001	15	0.1	30	大气
			2#粉料输送系统料斗过滤器出口	10	连续	颗粒物	10	0.0001	15	0.1	30	大气
			1#粉料输送系统置换气	10	连续	颗粒物	10	0.0001	15	0.1	30	大气
			2#粉料输送系统置换气	10	连续	颗粒物	10	0.0001	15	0.1	30	大气
			1#掺混料仓过滤器排气	6500	连续	颗粒物	10.00	0.07	15	0.5	30	大气
						非甲烷总烃	58.00	0.38				
			2#掺混料仓过滤器排气	6500	连续	颗粒物	10.00	0.07	15	0.5	30	大气
						非甲烷总烃	58.00	0.38				

序号	区域	装置名称	排放源名称	废气排放量（Nm^3/h）	排放规律	污染物			排气筒			排放去向
						名称	排放浓度（mg/m^3）	排放速率（kg/h）	高度（m）	出口内径（m）	出口温度（℃）	
			低压火炬气	正常 1200kg/h 最大 5000kg/h	连续	烃类物质	24.6wt%	/	/	/	/	地面火炬
			地面火炬排气	最大 15000	连续	NOx	/	0.45	30	9	500~850	大气
						NMHC	/	0.30				
						颗粒物	/	0.09				
						CO	/	0.25				
26		苯乙烯装置	蒸汽过热炉烟气	120000	连续	NOx	80.00	9.60	65	1.2	140	大气
						SO_2	5.00	0.60				
						颗粒物	8.00	0.96				
			热井废气洗涤塔废气	172	连续	H_2	1744.2	0.30	/	/	/	返回装置蒸汽过热炉
						C_2H_4	3488.4	0.60				
						CO	581.4	0.10				
						NMHC	2325.6	0.40				
27		聚丙烯装置	挤压机进料料斗/排放过滤器排放气	250	连续	颗粒物	18.00	0.005	30	0.1	80	大气
			挤压机粒料干燥系统排放气	14000	间断，5333h/a	非甲烷总烃	55.00	0.77	38	0.5	80	大气
						颗粒物	10.00	0.14				

序号	区域	装置名称	排放源名称	废气排放量（Nm^3/h）	排放规律	污染物			排气筒			排放去向
						名称	排放浓度（mg/m^3）	排放速率（kg/h）	高度（m）	出口内径（m）	出口温度（℃）	
			种子床料仓过滤器排放气	33	间断，72h/a	颗粒物	10.00	0.0003	22	0.1	80	大气
			掺混料仓脱气过滤器排放气	14000	连续	非甲烷总烃	55.00	0.77	30	0.5	80	大气
						颗粒物	10.00	0.14				
			产品接收仓、放空气回收系统等废气	900kg/h	连续	非甲烷总烃	0.6~3%wt	/	/	/	/	火炬
			RTO 烟气	25000	连续	NOx	90.00	2.25	40	0.8	230	大气
						NMHC	58.00	1.45				
						颗粒物	18.00	0.45				
						CO	50.00	1.25				
28	公辅设施及储运工程	动力中心	锅炉烟气	1197488	连续	SO_2	5.00	5.99	150	7.1	120	大气
						NOx	50.00	59.87				
						烟尘	5.00	5.99				
						氨	2.50	2.99				
29		全场焚烧系统	焚烧废气	50000	连续	SO_2	200.00	10.00	50	1	180	大气
						NOx	400.00	20.00				
						颗粒物	30.00	1.50				
						HCl	30.00	1.50				
						二噁英	0.1TEQng/m^3					

序号	区域	装置名称	排放源名称	废气排放量（Nm^3/h）	排放规律	污染物			排气筒			排放去向
						名称	排放浓度（mg/m^3）	排放速率（kg/h）	高度（m）	出口内径（m）	出口温度（℃）	
30		污水处理站臭气回收系统	臭气处理设施废气	172000	连续	NH_3	1	0.17	50	2.4	常温	大气
						H_2S	0.03	0.005				
						苯	2	0.34				
						甲苯	8	1.38				
						二甲苯	10	1.72				
						NMHC	120	20.64				
31		汽油火车装车油气回收设施	废气	1000	连续	NMHC	15.00	0.02	15	0.3	250	大气
						NOx	15.00	0.02				
32		沥青火车装车油气回收设施	废气	1200	连续	NMHC	50.00	0.06	15	0.3	40	大气
						沥青烟	10.00	0.01				
33		化工中间原料罐油气回收设施	废气	750	连续	NMHC	50.00	0.04	15	0.2	40	大气
						苯乙烯	5.00	0.004				
34		重油中间罐区油气回收设施	废气	1500	连续	NMHC	50.00	0.08	15	0.3	40	大气
35		汽油、航煤等汽车装车油气回收设施	废气	1000	连续	NMHC	15.00	0.02	15	0.3	250	大气
						NOx	15.00	0.02				
36		沥青汽车装车油气	废气	500	连续	NMHC	50.00	0.03	15	0.2	40	大气

序号	区域	装置名称	排放源名称	废气排放量（Nm^3/h）	排放规律	污染物			排气筒			排放去向
						名称	排放浓度（mg/m^3）	排放速率（kg/h）	高度（m）	出口内径（m）	出口温度（℃）	
		回收设施				沥青烟	10.00	0.01				
37		芳烃中间原料罐区、成品罐区油气达标处理设施	废气	5000	连续	苯	2.00	0.01	15	0.5	40	大气
						甲苯	8.00	0.04				
						二甲苯	10.00	0.05				
						苯乙烯	5.00	0.03				
						NOx	15.00	0.08				
						NMHC	15.00	0.08				
38		FDPE 包装厂房	废气	14000	连续	颗粒物	20	0.28	20	0.6	60	大气
39		HDPE 包装厂房	废气	8000	连续	颗粒物	20	0.16	20	0.6	60	大气
40		PP 包装厂房	废气	14000	连续	颗粒物	20	0.28	20	0.6	60	大气
41	原油码头库区	导热油炉 1#	锅炉烟气	42160	连续	SO_2	5.00	0.21	18	0.9	120	大气
						NOx	40.00	1.69				
						氨	8.00	0.34				
						烟尘	10.00	0.42				
42		导热油炉 2#	锅炉烟气	42160	连续	SO_2	5.00	0.21	18	0.9	120	大气
						NOx	40.00	1.69				
						氨	8.00	0.34				
						烟尘	10.00	0.42				
43		导热油炉 3#	锅炉烟气	42160	连续	SO_2	5.00	0.21	18	0.9	120	大气

序号	区域	装置名称	排放源名称	废气排放量（Nm^3/h）	排放规律	污染物			排气筒			排放去向
						名称	排放浓度（mg/m^3）	排放速率（kg/h）	高度（m）	出口内径（m）	出口温度（℃）	
						NOx	40.00	1.69				
						氨	8.00	0.34				
						烟尘	10.00	0.42				
44	产品码头陆域	沥青装船油气回收设施	废气	1000	连续	NMHC	50.00	0.05	15	0.3	40	大气
						沥青烟	10.00	0.01				
45		产品码头油气达标处理设施	废气	10100	连续	苯	2.00	0.02	15	1.2	250	大气
						甲苯	8.00	0.08				
						二甲苯	10.00	0.10				
						苯乙烯	5.00	0.05				
						NOx	15.00	0.15				
						NMHC	15.00	0.15				
46		产品码头原煤储运转运站	废气	200	连续	颗粒物	20	0.004	20	0.2	常温	大气
47		产品码头硫磺成型及包装	成型机废气 1#	10000	连续	SO_2	8.00	0.08	15	0.45	75	大气
						H_2S	8.00	0.08				
						颗粒物	4.00	0.04				
48		产品码头硫磺成型及包装	成型机废气 2#	10000	连续	SO_2	8.00	0.08	15	0.45	75	大气
						H_2S	8.00	0.08				
						颗粒物	4.00	0.04				

序号	区域	装置名称	排放源名称	废气排放量（Nm^3/h）	排放规律	污染物			排气筒			排放去向
						名称	排放浓度（mg/m^3）	排放速率（kg/h）	高度（m）	出口内径（m）	出口温度（℃）	
49		产品码头硫磺成型及包装	成型机废气 3#	10000	连续	SO_2	8.00	0.08	15	0.45	75	大气
						H_2S	8.00	0.08				
						颗粒物	4.00	0.04				
50		产品码头硫磺成型及包装	成型机废气 4#	10000	连续	SO_2	8.00	0.08	15	0.45	75	大气
						H_2S	8.00	0.08				
						颗粒物	4.00	0.04				
51		产品码头硫磺成型及包装	成型机废气 5#	10000	连续	SO_2	8.00	0.08	15	0.45	75	大气
						H_2S	8.00	0.08				
						颗粒物	4.00	0.04				

表 5.9.1.1-2　　正常工况有组织废气排放一览表

区域	装置名称	废气排放量	排入大气中的污染物排放量（t/a）													
			SO_2	NOx	颗粒物		H_2S	NH_3	甲醇	苯	甲苯	二甲苯	苯乙烯	HCl	苯并芘	Ni
					（烟尘）	（粉尘）										
炼油区	常减压装置 I	203353.92	10.17	101.68	16.27											
	常减压装置 II	194040	9.70	97.02	15.52											
	延迟焦化装置 I	137410.56	6.87	68.71	10.99										0.0002	
	延迟焦化装置 II	137410.56	6.87	68.71	10.99										0.0002	
	加氢裂化装置	145513.37	7.28	72.76	11.64											
	蜡油加氢处理装置	47426.4	2.37	37.94	3.79											
	催化裂化装置	242508	105.49	97.00		67.42		6.06								0.0005
	柴油加氢裂化装置 I	54448.8	2.72	27.22	4.36											
	柴油加氢裂化装置 II	72592.8	3.63	36.30	5.81											
	航煤加氢改质装置	15857.52	0.79	7.93	1.27											
	石脑油加氢装置	78504.72	3.93	39.25	6.28											
	焦化石脑油加氢装置	8694	0.43	4.35	0.70											
	连续重整装置 I 加热炉烟气	447991.24	22.40	224.00	35.84											
	连续重整装置 I 再生烟气	1762.236												0.18		
	连续重整装置 II 加热炉烟气	447991.24	22.40	224.00	35.84											
	连续重整装置 II 再生烟气	1762.236												0.18		
	催化汽油加氢装置	66420.48	3.32	33.21	5.31											
	硫磺回收联合装置 I、II	175696.08	175.70	87.85	17.57											
	硫磺回收联合装置 III、V	117193.44	117.19	58.60	11.72											
	芳烃联合装置	951384	47.57	475.69	76.11											
	石油焦制氢装置煤储运	33600				10.08										
	石油焦制氢装置煤储运磨煤	26031.6				0.78		0.03	0.13							
	石油焦制氢装置锁斗、渣池废气	67.2						22.85								
	石油焦制氢装置低温甲醇洗尾气	216292.44					9.84		108.15							
化工区	乙烯装置液体裂解炉	670684	33.53	268.27	67.07			16.77								
	乙烯装置气体裂解炉	205851.2	10.29	82.34	20.59			5.15								
	HDPE 装置	18800				2.60										
	FDPE 装置	50672		3.60	0.72	0.51										
	苯乙烯装置	96000	4.80	48.00	7.68											
	聚丙烯装置	31400		18.00		5.50										
公辅设施	动力中心锅炉	1005890.26	50.29	502.95	50.29			25.15								

区域	装置名称	废气排放量	排入大气中的污染物排放量（t/a）													
			SO_2	NOx	颗粒物		H_2S	NH_3	甲醇	苯	甲苯	二甲苯	苯乙烯	HCl	苯并芘	Ni
					（烟尘）	（粉尘）										
	全厂焚烧系统	42000	79.20	158.40	11.88									11.88		
	污水处理场臭气处理设施	144480					0.04	1.44		2.89	11.56	14.45				
	全厂油气回收设施	18522		2.15						0.25	1.01	1.27	0.67			
	全厂仓库（含煤仓、合成树脂仓库等）	72408	3.36			7.76	3.36									
	导热油炉 I~III	106243.2	5.31	42.50	10.62			8.50								
合计		6288383.49	735.63	2874.18	438.86	94.65	13.24	85.94	108.28	3.14	12.57	15.72	0.67	12.23	0.0004	0.0005

表 5.9.1.1-3　　无组织废气污染物排放一览表

区块	装置名称	主要污染物排放量（t/a）									
		NMHC	H_2S	NH_3	苯	甲苯	二甲苯	甲醇	苯乙烯	颗粒物	CO
炼油区	常减压蒸馏装置 I	36.56									
	常减压蒸馏装置 II	36.56									
	延迟焦化装置	138.80									
	蜡油加氢处理装置	61.96									
	催化裂化装置	52.28									
	加氢裂化装置	61.96									
	石脑油加氢装置	52.35									
	轻烃回收装置	7.32									
	焦化石脑油加氢装置	52.35									
	连续重整装置 I	63.50									
	连续重整装置 II	63.50									
	航煤加氢装置	8.06									
	柴油加氢裂化装置 I	29.90									
	柴油加氢裂化装置 II	29.90									
	芳烃联合装置	29.16			4.03	1.01	0.17				
	气体分馏装置	9.21									
	烷基化装置	19.02									
	氢气深度回收装置	14.52									
	硫磺回收联合装置	25.67	0.46	0.04							

区块	装置名称	主要污染物排放量（t/a）									
		NMHC	H_2S	NH_3	苯	甲苯	二甲苯	甲醇	苯乙烯	颗粒物	CO
	氢气回收装置	14.52									
	干气分离装置	29.03									
	催化汽油加氢装置	14.38									
	石油焦制氢装置	6.59	0.13	3.7				15.96		0.84	65.44
化工区	乙烯裂解装置	31.42									
	HDPE 装置	9.74									
	FDPE 装置	9.74									
	PP 装置	10.25									
	丁二烯抽提装置	6.73									
	MTBE/丁烯-1 装置	4.49									
	裂解汽油加氢	7.86									
	苯乙烯装置	5.28			8.23				1		
储运工程及公用工程	炼油第一循环水	17.85									
	炼油第二循环水	19.99									
	炼油第三循环水	15.71									
	化工第一循环水	9.12									
	化工第二循环水	7.14									
	液体产品装卸	112.39									
	罐区	396.79			2.27		7.06		0.34		
	污水处理场	289.34	0.09	0.5							
原油码	原油罐区	62.83									

区块	装置名称	主要污染物排放量（t/a）									
		NMHC	H_2S	NH_3	苯	甲苯	二甲苯	甲醇	苯乙烯	颗粒物	CO
头库区											
合计		1873.78	0.68	4.24	14.53	1.01	7.23	15.96	1.34	0.84	65.44

表 5.9.1.1-4　　正常工况废气污染物排放汇总表

区域	废气排放量	污染物排放量（t/a）										
	($\times 10^4 m^3/a$)	SO_2	NOx	烟粉尘	H_2S	NH_3	甲醇	苯	甲苯	二甲苯	苯乙烯	HCl
炼油	3823952.83	548.83	1747.97	349.13	10.43	32.68	124.24	4.03	1.01	0.17	/	0.35
化工	1074887.20	48.63	420.21	104.66	/	21.91	/	/	/	/	1.00	/
储运及公辅设施	1389543.46	138.17	706.00	80.56	3.49	35.59	/	3.14	12.57	15.72	0.67	11.88
合计	6288383.488	735.63	2874.18	534.36	13.92	90.18	124.24	7.17	13.58	15.89	1.67	12.23

⑸二氧化碳（CO_2）核算

本项目二氧化碳核算根据《中国化工生产企业温室气体排放核算方法与报告指南》（试行）。

本项目所产燃料气全部自产自用，不足部分由外购天然气补充。

本项目外排 CO_2 核算如下。

①化石燃料燃烧排放

本项目折换成标准燃料油共用量为 340.59 万 t/a，燃烧后 CO_2 排放量为 10378386.98t/a。

$E_{CO2_燃烧}$=AD×CC×OF×44/12----------(1)

CC=NCV×EF　　注：

ECO_2_燃烧：为企业的石化燃料燃烧 CO_2 排放量，单位为：吨 CO_2

AD：为燃烧设施内燃烧的化石燃料品种消费量，对固体或液体燃料以及炼厂干气单位为：吨，本项目为 340.59 万吨/年；

CC：为设施燃烧的化石燃料的含碳量，对固体或液体燃料单位为：吨碳/万吨燃料；

OF：为燃烧的化石燃料的碳氧化率，取值范围为 0~1，本项目选值 0.98；

NCV：为化石燃料的低位发热量，对固体或液体燃料单位：百万千焦（GJ）/吨，本项目取值 40.19；

EF：化石燃料的单位热值含碳量，单位：吨碳/GJ，本项目取值:0.0211。

②生产过程排放

本项目生产过程外排 CO_2 为石油焦制氢装置，排量为 3883357.5t/a。

③CO_2 回收利用量

本项目低温甲醇洗采用水煤浆录，本项目无二氧化碳综合利用，所以 CO_2 回收利用量为 0。

④购入电力消费引起的 CO_2 排放

本项目总竞购去电力量为 544246 万度/年，根据公式（2）折算引起 CO_2 排放量为 2868176.42t/a。

$E_{CO2_净电}$=AD $_{电力}$×EF $_{电力}$----------(2)注：

ECO_2_净电：为净购入电力隐含的 CO_2 排放量，单位为 2425886.4 吨/CO_2

AD 电力：为企业净购入的电力消费量，单位：兆瓦时（MWh），本项目为 4603200MWh；

EF 电力：为电力供应的 CO_2 排放因子，单位为：吨 CO_2/MWh，本项目选值为 0.527CO_2/MWh。

表 5.9.1.1-6　　本项目 CO_2 气体排放总量汇总

	源类别	CO_2 排放量,t/a
一	生产过程	
1	生产过程最终外排 CO_2 总量	3883357.5
1.1	初始生产过程 CO_2 排放	3883357.5
1.2	CO_2 回收利用量	0
2	化石燃料燃烧产生 CO_2 量	10378386.98
3	外购电力引起的 CO_2 量	2868176.42
小计		17129920.9
总计	本项目 CO_2 排放总量，10^4t/a	1713.0

经核算，本项目 CO_2 排放量总计 1713.0 万吨/年。

5.9.1.2 废水

本项目产生的废水主要包括含硫污水、含油污水、低含盐污水、高含盐污水、清净废水、生活污水、初期雨水、地面及设备冲洗水等。

⑴废水种类及产生情况

本项目含油污水、低含盐污水、清净废水及吉林石化项目含盐废水、清净废水进含油含盐污水处理系统；含油含盐污水处理系统出水进入污水回用系统回用处理；预处理后乙烯装置废碱渣和炼油废碱渣、污水回用系统反渗透排放浓水、产品码头的压舱水，常减压装置 I 电脱盐污水及吉林石化高含盐污水进入高含盐污水处理系统处理；硫磺回收联合装置脱硫废水、催化裂化装置再生烟气脱硫废水预处理后同除盐水站排放的清净废水排至污水处理场监控池。

处理后各污染物浓度满足《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）、《石油化学工业污染物排放标准》（GB31571-2015）、《合成树脂工业污染物排放标准》（GB31572-2015）中一般排放限值及《水污染物排放限值》

（DB44/26-2001）中更严的标准，经园区排海管道排海。

⑵废水外排情况

本项目产生的所有污水经污水处理场处理达标后排海。外排量为 588.08×10^4t/a，其中 CODcr352.85t/a，石油类 29.40t/a，氨氮 47.05t/a，硫化物 2.94t/a，挥发酚 1.76t/a，总氮 235.23t/a，总磷 2.94t/a，苯 0.59t/a，甲苯 0.59t/a，二甲苯 2.35t/a，丙烯腈 11.76t/a，总氰化物 2.94t/a，悬浮物 176.42t/a。

本项目废水产生情况及外排情况详见表 5.9.1.2-1~3。

表 5.9.1.2-1　　本项目废水产生情况一览表

区域	装置名称	单元名称	废水名称	排放量(m^3/h)		污染物		排放规律	排放去向
				正常量	最大量	名称	浓度 (mg/L)		
炼油区	常减压蒸馏装置 I	机泵冷却	含油污水	8		COD	520	连续	污水处理场含油含盐废水处理系统
						石油类	50		
						硫化物	8		
						氨氮	170		
		电脱盐单元	预处理后含盐污水	77.53		石油类	50	连续	污水处理场高含盐废水处理系统
						含盐量	2870		
						Ni	0.35		
		各单元	含硫污水	40.6		COD	6145	连续	酸性水汽提装置
						石油类	126		
						硫化物	1010		
	常减压蒸馏装置 II	机泵冷却	含油污水	8		COD	520	连续	污水处理场含油含盐废水处理系统
						石油类	50		
						硫化物	8		
						氨氮	170		
		电脱盐单元	预处理后含盐污水	77.54		石油类	1710	连续	污水处理场含油含盐废水处理系统
						含盐量	2870		
						Ni	0.12		
		各单元	含硫污水	41.43		COD	6145	连续	酸性水汽提装置

区域	装置名称	单元名称	废水名称	排放量(m^3/h)		污染物		排放规律	排放去向
				正常量	最大量	名称	浓度 (mg/L)		
						石油类	126		
						硫化物	1010		
						氨氮	67.5		
	延迟焦化装置 I	机泵冷却	含油污水	7		COD	220	连续	污水处理场含油含盐废水处理系统
						石油类	20		
						硫化物	10		
						氨氮	17		
		各单元	含硫污水	29.3	80	COD	2200	连续	酸性水汽提装置
						石油类	210		
						硫化物	14450		
						氨氮	1000		
		双脱单元	含碱污水		5	碱	少量	间断，年排放量 600t	污水处理场
	延迟焦化装置 II	机泵冷却	含油污水	7		COD	220	连续	污水处理场含油含盐废水处理系统
						石油类	20		
						硫化物	10		
						氨氮	17		
		各单元	含硫污水	29.3	80	COD	2200	连续	酸性水汽提装置
						石油类	210		
						硫化物	14450		

区域	装置名称	单元名称	废水名称	排放量(m^3/h)		污染物		排放规律	排放去向
				正常量	最大量	名称	浓度(mg/L)		
						氨氮	1000		
		双脱单元	含碱污水		5	碱	少量	间断，年排放量 600t	污水处理场
	蜡油加氢处理装置	各单元	含硫污水	116		COD	25000	连续	酸性水汽提装置
						石油类	350		
						硫化物	51570		
						氨氮	25110		
	加氢裂化装置	注水和蒸汽汽提	含硫污水	9		COD	3500	连续	酸性水汽提装置
						石油类	100		
						硫化物	3000		
						挥发酚	50		
						氨氮	1500		
		分馏塔顶回流罐、机泵冷却	含油污水		29	COD	400	间断	污水处理场含油含盐污水处理系统
						石油类	230		
						硫化物	2		
						挥发酚	14		
						氨氮	15		
	催化裂化装置	各单元	机泵冷却水含油污水	20	60	COD	500	连续	污水处理场含油含盐污水处理系统
						硫化物	2		
						氨氮	20		

区域	装置名称	单元名称	废水名称	排放量(m^3/h)		污染物		排放规律	排放去向
				正常量	最大量	名称	浓度(mg/L)		
						石油类	120		
		分馏单元	分馏塔顶油气分离罐含硫污水	24.8		COD	3000	连续	酸性水汽提装置
						硫化物	700		
		吸收稳定单元	气压机出口含硫污水			氨氮	2000		
		脱硫脱硝单元	含盐废水	6.8		SS	＜20	连续	污水处理场监控池
						COD	＜50		
						Na_2SO_4	＜7.5wt%		
		脱硫脱硝单元	含氨污水		20	氨氮		间断	酸性水汽提装置
		催化裂化单元	余热锅炉排污水	3		TDS	20	连续	循环水系统补水
	气体分馏装置	/	机泵冷却水/各分水斗切水		4	CODcr	300	间断	污水处理场含油含盐废水处理系统
						BOD5	200		
						石油类	100		
						硫化物	0.5		
						挥发酚	0.3		
						氨氮	8		
	烷基化装置	烷基化装置	含油污水	3		COD	300	连续	污水处理场含油含盐废水处理系统
						石油类	100		

区域	装置名称	单元名称	废水名称	排放量(m^3/h)		污染物		排放规律	排放去向
				正常量	最大量	名称	浓度 (mg/L)		
						硫化物	10		
						挥发酚	5		
						氨氮	5		
			含盐污水	24.8		COD	1400	连续	污水处理场含油含盐废水处理系统
						石油类	100		
						硫化物	10		
						挥发酚	5		
						氨氮	10		
	柴油加氢裂化装置 I	汽提塔顶回流罐	含硫废水	36		COD	3500	连续	酸性水汽提装置
						石油类	100		
						硫化物	3000		
						挥发酚	50		
						氨氮	1500		
		分馏塔顶回流罐	含油污水	3		COD	400	连续	污水处理场含油含盐废水处理系统
						石油类	230		
						氨氮	15		
						SS	300		
						挥发酚	14		
	柴油加氢裂化装置 II	汽提塔顶回流罐	含硫废水	37		COD	3500	连续	酸性水汽提装置
						石油类	100		

区域	装置名称	单元名称	废水名称	排放量(m^3/h)		污染物		排放规律	排放去向
				正常量	最大量	名称	浓度 (mg/L)		
						硫化物	3000		
						挥发酚	50		
						氨氮	1500		
		分馏塔顶回流罐	含油污水	9		COD	400	连续	污水处理场含油含盐废水处理系统
						石油类	230		
						氨氮	15		
						SS	300		
						挥发酚	14		
		石脑油正异构分离单元异戊烷分离缓冲罐	含油污水		4	COD	350	间断	污水处理场含油含盐废水处理系统

区域	装置名称	单元名称	废水名称	排放量(m^3/h)		污染物		排放规律	排放去向
				正常量	最大量	名称	浓度(mg/L)		
		石脑油正异构分离单元脱异戊烷塔回流罐				石油类	50		
						氨氮	80		
	航煤加氢	/	含油污水		1	COD	300	间断	污水处理场含油含盐废水处理系统
						石油类	80		
						硫化物	10		
						挥发酚	1		
						氨氮	1.5		
		/	含硫污水	5.3		COD	2600	连续	酸性水汽提装置
						石油类	12		
						硫化物	24500		
						挥发酚	40		
						氨氮	29600		
	轻烃回收装置	干气分离单元吸入罐	含油污水		50	COD	400	间断	污水处理场含油含盐废水处理系统
						石油类	230		
		干气分离单元碳四分离塔顶回流罐				氨氮	15		
						SS	300		
		干气分离单元汽油解析塔顶回流罐				挥发酚	14		

区域	装置名称	单元名称	废水名称	排放量(m^3/h)		污染物		排放规律	排放去向
				正常量	最大量	名称	浓度(mg/L)		
	石脑油加氢装置	/	含油污水		5	COD	150	间断	污水处理场含油含盐废水处理系统
						石油类	10		
						硫化物	10		
						挥发酚	1		
						氨氮	1.5		
		/	含硫污水		15	COD	2600	连续	酸性水汽提装置
						石油类	12		
						硫化物	23428		
						挥发酚	40		
						氨氮	11714		
						硫化物	30000		
						氨氮	15000		
	焦化石脑油加氢装置	/	含油污水		5	COD	150	间断	污水处理场含油含盐废水处理系统
						石油类	10		
						硫化物	10		
						挥发酚	1		
						氨氮	1.5		
		/	含硫污水	20		COD	2600	连续	酸性水汽提装置
						石油类	12		
						硫化物	23428		

区域	装置名称	单元名称	废水名称	排放量(m^3/h)		污染物		排放规律	排放去向
				正常量	最大量	名称	浓度(mg/L)		
						挥发酚	40		
						氨氮	11714		
						硫化物	30000		
						氨氮	15000		
	连续重整装置	/	含油污水		2.5	COD	310		污水处理场含油含盐废水处理系统
						石油类	10		
						硫化物	2		
						挥发酚	1		
						氨氮	1		
		余热锅炉	锅炉排污	1		TDS	20		循环水系统补水
	催化汽油加氢	/	加氢脱硫反应产物分离罐、稳定塔顶回流罐含硫污水		9	COD	2860	间断	酸性水汽提装置
						石油类	190		
						硫化物	3000		
						挥发酚	30		
						氨氮	5600		
		/	地面冲洗含油污水		10	COD	480	间断	污水处理场含油含盐废水处理系统
						石油类	150		
						硫化物	20		
						挥发酚	15		
						氨氮	50		

区域	装置名称	单元名称	废水名称	排放量(m^3/h)		污染物		排放规律	排放去向
				正常量	最大量	名称	浓度 (mg/L)		
	硫磺回收联合装置	酸水汽提	酸水汽提装置 I 含油污水	56.6	150	COD	200	连续	污水处理场含油含盐废水处理系统
						石油类	150		
						硫化物	50		
						挥发酚	-		
						氨氮	-		
		酸水汽提	酸水汽提装置 II 含油污水	89.6	150	COD	200	连续	污水处理场含油含盐废水处理系统
						石油类	150		
						硫化物	50		
						挥发酚	-		
						氨氮	-		
		硫磺回收	硫磺回收含硫污水	32.3		硫化物	50	连续	酸水汽提装置
						氨氮	100		
		硫磺回收	硫磺回收含油污水	16.2	350	COD	300	间断	污水处理场含油含盐废水处理系统
						石油类	61		
						硫化物	10		
						挥发酚	5		
						氨氮	10		
		硫磺回收	硫磺回收含盐污水	7		COD	50	连续	污水处理场监控池
						Na_2SO_4	7.60%		
						$NaHSO_4$	微量		

区域	装置名称	单元名称	废水名称	排放量(m^3/h)		污染物		排放规律	排放去向
				正常量	最大量	名称	浓度(mg/L)		
						$NaHCO_3$	微量		
		硫磺回收	锅炉排污	9.4		TDS	20	连续	回用至循环水场
	芳烃联合装置	/	含苯废水	0.72		COD	1000	连续	预处理后送污水处理场含油含盐废水处理系统
						石油类	500		
						苯系物	50		
		/	含油污水		20	COD	500	间断	污水处理场含油含盐废水处理系统
						石油类	200		
		/	蒸汽发生器排污	0.8		TDS	80	连续	循环水系统补水
	石油焦制氢装置	灰水处理	低压灰水	186.5	237	TSS	<100	连续	送气化污水预处理单元
						Cl^-	<500		
						NH_3	<750		
						HCOOH	<1500		
						COD	≤650		
						总硫	<1		
		变换	锅炉排污	9.5	14.8	TDS	10~30	连续	回用至循环水系统
		气化污水预处理	氨汽提塔汽提后废水	195.02	237	pH	9	连续	污水处理场含油含盐污水处理系统
						COD	800		
						氨氮	100		

区域	装置名称	单元名称	废水名称	排放量(m^3/h)		污染物		排放规律	排放去向
				正常量	最大量	名称	浓度 (mg/L)		
						硫化物	7		
						TSS	15		
						总氮	110		
						TDS	5000		
						钙硬度	550		
						镁硬度	50		
						总氰化物	1		
						氟化物	10		
						Ni	痕量		
						Hg	＜0.05		
		低温甲醇洗	甲醇洗废水	10.04	10.29	CH_3OH	100	连续	送气化单元料浆制备

区域	装置名称	单元名称	废水名称	排放量(m^3/h)		污染物		排放规律	排放去向
				正常量	最大量	名称	浓度 (mg/L)		
化工区	乙烯装置	/	稀释蒸汽排污	18.8	/	COD	200-500	连续	污水处理场含油含盐污水处理系统
						BOD	100-300		
						TSS	200		
						TDS	200		
						石油类	2~5		
						挥发酚	100		
		/	废碱氧化排污	10.7		Na_2S/NaHS	<1	连续	污水处理场高含盐废水处理系统
						$Na_2S_2O_3$	<100		
						TOC	<450		
						石油类	<20		
		/	超压蒸汽罐凝液连续排水	10		BOD	5	连续	污水处理场含油含盐污水处理系统
						COD	15		
						TSS	100		
						TDS	20		
		/	蒸汽罐和废热锅炉间歇排水		0.4	BOD	5	间断	回用至循环水系统
						COD	15		
						TSS	100		
						TDS	20		
		/	清焦废水		2.2	COD	200	间断	污水处理场含油含盐污水处理系统
						BOD	100		

区域	装置名称	单元名称	废水名称	排放量(m^3/h)		污染物		排放规律	排放去向
				正常量	最大量	名称	浓度 (mg/L)		
						TDS	500		
	丁二烯抽提装置	/	含腈废水	6	9	COD	<240	连续	污水处理场含油含盐污水处理系统
						悬浮物	<3		
						TDS	100		
						乙腈	<30		
						石油类	<5		
	HDPE 装置	各单元	工艺废水	5	40	pH	7 月 9 日	连续	污水处理场含油含盐污水处理系统
						BOD	＜250		
						CODcr	＜500		
						SS	＜100		
		各单元	聚合反应区冲洗水等		10	CODcr	＜350	连续	污水处理场含油含盐污水处理系统
	FDPE 装置	挤出造粒	树脂水罐切粒水溢出	6	45	CODcr	200	连续	污水处理场含油含盐污水处理系统
						BOD	100		
						SS	100		
	苯乙烯装置	/	工艺凝液过滤器反冲洗水		90	TSS	<400	间断	污水处理场含油含盐废水处理系统
						油类	<1		
						PH	6.5-9.5		
		/	设备蒸汽吹扫凝结废水		20	BOD_5	<350	间断	污水处理场含油含盐废水处理系统
						CODcr	<500		

区域	装置名称	单元名称	废水名称	排放量(m^3/h)		污染物		排放规律	排放去向
				正常量	最大量	名称	浓度(mg/L)		
						TSS	<400		
						油	<20		
						PH	6.5-9.5		
	PP 装置	挤出造粒	切粒水系统溢流水	4	105	CODcr	200	连续	污水处理场含油含盐污水处理系统
						BOD	100		
						SS	100		
						石油类	10		
	炼油区第一、二循环水场	/	含盐污水	301.4	350.69	COD	≤50	连续	污水处理场含油含盐废水处理系统
						石油类	≤10		
						TDS	2000		
	炼油区第三循环水场	/	清净废水	132.8	179.3	pH	6~9	连续	污水处理场含油含盐污水处理系统
						BOD5	8~20		
						CODcr	80-100		
						悬浮物	20		
						油	5		
						氨氮	10		
						TDS	~2000		
	化工区第一循环水场	/	清净废水	288.6	343	pH	6~9	连续	污水处理场含油含盐污水处理系统
						BOD5	8~20		
						CODcr	80-100		

区域	装置名称	单元名称	废水名称	排放量(m^3/h)		污染物		排放规律	排放去向
				正常量	最大量	名称	浓度(mg/L)		
						悬浮物	20		
						油	5		
						氨氮	10		
						TDS	~2000		
	化工区第二循环水场	/	清净废水	179.5	190	pH	6~9	连续	污水处理场含油含盐污水处理系统
						BOD5	8~20		
						CODcr	80-100		
						悬浮物	20		
						油	5		
						氨氮	10		
						TDS	~2000		
	化工区第三循环水场	/	清净废水	75	82	pH	6~9	连续	污水处理场含油含盐污水处理系统
						BOD5	8~20		
						CODcr	80-100		
						悬浮物	20		
						油	5		
						氨氮	10		
						TDS	~2000		
	中央化验室	/	化验污水		5	COD	400	间断	污水处理场含油含盐污水处理系统
						氨氮	30		

区域	装置名称	单元名称	废水名称	排放量(m^3/h)		污染物		排放规律	排放去向
				正常量	最大量	名称	浓度(mg/L)		
						TSS	100		
	制冷换热站	/	含油污水		2	COD	≤150	间断	污水处理场含油含盐废水处理系统
						石油类	≤50		
	余热回收站	/	含油污水		1	COD	≤150	连续	污水处理场含油含盐废水处理系统
						石油类	≤50		
	净水场	/	含盐污水	31	44	COD	≤100	连续	污水处理场含油含盐废水处理系统
						石油类	≤2		
						硫化物	≤1		
						TDS	≤124		
	除盐水站（含凝液精制）	/	含油污水	34	39.55	COD	≤150	连续	污水处理场含油含盐废水处理系统
						石油类	≤50		
		/	清净废水	54.69		TDS	≤2000	连续	污水处理场监控池
	动力中心	/	锅炉排污	16.7	23	TDS	≤50	连续	回用至循环水系统
	固废焚烧系统	/	锅炉排污	0.3		TDS	20	连续	回用至循环水系统
		/	洗涤废水	0.5		TDS	50000	连续	污水处理场含油含盐废水处理系统
	生活污水	/	生活污水	40		CODcr	500	连续	污水处理场含油含盐废水处理系统
						NH_3-N	20		
	污水处理场	/	废水	700.1		COD	60	连续	经园区排海管道排海
						氨氮	8		

区域	装置名称	单元名称	废水名称	排放量(m^3/h)		污染物		排放规律	排放去向
				正常量	最大量	名称	浓度 (mg/L)		
						总氮	40		
						总磷	0.5		
						石油类	5		
						硫化物	0.5		
						挥发酚	0.3		
						苯	0.1		
						甲苯	0.1		
						二甲苯	0.4		
						悬浮物	30		
						丙烯腈	2		
						总氰化物	0.5		
						总镍	0.1		
						总钒	0.5		
						总汞	0.002		
储运工程	重油中间罐区	/	含油污水	7		石油类	20	连续	污水处理场含油含盐废水处理系统

区域	装置名称	单元名称	废水名称	排放量(m^3/h)		污染物		排放规律	排放去向
				正常量	最大量	名称	浓度 (mg/L)		
	汽车装卸站设施	/	含油污水		1	石油类	20	间断	污水处理场含油含盐废水处理系统
	火车装卸站设施	/	含油污水		2	石油类	20	间断	污水处理场含油含盐废水处理系统
厂外工程	原油码头库区	/	生活污水	4		COD	≤350	连续	经管道送污水处理场含油含盐废水处理系统
						BOD_5	≤25		
		/	含油污水		215	COD	≤500	间断	经管道送污水处理场含油含盐废水处理系统
						石油类	≤300		
	产品码头	/	码头压舱水	10		COD	5000	连续	经管道送污水处理场高含盐废水处理系统
						石油类	1700		
						TDS	80000		

表 5.9.1.2-2　　废水产生量汇总

全厂废水汇总	排放量 (m^3/h)	污染物组成（mg/L）							排放去向
		COD_{cr}	石油类	氨氮	硫化物	挥发酚	氰化物	其他	
含硫污水	436.53			8187	12925				经本项目硫磺回收联合装置酸性水汽提装置处理后，净化水 278.04 回用，剩余排至污水处理场
含油污水（包括生活污水）	354.91	700	41	23	9.6	21		苯系物：0.10	污水处理场含油含盐污水处理系统
含盐污水	956.06（含吉林石化项目 333）	543	162	45			0.6	丙烯腈：0.3 TDS：4399	
高含盐污水	606.61（包括含油含盐系列排放）	420	43	0.3				TDS：12295	污水处理场高含盐污水处理系统
清净废水	804.7	100	5					TDS：2000	污水处理场回用系统

表 5.9.1.2 -3　　项目排海情况一览

工程	废水外排量（$10^4t/a$）	项目	外排废水污染物															
			CODcr	石油类	氨氮	硫化物	挥发酚	总氮	总磷	苯	甲苯	二甲苯	悬浮物	丙烯腈	总氰化物	总镍	总钒	总汞
本项目	588.08	水质（mg/L）	60	5.0	8.0	0.5	0.3	40	0.5	0.1	0.1	0.4	30	2.0	0.5	0.1	0.5	0.002
		总量（t/a）	352.82	29.40	47.04	2.94	1.76	235.22	2.94	0.59	0.59	2.35	176.42	11.76	2.94	0.59	2.94	0.012

5.9.1.3 固体废物

根据“资源化、无害化、减量化”原则，本项目首先考虑对产生的固废实施综合利用。剩余不能利用的固废，根据其有毒有害特性和理化性质，考虑采用焚烧处理等减量化处置措施。最后依托园区工业固体废物处置中心进行安全填埋处置。

⑴厂内处置

①乙烯装置废碱渣处理

本项目延迟焦化装置产生的碱渣和催化裂化装置碱液再生单元产生的废碱渣，送乙烯装置废碱氧化单元处理。

②全厂焚烧设施

各工艺装置产生的废液、废油等危险废物，污水处理场生化污泥、高含盐污水处理系统灰渣送全厂焚烧设施干化、焚烧处置。

③延迟焦化装置

污水处理场含油含盐污水处理系统产生的油泥浮渣送延迟焦化装置回炼。

④危废暂存库

本项目设危废暂存库 1 座，用于暂存本项目各装置产生的废催化剂、废脱（吸）附剂等危险固废。

⑵外委处置

①综合利用

本项目石油焦制氢装置气化灰渣送园区一般工业固废处理项目。可通过有效的提取手段，回收灰渣中的有价金属，实现灰渣的资源化利用。

②外委填埋

不能回收利用的一般工业废物送园区一般工业固废处理项目处置，各类催化剂、粘有污染物料的干燥剂、吸附剂、化学污泥等危险废物送园区危险废物填埋场进行处理。

本项目固废产生情况汇总于表 5.9.1.3-1，固废分类统计情况汇总于表 5.9.1.3-2。

5.9.1.4 噪声

本项目主要噪声源为大功率机泵、压缩机、风机、空压机、空气冷却器、加热炉、气(汽)体放空口及火炬等声源。各类噪声源见表 5.9.1.4-1。

表 5.9.1.3-1　　本项目固废产生一览表

区域	装置名称	单元名称	固废名称	排放量(t/a)	主要组成(wt%)	分类及编号	排放规律	排放去向
炼油区	延迟焦化装置 I	/	碱渣	270（8t/h），最大量 500t/a	NaOH:<3~5%; 甲硫醇纳+乙硫醇纳混合物：2~4%；硫化钠+硫代硫酸钠混合物：2.6~3%；二硫化物：200ppm（wt）；N-甲基二乙醇胺：0.5~3%；COD: 10000mg/L 其余：水	危险废物 HW35(251-015-35)	2~3 个月排放一次,	乙烯装置废碱处理单元
		/	废碱--废精脱剂、COS 水解剂、分子筛	53.3	Al_2O_3、活性组分、复合金属氧化物	危险废物 HW08(251-012-08)	1 次 3 年	园区危险废物填埋场
	延迟焦化装置 II	/	碱渣	270（8t/h），最大量 500t/a	NaOH:<3~5%; 甲硫醇纳+乙硫醇纳混合物：2~4%；硫化钠+硫代硫酸钠混合物：2.6~3%；二硫化物：200ppm（wt）；N-甲基二乙醇胺：0.5~3%；COD: 10000mg/L 其余：水	危险废物 HW35(251-015-35)	2~3 个月排放一次,	乙烯装置废碱处理单元
		/	废碱--废精脱剂、COS 水解剂、分子筛	53.3	Al_2O_3、活性组分、复合金属氧化物	危险废物 HW08(251-012-08)	1 次 3 年	园区危险废物填埋场
	蜡油加氢处理装置	/	废催化剂	682.4	Al_2O_3、Ni-Mo	危险废物 HW50(251-016-50)	1 次 6 年	园区危险废物填埋场*
		/	废保护剂	93.8	硫化钼、硫化镍	危险废物 HW08(251-012-08)	1 次 3 年	园区危险废物填埋场*
		/	废瓷球	54	Al_2O_3、SiO_2、污油	危险废物	1 次 3 年	园区危险废

区域	装置名称	单元名称	固废名称	排放量(t/a)	主要组成(wt%)	分类及编号	排放规律	排放去向
						HW08(251-012-08)		物填埋场
	加氢裂化装置	反应部分	废裂化催化剂	174.7	W、Ni、硫化物	危险废物 HW50(251-018-50)	6 年 1 次	园区危险废物填埋场
			废保护剂	3.2	硫化钼、硫化镍	危险废物 HW08(251-012-08)	3 年 1 次	园区危险废物填埋场
			废瓷球	36	Al_2O_3、SiO_2	危险废物 HW50(251-018-50)	3 年 1 次	园区危险废物填埋场
		分馏部分	废脱硫剂	198	复合金属氧化物	危险废物 HW50(251-018-50)	1 年 1 次	园区危险废物填埋场
	催化裂化装置	反应再生单元	再生器废催化剂	2787	Al_2O_3、Fe_2O_3、Na_2O、及少量 Ni、V	危险废物 HW50（251-017-50）	间断	园区危险废物填埋场
		产品精制单元	碱液再生废碱渣	60	游离碱 3~8%，硫化物	危险废物 HW35（251-017-35）	间断	送至乙烯装置废碱氧化单元处理
		脱硫脱硝单元	废渣	386.4	废催化剂（Al_2O_3、Ni、V）及含盐废水	危险废物 HW50（772-007-50）	间断	园区危险废物填埋场
			废脱硝催化剂	26.3	TiO_2、V_2O_3、WO_3	危险废物 HW50（772-007-50）	间断	园区危险废物处置中心*
	烷基化装置	/	废加氢催化剂	4.4	Al_2O_3、钯	危险废物 HW50 (261-016-50)	6 年 1 次	园区危险废物填埋场*
		/	废保护剂	0.8	Al_2O_3	HW49 (900-041-49)	6 年 1 次	园区危险废物填埋场

区域	装置名称	单元名称	固废名称	排放量(t/a)	主要组成(wt%)	分类及编号	排放规律	排放去向
	柴油加氢裂化装置 I	加氢反应器	废保护剂	5.5	MoO_3、WO_3、NiO	危险废物 HW08（251-012-08）	间断 1 次/3 年	园区危险废物填埋场*
			废催化剂	75.3	MoO_3、WO_3、NiO	危废 HW50 251-016-50	间断 1 次/6 年	园区危险废物填埋场*
			废惰性支撑剂	5.5	Al_2O_3、SiO_2、污油	危废 HW08 251-012-08	间断 1 次/3 年	园区危险废物填埋场
		分馏塔脱硫罐	废脱硫剂	110	ZnO	危废 HW06 900-406-06	间断 1 次/1 年	园区危险废物填埋场
	柴油加氢裂化装置 II	加氢反应器	废保护剂	3.66	MoO_3、WO_3、NiO	危险废物 HW46（900-037-46）	间断 1 次/3 年	园区危险废物填埋场*
			废催化剂	65	MoO_3、WO_3、NiO	危废 HW50（251-016-50）	间断 1 次/6 年	园区危险废物填埋场*
			废惰性支撑剂	25.7	Al_2O_3、SiO_2、污油	危废 HW08 251-012-08	间断 1 次/3 年	园区危险废物填埋场
		分馏塔脱硫罐	废脱硫剂	250	ZnO	危废 HW06 900-406-06	间断 1 次/1 年	园区危险废物填埋场*
	航煤加氢改质装置	反应单元	废加氢催化剂	22.8	Al_2O_3、MoO_3、P_2O_5、NiO	危险废物 HW50 251-016-50	1 次/6 年	园区危险废物填埋场
		反应单元	废瓷球	4	Al_2O_3、SiO_2	危险废物 HW49 900-041-49	1 次/6 年	园区危险废物填埋场
		汽提单元	废脱硫剂	5	Fe_2O_3、ZnO	危险废物 HW06（900-406-06）	1 次/1 年	园区危险废物填埋场*

区域	装置名称	单元名称	固废名称	排放量(t/a)	主要组成(wt%)	分类及编号	排放规律	排放去向
	石脑油加氢装置	/	废石脑油加氢催化剂	10.5	MoO_3、WO_3、Ni、Al_2O_3	危险废物 HW50 (261-165-50)	4 年 1 次	园区危险废物填埋场*
		/	废石脑油加氢催化剂保护剂	0.15	MoO_3、WO_3、Ni、Al_2O_3	危险废物 HW46(900-037-46)	4 年 1 次	园区危险废物填埋场
		/	废石脑油加氢催化剂保护剂	0.48	MoO_3、WO_3、Ni、Al_2O_3	危险废物 HW46 (900-037-46)	4 年 1 次	园区废物处置中心
		/	废瓷球	11.25	Al_2O_3、SiO_2、污油	危险废物 HW49（900-041-49）	4 年 1 次	园区危险废物填埋场
	焦化石脑油加氢装置	/	废催化剂	14	WO3、MoO3、NiO	危险废物 HW50(261-165-50)	6 年 1 次	园区危险废物填埋场
		/	废保护剂	2	WO3、MoO3、NiO	危险废物 HW46(900-037-46)	3 年 1 次	园区危险废物填埋场
		/	废脱硅剂	10	Al2O3、SiO2	危险废物 HW50（251-016-50）	3 年 1 次	园区危险废物填埋场
	连续重整装置	/	废重整催化剂	54	Al_2O_3、Pt、污油	危险废物 HW50(251-016-50)	10 年 1 次	园区危险废物填埋场
		/	废氢气脱氯剂	300	活性碳、氧化铜	危险废物 HW45(261-080-45)	1 年 1 次	园区危险废物填埋场
		/	废脱戊烷塔进料脱氯吸附剂	420	氧化钙、氧化锌	危险废物 HW45(261-080-45)	1 年 1 次	园区危险废物填埋场
		/	废瓷球	33.8	$A1_2O_3$	危险废物 HW49（900-041-49）	4 年 1 次	园区危险废物填埋场

区域	装置名称	单元名称	固废名称	排放量(t/a)	主要组成(wt%)	分类及编号	排放规律	排放去向
	催化汽油加氢	预加氢单元	废保护剂	4.95	Mo/Ni 硫化物、油、碳、Al_2O_3	危险废物 HW50（251-016-50）	1 次/4 年	园区危险废物填埋场
		预加氢单元	废预加氢催化剂	19.55	Mo/Ni 硫化物、油、碳、Al2O3	危险废物 HW50（251-016-50）	1 次/8 年	园区危险废物填埋场
		加氢脱硫单元	废加氢脱硫催化剂	5.3	Co/Mo 硫化物、油、碳、Al_2O_3	危险废物 HW50（251-016-50）	1 次/8 年	园区危险废物填埋场
		加氢脱硫单元	废加氢后处理催化剂	3.2	Ni 硫化物、油、碳、Al2O3	危险废物 HW50（251-016-50）	1 次/8 年	园区危险废物填埋场
		全装置	废瓷球	20.9	Al_2O_3、油、碳	危险废物 HW49（900-041-49）	1 次/4 年	园区危险废物填埋场
	氢气回收装置	系列Ⅰ	废吸附剂	30.4	Al_2O_3、$mSiO_2 \cdot nH_2O$、C 成分	暂按危废管理	20 年 1 次	园区危险废物填埋场
			废吸附剂	43.3	Al_2O_3、$mSiO_2 \cdot nH_2O$ C 成分、Na2O* Al_2O_3* (2.5-3.0) SiO_2、0.75CaO*0.25Na_2O* Al_2O_3* 2SiO_2	暂按危废管理	5 年 1 次	园区危险废物填埋场
		系列Ⅱ	废吸附剂	32	Al_2O_3、$mSiO_2 \cdot nH_2O$、C 成分	暂按危废管理	20 年 1 次	园区危险废物填埋场
			废吸附剂	53.5	Al_2O_3、$mSiO_2 \cdot nH_2O$ C 成分、Na2O* Al_2O_3 * (2.5-3.0) SiO_2、0.75CaO*0.25Na_2O* Al_2O_3* 2SiO_2	暂按危废管理	5 年 1 次	园区危险废物填埋场

区域	装置名称	单元名称	固废名称	排放量(t/a)	主要组成(wt%)	分类及编号	排放规律	排放去向
	氢气深度回收装置	变压吸附	废吸附剂	30	活性炭、Al_2O_3、分子筛	暂按危废管理	15 年 1 次	园区危险废物填埋场
	硫磺回收联合装置	硫磺回收	硫磺回收装置Ⅰ-III 废硫磺回收催化剂	125.36	Al_2O_3、TiO_2、硫化物	危险废物 HW08 251-012-08	一次/5a	园区危险废物填埋场
			硫磺回收装置Ⅰ-III 废瓷球	12	Al_2O_3	危险废物 HW49 900-041-49	一次/5a	园区危险废物填埋场
			硫磺回收装置Ⅴ废硫磺回收催化剂	10.6	Al_2O_3、TiO_2、硫化物	危险废物 HW08 251-012-08	一次/5a	园区危险废物填埋场
			硫磺回收装置Ⅴ废瓷球	0.92	Al_2O_3	危险废物 HW49 900-041-49	一次/5a	园区危险废物填埋场
	干气分离装置	吸收塔	废脱氧催化剂	1	Al_2O_3	危险废物 HW49 900-041-49	4 年 1 次	园区危险废物填埋场
	芳烃联合装置	/	废异构化催化剂	11.4	Al_2O_3、铼、沸石分子筛	危险废物 HW50(251-016-50)	10 年 1 次	园区危险废物填埋场*
		/	废歧化催化剂	20	沸石分子筛	危险废物 HW50(251-016-50)	8 年 1 次	园区危险废物填埋场*
		/	废吸附剂	195	钡或钾钡交换的 X 型或 Y 型分子筛	危险废物 HW50(900-406-06)	10 年 1 次	园区危险废物填埋场
		/	废脱烯烃催化剂	41.5	沸石分子筛	危险废物 HW50(251-016-50)	4 年 1 次	园区危险废物填埋场
		/	废瓷球	54.6	偏硅酸盐	危险废物 HW49（900-041-49）	5 年 1 次	园区危险废物填埋场

区域	装置名称	单元名称	固废名称	排放量(t/a)	主要组成(wt%)	分类及编号	排放规律	排放去向
		/	废活性白土	1200	分子筛、氧化铝	危险废物 HW50(900-406-06)	1 年 1 次	园区危险废物填埋场
		/	废环丁砜溶剂	330.2	环丁砜	危险废物 HW50(900-406-06)	间断	全厂焚烧系统
	石油焦制氢装置	气化	渣池粗渣	227548	NH_3-N、甲酸、Cl^-	一般工业固废	连续	园区一般固废处置项目
		灰水处理	细渣	247456	NH_3-N、甲酸、Cl^-		连续	
		变换	变换炉废催化剂	83	MoS、CoS	危险废物 HW50（261-167-50）	4~5 年一次	园区危险废物填埋场*
			粗合成气过滤器废保护剂	18.09	镁铝尖晶石	危险废物 HW50（261-167-50）	4~5 年一次	园区危险废物填埋场*
			变换炉+粗合成气过滤器废瓷球	19.73	Al_2O_3、SiO_2 等	危险废物 HW49（900-041-49）	4~5 年一次	园区危险废物填埋场
		气化污水预处理	灰浆压滤机滤饼	1672	滤渣 水含量：65wt% 固含量：35wt%	一般工业固废	连续	园区一般固废处置项目
		气化单元	耐火砖	675	Cr_2O_3、ZrO_2、SiO_2、Fe_2O_3、Al_2O_3	暂按危废管理	2 年一次	园区危险废物填埋场
		PSA 单元	废吸附剂	56.4	铝硅酸盐、氧化铝	危险废物 HW49（900-041-49）	20 年一次	园区危险废物填埋场
化工区	乙烯装置	全装置	干燥剂	141.6	碱金属硅铝酸盐，含吸附的烃类	危险废物 HW06（900-406-06）	1 次/5 年	园区危险废物填埋场

区域	装置名称	单元名称	固废名称	排放量(t/a)	主要组成(wt%)	分类及编号	排放规律	排放去向
		压缩单元	废碳二加氢反应催化剂	21.1	钯系催化剂，含吸附的烃类	危险废物 HW50（251-016-50）	一次/5 年	园区危险废物填埋场*
		热分离单元	废碳三加氢反应催化剂	4	钯系催化剂，含吸附的烃类	危险废物 HW50（251-016-50）	1 次/4 年	园区危险废物填埋场*
		冷分离单元	甲烷化催化剂	4	镍系催化剂	危险废物 HW50（261-167-50）	1 次/5 年	园区危险废物填埋场*
		压缩单元	脱砷脱汞催化剂	13.24	PbO 含量 20%，含可能吸附的 As	危险废物 HW24（261-139-24）	1 次/5 年	园区危险废物填埋场
		裂解单元	废焦粒	45	焦碳	危险废物 HW11（252-002-11）	间断	焚烧
		全装置	惰性瓷球	14.32	Al_2O_3、SiO_2 等	危险废物 HW49（900-041-49）	1 次/5 年	园区危险废物填埋场
		裂解单元	废烟气脱硝催化剂	37	含 TiO、V_2O_5	危险废物 HW50（772-007-50）	一次/3 年	园区危险废物填埋场
	裂解汽油加氢	裂解汽油加氢单元	废一段加氢催化剂	11.55	Pd、Al_2O_3	危险废物 HW50 （251-016-50）	1 次/4 年	园区危险废物填埋场
		裂解汽油加氢单元	废二段加氢催化剂	4.5	Co-Mo-Ni、Al_2O_3	危险废物 HW50（251-016-50）	1 次/4 年	园区危险废物填埋场
		全装置	废瓷球	2.5	Al_2O_3、油、碳	一般工业固废	1 次/4 年	园区危险废物填埋场

区域	装置名称	单元名称	固废名称	排放量(t/a)	主要组成(wt%)	分类及编号	排放规律	排放去向
	丁二烯抽提装置	全装置	丁二烯聚合物	0.46	丁二烯聚合物	危险废物 HW11	1 次/6 年	园区危险废物填埋场
		炔烃加氢单元	废加氢催化剂	2	Pd、Al_2O_3	危险废物 HW50（251-016-50）	1 次/2 年	园区危险废物填埋场*
	MTBE/丁烯-1 装置	原料预处理	醚化反应器废催化剂（含甲醇净化器、预反应器用）	10	离子交换树脂	危险废物 HW50	一次/3a	园区危险废物填埋场
		反应精馏	反应精馏塔废催化剂	10	离子交换树脂	危险废物 HW50	一次/4a	园区危险废物填埋场
		甲醇回收	萃取水废吸附剂	0.5	离子交换树脂	危险废物 HW50	一次/3a	园区危险废物填埋场
		各单元	废分子筛干燥剂	2	分子筛干燥剂	危险废物 HW50	一次/2a	园区危险废物填埋场
	HDPE 装置	/	吸附塔废吸附剂	17.6	含可能吸附的已烷	HW06（900-406-06）	一次/3a	园区危险废物处置中心
		/	吸附塔废瓷球	2.4	Al_2O_3、SiO_2 等	暂按危废管理	一次/3a	园区危险废物填埋场
		/	精制床废瓷球	4	Al_2O_3、SiO_2 等	暂按危废管理	间断	园区危险废物填埋场
		/	吸附塔再生分离罐废己烷	45	己烷：10%~99%（v）	HW06（900-403-06）	连续	全厂焚烧系统
		/	废矿物油	10.7	矿物油	HW08（900-249-08）	间断	全厂焚烧系

区域	装置名称	单元名称	固废名称	排放量(t/a)	主要组成(wt%)	分类及编号	排放规律	排放去向
								统
		/	废润滑油	14	润滑油	HW08（900-217-08）	间断	全厂焚烧系统
	FDPE 装置	/	淤浆系统密封罐（BMC 双峰催化剂密封罐/Z-N 淤浆系统密封罐）	4	烷基合物矿物油	危险废物 HW08 （900-249-08）	间断	全厂焚烧系统
		/	精制床废吸附剂	45.4	吸附剂/精制催化剂	危险废物 HW13（265-103-13）	一次/5a	园园区危险废物填埋场
		/	过滤器介质	0.1	聚酯、聚丙烯	危险废物 HW13（265-103-13）	一次/1a	
		/	添加剂进料器	＜5	添加剂	一般工业固废	一次/1a	园区一般固废处置项目
		/	精制床废瓷球	4	瓷球	一般工业固废	一次/5a	
		/	三乙基铝密封罐废油	＜3	含烷基化合物矿物油	危险废物 HW13 （265-103-13）	一次/1a	全厂焚烧系统
		/	压缩机润滑油	＜3	矿物油	危险废物 HW13 （265-103-13）	间断	全厂焚烧系统
		/	泵密封液（BMC 双峰催化剂密封液/Z-N 淤浆系统密封液）	＜0.02	白油	危险废物 HW08 （900-249-08）	间断	全厂焚烧系统
		/	挤压机、齿轮泵变速箱润滑油	3	聚酯、聚丙烯、添加剂	危险废物 HW08（900-217-08）	间断	全厂焚烧系统

区域	装置名称	单元名称	固废名称	排放量(t/a)	主要组成(wt%)	分类及编号	排放规律	排放去向
	苯乙烯装置	乙苯单元	乙烯处理器废吸附剂	9.25	活性 Al_2O_3	危险废物 HW49（900-041-49）	1 次/4 年	园区危险废物填埋场
		苯乙烯单元	苯乙烯反应器脱氢催化剂	133.5m^3	氧化铁、碳沉积物	危险废物 HW50（261-157-50）	1 次/4 年	
		苯乙烯单元	工艺凝液过滤器介质	1	无烟煤，含少量芳烃	一般工业固废	1 次/15 年	园区危险废物填埋场
		乙苯单元	乙苯反应器和处理器床层支撑料	2.2	α -氧化铝球：99%，SiO2：0.2%	危险废物 HW49（900-041-49）	1 次/20 年	园区危险废物填埋场
		乙苯单元	乙苯保护反应器催化剂	0.38	分子筛	危险废物 HW50（261-157-50）	4 年一次	园区危险废物填埋场*
		乙苯单元	乙苯烷基反应器催化剂	0.14	分子筛	危险废物 HW50（261-158-50）	12 年一次	园区危险废物填埋场*
		乙苯单元	乙苯转移烷基反应器催化剂	0.28	分子筛	危险废物 HW50（261-158-50）	8 年一次	园区危险废物填埋场*
		乙苯单元	苯处理器废吸附剂	21.5	白土	危险废物 HW49（900-041-49）	2 年一次	园区危险废物填埋场
	PP 装置	/	过滤器滤芯	2	聚丙烯树脂	危险废物 HW13（265-103-13）	一次/2a	园区危险废物填埋场
		/	原料预精制（脱氧、脱 CO、脱砷等）废精制剂	40	铜系精制剂	危险废物 HW50（261-155-50）	一次/3a	园区危险废物填埋场
		/	丙烯脱硫塔废脱硫剂	40	ZnS	危险废物	一次/3a	园区危险废

区域	装置名称	单元名称	固废名称	排放量(t/a)	主要组成(wt%)	分类及编号	排放规律	排放去向
						HW50（261-155-50）		物填埋场
		/	丙烯脱 MAP 塔废脱 MAP 剂	4	钯系精制剂	危险废物 HW50（261-155-50）	一次/3a	园区危险废物填埋场
		/	废分子筛	30	硅铝酸盐、活性氧化铝	暂按危废管理	一次/3a	园区危险废物填埋场
		/	催化剂进料系统废油	3.5	废矿物油、失活后的烷基铝等	危险废物 HW08（900-249-08）	间断	全厂焚烧系统
		/	挤压造粒机低聚物残液	1	低聚物残液	危险废物 HW08（900-249-08）	间断	全厂焚烧系统
公用工程及辅助设施	全厂焚烧设施系统	/	全厂焚烧设施炉灰渣	3000	重金属等	危险废物 HW18（772-003-18）	连续	园区危险废物填埋场
	净水厂	/	污泥	17520	75%水、无机污泥、悬浮物	一般工业固废	间断	园区一般工业固废处置项目
	污水处理场	/	含油含盐污水处理污泥	5450	悬浮物，有机物	危险废物 HW08(251-003-08)	间断	全厂焚烧系统
		/	高含盐污水处理灰渣	1645	有机物，废碳	一般工业固废	间断	全厂焚烧系统
		/	油泥浮渣	13300	浮渣，悬浮物	危险废物 HW08(251-003-08)	间断	延迟焦化装置
		/	化学污泥	24090	碳酸钙，氢氧化钙	危险废物 HW08(251-003-08)	间断	园区危险废物填埋场

区域	装置名称	单元名称	固废名称	排放量(t/a)	主要组成(wt%)	分类及编号	排放规律	排放去向
	动力中心	/	废脱硝催化剂	90	TiO2、V2O5、WO3	危险废物 HW50(251-016-50)	3 年 1 次	园区危险废物填埋场
	空分装置	/	干燥剂	12.6	氧化铝	一般固废	15 年 1 次	园区一般工业固废处置项目
		/	分子筛	22.3	分子筛	一般固废	15 年 1 次	园区一般工业固废处置项目
	炼油区储运系统	/	罐底油泥	402	泥、铁锈等	危险废物 HW08（251-001-08）	6 年清理一次	园区危险废物填埋场
		/	油气回收废活性炭	5	废活性炭、油	危险废物 HW49（900-039-49）	1 年 1 次	全厂焚烧系统
厂外工程	原油罐	/	罐底油泥	201	泥、铁锈等	危险废物 HW08（251-001-08）	6 年清理一次	园区危险废物填埋场

表 5.9.1.3-2　　固废分类统计汇总表

序号	固废种类	处置方法（t/a）							总计（t/a）
		综合利用	暂按填埋但可被厂家回收	送乙烯废碱氧化单元	延迟焦化装置	厂内焚烧	送有资质单位	交环卫部门	

1	危险废物								
1.1	废催化剂及吸附剂等	0	1441.6	0	0	0	0	0	1441.6
1.2	废碱	0	0	600	0	0	0	0	600
1.3	废油、残液	0	0	0	0	417.42	0	0	417.42
1.4	污泥含油含盐污水处理污泥和油泥浮渣	0	0	0	13870	7100	0	0	20970
1.5	废焦粒、活性炭	0	0	0	0	45	0	0	45
1.6	废催化剂、废瓷球、废分子筛、废添加剂等	0	0	0	0	0	7355.4	0	7355.4
1.7	废聚酯	0	0	0	0	0	0.46	0	0.46
1.8	储运系统油泥	0	0	0	0	0	603	0	603
1.9	污水处理场化学污泥	0	0	0	0	0	24090	0	24090
1.10	焚烧系统灰渣	0	0	0	0	0	3000	0	3000
1.11	废耐火砖	0	0	0	0	0	675		675
	小计	0	1441.6	600	13870	7562.42	35723.86	0	59197.88
2	一般工业固废								
2.1	FDPE 装置添加剂进料器	5	0	0	0	0	0	0	5
2.2	石油焦制氢气化粗渣、过滤滤饼等	476676	0	0	0	0	0	0	476676
2.3	净水厂污泥	17520	0	0	0	0	0	0	17520
2.4	空分装置干燥剂废分子筛	34.9	0	0	0	0	0	0	34.9
	小计	494235.9	0	0	0	0	0	0	494235.9
3	生活垃圾								
3.1	生活垃圾	0	0	0	0	0	0	613.2	613.2
	小计	0	0	0	0	0	0	613.2	613.2
4	总计								

	总量（t/a）	494235.9	1441.6	600	13870	7562.42	35723.86	613.2	554012.1
		综合利用	待确认	需处理					
		494235.9	1441.6	57778.48					554012.1
	百分率（%）	89.20%	0.37%	10.43%					100

表 5.9.1.4-1　　本项目噪声排放一览表

区域	装置名称	设备名称	数量（几开几备）	处理后噪声值 dB(A)	治理措施	排放规律	噪声源布置	噪声源距地高度（m）
炼油区	常减压蒸馏装置 I	常压加热炉	1	<85	火咀带隔声罩	连续	室外	1.5
		减压加热炉	1	<85	火咀带隔声罩	连续	室外	1.5
		引风机	2	90	-	连续	室外	1.5
		鼓风机	2	90	消声器	连续	室外	1.5
		机泵	87	80～85	低噪声电机	连续	室外/室内	1
		空冷器	28	90	低噪声叶片	连续	室外	20
	常减压蒸馏装置 II	常压加热炉	1	<85	火咀带隔声罩	连续	室外	1.5
		减压加热炉	1	<85	火咀带隔声罩	连续	室外	1.5
		引风机	2	90	-	连续	室外	1.5
		鼓风机	2	90	消声器	连续	室外	1.5
		机泵	87	80～85	低噪声电机	连续	室外/室内	1
		空冷器	28	90	低噪声叶片	连续	室外	>20
	延迟焦化装置 I	加热炉	2	＜85	火咀带隔声罩	连续	室外	1.5
		机泵	96	80～85	低噪声电机	连续	室外/室内	1
		富气压缩机	1	＜85	低噪声电机，减振	连续	室外	1.5
		空冷器	35	80～85	低噪声叶片	连续	室外	>20
		鼓风机	2	＜85	消音器	连续	室外	1.5
		引风机	2		-	间断	室外	1.5
	延迟焦化装置 II	加热炉	2	＜85	火咀带隔声罩	连续	室外	1.5
		机泵	96	80～85	低噪声电机	连续	室外/室内	1

区域	装置名称	设备名称	数量（几开几备）	处理后噪声值 dB(A)	治理措施	排放规律	噪声源布置	噪声源距地高度（m）
		富气压缩机	1	＜85	低噪声电机，减振	连续	室外	1.5
		空冷器	35	80～85	低噪声叶片	连续	室外	>20
		鼓风机	2	＜85	消音器	连续	室外	1.5
		引风机	2		-	间断	室外	1.5
	蜡油加氢处理装置	加热炉	2	＜85	火咀带隔声罩	连续	室外	1.5
		压缩机	2	＜85	低噪声电机，减振	连续	室外	1.5
		机泵	16	80～85	低噪声电机	连续	室外	1
		空冷器	51	80～85	低噪声风机、低噪声电机	连续	室外	>20
	加氢裂化装置	加热炉	2	＜85	火咀带隔声罩	连续	室外	1.5
		压缩机	3	＜85	低噪声电机，减振	连续	室外	1.5
		机泵	26	＜85	低噪声电机	连续	室外	1
		空冷器	102	80～85	低噪声风机、低噪声电机	连续	室外	20
	催化裂化装置	空冷器	56	90-92	低噪声电机及叶片	连续	室外	20
		气压机	1	95	基础减振	连续	室外	5
		风机	6	95-97	基础减振	连续	室外	5
		机泵	57	80-85	低噪声电机及叶片	连续	室外	1.5
		余热锅炉	2	＜90	设低噪声火嘴	连续	室外	1.5
		放空	2	85	设消声器	间断	室外	1.5
	气体分馏装置	泵	15	80～85	低噪声电机	连续	室外	1
		空冷器	3	80～85	低噪声风机	连续	室外	20
	烷基化装置	机泵	26	80~85	消声	连续	室外/室内	1.5

区域	装置名称	设备名称	数量（几开几备）	处理后噪声值 dB(A)	治理措施	排放规律	噪声源布置	噪声源距地高度（m）
		制冷压缩器	2	90	消声	连续	室外	2
		空冷风机	81	80~85	低噪声叶片	连续	室外	20
	柴油加氢裂化装置 I	反应进料加热炉	1	＜85	火咀带隔声罩	连续	室外	1.5
		新氢压缩机	4	＜85	低噪声电机/减振	连续	室内	1.5
		反应进料泵及透平	2（1 开 1 备）	80~85	低噪声电机/减振	连续	室内	1
		空冷器	49	75~80	低噪声电机/减振	连续	室外	20
		机泵	42	75~80	低噪声风机/减振	连续	室外	1
	柴油加氢裂化装置 II	反应进料加热炉	1	＜85	火咀带隔声罩	连续	室外	1.5
		新氢压缩机	4（3 开 1 备）	＜85	低噪声电机/减振	连续	室内	1.5
		反应进料泵及透平	1	80~85	低噪声电机/减振	连续	室内	1
		机泵	44	75~80	低噪声风机/减振	连续	室外	1
		空冷器	111	75~80	低噪声电机/电机	连续	室外	20
		机泵	47	75~80	低噪声风机/减振	连续	室外	1
	航煤加氢改质装置	反应进料加热炉	1	＜90	选用低噪声燃烧器	连续	室外	1.5
		新氢/循环氢/尾气压缩机	3	＜90	低噪声电机，减振	连续	半封闭厂房	1.5
		机泵	18	<90	低噪声电机、大型电机加隔声罩	连续	室外	1
		空冷器	15	80～85	低噪声风机	连续	室外	20
	轻烃回收装置	干气压缩机	1	85	减振、隔声	连续	室外	1
		机泵	41	75~80	低噪声电机/减振	连续	室外	1

区域	装置名称	设备名称	数量（几开几备）	处理后噪声值 dB(A)	治理措施	排放规律	噪声源布置	噪声源距地高度（m）
	石脑油加氢装置	空冷器	27 台	85	低噪声电机、风机	连续	室外	20
		泵	8 开 7 备	85	低噪声电机	连续	室外	2
		压缩机	2 开 1 备	85	低噪声电机、管线减振	连续	室外	1.5
		加热炉	3 台	85	低噪声燃烧器	连续	室外	1
	焦化石脑油加氢装置	鼓风机	3	85	消声	连续	室外	3.6
		引风机	2	85	消声	连续	室外	2
		压缩机	3	85	低噪声叶片	连续	室外	1.5
		机泵	18	85	低噪声电机、减震、消声	连续	室外	1.5
		空冷器	8	90	低噪声风机、电机	连续	室外	20
	连续重整装置 I、II	空冷器	63	85-93	低噪声电机、风机	连续	室外	20
		泵	14 开 10 备	90~93	低噪声电机	连续	室外	1.5
		压缩机	6	93	低噪声电机、管线减振	连续	室外	1.5
		加热炉	5	85~90	低噪声燃烧器	连续	室外	1.5
		风机	6	93	低噪声电机	连续	室外	1.5
		蒸汽放空	1	105	消声器	间断	室外	1.5
	催化汽油加氢	空冷器	24	85	低噪声电机、减振	连续	室外	20
		机泵	18	85	减振	连续	室外	1
		压缩机	1	85	减振	连续	室外	5
	氢气回收装置	压缩机	3 开 1 备	＜100	低噪声电机，减振	连续	室内	1.5
		泵	1 开 1 备	＜93	低噪声电机，减振	连续	室内/室外	1.5
	氢气深度回收装置	压缩机	1	＜85	低噪声电机，减振	连续	室外	1.5

区域	装置名称	设备名称	数量（几开几备）	处理后噪声值 dB(A)	治理措施	排放规律	噪声源布置	噪声源距地高度（m）
	硫磺回收联合装置	酸性水汽提空冷器	32	90	低噪声风机	连续	室外	20
		酸性水汽提机泵	7	85	低噪声电机、减震	连续	室外	1.5
		酸性水汽提氨压缩机	1	85	低噪声电机、减震	连续	室外	1.5
		溶剂再生空冷器	84	90	低噪声风机	连续	室外	20
		溶剂再生机泵	28	85	低噪声电机、减震	连续	室外	1.5
		硫磺回收空冷器	50	85	低噪声风机	连续	室外	20
		硫磺回收风机	9	85	低噪声风机、减震	连续	室外	1.5
		硫磺回收泵	39	85	低噪声电机、减震	连续	室外	1.5
	干气分离装置	压缩机	2	＜85	低噪声电机，减振	连续	室外	1.5
		各种泵类	16	＜85	低噪声电机	连续	室外	1.5
	芳烃联合装置	机泵	63	≤85	低噪声电机、减振、消声	连续	室外	6.5
		压缩机	5	≤85	低噪声风机、电机	连续	室外	1.0
		空冷器	10	90	低噪声风机、电机	连续	室外	20
	石油焦制氢装置	破碎机	2	85	隔声	连续	室外	1.5
		磨煤机	8	<85	低噪声电机、减振	连续	室内	1.5
		各类泵	57	80-85	低噪声电机、减振	连续	室内	1.5
		压缩机	6	<85	低噪声电机、减振	间断	室内	1.5
		消音器	8	<85	消音	间断	室内	1.5
		破渣机	6	<85	低噪声电机、减振	连续	室内	1.5
		捞渣机	6	<85	低噪声电机、减振	连续	室内	1.5
		锁斗	6	<85	低噪声电机、减振	间断	室内	1.5

区域	装置名称	设备名称	数量（几开几备）	处理后噪声值 dB(A)	治理措施	排放规律	噪声源布置	噪声源距地高度（m）
		空冷器	10	<85	低噪声电机、减振	连续	室内	20
化工区	乙烯装置	裂解炉引风机	8（7 用 1 备）	＜85	消声器、减振	连续	室外	1.5
		裂解炉蒸汽排放	8（7 用 1 备）	＜85	消声器	连续	室外	1.5
		裂解气/乙烯/丙烯/膨胀再压缩机	4	85	钢板隔声、消声器、减振	连续	半封闭厂房	5
		机泵	18	85	低噪声电机、减振	连续	室外	1
	裂解汽油加氢	机泵及压缩机	40	85	低噪电机、减振	连续	室外	2
	丁二烯抽提装置	机泵	8	85	减振	连续	室外	1
	MTBE/丁烯-1 装置	空冷器	4	85	低噪声电机、减振	连续	室外	20
		机泵	36（19 开 17 备）	85	减振	连续	室外	1
	HDPE 装置	压缩机	5	85	隔声、消声、减振	连续	室外	2
		风机	1	85	隔声、消声、减振	连续	室外	2
		挤出机组	1	85	隔声、消声、减振	连续	室外	1
		机泵	13	85	隔声、消声、减振	连续	室外	1
	FDPE 装置	压缩机	6	85	隔声、消声、减振	连续	室外	2
		风机	4 开 2 备	85	隔声、消声器、减振	连续	室外	2
		挤出机组	2	85	减振	连续	室外	1
		机泵	50 开 10 备	85	减振	连续	室外	1
	苯乙烯装置	尾气/氢气压缩机/冷冻	6	85	低噪声电机、减振、隔声	连续	半封闭厂房	1.5

区域	装置名称	设备名称	数量（几开几备）	处理后噪声值 dB(A)	治理措施	排放规律	噪声源布置	噪声源距地高度（m）
		机						
		机泵	21	80~85	低噪声电机、减振	连续	室外	1
	PP 装置	压缩机	10	85	隔声、消声器、减振	连续	室外	1.5
		风机	4	85	隔声、消声器、减振	连续	室外	3
		机泵	36（18 开 18 备）	85	低噪声电机、减振	连续	室外	1.5
		挤压造粒机组	1	85	隔声、减振	连续	室外	1.5
储运工程	罐区	原油泵	12	85	减震	连续	室外	1.5
		中间原料罐区大型机泵	68	85	减震	连续	室外	1.5
		产品罐区装船泵	23	85	减震	连续	室外	1.5
	液体化工储运	原料罐区大型机泵	4	85	减震	连续	室外	1.5
公辅设施	空分装置	主空压机	3	≤80	隔音厂房、减振	连续	室外	4
		空气增压机	3	≤80	隔音厂房、减振	连续	室外	4
		主氮压机	2	≤80	隔音厂房、减振	连续	室外	3
		补充氮压机	1	≤80	隔音厂房、减振	连续	室外	3
		TSA 吸附塔	3	≤80	隔音墙	连续	室外	4
		氮气增压机	2	≤80	隔音厂房、减振	连续	室外	3
		进气过滤器	3	≤80	隔音厂房	连续	室外	2
		离心式冷水机组	6	≤80	隔音厂房、减振	连续	室外	2
		透平膨胀增压机	3	≤80	隔音墙、减振	连续	室外	2
		透平发电机	3	≤80	隔音墙、减振	连续	室外	1.5

区域	装置名称	设备名称	数量（几开几备）	处理后噪声值 dB(A)	治理措施	排放规律	噪声源布置	噪声源距地高度（m）
		空冷塔	3	≤85	隔音墙	连续	室外	5
		水冷塔	3	≤85	隔音墙	连续	室外	5
	污水处理厂	臭氧发生器	6	≤85	隔音厂房、减振	连续	室外	1.5
		反洗风机	2	≤85	隔音厂房、减振	连续	室外	1
		反渗透进水高压泵	8 开 3 备	≤85	隔音厂房、减振	连续	室外	1
		回用水提升泵	2 开 1 备	≤85	隔音厂房、减振	连续	室外	1
		蒸发空冷风机	6	≤85	隔音厂房、减振	连续	室外	1.5
		气液混输泵	6	≤85	隔音厂房、减振	连续	室外	1
		空气压缩机	1	≤85	隔音厂房、减振	连续	室外	3
		尾气引风机	1	≤85	隔音厂房、减振	连续	室外	3
		电锅炉	1	≤85	隔音厂房、减振	连续	室外	2
		除臭系统引风机	4	≤85	隔音厂房、减振	连续	室外	2
		离心鼓风机	8	≤85	隔音厂房、减振	连续	室外	2
	化工第一循环水场	冷却塔	18	≤85	隔音厂房、减振	连续	室外	5
		冷却塔风机	18	≤85	隔音厂房、减振	连续	室外	3
		循环水泵	12	≤85	隔音厂房、减振	连续	室外	1
		旁滤水泵	2	≤85	隔音厂房、减振	连续	室外	1
	化工第二循环水场	冷却塔	10	≤85	隔音厂房、减振	连续	室外	5
		冷却塔风机	10	≤85	隔音厂房、减振	连续	室外	3
		循环水泵	5	≤85	隔音厂房、减振	连续	室外	1
		旁滤水泵	2	≤85	隔音厂房、减振	连续	室外	1

区域	装置名称	设备名称	数量（几开几备）	处理后噪声值 dB(A)	治理措施	排放规律	噪声源布置	噪声源距地高度（m）
	化工第三循环水场	冷却塔	5	≤85	隔音厂房、减振	连续	室外	5
		冷却塔风机	5	≤85	隔音厂房、减振	连续	室外	1.5
		循环水泵	5	≤85	隔音厂房、减振	连续	室外	1
		旁滤水泵	2	≤85	隔音厂房、减振	连续	室外	1
	炼油区第一循环水场	冷却塔	9	80～85	隔音厂房、减振	连续	室外	5
		各种泵	10	80～85	低噪声电机、减振	连续	室外	3
	炼油区第二循环水场	冷却塔	15	80～85	隔音厂房、减振	连续	室外	5
		各种泵	13	80～85	低噪声电机、减振	连续	室外	3
	炼油区第三循环水场	冷却塔	15	80～85	隔音厂房、减振	连续	室外	5
		各种泵	13	80～85	低噪声电机、减振	连续	室外	3
	化工 1#消防泵站	各类泵	10	80～85	低噪声电机、减振	连续	室外	1
	化工 2#消防泵站	各类泵	8	80～85	低噪声电机、减振	连续	室外	1
	炼油区火炬	低低压火炬	1	105	消声	偶发	室外	150
		低压火炬（一）	1	105	消声	偶发	室外	150
		低压火炬（二）	1	105	消声	偶发	室外	150
		高压火炬（一）	1	105	消声	偶发	室外	150
		高压火炬（二）	1	105	消声	偶发	室外	150
		石油焦制氢高压火炬	1	105	消声	偶发	室外	150
		酸性气（氨气）火炬	1	105	消声	偶发	室外	150
		含腈火炬	1	105	消声	偶发	室外	150
		氢氰酸火	1	105	消声	偶发	室外	150

区域	装置名称	设备名称	数量（几开几备）	处理后噪声值 dB(A)	治理措施	排放规律	噪声源布置	噪声源距地高度（m）
	化工区火炬	乙烯地面火炬	1	105	消声	偶发	室外	18
		化工联合地面火炬	1	105	消声	偶发	室外	18
厂外工程	厂外工程	输送油泵	34	85	低噪声机泵	间断	封闭泵房内	1.5
		导入油炉风机	3	90	隔音厂房、减振	连续	室外	2.5

5.9.2 非正常工况分析

非正常工况是指建设项目在生产运营阶段的开车、停车、检修等工况。

5.9.2.1 废气

非正常工况的废气排放主要有两种情况，一是装置有计划开停车时的放空气体；第二种情况是由于装置运行不稳定，为避免某些设备压力过高而造成事故，设备通过预设的安全阀或爆破膜泄压。

火炬作为石油化工企业重要的安全与环保设施之一，用于处理生产装置及辅助设施在正常生产、开停车、检维修等非正常工况，以及事故情况下排放的可燃性气体，以保护人身和设备安全。

本项目炼油区和化工区分别设置火炬系统和火炬气回收系统。炼油区火炬系统包括低低压火炬气放空系统、低压火炬气放空系统（一）、低压火炬气放空系统（二）、高压火炬气放空系统（一）、高压火炬气放空系统（二）、石油焦制氢高压放空系统（低热值）、酸性气放空系统、氨火炬气放空系统。乙烯装置和化工联合装置各设 1 套可燃气体放空系统。在非正常工况下，本项目放空气全部送火炬燃烧处理。

⑴停车

装置检修停车时，装置内的物料首先要排出，气体送至火炬系统，液态的物料倒至储罐，待系统内压力降至常压后，用氮气进行系统置换和蒸汽吹扫，置换出的少量油气引至火炬系统。进入火炬系统的油气进行分液过滤处理。冷凝液返回装置；未冷凝的可燃气体经过可燃气体回收系统压缩后送干气脱硫装置处理，脱硫后的干气送燃料系统回收利用。无法回收的可燃气体经燃烧后放空，其中烃类组分绝大部分被转化为 CO_2 和水，同时燃烧产生的少量 SO_2 排入大气。

⑵开车

装置在开车前，需用氮气对系统进行再次吹扫、置换，吹扫/置换气中含有微量的粉尘，可直接排入环境空气。

本项目石油焦制氢装置采用采用 GE 水煤浆加压气化激冷工艺。设置 6 台气化炉，4 开 2 备。气化炉开车时，气化炉需逐台开车，待调试正常并达到一定负

荷后才可将粗合成气送入下游的净化装置，此前气化过程中产生的粗合成气均需送富氢火炬进行燃烧处理。此外，气化炉需定期更换维护，气化炉重新投入使用时产生的不合格粗合成气也需送石油焦制氢装置高压火炬进行燃烧处理。此时粗合成气中的硫将全部转化为 SO_2 后排入大气。同时，由于下游净化装置尚未投入运行，而高压闪蒸分离器排放的含硫化氢废气也需送火炬燃烧处理。

按每台气化炉从投煤开始至投入正常使用的持续时间为 2 小时，单台气化炉开停车时废气放空量为 195363Nm^3/h，每台气化炉开车一次排放的 SO_2 为 6.48t/次.台，NOx 为 0.29t/次.台。每台气化炉投入正常使用至停车的持续时间为半小时，单台气化炉停车时废气放空量为 195363Nm^3/h，每台气化炉停车一次排放的 SO_2 为 3.24t/次.台，NOx 为 0.14t/次.台。据 GE 水煤浆气化炉运行经验，每台气化炉一般 60 天就需更换一次，全年按 8400 小时计，则 4 台气化炉共需更换约 23 次，则气化装置计划开停车工况下排放的 SO_2 为 223.56t/a，NOx 为 9.89t/a。这些污染物均计入全厂污染物排放总量。

⑶硫磺回收装置非正常工况

本项目硫磺回收联合装置也是重要的环保装置，包括酸性水汽提、溶剂再生和硫磺回收部分。在正常工况下，本项目产生的酸性气全部送硫磺回收装置处理。本项目共设置 5 套硫磺回收装置，分别为：18 万吨/年硫磺Ⅰ、18 万吨/年硫磺Ⅱ、18 万吨/年硫磺Ⅲ、18 万吨/年硫磺Ⅳ、6 万吨/年硫磺Ⅴ。硫磺Ⅰ和硫磺Ⅱ公用一套溶剂再生和烟气处理单元，硫磺Ⅲ和硫磺Ⅴ公用一套溶剂再生和烟气处理单元，硫磺Ⅳ设置单独的溶剂再生和烟气处理单元。

一般情况下，硫磺回收装置的总脱硫率可达到 99.95%以上，但当其烟气脱硫单元运行不正常时，其脱硫率有所下降，烟气中的二氧化硫排放浓度小于 400mg/Nm^3，无法满足 GB31570-2015《石油炼制工业污染物排放标准》规定二氧化硫排放浓度小于 100mg/Nm^3 的要求。本项目硫磺回收装置按 N+1 原则设置，设有 5 套硫磺装置，设计操作弹性 30%~110%，正常生产时 5 套装置运行负荷为 72%，当其中一套硫磺回收装置出现故障时，其它 4 套硫磺回收装置可处理全厂全部酸性气，避免出现烟气长时间超标排放；在装置停工过程中，由于设置了烟气纳法脱硫单元，能保证烟气二氧化硫排放浓度小于 100mg/Nm^3 的要求。

⑷催化裂化装置脱硫脱硝单元非正常工况

催化裂化装置除了设计 WGS 湿法脱硫和 SCR 脱硝设施以外，还考虑了在再生器内使用双效助剂，完成 CO 助燃的同时辅助 NOx 还原，以实现脱硝效果。当锅炉故障、烟机故障或开工阶段，EDV 脱硫可满足高温工况，且依然能实现达标排放。但 EDV 脱硫出现故障、SCR 脱硝设施需停工时，催化裂化装置需整体停工。

⑸锅炉烟气脱硝系统非正常工况

一般情况下锅炉脱硝装置没有出现同时故障的可能。脱硝装置故障后续手段是停止脱硝装置故障的锅炉，启动备用炉，如出现多台锅炉同时出现脱硝装置故障的情况，则全厂减产或停车。

5.9.2.2 废水

本项目在设计中充分考虑了非正常工况污水对污水处理设施可能造成的影响，按炼油区、化工区及原油码头库区分别采取了相应措施，保证污水处理设施稳定运行。

⑴厂区内

为防范和控制本项目在生产过程中，一旦厂区发生突发事故或在事故处理过程中，由于泄漏物料、污染消防水等污染物对周边接纳水体环境所产生的污染，从而有效降低环境风险、确保环境安全，厂区内设置了防止水体污染三级防控系统。

第一级防控系统

第一级防控系统为装置周边的 150mm 高的围堰，用于事故状态下事故废水的有序导流。

第二级防控系统

第二级防控系统为由装置区内的污染雨水收集池（包括池外溢流至雨水明沟系统和事故水转输管道系统的切断阀）及厂区事故水转输管道系统及配套管道、切断阀、切换阀等构成。污染雨水收集池容积按可收集装置内污染区 30mm 的污染雨水，可收集一般事故时排放的消防事故水。水池周围地坪标高与所在装置区标高一致。

第三级防控系统

第三级防控系统为事故水池，用于收集和容纳较大事故状态下的消防废水和进入事故收集系统的雨水。

本项目厂区分为炼油区和化工区两片主厂区，对于炼油区块，地势为西北高，东南低；对于化工区块，地势为西南高，东北低。化工区和炼油区通过石化大道这个“高脊”分成南北两块区域。本着“重力流收集事故水”的原则，分别在炼油区和化工区的低点设置事故水收集池和事故水转输池。其中，位于炼油区的全厂事故水池布置于炼油区的东南角，位于化工区的事故水转输池布置于化工区的东北角。

全厂事故水池地势标高为 5.7~6.5m，为炼油区地势最低点，炼油区内各工艺装置/罐区发生消防事故时的事故废水可直接通过重力流进入全厂事故水池。

化工区事故水转输池地势标高为 8.m，为化工区地势最低点，化工区内各工艺装置/罐区发生消防事故时的事故废水可直接通过重力流进入化工区事故水转输池。

本项目炼油区全厂终端事故水收集池容积，180000m^3。其中，化工区设置事故转输池容积 20000m^3，事故水经转输池再送终端事故池。

⑵原油码头库区

一级防控措施

一级防控系统主要由原油储罐防火堤，露天油泵区、阀组区围堰构成。

储罐区防火堤内地坪标高为 24.2m，防火堤顶标高为 26.9m；露天油泵区、阀组区等污染区的围堰高度为 150mm。

事故时物料的泄漏量为罐区内最大储罐的罐容，码头库区最大的物料泄漏量按 1 座 $10\times10^4m^3$ 计算，最大物料泄漏量 $V_1=10\times10^4m^3$。每个罐组防火堤有效容积为 101300m^3，防火堤设计高度（内侧）为 2.7m，满足事故物料泄漏的容积要求。

二、三级防控措施

原油码头库区将二、三级防控措施合并设置，主要由储罐组周边的消防道路、事故池及含油污水池、围墙等组成。

储罐组周边的消防道路标高较防火堤外侧地坪标高 0.5m；事故池及含油污

水池处竖向标高约 23.0m～23.3m，池底设计标高为 18.9m；原油码头库区设 2.5m 高实体围墙，围墙下部 0.5m 不设孔洞。

事故池、含油污水池作为二、三级预防控制措施，收集污染消防水及罐区的雨水，事故池和含油雨水池总容积为 20300m^3。

5.9.3 达标排放分析

5.9.3.1 废气

⑴本工程各加热炉、乙烯裂解炉以炼油区装置自产脱硫干气、石油焦制氢装置产出的低热值气及外购合成气为燃料，烟气排放符合《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）表 4 中工艺加热炉的大气污染物特别排放限值要求（二氧化硫 50mg/m^3，颗粒物 20mg/m^3，氮氧化物 100mg/m^3）。

⑵催化裂化再生烟气采用湿法洗涤、脱硫脱硝工艺，烟气排放符合《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）表 4 中催化裂化催化剂再生烟气的大气污染物特别排放限值要求（二氧化硫 50mg/m^3，颗粒物 30mg/m^3，氮氧化物 100mg/m^3）。

⑶重整再生烟气采用 UOP 公司的 Chlorsorb 氯吸收技术处理后，污染物排放符合《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）表 4 中重整催化剂再生烟气的大气污染物特别排放限值要求（氯化氢 10mg/m^3，NMHC30mg/m^3）。

⑷硫磺回收装置尾气焚烧炉烟气排放符合《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）表 4 中酸性气回收装置的大气污染物特别排放限值要求（二氧化硫 100mg/m^3）。

⑸全厂焚烧设施烟气排放均符合《危险废物焚烧污染控制标准》（GB18484-2001）及征求意见稿的控制要求。

⑹石油焦制氢装置净化单元洗涤塔尾气经过经过洗涤处理后，甲醇排放符合《石油化学工业污染物排放标准》表 6 的排放限值（50 mg/m^3）；硫化氢排放符合《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）标准。

⑺动力中心燃气锅炉废气经 SCR 脱硝处理后，污染物排放符合《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2011）中燃气轮机组特别排放限值（二氧化硫

35mg/m^3，颗粒物 5mg/m^3，氮氧化物 50mg/m^3）。

⑻原油码头导热油炉废气经 SNCR 脱硝处理后，污染物排放符合《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 3 特别排放限值（二氧化硫 50mg/m^3，颗粒物 20mg/m^3，氮氧化物 150mg/m^3），同时参考《广东省锅炉大气污染物排放标准》（再次征求意见稿）表 3 特别排放限值要求（颗粒物≤10mg/m^3，SO_2≤35mg/m^3，NOx≤50mg/m^3）。

5.9.3.2 废水

本项目产生的全部含油污水、含盐污水送厂内污水处理系统处理后排海，废水中污染物浓度满足《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）、《石油化学工业污染物排放标准》（GB31571-2015）、《合成树脂工业污染物排放标准》（GB31572-2015）中一般排放限值及《水污染物排放限值》（DB44/26-2001）中更严的标准，经园区排海管道排海。

5.9.4 优先控制污染物

5.9.4.1 特殊污染物种类

⑴“三致”物质

国际癌症研究中心（IARC）将潜在化学致癌性物质分类为：G1，确认人类致癌物；G2A，可能人类致癌物；G2B，可疑人类致癌物；G3，对人及动物致癌性证据不足；G4，未列为人类致癌物。

⑵持久性污染物

持久性有机污染物（POPs）是指具有高毒性，进入环境后难以降解，可生物积累，能通过空气、水和迁徙物种进行长距离越境迁移并沉积到远离其排放地点的地区，随后在那里的陆地生态系统和水域生态系统中积累起来，对当地环境和生物体造成严重负面影响的天然或人工合成的有机物。国际上公认持久性有机污染物（POPs）具有下列 4 个重要的特性：环境持久性、生物累积性、远距离迁移能力和高毒性。截止 2005 年 5 月，已有 151 个国家或组织签署了《斯德哥尔摩公约》，其中有 98 个国家或组织已正式批准了该公约。我国是公约的正式缔约方，是 2001 年 5 月 23 日首批签署公约的国家之一；2004 年 11 月 11 日，

公约已正式对我国生效。首批列入《斯德哥尔摩公约》受控名单的 12 种持久性有机污染物（POPs）可分为 3 类：①有机氯杀虫剂：滴滴涕、氯丹、灭蚁灵、艾氏剂、狄氏剂、异狄氏剂、七氯、毒杀芬；②工业化学品：六氯苯和多氯联苯；③工业生产过程或燃烧生产的副产品：二噁英 (多氯二苯并对二噁英)、呋喃(多氯二苯并呋喃)。

⑶水中优先控制污染物

目前据统计，在人类的生产和生活活动中，已使大约 2221 种化学污染物和约 1441 种有毒藻类、细菌、病毒等进入水体，由此导致水环境污染，危害人体健康。尤其是人工合成的有机物危害更大。到目前为止，在世界范围内的饮用水中共发现 765 种有机物。其中 117 种被认为或被怀疑有致癌、致畸和致突变作用。为此，美国、欧盟，世界卫生组织，日本和中国都先后提出了水体中“优先控制污染物名单”，俗称“黑名单”。

根据研究成果，1991 年中国环境监测总站提出了“中国环境优先污染物黑名单”，包括 14 种化学类别共 68 种有毒化学物质，其中有机物占 58 种。这些水中优先控制的危险物的共同特点是：①均具毒性，与人体健康密切相关。②在环境中有长效性，对环境和人体健康的危害具有不可逆性。③有机氯化合物居多，且难生物降解。④在水中含量低。

⑷重点环境管理危险化学品

根据《环境保护综合名录》（2017 年版），本项目涉及的高环境风险产品包括硫化氢、甲醇、丙烯、苯乙烯、乙苯等。

5.9.4.2 本项目特殊污染物控制分析

根据《工作场所有害因素职业接触限值第 1 部分：化学有害因素》（GBZ2.1-2007）备注栏的致癌性标识、《斯德哥尔摩公约》、“中国环境优先污染物黑名单”，对项目涉及的特殊污染物进行排查，本项目涉及的具有致癌性分级标识的物质及水中优先控制污染物主要有苯乙烯、苯、乙苯、1,3-丁二烯等，其中苯属 G1，即确认人类致癌物； 1,3-丁二烯属 G2A，即可能人类致癌物；苯乙烯、乙苯属 G2B，即可疑人类致癌物。这些物料及污染物的产生来源、散失途径及控制措施情况详见表 5.9.4.2-1。

表 5.9.4.2-1　　本项目特殊污染物控制分析

污染物	类别	可能排放点	排放方式	控制措施
苯	致癌性分类 G1/水中优先控制污染物	芳烃联合装置 苯乙烯装置 炼油产品罐区	无组织排放气 含油污水	含油污水送污水处理场处理。污水处理场污水收集、调节等设施设置废气收集系统，含油污水拟采用隔油、二级气浮、A/O 生化、臭氧氧化、曝气生物滤池工艺处理达标后送高盐水处理系统，处理后产生水返回项目重复利用，浓水排海。 延迟焦化装置设密闭除焦系统；焦炭塔吹扫气、冷焦气产生的大量蒸汽送放空塔处理，不直接排入外环境；冷焦水、切焦水罐设置除臭设施。 苯、甲苯、二甲苯储罐均采用内浮顶储罐，储罐呼吸气送炼油产品罐区芳烃油气回收设施，经处理后苯<2mg/m^3，甲苯<8mg/m^3，二甲苯<10mg/m^3）
甲苯	致癌性分类 G3 水中优先控制污染物	芳烃联合装置 苯乙烯装置 化工中间罐区	无组织排放气 含油污水	
乙苯	致癌性分类 G2B 水中优先控制污染物	芳烃联合装置 苯乙烯装置	含油污水	
二甲苯	水中优先控制污染物	芳烃联合装置	无组织排放气 含油污水	
多环芳烃	水中优先控制污染物	延迟焦化装置 芳烃联合装置 苯乙烯装置	无组织排放气 含油污水	
苯乙烯	致癌性分类 G2B	苯乙烯装置	苯乙烯装置中间罐区、化工产品罐区油气回收尾气 苯乙烯装置含盐污水	为防止生成聚合物，苯乙烯产品储罐和装置内的中间罐区均采用拱顶罐，储罐呼吸气送油气回收设施，经处理满足石油化学工业污染物排放标准》后排放（苯乙烯<50mg/m^3） 苯乙烯装置产生的废水主要为工艺凝液过滤器反冲洗水和设备蒸汽吹扫凝结废水，均为间断排放，全部送污水处理场处理。
挥发酚	水中优先控制污染物	炼油装置 部分化工装置	含油污水 含盐污水	污水送污水处理场处理。污水处理场污水收集、调节等设施设置废气收集系统，污水处理后回用水返回项目重复利用，浓水排海。
1,3-丁二烯	致癌性分类 G1	丁二烯抽提装置	工艺废气	丁二烯抽提装置脱轻塔塔顶回流罐工艺尾气主要组分为丁二烯、丙炔，返回乙烯装置，不直接排放。
丙烯	致癌性分类 G3	乙烯装置 聚丙烯装置	工艺废气	在非正常工况下，含丙烯等组分的工艺废气送火炬处理。 工艺废气中含微量未聚合单体

污染物	类别	可能排放点	排放方式	控制措施
				通过排气筒排放

5.9.5 污染物排放核算

本项目实施后，污染物排放详见 5.9.5-1。

表 5.9.5-1　　本项目污染物排放汇总

序号	项目	单位	排放量
一	**废气**		
1	烟气量	$10^8m^3n/a$	628.84
2	二氧化硫	t/a	959.19
3	氮氧化物	t/a	2884.07
4	烟粉尘	t/a	534.36
5	氯化氢	t/a	12.23
6	硫化氢	t/a	13.92
7	苯	t/a	7.17
8	甲苯	t/a	13.58
9	二甲苯	t/a	15.89
10	氨	t/a	90.18
11	苯乙烯	t/a	1.67
12	VOCs	t/a	3423
13	CO_2	t/a	1713.0×10^4
二	**废水**		排海量
1	废水量	万 t/a	588.08
2	COD	t/a	352.85
3	石油类	t/a	29.40
4	氨氮	t/a	47.05
5	总氮	t/a	235.23
6	总磷	t/a	2.94
7	硫化物	t/a	2.94
8	挥发酚	t/a	1.76
9	悬浮物	t/a	176.42
10	总氰化物	t/a	2.94
11	总钒	t/a	2.94
12	总镍	t/a	0.59
13	总汞	t/a	0.012

14	苯	t/a	0.59
15	甲苯	t/a	0.59
16	二甲苯	t/a	2.35
17	丙烯腈	t/a	11.76
三	**固体废物**		产生量
1	危险废物	t/a	59197.88
2	一般工业固废	t/a	494235.9
3	生活垃圾	t/a	613.2

6 政策及规划符合性分析

6.1 政策符合性分析

6.1.1 产业准入政策符合性分析

⑴产业结构调整指导目录（2011 年本，修正）

本项目建设规模为 2000 万吨/年炼油、260 万吨/年芳烃联合及 120 万吨/年乙烯的炼化一体化工程。

根据 2013 年 2 月 16 日国家发展改革委第 21 号令公布的《国家发展改革委关于修改<产业结构调整指导目录（2011 年本）>有关条款的的决定》中对鼓励类、限制类、淘汰类规定，本项目炼油、芳烃联合、化工等装置均不属于限制类和淘汰类，属于允许类项目。

本项目不属于《市场准入负面清单（2018 年版）》

⑵市场准入负面清单（2018 年版）

2018 年 12 月 21 日国家发展改革委商务部印发了《市场准入负面清单（2018 年版）》的通知（发改经体〔2018〕1892 号），经分析，本项目不属于该负面清单内容。

⑶广东省产业结构调整指导目录（2007 年本）

根据 2008 年 3 月广东省发展和改革委员会发布的《广东省产业结构调整指导目录（2007 年本）》，本项目不属于该目录中限值类和淘汰类装置及产品。

⑷《广东省主体功能区产业发展指导目录（2014 年本）》

2014 年 5 月，广东省发展改革委、广东省经济和信息化委发布《关于印发广东省主体功能区产业发展指导目录的通知》（粤发改产业〔2014〕210 号）。目录分设重点开发区本、优化开发区本、生态发展区本，均由鼓励类、限制类和淘汰类三类构成。本项目位于国家级重点开发区——海峡西岸经济区粤东部分，无限制类和淘汰类装置，且目录中将含硫含酸重质、劣质原油炼制技术，高标准油品生产技术开发与应用、非石脑油裂解工艺生产烯烃、芳烃及其深加工列为鼓励类，本项目符合该指导目录的要求。

⑸《对二甲苯项目建设规范条件》

为促进对二甲苯行业健康发展，严格新建项目建设标准，根据国家有关法律

法规，国家工信部、原环保部发布了《对二甲苯项目建设规范条件》（2015 年 第 43 号），其中提出的要求和本项目落实情况见表 6.1-1。

表 6.1-1 《对二甲苯项目建设规范条件》符合性分析表

序号	《对二甲苯项目建设规范条件》	本项目情况	符合性
1	新建和改扩建对二甲苯项目应采取符合以下技术指标的工艺： 连续重整工艺的碳五以上液体收率应高于87%，如超低压连续重整工艺等；歧化和烷基转移工艺歧化总转化率不低于45%（纯甲苯原料除外）；二甲苯异构化工艺中，对于选择性吸附分离工艺，转化型异构化工艺的乙苯转化率高于23%、碳八芳烃开环损失率不高于2.5%，脱烷基型异构化工艺乙苯转化率高于60%、二甲苯损失率不高于1.5%；选择性吸附分离工艺对二甲苯单程收率不低于97%。	连续重整工艺碳五以上液体收率不低于 87%； 芳烃联合装置 Tatoray(歧化)工艺总转化率不低于 48%； 二甲苯脱烷基型异构化工艺乙苯转化率不低于 65%、二甲苯损失率不高于 1.25%； 选择性吸附分离工艺对二甲苯单程收率不低于 97%。	符合
2	鼓励采用《节能机电设备（产品）推荐目录》中的设备，主要耗能设备应达到国家I 级能效标准。	（1）按照“技术先进”且“节能高效”的原则，机械设备选择《节能机电设备（产品）推荐目录》的产品； （2）对于配套电机，根据工业和信息化部《对二甲苯项目建设规范条件》的相关规定，本项目中：机械设备配套的低压电机(功率≤160kW 的工频电机，电压 380V/50HZ/3P)，需满足 GB 18613-2012《中小型三相异步电动机能效限定值及能效等级》规定的 2 级能效；机械设备配套的高压电机(功率＞160kW 的工频电机，电压 10kV/50HZ/3P)，需满足 GB 30254-2013《高压三相笼型异步电动机能效限定值及能效等级》规定的 1 级能效。	符合
3	新建或改扩建项目要有稳定可靠的原料来源，鼓励炼化一体化布局	本项目中芳烃联合装置属于炼化一体化项目装	符合

序号	《对二甲苯项目建设规范条件》	本项目情况	符合性
		置之一，原料来自炼化一体化炼油装置和化工装置，来源可靠。	
4	新建及改扩建对二甲苯生产装置单位产品综合能耗准入值不大于530千克标油/吨，先进值应不大于500千克标油/吨	本项目中芳烃联合装置单位产品综合能耗不大于 180 千克标油/吨，属于国际先进。	符合
5	新建及改扩建对二甲苯生产装置中工业加热炉的热效率须达到92%以上	本项目中芳烃联合装置加热炉效率大于 92%。	符合
6	对二甲苯产品必须满足《石油对二甲苯》（SH/T1486.1）的指标要求	对二甲苯产品纯度满足99.8wt%，产品指标均满足《石油对二甲苯》（SH/T1486.1-2008）的指标要求。	符合
7	生产装置应设置火炬系统和火炬气回收设施，其中正常排气经气柜回收利用；不正常排放的气体应密闭送入火炬系统。严禁直接排放	本项目中芳烃联合装置的连续排放工艺废气、事故状态或开停车工况下装置泄放气都送至火炬系统燃烧。 本项目配套火炬气回收设施。	符合

6.1.2 环保政策符合性分析

⑴大气污染防治行动计划

为切实改善空气质量，国务院于 2013 年 9 月 10 日颁布了《国务院关于印发大气污染防治行动计划的通知》（国发〔2013〕37 号），2014 年 3 月 25 日原环保部发布了《关于落实大气污染防治行动计划严格环境影响评价准入的通知》（环发[2014]33 号文）。在 2014 年 3 月，国家发改委联合能源局、原环保部下发了《关于印发能源行业加强大气污染防治工作方案的通知》。2017 年 7 月 21 日广东省人民政府办公厅颁发了《关于印发广东省大气污染防治强化措施及分工方案的通知》。国家、行业和省级均对区域大气污染防治提出规划方案，并对石化项目大气污染提出具体要求，拟建项目与该文件相关规定的符合性见表 6.1-2。

表6.1-2　　大气污染防治行动计划符合性分析

规划文件名称	文件相关规定内容	拟建项目情况	符合情况
《国家大气污染防治行动计划》（国发〔2013〕37号）	重大项目原则上布局在优化开发区和重点开发区。 加强产业政策在产业转移过程中的引导与约束作用，严格限制在生态脆弱或环境敏感地区建设“两高”行业项目。	本项目位于大南海石化工业区内。	符合
	新建石化、化工等企业以及燃煤锅炉项目要执行大气污染物特别排放限值。	本项目排放满足大气污染物特别排放限值。	符合
《关于落实大气污染防治行动计划严格环境影响评价准入的通知》（环发[2014]33 号文）	凡未开展或未完成规划环境影响评价的，各级环境保护行政主管部门不得受理规划所含建设项目的环境影响评价报批申请。规划环境影响评价结论应当作为审批建设项目环境影响评价文件的依据。	本项目位于大南海石化工业区，该工业区已完成规划和规划环评。	符合
	排放二氧化硫、氮氧化物、烟粉尘和挥发性有机污染物的项目，必须落实相关污染物总量减排方案，上一年度环境空气质量相关污染物年平均浓度不达标的城市，应进行倍量削减替代。	本项目对二氧化硫、氮氧化物、烟粉尘和挥发性有机物排放总量进行了核算，并进行总量申请。揭阳市 2017 年环境空气质量相关污染物年平均浓度达标，为实现区域环境空气质量改善，揭阳市针对本项目制定了区域大气环境质量改善污染物削减方案（2018-2020 年），满足倍量削减的要求。	符合
《能源行业加强大气污染防治工作方案》发改能源[2014]506 号	采用先进高效除尘、脱硫、脱硝技术，实施在役机组综合升级改造；提高石化行业清洁生产水平，催化裂化装置安装脱硫设施，加强挥发性有机物排放控制和管理。	本项目催化裂化装置采用中国石油工程建设公司大连设计分公司的喷射文丘里湿气洗涤技术（WGS）、丹麦 Topsoe 公司的 SCR 脱硝工艺，全厂设置多套油气回收设施，加强挥发性有机物排放控制和管理。	符合
	确保按期达标排放，大气污染防治重点控制区石化企业项目按照相关要求执行大气污染物特别排放限值。	本项目排放满足大气污染物特别排放限值。	符合

规划文件名称	文件相关规定内容	拟建项目情况	符合情况
《关于印发广东省大气污染防治强化措施及分工方案的通知》粤办函〔2017〕471号	严格控制石油焦使用。全省范围内禁止新建（含扩建、技改）以石油焦为燃料的项目；高污染燃料禁燃区内禁止销售、燃用石油焦；禁止进口不符合质量标准的石油焦。	本项目建设石油焦制氢装置，将延迟焦化装置产生的石油焦全部作为气化装置制氢原料，不外售和燃用。	符合

通过以上分析可知，本项目符合大气污染防治行动计划的要求。

⑵《广东省挥发性有机物（VOCs）整治与减排工作方案（2018-2020 年）》

2018 年 4 月 10 日，广东省环境保护厅、广东省发改委等部门印发了《广东省挥发性有机物（VOCs）整治与减排工作方案（2018-2020 年）》（粤环发[2018]6 号）。该工作方案中提出“将 VOCs 排放是否符合总量控制要求作为环评审批的前置条件，并依法纳入排污许可管理，对排放 VOCs 的建设项目实行区域内减量替代”……“重点行业新建涉 VOCs 排放的工业企业原则上应入园进区。未纳入《石化产业规划布局方案》的新建炼化项目一律不得建设。严格涉 VOCs 建设项目环境影响评价，实行区域内 VOCs 排放等量或倍量削减替代，并将替代方案落实到企业排污许可证中，纳入环境执法管理。”

该方案对 VOCs 减排指出具体要求，如：“全面推进石油炼制与石油化工、医药、合成树脂等化工行业 VOCs 减排，通过源头预防、过程控制、末端治理等综合措施，确保实现达标排放。”……“全面推广应用泄露检测与修复（LDAR）技术，企业应按要求开展 LDAR 项目建立、检测与维修、实施情况评估及 LDAR 数据和资料报送。”“严格控制储存、装卸损失。挥发性有机液体储存设施应在符合安全等相关规范的前提下，优先采用压力罐、低温罐、高效密封的浮顶罐或安装顶空联通置换油气回收装置的拱顶罐，其中苯、甲苯、二甲苯等危险化学品应在采用内浮顶罐基础上安装油气回收装置等处理设施。挥发性有机液体装卸应采取全密闭、下部装卸、液下装卸等方式。汽油、石脑油、煤油等高挥发性有机液体和苯、甲苯、二甲苯等危险化学品的装卸过程应优先采用高效油气回收措施”。“强化废水处理系统等逸散废气收集治理。对废水、废液、废渣收集、储存和处理处置过程中集水井（池）、调节池、隔油池、气浮池、浓缩池等高浓度 VOCs

的逸散环节，应采取有效的密闭和收集措施，并采取回收利用措施，难以利用的应安装高效治理设施，确保废气经收集处理后达到相关标准要求；在生化池、沉淀池等低浓度 VOCs 的逸散环境应采用密闭工艺，并采取相应的处理措施”。

本项目环评中计算了全厂 VOCs 排放总量，并进行总量申请。本项目位于大南海石化工业区内，且符合《石化产业规划布局方案》中的相关要求。为保护环境、减少贮存过程中有毒有害物质进入环境空气的挥发量，本项目在火车装车--化工中间产品罐区区域、汽车装卸车--三苯罐区--炼油中间罐区区域、产品码头区域设置油气回收设施，同时回收有用物料，增加本项目效益。本项目对可能产生的 VOCs 的储存设施采取密闭和收集，如含油含盐污水处理系统前端构筑物（调节除油罐、隔油池、气浮池及高含盐污水处理系统电脱盐污水调节罐、沉降罐、浮选设备等）的高浓度臭气密闭收集后采用“催化氧化”处理工艺处理后达标排放；均质池、生化池及石油焦制氢装置污水预处理工艺段臭气密闭收集后采用“两段生物法+活性碳纤维吸附”处理工艺处理废气后达标排放。根据分析可知，本项目符合《广东省挥发性有机物（VOCs）整治与减排工作方案（2018-2020年）》中的相关要求。

⑶打赢蓝天保卫战三年行动计划

2018 年 5 月 7 日，广东省环境保护厅印发了《广东省打赢蓝天保卫战 2018 年工作方案》的通知，该方案中提出“增加清洁能源利用规模”……“加强对在产企业废气治理设施的监管。重点对高污染燃料禁燃区内以及高速公路、国道、铁路两侧可视范围开展“消灭黑烟囱”清查整治。组织开展高架源烟囱（烟囱高度 45 米以上）消除白烟治理行动。”……“建筑垃圾和粉状物料运输车辆（以下简称“运输车辆”）要配备卫星定位装置并推行全封闭运输。”……“通过源头控制、清洁生产、加强监管等措施严格控制恶臭气体排放，减少恶臭污染影响。”

2018 年 6 月 27 日，国务院印发了《打赢蓝天保卫战三年行动计划的通知》国发[2018]22 号，该计划中提出“强化重点污染源自动监控体系建设。排气口高度超过 45 米的高架源，以及石化、化工、包装印刷、工业涂装等 VOCs 排放重点源，纳入重点排污单位名录，督促企业安装烟气排放自动监控设施，2019 年底前，重点区域基本完成；2020 年底前，全国基本完成。”“新、改、扩建涉及大宗物料运输的建设项目，原则上不得采用公路运输。”

本项目排气口高度超过 45 米的高架源均设置二氧化硫、氮氧化物、颗粒物

自动监测，满足《打赢蓝天保卫战三年行动计划的通知》的相关要求。

本项目所在地区年平均温度 23℃，仅 12 月~2 月气温较低，实际运行后催化裂化装置产生白烟的可能性较低，若采用白烟消除措施，烟气在加热过程中涉及盐分的结晶和颗粒物的附着问题，容易造成烟气压降增加，甚至堵塞，不利于装置长周期稳定运行。考虑到实际运行情况及政策要求，催化裂化装置设计上预留白烟消除单元。

⑷水污染防治行动计划

2015 年 4 月 2 日，国务院发布“国务院关于印发水污染防治行动计划的通知”（国发[2015]17 号），简称“水十条”；2015 年 12 月 31 日，广东省人民政府印发《广东省水污染防治行动计划实施方案》（粤府〔2015〕131 号），对区域水污染防治提出了明确的规划和要求，拟建项目与该文件相关规定的符合性见表 6.1-3。

表 6.1-3　　水污染防治行动计划符合性分析

环保政策名称	文件相关规定内容	拟建项目情况
国家水污染防治行动计划（国发[2015]17 号）	重大项目原则上布局在优化开发区和重点开发区，并符合城乡规划和土地利用总体规划。	本项目布局在重点开发区。
	鼓励钢铁、纺织印染、造纸、石油石化、化工、制革等高耗水企业废水深度处理回用。	本项目自建污水处理场，污水经处理后部分回用，高浓盐水通过工业区管网排海。
	推进污泥处理处置。污水处理设施产生的污泥应进行稳定化、无害化和资源化处理处置。	污水处理场污泥干化后送自建焚烧系统处置，焚烧残渣送园区危险废物填埋场处置。
	七大重点流域干流沿岸，要严格控制石油加工、化学原料和化学制品制造、医药制造、化学纤维制造、有色金属冶炼、纺织印染等项目环境风险，合理布局生产装置及危险化学品仓储等设施。	配套环境风险防范措施，设置水体污染“三级防控”体系。

环保政策名称	文件相关规定内容	拟建项目情况
	防范环境风险。稳妥处置突发水环境污染事件。	
	加强工业水循环利用。……鼓励钢铁、纺织印染、造纸、石油石化、化工、制革等高耗水企业废水深度处理回用。	污水处理场设置2400m^3/h 含油含盐污水处理系统，出水进入污水回用系统回用处理。污水回用系统预处理段设计规模3400m^3/h，超滤规模2400m^3/h，反渗透膜规模2100m^3/h，产水回用作循环水补充水。设置电脱盐污水处理系统，规模300m^3/h，并设置1000m^3/h高含盐污水处理系统
	以缺水及水污染严重地区城市为重点，完善再生水利用设施，工业生产、城市绿化、道路清扫、车辆冲洗、建筑施工以及生态景观等用水，要优先使用再生水。	厂区配套建设污水回用系统，进一步处理后，作为循环水补水、除盐水站补水
	新建、改建、扩建项目用水要达到行业先进水平，节水设施应与主体工程同时设计、同时施工、同时投运。	项目加工吨原油新鲜水单耗为0.48t水/t原油，处于国内先进水平
	将再生水、雨水和微咸水等非常规水源纳入水资源统一配置。	设置雨水收集池收集非污染区的清净雨水以及污染区的后期清净雨水，经处理后作为原水使用。
	重点打击私设暗管或利用渗井、渗坑、溶洞排放、倾倒含有毒有害污染物废水、含病原体污水，监测数据弄虚作假，不正常使用水污染物处理设施，或者未经批准拆除、闲置水污染物处理设施。	处理合格污水经排污管线排放至南海深海排放，运行期将加强管理，确保水污染处理设施正常、稳定运行
《广东省水污染防治行动计划实施方案》（粤府〔2015〕131 号）	切实推进污泥无害化处置。污水处理设施产生的污泥应进行稳定化、无害化和资源化处理处置，禁止处理处置不达标的污泥进入耕地。	本项目污泥进行焚烧，不直接排入环境
	东江、西江、北江和韩江等供水通道敏感区内禁止建设化学制浆、印染、鞣革、重化工、电镀、有色、冶炼等重污染项目，干流沿岸严格控制石油加工、化学原料和化学制品制造、医药制造、化学纤维制造、有色金属冶炼、纺织印染等项目环境风险。	本项目不位于东江、西江、北江和韩江等供水通道敏感区内
	选择对水环境质量有突出影响的总氮、总磷等污染物，研究纳入直接入海河流污染物排放总量控制约束性指标。	本项目将总氮纳入总量控制指标。

本项目为炼化一体化项目，布局在重点开发区。本项目设置一座污水处理场，用于处理全厂排放的各类废水，经处理后大部分回用（回用率不低于 70%），含盐废水通过深度处理后高浓盐水通过园区管网排海，减少污染物排放，降低对环

境的影响。

⑸土壤污染防治行动计划

2016 年 5 月，国务院发布“国务院关于印发《土壤污染防治行动计划》的通知”（国发[2016]31 号），2016 年 12 月 30 日，广东省人民政府印发《关于广东省土壤污染防治行动计划实施方案的通知》（粤府〔2016〕145 号），对区域土壤污染防治提出了明确的规划和要求，拟建项目与该文件相关规定的符合性见表 6.1-4。

表 6.1-4　　水污染防治行动计划符合性分析

规划文件名称	文件相关规定内容	拟建项目情况	符合情况
国家《土壤污染防治行动计划》（国发[2016]31 号）	排放重点污染物的建设项目，在开展环境影响评价时，要增加对土壤环境影响的评价内容，并提出防范土壤污染的具体措施；需要建设的土壤污染防治设施，要与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。 加强工业废物处理处置。全面整治尾矿、煤矸石、工业副产石膏、粉煤灰、赤泥、冶炼渣、电石渣、铬渣、砷渣以及脱硫、脱硝、除尘产生固体废物的堆存场所，完善防扬散、防流失、防渗漏等设施，制定整治方案并有序实施。	本项目对厂址土壤环境质量现状将进行监测和评价。 对于产生的固废，将首先考虑综合利用，不能综合利用的将通过厂内焚烧、外送工业区一般工业固废处理项目、工业区危废填埋场等方式进行处置。	符合
《广东省土壤污染防治行动计划实施方案》	严格控制在优先保护类耕地集中区域新建石油加工、化工等行业企业	本项目占地为工业用地。项目将对土壤进行环境质量现状监测和评价。 本项目将自建固废临时贮存，减少对厂区土壤的污染。	符合
	有色金属矿采选、有色金属冶炼、石油加工、化工、焦化、电镀、制革、医药制造、铅酸蓄电池制造、废旧电子拆解、危险废物处理处置和危险化学品生产、储存、使用等重点行业及排放重点污染物的其他行业建设项目，在开展环境影响评价时，要进行土壤环境调查，增加对土壤环境影响的评价内容，并提出防范土壤污染的具体措施。		
	加强工业固体废物综合利用。	本项目产生的固废将首先考虑综合利用，不能综合利用的将通过厂内焚烧、外送工业区一般工业固废处理项目、工业区危废填埋场等方式进行处置。	符合

本项目在土壤污染防治过程中，加强对土壤背景值的监测，分析建设项目可能造成的土壤环境污染，提出相应的预防措施。

⑹《固体废物污染防治三年行动计划（2018-2020 年）》

2018 年 4 月 27 日，广东省环境保护厅印发了《固体废物污染防治三年行动计划（2018-2020 年）》（粤环发〔2018〕5 号），该计划中提出“全面推行污水处理厂内部减容减量政策，鼓励污泥产生量大的企业采用余热干化、深度脱水工艺降低污泥含水率。全面加强企业工艺技术改造，持续推进清洁生产，改变末端固废产生状态，为固废资源化利用创造条件”……“工业危险废物产生单位须配套建设足够的暂存场所，鼓励自行建设危险废物处理处置设施，或委托具有相应资质的危险废物经营单位进行安全处理处置”。

根据《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》、《国家危险废物名录》（2016 版）及相关鉴别标准，本项目固体废物（废液）分为危险废物和一般固体废物两类，项目设危废暂存库 1 座，用于暂存本项目各装置产生的废催化剂、废脱（吸）附剂等危险固废，危废暂存库按《危险废物处置工程技术导则》（HJ 2042-2014），《危险废物贮存污染控制标准》（2013 修订）（GB18597-2001）的要求进行设计。本项目产生的固废首先考虑综合利用，按照“减量化”的原则，在厂内设置污泥脱水、干化系统，生化污泥脱水干化后送厂内焚烧炉焚烧，化学污泥脱水干化后外送处置，减少的固体废物的产生量。本项目固废处置符合该行动计划的要求。

⑺“十三五”节能减排综合工作方案

2016 年 12 月 20 日，国务院印发了《“十三五”节能减排综合工作方案》的通知（国发〔2016〕74 号），在该方案中提出“结合环境质量改善要求，实施行业、区域、流域重点污染物总量减排，在重点行业、重点区域推进挥发性有机物排放总量控制，在长江经济带范围内的部分省市实施总磷排放总量控制，在沿海地级及以上城市实施总氮排放总量控制，对重点行业的重点重金属排放实施总量控制。”“严格执行环境影响评价制度。实行建设项目主要污染物排放总量指标等量或减量替代。”“以削减挥发性有机物、持久性有机物、重金属等污染物为重点，实施重点行业、重点领域工业特征污染物削减计划。”“对环境质量改善、总量减排目标均未完成的地区，暂停新增排放重点污染物建设项目的环评审批”。在附件 2 在“十三五”主要行业和部门节能指标中提出“炼油综合能耗 2020 年目标值为 63 千克标准油/吨，乙烯综合能耗 2020 年目标值为 553 千克标准油/吨”。

本项目为炼化一体化项目，炼油综合能耗为 62.92 千克标准油/吨，乙烯综合

能耗为 527.79 千克标准油/吨，符合该方案的要求。广东省生态环境厅出具了本项目的污染物总量控制指标来源的函，揭阳市人民政府针对本项目制定了区域大气环境质量改善污染物削减方案、区域水环境质量改善污染物削减方案，对区域削减进行了说明。

⑻关于广东省主体功能区划的配套环保政策的通知

2014 年 7 月，广东省环保厅、广东省发改委发布《广东省主体功能区规划的配套环保政策》，政策中提出，应引导石化、钢铁、能源等重大项目优先向海峡西岸经济区粤东部分、北部湾地区湛江部分和粤西沿海片区布局；重点开发区要按照“产业向园区集中”的原则，以园区为载体推动产业集聚发展，新建项目原则上进园入区，项目清洁生产应达到国内先进水平；重点开发区海峡西岸经济区粤东部分、北部湾地区湛江部分和粤西沿海片区的石化、钢铁等行业新建项目应执行大气污染物特别排放限值；优化开发区和重点开发区中的珠三角外围片区新建排放二氧化硫、氮氧化物的项目实施现役源 2 倍削减量替代，新建排放可吸入颗粒物和挥发性有机物的项目，从实施等量替代逐步过渡到减量替代；其他地区新建排放二氧化硫、氮氧化物的项目实施现役源 1.5 倍削减量替代，并根据需要对可吸入颗粒物和挥发性有机物等污染物实行排放等量或减量替代。重点开发区要按照“产业向园区集中”的原则，以园区为载体推动产业集聚发展，新建项目原则上进园入区，项目清洁生产应达到国内先进水平。

本项目位于海峡西岸经济区粤东部分的大南海石化工业区，符合布局。揭阳市人民政府办公室发布《关于印发<中委广东石化 2000 万吨/年重油加工工程项目区域大气环境质量改善污染物削减方案〔2018-2020 年〕>的通知》〔揭府办〔2018〕115 号〕（附件 10）、《揭阳市人民政府办公室关于修正中委广东石化 2000 万吨/年重油加工工程区域污染物削减方案的通知》（揭府办[2019]8 号）（附件 38），满足 SO_2、NO_X、可吸入颗粒物、挥发性有机物倍量削减的要求。

本项目清洁生产指标与国内、国外先进企业的加工指标相比，处于国际国内先进水平。

6.2 规划符合性分析

6.2.1 主体功能区规划符合性分析

⑴全国主体功能区规划

根据《国务院关于印发全国主体功能区规划的通知》（国发〔2010〕46 号），本项目所在地揭阳市位于国家级重点开发区-海峡西岸经济区。

⑵广东省主体功能区规划

根据《广东省人民政府关于印发广东省主体功能区规划的通知》（粤府[2012]120 号），揭阳市惠来县划入国家级重点开发区域海峡西岸经济区粤东部分，详见图 6.2-1。

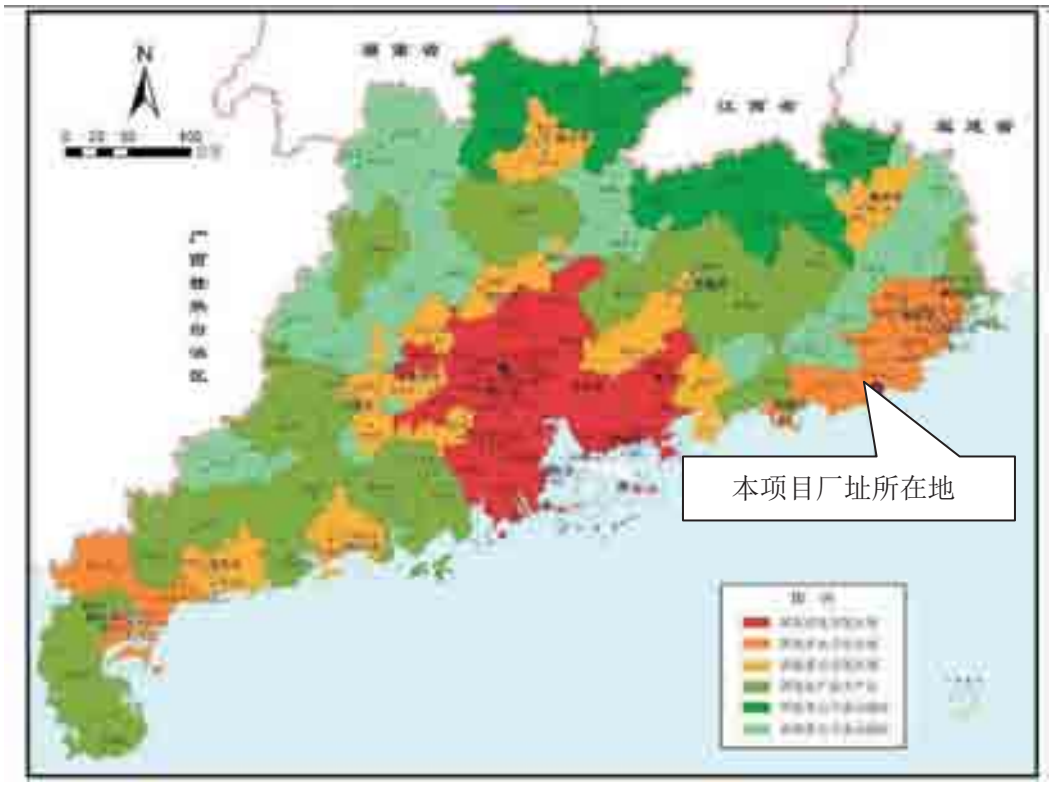


图 6.2-1　广东省主体功能区划图

6.2.2 石油化工行业规划符合性分析

⑴《石化和化学工业发展规划（2016-2020 年）》符合性分析

2016 年 9 月 29 日，工业和信息化部印发了《石化和化学工业发展规划（2016-2020 年）》（工信部规[2016]318 号），该发展规划指导思想包括“突破一批具有自主知识产权的关键核心技术，打造一批具有较强国际影响力的知名品牌，建设一批具有国际竞争力的大型企业、高水平化工园区和以石化化工为主导产业的新型工业化产业示范基地，不断提高石化和化学工业的国际竞争力，推动我国从石化和化学工业大国向强国迈进。”其结构调整目标包括“传统化工产品产能过剩矛盾有效缓解，烯烃、芳烃等基础原料和化工新材料保障能力显著提高”。本项目建设规模为 2000 万吨级/年炼油和 120 万吨级/年乙烯，属于世界级规模炼

化一体化项目，有利于调整优化我国炼油工业布局，乙烯下游有机化工原料和聚合物为世界级规模，项目采用世界一流水平的生产技术，有利于提高我国石化工业整体竞争盈利能力。符合该规划指导思想和机构调整目标。

该规划中专栏 9 列出了基础产品强化保障工程，其中烯烃类工程“加快推进重大石化项目建设，开展乙烯原料轻质化改造，提升装置竞争力”；芳烃类工程“按照国家石化产业布局方案要求，加快石化芳烃产业发展”；有机原料类工程“加快乙二醇、苯乙烯、丙烯腈等产品发展，提高有机原料保障能力”。本项目以国际原油为原料，建设 2000 万吨级/年炼油和 120 万吨级/年乙烯工程。炼油区主要生产优质、低成本的乙烯原料，同时生产汽油、航空煤油、柴油等清洁燃料及对二甲苯、甲苯等部分芳烃产品；化工区生产高密度聚乙烯、线性低密度聚乙烯、聚丙烯、苯乙烯、丁二烯等主要化工产品。因此本项目符合烯烃、芳烃、有机原料类工程的要求。

该规划中指出“扩大国际合作：支持国内企业参与海外资源的勘探与开发，重点推进油气资源开发、乙烯及下游衍生物”。本项目建设单位为中国石油天然气股份有限公司广东石化分公司（以下简称“广东石化”），项目由中国石油天然气股份有限公司和委内瑞拉国家石油公司按照 60%：40%的占股比例合资建设，以国际原油为原料在国内建设炼化一体化工程，符合该规划中国际合作的要战略要求。

综上所述，本项目符合《石化和化学工业发展规划（2016-2020 年）》的指导思想。

⑵《石化产业规划布局方案》符合性分析

国家发展改革委关于做好《石化产业规划布局方案》贯彻落实工作的通知（发改产业〔2015〕1047 号）中提出新建项目（基地）相关指标要求，本项目与该指标要求符合性分析见表 6.2-1。

表 6.2-1　　新建项目相关指标符合性分析

项目	《石化产业规划布局方案》	本项目符合性
新建炼油项目	新建炼油项目应布局在产业基地内，按照炼化一体化、装置大型化的要求建设	本项目位于揭阳大南海石化工业区内，建设 2000 万吨级/年炼油和 120 万吨级/年乙烯装置。符合该要求。

项目	《石化产业规划布局方案》	本项目符合性
	单系列常减压装置原油年加工能力达到 1500 万吨及以上，一二次加工设施配套齐全，油品质量达到国 V 标准	本项目设两套常减压装置，每套生产能力为 1000 万吨/年，操作弹性为 60%~110%。 国家发改委下发发改能源〔2012〕989 号文件，对 2000 万吨/年炼油加工项目进行批复核准。批复主要内容：广东石化炼油项目建设包括炼油、公用工程两部分。炼油部分包括 2 套 1000 万吨/年常减压装置等 22 套装置。油品质量国Ⅵ标准
	COD、氨氮、二氧化硫、细颗粒物等污染物达标排放或近零排放	本项目废气执行污染物特别排放限值，废水处理满足国家及地方最新标准排放
新建乙烯项目	新建乙烯项目应布局在产业基地内，按照炼化一体化、装置大型化的要求建设。乙烯装置年生产能力达到 100 万吨及以上，吨乙烯燃动能耗低于 610 千克标油	本项目位于揭阳大南海石化工业区内，建设 2000 万吨级/年炼油、120 万吨级/年乙烯装置，乙烯能耗为 527.79 千克标油
	COD、氨氮、二氧化硫、细颗粒物等污染物达标排放或近零排放	本项目废气执行污染物特别排放限值，废水处理满足国家及地方最新标准排放
新建对二甲苯项目	新建对二甲苯项目应布局在产业基地内，按照炼化一体化、装置大型化的要求建设	本项目位于揭阳大南海石化工业区内，建设 2000 万吨级/年炼油、120 万吨级/年乙烯、260 万吨级/年对二甲苯。符合该要求
	对二甲苯装置年生产能力达到 60 万吨及以上，芳烃联合装置的吨对二甲苯燃动能耗低于 500 千克标油，配套原料油处理装置燃动能耗达到行业先进水平，氢气和重整抽余油等副产品实现综合利用	本项目芳烃联合装置生产能力为 260 万吨/年（以对二甲苯产量计）。副产氢气返回厂内氢气回收装置，副产抽余油送乙烯装置。吨对二甲苯燃动能耗低于 245.17 千克标油
	COD、氨氮、二氧化硫、细颗粒物等污染物达标排放或近零排放	本项目废气执行污染物特别排放限值，废水处理满足国家及地方最新标准排放

以上分析可知，本项目建设符合《石化产业规划布局方案》中布局在产业基地内及对项目规模、大型化、一体化的要求。

6.2.3 区域发展规划符合性分析

2017 年 10 月，《广东省人民政府关于印发广东省沿海经济带综合发展规划（2017-2030 年）的通知》发布。规划中提出，应加快推进揭阳空港经济区、大南海石化基地等重大发展平台建设。大南海石化工业区位于广东省沿海经济带海洋重点开发区域，实施据点式集约开发。

本项目建设符合规划。

6.2.4 城市总体规划分析

⑴揭阳市城市总体规划（2011-2030 年）（2017 修编）

《揭阳市城市总体规划（2011-2030 年）》中提出规范发展目标为按照“五位一体”和“四个全面”战略布局，实施振兴和创新驱动“两大战略”。到 2030 年，以现代化区域交通基础设施为依托，把揭阳建设成为国家级石化、能源基地和粤东地区现代服务高地。

该规划中提出产业布局规划包括“在市域内形成 4 条经济产业发展带、22 个重点产业园区”。揭普惠综合经济产业带为 4 条经济产业发展带之一，该产业带以 G206 及规划的疏港铁路为依托，包括中心城区、英歌山工业区、普宁城区、惠来城区、大南海石化工业区，该产业带重点依托中石油 2000 万吨炼油项目及百万吨乙烯项目，通过疏港铁路和公路向腹地延伸石化产业链，其中大南海石化工业区和惠来城区主要发展石油炼制、乙烯生产等石化上游重化产业以及有机化工原材料等中游产业。大南海石化工业区为该城市总体规划中 22 个重点产业园区之一，该工业区将重点围绕炼油项目，拉长石化产业链条，建设配套完善的石化产业体系。

因此本项目所在的大南海石化工业区属于 4 条经济产业发展带和 22 个重点产业园区，符合其发展定位和规划内容。



图 6.2-2　揭阳市产业发展规划图

⑵惠来县城市总体规划（2009-2030 年）修编

惠来县城市总体规划于 2010 年 9 月修编通过，该规划中提出城市性质为国家重要的石化能源产业基地，粤东沿海地区次中心城市之一，具有岭南特色的滨海名城。惠来县产业空间规划中提出沿海石化产业基地为三大产业基地之一，该基地重点发展炼油和石化关联产业，形成炼化园区、材料产业园区、精细化工园区及物流园区四大园区。

本项目为炼化一体化项目，符合惠来县城市总体规划中对城市性质的定位，位于其规划建设的沿海石化产业基地中，符合其产业规划。

⑶揭阳滨海新区发展总体规划（2017-2030 年）

广东省发改委以“粤发改区域[2017]813 号”出具了《揭阳滨海新区发展总体规划（2017-2030 年）》，该规划范围包括惠来县惠城镇、隆江镇、东陇镇、华湖镇、神泉镇、前詹镇和揭阳大南海石化工业区，规划总面积 369 平方公里。该规划战略定位包括“国家级临海产业重要集聚区：依托大南海石化工业区的产业基础，打造以海洋经济为主的区域性重大发展平台，推动沿海港口、产业园区、中心城区有机融合，引进国际高端企业和人才，大力发展海洋工程装备、海洋能源、海洋生物医药、海水综合利用和环保等海洋产业集聚发展，推动揭阳滨海新区建设全国临海产业重要的集聚区，使其成为广东乃至全国海洋经济发展的重要

区域。”规划中提出其总体布局为“形成‘一心两轴五区’的空间发展格局”，其中“五区”中包括“临港石化产业区，依托大南海石化工业区，围绕石化全产业链，打造世界级临港石化产业集聚区。加快以隆江镇、溪西镇为载体的新型城镇化建设，促进两镇与大南海石化工业区产城联动发展。”

该规划在现代产业发展中提出“充分利用石化产业链较长的优势，以中委广东石化项目为基础，发展精细化工、日用化工产业，并着力发展石化新材料，培育世界级石化产业集群。加快中委广东石化项目建设，并适时启动二期工程建设，依托大南海石化工业区炼化平台，做大做强石油化工产业。”在近期重点建设工程中，提出“抓好中委广东石化 2000 万吨/年重油加工工程、国电投 90 万千瓦海上风电和海上风电运维基地、设备制造基地、神泉示范性渔港、粤东水产品产业园--惠来南海（国际）渔仓等现代工程建设。打造以海洋经济为主体的现代产业体系。”

本项目位于揭阳大南海石化工业区，该工业区属于《揭阳滨海新区发展总体规划（2017-20230 年）》规划范围，并作为该规划中“一心两轴五区”中五区之一——临港石化产业区，同时本项目为该规划近期重点建设工程之一，因此本项目符合该规划要求。

6.2.5 土地利用规划分析

本项目选址位于揭阳大南海石化工业区，其中 301.5748 公顷用地不符合《惠来县土地利用总体规划（2010-2020 年）》。为满足项目用地需求，统筹安排建设用地布局，揭阳大南海石化工业区管理委员会于 2018 年 8 月编制完成《惠来县土地利用总体规划（2010-2020 年）修改方案》。该修改方案拟在惠来县调入城乡建设用地规模 301.5748 公顷，同时拟在县内调出城乡建设用地规模 301.5748 公顷。调入地块规划修改前其规划用途为农用地 252.6341 公顷、交通水利用地 21.0204 公顷、风景名胜设施用地 0.1803 公顷、其他土地 27.7400 公顷，规划修改后全部调整为城乡建设用地，用于本项目的建设用地需求。调整前后土地利用规划图见图 6.2-3 和 6.2-4。

广东省人民政府以粤府土审（01）[2019]10 号发布《广东省人民政府关于揭阳市惠来县土地利用总体规划（2010-2020 年）修改方案（中委合资广东石化 2000 万吨/年重油加工工程项目）的批复》，原则同意修改惠来县土地利用总体规划。

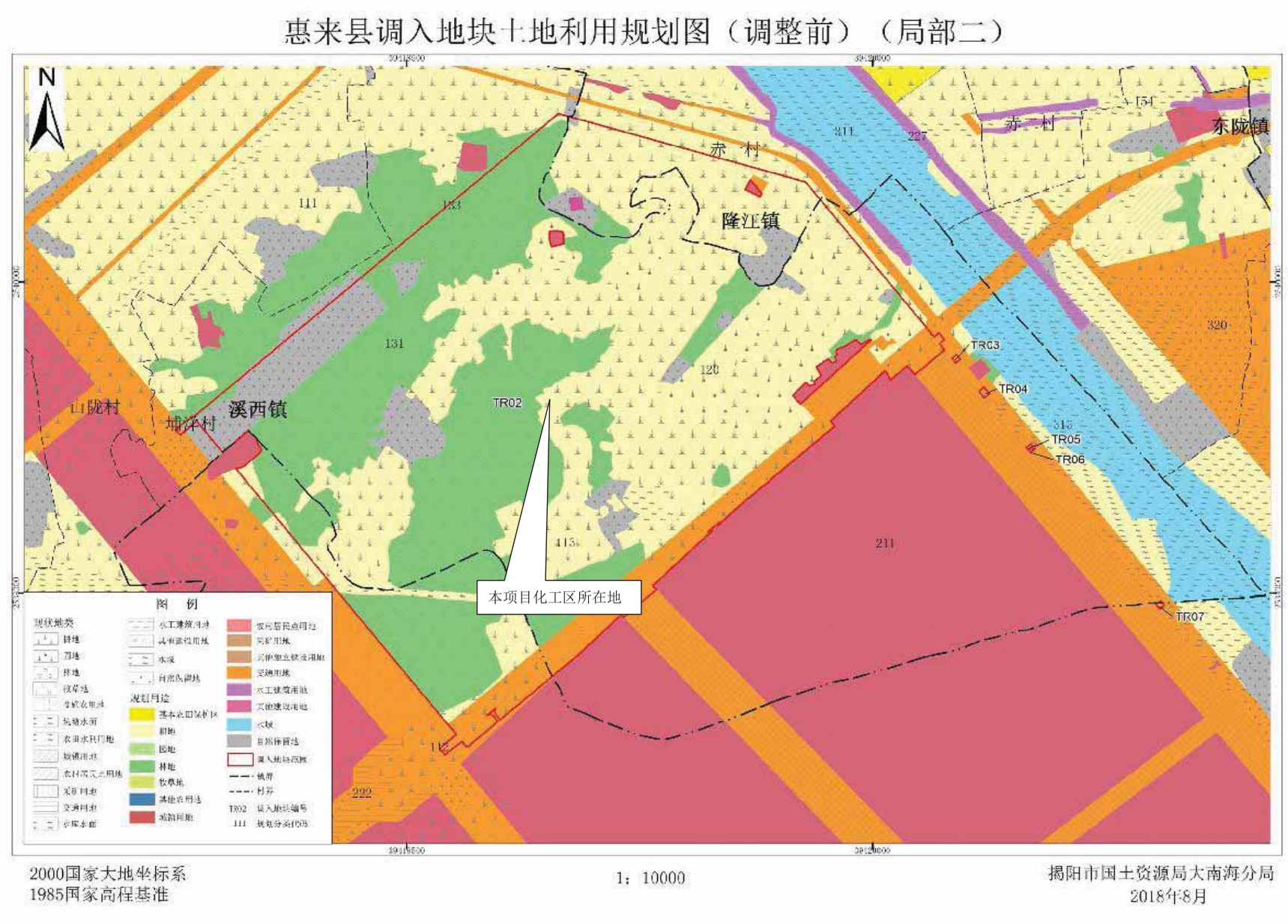


图 6.2-3 调整前土地利用规划图



图 6.2-4 调整后土地利用规划图

6.2.6 环保规划符合性分析

⑴“十三五”生态环境保护规划

2016 年 11 月，国务院发布《十三五“生态环境保护规划》，规划中提出，催化裂化装置实施催化再生烟气治理，对不能稳定达标排放的硫磺回收尾气，提高硫磺回收率或加装脱硫设施；全面加强石化、有机化工、表面涂装、包装印刷等重点行业挥发性有机物控制；在细颗粒物和臭氧污染较严重的广东等 16 个省份实施行业挥发性有机物总量控制；在揭阳等 56 个沿海地级及以上城市或区域实施总氮总量控制。

本项目催化裂化装饰实施催化再生烟气治理，硫磺回收设脱硫设施，符合规划要求。

⑵广东省环境保护“十三五”规划

2016 年 9 月 22 日，广东省环保厅颁布了《广东省环境保护“十三五”规划》，该规划中指出：“开展环境风险源调查及分级评估，推动建立全省环境风险源信息数据库，重点加强对生产使用危险化学品和排放重金属、危险废物、持久性有机污染物等企业的环境风险分级分类管理，实现各类重大环境风险源的识别、评估、监控、处置等全过程动态管理……加强危险废物产生单位的规范化管理，严格落实危险废物申报登记制度，建立完善危险废物重点监管单位清单……全面推进大气、水、土壤等生态环境信息公开，推进监管部门生态环境信息公开以及建设项目环境影响评价信息公开，确保公众畅通获取环境信息。”

本项目为炼化一体化工程，涉及危险化学品、重金属、危险废物、持久性有机污染物等，开展环境风险评价，并建议企业编制应急预案，对环境风险进行管理和控制。并在环评阶段按相关文件要求开展多次环评公示，确保公众的知情权。

⑶广东省大气污染防治“十三五”规划

为贯彻落实《广东省国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》，强化大气污染防治、促进环境空气质量改善，广东省环保厅发布了《广东省大气污染防治“十三五”规划。该规划中提出：“将二氧化硫、氮氧化物、烟粉尘和挥发性有机物排放是否符合总量控制要求作为环评审批的前置条件。实施重点区域、重点行业 VOCs 排放总量控制……实施严格的节能评估审查制度，新建高耗能项目单位产品（产值）能耗须达到国内先进水平、用能设备达到一级能效标准，严格

落实固定资产投资项目节能评估审查对标管理，建筑、电力、钢铁、石化、水泥等行业建设项目必须达到《广东省建筑、电力、钢铁、石化、水泥行业固定资产投资项目能评对标准入值》要求。建立高污染行业产能数据库，严格限制高耗能、高排放行业新增产能……新、扩和改建排放挥发性有机物的项目遵循“一流的设计、一流的设备、一流的治污、一流的管理”的建设原则，新增挥发性有机物排放量实行区域内现役源 2 倍削减量替代。”

本项目对二氧化硫、氮氧化物、烟粉尘和挥发性有机物总量进行申请，并按照能耗国内先进水平、一级能效标准进行设计和评价。采取各项 VOCs 控制措施，尽量减少 VOCs 排放。

⑷揭阳市环境保护和生态建设“十三五”规划

2016 年 12 月，揭阳市人民政府发布《揭阳市环境保护和生态建设“十三五”规划》（揭府办〔2016〕77 号）。规划中提出，应实施总氮总量控制，严格控制大南海石化工业区等沿海石化产业区和能源电力产业区的污水排放。

本项目自建污水处理场，经处理后大部分回用（回用率不低于 70%），含盐废水通过深度处理后高浓盐水通过园区管网排海，减少污染物排放，降低对环境的影响。

⑸生态红线

2018 年 2 月，广东省环境保护厅、发展改革委联合印发《关于做好生态保护红线划定工作的函》，明确广东省生态保护红线划定工作时间安排，要求在 2018 年 9 月-12 月完成全省红线报批。目前揭阳市已形成《揭阳市生态保护红线划定方案》，根据红线划定方案初稿，本项目的生态评价范围不涉及红线区，具体分析详见生态章节。

6.3 区域相关规划符合性分析

6.3.1 大南海石化工业区发展历程

本项目位于揭阳大南海石化工业区（下简称“工业区”），揭阳大南海石化工业区位于揭阳市惠来县沿海中西部地区，距惠来县城最近距离约 5.6km（图 6.3-1）。工业区原名“揭阳（惠来）大南海国际石化综合工业园”，2013 年，经广东省发展和改革委批复同意，更名为“揭阳大南海石化工业区”。该工业区历经数次规划，具体见表 6.3-1 及相关说明。

表 6.3-1　　大南海石化工业区发展历程概况表

时间	发展内容	规划面积	规划范围	规划/规划环评
2007 年	设立揭阳（惠来）大南海国际石化综合工业园（粤发改区域[2007]729 号）	规划面积约 73km^2	涉及隆江、溪西、东陇、神泉、歧石、东埔六个镇（场）部分土地及南海农林场全部土地，边界南临海，西南与汕尾陆丰市交界，北至深汕高速，东至神泉镇，海岸线长约 9.7km	广东省环境保护厅以“粤环审〔2010〕352 号”出具了《揭阳（惠来）大南海国际石化综合工业园一期工程规划环境影响报告书》的审查意见（工业区分期进行开发，一期开发面积为 17.14km^2）
2013 年	①将工业区名称变更为“揭阳大南海石化工业区”（粤发改区域函[2013]2033 号）。 ②工业区规划范围扩大。	扩大至 133km^2	总体规划范围由两大主要的功能区组成，一是中北部的居住、服务、旅游区，由综合服务生活片区和生态旅游片区组成，发展第三产业，以溪西镇为基础和中心建立；二是南部的工业产业组团，即“石化产业片区”（约 42.82km^2），发展石化产业，并编制了《揭阳大南海石化工业区石化产业片区控制性详细规划》（原控规）	揭阳市人民政府以“揭府函〔2014〕164 号”出具了《揭阳大南海石化工业区总体规划（2013-2030 年》的批复
2017 年	调整了一期和二期用地范围	一期缩减至 14.69km^2，二期 28.13km^2，一、二期总面积 42.82km^2	以《揭阳大南海石化工业区石化产业片区控制性详细规划》（原控规）所确定的工业区实际产业开发范围为依据，开展揭阳大南海石化工业区二期规划环评工作。	广东省环境保护厅以“粤环审〔2017〕137 号”出具了《揭阳大南海石化工业区二期规划环境影响报告书》（含一期规划调整）的审查意见
2018 年	①调整了工业区石化产业片区范围 ②调整了中石油炼化项目产	规划总面积减少至 40.12 km^2	工业区规划红线四至范围为：规划范围东至溪西排洪渠及林沟村以东约 1 公里处，南至南海及揭阳汕尾交界处，西至湖寮村以东约	揭阳市城乡规划委员会以“揭市规委审[2018]4 号”出具了对《大南海石化工业区控制性详规（修编）》

时间	发展内容	规划面积	规划范围	规划/规划环评
	品链		500 米，北至广汕高铁南南侧。 规划主导产业为：炼化一体化、烯烃深加工、芳烃深加工、化工新材料及高端化学品、后加工	的审议意见； 广东省环保厅以“粤环审[2018]244 号”出具了《大南海石化工业区规划调整环评报告书》的审查意见

工业区规划发展历程介绍如下：

⑴2007 年工业区建立

根据广东省委省政府粤东工作会议“三年打基础，五年大变化、十年大发展”的发展目标，揭阳市拟在大气和水体扩散条件较好的惠来沿海地区设立大型石化化工工业园区。2007 年，揭阳市人民政府向省政府申请设立“揭阳（惠来）大南海国际石化综合工业园”，申请的规划范围涉及隆江、溪西、东陇、神泉、岐石、东埔六个镇（场）部分土地及南海农林场全部土地，边界南临海，西南与汕尾陆丰市交界，北至深汕高速，东至神泉镇，海岸线长约 9.7km，总规划面积约 73km^2。同年，广东省发展和改革委员会以“粤发改区域[2007]729 号”《广东省发改委关于同意设立揭阳（惠来）大南海国际石化综合工业园的批复》同意设立“揭阳（惠来）大南海国际石化综合工业园”，并要求按照节约用地原则，进一步压缩工业园规划控制面积。至此，揭阳（惠来）大南海国际石化综合工业园正式设立，并与茂名滨海、惠州大亚湾、湛江石化并列广东省四大石化产业基地，是广东省重要的工业产业基地。

工业区分期进行开发，一期开发面积为 17.14km^2（图 6.3-2），2010 年，广东省环境保护厅以《关于揭阳（惠来）大南海国际石化综合工业园一期工程规划环境影响报告书的审查意见》（粤环审〔2010〕352 号）同意一期的开发建设。

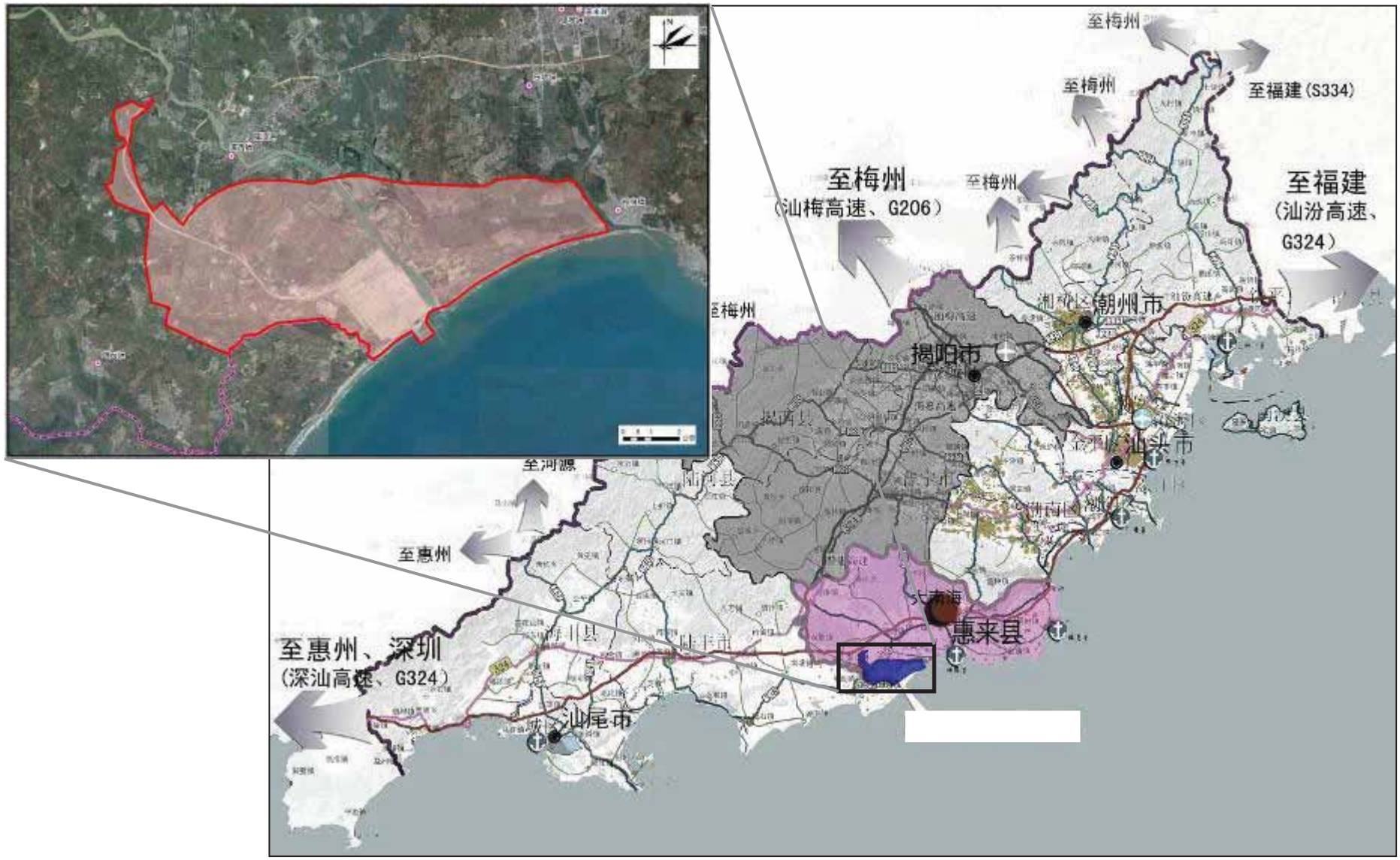


图 6.3-1 揭阳大南海地理区位图



图 6.3-2　揭阳大南海工业区总体规划范围、原一期规划范围及重点项目分布示意图

⑵2013 年工业区名称变更，规划范围扩大

2013 年，为落实省委省政府《广东省促进粤东西北地区地级市城区扩容提质五年行动计划》的要求，揭阳市提出了城市“扩容提质”工程，重点以行政区划调整为契机，打造宜业宜居城镇群。在此背景下，大南海石化工业区的发展定位发生了改变，不仅仅作为一个纯粹的工业园区，而是探索以产兴城、以城促产、产城一体的产业新城建设新模式，以产业发展为基础，促进城市建设发展，实现“产城融合”。

因此，揭阳市将工业区在原来 73 平方公里范围的基础上，进一步整合周边的溪西镇、东埔农场，扩大到 133 平方公里（图 6.3-3），致力于打造成一个包括工业在内的有特色产业支撑的城市新区。同时广东省发改委以“粤发改区域函[2013]2033 号”将工业区名称变更为“揭阳大南海石化工业区”。



图 6.3-3 揭阳市层面对大南海工业区规划范围和定位的调整

在此形势下，揭阳大南海石化工业区管委会（以下简称“管委会”）组织编制了《揭阳大南海石化工业区总体规划（2013-2030 年）》，揭阳市人民政府以“揭府函〔2014〕164 号”对该规划进行了批复。总体规划范围由两大主要的功能区组成，一是中北部的居住、服务、旅游区，由综合服务生活片区和生态旅游片区组成，发展第三产业，以溪西镇为基础和中心建立；二是南部的工业产业组团，即“石化产业片区”（约 42.82km^2），发展石化产业（图 6.3-4）。

根据新的石化产业发展范围，管委会以《揭阳大南海石化工业区总体规划

（2013-2030 年）》为指导，根据其中“石化产业片区”的范围，组织编制了《揭阳大南海石化工业区石化产业片区控制性详细规划》（以下简称“原控规”）。按规划，石化产业的发展范围实际上缩减至控规的 42.82km^2 用地范围以内，工业区发展用地范围调整情况见图 6.3-5。

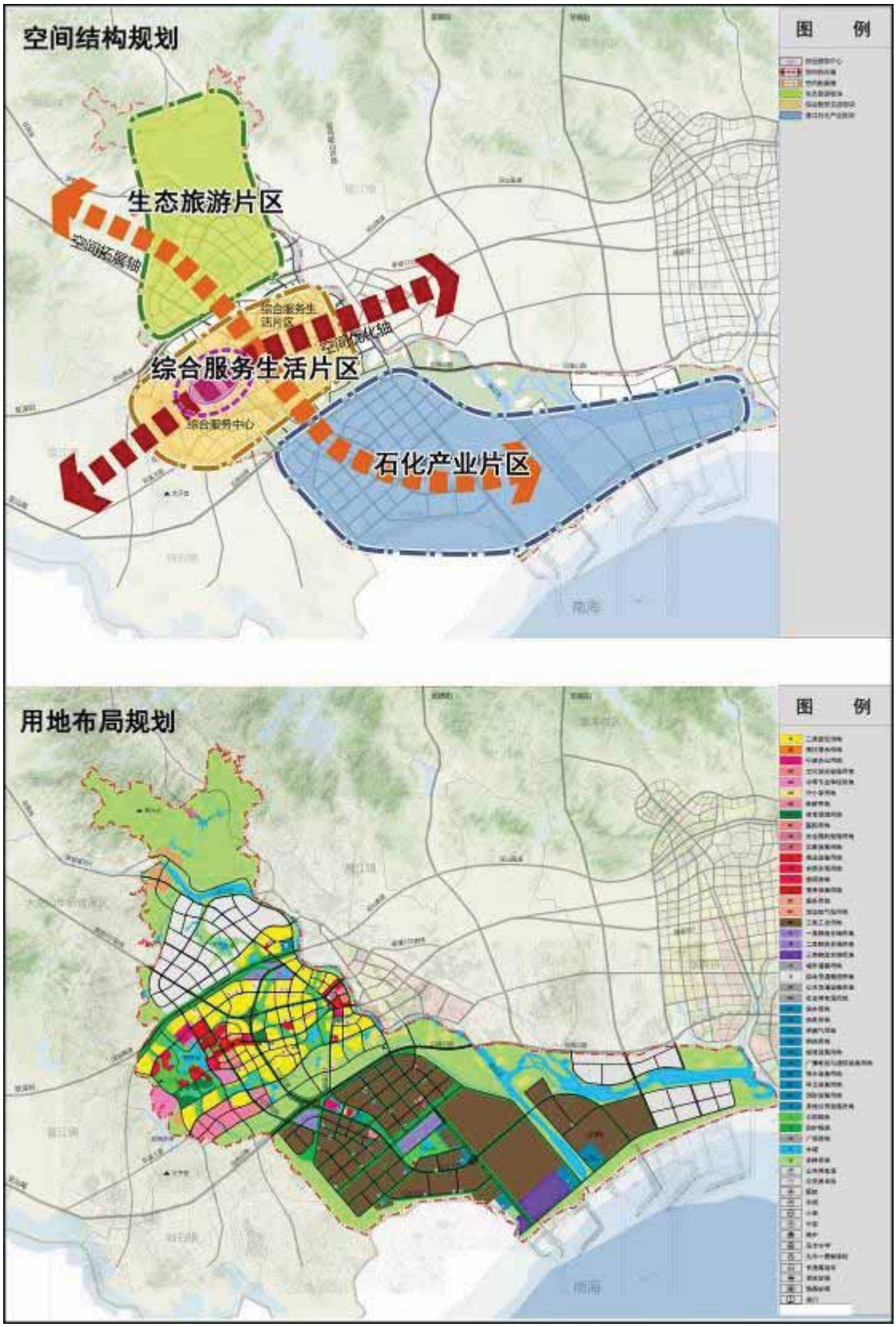


图 6.3-4 揭阳市行政区划调整后大南海石化工业区及

其中“石化产业片区”规划情况



图 6.3-5 揭阳大南海工业区总体规划批复范围、原产业发展区域和调整区域示意图（2013 年）

⑶2017 年完成揭阳大南海石化工业区二期规划环评及审查意见

由于一期规划范围内除了中石油项目，剩余可用工业用地较少，为引入其它化工企业，工业区以《揭阳大南海石化工业区石化产业片区控制性详细规划》（原控规）所确定的工业区实际产业开发范围为依据，组织开展了揭阳大南海石化工业区二期规划环评工作。按照该控规，二期规划面积 28.13km^2，一期规划范围经调整缩减至 14.69 km^2，一、二期规划总面积 42.82km^2（图 6.3-6），并组织编制了《揭阳大南海石化工业区二期规划环境影响报告书》。2017 年广东省环境保护厅以《广东省环境保护厅关于印发<揭阳大南海石化工业区二期规划环境影响报告书审查意见>的函》（粤环审〔2017〕137 号）通过了工业区二期规划（含一期规划调整）环境影响报告书的审查。



图 6.3-6 工业区二期规划环评中一、二期中分期范围情况

⑷2018 年最新规划内容

二期规划环评审查通过后，工业区根据调整后规划有序进行工业区各项开发建设。但近两年来，国际国内的发展形式发生了一定的变化。首先，产业方面。对外来说，中石油项目原定的委内瑞拉重油资源保障性存在一定的变数，需要拓展原料的来源，以保证中委广东石化 2000 万吨/年重油加工工程项目的用油需求。对内而言，国内对化工原料需求日益增长，有必要进一步扩大化工原料的生产规模。上游源头产业结构的改变，导致工业区整个产业链也必须做出相应的调整，即工业区产业链方案也需进行改变。其次，空间用地方面。随着广汕高铁走向的确定，广汕高铁横穿了原控规范围北部工业生产区，导致工业区实际用地红线必须南移；同时，根据最新批复的《揭阳滨海新区发展总体规划（2017-2030 年）》（粤发改区域〔2017〕813 号），本区域同时也设立了揭阳滨海新区，而其规划粤东新城规划有滨海休闲旅游组团，与原产业区边界直接相临，考虑到石化生产区的高风险性，两者功能在空间上存在较大冲突；再次，龙江改河道以东由于开发成本高，重大基础设施难以通达过去，生产的功能较难发挥，故需要对龙江河以东产业片区的定位进行调整，以仓储为主，并将工业产业调整到龙江河以西区域来。因此，工业区在发展范围及内部空间结构方面，需要做出相应的调整。

为适应新的发展要求，工业区管委会着手开展工业区规划调整工作，组织编制了新的《大南海石化工业区产业发展规划》及《揭阳大南海石化工业区石化产业片区控制性详细规划（修编）》。按此规划调整方案，范围和布局方面，工业区对原审查通过的一、二期规划范围进行了调整，具体为：为避开北部广汕高铁，工业区范围北部适当南移；与东部规划的滨海休闲旅游组团之间留出一定的隔离空间，并将原来布置在河东的石化类生产功能调整到河西，河东主要保留京信热电厂项目，并增加了仓储用地；为弥补北、东两侧工业用地的缩减，工业区西边界往西移，增加这部分的工业用地（图 6.3-7）。产业方面，根据中石油炼化项目方案，结合当前发展形势，对产品链、产品规模、产业布局均进行了适当的调整。

调整后，工业区规划红线四至范围为：规划范围东至溪西排洪渠及林沟村以东约 1 公里处，南至南海及揭阳汕尾交界处，西至湖寮村以东约 500 米，北至广汕高铁南南侧。规划总用地面积减少至 40.12 平方公里，规划主导产业为：炼化一体化、烯烃深加工、芳烃深加工、化工新材料及高端化学品、后加工。2018

年 8 月 24 日，广东省环境保护厅在广州市主持召开了《揭阳大南海石化工业区规划调整环境影响报告书》（以下简称“报告书”）审查会，并以粤环审[2018]244 号出具了审查意见。

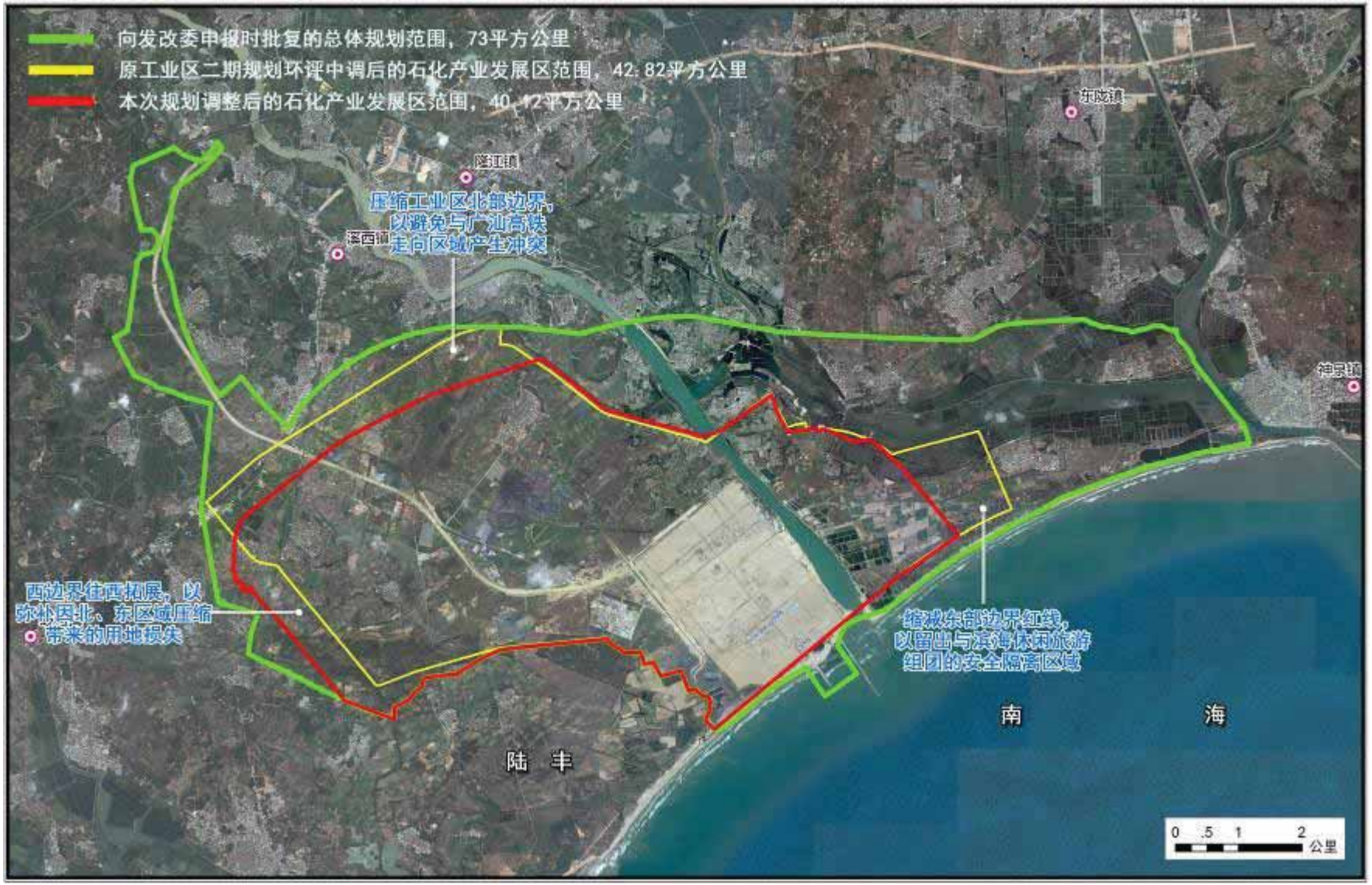


图 6.3-7 本次规划调整后石化产业发展区域范围与原范围之间的示意图

本次评价工作主要对项目与《揭阳大南海石化工业区石化产业片区控制性详细规划（修编）》和《揭阳大南海石化工业区规划调整环境影响报告书》符合性进行分析。

6.3.2 大南海石化工业区发展现状

目前，工业区内尚无大型基础设施建设，现有交通基础设施匮乏，只有一条自西向东贯穿工业的石化大道已基本建成使用，其他道路基本为乡村土路；供电现状以10千伏农电网为主，尚无大型供配电设施。

截止2019年1月，大南海石化工业区已开展了一些公用设施的前期工作等，具体情况如下：

（1）雨水明渠工程

1）建设内容和规模

雨水明渠是石化产业片区雨水排放的主渠道，全长 9.27km，渠底宽度为24-28m，总集雨面积32.52km^2，设计流量48-195m^3/s；采用钢筋混凝土结构，设计使用年限50年，边坡工程安全等级为一级。

2）建设年限：2018年8月－2020年6月

3）项目进展情况

已完成工作：①可行性研究报告编制及评审，节能评估报告，财政资金证明、规划选址意见及土地规划证明。②地质勘查报告、初步设计成果编制及评审工作。③施工图设计。

正在推进工作：①和招商蛇口对接代建委托工作。②立项批复工作所需的支持性文件：社会风险分析报告、环评报告、水土保持方案的编制工作。③施工图设计优化工作。

（2）供水工程（一期）（本项目依托）

1）建设内容和规模

本工程供水采用龙江河和石榴潭水库双水源供水，保证供水充足、安全。

项目主要建设内容包括三部分：

水泵站规模为20万m^3/d，负责向工业区水厂和本项目加压供应原水；

输水管线：龙江取水泵站至石化产业片区水厂输水管道采用两根钢管，单管长度 1.4km；邦山取水泵站至龙江取水泵站之间的连通管采用一根钢管，长约0.2km；龙江取水泵站至本项目净水厂的输水管道采用两根钢管，单管长度

16.2km。

业区水厂及主配水管网

工业区水厂供水规模 20 万 m^3/d（远期 32 万 m^3/d）。主配水管网（按照远期 32 万 m^3/d 规模设计管径）采用一根钢管，长度约 1.6km。

2）建设起止年限：2018 年 11 月－2020 年 10 月。

3）项目进展情况

广东省水利厅以粤水许决定[2018]25 号文出具《关于揭阳大南海石化工业区管理委员会取水许可申请准予水行政许可决定书》，同意揭阳大南海石化工业区管理委员会利用揭阳大南海石化工业区供水工程（一期）在揭阳市惠来县隆江镇龙江河右岸榜山水闸上游约 460 米处采用提水方式取地表水，在石榴潭水库发电站进水管采用引水方式取地表水，年最大取水量 6530 万立方米，日最大取水量 22.36 万立方米，用于揭阳大南海石化工业区的工业和生活用水。

（3）园区排污口及排海管线工程（本项目依托）

1）建设内容和规模

项目主要是服务污水工程配套建设，将处理达标的污水排放到深海排放区域，入海排污管道设计规模为 3.4 万 m^3/d，变更后排污口位于原排污口东北偏东方向，中心位置坐标为 116°16′4.988″E，22°54′30.082″N，稀释混合区范围不变。主要工程内容包括调压井 1 座（12×20m^2），放流管管道分为陆域管道和海域管道，陆域管道长 127m，海域管道长 4029m。

2）建设起止年限：2019 年 1 月－2020 年 10 月

3）项目进展情况

已完成工作：排污口已于 2018 年 8 月 7 日获得揭阳市环境保护局《关于揭阳大南海石化工业区入海排污口位置调整备案的函》（揭市环函〔2018〕815 号）（附件 11）；2019 年 2 月 22 日已获得《国家海洋局南海分局关于同意揭阳大南海石化工业区海洋放流管路由调查、勘测的函》（海南函[2019]35 号）（附件 36）；2019 年 2 月 27 日获得《揭阳市生态环境局关于揭阳大南海石化工业区海洋放流管工程海洋环境影响报告书审批意见的函》（揭市环函[2019]9 号）（附件 37）。

（4）危废焚烧项目

1）建设内容和规模

该项目主要是处理园区内生产过程中产生的危险废物，根据大南海石化工业

区产业发展需求，项目拟进行分期建设，首期项目规划处理总规模 6 万吨/年，包括焚烧处置 3 万吨/年，物化处理 3 万吨/年。根据选址论证分析，工业区只适合采用物化和焚烧工艺，不适合采用填埋工艺，需填埋的危险废物拟外运填埋。

2）建设起止年限：2018 年 12 月－2020 年 10 月。

3）项目进展情况

已完成工作：广东省生态环境厅已于 12 月 25 日受理该项目环评报告。

（5）一般工业固废处理项目（本项目依托）

1）建设内容及规模

该项目主要是处理本项目产生的一般工业固废，其中包括石油焦制氢装置灰渣、净水厂污泥等一般工业固废，项目由灰渣资源回收利用系统、制砖系统以及配套储运、公用及环保设施组成，设计处理规模为 55 万吨/年。

2）建设起止年限：2019 年 10-2020 年 12 月

3）项目进展情况

揭阳市生态环境局以揭市环审[2019]5 号文发布《揭阳大南海石化工业区一般工业固废处理一期项目环境影响报告书审批意见的函》。

（6）危废填埋场项目（本项目依托）

园区规划建设危废填埋场项目，选址位于广东省惠来县鳌江镇山栗村西北侧，占地面积 195011.15m^2，距离山栗村约 1.5km，距东北向惠来县城约 21km，距北侧揭阳市约 68km。

危废填埋场项目已完成了环评第一次公示、1:10000 的地质调查工作（包括专项地质测量、专项水文地质测量及专项的工程地质测量）；完成了 9 个地下水监测井的施工、地质编录、洗井成井、抽水试验、丰水期的水样水质分析工作及土壤样分析工作及 6 个民井及泉点的调查工作。

目前正在进行 1:500 的填埋场地形测量。下一阶段将开展复核地质调查的成果资料、平水期及枯水期的取样分析及报告编写等工作。

预计 2019 年 6 月底前完成勘察、设计和招标工作，并取得环评报告批复，计划 2020 年 12 月底前完成建设，达到资质验收。

（7）道路工程

1）建设内容及规模

炼化厂区周边道路是本项目对外主通道，环绕厂区接石化大道。项目主要建

设内容包括：环海东路南段、临港路西段和临江路南段 3 个路段。环海东路南段长 3.0km，宽 40m，为主干道，设计时速 50km/h。临港路西段长 2.7km，宽 40m，为主干道，设计时速 50km/h。临江路南段长 2.9km，宽 15m，为次干道，设计时速 30km/h。

建设工程包括：道路工程（含软基处理）、交通工程、排水工程、给水工程、管线综合工程、照明工程、绿化景观工程、通讯通道工程、电力通道工程和燃气工程。

2）建设起止年限：2018 年 8 月－2020 年 6 月。

3）项目进展情况

已完成工作：①可行性研究报告编制及评审，节能评估报告，财政资金证明、规划选址意见及土地规划证明。②地质勘查报告、初步设计成果编制及评审工作。③施工图设计。

正在推进工作：①和招商蛇口对接代建委托工作。②立项批复工作所需的支持性文件：社会风险分析报告、环评报告、水土保持方案的编制工作。③施工图设计优化工作。

（8）广东石化项目原油码头和原油码头库区 110 千伏用户专用线路

1）建设内容和规模

项目主要建设内容：建设 2 台 1.25 万千伏安变压器，新建本站一回 110 千伏架空线路接入仙庵站，线路长度约 23.2 千米（其中架空线路约 21.8 千米，电缆长度约 1.4 千米），并配套 110 千伏仙庵站扩建 1 个 110 千伏出线间隔；新建本站 110 千伏架空线路 T 接至前詹~月山风电线路，新建线路长度约 2.4 千米（其中架空线路约 1 千米，电缆长度约 1.4 千米）。

2）建设起止年限：2019 年 1 月－2020 年 10 月

3）项目进展情况

已完成工作：①可行性研究报告编制及评审工作。②水土保持的编制评审工作。

正在推进工作：①立项批复工作所需的支持性文件：节能评估报告、社会风险分析报告、环评报告编制工作。

（9）广东石化项目 220 千伏总变电站专用线路

1）建设内容和规模

项目主要建设内容：配套建设一座 220 千伏变电站，容量共 900 兆伏安。厂内建设两套汽轮发电机组，装机容量为 2×15 兆千伏，接入厂内为 10 千伏电网。新建中委石化 220 千伏用户站至 220 千伏华湖站双回线路，线路长度约 2×17.5 公里;新建中委石化 220 千伏用户站至 220 千伏滨海站(220 千伏滨海站位于大南海溪西镇山头村辖区内，由揭阳供电局投资建设)双回线路，线路长度约 2×9.6 公里；并配套在华湖站扩建 2 个 220 千伏出线间隔，滨海站扩建 2 个 220 千伏出线间隔。

2）建设起止年限：2019 年 1 月－2020 年 10 月

3）项目进展情况

正在推进工作：①可行性研究报告的编制工作。②立项批复工作所需的支持性文件：水土保持、节能评估报告、社会风险分析报告、环评报告编制工作。

（10）消防站

1）建设内容和规模

项目主要建设内容：根据《城市消防站建设标准》（建标 152-2011）和工业园区规划，拟规划建设普通消防站 15 座，特勤消防站 1 座，水上消防站 1 座。首期按照一级普通消防站标准建设消防站 1 座。项目占地面积 20.76 亩。建设内容包括：4 层执勤用房 1 栋，建筑面积 4000 平方米；4 层训练培训楼 1 栋，建筑面积 2000 平方米；6 层训练塔 1 栋，建筑面积 400 平方米；石油化工装置模拟训练设施 1 组；其他训练配套设施。由工业区投资建设。

2）建设起止年限：2019 年 1 月－2020 年 6 月

3）项目进展情况

正在推进工作：①可行性研究报告的编制工作。②立项批复工作所需的支持性文件：水土保持、节能评估报告、社会风险分析报告、环评报告编制工作。

（11）揭阳天然气管道工程大南海分输站及配套工程

1）建设内容及规模

项目主要包括：本工程在大南海石化工业区境内总长度约 16km，管道管径为 D508mm，主要沿工业区西侧和南侧边界敷设，依次经过溪西镇（曲溪村、鲁阳村、后山村）、东埔农场（石佛村）、南海街道（双湖村、和双村），经大南海分输站到达本项目，沿线设置分输阀室 1 座，分输站 1 座。

2）建设起止年限：2018 年 8 月－2020 年 7 月

3）项目进展情况

已完成工作：①项目立项批复工作。②初步设计编制工作。

正在推进工作：①初步设计报批工作。

（12）工业区污水处理厂（一期）工程及配套官网工程

1）建设内容及规模

项目主要包括污水处理厂（一期）项目、配套污水主干管工程等。园区污水处理厂位于本项目用地西侧、环海东路南侧，主要服务范围为园区内拟建项目（本项目除外），工程建设规模为5000m^3/天。

2）项目进展情况

已完成项目建议书。

6.3.3 工业区规划符合性分析

《揭阳大南海石化工业区石化片区控制性详细规划（修编）》于2018年7月编制完成，揭阳市城乡规划委员会以揭市规委审[2018]4号文发布对该规划的审议意见（详见附件24），该控规对工业区规划内容主要为：

⑴工业区发展目标

按照“由重化工到精细化工、由单体材料到成型产品、由主要产品到配套产品、由内到外”的原则建构石化区模式。坚持做大做强炼化一体化、坚持园区化发展、坚持产品高端化、坚持本质安全和绿色发展，集中布局，走大型化、规模化集聚发展之路，促进产业链的形成、资源共享和集中治理。

⑵工业区功能定位

国家级石化产业基地，广东省循环经济示范区，粤东产业升级带动区。

⑶规划结构

①规划区空间结构为“一带四廊道，一心五组团”。

②“一带”指利用滨海旅游公路及广汕高铁两侧防护绿地及生态绿地，作为规划区与北部片区的生态隔离，控制宽度500米以上。

③“四廊”指利用龙江河、石榴潭排灌渠、大南海排水明渠、南海大道打造四条生态廊道，控制50-200米隔离绿带，作为规划区内部的生态隔离。

④“一心”指石化大道北侧的产业服务中心，面积约0.4平方公里，主要布置综合服务中心（管理中心）、商业办公、市政交通设施等功能。

⑤“五组团”指炼化一体化组团（9.8平方公里），河东产业组团（4.3平方公里），南区产业组团（11.6平方公里），中区产业组团（6.0平方公里），北区产业组团（5.7平方公里）。

⑷产业发展目标

①近期发展目标

近期充分发挥港口物流优势，基本建成中石油广东石化炼油、乙烯、芳烃炼化一体化项目，具备建设乙烯、丙烯、碳四、芳烃等向下游延伸加工的基本条件，初步形成石化产业上中下游一体化格局。到2021年，实现炼油2000万吨、烯烃190万吨、芳烃260万吨产业规模。

②中期发展目标

中期发挥土地供给优势，新建60万吨/年丙烷脱氢制丙烯及下游项目，同时发展芳烃及中下游精细化工项目，与周边地区的化工原料供应条件相结合，大力发展附加值高、市场缺口大的化工新材料、高端化学品，初步形成国内领先、具有国际竞争力石化产业基地。到2025年，实现炼油2000万吨、烯烃250万吨、芳烃260万吨产业规模。

③远期发展目标

进一步扩大产业规模，新建100万吨/年乙烷裂解制乙烯项目，进一步扩大深加工规模、完善产业链，拓展化工新材料和高端化学品种类，积极承接国内产业结构升级和区域经济分工调整过程中的新需求，增强内生动力，形成大型、综合、现代化的石化产业基地。到2035年，争取实现炼油2000 万吨、烯烃350万吨、芳烃260 万吨产业规模。

⑸产业发展布局

①炼化一体化组团：以广东石化项目为龙头，布置炼油、联合芳烃和化工项目。

②河东产业组团：依托公共码头，布置仓储物流、烯烃原料罐区，并预留热电联产项目用地。

③南区产业组团：以烯烃原料多元化为龙头，发展芳烃产业链、精细化工及化工新材料、碳三、碳四等相关产业。

④中区产业组团：以乙稀产业项目为龙头，发展芳烃产业链、精细化学品、

化工新材料等相关产业。

⑤北区产业组团：主要作为产业发展用地，预留弹性空间。

⑹公用设施规划

①给水工程

规划区供水水源来自石榴潭水库、龙江邦山水闸取水口。规划设置给水厂1座，位于规划区规划范围外，供水规模为29万吨/日，水源为龙江河、石榴潭水库。

中石油厂区自建给水处理厂，水源来自龙江邦山水闸取水口，石榴潭水库为备用水源。

②污水工程

规划原则：污水以集中处理为主，分散处理为辅。工业污水应自行处理达到《水污染物排放限值（DB4426-2001）》三级排放标准后，才能排入市政污水管道。

污水厂规划：规划区设置1座污水处理厂，位于环海东路西侧，中石油火炬以南位置，用地面积21.8公顷，考虑整个大南海石化工业区污水，规划处理规模为5万立方米/日，近期可按1万立方米/日建设。中石油炼化一体化项目自备污水处理场。河东产业组团的污水由管网收集后经提升泵站提升泵入规划污水处理厂进行处理。

园区企业自备污水处理设施：若企业污水排水水质达不到《水污染物排放限值》(DB44/26-2001)三级标准，需自建污水处理场，达到三级排放标准后才可以排入市政管道。企业污水排放口应设置在线监测设备，达标后方可排放入市政管道。企业应设置污水事故收集池，有效池容不得小于故障或检修期间污水排放量，原则上不得挪作其他用途。

污水处理尾水排放规划：规划区污水处理尾水通过专用排海干管排放，干管规格约为DN1200-1400，设置尾水排海泵站二处，排海泵站出水压力满足排污口扩散所需压力。排污口设在龙江河出海口西岸离岸4.16公里处。

③雨水工程规划

规划雨水分区划分为五个分区，分别为石榴潭分区、溪西分区、大南海排干渠分区、中石油分区、河东分区。

规划受纳水体分别为大南海排干渠、石榴潭排灌渠、溪西排干渠、龙江改河。主要收纳水体为大南海排干渠和龙江改河。

石化厂区雨水不应直排，应设置雨水收集池进行收集，水质达标后才可以外排。雨水收集池有效池容不应小于场地一次暴雨产生的径流量，暴雨重现期不低于3~5年。

规划区石化企业储罐区、易发生污染泄露的生产区，雨水收集池应考虑收纳事故泄露化工物料、污染消防水。

④环卫工程

环卫设施：规划区内规划中型垃圾中转站1座，位于东区南路与环海东路交汇处西南侧，用地3.52公顷。规划小型垃圾中转站4座，每3～10平方公里设置一座，服务半径为1～2公里，每座占地面积0.1公顷，与周围建筑物间距不少于8米。

废弃物处理：规划集中布置工业危废处理场和一般工业固废场，位于大南海污水厂南侧，用地面积32.19公顷。工业固体废弃物应与生活垃圾分开处理，通过专门的处理厂进行无害化处理后综合利用。工业废料和建筑垃圾可循环利用部分应处理后进行循环利用，其余部分宜作低洼地或作填埋覆土堆填用。生活垃圾经环卫部门收集后送垃圾处理厂处理。医疗废物统一送至揭阳医疗废物处置中心处理。

⑺环境保护规划

①环境保护规划目标

工业用水重复率达到80%以上，达标排放率99.99%，生活污水集中处理率99.99%，达标排放率99.99%，污水回用率10%以上。大气、噪声环境全部达到或优于功能区的标准要求；生态环境持续稳定改善，建设成为全国的生态工业和循环经济示范工业区。

②大气环境功能分区

根据揭阳市人民政府印发《揭阳市环境空气质量功能区划分》，以及《惠来县城市总体规划（2009-2030 年）》，规划区为三类环境空气质量功能区，按照《国家环境空气质量三级标准（GB3095-1996）》控制。

③水环境保护规划

根据《揭阳市环境保护规划（2007-2020）》，以及《惠来县城市总体规划

（2009-2030 年），规划区地表水龙江河的功能区划分为III类水环境功能区(饮用、工农业用水)，执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准。

港口等近岸海域执行《海水水质标准》(GB3097-1997)中的第四类标准。

④噪声环境保护规划

按照《声环境质量标准》(GB3096-2008)将园区内声环境质量功能区分为2类不同区域，分别执行3类和4类标准。

本项目为炼化一体化项目，建设内容包括2000万吨级/年炼油、120万吨级/年乙烯、260万吨级/年对二甲苯，符合工业园区发展目标、功能定位。本项目按照工业区公用设施规划方案，自建污水处理场、依托外部固废处置设施等，符合工业区控规中的相关要求。

6.3.4 工业区规划环评符合性分析

《揭阳大南海石化工业区规划调整环境影响报告书》于 2018 年 9 月编制完成，并获得审查意见（粤环审[2018]244 号）。本项目与该规划环评符合性分析如下。

⑴工业区“三线一单”符合性分析

①生态红线符合性分析

规划环评中提出了对工业区的生态空间及管控提出要求，本项目与该生态空间及管控要求的符合性见表 6.3-2。

表 6.3-2　　工业区生态空间清单符合性分析

小类	具体内容	管控要求	本项目符合性
主干河流及堤围	龙江河改道、龙江河老河道； 龙江河改道和老河道主干堤围（防洪大堤）。	实施生态功能全方位保护，严格控制各类开发建设活动，禁止从事与生态保护无关的开发活动，以及其他可能破坏生态环境的活动。	符合。本项目建设和运行不影响龙江河的生态环境。
河流水道隔离带	龙江河老河道及改道两岸设置的不少于 200 米的生态廊道，及附近农林用地；沿大南海排灌渠两侧设置 180-240 米绿化带及附近的农林用地；沿溪西排涝主河道两侧设置 120-180 米绿化带及附近的农林用地；沿石榴潭排灌渠两侧设置 100 米宽绿化带及附近的农林用地；	以生态保护为主，严格控制有损主导生态功能的开发建设活动；除生态保护与修复工程、景观保护建设，应急救援、必要的配套服务设施、公共基础设施等特殊用途外，不得进行其他项目建设。	

小类	具体内容	管控要求	本项目符合性
干道绿化隔离带	按照规划，主干道及两旁的绿化隔离带。	除道路及附属设施外，不得侵占两旁绿地，以起到隔离作用。	本项目不侵占规划道路两旁绿地。
生态缓冲带	工业区边界外扩 200 米范围、且扣除了其他空间后的区域。	维持现状用地性质，非建设用地不转变为建设用地，作为工业区与外界的生态缓冲带。	本项目位于工业区内，不占用工业区生态缓冲带。
生态保护红线区	1、龙江河饮用水源保护区； 2、近岸海域生态严格控制区； 3、神泉海洋保护区； 4、揭阳市海龟、鲨市级自然保护区； 5、区域海洋限制类红线区。	禁止所有与环境保护和生态建设无关的开发活动，禁止设置排污口，避免开设航道	本项目废水为深海排放，排污口不位于各类保护区等。本项目原油码头区（港池和航道）涉及的生态红线区为“鸡椒礁特别保护海岛限制类红线区（214）”和“前詹珍惜濒危物种集中分布区限制类红线区（212）”。广东省海洋与渔业厅于 2018 年 8 月针对工程变更与《广东省海洋生态红线》相符性问题给出了意见（见附件 6，粤海渔办〔2018〕667 号）。意见认为：这两处限制类红线区均没有禁止航道建设。

从以上分析可以看出，本项目建设符合工业区生态空间清单要求。

在规划环评中将规划区及周边区域划分出生态空间、生产空间和限制性生活区，本项目与其管理要求符合性见图 6.3-10 和表 6.3-3。

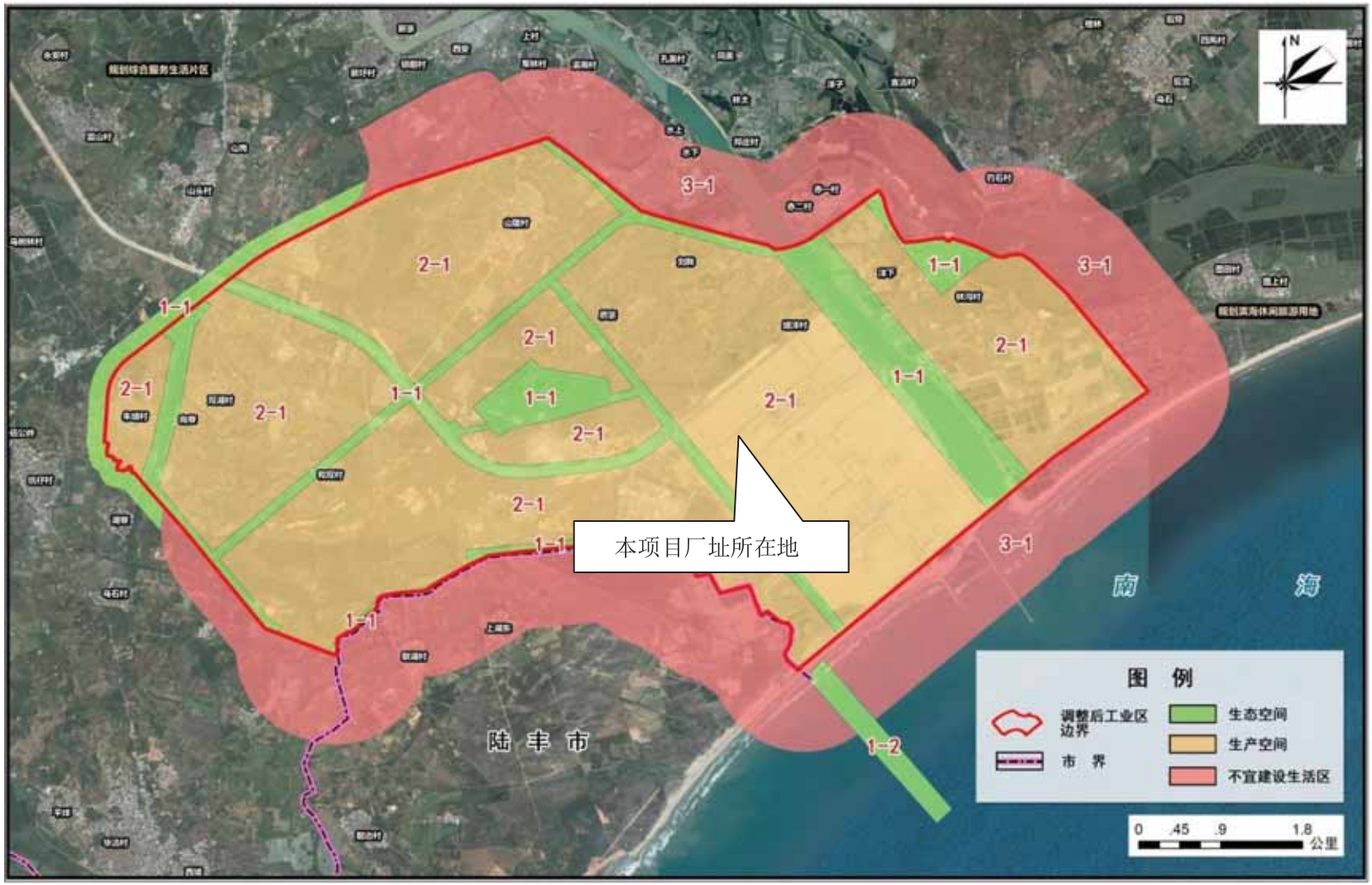


图 6.3-10　规划影响区域主要的生态空间、生产空间和限制性生活区分布示意图

表 6.3-3　生态空间、生产空间和限制性生活区划分及管理要求符合性

类型	图上序号	范畴及位置	管理要求	本项目符合性
生态空间	1-1	龙江改道、龙江老河道等主干河流及两侧生态廊道，沿大南海排灌渠、沿溪西排涝主河道、沿石榴潭排灌渠两侧设置的河流水道隔离带；规划区重要干道及两旁的绿化隔离带、向日湖景观区；工业区边界外扩 200 米范围扣除限制建设生活区之后的区域	除必要的道路、管线等基础设施外，不允许进行其他建设； 涉及本规划搬迁方案的村庄，按要求进行分布搬迁安置，其余村庄可以保留； 区内绿地、水域等按照规划方案实施，不得侵占。	符合。本项目不在其河道进行建设。
	1-2	近岸海域生态严格控制区	禁止一切与生态环境保护无关的活动	符合。本项目不在近岸海域生态严格控制区进行建设活动。
生产空间	2-1	规划工业、仓储及其它配套设施	按规划方案进行建设	符合。本项目位于该区域，是按照该规划内容进行建设和实施。
不宜建设生活区	3-1	环境风险防控区域； 超标大气预测超标区域；	禁止新建居住、学校、医院（工业区配套医务站除外）等新增常住人口和敏感人群的建设和设施；现有村庄不再扩大，常住人口逐步进行搬迁安置；区域内村庄未落实搬迁前，应按照 9.3.1.5 工业区环境风险防控区域要求对“两重点一重大”风险源布置做出限制。	本项目符合工业区环境风险防控区域要求，分析见下。

调整规划环评中基于各产业组团典型事故下风险的预测结果，确定最大半致死浓度半径范围约为 1km。为尽可能减少项目对周边环境的风险，参考其他石化工业园区的风险管制方式，并结合大气风险预测分析的结果，调整规划环评建议工业区将规划产业区用地边界（主要是工业、仓储用地，不包括远景发展区域）外扩 1km 的范围作为工业区的环境风险防控区域，见图 6.3-11。环境风险防控区域内，建议不再安排新建居住、学校、医院（工业区配套医务站除外）等新增常住人口和敏感人群的建设和设施，现有村庄不再扩大，常住人口逐步进行搬迁安置，以最大限度降低工业区对周边区域所造成的环境风险。

根据图所示，环境风险防控距离内，大多数村庄列入了工业区搬迁安置计划中（附件 12），但是北部军林、溪南、水上、水下、钓石村以及南部陆丰境内的

联湖、上湖东村等未列入已有搬迁安置计划中，建议军林、溪南、水上、水下、钓石村以及南部陆丰境内的联湖、上湖东村近期内不得再扩大，远期根据工业区的开发建设逐步进行搬迁安置。同时建议工业区应优先完成园区规划范围内的林沟村、洋下村以及已列入搬迁计划的赤一村、赤二村的搬迁工作。

调整规划环评提出：“环境风险防控距离内的村庄如短期内无法进行搬迁安置，在其未落实搬迁安置的情况下，建议通过控制工业区内重点风险源的平面布置及建设时序来控制其对区外的环境风险。具体要求为，前述村庄未落实搬迁前，其外扩 1km 的范围内，不得布置重点监管危险化工工艺的化工装置、重点监管危险化学品的生产储存装置和危险化学品重大危险源”（简称“两重点一重大”，其定义和分类参考《关于开展提升危险化学品领域本质安全水平专项行动的通知》（安监总管三〔2012〕87 号），及《建设项目环境风险技术评价导则》（HJ/T 169-2014）、《重点监管的危险化学品名录》（2013 年完整版及第二批）、《重点监管危险化工工艺目录》（2013 年完整版及第二批）等文件）。主要涉及了部分近期烯烃产业区、远期乙烯产业区、炼化一体化东北角、中期碳三产业区南部、中期碳五产业区南部、中期精细化工和新材料产业区南部、中期后加工西南角。”并绘制了防控村庄在未落实搬迁之前不得设置“两重点一重大”风险源的产业区域示意图，见图 6.3-12。

本项目与未列入园区搬迁计划的水上水下村 1km 的风险防控距离位置关系见图 6.3-13。经过总图优化，风险防控距离与炼化厂区东北角略有交集，但该交集是预留用地，优化后的总图布置满足规划环评提出的“两重点一重大风险源”的管理要求。



图 6.3-11　　调整规划环评中工业区规划产业组团环境风险防控区域示意图



图 6.3-12　调整规划环评中防控村庄在未落实搬迁之前不得设置“两重点一重大”风险源的产业区域示意图



图 6.3-13　　本项目与水上水下村 1km 的风险防控距离位置关系图

在规划环评的“规划影响区域主要的生态空间、生产空间和限制性生活区分布示意图”中，本项目位于“生产空间区域”。从以上分析可以看出，本项目建设符合工业区生态空间、生产空间和限制性生活区划分及管理要求。

2018 年 2 月，广东省环境保护厅、发展改革委联合印发《关于做好生态保护红线划定工作的函》，明确广东省省生态保护红线划定工作时间安排，要求在 2018 年 9 月-12 月完成全省红线报批。目前揭阳市已形成《揭阳市生态保护红线划定方案》，根据红线划定方案初稿，本项目的生态评价范围不涉及红线区。

②环境底线符合性分析

规划环评中提出大气环境质量底线管控要求为：根据前述大气环境质量底线线束及规划环评预测评估的结果、大气污染物总量控制的目标，工业区的废气排放会对工业区内及临近区域环境空气质量产生一定的影响，但是其影响范围以工业区内及周边为主，不会对惠来县、揭阳市环境空气质量产生过大的影响，对揭阳市区 $PM_{2.5}$ 浓度水平的控制及城市空气质量优良天数比例等指标的提升不会产生显著的影响。因此，总体上来说，通过采取严格的废气控制措施，严格落实大气污染物总量控制，总体上可以守住大气环境质量底线。水环境质量底线管控要求为：根据水环境质量底线线束及规划环评预测评估的结果、水污染物总量控制的目标，工业区的废水排放会对排污口水域水质产生一定的影响，但是其影响范围有限，混合区可以控制在三类海域区内，总体上满足直接纳污水域的水质保护要求，对较远区域水域的水质影响不大，不会对例行监测点近岸海域水质达标率产生明显的不利影响。因此，总体上来说，通过严格控制废水排放量，实行达标排放，严格落实本次评价提出的水污染物总量控制，总体上可以守住水环境质量底线。

规划环评中指出：根据环境质量底线的管控要求，通过落实以水、大气为主的污染物排放总量管控限值，总体上可以守住区域环境质量底线。因此，工业区污染物排放总量应执行相关的总量控制要求，本项目与工业区总量控制要求符合性分析见表 6.3-4。

表 6.3-4　　工业区污染物排放总量管控限值符合性分析

要素类型	分期	污染物	总量限值	总量管控目标	本项目符合性
水污染物	近期（2018 年	COD（t/a）	567.66	尽可能削减水污染物排放	本项目排放 352.85 t/a，占工业区总量限值的

要素类型	分期	污染物	总量限值	总量管控目标	本项目符合性
	-2021 年）			量，减轻对近岸海域水质的影响	62.16%
		氨氮（t/a）	75.688		本项目排放 47.05 t/a，占工业区总量限值的 62.17%
		石油类（t/a）	47.305		本项目排放 29.4 t/a，占工业区总量限值的 62.15%
		总氮（t/a）	378.44		本项目排放 235.23 t/a，占工业区总量限值的 62.16%
大气污染物	近期（2018 年-2021 年）	SO_2（t/a）	1592.28	控制产业结构和规模，尽可能减少废气排放强度，减轻对区域大气环境的影响	本项目实际排放总量 959.19t/a，绩效总量 1511.34t/a。
		NO_X（t/a）	4856.59		本项目实际排放总量 2884.07t/a，绩效总量 3241.77t/a。
		颗粒物（t/a）	813.81		本项目实际排放总量 534.36t/a，绩效总量 544.31t/a。
		VOCs（t/a）	4477.99		本项目排放 3423.05t/a，占工业区总量限值的 76.44%。

从以上分析可以看出，本项目污染物排放总量小于工业区污染物排放总量管控限值。

③资源上限符合性分析

规划环评中提出了工业区水资源、土地资源和煤炭资源利用上限要求，本项目与其符合性分析如下：

A.水资源

水资源利用上限：工业区水资源利用上线的管控要求为工业区总的取水量在分配给工业区的用水总量指标之内，超额的部分必须通过中水回用、海水淡化或其它方式来补充。

在正常工况下，本项目全年需水量为正常 4955 万吨/年（含吉化 ABS 项目 591 万吨/年），最大 5946 万吨/年（含吉化 ABS 项目 709 万吨/年），均未突破工业区 7310 万 m^3/年（2016 到 2030 年）的工业用水指标。且广东石化已取得与揭阳大南海石化工业区城乡规划建设局签订的供水框架协议，详见附件 26。

广东省水利厅以粤水许决定[2018]25 号文发布《关于揭阳大南海石化工业区管理委员会取水许可申请准予水行政许可决定书》（附件 34），同意揭阳大南

海石化工业区管理委员会利用揭阳大南海石化工业区供水工程（一期）在揭阳市惠来县隆江镇龙江河右岸邦山水闸上游约 460 米处采用提水方式取地表水，在石榴潭水库发电站进水管采用引水方式取地表水，年最大取水量 6530 万立方米，用于揭阳大南海石化工业区（含本项目）的工业和生活用水。

B.土地资源

土地资源利用上线：工业区土地资源利用上线的管控要求为用地规模控制在土地利用总体规划中建设用地规模以及下达的用地指标之内。广东省国土资源部以“粤国土资（揭阳）预函[2018]01 号”（详见附件 13）文对本项目用地做出了预审意见，该意见中提出“项目用地不符合揭阳市惠来县土地利用总体规划，已编制土地利用总体规划修改方案，符合供地政策，原则同意通过用地预审”。

揭阳大南海石化工业区管理委员会于 2018 年 8 月编制完成《惠来县土地利用总体规划（2010-2020 年）修改方案》，该修改方案中拟在惠来县调入城乡建设用地规模 301.5748 公顷，用于中委广东石化 2000 万吨年重油加工工程项目的建设用地需求。调整后，本项目用地满足惠来县土地利用的要求。

C.煤资源

煤资源利用上线：规划环评中提出，工业区新增用煤量应获得用煤指标或满足用煤政策要求。

另外，根据《广东省能源发展“十三五”规划》中提出“十三五”期间广东省煤炭消费零增长的目标，本项目石油焦制氢装置申请用煤量为 54 万吨/年，根据《揭阳市发改委关于上报中委广东石化 2000 万吨/年重油加工工程项目煤炭消费减量平衡方案的请示》（揭市发改能源[2018]1016 号）（见附件 8），国家电投揭东燃气热电项目建设 2 套燃气机组，揭东经济开发区计划 2020 年将 24 家企业锅炉关键设备拆除，共削减煤炭消费约 20.6 万吨，用于本项目煤炭消费减量平衡替代。另外，广东省能源局以粤能函[2019]78 号文发布《广东省能源局关于中委广东石化炼化一体化项目煤炭消费减量平衡方案的函》（详见附件 29），提出再安排中电四会热电联产集中供热项目和大唐高要金淘热电联产集中供热项目建成投产后相应关停园区内企业自备供热锅炉削减煤炭消费量 39.1 万吨，共计合计削减煤炭消费量 59.7 万吨，可满足本项目新增煤炭消费量的减量

平衡容量。

④环境准入负面清单

规划环评中从产业政策负面清单、环保政策负面清单、生态保护红线负面清单、环境质量底线负面清单、资源利用上线负面清单、环保基础设施要求负面清单几个方面分析，对工业区环境准入负面清单作出了规定，本项目与其符合性分析见表 6.3-5。

表 6.3-5　　工业区环境准入负面清单

负面清单类型	负面清单	本项目符合性分析
产业政策负面清单	● 列入《工商投资领域制止重复建设目录》、《禁止外商投资产业目录》、《严重污染环境的淘汰工艺与设备名录》、《淘汰落后生产能力、工艺和产品的目录》的项目； ● 《产业结构调整指导目录》中的限制类及淘汰类项目； ● 《产业结构调整指导目录》（2011 年本，2013 年修订）》、《广东省主体功能区产业发展指导目录（2014 年本）》中《广东省重点开发区产业发展指导目录》、《广东省产业结构调整指导目录（2007 年本）》 ● 达不到清洁生产国内先进水平的项目； ● 无法满足单位面积投资强度>150 万元/亩，产值综合能耗<0.16 吨标煤/万元的项目。	本项目与国内、国外先进企业的加工指标相比，基本处于国内领先水平。本项目单位面积投资强度为 581.26 万元/亩。
环保政策负面清单	● 不符合《广东省大气污染防治行动方案（2014-2017 年）》、《广东省水污染防治行动计划实施方案》（粤府〔2015〕131 号）、《国务院关于印发土壤污染防治行动计划的通知》（国发〔2016〕31 号）、《关于印发<煤电节能减排升级与改造行动计划（2004-2020 年）>的通知》（发改能源〔2014〕2093 号）、《广东省环境保护“十三五”规划》等要求的项目	本项目均符合这些文件要求。
生态保护红线负面清单	● 选址在生态保护红线区、生态空间的工业生产项目； ● 选址在不宜建设生活区内的居住、教育、医疗等敏感设施	本项目不在生态红线内
环境质量底线负面清单	● 突破工业区废水、废气污染物排放总量管控限值的项目	本项目废水、废气排放总量均满足工业区总量管控限值。
资源利	● 选址在不符合土地利用总体规划的	广东省国土资源部以“粤国土资（揭阳）

负面清单类型	负面清单	本项目符合性分析
用上线负面清单	项目； ● 取水量超过工业区水资源分配量，且无其它增加项目可用水资源来源的项目。 ● 无法获得煤炭指标、无煤炭消费等量或减量替代方案的新增用煤企业。	预函[2018]01 号”文对本项目用地作出了预审意见，原则同意通过用地预审”。《惠来县土地利用总体规划（2010-2020 年）修改方案》中调入城乡建设用地规模 301.5748 公顷，用于中委广东石化 2000 万吨年重油加工工程项目的建设用地需求。 在正常工况下，广东石化炼化一体化项目全年需水量为正常 4955 万吨/年（含吉化 ABS 项目 591 万吨/年），最大 5946 万吨/年（含吉化 ABS 项目 709 万吨/年），均未突破工业区 7310 万 m^3/年（2016 到 2030 年）的工业用水指标。 广东石化已取得与揭阳大南海石化工业区城乡规划建设局签订的供水框架协议（详见附件 26），广东省水利厅以粤水许决定[2018]25 号（详见附件 34）发布《关于揭阳大南海石化工业区管理委员会取水许可申请准予水行政许可决定书》，同意园区取水。 本项目 54 万吨煤炭已获取减量平衡替代来源，由广东省能源局、揭阳市发改委统筹解决，详见附件 8、附件 29。
环保基础设施要求负面清单	● 产生废水，且依托工业区集中污水处理系统处理废水的企业，在其未建成运行前不得投入运行； ● 工业区危险废物、一般工业固废设施在正常运行前，生产企业原则上不得投入运行； ● 工业区供热设施建成运行、并且蒸汽可运达企业前，用热企业原则上不得投入运行。	本项目主要依托工业区危废填埋场、工业区一般工业固废处理项目，在其正常运行前，本项目不得投入运行。 工业区一般工业固废处理项目环评已获得批复，详见附件 25。

（2）重点规划项目符合性分析

在该规划环评中规划重点项目主要为炼化一体化项目及下游装置，具体见表 6.3-6。

表 6.3-6　　工业区重点规划项目表

类型	序号	项目	规模（万吨/年）
近期（2018-2021 年）			
炼化一体化	1	炼油部分	2000

	1.1	常减压蒸馏装置（一） 常减压蒸馏装置（二）		1000 1000
	1.2	延迟焦化装置		2×300
	1.3	蜡油加氢处理装置		420
	1.4	催化裂化装置		360
	1.5	加氢裂化装置		370
	1.6	焦化石脑油加氢装置		80
	1.7	轻烃回收装置	干气液化气脱硫脱硫醇单元	70
			液化气分离单元	40
			干气分离单元	60
	1.8	石脑油加氢装置		300
	1.9	连续重整装置		2×300
	1.11	航煤加氢装置		120
	1.12	柴油加氢裂化装置（一） 柴油加氢裂化装置（二）		330 330
	1.13	气体分馏装置		110
	1.14	烷基化装置		60
	1.15	氢气深度回收装置		5
	1.16	氢气回收装置		40 万 Nm^3/h
	1.17	干气分离装置		35
	1.18	催化汽油加氢装置		170
	1.19	硫磺回收联合装置		硫磺回收装置：18×4+6 酸性水汽提装置：350×2 溶剂再生装置： 1000+1500t/h
	1.20	石油焦制氢装置		年处理 194.1 万吨石油焦及 54 万吨煤
	1.21	沥青调和		130
	2	联合芳烃		260
	3	乙烯联合		120
乙烯产品链	4	全密度聚乙烯（属近期炼化一体化项目）		2×40
	5	高密度聚乙烯（属近期炼化一体化项目）		40
	6	苯乙烯（属近期炼化一体化项目）		80
	7	聚苯乙烯		30
	8	ABS（吉林石化项目，纳入近期广东石化炼化一体化项目内）		60
	9	SBS		20
丙烯产品链	10	丙烯腈（属近期炼化一体化项目）		13
	11	聚丙烯（属近期炼化一体化项目）		70
碳四产品链	12	丁二烯抽提（属近期炼化一体化）		8

	13	MTBE/丁烯-1（属近期炼化一体化）	6/3
碳五产品链	14	裂解汽油加氢（属近期炼化一体化）	20
芳烃产品链	15	PTA	150
	16	PET	180
	17	PBT	10
	18	PTT	10
	19	TPEE	1
中期（2022-2025 年）			
多元化原料制烯烃	1	丙烷脱氢	60
丙烯产品链	2	丙烯酸	20
	3	丙烯酸酯	20
		其中：丙烯酸甲酯	4
		丙烯酸乙酯	6
		丙烯酸丁酯	6
		丙烯酸辛酯	4
	4	MIBK	2
	5	MMA	5
	6	环氧丙烷	30
	7	丙二醇醚	6
	8	聚醚多元醇	30
	9	异丙醇	6
碳四产品链	10	丁二烯抽提	8
	11	MTBE/丁烯-1	10/3
	12	高纯异丁烯	5
碳五/碳九产品链	13	C5 分离	10
	14	C5 石油树脂	2
	15	C9 加氢石油树脂	2
	16	不饱和聚酯树脂	2
芳烃产品链	17	间苯二甲酸	2
	18	苯酚丙酮	20
	19	双酚-A	10
化工新材料	20	K-树脂	2

	21	MBS	4
	22	PMMA	5
	23	高吸水性树脂 SAP	3
	24	丙烯酸酯橡胶 ACM	2
	25	高活性聚异丁烯	5
	26	聚碳酸酯	10
	27	异戊橡胶	2
	28	乙叉降冰片烯	1
	29	聚丙烯热塑性弹性体	4
	30	聚丙烯双向拉伸薄膜	4
后加工产品链	31	丙烯酸涂料	5
	32	丙烯酸胶黏剂	5
	33	聚丙烯透明片材	1
	34	车用塑料改性料	20
	35	聚酯薄膜	20
	36	聚酯瓶料	30
	37	大口径 PE 双壁波纹管	1
	38	改性聚丙烯汽车保险杠	150 万套
	39	聚丙烯托盘	1
	40	船用透明塑料及改性材料	1
	41	PMMA 板材	4
	42	汽车塑料燃油箱	150 万套
远期（2026-2030 年）			
多元化原料制烯烃	1	乙烷裂解	100
乙烯产品链	2	EO/EG	6/60
	3	醋酸乙烯	30
	4	乙醇胺	4
碳四产品链	5	顺酐	10
	6	1,4-丁二醇	8
芳烃产品链	7	己二酸	10
	8	己内酰胺	10
	9	苯酐	7
化工新材料	10	乙撑胺	3

	11	无水哌嗪	1
	12	聚乙二醇	4
	13	聚乙烯醇 PVA	10
	14	PVB	1
	15	EVA	10
	16	乙丙橡胶	10
	17	碳纤维	0.3
	18	ACR	2
	19	尼龙-6	10
	20	尼龙-66	10
	21	DINP	10
	22	DHPH	10
	23	HF/聚四氢呋喃 PTMEG	5
	24	光固化涂料	0.6
	25	α 烯烃	20
后加工产品链	26	汽车发动机尼龙进气歧管	100 万套
	27	尼龙-6 双向拉伸薄膜	2
	28	安全气囊用尼龙-66 丝	1
	29	工程车轮胎	500 万套
	30	塑料合金	5

本项目以 1000 万吨/年委内瑞拉 Merey16 原油、1000 万吨/年中东混合原油为原料，炼油区主要生产优质、低成本的乙烯原料，同时生产汽油、航空煤油、柴油等清洁燃料及对二甲苯、甲苯等部分芳烃产品，化工区生产高密度聚乙烯、线性低密度聚乙烯、聚丙烯、苯乙烯、丁二烯等化工产品。本项目装置属于工业区近期重点规划项目。

（3）环保措施及设施符合性分析

规划环评中提出了水环境影响减缓措施、大气环境影响减缓措施、声环境影响减缓措施、固体废物管理处置措施等，本项目按照其规划进行设置，符合要求，其具体见表 6.3-7。

表 6.3-7　　环保措施及设施符合性分析

序号	类别	规划环评中对本年项目要求	本项目符合性分析
1	水环境影响减缓措施	根据各装置的排水特点，项目排水系统划分为：生活污水排水系统、生产污水排水系统（包括：含硫污水系统、炼油含油污水排水系统、化工含油污水排水系统、	符合。本项目已按照该规划要求进行设置。含油含盐污水处理系统设计规模：2400 m^3/h，分 4 个系列，采用“隔油+两级气浮+A/O+深度处理（高效沉淀+过滤）”工艺，经处理后，COD<50

序号	类别	规划环评中对本年项目要求	本项目符合性分析
		低含盐污水排水系统、高含盐污水排水系统）、清净废水排水系统、污染雨水排水系统、清净雨水排水系统、达标污水排水系统、事故水排水系统及污泥输送系统。 全厂污水处理场分为：含油含盐污水处理系统、高含盐污水处理系统（含电脱盐污水预处理）、污水回用系统、污泥处理系统和除臭系统。	mg/L，送污水回用系统；高含盐污水处理系统设计规模：1000 m^3/h，分 2 个系列，采用“气浮+两级 PACT+WAR+臭氧氧化”工艺，经处理后 COD<40 mg/L 深海排放；污水回用系统预处理段设计规模：3400 m^3/h；双膜单元规模 2100m^3/h，采用“预处理（臭氧+曝气生物滤池+V 型滤池）+超滤+反渗透”工艺，反渗透系统回收率≥75%，脱盐率≥97%。
2	大气环境影响减缓措施	集中供热：炼化一体化项目（包括隶属于炼化一体化项目的近期乙烯产品链、丙烯产品链、碳四产品链、碳五产品链等）自建供热锅炉解决供热。工业区其余石化中下游产业由广东揭阳京信电厂和规划供热中心供热。	符合。本项目按照该规划自建供热锅炉。

序号	类别	规划环评中对本年项目要求	本项目符合性分析
		中石油炼化一体化项目采取废气治理包括：废气回收及综合利用、脱硫脱硝除尘、VOCs 控制等。	符合。本项目已按照该规划要求进行设置，设有硫磺回收、SCR 脱硝、除尘、油气回收、LDAR（泄漏检测与修复）系统、除臭等废气防治措施。
3	声环境影响减缓措施	对于产生较大噪声的车间外通用设备，例如鼓风机、各种泵、发电机等，应放置于适当地点，远离人群密集区，减低噪声对人的影响；对于个别噪声特别大的设备，则应采取隔声、吸声、消声、减振等方法，保证企业生产过程中的噪声状况达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）相应的要求。	符合。本项目采用消声、减振、隔音罩等降噪措施。
4	固体废物管理处置措施	工业区产生的一般工业固废可通过综合利用、焚烧处理、厂家回收利用等措施处置，危险废物则主要采用厂内焚烧或者委托有危险废物处理资质的单位进行处理，工业区内生活垃圾集中收集后，环卫清运对其清运处理	符合。本项目固体废物首先考虑综合利用，不可利用的废物进行焚烧（本项目自建焚烧炉），或外委处置（危废送工业区危废填埋场；一般固废送揭阳大南海石化工业区一般工业固废处理项目）。生活垃圾集中收集后送环卫清运。

（4）规划环评审查意见符合性分析

2018 年 8 月 24 日，广东省环境保护厅在广州市主持召开了《揭阳大南海石化工业区规划调整环境影响报告书》（以下简称“报告书”）审查会，并以粤

环审[2018]244 号出具了审查意见。本项目与该审查意见符合性分析见表 6.3-8。

表 6.3-8　　本项目与该审查意见符合性分析

序号	规划环评审查意见	本项目符合性分析
1	根据周边环境敏感保护目标和环境承载力要求，从控制环境污染和风险、减轻跨市环境影响的角度出发，完善工业区规划布局和环保规划，加强工业区内各区块的空间控制，强化和落实空间控制措施。加强对工业区内及周边村庄、规划居住旅游区，特别是相邻市县等环境敏感点的保护，并在企业与环境敏感区之间合理设置环境防护距离，保留工业区与陆丰市甲东镇之间的生态绿地缓冲区域。	本项目在厂界外设置卫生防护距离，该距离内居民全部搬迁。
2	严格落实“三线一单”管控要求。工业区要严格落实报告书提出的空间管制、总量管控、环境准入负面清单要求，入园项目应符合园区产业定位和国家、省产业政策，高起点设置工业园准入标准，优先引进清洁生产水平国际领先的项目，并根据工业区发展及落实环保要求情况，制定有针对性和可操作性的“三线一单”管控措施。	根据对规划环评中“三线一单”的分析情况，本项目符合工业区“三线一单”的要求。
3	工业园应按照“雨污分流、清污分流、中水回用”的原则设置给排水系统。工业区炼化一体化项目废水经自建污水处理站处理后，尽量回用，其余尾水与工业区其他区域的工业废水和生活污水处理达标后，通过工业区排污专管引至离岸 4.16km 处排放。工业区应加快推进工业区污水处理厂和中水回用设施建设，提高中水回用率。	本项目自建污水处理场，处理后的废水尽量回用。不能回用的废水通过工业区排污口深海排放。
4	工业区应实施集中供热，逐步推广电能、天然气等清洁能源的使用。工业区热电联产项目应实施超低排放；生产企业生产过程须采取有效废气收集、处理措施，减少废气，尤其是挥发性有机物的排放量。	本项目已按照规划要求，自建供热锅炉解决供热。锅炉采用清洁燃料，并采取脱硝措施，满足《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2011）表 2 标准要求。
5	按照分类收集和综合利用的原则，落实固体废物的综合利用和处理处置措施，防止造成二次污染。工业区应按照规划，加快推进配套的危险废物处置工程和一般工业固体废物处置工程的建设。一般工业固废应立足于回收利用，不能利用的应按有关要求依托工业区一般工业固废处置工程或其它设施进行处置。危险废物的污染防治须严格执行国家和省对危险废物管理的有关规定，主要依托工业区及区域危险废物处置工程进行妥善处置。	本项目固废首先考虑综合利用，并自建焚烧炉，对厂内固废进行无害化、减量化处理。需外送的固废依托工业区一般工业固废处理项目和工业区危废填埋场。
6	制定工业区环境风险事故防范和应急预案，建立健全企业、工业区和区域的三级事故应急体系，落实有效的事故风险防范和应急措施，有效防范污染事故发生，确保环境安全。	本项目设置相应的环境风险应急措施和应急预案，并与工业区应急设施进行联动。

7	工业区内项目建设应按照国家和广东省建设项目环境保护管理的有关规定和要求，严格执行环境影响评价和环保“三同时”制度，落实污染防治和生态保护措施。企业和工业园集中污染治理设施竣工后，须按有关规定进行环境保护验收，经验收合格后方可投入生产或者使用。	本项目应落实国家和地方环保制度和要求，严格执行环境影响评价和环保“三同时”制度。在依托环保设施正常运行后，本项目才可投入运行。
8	在开展建设项目环境影响评价时，应遵循报告书主要结论和提出的环保对策，重点加强工程分析、污染治理措施可行性论证等，强化环保措施的落实。规划协调性分析及环境现状评价内容可以结合实际情况适当简化。	本项目设置工程分析专题，并对环保措施进行论证、分析、对比等。

6.3.5 工业区产业规划符合性分析

2018 年 9 月，大南海石化工业区管委会委托中国国际工程咨询有限公司编制完成了《大南海石化工业区石化产业发展规划》，广东省发改委、广东省工业和信息化厅以粤发改产业函[2018]5813 号文发布《关于揭阳大南海石化工业区石化产业发展规划的批复》，详见附件 33。

该规划中提出工业区产业定位为“一区三基地”，即大亚湾国家级石化基地接续协作区、现代大型临港石化产业基地、化工新材料及高端化工产品生产基地、粤东地区石化原料和产品中转基地。大南海工业区定位为大亚湾石化基地的接续发展区域，有利于促进我国大型炼化项目在市场前沿的战略布局，增强我国石化产业国际竞争力。该规划提出，工业区产业发展总体目标为“充分发挥大南海工业区突出的临港、土地、市场优势，按照“大项目支撑、集群化推进、园区化承载”的发展模式，将清洁油品、基础有机化工原料、化工新材料与高端化学品做大做强。用 13 年左右时间，将工业区打造成为具备 4000 万吨炼油、410 万吨烯烃、260 万吨芳烃规模，特色鲜明、效益显著、开放先进的我国东南沿海地区先进绿色石化产业聚集区”。近期目标为到 2021 年，实现炼油 2000 万吨、乙烯 120 万吨、芳烃 260 万吨产业规模；中期目标为到 2025 年，实现炼油 2000 万吨、烯烃 260 万吨、芳烃 260 万吨产业规模；远期目标为到 2030 年，实现炼油 4000 万吨、烯烃 410 万吨、芳烃 260 万吨产业规模。

该规划在主导产品链及重点项目中提出，初步确定五条主导产品链，分别为炼化一体化产品链、烯烃深加工产品链（包括：乙烯深加工产品链、丙烯深加工产品链、C4/C5 深加工产品链）芳烃深加工产品链、化工新材料及高端化学品产品链和后加工产品链。工业区重点建设项目表见表 6.3-9。

表 6.3-9　　大南海石化工业区石化产业规划重点项目表

类型	序号	项目	规模（万吨/年）
近期（2018-2021 年）			
炼化一体化	1	炼油	2000
	1.1	常减压	1000×2
	1.2	延迟焦化	300×2
	1.3	加氢裂化	370
	1.4	蜡油加氢处理	420
	1.5	催化裂化	360
	1.6	石脑油加氢	300
	1.7	连续重整	300×2
	1.8	航煤加氢	120
	1.9	柴油加氢	330×2
	1.10	气分	110
	1.11	催化汽油加氢	170
	1.12	MTBE	12
	1.13	烷基化	60
	1.14	氢气回收万 Nm^3/h	39
	1.15	轻烃回收	170
	1.16	硫磺回收	18×4+6
		酸性水气提，吨/时	350×2
		溶剂再生，吨/时	1000+1500
	1.17	石油焦制氢，万 Nm^3/h	18
	1.18	焦化石脑油加氢	80
	1.19	干气分离	35
	1.20	沥青调和	130
	1.21	氢气深度回收万 Nm^3/h	5
	2	联合芳烃	260
	3	乙烯联合	120
乙烯产品链	4	全密度聚乙烯	60
	5	高密度聚乙烯	40
	6	苯乙烯	80
	7	聚苯乙烯	30
	8	ABS	60
	9	SBS	20
丙烯产品链	10	丙烯腈	13
	11	聚丙烯	2×40
碳四产品链	12	丁二烯抽提	8

	13	MTBE/丁烯-1	6/3
碳五产品链	14	裂解汽油加氢	20
芳烃产品链	15	PTA	100
	16	PET	100
	17	PBT	20
	18	PTT	10
化工新材料/精细化学品	19	碳纤维	0.3
	20	K-树脂	2
	21	MBS	4
	22	TPEE	1
中期（2022-2025 年）			
多元烯烃原料	1	丙烷脱氢	60
	2	乙烷裂解	100
乙烯产品链	3	EO/EG	60
	4	醋酸乙烯	30
丙烯产品链	5	丙烯酸	20
	6	丙烯酸酯	20
		其中：丙烯酸甲酯	4
		丙烯酸乙酯	6
		丙烯酸丁酯	6
		丙烯酸辛酯	4
	7	丁辛醇	40
	8	MIBK	4
	9	MMA	5
碳五/碳九产品链	10	C5 分离	15
	11	C5 石油树脂	4
	12	C9 加氢石油树脂	2
	13	不饱和聚酯树脂	4
芳烃产品链	14	间苯二甲酸	2
	15	苯酚丙酮	40/24
	16	双酚-A	35
	17	邻甲酚	2
化工新材料/	18	α 烯烃	20

	19	乙丙橡胶	10
	20	EVA	20
	21	聚乙烯醇 PVA	10
	22	PVB	1
	23	PMMA	4
	24	ACR	2
	25	高吸水性树脂 SAP	6
	26	丙烯酸酯橡胶 ACM	2
	27	碳酸二甲酯	7
	28	碳酸二苯酯	20
	29	聚碳酸酯	20
	30	异戊橡胶	4
	31	乙叉降冰片烯	1
	32	聚丙烯热塑性弹性体	4
后加工产品链	33	聚丙烯双向拉伸薄膜	4
	34	丙烯酸涂料	5
	35	丙烯酸胶黏剂	5
	36	聚丙烯透明片材	1
	37	车用塑料改性料	20
	38	聚酯薄膜	20
	39	聚酯瓶料	30
	40	大口径 PE 双壁波纹管	1
	41	改性聚丙烯汽车保险杠	150 万套
	42	聚丙烯托盘	1
	43	船用透明塑料及改性材料	1
	44	PMMA 板材	4
	45	汽车塑料燃油箱	150 万套
远期（2026-2030 年）			
炼化一体化	1	炼油	2000
	2	芳烃联合	260
	3	乙烯裂解	100
	3	联合芳烃	260
乙烯产品链	4	环氧乙烷	30
	5	乙醇胺	6
	6	PVC 树脂	40
		其中：PVC 悬浮树脂	30
		PVC 糊树脂	10
丙烯产品链	7	异丙醇	6

	8	环氧丙烷	40
	9	丙二醇醚	6
	10	聚醚多元醇	45
	11	环氧氯丙烷	12
碳四产品链	12	丁二烯抽提	10
	13	MTBE/丁烯-1	10/3
	14	高纯异丁烯	8
	15	顺酐	10
	16	1,4-丁二醇	8
芳烃产品链	17	己二酸	10
	18	己内酰胺	10
	19	苯酐	7
化工新材料/精细化学品	20	茂金属聚乙烯 m-PE	20
	21	超高分子量聚乙烯	20
	22	聚烯烃弹性体	10
	23	乙撑胺	4
	24	无水哌嗪	1
	25	聚乙二醇	4
	26	乙二醇醚	10
	27	1,3-丙二醇	6
	28	乙氧基化脂肪醇	12
	29	羟乙基纤维素	1
	30	氯化胆碱	1
	31	乙二醇苯醚	3
	32	N、N-二甲基乙醇胺	4
	33	特种环氧树脂	20
	34	高活性聚异丁烯	7
	35	尼龙-6	10
	36	尼龙-66	10
	37	DINP	10
	38	DHPH	10
	39	四氢呋喃/聚四氢呋喃 PTMEG	5
	40	光固化涂料	1
后加工产品链	41	汽车发动机尼龙进气歧管	100 万套
	42	尼龙-6 双向拉伸薄膜	2
	43	安全气囊用尼龙-66 丝	1
	44	工程车轮胎	500 万套
	45	塑料合金	5

本项目位于建设规模为大南海石化工业区，以 1000 万吨/年委内瑞拉 Merey16 原油、1000 万吨/年中东混合原油为原料，炼油区块主要生产优质、低成本的乙烯原料，同时生产汽油、航空煤油、柴油等清洁燃料及对二甲苯、甲苯等部分芳烃产品，化工区块生产高密度聚乙烯、线性低密度聚乙烯、聚丙烯、苯乙烯、丁二烯等化工产品。本项目建设符合大南海石化工业区石化产业发展规划的目标、定位及重点建设项目中的相关要求。

6.4 管线选线符合性分析

原“中委广东石化 2000 万吨/年重油加工工程”核准后，厂外管线相关设计已于 2013 年完成。2018 年揭阳市人民政府发布了“揭府纪要[2018]35 号文”，文件中提出“揭阳滨海新区作为省级新区，对于带动粤东地区发展具有重要作用。粤东新城是揭阳滨海新区产城融合的重要区域，将对滨海新区的建设发展起到带动示范效应。会议要求，相关县（区）、有关部门和各规划编制单位要高度重视揭阳滨海新区粤东新城规划建设工作，高标准、高质量做好主要交通线路和管道走廊规划设计，为揭阳滨海新区建设打好基础”。同时，该纪要中提出了“调整优化中石油长输管线线位走向，结合几样滨海旅游公路规划情况，按照滨海旅游公路规划原则，会议对中石油长输管线线位走向提出了优化意见，基本确定长输管线路由。”

根据惠来县城市总体规划（2017-2035 年）（公示版草案）可知，原厂外管线方案部分路线进入规划的揭阳滨海新区粤东新城核心区，并对规划中的滨海旅游公路有一定影响，详见图 6.4-1。为避让人群集中区，符合城市总体规划的要求，综合考虑潮汕地区征地难度，管线路由尽量避让村庄、农田、鱼塘和坟茔。本项目经实地踏勘与研究，最终确定了该厂外管线路由方案，该选线方案符合惠来县城市总体规划要求。

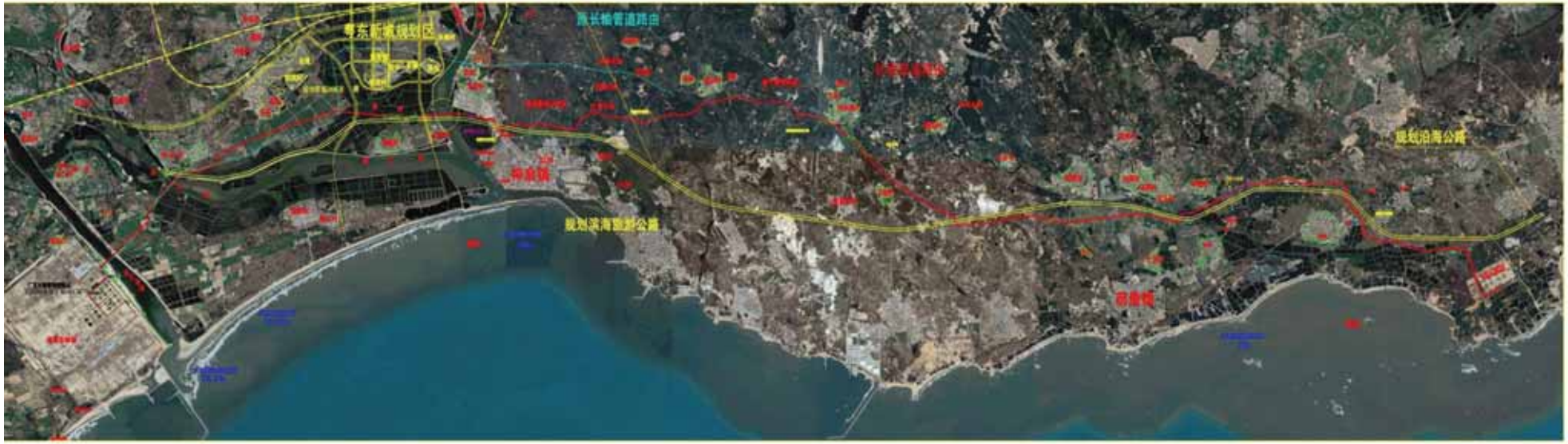


图 6.4-1　变更前后厂外管线路由与城市规划相关内容的位置关系图

6.5 小结

本项目位于揭阳大南海石化工业区内，建设 2000 万吨级/年炼油、120 万吨级/年乙烯、260 万吨级/年对二甲苯。在产业政策方面，本项目符合《产业结构调整指导目录（2011 年本，修正）》、《广东省产业结构调整指导目录（2007 年本）》、《广东省主体功能区产业发展指导目录（2014 年本）》、工业区规划环评产业准入要求、工业区产业规划等产业政策，满足大气、水、土壤、固废等环保产业政策。

在规划政策方面，本项目符合《国务院关于印发全国主体功能区规划的通知》（国发〔2010〕46 号）、《广东省海洋主体功能区划规划》等主体功能区划要求，满足《石化和化学工业发展规划（2016-2020 年）》、《石化产业规划布局方案》等石油化工行业规划，符合当地城市总体规划、土地利用规划、环保规划等。

本项目符合大南海石化工业区石化产业发展规划、揭阳大南海石化工业区石化片区控制性详细规划及规划环评中目标与定位、“三线一单”、规划重点项目清单、规划环评审查意见等要求。

7 大气环境影响预测及评价

7.1 环境空气质量现状调查与评价

7.1.1 区域环境质量

7.1.1.1 基本污染物环境质量现状

本项目位于广东省揭阳大南海石化工业区，根据 HJ2.1-2018 基本污染物环境质量数据来源的要求，项目所在区域环境质量现状采用揭阳市环保局公布的揭阳市环境质量报告书中的数据。

本次评价收集了 2014-2017 年揭阳市环境质量公告或揭阳市环境质量报告书（公众版），揭阳环境空气质量统计结果见表 7.1.1-1 和图 7.1.1-1。揭阳市区城市环境空气质量达标天数呈增加趋势，达标率逐步提高，2017 年揭阳市区城市环境空气质量达标。六个参评项目均达标，其中，臭氧、细颗粒物达标率为 94.8%、99.5%，其余项目达标率均为 100.0%。全年有效监测天数 365 天，达标天数为 344 天，达标率为 94.2%，比 2016 年上升 1.6 个百分点，其中，空气质量指数类别优 131 天，占 35.9%；良 213 天，占 58.4%；轻度污染 21 天，占 5.8%。空气中主要污染物为 $PM_{2.5}$，与 2016 年相比，环境空气质量达标率上升 1.6%。

表 7.1.1-1　　揭阳环境空气质量统计结果

项目	2014 年	2015 年	2016 年	2017 年
二氧化硫（μg/m^3）	24	17	15	15
二氧化氮（μg/m^3）	23	21	25	25
PM_{10}（μg/m^3）	66	56	60	55
$PM_{2.5}$（μg/m^3）	50	39	39	34
臭氧 8 小时均值浓度范围（μg/m^3）	21～202	21～203	8～175	16～210
一氧化碳日均值浓度范围（mg/m^3）	0.7～2.9	0.4～2.0	0.3～3.2	0.6～1.7
优良天数（天）	277	335	339	344
达标率	77.60%	93.10%	92.60%	94.20%

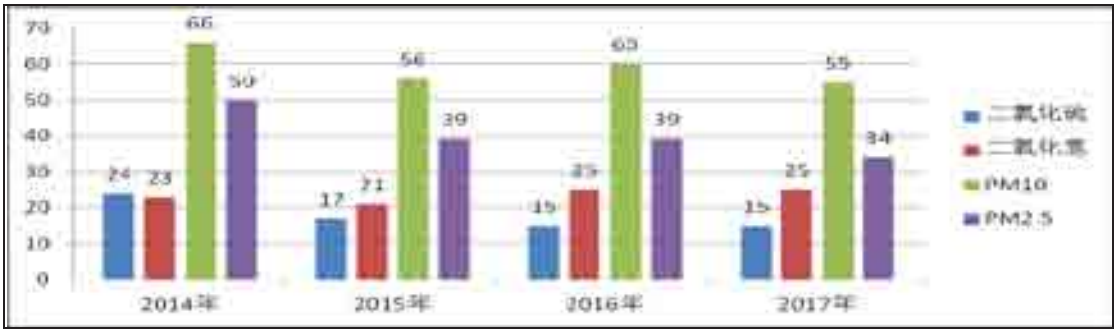


图 7.1.1-1　2014-2017 年揭阳环境空气质量统计

根据惠来县大气常规监测点惠来县网厂、葵梅中学、皮革厂常规监测项目 SO_2、NO_2、TSP 监测数据统计，该区域 SO_2、NO_2、TSP 日均浓度可满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准的标准限值。惠来环境空气常规监测结果统计见表 7.1.1-2。

表 7.1.1-2　　惠来县环境空气常规监测结果统计

监测点污染物浓度统计 mg/m³			2012 年	2013 年	2014 年	2015 年	2016 年	2017 年
县网厂	SO_2	最大日均浓度	0.023	0.024	0.030	0.033	0.034	0.038
		最小日均浓度	0.011	0.011	0.014	0.014	0.014	0.014
		年均	0.017	0.017	0.022	0.022	0.025	0.028
		超标率	0	0	0	0	0	0
	NO_2	最大日均浓度	0.019	0.021	0.027	0.029	0.027	0.026
		最小日均浓度	0.011	0.012	0.012	0.012	0.011	0.009
		年均	0.015	0.015	0.019	0.019	0.018	0.019
		超标率	0	0	0			0
	TSP	最大日均浓度	0.095	0.095	0.098	0.098	0.099	0.105
		最小日均浓度	0.087	0.085	0.087	0.090	0.010	0.091
		年均	0.091	0.090	0.092	0.096	0.095	0.098
		超标率	0	0	0	0	0	0.000
葵梅中学	SO_2	最大日均浓度	0.013	0.013	0.015	0.017	0.016	0.022
		最小日均浓度	0.009	0.009	0.010	0.011	0.011	0.010
		年均	0.012	0.010	0.012	0.012	0.012	0.014
		超标率	0	0	0	0	0	0.000
	NO_2	最大日均浓度	0.012	0.012	0.015	0.014	0.012	0.012
		最小日均浓度	0.009	0.008	0.011	0.008	0.008	0.008
		年均	0.011	0.011	0.012	0.012	0.010	0.010
		超标率	0	0	0	0	0	0
	TSP	最大日均浓度	0.087	0.088	0.095	0.095	0.097	0.097
		最小日均浓度	0.08	0.081	0.084	0.086	0.086	0.091

监测点污染物浓度统计 mg/m³			2012 年	2013 年	2014 年	2015 年	2016 年	2017 年
		年均	0.084	0.083	0.09	0.093	0.093	0.094
		超标率	0	0	0	0	0	0
皮革厂	SO_2	最大日均浓度	0.029	0.029	0.034	0.038	0.037	0.038
		最小日均浓度	0.018	0.020	0.024	0.024	0.028	0.027
		年均	0.020	0.023	0.028	0.028	0.032	0.033
		超标率	0	0	0	0	0	0
	NO_2	最大日均浓度	0.024	0.026	0.031	0.034	0.029	0.030
		最小日均浓度	0.015	0.018	0.021	0.015	0.024	0.019
		年均	0.019	0.021	0.025	0.025	0.025	0.024
		超标率	0	0	0	0	0	0
	TSP	最大日均浓度	0.100	0.100	0.130	0.099	0.100	0.104
		最小日均浓度	0.081	0.087	0.091	0.095	0.096	0.097
		年均	0.081	0.087	0.091	0.097	0.099	0.100
		超标率	0	0	0	0	0	0

7.1.1.2 达标区判定

根据《揭阳市环境质量报告书》（2017 年度 公众版），“2017 年揭阳市区城市环境空气质量达标。六个参评项目均达标，其中，臭氧、细颗粒物达标率为 94.8%、99.5%，其余项目达标率均为 100.0%。全年有效监测天数 365 天，达标天数为 344 天，达标率为 94.2%，比 2016 年上升 1.6 个百分点，其中，空气质量指数类别优 131 天，占 35.9%；良 213 天，占 58.4%；轻度污染 21 天，占 5.8%。空气中主要污染物为 $PM_{2.5}$。”本次评价选择 2017 年为评价基准年，根据环境空气质量模型技术支持服务系统（http://data.lem.org.cn/eamds/apply/tostepone.html），揭阳市 2017 年 SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$ 年均浓度分别为 15 ug/m³、25 ug/m³、55 ug/m³、34 ug/m³；CO 24 小时平均第 95 百分位数为 1.3mg/m³，O_3 日最大 8 小时平均第 90 百分位数为 146 ug/m³；各污染物平均浓度均优于《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值，属于达标区。

7.1.2 环境质量现状监测与评价

7.1.2.1 监测点位

根据该区域长期气象资料统计数据，当地主导风向为 NE-ENE。根据风向分布情况，在项目厂址附近布设了 8 个大气监测点，在项目原油码头库区场址布设

2 个大气监测点，监测点位名称及相关信息见表 7.1.2-1，分布图见图 7.1.2-1。

表 7.1.2-1　　环境空气质量监测点位及方位

编号	区域	点位性质	名　　称	坐标		方位，距离最近厂界
				经度	纬度	
1	厂区	厂址	项目厂址	116°13′55″	22°55′52″	-
2		上风向	图田村	116°16′9″	22°57′32″	ENE，4107m
3		上风向	钓石村	116°14′44″	22°58′1″	NE，2771m
4		关注点	山陇村	116°11′18″	22°57′57″	NNW，1688m
5		关注点	隆江镇	116°10′42″	22°58′58″	NNW，3762m
6		关注点	南湖街道办事处	116°10′46″	22°57′14″	NW，1946m
7		下风向	上湖东村	116°11′26″	22°55′17″	SSW，1799m
8		下风向	华清村	116°9′0″	22°54′24″	SW，6197
9	原油码头库区	库区附近	码头	116°29′23″	22°56′39″	-
10		关注点	坂美村	116°29′40″	22°57′46″	N， m

7.1.2.2 监测因子

综合考虑项目周围环境特征和炼化工程特点，确定本项目环境空气质量现状监测因子。基本污染物包括 SO_2、NO_2、TSP、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3，特征污染物有 H_2S、NH_3、甲醇、酚类、氟化物、NMHC、VOCs、苯、甲苯、二甲苯(邻、间、对)、苯乙烯、乙苯、臭气浓度、BaP、HCl、氰化氢、丙烯腈、汞、铬、铅、镉、砷、二噁英、氯气。各监测点位监测因子见表 7.1.2-2。

7.1.2.3 监测时间和频次

①监测时间

两期监测时间分别为 2017 年 09 月 16 日~2017 年 09 月 22 日、2018 年 02 月 28 日~2018 年 03 月 06 日。

表 7.1.2-2　　环境空气质量现状监测因子一览表

点位	名称	监测因子	
		基本污染物	特征污染物
1	项目厂址	SO_2、NO_2、TSP、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3	H_2S、NH_3、甲醇、酚类、氟化物、NMHC、VOCs、苯、甲苯、二甲苯(邻、间、对)、苯乙烯、乙苯、臭气浓度、BaP、HCl、氰化氢、丙烯腈、汞、铬、铅、镉、砷、二噁英、氯气
2	图田村		H_2S、NH_3、甲醇、酚类、氟化物、NMHC、VOCs、苯、甲苯、二甲苯(邻、间、对)、苯乙烯、乙苯、臭气浓度、BaP、HCl、

点位	名称	监测因子	
		基本污染物	特征污染物
			氰化氢、丙烯腈、汞、铬、铅、镉、砷、氯气
3	钓石村		
4	山陇村		H_2S、NH_3、甲醇、酚类、氟化物、NMHC、VOCs、苯、甲苯、二甲苯(邻、间、对)、苯乙烯、乙苯、臭气浓度、BaP、HCl、氰化氢、丙烯腈、汞、铬、铅、镉、砷、氯气
5	隆江镇		
6	南湖街道办事处		
7	上湖东村		H_2S、NH_3、甲醇、酚类、氟化物、NMHC、VOCs、苯、甲苯、二甲苯(邻、间、对)、苯乙烯、乙苯、臭气浓度、BaP、HCl、氰化氢、丙烯腈、汞、铬、铅、镉、砷、二噁英、氯气
8	华清村		
9	码头		NMHC、VOCs
10	坂美村		NMHC

②监测频次

SO_2、NO_2、CO 采样分析一小时平均浓度和日均浓度，O_3 为一小时平均浓度和 8 小时平均浓度，TSP、PM_{10}、$PM_{2.5}$ 的日均浓度。

监测 H_2S、NH_3、甲醇、酚类、氟化物、NMHC、VOCs、苯、甲苯、二甲苯(邻、间、对)、苯乙烯、乙苯、臭气浓度、HCl、氰化氢、丙烯腈、汞、铬、铅、镉、砷、氯气的小时浓度或一次浓度，监测二噁英、BaP 的日均浓度，码头附近监测点监测 NMCH 和 VOCs 的小时浓度。



图 7.1.2-1　大气环境现状监测点位图

③监测频率

基本污染物所有监测点监测两期，每期连续监测 7 天。污染物小时浓度每天监测 8 次，监测时间为北京时间 02，05，08，11，14，17，20，23 时。SO_2、NO_2、CO、O_3 小时平均浓度保证每小时 45min 采样时间。SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$ 日均浓度保证每天 20 小时的采样时间；TSP 日均浓度保证每天 24 小时采样时间。

除二噁英和苯并芘外，其余污染物在项目厂址、图田村、山陇村、上湖东村 4 个监测点监测两期，每期连续监测 7 天。一次浓度或小时浓度每天监测 8 次，监测时间为北京时间 02，05，08，11，14，17，20，23 时。二噁英和苯并芘在上述四个点位监测两季、每季 7 天，二噁英、苯并芘日均浓度保证每天 24 小时采样时间。

同步监测采样期间的气温、气压、风向、风速。

7.1.2.4 采样和分析方法

本项目各监测因子的采样和分析方法见表 7.1.2-3。

表 7.1.2-3　　环境空气质量监测因子采样方法及检测限

检测项目	检测标准（方法）名称及编号（含年号）	仪器设备型号及名称	方法检出限或测定范围
二氧化硫	《环境空气 二氧化硫的测定 甲醛吸收-副玫瑰苯胺分光光度法》 HJ 482-2009	V-5800 可见分光光度计	小时值，0.007mg/m^3 日均值，0.004mg/m^3
二氧化氮	《环境空气 氮氧化物（一氧化氮和二氧化氮）的测定 盐酸萘乙二胺分光光度法》 HJ 479-2009	V-5800 可见分光光度计	小时值，0.005mg/m^3 日均值，0.003mg/m^3
氨	《环境空气和废气 氨的测定 次氯酸钠-水杨酸分光光度法》 HJ 534-2009	T6 新世纪紫外可见分光光度计	0.025mg/m^3
非甲烷总烃	《固定污染源废气 总烃、甲烷和非甲烷总烃的测定 气相色谱法》 HJ/T 38-1999	GC-2014C 气相色谱仪	4×10^{-2} mg/m^3
PM_{10}	《环境空气 PM10 和 PM2.5 的测定 重量法》（HJ 618-2011）	FA2004B 电子分析天平	0.010 mg/m^3
$PM_{2.5}$	《环境空气 PM10 和 PM2.5 的测定 重量法》 HJ 618-2011	FA2004B 电子分析天平	0.010 mg/m^3
TSP	《环境空气 总悬浮颗粒物的测定 重量法》 GB/T 15432-1995	FA2004B 电子分析天平	0.001 mg/m^3
臭氧	《环境空气 臭氧的测定 靛	721G可见光分	0.010 mg/m^3

检测项目	检测标准（方法）名称及编号（含年号）	仪器设备型号及名称	方法检出限或测定范围
	蓝二磺酸钠分光光度法》 HJ 504-2009	光光度计	
一氧化碳	《空气质量 一氧化碳的测定 非分散红外法》 GB/T 9801-1988	GXH-3011A 红外气体分析器（一氧化碳分析仪）	0.3 mg/m^3
苯并「a」芘	《环境空气 苯并「a」芘的测定 高效液相色谱法》 GB/T 15439-1995	1100 高效液相色谱仪	6×10^{-5}μg/m^3
总挥发性有机化合物（VOCs）	《环境空气 挥发性有机物的测定 吸附管采样-热脱附/气相色谱-质谱法》 HJ 644-2013	7890A 气相色谱质谱联用仪(GC-MS)	0.001μg/m^3
氯气	《固定污染源排气中氯气的测定 甲基橙分光光度法》 HJ/T 30-1999	721G 可见光分光光度计	0.03mg/m^3
氰化氢	《固定污染源排气中氰化氢的测定 异烟酸-吡唑啉酮分光光度法》 HJ/T 28-1999	721G 可见光分光光度计	0.002mg/m^3
氯化氢	《环境空气与废气 氯化氢测定 离子色谱法》 HJ 549-2016	ICS-90A 离子色谱仪	0.02 mg/m^3
汞	《环境空气 汞的测定 巯基棉富集-冷原子荧光分光光度法（暂行）》 HJ 542-2009	ZYG-II 冷原子荧光测汞仪	6.6×10^{-6}mg/m3
铬	《空气和废气 颗粒物中金属元素的测定 电感耦合等离子体发射光谱法》 HJ 777-2015	7100DV 电感耦合等离子体发射光谱仪（ICP）	0.004μg/m^3
镉	《空气和废气 颗粒物中金属元素的测定 电感耦合等离子体发射光谱法》 HJ 777-2015	7100DV 电感耦合等离子体发射光谱仪（ICP）	0.004μg/m^3
铅	《空气和废气 颗粒物中金属元素的测定 电感耦合等离子体发射光谱法》HJ 777-2015	7100DV 电感耦合等离子体发射光谱仪（ICP）	0.003μg/m^3
砷	《空气和废气 颗粒物中金属元素的测定 电感耦合等离子体发射光谱法》 HJ 777-2015	7100DV 电感耦合等离子体发射光谱仪（ICP）	0.005μg/m^3
苯	《环境空气 苯系物的测定 固体吸附/热脱附-气相色谱法》 HJ 583-2010	7820A 气相色谱仪(GC)	5.0×10^{-4} mg/m^3
甲苯	《环境空气 苯系物的测定 固体吸附/热脱附-气相色谱法》 HJ 583-2010	7820A 气相色谱仪(GC)	5.0×10^{-4} mg/m^3
二甲 间-二甲苯	《环境空气 苯系物的测定 固体吸附/热脱附-气相色谱	7820A 气相色谱仪(GC)	5.0×10^{-4} mg/m^3

检测项目		检测标准（方法）名称及编号（含年号）	仪器设备型号及名称	方法检出限或测定范围
苯		法》 HJ 583-2010		
	对-二甲苯	《环境空气 苯系物的测定 固体吸附/热脱附-气相色谱法》 HJ 583-2010	7820A 气相色谱仪(GC)	5.0×10^{-4} mg/m^3
	邻-二甲苯	《环境空气 苯系物的测定 固体吸附/热脱附-气相色谱法》 HJ 583-2010	7820A 气相色谱仪(GC)	5.0×10^{-4} mg/m^3
苯乙烯		《环境空气 苯系物的测定 固体吸附/热脱附-气相色谱法》 HJ 583-2010	7820A 气相色谱仪(GC)	5.0×10-4 mg/m^3
丙烯腈		气相色谱法（B）《空气和废气监测分析方法》 第四版（增补版）6.5.2 国家环保总局 2003 年	7820A 气相色谱仪(GC)	0.05 mg/m^3
酚类化合物		《固定污染源排气中酚类化合物的测定 4-氨基安替比林分光光度法》 HJ/T 32-1999	721G 可见光分光光度计	0.3 mg/m^3
硫化氢		亚甲基蓝分光光度法 《空气和废气监测分析方法》 第四版（增补版）3.1.11（2）国家环保总局 2003 年	721G 可见光分光光度计	0.001 mg/m^3
臭气浓度		《空气质量 恶臭的测定 三点比较式臭袋法》 GB/T 14675-1993	/	10（无量纲）
甲醇		《固定污染源排气中甲醇的测定 气相色谱法》 HJ/T 33-1999	7820A 气相色谱仪(GC)	2 m mg/m^3
氟化物		《环境空气 氟化物的测定 滤膜采样氟离子选择电极法》 HJ 480-2009	ICS-90A 离子色谱仪	0.9μg/m^3
二噁英		《环境空气和废气 二噁英类的测定 同位素稀释高分辨气相色谱-高分辨质谱法》 HJ77.2-2008	高分辨磁质谱系统	0.005pg/m^3

7.1.2.5 监测期间气象条件

两期监测时的气象条件见表 7.1.2-4，两期监测气象条件符合监测要求。

表 7.1.2-4 两期监测气象条件汇总表

环境条件 / 检测点	采样日期	天气状况	测点温度（℃）								
			2:00-3:00	5:00-6:00	8:00-9:00	11:00-12:00	14:00-15:00	17:00-18:00	20:00-21:00	23:00-24:00	日均
项目厂址	2017.09.16	晴	23.6	25.9	28.7	30.1	34.2	27.6	26.5	25.7	27.8
	2017.09.17	晴	25.3	28.3	29.6	30.3	31.3	29.3	27.6	26.8	28.6
	2017.09.18	晴	26.1	27.9	28.9	32.1	32.9	30.2	28.9	27.6	29.3
	2017.09.19	晴	26.3	28.5	29.3	31.6	32.3	30.6	28.9	27.2	29.3
	2017.09.20	晴	26.8	28.7	29.6	31.6	32.6	30.2	28.7	27.2	29.4
	2017.09.21	晴	24.7	26.0	27.7	34.3	35.7	32.2	28.5	25.8	29.4
	2017.09.22	晴	24.7	25.6	26.6	32.4	34.7	32.0	27.5	26.1	28.7
图田上村	2017.09.16	晴	23.4	26.1	28.1	34.3	35.1	32.5	28.9	25.1	29.2
	2017.09.17	晴	24.0	25.3	28.4	33.9	34.8	32.2	28.6	25.0	29
	2017.09.18	晴	25.6	27.4	29.3	35.1	35.6	32.9	30.4	28.3	30.6
	2017.09.19	晴	25.9	27.8	29.7	35.0	35.6	32.8	30.2	28.2	30.7
	2017.09.20	晴	26.1	27.9	29.6	35.1	35.4	33.0	29.8	27.4	30.5
	2017.09.21	晴	26.3	27.1	29.4	33.5	33.9	30.4	29.2	27.5	29.7
	2017.09.22	晴	26.2	27.9	29.4	32.4	32.8	30.3	29.6	26.8	29.4
山陇	2017.09.16	晴	23.3	26.0	28.0	33.6	34.3	32.0	28.7	25.1	28.9
	2017.09.17	晴	23.1	26.2	27.6	33.9	35.3	31.9	28.2	25.3	28.9
	2017.09.18	晴	23.4	25.8	28.1	34.5	35.6	32.3	29.0	25.1	29.2
	2017.09.19	晴	22.8	25.8	28.3	33.9	35.6	32.3	28.1	25.2	29
	2017.09.20	晴	23.4	25.1	28.3	33.8	34.2	32.3	28.9	25.4	28.9
	2017.09.21	晴	24.3	25.9	27.8	34.2	35.2	32.3	28.3	25.5	29.2
	2017.09.22	晴	24.9	25.5	28.1	33.6	34.1	32.1	28.9	25.2	29.1
上湖东村	2017.09.16	晴	24.3	26.5	27.7	34.0	35.1	32.8	28.2	25.1	29.2
	2017.09.17	晴	23.3	26.5	28.2	34.4	35.2	32.8	28.8	24.7	29.2
	2017.09.18	晴	25.3	26.8	28.7	32.7	33.2	31.9	28.9	27.6	29.4
	2017.09.19	晴	25.7	28.5	29.3	31.3	33.1	29.6	27.8	26.5	29
	2017.09.20	晴	25.6	27.8	28.6	31.2	32.9	30.2	28.7	36.8	30.2
	2017.09.21	晴	24.5	25.8	27.6	34.1	35.3	32.4	28.1	25.6	29.2
	2017.09.22	晴	24.9	25.5	26.7	32.6	34.2	30.9	27.3	25.9	28.5
隆江镇	2017.09.16	晴	23.8	24.3	27.2	33.6	34.5	32.1	28.2	25.8	28.7
	2017.09.17	晴	24.5	26.1	28.4	32.5	34.2	31.6	27.8	25.2	28.8
	2017.09.18	晴	24.0	25.9	27.8	32.1	34.5	31.4	27.2	25.8	28.6
	2017.09.19	晴	24.3	26.5	28.1	32.6	33.9	29.1	27.5	26.0	28.5
	2017.09.20	晴	24.8	26.6	28.4	32.9	34.6	29.7	27.8	26.3	28.9
	2017.09.21	晴	24.6	26.3	28.1	32.5	33.9	30.2	28.0	26.6	28.8

	2017.09.22	晴	24.7	26.6	28.4	32.7	34.4	30.5	28.2	26.7	29

续表 7.1.2-4

环境条件 / 检测点	采样日期	天气状况	测点温度（℃）								
			2:00-3:00	5:00-6:00	8:00-9:00	11:00-12:00	14:00-15:00	17:00-18:00	20:00-21:00	23:00-24:00	日均
南海街道办事处	2017.09.16	晴	23.2	26.2	27.8	34.5	35.1	33.1	28.6	25.0	29.2
	2017.09.17	晴	24.1	25.1	26.3	33.8	34.5	32.8	28.5	24.5	28.7
	2017.09.18	晴	22.9	23.1	27.8	28.7	33.5	33.2	28.9	25.5	28
	2017.09.19	晴	23.1	26.0	27.5	34.4	35.0	33.2	28.4	24.8	29.1
	2017.09.20	晴	22.9	26.0	27.5	33.6	34.9	34.0	27.6	28.5	29.4
	2017.09.21	晴	23.1	26.0	27.2	34.1	34.8	32.9	28.5	24.6	28.9
	2017.09.22	晴	23.0	25.9	27.6	34.4	34.9	32.8	27.9	24.8	28.9
钓石村	2017.09.16	晴	24.2	25.7	27.1	32.7	33.9	31.1	27.8	24.3	28.4
	2017.09.17	晴	23.9	25.8	27.7	31.9	33.2	32.1	27.2	24.6	28.3
	2017.09.18	晴	24.6	25.9	27.4	32.1	33.6	31.6	27.1	25.1	28.4
	2017.09.19	晴	23.6	25.3	27.8	32.7	33.9	30.9	26.8	25.9	28.4
	2017.09.20	晴	24.1	25.7	27.1	31.9	32.7	30.8	26.4	24.3	27.9
	2017.09.21	晴	25.1	26.7	27.5	30.1	31.9	29.8	26.8	24.8	27.8
	2017.09.22	晴	23.1	24.7	27.1	29.2	31.1	30.3	26.8	25.1	27.2
华清村	2017.09.16	晴	23.1	26.2	28.0	34.2	35.0	32.6	28.5	25.0	29.1
	2017.09.17	晴	24.0	25.1	27.2	32.5	33.7	31.5	27.2	24.1	28.2
	2017.09.18	晴	24.7	25.9	28.3	33.5	34.9	32.1	27.9	24.5	29
	2017.09.19	晴	25.1	26.3	27.9	31.9	34.0	31.6	27.8	24.5	28.6
	2017.09.20	晴	24.7	26.0	28.6	31.2	35.0	32.1	28.8	25.1	28.9
	2017.09.21	晴	26.1	26.9	28.7	31.2	34.8	32.5	28.5	25.7	29.3
	2017.09.22	晴	24.6	26.5	27.9	33.6	35.2	32.0	28.9	26.1	29.4
坂美村	2017.09.16	晴	23.2	26.5	28.1	34.1	35.4	32.8	28.2	24.8	29.1
	2017.09.17	晴	23.5	27.1	28.2	35.2	36.4	33.7	28.8	24.4	29.7
	2017.09.18	晴	22.8	25.2	27.2	32.1	33.6	32.0	27.4	24.0	28
	2017.09.19	晴	24.1	25.2	27.3	32.7	33.5	31.2	24.7	24.5	27.9
	2017.09.20	晴	25.3	26.8	28.4	33.4	35.8	34.1	28.6	26.7	29.9
	2017.09.21	晴	23.7	26.8	29.2	33.5	35.2	33.1	28.0	25.3	29.4
	2017.09.22	晴	22.8	25.2	27.7	32.1	34.0	31.6	26.8	25.0	28.2
码头	2017.09.16	晴	23.4	26.7	28.5	34.1	35.3	32.6	28.1	24.9	29.2
	2017.09.17	晴	23.6	27.6	28.9	35.1	36.5	33.1	28.7	24.5	29.8
	2017.09.18	晴	22.9	25.6	27.1	32.3	33.8	32.1	27.1	23.8	28.1
	2017.09.19	晴	23.8	25.2	27.6	32.7	33.8	31.1	24.7	24.3	27.9

	2017.09.20	晴	25.3	27.1	28.4	33.3	36.0	34.1	28.5	26.7	29.9
	2017.09.21	晴	23.8	29.2	33.5	35.5	33.4	28.1	26.9	25.1	29.4
	2017.09.22	晴	22.9	25.2	27.8	32.5	34.3	31.6	26.8	25.1	28.3

续表 7.1.2-4

环境条件 / 检测点	采样日期	天气状况	测点气压（kPa）								
			2:00-3:00	5:00-6:00	8:00-9:00	11:00-12:00	14:00-15:00	17:00-18:00	20:00-21:00	23:00-24:00	日均
项目厂址	2017.09.16	晴	100.9	100.9	100.6	100.6	100.2	100.6	100.9	100.9	100.7
	2017.09.17	晴	101.0	101.0	100.9	100.9	100.8	100.9	101.0	101.0	100.9
	2017.09.18	晴	101.1	100.9	100.9	100.8	100.7	100.9	100.9	100.9	100.9
	2017.09.19	晴	101.0	100.9	100.9	100.8	100.8	100.9	100.9	101.0	100.9
	2017.09.20	晴	101.1	101.0	100.9	100.9	100.9	100.9	100.9	100.9	100.9
	2017.09.21	晴	101.0	101.0	100.9	100.8	100.8	100.8	100.9	101.0	100.9
	2017.09.22	晴	101.2	101.2	101.2	101.1	101.1	101.2	101.1	101.2	101.2
图田上村	2017.09.16	晴	101.1	100.9	100.6	100.2	100.1	100.3	100.5	101.0	100.6
	2017.09.17	晴	101.2	101.0	100.9	100.4	100.1	100.5	100.9	101.0	100.8
	2017.09.18	晴	101.2	100.9	100.7	100.1	100.0	100.3	100.4	100.8	100.6
	2017.09.19	晴	101.1	100.9	100.7	100.0	100.0	100.3	100.5	100.8	100.5
	2017.09.20	晴	101.2	101.0	100.8	100.0	100.0	100.5	100.8	101.0	100.7
	2017.09.21	晴	100.9	100.8	100.6	100.2	100.2	100.4	100.6	100.7	100.6
	2017.09.22	晴	100.9	100.7	100.6	100.3	100.3	100.5	100.6	100.9	100.6
山陇	2017.09.16	晴	100.9	100.9	100.8	100.7	100.7	100.8	100.8	100.9	100.8
	2017.09.17	晴	100.7	100.7	100.6	100.6	100.5	100.5	100.5	100.6	100.6
	2017.09.18	晴	100.9	101.0	101.0	100.9	100.9	101.0	101.0	101.1	101
	2017.09.19	晴	101.0	100.9	100.9	100.8	100.8	100.9	100.9	101.0	100.9
	2017.09.20	晴	101.0	101.0	100.9	100.8	100.7	100.8	100.9	100.9	100.9
	2017.09.21	晴	101.0	101.0	100.9	100.8	100.8	100.8	100.9	101.0	100.9
	2017.09.22	晴	101.3	101.3	101.1	101.2	101.0	101.0	101.1	101.2	101.2
上湖东村	2017.09.16	晴	100.9	100.9	100.9	100.8	100.8	100.8	100.9	100.9	100.9
	2017.09.17	晴	100.8	100.8	100.7	100.6	100.5	100.6	100.7	100.8	100.7
	2017.09.18	晴	101.0	101.0	100.9	100.8	100.8	100.9	100.9	101.0	100.9
	2017.09.19	晴	101.1	101.0	100.9	100.8	100.8	100.9	100.9	101.0	100.9
	2017.09.20	晴	101.1	101.0	100.9	100.8	100.8	100.9	100.9	101.0	100.9
	2017.09.21	晴	101.0	101.0	100.9	100.8	100.8	100.8	100.9	101.0	100.9
	2017.09.22	晴	101.3	101.3	101.3	101.1	101.1	101.2	101.2	101.3	101.2
隆江镇	2017.09.16	晴	100.9	100.9	100.9	100.8	100.8	100.8	100.9	100.9	100.9
	2017.09.17	晴	101.0	101.0	101.0	100.9	100.8	100.8	100.9	100.9	100.9
	2017.09.18	晴	101.0	101.0	100.9	100.8	100.8	100.9	100.9	101.0	100.9

	2017.09.19	晴	100.9	100.9	100.8	100.8	100.7	100.7	100.8	100.8	100.8
	2017.09.20	晴	100.9	100.9	100.9	100.8	100.8	100.8	100.9	100.9	100.9
	2017.09.21	晴	100.9	100.9	100.9	100.8	100.8	100.9	100.9	101.0	100.9
	2017.09.22	晴	101.0	101.0	100.9	100.9	100.8	100.8	100.9	100.9	100.9

续表 7.1.2-4

环境条件 / 检测点	采样日期	天气状况	测点气压（kPa）								
			2:00-3:00	5:00-6:00	8:00-9:00	11:00-12:00	14:00-15:00	17:00-18:00	20:00-21:00	23:00-24:00	日均
南海街道办事处	2017.09.16	晴	100.9	100.9	100.9	100.9	100.9	100.9	100.9	100.9	100.9
	2017.09.17	晴	100.8	100.8	100.8	100.8	100.8	100.8	100.8	100.8	100.8
	2017.09.18	晴	100.9	100.9	100.9	100.9	100.9	100.9	100.9	100.9	100.9
	2017.09.19	晴	100.7	100.7	100.7	100.7	100.7	100.7	100.7	100.7	100.7
	2017.09.20	晴	100.8	100.8	100.8	100.8	100.8	100.8	100.8	100.8	100.8
	2017.09.21	晴	100.9	100.9	100.9	100.9	100.9	100.9	100.9	100.9	100.9
	2017.09.22	晴	100.9	100.9	100.9	100.9	100.9	100.9	100.9	100.9	100.9
钓石村	2017.09.16	晴	100.8	100.8	100.8	100.7	100.7	100.7	100.8	100.8	100.8
	2017.09.17	晴	100.8	100.8	100.8	100.7	100.7	100.7	100.8	100.8	100.8
	2017.09.18	晴	100.9	100.9	100.9	100.7	100.7	100.7	100.9	100.9	100.8
	2017.09.19	晴	100.8	100.8	100.8	100.8	100.8	100.8	100.8	100.8	100.8
	2017.09.20	晴	100.6	100.6	100.5	100.5	100.5	100.5	100.6	100.6	100.6
	2017.09.21	晴	100.9	100.9	100.9	100.7	100.7	100.7	100.8	100.9	100.8
	2017.09.22	晴	101.1	101.1	101.1	101.1	100.9	100.9	101.0	101.0	101
华清村	2017.09.16	晴	100.9	100.8	100.8	100.6	100.6	100.7	100.8	100.9	100.8
	2017.09.17	晴	100.7	100.7	100.6	100.5	100.5	100.5	100.7	100.7	100.6
	2017.09.18	晴	101.2	101.1	101.0	101.0	100.9	101.0	101.1	101.2	101.1
	2017.09.19	晴	100.9	100.9	100.9	100.8	100.6	100.7	100.9	100.9	100.8
	2017.09.20	晴	100.4	100.3	100.3	100.1	100.1	100.2	100.3	100.4	100.3
	2017.09.21	晴	101.0	100.9	100.9	100.9	100.7	100.8	100.9	101.0	100.9
	2017.09.22	晴	101.3	101.2	101.2	101.0	101.0	101.1	101.2	101.3	1001.2
坂美村	2017.09.16	晴	100.9	100.8	100.9	100.8	100.6	100.6	100.6	100.7	100.7
	2017.09.17	晴	100.7	100.7	100.6	100.5	100.5	100.5	100.6	100.6	100.6
	2017.09.18	晴	101.0	101.0	100.9	100.8	100.8	100.8	100.9	100.9	100.9
	2017.09.19	晴	100.9	100.9	100.8	100.7	100.7	100.7	100.8	100.9	100.8
	2017.09.20	晴	100.5	100.5	100.4	100.3	100.3	100.3	100.4	100.4	100.4
	2017.09.21	晴	100.9	100.9	100.9	100.7	100.7	100.7	100.8	100.8	100.8
	2017.09.22	晴	101.1	101.1	101.0	100.9	100.9	100.9	100.9	101.0	101
码头项目部	2017.09.16	晴	100.9	100.7	100.8	100.6	100.7	100.7	100.8	100.9	100.8
	2017.09.17	晴	100.7	100.6	100.6	100.5	100.5	100.6	100.6	100.7	100.6

	2017.09.18	晴	101.0	100.8	100.8	100.8	100.7	100.7	100.8	100.9	100.8
	2017.09.19	晴	100.9	100.8	100.8	100.8	100.8	100.7	100.8	100.9	100.8
	2017.09.20	晴	100.5	100.4	100.4	100.3	100.3	100.4	100.4	100.5	100.4
	2017.09.21	晴	100.9	100.8	100.7	100.7	100.7	100.7	100.7	100.8	100.8
	2017.09.22	晴	101.1	101.0	100.9	100.9	100.8	100.8	101.1	101.1	101

续表 7.1.2-4

环境条件 / 检测点	采样日期	天气状况	风向							
			2:00-3:00	5:00-6:00	8:00-9:00	11:00-12:00	14:00-15:00	17:00-18:00	20:00-21:00	23:00-24:00
项目厂址	2017.09.16	晴	E 2.2	E 2.2	SE 2.1	SE 2.1	SE 2.0	SE 2.1	E 2.2	E 2.2
	2017.09.17	晴	S 2.3	S 2.1	SE 2.1	SE 2.1	SE 2.0	S 2.1	S 2.0	S 2.3
	2017.09.18	晴	S 2.3	S 2.1	SE 2.1	SE 1.9	S 2.0	S 2.1	SE 2.3	SE 2.2
	2017.09.19	晴	SE 2.3	SE 2.1	S 2.0	S 1.9	S 2.0	S 2.1	S 2.2	S 2.3
	2017.09.20	晴	SE 2.3	SE 2.1	S 2.1	S 2.0	S 1.9	S 2.1	SE 2.0	S 2.2
	2017.09.21	晴	S 2.5	S 2.5	SE 2.2	SE 2.3	S 2.3	S 2.2	S 1.8	S 2.6
	2017.09.22	晴	SW 1.9	SW 2.2	S 2.2	S 2.1	S 2.1	SW 2.0	SW 1.8	S 2.2
图田上村	2017.09.16	晴	E 2.2	E 2.2	SE 2.1	SE 2.0	SE 2.0	S 1.9	S 2.1	SW 2.1
	2017.09.17	晴	S 2.4	S 2.3	S 2.3	SW 2.2	SW 2.1	W 2.1	W 2.2	NW 2.3
	2017.09.18	晴	N 2.4	N 2.2	N 2.0	N 1.9	NE 1.9	NE 1.8	NE 2.0	NE 2.2
	2017.09.19	晴	E 2.5	E 2.4	SE 2.2	SE 2.0	SE 2.0	E 2.2	E 2.2	SE 2.3
	2017.09.20	晴	SE 2.1	SE 2.1	S 2.0	SE 1.8	SE 1.8	SE 1.7	E 2.0	E 2.2
	2017.09.21	晴	SE 2.3	SE 2.3	E 2.2	SE 1.9	S 1.9	S 2.0	SW 2.1	SW 2.2
	2017.09.22	晴	W 2.1	W 2.1	W 2.0	NW 1.7	NW 1.7	W 1.9	W 2.0	SW 2.2
山陇	2017.09.16	晴	NE 3.0	NE 2.8	E 2.5	NE 2.3	E 2.1	NE 2.2	E 1.9	E 2.1
	2017.09.17	晴	SE 3.0	SE 2.8	E 2.5	NE 2.2	E 2.1	E 2.0	E 1.9	NE 2.4
	2017.09.18	晴	NE 2.9	NE 2.8	E 2.6	NE 2.0	NE 1.9	NE 1.8	NE 2.6	NE 2.8
	2017.09.19	晴	NE 2.8	NE 2.9	E 2.3	NE 2.0	E 1.9	NE 1.8	NE 2.1	NE 2.5
	2017.09.20	晴	SE 2.1	SE 2.4	E 1.6	SE 2.0	SE 2.1	E 2.2	E 1.8	E 2.1
	2017.09.21	晴	S 2.3	S 2.2	SE 2.0	SE 2.3	SE 2.1	E 1.8	SE 2.2	S 2.1
	2017.09.22	晴	SE 1.2	SE 1.6	SE 2.0	E 1.8	E 1.7	E 2.2	SE 1.6	E 1.9
上湖东村	2017.09.16	晴	SE 2.0	SE 2.1	S 1.8	SW 1.9	S 2.2	SE 1.8	S 1.7	S 2.1
	2017.09.17	晴	S 2.4	S 2.1	SE 2.0	S 1.8	SW 1.9	SW 2.1	S 2.4	S 2.1
	2017.09.18	晴	S 2.3	S 2.1	S 2.1	SE 2.2	SE 2.0	SE 2.2	SE 2.3	S 2.3
	2017.09.19	晴	SE 2.3	S 2.2	SE 2.1	S 2.0	S 2.0	SE 2.1	S 2.3	SE 2.3
	2017.09.20	晴	SE 2.3	SE 2.1	S 2.1	S 2.0	S 1.9	SE 2.1	SE 2.2	SE 2.1
	2017.09.21	晴	S 2.3	S 2.2	S 2.2	SE 2.1	SE 2.1	SE 2.0	S 1.9	S 2.4

	2017.09.22	晴	SW 1.8	SW 2.0	S 2.1	SW 2.2	SW 2.2	SW 1.9	S 1.7	S 2.1
隆江镇	2017.09.16	晴	NE 2.3	NE 2.1	NE 1.8	NE 1.9	NE 2.2	NE 2.1	NE 2.2	NE 2.2
	2017.09.17	晴	NE 2.0	N 2.2	N 2.1	N 2.0	N 2.2	N 1.9	N 2.1	NW 2.2
	2017.09.18	晴	NW 2.3	NW 2.2	NW 2.0	NW 1.8	NW 1.9	N 2.1	N 2.0	N 1.8
	2017.09.19	晴	N 1.9	N 1.8	N 1.8	N 2.0	N 1.9	NE 1.7	NE 1.9	NE 2.1
	2017.09.20	晴	NE 2.2	NE 2.1	NE 2.0	N 1.7	N 1.9	N 2.0	N 1.8	N 1.9
	2017.09.21	晴	NE 2.0	NE 1.9	NE 2.1	NE 1.8	N 1.9	N 2.0	N 1.9	NW 2.1
	2017.09.22	晴	NW 2.2	NW 2.3	N 1.9	N 1.8	N 1.7	NW 1.9	NW 2.0	NW 2.2

续表 7.1.2-4

环境条件 / 检测点	采样日期	天气状况	风向							
			2:00-3:00	5:00-6:00	8:00-9:00	11:00-12:00	14:00-15:00	17:00-18:00	20:00-21:00	23:00-24:00
南海街道办事处	2017.09.16	晴	S 2.3	S 2.1	S 2.0	SE 1.9	SE 2.1	S 1.9	S 2.0	S 2.1
	2017.09.17	晴	SE 2.1	SE 2.3	S 1.9	S 2.0	S 1.9	S 2.1	SE 1.9	S 2.1
	2017.09.18	晴	S 2.1	S 2.3	SE 2.1	SE 2.2	S 1.9	S 2.1	S 2.0	S 2.0
	2017.09.19	晴	SE 2.4	SE 2.2	S 2.1	S 1.9	SE 2.2	SE 2.1	S 2.2	S 2.0
	2017.09.20	晴	S 2.3	S 2.2	SE 2.1	SE 2.3	S 2.0	S 2.2	S 1.9	S 1.9
	2017.09.21	晴	S 2.5	S 2.4	SE 2.2	SE 2.3	S 2.3	S 2.2	S 1.8	S 2.3
	2017.09.22	晴	SW 1.9	SW 2.2	S 2.1	S 2.1	S 2.2	SW 2.0	SW 1.8	S 2.2
钓石村	2017.09.16	晴	SE 2.1	SE 2.1	SE 2.1	SE 2.0	SE 1.8	SE 1.8	SE 2.1	SE 2.1
	2017.09.17	晴	NE 2.1	NE 2.1	NE 2.1	NE 1.8	NE 1.8	NE 1.7	NE 2.0	NE 2.0
	2017.09.18	晴	NE 1.8	NE 1.8	NE 1.7	NE 1.7	NE 1.3	NE 1.3	NE 1.6	NE 1.7
	2017.09.19	晴	SE 2.1	SE 2.2	SE 2.2	SE 1.7	SE 1.7	SE 1.7	SE 2.0	SE 2.0
	2017.09.20	晴	NE 2.3	NE 2.3	NE 2.3	NE 2.1	NE 2.0	NE 2.0	NE 2.2	NE 2.2
	2017.09.21	晴	E 2.6	E 2.6	E 2.3	E 2.1	E 1.9	E 1.9	E 2.3	E 2.5
	2017.09.22	晴	NE 2.8	NE 2.9	NE 2.8	NE 2.6	NE 2.5	NE 2.5	NE 2.6	NE 2.7
华清村	2017.09.16	晴	SE 1.8	SE 1.7	S 1.5	S 1.6	SE 1.5	SE 1.7	E 1.9	E 2.1
	2017.09.17	晴	E 2.1	E 1.8	SE 1.5	E 1.4	E 1.3	E 1.5	SE 1.4	E 1.9
	2017.09.18	晴	NE 2.2	E 1.9	E 1.7	E 1.7	SE 1.8	SE 1.9	E 1.5	E 2.0
	2017.09.19	晴	SE 1.9	SE 1.7	E 1.7	E 1.4	SE 1.3	SE 1.7	E 1.9	E 2.1
	2017.09.20	晴	E 2.3	E 2.1	E 1.7	SE 1.5	SE 1.9	E 1.8	E 1.9	SE 2.1
	2017.09.21	晴	NE 2.0	E 1.7	NE 1.6	NE 1.4	N 1.5	N 1.7	E 1.8	E 1.9
	2017.09.22	晴	E 2.0	SE 1.5	S 1.6	S 1.7	SE 1.4	S 1.7	SE 1.6	SE 1.8
坂美村	2017.09.16	晴	SE 2.3	SE 2.3	SE 2.0	SE 2.0	SE 1.9	SE 1.9	SE 1.8	SE 1.8
	2017.09.17	晴	SE 2.4	SE 2.4	SE 2.2	SE 2.3	SE 2.2	SE 2.4	SE 2.3	SE 2.4

	2017.09.18	晴	SE 2.4	SE 2.4	SE 2.3	SE 2.2	SE 2.2	SE 2.1	SE 2.1	SE 2.3
	2017.09.19	晴	SE 2.5	SE 2.5	SE 2.4	SE 2.2	SE 2.2	SE 2.3	SE 2.3	SE 2.4
	2017.09.20	晴	SE 2.4	SE 2.4	SE 2.2	SE 2.3	SE 2.1	SE 2.1	SE 2.2	SE 2.3
	2017.09.21	晴	SE 2.4	SE 2.4	SE 2.3	SE 2.1	SE 2.1	SE 2.1	SE 2.2	SE 2.3
	2017.09.22	晴	SE 2.3	SE 2.3	SE 2.2	SE 2.2	SE 2.1	SE 2.1	SE 2.2	SE 2.2
码头	2017.09.16	晴	SE 2.3	SE 2.0	S 1.9	SE 1.9	SE 1.8	SE 2.1	SE 2.3	SE 2.3
	2017.09.17	晴	SE 2.4	SE 2.4	SE 2.2	SE 2.1	SE 2.1	SE 2.3	SE 2.4	SE 2.4
	2017.09.18	晴	SE 2.5	SE 2.3	SE 2.1	SE 1.9	SE 1.9	SE 2.1	SE 2.4	SE 2.4
	2017.09.19	晴	SE 2.4	SE 2.2	SE 2.0	SE 2.0	SE 2.0	SE 2.1	SE 2.3	SE 2.5
	2017.09.20	晴	SE 2.6	SE 2.5	SE 2.3	SE 2.3	SE 2.3	SE 2.1	SE 2.3	SE 2.5
	2017.09.21	晴	SE 2.4	SE 2.4	SE 2.3	SE 2.1	SE 2.1	SE 2.2	SE 2.4	SE 2.6
	2017.09.22	晴	SE 2.4	SE 2.4	SE 2.2	SE 2.2	SE 2.1	SE 1.9	SE 2.2	SE 2.4

续表 7.1.2-4

环境条件 / 检测点	采样日期	天气状况	测点温度（℃）								
			2:00-3:00	5:00-6:00	8:00-9:00	11:00-12:00	14:00-15:00	17:00-18:00	20:00-21:00	23:00-24:00	日均
G1 项目厂址	2018.02.28	晴	16.8	16.3	18.9	25.3	23.7	22.4	20.4	18.2	20.3
	2018.03.01	晴	16.8	15.6	19.1	25.5	23.8	23.1	19.8	17.2	20.1
	2018.03.02	晴	18.4	17.6	18.1	21.6	23.4	21.5	19.4	17.1	19.6
	2018.03.03	晴	16.1	17..4	21.3	23.6	24.8	25.8	19.8	20.1	21.6
	2018.03.04	晴	19.8	18.2	21.7	23.9	26.2	23.8	19.6	20.4	21.7
	2018.03.05	晴	19.7	21.6	22.5	28.8	27.2	27.8	26.1	23.2	24.6
	2018.03.06	晴	16.2	16.1	17.4	17.8	18.4	17.6	17.2	16.8	17.2
G2 图田村	2018.02.28	晴	17.0	16.5	19.0	25.0	23.8	22.7	20.6	18.5	20.4
	2018.03.01	晴	17.1	15.8	19.4	25.7	23.5	23.2	20.1	17.3	20.3
	2018.03.02	晴	18.7	17.7	18.4	21.5	23.1	21.7	19.7	17.4	19.8
	2018.03.03	晴	18.2	17.7	21.5	23.4	24.5	25.6	20.1	20.4	21.4
	2018.03.04	晴	20.1	18.5	21.8	24.0	26.0	24.1	19.4	20.7	21.8
	2018.03.05	晴	19.8	21.5	22.6	28.6	27.1	27.5	26.2	23.1	24.6
	2018.03.06	晴	16.7	16.5	17.6	18.1	18.6	17.9	17.5	17.0	17.5
G3 钓石村	2018.02.28	晴	16.8	16.2	19.0	25.1	23.5	22.3	20.4	18.3	20.2
	2018.03.01	晴	16.6	15.5	19.1	25.6	24.0	23.1	19.9	17.1	20.1
	2018.03.02	晴	18.3	18.1	18.2	24.2	23.1	21.5	19.4	16.9	20.0
	2018.03.03	晴	18.0	17.5	21.0	23.6	24.9	25.9	19.8	19.7	21.3
	2018.03.04	晴	19.7	18.3	21.6	23.9	26.1	23.9	19.7	20.3	21.7
	2018.03.05	晴	19.8	21.5	22.6	28.5	27.3	27.9	26.2	23.1	24.6
	2018.03.06	晴	16.1	16.2	17.4	17.9	18.5	17.6	17.2	16.9	17.2
G4 山陇村	2018.02.28	晴	16.9	16.5	18.6	25.8	23.2	21.9	20.4	18.8	20.3
	2018.03.01	晴	16.9	15.8	18.9	26.1	23.5	23.2	19.4	17.8	20.2
	2018.03.02	晴	18.2	17.7	18.2	24.7	23.6	21.7	19.2	17.3	20.1

	2018.03.03	晴	18.3	17.6	21.4	23.8	24.8	25.9	20.1	20.1	21.5
	2018.03.04	晴	20.1	18.6	21.5	23.6	26.0	23.5	19.4	20.1	21.6
	2018.03.05	晴	19.9	21.4	22.3	28.9	27.4	27.9	26.5	23.1	24.7
	2018.03.06	晴	16.4	16.2	17.4	17.8	18.2	17.6	17.2	16.5	17.2
G5 隆江镇	2018.02.28	晴	16.6	16.3	18.7	25.1	24.2	23.1	20.1	17.9	20.3
	2018.03.01	晴	16.1	15.3	18.6	24.7	23.8	22.9	19.7	18.3	19.9
	2018.03.02	晴	18.6	18.1	18.3	22.4	23.1	21.3	19.6	16.8	19.8
	2018.03.03	晴	17.9	17.3	20.8	22.6	25.9	21.3	19.8	18.1	20.5
	2018.03.04	晴	19.2	18.1	20.8	22.9	25.8	23..2	20.7	20.4	21.1
	2018.03.05	晴	19.2	21.4	22.6	28.1	27.8	26.9	26.2	25.5	24.7
	2018.03.06	晴	15.9	16.1	17.3	17.7	18.5	17.6	16.8	16.3	17.0

续表 7.1.2-4

环境条件 / 检测点	采样日期	天气状况	测点温度（℃）								
			2:00-3:00	5:00-6:00	8:00-9:00	11:00-12:00	14:00-15:00	17:00-18:00	20:00-21:00	23:00-24:00	日均
G6 南湖街道办事处	2018.02.28	晴	16.9	25.4	16.5	19.1	25.4	23.8	22.6	20.3	21.3
	2018.03.01	晴	16.9	25.2	15.8	19.3	25.2	23.6	22.9	20.0	21.1
	2018.03.02	晴	18.5	21.9	17.8	18.2	21.9	23.5	21.3	19.2	20.3
	2018.03.03	晴	17.9	23.8	17.5	21.4	23.8	24.9	26.0	19.7	21.9
	2018.03.04	晴	19.9	18.4	21.8	24.1	26.1	23.9	19.4	20.1	21.7
	2018.03.05	晴	19.9	21.7	22.6	28.9	27.3	27.7	26.3	23.1	24.7
	2018.03.06	晴	16.4	16.1	17.5	17.9	18.3	17.8	17.4	16.9	17.3
G7 上湖东村	2018.02.28	晴	16.7	16.2	18.8	25.2	23.6	22.4	20.2	18.1	20.2
	2018.03.01	晴	16.6	15.5	19.3	25.4	23.9	23.2	19.6	17.3	20.1
	2018.03.02	晴	18.4	17.5	18.0	24.7	23.5	21.6	19.5	17.2	20.1
	2018.03.03	晴	18.2	17.3	21.4	23.5	24.6	25.9	19.7	20.2	20.1
	2018.03.04	晴	19.6	18.1	21.6	23.8	26.2	23.7	19.5	20.3	21.6
	2018.03.05	晴	19.6	21.7	22.3	28.7	27.1	27.9	26.3	23.2	24.6
	2018.03.06	晴	16.1	16.1	17.3	17.7	18.3	17.7	17.1	16.9	17.2
G8 华清村（或西铺村）	2018.02.28	晴	16.9	16.4	17.7	25.4	23.4	22.6	20.6	18.4	20.2
	2018.03.01	晴	17.4	17.3	18.4	25.6	24.8	22.7	20.3	18.4	20.6
	2018.03.02	晴	15.6	15.3	16.7	17.8	24.4	21.5	19.6	18.2	18.6
	2018.03.03	晴	19.4	18.1	21.2	23.4	24.8	25.6	19.6	20.1	21.5
	2018.03.04	晴	17.5	17.4	18.7	20.3	24.3	23.5	21.2	19.7	20.3
	2018.03.05	晴	16.4	17.4	17.4	17.8	20.1	20.2	19.4	18.3	18.4
	2018.03.06	晴	15.2	15.1	15.3	15.4	16.2	16.0	15.9	15.5	15.6
G9 码头	2018.02.28	晴	16.6	16.3	17.8	19.4	25.6	23.5	21.3	17.9	19.8
	2018.03.01	晴	17.2	17.2	18.3	25.8	24.7	22.6	20.1	18.3	20.5
	2018.03.02	晴	15.7	15.4	16.8	17.9	24.2	21.6	19.5	18.1	18.7

	2018.03.03	晴	19.3	19.1	20.2	23.2	25.7	23.8	20.4	19.2	21.4
	2018.03.04	晴	17.6	17.4	18.9	20.2	24.2	23.6	21.0	19.8	20.3
	2018.03.05	晴	15.1	15.0	15.3	15.6	16.1	16.0	15.8	15.4	15.5
	2018.03.06	晴	16.2	16.1	17.3	17.9	20.2	20.1	19.3	18.1	18.2
G10 坂美村	2018.02.28	晴	16.6	16.4	18.6	25.4	23.4	22.4	20.6	18.3	20.2
	2018.03.01	晴	16.7	15.8	19.4	25.3	23.6	23.0	199	18.0	42.6
	2018.03.02	晴	15.9	15.6	171	18.3	24.5	21.9	19.9	18.6	38.2
	2018.03.03	晴	19.5	19.2	20.4	23.3	26.0	24.0	20.7	19.8	21.6
	2018.03.04	晴	17.9	17.7	19.2	20.4	24.5	23.8	21.4	20.1	20.6
	2018.03.05	晴	16.5	16.3	17.8	18.4	20.7	20.6	19.8	18.6	18.6
	2018.03.06	晴	15.6	15.5	15.8	16.1	16.6	16.5	16.3	15.9	16.0

续表 7.1.2-4

环境条件 / 检测点	采样日期	天气状况	测点气压（kPa）								
			2:00-3:00	5:00-6:00	8:00-9:00	11:00-12:00	14:00-15:00	17:00-18:00	20:00-21:00	23:00-24:00	日均
G1 项目厂址	2018.02.28	晴	101.7	101.5	101.4	101.6	101.3	101.5	101.4	101.6	101.5
	2018.03.01	晴	101.4	101.4	101.5	101.7	101.4	101.5	101.5	101.7	101.5
	2018.03.02	晴	101.6	101.5	101.6	101.8	101.4	101.3	101.5	101.7	101.6
	2018.03.03	晴	101.5	101.3	101.5	101.6	101.4	101.4	101.4	101.4	101.4
	2018.03.04	晴	101.4	101.3	101.5	101.7	101.5	101.3	101.3	101.4	101.4
	2018.03.05	晴	101.5	101.4	101.6	101.7	101.5	101.5	101.5	101.6	101.5
	2018.03.06	晴	101.7	101.6	101.9	102.2	102.1	102.0	101.8	101.6	101.9
G2 图田村	2018.02.28	晴	101.7	101.5	101.4	101.6	101.4	101.5	101.4	101.5	101.5
	2018.03.01	晴	101.4	101.5	101.5	101.7	101.4	101.5	101.5	101.7	101.5
	2018.03.02	晴	101.6	101.5	101.6	101.8	101.5	101.3	101.5	101.7	101.6
	2018.03.03	晴	101.4	101.3	101.5	101.6	101.4	101.4	101.4	101.4	101.4
	2018.03.04	晴	101.4	101.3	101.5	101.7	101.5	101.3	101.3	101.4	101.4
	2018.03.05	晴	101.5	101.4	101.6	101.7	101.5	101.5	101.5	101.6	101.5
	2018.03.06	晴	101.7	101.6	101.9	102.1	101.9	101.9	101.8	101.6	101.8
G3 钓石村	2018.02.28	晴	101.7	101.6	101.4	101.6	101.4	101.5	101.4	101.6	101.5
	2018.03.01	晴	101.4	101.4	101.5	101.6	101.4	101.5	101.5	101.7	101.5
	2018.03.02	晴	101.6	101.5	101.5	101.7	101.5	101.3	101.5	101.7	101.5
	2018.03.03	晴	101.5	101.4	101.4	101.5	101.4	101.4	101.4	101.4	101.4
	2018.03.04	晴	101.4	101.3	101.5	101.7	101.5	101.3	101.2	101.4	101.4
	2018.03.05	晴	101.5	101.4	101.6	101.6	101.5	101.5	101.5	101.6	101.5
	2018.03.06	晴	101.7	101.6	101.9	102.2	102.1	102.0	101.8	101.6	101.9
G4 山陇村	2018.02.28	晴	101.5	101.3	101.2	101.5	101.3	101.2	101.4	101.6	101.4
	2018.03.01	晴	101.1	101.1	101.3	101.6	101.2	101.5	101.5	101.5	101.4
	2018.03.02	晴	101.6	101.6	101.7	101.8	101.5	101.3	101.5	101.8	101.6

	2018.03.03	晴	101.5	101.3	101.4	101.6	101.4	101.3	101.3	101.4	101.4
	2018.03.04	晴	101.4	101.3	101.5	101.8	101.5	101.3	101.3	101.2	101.4
	2018.03.05	晴	101.5	101.3	101.6	101.7	101.5	101.5	101.4	101.6	101.5
	2018.03.06	晴	101.7	101.6	101.9	102.2	102.1	102.0	101.6	101.4	101.8
G5 隆江镇	2018.02.28	晴	101.8	101.6	101.5	101.6	101.4	101.5	101.5	101.7	101.6
	2018.03.01	晴	101.5	101.4	101.6	101.4	101.5	101.6	101.6	101.5	101.5
	2018.03.02	晴	101.8	101.6	101.7	101.9	101.5	10.4	101.5	101.3	90.2
	2018.03.03	晴	101.6	101.5	101.3	101.3	101.2	101.4	101.5	101.5	101.4
	2018.03.04	晴	101.4	101.2	101.3	101.5	101.7	101.4	101.3	101.3	101.4
	2018.03.05	晴	101.6	101.4	101.5	101.7	101.7	101.5	101.4	101.5	101.5
	2018.03.06	晴	101.7	101.8	101.8	101.6	102.1	102.1	101.9	101.8	101.9

续表 7.1.2-4

环境条件 / 检测点	采样日期	天气状况	测点气压（kPa）								
			2:00-3:00	5:00-6:00	8:00-9:00	11:00-12:00	14:00-15:00	17:00-18:00	20:00-21:00	23:00-24:00	日均
G6 南湖街道办事处	2018.02.28	晴	101.7	101.5	101.5	101.4	101.5	101.3	101.5	101.4	101.5
	2018.03.01	晴	101.4	101.7	101.4	101.5	101.7	101.4	101.5	101.6	101.5
	2018.03.02	晴	101.6	101.8	101.5	101.5	101.8	101.4	101.3	101.4	101.5
	2018.03.03	晴	101.5	101.6	101.3	101.5	107.6	101.4	101.5	101.4	102.2
	2018.03.04	晴	101.4	101.3	101.5	101.6	101.5	101.3	101.3	101.4	101.4
	2018.03.05	晴	101.5	101.4	101.6	101.7	101.4	101.5	101.6	101.7	101.6
	2018.03.06	晴	101.7	101.6	101.8	102.2	102.1	102.0	101.7	101.6	101.8
G7 上湖东村	2018.02.28	晴	101.7	101.6	101.3	101.5	101.2	101.5	101.3	101.7	101.5
	2018.03.01	晴	101.3	101.5	101.5	101.6	101.5	101.4	101.5	101.8	101.5
	2018.03.02	晴	101.6	101.5	101.5	101.8	101.4	101.3	101.4	101.7	101.5
	2018.03.03	晴	101.4	101.2	101.5	101.7	101.4	101.4	101.4	101.4	101.4
	2018.03.04	晴	101.3	101.3	101.4	101.7	101.5	101.3	101.3	101.4	101.4
	2018.03.05	晴	101.6	101.4	101.5	101.7	101.5	101.5	101.5	101.6	101.5
	2018.03.06	晴	101.7	101.7	101.9	102.1	102.0	101.9	101.8	101.6	101.8
G8 华清村（或西铺村）	2018.02.28	晴	101.6	101.6	101.5	101.7	101.3	101.6	101.5	101.7	101.6
	2018.03.01	晴	101.4	101.3	101.6	101.3	101.3	101.4	101.3	101.3	101.4
	2018.03.02	晴	101.6	101.3	101.4	101.4	101.4	101.4	101.5	101.5	101.4
	2018.03.03	晴	101.4	101.3	101.5	101.6	101.3	101.3	101.4	101.4	101.4
	2018.03.04	晴	101.5	101.4	101.3	101.3	101.3	101.2	101.4	101.4	101.4
	2018.03.05	晴	101.6	101.6	101.4	101.4	101.4	101.4	101.6	101.6	101.5
	2018.03.06	晴	101.8	101.8	101.7	101.5	101.5	101.5	101.7	101.7	101.7
G9 码	2018.02.28	晴	101.8	101.8	101.8	101.6	101.6	101.6	101.6	101.7	101.7

头项目部	2018.03.01	晴	101.3	101.2	101.5	101.2	101.2	101.2	101.4	101.4	101.3
	2018.03.02	晴	101.6	101.4	101.5	101.3	101.3	101.3	101.4	101.4	101.4
	2018.03.03	晴	101.5	101.4	101.4	101.5	101.5	101.5	101.5	101.5	101.5
	2018.03.04	晴	101.4	101.3	101.3	101.3	101.2	101.2	101.3	101.3	101.3
	2018.03.05	晴	101.8	101.7	101.5	101.5	101.5	101.5	101.6	101.6	101.6
	2018.03.06	晴	101.6	101.5	101.3	101.3	101.3	101.4	101.5	101.5	101.4
G10 坂美村	2018.02.28	晴	101.6	101.7	101.5	101.5	101.3	101.4	101.5	101.5	101.5
	2018.03.01	晴	101.5	101.4	101.4	101.6	101.3	101.5	101.6	101.6	101.5
	2018.03.02	晴	101.6	101.4	101.5	101.3	101.3	101.3	101.4	101.4	101.4
	2018.03.03	晴	101.5	101.4	101.5	101.5	101.5	101.5	101.5	101.5	101.5
	2018.03.04	晴	101.4	101.3	101.3	101.3	101.2	101.2	101.3	101.3	101.3
	2018.03.05	晴	101.6	101.5	101.3	101.3	101.3	101.4	101.4	101.5	101.4
	2018.03.06	晴	101.8	101.7	101.5	101.5	101.5	101.5	101.6	101.6	101.6

续表 7.1.2-4

环境条件 / 检测点	采样日期	天气状况	风向/风速（m/s）							
			2:00-3:00	5:00-6:00	8:00-9:00	11:00-12:00	14:00-15:00	17:00-18:00	20:00-21:00	23:00-24:00
G1 项目厂址	2018.02.28	晴	SE 1.4	SE 1.7	SE 1.3	SE 3.5	SE 3.8	SE 2.6	SE 1.1	SE 1.3
	2018.03.01	晴	NE 2.2	NE 1.2	NE 1.1	E 3.7	E 3.7	E 2.4	E 3.7	NE 3.9
	2018.03.02	晴	NE 2.4	NE 2.0	NE 1.3	NE 1.8	E 3.3	E 3.5	E 3.8	NE 3.2
	2018.03.03	晴	E 2.1	E 1.7	E 2.2	E 1.3	SE 3.2	SE 3.4	E 2.3	E 1.1
	2018.03.04	晴	NE 0.6	NE 1.1	N 1.2	S 2.1	S 2.1	SE 2.2	S 1.6	S 1.4
	2018.03.05	晴	SE 1.1	SE 1.2	SE 1.6	SE 2.4	S 3.3	S 3.3	S 3.1	W 3.6
	2018.03.06	晴	NE 8.1	NE 8.6	NE 8.2	NE 8.5	NE 7.2	NE 7.0	NE 7.2	NE 7.3
G2 图田村	2018.02.28	晴	SE 1.6	SE 1.8	SE 1.4	SE 3.7	SE 3.8	SE 2.8	SE 1.3	SE 1.5
	2018.03.01	晴	NE 2.4	NE 1.5	N 1.4	E 3.1	E 3.4	E 2.6	E 3.8	E 3.7
	2018.03.02	晴	NE 2.6	NE 2.3	NE 1.5	NE 1.7	NE 3.1	E 3.4	E 3.7	NE 3.1
	2018.03.03	晴	E 2.4	E 1.8	E 2.6	E 2.1	E 3.1	SE 3.3	E 2.5	E 1.3
	2018.03.04	晴	NE 1.1	NE 1.3	N 1.5	S 2.0	S 3.2	S 2.3	S 1.5	S 1.3
	2018.03.05	晴	SE 1.3	SE 1.3	SE 1.7	SE 2.0	SE 3.5	SE 3.1	S 2.9	W 3.3
	2018.03.06	晴	NE 7.8	NE 8.1	NE 8.0	NE 8.2	NE 6.7	NE 6.6	NE 6.9	NE 7.0
G3 钓石村	2018.02.28	晴	SE 1.6	SE 1.5	SE 1.0	SE 2.8	SE 2.6	SE 2.3	SE 0.9	SE 0.9
	2018.03.01	晴	NE 1.8	N 1.0	NE 1.0	E 2.3	E 2.1	E 1.9	E 3.0	NE 3.2
	2018.03.02	晴	NE 2.0	NE 1.9	NE 1.0	NE 1.8	E 3.1	E 3.2	E 3.2	NE 2.8
	2018.03.03	晴	E 2.0	E 1.5	E 2.0	E 1.2	SE 3.0	SE 3.1	E 2.3	E 0.8
	2018.03.04	晴	NE 0.7	NE 1.2	N 1.0	S 1.8	S 3.0	SE 1.8	S 1.2	S 1.1
	2018.03.05	晴	SE 1.0	SE 0.9	SE 1.5	SE 2.4	S 3.5	S 3.3	S 3.0	W 3.1
	2018.03.06	晴	NE 7.8	NE 8.3	NE 8.4	NE 8.2	NE 7.2	NE 7.0	NE 7.1	NE 7.3

G4 山陇村	2018.02.28	晴	SE 1.2	SE 1.5	SE 1.1	SE 2.9	SE 3.2	SE 2.4	SE 1.3	SE 1.1
	2018.03.01	晴	NE 1.9	N 1.2	NE 1.2	E 2.8	E 3.1	E 2.6	E 3.4	NE 3.7
	2018.03.02	晴	NE 2.2	NE 2.0	NE 1.4	NE 1.6	E 3.1	E 3.4	E 3.6	NE 3.1
	2018.03.03	晴	E 2.0	E 1.6	E 2.3	E 1.4	SE 3.1	SE 3.1	E 2.2	E 1.3
	2018.03.04	晴	NE 1.0	NE 1.2	N 1.2	S 2.0	S 3.2	SE 2.1	S 1.7	S 1.4
	2018.03.05	晴	SE 1.1	SE 1.3	SE 1.5	SE 2.3	S 3.6	S 3.3	S 3.2	W 3.6
	2018.03.06	晴	NE 3.1	NE 3.6	NE 3.2	NE 2.4	NE 2.4	NE 3.2	NE 3.0	NE 2.6
G5 隆江镇	2018.02.28	晴	SE 1.8	SE 1.6	SE 2.8	SE 2.6	SE 2.2	SE 1.9	SE 1.6	SE 1.8
	2018.03.01	晴	NE 2.1	NE 1.6	E 2.9	E 3.1	E 2.3	E 2.6	E 2.7	E 2.9
	2018.03.02	晴	NE 2.6	NE 1.9	NE 2.1	E 3.2	E 3.0	NE 2.9	NE 3.1	NE 2.8
	2018.03.03	晴	E 2.2	E 2.4	SE 2.1	SE 1.8	SE 2.8	SE 2.9	SE 2.7	SE 3.1
	2018.03.04	晴	NE 1.2	NE 1.9	E 2.2	E 2.3	SE 2.7	SE 2.5	SE 1.9	SE 1.8
	2018.03.05	晴	SE 1.3	SE 1.5	SE 1.6	SE 2.3	S 2.1	S 1.9	S 1.8	S 1.7
	2018.03.06	晴	NE 7.3	NE 7.6	NE 7.4	NE 7.8	NE 7.9	NE 7.3	NE 7.1	NE 7.1

续表 7.1.2-4

环境条件 / 检测点	采样日期	天气状况	风向/风速（m/s）							
			2:00-3:00	5:00-6:00	8:00-9:00	11:00-12:00	14:00-15:00	17:00-18:00	20:00-21:00	23:00-24:00
G6 南湖街道办事处	2018.02.28	晴	SE 1.3	SE 3.4	SE 1.6	SE 1.2	SE 3.4	SE 3.6	SE 2.4	SE 1.0
	2018.03.01	晴	NE 2.0	E 2.9	N 1.1	NE 1.0	E 2.9	E 3.5	E 2.2	E 3.4
	2018.03.02	晴	NE 2.2	NE 1.6	NE 2.1	NE 1.4	NE 1.6	E 3.0	E 3.2	E 3.5
	2018.03.03	晴	E 2.0	E 1.4	E 1.6	E 2.0	E 1.4	SE 3.1	SE 3.2	E 2.2
	2018.03.04	晴	NE 0.8	NE 1.3	N 1.1	S 2.0	S 3.3	SE 2.1	S 1.4	S 1.2
	2018.03.05	晴	SE 1.2	SE 1.1	SE 1.4	SE 2.3	S 3.7	S 3.1	S 2.9	S 3.5
	2018.03.06	晴	NE 7.9	NE 8.5	NE 8.0	NE 8.4	NE 7.3	NE 7.2	NE 7.1	NE 7.4
G7 上湖东村	2018.02.28	晴	SE 1.5	SE 1.7	SE 1.4	SE 3.4	SE 3.6	SE 2.5	SE 1.2	SE 1.4
	2018.03.01	晴	NE 2.2	N 1.3	NE 1.2	E 3.4	E 3.6	E 2.5	E 3.5	NE 3.8
	2018.03.02	晴	NE 2.3	NE 2.0	NE 1.4	NE 1.9	E 3.2	E 3.6	E 3.8	NE 3.1
	2018.03.03	晴	E 2.0	E 1.8	E 2.1	E 1.4	SE 3.1	SE 3.4	E 2.4	E 1.2
	2018.03.04	晴	NE 0.7	NE 1.0	N 1.3	S 2.0	S 3.3	SE 2.1	S 1.6	S 1.5
	2018.03.05	晴	SE 1.2	SE 1.2	SE 1.5	SE 2.3	S 3.9	S 3.4	S 3.2	S 3.5
	2018.03.06	晴	NE 8.0	NE 8.5	NE 8.1	NE 8.5	NE 7.2	NE 7.1	NE 7.1	NE 7.2
G8 华清村（或西铺村）	2018.02.28	晴	NE 1.3	NE 1.6	NE 1.4	NE 3.2	NE 3.6	NE 2.7	NE 1.3	NE 1.2
	2018.03.01	晴	N 3.2	N 3.2	NE 2.6	NE 2.5	NE 2.8	NE 2.7	NE 2.6	NE 2.5
	2018.03.02	晴	NE 2.9	NE 3.1	NE 2.7	NE 2.6	NE 2.6	NE 2.6	NE 2.8	NE 2.9
	2018.03.03	晴	E 2.2	E 1.7	SE 2.2	SE 1.4	SE 3.1	SE 3.3	E 2.2	E 1.3
	2018.03.04	晴	SE 2.9	SE 2.9	SE 2.6	SE 2.6	NE 2.5	NE 2.8	NE 2.9	NE 3.1
	2018.03.05	晴	SE 4.1	SE 3.9	SE 3.8	SE 3.7	SE 3.7	SE 4.0	SE 4.3	SE 4.3

	2018.03.06	晴	N 5.4	N 5.3	N 5.2	N 5.1	N 5.1	N 5.3	N 5.3	N 5.4
G9 码头	2018.02.28	晴	SE 1.6	SE 1.6	SE 1.6	SE 1.8	SE 1.8	SE 1.9	SE 2.0	SE 2.0
	2018.03.01	晴	NE 3.3	N 3.5	N 2.7	N 2.9	N 2.8	N 2.8	N 2.7	NE 2.7
	2018.03.02	晴	NE 2.8	NE 3.0	NE 2.6	NE 2.5	NE 2.5	NE 2.5	NE 2.7	NE 2.9
	2018.03.03	晴	E 3.2	E 3.2	E 2.6	E 2.9	E 3.1	E 3.2	E 3.0	E 3.0
	2018.03.04	晴	NE 2.8	NE 2.8	NE 2.5	NE 2.6	SE 2.6	SE 2.9	SE 2.9	SE 3.0
	2018.03.05	晴	N 3.6	N 3.6	N 3.3	N 3.4	N 3.8	N 4.2	N 4.3	N 4.6
	2018.03.06	晴	SE 4.2	SE 3.9	SE 3.8	SE 3.8	SE 4.0	SE 4.0	SE 4.0	SE 4.1
G10 坂美村	2018.02.28	晴	SE 1.6	SE 1.4	SE 1.9	SE 2.2	SE 1.5	SE 1.7	SE 1.3	SE 1.6
	2018.03.01	晴	E 2.4	E 2.2	E 2.3	E 1.9	E 2.7	E 3.0	E 2.9	E 2.7
	2018.03.02	晴	NE 2.6	NE 2.7	NE 2.3	NE 2.1	NE 2.1	NE 2.0	NE 2.4	NE 2.8
	2018.03.03	晴	E 2.9	E 3.2	E 3.4	E 3.1	E 3.5	E 2.7	E 2.4	E 2.3
	2018.03.04	晴	NE 2.8	NE 2.9	NE 2.4	NE 2.7	SE 2.6	SE 2.7	SE 2.9	SE 3.2
	2018.03.05	晴	SE 4.0	SE 3.7	SE 3.9	SE 3.8	SE 3.8	SE 3.9	SE 3.7	SE 3.9
	2018.03.06	晴	SE 4.7	SE 4.5	SE 4.3	SE 4.0	SE 4.2	SE 4.3	SE 4.4	SE 4.4

7.1.2.6 监测结果与评价

①基本污染物环境质量现状

基本污染物环境质量现状监测结果统计详见表 7.1.2-5。

夏季各监测点 SO_2 最大小时浓度占标率为 15%，最大日均浓度占标率为 19.33%；NO_2 最大小时浓度占标率为 23.00%，最大日均浓度占标率为 50.00%；CO 最大小时浓度占标率为 14.00%，最大日均浓度占标率为 35.00%；O_3 最大小时浓度在隆江镇监测点，最大占标率为 94.5%，O_3 最大 8 小时平均浓度占标率为 63.75%；PM_{10} 最大日均浓度占标率为 42.67%；$PM_{2.5}$ 最大日均浓度占标率为 80%。

冬季各监测点 SO_2 最大小时浓度占标率为 14.2%，最大日均浓度占标率为 23.33%；NO_2 最大小时浓度占标率为 34.00%，最大日均浓度占标率为 63.75%；CO 最大小时浓度占标率为 15.00%，最大日均浓度占标率为 37.50%；O_3 最大小时浓度占标率为 89.50%，O_3 最大 8 小时平均浓度占标率为 74.38%；PM_{10} 最大日均浓度占标率为 94%；冬季厂址监测点附近 $PM_{2.5}$ 超标现象出现 2 天，最大日均浓度分别为 91μg/m^3、95μg/m^3，最大浓度占标率为 126.67%，超标率为 28.57%，同期 PM_{10}、TSP 监测结果见图 7.1.2-1，在监测超标时间段内是中国的传统节日（元宵节）因燃放烟花造成颗粒物监测浓度偏高，在节日后监测结果明显降低。



图 7.1.2-1　颗粒物冬季监测结果

②其他污染物环境质量现状

其他污染物环境质量现状监测结果统计详见表 7.1.2-6， VOCs 监测结果见表 7.1.2-7。

个别点位 H_2S 最大一次浓度偶尔出现超过参考质量标准的情况，监测期间 7 天每天 8 次监测结果中仅出现 1 次超过参考标准的结果，存在监测误差的可能性；NMHC 最大一次浓度约占参考质量标准的 90%。氯化氢、甲醇、氟化物、苯、甲苯、二甲苯、苯乙烯、乙苯、氰化氢、丙烯晴、汞、铬、铅、镉、砷、氯气、BaP 均未检出。臭气最大浓度小时值浓度为 13。二噁英日均浓度最大占标率为 8.17%。

表 7.1.2-5 基本污染物环境质量现状监测结果统计

监测点位	污染物	平均时间	单位	评价标准	夏季					冬季				
					最小值	最大值	最大浓度占标率	超标率	达标情况	最小值	最大值	最大浓度占标率	超标率	达标情况
项目厂址	二氧化硫	小时值	μg/Nm^3	500	未检出	34	6.8	0.0	达标	10	49	9.8	0.0	达标
	二氧化氮	小时值	μg/Nm^3	200	16	46	23.0	0.0	达标	15	42	21.0	0.0	达标
	一氧化碳	小时值	mg/Nm^3	10	0.4	1.4	14.0	0.0	达标	0.70	1.50	15.0	0.0	达标
	臭氧	小时值	mg/Nm^3	0.2	0.07	0.19	94.0	0.0	达标	0.07	0.18	89.0	0.0	达标
	二氧化硫	日均值	μg/Nm^3	150	10	23	15.3	0.0	达标	24	29	19.3	0.0	达标
	二氧化氮	日均值	μg/Nm^3	80	31	40	50.0	0.0	达标	32	36	45.0	0.0	达标
	PM_{10}	日均值	μg/Nm^3	150	79	105	70.0	0.0	达标	16	140	93.3	0.0	达标
	$PM_{2.5}$	日均值	μg/Nm^3	75	49	64	85.3	0.0	达标	11	95	126.7	28.6	不达标[注1]
	一氧化碳	日均值	mg/Nm^3	4	0.5	1.1	27.5	0.0	达标	1	1.5	37.5	0.0	达标
	臭氧	日均值	mg/Nm^3	0.16	0.072	0.101	63.1	0.0	达标	0.085	0.107	66.9	0.0	达标
图田村	二氧化硫	小时值	μg/Nm^3	500	未检出	49	9.8	0.0	达标	未检出	46	9.2	0.0	达标
	二氧化氮	小时值	μg/Nm^3	200	18	44	22.0	0.0	达标	17.00	43	21.5	0.0	达标
	一氧化碳	小时值	mg/Nm^3	10	0.4	1.4	14.0	0.0	达标	0.7	1.5	15.0	0.0	达标
	臭氧	小时值	mg/Nm^3	0.2	0.02	0.19	93.0	0.0	达标	0.07	0.18	89.5	0.0	达标
	二氧化硫	日均值	μg/Nm^3	150	13	20	13.3	0.0	达标	10	18	12.0	0.0	达标
	二氧化氮	日均值	μg/Nm^3	80	34	38	47.5	0.0	达标	23	31	38.8	0.0	达标
	PM_{10}	日均值	μg/Nm^3	150	60	94	62.7	0.0	达标	62	106	70.7	0.0	达标
	$PM_{2.5}$	日均值	μg/Nm^3	75	37	56	74.7	0.0	达标	37	82	109.3	28.6	不达标[注1]
	一氧化碳	日均值	mg/Nm^3	4	0.6	1.4	35.0	0.0	达标	0.7	1.5	37.5	0.0	达标
	臭氧	日均值	mg/Nm^3	0.16	0.09	0.11	65.6	0.0	达标	0.09	0.12	73.1	0.0	达标

监测点位	污染物	平均时间	单位	评价标准	夏季					冬季				
					最小值	最大值	最大浓度占标率	超标率	达标情况	最小值	最大值	最大浓度占标率	超标率	达标情况
钓石村	二氧化硫	小时值	μg/Nm^3	500	7	75	15.0	0.0	达标	未检出	37	7.4	0.0	达标
	二氧化氮	小时值	μg/Nm^3	200	18	46	23.0	0.0	达标	26	68	34.0	0.0	达标
	一氧化碳	小时值	mg/Nm^3	10	0.50	0.90	9.0	0.0	达标	0.70	1.50	15.0	0.0	达标
	臭氧	小时值	mg/Nm^3	0.2	0.07	0.18	89.5	0.0	达标	0.03	0.17	86.5	0.0	达标
	二氧化硫	日均值	μg/Nm^3	150	13	29	19.3	0.0	达标	12	21	14.0	0.0	达标
	二氧化氮	日均值	μg/Nm^3	80	32	39	48.8	0.0	达标	41	51	63.8	0.0	达标
	PM_{10}	日均值	μg/Nm^3	150	59	86	57.3	0.0	达标	56	134	89.3	0.0	达标
	$PM_{2.5}$	日均值	μg/Nm^3	75	37	57	76.0	0.0	达标	39	88	117.3	14.3	不达标
	一氧化碳	日均值	mg/Nm^3	4	0.5	0.9	22.5	0.0	达标	0.8	1.4	35.0	0.0	达标
	臭氧	日均值	mg/Nm^3	0.16	0.09	0.11	65.6	0.0	达标	0.09	0.12	74.4	0.0	达标
山陇	二氧化硫	小时值	μg/Nm^3	500	未检出	38	7.6	0.0	达标	未检出	67	13.4	0.0	达标
	二氧化氮	小时值	μg/Nm^3	200	16	45	22.5	0.0	达标	18	55	27.5	0.0	达标
	一氧化碳	小时值	mg/Nm^3	10	0.50	0.90	9.0	0.0	达标	0.70	1.50	15.0	0.0	达标
	臭氧	小时值	mg/Nm^3	0.2	0.07	0.18	88.5	0.0	达标	0.03	0.17	86.5	0.0	达标
	二氧化硫	日均值	μg/Nm^3	150	12	20	13.3	0.0	达标	10	22	14.7	0.0	达标
	二氧化氮	日均值	μg/Nm^3	80	32	40	50.0	0.0	达标	23	31	38.8	0.0	达标
	PM_{10}	日均值	μg/Nm^3	150	58	74	49.3	0.0	达标	70	98	65.3	0.0	达标
	$PM_{2.5}$	日均值	μg/Nm^3	75	39	55	73.3	0.0	达标	36	71	94.7	0.0	达标
	一氧化碳	日均值	mg/Nm^3	4	0.5	0.9	22.5	0.0	达标	0.8	1.4	35.0	0.0	达标
	臭氧	日均值	mg/Nm^3	0.16	0.09	0.11	65.6	0.0	达标	0.09	0.11	68.1	0.0	达标
隆江镇	二氧化硫	小时值	μg/Nm^3	500	未检出	48	9.6	0.0	达标	未检出	43	8.6	0.0	达标

监测点位	污染物	平均时间	单位	评价标准	夏季					冬季				
					最小值	最大值	最大浓度占标率	超标率	达标情况	最小值	最大值	最大浓度占标率	超标率	达标情况
	二氧化氮	小时值	μg/Nm^3	200	16	46	23.0	0.0	达标	15	67	33.5	0.0	达标
	一氧化碳	小时值	mg/Nm^3	10	0.50	0.90	9.0	0.0	达标	0.70	1.50	15.0	0.0	达标
	臭氧	小时值	mg/Nm^3	0.2	0.07	0.19	94.5	0.0	达标	0.07	0.18	89.0	0.0	达标
	二氧化硫	日均值	μg/Nm^3	150	18	25	16.7	0.0	达标	13	22	14.7	0.0	达标
	二氧化氮	日均值	μg/Nm^3	80	35	39	48.8	0.0	达标	38	41	51.3	0.0	达标
	PM_{10}	日均值	μg/Nm^3	150	57	75	50.0	0.0	达标	57	94	62.7	0.0	达标
	$PM_{2.5}$	日均值	μg/Nm^3	75	38	51	68.0	0.0	达标	37	73	97.3	0.0	达标
	一氧化碳	日均值	mg/Nm^3	4	0.4	0.8	20.0	0.0	达标	0.7	1.5	37.5	0.0	达标
	臭氧	日均值	mg/Nm^3	0.16	0.09	0.10	63.1	0.0	达标	0.09	0.12	73.8	0.0	达标
南湖街道办事处	二氧化硫	小时值	μg/Nm^3	500	未检出	24	4.8	0.0	达标	未检出	42	8.4	0.0	达标
	二氧化氮	小时值	μg/Nm^3	200	18	43	21.5	0.0	达标	18	40	20.0	0.0	达标
	一氧化碳	小时值	mg/Nm^3	10	0.50	0.90	9.0	0.0	达标	0.70	1.50	15.0	0.0	达标
	臭氧	小时值	mg/Nm^3	0.2	0.07	0.19	92.5	0.0	达标	0.07	0.17	86.0	0.0	达标
	二氧化硫	日均值	μg/Nm^3	150	11	19	12.7	0.0	达标	14	21	14.0	0.0	达标
	二氧化氮	日均值	μg/Nm^3	80	34	39	48.8	0.0	达标	20	32	40.0	0.0	达标
	PM_{10}	日均值	μg/Nm^3	150	56	82	54.7	0.0	达标	16	140	93.3	0.0	达标
	$PM_{2.5}$	日均值	μg/Nm^3	75	39	58	77.3	0.0	达标	42	69	92.0	0.0	达标
	一氧化碳	日均值	mg/Nm^3	4	0.5	0.8	20.0	0.0	达标	0.8	1.2	30.0	0.0	达标
	臭氧	日均值	mg/Nm^3	0.16	0.09	0.105	65.6	0.0	达标	0.085	0.119	74.4	0.0	达标
上湖东村	二氧化硫	小时值	μg/Nm^3	500	10	30	6.0	0.0	达标	11	71	14.2	0.0	达标
	二氧化氮	小时值	μg/Nm^3	200	17	43	21.5	0.0	达标	15	45	22.5	0.0	达标

监测点位	污染物	平均时间	单位	评价标准	夏季					冬季				
					最小值	最大值	最大浓度占标率	超标率	达标情况	最小值	最大值	最大浓度占标率	超标率	达标情况
	一氧化碳	小时值	mg/Nm^3	10	0.50	0.90	9.0	0.0	达标	0.70	1.50	15.0	0.0	达标
	臭氧	小时值	mg/Nm^3	0.2	0.07	0.19	95.0	0.0	达标	0.07	0.18	87.5	0.0	达标
	二氧化硫	日均值	μg/Nm^3	150	14	22	14.7	0.0	达标	23	32	21.3	0.0	达标
	二氧化氮	日均值	μg/Nm^3	80	32	39	48.8	0.0	达标	29	37	46.3	0.0	达标
	PM_{10}	日均值	μg/Nm^3	150	61	81	54.0	0.0	达标	62	106	70.7	0.0	达标
	$PM_{2.5}$	日均值	μg/Nm^3	75	39	60	80.0	0.0	达标	40	69	92.0	0.0	达标
	一氧化碳	日均值	mg/Nm^3	4	0.4	0.8	20.0	0.0	达标	0.8	1.5	37.5	0.0	达标
	臭氧	日均值	mg/Nm^3	0.16	0.09	0.10	65.0	0.0	达标	0.09	0.12	73.1	0.0	达标
华清村	二氧化硫	小时值	μg/Nm^3	500	8	38	7.6	0.0	达标	6	35	7.0	0.0	达标
	二氧化氮	小时值	μg/Nm^3	200	17	46	23.0	0.0	达标	12	68	34.0	0.0	达标
	一氧化碳	小时值	mg/Nm^3	10	0.50	0.90	9.0	0.0	达标	0.70	1.50	15.0	0.0	达标
	臭氧	小时值	mg/Nm^3	0.2	0.07	0.22	111.0	1.8	不达标[注2]	0.07	0.18	89.5	0.0	达标
	二氧化硫	日均值	μg/Nm^3	150	15	23	15.3	0.0	达标	13	23	15.3	0.0	达标
	二氧化氮	日均值	μg/Nm^3	80	34	40	50.0	0.0	达标	37	41	51.3	0.0	达标
	PM_{10}	日均值	μg/Nm^3	150	54	81	54.0	0.0	达标	56	134	89.3	0.0	达标
	$PM_{2.5}$	日均值	μg/Nm^3	75	39	58	77.3	0.0	达标	31	37	49.3	0.0	达标
	一氧化碳	日均值	mg/Nm^3	4	0.5	0.7	17.5	0.0	达标	0.9	1.3	32.5	0.0	达标
	臭氧	日均值	mg/Nm^3	0.16	0.09	0.10	65.0	0.0	达标	0.09	0.11	70.6	0.0	达标
码头项目	二氧化硫	小时值	μg/Nm^3	500	9	29	5.8	0.0	达标	9	58	11.6	0.0	达标
	二氧化氮	小时值	μg/Nm^3	200	19	46	23.0	0.0	达标	19	67	33.5	0.0	达标
	一氧化碳	小时值	mg/Nm^3	10	0.40	1.20	12.0	0.0	达标	0.70	1.50	15.0	0.0	达标

监测点位	污染物	平均时间	单位	评价标准	夏季					冬季				
					最小值	最大值	最大浓度占标率	超标率	达标情况	最小值	最大值	最大浓度占标率	超标率	达标情况
	臭氧	小时值	mg/Nm^3	0.2	0.07	0.19	94.0	0.0	达标	0.07	0.18	89.5	0.0	达标
	二氧化硫	日均值	$\mu g/Nm^3$	150	13	19	12.7	0.0	达标	13	29	19.3	0.0	达标
	二氧化氮	日均值	$\mu g/Nm^3$	80	34	38	47.5	0.0	达标	39	51	63.8	0.0	达标
	PM_{10}	日均值	$\mu g/Nm^3$	150	52	72	48.0	0.0	达标	70	98	65.3	0.0	达标
	$PM_{2.5}$	日均值	$\mu g/Nm^3$	75	35	50	66.7	0.0	达标	31	55	73.3	0.0	达标
	一氧化碳	日均值	mg/Nm^3	4	0.4	0.9	22.5	0.0	达标	0.7	1.4	35.0	0.0	达标
	臭氧	日均值	mg/Nm^3	0.16	0.09	0.10	63.8	0.0	达标	0.09	0.12	74.4	0.0	达标
坂美村	二氧化硫	小时值	$\mu g/Nm^3$	500	10	29	5.8	0.0	达标	8	61	12.2	0.0	达标
	二氧化氮	小时值	$\mu g/Nm^3$	200	19	45	22.5	0.0	达标	15	60	30.0	0.0	达标
	一氧化碳	小时值	mg/Nm^3	10	0.5	0.9	9.0	0.0	达标	0.7	1.5	15.0	0.0	达标
	臭氧	小时值	mg/Nm^3	0.2	0.07	0.18	88.5	0.0	达标	0.07	0.18	89.0	0.0	达标
	二氧化硫	日均值	$\mu g/Nm^3$	150	14	21	14.0	0.0	达标	24	35	23.3	0.0	达标
	二氧化氮	日均值	$\mu g/Nm^3$	80	35	39	48.8	0.0	达标	29	45	56.3	0.0	达标
	PM_{10}	日均值	$\mu g/Nm^3$	150	50	69	46.0	0.0	达标	57	94	62.7	0.0	达标
	$PM_{2.5}$	日均值	$\mu g/Nm^3$	75	37	51	68.0	0.0	达标	39	74	98.7	0.0	达标
	一氧化碳	日均值	mg/Nm^3	4	0.5	0.7	17.5	0.0	达标	0.8	1.3	32.5	0.0	达标
	臭氧	日均值	mg/Nm^3	0.16	0.09	0.10	62.5	0.0	达标	0.09	0.12	74.4	0.0	达标

注 1：监测期间恰逢传统节日，有 2 天的颗粒物监测结果普遍偏高。

注 2：臭氧超标只出现 1 次。

表 7.1.2-6 其他污染物环境质量现状监测结果统计

监测点位	污染物	平均时间	单位	评价标准	夏季					冬季				
					最小值	最大值	最大浓度占标率%	超标率%	达标情况	最小值	最大值	最大浓度占标率%	超标率%	达标情况
项目厂址	氨	小时值	mg/Nm^3	0.2	0.03	0.14	70.0	0.0	达标	未检出	0.16	80.0	0.0	达标
	NMHC	小时值	mg/Nm^3	2	0.20	1.20	60.0	0.0	达标	0.50	1.20	60.0	0.0	达标
	硫化氢	小时值	mg/Nm^3	0.01	未检出	0.01	120.0	1.8	不达标	未检出	0.01	70.0	0.0	达标
	VOCs	小时值	mg/Nm^3	/	0.13	0.57	/	/	/	0.10	0.51	/	/	/
	氯化氢	小时值	mg/Nm^3	0.05	未检出	未检出	/	/	达标	未检出	未检出	/	/	达标
	甲醇	小时值	mg/Nm^3	3	未检出	未检出	/	/	达标	未检出	未检出	/	/	达标
	酚类	小时值	mg/Nm^3	0.02	未检出	0.01	40.0	0.0	达标	未检出	0.01	45.0	0.0	达标
	氟化物	小时值	μg/Nm^3	20	未检出	未检出	/	/	达标	未检出	未检出	/	/	达标
	苯	小时值	mg/Nm^3	0.11	未检出	未检出	/	/	达标	未检出	未检出	/	/	达标
	甲苯	小时值	mg/Nm^3	0.2	未检出	未检出	/	/	达标	未检出	未检出	/	/	达标
	二甲苯	小时值	mg/Nm^3	0.2	未检出	未检出	/	/	达标	未检出	未检出	/	/	达标
	苯乙烯	小时值	mg/Nm^3	0.01	未检出	未检出	/	/	达标	未检出	未检出	/	/	达标
	乙苯	小时值	mg/Nm^3	0.02	未检出	未检出	/	/	达标	未检出	未检出	/	/	达标
	臭气浓度	小时值		/	未检出	13.00	/	/	/	未检出	13.00	/	/	/
	氰化氢	小时值	mg/Nm^3	0.01	未检出	未检出	/	/	达标	未检出	未检出	/	/	达标
	丙烯腈	小时值	mg/Nm^3	0.05	未检出	未检出	/	/	达标	未检出	未检出	/	/	达标
	汞	小时值	mg/Nm^3	/	未检出	未检出	/	/	/	未检出	未检出	/	/	/
	铬	小时值	μg/Nm^3	1.5	未检出	未检出	/	/	达标	未检出	未检出	/	/	达标

监测点位	污染物	平均时间	单位	评价标准	夏季					冬季				
					最小值	最大值	最大浓度占标率%	超标率%	达标情况	最小值	最大值	最大浓度占标率%	超标率%	达标情况
	铅	小时值	μg/Nm^3	/	未检出	未检出	/	/	/	未检出	未检出	/	/	/
	镉	小时值	μg/Nm^3	/	未检出	未检出	/	/	/	未检出	未检出	/	/	/
	砷	小时值	μg/Nm^3	/	未检出	未检出	/	/	/	未检出	未检出	/	/	/
	氯气	小时值	mg/Nm^3	0.1	未检出	未检出	/	/	达标	未检出	未检出	/	/	达标
	TSP	日均值	μg/Nm^3	300	75	105.00	56.0	0.0	达标	85	197	67.0	0.0	达标
	Bap	日均值	μg/Nm^3	0.0025	未检出	未检出	/	/	达标	未检出	未检出	/	/	达标
	二噁英	日均值	pgTEQ/m^3	0.6	2	7.00	8.2	0.0	达标	2	7	6.5	0.0	达标
图田村	氨	小时值	mg/Nm^3	0.2	0.04	0.13	65.0	0.0	达标	0.03	0.13	65.0	0.0	达标
	NMHC	小时值	mg/Nm^3	2	0.40	1.20	60.0	0.0	达标	0.50	1.30	65.0	0.0	达标
	硫化氢	小时值	mg/Nm^3	0.01	未检出	0.01	70.0	0.0	达标	未检出	0.01	120.0	1.8	不达标
	VOCs	小时值	mg/Nm^3	/	0.15	0.57	/	/	/	0.09	0.49	/	/	/
	氯化氢	小时值	mg/Nm^3	0.05	未检出	未检出	/	/	达标	未检出	未检出	/	/	达标
	甲醇	小时值	mg/Nm^3	3	未检出	未检出	/	/	达标	未检出	未检出	/	/	达标
	酚类	小时值	mg/Nm^3	0.02	未检出	0.01	40.0	0.0	达标	未检出	0.01	45.0	0.0	达标
	氟化物	小时值	μg/Nm^3	20	未检出	未检出	/	/	达标	未检出	未检出	/	/	达标
	苯	小时值	mg/Nm^3	0.11	未检出	未检出	/	/	达标	未检出	未检出	/	/	达标
	甲苯	小时值	mg/Nm^3	0.2	未检出	未检出	/	/	达标	未检出	未检出	/	/	达标
	二甲苯	小时值	mg/Nm^3	0.2	未检出	未检	/	/	达标	未检出	未检	/	/	达标

监测点位	污染物	平均时间	单位	评价标准	夏季					冬季				
					最小值	最大值	最大浓度占标率%	超标率%	达标情况	最小值	最大值	最大浓度占标率%	超标率%	达标情况
						出					出			
	苯乙烯	小时值	mg/Nm^3	0.01	未检出	未检出	/	/	达标	未检出	未检出	/	/	达标
	乙苯	小时值	mg/Nm^3	0.02	未检出	未检出	/	/	达标	未检出	未检出	/	/	达标
	臭气浓度	小时值		/	未检出	13.00	/	/	/	未检出	12.00	/	/	/
	氰化氢	小时值	mg/Nm^3	0.01	未检出	未检出	/	/	达标	未检出	未检出	/	/	达标
	丙烯腈	小时值	mg/Nm^3	0.05	未检出	未检出	/	/	达标	未检出	未检出	/	/	达标
	汞	小时值	mg/Nm^3	/	未检出	未检出	/	/	/	未检出	未检出	/	/	/
	铬	小时值	μg/Nm^3	1.5	未检出	未检出	/	/	达标	未检出	未检出	/	/	达标
	铅	小时值	μg/Nm^3	/	未检出	未检出	/	/	/	未检出	未检出	/	/	/
	镉	小时值	μg/Nm^3	/	未检出	未检出	/	/	/	未检出	未检出	/	/	/
	砷	小时值	μg/Nm^3	/	未检出	未检出	/	/	/	未检出	未检出	/	/	/
	氯气	小时值	mg/Nm^3	0.1	未检出	未检出	/	/	达标	未检出	未检出	/	/	达标
	TSP	日均值	μg/Nm^3	300	81	124	41.3	0.0	达标	86	183	61.0	0.0	达标
	Bap	日均值	μg/Nm^3	0.0025	未检出	未检出	/	/	达标	未检出	未检出	/	/	达标
山陇	氨	小时值	mg/Nm^3	0.2	0.04	0.13	65.0	0.0	达标	0.01	0.13	65.0	0.0	达标
	NMHC	小时值	mg/Nm^3	2	0.50	1.10	55.0	0.0	达标	0.50	1.30	65.0	0.0	达标
	硫化氢	小时值	mg/Nm^3	0.01	未检出	0.01	90.0	0.0	达标	未检出	0.01	110.0	1.8	不达标
	VOCs	小时值	mg/Nm^3	/	0.15	0.55	/	/		0.09	0.47	/	/	

监测点位	污染物	平均时间	单位	评价标准	夏季					冬季				
					最小值	最大值	最大浓度占标率%	超标率%	达标情况	最小值	最大值	最大浓度占标率%	超标率%	达标情况
	氯化氢	小时值	mg/Nm^3	0.05	未检出	未检出	/	/	达标	未检出	未检出	/	/	达标
	甲醇	小时值	mg/Nm^3	3	未检出	未检出	/	/	达标	未检出	未检出	/	/	达标
	酚类	小时值	mg/Nm^3	0.02	未检出	0.02	105.0	1.8	不达标	未检出	0.01	45.0	0.0	达标
	氟化物	小时值	μg/Nm^3	20	未检出	未检出	/	/	达标	未检出	未检出	/	/	达标
	苯	小时值	mg/Nm^3	0.11	未检出	未检出	/	/	达标	未检出	未检出	/	/	达标
	甲苯	小时值	mg/Nm^3	0.2	未检出	未检出	/	/	达标	未检出	未检出	/	/	达标
	二甲苯	小时值	mg/Nm^3	0.2	未检出	未检出	/	/	达标	未检出	未检出	/	/	达标
	苯乙烯	小时值	mg/Nm^3	0.01	未检出	未检出	/	/	达标	未检出	未检出	/	/	达标
	乙苯	小时值	mg/Nm^3	0.02	未检出	未检出	/	/	达标	未检出	未检出	/	/	达标
	臭气浓度	小时值		/	未检出	13.00	/	/	/	未检出	12.00	/	/	
	氰化氢	小时值	mg/Nm^3	0.01	未检出	未检出	/	/	达标	未检出	未检出	/	/	达标
	丙烯腈	小时值	mg/Nm^3	0.05	未检出	未检出	/	/	达标	未检出	未检出	/	/	达标
	汞	小时值	mg/Nm^3	/	未检出	未检出	/	/	/	未检出	未检出	/	/	
	铬	小时值	μg/Nm^3	1.5	未检出	未检出	/	/	达标	未检出	未检出	/	/	达标
	铅	小时值	μg/Nm^3	/	未检出	未检出	/	/	/	未检出	未检出	/	/	/
	镉	小时值	μg/Nm^3	/	未检出	未检出	/	/	/	未检出	未检出	/	/	/
	砷	小时值	μg/Nm^3	/	未检出	未检出	/	/	/	未检出	未检出	/	/	/

监测点位	污染物	平均时间	单位	评价标准	夏季					冬季				
					最小值	最大值	最大浓度占标率%	超标率%	达标情况	最小值	最大值	最大浓度占标率%	超标率%	达标情况
	氯气	小时值	mg/Nm^3	0.1	0.00	0.00	0.0	0.0	达标	未检出	未检出	/	/	达标
	TSP	日均值	μg/Nm^3	300	79	96.00	32.0	0.0	达标	89	121	40.3	0.0	达标
	Bap	日均值	μg/Nm^3	0.0025	未检出	未检出	/	/	达标	未检出	未检出	/	/	达标
上湖东村	氨	小时值	mg/Nm^3	0.2	0.03	0.12	60.0	0.0	达标	0.04	0.13	65.0	0.0	达标
	NMHC	小时值	mg/Nm^3	2	0.50	1.20	60.0	0.0	达标	0.50	1.20	60.0	0.0	达标
	硫化氢	小时值	mg/Nm^3	0.01	未检出	0.01	90.0	0.0	达标	未检出	0.01	60.0	0.0	达标
	VOCs	小时值	mg/Nm^3	/	0.14	0.55	/	/		0.09	0.52	/	/	
	氯化氢	小时值	mg/Nm^3	0.05	未检出	未检出	/	/	达标	未检出	未检出	/	/	达标
	甲醇	小时值	mg/Nm^3	3	未检出	未检出	/	/	达标	未检出	未检出	/	/	达标
	酚类	小时值	mg/Nm^3	0.02	未检出	0.01	45.0	0.0	达标	未检出	0.01	45.0	0.0	达标
	氟化物	小时值	μg/Nm^3	20	未检出	未检出	/	/	达标	未检出	未检出	/	/	达标
	苯	小时值	mg/Nm^3	0.11	未检出	未检出	/	/	达标	未检出	未检出	/	/	达标
	甲苯	小时值	mg/Nm^3	0.2	未检出	未检出	/	/	达标	未检出	未检出	/	/	达标
	二甲苯	小时值	mg/Nm^3	0.2	未检出	未检出	/	/	达标	未检出	未检出	/	/	达标
	苯乙烯	小时值	mg/Nm^3	0.01	未检出	未检出	/	/	达标	未检出	未检出	/	/	达标
	乙苯	小时值	mg/Nm^3	0.02	未检出	未检出	/	/	达标	未检出	未检出	/	/	达标
	臭气浓度	小时值		/	未检出	13.00	/	/	/	未检出	12.00	/	/	/
	氰化氢	小时值	mg/Nm^3	0.01	未检出	未检出	/	/	达标	未检出	未检出	/	/	达标

监测点位	污染物	平均时间	单位	评价标准	夏季					冬季				
					最小值	最大值	最大浓度占标率%	超标率%	达标情况	最小值	最大值	最大浓度占标率%	超标率%	达标情况
	丙烯腈	小时值	mg/Nm^3	0.05	未检出	未检出	/	/	达标	未检出	未检出	/	/	达标
	汞	小时值	mg/Nm^3	/	未检出	未检出	/	/	/	未检出	未检出	/	/	/
	铬	小时值	μg/Nm^3	1.5	未检出	未检出	/	/	达标	未检出	未检出	/	/	达标
	铅	小时值	μg/Nm^3	/	未检出	未检出	/	/	/	未检出	未检出	/	/	/
	镉	小时值	μg/Nm^3	/	未检出	未检出	/	/	/	未检出	未检出	/	/	/
	砷	小时值	μg/Nm^3	/	未检出	未检出	/	/	/	未检出	未检出	/	/	/
	氯气	小时值	mg/Nm^3	0.1	0.00	0.00	0.0	0.0	达标	未检出	未检出	/	/	达标
	TSP	日均值	μg/Nm^3	300	83	110	36.7	0.0	达标	86	183	61.0	0.0	达标
	Bap	日均值	μg/Nm^3	0.0025	未检出	未检出	/	/	达标	未检出	未检出	/	/	达标
	二噁英	日均值	pgTEQ/m^3	0.6	0.0085	0.01	2.2	0.0	达标	0.034	0.035	5.8	0.0	达标
码头项目	NMHC	小时值	mg/Nm^3	2	0.5	1.20	60.0	0.0	达标	0.30	1.9000	95.0	0.0	达标
	VOCs	小时值	mg/Nm^3	/	0.14	0.55	55.0	0.0	达标	0.10	0.5000	50.0	0.0	达标
	TSP	日均值	μg/Nm^3	300	70	94.00	31.3	0.0	达标	89	121	40.3	0.0	达标
坂美村	NMHC	小时值	mg/Nm^3	2	0.3	1.20	60.0	0.0	达标	0.50	1.2000	60.0	0.0	达标
	TSP	日均值	μg/Nm^3	300	73	87.00	29.0	0.0	达标	88	135	45.0	0.0	达标

表 7.1.2-7 VOCs 分项现状监测结果统计

监测点及项目			监测结果（mg/m³）							
			02:00~03:00	05:00~06:00	08:00~09:00	11:00~12:00	14:00~15:00	17:00~18:00	20:00~21:00	23:00~24:00
项目厂址第二季	2018 2.28	苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	3.80×10^{-3}
		甲苯	6.14×10^{-3}	5.26×10^{-3}	8.36×10^{-3}	1.75×10^{-3}	1.83×10^{-2}	3.11×10^{-2}	7.49×10^{-3}	2.96×10^{-2}
		乙酸丁酯	ND	ND	ND	ND	2.92×10^{-2}	9.30×10^{-3}	3.16×10^{-3}	3.39×10^{-3}
		乙苯	1.58×10^{-3}	1.40×10^{-3}	2.34×10^{-3}	ND	ND	ND	2.81×10^{-3}	1.17×10^{-2}
		间-对二甲苯	5.09×10^{-3}	3.98×10^{-3}	6.49×10^{-3}	1.81×10^{-3}	ND	5.70×10^{-2}	4.97×10^{-3}	2.71×10^{-2}
		苯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
		邻二甲苯	1.34×10^{-3}	1.52×10^{-3}	6.43×10^{-3}	3.68×10^{-3}	ND	2.13×10^{-2}	4.21×10^{-3}	1.65×10^{-2}
		十一烷	4.62×10^{-3}	1.03×10^{-1}	4.37×10^{-2}	7.57×10^{-2}	1.64×10^{-2}	1.43×10^{-1}	2.67×10^{-2}	1.81×10^{-3}
	2018 3.01	苯	7.47×10^{-3}	ND	ND	ND	8.21×10^{-3}	ND	1.46×10^{-3}	ND
		甲苯	3.53×10^{-2}	6.67×10^{-3}	6.67×10^{-3}	9.57×10^{-3}	3.52×10^{-3}	1.91×10^{-3}	3.74×10^{-3}	5.85×10^{-3}
		乙酸丁酯	1.56×10^{-2}	1.77×10^{-2}	1.22×10^{-2}	6.54×10^{-3}	5.31×10^{-3}	5.19×10^{-3}	ND	3.16×10^{-3}
		乙苯	ND	1.68×10^{-2}	9.32×10^{-3}	4.63×10^{-3}	2.04×10^{-3}	1.54×10^{-3}	1.40×10^{-3}	9.94×10^{-4}
		间-对二甲苯	ND	3.60×10^{-2}	2.22×10^{-2}	1.41×10^{-2}	5.37×10^{-3}	3.95×10^{-3}	4.50×10^{-3}	3.10×10^{-3}
		苯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
		邻二甲苯	ND	2.06×10^{-2}	1.36×10^{-2}	6.98×10^{-3}	3.77×10^{-3}	3.15×10^{-3}	ND	2.10×10^{-3}
		十一烷	3.23×10^{-2}	1.52×10^{-1}	1.33×10^{-1}	2.38×10^{-1}	1.95×10^{-1}	3.02×10^{-2}	4.15×10^{-2}	2.52×10^{-1}
	2018 3.02	苯	ND	ND	ND	ND	9.18×10^{-3}	5.79×10^{-3}	8.83×10^{-3}	ND
		甲苯	5.50×10^{-3}	ND	1.05×10^{-2}	ND	1.03×10^{-2}	5.85×10^{-3}	3.92×10^{-3}	1.63×10^{-2}
		乙酸丁酯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
		乙苯	1.29×10^{-3}	1.23×10^{-3}	ND	ND	6.32×10^{-3}	3.04×10^{-3}	1.93×10^{-3}	ND
		间-对二甲苯	4.50×10^{-3}	3.16×10^{-3}	ND	ND	1.85×10^{-2}	9.77×10^{-3}	2.34×10^{-3}	ND
		苯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
		邻二甲苯	ND	ND	ND	ND	8.65×10^{-3}	6.43×10^{-3}	ND	2.46×10^{-3}
		十一烷	5.34×10^{-2}	3.22×10^{-3}	8.07×10^{-2}	3.78×10^{-2}	1.33×10^{-1}	1.05×10^{-1}	1.11×10^{-1}	7.40×10^{-2}
	2018 3.03	苯	7.56×10^{-2}	5.67×10^{-2}	ND	9.63×10^{-3}	ND	2.85×10^{-2}	ND	ND
		甲苯	1.07×10^{-2}	1.22×10^{-2}	5.93×10^{-3}	2.40×10^{-3}	ND	4.30×10^{-2}	ND	ND
		乙酸丁酯	2.35×10^{-3}	1.42×10^{-3}	ND	ND	ND	8.83×10^{-3}	3.98×10^{-3}	3.98×10^{-3}
		乙苯	1.52×10^{-2}	ND	3.27×10^{-3}	6.11×10^{-3}	2.47×10^{-3}	5.68×10^{-3}	2.46×10^{-3}	2.22×10^{-3}
		间-对二甲苯	4.78×10^{-2}	3.85×10^{-2}	6.11×10^{-3}	1.93×10^{-2}	1.19×10^{-2}	1.42×10^{-2}	6.67×10^{-3}	6.61×10^{-3}
		苯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
		邻二甲苯	3.46×10^{-3}	3.76×10^{-3}	2.53×10^{-3}	3.09×10^{-3}	1.97×10^{-3}	4.57×10^{-3}	4.91×10^{-3}	2.98×10^{-3}
		十一烷	9.28×10^{-2}	1.25×10^{-1}	1.55×10^{-1}	3.58×10^{-3}	1.78×10^{-1}	5.43×10^{-3}	3.80×10^{-3}	1.68×10^{-1}
	2018 3.04	苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	8.13×10^{-3}
		甲苯	2.20×10^{-2}	4.44×10^{-3}	ND	2.92×10^{-3}	4.39×10^{-3}	ND	4.33×10^{-3}	3.38×10^{-2}
		乙酸丁酯	2.11×10^{-3}	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
		乙苯	1.05×10^{-2}	ND	ND	ND	ND	ND	ND	1.17×10^{-3}
		间-对二甲苯	1.78×10^{-2}	2.92×10^{-3}	ND	3.92×10^{-3}	2.63×10^{-3}	ND	2.57×10^{-3}	2.40×10^{-3}
		苯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND

监测点及项目			监测结果（mg/m³）							
			02:00~03:00	05:00~06:00	08:00~09:00	11:00~12:00	14:00~15:00	17:00~18:00	20:00~21:00	23:00~24:00
		邻二甲苯	4.44×10^{-3}	ND	ND	ND	ND	ND	1.52×10^{-3}	2.81×10^{-3}
		十一烷	1.28×10^{-1}	1.24×10^{-1}	1.54×10^{-1}	2.07×10^{-1}	2.11×10^{-1}	$2.85\times1^{0-1}$	2.52×10^{-1}	2.65×10^{-2}
	2018 3.05	苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
		甲苯	8.71×10^{-3}	6.84×10^{-3}	7.25×10^{-3}	1.80×10^{-2}	8.42×10^{-3}	1.12×10^{-2}	3.10×10^{-2}	2.18×10^{-2}
		乙酸丁酯	3.57×10^{-3}	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
		乙苯	9.42×10^{-3}	ND	ND	1.29×10^{-2}	8.36×10^{-3}	5.97×10^{-3}	5.56×10^{-3}	2.92×10^{-3}
		间-对二甲苯	2.77×10^{-2}	ND	5.56×10^{-2}	3.85×10^{-2}	2.55×10^{-2}	1.81×10^{-2}	1.64×10^{-2}	9.36×10^{-3}
		苯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
		邻二甲苯	2.30×10^{-2}	ND	1.99×10^{-3}	2.43×10-2	2.22×10^{-3}	4.39×10^{-3}	4.27×10^{-3}	2.28×10^{-3}
		十一烷	9.36×10^{-3}	3.15×10^{-2}	1.18×10^{-1}	2.24×10^{-2}	7.79×10^{-2}	1.62×10^{-1}	1.98×10^{-1}	4.09×10^{-2}
	2018 3.06	苯	ND	1.54×10^{-3}	ND	ND	5.37×10^{-3}	ND	ND	ND
		甲苯	1.34×10^{-2}	1.02×10^{-2}	1.73×10^{-2}	ND	1.07×10^{-2}	ND	2.47×10^{-3}	ND
		乙酸丁酯	4.14×10^{-3}	2.19×10^{-2}	8.89×10^{-3}	ND	1.97×10^{-3}	1.79×10^{-2}	2.94×10^{-2}	2.14×10^{-2}
		乙苯	1.98×10^{-3}	1.43×10^{-2}	6.11×10^{-3}	ND	ND	ND	6.23×10^{-3}	3.39×10^{-3}
		间-对二甲苯	7.78×10^{-3}	6.19×10^{-2}	2.52×10^{-2}	1.30×10^{-3}	2.59×10^{-3}	9.20×10^{-3}	2.81×10^{-2}	1.48×10^{-2}
		苯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
		邻二甲苯	3.89×10^{-3}	7.35×10^{-3}	5.68×10^{-3}	3.15×10^{-3}	2.96×10^{-3}	3.15×10^{-3}	2.10×10^{-3}	1.81×10^{-3}
		十一烷	6.54×10^{-2}	1.79×10^{-3}	6.59×10^{-2}	9.54×10^{-2}	9.31×10^{-2}	6.89×10^{-2}	4.83×10^{-2}	5.41×10^{-2}
图田村第二季	2018 2.28	苯	3.69×10^{-3}	ND	ND	ND	2.92×10^{-3}	5.73×10^{-3}	ND	3.02×10^{-3}
		甲苯	2.07×10^{-2}	ND	2.47×10^{-3}	3.63×10^{-3}	8.25×10^{-3}	8.13×10^{-3}	2.30×10^{-2}	1.28×10^{-2}
		乙酸丁酯	3.15×10^{-3}	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
		乙苯	9.24×10^{-3}	ND	1.17×10^{-3}	1.29×10^{-3}	2.63×10^{-3}	1.58×10^{-3}	8.02×10^{-3}	2.35×10^{-3}
		间-对二甲苯	2.13×10^{-2}	3.33×10^{-3}	3.76×10^{-3}	3.92×10^{-3}	6.43×10^{-3}	4.85×10^{-3}	2.03×10^{-2}	6.24×10^{-3}
		苯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
		邻二甲苯	1.39×10^{-2}	8.95×10^{-3}	9.88×10^{-4}	8.60×10^{-3}	3.16×10^{-3}	7.08×10^{-3}	4.44×10^{-3}	5.18×10^{-3}
		十一烷	2.94×10^{-3}	2.36×10^{-2}	5.17×10-2	5.50×10^{-3}	1.93×10^{-3}	2.86×10^{-3}	8.85×10-2	1.79×10^{-3}
	2018 3.01	苯	3.95×10^{-3}	ND	9.42×10^{-3}	ND	ND	1.17×10^{-2}	ND	1.15×10^{-2}
		甲苯	3.02×10^{-3}	1.88×10^{-2}	1.39×10^{-2}	2.70×10^{-2}	4.58×10^{-2}	2.76×10^{-2}	1.96×10^{-2}	2.87×10^{-2}
		乙酸丁酯	ND	2.46×10^{-3}	ND	8.48×10^{-3}	5.73×10^{-3}	3.04×10^{-3}	3.68×10^{-3}	2.10×10^{-3}
		乙苯	1.64×10^{-3}	4.44×10^{-3}	5.91×10^{-3}	9.24×10^{-3}	ND	6.20×10^{-3}	7.84×10^{-3}	4.38×10^{-3}
		间-对二甲苯	4.72×10^{-3}	1.51×10^{-2}	1.09×10^{-2}	2.70×10^{-2}	3.18×10^{-2}	1.94×10^{-2}	2.05×10^{-2}	1.42×10^{-2}
		苯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
		邻二甲苯	ND	6.49×10^{-3}	4.85×10^{-3}	ND	ND	ND	4.85×10^{-3}	6.61×10^{-3}
		十一烷	1.14×10^{-1}	1.40×10^{-3}	1.23×10^{-3}	3.22×10^{-2}	2.34×10^{-3}	9.37×10^{-2}	6.29×10^{-2}	1.13×10^{-1}
	2018 3.02	苯	ND	ND	ND	5.25×10^{-3}	ND	ND	ND	ND
		甲苯	ND	ND	1.81×10^{-3}	ND	ND	ND	ND	2.10×10^{-3}
		乙酸丁酯	ND	9.01×10^{-3}	ND	ND	ND	ND	ND	ND
		乙苯	ND	ND	1.99×10^{-3}	1.23×10^{-3}	ND	ND	6.85×10^{-3}	ND
		间-对二甲苯	ND	1.99×10^{-3}	5.38×10^{-3}	3.15×10^{-3}	9.88×10^{-4}	ND	2.91×10^{-2}	1.29×10^{-1}
		苯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND

监测点及项目			监测结果（mg/m³）							
			02:00~03:00	05:00~06:00	08:00~09:00	11:00~12:00	14:00~15:00	17:00~18:00	20:00~21:00	23:00~24:00
		邻二甲苯	ND	3.45×10^{-3}	4.74×10^{-3}	4.57×10^{-3}	2.47×10^{-3}	ND	3.77×10^{-3}	1.02×10^{-2}
		十一烷	2.71×10^{-2}	2.05×10^{-3}	3.56×10^{-2}	2.54×10^{-2}	3.40×10^{-2}	6.62×10^{-2}	1.56×10^{-2}	1.98×10^{-3}
	2018 3.03	苯	1.74×10^{-3}	7.54×10^{-3}	ND	ND	ND	ND	ND	ND
		甲苯	2.29×10^{-2}	5.92×10^{-2}	ND	2.95×10^{-2}	ND	ND	ND	1.98×10^{-2}
		乙酸丁酯	1.99×10^{-3}	1.81×10^{-3}	2.92×10^{-3}	ND	ND	ND	ND	2.78×10^{-3}
		乙苯	4.02×10^{-3}	1.75×10^{-3}	5.79×10^{-3}	ND	3.02×10^{-3}	ND	ND	4.14×10^{-3}
		间-对二甲苯	9.56×10^{-3}	5.03×10^{-3}	1.44×10^{-2}	3.68×10^{-3}	4.38×10^{-3}	1.17×10^{-3}	ND	1.52×10^{-2}
		苯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
		邻二甲苯	4.18×10^{-3}	ND	5.56×10^{-3}	ND	ND	ND	ND	3.02×10^{-3}
		十一烷	1.83×10^{-1}	1.60×10^{-2}	1.30×10^{-2}	4.67×10^{-2}	1.70×10^{-2}	2.17×10^{-2}	1.25×10^{-2}	1.88×10^{-1}
	2018 3.04	苯	ND	ND	ND	ND	3.68×10^{-3}	ND	1.42×10^{-2}	ND
		甲苯	2.54×10^{-2}	ND	4.44×10^{-3}	2.10×10^{-3}	3.51×10^{-3}	3.37×10^{-2}	6.91×10^{-2}	2.40×10^{-2}
		乙酸丁酯	ND	3.78×10^{-2}	ND	1.83×10^{-2}	1.58×10^{-3}	3.92×10^{-3}	2.05×10^{-3}	1.58×10^{-3}
		乙苯	ND	1.34×10^{-3}	4.27×10^{-3}	ND	4.04×10^{-3}	ND	1.12×10^{-2}	1.95×10^{-2}
		间-对二甲苯	1.49×10^{-3}	5.32×10^{-3}	1.67×10^{-2}	9.01×10^{-3}	1.38×10^{-2}	ND	4.18×10^{-2}	ND
		苯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
		邻二甲苯	7.19×10^{-3}	ND	1.10×10^{-2}	2.05×10^{-3}	9.30×10^{-3}	ND	2.11×10^{-2}	ND
		十一烷	6.88×10^{-2}	7.82×10^{-2}	7.91×10^{-2}	4.36×10^{-2}	2.98×10^{-2}	2.11×10^{-2}	5.09×10^{-2}	8.51×10^{-2}
	2018 3.05	苯	ND	ND	ND	7.04×10^{-3}	ND	ND	ND	ND
		甲苯	9.21×10^{-3}	4.23×10^{-2}	2.11×10^{-2}	2.12×10^{-2}	2.38×10^{-2}	1.34×10^{-2}	3.21×10^{-3}	5.22×10^{-2}
		乙酸丁酯	ND	ND	ND	ND	ND	4.75×10^{-3}	2.35×10^{-3}	4.88×10^{-3}
		乙苯	1.58×10^{-3}	3.04×10^{-3}	3.57×10^{-3}	3.27×10^{-3}	5.62×10^{-3}	1.01×10^{-2}	4.20×10^{-3}	ND
		间-对二甲苯	4.82×10^{-3}	7.78×10^{-3}	9.12×10^{-3}	9.26×10^{-3}	1.12×10^{-2}	3.97×10^{-2}	1.70×10^{-2}	4.00×10^{-2}
		苯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
		邻二甲苯	1.55×10^{-3}	3.74×10^{-3}	2.34×10^{-3}	1.85×10^{-3}	3.27×10^{-3}	1.48×10^{-3}	8.95×10^{-3}	1.48×10^{-3}
		十一烷	1.23×10^{-1}	8.49×10^{-2}	3.37×10^{-2}	2.56×10^{-2}	6.62×10^{-2}	6.88×10^{-2}	2.88×10^{-2}	1.08×10^{-1}
	2018 3.06	苯	2.69×10^{-3}	3.04×10^{-3}	3.27×10^{-3}	3.45×10^{-3}	2.57×10^{-3}	2.92×10^{-3}	4.56×10^{-3}	9.41×10^{-3}
		甲苯	2.06×10^{-2}	2.92×10^{-3}	ND	5.91×10^{-2}	ND	4.44×10^{-3}	3.98×10^{-3}	2.08×10^{-2}
		乙酸丁酯	5.23×10^{-2}	5.26×10^{-3}	2.86×10^{-3}	2.34×10^{-3}	2.16×10^{-3}	2.51×10^{-3}	5.56×10^{-3}	3.10×10^{-3}
		乙苯	1.47×10^{-2}	2.22×10^{-3}	1.99×10^{-3}	1.99×10^{-3}	ND	1.64×10^{-3}	5.03×10^{-3}	2.43×10^{-3}
		间-对二甲苯	6.44×10^{-2}	7.37×10^{-3}	6.49×10^{-3}	6.02×10^{-3}	3.51×10^{-3}	4.79×10^{-3}	1.56×10^{-2}	1.93×10^{-2}
		苯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
		邻二甲苯	2.92×10^{-3}	2.86×10^{-3}	6.78×10^{-3}	2.45×10^{-2}	7.58×10^{-2}	3.86×10^{-2}	1.28×10^{-2}	4.85×10^{-3}
		十一烷	5.57×10^{-2}	2.03×10^{-1}	1.02×10^{-2}	6.32×10^{-3}	5.96×10^{-3}	5.55×10^{-3}	1.80×10^{-2}	6.60×10^{-2}
山陇村第二季	2018 2.28	苯	2.08×10^{-3}	5.03×10^{-3}	9.94×10^{-4}	ND	ND	ND	ND	7.60×10^{-3}
		甲苯	2.18×10^{-2}	4.04×10^{-2}	2.10×10^{-2}	1.40×10^{-2}	9.12×10^{-3}	1.42×10^{-2}	1.38×10^{-2}	3.69×10^{-2}
		乙酸丁酯	ND	4.15×10^{-3}	ND	ND	ND	ND	ND	1.70×10^{-3}
		乙苯	7.52×10^{-3}	1.30×10^{-2}	8.60×10^{-3}	4.15×10^{-3}	2.52×10^{-3}	3.10×10^{-3}	2.63×10^{-3}	8.71×10^{-3}
		间-对二甲苯	2.11×10^{-2}	4.33×10^{-2}	1.99×10^{-2}	1.43×10^{-2}	7.84×10^{-3}	1.01×10^{-2}	9.01×10^{-3}	2.67×10^{-2}
		苯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND

监测点及项目		监测结果（mg/m³）							
		02:00~03:00	05:00~06:00	08:00~09:00	11:00~12:00	14:00~15:00	17:00~18:00	20:00~21:00	23:00~24:00
	邻二甲苯	5.35×10^{-3}	8.36×10^{-3}	3.68×10^{-3}	4.62×10^{-3}	9.47×10^{-3}	1.81×10^{-3}	1.70×10^{-3}	5.61×10^{-3}
	十一烷	1.31×10^{-1}	1.93×10^{-3}	1.31×10^{-1}	1.51×10^{-1}	5.91×10^{-3}	2.18×10^{-2}	5.13×10^{-2}	1.81×10^{-3}
2018 3.01	苯	ND	4.68×10^{-3}	1.75×10^{-3}	ND	ND	7.48×10^{-3}	4.39×10^{-3}	1.87×10^{-3}
	甲苯	1.90×10^{-3}	1.11×10^{-2}	1.04×10^{-2}	4.80×10^{-3}	6.43×10^{-3}	2.11×10^{-3}	1.23×10^{-2}	7.78×10^{-3}
	乙酸丁酯	7.81×10^{-3}	2.22×10^{-3}	2.10×10^{-3}	1.81×10^{-3}	ND	2.51×10^{-3}	2.16×10^{-3}	1.93×10^{-3}
	乙苯	2.25×10^{-3}	2.86×10^{-3}	2.81×10^{-3}	1.23×10^{-3}	1.64×10^{-3}	1.87×10^{-3}	2.81×10^{-3}	2.22×10^{-3}
	间-对二甲苯	8.91×10^{-3}	9.47×10^{-3}	1.00×10^{-2}	4.26×10^{-3}	5.38×10^{-3}	6.31×10^{-3}	9.29×10^{-3}	7.71×10^{-3}
	苯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	邻二甲苯	5.81×10^{-3}	2.39×10^{-3}	4.32×10^{-3}	ND	1.81×10^{-3}	ND	2.74×10^{-3}	3.39×10^{-3}
	十一烷	1.31×10^{-1}	1.37×10^{-1}	1.77×10^{-1}	2.07×10^{-1}	1.57×10^{-1}	1.06×10^{-2}	1.22×10^{-1}	1.52×10^{-1}
2018 3.02	苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	甲苯	1.36×10^{-2}	1.85×10^{-2}	ND	3.27×10^{-3}	1.42×10^{-3}	3.45×10^{-3}	ND	ND
	乙酸丁酯	8.56×10^{-3}	3.74×10^{-3}	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	乙苯	1.33×10^{-2}	4.56×10^{-3}	4.97×10^{-3}	3.33×10^{-3}	ND	6.79×10^{-3}	2.09×10^{-3}	ND
	间-对二甲苯	4.10×10^{-2}	1.81×10^{-2}	1.18×10^{-2}	9.01×10^{-3}	2.53×10^{-3}	1.79×10^{-2}	6.35×10^{-3}	2.96×10^{-3}
	苯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	邻二甲苯	1.67×10^{-2}	5.14×10^{-3}	7.71×10^{-3}	5.00×10^{-3}	3.82×10^{-3}	4.01×10^{-3}	3.45×10^{-3}	2.84×10^{-3}
	十一烷	6.41×10^{-2}	1.57×10^{-3}	ND	3.20×10^{-2}	4.87×10^{-2}	5.69×10^{-2}	7.37×10^{-2}	5.46×10^{-2}
2018 3.03	苯	3.54×10^{-3}	ND	ND	ND	8.39×10^{-3}	1.83×10^{-2}	ND	1.13×10^{-2}
	甲苯	8.16×10^{-3}	6.54×10^{-3}	3.86×10^{-2}	7.01×10^{-2}	1.86×10^{-2}	6.90×10^{-2}	2.41×10^{-2}	5.37×10^{-3}
	乙酸丁酯	2.48×10^{-3}	ND	1.48×10^{-2}	8.45×10^{-3}	1.86×10^{-2}	3.58×10^{-2}	2.06×10^{-2}	2.46×10^{-3}
	乙苯	3.75×10^{-3}	1.66×10^{-3}	2.77×10^{-3}	6.23×10^{-3}	1.04×10^{-2}	ND	7.03×10^{-3}	2.03×10^{-3}
	间-对二甲苯	1.35×10^{-2}	5.56×10^{-3}	9.50×10^{-3}	1.25×10^{-2}	2.89×10^{-2}	5.90×10^{-2}	2.25×10^{-2}	8.08×10^{-3}
	苯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	邻二甲苯	4.61×10^{-3}	8.64×10^{-3}	5.37×10^{-3}	4.75×10^{-3}	ND	8.27×10^{-3}	4.93×10^{-3}	2.71×10^{-3}
	十一烷	1.79×10^{-1}	1.88×10^{-2}	6.67×10^{-3}	8.33×10^{-3}	6.64×10^{-2}	2.56×10^{-2}	3.19×10^{-2}	1.76×10^{-1}
2018 3.04	苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	甲苯	2.21×10^{-2}	4.56×10^{-3}	ND	ND	1.80×10^{-2}	4.67×10^{-3}	ND	9.47×10^{-3}
	乙酸丁酯	ND	2.96×10^{-3}	2.63×10^{-3}	2.22×10^{-3}	4.09×10^{-3}	ND	1.46×10^{-3}	ND
	乙苯	2.46×10^{-3}	4.19×10^{-3}	1.11×10^{-3}	ND	3.74×10^{-3}	1.34×10^{-3}	ND	1.34×10^{-3}
	间-对二甲苯	8.12×10^{-3}	ND	ND	ND	ND	4.67×10^{-3}	2.10×10^{-3}	4.32×10^{-3}
	苯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	邻二甲苯	4.99×10^{-3}	ND	ND	ND	ND	4.01×10^{-2}	6.91×10^{-2}	2.97×10^{-2}
	十一烷	3.81×10^{-2}	9.25×10^{-3}	1.63×10^{-2}	1.09×10^{-2}	3.99×10^{-2}	4.75×10^{-2}	7.78×10^{-3}	3.28×10^{-2}
2018 3.05	苯	3.36×10^{-3}	ND	9.25×10^{-2}	ND	2.94×10^{-2}	7.83×10^{-3}	1.36×10^{-2}	7.95×10^{-3}
	甲苯	1.02×10^{-2}	5.67×10^{-3}	1.47×10^{-2}	7.07×10^{-3}	2.79×10^{-2}	2.27×10^{-2}	2.96×10^{-2}	3.80×10^{-2}
	乙酸丁酯	ND	5.55×10^{-3}	ND	ND	5.61×10^{-3}	ND	6.78×10^{-3}	9.24×10^{-3}
	乙苯	1.22×10^{-3}	5.43×10^{-3}	ND	1.34×10^{-3}	1.18×10^{-2}	1.87×10^{-3}	1.38×10^{-2}	2.00×10^{-2}
	间-对二甲苯	6.93×10^{-3}	1.26×10^{-2}	1.57×10^{-3}	4.26×10^{-3}	4.57×10^{-2}	4.91×10^{-3}	5.32×10^{-2}	7.76×10^{-2}
	苯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND

监测点及项目			监测结果（mg/m^3）							
			02:00~03:00	05:00~06:00	08:00~09:00	11:00~12:00	14:00~15:00	17:00~18:00	20:00~21:00	23:00~24:00
		邻二甲苯	4.97×10^{-3}	2.24×10^{-2}	1.22×10^{-3}	1.22×10^{-3}	1.63×10^{-3}	1.28×10^{-3}	2.22×10^{-3}	1.81×10^{-3}
		十一烷	9.23×10^{-2}	7.25×10^{-3}	5.23×10^{-2}	7.69×10^{-2}	1.34×10^{-3}	4.74×10^{-2}	5.66×10^{-2}	6.99×10^{-2}
	2018 3.06	苯	ND	1.28×10^{-2}	4.85×10^{-3}	ND	2.04×10^{-3}	3.68×10^{-3}	ND	ND
		甲苯	3.44×10^{-2}	ND	5.84×10^{-3}	4.67×10^{-3}	9.65×10^{-3}	9.76×10^{-3}	1.25×10^{-2}	9.24×10^{-3}
		乙酸丁酯	ND	4.97×10^{-3}	2.28×10^{-3}	5.02×10^{-3}	1.36×10^{-2}	ND	ND	ND
		乙苯	8.86×10^{-3}	9.29×10^{-3}	2.10×10^{-3}	1.38×10^{-2}	1.67×10^{-2}	5.90×10^{-3}	ND	ND
		间-对二甲苯	2.21×10^{-2}	2.71×10^{-2}	6.31×10^{-3}	4.61×10^{-2}	ND	1.52×10^{-2}	8.76×10^{-2}	4.49×10^{-2}
		苯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
		邻二甲苯	4.29×10^{-3}	3.27×10^{-3}	4.14×10^{-2}	2.26×10^{-2}	ND	2.01×10^{-2}	6.02×10^{-3}	3.54×10^{-2}
		十一烷	2.65×10^{-2}	1.26×10^{-2}	2.69×10^{-3}	2.57×10^{-3}	5.90×10^{-3}	1.90×10^{-2}	1.40×10^{-2}	6.55×10^{-3}
上湖东村第二季	2018 2.28	苯	ND	1.75×10^{-3}	ND	4.63×10^{-3}	ND	ND	1.01×10^{-2}	ND
		甲苯	3.42×10^{-2}	1.02×10^{-2}	2.11×10^{-2}	9.19×10^{-3}	4.09×10^{-2}	3.21×10^{-2}	2.92×10^{-2}	3.74×10^{-2}
		乙酸丁酯	ND	ND	ND	ND	4.13×10^{-3}	2.30×10^{-2}	6.02×10^{-3}	5.84×10^{-3}
		乙苯	6.43×10^{-3}	2.39×10^{-3}	5.38×10^{-3}	ND	1.16×10^{-2}	1.73×10^{-2}	4.67×10^{-3}	7.89×10^{-3}
		间-对二甲苯	1.80×10^{-2}	7.01×10^{-3}	1.42×10^{-2}	5.93×10^{-3}	2.25×10^{-2}	6.87×10^{-2}	9.59×10^{-3}	2.22×10^{-2}
		苯乙烯	1.38×10^{-2}	6.25×10^{-3}	1.39×10^{-2}	5.86×10^{-3}	5.81×10^{-2}	5.10×10^{-2}	1.11×10^{-2}	1.93×10^{-2}
		邻二甲苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
		十一烷	2.69×10^{-1}	2.13×10^{-1}	1.99×10^{-1}	2.69×10^{-2}	6.16×10^{-2}	4.57×10^{-2}	2.30×10^{-2}	4.70×10^{-2}
	2018 3.01	苯	ND	ND	ND	1.52×10^{-3}	ND	ND	ND	ND
		甲苯	5.49×10^{-3}	3.74×10^{-3}	1.78×10^{-2}	3.04×10^{-3}	1.71×10^{-2}	7.96×10^{-3}	2.06×10^{-2}	2.52×10^{-2}
		乙酸丁酯	ND	3.74×10^{-3}	3.39×10^{-3}	2.92×10^{-3}	ND	ND	2.74×10^{-3}	ND
		乙苯	ND	9.82×10^{-3}	4.67×10^{-3}	4.26×10^{-3}	4.50×10^{-3}	3.02×10^{-3}	1.25×10^{-2}	2.28×10^{-3}
		间-对二甲苯	1.93×10^{-3}	3.67×10^{-2}	1.28×10^{-2}	1.04×10^{-2}	1.25×10^{-2}	4.93×10^{-3}	2.90×10^{-2}	6.43×10^{-3}
		苯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
		邻二甲苯	ND	2.28×10^{-2}	9.88×10^{-3}	1.08×10^{-2}	3.70×10^{-3}	2.71×10^{-3}	1.39×10^{-2}	6.72×10^{-3}
		十一烷	1.30×10^{-1}	7.36×10^{-3}	3.15×10^{-3}	8.01×10^{-3}	1.83×10^{-1}	1.93×10^{-1}	1.62×10^{-1}	5.28×10^{-2}
	2018	苯	2.54×10^{-3}	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	3.02	甲苯	5.46×10^{-3}	ND	1.71×10^{-2}	1.20×10^{-2}	2.56×10^{-2}	ND	1.75×10^{-3}	2.04×10^{-2}
		乙酸丁酯	2.66×10^{-3}	2.28×10^{-3}	1.57×10^{-3}	5.12×10^{-3}	5.06×10^{-3}	ND	2.63×10^{-3}	ND
		乙苯	3.39×10^{-3}	3.62×10^{-3}	2.69×10^{-3}	4.56×10^{-3}	1.08×10^{-2}	ND	3.15×10^{-3}	9.94×10^{-4}
		间-对二甲苯	1.16×10^{-2}	1.05×10^{-2}	7.83×10^{-3}	1.70×10^{-2}	3.02×10^{-2}	1.52×10^{-3}	7.71×10^{-3}	2.69×10^{-3}
		苯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
		邻二甲苯	1.64×10^{-2}	1.35×10^{-2}	1.02×10^{-2}	4.77×10^{-2}	8.58×10^{-3}	2.28×10^{-3}	ND	2.45×10^{-3}
		十一烷	3.19×10^{-2}	1.47×10^{-2}	1.44×10^{-2}	2.25×10^{-2}	8.03×10^{-3}	1.28×10^{-3}	6.84×10^{-3}	2.28×10^{-3}
	2018 3.03	苯	ND	1.04×10^{-2}	ND	3.90×10^{-2}	ND	7.03×10^{-3}	ND	7.95×10^{-3}
		甲苯	1.36×10^{-2}	6.55×10^{-3}	8.65×10^{-3}	1.32×10^{-2}	ND	9.01×10^{-3}	1.91×10^{-2}	8.94×10^{-3}
		乙酸丁酯	3.36×10^{-3}	ND	2.28×10^{-3}	2.71×10^{-3}	3.70×10^{-3}	1.54×10^{-3}	ND	ND
		乙苯	1.10×10^{-2}	7.36×10^{-3}	6.25×10^{-3}	1.03×10^{-2}	2.03×10^{-3}	7.71×10^{-3}	6.37×10^{-3}	3.21×10^{-3}
		间-对二甲苯	2.92×10^{-2}	2.35×10^{-2}	2.20×10^{-2}	3.04×10^{-2}	6.17×10^{-3}	2.69×10^{-2}	1.41×10^{-2}	5.02×10^{-3}
		苯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND

监测点及项目			监测结果（mg/m³）							
			02:00~03:00	05:00~06:00	08:00~09:00	11:00~12:00	14:00~15:00	17:00~18:00	20:00~21:00	23:00~24:00
		邻二甲苯	1.84×10^{-3}	5.38×10^{-3}	9.29×10^{-3}	4.50×10^{-3}	2.84×10^{-3}	ND	4.26×10^{-3}	ND
		十一烷	5.35×10^{-3}	2.08×10^{-2}	2.63×10^{-3}	1.14×10^{-2}	4.19×10^{-3}	6.48×10^{-3}	2.45×10^{-3}	1.26×10^{-1}
	2018 3.04	苯	ND	3.56×10^{-3}	ND	ND	4.25×10^{-3}	ND	ND	ND
		甲苯	1.98×10^{-2}	3.80×10^{-3}	8.71×10^{-3}	2.64×10^{-2}	1.22×10^{-2}	2.52×10^{-2}	1.03×10^{-2}	1.29×10^{-3}
		乙酸丁酯	ND	ND	ND	8.82×10^{-3}	1.72×10^{-2}	1.30×10^{-2}	6.84×10^{-3}	ND
		乙苯	1.95×10^{-3}	1.11×10^{-3}	ND	8.76×10^{-3}	3.82×10^{-3}	8.95×10^{-3}	2.45×10^{-3}	ND
		间-对二甲苯	7.57×10^{-3}	4.21×10^{-3}	2.63×10^{-3}	2.90×10^{-2}	5.74×10^{-3}	1.98×10^{-2}	5.55×10^{-3}	ND
		苯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
		邻二甲苯	6.28×10^{-3}	1.69×10^{-3}	5.71×10^{-2}	1.82×10^{-2}	2.49×10^{-2}	2.34×10^{-2}	1.53×10^{-2}	3.56×10^{-3}
		十一烷	4.69×10^{-2}	1.32×10^{-1}	1.08×10^{-2}	1.12×10^{-1}	9.32×10^{-2}	9.04×10^{-2}	1.18×10^{-1}	1.31×10^{-1}
	2018 3.05	苯	ND	1.43×10^{-2}	7.25×10^{-3}	5.59×10^{-2}	5.18×10^{-3}	9.48×10^{-2}	1.51×10^{-2}	2.71×10^{-3}
		甲苯	ND	9.06×10^{-3}	1.89×10^{-2}	2.65×10^{-2}	1.31×10^{-2}	2.85×10^{-2}	9.56×10^{-3}	6.66×10^{-3}
		乙酸丁酯	ND	1.81×10^{-3}	ND	1.34×10^{-2}	2.09×10^{-3}	1.19×10^{-2}	1.91×10^{-3}	1.91×10^{-3}
		乙苯	ND	2.57×10^{-3}	1.22×10^{-3}	1.89×10^{-2}	2.16×10^{-3}	1.21×10^{-2}	2.71×10^{-3}	9.93×10^{-3}
		间-对二甲苯	2.19×10^{-3}	1.01×10^{-2}	3.45×10^{-3}	ND	7.59×10^{-3}	4.77×10^{-2}	1.07×10^{-2}	3.09×10^{-2}
		苯乙烯	3.71×10^{-3}	9.47×10^{-3}	3.68×10^{-3}	2.03×10^{-3}	7.90×10^{-3}	3.33×10^{-3}	1.00×10^{-2}	ND
		邻二甲苯	2.13×10^{-3}	1.34×10^{-3}	1.05×10^{-3}	ND	9.88×10^{-4}	2.77×10^{-2}	1.42×10^{-3}	1.67×10^{-2}
		十一烷	7.30×10^{-2}	4.43×10^{-2}	1.89×10^{-2}	4.98×10^{-2}	2.45×10^{-2}	7.76×10^{-2}	4.67×10^{-2}	5.06×10^{-3}
	2018 3.06	苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
		甲苯	3.45×10^{-2}	ND	8.71×10^{-3}	2.69×10^{-3}	4.38×10^{-3}	1.16×10^{-2}	1.33×10^{-2}	4.76×10^{-2}
		乙酸丁酯	ND	6.49×10^{-3}	2.69×10^{-3}	2.39×10^{-3}	ND	ND	ND	ND
		乙苯	2.74×10^{-3}	1.04×10^{-2}	1.01×10^{-2}	4.62×10^{-3}	ND	3.27×10^{-3}	2.86×10^{-3}	2.98×10^{-3}
		间-对二甲苯	8.65×10^{-3}	3.29×10^{-2}	3.38×10^{-2}	1.57×10^{-2}	2.63×10^{-3}	9.18×10^{-3}	7.89×10^{-3}	8.30×10^{-3}
		苯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
		邻二甲苯	2.31×10^{-3}	3.08×10^{-2}	2.22×10^{-3}	2.16×10^{-3}	ND	2.92×10^{-3}	2.69×10^{-3}	1.69×10^{-3}
		十一烷	4.75×10^{-2}	4.15×10^{-3}	2.39×10^{-3}	2.28×10^{-3}	2.11×10^{-1}	4.38×10^{-3}	6.95×10^{-3}	2.57×10^{-3}
码头项目部第二季	2018 2.28	苯	ND	ND	3.30×10^{-3}	ND	8.80×10^{-3}	8.50×10^{-3}	ND	3.80×10^{-3}
		甲苯	2.40×10^{-2}	1.75×10^{-2}	2.43×10^{-2}	1.66×10^{-2}	2.35×10^{-2}	3.76×10^{-2}	5.50×10^{-3}	1.30×10^{-2}
		乙酸丁酯	8.30×10^{-3}	4.40×10^{-3}	4.10×10^{-3}	1.72×10^{-2}	1.44×10^{-2}	1.77×10^{-2}	7.00×10^{-3}	3.60×10^{-3}
		乙苯	1.09×10^{-2}	3.70×10^{-3}	6.10×10^{-3}	6.50×10^{-3}	8.60×10^{-3}	1.40×10^{-2}	2.80×10^{-3}	6.00×10^{-3}
		间-对二甲苯	3.59×10^{-2}	1.13×10^{-2}	1.63×10^{-2}	2.35×10^{-2}	2.78×10^{-2}	4.55×10^{-2}	1.13×10^{-2}	1.63×10^{-2}
		苯乙烯	2.16×10^{-2}	1.22×10^{-2}	ND	8.00×10^{-3}	6.30×10^{-3}	3.20×10^{-2}	1.19×10^{-2}	7.90×10^{-3}
		邻二甲苯	2.70×10^{-3}	2.20×10^{-3}	1.57×10^{-2}	1.39×10^{-2}	1.65×10^{-2}	3.50×10^{-3}	2.00×10^{-3}	9.50×10^{-3}
		十一烷	1.79×10^{-1}	8.98×10^{-2}	1.09×10^{-1}	9.20×10^{-3}	4.54×10^{-2}	7.62×10^{-2}	8.16×10^{-2}	7.73×10^{-2}
	2018 3.01	苯	ND	ND	ND	1.30×10^{-3}	2.70×10^{-3}	ND	5.20×10^{-3}	ND
		甲苯	8.90×10^{-3}	1.50×10^{-3}	7.95×10^{-2}	5.75×10^{-2}	5.15×10^{-2}	2.02×10^{-2}	4.54×10^{-2}	9.27×10^{-2}
		乙酸丁酯	2.70×10^{-3}	1.80×10^{-3}	2.40×10^{-3}	3.90×10^{-3}	7.70×10^{-3}	ND	7.80×10^{-3}	3.20×10^{-3}
		乙苯	2.77×10^{-2}	3.40×10^{-3}	4.20×10^{-3}	8.40×10^{-3}	1.43×10^{-2}	1.20×10^{-3}	1.39×10^{-2}	1.23×10^{-2}
		间-对二甲苯	1.09×10^{-1}	1.36×10^{-2}	1.39×10^{-2}	2.31×10^{-2}	4.17×10^{-2}	3.90×10^{-3}	3.75×10^{-2}	4.08×10^{-2}
		苯乙烯	1.04×10^{-2}	4.70×10^{-3}	1.20×10^{-3}	4.90×10^{-2}	2.04×10^{-2}	5.00×10^{-3}	3.40×10^{-2}	3.22×10^{-2}

监测点及项目		监测结果（mg/m³）							
		02:00~03:00	05:00~06:00	08:00~09:00	11:00~12:00	14:00~15:00	17:00~18:00	20:00~21:00	23:00~24:00
	邻二甲苯	5.12×10^{-2}	1.36×10^{-2}	1.85×10^{-2}	1.00×10^{-2}	1.99×10^{-2}	ND	2.49×10^{-2}	2.06×10^{-2}
	十一烷	1.80×10^{-3}	8.02×10^{-2}	1.04×10^{-2}	4.07×10^{-2}	2.68×10^{-2}	1.43×10^{-1}	2.80×10^{-3}	2.48×10^{-2}
2018 3.02	苯	4.60×10^{-3}	ND	3.70×10^{-3}	ND	ND	3.70×10^{-3}	ND	ND
	甲苯	1.19×10^{-2}	1.94×10^{-2}	ND	2.60×10^{-3}	8.50×10^{-3}	ND	2.70×10^{-3}	1.54×10^{-1}
	乙酸丁酯	5.30×10^{-3}	ND	ND	ND	ND	ND	ND	1.22×10^{-2}
	乙苯	1.31×10^{-2}	ND	1.50×10^{-3}	1.60×10^{-3}	2.10×10^{-3}	1.50×10^{-3}	5.70×10^{-3}	3.70×10^{-3}
	间-对二甲苯	1.96×10^{-2}	ND	2.80×10^{-3}	3.50×10^{-3}	6.60×10^{-3}	2.80×10^{-3}	7.30×10^{-3}	6.70×10^{-3}
	苯乙烯	1.29×10^{-1}	2.85×10^{-2}	7.59×10^{-2}	2.75×10^{-2}	2.75×10^{-2}	7.59×10^{-2}	5.86×10^{-2}	2.03×10^{-2}
	邻二甲苯	6.60×10^{-3}	ND	3.00×10^{-3}	3.30×10^{-3}	4.90×10^{-3}	3.00×10^{-3}	2.50×10^{-3}	3.50×10^{-3}
	十一烷	2.20×10^{-3}	6.70×10^{-2}	9.26×10^{-2}	6.58×10^{-2}	1.19×10^{-1}	9.26×10^{-2}	3.25×10^{-2}	1.10×10^{-1}
2018 3.03	苯	ND	3.70×10^{-3}	ND	1.30×10^{-3}	8.40×10^{-3}	ND	ND	ND
	甲苯	1.75×10^{-2}	3.47×10^{-2}	1.53×10^{-2}	1.39×10^{-2}	1.48×10^{-2}	6.99×10^{-2}	2.37×10^{-2}	2.30×10^{-3}
	乙酸丁酯	ND	2.50×10^{-3}	1.80×10^{-3}	ND	1.50×10^{-3}	ND	ND	ND
	乙苯	4.70×10^{-3}	1.13×10^{-2}	4.70×10^{-3}	6.80×10^{-3}	1.90×10^{-3}	2.30×10^{-3}	1.20×10^{-3}	ND
	间-对二甲苯	1.54×10^{-2}	3.22×10^{-2}	1.02×10^{-2}	1.16×10^{-2}	5.50×10^{-3}	5.70×10^{-3}	2.30×10^{-3}	1.40×10^{-3}
	苯乙烯	1.85×10^{-2}	3.29×10^{-2}	1.89×10^{-2}	6.46×10^{-2}	1.32×10^{-1}	2.83×10^{-2}	1.64×10^{-2}	4.00×10^{-3}
	邻二甲苯	ND	4.20×10^{-3}	3.90×10^{-3}	5.70×10^{-3}	ND	2.49×10^{-2}	2.50×10^{-3}	ND
	十一烷	2.46×10^{-2}	1.40×10^{-3}	5.48×10^{-2}	8.49×10^{-2}	1.27×10^{-2}	1.17×10^{-1}	1.49×10^{-2}	1.38×10^{-1}
2018 3.04	苯	ND	ND	ND	ND	4.10×10^{-3}	ND	ND	1.80×10^{-3}
	甲苯	8.50×10^{-3}	2.50×10^{-3}	3.53×10^{-2}	2.30×10^{-3}	6.40×10^{-3}	ND	ND	2.30×10^{-3}
	乙酸丁酯	ND	ND	3.00×10^{-3}	4.90×10^{-3}	1.50×10^{-3}	ND	ND	9.10×10^{-3}
	乙苯	ND	ND	3.97×10^{-2}	2.70×10^{-3}	7.40×10^{-3}	ND	ND	8.70×10^{-3}
	间-对二甲苯	ND	ND	5.22×10^{-2}	1.27×10^{-2}	3.18×10^{-2}	ND	1.20×10-3	3.53×10^{-2}
	苯乙烯	1.02×10^{-2}	7.80×10^{-3}	3.44×10^{-2}	1.96×10^{-2}	3.21×10^{-2}	7.00×10^{-3}	7.00×10^{-3}	1.22×10^{-2}
	邻二甲苯	5.10×10^{-3}	4.30×10^{-3}	7.40×10^{-3}	1.27×10^{-2}	6.70×10^{-3}	2.90×10^{-3}	3.00×10^{-3}	2.11×10^{-2}
	十一烷	1.23×10^{-1}	1.36×10^{-1}	3.75×10^{-2}	3.33×10^{-2}	2.40×10^{-2}	9.40×10^{-2}	9.04×10^{-2}	2.44×10^{-2}
2018 3.05	苯	ND	ND	ND	ND	ND	5.80×10^{-3}	3.50×10^{-3}	1.80×10^{-3}
	甲苯	2.39×10^{-2}	5.70×10^{-3}	8.20×10^{-3}	2.03×10^{-2}	7.80×10^{-3}	4.80×10^{-3}	4.70×10^{-3}	2.30×10^{-3}
	乙酸丁酯	ND	ND	ND	5.30×10^{-3}	ND	ND	ND	9.10×10^{-3}
	乙苯	1.50×10^{-3}	ND	ND	2.16×10^{-2}	1.20×10^{-3}	4.40×10^{-3}	2.00×10^{-3}	8.70×10^{-3}
	间-对二甲苯	4.00×10^{-3}	1.60×10^{-3}	1.60×10^{-3}	5.87×10^{-2}	4.20×10^{-3}	1.73×10^{-2}	7.50×10^{-3}	3.53×10^{-2}
	苯乙烯	4.30×10^{-3}	ND	2.30×10^{-3}	4.54×10^{-2}	3.30×10^{-3}	ND	1.32×10^{-2}	1.22×10^{-2}
	邻二甲苯	1.94×10^{-2}	3.40×10^{-3}	2.70×10^{-3}	5.60×10^{-3}	4.70×10^{-3}	9.70×10^{-3}	1.60×10^{-3}	2.11×10^{-2}
	十一烷	1.15×10^{-1}	2.10×10^{-1}	1.74×10^{-1}	7.00×10^{-3}	1.68×10^{-1}	1.04×10^{-2}	9.71×10^{-2}	2.44×10^{-2}
2018 3.06	苯	ND	ND	1.85×10^{-2}	6.80×10^{-3}	3.90×10^{-3}	3.50×10^{-3}	2.20×10^{-3}	ND
	甲苯	1.12×10^{-2}	4.90×10^{-3}	2.45×10^{-2}	6.50×10^{-3}	1.85×10^{-2}	6.60×10^{-3}	5.00×10^{-3}	2.70×10^{-3}
	乙酸丁酯	7.70×10^{-3}	ND	2.37×10^{-2}	ND	4.00×10^{-3}	ND	ND	3.40×10^{-3}
	乙苯	7.50×10^{-3}	3.50×10^{-3}	7.30×10^{-3}	8.00×10^{-4}	ND	1.10×10^{-3}	1.30×10^{-3}	2.10×10^{-3}
	间-对二甲苯	1.98×10^{-2}	9.30×10^{-3}	1.81×10^{-2}	4.30×10^{-3}	2.80×10^{-3}	4.70×10^{-3}	8.10×10^{-3}	8.40×10^{-3}
	苯乙烯	3.29×10^{-2}	5.06×10^{-2}	7.81×10^{-2}	5.90×10^{-3}	4.77×10^{-2}	4.61×10^{-2}	5.00×10^{-2}	5.74×10^{-2}

监测点及项目		监测结果（mg/m³）							
		02:00~03:00	05:00~06:00	08:00~09:00	11:00~12:00	14:00~15:00	17:00~18:00	20:00~21:00	23:00~24:00
	邻二甲苯	1.13×10^{-2}	1.18×10^{-2}	2.28×10^{-2}	8.00×10^{-4}	1.43×10^{-2}	8.50×10^{-3}	5.70×10^{-3}	3.56×10^{-2}
	十一烷	1.25×10^{-2}	2.08×10^{-2}	2.33×10^{-2}	3.92×10^{-2}	5.10×10^{-3}	4.50×10^{-3}	4.60×10^{-3}	6.30×10^{-3}

7.1.3 区域环境空气质量变化趋势

根据收集到的监测资料，评价范围所在区域主要监测资料有 2010 年 1 月、2010 年 6 月原环评现状监测、2010 年春季一期规划环评现状监测、2015 年 10 月揭阳大南海石化工业区二期规划环评补充监测，历次监测资料二氧化硫、二氧化氮统计见表 7.1.3-1 和表 7.1.3-2。

2010 年 1 月冬季监测结果表明，SO_2、NO_2、PM_{10}、TSP 日平均浓度满足二级标准要求，苯并芘、H_2S、NH_3、苯、二甲苯均未检出。2010 年 6 月夏季监测结果表明，SO_2、NO_2、PM_{10}、TSP、苯并芘日平均浓度满足二级标准要求，特征污染物苯、二甲苯、H_2S、NH_3、甲醇、HCl 一次浓度值均未检出。

根据大南海工业区规划环评环境空气质量现状监测结果分析，与石化区一期环评的大气监测数据比较，SO_2 和 PM_{10} 浓度明显降低，NO_2、挥发酚浓度变化不明显，非甲烷总烃等挥发性有机物的浓度有所增加。规划环评现状监测时间段内，该区域机动车数据有所增加、周边施工活动较频繁。总体来说，区域常规污染物 SO_2、PM_{10}、NO_2、挥发酚浓度变化不明显，甚至有所下降，而非甲烷总烃等与挥发性有机物相关的污染物浓度有所增加。

表 7.1.3-1　　二氧化硫日均浓度范围

监测点位	2010 年 1 月	2010 年春季（一期规划环评）	2010 年 6 月	2015 年 10 月
埔洋村	0.010-0.025	0.011-0.027	0.007-0.017	
钓石村	0.013-0.023		0.007-0.019	0.007-0.011
林沟村	0.011-0.027	0.010-0.022	0.008-0.019	
赤吟村	0.010-0.026		0.008-0.018	
军林村	0.010-0.024		0.008-0.017	
山陇村	未检出-0.025		0.006-0.019	
和双村	0.014-0.023		0.007-0.020	
联湖村	未检出-0.027		0.008-0.017	
军事设施	未检出-0.026		0.008-0.016	
图田村	0.012-0.024		0.007-0.020	

监测点位	2010 年 1 月	2010 年春季（一期规划环评）	2010 年 6 月	2015 年 10 月
西埔村/南海村	0.013-0.026		0.008-0.017	
惠来县城	0.016-0.030		0.010-0.027	
石碑山灯塔	0.012-0.023		0.008-0.017	
坂美	0.013-0.024		0.007-0.017	
后池村	0.010-0.023		0.008-0.019	
铜锣村		0.010-0.023		
西溪镇		0.014-0.026		0.010-0.014
双梅村		0.012-0.020		
管委会		0.013-0.022		0.011-0.016
朱埔村				0.011-0.016
乌石村				0.010-0.013
上湖东				0.011-0.018
华清村				0.010-0.016

表 7.1.3-2　　二氧化氮日均浓度范围

监测点位	2010 年 1 月	2010 年春季（一期规划环评）	2010 年 6 月	2015 年 10 月
埔洋村	0.017-0.033	0.017-0.033	0.007-0.021	
钓石村	0.0016-0.031		0.008-0.022	0.031-0.041
林沟村	0.018-0.030	0.018-0.030	0.009-0.022	
赤吟村	0.018-0.034		0.008-0.021	
军林村	0.017-0.031		0.010-0.024	
山陇村	0.015-0.034		0.010-0.020	
和双村	0.015-0.035		0.011-0.023	
联湖村	0.017-0.029		0.010-0.022	
军事设施	0.016-0.033		0.008-0.020	
图田村	0.015-0.031		0.011-0.023	
西埔村/南海村	0.016-0.029		0.010-0.020	
惠来县城	0.019-0.036		0.014-0.030	
石碑山灯塔	0.015-0.029		0.009-0.021	
坂美	0.015-0.030		0.010-0.021	
后池村	0.016-0.028		0.010-0.021	
铜锣村		0.014-0.030		
西溪镇		0.018-0.034		0.030-0.038
双梅村		0.015-0.029		
管委会		0.014-0.030		0.028-0.041
朱埔村				0.030-0.038

监测点位	2010 年 1 月	2010 年春季（一期规划环评）	2010 年 6 月	2015 年 10 月
乌石村				0.030-0.040
上湖东				0.031-0.040
华清村				0.027-0.041

7.2 区域气象条件

本项目位于广东省揭阳大南海石化工业区，该区域地处亚热带，属亚热带季风性气候，冬半年盛行东北季风，夏半年盛行西南和东南季风，高温多雨。降雨量的年内分配很不均匀，4～9 月约占全年降雨量的 80%以上，夏季受台风影响降雨强度较大。

本次评价以生态环境部环境工程评估中心“环境空气质量模型基础数据服务系统”提供的惠来县气象站 1998-2017 年气象观测资料统计分析区域气候条件。惠来气象站（59317）位于广东省揭阳市，地理坐标为东经 116.3014 度，北纬 22.9836 度，海拔高度 42 米，距项目厂址约 13km。惠来气象站（59317）是距项目最近的国家气象站，始建于 1955 年并正式进行气象观测。

7.2.1 概况

根据惠来国家基本气象站 1998-2017 年气象数据，该区域年平均气温 22.6℃，年平均地表温度 25.2℃，年平均气压 1011.2hPa，年平均相对湿度 78%，年均降雨量 1807.5mm，年平均风速 2.3m/s。惠来气象站多年平均统计见表 7.2.1-1。

表 7.2.1-1　　惠来气象站观测资料统计表

项目		统计值	极值出现时间	极值
多年平均气温（℃）		22.6		
累年极端最高气温（℃）		36.4	2005-07-18	38.4
累年极端最低气温（℃）		5.7	2016-01-25	1.5
多年平均气压（hPa）		1011.2		
多年平均水汽压（hPa）		22.5		
多年平均相对湿度(%)		78.3		
多年平均降雨量(mm)		1807.5	2013-08-18	295.4
灾害天气统计	多年平均沙暴日数(d)	0.0		
	多年平均雷暴日数(d)	46.4		
	多年平均冰雹日数(d)	0		
	多年平均大风日数(d)	3.3		
多年实测极大风速（m/s）、相应风向		8.8	2016-10-21	39.4 ENE
多年平均风速（m/s）		2.3		
多年主导风向、风向频率(%)		ENE 18.5		

7.2.2 风向及风频统计

根据惠来气象站 1998-2017 年风向风速资料统计，各月平均风速见表 7.2.2-1，各月及年风向频率见表 7.2.2-1。惠来气象站 10 月平均风速最大（2.56 米/秒），08 月风最小（2.13 米/秒），各月平均风速见图 7.2.2-1。近 20 年资料统计的风向玫瑰图见图 7.2.2-2，惠来气象站主要风向为 ENE 和 NE、E、NNE，占 54.9%，其中以 ENE 为主风向，占到全年 18.5%左右，各月风向频率玫瑰图见图 7.2.2-3。

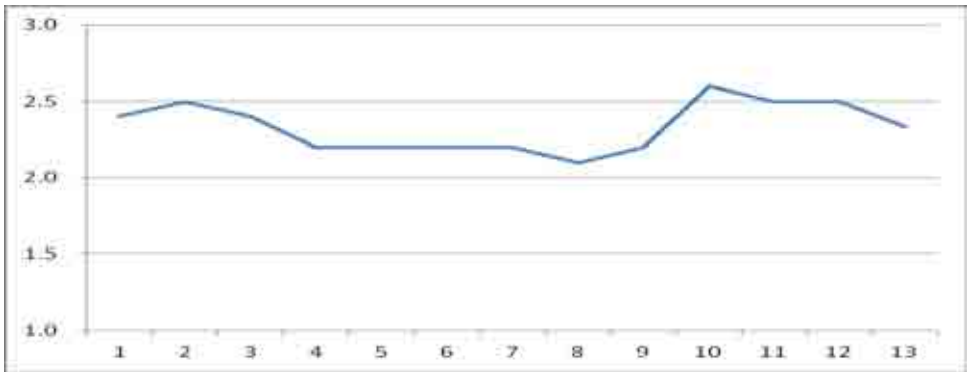


图 7.2.2-1　各月平均风速（m/s）

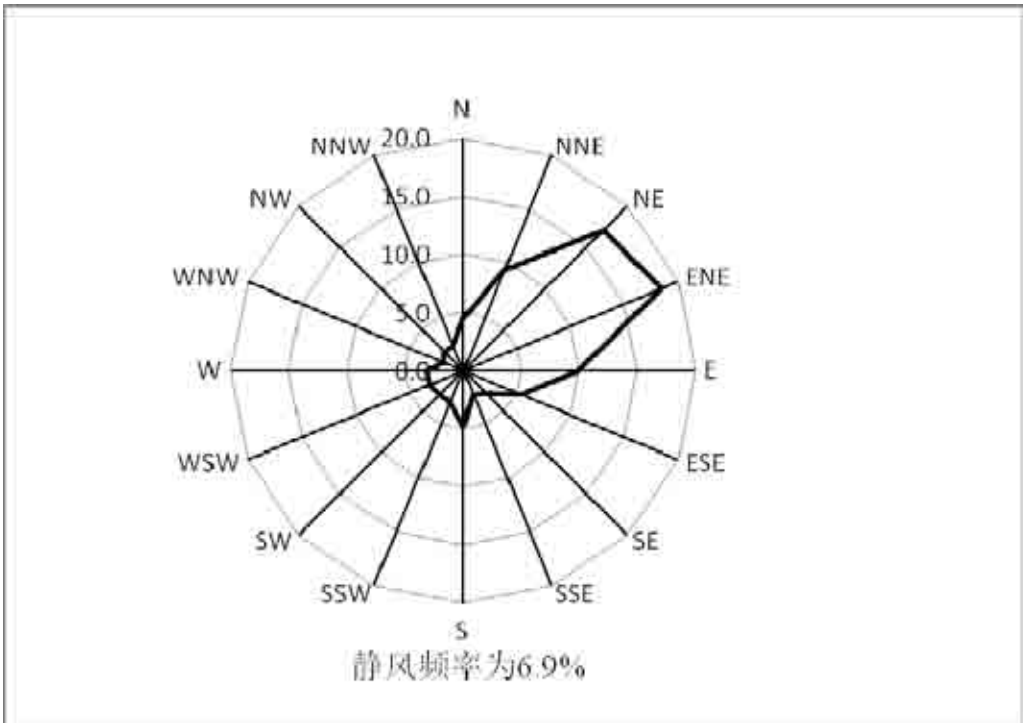


图 7.2.2-2　近 20 年风向频率玫瑰图（%）

表 7.2.2-1　　惠来气象站（1998-2017 年）各月及年风向风速统计

风频% 月.年	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	C	平均风速 m/s
1	6.9	15.6	25.7	22.9	9.4	4.7	1.8	0.4	0.7	0.6	0.2	0.2	0.3	0.8	1.0	1.9	6.8	2.4
2	4.5	10.6	19.2	24.7	12.7	6.3	2.5	1.1	2.7	0.8	1.0	0.9	0.9	1.0	1.5	1.2	8.3	2.5
3	4.3	6.5	19.2	24.7	12.1	6.7	3.3	1.7	2.8	2.1	1.2	1.6	1.3	1.1	1.6	1.5	8.6	2.4
4	2.3	6.4	14.8	20.7	11.3	5.6	3.3	2.4	6.6	4.5	3.1	3.3	2.5	1.4	2.4	2.0	7.7	2.2
5	2.0	4.4	12.5	18.9	11.3	6.7	3.3	3.0	7.3	5.0	4.7	5.0	3.3	1.9	2.2	1.7	6.7	2.2
6	1.5	2.1	5.5	9.5	8.1	4.8	3.8	4.1	11.6	8.5	10.1	9.8	7.5	2.3	2.4	1.4	7.0	2.2
7	1.9	3.0	5.4	7.8	7.6	5.4	4.0	5.0	11.0	6.3	7.4	9.4	10.3	4.1	3.5	2.0	5.9	2.2
8	3.4	5.0	7.9	8.4	7.7	6.1	3.4	4.0	8.8	5.6	5.2	6.1	7.9	4.5	5.4	2.5	8.1	2.1
9	4.7	9.4	17.6	16.7	10.3	5.7	3.8	3.0	4.0	1.5	1.5	1.7	1.8	2.6	3.9	3.4	8.5	2.2
10	5.6	15.1	25.6	23.5	10.7	5.0	2.1	0.7	1.0	0.2	0.3	0.2	0.7	1.0	1.6	2.5	4.2	2.6
11	7.7	16.0	26.9	23.4	9.5	4.5	0.9	0.6	0.7	0.5	0.3	0.1	0.5	0.5	0.8	2.3	4.9	2.5
12	9.6	18.8	24.7	21.7	8.3	3.3	1.3	0.4	0.3	0.2	0.2	0.2	0.1	0.5	0.9	3.5	6.0	2.5
年	4.5	9.4	17.1	18.5	9.9	5.4	2.8	2.2	4.8	3.0	2.9	3.2	3.1	1.8	2.3	2.2	6.9	2.3

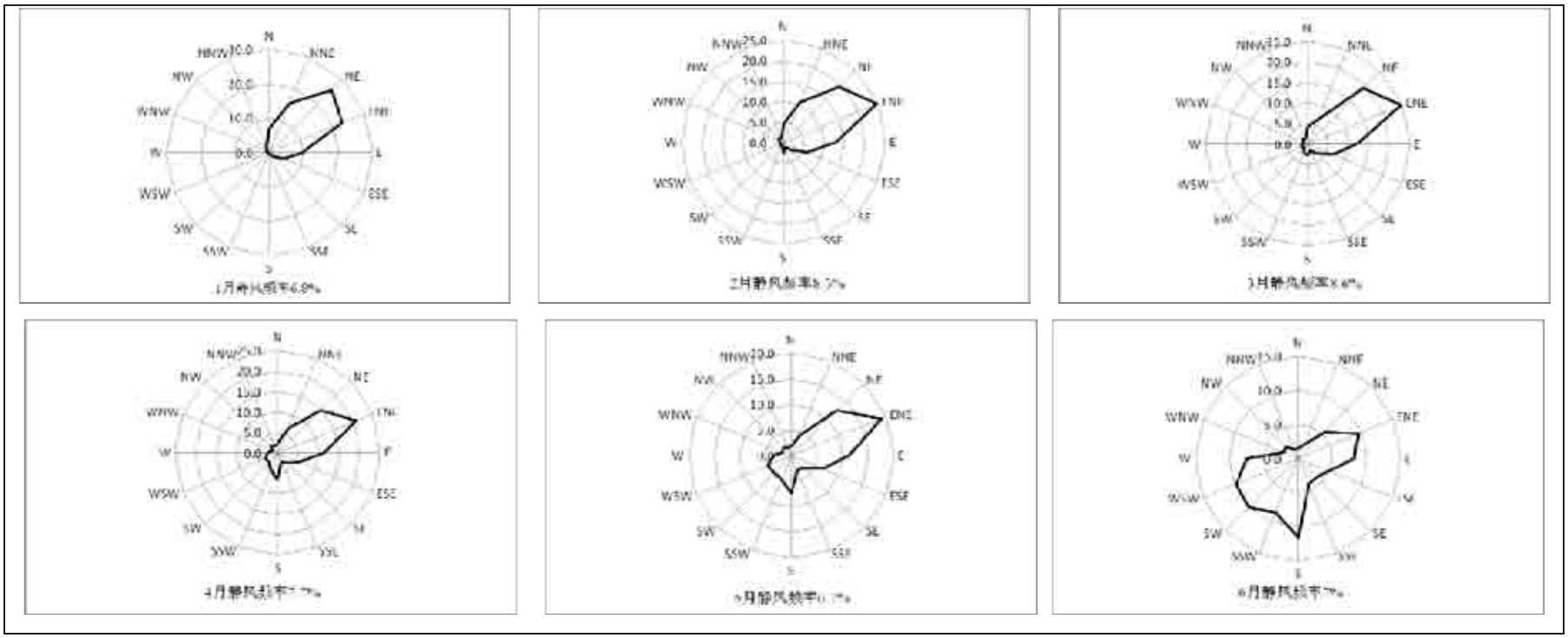
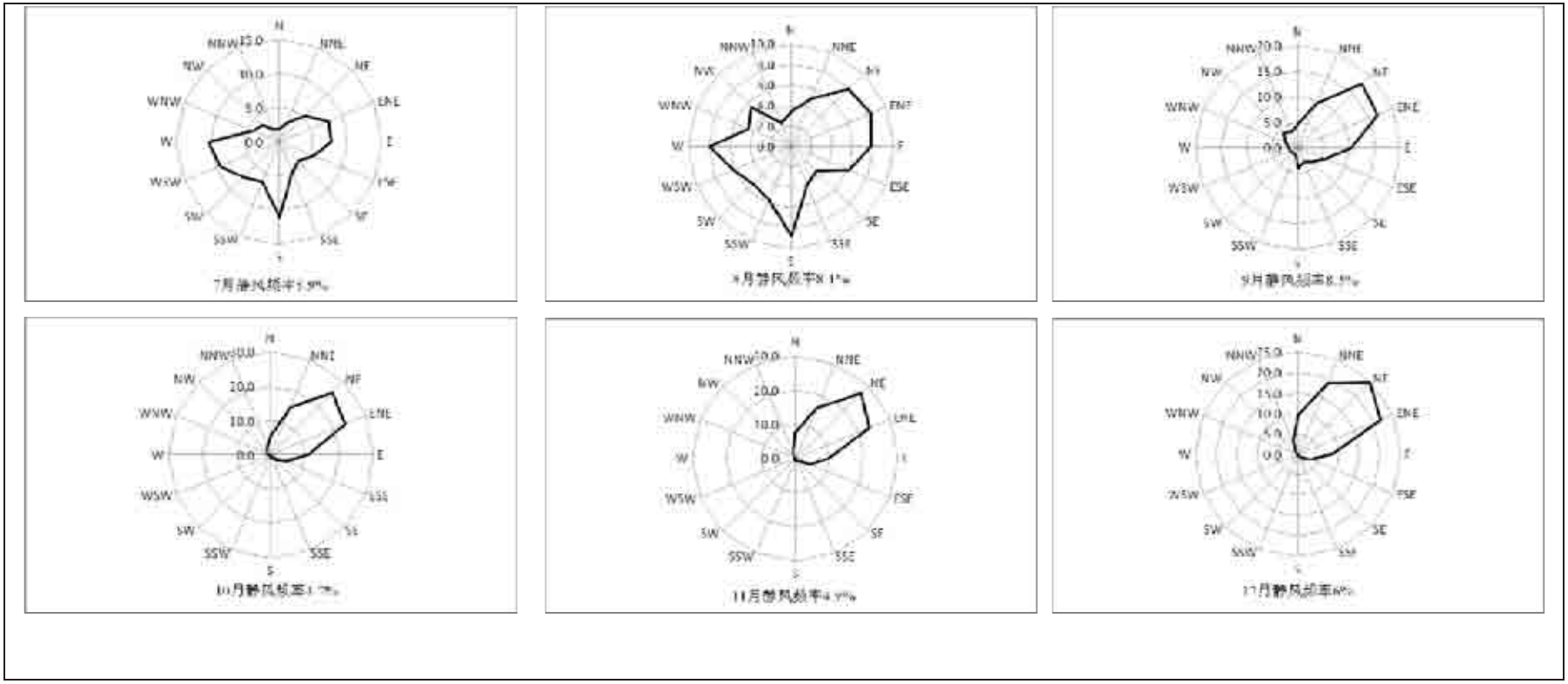


图 7.2.2-3　惠来气象站（1998-2017 年）各月风向频率玫瑰图



续图 7.2.2-3　惠来气象站（1998-2017 年）各月风向频率玫瑰图

7.2.3 月平均气温

惠来气象站 07 月气温最高（28.73℃），01 月气温最低（15.03℃），近 20 年极端最高气温出现在 2005 年 7 月 18 日（38.4℃），近 20 年极端最低气温出现在 2016 年 1 月 25 日（1.5℃），惠来月平均温度见表 7.2.3-1。

表 7.2.3-1　　惠来气象站累年月气象要素统计

月份	平均气温 ℃	降水量 mm	日照时数 h	相对湿度 %
1	15.03	27.33	153.15	73.03
2	15.87	39.23	122.24	76.57
3	18.05	58.98	120.28	76.58
4	21.87	167.96	126.26	80.73
5	25.19	247.97	157.47	83.39
6	27.54	411.97	180.05	86.25
7	28.73	270.82	250.90	83.25
8	28.44	281.85	225.63	83.57
9	27.50	169.18	208.00	79.28
10	24.87	45.91	210.82	73.06
11	21.18	43.97	169.66	73.16
12	16.80	34.35	165.24	69.66

7.2.4 月降水量、相对湿度、日照时数

惠来气象站 6 月降水量最大（411.97 毫米），1 月降水量最小（27.33 毫米），近 20 年极端最大日降水出现在 2013 年 8 月 18 日（295.4 毫米）。惠来气象站 7 月日照最长（250.90 小时），3 月日照最短（120.28 小时）。惠来气象站 6 月平均相对湿度最大（86%），12 月平均相对湿度最小（70%）。累年各月降水量、相对湿度、日照时数统计见表 7.2.4-1。

表 7.2.4-1　　惠来气象站累年各月降水量、相对湿度、日照时数统计

月份	平均气温 ℃	降水量 mm	日照时数 h	相对湿度 %
1	15.03	27.33	153.15	73.03
2	15.87	39.23	122.24	76.57
3	18.05	58.98	120.28	76.58
4	21.87	167.96	126.26	80.73
5	25.19	247.97	157.47	83.39
6	27.54	411.97	180.05	86.25

月份	平均气温 ℃	降水量 mm	日照时数 h	相对湿度 %
7	28.73	270.82	250.90	83.25
8	28.44	281.85	225.63	83.57
9	27.50	169.18	208.00	79.28
10	24.87	45.91	210.82	73.06
11	21.18	43.97	169.66	73.16
12	16.80	34.35	165.24	69.66

7.2.5 气象要素的年际变化

惠来气象站近 20 年气温、年降水量、年平均相对湿度、年日照时数、年平均风速统计见表 7.2.5-1。2015 年年平均气温最高（23.30℃），2011 年年平均气温最低（22.00℃），年降水总量无明显变化趋势，2016 年年总降水量最大（2762.00 毫米），2009 年年总降水量最小（1037.70 毫米），2004 年年日照时数最长（2459.50 小时），1998 年年日照时数最短（1762.50 小时），年平均相对湿度无明显变化趋势。

据统计，年均影响揭阳的台风有 2.7 个。每年 6～10 月是台风影响揭阳的主要时段。台风会带来大风或暴雨，遇到风暴潮，会严重影响生命财产安全。如 2006 年，受“珍珠”的影响，全市受灾人口 472.7 万人，全市直接经济损失为 2.1468 亿元。2013 年，受“天兔”的影响，全市受灾人口 275.658 万人，死亡 3 人，失踪 1 人，倒塌房屋 1533 间，转移人口 18.2092 万人，全市直接经济损失 36.1793 亿元。

7.2.6 近三年气象统计分析

7.2.6.1 气温

根据惠来气象站（59317）2015 年至 2017 年逐时气象资料统计，各月平均气温变化见图 7.2.6-1，近三年惠来气象站 8 月气温最高（28.5℃），1 月气温最低（17.6℃），年均气温 22.7℃。

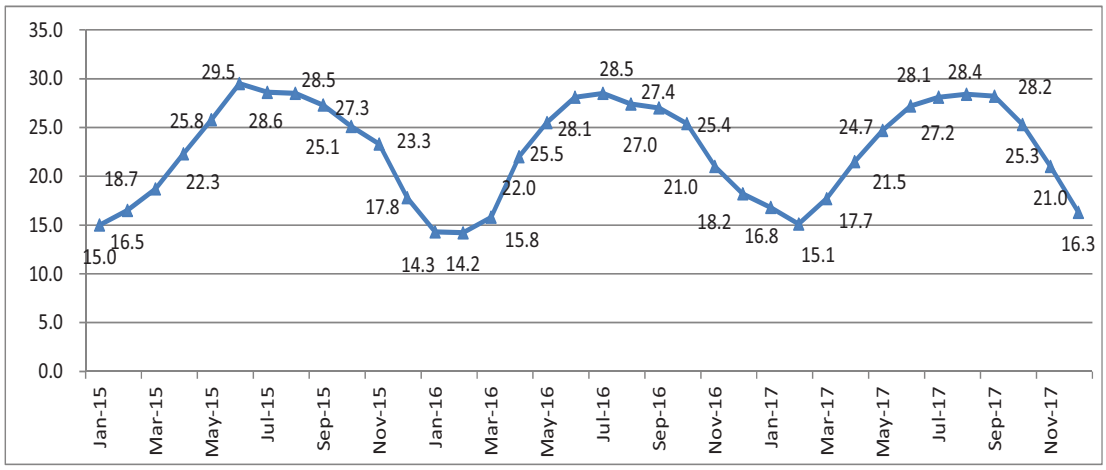


图 7.2.6-1　近三年惠来气象站各月平均气温

7.2.6.2 风向风速

惠来气象站近三年各月平均风速统计见图 7.2.6-2，风向频率统计见表 7.2.6-1 和图 7.2.6-3。近三年惠来气象站风向以偏东风为主，全年 NNE、NE、ENE 分别为 14.82%、18.85%、16.32%，静风频率为 2.56%。惠来气象站近三年各时间段风频统计见表 7.2.6-2，全天各时间段以 NE、ENE 为主，在下午时段 S、SSW 风向频率增加。

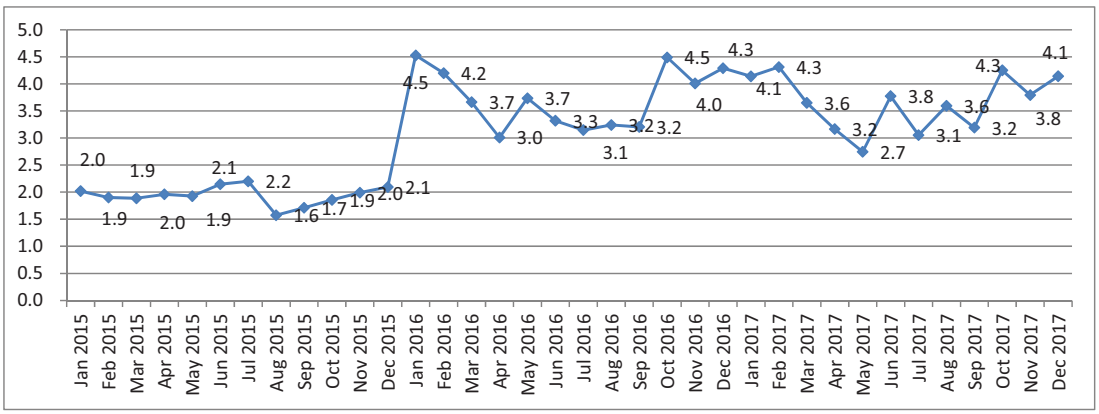


图 7.2.6-2　　惠来气象站近三年各月平均风速

表 7.2.6-1 惠来气象站近三年风向风速频率统计（%）

风向 风速段	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW
0.5- 2.0	2.53	3.73	4.25	3.97	2.16	0.95	0.53	0.84	1.25	1.00	1.27	1.20	1.13	1.13	0.92	1.31
2.0- 4.0	2.39	6.57	8.31	6.63	3.04	1.59	0.89	1.69	3.26	2.15	1.78	0.95	0.56	0.32	0.29	0.48
4.0- 6.0	1.59	3.59	4.48	3.98	1.53	0.53	0.33	0.83	1.49	1.42	0.74	0.14	0.06	0.08	0.08	0.09
6.0- 8.0	0.59	0.77	1.43	1.43	0.29	0.07	0.10	0.04	0.06	0.69	0.23	0.03	0.04	0.02	0.02	0.10
8.0-10.0	0.13	0.12	0.31	0.26	0.02	0.01	0.01	0.04	0.02	0.11	0.08	0.00	0.00	0.00	0.00	0.03
> 10.0	0.05	0.05	0.06	0.05	0.00	0.02	0.01	0.03	0.03	0.01	0.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01
SUM	7.27	14.82	18.85	16.32	7.05	3.17	1.86	3.47	6.12	5.39	4.13	2.33	1.79	1.55	1.32	2.03

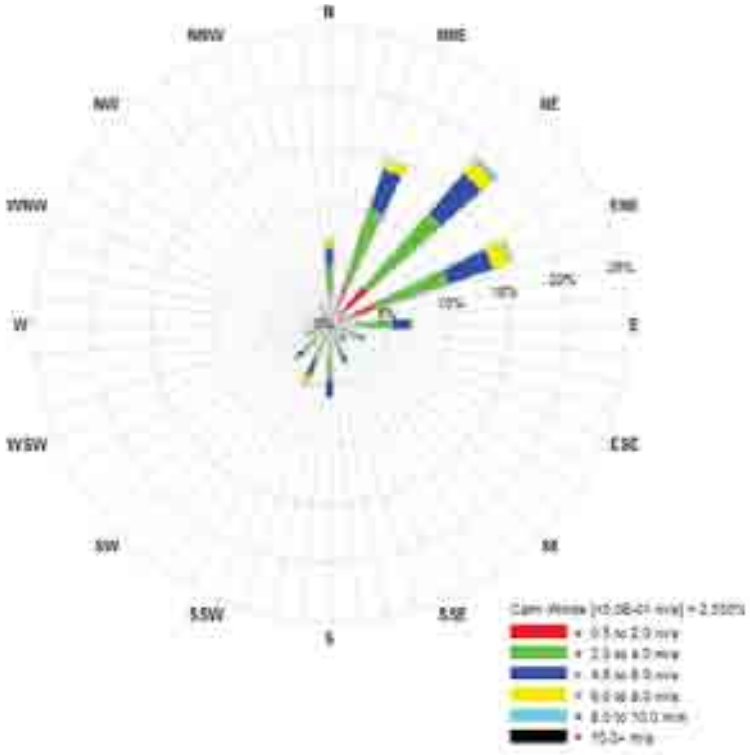


图 7.2.6-3　近三年惠来气象站风频玫瑰图

表 7.2.6-2　　全天各时间段风向频率统计（%）

时间段	风向	0.5-2	2-4	4-6	6-8	8-10	>10	合计
HR01-06	N	4.90	3.74	1.84	0.61	0.14	0.00	11.22
	NNE:	7.03	10.17	4.29	0.55	0.14	0.08	22.25
	NE	6.59	8.91	4.81	1.05	0.27	0.06	21.69
	ENE:	5.14	4.44	1.66	0.68	0.24	0.03	12.20
	E	1.86	1.17	0.32	0.05	0.00	0.00	3.39
	ESE:	0.78	0.38	0.05	0.08	0.02	0.03	1.32
	SE	0.44	0.40	0.09	0.03	0.00	0.02	0.97
	SSE:	0.78	0.49	0.12	0.00	0.06	0.02	1.46
	S	1.03	0.75	0.21	0.05	0.03	0.05	2.11
	SSW:	0.75	0.87	0.53	0.03	0.00	0.00	2.18
	SW	1.20	1.20	0.75	0.14	0.08	0.00	3.36
	WSW:	1.75	0.85	0.08	0.03	0.00	0.00	2.71
	W	1.69	0.64	0.03	0.05	0.00	0.00	2.40
	WNW:	2.14	0.43	0.05	0.03	0.00	0.02	2.66
	NW	1.61	0.32	0.08	0.02	0.00	0.00	2.02
	NNW:	2.21	0.55	0.06	0.09	0.03	0.02	2.95
Calm　Winds:5.11								
HR07-12	N	1.98	2.92	2.10	0.79	0.08	0.12	7.98
	NNE:	2.63	8.84	5.78	1.51	0.20	0.08	19.02

	NE	3.32	9.47	5.19	1.96	0.46	0.03	20.42
	ENE:	3.00	5.47	3.13	1.11	0.18	0.06	12.96
	E	1.86	2.11	0.78	0.14	0.05	0.00	4.93
	ESE:	0.85	0.94	0.41	0.08	0.00	0.02	2.30
	SE	0.49	0.53	0.27	0.17	0.00	0.03	1.49
	SSE:	0.73	1.72	0.78	0.06	0.03	0.02	3.33
	S	1.29	3.70	1.58	0.02	0.00	0.03	6.62
	SSW:	1.17	2.28	1.31	0.56	0.06	0.05	5.43
	SW	1.22	1.23	0.61	0.20	0.08	0.08	3.41
	WSW:	1.13	1.40	0.32	0.05	0.00	0.00	2.89
	W	0.93	0.81	0.11	0.00	0.02	0.00	1.86
	WNW:	1.11	0.41	0.05	0.03	0.02	0.00	1.61
	NW	1.13	0.30	0.09	0.03	0.00	0.00	1.55
	NNW:	1.34	0.59	0.11	0.09	0.03	0.02	2.18
	SUM:	24.15	42.73	22.60	6.78	1.19	0.52	97.96
Calm Winds: 2.04								
HR13-18	N	0.40	1.28	1.13	0.40	0.17	0.06	3.42
	NNE:	0.64	2.59	2.84	0.61	0.09	0.05	6.81
	NE	0.97	5.17	3.21	1.06	0.24	0.08	10.74
	ENE:	1.84	8.53	7.24	2.39	0.43	0.06	20.48
	E	1.46	6.08	4.62	0.90	0.05	0.00	13.11
	ESE:	0.75	3.76	1.52	0.14	0.02	0.00	6.17
	SE	0.53	2.13	0.93	0.15	0.02	0.00	3.76
	SSE:	0.56	3.68	2.37	0.08	0.03	0.06	6.78
	S	0.85	6.52	3.95	0.15	0.00	0.03	11.51
	SSW:	0.76	3.15	3.21	2.13	0.40	0.00	9.64
	SW	0.70	1.83	0.70	0.40	0.17	0.05	3.83
	WSW:	0.24	0.38	0.09	0.06	0.00	0.00	0.78
	W	0.30	0.20	0.05	0.11	0.00	0.00	0.65
	WNW:	0.15	0.23	0.15	0.00	0.00	0.00	0.53
	NW	0.17	0.27	0.11	0.05	0.00	0.00	0.59
	NNW:	0.21	0.34	0.12	0.11	0.08	0.02	0.87
	SUM:	10.54	46.12	32.24	8.71	1.67	0.40	99.68
Calm Winds: 0.32								
HR19-00	N	2.86	1.63	1.28	0.56	0.12	0.00	6.45
	NNE:	4.62	4.67	1.43	0.43	0.06	0.00	11.21
	NE	6.13	9.70	4.73	1.66	0.26	0.08	22.55
	ENE:	5.89	8.08	3.89	1.54	0.20	0.06	19.65
	E	3.48	2.78	0.41	0.08	0.00	0.00	6.75

	ESE:	1.43	1.26	0.15	0.00	0.02	0.02	2.87
	SE	0.67	0.49	0.02	0.03	0.03	0.00	1.23
	SSE:	1.28	0.88	0.05	0.03	0.03	0.03	2.30
	S	1.83	2.07	0.21	0.03	0.06	0.03	4.23
	SSW:	1.34	2.31	0.64	0.03	0.00	0.00	4.32
	SW	1.98	2.84	0.90	0.18	0.02	0.00	5.92
	WSW:	1.69	1.17	0.08	0.00	0.00	0.00	2.94
	W	1.61	0.58	0.05	0.02	0.00	0.00	2.25
	WNW:	1.10	0.20	0.06	0.03	0.00	0.00	1.38
	NW	0.79	0.27	0.03	0.00	0.00	0.00	1.10
	NNW:	1.49	0.46	0.08	0.09	0.00	0.00	2.11
	SUM:	38.17	39.39	13.99	4.70	0.79	0.21	97.25
Calm Winds: 2.75								

7.2.7 局地气象条件

广东石化项目厂址地处南海海岸，存在海陆局地环流的条件。该区域 2010 年 1 月 22 日至 2 月 7 日、2010 年 6 月 5 日至 6 月 22 日进行了低空探空实验，在厂址附近安装电接风仪 3 部进行 1 个月的连续风向风速观测，同时采用风廓线雷达进行风向、风速随高度逐时变化的连续探测，探测高度从近地层至 3500m 高度，探测有效时间 14 天。

根据各项实验结果，该区域冬季海风出现时间一般在中午前后（11 时～14 时），天气形势稳定时，持续时间一般可达 9～15 个小时。陆风一般在傍晚至凌晨出现（20 时～次日凌晨 1 时），持续时间通常在 10 个小时以上。海风深入内地的水平范围大约 20km～30km，特别强的时候也可大于 50km。

夏季海风出现时间一般在中午前后（12 时～14 时），持续时间 10 个小时，深入陆地的水平范围为 20km～30km，垂直厚度大约 300m～700m；陆风一般在傍晚至凌晨出现（17 时～次日凌晨 0 时），持续时间通常在 10 个小时以上，陆风深入海洋的水平范围大于 50km，垂直厚度有时大于 4000m。若副高北界（588 线）离广东省较近（如 6 月 7～8 日），则海风比陆风强：海风出现时间一般在上午 9 时～10 时，持续时间 12 个小时，深入陆地的水平范围为 30km，有时大于 50km，垂直厚度大约 2000m，甚至大于 4000m；陆风一般在深夜出现（22 时～23 时），持续时间在 10 个小时左右，陆风深入海洋的水平范围有时大于 50km，有时只有 20km，垂直厚度为 70m～300m。受副热带高压控制（如 6 月 29 日），

海风比陆风强：海风出现时间在早上 8 点左右，持续时间 20 个小时以上，深入陆地的水平范围大于 50 km，垂直厚度大于 4000m；陆风特点不明显，在次日清晨才出现，持续时间很短，只在沿海地区出现，不能深入到海洋。

7.3 建设项目废气排放源

7.3.1 建设项目废气排放情况

根据工程分析，本项目废气排放情况见表 7.3.1-1 和表 7.3.1-2，表中排放源包括吉林石化项目的废气排放。

表 7.3.1-1 废气排气筒参数及主要污染物排放情况 kg/h

源编号	名称	排气筒底部中心坐标		烟气排放量	高度	内径	烟气流速	温度	绝对温度	SO_2	NOx	PM10	(PM2.5)	NMHC	H_2S	NH_3	Ni	HCl	CH_3OH	BENZE 苯	Toluene 甲苯	PX 二甲苯	SM 苯乙烯	AN
		X	Y	m^3/h	m	m	m/s	℃	K															
P1	常减压装置 I 加热炉烟气	419279	2537425	242088	130	2.7	17.3	130	403.15	1.21	12.1	1.94	0.97											
P2	常减压装置 II 加热炉烟气	419491	2537167	231000	130	2.7	16.5	130	403.15	1.16	11.55	1.85	0.93											
P3	延迟焦化装置 I1#加热炉烟气	419057	2537177	81792	80	2	10.7	130	403.15	0.41	4.1	0.7	0.35											
P4	延迟焦化装置 I2#加热炉烟气	419080	2537150	81792	80	2	10.7	130	403.15	0.41	4.1	0.7	0.35	0.82										
P5	延迟焦化装置 II1#加热炉烟气	419265	2536944	81792	80	2	10.7	130	403.15	0.41	4.1	0.7	0.35	0.82										
P6	延迟焦化装置 II2#加热炉烟气	419290	2536915	81792	80	2	10.7	130	403.15	0.41	4.1	0.7	0.35	0.82										
P7	蜡油加氢处理装置加热炉烟气	419629	2537264	56460	60	2.2	6.1	130	403.15	0.3	2.8	0.5	0.25	0.56										
P8	加氢裂化装置加热炉烟气	419503	2537469	173230	100	4.2	5.1	130	403.15	0.9	8.7	1.4	0.7	1.73										
P9	催化裂化装置再生废气	419722	2537297	288700	80	3.6	9.6	58	331.15	12.56	11.55	8.03	6.02	3.56		0.72	0.0005							
P10	柴油加氢改质装置 I 加热炉烟气	419584	2537536	64820	60	1.6	13.5	140	413.15	0.32	3.24	0.5	0.25	0.65										
P11	柴油加氢改质装置 II 加热炉烟气	419736	2537669	86420	60	1.8	14.3	140	413.15	0.43	4.3	0.7	0.35	0.86										
P12	航煤加氢装置加热炉烟气	419685	2537640	18878	42	0.8	15.4	130	403.15	0.09	0.9	0.2	0.1	1.72										
P13	催化汽油加氢装置加热炉烟气	419882	2537519	79072	20	2.5	6.5	125	398.15	0.4	0.6	4.0	2.0	0.76										
P14	石脑油加氢装置石脑油加氢单元加热炉	419765	2537842	93458	100	2.9	5.7	120	393.15	0.5	4.7	0.8	0.4	0.93										
P15	焦化石脑油加氢装置加热炉烟气	419642	2537585	10350	50	1.2	3.8	130	413.15	0.05	0.5	0.08	0.04	0.10										
P16	连续重整 I 装置重整进料加热炉烟气 1/2/3 号中间加热炉烟气脱戊烷塔重沸炉烟气	419920	2537828	533323	100	6.5	6.4	120	393.15	2.7	26.7	4.3	2.15	5.34										
P17	连续重整装置 I 再生烟气	420055	2537929	2097.9	90	0.2	31.1	185	458.15					0.06				0.02						
P18	连续重整装置 II 重整进料加热炉烟气 1/2/3 号中间加热炉烟气脱戊烷塔重沸炉烟气	419966	2537764	533323	100	6.5	6.4	120	393.15	2.7	26.7	4.3	2.15	5.34										

源编号	名称	排气筒底部中心坐标		烟气排放量	高度	内径	烟气流速	温度	绝对温度	SO_2	NOx	PM10	(PM2.5)	NMHC	H_2S	NH_3	Ni	HCl	CH_3OH	BENZE 苯	Toluene 甲苯	PX 二甲苯	SM 苯乙烯	AN
		X	Y	m^3/h	m	m	m/s	℃	K															
P19	连续重整装置II再生烟气	420106	2537874	2097.9	90	0.2	31.1	185	458.15					0.06				0.02						
P20	芳烃联合装置歧化加热炉、异构化加热炉、A8蒸馏塔加热炉烟气	420094	2537589	436500	100	5.3	8.1	130	403.15	2.18	21.8	3.5	1.75	4.37										
P21	芳烃联合装置抽余液塔加热炉烟气	420216	2537679	696100	100	5.3	12.9	130	403.15	3.48	34.8	5.6	2.8	6.96										
P22	硫磺回收装置I、II燃烧烟气	419646	2536703	209162	120	2.1	22.3	90	363.15	20.9	10.5	2.1	1.05	2.06										
P23	硫磺回收装置III、V燃烧烟气	419759	2536559	139516	120	1.7	22.7	90	363.15	14.0	7.0	1.4	0.7	1.39										
P24	石油焦制氢装置煤焦储运1#圆形料仓排气1排气筒	418897	2537569	5000	38	0.5	7.6	20	293.15			0.2	0.1											
P25	石油焦制氢装置煤焦储运1#圆形料仓排气2排气筒	418909	2537577	5000	38	0.5	7.6	20	293.15			0.2	0.1											
P26	石油焦制氢装置煤焦储运2#圆形料仓排气1排气筒	418921	2537587	5000	38	0.5	7.6	20	293.15			0.2	0.1											
P27	石油焦制氢装置煤焦储运2#圆形料仓排气2排气筒	418935	2537597	5000	38	0.5	7.6	20	293.15			0.2	0.1											
P28	石油焦制氢装置煤焦储运1#转运站排气1排气筒	418948	2537608	4000	25	0.45	7.5	20	293.15			0.1	0.05											
P29	石油焦制氢装置煤焦储运1#转运站排气2排气筒	418960	2537617	4000	25	0.45	7.5	20	293.15			0.1	0.05											
P30	石油焦制氢装置煤焦储运2#转运站排气筒	418972	2537627	4000	25	0.45	7.5	20	293.15			0.1	0.05											
P31	原料储存与准备单元磨煤机前煤仓1排气筒	418649	2537680	3000	15	0.4	7.1	20	293.15			0.09	0.045											
P32	原料储存与准备单元磨煤机前煤仓2排气筒	418792	2537265	3000	15	0.4	7.1	20	293.15			0.09	0.045											
P33	原料储存与准备单元磨煤机前煤仓3排气筒	418649	2537363	3000	15	0.4	7.1	20	293.15			0.09	0.045											
P34	原料储存与准备单元磨	418752	2537587	3000	15	0.4	7.1	20	293.15			0.09	0.045											

源编号	名称	排气筒底部中心坐标		烟气排放量	高度	内径	烟气流速	温度	绝对温度	SO_2	NOx	PM10	(PM2.5)	NMHC	H_2S	NH_3	Ni	HCl	CH_3OH	BENZE 苯	Toluene 甲苯	PX 二甲苯	SM 苯乙烯	AN
		X	Y	m^3/h	m	m	m/s	℃	K															
	煤机前煤仓4排气筒																							
P35	原料储存与准备单元磨煤机前煤仓5排气筒	419156	2537745	3000	15	0.4	7.1	20	293.15			0.09	0.045											
P36	原料储存与准备单元磨煤机前煤仓6排气筒	418964	2537612	3000	15	0.4	7.1	20	293.15			0.09	0.045											
P37	料浆制备磨煤机1排气筒	418942	2537511	15495	20	0.85	8.1	20	293.15			0.5	0.35			0.02			0.08					
P38	料浆制备磨煤机2排气筒	419027	2537573	15495	20	0.85	8.1	20	293.15			0.5	0.35			0.02			0.08					
P39	气化锁斗泄压废气排气筒	418956	2537715	40	53	0.2	0.4	70	343.15							1.36								
P40	气化单元渣池放空气	418856	2537825	40	53	0.132	1.0	70	343.15							1.36								
P41	低温甲醇洗单元低温甲醇洗废气	418695	2537629	257491	80	1.8	30.2	15-25	293.15						1.17				12.87					
P42	乙烯装置1#液体裂解炉烟气	419044	2538006	167671	60	2	21.9	130	403.15	0.8	6.71	1.68	1.26	0.84		0.42								
P43	乙烯装置2#液体裂解炉烟气	419063	2538018	167671	60	2	21.9	130	403.15	0.8	6.71	1.68	1.26	0.84		0.42								
P44	乙烯装置3#液体裂解炉烟气	419080	2538031	167671	60	2	21.9	130	403.15	0.8	6.71	1.68	1.26	0.84		0.42								
P45	乙烯装置4#液体裂解炉烟气	419098	2538042	167671	60	2	21.9	130	403.15	0.8	6.71	1.68	1.26	0.84		0.42								
P46	乙烯装置5#液体裂解炉烟气	419115	2538054	167671	60	2	21.9	130	403.15	0.8	6.71	1.68	1.26	0.84		0.42								
P47	乙烯装置1#气体裂解炉烟气	419132	2538066	128657	60	2	16.8	130	403.15	0.6	5.15	1.29	0.96	0.64		0.32								
P48	乙烯装置2#气体裂解炉烟气	419132	2538066	128657	60	2	16.8	130	403.15	0.6	5.15	1.29	0.96	0.64		0.32								
P49	HDPE装置挤出造粒机进料脱气过滤器排放气	418875	2537940	50	15	0.08	3.2	40	313.15			0.0005	0.00025	0.0005										
P50	HDPE装置粒料干燥器风机排放气	418894	2538008	18000	30	0.6	24.2	100	373.15			0.2	0.15	0.36										
P51	HDPE装置挤出造粒单元添加剂倒袋站排风机1排放气	418800	2537905	1850	30	0.2	18.8	40	313.15			0.02	0.015											
P52	HDPE装置粒料均化仓排放气	418869	2537830	5500	40	0.6	6.6	60	333.15			0.06	0.04											
P53	全密度聚乙烯树脂输送单元造粒干燥器排放气（1）	418620	2538082	25000	20	0.8	15.3	30	303.15			0.3	0.23											

源编号	名称	排气筒底部中心坐标		烟气排放量	高度	内径	烟气流速	温度	绝对温度	SO_2	NOx	PM10	(PM2.5)	NMHC	H_2S	NH_3	Ni	HCl	CH_3OH	BENZE 苯	Toluene 甲苯	PX 二甲苯	SM 苯乙烯	AN
		X	Y	m^3/h	m	m	m/s	℃	K															
P54	全密度聚乙烯树脂输送单元造粒干燥器排放气（2）	418650	2538100	25000	20	0.8	15.3	30	303.15			0.3	0.23											
P55	全密度聚乙烯挤压机料斗过滤器出口	418696	2538135	130	17	0.1	5.1	30	303.15			0.001	0.00075											
P56	全密度聚乙烯挤出造粒单元粉料输送系统料斗过滤器排放气（1）	418794	2538062	10	15	0.1	0.4	30	303.15			0.0001	0.00											
P57	全密度聚乙烯挤出造粒单元粉料输送系统料斗过滤器排放气（2）	418663	2538041	10	15	0.1	0.4	30	303.15			0.0001	0.00											
P58	全密度聚乙烯挤出造粒单元粉料输送系统置换排放气（1）	418694	2538062	10	15	0.1	0.4	30	303.15			0.0001	0.00											
P59	全密度聚乙烯挤出造粒单元粉料输送系统置换排放气（2）	418726	2538081	10	15	0.1	0.4	30	303.15			0.0001	0.00											
P60	全密度聚乙烯 1#掺混料仓过滤器排气	418756	2538103	6500	15	0.5	10.2	30	303.15			0.07	0.05	0.38										
P61	全密度聚乙烯 2#掺混料仓过滤器排气	418783	2538124	6500	15	0.5	10.2	30	303.15			0.07	0.05	0.38										
P62	苯乙烯装置蒸汽过热炉烟气	419024	2538529	120000	65	1.2	44.6	140	413.15	0.6	6.0	1.0	0.75	1.20										
P63	聚丙烯装置挤压机进料料斗/排放过滤器排放气	418453	2538273	250	30	0.1	11.4	80	353.15			0.004	0.003											
P64	聚丙烯装置 RTO 单元	418613	2538284	15000	40	0.8	15.3	230	503.15		1.4	0.3	0.225	0.7										
P65	动力中心锅炉烟气	419350	2538050	1197488	150	7.1	12.7	140	413.15	6.0	59.9	6.0	4.5			3.0								
P66	全场焚烧系统焚烧废气	421252	2536443	50000	50	1	29.3	180	453.15	10.00	12.5	1.50	1.13					2.50						
P67	污水处理场臭气回收系统臭气处理设施废气	421288	2536874	172000	50	2.4	12.1	40	313.15					20.6	0.005	0.2				0.3	1.4	1.71		
P68	汽油火车装车油气回收设施废气	418493	2537715	1000	15	0.3	7.5	250	523.15		0.02			0.02										
P69	沥青火车装车油气回收设施废气	418569	2537635	1200	15	0.3	5.4	40	313.15					0.06										
P70	化工中间原料罐油气回收设施废气	419212	2538791	750	15	0.2	7.6	40	313.15					0.04									0.004	

源编号	名称	排气筒底部中心坐标		烟气排放量	高度	内径	烟气流速	温度	绝对温度	SO_2	NOx	PM10	(PM2.5)	NMHC	H_2S	NH_3	Ni	HCl	CH_3OH	BENZE 苯	Toluene 甲苯	PX 二甲苯	SM 苯乙烯	AN
		X	Y	m^3/h	m	m	m/s	℃	K															
P71	沥青汽车装车油气回收设施废气	420645	2535815	500	15	0.2	5.1	40	313.15					0.03										
P72	重油中间罐区油气回收设施废气	420006	2537085	1500	15	0.3	6.8	40	313.15					0.08										
P73	汽油、航煤等汽车装车油气回收设施废气	420667	2535785	1000	15	0.3	7.5	250	523.15		0.02			0.02										
P74	芳烃中间原料罐区油气回收设施废气	420383	2537768	2000	15	0.5	3.2	40	313.15					0.10						0.004	0.02	0.02		
P75	芳烃成品罐区油气回收设施废气	421253	2536160	3000	20	0.8	1.9	40	313.15					0.15						0.006	0.03	0.03	0.015	
P76	FDPE 包装厂房废气	418438	2537997	14000	20	0.6	16.8	60	333.15			0.28	0.21											
P77	HDPE 包装厂房废气	418607	2537787	8000	20	0.6	9.6	60	333.15			0.16	0.12											
P78	PP 包装厂房废气	418262	2538200	14000	20	0.6	16.8	60	333.15			0.28	0.21											
P79	导热油炉 1#锅炉烟气	448021	2537971	42160	18	0.9	26.5	120	393.15	0.13	1.69	0.42	0.32			0.34								
P80	导热油炉 2#锅炉烟气	448048	2537984	42160	18	0.9	26.5	120	393.15	0.13	1.69	0.42	0.32			0.34								
P81	导热油炉 3#锅炉烟气	448074	2537999	42160	18	0.9	26.5	120	393.15	0.13	1.69	0.42	0.32			0.34								
P82	沥青装船油气回收设施废气	422188	2535758	1000	15	0.3	4.5	40	313.15					0.05										
P83	产品码头油气达标处理设施废气	422002	2535856	9600	15	1.2	4.5	250	523.15		0.14			0.14						0.02	0.08	0.10	0.05	
P84	产品码头原煤储运转运站废气	421834	2535645	200	20	0.2	1.9	20	293.15			0.004	0.002											
P85	产品码头硫磺成型及包装成型机废气 1#	421866	2535769	10000	15	0.45	22.3	75	348.15	0.08		0.04	0.03		0.08									
P86	产品码头硫磺成型及包装成型机废气 2#	421882	2535743	10000	15	0.45	22.3	75	348.15	0.08		0.04	0.03		0.08									
P87	产品码头硫磺成型及包装成型机废气 3#	421897	2535717	10000	15	0.45	22.3	75	348.15	0.08		0.04	0.03		0.08									
P88	产品码头硫磺成型及包装成型机废气 4#	421941	2535809	10000	15	0.45	22.3	75	348.15	0.08		0.04	0.03		0.08									
P89	产品码头硫磺成型及包装成型机废气 5#	421963	2535773	10000	15	0.45	22.3	75	348.15	0.08		0.04	0.03		0.08									
P90	吉林石化丙烯腈装置 AOGC 烟气	22.95316	116.20562	102840.35	60	2.5	8.8	140	413.15	1.54	4.11		0.00	0.82										0.05
P91	吉林石化丙烯腈装置 WWI 烟气	22.95775	116.20608	101849	60	2	16.3	220	493.15	10.18	6.11	2.04	1.53	0.81										0.05
P92	吉林石化	22.95555	116.20264	4.4925	25	0.15	0.1	20	293.15				0.00	0.00										

源编号	名称	排气筒底部中心坐标		烟气排放量	高度	内径	烟气流速	温度	绝对温度	SO_2	NOx	PM10	(PM2.5)	NMHC	H_2S	NH_3	Ni	HCl	CH_3OH	BENZE 苯	Toluene 甲苯	PX 二甲苯	SM 苯乙烯	AN
		X	Y	m^3/h	m	m	m/s	℃	K															
	ABS 装置 PBL 单元贮罐排气																							
P93	吉林石化 ABS 装置 SAN 单元热油加热炉烟气	22.95331	116.20268	27390	28	0.77	27.1	180	453.15	0.14	1.64	0.55	0.41	0.11										
P94	吉林石化 ABS 装置粉料厂房风送系统尾气	22.95501	116.20126	6000	22	0.3	26.2	30	303.15			0.12	0.09											
P95	吉林石化 ABS 装置 ABS 粉料仓及鼓风机厂房风送系统尾气	22.95539	116.20093	6000	26	0.4	14.7	30	303.15			0.12	0.09											
P96	吉林石化 ABS 装置混炼厂房风送系统尾气	22.95463	116.20056	12000	20	0.5	18.9	30	303.15			0.24	0.18											
P97	吉林石化 ABS 装置 RCO 单元废气	22.95476	116.20338	290664	35	2.2	25.9	60	333.15	3.63	11.63	5.81	4.36	2.33							2.33		1.45	0.15
P98	吉林石化 SAR 装置吸收尾气	22.95526	116.20761	43195	35	2.2	3.9	60	333.15	4.32	3.89	0.86	0.65											
P99	吉林石化 SAR 装置预热器烟气	22.95502	116.20785	5216	35	2.2	0.5	60	333.15	0.26	0.52	0.10	0.08	0.02										

续表 7.3.1-1　　废气排气筒参数及主要污染物排放情况　　单位：kg/h

源编号	名称	HCN	CAN 乙腈	acetone 丙酮	Acrylicacid 丙烯酸	ethylbenzene 乙苯	butadiene 丁二烯	SO_3 硫酸雾	BaP	CO
P3	延迟焦化装置 I1#加热炉烟气								0.00	
P5	延迟焦化装置 II1#加热炉烟气								0.00	
P33	石油焦制氢装置气化单元锁斗泄压废气									0.02
P34	石油焦制氢装置气化单元渣池放空气									0.02
P85	吉林石化丙烯腈装置 AOGC 烟气	0.20								
P86	吉林石化丙烯腈装置 WWI 烟气	0.19	5.09	10.18	2.04					
P92	吉林石化 ABS 装置 RCO 单元废气					0.15	1.37			
P93	吉林石化 SAR 装置吸收尾气							0.22		

表 7.3.1-2 建设项目无组织排放情况

编号	名称	面积 m^2	污染物 kg/h												
			VOCs	NMHC	苯	甲苯	二甲苯	H_2S	NH_3	CO	苯乙烯	乙苯	丙烯腈	丁二烯	HCN	乙腈
A1	一联合常减压装置 I	33800		3.456												
A2	一联合延迟焦化装置 I	42900		1.728												
A3	一联合轻烃回收装置	10200		4.352												
A4	一联合干气分离装置	9800		1.728												
A5	一联合氢气深度回收装置	8400		7.376												
A6	二联合常减压装置 II	33800		6.224												
A7	二联合延迟焦化装置 II	42900		1.712												
A8	三联合蜡油加氢处理装置	26000		1.096												
A9	三联合催化裂化装置	15600		2.264												
A10	三联合催化汽油加氢装置	10400		7.376												
A11	三联合气分装置	7150		3.56												
A12	三联合烷基化装置	10400		3.56												
A13	四联合加氢裂化装置	31800		0.96												
A14	四联合柴油加氢装置 I	29250		5.36												
A15	四联合柴油加氢装置 II	23400		1.728												
A16	四联合航煤加氢装置	13000		6.232												
A17	四联合焦化石脑油加氢装置	9100		7.56												
A18	五联合氢气回收装置	10800		7.56												
A19	五联合石脑油加氢装置	13500		3.472												
A20	五联合连续重整装置 I	17050		7.56												

编号	名称	面积 m^2	污染物 kg/h												
			VOCs	NMHC	苯	甲苯	二甲苯	H_2S	NH_3	CO	苯乙烯	乙苯	丙烯腈	丁二烯	HCN	乙腈
A21	五联合连续重整装置 II	17050		7.56												
A22	六联合芳烃联合装置	95680		3.472	0.48	0.12	0.02									
A23	七联合硫磺回收联合装置	153000		3.056				0.06	0.005							
A24	七联合石油焦制氢装置	226200		0.784				0.02	0.44	7.79						
A25	化工区乙烯装置裂解汽油加氢装置	152000		4.676												
A26	化工区丁二烯抽提装置 MTBE/丁烯-1 装置	24500		1.336												
A27	化工区 HDPE 装置	49500		1.16												
A28	化工区 FDPE 装置	54000		1.16												
A29	化工区 PP 装置	67500		1.22												
A30	化工区苯乙烯装置	52650		0.628	0.98						0.13					
A31	污水处理场	303150		34.45				0.01	0.06							
A32	液体产品装卸	78200		13.38												
A33	炼油第一循环水	50025		0.89												
A34	炼油第二循环水	45000		2.07												
A35	炼油第三循环水	28350		1.85												
A36	化工第一循环水	30400		1.48												
A37	化工第二循环水	18050		1.29												
A38	化工区中间罐区	103600		0.022							0.02	0.002				
A39	轻油中间罐区	117150		14.424												
A40	原油罐区 I	126900		2.52												
A41	原油罐区 II	117600		2.52												

编号	名称	面积 m^2	污染物 kg/h												
			VOCs	NMHC	苯	甲苯	二甲苯	H_2S	NH_3	CO	苯乙烯	乙苯	丙烯腈	丁二烯	HCN	乙腈
A42	原油罐区 III	96600		2.52												
A43	原油罐区 IV	178600		2.52												
A44	汽油组分罐区	42000		2.432												
A45	重油中间罐组	140650		1.024												
A46	化工原料罐组	21600		0.2												
A47	汽油成品罐区	82800		12.6												
A48	柴油成品罐区	92400		1.064												
A49	化工成品罐区	36000		1.82							0.02					
A50	航煤罐组	70200		3.592												
A51	苯罐区	18700		0.27	0.27											
A52	对二甲苯罐区	74100		0.84			0.84									
A53	原油码头库区原油罐组	175500		7.48												
A54	ABS 装置	156350	0.08	0.08							0.49		0.17	0.11		
A55	丙烯腈装置（含乙腈装置）	33750		0.2					0.08				0.016		0.02	0.01
A56	MMA 装置	17500		0.3												
A57	循环水场	11700		1.096												
A58	吉林石化污水预处理场	14400		16.472				0.05	0.6							
A59	吉林石化苯乙烯缓冲罐	3150		0.34							0.34					
A60	吉林石化常压罐	14000		0.15												
A61	吉林石化丙烯腈中间罐区	5600		0.09									0.09			

7.3.2 主要废气治理措施

建设项目本着源头控制的原则，对产生废气污染物的环节进行控制，废气治理措施主要包括回收、焚烧、低氮燃烧器、脱硫脱硝、除尘、洗涤措施。具体废气治理措施见工程分析和污染治理措施评述章节。主要废气治理措施见表7.3.2-1。

表 7.3.2-1　　主要废气污染物治理措施情况

序号	主要废气排放源	主要污染治理措施
1	常减压装置 I 加热炉烟气	SO_2：采用炼化厂区脱硫干气及天然气为燃料气，源头控制 SO_2 排放 NOx：采用超低氮燃烧器
2	常减压装置 II 加热炉烟气	
3	延迟焦化装置 I 加热炉烟气	
4	延迟焦化装置 II 加热炉烟气	
5	加氢裂化装置加热炉烟气	
6	蜡油加氢处理装置加热炉烟气	
7	催化裂化装置再生烟气	SO_2、颗粒物：采用喷射文丘里湿气洗涤技术（WGS）脱硫、除尘后排入大气。 NOx： 采用丹麦 Topsoe 公司的 SCR 脱硝工艺
8	石脑油加氢装置反应进料加热炉、汽提塔底重沸炉、分馏塔底重沸炉	SO_2：采用炼化厂区脱硫干气及天然气为燃料气，源头控制 SO_2 排放 NOx：采用超低氮燃烧器
9	连续重整装置 I 重整进料加热炉、1~3 号中间加热炉、重沸炉烟气	
10	连续重整装置 I 再生烟气	HCl：采用 UOP 公司的 Chlorsorb 氯吸收技术回收再生气中的氯。
11	连续重整装置 II 重整进料加热炉、1~3 号中间加热炉、重沸炉烟气	SO_2：采用炼化厂区脱硫干气及天然气为燃料气，源头控制 SO_2 排放 NOx：采用超低氮燃烧器
12	连续重整装置 II 再生烟气	HCl：采用 UOP 公司的 Chlorsorb 氯吸收技术回收再生气中的氯。
13	航煤加氢装置加热炉烟气	SO_2：采用炼化厂区脱硫干气及天然气为燃料气，源头控制 SO_2 排放 NOx：采用超低氮燃烧器。
14	柴油加氢改质装置 I 加热炉烟气	
15	柴油加氢改质装置 II 加热炉烟气	
16	催化汽油加氢装置分馏塔底加热炉、加氢脱硫反应炉、稳定塔底重沸炉烟气	
17	硫磺回收装置 I、II 燃烧烟气	SO_2：采用镇海炼化的钠法脱硫专有技术 NOx：采用超低氮燃烧器。
18	硫磺回收装置 III、V 燃烧烟气	
19	芳烃联合装置歧化加热炉、异构化加热炉、A8 蒸馏塔加热炉烟气	SO_2：采用炼化厂区脱硫干气及天然气为燃料气，源头控制 SO_2 排放 NOx：采用超低氮燃烧器。
20	芳烃联合装置抽余液塔加热炉烟气	
21	焦化石脑油加氢装置加热炉烟气	SO_2：采用炼化厂区脱硫干气及天然气为燃料气，源头控制 SO_2 排放 NOx：采用超低氮燃烧器。
22	石油焦制氢装置气化单元磨煤排气	颗粒物：袋式除尘
23	石油焦制氢装置低温甲醇洗单元放空尾气	甲醇、硫化氢：采用脱盐水洗涤，减少其中的甲醇和 H_2S 含量

序号	主要废气排放源	主要污染治理措施
24	乙烯装置 1#液体裂解炉烟气	SO_2：采用乙烯自产富甲烷气为燃料，源头控制 SO_2 排放 NOx：采用低氮燃烧器+SCR 脱硝。
25	乙烯装置 2#液体裂解炉烟气	
26	乙烯装置 3#液体裂解炉烟气	
27	乙烯装置 4#液体裂解炉烟气	
28	乙烯装置 1#气体裂解炉烟气	
29	乙烯装置 2#气体裂解炉烟气	
30	乙烯装置 3#气体裂解炉烟气	
31	HDPE 装置挤出造粒机进料脱气过滤器排放气	颗粒物：袋式除尘
32	HDPE 装置粒料干燥器风机排放气	
33	HDPE 装置粒料均化仓排放气	
34	全密度聚乙烯造粒干燥器出口排放气	
35	全密度聚乙烯掺混料仓过滤器排气	
36	聚丙烯装置掺混料仓脱气过滤器排放气	
37	聚丙烯装置掺混料仓脱气过滤器排放气	
38	动力中心锅炉烟气	SO_2：采用石油焦制氢装置自产低热值气及外购天然气为燃料气，源头控制 SO_2 排放 NOx：采用低氮燃烧器+SCR 脱硝。
39	原油码头库区导热油炉 1#锅炉烟气	SO_2：采用天然气为燃料气，源头控制 SO_2 排放 NOx：采用低氮燃烧器+SNCR。
40	原油码头库区导热油炉 2#锅炉烟气	
41	原油码头库区导热油炉 3#锅炉烟气	
42	全场焚烧系统焚烧废气	采用碱洗和去除烟气中部分酸性气体（HCl，SO_2），再经“熟石灰粉和活性炭吸附二噁英、重金属、及酸性气体（HCl， SO_2 等），最后经袋式除尘去除颗粒物
43	污水处理站臭气回收系统臭气处理设施废气	低浓度臭气采用“两段生物法+活性碳纤维吸附”处理工艺；高浓度臭气采用“催化氧化”处理工艺。
44	汽油火车装车油气回收设施废气	拟选用吸收+膜+焚烧工艺（催化氧化）或吸收+吸附+焚烧工艺（催化氧化）
45	沥青火车装车油气回收设施废气	拟选用吸收+湿式脱硫工艺
46	化工中间原料罐区油气回收设施	拟选用吸附+吸收工艺
47	重油储罐油气回收设施	拟选用吸收+湿式脱硫工艺
48	沥青汽车装车油气回收设施废气	拟选用吸收+湿式脱硫工艺；
49	沥青装船油气回收设施废气	拟选用吸收+湿式脱硫工艺
50	汽油、航煤等装车油气回收设施废气	拟选用吸收+膜+焚烧工艺（催化氧化）
51	芳烃中间原料罐油气回收预处理设施	拟选用吸收+吸附工艺
52	苯、对二甲苯、苯乙烯罐油气回收预处理设施	拟选用吸收+吸附工艺
53	芳烃中间、成品罐 2 套预处理外排油气处理设施	拟选用焚烧工艺（催化氧化）
54	汽油、航煤等装船油气预处理设施	拟选用吸收+膜工艺或冷凝+吸附工艺
55	苯、对二甲苯等装船油气预处理设施	拟选用吸附+吸收工艺
56	苯乙烯装船油气预处理设施	拟选用吸收+吸附工艺

序号	主要废气排放源	主要污染治理措施
57	产品码头油气达标处理设施	拟选用焚烧工艺（催化氧化/CEB）
58	原煤储运转运站废气	袋式除尘
59	FDPE 包装厂房废气	颗粒物：袋式除尘
60	HDPE 包装厂房废气	
61	PP 包装厂房废气	
62	硫磺成型与包装仓库	水膜除尘

7.4 评价等级及评价范围的确定

本项目采用《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)推荐的AERSCREEN 估算模式对污染源进行估算并确定评价等级与范围。

7.4.1 Aerscreen 估算模式参数选择

根据工程分析结果，对本项目排放的污染物的最大地面浓度占标率和第 i 个污染物的地面浓度达标准限值 10%所对应的最远距离 $D_{10\%}$用 AERSCREEN 模式进行了估算。估算参数选择见表 7.4.1-1，估算结果见表 7.4.1-2。

7.4.2 估算模式结果及评价等级和评价范围

表 7.4.2-1 AERSCREEN 估算模式参数选择

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	城市
	人口数（城市选项时）	4 万
最高环境温度/℃		36.4
最低环境温度/℃		5.7
土地利用类型		城市
区域湿度条件		潮湿
是否考虑地形	考虑地形	■是 □否
	地形数据分辨率/m	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	■是 □否
	岸线距离/km	0.05
	岸线方向/°	135

表 7.4.1-2 大气污染源估算结果

序号	装置名称	排放源名称	污染物		
			名称	P_{max} (%)	$D_{10\%}$ (m)
1	常减压装置 I	加热炉烟气	SO_2	0.15	/
			NOx	3.11	
			颗粒物	0.27	
2	常减压装置 II	加热炉烟气	SO_2	0.15	/
			NOx	3.04	
			颗粒物	0.26	
3	延迟焦化装置 I	1#加热炉烟气	SO_2	0.11	/
			NOx	2.43	
			颗粒物	0.2	
			苯并芘	0.45	
4		2#加热炉烟气	SO_2	0.11	/
			NOx	2.43	
			颗粒物	0.2	
5	延迟焦化装置 II	1#加热炉烟气	SO_2	0.11	/
			NOx	2.43	
			颗粒物	0.2	
			苯并芘	0.45	
6		2#加热炉烟气	SO_2	0.11	/
			NOx	2.43	
			颗粒物	0.2	
7	蜡油加氢处理装置	加热炉烟气	SO_2	0.14	/
			NOx	2.94	
			颗粒物	0.26	
8	加氢裂化装置	加热炉烟气	SO_2	0.15	/
			NOx	3.08	
			颗粒物	0.27	
9	催化裂化装置	再生废气	SO_2	3.16	/
			NOx	6.06	
			颗粒物	2.25	
			氨	0.45	
10	柴油加氢改质装置 I	加热炉烟气	SO_2	0.15	/
			NOx	3.03	
			颗粒物	0.25	
11	柴油加氢改质装置 II	加热炉烟气	SO_2	0.17	/
			NOx	3.51	

序号	装置名称	排放源名称	污染物		
			名称	P_{max} (%)	$D_{10\%}$ (m)
			颗粒物	0.30	
12	石脑油加氢装置	反应进料加热炉、汽提塔底重沸炉、分馏塔底重沸炉	SO_2	0.11	/
			NOx	2.25	
			颗粒物	0.19	
13	焦化石脑油加氢装置	加热炉烟气	SO_2	0.04	/
			NOx	1.31	
			颗粒物	0.10	
14	连续重整装置 I	重整进料加热炉、1~3 号中间加热炉、重沸炉烟气	SO_2	0.28	/
			NOx	5.84	
			颗粒物	0.50	
		再生烟气	NMHC	0.01	/
			HCl	0.18	
15	连续重整装置 II	重整进料加热炉、1~3 号中间加热炉、重沸炉烟气	SO_2	0.28	/
			NOx	5.84	
			颗粒物	0.5	
		再生烟气	NMHC	0.01	/
			HCl	0.26	
16	航煤加氢装置	加热炉烟气	SO_2	0.13	/
			NOx	2.39	
			颗粒物	0.20	
17	催化汽油加氢装置	分馏塔底加热炉、加氢脱硫反应炉、稳定塔底重沸炉烟气	SO_2	0.84	209
			NOx	17.59	
			颗粒物	1.54	
18	硫磺回收装置 I、II	燃烧烟气	SO_2	2.03	/
			NOx	4.22	
			颗粒物	0.45	
19	硫磺回收装置 III、V	燃烧烟气	SO_2	1.65	/
			NOx	3.44	
			颗粒物	0.37	
20	芳烃联合装置	歧化加热炉、异构化加热炉、A8 蒸馏塔加热炉烟气	SO_2	0.21	/
			NOx	4.43	
			颗粒物	0.38	
		抽余液塔加热炉烟气	SO_2	0.25	/
			NOx	5.29	
			颗粒物	0.45	
21	石油焦制氢装置	1#圆形料仓排气 1	颗粒物	0.73	/

序号	装置名称	排放源名称	污染物		
			名称	P_{max} (%)	$D_{10\%}$ (m)
		1#圆形料仓排气 2	颗粒物	0.73	/
		2#圆形料仓排气	颗粒物	0.73	/
		2#圆形料仓排气	颗粒物	0.73	/
		栈桥 1#转运站排气 1	颗粒物	1.38	/
		栈桥 1#转运站排气 2	颗粒物	1.38	/
		栈桥 2#转运站排气	颗粒物	1.38	/
		栈桥 3#转运站排气	颗粒物	6.63	/
		破碎楼排放气	颗粒物	9.28	/
		1#磨煤机前煤仓排气	颗粒物	3.98	/
		2#磨煤机前煤仓排气	颗粒物	3.98	/
		3#磨煤机前煤仓排气	颗粒物	3.98	/
		4#磨煤机前煤仓排气	颗粒物	3.98	/
		5#磨煤机前煤仓排气	颗粒物	3.98	/
		6#磨煤机前煤仓排气	颗粒物	3.98	/
		石油焦制氢装置气化单元磨煤排气 1	氨	1.70	/
			甲醇	0.25	
			颗粒物	9.85	
		石油焦制氢装置气化单元磨煤排气 2	氨	1.70	/
			甲醇	0.25	
			颗粒物	9.85	
		石油焦制氢装置气化单元锁斗泄压废气	氨	10.68	169
		石油焦制氢装置气化单元渣池放空气	氨	10.55	165
		低温甲醇洗单元放空尾气	甲醇	0.58	4957
			H_2S+COS	68.32	
22	乙烯装置	1~5#液体裂解炉烟气	SO_2	0.20	/
			NOx	3.45	
			氨	0.27	
			颗粒物	0.46	

序号	装置名称	排放源名称	污染物		
			名称	P_{max} (%)	$D_{10\%}$ (m)
		1-2#气体裂解炉烟气	SO_2	0.19	/
			NOx	3.22	
			氨	0.24	
			颗粒物	0.43	
23	HDPE 装置	粒料干燥器风机排放气	颗粒物	0.54	/
			非甲烷总烃	0.15	
24	全密度聚乙烯	1#造粒干燥器出口排放气	颗粒物	5.30	/
		2#造粒干燥器出口排放气	颗粒物	5.30	/
		挤压机料斗过滤器出口	颗粒物	0.12	/
		1#掺混料仓过滤器排气	NMHC	3.28	/
			颗粒物	2.65	
		2#掺混料仓过滤器排气	NMHC	3.28	/
			颗粒物	2.65	
		地面火炬排气	NOx	73.05	70
			NMHC	5.39	
			CO	0.94	
			颗粒物	8.99	
25	苯乙烯装置	蒸汽过热炉烟气	NOx	6.20	/
			SO_2	0.30	
			颗粒物	0.53	
26	聚丙烯装置	挤压机进料料斗/排放过滤器排放气	NMHC	0.00	/
			颗粒物	0.05	
		掺混料仓脱气过滤器排放气	NMHC	0.40	/
			颗粒物	0.34	
		RTO 烟气	NOx	4.81	/
			NMHC	0.37	
			CO	0.06	
			颗粒物	0.53	
27	动力中心	锅炉烟气	SO_2	0.33	/
			NOx	6.99	
			烟尘	0.37	
			氨	0.35	
28	全场焚烧系统	焚烧废气	SO2	5.85	2181
			NOx	24.37	
			颗粒物	0.98	

序号	装置名称	排放源名称	污染物		
			名称	P_{max} (%)	$D_{10\%}$ (m)
			HCl	8.77	
29	污水处理站臭气回收系统	臭气处理设施废气	NH_3	1.18	778
			H2S	0.66	
			苯	4.05	
			甲苯	9.04	
			二甲苯	11.27	
			NMHC	13.31	
30	汽油火车装车油气回收设施废气	废气	NOx	1.23	/
			NMHC	0.15	
31	沥青火车装车油气回收设施废气	废气	NMHC	0.52	306
			沥青烟	26.99	
32	化工中间原料罐油气回收设施废气	废气	NMHC	0.27	/
			苯乙烯	6.00	
33	重油中间罐区油气回收设施废气	废气	NMHC	0.46	/
34	汽油、航煤等汽车装车油气回收设施废气	废气	NOx	1.23	/
			NMHC	0.15	/
35	沥青汽车装车油气回收设施	废气	NMHC	0.32	/
36	芳烃中间原料罐区、成品罐区油气达标处理设施废气	废气	NOx	3.06	459
			苯	2.55	
			甲苯	2.04	
			二甲苯	2.70	
			苯乙烯	30.5	
			NMHC	0.37	
37	FDPE 包装厂房	废气	颗粒物	1.32	/
38	HDPE 包装厂房	废气	颗粒物	1.00	/
39	PP 包装厂房	废气	颗粒物	1.32	/
40	导热油炉 1~3#	锅炉烟气	SO_2	0.24	/
			NOx	5.97	
			氨	1.37	
			烟尘	0.81	
41	沥青装船油气回收设施	废气	NMHC	0.28	/
			沥青烟	2.46	
42	产品码头油气达标处理设施	废气	NOx	1.47	92
			苯	0.45	
			甲苯	0.98	

序号	装置名称	排放源名称	污染物		
			名称	P_{max} (%)	$D_{10\%}$ (m)
			二甲苯	1.23	
			苯乙烯	12.29	
			NMHC	0.18	
43	产品码头原煤储运转运站	废气	颗粒物	0.14	/
44	产品码头硫磺成型及包装	成型机废气 1~5#	SO_2	0.40	757
			H_2S	22.00	
			颗粒物	0.22	
45	一联合（常减压 I、延迟焦化 I、干气分离、氢气深度回收、轻烃回收装置）	无组织排放	NMHC	82.25	2700
46	二联合（常减压 II、延迟焦化 II 装置）	无组织排放	NMHC	32.58	1025
47	三联合（蜡油加氢、催化裂化、催化汽油加氢、气分、烷基化装置）	无组织排放	NMHC	105.33	3100
48	四联合（加氢裂化、柴油加氢 I+II、航煤加氢、焦化石脑油加氢装置）	无组织排放	NMHC	96.00	2850
49	五联合（石脑油加氢、连续重整 I+II、氢气回收装置）	无组织排放	NMHC	134.15	3450
50	六联合（芳烃联合装置）	无组织排放	NMHC	22.74	500
			NH_3	10.96	225
			H_2S	95.28	2550
			苯	127.04	3300
			甲苯	17.47	375
			二甲苯	2.62	0
51	七联合（硫磺回收联合装置）	无组织排放	NMHC	12.95	350
52	石油焦制氢装置	无组织排放	H_2S	106.06	**5075**
53	乙烯装置裂解汽油加氢装置	无组织排放	NMHC	25.55	600
54	丁二烯抽提装置 MTBE/丁烯-1 装置	无组织排放	NMHC	18.61	225
55	HDPE 装置	无组织排放	NMHC	19.87	325
56	FDPE 装置	无组织排放	NMHC	16.87	275
57	PP 装置	无组织排放	NMHC	18.65	350
58	污水处理场	无组织排放	NMHC	72.73	3450

序号	装置名称	排放源名称	污染物		
			名称	P_{max} (%)	$D_{10\%}$ (m)
			NH_3	26.49	1025
			H_2S	88.31	4225
59	液体产品装卸	无组织排放	NMHC	87.82	2275
60	炼油第一循环水	无组织排放	NMHC	13.17	375
61	炼油第二循环水	无组织排放	NMHC	29.09	575
62	炼油第三循环水	无组织排放	NMHC	26.15	550
63	化工第一循环水	无组织排放	NMHC	31.06	475
64	化工第二循环水	无组织排放	NMHC	32.89	450
65	化工第三循环水	无组织排放	NMHC	9.91	0
66	化工区中间罐区	无组织排放	NMHC	13.80	300
67	芳烃联合中间罐区 轻油中间罐区	无组织排放	NMHC	9.82	0
68	原油罐区 I II IV	无组织排放	NMHC	12.06	775
69	原油罐区 III	无组织排放	NMHC	6.76	0
70	汽油、柴油罐区	无组织排放	NMHC	10.95	350
71	化工原料罐区 航煤罐区	无组织排放	NMHC	8.81	0
72	苯、二甲苯罐组	无组织排放	NMHC	8.56	0

从估算的结果来看，项目各大气污染源的最大落地浓度占标率为石油焦制氢装置低温甲醇洗单元排放的 H_2S 对应的 Pmax 为 68.32%，最远影响距离为石油焦制氢装置无组织排放对应的 D_{10}% 5075m。原油码头库区导热油炉排放的 NO_X 对应的 Pmax 为 5.97%，无对应的 D_{10}%。

根据大气导则炼化厂区评价等级为一级，原油码头库区评价等级为二级。考虑到评价的完整性，炼化厂区大气预测范围设定为 18km×18km 的矩形区域，原油码头库区预测范围为 10 km×10km 的矩形区域。

7.5 大气环境影响预测模式

7.5.1 预测模式

本项目位于滨海地区，厂址处存在局地海陆风的影响，风场较复杂，在大气影响预测之中需要考虑 SO_2 和氮氧化物等前体污染物经过化学反应生成二次细颗粒物的过程，本次评价采用《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）推荐的进一步预测模式中含有简单化学机制的 CALPUFF 模式。

7.5.2 气象资料

根据本项目的厂址位置，通过环保部评估中心环境空气质量模型技术支持服务系统查询确定气象资料站点。本项目大气预测所需的气象数据由环境保护部环境工程评估中心（国家环境保护环境影响评价数值模拟重点实验室）提供。高空格点数据是采用大气环境影响评价数值模式 WRF 模拟生成。模式采用的原始数据有地形高度、土地利用、陆地-水体标志、植被组成等数据，数据源主要为美国的 USGS 数据。模式采用美国国家环境预报中心（NCEP)的再分析数据作为模型输入场和边界场。

表 7.5.2-1　　预测模式中应用的气象资料概况

数据名称	内容	时间	站点名称	站点类型	距厂址最近距离
20 年气象资料统计分析报告	平均气温、极端最低气温、极端最高气温、风速、风频、日照时数、平均降雨量等。	1997-2017	惠来站	基本站	13km
近年逐日逐时地面站气象数据	气温、气压、风向、风速、总云、低云、相对湿度等	2015、2016、2017	惠来站	基本站	13km
			普宁站	一般站	42km
			陆丰站	一般站	52km
近 3 年高空模拟数据	大气压、距地面高度、干球温度、露点温度、风向偏北度数、风速等	2015、2016、2017	149030	(116.211E 22.76800 N)	
			148030	(115.951E 22.8022N)	
			149031	(116.248E 23.0074N)	

7.5.3 地形及土地利用参数

地形采用 SRTM 的数据，区域地形等值线图见图 7.5.3-1，三维地形模拟图见图 7.5.3-2。土地利用类型采用中欧亚大陆的亚洲部分，并根据实际规划情况进行了调整，包含 38 种用地类型。原油码头库区周围地形条件见图 7.5.3.-3，地形模拟见图 7.5.3-4。



图 7.5.3-1　区域地形等值线模拟图

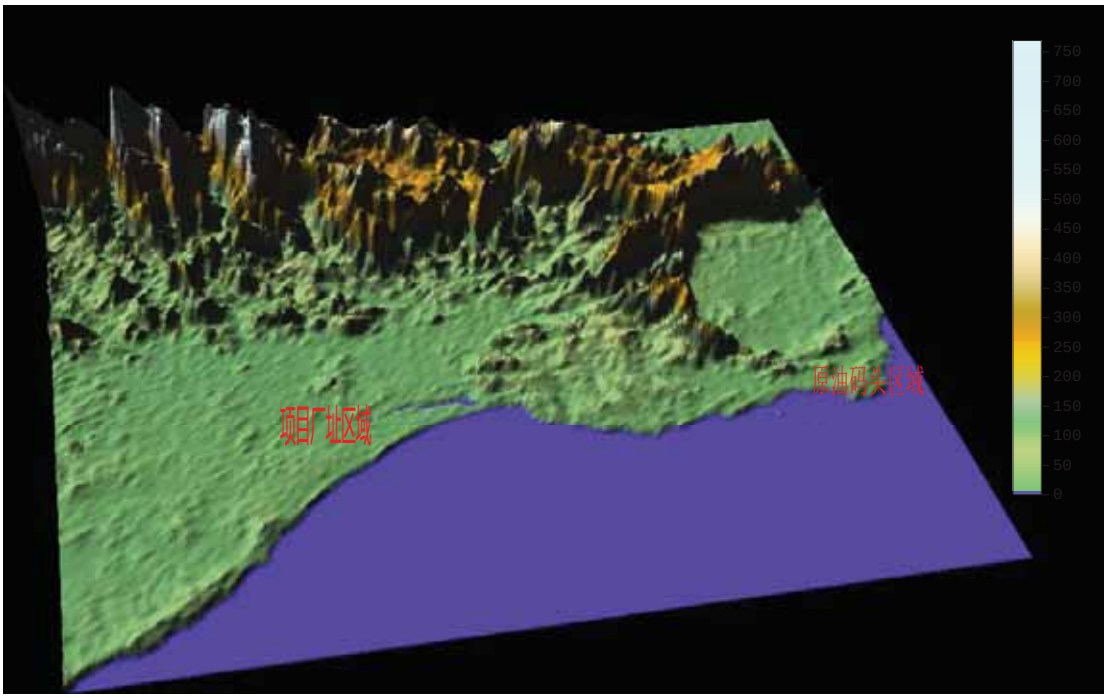


图 7.5.3-2　区域地形模拟图



图 7.5.3-3　原油码头库区周围地形高度示意图

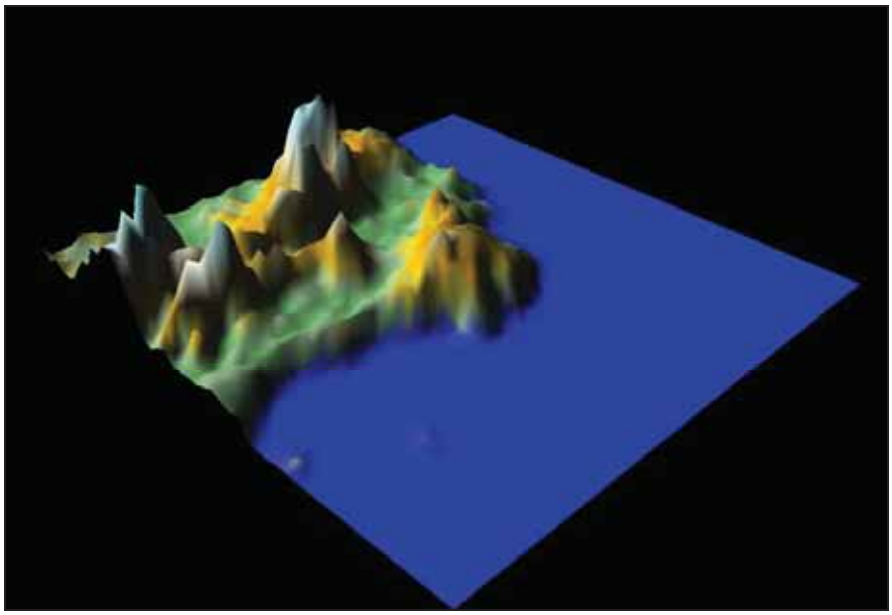


图 7.5.3-4　原油码头库区地形模拟图

7.6 大气环境影响预测结果

7.6.1 氮氧化物

本项目氮氧化物（以二氧化氮计）排放源主要为加热炉、焚烧炉、锅炉等，根据工程分析排放资料，对全厂氮氧化物排放的环境质量贡献进行预测。

7.6.1.1 年均浓度

全厂二氧化氮年均浓度分别预测了 2015 年、2016 年、2017 年年均浓度，预测结果见图 7.6.1-1。2015 年、2016 年、2017 年网格点最大年均浓度分别为 8μg/m^3、10μg/m^3、7μg/m^3，占年均环境质量标准的 23%、28.6%、20%。厂区周围主要环境保护目标的年均浓度预测结果见表 7.6.1-1。

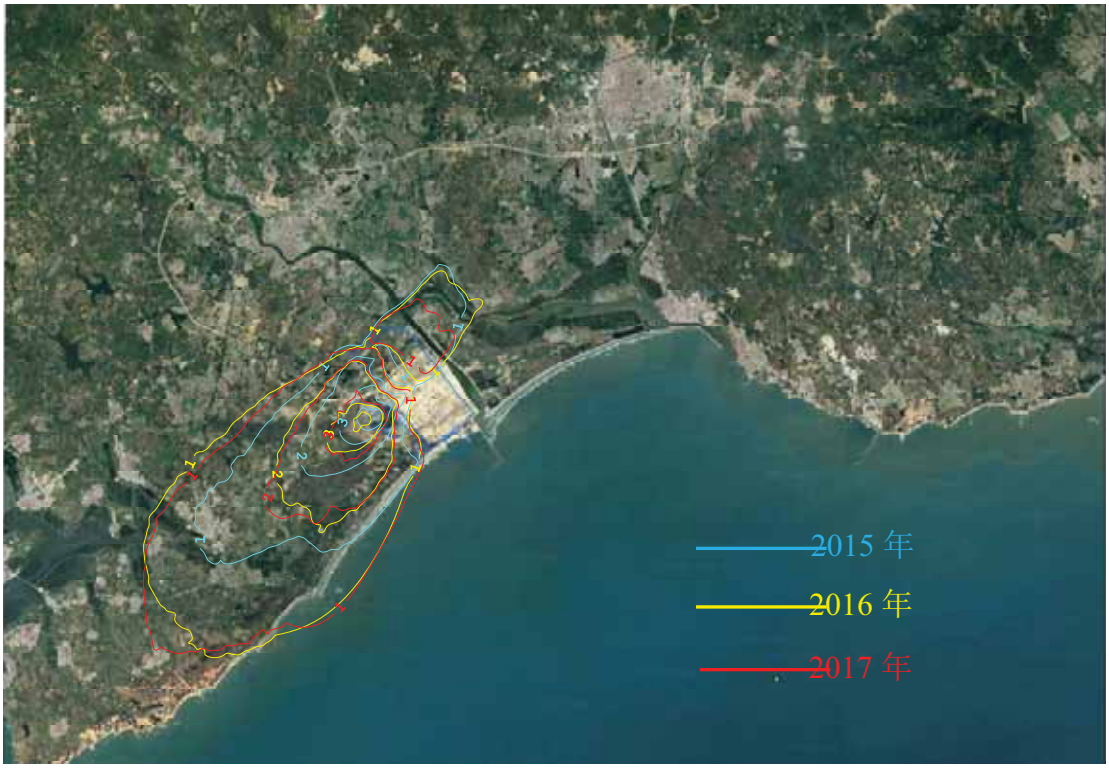


图 7.6.6-1　　NO_2 年均浓度预测图（μg/m^3）

表 7.6.1-1　　主要环境保护目标最大值预测结果

主要环境保护目标	NO_2 年均浓度 μg/m^3			日均浓度 μg/m^3					小时浓度 μg/m^3	
	2015 年	2016 年	2017 年	最大值	占标率%	监测浓度最大/平均值	叠加值	叠加值占标率%	最大值	占标率%
埔洋村	2	1	1	14	17.8	41	55	69.1	44	21.9
洋下村	1	1	1	14	17.0	41	55	68.2	35	17.5
林沟村	1	1	1	12	14.5	41	53	65.8	32	16.2

图田村	0	0	0	8	9.8	38	46	57.3	51	25.3
图上村	0	0	0	9	11.3	41	50	62.5	56	27.8
刘畔村	1	1	1	16	19.7	41	57	71.0	63	31.4
厝寨村	1	1	1	21	26.0	41	62	77.3	55	27.6
山陇村	1	1	1	16	19.6	40	56	69.6	47	23.3
赤一村	1	1	1	12	15.5	41	53	66.8	35	17.6
赤二村	1	1	1	13	16.6	41	54	67.9	30	15.2
水上村	1	1	1	14	17.6	41	55	68.9	43	21.4
水下村	1	1	1	14	17.5	41	55	68.8	37	18.5
邦庄村	1	1	1	11	13.9	41	52	65.2	35	17.7
洋子村	1	1	1	13	16.0	41	54	67.2	80	40.1
林太村	1	1	1	11	14.0	41	52	65.2	35	17.6
吉清村	1	1	1	11	13.7	41	52	64.9	45	22.3
见龙村	1	1	1	12	15.1	41	53	66.3	44	21.8
钓石村	1	1	1	14	17.3	51	65	81.0	78	39.0
海埕村	0	0	1	11	13.1	41	52	64.4	22	10.9
孔美村	0	1	0	13	16.5	41	54	67.8	30	15.2
周美村	1	1	1	11	13.3	41	52	64.5	31	15.7
溪南村	0	0	0	12	15.5	41	53	66.7	45	22.3
军林村	0	0	0	13	16.0	41	54	67.2	52	25.9
镇前村	0	0	0	8	10.1	41	49	61.3	36	18.1
西安村	0	0	0	13	16.1	41	54	67.3	40	20.1
上村	0	0	0	10	13.1	41	51	64.4	49	24.6
上湖东村	2	3	3	15	19.2	39	54	68.0	56	28.0
联湖村	2	2	2	14	17.8	41	55	69.0	30	15.1
和双村	1	1	1	12	15.6	41	53	66.8	31	15.5
双湖村	0	0	0	9	11.8	41	50	63.1	35	17.3
朱埔村	0	0	0	10	11.9	41	51	63.2	32	16.0
向寮村	0	0	1	10	12.5	41	51	63.8	33	16.4
乌石村	1	1	1	12	15.5	41	53	66.7	29	14.4
湖寮村	0	1	1	13	15.9	41	54	67.2	24	11.8
佰公岭	0	0	0	10	12.4	41	51	63.7	27	13.7
坑仔村	0	0	0	11	13.9	41	52	65.1	24	12.2
华清村	1	1	1	18	22.4	41	59	73.7	84	42.2
西埔村	1	2	2	18	22.6	41	59	73.8	78	38.9
平垟村	1	1	1	13	16.7	41	54	67.9	60	30.1
前边村	1	2	2	12	14.4	41	53	65.7	78	39.0
山前村	1	2	2	13	16.2	41	54	67.5	85	42.4
大茂村	1	1	1	16	20.6	41	57	71.8	72	36.2

乌石村	1	1	1	9	11.5	41	50	62.8	35	17.6
后宫村	1	1	1	9	11.5	41	50	62.7	36	17.9
四凤村	1	1	1	11	14.1	41	52	65.4	37	18.7
后窟村	1	1	1	12	15.0	41	53	66.2	37	18.6
后吴村	0	1	1	10	11.9	41	51	63.1	40	20.0
华房村	0	0	0	8	9.5	41	49	60.7	51	25.4
文昌村	0	0	0	8	9.6	41	49	60.9	41	20.5
赤洲村	0	0	0	9	11.8	41	50	63.1	63	31.3
鳌头村	0	0	0	18	22.7	41	59	74.0	120	60.0
惠来镇	0	0	0	6	7.7	41	47	58.9	29	14.4
港头村	0	0	0	8	9.5	41	49	60.8	44	22.1
蔗埔村	0	0	0	29	36.5	41	70	87.7	167	83.3
英世内	0	0	0	30	37.3	41	71	88.5	167	83.6
尖埔	0	0	0	24	30.4	41	65	81.6	161	80.3
盟山村	0	0	0	10	12.2	41	51	63.4	32	16.2
山岗村	0	0	0	11	14.0	41	52	65.3	87	43.5
山头村	0	0	0	11	13.5	41	52	64.7	55	27.3
乌树林村	0	0	0	6	8.1	41	47	59.3	28	14.2
鸡岗村	0	0	0	5	5.9	41	46	57.2	21	10.4
东上村	0	0	0	6	7.7	41	47	59.0	25	12.6
永安村	0	0	0	9	11.0	41	50	62.2	52	25.9
新圩村	0	0	0	9	11.5	41	50	62.7	38	19.1
水头村	0	0	0	5	6.9	41	46	58.1	30	15.2
竹老村	0	0	0	6	7.3	41	47	58.6	31	15.6
市尾村	0	0	0	7	8.8	41	48	60.1	34	16.9
隆江村	0	0	0	11	13.8	41	52	65.1	39	19.3
隆江镇	0	0	0	8	10.3	41	49	61.5	33	16.7
竹湖村	0	0	0	11	13.5	41	52	64.8	37	18.3
溪西镇	0	0	0	10	12.1	41	51	63.4	37	18.4
溪西中学	0	0	0	9	10.7	41	50	62.0	37	18.5
蛟边村	0	0	0	8	10.0	41	49	61.2	34	17.1
白寨	0	0	0	5	6.2	41	46	57.5	29	14.3
潭头	0	0	0	5	6.3	41	46	57.6	27	13.7
尖坑村	0	0	0	7	9.1	41	48	60.3	85	42.3
西尉村	0	0	0	9	11.6	41	50	62.9	79	39.6
庄芦	0	0	0	5	6.5	41	46	57.8	37	18.5
村头村	0	0	0	7	9.0	41	48	60.3	167	83.3
像湖村	0	0	0	4	5.4	41	45	56.6	54	26.8
岗前村	0	0	0	9	11.8	41	50	63.1	32	16.0

后吉村	0	0	0	7	9.1	41	48	60.4	31	15.4
桥埔村	0	0	0	9	11.1	41	50	62.3	29	14.5
风红村	0	0	0	9	11.2	41	50	62.5	26	13.0
陈陇村	0	0	0	9	11.3	41	50	62.6	21	10.5
前埔村	0	0	0	9	11.0	41	50	62.3	23	11.7
东门村	0	0	0	7	8.7	41	48	60.0	22	11.2
井美村	0	0	0	8	10.4	41	49	61.6	26	13.1
西塘村	0	0	0	8	9.7	41	49	60.9	28	14.1
山美村	0	0	0	6	7.9	41	47	59.2	25	12.4
羊心栅	0	0	0	6	7.3	41	47	58.6	23	11.3
史岭村	0	0	0	5	6.4	41	46	57.6	31	15.7
山美新村	0	0	0	5	5.7	41	46	57.0	23	11.5
宫山村	0	0	0	6	7.0	41	47	58.2	18	9.2
后曾	0	0	0	5	6.6	41	46	57.8	15	7.6
后陂	0	0	0	6	6.9	41	47	58.2	18	9.0
鹅豆村	0	0	0	7	8.7	41	48	60.0	18	8.8
下山家	0	0	0	9	10.8	41	50	62.0	23	11.6
上山家	0	0	0	9	11.2	41	50	62.5	24	11.8
达三圩村	0	0	0	7	8.3	41	48	59.5	23	11.7
苗海村	0	0	0	7	8.4	41	48	59.6	42	21.1
北山村	0	0	0	7	8.5	41	48	59.8	45	22.5
东陇村	0	1	1	12	15.6	41	53	66.8	53	26.6
东陇镇	0	1	1	12	15.5	41	53	66.7	42	21.1
石洲村	0	0	0	10	13.0	41	51	64.3	26	12.8
西陇	0	1	0	12	14.5	41	53	65.7	21	10.4
上排	0	0	0	8	9.5	41	49	60.8	25	12.5
下排	0	0	0	8	9.8	41	49	61.1	25	12.7
华吴村	1	1	1	13	15.7	41	54	66.9	32	15.8
古巷村	1	1	1	13	15.8	41	54	67.1	38	19.1
桂林	1	1	1	13	16.1	41	54	67.3	40	19.8
埔尾	1	1	1	13	16.4	41	54	67.6	37	18.7
黄厝墩	0	0	0	8	9.9	41	49	61.1	53	26.4
华埔村	0	0	0	7	8.8	41	48	60.1	42	21.1
金东村	0	0	0	7	8.9	41	48	60.1	27	13.3
神农村	0	0	0	8	10.0	41	49	61.3	55	27.4
西港	0	0	0	8	9.5	41	49	60.7	73	36.4
神泉村	0	0	0	7	8.5	41	48	59.7	38	19.1
神渔村	0	0	0	6	7.2	41	47	58.4	52	26.0
澳角村	0	0	0	14	17.6	41	55	68.9	60	30.2

石盘村	0	0	0	9	10.9	41	50	62.2	63	31.6
华家村	0	0	0	16	20.4	41	57	71.7	74	36.9
神泉镇	0	0	0	6	7.1	41	47	58.3	28	14.0
赤山村	0	0	0	11	13.7	41	52	64.9	83	41.5
拔仔围	0	0	0	22	27.5	41	63	78.8	141	70.6
角林村	0	0	0	17	20.8	41	58	72.0	102	50.9
溪洋村	0	0	0	14	17.8	41	55	69.0	86	42.8
寄陇村	0	0	0	11	13.3	41	52	64.5	29	14.4
北洋村	0	0	0	6	7.8	41	47	59.1	51	25.5
邦山村	0	0	0	7	8.7	41	48	59.9	83	41.5
西黄	0	0	0	5	6.3	41	46	57.5	59	29.7
西湖村	0	0	0	5	6.3	41	46	57.6	52	25.8
后港	0	0	0	6	7.3	41	47	58.6	38	19.2
吉内	0	0	0	5	6.4	41	46	57.7	39	19.6
清平村	0	0	0	4	5.5	41	45	56.7	35	17.5
新厝詹	0	0	0	6	7.5	41	47	58.8	51	25.7
洋美村	1	1	1	9	10.9	41	50	62.1	23	11.4
后洋村	1	1	1	12	14.4	41	53	65.6	105	52.4
奎湖村	1	2	1	16	19.4	41	57	70.7	131	65.4

7.6.1.2 日均浓度

项目厂址周围主要环境保护目标预测最大地面浓度情况见表 7.6.1-1，叠加监测最大浓度或监测浓度最大值的平均值及占标率见 7.6.1-1。预测结果表明，各环境保护目标处本项目贡献浓度相对较低，最大值出现在英世内村，最大浓度为 30μg/m^3，占标率为 37.3%，叠加现状浓度后最大占标率为 88.5%。

近三年气象条件下，预测网格点最大浓度为 52μg/m^3，占环境质量标准的 65%，时间为 2017 年 5 月 5 日，出现地点为厂址西南，日均浓度分布见图 7.6.1-2。



图 7.6.1-2　　NO_2 日均浓度等值线图（2017 年 5 月 5 日，μg/m^3）

7.6.1.3 小时浓度预测结果

近三年气象条件下，各环境保护目标处最大小时平均浓度见表 7.6.1-1，最大浓度 167μg/m^3，占环境质量标准的 84%。

根据 2015-2017 年三年的逐时气象条件预测，预测网格点最大浓度为 431μg/m^3，超过环境质量标准，最大浓度点出现在厂区外的西南侧和南侧，2017_M05_D05_1700 浓度预测结果见图 7.6.1-3，图中红色浓度等值线为 200μg/m^3，超标区域距厂界最远距离约 1.95km，位于厂区外的西南侧约。图 7.6.1-4 是全部预测时间内各网格预测点最大浓度，各预测网格点最大浓度较高区域出现在厂区南侧，图中红线范围内是超过 200μg/m^3 的区域的包络线，三年中网格点最大浓度有 9 次小时浓度超过 200μg/m^3 的情况，占全部预测时间的 0.03%，出现超标情况的时间分别是 2016_M09_D26_1600、2016_M09_D26_1700、2017_M05_D05_1400、2017_M05_D05_1500、2017_M05_D05_1600、2017_M05_D05_1700、2017_M05_D05_1800、2017_M05_D05_2000、2017_M09_D15_1800。预测结果的 9 次超标范围以厂界最西南角计算，大约是在 600 米到 1950 米左右。按导则要求可以在厂区西南以厂区西南角为中心设置约 2000 米的防护距离，图 7.6.1-5 是在厂区西南侧设置的防护距离，在防护距离内没有居民区。厂界西侧最近的居民点是上湖东村，距西侧厂界直线距离约 2.6km，

见图图 7.6.1-5，厂区外西南部规划了大南海园区污水处理厂和固废处置中心，以及大南海西部排洪渠，厂区南侧是码头区域。本项目氮氧化物排放情况分析表明，存在对区域环境质量改善的压力，建议在厂区西侧的规划中严格控制居民区的建设，在区域扩散条件相对较差的特定气象条件下，通过统一的生产调度来控制延迟焦化再生烟气、动力中心等氮氧化物排放量较大的排放源的排放。



图 7.6.1-3　2017 年 5 月 5 日 17 时网格预测点浓度等值线图（μg/m^3）



图 7.6.1-4　2015-2017 年 NO_2 各网格预测点最大浓度（μg/m^3）



图 7.6.1-5　厂区外西南侧的防护距离示意图

7.6.2 二氧化硫

7.6.2.1 年均浓度

全厂二氧化硫年均浓度分别预测了 2015 年、2016 年、2017 年年均浓度，预测结果见图 7.6.2-1。2015 年、2016 年、2017 年网格点最大年均浓度分别为 4μg/m^3、3μg/m^3、3μg/m^3，占年均环境质量标准的 7%、5%、5%。厂区周围主要环境保护目标的年均浓度预测结果见表 7.6.2-1。



图 7.6.2-1　　SO_2 厂区周围年均浓度预测等值线图（μg/m^3）

表 7.6.2-1　　主要环境保护目标二氧化硫最大值预测结果

主要环境保护目标	SO_2 年均浓度 μg/m^3			日均浓度 μg/m^3					小时浓度 μg/m^3	
	2015 年	2016 年	2017 年	最大值	标率%	监测浓度最大/平均值	叠加值	叠加值占标率%	最大值	标率%
埔洋村	0.4	0.4	0.3	5.1	3.4	27	30	20.2	24	4.9
洋下村	0.3	0.3	0.3	3.3	2.2	27	29	19.4	17	3.4
林沟村	0.3	0.3	0.3	3.3	2.2	27	29	19.5	25	5.0
图田村	0.1	0.2	0.1	3.7	2.5	20	22	15.0	28	5.7
图上村	0.1	0.1	0.1	3.7	2.5	27	29	19.6	29	5.9
刘畔村	0.6	0.5	0.5	9.0	6.0	27	33	22.0	33	6.5
厝寨村	0.5	0.5	0.5	9.3	6.2	27	33	22.2	32	6.4
山陇村	0.2	0.2	0.2	7.1	4.7	40	45	29.8	21	4.2
赤一村	0.4	0.4	0.4	4.4	2.9	27	30	19.9	23	4.6
赤二村	0.4	0.4	0.4	4.1	2.8	27	30	19.8	23	4.6
水上村	0.2	0.3	0.2	4.9	3.2	27	30	20.2	20	4.0
水下村	0.3	0.3	0.3	4.1	2.7	27	30	19.8	18	3.7
邦庄村	0.3	0.3	0.3	3.7	2.5	27	29	19.7	23	4.5
洋子村	0.3	0.3	0.3	4.6	3.1	27	30	20.0	27	5.4
林太村	0.3	0.3	0.3	4.8	3.2	27	30	20.1	23	4.6
吉清村	0.3	0.4	0.3	3.6	2.4	27	29	19.6	14	2.8

见龙村	0.3	0.3	0.2	3.9	2.6	27	30	19.7	23	4.7
钓石村	0.3	0.3	0.3	3.1	2.1	29	31	20.7	20	3.9
海埕村	0.2	0.2	0.1	2.5	1.7	27	29	19.1	11	2.1
孔美村	0.2	0.2	0.2	4.3	2.9	27	30	19.9	21	4.2
周美村	0.3	0.3	0.3	4.4	2.9	27	30	19.9	20	4.0
溪南村	0.1	0.2	0.2	4.4	2.9	27	30	20.0	21	4.2
军林村	0.1	0.1	0.1	4.5	3.0	27	30	20.0	20	3.9
镇前村	0.1	0.1	0.1	3.2	2.1	27	29	19.4	17	3.5
西安村	0.1	0.1	0.1	4.5	3.0	27	30	20.0	16	3.3
上村	0.1	0.1	0.1	3.5	2.3	27	29	19.5	20	4.0
上湖东村	0.6	0.8	0.7	3.6	2.4	22	24	16.3	19	3.9
联湖村	0.5	0.7	0.6	3.1	2.1	27	29	19.4	17	3.5
和双村	0.3	0.5	0.4	3.4	2.3	27	29	19.5	18	3.5
双湖村	0.2	0.2	0.2	2.9	1.9	27	29	19.3	15	3.0
朱埔村	0.1	0.2	0.2	2.6	1.8	27	29	19.2	14	2.9
向寮村	0.2	0.2	0.2	2.6	1.7	27	29	19.2	14	2.8
乌石村	0.2	0.3	0.3	2.7	1.8	27	29	19.2	8	1.7
湖寮村	0.2	0.3	0.2	2.5	1.7	27	29	19.1	8	1.6
佰公岭	0.1	0.2	0.2	2.3	1.5	27	29	19.0	11	2.3
坑仔村	0.1	0.2	0.2	2.5	1.7	27	29	19.1	11	2.2
华清村	0.4	0.5	0.4	3.6	2.4	23	25	16.9	12	2.3
西埔村	0.4	0.5	0.5	4.0	2.7	27	30	19.8	17	3.4
平垟村	0.3	0.4	0.4	2.9	2.0	27	29	19.3	12	2.3
前边村	0.4	0.6	0.6	3.2	2.2	27	29	19.4	17	3.4
山前村	0.4	0.5	0.6	3.2	2.2	27	29	19.4	22	4.4
大茂村	0.3	0.4	0.3	3.4	2.3	27	29	19.5	12	2.5
乌石村	0.2	0.2	0.2	2.7	1.8	27	29	19.2	12	2.4
后宫村	0.2	0.2	0.2	3.1	2.1	27	29	19.4	14	2.8
四凤村	0.2	0.2	0.2	2.9	1.9	27	29	19.3	11	2.1
后窟村	0.2	0.2	0.2	2.9	1.9	27	29	19.3	10	2.1
后吴村	0.2	0.2	0.2	2.9	1.9	27	29	19.3	12	2.3
华房村	0.1	0.2	0.1	3.7	2.4	27	29	19.6	37	7.5
文昌村	0.1	0.1	0.1	2.7	1.8	27	29	19.2	19	3.8
赤洲村	0.1	0.1	0.1	2.5	1.7	27	29	19.1	18	3.7
鳌头村	0.1	0.1	0.1	4.2	2.8	27	30	19.9	23	4.6
惠来镇	0.1	0.1	0.1	1.5	1.0	27	28	18.7	9	1.9
港头村	0.1	0.1	0.1	2.4	1.6	27	29	19.1	19	3.8
蔗埔村	0.1	0.1	0.1	8.2	5.5	27	32	21.7	53	10.7
英世内	0.1	0.1	0.1	5.8	3.9	27	31	20.6	31	6.2

尖埔	0.0	0.1	0.0	4.2	2.8	27	30	19.9	30	5.9
盟山村	0.1	0.1	0.1	2.7	1.8	27	29	19.2	14	2.8
山岗村	0.1	0.1	0.1	3.3	2.2	27	29	19.5	30	6.0
山头村	0.1	0.1	0.1	2.8	1.9	27	29	19.2	20	4.0
乌树林村	0.1	0.1	0.1	2.1	1.4	27	28	18.9	14	2.9
鸡岗村	0.1	0.1	0.1	1.6	1.1	27	28	18.7	9	1.7
东上村	0.1	0.1	0.1	2.2	1.4	27	28	19.0	10	1.9
永安村	0.1	0.1	0.1	3.2	2.1	27	29	19.4	15	3.0
新圩村	0.1	0.1	0.1	3.3	2.2	27	29	19.4	16	3.1
水头村	0.1	0.1	0.1	3.1	2.1	27	29	19.4	13	2.6
竹老村	0.1	0.1	0.1	3.3	2.2	27	29	19.5	13	2.6
市尾村	0.1	0.1	0.1	2.8	1.9	27	29	19.3	15	3.0
隆江村	0.1	0.1	0.1	3.7	2.4	27	29	19.6	17	3.3
隆江镇	0.1	0.1	0.1	2.7	1.8	25	27	17.9	17	3.4
竹湖村	0.1	0.1	0.1	3.6	2.4	27	29	19.6	16	3.2
溪西镇	0.1	0.1	0.1	3.3	2.2	27	29	19.5	14	2.7
溪西中学	0.1	0.1	0.1	3.0	2.0	27	29	19.3	13	2.6
蛟边村	0.1	0.1	0.1	3.0	2.0	27	29	19.4	15	3.0
白寨	0.1	0.1	0.1	2.7	1.8	27	29	19.2	13	2.5
潭头	0.1	0.1	0.1	2.6	1.8	27	29	19.2	13	2.6
尖坑村	0.1	0.1	0.1	2.8	1.9	27	29	19.2	24	4.7
西尉村	0.1	0.1	0.1	3.1	2.1	27	29	19.4	15	3.1
庄芦	0.1	0.1	0.1	2.4	1.6	27	29	19.1	12	2.4
村头村	0.1	0.1	0.1	2.4	1.6	27	29	19.1	32	6.3
像湖村	0.1	0.1	0.1	2.6	1.7	27	29	19.2	13	2.7
岗前村	0.1	0.1	0.1	3.1	2.0	27	29	19.4	12	2.5
后吉村	0.1	0.1	0.1	2.5	1.6	27	29	19.1	19	3.7
桥埔村	0.1	0.1	0.1	2.9	1.9	27	29	19.3	20	4.0
风红村	0.1	0.1	0.1	2.9	1.9	27	29	19.3	21	4.2
陈陇村	0.1	0.1	0.1	3.3	2.2	27	29	19.5	10	2.0
前埔村	0.1	0.1	0.1	3.2	2.2	27	29	19.4	10	2.1
东门村	0.1	0.1	0.1	2.5	1.6	27	29	19.1	10	2.0
井美村	0.1	0.1	0.1	3.0	2.0	27	29	19.3	11	2.1
西塘村	0.1	0.1	0.1	2.8	1.9	27	29	19.2	11	2.3
山美村	0.1	0.1	0.1	2.3	1.6	27	29	19.0	10	2.0
羊心栅	0.1	0.1	0.0	2.0	1.3	27	28	18.9	11	2.2
史岭村	0.0	0.1	0.0	1.8	1.2	27	28	18.8	9	1.9
山美新村	0.0	0.1	0.1	1.7	1.1	27	28	18.7	7	1.3
宫山村	0.1	0.1	0.1	1.9	1.3	27	28	18.9	8	1.6

后曾	0.1	0.1	0.1	1.8	1.2	27	28	18.8	6	1.2
后陂	0.1	0.1	0.1	1.8	1.2	27	28	18.8	11	2.1
鹅豆村	0.1	0.1	0.1	2.0	1.3	27	28	18.9	7	1.5
下山家	0.1	0.1	0.1	2.4	1.6	27	29	19.1	14	2.7
上山家	0.1	0.2	0.1	2.5	1.7	27	29	19.1	11	2.1
达三圩村	0.1	0.1	0.1	1.8	1.2	27	28	18.8	12	2.5
苗海村	0.2	0.1	0.1	1.9	1.3	27	28	18.8	15	3.1
北山村	0.1	0.2	0.1	1.8	1.2	27	28	18.8	10	2.0
东陇村	0.2	0.2	0.2	2.4	1.6	27	29	19.1	17	3.3
东陇镇	0.2	0.2	0.2	2.4	1.6	27	29	19.1	17	3.3
石洲村	0.2	0.2	0.2	2.3	1.5	27	29	19.0	13	2.7
西陇	0.2	0.2	0.2	2.2	1.5	27	28	19.0	9	1.8
上排	0.2	0.2	0.1	2.2	1.5	27	28	19.0	10	2.0
下排	0.2	0.2	0.2	2.3	1.5	27	29	19.0	8	1.6
华吴村	0.2	0.2	0.2	2.7	1.8	27	29	19.2	10	2.1
古巷村	0.2	0.2	0.2	3.2	2.1	27	29	19.4	11	2.2
桂林	0.2	0.2	0.2	3.2	2.2	27	29	19.4	11	2.3
埔尾	0.2	0.2	0.2	2.9	2.0	27	29	19.3	12	2.4
黄厝墩	0.2	0.2	0.2	4.1	2.7	27	30	19.8	36	7.2
华埔村	0.1	0.1	0.1	3.9	2.6	27	30	19.8	26	5.3
金东村	0.1	0.1	0.1	3.6	2.4	27	29	19.6	30	5.9
神农村	0.1	0.1	0.1	3.0	2.0	27	29	19.3	18	3.6
西港	0.1	0.1	0.1	2.8	1.9	27	29	19.3	14	2.8
神泉村	0.1	0.1	0.1	2.6	1.7	27	29	19.1	12	2.5
神渔村	0.1	0.1	0.0	2.4	1.6	27	29	19.1	11	2.1
澳角村	0.1	0.1	0.0	4.1	2.7	27	30	19.8	17	3.3
石盘村	0.0	0.1	0.0	2.7	1.8	27	29	19.2	18	3.6
华家村	0.0	0.1	0.0	4.5	3.0	27	30	20.0	15	3.0
神泉镇	0.1	0.1	0.0	2.3	1.6	27	29	19.0	11	2.1
赤山村	0.0	0.1	0.0	2.0	1.3	27	28	18.9	11	2.2
拔仔围	0.1	0.1	0.1	3.7	2.5	27	29	19.6	24	4.8
角林村	0.1	0.1	0.1	4.4	2.9	27	30	20.0	17	3.5
溪洋村	0.1	0.2	0.1	4.3	2.8	27	30	19.9	20	4.1
寄陇村	0.2	0.2	0.1	2.3	1.5	27	29	19.0	15	3.0
北洋村	0.1	0.1	0.1	2.8	1.9	27	29	19.3	19	3.9
邦山村	0.1	0.1	0.1	3.7	2.4	27	29	19.6	21	4.2
西黄	0.1	0.1	0.1	2.3	1.5	27	29	19.0	18	3.7
西湖村	0.1	0.1	0.1	2.2	1.5	27	28	19.0	16	3.1
后港	0.1	0.1	0.0	2.0	1.4	27	28	18.9	11	2.3

吉内	0.1	0.1	0.1	2.3	1.6	27	29	19.0	11	2.3
清平村	0.1	0.0	0.0	1.7	1.1	27	28	18.7	13	2.5
新厝詹	0.1	0.1	0.1	2.6	1.8	27	29	19.2	15	3.0
洋美村	0.2	0.2	0.3	1.8	1.2	27	28	18.8	7	1.4
后洋村	0.3	0.4	0.5	3.6	2.4	27	29	19.6	35	7.0
奎湖村	0.3	0.4	0.5	4.3	2.9	27	30	19.9	25	5.1

7.6.2.2 日均浓度

项目厂址周围主要环境保护目标预测最大地面浓度情况见表 7.6.2-1，叠加监测最大浓度或监测浓度最大值的平均值及占标率见表 7.6.2-1。预测结果表明，各环境保护目标处本项目贡献浓度相对较低，最大值出现在厝寨村，最大浓度为 9.3 μg/m^3，叠加现状浓度后最大占标率为 6.2%。

近三年气象条件下，预测网格点最大浓度为 16 μg/m^3，占环境质量标准的 3.2%，时间为 2017 年 5 月 5 日，出现地点为厂址西南，日均浓度分布见图 7.6.2-2。



图 7.6.2-2　　SO_2 日均浓度等值线图（μg/m^3）

7.6.2.3 小时浓度预测结果

近三年气象条件下，各环境保护目标处最大小时平均浓度见表 7.6.2-1，最大浓度 37 μg/m^3，占环境质量标准的 7.4%。

预测网格点最大浓度为 182μg/m^3，为环境质量标准的 36.4%，图 7.6.2-3 是全部预测时间内各网格预测点最大浓度，各预测网格点最大浓度较高区域出现在厂区南侧。



图 7.6.2-3　SO_2 各网格预测点最大浓度等值线（μg/m^3）

7.6.3 硫化氢

本项目主要排放源有制氢装置的净化尾气、硫磺回收装置的无组织排放、污水处理的无组织排放等。硫化氢预测结果，网格点最大浓度为 66μg/m^3，出现在厂区内，时间为 2017_M09_D09_0500，浓度分布见图 7.6.3-1，图中红色等值线浓度为 10μg/m^3（参考环境质量标准）。近三年逐时气象条件下，预测网格点在预测时间段内各预测点最大浓度等值线见图 7.6.3-2，图中 10μg/m^3 的等值线范围为参考的环境质量标准浓度值，厂址周围主要环境保护目标处最大小时浓度预测结果见表 7.6.3-1。

表 7.6.3-1　　主要环境保护目标处最大浓度预测结果

环境保护目标	最大浓度 μg/m^3	占标率	环境保护目标	最大浓度 μg/m^3	占标率
埔洋村	7.2	71.9	溪西镇	1.1	10.6
洋下村	5.3	52.7	溪西中学	0.9	9.5
林沟村	2.7	26.7	蛟边村	1.2	11.6

图田村	1.7	16.9	白寨	0.9	8.8
图上村	1.4	14.4	潭头	0.9	8.6
山陇村	3.0	29.7	尖坑村	1.8	17.5
赤一村	3.3	32.6	西尉村	1.5	15.2
赤二村	4.2	42.0	庄芦	1.7	17.0
水上村	3.6	35.8	村头村	0.7	7.4
水下村	4.5	45.3	像湖村	0.9	9.3
邦庄村	2.6	26.5	岗前村	1.1	11.2
洋子村	1.8	18.3	后吉村	1.6	15.9
林太村	2.9	29.0	桥埔村	1.4	13.8
吉清村	1.9	19.3	风红村	1.4	13.6
见龙村	2.1	20.7	陈陇村	1.4	14.4
钓石村	1.8	17.9	前埔村	1.5	14.8
海埕村	2.0	19.8	东门村	1.0	10.4
孔美村	2.5	24.9	井美村	1.3	13.2
周美村	2.6	25.6	西塘村	1.1	11.2
溪南村	1.6	15.7	山美村	1.0	9.8
军林村	1.3	13.0	羊心栅	0.9	9.2
镇前村	1.6	16.5	史岭村	0.8	7.7
西安村	1.2	12.4	山美新村	0.8	8.0
上村	1.3	13.0	宫山村	1.6	15.7
上湖东村	1.8	18.2	后曾	1.0	9.9
联湖村	1.5	15.2	后陂	1.7	17.3
和双村	1.8	18.2	鹅豆村	0.9	8.6
双湖村	1.7	17.1	下山家	2.0	20.3
朱埔村	1.5	14.6	上山家	2.0	20.1
向寮村	1.6	16.0	达三圩村	1.5	15.3
乌石村	0.9	9.3	苗海村	0.9	8.5
湖寮村	2.1	21.1	北山村	1.0	10.0
佰公岭	1.0	9.8	东陇村	1.2	12.2
坑仔村	1.5	14.9	东陇镇	1.4	14.0
华清村	0.8	7.6	石洲村	1.1	10.8
西埔村	1.0	9.5	西陇	1.1	11.4
平垟村	1.1	11.5	上排	0.8	8.4
前边村	1.1	11.5	下排	0.8	8.2
山前村	0.9	8.6	华吴村	2.3	23.2
大茂村	0.7	7.0	古巷村	2.0	20.4
乌石村	1.8	18.3	桂林	1.7	16.7
后宫村	2.0	19.6	埔尾	2.9	29.3

四凤村	1.5	15.1	黄厝墩	1.2	12.1
后窟村	2.5	24.8	华埔村	1.6	16.1
后吴村	1.6	15.6	金东村	1.2	11.6
华房村	1.0	10.2	神农村	0.8	8.5
文昌村	1.1	11.5	西港	0.7	7.0
赤洲村	1.1	11.1	神泉村	0.7	7.1
鳌头村	2.6	25.5	神渔村	0.8	7.9
惠来镇	0.9	9.3	澳角村	1.1	11.2
港头村	0.9	9.4	石盘村	1.0	10.1
蔗埔村	1.0	10.3	华家村	0.7	7.0
英世内	1.2	11.8	神泉镇	0.8	7.7
尖埔	0.9	8.6	赤山村	0.5	5.1
盟山村	1.1	10.9	拔仔围	0.8	8.0
山岗村	1.3	13.0	角林村	1.0	9.8
山头村	1.3	12.7	溪洋村	1.4	13.8
乌树林村	0.8	8.3	寄陇村	1.5	15.5
鸡岗村	1.0	10.5	北洋村	0.9	9.2
东上村	0.9	8.8	邦山村	1.0	9.8
永安村	1.0	9.8	西黄	1.3	13.2
新圩村	1.0	10.2	西湖村	1.2	12.3
水头村	1.0	9.9	后港	1.1	10.5
竹老村	1.2	11.8	吉内	1.2	12.3
市尾村	1.4	13.9	清平村	0.7	7.4
隆江村	1.1	11.1	新厝詹	1.3	13.3
隆江镇	1.0	10.3	洋美村	0.8	8.0
竹湖村	1.2	11.9	后洋村	1.0	10.2



图 7.6.3-1　硫化氢预测浓度等值线图（μg/m^3）（2017_M09_D09_0500）



图 7.6.3-2 硫化氢预测网格点最大浓度等值线图（μg/m^3）

7.6.4 氨

本项目氨在预测网格点处预测时段内最大浓度等值线见图 7.6.4-1。网格点最大浓度为 641μg/m^3，出现在厂区内，图中 200μg/m^3 浓度等值线位于厂区内，对周围环境的影响相对较小。



图 7.6.4-1　氨预测网格点最大浓度分布图（μg/m^3）

7.6.5 苯

根据本项目工程分析结果，利用 2017 年基准年气象数据，预测范围内各网格点最大小时浓度等值线见图 7.6.5-1。从图中可以看到，参考标准 100μg/m^3 浓度等值线位于厂区内。厂址周围主要环境保护目标的小时浓度最大值预测结果见表 7.6.5-1。埔洋村最大预测浓度为 30.3μg/m^3，占参考环境质量标准的 30.3%，洋下村最大预测浓度为 22.8μg/m^3，占参考环境质量标准的 22.8%。

表 7.6.5-1　　主要保护目标预测时段最大浓度统计

	苯		甲苯		二甲苯	
	最大浓度 μg/m^3	占参考限值的百分比%	最大浓度 μg/m^3	占参考限值的百分比%	最大浓度 μg/m^3	占参考限值的百分比%
埔洋村	30.3	30.3	7.6	3.8	1.9	1.0
洋下村	22.8	22.8	5.7	2.8	2.1	1.0
林沟村	24.4	24.4	6.1	3.1	3.7	1.8

图田村	9.1	9.1	2.3	1.1	2.1	1.0
图上村	3.4	3.4	1.7	0.8	2.1	1.1
刘畔村	12.7	12.7	3.2	1.6	1.2	0.6
厝寨村	11.5	11.5	2.9	1.4	2.8	1.4
山陇村	9.7	9.7	2.4	1.2	2.6	1.3
赤一村	8.8	8.8	2.2	1.1	2.0	1.0
赤二村	17.8	17.8	4.5	2.2	1.9	0.9
水上村	6.8	6.8	1.8	0.9	1.6	0.8
水下村	6.7	6.7	1.8	0.9	1.6	0.8
邦庄村	5.8	5.8	2.9	1.4	1.4	0.7
洋子村	6.7	6.7	1.9	1.0	2.4	1.2
林太村	7.1	7.1	1.8	0.9	2.2	1.1
吉清村	7.4	7.4	1.9	0.9	1.8	0.9
见龙村	3.9	3.9	1.5	0.7	1.8	0.9
钓石村	8.9	8.9	2.7	1.4	2.1	1.1
孔美村	5.3	5.3	1.5	0.8	1.9	1.0
周美村	4.5	4.5	2.1	1.0	2.6	1.3
溪南村	5.5	5.5	1.4	0.7	1.5	0.7
军林村	7.2	7.2	1.8	0.9	1.4	0.7
镇前村	5.7	5.7	1.5	0.7	1.3	0.7
西安村	8.0	8.0	2.0	1.0	1.4	0.7
上村	6.1	6.1	1.5	0.8	1.4	0.7
上湖东村	13.3	13.3	3.3	1.7	3.8	1.9
联湖村	8.2	8.2	2.4	1.2	2.9	1.5
乌石村	3.7	3.7	1.9	1.0	2.1	1.0
后宫村	3.9	3.9	1.4	0.7	1.8	0.9
四凤村	4.2	4.2	1.5	0.8	1.7	0.9
后窟村	4.1	4.1	1.7	0.8	2.0	1.0
后吴村	3.8	3.8	1.4	0.7	1.6	0.8
新圩村	2.6	2.6	1.0	0.5	0.9	0.4
竹老村	3.0	3.0	1.7	0.8	1.1	0.5
市尾村	3.3	3.3	1.1	0.5	1.0	0.5
隆江村	4.5	4.5	1.1	0.6	1.2	0.6
古巷村	8.7	8.7	2.2	1.1	1.4	0.7
桂林	9.4	9.4	2.3	1.2	1.7	0.9
黄厝墩	1.9	1.9	0.9	0.5	1.1	0.6

7.6.6 甲苯

本项目甲苯小时浓度预测结果，各预测网格点 2017 年逐时气象条件下最大

浓度等值线见图 7.6.6-1，甲苯的环境空气质量参考限值为 200μg/m^3，各预测网格点最大浓度为 100.4μg/m^3，位于厂区内，最大浓度占参考限值的 50.2%。厂区周围主要环境保护目标处甲苯预测浓度最大值统计见表 7.6.5-1，主要保护目标处甲苯最大浓度为 7.6μg/m^3，为参考限值的 3.8%。

7.6.7 二甲苯

根据工程分析提供的二甲苯排放情况，各预测网格点 2017 年逐时气象条件下最大浓度等值线见图 7.6.7-1，二甲苯的环境空气质量参考限值为 200μg/m^3，各预测网格点最大浓度为 15.6μg/m^3，位于厂区内，最大浓度占参考限值的 7.8%。厂区周围主要环境保护目标处甲苯预测浓度最大值统计见表 7.6.5-1，主要保护目标处甲苯最大浓度为 3.8 μg/m^3，为参考限值的 1.9%。



图 7.6.5-1 预测网格点苯最大浓度（μg/m^3）



图 7.6.6-1　各预测网格点最大浓度等值线（μg/m^3）



图 7.6.7-1 各预测网格点对甲苯最大浓度等值线（μg/m^3）

7.6.8 苯并芘

本项目苯并芘的产生可能在延迟焦化装置出焦烟气中。根据浙江石化舟山项目环评技术评估会议上有关 BaP 产生问题的讨论，通常情况下是没有 BaP 排放的，采用密闭出焦可有效减少挥发性有机污染物的排放，烟气收集设施相关设计单位技术人员认为烟气中 BaP 不会大于 1ppm，收集后的烟气送加热炉燃烧室，经燃烧后烟气中可能的 BaP 初步估算为 0.0001kg/h。本项目两套延迟焦化装置，

2017 年全年气象条件下预测结果表明，各预测网格点日均最大浓度为 63.6pg/m^3，远低于环境空气质量标准 2.5×10^{-3}μg/m^3。厂址周围主要保护目标出日均浓度最大值统计见表 7.6.8-1，最大日均浓度为 24.3×10^{-6}μg/m^3，低于环境空气质量标准值 2.5×10^{-3}μg/m^3，约为标准的 1%。



图 7.6.8-1 各预测网格点 BaP 最大浓度（10^{-6}μg/m^3）

表 7.6.8-1 主要保护目标处预测最大浓度

保护目标	浓度 10^{-6}μg/m^3	占标率 %
埔洋村	24.3	1.0
洋下村	19.4	0.8
林沟村	22.3	0.9
图田村	12.2	0.5
图上村	9.3	0.4
刘畔村	19.1	0.8
厝寨村	23.9	1.0
山陇村	10.6	0.4
赤一村	16.2	0.6
赤二村	20.0	0.8
水上村	13.0	0.5
水下村	14.3	0.6
邦庄村	12.9	0.5
洋子村	15.9	0.6
林太村	13.1	0.5

保护目标	浓度 10^{-6}μg/m^3	占标率 %
吉清村	16.2	0.6
见龙村	11.5	0.5
钓石村	21.2	0.8
孔美村	12.0	0.5
周美村	11.4	0.5
溪南村	10.0	0.4
军林村	10.4	0.4
镇前村	7.6	0.3
西安村	10.1	0.4
上村	8.0	0.3
上湖东村	22.3	0.9
联湖村	15.4	0.6
乌石村	11.5	0.5
后宫村	11.2	0.4
四凤村	16.4	0.7
后窟村	17.4	0.7
后吴村	12.9	0.5
新圩村	2.3	0.1
竹老村	2.2	0.1
市尾村	3.7	0.1
隆江村	6.5	0.3
古巷村	14.9	0.6
桂林	17.1	0.7
黄暦墩	7.1	0.3

7.6.9 二噁英类

本项目全厂焚烧系统焚烧废气可能存在二噁英类污染物的排放。在烟气处理过程中将严格按危险废物焚烧污染物排放标准控制和处理可能产生的二噁英类污染物，二噁英类污染物排放量微量。根据《危险废物焚烧污染控制标准》(GB 18484-2001)二噁英类污染物排放限值为 0.5TEQ ng/m^3，按烟气排放量 50000m^3/h 估算，二噁英类污染物排放量不超过 0.025mg/h。按此估算的源强，采用筛选模式估算二噁英类污染物在下风向地面浓度见图 7.6.9-1。最大估算浓度为 35.75×1^{0-9}μg/m^3，约为 0.6pgTEQ/m^3 质量参考浓度的 6%。

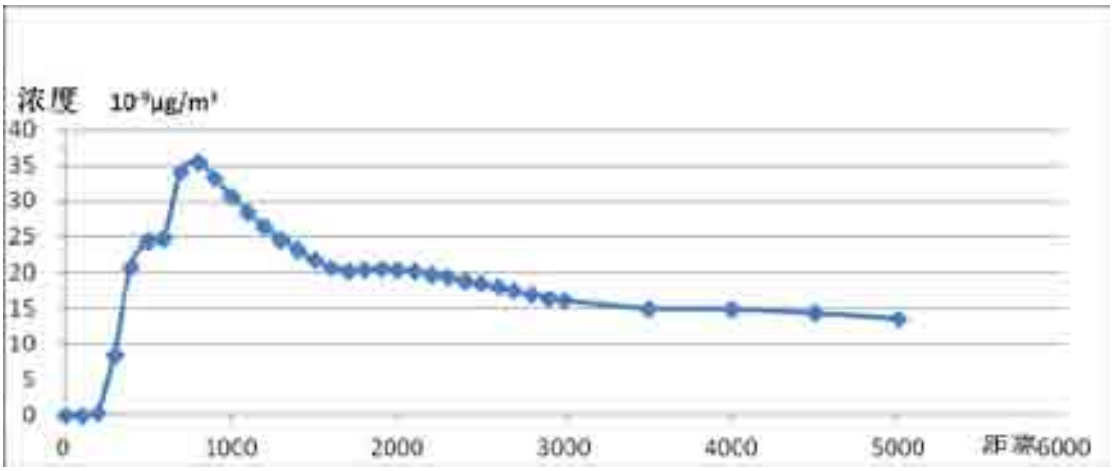


图 7.6.9-1　二噁英类污染物地面浓度估算结果

7.6.10 HCl

根据工程分析氯化氢排放源核算结果，2017 年全年逐时气象条件下氯化氢各预测网格点最大浓度等值线见图 7.6.10-1，各预测网格点最大预测浓度为 7.2μg/m^3，为参考环境标准 0.05 mg/m^3 的 14.4%。厂址周围主要环境保护目标处氯化氢浓度预测结果统计见表 7.6.10-1，各环境保护目标处最大小时浓度为 3.6μg/m^3，为参考环境标准 0.05 mg/m^3 的 7.1%。



图 7.6.10-1 各预测网格点最大浓度等值线（μg/m^3）

表 7.6.10-1　　主要环境保护目标处氯化氢和苯乙烯浓度预测结果统计

序号	保护目标	氯化氢		苯乙烯	
		最大浓度 μg/m^3	占环境空气质量参考限值百分比 %	最大浓度 μg/m^3	占环境空气质量参考限值百分比 %
1	埔洋村	3.6	7.1	1.3	13.5
2	洋下村	1.8	3.6	0.8	8.2
3	林沟村	1.2	2.4	0.7	7.1
4	图田村	1.4	2.8	0.5	5.1
5	图上村	1.1	2.2	0.5	5.2
6	刘畔村	2.2	4.4	1.4	14.1
7	厝寨村	1.5	3.0	1.5	15.4
8	山陇村	0.9	1.8	1.0	9.6
9	赤一村	1.9	3.7	1.2	11.8
10	赤二村	1.8	3.6	1.3	13.4
11	水上村	1.1	2.2	1.1	11.2
12	水下村	1.1	2.2	1.0	9.7
13	邦庄村	0.9	1.8	1.8	17.9
14	洋子村	1.4	2.8	1.0	10.5
15	林太村	1.1	2.1	1.0	10.1
16	吉清村	1.4	2.8	0.7	6.7
17	见龙村	1.2	2.3	0.6	6.0
18	钓石村	1.2	2.3	0.7	7.2
19	孔美村	0.8	1.6	0.8	8.1
20	周美村	0.9	1.7	1.2	12.1
21	溪南村	1.0	2.1	0.8	8.1
22	军林村	1.1	2.1	0.9	8.7
23	镇前村	0.6	1.2	0.9	8.8
24	西安村	0.9	1.8	0.8	7.5
25	上村	1.0	2.0	0.7	7.4
26	上湖东村	1.0	2.0	1.1	11.0
27	联湖村	0.7	1.5	0.8	7.8
28	乌石村	0.5	1.0	0.5	5.4
29	后宫村	0.9	1.8	0.5	5.0
39	四凤村	0.5	1.0	0.5	4.8
31	后窟村	0.7	1.4	0.5	5.2
32	后吴村	0.7	1.3	0.4	4.4
33	新圩村	0.4	0.7	0.6	6.0
34	竹老村	0.3	0.6	1.0	10.4
35	市尾村	0.4	0.8	0.6	6.2

序号	保护目标	氯化氢		苯乙烯	
		最大浓度 μg/m^3	占环境空气质量参考限值百分比 %	最大浓度 μg/m^3	占环境空气质量参考限值百分比 %
36	隆江村	0.6	1.2	0.6	6.5
37	古巷村	0.7	1.4	0.4	4.0
38	桂林	0.8	1.6	0.4	4.2
39	黄厝墩	0.3	0.6	0.2	2.5

7.6.11 苯乙烯

根据工程分析苯乙烯排放源核算结果，2017 年全年逐时气象条件下苯乙烯各预测网格点最大浓度等值线见图 7.6.11-1，各预测网格点最大预测浓度为 2.5μg/m^3，为参考环境标准 0.01mg/m^3 的 25%。厂址周围主要环境保护目标处浓度预测结果统计见表 7.6.10-1，各环境保护目标处最大小时浓度为 1.9μg/m^3，为参考环境标准 0.01 mg/m^3 的 18.5%。



图 7.6.11-1 苯乙烯各预测网格点最大浓度等值线（μg/m^3）

7.6.12 其他（$PM_{2.5}$）

根据调查，大南海工业区开发进度总体较慢，现状开发强度不大，工业区内暂时无工业企业建成投产，工业区内暂时尚未建成集中式污水处理设施、集中供热设施、固体废物处置设施等。

根据导则推荐的 CALPUFF 模式，采用 MESOPUFF II 化学机制，计算硫酸盐、硝酸盐等二次无机气溶胶的生成，并以颗粒物排放量的 75%作为细颗粒物的直接排放量，预测 $PM_{2.5}$ 的环境影响。2017 年气象条件下，预测网格点日均最大浓度为 2.5μg/m^3，占环境质量标准的 2.7%。时间为 2017 年 5 月 5 日，出现地点为厂址西南，日均浓度分布见图 7.6.12-1。

厂址周围主要环境保护目标处 $PM_{2.5}$ 日均浓度最大值、年均浓度预测值见表 7.6.12-1。

表 7.6.12-1　要环境保护目标处 $PM_{2.5}$ 日均浓度最大值、年均浓度预测值

保护目标	日均最大浓度 μg/m^3	年均浓度贡献值 μg/m^3	日均最大浓度占标率 %	年均浓度贡献值占标率 %
埔洋村	4.1	0.2	5.5	0.7
洋下村	3.5	0.1	4.7	0.4
林沟村	3.5	0.1	4.6	0.2
图田村	2.6	0.0	3.5	0.1
图上村	2.3	0.0	3.0	0.1
刘畔村	5.6	0.5	7.5	1.5
厝寨村	7.0	0.5	9.3	1.3
山陇村	5.4	0.2	7.2	0.6
赤一村	4.9	0.3	6.5	0.8
赤二村	4.5	0.2	6.0	0.7
水上村	5.1	0.3	6.8	1.0
水下村	5.1	0.4	6.7	1.0
邦庄村	4.9	0.3	6.6	0.9
洋子村	5.2	0.2	6.9	0.7
林太村	4.4	0.3	5.8	0.7
吉清村	3.9	0.2	5.2	0.5
见龙村	3.8	0.2	5.1	0.5
钓石村	4.0	0.1	5.4	0.3
海埕村	2.6	0.1	3.4	0.3
孔美村	4.9	0.3	6.5	0.8
周美村	4.7	0.3	6.2	0.9
溪南村	3.2	0.3	4.3	0.8
军林村	4.0	0.2	5.3	0.6
镇前村	3.4	0.1	4.6	0.3
西安村	3.3	0.1	4.4	0.3
上村	3.3	0.2	4.4	0.6
上湖东村	3.8	0.4	5.1	1.1

保护目标	日均最大浓度 μg/m^3	年均浓度贡献值 μg/m^3	日均最大浓度占标率 %	年均浓度贡献值占标率 %
联湖村	3.7	0.3	4.9	0.9
和双村	3.9	0.2	5.1	0.6
双湖村	3.4	0.2	4.5	0.5
朱埔村	3.0	0.1	4.0	0.4
向寮村	3.2	0.1	4.3	0.4
乌石村	3.3	0.1	4.4	0.4
湖寮村	2.7	0.1	3.5	0.3
佰公岭	2.2	0.1	2.9	0.3
坑仔村	2.1	0.1	2.8	0.3
华清村	3.6	0.2	4.8	0.5
西埔村	3.5	0.2	4.7	0.6
平垟村	3.3	0.2	4.4	0.5
前边村	3.1	0.2	4.2	0.6
山前村	2.7	0.2	3.6	0.5
大茂村	3.3	0.1	4.5	0.4
乌石村	3.5	0.1	4.7	0.2
后宫村	3.5	0.1	4.7	0.2
四凤村	3.3	0.1	4.4	0.2
后窟村	3.4	0.1	4.5	0.2
后吴村	3.2	0.1	4.3	0.2
华房村	3.4	0.0	4.5	0.1
文昌村	2.4	0.0	3.3	0.1
赤洲村	2.5	0.0	3.4	0.1
鳌头村	2.0	0.0	2.7	0.1
惠来镇	1.6	0.0	2.1	0.1
港头村	2.9	0.0	3.8	0.1
蔗埔村	1.6	0.0	2.1	0.0
英世内	1.9	0.0	2.6	0.1
尖埔	1.5	0.0	2.0	0.0
盟山村	2.7	0.1	3.6	0.4
山岗村	3.5	0.1	4.7	0.4
山头村	3.0	0.2	4.1	0.5
乌树林村	2.5	0.1	3.4	0.4
鸡岗村	2.0	0.1	2.6	0.3
东上村	1.9	0.1	2.5	0.2
永安村	2.6	0.1	3.4	0.3
新圩村	2.3	0.1	3.1	0.3

保护目标	日均最大浓度 μg/m^3	年均浓度贡献值 μg/m^3	日均最大浓度占标率 %	年均浓度贡献值占标率 %
水头村	2.8	0.1	3.8	0.2
竹老村	2.9	0.1	3.8	0.2
市尾村	3.1	0.1	4.1	0.2
隆江村	2.9	0.1	3.9	0.2
隆江镇	1.8	0.1	2.5	0.4
竹湖村	2.7	0.1	3.6	0.2
溪西镇	2.4	0.1	3.2	0.3
溪西中学	2.1	0.1	2.7	0.3
蛟边村	2.7	0.1	3.6	0.2
白寨	2.9	0.1	3.8	0.2
潭头	2.8	0.1	3.7	0.2
尖坑村	2.6	0.1	3.5	0.4
西尉村	2.5	0.1	3.4	0.3
庄芦	1.5	0.1	2.0	0.2
村头村	1.6	0.1	2.2	0.2
像湖村	2.2	0.1	3.0	0.2
岗前村	2.1	0.1	2.8	0.2
后吉村	1.6	0.1	2.2	0.4
桥埔村	2.1	0.2	2.8	0.5
风红村	2.7	0.2	3.6	0.6
陈陇村	3.1	0.1	4.1	0.4
前埔村	3.0	0.1	4.1	0.4
东门村	2.5	0.1	3.4	0.4
井美村	2.7	0.1	3.6	0.4
西塘村	2.3	0.1	3.1	0.3
山美村	2.0	0.1	2.6	0.4
羊心栅	1.4	0.1	1.9	0.2
史岭村	1.3	0.1	1.7	0.2
山美新村	1.5	0.1	2.0	0.2
宫山村	2.1	0.1	2.8	0.3
后曾	2.2	0.1	2.9	0.2
后陂	2.3	0.1	3.1	0.3
鹅豆村	2.2	0.1	2.9	0.3
下山家	2.1	0.1	2.8	0.2
上山家	2.2	0.1	2.9	0.3
达三圩村	1.8	0.1	2.5	0.2
苗海村	2.1	0.1	2.8	0.2

保护目标	日均最大浓度 μg/m^3	年均浓度贡献值 μg/m^3	日均最大浓度占标率 %	年均浓度贡献值占标率 %
北山村	2.2	0.1	3.0	0.2
东陇村	2.9	0.1	3.8	0.2
东陇镇	2.9	0.1	3.9	0.2
石洲村	2.9	0.1	3.9	0.2
西陇	3.1	0.1	4.2	0.2
上排	2.5	0.1	3.4	0.2
下排	2.6	0.1	3.5	0.2
华吴村	3.3	0.1	4.3	0.2
古巷村	3.2	0.1	4.2	0.3
桂林	3.3	0.1	4.4	0.3
埔尾	3.1	0.1	4.2	0.2
黄厝墩	3.3	0.1	4.4	0.1
华埔村	2.9	0.0	3.8	0.1
金东村	2.2	0.0	3.0	0.1
神农村	1.9	0.0	2.5	0.0
西港	1.6	0.0	2.1	0.0
神泉村	1.4	0.0	1.9	0.0
神渔村	1.2	0.0	1.6	0.0
澳角村	2.1	0.0	2.7	0.0
石盘村	1.6	0.0	2.1	0.0
华家村	1.8	0.0	2.4	0.0
神泉镇	1.1	0.0	1.5	0.0
赤山村	1.2	0.0	1.6	0.0
拔仔围	1.6	0.0	2.1	0.0
角林村	1.9	0.0	2.5	0.1
溪洋村	2.1	0.0	2.9	0.1
寄陇村	2.7	0.1	3.6	0.2
北洋村	2.4	0.0	3.3	0.1
邦山村	2.6	0.0	3.5	0.1
西黄	1.7	0.1	2.2	0.2
西湖村	1.6	0.1	2.2	0.2
后港	1.8	0.0	2.4	0.1
吉内	2.0	0.0	2.7	0.1
清平村	1.3	0.0	1.7	0.1
新厝詹	1.7	0.1	2.3	0.2
洋美村	1.8	0.1	2.4	0.3
后洋村	2.6	0.1	3.4	0.4

保护目标	日均最大浓度 μg/m³	年均浓度贡献值 μg/m³	日均最大浓度占标率 %	年均浓度贡献值占标率 %
奎湖村	3.2	0.2	4.2	0.5



图 7.6.12-1　各网格点 $PM_{2.5}$ 日均最大浓度等值线（μg/m³）

7.6.13 原油库区环境影响预测

原油码头库区位于靖海镇石碑山灯塔附近的海域，原油码头库区主要包括 12 座 $10\times10^4m^3$ 原油储罐及与其配套的工艺、消防、给排水、电气、自控设备、管线设施及防护设施等，设一座容积 17800 m^3 事故水池，建设 3 台 8MW 导热油炉。原油码头库区有组织废气源为导热油炉燃烧废气，主要污染物有烟尘、SO2、NOx、氨，锅炉燃烧器采用低氮燃烧器，燃烧过程中采用脱硝措施，脱硝剂采用尿素（NH_3），脱硝剂雾化注入炉膛参与燃烧还原过程以降低烟气中氮氧化物含量。库区无组织排放主要是储罐向外输油时产生的挥发性有机废气，以非甲烷总烃作为污染因子。原油库区废气排放源情况见表 7.3.1-1 和表 7.3.1-2。

7.6.13.1 氮氧化物

（1）年均浓度预测

原油码头库区主要氮氧化物排放源为导热油炉烟气，以二氧化氮计的预测结果见图 7.6.13-1，预测网格点 2015 年、2016 年、2017 年年均浓度最大值为 2μg/m³、4μg/m³、6μg/m³，占年均环境质量标准的 5%、10%、15%。周围各环境敏感点年

均浓度预测值见表 7.6.13-1，原油码头库区导热油炉排放的二氧化氮对周围保护目标的影响很轻微。



图 7.6.13-1　NO_2 年均浓度等值线图（μg/m^3）

表 7.6.13-1　　码头库区二氧化氮预测结果

保护目标	2015 年年均浓度 μ g/m^3	2016 年年均浓度 μ g/m^3	2017 年年均浓度 μ g/m^3	日均浓度 μg/m^3					小时浓度 μg/m^3	
				最大值	占标率%	监测浓度最大/平均值	叠加值	叠加值占标率%	最大值	标率%
坂美村	0.1	0.2	0.2	6.0	7.5	45	51.0	63.8	48	23.8
大潭村	0.1	0.1	0.1	2.0	2.5	41	43.0	53.8	27	13.4
资深村	0.1	0.2	0.2	3.0	3.75	41	44.0	55.0	13	6.7
西山村	0.1	0.1	0.1	3.0	3.75	41	44.0	55.0	28	14.2
后池村	0.1	0.1	0.1	2.0	2.5	41	43.0	53.8	12	5.9
月山村	0.0	0.0	0.1	1.0	1.25	41	42.0	52.5	12	5.9
南山村	0.0	0.1	0.1	2.0	2.5	41	43.0	53.8	14	7.0
虎邦山	0.0	0.0	0.0	1.0	1.25	41	42.0	52.5	9	4.6
坑仔	0.0	0.0	0.0	1.0	1.25	41	42.0	52.5	8	4.1
杭美村	0.0	0.0	0.0	1.0	1.25	41	42.0	52.5	10	5.0
沫港村	0.0	0.0	0.0	1.0	1.25	41	42.0	52.5	12	6.0
古埔	0.0	0.0	0.0	1.0	1.25	41	42.0	52.5	6	3.2
头径村	0.0	0.0	0.0	1.0	1.25	41	42.0	52.5	7	3.3

保护目标	2015 年年均浓度 μg/m³	2016 年年均浓度 μg/m³	2017 年年均浓度 μg/m³	日均浓度 μg/m³					小时浓度 μg/m³	
				最大值	占标率%	监测浓度最大/平均值	叠加值	叠加值占标率%	最大值	标率%
港寮村	0.0	0.0	0.0	1.0	1.25	41	42.0	52.5	11	5.7
夏林	0.0	0.0	0.0	1.0	1.25	41	42.0	52.5	9	4.4
仙铺村	0.0	0.0	0.0	0.0	0	41	41.0	51.3	7	3.5

（2）日均浓度

利用近三年气象资料预测了码头库区二氧化氮日均浓度，预测网格点最大浓度为 14.6 μg/m³，占环境质量标准的 18.25%，时间为 2016 年 11 月 20 日，出现地点为码头库区西南，日均浓度分布见图 7.6.13-2。

原油码头库区周围主要环境保护目标预测最大地面浓度情况见表 7.6.13-1，叠加监测最大浓度或监测浓度最大值的平均值及占标率见 7.6.13-1。各环境保护目标处浓度贡献值叠加监测浓度最大值或最大值平均值的预测结果见表 7.6.13-1，坂美村叠加监测浓度后最大浓度值为 51 μg/m³，占环境质量标准的 63.8%。预测结果表明，各环境保护目标处本项目贡献浓度相对较低。



图 7.6.13-2　码头库区 NO_2 日均浓度等值线（2016 年 11 月 20 日，μg/m³）

（3）小时浓度

预测网格点最大浓度为 101μg/m^3，为环境质量标准的 50.5%，图 7.6.13-3 是全部预测时间内各网格预测点最大浓度，近三年气象条件预测结果表明，码头库区二氧化氮浓度贡献值小于环境质量标准。

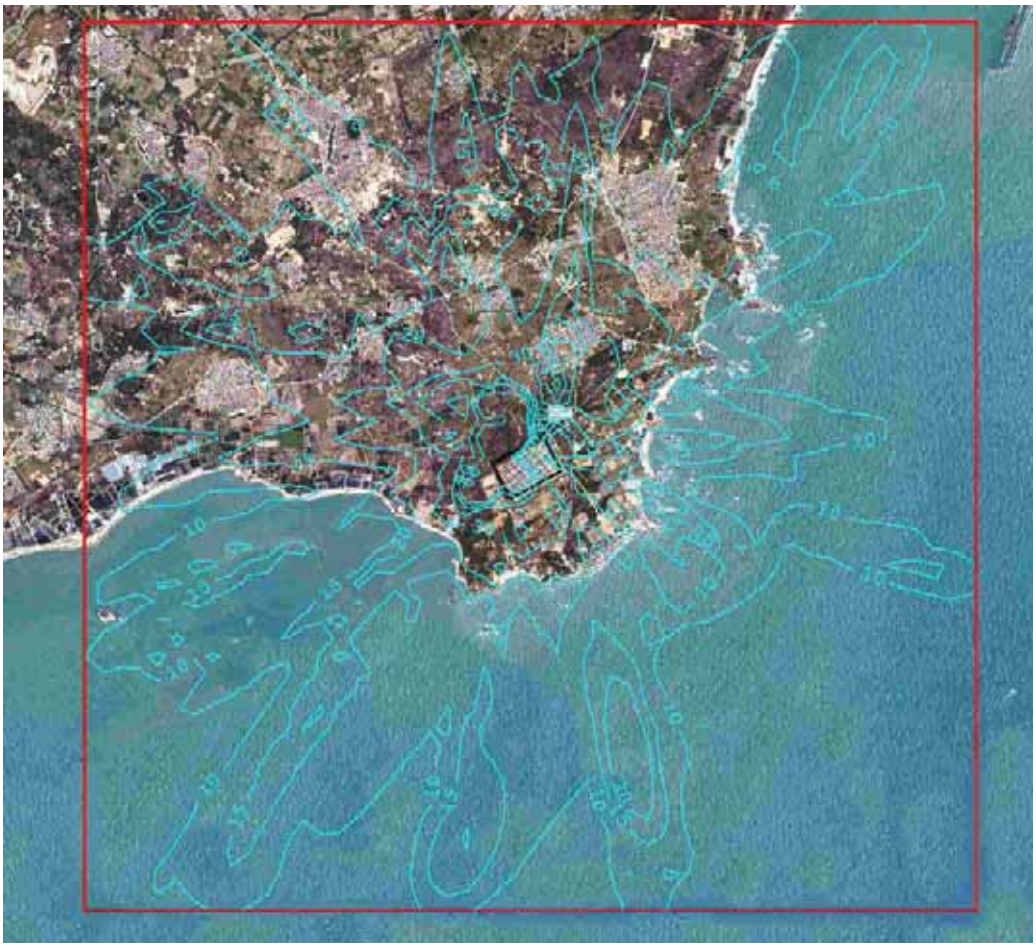


图 7.6.13-3 各网格预测点最大浓度等值线图（μg/m^3）

7.6.13.2 二氧化硫

（1）年均浓度

原油码头库区主要二氧化硫排放源为导热油炉烟气，近三年年均浓度预测结果见图 7.6.13-4，预测网格点 2015 年、2016 年、2017 年年均浓度最大值为 1.3μg/m^3、2.9μg/m^3、4.4μg/m^3，占年均环境质量标准的 2.2%、4.8%、7.3%。周围各环境敏感点年均环境浓度预测值见表 7.6.13-2，原油码头库区导热油炉排放的二氧化硫对周围保护目标的影响很轻微。

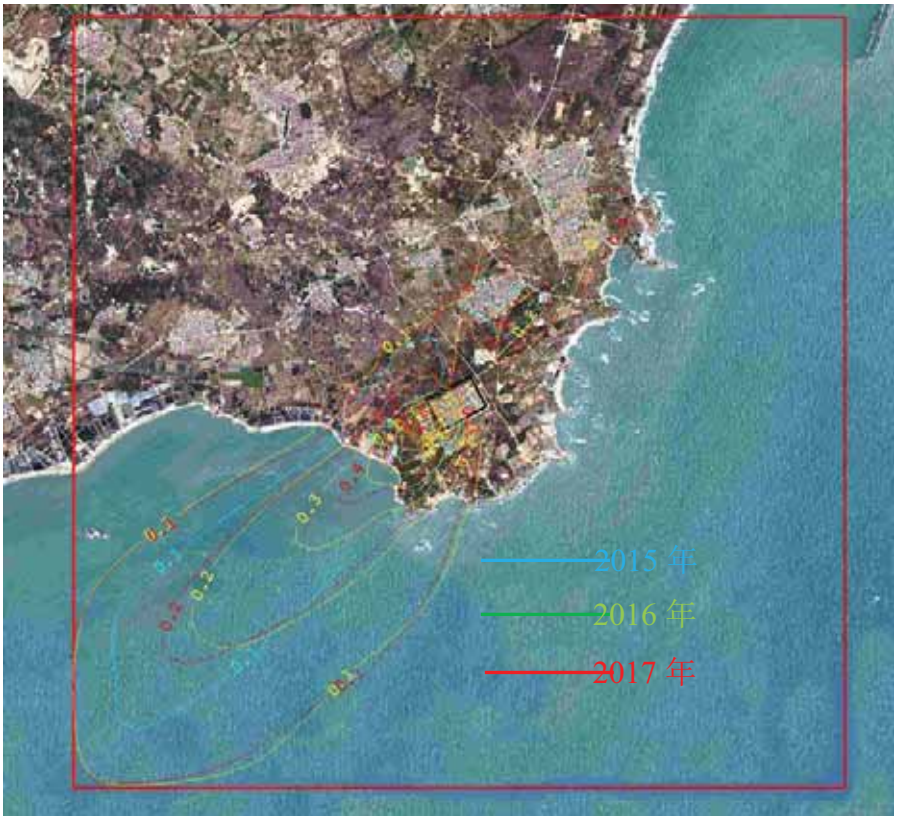


图 7.6.13-4　码头库区二氧化硫年均浓度预测结果（μg/m^3）

表 7.6.13-2　　各保护目标点 SO_2 预测结果

保护目标	2015年年均浓度 μg/m^3	2016年年均浓度 μg/m^3	2017年年均浓度 μg/m^3	日均浓度 μg/m^3					小时浓度 μg/m^3	
				最大值	占标率%	监测浓度最大/平均值	叠加值	叠加值占标率%	最大值	占标率%
坂美村	0.1	0.1	0.1	4.5	3.0	61	64.0	42.7	33.3	6.7
大潭村	0.0	0.1	0.1	1.2	0.8	44	44.8	29.9	18.8	3.8
资深村	0.1	0.1	0.1	2.2	1.5	44	45.5	30.3	9.4	1.9
西山村	0.1	0.1	0.1	2.4	1.6	44	45.6	30.4	19.8	4.0
后池村	0.0	0.0	0.0	1.7	1.1	44	45.1	30.1	8.3	1.7
月山村	0.0	0.0	0.0	1.0	0.7	44	44.7	29.8	8.3	1.7
南山村	0.0	0.0	0.0	1.1	0.7	44	44.7	29.8	9.8	2.0
虎邦山	0.0	0.0	0.0	0.8	0.5	44	44.5	29.7	6.4	1.3
坑仔	0.0	0.0	0.0	0.6	0.4	44	44.4	29.6	5.8	1.2
杭美村	0.0	0.0	0.0	0.6	0.4	44	44.4	29.6	7.0	1.4
沫港村	0.0	0.0	0.0	0.9	0.6	44	44.6	29.7	8.5	1.7
古埔	0.0	0.0	0.0	0.5	0.4	44	44.4	29.6	4.5	0.9
头径村	0.0	0.0	0.0	0.5	0.3	44	44.3	29.5	4.6	0.9
港寮村	0.0	0.0	0.0	0.6	0.4	44	44.4	29.6	8.0	1.6

保护目标	2015年年均浓度 μg/m³	2016年年均浓度 μg/m³	2017年年均浓度 μg/m³	日均浓度 μg/m³					小时浓度 μg/m³	
				最大值	占标率%	监测浓度最大/平均值	叠加值	叠加值占标率%	最大值	占标率%
夏林	0.0	0.0	0.0	0.5	0.3	44	44.3	29.6	6.2	1.2
仙铺村	0.0	0.0	0.0	0.3	0.2	44	44.2	29.5	4.9	1.0

（2）日均浓度

码头库区二氧化硫日均浓度，预测网格点最大浓度为 10.2 μ g/m³，占环境质量标准的 6.8%，时间为 2016 年 11 月 20 日，日均浓度分布见图 7.6.13-5。

原油码头库区周围主要环境保护目标预测最大地面浓度情况见表 7.6.13-2，叠加监测最大浓度或监测浓度最大值的平均值及占标率见 7.6.13-2。坂美村叠加监测浓度后最大浓度值为 33μg/m³，占环境质量标准的 6.7%。预测结果表明，各环境保护目标处本项目贡献浓度相对较低。



图 7.6.13-5 码头库区 SO_2 日均浓度等值线（2016 年 11 月 20 日,μg/m³）

（3）小时浓度

近三年气象条件下，原油码头库区各环境保护目标处最大小时平均浓度见表 7.6.2-1，最大浓度 33μg/m³，占环境质量标准的 6.6%。预测网格点最大浓度为

70.8μg/m^3，为环境质量标准的 14.2%，时间为 2016 年 5 月 11 日 13 时，二氧化硫浓度等值线见图 7.6.13-6。



图 7.6.13-6　码头库区 SO_2 小时浓度等值线(μg/m^3，2016m05d11h13)

图 7.6.13-7 是全部预测时间内各网格预测点最大浓度，各预测网格点最大浓度为 70.8μg/m^3，为环境质量标准的 14.2%。



图 7.6.13-7　码头库区各预测网格点 SO_2 小时最大浓度等值线（μg/m^3）

7.6.13.3 氨

原油码头库区氨的排放主要来自导热油炉烟气脱硝喷加的尿素分解，排放量相对很小。近三年气象条件下预测结果，地面最大浓度为 5μg/m^3，为参照的环境质量标准的 2.5%。各预测网格点最大浓度等值线见图 7.6.13-8。



图 7.6.13-8 各预测网格点最大浓度等值线（μg/m^3）

7.6.13.4 非甲烷总烃

原油码头库区非甲烷总烃主要来自储罐的呼吸气，本项目原油主要为重质原油，采用浮顶罐储存，根据工程分析挥发性有机物排放量估算 70.8t，库区 24 小时输送原油到厂区，库区小时排放量约为 8kg，库区排放源相对较低，环境影响主要在库区附近。图 7.6.13-9 是 2016 年 1 月 2 日 15 时预测结果。



图 7.6.13-9 原油码头库区 NMHC 小时浓度预测结果（mg/m^3）

7.6.13.5 $PM_{2.5}$

根据导则推荐的 CALPUFF 模式，采用 MESOPUFF II 化学机制，计算硫酸盐、硝酸盐等二次无机气溶胶的生成，并以颗粒物排放量的 75%作为细颗粒物的直接排放量，预测了原油码头库区 $PM_{2.5}$ 的环境影响。码头库区周围 $PM_{2.5}$ 年均贡献值见图 7.6.13-10，预测范围内网格点年均最大浓度为 0.9μg/m^3，环境影响程度较小。

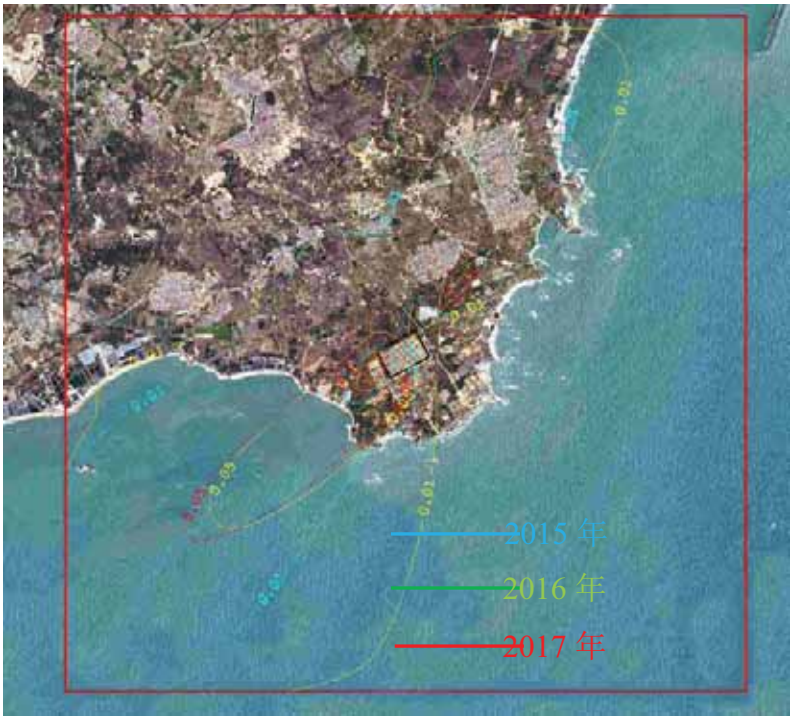


图 7.6.13-10　码头库区 $PM_{2.5}$ 年均贡献（μg/m^3）

根据近三年气象条件预测结果，在预测范围内网格点日均最大浓度为 2.18μg/m^3，原油码头库区对环境的影响较小，各网格点日均最大浓度预测统计结果见图 7.6.13-11。



图 7.6.13-11　码头库区细颗粒物日均最大浓度等值线（μg/m^3）

7.6.14 园区规划环评

7.6.14.1 园区规划环评要求的落实

根据大南海石化工业区规划及规划环评，工业区规划区就业人口控制在 4 万人以内，人员全部在规划区外居住，安置在惠来中心城区、溪西和隆江镇区。规划调整后，工业区废气排放强度较大，对区域大气环境造成了一定的压力。结合规划布局，工业区选址在惠来县城、周边规划商住区、安置小区等人口密度较大区域的西南方向，加上有西部绿化带、龙江河道等绿线、蓝线的隔离，故工业区的废气排放对北部这些区域的影响不大。从改善大气环境质量的角度出发，大南海石化工业区应推行和发展工业清洁能源，向电气化、气体化方向发展，这是控制大气污染、保护环境的重要途径。除规划的燃煤热电联产工程外，其余工业企业应尽量使用清洁能源，如电能、天然气，以控制除热电联产工程外其余企业的烟气排放量。

本项目布置在工业区规划范围内，采用脱硫燃气和天然气作为项目的燃料，符合规划环评的要求。目前，广东京信电力集团有限公司投资建设广东揭阳京信电厂项目尚未建设，广东石化还无法依托该热源点，工业区集中供热设施主要包括本项目动力中心、广东揭阳京信电厂项目、工业区规划供热中心热电联产项目。

本项目动力中心燃料天然气、PSA 弛放气和合成气均为清洁燃料。燃气锅炉采用低氮燃烧器+SCR 法脱硝，符合规划环评的要求。

本项目大气污染物排放控制在工业区规划环评提出的总量控制指标之内。采用先进密闭的生产工艺，加强生产、输送、进出料、干燥以及采样等易泄露环节的密闭性和安全性，加强无组织废气的收集和有效处理，全面推行泄漏检测与修复（LDAR）技术，加强有组织工艺废气排放控制，尽可能回收排入火炬系统的废气，严格控制储存、装卸损失，制定开停车、检维修、生产异常等非正常工况的操作规程和污染控制措施，为减少烃类无组织排放，轻烃油品均采用浮顶罐或内浮顶罐储存，对内浮顶罐和拱顶罐必要时需加氮封，液体原料的输送均采用密闭管道，成品油的装卸采用密闭装车和汽油回收设施。

7.6.14.2 规划环评的大气预测结果

揭阳大南海石化工业区规划环评，选择 CALPUFF 模式对规划调整方案作进一步预测。工业区现状处于在建阶段，暂无企工业投产，规划调整后工业区废气

污染源强进行预测考虑最终叠加投产后环境的影响。工业区污染源主要包括广东揭阳京信电厂项目（采用环评数据）、）炼化一体化项目（采用正在编制的《中委广东石化 2000 万吨/重油加工工程变更环境影响报告书》中的废气污染源预测参数，分点源和面源）。

规划调整后，根据大气环境影响预测结果，大气敏感点达标方面，各大气敏感点 SO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、TVOC、苯系物（二甲苯计）叠加本底值后均没有发生超标现象。主要影响因子方面，NO_2、TVOC 的影响程度较大，出现了超标区域；SO_2、颗粒物、苯系物对区域大气环境的影响程度总体不大，占标率相对较小。主要影响区域方面，各污染物排放对工业区内及周边临近区域、西南区域（主导风向下风向）以及西部偏北区域的大气环境影响较明显。超标区域及规划调整前后对比方面，规划调整后工业区废气排放，评价区域内 NO_2、TVOC 的超标范围要大于规划调整前工业区废气排放情况（根据上一版规划环评预测结果），且 NO_2、TVOC 超标区域部分超出了工业区范围，其余均位于工业区内部，并不涉及敏感点。总的来说，规划调整后，工业区废气排放强度较大，对区域大气环境造成了一定的压力。但是由于规划区位于海边，扩散条件优良，因此规划调整后，工业区废气排放下，工业区周边敏感点预测结果均能满足环境质量标准的要求。但是，NO_2 的影响较大，出现了超标区域。从选址和内部布局来看，规划布局总体合理，工业区的发展应做好工业区周边用地的土地利用规划，防止在工业区重大污染源周边规划建设居民区、学校、医院等敏感建筑。此外，建议工业区周边的现有村庄不宜扩大村庄范围。

7.7 防护距离

7.7.1 原环评卫生防护距离

《中委广东石化 2000 万吨/年重油加工工程环境影响报告书》中卫生防护距离见图 7.7.1-1，码头中转油库卫生防护距离见图 7.7.1-2。原环评文件中炼厂卫生防护距离确定为 1300m，中转油库区卫生防护距离为 800m。根据环审[2011]22 号“关于中委广东石化 2000 万吨/年重油加工工程环境影响报告书的批复”，要求建设项目卫生防护距离内不得新建居民区、学校、医院等环境敏感建筑物。

原环评文件中明确，广东石化重油加工项目卫生防护距离内的居民搬迁安置工作由惠来县人民政府组织实施，为此，惠来县人民政府专门下发了《惠来县人民政府关于印发<中石油炼油项目拆迁安置方案>的通知》（惠府办[2010]43 号，

惠来县人民政府）文件，对本次居民搬迁安置工作进行总体指导安排。搬迁安置对象主要是工程卫生防护距离内村庄、居民、学校、幼儿园等。其中学校主要有西溪镇埔洋管区小学（1-6 年级），共计学生 320 人；隆江镇林沟洋下分校（1-2 年级），学生 27 人。村庄主要是埔洋村和洋下村，其中西溪镇埔洋管区（含埔洋、厝寮、刘畔、南里及后城五个自然村）共 494 户，总计 2415 人，学校主要是埔洋管区小学（1-6 年级），共计学生 320 人；隆江镇洋下自然村总户数 114 户，总人数 615 人。共需搬迁安置 608 户，3030 人。安置地点为西溪镇区西南侧，安置方式为在安置区内集中建房，安置区内建设一座学校（含幼儿园），规模按实际需要由政府统一规划，县、镇政府及教育部门和村（社）共同投资建设，安置区内道路、排污等配套设施由政府统一规划，政府投资建设；安置区内供水、供电、电信、有线电视等共设施由政府统一规划，相关部门负责建设。安置区计划建设用地面积 260 亩，用于建设安置房及学校、村（社）办公址及文化活动设施、道路及公共配套设施。其中学校（含幼儿园、老人活动中心）40 亩，预留公共用地 50 亩；其余 170 亩作为建设安置房及村办公、问题、民俗用房等配套用地。村建设用地面积及具体位置由西溪镇镇政府负责实施。



图 7.7.1-1　　原环评厂区卫生防护距离包络线



图 7.7.1-2　原环评中转油库区卫生防护距离包络线

7.7.2 相关标准

中委重油加工项目环评文件批复于 2011 年，参考现行的推荐性标准《石油加工业卫生防护距离》（GB/T8195-2011），结合该区域年平均风速 2.3m/s 气象条件，本项目炼油区的卫生防护距离应为 1000m。

表 7.7.2-1　　石油加工业卫生防护距离标准

加工原油量（kt/a）	所在地区近五年平均风速（m/s）	卫生防护距离(m)
≤8000	<2.0	900
	2.0～4.0	800
	>4.0	700
＞8000	<2.0	1200
	2.0～4.0	1000
	>4.0	900

参考《石油化工企业卫生防护距离》（SH3093-1999）表 2.0.1，规定的乙烯装置的规模为不小于 30 万吨、不大于 60 万吨，本项目乙烯装置的规模不能直接执行标准中的卫生防护距离，参考该标准中 2-4m/s 风速段最大防护距离为 600m，

建议本装置设置 600m 的卫生防护距离。另外，根据该标准中 2.0.1 条规定，“石油化工装置（设施）与居住区之间的卫生防护距离，应按表 2.0.1 确定，未列出的装置（设施）与居住区之间的卫生防护距离一般不应小于 150m”，因此，建议本项目化工区（除乙烯装置）边界外设置 150m 的卫生防护距离。

7.7.3 大气环境防护距离

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）的要求，采用进一步预测模型模拟评价基准年内本项目所有污染源对厂界外主要污染物的短期贡献浓度。从预测结果来看，除近 3 年内有 9 小时氮氧化物预测结果超标外，厂界外污染物浓度预测结果基本上符合环境质量标准或参考指标，氮氧化物超标区域主要分布在项目的南侧海域，无主要环境保护目标。本项目大气污染物浓度贡献在大南海工业区规划区“一带四廊道，心六组团”的范围内没有超标情况，按园区规划的防护廊道作为规划区内部的生态隔离，可以起到大气防护距离的要求。

根据氮氧化物预测结果，在厂区西南侧设置 2000 米的防护距离，见图 7.6.1-5 厂区外西南侧的防护距离示意图，以避免在 2015-2017 年预测气象条件下出现 9 次超过一小时浓度标准的情况。在厂区西南设置的防护距离内目前无居民点，园区应在厂区西侧严格控制居民区的建设，在特定气象条件下应及时调控项目排放量较大的污染物排放源。

7.7.4 卫生防护距离估算

厂区内卫生防护距离指无组织排放源所在的生产单元与居民区之间的距离。根据《制定地方大气污染物排放标准的技术方法》（GB/T3840-91）中卫生防护距离估算方法，卫生防护距离按下式计算：

$$\frac{Q_c}{C_m}=\frac{1}{A}(BL^C+0.25r^2)^{0.50}L^D$$

式中：

Cm—环境空气浓度限值（mg/m^3）；

L—卫生防护距离（m）；

r—有害气体无组织排放源所在生产单元的等效半径（m）；

A、B、C、D—卫生防护距离计算系数（按规定选取）；

Qc—有害气体无组织排放量可以达到的控制水平（kg/h）。

根据工程分析结果，厂区内无组织排放污染物主要为生产装置界区、储运设施等排放的烃等。按本项目污染物无组织排放量、卫生防护距离计算的系数与污染源面积、污染物环境空气浓度限值(C_m)，卫生防护距离的估算结果见表 7.7.4-1。按级差的要求，各装置、罐区等卫生防护距离为基础的最大值，各无组织排放源最大卫生防护距离估算为 600m。

表 7.7.4-1　　卫生防护距离估算结果

序号	名称	NMHC	苯	甲苯	二甲苯	H_2S	NH_3	r	L
1	一联合	11.2						202	50
2	二联合	4.6						205	50
3	三联合	13.2						186	200
4	四联合	12.2						188	100
5	五联合	15.4						175	200
6	六联合	2.6	0.8	0.2	0.03	0.33	0.13	175	50//200//50//50//**600**//50
7	七联合	2.3						236	50
8	石油焦制氢装置					0.25		261	300
9	乙烯装置裂解汽油加氢装置	4.7						220	50
10	丁二烯抽提装置 MTBE/丁烯-1 装置	1.3						112	50
11	HDPE 装置	1.2						114	50
12	FDPE 装置	1.2						124	50
13	PP 装置	1.2						124	50
14	苯乙烯装置	1.1						140	50
15	ABS 装置	0.1						242	50
16	丙烯腈装置 MMA 装置	0.5						264	50
17	污水处理场	16.5				0.33	0.6	286	100///H_2S 300//NH_3 50
18	液体产品装卸	19.5						239	100
19	炼油第一循环水	0.4						99	50
20	炼油第二循环水	1.0						90	50
21	炼油第三循环水	0.9						91	50
22	化工第一循环水	1.5						95	50
23	化工第二循环水	1.3						82	50
24	化工第三循环水	0.7						102	50
25	化工区中间罐区	1.7						180	50
26	芳烃联合中间罐区	1.8						187	50

序号	名称	NMHC	苯	甲苯	二甲苯	H_2S	NH_3	r	L
	轻油中间罐区								
27	原油罐区 I II IV 汽油罐区 污油罐区	6.8						362	50
28	原油罐区 III	2.2						206	50
29	汽油、柴油罐区	3.0						242	50
30	化工原料罐区 航煤罐区	2.3						211	50
31	苯、二甲苯罐组	2.0						198	50

卫生防护距离估算结果表明，炼油区各装置应设置的卫生防护距离在《石油加工业卫生防护距离》（GB/T8195-2011）规定的 1000m 范围内，因此，炼油装置、设施外卫生防护距离推荐执行标准规定的 1000m。化工区各装置应设置的卫生防护距离在《石油化工企业卫生防护距离》（SH3093-1999）规定的范围内，因此，乙烯装置建议执行标准要求的 600m，其他化工装置执行标准要求的 150m。

本项目原油码头库区建设内容基本没有变化，建设方案基本同原项目建设方案，通过减少管道的联接点等管理措施将进一步减少烃类的无组织排放。卫生防护距离建议按原环评文件中的 800m 执行。

本项目炼化厂区卫生防护距离示意图见图 7.7.4-1，为近一步说明洋下村与本项目的位置关系，以洋下村边界向外缓冲 1000m，详见图 7.7.4-2，涉及到的区域自北向南是本项目的空分装置、总变电站、厂前区、一体化综合仓库及维修站，未涉及炼油装置及相关辅助设施。原油码头库区卫生防护距离见图 7.7.4-3。

另外，吉林石化项目位于本项目化工区的西北角，为统筹考虑，参考《石油化工企业卫生防护距离》（SH3093-1999），化工项目污水处理设施 2-4m/s 风速段最大防护距离为 600m；化工项目含丙酮氰醇装置类，2-4m/s 风速段最大防护距离为 900m。因此，吉林石化项目建议以 MMA 装置外扩 900m 以及整体边界外扩 600m 的包络线为其卫生防护距离，详见图 7.7.4-4。

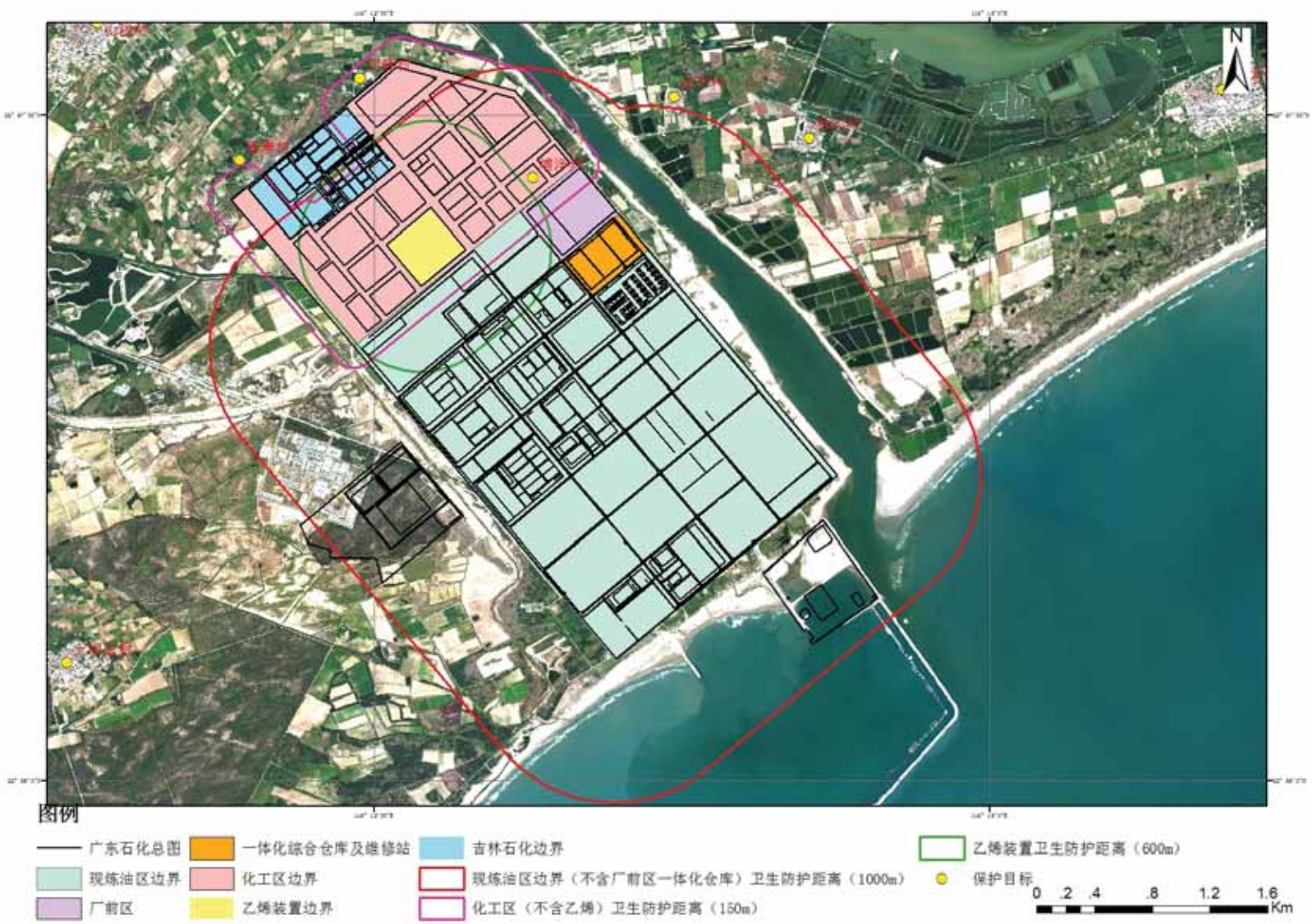


图 7.7.4-1　　本项目炼化厂区卫生防护距离示意图

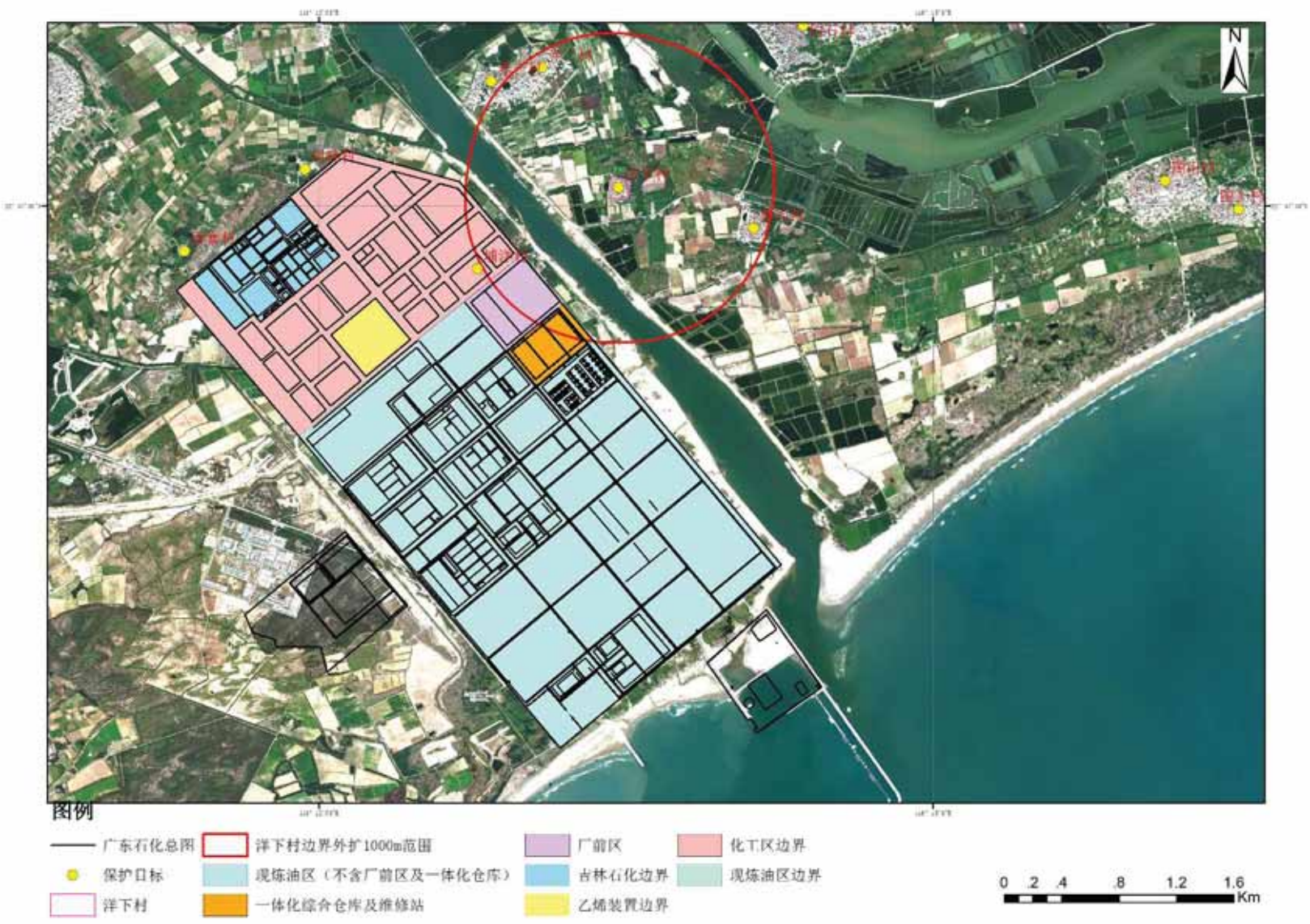


图 7.7.4-2　　洋下村边界外 1km 区域示意图



图 7.7.4-3　　本项目原油码头库区卫生防护距离图

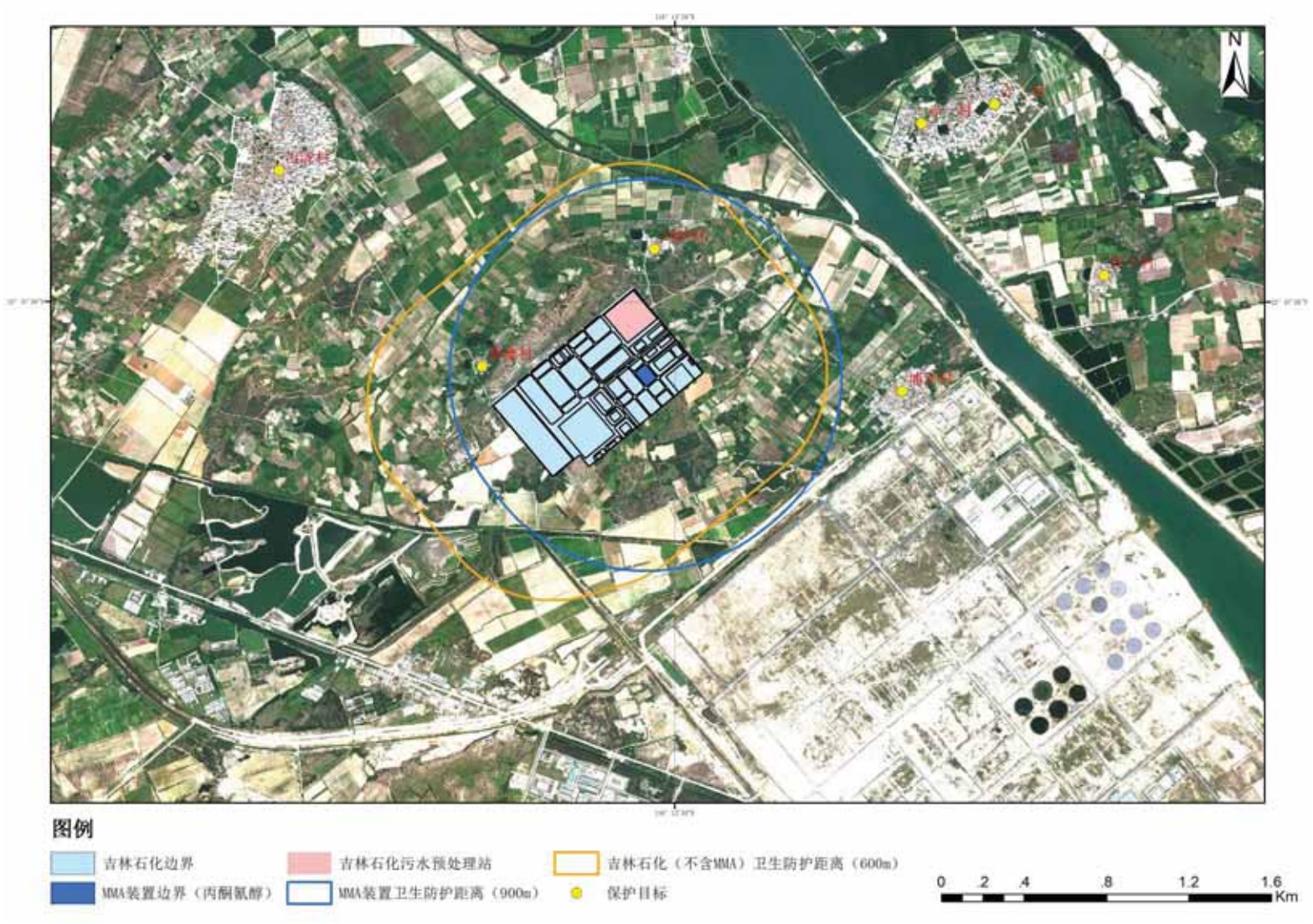


图 7.7.4-4　　吉林石化项目厂界卫生防护距离示意图

7.7.5 园区规划搬迁

由《揭阳大南海石化工业区规划调整环境影响报告书》、《关于印发<揭阳大南海石化工业区石化产业片区房屋拆迁与安置方案>的通知》（揭海管[2016]95号）可知，根据工业区规划、基础设施及重点项目建设情况，拟逐步对规划范围内和临近区域的村庄进行搬迁，具体涉及朱埔村、双湖村（含向寮）、和双村、山陇村、埔洋（含厝寨、刘畔）、赤一村、赤二村、洋下、林沟村、图田村、图上村。

一期安置：主要安排中石油、京信电厂项目及中下游企业建设涉及搬迁安置的村庄，包括埔洋村（已确定搬迁安置方案，位于溪西镇区南部、338 省道东侧）、林沟村、洋下村。

二期安置：主要安排南部石化产业片区建设涉及拆迁安置的其他村庄，包括朱埔村、和双村、山陇村、双湖村、赤一、赤二、图田、图上村。

其它距离较近的村庄，如果暂时不能确定搬迁，应要求“根据入园项目卫生防护距离、大气环境防护距离、安全防护距离等要求，在具体项目实施时确定是否应进行搬迁，并按相关政策落实搬迁安置工作”。

规划农民安置房小区 3 处，其中 1 处位于东埔新城范围内（近现状山头、山岗村），1 处在双梅水库以东，铜锣湖水库以南（近现状的鸡岗村），另外 1 处位于生态防护带以北，滨湖南路以南，环海西路两侧（近现状乌树林村）。规划安置区位于规划区上风向，结合规划环评大气影响分析，安置区受影响在可接受范围内。拟搬迁村庄及安置小区情况介绍见表 7.7.5-1，安置小区选址分布见图 7.7.5-1。

表 7.7.5-1　　拟搬迁村庄及安置小区情况介绍表

分期	拟搬迁村庄	拟安置区域
一期	埔洋村、林沟村、洋下村。其中，浦洋村已有明确的搬迁安置方案，即《南海街道办埔洋新村安置区及配套工程可行性研究报告》	规划农民安置房小区 3 处，分别位于：（1）东埔新城范围内（近现状山头、山岗村）；（2）双梅水库以东、铜锣湖水库以南（近现状的鸡岗村）；（3）生态防护带以北，滨湖南路以南，环海西路两侧（近现状乌树林村）
二期	朱埔村、双湖村、和双村、山陇村、赤一、赤二、图田、图上村	
备注：（1）其它距离较近的村庄，如果暂时不能确定搬迁，应要求“根据入园项目卫生防护距离、大气环境防护距离、安全防护距离等要求，在具体项目实施时确定是否应进行搬迁，并按相关政策落实搬迁安置工作”；		

（2）浦洋村目前已制定了具体的搬迁安置方案，即《南海街道办埔洋新村安置区及配套工程可行性研究报告》

揭阳大南海工业区规划环评审查意见（粤环审[2018]244 号）明确，根据周边环境敏感保护目标和环境承载力要求，从控制环境污染和风险、减轻跨市环境影响的角度出发，完善工业区规划布局和环保规划，加强工业区内各区块的空间控制，强化和落实空间控制措施。加强对工业区内及周边村庄、规划居住旅游区，特别是相邻市县等环境敏感点的保护，并在企业与环境敏感区之间合理设置环境防护距离，保留工业区与陆丰市甲东镇之间的生态绿地缓冲区域。在本项目西侧将保留足够的缓冲地带。

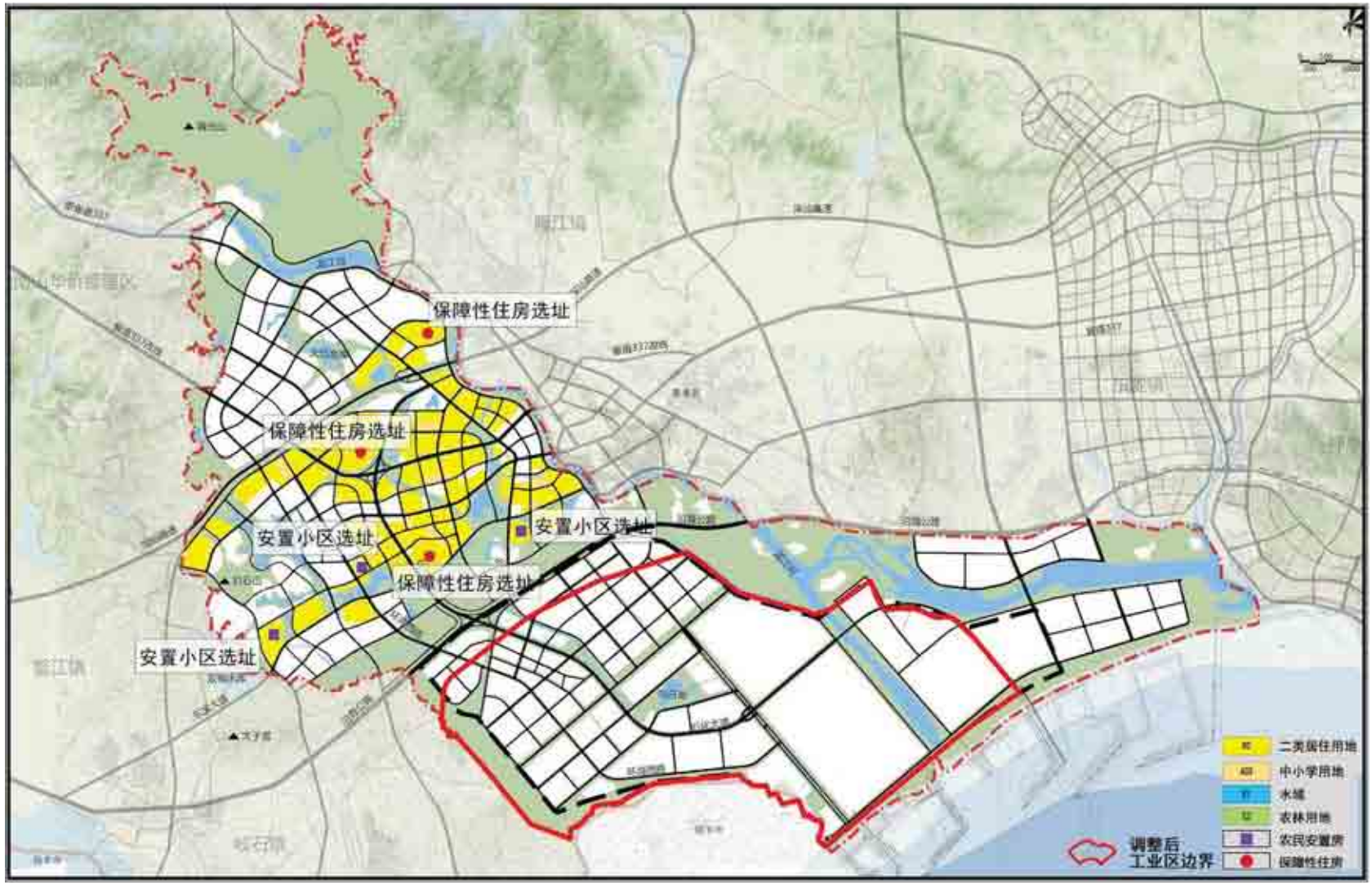


图 7.7.5-1　　安置小区选址分布图

7.7.6 本项目工程搬迁

对比图 7.7.1-1、图 7.7.4-1 可知，变更后本项目卫生防护距离内的目标村庄减少，仅为埔洋村，且浦洋村（含厝寨、刘畔）位于本项目工程占地范围内，属于工程搬迁。目前，当地政府已与埔洋村整村签订搬迁补偿协议，确定搬迁安置方案，位于溪西镇区南部、338 省道东侧，安置区正在建设中。

7.7.7 总图布置

本项目厂址位于广东省揭阳大南海石化工业区内，南侧紧邻园区临港路西段，临港路以南为码头区和南海；西侧为园区环海东路；北侧为南海中路，东侧为龙江西路和龙江改河。总图设计符合当地城市规划、区域规划和所在园区的总体规划。炼油区布置在整个项目用地的南侧，靠近码头区，化工区布置在整个项目用地北侧，火炬区布置在整个炼化项目西侧，中国石油吉林石化揭阳分公司 60 万吨/年 ABS 及其配套工程项目布置在化工区西北部。

总图布置上将主要生产装置布置在厂区的西部，靠近东侧由北向南依次布置化工区事故传输池、预留用地、空分装置、总变电站、厂前区、一体化综合仓库及维修站、轻油中间罐组、原油罐组、危废暂存库、污水处理场、全厂事故池等设施，起到主要生产装置与东厂界之间的缓冲。

7.8 小结

本项目位于揭阳大南海石化工业区，建设内容符合工业区规划的产业链，污染物排放总量不超过工业区的要求，符合国家和地方的产业政策。该项目的建设，执行严格的环境保护标准，采用先进的生产工艺技术加工重质原油，采取的环境保护措施可以有效减少废气污染物的排放量，对周围环境空气的影响相对较小，生产运行过程中严格管理以控制污染物排放，在大南海工业区配套设施及监督管理下，可达到推动地方经济发展和环境保护的目标。本项目及大南海工业区氮氧化物排放情况分析表明，还存在对区域环境质量改善的压力。在特定气象条件下，氮氧化物存在超标的可能，建议在区域扩散条件相对较差的情况下，通过统一的生产调度来控制延迟焦化再生烟气、动力中心等氮氧化物较大的排放源的排放。对于按 2015-2017 年逐时气象条件预测的氮氧化物预测结果，在厂区西南侧设置 2km 的防护距离，目前防护距离内无居民点。

8 涉海工程

8.1 涉海原有工程概况和工程分析

中委广东石化 2000 万吨/年重油加工工程项目涉海工程包括四个主要内容：

⑴原油码头工程

⑵产品码头工程

⑶填海工程

⑷废水排放工程（依托）

涉海工程位置见图 8.1-1，基本组成见表 8.1-1。

项目海上工程于 2013 年底动工建设。

表 8.1-1　　涉海工程组成及规模

涉海工程组成	位置	规模
原油码头工程	石碑山海域	30 万吨级原油泊位 1 个
产品码头工程	大南海隆江河口海域	13 个泊位，包括 5 万吨级成品油泊位 1 个、5000 吨级产品及化学品泊位 7 个、2 万吨级散货泊位 1 个、5000 吨级件杂货泊位 1 个、工作船泊位 3 个
填海工程	码头区北面	40.45hm^2
废水排放工程（依托）	石化园区排污区	500.2m^3/h

8.1.1　原环评阶段工程概况

8.1.1.1　原油码头

⑴码头组成、规模和平面布置

原环评阶段码头组成、规模见表 8.1-2，平面布置见图 8.1-2。

表 8.1-2　　原油码头项目基本组成

项目		项目名称	单位	数值	备注
主体工程	码头	泊位	个	1	30 万吨级
		泊位总长	m	420	包括 1 个工作平台、2 个靠船墩和 6 个系缆墩
		引桥	m	2134	1 座，宽 8.5m
		引堤	m	130	1 座，宽 8.5m

项目		项目名称	单位	数值	备注
		防波堤	m	950	岛式 1 座，55°~235°防波堤段长 800m；走向为 0°~180°防波堤段长 150m
		支航道	m	1250	进港航道的方位角为 004°~184°，底宽为 330m，底标高为-24.0m，长度为 1250m。
		停泊水域	m	120	底标高-24.0m
		回旋水域	m	835	底标高-24.0m
		水域疏浚	万 m^3	533.6	其中炸礁量 15 万 m^3
		吞吐量	万吨	2000	委内瑞拉原油，全部为接卸进港
		装卸工艺			2 根 DN1000 的主管，电液动装卸臂
		定员	人	14	
配套工程	变电所		座	2	
	供水系统		m^3/d	553	数值为最大日用水量，由中转油库供给。
	排水系统				清污分流，污水排陆域污水处理场
	消防系统		m^3/次	3710	数值为一次消防用水量，采用泡沫灭火＋水冷却消防系统。消防水源由码头海水泵房供给
	控制系统（含报警系统）		套	1	2 台计算机+PLC+远程 I/O
	通信系统				电话通信、有线调度电话通信、无线调度电话通信、船岸通信、工业电视和应急与保安通信
	导助航系统				助航标志、电子导航、辅助靠泊电子系统
依托工程	库区		m^3	60×10^4	陆域中转油库，不属码头工程内容
	污水处理系统		m^3/h	1800	通过污水管线经中转油库后统一纳入厂区污水处理场处理。
	出海航道				通过支航道与外海直接相通。
	锚地		m^2	83	工可建议原油码头锚地选划在前詹外海-30m 附近海域，锚地水深为-30.0m，单个锚地面积约 83 万 m^2。
	抛泥区				沟疏外海-30m 等深线附近海域

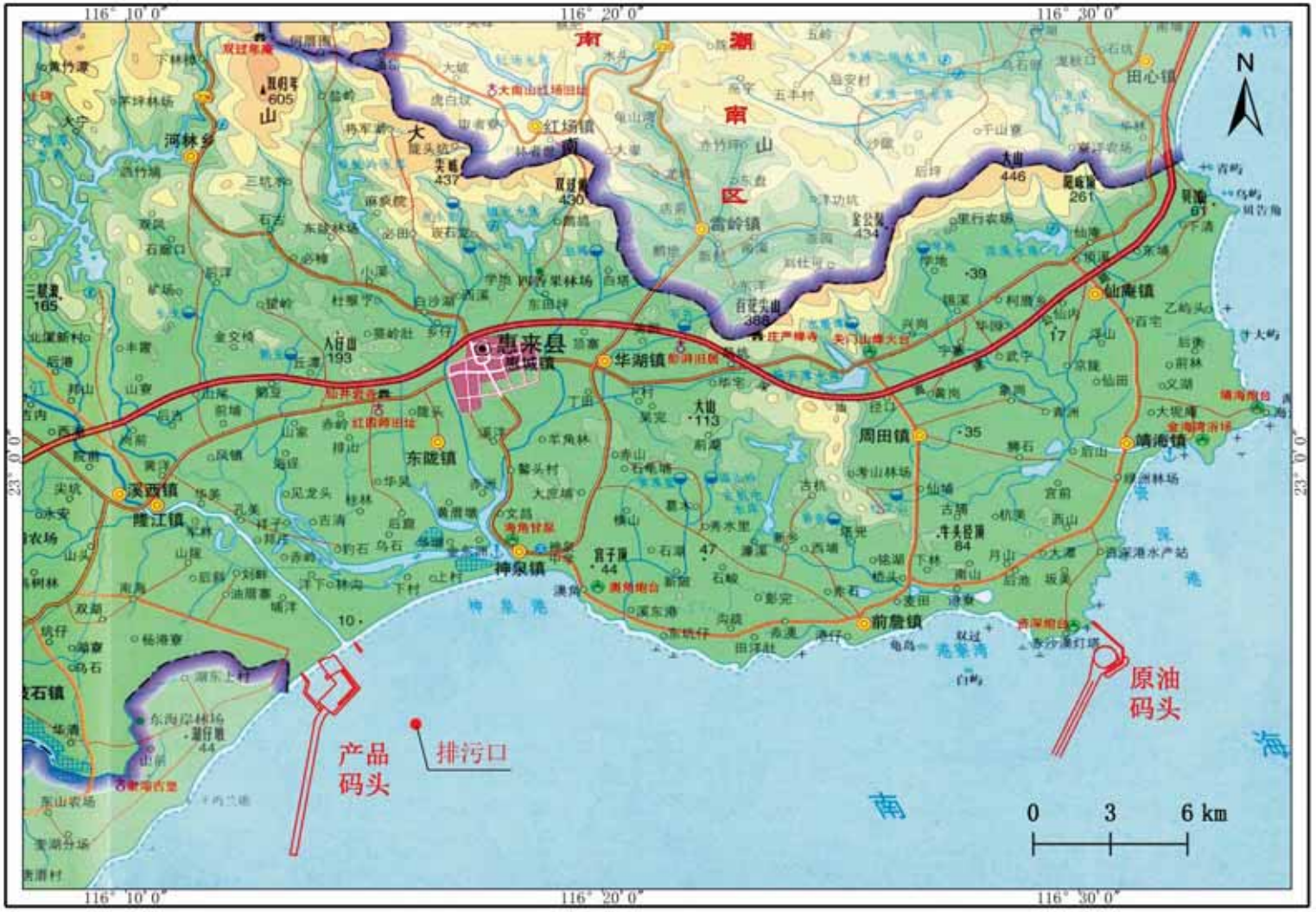


图 8.1-1　　涉海工程位置示意

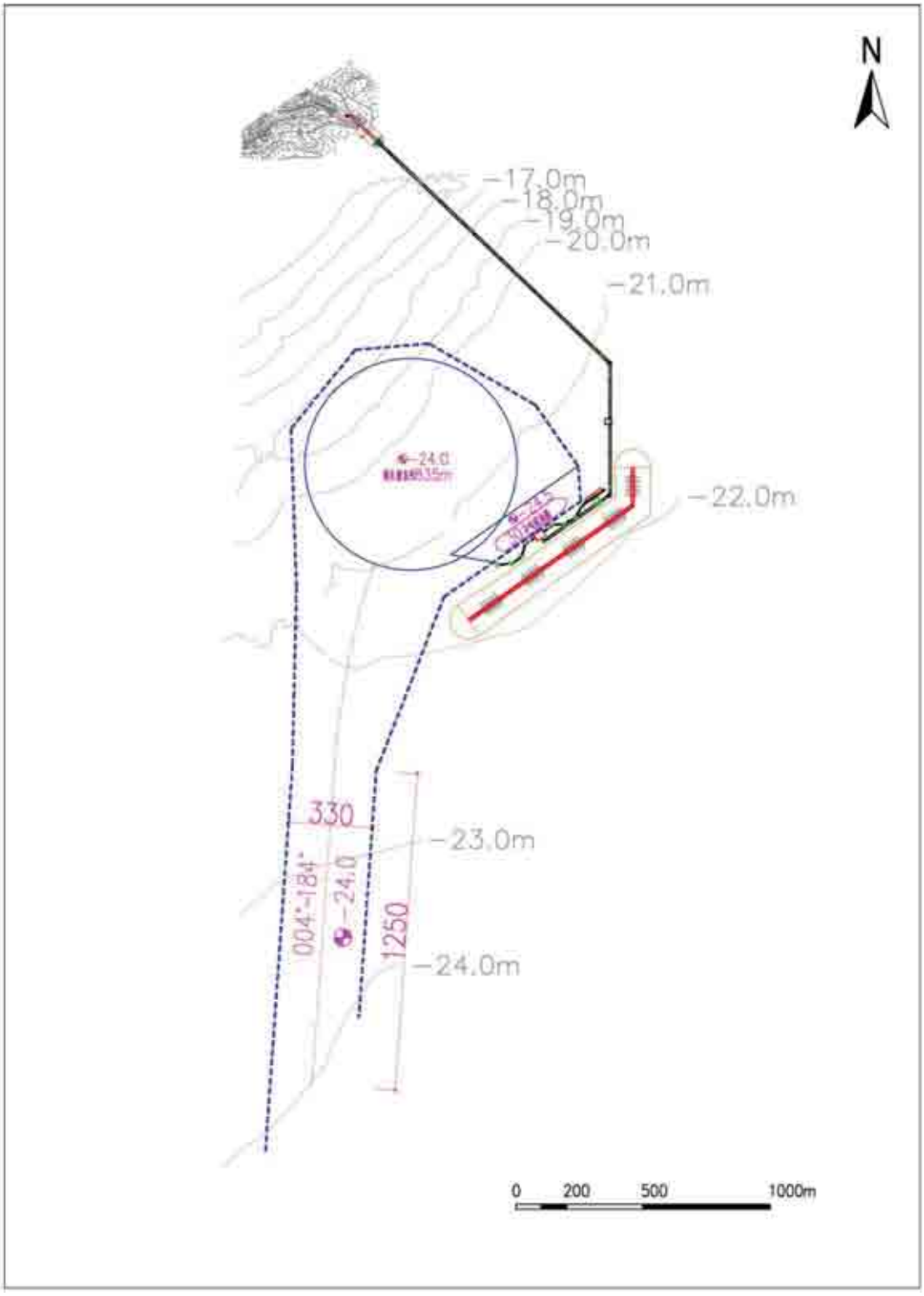


图 8.1-2　原环评阶段原油码头平面布置图

⑵施工方法

施工工艺见表 8.1-3。

表 8.1-3 原油码头施工方法

工程部位	工程内容	施工方法
码头、引桥	钢管桩制作及运输	专业厂家生产并由海运至现场由打桩船施打
	沉桩	搭设施工作业平台，锤击沉桩法施工，方驳运送
	嵌岩桩	搭建施工作业平台，锤击沉钢管桩至岩面后，采用钻机施钻，清孔，放钢筋笼，浇注混凝土。
	上部混凝土结构	现浇
	钢引桥	预制厂拼装连接后，海运至现场，采用浮吊安装
岛式防波堤	基础及堤身	先清淤，再驳船装运抛填块石
	护面块体	护面块体预制场预制，驳船运送，浮吊安放
疏浚、炸礁工程	疏浚	4500m^3/h 耙吸式挖泥船
	炸礁	先爆破炸礁，8m^3 抓斗船清运
施工周期		3 年

⑶工程进展情况

原油码头目前已经完成防波堤建设前的基槽清淤和引桥墩桩基清淤，防波堤堤身、疏浚工程、码头和引桥工程均未动工。

原油码头工程施工进展见表 8.1-4 和图 8.1-3。

表 8.1-4 原油码头主要工程内容和工程进展

工程部位	**工程内容**	**施工方法**
码头、引桥	桩基现场施工	部分桩基开始搭设作业平台
	上部混凝土结构	未动工
	钢引桥	未动工
岛式防波堤	基础及堤身	完成基槽清淤
	护面块体	护面块体预制场预制，未开始安装
港池、航道的疏浚和炸礁工程	疏浚	未动工
	炸礁	未动工



图 8.1-3　原油码头施工进度情况

8.1.1.2 产品码头

⑴码头组成、规模和平面布置

①项目组成和规模

原环评阶段产品码头建设 13 个泊位，年吞吐量 1224.5 万吨。工程包括产品码头泊位、引桥、防波堤、拦沙堤、港池、支航道等。

产品码头建设数量和规模见表 8.1-5。

表 8.1-5 产品码头建设内容表

项目	项目名称	单位	数量	备注
主体工程	泊位个数	个	13	
	引桥	座	1	宽 12m、长 781m 的引桥
	护岸	m	1420	共布置东、南、西三条护岸，长度分别为 669m、211m、540m
	防波堤	m	2260	东护岸伸出一条防波堤，分为东及东南两段，长度分别为 960m 和 1300m
	防沙堤	m	300+400	分别位于产品码头的东侧和西侧，尺寸分别为 300m×10m 和 400m×10m
	支航道	m	3124	分为两段，外段长 2400m，内段长 724m，宽 190m，底标高-13.5m
	回旋水域	m	500	底标高-13.5m
	水域疏浚	万 m^3	498.2	其中回填陆域 260 万 m^3
	吞吐量	万吨	1224.5	
	定员	人	64	液体码头 28 人，固体码头 36 人
辅助及公用工程	变电所	座	4	
	成品油码头控制系统（含报警系统）	套	1	2 台计算机+PLC+远程 I/O
	散杂货码头控制系统	套	1	远程 I/O 站
	给水系统	m^3/d	553	数值为最大日用水量，由厂区供给。
	排水系统			污水排陆域污水处理场
	消防系统	m^3/次	1950	数值为一次消防用水量，采用泡沫灭火＋水冷却消防系统。消防水源由厂区供给。
	通信系统			电话通信、有线调度电话通信、无线调度电话通信、船岸通信、工业电视和应急与保安通信
	导助航系统			助航标志、电子导航、辅助靠泊电子系统
依托工程	污水处理系统	m^3/h	1800	通过污水管线纳入厂区污水处理场统一处理。

项目	项目名称	单位	数量	备注
	出海航道			通过支航道与外海直接相通。
	锚地	万 m^2	43	产品码头 5 万吨级油轮锚地选划在神泉港外海-17m 水深附近海域，5000 吨级锚地选划在神泉港外海-10m 水深附近海域；5 万吨级船单船锚泊水域半径 370m，单个锚地面积约 43 万 m^2。
	抛泥区			沟疏外海-30m 等深线附近海域

②平面布置

产品码头原环评阶段工程平面布置情况见图 8.1-3。

⑵施工方法

施工方法见表 8.1-6。

表 8.1-6　　产品码头施工方法

工程部位	工程内容	施工方法
离岸码头、引桥	钢管桩制作及运输	专业厂家生产并由海运至现场由打桩船施打
	沉桩	打桩船水上锤击沉桩法，方驳运送
	上部混凝土结构	现浇
	钢引桥	预制厂拼装连接后，海运至现场，采用浮吊安装
顺岸码头	基槽挖泥	8m^3 抓斗挖泥船，结合泥驳和拖轮进行基槽挖泥
	基床抛石	驳船运送，吊机重锤分层、分段夯实、整平
	沉箱	预制场预制，浮吊安装
	胸墙	搅拌船现浇混凝土
防波堤和拦沙堤	基础及堤身	先清淤，再自卸汽车运抛填块石
	护面块体	护面块体预制场预制，驳船运送，浮吊安放
疏浚工程	疏浚	1500m^3/h 绞吸式挖泥船 4500m^3/h 耙吸式挖泥船
施工周期		3 年

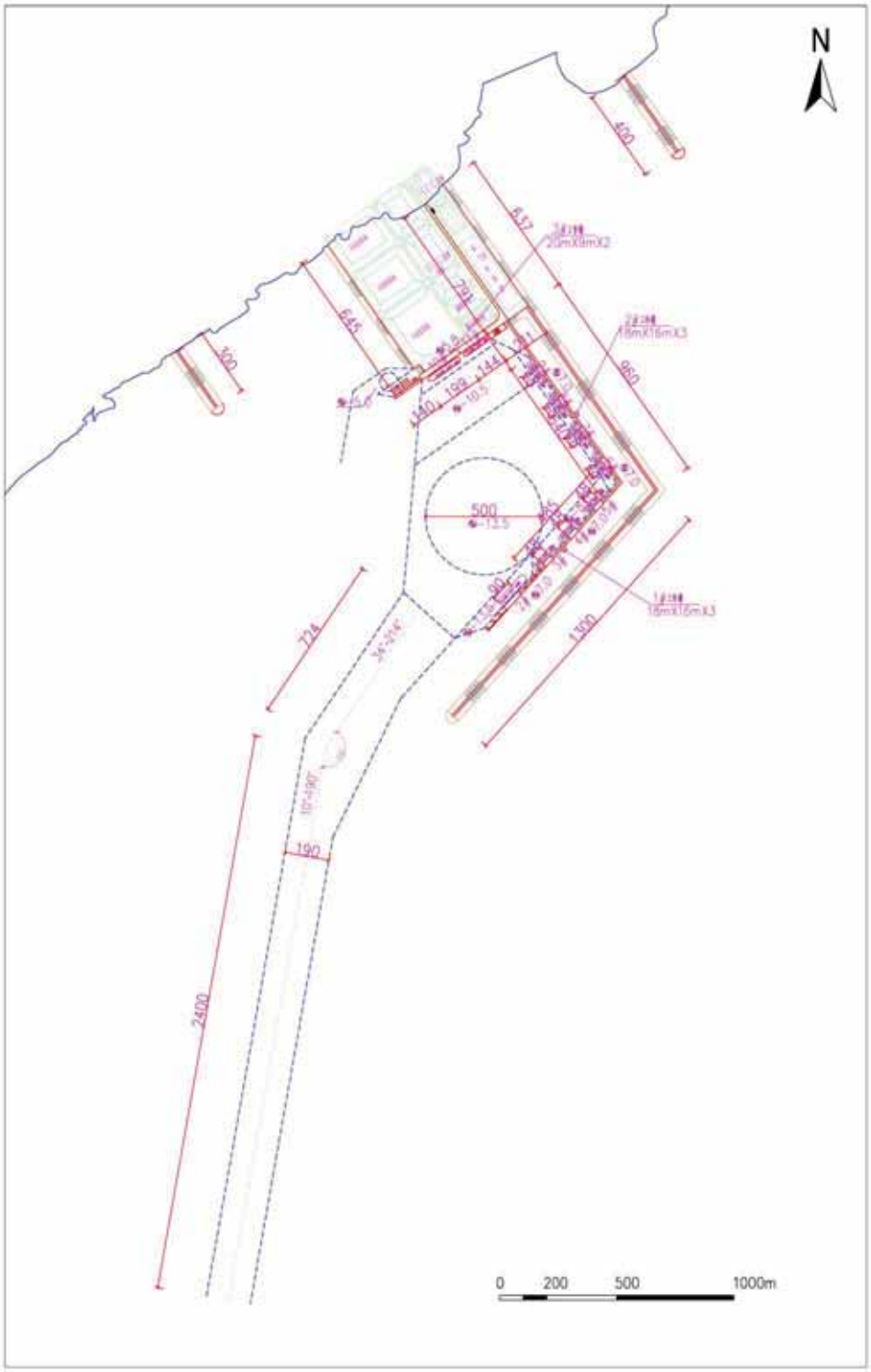


图 8.1-3　原环评阶段产品码头平面布置图

⑶工程进展情况

产品码头工程进展情况见表 8.1-7。

表 8.1-7 产品码头施工进度

工程内容	进度
码头泊位	高桩泊位桩基工程基本完成，上部结构正在施工；重力泊位沉箱清淤完成，正在进行沉箱预制和安装；
引桥	桩基工程基本完成，上部结构正在施工；
护岸	东护岸堤心结构推填完成，东护岸南端挡浪墙已浇筑。西护岸堤心结构完成（480m/595m），护岸外坡完成。
防波堤（东）	2016 年完工
拦沙堤	西拦沙堤已完工，东拦沙堤未动工
支航道	未动工
锚地	未完成选划
回旋水域	未动工
水域疏浚	未动工

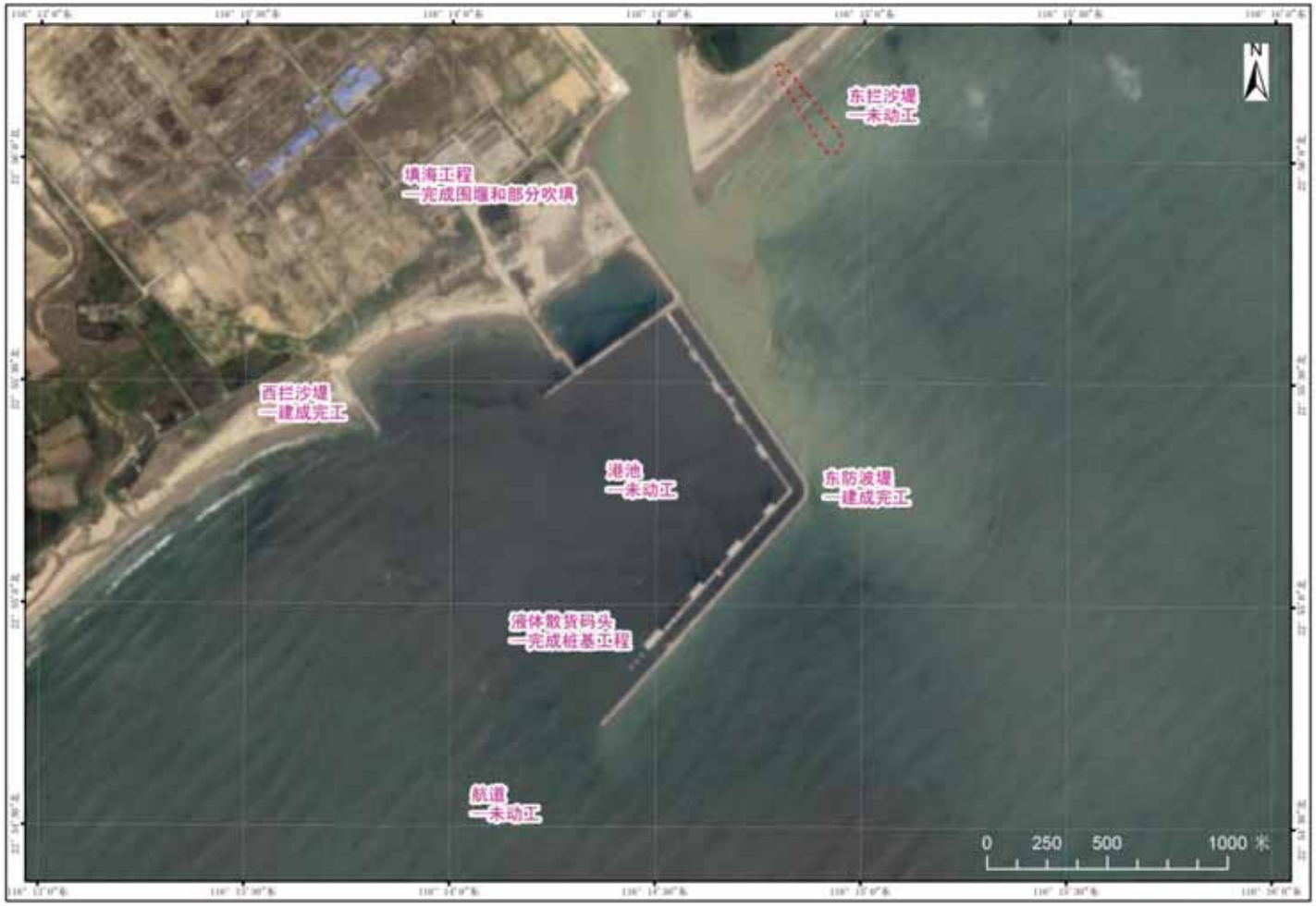


图 8.1-4　产品码头和填海工程进展情况

8.1.1.3 填海工程

⑴填海工程规模和组成

填海区域位于产品码头区后方（见图 8.1-5），填海工程规模和工程量见表 8.1-8，填海面积约 40.45hm^2。

表 8.1-8 填海工程规模和工程量

序号	项目	单位	数量
1	陆域形成面积	万 m^2	40.45
2	外围堰长度	m	1730
3	填方量	万 m^3	260
4	吹填标高	m	5.8

⑵施工方法

填海工程施工方法见表 8.1-9。

表 8.1-9 填海工程施工方法

工程部位	工程内容	施工方法
围堰	外围堰	抓斗船基础清淤、自卸车抛填、护面块体预制后，由陆上运至吊机安放，挡浪墙现浇混凝土
	分隔围堰	砂石袋成品分级充填砂袋
吹填		绞吸式挖泥船将疏浚土通过排泥管线直接吹填

⑶工程进展情况

陆域吹填工程目前已经开始，采用分区吹填。靠陆的填海区完成临时围堰，部分区域已经吹填，完成填方 28 万 m^3，后于 2014 年暂停至今。详见图 8.1-4。

表 8.1-10 填海工程施工进展

工程内容	施工进展
围堰	完成填海围堰，目前填海区域与周边的水力连接已经切断
吹填	累计吹填量为 28 万 m^3

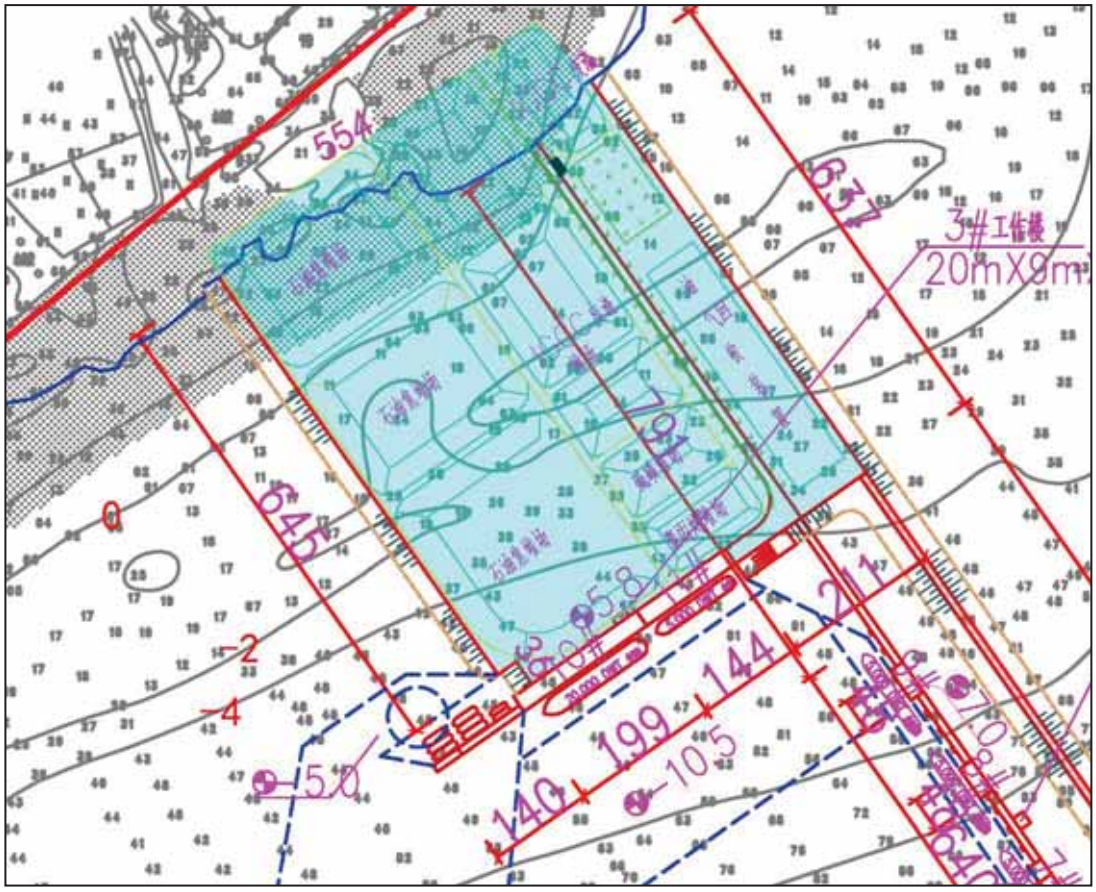


图 8.1-5　填海工程平面布置图

8.1.1.4　依托废水排放工程

全厂污水经污水处理场及污水回用设施处理后，外排废水合计 500.2m^3/h。污水处理场出水满足《广东省水污染物排放限值》（DB44/26-2001）一级标准。达标污水经石化园区市政污水排海管线排放。

2010 年 9 月，揭阳市环保局和揭阳市海洋与渔业局联合发文，批复确定了大南海国际石化综合工业园入海排污口的位置：E116°15′50.77″，N22°54′24.49″。根据《近岸海域环境功能区划》，该排污口稀释混合区范围为 1.4km×1.4km 的正方形。

废水排海管工程由大南海石化工业园区统一建设，截止 2017 年项目启动变更前，排海管工程尚未开展相关工作。

8.1.1.5　原环评和用海批复情况

⑴原环评及环评批复要求落实情况

涉海工程作为整体工程的一部分，于 2009 年开展工作，2011 年获得原环保部的批复（环审[2011]22 号），于 2012 年 4 月获得国家发改委项目核准的批复（发改能源[2012]989 号）。

根据原批复的环评报告和批复意见，认为“项目符合国家产业政策和清洁生产要求，在落实报告书提出的各项污染防治措施和风险防范措施后，该项目污染物可做到达标排放，主要污染物排放符合地方环境保护部门核定的总量控制要求”，同时，对建设单位应协调揭阳市人民政府及相关部门重点做好的工作提出了要求，其中涉海相关内容见表 8.1-11。

此外，原环境影响报告书提出的环保措施的落实情况（涉海工程施工期相关）见表 8.1-12。

⑵用海申请批复情况

项目用海于 2013 年 7 月获得了国家海洋局用海的批复（国海管字[2013]471 号）。2013 年 8 月，项目获取了海域使用权证（权证附后），确权用海总面积为 481.6484 公顷，用海类型包括填海造地、非透水构筑物、透水构筑物、港池、专用航道，用海期限为 50 年。

项目用海确权情况见附件。

⑶原涉海工程存在问题

项目原涉海工程随总体工程开展，已经完成了部分工程的建设，施工期间未发生海洋环境风险事故，也未接到海洋环境相关污染投诉。

随着总体工程原料和产品方案的变化，产品码头方案不能适应总体工程的需要，因此需要进行调整。

表 8.1-11 原环评批复意见要求的落实情况一览表（涉海相关）

序号	批复意见要求	落实和解决情况
1	协调好项目涉海工程（包括排污口、原油码头及航道、成品油码头等）与所在区域海洋功能区划的关系	调整排污口以同时符合《近岸海域环境功能区划》和《广东省海洋功能区划》（2011~2020 年）
2	揭阳市人民政府应建立海域环境风险防范、应急联合体，统一调配使用海域风险防范资源，分析并优化航道布局和危险物质运输方式，加强应急演练与区域联动，提高突发风险事故应急处理能力	
3	应设置覆盖整个石化区及周边居民聚集区、海域的环境监测网络，及时监测大气、海域、地下水等，跟踪监测各类污染物变化和影响，跟踪监测方案应明确监测进度、资金、点位、频率、监测因子及实施方式等内容，重点监测石化特征污染物和重金属污染物的影响，监测结果分别报当地环境保护部门和海洋与渔业部门备案。	随整体工程停滞
4	配置具备足够海上应急能力的围油栏、收油机及吸油材料等设备；控制码头夜间作业，尽可能避免夜间事故发生。制定事故应急预案，定期开展事故环境风险应急演练，与地方政府建立应急联动机制。	项目尚处建设期，应急设备库及相关设备尚未建成；建设单位制定和开展了施工期的事故应急预案和应急演练，营运应急预案尚未开展。
5	本项目涉海工程（原油码头及航道、成品油码头等）、依托工程（排海管道、排污口等）等不得位于地方海洋功能区划规定的受保护区域。如果涉及，须得到相关行政主管部门许可，同时应妥善处理好受项目施工及运营影响的养殖生产和渔业捕捞生产者利益相关方的关系，上述工作完成前，不得开工建设。	项目涉海工程目前均符合地方海洋功能区划的要求；涉海工程涉及的利益相关方均已协调完毕。
6	码头施工、航道疏浚应避开海龟、鲎等重要水生生物和渔业资源的产卵期和繁殖期，最大限度减轻施工对水生生态的影响。	航道疏浚施工尚未开始，码头施工已经尽可能避繁育期。
7	在施工招标文件、施工合同和工程监理招标文件中明确环保条款和责任，应委托有资质的单位开展项目施工期环境监测和环境监理工作并定期向当地环保部门提交工程监理报告，环境监测和监理报告作为项目竣工环境保护验收的依据之一。	落实，已委托开展施工期环境监测和环境监理工作，后随整体工程停滞。

表 8.1-12 环评报告书环保措施落实情况一览表（涉海工程施工期）

序号	环评报告书提出的环境保护对策和措施		落实情况
1	海洋生态环境保护对策措施	合理安排施工进度，注意保护生态环境敏感目标。	落实
2		生物栖息地的保护措施：制定合理的施工计划，安排好挖掘进度、在限定施工范围内作业。	落实
3		采取措施控制泥沙再悬浮的范围和强度	落实
4		建设单位应做好施工前的宣传教育活动，对于施工过程中可能出现的大型野生生物，严禁施工人员捕猎，遇有密集种群应尽可能设法予以避让。	落实，施工过程中未发现大型海洋野生动物
5		为减小对水生动物的干扰，应对水下噪声加以控制：对打桩等噪声大的施工作业，应在作业开始初期只发出轻声，待水生动物避开后才进入正常的施工工作	落实
6		原油码头炸礁选用延时爆破工艺、乳化炸药，并严格按要求控制起爆药量。	尚未开展炸礁施工
7		水工工程施工将对工程区域内的海洋生物资源造成一定程度的破坏，通过生态补偿的措施达到减小工程对海洋生物资源的影响。	随总体工程停滞
8	水污染防治措施	在进行港池疏浚和陆域吹填时，应有专人监督管理疏竣、吹填过程的环保问题；合理安排施工船舶数量、位置、挖泥进度，尽量减少疏浚作业对底质的搅动、强度和范围；必须有严格的施工操作制度，开工前应对施工设备，尤其是挖泥船的泥舱门进行严格的检查，发现有可能泄漏污染物的情况时（包括泥沙和船用油），必须修复后才可进行施工作业；加强当地气象预报部门的联系，在恶劣天气条件下应提前做好施工安全防护工作或停止施工作业，避免造成船舶事故；域回填时应先在吹填区周围设置围堰，围堰内设置分隔围埝、溢流口设置倒滤层、添加絮凝剂等；疏浚吹填作业时，对悬浮物进行跟踪监测，建立超标警报制度；采用临时环保型流动厕所对施工队伍生活污水进行处理；施工船舶的生活垃圾、生活污水、含油废水由有资质的接收船接收处理	已开展工程落实相关措施
9	大气污染防治措施	对主要运输便道上的路基进行夯实硬化处理，尽量保持施工现场道路的整洁、平整，减少运输车辆颠簸洒漏物料；汽车运输土方、砂石料、水泥等建筑材料进场时，对于易起尘物料应加盖蓬布，运输车辆要严密，物料不要装得过满，以防途中洒漏；根据本地区主导风向和周围环境敏感点的分布，合理选择施工场地和混凝土搅拌场的位置；由于本工程需要外运砂石料，对于运输砂石料沿途的洒漏污染，建议建设单位同环	已开展工程落实相关措施

		保部门协调解决运输路线及沿途的定期洒扫；公用通道应定时洒水和冲洗，每天路面至少洒水 2 次；车辆要定期进行清洗，以保证车辆车身干净整洁，不致将泥土、淤泥、渣块等撒落在道路上；车辆损坏、故障无法行驶，需将土石料倒卸路旁时需保证在 4 小时内将土石料清运干净；加强对运输车辆和流动机械的维修保养，使它们处于良好的运行状态	
10	声环境保护措施	合理安排施工进度和时间，对高噪音设备应采取相应的限时作业；施工时应尽量采用噪声小的施工机械；做好施工机械和运输车辆的调度和交通疏导工作；为减少对水生动物的干扰，应对水下噪声加以控制；	已开展工程落实相关措施
11	固体废物处理措施	固体废弃物中回收利用其中有价值的东西，其余则集中收集后由环卫工人运送到指定垃圾场消纳处理；疏浚物部分用于吹填造陆，部分外抛处置，外抛处置需符合海洋行政主管部门的相关规定	已开展工程落实相关措施

8.1.2 涉海项目变更概况

随着中委广东石化 2000 万吨/年重油加工工程设计的不断深入，本工程的主体工程及配套码头工程等均与工程可行性研究阶段（核准及环评阶段）有所调整。对于涉海工程，变更前后对比见表 8.1-13，主要调整如下：

⑴废水排放工程变化情况

废水排放量由 500.2 m^3/h 变更为 700.1m^3/h。排污口位置向东北偏东方向平移约 440m。

污染物种类由 COD_{Cr}、石油类、氨氮、硫化物、挥发酚共 5 种变更为悬浮物、COD_{Cr}、氨氮、总氮、总磷、石油类、硫化物、挥发酚、总钒、镍、总汞苯、甲苯、二甲苯、总氰化物和丙烯腈共 16 种。

⑵原油码头航道走向和长度较环评报批稿有所调整，但与本工程已确权用海范围一致。

⑶产品码头将西侧防沙堤延长，形成 1 条防波堤（延长段为 1150m；总长为 1450m）。

⑷根据现阶段货种变化及对中国石油成品油及化工品等销售策略，产品码头泊位吨级加大，将原有 8 个 5 千吨级液体和散货泊位变为 1 个 10 万吨级成品油泊位、2 个 3 万吨级成品油泊位（两个兼顾 1 艘 5 万吨级油轮靠泊）、2 个 1 万吨级油品及化工品泊位及 3 个 5 千吨级油品及化工品泊位；2 万吨级散货泊位改为通用泊位；增加 1 个 5 千吨级通用泊位（兼做施工重件泊位）。

⑸根据炼厂工艺流程变化，产品码头进出港货种有所变化，总体数量增加；产品码头吞吐量增加。

⑹随着地质等基础资料的不断获取，水工结构选型优化；

⑺根据货种变化情况，装卸工艺方案及设备、相关配套工程等进行相应调整。

⑻填海工程填海标高由 5.8m 提高到 7m，软基处理方式细化、优化。

表 8.1-13　　本次主要变更内容汇总

序号	变化位置	内容	变 更 内 容
1	原油码头	码头、引桥	结构尺度优化
2		港池	位置微调
3		航道	航道走向调整，长度增加
4		防波堤	结构尺度优化
5	产品码头	码头、引桥	泊位规模增大和吞吐量增加 运输货种改变 平面布置微调，水工结构优化
6		防波堤和拦沙堤	东防波堤不变，西拦沙堤延长为西防波堤
7		港池	规模增加，浚深增加
8		航道	航道走向不变，长度和规模增加
9		装卸工艺	根据新货种调整
10		配套设施	
11	填海工程	范围和面积	不变
12		标高	填海标高调整
13		施工工艺	局部软基处理方式优化
14	依托排海工程	排污口	位置调整
15		排放量	排水量增加，污染物种类改变

8.1.2.1 原油码头变更情况

原油码头没有变化的工程内容包括：建设规模和组成不变；货种、吞吐量与性质不变；装卸工艺不变、配套工程不变、施工方法基本不变。

变化的工程内容主要包括：①平面布置的调整，包括：航道方向发生调整，因此航道的位置、部分港池、平面尺度均有变化，从而引起的疏浚工程量改变；②在水工建筑结构性质不变的情况下，优化水工结构：引桥桥跨增大、引桥桩由钢管桩变更为沉箱桩、防波堤的结构尺度优化。

⑴码头和引桥

根据现有水文和地质资料，引桥平面和结构优化：引桥长度由 2134m 调整为 2173m，宽度不变；将桥跨由 78m 调整为 108m；引桥墩大小略增加；引桥根部长度缩减到 120m。

码头平台、系缆墩尺度也经过小幅优化。具体见表 8.1-14。

表 8.1-14 原油码头和引桥结构方案、平面尺度变化一览表

项目	数值	数值		结构方案		备注
		原环评	现阶段	原环评	现阶段	
原油码头泊位	工作平台（m）	40×30	40×32	高桩墩台，桩基为钢管桩		码头结构
	靠船墩（m）	18×16				
	系缆墩（m）	Φ13	10×12 和 ϕ15			
引桥	引桥墩（m）	Φ12	Φ14~Φ16	外段采用高桩墩台，桩基为钢管桩（部分嵌岩）；内段采用圆沉箱重力墩式结构		引桥墩结构
	钢引桥（m）	2134×8.5	2173×8.5	大跨度钢引桥		引桥结构
	引堤（m）	130×8.5	120×8.5	斜坡式抛石堤结构		引堤结构
	桥跨（m）	78	108	/		/
防波堤（m）		950	920	斜坡式抛石堤结构		防波堤结构

⑵航道

本次本更航道方向进港航道方向角由 004°~184°变更为 25°~205°，底宽由 330m 变更为 320m，航道长度由 1250m 变更为 3168m。

疏浚量由 533.6 万 m^3 增加到 598.8 万 m^3。本次变更航道方向变化对比见图 8.1-6 和表 8.1-15。

表 8.1-15 航道变化情况表

序号	变化内容	原环评	现阶段
1	航道方向	004°~184°	25°~205°
2	宽度	330m	320m
3	长度	1250m	3168m
4	疏浚量	533.6 万 m^3	598.8 万 m^3

⑶防波堤

本次变更防波堤尺度优化，长度由 950m 缩短至 920m。实际防波堤的起止点均无变化，长度的缩短为转弯处由直线连接改为圆弧连。

⑷占用海域与岸线使用

原油码头占用海域于 2013 年已经确权，确权范围与本次变更后的范围基本一致，见附件。

原油码头占用岸线的位置为引堤根部接岸部分，由于引堤的位置和规模基本无变化，因此原油码头占用岸线的位置和长度无变化。

⑸原油码头平面布置变更原因及合理性分析

①原环评工程方案存在的问题和本次变更的必要性

原环评方案中，为了避免穿越海龟、鲎自然保护区（现已调整），原油码头航道走向为 004°~184°接近正南-正北向。而岛式防波堤和码头泊位的方向一致，均为为 055°~235°，可见航道和泊位的夹角过大，不利于船舶高效安全进港；加上近年极端天气增加，原环评方案的作业天数也有所压缩。因此，为了原油码头的稳泊安全和工作效率能够满足项目需要，本次将进港航道方向调整到 025°~205°，提高船舶进港安全和效率。

②变更合理性分析

原环评于 2011 年取得批复。航道调整前后，均符合《广东省海洋功能区划》（2011-2020 年）；无论是原阶段的航道方案（及与之匹配的港池位置）还是本次变更后的航道方案（及与之匹配的港池位置）所涉及的《广东海洋生态红线》（2017 年颁布）生态红线区完全一致，且项目按照所涉及的生态红线区相关管控措施开展施工和营运，调整前后与生态红线均无冲突；根据本报告的预测结果，航道调整前后对敏感保护目标的影响在采取一定的保护和补偿措施其影响可以恢复或补偿。

因此，为了船舶进港安全和效率的需要，本次原油码头航道调整是必要和合理的。

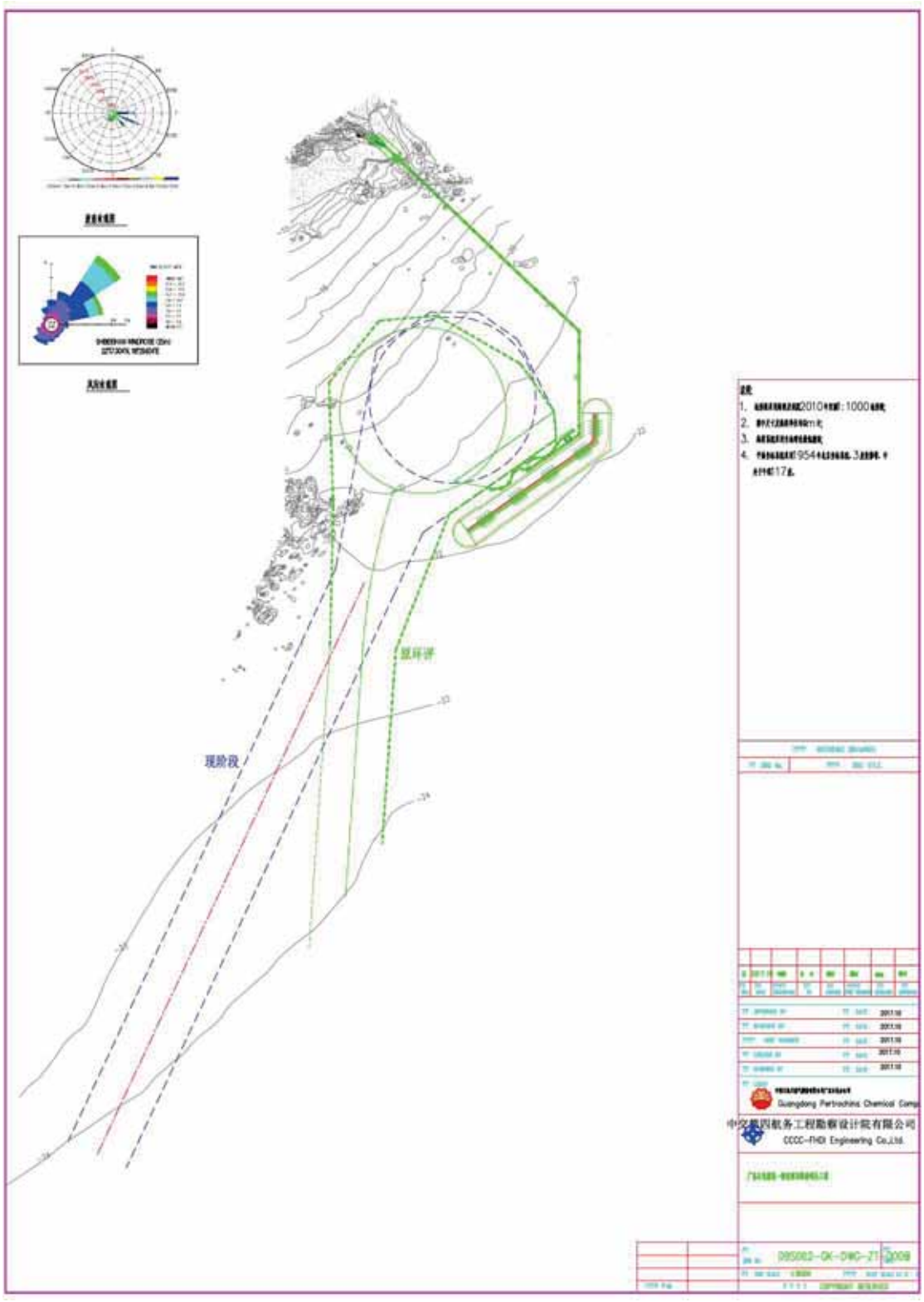


图 8.1-6　原油码头平面布置变化情况对比图

8.1.2.2　产品码头变更情况

由于广东石化项目原料、生产工艺和产品发生变更，使得集疏运货物的货种和运量发生变化。货物的来源及去向也有所不同，导致码头泊位规模、数

量、吞吐量均需要调整，从而使得工程的平面布局、装卸工艺、水工建筑的尺度都有所变化。

⑴规模、吞吐量和货种变化

①吞吐量和货种的变化

产品码头吞吐量由原环评 1224.45 万吨/年变更为 1332. 4 万吨/年。

本次变更后产品码头运输增加的货种包括：苯、丙酮、苯乙烯、丙烯、液氨、甲醇、原煤、PE、聚丙烯（集装箱）、ABS；另在仅开工初期增加轻质石脑油、抽余油和丁二烯。

产品码头取消的货种包括：石油焦和聚丙烯（袋装）。

产品码头运量增加的货种包括：汽油、柴油、航煤、对二甲苯、硫磺。

液化气（开车初期使用）、沥青、硫磺货种运量减小。

产品码头吞吐量、各货种进出港变化情况见表 8.1-。

②泊位规模的变更

由于项目货种和吞吐量发生变化，货物来源和去向也有所不同，产品码头的泊位规模和数量需要做相应调整。调整前后的变化见表 8.1-。

表 8.1-17　　产品油码头工程变化情况

序号	装置名称	工可阶段		现阶段（基础设计）	
		规模	数量	规模	数量
1	成品油泊位	5 万吨级	1 个	10 万吨级	1 个
2	液体石油化工品泊位	5000 吨级	7 个	3 万吨级	2 个
				1 万吨级	2 个
				5000 吨级	3 个
3	散货泊位	2 万吨	1 个	/	/
4	通用泊位	/	/	2 万吨	1 个
4	件杂货泊位	5000 吨级	1 个	/	/
5	通用兼重件泊位	/	/	5000 吨级	1 个
6	工作船泊位	/	3 个	/	3 个

表 8.1-16 港口吞吐量变化情况

	进港		出港		合计	
	变更前	变更后	变更前	变更后	变更前	变更后
总计	2000	2065.16(2062.44)	1224.45	1432.44 (1267.24)	3224.45	3497.6 (3332.4)
一、液体货品	2000	2008.44 (2011.16)	1044.2	1273.67(1154.97)	3067.1	3284.83(3166.13)
1.原油	2000	2000(2000)			2000	2000(2000)
2.成品油			936.3	796.73(796.73)	936.3	796.73(796.73)
汽油			242.2	336.54(336.54)	242.2	336.54(336.54)
柴油			605.4	224.98(224.98)	605.4	224.98(224.98)
航煤			88.7	235.21(235.21)	88.7	235.21(235.21)
3.液体化工品		11.16(11.16)		318.17(319.36)		329.33(330.52)
苯				56.56(18.4)		56.56(18.4)
丙酮		2.72(2.72)				2.72(2.72)
苯乙烯				/(30.18)		/(30.18)
对二甲苯			22.6（混合二甲苯）	261.61(261.61)	22.6（混合二甲苯）	261.61(261.61)
丙烯				/（9.17）		/（9.17）
液氨		6.08(6.08)				6.08(6.08)
甲醇		2.36(2.36)				2.36(2.36)
4.其他液体货物			108.2	158.77(38.88)	108.2	68.18(38.8)
液化气			50.1	29.3(/)	50.1	29.3(/)
沥青			58.1	38.88(38.88)	58.1	38.88(38.88)

	进港		出港		合计	
	变更前	变更后	变更前	变更后	变更前	变更后
轻石脑油				53.96		53.96
抽余油				30.88		30.88
丁二烯				5.75		5.75
二、固体散货		54(54)	157.4	/ (39.89)	157.4	93.98(54)
原煤		54(54)				54(54)
硫磺			12.4	/ (39.89)	12.4	/ (39.89)
石油焦			120		120	
聚丙烯（袋装）			25		25	
三、集装箱				/ (72.38)		/ (72.38)
PE				/ (40.38)		/ (40.38)
聚丙烯				/ (20)		/ (20)
ABS				/ (12)		/ (12)

注:：开工初期吞吐量（正式开工后吞吐量）。

⑵平面布置调整

产品码头平面布局调整包括：①延长西拦沙堤，成为西防波堤；②码头平台和引桥根据现有泊位规模调整延长，位置向东防波堤平移 27m，重力式泊位长度增加 30m；③港池和航道规模调整。

产品码头平面布置变更情况见表 8.1-16。调整前后的平面布局对比见图 8.1-7。

表 8.1-16　　产品码头平面布置变更一览表

序号	变更位置	变更内容
1	西拦沙堤	由 300m 延长至 1450m，成为西防波堤
2	码头平台和引桥	码头和引桥总长增加 228m，位置向东防波堤平移 27m
3	港池	浚深调整，范围微调
4	航道	延长 2876m，宽度由 190m 调整为 220m
5	疏浚量	498.2m^3 变更为 936.3m^3

⑶装卸工艺设备调整

货种的改变，产品油和液体化工品、散货的装卸工艺大致不变，规模做相应调整；增加了集装箱装卸的设备，其余变化不大。

⑷水工建筑物调整

结构上，成品油和液体化工码头仍采用透水结构，固体（含散货、重件和集装箱）的通用泊位仍然依托填海区形成的新岸线布置，采用非透结构。

⑸占用海域与岸线使用

产品码头占用海域于 2013 年已经确权，确权范围不包含西防波堤延长段。因此本次变更西防波堤延长段、航道延长段和东西防波堤围蔽下的水域均属于新增的占用的海域范围。

环评阶段产品码头占用岸线的位置为东、西拦沙堤堤根接岸部分，由于东、西拦沙堤堤的位置和规模无变化；同时，东、西防波堤新增的围蔽水域，本次无泊位布置，并不占用岸线；综上，本次产品码头占用岸线的位置和长度无变化。

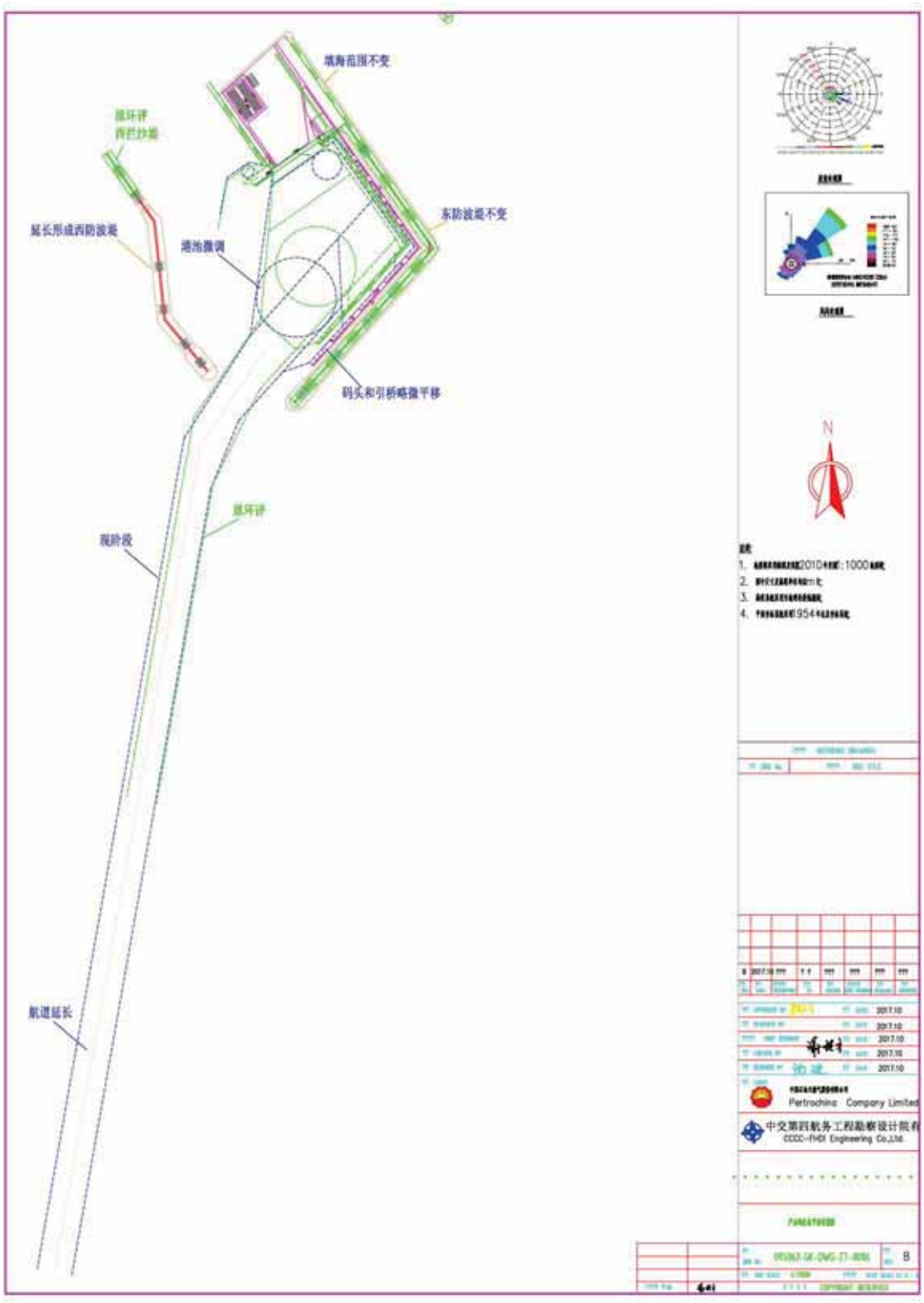


图 8.1-7　产品码头平面布置变化情况对比图

⑹产品码头平面布置变更原因及合理性分析

①原环评工程方案存在的问题和本次变更的必要性

原环评总体工程的产品方案不能满足市场需要而作出了调整。产品码头属于总体工程的配套工程，担负本项目原油以外所有原料和产品的集疏运，因此其运输的货种、吞吐量和码头泊位的规模均发生变化。和原环评阶段相比，产品码头运输的货种除成品油外，增加了不同品种和性质化工品；同时规模也由原来的年吞吐量 1224.5 万吨变更为 1332. 4 万吨/年，增加了 107.9 万吨/年。因此，原环评阶段产品码头不能满足调整后的总体工程需要。

此外，近年来极端天气出现加密加剧的趋势。根据国家海洋局南海工程勘察中心研究成果 2013 年和 2014 年的波浪情况较 2010-2011 年有明显增大。据此推算，原环评阶段的产品码头工程方案的稳泊条件不如预期，可作业天数有所减少，尤其对低吨位的化工品船影响较大，不能满足调整后的工程需要。需设置一条西防波堤改善港区稳泊条件。

②变更平面合理性分析

在最早的设计方案中，产品码头西防波堤为“一”字型，在西拦沙堤西侧，并与西拦沙堤平行方向，由陆向海延伸。后考虑与《广东海洋生态红线》中保有自然岸线的符合性和大南海作业区控制性详规的角度考虑，采取在西拦沙堤堤头做“Z”字型延伸的方案。

调整后的西防波堤本身并不占用岸线，通过岸滩演变相关专题报告的预测，可能会对西防波堤西侧岸线造成一定侵蚀，但总体影响的范围和程度均较小。可以通过岸滩监测、修复措施予以降低和改善。

目前西防波堤用海已经取得揭阳市海洋局的用海批复，正在办理海域使用权证相关手续。

因此西防波堤的平面布置是必要且合理的。

8.1.2.3 填海工程变更情况

⑴变更情况

本次调整，填海工程的范围和位置没有变化，吹填标高由 5.8m 调整到 7.0m，因此，填方量有所增加；沿岸泊位长度调整，因此护岸的长度也有所变化。具体见表 8.1-17。

表 8.1-17　　填海工程变化情况

序号	项目	单位	数量	
			原环评	现阶段
1	陆域形成面积	万 m^2	40.45	40.45
2	外围堰长度	m	1730	1923.7
3	填方量	万 m^3	260	334.3
4	吹填标高	m	5.8	7.0

⑵占用海域与岸线使用

填海工程所占海域于 2013 年已经确权，本次变更填海工程位置和范围无变化，因此占用海域的位置和范围均无变化，所占岸线也无变化。

8.1.2.4　依托废水排放工程变更情况

废水排海工程与原环评阶段一致，均属于依托工程。本次变更，污水排放工程主要包括：排海口位置调整；污水排放量、污染物种类和排放源强的变化。

⑴排污口位置变更情况

根据 2012 年 11 月 1 日以国函[2012]182 号文获国务院批准的《广东省海洋功能区划（2011-2020 年）》，批准的排污口位于《广东省海洋功能区划》中的神泉特殊利用区之外，处于田尾山-石碑山农渔业区中，与《广东省海洋功能区划》的管理要求和环保要求不符。因此需调整排污口的位置，使之符合《广东省海洋功能区划》和《揭阳市近岸海域环境功能区划》的要求。

《揭阳大南海石化工业区入海排污口位置调整论证报告》获得专家评审通过，调整后的排污口（排污口论证按排放量 0.39m^3/s 考虑，中委项目的排放量是 0.2m^3/s）已于 2018 年 8 月 7 日获得揭阳市环境保护局《关于揭阳大南海石化工业区入海排污口位置调整备案的函》（揭市环函〔2018〕815 号）。

根据《揭阳大南海石化工业区入海排污口位置调整论证报告》，变更前排污口中心坐标为 E116°15′50.77″，N22°54′24.49″，稀释混合区范围以排污口为中心 1.4km×1.4km 的正方形。变更后排污口位于原排污口东北偏东方向，中心位置坐标为 116°16′4.988″E，22°54′30.082″N，稀释混合区范围不变。变更前后排污口的位置见图 8.1-8。变更前后排污口与《广东省海洋功能区划（2011-2020 年）》和《近岸海域环境功能区划》相符，其相对位置关系见图 8.1-9。

⑵污水排放量、污染物种类和排放源强的变化

根据工程分析，全厂污水经污水处理场及污水回用设施处理后，外排废水合计 700.1m^3/h。由于原料、工艺和产品的变化，废水中污染物的种类也发生变化。详见表 8.1-18。

表 8.1-18　　污水排放量、污染物种类和排放源强变化一览表

类别	变更前	变更后
排污量	500.2m^3/h	700.1m^3/h（含吉化项目）
污染物种类	COD_{Cr}、石油类、氨氮、硫化物、挥发酚	COD_{Cr}、石油类、氨氮、总氮、总磷、硫化物、挥发酚、悬浮物、总钒、镍、总汞、苯、甲苯、二甲苯、总氰化物、丙烯腈
排放标准	《水污染物排放限值》(DB44/26-2001)一级排放标准（石油化工工业标准）。	各污染物执行《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）、《石油化学工业污染物排放标准》（GB31571-2015）和《合成树脂工业污染物排放标准》（GB 31572-2015）直接排放限值，并执行《水污染物排放限值》（DB44/26-2001）一级标准，各标准从严取值



图 8.1-8　变更前后依托排污口地理位置图

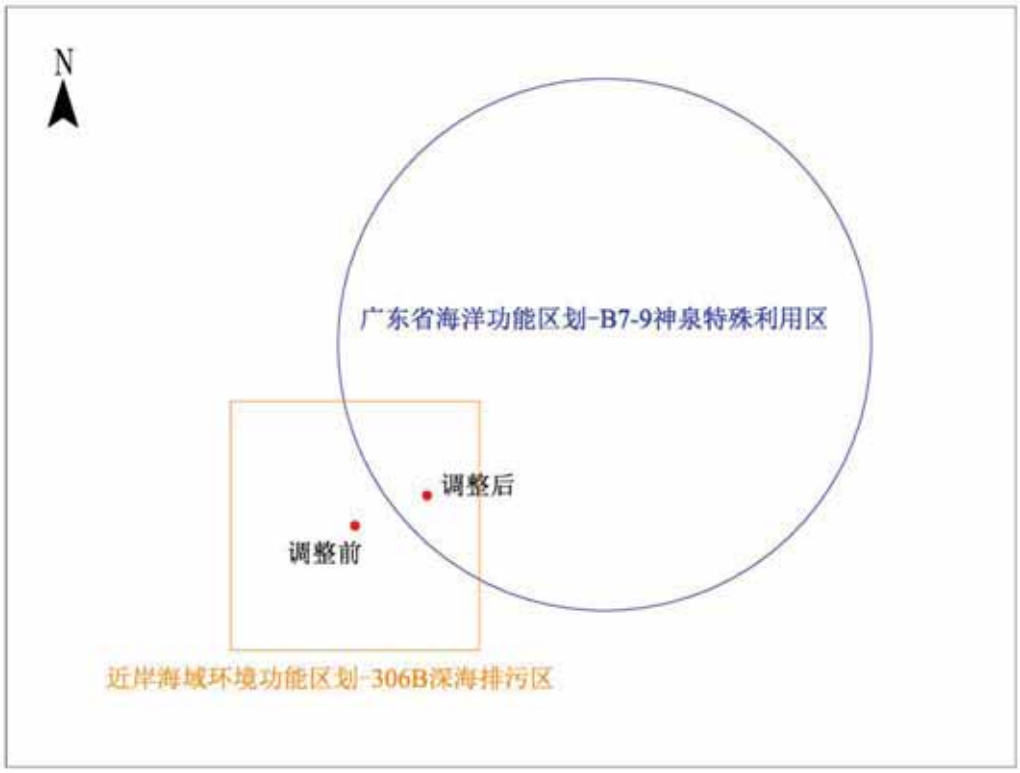


图 8.1-9　变更前后依托排污口于功能区划的相对位置

8.1.3　现阶段工程概况

现阶段中委广东石化 2000 万吨/年重油加工工程项目涉海工程包括四个主要内容：

⑴原油码头工程

⑵产品码头工程

⑶填海工程

⑷依托废水排放工程

涉海工程位置与原环评阶段无变化，基本组成情况见表 8.1-19。

表 8.1-19 涉海工程组成及规模

涉海工程组成	位置	规模
原油码头工程	石碑山海域	30 万吨级原油泊位 1 个，工作船临时停靠泊位 2 个
产品码头工程	大南海隆江河口海域	13 个泊位，包括 10 万吨级成品油泊位 1 个、3 万吨级油品及液体化学品泊位 2 个、1 万吨级液体化工品泊位 2 个、5000 吨级油品及液体化工品泊位 3 个，2 万吨级通用泊位 1 个、5000 吨级通用泊位 1 个、工作船泊位 3 个
填海工程	码头区北面	40.45hm^2
废水排放工程	石化园区排污区	700.1m^3/h

8.1.3.1 码头工程基本情况

⑴建设性质

本码头工程属广东石化炼化一体化项目的配套工程，是企业自建、自管的码头，为工厂接运原料和发运产品。

本工程分为原油码头港区及产品码头港区，原油码头港区泊位性质为原油进口泊位；产品码头泊位性质为满足成品油、化工品、散货及件杂货、集装箱产品进出口的生产性泊位。

⑵位置

原油码头位于石碑山海域，产品码头位于大南海隆江河口海域，两个码头区相距约26.5km。

⑶建设内容与规模

原油码头区和产品码头区共布置14个泊位。原油码头区建设30万吨级码头1个，用于原油卸船。产品码头区建设10万吨级成品油泊位1个、3万吨级油品及液体化工品泊位2个（两泊位能兼顾1艘5万吨级油轮靠泊）、1万吨级油品及液体化工品泊位2个、5000吨级油品及液体化工品泊位3个、2万吨级通用泊位1个、5000吨级通用泊位1个（兼顾施工期重建上岸泊位）和工作船泊位3个。

码头区总吞吐量为3332.4万吨/年，其中液体散货3166.13万吨/年，干散货166.27万吨/年。原油及产品码头推荐方案总投资为370669万元人民币。

码头工程具体内容见表 8.1-20~表8.1-23。

表 8.1-20 码头工程规模和吞吐量建设内容

作业区	设计规模	泊位数量（个）	疏运货物	装卸量（万t/a）	货物流向
原油码头区	30万吨级①	1	原油	2000	卸船
产品码头区	10万吨级	1	油品及液体化工品	430	装船
	3万吨级②	2		322.09（429.67③）	装船
	1万吨级	2		191.73	装船
	5000吨级	3		222.31（233.43③）	装船
	2万吨级	1	散货、件杂货和集装箱	166.27（54③）	卸、装
	5000吨级	1			
	1000吨级	3	工作船码头	/	/
合计		14		3332.4（3284.83③）	

注：①结构按 40 万吨级设计。②兼顾 1 艘 5 万吨级油轮靠泊。③试运行期运量

表 8.1-21 码头工程规模安排及功能

泊位编号	泊位等级（DWT）	装卸货种	任务量（万吨/年）	设计通过能力（万吨/年）	备注
1#	30 万	原油	2000	2000	原油码头
1#	10 万	汽油、柴油、航煤	430	725	产品码头
2#	3 万	汽油、柴油	116.01	250	
3#	5 万	汽油、柴油、液氨、对二甲苯、抽余油*、轻石脑油*	206.08（313.66*）	350	
4#	1 万	汽油、柴油、航煤	86.73	100	
5#	1 万	对二甲苯、沥青、汽油、柴油	105	105	
6#	5000	对二甲苯、沥青	93.88	95	
7#	5000	丙酮、对二甲苯、苯、苯乙烯、甲醇	79.26（84.5*）	87	
8#	5000	柴油、丙烯、液化气、丁二烯*	49（555.05*）	100	
9#	2 万	煤	54	66.15	
10#	5000	硫磺	39.89	62.42	
9～10#	5000~2万	PE、聚丙烯	72.38（8.4万TEU）	81（9 万 TEU）	

*试运行期

⑷主要装卸物料及其运输船型、流量、流向

主要装卸物料及其运输船型、流量、流向见表 8.1-22。

表 8.1-22 主要装卸物料及其运输船型、流量、流向

序号	货种	流向	正常工况（万吨/年）	包含开工初期调节手段（万吨/年）	船型（DWT）	备注
1	液氨	卸船	6.08	6.08	10000~50000	
2	甲醇	卸船	2.36	2.36	1000~5000	
3	汽油	装船	336.54	336.54	1000~100000	
4	柴油	装船	224.98	224.98	1000~100000	
5	航煤	装船	235.21	235.21	1000~100000	
6	苯乙烯	装船	30.18	/	1000~5000	
7	对二甲苯	装船	261.61	261.61	1000~20000	
8	苯	装船	18.4	56.56	1000~5000	
9	沥青	装船	38.88	38.88	1000~10000	
10	丙酮（吉化项目）	装船	2.72	2.72	1000~5000	
11	液化石油气 LPG	装船	/	29.3	1000~5000	
12	丙烯	装船	9.17	/	1000~5000	
13	原油	卸船	2000	2000	150000~300000	
14	轻石脑油	装船	/	53.96	1000~30000	
15	抽余油	装船	/	30.88	1000~30000	
16	丁二烯	装船	/	5.75	1000~5000	
	小计		**3166.13**	**3284.83**		
14	煤	卸船	54	54	/	散货
15	硫磺	装船	39.89		3000～5000	散货
16	PE	装船	40.38		5000～2 万	集装箱
17	聚丙烯	装船	20.0		5000～2 万	
18	ABS	装船	12		5000～2 万	

注 1：液化石油气、丙烯为开工期间的调节手段。

⑸主要工程指标与工程量

主要工程指标与工程量见表 8.1-23。

表 8.1-23　　码头工程主要指标与工程量

分类	序号	项目名称	单位	原油码头	产品码头	备注
主要指标	1	码头面高程	m	9.0	7.0、8.0	液体散货码头—7.0、8.0 顺岸码头—7.0
	2	系、靠缆墩顶高程	m	7.0		
	3	引桥面高程	m	8.0~13.5		
	4	停泊水域底高程	m	-24.8	-15.6、-13.5、-10.7、-5.0	10 万吨级码头—-15.6 5 千~3 万吨级码头—-13.5 2 万吨级码头—-10.7 工作船码头—-5.0
	5	工作船临时停靠点	m	92		
	6	停泊水域宽度	m	120	86、65、41、50	1#——86m 2#～4#——65m 5#～9#——41m 10#～11#——50m
	7	回旋水域底高程	m	-24.0	-15.6	
	8	回旋水域直径	m	835	500	
	9	支航道底高程	m	-24.0	-15.6	
	10	支航道有效宽度	m	320	220	
	11	支航道方位角	度	025～205	10～190	
	12	作业天数	天	285	300～340	
	13	港池、航道回淤水平	万 m^3/a	12.36	32	
	14	通过能力	万 t/a	2000	2018.34	
	15	工程费用	万元	151044	209310	
主要工程量	16	泊位数量	个	1	13	
	17	泊位长度	m	420	2207.5	
	18	引桥长度（含引堤）	m	2298.3	1415	
	19	引堤长度	m	120	/	
	20	防波堤长度	m	920.4	3466.7	含东西防波堤
	21	拦沙堤长度	m	/	300	西拦沙堤 300m
	22	护岸长度	m	/	1356.5	
	23	航道长度	m	3168	5230	

分类	序号	项目名称	单位	原油码头	产品码头	备注
	24	疏浚工程量	万 m^3	598.8	936.3	
	25	清礁工程	万 m^3	5.7	0	
	26	陆域回填量	万 m^3	/	334.3	

⑹依托主航道与锚地情况

惠来海区水较深，各项目码头通过支航道可满足船舶航行要求，该海区未规划主航道。项目拟选锚地情况如下：

①原油码头拟选锚地

工可建议原油码头锚地选划在原油码头南侧约 7.5 海里处，所处位置自然水深为 31m，位于大型船舶和小型船舶的习惯航路中间。

原油码头拟选锚地见图 8.1-10。

②产品码头拟选锚地

根据《揭阳港惠来港区南海作业区规划方案》，南海作业区规划锚地 5 处，锚位数 38 个，总面积约 30.87km^2。根据本工程泊位规模和货种情况，考虑利用 1#、2#和 4#锚地。

1#锚地设在 1#港池航道西南侧，规划为 5 千~2 万吨级散杂货船锚地，面积约 3.43km^2，水深-11m～-17m，可供 6 艘 5 千～2 万吨级的散杂货船舶引航、联检、待泊使用。

2#锚地设在 1#锚地南侧 1 海里处，规划为 5 千~5 万吨级危险品船锚地，面积为 6.86km^2，水深-15m～-19m，可供 12 艘 5 千~5 万吨级的危险品船舶引航、联检、待泊使用。

4#锚地设在 20m 等深线南侧约 5.5 海里靠近 30m 等深线处，以避开沿海中小型船的习惯航路，规划为 10 万吨级危险品船锚地，面积约 6.86km^2，水深约-27m~-30m，可供 4 艘 10 万吨级危险品船引航、联检、待泊、候潮使用。

产品码头拟选锚地见图 8.1-11。

上述锚地的水深和规模满足本项目运营期的要求，锚地选划需经过专门锚地选划论证并报有关部门批准后确定，锚地批准后方可使用。

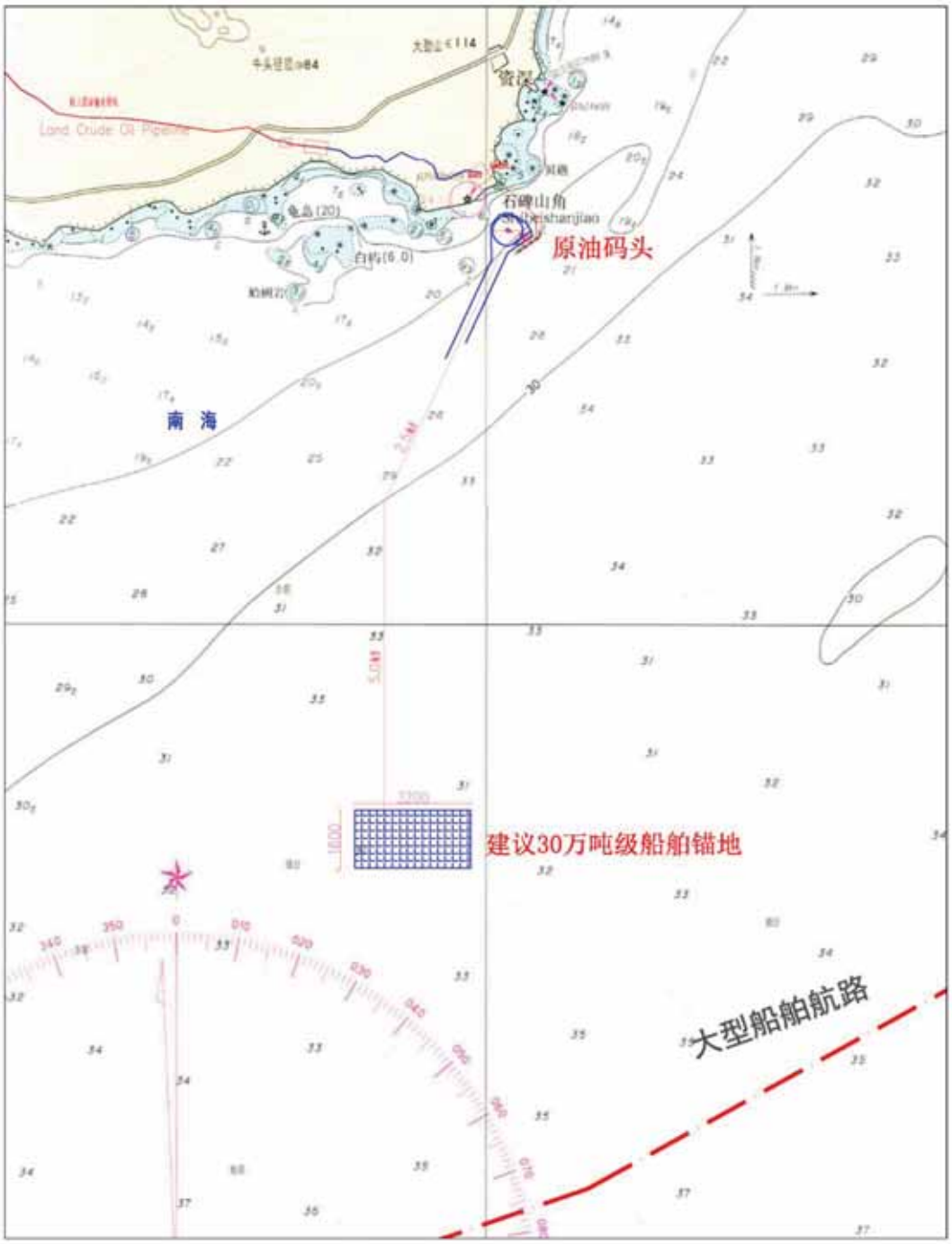


图 8.1-10　原油码头拟选锚地

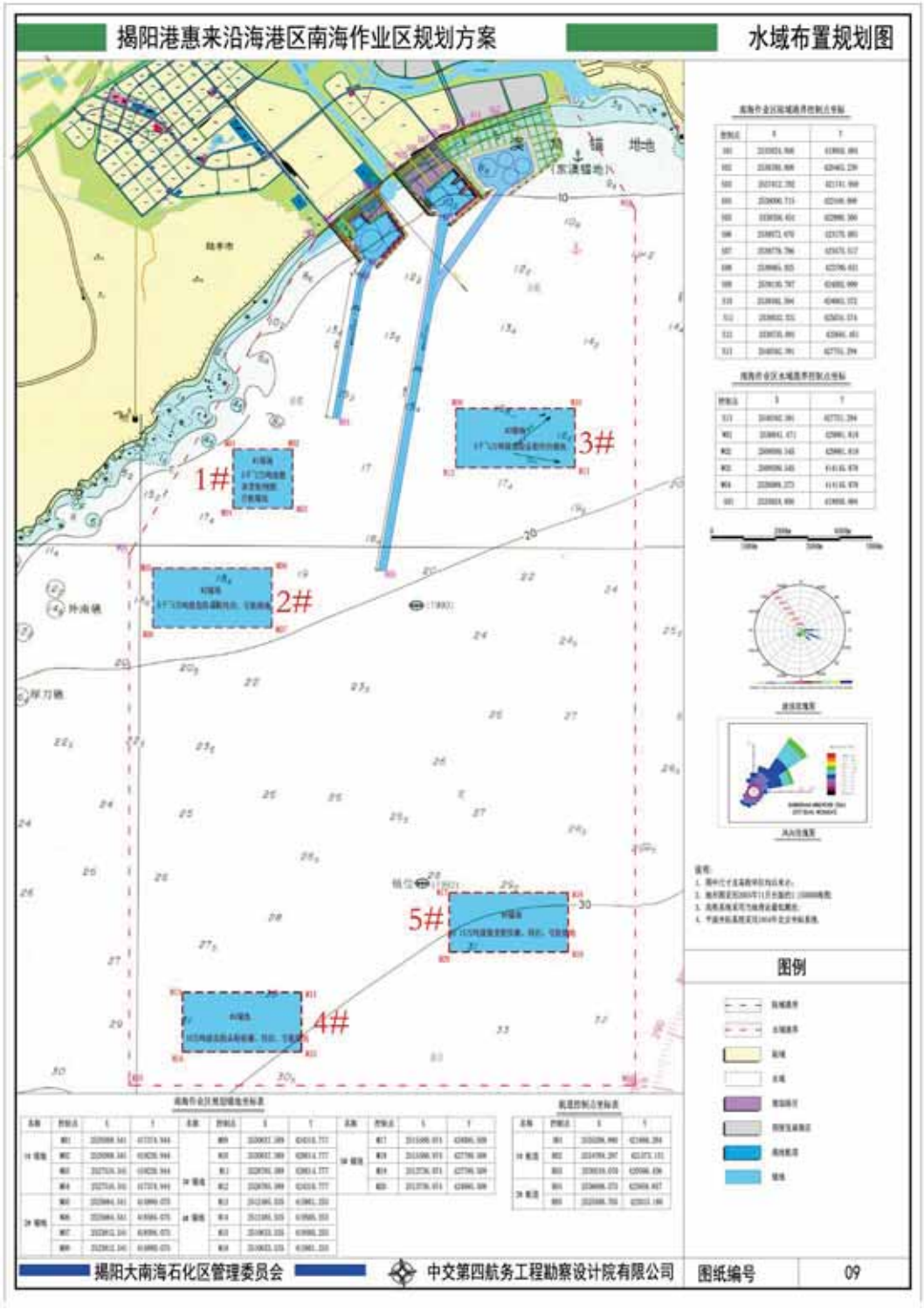


图 8.1-11　　产品码头拟选锚地（1#、2#和 4#）

⑺依托抛泥区情况

本工程原油及产品码头水域剩余疏浚物拟外抛处置。2012 年 6 月，以《关于中委广东石化 2000 万吨/年重油加工工程和中海油粤东 LNG 项目疏浚物临时

性海洋倾倒区的函》（海南环字[2012]169 号），中委合资广东石化项目与中海油粤东 LNG 一体化项目共同完成疏浚物临时性海洋倾倒区选划工作。

根据抛泥区选划意见，抛泥区选划在沟疏外海-30m 等深线附近海域，抛泥区中心点经纬度坐标为：116°24’E、22°48’N，抛泥区半径为 1km，总倾倒量 1338 万 m^3。

根据《国家海洋局办公室关于中委合资广东石化项目疏浚物临时性海洋倾倒区选划有关问题的函》（海办环字〔2017〕691 号），已重新启动抛泥区选划工作，需落实经费后由主管部门委托编制选划报告。

抛泥区另立专题，不在本次评价范围内。

8.1.3.2 原油码头工程概况和工程分析

8.1.3.2.1. 建设规模与工程组成

⑴建设规模

原油码头位于石碑山海域，建设 30 万吨级原油泊位 1 个（有掩护式）。

⑵项目基本组成

原油码头的建设内容主要包括 30 万吨级原油泊位以及配套的供配电、供排水、控制、导航等辅助工程设施。

原油码头基本组成见表 8.1-24。

表 8.1-24 原油码头项目基本组成

项目		项目名称	单位	数值	备注
主体工程	码头	泊位	个	1	30 万吨级
		泊位总长	m	420	
		引桥	m	2173	1 座，宽 8.5m
		引堤	m	120	1 座，宽 8.5m
		防波堤	m	920.4	1 座
		支航道	m	3168	进港航道的方位角为 025°~205°，底宽为 320m，底标高为-24.0m，长度为 3168m。
		停泊水域	m	120	底标高-24.8m
		回旋水域	m	835	底标高-24.0m
		水域疏浚	万 m^3	598.8	其中清礁工程 5.7 万 m^3
		吞吐量	万吨	2000	
		定员	人	14	
配套	变电所		座	2	

项目	项目名称	单位	数值	备注
工程	供水系统	m^3/d	553	数值为最大日用水量，由中转油库供给。
	排水系统			清污分流，污水排陆域污水处理场
	消防系统	m^3/次	3853	数值为一次消防用水量，采用泡沫灭火＋水冷却消防系统。消防水源由码头海水泵房供给。
	控制系统（含报警系统）	套	1	
	通信系统			自动电话、有线调度电话通信、调度通信、海岸电台、消防专用通信、船舶电子导助航、闭路电视等
	导助航系统			助航标志、电子导航、辅助靠泊电子系统、安全监督设施等
依托工程	库区	m^3	10×10^4	12 座原油储罐及配套设施。不属码头工程内容
	污水处理系统	m^3/h	1800	通过污水管线经中转油库后统一纳入厂区污水处理场处理
	锚地	万 m^2	113	工可建议原油码头锚地选划在原油码头南侧 7.5 海里处，锚地水深为-31.0m，单个锚地面积约 113 万 m^2。
	出海航道			通过支航道与外海直接相通
	抛泥区			沟疏外海-30m 等深线附近海域

⑶货种、吞吐量与性质

本项目年进口原油 2000 万吨（1000 万吨/年委内瑞拉 Merey16 原油、1000 万吨/年中东混合原油），货源地为南美的委内瑞拉和中东。

货种及其运输船见表 8.1-25，性质见表 8.1-26。

表 8.1-25　　货种及其运输船型、流量、流向表

项目	近期运量（万吨/年）			设计船型（吨级）	
货种	接卸	装运	合计	接卸	装运
原油	2000	/	2000	15 万~30 万	/

表 8.1-26　　货种的主要储运特性

序号	货种	密度 (Kg/m^3)	运动粘度 (cst)	闪点 (℃)	凝点/熔点 (℃)	备 注
1	巴士拉原油	913.3	27.55（40℃）	＜28	＜-24	
2	Merey16 原油	959.3	206.8（50℃）	26	-12	
3	伊朗原油	884.5	11.90(40℃)	＜28	-24	

8.1.3.2.2. 总平面布置

⑴设计船型

原油运输的设计船型见表 8.1-27。

表 8.1-27 原油船设计船型尺度表

设计船型(DWT)		全长 L(m)	型宽 B(m)	型深 D(m)	满载吃水 T(m)
原油	400000	378	70.0	29.0	22.9
	300000	334	60.0	31.2	22.5
	250000	333	60.0	29.7	19.9
	150000	274	50	24.2	11.7

⑵总平面布置

①平面布置主要尺寸

平面布置主要尺寸见表 8.1-28。

表 8.1-28 平面布置主要尺度表

泊位编号	泊位等级（DWT）	装卸货种	泊位长度	码头面高程	平台宽度	码头前沿底标高	前沿停泊水域宽度	回旋水域尺度	回旋水域底标高
1#	30 万	原油	420m	9.0m	40×32m	-24.8m	120m	835m	-24.0m
/	工作船临时停靠点	/	92	5.0	92×6m	/	/	/	/

②总平面布置

原油码头总平面布置见图 8.1-12。

原油码头平面推荐方案布置于石碑山灯塔东侧海域，采用岛式防波堤有掩护式布置；其中岛式防波堤布置在-22.0m 水深附近，防波堤轴线呈折线，总长 920m，走向为 055°~235°。防波堤中心线距离码头前沿线距离为 140m，北段防波堤中心线和引桥墩边线的距离为 98m。

30 万吨级原油码头布置在防波堤内，码头前沿线方向与走向为 55°~235° 防波堤段平行；码头采用蝶形布置，由 1 个工作平台、2 个靠船墩和 6 个系缆墩组成；工作平台顶层高程为 9.0m；靠船墩和系缆墩高程为 7.0m。

在原油码头的北侧布置工作船临时靠泊点，轴向与 30 万吨级油码头一致，平行于主码头引桥，方位角为 55°~235°。泊位长度为 92m，宽 6m，码头面高程为 5.0m。码头与系缆墩间的引桥宽度为 4m，顶高程为 5.0~7.0m。

原油码头通过一座长 2292.8m，宽 8.5m 的引桥（含引堤）与陆域相连。

原油码头的停泊水域宽 120m，底标高-24.8m；回旋水域直径 835m，底标

高-24.0m。

进港航道的方位角为 025°~205°，底宽为 320m，底标高为-24.0m，长度为 3168m。

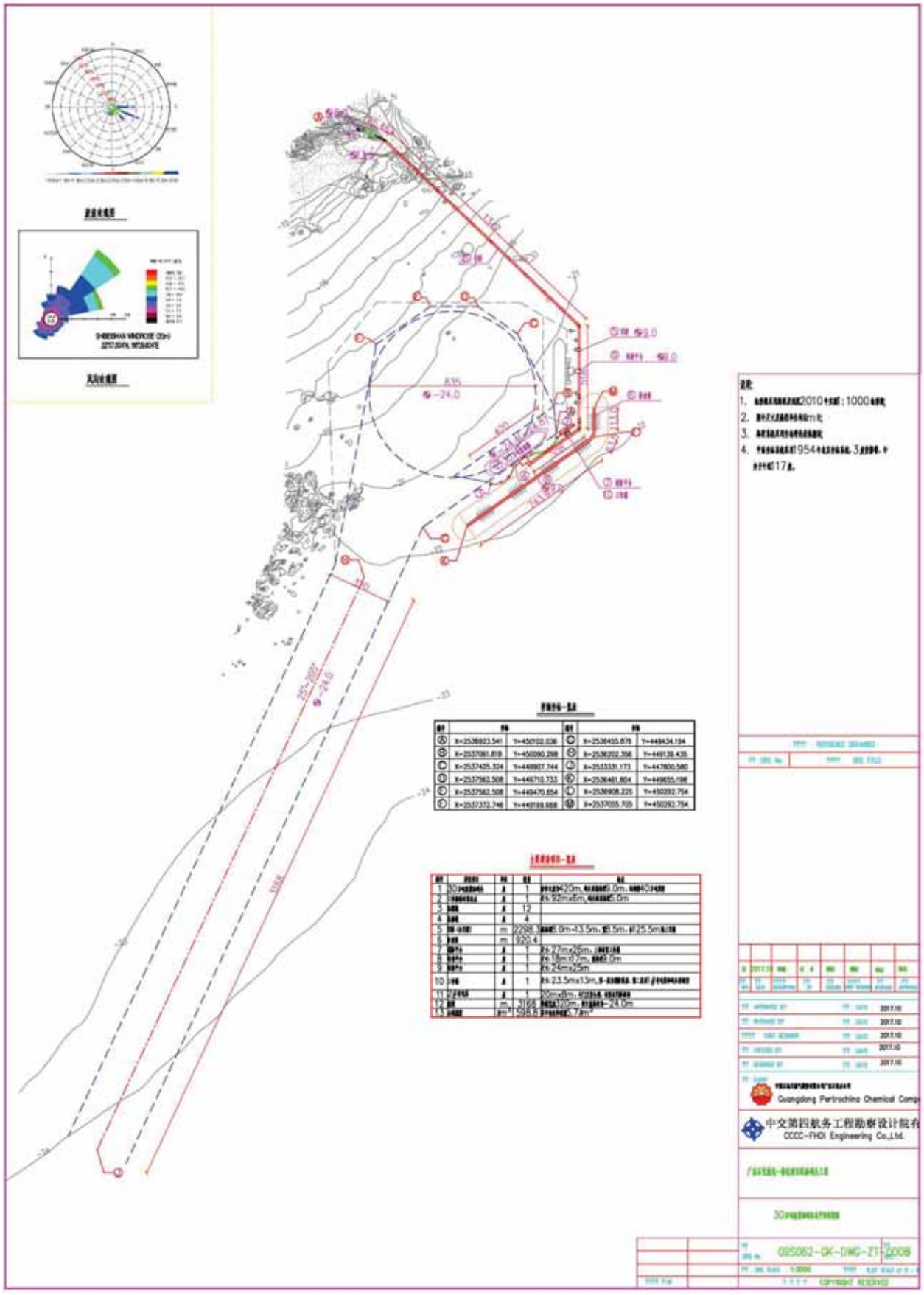


图 8.1-12　现阶段原油码头平面布置图

8.1.3.2.3. 装卸工艺

⑴作业天数

作业天数 285 天。

⑵装卸工艺

①30 万吨级原油码头泊位配置 4 台 16”电液动装卸臂用于原油卸船。16”电液动装卸臂采用国产装卸臂，并配置 ERC。装卸臂由制造厂装配绝缘法兰，配带声光报警系统。当船舶即将漂移超过允许范围，声光报警系统报警，提醒操作工人采取相应措施，避免事故发生。

②原油码头卸船设置 2 根 DN1000 的主管。

③码头工作平台装卸臂后侧设气动切断阀，事故时关断；引桥根部设电液动切断阀，常开，事故时关断。

④原油装卸作业完毕后，打开装卸臂顶部的真空阀，外臂内的残液自流到船舱内，内臂、立柱内和阀区的残液用扫线泵抽到相应的主管内。只有装卸臂全部排空卸压后方可和船舶脱开。

⑤原油管道热力补偿采用直管压力平衡波纹补偿器，局部采用管道自然弯曲补偿。

⑥原油码头扫线采用饮用水从码头向库区顶挤。

⑦原油码头配置 1 台扫线泵，用于装卸完毕后阀区和装卸臂内臂扫线。

⑧为便于上下船舶，30 万吨级泊位设置登船梯 1 台。

⑨原油卸船计量皆采用油罐和油舱检尺方式。

⑩管道上远传压力表、温度计具有现场显示功能，可就地检测油品的压力和温度。设备维修依托后方库区。

⑶主要装卸工艺流程

（船舶货舱→船舶货泵）→装卸臂→码头平台阀区→引桥管廊管线→引桥根部切断阀→（设计分界线→陆域管线→库区储罐）。

⑷扫线

①装卸臂和阀区

外臂：先打开臂顶真空阀，让外臂内油品→（船舶货舱）。

内臂和阀区：操作扫线泵，内臂和阀区内油品→泵吸入管→泵→泵出口管→相应阀后的装卸主管。

②干管

原油干管扫线用饮用水从码头向库区顶线，扫线产生污水由库区处理。

⑸装卸工艺主要配置

①装卸船主要管线配置

装卸船主要管线配置见表 8.1-31。

表 8.1-29　　原油码头装卸船效率及干管表

序号	输送介质	介质流向	装卸船时效 t/h	干管公称直径 mm	材质	工作压力 MPa	备注
1	原油	卸船	10000	2×DN1000	L245	1.2	2 根

②主要装卸设备配置

主要装卸设备配置见表 8.1-32。

表 8.1-30　　原油码头主要装卸设备表

序号	名称，型号与规格	单位	数量	备注
1	电液动装卸臂 16”	台	4	30 万吨级泊位
2	登船梯	台	1	30 万吨级泊位 1 台

⑹主要经济技术指标

主要经济技术指标见表 8.1-31。

表 8.1-31　　原油码头主要经济技术指标表

序号	项目		单位	数量	备注
1	计划任务量		万吨/年	2000	
2	设计通过能力		万吨/年	2000	
3	船舶在港停靠时间	30 万吨级船	小时	48	净卸船时间为 40h
4		15 万吨级船		40	净卸船时间为 34h
5	设计泊位利用率		%	56.5	
6	装卸工人		个	14	三班制

8.1.3.2.4.　水工建筑物

⑴原油码头结构方案与平面尺度

原油码头结构方案与平面尺度见表 8.1-32。

表 8.1-32　　原油码头结构方案与平面尺度

项目 \ 数值		数值	结构方案
30 万吨级码头	泊位个数（m）	1	泊位长为 420m，码头面顶高程 9.0m，结构按 40 万吨预留
	工作平台（m）	40×32	高桩墩台，桩基为钢管桩。顶高程 9.0m
	靠船墩（m）	18×16	顶高程 7.0m
	系缆墩（m）	10×12 和 Φ13	顶高程 7.0m
转角平台 PT2		17×18	顶高程 9.0m
转角平台 PT3		27×26	顶高程 12.7m
转角平台 PT3X		29.5×16	顶高程 12.7m
转角平台 PT4		25×24	顶高程 13.5m
工作船码头		92×6	设 2 个工作船临时靠泊点，码头面高程 5.0m
引桥	引桥墩（m）	12×18	外段引桥采用高桩墩台，桩基为钢管桩（部分嵌岩），内段引桥采用重力式圆沉箱墩；顶高程 8m~13.5m
	钢引桥（m）	2172.8×8.5	大跨度钢引桥，顶高程 9.0m~13.5m
	引堤（m）	120×8.5	斜坡式抛石堤结构 引桥根部处理部分，顶高程 9.4m~13.5m
防波堤（m）		920.4	斜坡式抛石堤结构，顶高程 4.0m

⑵码头系统

原油码头布置于石碑山灯塔东侧天然水深-22m 海域，码头结构采用高桩墩式结构，各墩台桩基础采用钢管桩结构；连接码头与陆域的引桥采用大跨度的钢引桥结构，引桥支墩采用高桩墩台结构，桩基础采用钢管桩。

工作平台 PT1（共 1 座），顶面标高为 9.0m；平面尺寸为 40m×32m，采用高桩墩结构，墩台厚 2.5m，基桩采用 30 根 Φ1400mm，壁厚 22mm（水位变动区、浪溅区壁厚 25mm）钢管桩，桩底标高约为-49.0m。

靠船墩（共 2 座），顶面标高为 7.0m；平面尺寸为 18m×16m，采用高桩墩结构，墩台厚 2.5m，基桩采用 16 根 Φ1400mm，壁厚 22mm（水位变动区、浪溅区壁厚 25mm）钢管桩，桩底标高为>-44.0m。

系缆墩（共 6 座），顶面标高为 7.0m；平面尺寸为 10m×12m，采用高桩墩结构，墩台厚 2.5m，码头两段艏、艉系缆墩设置 10 根 Φ1400mm 钢管桩，其余横缆系缆墩基桩采用 8 根 Φ1400mm；壁厚 22mm（水位变动区、浪溅区壁厚 25mm）钢管桩，桩底标高为＞-40.0m。墩上浇筑人行钢桥的支墩或平台，其顶面标高为 9.6m，厚 2.6m。内侧泊位：顶面标高为 7.0m；平面尺寸为直径

15m，采用高桩圆形墩结构，墩台厚 2.5m，基桩采用 8 根 Φ1400mm，壁厚 22mm（水位变动区、浪溅区壁厚 25mm）钢管桩，桩底标高为-40.0m。墩台之间采用钢结构人行桥连接，桥宽 2.0m。

工作船码头（工作船临时靠泊点）长 92m，码头面标高为 5.0m；共设 2 个墩台，每个墩台平面尺寸为 46m×6m，厚 1.5m，基桩采用 16 根 Φ1200mm，壁厚 20mm（水位变动区、浪溅区壁厚 22mm）钢管桩，桩底标高为-50.0m。与原油码头系缆墩之间采用钢人行桥连接。

转角平台 PT2：顶面标高为 9.0m；平面尺寸为 17m×18m，采用高桩墩结构，墩台厚 2.5m，基桩采用 11 根 Φ1200mm，壁厚 20mm（水位变动区、浪溅区壁厚 22mm）钢管桩，桩底标高约为-49.4m。

消防平台 PT3（辅助平台）：顶面标高为 12.70m；平面尺寸为 27m×26m，采用高桩墩结构，墩台厚 2.0m，搁置引桥两侧加厚至 3.5m，基桩采用 25 根 1200mm，壁厚 20mm（水位变动区、浪溅区壁厚 22mm）钢管桩，桩底标高约为-50.0m。

消防平台 PT3X（辅助平台）：顶面标高为 12.70m；平面尺寸为 29.5m×16m，采用高桩墩结构，墩台厚 2.0m，基桩采用 16 根 1200mm，桩底标高约为-50.0m。

转换平台 PT4：顶面标高为 13.5m；平面尺寸为 25m×24m，为预制方形重力式沉箱基础方案。沉箱长宽均为 24.2m，高 26.8m，单件重 5766t。沉箱底标高-24.0m，10~100kg 抛石基床底标高-34m，以残积土~风化岩为持力层，沿抛石基床四周设置 15m 宽 1000~2000kg 护底块石。沉箱顶部现浇 2.5m 厚钢筋混凝土盖板，盖板上部为 9 根 1.4m 直径钢筋混凝土立柱，立柱上方为 25x24m 预留转换平台墩。

接岸管线引桥为大跨度钢桥，桥间净距 108m。外段引桥段（与码头相连接段）采用高桩墩台结构，桩基础为钢管桩，桩位采用斜桩叉式对称布置，基桩采用根 Φ1400mm（或 Φ1600mm），壁厚 22mm（水位变动区、浪溅区壁厚 25mm）钢管桩，桩底标高为-40.0m~-46.0m；转角墩台平面尺寸为 18m×12m，墩台总厚 2.5m~3.5m 不等。内段引桥（与引堤相连段）：引桥墩采用重力式圆沉箱墩结构方案。以风化岩作为基础持力层，最大基床厚度为 4.5m；基床外

侧采用 600~1000kg 块石或栅栏板护底。结构下部基础采用圆沉箱，直径 16m，外趾宽 2m，沉箱最大高度为 26.8m，外壁厚 450mm，底板厚 800mm，中间设置纵横十字隔板，隔板厚 300mm，单件最大重约 2700t。沉箱内回填砂，顶部铺设二片石垫层及素混凝土垫层，垫层上部采用现浇 C40 混凝土盖板封顶，上部现浇 6 根直径 1400mm 混凝土立柱，立柱上部现浇 18m×12m 混凝土墩台，墩台厚度 2m~3.5m。

引堤结构：分 2 段结构型式，内侧靠陆段长约 65.0m 为实体挡墙结构，外侧靠海侧为桩基梁板结构。接岸管线陆上引桥自岸延伸至约 2.0m 水深，与水上引桥相接。所处区域为天然冲刷后的岩体，采用工程措施整平后，两侧现浇挡土墙结构，再在挡土墙围成的空道内回填块石，并在顶面浇筑混凝土路面。堤顶高程 9.4m~12.35m。外侧桩基结构墩采用 Φ1400mm 灌注桩+上部现浇墩台结构，每墩设置 2 根 Φ1400mm 灌注桩，墩台之间采用预制 T 型梁进行简支搭接，预制 T 梁单重约 26t，梁顶采用 C40 混凝土面板形成路面。

⑶防波堤

推荐方案防波堤布置为岛堤，位于港址天然水深-20~-22m 水域，岛式防波堤堤顶高程为 4.0m，采用斜坡式抛石堤结构，护面块体采用大型扭王字块。

防波堤考虑采用水上施工，抛填堤心石为 1～1000kg 块石，采用 10t~63t 扭王字块护面，堤头边坡 1:2，堤身边坡 1:1.5。

⑷防腐设计

①钢管桩防腐设计方案

原油码头的设计使用年限为 50 年，决定了钢管桩的设计使用年限也为 50 年，钢管桩防腐采用如下设计方案：

钢管桩防腐采用预留腐蚀厚度、阴极保护和涂层联合保护设计方案，分浪溅区、水位变动区、水下区、泥下区进行防腐设计：浪溅区采用预留腐蚀厚度和喷涂重防腐涂层进行保护；水下区采用预留腐蚀厚度、阴极保护和涂层联合保护；泥下区采用预留腐蚀厚度和阴极保护。水位变动区以上的重防腐涂层采用附着力强、硬度高、耐冲击、耐摩擦、防海水腐蚀性能非常优异、使用寿命长的重防腐涂层，涂装厚度为 1500μm；水下区的重防腐涂层厚度为 1000μm；每根钢管桩在水下区设 3 块 150kg 的阳极块；钢管桩的预留腐蚀厚度取 4mm，

此防腐设计方案的保护年限超过 30 年，30 年后，根据重防腐土层以及阳极的使用情况，进行补涂和更换，确保钢管桩的正常使用年限。

②现浇钢筋混凝土墩台防腐设计方案

考虑到原油码头的设计使用年限为 50 年，码头各墩台、引桥各桥墩的使用年限必须达到 50 年，为确保各现浇钢筋混凝土墩台的使用年限，各墩台表面 800mm 厚度范围内参入海港混凝土抗蚀增强剂；并且在墩台浇筑完毕后，在墩台底面、侧面喷涂混凝土防腐涂层。

③钢引桥及钢人性桥防腐设计方案

钢引桥和钢人行桥位于风浪恶劣的海面之上，环境较为恶劣，考虑到使用期的维护非常困难，其防腐设计需确保足够的使用年限，以减少维护的次数。本工程采用高质量的底漆、面漆进行涂装，干膜厚度不小于 200μm，每一次涂装的有效保护年限不小于 10 年。

水工建构筑物见附图。

8.1.3.2.5. 配套工程

⑴供电及照明

①供电

码头电源引自后方库区或厂区。供电电压 10kV，采用双电源供电。

原油码头主要用电负荷为：电伴热、快速解缆装置、装卸臂、登船梯、油泵、电动阀门、污水泵、消防设备、控制系统、照明用电、维修电源，供电电压为 380V。

10KV 双重电源先引至原油码头引桥根部的变电所，经变电所配电后再以 10KV 双重电源向原油码头工作平台上的变电所供电。

在原油码头辅助平台工作楼二层设变电所，内设 2 台 315kVA， 10/0.4 kV 干式变压器、6 台 10kV 金属铠装移开式开关柜 、8 台抽出式低压配电柜和 2 台补偿电容器柜。SS9070/1 变电所供原油码头、工作平台、消防泵房、工作楼、工作船码头、靠码头侧引桥照明、检修设备用电。SS9070/1 变电所 10kV 双重电源经电缆由 SS9070/2 变电所引入。SS9070/1 变电所 10kV 及 0.4kV 接线采用单母线分段放射式接线方式。SS9070/1 变电所内设 10kV 配电室、变压器及 380V 配电室。

②照明

原油码头工作平台照明采用设在消防炮塔及登船梯上的 400W 金卤灯防爆灯泛光灯，平均照度不低于 50lx。

原油码头引桥照明：采用设在管支架上的防爆路灯，平均照度不低于 5lx。

变电所、中控室等地方室内照明采用荧光灯。

消防水泵房等地方室内照明采用防水防尘高压钠灯。

在变电所、中控室、消防水泵房设置自带蓄电池的应急照明灯具。

⑵自动控制

原油码头监控系统，拟采用成熟的系统，以 DCS+工控机为基础。系统要求具有良好的人机界面与控制检测性能、高可靠性和开放性，以及可扩展性，便于硬件和软件升级。

原油码头控制系统对原油泊位及引桥部分的电动阀门及电动阀门等流程设备进行远程遥控和状态的集中监控。电液动装载臂左右、上下、前后位置的检测、监控和超限报警；管道压力及温度的自动检测；可燃气体浓度的自动检测及报警。

在码头工作楼设原油码头控制室，内设冗余 UPS 电源、冗余直流电源、DCS 控制系统、2 台监控电脑及 1 台工程师站等；码头控制室对原油泊位进行数据采集及控制，并对原油进行上位监控。在引桥根部配电所内码头现场机柜室，内设冗余 UPS 电源、冗余直流电源、DCS 远程站等；现场机柜对引桥根部进行数据采集及控制，并与原油码头控制室通信。

原油码头控制系统，产品油码头控制系统及通用码头控制系统为相对独立的系统，分别与后方库区控制系统通过光纤通信方式进行控制连锁及数据通信。

原油码头部分在工作楼内设一套火灾自动报警控制器，火灾报警控制器通过通信电缆联网，组成原油码头火灾自动报警系统，对原油码头及引桥进行火灾自动报警。原油码头火灾自动报警系统通过光缆与厂区火灾报警系统联网。在原油码头工作平台和引桥上每隔 50m 左右设置手动报警按钮和声光警报装置，对现场发生的火灾进行报警。

⑶给排水

①给水

水源：原油码头由库区供给。

水量：码头用水包括船舶用水、码头工作楼生活用水等。原油码头最大日用水量为 553m^3，最大时用水量为 54m^3。供水压力 0.35MPa，供水管径 DN200。

供水方式：码头供水方式采用船舶+生活+环保系统及独立的消防系统。

表 8.1-33　　原油码头给水用水量

序号	用水类别	最大日用水量(m^3/d)	最大时用水量(m^3/h)
1	船舶上水	500	50
2	生活用水	2	1
3	环保用水	1	1
4	未预见用水	50	2
5	合计	553	54
6	消防用水	4562m^3/次	537L/s

②排水

排水系统采用分流制，即污水和雨水分别设置排水系统。码头不单独设污水处理系统，所有污水都送至后方库区所设污水处理场。

A：雨水

码头装卸阀区附近的初期雨水，由码头的污水坑收集，用污水泵抽进码头污水管道，排往陆域库区污水处理场。码头初期雨水量为 25m^3/h，每个集水池各设 2 台污水泵。后期雨水，直接排往水域。装卸阀区外的雨水自流排入水域。码头、引桥及靠船墩面雨水采用自流排海。

B：污水

码头洗手间的生活污水收集至化粪池，通过污水泵送至含油污水管道，然后排往厂区污水处理场处理后排放。

⑷消防

①消防水源

原油码头消防水源由码头自建海水消防泵房提供，消防最大用水量为 4562m^3/次，537L/s。

②工程火灾危险性定类

原油码头火灾危险性为甲 B 类。

③水上消防站

配备 1 艘 2400P 消拖两用船及 1 艘 6000P 消拖两用船，作为码头监护及作业安全的辅助设施；消拖两用船消防炮的总流量不小于 100 L/s。

④消防设计

A：消防系统

原油码头采用泡沫灭火＋水冷却消防系统。

原油码头采用海水型水成膜泡沫灭火剂。

B：消防设施

a:30 万吨级原油码头前方设置 3 座消防炮塔。

消防炮的主要技术参数见表 8.1-36。

表 8.1-34　　消防炮的主要技术参数表

技术参数 消防炮类型	射程 m	流量 L/s	工作时间	工作压力 MPa	备注
水　炮	120	220	4h	1.4	30 万吨级码头
泡沫炮	110	200	40min	1.4	30 万吨级码头

b:水幕设施

在码头装卸设备的前沿设置保护水幕，水幕由多个喷头组成，水幕的用水量：2.0L/s．m。

c:在原油码头消防泵房设置 1 套泡沫比例混合器及 1 台泡沫罐。

IV.在引桥、引堤上每隔 50m 设置消火栓和消火栓箱，配备水龙带、水枪，可对引桥/引堤的火灾进行控制。

d:在每个泊位工作平台均设置冷却水栓及泡沫栓。

e:在每个泊位工作平台均配备 MP9 型手提式泡沫灭火器及 MPT65 型推车式泡沫灭火器。

C：消防泵房

原油码头拟设海水消防泵房一座。

⑸通信、导航

①通信

原油码头区通信设施包括常规有电话通信、有线调度电话通信、无线调度

电话通信、安全与应急通信、闭路电视监控系统、船岸通信。

本码头工程为炼化厂项目配套码头工程，从总体上码头通信依托后方厂区通信系统。

②导助航

本工程考虑采用灯浮标、灯桩等常规助航标志及GPS电子导助航设施和辅助靠泊电子系统进行船舶导助航。

原油码头航道设置6座灯浮标，回旋区设置4座灯浮标，防波堤设置3座灯桩，码头设置2座警示灯，引桥设置警示灯3座。

⑹主要生产及生产辅助建筑物

本工程原油码头主要的附属建筑物有：工作楼、2#配电室（含门卫）、休息间、管线支架、电缆桥架。

8.1.3.2.6. 原油码头施工方法和进度

⑴施工顺序

原油码头施工顺序基本为：防波堤建设→疏浚→引桥、引堤→码头工程建设。

⑵码头、引桥施工方法

①钢管桩制作及运输

30万吨原油码头、引桥的部分桩基采用钢管桩。钢管桩将在专业厂家生产并由海运至现场由打桩船施打。

②沉桩

本工程沉桩采用专业打桩船进行施打，锤击沉桩法施工，方驳配合运桩，从方驳上直接吊装定位进行施打。

③嵌岩桩施工

引桥接岸端的引桥平台采用直桩钢管嵌岩桩基础。首先搭建施工作业平台，锤击沉钢管桩至岩面后，采用钻机施钻，然后进行清孔，放钢筋笼，浇注混凝土。

④上部混凝土结构

各墩台采用现浇混凝土结构，模板采用轻型钢、木模板。码头各墩台之间的联系桥采用钢结构，预制厂拼装连接，现场吊装。

⑤码头设施

快速解缆钩、护舷、橡胶舷梯、环境监测系统等设备采用船吊安装。

⑥大跨度钢引桥

大跨度钢筋桥选择在临近的预制厂拼装连接后，海运至现场，采用浮吊安装。

⑵防波堤（引堤）施工方法

①基础及堤身的施工

按照设计要求，先清除工程位置表层淤泥，再通过驳船装运块石到现场抛填。

②护面块体的施工

护面块体在现场临时预制场预制，通过驳船运至安放地点，则浮吊进行定点安放。

施工顺序为：基槽开挖(目前已完成)→抛填堤心石，并进行理坡→抛填垫层块石，并进行理坡→水上抛填护底块石→安装扭王字护面块体

原油码头斜坡式防波堤已完成基槽开挖，现阶段正在分层进行石料抛填，分层进行护面块体安装。所有抛石均不需要夯实或爆夯施工。

⑶疏浚工程

原油码头工程需对港池、回旋水域和支航道进行浚深。

①疏浚位置与工程量

本工程疏浚量为 598.8 万 m^3。

本项目疏浚范围见图 8.1-13，疏浚面积和疏浚量见表 8.1-35。

表 8.1-35　　疏浚面积与疏浚量

泊位等级 DWT	泊位编号	疏浚范围	现状水深（m）	浚深要求（m）	疏浚面积（ha）	疏浚量（万 m^3）	疏浚设备
30 万	1#	港池	-21.6～-21.7	-24.0	6.18	29.3	4500 m^3/h 耙吸式挖泥船、8m^3/h 抓斗式挖泥船
30 万	1#	回旋水域	-18.2～-21.5	-24.0	94.45	419	
30 万	1#	支航道	-22.1～-24.0	-24.0	89.15	150.5	
合计						598.8	

②疏浚作业施工方法

疏浚工程拟采用 4500m^3 耙吸式挖泥船，施工强度为 1.5 万 m^3/d 左右。

耙吸式船挖掘方式是在船的两侧配备一个吸泥耙头，用吸泥管和泵机连接起来，靠真空将泥吸进泥舱，泥舱两侧设有溢流门，当泥浆进入泥舱时，颗粒较粗的物质沉入舱底，泥浆量超过溢流门底部时，稀泥浆从溢流门溢出，当吸入泥浆浓度和溢流口溢出浓度基本相同时船舱装载仪指示泥舱已达到满载。

挖泥船工作程序：空载航行→挖泥区→定位下耙→装舱满舱溢流→起耙→上岸处置→返回挖泥区。

③疏浚物处理

原油码头疏浚物计划外抛，如前所述，抛泥区需主管部门批准后方可使用，目前等待主管部门落实经费后开展抛泥区选划，非本次评价内容。

⑷清礁工程

①清礁工程量和工程位置

本次变更清礁工程量 5.7 万 m^3，共有两处，分别位于港池北侧和港池-航道连接处。其中红线内需清除礁石面积为 0.52ha，清礁量约 1.48 万 m^3。红线区外清礁量为 4.23 万 m^3。

②清礁施工方法

对需要清除的礁石采用分区炸礁的方式，每一区域要求先挖泥，然后炸、清礁。挖泥船挖到能满足炸礁施工要求时，炸礁船进场定位，爆破结束后挖泥船进场清礁，交叉施工。

根据本工程的特点，拟选用“中海潮 1 号”炸礁船施工，清礁选用一艘 8m^3 抓斗式挖泥船、500m^3 开体式自航泥驳两艘、交通船一艘。所挖的礁石均应卸至指定的区域，严禁乱抛。

施工时段与工期：施工时段为早上 6 时～晚上 6 时，工期约 3 个月。

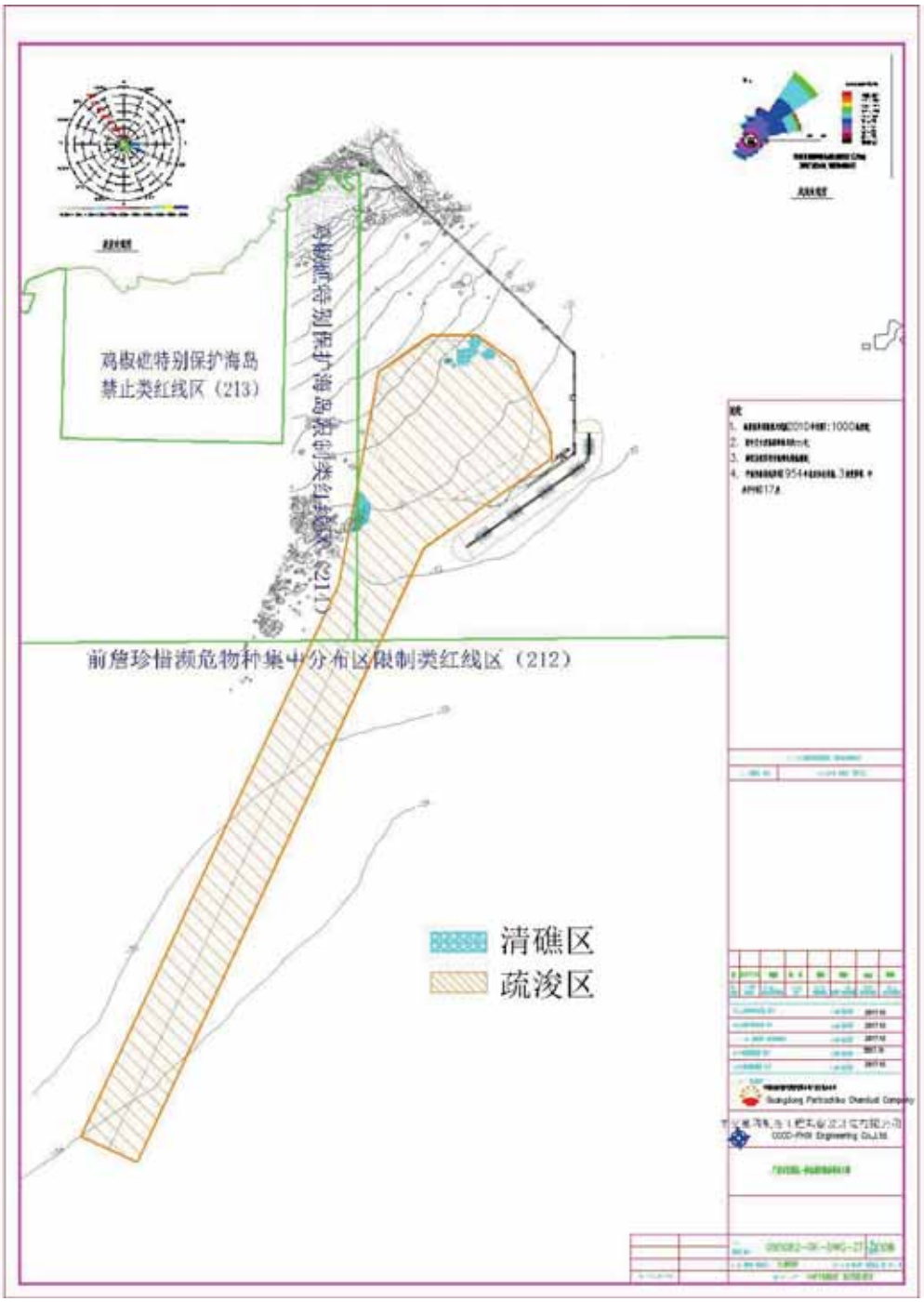


图 8.1-13　原油码头疏浚范围、清礁范围示意图

③清礁施工流程

A：炸礁

根据《水运工程爆破技术规程》及工况、施工经验和类似工程实例初步确定爆破参数。

本工程炸礁采用水下钻孔爆破方法，炸礁作业基本流程见图 8.1-14，具体内容如下：

a:抛锚移船

钻爆施工船舶抛设四具锚，首尾各两具锚，锚缆长 150～200m，另首尾各有两个桩腿，定好位置后将四个桩腿下至基岩面，将炸礁施工船升离水面。放炮时施工船向北面移开 100～120m。

b:测量定位

炸礁前采用全站仪复测平面控制点，施工时采用 RTK 进行测量定位。

c:钻孔

炮排按垂直码头前沿线布设，各排孔痊按 5 个孔和 4 个孔交错呈梅花形布设。采用潜孔冲击钻钻孔，一次钻至设计要求底标高。孔深约 1.5～3.5m。

d:装药

本工程采用特定的塑料筒装柱状乳化炸药，钻孔钻完并经验收合格后，炮工按要求进行装药。单孔装药量小于 22kg，一般控制在 10～20kg；每响布置 4～8 个孔，即每响起爆装药量 80～160kg，每次 4～5 响，每次起爆装药量控制在 1t 以下；炸礁次数约 50～100 次，总炸药量约 15～25 吨。为了减少爆破震动速度，采用微差爆破，一组爆破作业由多次单响爆破组成，通过延迟控制实现连续单响爆破，微差时间取为 25~30 毫秒；每天 1～2 组。

e:起爆网路联接

采用电雷管引爆，为延时引爆。每个起爆体内装两发并联的导爆雷管，孔外采用电雷管起爆。一次起爆炮孔数根据一次允许起爆最大药量和起爆能力大小而定，用交流电源起爆电雷管时，应保证流经每发电雷管的电流强度不小于 4.0A；用直流电源或起爆器起爆电雷管时，流经每发电雷管的电流强度应不小于 2.5A。

f:起爆

起爆网路联接完成后，移船至安全范围，按规定的安全距离警戒，确认危险区内没有船舶和人员后才能发出起爆信号。

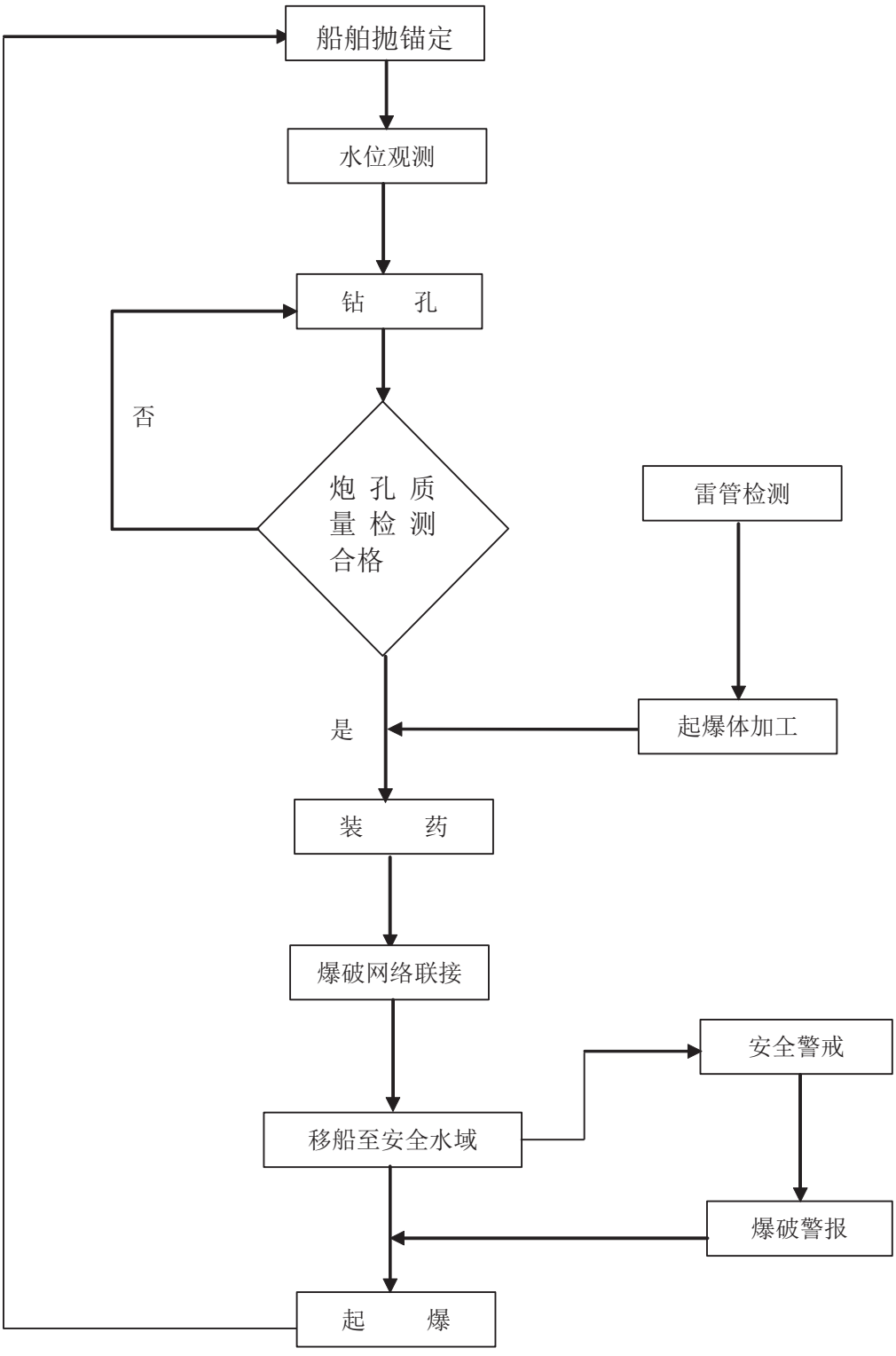


图 8.1-14　水下钻孔爆破施工流程图

B：清礁

清礁采用抓斗式挖泥船按照分条分层的方法进行施工。清礁施工采用一艘 8m^3 抓斗挖泥船进行，施工时挖泥船抛 4 具锚，船艏抛八字锚，船艉抛交叉锚，锚缆长约 80~150m。按施工范围采用分条分层施工方法，每条挖槽宽 15m，挖

槽与挖槽之间搭接 1m。根据抓斗一次清挖厚度和开挖介质层厚度，应分多层开挖，直至清挖达到设计底标高为止。根据实际需要，清礁施工时配 500m^3 自航开体式泥驳两艘。

抓斗式挖泥船清礁的施工流程为：开挖施工（装舱至泥驳）→自航泥驳航行→抛卸（抛卸区）→返航→开挖施工（装舱至泥驳）。

施工时的清挖物严禁乱抛乱卸。

a：爆破参数

孔距 a：取 a=2.5m。

孔径 d：采用冲击回转钻进方法，球齿钎头外径 105mm，因此孔径 d=100～110mm。

排距 b：根据本爆破区的岩石性质等，设计排距 b=2.0～2.5m。

超钻深度 Δh：设计超钻深度 Δh 取 1.4m～2.0m。

药柱直径 D：本工程中使用的药柱为乳化炸药，药柱直径 D＝80~100mm。每个船位 56 个炮孔为一循环同时钻进，炮孔孔位呈梅花形布置。

实际施工时，根据爆破点距建构筑物距离远近适当调整爆破参数，在离建构筑物 30m 以内范围施工时，孔距 a 取 1.5m，排距 b 取 1.2m；在离建构筑物 30～60m 范围施工时，孔距 a 取 2.0m，排距 b 取 1.5m，每次要减少起爆药量。

b：装药及起爆方式

实际操作中，严格按照要求控制药量，除孔口装入约 0.5m 长的砂袋外，孔内装满炸药。本工程主要考虑爆破水中冲击波对施工船舶的影响、飞石两种爆破效应，限制了炸药用量。实际施工过程中，采用毫秒微差爆破时，每次起爆的总药量不超过 160kg；为了确保安全，需采取如下措施：

严格控制每次起爆的炮孔数，以便控制每次的起爆药量。

采用毫秒延期雷管，进行孔内和孔外微差相结合的办法。

对岩层较厚的个别区域采用分层爆破方法。

采用气泡帷幕和钻防震孔的方法对保护对象进行保护。

炸礁前布设防震孔或采取碎岩的办法清除港池内的礁石。

总炸药量：15～25t。

单次起爆最大药量：160kg，单孔 10～16kg。

炸药种类：乳化炸药。

炸礁工期：1 个月。

引爆方式：采用电雷管引爆，为延时引爆。药柱长度<3m 时装一个起爆体，装在炸药长度下部约 1/3 处；药柱长度≥3m 时，装两个起爆体，各装在距药柱底部的 1/4 和 3/4 位置。

⑸水上施工船舶

本项目水上施工船舶见表 8.1-36。平均每天有 1~3 艘船同时施工。

表 8.1-36　　水上施工船舶一览表

序号	设备名称	型号规格	数量	配员
1	打桩船	80m 桩架	1	10
2	耙吸船	4500m^3 自航式	1	10
3	起重船	1000t	1	6
4	抓斗船	13m^3	3	18
5	自航泥驳	1000m^3	7	35
6	起重船	180t	1	5
7	方驳	2000t	2	8
8	皮带船	2000m^3	1	6
9	半潜驳	5500t	1	10
10	平板驳	1500t	2	10
11	平板驳	2000t	2	10
12	平板驳	3000t	2	10
13	平板驳	8000t	1	6
14	自航开底驳	1000m^3	2	8
15	打夯船	100t	1	8
16	整平船	1500t	1	5
17	锚艇	300PH	1	4
18	拖轮	4000PH	1	8
19	拖轮	720kw	1	5
20	起锚艇	30t	1	4
21	交通艇	15 人	1	2

⑹施工进度安排

工程总工期拟定为 3 年，具体见表 8.1-37。

表 8.1-37 原油码头施工计划表

序号	项目	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36
一	施工招标及施工																																				
二	码头及引桥施工																																				
1	购置钢管桩																																				
2	桩基施工																																				
3	现浇墩台																																				
4	钢引桥及人行桥																																				
5	安装码头附属设																																				
三	引堤施工																																				
1	推填堤芯石																																				
2	垫层块石、护底																																				
3	挡浪墙施工																																				
4	护面块体施工																																				
四	防波堤施工																																				
1	抛填堤芯石																																				
2	垫层块石、护底																																				
3	护面块体施工																																				
五	港池疏浚																																				
1	港池挖泥																																				
2	清礁工程																																				
	注:	已进行																																			
		待进行																																			

8.1.3.2.7. 环境影响因素识别

原油码头工程的项目构成及可能产生的环境污染因素见图 8.1-15。



图 8.1-15 原油码头工程的项目构成及环境污染因素识别

⑴施工期海洋环境影响因素分析

①疏浚、炸礁等作业对水体水质和水生生物的影响

原油码头疏浚作业采用耙吸式挖泥船（4500m^3）挖泥船、抓斗式挖泥船等作业。在挖泥作业中，由于机械的搅动作用，使得泥沙悬浮，造成水体混浊水质下降，并使得疏浚区底栖生物生存环境遭到破坏，对浮游生物和生物幼体也产生影响。主要污染物为 SS。

炸礁作业产生的 SS 和冲击波对渔业资源和水质亦产生一定影响。

桩基和防波堤建设亦会掀起一定的 SS，对水质和生态环境产生一定影响。

疏浚作业污染节点图图 8.1-16。

②工程建设对对水文动力条件的影响

港池、航道开挖，防波堤建设和码头水工建筑物建设，将对项目所在海区水文动力条件产生一定程度的影响。

③施工工人产生的固废物对环境的影响

④施工废水和施工工人产生的生活污水对环境的影响

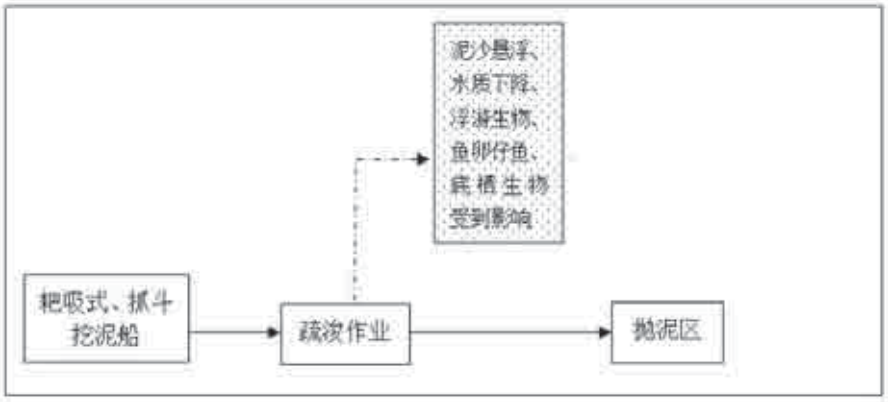


图 8.1-16　疏浚作业污染工艺流程图

⑵营运期海洋环境影响因素分析

原油码头工程营运期对周围环境的主要影响因素包括：

①对水环境产生影响的主要污染因素

A：船舶产生的含油污水（机舱油污水）和生活污水；

B：码头作业区生产污水（冲洗水等）；

C：初期雨水；

D：码头工人生活污水。

②固废物污染源

码头工人产生的生活垃圾和船舶所产生的固体废弃物。

③事故排放

从本项目储运产品的理化特性分析，在货物的装卸过程中主要有以下几方面的事故风险：

A：泄漏

运输船只碰撞事故、管线泄漏事故，可能会对海洋环境造成污染。

B：火灾

从火灾危险性分类，本项目储运物质火险分级为甲级，火灾事故中产生的烟尘和其它有毒有害气体将对周围大气质量产生影响。

8.1.3.2.8.　现阶段污染源分析

⑴施工期污染源分析

①水污染源分析

施工期主要污染源是疏浚作业，使水体中的悬浮物含量增加，水体变混，对水质和水生态环境造成影响；此外，施工期间污水还来自施工设备、车辆的

冲洗水以及施工期间下雨的泥泞水，施工工人的生活污水，施工船舶废水，主要污染物是 COD、泥沙。

A：悬浮物发生量

a：清淤、疏浚作业

原油码头疏浚物全部外抛，选择常用的耙吸式挖泥船作为本工程疏浚的主要施工船舶。此外，边坡和基槽开挖采用抓斗式挖泥船。

抓斗式挖泥船：抓斗式挖泥船主要用于边坡、基槽开挖，根据对三航六公司、广州航道局的调访，当采用 13m^3 抓斗式挖泥船，配 1000m^3 的自航泥驳时，疏浚效率约 700m^3/h。疏浚时，悬浮泥沙入海主要发生在抓斗上下作业过程，悬浮物源强约为 3.3kg/s。

根据《港口建设项目环境影响评价规范》（JTS105-1-2011），航道疏浚产生的**“悬浮物总量”（P7）**采用以下公式进行计算。

$$Q = R/R_0 \times T \times W_0$$

式中：

Q：疏浚作业悬浮物发生量(t/h)；

R：发生系数W_0时的悬浮物粒经累计百分比(%) ，宜采用现场实测法确定，也可参照取89.2%；

R_0：现场流速悬浮物临界粒子累计百分比(%) ，宜采用现场实测法确定，也可参照取80.2%；

T：挖泥船疏浚效率(m^3/h)，约为700m^3/h；

W_0：悬浮物发生系数(t/m^3)，取38×10^{-3}t/m^3。

计算得到 13m^3 抓斗式挖泥船作业时，SS 源强为：8.2kg/s。

根据工程地质勘察报告，疏浚的土层主要为粉细砂、中砂、粗砂等，局部为粘土粉质粘土。由于砾和砂产生悬沙的可能性较小，考虑此因素，预测源强为：3.3kg/s。

耙吸式挖泥船：本项目采用 4500m^3 耙吸式挖泥船作业，疏浚效率为 3000m^3/h。根据交通运输部水运科学研究所研究一艘 4500m^3/h 耙吸式挖泥船疏浚作业时，悬浮物源强为 7.5~12.5kg/s。珠海港 LNG 航道项目作业区域悬沙中值粒径为0.004mm，施工悬采用4500m^3/h耙吸式挖泥船，作业源强为7.5kg/s。本项目类比 4500m^3/h 耙吸式挖泥船源强，原油码头海域底质的中值粒径为

0.018mm，从保守的角度考虑可取 7.5kg/s。

b:桩基施工

码头桩基作业施工周期约 14 个月，总挤淤量约 1.1 万 m^3，每小时挤淤量约 2.6m^3，按底质湿密度 1580kg/m^3、起沙量 30%计，则入海泥沙源强约 0.34kg/s。

c:防波堤建设

防波堤水上施工部分通过驳船装运块石到现场抛填。

施工拟采用 1000m^3 开底石驳船进行抛石作业，作业过程中导致 SS 悬浮，由于抛石是在先清除工程位置表层淤泥的基础上进行的，悬浮物产生量较少。

d:疏浚物污染物质二次溶出与防腐涂料、牺牲阳极防腐引起的重金属溶出

疏浚泥中污染物质二次溶出：本项目疏浚泥中释放出的重金属物质参考汕头港航道的疏浚泥溶出实验。汕头港的疏浚泥溶出实验表明疏浚物中重金属含量较低，各种污染物均达到海洋沉积物一类评价标准，没有明显溶出现象。因此本环境影响评价在水环境影响预测中不再对疏浚物溶出结果进行预测。

防腐涂料、牺牲阳极防腐重金属溶出：本项目钢管防腐涂料采用环氧富锌底漆+阴极保护，锌在氧化还原反应后，将有少量溶解状态的锌离子释放排入海水。

综上，项目施工作业泥沙源强见表 8.1-38。

表 8.1-38　　悬浮物源强

序号	位置	泥沙源强(kg/s)	持续时间
1	施工期港池和支航道疏浚	3.3～7.5	15 个月
	营运期维护疏浚	7.5	约 20 天
2	码头桩基施工	0.34	14 个月

B：施工船舶生活污水

根据施工船舶配置和配员情况，项目施工高峰期期间同时施工船舶为 5~10 艘计，其中耙吸式挖泥船定员为水上施工人员共 89 人计。根据《港口工程环境保护设计规范》（JTS149-1-2007），船员生活用水量按 100L/人·d，污水产生量按 85L/人·d，施工船舶生活污水产生量见表 8.1-39。施工船舶生活污水由有资质的接收船收集统一处理。

表 8.1-39 施工船舶生活污水产生情况

施工船舶（艘）	用水量（m^3/d）	污水量（m^3/d）	COD 产生量	
			浓度（mg/L）	产生量（kg/d）
5~10	8.9	7.57	250	1.89

C：船舶机舱含油污水

根据《港口工程环境保护设计规范》（JTS149-1-2007），耙吸式挖泥船机舱油污水产生量按 1.2m^3/（d·船）、抓斗式挖泥船等船机舱油污水产生量按 0.27m^3/（d·船）计，处理前含油量按 2000mg/L 计，施工船舶机舱油污水产生量见表 8.1-40。机舱油污水由有资质的接收船舶统一收集处理。

表 8.1-40 施工船舶机舱油污水产生情况

船舶类型	施工船舶（艘）	污水量（m^3/d）	石油类产生量	
			浓度（mg/L）	产生量（kg/d）
耙吸式挖泥船	1	1.2	2000	2.4
其他	9	2.43	2000	4.86
合计	10	3.63		7.26

②固体废物

建设期的固体废物包括疏浚物、建筑垃圾和生活垃圾。

原油疏浚量约 598.8 万 m^3，除礁渣 5.7 万 m^3 全部上岸回收利用外，其余全部外抛。土石方平衡见图 8.1-17。

建筑垃圾主要来源于建筑施工中的废弃物，如水泥、砖瓦、石灰、沙石等。建筑垃圾中的余泥、水泥沙等可用于陆域地面平整，废钢筋等可作物资回收。

根据《港口工程环境保护设计规范》（JTS149-1-2007），船舶垃圾以人均 1.5kg/d 产生量计算，挖泥船垃圾产生量约 133.5kg/d，见表 8.1-41。

表 8.1-41 施工船舶垃圾产生情况

施工船舶（艘）	施工人员	船舶垃圾产生量（kg/d）
10	89	133.5

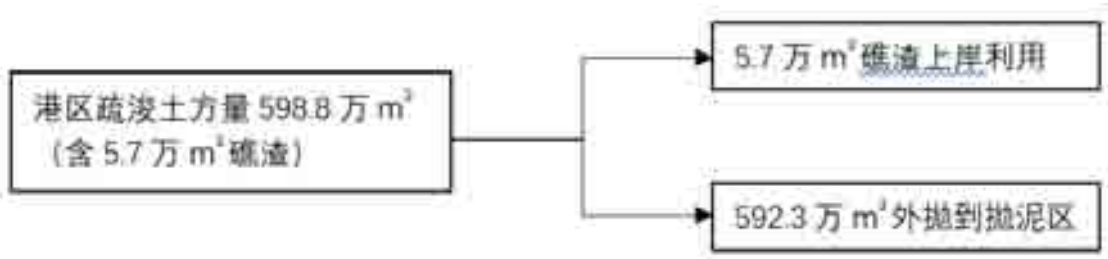


图 8.1-17　原油码头土石方平衡

③小结

施工期污染源估算情况汇总见表 8.1-42。

表 8.1-42　　施工期污染源汇总表

种类	污染源		源强	主要污染物	排放方式
废水	疏浚工程	耙吸式挖泥船	7.5kg/s	SS	间断自然排海
		抓斗式挖泥船	3.3kg/s	SS	间断自然排海
	桩基施工		0.34kg/s	SS	间断自然排海
	船舶生活污水		7.57m³/d	COD：1.89kg/d	交有资质单位接收处理
	船舶含油污水		3.63m³/d	石油类：7.26kg/d	
固体废物	疏浚作业		592.3 万 m³	疏浚物	外抛
			5.7 万 m³	礁渣	上岸利用
	船舶垃圾		133.5kg/d	船舶垃圾	当地环卫部门收集处理

⑵营运期污染源分析

①水污染源分析

原油码头营运期的污水主要包括船舶机舱油污水、生活污水和生产污水。

A：压舱水

根据 MARPOL73/78 中的防污规则，载重量万吨级以上的新油船和化工品船均应设有专用压载舱，在一般气候条件下，不需向舱内压入压载水就可满足安全航行要求。万吨以上船舶一般设有压载水过滤和处理系统。

因此本原油码头项目不存在含油压舱水和清洁压载水接收处理问题。

B：船舶机舱舱底含油污水

船舶的机舱是船舶动力装置的舱室，内部装备了各种动力机械和管理系统，机舱舱底水的主要来源是机舱内各种泵、阀门和管路漏出的油和水，机器在运转时漏出的润滑油，主辅机燃料油及加油时的溢出油，机械设备及机舱防滑铁板洗刷时产生的油污水等混合在一起形成的含油污水。

机舱舱底含油污水水量与船舶、吨位以及功率有关，还与船舶航行、停泊作业时间的长短、维修及管理状况有关。

按照 73/78 国际海事组织制定的防止船舶污染海洋公约附则I的规定，船舶本身均配有处理机舱油污水的船用油水分离器，船舶产生的舱底油污水一般经自行处理后在航行中排放。船舶到港（抛锚或者靠码头）期间产生的舱底油污水经油水分离器处理由有资质的接收船舶接收处理。

根据运量分配和《港口工程环境保护设计规范》及有关经验推算船舶停港期间舱底含油污水产生量。

根据项目的到港船型和船舶艘次（约 67 次）、船舶舱底污水水量资料（根据《港口工程环境保护设计规范》，30 万吨级船舶停港期间舱底含油污水产生量约 20t/d.艘）和船舶靠港停泊时间（48h/次），计算得到停港船舶舱底含油污水产生量约为 2680m^3/a，未处理前含油浓度含量约为 2000~20000mg/L，石油类产生量约为 5.36～53.6t/a。

按 1 艘 300000DWT 原油船靠泊计算，每天污水量约为 20m^3/d。

该部分污水可由船泵通过码头设置的含油污水管送往中转站污水处理场与库区污水预处理后送往厂区污水处理站统一处理。

C：生活污水

a：港区工作人员生活污水

港区定员为 14 人，生活用水量按 150L/d·人计算，生活用水量为 2.1m^3/d，污水产生量按用水量的 85%计，则港区生活污水产生量为 1.8m^3/d。

原油码头设置“环保型卫生间”，采用微生物处理，废水循环利用不外排，其他生活污水与含油污水一起管送中转库污水处理场。

港区工作人员生活污水产生情况见。

b：船舶停港作业生活污水

根据《中华人民共和国船舶最低安全配员规则》保守估算，到港船舶平均船员人数为 30 人/艘，生活污水量按每人每天 100L 计算，排污系数按 0.85 计，根据项目的设计代表船型和本工程船舶的靠港停泊时间（共约 134d），计算得到停港船舶生活用水量约 402m^3/a，生活污水产生量约 342m^3/a。

按 1 艘 300000DWT 原油船靠泊计算，每天污水量约为 2.55m^3/d。污染物

产生量见表 8.1-43。船舶停港期间产生的船舶生活污水岸上接收后排往中转站污水处理场与库区污水预处理后送往厂区污水处理站统一处理。

表 8.1-43　　港区工作人员生活污水产生情况

作业区	用水量（m^3/d）	污水量（m^3/d）	COD_{Cr}		氨氮	
			浓度（mg/L）	产生量 (kg/d)	浓度（mg/L）	产生量 (kg/d)
港区工作人员	2.1	1.8	250	0.45	25	0.05
船舶停港期间	$3m^3/d$	$2.55m^3/d$	250	0.638kg/d	25	0.064kg/d

D：生产废水

码头生产废水主要来源于装卸阀门区的冲洗废水。

码头泊位输油臂和阀门区的冲洗面积按 $200m^2$ 估算，冲洗用水量按照每次 $5L/m^2$ 估算，则码头装卸阀区冲洗用水约 $1m^3$/次；若按冲洗污水产生系数 0.9 估算，则作业区冲洗污水量均为 $0.9m^3$/次，其污染物主要为油类，浓度约为 300mg/L，石油类产生量为 0.3kg/次。

码头冲洗水由码头的污水池收集，用污水泵抽进码头的含油污水管道，排往中转站污水处理场与库区污水预处理后送往厂区污水处理站统一处理。

E：初期雨水

初期雨水一般是指降雨时前 15min 的雨水，初期雨水按下式进行估算：

$Qm=q\times A\times T$

式中：Qm——降雨产生的雨水量，m^3/次；

q——设计暴雨强度（L/s.ha）；

T——降雨时间，15min；

A——集水区面积，m^2。

其中 q 通过汕头市暴雨强度公式计算得到，计算公式为：

$$q=1042(1+0.56LgP)/t^{0.488}$$

式中：q——设计暴雨强度（L/s.ha）

P——设计重现期；本工程取 2 年

t——地面集水时间（5min）

地面综合径流系数取 0.85。

本项目码头泊位输油臂和阀门区的集雨面积按 $200m^2$ 估算，根据初期雨水

计算公式得到的初期雨水量约 8.5m^3/次；根据惠来县气象站近 20 年来的统计，项目所在区域年雨日为 165 天，则初期雨水最大产生量约 1402.5m^3/a。

初期雨水中污染物主要为油类、COD_{Cr} 等，根据有关类比资料，浓度分别取 150mg/L 和 200mg/L。

码头面的初期雨水通过设置码头污水池，收集后用泵抽至管道，排往中转站污水处理场与库区污水预处理后送往厂区污水处理站统一处理。

初期雨水产生情况见表 8.1-44。

表 8.1-44　　初期雨水产生量

位置			油品码头输油臂和阀门区
集雨面积（m^2）			200
初期雨水量	m^3/次		8.5
	m^3/a		1402.5
主要污染物	污染物		油类、COD
	浓度（mg/L）		油类:150　COD:200
	产生量	kg/次	油类:1.3　COD:1.7
		kg/a	油类:210.4　COD:280.5

F：营运期维护疏浚

原油码头港区回淤量约 0.9 万 m^3/a，港区需维持一定频率的疏浚工程。

营运期维护疏浚拟采用抓斗式挖泥船或耙吸式挖泥船进行疏浚。类比施工期，2500m^3/h 耙吸式挖泥船疏浚作业时产生的悬浮物源强小于 7.5kg/s。

维护疏浚物全部外抛。

营运期原油码头区废污水产出与排放情况见表 8.1-45。

表 8.1-45　　营运期原油码头区废污水产出与排放情况

类别		产生方式	水量		计算项目	产生情况		
			产生量	排放量		油类	COD_{Cr}	氨氮
停港船舶	机舱废水	间断	2680m³/a（20m³/d）	2680m³/a（20m³/d）	浓度（mg/L）	2000~20000	/	/
					产生/排放量（kg/d）	40～400	/	/
					产生/排放量（t/a）	5.36～53.6	/	/
	生活污水	间断	342m³/a（2.55m³/d）	342m³/a（2.55m³/d）	浓度（mg/L）	/	250	25
					产生/排放量（kg/d）	/	0.64	0.06
					产生/排放量（t/a）	/	0.09	0.01
初期雨水		间断	8.5m³/次（1402.5m³/a）	8.5m³/次（1402.5m³/a）	浓度（mg/L）	150	200	/
					产生/排放量（kg/次）	1.3	1.7	/
					产生/排放量（t/a）	0.21	0.28	/
冲洗水		间断	0.9m³/次（130.5m³/a）	0.9m³/次（130.5m³/a）	浓度（mg/L）	300	/	/
					产生/排放量（kg/次）	0.27	/	/
					产生/排放量（t/a）	0.04	/	/
生活污水		间断	1.8m³/d（558m³/a）	1.8m³/d（558m³/a）	浓度（mg/L）	/	250	25
					产生/排放量（kg/d）	/	0.45	0.05
					产生/排放量（t/a）	/	0.14	0.01

注：初期雨水按降雨天数 165 天计算，码头区年生活污水产生量按作业时间 310 天计算，冲洗天数按 145 天计算。

原油码头污水排放去向为：经中转库区后纳入厂区统一处理达标排放。

②固体废物

营运期的固体废弃物包括码头工人生活垃圾和船舶垃圾。

A：生活垃圾

生活垃圾产生量按 0.5kg/人·d 计，港区总定员 14 人，则生活垃圾产生量约为 14kg/d，约 4.34t/a。

B：船舶垃圾

主要有罐头瓶、啤酒瓶、塑料制品、废纸等生活垃圾以及少量货物装卸废弃物、维修废弃物等。按船上工作人员平均为 30 人计算，生活垃圾产生量按 1.5kg/人·d 计，则在港船舶垃圾产生量为 6.03t/a。一艘 30 万吨级船舶停港作业期间，船舶垃圾产生量约为 45kg/d。

C：码头和船舶机械设备维修过程，将产生少量含废矿物油或化工品的抹布、废机油，属于危险固废。来自疫区的船舶生活垃圾亦属危废。

一般码头生活垃圾和船舶垃圾陆上接收处理，来自疫区的船舶垃圾需委托有资质的单位进行消毒处理。洒落的煤收集后进入煤场。少量的抹布、废机油和厂区同类废物由有资质的单位接收处理。

③原油码头污染源分析汇总

原油码头营运期污染源汇总见表 8.1-46。

表 8.1-46　　营运期原油码头污染源分析汇总

环境要素	污染源	产生量	
废水	废水	33.75m^3/d	5113m^3/a
	油类	41.6～401.6kg/d	5.61～53.85t/a
	COD_{Cr}	2.79kg/d	0.51t/a
	氨氮	0.11kg/d	0.02t/a
固废物	生活垃圾	14kg/d	4.34t/a
	船舶垃圾	45kg/d	6.03t/a

8.1.3.2.9.　环境影响因素和污染源变化分析

本次变更工程原油码头区对环境影响因素与原环评阶段相比差异不大，主要集中在由于港池和航道平面的变化，引起的悬浮物影响范围、水生生物影响范围和水动力影响范围的变化。本次变更工程环境影响因素的变化情况见表 8.1-47。

表 8.1-47　　本次变更工程环境影响因素识别

施工期		
影响因素	原环评阶段	现阶段变化情况
水体水质和水生生物	**疏浚、清礁作业产生悬浮物影响水质和生态**	**疏浚、清礁作业面位置和范围改变，悬浮物影响的范围及水生生态影响范围的变化**
	桩基和防波堤建设产生悬浮物	基本无变化
	施工船舶生活废水、船舶废水	无变化
水文动力条件	**港池、航道开挖，防波堤建设和码头水工建筑物建设，将对项目所在海区水文动力条件产生一定程度的影响。**	**防波堤、水工建筑物平面和结构基本无变化，对水动力影响基本不变；航道和港池范围变化，对水动力的影响范围有所改变**
固废物	疏浚产生疏浚物	数量变化
	施工人员生活垃圾和建筑垃圾等	无变化
营运期		
影响因素	原环评阶段	现阶段变化情况
水质和生态	**维护性疏浚悬浮物和生态影响**	**疏浚作业面位置和范围改变，悬浮物影响的范围发生变化**
	压舱水、船舶含油污水、生活废水、码头生产废水、初雨水等	无变化
固废物	码头和船舶人员生活垃圾	无变化

本次变更原油码头营运期的原油码头污染源源强、发生位置、主要污染物和排放方式均无变化；施工期的污染源、源强、主要污染物和排放方式均无变化；工程占用岸线无变化；只是航道方向的调整，导致占用海域的位置和面积有所变化，同时疏浚、清礁作业污染发生的位置有所改变。

原环评阶段疏浚施工作业面和本次变更的疏浚施工作业面对比见图 8.1-18，疏浚施工作业面的改变，将带来水动力影响范围的改变、悬浮物影响和海洋生态影响范围的改变。

清礁作业面变化见图 8.1-19。与原方案相比，清礁工程有着以下变化：

①总炸礁范围和总炸礁量均减少；

②生态红线范围内，炸礁范围和炸礁量也减少；

③炸礁位置距离重点核心保护礁盘（位于禁止类红线区中心）更远。

由此可见，与原环评方案相比，现阶段方案的对周边的环境影响和对生态红线区的影响总体上仍然是减小的。因此报告不详细分析清礁作业的影响。

表 8.1-48 炸礁工程变化情况

	原环评	现阶段	变化情况
总炸礁面积	6.203hm^2	2.68hm^2	显著减少
总炸礁量	15 万 m^3	5.7 万 m^3	显著减少
单次最大起爆药量	250kg	160kg	显著减少
红线范围内的炸礁面积	3.55ha	0.52ha	显著减少
红线范围内的炸礁量	8.6 万 m^3	1.48 万 m^3	显著减少
炸礁位置与核心礁盘（鸡椒礁）距离	约 870m	约 1230m	略增加

本次评价仅针对与原环评相比，对环境影响发生变化的工程内容进行分析、预测和评价。对无变化或者基本无变化的影响因素，其对环境的影响与原环评报告一致，本次不重新预测和评价。

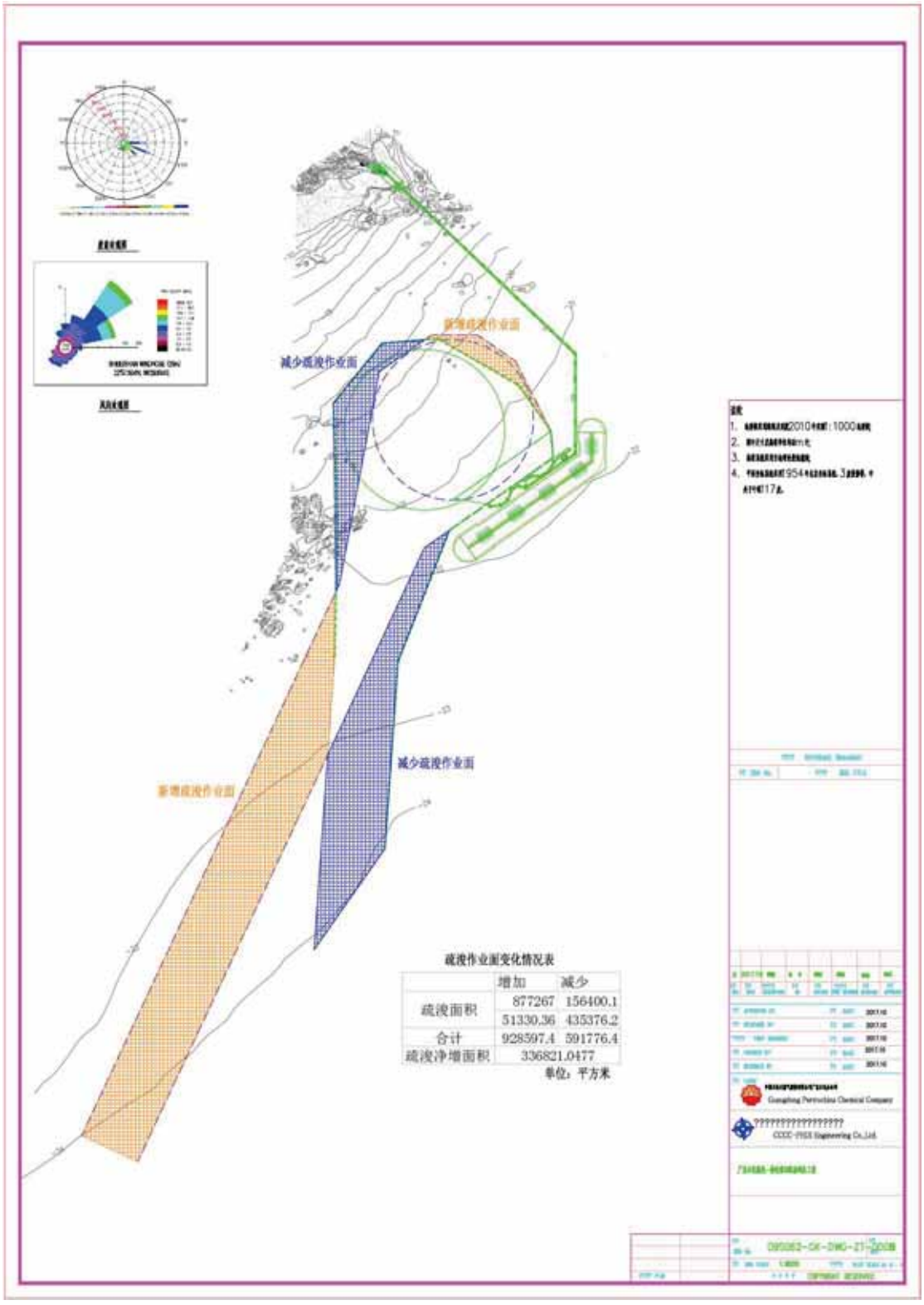


图 8.1-18　原油码头疏浚施工作业面变更情况示意图

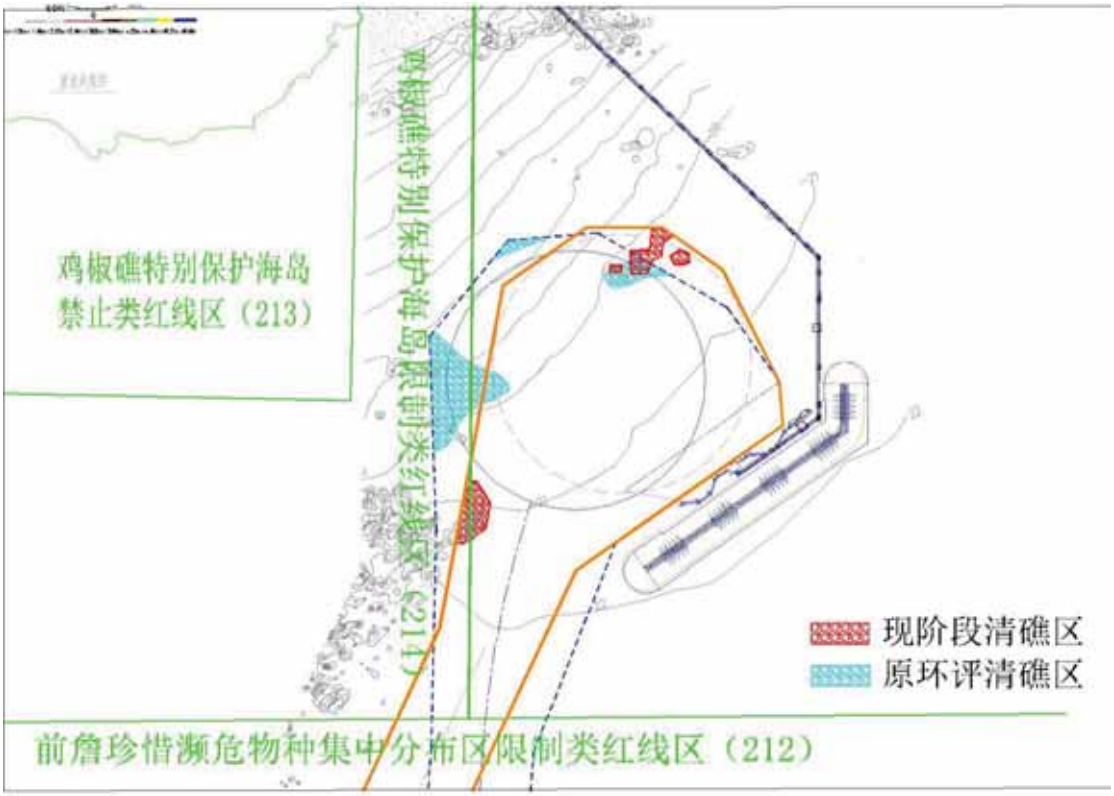


图 8.1-19　变更前后清礁作业面变化情况

8.1.3.3 产品码头工程概况和工程分析

8.1.3.3.1. 建设规模和基本组成

⑴位置

产品码头工程位于大南海新隆江河口海域。

⑵建设规模

产品码头建设规模包括 10 万吨级成品油泊位 1 个、3 万吨级油品及液体化工品泊位 2 个（两泊位能兼顾 1 艘 5 万吨级油轮靠泊）、1 万吨级油品及液体化工品泊位 2 个、5000 吨级油品及液体化工品泊位 3 个、2 万吨级通用泊位 1 个、5000 吨级通用泊位 1 个（兼顾施工期重建上岸泊位）和工作船泊位 3 个，以及相应的配套设施。

⑶项目基本组成

产品码头的工程建设内容见表 8.1-49。

表 8.1-49 **产品码头建设内容表**

项目	项目名称	单位	数量	备注
主体工程	泊位个数	个	13	
	引桥	座	1	宽 10.5m、长 1415m 的引桥
	护岸	m	1366	共布置东、南、西三条护岸，长度分别为 669m、102m、595m
	防波堤	m	3689	东护岸伸出一条防波堤，分为北段、圆弧段及南段，长度分别为 892.4m、114.2m 和 1232.4m 原西拦沙堤延长形成西防波堤总长 1450m，延长段 1150m
	支航道	m	6000	分为两段，外段长 5270m，内段长 730m，宽 220m，底标高-15.6m
	回旋水域	m	500	底标高-15.6m
	水域疏浚	万 m^3	936.3	其中回填陆域 334.3 万 m^3
	吞吐量	万吨	1332.4	液体货物 1166.13 万吨，固体货物 166.27 万吨
	定员	人	121	液体码头 44 人，固体码头 77 人
辅助及公用工程	变电所	座	4	
	成品油码头控制系统（含报警系统）	套	1	2 台计算机+PLC+远程 I/O
	散杂货码头控制系统	套	1	远程 I/O 站
	给水系统	m^3/d	1254	数值为最大日用水量，由厂区和海水泵房供给。
	排水系统			污水排陆域污水处理场
	消防系统	m^3/次	3170	数值为一次消防用水量，采用泡沫灭火＋水冷却消防系统。消防水源由厂区供给。
	通信系统			电话通信、有线调度电话通信、无线调度电话通信、船岸通信、工业电视和应急与保安通信
	导助航系统			助航标志、电子导航、辅助靠泊电子系统
依托工程	污水处理系统	m^3/h	1800	通过污水管线纳入厂区污水处理场统一处理。
	锚地	万 m^2	70	产品码头 10 万吨级油轮锚地选划在神泉港外海-18m 水深附近海域，5000 吨级锚地选划在神泉港外海-10m 水深附近海域；5 万吨级船单船锚泊水域半径 470m，单个锚地面积约 70 万 m^2。
	抛泥区			单独选划

8.1.3.3.2. 货种、吞吐量与性质

⑴货种与吞吐量

本项目产品吞吐量为 1332.4 万吨。其中，液体散货 1166.13 万吨，干散货 166.27 万吨（含集装箱）。产品主要销往珠三角、华南沿海、西南沿海、东南

沿海、东南亚地区等。产品码头工程货种、吞吐量及运输船型见表 8.1-50。

表 8.1-50　　产品码头工程货种、吞吐量及运输船型

流向 品种	合计	运量（万吨/年）		流向
		进港	出港	
总计	1332.4			
一、液体散货	1166.13（1284.83）	11.16	1154.97（1284.83）	
1、成品油	796.73		796.73	
汽油	336.54		336.54	华东、华南
柴油	224.98		224.98	东南亚、国内
航煤	235.21		235.21	华东、华南
2、液体化工品	330.52 (329.33)	11.16	319.36 (318.17)	
苯	18.4 (56.56)		18.4 (56.56)	华东、华南
丙酮	2.72	2.72		
苯乙烯	30.18（/）		30.18（/）	
对二甲苯	261.61		261.61	
丙烯	9.17（/）		9.17（/）	
液氨	6.08	6.08		印度尼西亚、沙特等地
甲醇	2.36	2.36		周边其他化工厂
3、其它液体货物	38.88(158.77)		38.88(158.77)	
液化气	/（29.3）		/（29.3）	华东、华南
沥青	38.88		38.88	
轻石脑油	/（53.96）		/（53.96）	
抽余油	/（30.88）		/（30.88）	
丁二烯	/（5.75）		/（5.75）	
二、固体货物	93.89	54	39.89	
原煤	54	54		华南沿海煤炭储运中心
硫磺	39.89		39.89	华东、华南
三、集装箱	72.38		72.38	
PE	40.38		40.38	华东、华南
聚丙烯	20		20	
ABS	12		12	

⑵货种主要储运特性

货种主要储运特性见表 8.1-51。

表 8.1-51 液体货种的主要储运特性

序号	货种	密度（Kg/m³）	运动粘度（cst）20℃	闪点（℃）	备注
1	汽油	700~790	0.15	<-50	甲 B
2	柴油	840	3~8	-29.8	乙 B
3	航煤	780	1.25	-47	乙 A
4	LPG	560	/	-74	甲 A
5	沥青	960~975	99~276(160~170℃)	＞120	
6	苯	880	0.38	-11.1	甲 B，极度危害，保温
7	对二甲苯	860	0.753	25	甲 B，中度危害，电伴热保温
8	丙烯	514	/	-108	甲 A
9	苯乙烯	905.9	0.827	34.4	乙 A,保冷 13℃；中度危害
10	甲醇	790	0.73	11	甲 B，中度危害
11	丙酮	800	0.4	-20	甲 B
12	液氨	820(-79℃)	0.255mpa.s（-33.5℃）		乙 A，保冷-33℃；

8.1.3.3.3. 总平面布置

⑴设计船型

设计船型见表 8.1-52。

表 8.1-52 成品油及其它船设计船型尺度表

设计船型(DWT)		全长 L(m)	型宽 B(m)	型深 D(m)	满载吃水 T(m)
成品油	100000	246	43	21.4	14.8
	50000	229	32.2	19.1	12.8
	30000	185	31.5	17.3	12.0
	20000	164	26.0	13.4	10.0
	10000	141	20.4	10.7	8.3
	5000	125	17.5	8.6	7.0
	3000	97	15.2	7.2	5.9
	2000	86	13.6	6.1	5.1
	1000	70	13.0	5.2	4.3
化学品	10000	127	20.0	11.0	8.4
	5000	114	17.6	8.8	7.0
	3000	99	14.6	7.6	6.0
	2000	87	12.5	5.3	5.0
	1000	86	11.3	5.3	4.3
LPG	5000	123	19.5	11.8	8.5
	3000	101	16.6	8.0	6.6
	2000	91	14.1	7.0	5.4
	1000	74	126	5.6	4.5
散货	20000	164	25.0	13.5	9.8
	5000	115	18.8	9.0	7.0
集装箱	20000	183	27.6	14.4	10.5
	5000	121	19.2	9.2	6.9
拖轮	6000hp	38	10.4	5.0	3.5

⑵总平面布置

①平面布置主要尺寸

平面布置主要尺寸见表 8.1-53。

表 8.1-53 平面布置主要尺度表

泊位编号	泊位等级（DWT）	泊位长度 m	码头面高程（m）	平台尺度度（m）	码头前沿底标高	前沿停泊水域宽度	回旋水域尺度	回旋水域底标高
1#	10 万	311	7.0	90×30.5	-15.5m	65m	500m	-15.6m
2#	3 万	470		70×30.5	-13.5m	65m		-13.5m
3#	3 万					65m		
4#	1 万	348		55×30.5	-9.5m	65m		
5#	1 万			55×25.5		41m		
6#	5000	478	8.0	48×25.5	-8.0m	41m		-10.7m
7#	5000					41m		
8#	5000					41m		
9#	2 万	223	7.0	/	-11.7m	56m		
10#	5000	238	3.5~7.0	/	-8.0m	50m		
11#	工作船	140	4.0	/	-5.0 m			

②总平面布置

由于厂址确定选择在龙江河以西区域，因此，成品码头也布置在龙江河以西海域。

产品油码头布置于大南海新龙江河西侧海域，共布置东、南、西三条护岸，长度分别为 668.5m、102m、540m；从东护岸伸出东防波堤总长 2239m，分为北段、圆弧段和南两段，长度分别为 892.4m、114.2m 和 1232.4m；同时将距离西护岸约 800m 处的西拦沙堤（原环评已批复，300m），延长 1150m，形成总长 1450m 的西防波堤。

1#~8#泊位从外向内依次布置在东防波堤内：

1#泊位长 311m，顶标高为 7.0m，工作平台尺寸为 90m×30.5m，平台两侧共布置 6 个系缆墩，东侧端部的系缆墩和 2#泊位共用。

2#~8#泊位也为墩台式布置，7 个泊位总长 1295.5m，2#和 3#泊位为 3 万吨级泊位，两泊位长 470m，工作平台尺寸为 70m×30.5m；4#和 5#泊位为 1 万吨级泊位，两泊位长 350.5m，工作平台尺寸分别为为 55m×30.5m 和 55m×25.5m；6#~8#泊位为 5 千吨级泊位，泊位总长 475m，工作平台尺寸为 48m×25.5m。

1#~8#泊位之间以及和陆域的连接通过宽 10.5m 的引桥实现，引桥上除布置管廊通道外还布置人行和检修通道。9#和 10#泊位布置在南护岸延长线上，

泊位为连片式布置，总长 461m，顶标高为 7.0m，码头面宽为 30m。其中，9#泊位为2 万吨级通用泊位，长 223m；10#泊位为通用泊位兼施工期重件上岸泊位，长 238m，其中用于散货、集装箱及桅杆吊吊装重件运输船舶靠泊段长 144m，用于滚装上岸段及过渡段长 94m。重件上岸段中直接用于滚装上岸的靠船段长为 28m，顶标高为 3.5m，余下顶标高为 7.0m，重件滚装上岸坡道坡度为 2.5%、长度为 140m，该坡道垂直于滚装泊位布置。11#~13#泊位为 3 个工作船泊位，布置在突堤北侧，泊位长度 140m。

回旋水域布置 1#泊位前方，回旋水域直径 500m（2.0 倍设计船长），底标高-15.6m。10 万吨级和 5 万吨级泊位前沿 390m 范围内按船舶满载吃水需要进行疏浚，6#~10#泊位停泊水域与回旋水域间连接水域按-10.7m 疏浚。

进港航道分为两段，外段的方位角为 010°~190°，底宽为 220m，底标高为 -15.6m，长度为 4500m；内段的方位角为 034°~214°，长度为 730m，航道内段靠近防波堤堤头部分适当进行了扩大，以改善船舶进出港的通航环境。

产品码头总平面布置见图 8.1-20。

8.1.3.3.4. 装卸工艺

⑴作业天数

作业天数见表 8.1-54。

表 8.1-54 不同船型年作业天数

船型	作业天数（天）
10 万吨级油品泊位	335
3 万吨级油品泊位	340
1 万吨级油品泊位	315
5000 吨级油品泊位	300
2 万吨级通用泊位	315
5000 吨级通用泊位	310

⑵液体石油化工品装卸工艺方案

①装卸臂

本工程货种装卸船作业均采用装卸臂。各泊位装卸臂配置情况详见表 8.1-55。

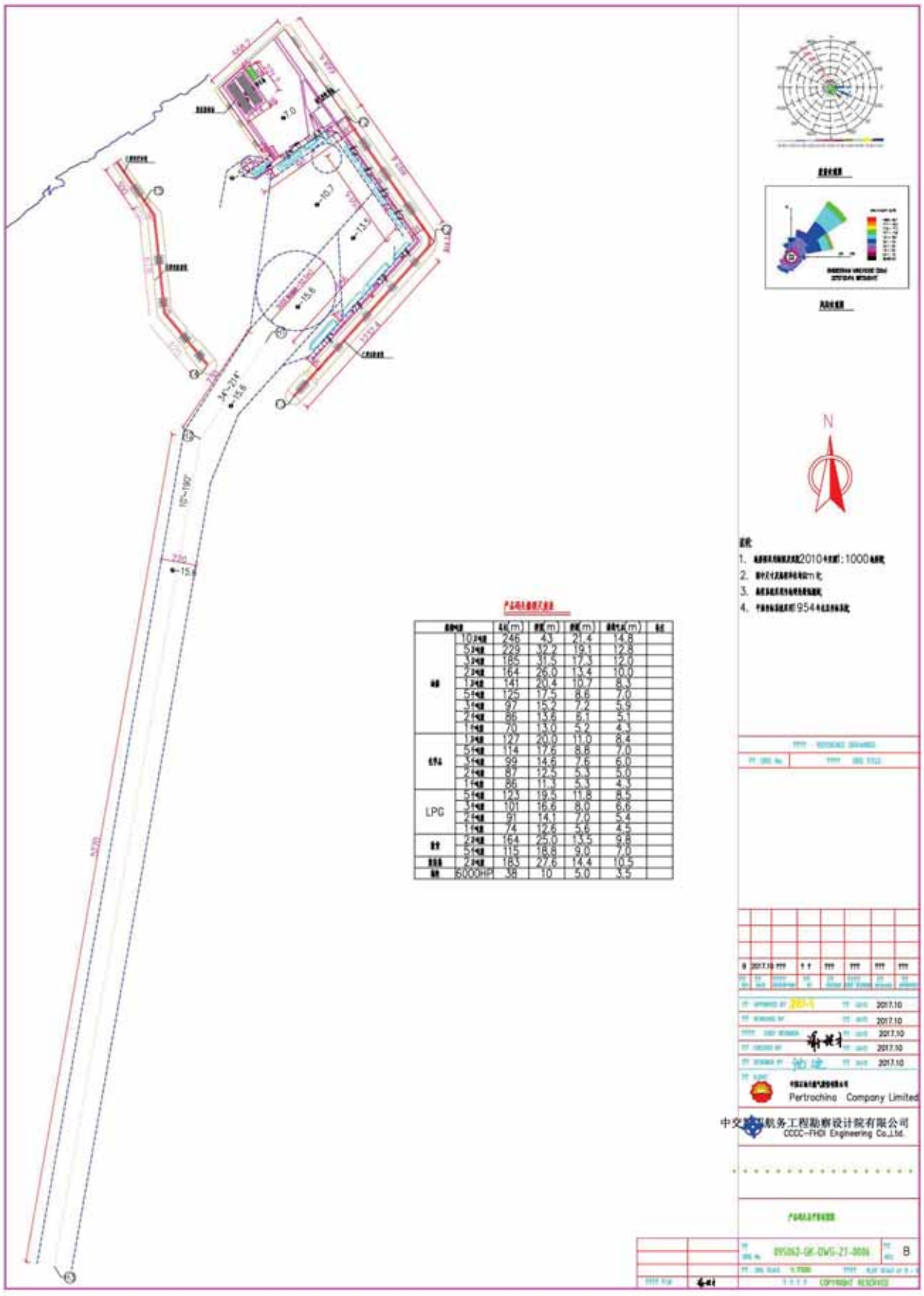


图 8.1-20　现阶段产品码头总平面布置图

表 8.1-55 装卸臂配置表

序号	泊位编号	泊位等级吨级	装卸货种	装卸臂规格	数量	备注
1	1#	100000	汽油	16”150lb	2	电液动，配 ERC
			柴油	16”150lb	2	电液动，配 ERC
			航煤	16”150lb	2	电液动，配 ERC
			油气	16”150lb	1	电液动，配 ERC
2	2#	30000	汽油	12”150lb	1	电液动
			柴油	12”150lb	1	电液动
			油气	12”150lb	1	电液动
3	3#	50000	汽油	12”150lb	1	电液动
			柴油	12”150lb	1	电液动
			对二甲苯	8”150lb	1	电液动
			液氨	8"/4" 150lb	1	电液动
			油气	12”150lb	1	电液动
4	4#	10000	汽油	12”150lb	1	电液动
			柴油	12”150lb	1	电液动
			航煤	12”150lb	1	电液动
			油气	12”150lb	1	电液动
5	5#	10000	汽油	12”150lb	1	电液动
			柴油	12”150lb	1	电液动
			沥青	12”300lb	1	电液动
			对二甲苯	8”150lb	1	电液动
			油气	12”300lb	1	电液动
6	6#	5000	对二甲苯	8”150lb	1	电液动
			沥青	8”300lb	1	电液动
			油气	8”300lb	1	电液动
7	7#	5000	丙酮	8”150lb	1	电液动
			苯、对二甲苯	8”300lb	1	电液动，配 ERC
			甲醇	8”150lb	1	电液动
			油气	8”300lb	1	电液动
8	8#	5000	柴油	8”150lb	1	电液动
			LPG	8”/4”300lb	1	电液动，配 ERC
			丁二烯	8”/4”300lb	1	电液动，配 ERC
			丙烯	8”/4”300lb	1	电液动，配 ERC

装卸臂采用国产设备，ERC 进口。装卸臂由制造厂装配绝缘法兰，配带声光报警系统。当船舶即将漂移超过允许范围，声光报警系统报警，提醒操作工人采取相应措施，避免事故发生。

②登船梯

为便于上下船舶，1#10 万吨级泊位及 3#5 万吨级泊位均设置 1 台登船梯，1#泊位登船梯适用船型范围为 1 万吨级~10 万吨船舶，3#泊位登船梯适用船型范围为 1 万吨级～5 万吨船舶。

③航煤过滤设施

本工程共配置 19 套航煤过滤设施，每套过滤设施包含 1 台 360m³/h 预过滤器和 1 台 360m³/h 过滤分离器。

航煤装船考虑未来 8 万吨级/10 万吨级远洋船舶，根据装船流量 1#泊位需配置 16 套航煤过滤设施，3#泊位需配置 3 套航煤过滤设施。每套过滤设施包含 1 台 360m³/h 预过滤器和 1 台 360m³/h 过滤分离器。

④装卸主管配置

各品种各牌号油品化工品装卸船主管专管专用，各货种装卸主管配置如下：

汽油：配置 4 根主管用于汽油装船，其中 2 根 DN600 和 2 根 DN500，其中 1 根 DN500 的主管兼顾轻石脑油装船；

柴油：配置 3 根主管用于柴油装船，其中 2 根 DN600 和 1 根 DN500，其中 1 根 DN500 的主管兼顾抽余油装船；

航煤：配置 1 根 DN800 的主管用于航煤装船；

对二甲苯：配置 1 根 DN500 的主管用于对二甲苯装船；

苯、甲醇、丙酮：各配置 1 根 DN300 的装船主管；

沥青：配置 2 根 DN350 的装船主管；

LPG、丙烯：配置 1 根 DN300 的装船主管和 1 根 DN150 的气相平衡管。

苯乙烯：配置 1 根 DN300 的装船主管和 1 根 DN80 的维温循环管。

液氨：配置 1 根 DN300 的卸船主管。

氮气、蒸汽：氮气、蒸汽各配置 1 根 DN100 的主管，气源均由后方厂区提供。

汽油/航煤油气管道、苯/对二甲苯/丙酮气相管道、沥青气相管道、苯乙烯气相管道：配置 1 根 DN500 的主管用于汽油/航煤油气回收；配置 1 根 DN350 的主管用于苯/对二甲苯/丙酮油气回收；配置 1 根 DN250 的主管用于沥青油气回收；配置 1 根 DN200 的主管用于苯乙烯油气回收。

⑤DN450 及以下管道选用无缝钢管，除液氨管道材质为 16MnDG，其余管

道材质为 20#；DN450 以上管道选用直缝钢管，管道材质为 L245。

⑥管道热应力补偿

DN400 及以上管廊管道采用直管压力平衡补偿器补偿或管道自然弯曲补偿，DN400 以下管道采用人工空间 Π 型补偿或管道自然弯曲补偿；

⑦管道除锈防腐

管道表面采用喷射或抛射除锈。

苯、对二甲苯及其气相保温管道油漆选用改性环氧树脂漆（共 2 道，每道干膜厚 δ≥100um）；蒸汽、沥青及其气相保温管道油漆选用环氧酚醛树脂底漆（1 道，每道干膜厚 δ≥100um），环氧酚醛树脂中间漆（1 道，每道干膜厚 δ≥100um）；液氨、苯乙烯、丁二烯及其气相保冷管道选用改性环氧树脂漆（1 道，每道干膜厚 δ≥150um）；其他非保温管道油漆选用环氧富锌底漆（1 道，每道干膜厚 δ≥60um）、环氧云母氧化铁中间底漆（共 2 道，每道干膜厚 δ≥140um）、各色脂肪族丙烯酸聚氨酯面漆（1 道，每道干膜厚 δ≥60um）。

⑧管道保温/保冷

本工程液氨及其气相和保冷循环管道、苯乙烯及其气相和保冷循环管道、丁二烯及其气相和保冷循环管道保冷选用阻燃性泡沫聚氨酯管壳，蒸汽管道、沥青气相管道保温选用离心玻璃棉管壳，沥青、对二甲苯及其气相管道保温选用离心玻璃棉毡。保护层均选用 0.6mm 铝合金。

⑨ 其他

A：管道上远传压力表、温度计具有现场显示功能，可就地检测油品的压力和温度。

B：码头工作平台装卸臂后侧设电动切断阀，事故时关断；引桥根部设电液动切断阀，常开，事故时关断；

C：利用各泊位前沿的电动闸阀做调节阀，用于汽油、柴油、航煤和对二甲苯装船时的流量调节，避免出现“偏流”现象；

D：从后方引氮气、蒸汽到码头前沿，用于码头阀区扫线、检漏；

E:沥青、对二甲苯管道均采用集肤效应电伴热并保温，集肤伴热供电由后方厂区提供。

F：油气回收

a:本工程汽油、航煤、苯、对二甲苯、丙酮、苯乙烯、沥青装船均考虑油

气回收系统。

b：油气回收系统包含船岸连接安全界面、油气回收收集系统（含气相回收臂、管道、阀门、风机等）、油气回收处理装置。

c：汽油、航煤共用 1 套油气回收装置，苯、对二甲苯和丙酮共用 1 套油气回收装置，苯乙烯、沥青各设置 1 套油气回收装置。各泊位油气回收臂设置详见“装卸臂配置表”。

d：船岸连接安全界面共设置 12 套，其中 1#、2#、4#泊位各设置 1 套船岸连接安全界面，分别用于汽油/航煤油气回收；3#泊位设置 2 套船岸连接安全界面，分别用于汽油/航煤、对二甲苯油气回收；5#泊位设置 3 套船岸连接安全界面，分别用于汽油、对二甲苯、沥青油气回收；6#泊位设置 2 套船岸连接安全界面，分别用于对二甲苯、沥青油气回收；7#泊位设置 2 套船岸连接安全界面，分别用于苯/对二甲苯/丙酮、苯乙烯油气回收。

⑩设备维修依托后方库区。

⑶液体主要装卸工艺流程

本工程装卸工艺流程见工艺流程图。

①甲醇、液氨卸船

甲醇卸船：（船舶货舱→船舶货泵）→装卸臂→码头平台阀区、流量计→引桥/引堤管廊管线→引堤根部切断阀→（设计分界线→陆域管线→库区储罐）。

液氨卸船：液相：（船舶货舱→船舶货泵）→装卸臂液相管→码头平台阀区→引桥/引堤管廊管线→引堤根部切断阀→（设计分界线→陆域管线→库区储罐）。

气相：（储罐→陆域管线→设计分界线）→引堤根部切断阀→引桥/引堤管廊管线→码头平台阀区→装卸臂气相管→（船舶货舱）。

②成品油、化工品装船（括号内的内容为非本工程设计内容）

（储罐→装船泵→陆域管线→设计分界线）→引堤根部切断阀→引桥/引堤管廊管线→码头平台阀区、流量计→装卸臂/软管→（船舶货舱）。

③液化烃装船

液相：（储罐→装船泵→陆域管线→设计分界线）→引堤根部切断阀→引桥/引堤管廊管线→码头平台阀区、流量计→装卸臂→（船舶货舱）。

气相：（船舶货舱）→装卸臂气相管→码头平台阀区、流量计→引桥/引堤管廊管线→引堤根部切断阀→（设计分界线→陆域管线→库区储罐）。

④扫线

A：装卸臂和阀区

a：成品油、化工品

外臂：先打开臂顶真空阀，让外臂内油品→（船舶货舱）。

内臂和阀区：操作扫线泵，内臂和阀区内油品→泵吸入管→泵→泵出口管→相应阀后的装卸主管。

b：液化烃（LPG、丙烯）、液氨

液化烃/液氨装卸完毕后，利用液化烃/液氨气相将液相扫向船舱。

c：苯乙烯

装卸完毕后，利用氮气将其扫向船舱。

B：干管

a：油品

汽油、柴油和航煤干管扫线用饮用水从码头向库区顶线，沥青管道用热水顶挤，扫线产生污水由库区处理。

b：化工品

化工品干管扫线时，利用氮气将管内介质扫向库区。

c：LPG

LPG 干管扫线时，利用高压氮气将管内介质扫向库区。

⑷固体产品装卸工艺方案

①2 万吨级通用码头

桥式抓斗卸船机卸船和多用途门机，水平运输采用皮带机。

②5 千吨级通用码头

5 千吨级散货码头前沿装卸作业采用移动式装船机和多用途门机，水平运输采用皮带机。

③重件

采用滚装+桅杆吊方案，即大型重件采用滚装方式上岸，一般重件采用桅杆吊装方式上岸。水平运输考虑用重件平板运输车。

④PE、聚丙烯、ABS 集装箱出运

考虑利用 9#、10#码头兼顾集装箱船靠泊装船，码头前沿装船作业采用 45t 多用途门机，水平运输采用集装箱拖挂车。

⑸固体产品装卸工艺流程

①煤炭

散货船→后方堆场：散货船→桥式抓斗卸船机→皮带机→前方转运站→{后方皮带机→后方筒仓}

②硫磺

后方筒仓→散货船：{后方筒仓 → 后方皮带机} →前方转运站→前沿皮带机→ 装船机→散货船

③重件设备

大型重件：大型重件→重件平板车→滚装上岸→后方施工现场

一般重件：一般重件→桅杆吊→重件平板车→后方施工现场

④PE、聚丙烯、ABS

{成品仓库装车站台}→集装箱拖挂车→轨道龙门吊→集装箱中转堆场→轨道龙门吊→集装箱拖挂车→多用途门机→集装箱船

⑹主要装卸设备和管线

①装卸船主要管线配置

装卸船主要管线配置见表 8.1-56。

表 8.1-56　　液体产品码头装卸船效率及干管表

输送介质	介质流向	装卸船时效 t/h	干管公称直径 mm	材质	工作压力 MPa	工作温度 ℃	设计压力 MPa	设计温度 ℃	备注
汽油	装船	2800	DN600	L245	1.0	a.m	1.48	60	共 2 根
		2000	DN500	L245	1.0	a.m	1.48	60	共 2 根
柴油	装船	2800	DN600	L245	1.0	a.m	1.48	60	共 2 根
		2000	DN500	L245	1.0	a.m	1.48	60	1 根
航煤	装船	4260	DN800	L245	1.0	a.m	1.48	60	1 根
沥青	装船	400	DN350	20#	1.0	160~170	2.0	180	共 2 根
对二甲苯	装船	1500	DN500	L245	1.0	20	1.48	60	1 根
苯	装船	500	DN300	20#	1.0	a.m	1.48	60	1 根 GB9948
甲醇	卸船	400	DN300	20#	1.0	60	1.48	60	1 根

输送介质	介质流向	装卸船时效 t/h	干管公称直径 mm	材质	工作压力 MPa	工作温度 ℃	设计压力 MPa	设计温度 ℃	备注
液氨	卸船	400	DN300	16Mn DG	1.0	-35	1.48	-40/60	1 根
丙酮	装船	400	DN300	20#	1.0	60	1.48	60	1 根
苯乙烯	装船	400	DN300	20#	1.0	＜13	1.48	60	1 根
苯乙烯循环管	从库区来到码头	20	DN80	20#	1.0	＜13	1.48	60	1 根
丙烯	装船	400	DN300	20#	2.6	a.m	3.0	60	1 根
丙烯气相	回库区	/	DN150	20#	2.6	a.m	3.0	60	1 根
液化气	装船	400	DN300	20#	2.2	a.m	2.8	60	1 根
液化气气相	回库区	/	DN150	20#	2.2	a.m	1.77	60	1 根
氮气	从库区来	800Nm³/h	DN100	20#	0.8	a.m	1.0	60	1 根
蒸汽	从库区来	1t/h	DN100	20#	0.8	180	1.0	180	1 根
汽油/航煤油气	从码头到油气回收处理装置	1.25×（2800+800）=4500	DN500	L245	＜0.013	a.m	1.0	60	1 根
苯、对二甲苯、丙酮油气		1.25×1500=1875	DN350	20#	＜0.013	20	1.0	60	1 根
沥青油气		1.25×800=1000	DN250	20#	＜0.013	160~170	1.0	170	1 根
苯乙烯油气		1.25×400=500	DN200	20#	＜0.013	a.m	1.0	60	1 根

②主要装卸设备配置

主要装卸设备配置见表 8.1-57 及表 8.1-58。

⑹主要经济技术指标表

主要经济技术指标见表 8.1-59 及表 8.1-60。

表 8.1-57 **产品码头主要装卸设备表**

序号	名称，型号与规格	单位	数量	备注
1	电液动装卸臂 16”150lb CS	台	7	配进口 ERC
2	电液动装卸臂 12”150lb CS	台	12	
3	电液动装卸臂 12”300lb CS	台	2	

4	电液动装卸臂 8”150lb CS	台	6	
5	电液动装卸臂 8”300lb CS	台	4	
6	电液动装卸臂 8”/4”300lb CS	台	3	配进口 ERC
7	电液动装卸臂 8”/4”150lb LCB	台	1	
8	登船梯 1 万~10 万吨级	台	1	1#泊位
9	登船梯 1 万~5 万吨级	台	1	3#泊位
10	航煤过滤器（含 1 台 360m³ /h 预过滤器和 1 台 360m³ /h 过滤分离器 ）	套	19	

表 8.1-58 固体产品码头主要装卸设备表

序号	名称	型号与规格	单位	数量	备注
1	移动式装船机	轨距 10.5m，1000t/h	台	1	
2	桥式抓斗卸船机	轨距 10.5m,外伸 25m，7500t/h	台	2	方案一
	螺旋式卸船机	轨距 10.5m,外伸 25m，1000t/h	台	1	方案二
3	皮带机	B=1.4 m,V=2.5m/s,额定能力 Q=1500t/h	m	230	9#泊位
	皮带机	B=1.2 m,V=2.5m/s,额定能力 Q=1000t/h	m	150	10#泊位
4	清舱机	90HP	台	3	
5	除铁器	B=1.4m/B=1.2m	台	1	各一台
6	皮带秤	B=1.4m/B=1.2m	台	1	各一台
7	链码校验装置	B=1.4m/B=1.2m	台	1	各一台
8	牵引车	Q25	台	1	
9	平板车	20t	台	1	
10	多用途门机	轨距 10.5m，幅度 38m，起重量 45t	台	2	
11	桅杆吊	起重 500t	台	1	租用

表 8.1-59 **成品油、化工品泊位主要经济技术指标表**

序号	**项目**		**单位**	**数量（正常工况）**	**备注**
1	计划任务量	1# 10 万吨级泊位	万吨/年	430	
		2# 3 万吨级泊位		116.01	
		3# 5 万吨级泊位		206.08	
		4# 1 万吨级泊位		86.73	
		5# 1 万吨级泊位		105	
		6# 5000 吨级泊位		93.88	
		7# 5000 吨级泊位		79.26	
		8# 5000 吨级泊位		49.17	
2	设计通过能力	1# 10 万吨级泊位	万吨/年	725	
		2# 3 万吨级泊位		250	

		3# 5 万吨级泊位		350	
		4# 1 万吨级泊位		100	
		5# 1 万吨级泊位		105	
		6# 5000 吨级泊位		95	
		7# 5000 吨级泊位		87	
		8# 5000 吨级泊位		100	
3	船舶在港停靠时间	10 万吨级（油船）	小时	32	净装船时间 25h
		8 万吨级（油船）		27	净装船时间 20h
		5 万吨级（油船）		23	净装船时间 16h
		3 万吨级（油船）		22	净装船时间 15h
		2 万吨级（油船）		20	净装船时间 14h
		1 万吨级（油船）		17.5	净装船时间 12.5h
		5000 吨级（油船）		13.5	净装船时间 8.5h
		5 万吨级（液氨船）		32	净卸船时间 25h
		3 万吨级（液氨船）		27	净卸船时间 20h
		2 万吨级（液氨船）		22	净卸船时间 16h
		1 万吨级（液氨船）		1.75	净卸船时间 12.5h
		2 万吨级（化工品船）		26	净装船时间 20h
		1 万吨级（化工品船）		15	净装船时间 20h
		5000 吨级（化工品船）		14	净装船时间 10h
4	设计泊位利用率		%	60	
5	装卸工人		个	32	三班制

表 8.1-60 **固体产品泊位主要经济技术指标表**

序号	项目		单位	数量	备注
1	计划任务量	2 万吨级泊位	万吨/年	54	煤炭
		5000 吨泊位		39.89	硫磺
		5000 吨级泊位或 2 万吨级泊位		72.38/8.5 万 TEU	PE、聚丙烯、ABS
2	设计通过能力	2 万吨级泊位	万吨/年	66.15	煤炭
		5000 吨泊位		62.42	硫磺
		5000 吨级泊位或 2 万吨级泊位		81/9 万 TEU	PE、聚丙烯、ABS
3	设计泊位利用率		%	55	
4	装卸工人		人	77	

8.1.3.3.5. 水工建筑物

见附图。

⑴码头泊位

①10 万吨级码头（**1#**泊位）结构方案

10 万吨级码头工作平台共 1 座，顶面标高为 7.0m，平面尺寸为 90m×30.5m。系缆墩共 6 座（其中 1 座系缆墩与 2#泊位共用），顶面标高为 7.0m，平面尺寸 13m×10m。

工作平台及系缆墩的桩基均采用 Φ1000mm，壁厚 18mm（水位变动区、浪溅区壁厚 20mm）钢管桩。钢管桩的承载力主要由桩尖阻力和桩周阻力组成，桩端持力层为强风化岩层，钢管桩底标高约-31.0m~-37.0m。

工作平台标准排架间距为 7.25m，每个排架布置 6 根桩，1 对 3:1 的半叉桩，1 对 3:1 的叉桩，2 根单直桩，码头上部为标准梁板结构。系缆墩每个墩台布置 9 根桩，墩台为现浇混凝土结构。

码头工作平台兼系靠船，设 SC1450 两鼓一板标准反力橡胶护舷，间隔排架布置，码头前沿布置 2 套一柱双钩 1000kN 快速解缆钩。每座系缆墩布置 1 套柱双钩 1000kN 快速解缆钩。

②其它液体散货泊位结构方案

A：3 万吨级码头（2#、3#泊位）

3 万吨级码头工作平台共计 2 座，顶面标高为 7.0m，平面尺寸各为 70m×30.5m，系缆墩共 6 座（其中 1 座系缆墩与 4#泊位共用），顶面标高为 7.0m，平面尺寸为 13m×10m。

工作平台及系缆墩桩基均采用 Φ1000mmPHC 桩，PHC 桩的承载力主要由桩尖阻力和桩周阻力组成，桩端持力层为砂混卵石层，PHC 桩靴长 1m，桩底标高约-30.0m~-36.0m。

工作平台标准排架间距为7.5m，每个排架布置6根桩，1对4:1的半叉桩，1 对 4:1 的叉桩，2 根单直桩。码头上部为标准梁板结构。

系缆结构不再是单独的墩体，而是与引桥结构一体，利用排架结构的横梁布置系缆设施，并设置两条纵梁增加纵向水平力传递。布置系缆设施的横梁下桩基础同引桥相同，采用 Φ1000mmPHC 桩，根据结构及受力要求，布置快速

脱缆钩的横梁设置一对叉桩，3 根单直桩。

码头工作平台兼系靠船，设 SC1150 两鼓一板标准反力橡胶护舷，间隔排架布置，码头前沿布置 2 套一柱双钩 750kN 快速解缆钩。每座系缆墩布置 1 套一柱双钩 750kN 快速解缆钩。

B：1 万吨级码头（4#泊位）

1 万吨级码头工作平台共计 1 座，顶面标高为 7.0m，平面尺寸为 55m×30.5m，系缆墩共 3 座，顶面标高为 7.0m，平面尺寸为 13m×6m。

工作平台及系缆墩桩基均采用 Φ1000mmPHC 桩，PHC 桩的承载力主要由桩尖阻力和桩周阻力组成，桩端持力层为砂混卵石层，PHC 桩靴长 1m，桩底标高约-30.0m~-36.0m。

工作平台标准排架间距为 7.5m，每个排架布置 6 根桩，1 对 4:1 的半叉桩，1 对 4:1 的叉桩，2 根单直桩。码头上部为标准梁板结构。

系缆结构不再是单独的墩体，而是与引桥结构一体，利用排架结构的横梁布置系缆设施，并设置两条纵梁增加纵向水平力传递。布置系缆设施的横梁下桩基础同引桥相同，采用 Φ1000mmPHC 桩，根据结构及受力要求，布置系船柱的横梁设置一对叉桩，2 根单直桩。

码头工作平台兼系靠船，设 SC1000 两鼓一板标准反力橡胶护舷，间隔排架布置，码头前沿布置 650kN 系船柱。每座系缆墩布置 1 套 650kN 系船柱。

C：1 万吨级码头（5#泊位）

1 万吨级码头工作平台共计 1 座，顶面标高为 7.0m，平面尺寸为 55m×25.5m，系缆墩共 3 座，顶面标高为 7.0m，平面尺寸为 13m×6m。

工作平台及系缆墩桩基均采用 Φ1000mmPHC 桩，PHC 桩的承载力主要由桩尖阻力和桩周阻力组成，桩端持力层为砂混卵石层，PHC 桩靴长 1m，桩底标高约-30.0m~-36.0m。

工作平台标准排架间距为 7.5m，每个排架布置 6 根桩，1 对 4:1 的半叉桩，1 对 4:1 的叉桩，2 根单直桩。码头上部为标准梁板结构。

系缆结构不再是单独的墩体，而是与引桥结构一体，利用排架结构的横梁布置系缆设施，并设置两条纵梁增加纵向水平力传递。布置系缆设施的横梁下桩基础同引桥相同，采用 Φ1000mmPHC 桩，根据结构及受力要求，布置系船

柱的横梁设置一对叉桩，2 根单直桩。

码头工作平台兼系靠船，设 SC1000 鼓一板标准反力橡胶护舷，间隔排架布置，码头前沿布置 650kN 系船柱。每座系缆墩布置 1 套 650kN 系船柱。

D：5000 吨级码头（6#、7#、8#泊位）

5000 吨级码头工作平台共计 3 座，顶面标高为 8.0m，平面尺寸为 48m×25.5m，系缆墩共 10 座（其中 1 座与 5#泊位共用系缆墩，2 座为 6#、7#、8#泊位之间共用），顶面标高为 8.0m，平面尺寸为 13m×6m（共用系缆墩平面尺寸为 13m×10m）。

工作平台及系缆墩桩基均采用 Φ1000mmPHC 桩，PHC 桩的承载力主要由桩尖阻力和桩周阻力组成，桩端持力层为砂混卵石层，PHC 桩靴长 1m，桩底标高约-32.0m~-37.0m。

工作平台标准排架间距为 7.5m，每个排架布置 6 根桩，1 对 4:1 的半叉桩，1 对 4:1 的叉桩，2 根单直桩。码头上部为标准梁板结构。

系缆墩每个墩台布置 8 根桩（共用系缆墩每个墩台布置 9 根桩），墩台为现浇混凝土结构。

码头工作平台兼系靠船，设 DA-A500H 橡胶护舷，每个排架布置一组，码头前沿布置 450KN 系船柱。每座系缆墩布置 1 套 450kN 系船柱。

③辅助平台结构方案

辅助平台共计 2 座，1#平台平面尺寸为 33m×13m，平台顶面标高 7.0m；2#平台平面尺寸为 33m×13m ，平台顶面标高 8.0m。

辅助平台桩基采用 Φ1000mmPHC 桩，PHC 桩的承载力主要由桩尖阻力和桩周阻力组成，桩端持力层为粗砾砂层，PHC 桩靴长 1m，桩底标高约 -30.0m~-35.0m。

1#平台布置 9 根桩，2#平台布置 16 根桩，平台为现浇混凝土结构。

④消防平台结构方案

消防平台共计 1 座，平面尺寸为 30m×20，平台顶面标高 7.0m，为现浇混凝土结构；桩基采用Φ1200mm 灌注桩，共布置 24 根桩，桩底标高约-37.0m。

⑤引桥结构方案

引桥顶面标高为 7.0~8.0m，宽为 10.5m。引桥桩基均采用 Φ1000mmPHC

桩，PHC 桩的承载力主要由桩尖阻力和桩周阻力组成，桩端持力层为粗砂层，PHC 桩靴长 1m，桩底标高约-24.0m~-36.0m。

引桥排架间距分别为 8.0m、9.0m、10m、12.0m 共 4 种，标准排架布置 3 根桩，一对 4:1 的叉桩，1 根单直桩，引桥上部为预应力 T 型梁结构。

⑥2 万吨级通用码头（9#泊位）结构方案

2 万吨级通用码头顶面标高为 7.0m；为沉箱重力式结构岸壁码头，沉箱基础为抛石基床，抛石基床厚约 4.0m，持力层为中粗砂层。单个沉箱平面尺寸为 12.35×6.0m，沉箱单件重量约为 492t，沉箱内回填砂石料。沉箱为预制钢筋混凝土结构。

2 万吨级通用码头系靠泊设施采用 SC1150 两鼓一板标准反力橡胶护舷和 750KN 系船柱。

⑦5000 吨级通用码头兼重件上岸泊位（10#泊位）结构方案

5000 吨级通用码头顶面标高为 7.0m；为沉箱重力式结构岸壁码头，沉箱基础为抛石基床，抛石基床厚约 3.0m，抛石基床以下部分为换填砂层，换填砂层厚约 3.0m~5.0m，持力层为粗砂层。单个沉箱平面尺寸为 13.2×6.3m，沉箱单件重量约为 480t。沉箱内回填砂石料。沉箱为预制钢筋混凝土结构。

5000 吨级散货码头系靠泊设施采用 DA-A500H 橡胶护舷和 450KN 系船。

⑧工作船结构方案

工作船码头顶面标高为 7.0m；为沉箱重力式结构岸壁码头，沉箱基础为抛石基床，抛石基床厚约 4.0m，持力层为中粗砂层。单个沉箱平面尺寸为 2.9×6.3m，

沉箱单件重量约为 482t，沉箱内回填砂石料。沉箱为预制钢筋混凝土结构。工作船码头系靠泊设施采用 DA-A500H 橡胶护舷和 450KN 系船柱。

⑵防波堤

为双环抱掩护式码头，东、西两侧各布置一条接岸防波堤。

防波堤自岸向海侧伸至天然水深约-11m 水域。根据工程地点的地质条件，该区上覆土层多为砂性土及粉质粘性土，岩面埋深约在-30.0m 标高。由于上覆土层均为砂层，且原泥面水深较浅，拟采用斜坡堤结构。

防波堤为斜坡式抛石堤结构，按满足陆上推填斜坡式抛石堤的施工要求，取堤心石顶标高约 2.9m，堤心石顶宽不少于 7.0m。根据波浪条件，堤头采用 18t 扭王字块护面，边坡为 1:1.5，堤身采用 15t 扭王字块护面；边坡为 3:4。防波堤顶高程根据护面块体和垫层块石厚度变化。

⑶护岸结构

产品码头方案位于龙江河西侧，护岸位置天然水深约+3m~-5m 水域。根据工程地点的地质条件，该区上覆土层多为砂性土及粉质粘性土，岩面埋深约在 -18.0m 高。由于上覆土层均为砂层，且原泥面水深较浅，拟采用斜坡式抛石堤结构。

护岸为带挡浪墙的斜坡式抛石堤结构，L 型挡浪墙顶高程为 7.5m，后方陆域顶高程为 7.0m。根据外侧波浪条件，东、南护岸外坡采用 7t 扭王字块护面，堤身边坡 3:4，护底采用 400~600kg 块石；西护岸外坡采用 4t 扭王字块护面，堤身边坡 3:4，护底采用 200~400kg 块石。

⑷拦沙堤结构

东拦砂堤位于陆域东侧，堤头位于天然水深约-3m 水域。根据工程地点的地质条件，岩面埋深浅，上覆土层均为砂层，且原泥面水深较浅，拟采用斜坡式抛石堤结构。

拦砂堤堤心石顶高程约为 2.80m，根据波浪条件，护面采用 7t 扭王字块护面，堤头边坡 1:1.5，堤身边坡 3:4，护底采用 400~600kg 块石。

⑸防腐设计

①钢管桩防腐设计方案

产品码头钢管桩的防腐设计同原油码头，只是阳极块的重量随保护面面积而改变。

②PHC 桩防腐设计方案

产品码头 PHC 桩的防腐设计考虑在浪溅区、水位变动区、水下区、泥下区桩周表面喷涂混凝土防腐涂层。

③钢筋混凝土梁板防腐设计方案

为确保梁板结构的使用年限，在梁板浇筑完毕后，在其受浪的底面、侧面喷涂混凝土防腐涂层。

⑹产品码头结构方案与平面尺度

产品码头结构方案与平面尺度见表 8.1-61 和表 8.1-62。

表 8.1-61　　产品码头结构方案

平面项目		结构方案
10 万吨级成品油码头结构	工作平台	桩基梁板排架结构，桩基为钢管桩
	系缆墩	高桩墩台，桩基为钢管桩
3 万吨级成品油码头结构	工作平台	桩基梁板排架结构，桩基为带钢桩靴的 PHC 桩
	系缆墩	排架结构，桩基为带钢桩靴的 PHC 桩
1 万吨级成品油码头结构	工作平台	桩基梁板排架结构，桩基为带钢桩靴的 PHC 桩
	系缆墩	排架结构，桩基为带钢桩靴的 PHC 桩
5000 吨级成品油码头结构	工作平台	桩基梁板排架结构，桩基为带钢桩靴的 PHC 桩
	系缆墩	高桩墩台，桩基为带钢桩靴的 PHC 桩
引桥结构		桩基梁板排架结构，桩基为带钢桩靴的 PHC 桩
2 万吨级通用产品码头		方沉箱重力式结构
5000 吨级通用产品码头		方沉箱重力式结构
工作船码头		方沉箱重力式结构
防波堤		带扭王字块体护面的斜坡式抛石堤结构
拦沙堤		带扭王字块体护面的斜坡式抛石堤结构
护岸		带扭王字块体护面的斜坡式抛石堤结构

表 8.1-62　　产品码头水工建筑平面尺度

项目	数值	数量	备注
10 万吨级泊位（1#）	泊位个数（个）	1	码头面高程 7.0m
	工作平台（m）	90×30.5	
	系缆墩（m）	13×10	
3 万吨级泊位（2#、3#）	泊位个数（个）	2	码头面高程 7.0m
	工作平台（m）	70×30.5	
1 万吨级泊位（4#）	泊位个数（个）	1	码头面高程 7.0m
	工作平台（m）	55×30.5	
1 万吨级泊位（5#）	泊位个数（个）	1	码头面高程 7.0m
	工作平台（m）	55×25.5	
5 千吨级码头（6#、7#、8#）	泊位个数（个）	3	码头面高程 8.0m
	工作平台（m）	48×25.5	
	系缆墩（m）	13×6（13×10）	

引桥（m）		10.5	顶高程 7.0~8.0m
2 万吨级通用船品码头（9#）	泊位个数（个）	1	码头面高程 7.0m
	泊位长度（m）	223	
5000 吨级通用码头（10#）	泊位个数（个）	1	码头面高程 7.0m
	泊位长度（m）	238	
工作船码头	泊位个数（个）	3	码头面高程 4.0m
	泊位长度（m）	140	
辅助平台（1#）	平台个数（个）	1	码头面高程 7.0m
	平面尺度（m）	14×14	
辅助平台（2#）	平台个数（个）	1	码头面高程 8.0m
	平面尺度（m）	20×19	
防波堤	东防波堤（m）	2239	顶高程 6.94~7.2m
	西防波堤（m）	1227.7	顶高程 6.94~7.2m
拦沙堤			
	西拦沙堤（m）	300	顶高程 6.07m
护岸（m）		1365.5	挡墙顶高程 7.5m
护坡（m）		558.2	顶高程 7.0m

8.1.3.3.6. 配套工程

⑴供电及照明

①供电

码头电源引自后方库区或厂区。供电电压 10kV，采用双电源供电。

成品油码头主要用电负荷为：电伴热、快速解缆装置、装卸臂、登船梯、油泵、电动阀门、污水泵、消防设备、控制系统、照明用电、维修电源，供电电压为 380V。产品码头中的散货泊位及杂货泊位主要用电负荷为：装船机、门机、皮带机、控制系统、照明用电、维修电源，供电电压为 380V。其中消防设备主要包括：消防泵、消防炮及消防炮电动阀门。

在成品油码头#1 工作楼二层设 SS9080/1 变电所，内设 2 台 400kVA，10/0.4kV 干式变压器、14 台抽出式低压配电柜和 2 台补偿电容器柜。SS9080/1 变电所供#1、#2、#3、#4 成品油码头、#1 工作楼、靠海侧引桥照明、检修设备用电。SS9080/1 变电所 10kV 电源回路经电缆由厂区引入，10kV 电源电缆经负荷开关后接至变压器。SS9080/1 变电所 0.4kV 接线采用单母线分段放射式接线方式。SS9080/1 变电所内设变压器及低压配电室（不设 10kV 配电室）。

在成品油码头#2 工作楼二层设 SS9080/2 变电所，内设 2 台 400kVA，

10/0.4kV 干式变压器、12 台抽出式低压配电柜和 2 台补偿电容器柜。SS9080/2 变电所供#5、#6、#7、#8 成品油码头、#2 工作楼、靠陆侧引桥及引堤照明、检修设备用电。SS9080/2 变电所 10kV 双重电源回路经电缆由厂区引入，10kV 电源电缆经负荷开关后接至变压器。SS9080/2 变电所 0.4kV 接线采用单母线分段放射式接线方式。SS9080/2 变电所内设变压器及低压配电室（不设 10kV 配电室）。

在通用码头处设 SS9080/3 变电所，内设 2 台 1250kVA，10/0.4 kV 干式变压器、15 台抽出式低压配电柜和 2 台补偿电容器柜。SS9080/3 变电所供通用码头、工作船码头电力及照明、检修设备、油气回收系统等用电。SS9080/3 变电所 10kV 电源回路经电缆由厂区引入，10kV 电源电缆经负荷开关后接至变压器。SS9080/3 变电所 0.4kV 接线采用单母线分段放射式接线方式。SS9080/3 变电所内设变压器及 380V 配电室（不设 10kV 配电室）。另外，在 SS9080/3 变电所内设置 2 套船舶岸基供电系统，1 套为 20,000DWT 散货船或 20,000DWT 集装箱船靠泊时提供岸电电源，容量为 800KVA；另一套为 5,000DWT 散货船靠泊时提供岸电电源，容量为 250KVA。

②照明

成品油码头工作平台照明采用设在消防炮塔及登船梯上的 400W 金卤灯防爆泛光灯，平均照度不低于 50lx。

通用泊位照明采用 30 米升降式高杆灯，平均照度不低于 10lx。

变电所、中控室等地方室内照明采用荧光灯。

消防水泵房等地方室内照明采用防水防尘灯。

在变电所、中控室、消防水泵房设置自带蓄电池的应急照明灯具。

⑵仪表与自动控制

本工程设计分界线在产品码头引堤根部。设计内容包括产品码头及引桥范围内的自动控制及火灾报警系统。

对调整的油品及化工品码头控制系统需依然对油品码头及引桥部分的电动阀门及气动阀门等流程设备进行远程遥控和状态的集中监控。电液动装载臂左右、上下、前后位置的检测、监控和超限报警。管道压力、温度及流量的自动检测；可燃气体及有毒气体浓度的自动检测及报警。

通用码头控制系统对散货码头卸船机，皮带机，皮带秤，链码校验装置，除铁器等流程设备进行远程遥控和状态的集中监控。

在 2#工作楼设油品码头控制室（PCR9080），内设冗余 UPS 电源、冗余直流电源、DCS 控制系统、4 台监控电脑及 1 台工程师站等；码头控制室对 5#~8#泊位进行数据采集及控制，并对油品码头进行上位监控。在 1#工作楼设油品码头现场机柜室（FAR9080/1），内设冗余 UPS 电源、冗余直流电源、DCS 控制系统等；油品码头现场机柜室（FAR9080/1）对 1#~4#泊位进行数据采集及控制，并与油品码头控制室通信。在引桥根部设室外现场机柜（FAR9080/2），内设冗余 UPS 电源、冗余直流电源、远程 I/O 站等；现场机柜（FAR9080/2）对引桥根部进行数据采集及控制，并与油品码头控制室通信。

通用码头皮带系统与厂区输送系统是一个整体，控制室设在厂区。在码头变电所设现场 IO 控制站，对码头部分流程设备进行信号采集及控制，并与厂区控制系统通信，由厂区输煤系统进行统一控制与管理。

⑶给排水

①给水

A：水源

由库厂区供给。

B：水量

码头用水包括船舶用水、码头工作楼生活用水等。其中， 产品码头最大日用水量为 506m^3，最大时用水量为 170m^3。供水压力 0.40MPa，供水管径 DN200。

C：码头供水方式采用船舶+生活+环保系统及独立的消防系统。

产品码头给水用水量见表 8.1-63。

表 8.1-63 产品码头给水用水量

序号	用水类别	最大日用水量(m^3/d)	最大时用水量(m^3/h)	备注
1	船舶上水	500	50	按给 1 艘 10 万 DWT 油船上水考虑
2	生活用水	6	2	
3	环保用水	64	32	
4	生产用水	570	30	
5	未预见水量	114		
6	合计	1254	114	
7	消防用水	3170m^3/次	310L/s	

②排水

排水系统采用分流制，即污水和雨水分别设置排水系统。码头工程不单独设污水处理系统，所有污水都送至厂区所设污水处理场。

A：雨水

码头装卸阀区附近的初期雨水，由码头的污水坑收集，用污水泵抽进码头污水管道，排往厂区污水处理场。码头初期雨水量为 25m^3/h，每个集水池各设 2 台污水泵。后期雨水，直接排往水域。装卸阀区外的雨水自流排入水域。

B：污水排放和处理系统

产品码头 4~8#泊位含油压舱水可由船泵通过码头设置的含油污水管送至后方厂区油污水处理站处理达标后排放；码头区的少量冲洗污水，收集至码头的集水池，通过污水泵送至含油污水管道，排往厂区油污水处理场；码头洗手间的生活污水收集至化粪池，通过污水泵送至含油污水管道，然后排往厂区污水处理场处理后排放；通用泊位码头区的含煤污水，收集至码头的集水池，通过潜污泵送至含煤污水管道，污水管道采用焊接钢管，排往厂区煤污水处理场；达标后排放。

⑷消防

散货码头火灾危险性按丙类考虑；件杂货码头火灾危险性按丁类考虑；LPG 码头火灾危险性为甲 A 类；其余码头火灾危险性均为甲 B 类。

装卸货物的火灾危险性见表 8.1-51。

①消防水源

液体散货码头消防冷却水来自海水消防泵房，冷却水供给量为 360L/s，泡沫混合液供给量为 80 L/s，码头一次消防总用水量为 5508m^3。

9#、10#泊位消防用水量为 35L/s，一次火灾消防用水量为 756 m³。

②工程火灾危险性定类：

所有产品码头（按 10 万吨级计）消防等级都为甲类一级码头。

③消防站

装卸甲、乙类油品的一级码头，按规范要求，应配备消防船或拖消二用船一艘，作为码头监护及作业安全的辅助设施。

④消防设计

A：消防设施

成品油码头采用：泡沫灭火＋水冷却消防系统

8#泊位码头采用：干粉灭火+泡沫灭火+水冷却消防系统；

9#10#泊位采用消火栓给水系统。消防冷却水采用淡水。

B：灭火剂选择

干粉：采用钠盐干粉灭火剂。

泡沫液：成品油码头采用抗溶性水成膜泡沫灭火剂，原油码头采用海水型水成膜泡沫灭火剂。

C：码头消防设施

a:产品码头 1#~8#泊位各设置 2 座消防炮塔，30 万吨级原油码头前方设置 3 座消防炮塔。

消防炮的主要技术参数见表 8.1-64。

表 8.1-64　　消防炮的主要技术参数表

技术参数 消防炮类型	射程 m	流量 L/s	工作时间	工作压力 MPa	备注
水　炮	110	180	6h	1.4	1#泊位
泡沫炮	90	150	40min	1.2	1#泊位
水　炮	100	150	6h	1.2	2#、3#泊位
泡沫炮	70	80	40min	1.0	2#、3#泊位
水　炮	70	60	6h	1.0	4#、5#、8#泊位
泡沫炮	60	48	40min	0.8	4、5、6、7、8#泊位
水　炮	60	40	6h	0.8	6、7#泊位
干粉炮	50	40kg/s	60s	1.0~1.6	3、8#泊位
移动式消防泡沫-水两用炮	45	30	6h	0.8	1#~8#泊位

b:水幕设施

在每个码头装卸设备的前沿设置保护水幕，水幕由多个喷头组成，水幕的用水量：2.0L/s · m。

在成品油泊位工作楼首层各设置 1 套泡沫比例混合器及 1 台泡沫罐。

在 8#码头设置 2 套干粉罐及干粉驱动装置。

在引桥、引堤上每隔 50m 设置消火栓和消火栓箱，配备水龙带、水枪，可对引桥/引堤的火灾进行控制。

在每个泊位工作平台均设置冷却水栓及泡沫栓。

在每个泊位工作平台均配备 MP9 型手提式泡沫灭火器及 MPT65 型推车式泡沫灭火器。

在 8#码头配备 MF10 型手提式干粉灭火及 MFT65 型推车式干粉灭火器。

⑸通信、导航

①通信

产品油码头区通信设施包括常规有电话通信、有线调度电话通信、无线调度电话通信、船岸通信、工业电视和应急与保安通信。本码头工程为炼油厂项目配套码头工程，从总体上码头通信依托后方厂区通信系统。

②导助航

为了船舶航行安全，根据《中国海区水上助航标志》规范 GB4696-1999 的要求，结合本工程航道布置、周围海域状况设置航标系统。

产品码头航道设置 8 座灯浮标，连接水域设置 2 座灯浮标，回旋区设置 1 座灯浮标，工作船码头设置 2 座灯浮标，其中有 9 座灯浮标位于防波堤外。

在东、西防波堤堤头、产品码头 1#工作楼屋面、东防波堤转向点、东防波堤根部和工作船码头外端设置灯桩，一共设置 6 座灯桩。

浮标采用新型涂装钢质浮标，通过防腐涂装使其完全适应海上工作环境。浮标的形状和尺寸必须满足规范：海区浮标外形规范。根据当地条件，防波堤外的航道浮标规格为 HF3.0-D1，其他浮标规格为 HF2.4-D1。

⑹主要生产及生产辅助建筑物

本工程产品油码头主要的附属建筑物有：工作楼、转运站、变电所、应急设备储藏间、皮带机栈桥、休息间，管线支架。

8.1.3.3.7. 产品码头施工方法和施工进度安排

⑴施工方法

①离岸码头、引桥

A：钢管桩、PHC 桩制作及运输

10 万吨级成品油码头桩基采用钢管桩。5000 吨级成品油码头和接岸引桥桩基采用 PHC 桩，钢管桩和 PHC 桩将在专业厂家生产并由海运至现场由打桩船施打。

B：沉桩

本工程沉桩采用打桩船水上锤击沉桩法施工，方驳配合运桩，打桩船从方驳上直接吊装定位进行施打。

C：上部混凝土结构

预制混凝土梁板采用现场预制，模板采用轻型钢、木模板，现场吊运安装，节点施工采用现浇混凝土。系缆墩墩台采用现浇混凝土结构，模板采用轻型钢、木模板。

D：码头设施

快速解缆钩、系船柱、护舷、橡胶舷梯等设备采用船吊安装。

②顺岸码头及工作船码头

产品码头区的重力式沉箱结构码头施工工艺抛石基础需要夯实处理，不需要爆夯施工。施工顺序为：基槽开挖→抛填基床块石，并进行夯实和理坡→运安预制沉箱→沉箱后回填抛石棱体→抛石棱体后方回填倒滤层块石→现浇胸墙→后方吹填砂→安装系、靠泊设施

A：基槽挖泥

基槽挖泥采用 8m^3 抓斗挖泥船，结合泥驳和拖轮进行基槽挖泥。挖泥将采取扇形、分层、分区作业，所挖土方全部外抛到指定的海域抛泥区。

B：基床抛石

基床抛石应在基槽挖泥完成后进行，石料由驳船或民船运至施工现场，定位抛填。水上抛填将分段、分层施工，夯实采用驳船上吊机重锤分层、分段夯实、整平。

C：沉箱预制及安装

沉箱拟在现场建立临时预制场，预制完成后水运至工程地点，采用 500t 浮吊安装。

D：胸墙施工

现浇混凝土由搅拌船提供。为避免潮水对底层混凝土的冲刷破坏，混凝土浇注选在落潮时进行，且先行浇注临水面处混凝土。模板采用轻型钢、木模板。

③防波堤、潜堤和护岸工程施工方法

产品码头区的斜坡式防波堤、拦砂堤施工工艺所有抛石均不需要夯实和爆夯施工。

施工顺序为：基槽开挖→推填堤心石，并进行理坡→推填垫层块石，并进行理坡→水上抛填护底块石→安装扭王字护面块体。

A：基础及堤身的施工

堤基采用抓斗式挖泥船清淤，堤心石由自卸车运至施工地点抛填。

B：护面块体的施工

护面块体在现场临时预制场预制，由陆上运至安放地点，护面块体采用陆上吊机定点安放。

C：上部结构

挡浪墙采用现浇混凝土。在现场立模浇注。模板采用轻型钢、木模板。

④疏浚工程

产品码头工程需对港池、回旋水域和支航道进行浚深。

A：工程量

本工程疏浚量为 936.3 万 m^3。施工期预计 14～15 个月。疏浚位置见图 8.1-21，疏浚面积和疏浚量见表 8.1-65。

表 8.1-65　　疏浚面积

位置	泊位编号	现状水深（m）	浚深要求（m）	疏浚面积（ha）	疏浚量（万 m^3）	疏浚设备
码头前沿	1#	-10.4～10.7	-15.5	3.7	25.8	4500 m^3/h 耙吸式挖泥船、1500m^3/h 绞吸式挖泥船、8m^3/h 抓斗式挖泥船
	2～3#	-10.1～-10.7	-13.5	3.2	14.9	
	4～5#	-9.2～-10.3	-9.5	0.2	0.5	
	6～8#	-4.8～-9.2	-8.0	2.2	6.5	
	9#	-4.5～-5.1	-11.7	1.6	18.7	
	10#	-4.6～-5.1	-8.0	1.0	5.1	
	11#	-4.5～-4.8	-5.0	0.7	0.6	
回旋	1#	-9.5～-10.9	-15.6	21	126	

水域	2～6#	-8.4～-10.5	-13.5	14.7	65	
	7~10#	-4.8～-10.4	-10.7	41	203	
支航道	1～10#	-10.2～-13.5	-15.6	130	461.2	
	11#	-4.4～-5.0	-5.0	4.6	4.7	
合计					936.3	

B：施工方式

疏浚工程拟采用 1500m^3/h 绞吸式挖泥船、4500m^3/h 耙吸式挖泥船；施工强度为 6 万 m^3/d 左右。

耙吸式船挖掘方式是在船的两侧配备一个吸泥耙头，用吸泥管和泵机连接起来，靠真空将泥吸进泥舱，泥舱两侧设有溢流门，当泥浆进入泥舱时，颗粒较粗的物质沉入舱底，泥浆量超过溢流门底部时，稀泥浆从溢流门溢出，当吸入泥浆浓度和溢流口溢出浓度基本相同时船舱装载仪指示泥舱已达到满载。挖泥船工作程序：空载航行→挖泥区→定位下耙→装舱满舱溢流→起耙→航行至抛泥区→返回挖泥区。

绞吸式挖泥船挖泥、吹填作业方式是：定位下绞刀开始挖泥作业，含沙量约 70%的泥沙流经泵吸入泥舱后，加压至输泥管吹至吹填区，经在吹填区沉淀后，表层清水再经溢流口排入水体。

C：疏浚物处理

产品码头疏浚物部分回填（334.3 万 m^3），剩余部分计划外抛。抛泥区选划另行编制专题报告，具体实施方式由主管部门确定。

⑤施工船舶

产品码头施工船舶见表 8.1-66。

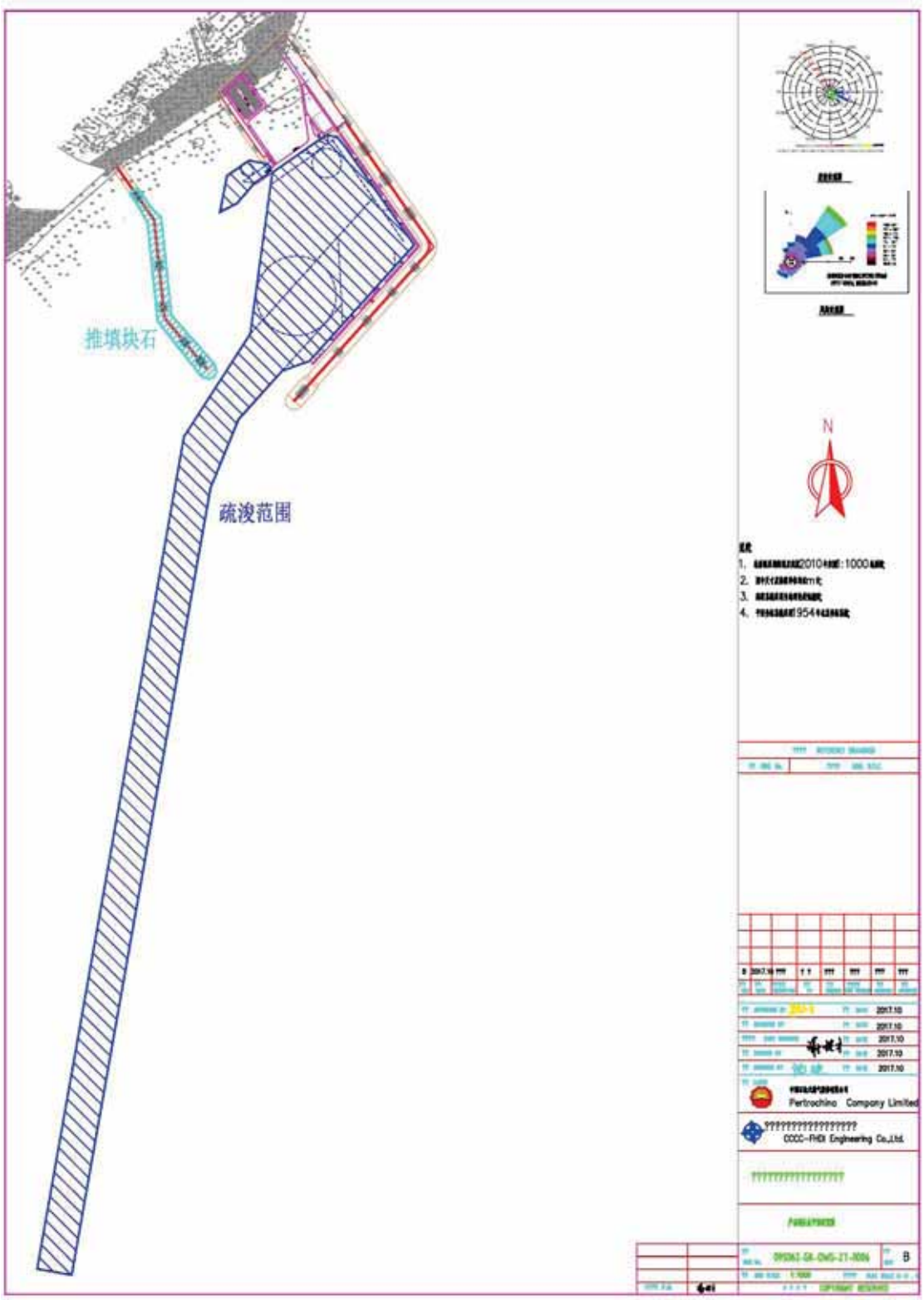


图 8.1-21　产品码头施工作业范围示意图

表 8.1-66 施工船舶一览表

序号	设备名称	型号规格	数量	配员
1	打桩船		1	10
2	起重船	500t	1	10
3	起重船	50t	1	6
4	起重船	100t	1	8
5	起重船	136t	1	8
6	绞吸船	管径 Φ720	1	10
7	耙吸船	4500 m^3/h	1	10
8	抓斗船	13m^3	1	8
9	自航泥驳	1600m^3	2	10
10	拖轮	1200HP	1	6
11	锚艇	300PH	1	6
12	自航方驳	2000t	2	6
13	方驳	1000t	2	12
14	方驳	600t	3	18
15	自航铁驳	300m^3	3	15
16	皮带船	500m^3	1	8
17	挖泥船	16m^3	1	8
18	泥驳	1200m^3	2	10
19	泥石船	500m^3	1	5
20	拖轮	1125kw	1	4
21	拖轮	720kw	1	4
22	拖轮	720kw	1	4
23	拖轮	1471kw	1	4
24	搅拌船	120m^3/h	1	13
25	起锚艇	30t	1	6
26	交艇	15 人	1	1
27	交艇	15 人	1	1

⑵施工进度安排

工程总工期拟定为 3 年，具体见表 8.1-67。

表 8.1-67 产品码头施工进度表

序号	项目	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36
一	施工招标及施工准备																																				
二	离岸码头及引桥施工																																				
1	购置钢管桩和 PHC 桩																																				
2	桩基施工																																				
3	现浇墩台																																				
4	钢引桥及人行桥施工																																				
5	安装码头附属设施																																				
三	顺岸码头施工																																				
1	开挖基槽																																				
2	基床施工																																				
3	预制安装沉箱																																				
4	安装码头附属设施																																				
四	护岸施工																																				
1	推填堤芯石																																				
2	垫层块石、护底块石施工																																				
3	挡浪墙施工																																				
4	护面块体施工																																				
五	防波堤、拦沙堤施工																																				
1	抛填堤芯石																																				
2	垫层块石、护底块石施工																																				
3	护面块体施工																																				
六	疏浚、吹填																																				
1	陆域吹填																																				
2	港池、航道疏浚外抛																																				
	注：	已进行					待进行																														

8.1.3.3.8. 环境影响因素识别

产品码头工程的项目构成及可能产生的环境污染因素见图 8.1-23。

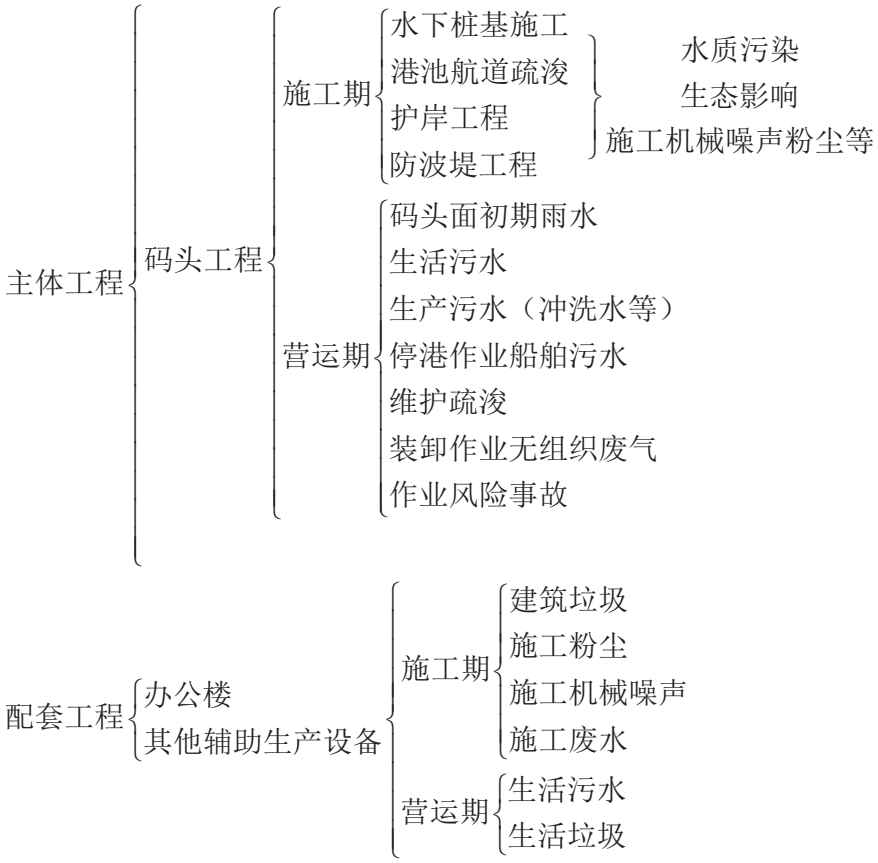


图 8.1-22 码头工程的项目构成及环境污染因素识别

⑴施工期海洋环境影响因素分析

产品码头工程施工期环境影响因素分析如下。

①疏浚吹填作业对水体水质和水生生物的影响

疏浚、吹填施工采用耙吸式挖泥船、绞吸式（1500m^3/h）挖泥船、抓斗式挖泥船等作业。对水质和水生生物的影响主要包括：

A：在挖泥作业中，由于机械的搅动作用，使得泥沙悬浮，造成水体混浊水质下降，并使得疏浚区底栖生物生存环境遭到破坏，对浮游生物也产生影响。主要污染物为 SS。疏浚、吹填污染工艺流程见图 8.1-23。

B：吹填区的溢流过程对环境的影响：含有悬浮物水体将对围埝外附近水域造成水体混浊、水质下降，对浮游生物和底栖生物也将产生影响。

②码头工程建设对海洋生态环境的影响和对水文动力条件的影响

港区开挖、水工建构筑物建设对项目所在海域将产生一定程度的影响。

③施工工人产生的固废物对环境的影响

④施工废水和施工工人产生的生活污水对环境的影响

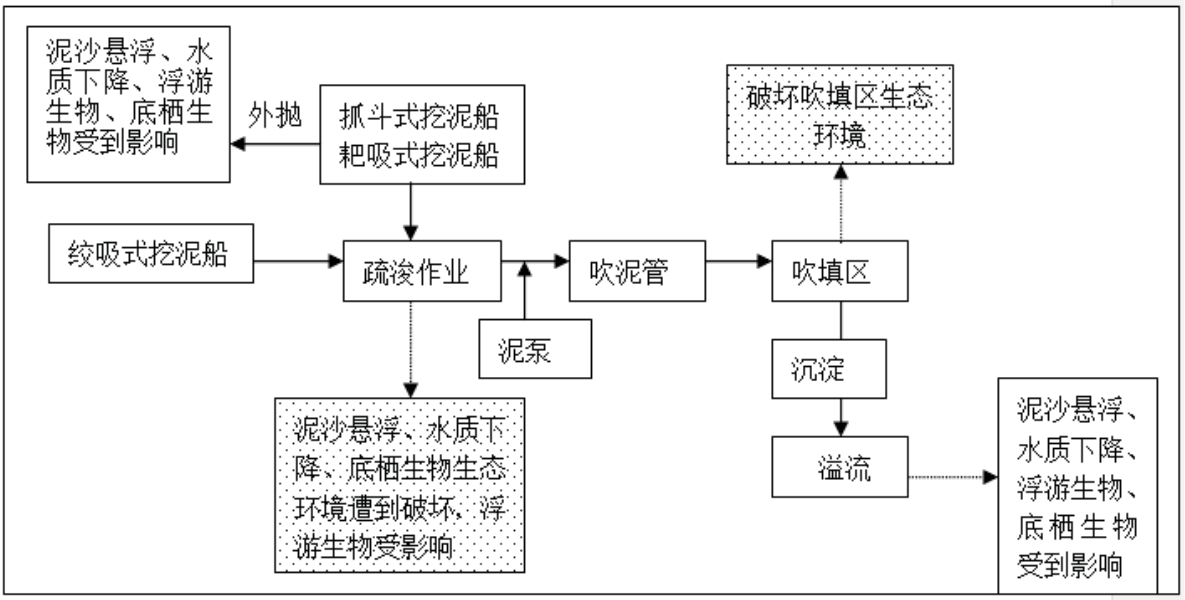


图 8.1-23 疏浚、吹填污染工艺流程图

⑵营运期海洋环境影响因素分析

成品油码头工程营运期污染物产出流程见图 8.1-24。

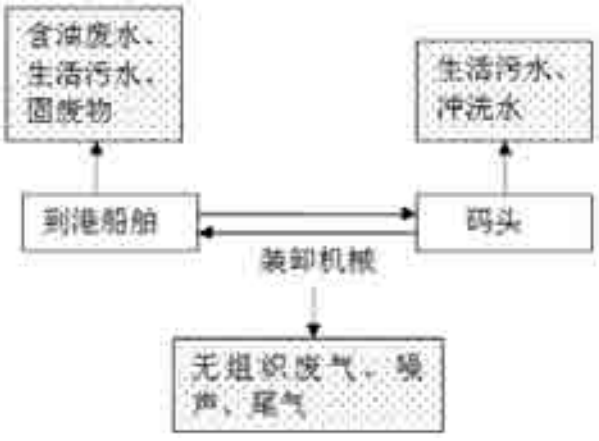


图 8.1-24 营运期污染物产出流程图

根据工程的货种、工艺流程等特征，拟建工程营运期对海洋环境的主要影响因素包括：

①对水环境产生影响的主要污染因素

A：船舶产生的含油污水（压舱水、机舱油污水）、清洁压载水和生活污水；

B：码头生产污水（冲洗水等）；

C：初期雨水；

D：煤尘入海的影响；

E：码头工人生活污水。

②固废物污染源

码头工人产生的生活垃圾和船舶所产生的固体废物。

③事故排放

从本项目储运产品的理化特性分析，在货物的装卸过程中主要有以下几方面的事故风险：

A：泄漏：运输船只、管线泄漏事故，可能会对周围海域环境造成污染。

B：火灾：从火灾危险性分类，本项目储运物质火险分级为甲、乙、丙级，火灾事故中产生的烟尘和其它有毒有害气体将对周围大气质量产生影响。

8.1.3.3.9. 现阶段污染源分析

⑴施工期污染源分析

①水污染源分析

施工期主要污染源是疏浚、吹填作业，使水体中的悬浮物含量增加，水体变浑，对水质和水生态环境造成影响；疏浚范围与原环评阶段有变化，其影响范围也有所不同。

施工期间来自施工设备、车辆的冲洗水以及施工期间下雨的泥泞水，施工工人的生活污水，施工船舶废水，主要污染物是 COD、泥沙。现阶段该部分废水发生量和发生的位置与原环评阶段基本无变化。

A：悬浮物发生量

a:.疏浚作业悬浮物源强

本项目疏浚物处理方式有吹填和部分的外抛两种，相应选择常用的大型绞吸式挖泥船和耙吸式挖泥船作为本工程疏浚的施工船舶。此外，边坡开挖采用抓斗式挖泥船。

• 绞吸式挖泥船

本工程总疏浚量约为 936.3 万 m^3、其中约 334.3 万 m^3 吹填至码头后方，主要采用 1500m^3/h 绞吸式挖泥船和 4500m^3/h 耙吸式挖泥船施工。

根据交通部天津水运工程科学研究所 2000 年铜鼓航道试验段开挖时对 SS 扩散方向下 SS 浓度、水流流速、水深等参数的实际观测，对扩散方向下断面

SS 增量浓度进行通量（水流方向）积分，得到 1500m^3/h 船型在珠江口海域作业时作业中心悬浮物浓度约为 250～500mg/L，产生的 SS 源强约为 2.15kg/s。

本项目作业区所在海域底质类型为粘土质粉砂，而铜鼓航道底质类型为粉砂质淤泥，从安全保守角度出发，本工程绞吸式挖泥船悬浮物源强为 2.15kg/s。

• 耙吸式挖泥船

本项目采用 4500m^3/h 耙吸式挖泥船作业。参考交通部天津水科所的科研成果和珠海港 LNG 航道项目作业调查结果，4500m^3/h 耙吸式挖泥船疏浚作业时掀起的悬浮物源强为 7.5kg/s。

• 抓斗式挖泥船

抓斗式挖泥船主要用于边坡、基槽开挖，当采用 13m^3 抓斗式挖泥船，配 1200m^3 的自航泥驳时，由前面分析可知，悬浮物源强约为 3.3kg/s。

b：陆域吹填溢流口污染物源强

吹填溢流工艺见图 8.1-25。吹填场地先建护岸（作为围堰）和分隔围堰，吹填物所含的水在场地围堰内停留后，减少溢流口 SS 含量。

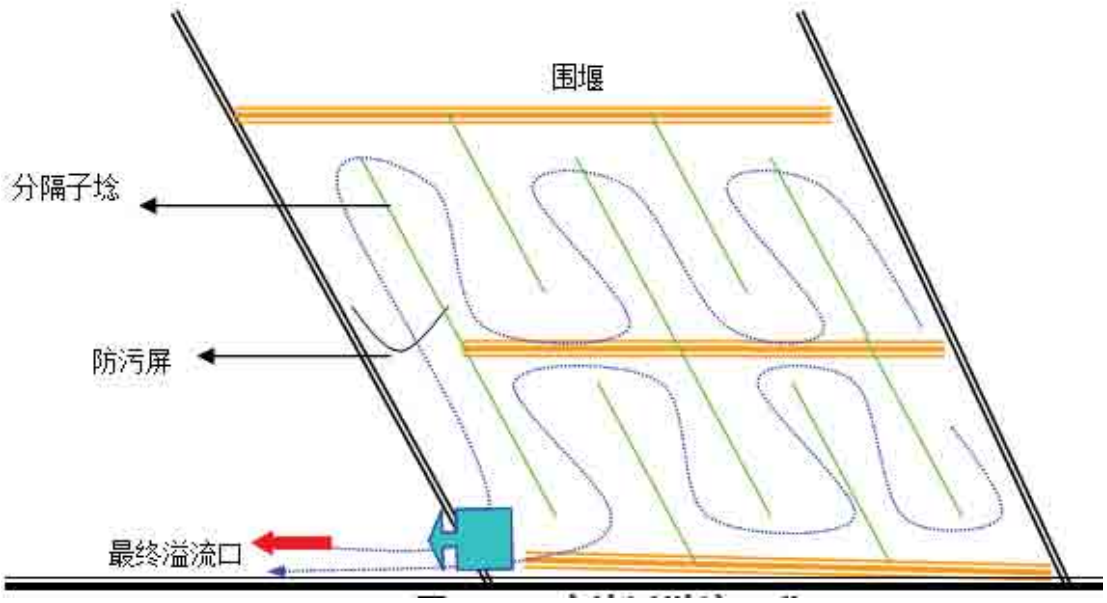


图 8.1-25　吹填区溢流工艺

溢流口位置——吹填溢流口均拟设在吹填区西南面。

溢流口悬浮物源强——据交通部天科所做过的相关研究，一艘 1500m^3/h 绞吸式挖泥船进行吹填作业，如未经处理，陆域吹填溢流口处悬浮物发生量约

为溢流量的 2～5%，悬浮物浓度约为 1000～1500mg/L；采取环保措施（令吹泥管管头尽量远离吹填区的排水口、增加分隔围埝，泥浆在围堰区内有足够的时间沉淀，溢流口设置倒滤层、添加絮凝剂等）后可使吹填泥浆水最后排放的 SS 浓度控制在 100mg/L 以内。根据广州市中绿环保有限公司编制的《广州港南沙港区二期工程围堰吹填工程（南段）/（北段）施工期环境影响评估总报告》（2005 年 12 月）中对溢流口的监测结果，吹填泥浆水最后排放的 SS 浓度基本上可控制在 100mg/L 以内。

根据工期安排，拟采用 1 艘绞吸式挖泥船作业。参考《疏浚工程技术规范》（J1-J319-99），1500m^3/h 绞吸式泥泵排量为 5800m^3/h，溢流口排水量为泥泵排量的 70%（其中 30%可沉淀）。

根据使用的船型和数量，可推算出溢流口排量和溢流口排放源强，见表 8.1-68。

表 8.1-68　　溢流口排放源强

使用船型和数量（m^3/h）	泥泵总排量（m^3/h）	溢流总排量（m^3/h）	溢流浓度（100mg/L）时源强（kg/s）	溢流浓度（1500mg/L）时源强（kg/s）
1500	5800	4060	0.113	1.6915

c：桩基施工

码头的结构主要采用高桩梁板式结构。

码头作业区桩基施工周期约 13 个月，每小时挤淤量不超过 4m^3，按底质湿密度 1580kg/m^3、起沙量 30%计，则入海泥沙源强约 0.5kg/s。

综上，项目施工作业泥沙源强见表 8.1-69。

表 8.1-69　　悬浮物源强核算表

序号	位置	泥沙源强(kg/s)	持续时间
1	施工期港池和支航道疏浚	3.3、2.15、7.5	14 个月
	营运期维护疏浚	7.5	约 20 天
2	码头桩基施工	0.5	13 个月
3	吹填溢流	0.113	5 个月

B：施工船舶生活污水

本项目施工期共投入施工船舶 10~15 艘，船舶工作人员 120 人。根据《港口工程环境保护设计规范》（JTS149-1-2007），船员生活用水量按 100L/人·d，污水产生量按 85L/人·d，施工船舶生活污水产生量见表 8.1-70。施工船舶生活污水由有资质的接收船收集统一处理。

表 8.1-70　　施工船舶生活污水产生情况

施工船舶（艘）	用水量（m^3/d）	污水量（m^3/d）	COD 产生量	
			浓度（mg/L）	产生量（kg/d）
15	12.0	10.2	250	2.55

C：船舶机舱含油污水

根据《港口工程环境保护设计规范》（JTS149-1-2007），4500m^3/h 的耙吸式挖泥船机舱油污水产生量按 1.2t/（d·船）计，其他船机舱油污水产生量按 0.27m^3/（d·船）计，处理前含油量按 2000mg/L 计，本工程施工船舶机舱油污水产生量见表 8.1-71。机舱油污水由有资质的接收船舶统一收集处理。

表 8.1-71　　**施工船舶机舱油污水产生情况**

施工船舶	施工船舶（艘）	污水量（m^3/d）	石油类产生量	
			浓度（mg/L）	产生量（kg/d）
耙吸式挖泥船	1	1.2	2000	2.4
其他	14	3.78	2000	7.56
		4.98		9.96

②固体废物

建设期的固体废弃物包括疏浚物、建筑垃圾和生活垃圾。

本工程疏浚挖泥工程量约 936.3 万 m^3，其中 334.3 万 m^3 回填造陆，其余全部外抛。产品码头疏浚物土方平衡见图 8.1-26。

建筑垃圾主要来源于建筑施工中的废弃物，如水泥、砖瓦、石灰、沙石等。建筑垃圾中的余泥、水泥沙等可用于陆域地面平整，废钢筋等可作物资回收。

根据《港口工程环境保护设计规范》（JTS149-1-2007），船舶垃圾以人均 1.5kg/d 产生量计算，施工船舶产生的船舶垃圾约 180kg/d。

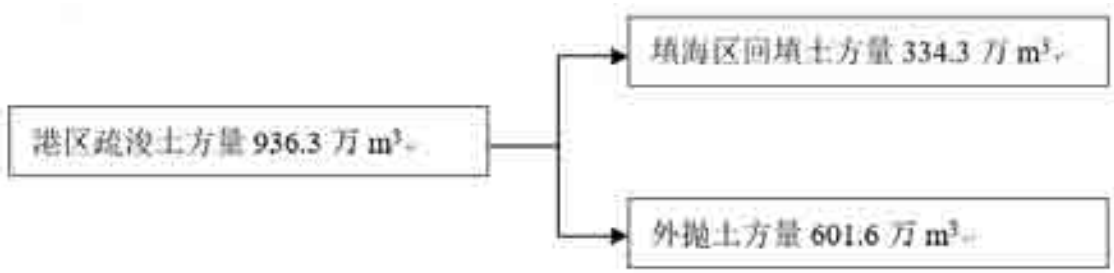


图 8.1-26　产品码头疏浚物和土石方平衡

③小结

施工期污染源估算情况汇总见表 8.1-72。

表 8.1-72　　施工期污染源汇总表

种类	污染源		源强	主要污染物	排放方式
废水	疏浚工程	绞吸式挖泥船	2.15kg/s	SS	间断自然排海
		耙吸式挖泥船	7.5kg/s	SS	间断自然排海
		抓斗式挖泥船	3.3kg/s	SS	间断自然排海
	吹填溢流		0.113kg/s	SS	沉淀处理后排放
	桩基施工		0.5kg/s	SS	间断自然排海
	船舶生活污水		10.2m³/d	COD:2.55kg/d	交有资质单位接收处理
	船舶含油污水		4.98m³/d	石油类:9.96kg/d	
固体废物	疏浚作业		936.3 万 m³	疏浚物	334.3 万 m³ 回填造陆，其余外抛
	船舶垃圾		48kg/d	船舶垃圾	当地环卫部门收集处理

⑵营运期环境影响因素分析

①水污染源分析

营运期污水主要包括船舶机舱油污水和油船压舱水、生活污水和生产污水。

A：压舱水

通常船舶压载水有清洁压载水和受污染压载水两种。清洁压载水是指专用压载舱内的压载水或清洁货舱内的压载水（含油量不超过 15mg/L）；受污染的压载水是指没有专用压载舱而普通货舱没有清洗使得压载水受到污染或有专用压载舱但油轮在航行过程中遇到紧急情况船长认为需要往货舱加装压载水从而产生受到污染的压载水。

根据《73/78 公约》规定，1982 年 6 月 1 日以后交船的载重量为 20000 吨及以上的原油油船及载重量为 30000 吨及以上的成品油油船，均应设置专用压

载舱。2006年，四航院对船舶压载水进行了专门调查，表明万吨以上的油船一般都有专用压载舱或带有自身带有油污水处理装置，国内如海南、广州、香港等地方已建的油品码头近年来都没有接收过船舶压载水，因此受污染的压载水呈越来越少的趋势。考虑到国内目前可能还有部分在运营的船舶没有专用压载舱，存在有受污染压载水的情况，因此，本工程考虑接收**千吨级油船**（5000DWT 成品油船）的受污染压载水。

清洁压载水要考虑“灭活”处理才能排放。本工程装船船型为 5000DWT 至 100000DWT。目前，万吨以上船舶一般设有过滤和处理系统，因此，本工程考虑接收**千吨级船舶**的清洁压载水进行“灭活”处理。

a.含油压舱水

沿海单艘船压载水量可按压载重吨的 12～24%（取均值 18%计算）计算。

年压载水中油量可按下式计算：

$Ya=Ys\times C\times 10^{-6}$

其中，Ya——年压载水中的油量（t）；

Ys——年压舱水量(t)，取港口年发送量的 2～5%(取均值 3.5%)；

C——压舱水中的含油量（mg/L），一般为 1000～3000mg/L；

产品码头承担油品输运的泊位为 1~4#泊位，其中停靠万吨级以下油船的泊位为 2~4#泊位，通过万吨级以下油船输运油品量约 141.5 万 t/a。年产生含油压载水产生量约为 49525m^3/a；压舱水中油类污染物含量约为 1000～3000mg/L，则油类产生量约为 49.53～148.58t/a。

按 2 艘 5000DWT 成品油船同时排放压载水计算，含油压载水排放量约为 200~1800m^3/d。通过污水泵送至后方厂区污水处理场处理达标后排放，流量为 112.5m^3/h。

b.清洁压载水

根据计算，年清洁压载水产生量约 80.28×$10^4$$m^3$/a。

按照 2 艘 5000DWT 同时排放清洁压载水计算，需要在码头后方陆域设置 1800m^3 压载水收集池一座。设置处理能力为 200m^3/h 的紫外线消毒杀菌装置一套，该装置有两部分组成，过滤单元和紫外线消毒单元。

表 8.1-73 产品码头工程到港船舶机舱水、压舱水量

泊位编号	泊位等级 DWT	货种	流向	安排运量 万吨/年	年到港艘次	船舶在港停靠时间（h/次）	舱底含油污水量		压舱水量	
							t/d.艘	t/a	t/艘	t/a
1#	10 万	汽油、柴油、航煤	装船	430	58	47	16.8	1908.2	/	/
2#	3 万	汽油、柴油	装船	116.01	61	27	7.3	501.0	180~900	22252/114439
3#	3 万	汽油、柴油、液氨、对二甲苯	装船	206.08	63	32	7.3	613.2	540~900	12697/65300
4#	1 万	汽油、柴油、航煤	装船	86.73	119	17.5	2.8	243.0	540~900	14576/74961
5#	1 万	对二甲苯、沥青、汽油、柴油	装船	105	120	27	2.8	378.0		/
6#	5000	对二甲苯、沥青	装船	93.88	199	14.5	1.4	168.3	900	162000
7#	5000	对二甲苯、苯、苯乙烯、甲醇、丙酮	装船	79.26	192	14.5	1.4	162.4	900	167400
8#	5000	丙烯、液化气、柴油	装船	49.17	131	14.5	1.4	110.8	900	117900
9#	2 万	煤	卸船	54	27	14.2	5.6	89.5	/	/
10#	5000	硫磺	装船	39.8	80	30.2	1.4	140.9	900	100800
合计					1050			4315.2		49525/802800

B：船舶机舱舱底含油污水

船舶的机舱是船舶动力装置的舱室，内部装备了各种动力机械和管理系统，机舱舱底水的主要来源是机舱内各种泵、阀门和管路漏出的油和水，机器在运转时漏出的润滑油，主辅机燃料油及加油时的溢出油，机械设备及机舱防滑铁板洗刷时产生的油污水等混合在一起形成的含油污水。

机舱舱底含油污水水量与船舶、吨位以及功率有关，还与船舶航行、停泊作业时间的长短、维修及管理状况有关。

按照 73/78 国际海事组织制定的防止船舶污染海洋公约附则I的规定，船舶本身均配有处理机舱油污水的船用油水分离器，船舶产生的舱底油污水一般经自行处理后在航行中排放。船舶到港（抛锚或者靠码头）期间产生的舱底油污水经油水分离器处理后由码头的污水管道，排到陆域的污水处理场。

根据运量分配和《港口工程环境保护设计规范》及有关经验推算，船舶停港期间舱底含油污水产生量见表 8.1-77。

根据项目的到港船型和船舶艘次、船舶舱底污水水量资料和各类船型的靠港停泊时间，计算得到停港船舶舱底含油污水产生量约为 4315.2m^3/a，未处理前含油浓度含量约为 2000~20000mg/L，石油类产生量约为 8.63～86.3t/a。

按 1 艘 10 万吨油船，1 艘 3 万吨油船，3 艘 5000DWT 的船舶同时排放计算，每天污水量约为 28.3m^3/d。该部分污水可由船泵通过码头设置的含油污水管送至后方厂区污水处理场处理。

C：洗舱污水

液体货物船舶洗舱的目的有以下几种：

·进坞修理

·为了控制油舱内沉积物的堆积

·为了装载清洁压载水

·为了换装高标油种

油船洗舱的介质不仅仅是水，还会用原油。

液体货物船舶一般不在靠泊码头洗舱，原因主要有如下几点：

·目前仅装载 X 类物质的船舶要求在卸货码头强制洗舱，本项目没有 X 类物质需要在码头卸货。

·洗舱是一项专业的操作，是船东提供合格的装运工具的措施之一，责任在船东。

·按照现行规范的规定，计算码头的作业时间和通过能力不包括洗舱作业的耗费。

·油船一般具有专门的洗舱污水舱。洗舱作业可以在航行期间完成，没有必要在码头上进行，所以一般不存在在码头上发生洗舱水的问题。

就本项目而言，本工程各产品主要进行装船，船货舱是干净的，并要通过商检才能装船，因此没有洗舱水发生。

D：生活污水

a.港区工作人员生活污水

港区定员为 121 人，生活用水量按 150L/d·人计算，生活用水量为 18.15m^3/d，污水产生量按用水量的 85％计，则港区生活污水产生量为 15.43m^3/d。港区工作人员生活污水产生情况见表 8.1-77。

表 8.1-74　　港区工作人员生活污水产生情况

作业区	用水量（m^3/d）	污水量（m^3/d）	COD_{Cr}		氨氮	
			浓度（mg/L）	产生量 (kg/d)	浓度（mg/L）	产生量 (kg/d)
港区	18.15	15.43	250	3.86	25	0.39
船舶停港期间	24	20.4	250	5.1	25	0.51
港区	5627 m^3/a	4783 m^3/a	250	1196 kg/a	25	119.6 kg/a
船舶停港期间	3600m^3/a	3060m^3/a	250	765kg/a	25	76.5kg/a

b.船舶停港作业生活污水

根据《中华人民共和国船舶最低安全配员规则》保守估算，到港船舶平均船员人数为 40 人/艘，生活污水量按每人每天 100L 计算，排污系数按 0.85 计，根据项目的设计代表船型和本工程各类船型的靠港停泊时间（共约 900d），计算得到停港船舶生活用水量约 3600m^3/a，生活污水产生量约 3060m^3/a。污染物产生量见表 8.1-74。

码头按 6 艘船舶同时排放生活污水计算，污水量约为 20.4m^3/d；由船泵通过码头设置的生活污水管送至码头后方设置的生活污水收集池，再通过污水泵送后方厂区污水处理场处理达标后排放或回用。

E:生产废水

码头生产废水主要来源于成品油、液体化工品码头装卸阀门区的冲洗废水。

油品和液体化工品码头不同泊位输油臂和阀门区的冲洗面积按 200m^2 估算，冲洗用水量按照每次 5L/m^2 估算，则每个油品码头和液体化工品码头装卸阀区冲洗用水均约 1m^3/d，合计冲洗用水量约 8m^3/d；若按冲洗污水产生系数 0.9 估算，则作业区冲洗污水量均为 7.2m^3/d，其污染物主要为油类，浓度约为 300mg/L，处理前、后的污染物产排情况见表 8.1-75。

油品码头和液体化工品码头冲洗水由码头的污水池收集，用污水泵抽进码头的含油污水管道/化工污水管道，排往厂区污水处理场处理。

表 8.1-75　　冲洗污水产生情况

作业区	用水量（m^3/d）	污水量（m^3/d）	油类/化工品	
			浓度（mg/L）	产生量(kg/d)
油品码头区	1×4	0.9×4	300	1.08
液体化工品码头	1×4	0.9×4	300	1.08
合计	8	7.2	/	2.16

F:初期雨水

根据前述初期雨水计算公式，得到的初期雨水量见表 8.1-76。

本项目每个油品和化工品码头泊位输油臂和阀门区的集雨面积按 200m^2 估算，根据初期雨水计算公式得到的初期雨水量约 68m^3/次；根据惠来县气象站近 20 年来的统计，项目所在区域年雨日为 165 天，则初期雨水最大产生量约 11220m^3/a。

初期雨水中污染物主要为油类、COD_{Cr} 等，根据有关类比资料，浓度分别取 150mg/L 和 200mg/L。

码头面的初期雨水通过设置码头污水池，收集后用泵抽至管道，排到厂区污水处理场进行处理。

表 8.1-76 初期雨水产生量

位置			油品码头输油臂和阀门区	液体化工品码头输油臂和阀门区
集雨面积（m^2）			200×4	200×4
初期雨水量	m^3/次		8.5×4	8.5×4
	m^3/a		1402.5×4	1402.5×4
主要污染物	污染物		油类、COD	油类、COD
	浓度（mg/L）		油类:150 COD:200	油类:150 COD:200
	产生量	kg/次	油类:5.1 COD:6.8	油类:5.1 COD:6.8
		t/a	油类:0.84 COD:1.12	油类:0.84 COD:1.12

G:营运期维护疏浚

营运期维护疏浚拟采用耙吸式挖泥船进行疏浚。

参考交通部天津水科所的科研成果，4500m^3/h 耙吸式挖泥船疏浚作业时掀起的悬浮物源强为 7.5kg/s。

综上所述，产品码头区废污水产出与排放情况见表 8.1-80。

②固体废物

营运期的固体废物包括码头工人生活垃圾和船舶垃圾。

A：生活垃圾

生活垃圾产生量按 0.5kg/人·d 计，港区总定员 121 人，则生活垃圾产生量约为 60.5kg/d，约 18.755t/a。

B：船舶垃圾

主要有罐头瓶、啤酒瓶、塑料制品、废纸等生活垃圾以及少量货物装卸废弃物、维修废弃物等。按船上工作人员平均为 40 人计算，生活垃圾产生量按 1.5kg/人·d 计，则在港船舶垃圾产生量为 61.68t/a。

码头按 6 艘船舶同时靠泊计算，船舶垃圾产生量约为 360kg/d。

C：码头和船舶机械设备维修过程，将产生少量含废矿物油或化工品的抹布、废机油，属于危险固废。来自疫区的船舶生活垃圾亦属危废。

一般码头生活垃圾和船舶垃圾陆上接收处理，来自疫区的船舶垃圾需委托有资质的单位进行消毒处理。洒落的煤收集后进入煤场。少量的抹布、废机油和厂区同类废物由有资质的单位接收处理。

表 8.1-77　　营运期码头区废污水产出与排放情况

类别		产生方式	水量		计算项目	产生情况		
			产生量	排放量		油类	COD_{Cr}	氨氮
停港船舶	压舱水	间断	49525m^3/a（1800m^3/d）	49525m^3/a（1800m^3/d）	浓度（mg/L）	1000～3000	/	/
					产生/排放量（t/d）	1.8～5.4	/	/
					产生/排放量（t/a）	49.53～148.58	/	/
	机舱废水	间断	4315.2m^3/a（28.3m^3/d）	4315.2m^3/a（28.3m^3/d）	浓度（mg/L）	2000~20000	/	/
					产生/排放量（kg/d）	56.6～566	/	/
					产生/排放量（t/a）	8.6～86.3	/	/
	生活污水	间断	3060m^3/a（20.4m^3/d）	3060m^3/a（20.4m^3/d）	浓度（mg/L）	/	250	25
					产生/排放量（kg/d）	/	5.1	0.51
					产生/排放量（t/a）	/	0.77	0.08
初期雨水		间断	11220m^3/a（68m^3/次）	11220m^3/a（68m^3/次）	浓度（mg/L）	150	200	/
					产生/排放量（kg/次）	10.2	13.6	/
					产生/排放量（t/a）	1.683	2.244	/
冲洗水		间断	1044m^3/a（7.2m^3/次）	1044m^3/a（7.2m^3/次）	浓度（mg/L）	300	/	/
					产生/排放量（kg/次）	2.2	/	/
					产生/排放量（t/a）	0.31	/	/
生活污水		间断	5627m^3/a（15.4m^3/d）	5627m^3/a（15.4m^3/d）	浓度（mg/L）	/	250	25
					产生/排放量（kg/d）	/	3.86	0.4
					产生/排放量（t/a）	/	1.20	0.12

注：初期雨水按降雨天数 165 天计算，码头区年生活污水产生量按作业时间 310 天计算，冲洗天数按 145 天计算

③产品码头污染源分析汇总

产品码头营运期污染源汇总见表 8.1-78。

表 8.1-78 营运期产品码头污染源分析汇总

环境要素	污染源	产生量	
废水	废水	1939m^3/d	74284m^3/a
	油类	1.87～5.98t/a	59.14～226.73 t/a
	COD_{Cr}	22.56 kg/d	4.214 t/a
	氨氮	0.91 kg/d	0.2 t/a
固废物	生活垃圾	60.5kg/d	18.755t/a
	船舶垃圾	360kg/d	61.68t/a

8.1.3.3.10. 污染因素和污染源变化分析

本次变更产品码头对环境的影响因素和原环评阶段基本一致。

施工期发生变化的为：疏浚作业面的改变导致水质和生态影响面的变化；新增防波堤和航道带来的水文动力影响范围的变化；疏浚工程量的改变带来的疏浚物的产生量的改变，疏浚物处置方式改变带来的环境影响变化。本次变更，疏浚作业面的变化情况和水工建筑平面变化情况见图 8.1-27。

营运期的变化包括：维护性疏浚范围的改变带来的影响范围改变；码头规模和运量的变化，货种的变化，带来的压舱水、船舶含油污水、生活废水、码头生产废水等污水量的变化；货种和运量的改变，带来的无组织排放废气产生源强和产生量的改变。本次变更工程环境影响变化因素识别见表 8.1-83。

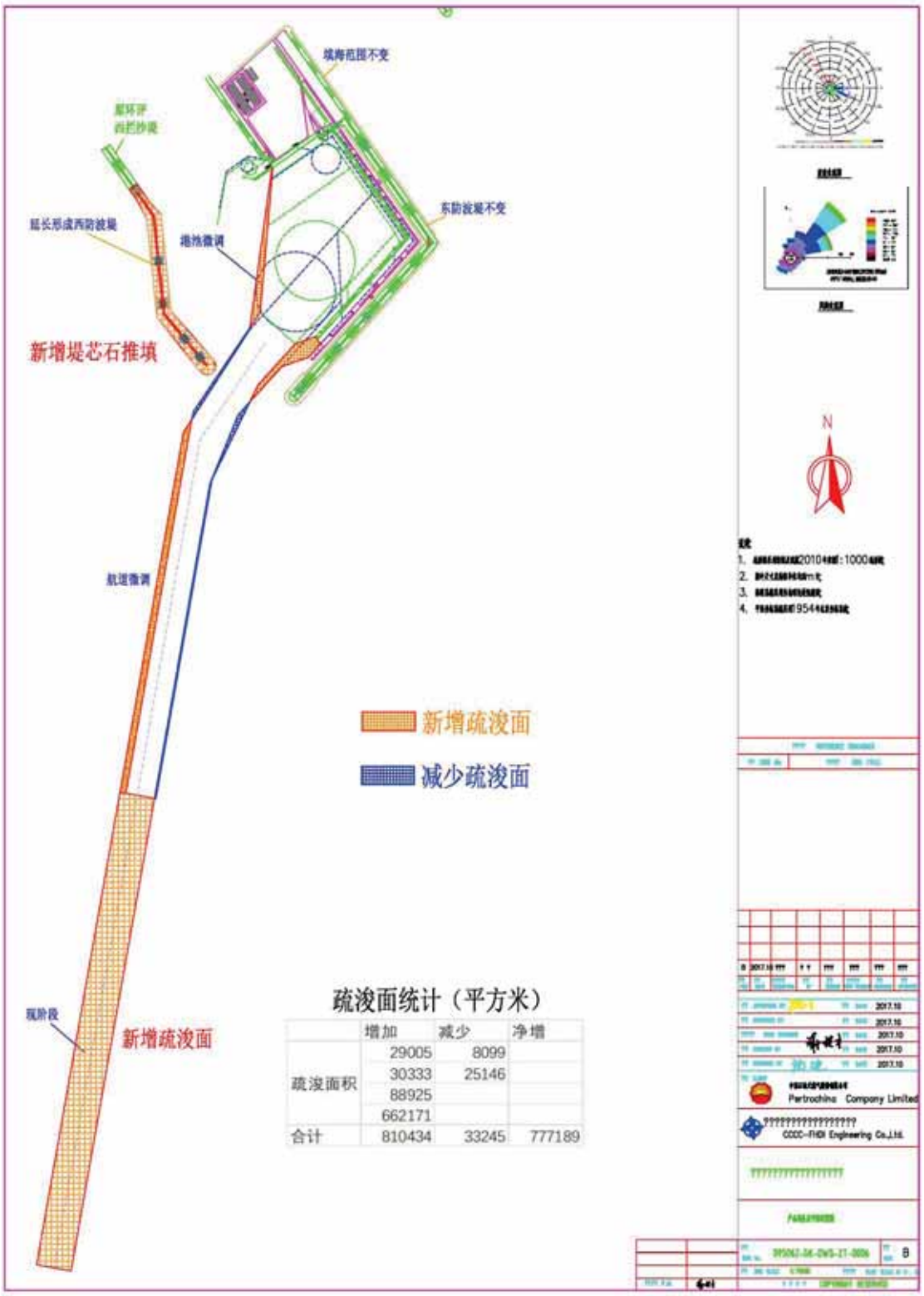
表 8.1-79 营运期产品码头污染源强变化分析

环境要素	污染源	原环评阶段产生量		现阶段产生量	
废水	废水	1914m^3/d	54668m^3/a	1939m^3/d	74284m^3/a
	油类	1.83～5.71t/a	41.84～157.74 t/a	1.87～5.98t/a	59.14～226.73 t/a
	COD_{Cr}	19.53 kg/d	3.54 t/a	22.56 kg/d	4.214 t/a
	氨氮	0.59 kg/d	0.13 t/a	0.91 kg/d	0.2 t/a
固废物	生活垃圾	32kg/d	9.92t/a	60.5kg/d	18.755t/a
	船舶垃圾	270kg/d	46.26t/a	360kg/d	61.68t/a
噪声	机泵	75~95		75~95	
	船舶噪声	70~80		70~80	

表 8.1-80　　本次变更工程环境影响变化因素识别

施工期		
影响因素	原环评阶段	现阶段变化情况
水体水质和水生生物	**疏浚作业产生悬浮物影响水质和生态**	**航道疏浚作业面位置和范围改变，悬浮物影响的范围及水生生态影响范围的变化**
	吹填溢流悬浮物影响水质和生态	吹填范围不变、工艺不变，其影响基本无变化
	桩基工程产生悬浮物影响水质和水生生态	桩基工程本身产生悬浮物源强很小，本次变更工艺不变，桩基位置调整，总体变化不大
	施工船舶生活废水、船舶废水	性质和源强基本无变化
水文动力条件	**防波堤建设，港池、航道开挖，码头水工建筑物建设，将对项目所在海区水文动力条件产生一定程度的影响**	**新增西防波堤、港池和航道浚深改变、航道延长，对水动力的影响范围有所改变**
固废物	**疏浚产生的疏浚物**	**数量增加，处置方式改变**
	施工人员生活垃圾和建筑垃圾等	性质和源强基本无变化
营运期		
影响因素	原环评阶段	现阶段变化情况
水质和生态	**维护性疏浚悬浮物和生态影响**	**疏浚作业面范围改变，悬浮物影响的范围发生变化**
	压舱水、船舶含油污水、生活废水、码头生产废水、初雨水等	**产生源强和污染物类型改变**
固废物	码头和船舶人员生活垃圾	无变化

本次评价仅对发生变化的内容进行环境影响分析、预测和评价，对无变化或者基本无变化的影响因素，其对环境的影响与原环评报告一致，本次不重新分析和评价。



疏浚面统计（平方米）

	增加	减少	净增
疏浚面积	29005	8099	
	30333	25146	
	88925		
	662171		
合计	810434	33245	777189

图 8.1-27　产品码头区作业面变化情况示意图

8.1.3.4　填海工程概况和工程分析

8.1.3.4.1.　填海工程位置与规模

本次变更填海工程位置与范围无变化。

填海区域位于产品码头区后方，填海区域范围及尺寸见图 8.1-28，填海面积约 40.45hm^2。



图 8.1-28　填海工程区域范围

8.1.3.4.2.　主要指标及工程量表

本陆域形成工程以东、南、西三段护岸和护坡形成围堰，护岸长度总长 1365.5m，护坡长度为 558.2m，护岸挡浪墙顶高程为 7.5m，护坡顶高程为 7.0m；10＃和 11＃泊位布置在南护岸延长线上，长 343m，顶标高为 7.0m，码头面宽为 30m。吹填设计标高为 7.0m，工程填方量约为 334.3 万 m^3。总填海面积 40.45hm^2，实际形成陆域 33.28hm^2。见表 8.1-81。

表 8.1-81　　填海主要指标及工程量表

序号	项目	单位	数量
1	陆域形成（围填）面积	万 m^2	33.28（40.45）
2	外围堰长度	m	1923.7
3	填 方 量	万 m^3	334.3（含 15%流失率）
4	吹 填 标 高	m	7.0

8.1.3.4.3. 陆域形成工程

⑴陆域形成

本工程围填海 40.45 万 m^2，形成有效陆域面积约 33.28 万 m^2，填方量约 334.3 万 m^3，护岸采用斜坡式结构。

结合工程征地要求，本工程充分考虑利用码头基槽开挖、港池航道疏浚土吹填形成陆域。施工时首先在吹填区建好护岸以及分隔围堰，再将港池航道的疏浚土吹到该区域，一直到设计标高。

①吹填标高

设计单位根据项目所在区域的吹填标高、吹填施工期下沉量及软基处理沉降量，确定本工程吹填设计标高为 7.0m（当地理论最低潮面起算）。

②回填料

本工程陆域形成回填料采用疏浚土。

本工程填海造陆面积约 40.45ha，实际形成有效陆地面积 33.28 ha。现状为海域和潮间带，标高在-4.8~3.5m 之间，设计部门经过地形测量然后通过积分估算含流失量（15%）的总填方量 334.3 万 m^3，见表 8.1-82。码头区水域疏浚工程量约 936.3 万 m^3，且根据工程地质勘察报告，在疏浚底标高以上的土层主要为粉细砂、中砂、粗砂等，局部为粘土粉质粘土，具有较好的工程性质。疏浚物可满足陆域吹填要求。本工程水域疏浚结合陆域形成同步进行。

表 8.1-82　　填方量表

位置	现状水深（m）	填海高程（m）	填海面积（m^2）	填方量（万 m^3）
填海区	<0m	7.0	7.07	38
	0-2m	7.0	12.97	102
	2-5m	7.0	13.24	144
合计				284

③吹填方案

码头疏浚工程拟采用大型绞吸式船施工，吹距可达 3～5km，将疏浚区内的疏浚土通过排泥管线直接吹填到本工程围填区造陆。

吹填施工采用分区、分层的施工方法。第一层吹填顶标高为 3.0m，第二层吹填顶标高为 7.0m。主干排泥管线沿围堰布置，并合理布置支管线，吹填管口与围堰之间应有足够的安全距离。

④吹填排水口

吹填区设置一个排水口。吹填区的西北面是陆地，东南面是海，而吹填一般是从陆地向海延伸的。因此，把排水口定在吹填区的西南面，一方面可以使水中的泥沙有充分的沉淀时间，另一方面，可以使吹填区内水的流向和吹填延伸的方向一致，有利于水顺势流向排水口。

根据流场模拟结果，由于防波堤和两侧拦沙堤的建设，防波堤两侧在涨潮和落潮时，均容易形成滞留区。相比较而言，西侧水深比东侧大，溢流口设在此处，SS 浓度增值小于东侧。由此可知，溢流口设置在吹填区西南角较为合理。

排水口采用溢流堰式结构。吹填过程中，根据吹填余水浓度调节排水口堰顶水位，减少吹填流失。

⑵施工流程

陆域回填施工时首先在围填用地范围内建好临时围堰以及分隔围堰，再将港池航道的疏浚土吹到回填区直到设计标高，然后进行地基处理。陆域形成见图 8.1-30。

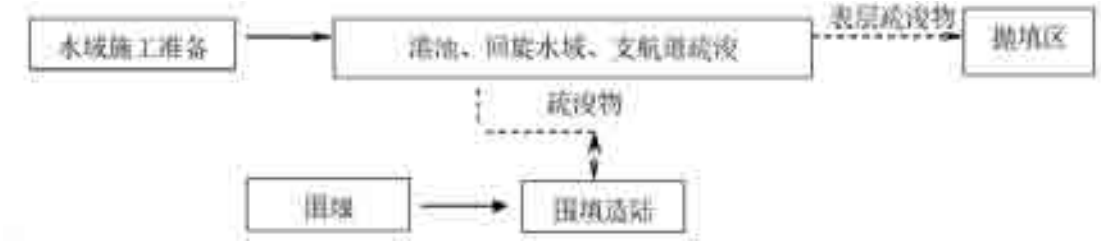


图 8.1-29　填海施工流程

⑶陆域形成（吹填）软基的处理方式

软基处理方案在充分考虑工程地质条件、自然环境、施工技术、加固效果、工程造价、工期要求等因素的基础上确定。拟采用强夯法处理。

⑷回填防护措施

本工程吹填形成陆域需先建设外围堰和分隔围堰。围堰形成后将进行吹填，本工程填料拟采用大型绞吸式挖泥船将疏浚土通过排泥管线直接吹填到本工程造陆。拟采取的防护措施如下：

① 吹填区需修建外围堰和分隔围堰。分隔围堰均采用分级式砂袋（砂）堤心环保结构。

② 吹填区划分为几个小区，吹填余水在小区经过沉淀后可减少吹填流失量。

③ 吹填施工中，合理布置吹填区排水口位置。外围堰采用溢流堰式结构，以便更好地控制吹填流失。

④ 在吹填作业中，定期对绞吸式挖泥船的排泥管接点进行检查维修，确保吹填区排水口工程牢固，排泥管线卡接牢靠，防止漏泥、污染水域。

⑤ 施工中应加强对排水口的监测，确保泄水口的悬浮泥沙浓度达标排放；一旦发现水体中悬浮物浓度超标，应调整施工方法，将施工对周围环境的影响降至最小。

⑥ 施工过程中对海域泥土扩散进行监测，根据监测结果提出环境保护适当的工程措施。

通过在吹填区采取隔埝工程来增加沉淀时间、溢流口设置倒滤层等措施来加大泥浆在吹填区内的流程，以降低吹填区内的泥浆流速，提高沉降效果，降低对周边环境污染。

8.1.3.4.4. 围堰工程

⑴护岸

本项目以护岸形成外围堰，护岸为带挡浪墙的斜坡式结构，L 型挡浪墙顶高程为 7.5m，后方陆域顶高程为 7.0m。护岸外坡采用 4t 扭王字块护面，-3.0m 标高以下为 600~800kg 的块石棱体。

施工过程为：

①基础及堤身的施工

基础清淤采用抓斗式挖泥船，堤心石由自卸车运至施工地点抛填。

②护面块体的施工

护面块体在现场临时预制场预制，由陆上运至安放地点，护面块体采用陆上吊机定点安放。

③上部结构

挡浪墙采用现浇混凝土。在现场立模浇注。模板采用轻型钢、木模板。

⑵分隔围堰

本工程分隔围堰结构采用分级充填砂袋以及回填砂的结构。围堰工程用料采用施工单位购置装袋完成的砂石袋成品。

8.1.3.4.5. 环境影响因素识别

填海工程环境影响主要体现以下几个方面：

⑴占用海域对海洋生态环境的影响

填海工程，永久占有海域，对海洋生态环境造成较大的影响。

⑵护岸建设和陆域形成对水质和生态环境的影响

护岸施工和吹填溢流过程会掀起悬沙，对附近水域造成水体混浊、水质下降，对浮游生物和底栖生物也将产生影响。

⑶填海工程对水文动力条件的影响

填海区域使岸线发生改变，对附近水文动力条件产生影响。

8.1.3.4.6. 污染源分析与土方平衡

吹填溢流 SS 源强已在产品码头工程分析中考虑，在此不再赘述。

填海工程土石方来源和土石方平衡见图 8.1-31。

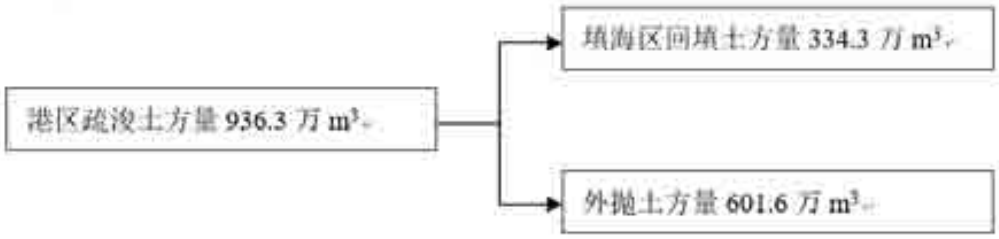


图 8.1-30 填海工程土石方平衡

8.1.3.4.7. 污染因素和污染源变化分析

本次变更填海工程的污染因素、源强和污染源发生位置均无变化。

8.1.3.5 废水排放工程概况（依托）

8.1.3.5.1. 全厂排污源强

根据厂区工程分析，项目污水排放量为 700.1t/h。各污染物执行《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）、《石油化学工业污染物排放标准》（GB31571-2015）和《合成树脂工业污染物排放标准》（GB 31572-2015）直接排放限值，并执行《水污染物排放限值》（DB44/26-2001）一级标准，各标准从严取值。污染源强见表 8.1-83。

表 8.1-83　　营运期废水污染物源强

废水排放量	700.1m³/h			5880840 m³/a
污染物	排放浓度（mg/L）	g/s	kg/h	t/a
悬浮物	≤30	5.834	21.00	176.43
CODcr	≤60	11.668	42.01	352.85
氨氮	≤8.0	1.556	5.60	47.05
总氮	≤40	7.779	28.00	235.23
总磷	≤0.5	0.097	0.35	2.94
石油类	≤5.0	0.972	3.50	29.40
硫化物	≤0.5	0.097	0.35	2.94
挥发酚	≤0.3	0.058	0.21	1.76
总钒	≤0.5	0.097	0.35	2.94
总镍	≤0.1	0.019	0.07	0.59
总汞	≤0.002	0.00039	0.0014	0.012
苯	≤0.1	0.019	0.07	0.59
甲苯	≤0.1	0.019	0.07	0.59
二甲苯	≤0.4	0.078	0.28	2.35
总氰化物	≤0.5	0.097	0.35	2.94
丙烯腈	≤2.0	0.389	1.40	11.76

8.1.3.5.2.　依托排污工程概况

中委广东石化 2000 万吨/年重油加工工程废水排放依托揭阳（惠来）大南海国际石化综合工业园排污管网和入海排污口。

⑴排污口位置和环境容量

《揭阳大南海石化工业区入海排污口位置调整论证报告》获得专家评审通过，调整后的排污口（排污口论证按排放量 0.39m³/s 考虑，中委项目的排放量是 0.2m³/s）已于 2018 年 8 月 7 日获得揭阳市环境保护局《关于揭阳大南海石化工业区入海排污口位置调整备案的函》（揭市环函〔2018〕815 号）。变更后排污口位于原排污口东北偏东方向，中心位置坐标为 116°16′4.988″E，22°54′30.082″N，稀释混合区范围不变。

根据《揭阳大南海石化工业区规划调整环境影响报告书》，调整后排污区内剩余水环境容量约为 CODcr：13011t/a、氨氮：325.728t/a、石油类：

342.211t/a。规划方案（含本项目）污染物排放量为 CODcr：1121.22t/a、氨氮：149.407t/a、石油类：93.463t/a，分别占环境容量的 8.61%、45.86%、27.31%，本项目污染物排放在允许的范围内。

⑵依托污水海洋放流管工程进展

排污口调整后，已开展排海管线路由选划报告编制，排海管线和排污口的海洋环境影响报告书、海域使用论证报告书编制。

本项目所依托的揭阳大南海石化工业园海洋放流管工程设计规模为3.4万m^3/d，主要工程内容包括陆域尾水高位调压井1座（12×20m^2），管道分为陆域管道和海域管道，陆域管道长127m，海域管道长4029m，尾水扩散器总长度105m，总投资约为21720万元。依托的排海管工程平面布置见图 8.1-32。

2018 年 8 月，该排海口位置已经完成备案（揭市环函[2018]815 号）；2019 年取得南海分局同意开展路由调查和勘探的意见（海南函[2019]35 号）；揭阳市生态环境局于 2019 年 2 月出具排海工程环境影响评价报告审查意见函（揭市环审[2019]9 号），认为排海工程建设从环境保护的角度可行。

⑶依托排污口与相关规划的相符性

根据《关于调整揭阳市近岸海域环境功能区划的复函》（粤办函[2010]473 号），项目依托的大南海石化工业园区排污口位于距离隆江河出海口西岸约 3km 的深海排污区（功能区编号 306B），范围为 1.4km×1.4km，主要功能为排污，执行三类海水水质标准。依托排污口符合近岸海域环境功能区划要求。

根据《广东省海洋功能区划（2011~2020 年）》，项目依托的排污口位于“神泉特殊利用区”。其管理要求为：1.相适宜的海域使用类型为特殊用海，2.按照排污区相关法律、法规进行管理。环境保护要求为：1.加强海洋环境监测；2.加强生产废水、生活污水入海排放控制，减少对周边功能区的影响；3.执行海水水质四类标准、海洋沉积物质量三类标准和海洋生物质量三类标准。依托排污口符合《广东省海洋功能区划（2011~2020 年）》要求。

根据 2017 年 9 月 29 日广东省人民政府印发的《广东省海洋生态红线》，项目依托的排污口不在划定的红线区内，废水排放对东海重要砂质岸线及邻近海域限制类红线区、惠来县人工鱼礁重要渔业海域限制类红线区的影响很小。依托排污口符合《广东省海洋生态红线》。依托排污口与海洋生态红线的相对位置

见图 8.1-32。

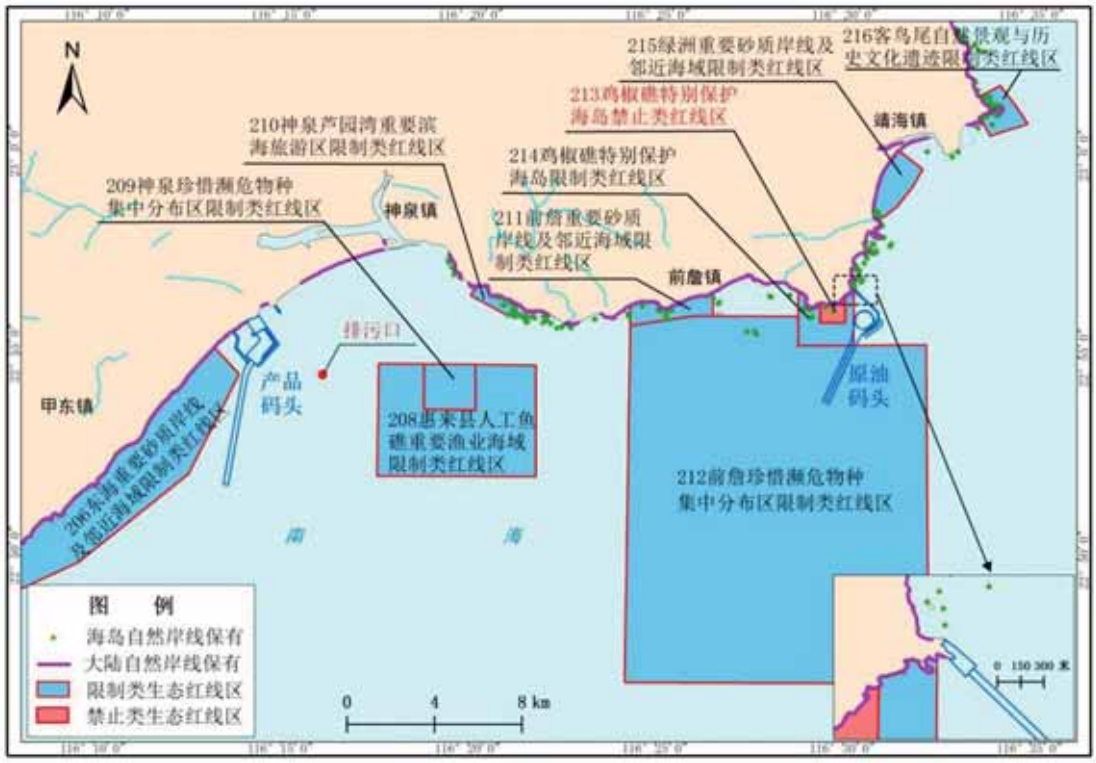


图 8.1-31 依托排污口与海洋生态红线的相对位置

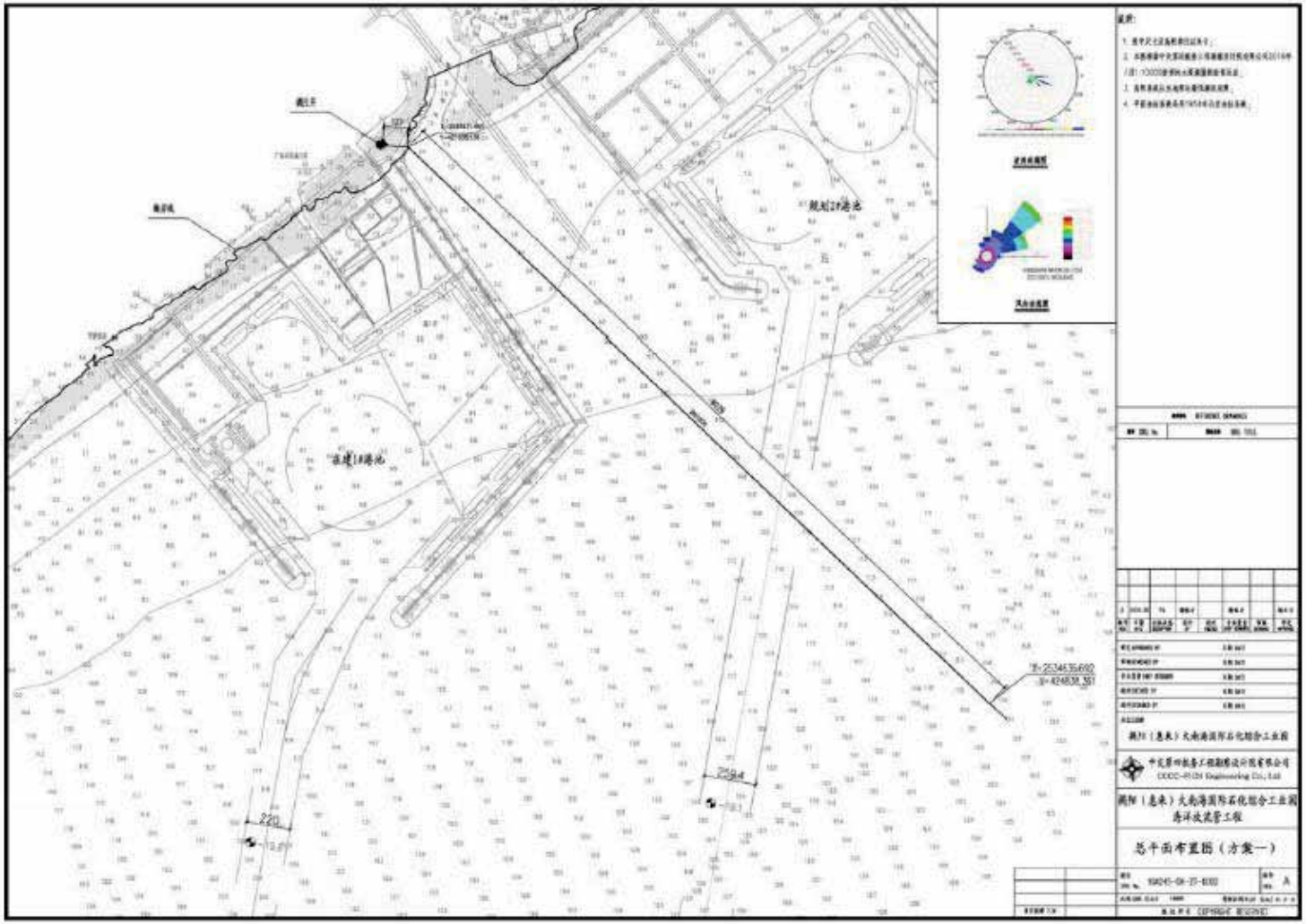


图 8.1-32　依托排污管工程平面布置图

8.2 海洋环境质量现状调查与评价

8.2.1 调查监测概况

8.2.1.1 调查时间与频次

本项目海洋环境现状调查由中国科学院南海海洋研究所分别于 2017 年 4 月 18~19 日（春季）和 2017 年 9 月 10~11 日（秋季），分两个季度进行，各季度均采样一次（大潮期进行采样，不分涨落潮），沉积物仅在春季采样一次。2018 年 4 月针对项目特征因子，进行一季水质和生物体的补充调查。

8.2.1.2 调查站位布设

本次海洋环境调查布设水质站位 28 个（特征因子 12 个站位），沉积物调查站位 16 个，生物生态调查站位 18 个，游泳生物调查断面 12 个，潮间带调查断面 5 个。具体调查站位见表 8.2-1 和图 8.2-1。

表 8.2-1　　海洋环境现状调查站位及调查内容

站位	北纬	东经	水质		海洋生态	沉积物	备注
			常规因子	特征因子			
1-1	22° 50.313'	116° 9.882'	√				
1-2	22° 48.515'	116° 10.795'	√	√	√	√	
2-1	22° 52.771'	116° 12.258'	√		√		
2-2	22° 53.275'	116° 14.004'	√				
2-3	22° 51.319'	116° 12.919'	√	√	√	√	
2-4	22° 49.732'	116° 13.864'	√				
3-1	22° 55.104'	116° 14.374'	√	√	√	√	厂址
3-2	22° 56.126'	116° 15.590'	√	√	√	√	厂址
3-3	22° 54.403'	116° 15.844'	√	√	√	√	排污口
3-4	22° 53.130'	116° 16.391'	√				
3-5	22° 51.899'	116° 17.064'	√	√	√	√	
4-1	22° 57.116'	116° 19.357'	√	√			神泉港出海口
4-2	22° 56.047'	116° 18.079'	√		√	√	
4-3	22° 54.504'	116° 19.239'	√	√			保护区
4-4	22° 52.945'	116° 19.986'	√		√	√	
5-1	22° 55.500'	116° 21.940'	√		√	√	LNG 码头
5-2	22° 54.032'	116° 22.710'	√				
5-3	22° 52.586'	116° 23.117'	√		√	√	

站位	北纬	东经	水质		海洋生态	沉积物	备注
			常规因子	特征因子			
6-1	22° 56.062'	116° 26.296'	√				
6-2	22° 54.812'	116° 26.715'	√	√	√	√	保护区
6-3	22° 53.429'	116° 27.101'	√				
7-1	22° 56.120'	116° 30.462'	√	√	√	√	原油码头
7-2	22° 54.999'	116° 30.826'	√		√	√	
7-3	22° 53.761'	116° 31.298'	√	√			
8-1	22° 59.453'	116° 32.220'	√		√	√	惠来电厂码头
8-2	22° 57.983'	116° 32.873'	√				
8-3	22° 56.234'	116° 33.719'	√		√	√	
9-1	23° 3.251'	116° 34.204'	√		√		
9-2	23° 0.589'	116° 35.356'			√	√	
9-3	22° 58.091'	116° 36.473'		√			
Y1	1-1～1-2						游泳生物
Y2	2-3～2-4						
Y3	3-4～3-5						
Y4	4-3～4-4						
Y5	5-2～5-3						
Y6	6-2～6-3						
Y7	7-1～7-2						
Y8	8-2～8-3						
Y9	9-2～9-3						
Y10	3-1～2-2						
Y11	3-2～3-3						
Y12	4-1～4-2						
T1	22° 55.616'	116° 13.882'					潮间带生物
T2	22° 56.598'	116° 15.302'					
T3	22° 55.774'	116° 22.677'					
T4	22° 56.866'	116° 30.167'					
T5	22° 59.653'	116° 31.100'					

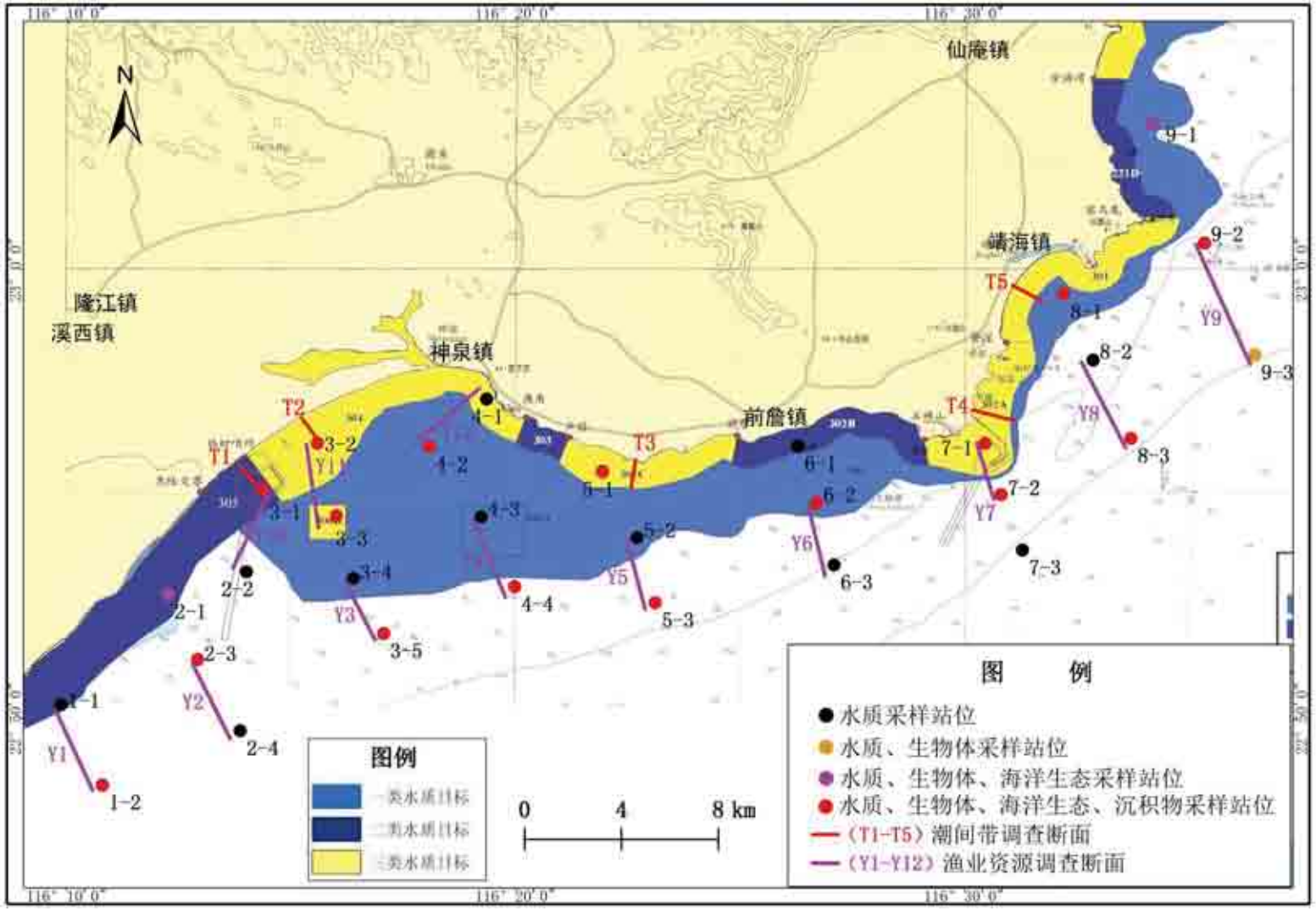


图 8.2-1　海洋环境现状调查站位分布图

8.2.1.3 调查项目

本次海洋环境与生态现状调查内容列于表 8.2-2。

表 8.2-2 海洋环境现状调查项目

调查对象	调查项目
水质	常规因子：水温、pH 值、盐度、活性磷酸盐、石油类、硫化物、NO_3-N、NO_2-N、NH_3-N、DO、COD_{Mn}、SS、Cu、Pb、Zn、Cd、As、Hg、粪大肠菌群 特征因子：镍（Ni）、钒（V）、挥发酚、氰化物、苯、二甲苯、苯乙烯、苯并(α)芘 **补充特征因子：苯、甲苯、乙苯、二甲苯、苯乙烯、甲基叔丁基醚、丙烯腈、乙腈、苯酚、F^-**
沉积物	有机碳、石油类、Cu、Pb、Zn、Cd、Hg、As 特征因子：镍（Ni）、钒（V）
生物体	石油烃、Cu、Pb、Zn、Cd、Hg、As 特征因子：镍（Ni）、钒（V） **补充特征因子：氰化物、挥发酚、苯、甲苯、乙苯、二甲苯、苯乙烯、苯并(α)芘、甲基叔丁基醚、丙烯腈、乙腈、苯酚、甲醇**
生物生态	叶绿素与初级生产力、浮游植物、浮游动物、底栖生物、潮间带生物、鱼卵仔鱼、游泳生物

8.2.1.4 调查与分析方法

（1）采样方法

调查监测项目采样及其预处理方法根据《海洋监测规范》（GB 17378-2007）、《海洋调查规范》（GB/T 12763-2007）进行。

水质现场采样调查水深 10m 以内，采表层（0.5m）水样；水深≥10m，采表层（0.5m）、底层（离底 0.5m）水样。

沉积物现场采样调查与水质调查同时进行，每个站位仅在秋季采样一次，均采表层（0~5cm）沉积物样。

生物体质量：从潮间带生物、底栖生物、游泳生物调查中选取样品经冷藏保存后带回实验室进行分析测定。

（2）分析方法

水质、沉积物、生物体残毒各调查项目的分析方法列于表 8.2-3~表 8.2-5。

表 8.2-3　　海水水质分析方法

项目	检测方法	检出限
水温	温盐深仪（CTD）法	—
pH 值	pH 计法	0.01
盐度	盐度计法	—
悬浮物	重量法	2.0mg/L
溶解氧	碘量滴定法	0.04mg/L
化学耗氧量	碱性高锰酸钾法	0.15mg/L
NO_2-N	萘乙二胺分光光度法	0.0003mg/L
NO_3-N	锌-镉还原法	0.0007mg/L
NH_3-N	次溴酸钠氧化法	0.0004mg/L
活性磷酸磷	磷钼蓝萃取分光光度法	0.001mg/L
非离子氨	次溴酸钠氧化法	0.0004mg/L
石油类	紫外分光光度法	0.004mg/L
铜	原子吸收分光光度法	0.2μg/L
铅	原子吸收分光光度法	0.03μg/L
锌	原子吸收分光光度法	3.1μg/L
镉	原子吸收分光光度法	0.01μg/L
汞	冷原子吸收分光光度法	0.001μg/L
砷	原子吸收分光光度法	0.5μg/L
挥发酚	4-氨基安替吡啉分光光度法	1.1μg/L
硫化物	亚甲基蓝分光光度法	0.2μg/L
镍	无火焰原子吸收分光光度法	0.5μg/L
钒	无火焰原子吸收分光光度法	0.6μg/L
苯	气相色谱法	5×10^{-3}mg/L
二甲苯	气相色谱法	5×10^{-3}mg/L
苯乙烯	气相色谱法	5×10^{-3}mg/L
苯并（α）芘	液液萃取和固相萃取高效液相色谱法	4.0×10^{-7}mg/L
氰化物	异烟酸-吡唑啉酮分光光度法	0.5μg/L
项目（补充特征因子）	**检测方法**	**检出限**
苯	吹扫捕集，GC-MSD 分析	2.6μg/L
甲苯	吹扫捕集，GC-MSD 分析	1.8μg/L
乙苯	吹扫捕集，GC-MSD 分析	2.1μg/L
二甲苯	吹扫捕集，GC-MSD 分析	3.5μg/L
苯乙烯	吹扫捕集，GC-MSD 分析	7.0μg/L
甲基叔丁基醚	吹扫捕集，GC-MSD 分析	0.2μg/L
丙烯腈	GC-FID 分析	0.1μg/L
乙腈	GC-FID 分析	0.1μg/L
苯酚	GC-MSD 分析	0.1μg/L
F^-	离子色谱法分析	0.01mg/L

表 8.2-4　　海洋沉积物分析方法

项目	检测方法	检出限
石油类	紫外分光光度法	3.0×10^{-6}
有机碳	重铬酸钾氧化还原容量法	0.03×10^{-2}
铜	火焰原子吸收分光光度法	2.0×10^{-6}
铅	火焰原子吸收分光光度法	3.0×10^{-6}
锌	火焰原子吸收分光光度法	6.0×10^{-6}
镉	无火焰原子吸收分光光度法	0.04×10^{-6}
汞	冷原子吸收光度法	0.005×10^{-6}
砷	原子荧光法	0.06×10^{-6}
镍	火焰原子吸收分光光度法	2.0×10^{-6}
钒	无火焰原子吸收分光光度法	2.0×10^{-6}

表 8.2-5　　海洋生物体质量分析方法

项目	检测方法	检出限
铜	火焰原子吸收分光光度法	2×10^{-6}
铅	火焰原子吸收分光光度法	0.04×10^{-6}
锌	火焰原子吸收分光光度法	0.4×10^{-6}
镉	无火焰原子吸收分光光度法	0.005×10^{-6}
砷	原子荧光法	0.2×10^{-6}
汞	冷原子吸收光度法	0.01×10^{-6}
石油烃	荧光分光光度法	0.2×10^{-6}
镍	无火焰原子吸收分光光度法	0.04×10^{-6}
钒	无火焰原子吸收分光光度法	0.4×10^{-6}
项目（补充特征因子）	**检测方法**	**检出限**
苯	顶空固相微萃取，GC-MSD 分析	2.61 ng/g
二甲苯	顶空固相微萃取，GC-MSD 分析	3.55 ng/g
氰化物	顶空进样，GC-FID 分析	5.00 ng/g
挥发酚	水蒸气蒸馏提取，GC-ECD 分析	5.00 ng/g
苯乙烯	顶空固相微萃取，GC-MSD 分析	6.96 ng/g
苯并[a]芘	溶剂萃取，GC-MSD 分析	1.00 ng/g
甲苯	顶空固相微萃取，GC-MSD 分析	1.85 ng/g
丙烯腈	顶空进样，GC-FID 分析	0.12 ng/g
乙苯	顶空固相微萃取，GC-MSD 分析	2.13 ng/g
甲基叔丁基醚	顶空固相微萃取，GC-MSD 分析	0.20 ng/g
乙腈	顶空进样，GC-FID 分析	0.09 ng/g
苯酚	衍生化，GC-ECD 分析	0.21 ng/g
甲醇	顶空进样，GC-MSD 分析	0.07 ng/g

8.2.2 海水质量现状调查与评价

8.2.2.1 调查结果

（1）春季调查

2017 年 4 月春季水质调查结果见表 8.2-6。

①水质理化因子（水温、pH、悬浮物）

水温——调查区域春季水温范围在 21.53~24.46℃，平均为 22.36℃。

pH——调查区域 pH 范围在 8.14~8.25，平均为 8.20。

悬浮物——调查区域悬浮物范围在 20.7~44.3mg/L，平均为 26.4mg/L。

②氧平衡因子（DO、COD）

DO——调查区域 DO 范围在 7.10~8.84mg/L，平均为 7.92mg/L。

COD——调查区域 COD 范围在 0.17~0.74mg/L，平均为 0.44mg/L。

③营养盐（无机氮、活性磷酸盐）

亚硝酸盐——调查区域亚硝酸盐范围在<0.0003~0.0054mg/L，平均为 0.0018mg/L。

氨盐——调查区域氨盐范围在 0.016~0.092mg/L，平均为 0.038mg/L。

硝酸盐——调查区域硝酸盐范围在 0.005~0.069mg/L，平均为 0.022mg/L。

无机氮——调查区域无机氮范围在 0.024~0.141mg/L，平均为 0.062mg/L。

活性磷酸盐——调查区域活性磷酸盐范围在 0.002~0.045mg/L，平均为 0.013mg/L。

④重金属（Cu、Pb、Zn、Cd、Hg、As）

Cu——调查区域铜含量从 0.5~6.7μg/L，平均为 2.8μg/L。

Pb——调查区域铅含量从 0.07~1.46μg/L，平均为 0.50μg/L。

Zn——调查区域锌含量从 6.7~32.6μg/L，平均为 11.7μg/L。

Cd——调查区域镉含量从<0.01~0.05μg/L，平均为<0.01μg/L。

Hg——调查区域汞含量从<0.001~0.033μg/L，平均为 0.016μg/L。

As——调查区域砷含量从 0.8~1.3μg/L，平均为 0.9μg/L。

⑤石油类、硫化物

石油类——调查区域石油类范围在 0.004~0.022mg/L，平均为 0.014mg/L。

硫化物——调查区域硫化物范围在<0.2~6.6μg/L，平均为<0.2μg/L。

⑥特征因子

Ni——调查区域镍含量从<0.5~1.7μg/L，平均为<0.5μg/L。

挥发酚——调查区域挥发酚范围在<1.1~4.4μg/L，平均为 2.5μg/L。

特征因子：钒（V）、氰化物、苯、二甲苯、苯乙烯、苯并(α)芘均未检出。

（2）秋季调查

2017 年 9 月秋季水质调查结果见表 8.2-7。

①水质理化因子（水温、pH、盐度、悬浮物）

水温——调查区域秋季水温范围在 24.13~30.96℃，平均为 27.44℃。

pH——调查区域 pH 范围在 7.89~8.34，平均为 8.10。

盐度——调查区域盐度范围在 26.01~34.22，平均为 33.13。

悬浮物——调查区域悬浮物范围在 12.3~35.0mg/L，平均为 22.1mg/L。

②氧平衡因子（DO、COD）

DO——调查区域 DO 范围在 5.48~9.40mg/L，平均为 7.24mg/L。

COD——调查区域 COD 范围在 0.11~1.21mg/L，平均为 0.37mg/L。

③营养盐（无机氮、活性磷酸盐）

亚硝酸盐——调查区域亚硝酸盐范围在<0.0003~0.0325mg/L，平均为 0.0072mg/L。

氨盐——调查区域氨盐范围在 0.010~0.135mg/L，平均为 0.051mg/L。

硝酸盐——调查区域硝酸盐范围在 0.018~0.160mg/L，平均为 0.049mg/L。

无机氮——调查区域无机氮范围在 0.049~0.277mg/L，平均为 0.108mg/L。

活性磷酸盐——调查区域活性磷酸盐范围在 0.002~0.015mg/L，平均为 0.005mg/L。

④重金属（Cu、Pb、Zn、Cd、Hg、As）

Cu——调查区域铜含量从 0.5~7.2μg/L，平均为 2.5μg/L。

Pb——调查区域铅含量从 0.02~3.63μg/L，平均为 0.77μg/L。

Zn——调查区域锌含量从 1.6~31.4μg/L，平均为 9.6μg/L。

Cd——调查区域镉含量从<0.01~0.10μg/L，平均为 0.02μg/L。

Hg——调查区域汞含量从<0.001~0.033μg/L，平均为 0.011μg/L。

As——调查区域砷含量从 0.9~1.9μg/L，平均为 1.7μg/L。

⑤石油类、硫化物

石油类——调查区域石油类范围在 0.005~0.029mg/L，平均为 0.014mg/L。

硫化物——调查区域硫化物范围在 0.4~2.0μg/L，平均为 0.6μg/L。

⑥特征因子

Ni——调查区域镍含量从<0.5~1.4μg/L，平均为<0.5μg/L。

挥发酚——调查区域挥发酚范围在<1.1~4.7μg/L，平均为 2.7μg/L。

特征因子：钒（V）、氰化物、苯、二甲苯、苯乙烯、苯并(α)芘均未检出。

（3）特征因子补充调查

2018 年 4 月（春季）补充水质特征因子调查结果见表 8.2-8。

苯——调查区域苯含量从<2.6~9.6μg/L，平均为 3.9μg/L。

甲苯——调查区域甲苯含量从 6.1~93.5μg/L，平均为 20.2μg/L。

乙苯——调查区域乙苯含量从 2.8~14.6μg/L，平均为 5.4μg/L。

二甲苯——调查区域二甲苯含量从 4.3~36.2μg/L，平均为 11.3μg/L。

苯乙烯——调查区域苯乙烯含量从<7.0~16.1μg/L，平均为<7.0μg/L。

甲基叔丁基醚——调查区域甲基叔丁基醚含量从<0.2~0.4μg/L，平均为<0.2μg/L。

丙烯腈——调查区域丙烯腈含量从<0.1~4.5μg/L，平均为 1.2μg/L。

乙腈——调查区域乙腈含量从<0.1~2.5μg/L，平均为 1.0μg/L。

苯酚——调查区域苯酚含量从<0.1~3.1μg/L，平均为 0.9μg/L。

F^-——调查区域 F^-含量从<0.01~0.96mg/L，平均为 0.29mg/L。

表 8.2-6　　2017 年 4 月（春季）水质调查结果

站位	水深 m	层次	现场水温 ℃	SS mg/L	pH	DO mg/L	COD mg/L	石油类 mg/L	硫化物 μg/L	亚硝酸盐 mg/L	硝酸盐 mg/L	氨盐 mg/L	无机氮 mg/L	活性磷酸盐 mg/L	Cu μg/L	Pb μg/L	Zn μg/L	Cd μg/L	As μg/L	总汞 μg/L	Ni μg/L	V μg/L	挥发酚 μg/L	氰化物 μg/L	苯 μg/L	二甲苯 μg/L	苯乙烯 μg/L	苯并（α）芘 μg/L	粪大肠菌群 个/L
1-1	18.0	表	22.62	25.0	8.20	8.02	0.25	0.017	<0.2	0.0005	0.018	0.033	0.051	0.009	2.8	1.37	8.3	0.01	0.9	0.033	<0.5								ND
		底	21.81	22.7	8.19	7.53	0.37	——	<0.2	0.0008	0.012	0.027	0.040	0.012	0.9	0.31	7.9	0.02	1.0	0.015	<0.5								
1-2	20.0	表	23.07	26.0	8.21	8.01	0.38	0.017	<0.2	0.0014	0.062	0.035	0.098	0.011	4.3	0.46	9.5	<0.01	0.9	0.015	<0.5	<0.6	1.2	<0.5	<5	<5	<5	<0.0004	20
		底	22.41	20.7	8.21	8.38	0.49	——	<0.2	<0.0003	0.020	0.034	0.054	0.008	0.5	0.23	8.9	<0.01	0.9	0.015	<0.5	<0.6	——	<0.5	<5	<5	<5	<0.0004	
2-1	15.0	表	22.40	24.3	8.17	7.77	0.25	0.014	<0.2	0.0017	0.034	0.026	0.062	0.011	2.7	0.42	9.4	<0.01	1.0	0.033	<0.5								ND
		底	21.78	22.7	8.19	7.35	0.37	——	<0.2	0.0014	0.024	0.047	0.073	0.014	6.7	0.53	13.6	<0.01	1.0	0.015	<0.5								
2-2	14.0	表	22.72	25.3	8.19	7.68	0.38	0.016	<0.2	0.0005	0.015	0.031	0.047	0.009	5.3	0.35	10.6	<0.01	0.9	0.015	<0.5								ND
		底	22.23	21.7	8.20	8.00	0.52	——	<0.2	0.0020	0.015	0.021	0.038	0.010	1.2	0.99	9.2	<0.01	0.9	0.033	<0.5								
2-3	17.0	表	22.96	25.3	8.18	7.73	0.24	0.025	<0.2	0.0008	0.014	0.034	0.050	0.012	4.4	1.42	8.5	<0.01	1.0	0.015	0.6	<0.6	<1.1	<0.5	<5	<5	<5	<0.0004	50
		底	22.30	24.7	8.19	7.66	0.33	——	<0.2	0.0008	0.008	0.026	0.035	0.010	1.1	0.6	9.8	<0.01	0.9	0.015	<0.5	<0.6	——	<0.5	<5	<5	<5	<0.0004	
2-4	19.5	表	22.44	33.0	8.20	7.87	0.45	0.014	<0.2	0.0005	0.017	0.037	0.054	0.014	6.5	0.50	10.2	<0.01	0.9	0.033	<0.5								ND
		底	22.39	24.7	8.20	7.87	0.27	——	<0.2	0.0008	0.010	0.028	0.039	0.014	1.4	0.66	11.6	<0.01	1.0	0.015	<0.5								
3-1	10.0	表	24.00	27.0	8.20	7.57	0.42	0.018	<0.2	0.0005	0.015	0.032	0.047	0.023	4.6	0.40	12.8	<0.01	0.9	0.015	<0.5	<0.6	<1.1	<0.5	<5	<5	<5	<0.0004	40
		底	21.76	25.0	8.20	7.95	0.41	——	<0.2	0.0014	0.007	0.036	0.045	0.013	1.7	0.23	11.5	<0.01	0.9	<0.001	<0.5	<0.6	——	<0.5	<5	<5	<5	<0.0004	
3-2	8.0	表	23.01	25.3	8.20	7.83	0.49	0.010	<0.2	0.0020	0.029	0.036	0.068	0.013	3.7	0.22	7.5	<0.01	0.9	<0.001	<0.5	<0.6	1.4	<0.5	<5	<5	<5	<0.0004	ND
3-3	12.3	表	22.36	24.0	8.18	7.71	0.50	0.022	<0.2	0.0014	0.037	0.033	0.072	0.022	4.4	0.13	11.3	<0.01	0.9	0.015	0.7	<0.6	3.9	<0.5	<5	<5	<5	<0.0004	ND
		底	22.27	24.3	8.18	7.27	0.26	——	<0.2	0.0014	0.031	0.032	0.064	0.025	0.8	0.70	11.8	<0.01	1.0	0.015	<0.5	<0.6	——	<0.5	<5	<5	<5	<0.0004	
3-4	15.0	表	22.36	24.3	8.20	7.61	0.39	0.016	<0.2	0.0005	0.016	0.038	0.054	0.018	2.2	0.09	10.6	<0.01	1.0	0.015	<0.5								ND
		底	22.36	26.7	8.20	8.50	0.41	——	<0.2	0.0011	0.069	0.017	0.087	0.025	1.1	0.11	8.5	<0.01	1.0	0.015	<0.5								
3-5	16.8	表	22.50	33.3	8.19	8.44	0.36	0.017	<0.2	0.0011	0.020	0.037	0.058	0.019	2.4	0.4	12.5	<0.01	1.0	0.015	<0.5	<0.6	3.2	<0.5	<5	<5	<5	<0.0004	50
		底	22.40	39.0	8.20	8.45	0.41	——	<0.2	0.0008	0.014	0.020	0.036	0.019	1.0	0.18	11.0	<0.01	1.2	0.015	<0.5	<0.6	——	<0.5	<5	<5	<5	<0.0004	
4-1	4.5	表	24.46	25.7	8.19	7.99	0.41	0.021	<0.2	0.0011	0.039	0.040	0.081	0.022	2.5	0.21	15.2	<0.01	0.9	0.015	<0.5	<0.6	3.7	<0.5	<5	<5	<5	<0.0004	ND
4-2	10.0	表	22.45	24.7	8.20	8.03	0.57	0.019	<0.2	0.0008	0.006	0.017	0.024	0.033	3.2	0.23	9.1	<0.01	0.9	0.015	<0.5								ND
		底	21.62	28.0	8.21	7.87	0.49	——	<0.2	0.0005	0.008	0.016	0.024	0.038	2.0	1.46	12.0	0.05	1.0	0.015	<0.5								
4-3	13.6	表	22.63	24.0	8.21	7.95	0.68	0.021	<0.2	0.0011	0.019	0.046	0.067	0.037	2.3	0.19	10.2	<0.01	0.9	0.015	<0.5	<0.6	3.4	<0.5	<5	<5	<5	<0.0004	ND
		底	21.68	24.3	8.21	8.13	0.58	——	<0.2	0.0011	0.014	0.044	0.059	0.041	0.9	0.48	10.8	<0.01	1.0	0.015	<0.5	<0.6	——	<0.5	<5	<5	<5	<0.0004	
4-4	16.5	表	22.99	22.0	8.22	8.15	0.48	0.010	<0.2	0.0011	0.035	0.033	0.069	0.036	2.9	0.37	13.4	<0.01	0.9	0.015	<0.5								ND
		底	21.87	25.7	8.21	7.62	0.62	——	<0.2	0.0017	0.012	0.031	0.044	0.045	1.6	0.65	11.1	<0.01	0.9	0.015	<0.5								
5-1	14.0	表	24.31	25.7	8.23	7.90	0.74	0.013	<0.2	0.0022	0.012	0.036	0.051	0.006	2.7	0.63	15.0	<0.01	0.9	0.015	<0.5								ND
		底	21.53	33.3	8.22	8.03	0.53	——	<0.2	0.0017	0.014	0.027	0.043	0.005	2.0	0.55	18.4	<0.01	1.0	0.015	<0.5								
5-2	15.0	表	23.28	27.7	8.21	8.06	0.56	0.016	<0.2	0.0031	0.053	0.044	0.101	0.011	2.5	0.80	16.3	<0.01	1.0	0.015	<0.5								ND
		底	21.74	35.0	8.20	7.55	0.45	——	<0.2	0.0020	0.008	0.029	0.040	0.021	1.9	0.28	15.5	<0.01	1.0	0.015	<0.5								
5-3	19.0	表	23.72	26.0	8.22	8.12	0.50	0.013	<0.2	0.0014	0.015	0.029	0.046	0.025	1.9	0.26	32.6	<0.01	1.0	0.015	<0.5								ND
		底	22.02	27.0	8.25	7.82	0.51	——	<0.2	0.0020	0.020	0.042	0.064	0.011	2.0	0.45	16.3	<0.01	0.9	0.015	1.5								

站位	水深m	层次	现场水温℃	SS mg/L	pH	DO mg/L	COD mg/L	石油类 mg/L	硫化物 μg/L	亚硝酸盐 mg/L	硝酸盐 mg/L	氨盐 mg/L	无机氮 mg/L	活性磷酸盐 mg/L	Cu μg/L	Pb μg/L	Zn μg/L	Cd μg/L	As μg/L	总汞 μg/L	Ni μg/L	V μg/L	挥发酚 μg/L	氰化物 μg/L	苯 μg/L	二甲苯 μg/L	苯乙烯 μg/L	苯并（α）芘 μg/L	粪大肠菌群 个/L
6-1	11.0	表	23.12	26.0	8.20	8.28	0.41	0.014	<0.2	0.0020	0.018	0.034	0.054	0.005	5.5	0.35	8.5	0.01	1.0	0.015	<0.5								ND
		底	21.67	33.7	8.21	7.85	0.46	——	<0.2	0.0025	0.005	0.031	0.038	0.005	1.7	0.07	8.6	<0.01	0.8	0.015	<0.5								
6-2	16.0	表	22.96	26.3	8.20	7.85	0.53	0.017	<0.2	0.0014	0.009	0.030	0.040	0.005	3.5	0.53	6.7	<0.01	0.8	0.015	<0.5	<0.6	4.4	<0.5	<5	<5	<5	<0.0004	20
		底	21.72	30.3	8.21	8.19	0.62	——	<0.2	0.0011	0.014	0.044	0.060	0.012	1.9	0.47	7.7	0.01	0.9	0.015	<0.5	<0.6	——	<0.5	<5	<5	<5	<0.0004	
6-3	20.4	表	23.09	28.0	8.22	8.58	0.56	0.006	<0.2	0.0011	0.036	0.021	0.058	0.005	3.7	0.65	11.4	<0.01	0.9	0.015	<0.5								ND
		底	22.04	44.3	8.21	7.57	0.42	——	<0.2	0.0017	0.061	0.057	0.119	0.006	2.4	0.34	7.3	<0.01	0.9	0.033	<0.5								
7-1	19.0	表	21.86	25.7	8.18	7.83	0.17	0.005	6.6	0.0028	0.018	0.040	0.060	0.003	2.4	0.44	14.3	<0.01	0.8	0.015	<0.5	<0.6	3.4	<0.5	<5	<5	<5	<0.0004	ND
		底	21.66	28.3	8.18	7.45	0.30	——	<0.2	0.0040	0.014	0.040	0.058	0.004	2.7	0.87	7.9	<0.01	0.9	0.015	<0.5	<0.6	——	<0.5	<5	<5	<5	<0.0004	
7-2	23.5	表	22.28	24.3	8.20	7.49	0.36	0.006	<0.2	0.0014	0.013	0.032	0.046	0.004	3.2	0.28	12.5	<0.01	0.8	0.015	<0.5								ND
		底	21.91	26.0	8.21	7.87	0.50	——	<0.2	0.0014	0.024	0.034	0.059	0.004	2.4	0.37	9.8	<0.01	0.9	0.015	<0.5								
7-3	32.0	表	22.43	28.0	8.22	8.45	0.35	0.004	<0.2	0.0005	0.015	0.030	0.045	0.005	3.2	1.04	9.0	<0.01	0.8	0.015	<0.5	<0.6	4.2	<0.5	<5	<5	<5	<0.0004	ND
		底	22.23	28.3	8.23	8.55	0.46	——	<0.2	0.0014	0.038	0.035	0.074	0.004	1.5	0.75	8.3	0.03	0.8	0.015	<0.5	<0.6	——	<0.5	<5	<5	<5	<0.0004	
8-1	17.0	表	22.07	21.7	8.20	7.66	0.71	0.016	<0.2	0.0040	0.026	0.081	0.111	0.002	3.7	0.27	14.2	<0.01	1.0	0.015	0.6								20
		底	21.69	31.0	8.19	7.10	0.56	——	<0.2	0.0054	0.033	0.039	0.077	0.003	2.9	0.09	11.5	<0.01	0.8	0.015	<0.5								
8-2	20.0	表	22.21	22.0	8.19	8.49	0.41	0.004	<0.2	0.0020	0.023	0.040	0.066	0.004	6.3	0.62	9.5	<0.01	0.9	0.015	<0.5								ND
		底	21.85	25.7	8.20	8.84	0.32	——	<0.2	0.0022	0.011	0.045	0.059	0.006	2.2	0.16	9.5	<0.01	0.8	0.015	<0.5								
8-3	30.0	表	22.06	24.0	8.19	7.62	0.42	0.004	<0.2	0.0022	0.017	0.063	0.081	0.009	4.7	0.92	12.1	<0.01	1.3	0.015	<0.5								ND
		底	21.97	22.0	8.20	8.20	0.36	——	<0.2	0.0037	0.011	0.039	0.054	0.005	3.7	0.43	13.1	<0.01	0.9	0.015	<0.5								
9-1	18.0	表	21.67	24.7	8.14	7.72	0.53	0.018	<0.2	0.0046	0.044	0.092	0.141	0.003	3.7	0.35	32.3	<0.01	1.0	0.015	0.6								ND
		底	21.66	25.7	8.19	8.42	0.41	——	<0.2	0.0043	0.020	0.035	0.059	0.003	1.5	0.34	11.8	<0.01	0.9	0.015	1.7								
最大值			24.46	44.3	8.25	8.84	0.74	0.022	6.6	0.0054	0.069	0.092	0.141	0.045	6.7	1.46	32.6	0.05	1.3	0.033	1.7	<0.6	4.4	<0.5	<5	<5	<5	<0.0004	50
最小值			21.53	20.7	8.14	7.10	0.17	0.004	<0.2	<0.0003	0.005	0.016	0.024	0.002	0.5	0.07	6.7	<0.01	0.8	<0.001	<0.5	<0.6	<1.1	<0.5	<5	<5	<5	<0.0004	ND
平均值			22.36	26.4	8.20	7.92	0.44	0.014	<0.2	0.0018	0.022	0.038	0.062	0.013	2.8	0.50	11.7	<0.01	0.9	0.016	<0.5	<0.6	2.5	<0.5	<5	<5	<5	<0.0004	ND

注：“——”表示未监测，“<、ND”表示未检出，下同。

表 8.2-7　　2017 年 9 月（秋季）水质调查结果

站位	水深 m	层次	现场水温 ℃	盐度	SS mg/L	pH	DO mg/L	COD mg/L	石油类 mg/L	硫化物 μg/L	亚硝酸盐 mg/L	硝酸盐 mg/L	氨盐 mg/L	无机氮 mg/L	活性磷酸盐 mg/L	Cu μg/L	Pb μg/L	Zn μg/L	Cd μg/L	As μg/L	总汞 μg/L	Ni μg/L	V μg/L	挥发酚 μg/L	氰化物 μg/L	苯 μg/L	二甲苯 μg/L	苯乙烯 μg/L	苯并（α）芘 μg/L	粪大肠菌群 个/L
1-1	18.0	表	28.53	33.24	25.7	8.08	7.02	0.33	0.014	0.6	0.0005	0.018	0.033	0.051	0.009	2.8	1.37	8.3	0.01	0.9	0.033	<0.5								ND
		底	26.93	33.55	26.7	8.04	6.57	0.24	——	0.8	0.0014	0.072	0.057	0.130	0.002	1.7	3.63	12.6	<0.01	1.4	0.015	<0.5								
1-2	20.0	表	28.83	33.15	22.0	8.09	7.50	0.26	0.009	0.4	0.0104	0.029	0.054	0.093	0.002	3.3	<0.03	10.7	<0.01	1.7	0.015	<0.5	<0.6	3.4	<0.5	<5	<5	<5	<0.0004	ND
		底	26.54	33.67	22.7	8.07	6.61	0.30	——	0.5	0.0011	0.044	0.064	0.109	0.004	2.2	0.69	7.6	<0.01	1.6	0.015	<0.5	<0.6	——	<0.5	<5	<5	<5	<0.0004	
2-1	15.0	表	28.80	32.81	21.0	8.13	8.43	0.47	0.012	0.8	0.0034	0.068	0.049	0.121	0.003	3.6	<0.03	16.9	<0.01	1.6	0.015	1.2								ND
		底	27.21	33.42	20.3	8.10	6.57	0.32	——	0.6	0.0034	0.085	0.053	0.141	0.003	2.2	<0.03	15.9	<0.01	1.6	0.015	<0.5								
2-2	14.0	表	29.17	32.03	17.3	8.12	8.46	0.49	0.014	0.4	0.0325	0.081	0.010	0.123	0.002	1.3	<0.03	6.1	<0.01	1.7	0.015	<0.5								20
2-2		底	27.14	33.46	20.0	8.09	6.91	0.14	——	0.4	0.0017	0.042	0.060	0.104	0.003	7.2	<0.03	8.9	<0.01	1.7	0.015	<0.5								
2-3	17.0	表	28.71	33.26	22.3	8.07	7.51	0.50	0.010	0.7	0.0288	0.072	0.014	0.114	0.002	3.0	<0.03	16.6	<0.01	1.8	0.015	<0.5	<0.6	1.4	<0.5	<5	<5	<5	<0.0004	ND
		底	27.04	33.51	23.3	8.08	6.01	0.32	——	0.8	0.0022	0.056	0.051	0.109	0.003	5.7	1.9	13.4	<0.01	1.7	0.015	<0.5	<0.6	——	<0.5	<5	<5	<5	<0.0004	
2-4	19.5	表	29.15	33.19	20.7	8.09	7.62	0.44	0.010	0.6	0.0025	0.037	0.051	0.090	0.015	3.0	3.12	16.7	0.02	1.9	<0.001	<0.5								ND
		底	26.83	33.59	22.3	8.08	7.55	0.39	——	0.6	0.0020	0.040	0.056	0.097	0.004	2.0	1.28	7.8	<0.01	1.5	0.015	<0.5								
3-1	10.0	表	29.32	32.17	19.0	8.17	9.40	0.50	0.027	0.4	0.0014	0.023	0.056	0.081	0.003	3.0	1.16	8.0	<0.01	1.7	<0.001	<0.5	<0.6	2.4	<0.5	<5	<5	<5	<0.0004	20
		底	26.96	33.41	23.3	8.08	7.15	0.51	——	0.6	0.0008	0.060	0.059	0.120	0.007	2.5	0.69	17.0	0.10	1.5	0.015	0.6	<0.6	——	<0.5	<5	<5	<5	<0.0004	
3-2	8.0	表	29.49	26.01	12.3	8.34	8.88	0.66	0.019	0.4	0.0028	0.062	0.052	0.117	0.004	1.9	<0.03	17.5	<0.01	1.6	0.015	<0.5	<0.6	<1.1	<0.5	<5	<5	<5	<0.0004	ND
3-3	12.3	表	28.49	32.02	18.0	8.24	9.06	0.41	0.018	0.5	0.0049	0.101	0.135	0.241	0.005	3.3	<0.03	14.5	<0.01	1.5	0.015	<0.5	<0.6	2.9	<0.5	<5	<5	<5	<0.0004	ND
		底	27.13	33.47	21.3	8.07	6.05	0.26	——	0.4	<0.0003	0.060	0.055	0.115	0.006	2.3	0.96	6.3	<0.01	1.6	0.015	<0.5	<0.6	——	<0.5	<5	<5	<5	<0.0004	
3-4	15.0	表	29.59	33.08	21.0	8.11	8.19	0.42	0.014	0.4	0.0299	0.074	0.032	0.136	0.004	1.2	<0.03	13.9	<0.01	1.9	0.015	<0.5								ND
		底	27.15	33.49	20.3	8.07	6.43	0.23	——	0.4	0.0017	0.054	0.055	0.111	0.006	3.6	2.45	6.7	<0.01	1.8	0.015	<0.5								
3-5	16.8	表	29.50	33.21	19.7	8.09	8.00	0.49	0.009	0.7	0.0020	0.027	0.053	0.082	0.004	0.9	1.0	4.3	0.07	1.7	0.015	<0.5	<0.6	<1.1	<0.5	<5	<5	<5	<0.0004	50
		底	26.93	33.55	19.3	8.09	8.91	0.26	——	0.6	0.0005	0.037	0.063	0.100	0.004	1.5	0.59	9.5	<0.01	1.7	0.015	<0.5	<0.6	——	<0.5	<5	<5	<5	<0.0004	
4-1	4.5	表	28.53	27.70	15.0	7.89	5.76	1.21	0.042	2.0	0.0022	0.025	0.056	0.083	0.005	1.3	<0.03	5.5	<0.01	1.8	0.015	<0.5	<0.6	3.9	<0.5	<5	<5	<5	<0.0004	ND
4-2	10.0	表	29.07	32.27	13.7	8.18	8.37	0.44	0.029	0.6	0.0221	0.160	0.094	0.277	0.007	5.2	<0.03	22.3	<0.01	1.8	0.033	<0.5								ND
		底	27.10	33.51	20.0	8.04	6.58	0.34	——	0.5	0.0031	0.115	0.069	0.187	0.003	2.1	<0.03	14.5	<0.01	1.6	0.033	<0.5								
4-3	13.6	表	29.53	32.65	20.0	8.14	9.11	0.98	0.012	0.6	0.0095	0.065	0.055	0.129	0.003	1.2	2.39	16.9	<0.01	1.7	0.015	<0.5	<0.6	3.4	<0.5	<5	<5	<5	<0.0004	20
		底	27.16	33.52	19.7	8.19	9.12	0.46	——	0.6	0.0008	0.025	0.056	0.082	0.006	1.5	0.32	4.0	<0.01	1.7	<0.001	<0.5	<0.6	——	<0.5	<5	<5	<5	<0.0004	
4-4	16.5	表	29.72	33.22	18.3	8.11	7.74	0.44	0.014	0.7	0.0014	0.021	0.051	0.073	0.005	1.3	<0.03	12.7	<0.01	1.7	<0.001	<0.5								ND
		底	27.05	33.48	18.7	8.14	7.87	0.30	——	0.8	0.0008	0.038	0.053	0.092	0.006	1.0	<0.03	12.9	<0.01	1.6	<0.001	<0.5								
5-1	14.0	表	30.96	30.36	18.7	8.22	9.15	0.32	0.017	0.6	0.0008	0.023	0.052	0.076	0.004	2.2	<0.03	8.0	<0.01	1.8	0.015	<0.5								20
		底	27.10	33.35	18.3	8.12	6.75	0.30	——	0.4	0.0014	0.037	0.056	0.094	0.003	5.6	<0.03	7.4	0.02	1.5	0.015	0.9								
5-2	15.0	表	29.67	32.95	19.3	8.15	9.27	0.51	0.010	0.4	0.0022	0.032	0.059	0.093	0.005	2.6	<0.03	17.3	<0.01	1.8	<0.001	<0.5								ND
		底	27.22	33.55	25.0	8.13	7.56	0.18	——	0.7	0.0011	0.071	0.053	0.125	0.003	2.0	<0.03	8.4	<0.01	1.7	<0.001	1.0								
5-3	19.0	表	28.94	33.25	20.7	8.12	7.74	0.45	0.009	0.6	0.0040	0.043	0.049	0.095	0.004	2.1	1.89	7.6	0.02	1.7	<0.001	<0.5								ND
		底	27.04	33.56	20.0	8.13	6.50	0.29	——	0.4	0.0014	0.050	0.065	0.117	0.007	2.0	<0.03	5.8	0.01	1.7	0.015	<0.5								

站位	水深 m	层次	现场水温 ℃	盐度	SS mg/L	pH	DO mg/L	COD mg/L	石油类 mg/L	硫化物 μg/L	亚硝酸盐 mg/L	硝酸盐 mg/L	氨盐 mg/L	无机氮 mg/L	活性磷酸盐 mg/L	Cu μg/L	Pb μg/L	Zn μg/L	Cd μg/L	As μg/L	总汞 μg/L	Ni μg/L	V μg/L	挥发酚 μg/L	氰化物 μg/L	苯 μg/L	二甲苯 μg/L	苯乙烯 μg/L	苯并（α）芘 μg/L	粪大肠菌群 个/L
6-1	11.0	表	27.50	33.21	20.0	8.05	7.28	0.51	0.010	0.6	0.0020	0.031	0.057	0.090	0.002	2.2	0.20	4.7	<0.01	1.8	<0.001	<0.5								ND
		底	27.41	33.32	22.3	8.06	5.63	0.30	——	0.6	0.0081	0.050	0.027	0.085	0.007	2.1	<0.03	8.5	0.01	1.8	0.015	<0.5								
6-2	16.0	表	28.24	33.10	19.3	8.06	7.90	0.47	0.017	0.8	0.0084	0.032	0.036	0.076	0.004	0.7	2.39	4.8	0.08	1.8	0.015	<0.5	<0.6	4.4	<0.5	<5	<5	<5	<0.0004	ND
		底	25.90	33.78	23.3	8.08	6.99	0.26	——	0.7	0.0052	0.054	0.029	0.089	0.003	2.4	0.62	7.0	0.03	1.7	0.015	1.4	<0.6	——	<0.5	<5	<5	<5	<0.0004	
6-3	20.4	表	29.27	33.12	21.0	8.14	7.91	0.31	0.006	0.4	0.0084	0.028	0.023	0.060	0.004	2.6	0.64	<3.1	0.05	1.8	0.015	0.6								ND
		底	25.08	34.03	23.3	8.12	6.45	0.17	——	0.8	0.0011	0.018	0.051	0.070	0.005	3.3	2.56	5.2	0.09	1.8	0.015	<0.5								
7-1	19.0	表	26.38	33.66	23.0	8.03	6.62	0.29	0.008	0.6	0.0107	0.056	0.025	0.092	0.002	0.5	0.28	<3.1	0.04	1.8	0.015	<0.5	<0.6	3.9	<0.5	<5	<5	<5	<0.0004	ND
		底	25.53	33.87	25.0	8.05	5.72	0.40	——	0.6	0.0197	0.051	0.038	0.109	0.003	5.4	<0.03	8.1	0.01	1.9	0.015	<0.5	<0.6	——	<0.5	<5	<5	<5	<0.0004	
7-2	23.5	表	27.65	33.40	29.0	8.06	6.79	0.36	0.006	0.8	0.0258	0.070	0.041	0.137	0.015	1.7	<0.03	7.3	<0.01	1.9	0.015	<0.5								20
		底	24.32	34.19	25.3	8.08	5.77	0.16	——	0.7	0.0069	0.041	0.043	0.091	0.004	2.1	<0.03	5.6	0.01	1.8	0.015	<0.5								
7-3	32.0	表	29.20	33.16	19.7	8.16	8.10	0.39	0.005	0.4	0.0127	0.058	0.047	0.118	0.006	2.7	0.65	3.1	0.03	1.9	0.015	<0.5	<0.6	4.7	<0.5	<5	<5	<5	<0.0004	ND
		底	24.21	34.19	30.0	8.09	5.55	0.11	——	0.4	0.0005	0.023	0.061	0.085	0.003	1.3	<0.03	3.6	0.01	1.8	0.015	<0.5	<0.6	——	<0.5	<5	<5	<5	<0.0004	
8-1	17.0	表	26.70	33.60	20.0	8.10	7.18	0.43	0.009	0.4	0.0110	0.028	0.076	0.115	0.004	1.5	0.11	15.8	0.01	1.9	0.015	0.7								ND
		底	25.53	33.87	22.0	8.05	5.83	0.16	——	0.4	0.0034	0.031	0.052	0.087	0.003	3.1	<0.03	9.2	<0.01	1.7	<0.001	<0.5								
8-2	20.0	表	25.97	33.81	24.0	8.04	5.93	0.21	0.005	0.6	0.0159	0.045	0.060	0.121	0.004	1.1	<0.03	10.7	<0.01	1.8	<0.001	<0.5								ND
		底	24.45	34.15	30.3	8.06	5.48	0.19	——	0.6	0.0288	0.075	0.050	0.154	0.005	1.9	<0.03	6.2	0.01	1.9	<0.001	<0.5								
8-3	30.0	表	27.70	33.31	24.0	8.13	8.11	0.29	0.006	0.4	0.0226	0.057	0.057	0.136	0.013	1.9	<0.03	3.3	0.04	1.9	<0.001	<0.5								20
		底	24.13	34.22	35.0	8.07	5.56	0.25	——	0.4	0.0011	0.022	0.055	0.079	0.003	3.5	0.08	9.6	0.02	1.8	0.015	<0.5								
9-1	18.0	表	27.64	33.63	28.3	8.10	6.76	0.34	0.009	0.7	0.0119	0.057	0.085	0.154	0.008	2.1	<0.03	31.4	<0.01	1.9	<0.001	<0.5								70
		底	25.53	33.87	24.7	8.09	5.65	0.21	——	0.6	0.0087	0.053	0.020	0.081	0.005	2.0	3.06	9.9	0.04	1.9	<0.001	<0.5								
最大值			30.96	34.22	35.0	8.34	9.40	1.21	0.029	2.0	0.0325	0.160	0.135	0.277	0.015	7.2	3.63	31.4	0.10	1.9	0.033	1.4	<0.6	4.7	<0.5	<5	<5	<5	<0.0004	70
最小值			24.13	26.01	12.3	7.89	5.48	0.11	0.005	0.4	<0.0003	0.018	0.010	0.049	0.002	0.5	<0.03	<3.1	<0.01	0.9	<0.001	<0.5	<0.6	<1.1	<0.5	<5	<5	<5	<0.0004	ND
平均值			27.44	33.13	22.1	8.10	7.24	0.37	0.015	0.6	0.0072	0.049	0.051	0.108	0.005	2.5	0.77	9.6	0.02	1.7	0.011	<0.5	<0.6	2.7	<0.5	<5	<5	<5	<0.0004	ND

表 8.2-8　　2018 年 4 月（春季）水质特征因子补充调查结果

站位/层次	苯 μg/L	甲苯 μg/L	乙苯 μg/L	二甲苯 μg/L	苯乙烯 μg/L	甲基叔丁基醚 μg/L	丙烯腈 μg/L	乙腈 μg/L	苯酚 μg/L	F^- mg/L
1-2 表	2.6	6.4	2.8	4.3	ND	ND	ND	ND	1.2	ND
1-2 底	2.8	5.6	2.6	6.5	15.1	0.2	4.5	1.1	3.1	0.22
2-3 表	3.0	19.3	6.1	12.6	ND	ND	ND	1.3	2.1	0.13
2-3 底	ND	7.1	3.2	6.5	ND	ND	1.2	ND	ND	ND
3-1 表	6.3	5.4	3.4	3.3	ND	ND	2.4	ND	0.2	0.16
3-1 底	ND	8.3	3.9	8.0	ND	ND	ND	2.4	0.2	ND
3-2 表	ND	8.3	3.9	8.0	ND	ND	ND	1.2	0.1	ND
3-3 表	ND	6.4	3.4	7.5	ND	ND	1.4	ND	ND	ND
3-3 底	ND	8.4	3.9	7.9	ND	ND	1.6	1.2	2.1	ND
3-5 表	3.7	25.5	3.4	7.6	ND	ND	1.3	ND	ND	0.40
3-5 底	2.6	6.4	2.8	4.3	ND	ND	1.3	1.2	ND	ND
4-1 表	ND	6.1	3.1	4.8	ND	ND	ND	ND	ND	ND
4-3 表	3.8	14.8	4.4	9.5	ND	ND	ND	ND	ND	0.23
4-3 底	4.1	15.0	4.4	9.4	ND	ND	1.1	2.5	ND	0.32
6-2 表	5.6	19.5	6.7	4.5	8.3	ND	0.5	2.3	2.1	0.20
6-2 底	3.9	16.6	5.2	10.8	ND	ND	ND	ND	ND	0.45
7-1 表	8.7	45.4	9.3	21.9	10.0	0.4	1.2	2.4	3.1	0.96
7-1 底	ND	7.6	3.8	7.9	ND	ND	ND	ND	ND	ND
7-3 表	6.1	23.6	5.7	16.2	11.9	0.2	3.1	1.5	2.1	0.65
7-3 底	4.9	42.0	9.9	22.0	8.8	ND	1.2	ND	ND	0.84
9-3 表	9.6	93.5	14.6	36.2	16.1	0.3	3.3	2.1	2.5	0.95
9-3 底	9.4	53.1	11.2	27.8	14.3	0.3	1.2	2.5	1.2	0.91
检出限	2.6	1.8	2.1	3.5	7.0	0.2	0.1	0.1	0.1	0.01
范围	ND~9.6	6.1~93.5	2.8~14.6	4.3~36.2	ND~16.1	ND~0.4	ND~4.5	ND~2.5	ND~3.1	ND~0.96
均值	3.9	20.2	5.4	11.3	<7.0	<0.2	1.2	1.0	0.9	0.29

注：“ND”表示未检出。

8.2.2.2 现状评价

（1）评价因子

海域水质评价因子包括：pH、溶解氧、化学需氧量、硫化物、石油类、活性磷酸盐、无机氮、铜、铅、锌、镉、汞、砷、镍、挥发酚，共 15 项。

（2）评价方法

采用单因子指数法对海水水质现状进行评价，污染指数大于 1 表示超过了规定的水质标准。各监测项目的污染指数计算公式如下：

• 除 pH、DO 外的其它污染物的标准指数：

$$S_i = C_i / C_{si}$$

式中：S_i 为单因子污染指数；C_i 为实际监测值；C_{si} 为评价标准值。

• pH 的标准指数为：

$$S_{pH} = \frac{7.0 - pH}{7.0 - pH_{sd}}, pH \le 7.0 ; \quad S_{pH} = \frac{pH - 7.0}{pH_{su} - 7.0}, pH > 7.0$$

式中：pH 为实际测值；pH_{su} 为评价标准值 pH 值上限；pH_{sd} 为评价标准值 pH 值下限。

• DO 的标准指数为：

$$S_{DO} = \frac{\left| DO_f - DO \right|}{DO_f - DO_s}, DO \ge DO_s , \quad S_{DO} = 10 - 9\frac{DO}{DO_s}, DO < DO_s \ ,$$

$$DO_f = 468 / (31.6 + T)$$

式中：DO 为监测值；DO_s 为评价标准值；DO_f 为当时水温条件下的饱和溶解氧值。

（3）评价标准

根据《广东省人民政府办公厅关于调整揭阳市近岸海域环境功能区划的复函》（粤办函[2010]473 号）、《广东省海洋功能区划（2011-2020 年）》和《广东省海洋生态环境保护规划（2017-2020 年）》的相关要求，各调查站位所在近岸海域环境功能区详见图 8.2-1，所在海洋功能区详见图 8.2-2。本次评价执行各站位较严格的海洋环境质量标准，具体见**错误!未找到引用源。**

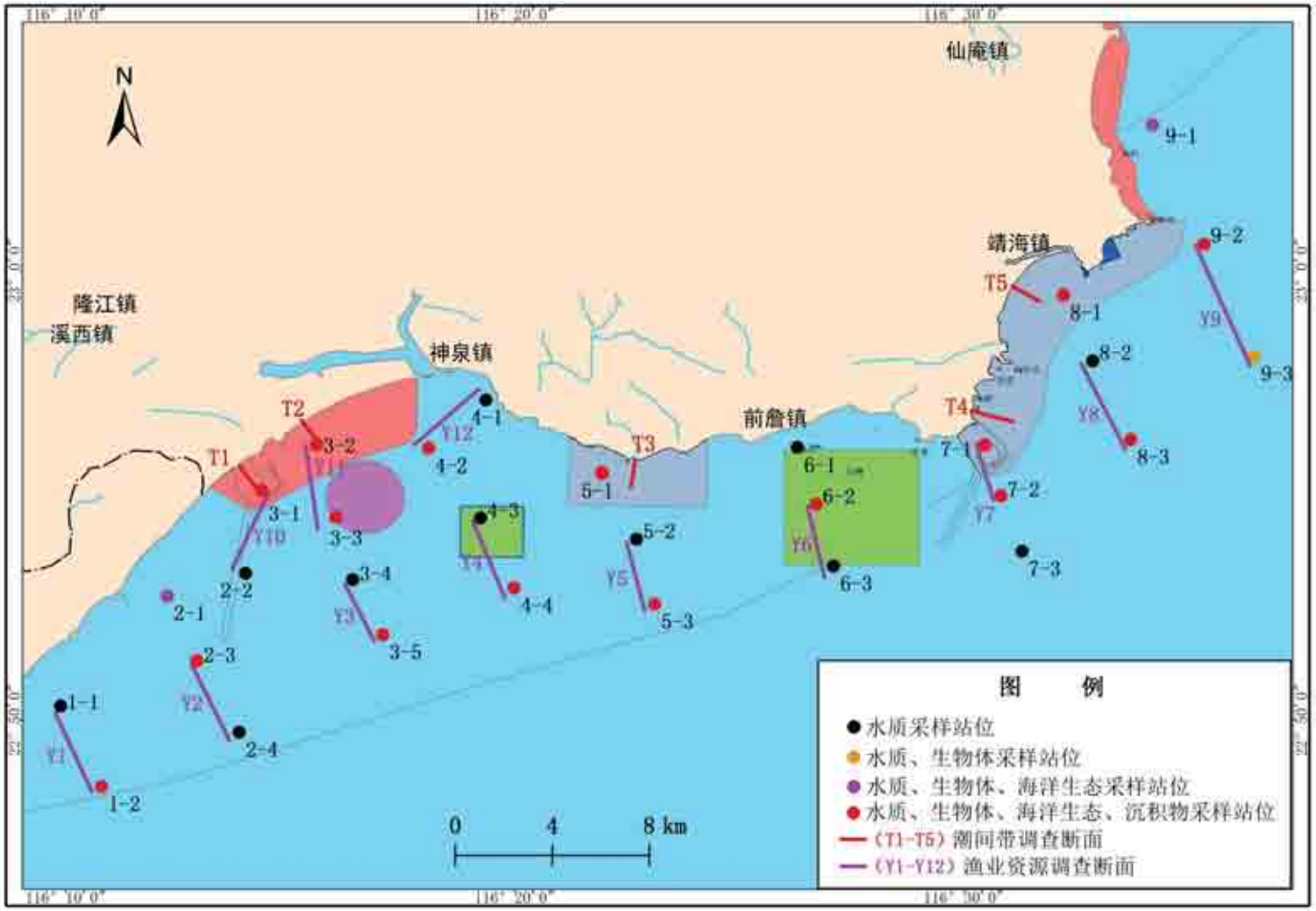


图 8.2-2　　海洋环境现状调查站位所在海洋功能区分布图

表 8.2-9　　海洋环境现状调查站位执行标准一览表

站位	近岸海域环境功能区划			海洋功能区划			**本次评价执行标准**		
	水质	沉积物	生物体	水质	沉积物	生物体	**水质**	**沉积物**	**生物体**
1-1	二类	一类	一类	二类	一类	一类	**二类**	**一类**	**一类**
1-2	一类	一类	一类	二类	一类	一类	**一类**	**一类**	**一类**
2-1	二类	一类	一类	二类	一类	一类	**二类**	**一类**	**一类**
2-2	一类	一类	一类	二类	一类	一类	**一类**	**一类**	**一类**
2-3	一类	一类	一类	二类	一类	一类	**一类**	**一类**	**一类**
2-4	一类	一类	一类	二类	一类	一类	**一类**	**一类**	**一类**
3-1	二类	一类	一类	三类	二类	二类	**二类**	**一类**	**一类**
3-2	三类	二类	二类	三类	二类	二类	**三类**	**二类**	**二类**
3-3	三类	二类	二类	三类	二类	二类	**三类**	**二类**	**二类**
3-4	一类	一类	一类	二类	一类	一类	**一类**	**一类**	**一类**
3-5	一类	一类	一类	二类	一类	一类	**一类**	**一类**	**一类**
4-1	三类	二类	二类	二类	一类	一类	**二类**	**一类**	**一类**
4-2	一类	一类	一类	二类	一类	一类	**一类**	**一类**	**一类**
4-3	一类	一类	一类	一类	一类	一类	**一类**	**一类**	**一类**
4-4	一类	一类	一类	二类	一类	一类	**一类**	**一类**	**一类**
5-1	三类	二类	二类	三类	二类	二类	**三类**	**二类**	**二类**
5-2	一类	一类	一类	二类	一类	一类	**一类**	**一类**	**一类**
5-3	一类	一类	一类	二类	一类	一类	**一类**	**一类**	**一类**
6-1	二类	一类	一类	二类	一类	一类	**二类**	**一类**	**一类**
6-2	一类	一类	一类	一类	一类	一类	**一类**	**一类**	**一类**
6-3	一类	一类	一类	一类	一类	一类	**一类**	**一类**	**一类**
7-1	三类	二类	二类	三类	二类	二类	**三类**	**二类**	**二类**
7-2	一类	一类	一类	一类	一类	一类	**一类**	**一类**	**一类**
7-3	一类	一类	一类	一类	一类	一类	**一类**	**一类**	**一类**
8-1	一类	一类	一类	三类	二类	二类	**一类**	**一类**	**一类**
8-2	一类	一类	一类	一类	一类	一类	**一类**	**一类**	**一类**
8-3	一类	一类	一类	一类	一类	一类	**一类**	**一类**	**一类**
9-1	一类	一类	一类	一类	一类	一类	**一类**	**一类**	**一类**
9-2	一类	一类	一类	一类	一类	一类	**一类**	**一类**	**一类**
9-3	一类	一类	一类	一类	一类	一类	**一类**	**一类**	**一类**

（4）评价结果

①春季调查

2017 年 4 月春季水质各评价因子的单项标准指数见表 8.2-10。由表可知，

评价海域水质因子中 pH、溶解氧、化学需氧量、石油类、硫化物、无机氮、镉、汞、砷、镍和挥发酚均符合相应环境功能区水质标准，而活性磷酸盐、铅和锌出现不同程度的超标现象，具体如下：

活性磷酸盐超标率为 20.4%，最大超标倍数为 1.974，站位 3-4（表、底）、3-5（表、底）、5-2（底）、5-3（表）超海水水质第一类标准，符合二类标准限值；站位 4-2（表、底）、4-3（表、底）、4-4（表、底）超海水水质第一类标准，符合四类标准限值。

铜超标率为 5.1%，最大超标倍数为 0.298，站位 2-2（表）、2-4（表）、8-2（表）超海水水质第一类标准，符合二类标准限值。

铅超标率为 6.8%，最大超标倍数为 0.462，站位 2-3（表）、4-2（底）、7-3（表）、9-2（底）超海水水质第一类标准，符合二类标准限值。

锌超标率为 3.4%，最大超标倍数为 0.630，站位 5-3（表）、9-1（表）超海水水质第一类标准，符合二类标准限值。

②秋季调查

2017 年 9 月秋季水质各评价因子的单项标准指数见表 8.2-11。由表可知，评价海域水质因子中 pH、化学需氧量、石油类、硫化物、镉、汞、砷、镍和挥发酚均符合相应环境功能区水质标准，而溶解氧、无机氮、铜、铅和锌出现不同程度的超标现象，具体如下：

溶解氧超标率为 3.4%，最大超标倍数为 0.363，站位 7-3（底）、9-1（底）超海水水质第一类标准，符合二类标准限值。

无机氮超标率为 1.7%，最大超标倍数为 0.383，站位 4-2（表）超海水水质第一类标准，符合二类标准限值。

活性磷酸盐超标率为 1.7%，最大超标倍数为 0.006，站位 2-4（表）超海水水质第一类标准，符合二类标准限值。

铜超标率为 5.1%，最大超标倍数为 0.440，站位 2-2（底）、2-3（底）、4-2（表）超海水水质第一类标准，符合二类标准限值。

铅超标率为 18.5%，最大超标倍数为 2.120，站位 2-3（底）、2-4（表、底）、3-4（底）、3-5（表）、4-3（表）、5-3（表）、6-2（表）、6-3（底）、9-1（底）超海水水质第一类标准，超标站位均符合二类标准限值。

锌超标率为 3.4%，最大超标倍数为 0.571，站位 4-2（表）、9-1（表）超海

水水质第一类标准，符合二类标准限值。

③特征因子调查

该海区水质特征因子评价结果详见表 8.2-12。由表可知，评价海域水质特征因子中镍、挥发酚、氰化物、苯并(α)芘均符合《海水水质标准》（GB 3097-1997）中第一类标准限值；氟化物（F^-）符合《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）中Ⅰ类标准限值，钒、苯、甲苯、乙苯、二甲苯、苯乙烯和丙烯腈符合《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）中集中式生活饮用水地表水源地特定项目标准限值；甲基叔丁基醚、乙腈和苯酚无参考标准。

总体来说，该海域水质特征因子含量相对较低。

（5）小结

春、秋两季水质因子中 pH、化学需氧量、石油类、硫化物、镉、汞、砷、镍、挥发酚均符合相应环境功能区水质标准，其他因子所有超标站位均位于一类环境功能区，活性磷酸盐（春季、图 8.2-3）和铅（秋季、图 8.2-4）超标现象比较明显，而溶解氧、无机氮、铜和锌仅在个别调查站位中轻微超一类标准，海域特征因子含量相对较低。

本项目产品码头港区、原油码头港区、排污区水质均符合相应的评价标准。

综上所述，本海域水质超标因子主要为活性磷酸盐和铅。河口区域活性磷酸盐超标在国内普遍存在，该海域主要与神泉湾内滩涂养殖排污有关；活性磷酸盐含量不同季节差异较大，秋季活性磷酸盐含量较低，对比发现秋季浮游生物量明显高于春季，分析认为与生物生长消耗水体中大量磷酸盐有关。重金属铅含量较高，与外海水流交换或大气有关，具体分析见 8.2.5.1.1 节。

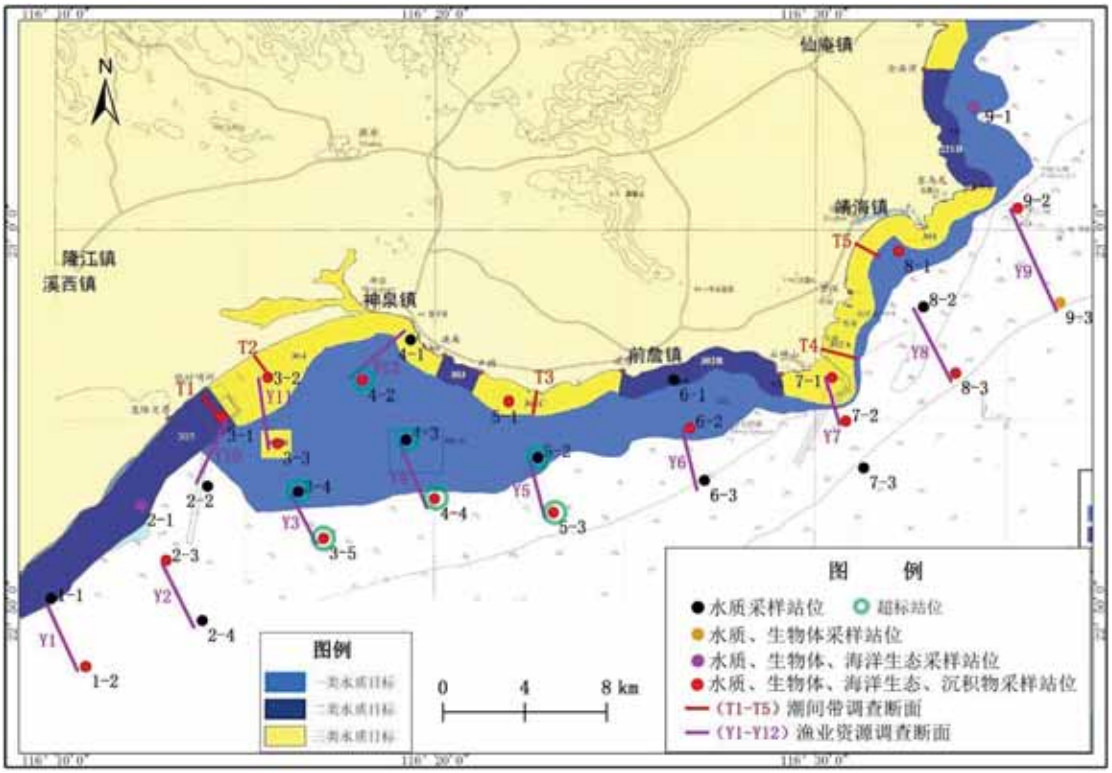


图 8.2-3　活性磷酸盐春季调查超标站位分布图

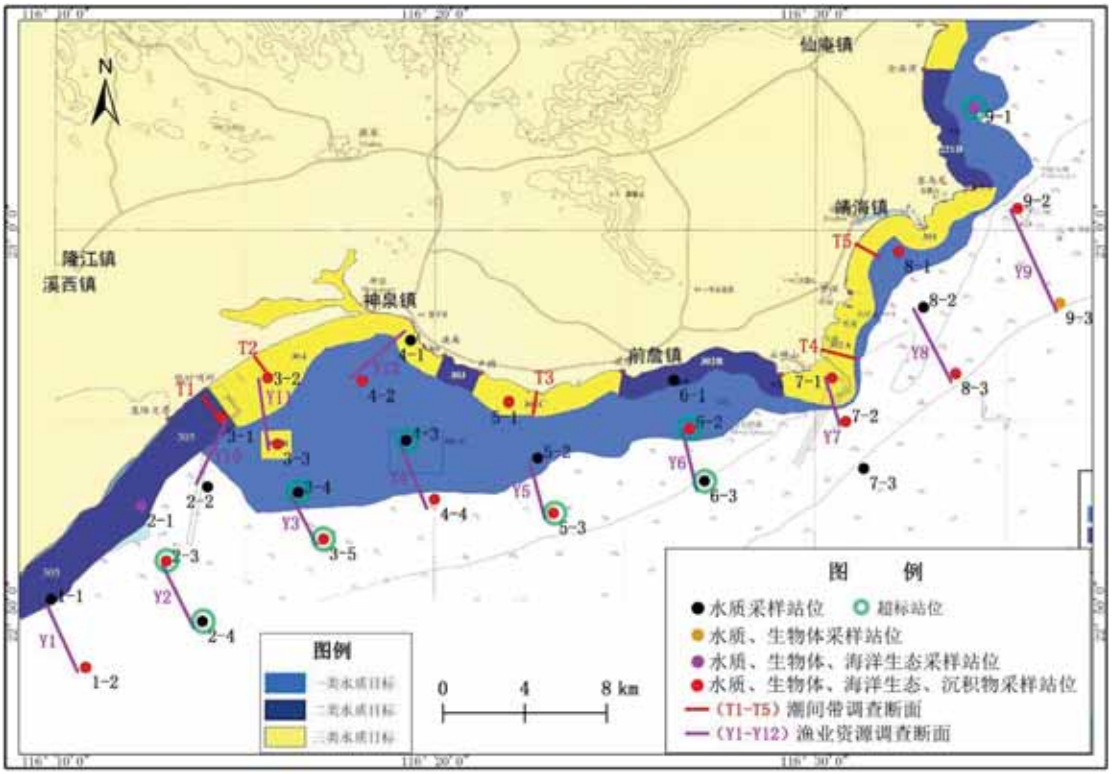


图 8.2-4　铅秋季调查超标站位分布图

表 8.2-10　　2017 年 3 月（春季）海水水质标准指数

标准	站位	层次	pH	DO	COD	石油类	硫化物	无机氮	活性磷酸盐	Cu	Pb	Zn	Cd	As	总汞	Ni	挥发酚
一类	1-2	表	0.807	0.217	0.191	0.337	0.005	0.491	0.756	0.860	0.455	0.475	0.005	0.044	0.296	0.050	0.235
	1-2	底	0.807	0.096	0.245	—	0.005	0.269	0.528	0.094	0.230	0.448	0.005	0.047	0.296	0.050	—
	2-2	表	0.793	0.325	0.191	0.311	0.005	0.234	0.626	***1.064***	0.355	0.530	0.005	0.044	0.296	0.050	
	2-2	底	0.800	0.217	0.261	—	0.005	0.189	0.658	0.240	0.990	0.463	0.005	0.045	0.664	0.050	
	2-3	表	0.787	0.307	0.120	0.495	0.005	0.248	0.790	0.880	***1.420***	0.425	0.005	0.050	0.296	0.120	0.110
	2-3	底	0.793	0.329	0.167	—	0.005	0.174	0.692	0.220	0.595	0.490	0.005	0.045	0.296	0.050	—
	2-4	表	0.800	0.260	0.224	0.284	0.005	0.270	0.952	***1.298***	0.500	0.510	0.005	0.047	0.664	0.050	
	2-4	底	0.800	0.263	0.132	—	0.005	0.194	0.952	0.282	0.660	0.583	0.005	0.050	0.296	0.050	
	3-4	表	0.800	0.398	0.195	0.311	0.005	0.271	***1.180***	0.433	0.086	0.531	0.005	0.050	0.295	0.050	
	3-4	底	0.800	0.063	0.207	—	0.005	0.436	***1.670***	0.213	0.105	0.427	0.005	0.049	0.295	0.050	
	3-5	表	0.793	0.074	0.183	0.337	0.005	0.291	***1.246***	0.472	0.380	0.623	0.005	0.048	0.296	0.050	0.635
	3-5	底	0.800	0.071	0.203	—	0.005	0.179	***1.246***	0.200	0.180	0.550	0.005	0.062	0.296	0.050	—
	4-2	表	0.800	0.239	0.286	0.389	0.005	0.119	***2.191***	0.649	0.225	0.456	0.005	0.047	0.295	0.050	
	4-2	底	0.807	0.301	0.244	—	0.005	0.120	***2.550***	0.405	***1.462***	0.598	0.052	0.048	0.295	0.050	
	4-3	表	0.807	0.269	0.340	0.416	0.005	0.333	***2.485***	0.460	0.190	0.509	0.005	0.046	0.295	0.050	0.685
	4-3	底	0.807	0.201	0.290	—	0.005	0.296	***2.713***	0.185	0.480	0.541	0.005	0.049	0.295	0.050	—
	4-4	表	0.813	0.170	0.240	0.205	0.005	0.345	***2.388***	0.578	0.365	0.670	0.005	0.045	0.296	0.050	
	4-4	底	0.807	0.344	0.311	—	0.005	0.221	***2.974***	0.324	0.650	0.553	0.005	0.045	0.296	0.050	
	5-2	表	0.807	0.229	0.278	0.311	0.005	0.503	0.757	0.502	0.800	0.817	0.005	0.048	0.295	0.050	
	5-2	底	0.800	0.420	0.224	—	0.005	0.198	***1.409***	0.389	0.276	0.777	0.005	0.048	0.295	0.050	
	5-3	表	0.813	0.181	0.249	0.258	0.005	0.228	***1.636***	0.388	0.255	***1.630***	0.005	0.050	0.296	0.050	
	5-3	底	0.833	0.277	0.254	—	0.005	0.323	0.756	0.392	0.445	0.818	0.005	0.042	0.296	0.300	
	6-2	表	0.800	0.306	0.265	0.337	0.005	0.202	0.300	0.694	0.530	0.333	0.005	0.038	0.295	0.050	0.885
	6-2	底	0.807	0.178	0.311	—	0.005	0.300	0.789	0.389	0.469	0.385	0.013	0.046	0.295	0.050	—
	6-3	表	0.813	0.030	0.278	0.126	0.005	0.288	0.332	0.748	0.650	0.570	0.005	0.044	0.296	0.050	
	6-3	底	0.807	0.361	0.212	—	0.005	0.597	0.398	0.482	0.340	0.368	0.005	0.044	0.664	0.050	
	7-2	表	0.800	0.385	0.183	0.126	0.005	0.231	0.234	0.634	0.285	0.623	0.005	0.039	0.296	0.050	
	7-2	底	0.807	0.262	0.249	—	0.005	0.296	0.234	0.472	0.375	0.488	0.005	0.044	0.296	0.050	
	7-3	表	0.813	0.081	0.174	0.074	0.005	0.226	0.300	0.638	***1.038***	0.451	0.005	0.041	0.295	0.050	0.835
	7-3	底	0.820	0.044	0.228	—	0.005	0.371	0.235	0.300	0.745	0.417	0.025	0.041	0.295	0.050	—
	8-1	表	0.800	0.326	0.356	0.312	0.005	0.554	0.136	0.740	0.270	0.710	0.010	0.050	0.120	0.120	
	8-1	底	0.793	0.503	0.282	—	0.005	0.384	0.202	0.590	0.090	0.575	0.010	0.040	0.120	0.052	
	8-2	表	0.793	0.059	0.207	0.074	0.005	0.329	0.268	***1.254***	0.620	0.478	0.005	0.047	0.296	0.050	
	8-2	底	0.800	0.055	0.162	—	0.005	0.294	0.398	0.448	0.160	0.475	0.005	0.042	0.296	0.050	
	8-3	表	0.793	0.343	0.212	0.074	0.005	0.407	0.626	0.936	0.920	0.605	0.005	0.063	0.296	0.050	
	8-3	底	0.800	0.155	0.179	—	0.005	0.267	0.332	0.738	0.435	0.655	0.005	0.044	0.296	0.050	
	9-1	表	0.760	0.354	0.265	0.363	0.005	0.704	0.170	0.740	0.354	***1.613***	0.005	0.049	0.295	0.120	
	9-1	底	0.793	0.092	0.207	—	0.005	0.296	0.202	0.308	0.335	0.589	0.005	0.046	0.295	0.340	
二类	1-1	表	0.800	0.178	0.083	0.337	0.002	0.171	0.313	0.284	0.273	0.166	0.002	0.031	0.166	0.025	
	1-1	底	0.793	0.312	0.124	—	0.002	0.135	0.395	0.091	0.062	0.159	0.003	0.032	0.074	0.025	
	2-1	表	0.780	0.244	0.083	0.284	0.002	0.206	0.362	0.270	0.083	0.188	0.001	0.032	0.166	0.025	
	2-1	底	0.793	0.359	0.124	—	0.002	0.242	0.476	0.667	0.106	0.273	0.001	0.032	0.074	0.025	
	3-1	表	0.800	0.294	0.141	0.366	0.002	0.157	0.770	0.455	0.080	0.256	0.002	0.032	0.030	0.026	0.012
	3-1	底	0.800	0.193	0.139	—	0.002	0.148	0.427	0.170	0.046	0.230	0.002	0.030	0.001	0.026	—
	4-1	表	0.859	0.183	0.139	0.414	0.002	0.269	0.721	0.245	0.042	0.304	0.002	0.032	0.030	0.026	0.074
	6-1	表	0.800	0.107	0.138	0.284	0.002	0.180	0.166	0.548	0.071	0.170	0.002	0.032	0.074	0.025	
	6-1	底	0.807	0.225	0.152	—	0.002	0.128	0.166	0.175	0.015	0.172	0.001	0.028	0.074	0.025	
三类	3-2	表	0.667	0.179	0.122	0.034	0.001	0.169	0.427	0.073	0.022	0.075	0.001	0.018	0.001	0.013	0.014
	3-3	表	0.656	0.205	0.124	0.074	0.001	0.180	0.737	0.088	0.013	0.113	0.001	0.019	0.030	0.035	0.039
	3-3	底	0.656	0.299	0.064	—	0.001	0.160	0.835	0.017	0.070	0.118	0.001	0.020	0.030	0.013	—
	5-1	表	0.683	0.165	0.184	0.043	0.001	0.127	0.215	0.054	0.063	0.150	0.001	0.018	0.030	0.013	
	5-1	底	0.678	0.138	0.133	—	0.001	0.108	0.183	0.040	0.055	0.184	0.001	0.019	0.030	0.013	
	7-1	表	0.656	0.179	0.044	0.017	0.066	0.151	0.101	0.047	0.044	0.143	0.001	0.016	0.030	0.013	0.034
	7-1	底	0.656	0.261	0.075	—	0.001	0.144	0.134	0.054	0.087	0.079	0.001	0.017	0.030	0.013	—
超标率（%）			***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***20.4***	***5.1***	***6.8***	***3.4***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***
最大超标倍数			-	-	-	-	-	-	***1.974***	***0.298***	***0.462***	***0.630***	-	-	-	-	-

表 8.2-11　　2017 年 9 月（秋季）海水水质标准指数

标准	站位	层次	pH	DO	COD	石油类	硫化物	无机氮	活性磷酸盐	Cu	Pb	Zn	Cd	As	总汞	Ni	挥发酚
一类	1-2	表	0.727	0.148	0.131	0.179	0.020	0.467	0.134	0.664	0.015	0.533	0.005	0.086	0.296	0.050	0.685
	1-2	底	0.713	0.332	0.152	—	0.025	0.543	0.234	0.448	0.695	0.380	0.005	0.083	0.296	0.050	—
	2-2	表	0.747	0.664	0.246	0.284	0.020	0.617	0.100	0.270	0.015	0.308	0.005	0.087	0.296	0.050	
	2-2	底	0.727	0.174	0.069	—	0.020	0.519	0.168	***1.440***	0.015	0.445	0.005	0.084	0.296	0.050	
	2-3	表	0.713	0.151	0.251	0.205	0.035	0.572	0.134	0.594	0.015	0.830	0.005	0.090	0.296	0.050	0.285
	2-3	底	0.720	0.659	0.159	—	0.040	0.546	0.202	***1.136***	***1.925***	0.670	0.005	0.087	0.296	0.050	—
	2-4	表	0.727	0.210	0.221	0.205	0.030	0.450	***1.006***	0.604	***3.125***	0.838	0.025	0.095	0.012	0.050	
	2-4	底	0.720	0.170	0.197	—	0.030	0.486	0.234	0.408	***1.285***	0.390	0.005	0.077	0.296	0.050	
	3-4	表	0.740	0.780	0.209	0.284	0.020	0.681	0.235	0.250	0.015	0.696	0.005	0.093	0.295	0.050	
	3-4	底	0.713	0.654	0.115	—	0.020	0.556	0.402	0.715	***2.451***	0.335	0.005	0.088	0.295	0.050	
	3-5	表	0.727	0.416	0.246	0.179	0.035	0.410	0.234	0.184	***1.035***	0.218	0.070	0.087	0.296	0.050	0.110
	3-5	底	0.727	0.904	0.131	—	0.030	0.498	0.268	0.290	0.585	0.473	0.005	0.084	0.296	0.050	—
	4-2	表	0.787	0.925	0.221	0.574	0.030	***1.383***	0.470	***1.037***	0.015	***1.117***	0.005	0.091	0.664	0.050	
	4-2	底	0.693	0.531	0.172	—	0.025	0.933	0.201	0.411	0.015	0.726	0.005	0.080	0.664	0.050	
	4-3	表	0.760	0.658	0.492	0.232	0.030	0.647	0.201	0.249	***2.394***	0.846	0.005	0.086	0.295	0.050	0.685
	4-3	底	0.793	0.658	0.229	—	0.030	0.409	0.402	0.307	0.321	0.202	0.005	0.087	0.010	0.050	—
	4-4	表	0.740	0.272	0.221	0.284	0.035	0.363	0.302	0.262	0.015	0.635	0.005	0.084	0.012	0.050	
	4-4	底	0.760	0.346	0.152	—	0.040	0.459	0.368	0.200	0.015	0.643	0.005	0.083	0.012	0.050	
	5-2	表	0.767	0.647	0.254	0.205	0.020	0.464	0.302	0.518	0.015	0.864	0.005	0.090	0.010	0.050	
	5-2	底	0.753	0.269	0.090	—	0.035	0.623	0.168	0.397	0.015	0.418	0.005	0.087	0.010	0.200	
	5-3	表	0.747	0.275	0.225	0.179	0.030	0.476	0.234	0.424	***1.890***	0.378	0.020	0.086	0.012	0.050	
	5-3	底	0.753	0.391	0.147	—	0.020	0.584	0.470	0.402	0.015	0.290	0.015	0.086	0.296	0.050	
	6-2	表	0.707	0.543	0.233	0.337	0.040	0.381	0.235	0.131	***2.394***	0.241	0.083	0.089	0.295	0.050	0.885
	6-2	底	0.720	0.197	0.131	—	0.035	0.443	0.168	0.481	0.622	0.352	0.031	0.086	0.295	0.280	—
	6-3	表	0.760	0.366	0.156	0.126	0.020	0.300	0.268	0.516	0.640	0.078	0.050	0.090	0.296	0.120	
	6-3	底	0.747	0.421	0.086	—	0.040	0.350	0.302	0.650	***2.565***	0.258	0.090	0.090	0.296	0.050	
	7-2	表	0.707	0.239	0.180	0.126	0.040	0.686	0.972	0.334	0.015	0.365	0.005	0.096	0.296	0.050	
	7-2	底	0.720	0.784	0.078	—	0.035	0.456	0.268	0.430	0.015	0.280	0.005	0.090	0.296	0.050	
	7-3	表	0.773	0.711	0.193	0.100	0.020	0.592	0.402	0.549	0.648	0.157	0.029	0.095	0.295	0.050	0.935
	7-3	底	0.727	***1.363***	0.053	—	0.020	0.423	0.201	0.256	0.015	0.178	0.011	0.091	0.295	0.050	—
	8-1	表	0.733	0.024	0.218	0.180	0.020	0.576	0.268	0.290	0.110	0.790	0.010	0.095	0.120	0.140	
	8-1	底	0.700	0.650	0.082	—	0.020	0.434	0.202	0.620	0.020	0.460	0.010	0.085	0.004	0.052	
	8-2	表	0.693	0.700	0.107	0.100	0.030	0.606	0.234	0.224	0.015	0.538	0.005	0.090	0.012	0.050	
	8-2	底	0.707	0.942	0.095	—	0.030	0.770	0.302	0.378	0.015	0.310	0.005	0.096	0.012	0.050	
	8-3	表	0.753	0.472	0.147	0.126	0.020	0.680	0.838	0.386	0.015	0.165	0.035	0.095	0.012	0.050	
	8-3	底	0.713	0.900	0.123	—	0.020	0.393	0.168	0.700	0.080	0.483	0.020	0.092	0.296	0.050	
	9-1	表	0.733	0.382	0.172	0.179	0.035	0.770	0.503	0.423	0.015	***1.571***	0.005	0.094	0.010	0.050	
	9-1	底	0.727	***1.287***	0.106	—	0.030	0.407	0.335	0.410	***3.057***	0.494	0.035	0.094	0.010	0.050	
二类	1-1	表	0.720	0.094	0.109	0.284	0.012	0.171	0.313	0.284	0.273	0.166	0.002	0.031	0.166	0.025	
	1-1	底	0.693	0.297	0.079	—	0.016	0.433	0.050	0.166	0.726	0.252	0.001	0.046	0.074	0.025	
	2-1	表	0.753	0.537	0.156	0.232	0.016	0.404	0.101	0.358	0.003	0.339	0.001	0.054	0.074	0.120	
	2-1	底	0.733	0.297	0.106	—	0.012	0.470	0.084	0.217	0.003	0.317	0.001	0.052	0.074	0.025	
	3-1	表	0.780	0.841	0.167	0.546	0.008	0.269	0.084	0.305	0.232	0.160	0.002	0.055	0.001	0.026	0.048
	3-1	底	0.720	0.031	0.169	—	0.012	0.400	0.235	0.250	0.138	0.340	0.020	0.050	0.030	0.060	—
	4-1	表	0.642	0.569	0.404	0.834	0.040	0.276	0.168	0.130	0.004	0.110	0.002	0.062	0.030	0.026	0.078
	6-1	表	0.700	0.022	0.169	0.205	0.012	0.300	0.067	0.221	0.039	0.094	0.001	0.059	0.003	0.025	
	6-1	底	0.707	0.716	0.101	—	0.012	0.284	0.218	0.214	0.003	0.169	0.001	0.059	0.074	0.025	
三类	3-2	表	0.744	0.510	0.166	0.065	0.004	0.293	0.117	0.037	0.002	0.175	0.001	0.033	0.030	0.013	0.006
	3-3	表	0.689	0.568	0.102	0.061	0.005	0.601	0.151	0.066	0.002	0.145	0.001	0.030	0.030	0.013	0.029
	3-3	底	0.594	0.365	0.066	—	0.004	0.288	0.201	0.045	0.096	0.063	0.001	0.032	0.030	0.013	—
	5-1	表	0.678	0.595	0.080	0.056	0.006	0.189	0.134	0.044	0.002	0.080	0.001	0.036	0.030	0.013	
	5-1	底	0.622	0.149	0.076	—	0.004	0.236	0.084	0.112	0.002	0.074	0.002	0.030	0.030	0.045	
	7-1	表	0.572	0.187	0.074	0.025	0.006	0.229	0.067	0.011	0.028	0.016	0.004	0.036	0.030	0.013	0.039
	7-1	底	0.583	0.466	0.100	—	0.006	0.272	0.101	0.108	0.002	0.081	0.001	0.037	0.030	0.013	—
超标率（%）			***0***	***3.4***	***0***	***0***	***0***	***1.7***	***1.7***	***5.1***	***18.5***	***3.4***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***
最大超标倍数			-	***0.363***	-	-	-	***0.383***	***0.006***	***0.440***	***2.120***	***0.571***	-	-	-	-	-

表 8.2-12　　水质特征因子评价结果

特征因子	调查时间	调查结果	评价标准	备注
镍 μg/L	2017.4	<0.5(<0.5~1.7)	5.0	《海水水质标准》（GB 3097-1997）中第一类标准限值
	2017.9	<0.5(<0.5~1.4)		
挥发酚 μg/L	2017.4	2.5(<1.1~4.4)	5.0	
	2017.9	2.7(<1.1~4.7)		
氰化物 μg/L	2017.4	<0.5	5.0	
	2017.9	<0.5		
苯并(α)芘 μg/L	2017.4	<0.0004	0.0025	
	2017.9	<0.0004		
钒 μg/L	2017.4	<0.6	50	《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）中集中式生活饮用水地表水源地特定项目标准限值
	2017.9	<0.6		
苯 μg/L	2017.4	<5	10	
	2017.9	<5		
	2018.4	3.9(<2.6~9.6)		
二甲苯 μg/L	2017.4	<5	500	
	2017.9	<5		
	2018.4	11.3(4.3~36.2)		
苯乙烯 μg/L	2017.4	<5	20	
	2017.9	<5		
	2018.4	<7.0(<7.0~16.1)		
甲苯 μg/L	2018.4	20.2(6.1~93.5)	700	
乙苯 μg/L	2018.4	5.4(2.8~14.6)	300	
丙烯腈 μg/L	2018.4	1.2(<0.1~4.5)	100	
甲基叔丁基醚 μg/L	2018.4	<0.2(<0.2~0.4)	—	
乙腈 μg/L	2018.4	1.0(<0.1~2.5)	—	
苯酚 μg/L	2018.4	0.9(<0.1~3.1)	—	
氟化物（F^-）mg/L	2018.4	0.29(<0.01~0.96)	1.0	《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）中Ⅰ类标准限值

8.2.3 海洋沉积物质量现状调查与评价

8.2.3.1 调查结果

2017 年 4 月（春季）海洋表层沉积物调查结果见表 8.2-13。

表 8.2-13 表层沉积物质量现状调查结果

站号	汞 10^{-6}	铜 10^{-6}	铅 10^{-6}	锌 10^{-6}	镉 10^{-6}	砷 10^{-6}	石油类 10^{-6}	有机碳 %	镍 10^{-6}	钒 10^{-6}
1-2	0.073	3.1	7.3	19.6	0.18	2.88	106.5	0.61	17.6	55.3
2-1	0.085	3.6	10.0	35.8	<0.04	4.21	58.7	0.75	22.9	71.7
2-3	0.077	6.9	19.1	49.5	0.15	5.44	74.4	0.93	25.7	71.4
3-1	0.044	2.8	22.2	30.3	<0.04	3.93	12.3	0.41	13.2	33.8
3-2	0.035	2.9	13.8	38.8	0.04	4.37	18.3	0.50	15.9	40.2
3-3	0.067	4.1	12.9	29.6	<0.04	4.55	35.3	0.47	17.8	53.6
3-5	0.066	6.5	16.4	40.2	0.05	5.65	60.1	0.82	25.2	64.9
4-2	0.037	3.2	11.6	31.6	<0.04	4.13	137.6	0.51	17.8	45.5
4-4	0.045	4.4	12.1	29.8	0.04	4.26	139.0	0.58	20.5	56.2
5-1	0.059	4.7	13.6	33.7	<0.04	4.71	30.0	0.80	25.8	64.6
5-3	0.045	5.0	13.6	34.5	0.04	4.98	84.4	0.46	16.7	46.5
6-2	0.017	<2.0	6.3	23.2	<0.04	4.85	10.8	0.19	3.3	20.7
7-1	0.048	10.1	20.7	60.8	0.05	7.48	58.3	1.09	33.0	73.2
7-2	0.051	5.4	17.0	36.9	0.09	8.73	73.1	1.07	31.5	79.8
8-1	0.016	2.6	7.1	18.9	<0.04	3.03	13.0	0.23	7.9	26.7
8-3	0.047	6.1	13.8	38.7	0.05	4.93	28.2	0.63	22.0	52.2
9-1	0.016	3.2	8.9	21.8	0.27	2.86	10.2	0.35	11.0	36.1
9-2	0.080	6.3	14.8	35.2	0.07	3.00	50.7	1.12	30.8	78.8
最大	0.085	10.1	22.2	60.8	0.27	8.73	139.0	1.12	33.0	79.8
最小	0.016	<2.0	6.3	18.9	<0.04	2.86	10.2	0.19	3.3	20.7
平均	0.051	4.6	13.4	33.8	0.07	4.67	55.6	0.64	19.9	54.0

8.2.3.2 现状评价

（1）评价方法与标准

海洋沉积物现状评价采用单项指数法，评价标准采用《海洋沉积物质量》（GB 18668-2002）中分级标准进行，各站位评价标准按前述其所在近岸海域环境功能区划执行。其中，站位 3-2、3-3、5-1、7-1 执行第二类海洋沉积物标准，其余站位均执行第一类海洋沉积物标准。镍参考香港沉积物质量标准 40×10^{-6}；钒参考我国渤海沉积物中钒的平均值 75×10^{-6}（段丽琴等，2009）。

（2）评价结果

评价结果见表 8.2-13。本次调查海区表层沉积物中的汞、铜、铅、锌、镉、砷、石油类和有机碳的含量均符合相应环境功能区质量标准。特征因子镍符合香港沉积物质量标准限值 40×10^{-6}，钒在站位 7-2、9-2 含量略高于渤海沉积物中钒的平均值 75×10^{-6}。

表 8.2-14　　表层沉积物评价因子标准指数

标准	站号	汞	铜	铅	锌	镉	砷	石油类	有机碳	镍	钒
一类	1-2	0.365	0.088	0.121	0.130	0.365	0.144	0.213	0.306	0.440	0.737
	2-1	0.426	0.102	0.167	0.239	0.040	0.210	0.117	0.376	0.573	0.956
	2-3	0.383	0.198	0.318	0.330	0.308	0.272	0.149	0.465	0.643	0.952
	3-1	0.220	0.080	0.371	0.203	0.039	0.195	0.024	0.206	0.330	0.451
	3-5	0.330	0.185	0.273	0.268	0.101	0.283	0.120	0.409	0.630	0.865
	4-2	0.186	0.091	0.193	0.211	0.040	0.206	0.275	0.256	0.445	0.607
	4-4	0.227	0.126	0.202	0.199	0.085	0.213	0.278	0.288	0.513	0.749
	5-3	0.224	0.142	0.227	0.230	0.079	0.249	0.169	0.231	0.418	0.620
	6-2	0.085	0.029	0.105	0.155	0.040	0.242	0.022	0.095	0.083	0.276
	7-2	0.254	0.155	0.283	0.246	0.178	0.437	0.146	0.534	0.788	***1.064***
	8-1	0.083	0.074	0.119	0.126	0.039	0.153	0.026	0.114	0.198	0.356
	8-3	0.237	0.175	0.230	0.258	0.103	0.246	0.056	0.317	0.550	0.696
	9-1	0.082	0.092	0.148	0.145	0.534	0.143	0.020	0.176	0.275	0.481
	9-2	0.402	0.180	0.247	0.235	0.146	0.150	0.101	0.562	0.770	***1.051***
二类	3-2	0.071	0.029	0.106	0.111	0.026	0.067	0.018	0.167	0.398	0.536
	3-3	0.134	0.041	0.099	0.085	0.013	0.070	0.035	0.155	0.445	0.715
	5-1	0.119	0.047	0.105	0.096	0.013	0.072	0.030	0.267	0.645	0.861
	7-1	0.095	0.101	0.159	0.174	0.034	0.115	0.058	0.363	0.825	0.976
超标率		***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***11.1***

8.2.4　海洋生物体质量现状调查与评价

8.2.4.1　调查结果

2017 年 4 月（春季）海洋生物体质量调查结果见表 8.2-15，2017 年 9 月（秋季）海洋生物体质量调查结果见表 8.2-16，2018 年 4 月生物体补充特征因子调查结果见表 8.2-17。

8.2.4.2 现状评价

（1）评价方法与标准

海洋生物质量评价采用单因子指数法。贝类生物体质量执行《海洋生物质量》（GB 18421-2001）中相应环境功能区标准，甲壳类、鱼类和软体类的生物体内污染物质（石油烃除外）含量的评价标准参考《全国海岸和滩涂资源综合调查简明规程》中规定的生物质量标准，石油烃含量的评价标准采用《第二次全国海洋污染基线调查技术规程》（第二分册）中规定的生物质量标准。

（2）评价结果

①常规因子

2017 年 4 月（春季）海洋生物体质量评价结果见表 8.2-18，2017 年 9 月（秋季）海洋生物体质量评价结果见表 8.2-19。

春季调查结果显示：各类生物体中常规监测因子 Cu、Pb、Zn、Cd、Hg、As、石油烃的含量水平均低于相应标准限值，没有出现超标现象；

秋季调查结果显示：各类生物体中常规监测因子 Cu、Pb、Zn、Cd、Hg、As 的含量水平均低于相应标准限值，石油烃仅在鱼类生物体杜氏棱鳀（8-1 站）出现轻微超标，超标率为 4.5%，超标倍数为 0.270。

②特征因子

2017 年春、秋两季调查中特征因子镍在鱼类、甲壳类和软体类生物体中含量较低，贝类生物体中含量相对较高，钒在各类生物体中均未检出。

2018 年春季补充特征因子调查结果显示：各类生物体中氰化物、挥发酚、苯、甲苯、乙苯、二甲苯、苯乙烯、苯并(α)芘、甲基叔丁基醚、丙烯腈、乙腈、苯酚、甲醇均未检出。

表 8.2-15　2017 年 4 月（春季）海洋生物体质量调查结果（mg/kg，湿重）

种类	站号	物种名称	汞	铜	铅	锌	镉	砷	石油烃	镍	钒
鱼类	1-2	棕腹刺鲀	0.01	<2.0	<0.04	3.5	<0.005	<0.2	0.4	<0.04	<0.4
	2-1	黄斑篮子鱼	0.02	<2.0	0.04	4.9	<0.005	<0.2	1.1	<0.04	<0.4
	2-3	皮氏叫姑鱼	0.01	<2.0	<0.04	4.5	<0.005	<0.2	0.7	<0.04	<0.4
	3-1	皮氏叫姑鱼	0.01	<2.0	<0.04	2.9	<0.005	<0.2	1.2	<0.04	<0.4
	3-2	海鳗	0.01	<2.0	<0.04	2.4	<0.005	<0.2	<0.2	<0.04	<0.4
	3-5	龙头鱼	0.01	<2.0	<0.04	3.4	<0.005	<0.2	0.6	<0.04	<0.4
	4-4	黄斑篮子鱼	0.02	<2.0	<0.04	4.9	<0.005	<0.2	1.9	<0.04	<0.4
	5-1	鲐鱼	0.01	<2.0	<0.04	6.0	0.007	<0.2	0.5	<0.04	<0.4
	7-1	多齿蛇鲻	0.03	<2.0	<0.04	2.0	<0.005	<0.2	0.5	<0.04	<0.4
	8-1	蓝圆鲹	0.04	<2.0	<0.04	4.3	0.005	<0.2	2.1	<0.04	<0.4
	8-3	网纹裸胸鳝	0.03	<2.0	<0.04	4.6	<0.005	<0.2	1.8	<0.04	<0.4
	9-1	网纹裸胸鳝	0.03	<2.0	<0.04	4.8	0.009	<0.2	0.6	<0.04	<0.4
	9-2	白姑鱼	0.01	<2.0	0.14	3.6	0.005	<0.2	1.5	<0.04	<0.4
	最大值		0.04	<2.0	0.14	6.0	0.009	<0.2	2.1	<0.04	<0.4
	最小值		0.01	<2.0	<0.04	2.0	<0.005	<0.2	<0.2	<0.04	<0.4
	平均值		0.02	<2.0	<0.04	4.0	<0.005	<0.2	1.0	<0.04	<0.4
甲壳类	3-3	红星梭子蟹	0.02	6.1	<0.04	10.9	0.033	<0.2	2.0	<0.04	<0.4
	4-2	宽突赤虾	0.03	3.0	<0.04	8.6	<0.005	<0.2	2.0	<0.04	<0.4
	4-4	宽突赤虾	0.02	2.8	<0.04	3.0	<0.005	<0.2	0.6	0.07	<0.4
	5-3	宽突赤虾	0.02	2.4	<0.04	8.4	<0.005	<0.2	0.4	0.06	<0.4
	7-1	口虾姑	0.01	12.7	<0.04	15.1	0.268	<0.2	0.7	<0.04	<0.4
	7-2	日本蟳	0.01	3.5	<0.04	17.8	<0.005	<0.2	1.2	<0.04	<0.4
	7-2	口虾姑	0.02	6.5	<0.04	15.2	0.318	<0.2	0.2	0.05	<0.4
	最大值		0.03	12.7	<0.04	17.8	0.318	<0.2	2.0	0.07	<0.4
	最小值		0.01	2.4	<0.04	3.0	<0.005	<0.2	0.2	<0.04	<0.4
	平均值		0.02	5.3	<0.04	11.3	0.090	<0.2	1.0	<0.04	<0.4
贝类	2-1	菲律宾蛤仔	0.05	<2.0	<0.04	1.0	0.037	<0.2	0.6	0.18	<0.4
	5-3	文蛤	0.02	<2.0	<0.04	10.4	0.005	<0.2	1.1	0.34	<0.4
	6-2	波纹巴菲蛤	0.01	<2.0	<0.04	3.6	0.015	<0.2	0.5	0.05	<0.4
	8-3	文蛤	0.03	<2.0	<0.04	2.7	0.009	0.33	1.8	<0.04	<0.4
	最大值		0.05	<2.0	<0.04	10.4	0.037	0.33	1.8	0.34	<0.4
	最小值		0.01	<2.0	<0.04	1.0	0.005	<0.2	0.5	<0.04	<0.4
	平均值		0.03	<2.0	<0.04	4.4	0.016	<0.2	1.0	0.15	<0.4

表 8.2-16　2017 年 9 月（秋季）海洋生物体质量调查结果（mg/kg，湿重）

种类	站号	物种名称	汞	铜	铅	锌	镉	砷	石油烃	镍	钒
鱼类	1-2	带鱼	0.03	<2.0	<0.04	<0.4	0.008	0.2	0.7	<0.04	<0.4
	2-1	海鳗	0.04	<2.0	0.07	1.4	<0.005	0.2	1.3	<0.04	<0.4
	2-3	网纹裸胸鳝	0.05	<2.0	<0.04	8.4	<0.005	<0.2	1.1	<0.04	<0.4
	3-2	带鱼	0.01	2.3	0.14	7.6	0.008	0.4	1.5	<0.04	<0.4
	3-3	二长棘鲷	0.03	<2.0	0.21	<0.4	0.014	1.9	2.7	<0.04	<0.4
	3-5	网纹裸胸鳝	0.05	<2.0	<0.04	<0.4	0.005	0.7	1.0	<0.04	<0.4
	3-5	带鱼	0.04	<2.0	0.04	<0.4	0.011	<0.2	7.3	<0.04	<0.4
	4-2	六指马鲅	0.04	<2.0	0.07	<0.4	0.017	0.4	14.8	<0.04	<0.4
	4-4	棕腹刺鲀	0.01	2.0	<0.04	<0.4	0.023	0.2	0.8	<0.04	<0.4
	5-3	皮氏叫姑鱼	0.02	<2.0	0.42	0.7	0.006	2.6	<0.2	<0.04	<0.4
	5-3	二长棘鲷	0.03	<2.0	0.14	1.6	0.006	0.2	3.4	<0.04	<0.4
	6-2	海鳗	0.05	<2.0	0.11	1.4	<0.005	0.3	0.5	<0.04	<0.4
	7-1	杜氏棱鳀	0.01	<2.0	0.05	1.2	0.011	0.2	5.8	<0.04	<0.4
	7-2	棕腹刺鲀	0.01	<2.0	0.05	5.3	0.006	0.6	9.5	<0.04	<0.4
	7-2	网纹裸胸鳝	0.04	<2.0	0.09	1.0	0.078	0.2	0.5	<0.04	<0.4
	8-1	海鳗	0.03	<2.0	0.05	2.3	0.069	0.2	1.6	<0.04	<0.4
	8-1	杜氏棱鳀	0.02	<2.0	0.07	1.2	0.118	0.2	25.4	<0.04	<0.4
	8-3	带鱼	0.02	<2.0	0.05	<0.4	0.016	<0.2	3.4	<0.04	<0.4
	8-3	尖头斜齿鲨	<0.01	<2.0	<0.04	0.9	<0.005	1.6	1.3	<0.04	<0.4
	9-1	带鱼	0.02	<2.0	0.05	<0.4	0.023	0.2	1.5	<0.04	<0.4
	9-2	皮氏叫姑鱼	0.01	<2.0	<0.04	0.9	0.447	<0.2	1.2	<0.04	<0.4
	9-2	六指马鲅	0.04	<2.0	0.12	1.5	<0.005	0.6	1.7	<0.04	<0.4
		最大值	0.05	2.3	0.42	8.4	0.447	2.6	25.4	<0.04	<0.4
		最小值	<0.01	<2.0	<0.04	<0.4	<0.005	<0.2	<0.2	<0.04	<0.4
		平均值	0.03	<2.0	0.08	1.7	0.040	0.5	4.0	<0.04	<0.4
甲壳类	2-3	中华管鞭虾	<0.01	<2.0	0.13	2.5	0.006	2.0	0.4	<0.04	<0.4
	3-1	红星梭子蟹	0.01	5.6	0.04	14.4	<0.005	0.8	0.9	<0.04	<0.4
	3-3	红星梭子蟹	0.01	10.8	0.08	12.4	0.012	0.4	0.9	<0.04	<0.4
	4-4	口虾姑	0.02	14.4	0.16	14.8	0.139	0.4	2.7	<0.04	<0.4
	5-1	中华管鞭虾	<0.01	<2.0	<0.04	0.9	<0.005	1.6	0.9	<0.04	<0.4
	6-2	红星梭子蟹	0.01	8.5	<0.04	14.5	0.036	0.3	0.4	<0.04	<0.4
		最大值	0.02	14.4	0.16	14.8	0.139	2.0	2.7	<0.04	<0.4
		最小值	<0.01	<2.0	<0.04	0.9	<0.005	0.3	0.4	<0.04	<0.4
		平均值	0.01	6.9	0.08	9.9	0.033	0.9	1.0	<0.04	<0.4
软体类	3-2	杜氏枪乌贼	0.01	3.1	<0.04	4.7	0.123	<0.2	0.2	<0.04	<0.4
	9-3	短蛸	<0.01	5.7	<0.04	3.9	0.092	0.2	0.6	0.08	<0.4
贝类	3-1	波纹巴非蛤	0.01	<2.0	0.09	7.9	0.037	0.5	1.7	0.70	<0.4

表 8.2-17　　2018 年 4 月（春季）海洋生物体质量补充特征因子调查结果（ng/g，湿重）

种类	物种名称	苯	二甲苯	氰化物	挥发酚	苯乙烯	苯比(a)芘	甲苯	丙烯腈	乙苯	甲基叔丁基醚	乙腈	苯酚	甲醇
鱼类	龙头鱼	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	斑鰶	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	多齿蛇鲻	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	蓝圆鲹	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	皮氏叫姑鱼	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	竹荚鱼	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	黄斑篮子鱼	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	海鳗	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
甲壳类	红星梭子蟹	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	口吓蛄	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	须赤虾	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
贝类	菲律宾蛤仔	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	波纹巴非蛤	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
	文蛤	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
检出限（ng/g）		2.61	3.55	5.00	5.00	6.96	1.00	1.85	0.12	2.13	0.20	0.09	0.21	0.07

注：“ND”表示未检出。

表 8.2-18　　2017 年 4 月（春季）海洋生物体质量标准指数

种类	站号	物种名称	汞	铜	铅	锌	镉	砷	石油烃
鱼类	1-2	棕腹刺鲀	0.039	0.050	0.010	0.086	0.004	0.020	0.020
	2-1	黄斑篮子鱼	0.065	0.050	0.021	0.123	0.004	0.020	0.055
	2-3	皮氏叫姑鱼	0.021	0.050	0.010	0.112	0.004	0.020	0.035
	3-1	皮氏叫姑鱼	0.023	0.050	0.010	0.073	0.004	0.020	0.060
	3-2	海鳗	0.032	0.050	0.010	0.059	0.004	0.020	0.005
	3-5	龙头鱼	0.018	0.050	0.010	0.084	0.004	0.020	0.030
	4-4	黄斑篮子鱼	0.067	0.050	0.010	0.122	0.004	0.020	0.095
	5-1	鲐鱼	0.028	0.050	0.010	0.149	0.011	0.020	0.025
	7-1	多齿蛇鲻	0.086	0.050	0.010	0.049	0.004	0.020	0.025
	8-1	蓝圆鲹	0.135	0.050	0.010	0.107	0.008	0.020	0.105
	8-3	网纹裸胸鳝	0.093	0.050	0.010	0.116	0.004	0.020	0.090
	9-1	网纹裸胸鳝	0.091	0.050	0.010	0.121	0.015	0.020	0.030
	9-2	白姑鱼	0.037	0.050	0.068	0.090	0.008	0.020	0.075
	超标率%		***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***
甲壳类	3-3	红星梭子蟹	0.087	0.061	0.010	0.072	0.016	0.013	0.100
	4-2	宽突赤虾	0.154	0.030	0.010	0.057	0.001	0.013	0.100
	4-4	宽突赤虾	0.094	0.028	0.010	0.020	0.001	0.013	0.030
	5-3	宽突赤虾	0.119	0.024	0.010	0.056	0.001	0.013	0.020
	7-1	口虾姑	0.070	0.127	0.010	0.101	0.134	0.013	0.035
	7-2	日本蟳	0.038	0.035	0.010	0.119	0.001	0.013	0.060
	7-2	口虾姑	0.112	0.065	0.010	0.101	0.159	0.013	0.010
	超标率%		***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***
贝类(一类)	2-1	菲律宾蛤仔	0.924	0.100	0.200	0.052	0.186	0.100	0.040
	5-3	文蛤	0.419	0.100	0.200	0.522	0.023	0.100	0.073
	6-2	波纹巴菲蛤	0.180	0.100	0.200	0.178	0.074	0.100	0.033
	8-3	文蛤	0.503	0.100	0.200	0.135	0.044	0.329	0.120
	超标率%		***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***

表 8.2-19　　2017 年 9 月（秋季）海洋生物体质量标准指数

种类	站号	物种名称	汞	铜	铅	锌	镉	砷	石油烃
鱼类	1-2	带鱼	0.114	0.050	0.010	0.005	0.014	0.045	0.035
	2-1	海鳗	0.128	0.050	0.037	0.035	0.004	0.034	0.065
	2-3	网纹裸胸鳝	0.182	0.050	0.010	0.210	0.004	0.020	0.055
	3-2	带鱼	0.018	0.116	0.072	0.190	0.014	0.072	0.075
	3-3	二长棘鲷	0.098	0.050	0.104	0.005	0.023	0.380	0.135
	3-5	网纹裸胸鳝	0.161	0.050	0.010	0.005	0.009	0.133	0.050
	3-5	带鱼	0.124	0.050	0.018	0.005	0.018	0.020	0.365
	4-2	六指马鲛	0.138	0.050	0.033	0.005	0.029	0.088	0.740
	4-4	棕腹刺鲀	0.037	0.101	0.010	0.005	0.038	0.037	0.040
	5-3	皮氏叫姑鱼	0.053	0.050	0.209	0.018	0.011	0.521	0.005
	5-3	二长棘鲷	0.100	0.050	0.072	0.041	0.009	0.042	0.170
	6-2	海鳗	0.163	0.050	0.054	0.034	0.004	0.053	0.025
	7-1	杜氏棱鳀	0.028	0.050	0.025	0.030	0.018	0.041	0.290
	7-2	棕腹刺鲀	0.018	0.050	0.026	0.132	0.010	0.121	0.475
	7-2	网纹裸胸鳝	0.135	0.050	0.043	0.025	0.129	0.033	0.025
	8-1	海鳗	0.105	0.050	0.023	0.058	0.115	0.032	0.080
	8-1	杜氏棱鳀	0.051	0.050	0.033	0.031	0.196	0.039	***1.270***
	8-3	带鱼	0.067	0.050	0.024	0.005	0.027	0.020	0.170
	8-3	尖头斜齿鲨	0.017	0.050	0.010	0.022	0.004	0.327	0.065
	9-1	带鱼	0.058	0.050	0.027	0.005	0.038	0.038	0.075
	9-2	皮氏叫姑鱼	0.044	0.050	0.010	0.023	0.744	0.020	0.060
	9-2	六指马鲛	0.145	0.050	0.061	0.036	0.004	0.111	0.085
	超标率%		***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***4.5***
甲壳类	2-3	中华管鞭虾	0.025	0.010	0.065	0.017	0.003	0.247	0.020
	3-1	红星梭子蟹	0.048	0.056	0.019	0.096	0.001	0.099	0.045
	3-3	红星梭子蟹	0.048	0.108	0.042	0.082	0.006	0.051	0.045
	4-4	口虾姑	0.087	0.144	0.080	0.099	0.070	0.049	0.135
	5-1	中华管鞭虾	0.025	0.010	0.010	0.006	0.001	0.204	0.045
	6-2	红星梭子蟹	0.045	0.085	0.010	0.096	0.018	0.034	0.020
	超标率%		***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***
软体类	3-2	杜氏枪乌贼	0.021	0.031	0.002	0.019	0.022	0.010	0.010
	9-3	短蛸	0.017	0.057	0.002	0.015	0.017	0.017	0.030
	超标率%		***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***
贝类(一类)	3-1	波纹巴非蛤	0.110	0.100	0.920	0.398	0.380	0.450	0.113
	超标率%		***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***	***0***

8.2.5 海洋环境质量变化分析

本节内容主要针对本项目所在海域本次变更环评时期的海洋环境现状调查（2017 年）与原环评时期（2009~2010 年）和中间时期（2013~2014 年）进行对比分析。

原环评时期海洋环境现状调查分别于 2010 年 3 月（春季）、6 月（夏季）进行，水质调查站位 34 个，表层沉积物调查站位 19 个，生物生态调查站位 19 个，调查范围与本次变更环评现状调查基本一致，详见图 8.2-5，各站位春季评价结果详见表 8.2-20~表 8.2-23，夏季评价结果详见表 8.2-24~表 8.2-27。

中间时间海洋环境现状调查分别于 2013 年 10 月（秋季）、2014 年 4 月（春季）进行，水质调查站位 26 个，表层沉积物调查站位 14 个，生物生态调查站位 14 个，调查范围与本次变更环评现状调查基本一致，详见图 8.2-6，各站位秋季评价结果详见表 8.2-28~表 8.2-31，春季评价结果详见表 8.2-32~表 8.2-35。

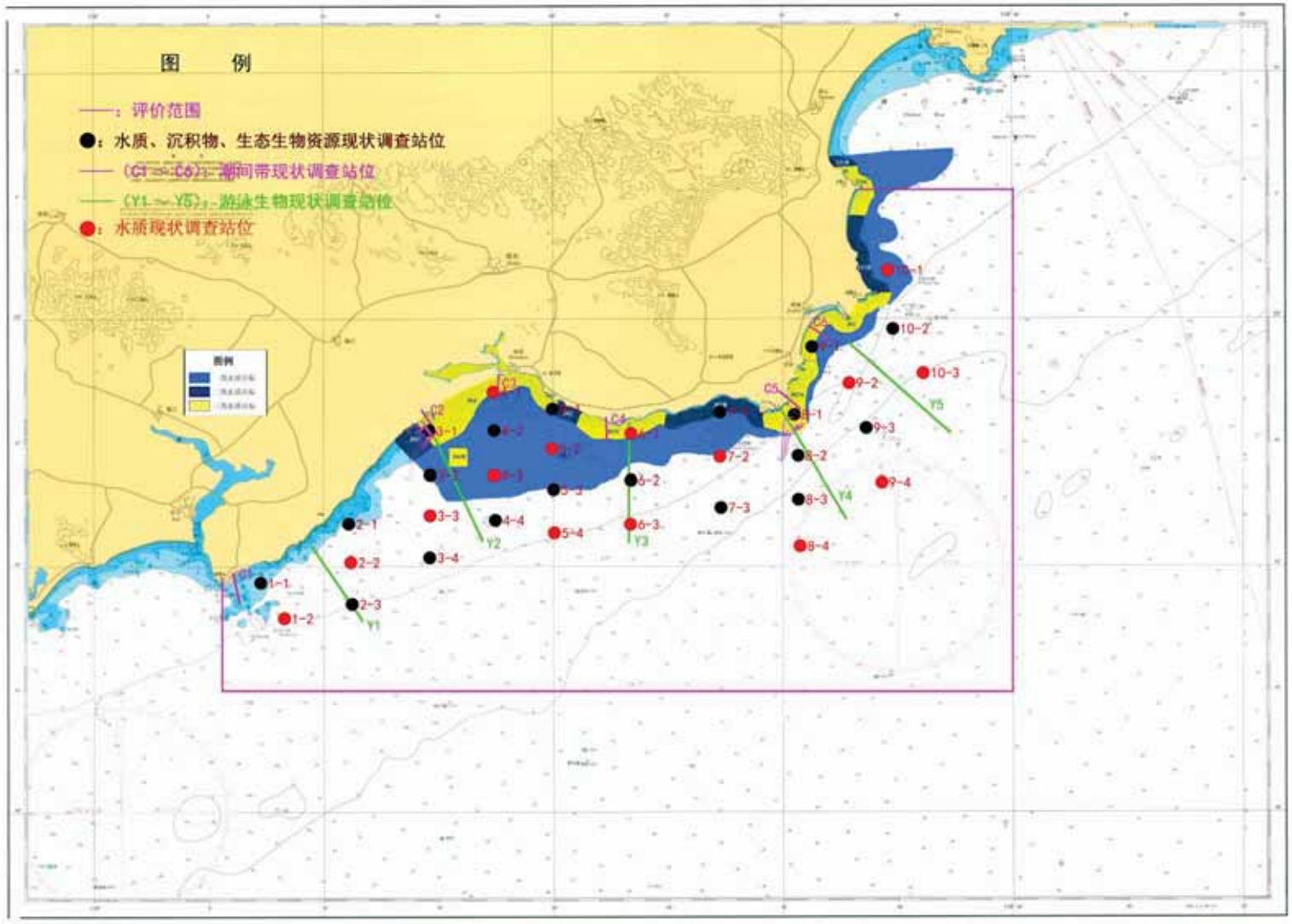


图 8.2-5　　原环评时期（2009~2010 年）海洋环境现状调查站位分布图

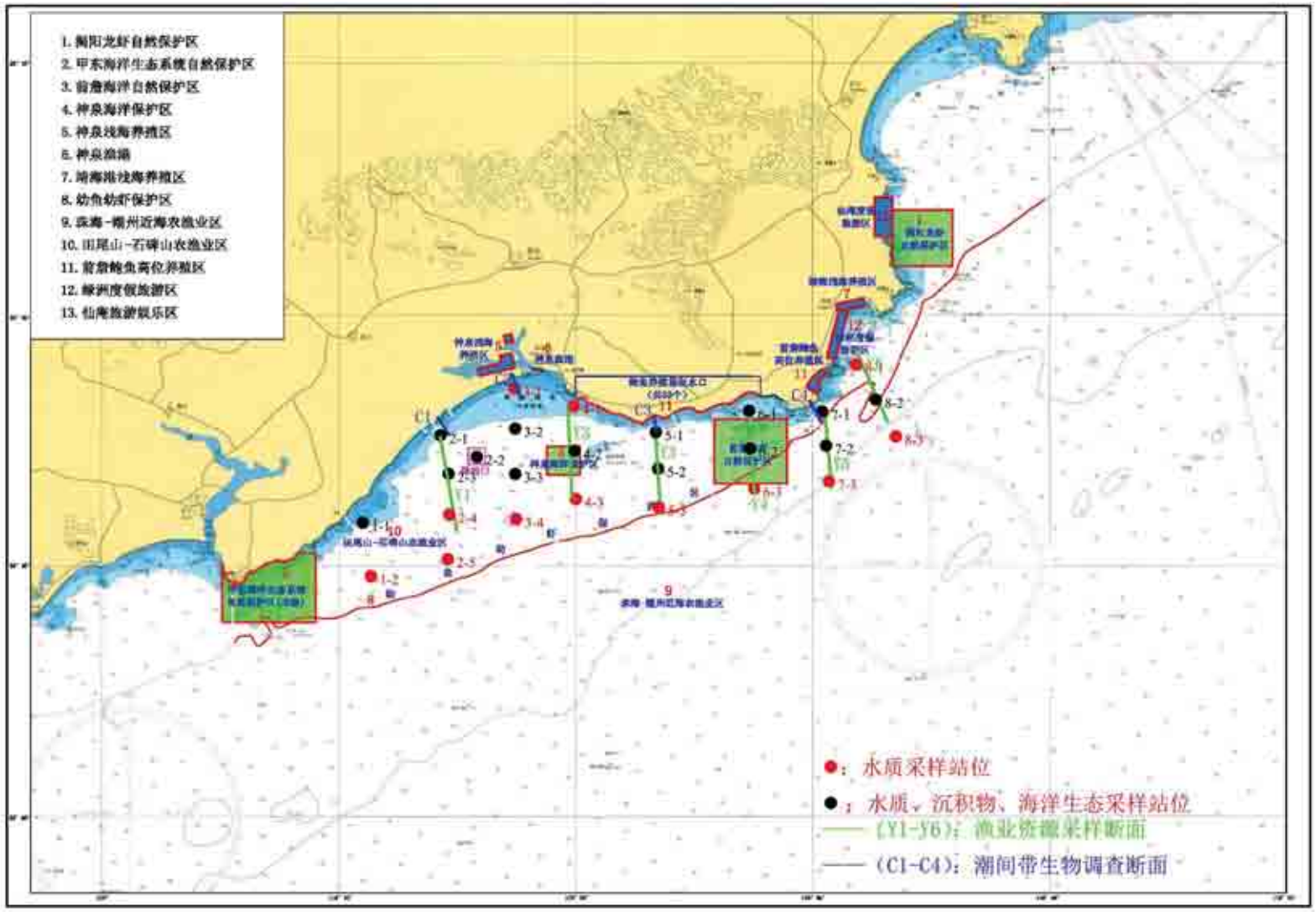


图 8.2-6　中间时期（2013~2014 年）海洋环境现状调查站位分布图

表 8.2-20　　2010 年 3 月海水水质调查结果标准指数（大潮涨潮，春季）

站位	层次	pH	石油类	DO	COD_{Mn}	无机氮	非离子氨	活性磷酸盐	硫化物	Cu	Pb	Zn	Cd	Hg	As	Ni	苯	二甲苯	挥发酚	氰化物	粪大肠菌群
S_{1-1}	表	0.733	0.680	0.409	0.190	0.610	0.080	0.867	0.220	0.320	nd	0.180	0.080	0.320	0.051	3.048	0.000	0.000	0.003	0.001	nd
S_{1-1}	底	0.733	0.500	0.465	0.240	0.540	0.035	0.667	1.910	0.220	0.840	0.085	0.110	0.640	0.062	2.884	0.000	0.000	0.002	0.001	nd
S_{1-2}	表	0.753	0.380	0.494	0.235	0.320	0.015	0.533	0.220	0.620	nd	0.135	nd	0.320	0.069	2.848	0.000	0.000	0.002	0.001	nd
S_{1-2}	底	0.760	0.200	0.558	0.195	0.360	0.000	0.733	0.515	0.640	0.950	0.250	nd	0.640	0.063	2.830	0.000	0.000	0.002	0.001	nd
S_{2-1}	表	0.740	0.680	0.412	0.195	0.575	0.015	0.467	0.095	0.540	0.830	0.280	nd	0.320	0.077	3.168	0.000	0.000	0.003	0.002	nd
S_{2-1}	底	0.733	0.560	0.436	0.180	0.495	0.020	0.800	0.600	0.880	0.650	0.095	0.070	0.940	0.075	3.034	0.000	0.000	0.003	0.001	nd
S_{2-2}	表	0.720	0.420	0.537	0.185	0.550	0.050	0.533	0.180	0.520	nd	0.295	nd	0.640	0.081	3.112	0.000	0.000	0.002	0.001	nd
S_{2-2}	底	0.747	0.440	0.566	0.205	0.510	0.045	0.667	0.430	0.400	0.520	0.120	0.080	0.940	0.070	2.786	0.000	0.000	0.001	0.001	nd
S_{2-3}	表	0.747	0.680	0.352	0.225	0.500	0.030	0.400	0.345	0.460	nd	0.150	0.070	0.940	0.048	2.918	0.000	0.000	0.001	0.001	nd
S_{2-3}	底	0.753	0.440	0.434	0.245	0.460	0.025	1.133	0.305	0.520	nd	0.310	0.070	0.640	0.073	2.788	0.000	0.000	0.002	0.001	nd
S_{3-1}	表	0.650	0.103	0.156	0.095	0.243	0.000	0.378	0.061	nd	0.057	0.031	0.007	0.032	0.052	0.843	0.000	0.000	0.005	0.000	nd
S_{3-2}	表	0.767	0.420	0.194	0.130	0.325	0.020	1.667	0.100	0.260	0.870	0.205	nd	0.320	0.120	3.238	0.000	0.000	0.004	0.002	nd
S_{3-2}	底	0.773	0.220	0.473	0.135	0.295	0.005	1.400	nd	0.520	0.840	0.175	nd	0.320	0.118	3.038	0.000	0.000	0.003	0.001	nd
S_{3-3}	表	0.773	0.120	0.449	0.130	0.240	0.000	1.200	0.420	0.580	0.730	0.160	0.060	0.640	0.124	3.198	0.000	0.000	0.005	0.002	nd
S_{3-3}	底	0.760	0.280	0.415	0.135	0.240	0.000	1.200	0.430	0.260	0.560	0.125	nd	0.940	0.134	3.060	0.000	0.000	0.003	0.001	nd
S_{3-4}	表	0.773	0.060	0.214	0.140	0.195	0.005	1.067	0.600	0.340	0.780	0.120	nd	0.940	0.136	3.118	0.000	0.000	0.004	0.002	nd
S_{3-4}	底	0.773	0.240	0.252	0.130	0.275	0.000	1.133	0.010	0.180	0.280	0.175	0.050	0.640	0.120	3.094	0.000	0.000	0.003	0.001	nd
S_{4-1}	表	0.622	0.100	0.149	0.083	0.153	0.020	0.467	nd	0.028	0.132	0.036	nd	0.094	0.027	0.896	0.000	0.000	0.007	0.000	nd
S_{4-2}	表	0.747	0.400	0.185	0.145	0.010	0.005	1.333	0.050	0.400	0.600	0.115	0.070	0.320	0.074	3.414	0.000	0.000	0.006	0.003	nd
S_{4-3}	表	0.767	0.180	0.109	0.135	0.190	0.010	1.267	0.095	0.580	0.700	0.125	0.060	0.640	0.072	3.296	0.000	0.000	0.006	0.003	nd
S_{4-3}	底	0.767	0.060	0.348	0.145	0.260	0.005	1.333	0.220	0.260	0.370	0.110	nd	0.940	0.055	3.016	0.000	0.000	0.003	0.002	nd
S_{4-4}	表	0.767	0.240	0.273	0.130	0.210	0.005	1.133	0.730	0.340	0.580	0.145	0.060	0.860	0.089	3.166	0.000	0.000	0.005	0.002	nd
S_{4-4}	底	0.767	0.120	0.485	0.135	0.300	0.005	1.400	0.390	0.500	0.350	0.110	nd	0.640	0.118	2.934	0.000	0.000	0.003	0.002	nd
S_{5-1}	表	0.633	0.107	0.270	0.093	0.193	0.015	0.400	0.019	0.036	0.075	0.038	0.006	0.094	0.034	0.714	0.000	0.000	0.002	0.000	nd
S_{5-2}	表	0.753	0.600	0.485	0.155	0.405	0.030	1.267	0.810	0.640	0.630	0.145	0.080	0.320	0.080	2.798	0.000	0.000	0.005	0.003	nd
S_{5-2}	底	0.753	0.300	0.482	0.195	0.210	0.000	1.000	1.280	0.620	0.410	0.170	nd	0.640	0.074	2.816	0.000	0.000	0.004	0.002	nd
S_{5-3}	表	0.753	0.100	0.208	0.155	0.315	0.015	1.400	0.475	0.200	0.840	0.270	nd	0.640	0.093	3.172	0.000	0.000	0.004	0.002	nd
S_{5-4}	表	0.760	0.240	0.052	0.190	0.355	0.050	1.533	0.560	0.640	0.660	0.185	nd	0.640	0.080	3.110	0.000	0.000	0.005	0.003	nd
S_{6-1}	表	0.628	0.110	0.266	0.090	0.060	0.025	0.400	0.044	0.050	0.084	0.020	nd	0.032	0.029	0.743	0.000	0.000	0.012	0.000	nd
S_{6-1}	底	0.617	0.083	0.291	0.125	0.110	0.000	0.422	0.349	0.040	nd	0.093	nd	0.064	0.020	0.796	0.000	0.000	0.004	0.000	nd
S_{6-2}	表	0.760	0.740	0.394	0.175	0.315	0.010	1.333	0.390	0.660	0.720	0.095	0.060	0.940	0.069	2.856	0.000	0.000	0.009	0.004	nd
S_{6-2}	底	0.747	0.100	0.616	0.200	0.225	0.005	1.133	1.320	0.680	0.290	0.120	nd	0.940	0.073	2.948	0.000	0.000	0.003	0.002	nd
S_{6-3}	表	0.753	0.460	0.289	0.165	0.305	0.010	1.400	0.645	0.860	0.630	0.140	0.070	0.320	0.056	2.920	0.000	0.000	0.007	0.004	nd
S_{7-1}	表	0.753	0.140	0.317	0.123	0.273	0.030	0.700	0.274	0.160	0.352	0.062	0.014	0.080	0.046	1.677	0.000	0.000	0.007	0.006	nd
S_{7-2}	表	0.753	0.380	0.329	0.150	0.420	0.040	1.533	0.475	0.460	0.660	0.285	0.080	0.320	0.079	2.922	0.000	0.000	0.005	0.002	nd
S_{7-2}	底	0.753	0.260	0.519	0.140	0.345	0.010	1.533	1.050	0.700	1.280	0.220	nd	0.640	0.088	3.318	0.000	0.000	0.003	0.001	nd
S_{7-3}	表	0.760	0.140	0.366	0.220	0.565	0.080	1.000	0.180	0.560	nd	0.390	nd	0.940	0.057	2.882	0.000	0.000	0.002	0.001	nd
S_{7-3}	底	0.747	0.120	0.470	0.145	0.215	0.000	1.000	0.050	0.500	0.660	0.090	0.050	0.320	0.055	3.104	0.000	0.000	0.003	0.001	nd
S_{8-1}	表	0.628	0.040	0.238	0.120	0.358	0.035	0.311	0.188	0.060	0.095	0.075	nd	0.032	0.017	0.760	0.000	0.000	0.003	0.000	nd
S_{8-1}	底	0.628	0.033	0.240	0.115	0.260	0.020	0.378	0.188	0.030	0.067	0.024	nd	0.064	0.028	0.726	0.000	0.000	0.002	0.000	nd
S_{8-2}	表	0.753	0.200	0.246	0.130	0.545	0.050	1.333	0.220	0.500	1.000	0.220	nd	0.940	0.067	3.026	0.000	0.000	0.002	0.001	0.065
S_{8-2}	底	0.753	0.320	0.421	0.125	0.210	0.005	1.067	0.645	0.420	0.510	0.195	0.050	0.940	0.072	3.010	0.000	0.000	0.003	0.001	nd
S_{8-3}	表	0.753	0.360	0.288	0.185	0.615	0.040	1.133	0.390	0.280	0.600	0.360	0.100	0.640	0.039	2.990	0.000	0.000	0.002	0.001	nd
S_{8-3}	底	0.753	0.260	0.473	0.175	0.555	0.020	1.133	0.180	0.620	0.660	0.355	nd	0.940	0.062	2.970	0.000	0.000	0.002	0.001	nd
S_{8-4}	表	0.753	0.320	0.443	0.145	0.020	0.000	1.133	0.010	0.400	0.730	0.330	nd	0.640	0.052	2.978	0.000	0.000	0.002	0.001	nd
S_{8-4}	底	0.727	0.060	0.406	0.155	0.080	0.010	1.600	0.095	0.460	nd	0.145	nd	0.640	0.070	2.992	0.000	0.000	0.002	0.001	nd
S_{9-1}	表	0.633	0.117	0.313	0.088	0.203	0.020	0.644	0.103	0.036	0.052	0.021	0.007	0.064	0.028	0.804	0.000	0.000	0.006	0.000	nd
S_{9-1}	底	0.628	0.077	0.293	0.113	0.198	0.015	0.289	0.459	0.068	0.070	0.021	nd	0.094	0.030	0.807	0.000	0.000	0.004	0.000	nd
S_{9-2}	表	0.767	0.620	0.416	0.165	0.350	0.005	0.600	0.685	0.440	0.500	0.170	nd	0.320	0.082	3.322	0.000	0.000	0.006	0.003	nd
S_{9-2}	底	0.760	0.560	0.499	0.165	0.395	0.010	0.667	1.785	0.180	0.600	0.245	0.040	0.640	0.067	3.254	0.000	0.000	0.005	0.002	nd
S_{9-3}	表	0.767	0.620	0.459	0.160	0.290	0.005	0.667	0.305	0.180	0.510	0.075	0.050	0.320	0.086	3.116	0.000	0.000	0.003	0.002	nd
S_{9-3}	底	0.767	0.540	0.370	0.190	0.325	0.025	0.600	0.645	0.340	0.680	0.265	nd	0.320	0.082	3.132	0.000	0.000	0.003	0.001	nd
S_{9-4}	表	0.773	0.620	0.476	0.205	0.230	0.005	1.333	0.260	0.160	0.830	0.095	0.050	0.660	0.082	3.178	0.000	0.000	0.004	0.001	nd
S_{9-4}	底	0.773	0.520	0.226	0.165	0.255	0.030	1.400	0.220	0.360	0.650	0.135	nd	0.640	0.083	3.156	0.000	0.000	0.003	0.001	nd
S_{10-1}	表	0.667	0.440	0.450	0.175	0.105	0.000	1.533	0.940	0.280	nd	0.215	nd	nd	0.063	3.220	0.000	0.000	0.007	0.003	nd
S_{10-2}	表	0.760	0.540	0.491	0.185	0.295	0.010	1.533	0.685	0.260	0.550	0.080	0.050	0.640	0.057	3.238	0.000	0.000	0.003	0.002	nd
S_{10-2}	底	0.760	0.220	0.569	0.200	0.550	0.000	1.000	1.660	0.140	0.460	0.105	nd	0.460	0.069	3.200	0.000	0.000	0.001	0.001	nd
S_{10-3}	表	0.760	0.460	0.321	0.200	0.320	0.005	1.000	0.305	0.500	0.550	0.160	nd	0.320	0.077	3.328	0.000	0.000	0.003	0.001	nd
S_{10-3}	底	0.760	0.400	0.516	0.190	0.475	0.000	0.933	1.025	0.400	0.500	0.110	0.060	0.640	0.074	3.172	0.000	0.000	0.003	0.001	nd

表 8.2-21 2010 年 3 月海水水质调查结果标准指数（大潮落潮，春季）

站位	层次	pH	石油类	DO	COD_{Mn}	无机氮	非离子氨	活性磷酸盐	硫化物	Cu	Pb	Zn	Cd	Hg	As	Ni	苯	二甲苯	挥发酚	氰化物	粪大肠菌群
S_{1-1}	表	0.733	0.500	0.159	0.205	0.635	0.075	0.600	0.730	0.240	nd	0.340	0.090	0.640	0.066	3.096	0.000	0.000	0.003	0.003	nd
S_{1-1}	底	0.740	0.620	0.319	0.200	0.800	0.120	0.400	0.010	0.260	0.710	0.210	0.080	0.640	0.061	2.730	0.000	0.000	0.003	0.003	nd
S_{1-2}	表	0.753	0.560	0.438	0.230	0.555	0.080	0.667	0.220	0.300	nd	0.210	nd	0.320	0.048	2.658	0.000	0.000	0.003	0.003	nd
S_{1-2}	底	0.760	0.540	0.578	0.200	0.360	0.025	0.933	0.515	0.280	nd	0.090	0.070	0.940	0.053	2.636	0.000	0.000	0.002	0.002	nd
S_{2-1}	表	0.740	0.420	0.453	0.240	0.520	0.015	0.467	0.600	0.260	nd	0.180	0.080	0.640	0.043	3.246	0.000	0.000	0.004	0.005	nd
S_{2-1}	底	0.740	0.500	0.482	0.215	0.490	0.020	0.467	0.515	0.220	nd	0.175	0.060	0.660	0.065	2.850	0.000	0.000	0.003	0.004	nd
S_{2-2}	表	0.733	0.760	0.432	0.230	0.435	0.010	0.600	nd	0.240	0.940	0.180	0.100	0.640	0.070	3.294	0.000	0.000	0.002	0.003	nd
S_{2-2}	底	0.747	0.180	0.527	0.285	0.690	0.035	0.533	0.390	0.420	nd	0.165	nd	0.640	0.058	2.586	0.000	0.000	0.002	0.002	nd
S_{2-3}	表	0.733	0.540	0.333	0.220	0.140	0.010	1.200	nd	0.400	0.590	0.220	0.150	0.320	0.047	2.776	0.000	0.000	0.002	0.002	nd
S_{2-3}	底	0.747	0.360	0.191	0.265	0.195	0.010	0.600	0.345	0.320	1.670	0.125	0.090	0.640	0.043	2.624	0.000	0.000	0.001	0.002	nd
S_{3-1}	表	0.522	0.130	0.541	0.158	0.348	0.035	0.133	0.019	0.028	0.122	0.059	0.025	0.064	0.017	0.811	0.000	0.000	0.003	0.000	0.03
S_{3-2}	表	0.633	0.520	0.446	0.300	0.455	0.010	1.133	0.135	0.360	nd	0.285	0.110	0.940	0.043	3.066	0.000	0.000	0.005	0.005	nd
S_{3-2}	底	0.700	0.440	0.582	0.365	0.355	0.000	0.800	0.390	0.320	0.480	0.260	0.100	0.320	0.054	2.856	0.000	0.000	0.004	0.004	nd
S_{3-3}	表	0.747	0.300	0.490	0.295	0.335	0.015	0.667	0.260	0.460	0.570	0.235	0.070	0.640	0.052	3.020	0.000	0.000	0.005	0.005	nd
S_{3-3}	底	0.760	0.200	0.341	0.260	0.260	0.010	0.600	1.110	0.480	0.840	0.360	0.080	0.940	0.051	2.870	0.000	0.000	0.007	0.006	nd
S_{3-4}	表	0.740	0.300	0.482	0.225	0.345	0.010	1.000	0.260	0.360	1.020	0.205	0.110	0.940	0.058	2.830	0.000	0.000	0.002	0.002	nd
S_{3-4}	底	0.727	0.500	0.420	0.275	0.235	0.010	0.400	0.095	0.260	1.420	0.130	0.110	0.640	0.052	2.742	0.000	0.000	0.007	0.008	nd
S_{4-1}	表	0.617	0.137	0.345	0.113	0.305	0.030	0.267	0.171	0.042	nd	0.085	0.014	0.094	0.024	0.867	0.000	0.000	0.002	0.000	nd
S_{4-2}	表	0.747	0.760	0.448	0.190	0.375	0.015	0.667	0.345	0.520	0.680	0.165	0.150	0.860	0.069	3.274	0.000	0.000	0.003	0.003	0.01
S_{4-3}	表	0.727	0.700	0.493	0.220	0.480	0.015	0.600	0.180	0.440	nd	0.165	nd	0.940	0.067	3.210	0.000	0.000	0.003	0.003	nd
S_{4-3}	底	0.740	0.520	0.501	0.185	0.425	0.020	0.733	0.390	0.300	0.660	0.140	0.070	0.320	0.071	2.952	0.000	0.000	0.003	0.003	nd
S_{4-4}	表	0.733	0.540	0.116	0.150	0.410	0.015	0.667	0.475	0.340	0.590	0.130	nd	0.640	0.052	2.912	0.000	0.000	0.002	0.002	nd
S_{4-4}	底	0.733	0.480	0.496	0.175	0.465	0.005	0.867	0.560	0.580	nd	0.315	0.090	0.940	0.069	2.810	0.000	0.000	0.002	0.002	nd
S_{5-1}	表	0.611	0.127	0.321	0.105	0.290	0.005	0.400	0.044	0.026	nd	0.022	0.016	0.086	0.036	0.735	0.000	0.000	0.004	0.000	nd
S_{5-2}	表	0.720	0.740	0.488	0.340	0.510	0.010	0.867	0.095	0.300	nd	0.125	0.100	0.940	0.071	2.768	0.000	0.000	0.003	0.004	nd
S_{5-2}	底	0.733	0.700	0.413	0.215	0.415	0.010	0.733	0.895	0.560	nd	0.165	0.070	0.640	0.059	2.772	0.000	0.000	0.002	0.002	nd
S_{5-3}	表	0.747	0.760	0.388	0.260	0.520	0.010	1.000	0.345	0.420	nd	0.155	0.070	0.940	0.068	2.852	0.000	0.000	0.004	0.005	nd
S_{5-3}	底	0.740	0.660	0.471	0.250	0.450	0.010	0.400	0.685	0.380	nd	0.235	nd	0.940	0.055	2.858	0.000	0.000	0.002	0.002	nd
S_{5-4}	表	0.753	0.800	0.468	0.185	0.425	0.010	0.867	0.345	0.260	nd	0.335	0.100	0.640	0.077	2.882	0.000	0.000	0.003	0.003	nd
S_{5-4}	底	0.753	0.460	0.325	0.190	0.375	0.015	1.000	0.430	0.200	0.980	0.355	nd	0.940	0.073	2.970	0.000	0.000	0.002	0.002	nd
S_{6-1}	表	0.628	0.073	0.270	0.093	0.228	0.015	0.178	0.086	0.018	0.069	0.011	0.010	0.032	0.016	0.756	0.000	0.000	0.004	0.000	nd
S_{6-1}	底	0.628	0.047	0.199	0.118	0.245	0.015	0.289	0.188	0.036	nd	0.076	nd	0.094	0.030	0.835	0.000	0.000	0.001	0.000	nd
S_{6-2}	表	0.760	0.280	0.521	0.160	0.475	0.035	1.067	0.475	0.720	1.150	0.350	0.120	0.860	0.058	3.090	0.000	0.000	0.007	0.008	nd
S_{6-2}	底	0.753	0.280	0.496	0.230	0.505	0.015	0.933	0.305	0.400	0.420	0.435	0.080	0.940	0.078	2.960	0.000	0.000	0.002	0.002	nd
S_{6-3}	表	0.753	0.480	0.468	0.265	0.515	0.035	0.600	0.220	0.840	0.650	0.150	nd	0.320	0.072	3.218	0.000	0.000	0.006	0.005	nd
S_{6-3}	底	0.767	0.440	0.516	0.255	0.390	0.010	0.867	0.220	0.780	0.610	0.135	0.140	0.640	0.071	2.992	0.000	0.000	0.001	0.001	nd
S_{7-1}	表	0.747	0.220	0.284	0.133	0.340	0.020	0.300	0.260	0.170	0.124	0.112	nd	0.235	0.046	1.879	0.000	0.000	0.007	0.007	nd
S_{7-1}	底	0.747	0.200	0.352	0.140	0.297	0.015	0.200	0.596	0.300	0.142	0.054	0.012	0.080	0.052	1.536	0.000	0.000	0.004	0.005	nd
S_{7-2}	表	0.753	0.200	0.445	0.185	0.475	0.020	0.667	0.685	0.460	0.860	0.210	nd	0.940	0.071	3.442	0.000	0.000	0.004	0.004	nd
S_{7-2}	底	0.753	0.080	0.409	0.230	0.345	0.010	0.933	1.470	0.340	nd	0.200	nd	0.320	0.071	3.142	0.000	0.000	0.003	0.003	nd
S_{7-3}	表	0.753	0.360	0.454	0.190	0.585	0.055	0.467	0.560	0.640	0.930	0.340	0.120	0.320	0.067	3.014	0.000	0.000	0.002	0.003	nd
S_{7-3}	底	0.747	0.300	0.499	0.205	0.490	0.010	0.467	0.645	0.420	nd	0.115	0.060	0.640	0.063	2.968	0.000	0.000	0.002	0.002	nd
S_{8-1}	表	0.611	0.093	0.253	0.120	0.425	0.060	0.200	0.086	0.026	nd	0.073	nd	0.094	0.018	0.763	0.000	0.000	0.002	0.000	nd
S_{8-1}	底	0.622	0.043	0.295	0.138	0.180	0.015	0.178	0.196	0.052	nd	0.086	nd	0.094	0.027	0.735	0.000	0.000	0.001	0.000	nd
S_{8-2}	表	0.753	0.840	0.491	0.185	0.520	0.020	1.200	0.560	0.300	0.680	0.310	nd	0.640	0.053	3.006	0.000	0.000	0.003	0.004	nd
S_{8-2}	底	0.747	0.420	0.382	0.165	0.470	0.015	0.600	1.150	0.340	0.480	0.180	nd	0.940	0.074	2.948	0.000	0.000	0.005	0.006	nd
S_{8-3}	表	0.760	0.240	0.408	0.135	0.600	0.045	0.400	0.940	0.180	0.800	0.300	nd	0.320	0.064	2.976	0.000	0.000	0.001	0.002	0.01
S_{8-3}	底	0.760	0.320	0.186	0.145	0.400	0.010	1.133	0.180	0.280	0.430	0.085	0.070	0.320	0.086	2.972	0.000	0.000	0.003	0.003	nd
S_{8-4}	表	0.780	0.160	0.446	0.180	0.290	0.020	0.800	0.050	0.140	1.030	0.090	0.130	0.320	0.075	2.992	0.000	0.000	0.003	0.002	nd
S_{8-4}	底	0.773	0.140	0.387	0.175	0.235	0.020	1.267	nd	0.160	0.520	0.245	nd	0.940	0.075	3.000	0.000	0.000	0.002	0.003	nd
S_{9-1}	表	0.628	0.110	0.058	0.093	0.220	0.010	0.200	0.196	0.028	0.202	0.061	nd	0.064	0.030	0.820	0.000	0.000	0.004	0.000	0.03
S_{9-2}	表	0.753	0.220	0.258	0.190	0.435	0.025	0.533	0.430	0.520	nd	0.265	nd	0.940	0.055	3.372	0.000	0.000	0.008	0.013	nd
S_{9-2}	底	0.753	0.180	0.398	0.155	0.345	0.010	1.200	0.515	0.200	0.990	0.085	nd	0.320	0.075	3.186	0.000	0.000	0.007	0.009	nd
S_{9-3}	表	0.773	0.160	0.318	0.150	0.260	0.020	0.600	0.645	0.540	0.550	0.200	nd	0.640	0.079	3.254	0.000	0.000	0.005	0.007	nd
S_{9-3}	底	0.767	0.260	0.473	0.155	0.295	0.005	0.400	1.490	0.640	0.510	0.100	nd	0.320	0.091	3.132	0.000	0.000	0.006	0.007	nd
S_{9-4}	表	0.780	0.180	0.357	0.130	0.225	0.005	1.133	nd	0.720	0.390	0.175	nd	0.640	0.065	3.218	0.000	0.000	0.005	0.007	nd
S_{9-4}	底	0.780	0.200	0.023	0.115	0.215	0.015	0.800	0.560	0.860	0.570	0.085	nd	0.640	0.081	3.156	0.000	0.000	0.006	0.007	nd
S_{10-1}	表	0.747	0.440	0.400	0.185	0.405	0.010	1.267	0.565	0.600	0.540	0.080	nd	0.640	0.067	3.274	0.000	0.000	0.005	0.006	nd
S_{10-2}	表	0.747	0.180	0.395	0.150	0.385	0.000	1.200	0.260	0.620	0.600	0.290	nd	0.940	0.081	3.266	0.000	0.000	0.005	0.005	nd
S_{10-2}	底	0.760	0.320	0.430	0.180	0.420	0.010	1.267	0.810	0.400	0.640	0.085	0.090	0.640	0.082	3.210	0.000	0.000	0.003	0.003	nd
S_{10-3}	表	0.753	nd	0.402	0.135	0.350	0.000	1.000	0.430	0.480	nd	0.315	nd	0.640	0.057	3.368	0.000	0.000	0.003	0.004	nd
S_{10-3}	底	0.773	nd	0.526	0.150	0.230	0.000	1.200	1.025	0.560	0.550	0.060	0.080	0.640	0.095	3.182	0.000	0.000	0.003	0.004	nd

表 8.2-22 2010 年 3 月海水水质调查结果标准指数（小潮涨潮，春季）

站位	层次	pH	石油类	DO	COD_{Mn}	无机氮	非离子氨	活性磷酸盐	硫化物	Cu	Pb	Zn	Cd	Hg	As	Ni	苯	二甲苯	挥发酚	氰化物	粪大肠菌群
S_{1-1}	表	0.767	0.060	0.508	0.125	0.485	0.004	0.600	0.835	0.480	0.240	0.155	0.110	0.640	0.155	2.846	0.000	0.000	0.002	0.001	nd
S_{1-1}	底	0.753	0.500	0.488	0.115	0.445	0.003	1.000	0.760	0.360	0.350	0.110	0.040	0.940	0.133	3.064	0.000	0.000	0.003	0.001	nd
S_{1-2}	表	0.760	0.160	0.535	0.160	0.570	0.006	0.867	0.230	0.220	0.540	0.150	0.060	0.860	0.138	2.644	0.000	0.000	0.002	0.001	nd
S_{1-2}	底	0.753	0.100	0.552	0.140	0.475	0.003	1.000	0.470	0.560	0.670	0.410	0.090	0.940	0.139	2.072	0.000	0.000	0.002	0.001	nd
S_{2-1}	表	0.773	0.240	0.505	0.180	0.455	0.002	0.667	0.865	0.540	0.210	0.120	0.060	0.660	0.145	2.108	0.000	0.000	0.002	0.002	nd
S_{2-1}	底	0.767	0.240	0.456	0.165	0.560	0.006	1.000	0.820	0.580	0.530	0.125	0.080	0.640	0.153	2.690	0.000	0.000	0.002	0.001	nd
S_{2-2}	表	0.793	0.260	0.058	0.185	0.505	0.003	0.667	0.620	0.580	0.400	0.160	0.100	0.940	0.149	2.554	0.000	0.000	0.001	0.001	nd
S_{2-2}	底	0.787	0.200	0.639	0.130	0.525	0.003	0.867	0.660	0.660	0.330	0.185	0.030	0.860	0.143	3.208	0.000	0.000	0.001	0.001	nd
S_{2-3}	表	0.793	0.360	0.467	0.150	0.455	0.004	0.733	0.405	0.720	0.370	0.120	0.010	0.940	0.164	2.908	0.000	0.000	0.003	0.001	nd
S_{2-3}	底	0.800	0.100	0.535	0.110	0.445	0.003	0.600	0.460	0.520	0.560	0.200	0.060	0.940	0.159	2.830	0.000	0.000	0.003	0.001	nd
S_{3-1}	表	0.628	0.073	0.256	0.065	0.238	0.015	0.444	0.146	0.032	0.083	0.033	nd	0.064	0.064	0.708	0.000	0.000	0.003	0.005	nd
S_{3-1}	底	0.622	0.030	0.366	0.070	0.235	0.010	0.533	0.128	0.050	0.042	0.072	0.025	0.094	0.060	0.677	0.000	0.000	0.003	0.005	nd
S_{3-2}	表	0.767	0.740	0.453	0.115	0.480	0.002	0.800	0.230	0.260	0.470	0.265	0.670	0.940	0.148	3.108	0.000	0.000	0.004	0.002	nd
S_{3-2}	底	0.760	0.180	0.519	0.195	0.550	0.004	1.467	0.335	0.560	0.550	nd	0.040	0.860	0.134	3.232	0.000	0.000	0.005	0.001	nd
S_{3-3}	表	0.793	0.440	0.505	0.095	0.525	0.004	1.067	0.405	0.400	0.360	0.280	0.030	0.640	0.142	3.168	0.000	0.000	0.002	0.002	nd
S_{3-3}	底	0.793	0.120	0.574	0.145	0.515	0.003	1.067	0.365	0.740	0.610	0.255	0.040	0.320	0.152	2.868	0.000	0.000	0.002	0.001	nd
S_{3-4}	表	0.793	0.180	0.397	0.090	0.600	0.008	1.467	0.275	0.560	0.340	0.220	0.050	0.640	0.137	2.818	0.000	0.000	0.003	0.001	nd
S_{3-4}	底	0.793	0.100	0.333	0.120	0.515	0.005	1.600	0.105	0.440	0.550	0.115	0.100	0.940	0.148	3.648	0.000	0.000	0.003	0.002	nd
S_{4-1}	表	0.617	0.060	0.285	0.088	0.245	0.015	0.356	0.120	0.092	0.045	0.022	nd	0.094	0.084	0.912	0.000	0.000	0.001	0.005	nd
S_{4-2}	表	0.767	0.380	0.482	0.150	0.625	0.001	1.067	0.215	0.220	0.310	0.110	0.060	0.320	0.215	3.416	0.000	0.000	0.005	0.002	nd
S_{4-2}	底	0.753	0.060	0.168	0.215	0.490	0.002	1.600	0.105	0.520	1.080	0.345	nd	0.940	0.183	3.284	0.000	0.000	0.004	0.001	nd
S_{4-3}	表	0.767	0.500	0.496	0.210	0.635	0.003	0.800	0.060	0.220	0.450	0.210	0.120	0.320	0.179	3.360	0.000	0.000	0.003	0.001	nd
S_{4-3}	底	0.760	0.160	0.539	0.145	0.835	0.013	1.467	0.100	0.540	0.370	0.140	0.040	0.300	0.174	3.064	0.000	0.000	0.003	0.001	nd
S_{4-4}	表	0.767	0.200	0.433	0.130	0.575	0.004	0.533	0.040	0.740	0.450	0.170	0.080	0.640	0.160	2.858	0.000	0.000	0.003	0.001	nd
S_{4-4}	底	0.753	0.180	0.244	0.140	0.465	0.002	1.067	0.020	0.620	0.340	0.170	nd	0.320	0.185	3.500	0.000	0.000	0.003	0.001	nd
S_{5-1}	表	0.644	0.073	0.329	0.085	0.320	0.080	0.422	0.130	0.072	nd	0.028	0.005	0.086	0.041	0.875	0.000	0.000	0.002	0.004	nd
S_{5-2}	表	0.740	0.420	0.522	0.215	0.435	0.002	1.067	0.900	0.660	0.650	0.075	0.080	0.940	0.110	3.150	0.000	0.000	0.003	0.002	nd
S_{5-2}	底	0.753	0.560	0.479	0.160	0.475	0.005	1.600	0.600	0.180	nd	0.090	nd	0.640	0.119	2.958	0.000	0.000	0.003	0.002	nd
S_{5-3}	表	0.753	0.600	0.450	0.225	0.465	0.005	1.267	0.400	0.520	nd	0.330	0.040	0.460	0.133	2.766	0.000	0.000	0.007	0.001	nd
S_{5-3}	底	0.760	0.600	0.533	0.170	0.495	0.003	1.600	0.320	0.360	0.420	0.385	nd	0.320	0.122	2.866	0.000	0.000	0.005	0.001	nd
S_{5-4}	表	0.747	0.840	0.394	0.160	0.315	0.003	0.533	0.175	0.780	1.380	0.375	0.100	0.640	0.096	2.918	0.000	0.000	0.007	0.003	nd
S_{5-4}	底	0.773	0.200	0.403	0.135	0.790	0.008	0.600	0.355	0.620	0.830	0.380	0.170	0.320	0.081	3.510	0.000	0.000	0.005	0.002	nd
S_{6-1}	表	0.622	0.023	0.198	0.073	0.225	0.005	0.533	0.007	0.060	0.136	0.043	0.015	0.064	0.039	0.878	0.000	0.000	0.003	0.013	nd
S_{6-1}	底	0.633	0.107	0.114	0.063	0.360	0.060	0.356	nd	0.042	nd	0.018	0.017	0.064	0.104	0.858	0.000	0.000	0.003	0.007	nd
S_{6-2}	表	0.773	0.920	0.059	0.120	0.415	0.004	1.267	0.415	0.240	0.330	0.075	0.160	0.940	0.113	3.258	0.000	0.000	0.005	0.001	nd
S_{6-2}	底	0.753	0.280	0.240	0.140	0.725	0.007	1.600	0.520	0.260	0.210	0.085	0.130	0.640	0.110	3.324	0.000	0.000	0.003	0.002	nd
S_{6-3}	表	0.760	0.560	0.027	0.115	0.700	0.006	1.133	0.600	0.780	0.640	0.100	0.030	0.640	0.118	3.062	0.000	0.000	0.004	0.002	nd
S_{6-3}	底	0.760	0.720	0.361	0.110	0.685	0.004	0.600	0.470	0.300	0.380	0.080	0.280	0.660	0.120	3.242	0.000	0.000	0.003	0.002	nd
S_{7-1}	表	0.753	0.820	0.223	0.155	0.615	0.004	0.533	nd	0.720	0.430	0.100	nd	0.640	0.112	3.284	0.000	0.000	0.003	0.001	nd
S_{7-1}	底	0.753	0.620	0.133	0.117	0.487	0.070	0.633	0.084	0.220	nd	0.050	nd	0.080	0.062	1.642	0.000	0.000	0.004	0.002	nd
S_{7-2}	表	0.753	0.380	0.286	0.155	0.750	0.006	1.067	0.535	0.280	0.240	0.065	0.240	0.320	0.114	3.110	0.000	0.000	0.003	0.002	nd
S_{7-2}	底	0.753	0.700	0.220	0.075	0.630	0.005	1.600	0.670	nd	nd	0.440	0.270	0.640	0.072	3.058	0.000	0.000	0.004	0.002	nd
S_{7-3}	表	0.767	0.220	0.159	0.095	0.655	0.004	0.533	0.020	0.300	0.060	0.095	0.310	0.640	0.075	2.874	0.000	0.000	0.004	0.002	nd
S_{7-3}	底	0.753	0.820	0.248	0.060	0.700	0.005	1.333	0.060	nd	nd	0.320	0.150	0.940	0.069	2.988	0.000	0.000	0.002	0.001	nd
S_{8-1}	表	0.622	0.057	0.210	0.070	0.290	0.020	0.422	0.008	0.058	0.026	0.020	0.023	0.064	0.042	0.747	0.000	0.000	0.001	0.007	nd
S_{8-1}	底	0.617	0.097	0.138	0.070	0.273	0.005	0.444	nd	0.038	0.052	0.023	0.012	0.032	0.045	0.727	0.000	0.000	0.001	0.008	nd
S_{8-2}	表	0.747	0.480	0.421	0.135	0.350	0.002	1.133	0.045	0.580	0.310	0.130	0.090	0.640	0.075	2.822	0.000	0.000	0.007	0.002	nd
S_{8-2}	底	0.747	0.420	0.336	0.110	0.725	0.005	1.400	0.070	0.100	0.320	0.105	0.070	0.640	0.098	2.956	0.000	0.000	0.004	0.002	nd
S_{8-3}	表	0.753	0.260	0.189	0.100	0.635	0.001	1.400	0.325	0.560	1.400	0.080	nd	0.640	0.121	2.838	0.000	0.000	0.007	0.003	nd
S_{8-3}	底	0.747	0.500	0.209	0.095	0.370	0.003	1.067	0.580	0.300	0.670	0.080	0.030	0.940	0.123	2.782	0.000	0.000	0.006	0.003	nd
S_{8-4}	表	0.767	0.640	0.251	0.060	0.350	0.005	0.600	0.035	0.600	0.460	0.080	0.050	0.320	0.119	2.726	0.000	0.000	0.004	0.004	nd
S_{8-4}	底	0.773	0.460	0.148	0.115	0.255	0.004	0.533	0.230	0.140	0.630	0.055	0.040	0.640	0.114	3.408	0.000	0.000	0.003	0.002	nd
S_{9-1}	表	0.633	0.153	0.118	0.065	0.258	0.025	0.533	0.012	0.050	nd	0.015	0.007	0.064	0.056	0.852	0.000	0.000	0.002	0.011	nd
S_{9-1}	底	0.617	0.100	0.234	0.038	0.200	0.015	0.400	0.007	0.056	nd	0.023	nd	0.064	0.052	0.823	0.000	0.000	0.002	0.007	nd
S_{9-2}	表	0.753	0.420	0.350	0.100	0.445	0.003	0.533	0.080	0.460	0.520	0.145	0.050	0.940	0.168	3.188	0.000	0.000	0.007	0.003	nd
S_{9-2}	底	0.747	0.380	0.164	0.150	0.335	0.001	1.200	0.095	0.240	nd	0.095	nd	0.640	0.109	3.044	0.000	0.000	0.003	0.002	nd
S_{9-3}	表	0.780	0.460	0.293	0.125	0.380	0.004	0.533	0.615	0.300	nd	0.120	nd	0.940	0.116	3.014	0.000	0.000	0.002	0.002	nd
S_{9-3}	底	0.753	0.360	0.141	0.110	0.340	0.002	1.400	0.130	0.280	0.560	0.205	nd	0.940	0.124	3.032	0.000	0.000	0.002	0.002	nd
S_{9-4}	表	0.780	0.320	0.189	0.145	0.265	0.002	1.600	0.730	0.460	0.690	0.125	nd	0.640	0.064	3.022	0.000	0.000	0.002	0.002	nd
S_{9-4}	底	0.780	0.380	0.160	0.130	0.220	0.003	1.267	0.145	0.300	0.430	0.100	nd	0.940	0.144	3.282	0.000	0.000	0.002	0.001	nd
S_{10-1}	表	0.747	0.680	0.155	0.095	0.480	0.004	1.933	0.470	0.220	0.370	0.055	0.070	0.320	0.082	3.288	0.000	0.000	0.002	0.001	nd
S_{10-1}	底	0.760	0.640	0.397	0.075	0.930	0.009	0.533	0.225	0.420	nd	0.075	nd	0.940	0.047	3.084	0.000	0.000	0.001	0.001	nd
S_{10-2}	表	0.760	0.640	0.429	0.145	0.710	0.003	0.667	0.545	0.460	nd	0.095	0.050	0.640	0.087	3.160	0.000	0.000	0.001	0.002	nd
S_{10-2}	底	0.767	0.620	0.452	0.150	0.575	0.003	0.533	0.730	0.620	0.430	0.070	nd	0.640	0.078	3.228	0.000	0.000	0.002	0.002	nd
S_{10-3}	表	0.773	0.120	0.363	0.105	0.580	0.004	1.600	0.140	0.720	nd	0.220	0.050	0.940	0.088	3.316	0.000	0.000	0.002	0.002	nd
S_{10-3}	底	0.760	0.240	0.428	0.110	0.330	0.004	0.533	0.045	0.400	nd	0.085	nd	0.640	0.088	3.316	0.000	0.000	0.001	0.003	nd

表 8.2-23 2010 年 3 月海水水质调查结果标准指数（小潮落潮，春季）

站位	层次	pH	石油类	DO	COD_{Mn}	无机氮	非离子氨	活性磷酸盐	硫化物	Cu	Pb	Zn	Cd	Hg	As	Ni	苯	二甲苯	挥发酚	氰化物	粪大肠菌群
S_{1-1}	表	0.733	0.300	0.514	0.145	0.400	0.025	1.467	0.630	0.520	0.600	0.175	0.050	0.640	0.121	3.246	0.000	0.000	0.004	0.002	nd
S_{1-1}	底	0.740	0.200	0.523	0.150	0.385	0.020	1.067	0.040	0.660	0.450	0.120	0.060	0.940	0.113	3.052	0.000	0.000	0.003	0.002	nd
S_{1-2}	表	0.740	0.700	0.409	0.180	0.435	0.015	1.067	0.305	0.240	0.320	0.310	nd	0.940	0.130	3.046	0.000	0.000	0.003	0.002	nd
S_{1-2}	底	0.753	0.100	0.532	0.170	0.460	0.020	1.600	0.465	0.260	0.370	0.335	nd	0.860	0.111	2.864	0.000	0.000	0.002	0.002	nd
S_{2-1}	表	0.747	0.300	0.505	0.140	0.410	0.010	0.600	0.080	0.400	0.410	0.225	0.060	0.640	0.113	2.832	0.000	0.000	0.002	0.001	nd
S_{2-1}	底	0.740	0.160	0.590	0.180	0.430	0.015	1.133	0.205	0.560	0.470	0.220	0.110	0.320	0.118	2.814	0.000	0.000	0.004	0.001	nd
S_{2-2}	表	0.753	0.440	0.360	0.150	0.425	0.020	1.933	0.105	0.260	0.610	0.300	0.030	0.640	0.118	2.690	0.000	0.000	0.002	0.002	nd
S_{2-2}	底	0.747	0.240	0.601	0.160	0.445	0.025	0.333	nd	0.320	0.490	0.120	0.050	0.940	0.113	2.688	0.000	0.000	0.001	0.002	nd
S_{2-3}	表	0.753	0.560	0.544	0.145	0.385	0.030	0.333	nd	0.420	0.370	0.355	nd	0.940	0.108	3.062	0.000	0.000	0.002	0.001	nd
S_{2-3}	底	0.787	0.620	0.552	0.145	0.385	0.030	1.067	0.240	0.420	0.520	0.445	nd	0.860	0.126	2.936	0.000	0.000	0.002	0.001	nd
S_{3-1}	表	0.639	0.040	0.350	0.060	0.140	0.020	0.533	0.114	0.028	0.072	0.078	nd	0.064	0.051	0.882	0.000	0.000	0.003	0.000	nd
S_{3-2}	表	0.773	0.300	0.517	0.175	0.350	0.015	1.067	0.080	0.340	0.690	0.315	nd	0.940	0.124	3.264	0.000	0.000	0.009	0.004	nd
S_{3-2}	底	0.773	0.160	0.574	0.145	0.405	0.005	1.067	0.340	0.240	0.470	0.440	0.040	0.940	0.122	3.210	0.000	0.000	0.004	0.003	nd
S_{3-3}	表	0.767	0.380	0.522	0.180	0.465	0.035	0.533	0.225	0.240	0.360	0.105	0.260	0.640	0.122	2.866	0.000	0.000	0.004	0.005	nd
S_{3-3}	底	0.767	0.520	0.409	0.160	0.410	0.025	1.467	0.365	0.360	0.450	0.180	nd	0.940	0.132	2.928	0.000	0.000	0.002	0.003	nd
S_{3-4}	表	0.793	0.380	0.531	0.150	0.495	0.035	0.800	0.245	0.360	0.640	0.355	0.250	0.940	0.107	3.138	0.000	0.000	0.003	0.004	nd
S_{3-4}	底	0.787	0.840	0.555	0.135	0.535	0.060	1.533	0.065	0.620	0.970	0.295	0.310	0.640	0.121	2.902	0.000	0.000	0.003	0.004	nd
S_{4-1}	表	0.628	0.083	0.100	0.055	0.143	0.030	0.267	0.123	0.056	0.131	0.087	nd	0.094	0.051	0.912	0.000	0.000	0.003	0.000	nd
S_{4-2}	表	0.747	0.520	0.240	0.215	0.190	0.015	1.600	0.315	0.320	0.630	0.140	0.070	0.860	0.128	3.314	0.000	0.000	0.004	0.007	nd
S_{4-2}	底	0.747	0.620	0.282	0.110	0.280	0.015	1.067	0.520	0.400	0.400	0.160	0.090	0.940	0.123	3.072	0.000	0.000	0.006	0.006	nd
S_{4-3}	表	0.747	0.620	0.149	0.165	0.400	0.015	1.733	0.835	0.480	0.970	0.250	nd	0.460	0.111	2.896	0.000	0.000	0.004	0.004	nd
S_{4-3}	底	0.753	0.500	0.051	0.160	0.500	0.050	1.600	0.535	0.200	0.500	0.295	0.050	0.320	0.129	2.864	0.000	0.000	0.004	0.003	nd
S_{4-4}	表	0.780	0.160	0.137	0.145	0.390	0.055	0.933	0.045	0.200	0.650	0.370	nd	0.640	0.142	2.820	0.000	0.000	0.003	0.003	nd
S_{4-4}	底	0.773	0.420	0.230	0.150	0.365	0.030	1.600	0.320	0.240	0.380	0.285	0.060	0.640	0.124	3.064	0.000	0.000	0.003	0.003	nd
S_{5-1}	表	0.650	0.087	0.026	0.063	0.180	0.020	0.400	0.143	0.076	0.162	0.023	nd	0.032	0.052	0.662	0.000	0.000	0.002	0.000	nd
S_{5-2}	表	0.773	0.780	0.033	0.200	0.375	0.015	0.600	0.470	0.540	1.250	0.110	nd	0.320	0.117	2.618	0.000	0.000	0.004	0.004	nd
S_{5-2}	底	0.780	0.600	0.254	0.150	0.390	0.040	0.400	0.230	0.420	0.910	0.230	0.050	0.320	0.121	2.422	0.000	0.000	0.003	0.003	nd
S_{5-3}	表	0.793	0.500	0.223	0.165	0.410	0.030	1.133	0.310	0.380	0.630	0.090	nd	0.320	0.132	2.708	0.000	0.000	0.002	0.003	nd
S_{5-4}	表	0.780	0.300	0.323	0.155	0.355	0.015	0.800	0.525	0.460	0.850	0.185	nd	0.640	0.119	2.870	0.000	0.000	0.003	0.004	nd
S_{5-4}	底	0.787	0.460	0.235	0.120	0.415	0.040	1.267	0.565	0.360	nd	0.155	nd	0.640	0.126	2.954	0.000	0.000	0.003	0.003	nd
S_{6-1}	表	0.633	0.053	0.235	0.055	0.218	0.040	0.400	0.106	0.032	nd	0.021	nd	0.064	0.055	0.824	0.000	0.000	0.003	0.000	nd
S_{6-1}	底	0.639	0.063	0.289	0.060	0.190	0.020	0.644	0.065	0.024	0.120	0.024	nd	0.032	0.030	0.802	0.000	0.000	0.003	0.000	nd
S_{6-2}	表	0.753	0.460	0.595	0.110	0.405	0.025	1.600	0.155	0.220	0.370	0.105	nd	0.640	0.152	3.098	0.000	0.000	0.008	0.006	nd
S_{6-2}	底	0.767	0.460	0.456	0.150	0.430	0.045	0.533	0.345	0.820	0.490	0.075	nd	0.320	0.120	3.108	0.000	0.000	0.004	0.004	nd
S_{6-3}	表	0.753	0.260	0.541	0.135	0.425	0.020	0.533	0.620	0.460	0.550	0.260	nd	0.320	0.115	2.938	0.000	0.000	0.004	0.006	nd
S_{6-3}	底	0.760	0.360	0.547	0.105	0.480	0.050	0.800	0.650	0.240	nd	0.125	nd	0.320	0.117	3.066	0.000	0.000	0.005	0.005	nd
S_{7-1}	表	0.773	0.280	0.448	0.123	0.250	0.010	0.800	0.200	0.390	0.066	0.046	0.028	0.235	0.085	1.723	0.000	0.000	0.007	0.003	nd
S_{7-1}	底	0.773	0.140	0.448	0.133	0.267	0.015	0.267	0.202	0.230	0.052	0.038	0.018	0.080	0.080	1.754	0.000	0.000	0.007	0.003	nd
S_{7-2}	表	0.753	0.220	0.388	0.160	0.380	0.005	0.800	0.630	0.360	nd	0.070	0.120	0.320	0.066	3.318	0.000	0.000	0.005	0.003	nd
S_{7-2}	底	0.780	0.280	0.592	0.160	0.400	0.035	1.600	0.585	0.320	0.620	0.105	0.100	0.320	0.063	3.350	0.000	0.000	0.005	0.003	nd
S_{7-3}	表	0.787	0.280	0.485	0.180	0.395	0.030	1.133	0.330	0.620	0.300	0.095	nd	0.640	0.112	3.118	0.000	0.000	0.004	0.004	nd
S_{7-3}	底	0.793	0.160	0.557	0.130	0.345	0.010	1.600	0.145	0.420	0.430	0.085	nd	0.940	0.119	3.080	0.000	0.000	0.004	0.003	nd
S_{8-1}	表	0.644	0.063	0.339	0.078	0.170	0.005	0.333	0.088	0.042	0.061	0.025	0.014	0.032	0.049	0.727	0.000	0.000	0.002	0.000	nd
S_{8-1}	底	0.639	0.027	0.347	0.090	0.198	0.030	0.156	0.071	0.042	0.073	0.010	0.006	0.032	0.009	0.821	0.000	0.000	0.001	0.000	nd
S_{8-2}	表	0.787	0.160	0.510	0.130	0.655	0.020	0.533	0.640	0.400	0.240	0.060	0.070	0.640	0.112	2.918	0.000	0.000	0.003	0.006	nd
S_{8-2}	底	0.787	0.160	0.468	0.085	0.650	0.025	1.000	0.180	0.380	0.510	0.085	0.120	0.940	0.107	2.530	0.000	0.000	0.002	0.004	nd
S_{8-3}	表	0.787	0.400	0.458	0.105	0.550	0.005	1.600	0.155	0.500	0.370	0.180	nd	0.940	0.068	2.768	0.000	0.000	0.002	0.007	nd
S_{8-3}	底	0.787	0.300	0.554	0.095	0.410	0.030	0.800	0.260	0.780	0.480	0.110	nd	0.640	0.064	2.614	0.000	0.000	0.002	0.006	nd
S_{8-4}	表	0.787	0.360	0.369	0.130	0.500	0.035	1.200	0.105	0.340	0.400	0.180	nd	0.940	0.115	2.800	0.000	0.000	0.002	0.004	nd
S_{8-4}	底	0.787	0.280	0.447	0.100	0.165	0.005	0.533	0.090	0.140	nd	0.190	nd	0.640	0.099	2.928	0.000	0.000	0.002	0.004	nd
S_{9-1}	表	0.633	0.017	0.323	0.075	0.330	0.040	0.533	0.164	0.040	nd	0.034	0.009	0.094	0.030	0.862	0.000	0.000	0.003	0.000	nd
S_{9-1}	底	0.633	0.017	0.324	0.058	0.323	0.035	0.222	0.064	0.046	nd	0.082	0.007	0.032	0.035	0.858	0.000	0.000	0.003	0.000	nd
S_{9-2}	表	0.767	0.160	0.491	0.125	0.855	0.070	1.600	0.335	0.360	nd	0.395	nd	0.640	0.072	3.298	0.000	0.000	0.005	0.002	nd
S_{9-2}	底	0.760	0.120	0.504	0.175	0.760	0.050	0.533	0.470	0.220	nd	0.255	0.050	0.320	0.087	3.244	0.000	0.000	0.005	0.006	nd
S_{9-3}	表	0.773	0.300	0.512	0.160	0.840	0.050	1.600	0.730	0.740	0.390	0.180	0.050	0.640	0.101	2.796	0.000	0.000	0.004	0.004	nd
S_{9-3}	底	0.767	0.160	0.481	0.195	0.560	0.040	0.533	0.380	0.760	0.590	0.395	nd	0.640	0.112	3.128	0.000	0.000	0.004	0.004	nd
S_{9-4}	表	0.780	0.300	0.449	0.160	0.585	0.060	1.200	0.315	0.520	nd	0.405	nd	0.940	0.092	3.032	0.000	0.000	0.004	0.005	nd
S_{9-4}	底	0.780	0.180	0.512	0.100	0.720	0.045	0.533	0.230	0.480	nd	0.450	nd	0.320	0.090	3.098	0.000	0.000	0.003	0.005	nd
S_{10-1}	表	0.800	0.280	0.452	0.130	0.790	0.045	1.000	0.385	0.380	0.450	0.255	0.050	0.640	0.081	3.402	0.000	0.000	0.003	0.006	nd
S_{10-1}	底	0.787	0.240	0.600	0.140	0.765	0.070	0.933	0.405	0.500	1.180	0.125	0.060	0.320	0.093	3.298	0.000	0.000	0.002	0.004	nd
S_{10-2}	表	0.733	0.100	0.461	0.120	0.745	0.040	0.600	0.530	0.580	0.440	0.145	0.040	0.320	0.099	3.288	0.000	0.000	0.003	0.002	nd
S_{10-2}	底	0.793	0.060	0.452	0.115	0.615	0.055	0.867	0.615	0.460	nd	0.070	0.050	0.320	0.081	3.086	0.000	0.000	0.002	0.003	nd
S_{10-3}	表	0.787	0.260	0.348	0.130	0.595	0.050	0.600	0.040	0.380	0.570	0.100	nd	0.640	0.087	3.088	0.000	0.000	0.001	0.003	nd
S_{10-3}	底	0.787	0.240	0.507	0.145	0.730	0.045	0.400	0.340	0.480	0.450	0.065	nd	0.940	0.094	3.146	0.000	0.000	0.000	0.003	nd

表 8.2-24　　2010 年 6 月海水水质调查结果标准指数（大潮涨潮，夏季）

站位	层次	pH	石油类	DO	COD	无机氮	非离子氨	活性磷酸盐	硫化物	Cu	Pb	Zn	Cd	Hg	As	Ni	苯	二甲苯	挥发酚	氰化物
S1-1	表	0.460	0.762	0.174	0.380	0.480	nd	0.467	0.599	0.280	nd	0.505	0.060	0.825	0.083	2.477	0.039	0.013	0.002	0.001
S1-1	底	0.513	0.186	0.387	0.315	0.416	nd	1.333	0.008	0.220	0.400	0.720	nd	0.843	0.067	2.184	0.023	0.012	0.002	0.001
S1-2	表	0.573	0.401	0.325	0.295	0.208	nd	0.467	0.180	0.320	nd	0.660	nd	0.965	0.051	2.126	0.039	0.010	0.002	0.001
S1-2	底	0.620	0.340	0.274	0.405	0.519	nd	0.267	0.422	0.540	0.420	0.175	nd	0.920	0.063	2.109	0.031	0.006	0.001	0.001
S2-1	表	0.620	0.173	0.371	0.140	0.269	nd	1.600	0.492	0.324	0.415	0.555	nd	0.980	0.069	2.597	0.047	0.018	0.003	0.002
S2-1	底	0.567	0.180	0.116	0.330	0.255	0.001	0.467	0.422	0.348	0.325	0.625	nd	0.970	0.075	2.280	0.031	0.015	0.002	0.001
S2-2	表	0.380	0.660	0.125	0.335	0.201	nd	0.467	0.275	0.348	nd	0.220	nd	0.882	0.118	2.635	0.031	0.011	0.002	0.001
S2-2	底	0.580	nd	0.325	0.195	0.318	0.014	0.067	0.320	0.396	0.220	0.315	nd	0.780	0.099	2.069	0.031	0.007	0.001	0.001
S2-3	表	0.580	0.451	0.264	0.195	0.430	0.032	1.467	0.260	0.432	nd	0.395	0.090	0.837	0.161	2.221	0.031	0.008	0.001	0.001
S2-3	底	0.540	0.237	0.444	0.365	0.310	nd	1.533	0.283	0.312	nd	0.945	nd	0.867	0.116	2.099	0.023	0.006	0.001	0.001
S3-1	表	0.378	0.075	0.276	0.223	0.303	0.070	0.244	0.016	0.030	0.166	0.087	nd	0.094	0.037	0.649	0.062	0.032	0.003	0.000
S3-1	底	0.472	0.028	0.140	0.110	0.145	0.018	0.067	0.000	0.036	0.138	0.068	nd	0.087	0.027	0.563	0.060	0.031	0.002	0.000
S3-2	表	0.573	0.397	0.388	0.245	0.649	nd	1.000	0.111	0.260	0.390	0.285	nd	0.732	0.064	2.453	0.055	0.024	0.004	0.002
S3-2	底	0.600	0.330	0.298	0.430	0.293	nd	0.600	0.320	0.240	1.210	0.415	nd	0.949	0.053	2.285	0.039	0.017	0.003	0.001
S3-3	表	0.520	0.065	0.241	0.515	0.659	nd	1.067	0.213	0.444	0.670	nd	0.070	0.886	0.050	2.416	0.047	0.022	0.004	0.002
S3-3	底	0.567	nd	0.081	0.410	0.312	nd	0.200	0.910	0.336	0.373	0.365	nd	0.674	0.049	2.296	0.055	0.033	0.005	0.002
S3-4	表	0.467	0.167	0.471	0.280	0.553	0.001	0.200	0.213	0.264	nd	0.445	nd	0.926	0.068	2.264	0.023	0.008	0.002	0.001
S3-4	底	0.460	0.065	0.102	0.420	0.678	0.004	0.067	0.078	0.552	0.187	nd	nd	0.885	0.101	2.194	0.055	0.035	0.005	0.003
S4-1	表	0.372	0.141	0.303	0.093	0.123	0.001	0.489	0.140	nd	0.088	0.038	nd	0.082	0.071	0.694	0.062	0.022	0.002	0.000
S4-2	表	0.307	0.416	0.303	0.210	0.293	0.001	0.933	0.283	0.132	0.500	nd	0.050	0.880	0.135	2.619	0.047	0.015	0.003	0.001
S4-2	底	0.393	0.440	0.007	0.140	0.572	nd	0.200	0.330	0.312	0.600	0.395	nd	0.920	0.088	2.312	0.040	0.009	0.002	0.001
S4-3	表	0.513	nd	0.389	0.255	0.306	nd	0.733	0.148	0.132	nd	0.615	nd	0.810	0.068	2.568	0.039	0.010	0.002	0.001
S4-3	底	0.407	nd	0.012	0.485	0.373	nd	0.333	0.320	0.324	nd	0.865	nd	0.585	0.054	2.362	0.031	0.009	0.002	0.001
S4-4	表	0.413	0.412	0.420	0.315	0.295	nd	0.533	0.390	0.444	0.250	0.890	nd	0.534	0.097	2.330	0.031	0.007	0.002	0.001
S4-4	底	0.540	nd	0.019	0.165	0.758	nd	0.467	0.459	0.372	0.790	0.770	nd	0.762	0.048	2.248	0.031	0.007	0.002	0.001
S5-1	表	0.472	0.028	0.197	0.115	0.198	0.001	0.200	0.036	0.024	0.188	0.073	0.011	0.091	0.033	0.588	0.094	0.040	0.003	0.000
S5-2	表	0.460	0.144	0.449	0.185	0.412	0.001	0.067	0.078	0.396	0.650	0.205	nd	0.407	0.075	2.214	0.031	0.018	0.003	0.001
S5-2	底	0.467	0.130	0.255	0.435	0.470	nd	0.133	0.734	0.108	0.530	0.540	nd	0.855	0.062	2.218	0.031	0.004	0.002	0.001
S5-3	表	0.493	0.186	0.134	0.345	0.353	nd	0.333	0.283	0.312	nd	0.275	0.020	0.670	0.066	2.282	0.047	0.019	0.003	0.002
S5-3	底	0.547	0.100	0.211	0.405	0.434	0.004	0.333	0.562	0.216	0.550	0.430	nd	0.704	0.054	2.286	0.039	0.007	0.002	0.001
S5-4	表	0.540	0.224	0.115	0.415	0.143	nd	0.400	0.283	0.468	0.080	0.635	nd	0.860	0.048	2.306	0.039	0.013	0.002	0.001
S5-4	底	0.567	0.116	0.106	0.210	0.697	nd	0.667	0.353	0.372	nd	nd	nd	0.924	0.058	2.376	0.023	0.007	0.002	0.001
S6-1	表	0.483	0.027	0.097	0.235	0.160	nd	0.022	0.071	0.036	0.061	0.094	nd	0.091	0.029	0.604	0.164	0.028	0.003	0.000
S6-1	底	0.383	0.021	0.046	0.245	0.328	nd	0.044	0.154	0.025	0.068	nd	nd	0.081	0.026	0.668	0.055	0.010	0.001	0.000
S6-2	表	0.600	0.170	0.245	0.425	0.355	nd	0.467	0.390	0.500	nd	0.465	nd	0.685	0.111	2.472	0.125	0.020	0.006	0.002
S6-2	底	0.513	0.140	0.198	0.315	0.458	nd	0.200	0.250	0.220	nd	nd	nd	0.958	0.119	2.368	0.031	0.008	0.001	0.001
S6-3	表	0.527	0.126	0.278	0.385	0.467	nd	0.333	0.180	0.468	0.800	0.565	0.040	0.831	0.080	2.574	0.078	0.015	0.005	0.001
S6-3	底	0.567	0.120	0.061	0.190	0.387	nd	0.467	0.180	0.180	nd	0.640	nd	0.622	0.069	2.394	0.016	0.005	0.001	0.000
S7-1	表	0.587	0.168	0.132	0.297	0.316	0.033	0.067	0.213	0.216	nd	0.168	nd	0.166	0.050	1.503	0.148	0.015	0.005	0.002
S7-1	底	0.660	0.100	0.212	0.243	0.177	nd	0.133	0.288	0.132	nd	0.138	nd	0.195	0.041	1.509	0.078	0.008	0.003	0.002
S7-2	表	0.533	0.210	0.269	0.145	0.424	nd	0.733	0.562	0.168	0.600	0.395	nd	0.689	0.081	2.754	0.086	0.008	0.003	0.001
S7-2	底	0.460	0.120	0.038	0.165	0.359	nd	0.800	0.705	nd	0.600	nd	nd	0.653	0.064	2.514	0.062	0.005	0.002	0.001
S7-3	表	0.493	0.190	0.117	0.235	0.377	nd	1.467	0.459	0.180	nd	0.535	nd	0.806	0.121	2.411	0.047	0.007	0.002	0.001
S7-3	底	0.453	0.180	0.136	0.265	0.320	0.003	1.667	0.529	nd	nd	0.420	nd	0.885	0.132	2.374	0.039	0.005	0.002	0.001
S8-1	表	0.400	0.045	0.062	0.165	0.248	nd	0.311	0.071	0.036	nd	0.083	0.006	0.089	0.067	0.610	0.055	0.013	0.001	0.000
S8-1	底	0.489	nd	0.048	0.175	0.058	nd	0.111	0.161	nd	nd	nd	nd	0.060	0.057	0.588	0.062	0.007	0.001	0.000
S8-2	表	0.567	0.134	0.043	0.345	0.420	nd	0.333	0.459	0.260	nd	0.325	nd	0.637	0.125	2.405	0.039	0.011	0.003	0.001
S8-2	底	0.660	0.133	0.080	0.375	0.422	nd	0.333	0.943	0.260	0.680	0.385	nd	0.646	0.132	2.358	0.109	0.007	0.004	0.002
S8-3	表	0.493	0.158	0.111	0.265	0.285	nd	0.067	0.270	nd	nd	0.440	nd	0.689	0.098	2.381	0.023	0.006	0.001	0.001
S8-3	底	0.540	nd	0.256	0.400	0.434	nd	0.200	0.148	0.280	nd	0.320	nd	0.867	0.063	2.378	0.070	0.004	0.002	0.001
S8-4	表	0.573	0.236	0.133	0.335	0.324	nd	0.067	0.041	0.360	nd	0.360	nd	0.675	0.067	2.394	0.039	0.007	0.002	0.001
S8-4	底	0.567	0.172	0.017	0.315	0.307	nd	0.133	0.060	0.084	nd	0.435	nd	0.872	0.058	2.400	0.047	0.005	0.001	0.001
S9-1	表	0.389	0.034	0.139	0.128	0.223	nd	0.022	0.161	0.030	0.120	0.063	nd	0.093	0.049	0.656	0.070	0.030	0.003	0.000
S9-1	底	0.267	0.024	0.039	0.158	0.225	nd	0.111	0.156	0.030	0.025	0.094	nd	0.086	0.071	0.656	0.080	0.021	0.003	0.000
S9-2	表	0.440	0.174	0.131	0.300	0.219	nd	0.800	0.353	0.276	nd	0.445	nd	0.858	0.073	2.698	0.094	0.046	0.006	0.004
S9-2	底	0.527	0.120	0.289	0.165	0.483	0.006	1.000	0.422	0.144	nd	0.550	nd	0.824	0.054	2.549	0.086	0.036	0.005	0.003
S9-3	表	0.613	0.234	0.276	0.200	0.422	0.010	0.533	0.720	0.180	0.700	0.615	nd	0.924	0.056	2.603	0.039	0.032	0.004	0.002
S9-3	底	0.593	0.154	0.107	0.260	0.454	nd	0.867	0.529	0.380	0.550	0.565	nd	0.702	0.043	2.506	0.047	0.029	0.005	0.002
S9-4	表	0.547	0.128	0.421	0.410	0.411	nd	0.200	0.340	0.220	nd	0.295	nd	0.708	0.049	2.574	0.031	0.037	0.004	0.002
S9-4	底	0.500	nd	0.120	0.335	0.282	nd	1.067	0.459	0.440	nd	0.315	nd	0.797	0.039	2.525	0.062	0.030	0.005	0.002
S10-1	表	0.540	0.190	0.116	0.420	0.227	nd	0.533	0.873	nd	nd	0.410	nd	0.700	0.067	2.619	0.101	0.011	0.004	0.002
S10-1	底	0.507	0.118	0.163	0.340	0.348	nd	0.600	0.890	0.360	0.580	nd	nd	0.800	0.064	2.470	0.060	0.009	0.003	0.002
S10-2	表	0.573	0.166	0.233	0.325	0.903	nd	0.467	0.213	nd	0.630	0.570	nd	0.838	0.082	2.613	0.101	0.007	0.004	0.001
S10-2	底	0.527	0.158	0.211	0.160	0.104	nd	0.867	0.664	0.220	0.780	0.385	nd	0.670	0.056	2.568	0.039	0.007	0.002	0.001
S10-3	表	0.460	0.170	0.055	0.290	0.270	nd	0.733	0.353	0.180	0.460	0.445	nd	0.719	0.108	2.694	0.062	0.007	0.002	0.001
S10-3	底	0.567	0.164	0.122	0.185	0.331	0.021	0.800	0.841	0.160	nd	0.510	nd	0.714	0.084	2.546	0.055	0.006	0.002	0.001

表 8.2-25　　2010 年 6 月海水水质调查结果标准指数（大潮落潮，夏季）

站位	层次	pH	石油类	DO	COD	无机氮	非离子氨	活性磷酸盐	硫化物	Cu	Pb	Zn	Cd	Hg	As	Ni	苯	二甲苯	挥发酚	氰化物
S1-1	表	0.607	0.106	0.173	0.245	0.444	nd	0.200	0.180	0.144	0.600	0.735	0.140	0.608	0.063	2.377	0.032	0.013	0.002	0.001
S1-1	底	0.467	nd	0.364	0.275	0.513	nd	1.133	1.566	0.156	0.620	0.420	nd	0.927	0.068	2.250	0.024	0.010	0.001	0.001
S1-2	表	0.573	0.202	0.411	0.315	0.737	0.087	0.067	0.180	0.180	0.330	0.385	0.110	0.894	0.059	2.221	0.016	0.008	0.001	0.001
S1-2	底	0.640	0.096	0.341	0.185	0.480	nd	0.533	0.422	0.168	0.350	0.220	nd	0.728	0.053	2.207	0.024	0.006	0.001	0.001
S2-1	表	0.673	0.170	0.361	0.325	0.432	nd	0.133	0.078	0.156	0.090	0.505	nd	0.468	0.067	2.471	0.040	0.014	0.003	0.001
S2-1	底	0.560	0.156	0.366	0.270	0.476	nd	0.133	0.492	0.132	0.210	0.605	nd	0.848	0.095	2.367	0.032	0.009	0.002	0.001
S2-2	表	0.520	0.264	0.277	0.460	0.468	0.003	0.333	0.148	0.144	0.490	0.490	0.090	0.796	0.063	2.427	0.032	0.007	0.002	0.001
S2-2	底	0.593	0.190	0.177	0.435	0.554	nd	0.400	0.353	0.252	0.810	nd	nd	0.621	0.061	2.173	0.024	0.005	0.001	0.000
S2-3	表	0.660	0.196	0.518	0.260	0.462	nd	0.333	0.283	0.240	0.800	0.345	nd	0.475	0.059	2.276	0.024	0.006	0.001	0.001
S2-3	底	0.653	0.124	0.124	0.370	0.521	0.003	1.067	0.250	0.192	0.910	0.385	nd	0.880	0.055	2.175	0.016	0.005	0.001	0.001
S3-1	表	0.467	nd	0.098	0.120	0.355	nd	0.267	0.050	0.056	0.115	nd	0.007	0.070	0.047	0.658	0.071	0.023	0.002	0.000
S3-2	表	0.420	0.170	0.272	0.190	0.555	nd	0.733	0.082	0.216	nd	0.675	nd	0.854	0.093	2.526	0.071	0.021	0.003	0.002
S3-2	底	0.387	nd	0.281	0.160	0.378	nd	0.267	0.315	0.192	0.240	0.625	nd	0.822	0.074	2.370	0.040	0.013	0.002	0.001
S3-3	表	0.533	0.237	0.061	0.145	0.309	nd	0.333	0.344	0.276	0.380	0.405	0.030	0.917	0.067	2.494	0.063	0.016	0.004	0.002
S3-3	底	0.607	nd	0.142	0.445	0.271	0.002	0.133	0.353	0.288	0.560	0.385	nd	0.824	0.064	2.387	0.047	0.010	0.002	0.001
S3-4	表	0.447	0.747	0.192	0.365	0.291	nd	0.133	0.492	0.216	0.710	0.315	nd	0.879	0.048	2.432	0.055	0.014	0.003	0.001
S3-4	底	0.327	0.170	0.306	0.335	0.357	nd	0.333	0.008	0.156	0.850	0.240	nd	0.811	0.057	2.413	0.055	0.009	0.002	0.001
S4-1	表	0.367	0.028	0.050	0.138	0.185	0.011	0.222	0.091	0.036	0.138	nd	nd	0.075	0.042	0.699	0.087	0.038	0.003	0.000
S4-2	表	0.520	0.747	0.120	0.140	0.293	nd	0.600	0.041	0.460	0.350	0.295	nd	0.676	0.082	2.663	0.071	0.027	0.005	0.002
S4-2	底	0.460	0.474	0.007	0.290	0.331	nd	0.667	0.045	0.660	0.420	0.355	nd	0.935	0.068	2.272	0.050	0.018	0.003	0.001
S4-3	表	0.480	0.349	0.333	0.180	0.443	nd	0.400	0.078	0.300	0.760	0.515	nd	0.655	0.064	2.571	0.071	0.025	0.005	0.002
S4-3	底	0.567	0.090	0.140	0.155	0.573	nd	0.533	0.180	0.220	0.530	0.795	nd	0.441	0.056	2.352	0.047	0.015	0.002	0.001
S4-4	表	0.533	0.542	0.216	0.250	0.313	0.001	0.333	0.599	0.320	0.650	0.260	nd	0.784	0.076	2.469	0.055	0.023	0.004	0.002
S4-4	底	0.447	nd	0.140	0.220	0.354	nd	0.200	0.320	nd	nd	nd	nd	0.570	0.073	2.289	0.040	0.016	0.002	0.001
S5-1	表	0.361	0.127	0.283	0.123	0.091	nd	0.067	0.016	0.016	0.152	0.058	nd	0.092	0.037	0.557	0.047	0.005	0.001	0.000
S5-2	表	0.607	0.460	0.230	0.200	0.624	nd	0.600	0.664	0.180	0.620	0.395	nd	0.627	0.086	2.182	0.103	0.023	0.004	0.002
S5-2	底	0.520	0.198	0.277	0.185	0.464	nd	0.133	1.050	0.336	0.840	nd	nd	0.917	0.085	2.196	0.063	0.016	0.003	0.002
S5-3	表	0.567	0.138	0.285	0.305	0.388	nd	0.133	0.390	0.252	nd	0.290	nd	0.927	0.066	2.474	0.055	0.020	0.003	0.002
S5-3	底	0.593	0.166	0.098	0.195	0.485	0.002	0.067	0.555	0.228	1.200	0.410	nd	0.826	0.064	2.156	0.050	0.015	0.002	0.001
S5-4	表	0.553	0.135	0.451	0.240	0.885	0.152	0.267	0.459	0.156	nd	0.345	nd	0.857	0.044	2.426	0.087	0.014	0.004	0.002
S5-4	底	0.520	nd	0.218	0.295	0.484	nd	0.267	0.730	0.120	nd	nd	nd	0.737	0.038	2.222	0.060	0.012	0.004	0.002
S6-1	表	0.461	0.055	0.114	0.223	0.159	nd	0.200	0.036	0.011	nd	nd	nd	0.097	0.024	0.579	0.198	0.038	0.004	0.000
S6-1	底	0.506	nd	0.025	0.228	0.162	nd	0.111	0.286	0.022	0.129	0.103	nd	0.073	0.024	0.621	0.063	0.014	0.002	0.000
S6-2	表	0.620	0.108	0.466	0.505	0.338	nd	0.267	0.320	0.432	1.035	0.540	nd	0.950	0.073	2.228	0.150	0.031	0.007	0.003
S6-2	底	0.653	nd	0.281	0.410	0.111	nd	0.533	1.082	0.240	0.378	0.220	nd	0.860	0.061	2.299	0.055	0.010	0.003	0.001
S6-3	表	0.573	0.135	0.319	0.110	0.326	0.005	0.067	0.529	0.504	0.585	0.430	nd	0.852	0.067	2.278	0.119	0.029	0.005	0.003
S6-3	底	0.533	nd	0.058	0.150	0.316	0.001	0.333	0.775	0.468	0.549	0.355	nd	0.959	0.062	2.088	0.080	0.016	0.005	0.003
S7-1	表	0.600	0.416	0.233	0.133	0.220	nd	0.300	0.225	0.120	0.112	0.262	nd	0.243	0.044	1.308	0.126	0.013	0.006	0.002
S7-1	底	0.587	nd	0.134	0.217	0.262	nd	0.233	0.246	0.190	0.128	0.164	nd	0.236	0.043	1.113	0.050	0.011	0.004	0.001
S7-2	表	0.567	0.065	0.384	0.195	0.185	nd	0.133	0.390	0.276	0.774	0.330	nd	0.615	0.058	2.279	0.079	0.008	0.004	0.001
S7-2	底	0.553	nd	0.071	0.255	0.478	nd	0.400	0.861	0.204	0.680	nd	nd	0.690	0.065	2.588	0.071	0.007	0.002	0.001
S7-3	表	0.527	0.167	0.176	0.360	0.126	nd	0.333	0.148	0.384	0.700	nd	nd	0.976	0.044	2.248	0.047	0.004	0.002	0.001
S7-3	底	0.513	nd	0.192	0.210	0.092	nd	0.200	0.041	0.252	nd	0.480	nd	0.933	0.061	2.421	0.055	0.004	0.002	0.001
S8-1	表	0.456	nd	0.033	0.150	0.105	nd	0.356	0.154	0.016	0.080	0.067	nd	0.095	0.027	0.592	0.047	0.010	0.001	0.000
S8-1	底	0.478	nd	0.071	0.133	0.156	nd	0.178	0.154	0.031	0.110	0.086	nd	0.089	0.025	0.566	0.047	0.008	0.001	0.000
S8-2	表	0.520	nd	0.206	0.400	0.303	nd	0.600	0.180	0.180	0.600	0.720	nd	0.853	0.066	2.360	0.040	0.008	0.002	0.001
S8-2	底	0.627	nd	0.205	0.435	0.310	nd	0.667	0.529	0.204	0.820	0.630	nd	0.843	0.062	2.348	0.047	0.006	0.002	0.001
S8-3	表	0.560	nd	0.145	0.335	0.112	nd	0.267	0.320	0.108	1.010	0.625	nd	0.981	0.066	2.332	0.040	0.007	0.001	0.001
S8-3	底	0.647	nd	0.169	0.310	0.349	nd	0.800	0.148	0.168	nd	0.535	nd	0.820	0.063	2.317	0.040	0.005	0.002	0.001
S8-4	表	0.660	nd	0.237	0.135	0.433	nd	0.133	0.008	0.084	nd	0.500	nd	0.708	0.056	2.323	0.040	0.006	0.002	0.001
S8-4	底	0.647	nd	0.039	0.090	0.295	nd	0.533	0.078	0.096	0.900	nd	nd	0.638	0.047	2.334	0.040	0.005	0.002	0.001
S9-1	表	0.472	0.042	0.089	0.080	0.240	nd	0.178	0.084	0.017	0.166	0.078	nd	0.064	0.043	0.627	0.103	0.021	0.002	0.000
S9-1	底	0.444	0.039	0.040	0.088	0.221	0.003	0.178	0.176	nd	0.036	0.044	nd	0.082	0.030	0.629	0.055	0.013	0.002	0.000
S9-2	表	0.600	0.202	0.194	0.275	0.396	nd	0.333	0.562	0.580	nd	0.445	nd	0.700	0.067	2.591	0.103	0.026	0.004	0.003
S9-2	底	0.447	0.200	0.004	0.380	0.420	nd	0.467	1.464	0.120	nd	0.545	nd	0.860	0.064	2.538	0.071	0.014	0.004	0.002
S9-3	表	0.513	0.184	0.333	0.345	0.349	nd	0.867	0.250	0.324	0.830	nd	nd	0.752	0.058	2.430	0.055	0.013	0.003	0.001
S9-3	底	0.567	0.098	0.061	0.455	0.387	nd	1.000	0.529	0.384	1.780	0.660	nd	0.842	0.043	2.443	0.055	0.008	0.002	0.001
S9-4	表	0.580	0.168	0.430	0.445	0.232	nd	0.067	0.213	0.432	nd	nd	nd	0.964	0.038	2.479	0.063	0.012	0.003	0.001
S9-4	底	0.613	0.170	0.010	0.370	0.162	nd	1.267	0.180	0.516	nd	0.685	nd	0.930	0.032	2.462	0.055	0.008	0.003	0.001
S10-1	表	0.567	0.194	0.309	0.210	0.336	nd	0.333	0.771	0.360	0.540	0.295	nd	0.600	0.061	2.512	0.205	0.010	0.006	0.003
S10-1	底	0.607	0.176	0.166	0.165	0.395	nd	0.533	0.830	0.500	nd	0.515	nd	0.800	0.068	2.466	0.120	0.009	0.002	0.002
S10-2	表	0.580	0.198	0.185	0.250	0.274	nd	0.200	0.562	0.220	0.550	0.190	nd	0.600	0.065	2.526	0.087	0.006	0.003	0.001
S10-2	底	0.573	0.126	0.162	0.340	0.256	nd	0.067	0.860	0.372	0.560	0.275	nd	0.800	0.066	2.496	0.016	0.006	0.001	0.000
S10-3	表	0.527	0.174	0.185	0.435	0.447	nd	0.333	0.250	0.240	1.220	0.235	nd	0.740	0.057	2.596	0.055	0.005	0.002	0.001
S10-3	底	0.553	0.190	nd	0.335	0.363	0.002	0.267	0.841	0.288	1.500	0.295	nd	0.840	0.048	2.474	0.055	0.006	0.002	0.001

表 8.2-26　　2010 年 6 月海水水质调查结果标准指数（小潮涨潮，夏季）

站位	层次	pH	石油类	DO	COD	无机氮	非离子氨	活性磷酸盐	硫化物	Cu	Pb	Zn	Cd	Hg	As	Ni	苯	二甲苯	挥发酚	氰化物
S1-1	表	0.887	nd	0.495	0.400	0.295	0.027	0.390	0.765	0.345	nd	0.175	nd	0.365	0.133	2.710	0.034	0.010	0.003	0.002
S1-1	底	0.860	0.293	0.716	0.268	0.176	nd	0.650	0.710	0.550	nd	nd	nd	0.692	0.038	2.800	0.034	0.011	0.002	0.001
S1-2	表	0.860	nd	0.309	0.316	0.229	0.018	0.563	0.620	0.245	0.060	0.402	nd	0.621	0.038	3.187	0.060	0.008	0.002	0.001
S1-2	底	0.893	nd	0.636	0.396	0.290	nd	0.650	0.845	nd	0.030	0.443	nd	0.514	0.028	3.000	0.051	0.007	0.002	0.001
S2-1	表	0.867	nd	0.475	0.388	0.300	nd	0.433	0.690	0.395	0.105	0.221	nd	0.737	0.032	3.040	0.043	0.013	0.001	0.001
S2-1	底	0.873	nd	0.572	0.344	0.090	nd	0.650	0.705	nd	0.265	0.553	nd	0.460	0.045	2.931	0.043	0.011	0.003	0.001
S2-2	表	0.900	nd	0.276	0.316	0.345	nd	0.433	0.875	0.364	0.200	0.551	nd	0.609	0.049	3.172	0.034	0.010	0.001	0.002
S2-2	底	0.900	nd	0.052	0.392	0.673	0.119	0.563	0.880	0.298	0.165	0.725	0.154	0.801	0.278	3.396	0.051	0.008	0.001	0.001
S2-3	表	0.887	nd	0.261	0.240	0.471	0.076	0.333	0.490	0.334	0.270	0.328	nd	0.721	0.147	2.192	0.034	0.006	0.001	0.001
S2-3	底	0.860	nd	0.076	0.364	0.190	0.008	0.400	0.565	nd	0.450	0.227	nd	0.900	0.081	3.128	0.043	0.008	0.001	0.001
S3-1	表	0.772	nd	0.165	0.236	0.233	nd	0.289	0.172	0.033	0.072	0.099	nd	0.051	0.022	0.617	0.032	0.007	0.002	0.000
S3-1	底	0.750	nd	0.260	0.164	0.299	nd	0.347	0.146	0.037	0.065	0.111	nd	0.062	0.023	0.794	0.013	0.005	0.002	0.000
S3-2	表	0.867	nd	0.254	0.428	0.175	0.061	0.400	0.615	nd	nd	0.192	nd	0.740	0.020	2.984	0.026	0.006	0.003	0.002
S3-2	底	0.853	nd	0.467	0.356	0.261	nd	0.467	0.820	nd	nd	0.387	nd	0.445	0.047	3.106	0.021	0.005	0.003	0.002
S3-3	表	0.827	nd	0.112	0.308	0.159	0.011	0.693	0.325	0.454	0.240	nd	nd	0.700	0.145	3.192	0.043	0.015	0.003	0.003
S3-3	底	0.840	nd	0.050	0.348	0.028	nd	0.693	0.435	nd	0.407	0.610	nd	0.602	0.092	3.222	0.043	0.010	0.002	0.003
S3-4	表	0.840	nd	0.011	0.312	0.025	nd	1.387	0.205	0.174	nd	0.251	nd	0.320	0.021	3.857	0.043	0.009	0.002	0.003
S3-4	底	0.867	nd	0.184	0.296	0.020	0.011	1.040	0.490	0.864	0.490	0.492	nd	0.662	0.300	3.688	0.043	0.011	0.002	0.003
S4-1	表	0.683	0.028	0.134	0.196	0.295	0.116	0.231	0.146	nd	nd	0.110	nd	0.068	0.012	0.949	0.094	0.018	0.002	0.000
S4-2	表	0.840	nd	0.170	0.396	0.091	0.050	0.693	0.760	nd	0.740	0.310	nd	0.589	0.135	2.822	0.051	0.012	0.003	0.003
S4-3	表	0.820	nd	0.374	0.300	0.123	0.029	0.520	0.625	0.913	0.730	0.612	nd	0.854	0.095	3.124	0.037	0.010	0.002	0.001
S4-3	底	0.840	nd	0.712	0.320	0.530	0.140	0.533	1.335	nd	0.630	0.457	nd	0.845	0.115	3.266	0.018	0.008	0.002	0.001
S4-4	表	0.887	nd	0.413	0.280	0.500	0.055	0.347	0.335	0.661	nd	0.258	nd	0.328	0.057	2.478	0.043	0.017	0.003	0.003
S4-4	底	0.853	nd	0.122	0.388	0.329	0.011	0.693	0.410	nd	nd	nd	nd	0.812	0.063	2.290	0.043	0.014	0.002	0.002
S5-1	表	0.772	0.127	0.081	0.194	0.130	nd	0.274	0.156	0.060	0.102	0.069	nd	0.038	0.038	0.708	0.102	0.011	0.001	0.000
S5-2	表	0.873	0.720	0.411	0.312	0.457	nd	0.600	0.710	nd	0.560	0.235	nd	0.300	0.368	3.264	0.043	0.020	0.003	0.003
S5-2	底	0.873	0.520	0.147	0.196	0.325	nd	0.733	0.695	nd	0.080	0.338	nd	0.840	0.166	2.310	0.043	0.018	0.003	0.003
S5-3	表	0.880	0.500	0.455	0.236	0.499	nd	0.400	0.575	nd	nd	0.523	nd	0.674	0.173	3.840	0.060	0.019	0.002	0.002
S5-3	底	0.873	0.420	0.082	0.280	0.559	nd	0.600	0.670	0.213	nd	0.533	nd	0.640	0.141	2.932	0.000	0.000	0.000	0.000
S5-4	表	0.867	0.440	0.201	0.268	0.548	nd	0.533	0.630	0.969	0.690	0.608	nd	0.437	0.096	3.364	0.060	0.013	0.002	0.003
S5-4	底	0.840	0.260	0.192	0.284	0.257	0.009	0.667	0.770	0.227	nd	0.443	nd	0.317	0.040	3.610	0.060	0.012	0.002	0.002
S6-1	表	0.772	0.088	0.243	0.162	0.140	nd	0.044	0.172	0.032	0.097	0.094	nd	0.028	0.013	0.944	0.153	0.033	0.002	0.000
S6-1	底	0.750	0.063	0.047	0.172	0.455	0.315	0.231	0.190	0.096	0.090	0.063	nd	0.036	0.016	0.855	0.102	0.026	0.002	0.000
S6-2	表	0.900	0.560	0.079	0.308	0.029	nd	0.667	0.815	nd	0.340	nd	nd	0.460	0.039	3.528	0.051	0.029	0.006	0.004
S6-2	底	0.913	0.500	0.113	0.276	0.360	nd	0.067	0.725	nd	nd	0.335	nd	0.980	0.144	3.709	0.060	0.023	0.003	0.003
S6-3	表	0.887	0.572	0.325	0.276	0.252	nd	0.467	0.285	nd	nd	nd	nd	0.619	0.055	3.246	0.051	0.024	0.003	0.005
S6-3	底	0.887	0.525	0.433	0.324	0.307	nd	0.400	0.710	0.775	nd	0.374	nd	0.601	0.014	3.240	0.043	0.017	0.004	0.004
S7-1	表	0.887	0.660	0.185	0.240	0.141	0.054	0.173	0.282	0.330	0.144	0.176	nd	0.115	0.060	1.590	0.153	0.014	0.005	0.003
S7-1	底	0.900	0.560	0.116	0.237	0.727	0.180	0.412	0.326	0.460	nd	0.146	nd	0.140	0.050	1.602	0.119	0.010	0.006	0.003
S7-2	表	0.913	0.440	0.136	0.328	0.373	0.005	0.693	0.475	0.640	nd	0.540	nd	0.940	0.110	3.549	0.136	0.009	0.004	0.002
S7-2	底	0.840	0.440	0.011	0.376	0.730	0.052	1.200	0.640	0.820	nd	0.280	nd	0.640	0.155	2.782	0.077	0.011	0.004	0.003
S7-3	表	0.840	0.440	0.460	0.316	1.019	0.198	0.347	0.265	0.640	0.900	0.630	nd	0.860	0.135	3.030	0.060	0.011	0.003	0.003
S7-3	底	0.887	0.260	0.005	0.352	0.016	0.003	0.400	0.405	0.500	0.950	0.310	nd	0.540	0.040	3.162	0.051	0.012	0.003	0.002
S8-1	表	0.761	0.060	0.214	0.092	0.196	nd	0.274	0.083	0.090	nd	nd	nd	0.031	0.074	0.944	0.035	0.016	0.002	0.000
S8-1	底	0.722	nd	0.005	0.098	0.018	nd	0.289	0.035	0.025	nd	0.045	nd	0.051	0.148	0.898	0.032	0.017	0.001	0.000
S8-2	表	0.867	0.660	0.131	0.356	0.131	nd	0.737	0.810	0.840	nd	0.240	nd	0.640	0.200	3.912	0.019	0.009	0.002	0.001
S8-2	底	0.907	0.560	0.186	0.132	0.425	nd	0.467	1.170	0.978	0.620	0.479	nd	0.542	0.040	3.927	0.024	0.011	0.002	0.001
S8-3	表	0.867	0.600	0.481	0.352	0.352	0.007	0.910	0.190	0.640	0.700	0.275	nd	0.560	0.210	3.370	0.060	0.015	0.001	0.005
S8-3	底	0.900	0.480	0.399	0.360	0.280	0.042	0.693	0.310	0.960	0.600	0.410	nd	0.720	0.155	3.078	0.060	0.012	0.002	0.005
S8-4	表	0.900	0.520	0.558	0.272	0.265	nd	0.390	0.225	0.640	nd	0.240	nd	0.880	0.190	3.756	0.051	0.011	0.002	0.003
S8-4	底	0.867	0.380	0.686	0.268	0.089	nd	0.347	0.495	0.640	1.820	0.515	nd	0.940	0.135	3.184	0.043	0.010	0.002	0.003
S9-1	表	0.722	nd	0.059	0.152	0.443	0.017	0.067	0.084	0.026	0.042	0.117	nd	0.095	0.058	0.665	0.094	0.028	0.003	0.000
S9-1	底	0.722	nd	0.026	0.118	0.386	0.028	0.111	0.116	nd	0.092	0.130	nd	0.027	0.052	0.798	0.085	0.018	0.002	0.000
S9-2	表	0.833	nd	0.542	0.252	1.219	0.010	0.133	0.170	nd	0.390	0.264	nd	0.667	0.019	2.866	0.111	0.031	0.004	0.002
S9-2	底	0.820	nd	0.212	0.300	0.524	0.011	0.333	0.310	nd	nd	0.407	nd	0.347	0.367	3.052	0.094	0.023	0.004	0.004
S9-3	表	0.833	nd	0.680	0.196	0.010	nd	0.133	0.145	0.744	0.760	0.699	nd	0.725	0.094	3.168	0.051	0.012	0.003	0.003
S9-3	底	0.813	nd	0.609	0.228	0.005	nd	0.133	0.525	0.680	0.350	0.489	nd	0.904	0.029	3.044	0.034	0.008	0.003	0.003
S9-4	表	0.833	nd	0.656	0.216	0.255	0.008	0.267	0.670	0.627	1.460	0.435	0.445	0.226	0.050	2.250	0.060	0.005	0.003	0.004
S9-4	底	0.833	nd	0.433	0.188	0.464	nd	0.823	0.845	nd	0.660	0.256	nd	0.541	0.054	3.110	0.060	0.005	0.002	0.004
S10-1	表	0.853	nd	0.276	0.288	1.137	nd	0.600	0.130	nd	nd	0.453	nd	0.176	0.019	2.024	0.085	0.017	0.002	0.005
S10-1	底	0.840	nd	0.208	0.224	0.963	nd	0.467	0.275	0.418	nd	0.453	nd	0.920	0.116	2.730	0.068	0.012	0.002	0.004
S10-2	表	0.840	0.785	0.180	0.196	0.814	nd	0.433	0.310	nd	0.460	0.558	nd	0.331	0.045	3.010	0.060	0.012	0.002	0.002
S10-2	底	0.833	nd	0.254	0.180	0.818	0.007	0.267	0.425	nd	0.490	0.587	nd	0.260	0.062	2.404	0.068	0.008	0.002	0.003
S10-3	表	0.840	0.122	0.409	nd	0.485	0.009	0.400	0.190	0.252	0.560	0.311	nd	0.891	0.035	3.626	0.051	0.010	0.001	0.002
S10-3	底	0.853	0.120	0.260	0.172	0.449	nd	0.347	0.520	nd	nd	0.159	nd	0.413	0.039	2.770	0.051	0.009	0.000	0.002

表 8.2-27　　2010 年 6 月海水水质调查结果标准指数（小潮落潮，夏季）

站位	层次	pH	石油类	DO	COD	无机氮	非离子氨	活性磷酸盐	硫化物	Cu	Pb	Zn	Cd	Hg	As	Ni	苯	二甲苯	挥发酚	氰化物
S1-1	表	0.880	0.542	0.530	0.232	0.025	0.010	0.267	0.675	0.395	nd	0.361	nd	0.944	0.121	3.256	0.026	0.008	0.002	0.001
S1-1	底	0.873	0.167	0.575	0.244	0.159	0.014	0.693	0.730	0.224	nd	nd	nd	0.973	0.068	3.402	0.044	0.016	0.002	0.001
S1-2	表	0.847	0.099	0.486	0.304	0.221	nd	0.693	0.125	nd	0.110	nd	nd	0.376	0.036	2.108	0.053	0.014	0.002	0.001
S1-2	底	0.860	nd	0.082	0.156	0.207	0.011	0.400	0.420	0.749	0.310	0.611	nd	0.312	0.040	2.278	0.062	0.006	0.002	0.001
S2-1	表	0.840	nd	0.071	0.348	0.322	nd	0.390	0.210	0.681	0.205	0.424	nd	0.245	0.033	3.303	0.035	0.022	0.001	0.001
S2-1	底	0.847	nd	0.756	0.448	0.475	nd	0.737	0.185	0.304	0.235	0.249	nd	0.253	0.028	3.130	0.044	0.011	0.002	0.001
S2-2	表	0.833	nd	0.481	0.276	0.727	0.090	0.600	0.670	0.618	0.305	nd	nd	0.383	0.034	3.000	0.079	0.008	0.001	0.001
S2-2	底	0.840	nd	0.231	0.280	0.181	0.021	0.217	0.580	0.294	0.170	0.498	nd	0.463	0.022	2.650	0.018	0.031	0.001	0.001
S2-3	表	0.840	0.340	0.553	0.252	0.745	nd	0.217	0.175	0.859	0.960	0.282	nd	0.470	0.091	2.780	0.088	0.023	0.002	0.001
S2-3	底	0.840	nd	0.381	0.184	0.744	0.416	0.693	0.330	0.397	0.700	nd	nd	0.130	0.055	3.092	0.044	0.013	0.002	0.001
S3-1	*表*	0.744	nd	0.069	0.156	0.031	0.037	0.347	0.120	0.038	0.082	0.058	nd	0.036	0.056	0.835	0.035	0.009	0.001	0.000
S3-1	*底*	0.750	nd	0.070	0.250	0.009	nd	0.267	0.030	0.084	0.075	0.077	nd	0.064	0.064	0.866	0.020	0.007	0.001	0.000
S3-2	表	0.893	nd	0.226	0.276	0.022	nd	0.267	0.400	0.760	0.800	0.565	nd	0.660	0.065	2.876	0.017	0.006	0.002	0.002
S3-2	底	0.860	nd	0.167	0.332	0.274	nd	0.693	0.550	0.520	0.350	0.330	nd	0.760	0.075	2.996	0.012	0.005	0.003	0.002
S3-3	表	0.853	0.235	0.260	0.336	0.324	0.012	0.347	0.095	0.880	0.240	0.265	nd	0.540	0.140	2.929	0.132	0.021	0.002	0.001
S3-3	底	0.847	nd	0.030	0.232	0.271	nd	0.953	0.445	0.980	0.860	0.360	nd	0.580	0.115	3.078	0.062	0.023	0.002	0.001
S3-4	表	0.847	nd	0.639	0.556	0.844	0.050	0.520	0.120	nd	nd	0.778	nd	0.243	0.057	3.276	0.026	0.011	0.003	0.001
S3-4	底	0.880	nd	0.170	0.264	0.313	0.048	0.997	0.215	0.230	1.060	0.556	nd	0.497	0.096	2.860	0.070	0.016	0.003	0.001
S4-1	表	0.717	0.073	0.046	0.208	0.460	0.509	0.173	0.115	0.076	0.069	0.089	nd	0.092	0.030	0.789	0.018	0.008	0.001	0.000
S4-2	表	0.853	0.280	0.013	0.436	0.761	0.262	1.040	0.685	0.820	nd	0.265	nd	0.760	0.040	3.278	0.062	0.017	0.004	0.001
S4-3	表	0.833	nd	0.309	0.356	0.772	0.337	1.127	0.455	0.980	nd	0.510	nd	0.860	0.045	3.196	0.033	0.008	0.002	0.001
S4-3	底	0.853	nd	0.407	0.384	0.595	0.205	1.040	0.415	0.740	0.700	0.235	nd	0.840	0.040	3.268	0.027	0.007	0.002	0.001
S4-4	表	0.867	0.480	0.187	0.312	0.950	0.345	0.607	0.190	0.720	nd	0.440	nd	0.820	0.090	3.665	0.044	0.016	0.003	0.001
S4-4	底	0.880	nd	0.520	0.296	0.415	nd	1.040	0.315	0.680	0.610	0.475	nd	0.920	0.060	3.418	0.079	0.009	0.003	0.001
S5-1	*表*	0.728	0.110	0.246	0.076	0.306	0.096	0.260	0.097	0.030	0.081	0.095	nd	0.064	0.009	0.891	0.070	0.011	0.001	0.000
S5-2	表	0.887	0.360	0.168	0.144	0.306	0.029	0.533	0.575	nd	0.630	0.433	0.366	0.602	0.072	3.302	0.062	0.012	0.003	0.002
S5-2	底	0.873	0.140	0.247	0.132	0.773	0.032	0.533	0.715	nd	0.460	0.357	nd	0.559	0.034	3.350	0.062	0.011	0.002	0.002
S5-3	表	0.787	0.180	0.331	0.236	0.303	nd	0.737	0.290	nd	nd	0.342	nd	0.969	0.010	3.376	0.053	0.006	0.005	0.001
S5-3	底	0.853	nd	0.174	0.156	0.077	nd	0.800	0.405	0.460	nd	0.398	0.197	0.342	0.160	3.184	0.123	0.009	0.004	0.001
S5-4	表	0.900	nd	0.526	0.164	0.487	nd	0.400	0.310	0.979	0.740	0.484	nd	0.416	0.102	3.303	0.053	0.040	0.006	0.002
S5-4	底	0.853	nd	0.164	0.268	0.360	nd	0.823	0.435	0.960	1.460	0.272	nd	0.680	0.103	3.541	0.035	0.029	0.004	0.002
S6-1	表	0.678	0.087	0.053	0.170	0.255	nd	0.156	0.134	nd	nd	nd	nd	0.055	0.016	0.878	0.141	0.011	0.002	0.000
S6-1	底	0.744	0.020	0.157	0.086	0.369	nd	0.178	0.096	0.089	nd	0.192	nd	0.094	0.128	0.781	0.062	0.012	0.003	0.000
S6-2	表	0.867	0.160	0.082	0.272	0.507	nd	0.733	0.500	0.400	0.840	0.439	nd	0.341	0.025	3.699	0.026	0.016	0.004	0.001
S6-2	底	0.860	nd	0.033	0.228	0.510	nd	0.400	0.685	0.991	0.920	0.458	nd	0.354	0.054	3.816	0.035	0.025	0.003	0.001
S6-3	表	0.920	nd	0.439	0.100	0.466	nd	0.347	0.046	0.560	0.790	0.640	nd	0.640	0.045	3.571	0.070	0.017	0.003	0.001
S6-3	底	0.913	nd	0.497	0.152	0.222	0.006	0.520	0.185	0.360	nd	0.499	nd	0.288	0.098	2.984	0.035	0.019	0.003	0.001
S7-1	表	0.740	nd	0.226	0.104	0.372	nd	0.500	0.096	0.323	0.110	0.249	nd	0.049	0.032	1.847	0.044	0.011	0.002	0.001
S7-1	底	0.853	nd	0.375	0.077	0.094	nd	0.173	0.262	0.404	nd	0.288	nd	0.127	0.060	1.865	0.062	0.015	0.003	0.001
S7-2	表	0.867	nd	0.251	0.124	0.674	nd	0.520	0.810	0.940	nd	0.751	nd	0.952	0.065	3.548	0.026	0.025	0.002	0.001
S7-2	底	0.807	nd	0.464	0.068	0.319	nd	1.040	0.425	0.640	0.950	0.678	nd	0.946	0.050	3.578	0.035	0.019	0.003	0.001
S7-3	表	0.880	nd	0.007	0.036	0.060	nd	0.737	0.570	0.440	nd	0.490	nd	0.302	0.085	2.670	0.079	0.012	0.003	0.001
S7-3	底	0.913	nd	0.021	0.064	0.505	0.405	1.040	0.670	0.460	0.760	0.240	nd	0.803	0.140	3.636	0.062	0.008	0.002	0.001
S8-1	*表*	0.717	0.110	0.129	0.154	0.674	0.378	0.022	0.130	0.080	0.067	0.163	nd	0.057	0.030	0.828	0.026	0.013	0.001	0.000
S8-1	*底*	0.717	0.043	0.445	0.172	0.404	0.062	0.101	0.110	0.090	0.080	0.149	nd	0.030	0.023	0.767	0.024	0.009	0.001	0.000
S8-2	表	0.860	0.245	0.023	0.312	0.266	nd	0.347	0.300	0.264	0.264	0.415	nd	0.461	0.465	2.336	0.021	0.010	0.002	0.001
S8-2	底	0.827	nd	0.237	0.516	0.560	0.006	0.650	0.100	nd	0.561	0.198	nd	0.730	0.228	2.650	0.018	0.009	0.002	0.001
S8-3	表	0.813	0.700	0.081	0.244	0.801	0.132	1.040	0.860	0.244	0.407	0.461	nd	0.838	0.043	2.998	0.035	0.014	0.005	0.003
S8-3	底	0.787	0.440	0.175	0.232	0.320	0.041	0.520	0.685	0.464	0.528	0.966	nd	0.187	0.042	3.101	0.053	0.015	0.004	0.002
S8-4	表	0.840	nd	0.275	0.196	0.250	nd	0.780	0.515	0.274	0.440	0.751	nd	0.368	0.370	2.938	0.062	0.011	0.003	0.003
S8-4	底	0.860	nd	0.165	0.232	0.160	nd	0.347	0.710	0.680	0.490	0.946	nd	0.601	0.068	3.398	0.018	0.006	0.003	0.002
S9-1	表	0.694	0.147	0.024	0.098	0.448	0.014	0.347	0.068	0.049	0.045	0.074	nd	0.052	0.014	0.796	0.062	0.011	0.002	0.000
S9-1	底	0.700	nd	0.031	0.040	0.137	nd	0.144	0.122	0.044	0.063	0.067	nd	0.037	0.038	0.806	0.053	0.010	0.002	0.000
S9-2	表	0.833	0.740	0.138	0.204	1.222	0.326	1.040	0.565	0.657	nd	0.362	nd	0.300	0.040	2.380	0.053	0.015	0.005	0.003
S9-2	底	0.820	0.700	0.428	0.188	1.015	0.047	0.347	0.870	0.388	nd	0.453	nd	0.453	0.038	2.730	0.035	0.012	0.002	0.002
S9-3	表	0.840	0.668	0.152	0.348	0.031	nd	1.040	0.310	nd	0.580	0.253	nd	0.730	0.081	3.278	0.044	0.013	0.002	0.002
S9-3	底	0.853	nd	0.070	0.356	0.435	0.004	0.347	0.525	0.917	0.630	0.383	nd	0.820	0.040	3.368	0.062	0.009	0.002	0.002
S9-4	表	0.813	0.440	0.626	0.444	0.329	nd	0.780	0.190	nd	0.920	nd	nd	0.263	0.045	3.467	0.053	0.028	0.002	0.001
S9-4	底	0.847	0.380	0.330	0.192	0.103	0.062	0.347	0.305	0.055	nd	0.246	nd	0.204	0.046	2.978	0.026	0.027	0.001	0.001
S10-1	表	0.840	0.500	0.476	0.284	1.115	0.048	0.650	0.185	0.924	0.870	0.363	nd	0.633	0.029	2.616	0.053	0.008	0.002	0.001
S10-1	底	0.853	0.340	0.011	0.192	1.545	0.506	0.607	0.630	nd	nd	0.222	nd	0.986	0.058	2.749	0.053	0.010	0.001	0.001
S10-2	表	0.827	0.280	0.154	0.216	0.925	nd	0.390	0.670	0.303	nd	0.535	nd	0.946	0.029	2.929	0.070	0.016	0.001	0.002
S10-2	底	0.833	0.220	0.109	0.232	0.215	nd	0.533	0.390	0.250	1.210	0.684	0.174	0.229	0.047	2.918	0.053	0.010	0.001	0.002
S10-3	表	0.833	nd	0.002	0.220	1.335	nd	0.390	0.315	0.425	0.700	0.574	nd	0.640	0.042	3.517	0.097	0.006	0.002	0.002
S10-3	底	0.707	nd	0.100	0.104	0.497	0.049	0.260	0.435	nd	0.720	0.489	nd	0.906	0.094	3.524	0.070	0.005	0.001	0.002

表 8.2-28　　2013 年 10 月海水水质调查结果标准指数（大潮涨潮，秋季）

站位	层次	DO	COD_{Mn}	pH	石油类	无机氮	非离子氨	活性磷酸盐	Cu	Pb	Zn	Cd	As	总汞	挥发酚
1-1	表	0.313	0.120	0.687	0.280	0.570	0.110	0.467	0.130	0.066	0.082	0.018	nd	0.075	nd
	底	0.164	0.133	0.693	0.320	0.467	0.025	0.267	nd	0.062	0.186	0.018	nd	0.075	nd
1-2	表	0.375	0.160	0.693	0.200	0.525	0.035	0.200	0.220	0.130	nd	0.030	nd	0.3	nd
	底	0.393	0.160	0.693	0.240	0.715	0.085	0.200	0.280	0.950	0.740	0.340	nd	0.3	nd
2-1	表	0.276	0.133	0.680	0.200	0.323	0.030	0.133	0.160	0.022	0.198	0.004	0.071	0.075	nd
2-2	表	0.238	0.090	0.567	0.017	0.345	0.030	0.100	0.028	0.021	0.110	0.017	0.042	nd	nd
	底	0.205	0.100	0.572	0.030	0.308	0.055	0.233	0.024	0.028	0.063	0.004	0.041	0.075	nd
2-3	表	0.412	0.200	0.680	0.160	0.475	0.040	0.667	0.260	0.100	0.995	0.030	0.104	0.3	nd
	底	0.423	0.200	0.680	0.580	0.530	0.035	0.800	0.720	***1.060***	0.365	0.240	0.106	0.3	nd
2-4	表	0.217	0.160	0.687	0.120	0.380	0.025	0.400	0.280	0.350	nd	0.050	nd	nd	nd
	底	0.417	0.180	0.687	0.320	0.625	0.030	0.400	0.260	0.290	0.915	0.030	nd	nd	nd
2-5	表	0.419	0.180	0.693	0.100	0.605	0.055	0.267	0.220	0.160	0.435	0.050	nd	0.3	nd
	底	0.462	0.185	0.693	0.180	0.540	0.035	0.267	0.220	0.310	0.195	0.030	nd	0.3	nd
3-1	表	0.222	0.110	0.567	0.027	0.180	0.035	0.200	0.026	0.027	0.083	0.002	nd	0.075	nd
3-2	表	0.334	0.200	0.687	0.260	0.500	0.030	0.067	0.300	0.840	0.200	0.040	nd	0.3	nd
	底	0.052	0.200	0.680	0.320	0.635	0.070	0.333	0.540	0.610	0.635	0.030	nd	0.3	nd
3-3	表	0.045	0.200	0.680	0.160	0.435	0.040	0.067	0.260	0.390	nd	0.060	nd	0.3	nd
	底	0.484	0.200	0.680	0.240	0.770	0.045	nd	nd	0.060	0.215	0.030	nd	0.3	nd
3-4	表	0.269	0.160	0.680	0.180	0.500	0.040	0.267	0.340	***1.260***	0.605	0.200	nd	0.3	nd
	底	0.320	0.230	0.680	0.360	0.590	0.025	0.067	0.460	0.570	0.660	0.060	nd	0.3	nd
4-1	表	0.264	0.115	0.533	0.073	0.430	0.025	0.033	nd	0.028	0.081	0.008	nd	0.075	0.22
4-2	表	0.374	0.200	0.647	0.360	0.785	0.065	nd	0.240	0.280	0.505	0.120	0.11	0.3	nd
	底	0.386	0.260	0.633	0.440	***1.205***	0.130	0.200	0.340	0.450	0.820	0.080	0.075	0.3	nd
4-3	表	0.308	0.200	0.660	0.160	0.875	0.025	0.067	nd	***1.200***	0.565	0.160	nd	0.3	nd
	底	0.122	0.220	0.673	0.160	0.875	0.025	0.467	0.680	0.230	0.465	0.060	nd	0.3	nd
5-1	表	0.264	0.100	0.572	0.033	0.153	0.030	0.667	0.026	0.014	0.058	0.005	nd	0.075	0.24
	底	0.360	0.115	0.572	0.053	0.298	0.050	0.667	0.038	0.011	0.097	0.004	nd	0.075	nd
5-2	表	0.584	0.220	0.687	0.160	0.815	0.055	***1.467***	0.840	0.270	0.710	0.030	nd	nd	nd
	底	0.556	0.220	0.687	0.280	0.880	0.030	***1.200***	0.860	0.440	0.855	0.020	nd	nd	nd
5-3	表	0.147	0.180	0.693	0.120	0.845	0.025	***1.600***	0.780	0.380	0.165	0.050	nd	nd	nd
	底	0.628	0.130	0.693	0.100	***1.105***	0.080	***1.533***	nd	0.060	0.225	0.040	nd	0.3	nd
6-1	表	0.606	0.220	0.700	0.200	0.890	0.020	***1.400***	0.600	0.140	0.575	0.020	nd	0.3	0.54
6-2	表	0.578	0.200	0.700	0.180	0.705	0.035	***1.467***	0.500	0.320	0.555	0.050	0.101	0.3	0.78
	底	0.604	0.200	0.700	0.200	***1.225***	0.050	***1.533***	0.380	0.130	0.510	0.030	0.103	nd	nd
6-3	表	0.506	0.140	0.693	0.120	0.895	0.045	***1.467***	0.700	0.450	0.295	0.030	nd	nd	nd
	底	0.583	0.140	0.700	0.180	***1.005***	0.045	0.933	0.580	0.080	0.695	0.050	nd	0.3	nd
7-1	表	0.310	0.090	0.583	0.033	0.545	0.120	0.800	0.062	0.084	0.120	0.004	0.041	0.075	0.22
	底	0.321	0.088	0.578	0.053	0.575	0.180	0.867	0.084	0.010	0.128	0.005	0.043	0.075	nd
7-2	表	0.492	0.160	0.693	0.200	***1.225***	0.040	***1.933***	0.500	0.180	0.640	0.170	nd	nd	nd
	底	0.538	0.140	0.700	0.180	***1.095***	0.055	***1.467***	0.440	0.100	0.180	0.070	nd	0.3	nd
7-3	表	0.482	0.160	0.707	0.380	***1.105***	0.065	***1.467***	0.800	0.310	0.695	0.030	nd	0.3	nd
	底	0.388	0.200	0.713	0.180	***1.035***	0.090	***1.400***	0.580	0.730	0.625	0.040	nd	0.3	nd
8-1	表	0.405	0.107	0.700	0.180	0.603	0.065	0.833	0.270	0.102	0.252	0.014	nd	0.075	nd
	底	0.391	0.120	0.693	0.320	0.700	0.060	0.733	0.330	0.052	0.116	0.002	nd	nd	nd
8-2	表	0.507	0.140	0.707	0.440	0.980	0.045	***2.000***	0.280	0.290	0.475	0.010	nd	0.3	nd
	底	0.668	0.200	0.700	0.420	***1.060***	0.070	***2.000***	0.780	0.150	0.825	0.030	nd	0.3	nd
8-3	表	0.272	0.130	0.713	0.180	***1.035***	0.040	***1.467***	0.360	0.350	0.485	0.020	nd	0.3	nd
	底	0.447	0.180	0.713	0.260	***1.080***	0.090	***1.467***	0.560	0.170	0.505	0.010	nd	nd	nd

表 8.2-29　　2013 年 10 月海水水质调查结果标准指数（大潮落潮，秋季）

站位	层次	DO	COD_{Mn}	pH	石油类	无机氮	非离子氨	活性磷酸盐	Cu	Pb	Zn	Cd	As	总汞	挥发酚
1-1	表	0.316	0.133	0.687	0.180	0.647	0.085	0.433	0.110	0.008	nd	0.008	nd	0.075	nd
	底	0.331	0.120	0.693	0.160	0.547	0.050	0.533	0.150	0.092	0.084	0.012	nd	0.075	nd
1-2	表	0.483	0.180	0.693	0.100	0.675	0.045	0.400	0.720	0.430	0.610	0.040	nd	0.3	nd
	底	0.186	0.200	0.700	0.120	0.850	0.055	0.733	0.340	0.190	0.355	0.040	nd	0.3	nd
2-1	表	0.050	0.107	0.707	0.120	0.679	0.390	0.333	nd	0.078	0.106	0.006	0.071	nd	0.38
2-2	表	0.060	0.080	0.589	0.020	0.395	0.065	0.200	0.026	0.022	0.137	0.003	0.044	nd	nd
	底	0.167	0.090	0.583	0.047	0.370	0.070	0.367	0.036	0.051	0.059	0.015	0.044	nd	nd
2-3	表	0.118	0.180	0.693	0.200	0.710	0.055	0.667	nd	***1.520***	0.585	0.190	0.105	nd	0.28
	底	0.323	0.180	0.700	0.680	0.975	0.085	1.000	0.320	0.160	0.515	0.070	0.105	nd	nd
2-4	表	0.264	0.180	0.700	0.200	0.565	0.060	***1.067***	0.260	0.450	0.425	0.040	nd	nd	nd
	底	0.452	0.180	0.700	0.200	0.810	0.080	0.667	0.300	0.470	0.255	0.090	nd	nd	nd
2-5	表	0.489	0.180	0.700	0.160	0.590	0.030	0.733	nd	0.120	0.120	0.080	nd	0.3	nd
	底	0.597	0.200	0.700	0.540	0.700	0.040	0.133	0.480	0.190	0.215	0.060	nd	nd	nd
3-1	表	0.136	0.085	0.578	0.020	0.405	0.040	0.033	nd	0.022	0.087	0.019	nd	nd	nd
3-2	表	0.353	0.200	0.700	0.280	0.735	0.070	0.200	nd	0.370	0.170	0.020	nd	nd	nd
	底	0.449	0.160	0.693	0.240	0.680	0.025	0.600	nd	0.190	0.195	0.080	nd	nd	nd
3-3	表	0.422	0.175	0.700	0.180	0.670	0.020	***1.267***	0.280	0.630	0.395	0.140	nd	0.3	nd
	底	0.312	0.150	0.700	0.260	0.835	0.025	0.533	0.240	0.500	nd	0.080	nd	0.3	nd
3-4	表	0.483	0.145	0.700	0.160	0.670	0.045	0.467	0.340	0.150	0.340	0.090	nd	0.3	nd
	底	0.523	0.160	0.700	nd	0.600	0.040	***1.067***	0.240	0.240	0.930	0.100	nd	0.66	nd
4-1	表	0.107	0.090	0.572	0.033	0.288	0.030	0.267	0.022	0.019	0.157	0.006	nd	0.075	0.24
4-2	表	0.510	0.160	0.700	0.180	0.500	0.030	0.133	0.520	0.110	0.355	0.050	0.100	0.3	0.34
	底	0.058	0.160	0.693	0.100	0.910	0.060	0.667	0.260	0.290	0.420	0.130	0.106	0.3	nd
4-3	表	0.335	0.180	0.700	0.120	0.840	0.020	0.667	0.280	0.300	0.790	0.090	nd	0.66	nd
	底	0.451	0.180	0.693	0.180	0.865	0.085	0.333	0.260	0.200	0.565	0.050	nd	0.66	nd
5-1	表	0.162	0.080	0.583	0.077	0.553	0.060	0.833	0.028	0.038	0.033	0.003	nd	nd	0.17
	底	0.208	0.110	0.578	0.030	0.513	0.055	1.000	0.028	0.093	0.115	0.013	nd	nd	nd
5-2	表	0.353	0.200	0.707	0.260	0.860	0.010	***1.867***	nd	0.070	0.200	0.030	nd	nd	0.38
	底	0.569	0.180	0.700	0.360	0.925	0.025	***1.733***	nd	0.210	0.385	0.120	nd	0.3	nd
5-3	表	0.535	0.180	0.707	0.200	0.945	0.025	***1.800***	nd	0.040	0.225	0.030	nd	0.3	nd
	底	0.496	0.180	0.700	0.340	0.955	0.050	***1.867***	0.380	0.230	0.550	0.030	nd	nd	nd
6-1	表	0.316	0.180	0.700	0.380	***1.040***	0.055	***2.000***	0.580	0.160	0.420	0.020	nd	nd	0.44
6-2	表	0.586	0.200	0.700	0.200	***1.175***	0.035	***1.800***	nd	0.070	0.160	0.030	0.099	nd	0.98
	底	0.559	0.180	0.707	0.360	***1.190***	0.070	***1.667***	0.420	0.130	0.185	0.020	0.147	0.3	nd
6-3	表	0.389	0.160	0.707	0.200	***1.025***	0.050	***1.600***	0.260	0.270	0.220	0.030	nd	nd	nd
	底	0.387	0.200	0.707	0.160	0.930	0.055	***2.000***	0.920	0.150	0.440	0.020	nd	nd	nd
7-1	表	0.113	0.090	0.589	0.070	0.510	0.035	0.967	0.030	0.017	0.066	0.004	0.041	nd	0.19
	底	0.189	0.100	0.583	0.033	0.643	0.105	0.700	nd	0.004	0.065	0.003	0.040	nd	nd
7-2	表	0.329	0.180	0.713	0.280	***1.035***	0.030	***1.800***	nd	0.070	0.300	0.030	nd	nd	nd
	底	0.519	0.180	0.707	0.200	***1.055***	0.075	***1.667***	nd	0.280	0.670	0.040	nd	nd	nd
7-3	表	0.570	0.180	0.720	0.260	0.905	0.075	0.200	0.540	0.450	0.990	0.020	nd	nd	nd
	底	0.274	0.160	0.720	0.240	0.730	0.045	***1.400***	0.640	0.080	0.660	0.030	nd	nd	nd
8-1	表	0.403	0.120	0.700	0.340	0.703	0.085	0.833	0.170	0.030	0.238	0.016	nd	nd	nd
	底	0.414	0.120	0.700	0.200	0.690	0.085	1.000	0.250	0.042	0.318	0.004	nd	nd	nd
8-2	表	0.427	0.180	0.700	0.280	***1.160***	0.105	***2.000***	0.500	0.330	0.860	0.070	nd	nd	nd
	底	0.545	0.200	0.700	0.180	0.805	0.040	***1.667***	0.460	0.230	0.905	0.110	nd	0.3	nd
8-3	表	0.520	0.140	0.707	0.160	0.700	0.020	***1.533***	0.260	0.070	0.240	0.030	nd	nd	nd
	底	0.037	0.120	0.713	0.180	0.855	0.090	***1.200***	nd	0.060	0.850	0.020	nd	nd	nd

表 8.2-30　　2013 年 10 月海水水质调查结果标准指数（小潮涨潮，秋季）

站位	层次	DO	COD_{Mn}	pH	石油类	无机氮	非离子氨	活性磷酸盐	Cu	Pb	Zn	Cd	As	总汞	挥发酚
1-1	表	0.106	0.133	0.647	0.280	0.467	0.045	0.333	nd	0.260	0.250	0.026	nd	0.075	nd
	底	0.223	0.160	0.647	0.620	0.527	0.050	0.333	0.300	0.158	0.236	0.008	nd	0.075	nd
1-2	表	0.346	0.200	0.647	0.180	0.610	0.025	0.667	nd	0.530	0.230	0.150	nd	nd	nd
	底	0.471	0.240	0.647	0.200	0.565	0.055	0.600	0.240	***1.340***	0.255	0.070	nd	nd	nd
2-1	表	0.166	0.173	0.653	0.160	0.283	0.065	0.267	nd	0.248	nd	0.018	0.132	0.075	nd
2-2	表	0.259	0.110	0.539	0.063	0.280	0.050	0.333	0.024	0.120	nd	0.017	0.076	nd	0.14
	底	0.240	0.130	0.533	0.040	0.388	0.070	0.267	0.046	0.084	0.137	0.008	0.080	0.075	nd
2-3	表	0.310	0.220	0.653	0.240	0.290	0.040	0.467	0.260	0.910	0.230	0.090	0.189	0.3	0.38
	底	0.160	0.300	0.647	0.380	0.860	0.100	0.667	0.480	***1.090***	0.625	0.040	0.196	nd	nd
2-4	表	0.051	0.180	0.653	0.280	0.480	0.075	0.600	nd	1.000	0.055	0.050	nd	nd	nd
	底	0.389	0.220	0.653	0.460	0.420	0.040	0.533	0.400	0.340	0.440	0.050	nd	nd	nd
2-5	表	0.505	0.200	0.647	0.240	0.550	0.040	0.733	0.280	0.850	0.475	0.040	nd	nd	nd
	底	0.059	0.240	0.647	0.200	0.515	0.045	0.533	0.260	0.640	0.780	0.160	nd	nd	nd
3-1	表	0.167	0.120	0.539	0.040	0.210	0.035	0.267	0.028	0.113	0.052	0.014	nd	nd	nd
3-2	表	0.242	0.260	0.647	0.240	0.635	0.040	0.733	0.300	***1.040***	0.225	0.060	nd	nd	nd
	底	0.428	0.240	0.633	0.540	0.610	0.020	0.600	0.400	0.820	0.570	0.040	nd	0.3	nd
3-3	表	0.398	0.220	0.633	0.160	0.635	0.020	***1.133***	0.220	0.600	nd	0.010	nd	0.3	nd
	底	0.231	0.200	0.647	0.260	0.630	0.030	***1.067***	0.360	0.880	0.565	0.030	nd	nd	nd
3-4	表	0.460	0.240	0.647	0.260	0.590	0.030	0.733	0.240	0.740	nd	0.020	nd	nd	nd
	底	0.032	0.225	0.640	0.340	0.610	0.015	0.733	0.380	0.720	0.655	0.160	nd	nd	nd
4-1	表	0.003	0.110	0.533	0.070	0.340	0.045	0.333	0.036	0.098	0.077	0.005	nd	0.075	0.52
4-2	表	0.295	0.200	0.640	0.280	0.665	0.020	0.933	0.180	0.960	0.665	0.030	0.150	0.3	nd
	底	0.007	0.240	0.633	0.660	0.745	0.020	***1.067***	0.360	0.940	0.680	0.030	0.152	0.3	nd
4-3	表	0.096	0.220	0.640	0.120	0.585	0.035	***1.333***	0.320	0.510	0.185	nd	nd	0.3	nd
	底	0.010	0.200	0.313	0.260	0.705	0.010	0.600	0.440	***1.020***	0.655	0.040	nd	0.3	nd
5-1	表	0.324	0.100	0.611	0.047	0.380	0.020	0.700	nd	0.040	0.051	0.005	nd	0.075	0.52
	底	0.357	0.100	0.606	0.047	0.403	0.015	0.633	nd	0.067	0.184	0.016	nd	0.075	nd
5-2	表	0.458	0.220	0.733	0.200	0.700	0.010	***1.133***	nd	0.350	nd	nd	nd	0.3	nd
	底	0.528	0.200	0.733	0.500	0.710	0.030	***1.067***	0.280	0.410	0.965	0.070	nd	0.3	nd
5-3	表	0.429	0.180	0.733	0.240	0.640	0.015	***1.400***	nd	0.520	nd	0.040	nd	0.3	nd
	底	0.621	0.220	0.733	0.160	0.885	0.020	***1.267***	nd	0.670	0.735	0.050	nd	0.3	nd
6-1	表	0.170	0.160	0.733	0.240	0.825	0.020	***1.133***	nd	0.620	0.530	0.090	nd	0.3	0.64
6-2	表	0.609	0.140	0.733	0.160	0.775	0.020	***1.467***	nd	0.470	0.215	0.030	0.181	0.3	0.48
	底	0.453	0.190	0.733	0.180	0.880	0.040	***1.600***	0.240	0.420	0.715	0.050	0.184	0.3	nd
6-3	表	0.426	0.200	0.733	0.180	0.735	0.025	***1.467***	nd	0.400	nd	0.010	nd	0.3	nd
	底	0.521	0.160	0.733	0.500	0.810	0.060	***1.200***	0.240	0.560	0.595	0.020	nd	0.3	nd
7-1	表	0.086	0.090	0.617	0.040	0.398	0.015	0.667	nd	0.087	0.112	0.016	0.071	0.075	nd
	底	0.278	0.105	0.617	0.077	0.433	0.070	0.733	0.046	0.090	0.108	0.009	0.075	0.075	nd
7-2	表	0.413	0.180	0.747	0.740	0.795	0.020	***1.867***	nd	0.730	0.770	0.180	nd	0.3	nd
	底	0.450	0.200	0.747	0.420	0.835	0.030	***1.200***	nd	0.430	0.785	nd	nd	0.3	nd
7-3	表	0.428	0.120	0.747	0.240	0.725	0.020	***1.200***	nd	***1.010***	0.535	0.190	nd	0.3	nd
	底	0.369	0.160	0.747	0.460	0.740	0.025	***1.133***	0.360	0.670	0.800	0.080	nd	0.3	nd
8-1	表	0.295	0.120	0.733	0.700	0.573	0.030	0.667	nd	0.092	0.078	0.008	nd	0.075	nd
	底	0.239	0.120	0.733	0.420	0.513	0.015	0.567	0.120	0.196	0.304	0.030	nd	0.075	nd
8-2	表	0.270	0.180	0.733	0.100	0.815	0.020	***1.267***	0.240	0.410	0.165	0.030	nd	0.3	nd
	底	0.573	0.180	0.740	0.120	0.720	0.040	0.800	0.280	0.660	0.785	0.160	nd	0.3	nd
8-3	表	0.547	0.160	0.747	nd	0.605	0.020	0.733	0.260	0.790	0.920	0.020	nd	0.3	nd
	底	0.428	0.160	0.747	0.080	0.625	0.040	***1.067***	0.280	0.580	0.930	0.100	nd	0.3	nd

表 8.2-31　　2013 年 10 月海水水质调查结果标准指数（小潮落潮，秋季）

站位	层次	DO	COD_{Mn}	pH	石油类	无机氮	非离子氨	活性磷酸盐	Cu	Pb	Zn	Cd	As	总汞	挥发酚
1-1	表	0.207	0.163	0.653	0.380	0.413	0.030	0.633	0.130	0.198	nd	0.012	nd	0.075	nd
	底	0.296	0.160	0.647	0.620	0.403	0.035	0.267	0.330	0.166	0.312	0.038	nd	0.075	nd
1-2	表	0.283	0.240	0.647	0.240	0.585	0.030	0.400	nd	***1.030***	0.560	0.120	nd	0.3	nd
	底	0.246	0.220	0.647	0.880	0.595	0.045	0.067	0.380	0.820	0.535	0.090	nd	0.3	nd
2-1	表	0.188	0.147	0.633	0.340	0.203	0.035	nd	0.140	0.088	nd	0.004	0.099	0.075	nd
2-2	表	0.142	0.110	0.539	0.027	0.200	0.040	nd	0.030	0.054	0.050	0.008	0.071	0.075	nd
	底	0.155	0.110	0.133	0.057	0.423	0.010	0.133	0.044	0.082	0.199	0.005	0.076	0.075	nd
2-3	表	0.307	0.230	0.633	0.340	0.450	0.025	0.333	0.220	0.510	0.315	0.050	0.166	nd	0.44
	底	0.006	0.240	0.633	0.320	0.615	0.045	0.333	0.300	0.550	0.665	0.020	0.154	nd	nd
2-4	表	0.003	0.220	0.633	0.260	0.490	0.030	0.533	nd	0.720	0.760	0.140	nd	0.3	nd
	底	0.189	0.220	0.640	0.360	0.645	0.030	0.600	nd	0.700	0.740	0.110	nd	0.3	nd
2-5	表	0.190	0.240	0.647	0.200	0.735	0.050	0.333	0.260	0.610	0.250	0.060	nd	0.3	nd
	底	0.522	0.220	0.647	0.240	0.740	0.050	0.600	0.300	0.860	0.580	0.110	nd	0.3	nd
3-1	表	0.209	0.100	0.539	0.030	0.298	0.020	0.367	0.030	0.083	0.114	0.004	nd	0.075	nd
3-2	表	0.280	0.240	0.627	0.340	0.795	0.025	0.267	0.220	1.000	0.310	0.060	nd	0.3	nd
	底	0.333	0.240	0.333	0.380	0.830	0.020	0.267	0.480	0.610	0.300	0.100	nd	0.3	nd
3-3	表	0.246	0.240	0.620	0.440	0.610	0.020	0.733	0.240	0.740	0.310	0.170	nd	0.3	nd
	底	0.306	0.240	0.620	0.760	0.705	0.035	0.533	0.460	0.940	0.450	0.030	nd	0.3	nd
3-4	表	0.316	0.240	0.627	0.500	0.585	0.035	0.800	0.280	0.920	0.400	0.070	nd	0.3	nd
	底	0.349	0.240	0.627	0.380	0.735	0.035	0.133	0.320	0.800	0.855	0.220	nd	0.3	nd
4-1	表	0.071	0.150	0.467	0.060	0.373	0.035	0.033	0.030	0.054	0.058	0.003	nd	0.075	0.49
4-2	表	0.342	0.275	0.567	0.420	0.795	0.020	0.333	nd	0.490	0.505	0.030	0.173	0.3	nd
	底	0.455	0.240	0.580	0.280	0.645	0.030	0.133	nd	0.250	0.365	0.030	0.180	0.3	nd
4-3	表	0.055	0.200	0.600	0.300	0.625	0.035	***1.067***	0.300	0.490	0.270	0.020	nd	0.3	nd
	底	0.356	0.220	0.627	0.120	0.705	0.045	0.600	0.460	0.550	0.815	0.140	nd	0.3	nd
5-1	表	0.243	0.113	0.528	0.060	0.398	0.020	0.633	0.032	0.099	0.051	0.013	nd	0.075	0.44
	底	0.310	0.130	0.517	0.160	0.508	0.060	0.600	0.034	0.106	0.148	0.008	nd	0.075	nd
5-2	表	0.482	0.240	0.627	0.080	0.885	0.030	***1.667***	0.220	0.760	0.550	0.010	nd	nd	nd
	底	0.440	0.280	0.633	0.240	0.815	0.030	***1.133***	0.420	***1.310***	0.590	0.100	nd	nd	nd
5-3	表	0.426	0.260	0.627	0.260	0.855	0.020	***1.267***	nd	0.840	nd	0.020	nd	nd	nd
	底	0.454	0.220	0.633	0.200	0.845	0.035	***1.200***	0.240	0.850	0.740	0.040	nd	nd	nd
6-1	表	0.459	0.220	0.720	0.360	***1.020***	0.030	***1.533***	nd	0.960	0.265	0.140	nd	0.66	0.48
6-2	表	0.456	0.240	0.720	0.320	0.835	0.025	***1.400***	nd	0.720	0.195	0.020	0.176	0.3	0.24
	底	0.554	0.280	0.713	0.500	***1.465***	0.030	0.933	0.300	0.870	0.295	0.270	0.177	0.3	nd
6-3	表	0.397	0.250	0.707	0.280	***1.040***	0.025	***1.133***	0.340	***1.220***	0.315	0.120	nd	nd	nd
	底	0.412	0.280	0.713	0.680	0.760	0.015	0.867	0.440	1.000	0.175	0.300	nd	nd	nd
7-1	表	0.211	0.100	0.600	0.020	0.568	0.025	0.767	nd	0.057	0.044	0.008	0.075	0.075	nd
	底	0.240	0.120	0.600	0.147	0.428	0.055	0.667	0.028	0.056	0.199	0.004	0.071	0.165	nd
7-2	表	0.473	0.220	0.727	0.380	0.845	0.030	***1.600***	nd	0.680	0.295	0.020	nd	0.3	nd
	底	0.571	0.240	0.727	0.320	0.765	0.030	***1.333***	0.260	0.810	0.795	0.240	nd	0.3	nd
7-3	表	0.558	0.200	0.733	0.160	0.775	0.040	***1.800***	nd	1.000	0.250	0.110	nd	0.3	nd
	底	0.514	0.240	0.740	0.160	0.770	0.065	***1.533***	nd	0.940	0.475	0.160	nd	0.3	nd
8-1	表	0.291	0.107	0.740	0.520	0.543	0.040	0.567	0.110	0.104	0.100	0.010	nd	0.075	nd
	底	0.312	0.133	0.733	0.540	0.493	0.020	0.567	0.190	0.162	0.128	0.066	nd	0.075	nd
8-2	表	0.465	0.205	0.747	0.420	0.700	0.025	0.867	0.240	0.800	0.650	0.160	nd	0.3	nd
	底	0.545	0.185	0.740	0.340	0.730	0.030	***1.067***	0.220	0.620	0.340	0.220	nd	0.3	nd
8-3	表	0.345	0.200	0.740	0.160	0.640	0.025	0.133	0.280	***1.110***	0.520	0.170	nd	0.3	nd
	底	0.366	0.220	0.747	0.240	0.685	0.030	0.733	0.300	***1.010***	0.455	0.270	nd	0.66	nd

表 8.2-32　　2014 年 4 月海水水质调查结果标准指数（大潮涨潮，春季）

站位	层次	DO	COD_{Mn}	pH	石油类	无机氮	非离子氨	活性磷酸盐	Cu	Pb	Zn	Cd	As	总汞	挥发酚
1-1	表	0.195	0.143	0.827	0.420	0.473	0.154	0.200	0.230	0.096	0.276	0.022	nd	0.075	nd
	底	0.318	0.130	0.827	0.200	0.420	0.090	0.133	0.320	0.022	0.342	0.006	nd	0.075	nd
1-2	表	0.347	0.215	0.827	0.540	0.600	0.122	0.467	0.560	0.120	0.605	0.020	nd	nd	nd
	底	0.170	0.205	0.827	0.200	0.745	0.118	0.800	0.740	0.100	0.725	0.060	nd	nd	nd
2-1	表	0.124	0.183	0.820	0.420	0.663	0.149	0.233	0.160	0.024	0.106	0.002	nd	0.075	nd
2-2	表	0.220	0.118	0.678	0.113	0.363	0.084	0.667	0.040	0.010	0.089	0.001	nd	0.075	nd
	底	0.227	0.125	0.683	0.040	0.268	0.091	0.133	0.054	0.021	0.170	0.002	nd	0.075	nd
2-3	表	0.220	0.200	0.833	0.620	0.710	0.177	0.333	0.580	0.120	0.335	0.040	nd	0.300	nd
	底	0.230	0.215	0.833	0.260	0.590	0.089	0.533	0.620	0.280	0.820	0.040	nd	0.300	nd
2-4	表	0.386	0.235	0.840	0.360	0.755	0.167	0.267	0.260	0.230	0.225	0.090	nd	0.300	nd
	底	0.185	0.230	0.840	0.240	0.570	0.119	0.333	0.440	0.100	0.475	nd	nd	0.300	nd
2-5	表	0.247	0.215	0.833	0.340	0.740	0.183	0.400	0.320	0.140	0.410	0.020	nd	0.300	nd
	底	0.304	0.220	0.840	0.200	0.770	0.130	0.333	0.380	0.190	0.485	0.030	nd	0.300	nd
3-1	表	0.213	0.138	0.678	0.073	0.273	0.082	0.533	0.032	0.013	0.096	0.004	nd	0.075	nd
3-2	表	0.377	0.250	0.813	0.440	0.565	0.114	0.400	0.360	0.200	0.320	0.010	nd	0.300	nd
	底	0.330	0.415	0.820	0.280	0.605	0.109	0.267	0.480	0.050	0.485	0.010	nd	nd	nd
3-3	表	0.353	0.195	0.827	0.340	0.555	0.115	0.400	0.400	0.220	0.365	0.010	nd	nd	nd
	底	0.347	0.175	0.840	0.240	0.745	0.156	0.600	0.660	0.120	0.900	nd	nd	0.300	nd
3-4	表	0.324	0.195	0.840	0.340	0.830	0.186	0.333	0.300	0.060	0.260	nd	nd	0.300	nd
	底	0.241	0.210	0.840	0.240	0.620	0.114	0.267	0.500	0.100	0.470	nd	nd	nd	nd
4-1	表	0.301	0.108	0.689	0.060	0.283	0.095	0.200	0.058	0.009	0.050	nd	0.023	0.075	0.270
4-2	表	0.244	0.215	0.847	0.420	0.510	0.085	0.533	0.460	0.090	0.470	nd	0.064	nd	nd
	底	0.307	0.215	0.840	0.260	0.770	0.092	0.467	0.840	0.150	0.650	0.020	0.059	nd	nd
4-3	表	0.360	0.185	0.847	0.320	0.640	0.124	0.400	0.400	0.060	0.280	0.010	nd	nd	nd
	底	0.026	0.215	0.867	0.340	0.695	0.131	0.467	0.620	0.070	0.825	nd	nd	nd	nd
5-1	表	0.187	0.195	0.706	0.063	0.348	0.176	0.500	0.062	0.014	0.167	0.005	0.024	0.075	0.470
	底	0.247	0.093	0.706	0.040	0.288	0.095	0.233	0.052	0.007	0.081	0.003	0.023	0.075	nd
5-2	表	0.363	0.135	0.867	0.340	0.650	0.117	0.533	0.440	0.050	0.365	0.050	0.060	0.300	0.840
	底	0.482	0.180	0.853	0.240	0.585	0.095	0.400	0.560	0.030	0.315	0.020	0.056	0.300	nd
5-3	表	0.393	0.195	0.853	0.600	0.545	0.075	0.400	0.420	0.070	0.415	0.040	nd	0.300	nd
	底	0.254	0.175	0.853	0.240	0.515	0.081	0.467	0.620	nd	0.480	0.070	nd	0.300	nd
6-1	表	0.387	0.200	0.847	0.360	0.545	0.089	0.400	0.620	0.050	0.495	0.030	0.061	0.300	nd
6-2	表	0.390	0.175	0.847	0.240	0.605	0.117	0.533	0.480	0.070	0.335	0.040	0.052	0.300	0.740
	底	0.493	0.215	0.853	0.240	0.500	0.068	0.533	0.580	0.060	0.405	0.060	0.064	0.300	nd
6-3	表	0.302	0.190	0.853	0.280	0.580	0.098	0.467	0.660	0.050	0.345	0.040	nd	0.300	nd
	底	0.317	0.215	0.860	0.180	0.555	0.099	0.400	0.440	nd	0.470	0.030	nd	0.300	nd
7-1	表	0.210	0.068	0.711	0.057	0.318	0.132	0.267	0.070	0.017	0.094	0.008	nd	0.165	nd
	底	0.288	0.098	0.722	0.040	0.333	0.154	0.200	0.080	0.011	0.094	0.006	nd	0.075	nd
7-2	表	0.399	0.195	0.860	0.440	0.560	0.082	0.600	0.520	0.160	0.345	0.020	nd	0.300	nd
	底	0.396	0.190	0.860	0.240	0.595	0.125	0.733	0.860	0.210	0.530	0.030	nd	0.300	nd
7-3	表	0.306	0.175	0.860	0.320	0.545	0.090	0.400	0.280	0.040	0.275	0.040	nd	0.660	nd
	底	0.340	0.195	0.860	0.200	0.620	0.109	0.333	0.960	0.030	0.580	0.020	nd	0.660	nd
8-1	表	0.215	0.140	0.840	0.380	0.520	0.105	0.300	0.340	0.032	0.216	0.006	nd	0.075	nd
	底	0.220	0.117	0.847	0.240	0.577	0.189	0.333	0.270	0.022	0.138	0.008	nd	nd	nd
8-2	表	0.339	0.210	0.847	0.280	0.885	0.234	0.733	0.700	0.040	0.345	0.050	nd	nd	nd
	底	0.329	0.175	0.853	0.200	0.970	0.284	0.600	0.640	nd	0.345	0.040	nd	nd	nd
8-3	表	0.382	0.155	0.853	0.460	0.695	0.132	0.667	0.580	0.090	0.475	0.050	nd	nd	nd
	底	0.247	0.175	0.853	0.240	0.560	0.089	0.333	0.920	0.730	0.405	0.040	nd	nd	nd

表 8.2-33　　2014 年 4 月海水水质调查结果标准指数（大潮落潮，春季）

站位	层次	DO	COD_{Mn}	pH	石油类	无机氮	非离子氨	活性磷酸盐	Cu	Pb	Zn	Cd	As	总汞	挥发酚
1-1	表	0.317	0.143	0.840	0.360	0.420	0.119	0.233	0.130	0.038	0.150	0.004	nd	0.075	nd
	底	0.175	0.130	0.833	0.240	0.477	0.211	0.400	0.310	0.020	0.310	0.004	nd	0.075	nd
1-2	表	0.293	0.195	0.840	0.520	0.710	0.178	0.333	0.520	0.070	0.360	0.020	nd	0.660	nd
	底	0.342	0.190	0.840	0.200	0.635	0.140	0.333	0.460	0.120	0.575	0.010	nd	0.660	nd
2-1	表	0.275	0.143	0.813	0.340	0.290	0.077	0.167	0.140	0.274	0.136	0.010	nd	0.075	nd
2-2	表	0.215	0.103	0.678	0.047	0.475	0.216	0.267	0.052	0.007	0.054	0.004	nd	0.075	nd
	底	0.241	0.098	0.672	0.040	0.395	0.191	0.233	0.064	0.022	0.118	0.005	nd	0.075	nd
2-3	表	0.375	0.120	0.813	0.680	0.660	0.166	0.267	0.260	0.070	0.370	0.010	nd	0.300	nd
	底	0.411	0.175	0.820	0.280	0.585	0.143	0.333	0.980	0.360	0.495	0.090	nd	0.300	nd
2-4	表	0.124	0.195	0.827	0.340	0.660	0.110	0.400	0.440	0.100	0.345	0.040	nd	0.300	nd
	底	0.071	0.220	0.827	0.240	0.730	0.192	0.333	0.700	0.110	0.555	0.040	nd	0.660	nd
2-5	表	0.291	0.195	0.840	0.360	0.630	0.149	0.267	0.320	0.250	0.230	0.030	nd	0.660	nd
	底	0.290	0.195	0.840	0.380	0.735	0.192	0.467	0.400	0.080	0.570	0.010	nd	0.660	nd
3-1	表	0.196	0.118	0.672	0.053	0.368	0.181	0.133	0.056	0.010	0.058	0.006	nd	0.165	nd
3-2	表	0.301	0.195	0.827	0.260	0.680	0.154	0.333	0.540	0.030	0.390	0.060	nd	0.300	nd
	底	0.481	0.195	0.820	0.340	0.835	0.194	0.333	0.500	0.280	0.325	0.070	nd	0.300	nd
3-3	表	0.294	0.215	0.833	1.000	0.575	0.097	0.200	0.720	0.090	0.435	0.060	nd	0.300	nd
	底	0.378	0.235	0.833	0.160	0.820	0.252	0.467	0.740	0.420	0.645	0.070	nd	0.300	nd
3-4	表	0.296	0.230	0.840	0.280	0.575	0.142	0.267	0.460	0.860	0.680	0.080	nd	0.300	nd
	底	0.362	0.200	0.833	nd	0.550	0.131	0.200	0.340	0.080	0.670	0.020	nd	0.660	nd
4-1	表	0.188	0.128	0.628	0.040	0.365	0.158	0.133	0.056	0.012	0.111	0.006	0.022	0.165	0.290
4-2	表	0.314	0.215	0.807	0.280	0.670	0.188	0.267	0.540	0.070	0.795	0.020	0.056	0.660	0.680
	底	0.354	0.290	0.793	0.160	0.560	0.113	0.200	0.740	0.090	0.790	0.040	0.069	0.660	nd
4-3	表	0.100	0.240	0.847	0.160	0.515	0.117	0.333	0.440	0.180	0.580	0.040	nd	0.660	nd
	底	0.191	0.295	0.847	0.100	0.625	0.171	0.267	0.340	0.040	0.350	0.050	nd	0.660	nd
5-1	表	0.260	0.078	0.689	0.043	0.358	0.102	0.133	0.034	0.008	0.066	0.001	0.0226	0.075	0.490
	底	0.216	0.105	0.694	0.047	0.355	0.171	0.167	0.054	0.013	0.071	nd	0.021	nd	nd
5-2	表	0.334	0.175	0.840	nd	0.575	0.141	0.467	0.300	0.090	0.535	nd	0.060	nd	0.680
	底	0.410	0.195	0.833	0.280	0.675	0.168	1.000	0.660	0.320	0.550	0.140	0.064	nd	nd
5-3	表	0.209	0.120	0.840	0.280	0.570	0.154	0.267	0.680	0.410	0.435	0.070	nd	nd	nd
	底	0.220	0.175	0.847	0.200	0.710	0.187	0.267	0.260	0.080	0.380	nd	nd	nd	nd
6-1	表	0.434	0.195	0.833	0.320	0.715	0.127	0.467	0.840	0.110	0.635	0.050	nd	0.300	0.280
6-2	表	0.508	0.195	0.847	0.320	0.590	0.061	0.400	0.460	0.110	0.335	nd	0.058	nd	0.980
	底	0.492	0.190	0.833	0.260	0.540	0.072	0.333	0.440	0.090	0.795	0.070	0.062	nd	nd
6-3	表	0.437	0.175	0.847	0.420	0.510	0.083	0.467	0.220	0.060	0.350	nd	nd	nd	nd
	底	0.002	0.160	0.847	0.240	0.500	0.070	0.400	0.420	0.060	0.585	0.030	nd	nd	nd
7-1	表	0.173	0.115	0.700	0.063	0.278	0.040	0.167	0.078	0.003	0.122	0.003	nd	0.075	nd
	底	0.307	0.125	0.700	0.053	0.278	0.073	0.200	0.088	0.005	0.077	0.004	nd	0.075	nd
7-2	表	0.477	0.195	0.840	0.240	0.540	0.060	0.333	0.820	0.230	0.510	0.050	nd	nd	nd
	底	0.502	0.200	0.840	0.260	0.635	0.103	0.333	0.840	0.140	0.645	0.040	nd	0.300	nd
7-3	表	0.389	0.155	0.847	0.420	0.525	0.081	0.333	0.660	0.080	0.640	0.050	nd	nd	nd
	底	0.319	0.165	0.853	0.280	0.490	0.073	0.467	0.660	0.150	0.445	0.040	nd	nd	nd
8-1	表	0.223	0.117	0.840	0.320	0.420	0.054	0.167	0.280	0.038	0.190	0.006	nd	nd	nd
	底	0.419	0.140	0.847	0.320	0.607	0.197	0.267	0.240	0.022	0.152	0.010	nd	nd	nd
8-2	表	0.259	0.210	0.847	0.280	0.700	0.112	0.333	0.600	0.130	0.310	0.040	nd	nd	nd
	底	0.254	0.175	0.853	0.240	0.660	0.144	0.533	0.780	0.530	0.330	0.070	nd	0.300	nd
8-3	表	0.258	0.155	0.853	0.660	0.860	0.239	0.800	0.700	0.060	0.480	0.030	nd	nd	nd
	底	0.168	0.175	0.847	0.200	0.665	0.105	0.600	0.880	0.050	0.470	0.050	nd	nd	nd

表 8.2-34　　2014 年 4 月海水水质调查结果标准指数（小潮涨潮，春季）

站位	层次	DO	COD_{Mn}	pH	石油类	无机氮	非离子氨	活性磷酸盐	Cu	Pb	Zn	Cd	As	总汞	挥发酚
1-1	表	0.349	0.247	0.793	0.260	0.560	0.080	0.100	nd	0.036	0.074	0.002	nd	0.165	nd
	底	0.398	0.193	0.800	0.340	0.660	0.106	0.167	0.140	0.054	0.070	0.006	nd	0.165	nd
1-2	表	0.393	0.215	0.793	0.240	0.650	0.084	0.400	0.520	0.100	0.200	0.020	nd	0.660	nd
	底	0.388	0.175	0.800	0.360	0.620	0.050	0.267	0.240	0.190	0.255	0.020	nd	0.660	nd
2-1	表	0.298	0.237	0.800	0.180	0.697	0.116	0.133	0.140	0.034	0.062	0.002	nd	0.075	nd
2-2	表	0.256	0.123	0.656	0.043	0.448	0.091	0.167	nd	0.018	0.035	0.001	nd	0.165	nd
	底	0.276	0.118	0.667	0.040	0.438	0.135	0.267	0.070	0.022	0.065	0.002	nd	0.165	nd
2-3	表	0.441	0.275	0.820	0.120	0.895	0.124	0.600	0.480	0.330	0.325	0.050	nd	0.300	nd
	底	0.446	0.210	0.820	0.320	0.910	0.159	0.267	0.620	0.400	0.415	0.030	nd	0.660	nd
2-4	表	0.420	0.250	0.820	nd	0.540	0.054	0.400	0.280	0.210	0.180	0.040	nd	0.660	nd
	底	0.414	0.155	0.820	0.240	0.585	0.098	0.200	0.760	0.320	0.595	0.060	nd	0.300	nd
2-5	表	0.455	0.195	0.807	nd	0.460	0.073	0.333	0.460	0.350	0.255	0.020	nd	0.300	nd
	底	0.489	0.145	0.820	0.320	0.350	0.042	0.200	0.220	0.680	0.180	0.010	nd	0.660	nd
3-1	表	0.221	0.180	0.656	nd	0.483	0.144	0.167	0.028	0.044	0.077	0.003	nd	0.165	nd
3-2	表	0.374	0.370	0.787	0.200	1.115	0.239	0.667	0.320	0.380	0.300	0.120	nd	0.660	nd
	底	0.410	0.315	0.780	0.080	0.900	0.162	0.267	0.260	0.240	0.230	0.030	nd	0.660	nd
3-3	表	0.390	0.245	0.813	0.200	0.750	0.112	0.333	0.260	0.280	0.185	0.020	nd	0.300	nd
	底	0.398	0.235	0.820	0.080	0.910	0.153	0.333	0.460	0.120	0.280	0.010	nd	0.660	nd
3-4	表	0.453	0.275	0.813	0.160	0.570	0.069	0.333	0.460	0.230	0.355	0.020	nd	0.660	nd
	底	0.139	0.195	0.813	0.080	0.825	0.156	0.533	0.220	0.130	0.245	0.050	nd	0.660	nd
4-1	表	0.147	0.128	0.683	0.027	0.440	0.191	0.333	0.026	0.007	0.028	0.005	0.021	0.075	0.140
4-2	表	0.278	0.330	0.820	0.100	0.740	0.067	0.533	0.380	0.130	0.160	0.020	0.051	0.660	0.380
	底	0.244	0.315	0.827	0.160	0.905	0.143	0.733	0.540	0.140	0.180	0.050	0.052	0.300	nd
4-3	表	0.427	0.295	0.813	0.080	0.705	0.130	0.400	nd	0.120	0.100	0.040	nd	0.660	nd
	底	0.504	0.215	0.820	0.420	0.730	0.144	0.333	0.620	0.100	0.380	0.020	nd	0.660	nd
5-1	表	0.185	0.148	0.700	0.020	0.418	0.127	0.267	0.032	0.015	0.033	0.004	0.023	0.075	0.390
	底	0.200	0.148	0.706	0.040	0.423	0.140	0.167	0.086	0.005	0.080	0.002	0.022	0.075	nd
5-2	表	0.354	0.280	0.820	0.120	0.850	0.081	0.400	0.220	0.110	0.200	0.020	0.092	0.300	nd
	底	0.568	0.235	0.820	0.440	1.160	0.235	0.267	0.680	0.210	0.570	0.260	0.061	0.300	nd
5-3	表	0.369	0.255	0.813	0.160	0.880	0.158	0.333	0.440	0.330	0.885	0.060	nd	0.660	nd
	底	0.320	0.235	0.813	0.380	0.695	0.140	0.467	0.400	0.190	0.340	0.020	nd	0.660	nd
6-1	表	0.203	0.355	0.873	0.120	0.655	0.115	0.400	0.300	0.090	0.130	0.010	0.053	0.300	0.480
6-2	表	0.383	0.300	0.820	1.000	1.330	0.126	0.867	0.580	0.260	0.360	0.200	0.062	nd	0.340
	底	0.426	0.250	0.827	0.440	1.050	0.151	0.333	0.260	0.150	0.315	0.020	0.057	nd	nd
6-3	表	0.371	0.275	0.813	0.440	1.050	0.153	0.533	0.420	0.160	0.815	0.130	nd	0.300	nd
	底	0.233	0.235	0.813	0.160	1.065	0.143	0.333	0.600	0.110	0.485	0.030	nd	0.300	nd
7-1	表	0.085	0.228	0.739	0.043	0.223	0.105	0.200	0.042	0.018	0.048	0.004	nd	0.075	nd
	底	0.184	0.185	0.744	0.030	0.278	0.114	0.167	0.062	0.008	0.064	0.001	nd	0.075	nd
7-2	表	0.224	0.295	0.827	0.700	0.700	0.128	0.267	0.260	0.230	0.185	0.030	nd	nd	nd
	底	0.178	0.235	0.833	0.200	0.745	0.187	0.200	0.480	0.160	0.320	0.030	nd	nd	nd
7-3	表	0.291	0.275	0.820	0.600	0.985	0.262	0.800	0.440	0.260	0.355	0.090	nd	0.300	nd
	底	0.307	0.210	0.827	0.280	0.735	0.142	0.400	0.420	0.220	0.365	0.040	nd	0.300	nd
8-1	表	0.106	0.440	0.880	0.440	0.273	0.153	0.133	0.160	0.022	0.064	0.004	nd	0.075	nd
	底	0.179	0.263	0.887	0.420	0.387	0.169	0.100	0.190	0.014	0.076	0.002	nd	0.165	nd
8-2	表	0.171	0.315	0.827	0.180	0.880	0.154	0.333	0.260	0.140	0.280	0.020	nd	0.300	nd
	底	0.303	0.190	0.833	0.280	0.735	0.187	0.333	0.480	0.200	0.700	0.110	nd	0.300	nd
8-3	表	0.304	0.210	0.827	0.180	0.780	0.127	0.467	0.220	0.180	0.135	0.010	nd	0.300	nd
	底	0.195	0.215	0.827	0.460	0.890	0.186	0.467	0.400	0.210	0.485	0.100	nd	0.300	nd

表 8.2-35　　2014 年 4 月海水水质调查结果标准指数（小潮落潮，春季）

站位	层次	DO	COD_{Mn}	pH	石油类	无机氮	非离子氨	活性磷酸盐	Cu	Pb	Zn	Cd	As	总汞	挥发酚
1-1	表	0.302	0.177	0.820	0.340	0.483	0.113	0.167	0.138	0.056	0.166	0.010	nd	0.165	nd
	底	0.314	0.150	0.820	0.260	0.517	0.129	0.233	0.257	0.032	0.240	0.006	nd	0.165	nd
1-2	表	0.362	0.210	0.820	0.440	0.650	0.120	0.400	0.534	0.100	0.390	0.020	nd	0.660	nd
	底	0.322	0.190	0.820	0.260	0.665	0.095	0.467	0.480	0.140	0.520	0.030	nd	0.660	nd
2-1	表	0.250	0.187	0.813	0.320	0.550	0.111	0.167	0.147	0.110	0.102	0.004	nd	0.075	nd
2-2	表	0.243	0.115	0.672	0.067	0.430	0.125	0.367	0.034	0.012	0.059	0.002	nd	0.165	nd
	底	0.262	0.113	0.672	0.040	0.368	0.135	0.200	0.063	0.022	0.118	0.003	nd	0.165	nd
2-3	表	0.366	0.200	0.820	0.480	0.755	0.149	0.400	0.440	0.170	0.345	0.030	nd	0.300	nd
	底	0.381	0.200	0.827	0.280	0.695	0.129	0.400	0.740	0.350	0.575	0.050	nd	0.660	nd
2-4	表	0.333	0.225	0.827	0.240	0.655	0.104	0.333	0.326	0.180	0.250	0.060	nd	0.660	nd
	底	0.245	0.200	0.827	0.240	0.630	0.131	0.267	0.634	0.180	0.540	0.040	nd	0.660	nd
2-5	表	0.351	0.200	0.827	0.240	0.610	0.128	0.333	0.366	0.250	0.300	0.020	nd	0.660	nd
	底	0.379	0.185	0.833	0.300	0.620	0.116	0.333	0.334	0.320	0.410	0.020	nd	0.660	nd
3-1	表	0.223	0.145	0.667	0.043	0.375	0.131	0.267	0.039	0.022	0.077	0.004	nd	0.165	nd
3-2	表	0.371	0.270	0.807	0.300	0.790	0.167	0.467	0.406	0.200	0.335	0.060	nd	0.660	nd
	底	0.422	0.310	0.807	0.240	0.780	0.152	0.267	0.414	0.190	0.345	0.040	nd	0.300	nd
3-3	表	0.365	0.220	0.827	0.520	0.630	0.106	0.333	0.460	0.200	0.330	0.030	nd	0.300	nd
	底	0.392	0.215	0.833	0.160	0.825	0.181	0.467	0.620	0.220	0.610	0.030	nd	0.660	nd
3-4	表	0.377	0.235	0.833	0.260	0.660	0.127	0.333	0.406	0.380	0.430	0.040	nd	0.660	nd
	底	0.266	0.200	0.827	0.120	0.665	0.129	0.333	0.354	0.100	0.460	0.030	nd	0.660	nd
4-1	表	0.225	0.120	0.667	0.043	0.363	0.144	0.233	0.047	0.009	0.063	0.004	0.022	0.165	0.233
4-2	表	0.300	0.255	0.827	0.260	0.640	0.111	0.467	0.460	0.100	0.475	0.020	0.057	0.660	0.390
	底	0.320	0.275	0.820	0.200	0.745	0.113	0.467	0.706	0.130	0.540	0.040	0.060	0.300	nd
4-3	表	0.317	0.240	0.833	0.180	0.620	0.120	0.400	0.316	0.120	0.320	0.030	nd	0.660	nd
	底	0.269	0.240	0.847	0.280	0.685	0.145	0.333	0.526	0.070	0.520	0.030	nd	0.660	nd
5-1	表	0.223	0.140	0.700	0.043	0.375	0.131	0.300	0.043	0.012	0.089	0.003	0.023	0.075	0.450
	底	0.234	0.115	0.700	0.043	0.355	0.130	0.200	0.064	0.008	0.077	0.002	0.022	0.075	nd
5-2	表	0.368	0.195	0.840	0.160	0.695	0.107	0.467	0.320	0.080	0.365	0.030	0.071	0.300	0.544
	底	0.503	0.205	0.833	0.320	0.805	0.165	0.533	0.634	0.190	0.480	0.140	0.060	0.300	nd
5-3	表	0.343	0.190	0.833	0.340	0.660	0.126	0.333	0.514	0.270	0.580	0.060	nd	0.300	nd
	底	0.288	0.195	0.840	0.280	0.640	0.135	0.400	0.426	0.100	0.400	0.030	nd	0.300	nd
6-1	表	0.357	0.250	0.853	0.260	0.635	0.107	0.400	0.586	0.080	0.420	0.030	nd	0.300	0.290
6-2	表	0.441	0.225	0.840	0.520	0.840	0.101	0.600	0.506	0.150	0.345	0.080	0.057	nd	0.686
	底	0.484	0.220	0.840	0.320	0.700	0.097	0.400	0.426	0.100	0.505	0.050	0.061	nd	nd
6-3	表	0.386	0.215	0.840	0.380	0.715	0.113	0.467	0.434	0.090	0.505	0.060	nd	0.300	nd
	底	0.208	0.205	0.840	0.200	0.710	0.105	0.400	0.486	0.060	0.515	0.030	nd	0.300	nd
7-1	表	0.170	0.138	0.717	0.053	0.273	0.090	0.200	0.063	0.013	0.088	0.005	nd	0.165	nd
	底	0.270	0.135	0.722	0.040	0.298	0.110	0.200	0.077	0.008	0.078	0.004	nd	0.075	nd
7-2	表	0.383	0.230	0.840	0.460	0.605	0.089	0.400	0.534	0.210	0.345	0.030	nd	0.100	nd
	底	0.371	0.210	0.847	0.240	0.660	0.137	0.400	0.726	0.170	0.500	0.030	nd	0.300	nd
7-3	表	0.347	0.200	0.840	0.440	0.685	0.146	0.533	0.460	0.130	0.425	0.060	nd	0.300	nd
	底	0.340	0.190	0.847	0.260	0.615	0.106	0.400	0.680	0.130	0.465	0.030	nd	0.300	nd
8-1	表	0.197	0.233	0.853	0.380	0.407	0.099	0.200	0.260	0.030	0.156	0.006	nd	0.075	nd
	底	0.286	0.173	0.860	0.320	0.523	0.179	0.233	0.233	0.020	0.122	0.006	nd	0.075	nd
8-2	表	0.275	0.245	0.840	0.240	0.820	0.160	0.467	0.520	0.100	0.310	0.040	nd	nd	nd
	底	0.314	0.180	0.847	0.240	0.790	0.198	0.467	0.634	0.250	0.460	0.070	nd	0.300	nd
8-3	表	0.335	0.175	0.847	0.440	0.780	0.160	0.667	0.500	0.110	0.365	0.030	nd	nd	nd
	底	0.226	0.190	0.840	0.300	0.705	0.126	0.467	0.734	0.330	0.455	0.060	nd	nd	nd

8.2.5.1 水质超标原因和变化趋势分析

8.2.5.1.1 水质超标原因分析

本项目所在海域共进行过 6 次详细的水质环境调查，铅、锌、铜、无机氮、活性磷酸盐的超标情况如表 8.2-36 所示。

本节针对上述因子的超标情况进行逐个分析。

表 8.2-36 历次调查各超标因子概况

超标因子 \ 调查时间		2017.9	2017.3	2014.4	2013.10	2010.6	2010.3
铅	超标率%	18.5	6.8	0	7.3	4.6	4.8
	最大超标倍数	2.120	0.462	/	0.220	1.820	1.67
	超标区域类别	一类	一类	/	一类	一类	一类
锌	超标率%	3.4	3.4	0	0	0	0
	最大超标倍数	0.571	0.630	/	/	/	/
	超标区域类别	一类	一类	/	/	/	/
铜	超标率%	5.1	5.1	0	0	0	0
	最大超标倍数	0.440	0.298	/	/	/	/
	超标区域类别	一类	一类	/	/	/	/
无机氮	超标率%	1.7	0	3.2	10.9	3.1	0
	最大超标倍数	0.383	/	0.330	0.225	1.545	/
	超标区域类别	一类	/	一类	一类	一类	/
活性磷酸盐	超标率%	1.7	20.4	0	34.9	8.8	39.4
	最大超标倍数	0.006	1.974	/	1.000	1.667	1.933
	超标区域类别	一类	一类	/	一类	一类	一类

（1）铅

1）历次调查海水中铅的含量水平

2010 年到 2017 年的 6 次针对本项目调查中，有 5 次出现超标样品，惠来海域海水中铅的特征如下：①超标样品率 4.6~18.5%，超标倍数 0.22~2.12 倍；②超标样品所在站位全部位于一类海区。

以超标样品率最高的 2017 年秋季调查结果绘制区域铅的浓度分布等值线图，见图 8.2-7。可见，惠来海域在 2017 年秋季调查中，铅的分布存在比较明显的、不寻常的分布规律：①铅的浓度水平随离岸距离递增，即离岸越远铅浓度水平越高；②河口附近出现相对低值。

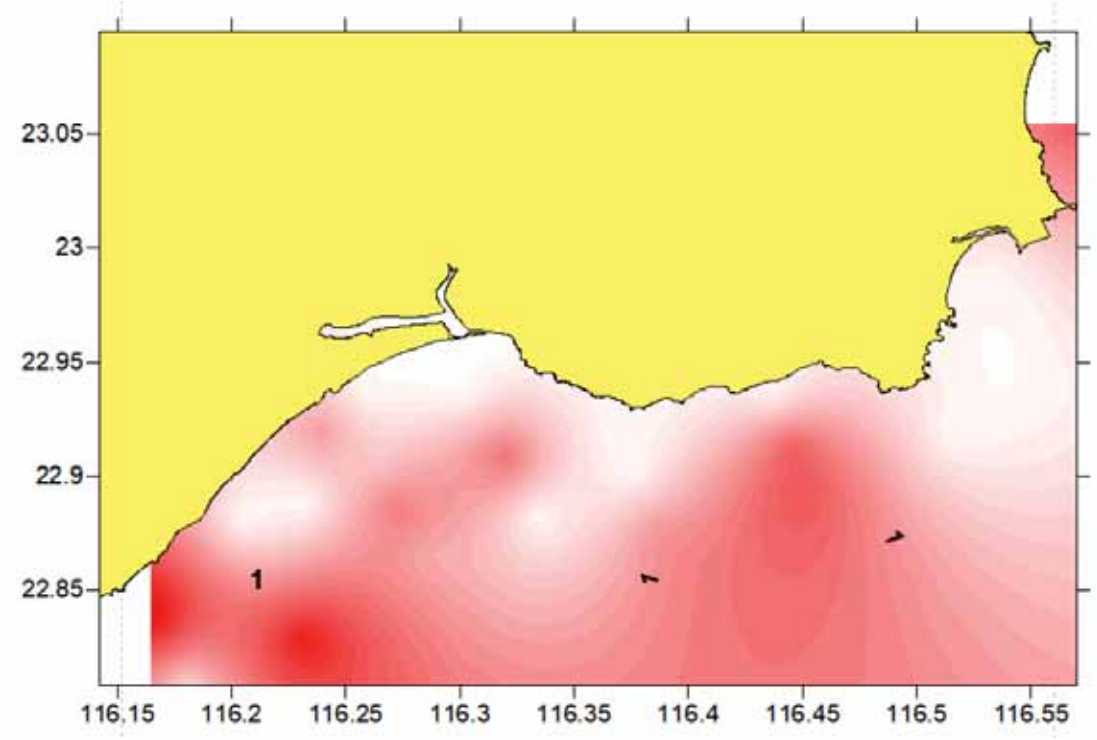


图 8.2-7　　2017 年 9 月铅的浓度分布情况

2）惠来海域海水中铅的历史水平

本评价 6 次调查结果惠来海域水质中铅的含量与以往的数据差异不大。

由国家海洋局南海调查技术中心2017年10月和2018年3月的调查结果(《国家电投揭阳神泉二 350MW 海上风电场项目海洋环境影响报告书》)，汕尾-惠来海域在 2017 年 10 月的调查中海水铅也有超标现象，超标率 3.6%，全部位于一类海区。

《广东省海洋环境资源基本现状》(“908 专项”成果)，广东省沿岸海水中铅含量全年均值为 1.75ug/L，不同海区各季节在 0.5~4.9ug/L 之间。空间分布以汕惠海域为最高，全年平均值 2.9 ug/L，各季节均值在 1.4~4.9 ug/L 之间波动；超过一类海水水质标准（铅 0.001mg/L)。时间分布上除阳茂海区秋季为全年最高外，其余海区全部为夏季最高。

可见，铅在一类海区出现超标的情况，不仅出现在惠来海域，整个广东近岸都比较常见。

3）南海海水中铅的含量水平

不仅如此，过去许多研究机构和学者对南海各区域，包括远离陆地的海区调查中，常发现海水中铅超过一类海水水质标准。如：

王璐等《南海中沙群岛、西沙群岛珊瑚岛礁区海水重金属的分布特征》中，中、西沙海域珊瑚岛礁区的除铅外，其他重金属均达到一类海水水质标准；而铅平均浓度为 1.702 ug/L，超标率达 67%。

李景喜等《南海中部水域海水中重金属的分布特征》中，2010 年秋季针对南海中部进行的调查，除铅外，其他重金属均达到一类海水水质标准，表层海水铅的为 0.0265 ug/L~10.2 ug/L，而中层（200m）和底层（500m）海水的铅最高达到 1.40 ug/L，均超过了一类海水标准。

周静等《西沙海域海水中溶解态重金属的含量及其影响因子》中，2004 年调查结果中，西沙群岛海域海水中铅含量为 0.79~3.89 ug/L 之间，平均值为 1.53 ug/L，也超过了一类标准。

4）铅在海水中含量的影响因素分析

根据以往的研究成果，铅在海水中的含量影响因素比较复杂，不仅和陆源污水排放有关，海水中的铅还是一种典型的受大气沉降影响较大的元素。过去许多研究机构和学者均分析过海水中铅空间分布的特殊性和原因。如：贺志鹏等《南黄海表层海水重金属的变化特征及影响因素》，在 8 年的观测中，发现铅的高值区多为远离陆地，受人为影响较小的点状散发高值区，并且呈现随离岸距离增大而增大的趋势。周静等《西沙海域海水中溶解态重金属的含量及其影响因子》中，认为较高水平的铅，是由工业生产、化石燃烧产生的排气通过大气输送并沉降最终带到西沙海域的。

高原等认为沿海的海一气界面化学物质的交换对生物地球化学循环起着重要的作用，大气沉降过程(包括干沉降和湿沉降过程)是化学物质进入远海区域的重要途径之一，在某些沿海区域，由大气输入的若干痕量物质的总量几乎相当于河流的输入量，有的甚至更多。Duce 等也得到类似的结论：海水中溶解性微量元素，如 Pb，Cd 和 Zn，由全球大气输入海洋要大于河流的输入。

5）小结

而惠来海域2010年~2017年6次调查中，除2017年9月调查超标率为18.5%，超标倍数最大达 2.12 外，其余调查结果超标率在 4.6%~7.3%之间，超标倍数在 0.22~1.82 之间。考虑到揭阳和惠来随江河输入的陆源污染中铅的量有限，以及 2017 年 9 月海域铅的空间浓度分布情况，本评价认为：惠来海域铅的环境背景值较高，与大气沉降输入或通过海水交换带入有关。

（2）铜

6 次针对本项目的调查中，仅 2017 年 2 次出现超标，惠来海域海水中铜的特征：①2017 年两次调查超标率均为 5.1%；②超标倍数为 0.298~0.440 之间；③超标样品出现位置均为一类海区（水质标准 0.005mg/L）；④表底层混合以站位计，均达一类标准。

2017 年春季和 2017 年秋季铜超标样品出现站位分别见图 8.2-8 和图 8.2-9。

可见，2017 年 4 月调查结果中，有 3 个表层水质样品超过一类海水水质标准。2017 年 9 月调查结果中，有 2 个表层水质样品和 1 个底层水质样品超过一类海水水质标准。

揭阳市近岸海域常规监测站调查结果中，2017 年神泉湾外最大测值也出现超一类标准。

可见评价海域海水中铜超过一类标准的情况偶有出现。

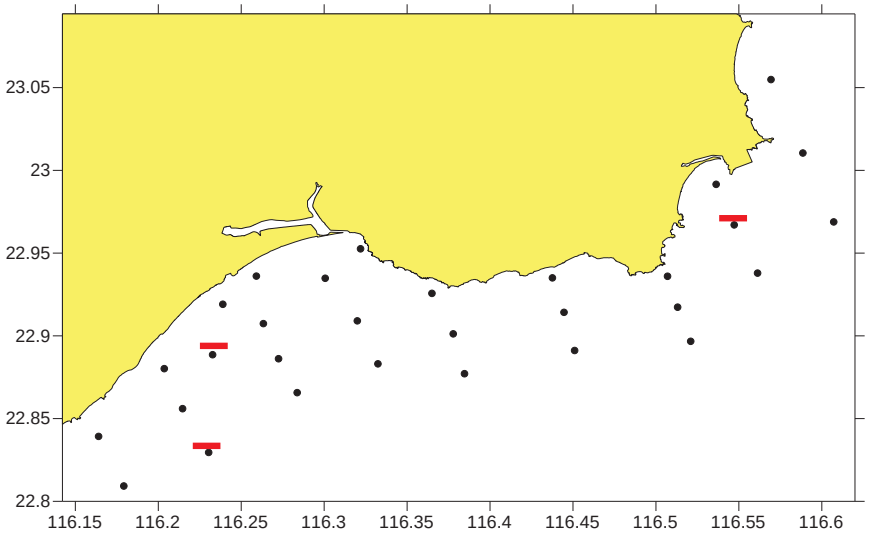


图 8.2-8　　2017 年春季铜超标样品出现站位

（点位上方红线代表表层样出现超标，下方代表底层样出现超标）

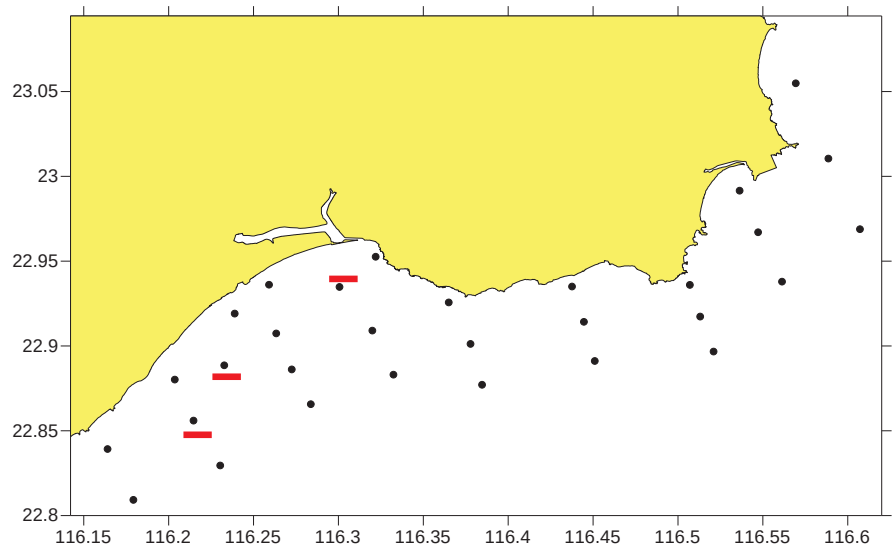


图 8.2-9　　2017 年秋季铜超标样品出现站位

（点位上方红线代表表层样出现超标，下方代表底层样出现超标）

（3）锌

6 次针对本项目的调查中，仅有 2 次调查结果出现超标，惠来海域海水中锌的特征：①2017 年两次调查超标率均为 3.4%；②超标倍数为 0.571~0.63 之间；③超标区均为一类海区（水质标准 0.020mg/L）

根据《广东省海洋环境资源基本现状》（简称“908 专项”），汕惠海域海水的锌含量全年平均值为 13.5ug/L，其中春季平均值为 22.0 ug/L（0.022mg/L，超过一类标准），其余季节平均值在 10.5~10.8 ug/L 之前。

国家海洋局南海调查技术中心 2017 年 10 月和 2018 年 3 月在惠来海域开展调查中（《国家电投揭阳神泉二 350MW 海上风电场项目海洋环境影响报告书》），汕尾-惠来海域在 2017 年 10 月的调查中海水锌调查结果在未检出~0.042mg/L 之间，平均 0.011mg/L，超标率 11.6%，全部位于一类海区；在 2018 年 3 月的调查中海水锌调查结果在未检出~0.047mg/L 之间，平均 0.009mg/L，超标率 9.01%，全部位于一类海区。

揭阳市近岸海域常规监测站调查结果中，2013 年、2014 年和 2016 年神泉湾外最大测值也出现超一类标准。

可见惠来海域锌的含量水平确实偶有超一类水质标准的情况存在。

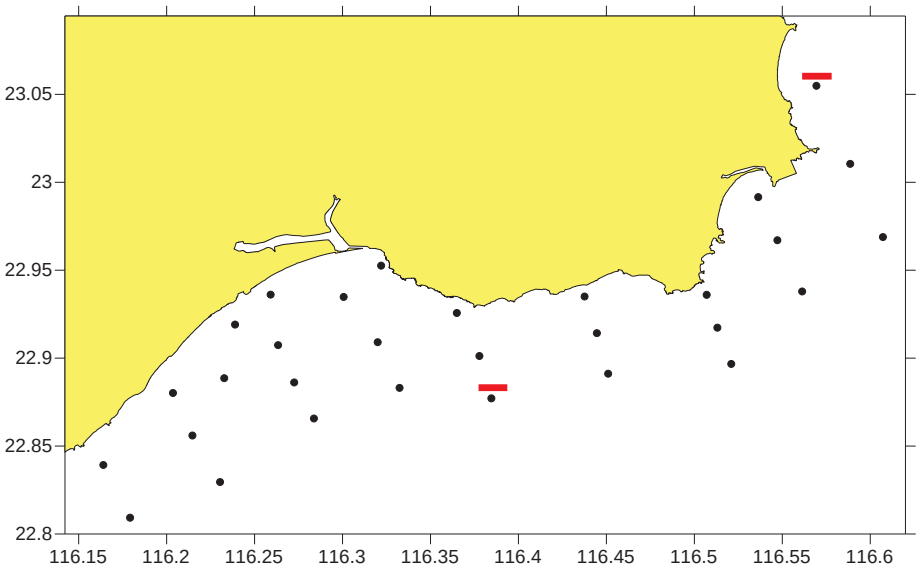


图 8.2-10　　2017 年春季锌超标样品出现站位

（点位上方红线代表表层样出现超标，下方代表底层样出现超标）

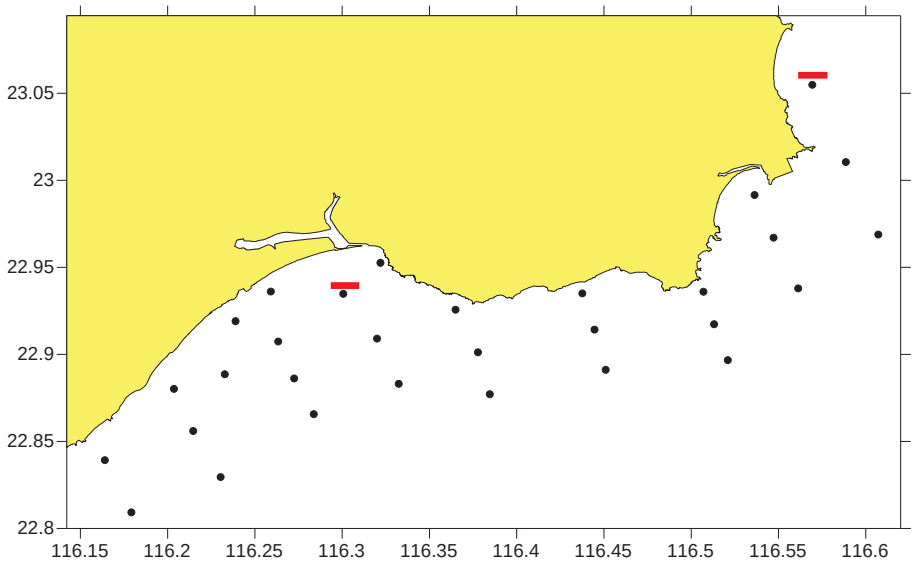


图 8.2-11　　2017 年秋季锌超标样品出现站位

（点位上方红线代表表层样出现超标，下方代表底层样出现超标）

（4）活性磷酸盐

6 次针对本项目的调查中，除 2014 年春季外，其余 5 次均出现超标，惠来海域海水中活性磷酸盐的特征：①超标率均为 1.7%~39.4%之间，超标样品来自不同站位，见图 10~图 14；②超标倍数为 0.006~1.974 之间；③超标样品出现位置均为一类海区。

国家海洋局南海调查技术中心 2017 年 10 月和 2018 年 3 月在汕尾-惠来海域（《国家电投揭阳神泉二 350MW 海上风电场项目海洋环境影响报告书》）的调查结果中，秋季活性磷酸盐测值在 0.006~0.03 3 mg/L 之间，平均 0.014 mg/L，样

品超标率 10.7%，绝大部分为一类海区，个别站位为三类海区；2018 年 3 月的结果全部达标。

可见活性磷酸盐超标仍然属于惠来海域海水中的环境问题之一。

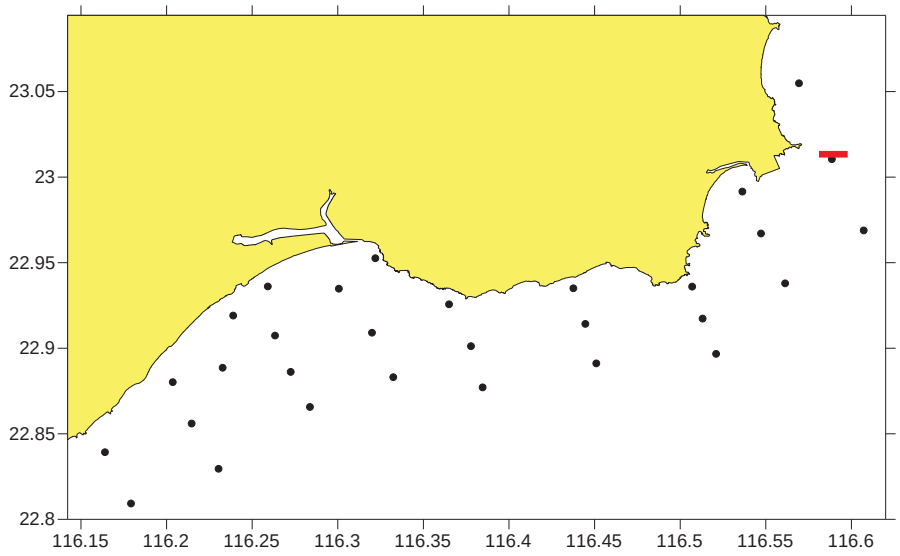


图 8.2-12　　2017 年春季石油类超标样品出现站位

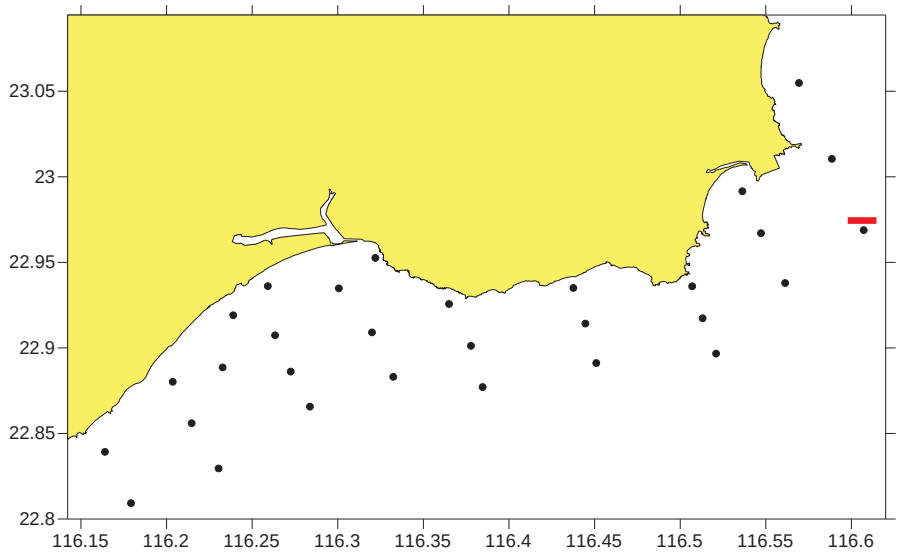


图 8.2-13　　2017 年秋季石油类超标样品出现站位

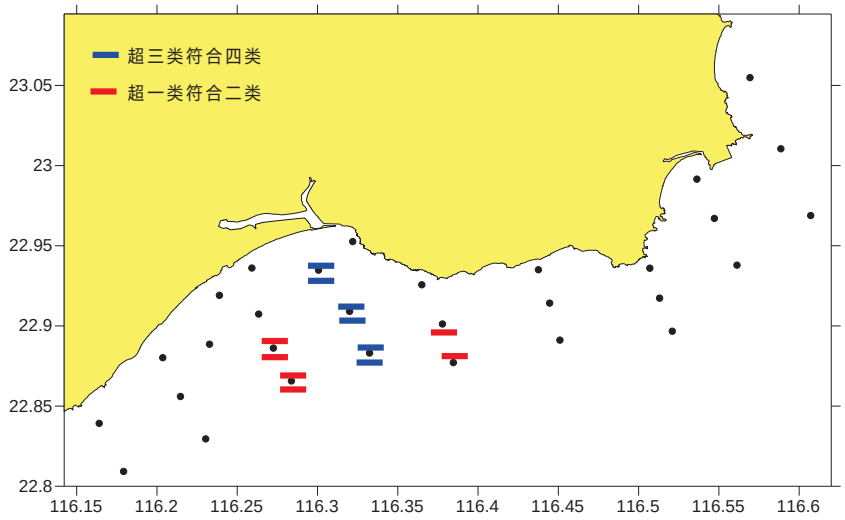


图 8.2-14　　2017 年春季活性磷酸盐超标样品出现站位

（点位上方红线代表表层样出现超标，下方代表底层样出现超标）

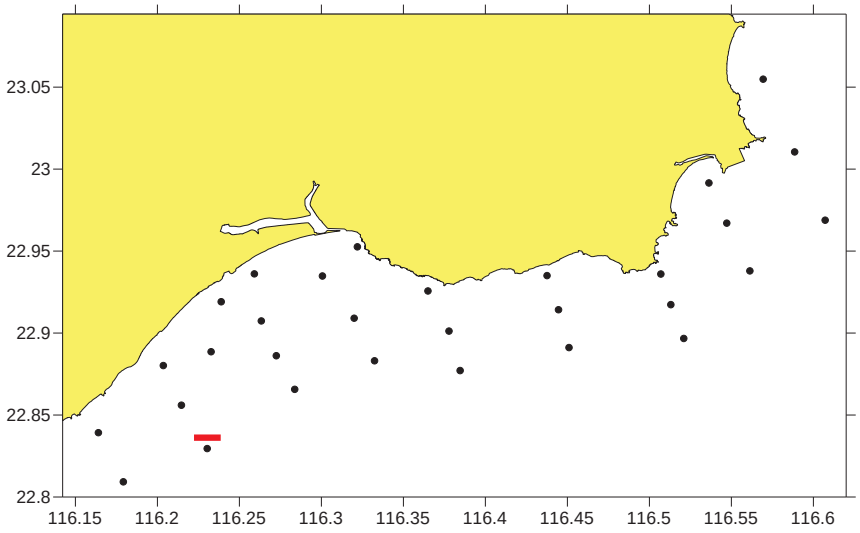


图 8.2-15　　2017 年秋季活性磷酸盐超标样品出现站位

（点位上方红线代表表层样出现超标，下方代表底层样出现超标）

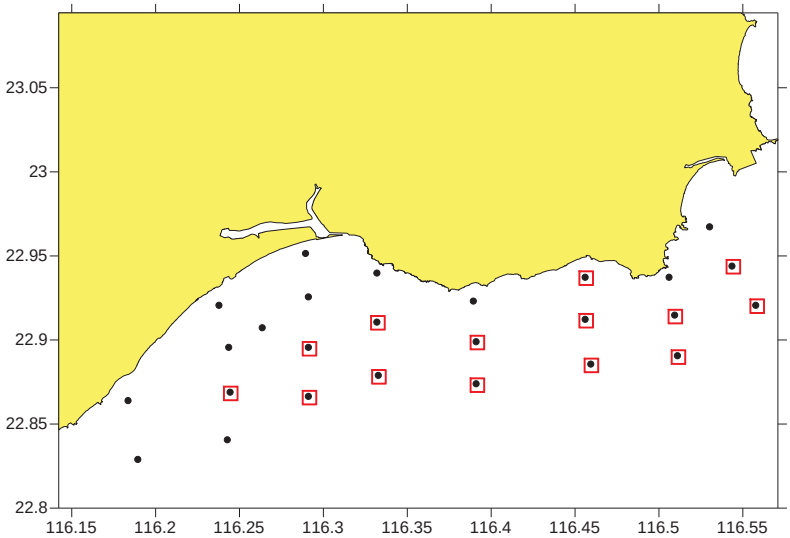


图 8.2-16　　2013 年秋季活性磷酸盐超标样品出现站位

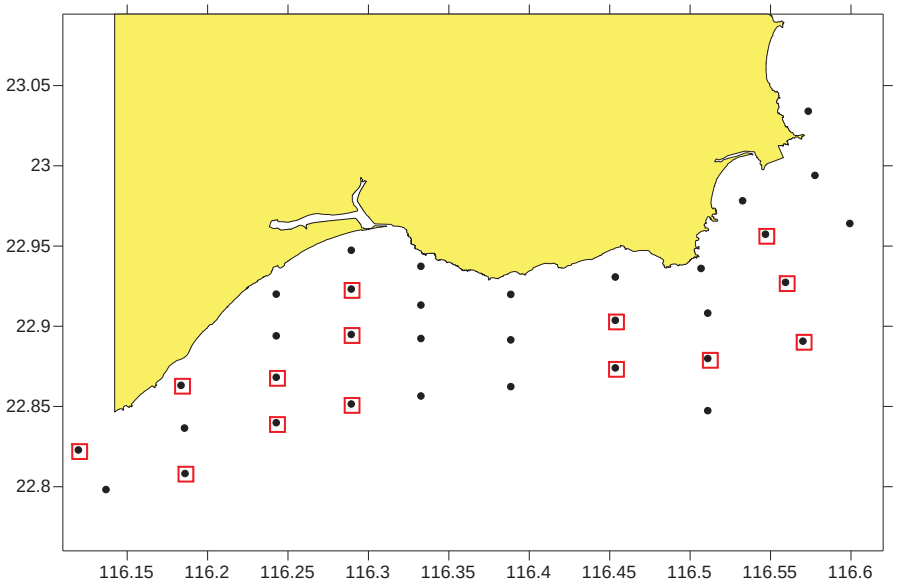


图 8.2-17　　2010 年夏季活性磷酸盐超标样品出现站位

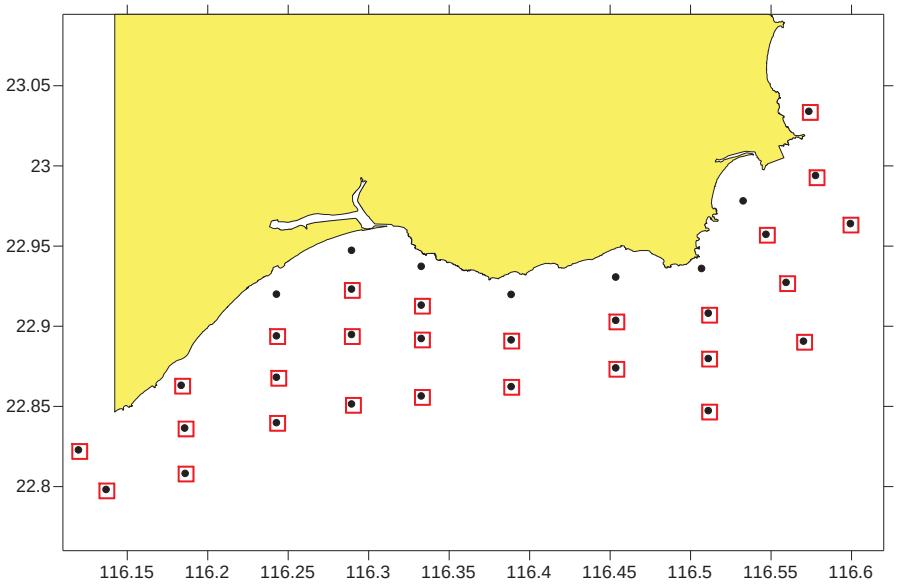


图 8.2-18　　2010 年春季活性磷酸盐超标样品出现站位

（5）无机氮

6 次针对本项目的调查中，除 2017 年春季和 2010 年春季外，其余 4 次均出现超标，惠来海域海水中无机氮的特征：（1）超标率在 1.7%~10.9%之间；（2）超标倍数为 0.225~1.545 之间；（3）超标样品出现位置均为一类海区

国家海洋局南海调查技术中心 2017 年 10 月和 2018 年 3 月在汕尾-惠来海域（《国家电投揭阳神泉二 350MW 海上风电场项目海洋环境影响报告书》）的调查结果，秋季无机氮测值在 0.044~0.257 mg/L 之间，平均 0.103 mg/L，样品超标率 0.9%，全部在一类海区；2018 年 3 月的结果全部达标。

根据针对本项目 2010 年~2017 年的结果来看，惠来海域无机氮水平春季明

显好于秋季。

可见无机氮超标属于惠来海域海水中的环境问题之一，虽然在过去几年中无机氮的水平有所波动，但近两年（2017~2018 年）有改善的趋势。

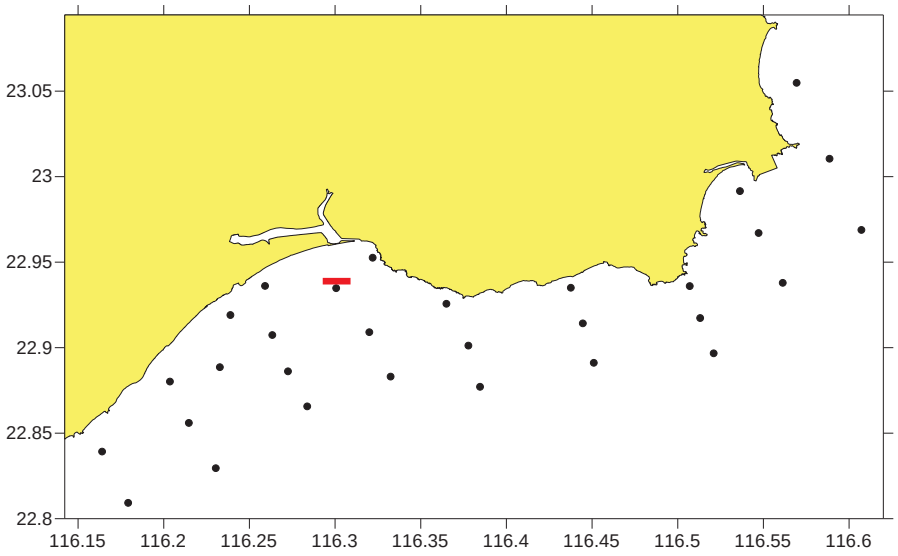


图 8.2-19　　2017 年秋季无机氮超标样品出现站位

（点位上方红线代表表层样出现超标，下方代表底层样出现超标）

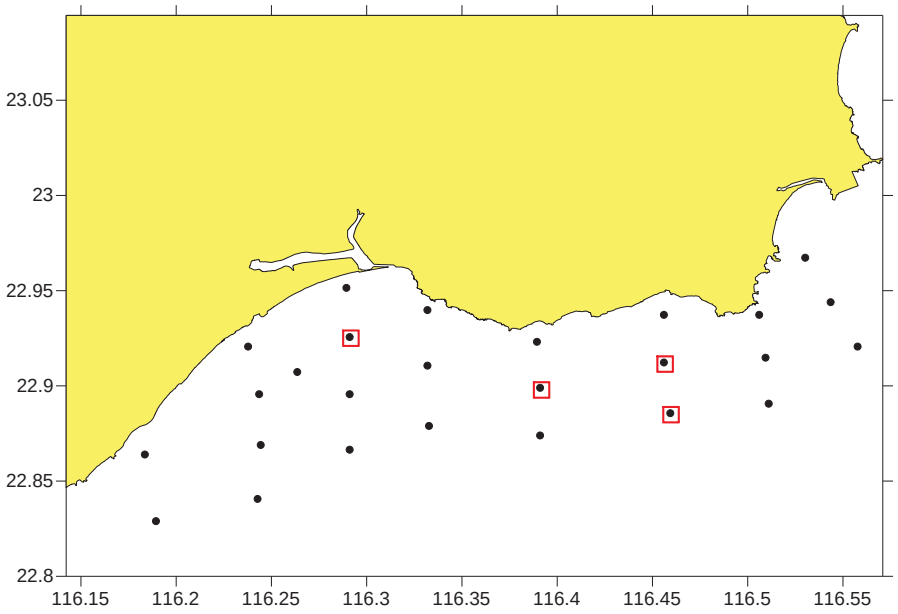


图 8.2-20　　2014 年春季无机氮超标样品出现站位

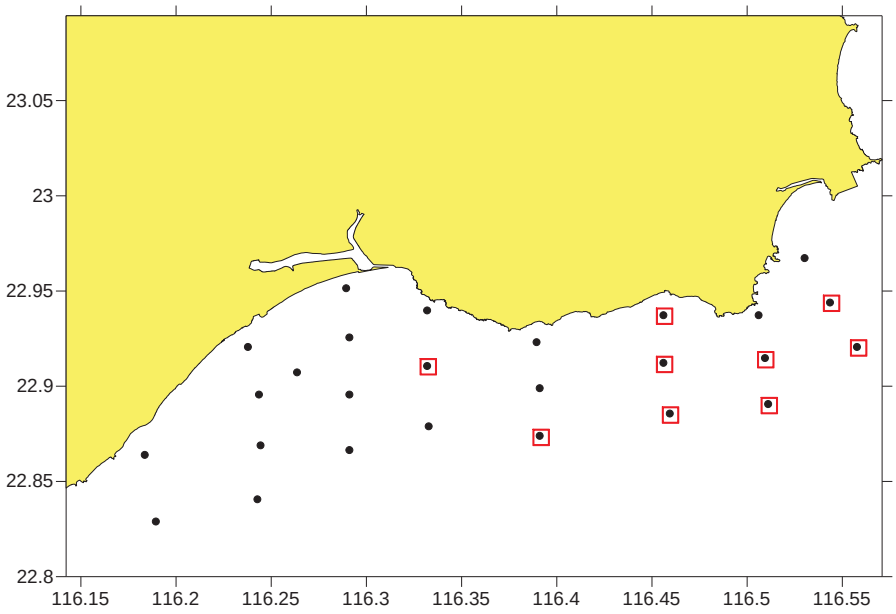


图 8.2-21　　2013 年秋季无机氮超标样品出现站位

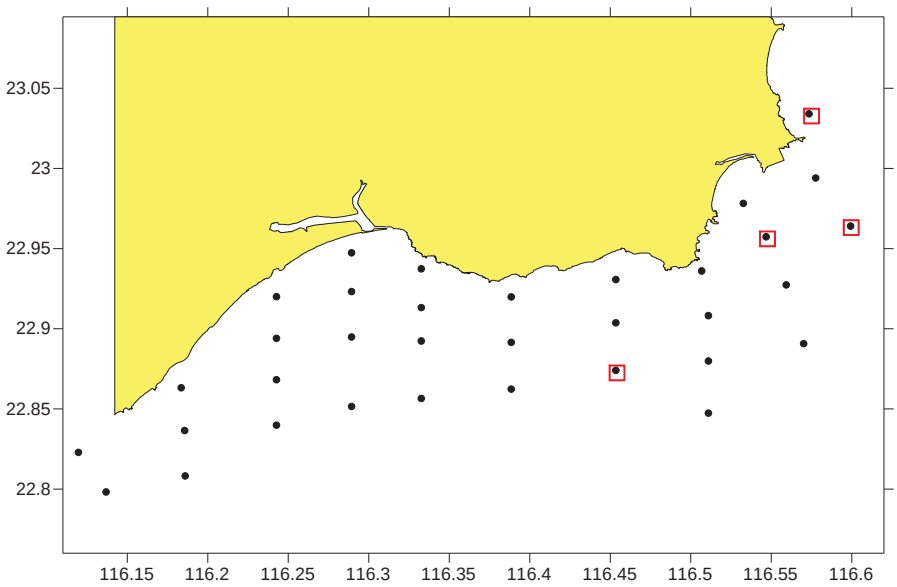


图 8.2-22　　2010 年夏季无机氮超标样品出现站位

8.2.5.1.2　水质变化趋势分析

（1）大面调查水质变化分析

本次变更环评与原环评时期和中间时期的海水水质现状调查对比详见表 8.2-37 和图 8.2-23。由于特征因子含量较低，且各段时期监测分析方法不同，不做比较。

1）总体变化情况

本次调查水质因子中盐度、pH、SS、DO、COD、石油类含量与原环评时期

和中间时期的调查值相差不大；硫化物含量较原环评时期有一定程度的减少，无机氮存在季节性波动，以年际来看无机氮也有逐渐改善的趋势。水质因子中活性磷酸盐、汞、铜、铅、锌、镉和砷处于波动变化中，无明显增减趋势。

2）不同季节变化情况

春季：水质因子 pH、DO 和石油类变化不大；COD 有所增加，Hg 有所降低，但趋势均不明显；Zn、Cu 有显著的增加趋势，而 Cd、As 有显著的下降趋势；无机氮先增加后减少，活性磷酸盐和 Pb 则先减少后增加，但趋势不显著。

秋季：水质因子 pH、DO、COD、石油类、Zn 和 Hg 变化不大；无机氮、活性磷酸盐、Cd 和 As 有显著的下降趋势；Cu 和 Pb 有显著的增加趋势。

3）超标因子变化情况

原环评时期水质超标因子主要为活性磷酸盐、无机氮、硫化物和铅，中间时期超标因子主要为活性磷酸盐、无机氮和铅，本次变更环评时期主要超标因子为活性磷酸盐和铅，铜、锌、无机氮和溶解氧个别样品也有超标。比较不同时期超标因子和超标率大小，本海区主要超标因子为活性磷酸盐和铅。其中活性磷酸盐、无机氮在河口海区超标现象在国内普遍存在，铅在海水一类环境功能区超标现象在广东沿海较为普遍。

综上，该海域主要制约因子为活性磷酸盐和无机氮，调查海域及其周边有众多小河汇入，沿岸有较多水产养殖，生活污水和养殖废水主要污染物中含有大量的磷元素，这可能是造成该海域活性磷酸盐超标（一类标准）的主要原因。

表 8.2-37　　不同时期水质变化情况对比表

水质因子 (mg/L)	原环评 2010.3		原环评 2010.6		中间期 2013.10		中间期 2014.4		变更环评 2017.4		变更环评 2017.9	
	均值	范围	均值	范围	均值	范围	均值	范围	均值	范围	均值	范围
水温(℃)	18.0	16.7~20.6	24.6	23.7~26.5	23.5	22.7~24.2	20.2	19.1~21.2	22.36	21.53~24.46	27.44	24.13~30.96
盐度(‰)	32.5	31.2~34.8	33.1	21.4~34.3	32.1	30.8~33.2	33.3	31.7~33.9	/	/	33.13	26.01~34.22
pH	8.11	7.94~8.20	8.05	7.46~8.39	8.02	7.24~8.12	8.25	8.13~8.34	8.20	8.14~8.25	8.10	7.89~8.34
SS	9.6	<2.0~53.5	12.8	<2.0~36.2	35.8	6.0~75.7	25.4	13.0~63.5	26.4	20.7~44.3	22.1	12.3~35.0
DO	8.07	6.54~9.95	8.26	6.46~9.49	7.59	6.85~9.94	8.01	7.30~8.91	7.92	7.10~8.84	7.24	5.48~9.40
COD	0.33	<0.15~0.73	0.57	<0.15~1.11	0.40	0.24~0.60	0.46	0.24~1.32	0.44	0.17~0.74	0.37	0.11~1.21
无机氮	0.090	0.002~0.186	0.085	0.001~0.309	0.155	0.058~0.293	0.141	0.070~0.266	0.062	0.024~0.141	0.108	0.049~0.277
活性磷酸盐	0.015	0.005~0.029	0.009	<0.0002~0.031	0.015	0.001~0.030	0.007	0.003~0.020	0.013	0.002~0.045	0.005	0.002~0.015
石油类	0.019	<0.004~0.046	0.010	<0.004~0.044	0.014	0.004~0.048	0.015	<0.004~0.050	0.015	0.004~0.022	0.015	0.005~0.029
硫化物(μg/L)	9.0	<0.2~45.9	9.0	<0.2~31.0	/	/	/	/	<0.2	<0.2~6.6	0.6	0.4~2.0
Cu(μg/L)	2.2	<0.2~4.6	1.7	<0.2~5.0	1.5	<1.1~4.6	2.5	<1.1~4.9	2.8	0.5~6.7	2.5	0.5~7.2
Pb(μg/L)	0.52	<0.10~2.02	0.47	<0.10~1.88	0.55	0.04~1.52	0.17	0.03~1.37	0.50	0.07~1.46	0.77	0.02~2.12
Zn(μg/L)	3.8	1.0~9.3	7.9	<1.0~19.3	9.3	<3.1~19.9	8.5	<3.1~18.0	11.7	6.7~32.6	9.6	1.6~31.4
Cd(μg/L)	0.07	<0.01~0.67	0.01	<0.01~0.45	0.08	0.01~0.34	0.04	0.01~0.26	<0.01	<0.01~0.05	0.02	<0.01~0.10
Hg(μg/L)	0.033	<0.001~0.047	0.035	0.006~0.049	0.011	<0.001~0.033	0.017	<0.001~0.033	0.016	<0.001~0.033	0.011	<0.001~0.033
As(μg/L)	1.91	0.46~5.19	1.68	0.19~9.31	2.83	1.49~3.98	1.18	1.01~1.84	0.9	0.7~1.9	1.7	0.9~1.9
超标情况	活性磷酸盐 39.4% 硫化物 4.8% 铅 4.8%		无机氮 3.1% 活性磷酸盐 8.8% 硫化物 2.3% 铅 4.6%		无机氮 10.9% 活性磷酸盐 34.9% 铅 7.3%		无机氮 3.2%		活性磷酸盐 20.4% 锌 3.4%、铜 5.1% 铅 6.8%		溶解氧 3.4%、铜 5.1% 铅 18.5%、无机氮 1.7% 锌 3.4%、活性磷酸盐 1.7%	

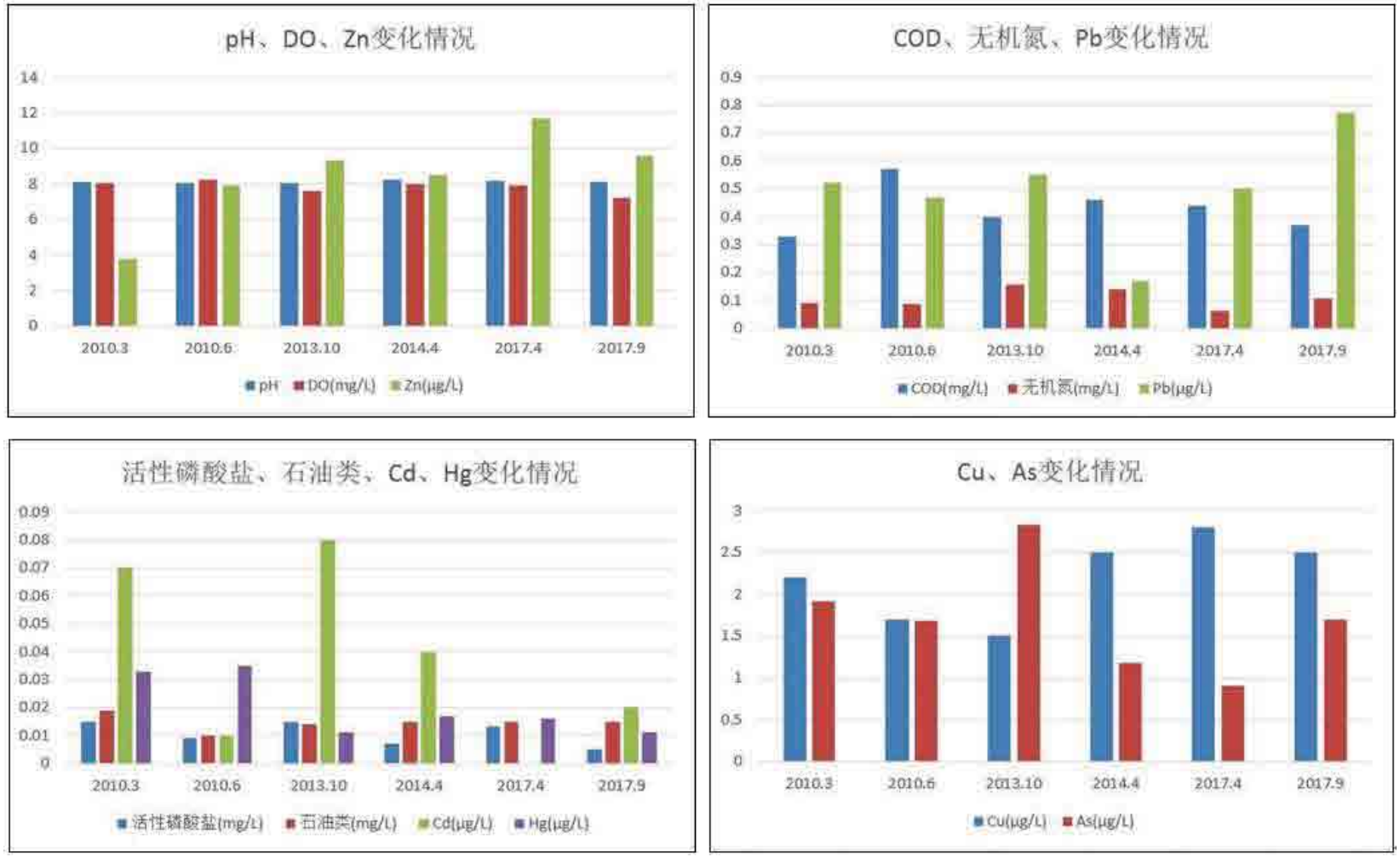


图 8.2-23　水质因子变化情况分析图

8.2.1.1.2 海域例行监测资料分析

根据 2012~2017 年揭阳市近岸海域的常规监测资料，与本项目有关的常规监测点位信息见表 8.2-38 **错误!未找到引用源。**监测项目包括悬浮物、大肠菌群、水温、pH 值、溶解氧、化学需氧量、生化需氧量、无机氮等 23 个指标。

近岸海域水质监测结果见表 8.2-39。从监测结果可以看出，两个海水常规监测点位的各项监测因子均满足相应执行的《海水水质标准》（GB3097-1997）Ⅱ类和Ⅲ类标准，不存在超标现象。

但以 OR1 站位以一类标准衡量（本次评价标准从严），铜在 2017 年，锌在 2013 年、2014 年和 2016 年均出现超一类标准。

表 8.2-38 近岸海域常规监测断面信息一览表

序号	省编号	功能区名称	水体功能区类别
OR1	445288023	GD5201	Ⅱ
OR2	445288021	神泉港区	Ⅲ

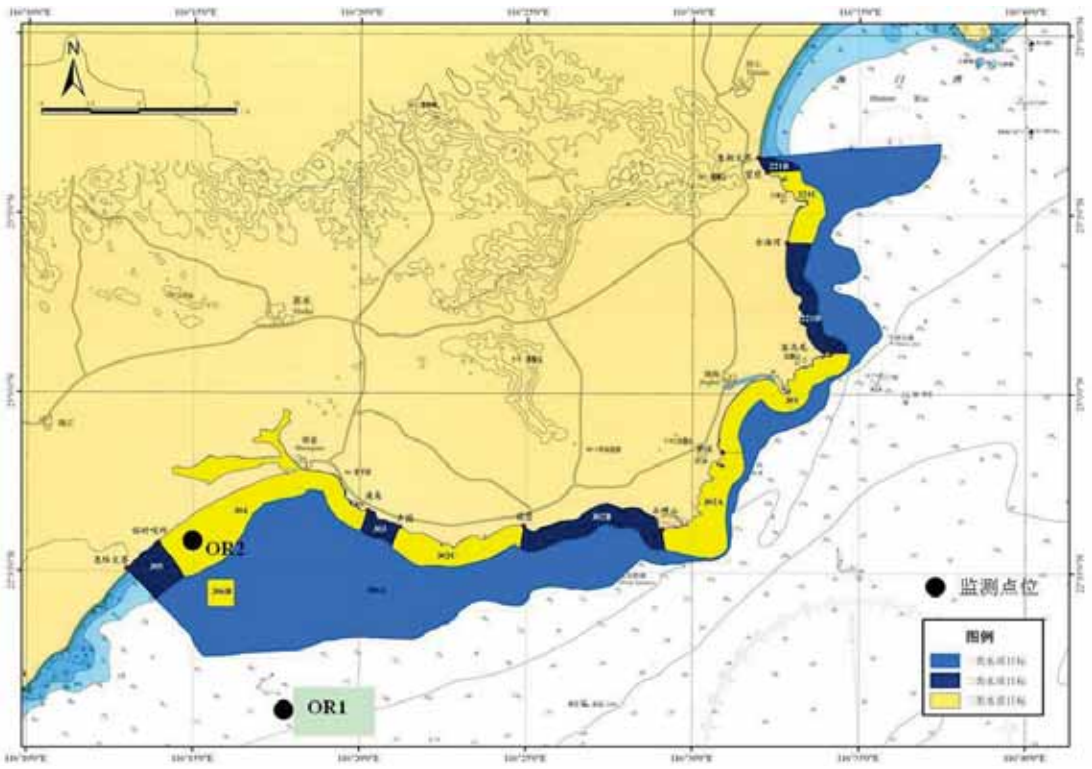


图 8.2-24 揭阳市近岸海域常规监测点位布置图

表 8.2-39　　2012~2017 年近岸海域常规监测结果统计情况（单位：mg/L(pH 无量纲、水温、盐度、大肠菌群除外)）

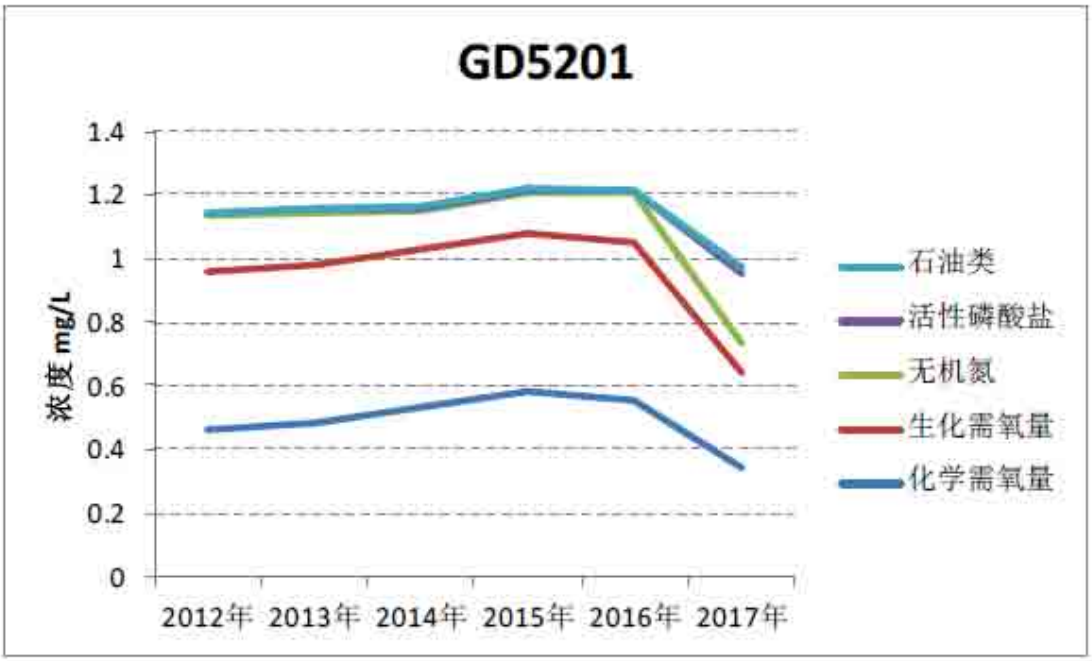
断面	年份	指标	悬浮物	大肠菌群	pH	溶解氧	化学需氧量	生化需氧量	无机氮	非离子氨	活性磷酸盐	汞	镉	铅	砷	铜	盐度	氨氮	亚硝酸盐氮	硝酸盐氮	石油类	硅酸盐	锌	粪大肠菌群
GD5 201	2012	样品数	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
		年均值	7	20	8.09	8.2	0.46	0.5	0.172	0.0006	0.01	0.0000005	0.00015	0.0005	0.0002	0.00055	33.268	0.017	0.008	0.147	0.0018	0.326	0.015	<20
		最小值	6.5	<20	8.06	8.1	0.41	1.0(L)	0.169	0.0004	0.009	0.000001(L)	0.0003(L)	0.001(L)	0.0004(L)	0.0011(L)	33.231	0.014	0.008	0.142	0.0035(L)	0.32	0.012	<20
		最大值	7.5	20	8.11	8.3	0.49	1.0(L)	0.174	0.0009	0.011	0.000001(L)	0.0003(L)	0.001(L)	0.0004(L)	0.0011(L)	33.298	0.019	0.009	0.151	0.0035(L)	0.333	0.017	<20
		超标率	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	2013	样品数	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
		年均值	7.1	20	8.1	8.3	0.48	0.5	0.163	0.0005	0.01	0.0000005	0.00015	0.0005	0.0002	0.00055	33.229	0.015	0.008	0.139	0.0018	0.323	0.019	<20
		最小值	6.4	<20	8.07	8.3	0.46	1.0(L)	0.159	0.0003	0.01	0.000001(L)	0.0003(L)	0.001(L)	0.0004(L)	0.0011(L)	33.225	0.012	0.008	0.129	0.0035(L)	0.311	0.012	<20
		最大值	8	20	8.11	8.4	0.52	1.0(L)	0.167	0.0006	0.01	0.000001(L)	0.0003(L)	0.001(L)	0.0004(L)	0.0011(L)	33.235	0.021	0.009	0.147	0.0035(L)	0.347	0.026	<20
		超标率	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	2014	样品数	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
		年均值	8	20	8.07	8.1	0.53	0.5	0.118	0.0008	0.011	0.0000005	0.0003	0.0005	0.0002	0.00055	33.2	0.016	0.007	0.094	0.0018	0.347	0.02	<20
		最小值	7	20	7.95	7.9	0.5	1.0(L)	0.04	0.0003	0.01	0.000001(L)	0.0003(L)	0.001(L)	0.0004(L)	0.0011(L)	33.2	0.011	0.007	0.012	0.0035(L)	0.333	0.015	<20
		最大值	8.6	20	8.17	8.5	0.55	1.0(L)	0.158	0.0014	0.012	0.000001(L)	0.0005	0.001(L)	0.0004(L)	0.0011(L)	33.3	0.02	0.008	0.14	0.0035(L)	0.36	0.027	<20
		超标率	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	2015	样品数	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
		年均值	7.8	40	8.02	7.2	0.58	0.5	0.125	0.0012	0.01	0.0000005	0.0003	0.0005	0.0004	0.0011	34.8	0.032	0.006	0.087	0.0018	0.331	0.017	20
		最小值	8.5	40	8.1	7.4	0.74	-	0.164	0.0026	0.013	-	0.0005	-	0.0008	0.002	38.1	0.045	0.009	0.122	-	0.347	0.02	20
		最大值	6.5	40	7.9	6.9	0.43	-	0.049	0.0004	0.008	-	-	-	-	-	33.1	0.018	0.001	0.024	-	0.314	0.016	20
		超标率	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	2016	样品数	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
		年均值	6.7	40	7.98	7.3	0.55	0.5	0.155	0.0012	0.008	0.0000005	0.00015	0.0005	0.0003	0.00055	36.3	0.034	0.008	0.113	0.0018	0.342	0.019	20
		最小值	6.8	40	8.03	7.41	0.61	-	0.16	0.0018	0.01	-	-	-	0.0006	-	38	0.035	0.009	0.117	-	0.36	0.021	20
		最大值	6.7	40	7.9	7.2	0.44	-	0.151	0.0007	0.007	-	-	-	0.0002	-	33.2	0.033	0.007	0.11	-	0.32	0.018	20
		超标率	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	2017	样品数	6	–	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	3	–	6	–
		年均值	3.7	–	8.15	8.31	0.34	0.3	0.092	0.0042	0.22	0.00002	0.0001	0.0003	0.00025	0.002	33.8	0.05	0.003	0.039	0.02	–	0.005	–
		最小值	10.2	–	8.34	10.76	0.8	0.7	0.146	0.0126	1	-	-	-	0.0005	0.0087	36	0.112	0.011	0.109	-	–	0.0073	–
		最大值	1.2	–	8	4.14	0.08	0.1	0.051	0.0011	0.01	-	-	-	0.0002	0.0005	30	0.026	0.001	0.02	-	–	0.0027	–
		超标率	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
神泉港区	2012	样品数	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	
		年均值	10.5	77	8.09	7.6	0.88	0.5	0.218	0.0019	0.015	0.0000005	0.00015	0.0005	0.0002	0.00055	33.405	0.055	0.02	0.143	0.0018	0.374	0.025	20
		最小值	9.8	<20	8.08	7.6	0.79	1.0(L)	0.215	0.0015	0.014	0.000001(L)	0.0003(L)	0.001(L)	0.0004(L)	0.0011(L)	33.4	0.054	0.018	0.141	0.0035(L)	0.364	0.022	<20
		最大值	11.8	120	8.1	7.7	0.95	1.0(L)	0.222	0.0026	0.016	0.000001(L)	0.0003(L)	0.001(L)	0.0004(L)	0.0011(L)	33.412	0.057	0.022	0.145	0.0035(L)	0.387	0.028	50
		超标率	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	2013	样品数	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
		年均值	10.8	73	8.07	7.7	0.9	0.5	0.213	0.0019	0.016	0.0000005	0.00015	0.0005	0.0002	0.00055	33.406	0.058	0.018	0.137	0.0018	0.39	0.026	40
		最小值	9.7	60	8.05	7.4	0.82	1.0(L)	0.21	0.0013	0.015	0.000001(L)	0.0003(L)	0.001(L)	0.0004(L)	0.0011(L)	33.402	0.052	0.017	0.128	0.0035(L)	0.373	0.024	20
		最大值	13.1	90	8.1	7.9	0.96	1.0(L)	0.218	0.0026	0.017	0.000001(L)	0.0003(L)	0.001(L)	0.0004(L)	0.0011(L)	33.409	0.071	0.019	0.142	0.0035(L)	0.413	0.028	60
		超标率	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	2014	样品数	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
		年均值	9.5	46.7	8.09	7.9	0.81	0.5	0.152	0.0022	0.017	0.0000005	0.0003	0.001	0.0002	0.002	33.7	0.044	0.019	0.088	0.0018	0.449	0.019	33
		最小值	9.3	40	8.05	7.8	0.6	1.0(L)	0.062	0.0014	0.013	0.000001(L)	0.0003(L)	0.001(L)	0.0004(L)	0.0011(L)	33.4	0.032	0.018	0.012	0.0035(L)	0.44	0.017	20
		最大值	9.6	60	8.13	8	0.95	1.0(L)	0.207	0.0035	0.02	0.000001(L)	0.0007	0.002	0.0004(L)	0.006	34.2	0.051	0.02	0.136	0.0035(L)	0.453	0.02	40
		超标率	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	2015	样品数	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	
		年均值	8.9	73	7.96	7.1	0.71	0.5	0.168	0.0008	0.016	0.0000005	0.0002	0.0005	0.0004	0.0011	36.3	0.03	0.018	0.12	0.0018	0.431	0.023	63
		最小值	9.7	90	8.18	7.3	0.84	-	0.17	0.0012	0.017	-	-	-	0.0006	0.002	37.8	0.031	0.019	0.122	-	0.453	0.025	70
		最大值	8.5	60	7.83	6.8	0.63	-	0.165	0.0006	0.015	-	-	-	-	-	33.4	0.028	0.017	0.117	-	0.413	0.021	60
		超标率	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	2016	样品数	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
		年均值	8.8	67	7.88	7.29	0.77	0.5	0.163	0.0008	0.015	0.0000005	0.0002	0.0005	0.0006	0.00055	36.3	0.029	0.018	0.116	0.0018	0.422	0.016	50
		最小值	8.8	70	7.91	7.47	0.87	-	0.167	0.001	0.017	-	-	-	0.0007	-	37.9	0.031	0.019	0.119	-	0.467	0.025	60
		最大值	8.7	60	7.86	7	0.68	-	0.159	0.0006	0.014	-	-	-	0.0005	-	33.1	0.028	0.017	0.114	-	0.4	0.002	40
		超标率	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	2017	样品数	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
		年均值	8.5	56	7.9	6.65	0.78	0.5	0.161	0.0011	0.014	0.0000005	0.0002	0.0005	0.0006	0.00055	37.6	0.028	0.019	0.114	0.0018	0.422	0.019	43
		最小值	8.6	70	7.91	7.36	0.82	-	0.167	0.0015	0.015	-	-	-	0.0007	-	37.6	0.029	0.02	0.12	-	0.44	0.026	49
		最大值	8.4	49	7.88	6.28	0.76	-	0.153	0.0006	0.014	-	-	-	0.0005	-	37.6	0.026	0.018	0.107	-	0.4	0.013	33
		超标率	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

根据近岸海域常规监测断面 2012~2017 年海水部分监测因子浓度变化，具体见表 8.2-40、图 8.2-25，GD5201 断面化学需氧量、生化需氧量、无机氮指标质量均呈变好的趋势，活性磷酸盐与石油类指标质量则呈变差的趋势，2017 年活性磷酸盐浓度相对于 2012 年增大 1.1 倍；神泉港区化学需氧量、无机氮、活性磷酸盐呈变好的趋势，生化需氧量与石油类基本维持不变。

综上，根据近岸海域常规监测断面主要监测因子浓度变化情况，说明近五年该断面水质相对稳定且能达标，呈变好的趋势的因子主要为化学需氧量与无机氮，其他监测因子在不同断面呈不同变化趋势。

表 8.2-40　　近岸海域常规监测断面部分水质因子浓度变化情况表

GD5201					
项目/浓度（mg/L）	化学需氧量	生化需氧量	无机氮	活性磷酸盐	石油类
2012 年	0.46	0.5	0.172	0.01	0.0018
2013 年	0.48	0.5	0.163	0.01	0.0018
2014 年	0.53	0.5	0.118	0.011	0.0018
2015 年	0.58	0.5	0.125	0.01	0.0018
2016 年	0.55	0.5	0.155	0.008	0.0018
2017 年	0.34	0.3	0.092	0.22	0.02
变化值	-0.12	-0.2	-0.08	0.21	0.0182
趋势	变好	变好	变好	变差	变差
神泉港区					
项目/浓度（mg/L）	化学需氧量	生化需氧量	无机氮	活性磷酸盐	石油类
2012 年	0.88	0.5	0.218	0.015	0.0018
2013 年	0.9	0.5	0.213	0.016	0.0018
2014 年	0.81	0.5	0.152	0.017	0.0018
2015 年	0.71	0.5	0.168	0.016	0.0018
2016 年	0.77	0.5	0.163	0.015	0.0018
2017 年	0.78	0.5	0.161	0.014	0.0018
变化值	-0.1	0	-0.057	-0.001	0
趋势	变好	基本不变	变好	变好	基本不变



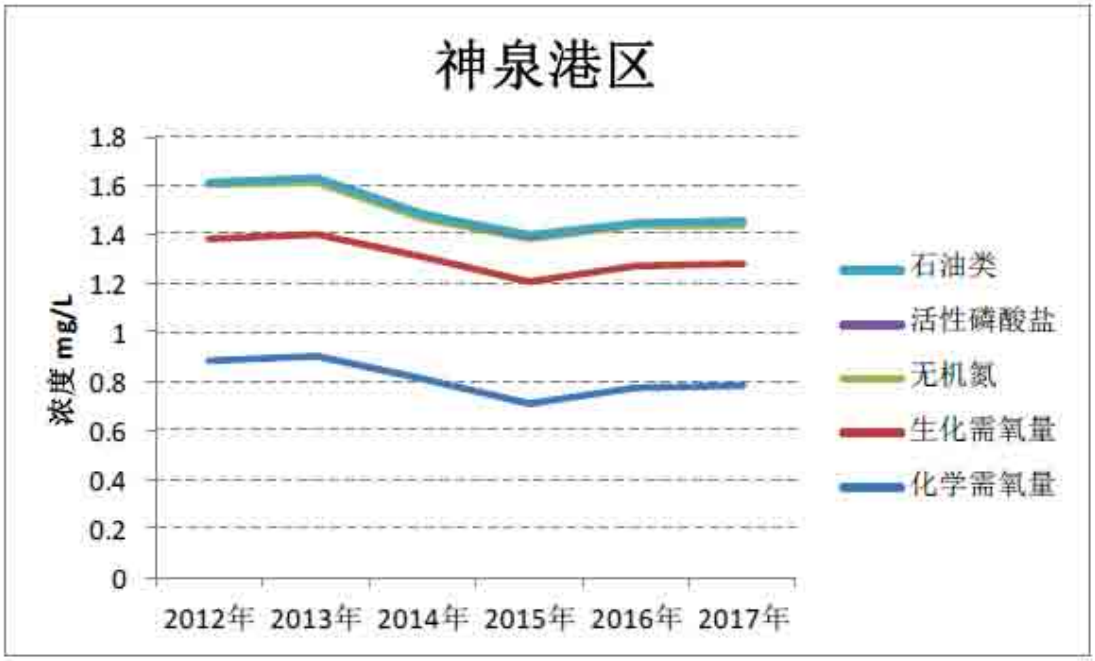


图 8.2-25　近岸海域常规监测断面部分水质因子浓度变化趋势

8.2.5.2 沉积物质量变化分析

本次变更环评与原环评时期海洋沉积物质量对比详见表 8.2-41。

本次调查沉积物因子中有机碳、铅、锌、镉、汞、砷和镍的含量与原环评时期和中间时期调查值相差不大；石油类和铜的含量有一定程度的减少。三次调查表层沉积物各因子均未出现超标现象，该海域沉积物质量状况良好。

表 8.2-41　　不同时期沉积物质量变化情况对比表

沉积物因子 (mg/kg)	原环评 2010.3		中间时期 2014.4		变更环评 2017.4	
	均值	范围	均值	范围	均值	范围
石油类	151.95	14.13~837.17	152.3	5.9~381.8	55.6	10.2~139.0
有机碳(%)	0.81	0.14~1.19	0.72	0.18~1.17	0.64	0.19~1.12
Cu	13.3	<2.0~18.6	18.7	<2.0~28.1	4.6	<2.0~10.1
Pb	31.5	11.4~41.3	41.1	14.2~59.0	13.4	6.3~22.2
Zn	67.8	6.1~103.1	77.8	29.6~109.5	33.8	18.9~60.8
Cd	0.05	<0.04~0.15	0.13	0.05~0.19	0.07	<0.04~0.27
Hg	0.047	0.033~0.061	0.038	0.009~0.056	0.051	0.016~0.085
As	6.9	4.4~9.0	10.4	2.9~15.1	4.67	2.86~8.73
Ni	18.50	12.67~23.14	/	/	19.9	3.3~33.0
超标情况	—		—		—	

8.2.5.3　生物体质量变化分析

由于多次调查采集的各类生物体物种和生长时期存在一定差异，本次变更环评调查与原环评时期和中间时期各类生物体残毒因子含量变化并不明显。

鱼类生物体仅在本次秋季调查一个站位（惠来电厂码头附近）出现石油烃轻微超标现象，其余因子在三个时期均未出现超标现象；甲壳类、软体类和贝类生物体中各因子在三个时期均未出现超标现象。总体来说，该海域生物体质量状况良好。

8.3 海洋生态生物资源现状调查与分析

8.3.1 调查概况

8.3.1.1 调查时间与频次

本项目海洋生态生物资源现状调查分别于 2017 年 4 月（春季）和 9 月（秋季），分两个季度进行，每个季度各采样一次。

8.3.1.2 调查站位布设

本次调查布设生物生态调查站位 18 个，游泳生物调查断面 12 个，潮间带调查断面 5 个。具体调查站位见表 8.2-1 和图 8.2-1。

8.3.1.3 调查项目

本次海洋生态生物资源现状调查内容包括：叶绿素 a 和初级生产力、浮游植物、浮游动物、底栖生物、潮间带生物、鱼卵和仔稚鱼、渔业资源。

8.3.1.4 调查方法

调查船：“粤惠来渔 41242”，总吨 60t，主机功率 82kW，船长 27.0m，船宽 4.6m，吃水 2.3m。

采样网具：上纲长 4.8m，网身长 10.8m，网口目大 40mm，网囊目大 10mm。

海域生态生物调查与监测采样方法按《海洋监测规范》（GB 17378-2007）和《海洋调查规范——海洋生物调查》（GB 12763.6-2007）及中华人民共和国农业部 2008 年 3 月颁布的《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》执行。

叶绿素 a 和初级生产力：用容积为 5L 的有机玻璃采水器，采集表层 0.5 m 的水样，现场过滤，滤膜用保温壶冷藏，带回实验室分析。

浮游植物：采用浅水Ⅲ型浮游生物网采样，每个调查站垂直拖曳 1 网，标本用鲁哥氏液固定后带回实验室进行分类鉴定。

浮游动物：采用浅水Ⅱ型浮游生物网采样，每个调查站垂直拖曳 1 网，标本用 5%福尔马林固定后带回实验室进行分类鉴定。

底栖生物：进行采泥采集，采泥使用“大洋—50”型采泥器，取样面积为 0.05m2，每站采样 2 斗，标本用 70~80%的工业酒精固定后带回实验室进行分类

鉴定。

潮间带生物：每一断面采集定量、定性标本，每个断面分高中低 3 个潮带进行，通常在高潮区布设 2 个平行样，中潮区设 3 个平行样，低潮区设 2 个平行样，潮间带生物采样应在大潮期间进行，断面的定量采样用 25cm×25cm 的正方形取样框随机抛投取样，软相（泥滩，泥沙滩和沙滩）底质的先拾取框面上的生物，再挖取泥沙至 30cm 深处，用孔径 1mm 的筛子筛洗，分离出其中的全部埋栖生物，标本用 70~80%的工业酒精固定后带回实验室进行分类鉴定。

鱼卵和仔稚鱼：用浅水 I 浮游生物网（内径 50cm）进行垂直采样，每个站采样 1 网，样品采集后用 5%福尔马林溶液固定。

渔业资源：渔业资源调查均按《海洋调查规范》及中华人民共和国农业部 2008 年 3 月颁布的《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》进行，采样于白天进行，拖时为 1h，拖速为 2.3~3.0 kn，平均拖速为 2.5 kn。每次放网 1 张。

8.3.1.5 计算方法

（1）初级生产力

采用叶绿素 a 法，按照 Cadee 和 Hegeman（1974）提出的简化公式估算：

$$P = C_a QLt / 2$$

式中：*P*—初级生产力（mg•C/m^2•d）；

Ca—表层叶绿素 a 含量（mg/m^3）；

Q—同化系数（mg•C/(mgChl-a•h)）；

L—真光层的深度（m）；

t—白昼时间（h）。

（2）优势度(*Y*)：

$$Y = \frac{n_i}{N} \cdot f_i$$

（3）Shannon-Weaver 多样性指数(*H'*)：

$$H' = -\sum_{i=1}^{S} P_i \log_2 P_i$$

（4）Pielou 均匀度指数(*J*)：

$$J = H'/\log_2 S$$

上述（2）~（4）式中：

n_i—第 i 种的个体数量（ind/m^3）；

N—某站总生物数量（ind/m^3）；

f_i—某种生物的出现频率（%）；

P_i—第 i 种的个体数与总个体数的比值；

S—出现生物总种数。

（5）鱼卵仔鱼

密度以水平拖网采获的总个体数除以滤水量计算：

$$V=N/(S\times L)$$

式中：V—鱼卵仔鱼的分布密度，单位为 ind/m^3；

N—每网鱼卵仔鱼数量，单位为 ind；

S—网口面积，单位为 m^2；

L—拖网距离，单位为 m。

（6）渔业资源

资源数量的评估根据底拖网扫海面积法（密度指数法），来估算评价区的资源重量密度和生物个体密度。

$$S=(y)/a(1-E)$$

式中：S—重量密度（kg/km^2）或个体密度（ind/km^2）

a—底拖网每小时的扫海面积（每小时的扫海面积为 0.023km^2）；

y—平均重量渔获率（kg/h）或平均个体渔获率（ind/h）；

E—逃逸率（取 0.5）。

（7）游泳生物优势种

根据渔获物中个体大小悬殊的特点，选用 Pinkas 等提出的相对重要性指数 IRI，来分析渔获物在群体数量组成中其生态的地位，依此确定优势种。

$$IRI=（N+W）F$$

式中：N—某一种类的 ind 数占渔获总 ind 数的百分比；

W—某一种类的重量占渔获总重量的百分比；

F—某一种类的出现的断面数占调查总断面数的百分比。

8.3.2 海洋生态生物资源现状调查结果（春季）

8.3.2.1 叶绿素 a 和初级生产力

（1）叶绿素 a

本次调查海域叶绿素 a 含量的变化范围为 0.34~1.46 mg/m^3，平均值为 0.69 mg/m^3。其中，以 4-2 号站叶绿素 a 含量为最高（1.46 mg/m^3），3-2 号站叶绿素 a 含量次之（1.22 mg/m^3），5-3 号站叶绿素 a 含量为最低（0.34 mg/m^3）。调查海域叶绿素 a 含量的平面分布有一定的差异，水平分布总体表现为无规则的变化状态，最高值约为最低值的 4.30 倍。总体而言，调查海域的叶绿素 a 值处于中等偏低水平，不同站位叶绿素含量差异显著。

项目所在海域叶绿素 a 及初级生产力调查结果如表 8.3-1 所示。

表 8.3-1 春季叶绿素 a 和初级生产力调查结果

调查站位	叶绿素 a（mg/m^3）	初级生产力（mg•C/m^2•d）
1-2	0.44	56.74
2-1	0.90	86.59
2-3	0.78	85.22
3-1	0.78	75.19
3-2	1.22	86.29
3-3	0.54	58.79
3-5	0.54	62.78
4-2	1.46	93.64
4-4	0.56	89.92
5-1	1.00	77.14
5-3	0.34	54.39
6-2	0.46	64.58
7-1	0.46	58.71
7-2	0.56	82.61
8-1	0.68	43.57
8-3	0.35	56.86
9-1	0.68	56.57
9-2	0.68	78.42
范围	0.34~1.46	43.57~93.64
均值	0.69	70.45

（2）初级生产力

调查期间，初级生产力水平的变化范围为 43.57~93.64 mg·C/m^2·d，平均值为 70.45 mg·C/m^2·d。其中，以 4-2 号站海域初级生产力水平最高（93.64 mg·C/m^2·d），4-4 号站初级生产力水平次之（89.92 mg·C/m^2·d），8-1 号站初级生产力水平最低（43.57 mg·C/m^2·d）。初级生产力分布状况与叶绿素 a 的平面分布情况有部分相似及差异，最高值约为最低值的 2.5 倍。总体而言，本海域初级生产力水平属中等偏低水平。

（3）小结

比较 18 个调查站位的叶绿素 a 含量与初级生产力水平，叶绿素 a 与初级生产力分布的最低站位及最高站位及整体变化趋势来说，两者的分布状况有所类似但又有部分差异，两者的水平变化呈现无规则的分布状况。综合分析显示，调查海域的叶绿素 a 含量及初级生产力均处于中等偏低水平。

8.3.2.2 浮游植物

（1）密度和分布

调查结果显示，本次调查海域的浮游植物密度水平较一般，平均密度为 102.90×10^4 cells/m^3，其数量以硅藻类占优势，其密度为 81.83×10^4 cells/m^3，占总密度的 79.52%；其次为甲藻类，其密度为 20.48×10^4 cells/m^3，占总密度的 19.91%。

水平分布方面，各站位密度有一定的差异，最高密度出现在 3-2 号站，其数量达 282.25×10^4 cells/m^3；其次为 5-3 号站，其密度为 266.71×10^4 cells/m^3；最低则出现在 7-1 号站，其密度为 20.20×10^{4}cells/m^3，最高密度约为最低密度的 14 倍 ，详见表 8.3-2。

表 8.3-2　　春季浮游植物密度、分布及组成（单位：×10^4 cells/m^3）

站位	总栖息密度	硅藻		甲藻		其他	
		栖息密度	百分比%	栖息密度	百分比%	栖息密度	百分比%
1-2	53.53	38.16	71.29	15.26	28.51	0.11	0.21
2-1	166.25	130.06	78.23	35.08	21.10	1.11	0.67
2-3	102.00	66.41	65.11	32.18	31.55	3.41	3.34
3-1	158.71	134.48	84.73	23.78	14.98	0.45	0.28
3-2	282.25	229.38	81.27	52.51	18.60	0.36	0.13
3-3	77.06	48.41	62.82	28.43	36.89	0.22	0.29
3-5	105.15	92.75	88.21	12.40	11.79	0.00	0.00

站位	总栖息密度	硅藻		甲藻		其他	
		栖息密度	百分比%	栖息密度	百分比%	栖息密度	百分比%
4-2	133.82	112.06	83.74	21.00	15.69	0.76	0.57
4-4	84.42	70.24	83.20	14.12	16.73	0.06	0.07
5-1	70.83	55.62	78.53	14.89	21.02	0.32	0.45
5-3	266.71	232.53	87.18	34.18	12.82	0.00	0.00
6-2	69.37	56.11	80.89	11.58	16.69	1.68	2.42
7-1	20.20	13.27	65.69	6.93	34.31	0.00	0.00
7-2	21.93	16.83	76.74	3.71	16.92	1.39	6.34
8-1	63.90	48.78	76.34	14.76	23.10	0.36	0.56
8-3	79.80	58.2	72.93	21.38	26.79	0.22	0.28
9-1	56.37	43.02	76.32	13.17	23.36	0.18	0.32
9-2	39.90	26.55	66.54	13.35	33.46	0.00	0.00
范围	20.20~282.25	13.27~232.53	62.82~88.21	3.71~35.08	11.79~36.89	0.00~3.41	0.00~6.34
平均	**102.90**	**81.83**	**76.65**	**20.48**	**22.46**	**0.59**	**0.88**

（2）出现种类

本次调查海域属典型的亚热带海域，浮游植物以广温广布性和暖水性种类为主。本次浮游植物调查经初步鉴定有硅藻、甲藻、蓝藻和金藻 4 大门类 21 科 87 种（含变种、变型及个别未定种的属）。其中硅藻门的种类最多，有 14 科 59 种，占总种类数的 67.82%；其次是甲藻门，有 5 科 25 种，占 28.73%，见表 8.3-3。主要的硅藻类是角毛藻属 *Chaetoceros* 种类最多，出现了 16 种（详见种类名录）。

表 8.3-3　　春季浮游植物种类分类统计

门类	科数	种类数(含个别未定种的属)	属或种类所占比例(%)
硅藻	14	59	67.82
甲藻	5	25	28.73
金藻	1	2	2.30
蓝藻	1	1	1.15
合计	21	87	100.00

硅藻类：出现的主要代表种包括透明辐杆藻 *Bacteriastrum hyalinum*、洛氏角毛藻 *Chaetoceros lorenzianus*、密联角毛藻 *Chaetoceros densus*、扁面角毛藻 *Chaetoceros compressus*、窄隙角毛藻 *Chaetoceros affinis*、北方劳德藻 *Lauderia borealis*、菱软几内亚藻 *Guinardia flaccida*、具槽直链藻 *Melosira sulcata*、辐射圆筛藻 *Coscinodiscus radiatus*、琼氏圆筛藻 *Coscinodiscus jonesianus*、中肋骨条藻 *Skeletonema costatum*、短角弯角藻 *Eucampia zoodiacus*、海洋环毛藻 *Corethron*

pelagicum、中华盒形藻 *Biddulphia sinensis*、奇异棍形藻 *Bacillaria paradoxa*、覆瓦根管藻 *Rhizosolenia imbricata*、粗根管藻 *Rhizosolenia robusta* 和细弱海链藻 *Thalassiosira subtilis* 等，这些种类在本海域出现频率高，分布广，数量丰富，是构成本海域浮游植物群落的主要组成部分。

甲藻类：本次调查甲藻类出现的种类较多，共出现了 25 种，其中主要有三角角藻 *Ceratium tripos*、三叉角藻 *Ceratium trichoceors*、叉角藻 *Ceratium furca*、纺锤梭角藻 *Ceratium fusus* 和夜光藻 *Noctiluca scintillans* 等，其中夜光藻在本海域出现频率高，数量较丰富，是构成本海域浮游植物的重要组成部分。

其他藻类（主要包括蓝藻和绿藻类）：本次调查其他藻类主要出现了蓝藻和金藻类，其中蓝藻类出现了颤藻 *Oscillatoria* sp.；金藻类出现了小等刺硅鞭藻 *Dictyocha fivula* 和六异刺硅鞭藻八刺变种 *Distephanus speculum* var. *octonarium*。

（3）生物多样性及均匀度

本次调查海域站位样方内浮游植物平均出现种类数为 40 种，种类多样性指数分布范围为 3.03~4.24，平均为 3.75；最高出现在 2-3 号站，其次为 3-3 号站，最低则出现在 3-5 号站；种类均匀度的分布趋势与多样性指数相似，其分布范围为 0.57~0.79，平均为 0.71；丰富度指数范围在 1.5~2.20，平均为 1.96，见表 8.3-4。总的来说，本海域浮游植物多样性指数及均匀度均属较高水平。

表 8.3-4　　春季浮游植物多样性指数及均匀度

站位	总种数	多样性指数(*H'*)	均匀度(*J*)	丰富度(d)
1-2	42	3.95	0.73	2.15
2-1	40	4.01	0.75	1.89
2-3	41	4.24	0.79	2.00
3-1	43	3.71	0.68	2.04
3-2	44	3.91	0.72	2.01
3-3	44	4.20	0.77	2.20
3-5	39	3.03	0.57	1.90
4-2	39	3.90	0.74	1.87
4-4	37	3.76	0.72	1.83
5-1	37	3.82	0.73	1.85
5-3	42	3.65	0.68	1.92
6-2	42	3.56	0.66	2.11
7-1	33	3.83	0.76	1.82
7-2	38	3.72	0.71	2.09
8-1	30	3.45	0.70	1.50

8-3	43	3.75	0.69	2.14
9-1	41	3.73	0.70	2.09
9-2	37	3.32	0.64	1.93
平均	**40**	**3.75**	**0.71**	**1.96**

（4）优势种

以优势度 Y 大于 0.02 为判断标准，本次调查的海域浮游植物优势种出现了 7 种，隶属于硅藻门和甲藻门，其中透明辐杆藻 *Bacteriastrum hyalinum* 的优势度达到 0.201，为本次调查的第一优势种，优势特征较突出，主宰着本海域浮游植物的丰度，出现频率达 100%；第二优势种为洛氏角毛藻 *Chaetoceros lorenzianus*，优势度也达到 0.126，优势特征也较明显，详见表 8.3-5。

表 8.3-5　　春季浮游植物优势种及优势度

中文名	拉丁文	优势度	出现频率(%)
透明辐杆藻	*Bacteriastrum hyalinum*	0.201	100
洛氏角毛藻	*Chaetoceros lorenzianus*	0.126	100
细长翼根管藻	*Rhizosolenia alata* f. *gracillima*	0.052	100
窄隙角毛藻	*Chaetoceros affinis*	0.036	83.33
北方劳德藻	*Lauderia borealis*	0.022	77.78
夜光藻	*Noctiluca scintillans*	0.078	100
三角角藻	*Ceratium tripos*	0.065	100

（5）小结

本次调查，可得出以下小结：

①浮游植物共出现了硅藻和甲藻等共 4 大门类 21 科 87 种，其中以硅藻门的种类最多，其次是甲藻门。

②本次调查海域浮游植物密度分布范围在 20.20~282.25×10^4 cells/m^3 之间，平均为 102.90×10^4 cells/m^3，最高密度出现在 3-2 号站，其次为 5-3 号站，最低则出现在 7-1 号站。

③浮游植物密度以硅藻类居首位，其次为甲藻类。

④浮游植物 Shannon-wiener 多样性指数分布范围在 3.03~4.24 之间，平均为 3.75，均匀度的分布范围在 0.57~0.79 之间，平均为 0.71；丰富度指数范围为 1.50~2.20，平均为 1.96。多样性指数及均匀度均属较高水平。

⑤最大优势种是透明辐杆藻，优势地位十分突出，其次为洛氏角毛藻，优势特征也较明显。

8.3.2.3 浮游动物

（1）种类组成和优势种

经鉴定，本次调查共出现浮游动物 50 种(类)，其中桡足类 13 种，占总种类数的 26.00%；浮游幼体 14 类，占总种类数的 28.00%；水母类 7 种，占总种类数的 14.00%；毛颚类 4 种，占总种类数的 8.00%；原生动物 3 种，占总种类数的 6.00%；枝角类、异足类和被囊类各 2 种，各占总种类数的 4.00%；介形类、莹虾类和端足类各 1 种，各占总种类数的 2.00%（详见种类名录）。该海域浮游动物种类一般，主要为沿岸种。

以优势度 $Y \geq 0.02$ 为判断标准，调查期间共出现 1 种优势种，见表 8.3-6。原生动物的夜光虫优势度极高，为 0.83，栖息密度为 405.20 ind/m^3。

表 8.3-6　　春季浮游动物优势种组成

优势种		优势度（*Y*）	出现频率	栖息密度（ind/m^3）
夜光虫	*Noctiluca scintillans*	0.83	0.94	405.20

（2）栖息密度和生物量

调查期间，海域浮游动物栖息密度变化范围为 11.87~1661.75 ind/m^3，平均为 437.72 ind/m^3。不同站位间的浮游动物栖息密度不同，以 2-3 最高，1-2 最低。

浮游动物生物量在 2.16~74.29mg/m^3 之间，平均为 35.61 mg/m^3，其中以 3-1 最高，9-2 最低。浮游动物生物量与栖息密度的分布存在一定差异，详见表 8.3-7。

表 8.3-7　　春季浮游动物栖息密度和生物量

站位	栖息密度（ind/m^3）	生物量（mg/m^3）
1-2	11.87	38.84
2-1	63.43	40.15
2-3	1661.75	68.06
3-1	979.16	74.29
3-2	121.84	14.64
3-3	769.21	17.35
3-5	551.56	66.56
4-2	245.46	58.09
4-4	376.44	25.18
5-1	154.58	24.86
5-3	594.09	20.59
6-2	460.51	62.00
7-1	115.29	23.39
7-2	79.56	23.45

8-1	887.50	32.40
8-3	109.09	11.00
9-1	153.85	37.88
9-2	543.78	2.16
范围	11.87~1661.75	2.16~74.29
平均值	437.72	35.61

（3）多样性水平

各站位浮游动物种类数范围在 7~17 种，平均 11 种，种类最多的出现在 2-1，最少的出现在 8-3，详见表 8.3-8；多样性指数变化范围为 0.16~3.32，平均为 1.49，以 2-1 最高，2-3 最低；均匀度变化范围为 0.05~0.98，均值为 0.42，以 1-2 最高，2-3 最低。

表 8.3-8　　春季浮游动物多样性指数和均匀度

站位	种类数	多样性指数（*H′*）	均匀度指数*(J)*	多样性阈（*Dv*）
1-2	8	2.95	0.98	2.90
2-1	17	3.32	0.81	2.70
2-3	10	0.16	0.05	0.01
3-1	9	0.33	0.10	0.03
3-2	10	1.50	0.45	0.68
3-3	9	0.82	0.26	0.21
3-5	13	0.96	0.26	0.25
4-2	10	1.22	0.37	0.45
4-4	15	1.67	0.43	0.71
5-1	10	1.91	0.57	1.10
5-3	13	1.11	0.30	0.33
6-2	11	0.94	0.27	0.26
7-1	14	2.21	0.58	1.28
7-2	12	2.35	0.66	1.54
8-1	14	0.55	0.14	0.08
8-3	7	1.07	0.38	0.41
9-1	14	3.17	0.83	2.64
9-2	9	0.49	0.15	0.08
范围	7-17	0.16~3.32	0.05~0.98	0.01~2.90
平均值	11	1.49	0.42	0.87

根据陈清潮等提出的生物多样性阈值评价标准，即 Dv>3.5 为非常丰富，2.6~3.5 为丰富，1.6~2.5 为较好，0.6~1.5 为一般，<0.6 为差，来衡量该水域浮游动物群落结构状况。本次调查海域多样性阈值变化范围为 0.01~2.90，均值为 0.87，

多样性一般；其中 1-2、2-1 和 9-1 属Ⅱ类水平，多样性丰富；3-2、4-4、5-1、7-1 和 7-2 属于 IV 类水平，多样性一般；其它站位均属 V 类水平，多样性差。

（4）小结

本次调查，可得出以下小结：

①研究结果表明，该水域共发现浮游动物 50 种(类)，种类一般，主要以沿岸种为主。优势种有 1 种，为夜光虫。

②浮游动物栖息密度平均为 437.72ind/m^3，以 2-3 最高，1-2 最低；生物量平均为 35.61mg/m^3，以 3-1 最高，9-2 最低。

③多样性指数和均匀度均值分别为 1.49 和 0.42。

④根据陈清潮等提出的浮游动物多样性阈值评价标准对调查区内浮游动物的多样性进行评价，结果显示，多样性阈值平均为 0.87，多样性一般。

8.3.2.4 底栖生物

（1）种类组成和生态特征

本次定量调查，共鉴定出包括刺胞动物（腔肠动物）、纽形动物、环节动物、星虫动物、螠虫动物、软体动物、节肢动物、棘皮动物共 8 门 23 科 28 种，其中环节动物和软体动物种类数相对较多。环节动物 8 科 11 种，占总种类数 39.29%；软体动物 6 科 8 种，占总种类数的 28.57%；节肢动物 3 科 3 种，占总种类数的 10.71%；纽形动物 2 科 2 种，占总种类数的 7.14%；刺胞动物、星虫动物、螠虫动物、棘皮动物各 1 科 1 种，各占总种类数的 3.57%，详见表 8.3-9 和种类名录。

表 8.3-9　　春季底栖生物种类组成

门类	科数	种类数	占总种类数的比例(%)
刺胞动物	1	1	3.57
纽形动物	2	2	7.14
环节动物	8	11	39.29
星虫动物	1	1	3.57
螠虫动物	1	1	3.57
软体动物	6	8	28.57
节肢动物	3	3	10.71
棘皮动物	1	1	3.57
总计	23	28	100.00

本次调查，环节动物主要代表种为膜质伪才女虫、持真节虫、梳鳃虫、欧努菲虫等；软体动物主要代表种为棒锥螺、红带织纹螺等；节肢动物主要代表种为

豆形短眼蟹等；其他代表种还有光滑倍棘蛇尾、短吻铲荚蛤等。各站位的出现的主要种类见表 8.3-10。

表 8.3-10　　春季底栖生物各站位的主要种

采样站位	主　要　种
1-2	梳鳃虫
2-1	膜质伪才女虫
2-3	短吻铲荚蛤、戴氏脑纽虫
3-1	粗帝汶蛤
3-2	持真节虫、膜质伪才女虫
3-3	膜质伪才女虫、持真节虫
3-5	膜质伪才女虫
4-2	欧努菲虫。膜质伪才女虫
4-4	欧努菲虫、异蚓虫
5-1	膜质伪才女虫、异蚓虫
5-3	持真节虫、小亮樱蛤、膜质伪才女虫
6-2	光滑倍棘蛇尾
7-1	豆形短眼蟹
7-2	短吻铲荚蛤、裸盲蟹、钻螺
8-1	膜质伪才女虫
8-3	棒锥螺、红带织纹螺、弦毛内卷齿蚕
9-1	膜质伪才女虫
9-2	豆形短眼蟹、白色吻沙蚕

（2）生物量及栖息密度

本次调查，底栖生物的总平均生物量为 5.89 g/m^2，平均栖息密度为 53.33 ind/m^2。生物量的组成以软体动物最大，生物量为 1.97 g/m^2，占总生物量的 33.36%；其次是环节动物、棘皮动物、节肢动物、和螠虫动物，分别占总生物量的 20.17%、17.62%、13.29%和 9.61%；其他 3 种生物的生物量较低，均未超过总生物量的 4.00%；栖息密度方面，以环节动物较高，为 34.44 ind/m^2，占总栖息密度的 64.58%；其次是软体动物、棘皮动物和节肢动物，分别占总栖息密度的 12.50%、8.33%和 7.29%；其它 4 种生物的栖息密度较低，均未超过总栖息密度的 4.00%，详见表 8.3-11。

表 8.3-11　春季底栖生物生物量（g/m²）及栖息密度（ind./m²）的组成

项目	环节动物	纽形动物	软体动物	节肢动物	螠虫动物	棘皮动物
生物量	1.19	0.06	1.97	0.78	0.57	1.04
百分比%	20.17	1.04	33.36	13.29	9.61	17.62
栖息密度	34.44	1.67	6.67	3.89	1.11	4.44
百分比%	64.58	3.13	12.50	7.29	2.08	8.33

调查区海域内各站位底栖生物的生物量差异较大，最高生物量出现在 8-3 号站，其生物量为 26.00 g/m²，其次为 6-2 号站，生物量为 21.20 g/m²，最低生物量出现在 4-4 号站，生物量仅为 0.70 g/m²，最高生物量是最低生物量的 37.14 倍。栖息密度方面，最高出现在 4-2 号站，栖息密度为 140.00 ind/m²；最低栖息密度出现在 2-3、4-4 和 9-2 号站，均为 20.00 ind/m²，最高栖息密度是最低栖息密度的 7.00 倍，详见表 8.3-12。

表 8.3-12　春季底栖生物生物量（g/m²）及栖息密度（ind./m²）的分布

站	项目	环节动物	纽形动物	软体动物	节肢动物	螠虫动物	棘皮动物	总计
1-2	生 物 量	2.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2
	栖息密度	40.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	40
2-1	生 物 量	1.00	0.30	0.00	0.00	0.00	0.00	1.3
	栖息密度	40.00	10.00	0.00	0.00	0.00	0.00	50
2-3	生 物 量	0.00	0.40	0.00	0.00	1.30	0.00	1.7
	栖息密度	0.00	10.00	0.00	0.00	10.00	0.00	20
3-1	生 物 量	0.70	0.00	3.80	1.10	0.00	0.00	5.6
	栖息密度	20.00	0.00	30.00	10.00	0.00	0.00	60
3-2	生 物 量	1.60	0.40	1.70	0.00	0.00	0.00	3.7
	栖息密度	50.00	10.00	10.00	0.00	0.00	0.00	70
3-3	生 物 量	1.80	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.8
	栖息密度	70.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	70
3-5	生 物 量	1.60	0.00	0.40	0.00	0.00	0.00	2
	栖息密度	40.00	0.00	10.00	0.00	0.00	0.00	50
4-2	生 物 量	3.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.5
	栖息密度	130.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	130
4-4	生 物 量	0.70	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.7
	栖息密度	20.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	20
5-1	生 物 量	1.70	0.00	1.40	0.00	0.00	0.00	3.1
	栖息密度	60.00	0.00	10.00	0.00	0.00	0.00	70
5-3	生 物 量	4.20	0.00	2.00	0.00	0.00	0.00	6.2
	栖息密度	60.00	0.00	30.00	0.00	0.00	0.00	90
6-2	生 物 量	0.00	0.00	0.00	3.90	0.00	17.30	21.2
	栖息密度	0.00	0.00	0.00	10.00	0.00	70.00	80
7-1	生 物 量	0.30	0.00	0.00	2.70	0.00	1.40	4.4

	栖息密度	10.00	0.00	0.00	20.00	0.00	10.00	40
7-2	生 物 量	0.00	0.00	0.40	1.30	8.90	0.00	10.6
	栖息密度	0.00	0.00	10.00	10.00	10.00	0.00	30
8-1	生 物 量	0.80	0.00	0.00	2.50	0.00	0.00	3.3
	栖息密度	30.00	0.00	0.00	10.00	0.00	0.00	40
8-3	生 物 量	0.30	0.00	25.70	0.00	0.00	0.00	26
	栖息密度	10.00	0.00	20.00	0.00	0.00	0.00	30
9-1	生 物 量	0.70	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.7
	栖息密度	30.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	30
9-2	生 物 量	0.50	0.00	0.00	2.60	0.00	0.00	3.1
	栖息密度	10.00	0.00	0.00	10.00	0.00	0.00	20

（3）生物多样性指数及均匀度

调查结果显示，本海区采泥底栖生物多样性指数变化范围为 0.5436~2.5216，平均为 1.5964；均匀度分布范围为 0.5436~1.0000，整个海区均匀度指数的平均值为 0.9364，详见表 8.3-13。本次调查海区底栖生物多样性属于较低水平，均匀度属高水平。

表 8.3-13　　春季底栖生物多样性指数

站位	样方内种类数	样方内个体数	多样性指数(H')
1-2	3	4	1.5000
2-1	4	5	1.9219
2-3	2	2	1.0000
3-1	6	7	2.5216
3-2	5	7	2.2359
3-3	4	7	1.8424
3-5	4	5	1.9219
4-2	4	14	1.7274
4-4-	2	2	1.0000
5-1	5	7	2.2359
5-3	5	9	2.1972
6-2	2	8	0.5436
7-1	3	4	1.5000
7-2	3	3	1.5850
8-1	3	4	1.5000
8-3	3	3	1.5850
9-1	2	3	0.9183
9-2	2	2	1.0000
平均	3.44	5.33	1.5964

（4）小结

通过本次调查，可得出以下小结：

①本次定量调查，共鉴定出包括刺胞动物（腔肠动物）、纽形动物、环节动物、星虫动物、螠虫动物、软体动物、节肢动物、棘皮动物共 8 门 23 科 28 种，其中环节动物和软体动物种类数相对较多。

②本次调查出现的 28 种生物中，优势度在 0.02 以上的优势种有 2 种，分别为膜质伪才女虫和持真节虫。

③底栖生物的总平均生物量为 5.89g/m^2，平均栖息密度为 53.33ind/m^2。生物量组成以软体动物最大，生物量为 1.97g/m^2，占总生物量的 33.36%；栖息密度以环节动物较高，为 34.44ind/m^2，占总栖息密度的 64.58%。

④调查区海域内各站位底栖生物的生物量和栖息密度差异较大。最高生物量出现在 8-3 站，其生物量为 26.00g/m^2，最低生物量出现在 4-4 站，生物量仅为 0.70g/m^2，最高生物量是最低生物量的 37.14 倍。最高栖息密度出现在 4-2 站，为 140.00ind/m^2，最低栖息密度出现在 2-3、4-4 和 9-2 站，均为 20.00ind/m^2，最高栖息密度是最低栖息密度的 7.00 倍。

⑤底栖生物多样性指数变化范围在 0.5436~2.5216 之间，平均为 1.5964；均匀度分布范围在 0.5436~1.0000 之间，整个海区均匀度指数的平均值为 0.9364。本次调查海区底栖生物多样性属于较低水平，均匀度属高水平。

8.3.2.5 潮间带生物

（1）种类组成

本次采集到的潮间带生物标本共 45 科 67 种（含个别未定种的属，下同），分别隶属于藻类植物、腔肠动物、脊索动物、多毛类动物、软体动物、甲壳类动物和棘皮动物等 9 大门类（其中藻类有 3 大门类），以软体动物和甲壳类动物出现的种类最多，其中软体动物有 20 科 31 种和甲壳类动物 11 科 17 种，详见表 8.3-14 和种类名录。

表 8.3-14　　春季潮间带生物种类组成统计

类群	科数	种数	占总种类数的比例
多毛类	5	8	11.94%
棘皮动物	4	6	8.96%
脊索动物	1	1	1.49%

甲壳类	11	17	25.37%
腔肠动物	1	1	1.49%
软体动物	20	31	46.27%
藻类	3	3	4.48%
合计	45	67	100.00%

高潮区：高潮区岩礁较为陡峭，栖息的潮间带种类相对较为单调，主要出现一些小型单壳类和小型蔓足类。贝类多栖息于岩缝间或岩面匍匐生活，而蔓足类多于岩缝间或岩面附着栖息。高潮区为沙泥的栖息的潮间带种类相对较多些，多毛类和蟹类栖息于沙泥底下。出现的主要种类见表 8.3-15。

表 8.3-15　　春季潮间带生物高潮区出现的主要种类

门　类	主　要　种　类
多毛类	红角沙蚕、巧言虫
软体动物	粗糙滨螺、格短沟蜷、树拟蟹守螺、结节滨螺、轴螺、结节滨螺、丽织纹螺、带拟蟹守螺
甲壳类	龟足、明秀大眼蟹

中潮区：中潮区较为平缓，并有砾石沙泥布其间。种类较丰富，资源量较丰，以软体动物和甲壳类出现的种类最多。有些高潮区的种类延续分布到中潮区，如龟足、明秀大眼蟹、珠带拟蟹守螺。出现的主要种类见表 8.3-16。

表 8.3-16　　春季潮间带生物中潮区出现的主要种类

门　类	主　要　种　类
藻类	裂片石莼、鹅肠菜
腔肠动物	海仙人掌
多毛类	岩虫、单叶沙蚕、疣吻沙蚕
软体动物	珠带拟蟹守螺、奥莱彩螺、广大扁玉螺、黑凹螺、黑荞麦蛤、鸟爪拟帽贝、日本花棘石鳖、日本镜蛤、条纹隔贻贝、文蛤、楔形斧蛤、星状帽贝、疣荔枝螺、渔舟蜒螺、褶牡蛎
甲壳类	龟足、明秀大眼蟹、白脊藤壶、潮间藤壶、角眼沙蟹、鳞笠藤壶、日本沙钩虾、双凹鼓虾、网纹藤壶、小相手蟹、褶痕相手蟹、中华近方蟹
棘皮动物	小刺蛇尾、紫轮参

低潮区：种类较丰富，以软体动物和甲壳类出现的种类最多。有些中潮区的种类延续分布到低潮区，如疣吻沙蚕、小刺蛇尾、角眼沙蟹、鳞笠藤壶、日本沙钩虾、奥莱彩螺、鸟爪拟帽贝、日本镜蛤、条纹隔贻贝、楔形斧蛤、疣荔枝螺、裂片石莼。出现的主要种类见表 8.3-17。

表 8.3-17　　春季潮间带生物低潮区出现的主要种类

门　类	主　要　种　类
藻类	裂片石莼、珊瑚藻
多毛类	疣吻沙蚕、独齿围沙蚕、异足索沙蚕、长吻吻沙蚕
软体动物	奥莱彩螺、鸟爪拟帽贝、日本镜蛤、条纹隔贻贝、楔形斧蛤、疣荔枝螺、棒锥螺、变化短齿蛤、带偏顶蛤、菲律宾蛤仔、翡翠贻贝、环纹坚石蛤、黄口荔枝螺、毛蚶、紫边白樱蛤
甲壳类	角眼沙蟹、鳞笠藤壶、日本沙钩虾、蜾蠃蜚、红点黎明蟹、平掌沙蟹、日本对虾、长腕和尚蟹
棘皮动物	小刺蛇尾、斑瘤蛇尾、扁平蛛网海胆、十角饼干海胆、长大刺蛇尾
脊索动物	弹涂鱼

（2）生物量及栖息密度

①组成情况

本次调查潮间带生物的平均生物量为 185.94 g/m^2，平均栖息密度为 124.00 Ind/m^2。

在潮间带生物生物量的百分组成中，以软体动物的生物量居首位，其生物量为 94.20 g/m^2，占总生物量的 50.66%；其次为甲壳类动物，为 56.06g/m^2，占总生物量的 30.15%；居第三位的藻类为 23.19 g/m^2，占总生物量的 12.47%，其他类动物的生物量为最低。

栖息密度的百分组成方面，最高也为软体动物，为 82.13 Ind/m^2，占总栖息密度的 66.24%；其次为甲壳类动物，为 21.07Ind/m^2，占总栖息密度的 16.99%，其他类动物的栖息密度为最低，详见表 8.3-18。

表 8.3-18　春季潮间带生物生物量（g/m^2）及栖息密度（ind./m^2）的组成

类别	合 计	多毛类	软体动物	甲壳类	棘皮动物	藻 类
生物量	185.94	2.26	94.20	56.06	8.84	23.19
栖息密度	124.00	14.13	82.13	21.07	6.13	/

②水平分布

潮间带生物的水平分布方面，生物量以 T4 断面为最高，达 354.60 g/m^2，以 T2 断面为最低，即生物量的分布表现为 T4>T1>T5>T3>T2；栖息密度方面，以 T1 断面为最高，其密度达 145.33 Ind/m^2，但最低则为 T3 断面，即栖息密度的分布表现为 T1>T4>T5>T2>T3。5 个潮间带断面生物量及栖息密度的水平分布情况见表 8.3-19。

表 8.3-19 春季潮间带生物生物量（g/m²）及栖息密度（ind./m²）的水平分布

断面名称	项目	合 计	多毛类	软体动物	甲壳类	棘皮动物	藻 类
T1	生 物 量	169.16	1.77	71.73	53.23	0.00	42.43
	栖息密度	145.33	6.67	102.67	36.00	0.00	/
T2	生 物 量	112.79	3.45	90.91	12.25	3.59	0.00
	栖息密度	108.00	21.33	68.00	12.00	5.33	/
T3	生 物 量	133.08	1.35	54.80	24.13	5.19	47.61
	栖息密度	104.00	10.67	70.67	17.33	5.33	/
T4	生 物 量	354.60	1.25	143.05	171.63	12.75	25.92
	栖息密度	134.67	9.33	90.67	24.00	10.67	/
T5	生 物 量	160.07	3.47	110.51	19.07	22.68	0.00
	栖息密度	108.00	4.00	61.33	33.33	6.67	2.67

③垂直分布

潮间带生物的垂直分布方面，本海域潮间带生物生物量以中潮区最高，高潮区最低，即表现为：中潮区>低潮区>高潮区；栖息密度方面，也以中潮区最高，而最低则为低潮区，即中潮区>高潮区>低潮区，详见表 8.3-20。

表 8.3-20 春季潮间带生物生物量（g/m²）及栖息密度（ind./m²）的垂直分布

潮区	项目	合 计	多毛类	软体动物	甲壳类	棘皮动物	藻 类
高潮区	生 物 量	27.42	2.07	17.35	7.99	0.00	0.00
	栖息密度	110.40	12.80	92.80	4.80	0.00	/
中潮区	生 物 量	293.77	2.78	135.95	116.03	13.21	23.19
	栖息密度	160.80	18.40	95.20	37.60	8.80	/
低潮区	生 物 量	236.63	1.93	129.30	44.16	13.31	46.38
	栖息密度	100.80	11.20	58.40	20.80	9.60	/

（3）生物多样性指数及均匀度

统计结果显示，本海域潮间带断面的多样性指数分布范围为 2.929~4.419，平均为 3.747；均匀度指数分布范围为 0.847~0.910，平均为 0.876。多样性指数和均匀度均属较高水平，说明本海域潮间带生态环境良好，种类分布也较为均匀，详见表 8.3-21。

表 8.3-21 春季潮间带生物生物多样性指数及均匀度

断面名称	样方内出现的种类数	多样性指数(H')	均匀度(J)
T1	11	2.929	0.847
T2	20	3.793	0.878
T3	23	4.037	0.892
T4	18	3.556	0.853
T5	29	4.419	0.910
平均	—	3.747	0.876

（4）小结

通过本次调查，可得出以下小结：

①本次调查海域潮间带生物平均生物量为 185.94 g/m^2，栖息密度为 124.00 Ind/m^2，生物量以软体动物居首位，其次为甲壳类动物，第三为藻类植物。

②水平分布方面，生物量 T4>T1>T5>T3>T2，栖息密度 T1>T4>T5>T2>T3；垂直分布方面，生物量表现为中潮区>低潮区>高潮区，栖息密度则表现为中潮区>高潮区>低潮区。

③本次调查采集到的潮间带生物出现了 45 科 67 种，分别隶属于藻类、腔肠动物、多毛类动物、软体动物、脊索动物、甲壳类动物和棘皮动物等 9 大门类，以软体动物和甲壳类出现的种类最多，并表现出较为明显的沿岸暖水生态特征。

④潮间带生物的多样性指数平均为 3.747，均匀度指数平均为 0.876，多样性指数和均匀度均属较高水平。

8.3.2.6 鱼卵和仔稚鱼

（1）种类组成

本次垂直拖网采到的鱼卵仔鱼很少，共出现 3 个种类：小公鱼 *Stolephorus* sp.、鳁属 *Leiognathus* sp.和眶棘双边鱼 *Ambassis gymnocephalus*。

（2）数量分布

本次垂直拖网调查 18 个站位，有 15 个站位采到鱼卵，共采到鱼卵 39 粒，有 4 个站采到仔稚鱼，共采到仔稚鱼 4 尾。依此计算，调查海域鱼卵平均密度为 746 粒/1000m^3，仔稚鱼密度为 72.0 尾/1000m^3，详见表 8.3-22。鱼卵数量分布以 3-2 站数量最多，密度为 2,273 粒/1000m^3，其次是 5-3 站，密度为 2,059 粒/1000m^3，8-3 站数量最少，密度为 227 粒/1000m^3。出现种类为小公鱼和鳁属鱼类。仔鱼数量以 4-2 站最多，为 454 尾/1000m^3，其次是 2-3 站，密度为 294 尾/1000m^3，5-3 站最少，为 270 尾/1000m^3。出现种类为小公鱼和眶棘双边鱼。

表 8.3-22　　春季鱼卵和仔鱼密度（粒、尾/1000m^3）

站位		1-2	2-1	2-3	3-1	3-2	3-3
密度	鱼卵	236	385	882	417	2,273	0
	仔鱼	0	0	294	0	0	0
站位		**3-5**	**4-2**	**4-4**	**5-1**	**5-3**	**6-2**
密度	鱼卵	0	1,364	1,471	455	2,059	789
	仔鱼	0	454	0	0	270	0

站位		7-1	7-2	8-1	8-3	9-1	9-2
密度	鱼卵	278	0	501	227	1,154	938
	仔鱼	278	0	0	0	0	0

8.3.2.7 渔业资源

（1）渔获种类和优势种

本次调查，共捕获游泳生物 102 种，隶属于 14 目 48 科。其中：鱼类 65 种，头足类 6 种，甲壳类 31 种。各断面出现的种类情况见表 8.3-23 和游泳生物种类名录。

表 8.3-23　　春季游泳生物各断面出现种类统计结果

断面	Y1	Y2	Y3	Y4	Y5	Y6	Y7
鱼类	12	13	12	18	14	13	9
头足类	3	2	2	3	1	2	2
甲壳类	14	10	16	12	13	16	13
合计	29	25	30	33	28	31	24
断面	**Y8**	**Y9**	**Y10**	**Y11**	**Y12**	**合计**	
鱼类	9	15	16	18	14	65	
头足类	2	3	2	3	2	6	
甲壳类	11	11	10	9	11	31	
合计	22	29	28	30	27	102	

将渔获中 *IRI* 值在 200 以上列于表 8.3-24。由表可知，渔获中 *IRI* 值在 200 以上的种类有 11 种，分别为：口虾蛄、宽突赤虾、黄斑蓝子鱼、皮氏叫姑鱼、变态蟳、杜氏枪乌贼、中华管鞭虾、红星梭子蟹、隆线强蟹、近缘新对虾、黑斑口虾蛄，由此确定这 11 种为本次调查游泳生物的优势种。

表 8.3-24　　春季游泳生物渔获物的 IRI 指数

种类	出现频率（%）	渔获重量		渔获尾数		*IRI*
		（kg）	（%）	（ind）	（%）	
口虾蛄	83.33	2.720	7.28	186	8.20	1290.14
宽突赤虾	83.33	1.170	3.13	203	8.95	1007.06
黄斑蓝子鱼	75.00	1.739	4.65	108	4.76	706.24
皮氏叫姑鱼	75.00	2.105	5.63	59	2.60	617.57
变态蟳	83.33	0.482	1.29	87	3.84	427.27
杜氏枪乌贼	83.33	0.925	2.47	47	2.07	379.00
中华管鞭虾	66.67	0.441	1.18	95	4.19	358.03
红星梭子蟹	58.33	1.360	3.64	46	2.03	330.61
隆线强蟹	66.67	0.733	1.96	66	2.91	324.83
近缘新对虾	66.67	0.698	1.87	48	2.12	265.65

黑斑口虾蛄	58.33	0.650	1.74	54	2.38	240.39

（2）渔获率

本次调查的渔获率见表 8.3-25。由表可知，平均重量渔获率为 3.115kg/h。其中：鱼类重量渔获率为 1.824kg/h，占总重量渔获率的 58.56%；头足类重量渔获率为 0.167kg/h，占总重量渔获率的 5.36%；甲壳类重量渔获率为 1.124kg/h，占总重量渔获率的 36.08%；平均个体渔获率为 188.92ind/h，其中：鱼类个体渔获率 84.50ind/h，占总个体渔获率的 44.73%；头足类个体渔获率 7.75ind/h，占总个体渔获率的 4.10%；甲壳类个体渔获率为 96.67ind/h，占总个体渔获率的 51.17%。由此可见，重量渔获率鱼类最多，其次是甲壳类，最少是头足类；个体渔获率甲壳类最多，其次是鱼类，最少是头足类。

表 8.3-25　春季游泳生物各断面的重量渔获率（kg/h）和个体渔获率（ind/h）

类群	断面	Y1	Y2	Y3	Y4	Y5	Y6	Y7
鱼类	重量渔获率	1.393	1.589	1.429	2.001	1.578	2.430	1.902
	个体渔获率	126	84	107	90	65	108	116
头足类	重量渔获率	0.253	0.125	0.171	0.191	0.056	0.201	0.145
	个体渔获率	14	7	6	11	1	6	12
甲壳类	重量渔获率	0.772	0.912	1.144	1.151	1.000	1.398	1.467
	个体渔获率	80	76	113	92	80	118	140
总和	重量渔获率	2.418	2.626	2.744	3.343	2.634	4.029	3.514
	个体渔获率	220	167	226	193	146	232	268
类群	**断面**	**Y8**	**Y9**	**Y10**	**Y11**	**Y12**	**平均**	
鱼类	重量渔获率	1.821	2.251	1.269	2.034	2.194	1.824	
	个体渔获率	52	94	42	82	48	84.50	
头足类	重量渔获率	0.130	0.191	0.220	0.130	0.186	0.167	
	个体渔获率	5	11	3	5	12	7.75	
甲壳类	重量渔获率	1.303	1.413	1.162	0.538	1.228	1.124	
	个体渔获率	102	136	75	54	94	96.67	
总和	重量渔获率	3.254	3.855	2.651	2.702	3.608	3.115	
	个体渔获率	159	241	120	141	154	188.92	

（3）资源密度

根据渔获率及每小时扫海面积来估算其资源密度。各断面渔业资源密度分布见表 8.3-26。平均重量密度为 350.39kg/km^2，平均个体密度为 21251ind/km^2。重量密度鱼类最多，其次是甲壳类，最少是头足类；个体密度甲壳类最多，其次是鱼类，最少是头足类。

表 8.3-26 春季游泳生物各断面的重量密度（kg/km²）和个体密度（ind/ km²）

类群	断面	Y1	Y2	Y3	Y4	Y5	Y6	Y7
鱼类	重量密度	156.69	178.74	160.74	225.08	177.50	273.34	213.95
	个体密度	14173	9449	12036	10124	7312	12148	13048
头足类	重量密度	28.46	14.06	19.24	21.48	6.30	22.61	16.31
	个体密度	1575	787	675	1237	112	675	1350
甲壳类	重量密度	86.84	102.59	128.68	129.47	112.49	157.26	165.02
	个体密度	8999	8549	12711	10349	8999	13273	15748
总和	重量密度	271.99	295.39	308.66	376.04	296.29	453.21	395.28
	个体密度	24747	18785	25422	21710	16423	26097	30146
类群	**断面**	**Y8**	**Y9**	**Y10**	**Y11**	**Y12**	**平均**	
鱼类	重量密度	204.84	253.21	142.74	228.80	246.79	205.17	
	个体密度	5849	10574	4724	9224	5399	9505	
头足类	重量密度	14.62	21.48	24.75	14.62	20.92	18.79	
	个体密度	562	1237	337	562	1350	872	
甲壳类	重量密度	146.57	158.94	130.71	60.52	138.13	126.43	
	个体密度	11474	15298	8436	6074	10574	10874	
总和	重量密度	366.03	433.63	298.20	303.94	405.85	350.39	
	个体密度	17885	27109	13498	15861	17323	21251	

（4）鱼类资源状况

1）种类组成

本次调查捕获的鱼类，分隶于 9 目 35 科，种类数 65 种，占总种数的 63.73%。以鲈形目的种类数最多，达 18 科 34 种，占鱼类总种数的 52.31%。

2）鱼类资源密度估算

评价区内鱼类的重量密度和个体密度见表 8.3-27。由表可知，评价区内鱼类的平均重量密度和个体密度分别为 205.17kg/km² 和 9505ind/km²，占总重量密度和个体密度分别为 58.56%和 44.73%。

表 8.3-27 春季鱼类的重量密度（kg/km²）和个体密度（ind/km²）

断面	Y1	Y2	Y3	Y4	Y5	Y6	Y7
重量密度	156.69	178.74	160.74	225.08	177.50	273.34	213.95
个体密度	14173	9449	12036	10124	7312	12148	13048
断面	**Y8**	**Y9**	**Y10**	**Y11**	**Y12**	**平均**	
重量密度	204.84	253.21	142.74	228.80	246.79	205.17	
个体密度	5849	10574	4724	9224	5399	9505	

（5）头足类资源状况

1）种类组成

调查水域内捕获的头足类，隶属于 3 目 3 科 6 种，占总种数的 5.88%。大多属于太平洋—印度洋区系，多数种类属于暖水性。

2）头足类资源密度估算

评价区内头足类的重量密度和个体密度见表 8.3-28。由表可知，评价区内头足类的平均重量密度和个体密度分别为 18.79kg/km^2 和 872ind/km^2，占总重量密度和个体密度分别为 5.36%和 4.10%。

表 8.3-28　　春季头足类的重量密度（kg/km^2）和个体密度（ind/km^2）

断面	Y1	Y2	Y3	Y4	Y5	Y6	Y7
重量密度	28.46	14.06	19.24	21.48	6.30	22.61	16.31
个体密度	1575	787	675	1237	112	675	1350
断面	**Y8**	**Y9**	**Y10**	**Y11**	**Y12**	**平均**	
重量密度	14.62	21.48	24.75	14.62	20.92	18.79	
个体密度	562	1237	337	562	1350	872	

（6）甲壳类资源状况

1）种类组成

本次调查，捕获的甲壳类，隶属于 2 目 10 科，经鉴定共 31 种，占总种数的 30.39%。其中：虾类 3 科 10 种，占甲壳类总种数的 32.26%，蟹类 5 科 16 种，占甲壳类总种数的 51.61%，虾蛄类 2 科 5 种，占甲壳类总种数的 16.13%。

根据刘瑞玉和陈琳等对南海甲壳类组成区系的分析，该水域甲壳类属于印度洋—太平洋区系的种类占多数，属于太平洋区系的种类为其次；从适温性来看，甲壳类以暖水性的种类为绝对优势，广温性的种类相对较少，暖温性的种类最少，未出现冷水性种类。

2）甲壳类资源密度估算

评价区内甲壳类的重量密度和个体密度见表 8.3-29。由表可知，评价区内甲壳类的平均重量密度和个体密度分别为 126.43kg/km^2 和 10874ind/km^2，占总重量密度和个体密度分别为 36.08%和 51.17%。其中：虾类的平均重量密度和个体密度分别为 29.36kg/km^2 和 4471ind/km^2，占甲壳类重量密度和个体密度分别为 23.22%和 41.12%；蟹类的平均重量密度和个体密度分别为 54.22kg/km^2 和

3591ind/km^2，占甲壳类重量密度和个体密度分别为 42.88%和 33.02%；虾蛄类的平均重量密度和个体密度分别为 42.86kg/km^2 和 2812ind/km^2，占甲壳类重量密度和个体密度分别为 33.90%和 25.86%。

表 8.3-29　　春季甲壳类的重量密度（kg/km^2）和个体密度（ind/km^2）

类群	断面	Y1	Y2	Y3	Y4	Y5	Y6	Y7
虾类	重量密度	14.29	29.81	27.22	18.67	14.40	24.30	53.43
	个体密度	3037	4837	4162	2025	2812	4837	9111
蟹类	重量密度	45.56	29.13	54.56	60.18	57.59	122.05	60.97
	个体密度	3375	1462	5737	5062	4049	7762	3825
虾蛄类	重量密度	27.00	43.64	46.91	50.62	40.49	10.91	50.62
	个体密度	2587	2250	2812	3262	2137	675	2812
甲壳类	重量密度	86.84	102.59	128.68	129.47	112.49	157.26	165.02
	个体密度	8999	8549	12711	10349	8999	13273	15748
类群	**断面**	**Y8**	**Y9**	**Y10**	**Y11**	**Y12**	**平均**	
虾类	重量密度	39.71	43.98	14.74	18.00	52.87	29.36	
	个体密度	6299	5062	1462	3937	6074	4471	
蟹类	重量密度	44.99	46.34	49.16	34.65	45.89	54.22	
	个体密度	1462	5174	2137	1575	1462	3591	
虾蛄类	重量密度	61.87	68.62	66.82	7.87	39.37	42.86	
	个体密度	3712	5062	4837	562	3037	2812	
甲壳类	重量密度	146.57	158.94	130.71	60.52	138.13	126.43	
	个体密度	11474	15298	8436	6074	10574	10874	

8.3.3　海洋生态生物资源现状调查结果（秋季）

8.3.3.1　叶绿素 a 和初级生产力

（1）叶绿素 a

本次调查海域叶绿素 a 含量的变化范围为 0.25~1.54 mg/m^3，平均值为 0.72 mg/m^3。其中，以 8-1 号站叶绿素 a 含量为最高（1.54 mg/m^3），3-3 号站叶绿素 a 含量次之（1.33 mg/m^3），4-2 号站叶绿素 a 含量为最低（0.25 mg/m^3）。调查海域叶绿素 a 含量的平面分布有一定的差异，水平分布总体表现为无规则的变化状态，最高值约为最低值的 6.05 倍。总体而言，调查海域的叶绿素 a 值处于中等偏低水平，不同站位叶绿素含量差异显著。

项目所在海域叶绿素 a 及初级生产力调查结果如表 8.3-30 所示。

表 8.3-30　　秋季叶绿素 a 和初级生产力调查结果

调查站位	叶绿素 a（mg/m³）	初级生产力（mg•C/m²•d）
1-2	0.58	67.43
2-1	0.42	32.42
2-3	0.56	54.13
3-1	1.04	86.57
3-2	1.05	80.57
3-3	1.33	102.34
3-5	0.67	64.44
4-2	0.25	16.27
4-4	0.42	40.11
5-1	0.62	39.66
5-3	0.37	35.99
6-2	0.57	61.81
7-1	0.91	87.11
7-2	0.82	105.70
8-1	1.54	98.48
8-3	0.38	56.45
9-1	0.62	39.93
9-2	0.85	82.16
范围	0.25~1.54	16.27~105.7
均值	0.72	63.98

（2）初级生产力

调查期间，初级生产力水平的变化范围为 16.27~105.70 mg·C/m²·d，平均值为 63.98 mg·C/m²·d。其中，以 7-2 号站初级生产力水平最高（105.70 mg·C/m²·d），3-3 号站初级生产力水平次之（102.34 mg·C/m²·d），4-2 号站初级生产力水平最低（16.27 mg·C/m²·d）。初级生产力分布状况与叶绿素 a 的平面分布情况有部分相似及差异，最高值约为最低值的 6.50 倍。总体而言，本海域初级生产力水平偏低。

（3）小结

比较 18 个调查站位的叶绿素 a 含量与初级生产力水平发现，叶绿素 a 与初级生产力分布的最低站位及最高站位及整体变化趋势来说，两者的分布状况有所类似但又有部分差异，两者的水平变化呈现无规则的分布状况。综合分析显示，调查海域的叶绿素 a 含量处于中等偏低水平，及初级生产力水平较低。

8.3.3.2 浮游植物

（1）种类组成

本次调查区域属典型的亚热带港湾海域，浮游植物以广温广布性和暖水性种类为主。本次浮游植物调查经初步鉴定有硅藻、甲藻、蓝藻和金藻 4 大门类 21 科 66 种（含变种、变型及个别未定种的属）。其中硅藻门的种类最多，有 12 科 40 种，占总种类数的 60.61%；其次是甲藻门，有 7 科 23 种，占 34.85%，详见表 8.3-31。主要是甲藻类的角藻属 *Ceratium* 种类最多，出现了 9 种，见种类名录。

表 8.3-31　　秋季浮游植物种类分类统计

门类	科数	种类数(含个别未定种的属)	属或种类所占比例(%)
硅藻	12	40	60.61
甲藻	7	23	34.85
金藻	1	2	3.03
蓝藻	1	1	1. 51
合计	21	66	100.00

硅藻类：出现的主要代表种包括中肋骨条藻 *Skeletonema costatum*、窄隙角毛藻 *Chaetoceros affinis*、平滑角毛藻 *Chaetoceros laevis*、洛氏角毛藻 *Chaetoceros lorenzianus*、扁面角毛藻 *Chaetoceros compressus*、尖刺拟菱形藻 *Pseudo-nitzschia pungens*、佛朗梯形藻 *Climacodium frauenfeldianum*、具槽直链藻 *Melosira sulcata*、辐射圆筛藻 *Coscinodiscus radiatus*、琼氏圆筛藻 *Coscinodiscus jonesianus*、粗根管藻 *Rhizosolenia robusta* 和泰晤士扭鞘藻 *Streptothece thamesis* 等，这些种类在本海域出现频率高，分布广，数量丰富，是构成本海域浮游植物群落的主要组成部分。

甲藻类：出现的种类较多，共 23 种，其中主要有三角角藻 *Ceratium tripos*、三叉角藻 *Ceratium trichoceors*、叉角藻 *Ceratium furca*、纺锤梭角藻 *Ceratium fusus* 和夜光藻 *Noctiluca scintillans* 等，这些藻类在本海域出现频率较高，数量相对较少，但也是构成本海域浮游植物的重要组成部分。

其他藻类（主要包括蓝藻和绿藻类）：本次调查其他藻类主要出现了蓝藻和金藻类，其中蓝藻类出现了颤藻 *Oscillatoria* sp.；金藻类出现了小等刺硅鞭藻 *Dictyocha fivula* 和六异刺硅鞭藻八刺变种 *Distephanus speculum* var. *octonarium*。

（2）密度和分布

调查结果显示，本次调查海域的浮游植物密度水平较一般，平均密度为 266.82×10^4 cells/m^3，其数量以硅藻类占优势，其密度为 232.60×10^4 cells/m^3，占总密度的 87.17%；其次为其他藻类（主要为蓝藻和金藻类），其密度为 31.32×10^4 cells/m^3，占总密度的 11.74%。

水平分布方面，各站位密度有一定的差异，最高密度出现在 8-1 号站，其数量达 1811.97×10^4 cells/m^3；其次为 9-2 号站，其密度为 1330.15×10^4 cells/m^3；最低则出现在 4-4 号站，其密度为 19.47×10^4cells/m^3，最高密度约为最低密度的 93 倍 ，详见表 8.3-32。

表 8.3-32　　秋季浮游植物密度、分布及组成（单位：$\times10^4$ cells/m^3）

站位	总栖息密度	硅藻		甲藻		其他	
		栖息密度	百分比%	栖息密度	百分比%	栖息密度	百分比%
1-2	152.72	52.88	34.63	2.99	1.96	96.84	63.41
2-1	147.54	47.76	32.37	2.85	1.93	96.92	65.69
2-3	93.53	65.12	69.62	1.88	2.01	26.53	28.37
3-1	136.13	108.53	79.73	4.20	3.09	23.40	17.19
3-2	56.95	39.35	69.10	3.68	6.46	13.91	24.42
3-3	144.61	108.05	74.72	1.86	1.29	34.69	23.99
3-5	202.88	168.37	82.99	3.58	1.76	30.94	15.25
4-2	60.33	14.00	23.21	3.37	5.59	42.95	71.19
4-4	19.47	4.65	23.88	2.47	12.69	12.35	63.43
5-1	80.64	25.09	31.11	3.18	3.94	52.36	64.93
5-3	32.42	5.51	17.00	2.21	6.82	24.71	76.22
6-2	31.79	13.32	41.90	1.89	5.95	16.58	52.15
7-1	85.51	73.64	86.12	1.64	1.92	10.22	11.95
7-2	33.74	11.5	34.08	1.96	5.81	20.28	60.11
8-1	1811.9	1780.47	98.26	6.75	0.37	24.75	1.37
8-3	29.20	19.71	67.50	1.31	4.49	8.18	28.01
9-1	353.22	332.38	94.10	2.84	0.80	18.00	5.10
9-2	1330.1	1316.50	98.97	3.45	0.26	10.20	0.77
范围	19.47~1811.9	5.51~1780.47	17.00~98.97	1.31~6.75	0.26~12.69	8.18~96.92	0.77~76.22
平均	266.82	232.60	58.85	2.90	3.73	31.32	37.42

（3）生物多样性及均匀度

本次调查海域站位样方内浮游植物平均出现种类数为 21 种，种类多样性指

数分布范围在 0.37~2.43 之间，平均为 1.70；最高出现在 3-1 号站，其次为 3-2 号站，最低则出现在 9-2 号站；种类均匀度的分布趋势与多样性指数相似，其分布范围在 0.08~0.59 之间，平均为 0.40；丰富度指数范围在 0.60~1.32，平均为 0.97。总的来说本海域浮游植物多样性指数及均匀度均属较低水平，说明本海域生态环境相对较差，海域环境受到了较严重的污染破坏，详见表 8.3-33。

表 8.3-33　　秋季浮游植物多样性指数及均匀度

站位	总种数	多样性指数(*H'*)	均匀度(*J*)	丰富度(d)
1-2	24	1.75	0.38	1.12
2-1	28	1.67	0.35	1.32
2-3	17	1.99	0.49	0.81
3-1	26	2.43	0.52	1.23
3-2	18	2.36	0.57	0.89
3-3	14	2.24	0.59	0.64
3-5	23	2.24	0.49	1.05
4-2	19	1.60	0.38	0.94
4-4	20	2.11	0.49	1.08
5-1	17	1.54	0.38	0.82
5-3	17	1.37	0.34	0.87
6-2	22	2.13	0.48	1.15
7-1	25	1.69	0.36	1.22
7-2	12	1.61	0.45	0.60
8-1	26	0.68	0.15	1.04
8-3	19	2.00	0.47	0.99
9-1	18	0.87	0.21	0.78
9-2	25	0.37	0.08	1.01
平均	**21**	**1.70**	**0.40**	**0.97**

（4）优势种

以优势度 Y 大于 0.02 为判断标准，本次调查的海域浮游植物优势种出现了 3 种，隶属于硅藻门和蓝藻门，其中中肋骨条藻 *Skeletonema costatum* 的优势度达到 0.764，为本次调查的第一优势种，优势特征十分突出，主宰着本海域浮游植物的丰度，出现频率达 100%；第二优势种为颤藻 *Oscillatoria* sp.，优势度也达到 0.109，优势特征也较明显，表 8.3-34。

表 8.3-34 秋季浮游植物优势种及优势度

中文名	拉丁文	优势度	出现频率(%)
中肋骨条藻	*Skeletonema costatum*	0.764	100
窄隙角毛藻	*Chaetoceros affinis*	0.039	77.78
颤藻	*Oscillatoria* sp.	0.109	94.44

（5）小结

本次调查，可得出以下小结：

①浮游植物共出现了硅藻和甲藻等共 4 大门类 21 科 66 种，其中以硅藻门的种类最多，其次是甲藻门。

②本次调查海域浮游植物密度分布范围在 19.47~1811.97×10^4 cells/m^3 之间，平均为 266.82×10^4 cells/m^3，最高密度出现在 8-1 号站，其次为 9-2 号站，最低则出现在 4-4 号站。

③浮游植物密度以硅藻类居首位，其次为蓝藻类。

④浮游植物 Shannon-wiener 多样性指数分布范围在 0.37~2.43 之间，平均为 1.70，均匀度的分布范围在 0.08~0.59 之间，平均为 0.40；丰富度指数范围为 0.60~1.32，平均为 0.97。多样性指数及均匀度均属较低水平。

⑤最大优势种是中肋骨条藻，优势地位十分突出，其次为颤藻，优势特征也较明显。

8.3.3.3 浮游动物

（1）种类组成和优势种

经鉴定，本次调查共出现浮游动物 65 种(类)，其中桡足类 29 种，占总种类数的 44.62%；浮游幼体 16 类，占总种类数的 24.62%；水母类 9 种，占总种类数的 13.85%；毛颚类 3 种，占总种类数的 4.62%；枝角类和异足类各 2 种，分别占总种类数的 3.08%；原生动物、磷虾类、莹虾类和被囊类各 1 种，分别占总种类数的 1.54%（详见种类名录）。该水域浮游动物种类一般，主要为沿岸种。

以优势度 $Y \geq 0.02$ 为判断标准，调查期间共出现 7 种优势种，见表 8.3-35。原生动物的红纺锤水蚤优势度最高，为 0.44，栖息密度为 429.43 ind/m^3。

表 8.3-35　　秋季浮游动物优势种组成

优势种		优势度（*Y*）	出现频率	栖息密度（ind/m³）
红纺锤水蚤	*Acartia erythraea*	0.44	1.00	429.43
锥形宽水蚤	*Temora turbinata*	0.07	0.89	86.65
肥胖三角溞	*Evadne tergesina*	0.03	0.89	42.27
鸟喙尖头溞	*Penilia avirostris*	0.04	0.89	49.88
肥胖箭虫	*Sagitta enflata*	0.04	0.94	40.83
莹虾类幼体	*Lucifer larvae*	0.03	0.61	86.68
长尾类幼体	*Macrura larvae*	0.09	1.00	91.23

（2）栖息密度和生物量

调查期间，海域浮游动物栖息密度变化范围为 436.83~2030.74 ind/m³，平均为 983.61 ind/m³。不同站位间的浮游动物栖息密度不同，以 3-3 最高，1-2 最低。

浮游动物生物量在 17.00~60.80mg/m³ 之间，平均为 38.08 mg/m³，其中以 8-1 最高，7-2 最低。浮游动物生物量与栖息密度的分布存在一定差异，详见表 8.3-36。

表 8.3-36　　秋季浮游动物栖息密度和生物量

站位	栖息密度（ind/m³）	生物量（mg/m³）
1-2	436.83	32.42
2-1	592.27	29.19
2-3	929.38	33.76
3-1	991.65	41.33
3-2	1736.34	59.59
3-3	2030.74	39.15
3-5	1600.00	43.31
4-2	581.79	24.14
4-4	1005.87	39.15
5-1	1618.14	54.45
5-3	1170.57	56.32
6-2	526.32	22.29
7-1	888.92	33.94
7-2	581.85	17.00
8-1	743.50	60.80
8-3	554.57	26.16
9-1	1053.77	41.08
9-2	662.50	31.41
范围	436.83~2030.74	17.00~60.80
平均值	983.61	38.08

（3）多样性水平

各站位浮游动物种类数范围在 12~31 种，平均 21 种，种类最多的出现在 9-1，最少的出现在 3-1，详见表 8.3-37；多样性指数变化范围在 1.36~4.31，平均为 3.04，以 1-2 最高，3-2 最低；均匀度变化范围 0.35~0.89，均值为 0.69，以 1-2 最高，3-2 最低。

根据陈清潮等提出的生物多样性阈值评价标准，即 Dv >3.5 为非常丰富，2.6~3.5 为丰富，1.6~2.5 为较好，0.6~1.5 为一般，<0.6 为差，来衡量该水域浮游动物群落结构状况。本次调查多样性阈值变化范围为 0.47~3.82，均值为 2.24，多样性较好；其中 1-2 属 I 类水平，多样性非常丰富；5-1、5-3、7-1 和 8-3 属 III 类水平，多样性较好；3-1、3-3、3-5 和 4-4 属于 IV 类水平，多样性一般；2-3 和 3-2 属 V 类水平，多样性差；其它站位均属 II 类水平，多样性丰富。

表 8.3-37　　秋季浮游动物多样性指数和均匀度

站位	种类数	多样性指数（*H′*）	均匀度指数(*J*)	多样性阈（*Dv*）
1-2	29	4.31	0.89	3.82
2-1	22	3.91	0.88	3.43
2-3	15	1.39	0.36	0.49
3-1	12	2.07	0.58	1.20
3-2	15	1.36	0.35	0.47
3-3	20	2.60	0.60	1.56
3-5	21	2.05	0.47	0.96
4-2	19	3.37	0.79	2.67
4-4	16	2.41	0.60	1.45
5-1	22	3.37	0.76	2.55
5-3	18	2.92	0.70	2.04
6-2	22	3.68	0.83	3.04
7-1	22	3.31	0.74	2.46
7-2	19	3.33	0.78	2.61
8-1	22	3.64	0.82	2.97
8-3	18	3.08	0.74	2.27
9-1	31	3.93	0.79	3.12
9-2	28	3.94	0.82	3.23
范围	12~31	1.36~4.31	0.35~0.89	0.47~3.82
平均值	21	3.04	0.69	2.24

（4）小结

本次调查，可得出以下小结：

①研究结果表明，该水域共发现浮游动物 65 种(类)，种类一般，主要以沿岸种为主。优势种有 7 种。

②浮游动物栖息密度平均为 983.61 ind/m^3，以 3-3 最高，1-2 最低；生物量平均为 38.08 mg/m^3，以 8-1 最高，7-2 最低。

③多样性指数和均匀度均值分别为 3.04 和 0.69。

④根据陈清潮等提出的浮游动物多样性阈值评价标准对调查区内浮游动物的多样性进行评价，结果显示，多样性阈值平均为 2.24，多样性较好。

8.3.3.4 底栖生物

（1）种类组成和生态特征

本次定量调查，共鉴定出包括纽形动物、环节动物、星虫动物、螠虫动物、软体动物、节肢动物共 5 门 22 科 28 种，其中环节动物和软体动物种类数相对较多。环节动物 9 科 13 种，占总种类数的 46.43%；软体动物 7 科 9 种，占总种类数的 32.14%；节肢动物 4 科 4 种，占总种类数的 14.29%；纽形动物、螠虫动物、各 1 科 1 种，各占总种类数的 3.57%，详见表 8.3-38 和种类名录。

表 8.3-38　　秋季底栖生物种类组成

门类	科数	种类数	占总种类数的比例(%)
纽形动物	1	1	3.57
环节动物	9	13	46.43
螠虫动物	1	1	3.57
软体动物	7	9	32.14
节肢动物	4	4	14.29
总计	22	28	100.00

本次调查，环节动物主要代表种为中华内卷齿蚕、膜质伪才女虫、白色吻沙蚕、持真节虫、异足索沙蚕等；软体动物主要代表种为理蛤、彩榧螺、钻螺等；节肢动物主要代表种为豆形短眼蟹等；其他代表种还有短吻铲荚螠、戴氏脑纽虫等。各站位的出现的主要种类见表 8.3-39。

表 8.3-39　　秋季底栖生物各站位的主要种

采样站位	主　要　种
1-2	白色吻沙蚕、短吻铲荚蛙
2-1	裸盲蟹、边鳃拟刺虫、持真节虫
2-3	持真节虫、白色吻沙蚕、短角双眼钩虾
3-1	中华内卷齿蚕
3-2	持真节虫、戴氏脑纽虫、中华内卷齿蚕
3-3	短吻铲荚蛙、持真节虫、中华内卷齿蚕
3-5	短吻铲荚蛙、辐射荚蛏
4-2	粗帝汶蛤、中华内卷齿蚕、白色吻沙蚕
4-4	红带织纹螺、欧努菲虫
5-1	白色吻沙蚕、理蛤
5-3	彩榧螺
6-2	钻螺、贪食鼓虾
7-1	西格织纹螺、豆形短眼蟹
7-2	短吻铲荚蛙、理蛤、持真节虫
8-1	膜质伪才女虫
8-3	奇异稚齿虫
9-1	膜质伪才女虫
9-2	膜质伪才女虫、白色吻沙蚕

（2）优势种

本次调查，出现的 28 种生物中，优势度在 0.02 以上的优势种有 4 种，分别为中华内卷齿蚕、白色吻沙蚕、膜质伪才女虫和持真节虫，这 4 种生物出现站位数和出现数量范围分别为 4~7 站和 5~8 个，优势度范围为 0.03~0.05；其他 24 种生物出现站位数和数量范围分别为 1~4 站和 1~4 个，优势度均小于 0.02。

（3）生物量及栖息密度

本次调查，底栖生物的总平均生物量为 7.99 g/m^2，平均栖息密度为 67.78 ind/m^2。生物量的组成以软体动物最大，生物量为 3.12g/m^2，占总生物量的 39.08%；其次是环节动物、螠虫动物、节肢动物，分别占总生物量的 32.96%、17.66%、8.07%；纽形动物的生物量较低，未超过总生物量的 3.00%；栖息密度方面，以环节动物较高，为 43.33 ind/m^2，占总栖息密度的 63.93%；其次是软体动物，占总栖息密度的 19.67%；其它 3 类生物的栖息密度较低，均未超过总栖息密度的 7.00%，详见表 8.3-40。

表 8.3-40　秋季底栖生物生物量（g/m²）及栖息密度（ind./m²）的组成

项目	环节动物	软体动物	纽形动物	节肢动物	螠虫动物	总计
生物量	2.63	3.12	0.18	0.64	1.41	7.99
百分比%	32.96	39.08	2.23	8.07	17.66	100.00
栖息密度	43.33	13.33	2.22	4.44	4.44	67.78
百分比%	63.93	19.67	3.28	6.56	6.56	100.00

调查区海域内各站位底栖生物的生物量差异较大，最高生物量出现在 5-3 号站，其生物量为 28.40 g/m^2，其次为 3-5 号站，生物量为 22.40 g/m^2，最低生物量出现在 9-1 和 9-2 号站，生物量均仅为 1.60 g/m^2，最高生物量是最低生物量的 17.75 倍。栖息密度方面，最高出现在 3-1 和 7-2 号站，栖息密度均为 100.00 ind/m^2；最低栖息密度出现在 1-2 和 4-4 号站，均为 40.00 ind/m^2，最高栖息密度是最低栖息密度的 2.50 倍，详见表 8.3-41。

表 8.3-41　秋季底栖生物生物量（g/m²）及栖息密度（ind./m²）的分布

站	项目	环节动物	软体动物	纽形动物	节肢动物	螠虫动物	总计
1-2	生 物 量	2.20	0.00	0.00	0.00	6.80	9.00
	栖息密度	20.00	0.00	0.00	0.00	20.00	40.00
2-1	生 物 量	2.00	0.00	0.00	1.20	0.00	3.20
	栖息密度	40.00	0.00	0.00	20.00	0.00	60.00
2-3	生 物 量	2.60	0.00	0.00	0.80	0.00	3.40
	栖息密度	40.00	0.00	0.00	20.00	0.00	60.00
3-1	生 物 量	3.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.00
	栖息密度	100.00	0.00	0.00	0.00	0.00	100.00
3-2	生 物 量	0.60	2.20	1.00	0.00	0.00	3.80
	栖息密度	20.00	20.00	20.00	0.00	0.00	60.00
3-3	生 物 量	2.60	0.00	0.00	0.00	9.00	11.60
	栖息密度	40.00	0.00	0.00	0.00	20.00	60.00
3-5	生 物 量	10.60	3.80	2.20	0.00	5.80	22.40
	栖息密度	20.00	20.00	20.00	0.00	20.00	80.00
4-2	生 物 量	3.20	4.20	0.00	0.00	0.00	7.40
	栖息密度	60.00	20.00	0.00	0.00	0.00	80.00
4-4	生 物 量	1.00	4.60	0.00	0.00	0.00	5.60
	栖息密度	20.00	20.00	0.00	0.00	0.00	40.00
5-1	生 物 量	3.20	2.20	0.00	0.00	0.00	5.40
	栖息密度	60.00	20.00	0.00	0.00	0.00	80.00
5-3	生 物 量	1.00	27.40	0.00	0.00	0.00	28.40
	栖息密度	20.00	60.00	0.00	0.00	0.00	80.00
6-2	生 物 量	1.80	1.80	0.00	7.40	0.00	11.00

	栖息密度	20.00	40.00	0.00	20.00	0.00	80.00
7-1	生 物 量	1.80	5.80	0.00	2.20	0.00	9.80
	栖息密度	20.00	20.00	0.00	20.00	0.00	60.00
7-2	生 物 量	4.20	4.20	0.00	0.00	3.80	12.20
	栖息密度	60.00	20.00	0.00	0.00	20.00	100.00
8-1	生 物 量	2.20	0.00	0.00	0.00	0.00	2.20
	栖息密度	60.00	0.00	0.00	0.00	0.00	60.00
8-3	生 物 量	2.20	0.00	0.00	0.00	0.00	2.20
	栖息密度	60.00	0.00	0.00	0.00	0.00	60.00
9-1	生 物 量	1.60	0.00	0.00	0.00	0.00	1.60
	栖息密度	60.00	0.00	0.00	0.00	0.00	60.00
9-2	生 物 量	1.60	0.00	0.00	0.00	0.00	1.60
	栖息密度	60.00	0.00	0.00	0.00	0.00	60.00

（4）生物多样性指数及均匀度

调查结果显示，本海区采泥底栖生物多样性指数变化范围在 0.9183~2.3219 之间，平均为 1.4912；均匀度分布范围在 0.9183~1.0000 之间，整个海区均匀度指数的平均值为 0.9737，详见表 8.3-42。本次调查海区底栖生物多样性属于较低水平，均匀度属高水平。

表 8.3-42　　秋季底栖生物多样性指数

站位	样方内种类数	样方内个体数	多样性指数(H')	均匀度(Y)
1-2	2	2	1.0000	1.0000
2-1	3	3	1.5850	1.0000
2-3	3	3	1.5850	1.0000
3-1	4	5	1.9219	0.9610
3-2	3	3	1.5850	1.0000
3-3	3	3	1.5850	1.0000
3-5	4	4	2.0000	1.0000
4-2	4	4	2.0000	1.0000
4-4-	2	2	1.0000	1.0000
5-1	4	4	2.0000	1.0000
5-3	3	4	1.5000	0.9464
6-2	3	4	1.5000	0.9464
7-1	3	3	1.5850	1.0000
7-2	5	5	2.3219	1.0000
8-1	2	3	0.9183	0.9183
8-3	2	3	0.9183	0.9183
9-1	2	3	0.9183	0.9183
9-2	2	3	0.9183	0.9183

平均	3	3.39	1.4912	0.9737

（4）小结

通过本次调查，可得出以下小结：

①本次定量调查，共鉴定出包括纽形动物、环节动物、星虫动物、螠虫动物、软体动物、节肢动物共 5 门 22 科 28 种，其中环节动物和软体动物种类数相对较多。

②本次调查出现的 28 种生物中，优势度在 0.02 以上的优势种有 4 种，分别为中华内卷齿蚕、白色吻沙蚕、膜质伪才女虫和持真节虫。

③底栖生物的总平均生物量为 7.99 g/m^2，平均栖息密度为 67.78 ind/m^2。生物量组成以软体动物最大，生物量为 3.12 g/m^2，占总生物量的 39.08%；栖息密度以环节动物较高，为 43.33 ind/m^2，占总栖息密度的 63.93%。

④调查区海域内各站位底栖生物的生物量和栖息密度差异较大。最高生物量出现在 5-3 站，其生物量为 28.40g/m^2，最低生物量出现在 9-1 和 9-2 站，生物量均仅为 1.60g/m^2，最高生物量是最低生物量的 17.75 倍。最高栖息密度出现在 3-1 和 7-2 站，均为 100.00 ind/m^2，最低栖息密度出现在 1-2 和 4-4 站，均为 40.00 ind/m^2，最高栖息密度是最低栖息密度的 2.50 倍。

⑤底栖生物多样性指数变化范围在 0.9183~2.3219 之间，平均为 1.4912；均匀度分布范围在 0.9183~1.0000 之间，整个海区均匀度指数的平均值为 0.9737。本次调查海区底栖生物多样性属于较低水平，均匀度属高水平。

8.3.3.5 潮间带生物

（1）种类组成

本次调查属春季，采集到的潮间带生物标本共 40 科 64 种（含个别未定种的属，下同），分别隶属于藻类植物、腔肠动物、脊索动物、多毛类动物、软体动物、甲壳类动物、星虫动物和棘皮动物等 9 大门类(其中藻类有 2 大门类)，以软体动物和甲壳类动物出现的种类最多，其中软体动物有 18 科 29 种和甲壳类动物 10 科 14 种，详见表 8.3-43 和种类名录。

本海域位于粤东沿岸的惠来海域，无大河径流注入，潮间带生物多属亚热带—热带海域沿岸的广布种，并表现出较为明显的沿岸暖水生态特征。

表 8.3-43　　秋季潮间带生物种类组成统计

类群	科数	种数	占总种类数的比例
多毛类	4	7	10.94%
棘皮动物	3	6	9.38%
脊索动物	1	1	1.56%
甲壳类	10	14	21.88%
腔肠动物	1	1	1.56%
软体动物	18	29	45.31%
星虫动物	1	1	1.56%
藻类	2	5	7.81%
合计	40	64	100.00%

高潮区：高潮区岩礁较为陡峭，栖息的潮间带种类相对较为单调，主要出现一些小型单壳类、小型蔓足类及小量多毛类。贝类多栖息于岩缝间或岩面匍匐生活，而蔓足类多于岩缝间或岩面附着栖息。高潮区为沙泥的栖息的潮间带种类相对较多些，多毛类和蟹类栖息于沙泥底下。出现的主要种类见表 8.3-44。

表 8.3-44　　秋季潮间带生物高潮区出现的主要种类

门　类	主　要　种　类
多毛类	红角沙蚕、巧言虫
软体动物	红树拟蟹守螺、粒结节滨螺、平轴螺、塔结节滨螺、秀丽织纹螺、珠带拟蟹守螺
甲壳类	龟足、明秀大眼蟹、韦氏毛带蟹

中潮区：中潮区较为平缓，并有砾石沙泥布其间。种类较丰富，资源量较丰，以软体动物和甲壳类出现的种类最多。有些高潮区的种类延续分布到中潮区，如龟足、明秀大眼蟹、粒结节滨螺、珠带拟蟹守螺。出现的主要种类见表 8.3-45。

表 8.3-45　　秋季潮间带生物中潮区出现的主要种类

门　类	主　要　种　类
藻类	鹅肠菜、浒苔、裂片石莼、石莼
多毛类	独齿围沙蚕、襟松虫、岩虫、异足索沙蚕、疣吻沙蚕
腔肠动物	海仙人掌
软体动物	粒结节滨螺、珠带拟蟹守螺、奥莱彩螺、广大扁玉螺、黑荞麦蛤、粒神螺、拟褐玉螺、鸟爪拟帽贝、日本镜蛤、条纹隔贻贝、文蛤、楔形斧蛤、疣荔枝螺、渔舟蜒螺、褶牡蛎
甲壳类	龟足、明秀大眼蟹、角眼沙蟹、鳞笠藤壶、日本沙钩虾、网纹藤壶、小相手蟹、中华近方蟹
棘皮动物	小刺蛇尾、紫轮参

星虫动物	厥目革囊星虫

低潮区：种类较丰富，以软体动物和甲壳类出现的种类最多。有些中潮区的种类延续分布到低潮区，如独齿围沙蚕、异足索沙蚕、疣吻沙蚕、小刺蛇尾、鳞笠藤壶、日本沙钩虾、中华近方蟹、日本镜蛤、条纹隔贻贝、楔形斧蛤、疣荔枝螺、渔舟蜒螺、鹅肠菜、裂片石莼、石莼。出现的主要种类见表 8.3-46。

表 8.3-46　　秋季潮间带生物低潮区出现的主要种类

门　类	主　要　种　类
藻类	鹅肠菜、裂片石莼、石莼、萱藻
多毛类	独齿围沙蚕、异足索沙蚕、疣吻沙蚕
软体动物	日本镜蛤、条纹隔贻贝、楔形斧蛤、疣荔枝螺、渔舟蜒螺、棒锥螺、变化短齿蛤、单齿螺、菲律宾蛤仔、翡翠贻贝、黑凹螺、肋虫昌螺、马蹄螺、毛蚶、日本花棘石鳖
甲壳类	鳞笠藤壶、日本沙钩虾、中华近方蟹、侧指蝉蟹、蜾蠃蜚、红点黎明蟹、日本蟳、锐齿蟳
棘皮动物	小刺蛇尾、斑瘤蛇尾、十角饼干海胆、条纹板刺蛇尾、长大刺蛇尾
脊索动物	弹涂鱼

（2）生物量及栖息密度

①组成情况

本次调查潮间带生物的平均生物量为 165.81 g/m^2，平均栖息密度为 125.33 Ind/m^2。

在潮间带生物生物量的百分组成中，以软体动物的生物量居首位，其生物量为 92.32 g/m^2，占总生物量的 55.68%；其次为甲壳类动物，为 49.04g/m^2，占总生物量的 29.58%；居第三位的藻类为 13.75 g/m^2，占总生物量的 8.29%，多毛类动物的生物量为最低。

栖息密度的百分组成方面，最高也为软体动物，为 79.47 Ind/m^2，占总栖息密度的 63.41%；其次为甲壳类动物，为 26.13Ind/m^2，占总栖息密度的 20.85%，其他类动物的栖息密度为最低，详见表 8.3-47。

表 8.3-47　秋季潮间带生物生物量（g/m^2）及栖息密度（ind./m^2）的组成

类别	合 计	多毛类	软体动物	甲壳类	棘皮动物	藻 类	其 他
生物量	165.81	1.62	92.32	49.04	7.10	13.75	1.98
栖息密	125.33	12.27	79.47	26.13	6.13	/	1.33

②水平分布

潮间带生物的水平分布方面，生物量以 T4 断面为最高，达 269.45 g/m^2，以 T2 断面为最低，即生物量的分布表现为 T4>T1>T5>T3>T2；栖息密度方面，以 T5 断面为最高，其密度达 145.33 Ind/m^2，但最低则为 T3 断面，即栖息密度的分布表现为 T5>T4>T2>T1>T3。5 个潮间带断面生物量及栖息密度的水平分布情况见表 8.3-48。

表 8.3-48 秋季潮间带生物生物量（g/m^2）及栖息密度（ind./m^2）的水平分布

断面	项目	合 计	多毛类	软体动物	甲壳类	棘皮动物	藻类	其他
T1	生 物 量	162.65	1.60	67.44	73.73	0.00	19.88	0.00
	栖息密度	121.33	9.33	90.67	21.33	0.00	/	0.00
T2	生 物 量	111.61	2.41	83.00	8.49	6.81	10.89	0.00
	栖息密度	125.33	17.33	70.67	28.00	9.33	/	0.00
T3	生 物 量	139.24	1.19	76.79	41.55	5.19	14.53	0.00
	栖息密度	97.33	9.33	62.67	20.00	5.33	/	0.00
T4	生 物 量	269.45	1.19	138.81	96.13	13.99	18.59	0.75
	栖息密度	137.33	10.67	77.33	36.00	10.67	/	2.67
T5	生 物 量	146.09	1.72	95.55	25.29	9.51	4.87	9.16
	栖息密度	145.33	14.67	96.00	25.33	5.33	/	4.00

③垂直分布

潮间带生物的垂直分布方面，本海域潮间带生物生物量以中潮区最高，高潮区最低，即表现为：中潮区>低潮区>高潮区；栖息密度方面，也以中潮区最高，而最低则为低潮区，即中潮区>高潮区>低潮区，详见表 8.3-49。

表 8.3-49 秋季潮间带生物生物量（g/m^2）及栖息密度（ind./m^2）的垂直分布

潮区	项目	合 计	多毛类	软体动物	甲壳类	棘皮动物	藻类	其他
高潮区	生 物 量	28.81	1.55	16.14	11.12	0.00	0.00	0.00
	栖息密度	106.40	12.80	80.80	12.80	0.00	/	0.00
中潮区	生 物 量	261.33	2.08	118.87	98.15	14.52	23.09	4.62
	栖息密度	168.80	16.80	99.20	39.20	10.40	/	3.20
低潮区	生 物 量	207.30	1.23	141.94	37.85	6.78	18.17	1.33
	栖息密度	100.80	7.20	58.40	26.40	8.00	/	0.80

（3）生物多样性指数及均匀度

统计结果显示，本海域潮间带断面的多样性指数分布范围为 3.326~4.207，平均为 3.788；均匀度指数分布范围为 0.798~0.918，平均为 0.863。多样性指数

和均匀度均属较高水平，说明本海域潮间带生态环境良好，种类分布也较为均匀，详见表 8.3-50。

表 8.3-50　　秋季潮间带生物生物多样性指数及均匀度

断面名称	样方内出现的种类数	多样性指数(H')	均匀度(J)
T1	18	3.326	0.798
T2	16	3.455	0.864
T3	24	4.207	0.918
T4	25	4.044	0.871
T5	23	3.910	0.864
平均	—	3.788	0.863

（4）小结

通过本次调查，可得出以下小结：

①本次调查海域潮间带生物平均生物量为 165.81 g/m^2，栖息密度为 125.33 Ind/m^2，生物量以软体动物居首位，其次为甲壳类动物，第三为藻类植物。

②水平分布方面，生物量 T4>T1>T5>T3>T2，栖息密度 T5>T4>T2>T1>T3；垂直分布方面，生物量表现为中潮区>低潮区>高潮区，栖息密度则表现为中潮区>高潮区>低潮区。

③本次调查采集到的潮间带生物出现了 40 科 64 种，分别隶属于藻类、腔肠动物、多毛类动物、软体动物、脊索动物、甲壳类动物、星虫动物和棘皮动物等 9 大门类，以软体动物和甲壳类出现的种类最多，并表现出较为明显的沿岸暖水生态特征。

④潮间带生物的多样性指数平均为 3.788，均匀度指数平均为 0.863，多样性指数和均匀度均属较高水平。

8.3.3.6　鱼卵和仔稚鱼

（1）种类组成

本次垂直拖网采到的鱼卵仔鱼很少，共出现 3 个种类：小公鱼 *Stolephorus* sp.、鳁属 *Leiognathus* sp.和多鳞鱚 *Sillago sihama*。

（2）数量分布

本次垂直拖网调查 18 个站位，有 16 个站位采到鱼卵，共采到鱼卵 53 粒，有 3 个站采到仔稚鱼，共采到仔稚鱼 3 尾。依此计算，调查海域鱼卵平均密度为

1,081 粒/1000m^3，仔稚鱼密度为 43.6 尾/1000m^3，详见表 8.3-51。鱼卵数量分布以 4-2 站数量最多，密度为 3,182 粒/1000m^3，其次是 5-1 站，密度为 2,273 粒/1000m^3，8-3 站数量最少，密度为 227 粒/1000m^3。出现种类为小公鱼和鳀属鱼类。仔鱼数量以 4-4 站最多，为 294 尾/1000m^3，其次是 1-2 站，密度为 263 尾/1000m^3，7-2 站最少，为 227 尾/1000m^3。出现种类为小公鱼和多鳞鳙。

表 8.3-51　　秋季鱼卵和仔鱼密度（粒、尾/1000m^3）

站位		1-2	2-1	2-3	3-1	3-2	3-3
密度	鱼卵	1,053	1,923	0	1,667	1,364	769
	仔鱼	263	0	0	0	0	0
站位		3-5	4-2	4-4	5-1	5-3	6-2
密度	鱼卵	938	3,182	882	2,273	0	263
	仔鱼	0	0	294	0	0	0
站位		7-1	7-2	8-1	8-3	9-1	9-2
密度	鱼卵	556	455	500	227	1,538	1,875
	仔鱼	0	227	0	0	0	0

8.3.3.7　渔业资源

（1）渔获种类和优势种

本次调查，共捕获游泳生物 121 种，隶属于 16 目 56 科。其中：鱼类 77 种，头足类 8 种，甲壳类 36 种，详见表 8.3-52 和游泳生物种类名录。

表 8.3-52　　秋季游泳生物各断面出现种类统计结果

断面	Y1	Y2	Y3	Y4	Y5	Y6	Y7
鱼类	16	30	17	16	14	18	18
头足类	1	3	3	4	3	3	2
甲壳类	13	7	12	11	13	13	13
合计	30	40	32	31	30	34	33
断面	**Y8**	**Y9**	**Y10**	**Y11**	**Y12**	**合计**	
鱼类	15	18	17	17	12	77	
头足类	5	3	3	2	1	8	
甲壳类	13	13	10	17	13	36	
合计	33	34	30	36	26	121	

将渔获中 *IRI* 值在 200 以上列于表 8.3-53。由表可知，渔获中 *IRI* 值在 200 以上的种类有 15 种，分别为：近缘新对虾、口虾蛄、带鱼、丽叶鲹、鹿斑鲾、海鳗、周氏新对虾、长叉口虾蛄、黑斑口虾蛄、红星梭子蟹、短吻鲾、锈斑蟳、黄斑蓝子鱼、长毛对虾、皮氏叫姑鱼，由此确定这 15 种为本次调查游泳生物的

优势种。

表 8.3-53　　秋季游泳生物渔获物的 IRI 指数

种类	出现频率（%）	渔获重量		渔获尾数		*IRI*
		（kg）	（%）	（ind）	（%）	
近缘新对虾	83.33	1.435	2.44	115	4.41	571.12
口虾蛄	83.33	1.803	3.07	93	3.57	553.06
带鱼	66.67	3.314	5.64	57	2.19	521.98
丽叶鲹	66.67	1.543	2.63	130	4.98	507.50
鹿斑鲾	75.00	0.751	1.28	141	5.41	501.41
海鳗	66.67	3.170	5.40	16	0.61	400.82
周氏新对虾	66.67	0.694	1.18	121	4.64	388.10
长叉口虾蛄	58.33	1.620	2.76	83	3.18	346.59
黑斑口虾蛄	75.00	1.075	1.83	63	2.42	318.49
红星梭子蟹	50.00	2.409	4.10	51	1.96	302.92
短吻鲾	50.00	1.200	2.04	95	3.64	284.32
锈斑蟳	66.67	1.615	2.75	31	1.19	262.61
黄斑蓝子鱼	58.33	1.115	1.90	66	2.53	258.40
长毛对虾	75.00	1.033	1.76	38	1.46	241.23
皮氏叫姑鱼	58.33	1.612	2.75	35	1.34	238.43

（2）渔获率

本次调查的渔获率见表 8.3-54。由表可知，平均重量渔获率为 4.893kg/h。其中：鱼类重量渔获率为 2.876kg/h，占总重量渔获率的 58.78%；头足类重量渔获率为 0.404kg/h，占总重量渔获率的 8.26%；甲壳类重量渔获率为 1.613kg/h，占总重量渔获率的 32.97%；平均个体渔获率为 217.33ind/h，其中：鱼类个体渔获率 110.83ind/h，占总个体渔获率的 51.00%；头足类个体渔获率 15.75ind/h，占总个体渔获率的 7.25%；甲壳类个体渔获率为 90.75ind/h，占总个体渔获率的 41.76%。由此可见，重量渔获率和个体渔获率都是鱼类最多，其次是甲壳类，最少是头足类。

幼体渔获率：所谓幼体是指其长度（体长、叉长、肛长、胴长、体盘宽、头胸甲长、盔甲宽）小于最小性成熟长度（体长、叉长、肛长、胴长、体盘宽、头胸甲长、盔甲宽）的个体。长度测量标准是：鱼类中的鳗鲡目和鲈形目带鱼科种类为肛长；软骨鱼类中的鳐、魟类为体盘宽；底层及近底层鱼类为体长；中上层鱼类为叉长；头足类为胴长；虾类、虾蛄类为头胸甲长；蟹类为盔甲宽。根据这一标准来计算幼体渔获率及占所有游泳生物群体的比例，在计算时，将头足类并

入鱼类，虾蛄类并入虾类。幼体平均个体渔获率为 136.75ind/h，鱼类幼体渔获率最高，其次是虾类，而蟹类最低，各断面幼体个体渔获率见表 8.3-55。

表 8.3-54 秋季游泳生物各断面的重量渔获率（kg/h）和个体渔获率（ind/h）

类群	断面	Y1	Y2	Y3	Y4	Y5	Y6	Y7
鱼类	重量渔获率	2.295	3.403	2.996	3.390	3.089	3.721	2.487
	个体渔获率	67	136	102	106	144	114	136
头足类	重量渔获率	0.400	0.407	0.254	0.325	0.306	0.276	0.330
	个体渔获率	15	14	23	13	16	14	6
甲壳类	重量渔获率	0.956	1.593	1.012	1.685	1.861	1.786	1.063
	个体渔获率	57	74	80	66	133	137	76
总和	重量渔获率	3.651	5.403	4.262	5.400	5.256	5.783	3.880
	个体渔获率	139	224	205	185	293	265	218
类群	**断面**	**Y8**	**Y9**	**Y10**	**Y11**	**Y12**	**平均**	
鱼类	重量渔获率	3.982	3.286	1.386	2.505	1.976	2.876	
	个体渔获率	159	93	51	93	129	110.83	
头足类	重量渔获率	0.753	0.650	0.680	0.341	0.130	0.404	
	个体渔获率	29	17	29	11	2	15.75	
甲壳类	重量渔获率	1.551	1.723	1.704	2.891	1.523	1.613	
	个体渔获率	77	67	69	126	127	90.75	
总和	重量渔获率	6.286	5.659	3.770	5.737	3.629	4.893	
	个体渔获率	265	177	149	230	258	217.33	

表 8.3-55 秋季游泳生物各断面幼体渔获率（ind/h）

类群	Y1	Y2	Y3	Y4	Y5	Y6	Y7
鱼类	55	89	81	83	98	85	88
虾类	26	37	47	30	71	71	41
蟹类	7	6	12	8	11	13	5
总和	88	132	140	121	180	169	134
类群	**Y8**	**Y9**	**Y10**	**Y11**	**Y12**	**平均**	
鱼类	120	69	56	68	86	81.50	
虾类	27	28	32	32	52	41.17	
蟹类	17	8	13	44	25	14.08	
总和	164	105	101	144	163	136.75	

在幼体的群体组成中，本次调查幼体群体占所有游泳生物群体的平均比例为 62.92%，幼体的平均比例以鱼类幼体所占比例最高，其次是蟹类，而虾类最低。各断面幼鱼、幼虾和幼蟹的比例见表 8.3-56。

表 8.3-56 秋季游泳生物各断面幼体所占比例

类群	Y1	Y2	Y3	Y4	Y5	Y6	Y7

鱼类	67.07%	59.33%	64.80%	69.75%	61.25%	66.41%	61.97%
虾类	60.47%	62.71%	74.60%	58.82%	60.68%	61.74%	62.12%
蟹类	50.00%	40.00%	70.59%	53.33%	68.75%	59.09%	50.00%
总比例	63.31%	58.93%	68.29%	65.41%	61.43%	63.77%	61.47%
类群	**Y8**	**Y9**	**Y10**	**Y11**	**Y12**	**平均**	
鱼类	63.83%	62.73%	70.00%	65.38%	65.65%	64.39%	
虾类	57.45%	52.83%	66.67%	51.61%	56.52%	60.54%	
蟹类	56.67%	57.14%	61.90%	68.75%	71.43%	61.89%	
总比例	61.89%	59.32%	67.79%	62.61%	63.18%	62.92%	

（3）资源密度

根据渔获率及每小时扫海面积来估算其资源密度。各断面渔业资源密度分布见表 8.3-57。平均重量密度为 550.39kg/km^2，平均个体密度为 24447ind/km^2。重量密度和个体密度都是鱼类最多，其次是甲壳类，最少是头足类。

表 8.3-57 秋季游泳生物各断面的重量密度（kg/km^2）和个体密度（ind/ km^2）

类群	**断面**	**Y1**	**Y2**	**Y3**	**Y4**	**Y5**	**Y6**	**Y7**
鱼类	重量密度	258.16	382.79	337.01	381.33	347.47	418.56	279.75
	个体密度	7537	15298	11474	11924	16198	12823	15298
头足类	重量密度	44.99	45.78	28.57	36.56	34.42	31.05	37.12
	个体密度	1687	1575	2587	1462	1800	1575	675
甲壳类	重量密度	107.54	179.19	113.84	189.54	209.34	200.90	119.57
	个体密度	6412	8324	8999	7424	14961	15411	8549
总和	重量密度	410.69	607.76	479.42	607.42	591.23	650.51	436.45
	个体密度	15636	25197	23060	20810	32958	29809	24522
类群	**断面**	**Y8**	**Y9**	**Y10**	**Y11**	**Y12**	**平均**	
鱼类	重量密度	447.92	369.63	155.91	281.78	222.27	323.51	
	个体密度	17885	10461	5737	10461	14511	12467	
头足类	重量密度	84.70	73.12	76.49	38.36	14.62	45.44	
	个体密度	3262	1912	3262	1237	225	1772	
甲壳类	重量密度	174.47	193.81	191.68	325.20	171.32	181.44	
	个体密度	8661	7537	7762	14173	14286	10208	
总和	重量密度	707.09	636.56	424.07	645.33	408.21	550.39	
	个体密度	29809	19910	16760	25872	29021	24447	

（4）鱼类资源状况

1）种类组成和生态特征

本次调查捕获的鱼类，分隶于 11 目 41 科，种类数 77 种，占总种数的 63.64%。以鲈形目的种类数最多，达 20 科 45 种，占鱼类总种数的 58.44%。

从鱼类自身的结构来分，本次调查所捕获的鱼类，属于硬骨鱼类有 76 种；软骨鱼类只有 1 种。

从鱼类组成的区系来看，属于印度洋、太平洋区系有 56 种，占 72.73%；属于太平洋区系有 18 种，占 23.38%；属于大西洋、印度洋、太平洋区系有 3 种，占 3.90%。

从鱼类的适温性来看，鱼类属于暖水性的种类有 71 种，占 92.21%；属于暖温性的种类有 6 种，占 7.79%；没有出现冷水性种类。

从鱼类的适盐性来分析，鱼类属于海水性的种类有 65 种，占 84.42%；属于咸淡水性的种类有 12 种，占 15.58%；没有出现淡水性的种类。

从鱼类的栖息水层来看，鱼类栖息于底层近底层有 71 种，占 92.21%；栖息于中上层有 6 种，占 7.79%。

从鱼类的分布来看，鱼类分布于大陆架区的有 64 种，占 83.12%；分布于河口、近岸的有 11 种，占 14.29%；分布于岩礁的有 2 种，占 2.60%；没有出现分布于江河的种类。

从鱼类的食性来看，由于本水域底层、近底层鱼类占优势，而这一类型的鱼类大多以底栖生物及小型的游泳生物为主要饵料；中上层鱼类全都属于浮游生物食性的鱼类。

综上所述，本次调查捕获的鱼类，硬骨鱼类占绝对优势，大多属于印度洋、太平洋区系，大多数种类分布于大陆架区，以海水性的种类居多，并以栖息于底层、近底层的暖水性种类占优势，其食性大多以底栖生物及小型的游泳生物为主要饵料，这大体上可以反映出该水域鱼类的种类组成区系和主要生态特点。

2）鱼类资源密度估算

评价区内鱼类的重量密度和个体密度见表 8.3-58。由表可知，评价区内鱼类的平均重量密度和个体密度分别为 323.51kg/km^2 和 12467ind/km^2，占总重量密度和个体密度分别为 58.78%和 51.00%。

表 8.3-58　　秋季鱼类的重量密度（kg/km²）和个体密度（ind/km²）

断面	Y1	Y2	Y3	Y4	Y5	Y6	Y7
重量密度	258.16	382.79	337.01	381.33	347.47	418.56	279.75
个体密度	7537	15298	11474	11924	16198	12823	15298
断面	**Y8**	**Y9**	**Y10**	**Y11**	**Y12**	**平均**	
重量密度	447.92	369.63	155.91	281.78	222.27	323.51	
个体密度	17885	10461	5737	10461	14511	12467	

（5）头足类资源状况

1）种类组成

调查水域内捕获的头足类，隶属于 3 目 4 科 8 种，占总种数的 6.61%。大多属于太平洋—印度洋区系，多数种类属于暖水性。

2）头足类资源密度估算

评价区内头足类的重量密度和个体密度见表 8.3-59。由表可知，评价区内头足类的平均重量密度和个体密度分别为 45.44kg/km² 和 1772ind/km²，占总重量密度和个体密度分别为 8.26%和 7.25%。

表 8.3-59　　秋季头足类的重量密度（kg/km²）和个体密度（ind/km²）

断面	Y1	Y2	Y3	Y4	Y5	Y6	Y7
重量密度	44.99	45.78	28.57	36.56	34.42	31.05	37.12
个体密度	1687	1575	2587	1462	1800	1575	675
断面	**Y8**	**Y9**	**Y10**	**Y11**	**Y12**	**平均**	
重量密度	84.70	73.12	76.49	38.36	14.62	45.44	
个体密度	3262	1912	3262	1237	225	1772	

（6）甲壳类资源状况

1）种类组成

本次调查，捕获的甲壳类，隶属于 2 目 11 科，经鉴定共 36 种，占总种数的 29.75%。其中：虾类 3 科 12 种，占甲壳类总种数的 33.33%，蟹类 6 科 19 种，占甲壳类总种数的 52.78%，虾蛄类 2 科 5 种，占甲壳类总种数的 13.89%。

根据刘瑞玉和陈琳等对南海甲壳类组成区系的分析，该水域甲壳类属于印度洋—太平洋区系的种类占多数，属于太平洋区系的种类为其次；从适温性来看，甲壳类以暖水性的种类为绝对优势，广温性的种类相对较少，暖温性的种类最少，未出现冷水性种类。

2）甲壳类资源密度估算

评价区内甲壳类的重量密度和个体密度见表 8.3-60。由表可知，评价区内甲壳类的平均重量密度和个体密度分别为 181.44 kg/km^2 和 10208 ind/km^2，占总重量密度和个体密度分别为 32.97%和 41.76%。其中：虾类的平均重量密度和个体密度分别为 44.21 kg/km^2 和 5137 ind/km^2，占甲壳类重量密度和个体密度分别为 24.36%和 50.33%；蟹类的平均重量密度和个体密度分别为 84.48 kg/km^2 和 2559 ind/km^2，占甲壳类重量密度和个体密度分别为 46.56%和 25.07%；虾蛄类的平均重量密度和个体密度分别为 52.76 kg/km^2 和 2512 ind/km^2，占甲壳类重量密度和个体密度分别为 29.08%和 24.61%。

表 8.3-60　　秋季甲壳类的重量密度（kg/km^2）和个体密度（ind/km^2）

类群	断面	Y1	Y2	Y3	Y4	Y5	Y6	Y7
虾类	重量密度	23.62	45.67	39.93	30.15	89.43	79.42	34.87
	个体密度	2475	6299	5399	2025	10799	11924	5512
蟹类	重量密度	48.82	128.46	39.03	75.59	61.87	104.61	46.01
	个体密度	1575	1687	1912	1687	1800	2475	1125
虾蛄类	重量密度	35.10	5.06	34.87	83.80	58.04	16.87	38.70
	个体密度	2362	337	1687	3712	2362	1012	1912
甲壳类	重量密度	107.54	179.19	113.84	189.54	209.34	200.90	119.57
	个体密度	6412	8324	8999	7424	14961	15411	8549
类群	**断面**	**Y8**	**Y9**	**Y10**	**Y11**	**Y12**	**平均**	
虾类	重量密度	20.70	39.26	29.25	54.56	42.97	44.21	
	个体密度	2025	2362	2925	3712	6187	5137	
蟹类	重量密度	67.15	73.57	113.61	198.65	56.36	84.48	
	个体密度	3375	1575	2362	7199	3937	2559	
虾蛄类	重量密度	86.61	80.99	48.82	71.99	71.99	52.76	
	个体密度	3262	3600	2475	3262	4162	2512	
甲壳类	重量密度	174.47	193.81	191.68	325.20	171.32	181.44	
	个体密度	8661	7537	7762	14173	14286	10208	

8.3.4　海域主要生物资源概况

8.3.4.1　主要种类的分布及生物学特性

（1）鱼类

金色小沙丁 *Sardinella aurita* Valenciennes

金色小沙丁属于鲱形目，鲱科、小沙丁鱼属。

地理分布：分布于三大洋。世界各地分布区有日本、中国、菲律宾、印度尼西亚、大西洋、印度洋、黑海、地中海及非洲西部。我国分布于东海和南海。

生活习性：金色小沙丁属中上层暖水性鱼类，喜集群洄游。金色小沙丁鱼具有昼夜垂直移动的习性，白天栖息于中下层，夜间浮游于中上层。以硅藻、桡足类及小型浮游生物为食。偶尔吞食小鱼。体长 165mm，即达性成熟。每年 4~8 月，水温为 20~24.5°C 时产卵。

洄游移动：每年春节过后，东北季风渐弱，水温渐升，亲鱼产卵群体陆续从外海来游沿岸栖息产卵，9 月份以后，东北季风渐强，水温渐降，鱼群向外海区洄游。栖息于温暖海区。随着水温的上升，由深海游向近海进行索饵产卵洄游。

黄鲫 *Setipinna taty* (Valeinciennes)

黄鲫属于鲱形目，鳀科、黄鲫属。俗称黄鳝、黄雀、赤鼻。

地理分布：在世界上主要分布于印度洋和太平洋西部。我国南海、东海、黄海和渤海均有分布。常年可捕获，以春秋两季为旺汛，产量较集中。

生活习性：黄鲫属暖水性中上层鱼类，但具有昼沉夜浮的特性，在上、中、下层水域均可栖息活动，因此也称中下层鱼类，多栖息于 4~13m 以内泥沙底质的浅海区，具有集群性，但不集结成大群。

洄游移动：黄鲫洄游移动不明显，一般早上吹南风和有薄雾时鱼群向近岸移动，若吹北风，鱼群略移向深水处。

龙头鱼 *Harpodon nehereus* (Hamilton)

龙头鱼属于灯笼鱼目，狗母鱼科、龙头鱼属。

地理分布：分布于太平洋、印度洋近岸海域及河口处，中国见于南海、台湾海峡、东海及黄海南部。

生活习性：龙头鱼属暖水性底层近岸鱼类，运动能力不强。常栖息于浅海泥底的环境中。每年春季为产卵期。杂食性，以小鱼、小虾、底栖动物为食。

洄游移动：龙头鱼有短距洄游习性，每年 3、4 月份，由外侧海域游向近岸，10 月以后，向外游向深水处过冬。

多齿蛇鲻 *Saurida tumbil* (Bloch et Shneider)

多齿蛇鲻隶属于灯笼鱼目，狗母鱼科、蛇鲻属。俗称九棍、丁鱼、那哥。是南海北部陆架区及北部湾的主要经济鱼类之一，分布广，渔获量高。

地理分布：世界分布区有澳洲东北部、印度尼西亚、菲律宾、马来半岛、印度支那、中国、日本、朝鲜、红海和非洲东岸。我国主要分布于南海、东海。生活习性：多齿蛇鲻系暖水性底层鱼类，主要栖息于超过 15m 深的海区，在底质为沙、沙泥、泥沙、泥等的海底均有栖息。本鱼种栖息海域的底温为 16.5~28.1°C，底盐为 30.0~34.8，不过对盐度要求较高，底盐低于 33.3 的海区虽有分布，但数量不多。

洄游移动：多齿蛇鲻洄游性不强，不作长距离洄游，只作水深深浅的移动，在觅食时，往往随着被捕食鱼类的转移而移动。

海鳗 *Muraenesox cinereus*(Forskal)

海鳗属于鳗鲡目，海鳗科、海鳗属。

地理分布：世界各地产区有朝鲜、中国、日本、菲律宾、印度尼西亚、澳洲、印度洋、非洲东岸诸海及红海等。海鳗分布于我国四大海区。广东大陆沿海及海南岛北部湾海区等均有分布，其中海南岛附近海区的总产量颇丰。

生活习性：海鳗属暖水性，对环境条件的适应性较强的底层鱼类。性凶猛而贪食；肉食性嗅觉灵敏，喜食新鲜饵料。游泳迅速，如蛇行。南海北部海区的海鳗鱼群，于冬春季产卵时期，有短距离的洄游现象。海鳗来游浅海区时，喜生活于泥质软泥质和泥堆场所。中午日照光线度强天气晴好海水透明度大时，多栖居于泥质洞穴内而减少索饵活动。每当风浪大水质混浊时，多四处觅食，尤以日落黄昏至凌晨时更加活跃。广东大陆近海区，海鳗分布水深范围为 16~125m，其中水深 60~90m 海区渔获出现率和渔获量最高。栖息区域底层水温为 15.6~28.1ºC，底层盐度为 31.3~34.7，其中较适宜水温为 16.7~21.4ºC，适宜盐度为 32.6~34.7。海南岛西海岸 3~5 月捕获产卵的海鳗，以底层水温 23.0~24.5ºC 范围内的产量最丰。产于粤东区的海鳗，每年 12 月开始性腺发育，至翌年 1~2 月间雌鱼腹腔已挤满成熟卵粒，3~4 月为产卵期。

洄游移动：海鳗为南海北部海区常栖的鱼类种群，平时分散栖息于较深水区域，每年 3~4 月清明节前后为产卵时期，一般多向近岸河口一带集结，行产卵活动。4 月产卵结束，鱼群渐向南至水深 50m 以外的海区离去。此时渔汛结束。当年孵化的幼鱼一般于水深 15~40m 区域内进行索饵活动。

六指马鲅 *Polynemus sextarius* Bloch et Schneider

六指马鲅属于鲻形目，鲻科、六指马鱼友属。俗称马友、午鱼。

地理分布：广泛分布于朝鲜、日本、中国、东南亚、澳洲、也门、泰国、印度及非洲东岸。我国沿海均有分布，尤以南海区的珠江口至台山沿海多见。

生活习性：六指马鲛为暖水性中上层鱼类，有时也沉至中下层。春季产卵。

洄游移动：六指马鲛有短距洄游习性，一般只在浅近海作短距离移动。

多鳞鱚 *Sillago sihama* (Forskal)

多鳞鱚属于鲈形目，鱚科、鱚属。是南海区的主要经济鱼类之一。

地理分布：世界分布区有红海、印度、印度尼西亚、中国、日本、菲律宾、澳洲。在我国 4 大海区均有分布。

生活习性：多鳞鱚属暖水性浅海底层鱼类，一般分布于 20m 以浅水深，喜择澄清水质的沙底或礁石海区觅食，但幼鱼多活动于泥底水域。

洄游移动：多鳞鱚是一种比较少移动的鱼类，但一般也作浅水区到深水区或深水区到浅水区的短距离移动。在春季水温回升时期，栖息于深水区的鱼群向沿岸浅水区作生殖移动。有时由于天气和外界环境的变化，也会引起鱼类由浅水区转向较深水区移动，并在那里作短暂栖息，然后又复回浅水区域，至冬凉季节，鱼群又转至较深水域栖息。

蓝圆鲹 *Decapterus maruadsi* (Temminck et Schlegel)

蓝圆鲹属于鲈形目，鲹科、圆鲹属。

地理分布：蓝圆鲹产于我国朝鲜日本，我国四大海区均有分布，其中以南海最多，东海次之。

生活习性：蓝圆鲹为暖水性鱼类，喜结群洄游，具有明显产卵集群和幼鱼育肥集群的习性。一般产卵结群时期多浮游栖息于中上层，但也栖息于近底层。适应水温 26.0~30.0ºC，适应盐度为 30~34，栖息于底层的群体，分布水深范围为 15~200m。

洄游移动：蓝圆鲹在南海北部海区分布广泛，平时栖息于底层的群体，其洄游移动不明显，但冬春季期间，由于淡水范围进缩，而外海水直迫近海岸，此时产卵鱼群大量集结，自外海洄游至沿海区行产卵活动。

竹荚鱼 *Trachurus japouicus* (Temminck et Schlegel)

竹筴鱼属于鲈形目，鲹科、竹筴鱼属。俗称巴浪、泽鱼、姑鱼等。属于一般的经济鱼类。

地理分布：分布于北太平洋西部沿海，广泛分布于我国沿海及朝鲜、日本沿

海等水域。

生活习性：竹筴鱼为中上层鱼类，游泳迅速，喜欢结群聚集，有趋光特性。

洄游移动：竹筴鱼为中上层洄游性鱼类，南海的竹筴鱼在 12~翌年 4 月份期间游向较近海区，行索饵产卵洄游。

乌鲳 *Formio niger* (Bloch)

乌鲳属于鲈形目，乌鲳科、乌鲳属。

地理分布：分布于热带和亚热带海域中，产量甚多。世界分布区有中国、朝鲜、日本、新加坡、印度尼西亚、菲律宾、印度支那、印度、南非等。在我国沿海均有分布，以南海区尤其广东省的产量较大，东海次之，黄海，渤海偶有发现。

生活习性：乌鲳属外洋暖水性中上层鱼类。平时栖息于外海，每年春季开始，南海水温回升时期，随着南风南流或西南流，顺流而来，进入近岸区作生殖和索饵洄游。集群的乌鲳在产卵前常栖息于水色澄清，水深 50m 左右的水域。每当天气晴朗暖和，南或西南流，水温高，流速缓慢时，群体浮游于中上层，离水面约 5m 处。若天气不好，北或东北流，流速较急，波浪大时，则潜游于中下层。涨潮或平潮时，多风起群。海南岛西海岸的乌鲳群体，在表层水温 24.5~26.0ºC 时，集群性大，活动力强，低于或高于表层水温值时，鱼群分散，活动能力弱。

洄游移动：乌鲳属集群洄游性鱼类，群体季节性移动较为明显，随着季节和鱼类内在条件的变化，鱼群常做外海和近海往返洄游。

皮氏叫姑鱼 *Johnius belengeri* (Cuvier et Valenciennes)

皮氏叫姑鱼属于鲈形目，石首鱼科、叫姑鱼属。俗称鱼或鱼。

地理分布：分布在印度洋和太平洋西部，我国沿海均产之。

生活习性：生活于 1~40m 海域，喜栖息于混浊度较高的水域，有昼夜垂直移动的习性。渔场大多在近岸浅海和河口区。能以鱼鳔发声，一般多认为发声是作为繁殖时期联络同类的信号。肉食性，主要以多毛类为食。

洄游移动：皮氏叫姑鱼洄游移动不明显，只在其栖息的近岸浅海和河口区稍作深浅的移动。

白姑鱼 *Argyrosomus argentatus* (Houttuyn)

白姑鱼属于鲈形目，石首鱼科、白姑鱼属。俗称鱼或鱼，是南海区主要经济鱼类。

地理分布：分布于中国和印度，在我国分布于福建省福州市以南各近海区域

和南海北部海区。

生活习性：白姑鱼属暖水性中下层鱼类。平时喜栖息于澄清海水中，常集群进行洄游，游速较缓慢；产卵时期鱼群常发出“洛洛”的声音。在大风浪或流急时，群体较分散。白姑鱼栖息的水深为 15~110m，其中水深 60m 以上的海区甚少分布，水深 60m 以内的海区分布面广，群体较密集。喜栖息于泥和泥沙的底质。栖息底层水温为 15.6~28.1ºC，适宜底层水温为 20.2~26.5ºC。栖息底层盐度为 31.5~34.6。

洄游移动：白姑鱼广泛分布于南海北部浅海区域。一般在非产卵时期栖息于较深水域，并且较分散；至产卵时期来临，分散鱼群逐渐集结成较大群体，并向沿海浅水区域移动，行产卵洄游。

大黄鱼 *Pseudosciaena crocea* (Richardson)

大黄鱼属于鲈形目，石首鱼科、黄鱼属。俗称黄花鱼。

地理分布：世界分布区有中国、朝鲜。我国分布于南海、东海和黄海南部。

生活习性：大黄鱼产于温带和亚热带海区，属温水性鱼类，分布于近海，栖息于中下层鱼类。喜群栖，厌强光，对声音敏感。

洄游移动：广东的大黄鱼，其群体移动洄游，目前只能从渔场、渔汛加以推测。粤西的鱼群，长距离洄游不甚明显。硇洲岛附近海区的大黄鱼，每年 10 月至 11 月，鱼群从较深区域游向较浅区域集群产卵，产卵后鱼群分散并游向较深区域，秋汛结束；翌年 2~3 月，鱼群又从较深区域游向较浅区域集群产卵，产卵后鱼群分散并游向较深区域，春汛结束。

黄鳍鲷 *Sparus latus Houttuyn*

黄鳍鲷属于鲈形目，鲷科、黄鳍鲷属。又名黄脚立、赤翅。黄鳍鲷是上等鱼，其肉质细嫩，鲜食、盐制均宜。

地理分布：广泛分布于中国、日本、朝鲜、菲律宾、印度尼西亚、红海。我国台湾、福建、广东沿海均有分布。

生活习性：黄鳍鲷为浅海暖水性底层鱼类，幼鱼的适温范围较成鱼窄，生存温度 9.5~35°C，生长最适水温为 24~28°C。成鱼则可抵御 2°C 的低温和 35°C 的高温，生长最适水温为 26~30°C。适盐范围较广，在盐度为 0.5~4.3 之间的海水中均可生存。

洄游移动：黄鳍鲷有明显的生殖迁移活动，在产卵期来临之前约 2 个月，从

近岸半咸水海区向高盐的深海区移动，产卵后又回到近岸。冬季繁殖，集结至河川出海口处产卵，春季时幼鱼开始出现于河口，并能溯河至淡水域。

二长棘鲷 *Parargyrops edita Tanaka*

二长棘鲷属于鲈形目，鲷科、二长棘鲷属。俗称鱼立鱼、圆头鱼立。

地理分布：世界分布区有日本、朝鲜、中国、印度尼西亚、越南等。我国分布于南海和东海南部，其中南海以北部湾海区为盛产。

生活习性：二长棘鲷属暖温性近底层鱼类，适温范围为 21~27°C，底质以泥和泥沙为适宜，底层盐度范围为 31.0~34.8，但盐度低于 33.2 的海区分布较少。

洄游移动：二长棘鲷喜结群，成鱼平时栖息于较深水域，分布广且移动性不大，其洄游多见于产卵时期。每年 10~11 月份期间，亲鱼性腺逐渐发育，到 12 月份至翌年 2 月份鱼群洄游移动至沿岸一带水域产卵，鱼群产卵结束后，鱼群分散并移至较深一带水域栖息。

日本金线鱼 *Nemipterus japonicus* (Bloch)

日本金线鱼属于鲈形目，金线鱼科。与金线鱼一起俗称红三。

地理分布：分布于印度-西太平洋区，西起印度，北至日本琉球列岛，南至印度尼西亚、菲律宾。台湾分布于西南部及澎湖海域。我国产于南海和东海。

生活习性：砂泥底、近海沿岸主要栖息于浅近海。产卵期为 5~7 月份。我国主要渔场有雷州半岛以东海区及北部湾，全年可捕获，2~5 月份为渔汛期，但其密集群体不大，渔获量较低。

洄游移动：日本金线鱼洄游移动不明显，但一般也作浅水区到深水区或深水区到浅水区的短距离移动。

带鱼 *Trichiurus haumela* (Forskal)

带鱼属于鲈形目，带鱼科、带鱼属。是南海主要经济鱼类。

地理分布：带鱼的分布范围广阔，世界各地产区有日本、中国、菲律宾、印度尼西亚、澳洲、印度洋、非洲东岸诸海及红海等，我国四大海区都有分布。

生活习性：带鱼喜澄清水质，并栖息于水深 10~40m、底质为灰泥的海区。带鱼产卵的水温为 18~29°C，适温为 25~28°C，盐度为 30.2~34.5，适盐为 33.0~34.4。

洄游移动：南海区的带鱼均来自福建水域，每年立冬至冬至前后，鱼群由福建进入南海区作适温洄游，进入南海区水域后停留栖息并产卵，然后沿来游路线

由西南向东北返回。

中国鲳 *Pampus chinensis* (Euphrasen)

中国鲳属于鲈形目，鲳科、鲳属。俗称白鲳，经济价值很高的鱼类。

地理分布：世界各地产区有印度洋和西北太平洋的日本、中国、马来半岛等。我国产于南海和东海。

生活习性：中国鲳属于暖温性中上层鱼类，具有垂直移动的能力；产卵期为 4~7 月份。

洄游移动：中国鲳洄游移动不明显，只在栖息的河口、港湾、近岸作深浅的移动。

刺鲳 *Psenopsis anomala*(Temminck et Schlegel)

刺鲳属于鲈形目，长鲳科、刺鲳属。

地理分布：世界分布区有日本和中国，我国产于南海、东海和黄海南部。

生活习性：刺鲳属暖温性中层及近底层鱼类。鱼群栖息的底层水温为 16.1~27.6 ℃，适宜水温为 19.0~22.9 ℃；底层盐度为 31.03~34.69，适宜盐度为 33.60~34.55。通常栖息于水深 40~120m，底质泥或泥沙（泥质约占 7 成）的水域中。在生殖季节，亲鱼群体洄游至水深 40m 以浅水区，喜择泥质处作索食和产卵活动。产卵期为 1~7 月份，盛期为 2、3 月份。

洄游移动：刺鲳成鱼群体平时栖息于深水区，产卵季节向浅水区域作产卵移动，产卵结束后分散南移，并栖息于较深水域。

（2）头足类

杜氏枪乌贼 *Loligo duvaucelii* Orbigny

杜氏枪乌贼隶属于枪形目，枪乌贼科、枪乌贼属。俗称“鱿仔”。分布于印度洋、太平洋。自红海、加勒比海、莫桑比克沿岸向东直至南中国海、菲律宾群岛和台湾岛周围均有产。杜氏枪乌贼为暖水性浅海头足类。多栖息于岛屿及河口、沿岸附近水质澄清的海域。喜趋光。昼下沉、夜上浮。在南海北部沿岸海域一年四季均可捕获。渔汛期为 4~9 月份，以 7~9 月份为旺汛期。本种为近岸渔业的主要捕捞对象，产卵期为 8~9 月份。

金乌贼 *Sepia esculenta* Hoyle

金乌贼属于乌贼目，乌贼科、乌贼属。俗称墨鱼、乌鱼、斗鱼、目鱼、梧桐花、竹筷子、板乌、大乌子、柔鱼，产期多在 8~12 月份，11 月份为盛渔期，我

国南北沿海的广布种，分布中心在黄海，并形成渔业。

曼氏无针乌贼 *Sepiella maindroni* de Rochebrune

曼氏无针乌贼属于乌贼目，乌贼科。俗称花粒子、麻乌贼、血墨。分布于印度洋、太平洋西部。广温性种类，我国沿海均产，分布中心在我国浙江和闽东海域。中型乌贼，个体较金乌贼小。为我国沿海产量最大的一种乌贼，约占中国头足类总产量的 60%，约占中国近海乌贼总产量之 80%，历史上曾是我国四大海洋渔业捕捞对象之一。喜趋光，具昼夜垂直移动的习性。产卵期为冬、春季。栖息水温 16~24℃，适应盐度 30~33。

短蛸 *Octopus ocellatus* Gray

短蛸属于八腕目，蛸科。俗称章鱼。分布于西太平洋。在我国南北沿海均有分布。属广温性种类，渔期分春秋两季。短蛸肉味鲜美，可鲜食，也可晒成章鱼干。

（3）甲壳类

近缘新对虾 *Metapenaeus affinis* (H. Milne-Edwards)

近缘新对虾属于十足目，对虾科、新对虾属。为近岸浅海种，是南海重要经济虾类。该种类对底质无严格的要求，广泛栖息于底质为沙、沙泥、泥沙和泥底的海区。在 50m 水深以浅范围内均有分布，但以水深 10m 以内沿岸浅水一带海区分布较多，向外海随水深的增加其分布越来越少。

长毛对虾 *Penaeus penicillatus* Alcock

长毛对虾属十足目，对虾科、对虾属。属暖水性种类。是南海北部的重要经济虾类之一。分布于马来西亚、印度尼西亚、缅甸、巴勒斯坦等国家以及我国的福建、台湾、浙江、广东、广西沿岸海域。主要分布于水深 40m 以内，产卵期向河口移动，进行产卵繁殖，幼虾在河口长成后，移向较深的水域生活。

周氏新对虾 *Metapenaeus joyneri*(Miers)

周氏新对虾属十足目，对虾科、新对虾属。俗称黄虾、沙虾、麻虾。广泛分布于我国东南沿海及日本、朝鲜沿海，是我国重要经济虾类，其肉质细嫩，味道鲜美，除供鲜食外，还可加工成虾米，色泽为桔红，形似金钩，故有金钩虾米之称。周氏新对虾由于个体较小，所以仅作为次要养殖品种，在我国南北方均有养

殖，但养殖规模不大。

三疣梭子蟹 *Portunus trituberculatus* (Miers)

三疣梭子蟹属于十足目，梭子蟹科、梭子蟹属。是经济价值高的蟹类，三疣梭子蟹属广温性种类，栖息于 5~30m 水深的沙泥及沙质浅海海底，分布于日本、朝鲜半岛、马来群岛和红海等海域，我国分布于南北沿海。

红星梭子蟹 *Portunus sanguinolentus* (Herbst)

红星梭子蟹属于十足目，梭子蟹科、梭子蟹属。具有较高经济价值的蟹类。热带区系特征明显的暖水性种，分布于整个印度太平洋海区的日本、东南亚、夏威夷、澳洲至南非等海域，我国分布于分布于福建、台湾、广东、海南和广西，栖息于 5~30m 水深的浅海泥沙质底。

远海梭子蟹 *Portunus pelagicus* (Linnaeus)

远海梭子蟹属于十足目，梭子蟹科、梭子蟹属。经济价值高的暖水性种，栖息于 5~30m 水深的泥及沙质的浅海海域，分布于日本、塔西提、菲律宾、泰国、马来群岛、澳洲和东非等海域，我国分布于浙江以南海区，包括浙江、福建、台湾、广东、广西等。

锈斑蟳 *Charybdis feriatus* (Linnaeus)

锈斑蟳属于十足目，梭子蟹科、蟳属。系名贵海产蟹类，经济价值甚高，属亚热带—热带暖水性种。栖息于近岸至浅海 100m 水深以内的泥沙质底，分布于日本、澳洲、印度、坦桑尼亚、东非、南非和马达加斯加等海域，我国分布于福建、台湾、广东、广西和海南海区。

日本蟳 *Charybdis japonica* (A. Milne-Edwards)

日本蟳属于十足目，梭子蟹科、蟳属。经济价值较高的蟹类，广温性种，栖息于低潮线附近至浅近海 80m 水深范围，潜伏于有水草处或石块下，分布于日本、马来西亚和红海等海域，我国广泛分布于南北各海区。

口虾蛄 *Oratosquilla oratoria* (de Haan)

口虾蛄属于口足目，虾蛄科、口虾蛄属。口虾蛄是经济价值较高的甲壳动物，广泛分布于我国近海和沿岸水域，一般在 5~60m 的水深都有发现，栖息的底质以泥沙为主。

长叉口虾蛄 *Oratosquilla nepa* (Latreille)

长叉口虾蛄属于口足目，虾蛄科、口虾蛄属。是一种经济价值较高的虾蛄种

类，暖水性区系特征明显，栖息于 30m 水深以内的沙或泥沙质浅海海域，分布于浙江以南各省区的沿岸海域。

猛虾蛄 *Harpiosquilla harpax* (de Haan)

猛虾蛄属口足目、猛虾蛄科、猛虾蛄属。经济价值较高的虾蛄类，暖水性种类，分布区域较广，北至日本海，南至澳大利亚北部海域，东至新几内亚，西至红海均有分布，我国分布于东海、南海。拖网常出现，100 m 以浅有分布，一般栖息于 20~50m 浅海的沙至沙泥质海底。

8.3.4.2 主要经济鱼类产卵场和产卵期

（1）主要产卵场分布

根据农业部公告第 189 号《中国海洋渔业水域图》（第一批），详见图 8.3-1、图 8.3-2。粤东南海中上层鱼类产卵场主要包括：蓝圆鲹粤东外海区产卵场位于东经 115°~116°30′，北纬 20°30′~22°35′，水深 70~180m，产卵期 3~7 月；蓝圆鲹粤东近海区产卵场位于东经 115°20′~117°，北纬 21°55′~22°15′，水深 40~75m，产卵期 1~4 月；鲐鱼粤东外海区产卵场位于东经 115°10′~116°15′，北纬 20°33′~22°10′，水深 90~200m，产卵期 2~4 月。

以上产卵场距离本工程距离很远，最近距离约 25km 以上。

（2）主要经济鱼类产卵期

根据历年调查所掌握的资料，调查水域主要经济鱼类的产卵期列于表 8.3-61。从表中可知，各种鱼类的产卵期延续较长，3~8 个月不等，主要产卵盛期集中在 3~8 月份。

表 8.3-61　　主要经济鱼类的产卵期

种　名	产卵期（月份）	种　名	产卵期（月份）
金色小沙丁鱼	12—翌年 4	大黄鱼	2—4，11—12
康氏小公鱼	3—8	白姑鱼	4—8
杜氏棱鳀	4—8	二长棘鲷	1－3
黄鲫	3—7	真鲷	11—翌年 2，5—7
海鳗	3－4	黄鳍鲷	1—3
龙头鱼	3－5	日本金线鱼	5—7
多齿蛇鲻	3—8	长棘银鲈	3—5
六指马鲅	2－5	鲡	4—6
多鳞鱚	3—4	黄斑蓝子鱼	4—5
蓝圆鲹	12—翌年 4	中国鲳	4—7
丽叶鲹	5－8	刺鲳	1—7
竹荚鱼	12—翌年 1	带鱼	3—11
皮氏叫姑鱼	3—7	孔鰕虎鱼	5—8

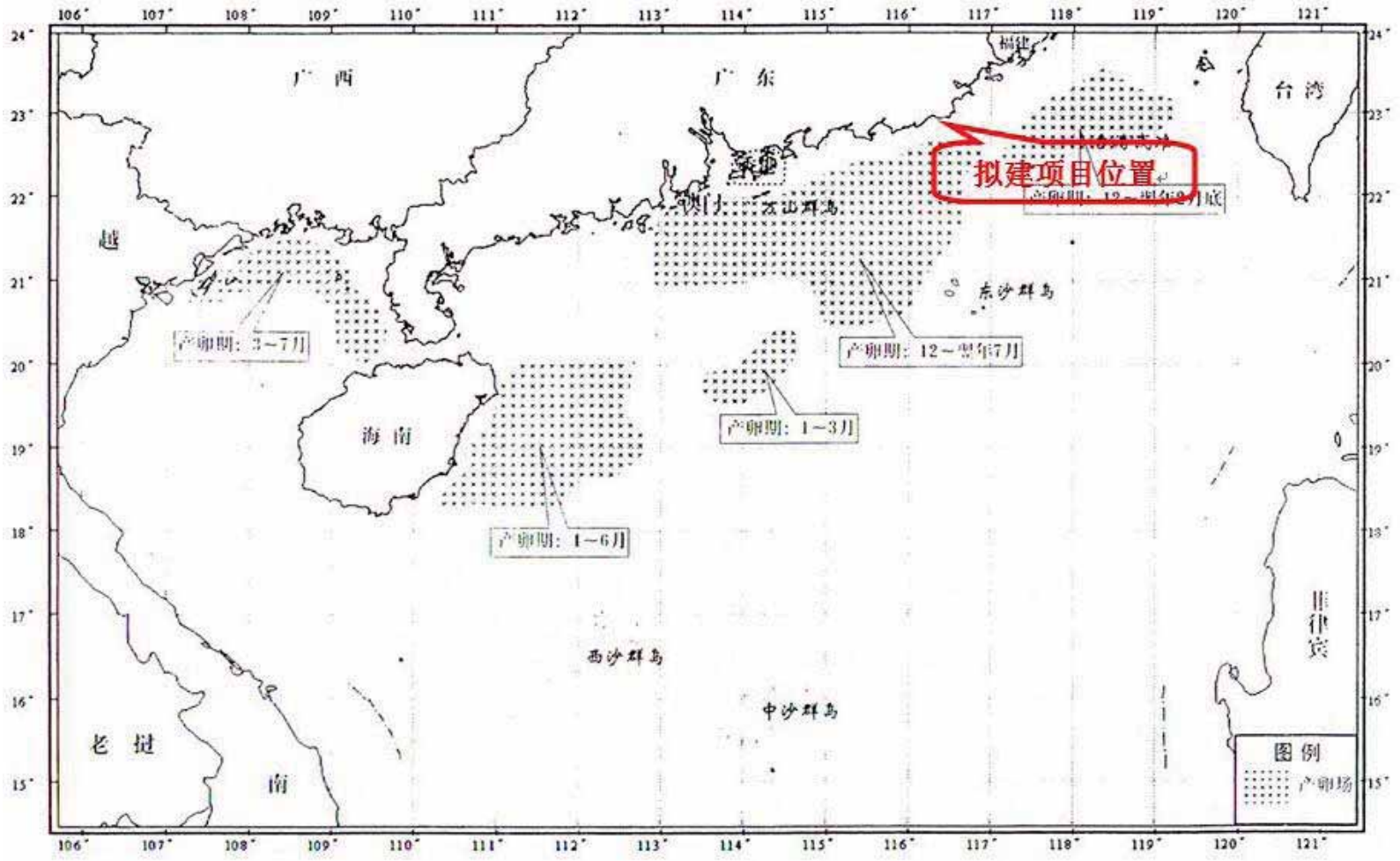


图 8.3-1　南海中上层鱼类产卵场示意图

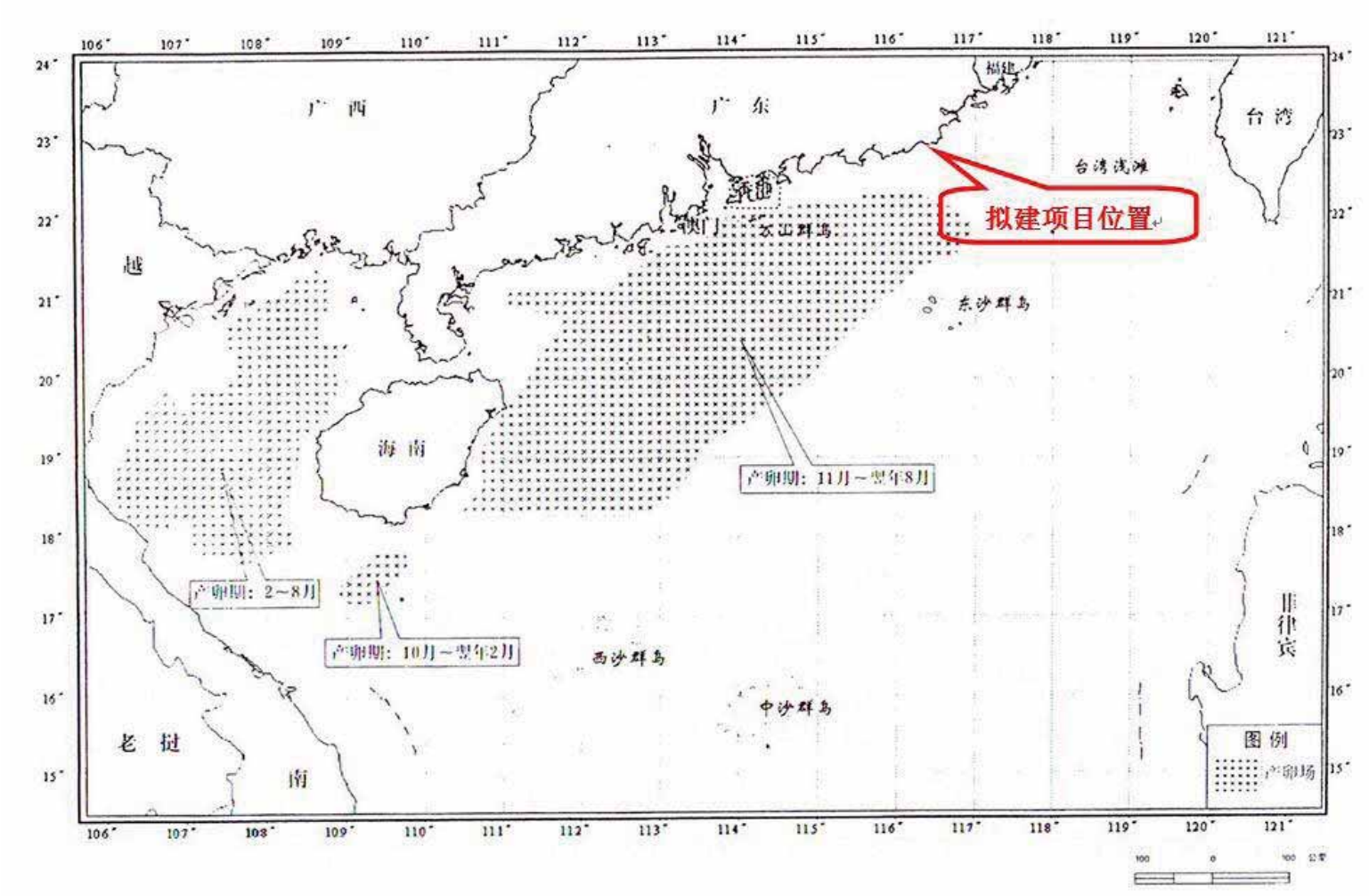


图 8.3-2　南海底层、近底层鱼类产卵场示意图

8.3.4.3 珍稀濒危水生野生动物

（1）海龟

海龟 *Chelonia mydas* 是我国第二类重点保护的野生濒危动物。

海龟生活于近海上层。以鱼类、头足纲动物、甲壳动物以及海藻等为食。每年 4~10 月为繁殖季节，常在礁盘附近水面交尾，需 3~4 小时。雌性在夜间爬到岸边沙滩上，先用前肢挖一深度与体高相当的大坑，伏在坑内，再以后肢交替挖一口径 20cm、深 50cm 左右的“卵坑”，在坑内产卵。产毕以砂覆盖，然后回到海中。每年产卵多次，每产 91~157 枚。卵白色，圆形，径 41~43mm，壳革质，韧软。孵化期 50~100 天。

大多数的海龟生存在比较浅的沿海水域、海湾、泻湖、珊瑚礁和流入大海的河口。不同种类和同一种类内部不同群体的海龟有着各自的迁徙习惯。

我国海龟主要分布于西沙群岛、海南岛、广东、广西、台湾、福建、浙江、江苏和山东沿海地区。根据《广东省海洋环境保护规划》研究成果，以及南海水产研究所调查资料，海龟在广东省的主要活动地区为大亚湾、红海湾、汕头。我国已于 1985 年在广东惠东县港口镇海龟湾建立了国家级海龟自然保护区。惠来县曾有海龟的分布，但近三十年没有发现本海域有海龟产卵。

（2）鲎

鲎 *Tachypleus tridentatus* 属于广东省第一批重点保护水生野生动物，具有重要的学术研究价值，有“活化石”之称，同时还具有较高的药用价值。我国主要分布于浙江、福建、台湾、广东、广西沿海。惠来海区有鲎分布的记录。

鲎栖息于沙质海底，昼伏夜出，大部分时间营底栖潜居生活，通常小个体生活在岸边沙滩中，随着年龄的增长，个体大的逐渐移向浅海。鲎不作长距离洄游，每年 11 月随着水温下降由浅海游向较深水域越冬，翌年 4~5 月又从深水区游向浅海，繁衍后代，繁殖期 5~8 月。春夏之交繁殖，雄体爬在雌体上游泳，被称为“海底鸳鸯” 。

鲎为雌雄异体，雌体比雄体大，成年雌体重约 4kg，雄体重约 1.8kg。雌体背负雄体，成对栖息、爬行、游动，称为海中鸳鸯。受精卵经过 5~6 周孵化成为幼虫，初孵幼虫长 7~8cm，称为三叶幼虫，幼虫经第一次蜕皮后长成幼鲎，从幼鲎到达性成熟，约需 4~5 年，蜕皮 13~14 次。

中国鲎：体呈瓢状，由头胸部、腹部和尾剑三部分组成，头胸甲长 30~40 厘米，甲面凹凸，青褐色。尾刺能自由运动，当背部贴地时常用此尾使身体翻转。头胸甲隆起线的中央突起外侧各有一个复眼。头胸甲与体后部背甲交接处有关节，可使腹部向前屈曲。头胸甲腹面有 6 对胸肢，雌性前 5 对肢端为钳状，雄性的第二、三对为钩爪形。腹部腹面有 6 对腹肢。我国沿岸均有分布。浙江以南的近岸浅海中较多。生活在近海多藻类的砂质海底。尤其在舟山海域繁殖季节（5~8 月）常呈双结对雌雄两个体爬行于沿岸沙滩上，极易捕捉。

南方鲎：是国家二级海洋保护动物，它是一种节肢动物，全身褐色，外形像个瓢，尾部长有一条细长的剑状尾巴，一般雌体身长约 43cm，雄体 33cm，头胸甲隆起较低，呈圆弧形，背面平滑无小刺，缘刺和东方鲎相似，不同的是雌体的第四、五、六缘刺并无明显退化。生活在海底。产卵期是 6 月下旬起到 8 月下旬，大涨潮前后几天的满潮时。小潮原则上不产卵。卵产在砂中。大多数鲎在最高满潮前一个小时到砂地开始产卵行动。先是雌鲎用足挖穴，在深约 10 至 15cm 的地方产卵，这时背上的雄鲎排精。第一次产卵后，它们前进 10 至 15cm，重复前面的动作，这样产卵几次至十几次。雌鲎前进时挖的沙，刚好埋上身后的洞穴。满潮一小时后，大多数鲎夫妇停止产卵游归大海。砂中的卵 6 至 8 周后孵化，孵出后留在原地过冬，第二年初夏，由砂中走出，经脱皮，变为第二龄。南方鲎在医学上有药用功能，以尾状刺及其腹内鲎珠入药。

根据南海水产研究所调查资料，中国鲎分布于长江口以南的东海和南海海域，南方鲎分布于广东湛江东海岛以南的南海海域。中国鲎的活动区域较为分散，实地走访的当地渔民和调查问卷表明在沿海和海岛沙滩上很少观察到有中国鲎出现，由于沿海地区的逐渐工业化，及人们对海洋的开发利用，沙滩面积逐渐减少，沙质退化，且仅剩下不多的沙滩也受到严重污染，使鲎的生殖繁衍后代的场所受到严重污染，直接威胁着鲎的生存。相比上世纪，中国鲎在沙滩上发现以及产卵的频率明显下降，目前主要在等深线 3~10m 近海海域多有发现。

（3）龙虾

锦绣龙虾和中国龙虾均属于广东省第一批重点保护水生野生动物，具有较高的经济价值。在礁区周围有分布，主要产于惠来县靖海镇。

龙虾（学名：Palinuridae）是节肢动物门甲壳纲十足目龙虾科 4 个属 19 种龙虾的通称。又名大虾、龙头虾、虾魁、海虾等。它头胸部较粗大，外壳坚硬，色

彩斑斓，腹部短小，体长一般在 20~40cm 之间，重 0.5kg 上下，是虾类中最大的一类。最重的能达到 5kg 以上，人称龙虾虎。体呈粗圆筒状，背腹稍平扁，头胸甲发达，坚厚多棘，前缘中央有一对强大的眼上棘，具封闭的鳃室。主要分布于热带海域，是名贵海产品。中国已发现 8 种，以中国龙虾产量较大。

中国龙虾，呈橄榄色，产于广东沿海一带，体形较大，产量也较大；锦绣龙虾，有美丽五彩花纹，最大可达 4~5kg，产于浙江舟山群岛一带，产量不大。

龙虾主要生活于热带沿岸浅海的礁岩间，白昼潜伏于岩缝间或石下，夜间觅食活动，行动缓慢，多为杂食性。龙虾有很强的趋水流性，喜新水活水，逆水上溯，且喜集群生活。龙虾生长适宜水温为 24~30℃，当温度低于 20℃或高于 32℃时，生长率下降，水温 15℃以下时幼体成活率极低。龙虾适宜 PH 值范围为 5.8~9，但在繁殖孵化期要求 PH 值为 7.0 左右，溶氧量 3mg/L 以上。

繁殖：龙虾 9~12 月龄成熟，交配季节一般在 4 月下旬~7 月，群体交配的高峰期在 5 月。交配时雌虾仰卧水面，雄虾位其上以龙足钳住雌虾前足，步足抱住雌虾将交接器插入雌体，交配时间 10~30 分钟。交配后 3~10 小时，雌虾开始产卵，为一次性产卵，产出的卵粘附在腹足的刚毛上。抱卵量约 500~1500 粒，随个体大小而异。胚胎发育长短与水温高低密切相关，水温较高孵化时间短，水温较低则孵化时间延长。孵化出的稚虾仍附于亲虾的游泳足上，在母体的保护下生长一段时间。在母体的腹部泳足上都附有生长到不同阶段的龙虾幼虾，最大的龙虾幼体体长达 1.0~1.1cm。从第一年初秋龙虾稚虾孵出后，龙虾幼体的生长、发育和越冬过程都是附生于母体腹部，到第二年春季才离开母体生活。龙虾这种繁育后代的方式，保证了后代很高的成活率。

产卵：龙虾属一年多次产卵类型。水温升至 20℃以上时，亲虾便开始产卵，产卵季节在粤东地区可持续 6 个月之久，一年可产卵 3~4 次。产卵量随个体大小和性腺发育程度而异，一般每次产卵 300~1000 粒，个体较大的雌虾怀卵量多些。

8.3.5 海洋生态生物资源变化分析

本节内容主要针对项目所在海域本次变更环评时期的海洋生态生物资源现状调查（2017 年）与原环评时期现状调查（2009~2010 年）和中间时期现状调查（2013~2014 年）进行对比分析，详见表 8.3-62。

由对比分析可知：

①叶绿素 a 随年际和季节波动变化，初级生产力总体有所下降。

②浮游植物种类数随年际和季节波动变化，优势种有一定程度改变；数量有所上升，但变化趋势不明显；生物多样性指数变化幅度不大。

③浮游动物种类数年际变化幅度不大，但优势种有一定程度改变；生物量和栖息密度呈波动变化，且年际变化幅度较大；生物多样性指数春季变化幅度较大，秋季变化幅度不大。

④底栖生物种类数有所减少，优势种有一定程度改变；生物量和栖息密度呈波动变化，且年际变化幅度较大；生物多样性指数有所下降。

⑤潮间带生物种类数年际变化不大；生物量和栖息密度呈波动变化，且变化幅度不大；生物多样性指数变化幅度也不大。

⑥鱼卵仔鱼种类数有所减少；鱼卵密度随年际和季节变化较大，仔鱼密度变化幅度不大。

⑦游泳生物种类数随年际和季节波动变化；渔获率有所下降，但资源密度却有所上升；其中，鱼类种类数变化不大，资源密度波动变化，且变化幅度较大；头足类种类数变化不大，资源密度有所上升；甲壳类种类数变化不大，资源密度波动变化，且变化幅度较大。

总体来说，评价区域海洋生态和生物资源在一定幅度的变化过程中，三个时期的调查结果未出现异常情况，生态系统整体上处于相对稳定状态。近些年，随着海域开发利用等人类活动的不断增加，和海洋生态系统自身的不断循环变化，该海域生态结构和功能，以及生物多样性虽在一定范围内发生一定程度的变化，但海洋生态系统基本维持其原有自然属性。

表 8.3-62 不同时期评价区域海洋生态生物资源变化情况对比表

调查项目			原环评时期			中间时期		变更环评时期	
			2009 年 10 月（秋季）	2010 年 3 月（春季）	2010 年 6 月（夏季）	2013 年 11 月（秋季）	2014 年 4 月（春季）	2017 年 4 月（春季）	2017 年 9 月（秋季）
叶绿素及初级生产力	叶绿素 a mg/m³	范围	0.83～1.33	0.15～1.23	0.58～7.94	0.77～1.82	1.58～4.02	0.34～1.46	0.25～1.54
		均值	1.14	0.46	2.64	1.18	2.49	0.69	0.72
	初级生产力 mg·C/(m²·d)	范围	70.05～128.94	38.69～238.85	95.94～295.28	14.89～70.37	155.68～418.89	43.57～93.64	16.27～105.70
		均值	112.20	116.30	175.47	33.10	280.50	70.45	63.98
浮游植物	种类组成		3 门 19 属 32 种	2 门 30 属 107 种	5 门 54 属 146 种	4 门 48 属 84 种	3 门 17 科 57 种	4 大门类 21 科 87 种	4 大门类 21 科 66 种
	优势种		琼氏圆筛藻、辐射圆筛藻、柏氏角管藻、扭鞘藻、有棘圆筛藻、菱形海线藻、格氏圆筛藻	连角毛藻、日本角毛藻、琼氏圆筛藻、威利圆筛藻、哈氏半盘藻、具槽直链藻、细弱海链藻、具尾鳍藻、夜光藻	氏角毛藻、拟旋链角毛藻、格氏圆筛藻、掌状冠盖藻、菱形海线藻、夜光藻、红海束毛藻	菱形海线藻、中肋骨条藻、短柄曲壳藻、具槽帕拉藻	三角角藻、纺锤梭角藻、具尾鳍藻、中华盒形藻、哈氏半盘藻	透明辐杆藻、洛氏角毛藻、细长翼根管藻、窄隙角毛藻、北方劳德藻、夜光藻、三角角藻	中肋骨条藻、窄隙角毛藻、颤藻
	数量 ×10⁴ cells/m³	范围	0.70～8.40	2.22～65.49	5.35～172.50	31.82～417.25	56.25～380.00	20.20～282.25	19.47～1811.97
		均值	3.17	21.22	59.96	255.55	130.54	102.90	266.82
	多样性指数	范围	1.79～3.56	0.77～3.95	2.64～4.38	1.54～3.13	1.36～3.75	3.03～4.24	0.37～2.43
		均值	2.48	2.87	3.53	2.65	2.60	3.75	1.70
	均匀度	范围	0.76～0.98	0.22～0.89	0.52～0.85	0.44～0.69	0.30～0.82	0.57～0.79	0.08～0.59
		均值	0.87	0.61	0.69	0.58	0.56	0.71	0.40
浮游动物	种类组成		11 个生物类群 58 种	11 个生物类群 41 种	11 个生物类群 68 种	8 个生物类群 70 种	7 个生物类群 44 种	11 个生物类群 50 种	10 个生物类群 65 种
	优势种		钩虾	中华哲水蚤、近缘大眼剑水蚤、小拟哲水蚤、肥胖箭虫、柔弱滨箭虫	夜光虫、瘦尾胸刺水蚤、中型莹虾、肥胖箭虫、红住囊虫、异尾住囊虫、长尾类幼虫、鱼卵	狭长拟哲水蚤、强额拟哲水蚤、红住囊虫	夜光虫、半球美螅水母、双生水母、中华哲水蚤、瘦尾胸刺水蚤、近缘大眼剑水蚤、桡足类幼体、多毛类幼体	夜光虫	红纺锤水蚤、锥形宽水蚤、肥胖三角溞、鸟喙尖头溞、肥胖箭虫、莹虾类幼体、长尾类幼体
	生物量 mg/m³	范围	10.63～65.33	20.90～835.10	5.28～417.94	18.33～259.63	4.00～348.96	2.16～74.29	17.00～60.80
		均值	38.47	151.00	172.89	104.35	75.79	35.61	38.08
	栖息密度 ind/m³	范围	11.67～1483.50	13.80～29258.90	12.22～836.00	25.00～387.50	11.84～771.00	11.87～1661.75	436.83～2030.74
		均值	292.58	3112.90	338.55	165.90	320.10	437.72	983.61
	多样性指数	范围	0.42～3.54	1.44～3.57	0.88～4.12	1.43～2.85	2.34～3.99	0.16～3.32	1.36～4.31
		均值	2.50	2.52	2.92	2.30	3.23	1.49	3.04
	均匀度	范围	0.09～0.92	0.43～0.93	0.19～0.86	0.35～0.81	0.54～0.91	0.05～0.98	0.35～0.89
		均值	0.62	0.74	0.65	0.55	0.76	0.42	0.69
底栖生物	种类组成		32 种	67 种	47 种	63 种	7 门 40 科 49 种	8 门 23 科 28 种	5 门 22 科 28 种
	优势种		异蚓虫、奇异稚齿虫、小荚蛏	梳鳃虫、双鳃内卷齿蚕、中华内卷齿蚕、塞切尔泥钩虾、日本沙钩虾、光滑倍棘蛇尾	长戈芬星虫、不倒翁、奇异稚齿虫	蛞虫动物的短吻铲荚蛞、多毛类的不倒翁虫、奇异稚齿虫、双鳃内卷齿蚕、加洲中蚓虫	梳鳃虫、中华内卷齿蚕、角海蛹、江户明樱蛤、棒锥螺、紫边白樱蛤、环纹坚石蛤、模糊新短眼蟹、隆线强蟹、光滑倍棘蛇尾、短吻铲荚蛞	膜质伪才女虫、持真节虫	中华内卷齿蚕、白色吻沙蚕、膜质伪才女虫、持真节虫

调查项目			原环评时期			中间时期		变更环评时期	
			2009 年 10 月（秋季）	2010 年 3 月（春季）	2010 年 6 月（夏季）	2013 年 11 月（秋季）	2014 年 4 月（春季）	2017 年 4 月（春季）	2017 年 9 月（秋季）
	生物量 g/m²	范围	18.60～68.60	0.80～9.40	0.60～233.20	4.45～57.18	10.30～276.80	0.70～26.00	1.60～28.40
		均值	34.09	3.06	28.06	17.79	110.38	5.89	7.99
	栖息密度 ind./m²	范围	110～360	40～125	10～170	85～340	90～240	20.00～140.00	40.00～100.00
		均值	190	76	109	193	135.71	53.33	67.78
	多样性指数	范围	2.00～3.30	2.50～3.89	2.25～3.75	2.47～3.98	1.84～3.19	0.54～2.52	0.92～2.32
		均值	2.90	3.39	3.01	3.36	2.65	1.60	1.49
	均匀度	范围	0.90～1.00	0.90～0.99	0.92～1.00	0.63～0.96	0.91～0.99	0.54～1.00	0.92～1.00
		均值	0.90	0.95	0.93	0.88	0.94	0.94	0.97
潮间带生物	生物种类		9 大门类 64 种	7 大门类 49 种	7 大门类 58 种	9 大门类 72 种	7 大门类 39 科 56 种	9 大门类 45 科 67 种	9 大门类 40 科 64 种
	生物量 g/m²	范围	449.44～1058.03	0.19～858.07	4.56～714.49	5.64～448.52	32.25～114.29	112.79～354.60	111.61～269.45
		均值	705.65	161.23	239.56	122.29	58.17	185.94	165.81
	栖息密度 ind/m²	范围	400～661	9～227	5～1110	15～304	27.33～58	104.00～145.33	97.33～145.33
		均值	498	69	375	92	38.50	124.00	125.33
	多样性指数	范围	3.15～3.37	2.50～3.61	0.81～2.46	1.63～3.59	3.77～4.15	2.93～4.42	3.33～4.21
		均值	3.29	3.01	1.76	2.42	3.99	3.75	3.79
	均匀度	范围	0.77～0.83	0.77～0.98	0.25～0.92	0.63～0.81	0.92～0.96	0.85～0.91	0.80～0.92
		均值	0.80	0.91	0.60	0.73	0.94	0.88	0.86
鱼卵仔鱼	种类组成		9 种	11 种	14 种	8 种	9 种	3 种	3 种
	鱼卵 粒/1000m³	范围	57.2～651.2	0～1818	0～11346	0～840	1118～21340	0～2273	0～3182
		均值	256.3	496	2120	270	6604	746	1081
	仔鱼 尾/1000m³	范围	0～114.4	0～182	0～556	0～420	8.8～61.6	0～454	0～294
		均值	27.5	22.0	106	80	34.6	72.0	43.6
渔业资源	总渔获种类		16 目 110 种	14 目 42 科 72 种	14 目 42 科 69 种	45 种	13 目 39 科 71 种	14 目 48 科 102 种	16 目 56 科 121 种
	渔获率	平均重量 kg/h	17.29	11.955	11.370	12.30	6.58	3.115	4.893
		平均个体 ind/h	/	636	655	607	405	188.92	217.33
	资源密度	平均重量 kg/km²	304.77	262.46	330.05	321.53	174.05	350.39	550.39
		平均个体 ind/km²	/	13963	19013	15878	10714	21251	24447
	鱼类	种类	11 目 40 科 68 种	9 目 25 科 38 种	9 目 29 科 38 种	44 种	8 目 28 科 43 种	9 目 35 科 65 种	11 目 41 科 77 种
		重量密度 kg/km²	97.18	210.67	153.44	44.42	105.21	205.17	323.51
		个体密度 ind/km²	/	9418	7750	2092	4524	9505	12467
	头足类	种类	3 目 6 种	3 目 4 科 6 种	3 目 4 科 10 种	5 种	3 目 3 科 4 种	3 目 3 科 6 种	3 目 4 科 8 种
		重量密度 kg/km²	8.31	9.92	106.36	5.73	16.30	18.79	45.44
		个体密度 ind/km²	/	373	4064	261	529	872	1772
	甲壳类	种类	2 目 11 科 36 种	2 目 13 科 28 种	2 目 9 科 21 种	19 种	2 目 8 科 24 种	2 目 10 科 31 种	2 目 11 科 36 种
		重量密度 kg/km²	199.27	41.87	70.25	271.38	52.54	126.43	181.44
		个体密度 ind/km²	/	4172	3745	15525	5661	10874	10208

8.3.6 海域渔业生产状况

（1）海水养殖状况

惠来县近年来大力发展海水养殖业，海水养殖方式包括工厂化养殖、池塘养殖和浅海增养殖等。现有海洋捕捞渔船 882 艘，从业人数 9636 人，产值 47734 万元。2017 年产量 16764 吨，产值 41138 万元，主要养殖品种为：鲈鱼、鲽鱼、南美白对虾、日本对虾、青蟹、鲍鱼、藻类（江蓠）等。

惠来海水养殖区主要分布于惠来县沿海各地（图 ），其中对虾养殖主要位于靖海镇东北部、前詹镇和与陆丰县交界区的岐石镇一带，鱼虾混养主要分布于神泉镇的内湾，对虾、鲍鱼养殖主要分布于靖海至前詹镇一带海岸，贝类增养殖主要分布于靖海镇的滩涂至浅海海域。

其中，隆江养殖区：东至:116°17′55″ 西至:116°14′18″ 南至:22°57′35″ 北至:22°59′33″，面积约 356 公顷。鳌江北养殖区：东至: 116°07′36″ 西至: 116°04′58″ 南至: 22°53′32″ 北至: 22°54′21″，面积 177 公顷。

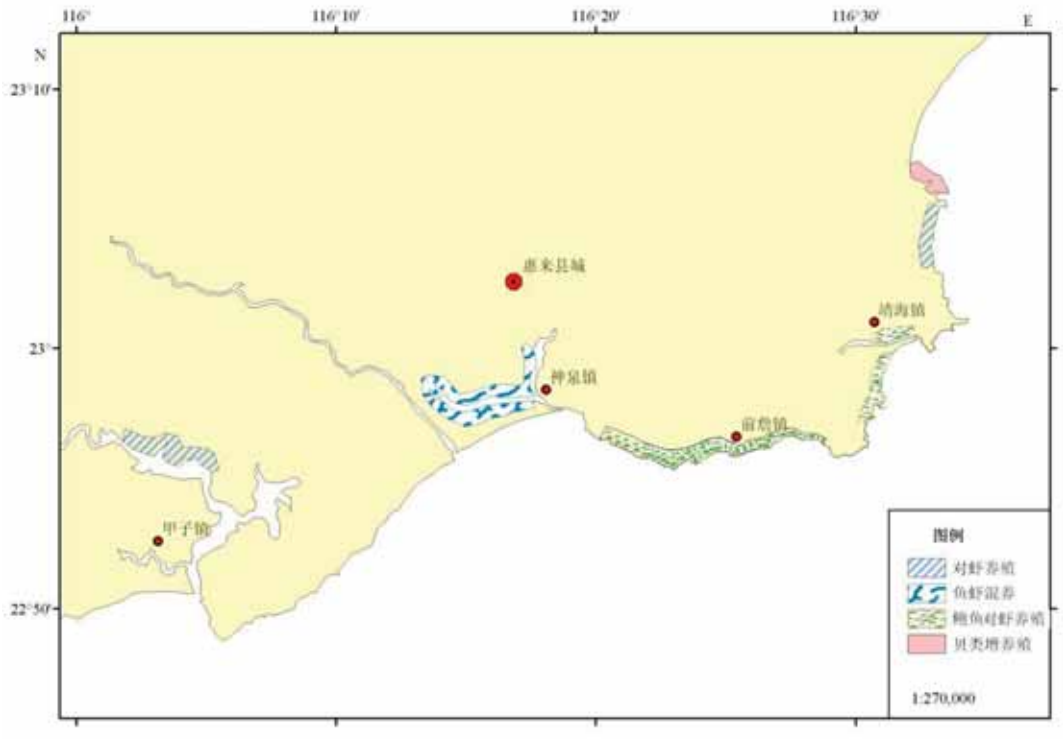


图 8.3-3 惠来县海域水产养殖分布区示意图

（2）渔港现代化建设状况

1）神泉示范性渔港建设项目

神泉示范性渔港建设项目，预算总投资 27274.31 万元，主要建设西防波堤 240 米，南防波堤 542 米，码头 678 米，护岸 60 米，南岸防波堤加固 1744 米，港池航道疏浚 100 万立方米，港区道路 5045 平方米，渔港综合管理中心 2040 平方米，卸鱼场 1.06 万平方米，分拨库 4 座共 4000 平方米，滨海大道工程 663.63 米，同时配套港区供电、供水、消防、绿化、导助航、监控指挥系统等设施。目前正在加快建设中。

2）南海（国际）渔仓建设项目

作为神泉示范性渔港配套设施——南海（国际）渔仓启动规划建设。项目选址于神泉国家一级渔港配套建设规划区，规划用地 400 亩，首期规划建设面积 83000 平方米，总投入约 10 亿元，分别设立综合服务管理中心，海鲜产品交易区、淡鲜产品交易区、冰鲜产品交易区、干鲜产品交易区、零售市场区、旅游休闲美食区、冰厂冷冻仓储区、水产品粗加工区。目前正在开展项目前期工作。

8.4 水文动力环境影响分析

8.4.1 水文环境环境现状

本章节引用《广东前詹电厂新建工程夏季全潮水文观测专题分析报告》和《广东前詹电厂新建工程冬季全潮水文观测专题分析报告》成果。

夏季全潮水文观测在 2013 年 7 月下旬实施了大、中、小三个潮周期海流、海水温盐等观测任务，其中全潮水文观测站 10 个，临时岸边潮位站 3 个（同步）。观测站点位置见表 8.4-1 和图 8.4-1。

表 8.4-1　　调查海区全潮水文站位信息表

站位	水深/m	东经（E）	北纬（N）	海流	温盐	风	悬沙
S1	12	116°16. 956′	22°54.673′	√	√		√
S2	25	116°18.673′	22°48.425′	√	√		√
S3	18	116°19.285′	22°51.443′	√	√	√	√
S4	23	116°23.360′	22°51.290′	√	√		√
S5	16	116°22.441′	22°53.176′	√	√		√
S6	12	116°21.416′	22°54.480′	√	√		√
S7	15	116°23.931′	22°54.218′	√	√		√
S8	25	116°27.621′	22°52.485′	√	√	√	√
S9	18	116°27.094′	22°54.500′	√	√		√
S10	20	116°30.214′	22°55.271′	√	√		√
H1		116°05.58′	22°49.27′	潮位观测站			
H2		116°21.45′	22°56.01′				
H3		116°30.75′	22°58.00′				

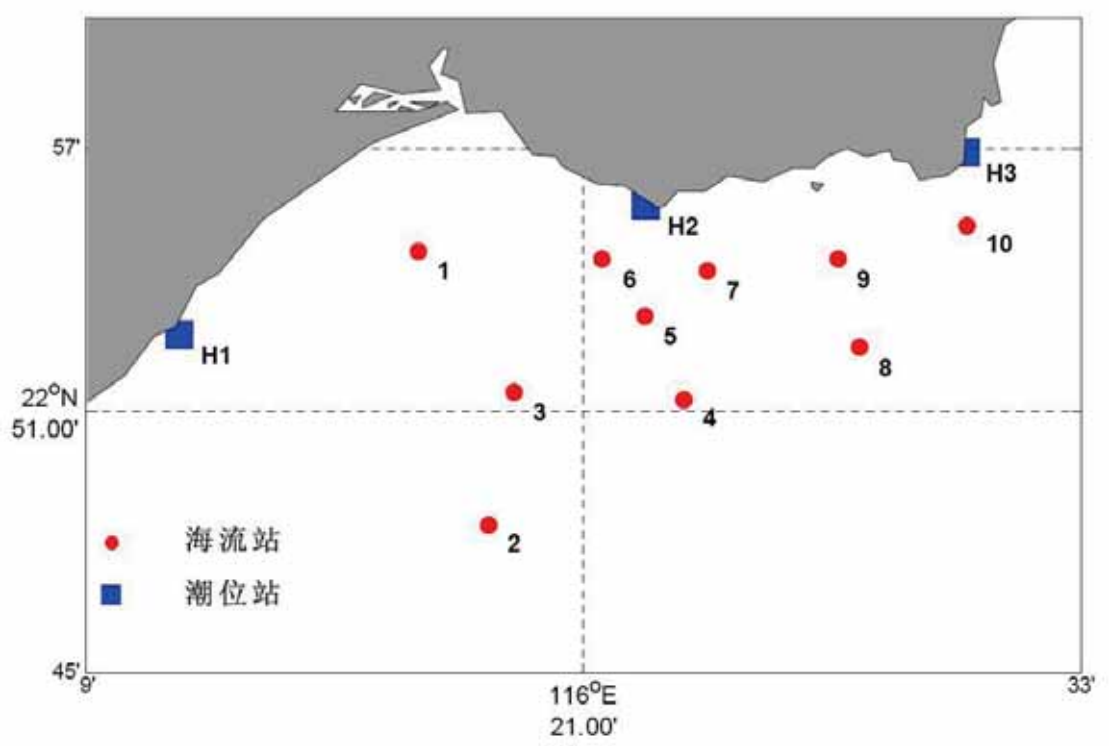


图 8.4-1　　调查海区全潮海流及临时潮位站分布图

8.4.1.1 潮汐

（1）潮汐性质

根据主要日分潮振幅与主要半日分潮振幅的比值来划分潮汐的类型。项目所处海域，正规全日潮类型占主导地位。其中，H1 站和 H2 站属正规全日潮类型，H3 站属不正规全日潮类型，从西到东，日潮性质减弱。

（2）基准面及换算关系

潮位订正到 1985 国家高程基准面，基准面及换算关系见图 8.4-2。

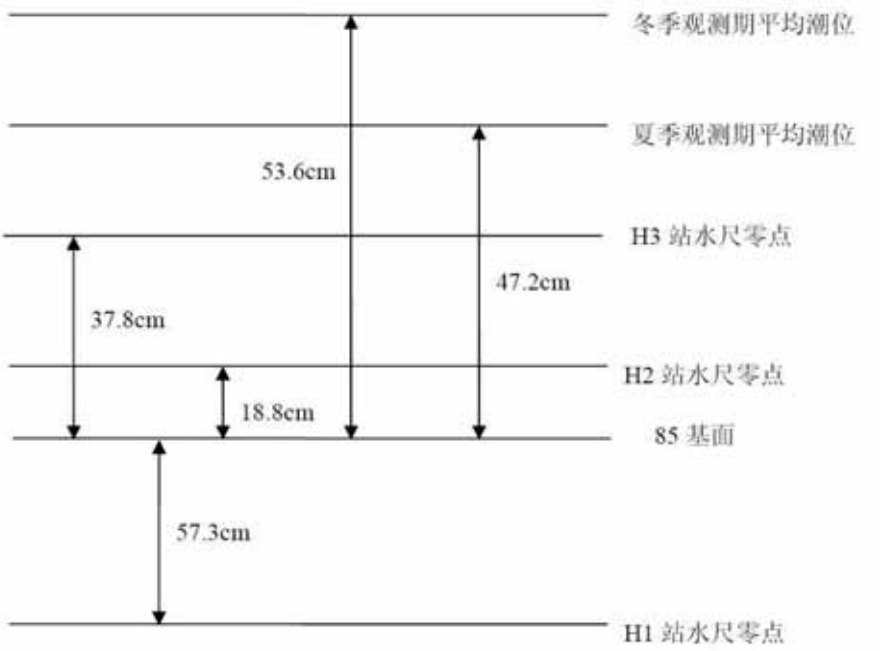


图 8.4-2 潮位观测站基面关系图

（3）潮位特征

夏季观测，H1 站、H2 站和 H3 站的平均潮差分别为 82cm、81cm 和 69cm。平均涨潮历时和落潮历时 H1 站为 12.66h 和 8.75h，H2 站为 10.65h 和 8.30h，H3 站为 6.86h 和 5.91h，平均涨潮历时略长于平均落潮历时。

冬季观测，H1 站、H2 站和 H3 站的平均潮差分别为 89cm、87cm 和 76cm。平均涨潮历时和落潮历时 H1 站为 11.04h 和 8.45h，H2 站为 11.62h 和 7.64h，H3 站为 7.18h 和 5.95h，平均涨潮历时略长于平均落潮历时。

8.4.1.2 海流

（1）实测状况

夏季大潮期实测海流玫瑰分布图见图 8.4-3，冬季大潮期实测海流玫瑰分布图见图 8.4-4。最大流速统计见表 8.4-2。

调查海域内各海流观测站在不同观测层次表现出比较明显的东西向流的特征，即海流方向基本平行于岸线，且离岸较近的站位，海流方向更为集中，离岸较远站位，方向略分散。尤其是表层和 0.2H 层，0.8H 层及底层，部分海流站的海流方向离散较明显，如 S1、S5、S6、S7 和 S9，可能是站位水深较浅，受地形摩擦影响较大。受中潮期过境低压槽的影响，表层和次表层的海流表现为明显的东西流特征。实测海流呈现较为明显的半日潮流特征，即一个周日观测周期内，

海流有两涨两落的过程，且东向流的速度明显要大，冬、夏季实测海流的特征基本是一致的。

夏季各层的最大流速都出现在 S10 站，且表层海流大于中层和底层，最大流速方向为东北向，与岸线平行。实测海流的方向主要集中在 NE~ENE~E 这三个方向上，其中 ENE~E 为主要方向。另外 WSW~W 方向频率也较大，最大流速主要集中于 ENE 方向。中潮和小潮期海流变化特征与大潮期基本一致。

冬季各层的最大流速都出现在 S10 站，中层海流大于表层和底层，为 66.1cm/s，最大流速方向为东北向，与岸线平行。实测海流的方向主要集中在 NE~ENE~E 这三个方向上，另外 WSW~W 方向频率也较大，最大流速主要集中于 NE 和 ENE 方向。中潮和小潮期海流变化特征与大潮期基本一致。

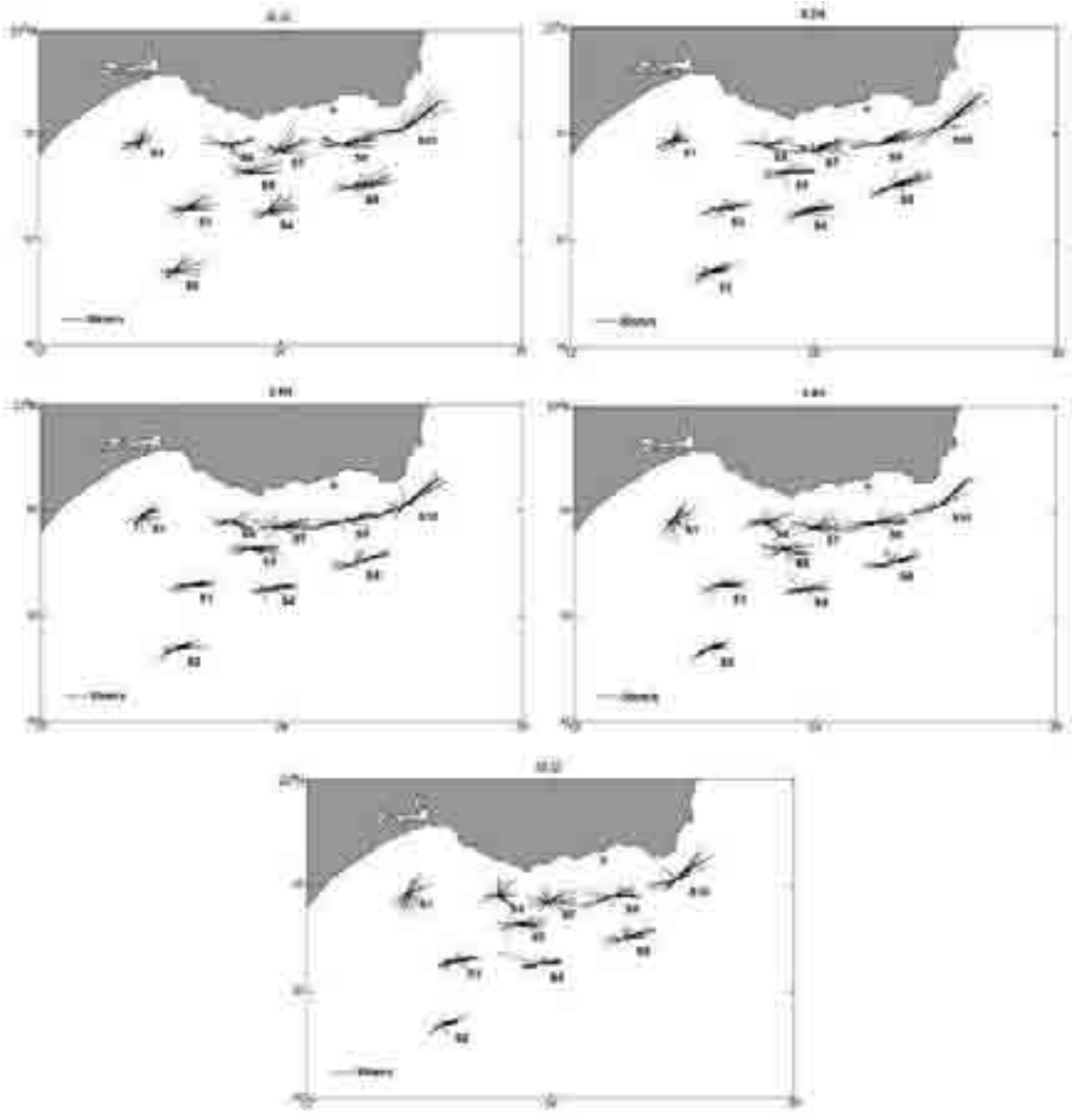


图 8.4-3 夏季大潮期各站海流玫瑰分布图

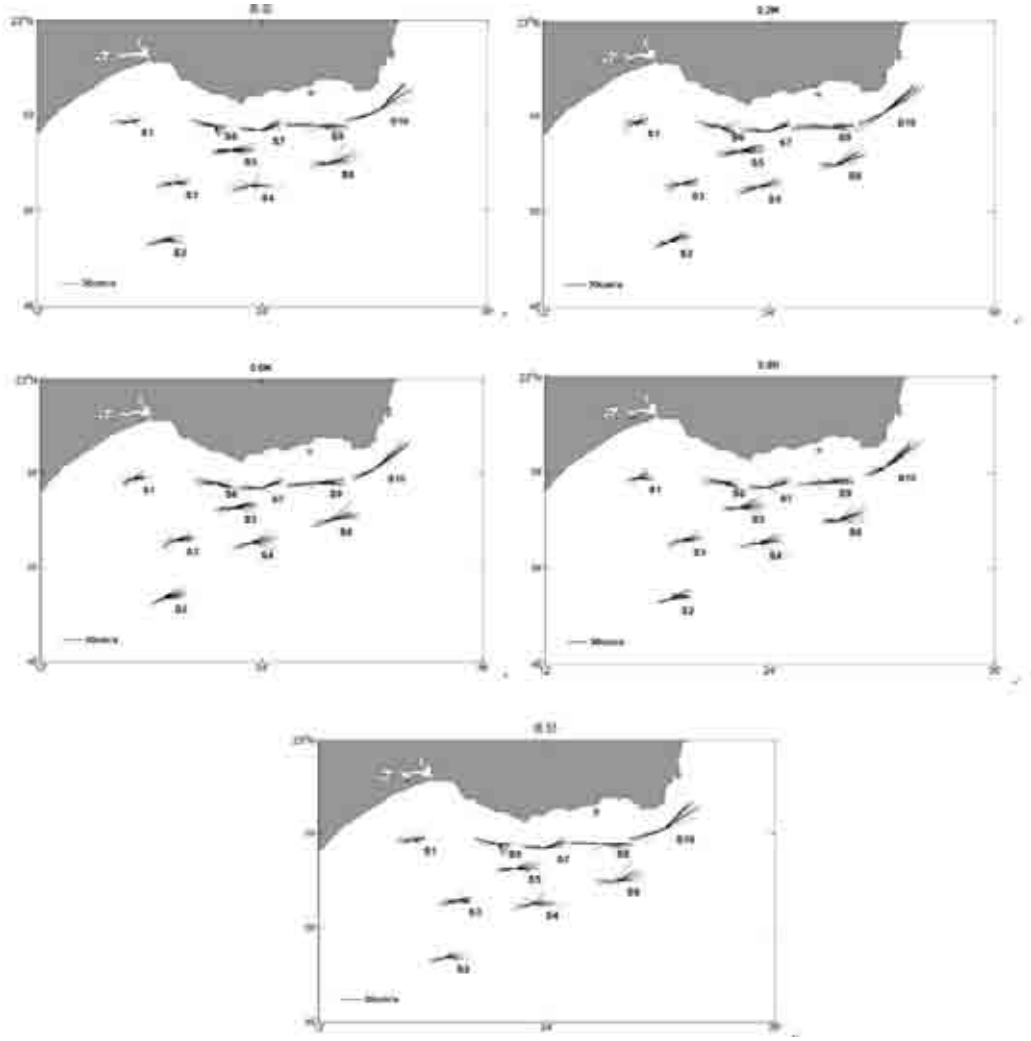


图 8.4-4　　冬季大潮期各站海流玫瑰分布图

表 8.4-2　　大潮期最大流速流向统计表

测层	测站	夏季		冬季	
		最大流速(cm/s)	流向（°）	最大流速(cm/s)	流向（°）
表层	S1	25.1	244	26.7	267
	S2	47.6	69	31.7	93
	S3	45.4	80	25.5	262
	S4	45.3	76	44.0	93
	S5	47.9	71	37.0	79
	S6	38.0	74	34.6	285
	S7	50.7	97	38.6	279
	S8	55.9	69	43.1	70
	S9	50.5	70	52.8	271
	S10	72.1	54	62.5	53
0.6H层	S1	30.7	70	28.4	83
	S2	45.3	86	35.6	60

	S3	39.1	85	33.1	76
	S4	42.3	111	41.2	73
	S5	45.5	103	36.8	83
	S6	40.1	86	32.6	107
	S7	56.3	88	38.3	69
	S8	49.2	72	47.8	50
	S9	59.0	256	51.9	266
	S10	64.7	60	66.1	51
底层	S1	32.4	69	23.6	95
	S2	36.9	67	31.7	75
	S3	33.9	85	31.5	75
	S4	55.8	288	44.7	93
	S5	36.5	86	41.1	73
	S6	32.7	47	28.7	108
	S7	43.7	66	34.4	79
	S8	45.4	77	42.9	55
	S9	48.7	254	47.7	262
	S10	61.4	55	59.2	50

（2）潮流

参考《海洋调查规范》规定的“引入差比关系的准调和分潮分析方法”对海流资料进行计算，得出观测期间的余流和 O1，K1，M2，S2，M4 和 MS4 等 6 个分潮流的调和常数以及它们的椭圆要素等潮流特征值。

夏季理论最大可能潮流流速的最大值出现在 S10 站表层附近，计算的结果表层为 77cm/s，流向为 61.5°，0.2H 层为 86cm/s，流向为 61.1°，0.6H 层为 79cm/s，流向为 60.6°，流向为偏东北向。各站层的理论最大可能潮流流速均表现为次表层极大，流速极大值多出现在各站 0.2H 及 0.6H 层处。由于 M2 分潮流为调查海区潮流的最主要分潮流，因而各站层最大可能潮流流向与 M2 分潮的椭圆长半轴方向基本一致，且随深度变化差异不明显。

冬季理论最大可能潮流流速的最大值出现在 S10 站表层附近，计算的结果表层为 76cm/s，流向为 60.8°，0.2H 层为 75cm/s，流向为 58.1°，0.6H 层为 68cm/s，流向为 57.9°，流向为偏东北向，0.8H 层为 62cm/s,流向为 57.5°，底层为 56cm/s，流向为 57.9°。各站层的理论最大可能潮流流速几乎都表现为次表层极大，流速极大值多出现在各站 0.2H 层处。由于 M2 分潮流为调查海区潮流的最主要分潮流，因而各站层最大可能潮流流向与 M2 分潮的椭圆长半轴方向基本一致，且随深度变化差异不明显。

（3）余流

余流通常指实测海流资料中除去周期性流动(天文潮)之外，剩余的部分流动。其中包括潮汐余流、风海流和密度流等非周期性流动。本海域余流情况复杂，其中主要包含了风、沿岸淡水径流及地形等多方面影响。

夏季各站层的余流在大、中、小三个潮期过程中均表现为东向流的特征，且基本表现为表层余流最大。大潮期内各站的余流最大值出现在 S8 的 0.2H 层，大小为 20.9cm/s，流向为 75.4°，调查海区东边的站位余流要明显大于西边的站位，且离岸较近的站，余流均较小。中潮期内各站的余流最大值出现在 S8 的表层，大小为 27.1cm/s，流向为 74.7°，各站基本分布规律与大潮相似。小潮期内各站的余流最大值出现在 S2 的表层，大小为 29.9cm/s，流向为 71.6°，离岸较远的站，余流均较大。大潮期内各站的平均余流大小为三个潮期内最小的，这可能受中潮观测期间较强的天气过程有关。

冬季各站层的余流在大、中、小三个潮期过程中表现为不同的特征，大潮和小潮期为东向余流，且基本表现为底层余流大于表层余流，离岸较远的站位余流大于近岸站位余流。中潮期则为西向余流，基本表现为表层余流大于底层余流，离岸较远的站位余流大于近岸站位余流。大潮期内各站的余流最大值出现在 S10 的 0.8H 层，大小为 15.9cm/s，流向为 31°，中潮期内各站的余流最大值出现在 S2 和 S8 的表层，大小为 25.3cm/s，流向为 257°和 262°，小潮期内各站的余流最大值出现在 S8 的 0.6H 层，大小为 19.1cm/s，流向为 65°。中潮期的平均余流是最大的，且与风向一致，这可能受中潮观测期间较强的天气过程有关。

8.4.2 潮流场模拟和分析

本项目码头区分为两个部分：原油码头区和产品码头区，其中原油码头位于靖海镇石碑山角以东，产品码头区位于溪西镇龙江河口以西。

项目所在海区具有水清浪小、湾口水流动力强和沙源少等明显优势，为建设深水港区提供了较好的地理环境条件。本工程在 20m 以浅水域施工，防波堤的建设和港池航道的开挖会改变局部地形，从而使得水动力条件发生变化。因此，开展现场水文、泥沙、水深和泥沙资料的收集，并结合自然条件分析、潮流数值模拟和污染物扩散数值模拟等手段，对工程施工、排污的影响进行综合论证和分

析是非常必要的。

项目所在海区水深一般在 5～40m 左右，地形平坦。本评价采用二维数值模式进行潮流场、排污扩散的数值模拟。

（1）基本方程

对于宽浅型水域且潮混合较强烈、各要素垂向分布较均匀的近岸海域或河口、海湾，其水动力特性可平面二维数值模型近似描述。以静水压力取代动水压力，并沿水深方向积分 N-S 方程，可以得到平面二维水动力模型的控制方程。

连续方程：

$$\frac{\partial h}{\partial t}+\frac{\partial h\bar{u}}{\partial x}+\frac{\partial h\bar{v}}{\partial y}=hS$$

动量方程：

$$\frac{\partial h\bar{u}}{\partial t}+\frac{\partial h\bar{u}^{2}}{\partial x}+\frac{\partial h\bar{u}\bar{v}}{\partial y}-f\bar{v}h+gh\frac{\partial \eta}{\partial x}=-\frac{1}{\rho_0}\left(h\frac{\partial P_a}{\partial x}+\frac{gh^2}{2}\frac{\partial \rho}{\partial x}\right)+A_x+hu_sS$$

$$\frac{\partial h\bar{v}}{\partial t}+\frac{\partial h\bar{v}^{2}}{\partial y}+\frac{\partial h\bar{u}\bar{v}}{\partial x}+f\bar{u}h+gh\frac{\partial \eta}{\partial y}=-\frac{1}{\rho_0}\left(h\frac{\partial P_a}{\partial y}+\frac{gh^2}{2}\frac{\partial \rho}{\partial y}\right)+A_y+hv_sS$$

式中：t 为时间；x，y，z 为右手 Cartesian 坐标系；d 为静止水深；$h=\eta+d$ 为总水深；η 为水位；u，v，w 分别为流速在 x，y，z 方向上的分量；ρ 为水的密度，ρ_0 则是参考水密度；p_a 为当地的大气压；$f=2\Omega\sin\phi$ 为 Coriolis 参数（Ω 是地球自转角速率，ϕ 为地理纬度）；$f\bar{v}$ 和 $f\bar{u}$ 为地球自转引起的加速度；A_x、A_y 为应力项；S 为源汇项，(u_s,v_s) 源汇项水流流速。横线表示深度的平均值。例如，$\bar{u}$ 和 $\bar{v}$ 平均深度的速度，被定义为

$$h\bar{u}=\int_{-d}^{\eta}u\mathrm{d}z,\quad h\bar{v}=\int_{-d}^{\eta}v\mathrm{d}z$$

应力项 A_x、A_y 为包括水平粘滞应力、表面风应力、底部切应力和波浪辐射应力。其方程如下:

$$A_x=-\frac{1}{\rho_0}\left(\tau_{bx}-\tau_{sx}+\frac{\partial S_{xx}}{\partial x}+\frac{\partial S_{xy}}{\partial y}\right)+\frac{\partial}{\partial x}\left(hT_{xx}\right)+\frac{\partial}{\partial y}\left(hT_{xy}\right)$$

$$A_y = -\frac{1}{\rho_0}\left(\tau_{by} - \tau_{sy} + \frac{\partial S_{yx}}{\partial x} + \frac{\partial S_{yy}}{\partial y}\right) + \frac{\partial}{\partial x}\left(hT_{xy}\right) + \frac{\partial}{\partial y}\left(hT_{yy}\right)$$

（2）数值解法

模型的空间离散是使用单元中心有限体积法。空间离散是由连续离散细分成非重叠的单元，在水平面上非结构化网格是用三角形单元组成。方程离散时，结果矢量参数u、v位于单元中心上。中心上的变量通过该三角形三边的净通量来计算，而节点上变量的计算是通过与该点相连的三角形中心和边中心连线的净通量进行。跨边界通量的计算采用 Riemann 近似求解。

模型的时间差分格式采用显式迎风格式。模型中使用了动态时间步长，依据网格大小在保证模型收敛的条件（CFL<1）下自动调整。

$$CFL = \left(\sqrt{gh} + |u|\right)\frac{\Delta t}{\Delta x} + \left(\sqrt{gh} + |v|\right)\frac{\Delta t}{\Delta y}$$

式中Δt为时间步长，Δx和Δy分别为每个单元 x 和 y 方向上的特征长度比例。

8.4.2.1 模型建立

8.4.2.1.1. 模拟范围及网格

模型东边界取在汕头陈厝坑一线，西边界取在汕尾碣石镇一带，外海取 40m 等深线（国家 85 高程基面），模型沿岸方向长约 112km，离岸方向东边界宽 59km、西边界宽 41km，涵盖神泉港、甲子港、靖海湾和海门湾，研究水域面积约 5415km^2。

模型采用三角形网格对计算区域进行离散，为了提高工程附近区域的模拟精度，防波堤附近的网格进行局部加密，加密区域网格的三角形边长约 30~50m。计算网格总数约 4.5 万个。模型范围见图 8.4-5，模型网格布置见图 8.4-6。

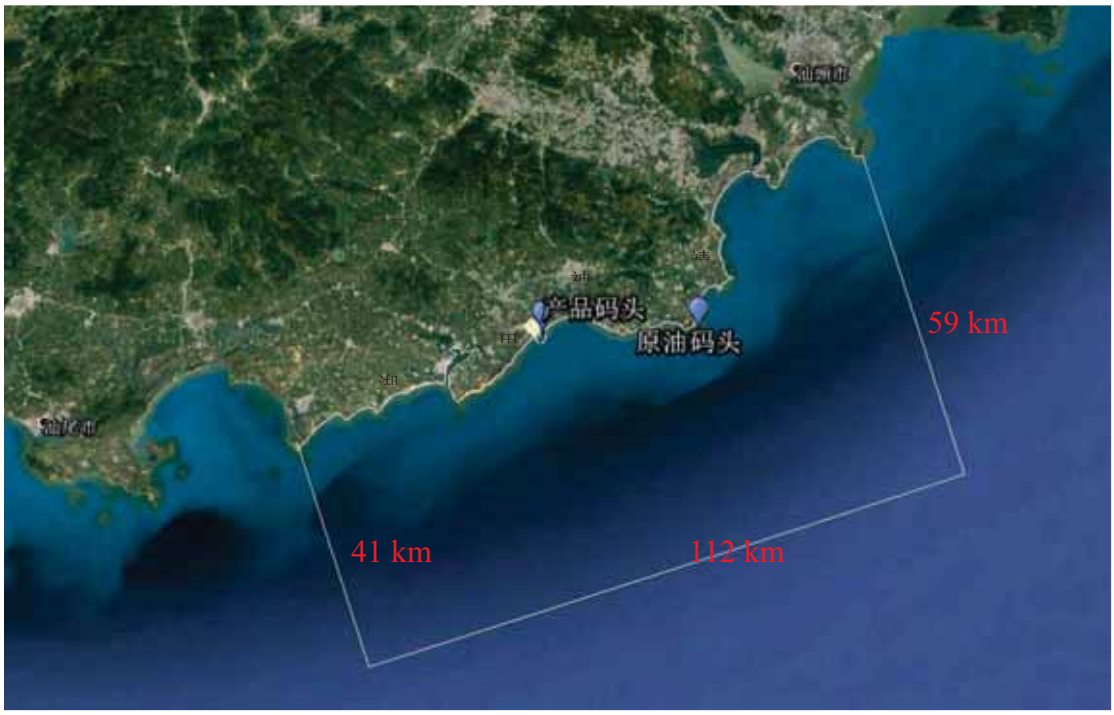


图 8.4-5　　模型范围示意图

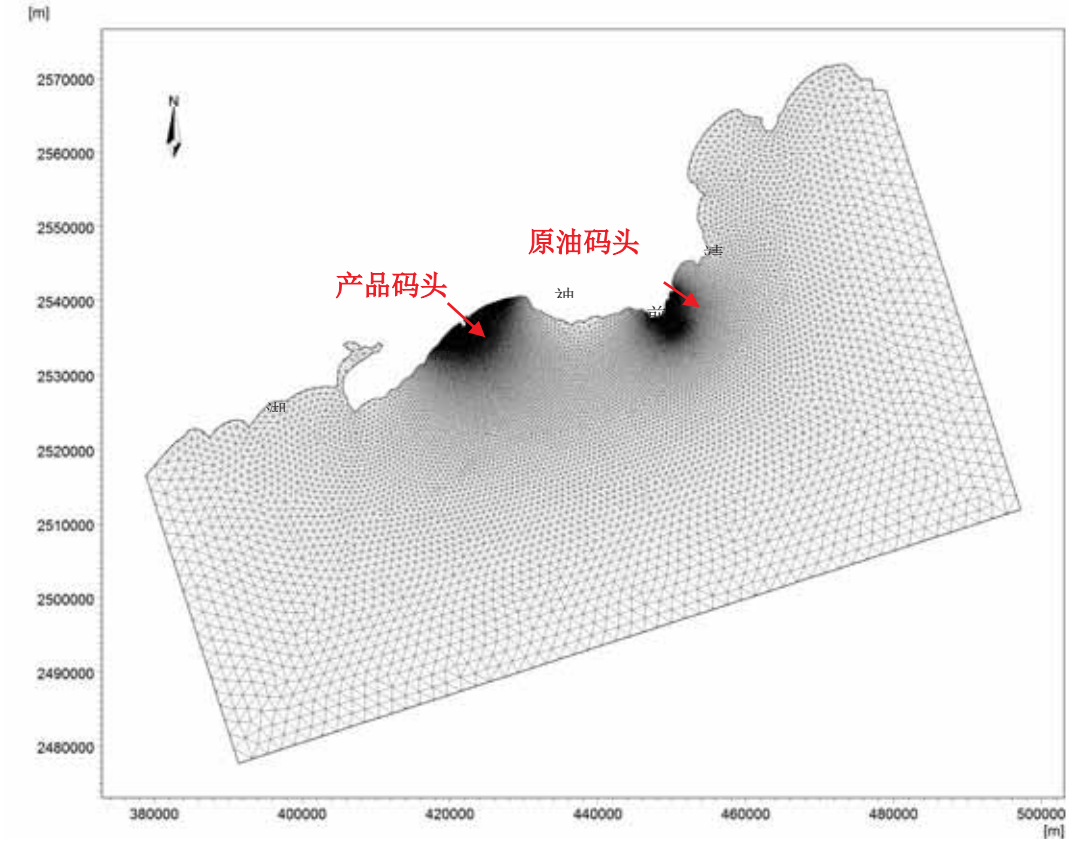


图 8.4-6　　模型计算网格图（国家 85 高程基面）

8.4.2.1.2.　采用的地形资料及坐标系、高程系

建模的大范围水深数据取自航保部 1：120000 海图（表角至田尾角，2005

年），工程近区取自中交第四航务工程勘察设计院有限公司 2010 年测制的 1:2000 水下地形图补充，工程后地形采用工程设计资料进行修正。

模型平面坐标采用 1954 年北京坐标系，高程采用 1985 国家高程系。

计算区域水深见图 8.4-7，考虑到计算海域浅滩较多，本模型增加了漫滩、露滩效应的模拟。

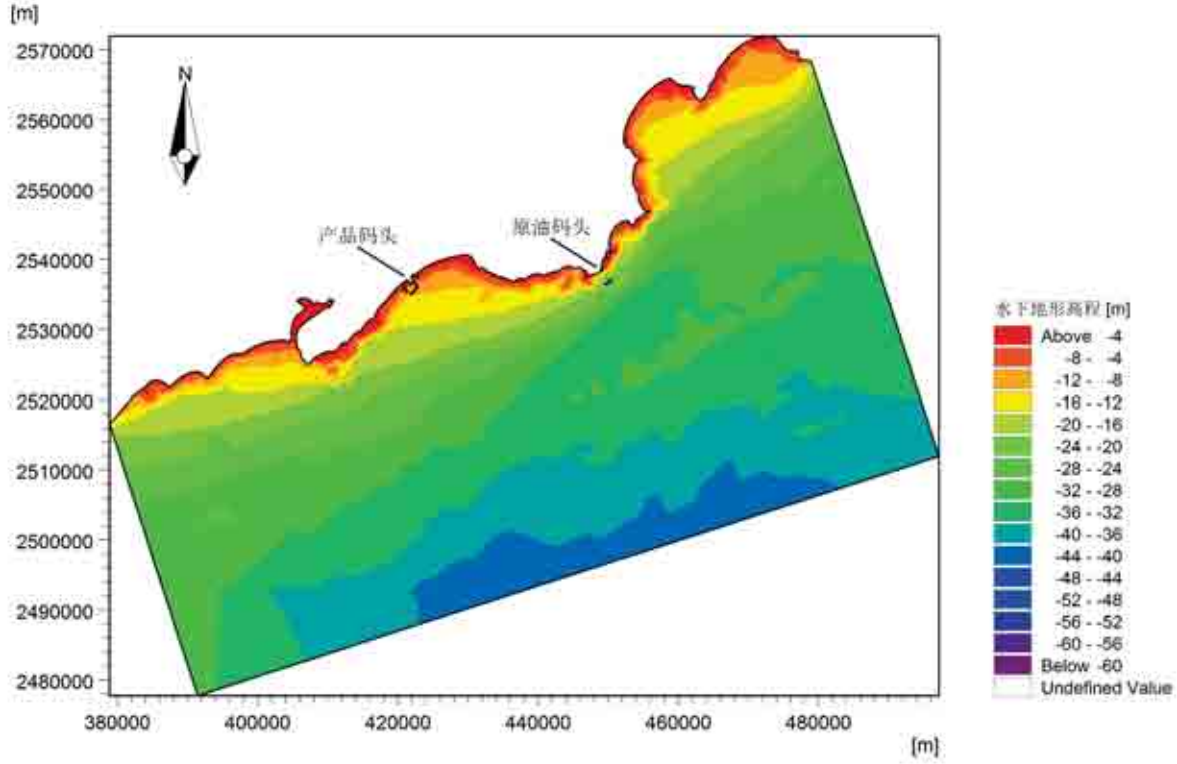


图 8.4-7 模型计算区域水下地形高程图（1985 国家高程）

8.4.2.1.3. 边界条件及计算步长

边界条件：模型外海边界给定水位过程，由中国海洋大学研发的中国近海潮汐预测程序（ChinaTide）给出，该潮汐预测程序由 8 个分潮的调和常数进行叠加而获得潮位，具有较高精度。

计算步长根据稳定性要求动态调整，取值在 0.1~5.0s 之间。

8.4.2.2 模型验证

模型采用 2014 年 1 月冬季全潮观测及 2013 年 7 月夏季全潮观测的水文资料进行验证，所用资料包括冬季和夏季大、中、小潮期的流速、流向资料和 3 个临时岸边潮位站（H1~H3）的潮位资料，详见表 8.4-3，水文观测的站位布置见图 8.4-8 水文观测站位图图 8.4-8。

表 8.4-3　　水文观测测站信息表

站号	站点类型	观测期
S1	海流站	夏季 大潮：2013 年 7 月 22 日~23 日 中潮：2013 年 7 月 26 日~27 日 小潮：2013 年 7 月 29 日~30 日 冬季 大潮：2014 年 1 月 1 日~2 日 中潮：2014 年 1 月 5 日~6 日 小潮：2014 年 1 月 7 日~8 日
S2	海流站	
S3	海流站	
S4	海流站	
S5	海流站	
S6	海流站	
S7	海流站	
S8	海流站	
S9	海流站	
S10	海流站	
H1	临时潮位站	夏季：2013 年 7 月 21 日~8 月 4 日 冬季：2013 年 12 月 30 日~2014 年 1 月 13 日
H2	临时潮位站	
H3	临时潮位站	

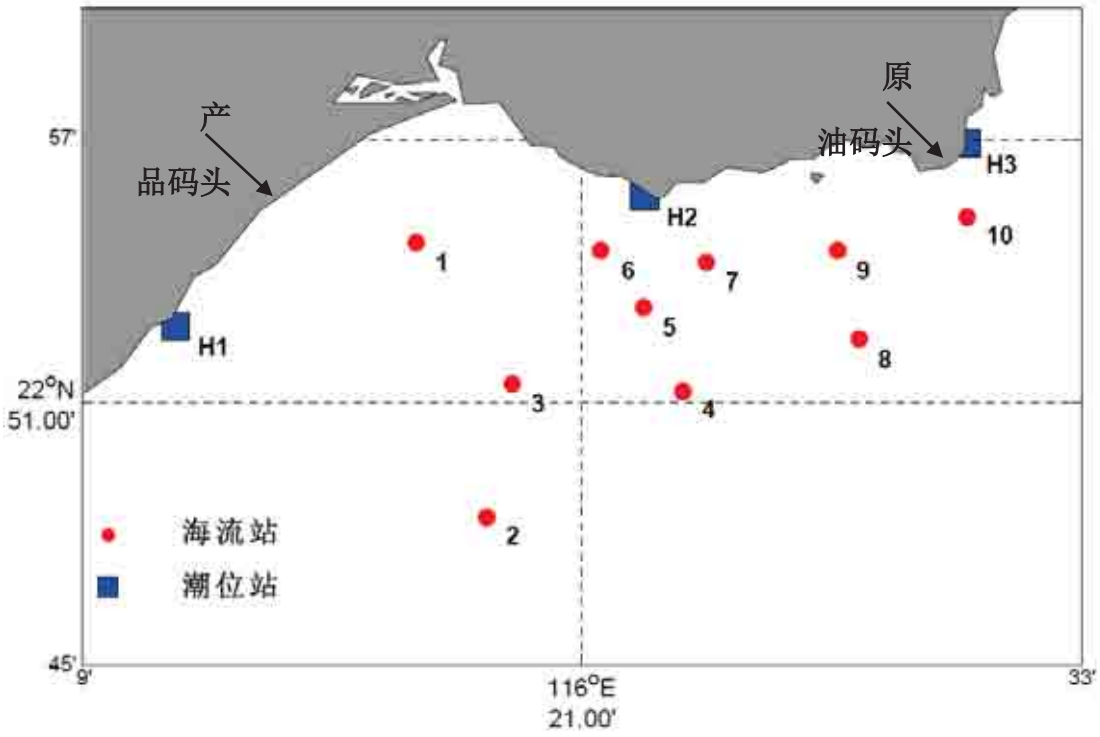
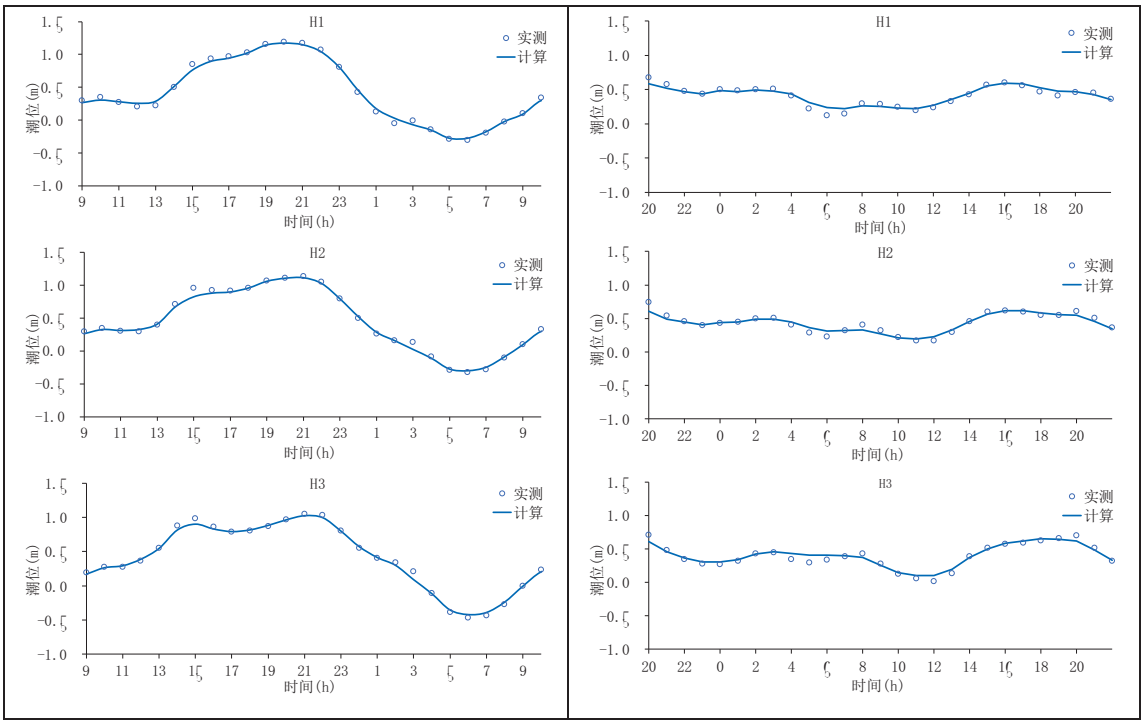


图 8.4-8　　水文观测站位图

三个潮位站（H1~H3）大潮、小潮期潮位验证结果见图 6.1.1-5，10 个海流站（S1~S10）大潮、小潮期的流速、流向验证见图 6.1.1-6 和图 6.1.1-7。

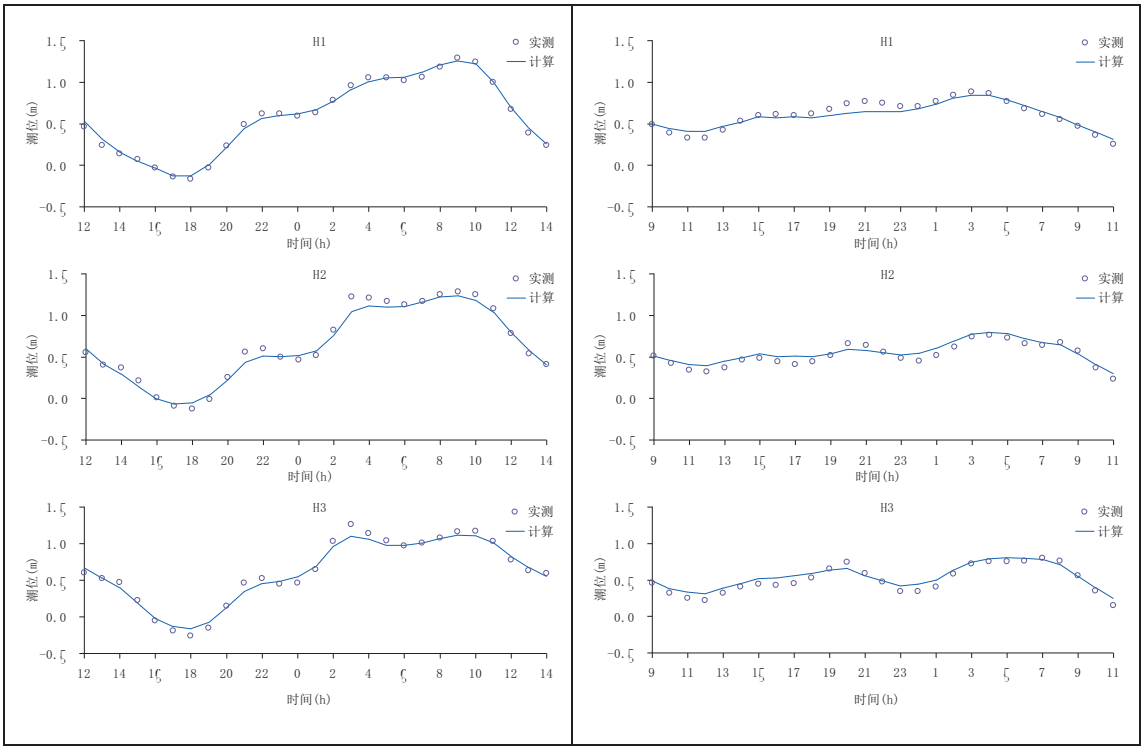
从图上可以看出，三个潮位站（H1~H3）的计算潮位过程与实测过程总体吻合良好，仅个别时刻出现一定的偏差，偏差幅度基本控制在 0.10m 范围内，满足规范要求；10 个海流站（S1~S10）流向和流速的计算过程与实测过程也基本吻合，仅个别站点在转流时刻流向存在一定的偏差。转流时刻海流一般较小，此时即便出现短时间的流向偏差，对海流及物质输运的影响也不大。

综合潮位及潮流的验证结果，可以认为本次建立的数学模型基本反映了工程海区的水流运动特征，可用于悬浮泥沙及溢油风险的预测计算。



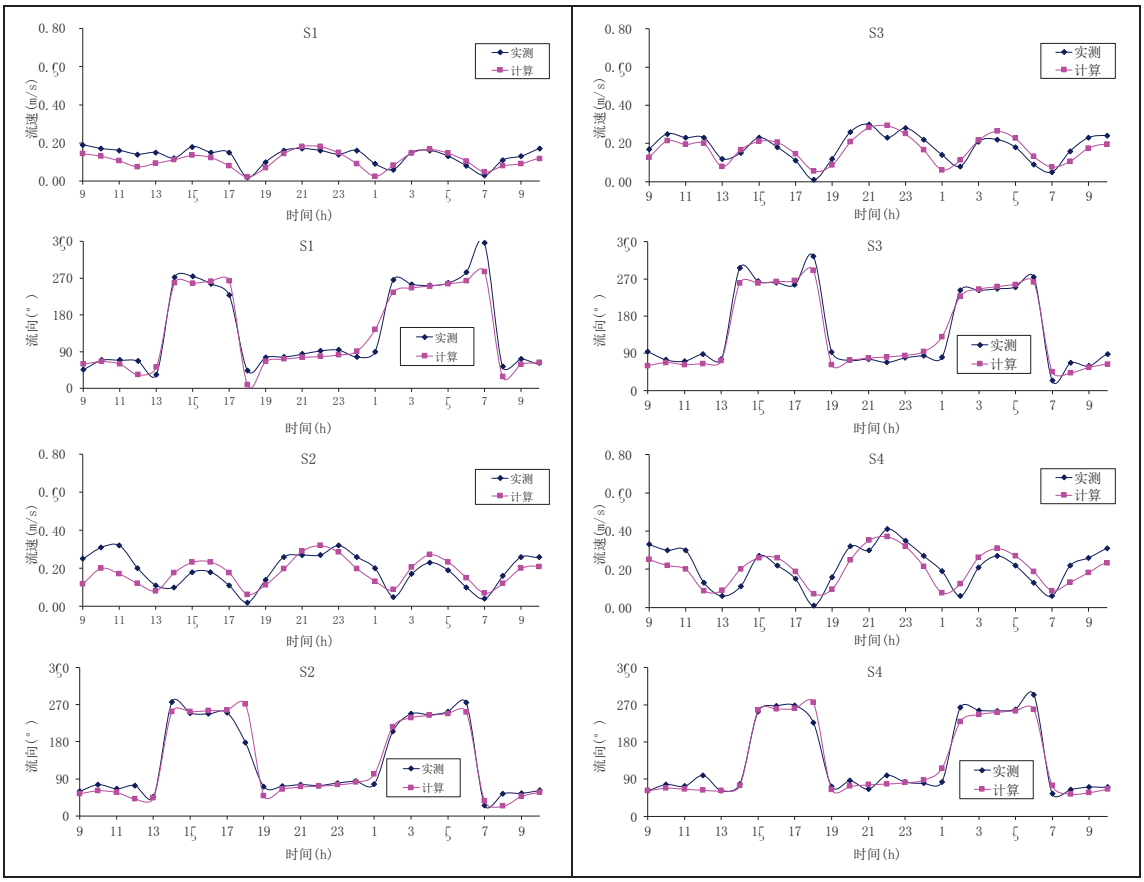
冬季大潮　　冬季小潮

图 8.4-9　　H1~H3 站潮位验证图



夏季大潮　　夏季小潮

图 8.4-10　　H1~H3 站潮位验证图



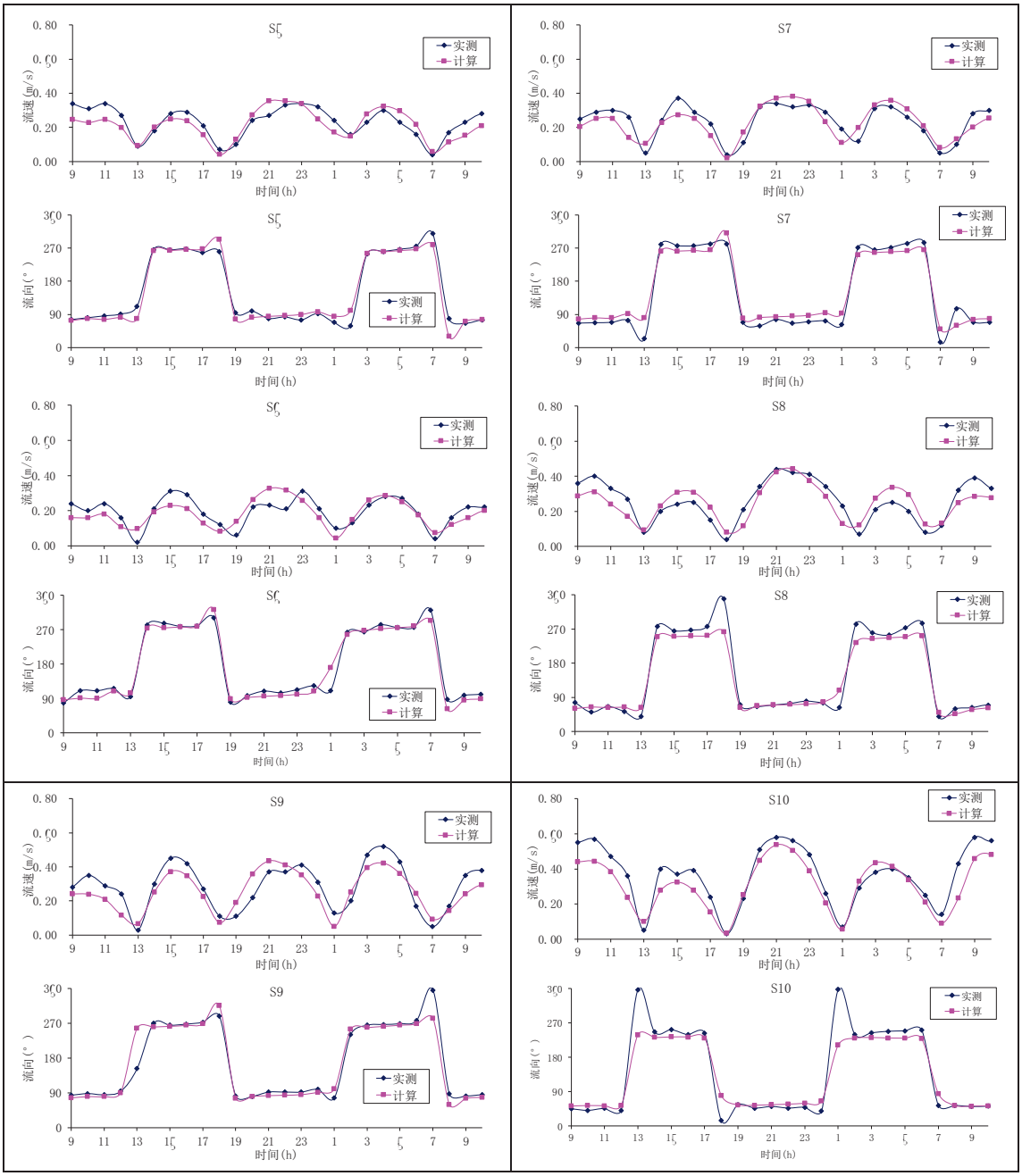
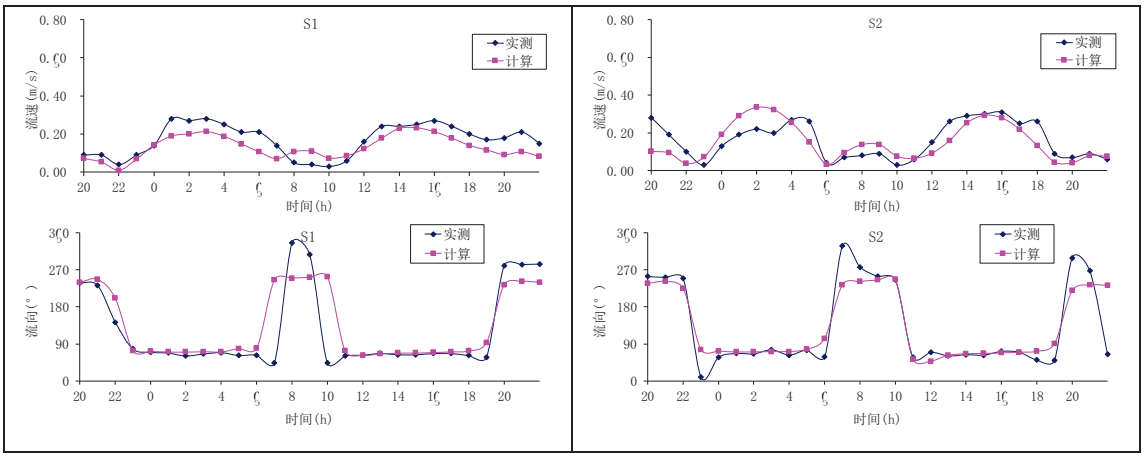


图 8.4-11　　S1~S10 冬季大潮垂线流速、流向验证图



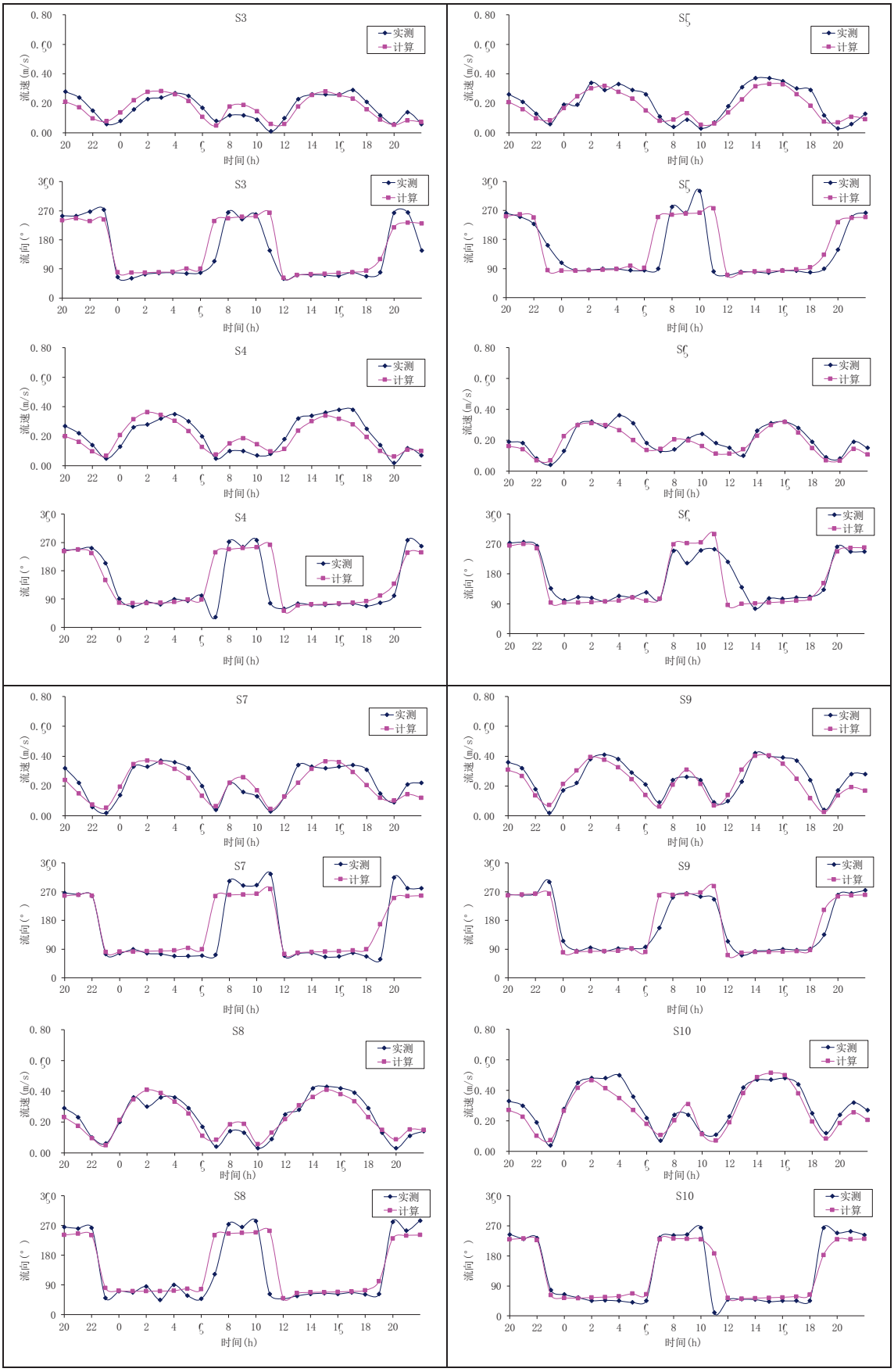
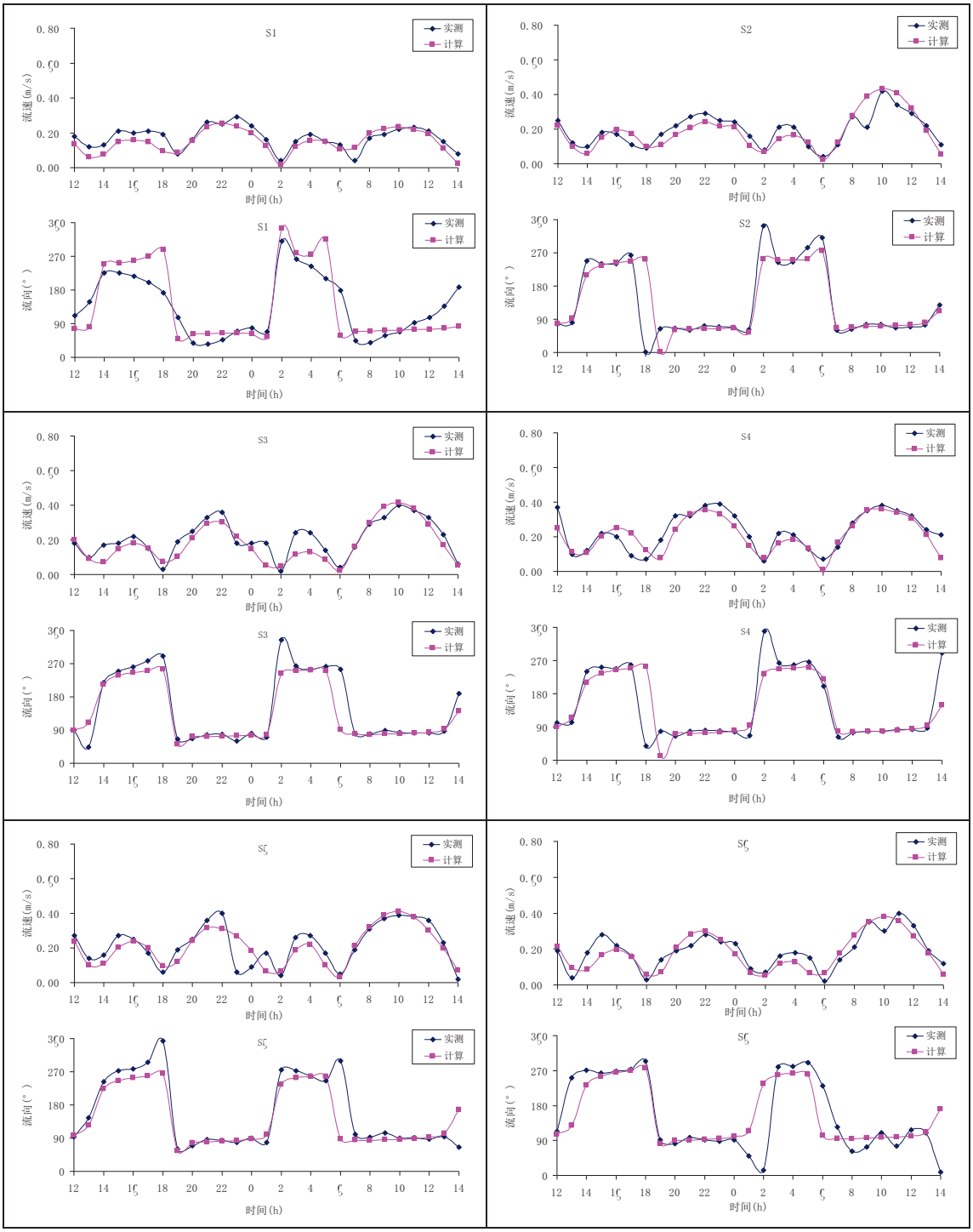


图 8.4-12　　S1~S10 冬季小潮垂线流速、流向验证图


S1
S2
S3
S4
S5
S6
实测
计算
流速(m/s)
流向(°)
时间(h)

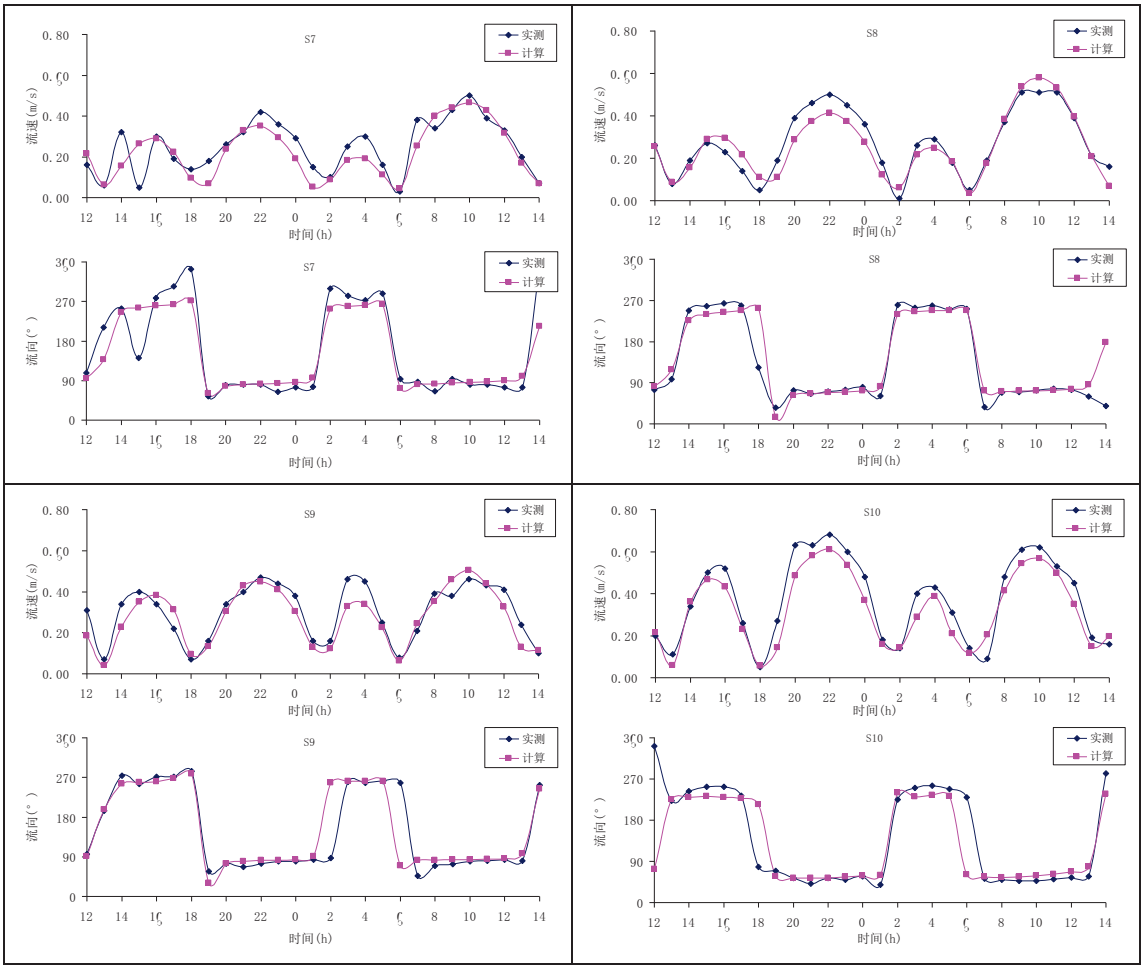
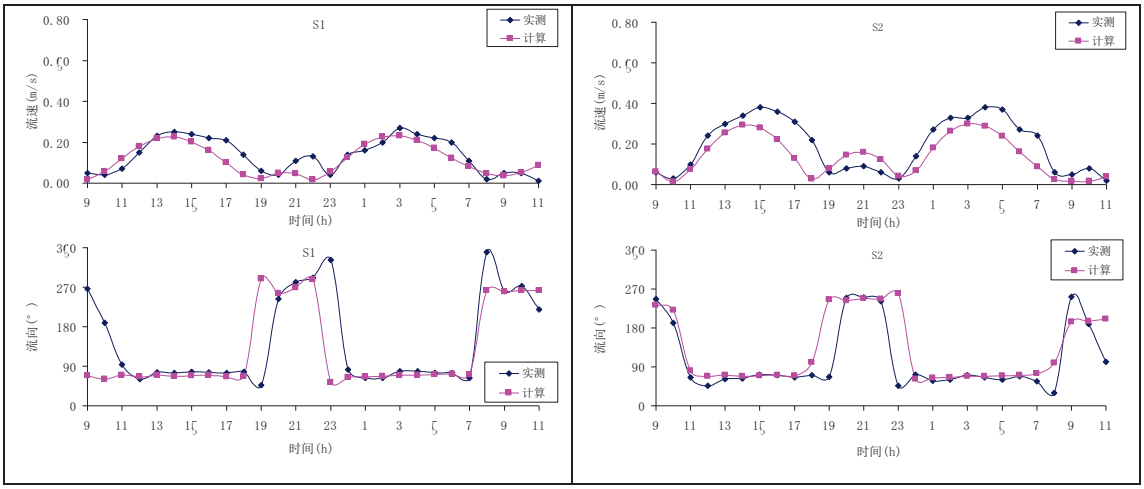
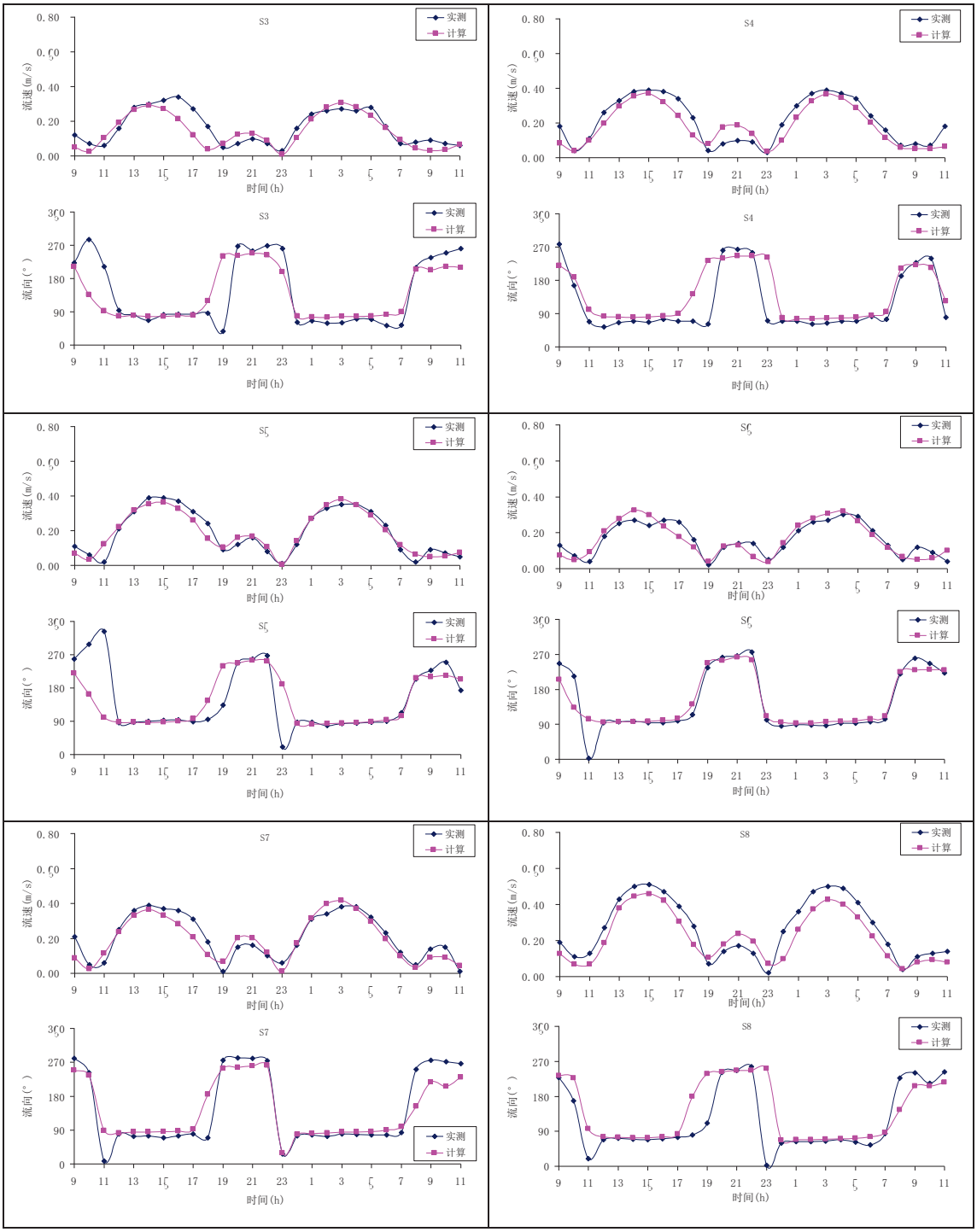


图 8.4-13 S1~S10 夏季大潮垂线流速、流向验证图




S3
S4
S5
S6
S7
S8
实测
计算
流速(m/s)
流向(°)
时间(h)

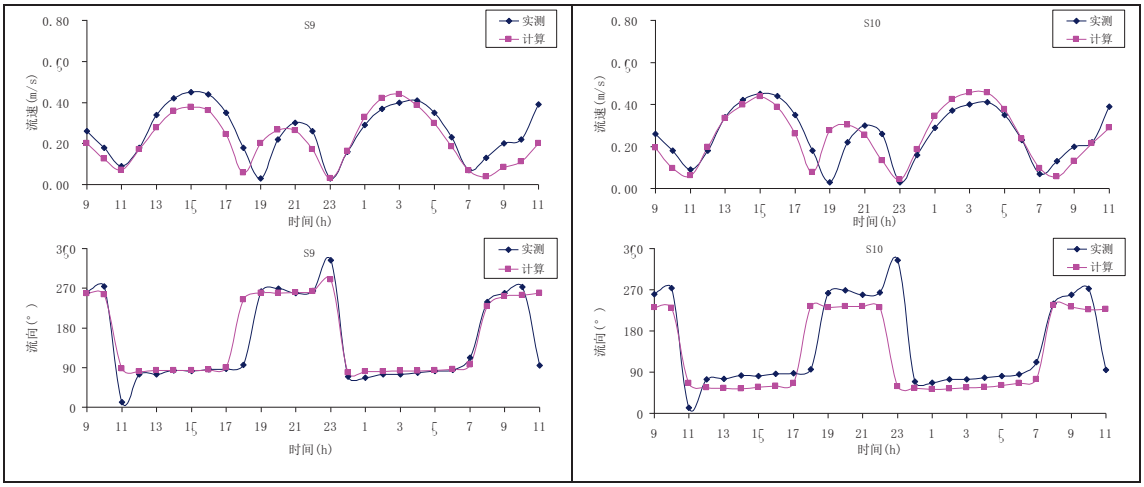


图 8.4-14　　S1~S10 夏季小潮垂线流速、流向验证图

8.4.2.3 潮流场模拟结果分析

8.4.2.3.1. 工程变更前流场（原环评方案建成后的流场）

本项目及周边历次观测的水文资料分析表明，本工程海域潮汐是不正规半日潮到正规全日潮的过渡区，潮汐涨落与流速、流向关系错综复杂，海流与潮位的对应关系不明显，涨潮流场和落潮流场流向不确定，但流态则较为单一，受岸线的影响，主要流向为 SW 和 NE 向，运动形式以往复流为主。

原油码头位于石碑山附近，产品码头位于大南海隆江河口，两个码头区相距约 26.5km。

分析工程海区历次水文观测资料的潮位和潮流关系，可以发现本海域涨潮时流向主要呈 SW 向，落潮时主要呈 NE 向。图 8.4-15~图 8.4-18 为原环评方案建成后（以下简称工程前）工程海域冬季、夏季大潮涨急、落急时刻的流场分布图。由图可见，工程海域外海涨潮流主要呈 SW 向，大潮落潮流主要呈 NE 向，近岸受岸线影响流向大致平行于岸线。总体而言，大潮落潮流速大于涨落流速。

（1）原油码头区

原环评方案建成后原油码头附近局部海域冬季和夏季大潮涨急、落急时刻的流场分别见图 8.4-19~图 8.4-22。

由可见，原油码头的防波堤基本上顺海流方向布置，对海流的影响较小。原油码头周边1km范围海域内，冬季、夏季大潮涨急时刻的流速在0.40m/s、0.62m/s以内，流向均为SW向，落急时刻的流速在0.44m/s、0.87m/s以内，流向均为NE向。

（2）产品码头区

原环评方案建成后产品码头附近局部海域冬季和夏季大潮涨急、落急时刻的流场见图 8.4-23~图 8.4-26。

由图可见，原环评方案建设后，产品码头附近由于填海区和防波堤截断了近岸的潮流通道，在防波堤周围形成了绕流流态：防波堤东、西两侧小范围区域内流速减弱。冬季大潮涨急和落急时刻东、西拦沙堤之间海域（包括港池）的流速基本上在0.08m/s以内；夏季大潮涨急和落急时刻东、西拦沙堤之间海域（包括港池）的流速基本上在0.16m/s以内。防波堤南侧小范围内流速增强，冬季大潮涨急、落急时刻的最大流速分别为0.18m/s和0.22m/s，夏季大潮涨急、落急时刻的最大流速分别是0.12m/s、0.33m/s。涨潮期防波堤西侧形成小回流区。

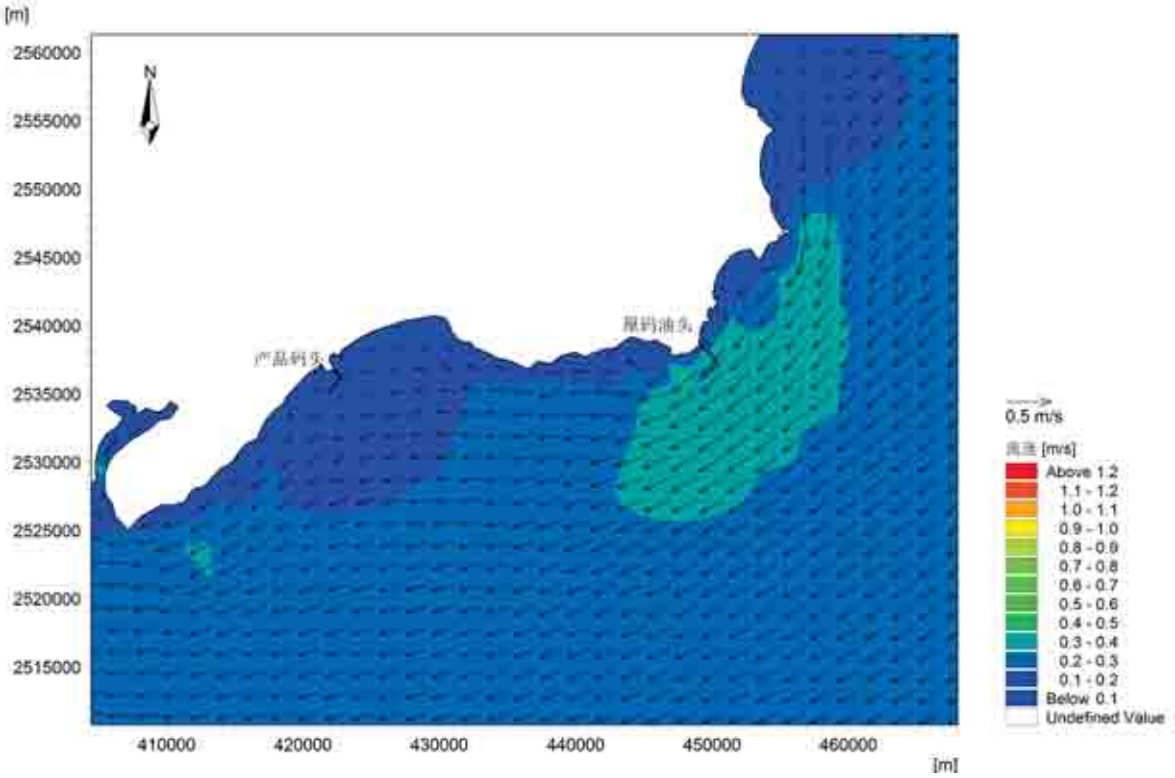


图 8.4-15　　工程海域冬季大潮涨急时刻流场图（变更前）

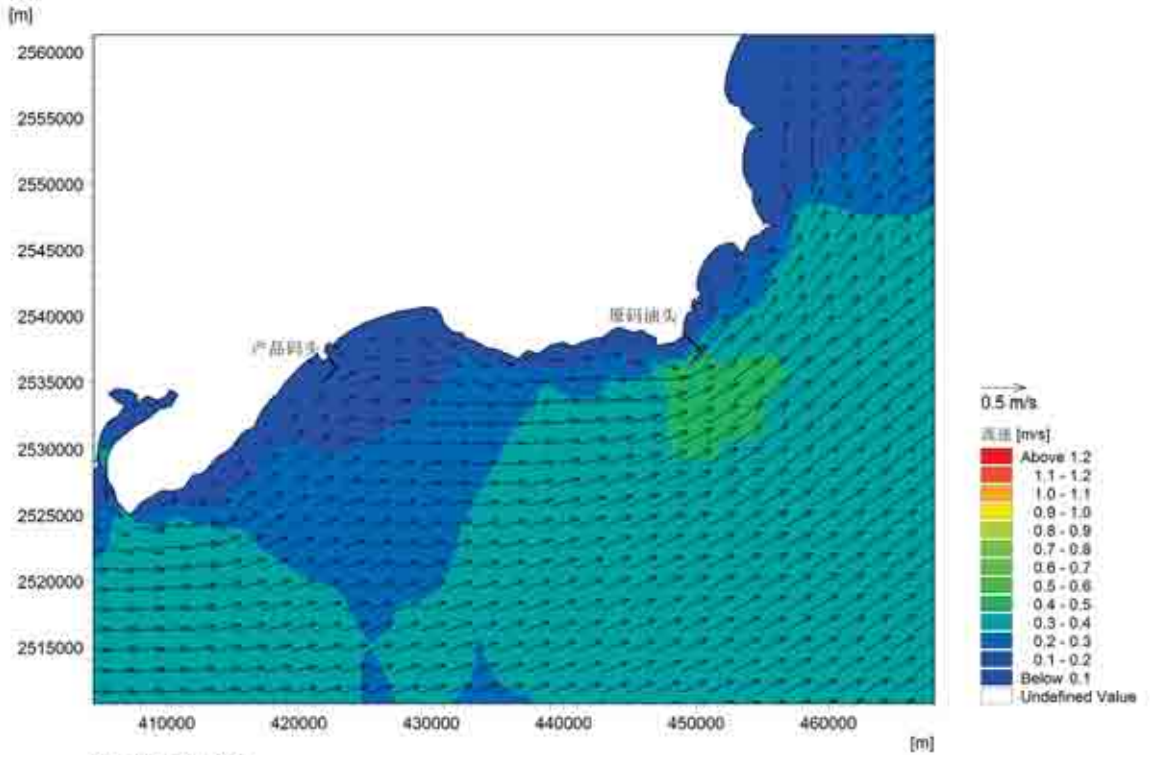


图 8.4-16　　工程海域冬季大潮落急时刻流场图（变更前）

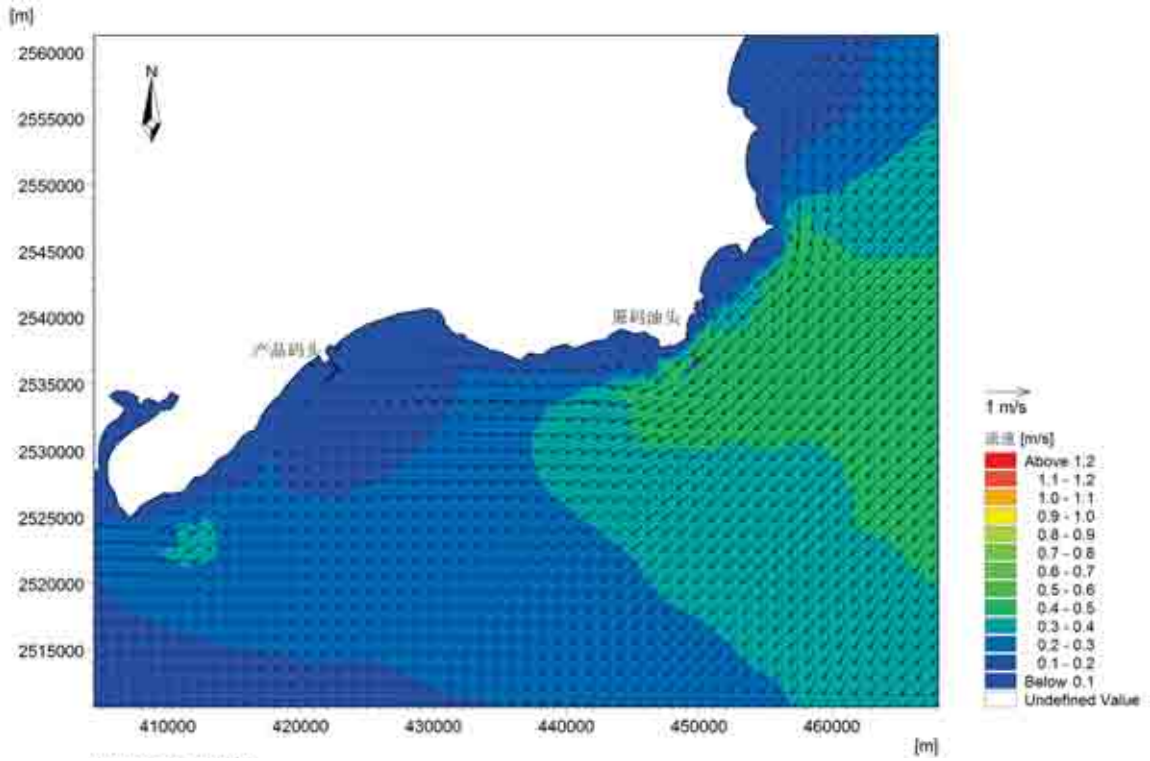


图 8.4-17　　工程海域夏季大潮涨急时刻流场图（变更前）

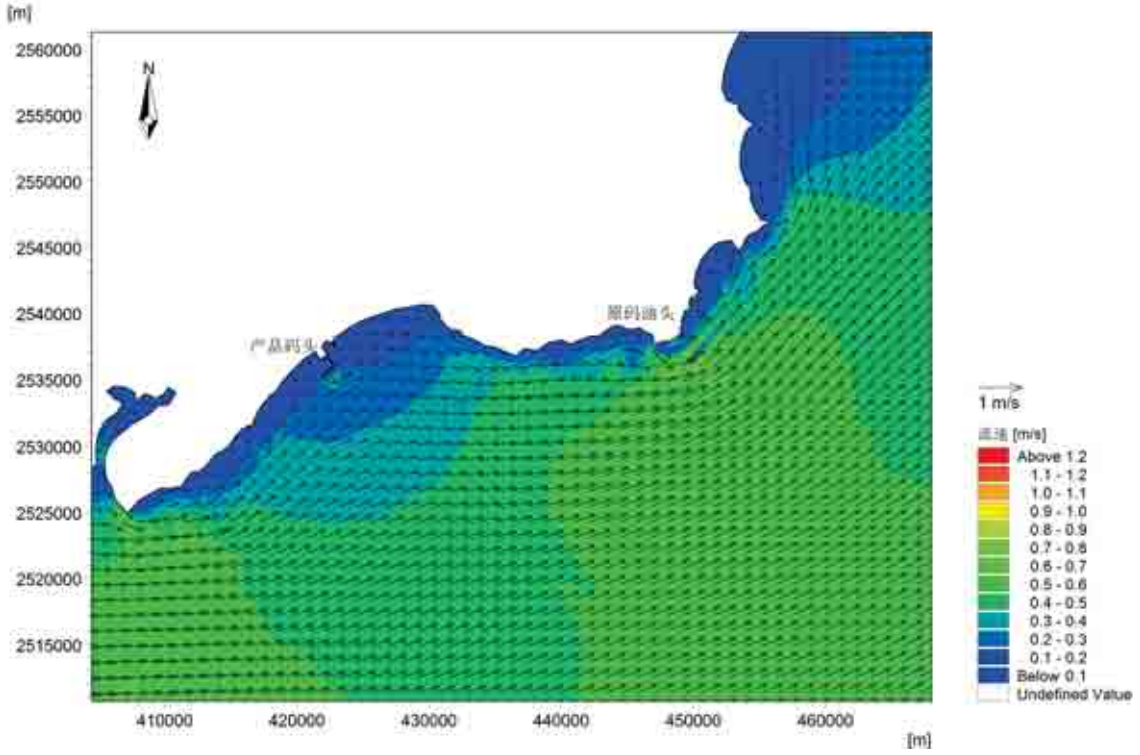


图 8.4-18　　工程海域夏季大潮落急时刻流场图（变更前）

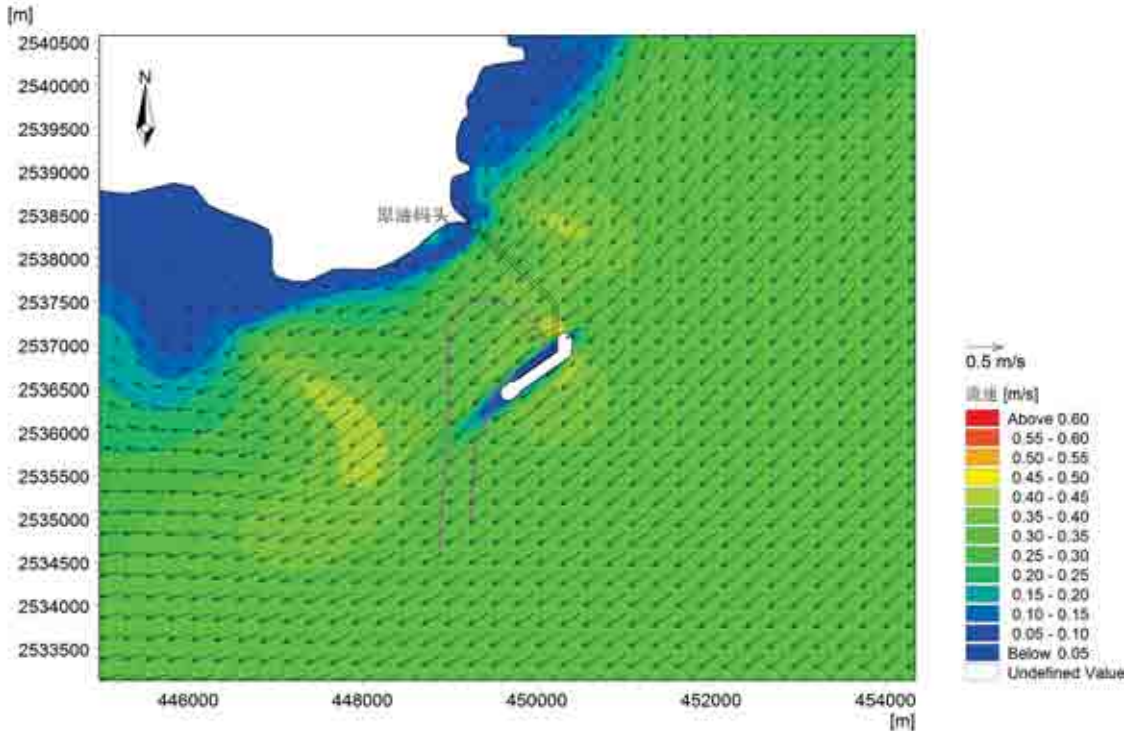


图 8.4-19 原油码头附近局部海域冬季大潮涨急时刻流场图（变更前）

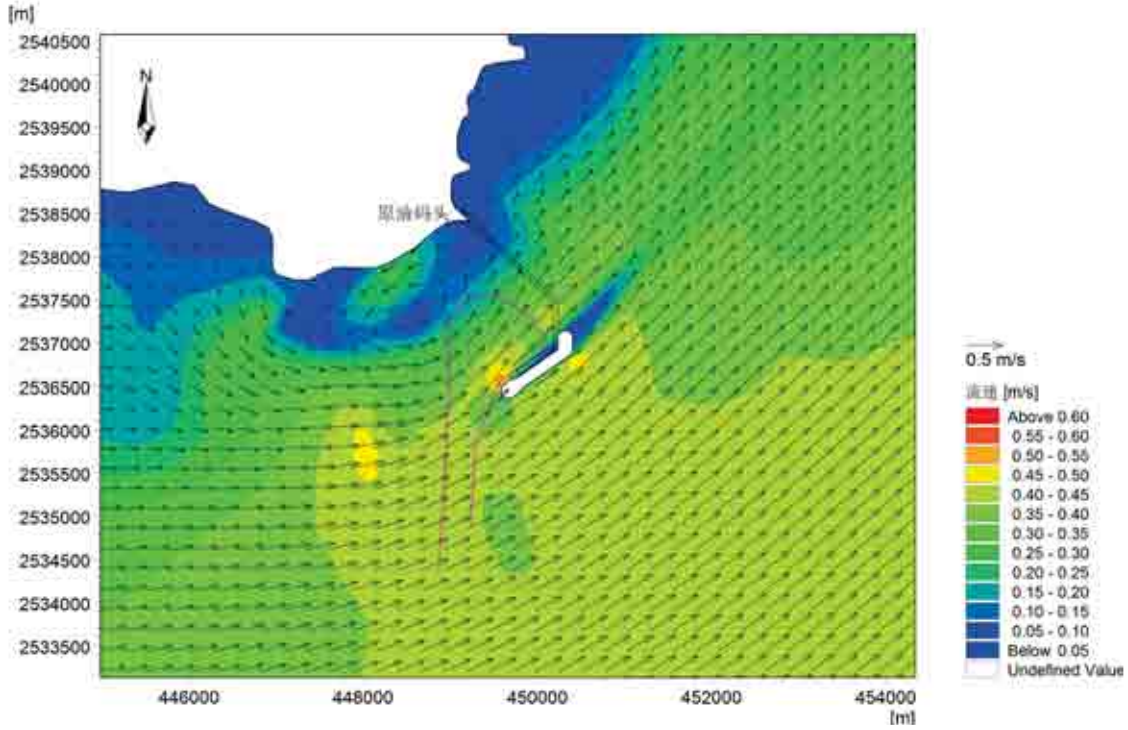


图 8.4-20 原油码头附近局部海域夏季大潮落急时刻流场图（变更前）

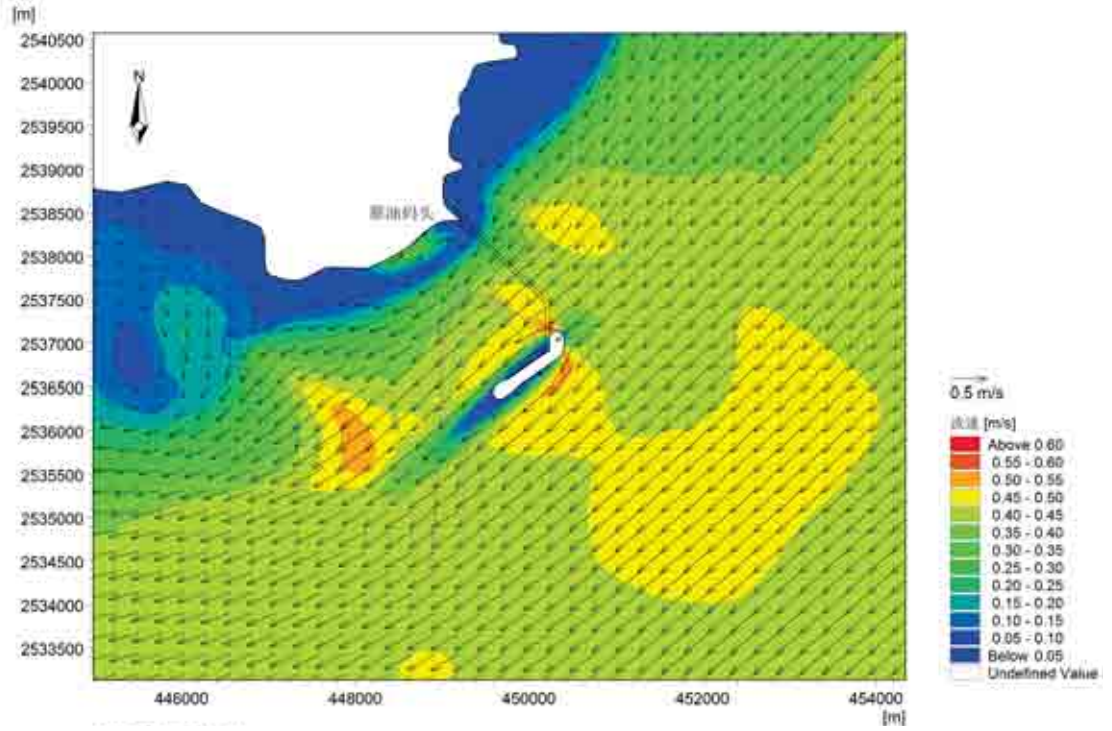


图 8.4-21 原油码头附近局部海域夏季大潮落急时刻流场图（变更前）

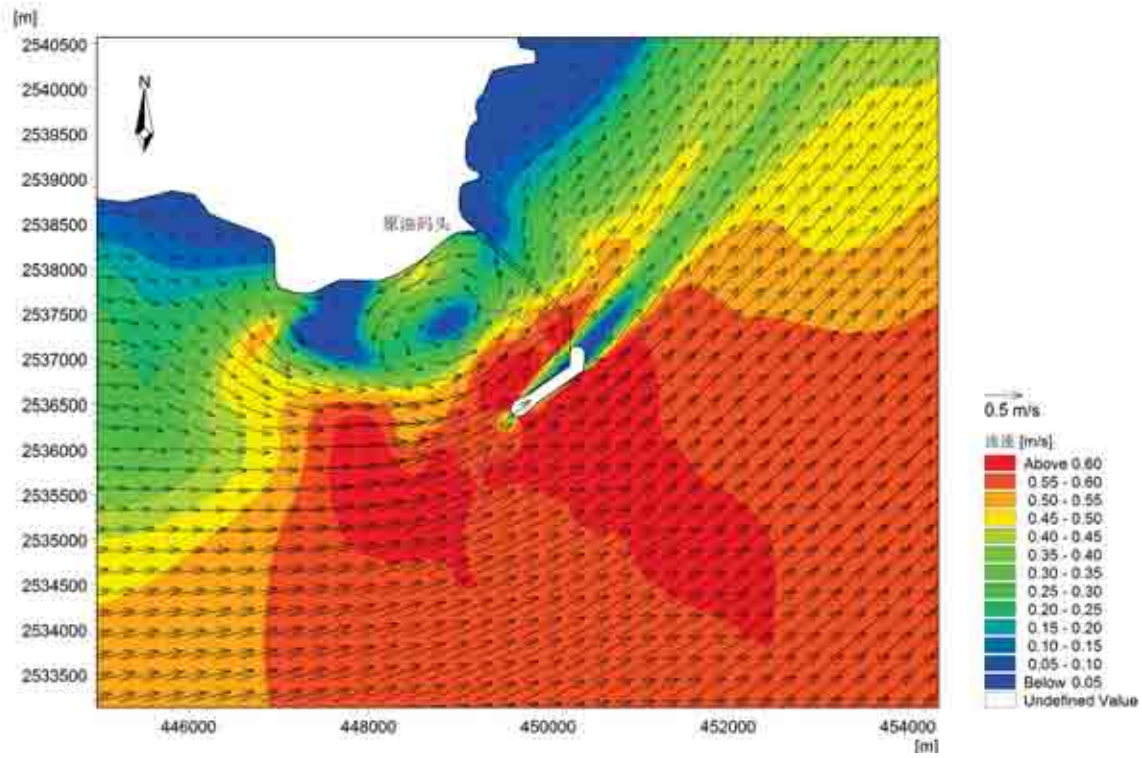


图 8.4-22　原油码头附近局部海域夏季大潮落急时刻流场图（变更前）

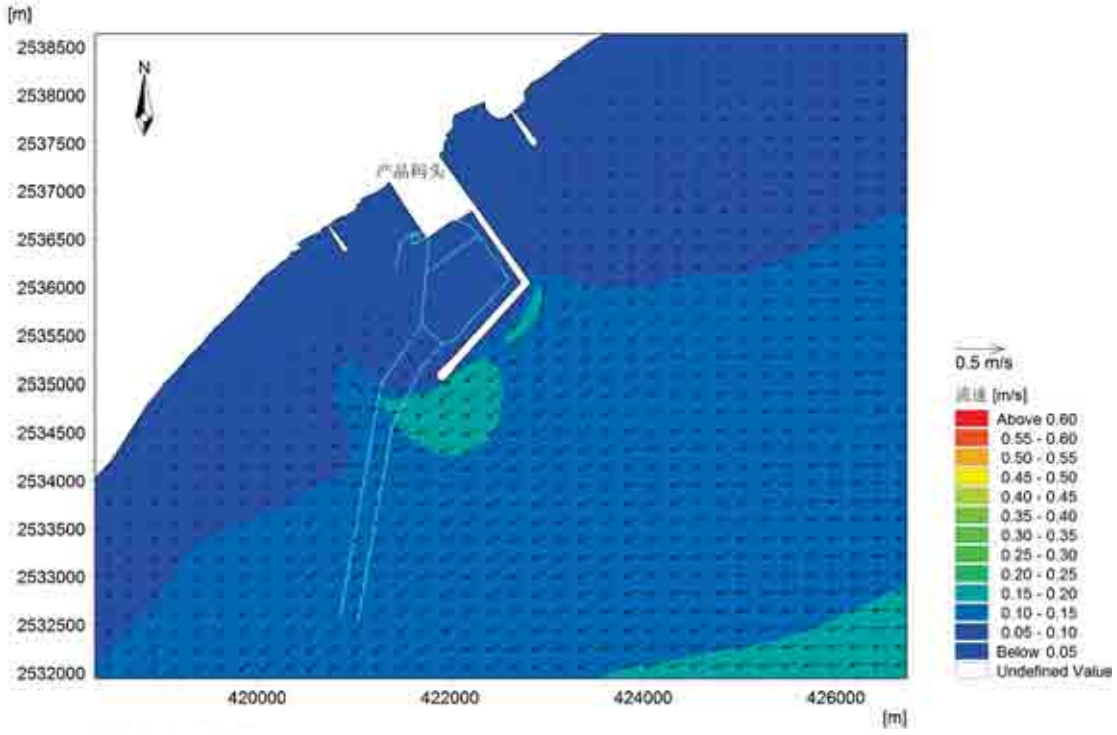


图 8.4-23　　产品码头附近局部海域冬季大潮涨急时刻流场图（变更前）

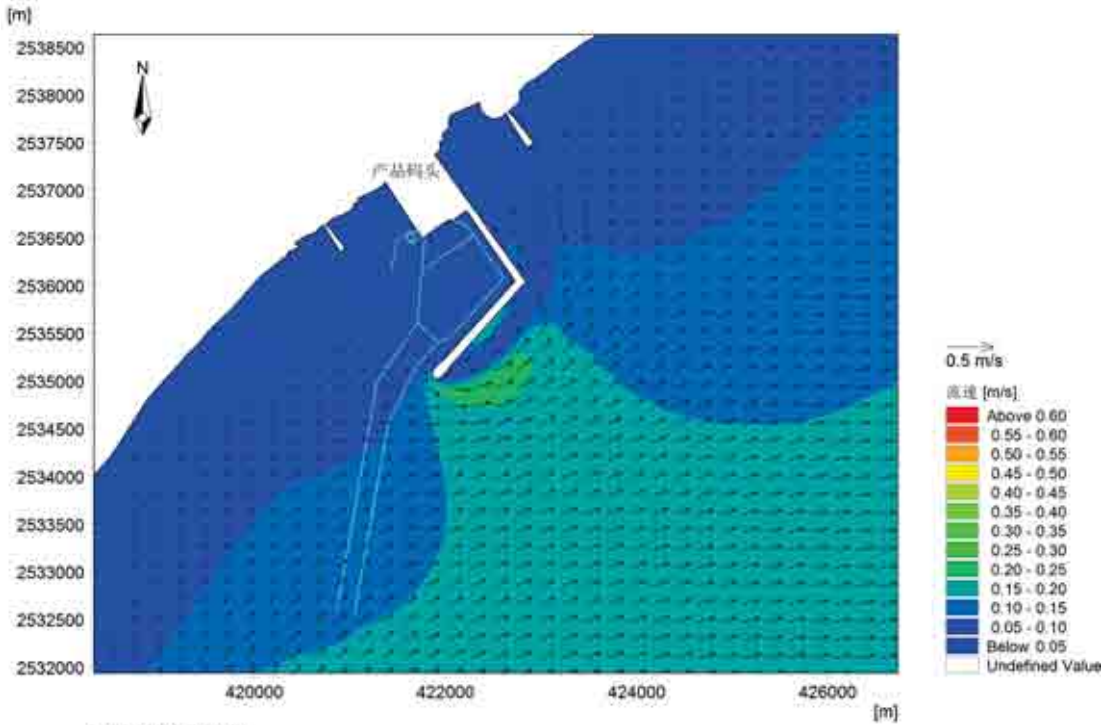


图 8.4-24　产品码头附近局部海域冬季大潮落急时刻流场图（变更前）

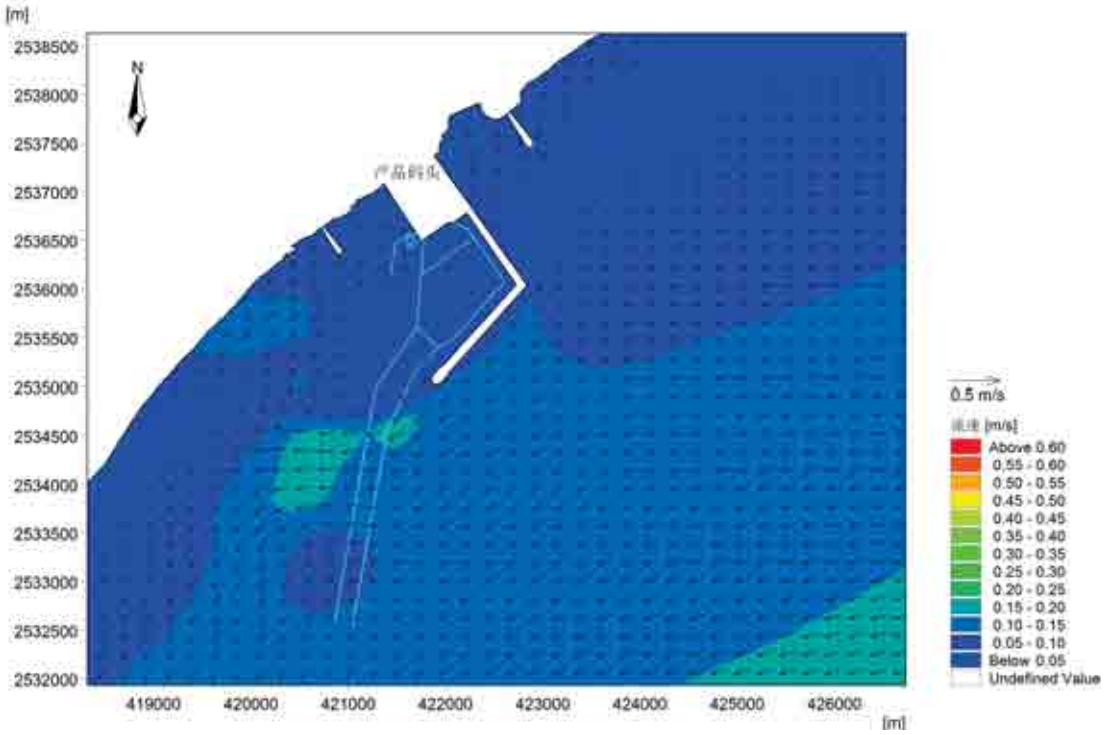


图 8.4-25　产品码头附近局部海域夏季大潮涨急时刻流场图（变更前）

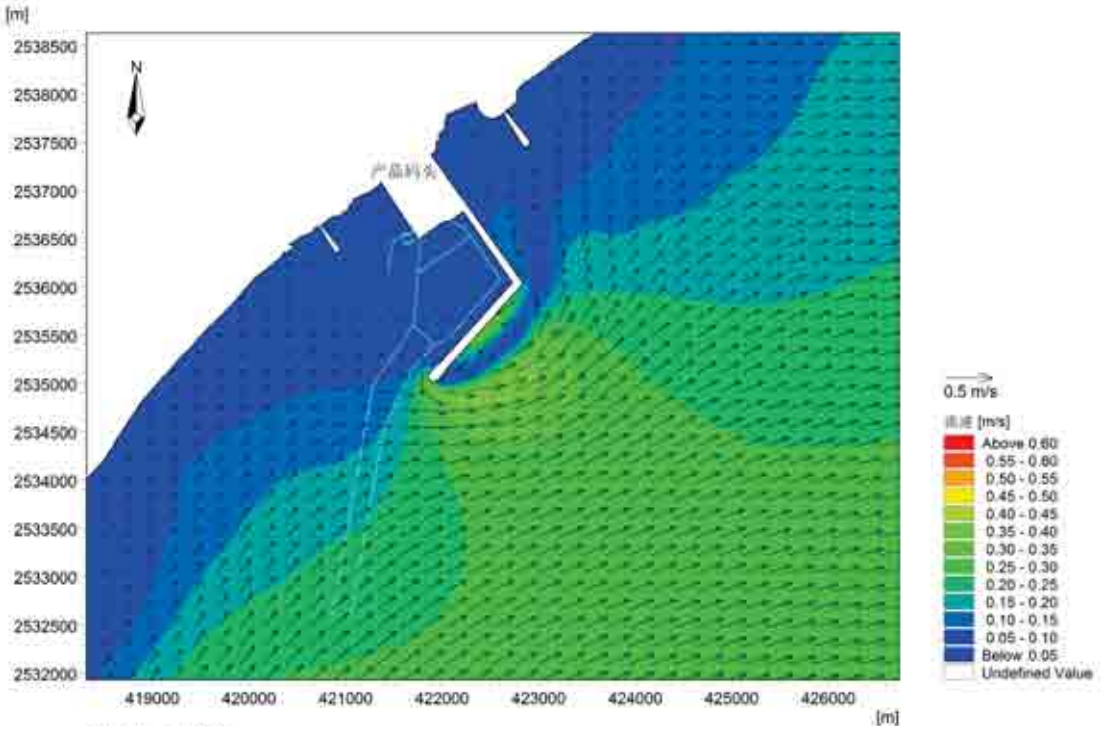


图 8.4-26　产品码头附近局部海域夏季大潮落急时刻流场图（变更前）

8.4.2.3.2. 本次变更后的流场

工程后的产品码头方案：在原环评方案的基础上，新增港池西侧的防波堤；港池和航道浚深最深至-15.6m，并延长航道长度 3km。

工程后的原油码头方案：在原环评方案的基础上，对港池形状作了调整，同时对航道轴线走向及长度也作相应的调整。

图 8.4-27~图 8.4-30 为本项目实施后工程海域冬季、夏季大潮涨急、落急时刻的流场图。本项目产品码头西侧防波堤的建设、产品码头以及原油码头的航道长度和深度的调整对工程海域流场的影响仅体现在变更部位附近局部围区域内，对工程海域的整体流场影响很小。

（1）原油码头区

图 8.4-31~图 8.4-34 为原油码头附近局部海域冬、夏季变更前后大潮涨急和落急时刻的流场对比图。图 8.4-39~图 8.4-42 为原油码头附近局部海域冬、夏季变更前后流速变化等值线图。

本项目原油码头的方案调整主要是港池和航道调整导致的水下地形变化，由于开挖处自然水深条件较好，开挖导致的地形变化并不剧烈，因此，本次变更对附近海域的流场影响很小。大潮涨急、落急时刻油码头附近海域工程前后流场基本一致，流速变化小于 0.04m/s。

为了定量分析工程前后的流速变化情况，在原油码头附近选取 10 个采样点（位置见图 8.4-43），提取工程前、后的流速值进行对比分析，见表 8.4-4 和表 8.4-5。

由表可见，工程实施后冬季大潮涨急时刻原油码头附近的 10 个采样点中，仅 5#采样点的流速增大 0.02m/s，其余各采样流速变化小于 0.01m/s；大潮落急时刻，5#采样点的流速增大 0.01m/s，4#、7#采样点的流速减小 0.01m/s，其余各采样点的流速变化小于 0.01m/s。夏季大潮涨急时刻原油码头附近的 10 个采样点中，仅 5#、7#采样点的流速增大 0.03m/s、0.01m/s，其余各采样点流速变化小于 0.01m/s；大潮落急时刻，5#采样点的流速增大 0.03m/s，其余各采样点的流速变化小于 0.01m/s。

可见，本次原油码头航道改向和港池的调整，对水文动力的影响主要在港池靠陆一侧，影响很小。

表 8.4-4　　工程前后原油码头附近海域采样点流速变化统计（冬季大潮）

采样点	涨急时刻			落急时刻		
	工程前	工程后	差值	工程前	工程后	差值
	(m/s)	(m/s)	(m/s)	(m/s)	(m/s)	(m/s)
1#	0.26	0.26	0	0.10	0.10	0
2#	0.32	0.32	0	0.32	0.32	0
3#	0.24	0.24	0	0.41	0.41	0
4#	0.24	0.24	0	0.15	0.14	-0.01
5#	0.32	0.34	0.02	0.29	0.30	0.01
6#	0.35	0.35	0	0.41	0.42	0
7#	0.29	0.29	0	0.09	0.08	-0.01
8#	0.35	0.35	0	0.33	0.33	0
9#	0.39	0.39	0	0.24	0.24	0
10#	0.35	0.35	0	0.36	0.36	0
11#	0.35	0.35	0	0.42	0.42	0
12#	0.34	0.34	0	0.41	0.41	0
13#	0.34	0.34	0	0.40	0.40	0
14#	0.34	0.34	0	0.40	0.40	0
15#	0.41	0.41	0	0.42	0.42	0
16#	0.39	0.39	0	0.43	0.43	0
17#	0.35	0.35	0	0.40	0.40	0
18#	0.34	0.34	0	0.39	0.39	0
19#	0.33	0.33	0	0.40	0.40	0
20#	0.33	0.33	0	0.41	0.41	0
21#	0.34	0.34	0	0.41	0.41	0
22#	0.34	0.34	0	0.41	0.41	0

表 8.4-5　工程前后原油码头附近海域采样点流速变化统计（夏季大潮）

采样点	涨急时刻			落急时刻		
	工程前	工程后	差值	工程前	工程后	差值
	(m/s)	(m/s)	(m/s)	(m/s)	(m/s)	(m/s)
1#	0.21	0.21	0	0.07	0.07	0
2#	0.39	0.39	0	0.51	0.51	0
3#	0.22	0.22	0	0.60	0.60	0
4#	0.21	0.21	0	0.27	0.27	0
5#	0.41	0.44	0.03	0.47	0.50	0.03
6#	0.46	0.46	0	0.61	0.61	0
7#	0.18	0.19	0.01	0.24	0.24	0
8#	0.44	0.44	0	0.54	0.54	0
9#	0.45	0.45	0	0.33	0.33	0
10#	0.44	0.44	0	0.53	0.53	0
11#	0.44	0.44	0	0.62	0.62	0
12#	0.44	0.44	0	0.60	0.60	0
13#	0.44	0.44	0	0.58	0.58	0
14#	0.44	0.44	0	0.57	0.57	0
15#	0.49	0.49	0	0.62	0.62	0
16#	0.44	0.44	0	0.62	0.62	0
17#	0.45	0.45	0	0.58	0.58	0
18#	0.44	0.43	0	0.56	0.56	0
19#	0.43	0.43	0	0.59	0.59	0
20#	0.43	0.43	0	0.60	0.60	0
21#	0.44	0.44	0	0.59	0.59	0
22#	0.45	0.45	0	0.59	0.59	0

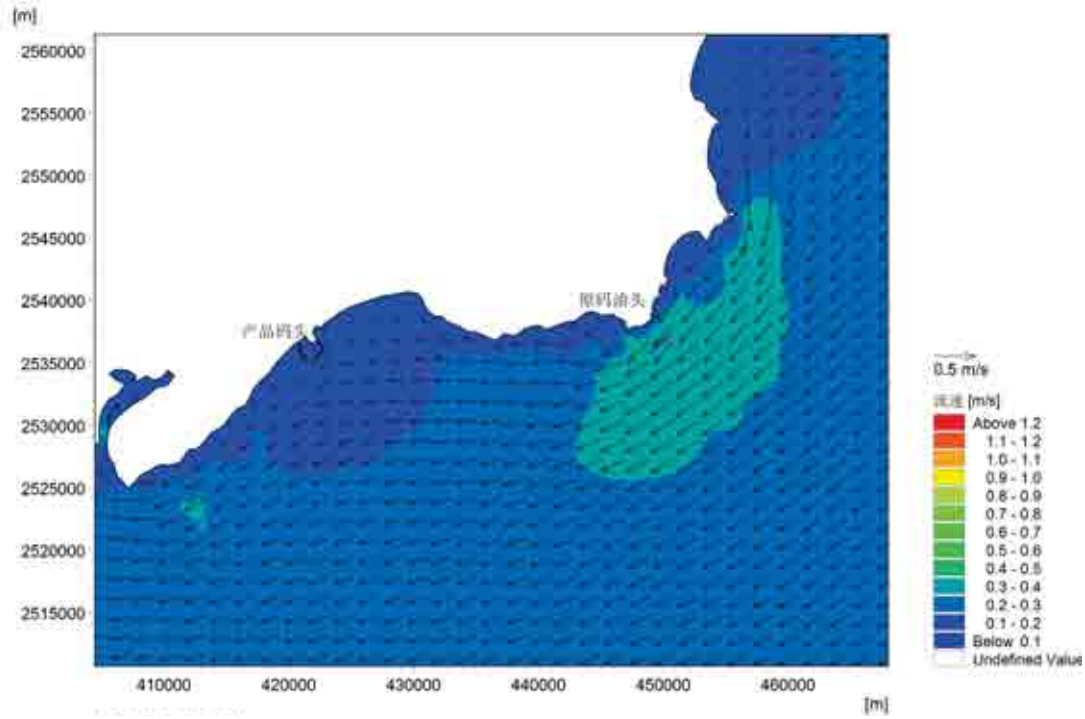


图 8.4-27　　工程海域冬季大潮涨急时刻流场图（变更后）

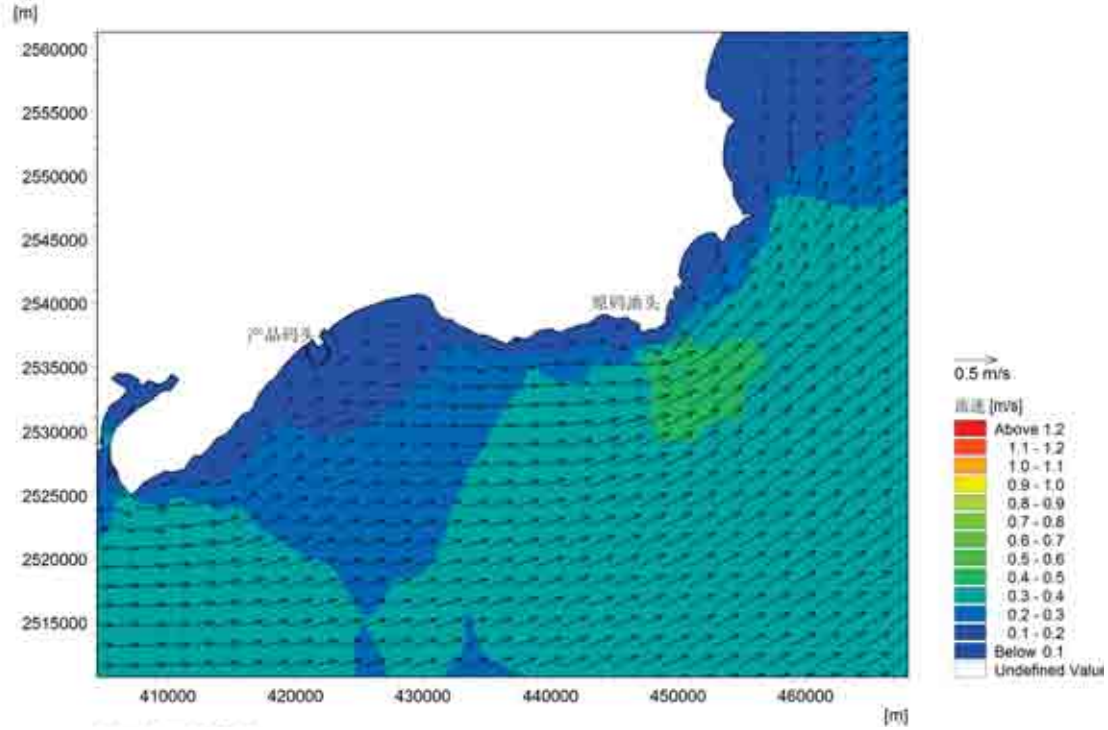


图 8.4-28　　工程海域冬季大潮涨急时刻流场图（变更后）

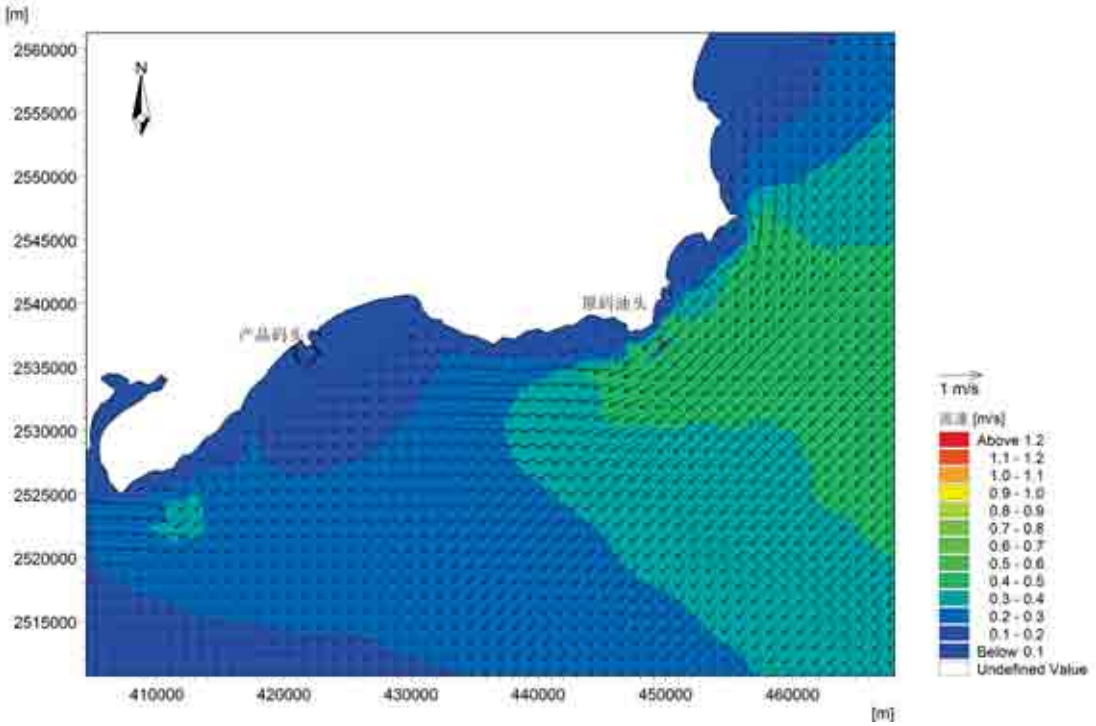


图 8.4-29　　工程海域夏季大潮涨急时刻流场图（变更后）

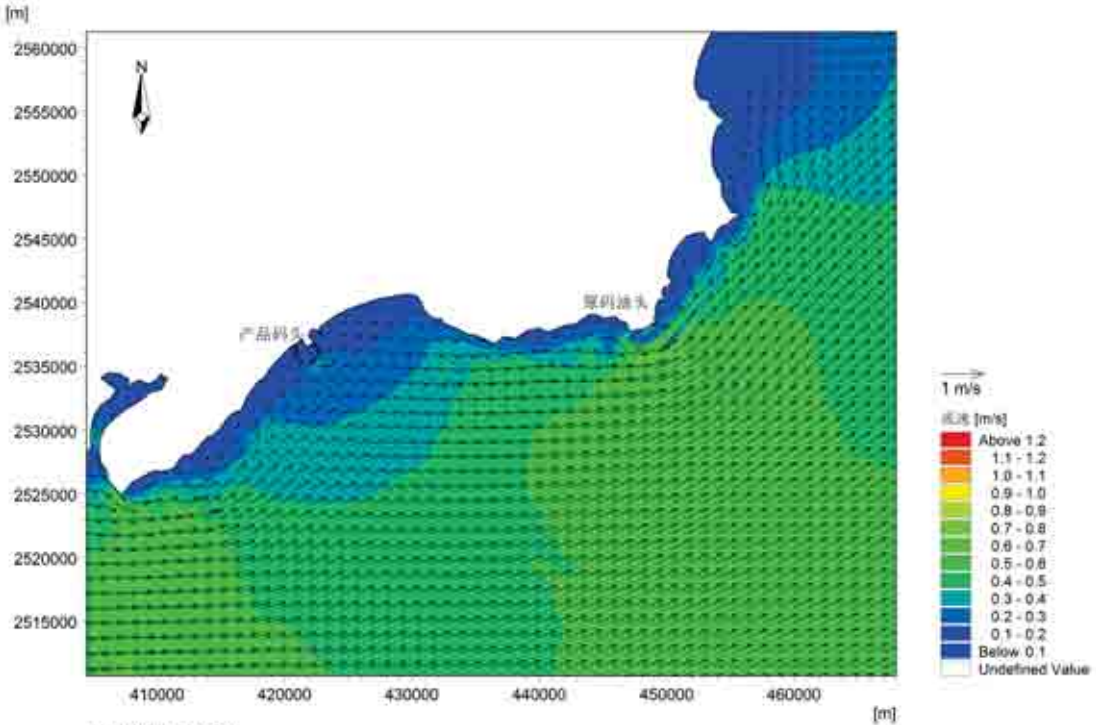


图 8.4-30　　工程海域夏季大潮落急时刻流场图（变更后）

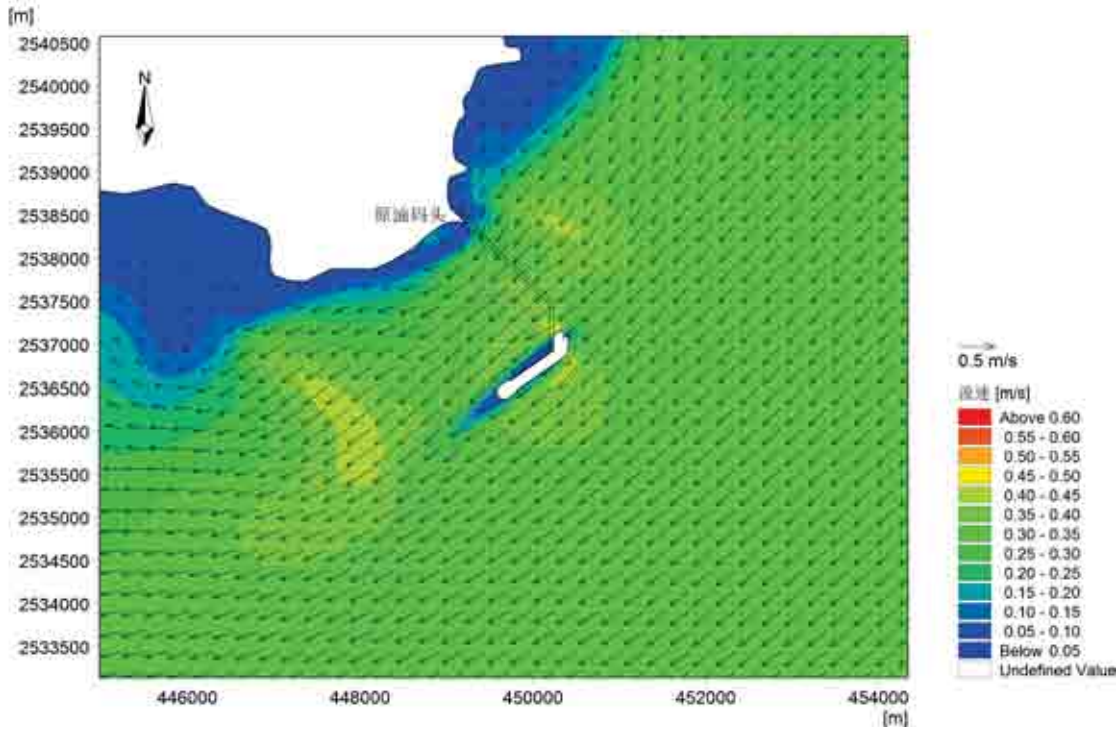


图 8.4-31　原油码头附近局部海域冬季大潮涨急时刻流场图（变更后）

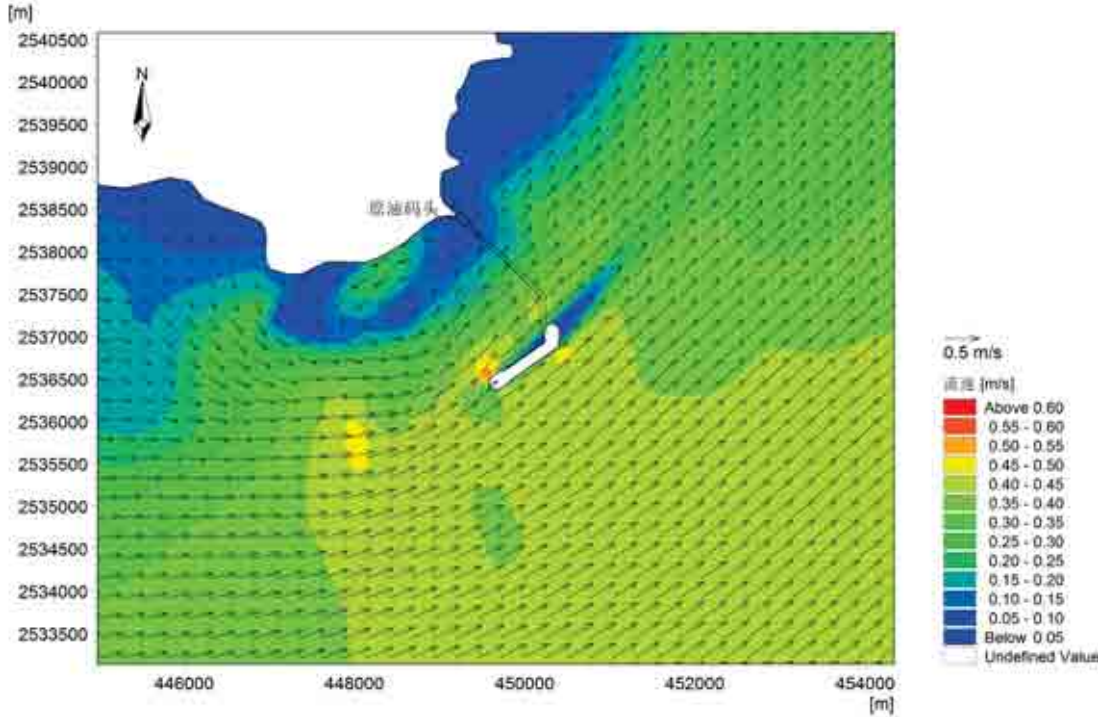


图 8.4-32 原油码头附近局部冬季海域大潮落急时刻流场图（变更后）

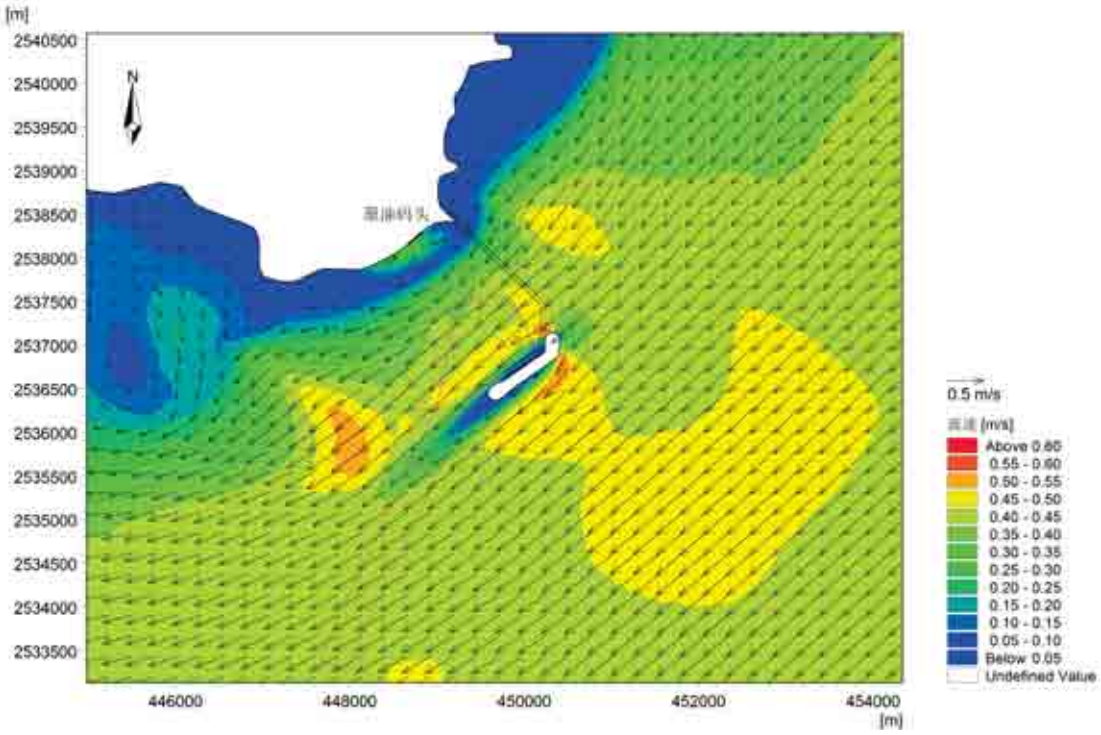


图 8.4-33　原油码头附近局部海域夏季大潮涨急时刻流场图（工程后）

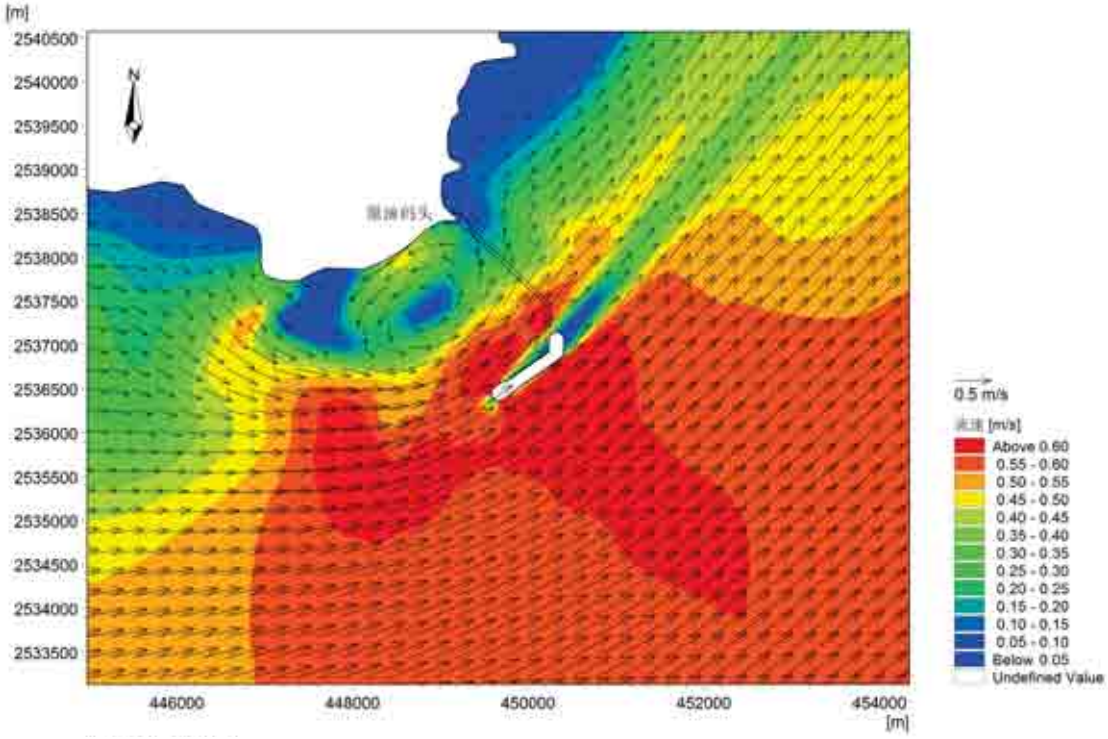


图 8.4-34　原油码头附近局部海域夏季大潮落急时刻流场图（工程后）

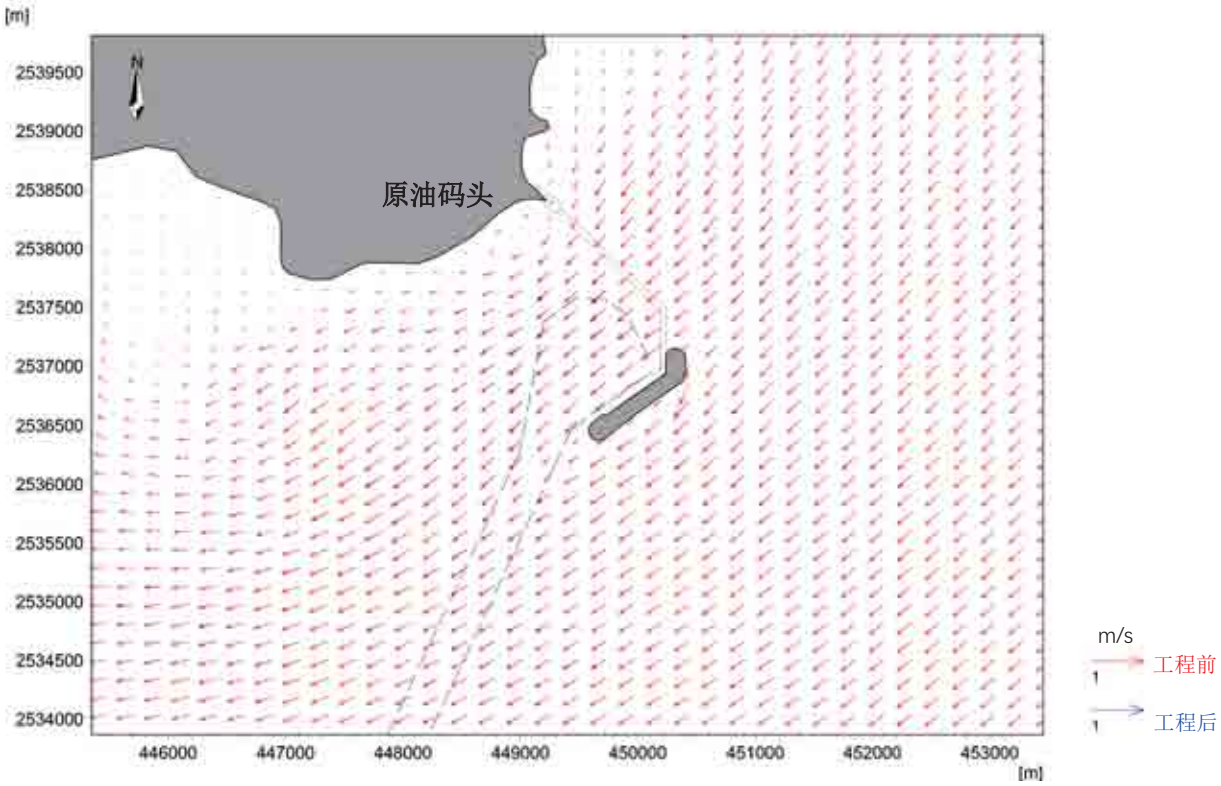


图 8.4-35 原油码头附近局部海域冬季变更前、后大潮涨急时刻的流场对比图

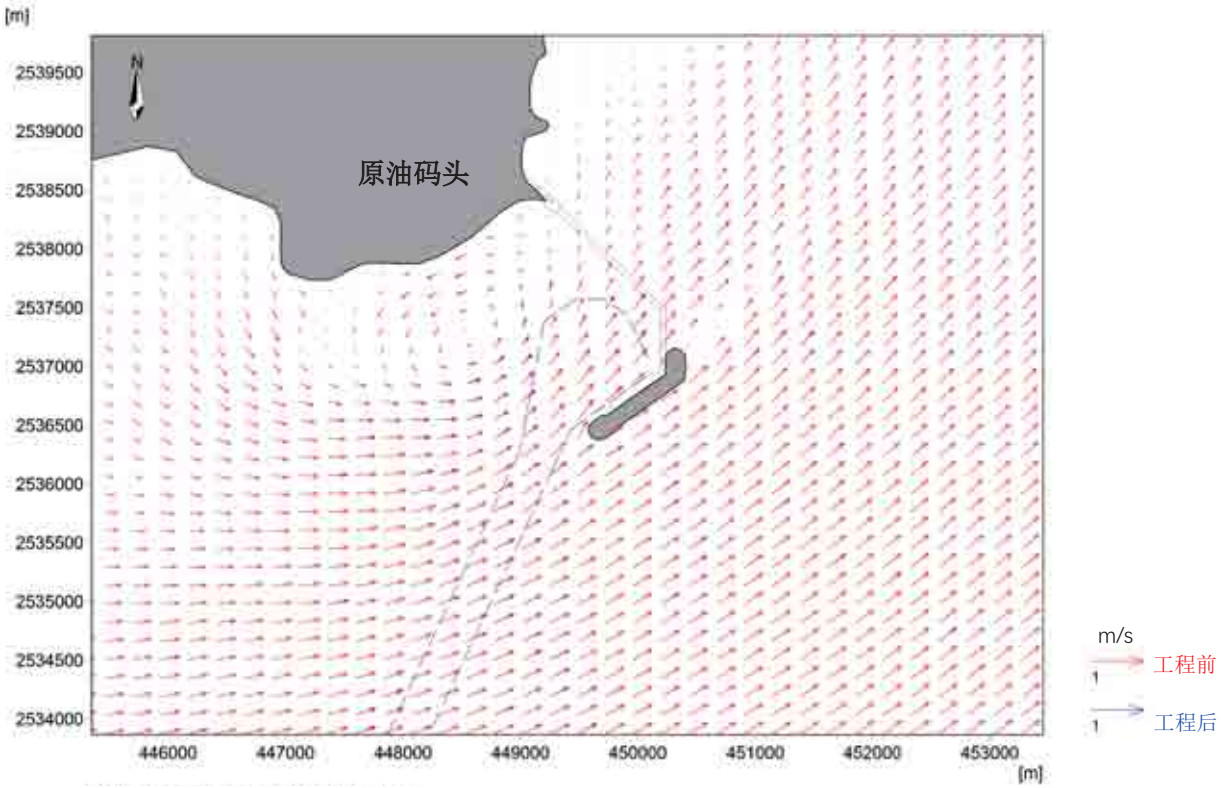


图 8.4-36 原油码头附近局部海域冬季变更前、后大潮落急时刻的流场对比图

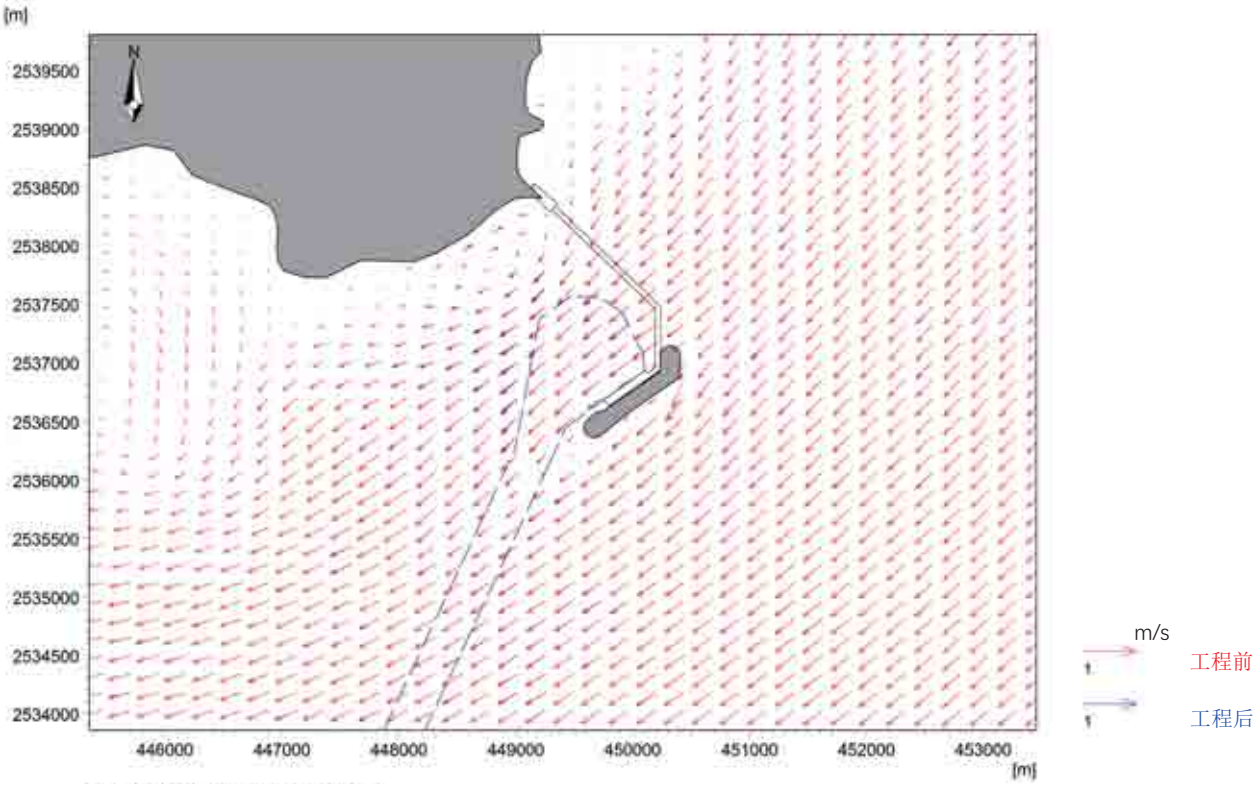


图 8.4-37　原油码头附近局部海域夏季工程前、后大潮涨急时刻的流场对比图

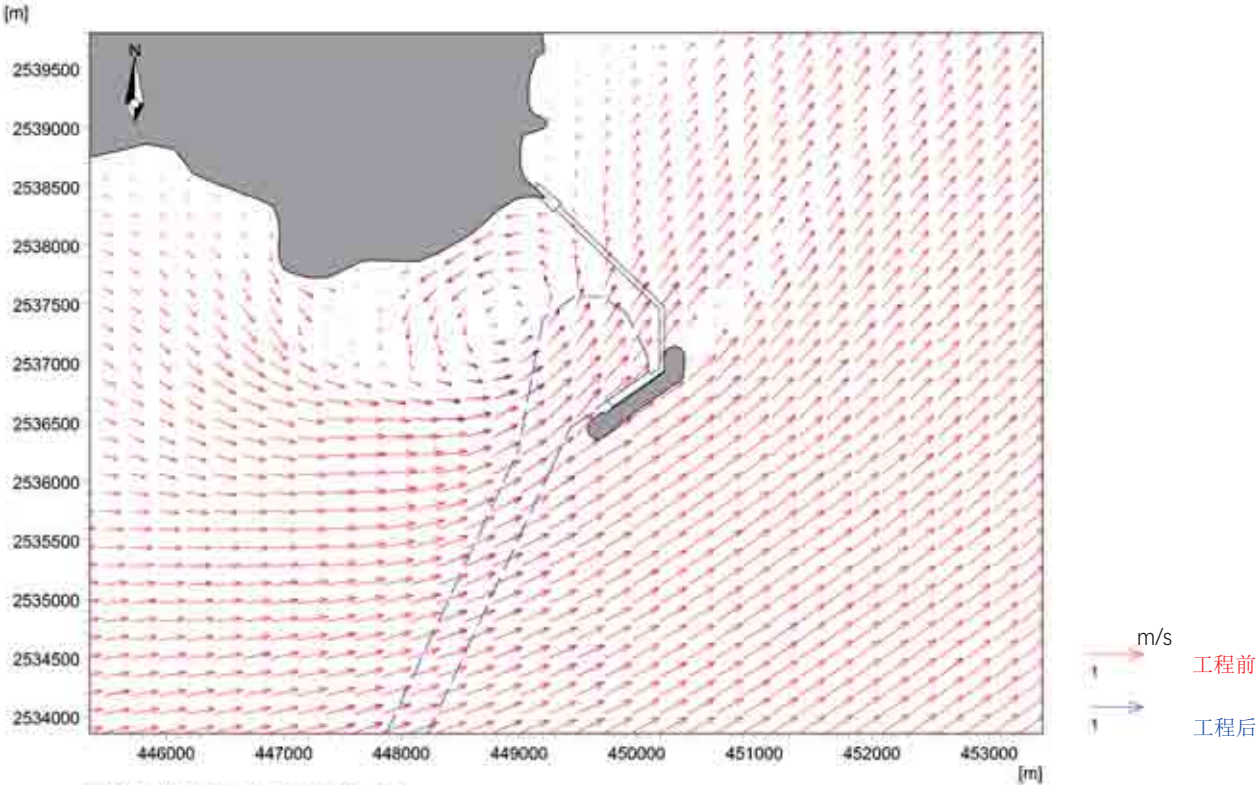


图 8.4-38　原油码头附近局部海域夏季工程前、后大潮落急时刻的流场对比图

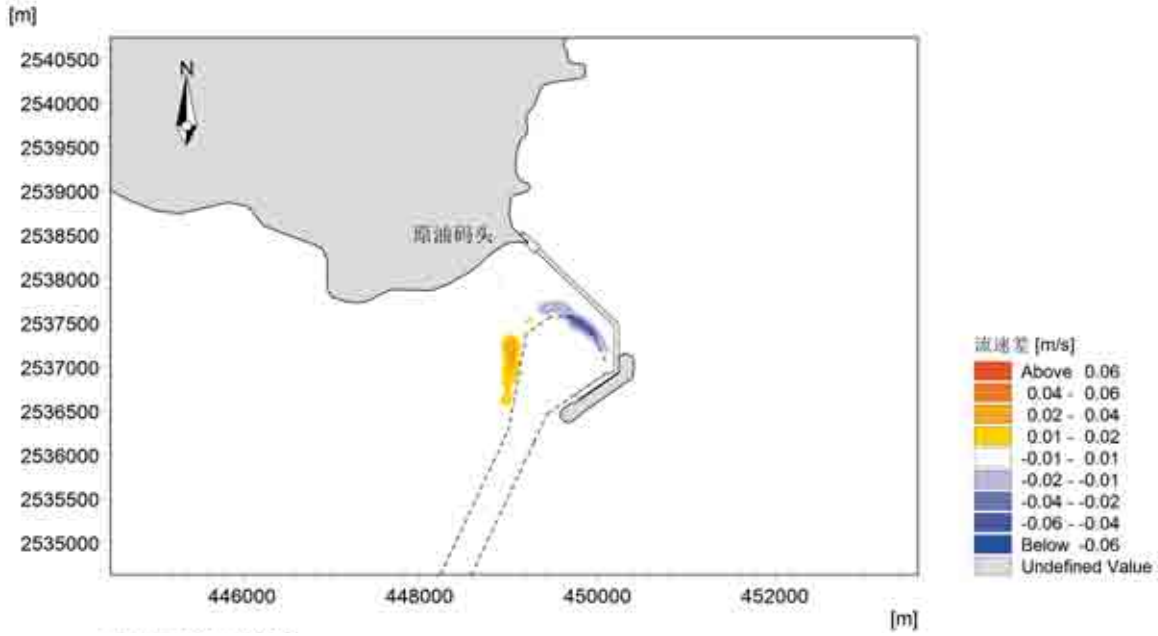


图 8.4-39 原油码头变更前后冬季涨急时刻流速变化等值线图

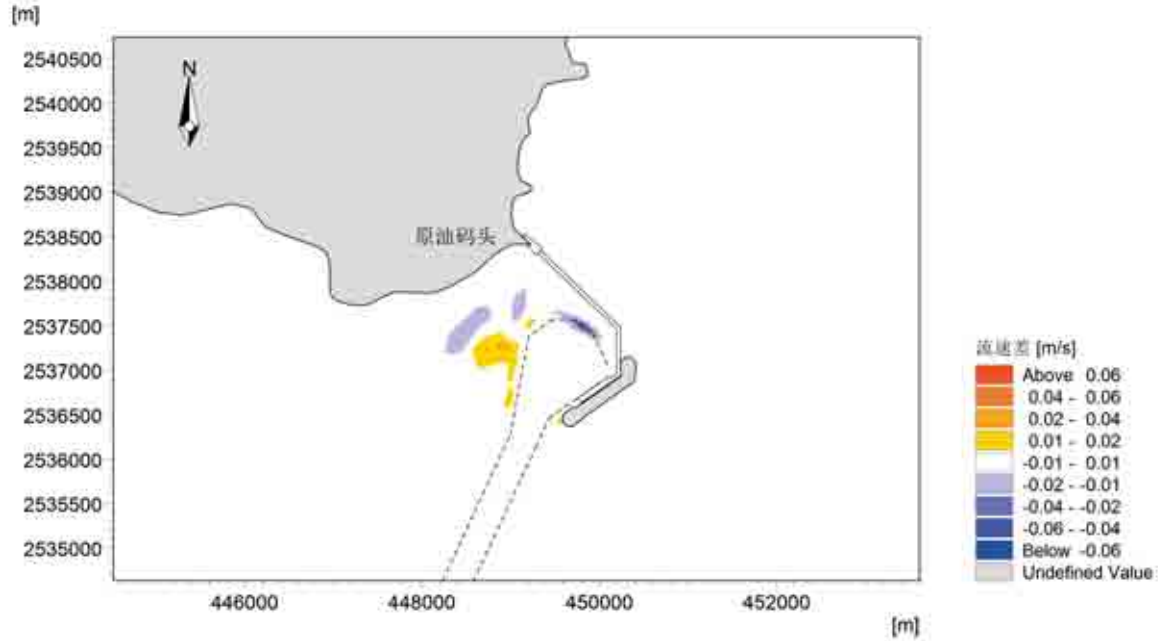


图 8.4-40　　原油码头变更前后冬季落急时刻流速变化等值线图

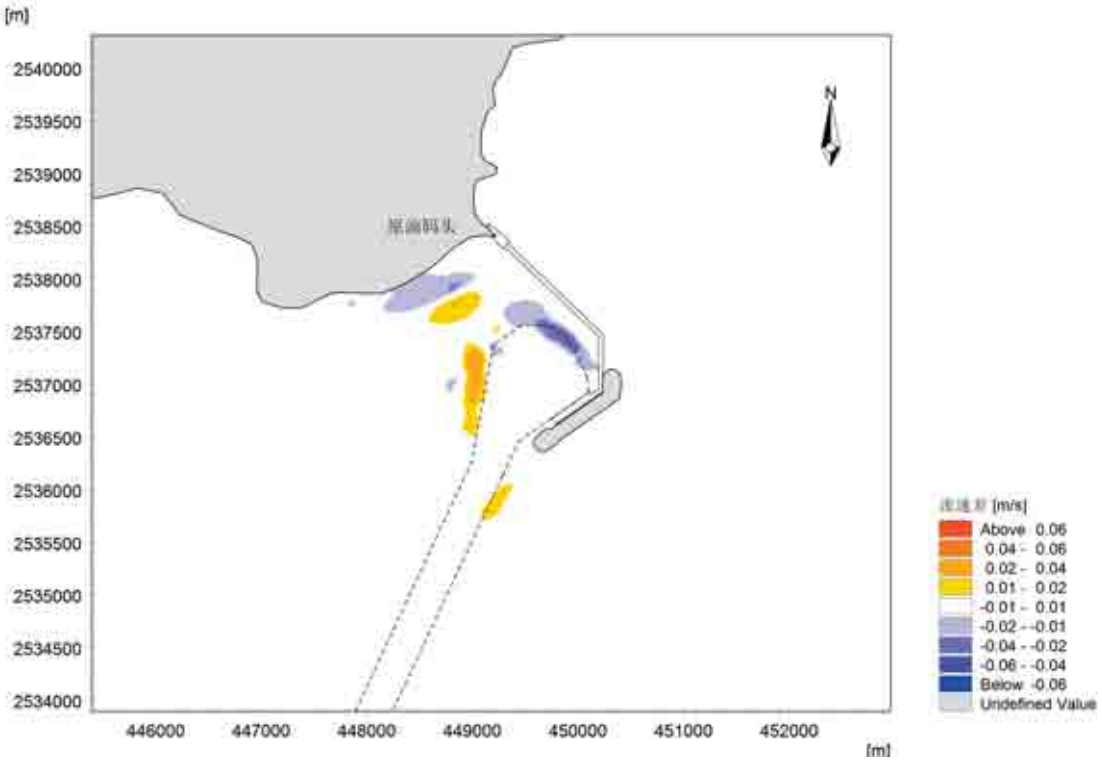


图 8.4-41 原油码头工程前后夏季大潮涨急时刻流速变化等值线图（工程后-工程前）

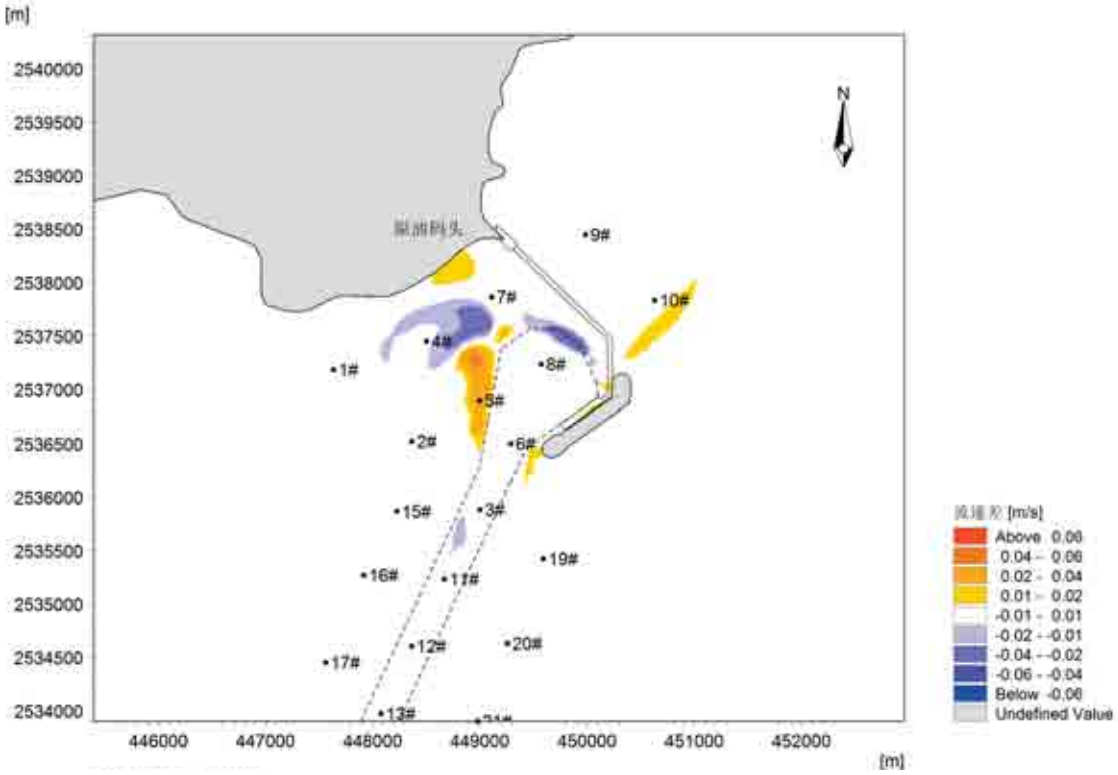


图 8.4-42 原油码头工程前后夏季大潮落急时刻流速变化等值线图（工程后-工程前）

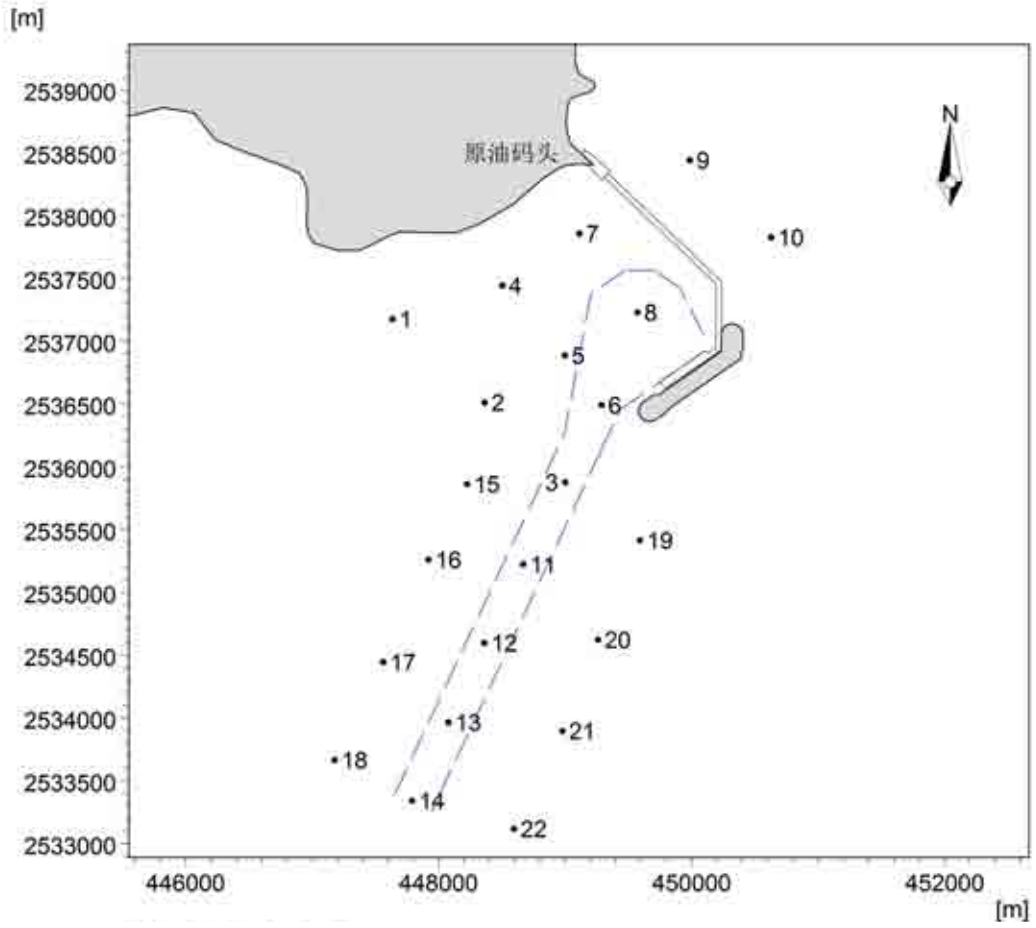


图 8.4-43　　原油码头流速采样点位置示意图

（2）产品码头区

图 8.4-48~图 8.4-51 为产品码头附近局部海域工程前后大潮涨急和落急时刻的流场对比图。图 8.4-52~图 8.4-55 为产品码头附近局部海域工程前后流速变化等值线图。

本次变更对产品码头附近海域流场的影响仅限于新建西防波堤附近局部小范围内，主要影响包括：工程后，涨急时产品码头港区内回流消失，新建西防波堤附近水域流速减弱，减弱值极值约 0.06m/s。落潮时西防波堤和南防波堤外侧的流向略有偏转，南防波堤外侧潮流通道上的流速略有增大，增大值极值约为 0.09m/s。

由此可见，本次产品码头区变更对水动力影响主要为新增西防波堤的拦阻影响，但由于西防波堤所在位置的水动力场本身不强，其影响绝对值也不大；航道的延长对工程海域的水文动力基本无影响。

为了定量分析工程前后的流速变化情况，在产品码头附近选取 18 个采样点（位置见图 8.4-56），提取工程前、后的流速值进行对比分析，见表 8.4-6。

由表可见，工程实施后冬季大潮涨急时刻，产品码头西防波堤西侧的 5#、4#、8#采样点的流速减小，其中 5#采样点的流速减小值最大，为 0.05m/s，港池内的 11#、12#采样点流速分别减小 0.01m/s 和 0.02m/s，航道上的 2#、19#采样点流速减小 0.01m/s，口门上的 9#采样点流速显著增大，由工程前的 0.05m/s 增大至 0.13m/s，增大了 0.08m/s，其余各采样点工程前后流速变化小于 0.01m/s；大潮落急时刻，产品码头口门的 9#采样点和防波堤南侧的 13#采样点流速均有所增大，9#采样点流速由工程前的 0.05m/s 增大至工程后 0.07m/s，增大 0.02m/s，13#采样点流速由工程前的 0.10m/s 增大至工程后 0.19m/s，增大 0.09m/s，防波堤南侧较远处的 14#、15#采样点流速较工程前减小 0.01m/s，其余各采样点流速变化小于 0.01m/s。

工程实施后夏季大潮涨急时刻，产品码头西防波堤西侧的 4#、5#、8#采样点、西南侧的 24#采样点流速减小，其中 24#采样点流速减小值最大，为 0.04m/s；港池内的 11#、12#采样点流速均减小 0.01m/s；航道上的 2#采样点流速减小 0.03m/s；口门上的 9#采样点流速显著增大，由工程前的 0.03m/s 增大至 0.07m/s，增大了 0.04m/s，其余采样点流速变化小于 0.01m/s。大潮落急时刻，产品码头西

防波堤西侧的4#、8#采样点流速减小，其中 8#采样点流速减小值最大，为0.02m/s；港池内的 11#、12#采样点流速增大 0.01m/s，12#采样点流速减小 0.01m/s；产品码头口门的 9#采样点、防波堤南侧的 13#采样点、防波堤东南侧的 17#采样点流速均有所增大，其中 13#采样点流速由工程前 0.12m/s 增大至工程后 0.24m/s，增大 0.12m/s；防波堤南侧较远处的 14#、15#采样点流速较工程前减小 0.03m/s、0.02m/s；其余各采样点流速变化小于 0.01m/s。

表 8.4-6　　工程前后产品码头附近海域采样点流速变化统计（冬季大潮）

采样点	涨急时刻			落急时刻		
	工程前	工程后	差值	工程前	工程后	差值
	(m/s)	(m/s)	(m/s)	(m/s)	(m/s)	(m/s)
1#	0.07	0.07	0	0.07	0.07	0
2#	0.12	0.11	-0.01	0.12	0.12	0
3#	0.14	0.14	0	0.15	0.15	0
4#	0.03	0.02	-0.01	0.02	0.02	0
5#	0.12	0.07	-0.05	0.07	0.07	0
6#	0.14	0.14	0	0.14	0.14	0
7#	0.14	0.14	0	0.16	0.16	0
8#	0.02	0.01	-0.01	0.02	0.02	0
9#	0.05	0.13	0.08	0.05	0.07	0.02
10#	0.16	0.16	0	0.18	0.18	0
11#	0.02	0.01	-0.01	0.01	0.01	0
12#	0.03	0.01	-0.02	0.02	0.02	0
13#	0.15	0.15	0	0.10	0.19	0.09
14#	0.14	0.14	0	0.18	0.17	-0.01
15#	0.13	0.13	0	0.15	0.14	-0.01
16#	0.06	0.06	0	0.05	0.05	0
17#	0.10	0.10	0	0.11	0.11	0
18#	0.11	0.11	0	0.13	0.13	0
19#	0.13	0.12	-0.01	0.14	0.14	0
20#	0.13	0.13	0	0.15	0.15	0
21#	0.15	0.15	0	0.17	0.17	0
22#	0.16	0.16	0	0.19	0.19	0
23#	0.17	0.17	0	0.21	0.21	0
24#	0.11	0.11	0	0.12	0.12	0
25#	0.12	0.12	0	0.13	0.13	0
26#	0.13	0.13	0	0.15	0.15	0
27#	0.15	0.15	0	0.18	0.18	0
28#	0.17	0.17	0	0.20	0.20	0

采样点	涨急时刻			落急时刻		
	工程前	工程后	差值	工程前	工程后	差值
	(m/s)	(m/s)	(m/s)	(m/s)	(m/s)	(m/s)
29#	0.13	0.13	0	0.15	0.15	0
30#	0.14	0.14	0	0.16	0.16	0
31#	0.15	0.15	0	0.18	0.18	0
32#	0.17	0.17	0	0.20	0.20	0

表 8.4-7　工程前后产品码头附近海域采样点流速变化统计（夏季大潮）

采样点	涨急时刻			落急时刻		
	工程前	工程后	差值	工程前	工程后	差值
	(m/s)	(m/s)	(m/s)	(m/s)	(m/s)	(m/s)
1#	0.09	0.09	0	0.11	0.11	0
2#	0.12	0.09	-0.03	0.19	0.19	0
3#	0.12	0.12	0	0.23	0.23	0
4#	0.10	0.07	-0.03	0.06	0.05	-0.01
5#	0.05	0.04	-0.01	0.11	0.12	0.01
6#	0.13	0.13	0	0.21	0.22	0.01
7#	0.12	0.12	0	0.26	0.26	0
8#	0.08	0.05	-0.03	0.05	0.03	-0.02
9#	0.03	0.07	0.04	0.08	0.10	0.02
10#	0.13	0.13	0	0.29	0.29	0
11#	0.04	0.03	-0.01	0.01	0.02	0.01
12#	0.03	0.02	-0.01	0.04	0.03	-0.01
13#	0.11	0.11	0	0.12	0.24	0.12
14#	0.11	0.11	0	0.33	0.30	-0.03
15#	0.09	0.09	0	0.27	0.25	-0.02
16#	0.02	0.02	0	0.08	0.08	0
17#	0.08	0.08	0	0.19	0.20	0.01
18#	0.09	0.09	0	0.24	0.24	0
19#	0.09	0.09	0	0.22	0.22	0
20#	0.11	0.11	0	0.24	0.24	0
21#	0.13	0.14	0	0.28	0.28	0
22#	0.15	0.15	0	0.30	0.30	0
23#	0.17	0.16	0	0.32	0.32	0
24#	0.12	0.08	-0.04	0.18	0.18	0
25#	0.10	0.10	0	0.21	0.21	0
26#	0.12	0.12	0	0.25	0.25	0
27#	0.14	0.14	0	0.28	0.28	0
28#	0.16	0.16	0	0.31	0.31	0
29#	0.11	0.11	0	0.23	0.23	0
30#	0.13	0.13	0	0.26	0.26	0

31#	0.15	0.15	0	0.29	0.29	0
32#	0.16	0.16	0	0.31	0.31	0

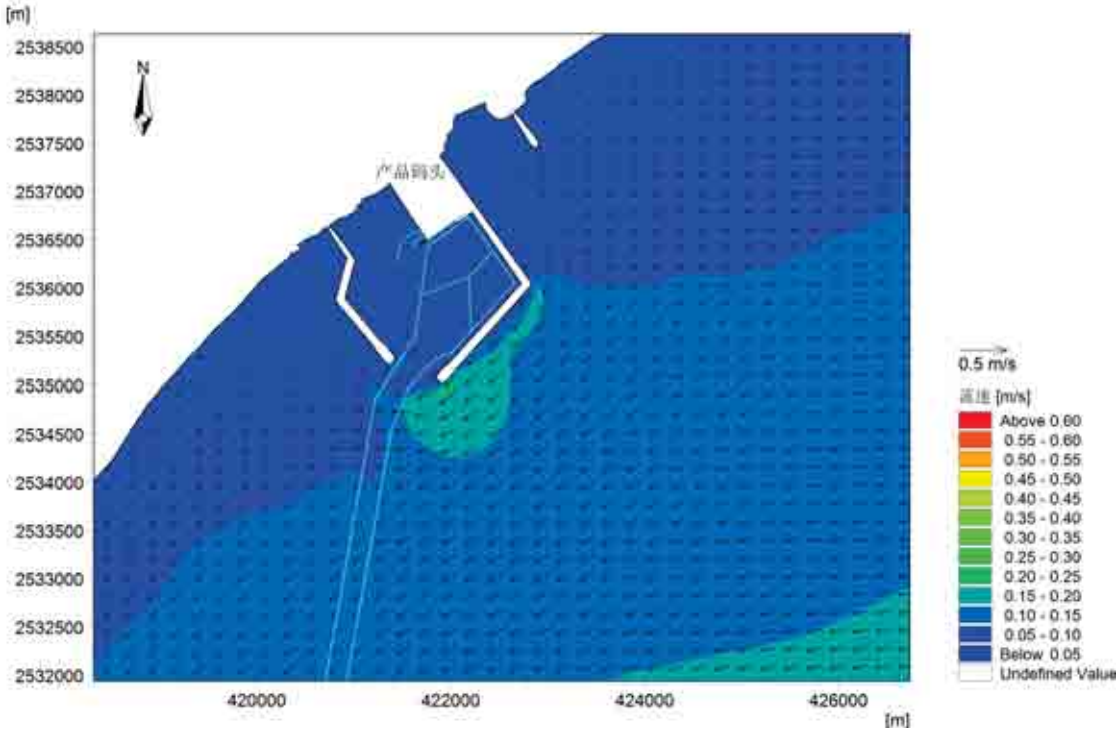


图 8.4-44　产品码头附近局部海域冬季大潮涨急时刻流场图（工程后）

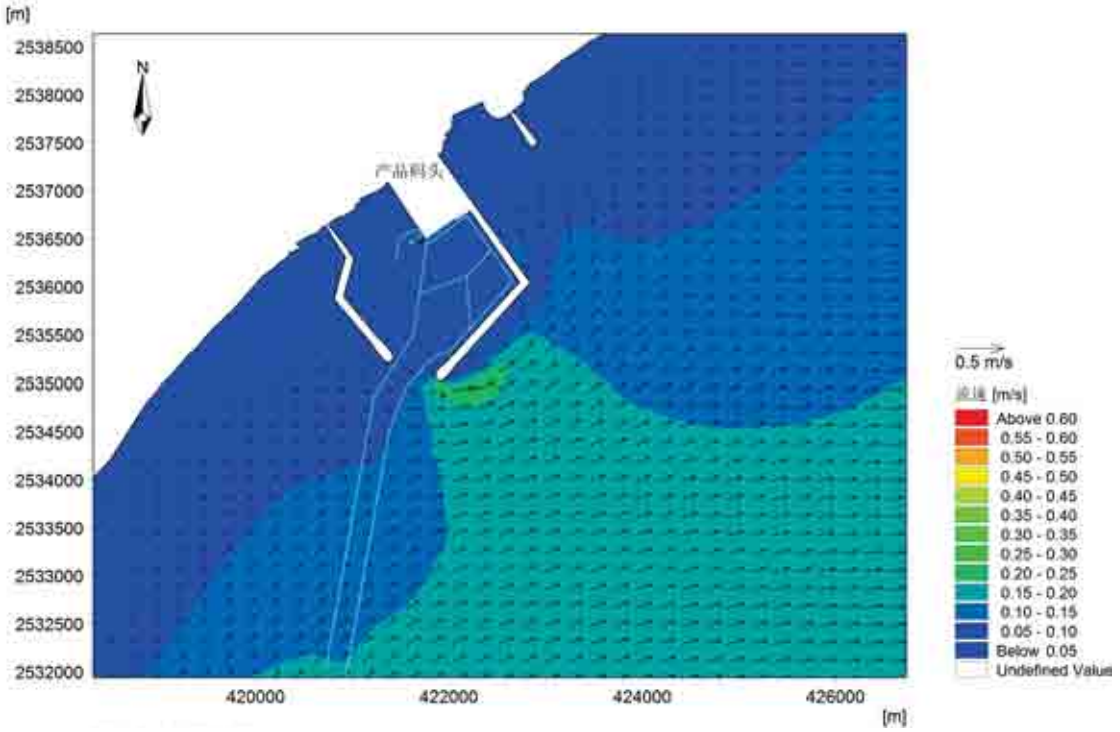


图 8.4-45　产品码头附近局部海域冬季大潮落急时刻流场图（工程后）

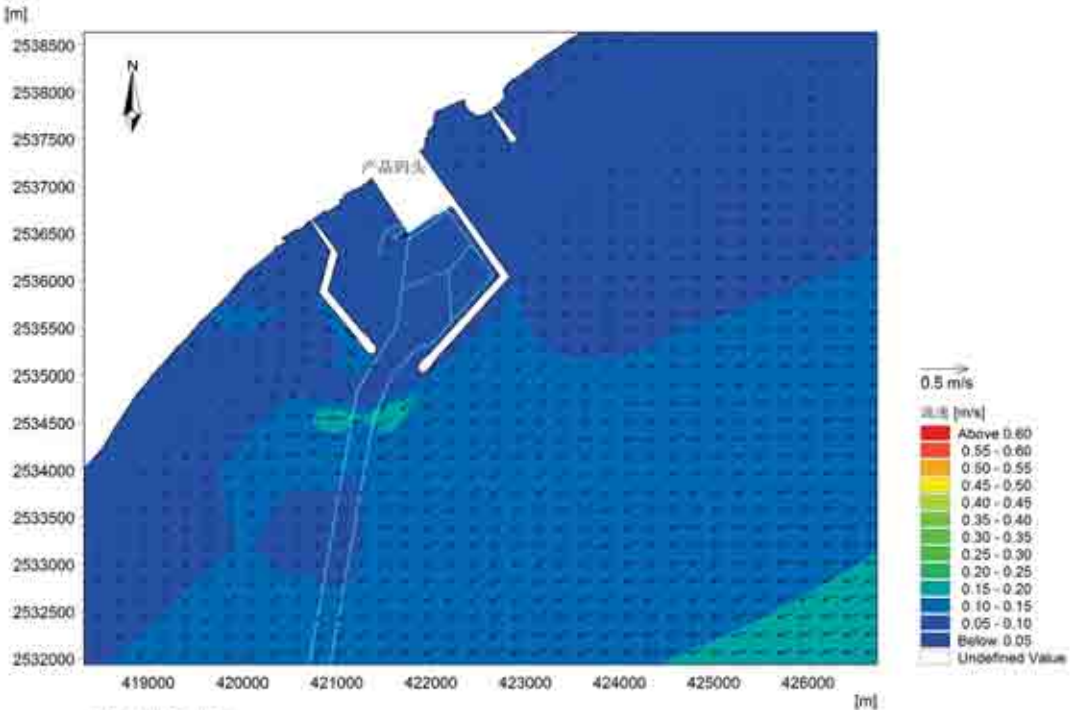


图 8.4-46　产品码头附近局部海域夏季大潮涨急时刻流场图（工程后）

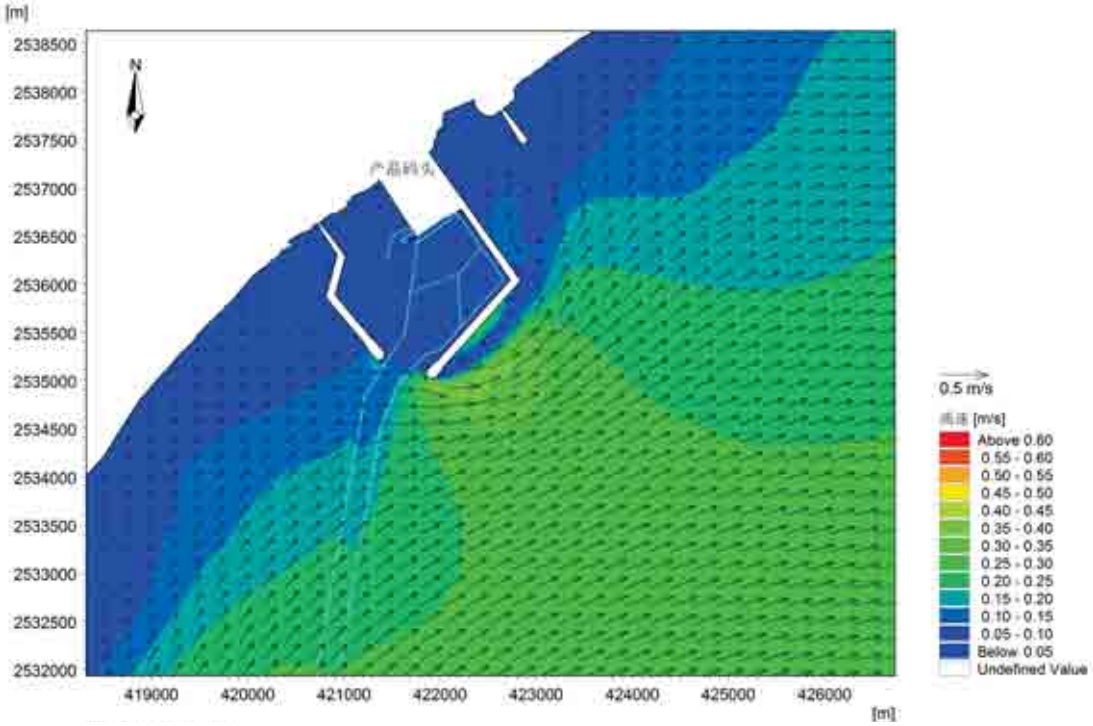


图 8.4-47　产品码头附近局部海域夏季大潮落急时刻流场图（工程后）

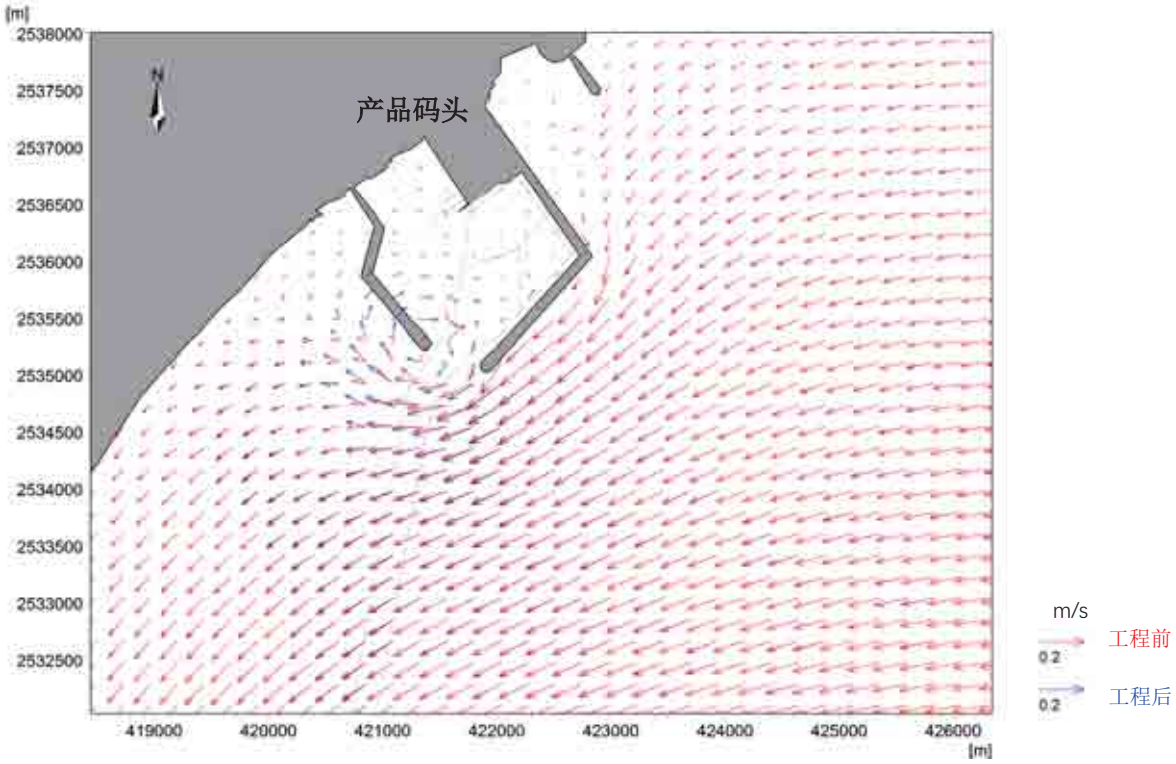


图 8.4-48　产品码头附近局部海域冬季变更前、后大潮涨急时刻的流场对比图

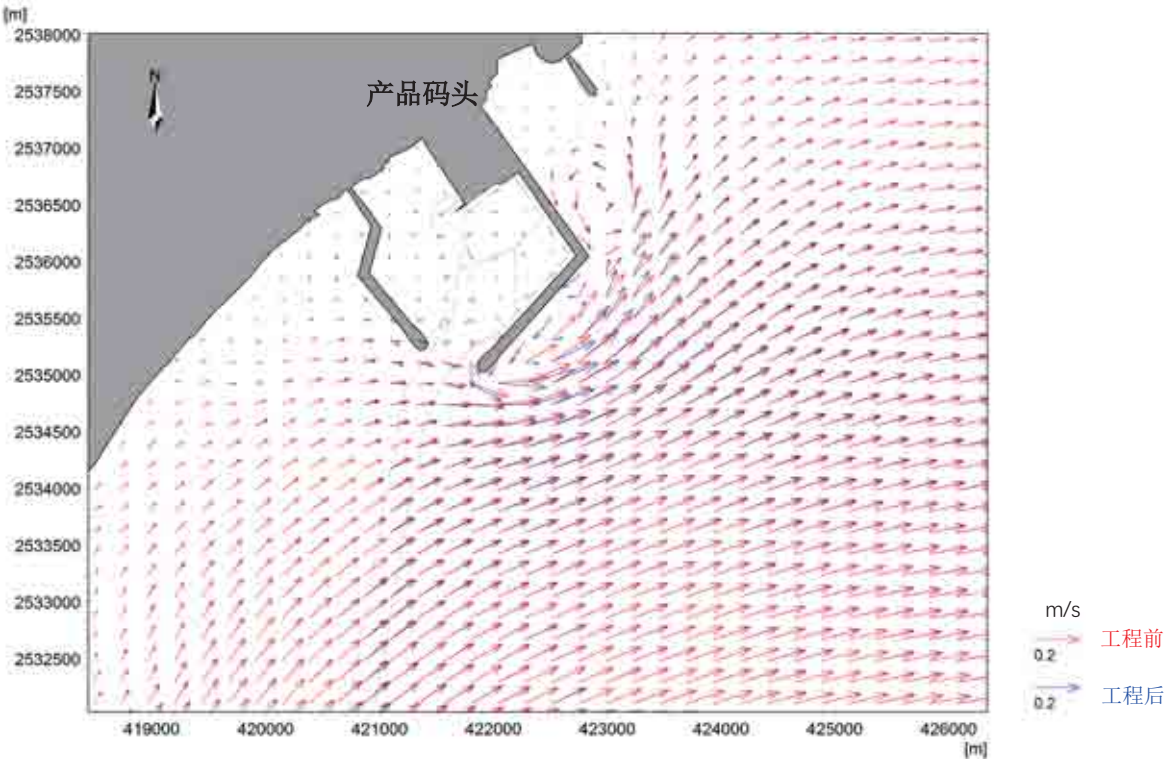


图 8.4-49 产品码头附近局部海域冬季工程前、后大潮落急时刻的流场对比图

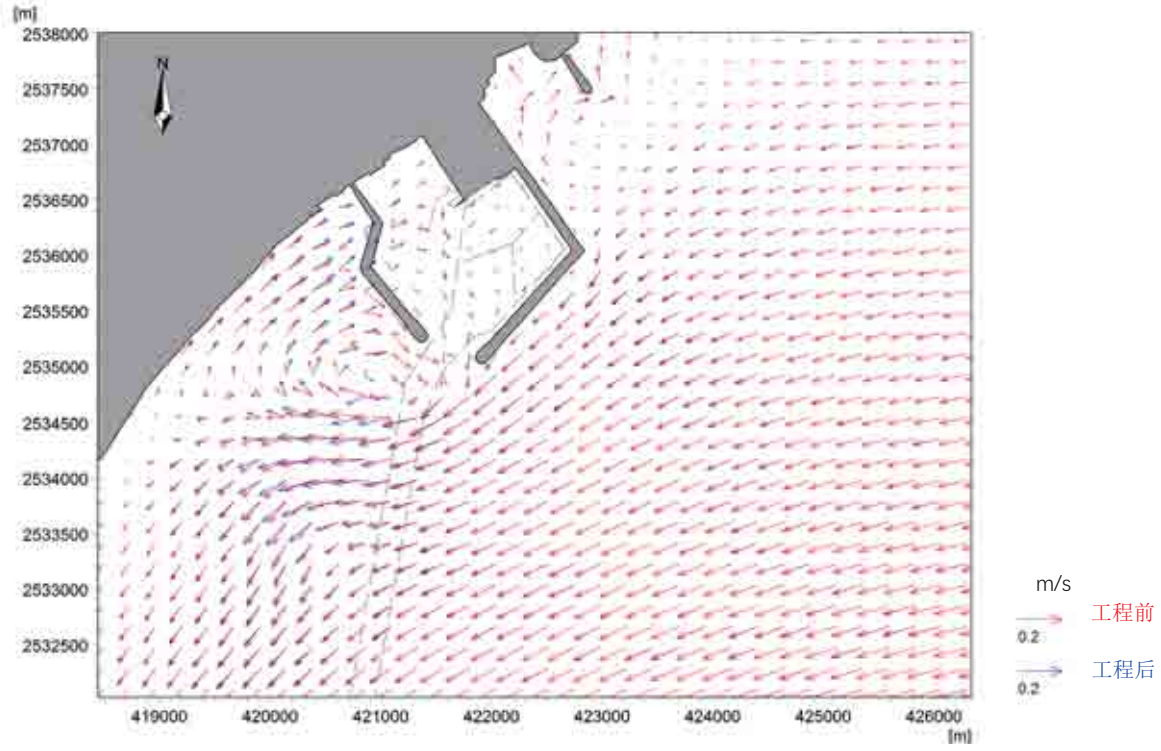


图 8.4-50 产品码头附近局部海域夏季工程前、后大潮涨急时刻的流场对比图

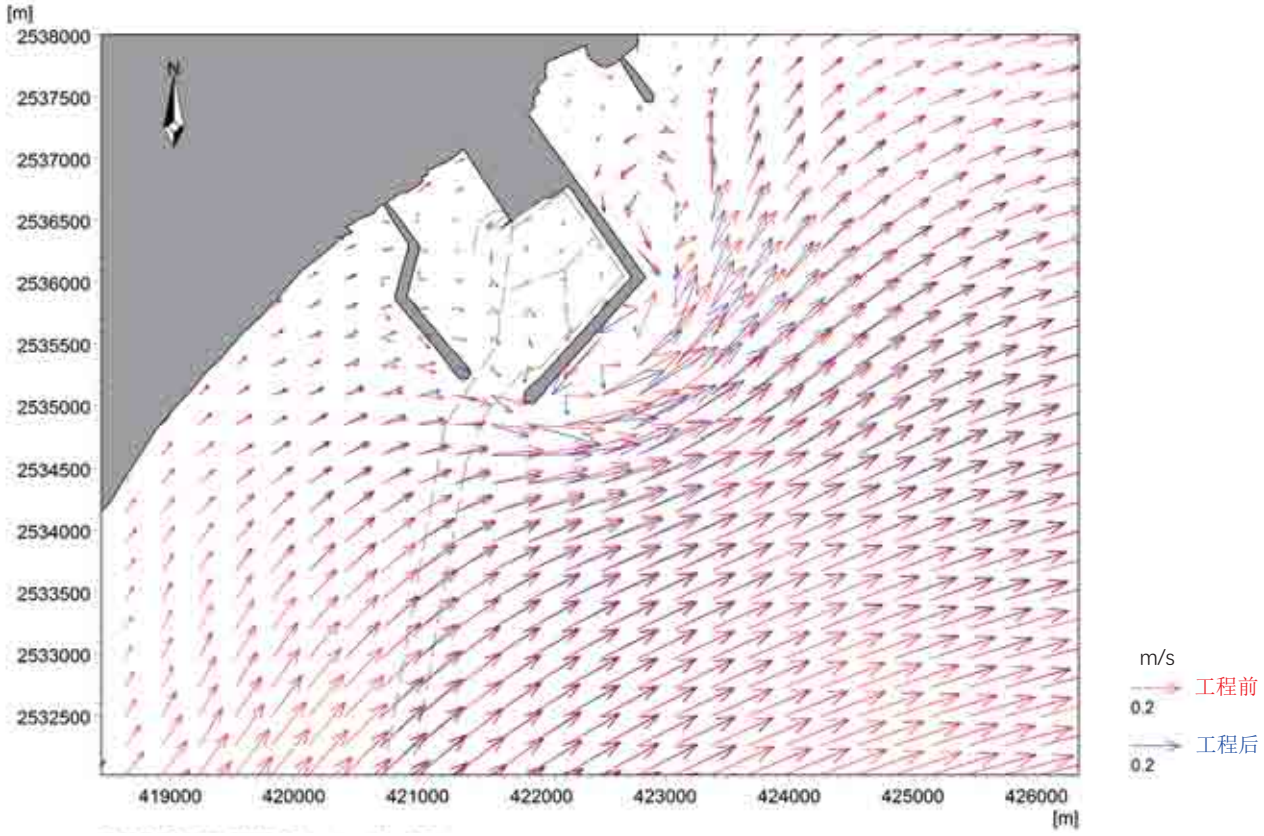


图 8.4-51 产品码头附近局部海域夏季工程前、后大潮落急时刻的流场对比图

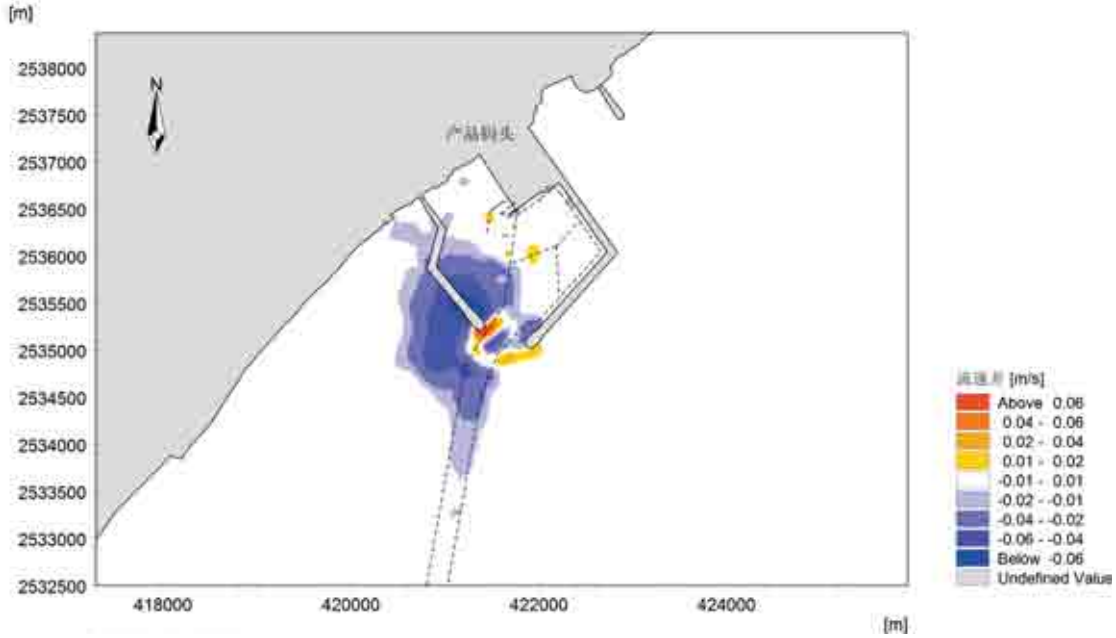


图 8.4-52　产品码头工程前后涨急时刻流速变化等值线图

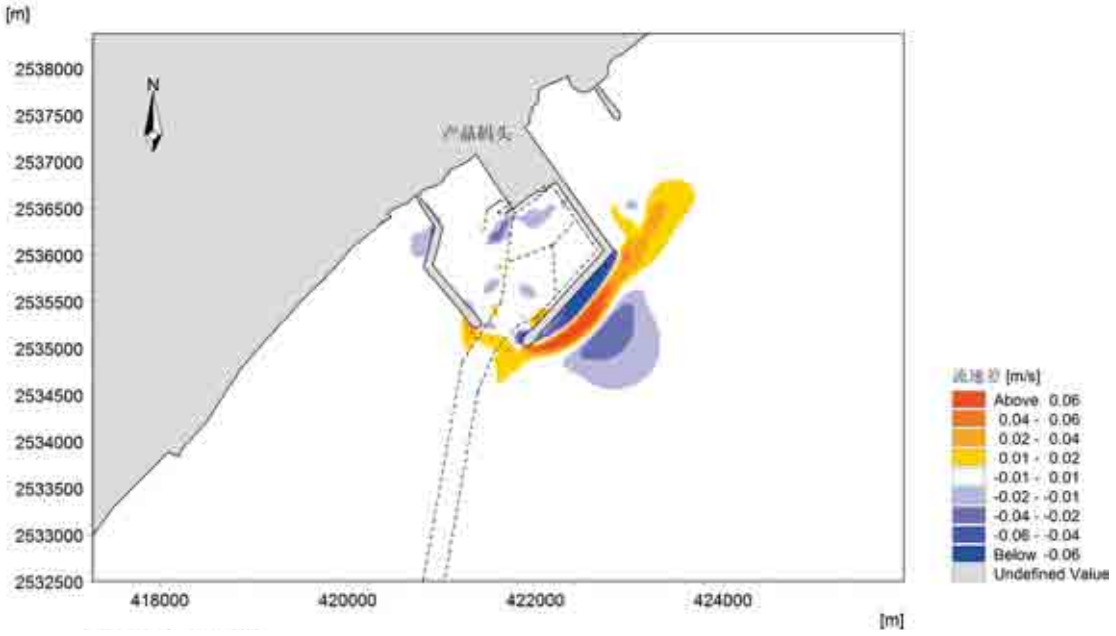


图 8.4-53　产品码头工程前后落急时刻流速变化等值线图

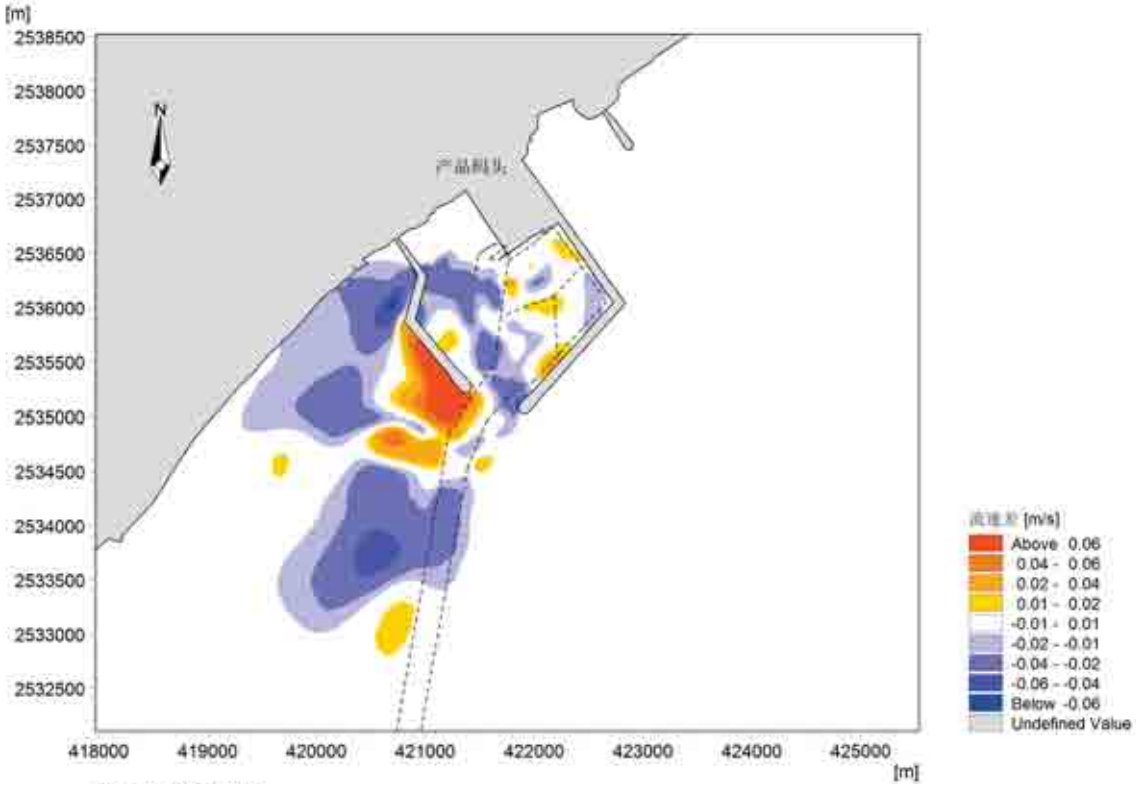


图 8.4-54 产品码头工程前后夏季大潮涨急时刻流速变化等值线图（工程后-工程前）

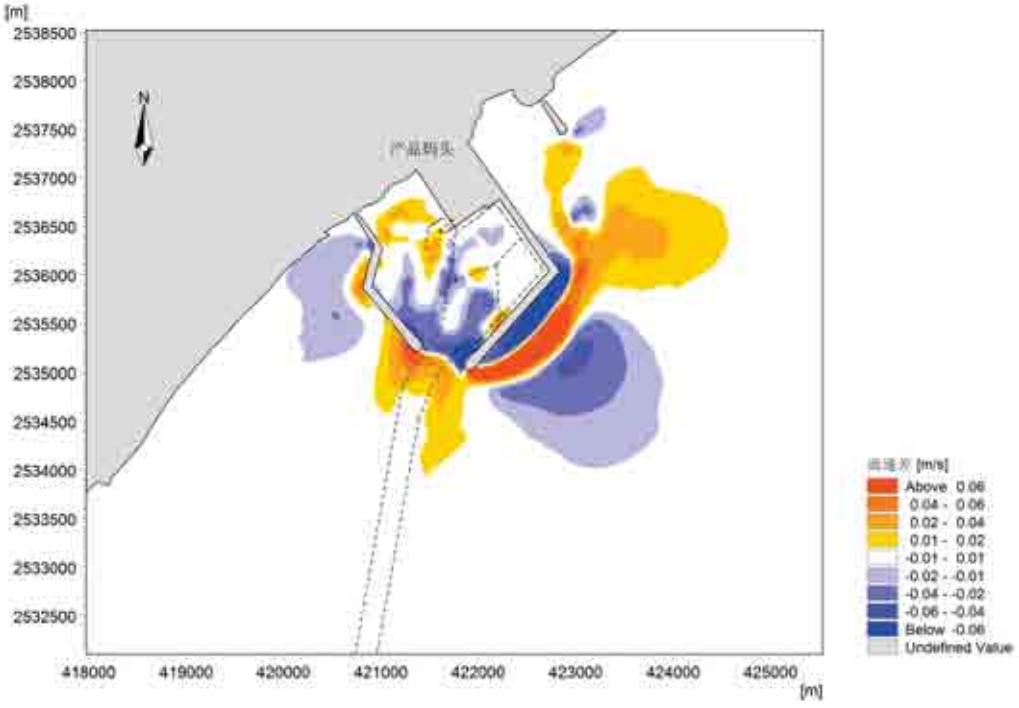


图 8.4-55 产品码头工程前后夏季大潮落急时刻流速变化等值线图（工程后-工程前）

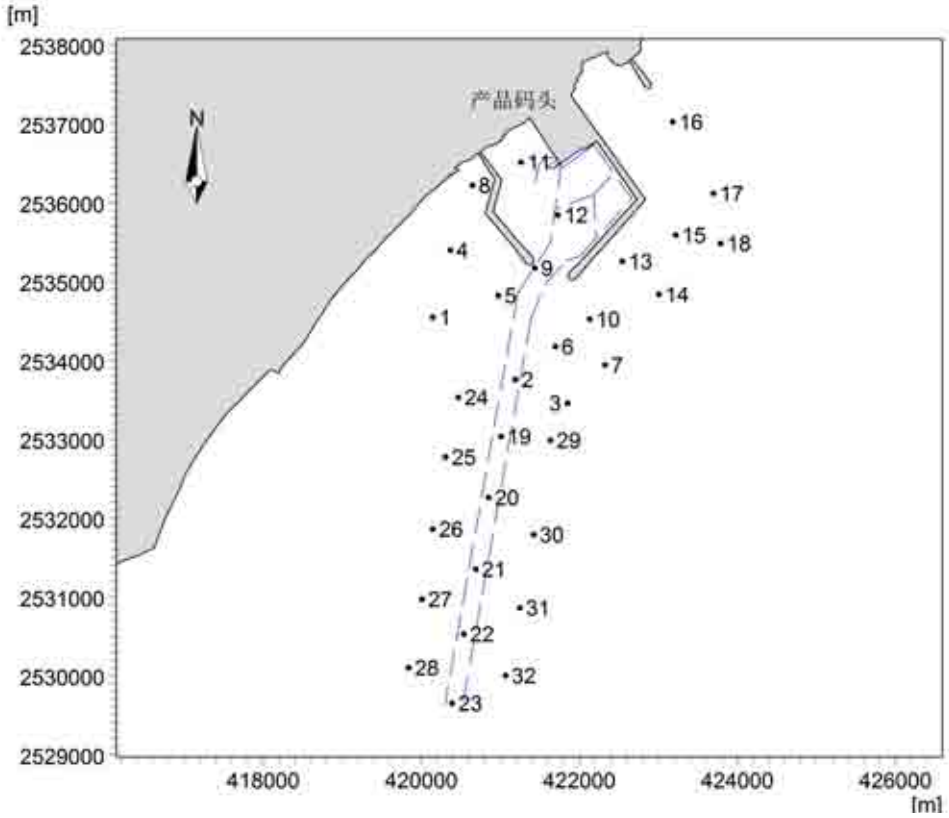


图 8.4-56　　产品码头流速采样点位置示意图

8.4.2.4 小结

原油码头位于石碑山附近，产品码头位于大南海隆江河口，两个码头区相距约 26.5km。

工程海域外海涨落潮流呈 SW-NE 向，近岸受岸线影响流向大致平行于岸线。总体而言，落潮流速大于涨落流速。

本次变更工程实施对附近水域的流场影响很小，流速变化大于 0.01m/s 的影响范围仅限于码头附近的局部水域，可以认为本项目对工程海域的水动力环境影响很小。

8.4.3 泥沙冲淤环境影响分析

综合冬、夏季动力条件的计算结果得出正常天气情况下本项目建设对周边海域的的冲淤影响，见图 8.4-57。

本项目实施后，产品码头西防波堤西侧近岸海域及南防波堤外侧部分区域呈淤积态势，年最大淤积厚度分别为 0.33m、0.29m；西防波堤头部附近及南防波

堤外侧部分区域呈冲刷态势，年最大冲刷厚度分别为 0.70m、0.53m。原油码头附近由于港池疏浚改变了局部海域的地形，对海床产生了一定的冲淤影响，但总体影响不大，年最大冲刷厚度和淤积厚度分别为 0.32m 和 0.38m，且影响的范围很小。本项目对周边环境敏感目标的冲淤影响统计见表 8.4-8。

表 8.4-8　　项目对周边环境敏感目标造成的冲淤影响统计

序号	环境敏感目标	年冲淤厚度（m）
1	前詹人工鱼礁区	0.01 / -0.09
2	前詹高位养殖区	0.08 / 0.07
3	206东海重要砂质及邻近海域限制类红线区	0.27
4	周边其他环境敏感目标	<0.05

说明：正值为淤积，负值为冲刷；

本项目对产品码头附近的东海重要砂质及邻近海域限制类红线区造成一定的淤积影响，局部最大年淤积厚度为 0.27m，对原油码头附近的前詹海洋保护区、前詹高位养殖区产生冲刷和淤积影响，年最大冲刷、淤积厚度分别为 0.09m 和 0.08m。除此之外，本项目对周边其它环境敏感目标的冲淤环境影响很小，年冲淤厚度均小于 0.05m。

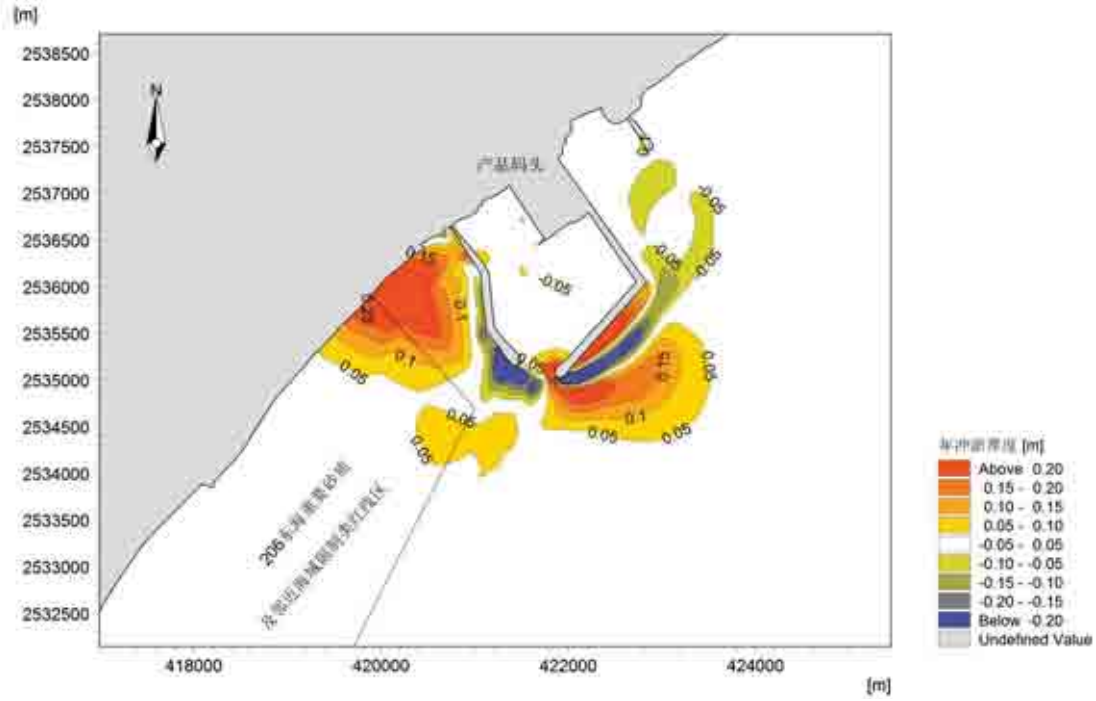


图 8.4-57 产品码头附近海床年冲淤变化分布图（正值淤积、负值冲刷）

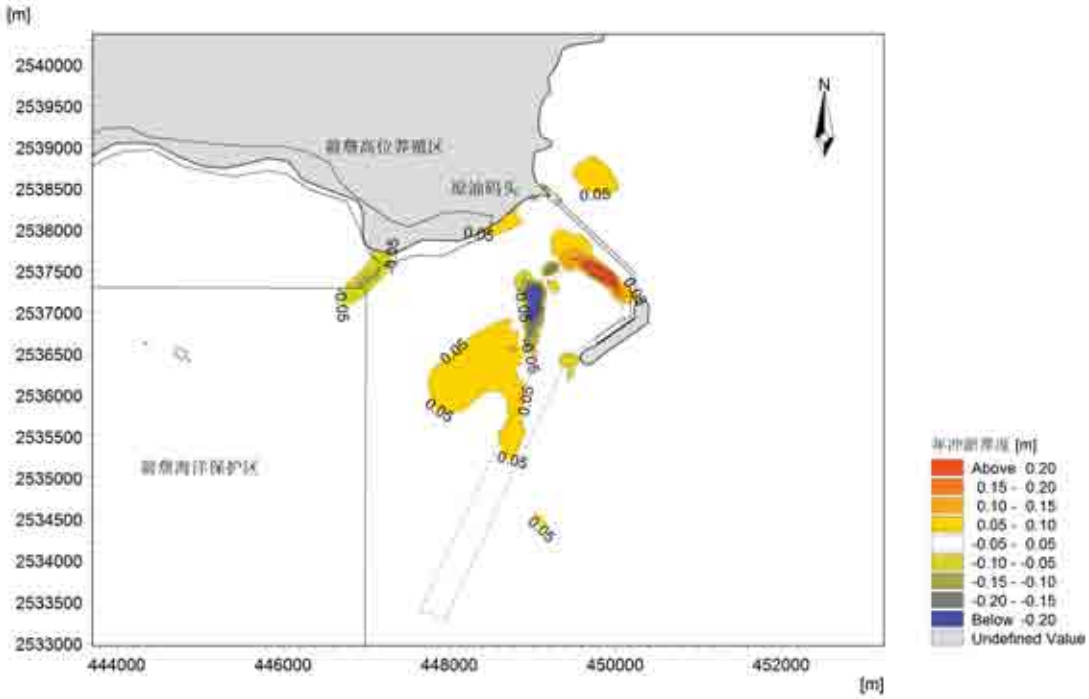


图 8.4-58 原油码头附近海床年冲淤变化分布图（正值淤积、负值冲刷）

8.4.4 岸滩演变影响分析

本次变更原油码头防波堤仅作尺度优化，长度由 950m 缩短至 920m。实际防波堤的起止点均无变化，长度的缩短为转弯处由直线连接改为圆弧。工程变更前后对泥沙运动和岸滩演变影响基本不变。

本工程产品码头在原环评方案的基础上，新增港池西侧的防波堤，改变了原来的弧形海岸形态，对泥沙运动和岸滩演变将会产生一定的影响，需进一步开展预测分析工作。因此本节主要依据由中山大学完成的《广东石化炼化一体化项目配套码头工程岸滩演变分析》（2018.11）开展评价。

8.4.4.1 工程建设后神泉湾西侧岸段波浪传播及沿岸输沙

8.4.4.1.1. 波浪传播

（1）东防波堤

神泉湾中段（产品码头岸段）向海开敞，岸滩宽缓，波浪作用下的泥沙活动性相对较强。据波浪作用引起岸滩泥沙活动性的计算结果：波高 0.5m 的波浪仅能对 1.5m 以内的海底表层泥沙产生推移作用；波高 1.0m 的波浪仅对 5m 以内的海底泥沙产生推移，波高大于 1.5m 的波浪才能使 10m 水深左右的海底泥沙被掀

动，进而在潮流及余流的作用下输运；波高超过 4m 的大浪可使 20m 水深以内的海底泥沙成层推移运动。

神泉湾向南开敞，纵向长约 20km，沙质岸线向陆凹入不大。东侧防波堤位于神泉湾弧形岸滩的直线段，优势浪向多以垂向入射为主。依据前文建立起来的波浪模型，对东侧防波堤建成后 7 个浪向、波高间隔 0.5m 的不同等级的波浪在神泉湾海域波浪传播进行了模拟。东防波堤建成后龙江口西侧岸段波浪动力场有以下特征或变化：

①整体上看，神泉湾海域 10m 以深范围浪场基本不受防波堤的影响；

②在纵向上，远离东防波堤，靠近下岬角的岸段，10m 水深至滨线的波浪动力场也不受影响；

③各浪向受防波堤影响的海域范围，大致局限在防波堤堤根西侧 2～4km 的区间，特别是在堤根西侧 5m 以浅的岸滩形成一定范围的波浪消减区，是易于发生沿岸泥沙堆积的空间区域。

（2）西防波堤

西防波堤有效地遮蔽了偏西向浪，保证了港池水域的泊稳条件；同时对已传至近岸的偏东向浪也起到了一定的遮挡效果，使堤根处波浪动力减弱，泥沙易于在堤根处淤积；西防波堤对波浪动力场的影响范围有限，仅集中在堤根附近较短的距离内。

8.4.4.1.2. 沿岸输沙

（1）东防波堤

根据波浪动力模拟计算结果，计算东侧防波堤建成后龙江口西侧岸段的沿岸输沙，计算结果见表 8.4-9 和表 8.4-10，可知东防波堤建成后龙江口西侧岸段的沿岸输沙变化具有以下特征：

①受东防波堤的遮蔽效应和波能减弱，龙江口西侧岸段自东向西的平均沿岸输沙量锐减，工程后（$2.90\times10^4m^3/a$）的量值为工程前（$4.03\times10^4m^3/a$）的 71.84%；与此同时，自西向东的沿岸输沙由工程前的 $6.01\times10^4m^3/a$ 增大至工程后的 $6.40\times10^4m^3/a$，增长了 6.58%；因此，虽然工程后龙江口西侧岸段的总输沙量变化不大，但自西向东的净输沙量约为工程前的 1.78 倍，增幅为 $1.53\times10^4m^3/a$。

②工程后东防波堤以西约 1500m 长的岸滩是东向输沙量增大而西向输沙量减少最为显著的空间区段，这与工程前、后的波浪传播和波能分布一致。

表 8.4-9 东防波堤建成后龙江口西侧岸段平均输沙量变化表（×10⁴m³/a）

对比项目	向西输沙量	向东输沙量	总输沙量	净输沙量
工程前	4.03	-6.01	10.04	-1.97
工程后	2.90	-6.40	9.30	-3.50

注：自东防波堤堤根起算，“-”代表向东。

表 8.4-10 东防波堤建成后龙江口西侧不同岸段沿岸输沙量变化表（×10⁴m³/a）

距东防波堤堤根距离（m）	向西输沙量		向东输沙量		总输沙量		净输沙量	
	工程前	工程后	工程前	工程后	工程前	工程后	工程前	工程后
300	8.34	0.00	-2.31	-5.02	10.65	5.02	6.03	-5.02
600	10.83	2.27	-1.07	-1.45	11.90	3.72	9.76	0.82
900	9.83	4.20	-1.09	-1.15	10.92	5.35	8.74	3.05
1200	3.64	1.87	-2.37	-2.31	6.01	4.18	1.27	-0.44
1500	0.03	0.00	-11.01	-13.51	11.04	13.51	-10.98	-13.51
1800	0.03	0.00	-8.89	-9.93	8.92	9.93	-8.85	-9.93
2100	0.55	0.00	-12.14	-16.17	12.69	16.17	-11.59	-16.17
2400	3.02	2.56	-3.98	-4.24	7.00	6.81	-0.96	-1.68
2700	1.30	1.29	-4.09	-3.85	5.39	5.14	-2.78	-2.57
3000	6.83	5.61	-2.60	-2.61	9.43	8.22	4.23	3.00

注：“-”代表向东。

（2）西防波堤

根据波浪动力模拟得到的破波要素，计算西侧防波堤建成后龙江口西侧岸段的沿岸输沙，计算结果见表 8.4-11 和表 8.4-12，可知西东防波堤建成后龙江口西侧岸段的沿岸输沙变化具有以下特征：

①受西防波堤的遮蔽效应和波能减弱，自西防波堤堤根向西的西侧岸段自东向西的平均沿岸输沙量略有减少，工程后（2.94×10⁴m³/a）的量值为工程前（3.17×10⁴m³/a）的 92.76%；与此同时，自西向东的沿岸输沙由工程前的 6.64×10⁴m³/a 增大至工程后的 6.88×10⁴m³/a，增幅为 3.56%；整体而言，西侧防波堤对其以西岸段的影响不大，总输沙量几乎不变，自西向东的净输沙量增加

$0.46\times10^4m^3/a$。

②从工程前后西防波堤以西不同岸段输沙空间分布来看，西防波堤以西约600m 处的岸滩是沿岸输沙方向转变的位置，且西防波堤建成后输沙方向基本保持不变，变化幅度较小，这与工程前、后的波浪传播和波能分布一致。

表 8.4-11 西防波堤建成后龙江口西侧岸段平均输沙量变化表（$\times10^4m^3/a$）

对比项目	向西输沙量	向东输沙量	总输沙量	净输沙量
工程前	3.17	-6.64	9.82	-3.47
工程后	2.94	-6.88	9.82	-3.93

注：自西防波堤堤根起算，“-”代表向东。

表 8.4-12 西防波堤建成后龙江口西侧不同岸段沿岸输沙量变化表（$\times10^4m^3/a$）

距西防波堤堤根距离（m）	向西输沙量		向东输沙量		总输沙量		净输沙量	
	工程前	工程后	工程前	工程后	工程前	工程后	工程前	工程后
300	4.20	/	-1.15	/	5.35	/	3.05	/
600	1.87	/	-2.31	/	4.18	/	-0.44	/
900	0.00	/	-13.51	/	13.51	/	-13.51	/
1200	0.00	/	-9.93	/	9.93	/	-9.93	/
1500	0.00	/	-16.17	/	16.17	/	-16.17	/
1800	2.56	2.67	-4.24	-4.00	6.81	6.67	-1.68	-1.33
2100	1.29	1.18	-3.85	-4.10	5.14	5.28	-2.57	-2.92
2400	5.61	6.77	-2.61	-2.60	8.22	9.37	3.00	4.17
2700	5.58	5.35	-2.42	-2.53	7.99	7.88	3.16	2.82
3000	5.94	5.54	-2.05	-2.07	7.99	7.61	3.89	3.48

注：“-”代表向东。

8.4.4.2 防波堤影响下神泉湾弧形海岸岸滩演变趋势

8.4.4.2.1. 东防波堤建成岸滩平衡状态

东防波堤的建成导致神泉湾弧形海岸系统发生变化：防波堤突伸于岸外构成天然弧形海湾中的一个新的“人工岬角”，改变了原来的弧形海湾形态；为达新的平衡，“人工岬角”上波侧和下波侧的岸滩必然发生变形，引起湾内岸滩泥沙

运动，并按新的波浪动力场重新分布泥沙。

人工岬角的出现致使神泉湾弧形海岸系统以防波堤为下岬角、上岬角分别形成东西两个亚弧形海岸系统。基于 2017 年 11 月 7 日 Landsat8 遥感影像为基础，利用 MEPBAY 软件分别计算神泉湾东西两个亚系统的静态平衡岸线，结果如图 8.4-59 和图 8.4-60 所示。从图可以看出，对于东侧弧形海岸系统来说，湾顶处静态平衡岸线仍较实际岸线偏向陆侧，而其余部分则相反。这预示着，湾顶处岸线处于不稳定状态，有被侵蚀的可能，切线段处于动态平衡状态，在未来有堆积趋势。此外，相较于自然状态下的平衡岸线，东侧亚弧形海岸系统平衡岸线明显向海推进。对于防波堤西侧弧形海岸来说，在靠近拦沙堤处，岸线拟合较好，该岸段处于静态平衡状态，而西侧开敞段，实际岸线较预测岸线偏向陆侧，表明该岸段处于动态平衡状态，未来有堆积的趋势。



图 8.4-59 原防波堤影响下神泉湾东侧实际岸线与 MEPBAY 预测静态岸线对比

（蓝线为东堤建成后预测岸线）



图 8.4-60 原防波堤影响下神泉湾西侧实际岸线与 MEPBAY 预测静态岸线对比

（红线为东堤建成后预测岸线）

8.4.4.2.2. 西防波堤建成后岸滩平衡状态

西防波堤的修建在一定程度上也会改变原有岸线形态，以新防波堤头部为上岬角控制点，利用 MEPBAY 计算该岸段静态平衡岸线，结果表明，在靠近拦沙堤处，实际岸线和计算结果拟合较好，可以预测西防波堤修建前后，对此处岸段影响不大。但在西侧开敞段，实际岸线较预测结果偏向海侧，可以预测西防波堤修建会可能会对该岸段造成侵蚀。

西防波堤修建后，预测的平衡岸线与实际岸线相比，在距西防波堤 452.2 m 处，预测岸线较实际岸线开始偏向陆侧，预测岸线较实际岸线偏向陆侧的面积为 267234.4 m^2，较实际岸线偏向陆侧的长度为 3381.1 m，在该段设置了 9 条大约间隔 400 的断面，自西往东分别编号为 1-9 测量了预测岸线较实际岸线偏向陆侧的距离，结果如下表：

表 8.4-13　　岸滩侵蚀程度预测计算表

断面号	1	2	3	4	5	6	7	8	9
距离（m）	48.1	93.8	97.8	97.1	96.0	82.0	75.7	58.2	39.3

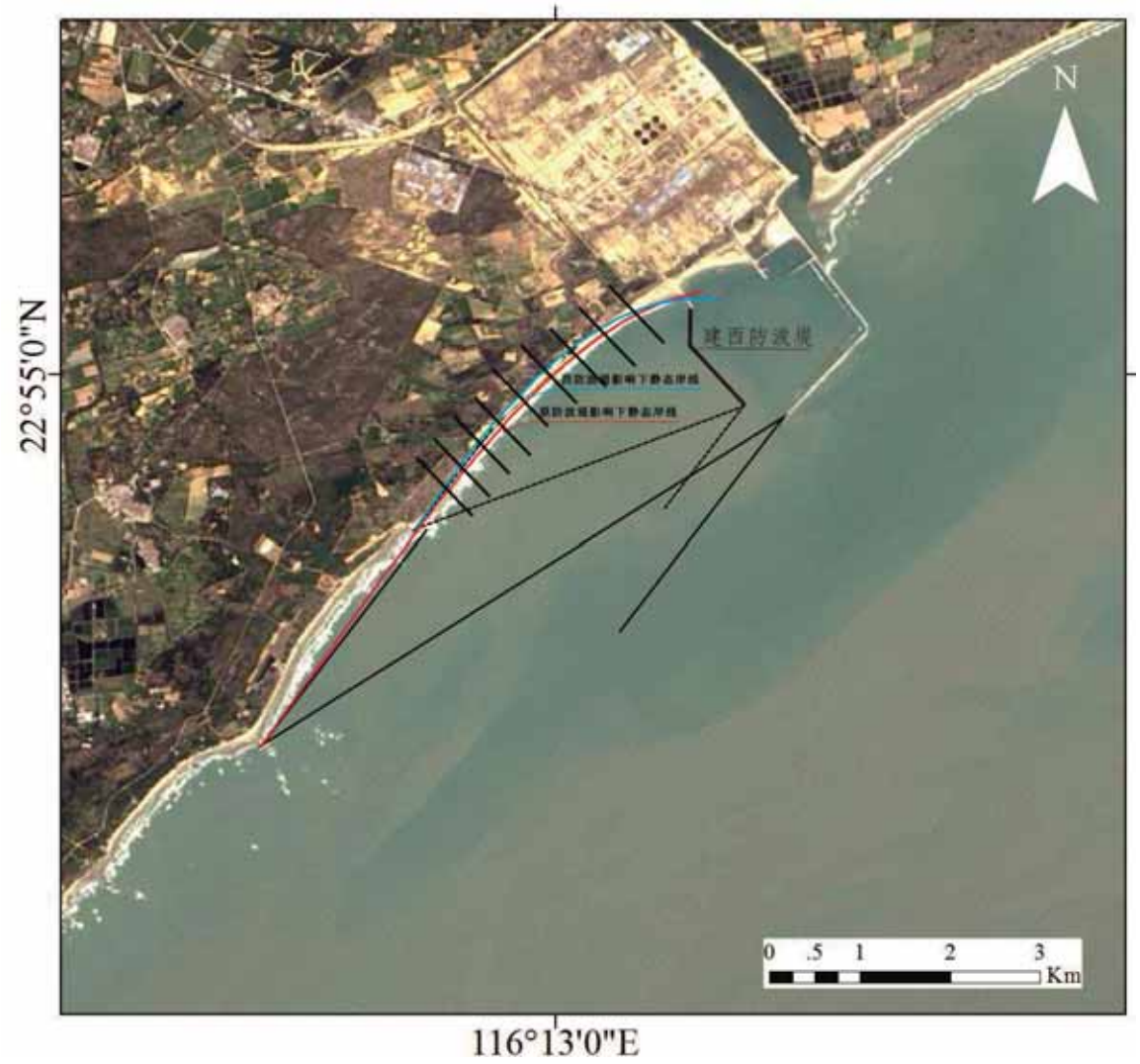


图 8.4-61 西防波堤影响下神泉湾西侧实际岸线与 MEPBAY 预测静态岸线对比

（红线为东堤建成，蓝线西防波堤建成后预测岸线）

但该预测结果是以西防波堤头部作为上岬角控制点，未考虑原防波堤的存在。西防波堤的修建在局部将改变原有的波浪传播特性。根据波浪资料分析，波浪在传播过程中首先在原防波堤处发生变形，消耗较多的能量，同时西防波堤处于原防波堤的遮掩状态下，对波浪传播特性改变不大，故对岸线形态的影响较原防波堤小，综合分析，西防波堤的修建对西侧岸段原有形态影响不大。

8.4.4.3 对东海重要砂质岸线及邻近海域限制类红线区影响分析

东海重要砂质岸线及邻近海域限制类红线区位于产品码头区西侧约 164m。由 8.4.4.2.2 可知，西防波堤建成后西面岸线达到平衡的预测岸线位于现状岸线的向陆一侧，说明可能会造成局部的冲刷；由 8.4.4.1.2 可知，西防波堤建成后总输沙量几乎不变，自西向东的净输沙量增加 $0.46\times10^4m^3/a$，可见其对东海重要砂质岸线及邻近海域限制类红线区的影响不大。

考虑到岸滩演变影响条件的复杂性，演变周期的长期性（数十年），建议项目建成后应开展定期的岸滩断面和地貌变化跟踪监测研究，及时掌握岸滩冲淤状况，并预留岸滩整治预算，以便及时采取必要的修复和整治措施。

8.5 施工期海洋环境影响预测与评价

8.5.1 本次变更施工期水质环境影响预测与评价

涉海工程本次变更的施工区包括原油码头、产品码头和填海工程。排污管道为石化园区配套工程，不在本评价范围。

本次评价仅讨论项目变更内容的环境影响，对于未发生变更工程内容，其影响参考原环评报告书，本次不再展开详细评价。

本次变更主要包括**变更后增加**的疏浚作业面、新增西防波堤施工引起的悬浮物影响，以及疏浚物处置方式变化带来的环境影响进行分析和评价。涉海工程变更后，变更工程的施工期对海洋环境的影响与原环评发生变化的，主要有以下几个方面：

（1）原油码头区

航道改向、港池调整增加的疏浚区域，在施工期间作业引起的悬浮物浓度增加以及悬浮物溶出的污染物对水环境、生态的影响。

（2）产品码头区

①新增西防波堤芯石推填施工，引起悬浮物浓度增加对水环境、生态影响。

②航道延长段施工，引起悬浮物浓度增加对水环境和生态的影响。

③港池微调、原环评航道微调、码头平台和引桥位置微调引起的水环境和生态的影响。

8.5.1.1 施工期疏浚悬浮物扩散预测计算

8.5.1.1.1. 预测模型

（1）计算公式

$$\frac{\partial HC}{\partial t}+\frac{\partial uHC}{\partial x}+\frac{\partial vHC}{\partial y}=\frac{\partial}{\partial x}\left(A_x H\frac{\partial C}{\partial x}\right)+\frac{\partial}{\partial y}\left(A_y H\frac{\partial C}{\partial y}\right)+Q_s$$

式中：C 为水中悬浮物浓度；A_x、A_y 为 x、y 方向的广义物质扩散系数，可由公式、进行计算；q_s 为悬浮物源强

$$Q_s = q_s + \begin{cases} M\left(\dfrac{V^2}{V_e^2}-1\right) & V \geq V_e \\ 0 & V_d < V < V_e \\ \lambda\omega C\left(\dfrac{V^2}{V_d^2}-1\right) & V \leq V_d \end{cases}$$

M 为冲刷系数，λ 为泥沙沉降机率，ω 为泥沙沉速，V 为潮流流速，V_d 为泥沙落淤临界流速，V_e 为泥沙悬扬临界流速；

（2）计算参数

广义物质扩散系数 A_x、A_y：按以下公式计算，

$$\begin{cases} A_x = 5.93\sqrt{g}H|u|/C_s \\ A_y = 5.93\sqrt{g}H|v|/C_s \end{cases}$$

式中：C_s 为谢才系数。

冲刷系数 M：计算不考虑悬浮物沉降后的再悬浮，M 取0。

泥沙沉降几率 λ

根据经验取值为 0.50。

泥沙的沉速 ω：采用武汉水利电力学院公式计算

$$\omega = \sqrt{\left(13.95\frac{v}{D}\right)^2 + 1.09\alpha gD} - 13.95\frac{v}{D}$$

其中 ω（cm/s）沉速；v 为水体运动粘滞系数，v=0.01146（cm²/s）；α 为重率系数，α=1.7；D 为泥沙粒径，取疏浚泥中值粒径。

落淤临界流速 V_d、泥沙悬扬临界流速 V_e：采用窦国仁泥沙公式计算

$$V_d = k\left(1n11\frac{h}{\Delta}\right)\left(\frac{d'}{d_*}\right)^{1/3}\sqrt{3.6\frac{r_s - r}{r}gD}\ ,\quad k = 0.26$$

$$V_e = k\left(1n11\frac{h}{\Delta}\right)\left(\frac{d'}{d_*}\right)^{1/3}\sqrt{3.6\frac{r_s - r}{r}gD + \left(\frac{r_0}{r_*}\right)^{5/2}\frac{\varepsilon + g\delta h(\delta/D)^{1/2}}{D}}\ ,\quad k = 0.41$$

以上两公式中其他各参数取值为，g=981cm/s²，当泥沙粒径 D<0.05cm，床面糙率△=0.1cm，d'=0.05cm，d_*=1.0cm，泥沙粘结系数 ε=1.75cm³/s²，薄膜

水厚度参数δ=2.31×10^{-5}cm，h 水深（cm），r_0床面泥沙干容重（g/cm³），r_*床面泥沙稳定干容重（g/cm³），泥沙容重r_s=2.65g/cm³，海水容重 r=1.025g/cm³。

8.5.1.1.2. 计算条件

- 水动力条件

采用 2014 年 1 月 1 日~2014 年 1 月 8 日包含大、中、小潮的潮汐过程。

- 源强

根据本项目原油码头及产品码头方案的调整情况，于原油码头和产品码头各选取两个施工典型点，预测变更工程施工引起的悬浮物增量浓度场分布。典型点（1#~4#）位置见图 8.5-1 和图 8.5-2，计算源强大小及计算工况见表 8.5-1。

其中计算点 1#和 2#位于原油码头区，航道改向后航道新增的疏浚作业面典型点。3#为新增西防波堤堤芯石推填产生的悬浮计算物典型点，4#为航道延长增殖疏浚作业面的计算典型点。

最后根据新增施工范围给出最大影响包络范围。

表 8.5-1　　施工期悬浮物计算工况表

工况序号	作业区	作业内容	源强位置	源强*
1	原油码头	港池疏浚	1#	7.5 kg/s
2		航道疏浚	2#	7.5 kg/s
3	产品码头	西防波堤基推填	3#	2.7 kg/s
4		航道疏浚	4#	7.5 kg/s

*均为连续释放

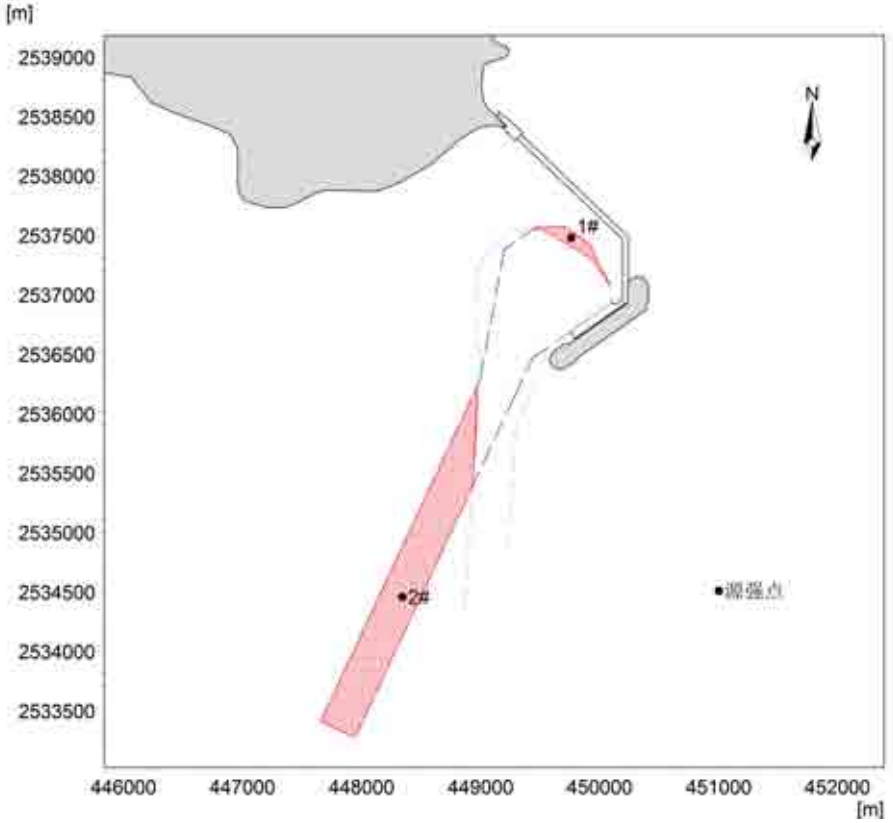


图 8.5-1　　原油码头施工源强典型点（1#、2#）位置示意图

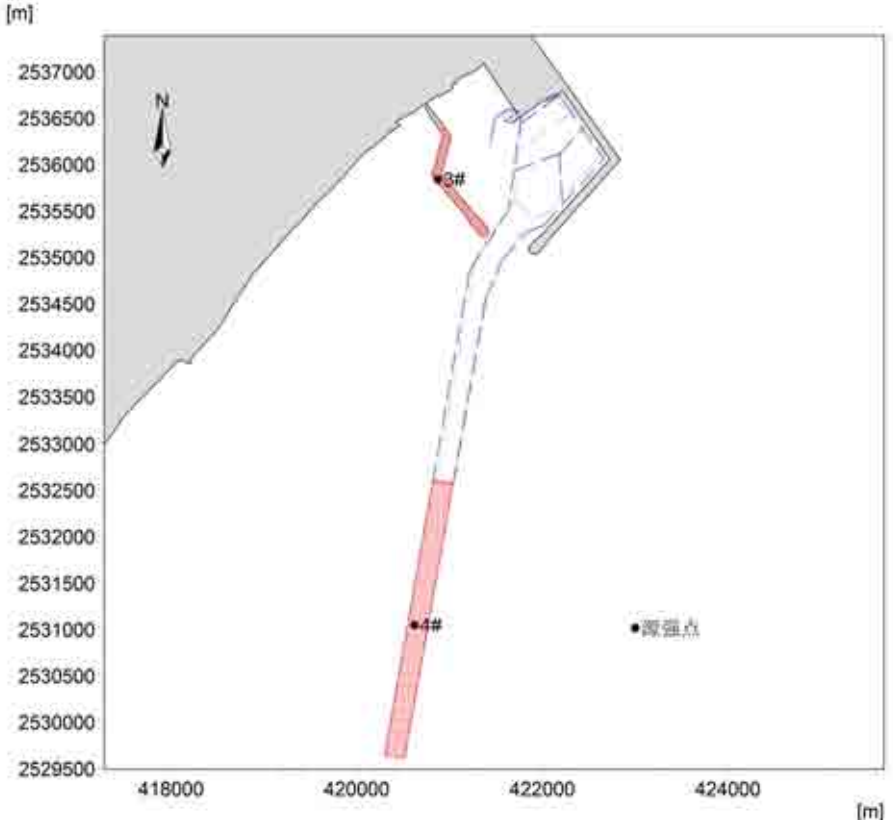


图 8.5-2　　产品码头施工源强典型点（3#、4#）位置示意图

8.5.1.1.3. 悬浮物计算结果

（1）原油码头区

原油码头区典型点 1#和 2#计算结果见图 8.5-3 和图 8.5-4。面积结果统计见表 8.5-2。

从图可知，原油码头新增疏浚作业典型点引起的悬浮物增量浓度包络线主要呈平行于岸线走向的条状分布，这与工程海区的潮流为往复流，工程海区的潮流流向基本平行岸线走向的规律相一致。港池疏浚开挖作业点（1#）悬浮物浓度增值大于 10mg/L 的面积约为 1.426km^2，最远距离作业点 2.2km；航道远端疏浚作业点（2#）悬浮物浓度增值大于 10mg/L 的范围为 0.347km^2；最远距离作业点 930m。

本次变更新增疏浚的原油码头港池和航道施工作业引起的悬浮泥沙增量浓度大于 10mg/L 的影响范围为 7.631km^2。

表 8.5-2 原油码头变更工程施工作业况悬浮物影响面积统计 单位：km^2

工况	>150mg/L	>100mg/L	>60mg/L	>50mg/L	>20mg/L	>10mg/L
1#施工	0.002	0.007	0.026	0.030	0.255	1.426
2#施工	-	-	-	-	0.078	0.347
原油码头施工总包络	0.006	0.022	0.099	0.166	2.058	7.631

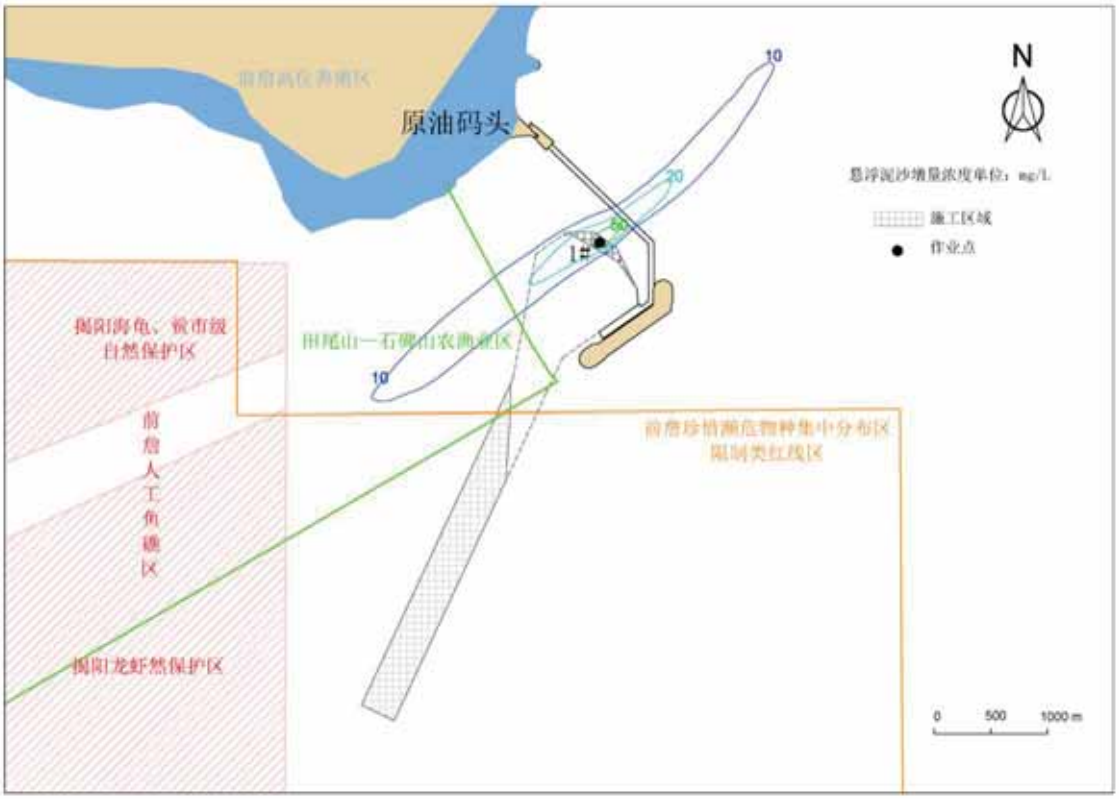


图 8.5-3　　原油码头港池疏浚（1#）产生的悬浮物增量浓度包络线

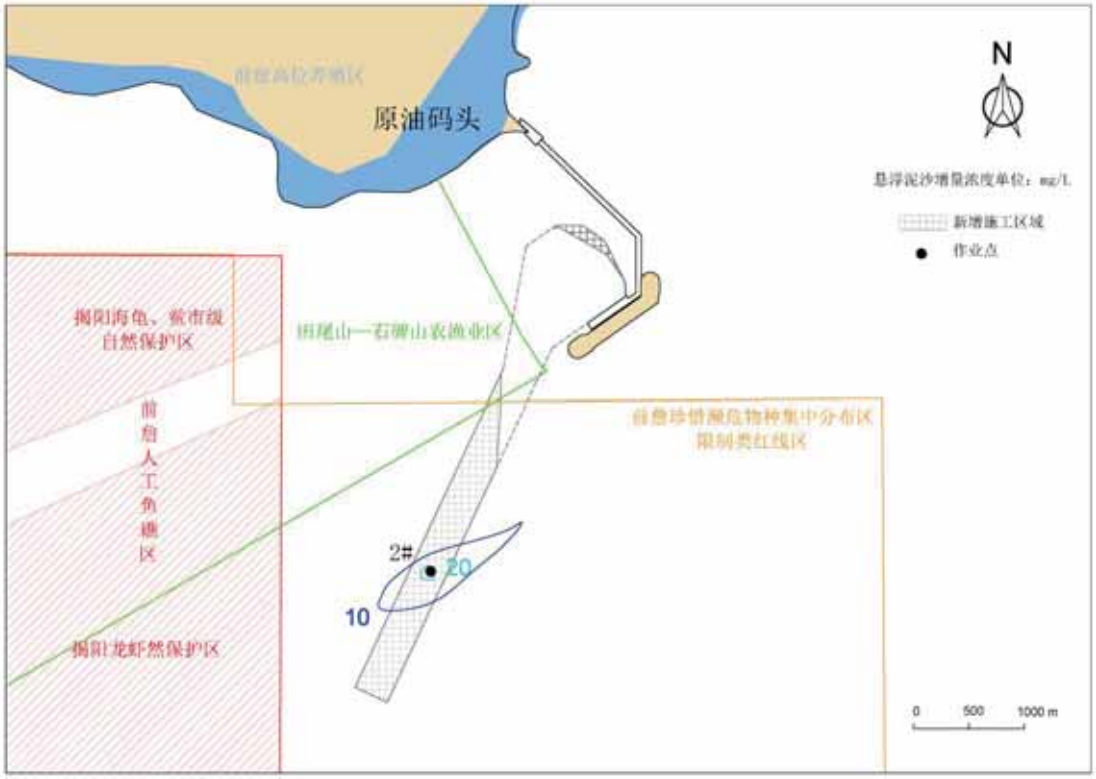


图 8.5-4　　原油码头航道疏浚（2#）产生的悬浮物增量浓度包络线

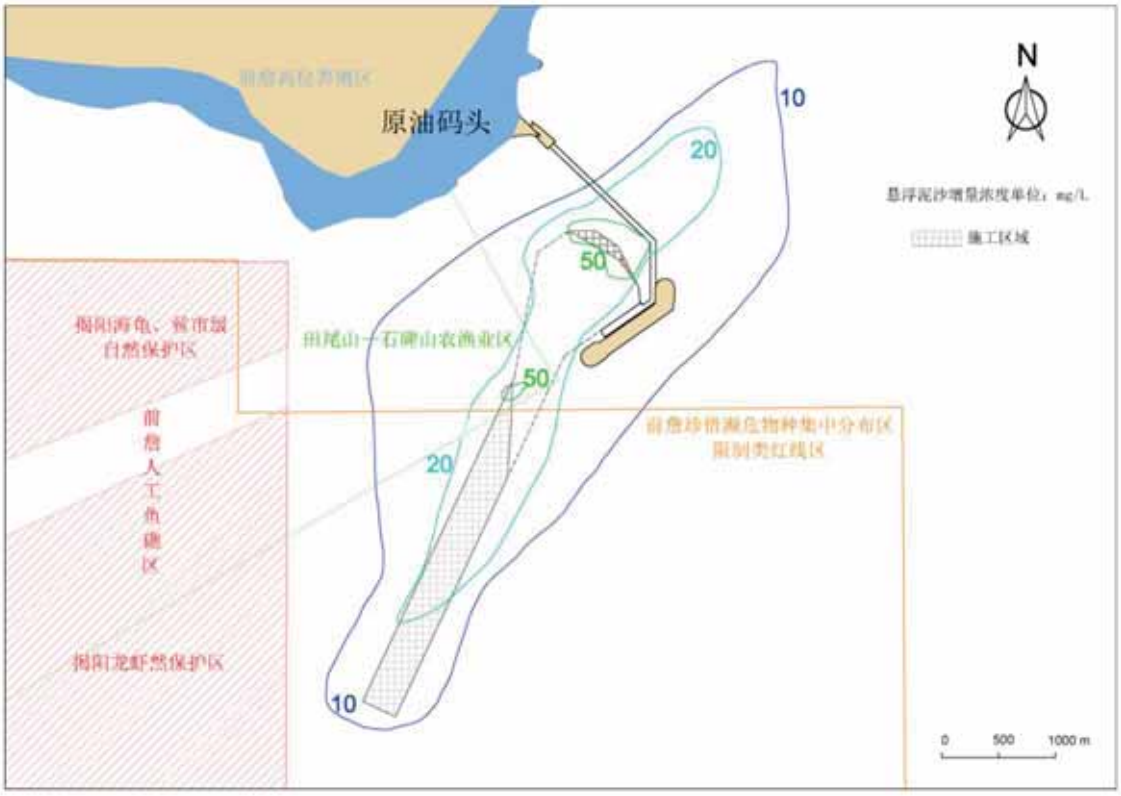


图 8.5-5　　原油码头施工产生的悬浮物增量浓度总包络线

（2）产品码头

产品码头施工作业典型点的悬浮物增量浓度包络线见图 8.5-6 和图 8.5-7。

典型作业点 3#和 4#产生的悬浮物不同增量浓度的影响面积及施工期悬浮物增量浓度总包络线的影响面积统计见表 8.5-3。

典型点 3#和 4#作业引起的悬浮物主要呈平行于岸线走向的条状扩散，与工程海区的潮流流向基本平行岸线走向的规律相一致。

新增西防波堤堤芯石推填作业点（3#）悬浮物浓度距离作业点越近其浓度越小，大于 10mg/L 的面积约为 0.328km^2，最远距离作业点 770m；延长航道远端疏浚作业点（4#）水流相对近岸更急，悬浮物迅速扩散，浓度增值大于 10mg/L 的范围为 0.940km^2，最远距离作业点 1.7km。

本次变更产品码头新增西防波堤和航道疏浚引起的悬浮物增值浓度大于 10mg/L 的最大影响面积为 8.206km^2，见图 8.5-8。

表 8.5-3　产品码头变更工程施工作业况悬浮物影响面积统计　　单位：km^2

工况	>150mg/L	>100mg/L	>60mg/L	>50mg/L	>20mg/L	>10mg/L
3#施工	0.014	0.024	0.060	0.080	0.201	0.328
4#施工	-	-	0.017	0.048	0.239	0.940
产品码头施工总包络	0.177	0.263	0.511	0.752	3.674	8.206

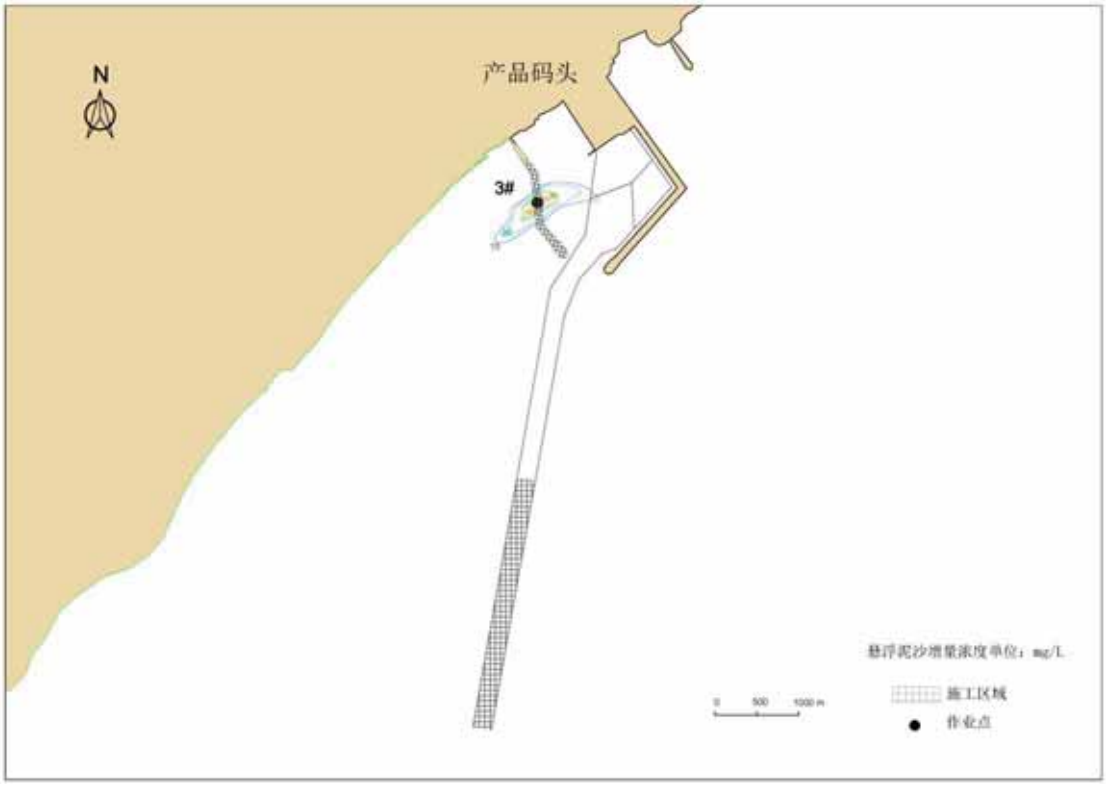


图 8.5-6　产品码头西防波堤堤芯石推填（3#）产生的悬浮物浓度增值范围

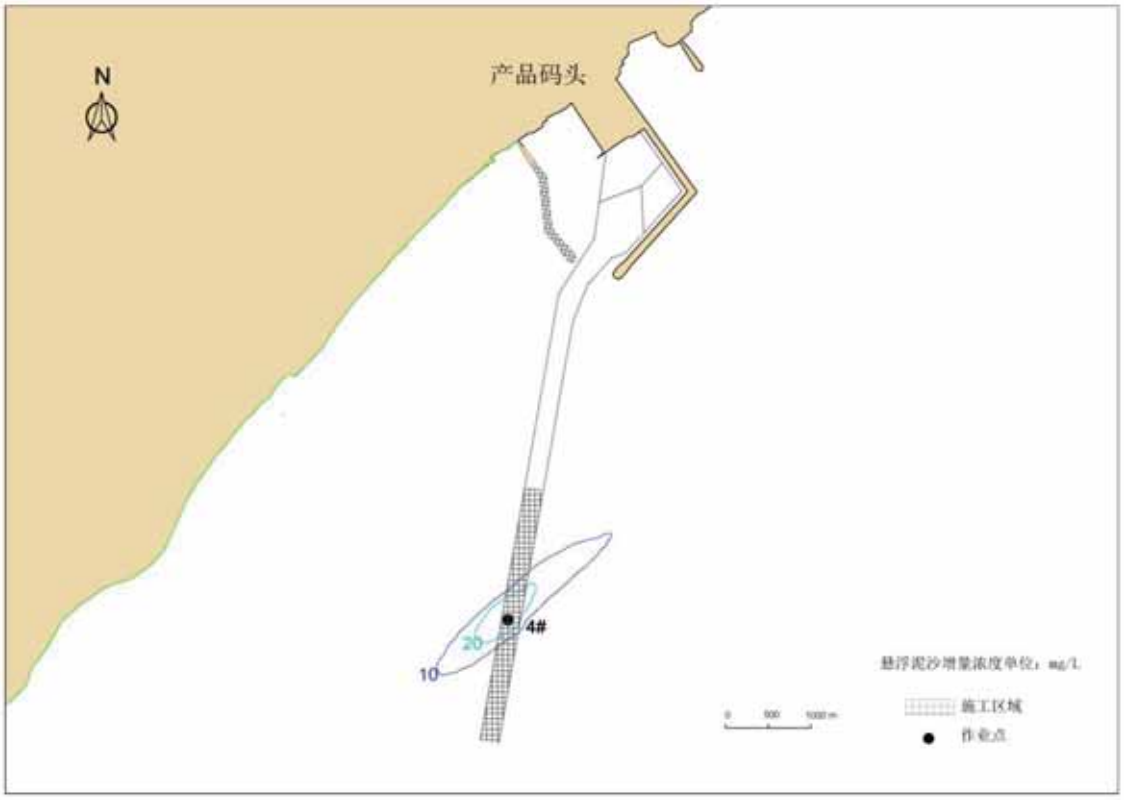


图 8.5-7　　产品码头航道疏浚（4#）产生的悬浮物增量浓度包络线

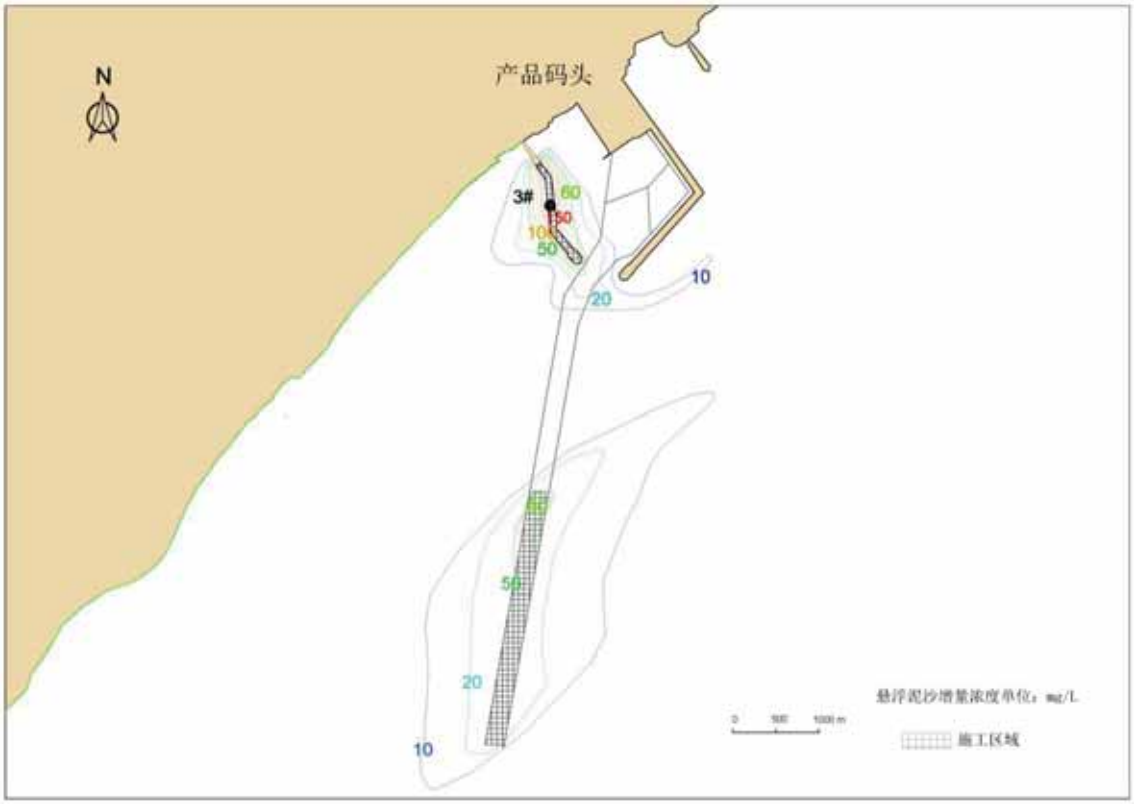


图 8.5-8　　产品码头施工产生的悬浮物增量浓度总包络线

8.5.1.2 炸礁作业对水质的影响分析

本项目原油码头回旋水域局部需要进行清礁，清礁位置和范围见图 8.1-20。与原环评一致，工程采用炸礁的方式清除航道和港池的礁石。由于炸礁面积和炸礁量均小于原环评阶段，其影响范围和程度均小于以下原环评的结果：

爆破对爆破中心附近水域水质的影响是局部小范围的和暂时的。类比分析结果表明，本项目爆破影响距离在 500m 以内，爆破后 24h 内大多数指标可恢复到背景值，而对表层沉积物无明显的不利影响。

8.5.1.3 施工期水质其他环境影响分析

（1）悬浮泥沙溶出的污染物对水环境影响分析

疏浚作业过程中产生的泥沙悬浮不但使作业水域水体中悬浮物量增加，而且悬浮泥沙吸附的重金属和石油类污染物有可能重新溶出，进入水体，对邻近水域的水环境造成影响。

根据 2017 年的沉积物调查结果，评价海域的沉积物质量和原环评报告基本一致，变化不大，因此悬浮物溶出物对环境的影响和原环评报告一致：悬浮泥沙吸附的污染物重新溶出对水环境的影响很小。

（2）施工期其他废污水影响分析

施工船舶含油污水和生活污水产生量较小，由有资质的接收船接收处理。施工单位在作业前需落实接收单位，在此基础上施工船舶污水对评价海域不产生直接影响。

8.5.2 本次变更施工对海洋生态环境的影响分析

本次变更工程施工期对海洋生态环境的影响主要来自水工建构筑物占海、疏浚吹填作业。本项目海洋生态环境影响因素汇总见表 8.5-4。

表 8.5-4　　海洋生态环境影响变化因素分析

项目	影响因子	海洋生态环境影响因素	备注（净增面积①）
水工建筑物占海	永久性占海	潮间带生物和浅海底栖生物	产品码头： 透水码头和引桥0.75ha② 西防波堤13.20ha 原油码头： 码头桩基、防波堤和引堤基本不变
疏浚工程	底质开挖 悬浮物	浮游生物、鱼卵仔鱼、底栖生物及渔业生产	产品码头净增：77.72ha 原油码头净增：33.68ha

①净增面积=本次较原环评新增疏浚区面积-本次较原环评减少的疏浚区面积

②由于桩基数量庞大、计算复杂，但其本身占海面积小，本评价以码头和引桥平面垂直投影面积计桩基占海面积。

本章节计算生物资源损失采用 2017 年调查数据结果的平均值，见表 8.5-5。

表 8.5-5　　生物损失计算所用数据来源和数值

序号	调查时间	季节	底栖生物量（g/m^2）	鱼卵密度（个/$1000m^3$）	仔鱼密度（尾/$1000m^3$）	游泳生物资源密度kg/km^2
1	2017年4月	春	5.89	746	72	350.39
2	2017年9月	秋	7.99	1081	43.6	550.39
均值			6.94	913.5	57.8	450.39

8.5.2.1　水工建筑物占海对海洋生态环境的影响分析

8.5.2.1.1.　影响分析

本次变更工程永久占用海域的主要是产品码头西防波堤、桩基等占海，占海类型全部为浅海。原油码头水工建构筑物占海面积和原环评阶段基本无变化，占海类型见表8.5-6。

表 8.5-6　　水工建筑物占海面积变化估算

占海位置	占海工程	新增占海面积	影响资源
水工建筑物占海	新增西防波堤	13.20ha	浅海底栖生物
	桩基	0.75ha	浅海底栖生物
合计		13.95ha	

永久占海对底栖生态环境会产生不可逆的影响。主要影响包括以下几个方面：

- 改变了滩涂浅海的自然属性，被占域或被占区域内无逃避能力的物种将遭到直接危害，如底栖生物、潮间带生物、浮游生物、鱼卵仔稚鱼和无脊椎动物等，上述生物不能主动逃避。
- 使一些生物赖以生存的生境部分永久性丧失。
- 占海区域失去了纳污自净的功能。
- 该海域的初级生产力有所减少。

占海造成的直接生态影响是对底栖生物的彻底破坏，是环境资源不可恢复的损失。

8.5.2.1.2. 新增水工建筑占海生物量及经济损失量估算

（1）水工建构筑物新增占海对底栖生物的影响估算

根据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》（SC/T 9110-2007）的相关要求，填海工程对底栖生物资源损害量按如下公式计算：

$$W_i = D_i \times S_i \quad \text{……（1）}$$

式中：

W_i——第i种类生物资源受损量，单位为尾、个、千克（kg）；

D_i——评估区域内第i种类生物资源密度，单位为尾（个）每平方千米[尾（个）/km^2]、尾（个）每立方千米[尾（个）/km^3]、千克每平方千米（kg/km^2）；

S_i——第i种类生物占用的渔业水域面积或体积，单位为平方千米（km^2）或立方千米（km^3）。

①生物量损失估算

工程新增占海水工建筑约13.95ha，底栖生物的生物量取区域2017年调查数据的平均值6.94 g/m^{2}进行计算。

产品码头浅海底栖生物量损失为：（13.95×10^4）m^2×6.94g/m^2×10^{-6}=0.97t

即本次变更新增水工建筑物占海造成底栖生物损失量为0.97t。

②损失价值估算

若损失量按底栖生物市场平均价格 1.5 万元/吨计，考虑到水工建筑物占海将

对海域生态系统造成不可逆影响，生物资源损害的补偿年限按 20 年计算，则本次变更水工建筑物新增占海生物补偿金额为 29.1 万元。

（2）水工建构筑物新增占海对鱼卵仔鱼的影响估算

①生物量损失

由于鱼卵仔鱼和幼体在水体中具有流动性，取调查海域 2017 年调查结果的平均值进行计算。

计算结果表明，水工构筑物占海导致鱼卵和仔鱼损失量折合成鱼苗分别为 6375 尾、2023 尾，合计 8398 尾。

表 8.5-7　　新增水工建筑占海对鱼卵仔鱼影响损失估算表

影响对象	平均密度	影响面积（ha）	死亡率（%）	折成鱼苗比率（%）	计算结果
鱼卵	0.914 个/m^3	13.95	100	1	6375
仔鱼	0.058 尾/m^3		100	5	2023

②损失价值估算

按照当地水产养殖普通鱼苗的平均市场价格——1 元/尾计算，则填海占海导致的鱼卵仔鱼损失约 0.84 万元。

根据技术规范，按补偿年限为20年计算，则补偿总金额为16.8万元。

8.5.2.2 悬浮物对海洋生态环境与渔业资源的影响分析

8.5.2.2.1. 影响分析

本次变更疏浚作业工艺和原环评阶段一致，仅疏浚范围有所变化。根据数模预测计算结果，由于施工水域相近，水文动力特征和底质特征近似，本次变更疏浚作业产生的悬浮物浓度增值的数量级、扩散规律和原环评阶段基本一致。因此，本次变更疏浚对生态环境的影响与原环评阶段基本一致，包括：

引起作业面底栖生物损失；

悬浮物增加引起附近游泳生物被驱散，浮游动、植物的生长受到影响，初级生产力降低，导致饵料生物量下降，影响鱼类的繁殖、生长、分布；

由于新增疏浚作业范围内未发现大型产卵场和育肥场，不属于洄游通道，新增疏浚作业避开经济鱼类产卵季节，对渔业资源的影响较小。

8.5.2.2.2. 生物量及经济损失估算

（1）新增疏浚作业对底栖生物影响损失量估算

1）原油码头区

①生物量损失估算

本次变更原油码头区净增疏浚面积约为 33.68ha，新增疏浚范围位于浅海区。底栖生物的生物量取 2017 年调查结果平均值计算。

底栖生物量损失为：（33.68×10^4）$m^2\times6.94g/m^2\times10^{-6}$=2.3t

②损失价值估算

根据技术规程，疏浚对底栖生物的损失按 3 年补偿，若损失量按底栖生物市场平均价格 1.5 万元/吨计，则补偿金额为 10.4 万元。

2）产品码头区

①生物量损失估算

本次变更产品码头区净增疏浚面积约为 77.72ha，疏浚范围位于浅海区。底栖**生物的生物量取 2017 年调查结果平均值计算。**

底栖生物量损失为：（77.72×10^4）$m^2\times6.94g/m^2\times10^{-6}$=5.4t

②损失价值估算

根据技术规程，疏浚对底栖生物的损失按 3 年补偿，若损失量按底栖生物市场平均价格 1.5 万元/吨计，则补偿金额为 24.3 万元。

（2）悬浮物影响损失估算

①生物量损失

根据渔业水质标准要求，人为增加悬浮物浓度大于10mg/L（亦是二类海水水质标准控制值），对鱼类生长造成影响，鱼卵、仔鱼因高浓度的含沙量部分死亡，幼体也将受到影响。

损失量计算公式为：

$$W_i=\sum_{j=1}^{n}D_{ij}\times S_j\times K_{ij} \quad \text{……（2）}$$

式中：

W_i——第i种类生物资源一次性平均损失量，单位为（尾）、个（个）、千克(kg)；

D_{ij}——某一污染物第j类浓度增量区第i种类生物资源密度，单位为尾平方千米（尾/ km^2）、个平方千米（个/km^2）、千克平方千米（kg/km^2）；

S_j——某一污染物第j类浓度增量区面积，单位为平方千米（km^2）；

K_{ij}——某一污染物第j类浓度增量区第i种类生物资源损失率，单位为百分之（%）；生物资源损失率取值参见附录B。

n——某一污染物浓度增量分区总数

当污染物浓度增量区域存在时间超过15天时，应计算生物资源的累计损害量。计算以年为单位的生物资源的累计损害量按公式（3）计算：

$$M_i = W_i \times T \quad \text{……（3）}$$

式中：

M_i——第i种类生物资源累计损害量，单位为尾（尾）、个（个）、千克（kg）；

W_i——第i种类生物资源一次平均损害量，单位为尾（尾）、个（个）、千克（kg）；

T——污染物浓度增量影响的持续周期数（以年实际影响天数除以15），单位为个（个）。

尽管建议疏浚施工作业避开 3~9 月的经济鱼类产卵期，本次评价从保守的角度出发，生物资源损失仍然取调查海域 2017 年调查（含夏季）鱼卵、仔鱼和游泳生物的平均值进行计算。

各特征浓度影响面积取各作业典型计算点相应浓度的平均值进行计算。计算情况见表 8.5-8~表 8.5-10。

表 8.5-8　　产品码头新增西防波堤推填作业悬浮物引起生物资源损失计算

施工地点	影响对象	平均密度	悬浮物浓度增量（mg/L）	影响面积（km^2）	死亡率（%）	折成鱼苗比率（%）	损失量（尾/kg）	作业时间（d）	合计损失量（尾/kg）
产品码头新增西防波堤	鱼卵	0.9135个/m^3	<20，>10	0.127	5	1	58	145	561
			20~50	0.121	17.5	1	193	145	1870
			50~100	0.056	40	1	205	145	1978
			>100	0.010	50	1	46	145	442
	仔鱼	0.058尾/m^3	<20，>10	0.127	5	5	18	145	178
			20~50	0.121	17.5	5	61	145	594

施工地点	影响对象	平均密度	悬浮物浓度增量（mg/L）	影响面积（km^2）	死亡率（%）	折成鱼苗比率（%）	损失量（尾/kg）	作业时间（d）	合计损失量（尾/kg）
			50~100	0.056	40	5	65	145	628
			>100	0.010	50	5	15	145	140
	游泳生物	450.39 kg/km^2	<20，>10	0.127	1	100	0.57	145	5.53
			20~50	0.121	5	100	2.72	145	26.34
			50~100	0.056	15	100	3.78	145	36.57
			>100	0.010	20	100	0.90	145	8.71

表 8.5-9　　产品码头净增疏浚作业悬浮物引起的生物资源损失计算

施工地点	影响对象	平均密度	悬浮物浓度增量（mg/L）	影响面积（km^2）	死亡率（%）	折成鱼苗比率（%）	损失量（尾/kg）	作业时间（d）	合计损失量（尾/kg）
产品码头航道延长段	鱼卵	0.9135个/m^3	<20，>10	0.701	5	1	320	180	3842
			20~50	0.191	17.5	1	305	180	3664
			50~100	0.031	40	1	113	180	1359
			>100	0.017	50	1	78	180	932
	仔鱼	0.058尾/m^3	<20，>10	0.701	5	5	102	180	1220
			20~50	0.191	17.5	5	97	180	1163
			50~100	0.031	40	5	36	180	432
			>100	0.017	50	5	25	180	296
	游泳生物	450.39 kg/km^2	<20，>10	0.701	1	100	3.16	180	37.89
			20~50	0.191	5	100	4.30	180	51.61
			50~100	0.031	15	100	2.09	180	25.13
			>100	0.017	20	100	1.53	180	18.38

表 8.5-10 原油码头净增疏浚作业悬浮物对海洋生物资源生物量的影响损失计算

施工地点	影响对象	平均密度	悬浮物浓度增量（mg/L）	影响面积（km^2）	死亡率（%）	折成鱼苗比率（%）	损失量（尾/kg）	作业时间（d）	合计损失量（尾/kg）
原油码头港池和航道	鱼卵	0.9135个/m^3	<20，>10	0.720	5	1	329	80	1754
			20~50	0.1365	17.5	1	218	80	1164
			50~100	0.023	40	1	84	80	448
			>100	0.005	50	1	23	80	122
	仔鱼	0.058尾/m^3	<20，>10	0.720	5	5	104	80	557
			20~50	0.1365	17.5	5	69	80	369
			50~100	0.023	40	5	27	80	142

			>100	0.005	50	5	7	80	39
	游泳生物	450.39 kg/km^2	<20，>10	0.720	1	100	3.24	80	17
			20~50	0.1365	5	100	3.07	80	16
			50~100	0.023	15	100	1.55	80	8
			>100	0.005	20	100	0.45	80	2

根据上述计算，本次变更工程施工期悬浮物引起的生物资源损失为：

鱼卵仔鱼：2.39×10^{4}尾鱼苗；

游泳生物：0.255t；

即施工期间导致的鱼卵仔鱼累计损失量换算为鱼苗共约2.39×10^{4}尾；游泳生物累计损失量约0.255t。

②经济损失

按照当地水产养殖普通鱼苗的平均市场价格——1 元/尾计算，游泳生物价值按 4 万元/吨计算，则本次变更疏浚作业导致的鱼卵仔鱼损失约 2.39 万元，游泳生物损失约 1.02 万元。

根据技术规范，疏浚作业导致的损失补偿年限为3年，则补偿总金额为10.22万元。

（3）小结

综上所述，施工期间累计损失量约为底栖生物8.7t，鱼卵和仔鱼3.23×10^{4}尾，游泳生物254.54kg。

本次变更工程的生物资源损失量和价值估算见表 8.5-11。

表 8.5-11　　本次变更生物资源损失量和损失价值估算汇总表

项目	损失原因	资源损失量			估算年限	估算价值
		底栖生物	鱼卵和仔鱼	游泳生物		
新增水工建筑占海	产品码头西防波堤和桩基占海	0.97t	8398尾	/	20年	45.9万元
施工作业	原油码头疏浚	2.3t	0.46×10^{4}尾	44.38 kg	3年	12.3万元
	产品航道延长段疏浚	5.4t	0.64×10^{4}尾	77.15kg	3年	27.1万元
	防波堤推填	/	1.29×10^{4}尾	133.01kg	3年	5.5万元
合计		8.7t	3.23×10^{4}尾	254.54kg	/	90.8万元

8.5.2.3 炸礁作业对水生生态环境影响分析

本工程施工过程中，依据疏浚机械的技术要求，对暴露于设计水深之上的风化岩采用水下爆破的方法予以清除。炸礁位置在港池北侧和港池航道连接处，面积约2.68ha，炸礁量约5.7万m^3。

炸礁对水生生态环境的影响表现在两个方面：一是爆破过程强烈的声震和涌浪使海底表面沉积物泛起，形成的悬浮物对水生生物的影响，二是水下爆破及其产生的冲击波对水生生物和渔业资源产生的不同程度的影响。

由于采取相似的施工方式，现阶段炸礁对水生生物的影响和原环评一致。炸礁面积和炸礁量均小于原环评阶段，其影响范围和程度重新估算如下：

（1）炸礁影响距离预测

由于类比资料爆破方式与本工程爆破方式、炸药类型及用量、爆破环境等不尽相同，不具类比计算的条件，因此采用《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》、《爆破安全规程》推荐的公式计算工程爆破的影响范围。

本工程爆破一次最大起爆药量为160kg，反推估算本爆破对鱼卵仔稚鱼的影响半径为156m。

本项目炸礁工程单响爆破对鱼类的杀伤半径为150m，对鱼卵仔鱼的安全距离为156m。

（2）不同致死率影响范围

根据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》附录，本项目炸礁产生的不同冲击波峰值压力值对应的渔业生物致死率见下表。

表 8.5-12　不同最大峰值压力与受试生物的致死率的关系及影响距离

距爆破中心（m）	87	258	478	579
最大峰压值(kg/cm^2)	7.27	1.69	0.745	0.577
鱼类（石首科除外）致死率（%）	100	20	10	3
石首科鱼类致死率（%）	100	100	50	15
虾类致死率（%）	100	20	6.6	0

（3）本工程水下炸礁对水生生物资源的影响分析

根据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》，水下爆破的持续影响

周期以15天为一个周期。水下爆破对生物资源的损害评估按下式计算：

$$W_i = \sum_{j=1}^{n} Di_j \times S_i \times K_{ij} \times T \times N$$

式中：

W_i——第i种类生物资源累计损失量，单位为尾（尾）、个（个）、千克（kg）；

D_{ij}——第j类影响区中第i种类生物的资源密度，单位为尾每平方千米（尾/km^2）、个每平方千米（个/ km^2）、千克每平方千米（kg/km^2）；

S_j——第j类影响区面积，单位为平方千米（km^2）；

K_{ij}——第j类影响区第i种类生物致死率，单位为百分比（%）；

T——第j类影响区的爆破影响周期数（以15天为一个周期）；

N——15天为一个周期内爆破次数累积系数，爆破1次，取1.0，每增加一次增加0.2；

n——i冲击波峰值压力值分区总数。

对底栖生物的损害评估根据实际情况考虑影响周期。

1）底栖生物影响估算

炸礁范围均位于疏浚范围内，对底栖生物的影响已在疏浚影响中估算，在此不重复计算。

2）游泳生物损失估算

①生物量损失

取2017年调查结果春、秋季海域调查的平均值进行估算。由表可知，炸礁作业对游泳生物影响损失约235.87t。

表 8.5-13　　炸礁作业对游泳生物影响定量估算

类别	生物量（kg/km^2）	距爆破中心（m）	最大峰压值(kg/cm^2)	致死率（%）	损失量（单次，t）	损失量（一个周期，t）	炸礁周期（个）	损失量（多个周期,t）
鱼类（石首科除外）	264.34	87	7.27	100	1.00	3.40	6	20.41
		258	1.69	20	1.76	5.98	6	35.89
		478	0.745	10	3.02	10.27	6	61.61
		579	0.577	3	1.33	4.52	6	27.12
石首科鱼类	13.22	87	7.27	100	0.05	0.17	6	1.02
		258	1.69	100	0.44	1.50	6	8.98

		478	0.745	50	0.76	2.57	6	15.40
		579	0.577	15	0.33	1.13	6	6.78
甲壳类	159.94	87	7.27	100	0.61	2.06	6	12.35
		258	1.69	20	1.06	3.62	6	21.72
		478	0.745	6.6	1.21	4.10	6	24.60
		579	0.577	0	0.00	0.00	6	0.00

②损失价值估算

若损失量按1.5万元/吨计，则损失的价值为353.81万元。

根据技术规程，损失按 3 年补偿，即补偿金额为 1061.44 万元。

3）小结

通过以上定量估算，水下炸礁作业使海洋生物资源的损失量约353.81万元，补偿金额为1061.44万元。

通过估算，水下炸礁作业导致的海洋生物资源损失量小于原环评阶段。

8.5.2.4 填海工程生态影响回顾分析

由于填海工程的范围和面积均无变化，与原环评一致，因此本次变更启动前，填海工程的围堰已经全部完成，填海区与周边的水力连接已经完全切断，约 60%的填海区已经变成陆地露出海面，少量尚未露出水域的区域已成为围塘，不再具备海洋生态系统的特征，处于向陆地生态转变的过程中。工程进展情况见 8.1.1.3.3 节。可见填海工程的海洋生态影响已经完成。本节仅对填海工程做回顾分析。

围填海工程对海洋生态的影响是巨大的。围填区的海洋生态彻底丧失转变为陆地生态。

（1）生态完整性与生物多样性影响分析

调查海域海洋生物群落属于一般分布，调查中无珍稀物种、敏感物种出现。海域的浮游动植物生物量较为丰富，富营养化物质的排海造成该海域有一定的富营养化压力；底栖生物和潮间带生物的多样性指数较高，群落结构较为完善，但部分地区的生物量及多样性较低。

本项目涉海工程的建设，尤其是港区填海和不透水构筑物建设，造成海域水动力条件局部有所减弱，水体交换能力局部有所降低，对局部海洋生物群落的生物交流造成不利影响，可能造成局部生物群落整体性降低。根据本项目工程前后

水动力条件预测结果，本项目涉海工程对流态、流势的影响主要集中在填海区域和码头港池、支航道开挖区域，其他海域的潮流场无明显变化。可见，本项目建设对海洋生境和生物群落的生物交流影响较小，造成生物群落整体性降低的贡献亦较小。

本项目填海区（0.4km^2）相对较大，但相对于整个海域而言，所占比例有限。

填海区域生态环境与周边其他区域底栖环境和潮间带环境具有极大的相似性，并非独有且不可替代的。

填海区域底栖生物、潮间带生物没有珍稀濒危物种，与其他底栖环境和潮间带环境具有极大的相似性，对海域的生物多样性不会产生明显影响。

综上所述，就本项目而言，不会对海域生态完整性产生明显的影响。

（2）填海工程的生物资源损失

填海工程永久占用海域，面积约45.05ha，其中占用滩涂面积约12.4ha，占用岸线约554m，占海类型见表。

表 8.5-14　　填海工程占海面积估算

占海项目	占海面积	影响资源
填海工程（产品码头）	28.05ha	浅海底栖生物
	12.4ha	潮间带生物

永久占海对潮间带滩涂和浅海的底栖生态环境会产生不可逆的影响。主要影响包括以下几个方面：

- 改变了滩涂浅海的自然属性，被填区域或被占区域内无逃避能力的物种将遭到直接危害，如底栖生物、潮间带生物、浮游生物、鱼卵仔稚鱼和无脊椎动物等，上述生物不能主动逃避。
- 使一些生物赖以生存的生境部分永久性丧失。
- 占海区域失去了纳污自净的功能。
- 该海域的初级生产力有所减少。

占海造成的直接生态影响是对浅海底栖生物和潮间带生物的彻底破坏，是环境资源不可恢复的损失。

根据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》（SC/T 9110-2007）计算结果，填海造成底栖生物和潮间带生物损失量分别为6.1t、45.7t。根据技术规程，填海区域对底栖生物和潮间带生物的损失按20年补偿；若损失量按底栖生物

市场平均价格1.5万元/吨计，即补偿金额约为1554万元。

填海和占海，鱼卵和仔鱼损失量折合成鱼苗分别为 2210 尾、260 尾，合计 2470 尾。按照当地水产养殖普通鱼苗的平均市场价格——0.2 元/尾计算，则填海占海导致的鱼卵仔鱼损失约 0.05 万元。根据技术规范，按补偿年限为 20 年计算，则补偿总金额为 1 万元。

（3）填海剩余工程对周边海域生态环境影响评价

填海工程已经完成了围堰，剩余为吹填和软基处理。其中吹填溢流过程会掀起悬沙，对附近水域造成水体混浊、水质下降，对浮游生物和底栖生物也将产生影响。

填海工程的吹填溢流口设置在吹填区的西南角，溢流源强约为 0.113kg/s。相对港池疏浚而言，溢流的污染类型一致，但源强只有港池疏浚的六十分之一，溢流口位置位于港池内，吹填溢流的影响范围完全在港池疏浚的影响范围内，影响程度小于港池疏浚。

可见填海工程剩余吹填溢流对水质的影响，以及其对周围海域的生态影响，相对于港池疏浚的影响而言，可以忽略不计。

8.5.3 海洋沉积物环境影响评价

工程对沉积物环境质量产生的影响主要是施工作业对底质环境的改变以及疏浚作业、陆域回填过程中产生的悬浮物沉降导致。疏浚作业改变了疏浚区域的沉积物环境。

根据沉积物监测结果，项目所在海域的沉积物质量状况较好，调查因子基本符合《海洋沉积物质量》(GBl8668-2002)的第二类标准限值要求。因此，工程施工过程产生的悬浮物扩散和沉降后，沉积物的环境质量基本保持现有水平。

8.5.4 海洋环境保护目标影响分析

8.5.4.1 对环境敏感目标海水水质的影响

本项目施工期悬沙扩散范围与海洋环境保护目标、海洋生态红线的叠置见图 8.5-9 和图 8.5-10，对保护目标的影响汇总见表 8.5-15 和表 8.5-16。

表 8.5-15　　施工悬沙对保护目标的影响范围与程度

序号	类别	名称	保护对象	悬沙影响浓度（mg/L）
1	自然保护区	揭阳龙虾自然保护区	龙虾	<10
2		揭阳市海龟、鲎市级自然保护区	海龟、鲎	<10
3		揭阳市神泉渔业市级自然保护区	保护人工鱼礁及海域生态环境	<1
4	渔业资源养护	神泉浅海养殖区	水质	<1
5		前詹人工鱼礁区	水质	<10
6		幼鱼幼虾保护区	水质	影响范围分别为 7.63 km^2、8.2 km^2
7		前詹鲍鱼高位养殖区	水质	<10
8	旅游度假区	绿洲度假旅游区	水质	<10
9		惠来金海湾度假旅游区	水质	<10

表 8.5-16　　施工悬沙对海洋生态红线区的影响范围与程度

功能区编号	生态红线区名称	悬沙影响浓度（mg/L）
206	东海重要砂质岸线及邻近海域限制类红线区	<10
208	惠来县人工鱼礁重要渔业海域限制类红线区	<1
209	神泉珍稀濒危物种集中分布区限制类红线区	<1
210	神泉芦园湾重要滨海旅游区限制类红线区	<10
211	前詹重要砂质岸线及邻近海域限制类红线区	<10
212	**前詹珍稀濒危物种集中分布区限制类红线区**	3.83km^2 超 10mg/L
213	***鸡椒礁特别保护海岛禁止类红线区***	0.16 km^2 超 10mg/L
214	**鸡椒礁特别保护海岛限制类红线区**	1.75km^2 超 10mg/L
215	绿洲重要砂质岸线及邻近海域限制类红线区	<10
216	客鸟尾自然景观与历史文化遗迹限制类红线区	<10

（1）产品码头区

新增西防波堤和航道延长对附近水文动力、悬浮物的影响范围均局限在项目工程区域附近，对评价范围内的保护目标悬浮物浓度增值贡献全部小于 10mg/L；对邻近的自然保护区的影响增值小于 1mg/L，由此可见对自然保护区造成的影响很小。

神泉镇（龙江旧河）高位养殖距离项目较远，工程施工不会对其产生影响。龙江改河东岸的高位养殖水源取自河道，而产品码头施工的水质影响基本在东防

波堤以西，因此不会对龙江河口高位养殖产生影响。

（2）原油码头区

原油码头部分航道所在海域为“鸡椒礁特别保护海岛限制类红线区（214）”和“前詹珍稀濒危物种集中分布区限制类红线区（212）”。

原油码头疏浚范围内，其中 7.2ha 分布在鸡椒礁特别保护海岛限制类红线区内，93.3ha 分布在前詹珍稀濒危物种集中分布区限制类红线区，分别占各区（4.12 km^2、221.76km^2）的 1.7%、0.4%；悬浮物超过 10mg/L 的在以上两个红线区和 213 鸡椒礁特别保护海岛禁止类红线区的影响范围分别为 1.75km^2、3.83km^2 和 0.16km^2，分别占各区的 42.5%、1.7%和 15.4%。项目航道部分需要在“前詹珍稀濒危物种集中分布区限制类红线区、鸡椒礁特别保护海岛限制类红线区”进行疏浚开挖，开挖区域的底栖生物将全部丧失，同时项目施工会影响局部水域的水质，从而对海洋生物的局部生活环境产生影响。根据海洋环境现状调查，工程所占海域及其周围未发现珍稀濒危动物，项目工程范围相对于涉及的红线区而言面积较小、施工时间短，项目不会对栖息在该红线区范围内的物种生境造成明显影响。

原油码头区航道改向施工作业产生的悬浮物在“揭阳市海龟、鲎市级自然保护区”、“揭阳市龙虾市级自然保护区”和“前詹人工鱼礁区”的浓度增值均不超过 10mg/L。项目对上述保护区生态环境的影响方式主要是局部水质暂时降低的影响，其程度较低，随着施工期的结束影响也结束。

本次工程港池离岸较远，施工悬浮物浓度增值超过 10mg/L 的最大范围不会抵岸，因此不影响码头后方陆域沿岸的高位养殖取水水质。

（3）对幼鱼幼虾保护区保护区的影响

项目位于广东沿岸-20m 水深以浅海域，该片海域全部属于幼鱼幼虾保护区，该保护区是为渔业资源养护的需要而设立的，其保护期为 3 月 1 日至 5 月 31 日；保护期间禁止底拖网渔船和拖虾渔船及以捕捞幼鱼幼虾为主的其它作业渔船进入生产；且本评价要求码头工程高强度的疏浚作业避开以上保护期，在 9 月至次年 3 月份进行。也就是说，项目施工并不违反该保护区的管理要求，但项目施工会对广东沿岸的渔业资源养护产生一定的影响，这种影响是短期的、可修复的，其影响是可接受的。



图 8.5-9　　施工期悬沙扩散范围与海洋环境保护目标叠置图

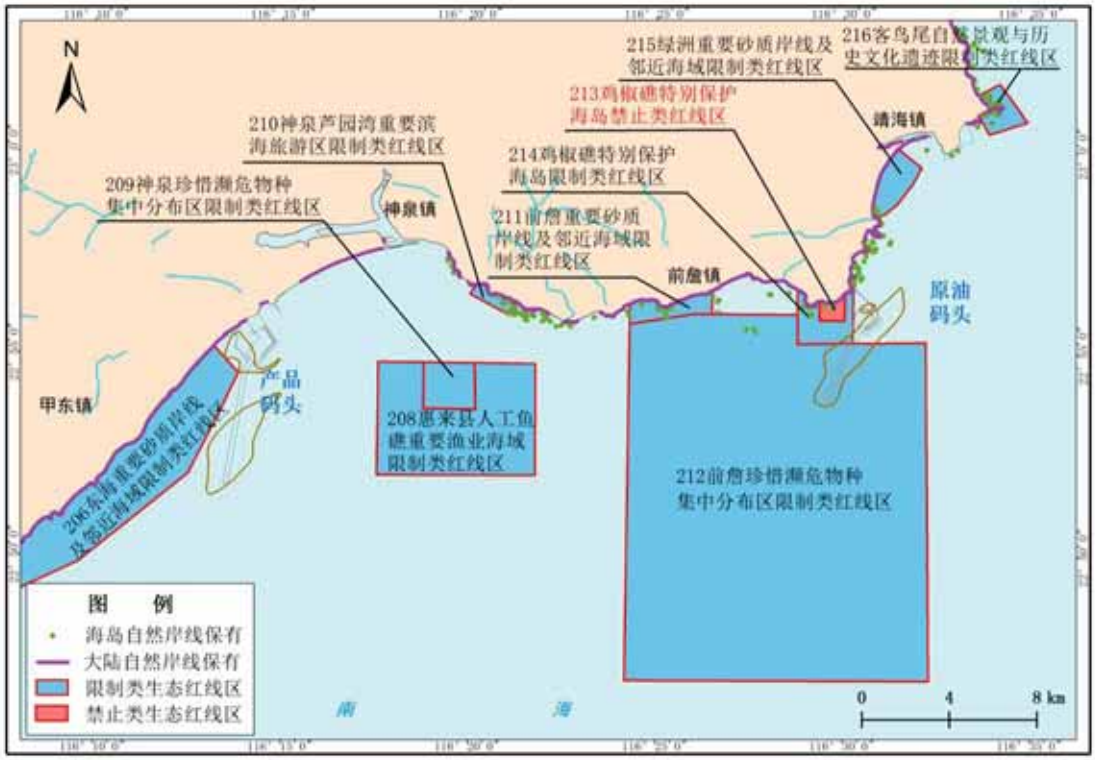


图 8.5-10　　施工期悬沙扩散范围与海洋生态红线的叠置图

8.5.4.2 对保护物种的影响分析

（1）对海龟、鲎、龙虾

调查海域历史曾有海龟、鲎、龙虾出现，本评价海洋生态资源现状调查中未发现海龟、鲎、龙虾。

施工期对海洋环境的影响主要来自疏浚等水工工程作业。鲎栖息于沙质海底，昼伏夜出；龙虾主要生活于浅海的礁岩间，白昼潜伏于岩缝间或石下，夜间觅食活动，行动缓慢。如施工海域存在鲎和龙虾，对其将产生较大的影响。海龟生活于近海上层，活动能力较强，对施工作业有趋避行为，施工作业对其影响相对较小。

鲎每年 11 月随着水温下降由浅海游向较深水域越冬，翌年 4～5 月又从深水区游向浅海。本项目疏浚区域位于浅海区，并建议在 11 月～次年 3 月份进行疏浚作业，在此期间，浅海区出现鲎的几率较小，则疏浚作业对鲎可能产生的影响也较小。

根据鲎、海龟和龙虾的生活习性，海龟每年 4～10 月为繁殖季节，鲎繁殖期为 5～8 月，龙虾繁殖期一般在 4 月下旬～7 月；根据疏浚作业的工期安排，疏浚作业对鲎、海龟和龙虾的繁殖影响较小。

（2）对重要经济鱼类的影响分析

调查海域出现的经济鱼类有：黄鲫、鳓鱼、龙头鱼、多鳞鳙、竹荚鱼、皮氏叫姑鱼、白姑鱼、带鱼、多齿蛇鲻、鲻鱼、短尾大眼鲷、竹荚鱼、二长棘鲷、刺鲳、截尾白姑鱼等。

根据渔业资源现状调查结果，以上经济鱼类中形成优势种的经济鱼类有龙头鱼、黄鲫、皮氏叫姑鱼、二长棘鲷、带鱼、刺鲳。

皮氏叫姑鱼生活于1～40m海域，产卵期为3～7月。

黄鲫具有昼沉夜浮的特性，在上、中、下层水域均可栖息活动，多栖息于4～13m以内泥沙底质的浅海区，具有集群性，产卵期3~7月。

带鱼喜澄清水质，并栖息于水深 10～40m 的海区。产卵期较长，为 3～11 月，一般以 4～6 月为主。

二长棘鲷属暖温性近底层鱼类，主要栖息在水深 60m 左右的海域；产卵期

为 1～3 月份。

刺鲳属暖温性中层及近底层鱼类，通常栖息于水深 40～120m。产卵期为 1～7 月份，盛期为 2～3 月份。

龙头鱼属暖水性底层近岸鱼类，产卵期为 3～5 月。

根据南海水产研究所关于悬浮物对鱼类致死浓度的研究成果，幼体致死浓度为250mg/L，对幼体产生较明显影响的浓度约为125mg/L；对成体的致死浓度为52000 mg/L，对成体产生较明显影响的浓度约为500 mg/L。由SS影响预测结果可知，水工作业在计算网格内的SS平均增值浓度小于125mg/L，可见水工工程施工过程中产生的SS对鱼类影响较小。此外，对水工施工作业产生的扰动、噪声等干扰因素，鱼类会产生趋避效应。

本项目高强度的水工作业建议安排在9月份至次年3月份，与皮氏叫姑鱼、黄鲫产卵期（3～7月）、龙头鱼产卵期（3～5月）和带鱼的主要产卵期（4～6月）基本不重叠；与二长棘鲷、刺鲳的产卵期虽有重叠，但这两种鱼类栖息于水较深的海域，而工程海域位于近岸海域；可见本项目水工作业施工对皮氏叫姑鱼、黄鲫、龙头鱼、带鱼、二长棘鲷、刺鲳的产卵繁殖不会产生明显影响。

8.5.4.3 清礁施工对环境保护目标的影响分析

需清理礁盘共两块：1#礁盘位于港池北侧；2#礁盘位于港池和航道交界处，有部分位于生态红线区范围内。礁盘情况与周边敏感保护目标的距离关系见表8.5-17。

表 8.5-17　　需清除礁盘与周边敏感保护目标的位置关系

	1#礁盘	2#礁盘
清礁面积	1.27 ha	1.41 ha (0.52ha)*
清礁量	1.7 万 m^3	4.0 万 m^3
与 212 前詹珍惜濒危物种限制类红线区的距离	1433m	590m
与 214 鸡椒礁保护海岛限制类红线区的距离	440m	0m
与 213 鸡椒礁保护海岛禁止类红线区的距离	830m	472m
与鸡椒礁领海基点的距离	1382m	1230m
与海龟、鲎自然保护区的距离	2.38km	1.89km
与龙虾自然保护区的距离	2.51km	2.1km

注：（）内为红线范围内

（1）212 前詹珍惜濒危物种集中分布区限制类红线区

需要爆破作业的礁盘距离边界均大于 590 米，炸礁工程对此敏感区的水质和沉积物的影响都很小。炸礁冲击波对该敏感保护目标范围内的石首科以外的水生生物影响较小，对敏感区边界的石首科鱼类有一定影响。

（2）214 鸡椒礁特别保护海岛限制类红线区和 213 鸡椒礁特别保护海岛禁止类红线区

需要爆破作业的部分礁盘位于该红线区范围内，但该敏感区主要的保护对象是海岛自然地形、地貌和海岛生态系统，而项目涉及的礁盘位于水面线下 20 米，也不在海岛名录中，不属于海岛；清礁位置与最近的海岛（鸡椒礁）距离超过 1230m，与海岛禁止类保护区距离超过 472m，清礁作业只改变清礁范围内的地形，而对 472m 外的海岛地形及生态系统不会造成影响。

（3）鸡椒礁领海基点

鸡椒礁是石碑山领海基点的核心，距离清礁位置超过 1230m。

1996年和2012年，我国政府公布了共计94个领海基点。其中石碑山角领海基点位于北纬22°56.1′，东经116°29.7′的鸡椒礁。2012年，《国家海洋局关于印发<领海基点保护范围选划与保护办法>的通知》（国海发〔2012〕42号），明确了领海基点的选划与审批、保护与管理原则，包括：1、领海基点保护范围外边界距离领海基点所在位置原则上不小于300米；2、禁止在领海基点保护范围内进行工程建设以及其他可能改变区域地形、地貌的活动；3、禁止损毁或者擅自移动临海基点标志和领海基点保护范围标志。

2017年《广东省海洋生态红线》将鸡椒礁为中心约1.15km×1.15km的海域范围划为“213鸡椒礁特别保护海岛禁止类红线区”，在鸡椒礁外围2.5km×2.5km的海域（扣除禁止类红线区）划为“214鸡椒礁特别保护海岛限制类红线区”，保护对象均为石碑山领海基点，上述两个红线区的管控措施为：维护主权权益，严格保护海岛自然地形、地貌，禁止炸岛、海岛采石、采挖海砂等可能危害主权权益及破坏海岛生态系统的开发活动，禁止损毁领海基点标志，加强主权权益设施建设；环境保护要求为：按照海洋环境保护法律法规及相关规划要求进行管理，禁止排放有害有毒的污水、油类、油性混合物、热污染物及其他污染物和废弃物，

改善海洋环境质量。

本工程原油码头工程建设区域和清礁区域，距离鸡椒礁均超过1.2km，工程建设范围也不涉及“213鸡椒礁特别保护海岛禁止类红线区”，不改变禁止类红线区范围内的地形地貌，也不会造成领海基点标志损毁。原油码头工程的航道从“214鸡椒礁特别保护海岛限制类红线区”东南角穿越。穿越范围需进行疏浚、清礁作业，但涉及的海底礁盘不属于海岛名录中的保护礁盘；工程为满足通航需要为目的的清礁作业，不是采石、采砂或炸岛；仅针对航道范围的礁石进行清除，不改变周边的海岛的地形和地貌。

原油码头工程无废水、废弃物在港区排放，施工期引起的悬浮泥沙，对施工作业点周边的水质会有一定影响，造成施工期间附近水体的悬浮物浓度增加，但影响短暂，不影响上述两个红线区保护“石碑山角领海基点”的基本目标。

（4）其他敏感保护目标

清礁区距离其他敏感保护目标均超过了1.8km，无论是炸礁冲击波还是水质和沉积物均不会对其他敏感保护目标产生影响。

8.6 营运期海洋环境影响预测与评价

8.6.1 废水排放对海水水质的影响预测与评价

8.6.1.1 预测模型

预测模型为：$$\frac{\partial HC}{\partial t}+\frac{\partial uHC}{\partial x}+\frac{\partial vHC}{\partial y}=A_K\left(\frac{\partial}{\partial x}\left(H\frac{\partial C}{\partial x}\right)+\frac{\partial}{\partial y}\left(H\frac{\partial C}{\partial y}\right)\right)+Q_S$$

式中：H 为水深； C 是污染物浓度，A_K 为污染物的水平扩散系数，Q_S 为排污口污染物源强。

（1）初始条件：

$$u(x,y,t)_{t=0}=u(x,y,0)$$
$$v(x,y,t)_{t=0}=v(x,y,0)$$
$$\eta(x,y,t)_{t=0}=\eta(x,y,0)$$
$$C(x,y,t)_{t=0}=0$$

（2）边界条件：

岸边界上给定滑移边界：

$$\vec{v}\cdot\vec{h}=0$$
$$\left(\frac{\partial C}{\partial x},\frac{\partial C}{\partial y}\right)\cdot\vec{h}=0$$

开边界上：

水位 $\eta=\eta(x,y,t)\big|_{开边界}$

边界入流时： $C=C_0$

边界出流时： $\frac{\partial C}{\partial t}+\vec{v}\frac{\partial C}{\partial \vec{h}}=0$

其中 $\vec{v}$ 为边界处的流速矢量， $\vec{h}$ 为边界法向单位矢量。

（3）污染物降解

本次预测所有污染物从保守的角度，全部不考虑降解。

8.6.1.2 预测方案

（1）依托排放口位置

本次变更依托排污口中心经纬度为 116°16′4.988″ E，22°54′30.082″N。较原环评排污口 116°15′50.77″E，22°54′24.49″N，向东北偏东方向平移约 440m，稀释混合区的范围与原环评不变，为 1.4km×1.4km（以原环评排污口为中心）的正方形。

（2）污染物源强

本工程正常情况下废水排放量为 700.1m^3/h，污染物排放量见表 8.6-1。非正常工况和事故工程污水不排放。

表 8.6-1　　污染物源强

废水排放量	**700.1m^3/h**			**5880840 m^3/a**
污染物	**排放浓度（mg/L）**	**g/s**	**kg/h**	**t/a**
悬浮物	≤30	5.834	21.00	176.43
CODcr	≤60	11.668	42.01	352.85
氨氮	≤8.0	1.556	5.60	47.05
总氮	≤40	7.779	28.00	235.23
总磷	≤0.5	0.097	0.35	2.94
石油类	≤5.0	0.972	3.50	29.40
硫化物	≤0.5	0.097	0.35	2.94
挥发酚	≤0.3	0.058	0.21	1.76
总钒	≤0.5	0.097	0.35	2.94
总镍	≤0.1	0.019	0.07	0.59
总汞	≤0.002	0.00039	0.0014	0.012
苯	≤0.1	0.019	0.07	0.59
甲苯	≤0.1	0.019	0.07	0.59
二甲苯	≤0.4	0.078	0.28	2.35
总氰化物	≤0.5	0.097	0.35	2.94
丙烯腈	≤2.0	0.389	1.40	11.76

*从保守的角度数模计算按 CODcr:COD_{Mn}=2:1 考虑。

（3）预测时段

分别选取 2014 年 1 月和 2013 年 7 月分别代表冬、夏季代表动力条件，连续 14 天，包含大、中、小潮的潮汐过程。

8.6.1.3 预测结果和评价

在不同水文条件下，经过连续 14 天后输出计算结果，给出浓度包络范围。

预测结果显示，受工程海域的往复流影响，污染物排入受纳水体后主要以排污口为中心往复运动，污染物增量浓度包络线呈 NE-SW 向的带状分布。总体而言，冬季水文条件下，污染物浓度包络线偏西南分布，夏季水文条件下，污染物包络线偏东北分布，与本工程海区的余流流向规律一致。

夏季水文条件下，典型污染物不同增量浓度的包络面积小于冬季水文条件相应值，与与夏季水文动力强于冬季水文动力条件的规律相符。

本项目排放的污染因子中 CODcr 按保守的角度按 CODcr:COD_{Mn}=2:1 换算成 COD_{Mn} 进行预测计算。氨氮、总氮、总磷、总钒、苯、甲苯、二甲苯、丙烯腈均无相应评价标准。对于总氮和总磷，从偏保守角度考虑，用海水水质标准中对应的无机氮和活性磷酸盐来对其超标情况进行评价；氨氮则按偏保守参数取值（取该排污口附近历次监测盐度、PH 和水温的最不利情况），依据《海水水质标准》的方法换算成非离子氨进行评价；其余污染因子参考《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）中集中式生活饮用水地表水源地特定项目标准限值进行评价。

8.6.1.3.1 冬季预测结果

冬季各种污染物在排污口中心的浓度增值及混合区边界上的最大浓度增值统计见，排污口附近海域各污染物的增量浓度分布见图 8.6-1~图 8.6-16。

悬浮物、化学需氧量、非离子氨、总氮、总磷、石油类、硫化物、挥发酚、总钒、总镍、总汞、苯、甲苯、二甲苯、总氰化物、丙烯腈在**排污口中心浓度增值**分别为 0.289 mg/L、0.579 mg/L、0.0076mg/L、0.386 mg/L、0.005 mg/L、0.048 mg/L、0.005 mg/L、0.003 mg/L、0.005mg/L、0.001 mg/L、0.019μg/L、0.001 mg/L、0.001 mg/L、0.004 mg/L、0.005 mg/L、0.019 mg/L，分别占三类标准的 0.3%、14.5%、38.0%、96.5%、16.7%、16.0%、5.0%、30.0%、10.0%、20.0%、9.5%、10.0%、0.1%、0.8%、5.0%、19.0%。

悬浮物、化学需氧量、非离子氨、总氮、总磷、石油类、硫化物、挥发酚、

总钒、总镍、总汞、苯、甲苯、二甲苯、总氰化物、丙烯腈在**纳污区边界最大浓度增值**分别为 0.095mg/L、0.190mg/L、0.025mg/L、0.127mg/L、0.002mg/L、0.016mg/L、0.002mg/L、0.001mg/L、0.002mg/L、0.0003mg/L、0.006μg/L 、0.0003mg/L、0.0002mg/L、0.001mg/L、0.002mg/L、0.006mg/L，分别占三类标准的 0.1%、4.8%、6.3%、31.8%、6.7%、5.3%、2.0%、10.0%、4.0%、6.0%、3.0%、3.0%、0.0%、0.2%、2.0%、6.0%。

8.6.1.3.2 夏季预测结果

夏季各种污染物在排污口中心的浓度增值及混合区边界上的最大浓度增值统计见表 8.6-4，排污口附近海域各污染物的增量浓度分布见图 8.6-17~图 8.6-32。

悬浮物、化学需氧量、非离子氨、总氮、总磷、石油类、硫化物、挥发酚、总钒、总镍、总汞、苯、甲苯、二甲苯、总氰化物、丙烯腈在**排污口中心浓度增值**分别为 0.142 mg/L、0.283 mg/L、0.0038mg/L、0.189 mg/L、0.002 mg/L、0.024 mg/L、0.002 mg/L、0.001 mg/L、0.005 mg/L、0.002 mg/L、0.009μg/L、0.001 mg/L、0.001mg/L、0.002 mg/L、0.002 mg/L、0.009 mg/L，分别占三类标准的 0.1%、7.1%、19.0%、47.3%、6.7%、8.0%、2.0%、10.0%、10.0%、10.0%、4.5%、10.0%、0.1%、0.4%、2.0%、9.0%。

悬浮物、化学需氧量、非离子氨、总氮、总磷、石油类、硫化物、挥发酚、总钒、总镍、总汞、苯、甲苯、二甲苯、总氰化物、丙烯腈在**纳污区边界最大浓度增值**分别为 0.068mg/L、0.137mg/L、0.0018mg/L、0.091mg/L、0.001mg/L、0.011mg/L、0.001mg/L、0.001mg/L、0.002mg/L、0.001mg/L、0.005μg/L 、0.0002mg/L、0.0002mg/L、0.001mg/L、0.001mg/L、0.005mg/L，分别占三类标准的 0.1%、3.4%、9.0%、22.8%、3.3%、3.7%、1.0%、10.0%、4.0%、5.0%、2.5%、2.0%、0.0%、0.2%、1.0%、5.0%。

表 8.6-2　　废水排放污染物浓度增值情况表

序号	污染物类型	排污区内最大增量浓度		排污区边界最大增量浓度	
		冬季	夏季	冬季	夏季
1	悬浮物	0.289	0.142	0.095	0.068
2	化学需氧量	0.579	0.283	0.190	0.137
3	氨氮	0.077	0.038	0.025	0.018
4	总氮	0.386	0.189	0.127	0.091
5	总磷	0.005	0.002	0.002	0.001
6	石油类	0.048	0.024	0.016	0.011
7	硫化物	0.005	0.002	0.002	0.001
8	挥发酚	0.003	0.001	0.001	0.001
9	总钒	0.005	0.005	0.002	0.001
10	总镍	0.001	0.0005	0.0003	0.0002
11	总汞	0.000019	0.000009	0.000006	0.000005
12	苯	0.001	0.0005	0.0003	0.0002
13	甲苯	0.001	0.0005	0.0003	0.0002
14	二甲苯	0.004	0.002	0.001	0.001
15	总氰化物	0.005	0.002	0.002	0.001
16	丙烯腈	0.019	0.009	0.006	0.005

表 8.6-3　　冬季污染物浓度增值和预测值的占标情况统计

污染物类型	环境本底值（mg/L）	一类评价标准（mg/L）	三类评价标准（mg/L）	排污口中心浓度增值占标率（%）	纳污区边界最大浓度增值占标率（%）	排污中心预测值占标率（三类，%）	纳污区边界预测值占标率（三类，%）	纳污区边界预测值占标率（一类，%）
悬浮物	35.5	10	人为增加≤100	0.3	0.1	0.3	0.1	1.0
化学需氧量（COD_{Mn}）	0.60	2	4	14.5	4.8	29.5	19.8	39.5
氨氮（非离子氨）	0.0058	0.020	0.020	38.0	12.5	67.0	41.5	41.5
总氮	0.178	0.2①	0.4①	96.5	31.8	**141.0**	76.3	**152.5**
总磷	0.024	0.015②	0.030②	16.7	6.7	96.7	86.7	**173.3**
石油类	0.022	0.05	0.30	16.0	5.3	23.3	12.7	76.0
硫化物	0.0005	0.02	0.10	5.0	2.0	13.0	10.0	50.0
挥发酚	0.0039	0.05	0.010	30.0	10.0	69.0	49.0	98.0
总钒	0.0006	0.05③	0.05③	10.0	4.0	11.2	5.2	5.2
总镍	0.0006	0.005	0.005	20.0	6.0	32.0	18.0	18.0
总汞	0.0000373	0.00005	0.0002	9.5	3.0	28.2	21.7	86.6
苯	0.0005	0.01③	0.01③	10.0	3.0	60.0	53.0	53.0
甲苯	0.0074	0.7③	0.7③	0.1	0.0	1.2	1.1	1.1
二甲苯	0.0077	0.5③	0.5③	0.8	0.2	2.3	1.7	1.7
总氰化物	0.0005	0.005	0.10	5.0	2.0	5.5	2.5	50.0
丙烯腈	0.0015	0.1③	0.1③	19.0	6.0	20.5	7.5	7.5

注：①《海水水质标准》（GB3097-1997）总氮以无机氮指标衡量，氨氮换算成非离子氨衡量；②以活性磷酸盐衡量；③钒、苯、甲苯、二甲苯和丙烯腈参考《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）中集中式生活饮用水地表水源地特定项目标准限值。

表 8.6-4　　夏季污染物浓度增值和预测值的占标情况统计

污染物类型	环境本底值（mg/L）	一类评价标准（mg/L）	三类评价标准（mg/L）	排污口中心浓度增值占标率（%）	纳污区边界最大浓度增值占标率（%）	排污中心预测值占标率（三类，%）	纳污区边界预测值占标率（三类，%）	纳污区边界预测值占标率（一类，%）
悬浮物	35.5	10	人为增加≤100	0.1	0.1	0.1	0.1	1.0
化学需氧量	0.60	2	4	7.1	3.4	22.1	18.4	36.9
氨氮（非离子氨）	0.0058	0.020	0.020	19.0	9.0	48.0	38.0	38.0
总氮	0.178	0.2①	0.4①	47.3	22.8	91.8	67.3	**134.5**
总磷	0.024	0.015②	0.030②	6.7	3.3	86.7	83.3	**166.7**
石油类	0.022	0.05	0.30	8.0	3.7	15.3	11.0	66.0
硫化物	0.0005	0.02	0.10	2.0	1.0	10.0	9.0	45.0
挥发酚	0.0039	0.005	0.010	14.0	7.0	53.0	46.0	92.0
总钒	0.0006	0.05③	0.05③	10.0	4.0	11.2	5.2	5.2
总镍	0.0006	0.005	0.005	10.0	5.0	13.0	8.0	32.0
总汞	0.0000373	0.00005	0.0002	4.5	2.5	23.2	21.2	84.6
苯	0.0005	0.01③	0.01③	10.0	2.0	60.0	52.0	52.0
甲苯	0.0074	0.7③	0.7③	0.1	0.0	1.2	1.1	1.1
二甲苯	0.0077	0.5③	0.5③	0.4	0.2	1.9	1.7	1.7
总氰化物	0.0005	0.005	0.10	2.0	1.0	2.5	6.5	30.0
丙烯腈	0.0015	0.1③	0.1③	9.0	5.0	10.5	1.7	6.5

注：①《海水水质标准》（GB3097-1997）中无氨氮和总氮指标，以无机氮衡量；②以活性磷酸盐衡量；③钒、苯、甲苯、二甲苯和丙烯腈参考《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）中集中式生活饮用水地表水源地特定项目标准限值。

8.6.1.4 环境质量控制因子达标分析

（1）环境现状本底值

从保守角度考虑，以排污口站位 2010 年~2017 年历次调查排污口站位调查结果最差值作为纳污区现状本底值。

（2）纳污区范围边界最大浓度增值

《近岸海域环境功能区划》中用于大南海工业区的排污的纳污区为“306B 深海排污区”。该纳污区范围为以中心为 116°16′4.988″E，22°54′30.082″N，1.4km×1.4km 的正方形。

根据预测结果，各污染物在该纳污区边界的最大浓度增值见表 8.6-2。

（3）达标分析

排污口中心达标情况：冬季预测因子中无机氮的预测值超过三类海水标准 0.41 倍，超标面积 0.011km^2。除无机氮外，其他预测因子在排污口中心的浓度增值叠加本底值后的预测值均能达到海水水质三类标准；夏季所有预测因子在排污口中心均能达到三类海水标准。

纳污区边界达标情况：夏季各预测因子在排污口边界均能达到一类标准；冬季各预测因子除无机氮和活性磷酸盐外，纳污区边界预测值均能达到一类海水标准。冬季无机氮和活性磷酸盐在一类区边界超标倍数分别为 0.53 倍和 0.73 倍，本项目排放污总氮和总磷对边界的贡献率分别为 63.5%和 13.3%。纳污海域及周边附近海水中无机氮和活性磷酸盐的环境现状测值已经接近甚至超过了一类海水水质标准，应对总氮和总磷采取相应的区域削减和倍量替代措施，才能保证纳污区附近的海洋环境质量不下降。

8.6.1.4.1

8.6.1.4.1

8.6.1.4.1 对保护目标的影响分析

项目排海口附近的环境保护目标主要包括“206 东海重要砂质岸线及邻近海域限制类红线区”、“208 惠来县人工鱼礁重要渔业海域限制类红线区”和揭阳市神泉渔业市级自然保护区（209 神泉珍惜濒危物种集中分布区限制类红线区）。其余的自然保护区、渔业资源养护养殖区、旅游区、生态红线区等全部位于上述三个保护目标以外更远的的海域，其影响更小。因此报告重点分析上述三个保护目标的影响，情况汇总见表 8.6-5~表 8.6-7。

废水排放后对保护目标的。

（1） 206 东海重要砂质岸线及邻近海域限制类红线区

悬浮物、化学需氧量、非离子氨、总氮、总磷、石油类、硫化物、挥发酚、总钒、镍、总汞、苯、甲苯、二甲苯、总氰化物、丙烯腈最大浓度增值分别占二类标准的 0.5%、3.5%、4.8%、23.2%、3.0%、17.4%、1.8%、10.0%、1.8%、2.0%、1.8%、2.0%、0.0%、0.1%、18.0%和 3.5%。

叠加本底值后，悬浮物、化学需氧量、非离子氨、总氮、总磷、石油类、硫化物、挥发酚、总钒、镍、总汞、苯、甲苯、二甲苯、总氰化物、丙烯腈预测值分别占二类标准的 0.5%、25.1%、22.6%、66.8%、46.3%、55.4%、3.4%、38.0%、3.0%、9.0%、29.8%、52.0%、1.9%、2.1%、28.0%和 4.1%。

（2）208 惠来县人工鱼礁重要渔业海域限制类红线区

悬浮物、化学需氧量、非离子氨、总氮、总磷、石油类、硫化物、挥发酚、总钒、镍、总汞、苯、甲苯、二甲苯、总氰化物、丙烯腈最大浓度增值分别占一类标准的 0.4%、4.1%、3.8%、27.1%、4.7%、13.6%、3.5%、8.0%、1.4%、2.0%、5.4%、1.0%、0.0%、0.1%、14.0%和 2.7%。

叠加本底值后，悬浮物、化学需氧量、非离子氨、总氮、总磷、石油类、硫化物、挥发酚、总钒、镍、总汞、苯、甲苯、二甲苯、总氰化物、丙烯腈预测值分别占一类标准的 0.4%、32.1%、21.8%、103.1%、278.0%、43.6%、6.5%、76.0%、2.6%、12.0%、71.4%、51.0%、2.1%、2.0%、24.0%和 3.3%。

（3）揭阳市神泉渔业市级自然保护区（209 限制类红线区）

悬浮物、化学需氧量、非离子氨、总氮、总磷、石油类、硫化物、挥发酚、总钒、镍、总汞、苯、甲苯、二甲苯、总氰化物、丙烯腈最大浓度增值分别占一类标准的 0.2%、2.2%、2.1%、15.0%、2.7%、7.4%、2.0%、4.0%、0.8%、2.0%、3.0%、1.0%、0.0%、0.1%、8.0%和 1.5%。

叠加本底值后，悬浮物、化学需氧量、非离子氨、总氮、总磷、石油类、硫化物、挥发酚、总钒、镍、总汞、苯、甲苯、二甲苯、总氰化物、丙烯腈预测值分别占一类标准的 0.2%、38.2%、21.6%、93.0%、262.7%、49.4%、5.0%、72.0%、2.0%、12.0%、75.0%、41.0%、2.1%、2.0%、18.0%和 2.1%。

综上，尽管叠加本底值后，“208 惠来县人工鱼礁重要渔业海域限制类红线

区”的无机氮和活性磷酸盐出现超标，揭阳神泉渔业市级自然保护区（209 限制类红线区）的活性磷酸盐出现超标，但本项目对上述两个保护目标的的贡献率并不大，超标主要是本底值较高所致。应当采取区域削减措施和倍量替代的措施保证区域海洋环境质量不下降。

表 8.6-5　对环境敏感保护目标的影响（206 限制类红线区，二类水质）

污染物类型	东海重要砂质岸线及邻近海域限制类红线区		
	影响浓度（mg/L）	增值占标（%）	预测值占标（%）
悬浮物	<0.0521	0.5	0.5
化学需氧量	<0.1042	3.5	25.1
非离子氨	<0.0010	4.8	22.6
总氮	<0.0695	23.2	66.8
总磷	<0.0009	3.0	46.3
石油类	<0.0087	17.4	55.4
硫化物	<0.0009	1.8	3.4
挥发酚	<0.0005	10.0	38.0
总钒	<0.0009	1.8	3.0
总镍	<0.0002	2.0	9.0
总汞	3.5×10^{-6}	1.8	29.8
苯	<0.0002	2.0	52.0
甲苯	<0.0002	0.0	1.9
二甲苯	<0.0007	0.1	2.1
总氰化物	<0.0009	18.0	28.0
丙烯腈	<0.0035	3.5	4.1

表 8.6-6　对环境敏感保护目标的影响（208 限制类红线区，一类水质）

污染物类型	惠来县人工鱼礁重要渔业海域限制类红线区		
	影响浓度（mg/L）	增值占标（%）	预测值占标（%）
悬浮物	<0.0406	0.4	0.4
化学需氧量	<0.0811	4.1	32.1
非离子氨	<0.00075	3.8	21.8
总氮	<0.0541	27.1	**103.1**
总磷	<0.0007	4.7	**278.0**
石油类	<0.0068	13.6	43.6
硫化物	<0.0007	3.5	6.5
挥发酚	<0.0004	8.0	76.0
总钒	<0.0007	1.4	2.6
镍	<0.0001	2.0	12.0
总汞	$<3.5\times10^{-6}$	5.4	71.4
苯	<0.0001	1.0	51.0
甲苯	<0.0001	0.0	2.1
二甲苯	<0.0005	0.1	2.0
总氰化物	<0.0007	14.0	24.0
丙烯腈	<0.0027	2.7	3.3

表 8.6-7 对环境敏感保护目标的影响

（揭阳市神泉渔业市级自然保护区和 209 限制类红线区，一类水）

污染物类型	揭阳市神泉渔业市级自然保护区		
	影响浓度（mg/L）	增值占标（%）	预测值占标（%）
悬浮物	<0.0224	0.2	0.2
化学需氧量	<0.0448	2.2	38.2
氨氮	<0.0060	2.1	21.6
总氮	<0.0299	15.0	93.0
总磷	<0.0004	2.7	**262.7**
石油类	<0.0037	7.4	49.4
硫化物	<0.0004	2.0	5.0
挥发酚	<0.0002	4.0	72.0
总钒	<0.0004	0.8	2.0
镍	<0.0001	2.0	12.0
总汞	1.5×10^{-6}	3.0	75.0
苯	<0.0001	1.0	41.0
甲苯	<0.0001	0.0	2.1
二甲苯	<0.0003	0.1	2.0
总氰化物	<0.0004	8.0	18.0
丙烯腈	<0.0015	1.5	2.1

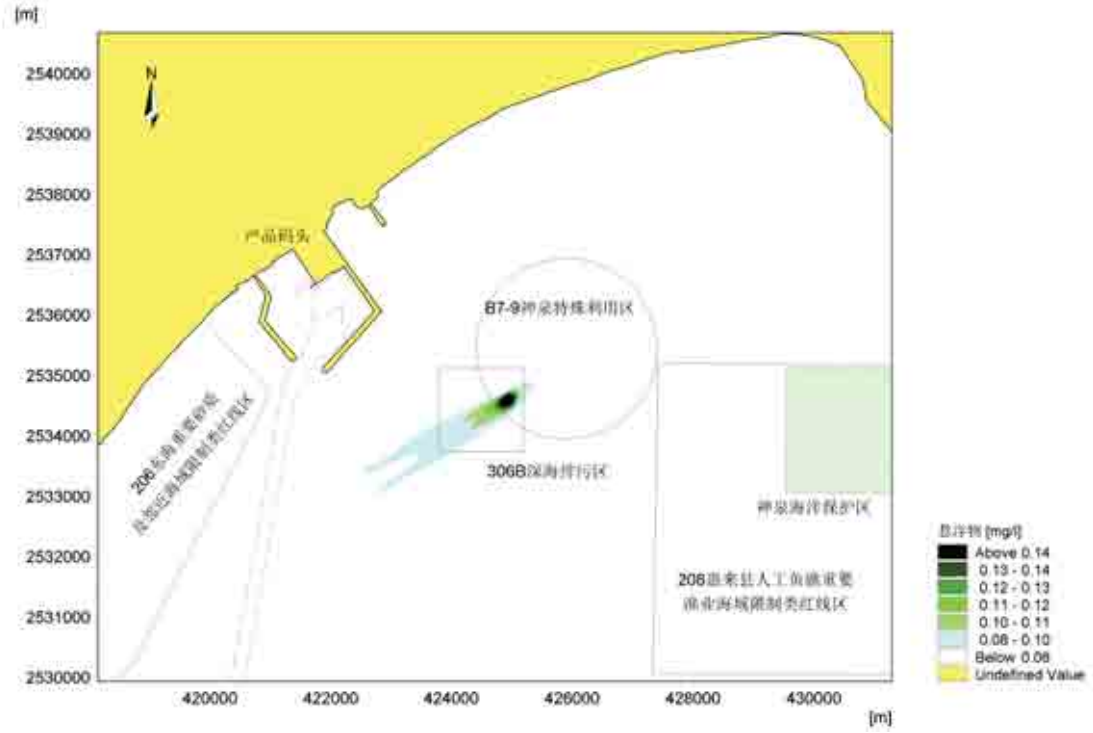


图 8.6-1　　悬浮物浓度增值包络范围（冬季）

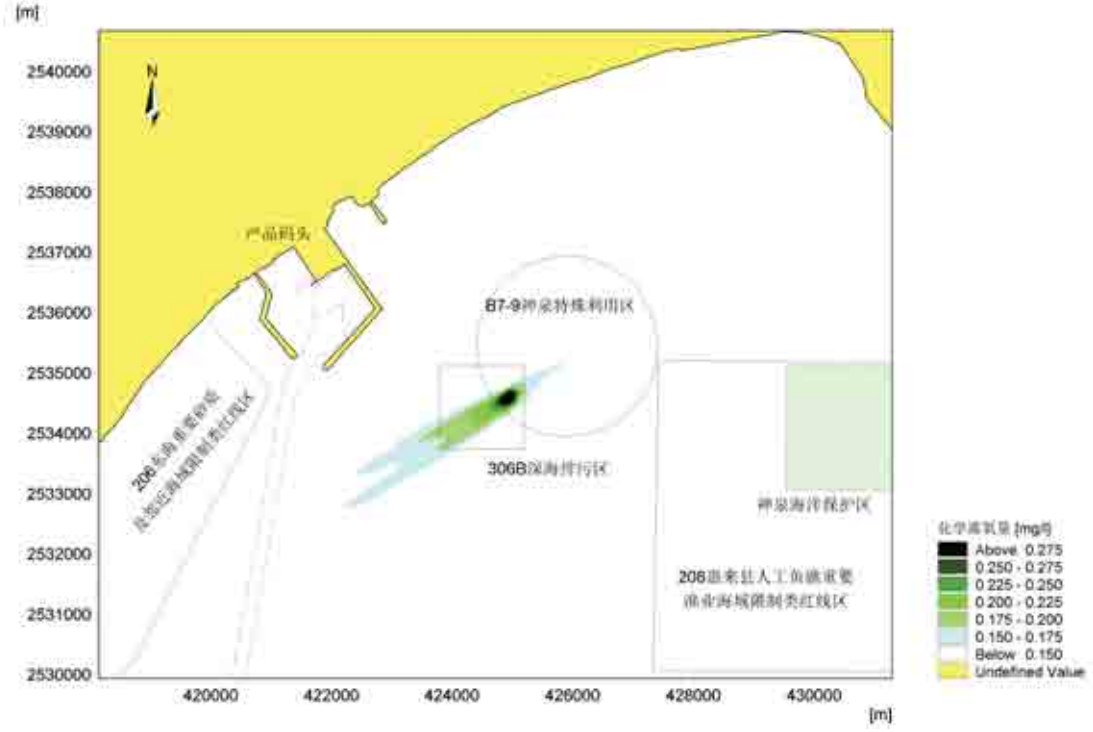


图 8.6-2　　化学需氧量（COD_{Mn}）浓度增值包络范围（冬季）

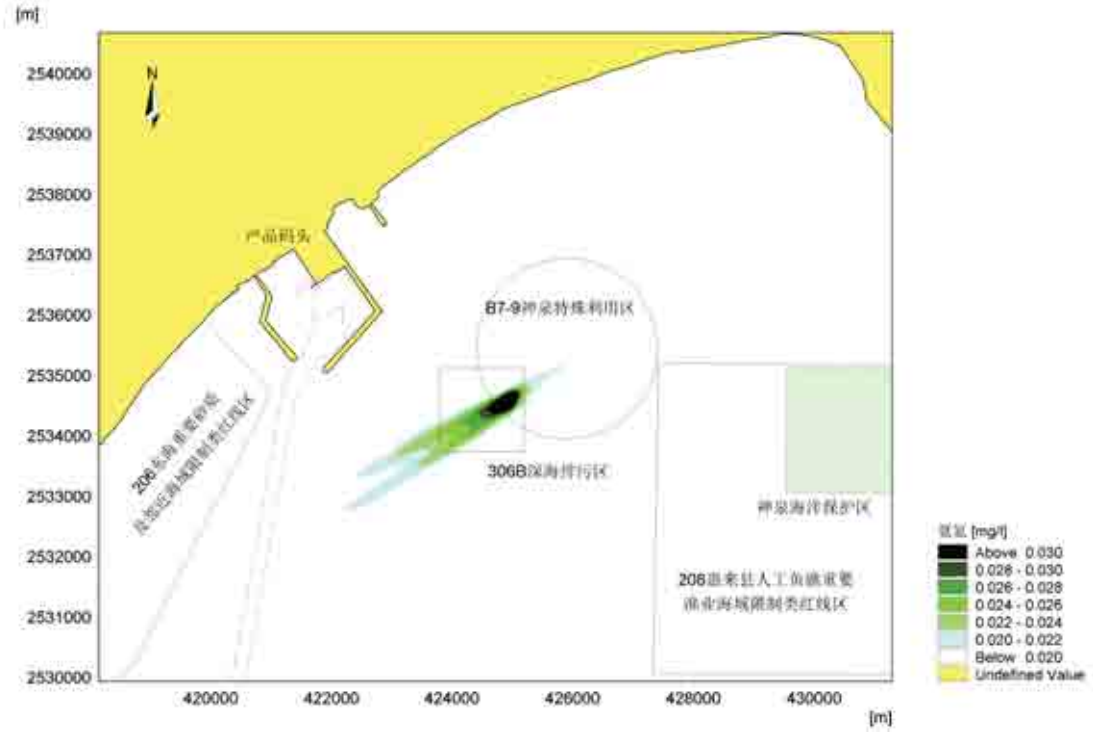


图 8.6-3 氨氮浓度增值包络范围（冬季）

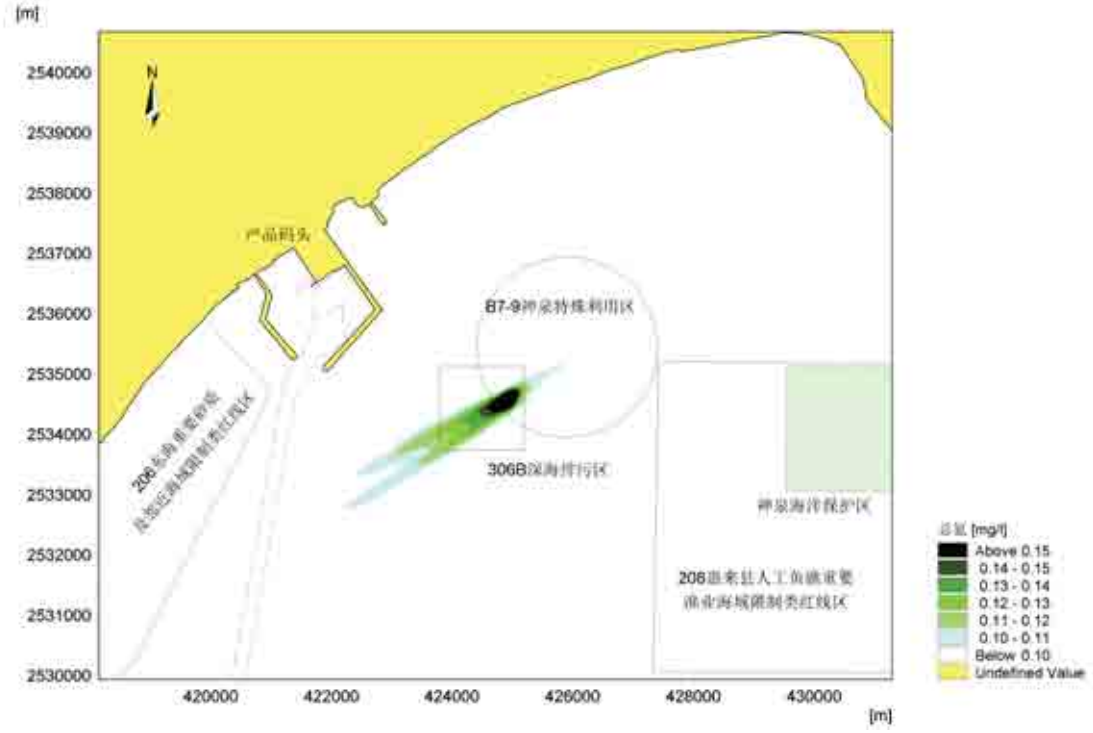


图 8.6-4 总氮浓度增值包络范围（冬季）

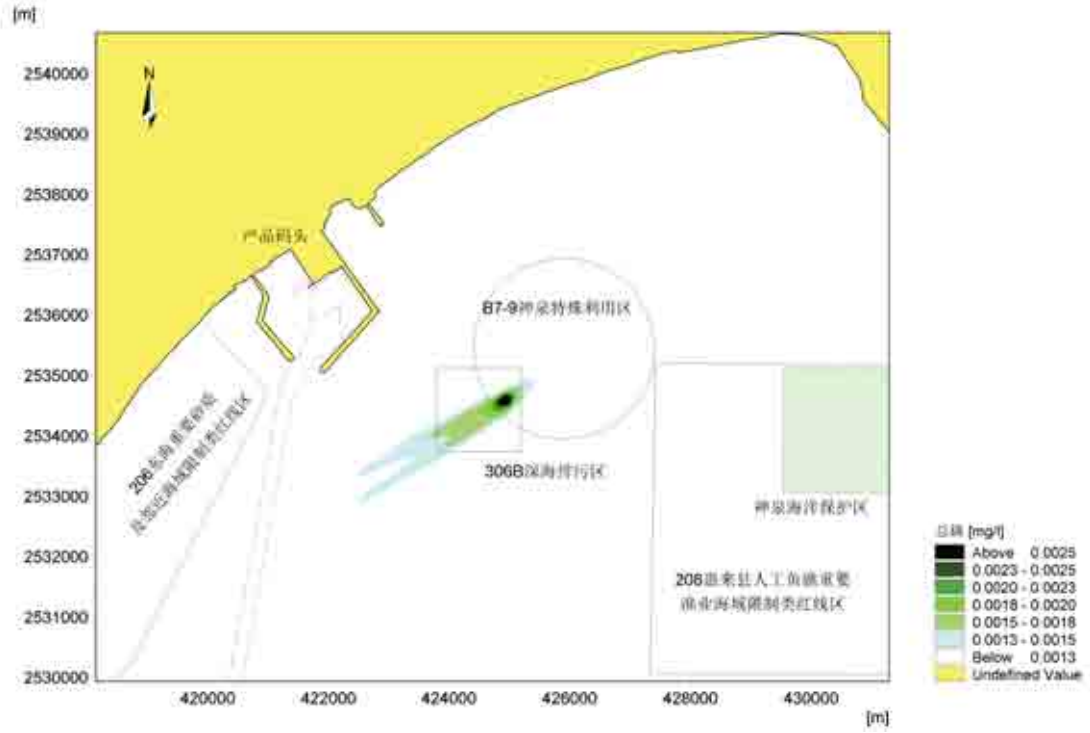


图 8.6-5　　总磷浓度增值包络范围（冬季）

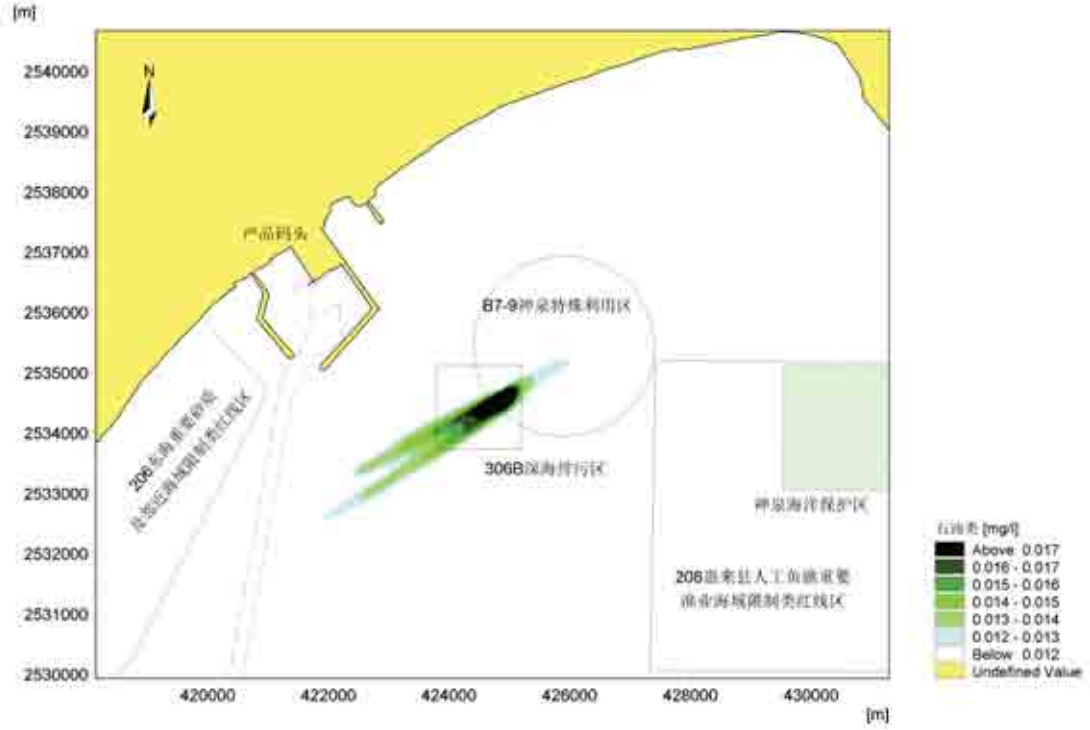


图 8.6-6　　石油类浓度增值包络范围（冬季）

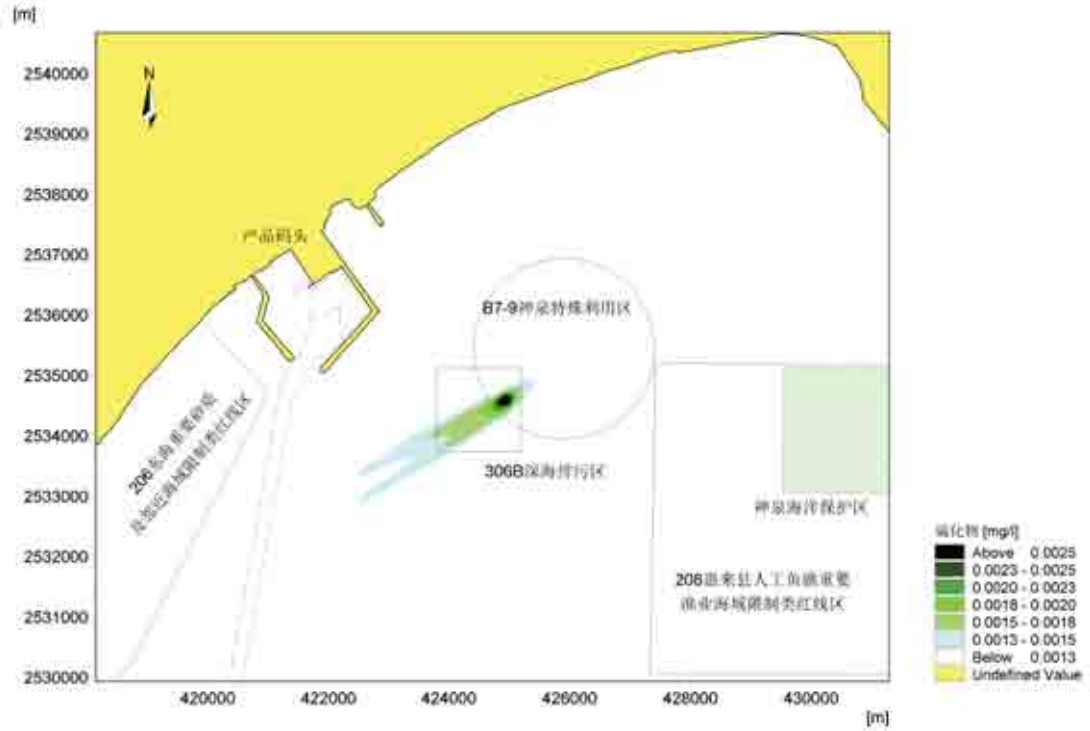


图 8.6-7 硫化物增量浓度增值包络范围（冬季）

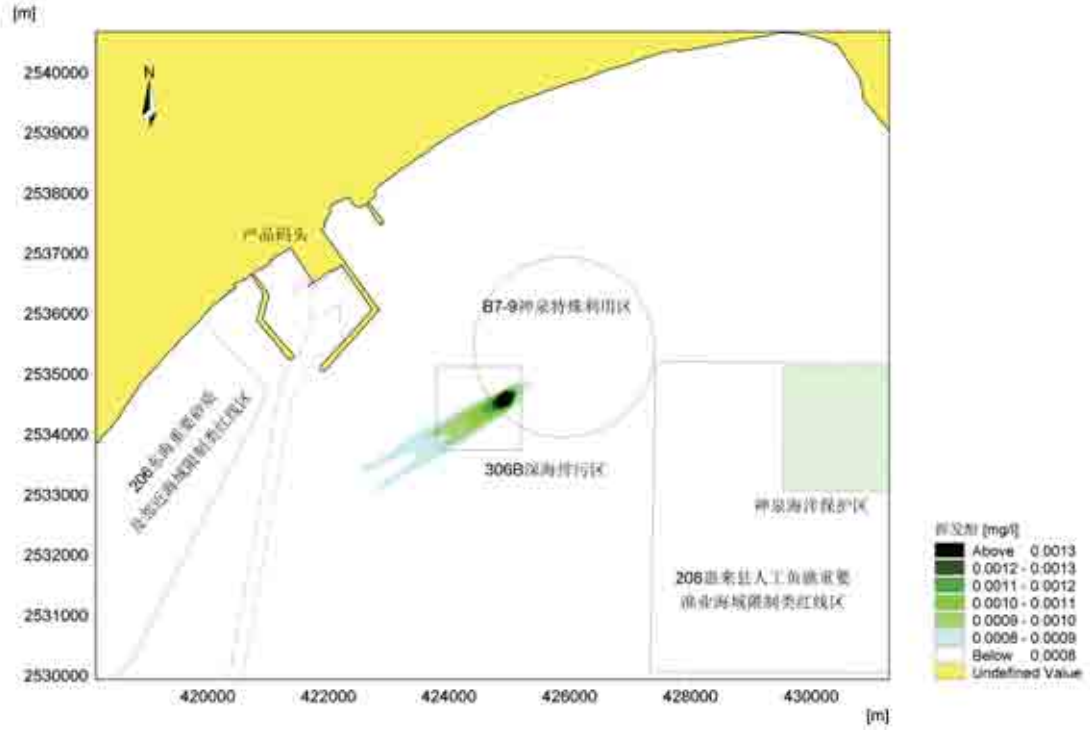


图 8.6-8 挥发酚浓度增值包络范围（冬季）

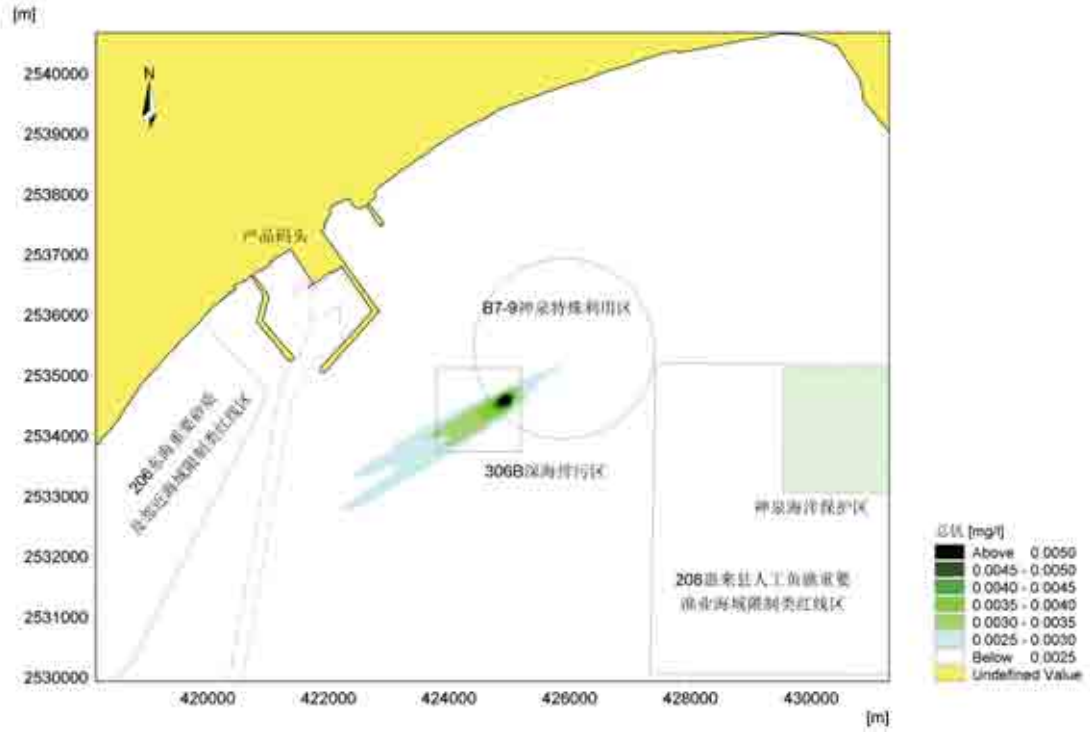


图 8.6-9　　总钒浓度增值包络范围（冬季）

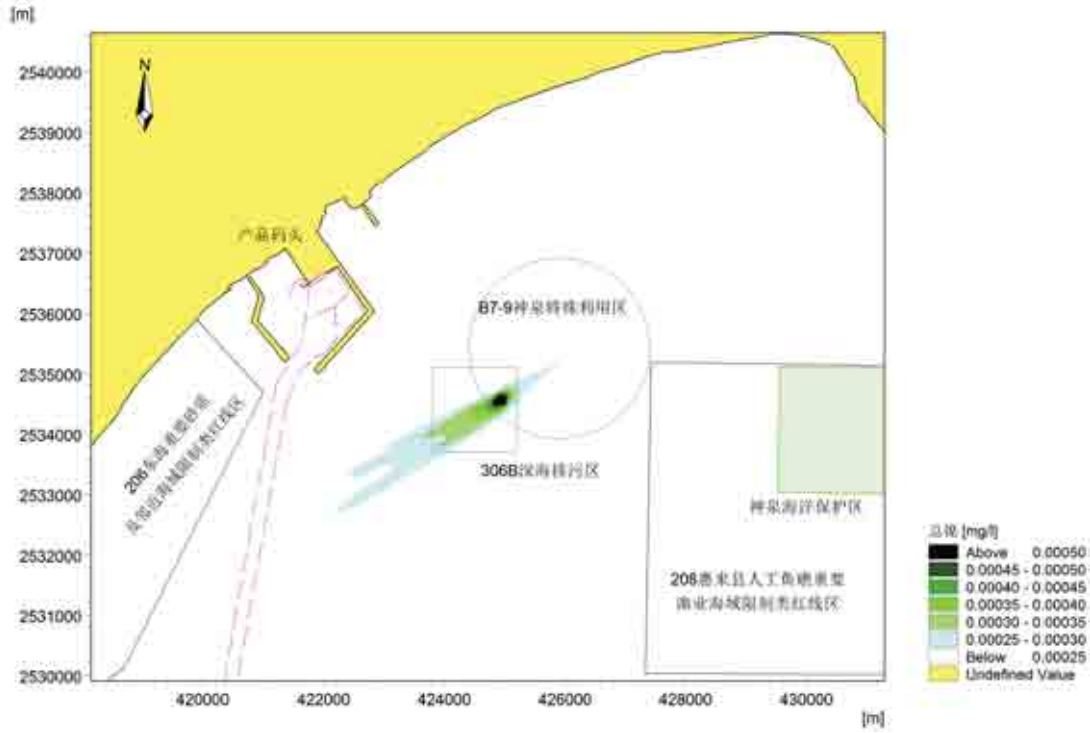


图 8.6-10　　总镍浓度增值包络范围（冬季）

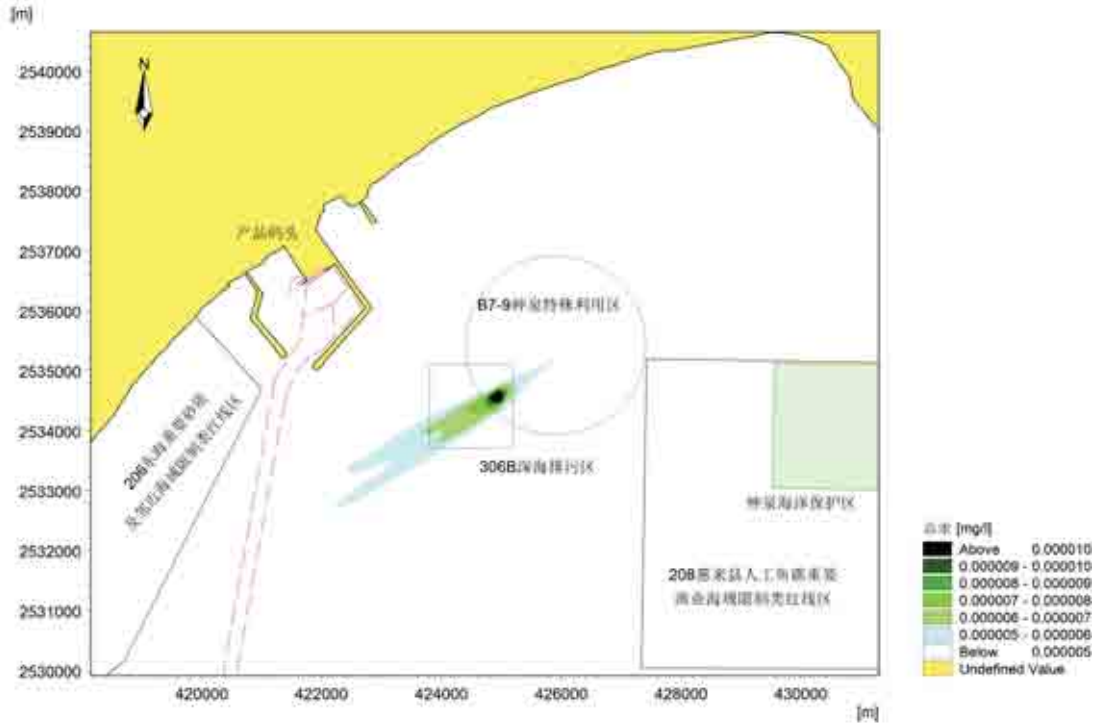


图 8.6-11　　总汞浓度增值包络范围（冬季）

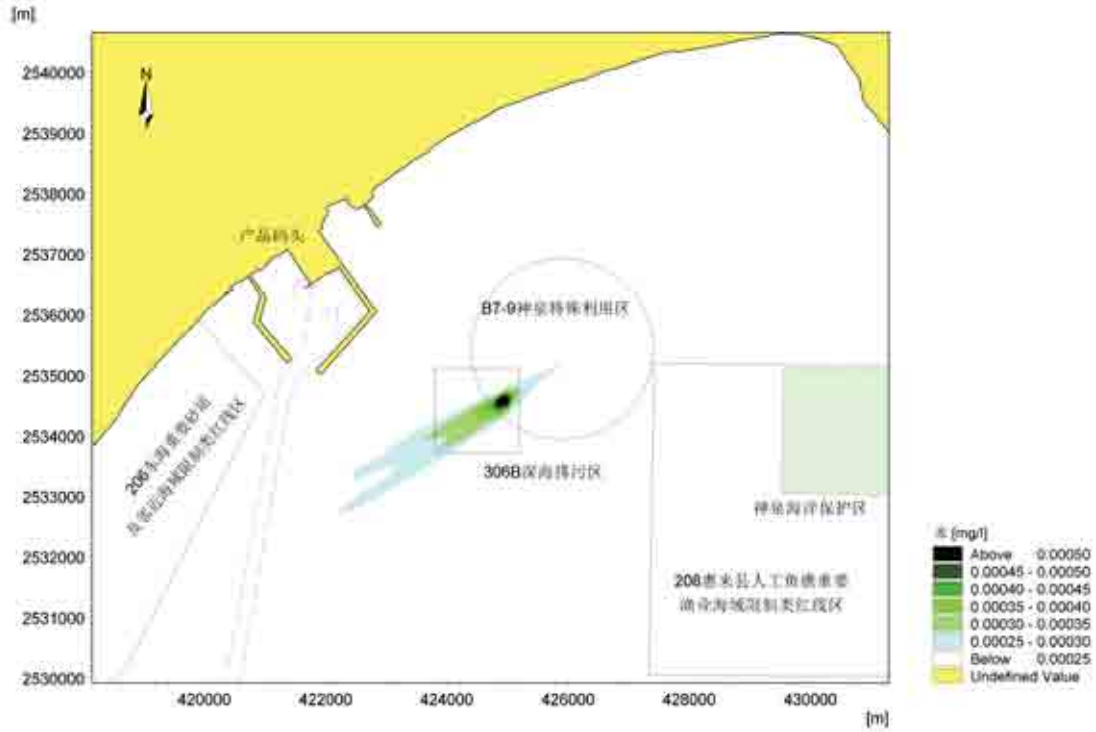


图 8.6-12　　苯浓度增值包络范围（冬季）

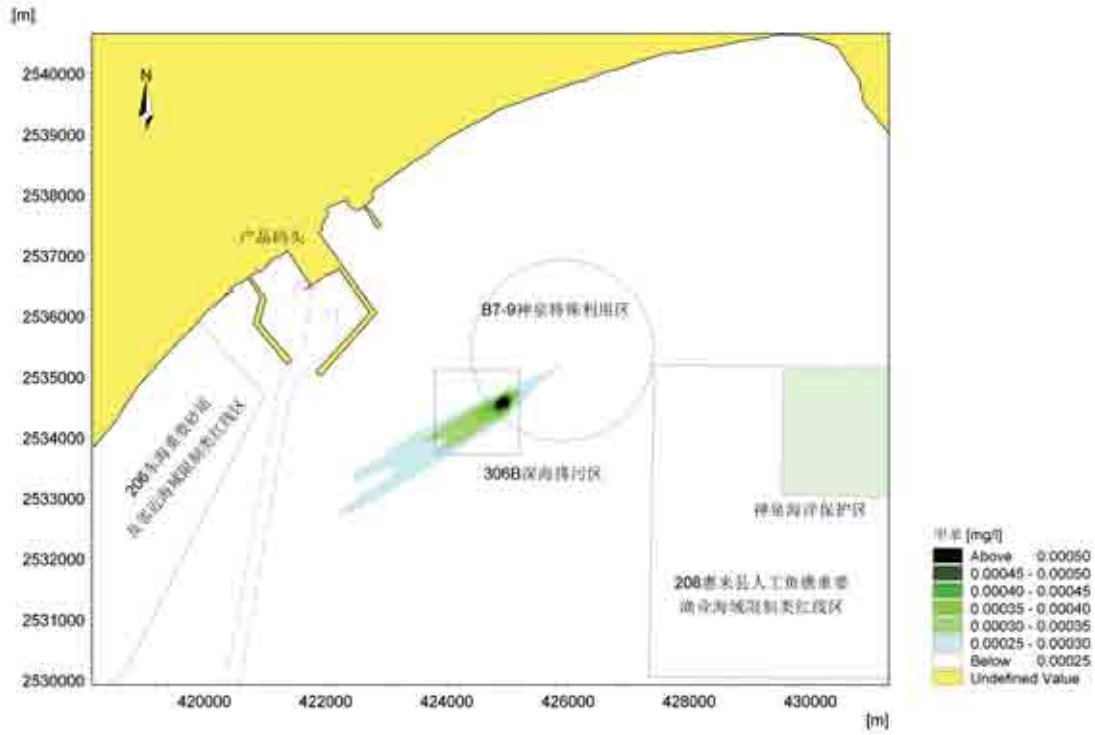


图 8.6-13 甲苯浓度增值包络范围（冬季）

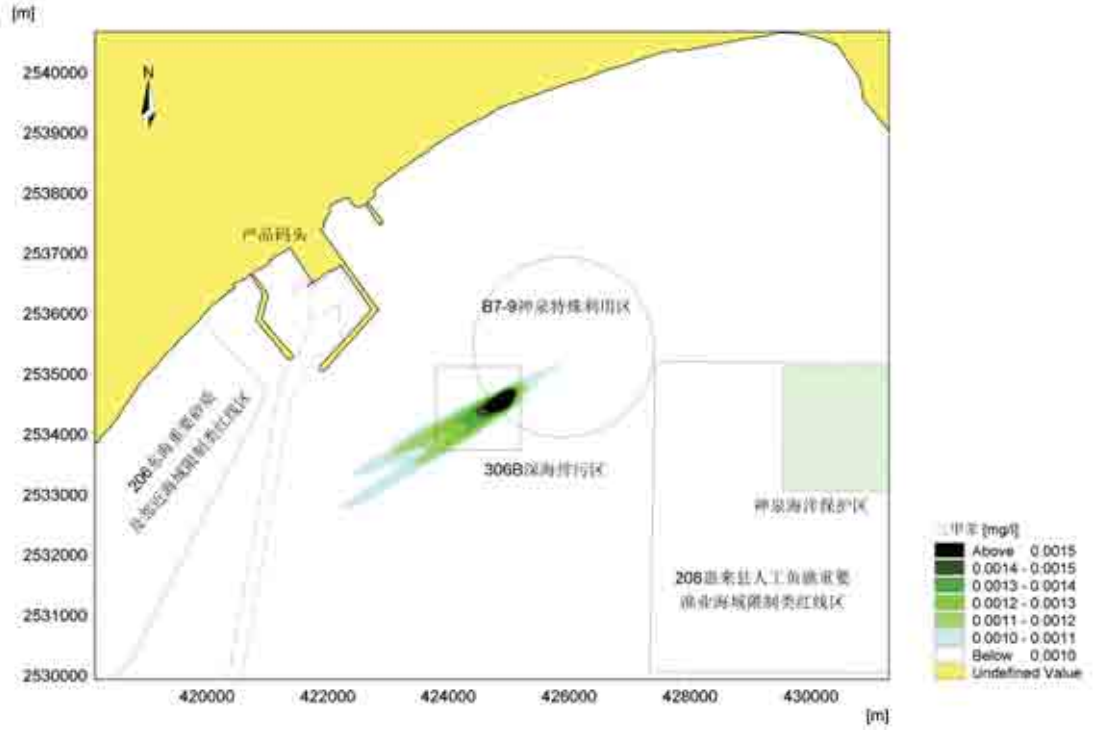


图 8.6-14 二甲苯浓度增值包络范围（冬季）

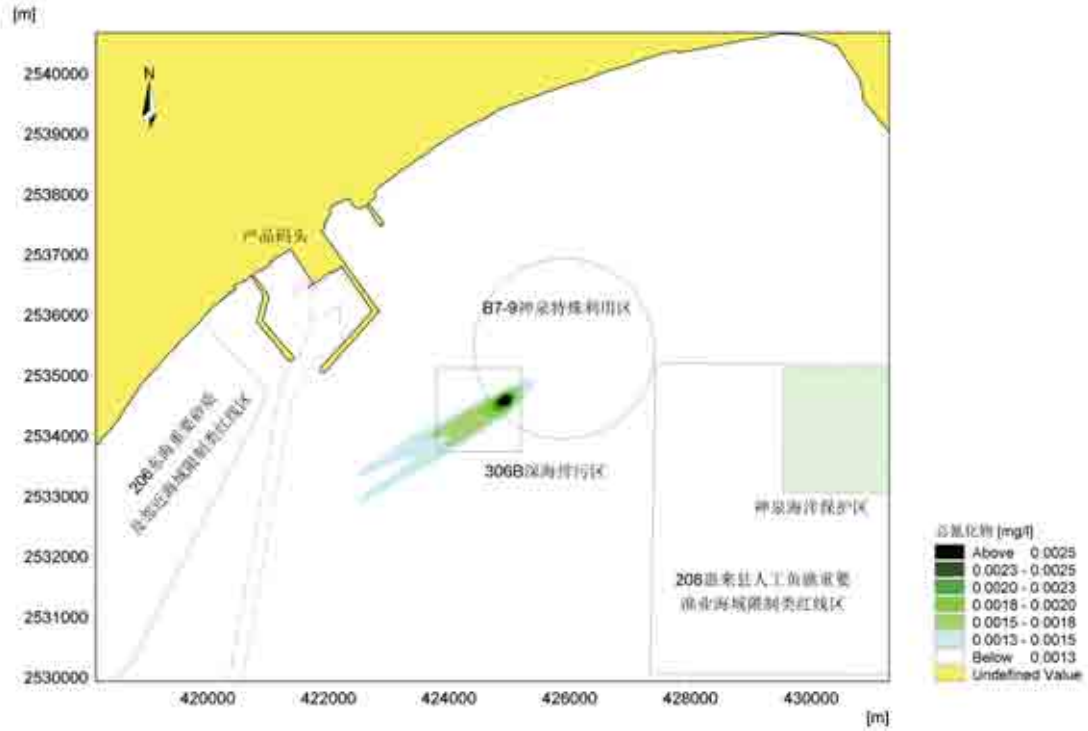


图 8.6-15　　总氰化物浓度增值包络范围（冬季）

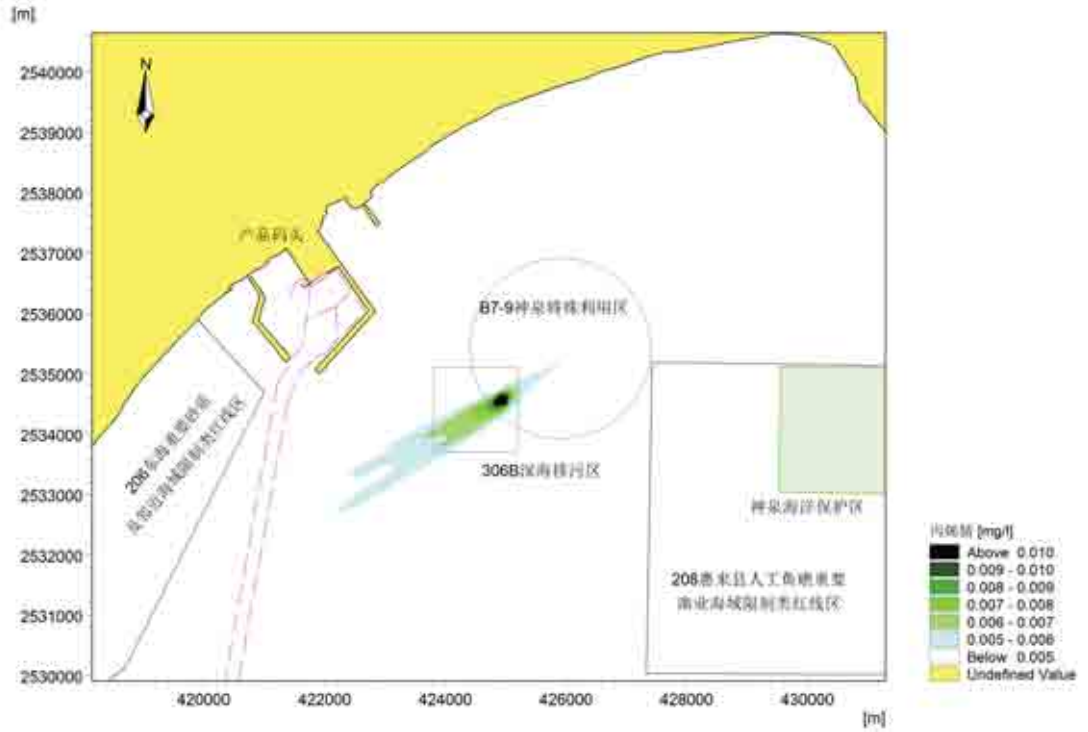


图 8.6-16　　丙烯腈浓度增值包络范围（冬季）

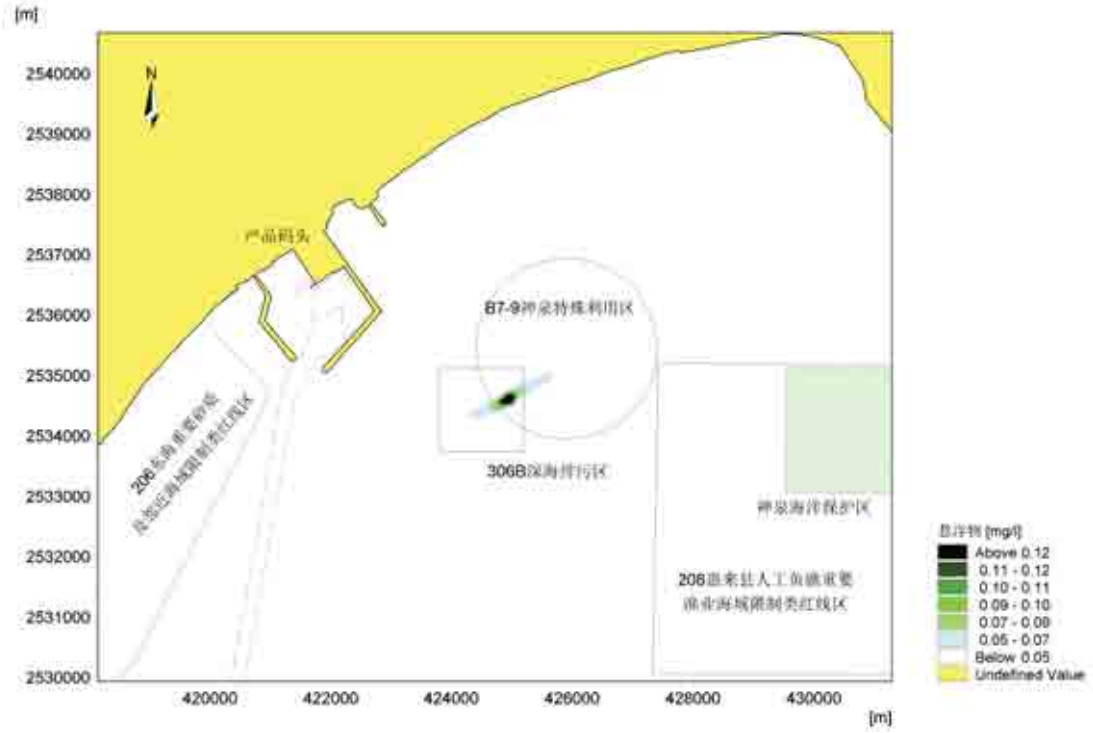


图 8.6-17　　悬浮物浓度增值包络范围（夏季）

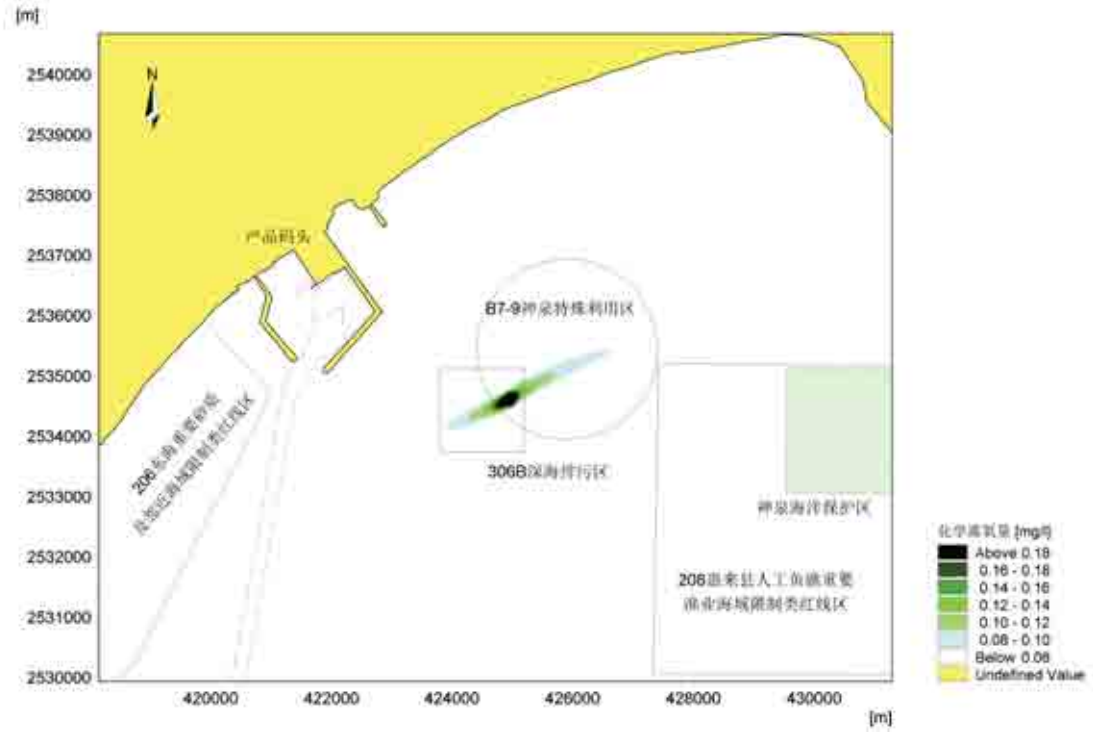


图 8.6-18　　化学需氧量（COD_{Mn}）浓度增值包络范围（夏季）

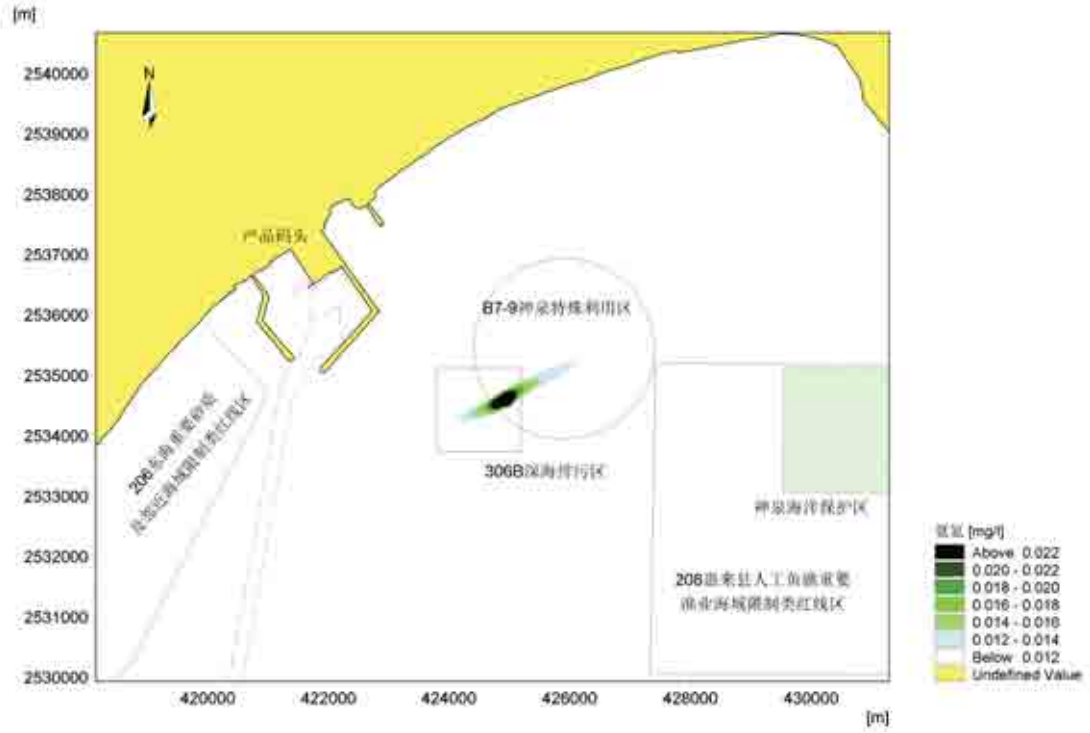


图 8.6-19　　氨氮浓度增值包络范围（夏季）

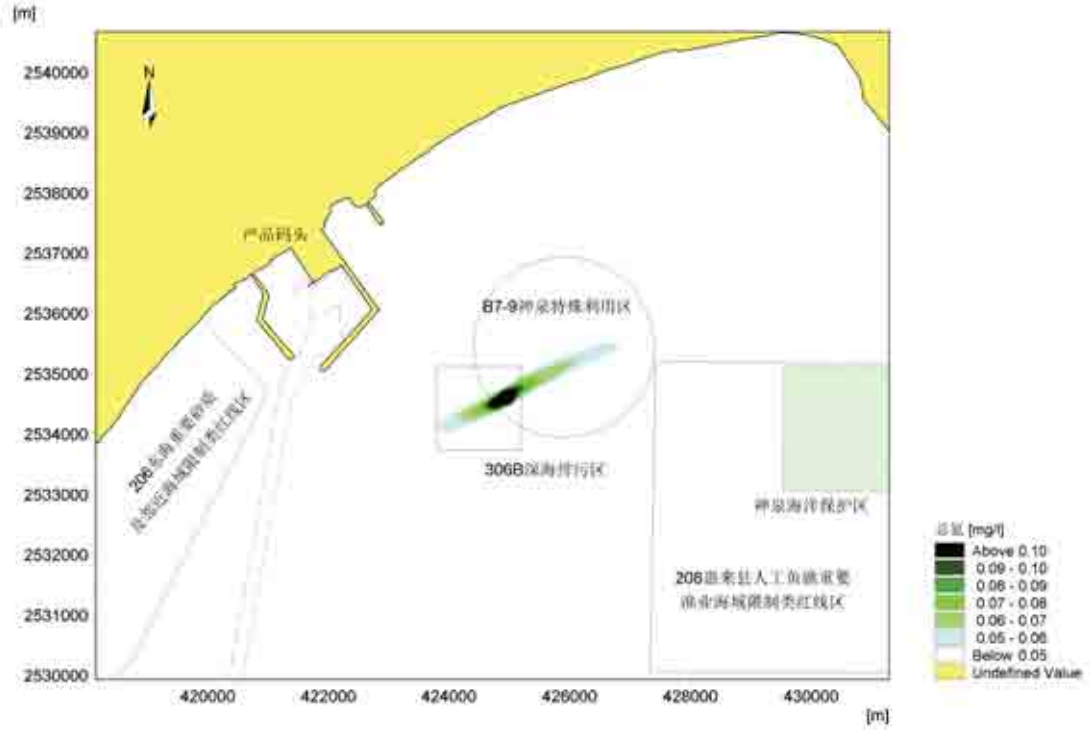


图 8.6-20　　总氮浓度增值包络范围（夏季）

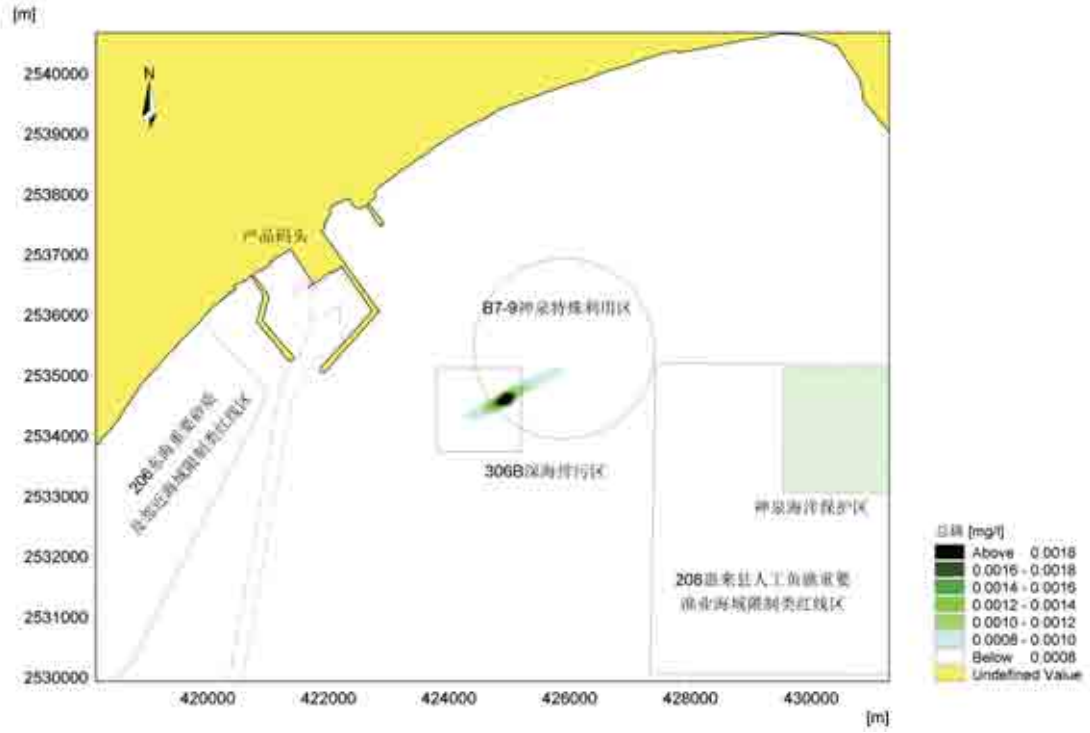


图 8.6-21　　总磷浓度增值包络范围（夏季）

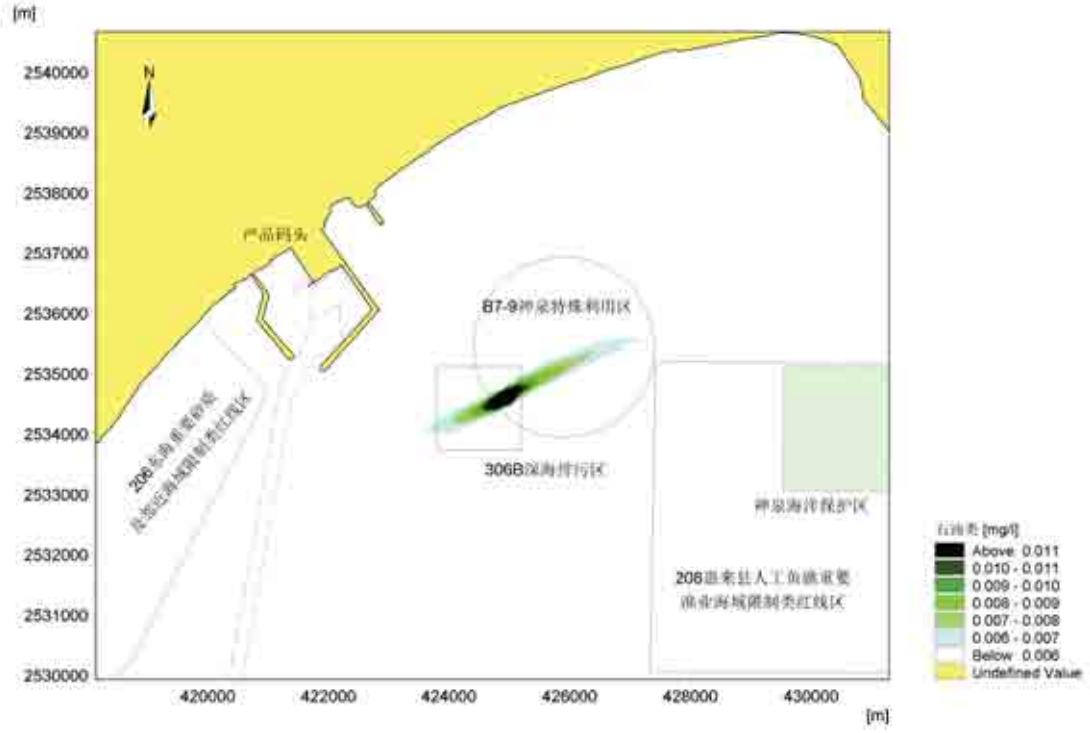


图 8.6-22　　石油类浓度增值包络范围（夏季）

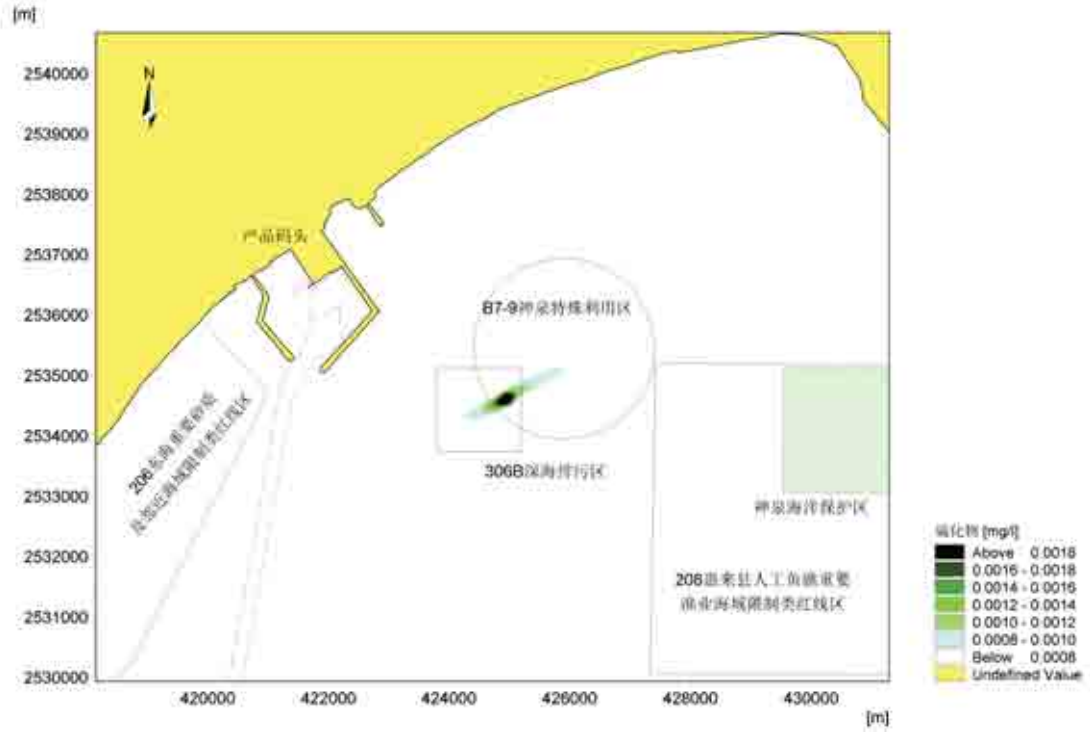


图 8.6-23　　硫化物浓度增值包络范围（夏季）

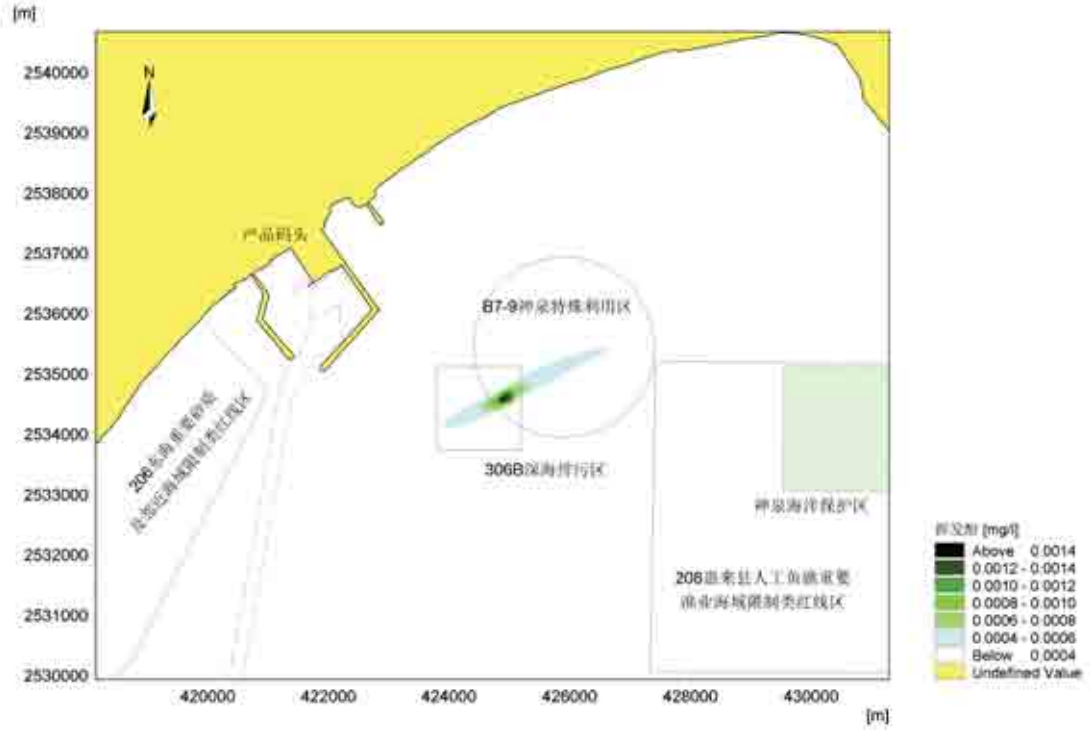


图 8.6-24　　挥发酚浓度增值包络范围（夏季）

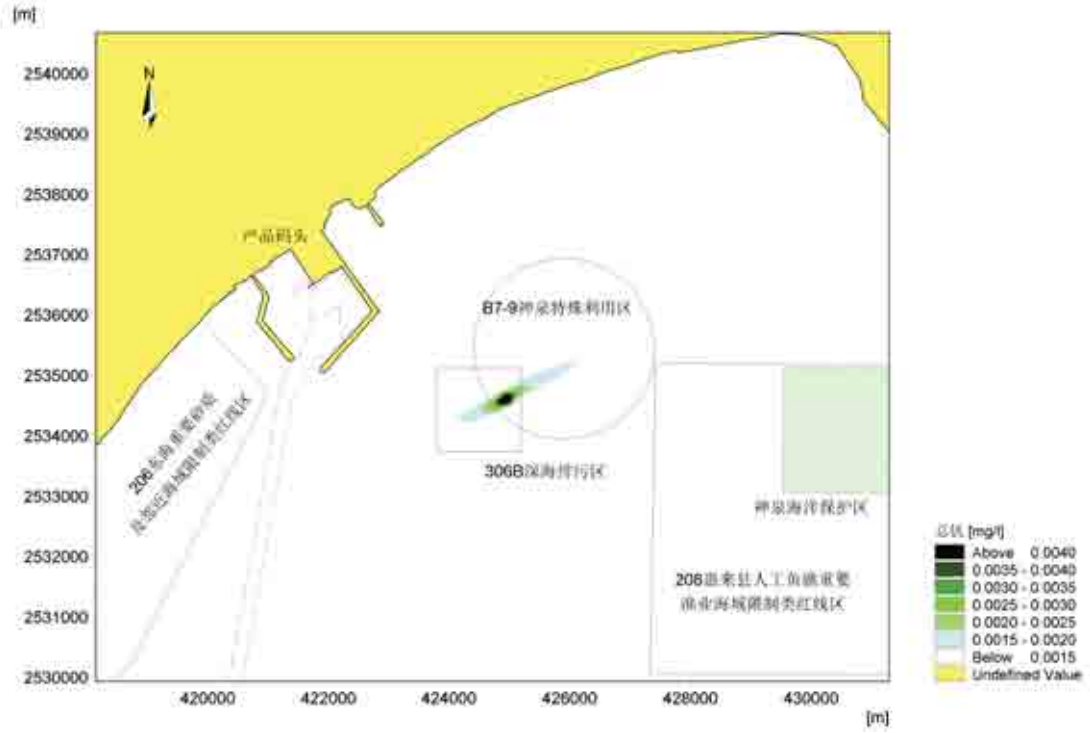


图 8.6-25 总钒浓度增值包络范围（夏季）

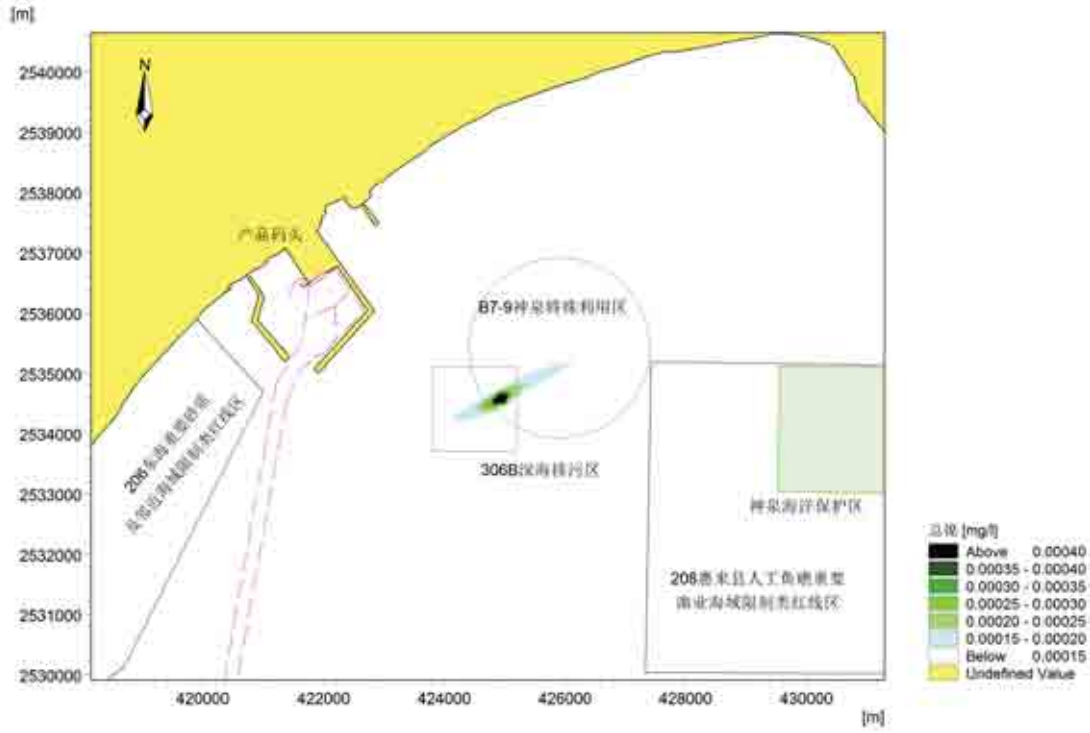


图 8.6-26 镍浓度增值包络范围（夏季）



图 8.6-27　　钒浓度增值包络范围（夏季）

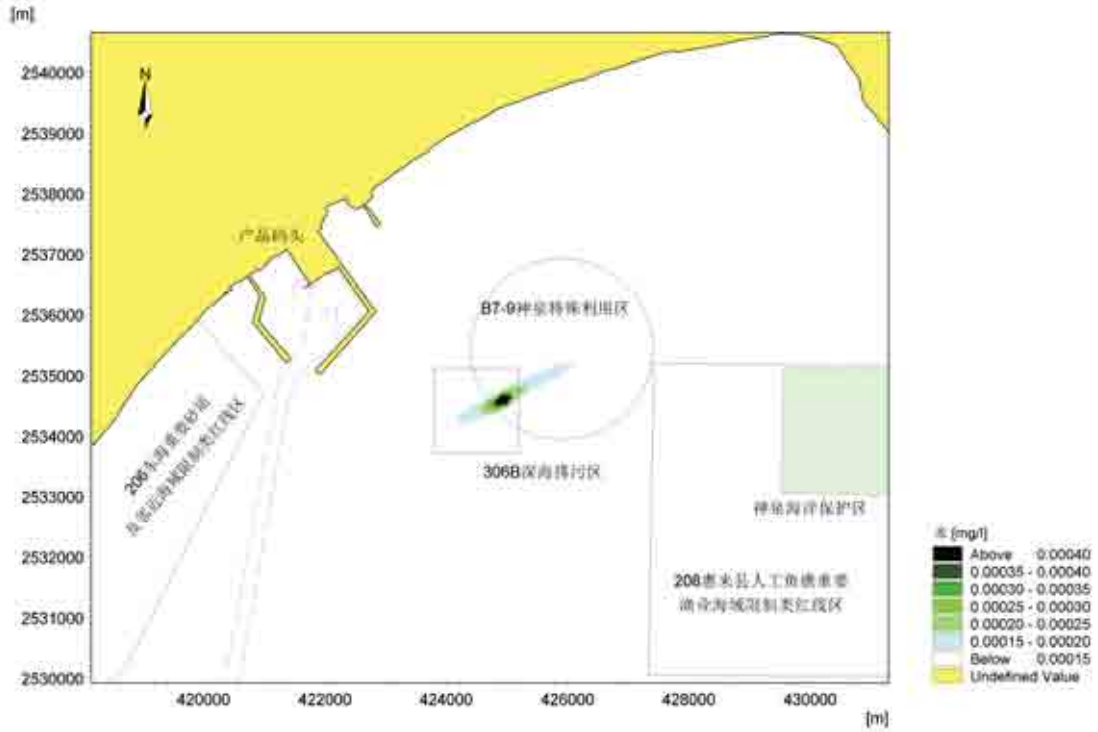


图 8.6-28　　苯浓度增值包络范围（夏季）

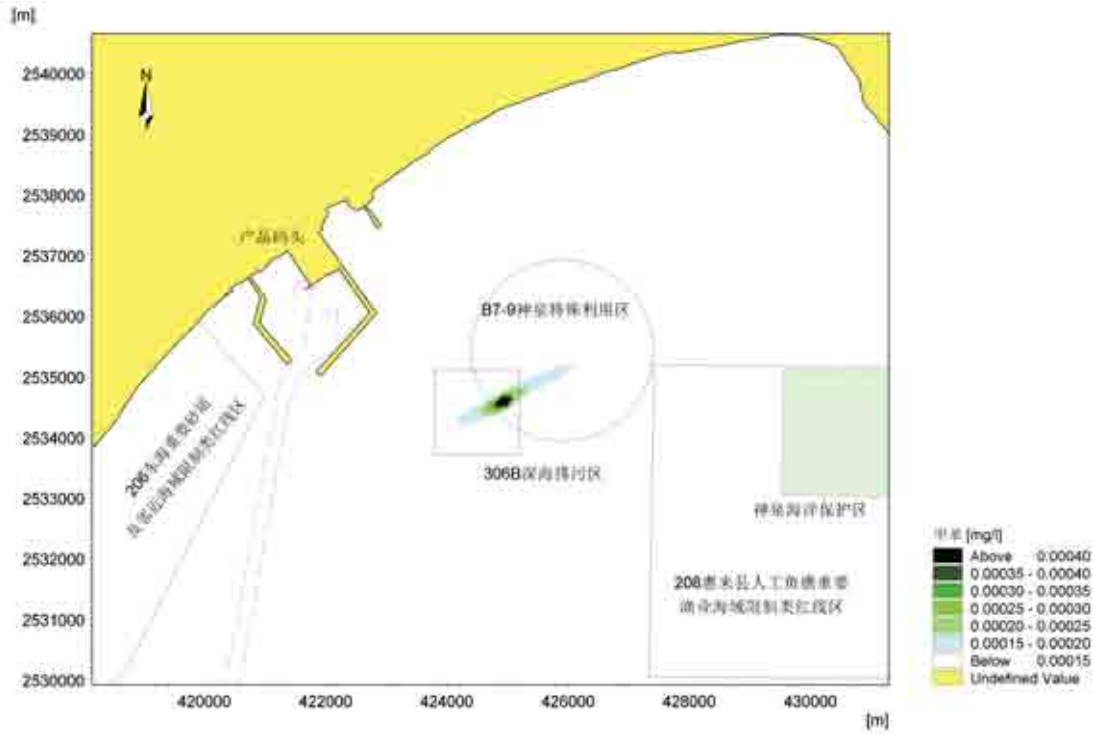


图 8.6-29　　甲苯浓度增值包络范围（夏季）

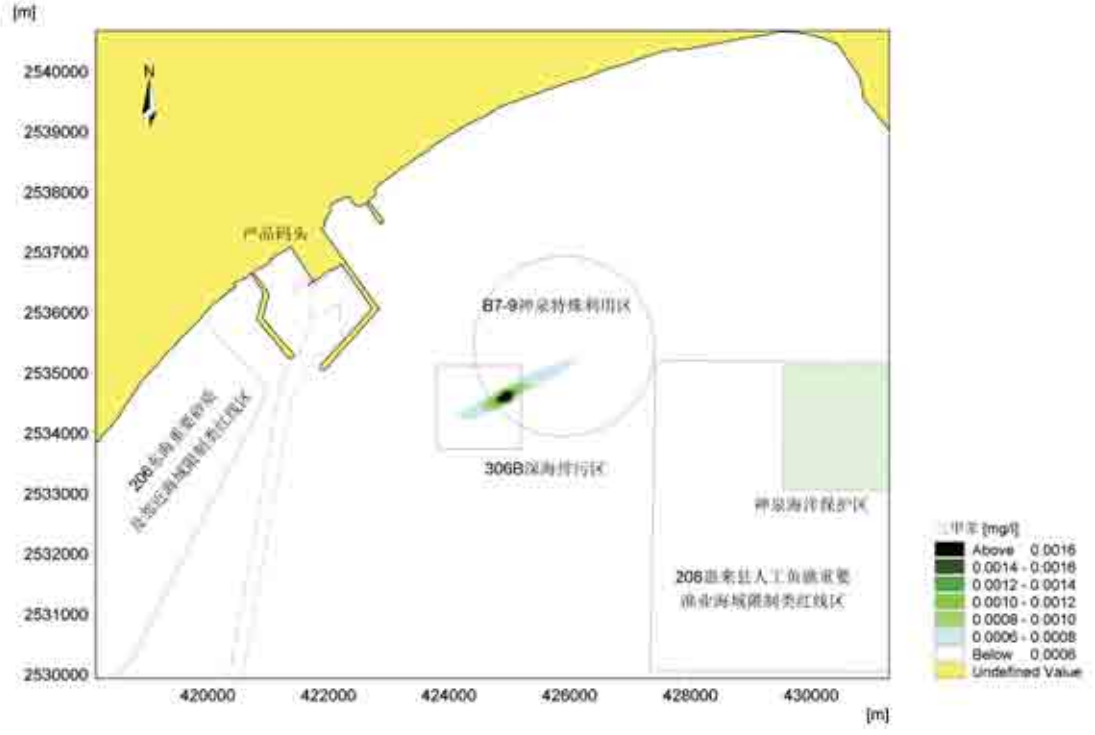


图 8.6-30　　二甲苯浓度增值包络范围（夏季）

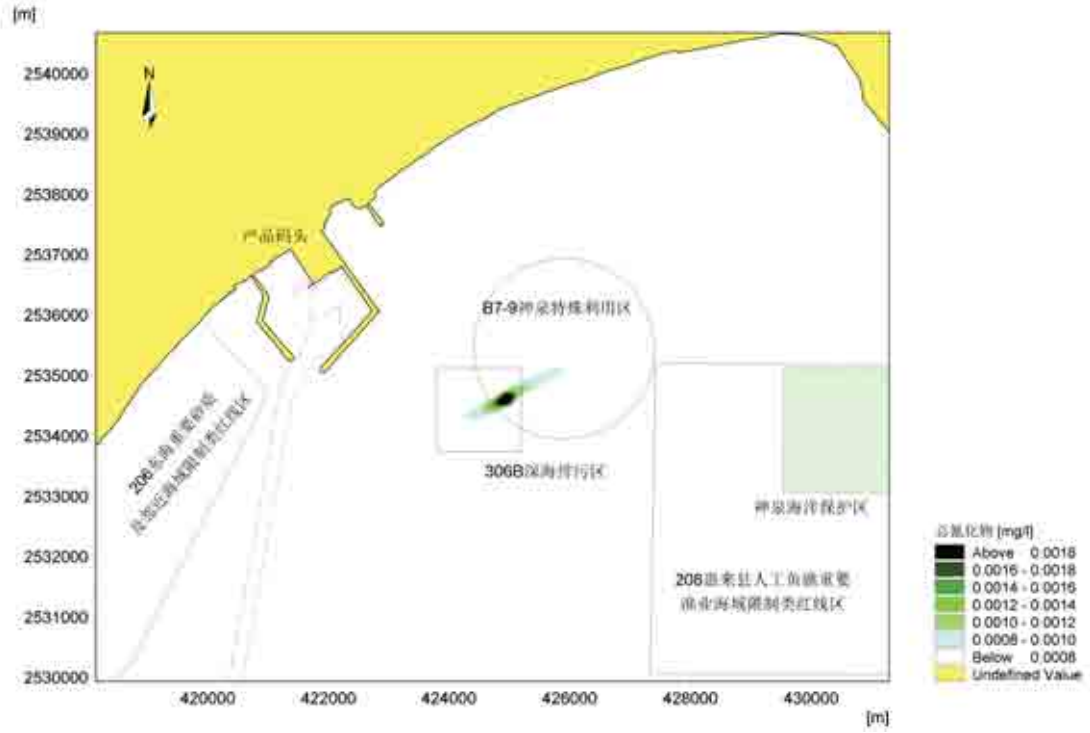


图 8.6-31　　总氰化物浓度增值包络范围（夏季）

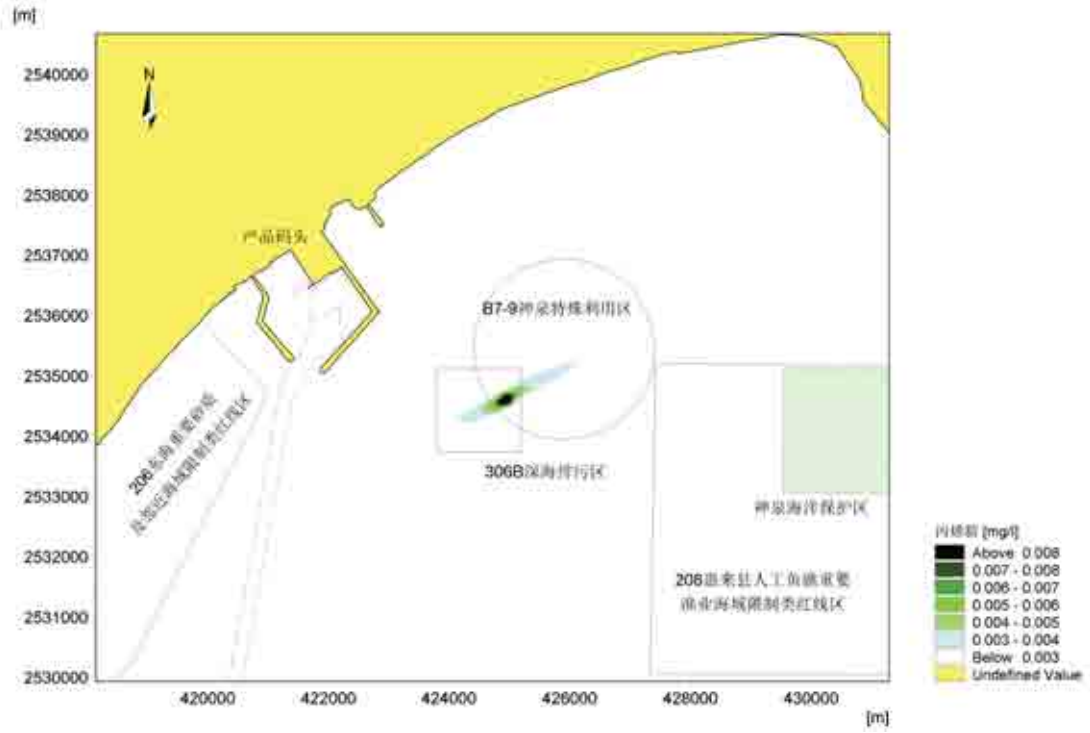


图 8.6-32　　丙烯腈浓度增值包络范围（夏季）

8.6.1.4.2 水环境容量分析及排污区管理

（1）水环境容量分析

根据《揭阳（惠来）大南海国际石化综合工业园规划环境影响报告书》，排污区 COD、氨氮、石油类允许排放量分别为 8958t/a、618t/a 和 2179t/a。

根据《揭阳大南海石化工业区规划调整环境影响报告书》，计算得排污区内剩余水环境容量约为 CODcr：13011t/a、氨氮：325.728t/a、石油类：342.211t/a。

规划方案（含本项目）下污染物排放量为 CODcr：1121.22t/a、氨氮：149.407t/a、石油类：93.463t/a，分别占环境容量的 8.61%、45.86%、27.31%，可知本项目污染物排放在允许的范围内。

（2）排污区管理及超标责任、事故应急

园区废水排放拟采用扩散器排放，本次预测未考虑扩散器，预测结果偏保守。

石化产业园区内，除本项目自设污水处理厂达标排放外，其他工业和生活污水纳入产业园污水处理厂集中处理达标排放。本项目和产业园污水处理厂废水排放口均设在线监控系统，谁超标谁负责。一旦发现超标，废水进入各自的事故池，然后重新处理达标后方可排放。

8.6.2 码头营运对海洋环境影响分析

营运期间，两个码头的废水均由岸上接收处理，除此以外，码头工程对水环境产生影响的主要是维护疏浚和煤尘入海的影响。

8.6.2.1 煤尘入海的影响分析

煤船停港作业产生的煤尘部分会进入海中。

（1）煤炭降尘对海域环境的影响预测

1）落海煤尘运移计算

在对煤炭进行喷淋保湿、喷水抑尘后，本工程所需煤炭在煤码头装卸过程扬尘产生量约为 8t/a，扬尘部分落入海中。

扬起的煤尘在风的作用下向海域方向飘移，沉降于水中，对水环境将产生有害的影响。由浸泡试验可知，煤尘的浸出物质浓度除了硫化物略高外，其他都低于三类海水水质标准限值，经分析，落海煤尘对水环境会产生影响的因子主要是

悬浮物。

煤尘落入海水中，由于粒径的不同，呈现不同的运动状态，粒径较大的煤尘在重力和潮流作用下，水平方向作迁移运动，垂直方向作沉降运动，粒径较小的煤尘则形成胶状悬浮于水中。煤尘主要影响港池海域。

2）落海煤尘的影响分析

①落海煤尘对海洋生态环境的影响分析

煤尘入海对海洋生态环境的影响主要表现在以下几方面：

A.对海水水质和沉积物质量的影响

煤中的有机质和硫化物含量比浅海表层沉积物中的要高，由于入海煤尘的溶解和沉淀过程，码头附近煤尘主要沉降区域的海水和沉积物中的有机碳和硫化物的含量可能会有所增加。

B.对底栖生物的影响

煤尘沉降将使生活在原表层沉积物的生物受到缺氧和机械压迫的影响，但这些生物绝大部分仍能生存，对于活动能力较强的种类（如虾虎鱼等）会因受惊扰而逃离该区域。

煤尘沉降过程中会对海水中的重金属和其他污染物质产生吸附作用，使表层沉积物中的物质成分产生变化，对底栖生物可能有一些的影响，而对沉降海域的海水水质则起着净化作用。

C.煤尘对浮游生物和游泳生物的影响

浮游生物主要生活于海水的表层，煤尘悬浮物沾附后，其活动能力将受到限制，还有可能造成其呼吸和摄食的困难。悬浮物会使海水的透光率下降，降低浮游植物的光合作用，从而影响海域的初级生产力，还有可能会干扰浮游动物的昼夜垂直迁移。

煤尘能够伤害海洋生物的化学感受器，可能使其感觉系统发生紊乱。

动物的卵和幼体对煤尘污染的敏感性较高，且因卵和幼体大多漂浮在水体表层，因此，卵和幼体要比成体更易受害。

由于绝大部分粒径大的煤尘短时间内发生沉降，沉降区主要为港池附近，只有约占 1%的小粒径煤尘会使海水中悬浮物量稍有增加，但随着海水的稀释扩散，

悬浮物在水中的浓度会逐渐降低，对浮游生物和游泳生物不会产生明显的影响。

②煤尘对敏感目标的影响

落海煤尘主要影响距码头区 400~500m 以内的海域，该水域为港池；评价范围内海洋环境保护目标与码头有防波堤相隔，可见煤尘落海基本不影响评价范围内的海洋环境敏感目标。

（2）码头含煤雨水对海洋环境的影响分析

煤雨水对海域水环境影响主要有两个方面：一是煤所含有害物质的释放，二是煤雨水中悬浮固体对水环境的影响。

根据对秦皇岛主要离港煤种大同混煤的浸泡实验，浸泡结果表 8.6-8。

由浸泡实验结果可知：除硫化物外其它因子不仅远小于污水的允许排放浓度，且都未超过三类海水标准的限值。

实际上在降雨过程中，码头面的煤雨污水只是在降雨初期阶段含煤量较高，随着降雨时间的延长，雨水中的含煤量将逐渐降低，直至码头面被雨水冲刷干净，因此实际含煤径流中各种污染物的含量比浸泡试验所得结果偏低，由此可见，煤污水影响水环境的主要污染因子为悬浮物。煤码头区沿码头面纵向设一条宽 0.5m 带箅排水沟，含煤初期雨水汇入排水沟，经污水泵提升后通过管道送到厂区污水处理厂处理后回用。可见码头面含煤雨水不会对水环境造成明显影响。

表 8.6-8　　大同煤浸出液中某些元素浓度

项目	浓度范围(mg/L)	平均范围(mg/L)	三类海水水质标准(mg/L)
pH	4.6~8.2	6.4	6.8~8.8
化学耗氧量	1.0~2.02	1.64	≤4
总磷	未检出	未检出	
总氮	0.35~0.95	0.725	
硫	0.64~2.35	1.44	≤0.10
砷	0.0015~0.0105	0.0062	≤0.050
铅	未检出	未检出	≤0.010
锌	未检出~0.02	0.0040	≤0.10
铜	未检出~0.009	0.0019	≤0.050
镉	未检出	未检出	≤0.010
氰化物	未检出	未检出	≤0.10

项目	浓度范围(mg/L)	平均范围(mg/L)	三类海水水质标准(mg/L)
挥发酚	未检出	未检出	≤0.010

8.6.2.2 维护疏浚的影响分析

（1）维护疏浚影响分析

项目竣工后，港池、回旋水域、支航道还需维持一定频率的清淤。根据泥沙回淤预测，支航道及港池、回旋水域淤积强度为 0.02~0.18m/a，维护疏浚周期 4～5 年。维护疏浚拟采用抓斗式挖泥船或耙吸式挖泥船，工期约 30 天。

由于维护疏浚作业疏浚范围和强度小于施工期，且由于水深条件改变，维护疏浚的影响比施工期小。

原油码头港池和支航道局部水域维护疏浚作业敏感保护目标会产生一定影响，但是影响的范围、程度和时长都小于施工期。

（2）维护疏浚物处置

营运期维护疏浚物拟进行外抛处理，抛填于主管部门认可的海上抛泥区，建设单位须在维护疏浚前到相关部门办理抛填手续后方可进行疏浚。

8.6.3 营运期海洋生态环境影响预测与评价

8.6.3.1 废水排放对海洋生态和渔业资源的影响

8.6.3.1.1 废水特征污染物排放对海洋生物的毒性研究

化学物质进入水环境后，对水生生物造成的影响是多方面的，全面地评价一种化学物质的环境效应需要进行各种试验和收集各项有关的资料，从而获得化学物质对水环境生态毒理学影响的较为完整的评价。水生生物急性毒理试验最重要的方法之一，该方法不仅可以用来测定和评价单一化学物质对水生生物的影响，而且还能用来直接测定工业废水的毒性和几种化学物质混合后的联合毒性。急性毒性试验的目的是探明环境污染物与机体作短时间接触后所引起的损伤作用，找出污染物的作用途径、剂量与效应的关系。一般用半致死浓度（LC_{50}）或半抑制浓度（IC_{50}）表示急性毒作用的程度。

安全浓度（Sc，Safe Concentration），是对试验生物无影响的毒物浓度。该

浓度可以通过少量生物种群毒理试验数据 LC_{50}、EC_{50}、IC_{50} 等乘以安全系数 (应用系数或急慢性比率)获得。是由美国 EPA 推荐的方法，应用最为广泛。安全系数根据文献以及有毒污染物的特性决定，变化范围在 0.001~0.1 之间。

根据本项目达标尾水排放因子，选择特征因子分析其对海洋生物毒性影响。

（1）硫化物对海洋生物的影响分析

硫化物对甲壳类的 96h LC_{50} 为 1.92 mg/L，变化范围为 0.430~4.63mg/L，安全浓度为 0.043mg/L；硫化物对贝类的 96h LC_{50} 为 52.92mg/L，变化范围为 4.131~138.44mg/L，安全浓度上限为 0.413mg/L。硫化物对鱼类的平均 96h LC_{50} 为 19.6mg/L，变化范围为 16.8~22.4mg/L，安全浓度为 1.68 mg/L。根据硫化物的毒性和遵循最敏感的原则，硫化物对渔业资源生物的建议安全浓度上限为 0.043mg/L。

表 8.6-9　　硫化物对海洋生物的毒性效应

种类	LC_{50}（mg/L）	安全浓度 (Sc)mg/L	参考文献
甲壳类	1.92	0.043	
克氏原螯虾幼虾*Procambarus clarki*	4.63		於叶兵等, 2011
日本对虾	0.430~0.705	0.043	李建等，2007
河蟹	2.75~3.61		石俊艳等，1999
贝类	52.92	0.413	
西施舌*Coelomactra antiquata*幼贝	4.131	0.413	吴进锋等, 2006
鱼类	19.6	1.68	
北美地鳉*Fundulus parvipinnis*	16.8~22.4	1.68	Bagarinao, 1989
长颌姬虾虎鱼*Gillichthys mirabilis*			

（2）石油类对海洋生物的影响分析

石油对海洋生物的危害可分为以下两类：第一类是石油对生物的涂敷或窒息效应。分子量较高的非水溶性焦油类物质能涂敷海鸟的羽毛，覆盖在螃蟹、牡蛎、藤壶等潮间带生物表面。有少量生物如管虫、藤壶受到的影响较小，然而水鸟等生物所受到的影响则很大。第二类是指当生物体内脂肪或体液中油与其他碳氢化合物的摄入量达到一定浓度时，生物体内的代谢机制将会被破坏。就第二种危害而言，通常认为毒性大小依次为轻质燃料油>重质燃料油>原油。

1)石油类对虾蟹类的影响

据贾晓平和林钦(2000)的报导，南海原油的分散液对斑节对虾(*Penaeus monodon*)、日本对虾(*P. japonicus*)、刀额对虾(*Metapenaeus ensis*)三种虾仔的 96h LC_{50} 值范围分别为 3.55mg/L、2.40mg/L 和 4.09mg/L。

曝油仔虾中毒症状表现为体色改变，曝油 5~12h 后，消化道逐渐呈棕红色。镜检表明，这是细微油粒在仔虾消化道内蓄积所致，并随曝油浓度递增和曝油时间延长而颜色愈加明显。曝油 24h 后，仔虾腹部和尾部不同程度地出现絮状物或棕色粘附物，仔虾的活动能力和摄食能力明显下降。此后，曝油仔虾身体逐渐失去平衡，不停地翻转打旋，逐渐昏迷而死亡。

2)石油类对鱼类的影响

据贾晓平和林钦(2000)的报导，南海原油的分散液对黄鳍鲷(*Sparus latus*)、黑鲷(*S. macrocephalus*)和前鳞鲻(*Mugil opuyseni*) 3 种鱼仔的 96h LC_{50} 值分别为：9.12mg/L、5.89mg/L 和 7.18mg/L。

曝油仔鱼主要中毒症状表现为三个方面：a.缺氧窒息，各种油类不同浓度组中的曝油仔鱼均出现缺氧而浮头的现象，并随试验液中的油浓度的升高表现更加明显，这不但是因为随试液中油浓度增高而造成试验液中溶解氧降低，而且通过镜检发现，不同浓度组曝油仔鱼的鳃部不同程度地分布着分散性油滴，阻碍了曝油仔鱼的正常呼吸；b.曝油仔鱼体表粘膜受破坏，鳍部和尾部损伤糜烂，在几种曝油仔鱼中，尤以前鳞鳍的这种现象最为明显，曝油过程中，仔鱼体表粘膜受损一般出现在曝油 24h 后，先是体表某些部位出现分散性絮状物，然后逐渐扩大以致脱落，曝油 48h 后，曝油仔鱼鳍部和尾部损伤以致糜烂；c.曝油后仔鱼急躁不安，并有狂游、冲撞现象，尤以高浓度曝油仔鱼的症状最为明显，经一段时间后，曝油仔鱼游动趋于缓慢，身体失去平衡，翻转打旋，抽搐痉挛，逐渐麻痹昏迷致死。取样镜检表明，曝油仔鱼的消化道中均观察到细微油粒，油粒的数量大体呈现随曝油浓度加大而递增的趋势。

水域中石油类污染物通过鱼类体肤渗透、呼吸代谢蓄积在鱼体中，造成鱼类体型弯曲畸形，影响鱼类的生长繁殖；受石油类污染的鱼肉有煤油味和酚味，特别是在加热后，气味更加明显，严重影响鱼类的可食用性，并对人类的

健康产生危害。当水中石油烃浓度在 20mg/L 时，鱼类则不能生存。

3)石油类对海洋生物影响的生物机理分析

对神经系统的影响：由于大多数油类物质具有很强的亲脂性，因此其对生物的神经毒害作用是十分明显的。柴油曝油后的仔鱼急躁不安，并有狂游、冲撞现象，尤其以高浓度曝油仔鱼的症状最为明显，经过一段时间后，曝油仔鱼游动趋于缓慢，身体失去平衡，翻转打旋，抽搐痉挛，逐渐麻痹昏迷致死。仔虾曝油 24h 后，活动能力和摄食能力明显下降，此后，身体逐渐失去平衡，不停地翻转打旋，逐渐昏迷而死亡。油污染地区存活的螃蟹会出现运动器官衰退、挖穴能力降低、逃难反应迟钝、脱皮次数增加、在非交配季节展示交配色泽等异常行为，污染区沉积物中石油烃的浓度超过 200×10^{-6}mg/kg时，幼蟹一般熬不过冬季，这主要是由于这些地区中螃蟹挖穴深度没有正常情况时候那么深，幼蟹呆在浅穴中通常会被冻死。螃蟹摄入有机物时，会导致神经器官中毒，这样挖穴就出现了异常。

对呼吸系统的影响：鱼鳃是鱼类进行气体交换的重要器官，而且具有吸收外源污染物质的作用，作为正常的生理过程，大量的水通过鱼鳃，毒物聚集在鳃中，导致鱼类的窒息死亡。贾晓平等通过镜检发现，不同浓度组曝油仔鱼的鳃部不同程度的分布着散性油滴，阻碍了仔鱼的正常呼吸。成鱼鳃室表面的粘液虽然能防止油的浸润，但同时也能吸附大量的油类物质在其表面造成鱼的鳃部发炎和呼吸障碍。在油污染的后期很多鱼类虽然能在污染区正常生存，但患烂鳃病的概率很高。这与鱼类鳃室表面的碳氢化合物对覆盖在表面的粘液的溶解作用有很大关系。因为这层黏液对动物的具有重要的环境阻尼，渗透压调节和疾病寄生虫的防护作用。

对生殖系统的影响：Tomas 和 Budiantara 报导了在萘(naph-thalene)和燃油中暴露后的细须石首鱼血浆中雌二醇和睾酮浓度降低，且这一结果与卵巢组织对激素刺激的应激性降低有关。目前的研究尚不能就有机物污染对鱼类生殖过程的影响达成一致。石油烃确能导致鱼类的雌雄比例失调，对幼体有致畸作用，并降低其成活率。

4)石油类对海洋生物影响小结

石油类对贝类的 96h-LC_{50} 上限为 43.8 mg/L，对应的安全浓度为 4.38 mg/L；对甲壳类的 96h-LC_{50} 为 2.40mg/L，变化范围为：2.40~4.09 mg/L，安全浓度为 0.07 mg/L；石油类对鱼类的平均 96h-LC_{50} 为 7.39 mg/L，变化范围为 5.89~9.12 mg/L，对应的安全浓度为 0.18 mg/L。因此，石油类对海洋生物的安全浓度为 0.07 mg/L，见表 8.6-10。

表 8.6-10　　石油类对海洋生物的毒性数据

种类	96 h- LC_{50}/EC_{50} mg/L	安全浓度 (SC) mg/L	参考文献
贝类		4.38	
褶牡蛎 *Crassostrea plicatula*	79.5-6866.1	7.95	沈盎绿等，2011
缢蛏 *Sinonovacula constricta*	43.8-2517.1	4.38	
甲壳类	2.40	0.07	
斑节对虾*Penaeus monodon*	3.55	0.11	贾晓平和林钦，2000
日本对虾*P. japonicus*	2.40	0.07	
刀额对虾*Metapenaeus ensis*	4.09	0.12	
鱼类	5.89	0.18	
黄鳍鲷 *Sparus latus*	9.12	0.27	贾晓平和林钦，2000
黑鲷 *S. macrocephalus*	5.89	0.18	
前鳞鲻 *Mugil opuyseni*	7.18	0.22	

（3）挥发酚对海洋生物的影响分析

根据酚类能否与水蒸气一起蒸出，分为挥发酚和不挥发酚。酚类为原生质毒，属高毒物质，人体摄入一定量会出现急性中毒症状；长期饮用被酚污染的水，可引起头痛、出疹、瘙痒、贫血及各种神经系统症状。当水中含酚 0.1~0.2mg/L，鱼肉有异味；大于 5mg/L 时，鱼中毒死亡。含酚浓度高的废水不宜用于农田灌溉，否则会使农作物枯死或减产。常根据酚的沸点、挥发性和能否与水蒸气一起蒸出，分为挥发酚和不挥发酚。通常认为沸点在230℃以下为挥发酚，一般为一元酚；沸点在230℃以上为不挥发酚。苯酚、甲酚、二甲酚均为挥发酚，二元酚、多元酚属不挥发酚。酚的主要污染源有煤气洗涤、炼焦、合成氨、造纸、木材防腐和化工行业的工业废水。

根据上述描述，苯酚属于挥发性酚中的一类。苯酚及酚类化合物是自然水

体中最常见的污染物之一，不同的化工企业例如苯酚项目、冷精炼厂、制药行业、造纸、有机合成、颜料合成、石油加工等均会产生该污染物。1997 年美国环保局列出 129 种优先控制的有机污染物中，苯酚被确定为中国优先控制的有机污染物之一，国际上对于酚类化合物的环境污染和生态效应给予了普遍的关注和高度的重视。苯酚对血液和神经的毒性非常强烈，可经皮肤吸收或者呼吸道引起中毒。苯酚在环境中较难降解，对海洋水生生物的生长、发育和繁殖构成威胁，可经食物链富集进入人体，危害人体健康。

1)挥发酚对虾蟹类的毒性

李铁军等(2009)报导，苯酚在试验最高浓度 50mg/L 试验组中，三疣梭子蟹 Portunus trituberculatus 表现为放入几小时后开始呈现不安反应，上浮到水层，剧烈游动，继而颤抖、下沉，试验蟹 14h 后开始出现死亡，96h 时 80%死亡，整个过程未见蜕皮；在 10mg/L 和 5mg/L 试验组 96h 蟹死亡率分别为 50%和 20%；1mg/L 浓度组中，96h 内未出现死亡蟹。根据计算，苯酚对梭子蟹的 96h、LC_{50} 为 10mg/L，95%置信区间 6.9~17mg/L。Kim&Chin(1995)报导则是苯酚对糠虾 Archaeomysis kokuboi 的 LC_{50} 为 3.67~14.9mg/L。苯酚对虾蟹类的安全浓度为 0.04mg/L，详见表 8.6-11。

表 8.6-11　　挥发酚对梭子蟹的毒性试验结果

药物浓度（mg/L）	死亡率（%）				LC_{50}（mg/L）	LC_{50} 95%置信区间（mg/L）
	24h	48h	72h	96h		
0	0	0	0	0	10	6.9-17
1	0	0	0	0		
5	0	0	10	20		
10	0	10	20	50		
50	10	40	60	80		

2)挥发酚对鱼类的毒性

有机污染物毒性作用可分为麻醉型毒性和反应性毒性。麻醉型毒性有机物对生物的毒性较低，通常表现为不同程度的致麻醉作用。致麻醉作用几乎是所有有机物最起码的生物效应，称为基本毒性。麻醉型毒性又分为非极性麻醉和极性麻醉。非极性麻醉型化合物不与生物大分子结合，其急性毒性主要表现为

对膜的穿透破坏作用。极性麻醉型化合物是分子结构中具有强失电子的氨基、羟基的芳烃化合物，其毒性作用高于基本毒性。苯酚的毒性机理为麻醉性毒性。

苯酚对鲻鱼（*Mugil saliens*）稚鱼的毒性依赖于时间而增大，其 24hLC_{50} 为 21.5mg/L，48hLC_{50} 为 16.6mg/L，72hLC_{50} 为 15.5mg/L（Zambriborshch et al., 1977）。此外，苯酚还会被鱼类吸收，从而影响其代谢、存活、生长以及繁殖潜力。

3)挥发酚对海洋生物影响小结

挥发酚对虾蟹类的 LC_{50} 为 3.67mg/L，变动范围 1.49-10mg/ L，安全浓度为 0.149mg/L；挥发酚对鱼类的 LC_{50} 为 18.82mg/L，对应的安全浓度为 1.55mg/L。根据挥发酚的毒性和遵循最敏感的原则，挥发酚对水生生物的建议安全浓度应低于 0.149mg/ L。详见**错误!未找到引用源。**。

表 8.6-12　　苯酚对海洋生物的毒性效应

种类	LC_{50}/EC_{50} mg/L	安全浓度 (*Sc*) mg/L	参考文献
虾蟹类	3.67	0.149	
三疣梭子蟹*Portunus trituberculatus*	10	1.0	李铁军等，2009
糠虾*Archaeomysis kokuboi* 成体	1.49~3.31	0.149	Kim & Chin，1995
鱼类	18.82	1.55	
斑马鱼	28.86	7.29	邢军，2011
鲻鱼*Mugil saliens*稚鱼	15.5	1.55	Zambriborshch et al., 1977

（4）苯系物对海洋生物的影响分析

苯系物(BTEX)是苯(benzene)、甲苯(toluene)、乙苯(ethylbenzen)和对二甲苯等同分异构体(o-，m-，p-xylene)的统称。

1)对底栖动物的毒性

根据姜北(2013)报导，以养殖仿刺参(Apostichopus japonicus)进行急性毒性试验，海水中的 6 种苯系物在 10h 内挥发基本完全，挥发速率大小顺序分别是：苯>甲苯>乙苯>间二甲苯>对二甲苯>邻二甲苯；苯系物对仿刺参的毒性效应大小顺序是：对二甲苯>间二甲苯>邻二甲苯>乙苯>甲苯>苯；苯系物对仿刺参的

半数致死浓度分别是：苯 101.61mg/L、甲苯 58.28mg/L、乙苯 43.42mg/L、邻二甲苯 34.58mg/L、间二甲苯 27.19mg/L、对二甲苯 20.25mg/L。根据以上研究结果，苯系物对底栖动物的 LC_{50} 范围为 20~110mg/L，安全浓度为 0.20mg/L。

2)对虾蟹类的毒性

根据李学峰等人(2013)报导，以中华新米虾(Neocaridina denticulata sinensis)为受试生物，研究了苯系物的单一急性毒性和联合毒性效应。在单一毒性试验中，甲苯、乙苯和二甲苯对中华新米虾的 96h LC_{50} 分别为 13.8mg/L、10.4mg/L、11.3mg/L，毒性大小顺序为乙苯>二甲苯>甲苯。混合物的联合毒性分析表明，随着暴露时间的增加，甲苯-乙苯-二甲苯组成的三元混合物的联合毒性从部分相加作用转变为协同作用，但是协同作用均不明显，非常接近于相加作用。根据以上研究结果，甲苯、乙苯和二甲苯对甲壳动物的安全浓度分别为 0.14mg/L、0.10mg/L 和 0.11mg/L。

3)对鱼类的毒性

对斑马鱼的毒性：根据范亚维、周启星(2009)报导，以斑马鱼（Brachydanio rerio）为实验生物，分析得到甲苯、乙苯、对二甲苯对斑马鱼半致死浓度 96h LC_{50} 分别为 77.5mg/L、31.0mg/L、34.8mg/L，安全浓度分别为 0.78mg/L、0.031mg/L、0.0348mg/L。根据化学物质对鱼类毒性分级标准（国家环保局水和废水监测分析方法编委会，2002），甲苯、乙苯、对二甲苯对斑马鱼均属中等毒性。

对剑尾鱼的毒性：根据王宏等人(2003)报导，苯、甲苯、乙苯、二甲苯对剑尾鱼 96h 的半致死浓度 LC_{50} 分别为 123mg/L、104mg/L、48.9mg/L、29.2mg/L，安全浓度分别为 1.23mg/L、1.04mg/L、0.49mg/L、0.29mg/L。毒性顺序为：二甲苯>乙苯>甲苯>苯。

从斑马鱼和剑尾鱼的试验数据得出，苯系物对鱼类的平均半致死浓度范围在 29.2~76mg/L，且随着甲级取代基数量的增加，烷基苯的毒性越大。其安全浓度应小于 0.29mg/L。

4)苯系物对海洋生物的毒性小结

根据以上研究成果，苯系物对海洋生物毒性数据见表 8.6-13。

表 8.6-13　　苯系物对海洋生物的毒性　　（单位：mg/L）

生物类群	苯	甲苯	乙苯	对二甲苯	参考文献
虾蟹类	-	13.8	10.4	11.3	
中华新米虾 *Neocaridina denticulata sinensis*	-	13.8	10.4	11.3	李学峰等, 2013
底栖动物	101.6	58.3	43.4	20.3	
仿刺参*Apostichopus japonicus*	101.6	58.3	43.4	20.3	姜北, 2013
鱼类	16.02	90.75	39.95	32	
斑马鱼*zebra fish*	16.02	77.5	31	34.8	范亚维和周启星, 2009
剑尾鱼*swordtail*	123	104	48.9	29.2	王宏等,2003

（5）氰化物对海洋生物的影响分析

1)氰化物对虾蟹类的毒性

根据 Alexander 等(1988)报导，氰化物对糠虾 Mysidopsis bahia 的 LC_{50} 为 0.043~0.070mg/L，安全浓度为 0.011~0.020mg/L。 EPA (1980)和 Lussier 等(1985)报导，氰化物对糠虾 Mysidopsis bahia 的 LC_{50} 为 0.093~0.113mg/L，安全浓度为 0.0093mg/L。

氰化物对虾蟹类的平均 LC_{50} 为 0.064mg/L，变动范围为 0.043~0.113mg/L，安全浓度为 0.0093mg/L。

2)氰化物对贝类的毒性

研究表明，蛏体的残留量随环境中氰化物的浓度而变化，而且其含量总是远低于实验介质中的起始浓度。当生活环境中氰化物消失时，蛏体的残留量也同时随之消失，说明蛏体对氰化物无富集作用，在体内的残留期也很短。

据 EPA(1980)报导，氰化物对牡蛎 Crassostrea sp.的 LC_{50} 为 0.15mg/L，对贻贝 Mytilus edulis 的 LC_{50} 为 0.118mg/L。Thompson(1984)发现氰化物对贻贝 Mytilus edulis 的 14 天 LC_{20} 为 0.018mg/L。

氰化物对贝类的平均 LC_{50} 为 0.134mg/L，变动范围为 0.118~0.15mg/L，安全浓度为 0.0118mg/L。

3)氰化物对鱼类的急性毒性

氰化物对水生生物的毒性很大，当合成氰离子浓度为 0.04～0.1mg/L 时，就

能使鱼类致死，甚至在氰离子浓度 0.009mg/L 的水中鲟鱼逆水游动的能力就要减少约 50%。

氰化物对鱼类的毒性与环境有关，这是因为氰化物的毒性主要是氢氰酸的形成而产生的。因此 pH 值的变化能影响毒性，即在碱性条件下氰化物的毒性较弱，而 pH 值低于 6 时则毒性增大。另外，水中溶解氧的浓度亦能影响氰化物的毒性。例如，在氰化物浓度为 0.105~0.155mg/L 的水中，虹鳟的存活时间将随溶解氧自 10%~100%的递增而相应延长，溶解氧的浓度大，鱼类存活时间长。

不同金属离子的存在对氰化物的毒性也产生影响，例如当有锌或镉离子存在时，它们和氰离子协同作用，使毒性增强；而当有镍离子、铜离子存在时，由于能与氰离子形成稳定的络合离子，故可减弱其毒性。可见简单氰化物的毒性远大于络合氰化物的毒性，无机氰的毒性远大于有机腈的毒性。根据相关研究，氰化物对鱼类的急性毒性见表 8.6-14。

表 8.6-14　　氰化物对鱼类的急性毒性

鱼的种类	观察指标	总氰化物浓度（mg/L）
白鲢	安全浓度	0.32
鲫鱼与草鱼	致死浓度	0.15~0.2
鲫鱼	最小致死浓度	0.2
白扬鱼	最小致死浓度（4天）	0.06
鲦鱼	最小致死浓度（4天）	0.2
河鳟	死亡（5~6天）	0.05
虹鳟	中毒（翻肚 3天）	0.07
大翻车鱼	存活（4天）	0.40

4)氰化物对海洋生物的影响小结

在实验条件下，氰化物对虾蟹类的平均 LC_{50} 为 0.103mg/L，变动范围为 0.093~0.113 mg/L，安全浓度为 0.003mg/L；氰化物对贝类的平均 LC_{50} 为 0.134mg/L，变动范围为 0.118~0.15mg/L，安全浓度为 0.004mg/L；氰化物对鱼类的平均 LC_{50} 为 0.166 mg/L，变动范围为 0.076~0.389mg/L，安全浓度为 0.005mg/L。综上，氰化物对海洋生物的安全浓度约为 0.003 mg/L，详见表 8.6-15。

表 8.6-15　　氰化物对海洋生物的毒性数据(单位：mg/L

种类	LC_{50}/EC_{50}	安全浓度Sc	参考文献
虾蟹类	0.103	0.0093	
糠虾 *Mysidopsis bahia*	0.093~0.113		EPA 1980; Lussier et al. 1985
贝类	0.134	0.0118	
牡蛎*Crassostrea sp.*	0.15		EPA, 1980
贻贝*Mytilus edulis*	0.118		Brix et al., 2000
鱼类	0.166	0.0076	
美洲拟鲽*Pseudopleuronectes americanus*	0.372		Brix et al., 2000
大口黑鲈*Micropterus salmoides*	0.101		Smith et al. 1979
黄鲈*Perca flavescens*　幼鱼	0.076~0.108		Smith et al. 1979
黄鲈*Perca flavescens*　鱼卵和仔鱼	0.288~>0.389		Smith et al. 1978

（6）丙烯腈对海洋生物的影响分析

丙烯睛在常温常压时是 一种无色、可燃烧、易流动的有毒液体。比重为0.8，能溶于水，能与甲醇、乙醇、乙醚、丙酮、乙酸乙醋、四氯化碳、石油醚、苯、甲苯等许多有机溶剂以任何比例互溶。丙烯脯能与水、甲醉、苯、四氯化碳等形成共沸混合物，与水形成共沸混合物的共沸点为 71℃，含水 12.5%（重量）。丙烯睛蒸气略带刺激味，在空气中，丙烯睛体积占 3~17% 时，遇火花会发生燃烧和爆炸。纯的丙烯腈在可见光下能自行聚合，因此贮存丙烯腊必须加入阻聚剂，如对苯二酚、氯化亚铜、胺类等。丙烯睛还能与醋酸乙烯、丁二烯、苯乙烯等共聚。

张彤等(1997)按照我国颁布的水生生物毒性试验方法对鲤鱼和草鱼进行毒性试验，最终得出鲤鱼和草鱼 96h 的 LC_{50} 分别为 19.64mg/L 和 5.16mg/L，安全浓度为 0.0516mg/L，如表 8.6-16。

表 8.6-16　　丙烯腈对鲤鱼和草鱼 96h LC_{50}

种类	LC_{50}/EC_{50}（mg/L）	安全浓度Sc (mg/L)	参考文献
鱼类	5.16	0.0516	
鲤鱼	19.64	0.1964	张彤等，1997
草鱼	5.16	0.0516	

（7）钒对水生生物的影响分析

钒是一种重要的耐高温金属元素，在地壳中的总含量为 0.02%~0.03%，排在金属的第 22 位。目前钒对生物毒性的研究主要集中在哺乳动物方面，对水生生物的毒性研究相对较少。

根据易波浪等（2010）根据毒性测定国家标准方法所做的研究，钒对不同月龄的日本青鳉鱼的 72h 和 96h 半致死质量浓度和安全质量浓度见表 8.6-17。

可见日本青鳉幼鱼和成鱼的安全质量浓度为 0.0427mg/L 和 0.273mg/L，其安全浓度介于镍、铅和铜之间。

表 8.6-17　　钒对日本日本青鳉鱼半致死和安全质量浓度　　（mg/L）

测试对象	LC_{50}（72h）	LC_{50}（72h）95%置信区间	LC_{50}（96h）	LC_{50}（96h）95%置信区间	安全浓度
成鱼	4.91	3.34~8.82	2.73	1.94~3.58	0.273
幼鱼	0.85	0.67~1.25	0.43	0.33~0.56	0.0427

（8）镍对海洋生物的影响分析

镍是一种过渡金属，在植物和微生物中被认为是必不可少的，为几种酶的组成部分，并在碳、氮和氧循环中有着重要的作用，但过量的镍对水生动物健康有害。总体而言，镍在海水中的产生毒性的浓度高于淡水。海水中幼鳉鱼 LC_{50}（96h）为 55mg/L。有些海洋生物对镍的毒性比较敏感，如甲壳类、海葵和多毛类。虾 LC_{50} 值为 7~150mg/L 不等。

（9）汞对海洋生态的影响分析

重金属中镉、汞、铬和铅等具有较强的生物富集性，对海洋生物可产生直接或间接的胚胎毒性和致畸效应，影响其正常生长、发育、繁殖和成活等。

姜会超等(2013)关于 Zn、Hg、Cu、Pb、As、Cd 和 Cr 7 种重金属对日本对虾胚胎发育的影响研究表明，在实验浓度范围内，7 种重金属中 Hg、Cu 对日本对虾胚胎发育毒性最大；邹栋梁和高淑英（1994）研究了 Cu、Zn、Cd、Hg、Mn、Cr 对斑节对虾仔虾的急性致毒效应，其中汞 24hLC_{50} 值为 0.33mg/L。

（10）非离子氨对海洋生物的影响分析

根据相关研究，非离子氨对鱼类有毒，而 NH4+则毒性较低，或者说对鱼类基本无毒。有人指出 NH4+对鱼类的毒性为 NH3 的 1/50。EPA 试验表明，非离

子氨对鱼类致死的浓度在 0.2～2.0mg/L 之间，因此 EPA 取上述致死浓度下限的 1/10，即 0.02mg/L 作为非离子氨的水质评价标准。

水体中的氨氮达到一定浓度后，非离子氨容易透过细胞膜进入体内，使得水生动物因高铁血红蛋白的含量升高而引起体内组织缺氧，即可表现中毒症状。氨主要是侵袭粘膜，特别是鱼鳃表皮和肠粘膜，其次是神经系统，使鱼类等水生动物的肝肾系统遭受破坏，引起体表及内脏充血，严重的发生肝昏迷以致死亡。即使是低浓度的氨，长期接触也会损害鳃组织，出现鳃小片弯曲、粘连或融合现象。丁美丽等研究也表明，水环境中氨氮浓度增加，会引起中国对虾鳃、肝胰腺、中肠粘膜等组织病变，影响对虾呼吸、离子调节和氮代谢等相关生理功能。

由于氨氮受环境因子的影响较大，因此不同的研究者对相同物种做的毒性试验结果（以总氨氮浓度表示）可能有很大差异。氨氮中离子铵的毒性可以忽略不计，因此通过公式将总氨氮浓度转换成非离子氨浓度来表示对生物的毒性大小，可以更为方便的比较。水中非离子氨的浓度随 pH 值的增大而增高，当 pH 值较大时，水中非离子氨对鱼类的毒性将加大。我国《渔业水质标准》(GB11607-89)规定，非离子氨≤0.02mg/L 为渔业用水的限值。

（11）小结

综合上述相关研究，废水中特征污染物对海洋生物的急性毒性和安全浓度见表 8.6-18。

表 8.6-18　特征污染物对海洋生物的急性毒性以及安全浓度（单位：mg/L）

污染物	种类	LC_{50}/EC_{50}	安全浓度Sc	对海洋生物的安全浓度
硫化物	虾蟹类	1.92	0.043	0.043
	贝类	52.92	0.413	
	鱼类	19.6	1.68	
石油类	虾蟹类	2.4	0.07	0.07
	鱼类	5.89	0.18	
苯酚	虾蟹类	3.67	0.04	0.04
	鱼类	21.5	0.22	
钒	鱼类	0.43	0.0427	0.0427
镍	虾类	7	0.7	0.7
苯	虾蟹类	-	-	0.16
	底栖类	101.6	1.01	
	鱼类	16.02	0.16	

污染物	种类	LC_{50}/EC_{50}	安全浓度Sc	对海洋生物的安全浓度
甲苯	虾蟹类	13.8	0.14	0.14
	底栖类	58.3	0.58	
	鱼类	90.75	0.91	
二甲苯	虾蟹类	11.3	0.11	0.11
	底栖类	20.3	0.2	
	鱼类	32	0.32	
氰化物	虾蟹类	0.103	0.0093	0.007
	贝类	0.134	0.118	
	鱼类	0.166	0.0076	
丙烯腈	鱼类	5.16	0.0516	0.0516

8.6.3.1.2 废水排放特征污染物的生态影响分析

项目排污口附近扩散条件良好，可以迅速稀释污染物，因此污染物影响范围有限。对比文献资料中海洋生物的安全浓度值可知：

在排放口：污染物浓度小于或者等于海洋生物安全浓度，非离子氨、硫化物、石油类、挥发酚、钒、镍、汞、苯、甲苯、二甲苯、总氰化物、丙烯腈浓度增值叠加本底值后，占 PNEC 百分比分别为 67.0%、30.2%、100%、17.5%、14.1%、0.2%、0.2%、3.8%、6.0%、10.6%、59.1%、4.0%；可见项目污水排放特征污染物叠加背景值后的预测浓度，在排污口为中心的 100m 范围外对海洋生物的均为安全的；

在纳污区边界：污染物浓度小于海洋生物安全浓度，非离子氨、硫化物、石油类、挥发酚、钒、镍、汞、苯、甲苯、二甲苯、总氰化物、丙烯腈浓度增值叠加本底值后，占 PNEC 百分比分别为 41.5%、2.3%、54.3%、12.5%、7.0%、0.1%、0.1%、3.3%、5.4%、7.9%、26.9%、1.5%。

纳污区边界以外的海域水质对于海洋生物均为安全的，本项目对揭阳海域的渔业资源及渔场环境的影响在可接受范围内。

表 8.6-19 浓度增值与污染物慢性长期安全浓度值（PNEC 值）对比

项目	排污口预测值*（mg/L）	纳污边界预测值*（mg/L）	PNEC（mg/L）	排污口预测值占 PNEC 百分比（%）	纳污边界预测值占 PNEC 百分比（%）
非离子氨	0.0134	0.0083	0.02	67.0	41.5
硫化物	0.013	0.001	0.043~1.68	30.2	2.3
石油类	0.070	0.038	0.07~0.18	100.0	54.3
挥发酚	0.007	0.005	0.04~0.22	17.5	12.5
钒	0.006	0.003	0.0427	14.1	7.0
镍	0.0016	0.0009	0.7~15	0.2	0.1
汞	0.0000563	0.0000433	0.033	0.2	0.1
苯	0.006	0.0053	0.16~1.01	3.8	3.3
甲苯	0.0084	0.0075	0.14~0.91	6.0	5.4
二甲苯	0.0117	0.0087	0.11~0.32	10.6	7.9
总氰化物	0.0055	0.0025	0.0093	59.1	26.9
丙烯腈	0.0205	0.0075	0.0516	4.0	1.5

*预测值=背景值+本项目贡献值

8.6.3.2

8.6.3.2 营运期废水排放对海洋生物资源影响损失估算

根据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》，鱼卵、仔鱼、幼鱼的损失计算对应的污染物浓度增值见表 8.6-20。

由预测结果可知，本项目废水排放后，废水中各污染物排放后最大浓度增值均小于《海水水质标准》二类标准和《渔业水质标准》的严格的取值。即本项目废水排放后，对海域的鱼卵仔鱼和幼体影响很小。

表 8.6-20 鱼卵、仔鱼、幼鱼的损失计算对应的污染物浓度增值（mg/L）

项目	起算标准			超标1倍浓度值	超标4倍浓度值	超标9倍浓度值
	二类海水水质标准	渔业水质标准	取值			
COD_{Mn}	3	--	3	6	15	30
SS	10	10	10	20	50	100
非离子氨	0.020	0.020	0.020	0.04	0.10	0.20
石油类	0.05	0.05	0.05	0.1	0.25	0.5
挥发酚	0.005	0.005	0.005	0.01	0.025	0.05
硫化物	0.05	0.2	0.05	0.1	0.25	0.5
镍	0.010	0.05	0.010	0.02	0.05	0.10
汞	0.0002	0.0005	0.0002	0.0004	0.001	0.002
氰化物	0.005	0.005	0.005	0.01	0.023	0.05
丙烯腈	--	0.5	0.5	1	2.5	5

8.6.3.3 维护疏浚对海洋生态环境的影响分析

项目竣工后，港池、回旋水域、支航道还需维持一定频率（约每5年一次）的清淤，使该水域底质处于一定频率的扰动状态，底栖生物的损失是间断性的。

维护疏浚拟采用抓斗式挖泥船或耙吸式挖泥船，新增部分工期约15天，建议安排在冬季进行。

（1）悬浮物对海洋生物影响损失估算

1）生物量损失估算

维护疏浚鱼卵仔鱼、幼鱼的损失估算见表 8.6-21和表 8.6-22。

表 8.6-21 产品码头作业区悬浮物对海洋生物资源生物量的影响损失计算

施工地点	影响对象	平均密度	悬浮物浓度增量（mg/L）	影响面积（km2）	死亡率(%)	折成鱼苗比率（%）	损失量（尾/kg）	作业时间（d）	合计损失量（尾/kg）
产品码头	鱼卵	0.9135个/m^3	<20，>10	0.701	5	1	320	15	320
			20~50	0.191	17.5	1	305	15	305
			50~100	0.031	40	1	113	15	113
			>100	0.017	50	1	78	15	78
	仔鱼	0.058尾/m^3	<20，>10	0.701	5	5	102	15	102
			20~50	0.191	17.5	5	97	15	97

			50~100	0.031	40	5	36	15	36
			>100	0.017	50	5	25	15	25
	游泳生物	450.39 kg/km^2	<20，>10	0.701	1	100	3.16	15	3.2
			20~50	0.191	5	100	4.3	15	4.3
			50~100	0.031	15	100	2.09	15	2.1
			>100	0.017	20	100	1.53	15	1.5

表 8.6-22　原油码头作业区悬浮物对海洋生物资源生物量的影响损失计算

施工地点	影响对象	平均密度	悬浮物浓度增量（mg/L）	影响面积（km^2）	死亡率（%）	折成鱼苗比率（%）	损失量（尾/kg）	作业时间（d）	合计损失量（尾/kg）
原油码头港池和航道	鱼卵	0.9135个/m^3	<20，>10	0.72	5	1	329	15	329
			20~50	0.1365	17.5	1	218	15	218
			50~100	0.023	40	1	84	15	84
			>100	0.005	50	1	23	15	23
	仔鱼	0.058尾/m^3	<20，>10	0.72	5	5	104	15	104
			20~50	0.1365	17.5	5	69	15	69
			50~100	0.023	40	5	27	15	27
			>100	0.005	50	5	7	15	7
	游泳生物	450.39 kg/km^2	<20，>10	0.72	1	100	3.24	15	3.2
			20~50	0.1365	5	100	3.07	15	3.1
			50~100	0.023	15	100	1.55	15	1.6
			>100	0.005	20	100	0.45	15	0.5

综上所述，维护疏浚期间累计损失量约为：

鱼卵仔鱼：0.19×10^{4}尾鱼苗；

游泳生物：0.019t；

即项目变更新增范围内，维护疏浚性疏浚导致的鱼卵仔鱼累计损失量换算为鱼苗共约0.19×10^{4}尾/次；游泳生物累计损失量约0.19t/次。

2）经济损失估算

则目变更新增范围内，维护疏浚性疏浚导致的新增鱼卵仔鱼损失约0.19万元，游泳生物损失约0.076万元，合计0.266万元/次。

根据技术规范，维护疏浚作业导致的损失补偿年限为20年，则总金额为5.32万元。

（2）对底栖生物的影响

由于本项目码头作业区每4～5年需进行维护疏浚，新增疏浚面积内的底栖生物损失量为：

①生物量损失估算

根据公式（1），底栖生物量损失为：（111.401×10^4）$m^2\times6.94g/m^2/2\times10^{-6}=3.87t$

②损失价值估算

根据技术规程，补偿期按20年计算，则维护疏浚导致的底栖生物经济补偿金额约为116万元。

（3）小计

综上所述，新增疏浚面积的维护疏浚导致的渔业资源损失量分别为：鱼卵仔鱼换算为鱼苗为0.19×10^4尾/次，游泳生物约0.019t/次，底栖生物约3.87t/次。按补偿年限20年估算，需新增补偿金额约121.3万元。

8.6.3.4 船舶压载水对海洋生态环境影响分析

船舶空载时为了保持稳定，在启航时要将一定量的海水抽进舱底以增强抗风浪能力，载货时再将水放出。这部分为控制船舶纵倾、横倾、吃水、稳性或应力而加装到船上的水被称为船舶压载水（压舱水）。通常情况下，载有一定比例的压舱水的空船在装载货物前，需将压载水排放在港口水域。压舱水中所含有的侵袭性海洋生物及致病菌等微生物会对压舱水排放港口造成潜在性和实质性破坏，最终可能会导致异地海洋生物入侵并在适合的条件下大量繁殖扩散，破坏当地水域的生态平衡，危害渔业资源，影响公众健康。

IMO 于 2004 年 3 月通过了《2004 年国际压载水及沉积物管理与控制公约》，使之在未来生效之后成为强制性的国际法规，适用于有权悬挂某一当事国国旗的船舶和无权悬挂某一当事国国旗但在一当事国的管辖下营运的船舶。公约中建议的压载水处理措施有：压入清洁的压载水，对压载水进行过滤，在深海更换压载水，对压载水中的沉积物进行处置，对压载水进行加热、紫外线照射、加氯等消毒处理，将压载水保留在船上等。目前最为可行和有效的方法是要求船舶的航行途中，在距离陆地至少 200 海里、水深至少为 200m 的深海或公海置换压载水。公约对船舶压载水管理要求主要为：2009 年后制造的新船排放压载水必须使用船上压载水净化处理装置进行处置并符合国际公约相关标准后排放；2016 年后

所有船舶排放压载水必须使用船上压载水净化处理装置进行处置并符合国际公约相关标准后排放。

本项目装载外运的货种主要有成品油、LPG、丁二烯、甲醇等液体化工品，聚丙烯、石油焦等固体化工品。根据《港口工程环境保护设计规范》（JTS149-1-2007），国内有专用压载水舱的油船逐年增加，目前无专用压载水舱的主要是 3000～8000 吨级的油船。散装化学品船一般设有专用压载舱。本项目无压载水舱的油船压舱水由有资质的接收船接收处理。其他到港船舶的压舱水属清洁压舱水，需考虑外来生物入侵问题。

根据《2004 年国际压载水及沉积物管理与控制公约》，该公约不适用于仅在某一当事国管辖水域内营运的该当事国的船舶，即压舱水产生的侵入性危害主要考虑出港外贸船舶。本项目近期内全部货物考虑内销，远期亦不排除外销的可能。因此存在外来生物入侵问题。

万吨以上船舶一般设有过滤和处理系统，本工程考虑接收**千吨级船舶**的清洁压载水进行“灭活”处理。在码头后方陆域设置 2700m^3 压载水收集池一座。设置处理能力为 200m^3/h 的紫外线消毒杀菌装置一套，该装置由两部分组成，过滤单元和紫外线消毒单元。

对于压载水沉积物处置问题，港船舶需对压载水舱进行清洁或检修时才可能产生压载水沉积物问题。压载水舱清洁和检修均不会在靠泊码头进行，本项目不考虑压载水沉积物的处置问题。

8.6.3.5 对海洋生态保护目标和保护对象的影响分析

项目正常营运时对海洋生态保护目标可能产生的影响主要来自于码头工程维护疏浚和废水排海。

（1）维护疏浚

根据施工期预测结果可知，疏浚作业产生的SS浓度增值10mg/L的影响范围较小。

原油码头港池和支航道局部水域维护疏浚作业对“前詹珍稀濒危物种集中分布区限制类红线区”、“鸡椒礁特别保护海岛限制类红线区”会产生一定影响。

维护疏浚作业范围、作业强度和作业时间均小于施工期疏浚，维护疏浚对海

洋环境的影响小于施工期疏浚作业，可见，维护性疏浚对海洋生态保护目标的影响不显著。

营运期维护疏浚亦要求尽量避开3～10月。根据该海域曾出现的保护物种鲎、海龟和龙虾的生活习性和出现区域，维护疏浚对其影响较小。

（2）废水排放

根据水环境影响预测计算结果，废水排放后，在排污口所在排放网格（100米）内各污染物浓度增值均低于海洋生物的安全浓度，可见废水排放对海洋生态环境的影响较小。

然而各类污染物在该海区的长期累积则有可能对海产品的质量产生影响，从而影响到人类的健康。因此需加强对排污口所在海域水质、沉积物和生物体质量的跟踪监测。

8.6.4 营运期对海洋沉积物环境影响分析

营运期对海洋沉积物环境产生影响主要有以下三个方面：废水排放、港池和支航道维护疏浚。

港池和支航道需维持一定频率的维护疏浚，港池、调头水域和支航道底质环境处于一定频率的扰动状态；疏浚作业掀起的悬浮物再沉降过程在一定程度上影响沉积物环境。由于本项目码头所在海区沉积物环境质量较好，维护疏浚作业对周围沉积物环境的影响较小。

营运过程排放的废水污染物排放进入水环境后，间接对沉积环境产生影响，主要影响排污口附近沉积物环境。本项目排海主要污染物为COD_{Cr}、石油类、氨氮、总氮、总磷、硫化物、挥发酚、总钒、镍、汞、苯、甲苯、二甲苯、总氰化物、丙烯腈等，上述污染物入海后，随潮流迁移稀释扩散，部分污染物可进行一定的生化降解。本项目为深海排放，与岸边排污口相比，深海排放对沉积物环境的影响小于岸边排污；废水污染物主要以吸附于悬浮物沉降对沉积物质量产生影响，由于排污口所在海域水动力条件较强，水平流远强于垂直流，废水排放后，主要往水平方向迁移扩散；根据影响预测结果，污染物排放后对水质的影响较小；排污口所在海区悬浮物含量较小，且粒径较小，悬浮物迁移扩散的范围很广，再

沉降周期较长；综合以上因素，可认为短期内对排污口周围海域的沉积物环境影响不明显，但对长期排放的污染物在海区沉积物的积累效应却不可忽略。需加强对排污口周围海域沉积物环境的监测。

8.6.5 区域削减计划

自 2015 年开始，广东省、揭阳市出台了多个规定，改善入海河流水质，从而削减入海排污量，从而使海域的环境质量得到改善。

8.6.5.1 入海河流与项目的位置关系

揭阳市入海河流自北向南主要有榕江、练江、隆江和鳌江，四大入海河流与项目的位置关系见图 8.5.1-1。



图 8.6-33 入海河流与项目的位置关系示意图

8.6.5.2 区域削减计划

8.6.5.2.1 揭阳市水环境质量改善方案

为贯彻落实《国务院关于印发水污染防治行动计划的通知》（国发[2015]17 号），细化落实《近岸海域污染防治方案》（环办水体函[2017]430 号）以及《关

于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知》（环环评[2016]150 号），以改善水环境质量为核心，结合揭阳市工作实际，从水体环境保护与整治、产业结构优化调整、污染源治理、环境管理等方面提出揭阳市水环境质量改善任务和保障措施，揭阳市发布了《揭阳市人民政府办公室关于修正<中委广东石化 2000 万吨/年重油加工工程项目区域水环境质量改善污染物削减方案>的通知》（揭府办[2019]8 号）。

根据该方案，到 2020 年，达到《揭阳市水污染防治目标责任书》地表水水质目标，地表水水质优良比例达到 85.7%；2018 年底前，练江流域完成印染企业搬迁入园或停产；到 2020 年，练江青洋山桥断面水质基本达Ⅴ类，榕江北河龙石断面达Ⅲ类，枫江口断面稳定达Ⅳ类；到 2020 年，建立并实施污染物入海总量控制制度，切实减少氮、磷入海污染负荷，近岸海域水质稳中趋好。

相关措施与近岸海域环境质量直接相关包括：

推动落后产能退出，严格项目准入；开展“散乱污”工业企业（场所）综合整治；开展农村雨污分流整治，到 2020 年，农村无害化卫生户厕普及率达到 100%，全面普及乡村旅游区等公共厕所；强化畜禽养殖污染治理，到 2020 年，全市畜禽粪污资源化利用率达到 75%以上，规模化养殖场粪污处理设施装备配套率达到 95%以上；严控农业面源污染，到 2020 年，全市测土配方施肥技术覆盖率达到 90%以上，主要农作物化肥、农药利用率达到 40%以上，实现化肥、农药使用量零增长；全面实施河长制；全面加强入河排污口规范化管理到 2020 年，建立完善入河排污口管理系统，推进城市建成区污水零直排区建设，到 2020 年实现旱季生活污水无直排；全面推进城镇污水处理设施建设，2019 年，全市建制镇实现污水处理设施全面覆盖；到 2020 年底，全市县级以上城市新增配套污水管网 143 公里；建制镇新增配套管网 476.61 公里，改造各类老旧污水管道 10 公里，确保管网与污水处理设施连通，全市城市污水处理率达到 95%以上，县城污水处理率力争达到 85%，练江流域污水收集率达到 95%以上。加快提升污水处理能力，2018 年完成 11 座污水处理设施，新增污水处理能力 13.17 万吨/日；到 2020 年底，全市新建县级以上城市生活污水处理设施 5 座，新增处理规模 12.67 万吨/日；新建镇级生活污水处理设施 50 座，新增处理规模 24.67

万吨/日。完成提标改造生活污水处理设施项目 1 个，详见表 8.6-23。

此外，揭阳市提出针对本项目污染物削减清单，详见表 8.6-24。 由表可见，到2020年，惠来神泉镇和隆江镇完成的COD和氨氮削减量超过本项目的排放量。惠来神泉镇和隆江镇的生活污水经处理达标后，就近排放到神泉湾，因此从本项目排放量和针对性的削减措施减排量来看，本项目不会造成神泉湾水质恶化。

表 8.6-23　　揭阳市水环境质量改善方案

序号	相关措施		措施预期和目标
1	加强水源地环境保护	加快推进饮用水水源保护区规范化建设；建立健全饮用水水源保护区日常巡查长效机制，杜绝已整改问题死灰复燃，实现精准管理。	2018 年 11 月底前，完成地级以上城市饮用水水源保护区内的环境违法违规问题清理整治，2019 年 11 月底前，完成县级以上城市饮用水水源保护区内的环境违法违规问题清理整治。
2	强化优良水体保护	榕江流域，重点做好环保基础设施建设，畜禽养殖污染防治，凉果、食品、金属等工业企业污染防治；练江流域重点做好环保基础设施建设和印染等工业企业污染防治；龙江流域重点做好滨海新区环保基础设施配套和上游制药、凉果等工业企业污染防治；做好大南海石化园区环保基础设施配套。组织开展湖泊污染专项治理，推动我市水生态环境持续改善	到 2020 年，达到《揭阳市水污染防治目标责任书》地表水水质目标，地表水水质优良比例达到 85.7%。
3	消除劣 V 类水体	练江流域，重点完成占陇等污水处理厂建设，建成纺织印染环保综合处理中心；榕江北河流域，重点推进环保基础设施建设以及上游工业企业污染整治，枫江流域扎实做好三江水系连通工程前期工作，确保 2019 年水系连通工程运行前，枫江流域水质达 V 类。	2018 年底前，完成普宁市园区外印染企业停产，到 2020 年，完成普宁市 58 家印染企业入园。到 2020 年，练江青洋山桥断面水质基本达Ⅴ类，榕江北河龙石断面达Ⅲ类，枫江口断面稳定达Ⅳ类。
4	基本消除黑臭水体	清理整治黑臭水体沿岸排污口及沿岸垃圾、水面漂浮物、河床底泥，严格控制生活污水、工业废水、农业废水等直排入河；对于未列入住房城乡建设部公布名单的，发现一个整治一个，并列入整治台账；对群众举报的黑臭水体，及时核实、抓紧整治。	2019 年全市实现“初见成效”；到 2020 年，全市城市建成区基本消除黑臭水体，实现“长制久清”
5	开展河道保洁	建立榕江、枫江、练江、龙江等主要水体河道保洁长效机制，全面清理各主要河道干支流的生活垃圾（漂浮物）、水浮莲。制定重点河段水浮莲及漂浮物打捞实施方案，彻底清理水浮莲及其漂浮物，保障河道清洁美丽	
6	开展近岸海域污染整治	清理非法和设置不合理的入海排污口，对合理合法的入海排污口加强监管，实施清单管理，开展溯源排查，查清所有实际使用排污口的责任单位（直排海污染源）。大力整治入海河流，实施氮、磷等主要污染物入海总量控制	到 2020 年，建立并实施污染物入海总量控制制度，切实减少氮、磷入海污染负荷，近岸海域水质稳中趋好
7	推动落后产能退出	严格执行环境保护法律法规，对超过水污染物排放标准排污，以及超过重点污染物总量控制指标排污的企业，责令采取限制生产、停产整治等措施；情节严重的，报经有批准权的人民政府批准，责令停业、关闭	
8	严格项目准入	全面落实工业园区及交通、产业、能源、自然资源开发等重点领域规划环境影响评价有关要求，对超过重点污染物排放总量控制指标或者未完成环境质量目标的县（市、区），暂停审批其新增重点污染物排放总量的建设项目环境影响评价文件	
9	开展“散乱污”工业企业（场所）综合整治	在以往工作的基础上，积极开展地毯式、拉网式排查，并建立台账，通过关停取缔、整合搬迁、整改提升等措施，对各类“散乱污”工业企业（场所）实施分类处置；完善长效监管机制，及时复查巩固整治成果	2018 年年底前，完成城市交界处、工业集聚区、村级工业园“散乱污”工业企业（场所）整治，完成排查清单整治任务的 40%；2019 年年底前，完成“散乱污”工业企业（场所）专项整治。2020 年开展全市“散乱污”工业企业（场所）综合整治“回头看”，防止反弹回潮。
10	全面推进城镇污水处理设施建设	完善配套污水管网建设	2019 年，全市建制镇实现污水处理设施全面覆盖；到 2020 年底，全市县级以上城市新增配套污水管网 143 公里；建制镇新增配套管网 475.51 公里，改造各类老旧污水管道 10 公里，确保管网与污水处理设施连通，全市城市污水处理率达到 95%以上，县城污水处理率力争达到 85%，力争达到 90%，练江流域污水收集率达到 95%以上。2018 年完成 11 座污水处理设施，新增污水处理能力 13.17 万吨/日；到 2020 年底，全市新建县级以上城市生活污水处理设施 5 座，新增处理规模 12.57 万吨/日；新建镇级生活污水处理设施 50 座，新增处理规模 20.45 万吨/日。完成提标改造生活污水处理设施项目 1 个。
11	开展农村雨污分流整治	大力开展农村户用卫生厕所建设和改造，推广农村完全资源化利用厕所，同步实施粪污治理，全面普及乡村旅游区等公共厕所。建立健全农村无害化卫生厕所长效管护机制。有效衔接生活污水处理，推进厕所污水和粪便有效处理或资源化利用。	到 2020 年，农村无害化卫生户厕普及率达到 100%，全面普及乡村旅游区等公共厕所。

12	强化畜禽养殖污染治理	实行畜禽养殖总量与区域双控制，加强禁养区规范管理，继续做好禁养区后续监管，防治复养，巩固禁养区清理成果。继续落实非禁养区畜禽养殖场整治，跟踪督促非禁养区规模化畜禽养殖场配套建设粪便污水贮存、处理与利用等设施。	到 2020 年，全市畜禽粪污资源化利用率达到 7[%以上，规模化养殖场粪污处理设施装备配套率达到 9[%以上。
13	严格农业面源污染	推广测土配方施肥，加快高效缓释肥料、液体肥料、水溶肥料等高效新型肥料的应用，开展化肥深施、机械施肥试点，不断提高肥料利用率。研究利用补贴方式鼓励引导农民推进秸秆还田、种植绿肥、增施有机肥和土壤调理剂，合理调整施肥结构，促进化肥减量增效。全面推行高效、低毒、低残留农药及生物农药和先进施药机械，推进病虫疫情统防统治和绿色防控。深入实施世界银行贷款农业面源污染治理项目，大力推广环境友好型种植业，探索对种植农户使用环境友好型化肥、农药给予补贴的机制，科学构建基层技术推广队伍，实现种植业生产减少化肥、农药使用量和对环境的污染。	到 2020 年，全市测土配方施肥技术覆盖率达到 90%以上，主要农作物化肥、农药利用率达到 40%以上，实现化肥、农药使用量零增长
14	全面落实河长制	对全市河湖和水利工程划界确权，明确管理和保护范围，；以保护水资源、保障水安全、防治水污染、改善水环境、修复水生态为主要任务，构建市、县、镇、村四级河长体系；建立河湖名录及河长名录，落实河长管理、保护职责。	2018 年基本完成全市河、溪、沟、渠塘划界确权；以保护水资源、保障水安全、防治水污染、改善水环境、修复水生态为主要任务，构建市、县、镇、村四级河长体系；建立河湖名录及河长名录，落实河长管理、保护职责。
15	严格工业企业监管	严格环境准入制度，禁止新建、扩建不符合环保要求的污染项目	
16	全面加强入河排污口规范化管理	加强入河排污口设置审核，依法申报办理新建、改建入河排污口。对合法设置的入河排污口，依法依规公开相关信息；对非法设置或经过整治后仍无法达标排放的入河排污口，依法依规予以清理整治。。推进城市建成区污水零直排区建设。	到 2020 年，建立完善入河排污口管理系统 到 2020 年实现旱季生活污水无直排。
17	实施水生态扩容提质	实施韩江、榕江、练江水环境系统共治，配合做好省三江水系连通工程。除日常保洁外，每年开展两次主要河流集中清漂行动。通过守、退、补方式加快推进江河湖库、城市建成区河涌两岸生态缓冲带建设。清退已进入生态缓冲带区域的项目；对无法清退的项目，制定补救措施。保障水生态环境容量	
18	完善监测体系	逐步建成、优化水监测网络，实现县区全覆盖与数据联网。加快构建卫星遥感核查、无人机（船）详查、地面核查相结合的监测体系，加快建成陆海统筹、天地一体、上下协同、信息共享的生态环境监测大数据平台。增加跨界河流交接断面监测布点，精准掌握不同控制单元水质变化情况。	

表 8.6-24　　针对本项目的区域化学需氧量和氨氮削减清单

序号	责任单位	项目名称	完成时限	建设内容及设计规模		污染物削减量（吨/年）			
				污水处理厂（万吨/天）	污水管网（千米）	化学需氧量	氨氮	总氮	总磷
1	惠来县政府	惠来县城污水处理厂二期	2020 年	2	92.65	1533.00	146.00	255.50	25.55
2		惠来县周田镇污水处理厂	2020 年	0.45	27.46	344.93	32.85	57.49	5.75
3		惠来县隆江镇污水处理厂	2020 年	0.5	28	383.25	36.50	63.88	6.39
4		惠来县神泉镇污水处理厂	2020 年	0.55	13.26	421.58	40.15	70.26	7.03
5		惠来县前詹镇污水处理厂	2020 年	0.3	13.6	229.95	21.90	38.33	3.83
合计		——	——	**3.8**	**174.97**	**2912.70**	**277.40**	**485.45**	**48.55**

8.6.5.2.2 揭阳市水污染防治行动计划实施方案

为全面贯彻落实《国务院关于印发水污染防治行动计划的通知》（国发〔2015〕17 号）和《广东省人民政府关于印发广东省水污染防治行动计划实施方案的通知》（粤府〔2015〕131 号），揭阳市于 2016 年发布了《揭阳市水污染防治行动计划实施方案》（揭府〔2016〕29 号）。目标为：到 2020 年，近岸海域环境质量稳定。近岸海域水质维持稳定，水质优良（一、二类）比例保持 70%以上。

采取的措施包括：列出“十小”企业取缔清单，包括电镀、小造纸、印染等，确定了关闭期限。列出了重点行业清洁化改造项目清单，限定了改造期限；推进水产生态健康养殖。在近岸海域划定限制养殖区。实施水产养殖池塘、近海养殖网箱标准化改造，严格控制近海养殖密度，鼓励有条件的渔业企业开展海洋离岸养殖和集约化养殖；给出了主要城镇污水处理设施建设计划，见表 8.6-25，大部分在 2017 年、2018 年建成投产。城镇污水处理厂的建成投产，可削减入海 COD、氨氮和总磷的排放量。

表 8.6-25　　2015-2017年主要城镇污水处理设施建设计划

序号	县区	所在流域	污水处理厂名称	新增处理规模（万吨/日）	新增管网长度（公里）	建设起止年限
1	普宁市	练江	占陇镇污水处理厂（军埠、下架山、占陇三镇合一）	14	130	2015-2017
2	普宁市	练江	普宁市污水处理厂升级扩建及配套管网	5	50	2016-2017
3	普宁市	练江	南径污水处理厂扩建及配套管网工程	4	30	2016-2017
4	普宁市	练江	麒麟镇污水处理厂扩建及配套管网工程	4	30	2016-2017
5	普宁市	练江	英歌山污水处理厂及配套管网工程	4.5	91.3	2016-2017
6	普宁市	榕江	洪阳镇污水处理厂	1	18.38	2016
7	普宁市	榕江	里湖镇污水处理厂（一期）	1	12.09	2016
8	揭西县	榕江	凤江污水处理厂	2	6	2016-2018
9	空港区	榕江	揭阳市区污水处理厂二期工程	6		2015-2016
10	空港区	榕江	揭阳空港经济区污水处理厂（首期）	4.5	4.18	2015-2017
11	蓝城区	榕江	白塔人工湿地公园	1		2015-2017
12	蓝城区	榕江	市区西区污水处理厂（一期）	1.5	20	2015-2017
13	普侨区	榕江	普侨区污水处理厂	0.16		2015-2017
14	揭东区	榕江	新亨镇污水处理厂	1		2015-2017

8.6.5.2.3 龙江流域水质保护管理办法

揭阳市人民政府于 2017 年印发《揭阳市龙江流域水质保护管理办法》（揭府〔2017〕27 号）。

根据《揭阳市龙江流域水质保护管理办法》，流域内实施重点水污染物排放总量控制制度，流域内各级人民政府应当把水质保护工作纳入国民经济和社会发展规划，每年从财政中安排与社会经济发展相适应的专项经费用于水质保护。

要求流域内的城镇按龙江流域水质保护要求建设城市污水集中处理设施。未纳入城市污水集中处理设施集水范围的开发区、旅游区和居住小区必须配套建设污水处理设施。

8.6.5.2.4 练江流域水环境综合整治方案

为改善练江流域的水质，广东省环保厅于 2015 年发布《练江流域水环境综合整治方案》（2014～2020 年），揭阳市政府于 2017 年发布《练江流域水质达标方案》（揭府办〔2017〕95 号）。

根据《练江流域水环境综合整治方案（2014-2020 年）》（粤环〔2015〕59 号），练江水污染防治形势十分严峻，全流域呈现重污染态势，干流和绝大多数支流水质劣于 V 类，劣 V 类监测断面占比高达 96%以上，主要污染因子为化学需氧量、氨氮和总磷，耗氧有机物和氮磷营养物污染十分突出，水体发黑发臭，是全省污染最严重的河流。

广东省环保厅 2015 年 6 月批复实施的练江流域水环境综合整治方案，目标要求到 2020 年，“练江水环境质量显著改善，青洋山桥断面和海门湾桥闸断面水质基本达到地表水环境质量Ⅴ类标准，恢复农业景观用水功能”，具体见表 8.6-26。

具体措施包括保护水源涵养能力、产业转型升级、加强环保基础设施建设、控制农村面源污染、推进河道综合整治等措施。

根据整治方案，到 2020 年底前，流域内所有建制镇建成污水处理设施。普宁市要新建大坝污水处理厂，扩建普宁、占陇、军埠等污水处理厂。全流域城镇生活污水处理率达到 95%以上，环保设施投入共计 165 亿元。生活污水得到

收集和有效处理后，化学需氧量、氨氮和总磷将得到有效削减。

根据整治方案，农村面源控制包括关停 6104 家非法零散养殖场、整治 54 家规模化养殖场；建设 16 座农村污水处理设施，生活污水日处理可达 18 万吨；推进发展生态农业等；上述措施均可有效削减化学需氧量、氨氮和总磷排放量。

根据《练江流域水质达标方案》，按《练江流域水环境综合整治方案 2014-2020 年》要求，加快建设占陇、南径、麒麟、大坝等污水处理厂，到 2020 年全流域城镇生活污水处理率达到 95%以上。提升污水处理设施治污效能。2020 年底前，要采用活性炭吸附、臭氧氧化、反渗透、膜生物反应器、配套人工湿地等先进技术和工艺完成集中式污水处理设施的升级改造，强化脱氮除磷功能，所有城镇污水处理厂出水水质原则上应满足地表水环境质量 V 类标准要求。

表 8.6-26　　练江流域综合整治方案的主要控制目标和指标

序号	类别	控制指标	2013 年	2015	2017 年	2020 年	指标属性
1	水质保护	集中式饮用水源水质达标率（%）	100	100	100	100	预期性
2		青洋山桥断面水质目标	劣 V 类	COD、氨氮和总磷浓度分别达 50mg/L、3.5mg/L 和 0.6mg/L，其他指标达 V 类	氨氮和总磷浓度分别达 2.5mg/L 和 0.4mg/L，其他指标达 V 类	V 类	预期性
3		海门桥断面水质目标	劣 V 类	COD、氨氮和总磷浓度分别达 50mg/L、4.0mg/L 和 0.8mg/L，其他指标达 V 类	氨氮和总磷浓度分别达 2.5mg/L 和 0.6mg/L，其他指标达 V 类	V 类	预期性
3	污染控制	化学需氧量排放总量（万吨）	9.69	5.96	4.31	3.57	约束性
4		氨氮排放总量（万吨）	0.97	0.70	0.50	0.29	约束性
5		总磷排放总量（万吨）	0.25	0.11	0.08	0.06	约束性
6		城镇污水处理率(%)	40	≥75	≥85	≥95	预期性
		流域生活污水处理率（%）	16	≥45	≥75	≥90	预期性
7		污水处理厂负荷率(%)	65	≥65	≥80	≥90	预期性
8		工业废水排放达标率（%）	<36	≥95	≥98	100	预期性
9		工业用水重复利用率（%）	<5.2	≥65	≥70	≥75	预期性
10		污水厂污泥无害化处置率(%)	0	100	100	100	预期性
11		城镇生活垃圾无害化处理率(%)	12	≥75	≥90	100	预期性
12	环境效率	单位 GDP 用水量（立方米／万元）	>103	<82	<71	<53	预期性
13	环境建设	生态公益林占林业用地比例(%)	<38	≥40	≥45	≥50	预期性
14	其他	水源保护区规范化建设达标率(%)	-	≥80	≥90	100	预期性

8.6.5.2.5 榕江流域水质达标方案

2017 年 12 月，揭阳市政府印发《揭阳市人民政府办公室关于印发榕江流域水质达标方案的通知》，对揭阳市榕江流域，汇水面积约 2800 平方公里，包括上砂水、横江水、龙潭水、石肚水、五经富水、洪阳河、北河 7 个一级支流和灰寨水、新西河、枫江 3 个二级支流，涉及到揭西县、普宁市、普侨区、揭东区、揭阳产业园区、榕城区和空港经济区共 56 个乡镇（街道），涉及常住人口约 334 万。揭阳榕江主要超标因子包括氨氮、溶解氧、化学需氧量和总磷等。

具体的整治措施包括：

2018 年底前，新建揭阳市区西区污水处理厂、揭东开发新区污水处理厂、空港污水处理厂、玉窖镇污水处理厂等 33 座污水处理设施，扩建揭西县城污水处理厂及揭阳市区污水处理厂，新增污水处理能力 28.23 万吨/日。2020 年底前，扩建揭东开发新区污水处理厂、玉滘镇污水处理设施、揭阳市区西区污水处理厂，新建仙梅片区污水处理系统建设工程，新增污水处理能力 11.0 万吨/日，所有新建和扩建污水处理设施出水水质至少达到一级 A 标准及广东省地方标准《水污染物排放限值》（DB44/26-2001）的较严值。

加强畜禽养殖环境监管。优化调整榕江流域禁养区、限养区和适养区范围，水源地一级保护区、榕江及上砂水、横江水、龙潭水、石肚水、五经富水、洪阳河、北河七条一级支流和灰寨水、新西河、枫江三条二级支流、车田水一条三级支流从河堤中心线起算向陆纵深 100m 的红线范围以内为禁养区；沿江红线保护区外延 500m 区域、主要支流外延 50m 的黄线控制区为限养区。制定禁养区、限养区内畜禽养殖业清理整治方案。按省的要求依法关闭或搬迁禁养区内的畜禽养殖场（小区）和养殖专业户，限养区现有规模化畜禽养殖场（小区）要配套建设粪便污水贮存、处理与利用设施，散养密集区要实行畜禽粪便污水分户收集、集中处理利用。推进规模化畜禽养殖企业达标治理。将污染治理与能源开发、资源回收利用有机结合，不断提高养殖废弃物的综合利用水平，因地制宜推广干清粪或铺垫式节水清粪、有机肥生产、沼气化处理、农牧林种养结合等多种形式的畜禽养殖污染防治实用技术和生态养殖模式。到 2018 年，流域 60%以上的规模化养殖场（小区）配套建设固体废弃物和污水储存、处理设施，60%的养殖专业户实施粪便收集和资源化利用。

8.6.5.2.6 揭阳市近岸海域污染防治实施方案

根据《揭阳市近岸海域污染防治实施方案》（揭市环[2017]224 号），为改善近岸海域环境质量，拟采取相关措施，涉及氮磷污染物控制的措施主要包括：

加强沿海工业集聚区污染治理和污染物排放控制：加强沿海经济技术开发区、高新技术产业开发区、出口加工区等工业集聚区污染治理。新建、升级工业集聚区应同步规划、建设污水集中处理设施或利用现有的污水集中处理设施，污水集中处理设施应具备脱氮除磷工艺，并安装自动在线监控装置。

提高城镇污水处理设施氮磷去除能力。加快现有城镇污水处理设施升级改造，到 2017 年近岸海域汇水区域内的城镇污水处理设施全面达到一级 A 排放标准。鼓励有条件的地区在城镇污水处理厂下游采取湿地净化工程等措施，进一步削减污染物入河量。推进城镇污水处理厂达标尾水的资源化利用，减少排入自然水体的污染物负荷。

根据《揭阳市水环境质量改善方案研究报告》，针对近岸海域污染整治措施还包括：全面排查入海排污口，清理非法和设置不合理的入海排污口，对合理合法的入海排污口加强监管，实施清单管理，开展溯源排查，查清所有实际使用排污口的责任单位（直排海污染源）。大力整治入海河流，实施氮、磷等主要污染物入海总量控制；到 2020 年，建立并实施污染物入海总量控制制度，切实减少氮、磷入海污染负荷，近岸海域水质稳中趋好。

8.6.5.3 海洋环境质量改善趋势分析

综合以上规划，面源削减量不计的情况下，练江流域和榕江流域污染物 COD、氨氮、总磷削减量分别为 3.21 万吨/年、0.32 万吨/年、0.06 万吨/年，具体见表 8.6-27。

而本项目排污口所在的神泉海域沿岸，沿岸的隆江镇、神泉镇和前詹镇均计划于 2020 年完成城镇污水处理厂和管网的建设，另有惠来县城污水处理厂二期、周田镇污水处理厂工程也将于 2020 年完工。化学需氧量、氨氮、总氮、总磷削减量分别为 2912.70 吨/年、277.40 吨/年、485.45 吨/年和 48.55 吨/年，见表 8.6-24。

本项目 COD、氨氮、总氮、总磷排放量分别为 352.85 吨/年、47.05 吨/年、

235.23 吨/年、2.94 吨/年。可见污染物削减量远大于本项目排放量，项目建成后海域环境可以得到改善。

表 8.6-27　　练江流域和榕江流域废水污染物排放削减量

统计项目	练江流域（万吨/年）			榕江流域（万吨/年）		
	COD	氨氮	总磷	COD	氨氮	总磷
2018 年削减量	/	/	/	1.78	0.08	0.03
2020 年削减量	0.74	0.21	0.02	0.69	0.03	0.01
合计	0.74	0.21	0.02	2.47	0.11	0.04

注：练江流域削减量来自表 8.6-26。

榕江流域削减量根据 2018 年、2020 年建好的污水处理场 28.23 万吨/天、11 万吨/天；COD、氨氮、总磷产生浓度分别为 250mg/L、20 mg/L、4 mg/L；排放浓度分别为 40 mg/L、10 mg/L、0.5 mg/L 计算得到。

8.7 海洋环境风险预测与评价

8.7.1 海洋环境风险影响因素与导则变更情况

8.7.1.1 项目海洋环境风险影响因素变更情况

现阶段原油码头的航道走向、长度、浚深以及产品码头的出港货种、吞吐量、泊位规模和数量发生变更；周边的敏感保护和关心目标亦有所变化。为此，本项目海洋环境风险影响因素发生变化。

8.7.1.2 导则变更情况

自2010年开始，相继颁布了《船舶污染海域环境风险评价技术规范》（海船舶〔2011〕588号）和《水上溢油环境风险评估技术导则》（JT/T 1143-2017），《港口码头溢油应急设备配备要求》（JT/T451-2009）亦进行了修编重新颁布为《港口码头水上污染事故应急防备能力要求》（JT/T451-2017）。

鉴于以上原因，重新开展海洋环境风险评价。

8.7.1.3 项目涉及海洋环境风险相关工程内容

8.7.1.3.1 建设性质与规模

本工程建设规模为：30 万吨级原油码头一座和 10 万吨级产品码头一座，其中原油码头包括原油码头泊位 1 个（30 万吨级）和工作船泊位 2 个；产品码头包括成品油码头泊位 1 个（10 万吨级），液体石油化工品泊位 7 个（3 万吨级、1 万吨级泊位各 2 个，5000 吨级泊位 3 个），通用泊位 2 个（2 万吨、5000 吨级各一个），工作船泊位 3 个及配套设施。

码头总吞吐量为 3332.4 万吨/年，对比工可阶段吞吐量情况，开工初期吞吐量增加 107.95 万吨/年，正式开工后吞吐量增加 21.07 万吨/年。

鉴于现阶段货种及对中国石油成品油及化工品等销售策略的变化，产品码头规模发生改变，其中产品码头泊位吨级加大，将原有 1 个 5 万吨级成品油泊位调整为 10 万吨级、原有 7 个 5 千吨级液体石化泊位调整为 2 个 3 万吨级成品油泊位（两个兼顾 1 艘 5 万吨级油轮靠泊）、2 个 1 万吨级油品及化工品泊位及 3 个 5 千吨级油品及化工品泊位；2 万吨级散货泊位调整为通用泊位；增加 1 个 5 千吨级通用泊位（兼做施工重件泊位）。

表 8.7-1　　码头工程变化情况

序号	装置名称	工可阶段		现阶段（基础设计）	
		规模	数量（个）	规模	数量（个）
原油码头	原油码头泊位	30 万吨级	1	30 万吨级	1
	工作船临时靠泊点	/	/	/	2
产品码头	***成品油泊位***	***5 万吨级***	***1***	***10 万吨级***	***1***
	液体石油化工品泊位	***5000 吨级***	***7***	***3 万吨级***	***2***
				1 万吨级	***2***
				5000 吨级	***3***
	散货泊位	***2 万吨***	***1***	***/***	***/***
	通用泊位	***/***	***/***	***2 万吨***	***1***
	件杂货泊位	***5000 吨级***	***1***	***/***	***/***
	通用兼重件泊位	***/***	***/***	***5000 吨级***	***1***
	工作船泊位	***1000 吨级***	***3***	***1000 吨级***	***3***
	合计		***14***		***16***

设计代表船型分别为：原油码头为 15 万、25 万、30 万 DWT；产品码头中，成品油设计船型包括 5 千 DWT、1 万 DWT、2 万 DWT、3 万 DWT、5 万 DWT、10 万 DWT（兼顾船型 1 千 DWT、2 千 DWT、3 千 DWT），化学品设计兼顾船型包括 1 千 DWT、2 千 DWT、3 千 DWT、5 千 DWT、1 万 DWT，**LPG** 设计兼顾船型包括 1 千 DWT、2 千 DWT、3 千 DWT、5 千 DWT，散货和集装箱设计船型均为 5 千 DWT、2 万 DWT。

根据设计情况，本项目未来到港主力船型为：原油为 30 万吨级，成品油为 5 万 DWT，化工品为 5000DWT 和 3000DWT。

可见本项目原油码头最大代表船型为 30 万 DWT，主力船型为 30 万 DWT；产品码头中，成品油最大代表船型为 10 万 DWT，主力船型为 5 万 DWT；化工品最大代表船型为 1 万 DWT，主力船型为 5000DWT 和 3000DWT。

表 8.7-1　　主力船型汇总表

码头区	泊位规模	主力船型	主要承运货种
原油码头	30DWT	30 万 DWT	原油
产品码头	1#（10 万 DWT）	5 万 DWT、3 万 DWT	汽油、航煤
		5 万 DWT	柴油
	2#（3 万 DWT）	1 万 DWT、5000DWT	汽油
		1 万 DWT、5000DWT	柴油

码头区	泊位规模	主力船型	主要承运货种
	2#、3#（5 万 DWT）	5 万 DWT、3 万 DWT	汽油、柴油
		3 万 DWT	液氨、**轻石脑油、轻石脑油**
		1 万 DWT	对二甲苯、**轻石脑油、轻石脑油**
	4#（1 万 DWT）	5000DWT、3000DWT	汽油、航煤
		1 万 DWT	柴油
	5#（1 万 DWT）	5000DWT、3000DWT	对二甲苯
		5000DWT、3000DWT	沥青
		5000DWT、3000DWT	汽油、柴油
	6#（5000DWT）	5000DWT、3000DWT	对二甲苯
		5000DWT、3000DWT	沥青
	7#（5000DWT）	5000DWT、3000DWT	苯、对二甲苯
		5000DWT、3000DWT	苯乙烯、甲醇、丙酮
	8#（5000DWT）	5000DWT、3000DWT	柴油、丙烯、丁二烯、液化气
	9#（20000DWT）	20000DWT	煤、PE、聚丙烯
	10#（5000DWT）	5000DWT	硫磺、PE、聚丙烯

8.7.1.3.2 货品性质与流向

1）货种与性质

本项目货种包括原油、成品油（汽油、柴油、航空煤油）、液化石油气（丙烯、丁二烯、液化气）、液体化工品（苯、丙酮、对二甲苯、液氨、苯乙烯、甲醇、沥青、轻石脑油、抽余油等）。

产品码头货种增加苯、丙酮、苯乙烯、丙烯、液氨、甲醇、轻石脑油、抽余油、丁二烯、原煤、PE、石油焦、聚丙烯、ABS；其中轻石脑油、抽余油、丁二烯、石油焦、聚丙烯仅在开工初期增加。

货种和吞吐量变化情况见表 8.1-16，其中原油码头吞吐量为 2000 万吨/年，吞吐量不变。产品码头吞吐量为 1245.52~1332.4 万吨/年；对比工可阶段吞吐量情况，产品码头吞吐量增加 21.07~107.95 万吨/年，其中成品油减少 139.57 万吨/年，液体化工品增加 329.33~330.52 万吨/年，其他液体货物减少 40.02~69.4 万吨/年，固体散货减少 63.42~103.4 万吨/年，集装箱货种增加 72.38 万吨/年。主要危险品的性质如**错误!未找到引用源。**。

表 8.7-2　　码头工程吞吐量变化情况

货种	变更前	变更后		变化量	
		开工初期	正式开工后	开工初期	正式开工后
总计	3224.45	3332.4	3245.52	107.95	21.07

一、液体货品	**3067.1**	**3284.83**	**3166.13**	**217.73**	**99.03**
1.原油	**2000**	**2000**	**2000**	**0**	**0**
2.成品油	**936.3**	**796.73**	**796.73**	**-139.57**	**-139.57**
汽油	242.2	336.54	336.54	94.34	94.34
柴油	605.4	224.98	224.98	-380.42	-380.42
航煤	88.7	235.21	235.21	146.51	146.51
3.液体化工品		**329.33**	**330.52**	**329.33**	**330.52**
苯		56.56	18.4	56.56	18.4
丙酮		2.72	2.72	2.72	2.72
苯乙烯		0	30.18	0	30.18
对二甲苯	22.6	261.61	261.61	239.01	239.01
丙烯		0	9.17	0	9.17
液氨		6.08	6.08	6.08	6.08
甲醇		2.36	2.36	2.36	2.36
4.其他液体货物	**108.2**	**68.18**	**38.8**	**-40.02**	**-69.4**
液化气	50.1	29.3	0	-20.8	-50.1
沥青	58.1	38.88	38.88	-19.22	-19.22
轻石脑油		53.96	0	53.96	0
抽余油		30.88	0	30.88	0
丁二烯		5.75	0	5.75	0
二、固体散货	**157.4**	**93.98**	**54**	**-63.42**	**-103.4**
原煤		54	54	54	54
硫磺	12.4	0	39.89	-12.4	27.49
石油焦	120	0	0	-120	-120
聚丙烯（袋装）	25	0	0	-25	-25
三、集装箱		**0**	**72.38**	**0**	**72.38**
PE		0	40.38	0	40.38
聚丙烯		0	20	0	20
ABS		0	12	0	12

表 8.7-3a　　货品物性参数表

货品	相对密度 相对水	水溶性	毒性	火灾危险分类	爆炸极限%
原油		不溶		甲B	1.1~6.4
液氨	0.82(-79℃)	可溶	II	乙A	15.7~27.4
甲醇	0.79	互溶	III	甲B	5.5~44
丙酮	0.80	可溶	IV	甲B	2.5~13.0
汽油	0.70～0.79	不溶	V	甲B	1.1～5.9
柴油	0.84	不溶	V	乙B	1.5～4.5
航空煤油	0.78	不溶	V	乙A	0.6~7.5
苯	0.88	不溶	I	甲B	1.2~8
对二甲苯	0.86	不溶	III	甲B	1.1-7.0
丙烯	0.51	微溶		甲A	2~11
苯乙烯	0.91	不溶	IV	乙A	1.1-6.1
液化石油气（常温）			IV	甲A	5~33
硫磺	2.0	微溶		丙	粉下限2.3
沥青	0.96~0.975	不溶			

货品	相对密度 相对水	水溶性	毒性	火灾危险分类	爆炸极限%
PE	0.95	不溶		丙	粉37~85g/m^3
聚丙烯	0.92	不溶			
ABS	1.05~1.18	不溶			

表 8.7-3b　　主要货种的毒性指标

名称	LD_{50}（mg/kg）/LC_{50}（mg/m^3）
液氨	急性毒性： LD_{50}：350 mg/kg(大鼠经口)； LC_{50}：4230ppm（小鼠吸入，1h），2000ppm(大鼠吸入，4h) 生态毒性： LC_{50}：>3.58mg/L(24h)（彩鲑，已受精） >3.58mg/L(24h)（彩鲑，幼年的） 0.068mg/L(24h)（彩鲑，85 天的鱼苗） 0.097mg/L(24h)（彩鲑，成年的） 24mg/L(48h)（水蚤）
甲醇	急性毒性： LD_{50}：7300mg/kg(小鼠经口)；15800mg/kg(兔经皮) LC_{50}：64000ppm(大鼠吸入，4h) 生态毒性： LC_{50}：15.4~29.4g/L（96h）（黑头呆鱼）
丙酮	急性毒性： LD_{50}：5800mg/kg(大鼠经口)；5340mg/kg(兔经皮) 生态毒性： LC_{50}：4740~6330mg/L（96h）(虹鳟鱼)； 10mg/L（48h）(水蚤)； 2100mg/L（48h）(卤虫)； LD_{50}：5000mg/L（24h）(金鱼)； EC_{50}：8600mg/L（5min）(虹鳟鱼)；
汽油	急性毒性：67000 (小鼠经口) /103000 (小鼠吸入，2 小时)
柴油	急性毒性：7500（大鼠经口）
航煤	急性毒性：＞28(大鼠经口)/ 125000-225000(大鼠吸入)
苯	急性毒性： LD_{50}：3306 毫克/公斤（大鼠经口）;48（小鼠经皮） LC_{50}：10000 毫克/公斤 (大鼠吸入 7h) 生态毒性： LC_{50}：46mg/L（24h）(金鱼)； 20mg/L（24~48h）(蓝鳃太阳鱼)； 27mg/L（96h）(小长臂虾)； LC_{100}：12.8mmol/L（24h）(梨形四膜虫)； LD_{100}：34mg/L（24h）(蓝鳃太阳鱼)； TLm：36mg/L（24~96h）(虹鳉，软水)
对二甲苯	急性毒性： LD_{50}：5000 毫克/公斤（大鼠经口） LC_{50}：4550 毫克/公斤 (大鼠吸入 4h) 生态毒性： LC_{50}：18mg/L（24h）(金鱼)； 2mg/L（96h）(加州褐虾)； 27mg/L（96h）(小长臂虾)； IC_{100}：3.6mmol/L（24h）(水蚤)； EC_{50}：3.2mg/L（3d）(绿藻)； TLm：27~29mg/L（24~96h）(黑呆头鱼)
丙烯	急性毒性： LC_{50}：65800mg/m^3（大鼠吸入，4h） 生态毒性：

名称	LD_{50}（mg/kg）/LC_{50}（mg/m^3）
	LC_{50}：8.4~9.6mg/L（96h）(鱼类) 1.8~13mg/L（96h）(无脊椎动物)
苯乙烯	急性毒性： LD_{50}：1000 mg/kg(大鼠经口)；316（小鼠经口） LC_{50}：24000mg/m^3(大鼠吸入，4h) 生态毒性： IC_{50}：67~200mg/L（72h）(藻类)； LC_{50}：68mg/L（24h）(卤虫幼体)； 46~59mg/L（96h）(黑呆头鱼) 5mg/L（96h）(蓝鳃太阳鱼，软水)
LPG	急性毒性： LC_{50}：658(大鼠吸入，4 小时)

注：表中毒性程度（轻度-极度）的划分依据的是《职业性接触毒物危害程度分级》（GBZ230-2010），其它数据主要出自《石油化工毒物手册》（中国劳动出版社，1992年）、《危险化学品安全技术全书（第二版）》（化学工业出版社，2008年）等。

2）流向

本项目原油码头和产品码头均离岸布置，通过引桥与陆地相连，共布置16个泊位，开工初期码头总吞吐量为3332.4万吨/年，正式开工后，码头总吞吐量为3245.52万吨/年。

本项目汽油将在广东当地销售，主要是珠三角和粤西地区，其次是潮汕地区，再者是粤东北地区；柴油以出口为主；航空煤油销售纳入专项产品销售。

本项目主要化工产品 77.8%销往华南当地，18.6%销往华东沿海，2.8%销往西南和华中地区，0.8%考虑出口到东南亚地区。

3）装卸工艺

原油、成品油和液体化工品采用装卸臂进行装卸。

8.7.1.3.3 到港船舶加油情况

到港船舶可能在港区加油。

8.7.1.3.4 建设项目与周边敏感保护目标的位置关系

项目所在海域环境主要保护目标包括：揭阳龙虾自然保护区、前詹海洋自然保护区、神泉海洋自然保护区、绿洲度假旅游区、惠来金海湾度假旅游区（另名仙庵旅游娱乐区）、养殖区等。

以上保护目标具体位置及与项目区的位置关系见第一章。

8.7.1.3.5 海域船舶交通流量和航线

1）船舶交通流量

航行于工程附近海域的船舶大部分为进出惠来电厂煤码头的船舶，目前进出

电厂煤码头的船舶约 6-7 艘/月。

拟建原油码头的西侧海域约 6 海里为粤东 LNG 码头项目。该项目主要为粤东及周边地区的城市工业与民用提供可靠的天然气燃料，项目建设规模为：一期 200 万吨/年，二期规划扩建到 400 万吨/年；LNG 码头设计船型为舱容介于 $8\times10^4m^3$～$26.7\times10^4m^3$ 的 LNG 船。据此推算，一期期间每年进靠 LNG 船舶艘次约为 50 艘次（含小舱容船舶），二期期间每年进靠 LNG 船舶艘次约为 100 艘次（含小舱容船舶）。

拟建中电投煤炭码头（神泉湾东侧海域，地理坐标大致为 22°55'N，116°22'E），一期拟建 10 万吨级卸船泊位 1 个，5 千吨级装船泊位 1 个，年散货吞吐量 1100 万吨；二期拟建设 10 万吨级卸船泊位 2 个，5 千吨级装船泊位 2 个，年散货吞吐量为 3600 万吨，也会相应增加一定量的船舶交通流量。

产品码头工程西侧约 10 海里为神泉渔港。根据 AIS 监控，目前比较多的小型船舶习惯航行于码头进港航道、锚地附近水域。

本项目运行后，按吞吐量和主力船型估算，原油码头年进出港约 100 艘次，产品码头年进出港 2100 艘次。

综上，本项目年进出港大小船舶共约2200艘次。可见，本项目运行后，工程水域增加的船舶交通流量较大。

2）航线

邻近航线见图 9.1.3-1。

8.7.1.3.6 水上交通安全管理情况

原油码头工程和产品码头工程邻近水域无助航标志。粤东水上交通指挥中心（VTS）未建。

2007 年 3 月，汕头航标处辖区 AIS 建设工程通过广东海事局组织的竣工验收。汕头航标处辖区 AIS 建设工程作为南海海区 AIS 一期工程重要组成部分，主要建设内容包括表角、甲子、大星山 3 个 AIS 基站，1 个辖区监控中心以及表角市电工程。该系统能够实现对沿岸的航行船舶有效的动态可视化监管。

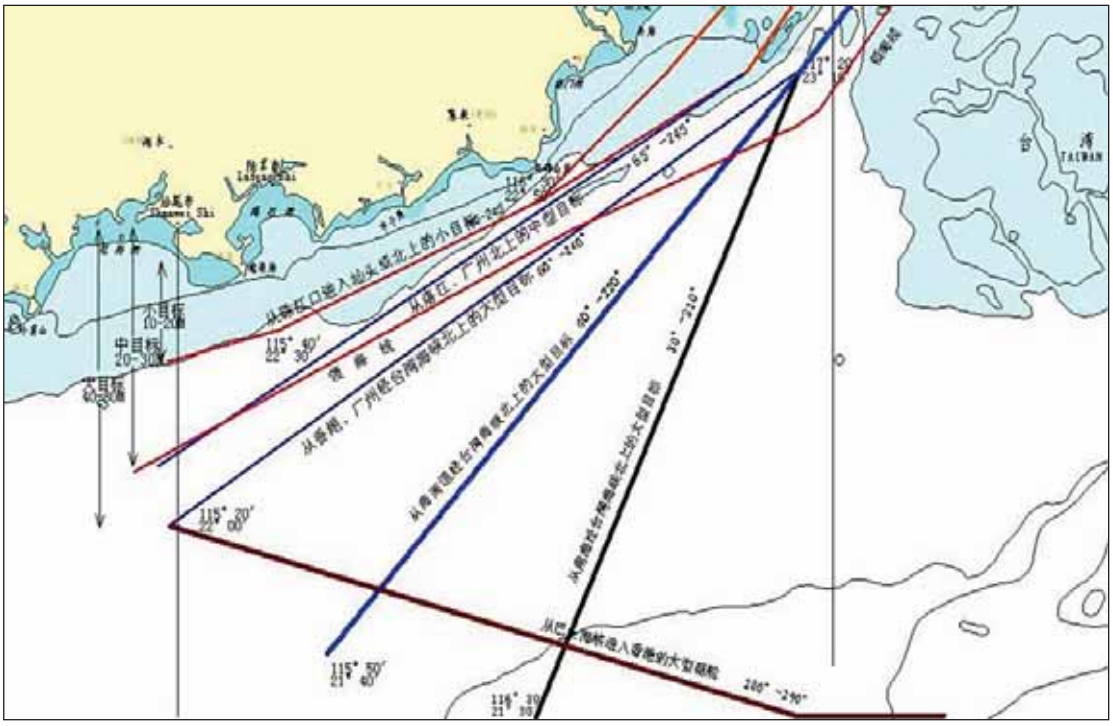


图 8.7-1 周边航线示意图

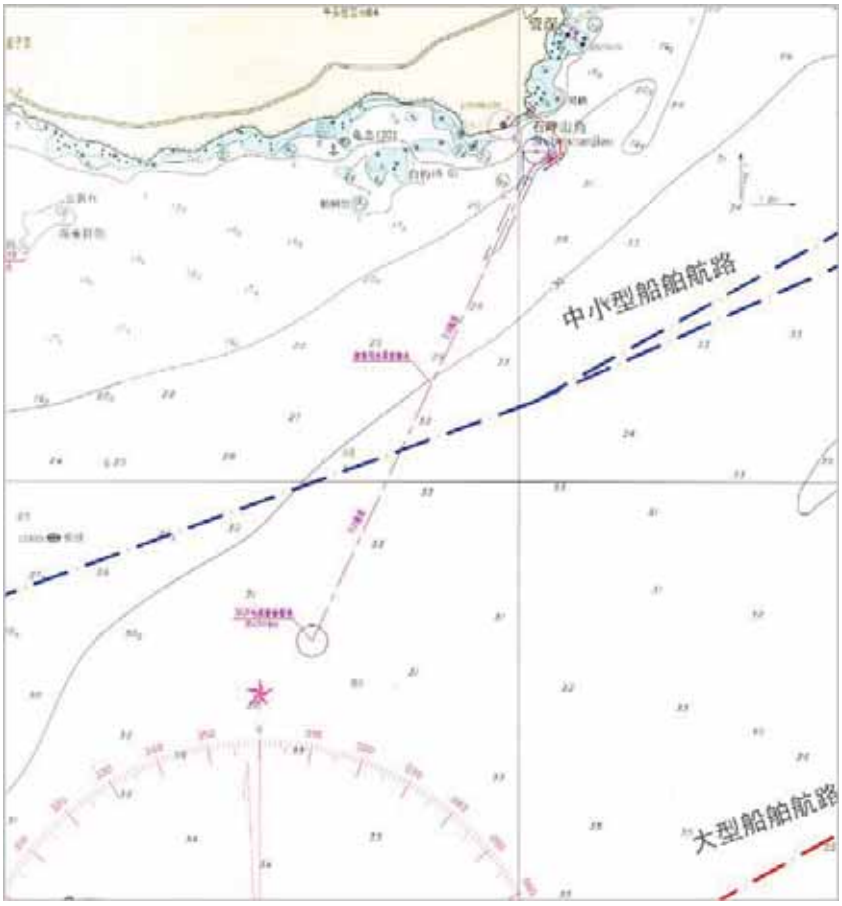


图 8.7-2 周边航线示意图

图 9.1.3-1b

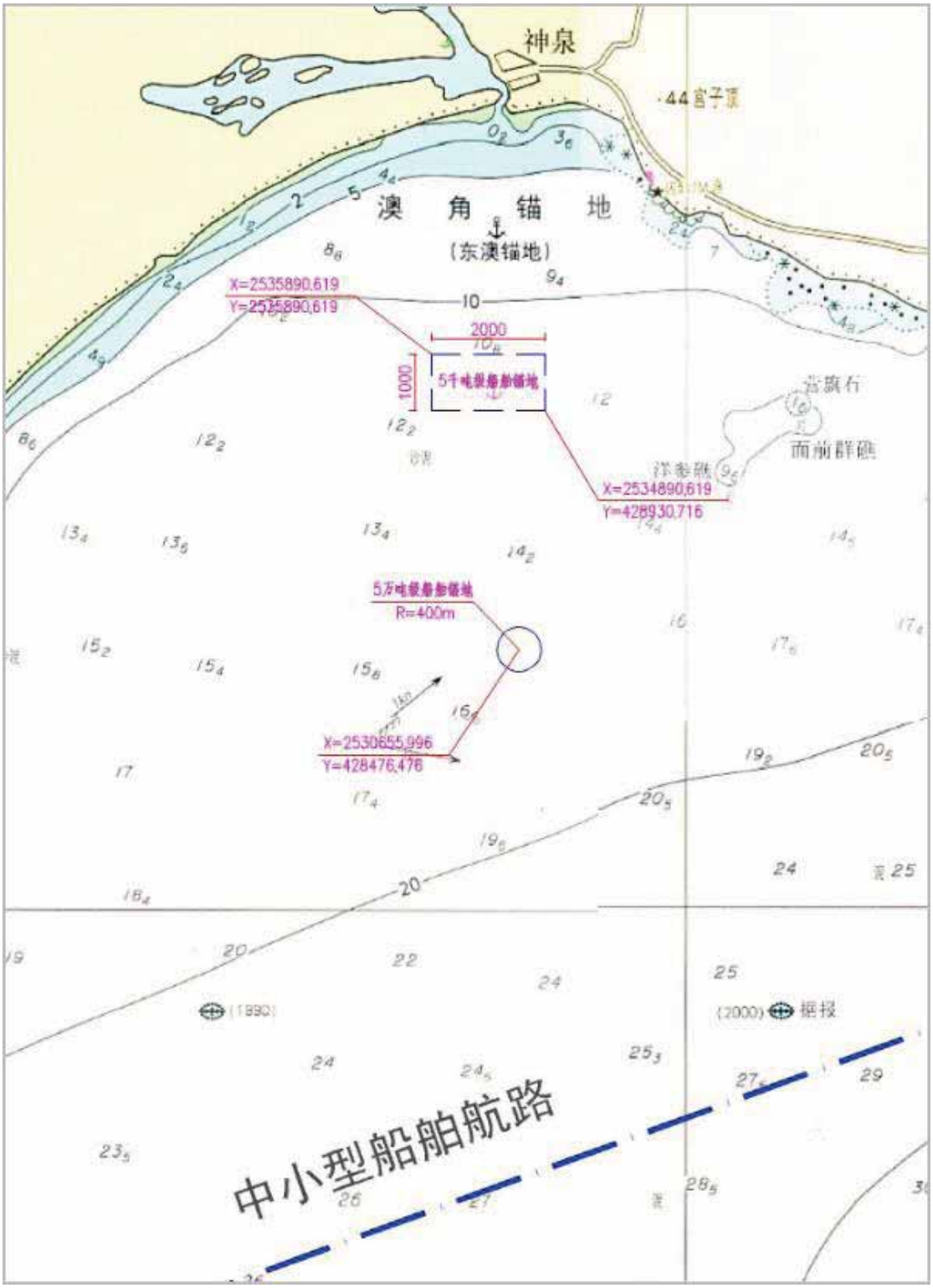


图 8.7-3 周边航线示意图

8.7.2 环境风险评价重点

海洋环境风险评价主要工作内容为：分析涉及海域环境风险的工程内容和事故风险概率；预测风险事故对海洋环境的影响；制定相应的风险防范措施、应急

对策以及设备配置方案。

工作重点如下：

1）危险品危害性评价

对全部设计运输货种进行分类危害性评价，调研和分析这些化学品的物理化学特性和其它相关特性，提出有关危害性预防的运输管理要求。

2）风险事故识别与分析

根据附近海域以往船舶事故发生统计、同类污染事故影响对比分析以及工程所在地区的环境条件，对本工程运营期石化码头及其附近海域货物装卸运输事故风险（类型、危害程度、规模、频率等）做出风险识别与分析评估。

3）海洋环境风险影响预测

调查分析评价区域海流及气象资料，通过对比分析和计算机模式预测工程项目运营期事故情况对周围海域（尤其是敏感环境目标）相关环境要素（特别是化学品污染风险）的影响范围和程度。

4）海洋生态环境与渔业资源影响评价

借鉴同类工程项目海洋生态环境影响做出类比分析和评估，并对工程项目运营期海域生态环境风险做出分析评价，提出相应的保护对策。

5）环境污染风险等级评价

根据风险概率、影响范围、危害程度的综合预测结果，结合国际相关港口海域风险等级评价准则，评价本项目海域环境风险的等级、可接受程度和风险控制要求。

6）应急防治对策

根据本工程项目海域环境风险影响预测结果，规划应急防治对策和应急设备配备方案，提出应急预案的要点及总体编制要求。

8.7.3 海洋环境风险识别与分析

本节针对中委广东石化2000万吨/年重油加工工程可能存在的风险因素，结合对国内原油码头与化工品、产品码头的调查，确定本工程及对周边水域环境可能存在的重大风险源，对工程可能导致的船舶碰撞，原油、化工品、成品油泄漏及火灾爆炸事故致因、危害进行全面的识别与分析。

海域环境风险源主要分为流动风险源和固定风险源。本项目海域环境流动风

险源为工程涉及的各类船舶及其所携带的各类危险货物，固定风险源为码头输运、管道、装卸设施、靠泊船舶及其装卸输运的各类危险货物。

表 8.7-4　　港区各场所及其存在的危险有害因素识别

部位		规模	设施	危险有害因素
码头	码头作业平台	产品码头：泊位长度2207.5m 原油码头：泊位长度420m	操作装卸臂	装卸臂洒漏、管线渗漏、阀门泄漏、操作失误等造成泄漏事故或火灾爆炸事故
	码头前沿	产品码头：13个泊位，吞吐量1245.52~1332.4万t/a 原油码头：30万吨级泊位一个，吞吐量2000万t/a	船舶、码头	船舶靠离泊事故造成码头、船舶受损或引发泄漏扩散及火灾爆炸事故；船舶船况不佳、操作失误等造成泄漏事故
作业平台及引桥上管线系统		产品码头：3km 原油码头：2.5km	管道、阀门	管道的焊接质量差，因焊缝开裂而泄漏；阀门、 法兰及密封件等密封性能不良而导致泄漏；静 电消除不利或明火等引发火灾爆炸事故
支航道		产品码头：5230m 原油码头：3168m	船舶	船舶搁浅或发生碰撞事故，造成泄漏事故

8.7.3.1 储运物品危险性与污染特性识别

8.7.3.1.1　　物质危险性识别

本工程码头主要为中委广东石化2000万吨/年重油加工工程的原材料和产品运输配套服务，货种为原油、成品油、液体化工品和固体散货、集装箱，具体货种和吞吐量见**错误!未找到引用源。**。可见，原油码头吞吐量不变，产品码头的出港货种和吞吐量增加。

本评价根据工程主要货种的基本物化性质，依据《建筑设计防火规范》（GB50016-2014）、《石油化工企业设计防火规范》（GB50160-2008）中储存物品危险性分类，对本工程相关货种进行货物危害性分类分析，相关技术数据和分类结果见**错误!未找到引用源。**。此外，通过货种对哺乳动物的毒性以及毒性分类评价货种对人体健康的潜在危害作用，相关数据见**错误!未找到引用源。**。

上述液体化工品、成品油，大多具有易燃、易爆、易挥发、易扩散、流淌、易产生静电、易受热膨胀、有毒等特性，某些物质在一定条件下易发生剧烈反应。

（1）易燃性

对照《石油化工企业设计防火规范》（GB50160-2008），绝大多数货种为易燃或可燃物质，其火灾危险性分类为：

甲A类：LPG、丁二烯等；

甲B类：原油、汽油、石脑油、苯、对二甲苯、丙烯、甲醇等；

乙类：柴油、航煤、苯乙烯、硫磺、聚丙烯等；

丙类：沥青、原煤等。

因此，本工程储运液体货品以甲类和乙类易燃货品为主。其中，LPG、丁二烯闪点较低，挥发性较强，在空气中只要有很小的点燃能量就会闪光燃烧，而且燃烧速率很快，火灾危险性更大。

（2）易爆性

石化产品挥发出来的蒸汽与空气混合，浓度处于爆炸极限范围时，遇有一定能量的着火源，容易发生爆炸，爆炸极限范围越宽，爆炸下限越低，爆炸危险性就越大。

本工程部分货种能与空气形成爆炸性混合物，且部分货种的爆炸下限较低，部分货种的爆炸极限范围较宽，因此爆炸危险性较大。在石化产品储运生产中，燃烧和爆炸经常同时出现，互相转化。因此，爆炸危险性与火灾危险性排序基本相同。

（3）毒性

本工程储运的液体化工品多为有毒有害物质，通常对人体有害，其中苯毒性为Ⅰ类，LPG属于Ⅱ类，甲醇、甲苯等属于Ⅲ类。

（4）易蒸发

本工程部分货种，如LPG等，具有较强的蒸发特性，可燃化学品的蒸气压越大，表明其蒸发性越强，越容易产生引起燃烧所需的蒸气量，火灾爆炸危险性也就越大。由于蒸气压受温度影响较大，温度升高时，蒸气压将随之增大，因此储罐、软管及管路等应有足够的强度或采取相应的泄压措施以防止温度升高时容器胀裂。同时，应注意避免火源、热源接近上述设施。

（5）易产生静电荷

液体化工品在流动、晃动、过滤、喷射等情况下，由于静电荷产生速度高于静电荷的泄漏速度，从而会产生静电荷聚积。本工程储运的许多货种，如柴油等，在装卸储运过程中有产生和积聚静电荷的倾向。

静电放电是导致火灾爆炸事故的重要原因之一。

（6）忌接触强酸、氧化剂等

大多数液体石油化工品在遇到强酸、氧化剂时会发生剧烈反应，甚至燃烧爆

炸，对此应特别加以注意，以防止泄漏，更不能与其他货种接触。

综上可知，火灾危险性较大的是LPG、丁二烯、丙烯等，为甲A类；其次是原油、汽油、苯、对二甲苯、轻石脑油、甲醇、丙酮等，为甲B类；其他为乙类和丙类。

毒性最大的为高芳烃油所含的苯，毒性为I类；其次为 LPG，属于II类，甲醇等为Ⅲ类。

可溶性货品：甲醇等。

装卸货种普遍具有的上述特性，是导致本工程生产过程中存在火灾爆炸危险、毒物泄漏扩散危险及毒物危害的内在原因。

本工程输运过程中存在火灾爆炸危险、货品泄漏扩散危险。

8.7.3.1.2 货种污染特性分析

MARPOL 73/78公约附则II基于GESAMP（海洋污染专家组）的研究报告，通过对化学品多项污染特性进行的综合评判，确定其污染类别，X类危害性最大，Y类次之，Z类危害性最小，对于不适于该分类类别的化学品用OS类表示。污染特性综合判别指标包括：（1）生物累积和生物降解；（2）水生生物的毒性；（3）对人类健康的危害（对哺乳动物毒性）；（4）对海洋野生生物及海底生态环境的影响；（5）对海岸休憩环境的影响等。其中最重要的指标为化学品本身的生物积累特性和其对水生生物的毒性。

本项目码头建成后装卸的货种主要包括液体化工产品、油品两大类，根据MARPOL73/78公约相关内容，液态有害物质的分类情况见表 8.7-5。

从表中可以看出：

1）本项目没有X类液态有害物质，这类物质的排放洗舱水或压载水入海将会对海洋资源或人类健康产生重大危害－禁止排放。

2）本项目共有5种货物为Y类液态有害物质，此类物质如果排入海洋，将会对海洋资源和人类健康造成危害，或对海洋的舒适性及其他合法利用造成损害。必须采取严格的防范措施，限制此类物质排入海洋环境的种类及数量。

3）本项目没有Z类物质，排放洗舱水或压载水入海将会对海洋资源或人类健康产生较小的危害－限质限量（较低限制）排放。

4）本项目有4种油类，此类物质如果排入海洋，将会对海洋资源和人类健康造成危害。该类物质吞吐量很大，须采取严格的防范措施，禁止此类物质排入海

洋环境。

表 8.7-5　　本工程相关货种的污染类别及操作规定

操作分类	污染类别	货种
执行附则 II	X 类	
	Y 类	苯、二甲苯、甲醇、苯乙烯、混合二甲苯
	Z 类	
	OS 类	/
执行附则 I	石油类	航煤、汽油、柴油、原油
其他		丁二烯、丙烯、液化石油气、沥青、硫磺、煤炭、聚丙烯、低密度聚乙烯（LDPE）、高密度聚乙烯（HDPE）、ABS

表 8.7-6　　各类货种吞吐量统计　　单位：万 t/a

污染类别	吞吐量
X 类	0
Y 类	312.55-320.53
Z 类	0
油品	796.73（产品油）+2000（原油）
OS 类	0
其他	136.24~215.14
合计	2000（原油码头区）+1245.52~1332.4（产品码头区）

8.7.3.1.3　本项目预测分析货种确定

根据以上分析结果，本次评价选择吞吐量较大、毒性较大的货种进行预测分析，同时考虑不溶货种和可溶解性货种进行分析。

确定的货种如下：

原油码头区：原油

产品码头区：柴油（不溶、吞吐量较大）、二甲苯（不溶、吞吐量较大，毒性较大、油膜漂移形态与苯相似）、甲醇（可溶、毒性较大）

8.7.3.2　海洋环境风险环节分析

海域环境风险源主要分为流动风险源和固定风险源。本项目海域环境流动风险源为工程涉及的各类船舶及其所携带的各类危险货物，固定风险源为码头输运、管道、装卸设施、靠泊船舶及其装卸输运的各类危险货物。

按装卸货种不同，本项目海域环境风险可分为油品和化学品泄漏事故风险；按事故发生地点，可分为船舶运输事故风险和码头装卸过程事故风险两类，泄漏事故发生地点分类见图 8.7-4；按泄漏事故发生时间，可分为在锚地锚泊期间、

在航道航行期间和码头靠泊（进行装卸作业）及靠离泊期间等三类泄漏事故。

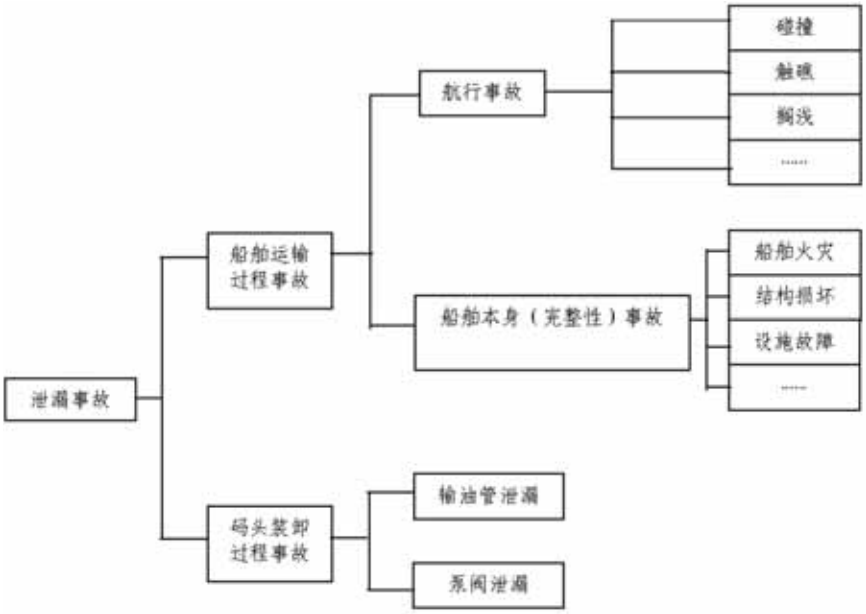


图 8.7-4　　泄漏事故分类示意图

8.7.3.2.1　码头岸上泄漏扩散事故致因分析

本工程码头岸上泄漏事故形式包括：管道破裂泄漏、输油臂泄漏、泵泄漏、阀门泄漏等。而在正常的生产输运过程中，各环节均有可能发生泄漏事故，其泄漏事故原因主要有三个方面，分析结果如图9.3.2-2所示。

岸上泄漏事故又与油气扩散、火灾、爆炸及中毒等事故紧密联系。以装卸船过程发生在码头面的油品泄漏事故为例，油品发生泄漏后，一部分将直接泄漏进入水体，另一部分将在码头面上流淌，并逐渐形成具有一定厚度和面积的油池。该油池若被点燃，将引发池火。池火事故可能损坏码头及船舶设备设施，从而造成更大规模的油品泄漏事故。另外，泄漏的油品会不断蒸发，蒸发产生的蒸汽云在空气中扩散，当扩散浓度足够大时，将有可能造成暴露人员中毒。码头泄漏可能导致的火灾、爆炸和蒸发影响在总环评中一并考虑，本评价仅针对海洋环境影响进行预测。

对泄漏事故致因的具体分析如下：

（1）设备设施先天性质量缺陷或运营故障

1）油品管道、阀门及其它附件等设备选型不当、产品质量不符合要求或使用过程中老化产生裂纹、穿孔。

2）施工安装质量差，主要表现为管道焊接质量差，存在气孔或未焊透，石油化工系统多起重大事故都与工程初期的施工质量特别是焊接质量差有直接关

系。

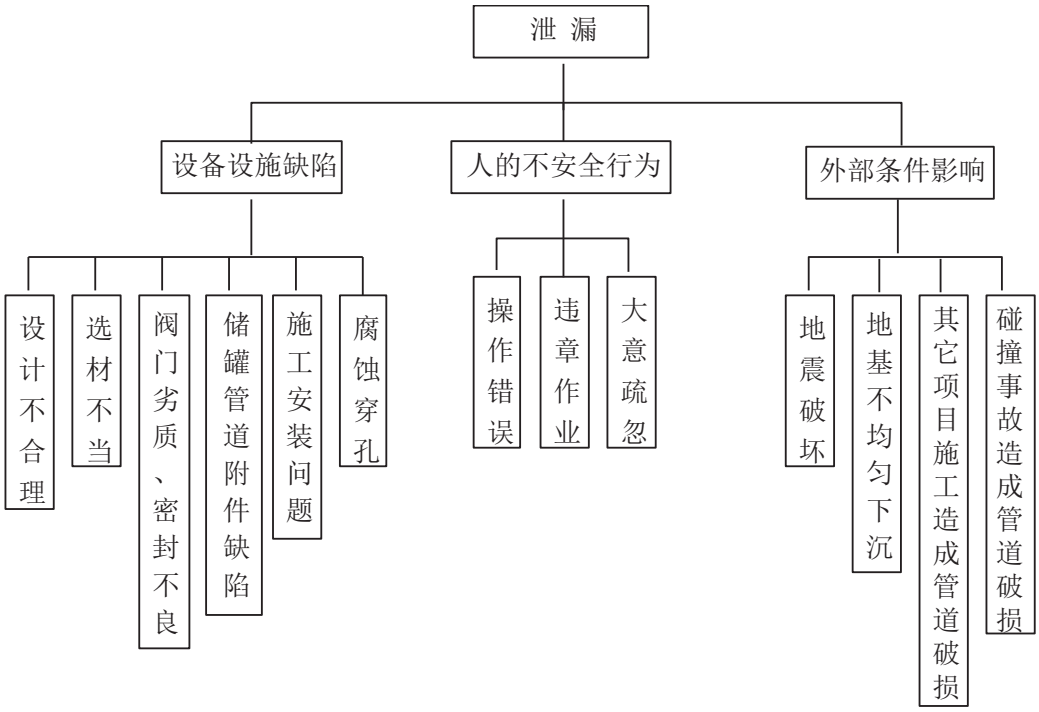


图 8.7-5　　泄漏事故原因分析

3）法兰密封不良，阀门劣化而出现内漏，金属软管接头变形、渗漏等，由于阀门质量缺陷而造成的泄漏事故是石油化工系统较多发的事故类型。

4）管道系统因腐蚀、磨损而造成管壁减薄穿孔，应定期检测其壁厚，以及早发现问题，及时解决。

（2）人的不安全行为

1）作业人员违章作业、违章指挥或因麻痹大意，造成管线超压破损。

2）船、码头及后方库区三方之间通信联络及交流有误或者衔接不当，导致跑油。

3）作业人员不认真执行设备检修维护及现场巡检等安全管理规章制度，为能及时发现事故隐患并加以解决。

（3）其它因素

1）地基不均匀下沉，导致管道破裂、漏油；

2）地震、海啸等自然灾害对管道的破坏；

3）车辆碰撞而导致管道破裂；

4）人为破坏。

由以上分析可知，要防止或减少泄漏事故发生，主要应做好以下几方面的工

作：

（1）在日常更换设备时，应严把设备设施的选型、安装及检测检验质量关，消除质量缺陷这类先天性事故隐患，同时加强对设备设施的巡视检查和日常维修保养工作，避免或减少故障发生，确保设备设施处于正常的工作状态；

（2）加强对作业人员的安全教育、培训与管理，严格执行安全技术操作规程，加强船、岸之间的配合与协作，避免违章作业及操作失误等现象发生。

根据相关部门对582例石化储运事故原因的分类统计分析，责任事故所占比例近2/3，是导致事故发生的主要原因。火灾爆炸事故及跑、冒、滴、漏事故是油品储运过程中主要事故类型。

8.7.3.2.2 船舶溢油事故致因分析

（1）船型和船舶艘次分析

本项目运行后，按吞吐量和主力船型估算，原油码头年进出港约 100 艘次，产品码头年进出港 2100 艘次。本项目年进出港大小船舶共约 2200 艘次。

（2）溢出事故致因分析

1）风险诱因的主要类型

船舶运输过程事故可分为航行事故和船舶本身（完整性）事故。航行过程事故包括碰撞、触礁、搁浅等，船舶本身事故包括船舶火灾、结构损坏、设施故障等。可能导致船舶泄漏的直接或间接原因有船舶与船舶相互碰撞、船舶碰撞码头、船舶搁浅、船舶火灾爆炸、恶劣环境条件下船舶翻沉或结构断裂。

本项目船舶污染事故主要风险因素一览表见表 8.7-7。

表 8.7-7 主要风险因素一览表

风险类型	风险因素
船舶运输状况	到港船舶密度（艘次/年） 周围海域危险品船密度（所占艘次） 水上加油站和过驳作业点状况（艘次） 单壳或双壳船舱、船上设施及船龄
航道和锚地	航线及进出港航道状况 助航、导航条件 锚泊能力、锚地尺度和主要用途
自然灾害	台风、风暴潮 洪水、暴雨 大雾 地震等
港区码头设施	码头型式 泊位水深 装卸储运方式 事故防控水平等

除了本工程码头在内的危险性因素以外，与码头有关的外部技术条件，如来港船舶、锚地、航道以及风、雾、潮流等自然条件等都可能造成船舶溢油、化学品事故，从而对码头周边水和环境造成污染与损害。港口海域船舶溢油事故多发地带主要集中在：一是进出港航道，包括港内浚深的专用航道、单向航道；二是码头及前沿水域；三是锚地。此外船舶溢油事故的发生与本地区的台风、雾、潮流等气象、水文也有密切关系。

因此，运营单位除了应做好本工程码头内风险防范工作外，还应积极配合当地海事等相关部门共同做好码头周边水域的风险防范，将其事故风险降到最低，做好码头周边水域的环境保护。

（3）气象因素时空变化统计

项目所在区域雾和风等气象因素是构成事故风险的主要诱因之一，工程区域台风出现的主要季节为夏季，大雾出现的主要季节为秋冬季，而春季主要灾害性天气为大风。

（4）风险区域过往的其它船舶状况

根据类比资料，年吞吐量超过亿吨的主枢纽港进出港船舶艘次约5~6万艘次/年。揭阳市现有各类泊位仅48个，其中3000吨级泊位16个，5000吨级泊位5个，70000吨级泊位1个，其中沿海码头主要为神泉港务管理所码头和惠来电厂煤码头，其他码头主要为榕江沿岸码头。揭阳港年吞吐能力2696万吨（2016年），除惠来电厂码头外，其他泊位主要为500～5000吨级；其中危险品吞吐量约为135万吨（2016年），危险品泊位主要为1000～5000吨级；根据不完全统计，揭阳海域目前平均年进出港船舶约1.1万艘次，其中危险品船约1600艘次。

8.7.3.2.3　输油管道的风险因素分析

本项目原油码头通过管道将原油输入中转库，厂区通过管道将成品油和化工品输入产品码头，通过船舶外运。其中厂区与产品码头的管线长约 3km，原油码头与中转库的管线长约 2.5km。

（1）腐蚀风险分析

1）海雾及潮湿空气

地上管道的腐蚀主要由海雾及潮湿空气引起。由于本项目输油管道建于海边，其管道必然将受到海雾及空气中的盐分腐蚀。

2）货品的腐蚀

除了海雾和潮湿空气腐蚀之外，管道内部必然还要承受输送货品的腐蚀。同时，流动的输送货品也会对管道造成冲蚀。管道被腐蚀和冲蚀的危害不仅在于其本身，更为危险的是降低了整个管道系统对外部和内部机械荷载的抵抗能力，也降低了管道的抗震等级。

3）电腐蚀

地面上的强电线路，包括高压输电线路、电气化铁路、变电站等，均会使管道形成杂散电流，形成电腐蚀，造成较高的事故率。

在本工程设计中，根据金属管材的性质，对防护的要求从技术上的可能性以及经济性进行了全面考虑，采用管材选择、涂复合保护层等几种方法并用，以保证管道在服役期内的安全。

（2）他人损坏因素分析

从美国石油产品管道 1982～1991 年 10 年间运行数据分析，管道事故以外力损坏所占比例最高，其中又以他人损坏所占比例最高；又根据美国运输委员会（DOT）统计显示：从 1985 年至 1991 年，管道破损案例中有 77.9%是他人损坏所引起。

他人损坏因素造成的事故又可分为他人失误损坏和故意破坏引发的事故。

1）他人失误损坏事故

他人失误损坏主要来自在管道近旁或上、下方进行其它生产活动或建筑时，误挖掘破坏、或交通工具误撞击管道等造成管道或阀门等破裂泄漏。

2）故意破坏造成的事故

故意破坏造成的事故主要是指人为蓄意破坏，如偷盗分子在管道上钻孔偷油、盗窃管道附属设施的部件等，均可引起管道破裂溢油，继而引发火灾，造成的直接危害和继发危害都是比较严重的。

由于人为破坏因素的不确定性，应当通过加强管理，保证施工质量，建立安全巡检制度等措施，在必要时候与地方政府及有关部门保持联系，保证管道不受人为因素的破坏。

8.7.3.2.4　本项目海域环境风险因素分析

（1）工程技术系统

1）航道与锚地

航道条件是影响船舶安全航行的主要风险因素之一。通过前面对该项目进出

港航道船舶交通和污染事故的统计分析，船舶发生搁浅、碰撞等事故原因大多与航道、锚地因素有关。

就航道而言，本项目原油码头航道和产品码头航道均为专用航道，但船舶进出港航线与近岸航行船舶既定航线和渔船的习惯航路有一定的交叉，成为高风险区。

2）助航导航设施

本项目根据《中国海区水上助航标志》（GB4696-1999 ）的要求，结合航道布置、周围海域状况设置航标系统。助航、导航设施有主航道灯浮、支航道灯浮及码头灯桩，能满足安全靠泊的要求。

3）CCTV 和 AIS 系统

揭阳海域尚未建立船舶交通管理（VTS）系统。

4）通航密度

在船舶进出港过程中，会出现船舶对遇、追越或交叉相遇局面，这些位置成为交通流的节点，在交通流节点位置，船舶流量大，受航行条件的制约，容易造成船舶交通事故，环境污染事故风险性较大。

船舶密度的快速增长，是导致船舶碰撞事故发生的一个主要风险因素。随着拟建项目的投产，该港区的船舶密度将进一步增大，使事故发生的可能性增加。

该海域渔船较多，对该项目附近海域的通航带来一定的安全隐患。尤其在台风时期，大量渔船进入避风，大大增加了该海域船舶流量，增大了发生溢油事故的可能性，特别在锚地区。

5）码头与装卸货物

本项目为油品和化学品接卸码头，油轮装卸作业误操作引起的漏油和船舶的海损事故导致的漏油都是潜在的污染源。溢油事故将是本项目及其附近海域安全的最大隐患。特别是苯等化学品，扩散后会对水体和大气造成污染，影响周围的人员生命安全及周围生态安全。

6）船舶

本项目靠泊船舶为油船、液化气船和液体化工品等。根据调查，目前的油船、液化气船和液体化工品船大多采用双壳船体，船舶技术状况较好，且消防设施较齐全，可以起到防止和减少船舶溢油事故性漏油的作用。

（2）人员系统

根据国内外船舶事故统计分析，人为因素也是事故发生的主要原因之一。总结以往的人为因素有：

1）装卸作业时，值班人员责任心不强，违章操作或检查、监控不到位，导致冒舱等事故发生；

2）设备未及时维修更换，发生穿孔、破裂导致油品、化学品泄漏；

3）船岸沟通出现问题，导致冒舱等事故；

4）输油臂超限报警器出现故障未报警；

5）船员违章排放油污水；

6）船员开错阀门导致溢油；

7）船长在开船时因人为因素导致船舶碰撞、搁浅或触礁；

8）船员和操作人员不熟悉使用应急设备。

（3）管理子系统

1）政府管理因素

①预案制定与颁布

2000 年 4 月，原交通部和环保部联合发布实施《中国海上溢油应急计划》及各大海区溢油应急计划，其中《南方海区溢油应急计划》适用于本项目海域。

揭阳市人民政府于 2010 年组织编制了《揭阳市船舶污染事故应急预案》（揭府函[2010]67 号）。

这些文件的制定和颁布，有利于海事行政主管部门在事故发生后加强组织协调，调动一切应急资源进行清污行动，减少环境损害。

②硬件设备的投入

目前揭阳海域配备了溢油应急设备，形成了一定的溢油应急能力。

③教育培训

揭阳海事局已组织举办海上溢油综合应急演习。加强辖区船舶污染应急队伍的建设，提高应急队伍素质。

（4）环境系统

1）风对船舶通航安全的影响

船舶靠泊时，应考虑风、流对船舶操纵性能的影响，码头前沿调头水域的大小和可用水深等；船舶离泊时应考虑因船舶卸载后吃水减小使风增大对船舶操纵的影响、码头上下游可用水域尺度和离码头时航道的情况等。

项目所在海区台风数量较多，且风力较强，台风期较长，台风可能对锚泊船只造成危害。

2）流对船舶通航安全的影响

深水区涨落潮的流速较大，尤其是船舶靠码头时，水流横向作用较大，对船舶停泊、靠离造成较大影响。

船舶在航行中受横流影响将发生船舶偏移，使船舶偏离航道中心线，从而产生风险因素。

3）潮汐对船舶系泊作业的影响

潮位发生变化时，船舶与码头相对位置和系缆受力发生变化，使船舶对码头造成挤压，可能造成船舶和码头设备的损坏，从而产生溢油风险因素。

4）波浪对船舶通航安全的影响

该海域波浪较大，使船舶航行和作业难度增加，危及船舶通航安全。

产品码头形成环抱式港区，受外环境影响较小；原油码头受外环境的影响相对较大。

综上，本项目所在海区海况较复杂，航线较多且繁忙，岛礁较多，港区附近海区存在船舶搁浅、碰撞和沉没的可能性；就船舶进出港而言，主要存在船舶碰撞的可能性；本项目码头的吞吐量较大，操作性事故也有发生的可能。

8.7.3.3 环境风险类别识别

8.7.3.3.1 环境风险类别识别

（1）风险类型

根据以上分析，本项目环境风险类型主要为油品、化学品泄漏和火灾、爆炸事故导致油品和化学品泄漏入海。

按事故原因分类可分为操作性事故和海损性事故。

操作性事故按事故发生的环节分为装卸货油、加燃油、其他作业事故；海损性事故一般伴随船舶交通事故发生，根据致因分为碰撞、触损、搁浅、沉没、船体破损、火灾爆炸等。

（2）主要危险因素

根据以上分析，造成本项目船舶污染事故的主要因素中，最大的风险因素为码头、货物、航道/锚地，风险较大的因素为人员、管理、气象和水文，船舶的

风险因素较小。

（3）风险事故发生地点和原因

操作性溢油事故多发生在港口码头，海损性事故多发生在近海（航道和锚地），火灾爆炸在码头、航道和锚地均有可能发生。该项目可能发生的典型事故的位置和原因识别见表 8.7-8。

表 8.7-8　　港区各场所及其存在的危险有害因素识别

部位		设施	危险有害因素
码头	作业平台	装卸臂或软管	装卸臂或金属软管洒漏、管线渗漏、阀门泄漏、操作失误等造成泄漏事故或火灾爆炸事故
	引桥	管道、阀门	管道的焊接质量差，因焊缝开裂而泄漏；阀门、法兰及密封件等密封性能不良而导致泄漏；静电消除不利或明火等引发火灾爆炸事故
	码头前沿（港池）	船舶、码头	船舶靠离泊事故造成码头、船舶受损引发泄漏扩散及火灾爆炸事故；船舶船况不佳、操作失误、船舶加油失误、火灾爆炸等造成泄漏事故
航道		船舶	船舶间碰撞、恶劣海况、火灾爆炸、违规排放油污水
锚地		船舶	船与船碰撞、火灾爆炸

综上，根据本项目危险品的吞吐量、输运方式和所处的环境特点，本项目可能发生的海洋环境风险类别是溢油事故及火灾、爆炸事故。本报告书仅针对溢油事故进行预测评价，火灾、爆炸风险事故由项目总环评报告进行专门的预测评价。

本项目可能对海洋环境带来风险的因素主要有如下几个：

船舶燃油泄漏事故；

加油泄漏事故；

码头平台和引桥管线泄漏事故；

船舶装载的危险品泄漏事故。

本项目装载的危险品货物比其装载的燃油数量大，且货品毒性比燃油大，为此，本项目海洋环境风险主要针对货品泄漏事故进行分析。根据以上对船舶污染事故的统计和分析结果可知，操作性事故均发生在港内，海损性事故主要发生在近海；溢油事故以小于 10 吨的事故为主，溢油量大于 100t 的事故主要由碰撞或沉没引起。

8.7.3.3.2　　突发事故特点

（1）火灾爆炸危险突出

石化码头的货种，多为火灾爆炸危险性较大的甲、乙类物质，普遍具有易燃、

易爆和易蒸发特性。由于码头装卸不可能做到完全封闭，液体货物在装卸储运过程中不可避免地暴露于空气之中或与空气接触，当蒸发产生的气体达到一定浓度，与空气形成可燃性或爆炸性混合物时，一旦遇到点火源，就会发生燃烧、爆炸事故。

（2）油气泄漏、扩散风险事故危害较大

液体货物一般都具有易蒸发、易流淌和易扩散等特点，在装卸过程中因设备故障或损坏，以及其它一些人为因素的原因，有可能发生泄漏、蒸发及扩散事故，进而造成人员中毒，并可能导致火灾爆炸事故发生。如果发生较大规模的泄漏事故，还可能对周围环境造成严重污染

（3）毒物危害不容忽视

化工品、油品多为有毒物质，一旦发生泄漏事故，就会对周围人员和环境造成不同程度的毒物危害，同类码头曾发生过多起作业人员中毒事故。

8.7.4 事故概率分析及源项分析

8.7.4.1 船舶、码头事故概率分析

码头与船舶航行时发生风险事故的概率是指在特定的时间内，事故可能出现的次数。本评价采用资料类比法，在统计分析国内外溢油事故的类型和规模的基础上，分析本项目不同类型和规模的溢油事故发生概率。

8.7.4.1.1 事故概率分析

（1）ITPOF船舶污染事故统计与分析

油轮海损事件通常在灾害性天气条件下发生，台风引起的暴潮使海轮失控招致的油轮断裂倾覆或碰撞搁浅，浓雾天气与过往船只碰撞，都可能在码头、航道附近发生油轮海损溢油。

据ITOPF（International Tanker Owners Pollution Federation Ltd）1974~2015年统计资料，42年间发生油品船舶泄漏事故9697次，其中泄漏量大于700t的事故次数为459次，7～700t的事故次数1364次，小于7吨的事故次数7874次。从统计资料可知，绝大多数事故泄漏量小于7t，所占比例约81.2％。

事故原因统计结果显示，除不明原因事故外，以设备故障导致的事故数量最多，占19.8%；其次是船体破损，占7.6%；大于700吨的事故中，以搁浅和碰撞导致的居多。

表 8.7-9　　1974～2015 年全球海轮溢油事故统计

事故原因	<7t	7－700t	>700t	合计
装卸作业	3170	393	42	3605
加装燃料	574	32	1	607
抛锚	0	0	25	25
在航	0	0	310	310
其它操作	1286	178	81	1545
不明原因	2844	761		3605
合计	7874	1364	459	9697

表 8.7-10　　1974～2015 年全球海轮溢油事故原因统计

事故原因	发生次数	所占百分比（%）
碰撞	685	7.1
搁浅	660	6.8
船体破损	738	7.6
设备故障	1917	19.8
火灾、爆炸	273	2.8
其它	2020	20.8
不明原因	3404	35.1
合计	9697	100

表 8.7-11　　小于 7t 溢油事故原因统计

	操作				
	装货/卸货	加油	其它操作	未知	合计
	3,170	574	1,286	2,844	7,874
泄漏的原因					
碰撞	3	2	15	168	188
搁浅	2	0	15	223	240
船体受损	325	10	47	195	577
设备故障	1,130	108	251	203	1,692
火灾/爆炸	50	5	36	83	174
其它	842	291	518	164	1,815
未知	818	158	404	1,808	3,188
合计	3,170	574	1,286	2,844	7,874

表 8.7-12　　7～700t 溢油事故原因统计

	操作				
	装货/卸货	加油	其它操作	未知	合计
	393	32	178	761	1,364
泄漏的原因					
碰撞	5	0	57	299	361
搁浅	0	0	26	244	270
船体受损	37	4	15	45	101
设备故障	145	6	17	39	207
火灾/爆炸	9	0	13	25	47
其它	98	13	36	28	175
未知	99	9	14	81	203
合计	393	32	178	761	1,364

表 8.7-13　　大于 700t 溢油事故原因统计

	操作							
	抛锚（内陆/限制区域）	抛锚（开放水域）	在航（内陆/限制区域）	在航（开放水域）	装货/卸货	加油	其它其他操作/未知	合计
	16	9	81	229	42	1	81	459
泄漏的原因								
碰撞	6	5	34	66	2	0	23	136
搁浅	5	1	46	68	2	0	28	150
船体受损	2	1	0	49	0	0	8	60
设备故障	0	0	0	6	11	0	1	18
火灾/爆炸	2	2	1	25	13	1	8	52
其它	1	0	0	14	8	0	7	30
未知	0	0	0	1	6	0	6	13
合计	16	9	81	229	42	1	81	459

（2）类比分析突发性危险品泄漏事故概率

据揭阳海事部门2007年~2017年的水上交通事故统计，在码头工程所在海域未发生过列入统计的水上交通事故。

本评价类比湛江港和洋浦港统计资料进行分析，湛江港是一个成熟的港口，原油和成品油吞吐量较大，湛江港为海湾式港口，湾内码头众多，通航条件受养殖等因素影响较大，发生事故的可能性也较大，本项目为开放式海域，类比湛江港海域溢油事故发生概率较为保守。洋浦港存在为炼化系统提供的原油码头和产品码头，也是一个较为成熟的港口，洋浦港为开放式海域，周边亦存在渔港，渔船对港口通航有一定干扰，具有与本项目类似的环境条件。

1）湛江港溢油事故统计情况

湛江港从1994年～2017年的溢油事故统计见表 8.7-14。期间一共发生溢油事

故41次，平均1.7次/年；24年间共发生大规模（50吨以上）溢油事故2起，平均0.08次/年，约十年一次；中等规模（10～50吨）溢油事故2起，平均0.08次/年，约十年一次；小规模（10吨以下）溢油事故37起，平均1.5次/年。其事故原因主要为人为操作性事故溢油，约占92.7%；最大事故为火灾爆炸和船舶碰撞。

以上事故中，2次发生在锚地，5次发生在灯浮（航道），其他基本上发生在码头作业区的操作性事故。在航道发生的事故主要是船舶碰撞事故和搁浅事故。

由图 8.7-6可见，2001年~2008年湛江港溢油事故发生数量较多，总体呈下降趋势。

表 8.7-14　　1994～2017 年湛江港溢油事故统计

序号	时间	涉事船舶	事故地点	主要原因	泄漏种类	泄漏量
1	1994.12.4		湛江港 202#泊位	管道溢油	原油	10t
2	1995.12.5		湛江港 19#灯浮	碰撞	原油	35t
3	1997.2.15		湛江港 201#泊位	管道溢油	伊朗原油	100t
4	01.01.03		湛江二区码头	卸油管线法兰破损	燃料油	100kg
5	01.04.16		海滨公司月亮岛湾海滩	不明污染源	滩涂油量	300kg
6	01.10.31	大庆 234	湛江二区码头 202#泊位	操作性	原油	0.5kg
7	02.03.16	华宏	硇洲东南约 4 海里处	操作性	污油	10kg
8	02.04.15	穗海供 104	湛江港 206#泊位	操作性	燃料油	30kg
9	02.05.28	大庆 48	湛江港 202#泊位	操作性	原油	60kg
10	02.09.14	宏运油 19	湛江港 202#泊位	操作性	重油	100kg
11	02.12.24	海观山 168	湛江 16#-18#灯浮	操作性	油污水	2m³
12	03.09.18	大安 1	湛江港 206#泊位	船员操作失误，油舱满溢入海	燃料油	200kg
13	04.06.14	益友 158	调顺岛渔业公司码头	擅自向码头排放机舱污水	油污水	4m³
14	04.12.03	富达	调顺岛渔业公司码头	连通阀损坏，在泵货舱污油水过程中，污油水漏出舷外	油污水	10kg
15	05.1.10	强发 668	侨联码头	用潜水泵向舷外排放舱底污油水	油污水	少量
16	05.1.11	黄鹤 8 号	湛江调顺渔业公司码头	艏楼柴油机房地面上少量柴油通过小孔口泄出	柴油	0.5kg
17	05.2.21	MAGPIE	201#泊位	船员操作不当致使污油柜满溢	油污水	2m³
18	05.07.26	远轮	204#泊位	吹管时透气系统呼吸阀故障，导致冒油入海	渣油	45kg
19	05.07.29	HEMINA	204#泊位	由旁通管路的盲端垫片老化，发生液氨小泄漏		未造成污染
20	06.01.19	DAMATINO	104#泊位	试验车辆甲板后桥门时液压管路破裂	液压油	10kg
21	06.03.24	FOURBAY	201#泊位	使用消防泵不当，致使少量污油泄漏入海	油污水	100kg
22	07.01.08	海航油 1	宝满码头	船员操作不当，开错管路阀门，导致货油直接入海	燃料油	1t
23	07.02.23	远轮	三区码头	驳卸污油水时卸管与接口脱开	污油	100kg
24	07.03.02	福安 46	8#锚地	不小心将油打翻	柴油	0.5kg
25	07.05.01	东达 18	406#泊位	排放货舱积水时，舱底管旁通阀损坏	机舱污水	200L
26	07.05.45	源汉油 3	206#泊位	卸燃料油过程中，货油泵左舷出口管路法兰螺栓松动	燃料油	80kg

序号	时间	涉事船舶	事故地点	主要原因	泄漏种类	泄漏量
27	07.07.31	化运 5 号	201#泊位北面独立带缆桩附近水域	进靠码头时，船舯后部与 201#泊位北面独立带缆桩发生碰撞，第 5 左货舱舷侧板靠近主甲破裂开口	柴油	4t
28	07.09.22	合力 1	外轮航修厂前沿码头	清除船舶残油时，未上紧输油软管接头卡箍进行开泵作业致使软管脱落	残油	40kg
29	07.10.13	镜泊湖	湛江港 19#锚地	船员违规操作，造成爆炸，导致第二左压载舱水下舷板开裂，液压油管破裂	柴油	68.83t
30	07.10.25	兴龙舟 301	湛江港 206#泊位	货油舱舱盖开启，扫舱过程中导致货油满出舱溢出	燃料油	100kg
31	08.03.02	辽油 801	湛江港 26#灯浮	湛江港第二引航锚地抛锚时发生搁浅		
32	08.06.24	兴航 58	湛江港外贸码头 2#泊位	扫舱压力大，扫舱过程货油满出舱溢出	燃料油	400kg
33	08.08.19	大庆 76	湛江港 6#灯浮	满载 1 万吨原油搁浅		
34	09.04.20	海福 5	湛江港 104#泊位	日用油柜满溢入油	柴油	30kg
35	10.02.03	“运通”轮	湛江港 402#泊位	“运通”轮没有合理安排各舱加油计划，导致 4#舱装油过多而通过透气管溢出	重油	20L
36	10.04.22	能达州 36	湛江港 207#泊位	货油舱舱盖关闭不严，在装油结束扫舱过程中导致小量货油溢出	货油	20L
37	11.07.21	米弗	南油物资公司码头	卸载时，卸油管路和岸上接油软管的连接处发生脱落	油基泥浆	5-6L
38	12.10.16	湛机 1206	平乐渡口码头	码头翻船造成污油水泄漏	污油水	少量
39	13.03.07	GLAROS	湛江港 200#泊位	消防水冲洗甲板导致液压油下海	液压油	少量
40	13.03.22	北海远望	湛江港 202#泊位	卸油时码头输油臂泄漏	原油	少量
41	17.01.03	丰永 2 号	湛江港 36 号灯浮西南 300 米	船舶发生火灾导致沉没，船上油污泄漏		5 吨

表 8.7-15　　湛江港辖区 1994～2017 年船舶水上污染事故分析表

统计年份 / 事故次数		1994 年	1995 年	1996 年	1997 年	1998 年	1999 年	2000 年	2001 年	2002 年	2003 年	2004 年	2005 年	2006 年	2007 年	2008 年	2009 年	2010 年	2011 年	2012 年	2013 年	2014 年	2015 年	2016 年	2017 年	合计
事故类型	操作性事故	1	0	0	1	0	0	0	2	5	1	2	5	2	8	3	1	2	1	1	2	0	0	0	0	37
	海损性事故	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	3
	其他/未知	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
	小计	**1**	**1**	**0**	**1**	**0**	**0**	**0**	**3**	**5**	**1**	**2**	**5**	**2**	**9**	**3**	**1**	**2**	**1**	**1**	**2**	**0**	**0**	**0**	**1**	**41**
事故地点	港内	1	0	0	1	0	0	0	2	3	1	2	5	2	7	1	1	2	1	1	2	0	0	0	0	32
	航道	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	1	5
	锚地	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2
	近海	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
	其他/未知	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
	小计	**1**	**1**	**0**	**1**	**0**	**0**	**0**	**3**	**5**	**1**	**2**	**5**	**2**	**9**	**3**	**1**	**2**	**1**	**1**	**2**	**0**	**0**	**0**	**1**	**41**
溢油量	小于 10 吨	0	0	0	0	0	0	0	3	5	1	2	5	2	8	3	1	2	1	1	2	0	0	0	1	37
	10～49 吨	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2
	50～99 吨	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
	100～499 吨	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
	500～999 吨	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	1000～9999 吨	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	10000 吨以上	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	未知	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	小计	**1**	**1**	**0**	**1**	**0**	**0**	**0**	**3**	**5**	**1**	**2**	**5**	**2**	**9**	**3**	**1**	**2**	**1**	**1**	**2**	**0**	**0**	**0**	**1**	**41**
海损性事故类型	碰撞	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
	搁浅	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	触礁	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	触损	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	沉没	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	火灾/爆炸	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	2
	船体破损	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	其他/未知	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	小计	**0**	**1**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**1**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**1**	**3**

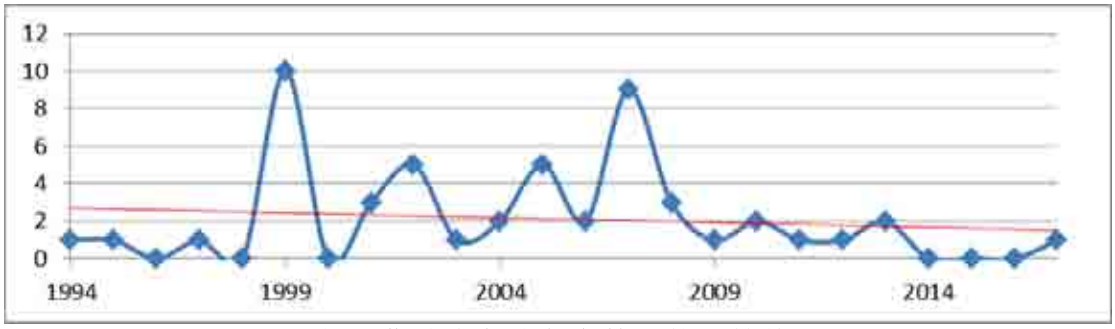


图 8.7-6　　湛江港溢油事故发生数量统计趋势图

湛江港泄漏事故概率见表 8.7-16。

表 8.7-16　　湛江港海洋环境风险发生概率

泄漏事故规模	小规模	中等规模	大规模
泄漏量	<10t	10-100t	100t 以上
湛江港实际事故发生概率	1.5 次/年	0.16 次/年，约 10 年 2 次	0
湛江港规划环评估算	0.455	0.121	0.07

2）洋浦港溢油事故统计情况

根据洋浦海事局提供的资料，2002年～2014年间洋浦辖区未发生溢油污染事故。2010年发生一起溢油事故：2010年8月18日，中国籍加油船“海宝供9”轮在给靠泊在国投洋浦港5#泊位的印尼籍散货船“LUCKY MINERAL”（宝矿）轮供给180#燃料油时，“LUCKY MINERAL”轮右三燃油舱发生满溢，约6.7吨燃料油从右三燃油舱前、后透气管溢出，其中约3吨泄漏入海，致使国投洋浦港港池及调头区约0.15km^{2}水域、3～5号泊位前沿约500m岸壁遭受污染。同时，对海上交通及码头正常生产作业也造成一定影响。事故发生的直接原因是：“LUCKY MINERAL”轮在受油过程中未能经常地进行油舱测深作业以及换舱作业时不及时关闭阀门，导致受油舱的油量过多。事故发生的间接原因是船员不熟悉安全管理手册中有关加油作业程序的有关要求。

洋浦海域溢油污染事故发生概率为0.1（10年一次）。

3）化学品船舶污染事故统计与分析

2007～2017 年度，广东省海域发生 3 次化学品泄漏事故，操作性事故 1 起，海损性事故 2 起。发生概率为 0.3 次/年。

表 8.7-17　　广东辖区 2007～2017 年船舶水上化学品污染事故汇总表

序号	日　期	事故地点	事故原因	船舶名称	船舶国籍（单位）	污染状况	应急处理情况	备注
1	2007 年 8 月 15 日	恒基码头	装卸失误	GOLDEN CHEMICAL（金色化工）	巴拿马	泄漏对二甲苯 400 升	立即布设围油栏，1500 时，船甲板以及海面的对二甲苯基本清除	
2	2010 年 3 月 2 日	广州港桂山引航锚地	船舶碰撞导致“哈奇”轮右四舱破损	FRONTIER HACHI（哈奇）	巴拿马	哈奇轮右四舱破损，舱内所装载的约 1755 吨甲醇溢出。	出动海事船艇、海事人员进行现场应急处置；调派 3 艘专业清污船、32 名化救专业人员、化救设备一批进行了 3 天的现场监护。对“哈奇”轮违法排放污染物的行为，处以 18 万元人民币罚款。	甲醇易溶于水、挥发性强，不易回收。
3	2012 年 3 月	汕尾市陆丰碣石湾海域	船舶发生自沉	化学品船“雅典娜”轮	韩国	船上余存 140 多吨燃油和 7000 多吨浓硫酸	5 月 18 日，沉船货物及燃油过驳工作完成；5 月 26 日起，进入沉船起浮作业及后续处置工作阶段；8 月 14 日，开始实施沉船水下切割、残留油污水清除、残骸抓捞作业；9 月 15 日，沉船残留的油污水被全部清除干净；9 月 25 日，沉船残骸抓捞作业结束。	

4）本项目溢油事故发生概率

根据《揭阳港总体规划环境影响报告书》，规划海域发生 50 吨以上的大规模溢油的概率约为每 33 年 1 次。

综上，本项目海洋环境风险发生概率见表 8.7-18。

表 8.7-18　　本项目海洋环境风险发生概率

泄漏事故规模	小规模	中等规模	大规模
泄漏量	<10t	10~100t	100t 以上
湛江港规划环评估算	0.455	0.121	0.07
湛江港实际事故发生概率	1.5 次/年	0.16 次/年，约 10 年 2 次	0
洋浦港事故发生概率		0.1	
揭阳港规划环评		33 年 1 次	
本项目	**约 0.3 次/a（类比湛江港，为 5 个作业区之一）估算**	**约 0.1 次/a**	**0.01 次/a**

8.7.4.1.2 项目对揭阳港泄漏事故分担率分析

根据《揭阳港总体规划》预测的吞吐量及主要船型，2020 年揭阳港货物年吞吐量为 10370 万吨，预测船舶进出港交通流量为 5.3 万艘次。本项目营运后吞吐量为 3540.64 万吨，预测交通流量为 1358×2 艘次。

本项目船舶溢油风险分担率采用吞吐量和进出港船舶艘次以及企业行业风险系数等指标作为推算的依据。

船舶溢油事故风险分担率计算公式：

$$P_{(T)} = K_n T_n \Big/ \sum_{n=1}^{n=k} K_n T_n \qquad P_{(S)} = K_S T_S \Big/ \sum_{n=1}^{n=S} K_S T_S$$

式中：P（T）为按年吞吐量计算得出风险分担率；P（S）为按年进出港艘次计算得出风险分担率；K 为溢油风险系数，油轮取最大值 2.4；T 为年吞吐量；S 为进出港艘次。

表 8.7-19 本项目对揭阳港的泄漏事故风险分担率估算

项目	揭阳港区	本项目
2020 年吞吐量（万吨）	10370	3481.76
2020 年进出港船舶艘次	53000	2716
按吞吐量计算风险分担率	1	33.6%
按进出港艘次计算风险分担率	1	5.1%
优化后的风险分担率	1	19.4%

8.7.4.1.3 本项目泄漏事故多发区域分析

通过以上分析得知，由于本项目的建设增加了该海域船舶泄漏事故的风险概率，根据国内外船舶溢油事故案例统计分析资料，结合该海域风、浪、流和地理位置特点，本项目泄漏事故高发地依次为出港航道、锚地、回旋水域和港池，在不同地点发生泄漏事故，其事故等级也不同。

表 8.7-20 本项目泄漏事故风险地点及事故等级

泄漏事故地点	风险区级别	泄漏量（t）	事故等级	事故应急相应级别
进出港航道	高风险区	50 以上	最高	区域级
锚地及回旋水域	高风险	10～50 或 50 以上	高	区域级
港池及码头前沿	低风险	10t 以下	一般	企业级

8.7.4.2 管道泄漏事故概率分析

按照美国运输部的统计资料，1982 年～1991 年十年中，美国石油产品管道因各种原因共发生 1901 起事故，管道长度平均 214,155 英里，管道事故率以“次

/千英里·年”表示，得出这 10 年中各种原因导致的事故概率。表 8.7-21 列出了事故原因和事故率。

表 8.7-21　　1982-1991 美国石油产品管道管道损坏原因的事故率

事故原因	事故率 （次/千英里·年）	事故率 （次/1000KM·年）
外力	0.271	0.168
腐蚀	0.244	0.152
其它	0.232	0.144
操作失误	0.050	0.031
管子缺陷	0.046	0.029
焊接缺陷	0.025	0.016
安全阀	0.020	0.012
总计	0.888	0.552

由表中可以看出，外力、腐蚀和操作失误导致管道事故的事故率分别为：0.168、0.152 和 0.031 次/千 km •年，而输油管道总事故率为 0.552 次/1000km •年。

参照国外油品管道事故长期统计数据作为本项目事故概率分析的类比基础数据，采用“泊松分布”描述本项目事故概率事件（F）。

$$F = 1 - e^{-rt}$$

式中：F—t 年可能发生的事故概率；$r_1 = r_2 \cdot \frac{L1}{L2}$

r—综合事故率，次/1000km·a；其中：　　；

r_1 为本管线年事故发生率；r_2 为类比管线年事故发生率；L_1/L_2 为两管线长之比。t—管道运行年。

以管道综合事故率（r＝0.552）类比值作为预测本项目管线系统风险的基础，并预测了不同原因造成管道泄漏的事故发生概率。可以按比例修正事故率以推广到各种长度的管线上。厂区与产品码头的管线长约 3km，原油码头与中转库的管线长约 2.5km，最后得到的事故概率 F 见表 8.7-22。

结果表明，随着运行时间的增加，发生一次泄漏事故的概率在管线系统的不同管段上分布趋势，可通过下表将输油管线总长与营运期 30 年连接对角线而成的两个三角形区域进行分析，可见，产品码头管线在运行 30 年以后，出现 0.05 次/a 的泄漏事故概率；原油码头管线在运行 30 年以后，出现 0.04 次/a 的泄漏事故概率。

表 8.7-22　　本管线不同距离上的事故概率预测

管线长度（km）	事故发生概率(次/年)				
	1 年	5 年	10 年	20 年	30 年
1	0.0006	0.0028	0.0055	0.0110	0.0164
2	0.0011	0.0055	0.0110	0.0218	0.0326
2.5	**0.0014**	**0.0069**	**0.0137**	**0.0272**	**0.0406**
3	**0.0017**	**0.0082**	**0.0164**	**0.0326**	**0.0485**

8.7.5　溢油事故溢油量估算

8.7.5.1　码头操作性溢油事故

（1）码头装卸操作性事故

参照《水上溢油环境风险评估技术导则》给出的预测方法，码头装卸操作性事故 1 万吨级以下码头按 5 分钟关闭泵阀来确定溢油量，1 万吨级以上码头按 3 分钟关闭泵阀来确定溢油量。

表 8.7-23　　不同船舶吨级对应的货油泵参数　　单位：m^3/h

船舶吨级	1 千吨级	5 千吨级	1 万吨级	5 万吨级	10 万吨级	15 万吨级	25 万吨级	30 万吨级
货油泵参数	200	250	500	1200	2500	3500	4500	5000

（2）船舶装卸操作性事故

参考《船舶污染海洋环境风险评价技术规范》中的附录 4.2，最可能发生的操作性船舶污染事故的溢油量：10 吨，或船舶在装卸作业过程中所装货油数量的 1%，取二者中较小值。

估算结果汇总见表 8.7-24。

由表估算可知，保守考虑大型原油船舶、液体散货船舶操作性溢油事故类型，确定溢油量为原油 238.2t、成品油 102.5t、液体化学品 47t。

表 8.7-24　　操作性事故溢油量

序号	码头工程		规模	数量	码头操作性事故	船舶操作性事故（吨）	
						方法一	方法二：所装货油数量的 1%
1	原油码头		30 万吨级	1 个	**238.2t**	**10 吨**	2550
2	产品码头	成品油泊位	10 万吨级	1 个	**102.5t（柴油）**	**10 吨**	85
3		液体石油化工品泊位	3 万吨级	2 个	**47t（柴油）**	**10 吨**	255
			1 万吨级	2 个	**21.5t（对二甲苯）**	**10 吨**	8.5
			5000 吨级	3 个	**17.9t（对二甲苯） 16.5 t（甲醇）**	**10 吨**	42.5

8.7.5.2 管道泄漏事故

按 6~7 分钟发现并关阀+管内残余量估算，管内残余量考虑管径、管线到陆长度。计算结果见表 8.7-25。

表 8.7-25　　管线泄露事故溢油量

序号	码头工程		规模	数量	管线泄露事故
1	原油码头		30 万吨级	1 个	**2428t**
2	产品码头	成品油泊位	10 万吨级	1 个	**787t（柴油）**
3		液体石油化工品泊位	3 万吨级	2 个	**241t（对二甲苯）** **62t（甲醇）**
			1 万吨级	2 个	
			5000 吨级	3 个	

8.7.5.3 船舶溢油事故

根据《水上溢油环境风险评估技术导则》，最大可信水上溢油事故溢油量，新建水运工程项目按照设计代表船型所载货油或船用燃料油全部泄漏的数量确定；可能最大水上溢油事故溢油量，按照设计代表船型的 1 个货油边舱或燃料油边舱的容积确定。

营运船最大可信水上溢油事故溢油量和可能最大水上溢油事故溢油量见表 8.7-26。

表 8.7-26　　船舶事故溢油量

序号	码头工程		规模	数量	最大可信水上溢油事故溢油量	可能最大水上溢油事故溢油量
1	原油码头		30 万吨级	1 个	25.5 万吨	5950t
2	产品码头	成品油泊位	10 万吨级	1 个	8.5 万吨	3137t
3		液体石油化工品泊位	3 万吨级	2 个	8500t（对二甲苯） 4250t（甲醇）	439t（对二甲苯） 201t（甲醇）
			1 万吨级	2 个		
			5000 吨级	3 个		

注：可能最大水上溢油事故溢油量计算参数如下：
原油：单边舱 7000m³，密度 0.9528，85%装载量
柴油：单边舱 4500m³，柴油密度 0.82，85%装载量
二甲苯：单舱 600m³，二甲苯密度 0.86，85%装载
甲醇：单舱 300m³，甲醇密度 0.79，85%装载

8.7.5.4 施工船舶溢油事故

施工船考虑燃料油泄漏事故。

（1）最大可信水上溢油事故溢油量

施工船包括耙吸式挖泥船、绞吸式挖泥船、抓斗式挖泥船和泥驳等，其中船型较大的为耙吸式挖泥船，取最大船型估算事故溢油量。参考大型耙吸挖泥船设计参数，4500m³ 的耙吸式挖泥船燃油舱舱容为 1677m³，采用 180#中度燃料油，所载燃油舱燃料油全部泄漏时的溢油量为 1600t。

（2）可能最大水上溢油事故溢油量

参考大型耙吸挖泥船设计参数，4500m³ 耙吸式挖泥船有 4 个燃油舱，一个燃油舱燃料油约为 400t，则可能最大水上溢油事故溢油量为 400t。

综上所述，本项目可能最大水上溢油事故溢油量见表 8.7-27。

考虑码头前沿操作性事故和管道破裂事故均是位于码头前沿海域，由于管道破裂事故的泄漏量较大，仅考虑预测管道破裂事故的情景。由于施工船泄露事故的源强远低于营运期，本次评价仅考虑营运期的风险预测情景。

表 8.7-27　　本项目码头区风险事故预测源项

预测代表物质	原油	柴油	二甲苯	甲醇
码头规模	30万吨级	10万吨级	1万吨级	5000吨级
码头前沿操作性事故	10t	10t	10t	10吨
支航道与主航道转折处发生碰撞事故	5950t	3137t	439t	201t
管道破裂（码头前沿入海）	2428t	787t	241t	62t
位置	原油码头	产品码头	产品码头	产品码头

8.7.6　海洋环境风险事故影响预测分析

针对本项目可能发生的海洋污染事故，采用模型预测、对比分析等方法，就事故发生后对海洋环境的污染风险进行分析，以便为应急设备的配备提供依据。

8.7.6.1　海洋环境风险事故影响分析

8.7.6.1.1　　基本方程

（1）油品/类油化工品

采用“油粒子”方法（即把溢油分成许多离散的小油滴）来模拟泄漏物质在海水中的输运、扩散过程。在潮流场计算的基础上，采用拉格郎日法计算溢油对流、扩散影响范围，公式如下：

$$X = X0+（U +\alpha W10\cos A + r\cos B）\triangle t$$

Y = Y0+（V +αW10sinA + rsinB）△t

式中：X0、Y0 为某质点初始座标（m）；U、V 为流速（m/s）；W10 为风速（m/s）；A 为风向；α 为修正系数；r 为随机扩散项，r=RE，R 为 0～1 之间的随机数，E 为扩散系数；B 为随机扩散方向，B=2πR。

溢油模型考虑油的输移、扩展、蒸发和分散作用，其中输移主要是由于表面风场引起，可以是二维或三维过程，油可能漂浮在水面上或者被分散进入水体；油的分散是由破碎波产生的，根据 Delvigne 等（1986）的公式计算；蒸发是简单的一级衰减过程。

1）油的溢出

油可以是瞬间溢出或连续溢出，瞬间溢油的初始半径可以自己定义，也可以由模型自动计算，采用 Fay 扩散公式计算（Fay and Hoult, 1971）：

$$R_o = \frac{k_2^2}{k_1^2}\left(\frac{V_0^5 g\left(\rho_w - \rho_o\right)}{v_w^2}\right)^{1/2}$$

其中：V_0 为溢油初始体积（m^3）；ρ_0 为油的密度（kg/m^3）；ρ_w 为水的密度（kg/m^3）；g 为重力加速度；v_w 为水的运动粘度（m^2/s）；k_1，k_2 为 Fay 常数。

该公式描述的是重力扩展阶段后油膜的半径，此时油膜的厚度通常小于 1mm。在连续溢油模拟中一般不采用该公式计算油膜初始半径，而是根据已知信息定义油膜初始半径。

2）表层油膜的漂移

表层油膜的平流输运主要是由风引起的，风和波浪引起的流动通常采用经验公式，通过局地的风向和风速相关的偏移因子和偏转角来表示。漂移速度通常取为风速的 2.5~4.4%，均值为 3.5%；偏转角在北半球为风向的偏右侧，南半球偏左 0~25°，均值为 15°。对于表层漂浮的油，风对漂移的影响关系为：

$$C_{wd}\left(V_w - V_f\right)$$

其中：C_{wd} 为风拖曳系数；V_w 为风速；V_f 为流速。关系式 1.2 只适用于表层漂浮的油膜，而弥散到水体中的油膜主要受水体内动力过程影响，不会直接受风的影响。

3）油的蒸发

蒸发作为一级衰减过程考虑，衰减部分可以通过衰减常数来定义：

$$\frac{dm}{dt} = -k_E t$$

其中：k_E 为蒸发率（1/d）；t 为时间（d）。

4）油的分散（夹带）

油膜的分散或水包油夹带作为零级衰减过程考虑，分散速率与油的浓度无关，只与油膜消耗的波能量和油品有关：

$$Q = \int_{d_{\min}}^{d_{\max}} Q(d)dd$$

$$Q(d) - C^n D_e^{0.57} F_{wc} N(d) d^3$$

$$N(d) = N_0 d^{-2/3}$$

$$D_e = 0.0034 \rho_w g H_0 / \sqrt{2}$$

$$H_0 = \frac{0.243 U_w^2}{g}$$

$$F_{wc} = \frac{f_w}{t_p}$$

$$t_p = 8.13 U_w / g$$

$$f_w = \max(0.0; 0.32(U_w - 5.0))$$

其中：Q 为分散速率（kg/m²/s）；$Q(d)$ 为粒径为 d 的油滴单位粒径的分散速率（kg/m²/s）；d 油滴粒径（m）；$d_{\min}$ 和 $d_{\max}$ 为最小和最大油滴粒径（m）；C^n 为油常数（标准系数，与油品有关）；$N(d)$ 为油粒子尺寸权重系数；N_o 为标准化常数；D_e 为单位表面积上消耗的波能量（J/m²）；F_{wc} 为单位波周期内破碎波的量；t_p 为波周期峰值（s）；U_w 为风速（m/s）；f_w 为海上白头浪覆盖的部分。

这里白头浪的形成是根据 Holthuijsen 和 Herbers（1986）的理论，形成白头浪的最低风速为 5m/s，最小油滴粒径 $d_{\min}$ 可近似为 0；又根据 NOAA（1994），$d_{\max}$ 可取 70 微米。

定义一个新的校准参数 C_0，得到 Q 的表达式如下：

$$Q = 5.08 \cdot 10^{-8} C_0 S_{\text{cov}} D_e^{0.57} F_{wc}$$

其中：S_{cov} 为考察区域海面被油覆盖的比例；D_e 为单位表面积上消耗的波能量（J/m²）；F_{wc} 为单位波周期内破碎波的量。

5）油的沾附

油可能会沾附在岸上或水底，每个油粒子随机取一个介于 0~1 之间的数，当这个数小于给定的数时，该油粒子则沾附在岸上或水底。

（2）可溶解性物料泄漏

预测分析是在前述流场计算基础之上采用下式进行的。

$$\frac{\partial HC}{\partial t}+\frac{\partial uHC}{\partial x}+\frac{\partial vHC}{\partial y}=\frac{\partial}{\partial x}\left(D_x H\frac{\partial C}{\partial x}\right)+\frac{\partial}{\partial y}\left(D_y H\frac{\partial C}{\partial y}\right)-C_s+kHC$$

式中：C 为水体中可溶解性物料的浓度；D_x、D_y 为 x、y 方向的广义物质扩散系数；C_s 为可溶解性物料泄漏源强；k 为可溶解性物料降解系数，基于保守原则暂不考虑可溶解性物料的降解，k 取0。

8.7.6.1.2　预测方案

（1）事故类型

本项目海洋环境风险事故主要有三类，分别是码头前沿操作事故、管道泄漏事故和船舶交通事故。由于码头前沿泄漏位置和管道泄漏位置较近，泄漏量小，因此不做计算预测，仅预测管道破裂事故影响。

（2）泄漏物质类型和泄漏量

原油码头事故泄漏物质为原油，其中管道泄漏事故泄漏量为 2428 吨，船舶交通事故泄漏量为 5950 吨。产品码头事故泄漏物质主要考虑柴油、二甲苯和甲醇/液氨，其中管道泄漏事故泄漏量柴油为 787 吨，二甲苯为 241 吨，甲醇为 62 吨；船舶交通事故泄漏量柴油为 3137 吨，二甲苯为 439 吨，甲醇为 201 吨。

（3）溢油预测点

本项目配套码头工程分为两个港区：原油码头港区和产品码头港区，其中产品码头港区分成三类（三个码头区）：液体货物码头区，固体货物码头区，工作船码头区。分别考虑码头前沿操作性事故、码头支航道与主航道转折处碰撞事故泄漏以及管道破裂造成货品泄漏的情况，其中码头前沿操作性事故和管道破裂泄漏事故均在港内发生，取溢油量大的进行预测计算。

原油管道泄漏点选择拐弯的接口位置，产品码头管道泄漏点选择两个泊位上岸后的接口位置，船舶交通事故泄漏点选择航道的端点。

原油码头和产品码头管道泄漏事故、船舶交通事故的溢油位置见图 8.7-7 和图 8.7-8。

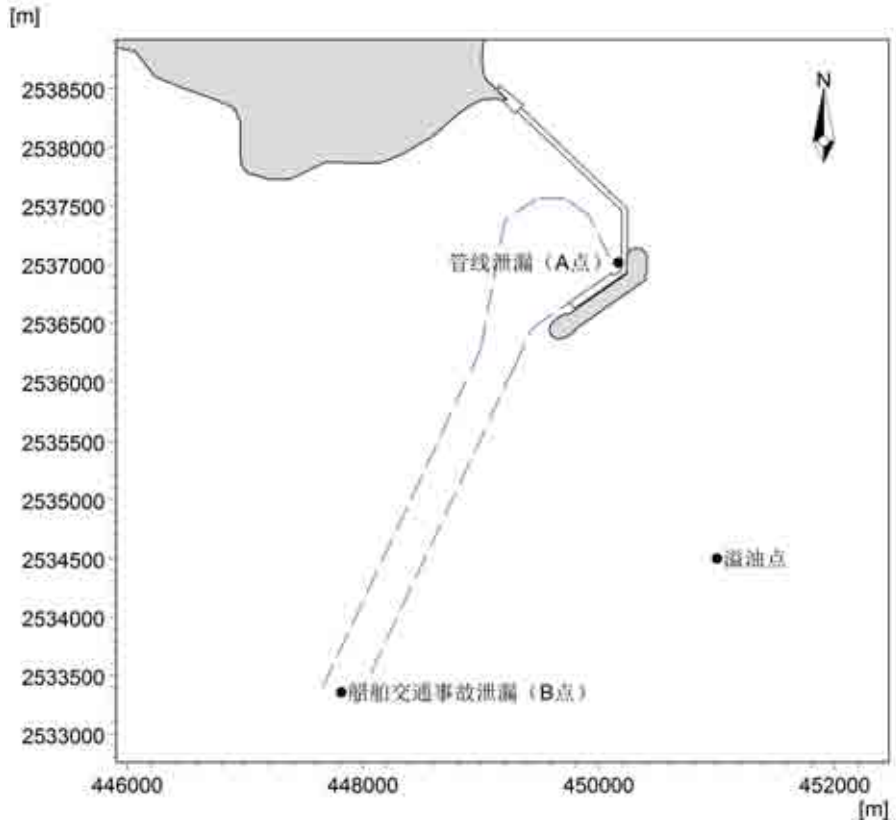


图 8.7-7　　原油码头溢油点位置示意图

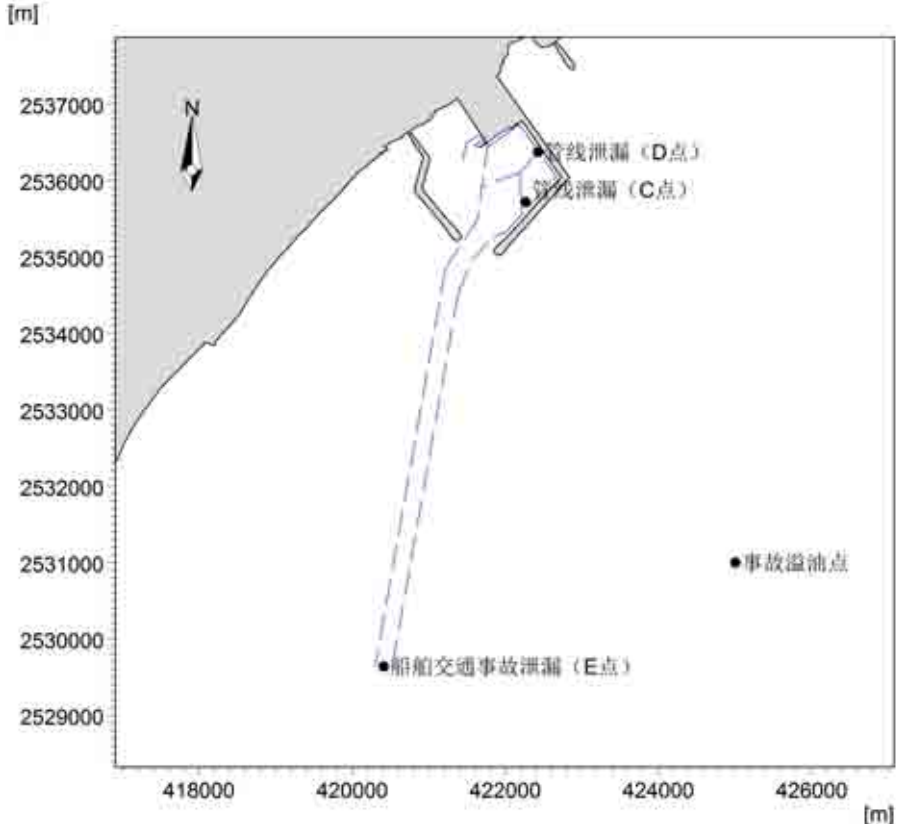


图 8.7-8　　产品码头溢油点位置示意图

（4）预测因子

根据码头货种吞吐量和性质，选取原油（不溶、吞吐量大）、柴油（不溶、吞吐量较大）及二甲苯（不溶、吞吐量较大、毒性较大，油膜漂移形态与苯类似）、甲醇（可溶，毒性较大）作为代表物质进行预测。

（5）风向、风速

海上风况（风速和风向）对油膜的运动有很大的影响，计算必须考虑风对油膜运动的影响。根据工程海域的风向及频率特征并考虑附近环境敏感目标的分布情况，选取夏、冬季主导风向及对工程附近海区环境敏感目标可能产生不利影响的风向为代表风向，具体计算风向选取静风、夏季主导风向 S、冬季主导风向 ENE 及原油码头不利风向 E、SE，产品码头不利风向 W、SE，计算风速考虑夏、冬季对应风向风速及各风向的平均风速与最大允许作业风速（六级风，取 13.8m/s）。

根据《水上溢油环境风险评估技术导则》（JT/T 1143-2017），风向、风速需取最近十年的统计结果，本项目邻近无气象站，因此取惠来气象站的长期统计资料确定风向和风速，并根据《广东石化炼化一体化项目可行性研究报告》中揭阳 2010 年 6 月~2011 年 5 月周年测风统计结果，年平均风速为 4.0m/s，不利工况计算中考虑此风速进行计算。

1）常风向

冬季主导风向 ENE

夏季相对高频率风向 S

2）不利风向

原油码头：E 风，SE 风

产品码头：W 风，SE 风

3）平均风速

冬季平均风 2.5m/s

夏季平均风 2.2m/s

年平均风 2.3m/s、4.0m/s（针对不利风向）

4）极端风速

13.8m/s

（6）计算工况

从环境风险的最不利影响角度出发，危险品以连续点源的形式泄漏，管道泄

漏事故在 5 分钟内泄漏完毕，船舶交通事故在 1 小时内泄漏完毕。模型忽略油膜的初始重力扩展阶段，油膜初始半径取为 500m。溢油扩散参数 a 和 b 分别取为 0.07 和 0.7；海底粗糙长度取为 0.02m；风拖曳系数C_{wd}取为 3%；油膜蒸发率为 0.1m/d；校准参数C_0取为 2000；原油、柴油、二甲苯和甲醇的密度分布按 880kg/m^3、820kg/m^3、860kg/m^3 和 790kg/m^3 考虑。

分别对大潮涨潮初期和落潮初期发生泄漏事故的情况进行计算。计算结果给出72h的预测结果，其中油膜给出厚度大于0.0001mm的影响范围和扫海面积，甲醇给出大于1mg/L的影响范围和扫海面积。

原油码头和产品码头的泄漏事故风险计算方案见表 8.7-28和表 8.7-29。

表 8.7-28　　原油码头溢油风险计算方案

泄漏位置	泄漏物质及泄漏量	预测风况		事故发生时刻	说明
		风向	风速		
管道泄漏事故	原油2428吨引桥拐角（A）	ENE	2.5m/s	涨潮	冬季主导风
		S	2.2m/s		夏季主导风
		E	2.3 m/s		不利风向，平均风速
		SE			
		ENE	2.5m/s	落潮	冬季主导风
		S	2.2m/s		夏季主导风
		E	2.3 m/s		不利风向，平均风速
		SE			
船舶交通事故泄漏 支航道和主	原油5950吨航道交叉（B）	ENE	2.5m/s	涨潮	冬季主导风
		S	2.2m/s		夏季主导风
		E	2.3 m/s、4.0 m/s		不利风向，平均风速
		SE			
		E	13.8 m/s		不利风向，极端风速
		SE			
		ENE	2.5m/s	落潮	冬季主导风
		S	2.2m/s		夏季主导风
		E	2.3 m/s、4.0 m/s		不利风向，平均风速
		SE			
		E	13.8 m/s		不利风向，极端风速
		SE			

表 8.7-29　　产品码头溢油风险计算方案

事故类型	泄漏物质/泄漏量/泄漏位置	预测风况		事故发生时刻	说明
		风向	风速		

管道泄漏事故	柴油（787t）位置（C）	ENE	2.5m/s	涨潮	冬季主导风
		S	2.2m/s		夏季主导风
		W	2.3 m/s		不利风向，平均风速
		SE			
		ENE	2.5m/s	落潮	冬季主导风
		S	2.2m/s		夏季主导风
		W	2.3 m/s		不利风向，平均风速
		SE			
	二甲苯241t类油物质位置（D）	ENE	2.5m/s	涨潮	冬季主导风
		S	2.2m/s		夏季主导风
		W	2.3 m/s		不利风向，平均风速
		SE			
		ENE	2.5m/s	落潮	冬季主导风
		S	2.2m/s		夏季主导风
		W	2.3 m/s、4.0 m/s		不利风向，平均风速
		SE			
	甲醇62t位置（D）	可溶性，不考虑风况		涨潮	
				落潮	
船舶交通事故泄漏支航道和主航道交叉口	柴油3137t位置（E）	ENE	2.5m/s	涨潮	冬季主导风
		S	2.2m/s		夏季主导风
		E	2.3 m/s		不利风向，平均风速
		SE			
		W	13.8 m/s		不利风向，极端风速
		SE			
		ENE	2.5m/s	落潮	冬季主导风
		S	2.2m/s		夏季主导风
		E	2.3 m/s、4.0m/s		不利风向，平均风速
		SE			
		W	13.8 m/s		不利风向，极端风速
		SE			
	二甲苯439t位置（E）	ENE	2.5m/s	涨潮	冬季主导风
		S	2.2m/s		夏季主导风
		E	2.3 m/s		不利风向，平均风速
		SE			
		W	13.8 m/s		不利风向，极端风速
		SE			
		ENE	2.5m/s	落潮	冬季主导风
		S	2.2m/s		夏季主导风
		E	2.3 m/s、4.0 m/s		不利风向，平均风速
		SE			
		W	13.8 m/s		不利风向，极端风速
		SE			
	甲醇201t位置（E）	可溶性不考虑风况		涨潮	
				落潮	

8.7.6.1.3 预测结果

采用溢油模型对船舶事故溢油风险进行数值预测，对不同风险条件下事故溢油的扩展规律和环境影响程度进行统计分析。结果表明，发生原油、柴油/二甲苯泄漏事故时，油膜的扩展轨迹受风和潮流的共同影响，其中风的影响占主导地位。

（1）原油码头管道泄漏事故

原油码头引桥拐角处（A点）发生原油溢油事故时，油膜到达敏感地区和海岸线时间统计见表 8.7-30，油膜扫海面积统计见表 8.7-31，油膜轨迹见图 8.7-9~图 8.7-16。

①溢油事故发生在涨潮期

受 ENE、E、SE 向风作用下，油膜向西运动，影响到前詹海洋保护区、前詹镇沿岸养殖区、神泉海洋保护区，最终抵达产品码头防波堤及其东侧岸线；

受 S 向风作用下，油膜向东北运动，影响绿洲度假旅游区，先后抵达靖海湾、海门湾、广澳湾岸线。

②溢油事故发生在落潮期

受 ENE、E 向风作用下，油膜先向北运动，事故后 2h 转向西运动，影响前詹鲍鱼高位养殖区，油膜最终吸附在前詹鲍鱼高位养殖区附近岸线，不再随潮流运动；

受 S 向风作用下，油膜向北运动，影响揭阳龙虾自然保护区、惠来金海湾度假旅游区，先后抵达靖海湾、海门湾、广澳岸线；

受 SE 向风作用下，油膜向北运动，影响绿洲度假旅游区，最终抵达靖海湾岸线。

表 8.7-30　原油码头管道泄漏事故油膜到达敏感地区和海岸线的时间统计

序号	风况		事故发生时刻	到达敏感区时间	到达海岸线时间
	风向	风速(m/s)			
1	ENE	2.5	涨潮	1h30min到达前詹海洋保护区； 5h50min到达前詹镇沿岸养殖区； 17h到达神泉海洋保护区；	6h到达前詹镇岸线； 28h50min到达产品码头东侧神泉港岸线
2	S	2.2		6h50min到达绿洲度假旅游区； 15h50min到达揭阳龙虾自然保护区；	8h10min到达原油码头东侧靖海湾岸线； 33h达到海门湾岸线。
3	E	2.3		1h40min到达前詹海洋保护区； 5h30min到达前詹镇沿岸养殖区；	5h30min到达前詹镇岸线； 33h50min到达神泉港岸线
4	SE	2.3		2h20min到达前詹镇沿岸养殖区；	2h30min到达原油码头西侧岸线；
5	ENE	2.5	落潮	3h10min到达前詹鲍鱼高位养殖区；	3h10min到达原油码头东侧靖海湾岸线
6	S	2.2		11h到达揭阳龙虾自然保护区； 14h20min到达惠来金海湾度假旅游区；	6h10min到达靖海湾岸线； 26h40min到达海门湾岸线； 3h50min 到达广澳湾岸线。
7	E	2.3		2h50到达前詹鲍鱼高位养殖区	3h到达原油码头东侧靖海湾岸线
8	SE	2.3		4h40min到达绿洲度假旅游区；	5h30min到达原油码头东侧靖海湾岸线

表 8.7-31　原油码头管道泄漏事故油膜扫海面积统计

序号	风况		事故发生时刻	扫海面积（km^2）			
	风向	风速(m/s)		12 小时后	24 小时后	48 小时后	72 小时后
1	ENE	2.5	涨潮	18.59	52.70	71.84	-
2	S	2.2		27.54	85.16	194.82	205.84
3	E	2.3		7.37	12.92	29.41	-
4	SE			1.36	1.36	1.59	-
5	ENE	2.5	落潮	1.53	-	-	-
6	S	2.2		20.37	83.40	182.36	198.50
7	E	2.3		1.88	-	-	-
8	SE			6.94	7.22	7.60	7.69

注：1、扫海面积以油膜绘制时间间隔1分钟的轨迹图进行统计；
2、表中“-”表示油膜抵岸且不再运动，扫海面积不再增大。

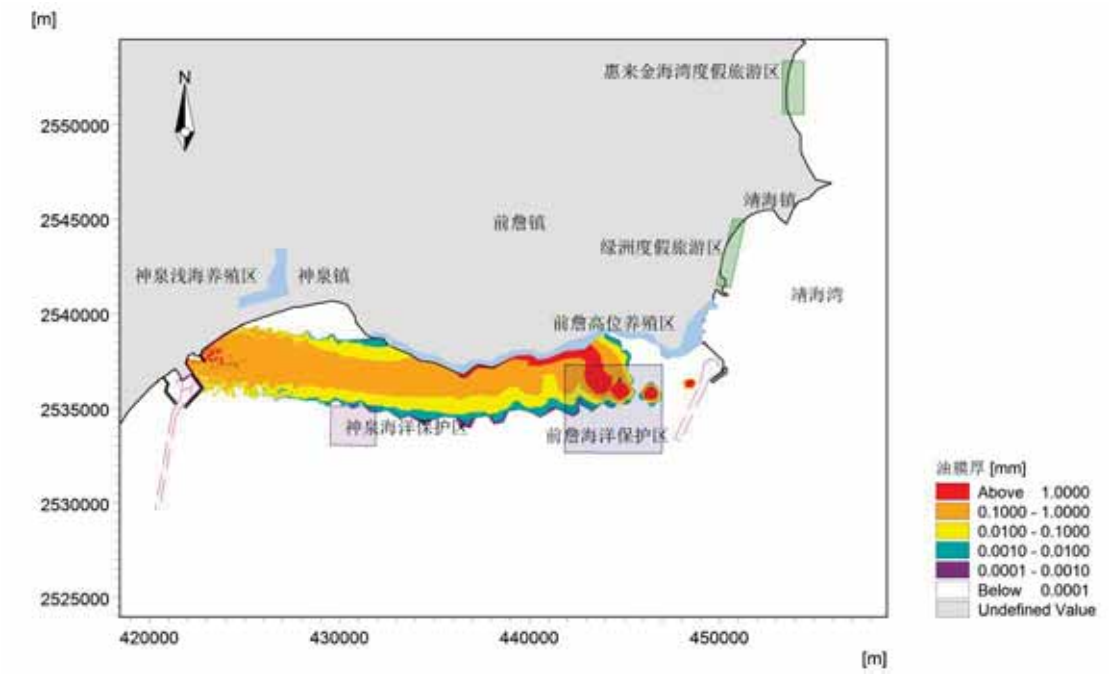


图 8.7-9　　原油码头管道泄漏油膜运动轨迹图（A 点）
（大潮涨潮期，冬季主导风：风向 ENE、风速 2.5m/s，油膜绘制时间间隔 1h）

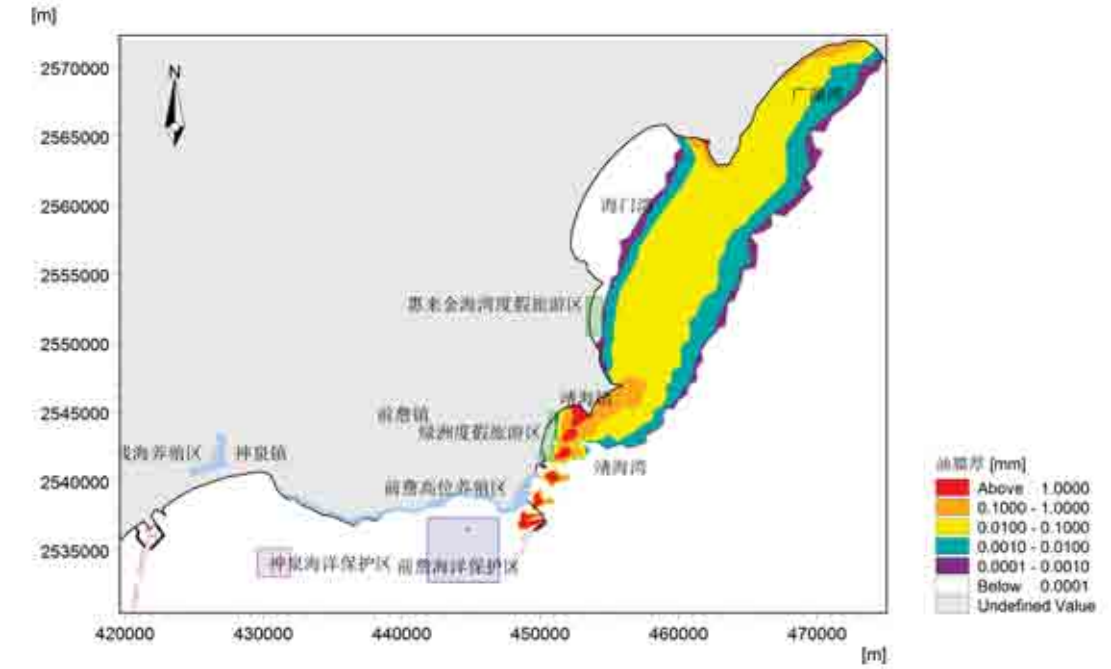


图 8.7-10　　原油码头管道泄漏油膜运动轨迹图（A 点）
（大潮涨潮期，夏季主导风：风向 S、风速 2.2m/s，油膜绘制时间间隔 1h）

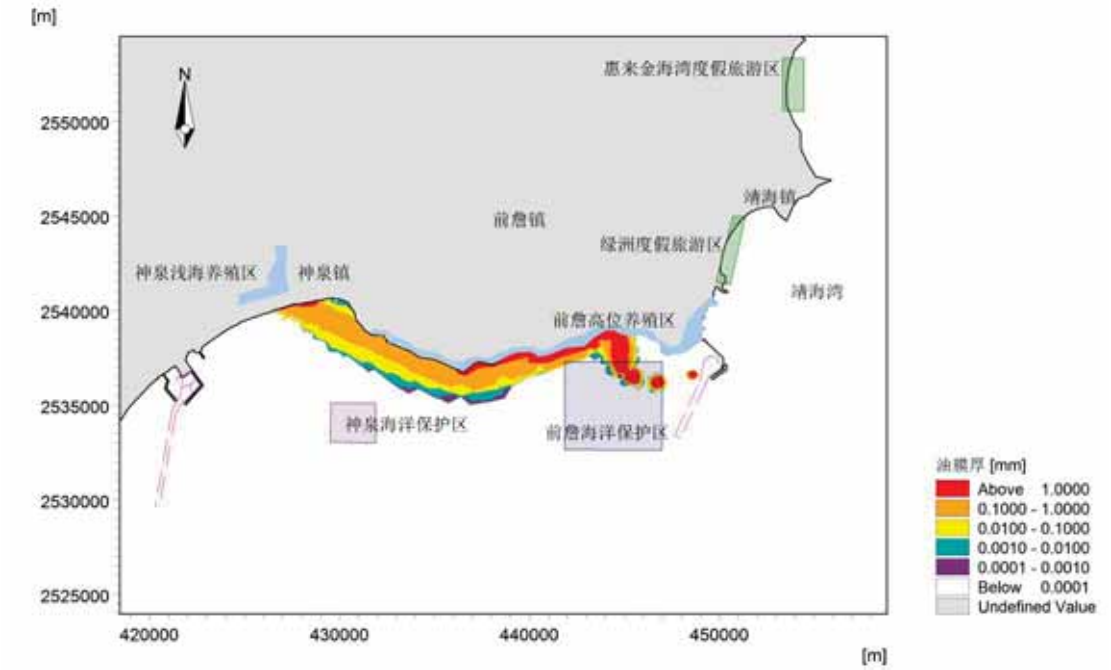


图 8.7-11 原油码头管道泄漏油膜运动轨迹图（A 点）
（大潮涨潮期，不利风：风向 E、风速 2.3m/s，油膜绘制时间间隔 1h）

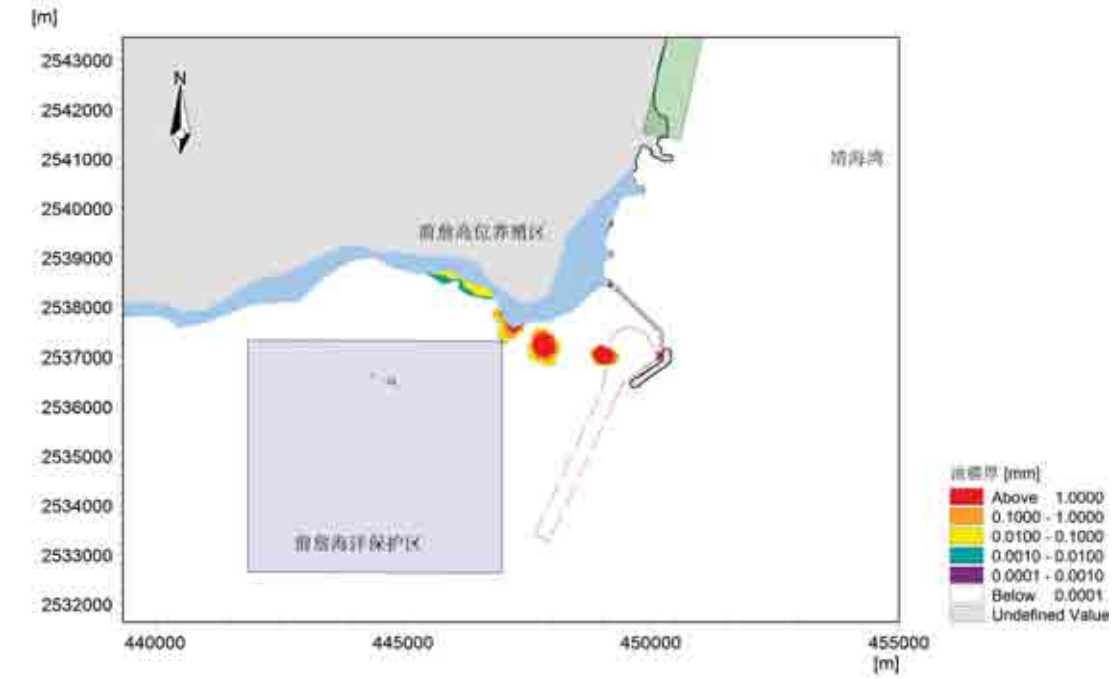


图 8.7-12 原油码头管道泄漏油膜运动轨迹图（A 点）
（大潮涨潮期，不利风：风向 SE、风速 2.3m/s，油膜绘制时间间隔 1h）

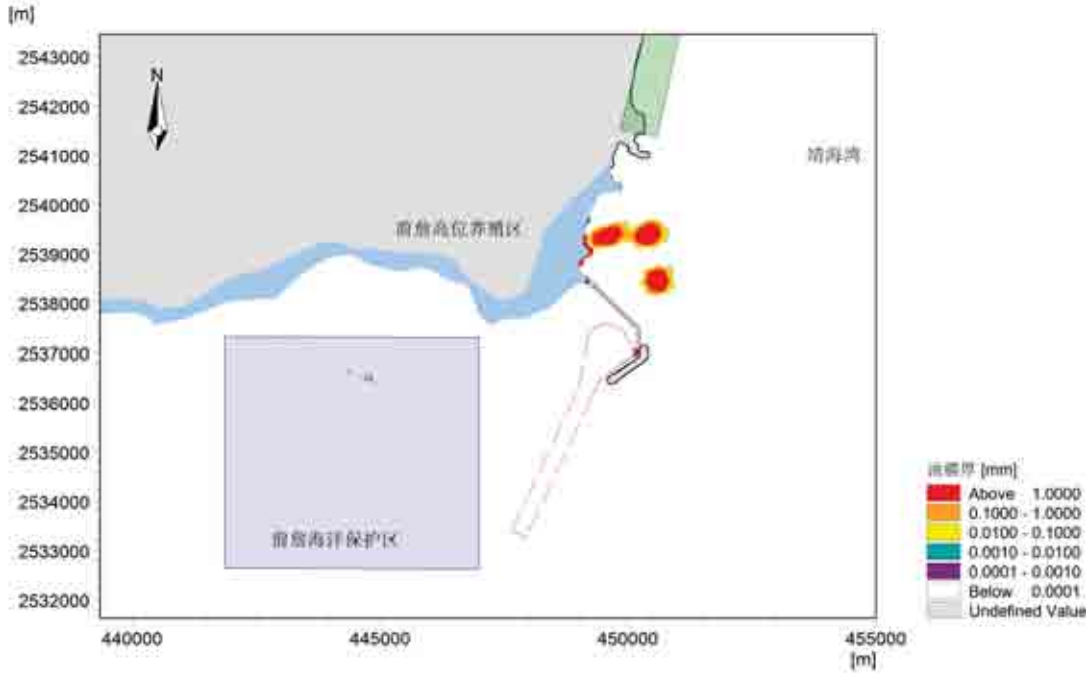


图 8.7-13　　原油码头管道事故泄漏油膜运动轨迹图（A 点）
（大潮落潮期，冬季主导风：风向 ENE、风速 2.5m/s，油膜绘制时间间隔 1h）

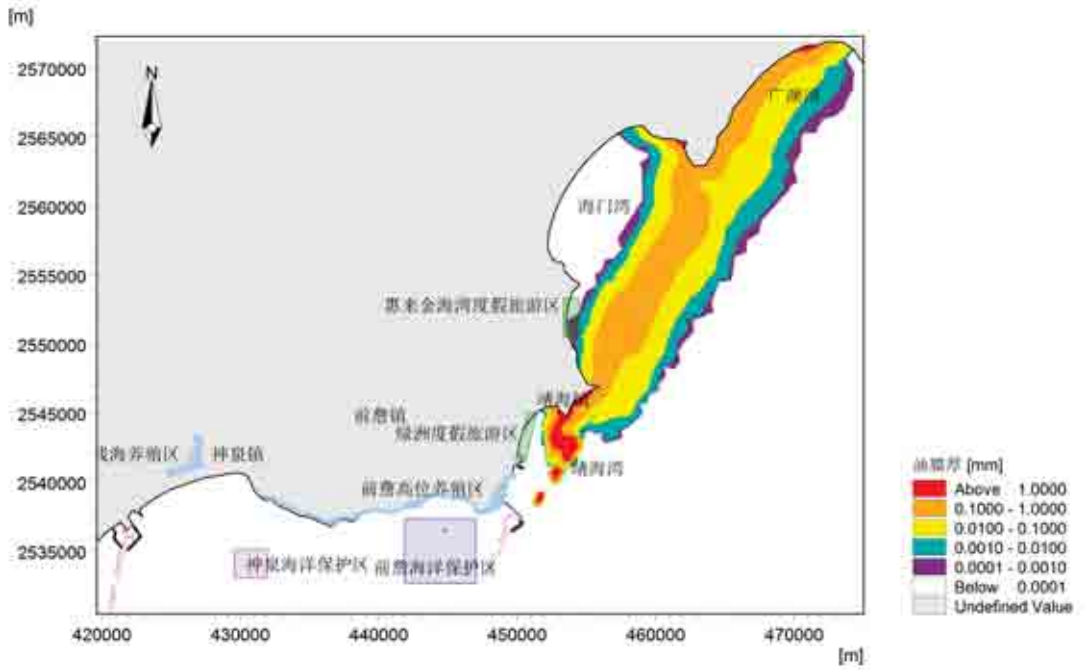


图 8.7-14　　原油码头管道事故泄漏油膜运动轨迹图（A 点）
（大潮落潮期，夏季主导风：风向 S、风速 2.2m/s，油膜绘制时间间隔 1h）

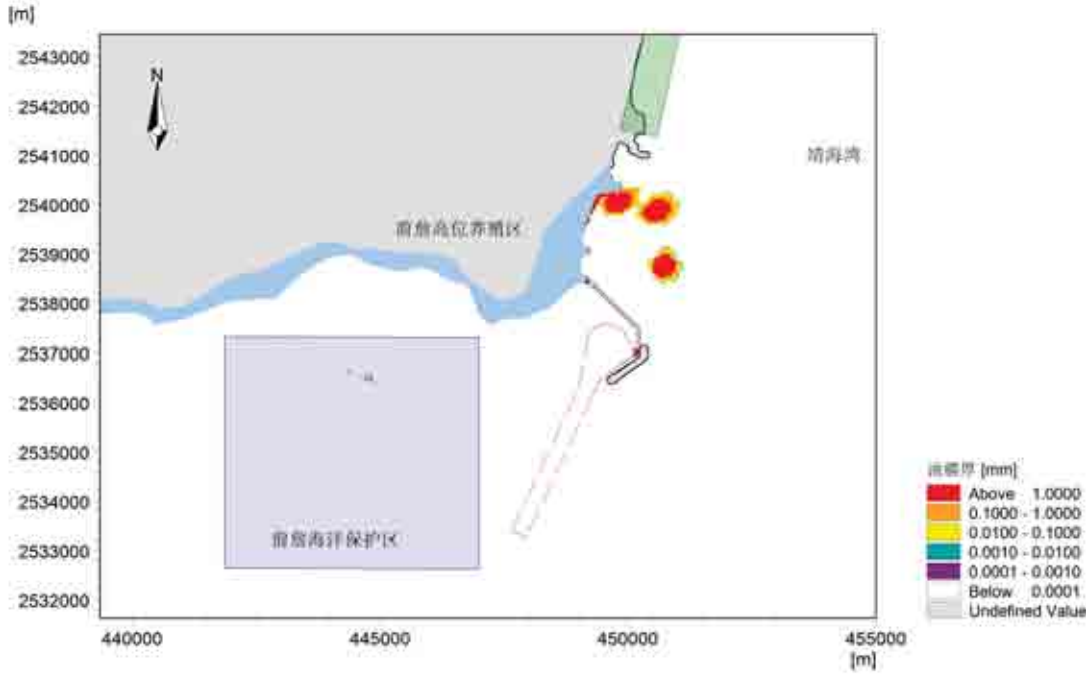


图 8.7-15　　原油码头管道事故泄漏油膜运动轨迹图（A 点）
（大潮落潮期，不利风：风向 E、风速 2.3m/s，油膜绘制时间间隔 1h）

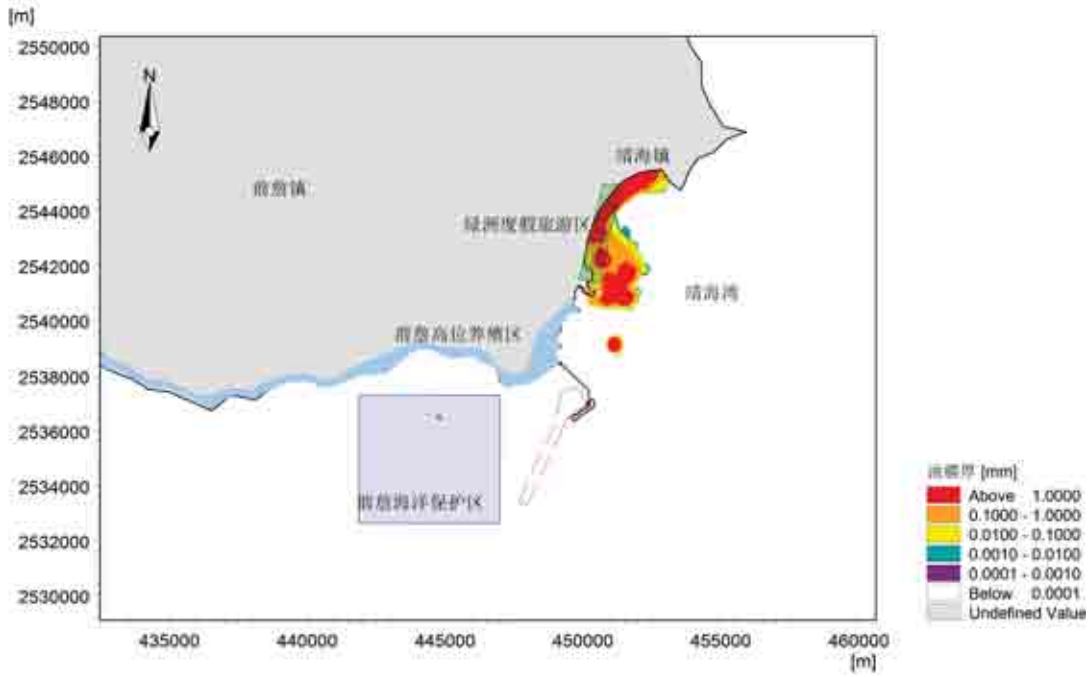


图 8.7-16　　原油码头管道事故泄漏油膜运动轨迹图（A 点）
（大潮落潮期，不利风：风向 SE、风速 2.3m/s，油膜绘制时间间隔 1h）

（2）原油码头船舶交通事故泄漏

原油码头支航道与主航道交叉处（B点）发生船舶交通事故泄漏原油时，油膜到达敏感地区和海岸线时间统计见表 8.7-32，油膜扫海面积统计见表 8.7-33，油膜轨迹见图 8.7-17~图 8.7-32。

①溢油事故发生在涨潮期

受 ENE 向风作用下，油膜向西运动，影响到前詹海洋保护区、神泉海洋保护区，最终抵达产品码头防波堤及其西侧岸线；

受 S 向风作用下，油膜向东北运动，影响前詹海洋保护区、揭阳龙虾自然保护区、惠来金海湾旅游度假区，先后抵达靖海湾、海门湾、广澳湾岸线；

受 E、SE 向风作用下，油膜向西北运动，影响到前詹海洋保护区、部分工况影响到前詹镇沿岸养殖区，最终抵达原油码头与产品码头之间的岸线。

②溢油事故发生在落潮期

受 ENE 向风作用下，油膜向西运动，影响到前詹海洋保护区、前詹镇沿岸养殖区、神泉海洋保护区，最终抵达产品码头东侧岸线；

受 S 向风作用下，油膜向东北运动，影响揭阳龙虾自然保护区、惠来金海湾旅游度假区，先后抵达靖海湾、海门湾、广澳湾岸线；

受E向风作用下，油膜向西北运动，影响到前詹海洋保护区、前詹镇沿岸养殖区，最终抵达原油码头与产品码头之间的岸线；

受SE向风作用下，油膜向北运动，平均风速条件下影响到前詹镇沿岸养殖区、绿洲度假旅游区、前詹鲍鱼高位养殖区，最终抵达靖海湾岸线；六级风条件下主要影响到前詹镇沿岸养殖区。

表 8.7-32　原油码头船舶交通事故溢油油膜到达敏感地区和海岸线的时间统计

序号	风况		事故发生时刻	到达敏感区时间	到达海岸线时间
	风向	风速(m/s)			
1	ENE	2.5	涨潮	20min到达前詹海洋保护区； 15h20min到达神泉海洋保护区	29h到达产品码头防波堤及其西侧岸线
2	S	2.2		50min到达前詹海洋保护区； 18h到达揭阳龙虾自然保护区； 20h10min到达惠来金海湾旅游度假区；	11h20min到达原油码头东侧靖海湾岸线；6h10min到达海门湾岸线；42h40min到达广澳湾岸线；
3	E	2.3		30min到达前詹海洋保护区； 8h20min到达前詹镇沿岸养殖区；	8h20min到达前詹镇岸线； 27h10min到达神泉湾岸线
4	SE	2.3		30min到达前詹海洋保护区； 6h到达前詹镇沿岸养殖区；	6h10min到达原油码头西侧岸线
3’	E	4.0		20min到达前詹海洋保护区； 4h30min到达前詹镇沿岸养殖区；	4h30min到达前詹镇岸线；
4’	SE	4.0		30min到达前詹海洋保护区； 3h20min到达前詹镇沿岸养殖区；	3h30min到达原油码头西侧岸线
5	E	13.8		10min到达前詹海洋保护区；	4h30min到达产品码头东侧神泉港岸线
6	SE	13.8		20min到达前詹海洋保护区； 1h10min到达前詹镇沿岸养殖区；	1h10min到达原油码头西侧岸线
7	ENE	2.5	落潮	4h40min到达前詹海洋保护区； 9h到达前詹镇沿岸养殖区； 17h20min到达神泉海洋保护区；	9h到达前詹镇岸线； 27h20min到达产品码头东侧神泉港岸线；
8	S	2.2		20h50min到达揭阳龙虾自然保护区； 24h40min到达惠来金海湾旅游度假区；	15h30min到达靖海湾岸线； 20h40min到达原油码头岸线；37h50min到达海门湾岸线；41h30min到达广澳湾岸线
9	E	2.3		4h30min到达前詹海洋保护区； 6h30min到达前詹镇沿岸养殖区；	6h30min到达原油码头西侧岸线；28h40min到达神泉港岸线；
10	SE			5h20min到达前詹镇沿岸养殖区； 28h10min到达绿洲度假旅游区； 29h20min到达前詹鲍鱼高位养殖区	4h50min到达原油码头岸线； 28h50min到达靖海湾岸线
9’	E	4.0		3h20min到达前詹海洋保护区； 5h10min到达前詹镇沿岸养殖区；	5h20min到达原油码头西侧岸线；
10’	SE			3h到达前詹鲍鱼高位养殖区；	2h40min到达原油码头岸线；
11	E	13.8		10min到达前詹海洋保护区； 2h到达前詹镇沿岸养殖区；	2h10min到达前詹镇岸线； 5h50min到达产品码头东侧神泉港岸线
12	SE			50min少量经过前詹海洋保护区； 1h到达前詹镇沿岸养殖区；	1h到达原油码头西侧岸线

表 8.7-33　　原油码头船舶交通事故溢油油膜扫海面积统计

序号	风况		事故发生时刻	扫海面积（km^2）			
	风向	风速(m/s)		12小时后	24小时后	48小时后	72小时后
1	ENE	2.5	涨潮	14.21	45.92	54.25	-
2	S	2.2		17.93	45.44	168.91	194.56
3	E	2.3		20.46	27.19	34.49	-
4	SE			13.40	13.48	-	-
3’	E	4.0		16.468	22.029	-	-
4’	SE			7.547	-	-	-
5	E	13.8		10.61	-	-	-
6	SE			2.06	-	-	-
7	ENE	2.5	落潮	37.49	78.20	86.35	-
8	S	2.2		10.57	47.84	173.66	212.86
9	E	2.3		27.31	34.41	40.45	-
10	SE			4.37	5.04	13.75	14.10
9’	E	4.0		17.175	24.438	25.600	-
10’	SE			3.413	-	-	-
11	E	13.8		27.30	-	-	-
12	SE			3.26	-	-	-

注：1、扫海面积以油膜绘制时间间隔1分钟的轨迹图进行统计；
2、表中“-”表示油膜抵岸且不再运动，扫海面积不再增大。

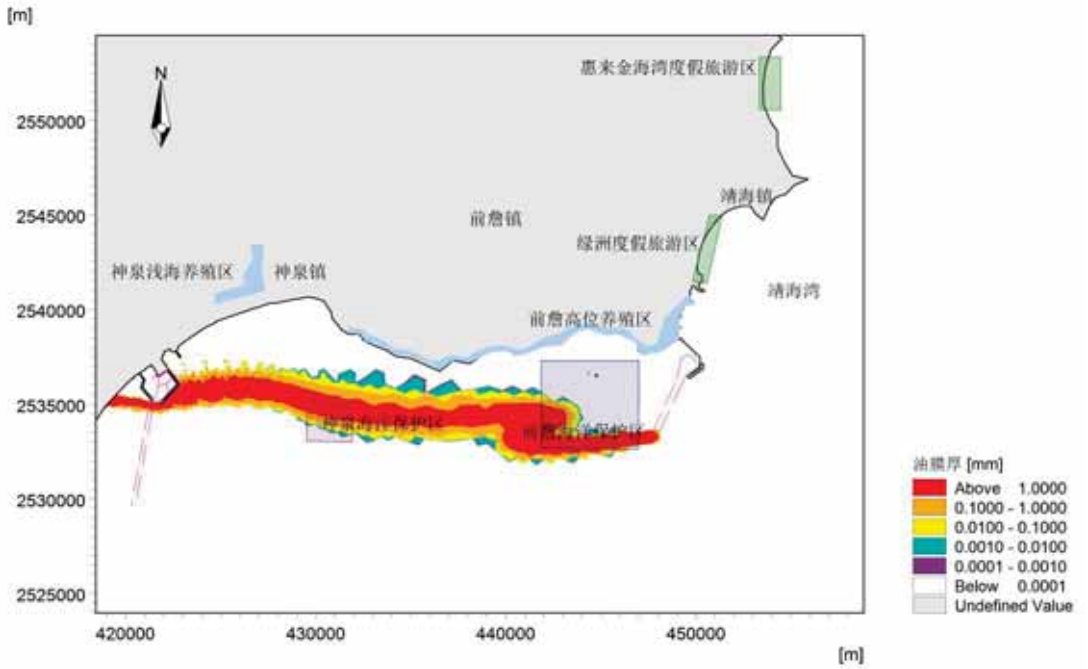


图 8.7-17　　原油码头航道交通事故泄漏油膜运动轨迹图（B 点）
（大潮涨潮期，冬季主导风：风向 ENE、风速 2.5m/s，油膜绘制时间间隔 1h）

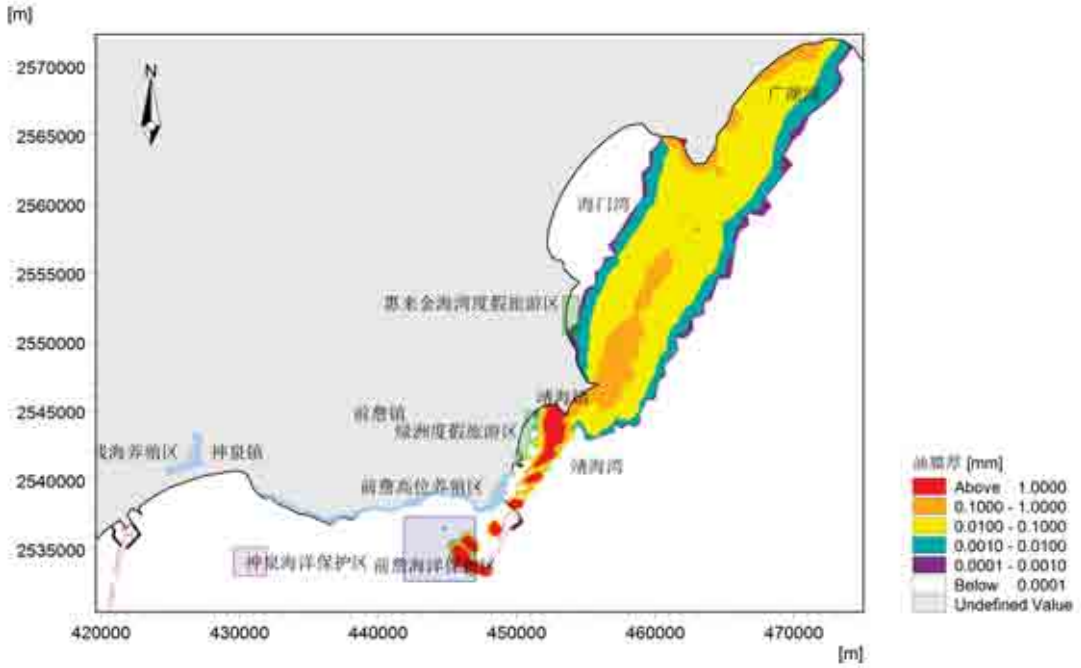


图 8.7-18 原油码头航道交通事故泄漏油膜运动轨迹图（B 点）
（大潮涨潮期，夏季主导风：风向 S、风速 2.2m/s，油膜绘制时间间隔 1h）

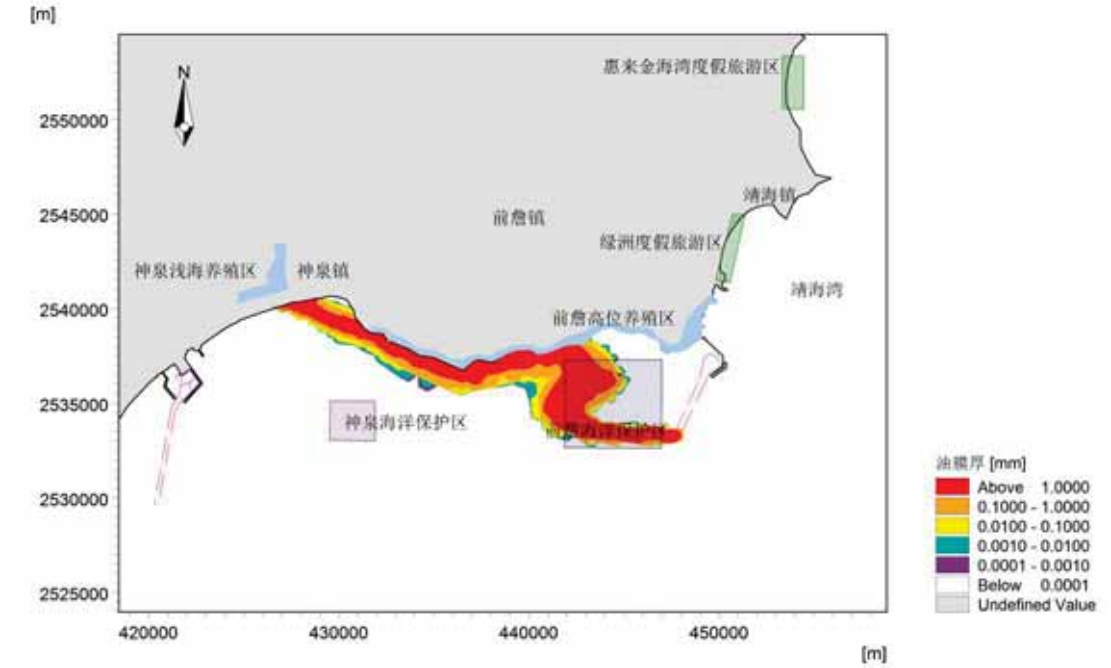


图 8.7-19 原油码头航道交通事故泄漏油膜运动轨迹图（B 点）
（大潮涨潮期，不利风：风向 E、风速 2.3m/s，油膜绘制时间间隔 1h）

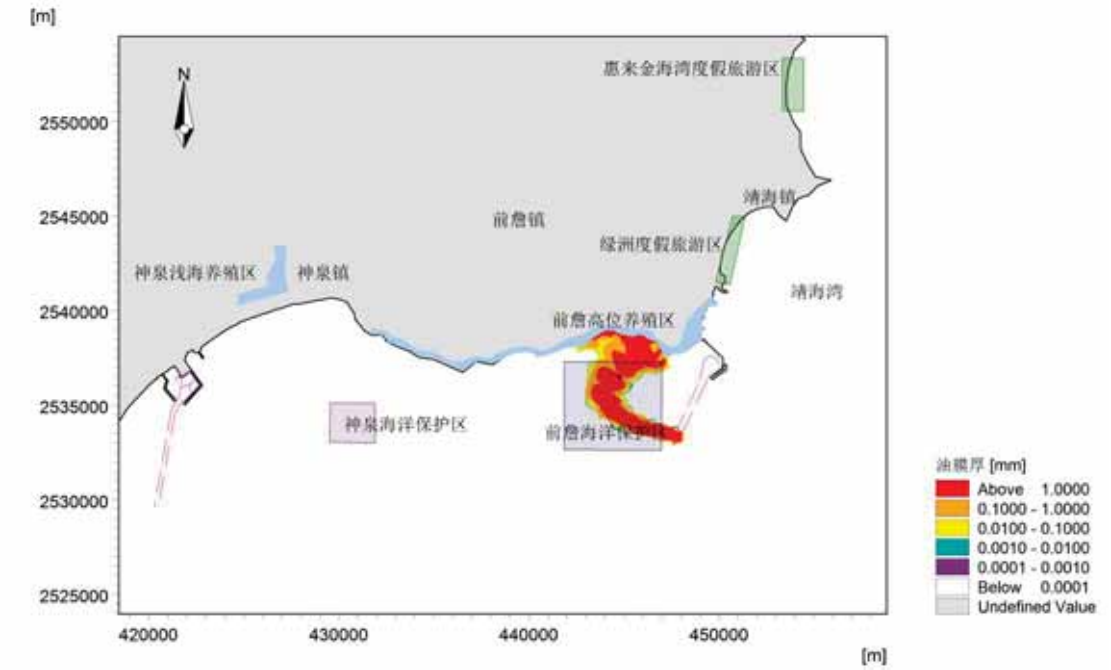


图 8.7-20　　原油码头航道交通事故泄漏油膜运动轨迹图（B 点）
（大潮涨潮期，不利风：风向 SE、风速 2.3m/s，油膜绘制时间间隔 1h）

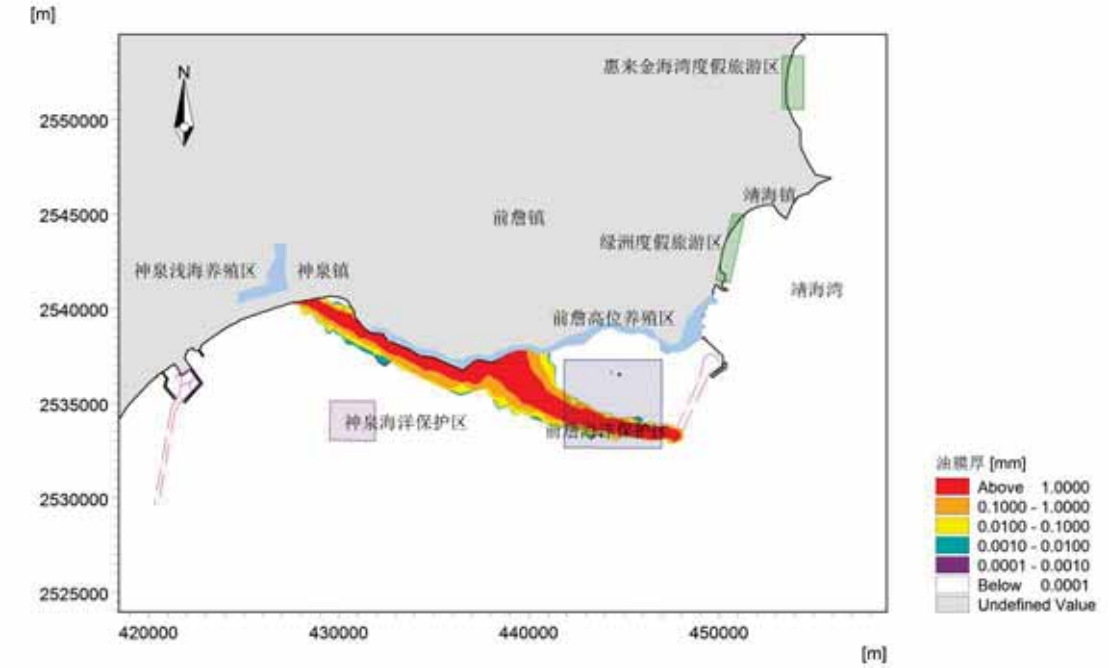


图 8.7-21　　原油码头航道交通事故泄漏油膜运动轨迹图（B 点）
（大潮涨潮期，不利风：风向E、风速4.0m/s，油膜绘制时间间隔1h）

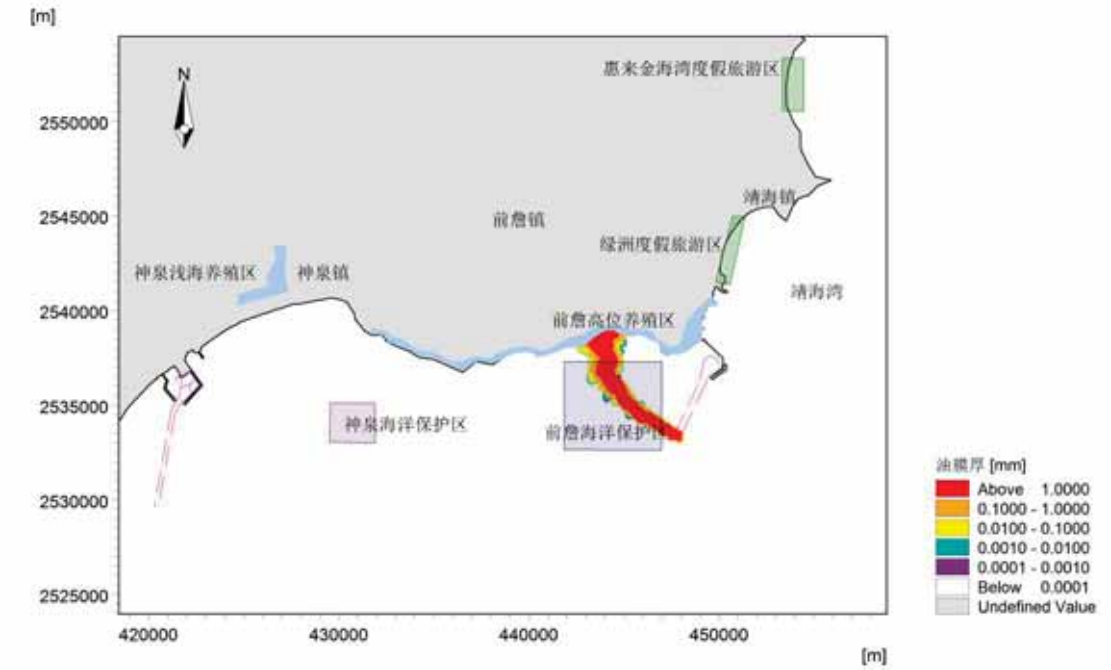


图 8.7-22　　原油码头航道交通事故泄漏油膜运动轨迹图（B 点）
（大潮涨潮期，不利风：风向SE、风速4.0m/s，油膜绘制时间间隔1h）

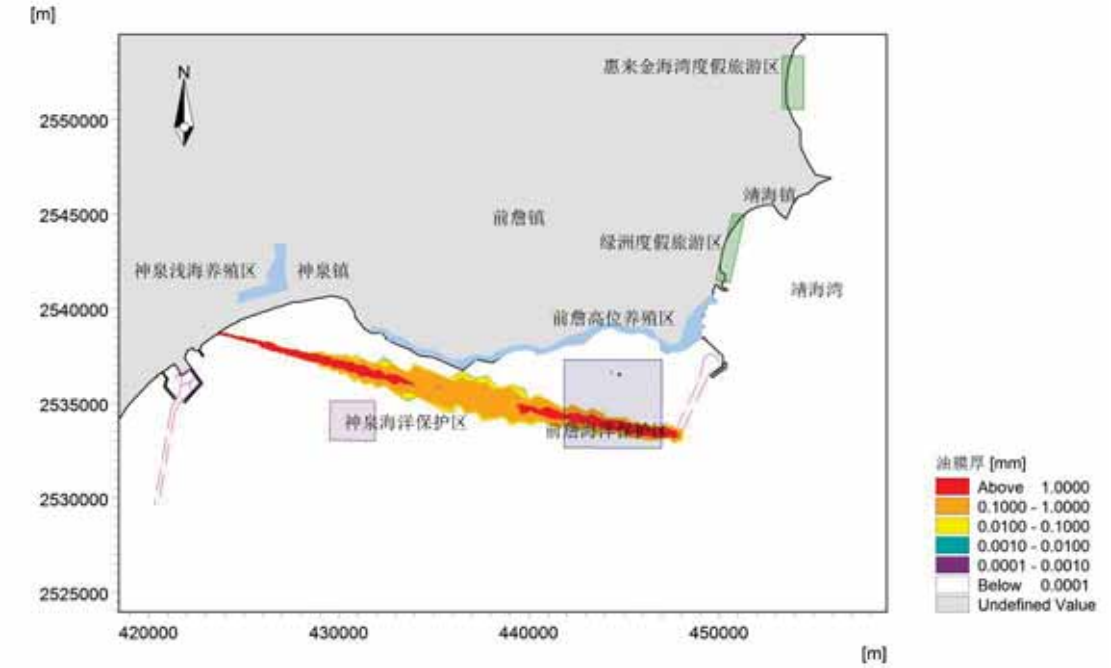


图 8.7-23　　原油码头航道交通事故泄漏油膜运动轨迹图（B 点）
（大潮涨潮期，不利风：风向 E、风速 13.8m/s，油膜绘制时间间隔 1h）

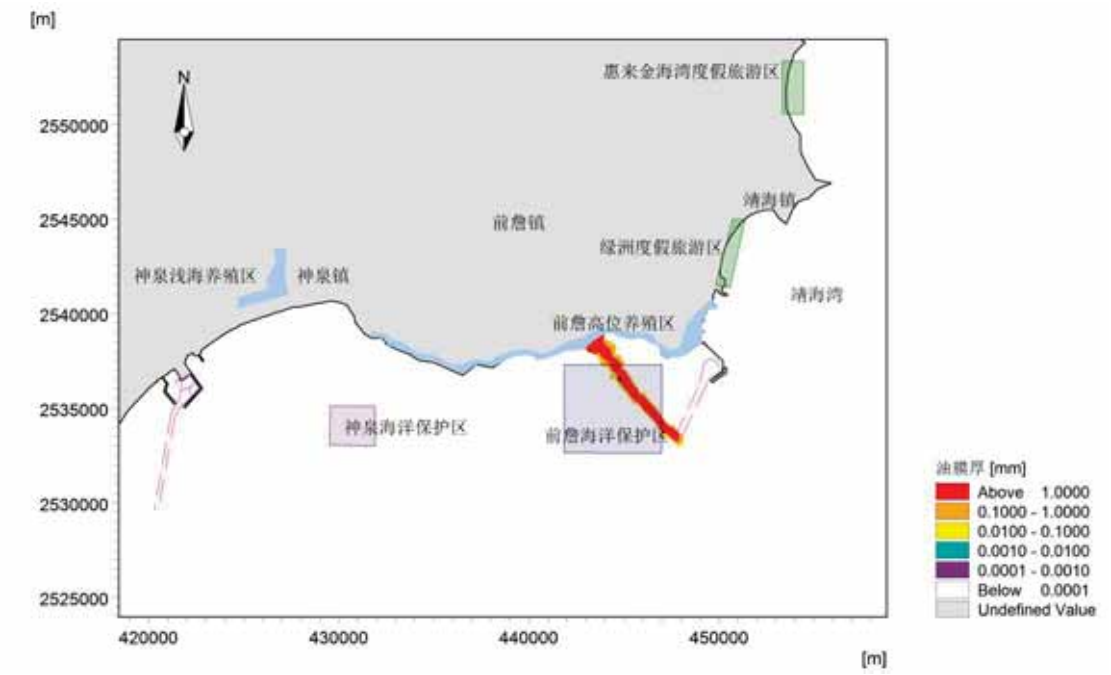


图 8.7-24　　原油码头航道交通事故泄漏油膜运动轨迹图（B 点）
（大潮涨潮期，不利风：风向 SE、风速 13.8m/s，油膜绘制时间间隔 1h）

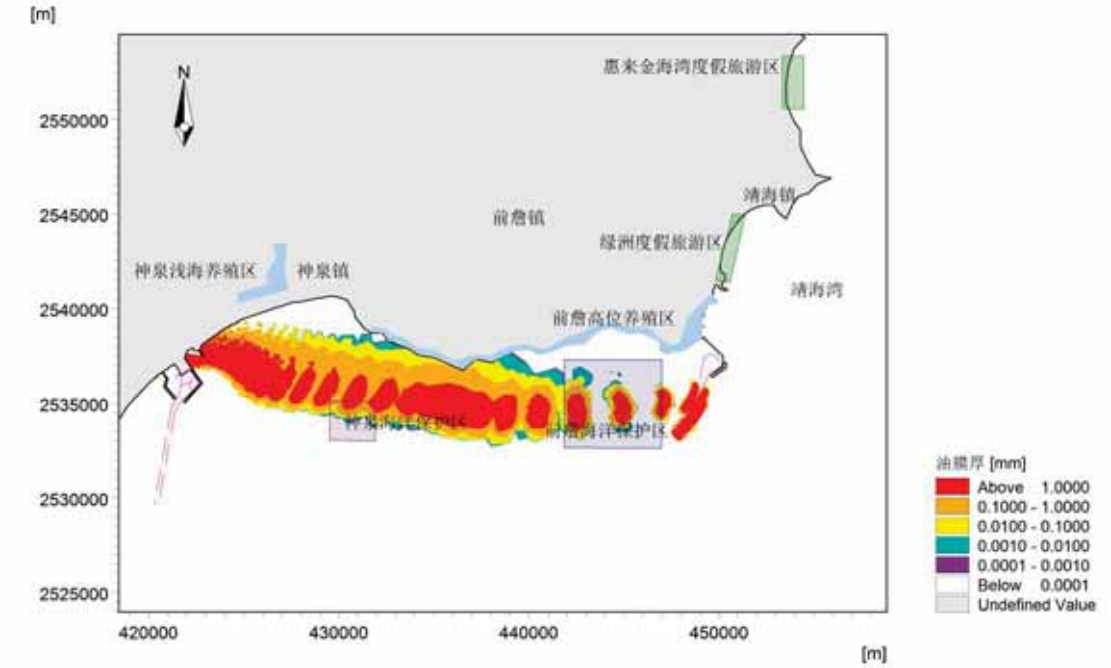


图 8.7-25　　原油码头航道交通事故泄漏油膜运动轨迹图（B 点）
（大潮落潮期，冬季主导风：风向 ENE、风速 2.5m/s，油膜绘制时间间隔 1h）

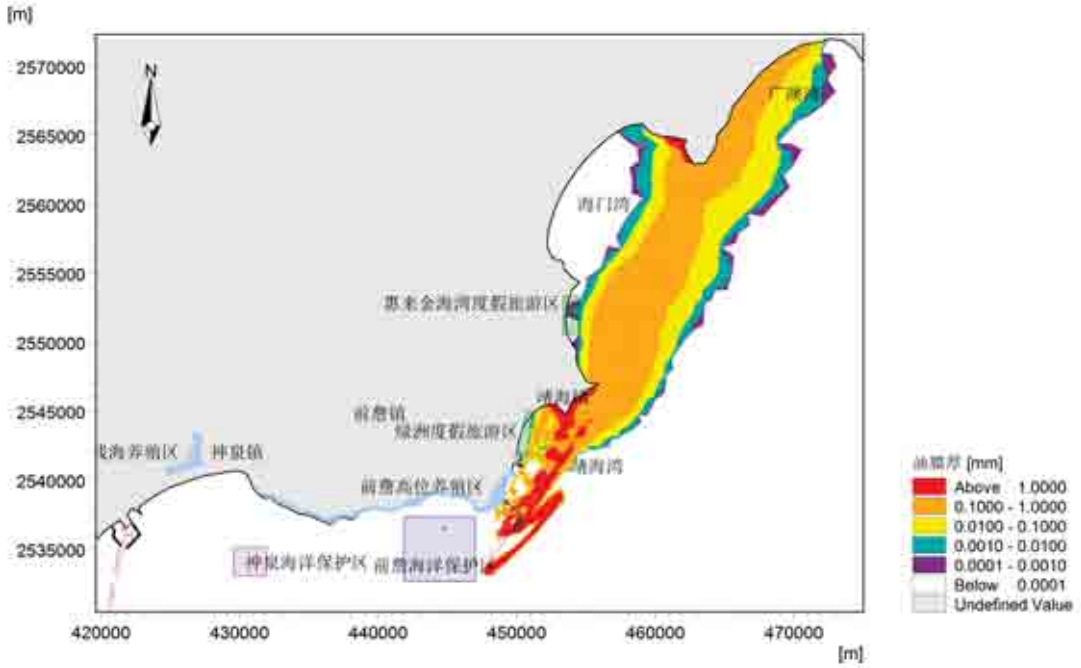


图 8.7-26　　原油码头航道交通事故泄漏油膜运动轨迹图（B 点）
（大潮落潮期，夏季主导风：风向 S、风速 2.2m/s，油膜绘制时间间隔 1h）

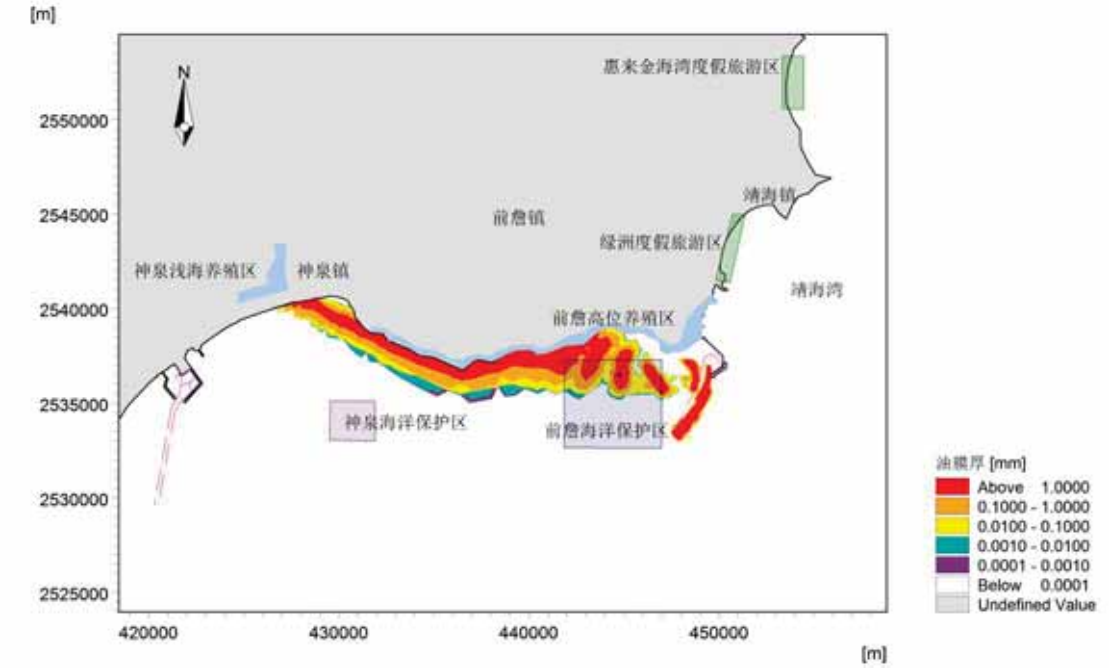


图 8.7-27　　原油码头航道交通事故泄漏油膜运动轨迹图（B 点）
（大潮落潮期，不利风：风向 E、风速 2.3m/s，油膜绘制时间间隔 1h）

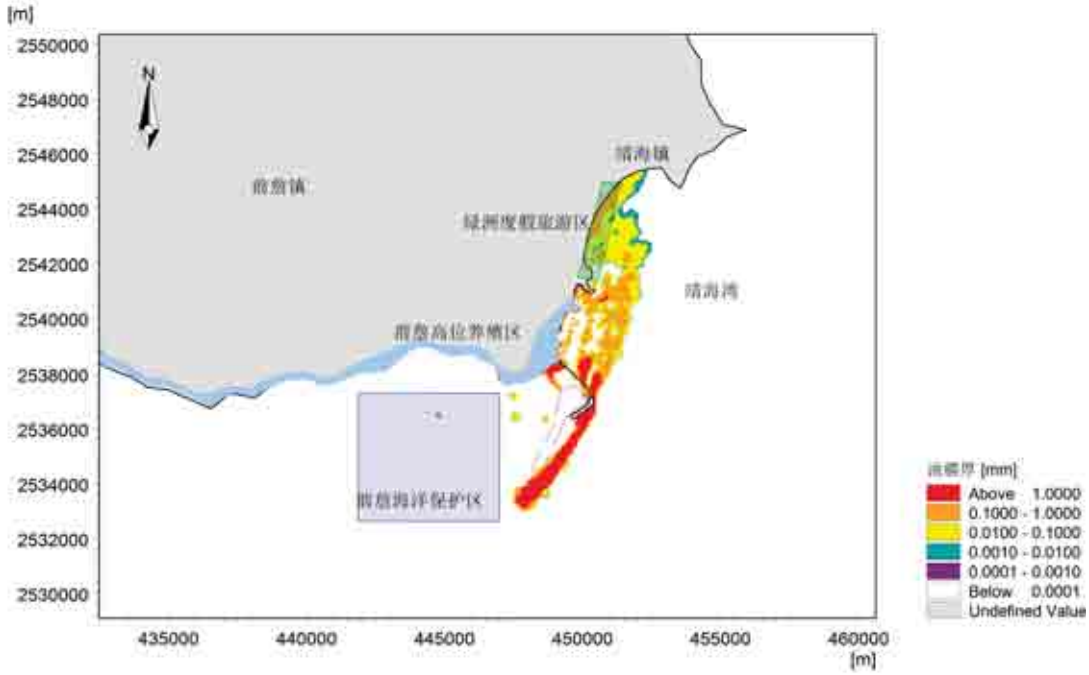


图 8.7-28　　原油码头航道交通事故泄漏油膜运动轨迹图（B 点）
（大潮落潮期，不利风：风向 SE、风速 2.3m/s，油膜绘制时间间隔 1h）

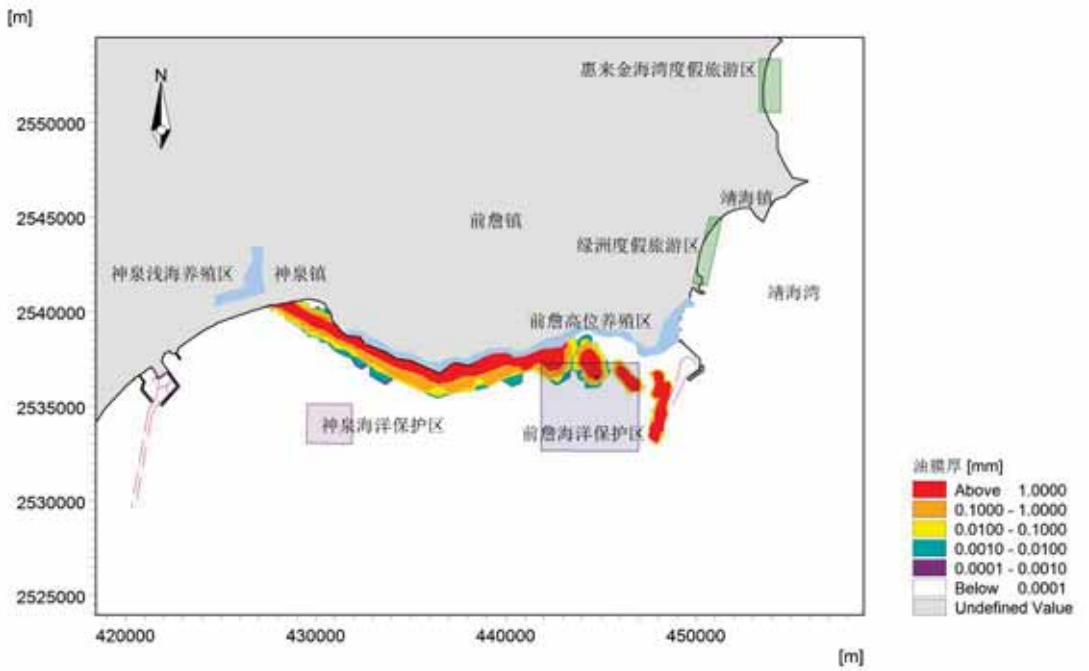


图 8.7-29　　原油码头航道交通事故泄漏油膜运动轨迹图（B 点）
（大潮落潮期，不利风：风向E、风速4.0m/s，油膜绘制时间间隔1h）

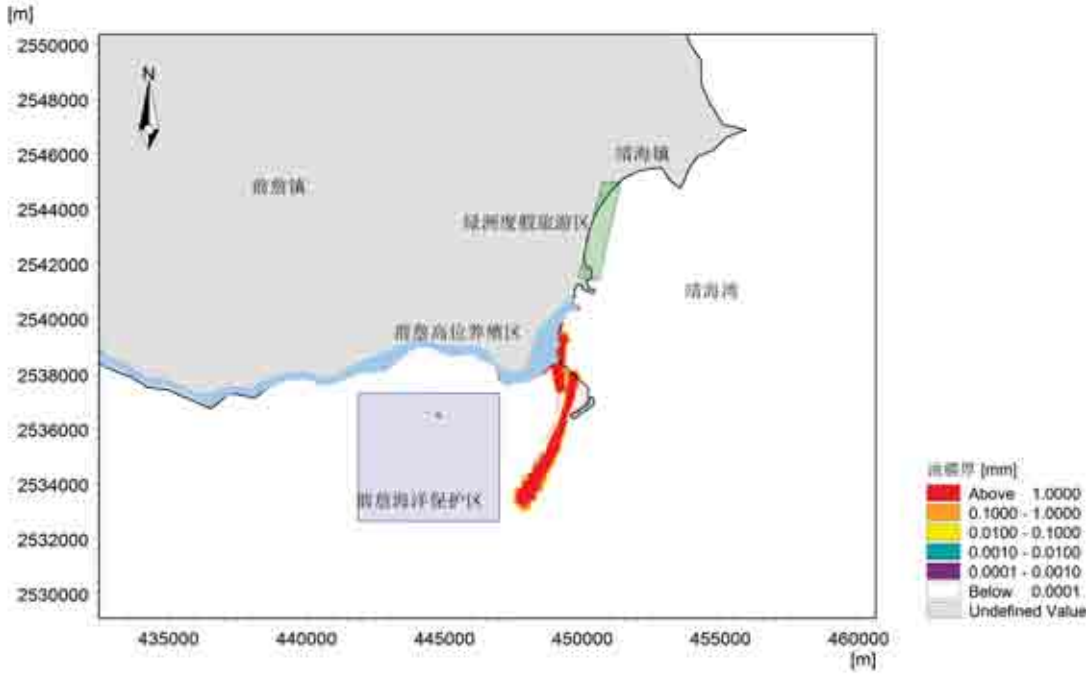


图 8.7-30　　原油码头航道交通事故泄漏油膜运动轨迹图（B 点）
（大潮落潮期，不利风：风向SE、风速4.0m/s，油膜绘制时间间隔1h）

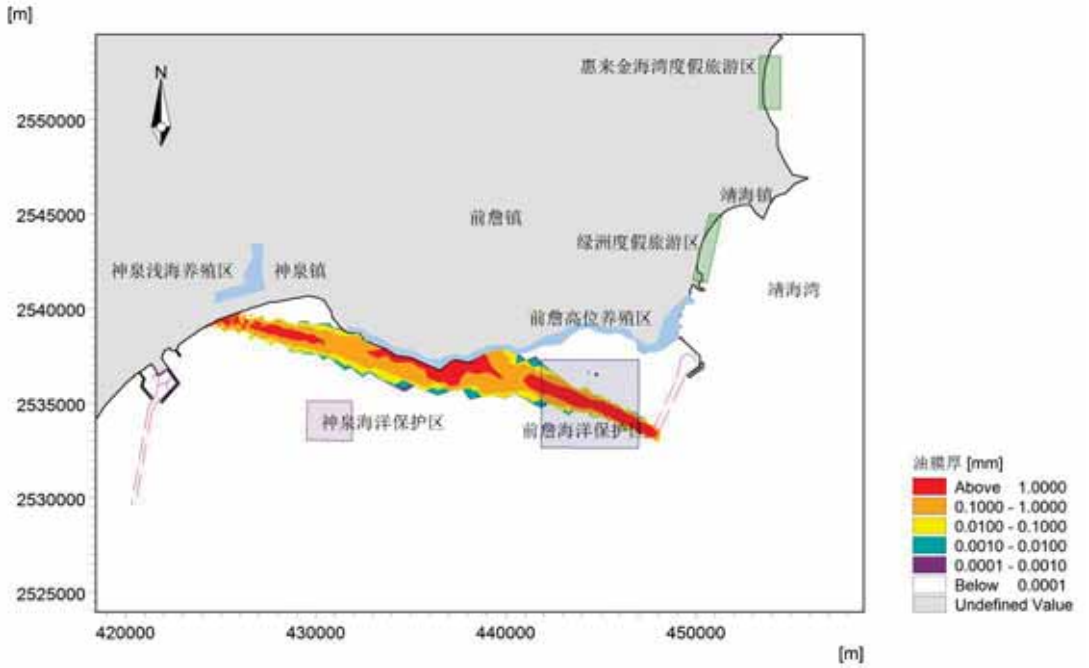


图 8.7-31　　原油码头航道交通事故泄漏油膜运动轨迹图（B 点）
（大潮落潮期，不利风：风向 E、风速 13.8m/s，油膜绘制时间间隔 1h）

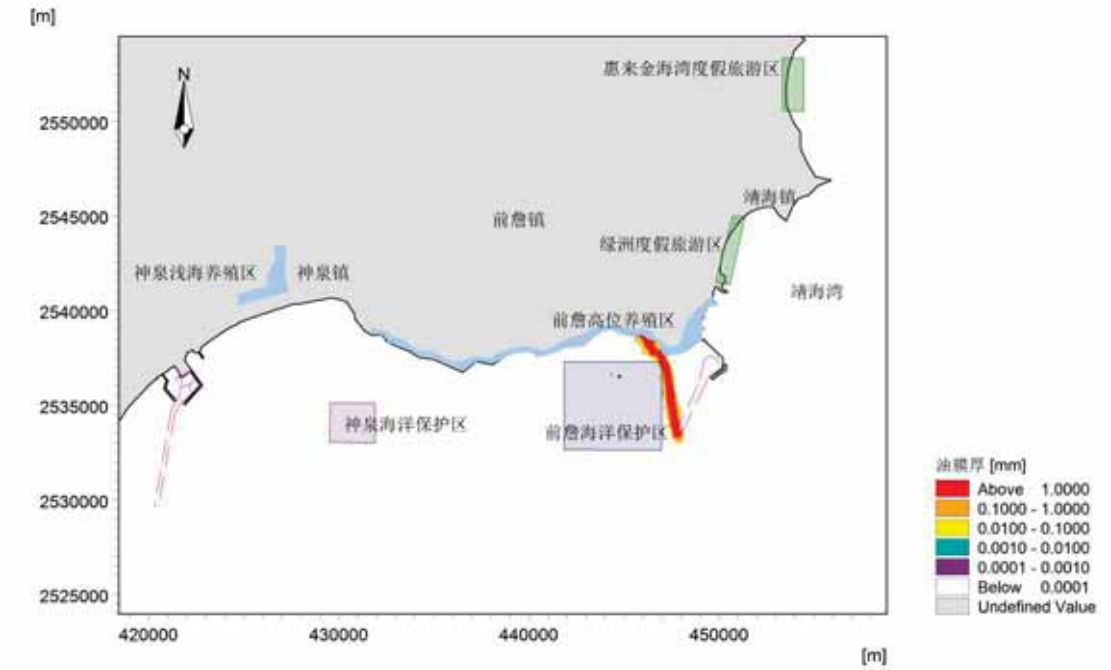


图 8.7-32　　原油码头航道交通事故泄漏油膜运动轨迹图（B 点）
（大潮落潮期，不利风：风向 SE、风速 13.8m/s，油膜绘制时间间隔 1h）

（3）产品码头管道泄漏事故

1）产品码头 C 点发生柴油泄漏事故

产品码头 C 点发生管道泄漏事故导致柴油泄漏时，油膜到达敏感地区和海岸线时间统计见表 8.7-34，油膜扫海面积统计见表 8.7-35，油膜轨迹见图 8.7-33~图 8.7-40。

由图可见，产品码头C点发生管道泄漏事故时，油膜仅在港池内运动，不影响到附近的环境敏感目标。

表 8.7-34　产品码头 C 点发生管道泄漏事故油膜到达敏感地区和海岸线的时间统计

序号	风况		事故发生时刻	到达敏感区时间	到达海岸线时间
	风向	风速 (m/s)			
1	ENE	2.5	涨潮	-	-
2	S	2.2		-	-
3	W	2.3		-	-
4	SE	2.3		-	-
5	ENE	2.5	落潮	-	-
6	S	2.2		-	-
7	W	2.3		-	-
8	SE	2.3		-	-

注：“-”表示油膜不到达敏感区或海岸线

表 8.7-35　　产品码头 C 点发生管道泄漏事故油膜扫海面积统计

序号	风况		事故发生时刻	扫海面积（km^2）			
	风向	风速 (m/s)		12小时后	24小时后	48小时后	72小时后
1	ENE	2.5	涨潮	0.15	-	-	-
2	S	2.2		0.06	-	-	-
3	W	2.3/4.0		0.01	-	-	-
4	SE	2.3/4.0		0.11	-	-	-
5	ENE	2.5	落潮	0.15	-	-	-
6	S	2.2		0.06	-	-	-
7	W	2.3/4.0		0.01	-	-	-
8	SE	2.3/4.0		0.10	-	-	-

注：1、扫海面积以油膜绘制时间间隔1分钟的轨迹图进行统计；
2、表中“-”表示油膜抵岸且不再运动，扫海面积不再增大。

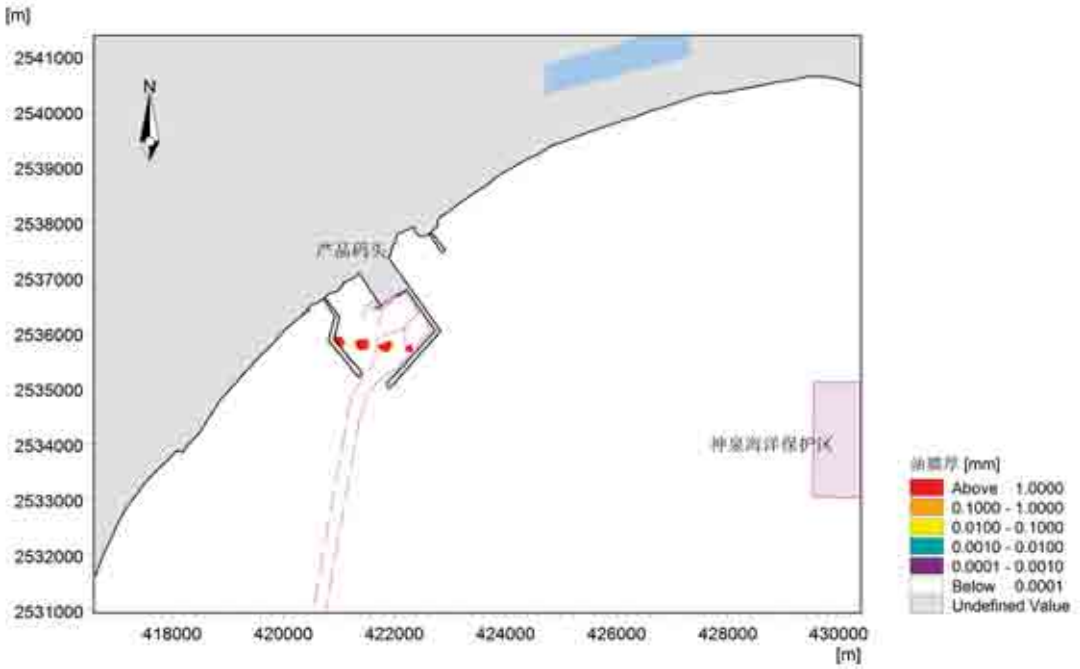


图 8.7-33　　产品码头管道泄漏事故油膜运动轨迹图（柴油、C 点）
（大潮涨潮期，冬季主导：风向 ENE、风速 2.5m/s，油膜绘制时间间隔 30min）

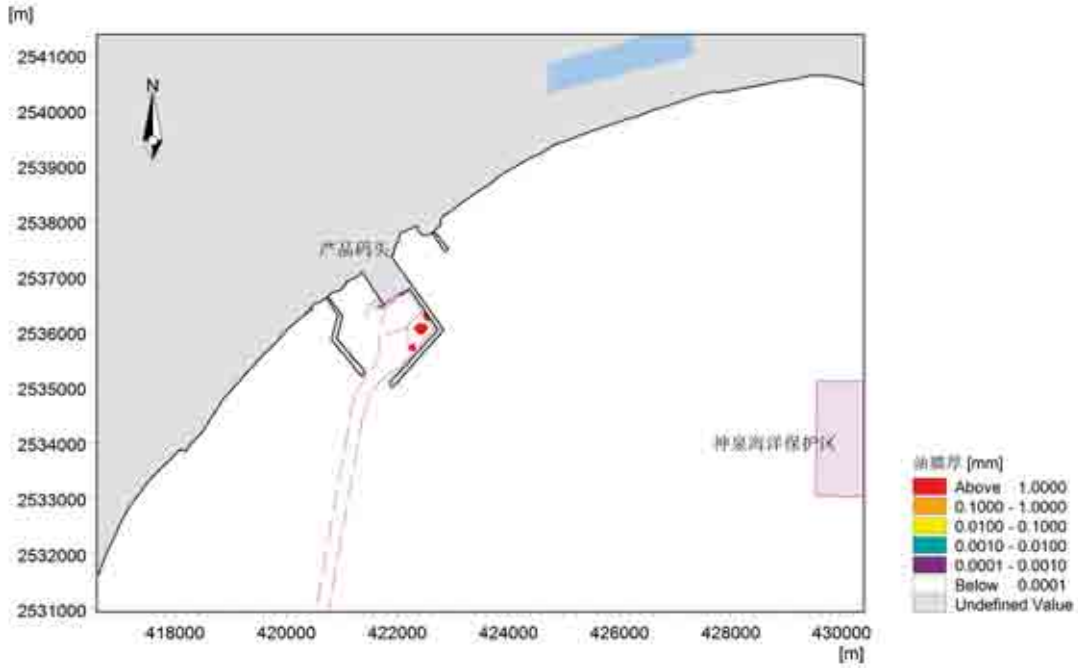


图 8.7-34　　产品码头管道泄漏事故油膜运动轨迹图（柴油、C 点）
（大潮涨潮期，夏季主导：风向 S、风速 2.2m/s，油膜绘制时间间隔 30min）

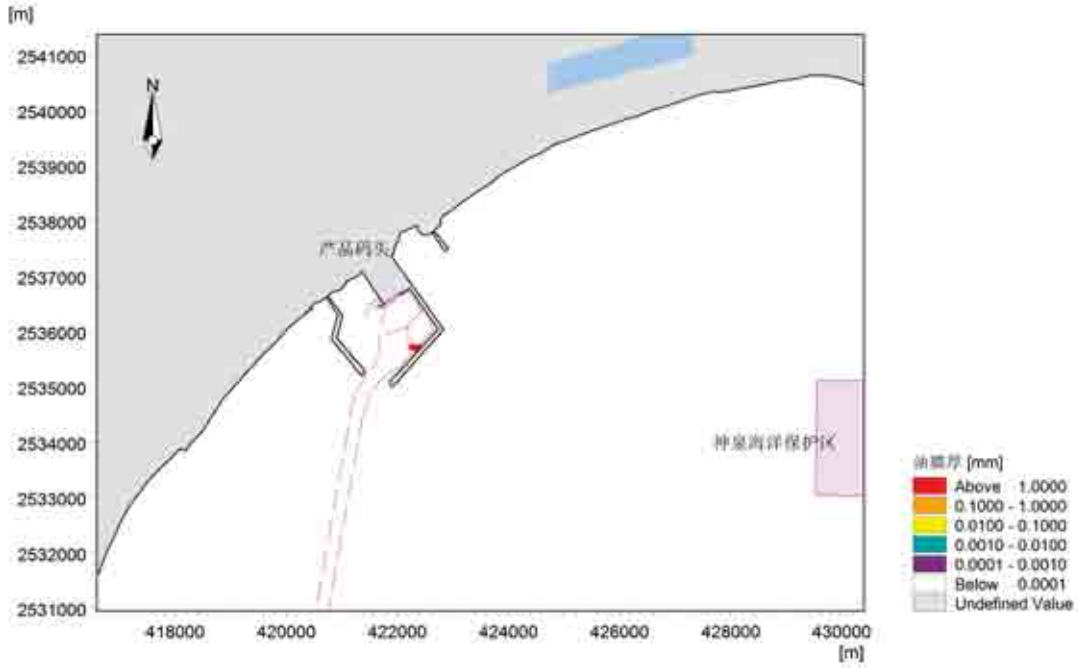


图 8.7-35　　产品码头管道泄漏事故油膜运动轨迹图（柴油、C 点）
（大潮涨潮期，不利风：风向 W、风速 2.3m/s，油膜绘制时间间隔 30min）

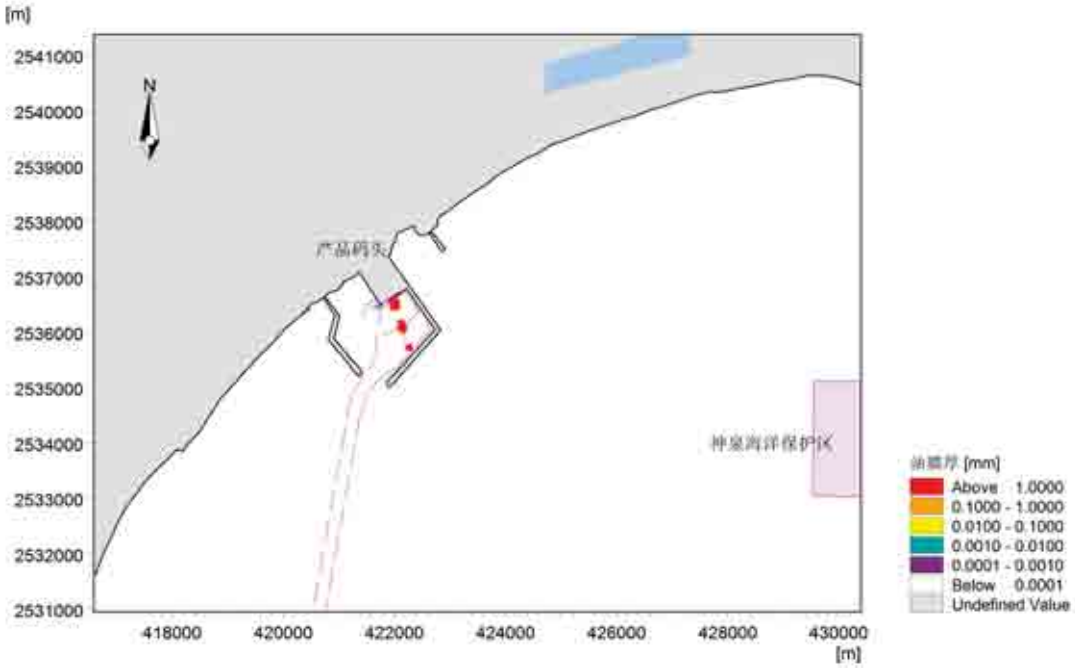


图 8.7-36　　产品码头管道泄漏事故油膜运动轨迹图（柴油、C 点）
（大潮涨潮期，不利风：风向 SE、风速 2.3m/s，油膜绘制时间间隔 30min）

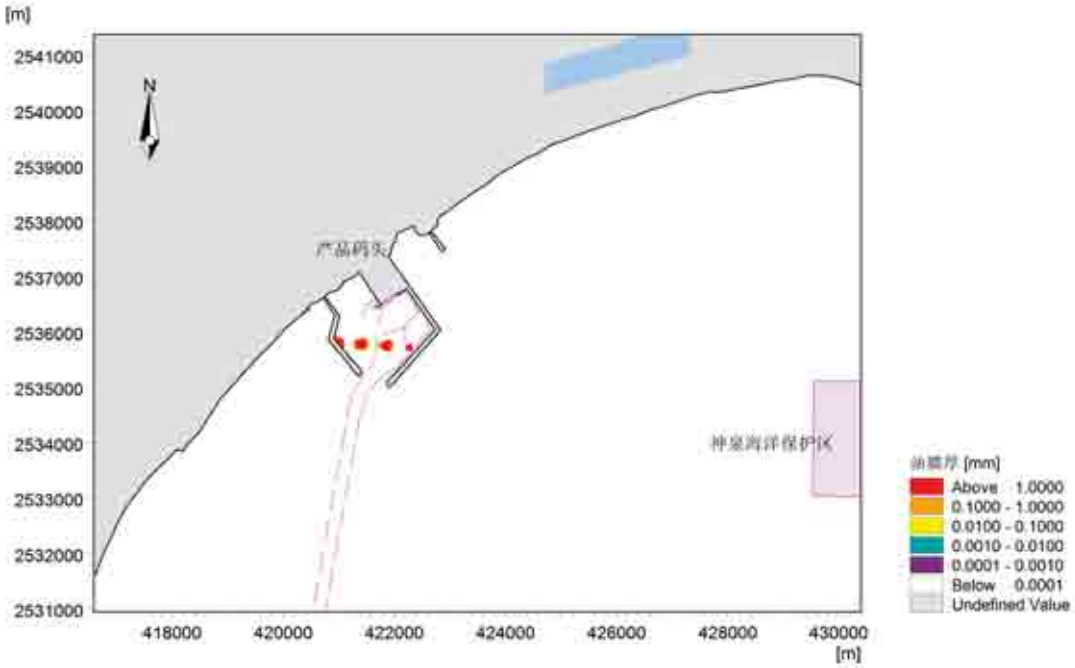


图 8.7-37　　产品码头管道泄漏事故油膜运动轨迹图（柴油、C 点）
（大潮落潮期，冬季主导：风向 ENE、风速 2.5m/s，油膜绘制时间间隔 30min）

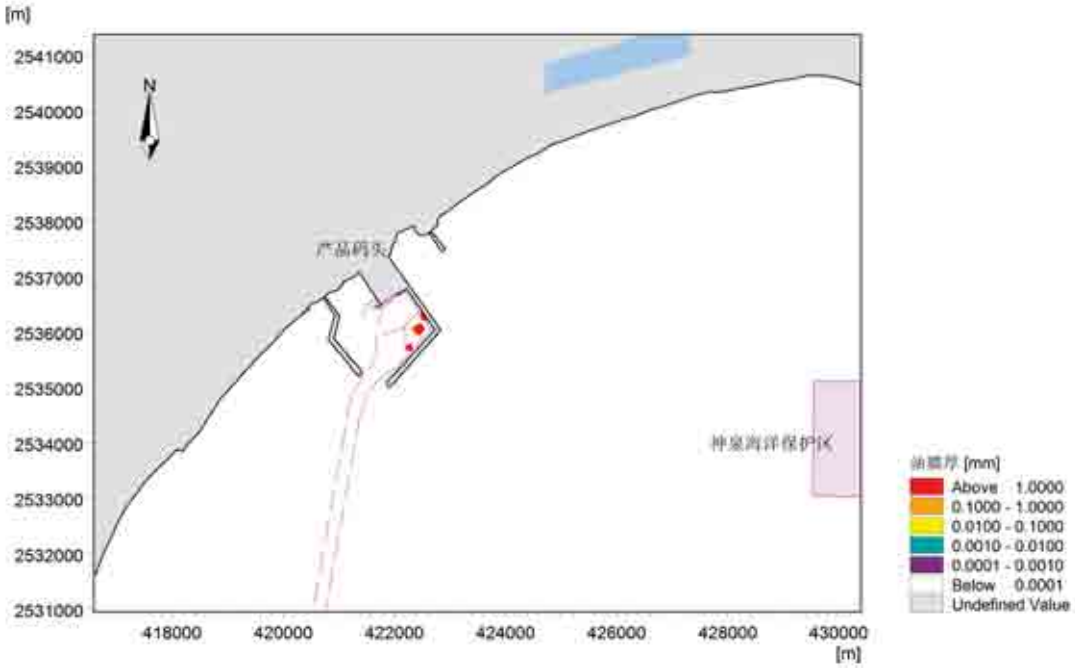


图 8.7-38　　产品码头管道泄漏事故油膜运动轨迹图（柴油、C 点）

（大潮落潮期，夏季主导：风向 S、风速 2.2m/s，油膜绘制时间间隔 30min）

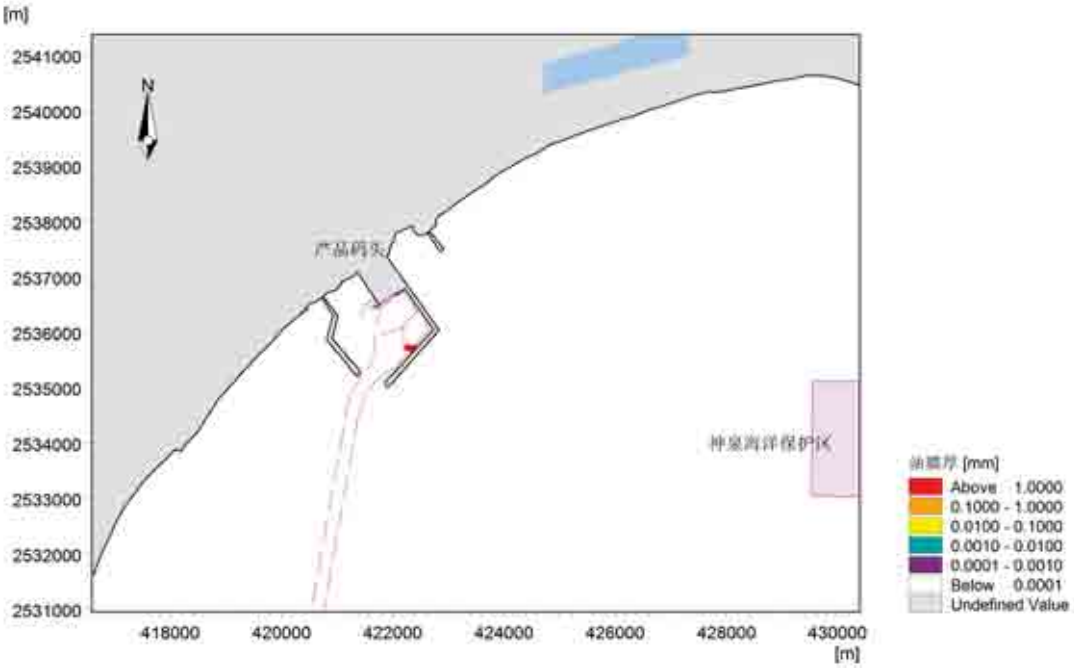


图 8.7-39　　产品码头管道泄漏事故油膜运动轨迹图（柴油、C 点）

（大潮落潮期，不利风：风向 W、风速 2.3m/s，油膜绘制时间间隔 30min）

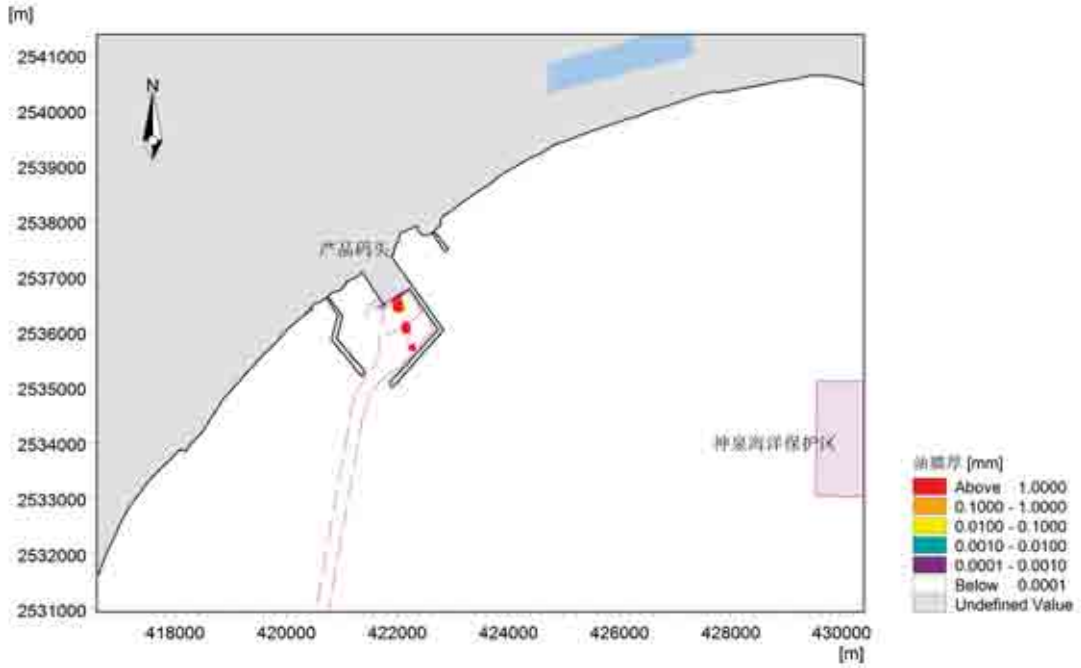


图 8.7-40　　产品码头管道泄漏事故油膜运动轨迹图（柴油、C 点）（大潮落潮期，不利风：风向 SE、风速 2.3m/s，油膜绘制时间间隔 30min）

2）产品码头 D 点发生二甲苯泄漏事故

产品码头D点发生管道泄漏事故导致二甲苯泄漏时，油膜到达敏感地区和海岸线时间统计见表 8.7-36，油膜扫海面积见和表 8.7-37，油膜轨迹见图 8.7-44~图 8.7-48。

由图可见，产品码头D点发生管道泄漏事故时，油膜仅在港池内运动，不影响到附近的环境敏感目标。

表 8.7-36 产品码头 D 点发生管道泄漏事故油膜到达敏感地区和海岸线的时间统计

序号	风况		事故发生时刻	到达敏感区时间	到达海岸线时间
	风向	风速 (m/s)			
1	ENE	2.5	涨潮	-	-
2	S	2.2		-	-
3	W	2.3/4.0		-	-
4	SE	2.3/4.0		-	-
5	ENE	2.5	落潮	-	-
6	S	2.2		-	-
7	W	2.3/4.0		-	-
8	SE	2.3/4.0		-	-

注：“-”表示油膜不到达敏感区或海岸线

表 8.7-37　　产品码头 D 点发生管道泄漏事故油膜扫海面积统计

序号	风况		事故发生时刻	扫海面积（km^2）			
	风向	风速 (m/s)		12小时后	24小时后	48小时后	72小时后
1	ENE	2.5	涨潮	0.13	-	-	-
2	S	2.2		0.01	-	-	-
3	W	2.3⁄4.0		0.01	-	-	-
4	SE	2.3⁄4.0		0.02	-	-	-
5	ENE	2.5	落潮	0.18	-	-	-
6	S	2.2		0.01	-	-	-
7	W	2.3⁄4.0		0.01	-	-	-
8	SE	2.3⁄4.0		0.02	-	-	-

注：1、扫海面积以油膜绘制时间间隔1分钟的轨迹图进行统计；
　　2、表中“-”表示油膜抵岸且不再运动，扫海面积不再增大。

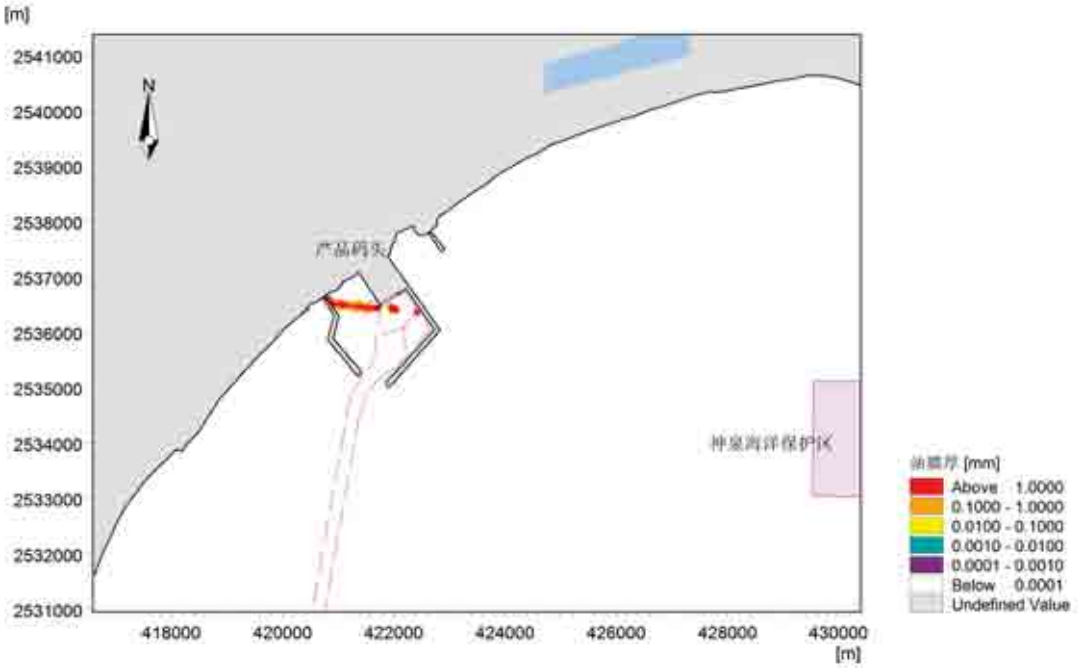


图 8.7-41　　产品码头管道泄漏事故油膜运动轨迹图（二甲苯、D 点）
（大潮涨潮期，冬季主导：风向 ENE、风速 2.5m/s，油膜绘制时间间隔 30min）

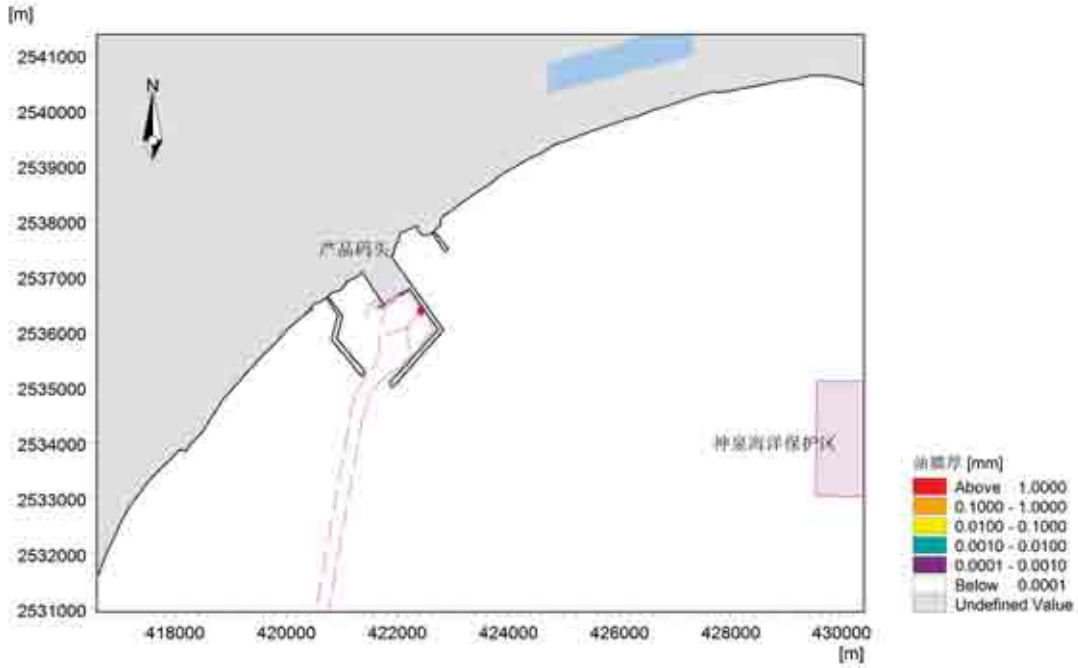


图 8.7-42　　产品码头管道泄漏事故油膜运动轨迹图（二甲苯、D 点）
（大潮涨潮期，夏季主导：风向 S、风速 2.2m/s，油膜绘制时间间隔 30min）

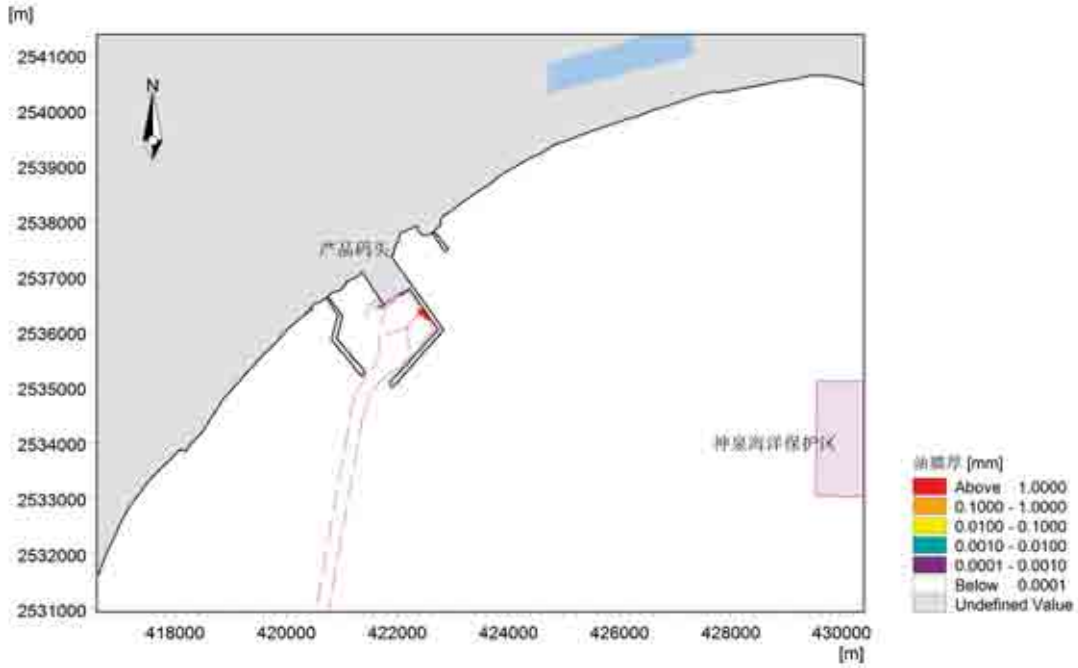


图 8.7-43　　产品码头管道泄漏事故油膜运动轨迹图（二甲苯、D 点）
（大潮涨潮期，不利风：风向 W、风速 2.3m/s，油膜绘制时间间隔 30min）

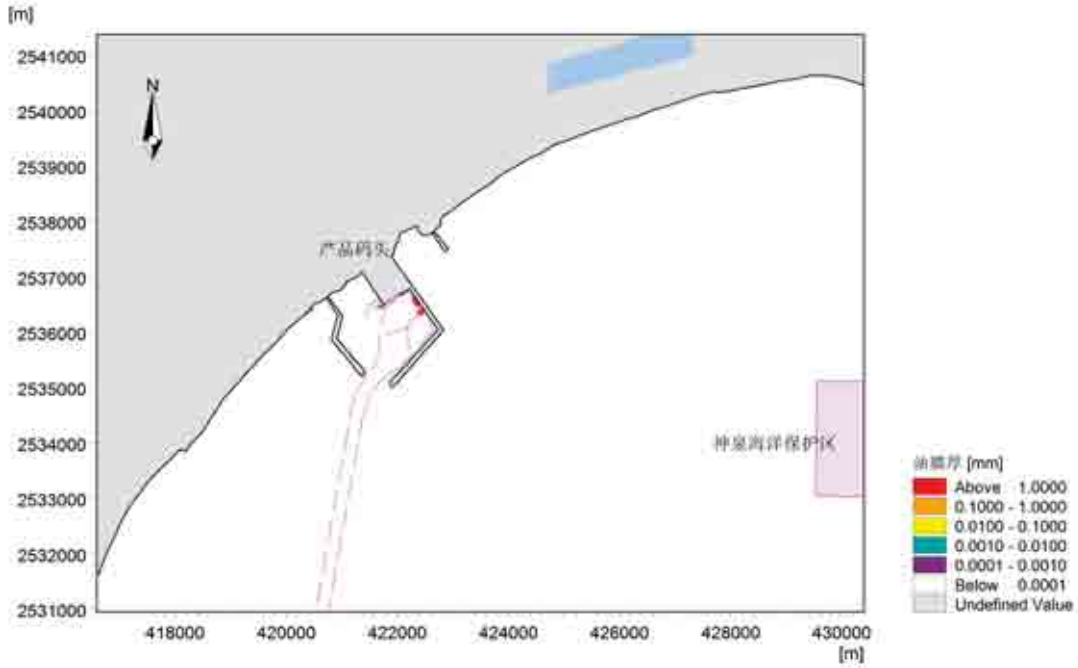


图 8.7-44　　产品码头管道泄漏事故油膜运动轨迹图（二甲苯、D 点）
（大潮涨潮期，不利风：风向 SE、风速 2.3m/s，油膜绘制时间间隔 30min）

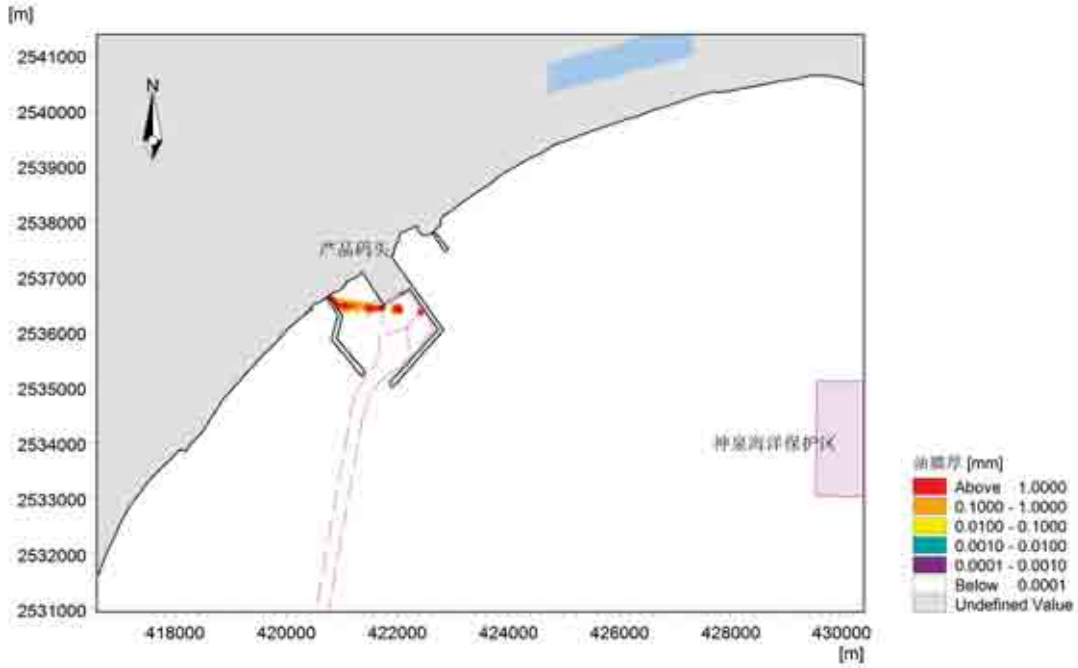


图 8.7-45　　产品码头管道泄漏事故油膜运动轨迹图（二甲苯、D 点）
（大潮落潮期，冬季主导：风向 ENE、风速 2.5m/s，油膜绘制时间间隔 30min）

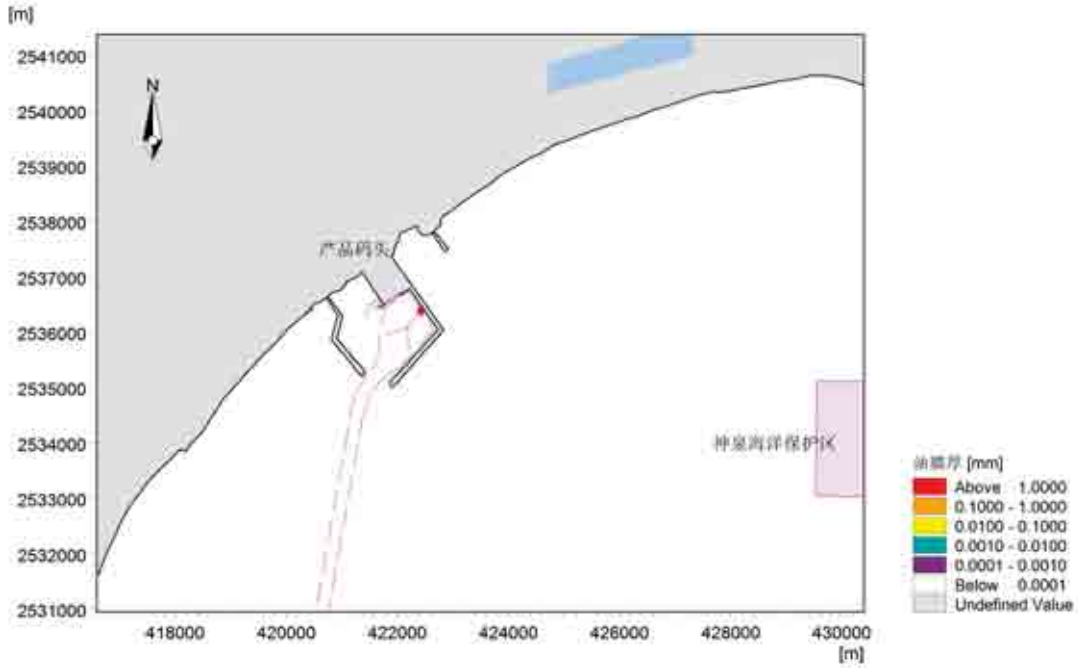


图 8.7-46　　产品码头管道泄漏事故油膜运动轨迹图（二甲苯、D 点）
（大潮落潮期，夏季主导：风向 S、风速 2.2m/s，油膜绘制时间间隔 30min）

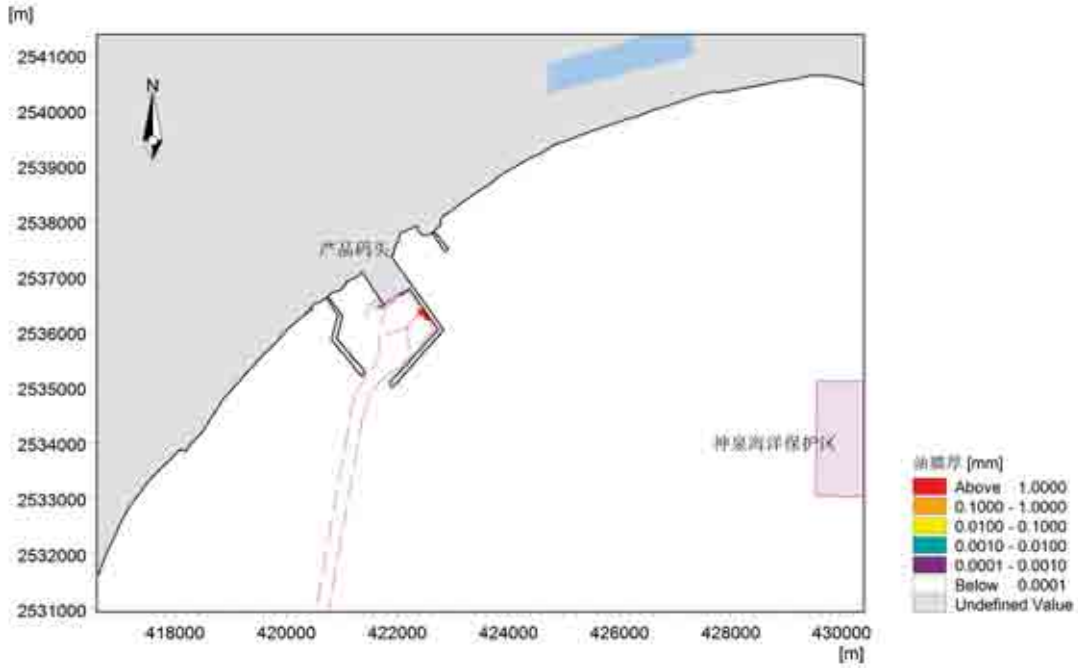


图 8.7-47　　产品码头管道泄漏事故油膜运动轨迹图（二甲苯、D 点）
（大潮落潮期，不利风：风向 W、风速 2.3m/s，油膜绘制时间间隔 30min）

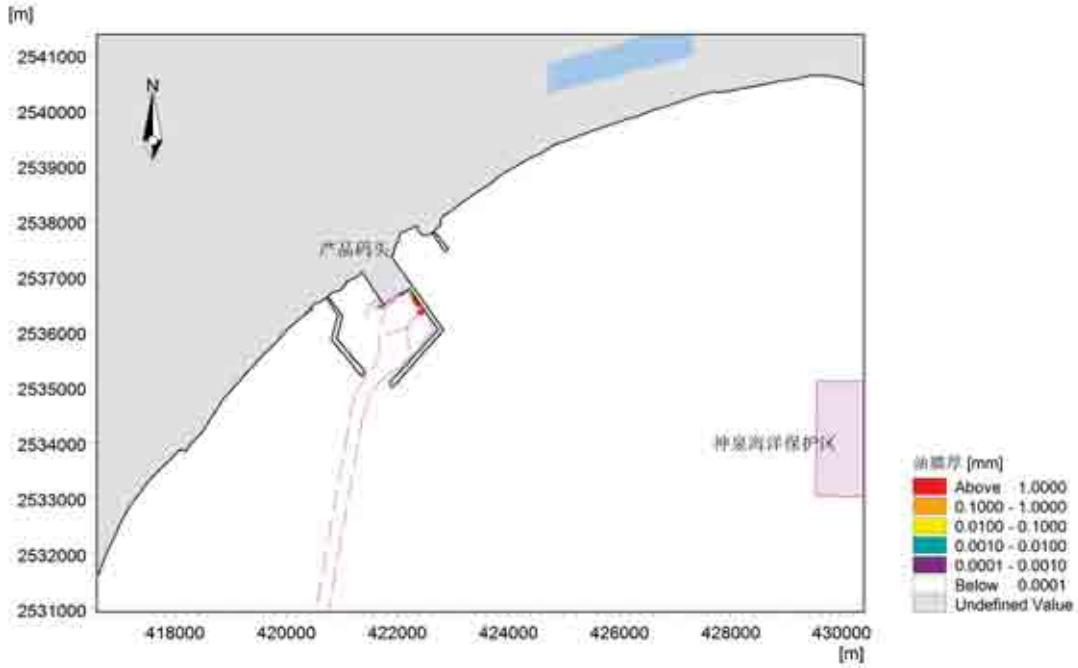


图 8.7-48　　产品码头管道泄漏事故油膜运动轨迹图（二甲苯、D 点）（大潮落潮期，不利风：风向 SE、风速 2.3m/s，油膜绘制时间间隔 30min）

（4）产品码头船舶交通事故泄漏

1）产品码头支航道与主航道交叉处（E 点）发生柴油泄漏事故

产品码头支航道与主航道交叉处（E点）发生船舶交通事故导致柴油泄漏时，油膜到达敏感地区和海岸线时间统计见表 8.7-38，油膜扫海面积统计见表 8.7-39，油膜轨迹见图 8.7-49~图 8.7-60。

无论事故发生在涨潮期还是落潮期，相同的风况下，油膜的运动路径规律相似：

受ENE向风作用下，油膜向西运动，先后抵达产品码头西侧神泉湾岸线和甲子港岸线；

受S向风作用下，油膜向东北运动，最终抵达产品码头东侧的神泉湾岸线；

受E、SE向风作用下，油膜向西北运动，最终抵达产品码头西侧神泉湾岸线；

受W向风作用下，油膜向东南运动，最终漂移向外海。

表 8.7-38 大潮期发生溢油事故时油膜到达敏感地区和海岸线的时间统计

序号	风况		事故发生时刻	到达敏感区时间	到达海岸线时间
	风向	风速(m/s)			
1	ENE	2.5	涨潮		4h10min到达产品码头西侧神泉港岸线； 23h40min到达甲子港岸线；
2	S	2.2	涨潮		14h10min到达产品码头东侧神泉港岸线
3	E	2.3	涨潮		4h10min到达产品码头西侧神泉港岸线；
4	SE	2.3	涨潮		5h50min到达产品码头西侧神泉港岸线
5	W	13.8	涨潮		1h到达产品码头西侧神泉港岸线
6	SE	13.8	涨潮		1h到达产品码头西侧神泉港岸线
7	ENE	2.5	落潮		5h40min到达产品码头西侧神泉港岸线， 28h50min到达甲子港岸线
8	S	2.2	落潮		14h30min到达产品码头东侧神泉港岸线
9	E	2.3	落潮		5h30min到达产品码头西侧神泉港岸线
10	SE	2.3	落潮		6h30min到达产品码头西侧神泉港岸线
11	W	13.8	落潮		1h到达产品码头西侧神泉港岸线
12	SE	13.8	落潮		1h到达产品码头西侧神泉港岸线

表 8.7-39 落潮期发生溢油事故时油膜扫海面积统计

序号	预测风况		事故发生时刻	扫海面积（km^2）			
	风向	风速(m/s)		12小时后	24小时后	48小时后	72小时后
1	ENE	2.5	涨潮	7.56	11.44	93.40	122.94
2	S	2.2		7.32	8.41	-	-
3	E	2.3		5.06	5.12	5.62	10.79
4	SE			5.15	-	-	-
5	W	13.8		115.45	167.91*	-*	-*
6	SE			1.47	-	-	-
7	ENE	2.5	落潮	8.22	12.03	66.94	98.50
8	S	2.2		7.89	10.49	-	-
9	E	2.3		4.88	5.10	5.26	9.86
10	SE			5.70	-	-	-
11	W	13.8		125.69	197.11	-	-
12	SE			1.62	-	-	-

注：1、扫海面积以油膜绘制时间间隔1分钟的轨迹图进行统计；
2、表中“-”表示油膜抵岸且不再运动，扫海面积不再增大；
3、表中“*”表示油膜溢出计算区域，扫海面积不再增大。

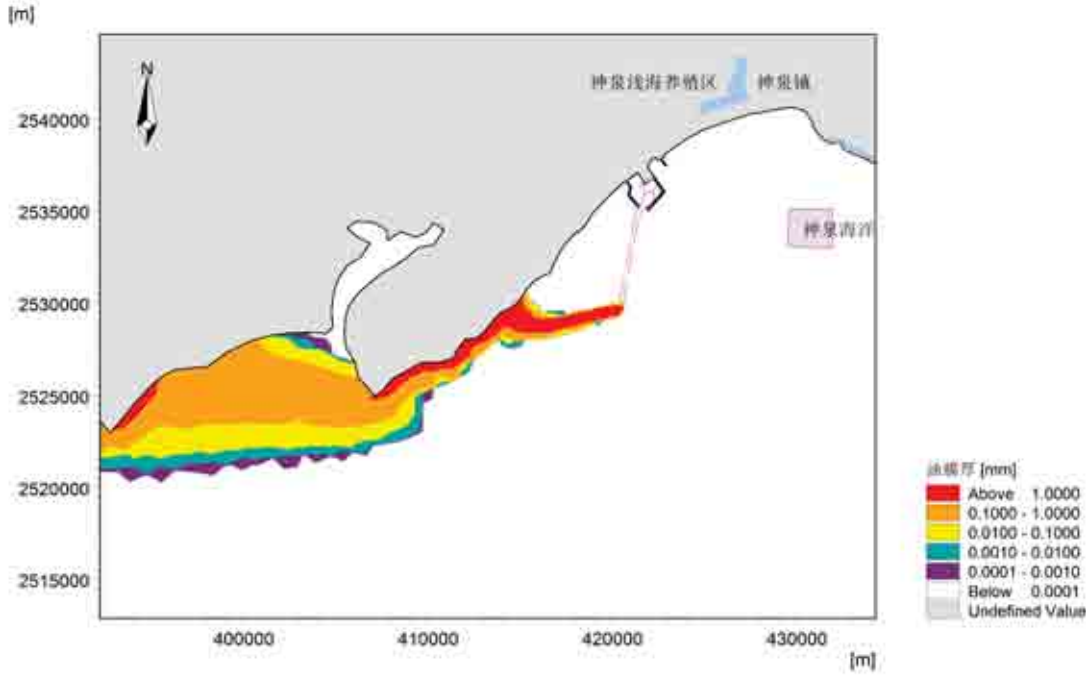


图 8.7-49　　产品码头交通事故泄漏油膜运动轨迹图（柴油、E 点）
（大潮涨潮期，冬季主导风：风向 ENE、风速 2.5m/s，油膜绘制时间间隔 1h）

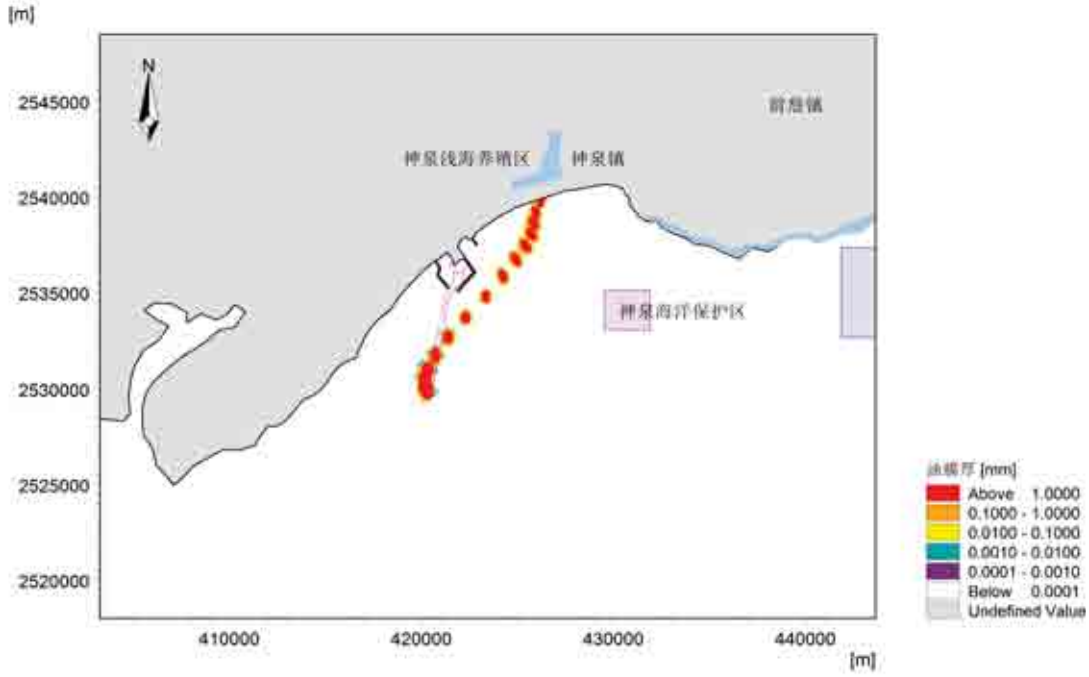


图 8.7-50　　产品码头交通事故泄漏油膜运动轨迹图（柴油、E 点）
（大潮涨潮期，夏季主导风：风向 S、风速 2.2m/s，油膜绘制时间间隔 1h）

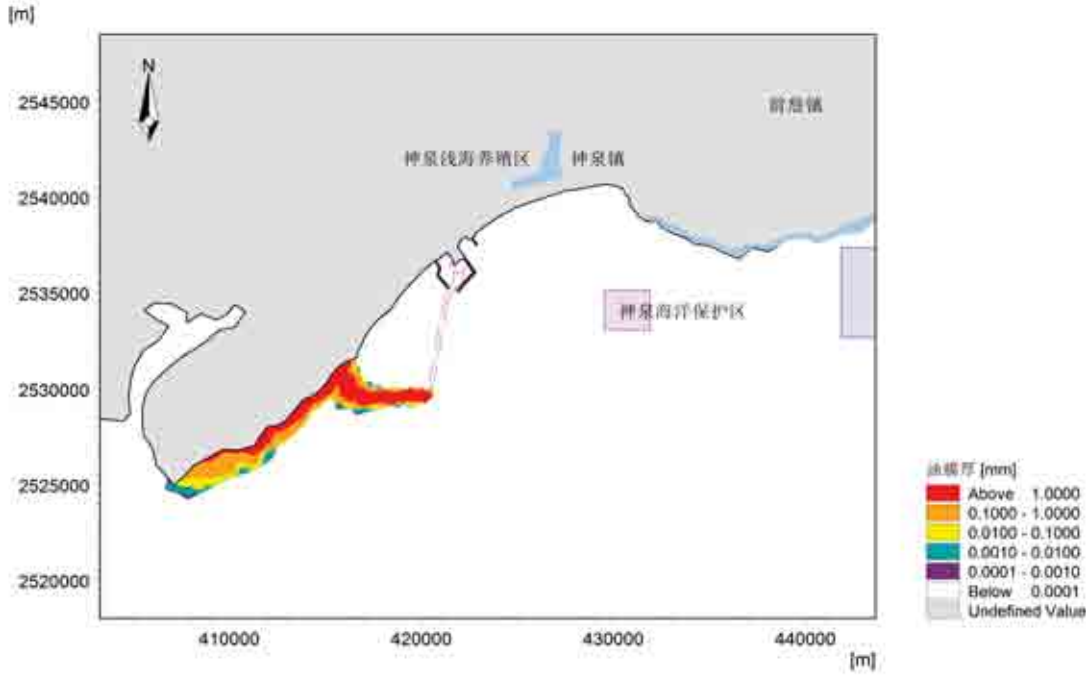


图 8.7-51　　产品码头交通事故泄漏油膜运动轨迹图（柴油、E 点）
（大潮涨潮期，不利风：风向 E、风速 2.3m/s，油膜绘制时间间隔 1h）

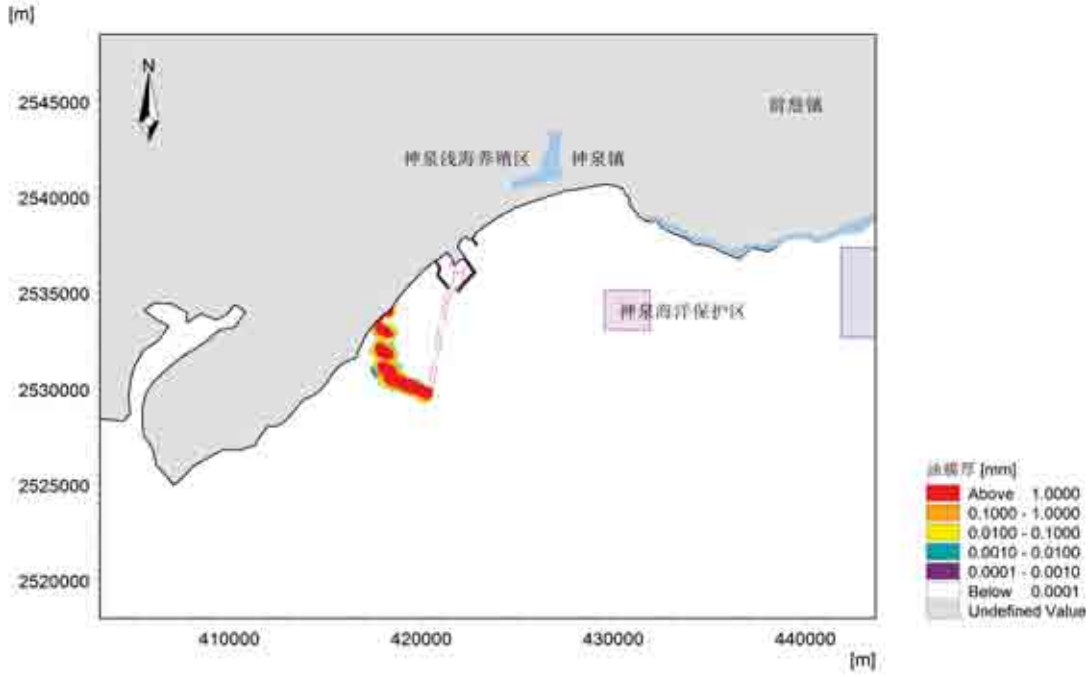


图 8.7-52　　产品码头交通事故泄漏油膜运动轨迹图（柴油、E 点）
（大潮涨潮期，不利风：风向 SE、风速 2.3m/s，油膜绘制时间间隔 1h）

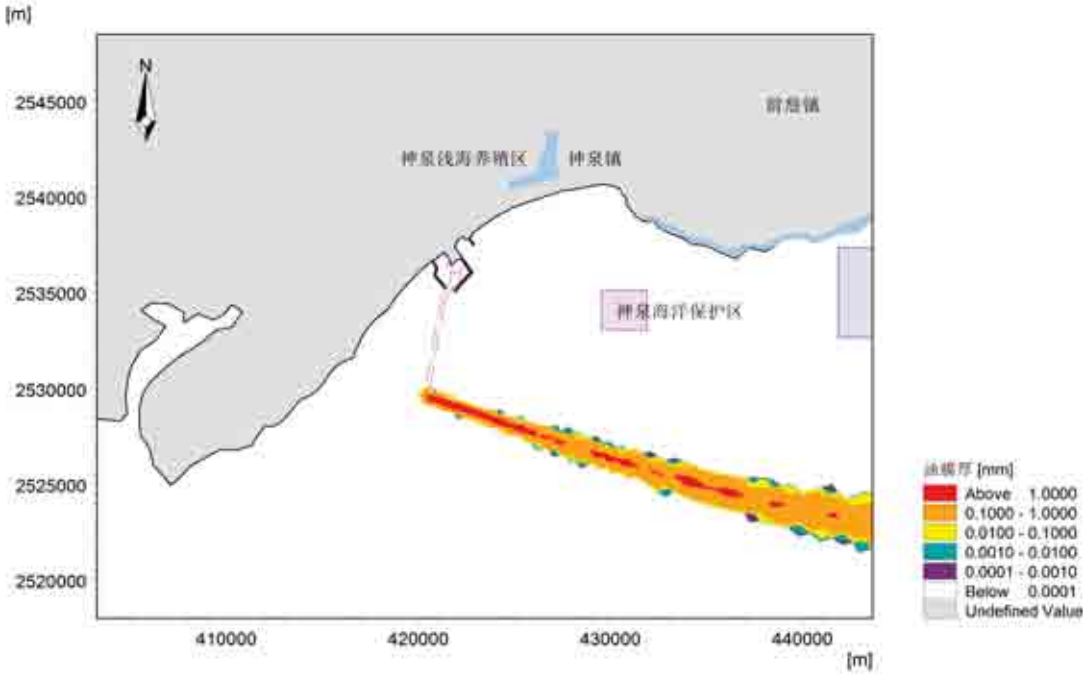


图 8.7-53　　产品码头交通事故泄漏油膜运动轨迹图（柴油、E 点）
（大潮涨潮期，不利风：风向 W、风速 13.8m/s，油膜绘制时间间隔 1h）

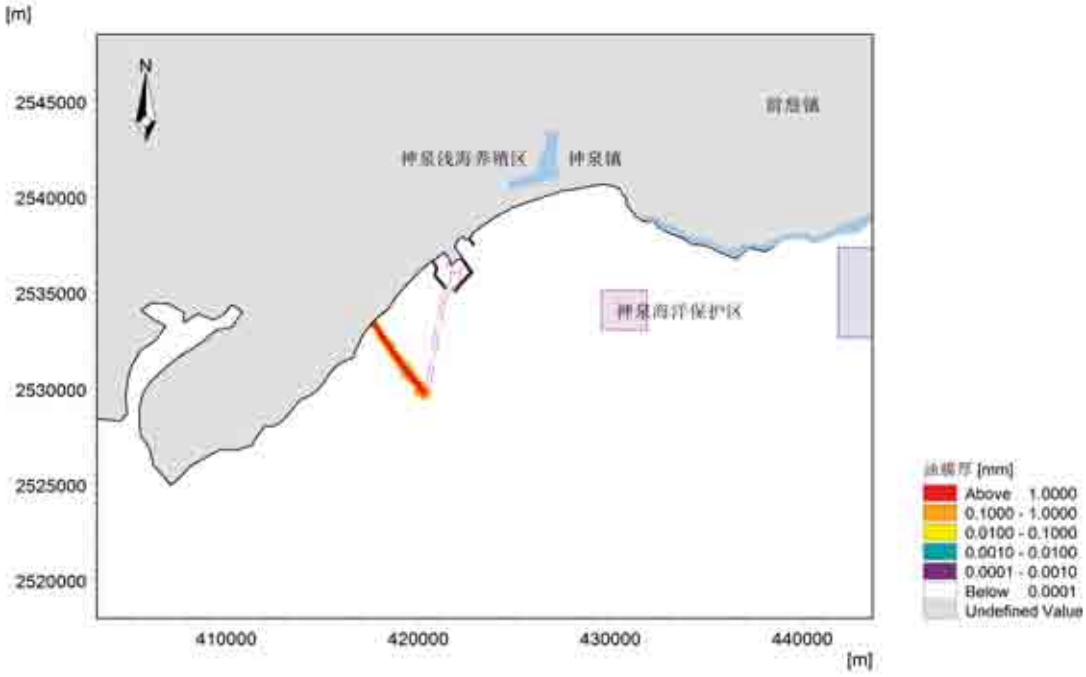


图 8.7-54　　产品码头交通事故泄漏油膜运动轨迹图（柴油、E 点）
（大潮涨潮期，不利风：风向 SE、风速 13.8m/s，油膜绘制时间间隔 1h）

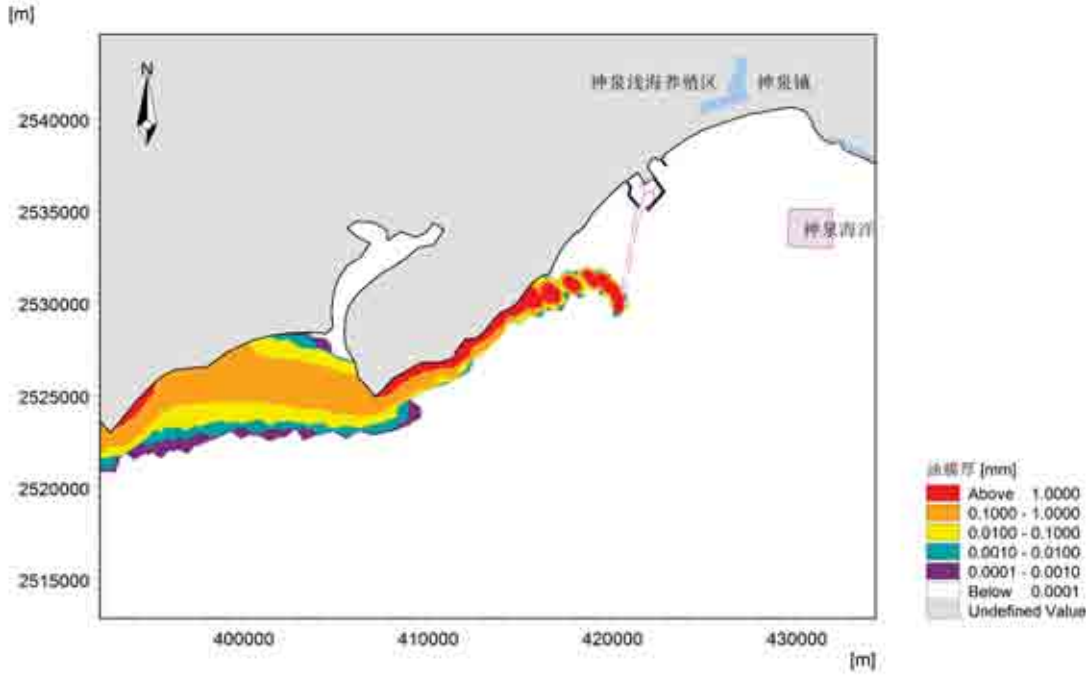


图 8.7-55　　产品码头交通事故泄漏油膜运动轨迹图（柴油、E 点）
（大潮落潮期，冬季主导风：风向 ENE、风速 2.5m/s，油膜绘制时间间隔 1h）

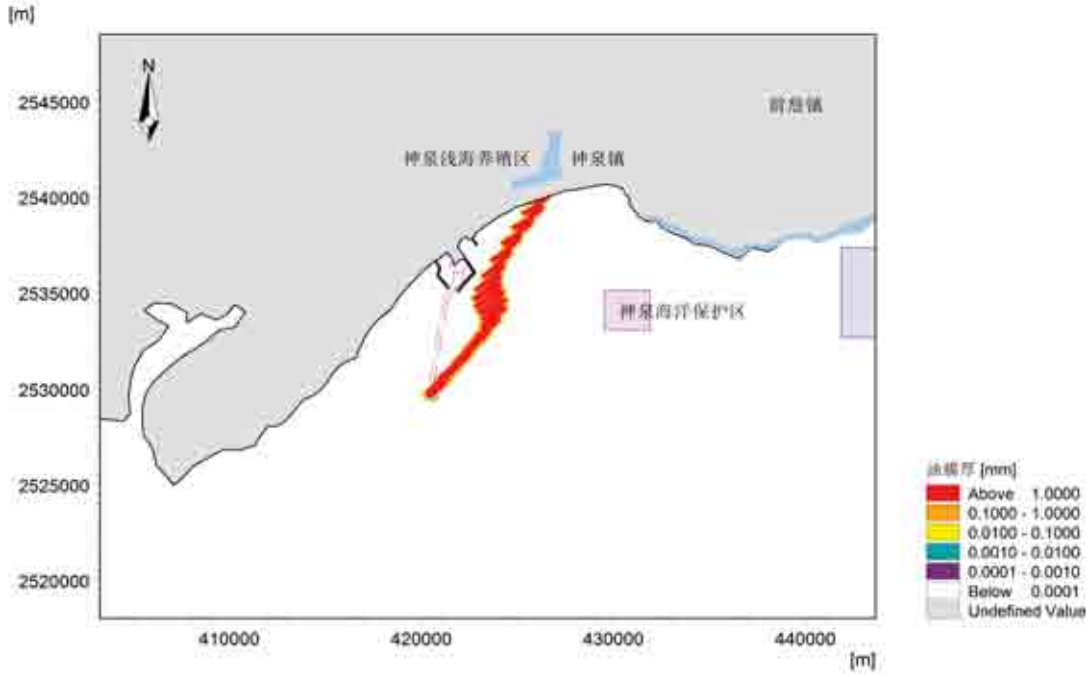


图 8.7-56　　产品码头交通事故泄漏油膜运动轨迹图（柴油、E 点）
（大潮落潮期，夏季主导风：风向 S、风速 2.2m/s，油膜绘制时间间隔 1h）

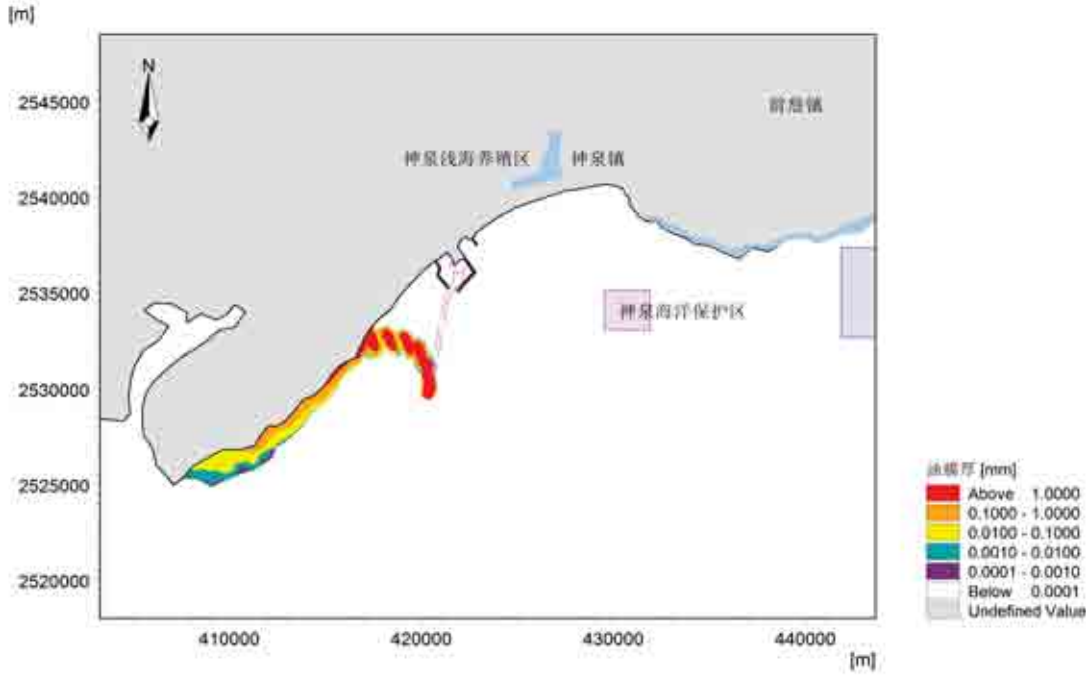


图 8.7-57　　产品码头交通事故泄漏油膜运动轨迹图（柴油、E 点）
（大潮落潮期，不利风：风向 E、风速 2.3m/s，油膜绘制时间间隔 1h）

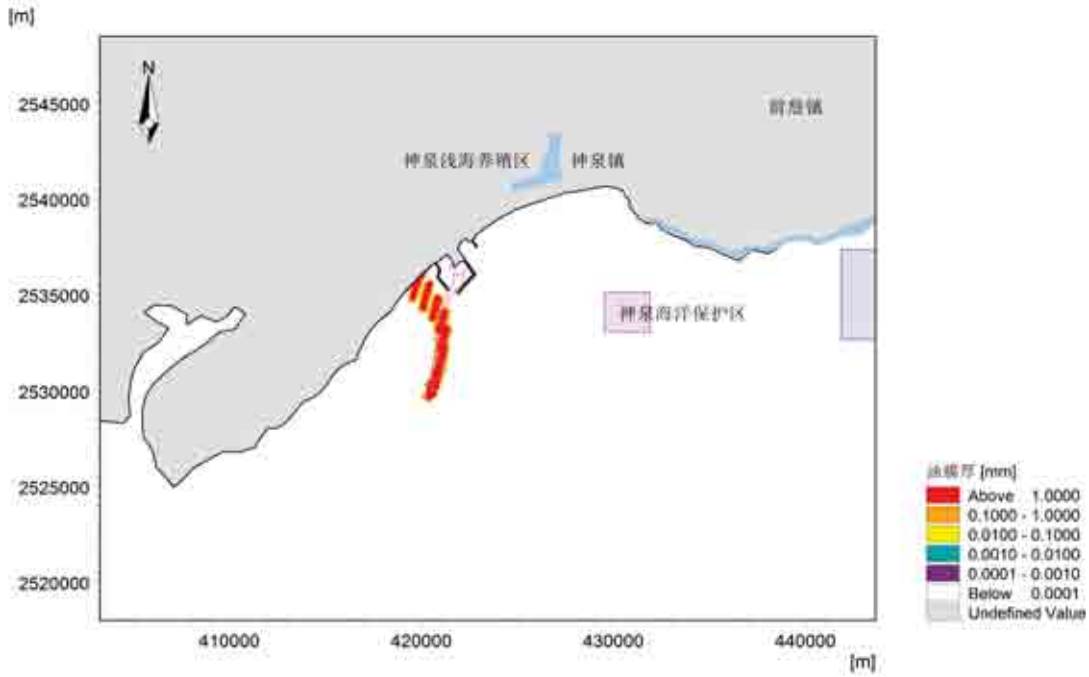


图 8.7-58　　产品码头交通事故泄漏油膜运动轨迹图（柴油、E 点）
（大潮落潮期，不利风：风向 SE、风速 2.3m/s，油膜绘制时间间隔 1h）

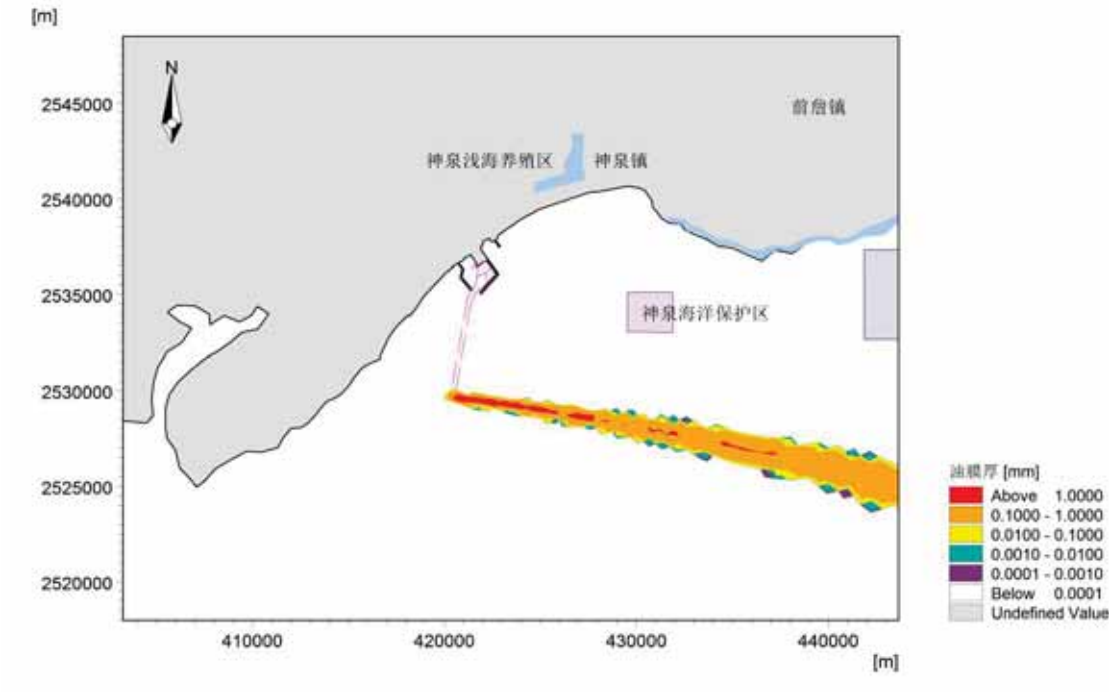


图 8.7-59　　产品码头交通事故泄漏油膜运动轨迹图（柴油、E 点）
（大潮落潮期，不利风：风向 W、风速 13.8m/s，油膜绘制时间间隔 1h）

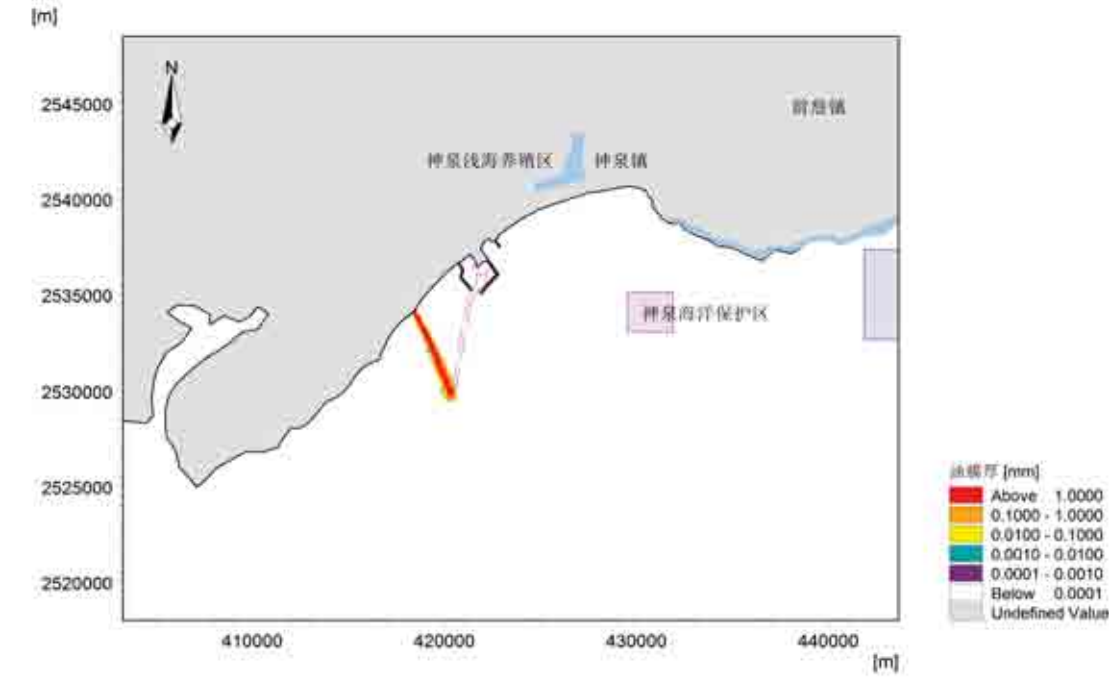


图 8.7-60　　产品码头交通事故泄漏油膜运动轨迹图（柴油、E 点）
（大潮落潮期，不利风：风向 SE、风速 13.8m/s，油膜绘制时间间隔 1h）

2）产品码头支航道与主航道交叉处（E 点）发生二甲苯泄漏事故

产品码头航道支航道与主航道交叉处（E点）发生船舶交通事故导致二甲苯泄时，油膜到达敏感地区和海岸线时间统计见表 8.7-40，油膜扫海面积见表8.7-41，油膜轨迹见图9.5.1-7。

比较图9.5.1-7和图9.5.1-6可知，由于溢油的位置相同，油品的理化性质类似，在相同的水动力条件和风况作用下，油膜的运动轨迹基本一致，到达周边敏感目标的时间基本相同，仅因溢油量不同导致油膜厚度、扫海面积存在一定差异。

表 8.7-40　　大潮期发生溢油事故时油膜到达敏感地区和海岸线的时间统计

序号	风况		事故发生时刻	到达敏感区时间	到达海岸线时间
	风向	风速(m/s)			
1	ENE	2.5	涨潮		4h10min到达产品码头西侧神泉港岸线； 23h40min到达甲子港岸线；
2	S	2.2	涨潮		14h10min到达产品码头东侧神泉港岸线
3	E	2.3	涨潮		4h10min到达产品码头西侧神泉港岸线；
4	SE	2.3	涨潮		5h50min到达产品码头西侧神泉港岸线
5	W	13.8	涨潮		1h到达产品码头西侧神泉港岸线
6	SE	13.8	涨潮		1h到达产品码头西侧神泉港岸线
7	ENE	2.5	落潮		5h40min到达产品码头西侧神泉港岸线； 28h50min到达甲子港岸线
8	S	2.2	落潮		14h30min到达产品码头东侧神泉港岸线
9	E	2.3	落潮		5h30min到达产品码头西侧神泉港岸线；
10	SE	2.3	落潮		6h30min到达产品码头西侧岸线
11	W	13.8	落潮		1h到达产品码头西侧神泉港岸线
12	SE	13.8	落潮		1h到达产品码头西侧神泉港岸线

表 8.7-41　　落潮期发生溢油事故时油膜扫海面积统计

序号	预测风况		事故发生时刻	扫海面积（km^2）			
	风向	风速(m/s)		12小时后	24小时后	48小时后	72小时后
1	ENE	2.5	涨潮	6.93	10.58	69.24	88.34
2	S	2.2		7.32	-	-	-
3	E	2.3		4.78	4.84	5.19	9.52
4	SE			5.15	-	-	-
5	W	13.8		94.94	129.55-*	-*	-*
6	SE			1.47	-	-	-
7	ENE	2.5	落潮	7.80	10.11	48.79	70.68
8	S	2.2		7.89	10.49	-	-
9	E	2.3		4.88	5.07	5.18	8.02
10	SE			5.70	-	-	-
11	W	13.8		108.01	150.98*	-*	-*
12	SE			1.62	-	-	-

注：1、扫海面积以油膜绘制时间间隔1分钟的轨迹图进行统计；
2、表中“-”表示油膜抵岸且不再运动，扫海面积不再增大；
3、表中“*”表示油膜溢出计算区域，扫海面积不再增大。

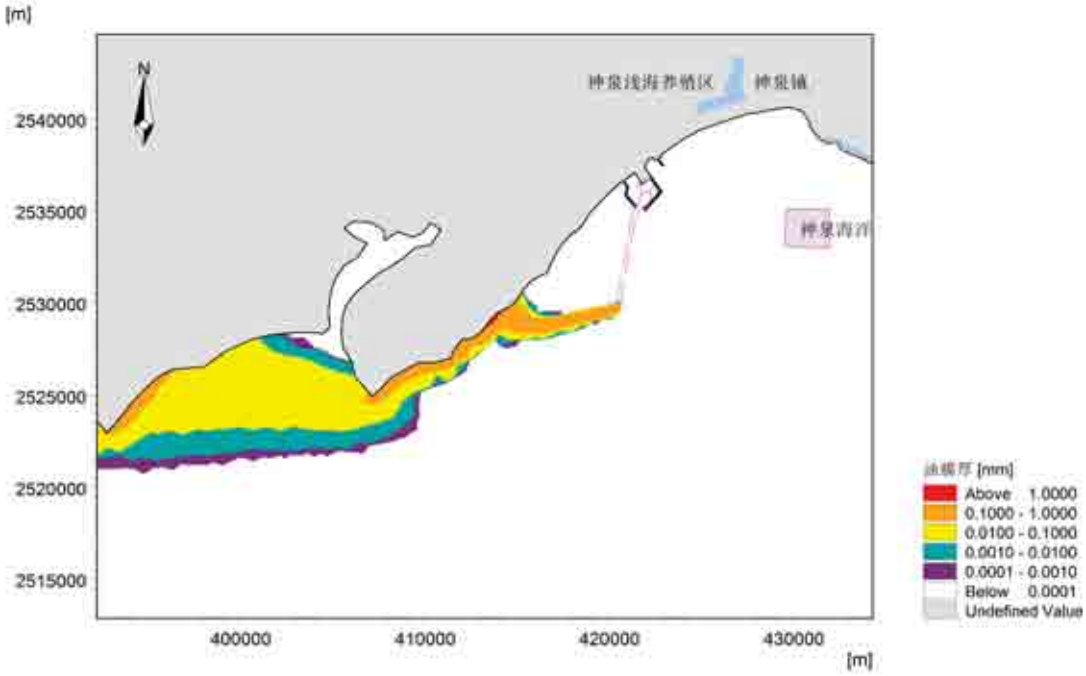


图 8.7-61　产品码头交通事故泄漏油膜运动轨迹图（二甲苯、E 点）
（大潮涨潮期，冬季主导：风向 ENE、风速 2.5m/s，油膜绘制时间间隔 1h）

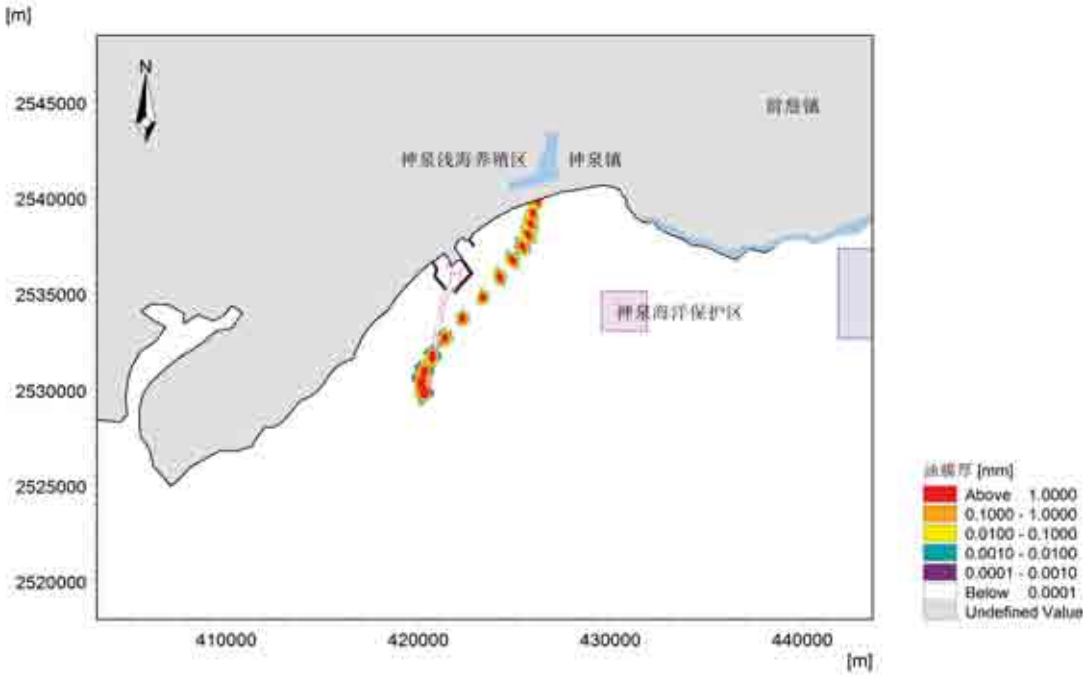


图 8.7-62　产品码头交通事故泄漏油膜运动轨迹图（二甲苯、E 点）
（大潮涨潮期，夏季主导风：风向 S、风速 2.2m/s，油膜绘制时间间隔 1h）

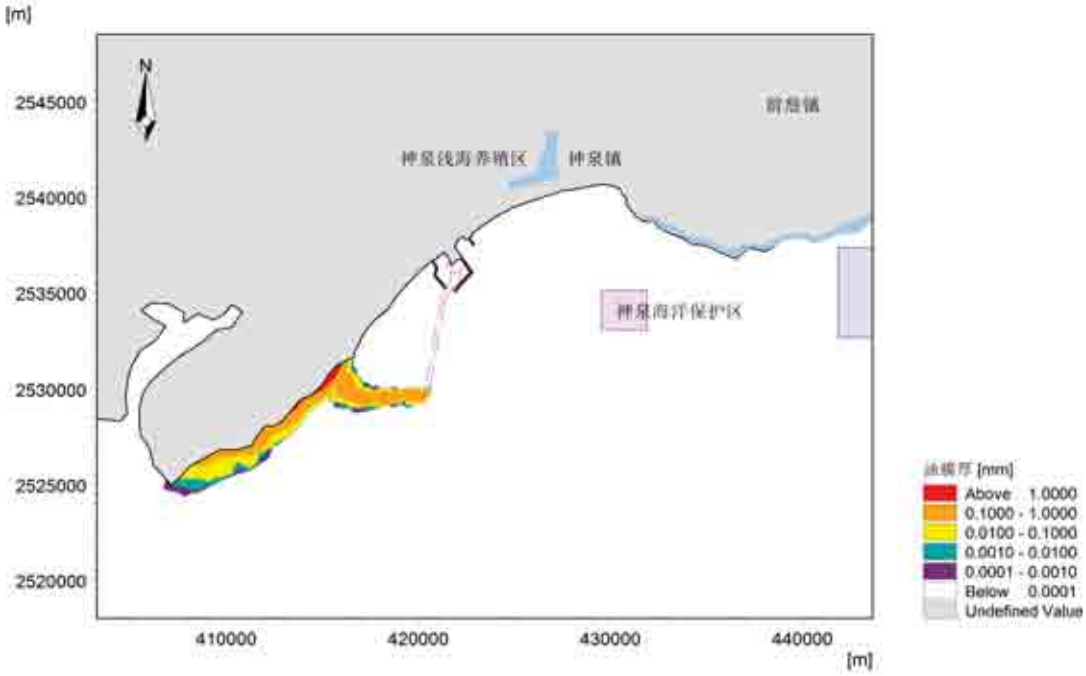


图 8.7-63　产品码头交通事故泄漏油膜运动轨迹图（二甲苯、E 点）
（大潮涨潮期，不利风：风向 E、风速 2.3m/s，油膜绘制时间间隔 1h）

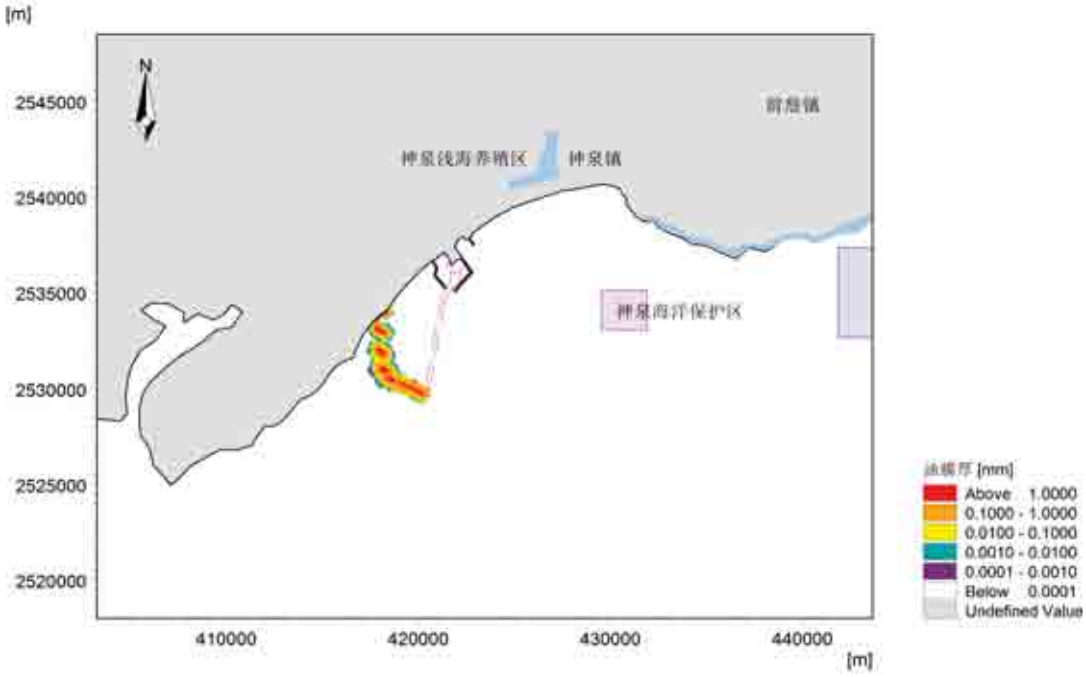


图 8.7-64　产品码头交通事故泄漏油膜运动轨迹图（二甲苯、E 点）
（大潮涨潮期，不利风：风向 SE、风速 2.3m/s，油膜绘制时间间隔 1h）

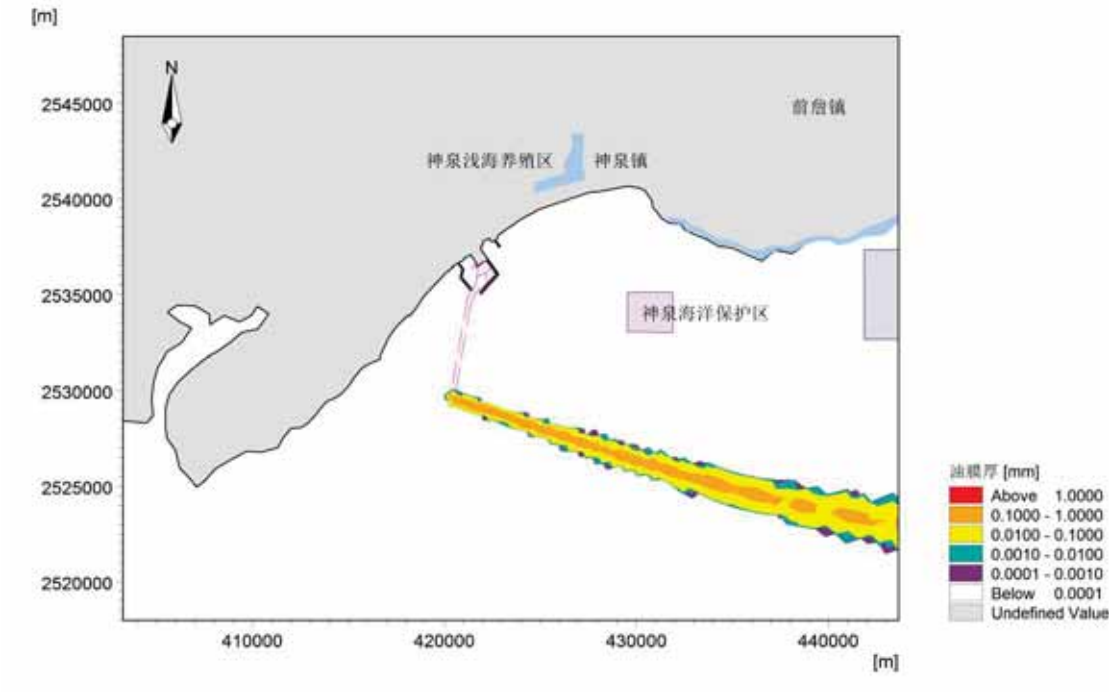


图 8.7-65　产品码头交通事故泄漏油膜运动轨迹图（二甲苯、E 点）
（大潮涨潮期，不利风：风向 W、风速 13.8m/s，油膜绘制时间间隔 1h）

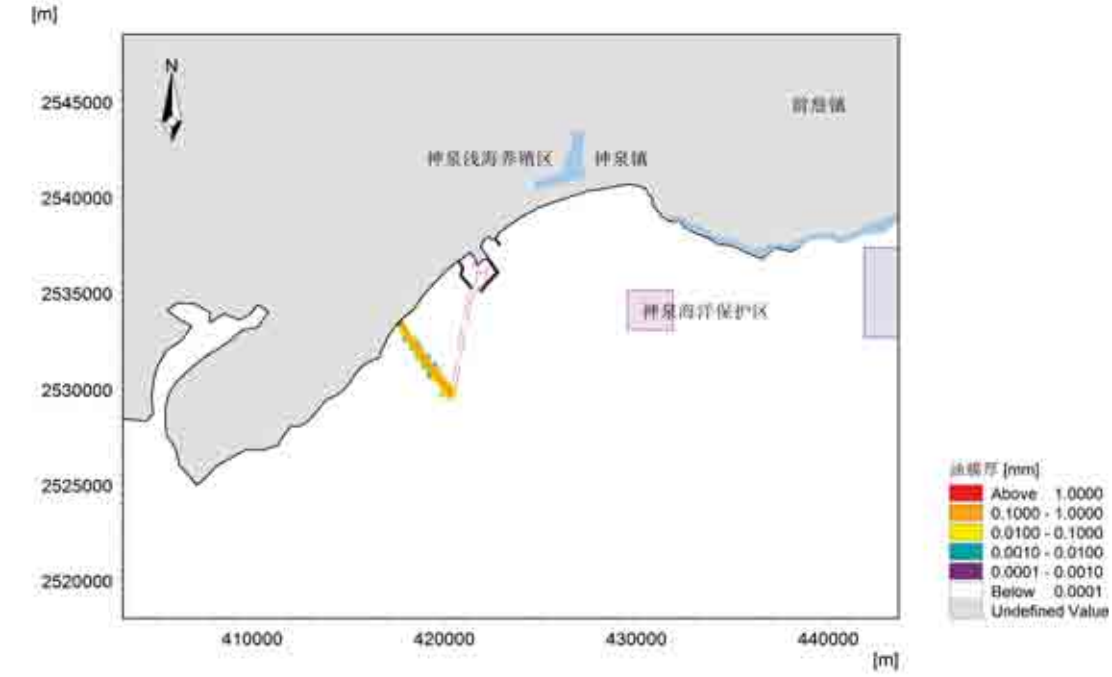


图 8.7-66　产品码头交通事故泄漏油膜运动轨迹图（二甲苯、E 点）
（大潮涨潮期，不利风：风向 SE、风速 13.8m/s，油膜绘制时间间隔 1h）

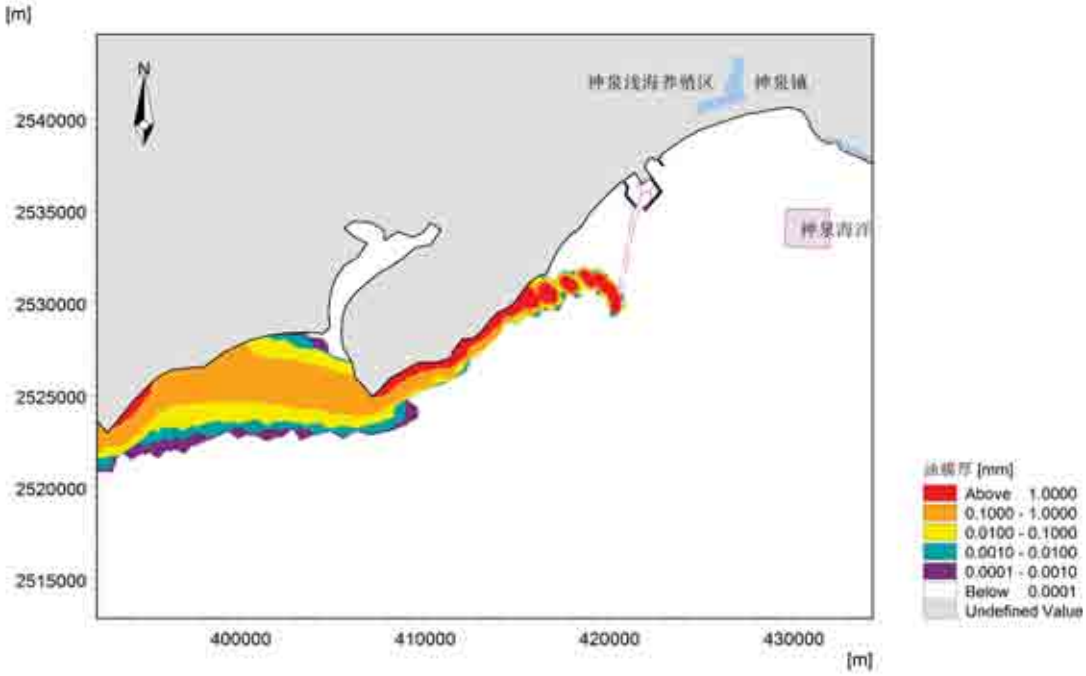


图 8.7-67　产品码头交通事故泄漏油膜运动轨迹图（二甲苯、E 点）
（大潮落潮期，冬季主导风：风向 ENE、风速 2.5m/s，油膜绘制时间间隔 1h）

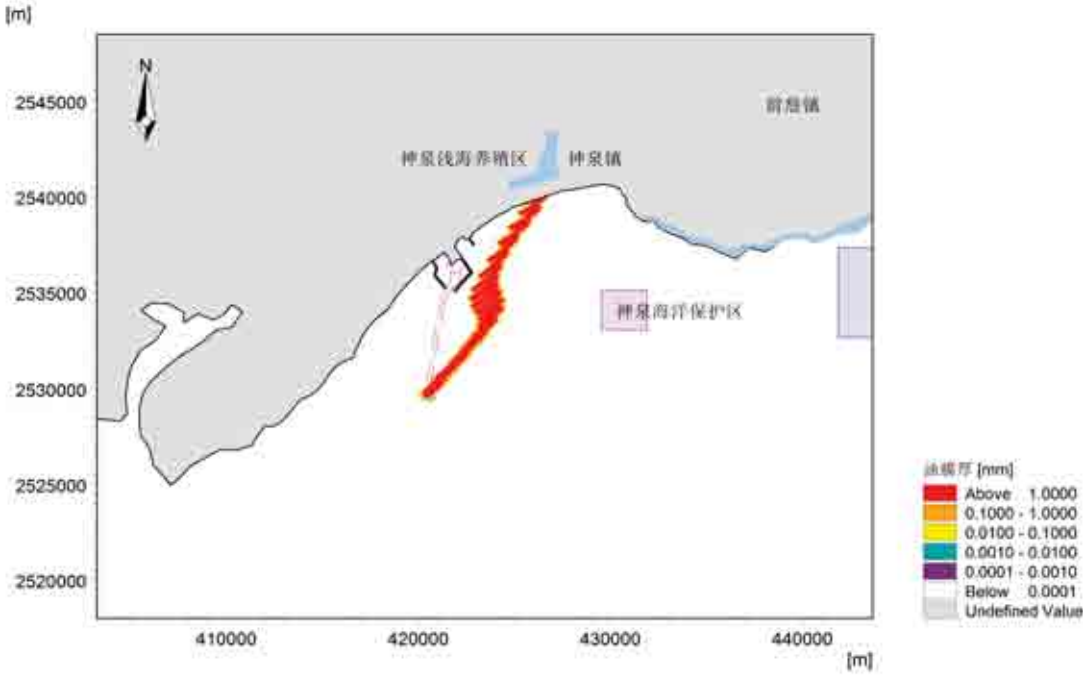


图 8.7-68　产品码头交通事故泄漏油膜运动轨迹图（二甲苯、E 点）
（大潮落潮期，夏季主导风：风向 S、风速 2.2m/s，油膜绘制时间间隔 1h）

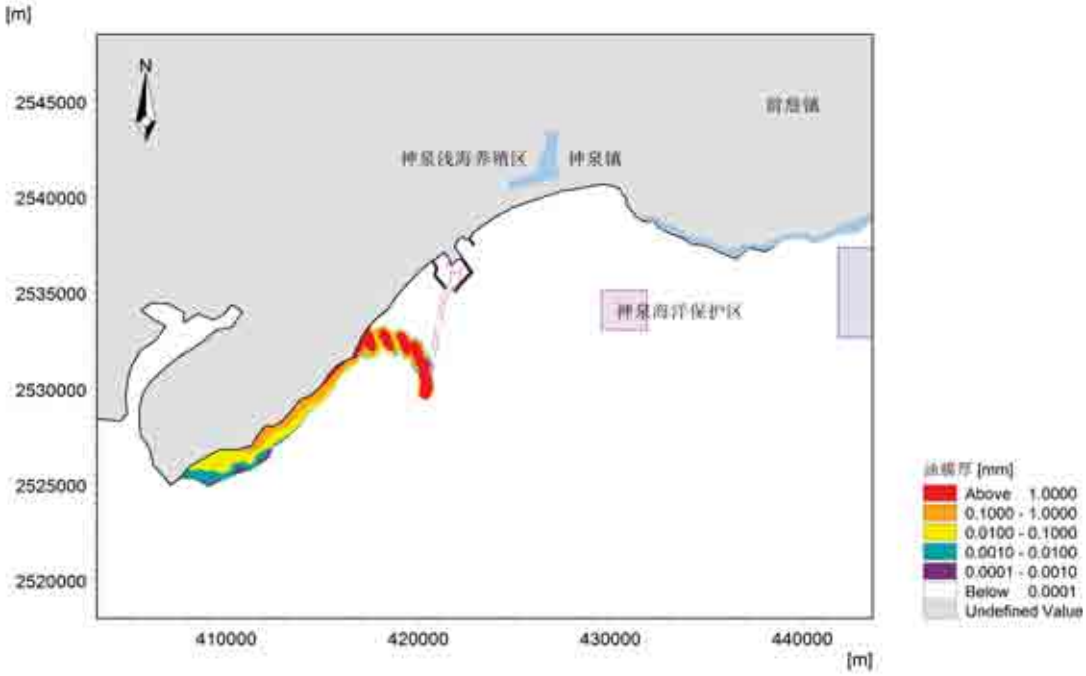


图 8.7-69　产品码头交通事故泄漏油膜运动轨迹图（二甲苯、E 点）
（大潮落潮期，不利风：风向 E、风速 2.3m/s，油膜绘制时间间隔 1h）

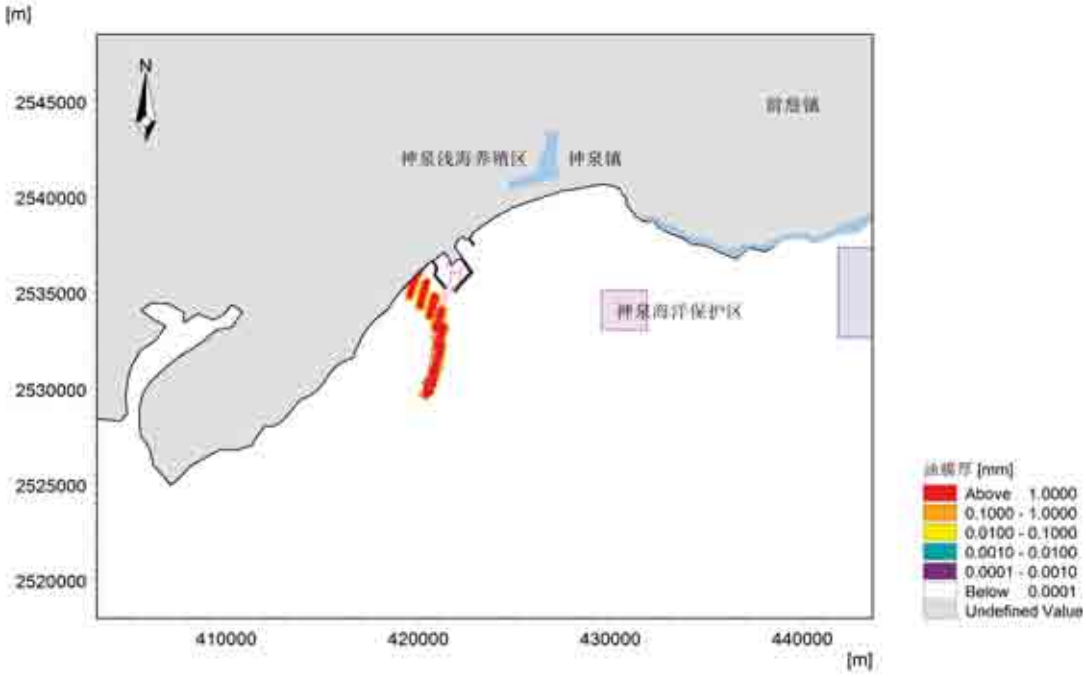


图 8.7-70　产品码头交通事故泄漏油膜运动轨迹图（二甲苯、E 点）
（大潮落潮期，不利风：风向 SE、风速 2.3m/s，油膜绘制时间间隔 1h）

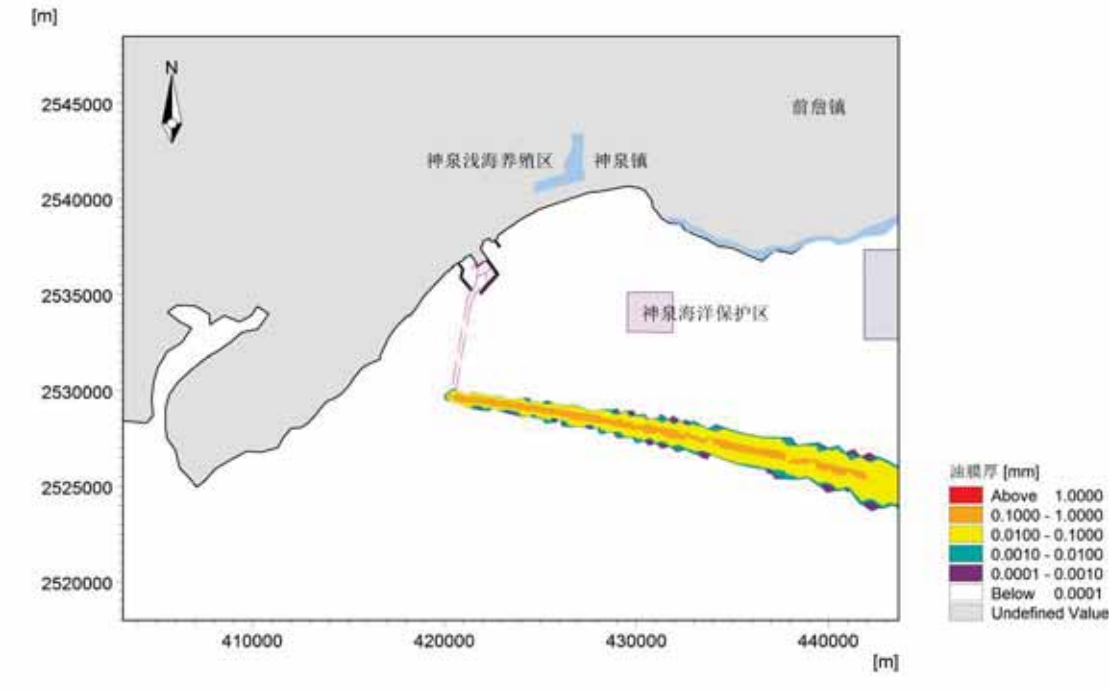


图 8.7-71　产品码头交通事故泄漏油膜运动轨迹图（二甲苯、E 点）
（大潮落潮期，不利风：风向 W、风速 13.8m/s，油膜绘制时间间隔 1h）

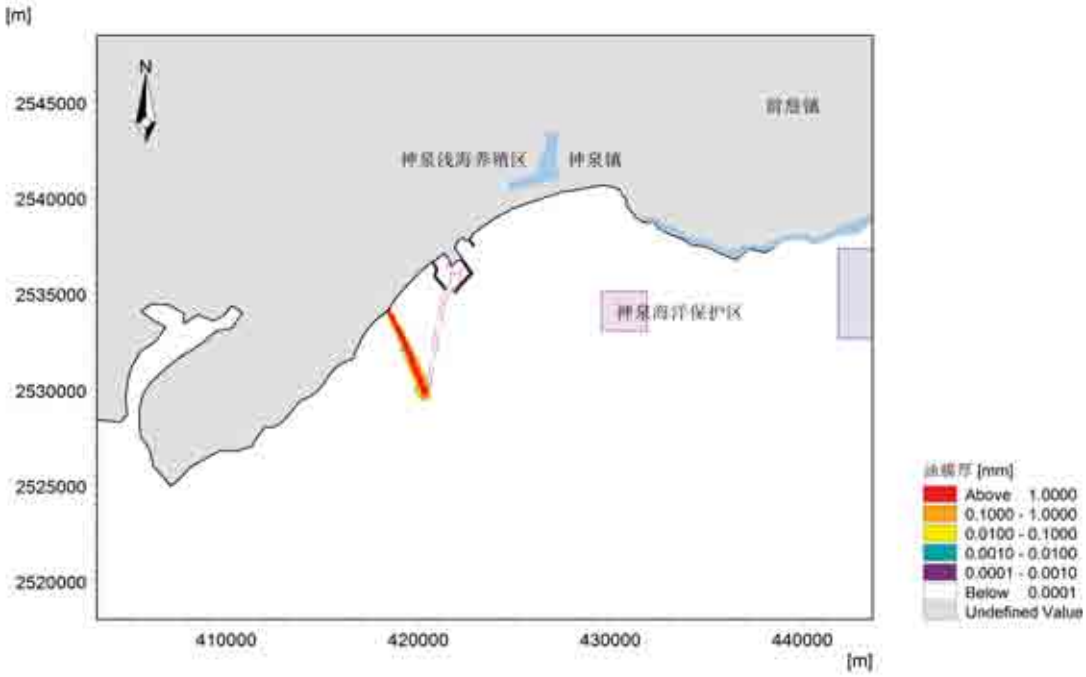


图 8.7-72　产品码头交通事故泄漏油膜运动轨迹图（二甲苯、E 点）
（大潮落潮期，不利风：风向 SE、风速 13.8m/s，油膜绘制时间间隔 1h）

（5）产品码头可溶性物质泄漏

1）产品码头管道泄漏事故

产品码头 D 点发生管道泄漏事故导致甲醇泄漏时，甲醇到达敏感地区和海岸线时间统计见表 8.7-42，甲醇最大浓度分布见图 8.7-73 和图 8.7-74，甲醇不同

浓度区的面积统计见表 8.7-43。

由图可见，产品码头管道泄漏事故发生后，甲醇（浓度大于1mg/L）的影响范围为港池和产品码头西侧小范围的近岸海域，其中涨、落潮发生事故影响的岸线长度分别为4.3km和7.5km。

涨、落潮期发生甲醇泄漏事故时，甲醇浓度大于 1mg/L 的最大影响面积分别为 5.239km^2、和 8.949km^2。

表 8.7-42　　甲醇（浓度大于 1mg/L）到达敏感地区和海岸线的时间统计

序号	事故发生时刻	到达敏感区时间	到达海岸线时间
1	涨潮		69h到达产品码头西侧岸线
2	落潮		62h到达产品码头西侧岸线

表 8.7-43　　甲醇不同浓度区的面积统计

序号	事故发生时刻	>50mg/L	>20mg/L	>10mg/L	>5mg/L	>2mg/L	>1mg/L
1	涨潮	0.103	0.205	0.580	1.640	3.625	5.239
2	落潮	0.104	0.285	0.766	1.715	4.753	8.949

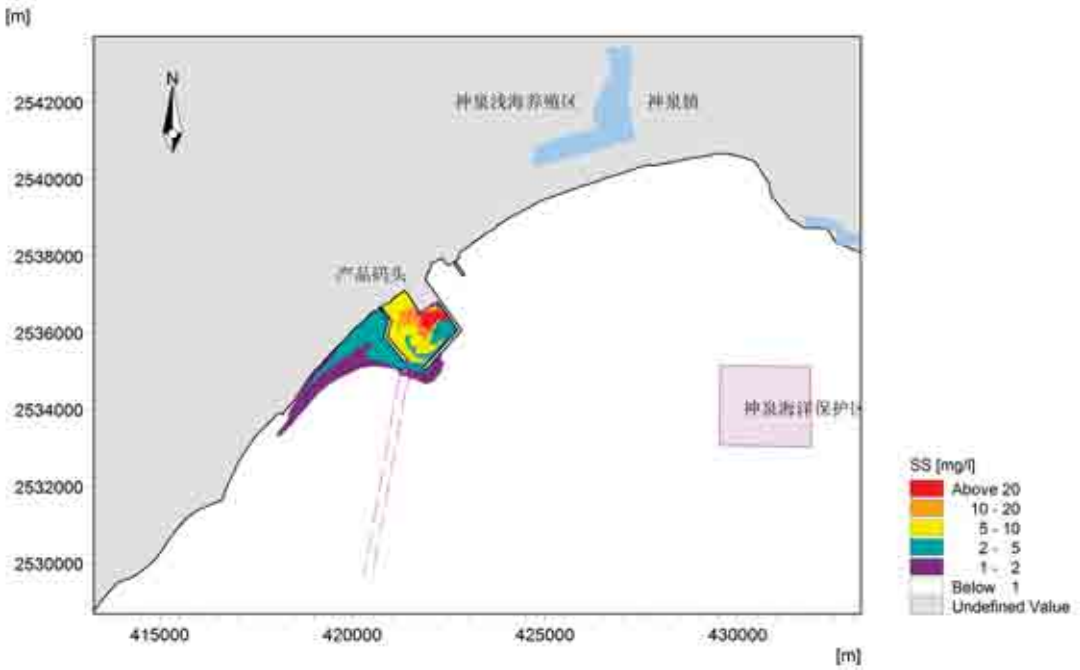


图 8.7-73　涨潮期产品码头管道泄漏事故可溶性物质浓度分布图（mg/L）

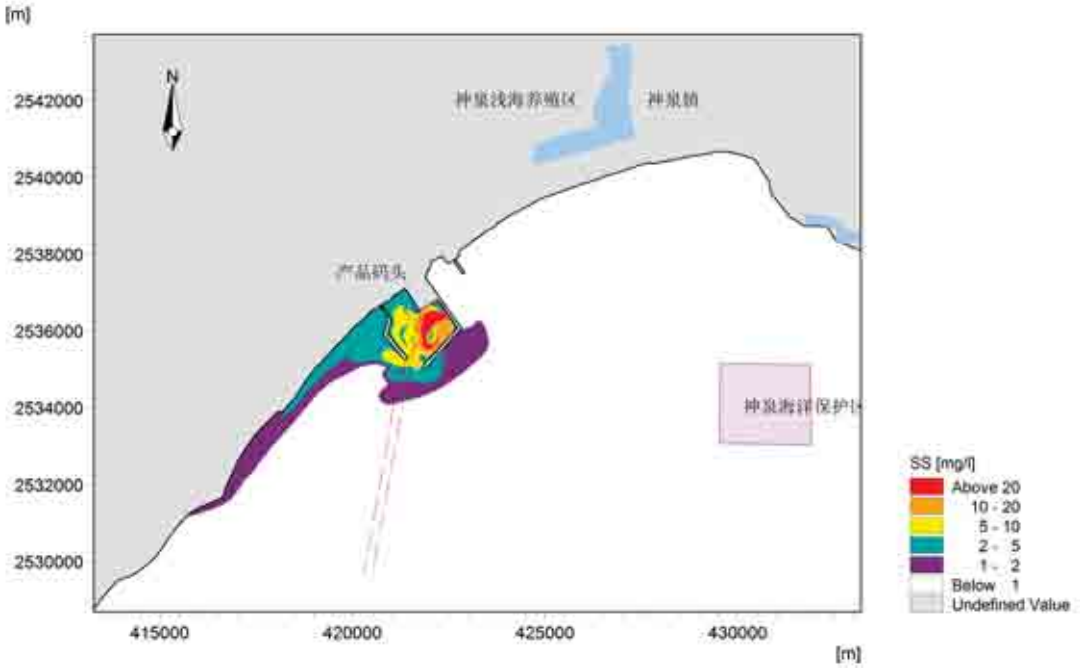


图 8.7-74　　落潮期产品码头管道泄漏事故可溶性物质分布图（mg/L）

2）产品码头船舶交通事故泄漏

产品码头支航道与主航道交叉处（E点）发生船舶交通事故导致甲醇泄漏时，甲醇到达敏感地区和海岸线时间统计见表 8.7-44，甲醇最大浓度分布见图 8.7-75和图 8.7-76，甲醇不同浓度区的面积统计见表 8.7-45。

由图可见，产品码头支航道与主航道处发生船舶交通事故导致甲醇泄漏时，甲醇在潮流的输运和稀释作用下以泄漏点为中心往复运动，总体运动趋势为西南方向。涨、落潮期发生甲醇泄漏事故时，甲醇浓度大于1mg/L的最大影响面积分别为20.757km^2、和33.475km^2。

表 8.7-44　　甲醇（浓度大于 1mg/L）到达敏感地区和海岸线的时间统计

序号	事故发生时刻	到达敏感区时间	到达海岸线时间
1	涨潮		/
2	落潮		/

注：“/”表示不到达海岸线

表 8.7-45　　甲醇不同浓度区的面积统计

序号	事故发生时刻	>50mg/L	>20mg/L	>10mg/L	>5mg/L	>2mg/L	>1mg/L
1	涨潮	0.170	0.591	2.344	4.924	14.197	20.757
2	落潮	0.256	1.688	3.521	5.708	18.832	33.475

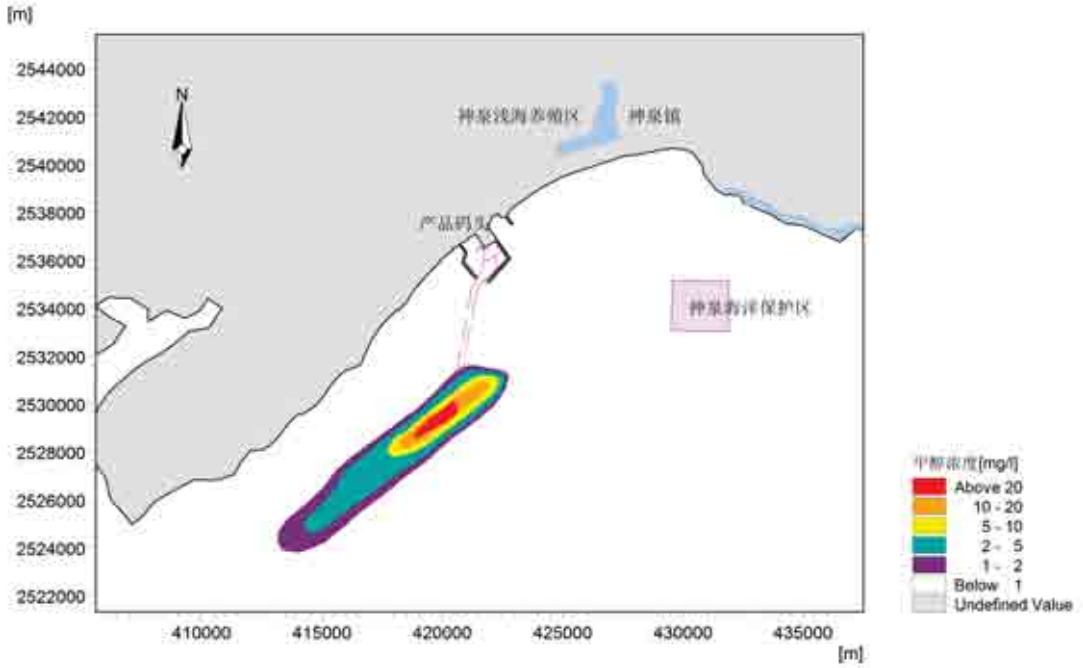


图 8.7-75　涨潮期产品码头交通事故可溶性物质泄漏浓度分布图

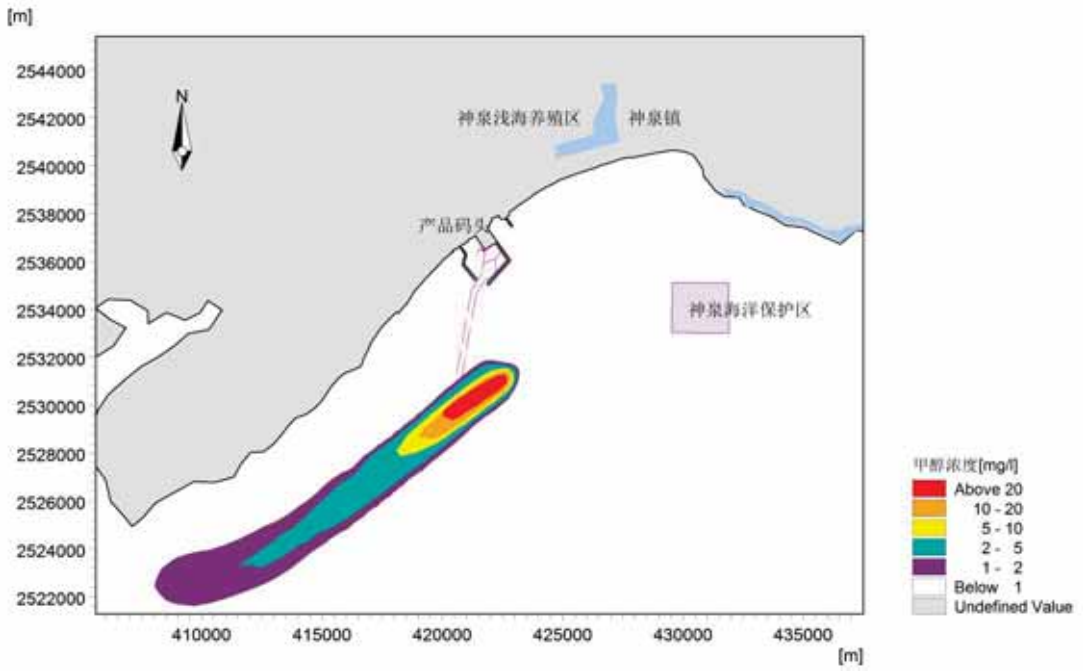


图 8.7-76　落潮期产品码头交通事故可溶性物质泄漏浓度分布图

（6）厂外管线龙江改河穿越段泄漏事故

厂外管线在龙江改河穿越自东向西进入厂区，如发生泄漏事故，原油进入龙江改河可能随水流进入神泉湾。

龙江改河发生管道溢油事故原油进入神泉湾时，油膜到达敏感地区和海岸线时间统计见表 8.7-46，油膜扫海面积统计见表 8.7-47，油膜轨迹见图 8.7-77~图 8.7-82。

①溢油事故发生在涨潮期

受 ENE、S 向风作用下，油膜经龙江改河进入神泉湾后很快抵岸，随后附着在河口东、两侧的滩涂上，不影响附近的环境敏感目标；

受 W 向风作用下，油膜经龙江改河进入神泉湾后向东南运动，于事故后 5h50min 到达神泉海洋保护区，之后继续漂移向外海。

②溢油事故发生在落潮期

受 ENE、S 向风作用下，油膜经龙江改河进入神泉湾后很快抵岸，随后附着在河口东、两侧的滩涂上，不影响附近的环境敏感目标；

受 W 向风作用下，油膜经龙江改河进入神泉湾后向东南运动，于事故后 4h40min 到达神泉海洋保护区，之后继续漂移向外海。

表 8.7-46　　长输管线泄漏事故油膜到达敏感地区和海岸线的时间统计

序号	风况		事故发生时刻	到达敏感区时间	到达海岸线时间
	风向	风速(m/s)			
1	ENE	2.5	涨潮	/	事故后10min到达龙江改河河口西侧岸线
2	S	2.2		/	事故后10min到达龙江改河河口东侧岸线
3	W	4.0		事故后5h50min到达神泉海洋保护区	/
4	ENE	2.5	落潮	/	事故后10min到达龙江改河河口西侧岸线
5	S	2.2		/	事故后10min到达龙江改河河口东侧岸线
6	W	4.0		事故后4h40min到达神泉海洋保护区	/

表 8.7-47　　长输管线泄漏事故油膜扫海面积统计

序号	风况		事故发生时刻	扫海面积（km^2）			
	风向	风速(m/s)		12小时后	24小时后	48小时后	72小时后
1	ENE	2.5	涨潮	0.012	/	/	/
2	S	2.2		0.015	/	/	/
3	W	4.0		20.063	58.020	174.067	174.067
4	ENE	2.5	落潮	0.012	/	/	/
5	S	2.2		0.016	/	/	/
6	W	4.0		15.232	48.506	179.693	184.666

注：1、扫海面积以油膜绘制时间间隔1分钟的轨迹图进行统计；
2、表中“-”表示油膜抵岸且不再运动，扫海面积不再增大。



图 8.7-77　　长输管线泄漏油膜运动轨迹图

（大潮涨潮期，冬季主导风：风向 ENE、风速 2.5m/s，油膜绘制时间间隔 1h）



图 8.7-78　　长输管线泄漏油膜运动轨迹图

（大潮涨潮期，夏季主导风：风向 S、风速 2.2m/s，油膜绘制时间间隔 1h）

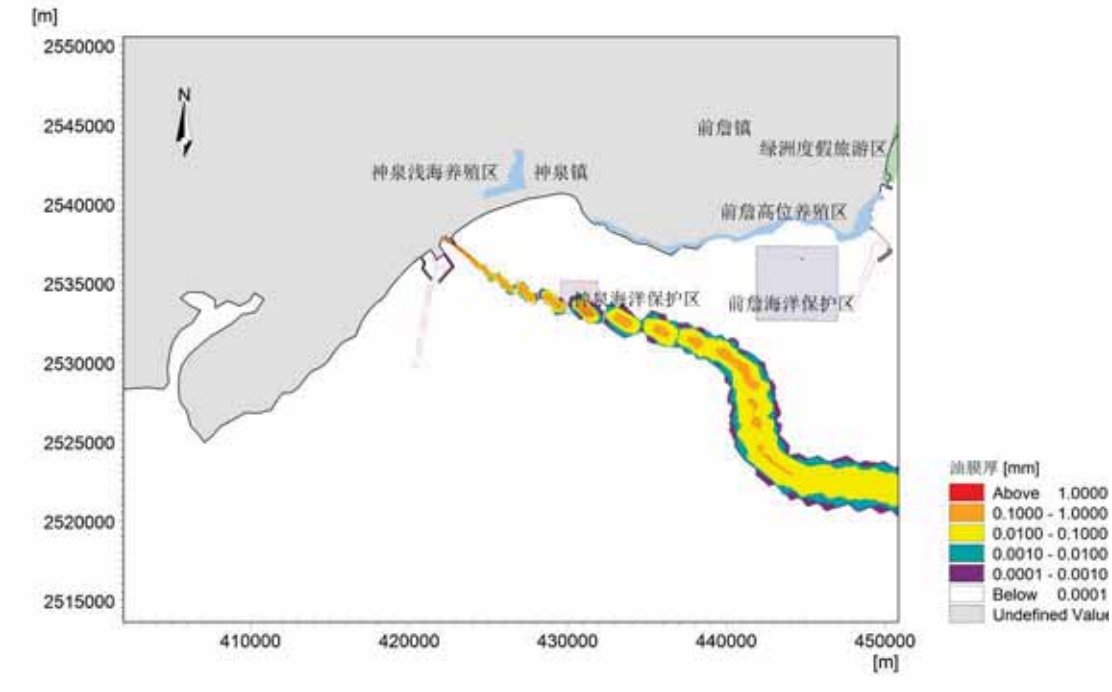


图 8.7-79　　长输管线泄漏油膜运动轨迹图

（大潮涨潮期，不利风：风向 W、风速 4.0m/s，油膜绘制时间间隔 1h）



图 8.7-80　　长输管线泄漏油膜运动轨迹图

（大潮落潮期，冬季主导风：风向 ENE、风速 2.5m/s，油膜绘制时间间隔 1h）



图 8.7-81　　长输管线泄漏油膜运动轨迹图

（大潮落潮期，夏季主导风：风向 S、风速 2.2m/s，油膜绘制时间间隔 1h）

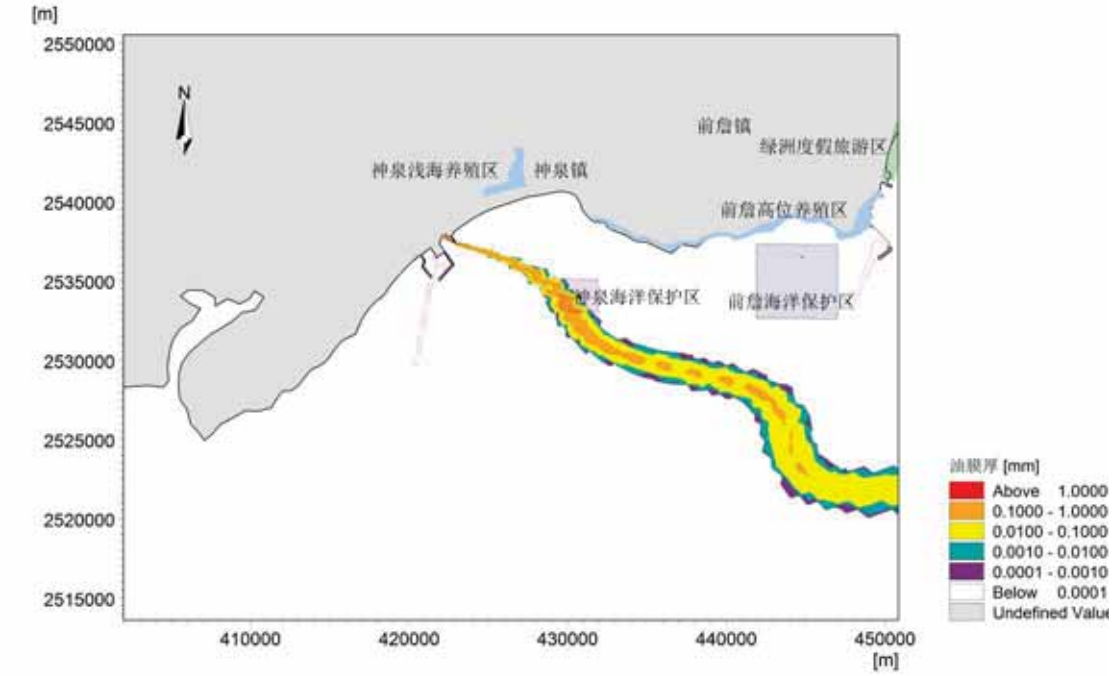


图 8.7-82　　长输管线泄漏油膜运动轨迹图

（大潮落潮期，不利风：风向 W、风速 4.0m/s，油膜绘制时间间隔 1h）

8.7.6.1.4　项目营运期船舶溢油影响随机情景模拟预测评价

为了更全面地了解航道船舶海损性重大溢油事故对敏感保护区可能产生的危害，按照《水上溢油环境风险评估技术导则》（JT/T 1143-2017）一级风险评价要求，采用随机情景模拟统计方法，预测项目营运期船舶溢油事故对各环境敏

感保护目标的污染概率、最快到达时间和危害后果。

根据本项目溢油事故的危害程度，对原油码头管道泄漏事故和船舶交通事故、产品码头船舶交通事故的溢油进行预测，每个溢油点进行 300 次的随机情景组合的漂移扩散轨迹模拟：每次事故情形发生时间不确定，模拟事故后 72h的油膜漂移情况，模拟依据的风向、风速由 2015 年~2017 年的历史监测数据中随机选取，流场数据由 2014 年 1 月 1 日～1 月 8 日包含大、中、小潮的海洋动力模拟结果中随机选取，每一次事故模拟均计算并记录各个网格的溢油漂移到达时间、油膜厚度等数据，统计给出溢油对附近区域敏感目标的污染概率。

通过对过去三年时间里 300 次溢油事故随机情景的模拟计算及结果统计，得到溢油对各敏感目标的污染概率和最快到达时间预测结果分别如表 8.7-48~ 表 8.7-50 和图 8.7-83~图 8.7-88 所示。

由预测结果可知，一旦发生原油码头管道泄漏事故，泄漏位置周围超过 10km的海岸线有可能（概率≥10%）受到溢油污染。海洋敏感区中，溢油对揭阳龙虾自然保护区（揭阳市海龟、蚕市级自然保护区和前詹人工鱼礁区）、揭阳市神泉渔业市级自然保护区和前詹鲍鱼高位养殖区的污染概率相对较大，分别达到 50%~60%、20%~30%和 20%~30%，最快到达时间分别为<1h、6~12h、<1h。

如果发生原油码头船舶交通事故泄漏，泄漏位置周围超过 10km的海岸线有可能（概率为 10%~20%）受到溢油污染。海洋敏感区中，溢油对揭阳龙虾自然保护区（揭阳市海龟、蚕市级自然保护区和前詹人工鱼礁区）、揭阳市神泉渔业市级自然保护区、前詹鲍鱼高位养殖区、绿洲度假旅游区的污染概率相对较大，分别达到 40%~50%、10%~20%、10%~20%和 10%~20%，最快到达时间分别为<1h、6~12h、1~2h、2~6h。

如果发生产品码头船舶交通事故泄漏，泄漏位置周围总长度超过 5km的海岸线有可能（20%~30%）受到溢油污染。海洋敏感区中，溢油对神泉浅海养殖区、前詹鲍鱼高位养殖区的污染概率相对较大，分别达到 5%~10%、5%~10%，最快到达时间分别为 12~24h、6~12h。

一旦龙江改河发生管道泄漏事故，龙江改河河口东拦沙堤与东防波堤之间岸线受溢油污染的概率在 25%~45%之间。海洋敏感区中，除了幼鱼幼虾保护区外，神泉浅海养殖区的污染概率达到 5%~10%，其余敏感目标的污染概率在 5%以下。

综上，由于周边分布有较多的海洋敏感保护区和岛屿，因此一旦在航道上发生重大船舶溢油事故，污染危害后果会较严重。

表 8.7-48　　原油码头管道泄漏事故对敏感目标的危害后果汇总

序号	类别	名称	溢油地点	最大污染概率（%）	最快到达时间（h）
1	自然保护区	揭阳龙虾自然保护区	原油码头管道泄漏事故	50~60	<1
2		揭阳市海龟、蛰市级自然保护区		50~60	<1
3		揭阳市神泉渔业市级自然保护区		20~30	6~12
4	渔业资源养护	神泉浅海养殖区		<5	>12
5		前詹人工鱼礁区		50~60	<1
6		幼鱼幼虾保护区		100	0
7		前詹鲍鱼高位养殖区		20~30	<1
8	旅游度假区	绿洲度假旅游区		<5	1~2
9		惠来金海湾度假旅游区		<5	12~24

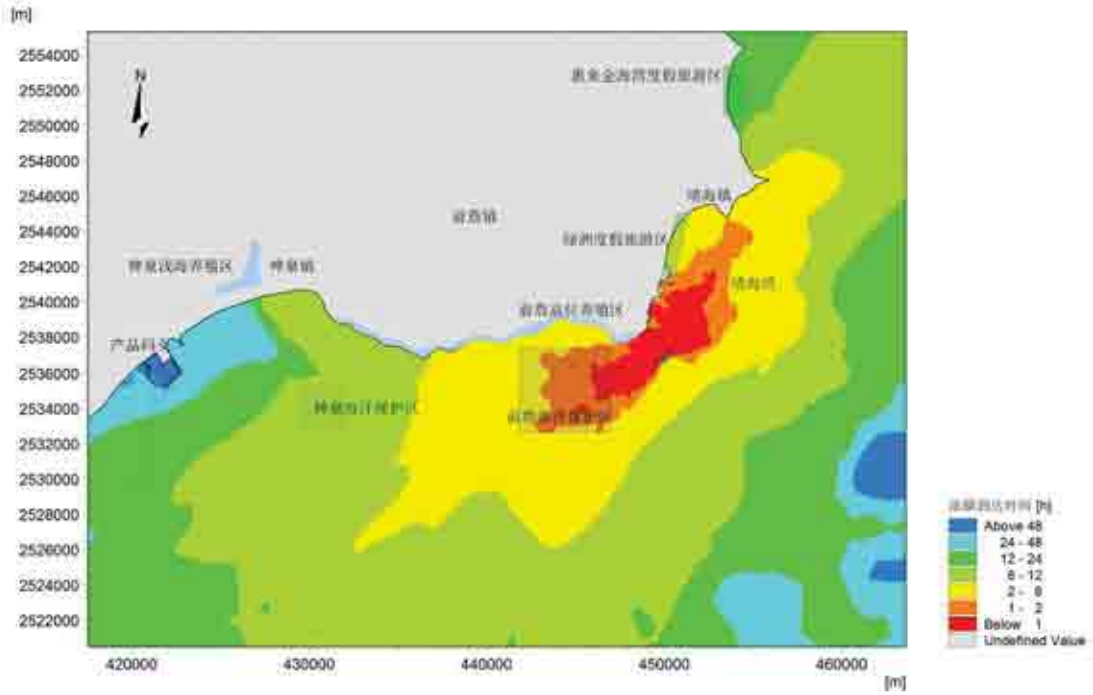


图 8.7-83　　原油码头管道泄漏事故溢油的油膜最快到达时间

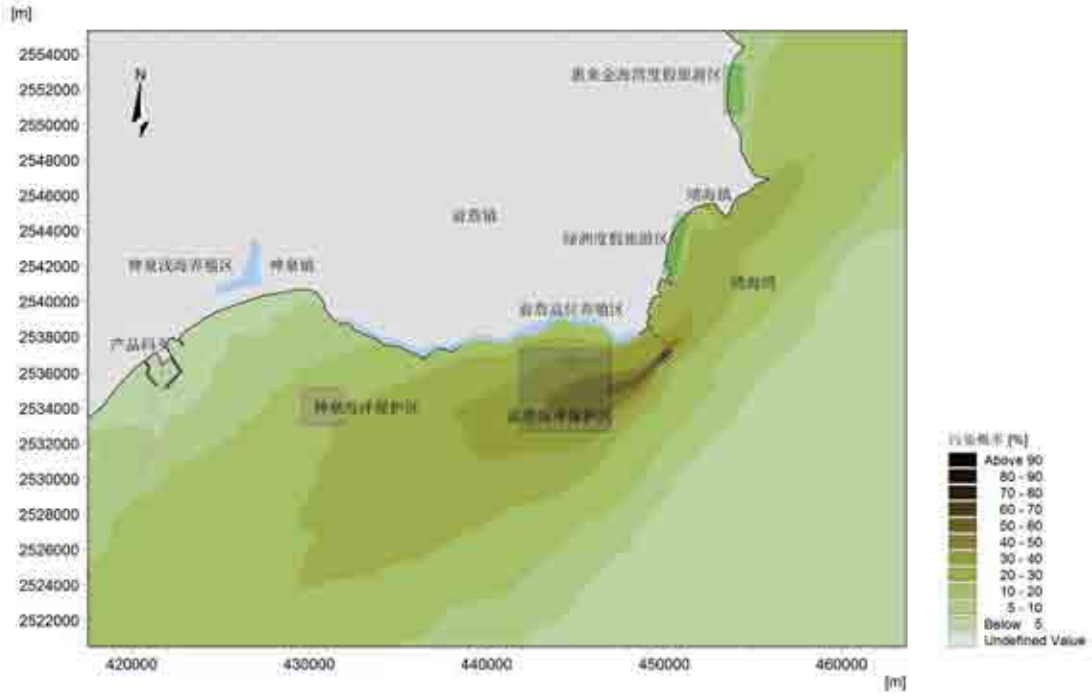


图 8.7-84　　原油码头管道泄漏事故溢油的污染概率

表 8.7-49　　原油码头船舶交通事故泄漏对敏感目标的危害后果汇总

序号	类别	名称	溢油地点	最大污染概率：%	最快到达时间：小时
1	自然保护区	揭阳龙虾自然保护区	原油码头船舶交通事故泄漏	40~50	<1
2		揭阳市海龟、蚕市级自然保护区		40~50	<1
3		揭阳市神泉渔业市级自然保护区		10~20	6~12
4	渔业资源养护	神泉浅海养殖区		<5	>24
5		前詹人工鱼礁区		40~50	<1
6		幼鱼幼虾保护区		100	0
7		前詹鲍鱼高位养殖区		10~20	1~2
8	旅游度假区	绿洲度假旅游区		10~20	2~6
9		惠来金海湾度假旅游区		<5	6~12

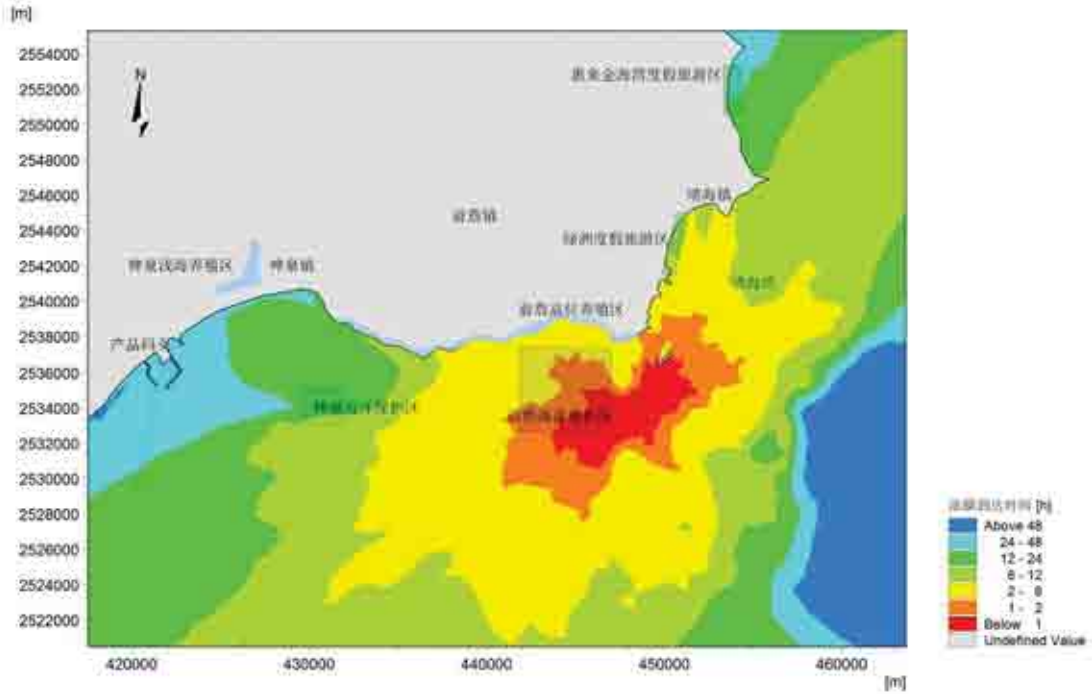


图 8.7-85 原油码头船舶交通事故溢油的油膜最快到达时间

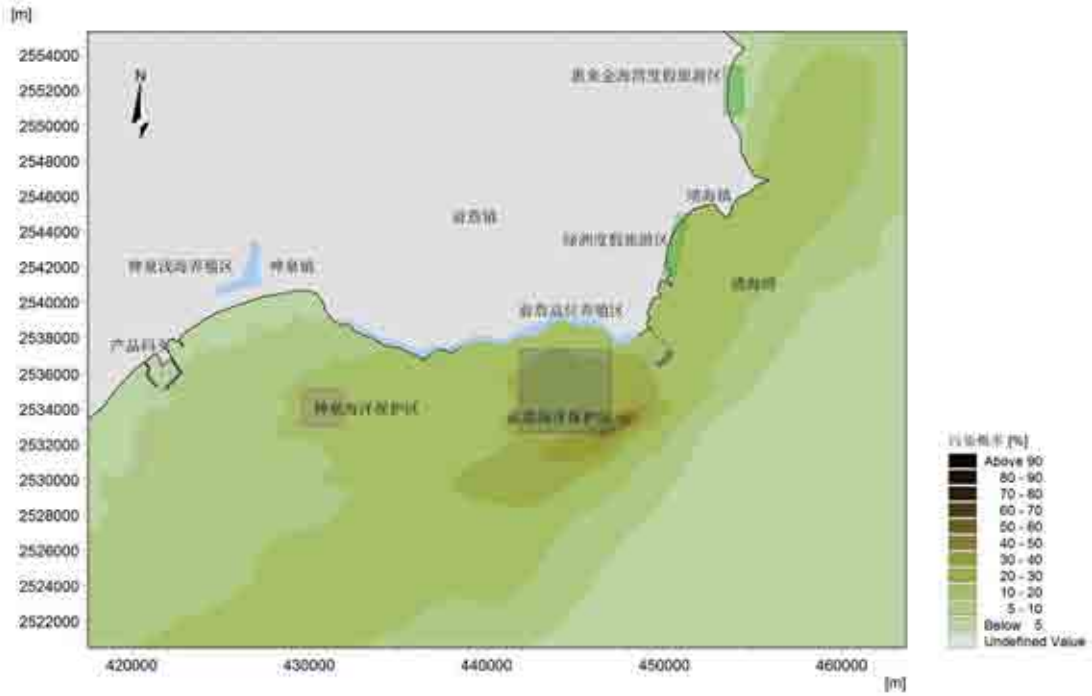


图 8.7-86 原油码头船舶交通事故溢油的污染概率

表 8.7-50　　产品码头船舶交通事故泄漏对敏感目标的危害后果汇总

序号	类别	名称	溢油地点	最大污染概率：%	最快到达时间：小时
1	自然保护区	揭阳龙虾自然保护区	产品码头船舶交通事故泄漏	<5	24~48
2		揭阳市海龟、蚕市级自然保护区		<5	24~48
3		揭阳市神泉渔业市级自然保护区		<5	2~6
4	渔业资源养护	神泉浅海养殖区		5~10	12~24
5		前詹人工鱼礁区		<5	24~48
6		幼鱼幼虾保护区		100	0
7		前詹鲍鱼高位养殖区		5~10	6~12
8	旅游度假区	绿洲度假旅游区		<5	>48
9		惠来金海湾度假旅游区		<5	>48

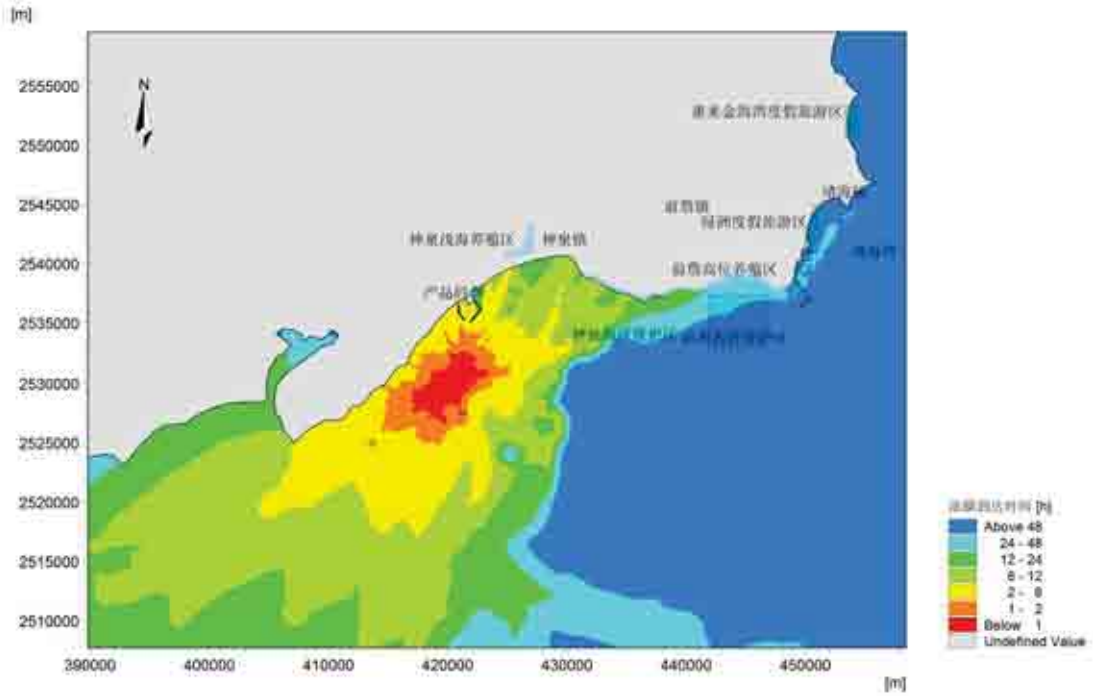


图 8.7-87　　产品码头船舶交通事故溢油的油膜最快到达时间

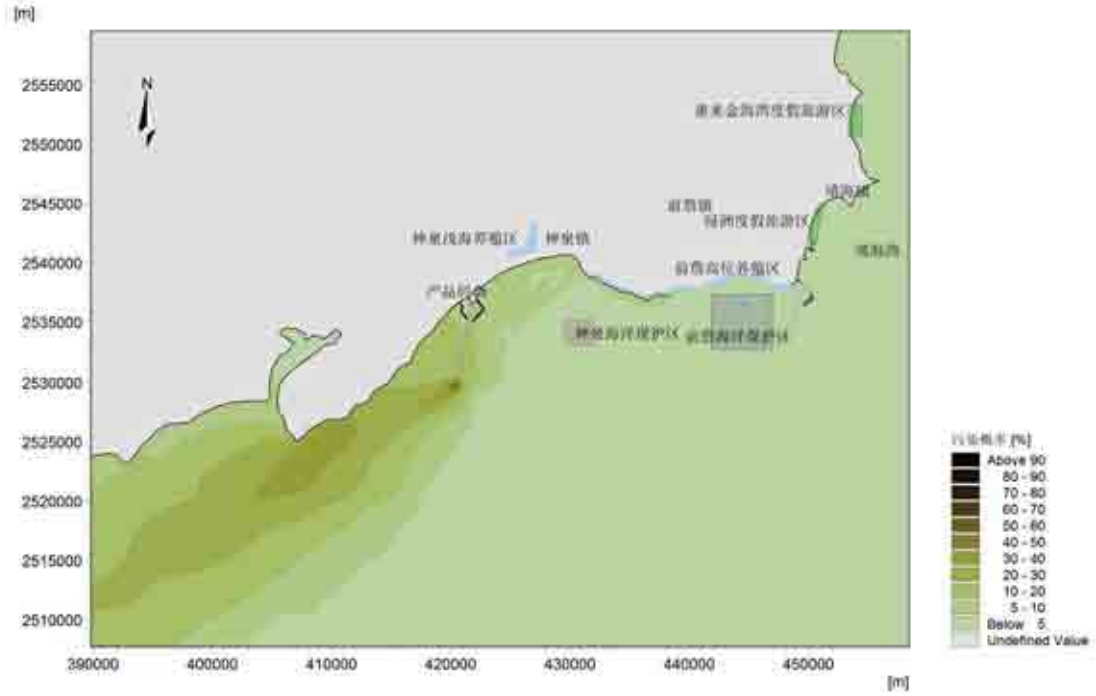


图 8.7-88　　产品码头船舶交通事故溢油的污染概率

表 8.7-51　　龙江改河发生管道泄漏事故对敏感目标的危害后果汇总

序号	类别	名称	溢油地点	最大污染概率%	最快到达时间小时
1	自然保护区	揭阳龙虾自然保护区	龙江改河管道泄漏	<5	48
2		揭阳市海龟、鲎市级自然保护区		<5	48
3		揭阳市神泉渔业市级自然保护区		<5	10
4	渔业资源养护	神泉浅海养殖区		5~10	11
5		前詹人工鱼礁区		<5	48
6		幼鱼幼虾保护区		100	0
7		前詹鲍鱼高位养殖区		<5	24
8	旅游度假区	绿洲度假旅游区		<5	>72
9		惠来金海湾度假旅游区		<5	>72

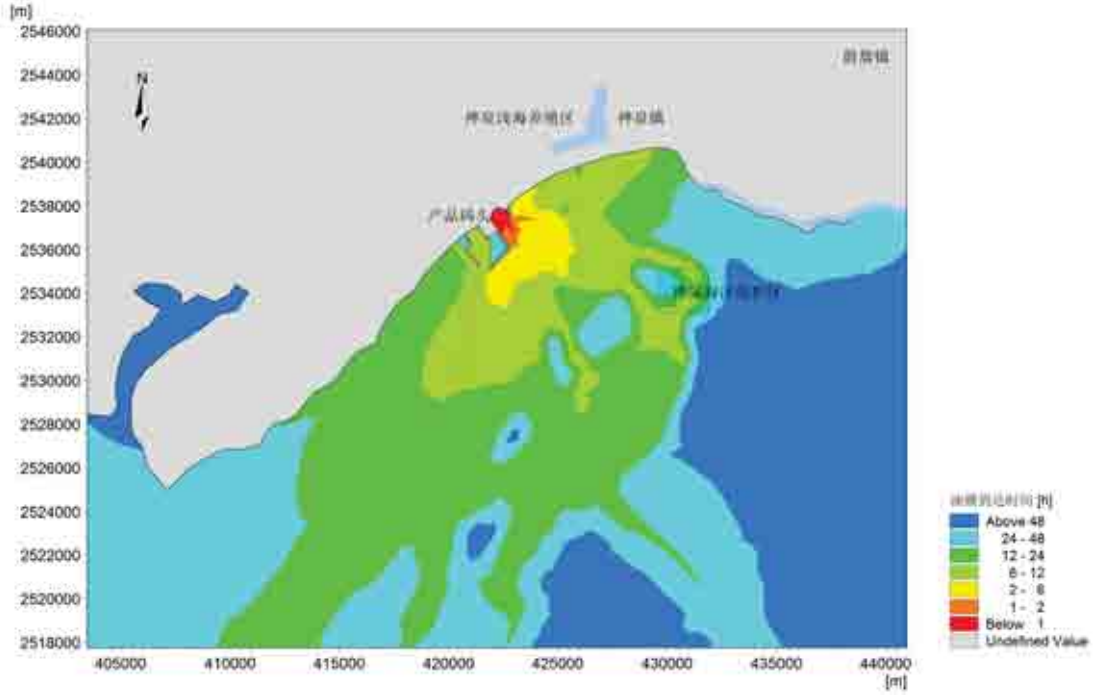


图 8.7-89　　龙江改河管道泄漏事故溢油的油膜最快到达时间

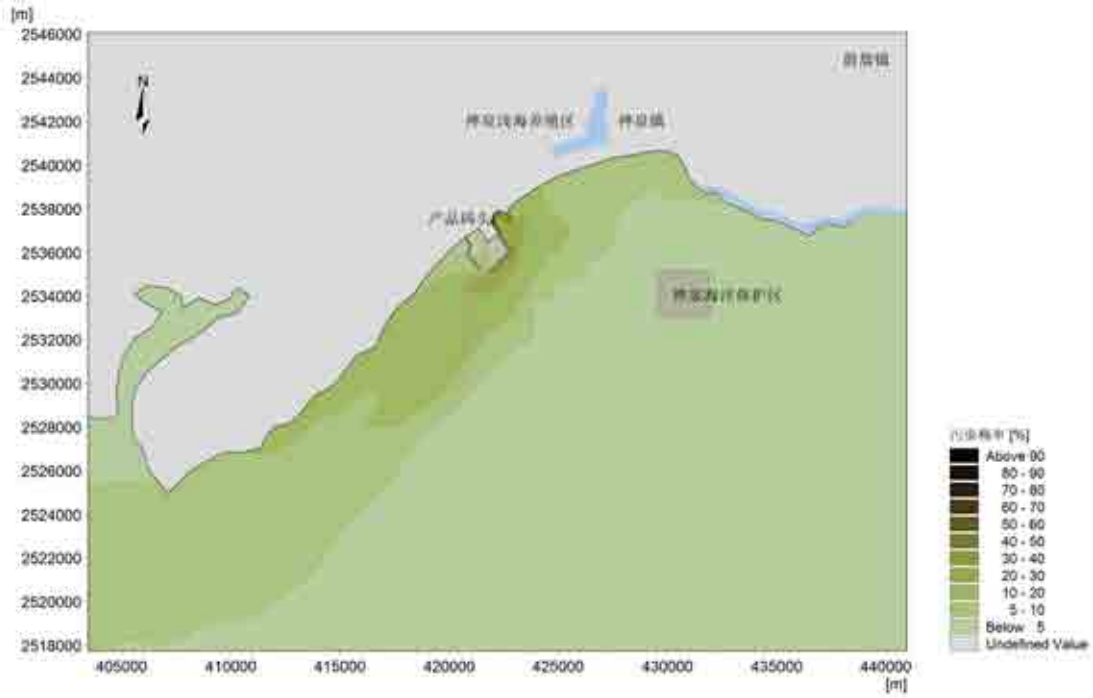


图 8.7-90　　龙江改河管道泄漏事故溢油的污染概率

8.7.6.2　风险等级综合评估

根据 8.7.4 章节事故概率分析结果，本项目产生的风险概率为：1 起大规模（100~1000t）溢油事故发生概率为 100 年一遇，1 起中等规模（10~100t）溢油事故发生概率为 10 年一遇，1 起小规模（<10t）事故发生概率为 10 年 3 次。即发生重大船舶溢油事故的概率较低。

而根据上述溢油影响预测结果，由于周边分布有较多的海洋敏感保护区和岛屿，因此一旦在航道上发生重大船舶溢油事故，污染危害后果将达到较大甚至重大级别。

将事故概率和危害后果进行综合，得到航道重大船舶溢油污染事故风险评估矩阵如图 8.7-91 所示，可知航道的船舶溢油污染风险等级落入中等水平。因此在辖区具备充足的溢油应急能力前提条件下，项目营运期的溢油污染风险水平是可以接受的。

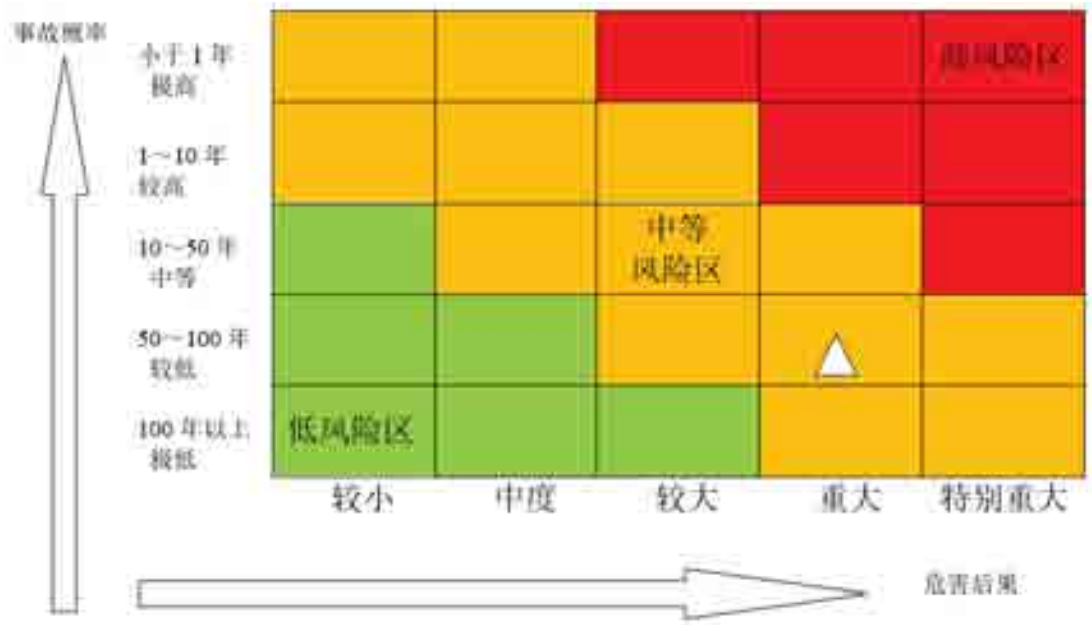


图 8.7-91　项目营运期船舶溢油污染风险等级综合评估结果

8.7.6.3 影响分析

8.7.6.3.1　　油品泄漏影响分析

油品在水环境中有三种存在形式：

- 漂浮在水面的油膜；
- 溶解分散态，包括溶解和乳化状态；
- 凝聚态的残余物，包括沉积物中的残余物。

油膜是油品输入水体的初始状态，根据模型预测结果，溢油量较小，风速较小时，溢出物主要受往复潮流控制，污染范围较小；风速较大时，在潮流和风场的共同作用下，溢出物漂移的范围较大，污染面积亦较大；但当风速特别大时（如台风时），溢出的燃油主要受风的控制，污染面积较大。

如果船舶发生事故溢油，对水域生态环境会造成严重的损害。石油类污染物不但会使鱼、虾、贝、藻等海产生物带有异臭、异味而失去食用价值，而且会危害水域浮游植物、浮游动物、底栖生物的生长发育，降低水域生物生产力，破坏整个生物群落结构，导致生态系统恶化和渔业资源的生产损失。在分析、统计浮游植物、浮游动物、底栖生物、鱼类的石油中毒致死浓度范围、不同浓度下半致死时间及石油溢出事故对水产的异味影响的基础上，类比历史上发生过的事故对海洋生态和渔业资源的影响可知，一旦在本海域发生较大规模的溢油事故，可能会对海洋生态和渔业资源造成严重污染损害。

生态毒理学试验表明，各类生物对石油类污染都会有反应。敏感性顺序一般是：卵期→仔稚体→幼体→成体。一般情况下，当分散于水体中的石油类浓度大于 0.05mg/L 时，就会对生物生长发育会产生不利影响，如浓度大于 1mg/L，对生物就有直接致伤致死作用。通常当石油类浓度为 25mg/L 时，水体表面已存在漂浮的油膜，在油膜覆盖下，水体中的生物会因石油中毒和缺氧窒息而大量死亡。溢油入海后，一部分覆盖水面，一部分蒸发进入大气，另一部分则溶解和分散于水中。扩散在水中的油将长时间停留在水中，直至被水生生物吞食，或与水中固体物质进行交换而沉入水底。

（1）事故溢油对水质及底质环境的影响分析

受溢油影响的水域，油膜覆盖在水体表面，可溶性组分不断溶于水中，在风浪的冲击下，油膜不断破碎分散，并与水混合成为乳化油，增加了水中的石油浓度。

溢油会引起水中石油浓度增加，这是国内外学者都公认的，但由于这是一个复杂过程，至今还没有一种较满意的定量方法。

油膜覆盖下，影响海--气之间的交换，致使溶解氧减小，从而影响水的物理化学和生物化学过程。

溢油影响的范围，污染岸线长度、油膜面积都与溢油量大小、溢油期的风向、流况和岸线地形等有密切关系。

（2）溢油对沉积物环境影响分析

油品泄漏后，尽管一段时间后，泄漏的油品可能会在海面上消失，但部分已发生乳化，和生物残骸、泥沙沾在一起沉入海底并扩散。

油块可在重力作用下沉降，从而影响沉积物表面物理性质和化学成分。

类比塔斯曼海号船舶溢油事故对沉积物的影响进行分析。根据塔斯曼海号船舶溢油的相关报道，2002 年 11 月 23 日凌晨 4 时左右，马耳他籍“塔斯曼海”油轮与中国沿海船舶“顺凯 1 号”在天津海域发生碰撞，造成“塔”轮所载约 200 吨原油泄漏。根据中国海洋大学专家对塔斯曼海轮溢油的技术评估报告，报告认为，此次事故中溢出的原油对沉积物的影响范围及程度相对较轻；对污损修复方式的选择，报告认为应采用海水自净的自然恢复方法。

溢油事故造成事故海域海水和沉积物环境油类浓度升高，事故发生 4 个月后，海水环境已自然恢复到事故发生前的水平，渔业生产也已基本恢复正常，海底沉积物环境中油类污染物经过 11 个月也已降低到沉积物质量一类标准，其平均油类含量仍比事故前高出 0.68 倍。

应重视本工程物料泄漏对海域沉积物影响，一旦发生溢漏事故，需采取相应措施（如喷洒凝油剂），减少沉降量；事后污损修复方式采取机械修复法和生物修复法。

（3）事故溢油对水生生物资源的影响分析

一旦发生事故溢油，将对油膜扫过水域的水生生物资源造成一定影响。油膜覆盖下，影响水--气之间的交换，致使溶解氧减小，光照减弱，从而影响浮游动物、浮游植物及底栖生物的生长。而溶解及乳化后的油类会对水生生物资源造成一定危害。沉积到底质的石油将对底栖生物造成影响。

表 8.7-52 和表 8.7-53 列举了油污染对一些海洋生物的影响情况。

表 8.7-52　　石油产品对海洋生物的致死浓度

生物种类	2 号燃料油或煤油	废油（ppm）
海洋植物	<100μg/L	10
鳍鱼	50μg/L	1700
幼体和卵	0.1μg/L	1.25
浮游甲壳动物	5～50ppm	15～20
底栖甲壳动物	0.56mg/L	

表 8.7-53　　石油产品对海洋生物的致死浓度

种类	石油产品种类	浓度（ppm）	亚致死反应
普通小球藻	精制萘	1	抑制生长
硅藻、双鞭毛藻	油	0.1～0.0001	抑制或减缓细胞分裂
日本星杆藻	煤油	3～38	降低生长速度
海胆幼体	船用燃油的萃取物	0.1～1	影响受精卵发育
大西洋鳕鱼幼体	BP1002	0～10	破坏捕食行为
大螯虾	原油、煤油	10	影响化学感受捕食行为
贻贝	原油	1	加快呼吸、减少捕食
滨螺	BP1002	30	明显抑制生长

①对浮游植物的影响

浮游植物位于海洋食物链的底层，是海洋生态系统中的生产者，占海洋生物生产力的 90%以上。海洋表层是事故性溢油污染最严重的区域，石油污染对浮游植物的影响是最频繁的，也是最严重的。溢油对海洋浮游植物的影响将对整个海洋食物链造成影响，并进而破坏海洋的生态平衡。实验证明石油会破坏浮游植物细胞，损坏叶绿素及干扰气体交换，从而妨碍它们的光合作用。溢油对于浮游植物的影响程度决定于石油的类型、浓度和浮游植物的种类。根据国内外许多毒性实验结果表明，作为鱼、虾类饵料的浮游植物，对各类油类的耐受力都很低，**石油急性中毒浓度在 0.1～10mg/L，通常为 1mg/L**。对于更敏感的生物种类，油浓度低于 0.1mg/L 时会妨碍其细胞的分裂和生长的速率。

②对浮游动物的影响

浮游动物通过摄食或直接吸收碳氢化合物而受到影响，其**急性中毒浓度在 0.1～15mg/L**。通常幼体对于石油污染的敏感度大于成体，永久性浮游动物幼体的敏感性大于临时性底栖生物幼体。不同的浮游生物的敏感性存在一定的差异。Mironov 等曾将黑海某些桡足类和技角类暴露于 0.1ppm 的石油海水中，当天浮游动物全部死亡。当石油含量降至 0.05ppm，小型拟哲水蚤 Paracalanus sp. 的半致死时间为 4 天，而胸刺镖蚤 CentroPages、鸟缘尖头蚤和长腹剑水蚤 Oithona 的半致死天数依次为 3 天、2 天和 l 天。另外，Mironov 对不同浓度对桡足类幼体的影响实验表明，永久性(终生性)浮游动物幼体的敏感性大于阶段性(临时性)的底栖生物幼体，而它们各自的幼体的敏感性又大于成体。

③对底栖动物的影响

底栖动物大部分种类大多数时间在海底生活，只有少部分幼体营临时性浮游生活，多数**底栖生物石油急性中毒致死浓度范围在 2.0～15mg/L**，幼体的致死浓度范围更小一些，而软件动物双壳类能吸收水中含量很低的石油。石油浓度为 0.01ppm 就能引起牡蛎、海胆、寄居蟹、海盘车等耐油性差的底栖动物的死亡，石油浓度在 0.1～0.01ppm 时，对某些底栖甲壳类动物（藤壶、蟹等）幼体有明显毒性。据吴彰宽研究表明，胜利原油对对虾 Penaeus orientalis 各发育阶段影响的最低浓度分别是受精卵 56mg/L，无节幼体 3.2mg/L、蚤状幼体 0.1mg/L，糠虾幼体 1.8mg/L，仔虾 5.6mg/L，其中蚤状幼体为最敏感的阶段。胜利原油对

对虾的幼体的 96h-LC_{50} 为 11.1mg/L。

溢油一旦搁滩，在大量油类覆盖的滩面，固着性生物，如贝类、甲壳类生物和藻类会窒息死亡。在油膜蔓延的滩面上，幼贝发育不良，产量下降，成年贝会因沾染油臭而降低市场价值。在潮下带的养殖贝类，也会受到严重的油污染。这些滤食性双壳类在摄食时也同时摄入海水中的悬浊油分(乳化油滴)。进入蛤类胃中的乳化油滴破乳后结合成更大的油滴，并在体内积累，引起某些生理功能障碍，终因胃中油积累过多不能排泄而死亡。据 Cilfillan 实验，当油浓度达到 1.0mg/L 时，可使贻贝产生呼吸加快，捕食减少的致死效应。沉积在底质孔隙中的油浓度过高，会引起贝类大量死亡。此外，由于作为对虾饵料的贝类大量减少，对虾即便不直接中毒致死也会因缺乏饵料而影响生长发育，降低产量。值得注意的是，溢油对贝类的危害不是暂时性的。漫滩的污油会随潮汐涨落在附近周期性摆动，面积逐渐扩大，在波浪扰动下部分被掩埋进入沉积环境；潮下带溢油也会由于风化和吸附沉降进入沉积环境。这些进入底泥中的油类靠化学降解作用去除需数月之久。使贝类幼体或中毒发育不良或窒息死亡，使急性污染变成沉积环境的长期污染。

④对渔业资源的影响

石油污染对渔业资源的影响是最重要的影响之一，特别是对鱼卵和仔幼鱼的危害最严重。发生溢油事故后，进入海洋环境的油品，在波生湍流扰动下形成乳化水滴进入水体，直接危害鱼虾的早期发育；高浓度的石油会使鱼卵和仔幼鱼在短时间内大量死亡，低浓度的长期的亚急性毒性可干扰鱼类的繁殖和摄食。据黄海水产研究所对虾活体实验，油浓度低于 3.2mg/L 时，无节幼体变态率与人工育苗的变态率基本一致；但当油浓度大于 l0mg/L 时，无节幼体因受油污染影响变态率则明显上升。对虾的蚤状幼体对石油毒性最为敏感，浓度低于 0.1mg/L 时，蚤状幼体的成活率和变态率基本一致，即无明显影响；当浓度达到 1.0mg/L 时，蚤状幼体便不能成活，96hL_{50} 值为(0.62~0.86)mg/L，即安全浓度为(0.062~0.086) mg/L；浓度大于 3.2mg/L 时，可致幼体在 48 小时内死亡。不同的石油组分其毒性是不同的，以 96 小时鲻鱼的半致死剂量为例，阿拉伯也门麦瑞波原油为 15.8mg/L，镇海炼油厂的混合废油为 1.64mg/L，胜利原油为 6.5mg/L，东海平湖原油为 2.88mg/L。同一种石油对不同鱼类的毒性也是不同的，以胜利原油 96 小时的半致死剂量为例，真鲷仔鱼为 1.0mg/L，牙鲆仔鱼为 1.6mg/L。

溢油对鱼类的影响是多方面的，首先石油会引起鱼类摄食方式、洄游路线、种群繁殖的改变或个体失衡。在鱼类的不同发育阶段其影响程度也不相同，其中对早期发育阶段的鱼类危害最大。油污染对早期发育鱼类的毒性效应，主要表现在滞缓胚胎发育，影响孵化，降低生理功能，导致畸变死亡。以对鲱鱼的实验为例，当石油浓度为3mg/L时，其胚胎发育便受到影响，在3.1～11.9mg/L浓度下，孵出的大部分仔鱼多为畸形，并在一天内死亡。对真鲷和牙鲆鱼也有类似结果。当海水油含量为3.2mg/L时，真鲷胚胎畸变率较对照组高2.3倍；牙鲆仔鱼死亡率达22.7%，当含油浓度增到18mg/L时，孵化仔鱼死亡率达84.4%，畸变率达96.6%。Linden的研究认为，油品中可溶性芳香烃的麻醉作用导致鱼类胚胎活力减弱，代谢低下，当胚胎发育到破膜时，由于能量不足引起初孵仔鱼体形畸变。此外，溢油漂移期间，渔区和捕捞作业会受到很大的影响。成龄鱼类为回避油污而逃离渔场，渔场遭到破坏导致渔获减少；捕获的鱼类也可因沾染油污而降低市场价值。

此外，海洋中一旦发生油污染，扩散的油分子会迅速随风及水的流动而扩散，水产动、植物一旦与其接触，即会在短时间内发生油臭，从而影响食用价值。以20号燃料油为例，当油浓度为0.004mg/L时，5天就能对对虾产生油味，14天和21天分别使文蛤和葛氏长臂虾产生异味。

（3）溢油的中、长期影响及其恢复期

溢油对渔业资源中的中、长期影响主要是造成渔业资源种类、数量及组成的改变，从而使渔业长期逐渐减产。这种影响在海洋环境中可持续数年至十几年，因溢油规模及溢油地点而异(NRC,1985)。一般，在近岸、封闭海湾或盐沼地发生溢油的恢复时间相对要长些。对法国布列塔尼发生的 Amoco Cadiz 溢油影响的研究表明，溢油后 1a，在两个湾里有几种鱼类的幼体完全消失，而其成体的生长则显著减缓，并且出现病态及畸变，估计其资源恢复到平衡至少需几年时间(Maurin,1984；NRC,1985)。对美国马萨诸塞州 Buzzards 湾发生的佛罗里达号油驳轮溢油的研究发现，溢油后 3～4a，大型底栖生物仍没有明显的恢复，而盐沼潮间带的某些蟹类在溢油 7a 后仍未完全恢复，估计溢油的影响最少持续10a(NRC,1985)。对加利福尼亚附近发生的一次溢油的研究也表明，大多数种群在溢油几年后才得到恢复，但鲍鱼在 16a 后仍未出现，而且许多种类也没有达到溢油前的丰度(GESAMP,1977)。对 Chedabucto 湾发生的 Arrow 号油船溢油的研究发现，溢油后 6a，底栖生物的种类多样性仍明显低于对照点，其中软壳蛤的生长

率至 9a 后还比较低(NRC,1985)。Barry 等(1975)曾报道了一次溢油的研究结果，溢油初期潮间带蛤类大量死亡，估计其资源最少要在 5～6a 后才有明显的恢复。Hiyama(1979)报道了日本 SetolnlandSea 一次溢油的观察，表明溢油初期沿岸渔业曾受严重损害，但 1a 后基本恢复正常，其主要归因于采取迅速而有力的恢复工作。

（4）本项目溢油对海洋生态系统与渔业资源影响类比分析

本评价采用类比分析法进行溢出事故对海洋生态与渔业资源影响分析，类比溢出事故为珠江口“3.24重大溢油事故”，溢出物为船舶燃料油，溢出量为500多吨。类比分析中，溢出物对浮游植物24小时LC_{50}取1mg/L、对浮游动物48小时LC_{50}取0.05mg/L、对鱼类资源24小时LC_{50}取25mg/L，这些数值基本能够代表本工程主要有毒化学品的毒性指标。

表 8.7-54　　石油对海洋生物的 LC50 文献值（mg/L）

品 名	浮游植物	浮游动物	底栖生物	鱼类
石油	0.1~10	0.1~15	2.0~15	1.0~25

根据交通部水运科学研究所的调查研究结果（图 8.7-92），该溢油事故引起事故当年海洋生态系统发生较为显著的变化，直到事故第二年，生态系统才逐步恢复正常，鱼类资源当年损失约 4 成，由于正值产卵期，对鱼卵和仔稚鱼的伤害较显著，因此鱼类资源较显著的损失会持续 3～4 年，事故后 7 年，鱼类资源量逐步得到恢复。

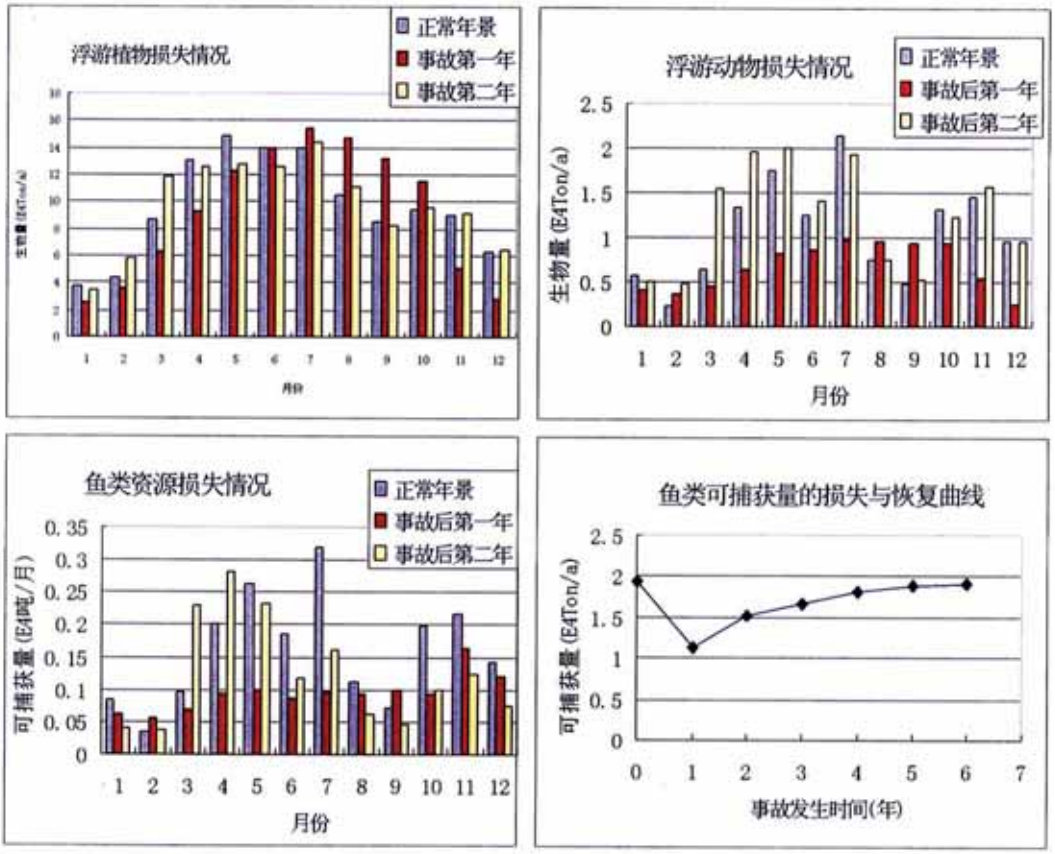


图 8.7-92　珠江口“3.24 重大溢油事故”海洋生物与渔业资源影响分析结果

8.7.6.3.2　不溶于水的化学品泄漏影响分析

不溶于水的化学品在水环境中的存在形式类似油品。

（1）对水质的影响

不溶于水的化学品对水质的影响决定于其毒性和水质要求。根据货种性质苯系物毒性高于油品，根据《海水水质标准》（GB3097-1997），水体中苯含量要求严于石油类。可见，等量物料泄漏后，苯对水质的影响比油品严重。

（2）对沉积物的影响

不溶于水的化工品泄漏后，尽管一段时间后，泄漏的化工品可能会在海面上消失，但部分已发生乳化，和生物残骸、泥沙沾在一起沉入海底并扩散。

对于较低密度的化工品，较原油易降解。其沉降后对沉积物环境的影响周期小于原油。

（3）对海洋生态的影响

表 8.7-55 和表 8.7-56 列出一些化学品对海洋生物的 LC_{50} 文献值，根据石油和一些有毒化学品对海洋生物的 LC_{50} 文献值，苯对鱼类的毒性大于石油类，苯泄露事故对海洋生态资源的影响应大于油品。

表 8.7-55　　一些化学品对海洋生物的 LC_{50} 文献值（mg/L）

品 名	浮游植物	浮游动物	底栖生物	鱼类
石油	0.1~10	0.1~15	2.0~15	1.0~25
乙二醇		3867.2~2442.6		25606.2 ~27387.3
甲醇				15.4-29.4mg/L（96h）（黑呆头鱼）
苯			3.2~20	4.9
甲苯	313mg/L（48h）（水蚤）		9.5mg/L（96h）（草虾）	32.27mg/L（96h）（黑呆头鱼） 57.68mg/L（96h）（金鱼）
二甲苯	10～100			

表 8.7-56　　苯对海水鱼类、底栖生物的生态毒理学数据

	欧洲化学品信息库			法国INERIS		
急性毒性	梭鱼	24hr-EC	10mg/l	无脊椎动物	LC_{50}/EC_{50}	35mg/l
	梭鱼	48hr-LC_{50}	22mg/l	**鱼类**	**LC_{50}/EC_{50}**	**4.9mg/l**
	太平洋鲱（2d 仔鱼）	96hr-LC_{50}	40-45mg/l			
	条文狼鲈	96hr-LC_{50}	9.58mg/l	美国EPA		
	银大麻哈鱼	1hr-EC_{50}	1.75mg/l	美洲黄道蟹	96hr-LC_{50}	108mg/l
	钩虾	**48hr-EC_{50}**	**42mg/l**	长牡蛎	48hr-EC_{50}	377mg/l
	锯缘青蟹	**72hr-EC_{50}**	**3.2g/L**	褐虾	96hr-LC_{50}	20μL/L
	太平洋牡蛎（卵）	48hr-EC_{50}	377mg/l			

同时通过类比事故进行分析。2001 年 4 月 17 日，在长江口附近水域发生的“大勇”轮苯乙烯泄漏事故。2001 年 4 月 17 日，长江口外能见度 100m 左右。8 时，“大勇”轮在长江口水域附近（31°03'4N/122°46'5E）与“大望”轮发生剧烈碰撞，造成“大勇”轮右舷严重受损，导致右 3 舱及右 4 舱全部 638.806 吨苯乙烯溢入海中，并随海流呈带状工作迅速向四周扩散，扩散范围半径达 20 海里左右，事故现场弥漫着浓烈的苯乙烯气味，对当地的海洋及大气环境造成严重损害，从市环境监测中心人员现场监测的数据看，事发现场附近空气中苯乙烯含量达 55mg/m^3，为正常数据的 18 倍，海水中苯乙烯含量达 40.5mg/L，均远超出正常人群和环境所能承受的上限值。给该水域的渔业资源带来不可估量的损失。

从类比案例模拟分析可知，在项目所在海域一旦发生较大规模化学品溢出事故，会对海洋生态和渔业资源造成严重污染损害。

8.7.6.3.3　溶于水的化学品泄漏影响分析

（1）对水质的影响

参照前苏联（1975）标准：水体中甲醇的最大允许浓度为 3mg/L。48h 内，该浓度影响包络面积约 18km^2。

（2）对沉积物的影响

溶于水的物料泄漏后，可能和和生物残骸、泥沙沾在一起沉入海底，从而影响底质环境。但由于沉降量有限，对沉积物环境的影响可认为不大。

（3）对海洋生态的影响分析

甲醇对海洋生物的 LC_{50} 文献值为 15.4~29.4mg/L；事故泄漏后其影响范围小于 3.5km^2。影响范围较小，可见其对海洋生物的影响范围较小。

8.7.6.3.4 事故溢油对敏感目标的影响分析

泄漏事故对海洋环境敏感目标的影响预测结果汇总见表 8.7-57。可见一旦发生溢油泄漏事故后，油膜很快到达前詹海洋保护区、前詹镇沿岸养殖区。

表 8.7-57 泄漏事故对海洋环境敏感目标的影响预测结果

保护目标	最快到达时间
前詹海洋保护区	30min
前詹镇沿岸养殖区	1h
神泉海洋保护区	15h20min
绿洲度假旅游区	4h40min
揭阳龙虾自然保护区	15h50min

海域内可能存在的保护生物为海龟、鲎和龙虾。根据研究，石油产品对底栖甲壳动物的致死浓度为 0.56mg/L。墨西哥湾漏油事故一周年后，海滩上会不时出现裹满油污的海龟尸体。幸存的海龟也有可能出现发育畸形。可知，当溢油事故发生后，对海龟、鲎和龙虾的影响较大，有可能出现致死结果。

评价范围海域内存在两种方式的养殖：滩涂养殖、高位养殖。当溢油事故发生且偏移至滩涂养殖区时，将直接导致养殖区当年无收成，造成渔民的经济损失。当影响至高位养殖区时，将影响养殖区取水。

由以上分析可见，一旦发生油品或化学品泄漏事故，将会扩散影响到大面积水域，且本工程货种多为有毒物质，将会对本水域内的生态环境造成严重影响，需对此类事故严加防范，避免造成经济损失和环境污染。

8.7.7 海洋环境风险防范措施与应急设备设施配备

本项目施工和运营期可能发生的对海洋环境将产生影响的主要风险事故为：

（1）海上船舶交通事故造成的石油和化学品溢出事故；

（2）码头作业事故造成的石油和化学品溢出事故；

本节针对以上风险事故提出风险防范措施与应急预案制定要求。

8.7.7.1 风险防范对策与措施

8.7.7.1.1 船舶交通事故的防范对策

船舶交通事故的发生与船舶航行和停泊的地理条件、气象海况、运输装载的货种、船舶密度、导/助航条件以及船舶驾驶等因素有关。本工程发生航道及码头附近船舶交通事故造成环境污染的可能性是存在的，一旦发生船舶交通事故特别是进港航道上的交通事故，将会造成事故区域海洋环境资源的严重损失，且其应急反应的人力物力财力消耗大，因此采取有效的措施预防船舶交通事故的发生意义重大。

船舶交通事故预防措施包括：

（1）在码头附近海域配备必要的导助航等安全保障设施

为了保障码头附近海域船舶的航行安全，码头经营者要接受该辖区内揭阳海事局对船舶交通和船舶报告等方面的协调、监督和管理，在码头前沿和船舶掉头区设置必要的助航等安全保障设施。工程建设方案规划过程中，已经根据本项目的工程特点和项目区域环境特点，在码头前沿和船舶掉头区配备了必要的导助航等安全保障设施。

1）导助航标记

为了船舶航行安全，根据《中国海区水上助航标志》规范GB4696-1999的要求，结合本工程航道和掉头区及港池布置、周围海域状况设置航标系统。本项目码头船舶进出港航道均为本项目专用的支航道，本工程考虑采用灯浮标、灯桩等常规助航标志及GPS电子导助航设施和辅助靠泊电子系统进行船舶导助航。

本工程原油码头推荐方案于航道设置6座灯浮标，回旋区设置4座灯浮标；于防波堤西端、码头工作楼屋面、引桥转向点、引桥端点、引桥中间一共设置8座灯桩。

产品码头航道设置6座灯浮标，回旋区设置1座灯浮标，工作船码头设置2座灯浮标，其中有5座灯浮标位于防波堤外。每一座灯浮标包括一个浮标、一个航标灯、一套太阳能系统和12V电池，以及锚链系统。浮筒标、航标灯、太阳能系统、12V电池、锚链系统必须符合当地的工作条件；航道侧面浮标安装望板。

防波堤西端、产品码头工作楼屋面、引桥转向点、引桥中间、工作船码头外

端和东拦沙堤的堤头设置灯桩，一共设置6座灯桩。灯桩配置航标灯，工作楼航标灯射程10海里，其他航标灯射程5海里。

根据《中委广东石化2000万吨/年重油加工工程产品码头工程通航安全评估报告》（批复文号为粤海事函[2010]134号）、《中委广东石化2000万吨/年重油加工工程原油码头工程通航安全评估报告》（批复文号为粤海事函[2010]133号），本码头工程导助航标志的配布能基本满足本港船舶进出港、靠离泊操纵对导助航标志的需求，是基本合理的。但是，考虑到项目所在海区海上无岛屿遮挡，大风及偏东向和偏西向的波浪将直接影响到本码头进港航道上船舶的安全航行，即船舶进出港航行受横风、横流和浪的影响较大，如进港航道的助航设施仅设置灯浮标，由于海区受风浪影响较大，灯浮标容易产生漂移或失灭而失去助航功能，将无法保障船舶进出港航行的安全。因此，有必要在产品码头和原油码头进港航道上设置导标一对；但考虑到原油码头工程的进港航道轴线前方为开阔海域，在开阔海域设置导标可能会成为该水域其他过往船舶的碍航物，建议在航道中轴延长线与引桥交点处设一导航单标，并安装导标灯，配置太阳能电源。

此外，还应当：

①危险品码头应设置警示标志和夜间警示灯。

②在下一阶段设计中应对灯浮标进行具体位置、尺寸规格、光源的的设计。

③助航标志的具体配布方案应报海事、航标等主管部门审批。

2）安全配套设置

①闭路电视监控系统

本工程在码头区设置闭路电视（CCTV）监控，监控对象包括码头、停泊船舶及其附近水域，在码头的中部和两端、引桥入口设置摄像机。产品码头设置 16 台摄像机，原油码头设置 6 台摄像机，摄像机需配置电动变焦镜头、旋转云台、防护罩，适合滨海工作环境。码头电视监控系统通过光纤分别接入库区和厂区工业电视系统。

②电子导航

我国已经建设覆盖沿海的差分定位（DGPS）系统，为船舶提供精确电子定位，本项目船舶可利用所在海域的船舶 GPS 设备和沿海差分导航台进行精确电子定位、导航。

③辅助靠泊电子系统

对于大型船舶，安全进出航道和靠泊特别重要，为了船舶航行、靠泊和停泊作业安全，在 5 万吨级成品油码头和 30 万吨级原油码头设置辅助靠泊电子系统。本系统设置有辅助靠泊、环境监测、缆绳张力监测子系统。

辅助靠泊系统将提供船舶在靠泊时急需的船舶位置和船舶动态，包括：船首的速度、船尾的速度、船舶与码头的距离、船舶与码头的夹角。

为了更好协助船舶航行和靠泊，对本工程的环境监测因素包括潮位、波浪、海流、风向风速、气温和能见度等要素的实时监测，设置潮位计、风速风向仪、温度计、波浪及海流计、能见度计。实时了解当地的气象水文条件，为船舶提供实时环境条件。

缆绳张力监测系统提供更合理的缆绳布置和缆绳受力监测，每个缆钩配置压力传感器、放大器、通信接口箱，压力传感器的信号接入辅助靠泊系统主机。

控制室配置安装了智能缆绳监测软件的监控终端，声、光报警信号装置，快速拖缆远程控制盘，船舶上的控制终端和控制室主机须建立联动和热线电话。

（2）推进船舶交通管理系统（VTS）建设

建设VTS是为了保障船舶安全航行，避免船舶碰撞事故的发生，辅助大型船舶在单向航道内安全航行，避免大型船舶过于靠近航道边缘或其他浅水区域而发生搁浅或触礁事故，此外还可以提高港口效率，方便组织有效的海上搜救行动和事故应急反应等。

根据揭阳港的港口发展规划，本码头工程及周边已建、在建和规划建设的码头多为危险品码头，以及随着到港船舶的艘次增加和大型化，对港口水域的水上交通安全监督管理的要求越来越高，要求进一步加强安全监管保障设施的建设，建议揭阳港建设VTS，逐步建成资源配置合理、现代化、信息化、反应快速、符合辖区实际的水上交通安全监管体系。实现对揭阳港区港口、码头、航道水域的雷达信号无缝覆盖；积极推进各码头水域CCTV、AIS建设，实现对港口、码头、航道水域的AIS信号、视频信号无缝覆盖，形成对进出港区所有船舶动态的全天候立体化监控。业主应积极配合海事部门建立完善科学的水上安全监督管理系统。

（3）加强航道内船舶交通秩序的管理

为避免港区航道内船舶发生碰撞事故而造成污染，港区航道交通管理部门应加强对航道内船舶交通秩序的管理，及时掌握进出航道船舶的动态，在危险品船

通过时，其它船舶尽量采取避让措施等。

8.7.7.1.2 码头装卸作业事故的防范措施

（1）工程设计上的防范措施

对于工程设备的造型、平面布置、土建工程、电气等各个部分，在防火、防爆、防静电、防雷、防震等案例性方面应按照《石油库设计规范》、《建筑设计防火规范》、《石油化工企业设计防火规范》等国家有关规范的要求进行设计，每一项的设计均应对照有关规范进行逐项核实，从工程设计上确保工程运营后的安全。

（2）码头装卸设备的选型和维护

尽量提高工程的结构、材质、制造、安装、焊接和防腐等的设计标准，精选性能良好的设备设施，确保建设安装质量，并加强设备设施的保养和定期维修以确保其保持良好的运行状态，以防止由于设备、管道、阀门等损坏导致的泄漏。

（3）自动化仪表的应用

码头输运区仪表自动化工程水平的高低是衡量一个码头泊位能否安全生产、方便管理的重要标志。储运区的专用监控系统应可对工艺运行、设备状态进行检测、控制和安全监督，并具备相当的管理功能和报警联锁功能，它应包括主要设备的开停状态的检测与控制；对码头装卸、泵房等可能产生泄漏的危险场区环境空气中可燃气体及有毒气体的检测报警等监测与控制功能。

（4）严格码头装卸作业流程

1）要切严格加强港口接卸油作业的安全管理。要制定接卸油作业各方协调调度制度，明确接卸油作业信息传递的流程和责任，严格制定接卸油安全操作规程，进一步明确和落实安全生产责任，确保接卸油过程有序可控安全。

2）船舶靠泊进行装卸作业前，必须检查管路、阀门等有关设备，使其处于良好状态，检查双方系泊是否安全，同时在船舶四周敷设围油栏。

3）在装卸作业中，供油和受油双方密切配合，严格执行操作规程，掌握作业进度，防止冒舱、冒罐事故的发生。

4）装卸船作业结束时关好有关的阀门，收解输油软管时，必须用盲板将软管封好，或采取其他有效措施，防止软管存油注入海域。

5）对于溢舱，装货前应检查有关液位、测量、报警等装置的可靠性，严格控制装载量和装载高度，在达到允许装货高度前必须放慢进货速度直至进货完

毕，停泵。

6）对于泵、阀门、法兰等泄漏，应严格按照《船舶接卸安全操作程序》等技术要求操作。操作前，对泵、阀门、法兰等仔细检查，作业时，由专人负责正常巡视，发现泄漏及时处理。

7）对于软管破裂，应严格按《软管安全操作程序》执行。按规定，软管应定期检验合格，作业前用水试压。作业时发现泄漏立即通知停泵，关闭船岸阀门，进行抢修更换。

（5）避免不利作业条件

1）为确保安全，建议禁止危险品船在夜间或恶劣天气下进行靠、离码头作业。运输船舶应悬挂危险品标记，并设防火、防爆、防毒、防日晒等设施。

2）雷电和暴风雨天气以及附近有火情时停止装卸作业。

（6）建立健全管理机制

生产管理部门必须按照国务院发布的化学危险物品安全管理条例的要求经营和储运本项工程规划储运的化工产品，建立健全化学危险物品安全管理制度，包括各岗位工作人员必须持证上岗，严禁烟火、禁止使用易产生火花的机械设备和工具、进出库的车辆必须进行防火防爆安全性检查等管理制度，严格操作规程，加强职工的技术培训、专业培训、安全与工业卫生知识的教育，提高职工的环保意识和责任心，以杜绝人为因素造成的突发性污染事故的发生。

（7）要加强对接卸油过程中采用新工艺、新技术、新材料、新设备的安全论证和安全管理

接卸油过程中一般不应同时进行其他作业，确实需要在接卸油过程中加入添加剂或进行其他作业的，要对加入添加剂及其加入方法等有关作业进行认真科学的安全论证，全面辨识可能出现的安全风险，采取有针对性的防范措施，与罐区保持有足够的安全距离，确保安全。加剂装置必须由取得相应资质的单位设计、制造、施工。

（8）要加强对承包商和特殊作业安全管理

要加强对承包商和特殊作业安全管理，坚决杜绝“三违”（违章指挥、违章操作和违反劳动纪律）现象。接卸油过程环节多、涉及单位多，稍有不慎就会导致安全事故。建设单位要增强安全意识，完善安全管理制度，强化作业现场的安全管理，尤其要加强对承包商的管理，严禁以包代管、包而不管。要采取有效措

施杜绝“三违”现象，加强对特殊作业人员的安全生产教育和培训，使其掌握相关的安全规章制度和安全操作规程，具备必要的安全生产知识和安全操作技能，确保安全生产。建立健全“三违”责任追究制度，依法查处渎职责任。

8.7.7.1.3 防火、防爆管理措施

码头作业区防火、防爆的主要手段就是控制和消除火源。码头运营过程中可能遇到的火源主要是吸烟、维修用火、电器火灾、静电火花、雷击、撞击火花等，因此应注意以下措施：严禁吸烟、严禁携带火种（如不防爆的BP机、手机等），严禁穿带铁钉的皮鞋进入易燃易爆区域；严禁穿戴化纤等易起静电的衣物进入易燃易爆区域，工作人员作业时应穿全棉工作服；维修动火必须彻底吹扫、置换、泄压，经测爆合格，并办理火票方可动火，同时有专人看守；局部维修时，应和非检修设备、管线断开或加盲板，盲板应挂牌登记，防止串油、串气引发事故；在易燃、易爆区域使用的维护工具应为铜制，手电应具备防爆功能。

码头防泄漏事故应注意以下几点：经常检查管线接头、阀门等处的密封状况，发现故障及时报告并安排维修；对于小型跑、冒、滴、漏，应有相应的预防及堵漏措施，防治泄漏事故的扩大，并在易发生滴漏处布置吸油毡等；加强对作业人员的安全意识和责任心的培养，避免和减少人为因素造成的泄漏事故。特别对于本项目经营的腐蚀性货种的装卸和运输应引起格外重视，全程进行监控，一旦发现泄漏进行及时处理，日常应注意对管道的维护，发现被腐蚀的部位应及时采取有效修补措施。

8.7.7.1.4 溢油应急对策与处理

（1）恶劣海况下

溢油面积大且海况恶劣的情况下，一旦项目前沿水域发生溢油事故，根据前文预测结果，如在原油码头发生泄漏事故，如泄漏油品无法在码头区控制，应当同时考虑在田尾山-石头碑山保护区、前詹海洋保护区等区域布设围油栏，并通知周围鲍鱼养殖场停止取水。

鉴于恶劣天气条件下，机械处理受限制，但强风、急流等却能提高分散剂的效力，喷洒分散剂是最合适的选择。因此一旦观察到油膜向项目附近敏感目标移动，则根据溢油量、油膜速度、扩散面积的预测结果第一时间内喷洒分散剂，确保敏感区域不受溢油污染。分散剂的使用，必须按照相应规定的要求实施。油品或化学品泄漏于该海域，应当立即保护敏感目标，同时对该海域生态环境进行连

续跟踪监测，确认海域内生物是否受污染，并发布公告。

（2）重大事故、严重事故

中等海况下、风和浪的影响势必影响溢油回收作业，这时应该选用能抵御风浪的溢油回收器材，应当具有的功能是回收能力大、抵御风浪能力强。为了防止溢油的扩展，可以使用船舶以“U、V、J”形来牵引拖拽围油栏，协同污油回收装置。船只拖拽围油栏时既要保持正确的形状，还要维持特定的拖拽速度以保证污油不流失。围油栏选择操作性强、抗风等级高的充气式围油栏，污油回收装置选用抗风浪较强的倾斜板式或吸附式回收装置。对于本项目装卸作业的重油，必要时施洒凝油剂，使污油凝结成块状，然后使用网式收油装置收集污油，对残余的污油使用吸油材料。

此外，当本项目原油码头发生事故溢油地点距离项目周边保护区较近时，污油将在较短时间内到达敏感目标，然而一般应急行动前有动员、吊装设备时间，到达现场后，还需装卸设备、布防围油栏等时间。因此，一旦发生溢油事故，应当根据事故地点、规模，优先对本项目周边环境敏感目标采取必要的保护措施。

针对油品或化学品的泄漏，应当保护敏感目标，同时对海域内生态环境监测，确认其受污染程度。

（3）较严重事故、中等事故

近岸海域发生溢油事故一般规模相对较小，溢油量相对较小，因此可根据近岸水动力条件，采用锚泊方式布防围油栏，选用固体浮子是围油栏。该围油栏有一定的缓冲能力。其优点是能将污油完全回收，可长期滞留海上，相对节省财力。可在浮箱上装设快速连接头，打开可让船只进入工作，围油栏布设形状不定，按照水流方向布设，已达到最佳抗风效果。

近岸海域发生溢油事故，更易影响项目周边环境敏感目标，但实际船舶停靠码头后，装卸作业前，都必须布防围油栏，对近岸码头事故溢油能起到一定的控制作用。

（4）一般事故

一般规模较小的污油事故发生在码头作业区，属于操作性溢油。船舶装卸作业均布设围油栏，污油被限制在围油栏内，可采用小型回收装置或者吸油材料进行回收。

（5）事故处理中伴生污染的处理措施

本项目主要风险事故为主要包括海上溢油、油罐或码头平台火灾爆炸以及输油管道溢油等。在处理事故过程中不可避免会造成一些伴生污染问题。

8.7.7.2 应急预案要求

8.7.7.2.1 应急预案纲要

油品及化学品溢出将对海域环境造成严重的污染损害，事故发生后，能否迅速而有效地做出事故应急反应，对于控制污染、减少污染对海洋生态环境造成的损失以及消除污染等都起着关键性的作用。因此，本项目应根据可能发生的风险事故类型制定应急预案，并报主管部门审批通过后投入运营。

为防止揭阳市沿海和内河地区溢油和危险化学品泄漏等水运污染事故及其污染损害，保护生态环境和资源，揭阳市人民政府于2010年组织编制了《揭阳市船舶污染事故应急预案》（揭府函[2010]67号），并设立“揭阳市溢油应急指挥部”，负责日常应急值班和水运污染事故应急反应的通信联络工作，具体实施全市水运污染事故控制的业务指导、组织管理、监督检查、信息沟通等项工作和较大、一般水运污染事故应急反应现场指挥协调工作。本工程运营后应参照该预案完善公司内部的应急组织，建立公司内及公司与相关应急反应部门的应急通讯联络机制，配备应急反应的设备设施，制定本单位对突发污染事故的应急反应对策，平时进行突发性污染事故应急的必要训练。本项目突发事故应急预案纲要见表8.7-58，供制订预案参考。

建议建设单位参考本报告提出的应急预案纲要，制定码头水域污染事故应急预案，编制的应急预案应与主管海事和环保部门的应急预案进行衔接，列入海事和环保部门联系方式。当污染事故发生时，公司有关人员应迅速将准确的事故信息上报至揭阳海事局和揭阳市环保局，并根据海事和环保部门的指示，按照制定好的应急预案开展应急清污行动。当本公司的应急力量不足时，应请求海事和环保部门统一调配周边应急力量，共同完成事故风险控制工作。

8.7.7.2.2 分级反应等级

分级反应等级见表 8.7-59 和表 8.7-60 所示。针对不同规模事故采取的措施见表 8.7-61。

表 8.7-58　　本项目应急预案纲要

序号	项目	内容及要求
1	总则	
2	应急计划区	码头区
3	应急组织	建立本项目的应急反应组织机构，包括建立单位内的应急应急反应领导小组，落实各级上级主管部门
4	预案分级响应条件	将污染事故分成一般、较大、重大、特大污染事故。 一般污染事故自行处理，较大、重大、特大污染事故启动上级预案，接受上级应急反应部门的领导
5	报警、通讯联络方式	规定应急状态下的报警通讯方式、通知方式
6	应急救援保障	本项目应急设备设施配备见 9.5.6 节
7	紧急处置措施	制订应对各种突发情况的一般处置措施与程序
8	事故应急救援关闭程序与恢复措施	规定应急状态终止程序 规定事故现场善后处理，恢复措施 规定邻近区域解除事故警戒及善后恢复措施
9	应急培训计划	制订培训与演练计划
10	公众教育和信息	开展公众教育、培训，在邻近地区发布有关信息
11	附件	应急联络方式，包括本单位应急反应人员、专业应急救援队伍、敏感目标管理单位、上级应急主管部门等的有效联系方式 预案编制与更新等

表 8.7-59　　海上污染事故等级

事件级别	级别描述	颜色标示	定义与描述	备注
一级	特大	红色	确定为特大、灾难性、持久性环境损害，会影响国家级环境敏感区，需要动用海南省甚至国家应急资源才能应对的水域污染事故	事故情况特别紧急，本预案基本没有能力反应，需要启动更高级预案支援（省级甚至国家级预案）
二级	重大	橙色	确定为持久性污染物或剧毒性物质泄漏造成的重大环境损害，会影响省级环境敏感区，需要动用海南省应急资源才能应对的水域污染事故	事故情况紧急，本预案反应能力有限，需要启动更高级预案支援（省级甚至国家级预案）
三级	较大	黄色	确定为持久性污染物或一般毒性物质泄漏造成的较大环境损害，对环境敏感区产生一般影响，本预案能够反应的污染事故	可能需要周边码头、部队等应急资源进行协助反应
四级	一般	蓝色	确定为持久性污染物或一般非持久性污染物泄漏造成的环境损害，对环境敏感区影响轻微，码头、船舶可以通过自身应急力量应对的污染事故	根据码头船只的应急清污能力，并估算污染物泄漏量，确定自身能否应对，一般为装卸操作性事故，但可能需要临近码头和开发区资源协助进行反应

表 8.7-60 海上污染事故等级分级指标

<table>
<tr><th>泄漏物质
泄漏量</th><th>一般物质（MARPOL 附则 II Os 类）</th><th>Z 类化学品（MARPOL 附则 II Z 类）</th><th>石油类（原油及成品油）</th><th>Y 类化学品（MARPOL 附则 II Y 类）</th><th>X 类化学品（MARPOL 附则 II X 类）</th></tr>
<tr><td>极大（>10000t）</td><td rowspan="2">较重危害</td><td>严重危害</td><td>极重危害</td><td rowspan="2">极重危害</td><td rowspan="3">极重危害</td></tr>
<tr><td>很大（100~10000t）</td><td rowspan="2">较重危害</td><td>严重危害</td></tr>
<tr><td>大（50~100t）</td><td rowspan="3">较轻危害</td><td rowspan="3">较重危害</td><td>严重危害</td></tr>
<tr><td>中等（10~50t）</td><td rowspan="2">较轻危害</td><td rowspan="2">较重危害</td><td>严重危害</td></tr>
<tr><td>小（<10t）</td><td>较轻危害</td><td>较重危害</td></tr>
</table>

表 8.7-61 不同规模事故采取的措施

规模	动用的应急设备的范围	采用设备类型	备注
小规模（操作性事故）	项目的应急设备，以围控和回收为主	采用港口型应急设备	主要体现在收油机和围油栏
中型事故	洋浦区的应急设备，以围控、回收、消除相结合	根据发生地点采取港口型或海洋型应急设备	洋浦区应急能力约达 380 吨
大型事故（海损性事故）	依靠社会的应急设备，以围控、回收、消除相结合	采用海洋型应急设备	主要体现在收油机和围油栏

8.7.7.2.3 应急指挥、救援机构职责和分工

建设单位应成立污染事故应急救援“指挥领导小组”，小组由总指挥、副总指挥、现场指挥、副指挥组成：下设应急救援队伍。当现场发生重大事故时，以指挥领导小组为领导核心，应急救援队伍为救援骨干，全面负责污染救援的组织指挥和救援控制。指挥领导小组设立指挥部，指挥部设在码头区。

应急救援队伍由现场值班主管、主办、领班、现场人员、安环处人员、工程处人员、管理部值班警卫组成。

指挥领导小组的职责：(1)负责本单位“预案”的制订、修改；(2)组建应急救援专业队伍，并组织实施和演练；(3)检查督促做好重大事故的预防措施和应急救援的各项准备工作。

指挥部的职责：(1)发生事故时和事故处理完毕后，分别由指挥部发布和解除应急救援命令、信号；(2)组织指挥救援队伍实施救援行动；(3)向上级汇报和邻近单位通报事故情况，必要时向有关部门单位发出救援请求；(4)组织事故调查，总结应急救援工作经验教训。

应急救援队伍的职责：(1)各处室全体职工都负有事故应急救援的责任； (2)

应急救援队伍是液化品防泄漏污染应急救援的骨干力量，其任务主要是担负污染事故的现场救援以及尽最大努力防止污染扩散，将污染危害程度在最短时间里控制在最小范围内。

表 8.7-62　　指挥部和应急救援队伍人员分工

职务		分工
指挥部	总指挥	组织指挥全公司的应急救援工作
	副总指挥	协助总指挥负责应急救援的具体指挥工作。
	现场指挥	负责事故现场具体清污指挥、协调工作；
		协助总指挥做好事故报警、情况通报及事故布置工作
		负责事故现场通讯联络和对外联系
	现场副指挥	事故处置时生产系统开、停调度工作
		负责组织救援队伍在最短时间内控制油污染扩散及扩散区域内的油污洗消、监测工作
应急救援队伍	主办、领班、现场人员	负责污染现场的收、清、消工作
	安环处人员	负责现场安全工作，防止抢险人员受伤外，投入抢救工作
	工务处人员	保证抢险设备的完好，并投入抢险工作
	管理部值班警卫	负责警戒，保证抢险通道畅通
		阻止未经许可人员进入本公司（包括新闻媒体人员）
	总经理室人员	负责事故处理之后勤连络、送医等支持工作

8.7.7.2.4　　应急救援保障

根据《中华人民共和国海岸工程建设项目污染损害海洋环境管理条例》第十五条，建设港口、码头，应当设置于其吞吐能力和货物种类相适应的防污设施，应当配备海上重大船舶事故及污染损害事故应急设备和器材。

本项目应根据《港口码头水上污染事故应急防备能力要求》（JT/T451-2017）及事故风险特点，并参考《国家船舶溢油应急设备库设备配置管理规定(试行)》，制定应急设备配备方案，同时为了规范应急设备的管理，应与项目主体工程同期建设应急设备库，应急设备库及应急物质作为一般污染事故的应急救援保障。

本工程的应急设备应纳入海区的溢油应急防治系统内，作为需要调动区域应急力量的较大、重大、特大污染事故的应急救援保障的组成部分。

本项目应急反应设备配备分析过程详见第8.7.7.3.2节，设备库方案规划见第8.7.7.3.3节。

8.7.7.2.5　　建立事故应急反应计划和应急反应措施

考虑到油品及化学品溢出对海域环境的严重污染损害，建立快速科学有效的海上污染防治和应急反应体系是非常必要的，船舶溢油事故的应急防治措施和设

备配备将为未来码头运营时码头应急计划的编制和实施奠定重要基础。事故发生后，能否迅速而有效地作出事故应急反应，对于控制污染、减少污染对生态环境造成的损失以及消除污染等都起着关键性的作用。目前，我国港口均为一地一港，船舶事故的污染事故管理采取国家、地方和港口三级架构模式，为了将事故造成的损害降低到最低限度，制定和实施应急计划是唯一的选择。

本码头工程附近水域的船舶溢油及化学品事故的应急反应对策措施应纳入揭阳海事局及揭阳市制定的应急反应体系之中。

（1）码头油品和化学品溢漏事故应急计划的特点

1）综合性

地域上包括陆域（大气）和水域两部分；内容上包括安全和防污两方面；措施上包括：泄漏处理、消防、医疗急救、污染处理及处置等。

2）科学性

利用科学理论和计算机手段对事故的危害范围和程度作出评估，这是制定和实施应急计划的前提。科学的管理和使用先进设备是实施应急计划达到预定效果的必要条件。

3）代表性

本项目港区涉及的油品和化学品种类较多，性质各异。对每一个品种都进行评估目前是不现实的，根据其毒性、污染性、作业频率、进入水域行为具有典型性等因素，确定重点的评估对象和相应的应急措施是必需的。

4）可操作性

污染事故带有突发性和灾难性，因此，计划所提供的评估手段、应急行动和措施必须准确、简明、可操作性，能达预定效果。

（2）应急计划主要内容

1）明确组织指挥机构；

2）绘制该地区环境资源敏感图，确定重点优先保护区域；

3）加强溢出物污染跟踪监测，建立科学的污染预报分析等应急决策支持系统，能够进行事故危害范围和程度的计算机动态模拟、评估与显示；

4）建立清污设备器材储备；

5）加强清污人员训练；

6）建立通畅有效的指挥通讯网络。

（3）事故应急反应措施

本项目事故应急反应措施应在以下几个方面做好工作：

1）建立健全码头应急反应的组织指挥系统

2）应急反应设施、设备的配备

根据《中华人民共和国海岸工程建设项目污染损害海洋环境管理条例》第十五条和《港口码头水上污染事故应急防备能力要求》，建设港口、码头，应当设置与其吞吐能力和货物种类相适应的防污设施，应当配备海上重大船舶事故及污染损害事故应急设备和器材。

根据散装液态危险品运输监管制度中的类油物质布设围油栏制度，对油类或类油物质作业，要求在船舶周围水面铺设围油栏，以围栏、收集万一跑、冒、滴、漏的物质，防止其扩散、蔓延、污染水域和岸沿。

工程需配备能抗御港区码头附近水域油污/化学事故污染的应急设备、器材和设施。建议通过国家财政、地方财政及建港单位的年度计划，多种渠道、分阶段进行投资，对应急设施、设备的配置规模逐步达到与运营能力相配的状况，满足突发性事故应急反应的实际需要。此外，还可以与临近地区化工品码头的清污设备进行整合，使其成为地区溢油应急设备储备库的一部分，实现资源互补和共享及合理利用。

3）港区接收设施、设备

依据有关国际公约，港口应设置接收船舶留存的残油及残油污泥、含油混合物（远期：化学品强制预洗污水、化学品洗舱水）的足够设备，以满足到港船舶的需要，而不致给船舶造成不当的延误。

4）应急防治队伍及演习

根据本工程的特点，为减少人员及日常开支，除充分利用海事局系统原有应急防治力量外，可考虑充分利用港区工作人员、消防人员共同参与形成应急防治队伍。对应急救援及清污队伍作定期强化培训和演练的计划，加强了解应急防治操作规程，掌握应急防治设备器材的操作使用，一旦发生应急事故，防治队伍能迅速投入防治活动，从而增强应付突发性溢油及化学品事故的处置能力。

5）应急通讯联络

为确保本工程运营期船舶突发性油品及化学品溢漏污染事故的报告、报警和通报，以及应急反应各种信息能及时、准确、可靠地传输，必须建立通畅有效、

快速灵敏的报警系统和指挥通讯网络，包括与揭阳海事局应急反应指挥系统、周围码头的联络，因为往往在应急反应过程中，能否及时对事故进行通报是决定整个反应过程和消除污染效果成败的关键。

6）应急监视监测

事故的应急监视系统是通过监视手段，及时发现船舶溢油、化学品泄漏及其他事故，迅速确定船舶事故发生的位置、性质、规模等，为应急反应对策措施及方案的选定提供依据。船舶监视和岸边、堆场监视费用相对较低。

此外针对工程特点，施工期除了洋浦海事局进行日常监视，还要充分依靠群众举报，及时发现事故险情。

当发生事故时，需启动应急监测方案，具体见表 8.7-63。

表 8.7-63　　应急监测计划

环境要素	监测项目	监测站位	监测频次
水质	pH 值、COD 和 DO、石油类或事故排放的其他物质	在事故发生点周围设 6 个站位	每 4 小时采样一次直至达标
海洋生态	浮游植物、浮游动物、底栖生物、鱼卵仔鱼、游泳生物	在事故发生点周围设 6 个站位	事故清除后

（4）污染事故预防和控制现场操作预案

1）污染预防

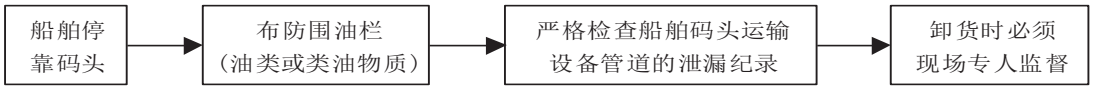


图 8.7-93　　污染事故预防现场围控操作预案

2）污染控制

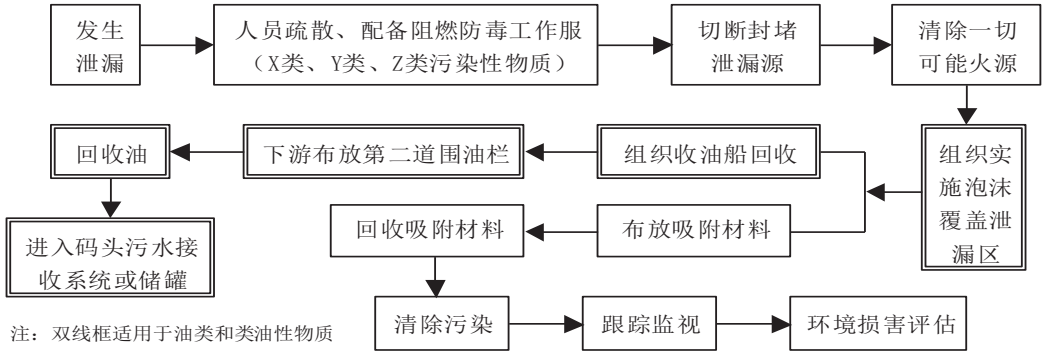


图 8.7-94　　污染事故控制现场围控操作预案

（5）事故后的污染清除、生态风险控制及恢复措施

1）污染评估

在进行油品/化学品溢漏应急事故的生态风险防控与污染清除工作之前，首先对事故作出以下评估：

①可能受到威胁的岛礁、海滩、岸线和渔业资源等环境敏感区和易受损资源以及需要保护的优先次序；

②本地区应急反应的人力、设备、器材是否能满足应急反应的需要。

2）应急反应行动

根据对应急事故的评估，码头应急指挥部应立即作出事故防控的应急对策：

①指挥机构在接到报警后，根据初步情况，对外通报、联系支援；

②采取措施防止可能引发的火灾、爆炸事故，如果船舶发生了溢出事故，根据溢出位置和原因，采取堵漏、拖浅等措施控制泄漏；

③派遣船舶对溢出物周围海域实行警戒或交通管制，监视溢出物的扩散；

④对可能受到污染威胁的高生态风险的环境敏感区和易受损资源采取优先保护措施，如在事故点周围、下风、下流向铺设围油栏，阻止溢出物扩散和向敏感点转移；如事故点控制无效，应在到达敏感目标前，在保护区的外围，再设第二套防护的围油栏，防止第一套围油栏未围住的泄漏物进入保护区。

⑤对溢出事故水域和周围水域、沿岸进行监测；

⑥根据溢出物的性质和规模，迅速调动应急防治队伍、应急防治设备、器材等以及必要的后勤支援；

⑦组织协调海事、救捞、环保、海洋、水产、军队、公安、消防、气象、医疗等部门投入应急活动；

⑧根据溢出物的类型、规模、溢出物的种类、溢出物扩散的方向、周围海域的环境，指定具体的应急清除作业方案。

3）污染清除及恢复措施

溢出事故清除作业是应急反应的直接现场作业，在现场指挥部的统一指挥下，组织调动人力物力，投入清除作业。

清除作业实际发生在两种场合，一是海上清除作业，一是码头岸线清除作业，根据具体情况选择清除作业方法和使用的设备。

清除作业包括溢出物的围控、回收、分散、固化、沉降、焚烧和生物降解等

处理方法。

清除设备器材主要有围油栏、围油栏铺设船、浮油回收船、撇油器、油拖网、吸油材料、溢油分散剂及其喷洒装置、固化剂、浮动油囊、油驳、铲车高压冲洗机等。

对于海上污染，通常采用机械围栏和回收、喷洒化学分散剂和现场焚烧为主要清除技术，吸附及其他处理技术为辅助清除技术。

对于岸线污染，主要采用人工清除、吸附回收和机械清除等物理清除方法，可采取收刮、高压水清洗，岸域沙土中污染渗入严重时应采用换土换沙等方法，以恢复岸边滩涂的清洁和自然生态的美观。

8.7.7.2.6 制定区域溢油应急联动机制

因故发生较大规模泄漏事故时，或无法布设围油栏或布设无效时，必须启动区域溢油应急计划，依靠区域协调和外部社会援助才有可能减小损失。需及时通知可能受污染地区政府，根据区域应急计划向这些地区调集防范物资和装备。同时要充分调动水面和空中手段对浮油进行化学分散处理。

无法用一道围油栏实施溢油围控或围油栏失效时，宜布设两道或多道围油栏，逐道减小围油栏失效影响。同时配合吸油拖缆和各种吸附材料，尽力回收浮油。此时必须有足够外援船舶和专用物资支持才可能控制事故。

考虑到本码头处于开阔海域，如因天气、海况等因素，当无法布设设施或现场布设无效时，船舶和人员海上作业难度也非常巨大，此时海洋对溢油的扩散方向和形式很难预测，可能需要空中手段协助监视扩散状况。此时应把防护和救助重点放在按保护优先次序的敏感部位，尽力减小污染带来的损失。同时配合分散剂、聚油剂或凝油剂，使溢油分散、聚集或凝结，便于进一步处理，防止事态失控。

8.7.7.3 本项目应急设备配备

8.7.7.3.1 周边已建应急设备配备

（1）揭阳港及邻近港区应急设备配备情况

项目所在区域揭阳港和邻近汕头港、汕尾港的溢油应急资源见表 8.7-64~表 8.7-66。

根据《船舶污染海洋环境风险评价技术规范》的计算公式，并根据《国家船

舶溢油应急设备库设备配置管理规定》确定相关参数，对现状溢油应急设备应对能力进行分析。

1）应急抢险能力

应急抢险能力主要指应急卸载能力。汕尾海域配置卸载泵200m³，揭阳和汕头海域未配置卸载泵。

2）回收设备设施

收油机标定小时回收能力要求 $E = T \times D \div [\alpha \times 3 \times 6 \times （1-20\%）]$

式中：*T*——总溢油量；

D——机械回收占总溢油量的比例；

α——收油机的回收效率；

6——每天工作时间（小时）；

3——作业天数（天）；

20%——富裕量（推荐经验值，可根据实际情况进行调整）。

根据上表和回收能力评估公式，并根据《国家船舶溢油应急设备库设备配置管理规定》确定相关参数：沿海水域收油机工作时实际收油能力占标定收油能力的5%，机械回收能力占60%。

收油机：可回收溢油量=收油机能力×【回收效率×3天×6h×（1-20%）】/机械回收比例

汕尾现有应急设备应急处理能力为192t，汕头为58t，揭阳约为28t。合计为278t。

3）清除设备设施

①喷洒消油剂能力评估

需喷洒的溢油分散剂数量采用以下方法进行计算：

$G = T \times 10\% \div 3$

式中，*T* 为总溢油量，根据油种或污染物种类确定溢油分散剂处理溢油的数量占总溢油量比例，一般取 60%，如溢油回收能力较好，使用分散剂的比例较小，取 10%。采用常规型溢油分散剂，其分散剂与油的比率为 1∶3。

根据公式计算，按收油机可应对的溢油规模，需要的分散剂数量分别约 6.4t、2t、1t，汕尾、汕头、揭阳分别已配置 10 吨、7.85t、1t。基本能满足对应回收能力下的要求。

②吸附能力评估

吸附材料主要是吸油毡，可采用以下方法计算所需吸油毡数量：

$I = T \times P \div (J \times K \times P_1)$

式中：

I——吸油毡数量；

T——总溢油量；

P——吸附回收量占总溢油量的比例（一般不足 5%）；

J——实际吸附倍数（取 10）；

K——油保持率（80%）；

P_1——实际吸附比例（80%）。

根据以上公式，汕尾、汕头、揭阳计算得到分别需配置 1.95t、0.6t、0.3t。已分别配备吸油材料 6t、4t、0.6t。

表 8.7-64　　揭阳市应急设备现状一览表

序号	配备单位	应急设备	单位	数量
1	惠来葵阳船舶服务有限公司（已备案的清污单位）	“浙舟宝大12”油污水处理船	艘	1
2		负载围油栏防污作业玻璃钢艇	艘	1
3		浮式PVC围油栏	m	500
4		吸油毡	kg	200
5		消油剂	kg	500
6	揭阳市江海船舶服务有限公司	“粤揭监巡2”围油栏专用船	艘	1
7		围油栏放置快艇	艘	1
8		浮式PVC围油栏	m	600
9		吸油毡及吸油拖栏	kg	200
10		消油剂	kg	500
11		收油机（3HP）	台	1
12	润丰石油有限公司油库	围油栏	m	200
13		吸油毡	kg	40
14	揭阳市美华石油服务有限公司美华油库	围油栏	m	100
15	广东省石油企业集团汕头公司曲溪油库	围油栏	m	140
16		吸油毡	kg	40
17	汕头市油料总公司地都油库	围油栏	m	200
18	揭阳市区东方装卸运输公司东方油码头	围油栏	m	120
19		吸油毡	kg	40
20	揭阳市油品储运有限公司金溪油库	围油栏	m	140
21		吸油毡	kg	40
22	揭阳市区石油化工供销公司天鹅山油库	围油栏	m	210
23	中石化广东潮州分公司渔湖油库	围油栏	m	140
24		吸油毡	kg	40
25	合计	**油污水处理船**	**艘**	**1**

		围油栏布设船	艘	3
		围油栏	m	2350
		吸油毡	kg	600
		消油剂	kg	1000
		收油机（3HP）	台	1

表 8.7-65　　汕头港溢油应急防治设备现状表

序号	单位名称	清污船（艘）	吸油毡（kg）	围油栏（m）	消油剂（kg）	喷洒设备（台）	收油机（台）	岸上接收设施	适用水域
1	“三江”海事技术服务中心	1	400	800	2500	3（2t/h）	0	1 个储罐（总容量 50t）	沿海
2	汕头市外轮船舶代理服务有限公司	2	500	200	1000	0	0	7 个储油罐（总容量 120t）	沿海
3	汕头市海虹船舶服务有限公司	2	400	400	1000	1（3～6t/h）	1（收油率 5t/h）	（80t/d）1 台油罐车	沿海
4	汕头市金平区龙跃船舶保洁服务有限公司	1	200	0	500	0	1	送厂处理	港区
5	汕头市龙鑫保洁服务有限公司	2	1000	400	1500	1（30m³/h）	1（30t/h）	送厂处理	沿海
6	中油汕头运输有限公司	0	1000	400	500	2	2	浮动油囊 5m³/1 个 轻便储罐 10 m³/2 个	内河
7	广东省石油企业集团粤东公司	0	400	200	500	2	1	40 吨油污水储存柜 1 个	沿海
8	广州富地石油有限公司	0	100	400	100	0	0	送厂处理	内河
9	加德士码头	0	50	0	250	0	0		沿海
	合计	**8**	**4050**	**2800**	**7850**	**9**	**6**	**13**	

表 8.7-66　　汕尾港应急设备配备表

序号	设备名称	规格型号	数量	单位
1	固体浮子PVC围油栏	WGV1500	1000	米
2	固体浮子PVC围油栏	WGV900	1000	米
3	固体浮子PVC围油栏	WGV750	400	米
4	岸滩式围油栏	WQV600T	2000	米
5	防火围油栏	WGV900H	200	米
6	堰式收油机	YS150	1	台
7	堰式收油机	YS50	2	台
8	船用喷洒装置	PS140	2	套
9	便携式喷洒装置	PS40	4	套
10	热水清洁装置	BCH1217A	2	套
11	冷水清洗机	15D36-10	1	套
12	螺旋卸载泵	SC03（100m^3）	2	套
13	吸油毡	PP-2	6	吨
14	吸油拖栏	XTL-Y200	1000	米
15	消油剂	GM-2	10	吨
16	移动储液罐	20m^3	1	个
17	应急交通车		2	辆
18	垃圾运送车		1	辆

该表为汕尾市清污公司汕尾市晓光环保有限公司应急设备配备，该公司具有二级船舶污染清除单位资质。

（2）揭阳港规划的溢油污染应急设施及物资储备建设方案

根据《揭阳市港口水域溢油污染应急设施及物资储备建设方案》（揭府办〔2013〕9 号），揭阳港口计划配备的应急设施及物资储备建设方案如下：

1）溢油应急设备库。在惠来县（惠来沿海港区）建设溢油应急设备库，在揭东县（榕江港区）建设溢油应急设备配置点，具体内容包括：2015 年前在惠来县（惠来沿海港区）建设 1 个小型溢油应急设备库，在揭东县（榕江港区）建设 1 个溢油应急设备配置点，分别能够应对 200 吨和 50 吨溢油的应急能力；到 2020 年在惠来县（惠来沿海港区）建成 1 个中型溢油应急设备库，达到有效应对 500 吨溢油的应急能力；到 2025 年在惠来县（惠来沿海港区）建成 1 个大型溢油应急设备库，达到有效应对 1000 吨溢油的应急能力。

2）溢油应急专业回收船舶。2015 年前至少配置浮油回收船 1 艘（回收舱容至少为 130 立方，收油能力至少达到 65m^3/h）；2020 年至少新增浮油回收船 1 艘（回收舱容至少为 300 立方，收油能力至少达到 130 m^3/h），至 2025 年至少再新增一艘相同配置浮油回收船。

3）社会溢油应急力量。根据有关规定的要求，积极扶持社会力量组建应急单位。由地方海事部门根据《中华人民共和国海事局船舶污染清除协议管理制度

实施细则》和管理实际需要，在不同港区扶持船舶污染清除单位等社会溢油应急力量建设。

揭阳市溢油应急能力建设采取由中央、地方政府和企业共同建设。设备库争取由中央投资建设，溢油应急设备、器材所需费用由所在地港区码头单位、岸边石油企业等按比例分担，设备库日常维护保养、培训和演练以及人员办公费用由所在地人民政府（管委会）负责；设备库（配置点）建成后，可采取委托方式，由具有清污资质的专业化公司负责管理和运营。

表 8.7-67　　揭阳市防溢油应急设施工程项目表

序号	项目名称	主要建设内容	投资估算（万元）	资金来源	责任单位	完成年限
1	溢油应急指挥系统	依托海上搜救分中心，建设揭阳市船舶及其有关作业活动溢油应急指挥中心，并构建系统框架和溢油事故影响等分析模块，完成基础数据库的信息收集、加载、分析等应急决策支持子系统建设，包括溢油漂移预测计算机模型、揭阳近岸海域环境敏感资源数据库、溢油应急资源数据库、陆地移动通讯指挥设施等软硬件建设。	360	地方	海事部门	2015 年
2	溢油监控、监测系统	建设能够覆盖揭阳市榕江、近岸海域重要港区的全天候、全天时溢油监视预警系统，建立应对污染事故的全天候、全覆盖监视机制，并配备相应的检测设备，对溢油污染区域进行及时取证和采样分析	400			
3	浮油回收船	1 艘（回收舱容至少为 130 立方，收油能力至少达到 65m³/h）	300	企业	海事部门、地方政府	2015 年
		新增 1 艘（回收舱容至少为 300 立方，收油能力至少达到 130 m³/h）	600			2020 年
		新增 1 艘（回收舱容至少为 300 立方，收油能力至少达到 130 m³/h）	600			2025 年
4	溢油应急设备库（不含溢油回收船）	在惠来县境内（惠来沿海港区）建设 1 个溢油应急设备库，在揭东县境内（榕江港区）建设 1 个溢油应急设备配置点，能够分别应对 200 吨和 50 吨溢油的应急能力	2000	国家为主，地方、企业、社会参与投资	海事部门	2015 年
		在惠来县境内（惠来沿海港区）建成 1 个中型溢油应急设备库，能够有效应对 500 吨溢油的应急能力	1500			2020 年
		在惠来县境内（惠来沿海港区）建成 1 个大型溢油应急设备库，能够有效应对 1000 吨溢油的应急能力	2000			2025 年

（3）广东海域应急设备配备情况

根据《湛江市防治船舶及其有关作业活动污染海洋环境应急能力建设规划》（交通运输部科学研究院，2018年），广东海域应急设备配备情况如下。

1）交通运输部溢油应急力量

按照《国家水上交通安全监管和救助系统布局规划》，由交通运输部投资，相继在珠海建成一次应对1000吨溢油事故的应急处置能力国家沿海大型溢油应急设备库1座；在钦州、海口和深圳分别建成一次应对500吨溢油事故的应急处置能力国家沿海中型溢油应急设备库3座；在茂名建成一次应对200吨溢油事故的应急处置能力国家沿海小型溢油应急设备库1座。根据《国家水上交通安全监管和救助系统布局规划》及其调整规划，拟在汕头建设广东海事局汕头溢油应急设备库工程，规模为一次应对200吨溢油事故的应急处置能力国家沿海小型溢油应急设备库，目前正在招标设计阶段。

综上，广东周边已形成2700吨的船舶溢油应急能力，项目周边待建200吨的船舶溢油应急能力。

2）三大石化企业溢油应急力量

中海石油环保服务有限公司在南海布设有5个基地，分别是惠州基地（综合）、深圳基地、珠海高栏基地、珠海横琴基地、涠洲岛基地。南海西部应急中心总部位于湛江市坡头区，担负着南海西部片区（北部湾油田、粤西地区、广西、海南等）附近水域应急响应任务。目前区域内设1艘环保船和1个应急基地（涠洲岛），拥有较为完善的应急设备物资，及专业的应急技术人员。辖区内中海油溢油应急能力合计300t。

中石化下属的茂名石化建立防污物资仓库，有大马力的工作防污拖轮4艘，专用的防污船一艘，储备有一批海上溢油应急物资，能满足中小规模的海上溢油应急需求。辖区内中石化溢油应急能力合计250t。

中国石油海上应急救援响应中心成立于2006年12月10日，作为中国石油唯一的专业海上应急救援组织，“中心”机关总部设在冀东油田唐海基地，下设冀东、辽河、大港三个救援站，及大连、海口、钦州、吉林、延安、兰州、保山等7个一级应急设备库。辖区内中石油有海口和钦州2座设备库，其溢油应急能力合计200t。

综上，三大石化企业溢油应急能力合计750吨，其中广东省境内550吨。

3）相邻地方政府溢油应急力量

深圳市政府投资建成了海上应急防污设备库，规模为100t。中山市政府投资建成了中山港水上污染应急设备库，规模为50t。东莞市政府投资建成了东莞虎门水上危险货物运输化救中心，规模为100t。

相邻地方政府溢油应急力量合计为250t。

4）周边船舶污染清除单位溢油应急力量

《船舶污染清除单位应急清污能力要求》（JT/T 1081-2016）对4级船舶污染清除单位的应急清污能力，从应急设施、设备和器材、应急船舶、应急作业人员的数量和能力等方面分别作了要求。应急半径500km范围内共有35家一级船舶污染清除单位，具体情况见表 8.7-68所示。以回收能力为例，该标准对一级船舶污染清除单位的高黏度收油机和中、低黏度收油机要求分别为300m³/h和100m³/h。应急范围辐射揭阳的一级船舶污染清除单位的应急能力达到14000m³。其能力按20%折算，周边船舶污染清除单位溢油应急力量合计为2800t。

表 8.7-68　　船舶污染清除单位溢油应急力量

序号	辖区	单位名称	能力等级	服务区域
1	广东	广州港珠江防污有限公司	一级	广州港及其近海水域
2		广州三江船舶防油污工程有限公司	一级	广州港及其近海水域
3		广州海运物资供应公司	一级	广州港及其近海水域
4		广州市龙善环保科技有限公司	一级	广州港及其近海水域
5		广州市莲港船舶清油有限公司	一级	广州港及其近海水域
6		广州增城市珠江口船舶工程有限公司	一级	广州港及其近海水域
7		广州市绿之建环保科技有限公司	一级	广州港及其近海水域
8		广州宝裕海洋生态净化工程有限公司	一级	广州港及其近海水域
9		珠海安和环保服务有限公司	一级	珠海港及其近海水域
10		珠海市和丰环保服务有限公司	一级	珠海港及其近海水域
11		东莞市金骅海港口服务有限公司	一级	东莞市虎门港及其近海水域
12		惠州大亚湾航鹏环保服务有限公司	一级	惠州港及其近海水域
13		惠州大亚湾利万家鹏腾环保实业有限公司	一级	惠州港及其近海水域
14		增城市珠江口船舶工程有限公司大亚湾分公司	一级	惠州港及其近海水域
15		阳江市兴顺船舶服务有限公司	一级	阳江港口及其近海水域
16		茂名众和海上防污工程有限公司	一级	茂名港及其近海水域
17		湛江奇若船舶服务有限公司	一级	湛江港及其近海水域
18		湛江市海新福航海技术服务有限公司	一级	湛江港及其近海水域
19	深圳	深圳市航鹏海洋环保服务有限公司	一级	深圳港及其近海海域
20		广东龙善环保高科技实业集团有限公司	一级	深圳港及其近海海域
21		深圳市宝裕海洋生态净化工程有限公司	一级	深圳港及其近海海域

序号	辖区	单位名称	能力等级	服务区域
22		深圳市珠江口嘉仁溢油应急服务有限公司	一级	深圳港及其近海海域
23		深圳市千和利万家船舶服务有限公司	一级	深圳港及其近海海域
24		深圳市聚丰环保科技有限公司	一级	深圳港及其近海海域
25		深圳市七七七船舶服务有限公司	一级	深圳港及其近海海域
26		深圳市聚汇船舶服务有限公司	一级	深圳港及其近海海域
27		深圳市立鑫船舶服务有限公司	一级	深圳港及其近海海域
28		深圳市航宇船舶服务有限公司	一级	深圳港及其近海海域

5）合计

综上，以上4种应急能力，包括国家、地方、油企和船舶污染清除单位，湛江辖区可利用的溢油应急力量如下表 8.7-69所示。已形成6500t的溢油应急能力。

广东省内的溢油应急设备可在4~38h内到达，满足规范72h内到达的要求。其中4h内到达的应急力量约1000t、24h内到达的应急力量约2250t、72h内到达的应急力量约6500t。符合《港口码头水上污染事故应急防备能力要求》（JT/T451-2017）响应时间要求。

表 8.7-69　　可利用溢油应急力量

地方	交通运输部配置（t）	三大石化（t）	地方政府（t）	清污公司（t）	与产品码头距离和到达时间		与原油码头距离和到达时间	
					距离（km）	到达时间(h)	距离	到达时间
揭阳			*550（2020年）1000（2025年）*	2800		4h 内		4h 内
汕头	*200*				75	6.0	100	7.4
汕尾					75	6.0	50	4.7
惠州		300			205	13.1	180	11.7
深圳	500		100		375	22.2	350	20.9
珠海	1000				355	21.2	330	19.8
中山			50		355	21.2	330	19.8
茂名	200	250			585	33.6	560	32.2
湛江					665	37.9	640	36.6
东莞			100		375	22.2	350	20.9
合计	1900	550	1250	2800				

注：1.上表中设备上船时间按 2h 考虑，船速按 10 节计算。
2.上表中未考虑钦州和海口的已配备力量。

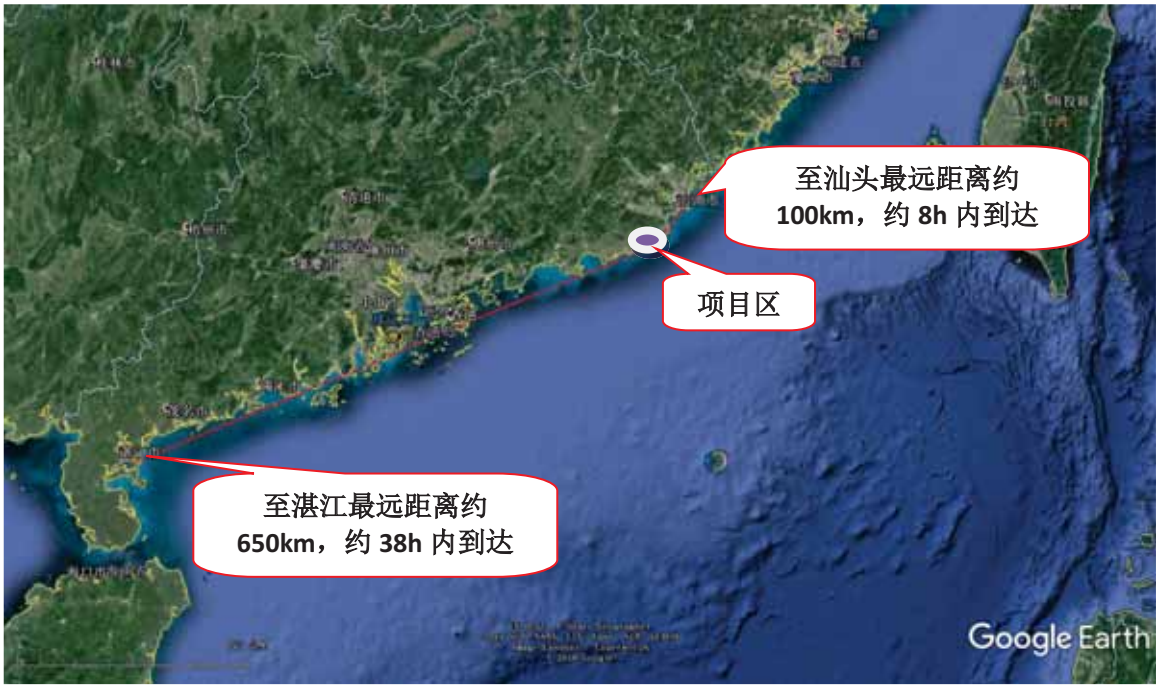


图 8.7-95 周边溢油应急力量到达项目区时间

8.7.7.3.2 本项目应急设备配备

《港口码头水上污染事故应急防备能力要求》（JT/T451-2017）要求，港口应以风险评估确定的可能最大水上溢油事故溢油量作为本港及其附近区域的溢油应急防备目标。根据估算，本项目可能最大水上溢油事故溢油量为 5950t，广东省范围内溢油应急设备配备在 6500t 以上，总体已能满足本项目的需求。本项目只需按《港口码头水上污染事故应急防备能力要求》（JT/T451-2017）配备应急设备，同时兼顾《国家船舶溢油应急设备库设备配置管理规定(试行)》要求完善现有应急设备配备。建议本项目按中型港口级设备库（500t）完善配置，设备配备主要考虑港口型应急设备。

（1）配备依据

1）《中华人民共和国海洋环境保护法》第六十九条二款“装卸油类的港口、码头、装卸站和船舶必须编制溢油污染应急计划，并配备相应的污染应急设备和器材。”

2）我国加入的《1990年国际油污设备、反应和合作公约》第3条（3）款“（3）每一当事国应视情要求负责由其管辖的此种海港和油的装卸设备的当局或经营人备有油污应急计划或类似安排，此种计划或安排应与按第6条（国家和区域的防备和反应系统）设立的国家系统相协调并按国家主管当局规定的程序核准。”

3）《港口码头水上污染事故应急防备能力要求》（JT/T451-2017）。

4）国家海事局2001年颁布的《港口溢油应急计划编制指南》。

5）联合国环境规划署，地区性紧急事故的认识和准备（APELL计划）。

6）中华人民共和国交通部，水路散装液体危险化学品运输规则，第七章：污染控制和应急反应。

7）中华人民共和国交通部，船舶载运危险货物安全和防污染监督管理规则，第七章：应急和防污（修订本）。

8）国家质量技术监督局，中华人民共和国国家标准（GB17379-98），散装石油、散装液体化学品港口贮存通则，污染控制和应急反应。

（2）码头污染应急设备配备的必要性

随着本工程的建成，港区货物流量有所增加，通航密度、船舶吨位随之增大，这对揭阳港水域的海上交通安全管理和船舶污染防治将产生重大影响，而且污染事故风险概率也将有所增加。通过前面分析可知，本码头工程所在的水域将成为船舶油品及化学品溢漏高风险区，这给船舶防污工作带来了严峻的挑战。因此，一方面需要注意风险防范，避免污染事故的发生；另一方面必须配备足够的应急设备，一旦事故发生，能够达到高效清污的目的，从而避免造成巨大的环境损失。

（3）应急设备配备的基本原则

1）遵照国家法律、法规规定以及政府部门行政规定（如上述“依据”所列的国家法、我国加入的有关国际公约，行业标准，以及省府、市府有关厅、委、办的行文《批复》颁布的规定等有关针对性的规定）。

2）结合本码头的自然环境情况（包括气象、水文、环境等情况）。

3）结合本码头的油品、化学品的数量、品种、特性等情况。

4）充分利用现有污染应急设备资源，充实必要的应急设备。

5）污染物溢漏的控制、清污设备配备主要按油类，兼顾不容于水的散货物质配备。

6）配备的设备有利于迅速组合形成溢漏快速反应能力。

7）设备配备质量可靠，技术先进，性能价格比高，产品升级能力强。

8）为防止揭阳市沿海和内河地区溢油和危险化学品泄漏等水运污染事故及其污染损害，保护生态环境和资源，揭阳市人民政府于2010年组织编制了《揭阳市处置船舶污染事故应急预案》，并设立“船舶污染事故应急反应中心”，负责

日常应急值班和船舶污染事故应急反应的通信联络工作，具体实施全市船舶污染事故控制的业务指导、组织管理、监督检查、信息沟通等项工作和较大、一般水运污染事故应急反应现场指挥协调工作。本项目制定的应急预案需与《揭阳市处置船舶污染事故应急预案》相衔接。

（4）应急设备配备

根据《港口码头水上污染事故应急防备能力要求》（JT/T451-2017），特别是《海洋环境保护法》第六十九条二款规定：“装卸油类的港口、码头和船舶必须编制溢油应急计划，并配备相应的污染应急设备和器材”。码头和港口都“必须编制溢油应急计划，配备相应污染应急设备和器材”。

根据本码头代表船型，采用《港口码头水上污染事故应急防备能力要求》（JT/T451-2017），原油码头（30万吨级）和产品码头（3万吨级、1万吨级、5000吨级、10万吨级）应急设备的最低配备要求来确定。

根据本项目工程特点和项目建成后区域污染事故环境模拟预测结果，综合考虑各码头污染风险水平，按照功能侧重和重点服务范围等的差异，并充分考虑现有工程所配备设备的数量、性能和特点，同时，考虑本工程的发展规模，统一整合应急资源，提出本项目溢油应急设备配置方案。

考虑本工程建成后危险品泊位达到9个（其中产品码头液体货物码头泊位8个），来往船舶数量较多，油船、危险化学品船较多，因此，本工程产品码头需要在配备标准基础上增加设备的配备数量，购置部分先进高效的收油设备；同时补充配备溢油监视报警系统。由于本工程原油码头与产品码头两个码头区相隔较远，因此，**本工程溢油应急设备采取两个码头区分别配备，但浮油回收船只考虑配备1艘，停放在产品码头**，各码头区溢油应急设施的投资估算分述如下。

1）溢油应急设备配备

①溢油应急设备配备

设备库应急设备和器材根据《港口码头水上污染事故应急防备能力要求》（JT/T451-2017）和《国家船舶溢油应急设备库设备配置管理规定(试行)》配备。

A.应急反应目标

a.应对的风险事故级别

根据报告书对船舶水上污染事故多年统计分析，港内发生的小规模事故（10～50t，发生在港内的概率较大）的频率大于中、大规模事故（100～500t，

此类事故发生在近海的概率较大）；由此可知，本项目建设后以在码头区发生的操作性事故的概率较高。本项目应急反应的重点应是应对港内海域发生的小规模污染事故，同时与国家、社会力量和本港区其他码头共同承担主航道、锚地等公共水域发生的中大规模的船舶污染的风险。

即本次溢油应急设备配备以应对操作性事故为主，以本项目各港区最可能发生的操作性事故预测量10t为主要应对目标；同时兼顾最可能发生的海损性事故预测量5950t为次要应对目标。

b.应急响应时间要求

根据《港口码头水上污染事故应急防备能力要求》（JT/T451-2017），自有应急设备应急反应时间最低要求为4h，以此作为本项目应急设备配备的时间响应要求。

c.区域联动响应能力

根据应对目标以及揭阳现有的应急设备配备情况，建议建设单位以中型溢油应急设备库要求完善应急设备配备，并配备相应的人员，为本项目港区和邻近港区服务。确保防治污染的设备和器材符合防治船舶及其有关作业活动污染海洋环境的要求，并通过海事管理机构的专项验收。进出港的船舶需按照《中华人民共和国船舶污染海洋环境应急设备和处置管理规定》的要求，与相应等级的船舶污染清除单位签订船舶污染清除协议。

d.本项目应急反应目标

本评价主要根据《港口码头水上污染事故应急防备能力要求》（JT/T451-2017）和《国家船舶溢油应急设备库设备配置管理规定(试行)》要求完善现有应急设备配备。建议本项目按中型港口级设备库完善应急设备配置，设备配备主要考虑港口型应急设备。

应急范围主要为揭阳港区，兼顾揭阳港区航道、锚地等开阔海域。

表 8.7-70　　应急反应目标一览表

最可能发生的海损性事故溢油量（t）	区域可协调能力（t）	应急防备建设要求
5950	6500（应急设备库）	以中型港口级设备库完善应急设备配置

注：1、自身应急能力指本项目现有应急能力。
2、区域可协调能力包括国家设备库、三大石化、地方政府和清污公司等。
3、应急反应目标指本项目能应对多少吨溢油的能力。

B.船舶溢油应急设备配备原则

a.港内应急需求

为了应对港区内发生的溢油事故的应急需要，码头应急设备的配备，首先必须满足中华人民共和国交通行业标准《港口码头水上污染事故应急防备能力要求》（JT/T451-2017）的最低要求（见表 8.7-71）。

按此要求，扩建工程需增加配置永久布设型围油栏，各泊位需配置的围油栏见表 8.7-72，共需增加 3406.8m。

表 8.7-71　　海港其他码头溢油应急设施设备最低配备要求

设备名称			靠泊能力						
			1000 吨级～5000 吨级(含)	5000 吨级～10000 吨级(含)	10000 吨级～50000 吨级(含)	50000 吨级～100000 吨级(含)	100000 吨级～150000 吨级(含)	150000 吨级～300000 吨级	300000 吨级及以上
围油栏	永久布放型	m	实体结构码头的单个泊位不低于：码头泊位长度＋最大设计船型设计船宽×2+100，栈桥式、支墩式码头的单个泊位不低于：（最大设计船型设计船长＋船宽）×2+200m						
	应急型	m	不低于最大设计船型设计船长的 3 倍						
收油机	总能力	m^3/h	10	20	30	65	90	125	150
油拖网	总容量	m^3	4		6		8		10
	数量	套	2						
吸油材料	数量	t	1	1.5	2.5	5	7	10	12
溢油分散剂	浓缩型，数量	t	1	1.5	2	4	5.5	7.5	9
溢油分散剂喷洒装置	喷洒速度	t/h	0.13	0.19	0.25	0.50	0.69	0.94	1.13
储存装置	有效容积	m^3	10	20	30	65	90	125	150
围油栏布放艇	数量	艘	1						
溢油应急处置船	回收舱容	m^3	—	40	60	130	180	250	300
	收油能力	m^3/h	—	20	30	65	90	125	150

表 8.7-72　　围油栏配置

码头区	规模	泊位数量	设计船型船长（m）	设计船型船宽（m）	围油栏配置要求（m）
原油码头区	30 万吨级	1	334	60	988
产品码头区	10 万吨级	1	246	43	778
	3 万吨级	2	185	31.5	633
	1 万吨级	2	141	20.4	522.8
	5000 吨级	3	125	17.5	485

b.航道溢油应急需求

对于发生在航道、锚地等开阔水域发生的中大规模的溢油事故，按照本项目设定的应急反应目标，应急设备配备可参照《国家船舶溢油应急设备库设备配置管理规定》中型库的标准进行配备（见表 8.7-73）。

表 8.7-73　　国家船舶溢油应急设备库设备配置要求（沿海中型库）

设备库面积	规模指标		设备类型及数量指标				
	综合清除控制能力(t)	应急服务半径或距离	应急卸载设备	水面溢油机械回收设备	水面溢油围控设备	溢油分散剂	吸油材料
大于 1000m^2	500	160 海里	卸载泵，卸载速率应达到 600m^3/h，数量 3～5 台	收油机收油速率应达到 350m^3/h，3～5 台	围油栏，总长度应不少于 1600m	不低于 100t，自身储备 11t	不低于 40t，自身储备 9t，其余部分可与供应商签订应急供货协议

设备类型及数量指标		
分散剂喷洒装置储运装置	储运装置	配套设备
船用消油剂喷洒装置、手动消油剂喷洒装置，总喷洒能力达到 11t/h	配备适当数量的浮动油囊；应急工作船不应少于 8 艘；污油储运船不少于 2 艘，总储运能力大于 1000t	应急工作船舶和飞机，叉车、拖车，应急运输车，集装箱，托盘、拖架，应急运输车辆，码头吊机，保养、清洗设备及场地，水上照明设备和应急人员防护设备等

c.保护环境敏感目标的需求

设备配备还应根据保护环境保护目标的需要增加必要的设备。

养殖取水和岸线保护考虑采用岸滩围油栏和吸油拖栏；以上两个保护目标防护需配置岸滩围油栏和吸油拖栏等合计约10km。

d.项目区应急设备配备

对照《港口码头水上污染事故应急防备能力要求》（JT/T451-2017）和《国家船舶溢油应急设备库设备配置管理规定(试行)》要求，

a)　　原油码头

原油码头溢油应急设备配备及投资估算见表 8.7-74。

溢油应急作业人员不可避免地要暴露于危险面前，必须配备应急人员防护设施以有效地保护应急人员，费用估算见表 8.7-75。

表 8.7-74　　原油码头工程溢油应急设备配备及投资估算总表

序号	应急设备名称	单位	数量	价格（万元）	备注
溢油监视设备					
1	溢油监测报警核心业务软件系统	套	1	30	主要包括：远程监测系统/信息管理系统/溢油应急响应系统/电子海图显示系统
2	系统支持平台	套	1	8	主要包括：数据及应用服务器、操作系统、数据库软件、网络路由器、杀毒软件、通讯接收设备、电子海图数据等
3	溢油探测器	个	7	245	采用脉冲光波探测技术探测监视水上溢油
4	声光报警装置	套	7	1.75	采用警用报警装置，能最大程度的体现报警的及时性和生动性
5	综合数据采集传输仪器	套	7	21	具有数据采集（包括图像信息）、通讯传输、联动控制及彩信报警功能
6	安装辅材与线缆	-	-	7	包括升降器及各种线缆
溢油围控清除设备					
1	海洋型充气围油栏（含充气动力装置）	米	1000	150	主要用于开阔水域溢油的围控和收油机作业时的导流，同时可用于深水区敏感资源的保护
2	岸滩围油栏	米	200	60	岸滩围油栏主要用于保护特殊敏感岸线
	吸油拖栏	米	9000	180	吸油比率不小于 1：6
3	防火型围油栏	米	1000	200	用于对易燃油品的围控，配合燃烧等清除方式处理溢油
4	固体浮子围油栏	米	1000	40	主要用于日常营运永久性布防
6	围油栏清洗装置	套	1	14	可清洗使用后的围油栏
7	真空式收油机（10～30m^3/h）	套	1	22	应对小型事故，机动灵活，便于在狭小水域或岸边作业
8	中型动态斜面式收油机（30～60m^3/h）	套	2	340	应对较大的溢油事故或在气象情况不佳时在港湾内和近岸使用
9	堰式收油机（80m^3/h）	套	1	110	可兼做卸载泵
10	油拖网（总容量 10m^3）	套	2	7	用于高粘度溢油的回收，也回收使用过的吸油材料或凝结的油块
11	吸油毡	吨	12	24	用于中低粘度溢油的快速吸收
12	环保型消油剂	吨	9	18	可消解中低粘度的溢油
13	船用消油剂喷洒装置	套	6	12	用于喷洒消油剂，喷洒速度 1.13t/h
14	储油罐（10m^3）	个	20	12	用于海上溢油回收后的储运
15	多功能清洗设备	套	1	8	用于清洗收油机等机械设备
16	拖轮	艘	2	-	租赁、改造，费用不计入本次投资
17	围油栏布放艇	艘	1	50	用于布防围油栏
18	卸载泵	套	2～3	100	防爆型，总卸载能力不小于 300m3/h
总计		1661.25 万元			

表 8.7-75　　原油码头工程人员防护设备

项目	名称	数量	单价（元）	费用（元）
1	防火隔热服	4 套	3500	140000
2	重型内置防火太空服	4	3500	140000
3	杜邦防护衣	20	150	3000
4	空气呼吸器	20	2500	50000
5	防毒面具	20	110	2200
6	护目罩	20	400	8000
7	防尘口罩	20	30	600
8	耐酸碱手套	20	85	1700
9	安全鞋	20	60	1200
10	吸收材料（消防砂）	2		2000
11	泄漏处理桶	10	50	500
12	塑料软刷	10	10	100
13	救生艇	2	20000	40000
合计		389300		

b)　　产品码头

产品码头溢油应急设备配备及投资估算见表 8.7-76。

本项目专门配备了多功能浮油回收船，该船舶采用单体船型和舷侧对称设置内置式收油机安装形式，该船主要要用于近海船舶溢油事故的应急处置，包括溢油回收、临时储存等，并兼顾溢油围控、消油剂喷洒、应急辅助卸载、溢油监视和重点污染源监护等功能。也可用于水上交通巡逻、监视等作业。

该船装置整体满足 CCS 中国船级社《钢质海船入级规范》(2006 版)的规定进行设计和制造，并满足 SOLAS 等国际公约、ISO 标准及行业标准的规定及要求；并满足 CCS 关于 A 类浮油回收船的规范要求。

溢油应急作业人员不可避免地要暴露于危险面前，必须配备应急人员防护设施以有效地保护应急人员。

表 8.7-76　　产品码头工程溢油应急设备配备及投资估算总表

序号	应急设备名称	单位	数量	价格（万元）	备注
溢油监视设备					
1	溢油监测报警核心业务软件系统	套	1	30	主要包括：远程监测系统/信息管理系统/溢油应急响应系统/电子海图显示系统
2	系统支持平台	套	1	8	主要包括：数据及应用服务器、操作系统、数据库软件、网络路由器、杀毒软件、通讯接收设备、电子海图数据等

3	溢油探测器	个	7	245	采用脉冲光波探测技术探测监视水上溢油
4	声光报警装置	套	7	1.75	采用警用报警装置，能最大程度的体现报警的及时性和生动性
5	综合数据采集传输仪器	套	7	21	具有数据采集（包括图像信息）、通讯传输、联动控制及彩信报警功能
6	安装辅材与线缆	-	-	7	包括升降器及各种线缆
溢油围控清除设备					
1	海洋型充气围油栏（含充气动力装置）	米	1000	150	主要用于开阔水域溢油的围控和收油机作业时的导流，同时可用于深水区敏感资源的保护
2	岸滩围油栏	米	200	60	岸滩围油栏主要用于保护特殊敏感岸线
3	防火型围油栏	米	2100	420	用于对易燃油品的围控，配合燃烧等清除方式处理溢油
4	固体浮子围油栏	米	2400	96	主要用于日常营运永久性布防
6	围油栏清洗装置	套	1	14	可清洗使用后的围油栏
7	真空式收油机（10～30m^3/h）	套	2	44	应对小型事故，机动灵活，便于在狭小水域或岸边作业
8	中型动态斜面式收油机（30～60m^3/h）	套	1	170	应对较大的溢油事故或在气象情况不佳时在港湾内和近岸使用
9	堰式收油机（10～30m^3/h）	套	1	110	可兼做卸载泵
10	吸油毡	吨	5	10	用于中低粘度溢油的快速吸收
11	环保型消油剂	吨	4	8	可消解中低粘度的溢油
12	船用消油剂喷洒装置	套	5	10	用于喷洒消油剂，喷洒能力 0.5t/h
13	储油罐（10m^3）	个	13	7.8	用于海上溢油回收后的储运
14	油拖网（总容量 6m^3）	套	2	7	用于高粘度溢油的回收，也回收使用过的吸油材料或凝结的油块
15	多功能清洗设备	套	1	8	用于清洗收油机等机械设备
16	多功能浮油回收船	艘	1	3000	具备综合清污和储运能力的应急专用船舶
17	拖轮	艘	2	-	租赁、改造，费用不计入本次投资
18	围油栏布放艇	艘	1	50	用于布防围油栏
19	卸载泵	套	2～3	100	防爆型，总卸载能力不小于 300m^3/h
总计		4577.55 万元			

表 8.7-77 人员防护设备（产品码头）

项目	名称	数量	单价（元）	费用（元）
1	防火隔热服	4 套	3500	140000
2	重型内置防火太空服	4	3500	140000
3	杜邦防护衣	20	150	3000
4	空气呼吸器	20	2500	50000
5	防毒面具	20	110	2200
6	护目罩	20	400	8000
7	防尘口罩	20	30	600
8	耐酸碱手套	20	85	1700
9	安全鞋	20	60	1200
10	吸收材料（消防砂）	2		2000
11	泄漏处理桶	10	50	500
12	塑料软刷	10	10	100
13	救生艇	2	20000	40000
合计		389300		

由可知，本项目应急设备总投资约6320万元。为了保证所配备的应急反应设备设施能够发挥应有的作用，必须建设应急反应设备库，加强设备的养护和应急演练，并与区域应急反应系统的建设和应用相衔接。

c) 根据大连事故经验和本项目货物特点分析应急措施和应急设备的适用性

大连溢油事故污染清除，采用人工回收措施（渔船收油对策）发挥了较大作用，因此将其列为可采取的应急措施之一，但需做好个体保护措施；采用溢油分散剂时，需注意其适用条件。

本项目原油粘度较大，密度较高，资料表明，采取泵抽吸回收和收油网回收，在一定条件下使用聚油剂、凝油剂，是较为有效的措施。对于二甲苯，美国产麦克苏、索科罗强力吸附剂等是对化工品普遍适用的吸附剂。

本项目应急设备配备考虑了油拖网、吸附剂和人员防护设备等，本评价根据《港口码头水上污染事故应急防备能力要求》（JT/T451-2017）配备应急设备的基础上，根据重油、柴油、二甲苯等泄漏物质的特征，建议建设单位配备适当的真空泵、污水泵等、聚油剂、凝油剂、美国产麦克苏、索科罗强力吸附剂等。相关措施使用条件如下所述。

此外，业主需制定人员培训和应急演练计划。近年相关单位对溢油环境预警与应急决策进行研究，并开发出溢油环境预警与应急决策支持系统，该系统在论证可行并适合项目所在海域的情况下，建议业主予以考虑。

①人工回收措施

一旦发生溢油事故，在一定条件下，采用人工回收措施（渔船收油对策），但须做好个体保护措施。采用人工回收措施，主要当水面少量溢油已经受控且油膜较厚或结块时，可以利用人工配合其他设备进行回收。这是主要利用的工具为小桶、自制撇油工具、人工收油网等，尽量将浮油回收，同时可以利用吸附材料清除较薄油膜或浮油。在固定码头或少量受控浮油回收中，人工回收已经被证明是一种有效的方法。应就现场工具的使用、撇油要领等进行员工培训。人工回收要充分考虑人员的健康防护措施。

②溢油分散剂适用条件

溢油分散剂主要用途为使油膜分散成不再聚结的小液滴，加速液滴沉降、自然分散和自然降解过程。化学溢油分散剂对较厚油层效果较差，主要用于少量溢油油膜较薄，或大型溢油处理后期，加速剩余油膜分散、沉降和降解。冬春气温较低时使用效果较差，平静水面的使用效果较活动水面差，当海上风浪较大时更有利于分散剂发挥效果。对于大面积溢油，采用控制喷洒效果较好。对于围油栏失效、撇油器无法有效工作时，各种形式的分散剂喷洒可能是处理浮油的惟一有效选择。

溢油分散剂使用应根据油种、气温、海浪等条件，结合使用说明书确定适宜的调合比例，争取取得较好分散效果同时尽量节约分散剂使用量。

但分散剂如若使用不当，可能会对水体造成二次污染，甚至对海洋生物资源造成破坏，因此溢油分散剂的使用必须严格遵守有关规定。有关法律、法规规定溢油分散剂的使用必须先书面向主管部门申请，并附送溢油分散剂《产品型式认可证书》，在得到主管部门批准后方可应用，不得私自使用。

由于本码头水域开阔，水深条件较好，水体交换能力强，在其他手段无法有效控制和清除溢油时，且不使用的后果可能大于使用不良后果时，应可以考虑使用溢油分散剂。

使用或不使用分散剂的建议见表 8.7-78。

③泵抽吸回收

在水面少量溢油并得到有效围控时，可以用小型船舶配合移动齿轮泵、螺杆泵、真空泵、污水泵等对浮油实施回收。一般气温在 30℃以下时，可以起到较好效果。

表 8.7-78 溢油分散剂适用条件

水域或敏感区	建　　议
1. 开阔的水域，水深在 20m 以上	A. 可以使用，并且可能是较好的办法
2. 封闭的海湾和海港 3. 与不稳定的潮间带的相邻水域 4. 与海滨相连的水域 5. 近岸沙滩、卵石、沙砾区	B. 使用是减轻溢油的一种可行方法，但要求水体交换能力和水深条件较好。和其他方法同时使用效果可能会更好。
6. 红树林 7. 沼泽地 8. 鸟和海洋哺乳动物的栖息地 9. 盐滩 10. 海草床 11. 潮间带、海草床 12. 隐蔽的岩石性潮间带 13. 隐蔽的卵石海滩 14. 卵石 15. 流沙	C. 原则上不宜使用分散剂。但在某些情况下允许使用，如在那里使用分散剂可被潮水充分冲洗，为了避免油对这些环境的长期影响，使用分散剂可能被批准。如果溢油的威胁对一处或几处敏感区有长期影响，可以考虑使用分散剂。

④收油网回收：对于气温较低时（15℃以下）的中高粘度浮油，收油网也是一种比较好的选择。此时溢油在水面上将结块，撇油器很难达到较好效果，而收油网则可成团、成块地俘获浮油并吊至回收船或回收容器内。最简单的收油网是渔网，也有专门制作的船用和手动收油网。建议本原油码头配备手动收油网，并制定操作规程，培训员工。

⑤聚油剂

聚油剂可以增加油膜内聚力，使油膜收缩到最小面积，配合围油栏和/或吸油拖缆，可以较好地将溢油控制在较小的特定水域，便于回收或燃烧处理。聚油剂是一种溢油处理的有效手段。聚油剂对于中高粘度油有较好聚集效果，且本地常年气温适于聚油剂发挥作用。聚油剂可以用船舶喷洒、人工喷洒和空中喷洒，喷洒装置和方法类似于溢油分散剂。但必须在溢油尚未影响到的水面使用，一般围绕溢油成封闭喷洒，以形成化学围油栏隔离带。聚油剂不能和分散剂同时使用，但如配合使用凝油剂效果会更好。

⑥凝油剂

凝油剂又称油固化剂，是一种使溢油胶凝成块状物的固体粉末化学制剂，胶凝后的溢油成块漂浮于水面，便于机械回收，是一种有效地安全的防治溢油污染的化学处理剂。尤其在海况特别恶劣，无法实施其他处理方法时，应用凝油剂可作为一种独立的有效处理方法。

凝油剂适用于海水，环境温度越高效果越差，但海水中一般都可以应用。

液体凝油剂喷洒方法是用泵把海水吸起并与凝油剂一起喷洒到溢油表面利用水力冲击、波浪、船舶搅动和/或人工搅拌，使凝油剂和溢油充分混合，最后再清除凝油胶块。

⑦岸线油污清除手段

如果油污扩散到岸线，应根据不同情况采用高压水冲洗、喷洒溢油分散剂、浇洒石灰粉、吸油毡等吸附材料粘吸等，但必须注意清除后的材料回收，避免二次污染。

A.对于岩石岸线，一般溢油不会深入到岩石内部；

B.对于沙质岸线，岸边沙子可能会吸附一部分油品，可能影响时间较长；

岸线油污清除一般分三个阶段进行：清除大片油污、清除滩涂油污和最后清洁。第一阶段清除主要综合利用撇油器、泵、真空设施、铁锹和同等人工和/或机械方式进行，真空抽吸浮油是一种较好的方法。在配备真空泵系统时应考虑留出专用接口，并配备足够长度的固定和/或移动管线及吸附接头。第二阶段主要清除渗入沙滩的溢油和清除粘油沙子，此时可能用到撇油器、泵、真空系统和锹、桶等设备或工具。第三阶段可用吸附材料和/或得到许可时使用溢油分散剂作最后清洁。

在经过第一阶段处理后，对于岩石岸线宜按下述方法处理：岩石表面小空洞较多，溢油可能进入这些小空洞，岩石可能被溢油粘附。水线以上的中高粘度重油油膜经日晒和自然蒸发后可能形成较难清除的油膜，但随着时间延长，潮汐不会将这些油膜大量带回海中，远期对水域的污染并不严重。岩石水线以下粘附的溢油，应首先清除掉，因为这会对岩石生态产生较大影响。因此，岩石粘附油膜清除应先从水线以下开始，综合采用高压水冲洗、人工擦拭、喷洒分散剂、吸附材料吸附、岩石下方沙子置换、自然复原等手段。然后再用类似方法处理水线以上油膜，对于已经干结的油膜可用轻柴油等擦洗，经吸附材料吸附后自然复原。

经第一阶段处理后，渗入沙滩的溢油必须立即处理。由于本码头原油为中高粘度重油，多会以较稀的油层形态表层粘附沙子（夏秋季节）和凝油块粘附沙子两种形式出现。以稀油粘附沙子形态出现时，涨落潮会不断带油入海，因此首先要将粘油沙子尽可能铲挖运走或临时堆到最高潮位也无法到达的现场开挖坑中，然后用沙子重新铺垫或在涨潮前喷洒分散剂，反复几次就可以清除沙

滩渗入溢油。注意堆放在现场的粘油沙子必须在降雨前全部清运走，防止雨水带油造成二次污染。

进行岩石、沙滩粘油清除时，最好在作业区段外侧适当距离布放小型围油栏或吸油拖缆，以保证岸线清除活动不会对干净水域造成新的污染。

⑧二甲苯吸附剂

对于二甲苯，一旦发生泄漏，在需用到吸附剂时，建议采用对化工品普遍适用的是美国产麦克苏、索科罗强力吸附剂等。

吸附剂（漂浮性吸附材料吸附回收）作为吸附材料，其使用条件为：通常用于少量水面溢油吸附清除，或者用于大型溢油事故的处理后期。

8.7.7.3.3 设备库方案

考虑到本项目的应急需要及本项目目前在揭阳港总体应急中的重要地位，建议本项目建立应急设备库，在满足常规设备存放的基础上，保障本项目范围内各种规模事故应急需求，为区域应急体系的建立贡献力量。

（1）设备库的概念

溢油清污基地设备库是流动性和固定式存放溢油清污设备的特殊库房，用于储备性能和类型适宜本地区环境条件的溢油清污设备及其配套设备、零配件、备件、维修设备、装卸运输设备、通讯联络设备、堆存及防风防雨设施等。

（2）设备库应急反应流程

借鉴国外设备库的成功经验，设备库应急设备采取集装箱储运方式，通过正面吊将装有应急设备的集装箱放至应急船或车，送至目的地。

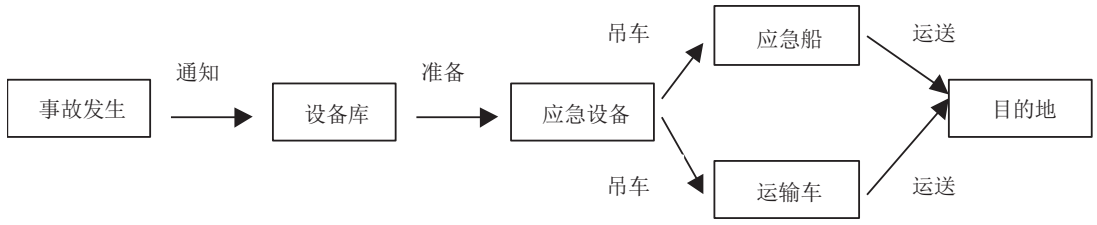


图 8.7-96 设备库应急反应流程示意图

（3）设备库的建设规模

根据本项目运营特点以及应急设备配备的情况，本项目设备库规模首先需能满足应急设备的储备要求。其次，为保证应急行动的快速，需要预留出足够的空间便于设备的装卸。再次，有必要培训一支专门的应急队伍，对设备库的设备进

行日常维护。

由于本设备库采用集装箱储备应急设备的方式，因此将大大节省占地面积。具体占地面积和位置可根据码头具体建设情况合理安排。

（4）设备库配套设备

主要考虑应急设备的运送、溢油回收系统的依托、应急行动的通讯，需配备配套设备及功能见表 8.7-79。

表 8.7-79　　配备配套设备及功能

设备名称	功 能	配备方式
拖轮或航标船	运送应急设备，装配溢油回收系统及围油栏等，同时应急行动进行中，可作为事故现场的临时指挥部	可租用或购置旧船进行改装
集装箱牵引车	进行应急设备路上运输时使用	集装箱码头已经配置
卫星通讯电话和防爆型对讲机	船上配备的通讯设备，用于工作时与地面总部联系，以及清污船之间的联系，要求通话质量好，信号接收能力强	购置

（5）设备库布局方案

建议本项目产品码头和原油码头各设一座备库。根据使用功能的分析，本项目设备库平面布置应考虑以下因素：

1）便于本码头日常污染防治和小规模事故应急中对应急设备的使用（例如：日常对码头作业船舶布设围油栏）；

2）确保大中型污染事故应急时应急设备设施装卸运输的便捷通畅；

3）还应避免应急设备库的日常管理、应急设备的维护与与码头正常作业的互相干扰；确保设备库及其他码头设施的安全。

基于以上考虑，建议设备库设备库设于集装箱船泊位后方或集装箱堆场内，便于应急行动迅速实施。布局要求如下：

1）应急设备采用集装箱（或特制箱型）分类存放，便于搬运，有助于提高应急反应速度。

2）设备库内建设一库房，用于存放撇油器、取样设备、油囤、设备零部件等。本库房同时可以作为设备维修车间使用。

3）库区内设一办公室，用于工作人员办公休息。同时，可以布置溢油监控系统。

4）库区需常备正面吊一部、集装箱牵引车一辆。

5）本布局方案可充分利用已有集装箱堆场，具体方案可根据码头具体建设情况进行设计。

8.7.7.4 敏感目标保护措施

（1）明确主要敏感环境资源保护顺序

本项目所在海域主要环境保护目标包括自然保护区、海水养殖区。建议根据《南海海区溢油应急计划》中对敏感资源保护次序的划分原则（表 8.7-80）以及事故预测结果，确定本项目敏感环境资源的优先保护顺利。本项目海洋环境保护目标优先次序为：保护区>养殖区>濒危动物栖息地>潮间带生物>度假旅游区>海岸。

表 8.7-80　　环境敏感区和易受损资源的保护次序

环境敏感区和易受损资源名称	保护次序	环境敏感区和易受损资源名称	保护次序
自然保护区	1	湿地	7
饮用水和工业用水	2	名胜古迹、旅游和娱乐场所	8
水产基地和海洋自然水产资源	3	农田	9
盐田	4	各种类型的海岸	10
濒危动植物的栖息地	5	船舶和水上设施	11
潮间带生物	6		

（2）保护措施

污染事故发生后，为防止污染事故对环境保护目标的伤害，应极力防止溢出物靠近环境保护目标，应立即根据事故情况采取环境保护目标防护对策。一旦发生污染事故，应第一时间通知并协助保护目标管理部门采取保护对策。并及时报告主管部门（海事局、环保局、海救中心、公安消防部门等），并采取相应级别的应急预案，组织应急力量，调用清污设备实施救援。

可采用在保护区周围敷设围油栏封闭保护目标周围海域或在海上阻隔油膜、或改变油膜漂流方向，使之避开敏感目标。

为了确保保护目标能够得到及时的防护，应建立与保护目标管理机构和应急管理机构的应急联络机制。重点保护目标海域附近应配备一定数量的围油栏等防护设备。

8.7.7.5 库区火灾爆炸事故引发码头污染事故的预防措施建议

建议码头后方库区严格制订和落实事故风险防范措施，根据环境风险排查的有关要求，严格遵守油库设计规范，采用围堰、储水沟、事故池三级措施确保发生事故时油品、化工品及消防水不进入海域环境。在落实围堰、储水沟、事故池建设维护的同时，做好与区域应急力量联系的准备。

8.7.7.6 设备配备应对措施可行性及海域环境风险可控性分析

8.7.7.6.1 设备配备应对措施可行性分析

本项目应急反应的重点应对港内海域发生的小规模污染事故（可应对10~50t以下规模溢油事故），同时与国家、社会力量和本港区其他码头共同承担主航道、锚地等公共水域发生的中大规模（>50t规模的溢油事故）的船舶污染的风险。本项目和该海域的应急设备配备可应对的事故规模汇总见表 8.7-81，可知本项目应急设备配置可满足本项目港内海域发生的小规模污染事故的应急要求，企业外部依托、区域联动应急响应能力亦基本能满足揭阳海域主航道、锚地等公共水域发生的中大规模（50~1000t规模的溢油事故）的船舶污染事故。

表 8.7-81 本项目和该海域的应急设备配备可应对的事故规模汇总表

类别	现有（t）	拟配置（t）	到达时间
本项目	/	500	2h 内
揭阳	28	550~1000	4h 内
广东省境内	5300	1200	40h 内
海口、钦州	1000		72h 内

本项目及周边应急设备配备要求可满足本项目的应对目标要求。应急设备到达时间亦满足《港口码头水上污染事故应急防备能力要求》（JT/T451-2017）响应时间要求。

8.7.7.6.2 海域环境风险可控性分析

（1）大中型事故发生概率较小

根据前面分析，10吨以下、10～100吨、>100吨事故发生概率分别为0.3次/年）、0.1次/年（约10年一遇）、0.01次/年（100年一遇）。

可知，大于10t的泄漏事故发生概率较小，对于较可能发生的操作性事故，本项目配备的应急设备可独立应对。

（2）可围控性

原油码头进出港船舶数量较少，原油码头常备围油栏，作业时布设围油栏后方进行卸船，可控制装卸作业可能导致的溢油事故油膜漂移。

对于进出港船舶较多的产品码头区，将形成环抱式港区，在港区作业时布设围油栏，对于较可能发生的操作性事故，环抱式港池较容易围控，出现事故时在口门设围油栏，可控制油膜向外漂移。

本海域的环境敏感目标主要有三类：养殖区、自然保护区、度假旅游区，其中滩涂养殖区主要在湾内分布，另一种养殖方式为高位养殖，如发生溢油时停止取水可避免对养殖品种的影响；对于较敏感的是自然保护区和度假旅游区，已考虑配备围油栏等进行防护。

（3）应急设备配备可满足最可能发生的事故的应对要求

本项目的应急设备配备从严要求，可应对500t的事故，符合可操作性事故的配备要求。

根据导则，海损性事故最可能发生的泄漏量为5950t，广东境内的应急设备配备可应对6500t的事故。应急设备配备可满足最可能发生的事故的应对要求

（4）海洋生态系统可修复性

海洋环境风险事故发生后可能对海洋生态环境造成很大的影响；从资料可见，事故发生后海洋生态系统在第2年可逐步恢复，鱼类资源恢复期3～7年。

在事故发生后需采取相应的补偿措施和修复措施，进一步加快海洋生态系统的恢复。

从以上几方面而言，在严格落实相关风险防范措施和应急设备配备方案的基础上，本项目海域环境风险是可控的。

当地政府应建立揭阳港海域环境风险防范、应急联合体系，统一调配使用海域风险防范资源，分析并优化港口、航道布局和危险物质运输方式，加强应急演练与区域联动，提高突发风险事故应急处理能力。

8.8 海洋环境保护对策和措施

8.8.1 施工期污染防治与环境保护对策和措施

8.8.1.1 海洋生态环境保护措施

（1）主要影响环节

本次变更工程施工期间对海洋生态环境产生影响的主要环节为：疏浚作业和水工建筑物建设。

（2）拟采取的生态环境保护措施

主要包括以下几个方面：

①合理安排施工进度，注意保护生态环境敏感目标

施工单位在制定施工计划、安排施工进度时，应充分注意到附近水域的生态环境保护问题，尤其疏浚施工时应尽量避开经济鱼虾类（3～8 月）和保护物种（4～10 月）的主要繁殖育苗季节。

②生物栖息地的保护措施

对水生物栖息地造成影响的作业包括底质开挖和水工建筑物建设引起的底质扰动和泥沙再悬浮等。施工作业应预先制定合理的施工计划，安排好挖掘位置和进度，在限定的施工范围内作业，减少对生物栖息的底质环境的扰动强度和范围，尽量减少对底栖生物的影响。

③控制泥沙再悬浮的范围和强度

水体中悬浮物含量增加，将影响浮游生物的正常生长与发育，为减小对浮游生物和渔业资源的影响，应控制泥沙再悬浮的强度和范围，如使用带集泥罩的绞吸头进行绞吸疏浚施工，可有效控制水域疏浚对水环境的影响。

④建设单位应做好施工前的宣传教育活动，对于施工过程中可能出现的大型野生生物，严禁施工人员捕猎，遇有密集种群应尽可能设法予以避让。

⑤为减小对水生动物的干扰，应对水下噪声加以控制。对打桩等噪声大的施工作业，应在作业开始初期只发出轻声，待水生动物避开后才进入正常的施工工作。另外，也可以控制船舶的发动机噪声和其他设备的噪声。

⑥水工工程施工将对工程区域内的海洋生物资源造成一定程度的破坏，通过生态补偿的措施达到减小工程对海洋生物资源的影响。建议由业主与揭阳市海洋

渔业部门协商制订增殖放流、人工鱼礁维护、跟踪监测、岸线修复等方案，协商建立海龟和鲎保护的区域联动和跟踪监测计划。所需经费从生态补偿费列支。

8.8.1.2 施工期水污染防治措施

（1）主要污染环节

本次变更工程施工期间对水质的主要污染环节为：疏浚和水工构筑物建设过程中的底质再悬浮，施工船舶废水等。

（2）拟采取的环保措施

• 在进行港池疏浚和陆域吹填时，应有专人监督管理疏竣、吹填过程的环保问题。

• 合理安排施工船舶数量、位置、挖泥进度，尽量减少疏浚作业对底质的搅动强度和范围。

• 必须有严格的施工操作制度，开工前应对施工设备，尤其是挖泥船的泥舱门进行严格的检查，发现有可能泄漏污染物的情况时（包括泥沙和船用油），必须修复后才可进行施工作业；在作业过程中如发现泄漏，必须立即采取措施处理。做好施工设备的日常维修检查工作，保持挖泥设备的良好运行和密闭性。

• 加强当地气象预报部门的联系，在恶劣天气条件下应提前做好施工安全防护工作或停止施工作业，避免造成船舶事故。

• 利用现有的溢流口，疏浚吹填作业时，对悬浮物进行跟踪监测，建立超标警报制度。若溢流口监测浓度超标，应增设子埝，使得泥浆在围埝内有足够的沉淀时间，保证溢流水的悬浮物浓度达标。

• 采用临时环保型流动厕所对施工队伍生活污水进行处理。

• 施工船舶的生活垃圾、生活污水、含油废水由有资质的接收船接收处理。

以上措施在一些港口、航道工程实施后能达到预期效果，因此本工程采取以上环保措施在经济技术上可行。

8.8.2 营运期污染防治与环境保护对策和措施

8.8.2.1 水污染防治措施

（1）油船作业时布置围油栏

油船靠泊码头时在船舶的四周设置围油栏，把油船包围起来，防止可能发生的溢油漂移，溢油扩散。

（2）配备溢油回收设施

配备溢油回收及消除设施。设置收油机，可以高效率的回收水面溢油；设置溢油分散剂（消油剂）以及吸油材料（吸油毡）；配备一艘围油栏布栏船（兼作溢油回收等等多用途）。

（3）含油污水处理

船舶的压舱水和机舱含油污水，岸上接收处理。

（4）码头面的初期雨水处理

码头面的初期雨水，通过设于码头区的污水坑收集，用污水泵抽至油污水管道，排到厂区的污水处理场处理。

（5）码头地面少量油污及液体化工原料的处理

码头地面少量的跑、冒、滴油污及液体化工原料，通过码头上的污水坑收集，用污水泵抽至油污水管道，排向厂区的污水处理场处理。

（6）船舶及码头生活污水的防污染措施

①船舶生活污水，岸上接收送厂区污水处理厂处理。

②码头面设置环保厕所，码头的其他生活污水纳入厂区或中转站污水处理站处理。

（7）船舶污水防治措施

为了防止船舶污水造成揭阳水域的污染，本项目应严格执行 MARPOL 73/78 防污公约的相关要求，采取切实可行的船舶污染防治措施。具体措施包括以下几个方面：

①加强到港船舶的监管

根据 MARPOL 73/78 防污公约附则的要求，来港船舶自身均应配备含油污水、生活污水处理设备，将自身产生的船舶污水处理达标后在规定的区域排放。建设单位应督促船舶检验管理部门应加强对到港船舶污水处理设备配备以及船舶污水排放的监管。

要求到港油船和 400 总吨及其以上的非油船全部安装油水分离器并运行状况良好，10000 总吨以上的船舶安装自动停止排放系统并保护运行；大于 400 总吨的非油船设置简易油水分离装置和残油储存柜，推广燃油、润滑油回收技术。禁止到港船舶在近岸海域排放机舱舱底污水和货舱压载水等，重点加强对没有排

油监控系统油船的监控。

严格控制到港船舶压载水量，要求万吨级到港船舶配有过滤设施和紫外灭活装置。

200 总吨及以上的船舶及经核定载运 10 人以上的船，必须安装生活污水处理装置。监控船舶生活污水排放情况，应在距最近陆地 4 海里以外排放。本项目到港船舶在揭阳海域内排放生活污水必须经主管机关认可的生活污水处理装置处理，而且排出的废水其水质指标达到标准。

船舶污水排放口实行铅封制度。建议到港船舶油污水应全部实现铅封。

②船舶污水接收、处理设施设备配备

根据即将生效的 MARPOL 73/78 防污公约附则的新要求，港口应设置能满足到港船舶需要的船舶污水的接收设备，而不致造成船舶的不当延误，因此港口经营管理部门应负责建立健全港口对船舶污水的接收装置。

油港应设有足够接收压载水的设施；有散装有毒液体物质装卸码头的港口，要完成接收含有毒液体物质的压载水等的设施建设。接收船舶污水的港口可按照国际有关污水接收规则对进港船舶污水进行收费接收处理。

根据 73/78 防污公约附则 II 规定的化学品液货船作业标准，对压舱水为清洁海水（含油浓度≤15mg/L），可按照规定排放入海（距最近陆地大于 12 海里，水深 25m 以上）。且根据 IMO 的规定，随着船舶向双层壳、双层底的设计发展，将使用专用压载舱装置排放清洁压舱水，而需港口接收的有液货污染的压舱水排放将越来越少。要求业主逐步过渡到不接受无专用压载舱的船舶到港。

本项目含油的**船舶压舱水、机舱含油污水、船舶生活污水**，由有资质的船舶接收处理或岸上接收处理。万吨级以上的成品油船一般自身带有油污水处理装置或有专用压载舱，不需要接收，本工程只考虑接收5000DWT成品油船的压载水。

对于**清洁压载水**，万吨级船舶一般配备过滤及紫外灭活装置，本项目不考虑接收万吨级船舶的清洁压载水，但要求符合以上条件的船舶方可进港装货。对于千吨级的清洁压载水，设置处理能力为 100m^3/h 的紫外线消毒杀菌装置一套，该装置有两部分组成，过滤单元和和紫外线消毒单元。

产品码头后方陆域设一座有效容积 1800m^3 的含油压载水储罐存储含油压载水，含油压载水经紫外线消毒单元处理进行生物灭活后，通过污水泵送至厂区污

水处理装置处理。在产品码头后方陆域设置 1800m^3 清洁压舱水储罐一座，储存清洁压舱水，清洁压舱水经紫外线消毒单元处理进行生物灭活后排放。生物灭活处理单元设计处理能力为 100m^3/h。

码头需预留压载水上岸接收管道。

③建立和完善船舶污染防治管理体制

a. 进入港口的油船、散装有毒液体物质船，船上应配备应完善“船上溢油应急计划”或“船上有毒液体物质溢漏应急计划”，并加强对船上人员的培训和演习训练的监督。

b. 到港油类及散装有毒液体物质船舶需完善“程序与布置手册”，装卸货物严格按程序规定操作。

c. 到港船舶要有在航更换压载水记录，以防止远洋轮的外来微生物入侵。

（8）维护疏浚

码头工程维护疏浚应避开海洋主要经济鱼类和保护生物产卵、洄游期。维护疏浚应尽可能安排在冬季。

8.8.2.2 固体废弃物处理措施

（1）陆域垃圾

港内配备清扫车、垃圾运输车、垃圾桶（箱）等设备，收集港区固体废弃物，运至城市垃圾处理场集中处理。

（2）船舶和码头固废物

一般码头和船舶垃圾陆上接收处理，来自疫区的船舶垃圾需委托有资质的单位进行消毒处理。少量的含油和化工品抹布、废机油与厂区同类废物由有资质的单位接收处理。

施工期部分疏浚物及维护疏浚物拟进行海抛，疏浚物处置的抛泥区选划工作应尽快开展确定。维护疏浚作业前业主需到相关部门办理海抛手续。

除此之外，本评价提出以下几个要求：

• 培训职工，增强环保意识，自觉遵守公共卫生。

• 不得随意向河上扔废物。

• 根据《沿海船舶铅封管理规定》的相关要求，船舶的残油、废油、垃圾禁止排入水体，港口码头应设置船舶残油、废油、含油废水和船舶垃圾等废弃物的收集设施。

8.8.3 海洋环境保护与补偿、修复措施

（1）费用估算

变更工程的建设与营运会对海洋环境（包括海洋生态和岸线稳定）造成一定的破坏，建设单位应根据影响的情况作出适当的经济补偿。

原环评补偿总金额为 3943.4 万元；本次变更后新增的生态和生物资源损失约，新增补偿金额约 212.1 万元；合计约 4155.5 万元。

原环评应急设备总投资约 7036.16 万元，本次变更环评根据相关规范要求重新核实后应急设备配备总投资约 6320 万元。

（2）海洋环境补偿和修复措施

目前生态补偿措施包括：资源增殖放流、海洋牧场（含人工鱼礁）建设、底播增值、保护区建设（含保护生物资源调查和监测）、岸线修复等，具体的补偿方式与主管部门商议确定。

本评价建议本项目导致的海洋生物损失补偿费用应用于人工放流、人工鱼礁和保护区保护与监管、岸线修复、海洋环境跟踪监测等。有关具体的海洋生物资源和渔业资源补偿方案，评价单位建议在项目核准后，由建设单位与主管部门协商，明确补偿金额、补偿计划、具体实施单位等，并将此具体方案报环境保护部备案，便于项目环境保护设施竣工验收。

对于目前普遍采用的生态补偿措施——放流，由揭阳市渔业监测站进行放流，放流地点设在前詹人工鱼礁区或邻近保护区内。根据海域渔业资源现状调查结果，结合目前评价水域的主要放流品种，并重视对底栖生物多样性恢复的辅助作用。

8.8.4 岸滩跟踪监测和修复措施

根据岸滩演变专题报告的预测结果，西防波堤以西的自然岸线可能发生侵蚀；考虑到岸滩演变发生的机制复杂、影响显现的周期长，建议在西防波堤建成后开展岸滩变化跟踪监测，并以依据跟踪监测结果和预测结果为依据，制定具体的岸滩修复措施。

8.8.4.1 建议岸滩监测计划

（1）岸滩地形断面监测

包括自现状岸线至水下-10m 水深的固定断面 8 条，断面位置以西防波堤为

起点往西每 500 米一条，监测岸段 4km。监测频率为每年春季和秋季各一次，若遇台风浪明显影响加测一次。

（2）沉积物采样

在固定断面的高潮滩和低潮滩附近，每次监测各采集一个地质样品，并进行粒径测试。

（3）现场地貌调查

与岸滩断面测量同步，每年春季和秋季各开展一次，遇台风浪明显影响增加一次，调查岸滩冲刷和淤积等地貌变化的表现，以及岸滩微地貌变化。同时掌握当地相关工程和岸滩人为活动等。

（4）岸线变化监测

在掌握岸滩断面变化的同时，同时收集购买历次岸滩调差前后半个月内成像的高清卫星遥感影响，认识岸线剖面上整体的冲淤变化情况。

（5）分析研究

根据上述断面、沉积物、地貌、岸线等方面的监测结果，每年完成一次监测研究结果分析年度报告，全面分析岸滩冲淤、岸滩沉积物粗化或泥化、剖面；岸滩剖面冲淤，以及出现上述可能变化的成因机制、与本工程的关系等，并提出相应的对策建议，为相关决策提供基础依据。

8.8.4.2 岸滩防护措施

岸滩防护措施包括：采取垂岸堤、斜岸堤、L 型堤、T 型堤、鱼尾形堤，一个或多个组合的海岸防护措施，并且与已有海滩护岸工程配合，可使原神泉湾弧形海岸直线段趋于稳定，而且减少向港区水域方向的东向输沙供沙量，可使防波堤淤积年限提升。

西防波堤下波侧的侵蚀供沙岸滩（反向输沙沙源地）海岸防护措施可参考图 8.8-1 所示鱼尾状防波堤，这种斜向延伸的人工岬角及其空间结构型式，消浪效果好，有利于弧形小湾的平衡和稳定，其目的是稳定侵蚀供沙岸滩，减少反向输沙量。同时，软硬共济的形态美观，达到海滩养护的工程效果。既缓解了直线段海滩长期缓慢侵蚀状态对未来产品码头工业园区的后顾之忧，也可作为未来港口工业区的休闲度假之优良场所。



图 8.8-1　　防波堤下波侧侵蚀岸滩护岸工程示例图

8.8.5　疏浚物处置措施

本次变更原油码头疏浚物产生量约 598.8 万 m^3，其中 5.7 万 m^3 万礁渣上岸利用，其余全部外抛。抛泥区选划另立专项，不在本次评价范围。抛泥区选划工作已经启动，将在疏浚施工前完成选划工程。

产品疏浚物产生量为 936.3 万 m^3，其中 334.3 万 m^3 用于港区填海工程回填，601.6 万 m^3 外抛。抛泥区选划工作作为单独专题目前已经开展，不属于本评价内容。

8.9 清洁生产

本项目废水排放作为主体工作的重要组成，其清洁生产及污染防治措施与主体工艺紧密相连，本专题不再赘述。在此主要介绍码头工程的相关内容。

8.9.1 施工期清洁生产分析

本工程施工期对环境的影响主要是填海、疏浚吹填作业和水工建筑物施工等对海水水质和生态环境产生影响。

本次变更工程施工对环境的影响主要是疏浚和水工建筑施工对海水水质和生态的影响。考虑到本次变更工程的施工工艺没有变化，而近年来海上施工的工艺水平变化不大，因此变更工程的施工期的清洁生产水平和原环评阶段基本一致：

本工程拟采用的疏浚吹填工艺可有效减少悬浮物的产生与影响，符合清洁生产的要求。此外疏浚物用于吹填造陆，既充分利用疏浚物，减少回填外购土方量，又可避免疏浚物外抛对海洋环境的影响，亦符合清洁生产的要求。

8.9.2 营运期清洁生产分析

（1）评价指标

根据清洁生产的一般要求，清洁生产指标原则上分为生产工艺与装备要求、资源能源利用指标、产品指标、污染物产生指标（末端处理前）、废物回收利用要求和管理要求等。

目前，国家尚无港口仓储业的清洁生产指标体系，根据港口仓储行业的特点，本评价将生产工艺与装备、能源利用、污染物产生指标和环境管理等方面作为评价指标进行清洁生产水平分析。

（2）固体化工品码头

目前我国尚无有关散货运输清洁生产水平的国家标准，本工程固体散货装卸工艺与专业散货码头常见装卸工艺先进程度比较结果列于表 8.9-1 中。

表 8.9-1　本工程装卸工艺与专业散货码头装卸工艺先进程度比较

工艺环节	常用装卸设备	起尘程度	防治措施	先进程度	先进措施时除尘效率
水平运输	单斗装载机 皮带机①② 转接点	较大 较小 较小	人为控制落差 密闭或设挡风板 干式通风除尘	差 先进 先进	>70%
装卸船	门座起重机 移动式装船机① 桥式抓斗卸船机②	较大 较小 较小	人工控制落差 机上设喷嘴，自动控制落差 设喷嘴，自动控制落差	差 先进 先进	>70%

注：①5 千吨级通用码头；②2 万吨级通用码头。

本工程固体散货装卸工艺与专业散货常见装卸工艺相比先进程度可达到目前国内专业散货码头采用的先进工艺，其抑尘效果较好，可将工程污染降低到最小程度。

（3）液体化工码头

液体化工码头为防止油类化工品在输送过程中泄漏对大气的污染，拟采取的措施如下：

• 采用简洁、便于操作、需要设备尽量少的工艺，减少跑、冒、滴、漏环节。

• 工艺专业选用性能、材料良好的输油设备、管道、阀门，其中采用进口的装卸臂，阀门的电动头是国际先进的。

• 根据输送介质的特点和工艺要求，在码头工作平台设置软管和管线，实行专管专用，减少损耗。

• 码头货品装卸船工艺设计上配置回气管来减少无组织废气排放量。

• 装卸臂配带声光报警系统，当船舶漂移超过允许范围时，报警系统报警，提醒操作人员采取措施。

• 原油码头装卸臂配备紧急脱离装置。当船舶漂移超过允许范围时，紧急脱离装置自动分离，断开船舶与装卸臂的连接，同时封闭船舶卸船接管和装卸臂。

《石油化工品码头装卸工艺设计规范》（JTS165-8-2007）中 6.1.6 条“装卸甲 A 和极度危害物料装卸臂前应设置紧急脱离装置”。本项目配置 4 套 ERC 系统，体现其清洁生产特点。

• 大型成品油泊位设有快速解缆钩。

• 设置闭路电视监控系统，进行远程的生产和安全监控。

• 油船靠泊码头时在船舶的四周设置围油栏，把油船包围起来，防止可能发生的溢油漂移，溢油扩散。

•运营中重视设备管线的日常维护、管理。提高设备运行的完好率，杜绝管线和阀门的跑、冒、滴、漏。

具体见表 8.9-2。

表 8.9-2　　项目清洁生产分析

项目		本项目采用的清洁生产措施	清洁生产水平分析
装备	装卸臂	按货种特性设专用装卸臂	减小风险事故发生
		装卸臂配带声光报警系统	当船舶即将漂移超过允许范围，报警系统报警，提醒操作人员采取措施。
		装卸臂配备紧急脱离装置	当船舶漂移超过允许范围时，紧急脱离装置自动分离，断开船舶与装卸臂的连接，同时封闭船舶卸船接管和装卸臂
	装卸船口和阀门区	在各装卸船口和阀门区设置隔爆型气体浓度探测器	探测泄漏情况
	码头引桥	设置紧急阀门	事故时关闭，控制事故发展。
	消防泵房	设置气体浓度报警器	当气体泄漏超过设定值时发出声光报警。
	阀门、法兰	在阀门、法兰等可能产生滴漏环节设置废液收集盘	及时回收利用，防止污染
	管线	专管专用	减少损耗
工艺	装卸船	配置气相返回管、回气管和循环管	减少损耗
	扫线	采用惰性气体吹扫化工品装卸设备	避免装卸设备内的空气与所装卸的油气混合，引起爆炸危险事故
污染物产生与控制	污水处理	泵送至厂区或中转库污水处理厂统一处理	提高处理效果
	废气	采用油气回收装置	减少污染物排放量
能耗		合理选用电力电缆，电缆保护管及桥架	节能降耗
		选用节能型高压钠灯具和投光灯具	
		栈桥、码头前沿作业区照明灯具分组布置，采用值班和工作分别控制的节能方式	
		对用户实行用电计量计费，节约用电	
		新建建筑物以自然通风为主，机械通风为辅	
管理	自控系统	采用分散式控制方式。	提高工艺的自动化水平，减少物料在输送过程中的损耗

（4）污染物处置

码头区废水收集后纳入厂区或中转库统一处理，产品码头装船采用油气回收装置，进一步减少废气污染物排放量。

（5）小结

由以上分析可知，本项目在装备、工艺、污染控制和能耗、管理等方面的清洁生产水平处于国内先进水平。

8.9.3 小结

综上所述，工程变更后所采用成熟方便的装卸工艺，在技术工艺、设备、过程控制、污染物处理等方面处于国内先进水平。要求企业建立和健全环境管理体系，同时开展清洁生产审计，找出清洁生产的技术与方法，进一步提高企业清洁生产水平。

8.10 环境管理与监测、监理计划

8.10.1 环境管理计划

环境管理计划与原环评阶段无变化，但施工期和营运期的环境监测方案有所调整，本次评价仅针对工程变更调整环境监测方案。

8.10.2 环境监测计划

8.10.2.1 监测机构与人员

在施工期，本项目不单独设置环境监测机构，其环境监测任务完全依托社会环境监测机构，具体负责常规环境监测和突发污染事故的监测等，并及时通报建设单位。但在项目建成后，建设单位应并配备相应的环境监测人员和设备，负责日常的环境监测工作。

8.10.2.2 环境监测计划

监测单位应根据工程施工期的环境监测结果编制年度监测报告，送地方环境保护局及交通局等有关管理部门。

8.10.2.2.1 涉海工程施工监测计划

本项目不同阶段环境监测内容见表 8.10-1。

表 8.10-1 涉海工程施工环境监测计划

阶段	环境要素	监测项目	监测站位	监测频次
施工期	水质	pH 值、SS、DO、COD、铜、铅、锌、镉、石油类等	在产品码头区布设 2 个站位、周边红线区各布设 1 个站位； 在原油码头区布设 2 个站位，在临近红线区各布设一个站位，在保护区布设 1 个站位	施工期内每季分别进行一次采样监测。施工结束后进行一次后评估监测。
	沉积物	铜、铅、锌、镉、石油类		施工期每年监测一次，施工结束后进行一次后评估监测
	生态生物资源	叶绿素 a、鱼卵仔鱼、浮游植物、浮游动物、底栖生物。		施工期内每年春季、秋季进行一次监测，施工结束后进行一次后评估监测。

表 8.10-2 涉海工程施工环境监测计划

站位序号	纬度	经度
S1	22° 55.163' N	22° 55.163' N
S3	22° 54.634' N	22° 54.634' N
S5	22° 54.514' N	22° 54.514' N
S4	22° 53.128' N	22° 53.128' N
S2	22° 53.091' N	22° 53.091' N
S6	22° 53.106' N	22° 53.106' N
Y1	22° 55.925' N	22° 55.925' N
Y4	22° 55.371' N	22° 55.371' N
Y2	22° 54.732' N	22° 54.732' N
Y5	22° 54.460' N	22° 54.460' N
Y6	22° 53.981' N	22° 53.981' N
Y3	22° 55.959' N	22° 55.959' N

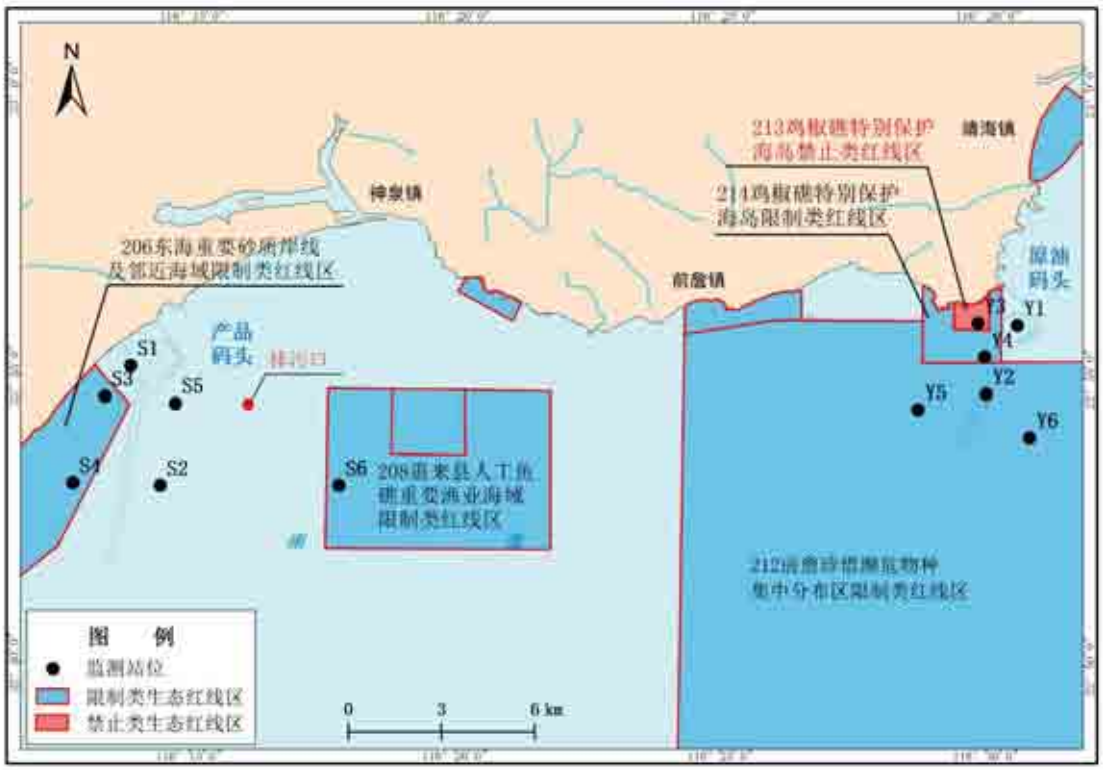


图 8.10-1 施工期和营运期码头工程监测站位示意图

8.10.2.2.2 项目营运水监测计划

（1）环境水质监测

1）纳污海域

监测常规因子：水温、pH 值、盐度、活性磷酸盐、石油类、硫化物、NO_3-N、NO_2-N、NH_3-N、非离子氨、DO、COD_{Mn}、悬浮物、Cu、Pb、Zn、Cd、As、Hg、

粪大肠菌群

监测特征因子：镍（Ni）、钒（V）、挥发酚、氰化物、苯、甲苯、二甲苯、乙苯、苯乙烯、丙烯腈、甲基叔丁基醚、乙腈、苯酚。

监测站位：根据水环境影响预测结果，水环境影响监测点位建议布设在排污口、排污区边界、邻近的海洋生态红线区。

监测频率：项目建成后五年内每年四次，分别于 1、4、7、10 月进行。待项目运行稳定且监测数据变化不明显时，可逐渐减少监测频率和点位，但监测点位不得少于 5 个，监测频率不得低于每年一次。

2）码头海域

监测项目：pH 值、SS、DO、COD、铜、铅、锌、镉、石油类等

监测站位：各布设 6 个站位（同施工期监测站位）

监测频率：项目建成后五年内每年分别于 1、7 月进行。待项目运行稳定且监测数据变化不明显时，可逐渐减少监测频率，但监测频率不得低于每年一次。

表 8.10-3　　涉海工程营运期排污区环境监测站位

站位序号	经度	纬度
P1	116° 16.087' E	22° 54.494' N
P2	116° 15.817' E	22° 54.274' N
P3	116° 15.490' E	22° 54.025' N
P4	116° 14.928' E	22° 53.563' N
P5	116° 15.795' E	22° 54.764' N
P6	116° 15.490' E	22° 54.480' N
P7	116° 14.601' E	22° 54.053' N
P8	116° 13.677' E	22° 54.324' N
P9	116° 16.108' E	22° 53.925' N
P10	116° 15.490' E	22° 53.328' N
P11	116° 16.293' E	22° 54.651' N
P12	116° 16.947' E	22° 55.134' N
P13	116° 17.587' E	22° 54.579' N
P14	116° 17.573' E	22° 53.854' N
P15	116° 16.286' E	22° 54.224' N

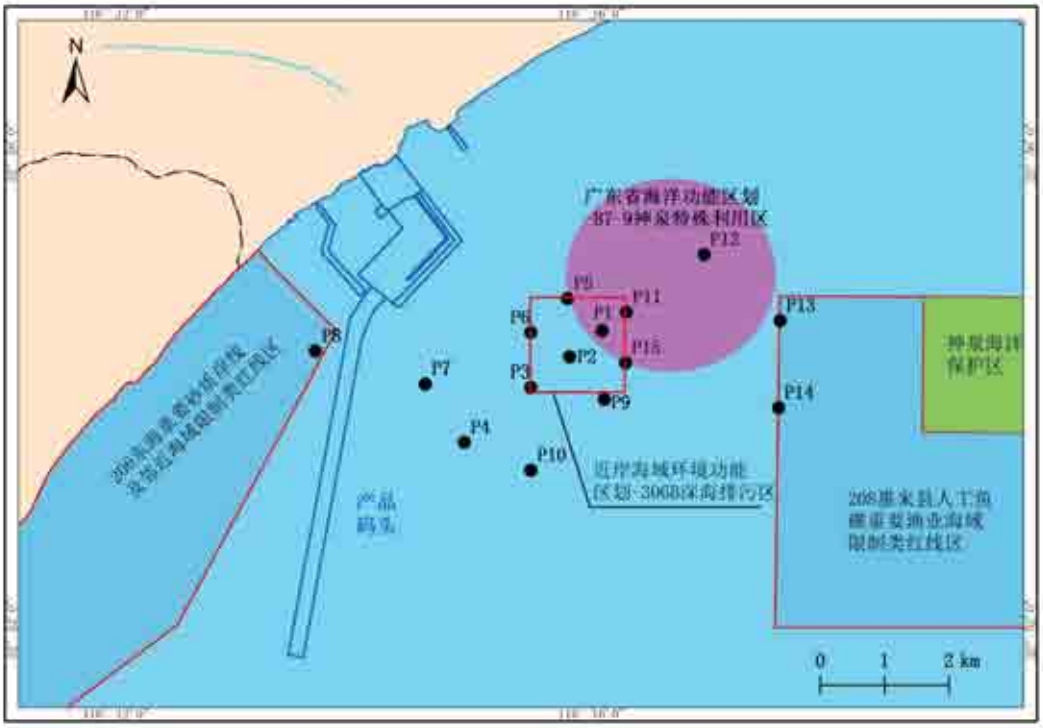


图 12.2-2　营运期排污区监测站位示意图

（2）沉积物

监测项目：

排污区：Cu、Pb、Zn、Cd、Hg、Ni、石油烃、硫化物、挥发酚；总钒、苯、甲苯、二甲苯、总氰化物、丙烯腈。

港区：Cu、Pb、Zn、Cd、石油类

样品采集地点：排污口海区（7 个）和码头港区（6 个）；

监测频率：项目建成后五年内每年 1 次，待项目运行稳定且监测数据变化不明显时，可逐渐减少监测频率，监测频率不得低于每三年一次。

（3）生物体质量

监测项目：Cu、Pb、Zn、Cd、Hg、Ni、总钒、石油烃、硫化物、挥发酚、苯、甲苯、二甲苯、总氰化物、丙烯腈。

样品采集地点：排污口海区（7 个）和码头港区（6 个）；

监测频率：项目建成后五年内每年 1 次，待项目运行稳定且监测数据变化不明显时，可逐渐减少监测频率，监测频率不得低于每三年一次。

（4）生物资源

调查项目：叶绿素 a、鱼卵仔鱼、底栖生物。

调查站位：排污口海区（7 个）和码头港区（6 个）；

监测频率：项目建成后五年内每年春、秋季各一次，待项目运行稳定且监测数据变化不明显时，可逐渐减少监测频率，监测频率不得低于每三年一次。

（5）监测记录与报告

注意积累试验数据，妥善保存原始监测记录，按要求整理好试验报告。监测数据的有效数字按分析方法的规定加以确定。修改错误数据时，保留原数字的清晰字迹，并有修改人的签字。若分析操作确有过失，数据作废。

环境监测实验室要建立健全的监测资料档案。原始记录、监测报告等分类建档，每年末对当年的监测资料进行全面整理与核实，并予归档。

（6）事故性环境监测

一旦发生对海域的事故性排放，应立即针对事故的特征污染物、pH 值、COD、石油类开展现场监测工作，每小时同步监测一次，直至达标。

8.10.2.2.3 岸滩变化跟踪监测

（1）岸滩地形断面监测

自现状岸线至水下 10m 水深的布设固定断面 8 条，断面位置以西防波堤为起点往西每 500 米一条，监测岸段主要覆盖潜在侵蚀岸段，约 4km。监测频率为每年春季和秋季各一次，若遇台风浪明显影响台风前后各加测一次。

（2）沉积物采样

在海滩高程监测过程中同时在海滩剖面不同位置，如后滩、滩肩、滩面等，采集沉积物样品，并进行粒径测试。

（3）岸线变化监测

在掌握岸滩断面变化的同时，同时收集购买历次岸滩调差前后半个月内成像的高清卫星遥感影响，认识岸线剖面上整体的冲淤变化情况。

（4）分析研究

基于海滩地形地貌、沉积物现场调查和岸线监测，分析海滩岸线变化、沉积物输移和岸滩演变过程与机制，重点分析工程后岸滩演变的影响，并提出相应的对策建议，为相关决策提供基础依据。

8.11 涉海相关规划及环境功能区划相符性分析

8.11.1 环境功能区划和海洋功能区划相符性分析

8.11.1.1 与《近岸海域环境功能区划》的相符性

（1）近岸海域环境功能区划概况

项目所在海域和周边海域近岸海域环境功能区划情况见表 2.6-1 和图 2.6-1。

根据《关于调整揭阳市近岸海域环境功能区划的复函》（粤办函[2010]473号）和《揭阳市近岸海域环境功能区划调整可行性研究报告》（报批稿），本项目产品码头区部分位于神泉港区（功能区编号 304），主要功能为港口、一般工业用水，执行三类海水水质标准；部分位于惠陆综合功能区（功能区编号 305），主要功能为港口、一般工业用水，执行二类海水水质标准（港池内执行第三类水质标准）；原油码头位于资深至石碑山综合功能区（功能区编号 302A），主要功能为港口、一般工业用水，执行三类海水水质标准。

项目依托的工业园区规划推荐排污口位于距离隆江河出海口西岸约 3km 的深海排污区（功能区编号 306B），范围为 1.4km×1.4km，主要功能为排污，执行三类海水水质标准。

（2）相符性分析

项目建设与近岸海域环境功能区划相符性分析见表 8.11-1。

表 8.11-1 与揭阳市近岸海域环境功能区划相符性分析

标识号	功能区名称	建设内容	主要功能	水质目标	相符性分析
302A	资深至石碑山综合功能区	原油码头	港口、一般工业用水	三	与主导功能中“港口用水”功能相符，不会改变水质标准
304	神泉港区	产品码头	港口、一般工业用水	三	与主导功能中“港口用水”功能相符，不会改变水质标准
305	惠陆综合功能区	产品码头	港口、一般工业用水	二（港池内执行第三类水质标准）	
306B	深海排污区	排污	排污	三	与主导功能中“排污”功能相符，不会改变水质标准

由表可知，原油码头位于资深至石碑山综合功能区，产品码头位于神泉港区和惠陆综合功能区，项目与主导功能中“港口用水”功能相符，施工过程产生 SS 的影响是暂时的，随着施工结束而消失，不会改变功能区的水质标准。

项目排污依托园区排污口，排污口位于深海排污区功能区，本项目排污与主导功能中“排污”功能相符，不会改变功能区水质标准。

可见，本项目建设与《揭阳市近岸海域环境功能区划》是相符的。

8.11.1.2 与《全国海洋主体功能区规划》的相符性

根据《全国海洋主体功能区规划的通知》（国发〔2015〕42 号）：

（一）优化开发区域。包括渤海湾、长江口及其两翼、珠江口及其两翼、北部湾、海峡西部以及辽东半岛、山东半岛、苏北、海南岛附近海域。

珠江口及其两翼海域。包括广东省汕头市、潮州市、揭阳市、汕尾市、广州市、深圳市、珠海市、惠州市、东莞市、中山市、江门市、阳江市、茂名市、湛江市（湾尾角以东）毗邻海域。构建布局合理、优势互补、协调发展的珠三角现代化港口群。发展高端旅游产业，加强粤港澳邮轮航线合作。加快发展深水网箱养殖，加强渔业资源养护及生态环境修复。严格控制入海污染物排放，实施区域污染联防机制。加强海洋生物多样性保护，完善伏季休渔和禁渔期、禁渔区制度。健全海洋环境污染事故应急响应机制。

（二）重点开发区域。包括城镇建设用海区、港口和临港产业用海区、海洋工程和资源开发区。

该区域的发展方向与开发原则是，实施据点式集约开发，严格控制开发活动规模和范围，形成现代海洋产业集群；实施围填海总量控制，科学选择围填海位置和方式，严格围填海监管；统筹规划港口、桥梁、隧道及其配套设施等海洋工程建设，形成陆海协调、安全高效的基础设施网络；加强对重大海洋工程特别是围填海项目的环境影响评价，对临港工业集中区和重大海洋工程施工过程实施严格的环境监控。加强海洋防灾减灾能力建设。

城镇建设用海区，是指拓展滨海城市发展空间，可供城市发展和建设的海域。城镇建设用海应符合海洋功能区划、防洪规划和城市总体规划等，坚持节约集约用海原则，提高海域使用效能和协调性，增强海洋生态环境服务功能，提高滨海城市堤防建设标准，做好海洋防灾减灾工作。

港口和临港产业用海区，是指港口建设和临港产业拓展所需海域。港口和临港产业用海应满足国家区域发展战略要求，合理布局，促进临港产业集聚发展。控制建设规模，防止低水平重复建设和产业结构趋同化。严格环境准入，禁止占

用和影响周边海域旅游景区、自然保护区、河口行洪区和防洪保留区等。

海洋工程和资源开发区，是指国家批准建设的跨海桥梁、海底隧道等重大基础设施以及海洋能源、矿产资源勘探开发利用所需海域。海洋工程建设和资源勘探开发应认真做好海域使用论证和环境影响评价，减少对周围海域生态系统的影响，避免发生重大环境污染事件。支持海洋可再生能源开发与建设，因地制宜科学开发海上风能。

（三）限制开发区域。包括海洋渔业保障区、海洋特别保护区和海岛及其周边海域。

海洋渔业保障区，包括传统渔场、海水养殖区和水产种质资源保护区。我国沿海有传统渔场 52 个；海洋特别保护区，我国现有国家级海洋特别保护区 23 个；海洋特别保护区，我国现有国家级海洋特别保护区 23 个；海岛及其周边海域。

（四）禁止开发区域。包括各级各类海洋自然保护区、领海基点所在岛礁等。

海洋自然保护区，我国现有国家级海洋自然保护区 34 个；领海基点所在岛礁，我国已公布 94 个领海基点。

本项目产品码头区所在海域属于重点开发区域，新增西防波堤属于产品码头的基础设施；原油码头距离石碑山领海基点约 1.6km，工程不涉及禁止开发区域。符合《全国海洋主体功能区规划》有关要求。

8.11.1.3 与《广东省海洋功能区划（2011~2020 年）》的相符性

本项目填海工程、产品码头区的码头、港池、防波堤均位于“惠来南部工业与城镇用海区”，大部分航道位于“田尾山-石碑山农渔业区”；原油码头区的码头、防波堤、港池、引桥和引堤均位于“靖海港口航运区”，大部分航道位于“珠海-潮州近海农渔业区”；项目依托的排污口位于“神泉特殊利用区”。

（1）与惠来南部工业与城镇用海区的符合性分析

惠来南部工业与城镇用海区海域使用管理要求为：1.相适宜的海域使用类型为造地工程用海、工业用海；2.保障港口航运用海需求；3.严禁在隆江河口海域围填海，维护防洪纳潮功能；4.围填须严格论证，优化围填海平面布局，节约集约利用海域资源；5.工程建设期间采取有效措施降低对神泉人工鱼礁区的影响；6.加强对围填海的动态监测和监管。

海洋环境保护要求为：1.加强工业区环境污染治理，生产废水、生活污水须

达标排海；2.加强海洋环境监测，建立完善的溢油事故处理等应急体系；3.基本功能未利用前，执行海水水质二类标准、海洋沉积物质量一类标准和海洋生物质量一类标准；4.工程建设期间及建设完成后，执行海水水质三类标准，海洋沉积物质量二类标准和海洋生物质量二类标准。

本项目为临港工业，项目填海为工业填海造地，产品码头为工业的配套交通运输工程。海域使用类型与海洋功能区划相适宜；工程涉及围填海位于隆江河出海口西侧海域，根据防洪评价报告，本项目与大南海公共码头防波堤建设完工后，不会对隆江河的防洪纳潮造成明显影响。工程围填海等用海工程经过严格论证，于 2010 年获得国家海洋局批复。工程期间建设单位委托开展了施工监理，根据相关报告成果，工程不会对神泉人工鱼礁区造成影响。因此，项目建设符合惠来南部工业与城镇用海区的海域使用管理要求。

本工程产生的生产废水、生活废水和到港船舶各类污水经过处理达标后，通过园区排海管统一深海排放。工程施工期开展环境监理，施工废水及固体废物等均得到有效处置；营运期制定了跟踪监测计划和溢油事故应急体系，因此工程建设符合惠来南部工业与城镇用海区的环保要求。

因此，项目与惠来南部工业与城镇用海区具有相符性。

（2）与田尾山-石碑山农渔业区的符合性分析

田尾山-石碑山农渔业区的海域使用管理要求为：1.相适宜的海域使用类型为渔业用海；2.严格保护石碑山角领海基点；3.保护神泉渔港、澳角渔港、甲子渔港、湖东渔港、深水网箱养殖、人工鱼礁用海需求，保障防灾减灾体系建设用海需求；4.适当保障后湖、石碑角等旅游娱乐用海需求；5.适当保障港口航运用海需求；5.经严格论证后，适当保障海上风电用海需求；6.严禁在曲清河、瀛江、隆江河口海域围填海，维护防洪纳潮功能，维持航道畅通；7.合理控制养殖规模和密度；8.保护国防安全用海要求。

海洋环境保护要求为：1.保护甲子屿、港寮湾礁盘生态系统，保护龙虾、鲍、蚕、海龟、海胆等重要渔业品种；2.严格控制源自自身污染和水体富营养化，防止外来物种入侵；3.加强渔港环境污染治理，生产废水、生活污水须达标排海；4.执行海水水质二类标准、海洋沉积物质量一类标准和海洋生物质量一类标准。

本工程产品码头区航道大部分位于田尾山-石碑山农渔业区，属于港口航运

用海，符合该功能区海域使用管理要求中“5.适当保障港口航运用海需求”。工程航道建设不涉及领海基点，对该海域其他功能如国防安全、渔港、养殖、人工鱼礁、旅游、防洪纳潮等均无影响。因此产品码头航道与田尾山-石碑山农渔业区的海域使用管理要求相符。

本工程产品码头航道距离该功能区环境保护管理要求中提到的甲子屿、港寮湾礁盘距离较远，工程建设对渔业生物资源有一定影响，但可以通过生态补偿予以弥补。本工程产品码头航道对环境的影响属于非污染生态影响，营运期不在航道海域排放污水；本工程产生的生产废水、生活废水和到港船舶各类污水经过处理达标后，通过园区排海管统一深海排放，对该功能区的影响较小，不会给水体带来富营养化的问题；压载水收集灭活消毒后排放，不会引起外来物种入侵问题。

因此，项目建设符合田尾山-石碑山农渔业区的环境保护要求。

（3）与靖海港口航运区的符合性分析

靖海港口航运区的海域使用管理要求为：1.相适宜的海域使用类型为交通运输用海；2.保障资深渔港、靖海渔港、防灾减灾体系建设用海需求，适当保障临海能源的用海需求；3.保护砂质海岸、基岩海岸，避免破坏海岸防护林；4.维持航道畅通，维护海上交通安全；5. 围填须严格论证，严格控制在靖海港内围填海，优化围填海平面布局节约集约利用海域资源；6.工程建设期间采取有效措施，严禁对石碑山角领海基点造成影响，降低对前詹人工鱼礁区的影响，改善水动力条件和泥沙冲淤环境；7.加强用海动态监测和监管；8.优先保障军事用海需求。

海洋环境保护要求为：1.严格保护客鸟尾石笋等海蚀地貌；2.加强渔港、港区环境污染治理，生产废水、生活污水须达标排海；3.加强海洋环境监测，建立完善的溢油事故处理等应急体系；4.执行海水水质三类标准、海洋沉积物质量二类标准和海洋生物质量二类标准。

本项目原油码头区的码头、防波堤、港池、引桥和引堤位于靖海港口航运区。

原油码头属于工业项目的配套交通运输工程，与所在海域的功能区定位相符。本项目本身为炼油化工一体化项目，产品包括汽油、柴油、航空煤油等能源产品，因此原油码头与该功能区“适当保障临海能源的用海需要”具有一致性；防波堤、码头泊位均采用离岸建设，然后采用引桥和引堤跟陆地连接，对海岸的影响较小，有利于保护沿岸的原貌；原油码头水工构筑物和附近的航道没有交叉，

不影响附近其他码头的航道和交通安全；工程采用岛堤的形式对停泊水域和港池进行遮蔽，没有填海，也没有实际围蔽海域；工程港池距离石碑山领海基点约1km，项目对海域的开发利用活动对领海基点的稳定性不造成影响；工程施工对前詹人工鱼礁区的水质、水动力和泥沙冲淤环境影响较小；工程原油码头区附近没有发现军事设施。

原油码头距离客鸟尾石笋地貌集中分布区约 10km，工程对客鸟尾石笋地貌没有影响；原油码头港区的生产废水、生活污水全部收集后由库区污水预处理后送往厂区污水处理站统一处理和排放；工程制定相关的跟踪监测计划和溢油事故处理应急措施，符合该功能区的环境保护要求。原油码头工程运营区无污水排放，因此对该功能区的水质无明显影响。

因此，项目建设符合靖海港口航运区的海域使用管理要求和环境保护要求。

（4）与珠海-潮州近海农渔业区的符合性分析

珠海-潮州近海农渔业区的海域使用管理要求为：1.相适宜的海域使用类型为渔业用海；2.禁止炸岛等破坏性活动；3.40 米等深线向岸一侧实行凭证捕捞制度，维持渔业生产秩序；4.经过严格论证，保障交通运输、旅游、核电、海洋能、矿产、倾废、海底管线、保护区等用海需求；5.优先保障军事用海需求。

海洋环境保护要求为：1.保护重要渔业品种的产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道；2.执行海水水质一类标准、海洋沉积物质量一类标准和海洋生物质量一类标准。

原油码头航道属于工业项目的配套交通运输工程，与珠海-潮州近海农渔业区“保障交通运输等用海需求”相符。

工程对该功能区内重要渔业品种的产卵场、索饵场、越冬场影响不大，也不会阻断鱼类的洄游通道。原油码头区营运期不排放废水，不会影响该功能区的水质。

因此，项目建设符合珠海-潮州近海农渔业区的海域使用管理要求和环境保护要求。

（5）与神泉特殊利用区的符合性分析

神泉特殊利用区的海域使用管理要求为：1.相适宜的海域使用类型为特殊用海；2.按照排污区相关法律、法规进行管理。

海洋环境保护要求为：1.加强海洋环境监测；2.加强生产废水、生活污水入海排放控制，减少对周边功能区的影响；3.执行海水水质四类标准、海洋沉积物质量三类标准和海洋生物质量三类标准。

本项目依托的园区排污口位于神泉特殊利用区，与该功能区的海域使用管理要求相符。

本项目对排污口附近海域制定了跟踪监测计划。工程生产废水、生活污水经过处理、循环利用后送污水处理厂处理，最终通过园区统一的排海管道和排放口排放。纳污超标范围局限在神泉特殊利用区内，对周边功能区的水质影响较小。

因此，项目建设符合神泉特殊利用区的海域使用管理要求和环境保护要求。

（6）小结

本项目所在海洋功能区包括田尾山-石碑山农渔业区、惠来南部工业与城镇用海区、靖海港口航运区、珠海-潮州近海农渔业区、神泉特殊利用区，项目建设符合《广东省海洋功能区划（2011~2020 年）》（2012）。

表 8.11-2　　与《广东省海洋功能区划（2011~2020 年）》相符性分析

编号	海洋功能区划	海域使用管理	相符性分析	海洋环境保护	相符性分析
1	惠来南部工业与城镇用海区	1.相适宜的海域使用类型为造地工程用海、工业用海； 2.保障港口航运用海需求； 3.严禁在隆江河口海域围填海，维护防洪纳潮功能； 4.围填须严格论证，优化围填海平面布局，节约集约利用海域资源； 5.工程建设期间采取有效措施降低对神泉人工鱼礁区的影响； 6.加强对围填海的动态监测和监管	1.本项目涉海工程包括填海和码头工程用海，与惠来南部工业与城镇用海区适宜的用海类型相符； 2.本项目需建设码头工程和支航道，与该功能区“保障港口航运用海需求”相符； 3.本项目填海区不在隆江河口海域，不影响隆江河的防洪纳潮功能； 4.本次变更填海范围不变，已经过论证，填海范围在产品码头区防波堤所对陆域范围，围填海平面布局合理，已体现节约集约用海； 5.本项目施工期 10mg/L 悬沙增值不影响神泉人工鱼礁区，污水排放对神泉人工鱼礁区的影响很小； 6.报告已建议监测计划，加强对围填海的动态监测和监管。	1.加强工业区环境污染治理，生产废水、生活污水须达标排海； 2.加强海洋环境监测，建立完善的溢油事故处理等应急体系； 3.基本功能未利用前，执行海水水质二类标准、海洋沉积物质量一类标准和海洋生物质量一类标准； 4.工程建设期间及建设完成后，执行海水水质三类标准，海洋沉积物质量二类标准和海洋生物质量二类标准。	1.本项目废水达标排放，部分指标排放浓度低于排放标准； 2.报告已建议监测计划，加强海洋环境监测。报告中给出了应急防范措施和溢油事故处理等应急体系；建议了应急设备配备方案和应急预案方案。 3.项目已开工建设，基本功能已利用。 4.项目已开工建设，按海水水质三类标准，海洋沉积物质量二类标准和海洋生物质量二类标准执行。
2	田尾山-石碑山农渔业区	1.相适宜的海域使用类型为渔业用海； 2.严格保护石碑山角领海基点； 3.保护神泉渔港、澳角渔港、甲子渔港、湖东渔港、深水网箱养殖、人工鱼礁用海需求，保障防灾减灾体系建设用海需求； 4 适当保障后湖、石碑角等旅游娱乐用海需求； 5.适当保障港口航运用海需求； 5.经严格论证后，适当保障海上风电用海需求； 6.严禁在曲清河、瀛江、隆江河口海域围填海，维护防洪纳潮功能，维持	1.本项目仅部分航道在该功能区内，项目建设与运行不影响渔业用海的功能； 2.本项目建设不影响石碑山角领海基点； 3.本项目用海不影响神泉渔港、澳角渔港、甲子渔港、湖东渔港、深水网箱养殖、人工鱼礁用海需求，不影响防灾减灾体系建设用海需求； 4.本项目用海不影响后湖、石碑角等旅游娱乐用海需求； 5.本项目码头工程建设与该功能区“适当保障港口航运用海需求”要求相符；	1.保护甲子屿、港寮湾礁盘生态系统，保护龙虾、鲍、蚕、海龟、海胆等重要渔业品种； 2.严格控制源自自身污染和水体富营养化，防止外来物种入侵； 3.加强渔港环境污染治理，生产废水、生活污水须达标排海； 4.执行海水水质二类标准、海洋沉积物质量一类标准和海洋生物质量一类标准。	1.本项目不影响甲子屿、港寮湾礁盘生态系统，报告提出项目建设和营运过程需保护龙虾、鲍、蚕、海龟、海胆等重要渔业品种的要求； 2.本项目尽量少排废污水，废水做到达标排放，部分因子排放浓度低于排放标准，污染防治措施中已提出防止外来物种入侵要求； 3.本项目非渔港项目，且项目生产废水、生活污水均达标排海； 4.本项目不影响该功能区的质量要求。

编号	海洋功能区划	海域使用管理	相符性分析	海洋环境保护	相符性分析
		航道畅通； 7.合理控制养殖规模和密度； 8.保护国防安全用海要求。	6.本项目不在曲清河、瀛江、隆江河口海域围填海，不影响其防洪纳潮功能和航道功能； 7.本项目非养殖项目； 8.本项目用海区无军事设施，不影响国防安全用海要求。		
4	靖海港口航运区	1.相适宜的海域使用类型为交通运输用海； 2.保障资深渔港、靖海渔港、防灾减灾体系建设用海需求，适当保障临海能源的用海需求； 3.保护砂质海岸、基岩海岸，避免破坏海岸防护林； 4.维持航道畅通，维护海上交通安全； 5. 围填须严格论证，严格控制在靖海港内围填海，优化围填海平面布局节约集约利用海域资源； 6.工程建设期间采取有效措施，严禁对石碑山角领海基点造成影响，降低对前詹人工鱼礁区的影响，改善水动力条件和泥沙冲淤环境； 7.加强用海动态监测和监管； 8.优先保障军事用海需求。	1.项目原油码头设置在该功能区内，与该功能区的主导功能相适宜； 2.本项目不影响资深渔港、靖海渔港、防灾减灾体系建设用海需求，本项目为临海能源的配套工程，与该功能区“适当保障临海能源的用海需求”要求相符； 3.本项目码头采取离岸布置，尽量减小对海岸线的影响，报告已对砂质海岸、基岩海岸、海岸防护林保护提出要求； 4.本项目建设需对航道进行浚深，保证航道畅通，项目进出港船舶听从海事部门调度，维护海上交通安全； 5.本项目在该功能区不填海； 6.本项目变更工程，炸礁量和炸礁范围减小，并且采取比已批方案更小的炸礁方案，尽可能减小对石碑山角领海基点和前詹人工鱼礁区的影响；本项目变更后，对水动力条件和泥沙冲淤环境的影响仅限于变更工程局部海域，不影响该海域的水动力条件和泥沙冲淤环境； 7.报告已提出监测和监管方案，要求加强用海动态监测和监管； 8.本项目不是军事用海项目，不影响军事用海需求。	1.严格保护客鸟尾石笋等海蚀地貌； 2.加强渔港、港区环境污染治理，生产废水、生活污水须达标排海； 3.加强海洋环境监测，建立完善的溢油事故处理等应急体系； 4.执行海水水质三类标准、海洋沉积物质量二类标准和海洋生物质量二类标准。	1.本项目不影响客鸟尾石笋等海蚀地貌； 2.本项目不是渔港项目，项目废污水达标排放； 3.报告已建议监测计划，加强海洋环境监测。报告中给出了应急防范措施和溢油事故处理等应急体系；建议了应急设备配备方案和应急预案方案。 4.本项目建设和运行执行海水水质三类标准、海洋沉积物质量二类标准和海洋生物质量二类标准。不影响功能区质量标准要求。

编号	海洋功能区划	海域使用管理	相符性分析	海洋环境保护	相符性分析
5	珠海-潮州近海农渔业区	1.相适宜的海域使用类型为渔业用海； 2.禁止炸岛等破坏性活动； 3.40米等深线向岸一侧实行凭证捕捞制度，维持渔业生产秩序； 4.经过严格论证，保障交通运输、旅游、核电、海洋能、矿产、倾废、海底管线、保护区等用海需求； 5.优先保障军事用海需求。	1.本项目仅部分航道在该功能区内，项目建设与运行不影响渔业用海的功能； 2.本项目在农渔业区范围内无炸礁作业； 3.本项目非渔业捕捞项目； 4.本项目码头工程已批，项目变更内容主要为航道的走向和长度，以与论证批复用海一致，与该功能区“经过严格论证，保障交通运输用海需求”相符； 5.本项目用海区无军事设施，不影响国防安全用海要求。	1.保护重要渔业品种的产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道； 2.执行海水水质一类标准、海洋沉积物质量一类标准和海洋生物质量一类标准。	1.本项目施工期的影响是暂时的，不影响重要渔业品种的产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道； 2. 本项目施工期的影响是暂时的，不影响该功能区的质量控制要求。
6	神泉特殊利用区	1.相适宜的海域使用类型为特殊用海； 2.按照排污区相关法律、法规进行管理。	1.本项目排污工程与该功能的主导功能相符； 2.本项目排污按排污区相关法律、法规要求执行。	1.加强海洋环境监测； 2.加强生产废水、生活污水入海排放控制，减少对周边功能区的影响； 3.执行海水水质四类标准、海洋沉积物质量三类标准和海洋生物质量三类标准。	1.报告书已制定海洋环境监测方案； 2.本项目对排污从严要求，尽可能减少污染物排放量；排污区边界达标； 3.项目执行海水水质四类标准、海洋沉积物质量三类标准和海洋生物质量三类标准。不影响功能区整体质量要求。

8.11.1.4 与《广东省海洋生态红线》的相符性

评价海域的海洋生态红线区划和自然岸线保有分布见第一章。项目附近海域广东省海洋生态红线区登记表见表 2.6-6，广东省大陆自然岸线保有登记表见表 2.6-7。

（1）原油码头区与《广东省海洋生态红线》的相符性

原油码头区（港池和航道）涉及的生态红线区为“鸡椒礁特别保护海岛限制类红线区（214）”和“前詹珍惜濒危物种集中分布区限制类红线区（212）”。

限制类红线区的总体管控措施如下：1、禁止围填海；2、禁止采挖海砂；3、不得新增入海陆源工业直排口；4、严格控制河流入海污染物排放，海洋生态红线区陆源入海直排口污染物排放达标率达 100%；5、控制养殖规模，鼓励生态化养殖；6、对已遭受破坏的海洋生态红线区，实施可行的整治修复措施，恢复原有生态功能；7、实行海洋垃圾巡查清理制度，有效清理海洋垃圾。

前詹珍稀濒危物种集中分布区限制类红线区管控措施为：禁止围填海，禁止实施对濒危物种有影响的开发建设活动。维持海域自然属性，维持促进珍稀濒危物种栖息和索饵的渔业资源。禁止排放有害有毒的污水、油类、油性混合物、热污染物和其他废弃物，防止船舶污水、溢油及化学品泄漏等对渔业水域水质造成不利影响，改善海洋环境质量。环境保护要求为：禁止新设污染物集中排放口，禁止排放有毒、有害物质，海水水质、海洋生物质量、沉积物等维持现状，保持海洋水文动力维持原状。

鸡椒礁特别保护海岛限制类红线区管控措施为：维护主权权益，严格保护海岛自然地形、地貌，禁止炸岛、海岛采石、采挖海砂等可能危害主权权益及破坏海岛生态系统的开发活动，禁止损毁领海基点标志，加强主权权益设施建设。环境保护要求为：按照海洋环境保护法律法规及相关规划要求进行管理，禁止排放有害有毒的污水、油类、油性混合物、热污染物及其他污染物和废弃物，改善海洋环境质量。

原油码头港池和航道建设不涉及围填海，属于开放式用海，其建设能够维持海域的自然属性，对海洋水文动力的影响很小。港池和航道施工期需进行疏浚开挖，营运期需定期开展维护性疏浚，对海洋生态及生物资源造成一定的损失，但通过落实生态修复措施可以得到一定的补偿。本工程生产废水、生活污水经过处

理、循环利用后送污水处理厂处理，最终通过园区统一的排海管道和排放口排放，不会对以上两个红线区造成不利影响。

广东省海洋与渔业厅于 2018 年 8 月针对工程变更与《广东省海洋生态红线》相符性问题给出了意见（见附件，粤海渔办〔2018〕667 号）。意见认为：这两处限制类红线区均没有禁止航道建设。

原油码头区不涉及保有大陆自然岸线，也不涉及保有海岛岸线。

因此，本工程原油码头区建设符合《广东省海洋生态红线》相关要求。

（2）产品码头区与《广东省海洋生态红线》的相符性

拟建产品码头西防波堤在原西拦沙堤的基础上延长，由 300m 延长至 1346m，成为西防波堤，西防波堤不占用“神泉湾西砂质自然岸线（189）”（见附件，粤海渔办〔2018〕667 号）。项目产品码头不涉及海岛保有岸线。

神泉湾西砂质自然岸线（189）生态保护目标为：自然岸线及潮滩；管控措施为：维持自然岸线属性，向海一侧 3.5 海里内禁止采挖海砂，围填海、倾废等可能诱发海滩蚀退的开发活动，保持自然岸线形态，保护岸线原有生态功能，加强对受损自然岸线整治与修复。本工程西防波堤不占用“神泉湾西砂质自然岸线（189）”，产品码头港池回旋水域及停泊水域局部需开挖，营运期需维持一定的维护性疏浚频率以确保水深条件；神泉湾西砂质自然岸线及其紧邻海域不需疏浚。在加强跟踪监测，并采取修复措施的情况下，可以维持自然岸线形态。因此，产品码头区建设符合神泉湾西砂质自然岸线的管控要求，符合《广东省海洋生态红线》。

综上所述，本工程建设符合《广东省海洋生态红线》。

表 8.11-3　　项目与《广东省海洋生态红线》相符性分析

序号	名称	管控措施	相符性分析
212	前詹珍稀濒危物种集中分布区限制类红线区	管控措施： 禁止围填海，禁止实施对濒危珍稀物种有影响的开发建设活动。维持海域自然属性，维持促进珍稀濒危物种栖息和索饵的渔业资源。 禁止排放有害有毒的污水、油类、油性混合物、热污染物和其他废弃物，防治船舶污水、溢油及化学品泄漏等对渔业水域水质造成不利影响，改善海洋环境质量。 环境保护要求：禁止新设污染物集中排放口，禁止排放有毒、有害物质，海水水质、海洋生物质量、沉积物等维持现状，保持海洋水文动力维持原状。	原油码头变更主要涉及航道布置，未安排填海；根据多次调查结果，航道疏浚区未发现濒危珍稀物种。疏浚作业影响红线区的范围很小，且对海洋环境的影响是暂时性的，可恢复性的，对濒危珍稀物种、海域的自然属性不会产生明显影响。 本项目不排放有害有毒的污水、油类、油性混合物、热污染物和其他废弃物，船舶污水由有资质的船舶接收处理；码头区按相关规范要求配备应急设备，并制定应急预案，有利于控制海洋风险事故的发生和影响。 项目不设污水排放口，不排放有毒、有害物质，项目建设不会改变海区整体的海水水质、海洋生物质量、沉积物和海洋水文动力。 广东省海洋与渔业厅于 2018 年 8 月针对工程变更与《广东省海洋生态红线》相符性问题给出了意见（见附件，粤海渔办〔2018〕667 号）。意见认为：这两处限制类红线区均没有禁止航道建设。
214	鸡椒礁特别保护海岛限制类红线区	管控措施： 维护主权权益，严格保护海岛自然地形、地貌，禁止炸岛、海岛采石、采挖海砂等可能危害主权权益及破坏海岛生态系统的开发活动，禁止损毁领海基点标志，加强主权权益设施建设。 环境保护要求：按照海洋环境保护法律法规及相关规划要求进行管理，禁止排放有害有毒的污水、油类、油性混合物、热污染物及其他污染物和废弃物，改善海洋环境质量。	项目建设不影响领海基点。 航道疏浚不影响海岛自然地形、地貌，项目未安排炸岛、海岛采石、采挖海砂等可能危害主权权益及破坏海岛生态系统的开发活动。 项目不排放有害有毒的污水、油类、油性混合物、热污染物及其他污染物和废弃物。

8.11.1.5 与《广东省海洋主体功能区划规划》的相符性

根据《广东省人民政府关于广东省海洋主体功能区划规划的批复》（粤府函[2017]359 号），广东省海洋主体功能区包括优化开发、重点开发、限制开发和禁止开发四类主体功能区域。此外，广东省管辖海域的无居民海岛原则上应限制开发利用，领海基点所在岛屿、自然保护区内海岛禁止开发，国家战略确定的可开发利用无居民海岛可适度开发利用。

本项目产品码头区（含填海）和依托排污工程所在海域为：揭阳大南海石化工业区，属于重点开发区域；原油码头区所在的海域为揭阳惠来县海洋渔业保障区，为限制开发区。项目所在及周边海域的区划情况见图 8.11-1。

（1）产品码头区（含填海）和依托排污工程的规划符合性

广东省海洋重点开发区域分布在粤东西两翼，是广东省未来海洋开发重点布局的地区。重点开发区域是推动全省海洋经济持续增长的重要增长极，引领粤东西沿海发展的重要支撑点。

海洋空间开发格局规划上，规划重点培育茂名滨海新区、阳江江城区、汕尾市城区、深汕特别合作区和揭阳大南海石化工业区等功能节点，形成区域海洋经济发展的新极核。

在海洋产业发展方面：大力发展高端临海制造、石化、钢铁等产业发展。推荐包括茂名市临海石化工业区、博贺新港临海工业基地、阳江高新技术产业开发区和揭阳大南海石化工区的建设。

在港口体系建设方面，加强专用码头资源整合，优先发展公共码头，推进我省沿海港口集约化、现代化发展，提升港口与腹地交通联系，大力发展临港产业，构建以珠三角港口群为主体、粤东和粤西港口群为两翼，分工合理的集群化港口发展格局。加强沿海港口进港航道、防波堤、公共锚地等公共基础设施建设，完善海上助航安全配套设施，建设安全、便捷的海上运输通道。

在加强围填海管控和岸线利用管治方面，要求推进集中集约用海，实施围填海分类管控，加大围填海计划指标重点支持力度，科学规划围填海空间和围填海方式形态。适度推进茂名博贺湾东部、西部，汕尾白沙湖，揭阳惠来神泉等地围填海项目，加强围填海方式管理，限制围填海对自然岸线破坏。

本项目产品码头区（含填海）和排污口位于重点开发区。所在揭阳大南海石

化工业区属于海洋空间开发格局中明确的重点培育区域之一，将成为区域海洋经济发展的新极核。项目主体工程属于石化项目，为规划中大力发展的高端临海产业之一。产品码头虽然不属于优先发展的公用码头，其服务对象仅为主体工程的炼化一体化项目，但其吞吐量并不亚于公共的港区。且作为该地区的龙头项目，有着开创和启动区域产业发展的重要作用，在本项目带动下的下游产业的物料输运问题，则通过发展公用码头的方式实现资源整合和集约化发展。因此，与项目与推进港口体系建设的方向不矛盾。项目位置属于“适度推进”围填海的揭阳惠来神泉等地区，本次变更填海范围不变，新增西防波堤形成的围海，并不改变岸线的自然属性。因此跟规划中重点开发区加强围填海管控和岸线利用管治要求符合。

可见，产品码头区（含填海）和排污口与《广东省海洋主体功能区划规划》相符。

（2）原油码头区的规划符合性

原油码头所在海域为限制开发区中的海洋渔业保障区。海洋渔业保障区时广东省重要的海洋渔业生产基地，保障海洋食品供给的重要海域。根据海洋主体功能区划规划，在限制开发区可以“实施产业据点式开发”：“在科学分析资源环境承载力基础上，选址沿海部分地区实施点状开发，控制开发强度”，同时也要求“严格管控围填海和岸线开发利用”：在科学论证的基础上，可以适度开展惠州、阳江、湛江徐闻、汕尾、汕头、潮州等地的围填海工程，上述海域以外地区严禁进行任何围填海项目建设。同时要求加强自然岸线保有，严格限制建设项目占用自然岸线，鼓励开展沙滩养护、湿地修复等整治修复活动。

本项目原油码头所在的揭阳惠来县限制类开发区，项目仅布置原油码头泊位和配套工作船停靠点，属于点状开发，开发强度比较低。原油码头工程没有填海，岛式防波堤没有造成海域围闭，码头泊位通过大跨度钢引桥和引堤与陆地相连，引堤所占岸线不属于未列入被保护的保有自然岸线内。

可见，项目原油码头区与《广东省海洋主体功能区划规划》相符。

（3）小结

项目变更工程与《广东省海洋主体功能区划规划》相符。



图 8.11-1 广东省海洋主体功能区

8.11.1.6 与《广东省海岸带综合保护与利用总体规划》的相符性

2017 年 10 月，广东省人民政府和国家海洋局《关于印发<广东省海岸带综合保护与利用总体规划>的通知》（粤府〔2017〕120 号）发布。

该规划根据《海岸线保护与利用管理办法》，以海岸线自然属性为基础，结合开发利用现状与需求，将海岸线划分为严格保护岸线、限制开发岸线和优化利用岸线三种类型。规划将广东省岸线划分为 484 段，对海岸线及其两侧保护与利用实施网格化管理。根据《广东省海岸带综合保护与利用总体规划》，严格保护岸线要按照生态保护红线有关要求管理，确保生态功能不降低、长度不减少、性质不改变。禁止在严格保护岸线范围内开展任何损害海岸地形地貌和生态环境的活动。2018 年 1 月，《广东省人民政府关于印发广东省严格保护岸段名录的通知》（粤府函[2018]28 号），要求按照《广东省人民政府国家海洋局关于印发〈广东省海岸带综合保护与利用总体规划〉的通知》等要求认真做好相关保护工作。

本项目产品码头区西拦沙堤以西属于编号为“71”的“神泉港至甲子港严格保护岸段”，西拦沙堤以东（含西拦沙堤）至隆江河口不属于严格保护岸段。产品码头与严格保护岸线的位置关系见图 8.11-2。

本次变更在原环评已经批复的西拦沙堤堤头开始延伸形成西防波堤，即本次变更新增的西防波堤不涉及自然岸线使用问题。而新增西防波堤也不会改变西防波堤两侧岸线的自然属性和生态功能。

原油码头所占岸线不属于严格保护岸段，附近的严格保护岸段分布见图 8.11-3。

因此，本项目与《广东省海岸带综合保护与利用总体规划》相符。



图 8.11-2　　广东省严格保护岸段与项目产品码头位置关系图

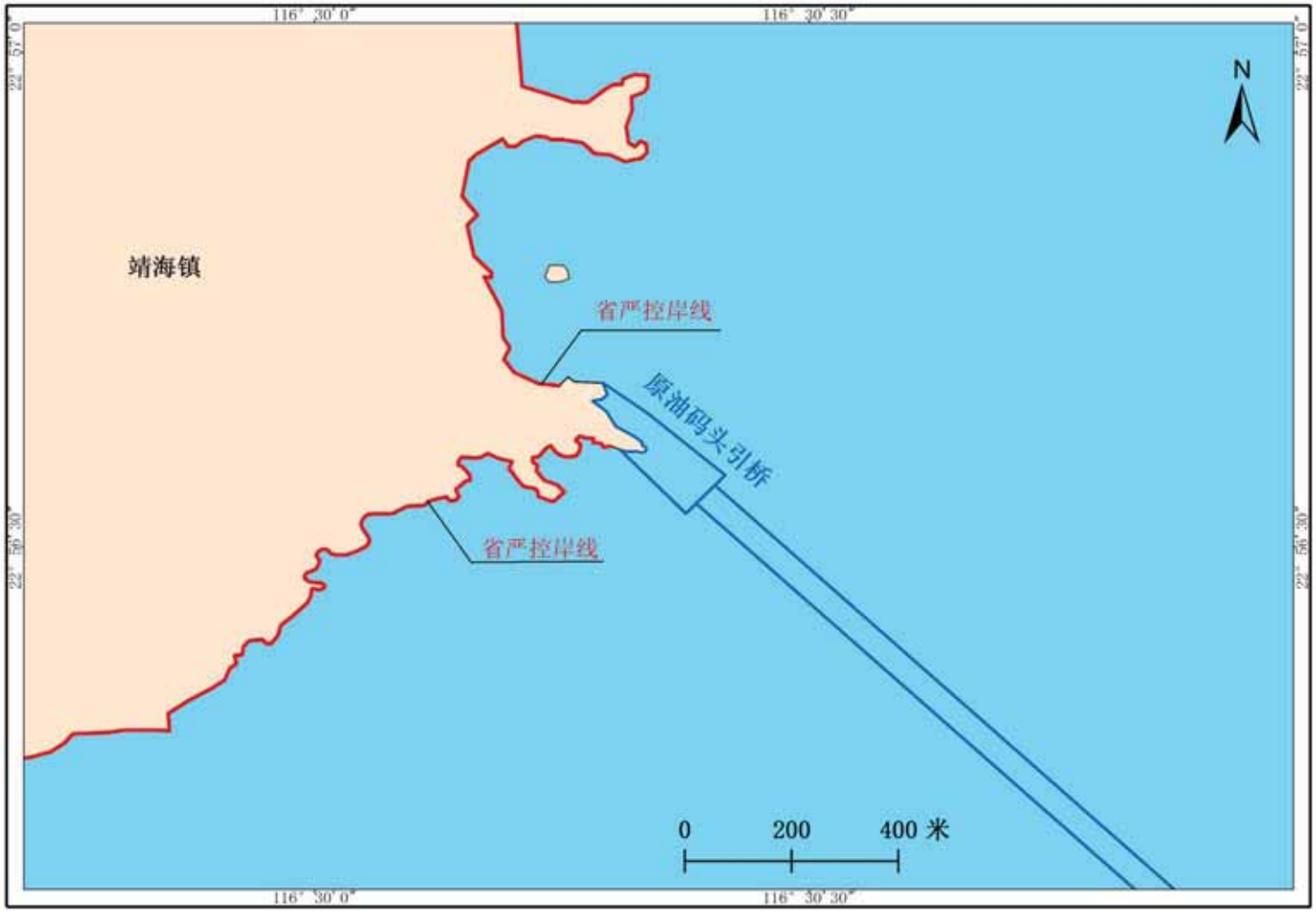


图 8.11-3　　广东省严格保护岸段与项目原油码头位置关系图

8.11.1.7 与《广东省海洋生态环境保护规划（2017-2020 年）》的相符性分析

（1）本项目与该规划总体目标相符

本次变更工程符合和遵守目前现有最新的海洋生态环境保护制度体系，符合生态红线、区域环境质量和排污许可等关键管理制度。

本次变更工程不新增占用岸线，不影响自然岸线保有率。废水达标后排放神泉湾南部，对排污口附近的海域环境质量影响很小，并且不影响区域海洋环境质量。本工程存在海洋环境事故风险，通过相应的风险防范措施和应急措施可减缓影响，同时，项目建成也能使得附近海域溢油、危化品泄露等突发性环境事故应急相应能力得到提升。原已批复的的围填海范围和面积均不发生变更，本次变更与现行加强围填海管理的政策无冲突。

（2）本次变更工程符合规划空间发展格局要求

根据规划，本次扩建项目所在的神泉湾海域拟开展规模化海洋牧场建设，要求提高渔业资源养护和生态保护水平。目前神泉湾中部的渔业资源保护区内已经投放了部分人工鱼礁。中委项目位于神泉湾西北部，距离渔业资源保护区约 8km，项目建设不会对渔业资源保护区产生影响。项目施工期间，会造成少量渔业生物资源损失，但随着施工结束可以恢复；可采取生态补偿的措施予以弥补。

根据规划，石碑山角将开展权益维护类工程，拟建设石碑山角领海基点主题公园，作为海洋宣传、维护海洋权益科普教育基地。本次变更原油码头距离石碑山领海基点的鸡椒礁约 1.6km，距离鸡椒礁特别保护海岛禁止类红线区边界为 420m，变更工程正常施工和营运不会对领海基点的稳定性及其周围保护地带的生态环境造成明显影响，与拟建石碑山角领海基点主题公园的建设无冲突。

此外，本次扩建项目与强化海洋生物资源养护，改善海洋环境质量，提升海洋生态保护与修复，完善海洋生态保护管理机制等规划目标并无冲突；因此，本报告认为，项目与《广东省海洋生态环境保护规划（2017-2020 年）》是相符的。

8.11.1.8 与《广东省环境保护“十三五”规划》的符合性

《广东省环境保护“十三五”规划》提出加强近岸海域整治的要求。要求“规范入海排污口设置，提高涉海项目准入门槛，强化陆源污染排海项目、海岸和海洋工程建设项目监督管理，全面清理非法或设置不合理的入海排污口，推进海洋生态健康养殖，2020 年底前沿海市、区入海河流基本消除劣 V 类水体，近岸海

域环境质量稳中趋好。”同时提出“加强滨海新区开发过程生态环境保护，严格控制围填海规模，到 2020 年自然岸线（不包括海岛岸线）保有率不低于 35%。实施“蓝色海湾”综合治理。严格禁渔休渔措施，推进生态健康养殖，控制近海养殖密度。加大珊瑚礁、红树林、海草场等典型生态系统保护力度，遏制近海及海岸生态环境恶化和海洋生物资源衰退，构建蓝色生态屏障”。

本次变更在现有西拦沙堤基础上延长，不占用自然岸线，项目建设对岸线自然属性影响小。施工期采用先进的施工工艺，有效减少施工过程中对生态环境的影响，对保护水环境和水生生态环境起到积极作用。施工船舶污水由有资质的单位接收处理，船舶垃圾由当地环卫部门收集处理，施工废水及固体废物等均得到有效处置，对海洋环境的影响较小。

综上所述，在有效落实本报告提出的各项生态环境保护措施的前提下，本次扩建项目建设对海洋生态环境的影响较小，项目建设符合《广东省环境保护“十三五”规划》。

8.11.2 港口规划相符性分析

8.11.2.1 与《揭阳港总体规划》及其规划环评的相符性分析

（1）与《揭阳港总体规划》符合性分析

《揭阳港总体规划》（2010 年）于 2010 年获得广东省人民政府批复。

①岸线利用符合性

根据该规划，惠来沿海岸线自然长度 109.5km，从西到东，从南到北划分为 18 段。惠来沿海岸线布置见图 13.2-1。

项目产品码头（含填海）所在地属于南海段岸线，长 7.0km，规划为港口岸线。本段岸线顺直，陆域宽阔平坦，少居民区，10m 等深线离岸近，后方建设工业园区。该岸段主要用途是建设临海工业码头、通用泊位和油品码头。

拟建产品码头西防波堤在原西拦沙堤的基础上延长，由 300m 延长至 1527.7m，成为西防波堤，西防波堤选址位于南海段岸线。产品码头区其它涉海工程变更不涉岸线利用。

原油码头所在地属于石碑山角至资深岸线，长 5.2km，规划为港口岸线。该段岸线离深水 20m 等深线较近，规划建设大型港口码头（如 10 万吨级以上集装箱、30 万吨级以上的油码头）。原油码头各涉海工程变更内容不涉及岸线利用

变更。

综上，项目选址的岸线符合《揭阳港总体规划》（2010 年）岸线利用规划。

②功能布局符合性

根据揭阳港总体规划，惠来沿海港区分为：南海作业区、神泉作业区、前詹作业区、资深作业区、靖海作业区等 5 个作业区。

项目产品码头位于南海作业区，产品码头区涉海工程相关变更仍位于南海作业区。该作业区功能定位为：以油品、石化产品等能源类货物装卸、存储、中转为主的专业化作业区，发展成粤东地区和珠三角地区重要的能源储运基地、大力发展临港工业。

项目原油码头位于资深作业区，原油码头区涉海工程相关变更仍位于资深作业区。该作业区功能定位为：以原油、成品油装卸储存、中转为主兼备集装箱功能的综合性作业区，可发展集装箱运输功能，并发展临港工业。

可见，项目产品码头区和原油码头区选址和功能定位与《揭阳港总体规划》（2010 年）相符。

③港区布置符合性

南海作业区深水港可布置在离 10m 等深线较近的岸线上，规划建设石化码头配套码头、散杂货码头和通用码头泊位共 10 个。修建与码头配套的专用和通用仓储物流设施；临港石化综合工业区建成以乙烯裂化和芳烃族化合物等石化产业（含工程塑料生产及相关产业、精细化工产业等）为龙头，并配置精密电子产业和新型建筑材料产业区；办公商务生活区主要有商务贸易、科研教育、生活居住、运动休闲等各大功能板块。近期规划建设 5 个 5 万～10 万吨级泊位，远期规划增加建设 5 个 10 万吨级泊位，占用岸线长约 2.8km，到 2030 年可完成石油化工类货物吞吐量约 3000 万吨。南海作业区整体布局见图 13.2-2。

资深作业区规划近期建设 2 个 30 万～45 万吨级油码头泊位，远期建 2 个 30 万～45 万吨级泊位，同时规划建设 5～10 万吨级泊位。资深作业区整体布局见图 13.2-3。

项目产品码头位于南海作业区。项目产品码头位于南海作业区。本次变更产品码头吞吐量由原环评 1224.45 万吨/年变更为 1540.64 万吨/年，泊位数量总数不变，但调整部分泊位类型和规模（详见表 3.2-4 产品油码头工程变化情况）。产

品码头平面布局调整包括：（1）延长西拦沙堤，成为西防波堤；（2）码头平台和引桥根据现有泊位规模调整延长，位置向东防波堤靠近 27m；（3）港池和航道规模调整；（4）重力式泊位长度增加 30m。

项目原油码头位于资深作业区。原油码头建设规模和组成不变；货种、吞吐量与性质不变。平面布置上的调整主要为航道方向、位置发生调整，调整后航道布置与布局基本相同。

可见，本项目产品码头和原油码头的泊位规模、泊位类型，总体布局（包括航道布置）与所在作业区是大致一致的。

综上，本项目码头建设从选址、功能定位和布局和岸线利用均符合《揭阳港总体规划》的要求。

（2）规划环评审查意见落实情况

1) 有关“规划需与海洋功能区划一致”意见的落实情况

根据 13.1.2 节分析，本项目所在海洋功能区包括田尾山-石碑山农渔业区、惠来南部工业与城镇用海区、靖海港口航运区、珠海-潮州近海农渔业区、神泉特殊利用区，项目建设符合《广东省海洋功能区划（2011~2020 年）》（2012）。

2) 有关“严控区内不得规划码头岸线，确保港区开发与生态保护协调发展”意见的落实情况

根据 13.1.5 节分析，本项目与《广东省海岸带综合保护与利用总体规划》相符，项目建设不涉及生态严控区。

3）有关“优化填海方案和减少对自然岸线的破坏”意见的落实情况

本次变更不涉及新增填海问题，拟建西防波堤在原环评已经批复的西拦沙堤堤头开始延伸形成，不涉及自然岸线使用问题。

4）有关“环境保护措施和生态保护措施”意见的落实情况

本工程生产废水、生活污水经过处理、循环利用后送污水处理厂处理，最终通过园区统一的排海管道和排放口排放。纳污超标范围局限在神泉特殊利用区内，对周边环境敏感区的水质影响和生态影响较小。项目对排污口附近海域制定了跟踪监测计划，并将定期开展影响评估。针对工程实施造成的生态影响和渔业损失，本项目将落实生态补偿措施，促进海洋生态及渔业资源的恢复。

5）有关“南海作业区预留发展区规划期暂不开发”意见的落实情况

本次工程变更不在南海作业区预留发展区范围内，产品码头涉海工程相关变更对龙江河的泄洪及区域水动力影响较小。

6）有关“应选择对海洋生态环境扰动较小的施工方案”意见的落实情况

本项目疏浚工程采用大功率的疏浚船舶，减小对海洋环境的影响时间。

7）有关“进一步优化港区污水处理规划方案”意见的落实情况

本项目原油码头工程和产品码头工程废水处理依托厂区污水处理站，废水经处理达标后经园区入海排污口排放。本项目含油的船舶压舱水和机舱含油污水、船舶生活污水，由有资质的接收船接收处理或岸上接收处理。对于千吨级的清洁压载水，设置处理能力为 200m^3/h 的紫外线消毒杀菌装置一套。进出港船舶需上岸处理的各类废水均得到有效处置。

8）有关“补充完善港区应急响应体系建设规划”意见的落实情况

本工程制定了突发污染事故应急预案，制定区域溢油应急联动机制，并根据规范要求配备应急反应设备设施。

（3）规划环评环保要求落实情况

《揭阳港总体规划环境影响报告书》由北京永新环保有限公司承担，规划环评报告于 2010 年 8 月 14 日通过广东省环境技术中心的技术评审，于 2010 年 8 月 26 日以粤环函[2010]331 号获得广东省环保厅的批复。

《揭阳港总体规划环境影响报告书》建议调整内容不涉及本项目产品码头与原油码头所在港区，即《揭阳港总体规划环境影响报告书》肯定本项目选址。

报告书认为：港区布置分散，不利于废水集中收集处理，建议各作业区单独设置污水处理设施、中水回用设施，单独处理后就近排放。其中有工业园区依托的作业区，应依托工业园区污水处理设施统一处理后排放。本项目原油码头工程和产品码头工程废水处理依托厂区污水处理站，废水经处理达标后经园区入海排污口排放，废水处理符合《揭阳港总体规划环境影响报告书》环保要求。

8.11.2.2 与《揭阳港惠来港区南海作业区规划方案》的符合性

《揭阳港惠来港区南海作业区规划方案》2016 年 5 月编制完成，并获得揭阳市人民政府的批复（《揭阳市人民政府关于揭阳港惠来沿海港区南海作业区规划方案的批复》揭府函[2016]291 号）。

（1）港区选址及功能定位

根据该规划，南海作业区近期规划建设 1#港池和 2#港池，主要为后方工业园区提供原材料及产品运输通道。其功能与《揭阳港总体规划》一致。

本项目产品码头位于南海作业区 1#港池，产品码头功能定位与规划相符。

（2）功能区划及平面布置

根据规划，港口布置分 5 个功能区：液体散货码头区、通用码头区、远景发展码头区、港口管理区和港口支持系统区。作业区平面布置见图 8.11-5。

本工程石化码头、通用码头布置与规划基本一致。

（3）吞吐量

根据该规划，南海作业区吞吐总量 2020 年、2030 年分别为 4150 万吨、7000 万吨。

项目产品码头位于南海作业区。本次变更产品码头吞吐量由原环评 1224.45 万吨/年变更为 1540.64 万吨/年，吞吐量有所增大，但仍在规划预测的吞吐量范围内。

（4）岸线利用

根据规划，规划自然岸线总长约 7.8km，其中龙江河口西侧岸线长度为 1.8km，东侧岸线长度约 5.1km，龙江河口占用岸线约 0.9km。龙江河口西侧 1.8km 岸线规划为生产性岸线，含港口支持系统岸线；龙江河口东侧靠西 1.6km 岸线规划为生产性岸线；龙江河口东侧其余岸线作为远景发展岸线。

1#港池占用龙江河口西侧 1.8km 自然岸线，规划码头岸线总长约 3800m。自西向东依次规划为石化码头岸线、港口支持系统岸线、石化码头岸线、通用码头岸线、石化码头岸线（有在建的中委石化码头工程）。

为节约集约利用岸线，拟建产品码头西防波堤在原西拦沙堤的基础上延长，由 300m 延长至 1527.7m，成为西防波堤，西防波堤选址位于 1#港池规划岸线范围内。产品码头区其它涉海工程变更不涉及岸线利用变更。项目建设对岸线的利用与规划基本一致。



图 8.11-4　惠来沿海岸线布置



图 8.11-5　　南海作业区整体布局（《揭阳港总体规划》）

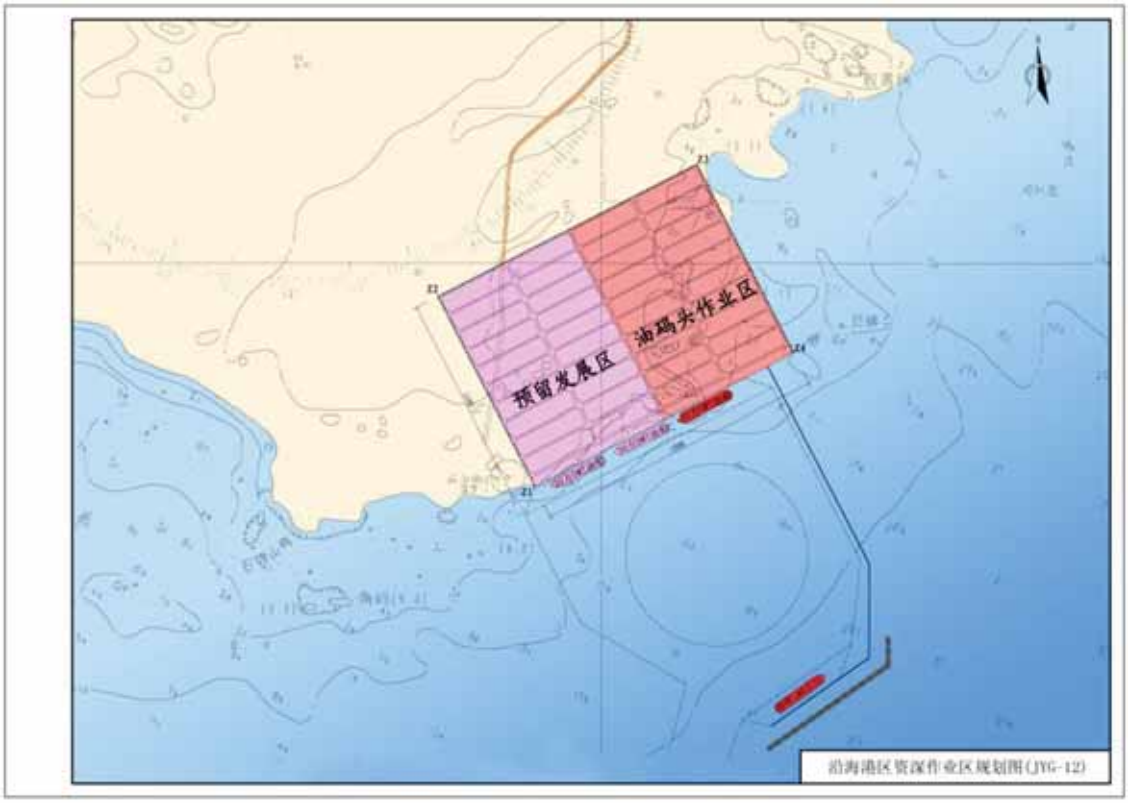


图 8.11-6　　资深作业区整体布局



图 8.11-7 南海作业区规划平面布置(《揭阳港惠来沿海港区南海作业区规划方案》2015)

8.11.3 小结

根据以上分析，项目符合《广东省海洋功能区划（2011~2020 年）》（2012）》、《广东省海洋生态红线》、《广东省海洋主体功能区划规划》、《广东省海岸带综合保护与利用总体规划》、《广东省海洋生态环境保护规划（2017-2020 年）》、《广东省环境保护“十三五”规划》、《揭阳港总体规划》和《揭阳港惠来港区南海作业区规划方案》。

表 8.11-4　　涉海环境规划及环境功能区符合性分析汇总

序号	规划名称	本项目情况	符合性
1	《近岸海域环境功能区划》	项目两个码头所在功能区均有港口功能，排污口所在区功能为排污，符合相应功能区的要求。 工程建成后不改变海洋环境质量水平。	符合
2	《广东省海洋功能区划》（2011~2020 年）	工程填海、产品码头和原油码头与所在的海洋功能区划的海域使用类型相适宜，符合相应的环境管理要求	符合
3	《全国海洋主体功能区规划》	产品码头区所在海域属于重点开发区域，新增西防波堤属于产品码头的基础设施；原油码头距离石碑山领海基点约 1.6km，工程不涉及禁止开发区域。	符合
4	《广东省海洋生态红线》	原油码头（港池和航道）涉及的生态红线区为“鸡椒礁特别保护海岛限制类红线区（214）”和“前詹珍惜濒危物种集中分布区限制类红线区（212）”，工程建设与上述两个红线区的管控要求无冲突；工程建设能够维持海域的自然属性，对海洋环境的影响小，对海洋生态及生物资源的损失，可通过生态补偿措施予以弥补。 产品码头不占用大陆保有自然岸线；对神泉湾西砂质自然岸线（189）可能会产生侵蚀，在加强跟踪监测，并采取修复措施的情况下，可以维持自然岸线形态。	符合
5	《广东省海洋主体功能区划规划》	本项目产品码头区（含填海）和排污口位于重点开发区。所在揭阳大南海石化工业区属于海洋空间开发格局中明确的重点培育区域之一。项目位置属于“适度推进”围填海的揭阳惠来神泉等地区，本次变更跟规划中重点开发区加强围填海管控和岸线利用管治要求符合。 原油码头所在的揭阳惠来县限制类开发区，项目仅布置原油码头泊位和配套工作船停靠点，属于点状开发，开发强度比较低，符合在限制开发区可以“实施产业据点式开发”的要求。	符合
6	《广东省海岸带综合保护与利用总体规划》	本次变更不新增占用自然岸线。	符合
7	《广东省海洋生态环境保护规划（2017-2020 年）》	本次变更工程符合海洋生态环境保护制度体系，与规划目标无冲突、符合规划空间发展格局。	符合
8	《广东省环境保护“十三五”规划》	本次变更不新增占用岸线，污水达标排放到深海排放区，在有效落实本报告提出的各项生态环境保护措施的前提下，本次扩建项目建设对	符合

		海洋生态环境的影响较小。	
9	《揭阳港总体规划》	产品码头和原油码头的岸线利用、功能布局和港区布置与规划相符，规划环评意见得到落实	符合
10	《揭阳港惠来港区南海作业区规划方案》	产品码头与规划选址及功能定位、功能区划及平面布置、吞吐量和岸线利用均一致	符合

8.12 海洋环境影响评价结论

8.12.1 涉海工程概况与分析结论

8.12.1.1 涉海工程概况

本次变更涉海工程主要内容与原环评相比没有变化，包括码头工程（产品码头和原油码头）、填海工程以及废水排海工程。依托工程抛泥区选划、锚地选划和排污管线、排污口建设不属本次评价内容。

与原环评相比，涉海工程选址不变。原油码头位于石碑山海域，产品码头位于大南海龙江河口海域，两个码头区相距约 26.5km。

原油码头规模不变，仍为 30 万吨级，吞吐量为 2000 万吨/年。原油码头航道走向和长度较原环评有所调整，以与用海确权范围一致，并因此引起港池位置的微调。

产品码头分为液体货物码头区和固体货物码头区，本次变更同样布置 13 个泊位，泊位规模调整为：8 个液体货物码头、3 个工作船码头、2 个固体货物码头），其中 10 万吨级成品油泊位 1 个、3 万吨级油品及液体化学品泊位 2 个、1 万吨级液体化工品泊位 2 个、5000 吨级油品及液体化工品泊位 3 个，用于汽油、柴油、航煤、石脑油、苯乙烯等油品和液体化工品装卸；2 万吨级和 5000 吨级通用码头各一座，用于原煤、硫磺、石油焦和集装箱装卸船。产品码头吞吐量增加到为 1332.4 万吨/年。此外产品码头区延长西拦沙堤至 1450m 形成西防波堤，码头平台和引桥规模略增加，航道延长 3000m。

本次变更工程填海范围和面积与原环评阶段无变化，位于码头后方，填海面积约 40.45ha，高程由 5.8m 增加到 7.0m。

全厂污水经污水处理场及污水回用设施处理后，汇入石化园区工业污水排海管道，集中排放到排污区。本工程外排废水合计 700.1m^3/h。

8.12.1.2 涉海变更工程分析结论

本次变更工程施工期，疏浚吹填作业和抛石作业等水工工程将对水质和水生生物产生影响。

营运期，废污水排放等将对水质和海洋生态环境产生影响。

码头装卸过程中可能因运输船只碰撞、管线泄漏等事故，对水质、海洋生态

环境造成污染。

施工期污染源估算情况汇总见表 8.12-1。营运期废水排放情况见表 8.12-2。

表 8.12-1　　施工期污染源汇总表

种类	污染源		源强	主要污染物	排放方式
废水	疏浚工程	绞吸式挖泥船	2.15kg/s	SS	间断自然排海
		耙吸式挖泥船	7.5kg/s	SS	间断自然排海
		抓斗式挖泥船	3.3kg/s	SS	间断自然排海
	吹填溢流		0.113kg/s	SS	沉淀处理后排放
	桩基施工		0.5kg/s、0.34kg/s	SS	间断自然排海
	船舶生活污水		17.7m^3/d	COD：4.44kg/d	交有资质单位接收处理
	船舶含油污水		8.61m^3/d	石油类：17.22kg/d	
固体废物	疏浚作业		598.8 万 m^3（含 5.7 礁渣） 936.3 万 m^3	疏浚物	产品码头部分回填陆域，礁渣上岸利用，其余外抛
	船舶垃圾		313.5kg/d	船舶垃圾	当地环卫部门收集处理

表 8.12-2　　营运期废水污染物源强

废水排放量	**700.1m^3/h**			**5880840 m^3/a**
污染物	**排放浓度（mg/L）**	**g/s**	**kg/h**	**t/a**
悬浮物	≤30	5.834	21.00	176.43
CODcr	≤60	11.668	42.01	352.85
氨氮	≤8.0	1.556	5.60	47.05
总氮	≤40	7.779	28.00	235.23
总磷	≤0.5	0.097	0.35	2.94
石油类	≤5.0	0.972	3.50	29.40
硫化物	≤0.5	0.097	0.35	2.94
挥发酚	≤0.3	0.058	0.21	1.76
总钒	≤0.5	0.097	0.35	2.94
总镍	≤0.1	0.019	0.07	0.59
总汞	≤0.002	0.00039	0.0014	0.012
苯	≤0.1	0.019	0.07	0.59
甲苯	≤0.1	0.019	0.07	0.59
二甲苯	≤0.4	0.078	0.28	2.35
总氰化物	≤0.5	0.097	0.35	2.94
丙烯腈	≤2.0	0.389	1.40	11.76

8.12.2 海洋环境现状与影响评价结论

8.12.2.1 海水水质现状与影响评价

（1）现状

根据评价海域春、秋两季海水水质现状调查和评价结果，水质因子中 pH、化学需氧量、石油类、硫化物、镉、汞、砷、镍、挥发酚均符合相应环境功能区水质标准，其他因子所有超标站位均位于一类环境功能区，活性磷酸盐（春季）和铅（秋季）超标现象比较明显，而溶解氧、无机氮、铜和锌仅在个别调查站位中出现轻微超标现象，海域特征因子含量相对较低。活性磷酸盐春季在河口区域出现普遍超标，主要与神泉湾内滩涂养殖排污有关，而秋季浮游生物量明显高于春季，生物生长消耗水体中大量磷酸盐。重金属铅与海域历史调查资料相差不大。

对比 2010 年、2013、2014 年的调查结果可知，本次调查水质因子中盐度、pH、SS、DO、COD、石油类含量与 2010 年和 2013-2014 年的调查值相差不大；硫化物含量较原环评时期有一定程度的减少。水质因子中无机氮、活性磷酸盐、汞、铜、铅、锌、镉和砷处于波动变化中，无明显增减趋势。

2010 年度水质超标因子主要为活性磷酸盐、无机氮、硫化物和铅，2013-2014 年超标因子主要为活性磷酸盐、无机氮和铅，本次环评时期主要超标因子为活性磷酸盐、铅。比较不同时期超标因子和超标率大小，本海区主要超标因子为活性磷酸盐和铅，其中铅在海水一类环境功能区超标现象在广东沿海较为常见。

综上对比分析，该海域水质主要制约因子为活性磷酸盐，调查海域及其周边有众多小河汇入，沿海有较多水产养殖，其产生的生活污水和养殖废水主要污染物中含有大量的磷元素，这可能是造成该海域活性磷酸盐超标的主要原因。

（2）施工期影响评价

原油码头新增疏浚作业典型点引起的悬浮物增量浓度包络线主要呈平行于岸线走向的条状分布，这与工程海区的潮流为往复流，工程海区的潮流流向基本平行岸线走向的规律相一致。本次变更新增疏浚的原油码头港池和航道施工作业引起的悬浮泥沙增量浓度大于 10mg/L 的影响范围为 7.631km^2。

产品码头新增西防波堤和航道疏浚引起的悬浮物增值浓度大于 10mg/L 的最大影响面积为 8.206km^2。

（3）营运期影响评价

结合海域的水文特征，报告书分冬夏两季预测了营运期的环境影响，总体而言冬季扩散条件差于夏季，项目废水排放冬季影响大于夏季。

在排放口中心冬季预测因子中无机氮的预测值超过三类海水标准 0.41 倍，超标面积 0.011km^2。除无机氮外，其他预测因子在排污口中心的浓度增值叠加本底值后的预测值均能达到海水水质三类标准；夏季所有预测因子在排污口中心均能达到三类海水标准。

在纳污区边界夏季各预测因子在排污口边界均能达到一类标准；冬季各预测因子除无机氮和活性磷酸盐外，纳污区边界预测值均能达到一类海水标准。冬季无机氮和活性磷酸盐在一类区边界超标倍数分别为 0.53 倍和 0.73 倍，应对总氮和总磷采取相应的区域削减和倍量替代措施，才能保证纳污区附近的海洋环境质量不下降。

（3）对保护目标影响分析

海域海水水质保护目标为东海重要砂质岸线及邻近海域限制类红线区、惠来县人工鱼礁重要渔业海域限制类红线区、揭阳市神泉渔业市级自然保护区。

1）施工期

原油码头疏浚范围内，其中 7.2ha 分布在鸡椒礁特别保护海岛限制类红线区内，93.3ha 分布在前詹珍稀濒危物种集中分布区限制类红线区，分别占各区（4.12 km^2、221.76km^2）的 1.7%、0.4%；10mg/L 的 SS 在以上两个红线区内和鸡椒礁特别保护海岛禁止类红线区的影响范围分别为 1.75km^2、3.83km^2 和 0.16 km^2，分别占各区的 42.5%、1.7%和 15.4%。10mg/L 的 SS 增值浓度不影响其他保护目标。

项目工程范围相对于涉及的红线区而言面积较小、施工时间短，项目不会对栖息在该红线区范围内的物种生境造成明显影响。

2）营运期

在距离项目周边最近的东海重要砂质岸线及邻近海域限制类红线区最大浓度增值叠加本底值后，各污染因子均能达到相应水质标准；惠来县人工鱼礁重要渔业海域限制类红线区和揭阳市神泉渔业市级自然保护区的各污染物预测值除总氮和总磷外均能达到相应水质标准。但本项目排放污染物的总氮和总磷，对上述两个保护目标的的贡献率并不大，超标主要是本底值已经较高甚至已经超标所致。应当采取区域削减措施和倍量替代的措施保证区域海洋环境质量不下降。

项目排放的污水对距离项目较远的其他环境保护目标小于上述三个敏感保

护目标。

8.12.2.2 海洋生态现状与影响评价

（1）现状

春季调查，海域叶绿素 a 含量平均值为 0.69 mg/m^3，初级生产力平均值为 70.45 mg·C/m^2·d。鉴定出浮游植物 87 种，平均密度为 102.90×10^4 cells/m^3；浮游动物 50 种(类)，平均密度为 437.72 ind/m^3，平均生物量为 35.61 mg/m^3；底栖生物 28 种，平均生物量为 5.89g/m^2，平均栖息密度为 53.33ind/m^2；潮间带生物 67 种，平均生物量为 185.94 g/m^2，栖息密度为 124.00 Ind/m^2；鱼卵仔鱼 3 个种类，鱼卵平均密度为 746 粒/1000m^3，仔稚鱼密度为 72.0 尾/1000m^3。游泳生物 102 种，平均重量密度为 350.39kg/km^2，平均个体密度为 21251ind/km^2。

秋季调查，海域叶绿素 a 含量平均值为 0.72 mg/m^3，初级生产力平均值为 63.98 mg·C/m^2·d；鉴定出浮游植物 66 种，平均密度为 266.82×10^4 cells/m^3；浮游动物 65 种(类)，平均栖息密度为 983.61 ind/m^3，平均生物量为 38.08 mg/m^3；底栖生物 28 种，平均生物量为 7.99 g/m^2，平均栖息密度为 67.78 ind/m^2；潮间带生物 64 种，平均生物量为 165.81 g/m^2，栖息密度为 125.33 Ind/m^2；鱼卵仔鱼 3 个种类，鱼卵平均密度为 1,081 粒/1000m^3，仔稚鱼密度为 43.6 尾/1000m^3；游泳生物 121 种，平均重量密度为 550.39kg/km^2，平均个体密度为 24447ind/km^2。

对比 2009~2010 年和 2013~2014 年调查结果，可知叶绿素 a 随年际和季节波动变化，初级生产力有所下降。浮游植物种类数随年际和季节波动变化，优势种有一定程度改变；数量有所上升，但变化趋势不明显；生物多样性指数变化幅度不大。浮游动物种类数年际变化幅度不大，但优势种有一定程度改变；生物量和栖息密度呈波动变化，且年际变化幅度较大；生物多样性指数春季变化幅度较大，秋季变化幅度不大。底栖生物种类数有所减少，优势种有一定程度改变；生物量和栖息密度呈波动变化，且年际变化幅度较大；生物多样性指数有所下降。潮间带生物种类数年际变化不大；生物量和栖息密度呈波动变化，且变化幅度不大；生物多样性指数变化幅度也不大。鱼卵仔鱼种类数有所减少；鱼卵密度随年际和季节变化较大，仔鱼密度变化幅度不大。游泳生物种类数随年际和季节波动变化；渔获率有所下降，但资源密度却有所上升；其中，鱼类种类数变化不大，资源密度波动变化，且变化幅度较大；头足类种类数变化不大，资源密度有所上升；甲壳类种类数变化不大，资源密度波动变化，且变化幅度较大。

总体来说，评价区域海洋生态和生物资源在一定幅度的变化过程中，三个时期的调查结果未出现异常情况，生态系统整体上处于相对稳定状态。近些年，随着海域开发利用等人类活动的不断增加，和海洋生态系统自身的不断循环变化，该海域生态结构和功能，以及生物多样性虽在一定范围内发生一定程度的变化，但海洋生态系统基本维持其原有自然属性。

生物体质量中，春季各类生物体中常规监测因子 Cu、Pb、Zn、Cd、Hg、As、石油烃的含量水平均低于相应标准限值，没有出现超标现象；秋季各类生物体中常规监测因子 Cu、Pb、Zn、Cd、Hg、As 的含量水平均低于相应标准限值，没有出现超标现象，石油烃仅在鱼类生物体杜氏棱鳀（8-1 站）出现轻微超标，超标率为 4.5%，超标倍数为 0.270。2017 年春、秋两季调查中特征因子镍在鱼类、甲壳类和软体类生物体中含量较低，贝类生物体中含量相对较高，钒在各类生物体中均未检出。2018 年春季补充特征因子调查结果显示：各类生物体中氰化物、挥发酚、苯、甲苯、乙苯、二甲苯、苯乙烯、苯并(α)芘、甲基叔丁基醚、丙烯腈、乙腈、苯酚、甲醇均未检出。

由于多次调查采集的各类生物体物种和生长时期存在一定差异，本次变更环评调查与原环评时期和中间时期各类生物体残毒因子含量变化并不明显。

鱼类生物体仅在本次秋季调查一个站位（惠来电厂码头附近）出现石油烃轻微超标现象，其余因子在三个时期均未出现超标现象；而甲壳类、软体类和贝类生物体中各因子在三个时期均未出现超标现象。总体来说，该海域生物体质量一直处于较好状况。

（2）影响分析

1）施工期

施工期水工构筑物物占海对底栖生物造成不可逆转的影响，疏浚作业对底栖生物和浮游生物、渔业资源产生一定程度的影响。按照规程估算，施工期间累计损失量约为底栖生物 8.7t，鱼卵和仔鱼 3.23×10^4 尾，游泳生物 254.54kg。施工期合计新增经济损失为 90.8 万元。

项目变更工程范围相对于涉及的红线区而言面积较小、施工时间短，项目不会对栖息在该红线区范围内的物种生境造成明显影响。

原油码头区航道改向施工作业产生的悬浮物在“揭阳市海龟、蛏市级自然保护区”、“揭阳市龙虾市级自然保护区”和“前詹人工鱼礁区”的浓度增值均不

超过 10mg/L。项目对上述保护区生态环境的影响方式主要是局部水质暂时降低的影响，其程度较低，随着施工期的结束影响也结束。

原油码头航道占用幼鱼幼虾保护区，项目施工期会造成一定程度的资源损失，通过采取补偿措施可以弥补。

根据蛏、海龟和龙虾的生活习性，海龟每年 4～10 月为繁殖季节，蛏繁殖期为 5～8 月，龙虾繁殖期一般在 4 月下旬～7 月；根据疏浚作业的工期安排，疏浚作业对蛏、海龟和龙虾的繁殖影响较小。

2）营运期

营运期间，两个码头的废水均由岸上接收处理。码头工程对水环境产生影响的主要是维护疏浚的水质影响，其范围和持续时长均小于施工期。

营运期新增新增疏浚面积的维护疏浚导致的渔业资源损失量分别为：鱼卵仔鱼换算为鱼苗为 0.19×10^4 尾/次，游泳生物约 0.019t/次，底栖生物约 3.87t/次。按补偿年限 20 年估算，需新增补偿金额约 121.3 万元。

工程达标废水排放各污染物浓度增值叠加本底值后，在排污口中心 100m 范围处可达到安全浓度。本项目对揭阳海域的渔业资源及渔场环境的影响在可接受范围内。

8.12.2.3 海洋沉积物现状与影响评价

（1）现状

调查海区表层沉积物中的汞、铜、铅、锌、镉、砷、石油类和有机碳的含量均符合相应环境功能区质量标准，没有站位出现超标现象。特征因子镍符合香港沉积物质量标准限值 40×10^{-6}，钒在个别站位含量偏高，略高于我国渤海沉积物中钒的平均值 75×10^{-6}（段丽琴等，2009）。

本次调查沉积物因子中有机碳、铅、锌、镉、汞、砷和镍的含量与 2009~2010 年、2013~2014 年调查值相差不大；而石油类和铜的含量有一定程度的减少。三次调查表层沉积物各因子均未出现超标现象，总体来说，该海域沉积物质量一直处于较好状况。

（2）影响分析

1）施工期

施工期疏浚作业产生的悬沙沉降不会影响沉积物的质量。

2）营运期

营运过程排放的废水污染物排放进入水环境后，间接对沉积环境产生影响，主要影响排污口附近沉积物环境。废水污染物主要以吸附于悬浮物沉降对沉积物质量产生影响；污染物排放后对水质的影响较小；排污口所在海区悬浮物含量较小，且粒径较小，悬浮物迁移扩散的范围很广，再沉降周期较长；综合以上因素，可认为短期内对排污口周围海域的沉积物环境影响不明显，但对长期排放的污染物在海区沉积物的积累效应却不可忽略。需加强对排污口周围海域沉积物环境的监测。

8.12.2.4 区域削减计划

为改善近岸海域的环境质量，广东省、揭阳市相关部门分别发布了《揭阳市水污染防治行动计划实施方案》（揭府〔2016〕29 号）、《揭阳市龙江流域水质保护管理办法》（揭府〔2017〕27 号）、《练江流域水质达标方案》（揭府办〔2017〕95 号）、《揭阳市人民政府办公室关于印发榕江流域水质达标方案的通知》（揭府办〔2017〕94 号）、《揭阳市近岸海域污染防治实施方案》（揭市环[2017]224 号），减少氮、磷等排放量。

此外，揭阳市发布了《揭阳市人民政府办公室关于修正<中委广东石化 2000 万吨/年重油加工工程项目区域水环境质量改善污染物削减方案>的通知》（揭府办[2019]8 号），针对本项目所在海域环境质量，重点提出了惠来县城、周田镇、隆江镇、神泉镇和前詹镇的削减方案。总氮和总磷的削减量大于项目排放量的 2 倍以上，确保项目投产后海域环境质量不下降。

8.12.3 海洋环境风险影响评价结论

（1）大中型事故发生对海洋环境影响较大

由预测结果可知，一旦发生原油码头管道泄漏事故，泄漏位置周围超过 10km 的海岸线有可能（概率≥10%）受到溢油污染。海洋敏感区中，溢油对揭阳龙虾自然保护区（揭阳市海龟、蚕市级自然保护区和前詹人工鱼礁区）、揭阳市神泉渔业市级自然保护区和前詹鲍鱼高位养殖区的污染概率相对较大，分别达到 50%~60%、20%~30%和 20%~30%，最快到达时间分别为<1h、6~12h、<1h。

如果发生原油码头船舶交通事故泄漏，泄漏位置周围超过 10km的海岸线有可能（概率为 10%~20%）受到溢油污染。海洋敏感区中，溢油对揭阳龙虾自然保护区（揭阳市海龟、蚕市级自然保护区和前詹人工鱼礁区）、揭阳市神泉渔业

市级自然保护区、前詹鲍鱼高位养殖区、绿洲度假旅游区的污染概率相对较大，分别达到 40%~50%、10%~20%、10%~20%和 10%~20%，最快到达时间分别为<1h、6~12h、1~2h、2~6h。

如果发生产品码头船舶交通事故泄漏，泄漏位置周围总长度超过 5km的海岸线有可能（20%~30%）受到溢油污染。海洋敏感区中，溢油对神泉浅海养殖区、前詹鲍鱼高位养殖区的污染概率相对较大，分别达到 5%~10%、5%~10%，最快到达时间分别为 12~24h、6~12h。

综上，由于周边分布有较多的海洋敏感保护区和岛屿，因此一旦在航道上发生重大船舶溢油事故，污染危害后果会较严重。

（2）大中型事故发生概率较小

根据类比分析，本项目10吨以下、10～100吨、>100吨事故发生概率分别为0.3次/年）、0.1次/年（约10年一遇）、0.01次/年（100年一遇）。

可知，大于10t的泄漏事故发生概率较小，对于较可能发生的操作性事故，本项目配备的应急设备可独立应对。

（3）可围控性

原油码头进出港船舶数量较少，原油码头常备围油栏，作业时布设围油栏后方进行卸船，可控制装卸作业可能导致的溢油事故油膜漂移。

对于进出港船舶较多的产品码头区，将形成环抱式港区，在港区作业时布设围油栏，对于较可能发生的操作性事故，环抱式港池较容易围控，出现事故时在口门设围油栏，可控制油膜向外漂移。

本海域的环境敏感目标主要有三类：养殖区、自然保护区、度假旅游区，其中滩涂养殖区主要在湾内分布，另一种养殖方式为高位养殖，如发生溢油时停止取水可避免对养殖品种的影响；对于较敏感的是自然保护区和度假旅游区，已考虑配备围油栏等进行防护。

（4）应急设备配备可满足最可能发生的事故的应对要求

本项目的应急设备配备从严要求，可应对500t的事故，符合可操作性事故的配备要求。

根据导则，海损性事故最可能发生的泄漏量为5950t，广东境内的应急设备配备可应对6500t的事故。应急设备配备可满足最可能发生的事故的应对要求。

（5）海洋生态系统可修复性

海洋环境风险事故发生后可能对海洋生态环境造成很大的影响；从资料可见，事故发生后海洋生态系统在第2年可逐步恢复，鱼类资源恢复期3～7年。

在事故发生后需采取相应的补偿措施和修复措施，进一步加快海洋生态系统的恢复。

从以上几方面而言，在严格落实相关风险防范措施和应急设备配备方案的基础上，本项目海域环境风险是可控的。

当地政府应建立揭阳港海域环境风险防范、应急联合体系，统一调配使用海域风险防范资源，分析并优化港口、航道布局和危险物质运输方式，加强应急演练与区域联动，提高突发风险事故应急处理能力。

8.12.4 与相关规划相符性分析

项目符合《近岸海域环境功能区划》、《全国海洋主体功能区划》、《广东省海洋功能区划（2011~2020 年）》（2012）、《广东省海洋生态红线》、《广东省海洋主体功能区划规划》、《广东省海岸带综合保护与利用总体规划》和《广东省严格保护岸段名录》、《广东省海洋生态环境保护规划（2017~2020 年）》、《广东省环境保护“十三五”规划》、《揭阳港总体规划》和《揭阳港惠来港区南海作业区规划方案》。

8.12.5 主要污染防治措施

8.12.5.1 主要水污染防治措施

（1）营运期

1）按“清污分流、污污分流、分质处理”的原则设置排水系统，各类废水按其水质不同分别处理。

2）污水处理场分为含油、含盐污水两套处理工艺部分。含油污水处理部分的设计规模为 1800m^3/h。含盐污水部分的设计规模为 500m^3/h。含油污水处理后，回用到炼油循环水系统作为补充水。

3）回用水处理站设计规模为 1000m^3/h。回用水采用处理后合格的含油污水作为水源，再经深度处理，处理达标的水用于循环冷却水补充水、地面冲洗、绿化等用水。

4）废水处理达标后通过园区污水管道深海排放。

5）码头区油船靠泊作业时布置围油栏，并配备溢油回收及消除设施。制定环境风险应急预案。

6）码头工程维护疏浚应避开海洋鱼类产卵、洄游期。维护疏浚应尽可能安排在冬季。

（2）施工期

1）制定严格的施工操作制度

开工前应对施工设备进行严格的检查，做好施工设备的日常维修检查工作，保持挖泥设备的良好运行和密闭性。

合理安排施工船舶数量、位置、挖泥进度，尽量减少疏浚作业对底质的搅动强度和范围。应有专人监督管理疏竣、吹填过程的环保问题。

2）跟踪监测

疏浚作业时，对悬浮物进行跟踪监测，建立超标警报制度。

3）陆域回填时，为防止泥沙随排水流入海域，在吹填区四周设置围堰，让排水在吹填区经过较长距离的充分沉淀后变得较为澄清，再从溢流口排出。同时，溢流口设置防污屏，进一步拦截泥沙。溢流口水深高程应始终高于围填高程。

4）加强当地气象预报部门的联系，在恶劣天气条件下应提前做好施工安全防护工作或停止施工作业，避免造成船舶事故。

5）施工船舶的生活垃圾、生活污水、含油废水由有资质的接收船接收处理。

8.12.5.2 海洋生态环境保护措施

（1）对于项目建设施工及营运期间对海洋环境造成的损失，项目建设单位应与渔业主管部门协商，就工程建设造成生物资源损失、岸线影响制定合理的补偿计划。补偿金专款用于海洋渔业资源与生态环境、岸线的恢复，采取人工增殖放流、人工渔礁和保护区保护与建设、跟踪监测、岸线修复等。

（2）高强度的施工应尽量避开经济鱼虾类（主要在 3～8 月份）和保护生物（主要在 4～10 月）等主要繁殖育苗季节。

（3）加强施工人员的环保教育，禁止捕杀保护鱼类或保护的野生生物。

（4）施工和营运期间，加强用海管理和监测，掌握生态环境的发展变化趋势，及时发现存在的隐患，便于采取相应的治理措施，使工程建设对渔业资源及

生态环境产生的影响降至最低。

（5）施工与营运期间，应切实落实环境保护措施，严格控制污染物排放，防止与减少因环境质量下降造成的渔业资源损害。

8.12.5.3 岸滩跟踪监测和修复措施

包括岸滩地形断面监测、沉积物粒径监测、现场地貌调查、岸线变化监测等。

根据上述断面、沉积物、地貌、岸线等方面的监测结果，每年完成一次监测研究结果分析年度报告，全面分析岸滩冲淤、岸滩沉积物粗化或泥化、剖面；岸滩剖面冲淤，以及出现上述可能变化的成因机制、与本工程的关系等，并提出相应的对策建议，为相关决策提供基础依据。

岸滩防护措施可选择：垂岸堤、斜岸堤、L 型堤、T 型堤、鱼尾形堤等。

8.12.6 涉海专题评价结论

基于以上评价工作成果，评价单位就涉海工程形成以下结论：

（1）本项目各种废水污染物达标排放后，纳污区边界活性磷酸盐和无机氮不能达到一类海水水质标准，在落实相应的区域削减和倍量替代措施的前提下，不会造成排污口附近海域的环境质量下降。

（2）本项目配套的码头工程的影响主要体现在施工期的生态影响，其影响是暂时的，可采取措施得到补偿和修复。

（3）项目经营货种为成品油、液体化工品和固体化工品，码头运营具有明显的海洋环境污染风险。在采取了本报告提出的风险防范对策措施，配置配备了必需的应急反应设施设备后，本项目的海上污染风险是可控的。

9 地表水环境现状评价及环境影响分析

9.1 地表水环境质量现状调查评价

根据《揭阳市环境保护规划(2007-2020)》，项目所在区域地表水龙江河为三类水环境功能区，执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)III 标准。

9.1.1 地表水质量现状调查评价

⑴监测时间和监测断面

2018 年 6 月 27 日~29 日，对本项目附近龙江河等地表水进行一次水质现状监测，监测断面为龙江改河厂址上下游及厂外管道穿越沿途河流处，连续监测 3 天，每天取样一次，同期进行水文监测。监测断面设置见表 9.1.1-1 和图 9.1.1-1。

表 9.1.1-1　　地表水监测断面设置一览表

序号	断面	坐标	监测目的
1	龙江河新/老河道交界口上游处	E22°58′18″ N116°12′38″	厂址上游水质
2	龙江改河入海口处	E22°56′26″ N116°14′19″	厂址下游水质
3	林沟村龙江改河穿越点	E22°57′03″ N116°13′47″	管线穿越点水质
4	钓石村龙江河穿越点	E22°57′54″ N116°14′21″	管线穿越点水质
5	华房村华房前河	E22°59′01″ N116°16′26″	/
6	金东村雷岭河穿越点	E22°57′50″ N116°14′38″	管线穿越点水质
7	桥头村铭湖溪穿越点	E22°57′20″ N116°26′41″	管线穿越点水质

⑵监测项目

常规污染物：pH、DO、CODcr、BOD_5、NH_3-N、TN、TP、SS、TDS、石油类、挥发酚、氰化物、硫化物、氟化物、氯化物、硫酸盐、硝酸盐、汞、镉、砷、镍、六价铬、粪大肠杆菌、高锰酸盐指数、亚硝酸盐、钒。

特征污染物：苯、甲苯、二甲苯。

水质采样时同时记录水温、河宽、流速等相关水文参数。

监测期间龙江河厂址上游 1#、下游 2#断面水文参数记录见表 9.1.1-2。

表 9.1.1-2　　监测期间水文参数

采样日期	采样点位	水温(℃)	河宽(m)	流速(m/s)
2018-06-27	1#	29.6	301	0.6
	2#	28.9	420	0.5
2018-06-28	1#	29.4	301	0.5
	2#	30	420	0.5
2018-06-29	1#	29.0	301	0.5

采样日期	采样点位	水温(°C)	河宽(m)	流速(m/s)
	2#	28.8	420	0.9

⑶监测方法

监测方法详见表 9.1.1-3。

表 9.1.1-3　　监测因子及监测方法

序号	检测因子	检测标准（方法）	检出限
1	pH 值	GB 6920-86 玻璃电极法	——
2	氨氮	HJ 535-2009 纳氏试剂分光光度法	0.025 mg/L
3	总磷	GB 11893-89 钼酸铵分光光度法	0.01 mg/L
4	总氮	HJ 636-2012 碱性过硫酸钾消解紫外分光光度法	0.05 mg/L
5	悬浮物	GB 11901-89 重量法	4 mg/L
6	石油类	HJ 637-2012 红外分光光度法	0.01 mg/L
7	挥发酚	HJ 503-2009　4-氨基安替比林分光光度法	0.0003mg/L
8	氰化物	HJ 484-2009 异烟酸-吡唑啉酮分光光度法	0.001 mg/L
9	硫化物	GB/T 16489-1996 亚甲基蓝分光光度法	0.005 mg/L
10	六价铬	GB 7467-87 二苯碳酰二肼分光光度法	0.004 mg/L
11	溶解氧	GB 7489-87 碘量法	0.2 mg/L
12	氟化物	HJ 84-2016 离子色谱法	0.006 mg/L
13	氯化物	HJ 84-2016 离子色谱法	0.007 mg/L
14	硫酸盐	HJ 84-2016 离子色谱法	0.018 mg/L
15	硝酸盐	HJ 84-2016 离子色谱法	0.016 mg/L
16	亚硝酸盐	HJ 84-2016 离子色谱法	0.016 mg/L
17	溶解性总固体	GB/T 5750.4-2006 称量法	1 mg/L
18	化学需氧量	GB 11914-89 重铬酸盐法	10 mg/L
19	高锰酸盐指数	GB 11892-89 高锰酸盐指数的测定	0.5 mg/L
20	五日生化需氧量	HJ 505-2009 稀释与接种法	0.5 mg/L
21	粪大肠菌群	HJ/T 347-2007 多管发酵法	——
22	苯	GB 11890-89 气相色谱法	0.0004 mg/L
23	甲苯	GB 11890-89 气相色谱法	0.0003 mg/L
24	二甲苯	GB 11890-89 气相色谱法	0.0005 mg/L
25	汞	HJ 694-2014 原子荧光法	0.00004mg/L
26	砷	HJ 694-2014 原子荧光法	0.0003 mg/L
27	镉	GB 7475-87 原子吸收分光光度法	0.001mg/L
28	镍	GB 11912-89 火焰原子吸收分光光度法	0.007 mg/L
29	钒	GB 11912-89 火焰原子吸收分光光度法	0.01 mg/L



图 9.1.1-1　　地表水监测点位示意图

⑷评价方法

采用单因子指数法对地表水水质现状进行评价，计算公式为：

$$Si = Ci / Csi$$

式中：Si ------污染物单因子指数；

Ci ------i 污染物的浓度值，mg/L；

Csi ------i 污染物的评价标准值，mg/L。

pH 标准指数的计算公式：

$$S_{pH\cdot j} = \frac{7.0 - pH_j}{7.0 - pH_{sd}} \qquad pH \le 7.0$$

$$S_{pH\cdot j} = \frac{pH_j - 7.0}{pH_{su} - 7.0} \qquad pH \ge 7.0$$

式中：$S_{pH\cdot j}$------ pH 单因子指数；

pH_j------地面水 j 断面的 pH ；

pH_{sd}------地面水水质标准中规定的 pH 下限；

pH_{su}------地面水水质标准中规定的 pH 上限。

DO 标准指标的计算公式：

$$S_{DO.j} = \frac{\left|DO_f - DO_j\right|}{DO_f - DO_s} \qquad DO_f \ge DO_s$$

$$S_{DO.j} = 10 - 9\frac{DO_j}{DO_s} \qquad DO_f < DO_s$$

$$DO_f = 468/(31.6 + T)$$

式中：$S_{DO.j}$------溶解氧单因子指数；

DO_j------j 断面溶解氧值；

DO_s------溶解氧的地面水水质标准；

DO_f------饱和溶解氧浓度；

T------水温，℃。

⑸评价结果

监测数据和评价结果见表9.1.1-4和表9.1.1-5。

表 9.1.1-4　　龙江河监测结果及评价表(1)　　单位：(mg/L，pH 无单位)

监测断面	监测项目		pH	DO	COD_{cr}	BOD_5	高锰酸盐指数	TDS	SS	NH_3-N	TN	TP	石油类	苯	甲苯	二甲苯	挥发酚	氰化物
1#	监测值	2018.6.27	7.34	6.0	15	2.9	5.0	3120	8	0.15	3.03	0.06	0.04	0.0004L	0.0003L	0.0005L	0.0003L	0.001L
		2018.6.28	7.65	6.3	12	2.2	4.8	5700	15	0.43	4.04	0.08	0.03	0.0004L	0.0003L	0.0005L	0.0003L	0.001L
		2018.6.29	7.36	6.5	11	2.2	6.0	8320	15	0.61	3.98	0.06	0.03	0.0004L	0.0003L	0.0005L	0.0003L	0.001L
	平均值		7.45	6.3	12.7	2.43	5.3	5813	12.7	0.40	3.68	0.07	0.03	0.0004L	0.0003L	0.0005L	0.0003L	0.001L
	标准值(III 类)		6~9	≥5	≤20	≤4	≤6	/	30	≤1.0	/	≤0.2	≤0.05	0.01	0.7	0.5	≤0.005	≤0.2
	超标率 (%)		0	0	0	0	0	/	0	0	/	0	0	0	0	0	0	0
	最大标准指数		0.33	0.64	0.75	0.73	1.0	/	0.50	0.61	/	0.4	0.80	/	/	/	/	/
2#	监测值	2018.6.27	7.82	6.4	16	3.1	3.7	5390	16	0.33	4.34	0.10	0.03	0.0004L	0.0003L	0.0005L	0.0003L	0.001L
		2018.6.28	7.69	6.5	14	2.2	5.4	10800	20	0.07	3.72	0.12	0.02	0.0004L	0.0003L	0.0005L	0.0003L	0.001L
		2018.6.29	7.47	6.6	10	2.0	5.0	12000	20	0.73	2.70	0.04	0.04	0.0004L	0.0003L	0.0005L	0.0003L	0.001L
	平均值		7.66	6.5	13.3	2.4	4.7	9396	18.7	0.38	3.59	0.09	0.03	0.0004L	0.0003L	0.0005L	0.0005L	0.001L
	标准值(III 类)		6~9	≥5	≤20	≤4	≤6	/	20	≤1.0	/	≤0.2	≤0.05	0.01	≤0.7	0.5	0.5	≤0.2
	超标率 (%)		0	0	0	0	0	/	0	0	/	0	0	0	0	0	0	0
	最大标准指数		0.41	0.49	0.80	0.78	0.9	/	0.67	0.73	/	0.6	0.80	/	/	/	/	/
3#	监测值	2018.6.27	7.69	6.2	17	2.5	5.8	4370	12	0.16	3.18	0.06	0.01L	0.0004L	0.0003L	0.0005L	0.0003L	0.001L
		2018.6.28	7.55	6.6	12	2.3	5.6	5460	16	0.09	3.08	0.09	0.01L	0.0004L	0.0003L	0.0005L	0.0003L	0.001L
		2018.6.29	7.55	6.8	15	2.9	5.1	13500	17	0.25	3.87	0.05	0.02	0.0004L	0.0003L	0.0005L	0.0003L	0.001L
	平均值		7.60	6.5	14.67	2.57	5.50	7776	15	0.17	3.38	0.07	0.01L	0.0004L	0.0003L	0.0005L	0.0003L	0.001L
	标准值(III 类)		6~9	≥5	≤20	≤4	≤6	/	30	≤1.0		≤0.2	≤0.05	0.01	≤0.7	0.5	≤0.005	≤0.2
	超标率 (%)		0	0	0	0	0	/	0	0	/	0	0	0	0	0	0	0
	最大标准指数		0.35	0.56	0.85	0.73	0.97	/	0.57	0.25	/	0.45	0.40	/	/	/	/	/
4#	监测	2018.6.27	7.45	5.1	17	2.7	6.3★	938	18	0.68	5.12	0.12	0.01L	0.0004L	0.0003L	0.0005L	0.0003L	0.001L
		2018.6.28	7.53	5.8	14	2.6	5.4	3270	24	0.52	2.47	0.15	0.01L	0.0004L	0.0003L	0.0005L	0.0003L	0.001L
		2018.6.29	7.44	5.5	12	2.3	4.9	9280	12	0.31	3.49	0.14	0.02	0.0004L	0.0003L	0.0005L	0.0003L	0.001L

	平均值		7.47	5.5	14.3	2.53	5.5	4496	18	0.50	3.69	0.14	0.01L	0.0004L	0.0003L	0.0005L	0.0003L	0.001L
	标准值(III 类)		6~9	≥5	≤20	≤4	≤6	/	30	≤1.0	/	≤0.2	≤0.05	0.01	≤0.7	0.5	≤0.005	≤0.2
	超标率 (%)		0	0	0	0	33	/	0	0	/	0	0	0	0	0	0	0
	最大标准指数		0.27	0.97	0.85	0.68	1.05★	/	0.80	0.68	/	0.75	0.40	/	/	/	/	/
5#	监测值	2018.6.27	7.70	6.2	12	2.2	4.9	306	22	0.64	3.43	0.10	0.02	0.0004L	0.0003L	0.0005L	0.0003L	0.001L
		2018.6.28	7.76	6.5	10	2.2	4.8	478	14	0.87	3.02	0.08	0.04	0.0004L	0.0003L	0.0005L	0.0003L	0.001L
		2018.6.29	7.74	6.6	12	2.0	4.4	435	15	0.57	2.71	0.07	0.01L	0.0004L	0.0003L	0.0005L	0.0003L	0.001L
	平均值		7.73	6.4	11.33	2.13	4.7	406	17	0.69	3.05	0.08	0.02	0.0004L	0.0003L	0.0005L	0.0003L	0.001L
	标准值(III 类)		6~9	≥5	≤20	≤4	≤6	/	30	≤1.0	/	≤0.2	≤0.05	0.01	≤0.7	0.5	≤0.005	≤0.2
	超标率 (%)		0	0	0	0	0	/	0	0	/	0	0	0	0	0	0	0
	最大标准指数		0.38	0.56	0.60	0.55	0.82	/	0.73	0.87	/	0.50	0.80	/	/	/	/	/
6#	监测值	2018.6.27	7.73	6.5	17	2.3	4.5	1890	19	0.85	4.89	0.10	0.02	0.0004L	0.0003L	0.0005L	0.0003L	0.001L
		2018.6.28	7.66	6.2	17	2.7	4.2	5270	20	0.32	4.10	0.08	0.01L	0.0004L	0.0003L	0.0005L	0.0003L	0.001L
		2018.6.29	7.69	6.1	14	2.7	4.3	11300	22	0.18	5.11	0.07	0.02	0.0004L	0.0003L	0.0005L	0.0003L	0.001L
	平均值		7.69	6.3	16	2.57	4.3	6153	20.3	0.45	4.70	0.08	0.02	0.0004L	0.0003L	0.0005L	0.0003L	0.001L
	标准值(III 类)		6~9	≥5	≤20	≤4	≤6	/	30	≤1.0	/	≤0.2	≤0.05	0.01	≤0.7	0.5	≤0.005	≤0.2
	超标率 (%)		0	0	0	0	0	/	0	0	/	0	0	0	0	0	0	0
	最大标准指数		0.37	0.60	0.85	0.68	0.72	/	0.73	0.85	/	0.50	0.40	/	/	/	/	/
7#	监测值	2018.6.27	7.68	5.6	13	2.5	5.4	3200	16	0.40	3.08	0.09	0.03	0.0004L	0.0003L	0.0005L	0.0003L	0.001L
		2018.6.28	7.38	5.2	13	2.6	4.6	1500	18	0.45	1.74	0.06	0.01L	0.0004L	0.0003L	0.0005L	0.0003L	0.001L
		2018.6.29	7.21	5.5	14	2.7	4.8	1900	6	0.10	3.78	0.05	0.04	0.0004L	0.0003L	0.0005L	0.0003L	0.001L
	平均值		7.42	5.4	13.33	2.6	4.93	2200	13.3	0.32	2.87	0.06	0.03	0.0004L	0.0003L	0.0005L	0.0003L	0.001L
	标准值(III 类)		6~9	≥5	≤20	≤4	≤6	/	30	≤1.0	/	≤0.2	≤0.05	0.01	≤0.7	0.5	≤0.005	≤0.2
	超标率 (%)		0	0	0	0	0	/	0	0	/	0	0	0	0	0	0	0
	最大标准指数		0.34	0.93	0.70	0.68	0.90	/	0.60	0.45	/	0.45	0.80	/	/	/	/	/

注：★为超标 ， L 为低于检出限

表 9.1.1-5　　龙江河监测结果及评价表(2)　　单位：(mg/L)

监测断面	监测项目		硫化物	氟化物	氯化物	硫酸盐	硝酸盐	亚硝酸盐	六价铬	砷	汞	镉	镍	钒	粪大肠杆菌（个）
1#	监测值	2018.6.27	0.005L	0.69	1390★	217	2.18	0.57	0.004L	0.0003L	0.00004L	0.001L	0.007L	0.01L	3200
		2018.6.28	0.005L	0.58	2560★	370★	1.47	0.92	0.004L	0.0003L	0.00004L	0.001L	0.007L	0.01L	1050
		2018.6.29	0.005L	0.705	1350★	530★	1.91	0.37	0.004L	0.0003L	0.00004L	0.001L	0.007L	0.01L	2400
	平均值		0.005L	0.66	1767★	372★	1.85	0.62	0.004L	0.0003L	0.00004L	0.001L	0.007L	0.01L	2217
	标准值 (III 类)		≤0.2	≤1.0	250	250	10	/	≤0.05	≤0.05	≤0.0001	≤0.005	0.02	0.05	≤10000
	超标率 (%)		0	0	100	66	0	/	0	0	0	0	0	0	0
	最大标准指数		/	0.71	10.24★	2.12★	0.22	/	/	/	/	/	/	/	0.32
2#	监测值	2018.6.27	0.005L	0.72	3210★	479★	3.05	0.91	0.004L	0.0003L	0.00004L	0.001L	0.007L	0.01L	3600
		2018.6.28	0.005L	0.58	5500★	804★	1.38	0.23	0.004L	0.0003L	0.00004L	0.001L	0.007L	0.01L	1400
		2018.6.29	0.005L	0.50	4450★	645★	1.38	0.39	0.004L	0.0003L	0.00004L	0.001L	0.007L	0.01L	1700
	平均值		0.005L	0.60	4387★	643★	1.94	0.51	0.004L	0.0003L	0.00004L	0.001L	0.007L	0.01L	2233
	标准值(III 类)		≤0.2	≤1.0	250	250	10	/	≤0.05	≤0.05	≤0.0001	0.005	0.02	0.05	≤10000
	超标率 (%)		0	0	100	100	0	/	0	0	0	0	0	0	0
	最大标准指数		/	0.72	22.00★	3.22★	0.30	/	/	/	/	/	/	/	0.36
3#	监测值	2018.6.27	0.005L	0.97	2430★	391★	2.82	0.15	0.004L	0.0003L	0.00004L	0.001L	0.007L	0.01L	1200
		2018.6.28	0.005L	0.67	2940★	526★	2.73	0.10	0.004L	0.0003L	0.00004L	0.001L	0.007L	0.01L	1250
		2018.6.29	0.005L	0.99	1660★	296★	2.22	0.44	0.004L	0.0003L	0.00004L	0.001L	0.007L	0.01L	3000
	平均值		0.005L	0.88	2343★	404★	2.59	0.23	0.004L	0.0003L	0.00004L	0.001L	0.007L	0.01L	1817
	标准值(III 类)		≤0.2	≤1.0	250	250	10	/	≤0.05	≤0.05	≤0.0001	0.005	0.02	0.05	≤10000
	超标率 (%)		0	0	100	100	0	/	0	0	0	0	0	0	0
	最大标准指数		/	0.99	11.76★	2.10★	0.28	/	/	/	/	/	/	/	0.30
4#	监测值	2018.6.27	0.005L	0.72	508★	80.6	1.60	0.28	0.004L	0.0003L	0.00004L	0.001L	0.007L	0.01L	2600
		2018.6.28	0.005L	0.69	1710★	302★	0.87	0.75	0.004L	0.0003L	0.00004L	0.001L	0.007L	0.01L	3500
		2018.6.29	0.005L	0.89	1200★	204★	2.00	0.32	0.004L	0.0003L	0.00004L	0.001L	0.007L	0.01L	4200
	平均值		0.005L	0.77	1139★	195	1.49	0.45	0.004L	0.0003L	0.00004L	0.001L	0.007L	0.01L	3433

	标准值(III 类)		≤0.2	≤1.0	250	250	10	/	≤0.05	≤0.05	≤0.0001	0.005	0.02	0.05	≤10000
	超标率 (%)		0	0	100	66	0	/	0	0	0	0	0	0	0
	最大标准指数		/	0.89	6.84★	1.21★	0.20	/	/	/	/	/	/	/	0.42
5#	监测值	2018.6.27	0.005L	0.75	137	34.6	1.06	0.59	0.004L	0.0003L	0.00004L	0.001L	0.007L	0.01L	4250
		2018.6.28	0.005L	0.80	116	36.8	0.95	0.65	0.004L	0.0003L	0.00004L	0.001L	0.007L	0.01L	3600
		2018.6.29	0.005L	0.50	182	36.2	0.42	0.40	0.004L	0.0003L	0.00004L	0.001L	0.007L	0.01L	1100
	平均值		0.005L	0.68	145	35.9	0.81	0.55	0.004L	0.0003L	0.00004L	0.001L	0.007L	0.01L	2983
	标准值(III 类)		≤0.2	≤1.0	250	250	10	/	≤0.05	≤0.05	≤0.0001	0.005	0.02	0.05	≤10000
	超标率 (%)		0	0	0	0	0	/	0	0	0	0	0	0	0
	最大标准指数		/	0.8	0.73	0.15	0.11	/	/	/	/	/	/	/	0.43
6#	监测值	2018.6.27	0.005L	0.69	828★	147	0.53	0.62	0.004L	0.0003L	0.00004L	0.001L	0.007L	0.01L	2800
		2018.6.28	0.005L	0.68	2520★	391★	0.83	0.70	0.004L	0.0003L	0.00004L	0.001L	0.007L	0.01L	3400
		2018.6.29	0.005L	0.86	1500★	222★	1.74	0.39	0.004L	0.0003L	0.00004L	0.001L	0.007L	0.01L	1500
	平均值		0.005L	0.74	1616★	253★	1.03	0.57	0.004L	0.0003L	0.00004L	0.001L	0.007L	0.01L	2567
	标准值(III 类)		≤0.2	≤1.0	250	250	10	/	≤0.05	≤0.05	≤0.0001	0.005	0.02	0.05	≤10000
	超标率 (%)		0	0	100	33	0	/	0	0	0	0	0	0	0
	最大标准指数		/	0.86	10.08★	1.56★	0.17	/	/	/	/	/	/	/	0.34
7#	监测值	2018.6.27	0.005L	0.64	1440★	236	1.55	0.89	0.004L	0.0003L	0.00004L	0.001L	0.007L	0.01L	3300
		2018.6.28	0.005L	0.66	778★	162	0.63	0.54	0.004L	0.0003L	0.00004L	0.001L	0.007L	0.01L	3800
		2018.6.29	0.005L	0.86	1980★	298★	1.62	0.66	0.004L	0.0003L	0.00004L	0.001L	0.007L	0.01L	1320
	平均值		0.005L	0.72	1399★	232	1.27	0.70	0.004L	0.0003L	0.00004L	0.001L	0.007L	0.01L	2807
	标准值(III 类)		≤0.2	≤1.0	250	250	10	/	≤0.05	≤0.05	≤0.0001	0.005	0.02	0.05	≤10000
	超标率 (%)		0	0	100	33	0	/	0	0	0	0	0	0	0
	最大标准指数		/	0.86	7.9★	1.19★	0.16	/	/	/	/	/	/	/	0.38

注：★为超标， L 为低于检出限

由表 9.1.1-4 分析：

1#监测断面（龙江河老河道、新河道交界口处上游处）

在所有监测因子中，pH、溶解氧、化学耗氧量、生化需氧量、高锰酸盐指数、悬浮物、氨氮、总磷、石油类、硝酸盐、氟化物、粪大肠杆菌等 12 个指标监测数据均达到 III 类水质标准；苯、甲苯、二甲苯、挥发酚、氰化物、硫化物、六价铬、砷、汞、镉、镍、钒等 12 个指标监测数据均低于检出限；氯化物、硫酸盐等 2 个指标监测数据均超标，超标率均为 100%，最大超标倍数分别为 9.24、1.12 倍。

2#监测断面（龙江改河入海口处）

在所有监测因子中，pH、溶解氧、化学耗氧量、生化需氧量、高锰酸盐指数、悬浮物、氨氮、总磷、石油类、硝酸盐、氟化物、粪大肠杆菌等 12 个指标监测数据均达到 III 类水质标准；苯、甲苯、二甲苯、挥发酚、氰化物、硫化物、六价铬、砷、汞、镉、镍、钒等 12 个指标监测数据均低于检出限；氯化物、硫酸盐等 2 个指标监测数据均超标，超标率均为 100%，最大超标倍数分别为 21、2.22 倍。

3#监测断面（林沟村龙江改河穿越点）

在所有监测因子中，pH、溶解氧、化学耗氧量、生化需氧量、高锰酸盐指数、悬浮物、氨氮、总磷、石油类、硝酸盐、氟化物、粪大肠杆菌等 12 个指标监测数据均达到 III 类水质标准；苯、甲苯、二甲苯、挥发酚、氰化物、硫化物、六价铬、砷、汞、镉、镍、钒等 12 个指标监测数据均低于检出限；氯化物、硫酸盐等 2 个指标监测数据均超标，超标率均为 100%，最大超标倍数分别为 10.76、1.10 倍。

4#监测断面（钓石村龙江河穿越点）

在所有监测因子中，pH、溶解氧、化学耗氧量、生化需氧量、悬浮物、氨氮、总磷、石油类、硝酸盐、氟化物、粪大肠杆菌等 11 个指标监测数据均达到 III 类水质标准；苯、甲苯、二甲苯、挥发酚、氰化物、硫化物、六价铬、砷、汞、镉、镍、钒等 12 个指标监测数据均低于检出限；高锰酸盐指数、硫酸盐等 2 个指标监测数据中有个别超标，超标率分别为 33%、66%，最大超标倍数分别为 0.05、0.21 倍；氯化物指标监测数据均超标，超标率为 100%，最大超标倍数为 5.84 倍。

5#监测断面（华房村华房前河）

在所有监测因子中，pH、溶解氧、化学耗氧量、生化需氧量、高锰酸盐指数、悬浮物、氨氮、总磷、石油类、氟化物、氯化物、硫酸盐、硝酸盐、粪大肠杆菌等 14 个指标监测数据均达到 III 类水质标准；苯、甲苯、二甲苯、挥发酚、氰化物、硫化物、六价铬、砷、汞、镉、镍、钒等 12 个指标监测数据均低于检出限。

6#监测断面（金东村雷岭河穿越点）

在所有监测因子中，pH、溶解氧、化学耗氧量、生化需氧量、高锰酸盐指数、悬浮物、氨氮、总磷、石油类、硝酸盐、氟化物、粪大肠杆菌等 12 个指标监测数据均达到 III 类水质标准；苯、甲苯、二甲苯、挥发酚、氰化物、硫化物、六价铬、砷、汞、镉、镍、钒等 12 个指标监测数据均低于检出限；硫酸盐指标监测数据中有 1 个超标，超标率为 33%，最大超标倍数为 0.56 倍；氯化物指标监测数据均超标，超标率为 100%，最大超标倍数为 9.08 倍。

7#监测断面（桥头村铭湖溪穿越点）

在所有监测因子中，pH、溶解氧、化学耗氧量、生化需氧量、高锰酸盐指数、悬浮物、氨氮、总磷、石油类、氟化物、硝酸盐、粪大肠杆菌等 12 个指标监测数据均达到 III 类水质标准；苯、甲苯、二甲苯、挥发酚、氰化物、硫化物、六价铬、砷、汞、镉、镍、钒等 12 个指标监测数据均低于检出限；硫酸盐指标监测数据中有 1 个超标，超标率为 33%，最大超标倍数为 0.19 倍；氯化物指标监测数据均超标，超标率为 100%，最大超标倍数为 8.9 倍。

综上，龙江河及龙江改河各监测断面，pH、溶解氧、化学耗氧量、生化需氧量、氨氮、石油类、挥发酚、氰化物、苯及苯系物、硝酸盐、氟化物、粪大肠杆菌、重金属等指标均达到 III 类水质标准，说明龙江河水质良好；但由于受到海潮及当地水文地质影响，部分断面氯化物、硫酸盐等指标超标。

9.1.2 地表水环境质量变化历史趋势

收集原环评 2010 年 6 月、园区规划环评 2015 年 10 月、本次环评 2018 年 6 月，龙江河与龙江改河交界上游相近断面的共有的监测因子数据，按各个监测期数据的平均值来计算标准指数，分析龙江河该断面水质变化情况，主要水质因子的标准指数对比见表 9.1.2-1。

表 9.1.2-1　　龙江河主要水质因子标准指数对比表

来源	年份	pH	DO	COD_{cr}	BOD_5	NH_3-N	石油类	挥发酚
原环评	2010.06	0.16	0.62	0.56	0.55	0.39	未检出	未检出
规划环评	2015.10	0.25	1.04★	0.81	0.71	0.17	2.7★	未检出
本次环评	2018.06	0.32	0.62	0.64	0.61	0.40	0.6	未检出

根据表 9.1.2-1，对 2010、2015、2018 年龙江河相近断面三年水质数据平均值的标准指数的变化状况进行分析，在 2010~2018 年期间，龙江河水质监测指标中，pH、CODcr、BOD_5、NH_3-N、挥发酚等主要水质指标均满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)III 类水质标准，指标变化幅度不大；溶解氧和石油类指标在 2015 年有超标现象，但 2018 年均达标，说明目前龙江河水质良好。

另根据 2014、2015、2016、2017 年《揭阳市环境质量报告》，龙江河惠来河段近四年水质均符合 III 类水质标准，水质良好。

9.2 地表水环境影响分析

9.2.1 运营期排水对地表水环境影响

⑴正常工况

正常工况下，本项目生产废水、生活污水、污染雨水等送项目污水处理场进行处理，再经回用水处理系统后，出水达到循环水补水水质标准后回用于循环水站补水，浓盐水通过排海管道达标排放，排放标准以《广东省水污染物排放限制》(DB4426-2001)、《石油炼制工业污染物排放标准》(GB31570-2015)、《石油化学工业污染物排放标准》(GB31571-2015)和《合成树脂工业污染物排放标准》(GB 31572-2015)中择严执行，因此正常工况下，本项目无废水排放周边地表水体，本项目排水对周边地表水环境影响很小。

⑵非正常工况

本项目建有完善的水污染三级防控体系，其中厂区设置污水缓冲池，在开停车、故障检修等非正常工况下作为储存与调控手段，废水经收集排入上述相应的污水缓冲池，待正常后返回污水处理系统处理；产品码头区陆域部分设污水池，专门用于收集码头陆域内相关设施发生故障时产生的废水，因此在非正常工况下，本项目也可保证无废水外排周边水体。

9.2.2 项目取水对地表水环境影响

⑴建设项目取水对生态环境的影响

根据本项目水资源论证报告，本项目从龙江河邦山水闸和石榴潭水库取水，年取水量为 1944 万 m^3，年平均取水流量为 0.62m^3/s，占邦山水闸多年平均年径流量的 1.51%，占石榴潭水库年供水量 1.531 亿 m^3 的 15.3%，通过 45 年长系列月调节水量平衡计算成果分析，枯水期通过石榴潭水库向炼化厂区供水，龙江河邦山水闸和石榴潭水库的工业生活、农业灌溉用水都能满足保证率要求，生态环境用水也可以保证，本工程取水不会对流域的生态环境造成明显的影响。

⑵建设项目取水对区域水质的影响

由于本工程从邦山水闸上游取水，除了在枯水年份因取水使河道流量减小而对河道纳污能力有一定影响外，没有直接向河流排放污染物，因此不会对龙江河的水质造成明显的不利影响。

总之，本项目取水对区域水资源形势影响微小，不会影响水库设计时计算的最小生态基流，因此本项目取水对龙江河水功能区、龙江河纳污能力影响轻微。

9.3 小结

本次环评监测，龙江河及龙江改河各监测断面的监测因子中：pH、溶解氧、化学耗氧量、生化需氧量、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、氰化物、苯及苯系物、硝酸盐、氟化物、粪大肠杆菌、重金属等主要指标均达到 III 类水质标准，说明龙江河水质良好；但由于受到海潮影响，河口部分断面氯化物、硫酸盐等指标有超标现象。

分析 2010、2015、2018 年龙江河主要水质指标变化，pH、CODcr、BOD_5、NH_3-N、挥发酚等主要指标均满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)III 类水质标准，指标变化幅度不大；根据 2014、2015、2016、2017 年《揭阳市环境质量报告》，龙江河惠来河段近四年水质均符合 III 类水质标准，说明目前龙江河水质变化趋势良好。

本项目建设有完善的污水处理回用和三级防控体系，在正常和非正常工况下均无废水外排至周边环境水体，本项目建设对周边水环境质量的直接影响较小。

本项目取水水源为龙江河及上游石榴潭水库水，取用水量占水库水比例均较小，本项目取水对地表水环境的生态、水功能、纳污能力影响轻微。

10 地下水环境影响预测与评价

10.1 区域环境概况

10.1.1 地形地貌

建设项目地处大南山南麓，枕山面海。地势北高南低，自西北向东南倾斜。位于惠来县城西北侧的犁头冻，海拔 822.7m，是境内的最高峰，最低地带为神泉镇，平均海拔不足 3m，区内基本属滨海丘陵类型，地貌由山地、丘陵、平原和沙滩塭地与海岛构成。海岸线曲折多湾，岬角发育。

炼化厂区位于惠来县南海农林场，龙江改河以西区域，地形东西走向总体上西高东低，南北方向上中间高，两头低。整体上较平坦，地貌单位属于海岸地貌，主要由沙滩、沙丘、废弃鱼池、防护林、农田等组成。场地标高多在 4～15m 之间。

原油码头库区位于惠来县东南石碑山区域，场地地势较平坦，属于海岸地貌。

厂外管线地形地貌为剥蚀残丘和冲积平原，平原区地形平坦，地势低平，残丘地区相对高差较小，坡度较缓。南临南海，主要由少部分海边沙地、平坦地及大部分丘陵地组成。海边沙地、平坦地高程在 1～5m 之间；丘陵地高差较大，高程一般在 20～30m 之间。线路所经区域内种植的防护林、水稻、水产养殖为主，部分为旱地，植被茂密。

10.1.2 地层岩性

根据《中华人民共和国区域地质调查报告 1:200000 汕头-惠来幅》（图 10.1-1）和现场地质钻探结果，炼化厂区地层上部主要为第四系三角洲相沉积物（Q^{mal}），原油码头库区地层上部局部为第四系泻湖沉积物，其他区域及下伏基岩均为燕山晚期第三次侵入岩（γ_5^{2-3}）。

第四系三角洲相沉积物（Q^{mal}）：分布于韩江、榕江、练江、黄岗、龙江河下游河口地带，构成广阔而平坦的平原，其分布面积达 2610km^2，占第四系总面积的 75.72%，三角洲相沉积主要有粉细砂、有机质粘土夹薄层粉砂、淤泥、粉质粘土、粘土、中细砂、粗砾砂、含粘性土砾砂等组成，常夹有半咸水生物贝壳遗体。

第四系中期海相沉积物（Q_c^m）：主要分布于惠来县神泉、靖海等地，沉积物主要有砂质粘土、粘土、细砂、粗砂等，局部见砾砂，常含有海相生物贝壳。

第四系晚期海相沉积物（$Q_d^{m(sa)}$）：主要分布于惠来县神泉、靖海、潮阳田心、饶平等地，在地貌上称为砂堤，沉积物主要有灰白色、淡黄色中细砂、粗砂等，局部见砾砂，常含有海相生物贝壳。

基岩：为燕山晚期第三次侵入岩（γ_5^{2-3}），主要分布在普宁-汤溪北东向大断裂以东，为燕山晚期规模较大的一次侵入岩。岩性主要为绛红色中粒花岗岩，他们侵入于上三叠-下侏罗统砂页岩、上侏罗统火山岩、及燕山晚期第一、二次侵入岩，侵入界限清楚。一般较平直，也有波状起伏，倾角较陡。本次侵入体的产状比较清楚，一般均呈中下型的岩株状产出。岩体的形态多保存完好，显出它是较晚期侵入的特点。

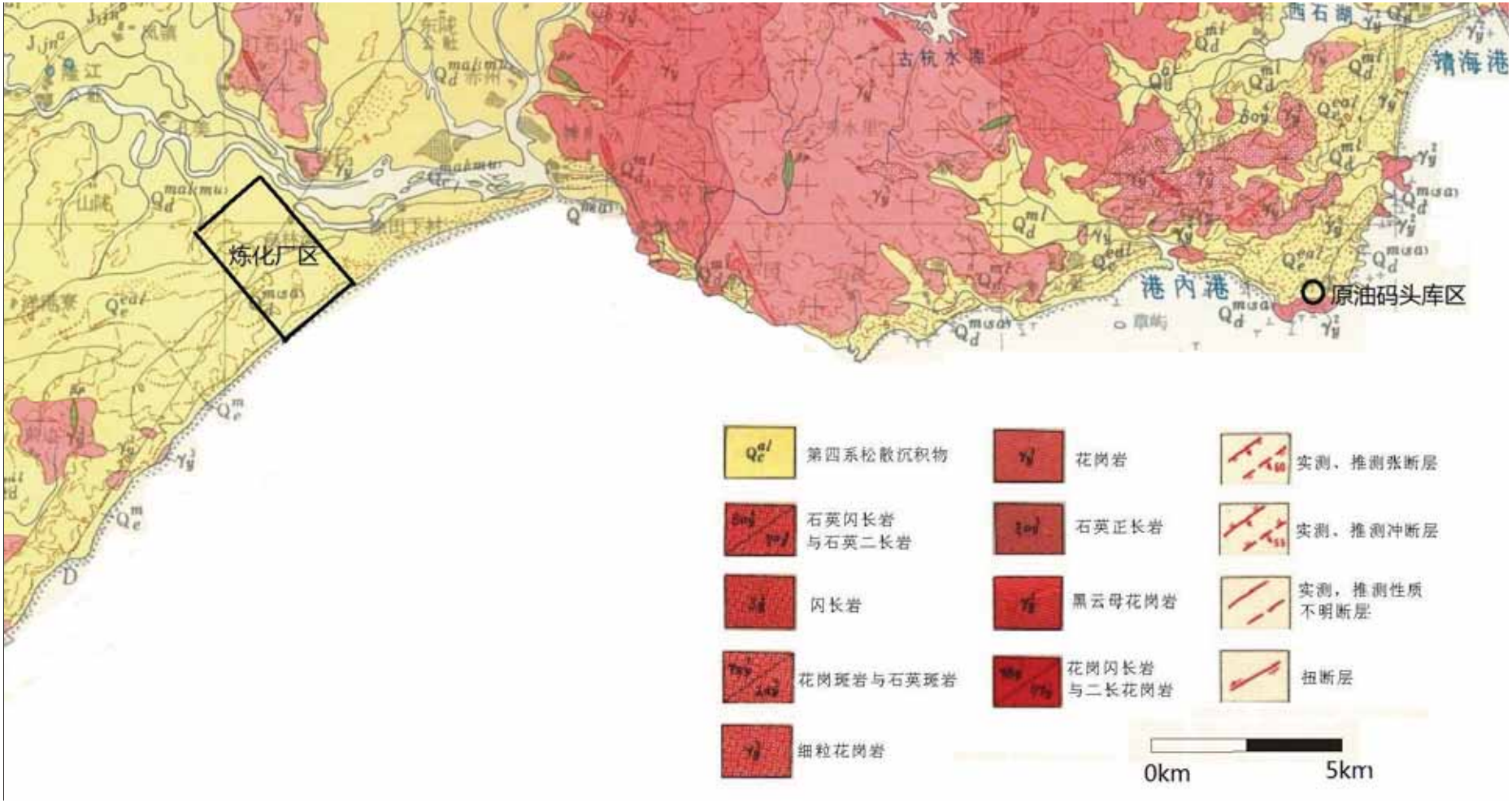

炼化厂区
原油码头库区
古杭水道
港内港
靖海港
第四系松散沉积物
花岗岩
实测、推测张断层
石英闪长岩
与石英二长岩
石英正长岩
实测、推测冲断层
闪长岩
黑云母花岗岩
实测，推测性质
不明断层
花岗斑岩与石英斑岩
花岗闪长岩
与二长花岗岩
扭断层
细粒花岗岩
0km
5km

图 10.1-1 区域地质图

10.1.3 地质构造

⑴构造单元划分

根据《中华人民共和国区域地质调查报告 1:200000 汕头-惠来幅》，本项目位于东南沿海，区内广泛发育新华夏构造，以北东向构造为主体，与区域北西向构造相互配套，构成“多字型”控制全区。东西向构造时隐时现，断续展开，它们延续时间颇长，迭次再现，造成复杂的交接复合关系。《广东省地质构造图》见图 10.1-2。

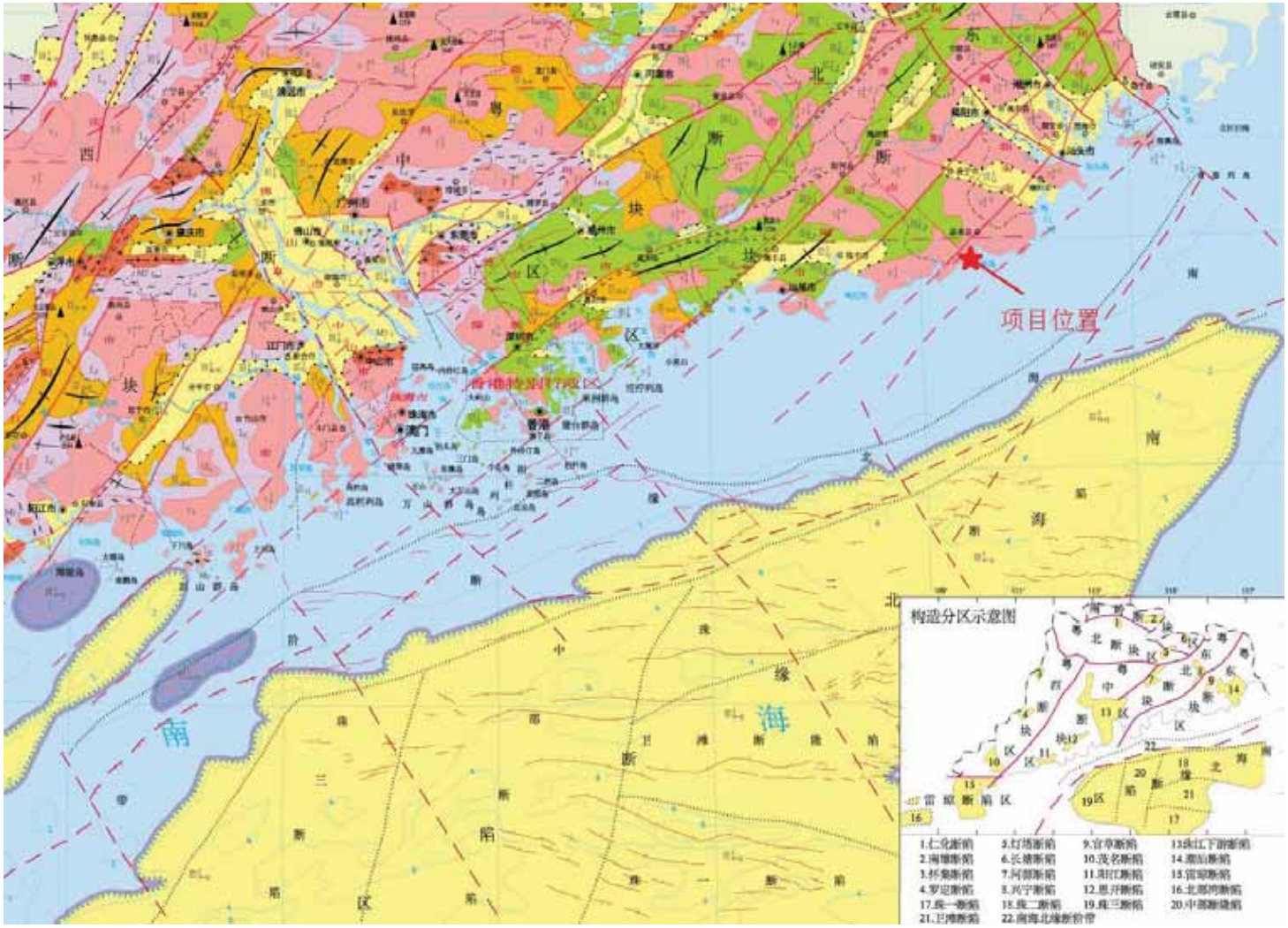


图 10.1-2 广东省地质构造图

⑵断裂

炼化厂区东侧为东西西向普宁-田心断裂带（F11），距厂区东边界直线距离约 35km，为陆域隐伏断裂；西北侧为东南向潮州-汕尾断裂带（F5），距厂区北边界直线距离约 30km，为逆断层。区域地震构造图（2010 年出版，潮汕地区）见图 10.1-3。评价区域内无活动断裂穿越。

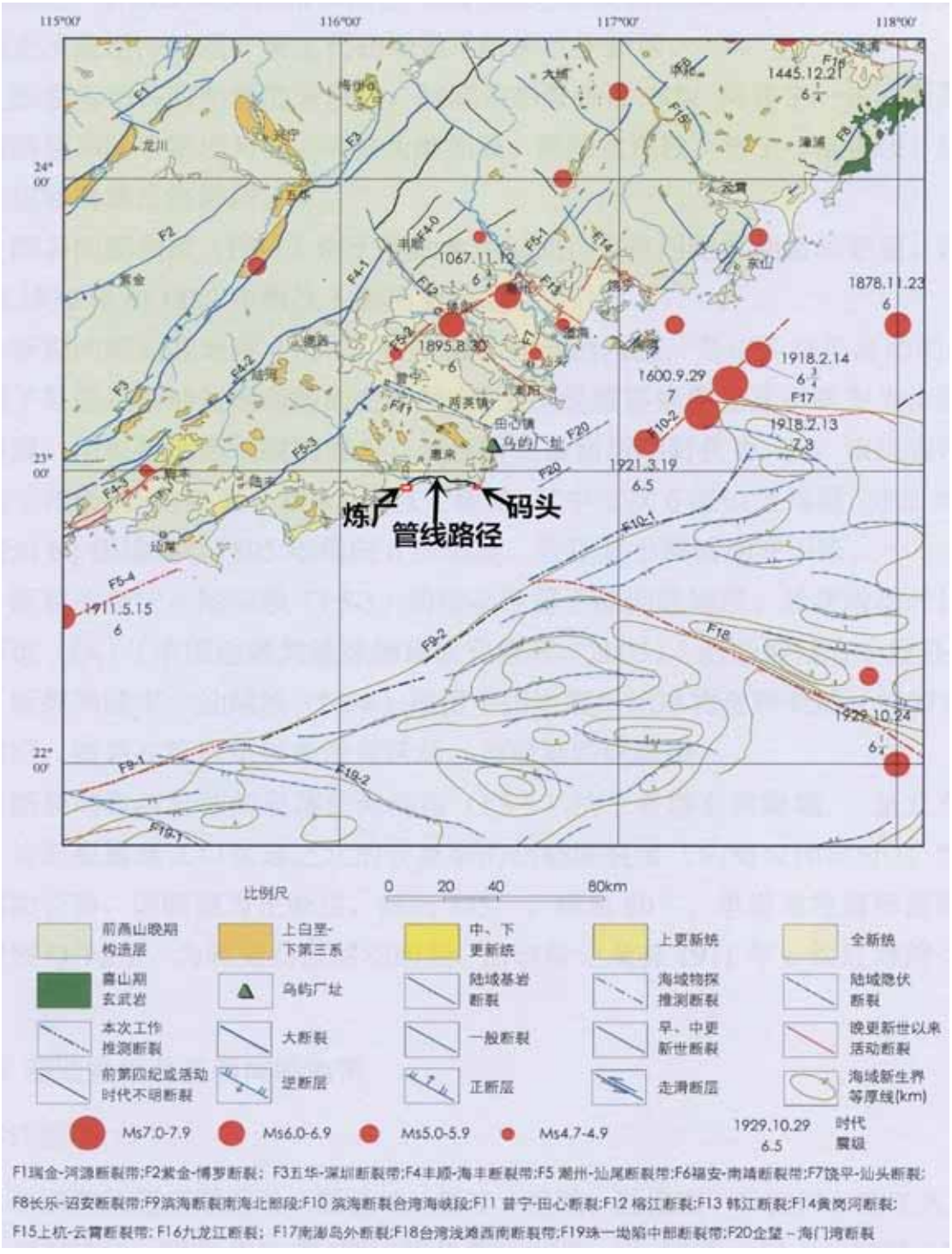


图 10.1-3 广东省活动断裂带分布图

10.1.4 水文地质条件

⑴地下水类型及埋藏条件

区域地下水主要赋存在第四系松散沉积物中，区内大面积的侵入岩由于其表层风化作用导致其成为裂隙含水岩组。区域水文地质图见图 10.1-4（广东省地质局水文工程地质二队绘制）。受地形等因素控制，区内地下水总体流向以自西北向东南流动为大方向，即总体上朝南海汇集，同时受龙江改河等水系控制。

第四系松散沉积区的形成主要由新构造运动控制，在新构造运动时期沿区域北东、北西方向两组构造线为主导方向形成五个斜列式断陷三角洲盆地。而炼化厂区所在的孔隙岩类水文地质单元正是其中一个较大的断陷沉积盆地。沉积盆地内岩性以河流相沉积和三角洲相沉积为主。河流相沉积主要为砾石层，富水性极好。沿龙江至其入海口处，沉积相由河流相逐渐过渡到三角洲相沉积。岩性上主要变化为由河流相砾石层变化为粉砂质粘土、中细砂、粗砂等，富水性较好。在龙江河下游地区的的冲积平原，含水层埋藏条件又可分为潜水和承压水。潜水含水层主要为第四系粉细砂、细砂，承压含水层为粗砂、卵砾石，富水性不均。

区内同时还出露大面积的侵入岩，其岩性以花岗岩为主。经强烈风化作用在地表及近地表形成裂隙，成为地下水储存空间，为裂隙含水岩组。裂隙含水岩组在区域内分布最广，富水性较差。

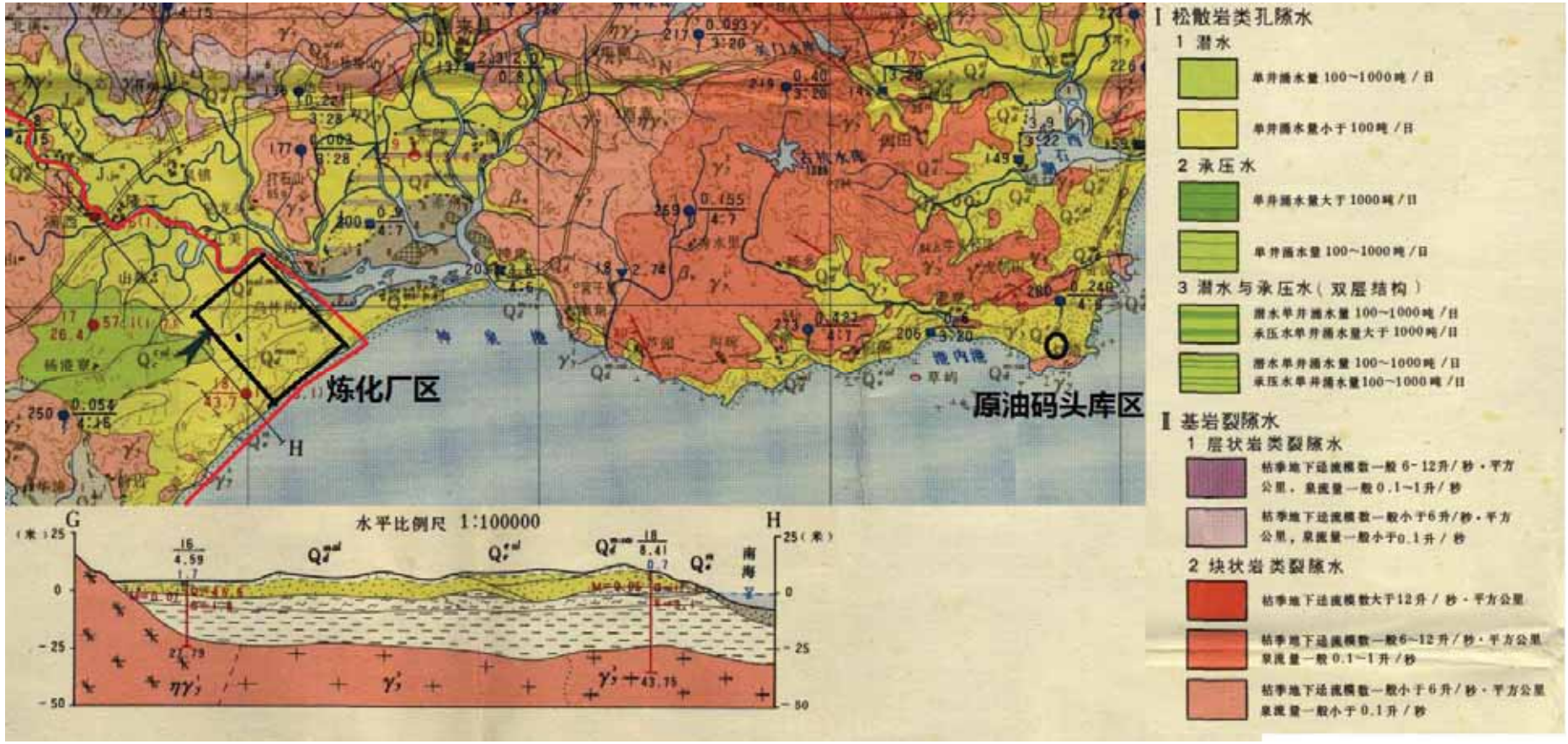


图 10.1-4　区域水文地质图

⑵地下水补给、径流及排泄条件

惠来地区地下水以大气降水补给为主，兼有地表水下渗补给和地下水的侧向补给。地下水流向大体为从西北向东南沿海流动。

在松散岩类孔隙含水层分布地区，大气降水下渗转为地下水后，首先使潜水水位升高形成调节储存，然后以消耗调节贮存去增强水平径流和继续垂直下渗，最后归汇流于大海，少数排泄于河流，或耗于蒸发和开采。承压水从潜水获得越流补给后，表现为弹性储存，继而转为水平径流归汇流于大海，少数排泄于河流。

在花岗岩裂隙含水层分布地段，降水转为地下水后，一部分通过裂隙通道呈辐射状向深部补给；另一部分则形成水平径流。

⑶地下水动态特征

根据现有资料及对钻孔水位的动态监测数据分析：对地下水水位影响较大的主要为气象因素。主要表现在降水补给、蒸发排泄对地下水位动态的影响。评价区降水集中在 5～8 月份，占全年总降水量的 60～70%，蒸发量以 6、7 月份最大。

地下水枯丰水期的变化基本上与降水的雨、旱两季相吻合，水位最低值多出现在 4 月下旬至 5 月上旬，丰水季节出现在 6 月下旬至 9 月上旬。大面积粘性土覆盖地区，高峰值往往较降雨后推迟 10～20d。水位年变化幅度一般为 0.5～3.5m。

10.2 评价区地质及水文地质条件

10.2.1 地形地貌

⑴炼化厂区

东西方向上总体西高东低；南北方向上总体中间较高，两头低。场地标高范围 1～18m，该场地整体上较平坦，大部分区域标高在 7～14m。地貌单元属三角洲沉积地貌，主要由沙滩、沙丘、废弃鱼池、防护林、草地等组成。

炼化厂区地貌见图 10.2-1。



图 10.2-1 炼化厂区地貌

⑵厂外管线区

厂外管线由西向东地形分为三段，西段较为平坦，标高在 2~10m 左右；中段为低山丘陵，标高在 10~80m；东段也较为平坦，标高 2~10m 左右。场区位于揭阳市惠来县，大部分地段为海陆交互沉积平原，局部地段为风化残丘地貌。

厂外管线区地貌见图 10.2-2。



图 10.2-2 厂外管线区地貌

⑶原油码头库区

原油码头库区场地地形起伏较大，西侧的山丘高程普遍较高，自西向东北，东南方向海边递减。库区内标高 1～23m。库区主要为海岸地貌。场地东南侧有基岩出露，基岩面高差较大。

原油码头库区地貌见图 10.2-3。



图 10.2-3 原油码头库区地貌

10.2.2 地层分布及特征

⑴炼化厂区

炼化厂区范围内所揭露的地层，主要由新近人工填土（Q^{4ml}）、第四系风-水堆积层（Q^{4eol+m}）、第四系海陆相交互沉积层（Q^{4mc}）、第四系冲、洪积层（Q^{4al+pl}）、第四系残积沉积物（Q^{3el}）、燕山期花岗岩（γ_5^{2-3}）构成。分述如下：

①人工填土（Q^{4ml}）层

素填土（Q^{4ml}）：灰白色，岩性不均匀，主要由中粗砂及少量粘性土，属新近回填土，结构松散、干燥。层厚 0.30～1.50m，平均厚度 0.78m，层底标高 4.84～13.14m，平均层底标高 8.82m。

②第四系风-水堆积粉细砂（Q^{4eol+m}）层

地表以下普遍存在 10 m～20m 厚度的粉细砂层，按照粉细砂的密实程度将该层砂分成上部松散粉细砂，主要以风积为主；下部稍密～中密粉细砂，该层风-水堆积而成。

松散粉细砂：灰黄～灰白色，主要矿物成分为石英，上部表层含少量植物根系，分选性好。以松散状态为主，局部稍密；干燥～稍湿，局部饱和。层厚 0.90～10.50m，平均厚度 3.86m，层底标高-2.24～14.35m，平均层底标高 5.49m。该层分布于整个场地。

稍密～中密粉细砂：灰白～灰黑色，主要矿物成分为石英，分选一般，局部变相为粗砂、含粘性土粉砂，稍密～中密。层厚 2.20～27.10m，平均厚度 12.12m，

层底标高-17.70～3.22m，平均层底标高-6.63m。该层分布于整个场地。

③第四系海陆相交互沉积层（Q^{4mc}）

淤泥质土：灰黑～黑色，该层岩性不均匀。该层夹薄层粉细砂，含少量的贝壳、腐殖质等。层厚 0.50～21.00m，平均厚度 7.89m，层底标高-28.80～-1.18m，平均层底标高-14.95m。该层分布均匀，厚度自西向东、自北向南有逐渐变厚的趋向。

粉质粘土：灰白～黄褐色，岩性不均匀，局部过度为粘土、粉土。层厚 0.60～13.20m，平均厚度 3.33m，层底标高-22.30～-0.57m，平均层底标高-9.96m。该层分布一般。

中细砂：灰白～灰黑色，砂粒的主要矿物成分为石英、长石，多呈次棱角状、浑圆状，分选性好，局部变相为含中粗砂、粗砂，局部含有大量粉粘粒。层厚 0.50～5.80m，平均厚度 2.94m，层底标高-16.02～-5.08m，平均层底标高-10.56m。该层分布极少。

中粗砂：灰白～灰黄色，砂粒的主要矿物成分为石英、长石，多呈次棱角状、浑圆状，分选一般，局部变相为粉细砂，含有少量粉粘粒。层厚 0.70～14.00m，平均厚度 3.96m，层底标高-25.00～-4.78m，平均层底标高-14.16m。该层分布一般。

粉质粘土：黄褐色～红褐色，岩性不均匀，相变频繁，局部过度为粉土、粘土，韧性较差，偶见腐殖质，含少量铁锰质结核。层厚 0.70～12.20m，平均厚度 4.49m，层底标高-28.11～-5.48m，平均层底标高-17.62m。该层分布较均匀。

淤泥质粉质粘土：灰黑色，局部过度为淤泥质土、粉土、粘土，含少量的贝壳、腐殖质等，该层分布少。

④第四系冲、洪积（Q^{4al+pl}）层

粗砾砂：灰白～灰黄色，砂粒的主要矿物成分为石英、长石，多呈次棱角状、浑圆状，分选一般，局部变相为中粗砂，含有少量粉粘粒，局部见贝壳。层厚 0.50～20.90m，平均厚度 5.74m，层底标高-42.10～-5.48m，平均层底标高-24.39m。该层分布均匀。

粉细砂：灰白～灰黄色，砂粒的主要矿物成分为石英、长石，多呈次棱角状、浑圆状，分选性好，局部变相为中粗砂，含有少量粉粘粒，局部见贝壳，呈饱和、稍密～中密状态。层厚 0.60～12.40m，平均厚度 3.28m，层底标高-32.99-3.92m，

平均层底标高-21.97m。该层分布一般。

卵石：灰白～灰黄色，卵石岩性以花岗岩为主，呈中密～密实状态，饱和，分选一般，粒径 3～10cm，充填物为不等粒砂。层厚 0.60～14.40m，平均厚度 4.14m，层底标高-38.44～-12.06m，平均层底标高-26.02m。该层分布一般。

⑤第四系海陆相交互沉积层（Q^{4mc}）

粉质粘土：黄褐色～红褐色，岩性不均匀，相变频繁，局部过度为粉土、粘土，含少量铁锰质结核。层厚 0.50～8.50m，平均厚度 2.32m，层底标高-31.22～-9.04m，平均层底标高-23.29m。该层分布少。

淤泥质粉质粘土：灰黑色，相变频繁，局部过度为淤泥质土、粉土、粘土，流塑～软塑状态。层厚 1.00～7.50m，平均厚度 3.50m，层底标高-34.07～-16.43m，平均层底标高-26.83m。该层分布少。

⑥第四系残积沉积（Q^{3el}）层

砾质黏性土（残积土）：灰黄色～棕黄色，可塑～硬塑，为花岗岩风化后的残积物，主要成分由长石、云母风化的粘土矿物组成，夹石英颗粒，部分孔相变为砂质黏性土，岩芯呈土状，土质较均匀。该层分布较均匀。层厚 0.40～17.50m，平均厚度 3.16m，层底标高-41.43～-7.02m，平均层底标高-24.75m。

⑦基岩

下伏基岩主要为燕山晚期的粗粒斑状黑云母二长花岗岩（γ_5^{2-3}），另外分布较少后期侵入的辉绿岩岩脉以及安山玢岩岩脉。整个场区基岩顶面起伏较大，并由岸向海域内倾斜。按其风化程度可分为全风化、强风化、中风化、微风化四个带。

全风化花岗岩：棕黄～灰黄色，硬塑～坚硬，以风化长石及石英颗粒为主，含少量云母片。该层在场地内分布较均匀。层厚 0.40～17.40m，平均厚度 3.53m，层底标高-43.58～-6.53m，平均层底标高-27.05m。

强风化花岗岩：棕黄～灰黄色，坚硬，大部分矿物显著风化蚀变，部分长石、云母等已风化成粘土矿物。该层在场地内分布普遍。层厚 0.10～38.80m，平均厚度 5.33m，层底标高-71.78～-6.32m，平均层底标高-30.06m。

中风化花岗岩：绛红色～青灰色，结构、构造部分破坏，块状构造，花岗结构，岩体裂隙发育；局部存在破碎的石英岩脉，岩芯呈柱状。该层在场地内分布普遍，层厚 0.10～12.70m，平均厚度 2.08m。

微风化花岗岩：绛红色～青灰色，块状构造，花岗结构，岩体裂隙发育；局部存在石英岩脉。该层分布普遍，层厚 0.20 m～12.30m，平均厚度 6.06m。

⑵厂外管线区

输油管沿线最西段地层与炼化厂区类似，东段与原油码头库区类似。根据厂外管线沿线钻孔的调查，勘察深度范围内土可划分为第四系人工填土层（Q_4^{ml}）、海相沉积层（Q^{m}），海陆交互沉积层（Q_4^{mc}）、残积层（Q^{el}）及燕山期花岗岩。

①第四系（Q）

人工填土层（Q_4^{ml}）。层厚 0.50～3.40m。为素填土，褐黄色、褐红色，松散，稍湿，主要由粘性土及砂土组成，顶部局部为耕土。

海相沉积层（Q^{m}），中砂，顶面埋深 0m；顶面标高 3.50～9.00m；层厚 3.50～9.00m。褐黄色，稍湿-饱和，砂质成分以石英、长石为主。

海陆混合堆积层（Q_4^{mc}），本层可分为七亚层：淤泥、淤泥质粉质粘土、粉砂、中砂。淤泥、淤泥质粉质粘土，顶面埋深 0～4.30m，顶面标高 1.50～10.00m，层厚 0.90～8.00m，灰黑色，土质均匀，含腐殖质；粉砂，顶面埋深 0.00～5.50m，顶面标高-5.24～7.21m，层厚 2.80 ~18.70m，灰褐色，青灰色，饱和，砂质成分以石英、长石为主；淤泥、淤泥质粉质粘土，顶面埋深 0～23.70m，顶面标高-23.94～4.00m，层厚 0.90～16.50m，灰黑色，含腐殖质；中砂，顶面埋深 0～30.10m，顶面标高-29.30～3.20m，层厚 1.90～21.40m，灰黄色、褐黄色，砂质成分以石英、长石为主；

冲洪积层（Q_4^{al+pl}）主要为粉质粘土。顶面埋深 0 m～4.50m；顶面标高 0.34 m～27.24m；层厚 2.40 m～9.80m。

残积层（Q^{el}）主要为砾质粘性土。顶面埋深 0～16.00m；顶面标高-11.00～41.69m；层厚 2.10～13.10m。

②燕山期花岗岩（γ_5）

本场区基岩为燕山期花岗岩，按风化程度划分为全风化、强风化、中风化、微风化四个岩带：

全风化花岗岩。顶面埋深 6.50～33.60m；顶面标高-32.86～32.19m；层厚或揭露深度 1.10～10.50m。

强风化花岗岩。顶面埋深 1.90～40.10m；顶面标高-37.74～27.59m；层厚或揭露深度 0.40～16.20m。

中风化花岗岩。顶面埋深 18.00～46.10m；顶面标高-45.36～-16.15m；层厚或揭露深度 0.60～2.10m。

微风化花岗岩。顶面埋深 0.90～47.00m；顶面标高-46.26～22. 59m；层厚或揭露深度 1.30 ～8.50m。

⑶原油码头库区

主要由新近人工填土（Q^{4ml}）（杂填土）层、第四系海相沉积物（$Q^{4m(sa)}$）（细砂）、第四系残积沉积物（Q^{3el}）（砂质黏性土）和燕山期花岗岩（γ_5^{2-3}）构成。在已完成的钻孔深度内从上到下分述如下：

①杂填土

岩性不均匀，主要由花岗岩残积土、砖瓦片、褐铁矿化粘土岩经人工搬运堆积而成，属新近回填土，一般上部结构松散，下部结构稍密。灰黄～灰黑，含少量植物根系。该层在场地内分布一般。层厚 0.50 m～3.00m，平均厚度 1.19m，层底标高 6.00 ～17.7m。

②细砂

灰黄色～褐黄色，稍湿～饱和。主要成分为长石、石英，含少量云母片。该层在空间横向分布上极不均匀，层厚 0.50～6.40m，主要分布在场区西侧防护林附近，场地内鱼塘附近及海边。

该层中局部存在粉质粘土、粘土、粉土等，均以透镜体形式存在：粉质粘土，灰黑；粘土，灰黄色，偶有砂感：粉土，灰黄色，土质较均匀，饱和状态，密实，含粘粒；含有机质粉细砂，灰黄～灰黑色，土质不均匀，松散状态，主要分布在鱼塘底部表层。

③砂质黏性土（残积土）

灰黄色～棕黄色，可塑～硬塑，为花岗岩风化残积土，主要成分由长石、云母风化的粘土矿物组成，夹石英颗粒，部分孔中含砾质。该层在场地内局部存在，分布一般。层厚 1.00～9.70m，平均厚度 4.28m，层底标高-0.79～17.87m。

④细粒二长花岗岩

燕山晚期第三次侵入岩（γ_5^{2-3}）。岩石浅灰白色，呈块状构造，细粒他形花岗结构、交代结构。基岩顶面起伏较大，距离海岸越近，基岩埋深越浅。按其风化程度可分为三个带。

全风化花岗岩：棕黄色～灰黄色，坚硬，以风化长石及石英颗粒为主，含少

量云母片。该层在场地内分布较普遍。层厚 0.50～13.20m，平均厚度 3.74m，层底标高-8.79～12.62m。

强风化花岗岩：灰褐色～灰黄色～褐黄色，坚硬。该层在场地内分布较普遍。层厚 0.70～12.30m，平均厚度 4.16m，层底标高-10.79～11.33m。

中风化花岗岩：肉红色～青灰色，细粒结构，块状构造，节理裂隙稍发育。该层在场地内分布在整个场地，揭露厚度 1.70～11.50m，平均揭露厚度 3.93m。

10.2.3 水文地质条件

10.2.3.1 炼化厂区

⑴地下水类型及埋藏条件

炼化厂区地下水类型主要为第四系孔隙水，根据埋藏条件分为潜水和承压水，在承压水下部为基岩裂隙水。

潜水含水层主要岩性为粉细砂，厚度为 10～20m，上层为松散粉细砂，下部为稍密～中密粉细砂。松散粉细砂为灰黄～灰白色，以松散状态为主，局部稍密。层厚为 0.90～10.50m，平均厚度 3.86m，层底标高-2.24～14.35m，平均层底标高 5.49m。稍密～中密粉细砂局部变相为粗砂、含粘性土粉砂。层厚为 2.20～27.10m，平均厚度 12.12m，层底标高-17.70～3.22m，平均层底标高-6.63m。

弱透水层存在于潜水含水层和承压含水层之间，主要为淤泥质土，夹有薄层粉细砂，含少量的贝壳、腐殖质等，层厚为 0.50～21.00m，平均厚度 7.89m，层底标高-28.80～-1.18m，平均层底标高-14.95m。分布均匀，厚度自东向西、自北向南有逐渐变厚的趋向。

承压含水层岩性主要有 3 种：粗砾砂，局部变相为中粗砂，局部见贝壳，呈饱和、中密～密实状态，层厚为 0.50～20.90m，平均厚度 5.74m，层底标高-42.10m～-5.48m，平均层底标高-24.39m；粉细砂，局部变相为中粗砂，含有少量粉粘粒，局部见贝壳，呈饱和、稍密～中密状态，层厚为 0.60～12.40m，平均厚度 3.28m，层底标高-32.99～-3.92m，平均层底标高-21.97m；卵石，卵石岩性以花岗岩为主，充填物为不等粒砂，层厚为 0.60～14.40m，平均厚度 4.14m，层底标高-38.44～-12.06m，平均层底标高-26.02m。

承压含水层之下普遍存在粘土弱透水层，之下为花岗岩裂隙水。

炼化厂区水文地质见图 10.2-4。

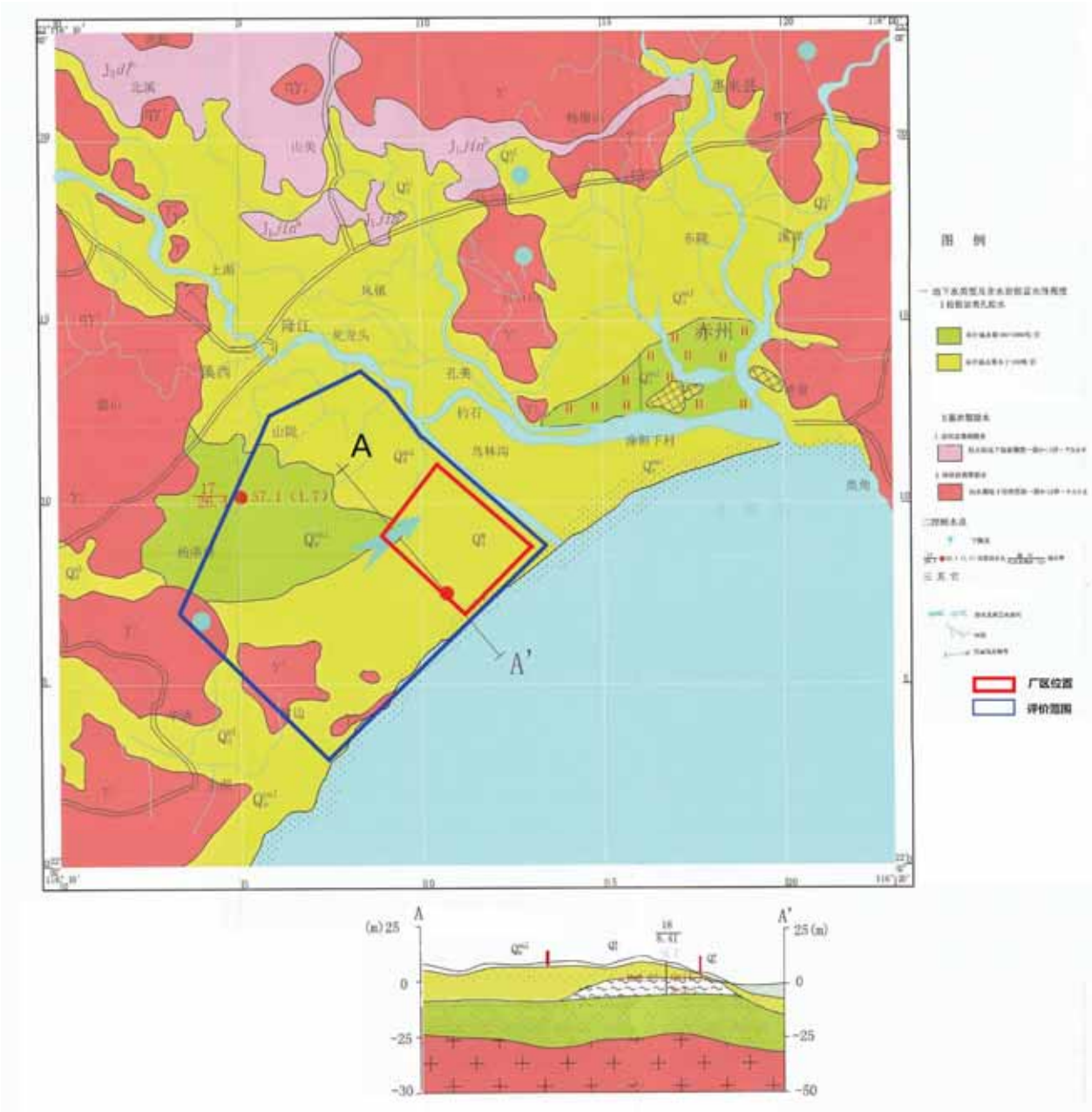


图 10.2-4　炼化厂区评价区水文地质图

（参考建材广州地质工程勘察院《中委合资广东石化 2000 万吨/年重油加工工程环境水文地质勘察报告》，2014 年）

⑵地下水补给、径流及排泄条件

潜水的补给来源主要为大气降水补给，另在炼化厂区西北部有测向补给。潜水的排泄主要为蒸发和向龙江改河、海汇流。地下水水位总体上北高南低，西高东低，整体流向由炼化厂区西北向东南海岸带流动。

承压含水层补给来源为北部含水层的侧身补给，潜水越流补给。排泄主要为向龙江改河、海汇流。地下水整体流向由西北向东南流动。

炼化厂区地下水等水位线见图 10.2-5。

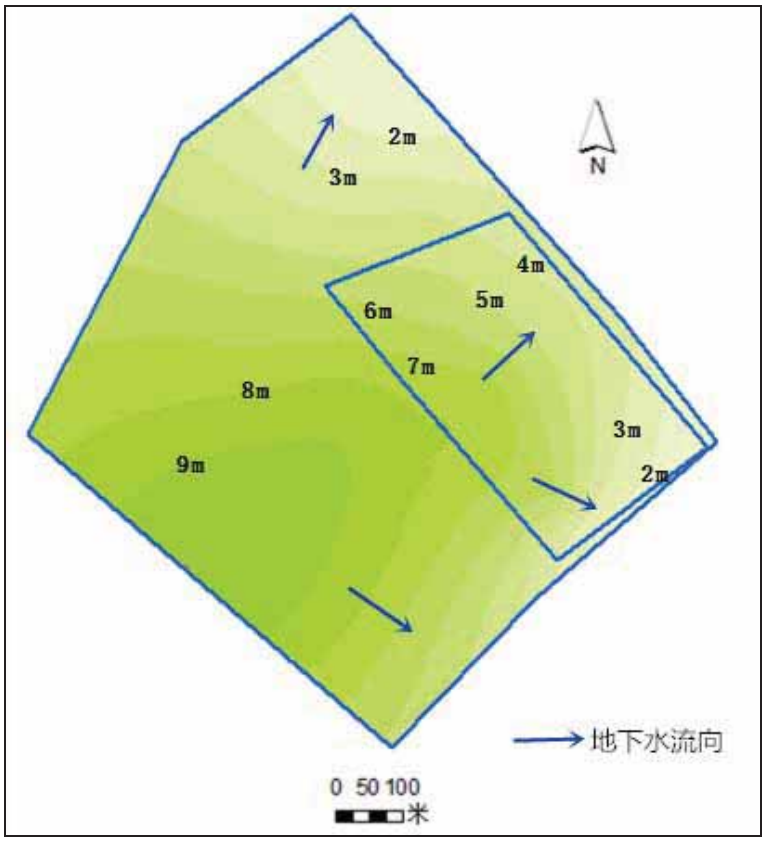


图 10.2-5　炼化厂区地下水等水位线图

⑶潜水与承压水的水力联系分析

炼化厂区内第四系含水层主要有主要由素填土和粉细砂构成，下部隔水层为黏土层，该层连续分布于炼油厂区，在化工区位置非连续稳定存在。根据以往抽水试验数据及钻孔岩芯分析，炼油区潜水和承压水含水层组的隔水性能较好，水力联系不密切。化工区潜水与承压水有一定的水力联系。

10.2.3.2 厂外管线区

⑴地下水类型及埋藏条件

厂外管线西段主要为龙江下游冲洪积粉细砂、细砂，与炼化厂区类似；东段

岩性主要为风化花岗岩粘性土，富水性较差，与原油码头库区类似。

厂外管线区水文地质见图 10.2-6。

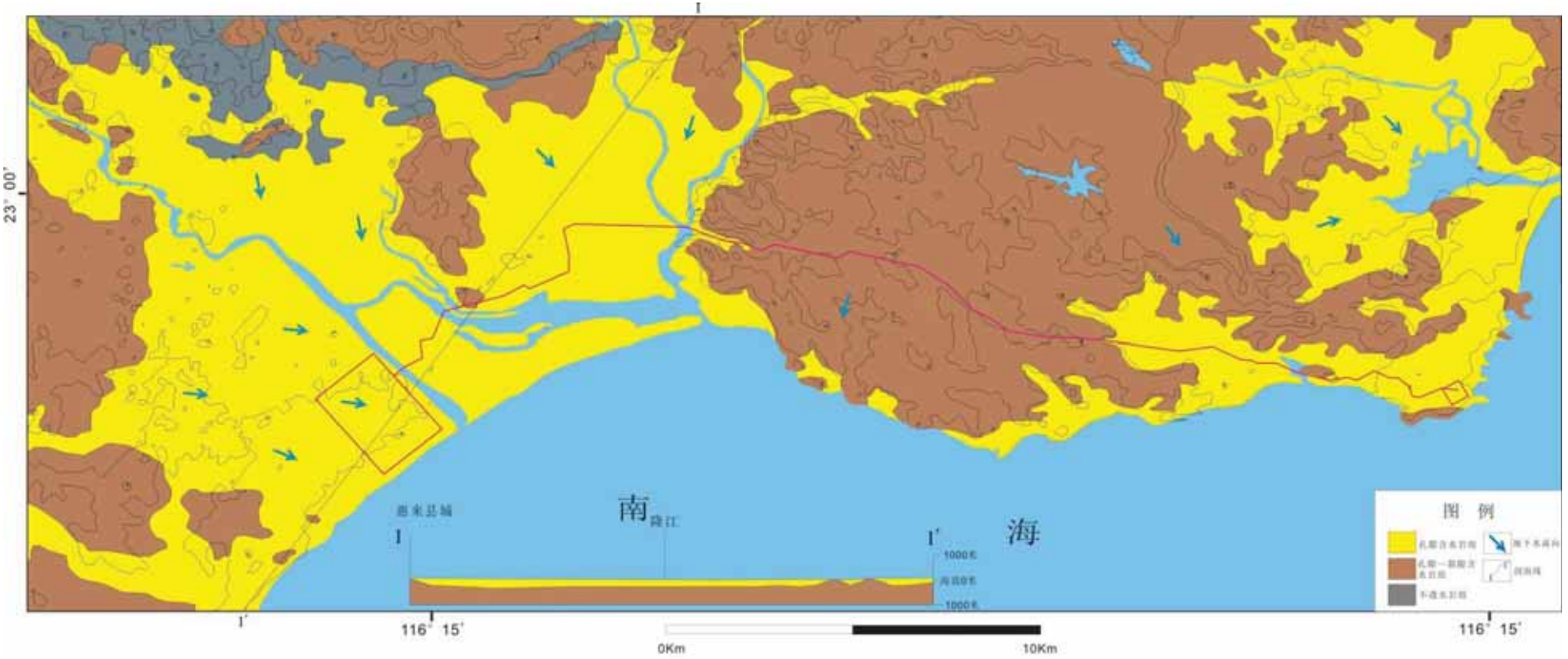
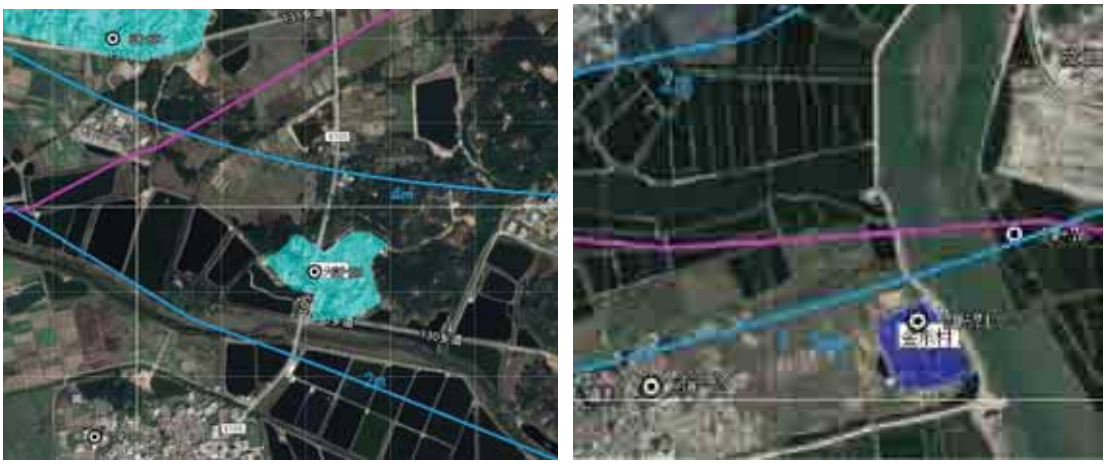


图 10.2-6　厂外管线区水文地质图（《中委合资广东石化 2000 万吨/年重油加工工程环境影响评价报告》）

⑵地下水补给、径流及排泄条件

输油管道沿线地下水流向总体为由北向南。埋深较大的地区主要是中部地区，地下水埋深多大于 2m，而厂外管线东段和西段地区地下水埋深多小于 2m。

厂外管线地下水等水位线见图 10.2-7。



东段　　西段

图 10.2-7　厂外管线地下水等水位线

10.2.3.3 原油码头库区

⑴地下水类型及埋藏条件

原油码头库区地下水类型主要为赋存于基岩节理、层理、裂隙中的基岩裂隙水，另有少量第四系孔隙水，水量一般都不大。原油码头库区岩性结构见图 10.2-8。

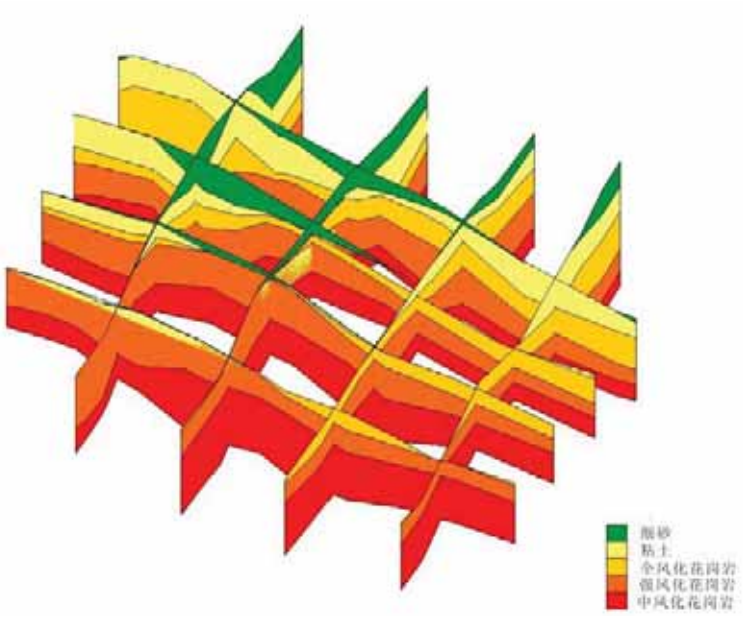


图 10.2-8 原油码头库区岩性结构

少量的第四系孔隙水赋存于库区中、南部的杂填土和细砂中。杂填土主要由花岗岩残积土、砖瓦片、粘土岩，层厚 0.50～3.00m，平均厚度 1.19m，层底标高 6.00～17.7m；细砂主要分布在场区西侧防护林附近，场地内鱼塘附近及海边，层厚 0.50～6.40m，平均厚度 2.63m，层底标高 0.53～15.67m。

基岩裂隙水存在于风化的细粒二长花岗岩裂隙中，基岩顶面起伏较大，距离海岸越近，基岩埋深越浅。按其风化程度可分为三个带：全风化花岗岩，层厚 0.50～13.20m，平均厚度 3.74m，层底标高-8.79～12.62m；强风化花岗岩，层厚 0.70～12.30m，平均厚度 4.16m，层底标高-10.79～11.33m：中风化花岗岩，节理裂隙稍发育。

原油码头库区水文地质见图 10.2-9。

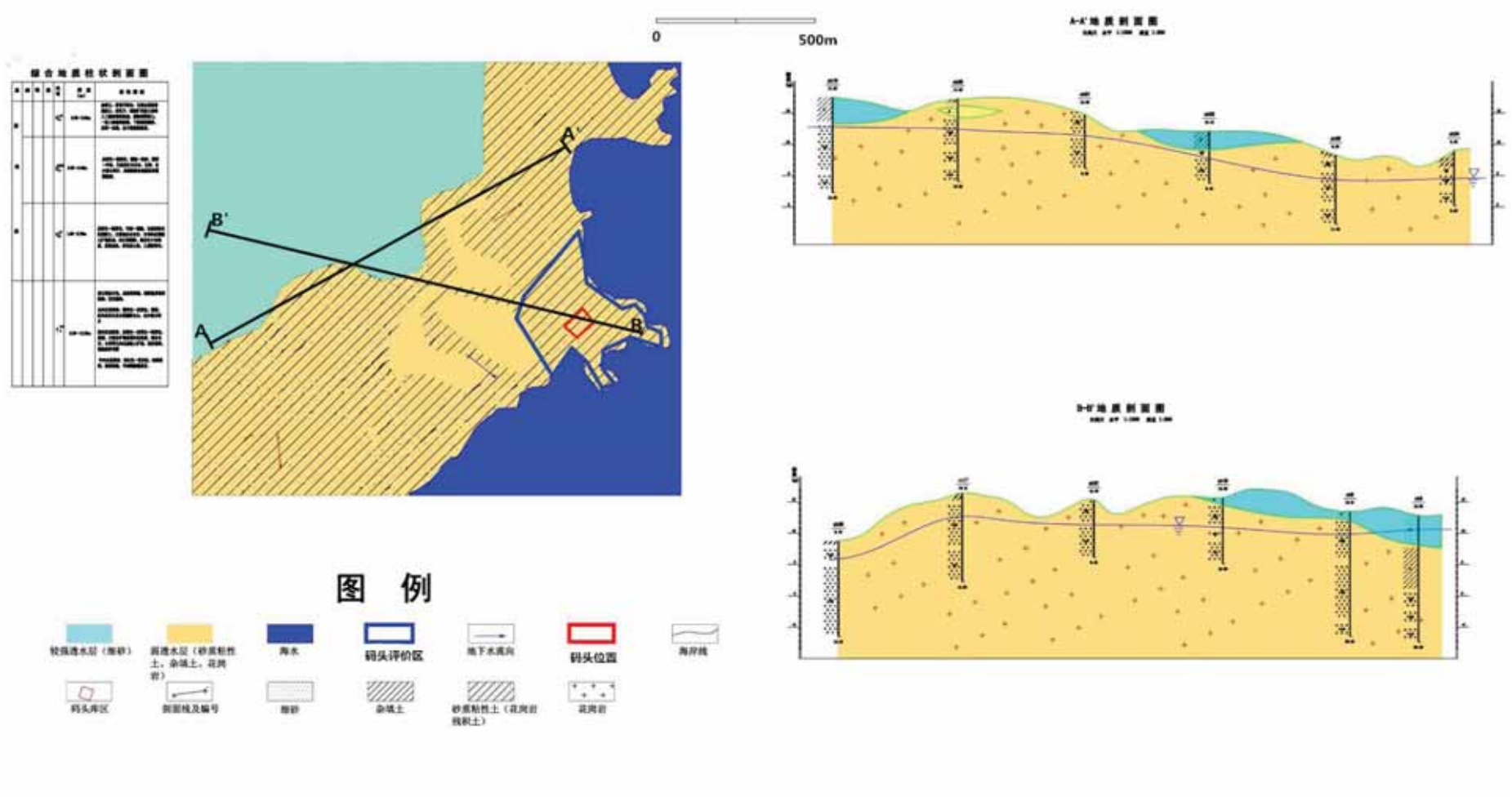


图 10.2-9　原油码头库区水文地质图（《中委合资广东石化 2000 万吨/年重油加工工程环境影响评价报告》）

⑵地下水补径排特征

地下水的补给主要为大气降水补给；排泄主要为地下径流入海和地面蒸发。地下水受基岩裂隙发育特征的影响，连通性差，水位差异大，埋深在 0.08～5.90m。

原油码头库区地下水等水位线见图 10.2-10。

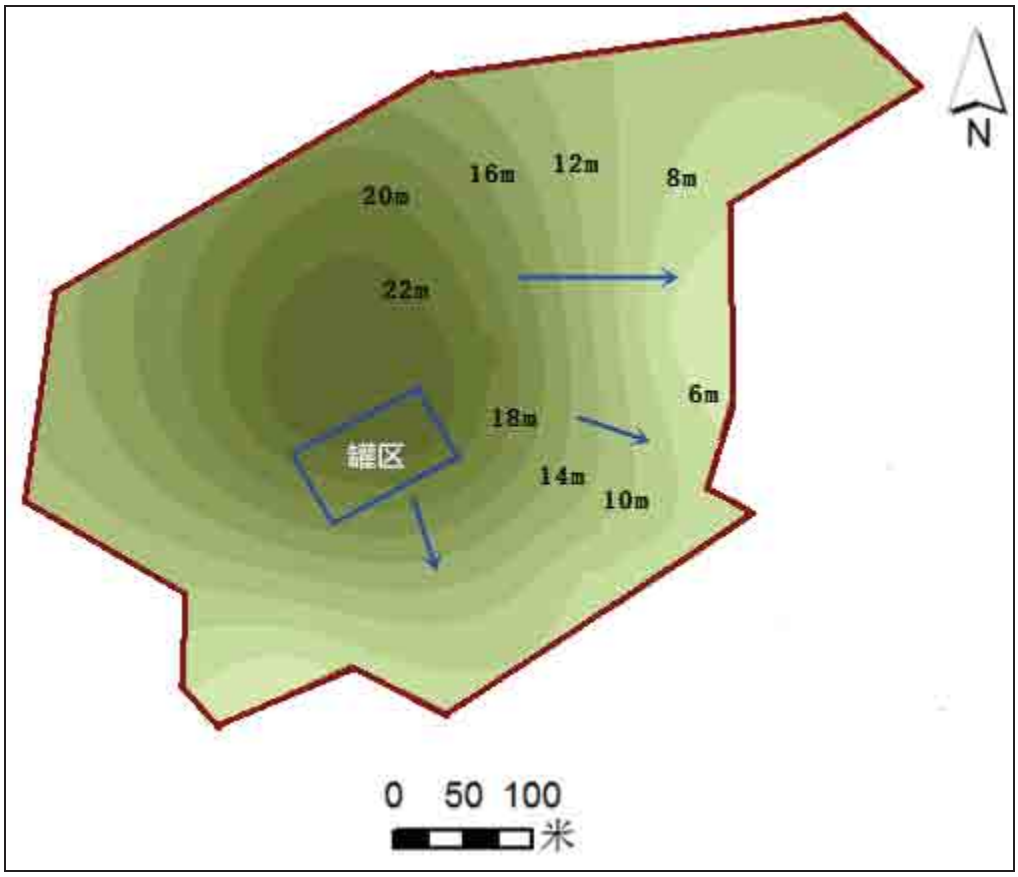


图 10.2-10　原油码头库区地下水等水位线图

10.3 水文地质调查与野外试验工作

10.3.1 水文地质调查

⑴地下水开发利用现状

惠来县用水来源主要为地表水，地下水开发利用较少。由于开采分散，降水补给充分，未形成较大的开采降落漏斗，径流、排泄条件基本保持原状。

评价区内农户多利用地下水资源作为日常生活和饲养牲畜、灌溉等用水。本项目区地下水开采方式主要为分散式开采，以村民就近自掘水井的方式开采利用地下水为主，少量地方采用机井开采利用地下水。

有村民在凹地、沟谷平坝内自掘水井对地下水加以开采利用，成井方式主要为人工挖掘成井。井口以圆形为主，方形次之，方形井径一般边长 0.6m～1m，圆形井径一般为 0.5～0.8m，井深在 4～7.5m。这些民井或多户共用一井，或一户一井。在一些高地，无泉水出露，也无开挖民井的水文地质条件，这些地方的村民以机井方式开采利用地下水。井径 0.15m，井深 20m 以上，采用压井或潜水泵抽取地下水方式开采。现场调查水井见图 10.3-1。



图 10.3-1 现场调查水井

⑵地下水污染源调查

据调查，评价区范围内暂无与建设项目产生或排放同种特征因子的地下水污染源。

10.3.2 水文地质试验

10.3.2.1 渗水试验

污染物从地表进入浅层地下水，必然要经过包气带，包气带的防污性能好坏直接影响着地下水污染程度和状况。通过现场渗水试验获得的表土垂向渗透系数是评价包气带防污性能所需要的重要参数。

⑴试验方法

试验选用双环渗水试验法，原因在于基本排除了侧向渗透的影响，提高了试验结果的精度。

在确定试点时，试点的包气带岩层具有代表性，可以代表相当区域内的包气带岩层特征。

双环渗水试验法需要仪器主要有双环、铁锹、供水瓶、支架和尺子。

双环渗水试验具体试验步骤为：先除去表土，然后在地表嵌入高 50cm、内径 25cm，底面积为 490.625cm^2 的铁环，且铁环压入土层 5cm 以上；如果沿铁环底部向外漏水，但是土质过于坚硬，而不易继续压入铁环时，需在铁环底部外沿做止水处理。为减小侧向渗透对试验结果的影响，以同心轴的方式埋置一直径 50cm 的大环于小环外，而且要确保大环高度与小环高度相同。注水水源以秒表计时，人工量筒定量加注的方式。定水头注水时，控制环底水面高度，一般控制在 10cm 以内，实际试验中环底水面高度为 8～10cm，水面高度包括环底铺砾厚度在内，并且保证大环和小环水面高度相同。

双环渗水试验装置示意见图 10.3-2 ，渗水试验现场工作见图 10.3-3。

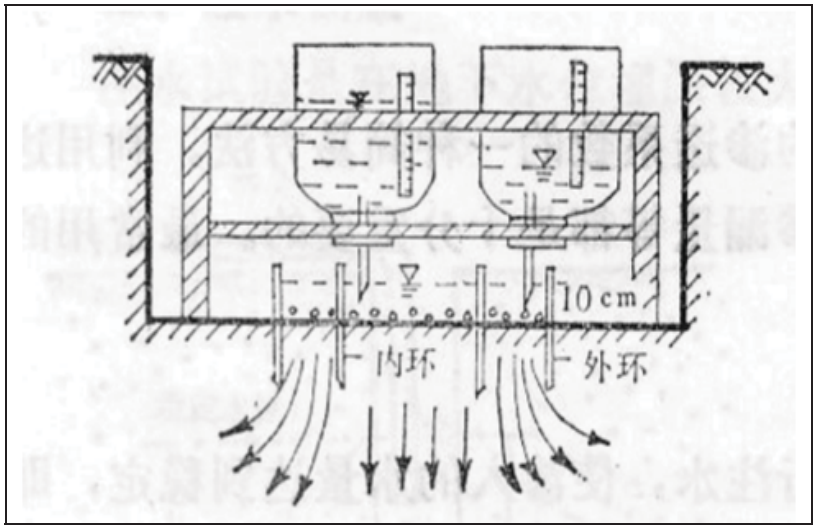


图 10.3-2　双环渗水试验装置示意图



图 10.3-3　渗水试验现场工作图

⑵位置

根据现场踏勘及掌握的水文地质资料，分别在原油码头库区选取 2 个点、炼化厂区选取 4 个点、厂外管线选取 4 个点，共选取 10 个点进行渗水试验，渗水

试验点具体分布位置如图 10.3-4。

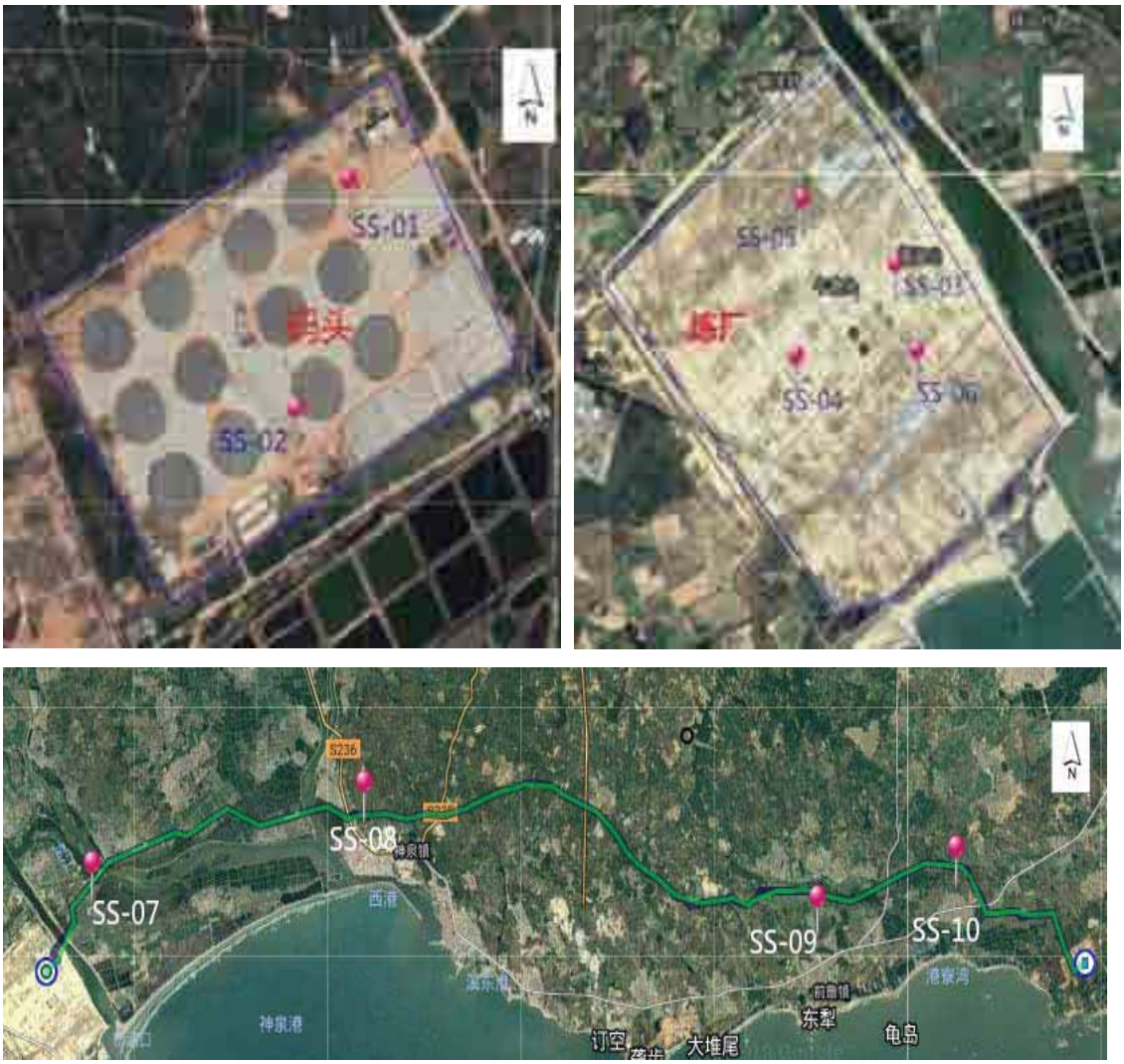


图 10.3-4 渗水试验平面位置图

⑶试验过程

①定水头注水，观察记录。

以环底水标尺为准，保持定水头注水。同时用量筒观测注入水量，记录的时间间隔开始为 1、3、5min，最后为 10、20、30min。

②渗水量稳定，完成试验。

试验记录的过程中，描绘渗水量-时间（v-t）曲线，待曲线保持在较小的区间稳定摆动时，再延续 2h～3h，即结束试验。

⑷试验结果

试验开始时，向环内注--水并始终保持其水深为 10cm 不变，每隔 30min 观测记录一次注水量读数，初始阶段由于渗水量变化较大，适当加密观测次数。当

注入水量稳定 2h 后，试验即告结束，并按稳定时的水量计算表土的垂向渗透系数。计算公式如下：

$$K=240Q/F$$

式中：K 为渗透系数(m/d)；

Q 为稳定水量(L/h)；

F 为试坑底面积（cm^2）；

240 为单位换算系数。

通过渗水试验记录表，获得渗水速度随时间变化曲线，如图 10.3-5～图 10.3-7。

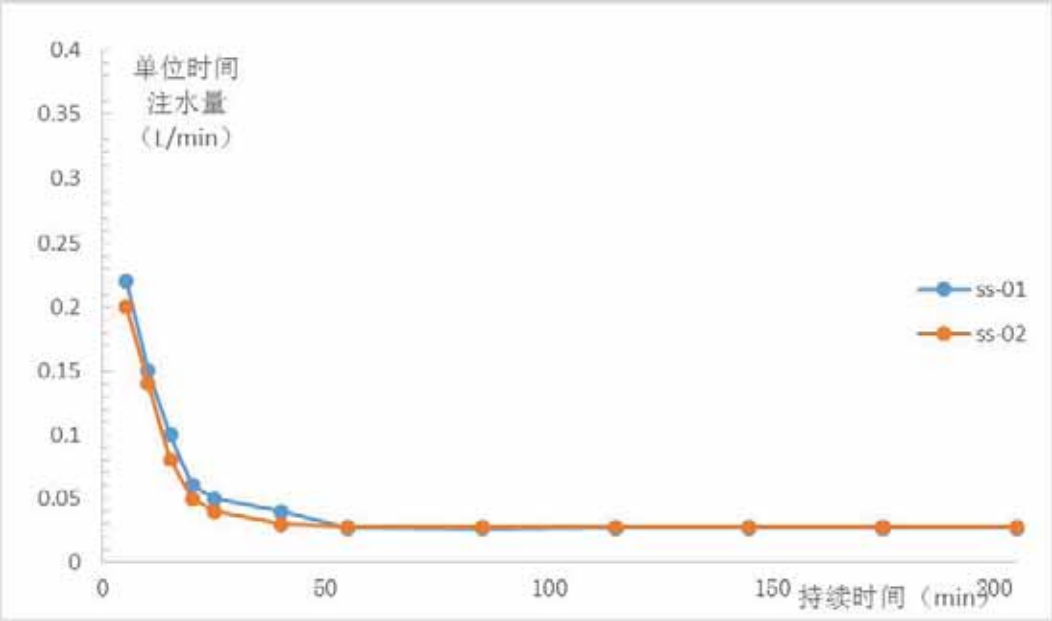


图 10.3-5 原油码头库区区渗水试验曲线图

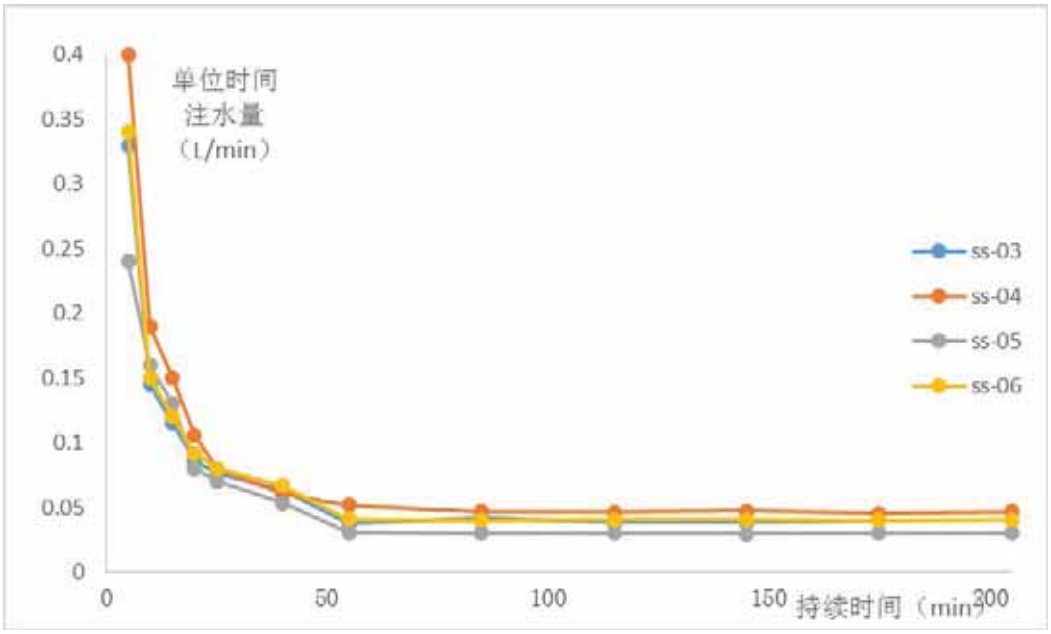


图 10.3-6 炼化厂区渗水试验曲线图

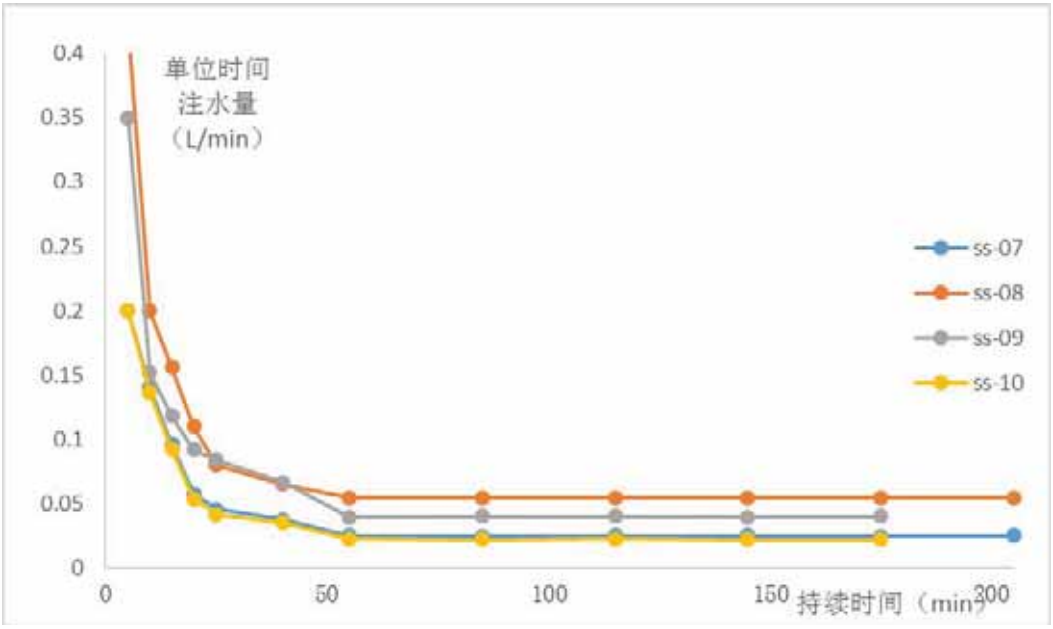


图 10.3-7 厂外管线区渗水试验曲线图

根据试验现场记录数据，通过计算得到原油码头库区、炼化厂区和厂外管线共 10 个试验点包气带的垂向渗透系数数值：原油码头库区内包气带的垂向渗透系数为 0.785～0.817m/d，炼化厂区内包气带的垂向渗透系数范围为 0.881～1.360m/d，厂外管线区包气带的垂向渗透系数范围为 0.661 ～1.609m/d。

具体渗水实验结果见表 10.3-1。

表 10.3-1　　渗水试验成果表

编号	点位、实验土层	试验日期	稳定平均渗水流速(L/h)	渗透系数 K	
				(m/d)	(cm/s)
SS-01	原油码头库区、粉砂	2018.05.03	1.605	0.785	9.09E-04
SS-02	原油码头库区、粉砂	2018.05.05	1.670	0.817	9.46E-04
SS-03	炼化厂区、细砂	2018.05.07	2.352	1.150	1.33E-03
SS-04	炼化厂区、细砂	2018.05.08	2.784	1.360	1.57E-03
SS-05	炼化厂区、细（粉）砂	2018.05.09	1.802	0.881	1.02E-03
SS-06	炼化厂区、细砂	2018.05.10	2.415	1.181	1.37E-03
SS-07	厂外管线、粉砂	2018.05.13	1.510	0.739	8.55E-04
SS-08	厂外管线、细砂	2018.05.15	3.290	1.609	1.86E-03
SS-09	厂外管线、细砂	2018.05.18	2.408	1.178	1.36E-03
SS-10	厂外管线、粉砂	2018.05.23	1.352	0.661	7.65E-04

10.3.2.2 抽水试验

⑴试验过程

在炼化厂区评价区范围内进行了三组单孔抽水试验，在抽水试验进行前，每 30min 进行一次静水观测，在 2h 内地下水位变幅不超过 2cm，且不发生持续上升或下降趋势时，即可视为稳定。

在进行试验时，在 5min、10min、15min、20min、30min、40min、50min 和 60min 时，各观测一次地下水位和流量，之后每半小时观测一次；记录地下水埋深变化以及流量变化，通过计算获得试验区水文地质参数。

抽水完成后，在 1min、3min、5min、10min、15min 和 30min 分别进行地下水位观测，之后每 30min 观测一次。

抽水试验位置见图 10.3-8。抽水试验现场见图 10.3-9。



图 10.3-8 抽水试验位置







图 10.3-9 抽水试验现场图

⑵试验结果

利用潜水单孔稳定流完整井渗透系数计算公式进行渗透系数计算：

$$K=\frac{Q}{\pi(H^2-h^2)}\ln\frac{R}{r}$$

$$R = 2S\sqrt{HK}$$

式中：K-渗透系数(m/d)；

Q-流量(m^3/d)；

H-含水层自然时厚度(m)；

h-含水层抽水时厚度(m)；

S-抽水井水位降深(m)；

r-抽水井半径(m)；

R-抽水影响半径(m)。

根据钻孔条件及试验结果数据，通过计算分别得到抽水试验降深曲线，具体见图 10.3-10～10.3-12。

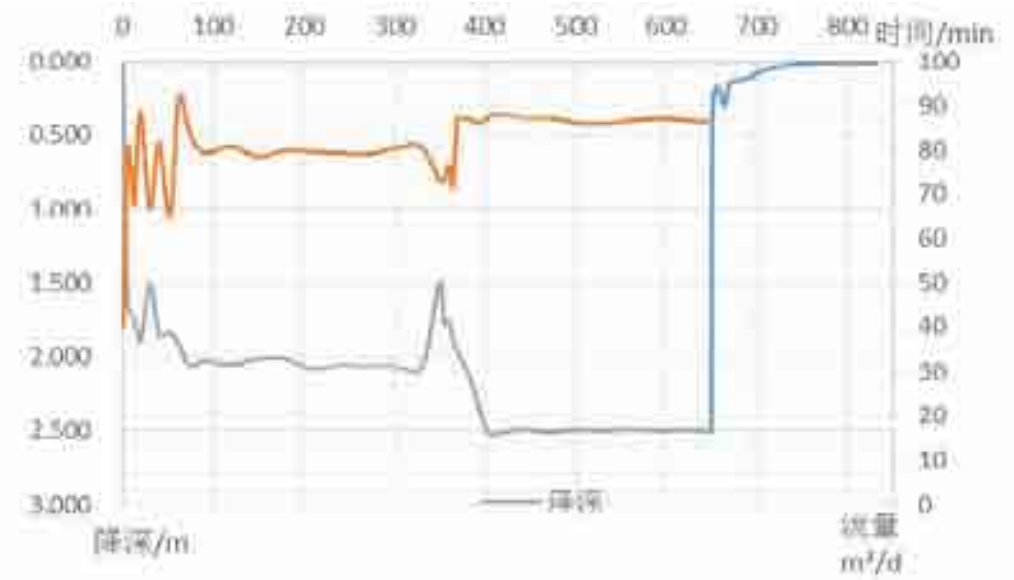


图 10.3-10　zk03 抽水试验曲线

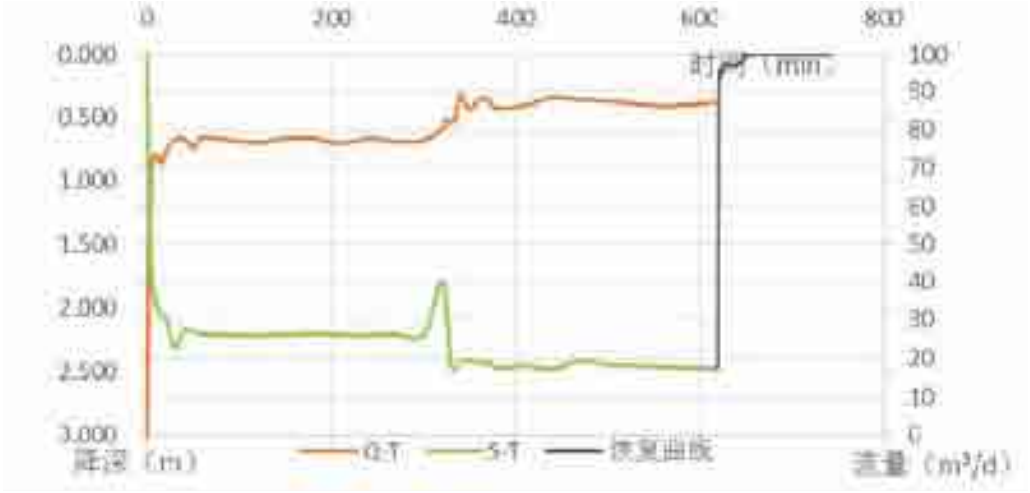


图 10.3-11　zk12 抽水试验曲线

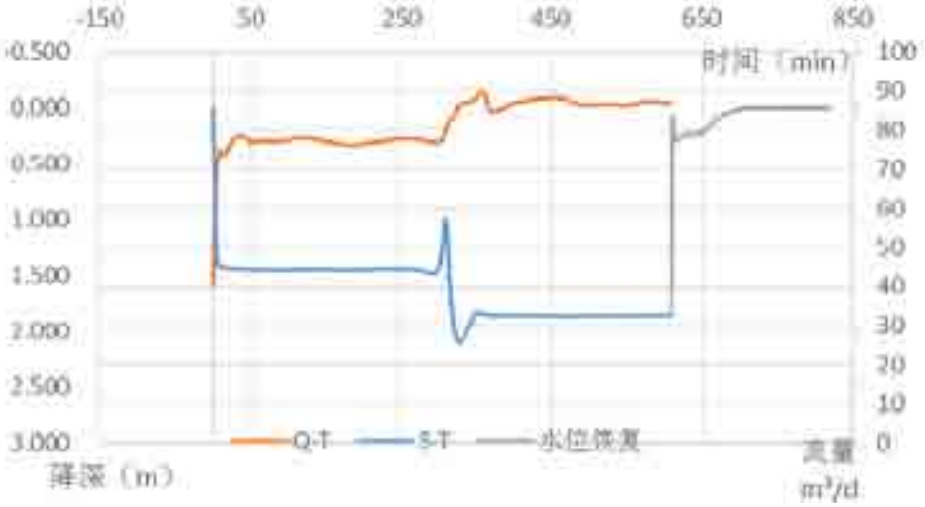


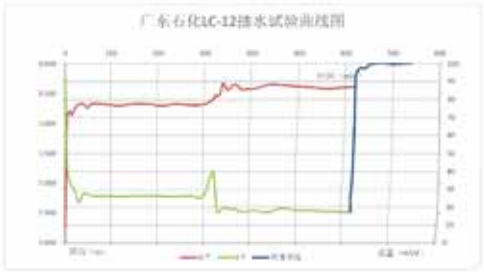
图 10.3-12　zk11 抽水试验曲线

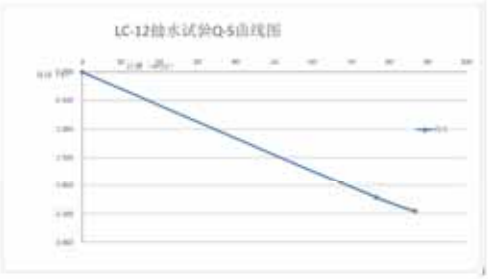
根据钻孔条件及试验结果数据，通过计算分别得到目标含水层的渗透系数，具体见表 10.3-2。抽水试验综合成果见图 10.3-13～10.3-15。

表 10.3-2　抽水试验成果表

降深次序	单位	LC-03		LC-12		LC-11	
		1	2	1	2	1	2
抽水延续时间	min	330	300	300	300	300	300
稳定状态观测时间		256	250	260	260	250	250
静止水位高程	m	2.725	2.720	3.285	2.765	2.140	1.975
动水位高程	m	4.775	5.217	5.493	5.221	3.589	3.834
降深	m	2.050	2.497	2.208	2.456	1.449	1.859
流量	m^3/d	79.872	86.791	77.156	87.120	77.404	87.212
单位涌水量	$m^3/d*m$	38.962	34.758	34.944	35.472	53.419	46.913
含水层厚度	m	18	18	22	22	21	21
井径	m	0.055	0.055	0.055	0.055	0.055	0.055
影响半径	m	26.090	30.722	26.560	30.128	20.960	25.670
渗透系数	m/d	2.240	2.085	1.643	1.712	2.489	2.283
平均渗透系数	m/d	2.163		1.678		2.386	
	cm/s	2.50E-03		1.94E-03		2.76E-03	



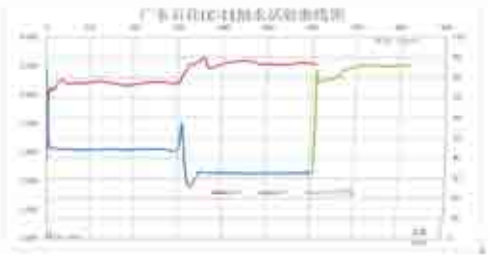


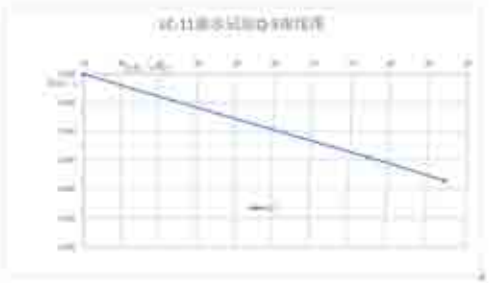


LC-12基本数据和计算成果表				
降深次序			1	2
抽水开始时间		d、h、min	5.11-8:30	5.12-8:30
抽水结束时间			5.11-13:30	5.12-13:30
稳定计算数据时间			5.11-9:10	5.12-9:10
抽水延续时间		min	300	300
稳定状态观测时间			260	260
静止水位高程		m	3.285	2.765
动水位高程		m	5.493	5.221
降深	S	m	2.208	2.456
涌量	Q	m^3/d	77.156	87.120
单位涌水量	q	$m^3/d \cdot m$	34.944	35.472
含水层厚度	H	m	22	22
井径	r	m	0.055	0.055
影响半径	R	m	26.560	30.128
渗透系数	k	m/d	1.643	1.712
平均渗透系数	k	m/d	1.678	

图 10.3-13　LC12 抽水试验综合成果图



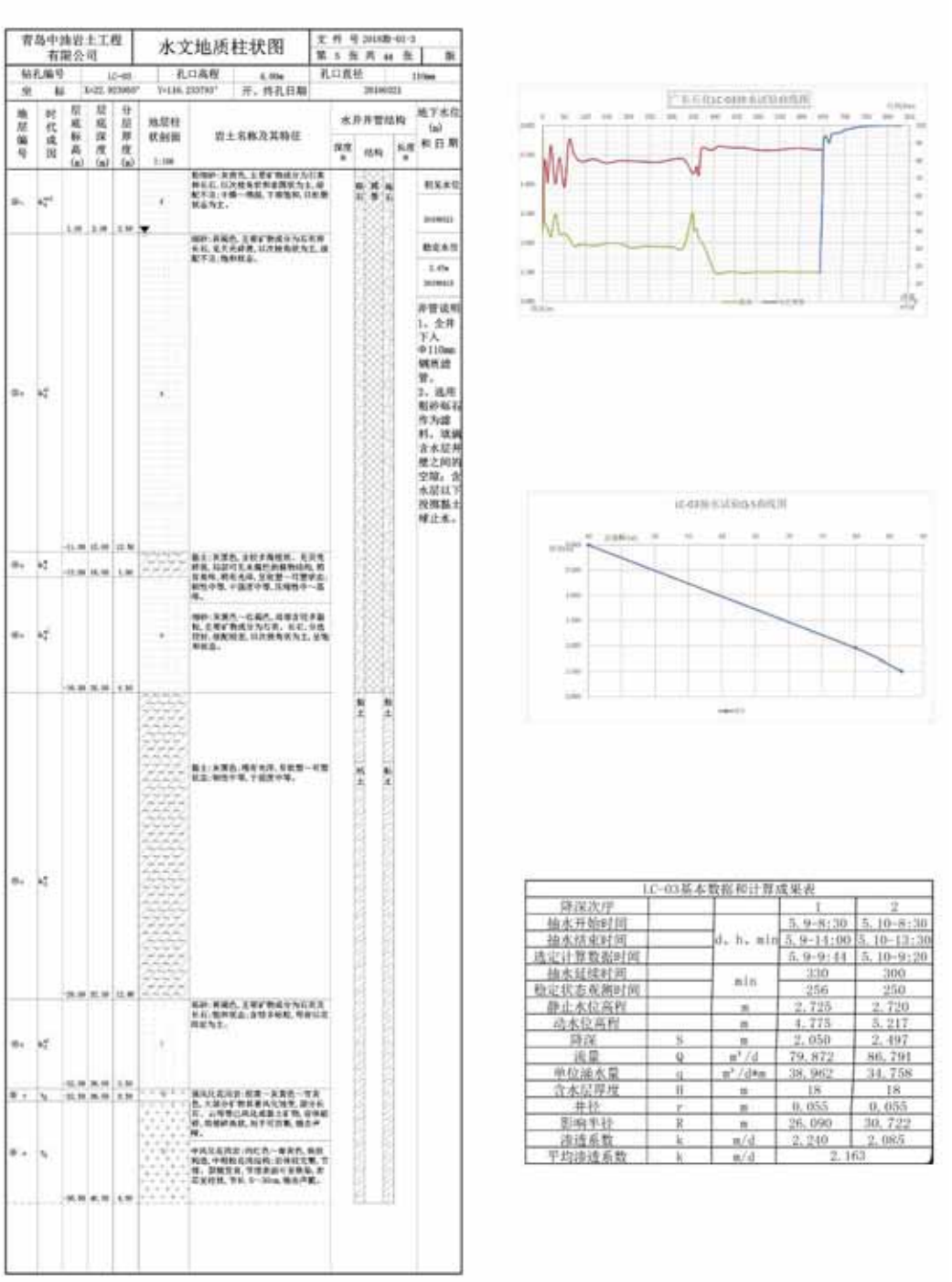




LC-11基本数据和计算成果表

降深次序			1	2
抽水开始时间		d_1、h_1 和 t	5.17-9:30	5.18-8:30
抽水结束时间			5.17-13:30	5.18-13:30
稳定计算数据时间			5.17-9:20	5.18-9:20
抽水延续时间		t=10	300	300
稳定状态观测时间			250	250
静止水位高程		H_0	2.140	1.975
动水位高程		H_1	1.589	1.834
降深	S	m	1.449	1.859
流量	Q	m^3/d	77.404	87.212
单位进水量	q	$m^3/d*m$	53.419	46.913
含水层厚度	H	m	21	21
井径	r	m	0.055	0.055
影响半径	R	m	20.960	25.670
渗透系数	k	m/d	2.489	2.283
平均渗透系数	k	m/d	2.386	

图 10.3-14　LC11 抽水试验综合成果图



LC-03基本数据和计算成果表				
降深次序			1	2
抽水开始时间		d、h、min	5.9-8:30	5.10-8:30
抽水结束时间			5.9-14:00	5.10-13:30
选定计算数据时间			5.9-9:44	5.10-9:20
抽水延续时间		min	330	300
稳定状态观测时间			256	250
静止水位高程		m	2.725	2.720
动水位高程		m	4.775	5.217
降深	S	m	2.050	2.497
流量	Q	m^3/d	79.872	86.791
单位涌水量	q	$m^3/d*m$	38.962	34.758
含水层厚度	H	m	18	18
井径	r	m	0.055	0.055
影响半径	R	m	26.090	30.722
渗透系数	k	m/d	2.240	2.085
平均渗透系数	k	m/d	2.163	

图 10.3-15　LC03 抽水试验综合成果图

10.3.3 水文地质钻探

⑴目的

查明建设场地地质结构；含水层、隔水层的空间分布；评价含水层富水性；测定现状地下水水位及流向；获取必要的水文地质参数；为抽水试验提供抽水孔，为进行地下水现状监测提供监测孔。

⑵炼化厂区位置

本次在炼化厂区及周边共布置 12 个钻孔，8 个潜水井、4 个承压水井。勘查监测钻孔布设方案详见图 10.3-16、钻孔 情况统计见表 10.3-3、现场图片见图 10.3-17。



图 10.3-16 炼化厂区水文钻孔位置图

表 10.3-3 炼化厂区钻孔统计

钻孔编号	勘探深度(m)	层位
LC-01	35	潜水
LC-02	30	潜水
LC-03	33	潜水
LC-04	40	承压水
LC-05	41	承压水
LC-06	26	潜水
LC-07	45	承压水
LC-08	34	潜水
LC-09	30	潜水
LC-10	35	潜水
LC-11	33	潜水
LC-12	40	承压水











图 10.3-17 水文地质钻孔现场图片

⑶原油码头库区位置

本次在原油码头库区区域及周边共布置 8 个钻孔，全部为潜水井。布设方案详见图 10.3-18、钻孔统计见表 10.3-4、现场图片见图 10.3-19。

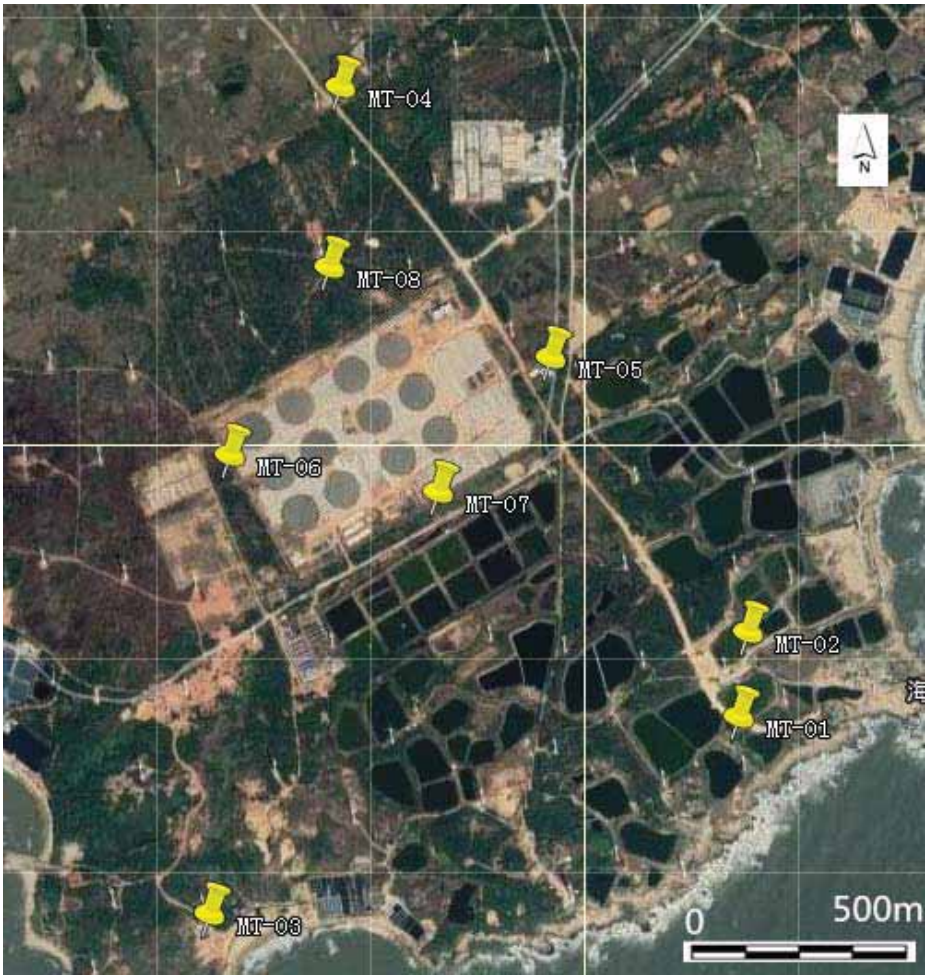


图 10.3-18 原油码头库区区域水文钻孔位置图

表 10.3-4　　原油码头库区区域钻孔统计

钻孔编号	勘探深度(m)	层位
MT-01	23	潜水
MT-02	23	潜水
MT-03	22	潜水
MT-04	32	潜水
MT-05	32	潜水
MT-06	23	潜水
MT-07	25	潜水
MT-08	27	潜水



图 10.3-19 原油码头库区水文地质钻孔现场图片

⑷厂外管线区域位置

本次在厂外管线区域沿线共布置 8 个钻孔，5 个浅孔（潜水）、3 个深孔（承压水）。勘查、监测钻孔布设方案详见图 10.3-20、钻孔统计见表 10.3-5、现场图片见图 10.3-21。



图 10.3-20 厂外管线区域水文钻孔位置图

表 10.3-5 厂外管线区域钻孔统计

钻孔编号	勘探深度(m)	层位
L-01	23	潜水
L-02	32	潜水
L-03	44	承压水
L-04	21	潜水
L-05	25	承压水
L-06	21	潜水
L-07	25	承压水
L-08	21	潜水







图 10.3-21 厂外管线水文地质钻孔现场图片

10.4 地下水环境质量现状监测与评价

10.4.1 地下水水位监测

依据建设项目行业分类及场地的地下水环境敏感程度分级，参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）标准中建设项目评价工作等级分级，判断本建设项目炼化厂区、厂外管线及原油码头库区部分的地下水环境影响评价工作等级均为二级。对评价区进行了地下水位统计，地下水水位监测时间为 2018 年 5 月份。场区内地下水位标高基本受地形控制，原油码头库区评价区内地下水整体由原油码头库区向南向东流入大海；炼化厂区评价区内地下水向龙江改河和大海径流；厂外管线评价区内地下水整体向南流向大海。水位监测点分布见图 10.4-1～10.4-3。



图 10.4-1　原油码头库区评价区地下水位监测点分布图



图 10.4-2　炼化厂区评价区地下水位监测点分布图



图 10.4-3　厂外管线评价区地下水位监测点分布图

地下水位监测结果见表 10.4-1～表 10.4-3。

表 10.4-1　　原油码头库区评价区地下水位监测结果表

编号	位置	井径	地面高程	水位埋深	水位标高
		(cm)	(m)	(m)	(m)
SW-01	大潭村	57	7.51	1.22	6.29
SW-02	大潭村	60	6.34	1.12	5.22
SW-03	坂美村	43	7.63	1.85	5.78
SW-04	西山村	45	11.94	3.74	8.2
SW-05	资深村	45	15.76	2.87	12.89
SW-06	资深村	50	9.75	3.76	5.99
SW-07	资深村	40	12.51	1.68	10.83
SW-08	后池村	75	12.64	2.75	9.89
SW-09	海边	10	12.35	5.54	6.81
SW-10	海边	10	14.46	3.93	10.53
SW-11	海边	10	6.63	2.58	4.05
SW-12	坂美村西南	10	20.71	5.11	15.6
SW-13	罐区东	10	22.2	3.06	19.14
SW-14	罐区西	10	27.84	5.42	22.42
SW-15	罐区南	10	24.53	2.1	22.43
SW-16	罐区北	10	28.36	6.23	22.13

表 10.4-2　　炼化厂区评价区地下水位监测结果表

编号	位置	井径	地面高程	水位埋深	水位标高
		(cm)	(m)	(m)	(m)
SW-17	山陇村	80	6.43	2.28	4.15
SW-18	南里村	80	7.65	1.75	5.9
SW-19	厝寨村	80	6.35	1.4	4.95
SW-20	水下村	80	3.69	2.25	1.44
SW-21	水上村	8	7.10	3.47	3.63
SW-22	埔洋村	80	7.80	2.21	5.59
SW-23	上湖东村	90	12.48	2.54	9.94
SW-24	炼化厂区西	11	12.02	2.39	9.63
SW-25	炼化厂区东	9	10.51	4.31	6.2
SW-26	炼化厂区东	9	8.50	5.85	2.65
SW-27	炼化厂区南	9	4.56	2.47	2.09
SW-28	炼化厂区南	9	3.28	5.37	-2.09
SW-29	炼化厂区	9	10.51	3.12	7.39

编号	位置	井径	地面高程	水位埋深	水位标高
		(cm)	(m)	(m)	(m)
SW-30	炼化厂区	9	12.19	2.88	9.31
SW-31	炼化厂区	9	12.34	2.04	10.3
SW-32	炼化厂区	9	9.27	3.12	6.15
SW-33	炼化厂区	9	7.49	1.86	5.63
SW-34	炼化厂区西	9	14.06	5.37	8.69
SW-35	炼化厂区	9	8.44	1.63	6.81
SW-36	炼化厂区	9	9.44	2.57	6.87

表 10.4-3　　厂外管线评价区地下水位监测结果表

编号	位置	井径	地面高程	水位埋深	水位标高
		(cm)	(m)	(m)	(m)
SW-37	孔美村	8	5.71	1.66	4.05
SW-38	钓石村	56	5.69	2.23	3.46
SW-39	见龙村	85	10.33	1.93	8.40
SW-40	见龙村	8	5.13	3.92	1.21
SW-41	吉清村	120	3.61	1.92	1.69
SW-42	港寮村	45	6.63	2.27	4.36
SW-43	后石塔村	42	3.85	3.33	0.52
SW-44	南山村	44	8.54	2.21	6.33
SW-45	虎邦山村	120	22.45	4.27	18.18
SW-46	南山村东	112	18.04	3.18	14.86
SW-47	南山村西	88	19.53	2.69	16.84
SW-48	月山村	45	15.65	4.10	11.55
SW-49	新乡村	8	10.01	3.49	6.52
SW-50	后宫村	140*90	6.23	0.58	5.65
SW-51	四凤村	45	5.78	2.93	2.85
SW-52	后吴村	180	5.27	0.30	4.97
SW-53	华房村	140*230	3.71	1.29	2.42
SW-54	田中村	40	1.59	1.31	0.28
SW-55	田中村	50	1.95	1.52	0.43
SW-56	后袋村	110	1.57	1.86	-0.29
SW-57	港头村	62	3.88	1.56	2.32
SW-58	赤洲村	68*50	6.55	2.31	4.24
SW-59	文昌村	80	3.64	0.89	2.75

编号	位置	井径	地面高程	水位埋深	水位标高
		(cm)	(m)	(m)	(m)
SW-60	神泉镇	10	5.72	2.48	3.24
SW-61	横山村	80	15.47	1.51	13.96
SW-62	秀水里村	80	19.38	2.91	16.47
SW-63	石峻村	80	28.27	2.55	25.72
SW-64	西埔村	10	33.50	8.84	24.66
SW-65	西埔村	80	7.68	1.69	5.99
SW-66	仙美村	80	6.71	1.82	4.89
SW-67	铭西村	80	4.85	2.06	2.79
SW-68	后寮村	80	6.69	2.27	4.42
SW-69	桥头村	80	6.80	4.45	2.35
SW-70	下林村	80	13.34	7.08	6.26
SW-71	金东村	60	4.66	3.27	1.39
SW-72	华埔村	70*70	4.13	2.58	1.55
SW-73	图田村	120	6.48	2.56	3.92
SW-74	林沟村	10	3.25	1.20	2.05
SW-75	四凤村	10	3.48	2.08	1.40
SW-76	文昌村	10	0.47	1.10	-0.63
SW-77	横山村	10	32.87	8.25	24.62
SW-78	秀水里村	10	26.42	3.80	22.62
SW-79	新乡村	10	29.14	1.30	27.84
SW-80	斗南村	10	3.36	1.49	1.87
SW-81	下林村	10	3.41	1.05	2.36

10.4.2 地下水环境质量现状监测

10.4.2.1 监测方案

⑴监测点布置

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）二级评价的要求，地下水水质监测点不得少于 5 个/层，监测井点的层位应以潜水和可能受建设项目影响的有开发利用价值的含水层为主，原则上建设项目场地上游和两侧的地下水水质监测点均不得少于 1 个，建设项目场地及其下游影响区的地下水水质监测点不得少于 2 个。

对此，本次对原油码头库区、炼化厂区和厂外管线区域及其周围各点位进行

了一期水质监测，监测时间为 2018 年 6 月份。水质监测点位见图 10.4-4～10.4-6 以及表 10. 4-4～10.4-6。



图 10.4-4　原油码头库区水质监测点分布图



图 10.4-5 炼化厂区水质监测点分布图



图 10.4-6 厂外管线水质监测点分布图

表 10.4-4 原油码头库区水质监测点一览表

编号	位置	监测目的	监测含水层
MT-01	原油码头库区东南	原油码头库区下游地下水监测点	潜水含水层
MT-02	原油码头库区东南	原油码头库区下游地下水监测点	潜水含水层
MT-03	原油码头库区西南	原油码头库区下游地下水监测点	潜水含水层
MT-04	原油码头库区北	原油码头库区上游地下水背景值监测点	潜水含水层
MT-05	码原油码头库区东	原油码头库区两侧地下水监测点	潜水含水层
MT-06	原油码头库区西	原油码头库区两侧地下水监测点	潜水含水层
MT-07	原油码头库区南	原油码头库区下游地下水监测点	潜水含水层
MT-08	原油码头库区北	原油码头库区上游地下水监测点	潜水含水层

表 10.4-5 炼化厂区水质监测点一览表

编号	位置	监测目的	监测含水层
LC-01	炼化厂区外东侧	炼化厂区下游地下水监测点	潜水含水层
LC-02	炼化厂区外东侧	炼化厂区下游地下水监测点	潜水含水层
LC-03	炼化厂区外南侧	炼化厂区下游地下水监测点	潜水含水层
LC-05	炼化厂区内西南	炼化厂区下游地下水监测点	承压水含水层
LC-06	炼化厂区内东	炼化厂区内地下水监测点	承压水含水层
LC-07	炼化厂区内西	炼化厂区内地下水监测点	潜水含水层
LC-08	炼化厂区内东北	炼化厂区内地下水监测点	承压水含水层
LC-09	炼化厂区内东北	炼化厂区内地下水监测点	潜水含水层
LC-10	炼化厂区外西侧	炼化厂区内地下水监测点	潜水含水层
LC-11	炼化厂区外西北	炼化厂区两侧地下水监测点	潜水含水层
LC-12	炼化厂区内北	炼化厂区上游地下水背景值监测点	潜水含水层
C-05	炼化厂区内东	炼化厂区内地下水监测点	潜水含水层
C-06	炼化厂区内	炼化厂区内地下水监测点	潜水含水层
C-08	厝寨村	炼化厂区上游地下水背景值监测点	潜水含水层

表 10.4-6　　厂外管线水质监测点一览表

编号	位置	监测目的	监测含水层
L-01	林沟村	厂外管线下游地下水监测点	潜水含水层
L-02	四凤村	厂外管线下游地下水监测点	潜水含水层
L-03	文昌村	厂外管线上游地下水背景值监测点	承压水含水层
L-04	横山村	厂外管线下游地下水监测点	潜水含水层
L-05	秀水里村	厂外管线下游地下水监测点	承压水含水层
L-06	新乡村	厂外管线上游地下水背景值监测点	潜水含水层
L-07	斗南村	厂外管线下游地下水监测点	承压水含水层
L-08	下林村	厂外管线下游地下水监测点	潜水含水层
C-12	金东村	厂外管线下游地下水保护目标监测点	潜水含水层
C-14	石峻村	厂外管线下游地下水保护目标监测点	潜水含水层
C-16	仙美村	厂外管线下游地下水保护目标监测点	潜水含水层
C-18	桥头村	厂外管线下游地下水保护目标监测点	潜水含水层

⑵监测因子

根据《地下水监测技术规范》（HJ/T 164-2004），结合《生活饮用水卫生标准》（GB 5749-2006）和项目潜在污染特征因子考虑，地下水现状监测因子选取以下项：

①阴阳离子：K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^-、CL^-、SO_4^{2-}。

②基本因子：pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐氮、挥发酚、氰化物、汞、六价铬、总硬度、铅、氟化物、镉、镍、钒、铁、锰、砷、溶解性总固体、耗氧量、总大肠菌群。

③特征因子：石油类、苯、甲苯、二甲苯、乙苯、苯乙烯、丙烯腈、苯并[a]芘、乙腈。

⑶采样时间与检测单位

地下水采样时间为 2018 年 6 月 27 日。

检测单位为山东经纬检测技术有限公司。

⑷采样方法和分析方法

采样方法：采用泵或者其他方式充分抽汲井水，水样瓶冲洗 3 至 4 次后再取样。

保存、分析方法：按《地下水质量标准》（GB/14848-2017）选配方法、国家环境保护部《水和废水监测分析方法》（第四版）及其它标准中有关规定执行。

采样现场照片见图 10.4-7。



图 10.4-7 采样现场

10.4.3 地下水环境质量现状评价

10.4.3.1 评价标准

采用《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的III类标准进行评价，地下水III类标准中没有的项目参照《生活饮用水卫生标准》（GB5749-2006）进行评价，如《地下水质量标准》尚无石油类标准，因此参考 2007 年 7 月 1 日发布的

《生活饮用水卫生标准》（GB5749-2006）中石油类标准（0.3mg/L）作为地下水质量石油类标准。《地下水质量标准》和《生活饮用水卫生标准》中均没有的项目参照《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）进行评价，如这两个标准尚无关于钒的标准，因此参考 2002 年 4 月 26 日发布的《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）中钒的标准（0.05mg/L）作为地下水质量钒的标准。具体评价标准见表 10.4-7。

表 10.4-7　　地下水质量评价执行

污染物名称	标准限值	执行标准
pH（无纲量）	6.5～8.5	《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）中的III类标准
总硬度（mg/L）	≤450	
溶解性总固体（mg/L）	≤1000	
耗氧量（mg/L）	≤3.0	
氰化物（mg/L）	≤0.05	
挥发酚（mg/L）	≤0.002	
硫酸盐（mg/L）	≤250	
氯化物（mg/L）	≤250	
氟化物（mg/L）	≤1.0	
硝酸盐（mg/L）	≤20	
亚硝酸盐氮（mg/L）	≤1.00	
氨氮（mg/L）	≤0.50	
铁（mg/L）	≤0.3	
锰（mg/L）	≤0.10	
铅（mg/L）	≤0.01	
镉（mg/L）	≤0.005	
汞（mg/L）	≤0.001	
砷（mg/L）	≤0.01	
镍（mg/L）	≤0.02	
六价铬（mg/L）	≤0.05	
总大肠菌群（CFU/100mL）	≤3.0	
苯（mg/L）	≤0.01	
甲苯（mg/L）	≤0.7	
二甲苯（mg/L）	≤0.5	
乙苯（mg/L）	≤0.3	
苯乙烯（mg/L）	≤0.002	
丙烯腈（mg/L）	≤0.1	
石油类（mg/L）	≤0.3	《生活饮用水卫生标准》（GB

污染物名称	标准限值	执行标准
苯并[a]芘（mg/L）	≤0.00001	5749-2006）
钒（mg/L）	≤0.05	《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）

10.4.3.2 评价方法

评价方法采用单因子标准指数法，单项指标的水质指数计算公式为：

$$S_{ij}=\frac{C_{ij}}{C_0}$$

式中：S_{ij}—单项水质参数 i 在第 j 点的标准指数；

C_{ij}—第 i 种污染物在第 j 点的监测结果，mg/L；

C_0—第 i 种污染物评价标准，mg/L。

pH 的标准指数公式：

$$S_{pH,j}=\frac{pH_j-7.0}{pH_{su}-7.0} \qquad pH_j>7.0$$

$$S_{pH,j}=\frac{7.0-pH_j}{7.0-pH_{sd}} \qquad pH_j\le 7.0$$

式中：$S_{PH,j}$—*pH* 值的单项标准指数；

pH_j —j 点 *pH* 值监测值上限；

pH_{su} —水质标准中 *pH* 值上限；

pH_{sd} —水质标准中 *pH* 值下限。

评价时，水质参数的标准指数＞1，表明该水质参数超过了规定的水质标准限值，水质参数的标准指数越大，表明该水质参数超标越严重。

10.4.3.4 地下水水质监测结果与评价

依照地下水采样方法和分析方法规范，得到的地下水监测结果，监测结果及单因子标准指数评价值见表 10.4-8～表 10.4-13。

表 10.4-8 原油码头库区地下水监测结果表（单位：mg/L，pH 无量纲）

编号	MT-01	MT-02	MT-03	MT-04	MT-05	MT-06	MT-07	MT-08
石油类	0.01L	0.01L	0.02	0.01L	0.03	0.03	0.03	0.02
氰化物	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L
总大肠菌群（CFU/100mL）	3	9	5	3	10	15	3	20
碳酸根	5L	5L	5L	5L	5L	5L	5L	5L
碳酸氢根	83	93	64	124	162	51	57	38
汞	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L
镉	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L
钙	379	436	21.6	28.5	15.8	13.5	7.95	6.1
镁	572	784	18.2	14.1	21.7	2.6	9.3	3.05
钾	8	6.2	2	12.3	12.2	3.7	2.85	2.4
钠	4332	10738	8.9	6.68	17.5	7.65	7.68	6.8
镍	0.007L	0.007L	0.007L	0.007L	0.007L	0.007L	0.007L	0.007L
钒	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
亚硝酸盐氮	1.67	2.04	1.67	0.39	1.01	0.651	1.17	0.371
氟化物	0.621	0.626	0.605	0.571	0.587	0.696	0.559	0.559
苯	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L
甲苯	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L
二甲苯	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L
乙苯	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L
苯乙烯	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L

编号	MT-01	MT-02	MT-03	MT-04	MT-05	MT-06	MT-07	MT-08
丙烯腈	0.6L	0.6L	0.6L	0.6L	0.6L	0.6L	0.6L	0.6L
苯并[a]芘	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L
溶解性总固体	17088	32396	212	231	261	105	116	71
六价铬	0.012	0.023	0.045	0.004L	0.006	0.004L	0.004	0.004L
挥发酚	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L
pH 值	6.33	6.23	5.94	6.29	6.37	6.5	6.55	6.4
氨氮	0.191	0.158	0.16	0.066	0.037	0.04	0.035	0.044
总硬度	2962	4441	143	142	145	50	63	32
氯化物	8013	16205	51	8.61	5.6	7.8	10.9	3.4
硝酸盐	0.243	0.32	0.053	0.044	0.237	0.035	0.925	0.061
硫酸盐	1029	1425	22.7	3.63	5.62	5.88	3.97	3.46
铁	0.32	0.42	1	0.13	0.13	0.13	0.12	0.15
锰	1.82	0.83	0.08	0.39	0.22	0.65	0.2	0.14
砷（μg/L）	1.0L	1.0L	1.0L	1.0L	1.0L	1.0L	1.0L	1.0L
铅（μg/L）	2.5L	5.6	2.5L	2.5L	2.6	2.5L	3.2	2.5L
耗氧量	4.59	5.99	5.99	0.96	2.13	1.39	1.54	0.82

注：数字后加 L、ND 表示未检出；

表 10.4-9 炼化厂区地下水监测结果表（单位：mg/L，pH 无量纲）

编号	LC-01	LC-02	LC-03	LC-05	LC-06	LC-07	LC-08	LC-09	LC-10	LC-11	LC-12	C-05	C-06	C-08
石油类	0.03	0.01L	0.01L	0.03	0.01L	0.03	0.02	0.01	0.02	0.02	0.02	0.01L	0.02	0.01L
氰化物	0.001L	0.001 L	0.001 L	0.001 L	0.001 L	0.001 L	0.001 L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001 L	0.001 L	0.001 L	0.001 L
总大肠菌群（CFU/100mL）	10	7	5	8	16	2	3	4	18	20	10	10	6	20
碳酸根	5L	5L	5L	5L	5L	5L	5L	6	5L	5L	5L	5L	5L	5L
碳酸氢根	138	266	144	200	142	130	131	177	115	163	158	176	136	172
汞	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
镉	0.001L	0.001 L	0.001 L	0.001 L	0.001 L	0.001 L	0.001 L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001 L	0.001 L	0.001 L	0.001 L
钙	8.42	28.6	10.3	8.15	15.5	11.5	37.4	52.3	22.2	14.4	9.2	22.2	31.5	28.2
镁	10.2	17.3	202	18.3	4.62	13.1	15.4	12.6	9.82	6.7	9.8	14.2	7.6	13.8
钾	25.1	23.7	7.3	22.6	22.6	15.2	4.8	32.8	13.7	36.5	22	30.1	15.8	25
钠	32.8	36.8	3344	21.6	32.3	28.8	10.5	28.4	26.8	28.6	34.8	35.5	26.1	18.1
镍	0.007L	0.007 L	0.007 L	0.007 L	0.007 L	0.007 L	0.007 L	0.007L	0.007L	0.007L	0.007 L	0.007 L	0.007 L	0.007 L
钒	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
亚硝酸盐氮	1.68	0.965	0.968	0.39	0.185	0.371	3.26	1.24	0.531	1.68	0.926	0.736	0.198	0.837
氟化物	0.309	0.687	0.658	0.602	0.686	0.606	0.623	0.968	0.932	0.787	0.584	0.896	0.732	0.642
苯	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L
甲苯	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L
二甲苯	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L
乙苯	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L
苯乙烯	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L
丙烯腈	0.6L	0.6L	0.6L	0.6L	0.6L	0.6L	0.6L	0.6L	0.6L	0.6L	0.6L	0.6L	0.6L	0.6L

编号	LC-01	LC-02	LC-03	LC-05	LC-06	LC-07	LC-08	LC-09	LC-10	LC-11	LC-12	C-05	C-06	C-08
苯并[a]芘	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L
溶解性总固体	251	425	11206	302	253	240	277	436	230	290	273	356	278	302
六价铬	0.01	0.006	0.004	0.009	0.005	0.004L	0.004	0.023	0.004L	0.004L	0.004	0.004L	0.019	0.004L
挥发酚	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L
pH 值	7.85	6.8	6.96	8.09	8.12	7.06	7.03	6.79	6.55	7.05	6.77	7.09	7.08	6.71
氨氮	0.032	0.03	0.088	0.027	0.04	0.066	0.871	0.035	0.032	0.04	0.04	0.037	0.044	0.032
总硬度	74	158	990	113	113	88	170	205	104	73	69	123	128	138
氯化物	12.6	7.6	3981	8.35	9.03	11.4	39.8	72.2	14.4	11.1	9.6	43.9	25.6	8.09
硝酸盐	0.016L	0.03	0.315	0.03	0.029	1.92	0.054	0.03	0.05	0.052	2.04	0.057	0.054	1.16
硫酸盐	4.86	8.62	593	3.33	4.47	14.2	13.2	16.5	10.7	4.29	4.66	5.16	12.5	1.58
铁	0.31	0.13	0.18	0.08	0.15	0.07	0.1	0.04	0.36	0.25	0.12	0.02	0.12	0.12
锰	0.01L	0.04	0.02	0.01L	0.01L	0.09	0.03	0.09	0.31	0.01L	0.13	0.06	0.01	0.01L
砷（μg/L）	1.0L	1.0L	1.0L	1.0L	1.0L	1.0L	1.0L	1.0L	1.0L	1.0L	1.0L	1.0L	1.0L	1.0L
铅（μg/L）	2.5L	2.5L	4.4	2.5L	2.5L	2.5L	8.29	2.5L	2.5L	2.5L	2.5L	6.0	3.0	2.5L
乙腈	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
耗氧量	1.78	0.92	6	1.55	0.94	1.5	1.19	2.08	4.62	1.36	1.28	3.83	1.14	2.2

注：数字后加 L、ND 表示未检出。

表 10.4-10 厂外管线地下水监测结果表（单位：mg/L，pH 无量纲）

编号	L-01	L-02	L-03	L-04	L-05	L-06	L-07	L-08	C-12	C-14	C-16	C-18
石油类	0.04	0.01L	0.01L	0.02	0.01	0.02	0.03	0.01L	0.02	0.01	0.01L	0.01L
氰化物	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.004	0.001L
总大肠菌群（CFU/100mL）	5	16	5	8	6	20	16	6	18	15	17	5
碳酸根	5L	5L	5L	5L	5L	5L	5L	5L	5L	5L	5L	5L
碳酸氢根	132	192	160	127	83	52	76	79	156	63	23	76
汞	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00011	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00008	0.00004L	0.00004L
镉	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L
钙	25.5	11.2	42.0	140	26.4	12.9	42.8	118	62	32	76	31.3
镁	62	24.8	16.8	105	16.2	7.01	54.4	104	4.95	4.6	9.7	32.4
钾	4.8	24.4	4.3	3.9	4.4	12.1	5.7	5.3	5.2	4.7	7	4.5
钠	10.9	36.2	10.8	0.99	3.85	5.85	463	806	6.9	6.45	8.9	9.2
镍	0.007L	0.007L	0.007L	0.007L	0.007L	0.007L	0.007L	0.007L	0.007L	0.007L	0.007L	0.007L
钒	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.02	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
亚硝酸盐氮	1	2.54	2.88	0.831	2.19	0.368	2.17	3.07	0.87	0.508	1.11	3.5
氟化物	0.656	0.769	0.921	0.524	0.516	0.508	0.235	0.884	0.562	0.63	0.684	0.615
苯	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L
甲苯	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L
二甲苯	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L
乙苯	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L
苯乙烯	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L
丙烯腈	0.6L	0.6L	0.6L	0.6L	0.6L	0.6L	0.6L	0.6L	0.6L	0.6L	0.6L	0.6L

编号	L-01	L-02	L-03	L-04	L-05	L-06	L-07	L-08	C-12	C-14	C-16	C-18
苯并[a]芘	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L
溶解性总固体	429	301	404	902	178	125	1672	3024	294	177	326	312
六价铬	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L
挥发酚	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L
pH 值	7.72	7.86	7.05	6.09	5.86	6.06	6.34	6.4	6.82	6.68	6.99	5.88
氨氮	0.047	0.037	0.052	0.035	0.032	0.040	0.044	0.158	0.054	0.037	0.049	0.042
总硬度	351	147	87	863	143	71	366	797	192	105	251	241
氯化物	103	12	40.0	228	26.5	8.7	598	1303	14.8	31.2	99.5	65.8
硝酸盐	0.049	0.041	2.2	2.99	2.99	0.085	0.053	0.096	0.914	1.65	2.71	2.03
硫酸盐	39.5	6.83	26.2	238	2.97	8.32	113	233	11.2	17.7	68.3	58.7
铁	0.13	0.12	0.12	0.12	0.12	0.11	0.23	0.13	0.12	0.12	0.12	0.12
锰	0.46	0.83	0.13	0.8	0.77	0.03	1.27	3.26	0.01L	0.01L	0.02	0.02
砷（μg/L）	1.0L	1.0L	1.0L	1.0L	1.0L	1.0L	1.0L	1.0L	1.0L	1.0L	1.0L	1.0L
铅（μg/L）	2.5L	2.5L	2.5L	3.1	3.5	2.5L	2.5L	3.6	2.5L	2.5L	2.5L	2.5L
耗氧量	2.36	1.26	1.03	1.21	1.11	2.04	4.85	1.23	1.31	1.31	2.18	0.85

注：数字后加 L、ND 表示未检出；

表 10.4-11 原油码头库区地下水单因子监测标准指数表

编号	MT-01	MT-02	MT-03	MT-04	MT-05	MT-06	MT-07	MT-08
石油类	0.01L	0.01L	0.067	0.01L	0.100	0.100	0.100	0.067
氰化物	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L
总大肠菌群	1.000	3.000	1.667	1.000	3.333	5.000	1.000	6.667
汞	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L
镉	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L
亚硝酸盐氮	1.670	2.040	1.670	0.390	1.010	0.651	1.170	0.371
氟化物	0.621	0.626	0.605	0.571	0.587	0.696	0.559	0.559
苯	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L
甲苯	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L
二甲苯	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L
乙苯	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L
苯乙烯	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L
丙烯腈	0.6L	0.6L	0.6L	0.6L	0.6L	0.6L	0.6L	0.6L
苯并[a]芘	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L
溶解性总固体	17.088	32.396	0.212	0.231	0.261	0.105	0.116	0.071
六价铬	0.240	0.460	0.900	0.004L	0.120	0.004L	0.080	0.004L
挥发酚	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L
pH 值	1.340	1.540	2.120	1.420	1.260	1.000	0.900	1.200
氨氮	0.382	0.316	0.320	0.132	0.074	0.080	0.070	0.088
总硬度	6.582	9.869	0.318	0.316	0.322	0.111	0.140	0.071
氯化物	32.052	64.820	0.204	0.034	0.022	0.031	0.044	0.014

编号	MT-01	MT-02	MT-03	MT-04	MT-05	MT-06	MT-07	MT-08
硝酸盐	0.012	0.016	0.003	0.002	0.012	0.002	0.046	0.003
硫酸盐	4.116	5.700	0.091	0.015	0.022	0.024	0.016	0.014
铁	1.067	1.400	3.333	0.433	0.433	0.433	0.400	0.500
锰	18.200	8.300	0.800	3.900	2.200	6.500	2.000	1.4
砷	1.0L	1.0L	1.0L	1.0L	1.0L	1.0L	1.0L	1.0L
铅	2.5L	0.560	2.5L	2.5L	0.260	2.5L	0.320	2.5L
耗氧量	1.530	1.997	1.997	0.320	0.710	0.463	0.513	0.273
钒	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
镍	0.007L	0.007L	0.007L	0.007L	0.007L	0.007L	0.007L	0.007L

注：数字后加 L、ND 表示未检出。

表 10.4-12 炼化厂区地下水单因子监测标准指数表

编号	LC-01	LC-02	LC-03	LC-05	LC-06	LC-07	LC-08	LC-09	LC-10	LC-11	LC-12	C-05	C-06	C-08
石油类	0.100	0.01L	0.01L	0.100	0.01L	0.100	0.067	0.033	0.067	0.067	0.067	0.01L	0.067	0.01L
氰化物	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
总大肠菌群	3.333	2.333	1.667	2.667	5.333	0.667	1.000	1.333	6.000	6.667	3.333	3.333	2.000	6.667
汞	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
镉	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
亚硝酸盐氮	1.680	0.965	0.968	0.390	0.185	0.371	3.260	1.240	0.531	1.680	0.926	0.736	0.198	0.837
氟化物	0.309	0.687	0.658	0.602	0.686	0.606	0.623	0.968	0.932	0.787	0.584	0.896	0.732	0.642
苯	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L
甲苯	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L
二甲苯	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L
乙苯	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L
苯乙烯	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L
丙烯腈	0.6L	0.6L	0.6L	0.6L	0.6L	0.6L	0.6L	0.6L	0.6L	0.6L	0.6L	0.6L	0.6L	0.6L
苯并[a]芘	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
溶解性总固体	0.251	0.425	11.206	0.302	0.253	0.240	0.277	0.436	0.230	0.290	0.273	0.356	0.278	0.302
六价铬	0.200	0.120	0.080	0.180	0.100	ND	0.080	0.460	2.860	2.180	0.080	ND	0.380	ND
挥发酚	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
pH 值	0.567	0.400	0.080	0.727	0.747	0.040	0.020	0.420	0.967	0.033	0.460	0.060	0.053	0.580
氨氮	0.064	0.060	0.176	0.054	0.080	0.132	1.742	0.070	0.064	0.080	0.080	0.074	0.088	0.064
总硬度	0.164	0.351	2.200	0.251	0.251	0.196	0.378	0.456	0.231	0.162	0.153	0.273	0.284	0.307
氯化物	0.050	0.030	15.924	0.033	0.036	0.046	0.159	0.289	0.058	0.044	0.038	0.176	0.102	0.032
硝酸盐	ND	0.002	0.016	0.002	0.001	0.096	0.003	0.002	0.003	0.003	0.102	0.003	0.003	0.058
硫酸盐	0.019	0.034	2.372	0.013	0.018	0.057	0.053	0.066	0.043	0.017	0.019	0.021	0.050	0.006

编号	LC-01	LC-02	LC-03	LC-05	LC-06	LC-07	LC-08	LC-09	LC-10	LC-11	LC-12	C-05	C-06	C-08
铁	1.03	0.433	0.600	0.267	0.500	0.233	0.333	0.13	1.200	0.833	0.400	0.067	0.400	0.400
锰	0.01L	0.4	0.200	0.01L	0.01L	0.900	0.300	0.900	3.100	0.01L	1.300	0.600	0.100	0.01L
砷	1.0L	1.0L	1.0L	1.0L	1.0L	1.0L	1.0L	1.0L	1.0L	1.0L	1.0L	1.0L	1.0L	1.0L
铅	2.5L	2.5L	0.440	2.5L	2.5L	2.5L	0.829	2.5L	2.5L	2.5L	2.5L	0.600	0.300	2.5L
耗氧量	0.593	0.307	2.000	0.517	0.313	0.500	0.397	0.693	1.540	0.453	0.427	1.277	0.380	0.733
钒	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
镍	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND

注：数字后加 L、ND 表示未检出。

表 10.4-13　　厂外管线地下水单因子监测标准指数表

编号	L-01	L-02	L-03	L-04	L-05	L-06	L-07	L-08	C-12	C-14	C-16	C-18
石油类	0.133	0.01L	0.01L	0.067	0.033	0.067	0.100	0.01L	0.067	0.033	0.01L	0.01L
氰化物	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.080	0.001L
总大肠菌群	1.667	5.333	1.667	2.667	2.000	6.667	5.333	2.000	6.000	5.000	5.667	1.667
汞	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
镉	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L
亚硝酸盐氮	1.000	2.540	2.880	0.831	2.190	0.368	2.170	3.070	0.870	0.508	1.110	3.500
氟化物	0.656	0.769	0.921	0.524	0.516	0.508	0.235	0.884	0.562	0.630	0.684	0.615
苯	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L
甲苯	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L
二甲	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L
乙苯	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L
苯乙烯	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L

编号	L-01	L-02	L-03	L-04	L-05	L-06	L-07	L-08	C-12	C-14	C-16	C-18
丙烯腈	0.6L	0.6L	0.6L	0.6L	0.6L	0.6L	0.6L	0.6L	0.6L	0.6L	0.6L	0.6L
苯并[a]芘	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L
溶解性总固体	0.429	0.301	0.404	0.902	0.178	0.125	1.672	3.024	0.294	0.177	0.326	0.312
六价铬	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L
挥发酚	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L
pH 值	0.480	0.573	0.033	1.820	2.280	1.880	1.320	1.200	0.360	0.640	0.020	2.240
氨氮	0.094	0.074	0.104	0.070	0.064	0.080	0.088	0.316	0.108	0.074	0.098	0.084
总硬度	0.780	0.327	0.193	1.918	0.318	0.158	0.813	1.771	0.427	0.233	0.558	0.536
氯化物	0.412	0.048	0.160	0.912	0.106	0.035	2.392	5.212	0.059	0.125	0.398	0.263
硝酸盐	0.002	0.002	0.110	0.150	0.150	0.004	0.003	0.005	0.046	0.083	0.136	0.102
硫酸盐	0.158	0.027	0.105	0.952	0.012	0.033	0.452	0.932	0.045	0.071	0.273	0.235
铁	0.433	0.400	0.400	0.400	0.400	0.367	0.767	0.433	0.400	0.400	0.400	0.400
锰	4.600	8.300	1.300	8.000	7.700	0.300	12.700	32.600	0.01L	0.01L	0.200	0.200
砷	1.0L	1.0L	1.0L	1.0L	1.0L	1.0L	1.0L	1.0L	1.0L	1.0L	1.0L	1.0L
铅	2.5L	2.5L	2.5L	0.310	0.350	2.5L	2.5L	0.360	2.5L	2.5L	2.5L	2.5L
耗氧量	0.787	0.420	0.343	0.403	0.370	0.680	1.617	0.410	0.437	0.437	0.727	0.283
钒	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.400	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
镍	0.007L	0.007L	0.007L	0.007L	0.007L	0.007L	0.007L	0.007L	0.007L	0.007L	0.007L	0.007L

注：数字后加 L、ND 表示未检出。

根据检测结果，结合地下水质量III类标准，评价区地下水大部分指标符合标准，个别基本因子超标，特征因子均未出现超标现象。

⑴原油码头库区

总大肠菌群：只有 MT-01、MT-04 和 MT-07 不超标，其它监测点均超标。推测主要为生活污水、养殖业污染。

亚硝酸盐：只有 MT-04、MT-06、MT-08 不超标，其它监测点均超过标准要求。

溶解性总固体：除了 MT-01、MT-02 略有超标外，其它监测点均符合要求。

pH 值：只有 MT-06、MT-07 不超标，其它监测点均超过标准要求。

总硬度、氯离子、硫酸根离子：除了 MT-01、MT-02 有超标外，其它监测点均符合要求。

铁：除了 MT-01、MT-02、MT-03 有超标外，其它监测点均符合要求。

锰：只有 MT-03 不超标，其它监测点均超过标准要求。

耗氧量：除了 MT-01、MT-02、MT-03 超标外，其它监测点均符合要求。

⑵炼化厂区

总大肠菌群：只有 LC-07、LC-08 不超标，其它监测点均超标。推测主要为生活污水、工业废水及养殖业污染。

亚硝酸盐：除了 LC-01、LC-08、LC-09、LC-11 略有超标外，其它监测点均符合要求。

溶解性总固体：除了 LC-03 略有超标外，其它监测点均符合要求。

总硬度、氯离子、硫酸根离子：均除了 LC-03 有超标外，其它监测点均符合要求。

氨氮：除了 LC-08 略有超标外，其它监测点均符合要求。

铁：除了 LC-01 和 LC-10 有超标外，其它监测点均符合要求。

锰：除了 LC-10、LC-12 超标外，其它监测点均符合要求。

耗氧量：除了 LC-03、LC-10、C-05 超标外，其它监测点均符合要求。

⑶厂外管线

总大肠菌群：所有监测点均超标。推测主要为生活污水、工业废水及养殖业污染。

亚硝酸盐：除了 L-01、L-04、L-06、C-12 和 C-14 不超标外，其它监测点均

略超标。

溶解性总固体：除了 L-07、L-08 略有超标外，其它监测点均符合要求。

pH 值：L-04、L-05、L-06、L-07、L-08、C-18 有超标，其它监测点均符合要求。

总硬度：除了 L-04、L-08 有超标外，其它监测点均符合要求。

氯离子：除了 L-07、L-08 有超标外，其它监测点均符合要求。

锰：除了 L-01 至 L-05、L-07、L-08 不超标外，其它监测点均超过标准要求。

耗氧量：除了 L-07 超标外，其它监测点均符合要求。

除以上列出的监测指标，其他监测指标均低于监测标准或未检出。

氨氮、亚硝酸盐：评价范围内养殖业及农业可对浅层水造成一定的氮污染。从分析结果看，氨氮只有一个点超标，亚硝酸盐超标情况较多，但超标数值较低。分析主要原因为养殖业及农业影响，高浓度营养盐废水的超标排放，可对地下水造成氮污染。

总大肠菌群：超标原因可能受到生活污水及养殖业影响。

溶解性总固体、硫酸盐、氯化物：总体上看，评价区内的潜水、承压水总体水质较好，但部分近海边位置的浅层地下水受到咸水影响。

铁、锰：其超标原因主要为两方面：根据惠来及附近地区地质条件分析，其地层中铁、锰含量相对较高；此外，超标的地点多位龙江河老河道地区，该区域地下水交替能力差、水流缓慢，呈酸性还原环境。

10.5 地下水环境影响预测与评价

参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本项目地下水环境影响评价级别为二级。本项目污染物排放对地下水流场没有明显影响，且评价区内含水层基本参数（渗透系数等）变化较小，采用解析法预测污染物在含水层中的扩散情况。

根据项目自身性质及其对地下水环境影响的特点，预测和评价项目施工及运营期对地下水环境可能造成的影响和危害，并针对这种影响和危害提出防治对策，从而达到预防与控制环境恶化，保护地下水资源的目的。

10.5.1 施工期地下水环境影响分析

施工期地下水污染源主要为施工营地生活污水、施工废水和施工废渣等固体废物。

⑴ 生活污水

根据以往经验，施工队伍生活污水处理可依托当地设施，施工分段分期进行，分散性大，局部排放量小，若无现有处理设施依托，则采用环保厕所进行处理，统一收集后处理，不直接排入环境水体。因此施工期生活污水不会对地下水造成较大的影响。

⑵固体废物

施工期间，施工人员产生的生活垃圾，焊接、防腐作业中产生的施工废料等随意堆放，经过雨水淋滤可能对地下水产生污染。因此，生活垃圾应经过收集后，依托当地职能部门处置，若无依托时，施工营地排放的生活污染物统一收集处理；对于施工废料，部分可回收利用，剩余废料依托当地职能部门清运。

⑶施工废水

施工废水不能直接排放，施工单位必须在施工现场设置集水池、沉砂池等水处理构筑物，对施工废水按其不同性质分类收集。

厂外管线部分施工段在潜水面以下进行施工，若发生污染事件，则污染物直接进入含水层，易对地下水产生影响。

结合厂外管线评价区地质及水文地质条件，采用解析计算进行地下水污染预测与评价。设定情景为：龙江改河定向钻穿越施工过程产生污染源直接进入含水层，污染因子为 COD，假设浓度为 500mg/L，预测污染时间为 30d，预测事件发生后 30d 污染物运移距离。如图 10.5-1 所示，事件发生 30d 后，距离泄漏点 15m 内地下水中 COD 浓度超过其检出限 10mg/L。

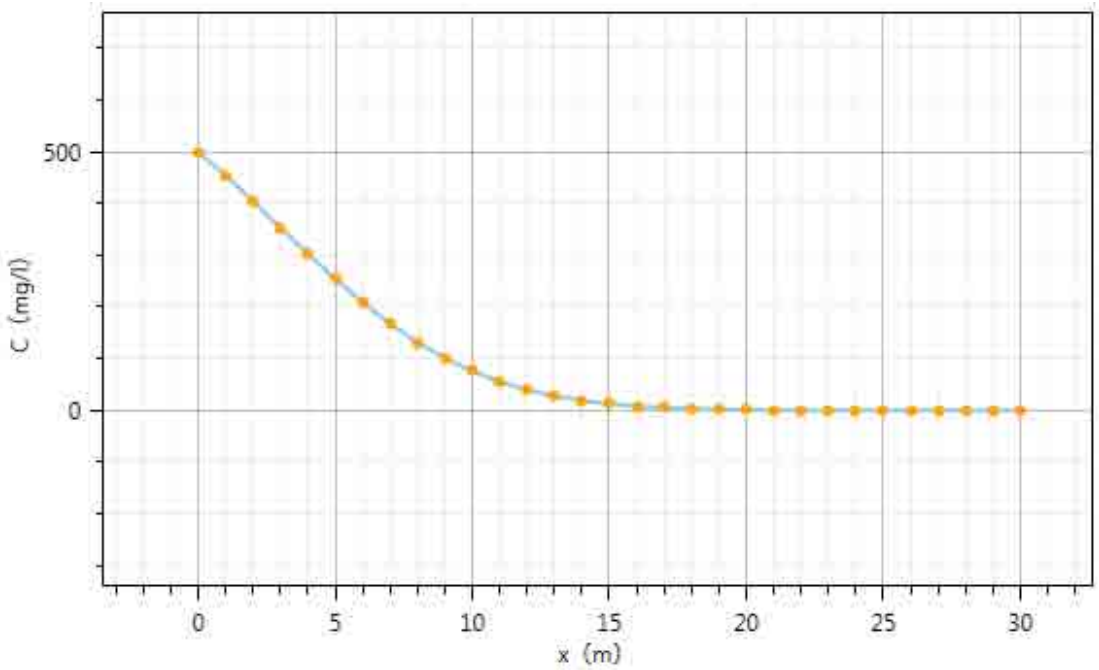


图 10.5-1 龙江改河段施工污染物泄漏 30d 预测结果

综上所述，建设期所产生的施工营地生活污水、施工废水和施工废渣等固体废物在采取集中处理、无外排的前提下，对地下水的影响较小。

10.5.2 运营期地下水环境影响分析

10.5.2.1 事故情景设计

⑴预测范围

本项目地下水环境影响预测范围与评价范围一致，预测层位为潜水含水层。

⑵预测时段

本次预测工作选取污染事件发生后 20 年作为预测时段，研究特征因子的迁移规律。

⑶预测因子

根据导则要求，建设项目预测因子选取重点应包括：①改、扩建项目已经排放的及将要产生的主要污染物；②难降解、易生物蓄积、长期接触对人体和生物产生危害作用的污染物，应特别关注持久性有机污染物；③国家或地方要求控制的污染物；④反映地下水循环特征和水质成因类型的常规项目或超标项目。

拟建项目预测因子选择应在导则要求的基础上，充分考虑选取与其排放污染物有关的特征因子。预测因子为建设项目排放的污染物有关的特征因子，主要污

染物为项目运营期产生的生产废水。本项目选取石油类、COD 和苯作为预测因子。

⑷预测情景

在设计可能出现的事故情景时，重点考虑发生污染危险可能性的较大工况以及由地下水污染物迁移产生的对周围环境有影响的排泄点。

按项目建设规范要求，拟建项目的场地、管道、污废水的收集预处理设施必须经过防渗防腐处理。项目建设过程中，应对污水处理设施和排水管道采取可靠的防渗防漏措施，防止事故处理不及时污水泄漏对地下水环境造成污染。正常情况下，废水的收集与排放全都通过防渗管道输送和收集，不会进入地下水从而引起地下水水质的变化。因此，正常工况下，项目的建设和运行对地下水环境造成影响较小。

在正常状况下，主要是由于管道或罐体腐蚀作用、焊接点等易损处发生破损而产生污染物泄露，对地下水造成污染，造成污染事故，期间不考虑包气带的吸附和降解等作用。

正常状况下防渗措施对地下水起到保护作用；在非正状况下，不考虑污染防渗措施。由于厂外管线不进行防渗工作，仅对管线进行非正常状况的预测。

结合本区地质及水文地质条件，采用解析计算进行地下水污染预测与评价。参考项目可行性研究报告，设定情景为：

① 炼化厂区

A：污水处理厂中和池发生连续性渗/泄漏，污染物为石油类和 COD，计算在地下水流作用下，污染物的运移状况。石油类浓度为 300mg/L，COD 浓度为 1500mg/L。

B：一联合含油污水提升池发生连续性渗/泄漏。污染物为石油类，计算在地下水流作用下，污染物的运移状况。石油类浓度为 500mg/L。

C：苯罐组发生瞬时渗/泄漏。污染物为苯，计算在地下水流作用下，污染物的运移状况。

D：化工区乙烯装置含油污水收集池发生连续性渗/泄漏。污染物为石油类，计算在地下水流作用下，污染物的运移状况，石油类浓度为 100mg/L。

渗/泄漏点位置见图 10.5-2。



图 10.5-2 炼化厂区渗/泄漏点平面位置图

②厂外管线区

A：假设厂外管线西段（金东村附近）发生瞬时泄漏，污染物为石油类，计

算在地下水流作用下，石油类污染物的运移状况。

B：假设厂外管线东段（仙美村、桥头村附近）发生瞬时泄漏，污染物为石油类，计算在地下水流作用下，石油类污染物的运移状况。

泄漏点位置见图 10.5-3。



图 10.5-3 厂外管线泄漏点平面位置图

③原油码头库区

原油罐底部发生瞬时渗/泄漏，污染物为石油类，计算在地下水流作用下，石油类污染物的运移状况。渗/泄漏点位置见图 10.5-4。



图 10.5-4 原油码头库区渗/泄漏点平面位置图

10.5.2.2 地下水环境影响预测方法

本预测模型针对本建设项目进行预测，评价区自然边界不明显，同时根据区

内水文地质条件和掌握数据，采用解析法进行地下水环境影响预测。

连续性渗/泄漏工况预测采用一维稳定流动一维水动力弥散方程进行解析求解，一维半无限长多孔介质柱体，一端为定浓度边界。解析方程如下式所示：

$$\frac{C}{C_0}=\frac{1}{2}erfc(\frac{x-ut}{2\sqrt{D_L t}})+\frac{1}{2}e^{\frac{ux}{D_L}}erfc(\frac{x+ut}{2\sqrt{D_L t}})$$

式中：x-距注入点的距离，m；

t-时间，d；

C(x，t)-t 时刻 x 点处污染物浓度，mg/L；

C_0-注入污染物的浓度，mg/L；

u-水流速度，m/d；

D_L-纵向弥散系数，m^2/d；

erfc()-余误差函数。

瞬时渗/泄漏工况预测采用一维稳定流动一维水动力弥散方程进行解析求解，一维半无限长多孔介质柱体，污染物瞬时注入。解析方程如下式所示：

$$C(x,t)=\frac{m/w}{2n_e\sqrt{\pi D_L t}}e^{-\frac{(x-ut)^2}{4D_L t}}$$

式中：x-距注入点的距离，m；

t-时间，d；

C(x，t)-t 时刻 x 点处污染物浓度，mg/L；

m-注入的示踪剂质量，kg；

w-横截面面积，m^2；

u-水流速度，m/d；

D_L-纵向弥散系数，m^2/d；

n_e-有效孔隙度；

10.5.2.3 参数确定

⑴瞬时大量渗/泄漏工况下污染物质量

①炼化厂区

假设苯罐组其中一个罐出现局部腐蚀，无组织排放量按贮存量的 0.01%考虑；单罐容积 $5000m^3$，充装系数 0.9，苯密度 $0.88t/m^3$。

污染物中只有少部分可能通过地表进入地下水，按渗/泄漏量的 5%考虑。则进入地下水的苯为：5000m^3×0.9×0.01%×5%×0.88 t/m^3=17.42kg。

② 厂外管线

输油管道管径为 DN1000，平均输送流量 10000m^3/d，假设破漏点为直径 2cm 圆形，则破露面面积为管道面积的 1/2500，原油运输在破露面法向方向的速度分量为最大速度的 1%，运输原油密度在 15℃时为 0.85～0.87 g/cm^3。设定发生泄漏事故至关闭阀门时间为 1h，按最大流量考虑，则石油类泄漏量为：10000m^3/d×1/24d×0.87g/cm^3×1%/2500=1450g。

③原油码头库区

假设罐区出现局部腐蚀，无组织排放量按贮存量的 0.001%考虑；原油中只有少部分可能通过地表进入地下水，按渗/泄漏量的 5%考虑。运输原油密度在 15℃时为 0.85g/cm^3—0.87g/cm^3。则进入地下水的原油量为：100000m^3×0.001%×5%×0.87g/cm^3=43.5kg。

⑵地下水流速

根据达西定律，地下水流速 u 等于渗透系数 K 与水力梯度 I 的乘积，因此通过渗透系数和水力梯度可以计算得出地下水流速。

渗透系数表示流体通过孔隙介质的难易程度，主要取决于土体颗粒的形状、大小、不均匀系数和水的粘滞性等，不同岩土体间渗透系数差别很大。

在本次预测中，相关参数均参考本次评价工作进行的相关试验数据，并结合前期相关资料和经验值。

炼化厂区潜水含水层岩性主要粉细砂，渗透系数取 K=3m/d，有效孔隙度取经验值 n=0.15；

厂外管线区西段潜水含水层岩性主要为细砂，渗透系数取 K=6m/d，有效孔隙度取经验值 n=0.2；厂外管线区东段潜水含水层岩性主要为粘性土，渗透系数取 K=0.2m/d，有效孔隙度取经验值 n=0.1；

原油码头库区潜水含水层岩性主要为强风化花岗岩，渗透系数取 K=0.1m/d，有效孔隙度取经验值 n=0.1。

水力梯度指沿渗透途径水头损失与渗透途径长度的比值，地下水在运动过程中要克服摩擦阻力，不断消耗机械能，产生水头损失，沿流线方向水头损失最大，水头线上某点的曲率即为该点的水力梯度。通过区内水位调查点获得地下水位标

高数据，并判断地下水流向，沿地下水流向上水头损失与距离的比值即为水力梯度。炼化厂区评价区水力坡度取 I=0.002。厂外管线区西段评价区水力坡度取 I=0.002。厂外管线区东段评价区水力坡度取 I=0.005。原油码头库区评价区水力坡度取 I=0.008。

地下水流速 u_1（炼化厂区）=K×I/n=0.04m/d；

地下水流速 u_2（厂外管线区西段）=K×I/n=0.06m/d；

地下水流速 u_3（厂外管线区东段）=K×I/n=0.01 m/d；

地下水流速 u_4（原油码头库区）=K×I/n=0.008 m/d。

⑶纵向弥散系数

根据 2011 年 10 月 16 日环保部环境工程评估中心“关于转发环保部评估中心《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）专家研讨会意见的通知”有关精神可知，“根据已有的地下水研究成果表明，弥散试验的结果受试验场地的尺度效应影响明显，其结果应用受到很大的局限性”。参考 Gelhar 等人关于纵向弥散度与观测尺度关系的理论，本次计算中纵向弥散度选用 10.0m。由此计算含水层中的纵向弥散系数：

D_{L1}（炼化厂区）=$\alpha_L \times u$=0.4(m^2/d)；

D_{L2}（厂外管线区西段）=$\alpha_L \times u$=0.6(m^2/d)；

D_{L3}（厂外管线区东段）=$\alpha_L \times u$=0.1(m^2/d)；

D_{L4}（原油码头库区）=$\alpha_L \times u$=0.08(m^2/d)。

10.5.2.5 预测结果

⑴炼化厂区

①污水处理厂中和池发生连续性渗/泄漏

100d、1000d 和 7300d 的污染物运移情况，正常状况下和非正常状况下计算结果见图 10.5-1～10.5-12。

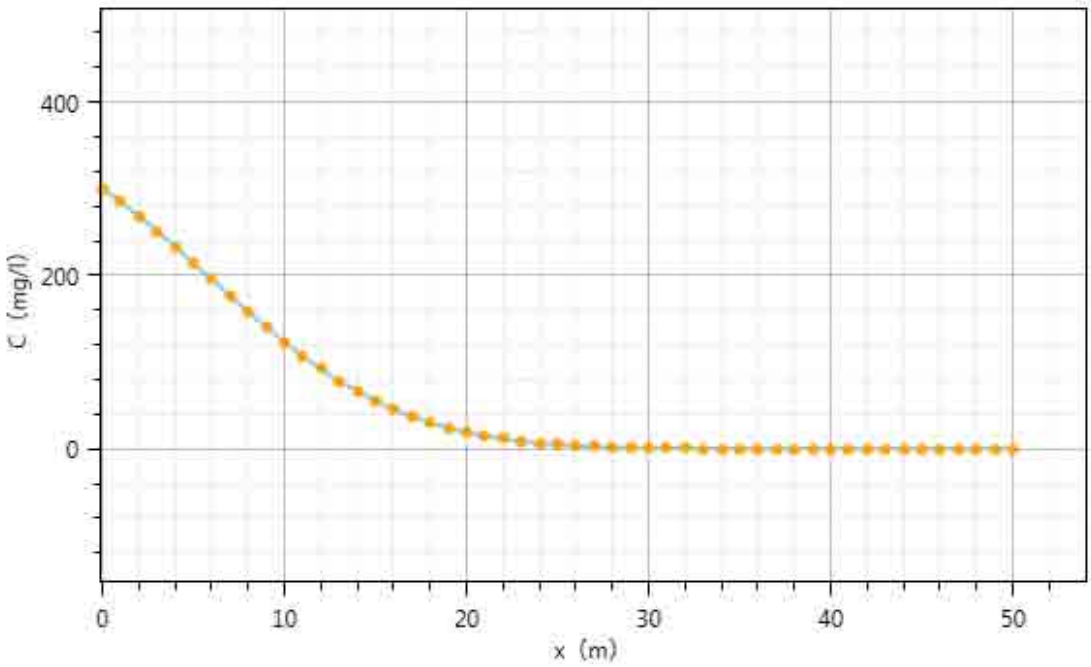


图 10.5-1 污水处理厂中和池连续性泄漏 100d 石油类运移情况（非正常状况）

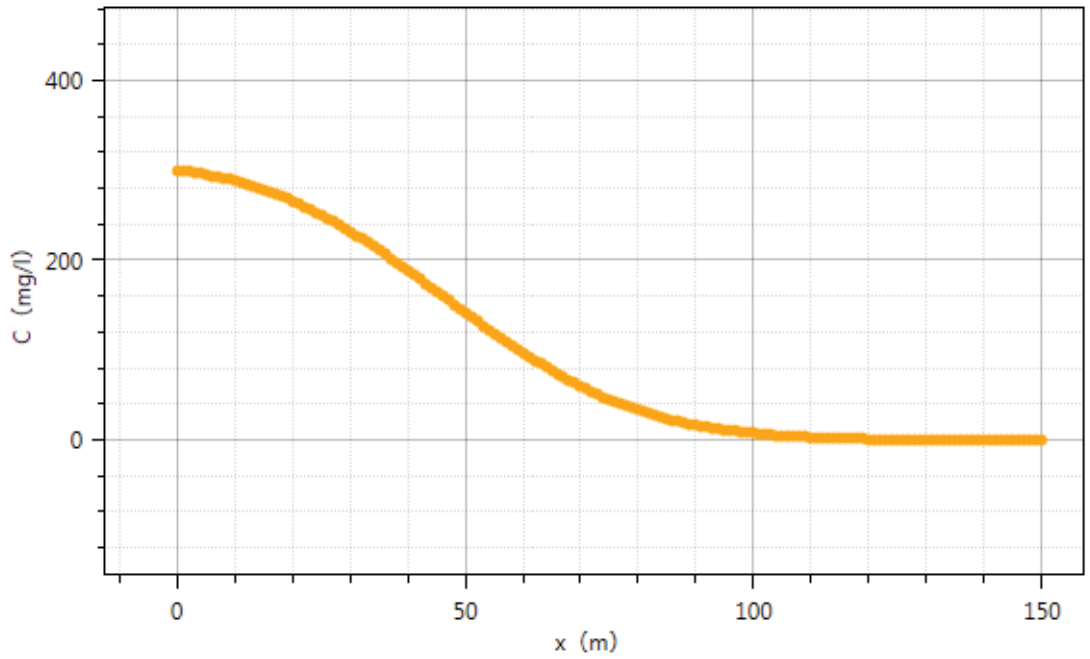


图 10.5-2 污水处理厂中和池连续性泄漏 1000d 石油类运移情况（非正常状况）

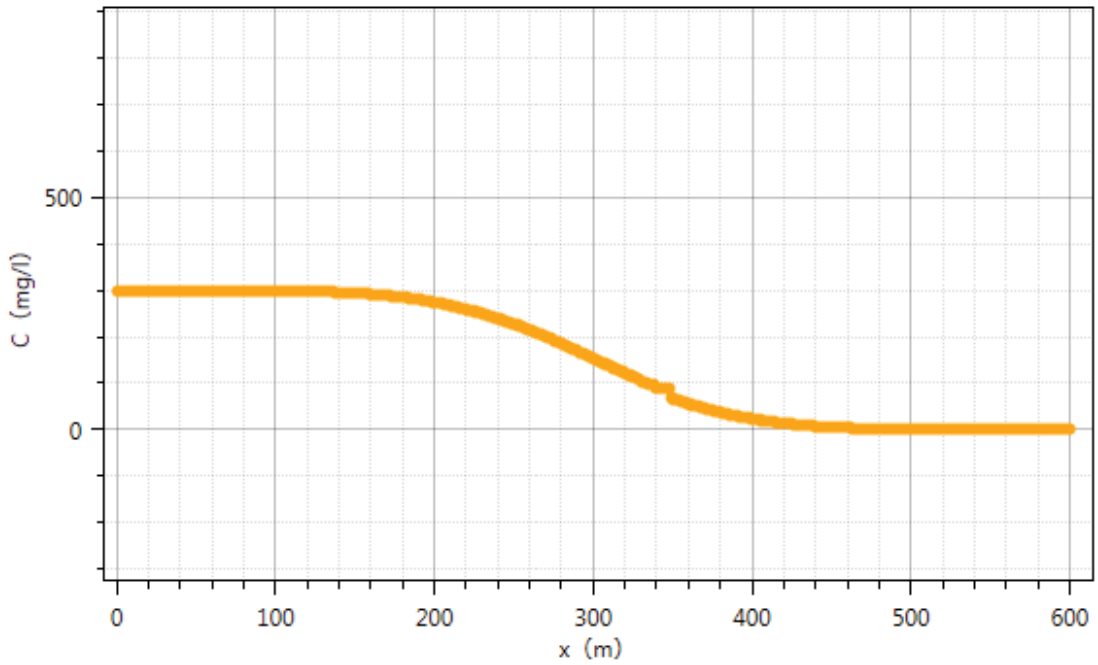


图 10.5-3 污水处理厂中和池连续性泄漏 7300d 石油类运移情况（非正常状况）

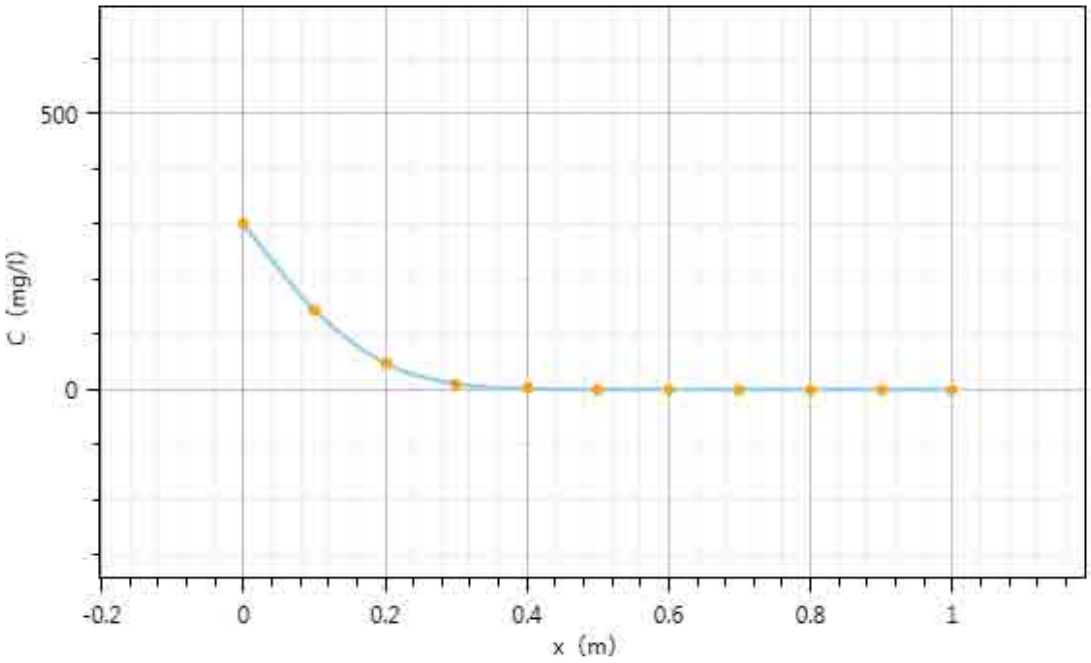


图 10.5-4 污水处理厂中和池连续性渗漏 100d 石油类运移情况（正常状况）

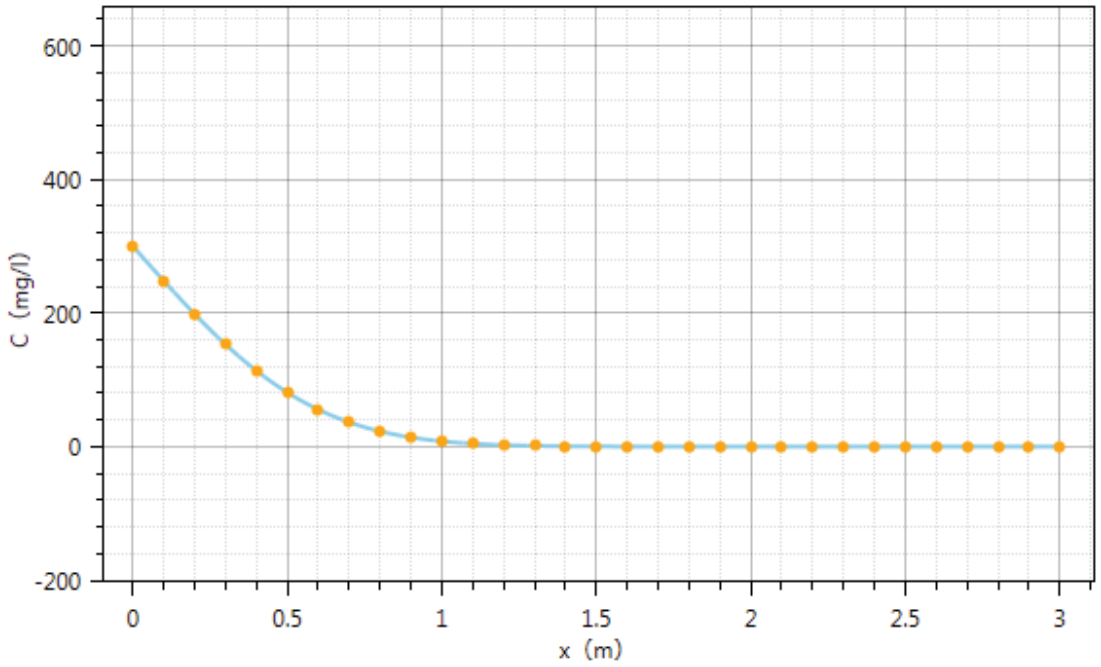


图 10.5-5 污水处理厂中和池连续性渗漏 1000d 石油类运移情况（正常状况）

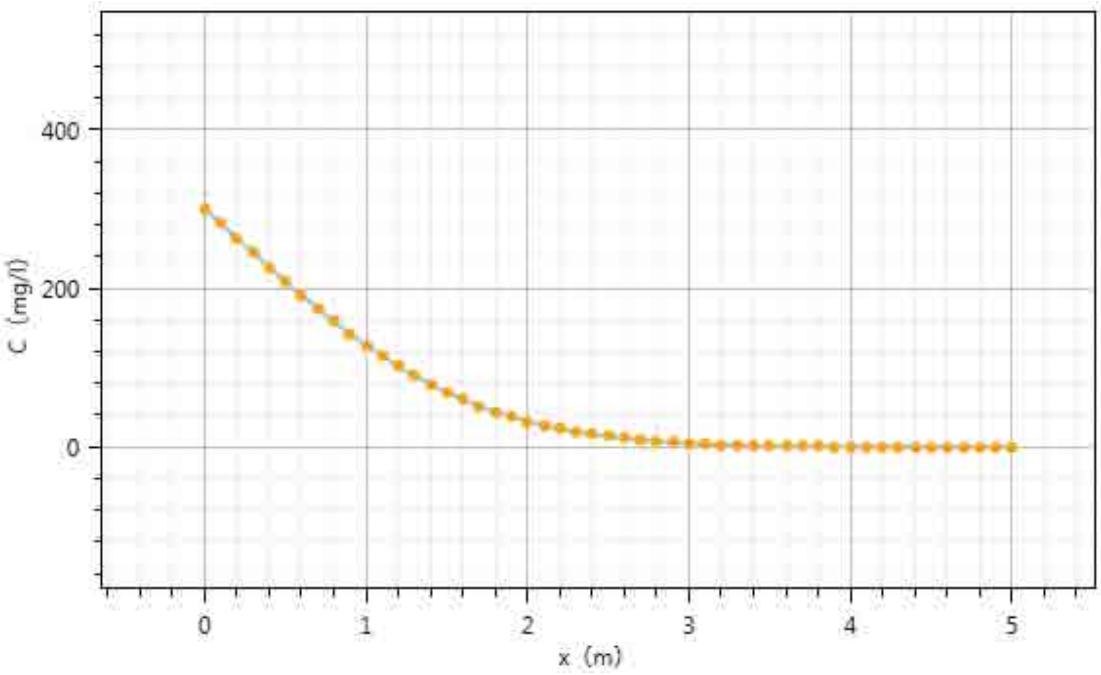


图 10.5-6 污水处理厂中和池连续性渗漏 7300d 石油类运移情况（正常状况）

根据预测结果，在非正常状况（不考虑防渗措施情况）下，泄漏发生 100d 时，距离泄漏点 33m 内地下水中石油类污染物浓度超过地下水饮用水标准 0.3mg/L；在泄漏发生 1000d 时，距离泄漏点 131m 内地下水中石油类污染物浓度超过地下水饮用水标准 0.3mg/L；在泄漏发生 7300d 时，距离泄漏点 528m 处地下水中石油类污染物浓度超过地下水饮用水标准 0.3mg/L。

在正常状况（考虑防渗措施情况）下，渗漏发生 100d 时，距离渗漏点 0.5m

内地下水中石油类污染物浓度超过地下水饮用水标准 0.3mg/L；在渗漏发生 1000d 时，距离渗漏点 1.5m 内地下水中石油类污染物浓度超过地下水饮用水标准 0.3mg/L；在渗漏发生 7300d 时，距离渗漏点 4m 处地下水中石油类污染物浓度超过地下水饮用水标准 0.3mg/L。

在采取防渗措施后，其影响范围大大减小，且均未超出厂界范围。

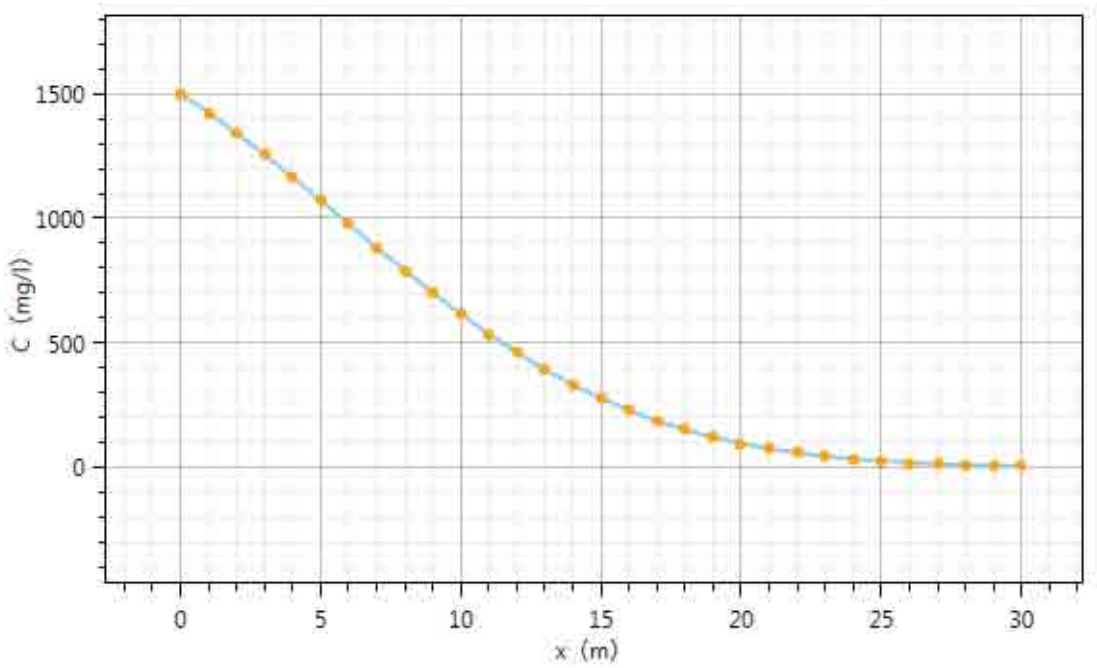


图 10.5-7 污水处理厂中和池连续性泄漏 100d COD 运移情况（非正常状况）

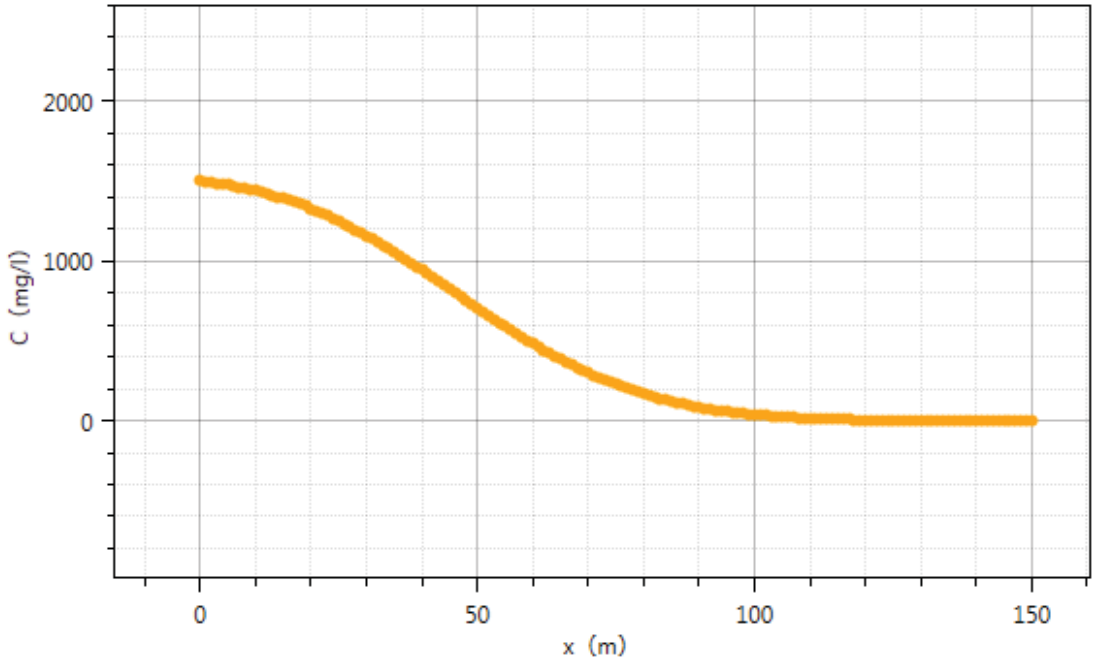


图 10.5-8 污水处理厂中和池连续性泄漏 1000d COD 运移情况（非正常状况）

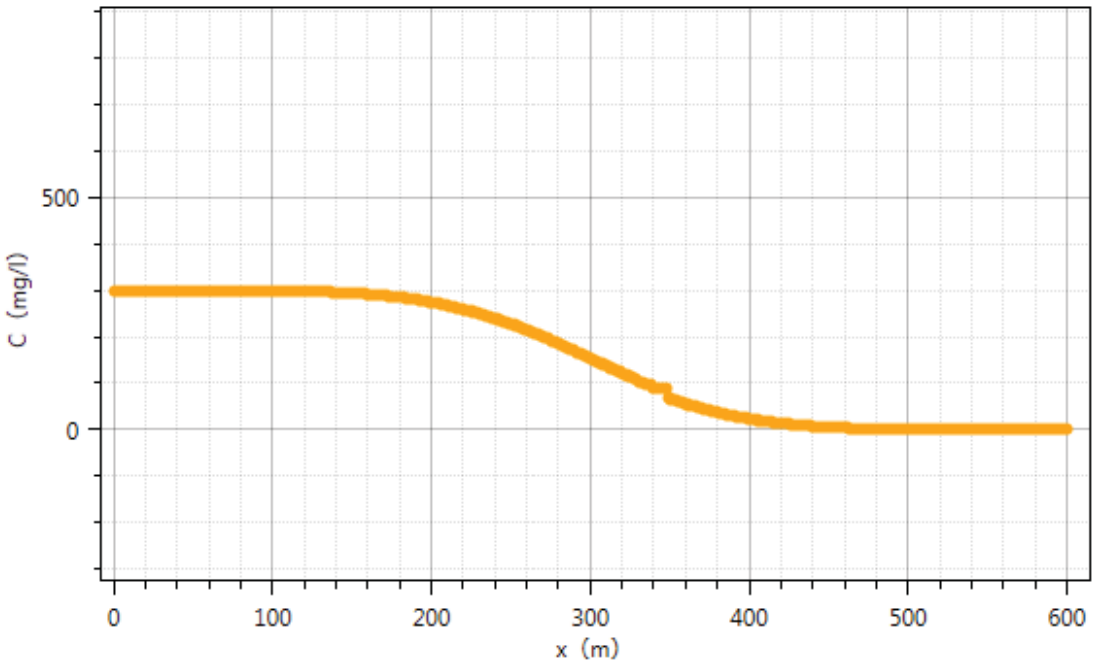


图 10.5-9 污水处理厂中和池连续性泄漏 7300d COD 运移情况（非正常状况）

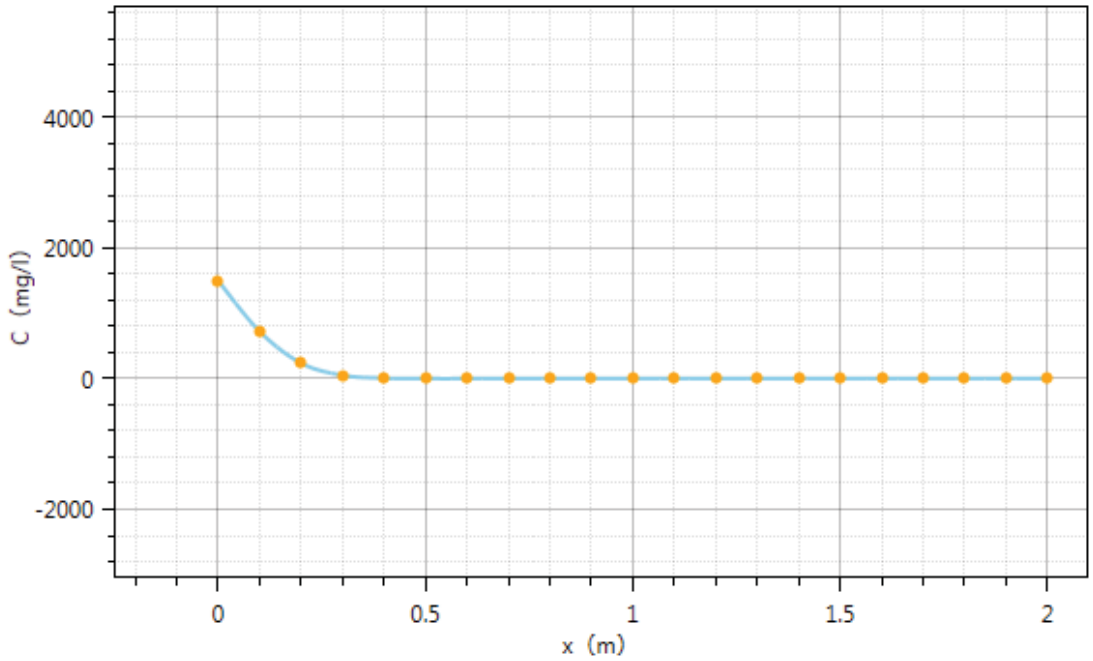


图 10.5-10 污水处理厂中和池连续性渗漏 100d COD 运移情况（正常状况）

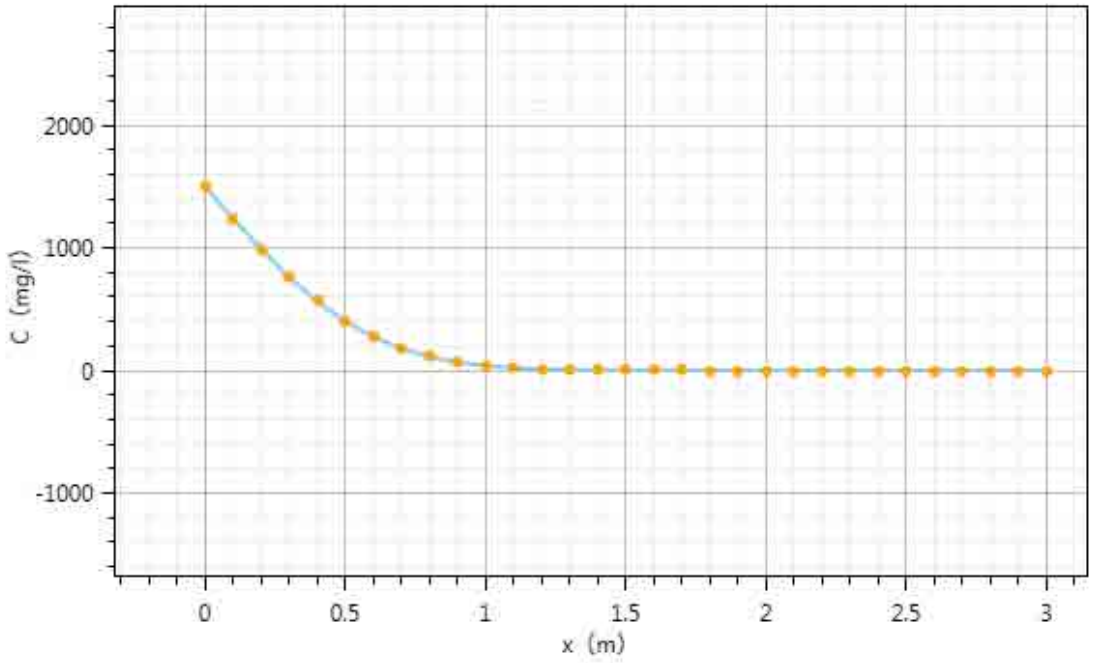


图 10.5-11 污水处理厂中和池连续性渗漏 1000d COD 运移情况（正常状况）

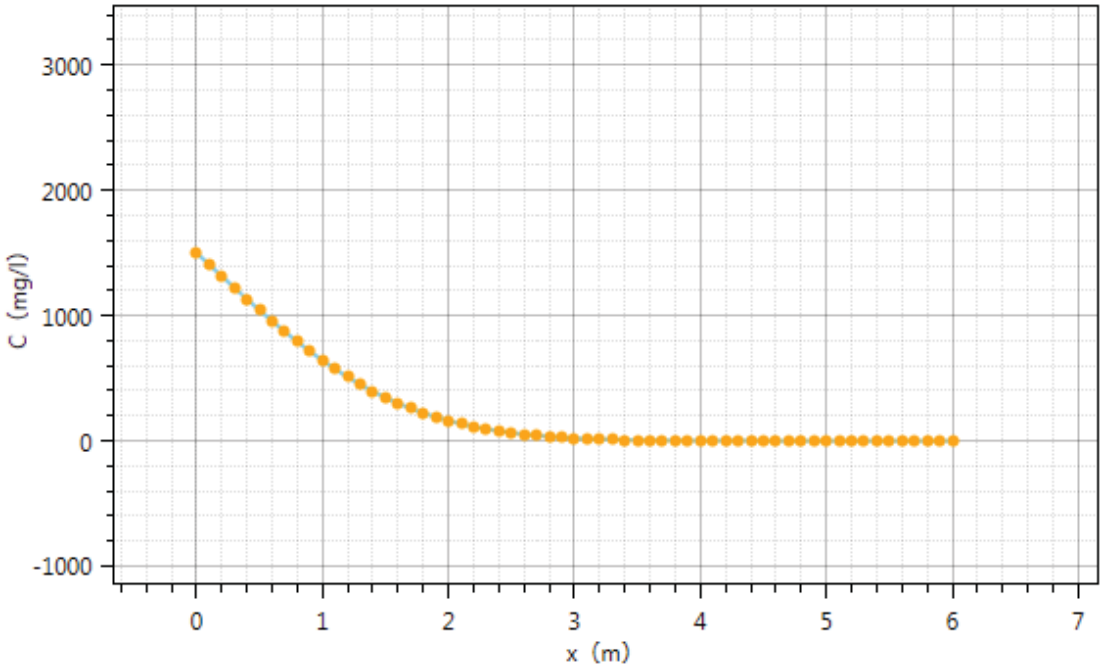


图 10.5-12 污水处理厂中和池连续性渗漏 7300d COD 运移情况（正常状况）

根据预测结果，非正常状况（不考虑防渗措施情况）下，泄漏发生 100d 时，距离泄漏点 28m 内地下水中 COD 浓度超过其检出限 10mg/L；在泄漏发生 1000d 时，距离泄漏点 114m 内地下水中 COD 浓度超过其检出限 10mg/L；在泄漏发生 7300d 时，距离泄漏点 481m 处地下水中 COD 浓度超过其检出限 10mg/L。

正常状况（考虑防渗措施情况）下，渗漏发生 100d 时，距离渗漏点 0.4m 内

地下水中 COD 浓度超过其检出限 10mg/L；在渗漏发生 1000d 时，距离渗漏点 1.3m 内地下水中 COD 浓度超过其检出限 10mg/L；在渗漏发生 7300d 时，距离渗漏点 3.4m 处地下水中 COD 浓度超过其检出限 10mg/L。

在采取防渗措施后，其影响范围大大减小，且均未超出厂界范围。

③ 一联合含油污水提升池发生连续性渗/泄漏

100d、1000d 和 7300d 的污染物运移情况，正常状况下和非正常状况下其结果见图 10.5-13～10.5-18。

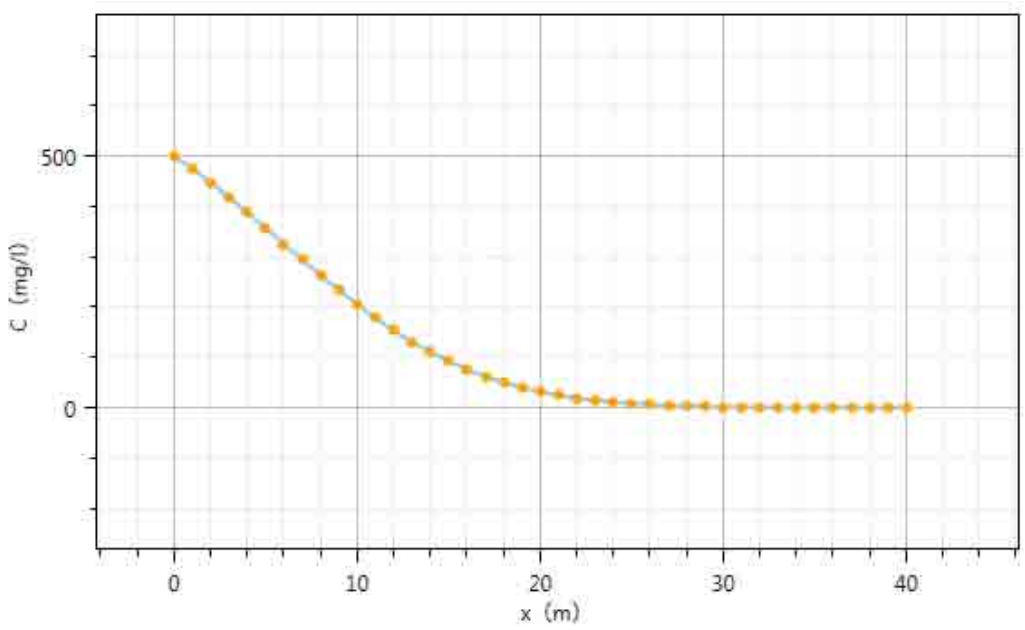


图 10.5-13 含油污水提升池连续性泄漏 100d 石油类运移情况（非正常状况）

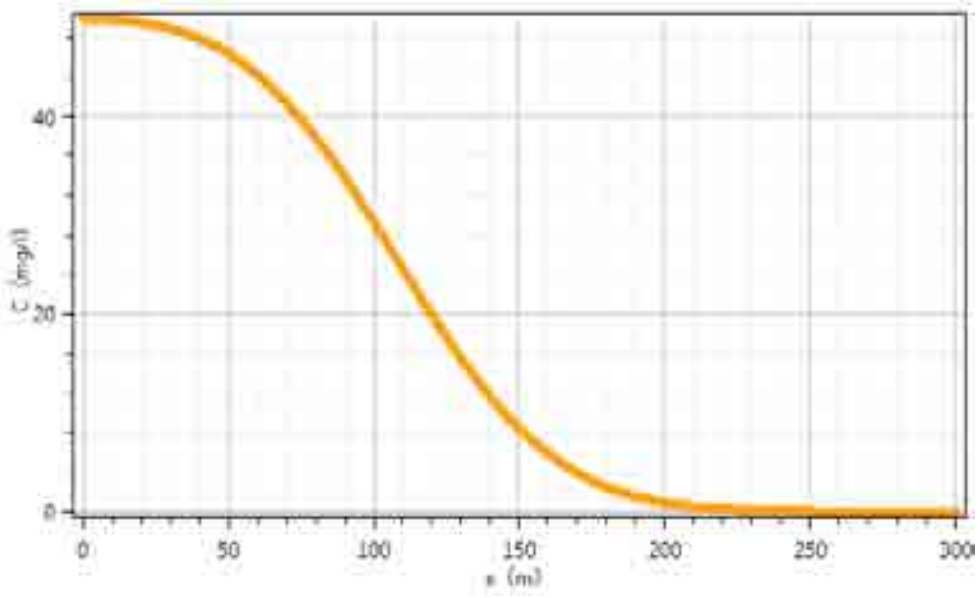


图 10.5-14 含油污水提升池连续性泄漏 1000d 石油类运移情况（非正常状况）

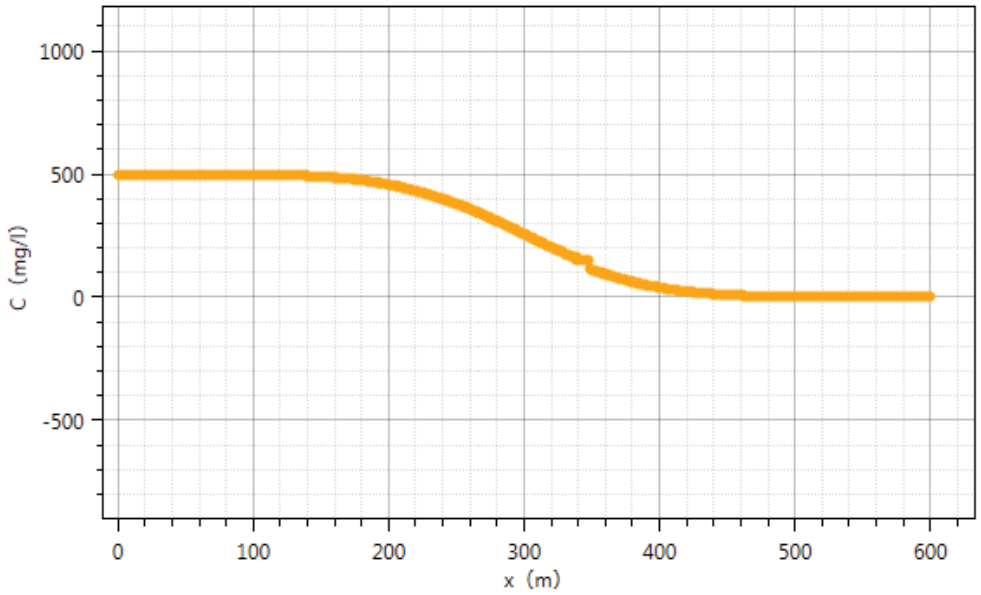


图 10.5-15 含油污水提升池连续性泄漏 7300d 石油类运移情况（非正常状况）

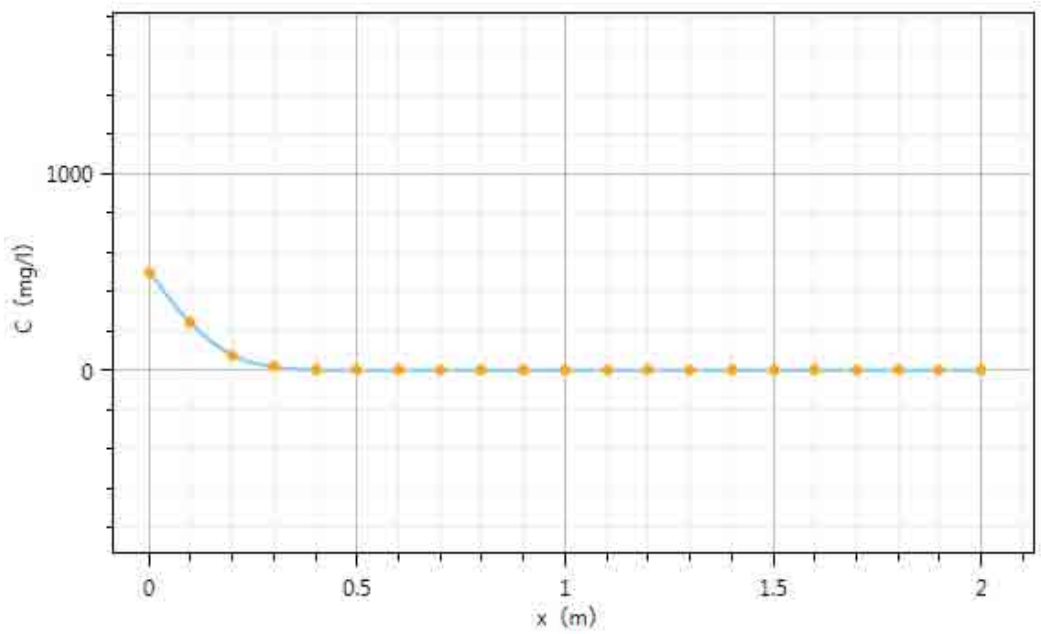


图 10.5-16 含油污水提升池连续性渗漏 100d 石油类运移情况（正常状况）

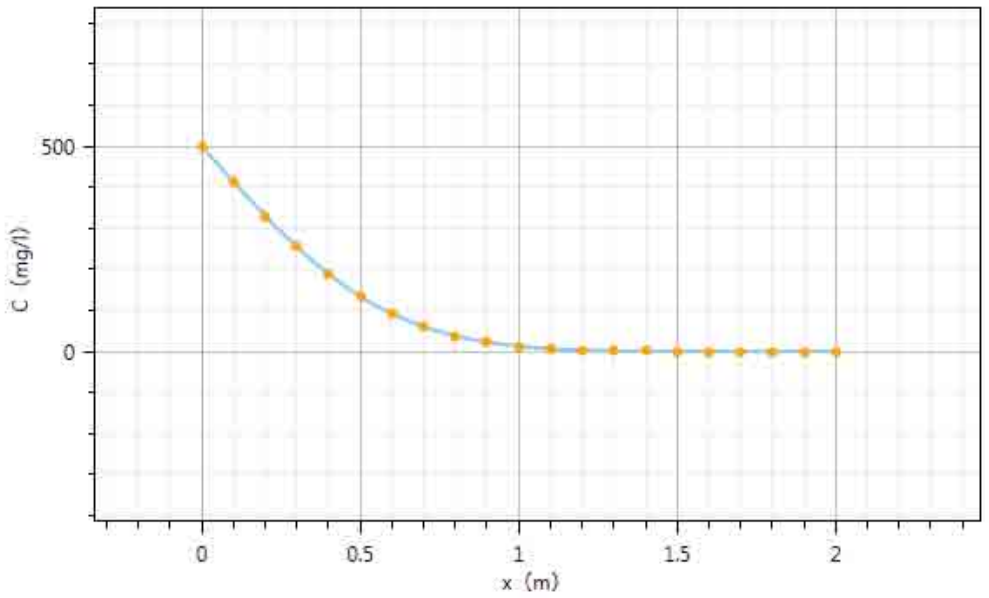


图 10.5-17 含油污水提升池连续性渗漏 1000d 石油类运移情况（正常状况）

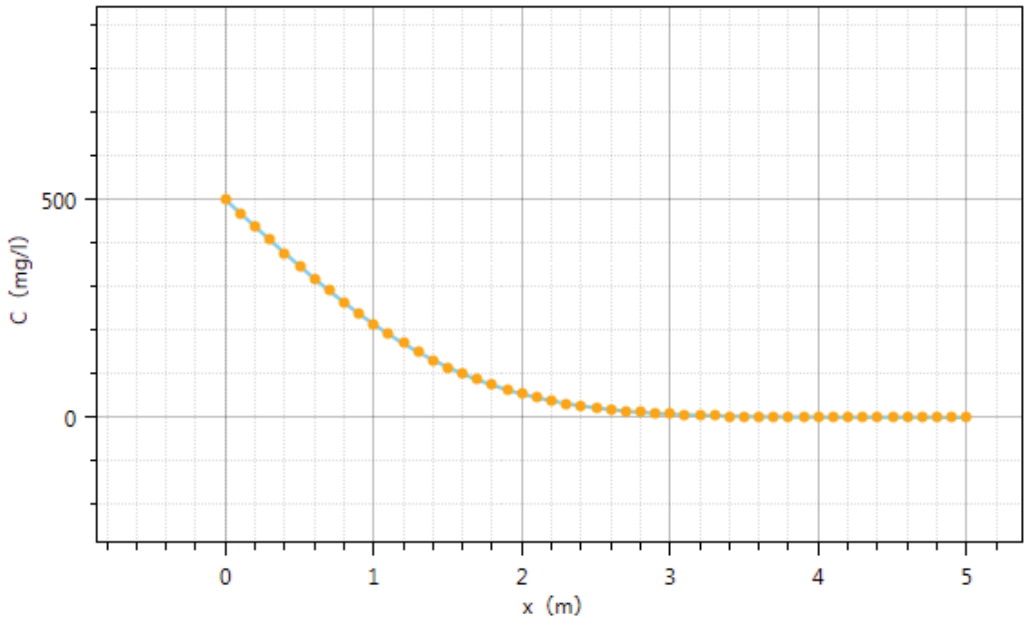


图 10.5-18 含油污水提升池连续性渗漏 7300d 石油类运移情况（正常状况）

根据预测结果，非正常状况（不考虑防渗措施情况）下，泄漏发生 100d 时，距离泄漏点 34m 内地下水中石油类污染物浓度超过地下水饮用水标准 0.3mg/L；在泄漏发生 1000d 时，距离泄漏点 135m 内地下水中石油类污染物浓度超过地下水饮用水标准 0.3mg/L；在泄漏发生 7300d 时，距离泄漏点 539m 处地下水中石油类污染物浓度超过地下水饮用水标准 0.3mg/L。

正常状况（考虑防渗措施情况）下，渗漏发生 100d 时，距离渗漏点 0.5m 内地下水中石油类污染物浓度超过地下水饮用水标准 0.3mg/L；在渗漏发生 1000d

时，距离渗漏点 1.6m 内地下水中石油类污染物浓度超过地下水饮用水标准 0.3mg/L；在渗漏发生 7300d 时，距离渗漏点 4.4m 处地下水中石油类污染物浓度超过地下水饮用水标准 0.3mg/L。

在采取防渗措施后，其影响范围大大减小，且均未超出厂界范围。

④ 苯罐组发生瞬时渗/泄漏

100d、1000d 和 7300d 的污染物运移情况，其结果见图 10.5-19～10.5-24。

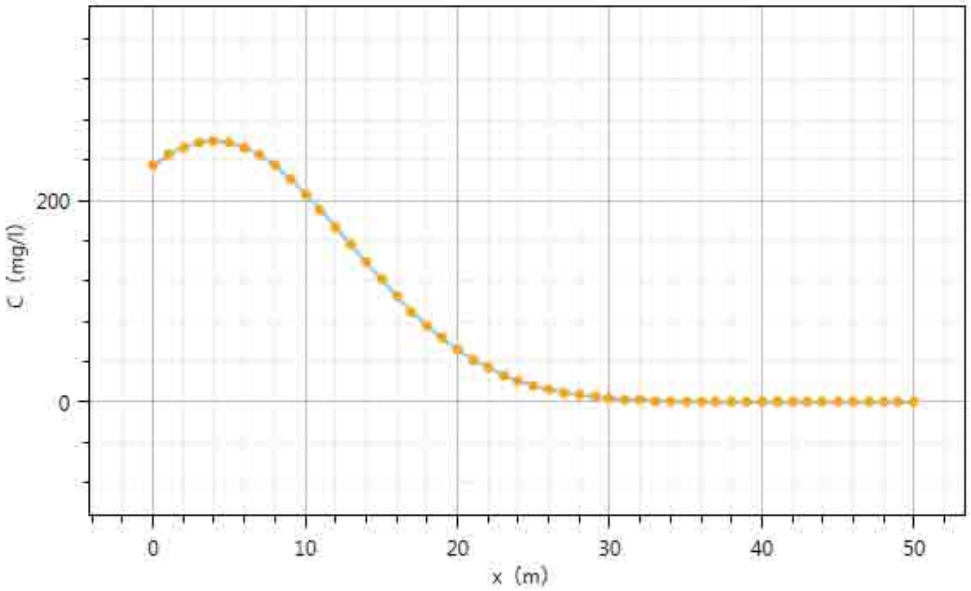


图 10.5-19　苯罐组发生瞬时泄漏 100d 苯运移情况（非正常状况）

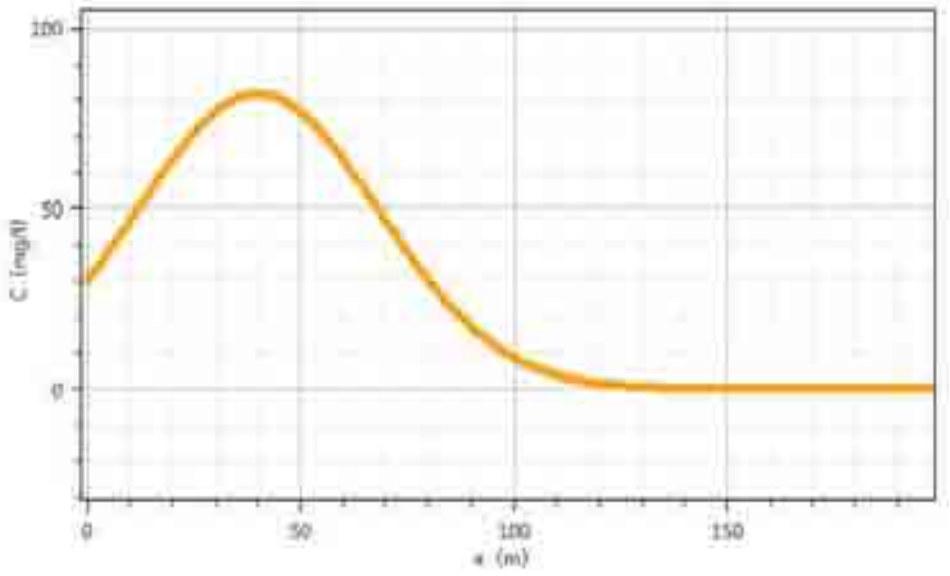


图 10.5-20　苯罐组发生瞬时泄漏 1000d 苯运移情况（非正常状况）

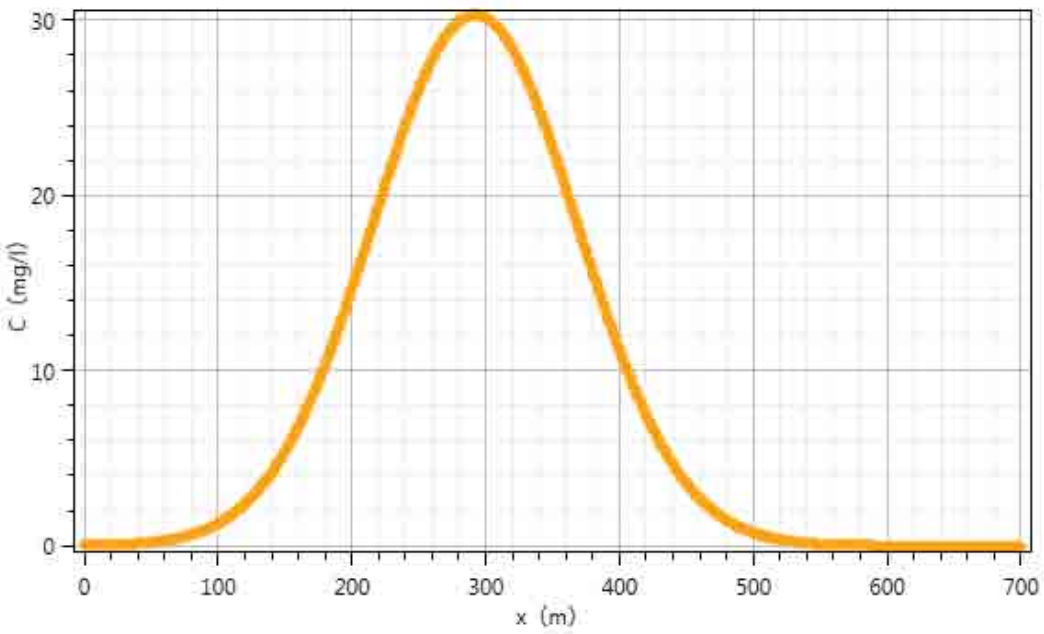


图 10.5-21　苯罐组发生瞬时泄漏 7300d 苯运移情况（非正常状况）

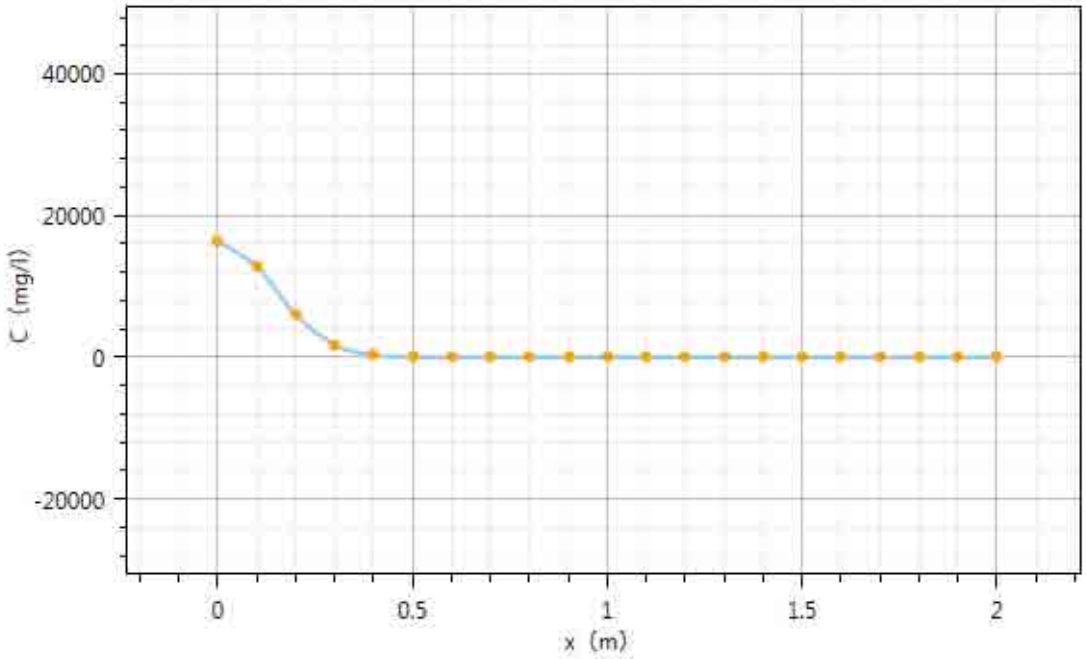


图 10.5-22　苯罐组发生瞬时渗漏 100d 苯运移情况（正常状况）

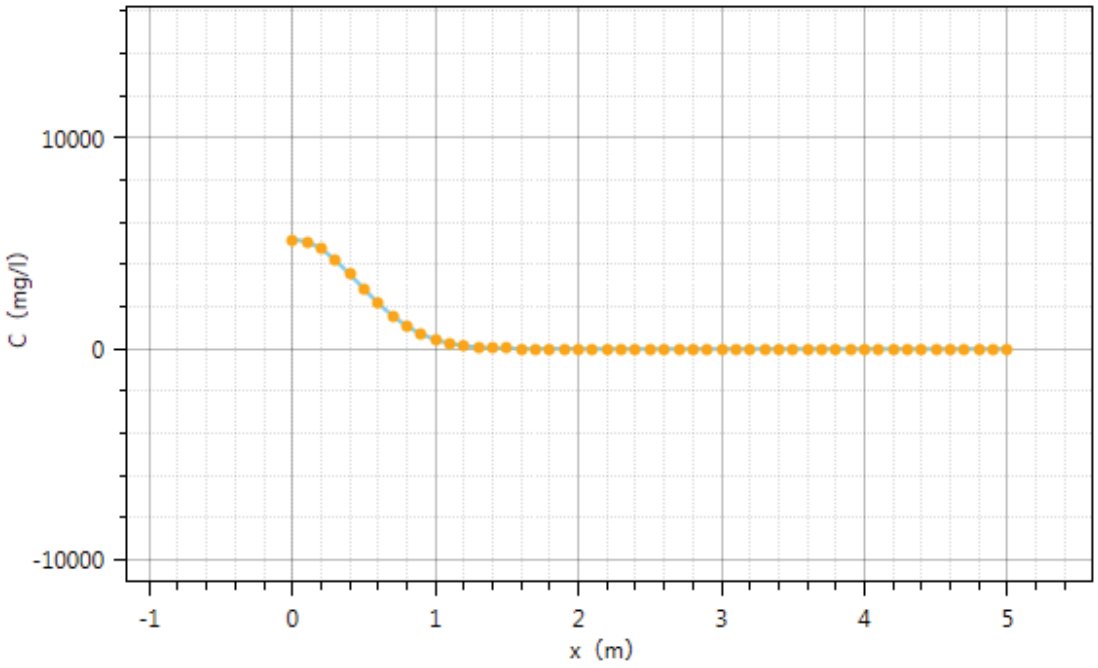


图 10.5-23　苯罐组发生瞬时渗漏 1000d 苯运移情况（正常状况）

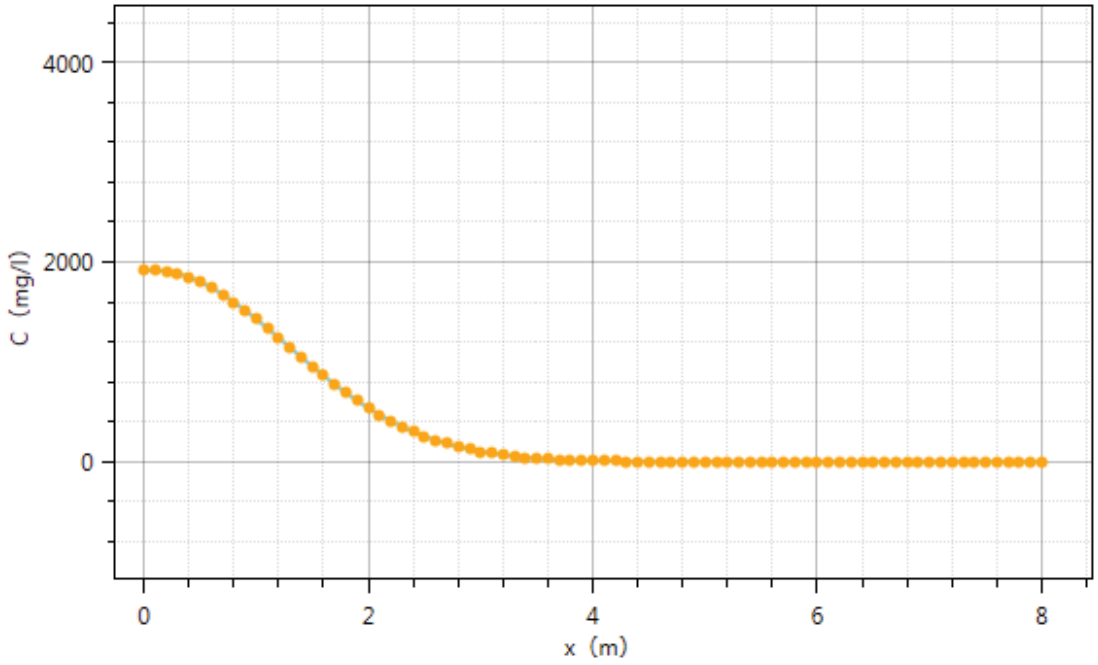


图 10.5-24　苯罐组发生瞬时渗漏 7300d 苯运移情况（正常状况）

根据预测结果，非正常状况（不考虑防渗措施情况）下，泄漏发生 100d 时，距离泄漏点 45m 内地下水中苯污染物浓度超过地下水III类水标准 0.01mg/L；在泄漏发生 1000d 时，距离泄漏点 161m 内地下水中苯污染物浓度超过地下水III类水标准 0.01mg/L；在泄漏发生 7300d 时，距离泄漏点 598m 处地下水中苯污染物浓度超过地下水III类水标准 0.01mg/L。

正常状况（考虑防渗措施情况）下，在渗漏发生 100d 时，距离渗漏点 0.7m 内地下水中苯污染物浓度超过地下水Ⅲ类水标准 0.01mg/L；在渗漏发生 1000d 时，距离渗漏点 2.3m 内地下水中苯污染物浓度超过地下水Ⅲ类水标准 0.01mg/L；在渗漏发生 7300d 时，距离渗漏点 6m 处地下水中苯污染物浓度超过地下水Ⅲ类水标准 0.01mg/L。

在采取防渗措施后，其影响范围大大减小，且均未超出厂界范围。

⑤ 化工区乙烯装置含油污水收集池发生连续性渗/泄漏

100d、1000d 和 7300d 的污染物运移情况，正常状况下和非正常状况下其结果见图 10.5-25～10.5-30。

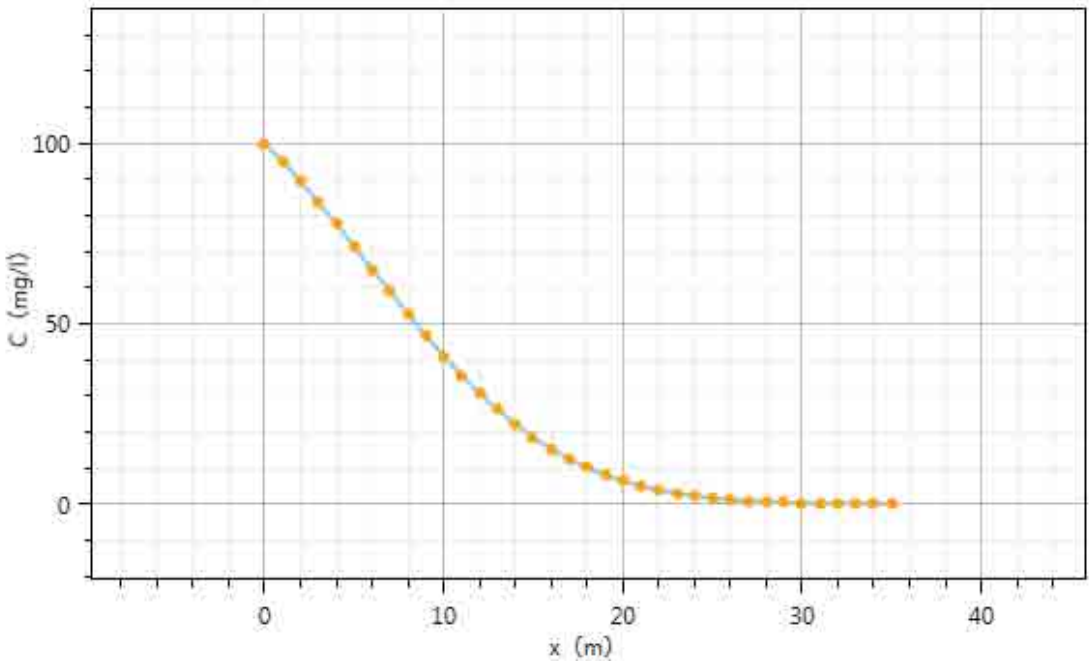


图 10.5-25 乙烯装置含油污水收集池泄漏 100d 石油类运移情况（非正常状况）

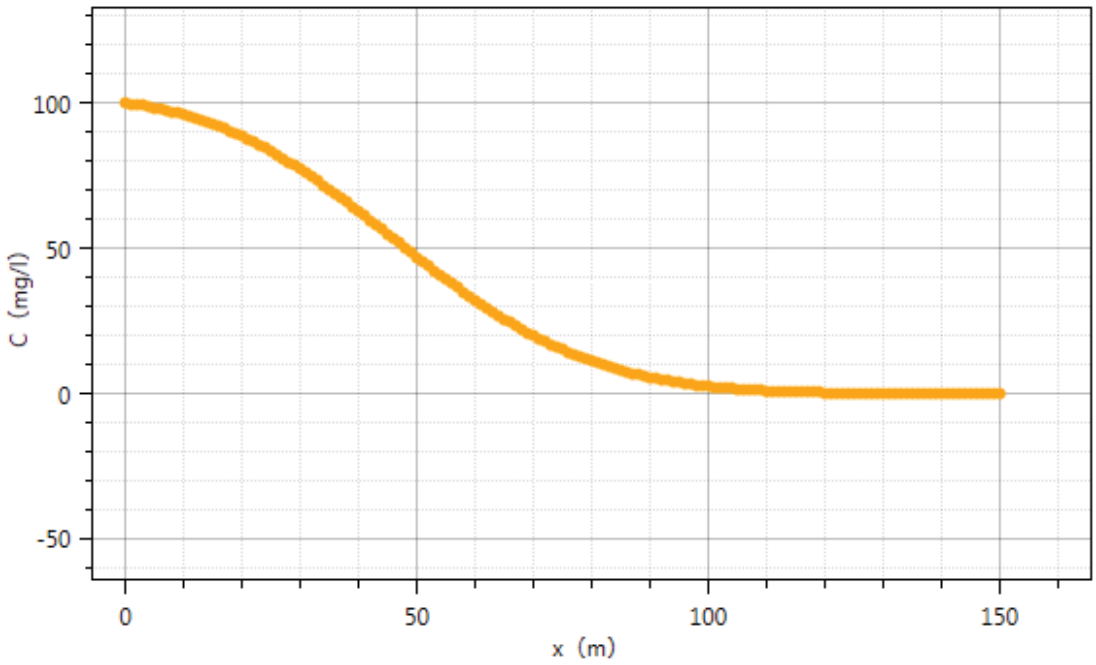


图 10.5-26 乙烯装置含油污水收集池泄漏 1000d 石油类运移情况（非正常状况）

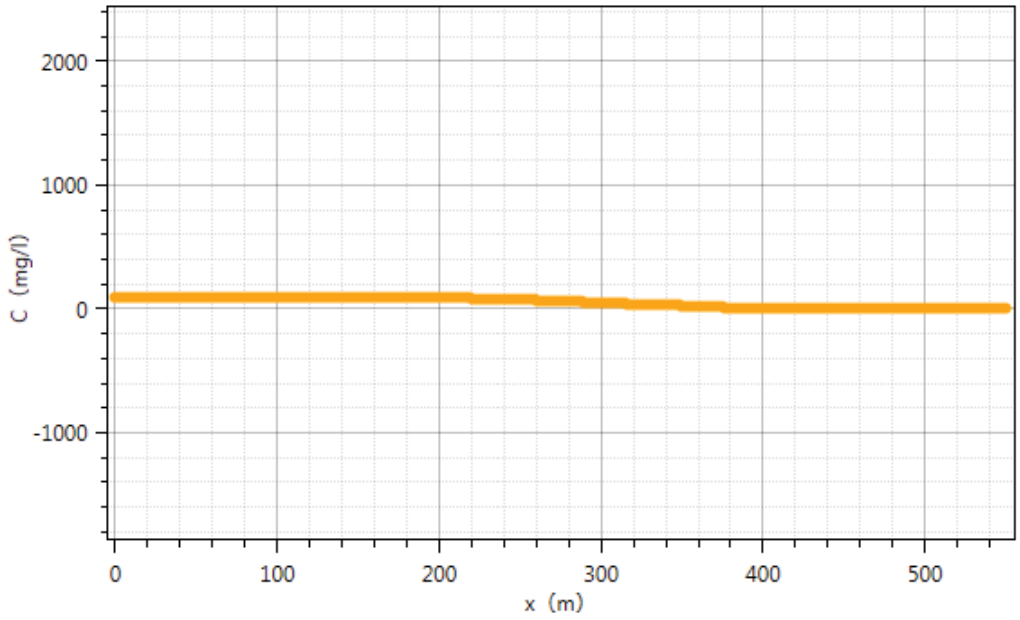


图 10.5-27 乙烯装置含油污水收集池泄漏 7300d 石油类运移情况（非正常状况）

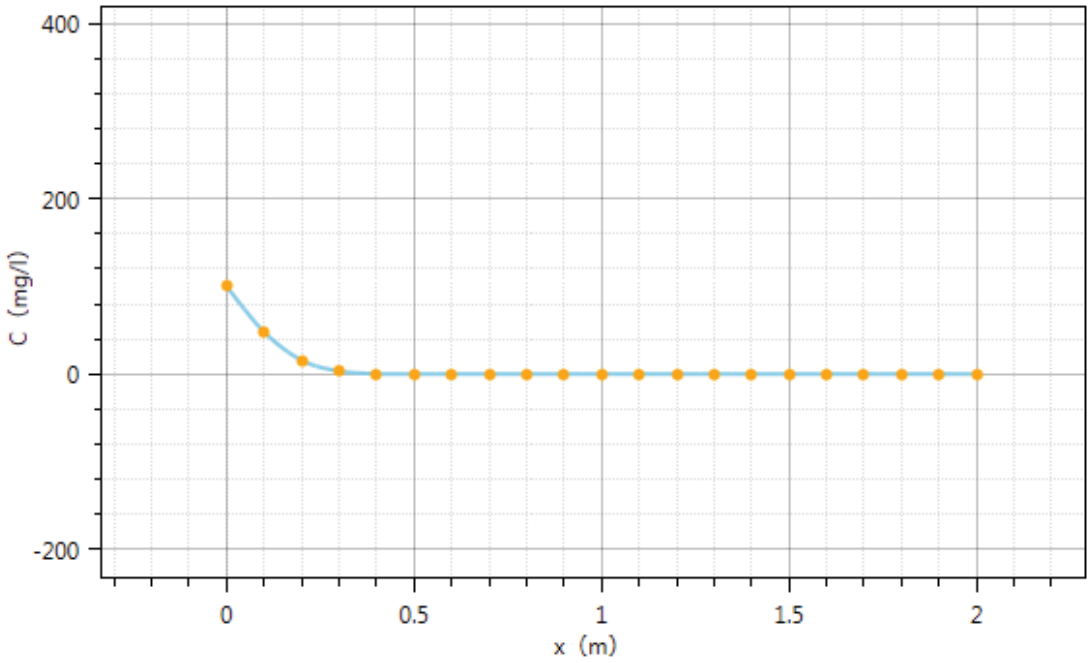


图 10.5-28 乙烯装置含油污水收集池渗漏 100d 石油类运移情况（正常状况）

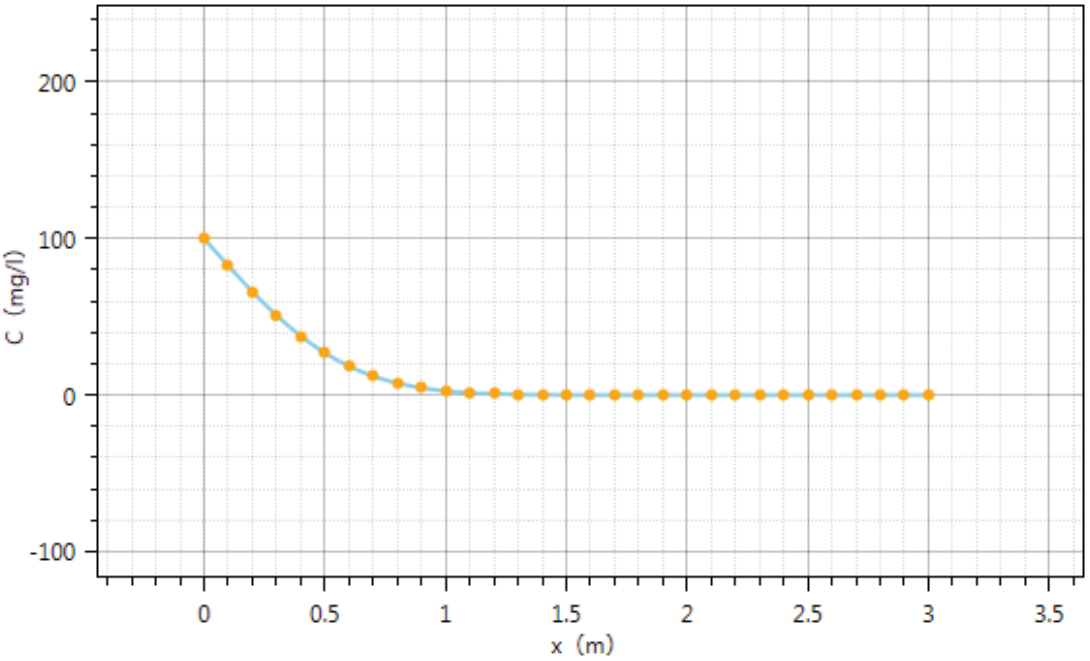


图 10.5-29 乙烯装置含油污水收集池渗漏 1000d 石油类运移情况（正常状况）

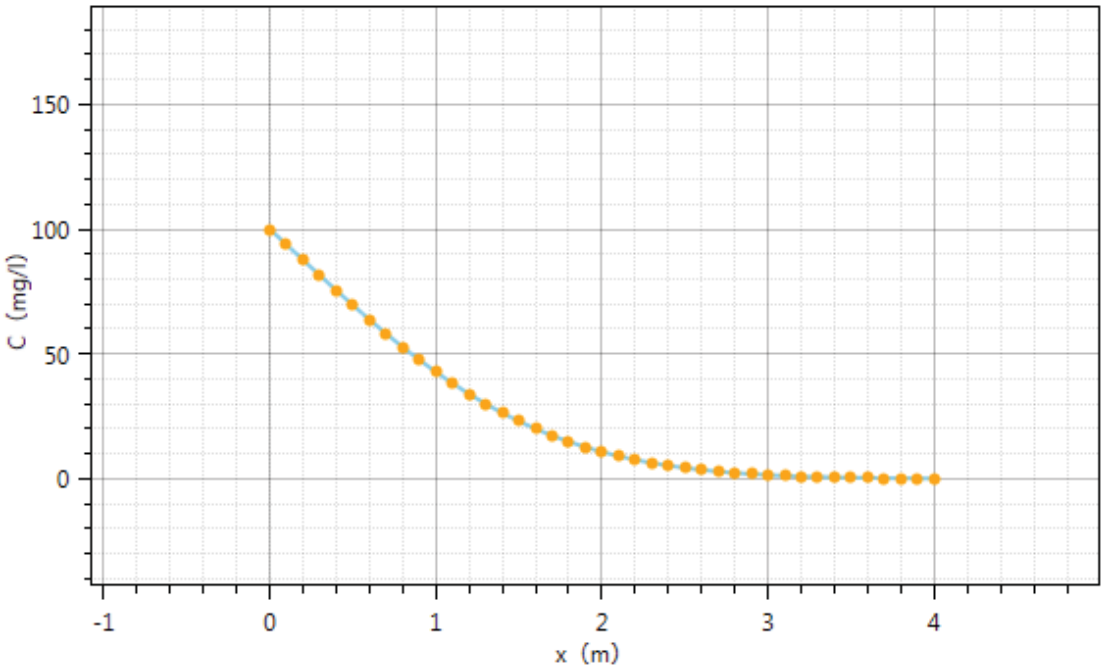


图 10.5-30 乙烯装置含油污水收集池渗漏 7300d 石油类运移情况（正常状况）

根据预测结果，非正常状况（不考虑防渗措施情况）下，泄漏发生 100d 时，距离泄漏点 30m 内地下水中石油类污染物浓度超过地下水饮用水标准 0.3mg/L；在泄漏发生 1000d 时，距离泄漏点 122m 内地下水中石油类污染物浓度超过地下水饮用水标准 0.3mg/L；在泄漏发生 7300d 时，距离泄漏点 501m 处地下水中石油类污染物浓度超过地下水饮用水标准 0.3mg/L。

正常状况（考虑防渗措施情况）下，渗漏发生 100d 时，距离渗漏点 0.4m 内地下水中石油类污染物浓度超过地下水饮用水标准 0.3mg/L；在渗漏发生 1000d 时，距离渗漏点 1.3m 内地下水中石油类污染物浓度超过地下水饮用水标准 0.3mg/L；在渗漏发生 7300d 时，距离渗漏点 3.6m 处地下水中石油类污染物浓度超过地下水饮用水标准 0.3mg/L。

在采取防渗措施后，其影响范围大大减小，且均未超出厂界范围。

⑵厂外管线区

①厂外管线西段（金东村附近）发生瞬时泄漏

100d、1000d 和 7300d 的污染物运移情况，其结果分别见图 10.5-31～10.5-33。

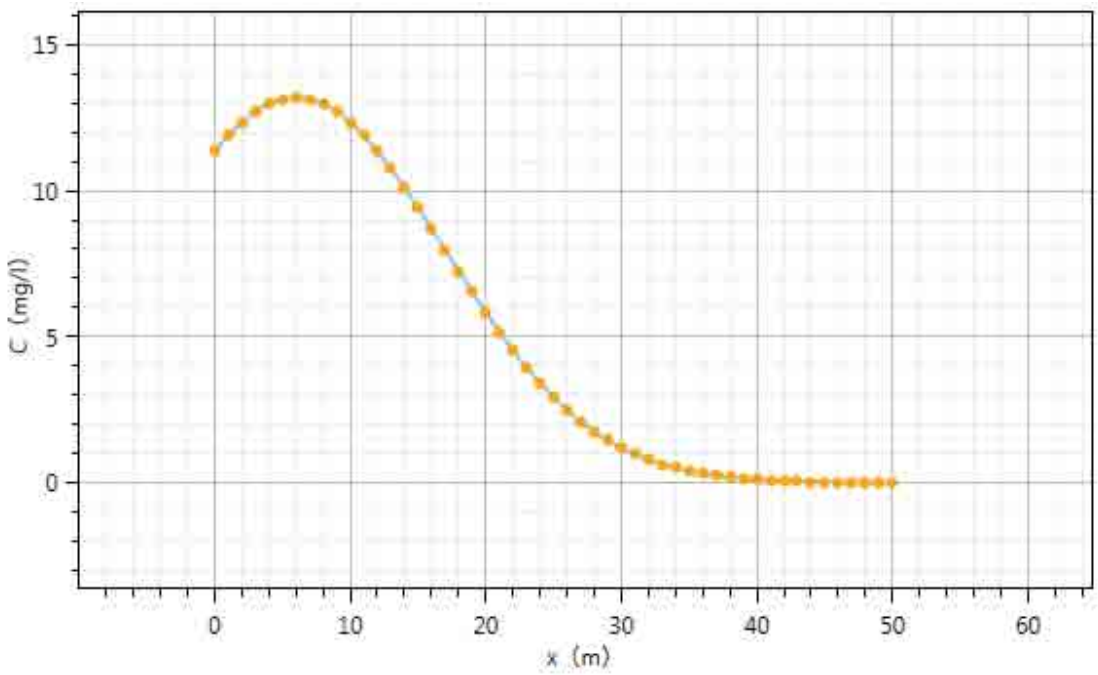


图 10.5-31　厂外管线西段发生瞬时泄漏 100d 预测结果

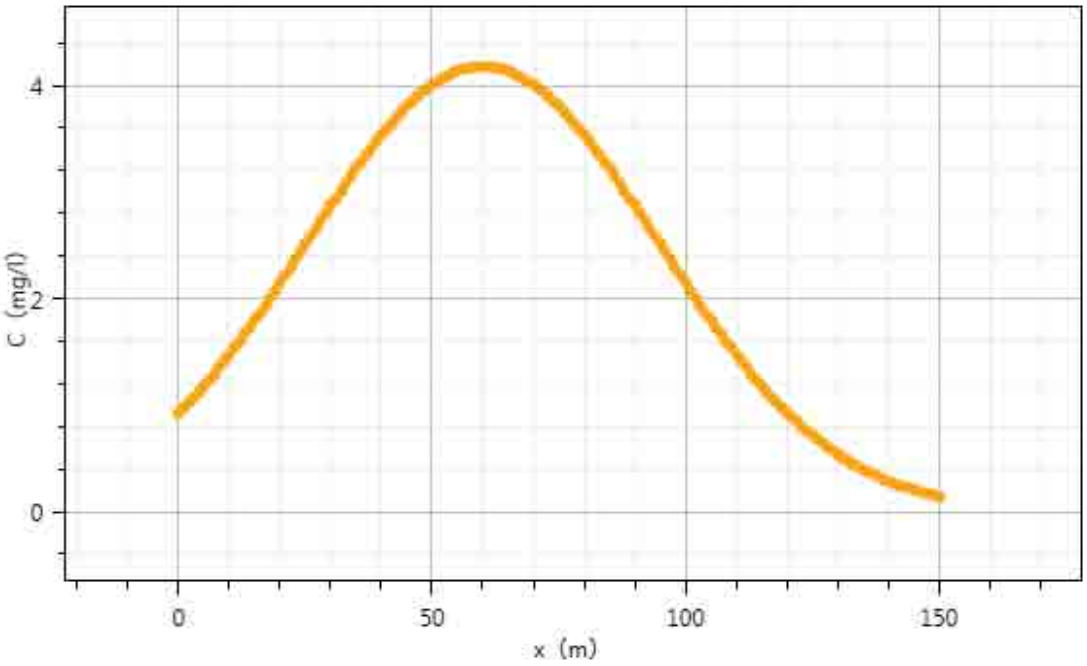


图 10.5-32　厂外管线西段发生瞬时泄漏 1000d 预测结果

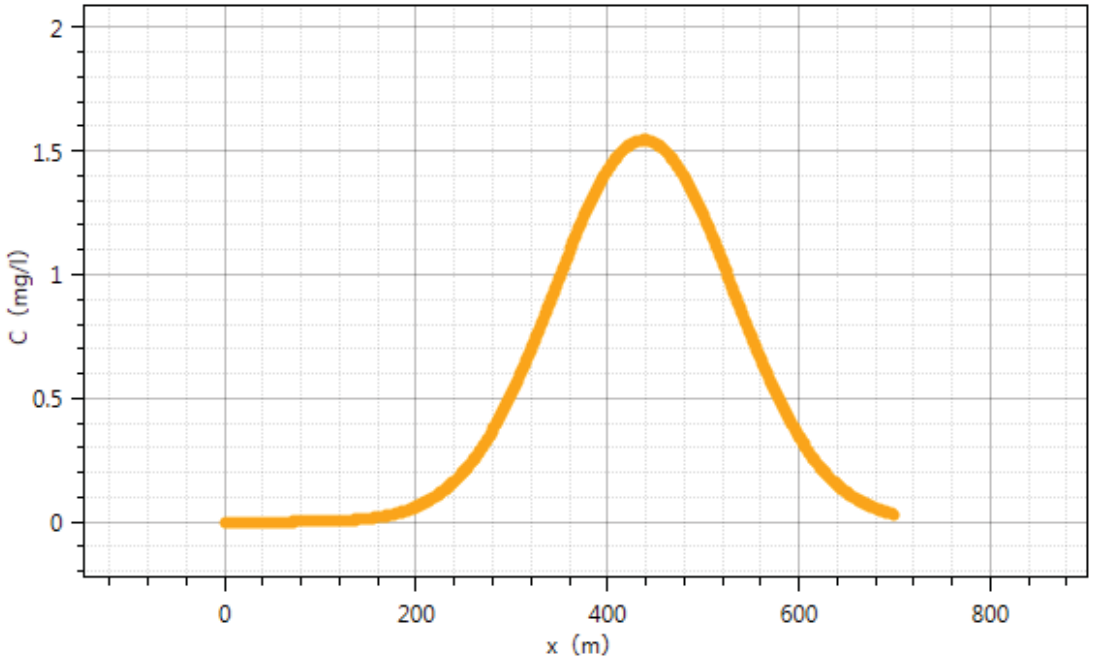


图 10.5-33　厂外管线西段发生瞬时泄漏 7300d 预测结果

根据预测结果，在泄漏发生 100d 时，距离厂外管线 36m 内地下水中石油类污染物浓度超过地下水饮用水标准 0.3mg/L；在泄漏发生 1000d 时，距离厂外管线 139m 内地下水中石油类污染物浓度超过地下水饮用水标准 0.3mg/L；在泄漏发生 7300d 时，距离厂外管线 608m 处地下水中石油类污染物浓度超过地下水饮用水标准 0.3mg/L。

②厂外管线东段（仙美村、桥头村附近）发生瞬时泄漏

100d、1000d 和 7300d 的污染物运移情况，其结果分别见图 10.5-34～10.5-36。

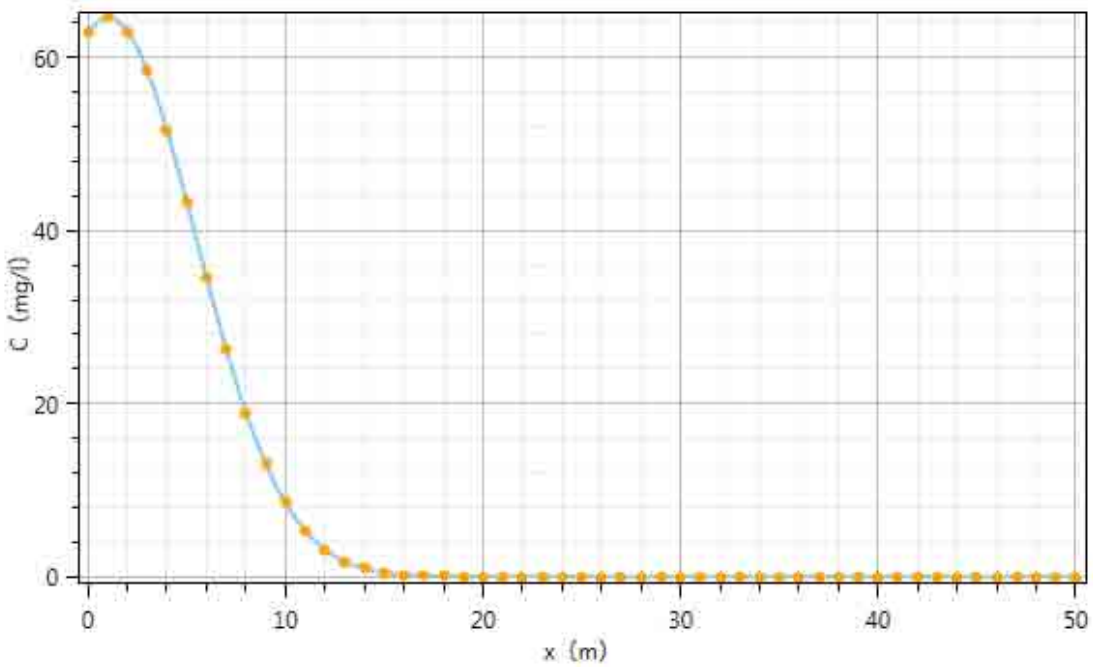


图 10.5-34　厂外管线东段发生瞬时泄漏 100d 预测结果

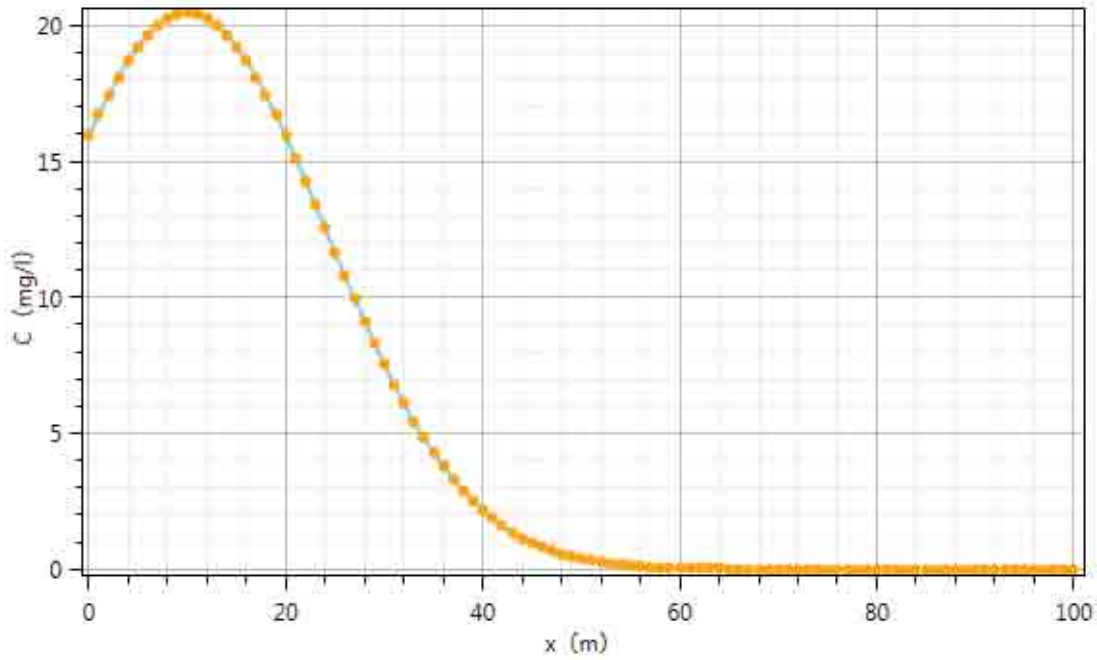


图 10.5-35　厂外管线东段发生瞬时泄漏 1000d 预测结果

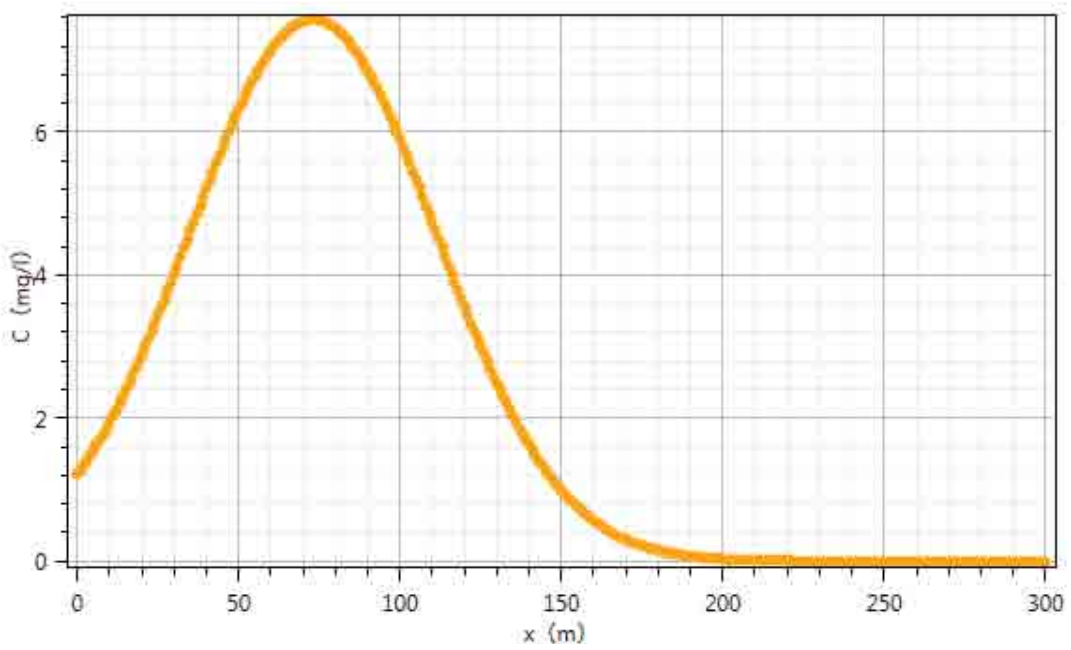


图 10.5-36　厂外管线东段发生瞬时泄漏 7300d 预测结果

根据预测结果，在泄漏发生 100d 时，距离泄漏点 15m 内地下水中石油类污染物浓度超过地下水饮用水标准 0.3mg/L；在泄漏发生 1000d 时，距离泄漏点 51m 内地下水中石油类污染物浓度超过地下水饮用水标准 0.3mg/L；在泄漏发生 7300d 时，距离泄漏点 170m 处地下水中石油类污染物浓度超过地下水饮用水标准 0.3mg/L。

⑶原油码头库区

原油罐底部发生瞬时渗/泄漏

100d、1000d 和 7300d 的污染物运移情况，正常状况下和非正常状况下其结果见图 10.5-37～10.5-42。

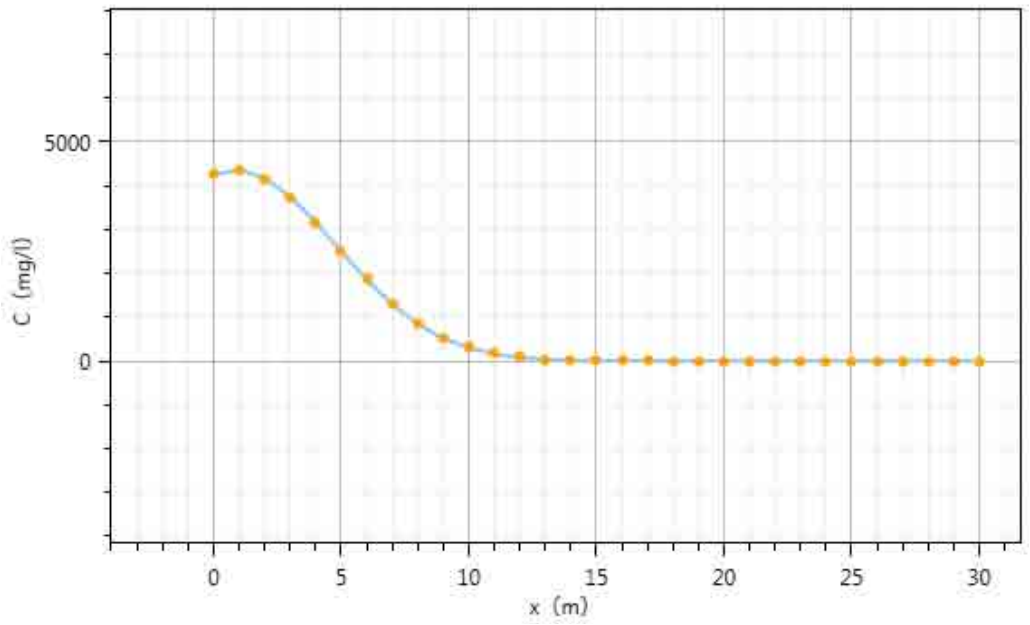


图 10.5-37　原油罐底部发生瞬时泄漏 100d 预测结果（非正常状况）

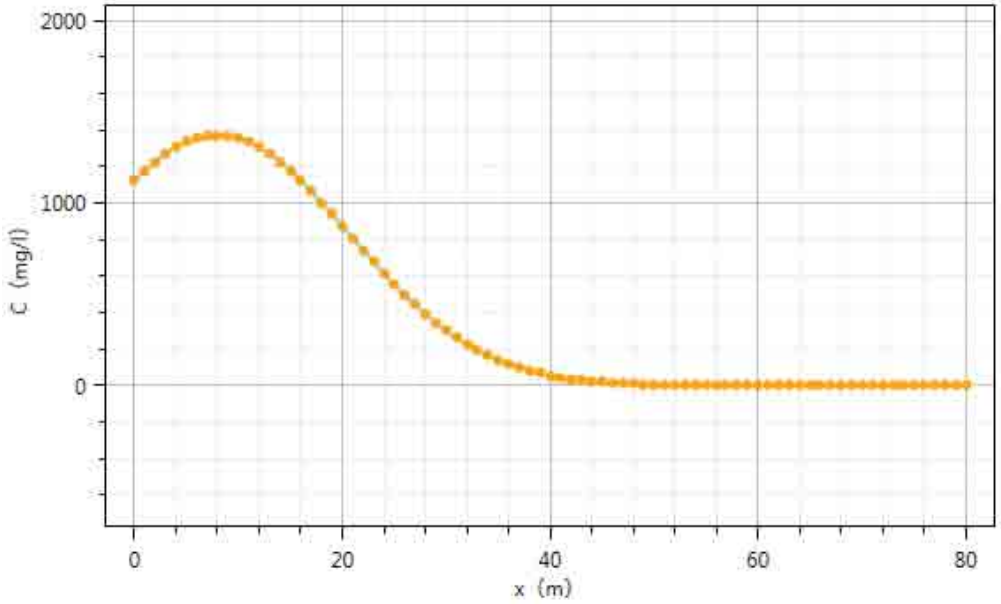


图 10.5-38　原油罐底部发生瞬时泄漏 1000d 预测结果（非正常状况）

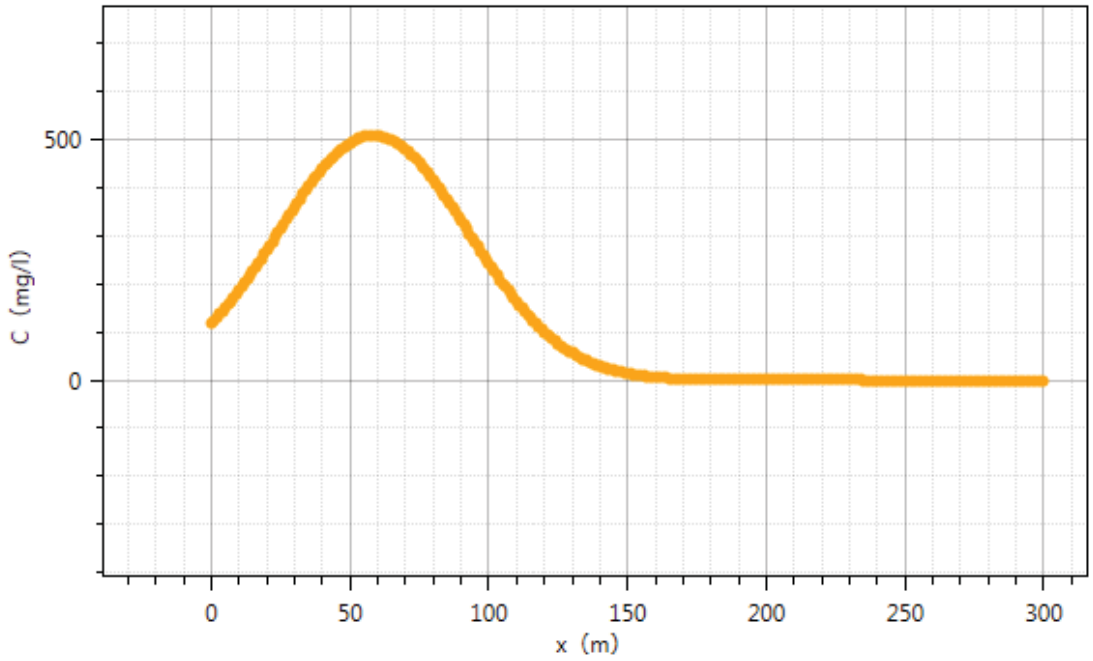


图 10.5-39　原油罐底部发生瞬时泄漏 7300d 预测结果（非正常状况）

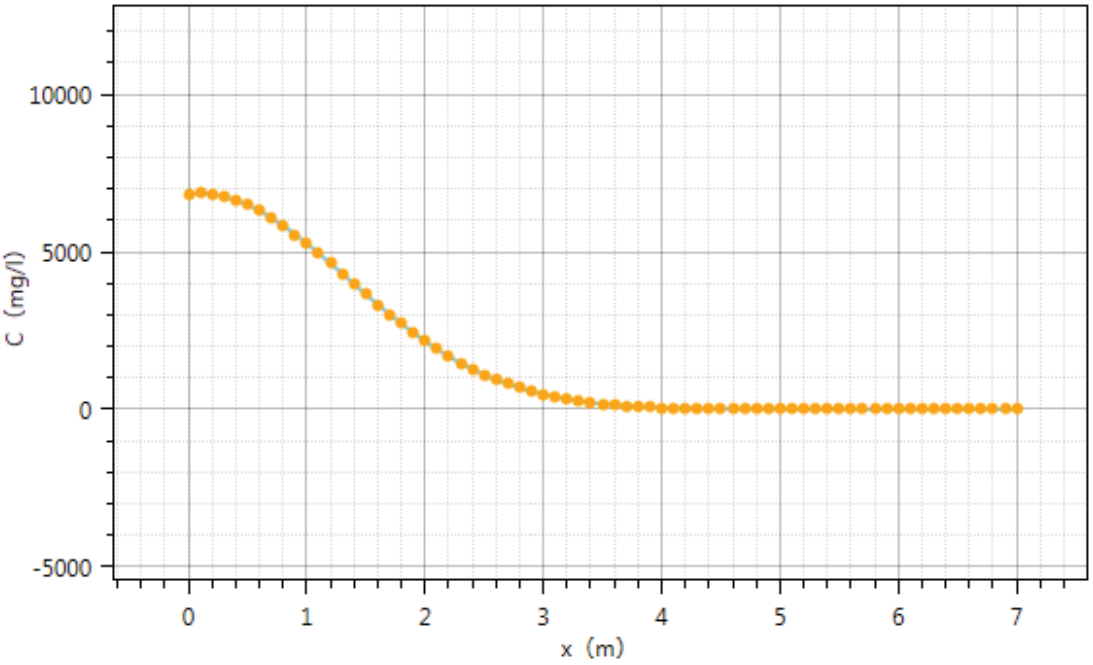


图 10.5-40　原油罐底部发生瞬时渗漏 100d 预测结果（正常状况）

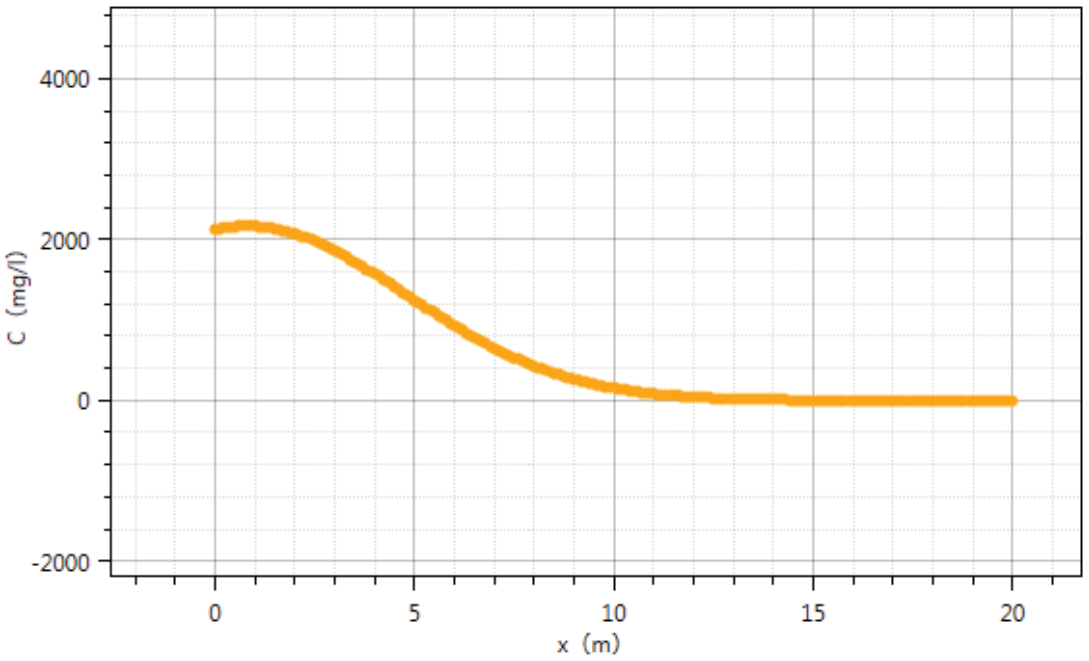


图 10.5-41　原油罐底部发生瞬时渗漏 1000d 预测结果（正常状况）

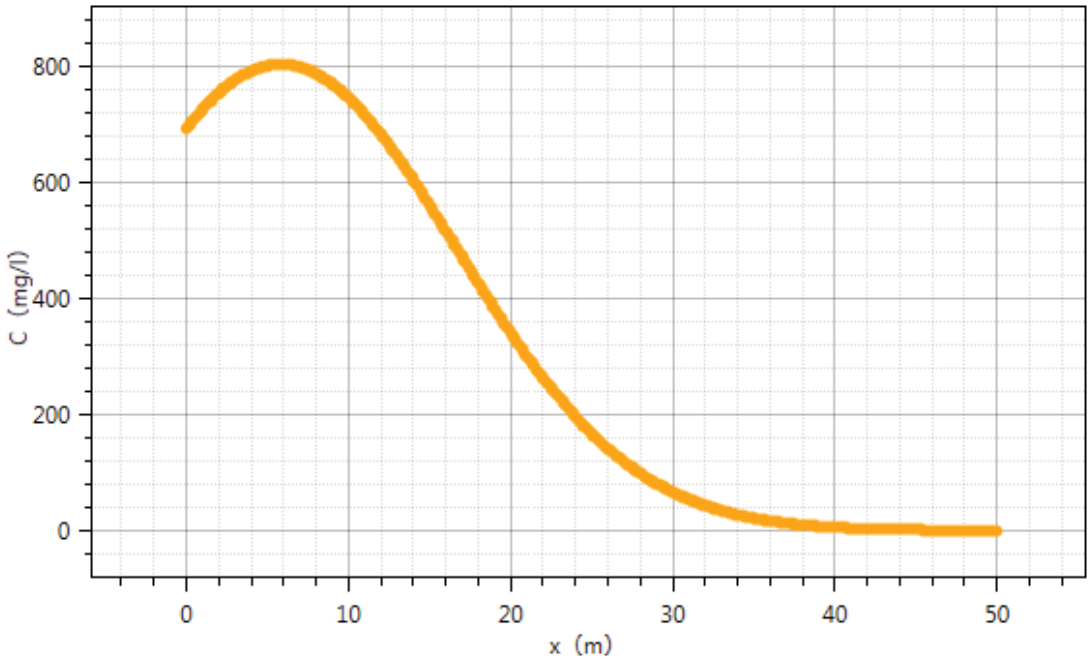


图 10.5-42　原油罐底部发生瞬时渗漏 7300d 预测结果（正常状况）

根据预测结果，非正常状况（不考虑防渗措施情况）下，泄漏发生 100d 时，距离泄漏点 18m 内地下水中石油类污染物浓度超过地下水饮用水标准 0.3mg/L；在泄漏发生 1000d 时，距离泄漏点 60m 内地下水中石油类污染物浓度超过地下水饮用水标准 0.3mg/L；在泄漏发生 7300d 时，距离泄漏点 190m 处地下水中石

油类污染物浓度超过地下水饮用水标准 0.3mg/L。

正常状况（考虑防渗措施情况）下，渗漏发生 100d 时，距离渗漏点 5.7m 内地下水中石油类污染物浓度超过地下水饮用水标准 0.3mg/L；在渗漏发生 1000d 时，距离渗漏点 17.6m 内地下水中石油类污染物浓度超过地下水饮用水标准 0.3mg/L；在渗漏发生 7300d 时，距离渗漏点 48.7m 处地下水中石油类污染物浓度超过地下水饮用水标准 0.3mg/L。

在采取防渗措施后，其影响范围大大减小，且均未超出厂界范围。

10.5.3 结论

结合评价区水文地质条件，本次评价采用解析法对本项目可能造成地下水环境影响做出预测，预测结果表明：考虑最不利工况（非正常工况、无防渗措施），运营期间炼化厂区和原油码头库区发生泄漏，特征污染物的泄漏将会对附近的地下水环境产生小范围影响，但整体来看其污染影响范围及迁移距离有限，且地下水下游方向无敏感点，不会对地下水环境造成明显的影响。

若厂外管线东段发生泄漏，由于渗透系数较小，地下水流速缓慢，在 20 年内，其最远影响范围为 170m，不会对下游的地下水保护目标产生影响。若厂外管线西段发生泄漏，最远影响距离为 608m，对金东村地下水保护目标产生影响。建议在金东村饮用水井地下水上游方向建立地下水长期监测井，保护金东村居民的饮用水安全。

因此，在实施严格的防渗、建立完善的地下水监测系统，强化地下水应急的基础上，从地下水环境保护角度看，其影响是可接受的。

10.6 地下水环境保护措施与对策

10.6.1 地下水污染防治原则

应对项目可能发生的地下水污染，地下水污染防治措施按照“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全阶段进行控制。

⑴源头控制措施

主要包括在工艺、管道、设备、污水储存及处理构筑物采取相应措施，防止

和降低污染物跑、冒、滴、漏，将污染物泄漏的环境风险事故降到最低程度。

⑵污染监控体系

包括建立完善的监测制度、配备先进的检测仪器和设备、科学、合理设置地下水污染监控井，及时发现污染、及时控制；

⑶应急响应措施

包括一旦发现地下水污染事故，立即启动应急预案、采取应急措施控制地下水污染，并使污染得到治理。

10.6.2 防渗措施

为防止本项目污染物泄/渗漏对地下水造成污染，应从原料产品储存、运输、污染处理设施等全过程控制污染物泄/渗漏，同时对污染物可能泄漏到地面的区域采取防渗措施，阻止其渗入地下水中，即从源头到末端全方位采取控制措施。

⑴防渗工程设计原则

①采用国际国内先进的防渗材料、技术和实施手段，确保工程建设对区域内地下水影响较小，地下水现有水体功能不发生明显改变。

②坚持分区管理和控制原则，根据场址所在地的工程地质、水文地质条件和全厂可能发生泄漏的物料性质、排放量，参照相应标准要求有针对性的分区，并分别设计地面防渗层结构。

③坚持“可视化”原则，在满足工程和防渗层结构标准要求的前提下，尽量在地表面实施防渗措施，便于泄漏物质的收集和及时发现破损的防渗层。

④防渗层上渗漏污染物和防渗层内渗漏污染物收集系统与全厂“三废”处理措施统筹考虑，统一处理。

⑵防渗区域划分

根据各区可能泄漏至地面区域污染物的性质和生产单元的构筑方式，以及潜在的地下水污染源分类分析，按照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T 50934-2013）要求，根据炼化厂区各生产、生活功能单元可能产生污染的地区，划分为重点污染防治区、一般污染防治区和非污染防治区。

①非污染防治区

非污染防治区指该区不会产生污染物，或者产生污染但是污染的特性非常简单，且便于污染物的发现和及时处理，不会对地下水环境造成影响，主要包括中

央控制大楼及管理区、给水及高压消防水泵站、空分装置、空压站、总变电站（不含事故油池、变压器区）、综合仓库（不含可泄露污染物料库）、消防站等。

②一般污染防治区

指裸露地面的生产功能单元，污染地下水环境的物料泄漏容易及时发现和处理的区域，主要是裸露地面的生产功能单元。

③重点污染防治区

指位于地下或半地下的生产功能单元，污染地下水环境的物料长期储存或泄漏不容易及时发现或处理的区域。主要包括地下油品管道、污油管道、工艺介质管道、各种废溶剂管道、污水管道及其检查井、水封井、初期雨水管道、事故水管道的水封井、污水收集沟和池、炼化厂区内污水井、油品储存池、地下储罐、油品储罐环墙基础圈定区域。

污染防治分区见表 10.6-1。

表 10.6-1　　污染防治分区表

序号	装置名称	防渗区域	可能泄漏污染物名称	污染防治分区	备注
一	炼油区				
1	常减压装置 延迟焦化装置 加氢裂化装置 蜡油加氢处理装置 催化裂化装置 气分装置 石脑油加氢装置 连续重整装置 航煤加氢装置 柴油加氢装置 催化汽油加氢装置 轻烃回收装置 烷基化装置 氢气回收装置 氢气深度回收装置 芳烃联合装置 焦化石脑油加氢装置 干气分离装置	地面	一般无污染	一般污染防治区	
		焦池底部及壁板		重点污染防治区	
		污水池、污水井、污水管线、地下罐池体	含油污水、含盐污水、含硫污水	重点污染防治区	地下罐指各种地下污油罐、废溶剂罐、

					碱渣罐等
2	硫磺回收装置 酸性水汽提装置 溶剂再生装置	地面	一般无污染	一般污染防治区	
		液硫池		一般污染防治区	
		污水池、污水井、污水管线、地下罐池体	含油污水、含盐污水、含硫污水	重点污染防治区	地下罐指各种地下污油罐、废溶剂罐、碱渣罐等
二	化工区				
1 2	乙烯装置 汽油加氢装置 丁二烯装置 MTBE/丁烯-1 装置 高密度聚乙烯装置 全密度聚乙烯装置 苯乙烯装置 聚丙烯装置	地面	一般无污染	一般污染防治区	
		污水池、污水井、污水管线、地下罐池体	含油污水、含盐污水、含硫污水	重点污染防治区	地下罐指各种地下污油罐、废溶剂罐、碱渣罐等
三	储运工程				
1	常压罐区	环墙式基础内	原油、含油污水	重点污染防治区	
		储罐至防火堤内地面	一般无污染	一般污染防治区	
		污水池、污水井、污水管线	油品、含油污水	重点污染防治区	
2	压力罐区	防火堤内地面	一般无污染	一般污染防治区	
		污水池、污水井、污水管线	含油污水	重点污染防治区	
3	低温罐区	不防渗	无	非污染防治区	
4	装卸站（含油气回收）	装卸区地坪	柴油、汽油、航煤、芳烃等	一般污染防治区	
		含油污水管线、污水池、污水井	柴油、汽油、航煤、芳烃等	重点污染防治区	
5	煤焦储运	地坪	一般无污染	一般污染防治区	
		污水管线、污水		重点污染防治区	

		池、污水井			
6	化学品库	库房室内地坪	化学品	一般污染防治区	
四	公辅设施				
1	循环水场	排污水池	含盐污水、含油污水	重点污染防治区	
		冷却塔底水池及吸水池	循环水	一般污染防治区	
		加药间	药剂	一般污染防治区	
2	事故水池及雨水监测池	池体	一般无污染	一般污染防治区	
		事故水管道及其检查井	一般无污染	一般污染防治区	
		事故水管道水封井	含油污水	重点污染防治区	
3	总变及区域变电站	事故油池及排污沟	变压器油	重点污染防治区	
4	火炬及火炬气回收	水封罐、凝液罐、泵区地面	一般无污染	一般污染防治区	
		含油污水管线、污水池、污水井	含油污水	重点污染防治区	
		气柜环墙基础	含油污水	重点污染防治区	
5	酸碱站	储罐环墙基础	酸碱液	重点污染防治区	
		储罐基础至防火堤间地坪、泵区、装卸区	一般无污染	一般污染防治区	
6	污水预处理及提升设施	污水池、污水井、污水管线、地下罐池体	含盐污水、含油污水、含硫污水	重点污染防治区	
7	污水处理场	地下生产污水管线	含盐污水、含油污水、含碱污水	重点污染防治区	
		调节池罐、隔油罐和污油罐环墙式基础	含盐污水、含油污水、含碱污水	重点污染防治区	
		调节池罐、隔油罐和污油罐基础至防火堤地面	一般无污染	一般污染防治区	
		生产污水、污油、污泥池，沉淀池、污水井、污泥储存池	含盐污水、含油污水、含碱污水	重点污染防治区	
8	全厂焚烧系统	地面	一般无污染	一般污染防治区	
9	石油焦制氢装置	地面	一般无污染	一般污染防治区	
		灰渣临时贮存区及装卸区地面		重点污染防治区	装卸区参考重点污染

					防治区污水沟做法
		污水池、污水井、污水管线、地下罐池体	含油污水、含盐污水、含硫污水	重点污染防治区	地下罐指各种地下污油罐、废溶剂罐、碱渣罐等
10	动力站	排污池	冲洗污水	重点污染防治区	
		事故油池	事故油	重点污染防治区	
11	除盐水站	酸碱中和池及排污沟	酸碱液	重点污染防治区	
		水处理厂房	一般无污染	一般污染防治区	
12	分析化验中心	污水收集池、中和池、污水管线	含油污水	重点污染防治区	
13	消防站、空分装置、中央控制大楼等管理区	不防渗	无	非污染防治区	
五	原油码头库区				
1	原油罐区	环墙式基础内	原油、含油污水	重点污染防治区	
		储罐至防火堤内地面	一般无污染	一般污染防治区	
		污水池、污水井、污水管线	油品、含油污水	重点污染防治区	
2	污水预处理及提升设施	污水池、污水井、污水管线、地下罐池体	含盐污水、含油污水、含硫污水	重点污染防治区	
3	导热油炉	排污池	冲洗污水	重点污染防治区	
		事故油池	事故油	重点污染防治区	
4	事故水池	池体	一般无污染	一般污染防治区	
		事故水管道及其检查井	一般无污染	一般污染防治区	
		事故水管道水封井	含油污水	重点污染防治区	

⑶防渗参数要求

重点污染防治区：参照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）第 5.1.1 条，重点污染防治区效等黏土防渗层厚度大于 6m，渗透系数≤10^{-7}cm/s。

一般污染防治区：参照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）第 5.1.1 条，一般污染防治区等效黏土防渗层厚度大于 1.5m，渗透系数≤10^{-7}cm/s。

非污染防治区：对于基本上不产生污染物的简单防渗区，不采取专门针对地

下水污染的防治措施，只是对地面进行一般的硬化处理。

10.6.3 地下水监测

项目建设后对地下水环境必须进行动态长期监测，为了及时准确地掌握项目所在地周围地下水环境质量状况和地下水体中污染物的动态变化，应对项目所在区域地下水环境质量进行定期的监测，防止或最大限度的减轻对地下水污染。

根据评价区水文地质条件以及污染物来源与迁移特征，在场地及周边布置地下水长期监测孔，用于监测场地内及影响范围内地下水质量。

10.6.3.1 地下水监测原则

在评价范围内按照地下水流向布设地下水监测井。布设原则如下：

⑴对重点污染区加密监测；

⑵以地下水下游区为主，地下水上游区设置背景点；

⑶以监测潜水含水层为重点。

10.6.3.2 地下水监测方案

⑴监测频率

①定性监测：可通过肉眼观察、使用测油膏、便携式气体监测仪等其他快速方法判定地下水监测井中是否存在油品污染，监测频率为每周 1 次。

②定量监测：若定性监测未发现问题，则每季度监测 1 次；若定性监测发现地下水存在油品污染，立即启动定量监测。若特征污染物超出标准要求，加密监测频率，建议监测频率为每周 1 次，直到地下水中特征污染物不再出现超标现象后，恢复正常监测频率，即每季度定量监测 1 次。

⑵监测项目

pH、氨氮、挥发酚、总硬度、钒、溶解性总固体、耗氧量、石油类、苯系物。

⑶监测点位

①炼化厂区

在炼化厂区及周边布置长期监测井 12 口，其中潜水监测井 10 口，承压水监测井 2 口。具体情况见表 10.6-1 及图 10.6-1。

表 10.6-1 炼化厂区地下水长期监测井信息一览表

孔号	位置	监测目的	孔深	上下游关系	监测层位
CG01	厂区西北	地下水上游监测点（背景值）	15m（不穿透潜水与承压水之间的隔水层）	上游	潜水
CG02	厂区东	地下水下游监测点		下游	
CG03	厂区	厂区内地下水监测井（化工区乙烯装置下游监测）		下游	
CG04	厂区东	地下水下游监测点		下游	
CG05	厂区东			下游	
CG06	厂区东			下游	
CG07	厂区	厂区内地下水监测井（一联合下游监测）		下游	
CG08	厂区	厂区内地下水监测井（罐组下游监测）		下游	
CG09	厂区南	地下水下游监测点		下游	
CG10	厂区南			下游	
CG11	厂区东	地下水下游监测点	60m（潜水含水层进行止水）	下游	承压水
CG12	厂区南			下游	



图 10.6-1　炼化厂区地下水长期监测井平面位置图

②厂外管线区

厂外管线(阀室)周边布置长期监测孔 3 口。具体情况见表 10.6-2 及图 10.6-2。

表 10.6-2　　厂外管线区地下水长期监测孔信息一览表

孔号	位置	监测目的	孔深	上下游关系	监测层位
CG11	阀室西北	厂外管线上游监测点（背景值）	15m（不穿透潜水与承压水之间的隔水层）	上游	潜水含水层
CG12	阀室南	地下水下游监测点		下游	
CG13	阀室东南	地下水下游监测点		下游	



图 10.6-2　厂外管线（阀室）地下水长期监测井平面位置示意图

④原油码头库区

原油码头库区场地及周边布置长期监测井 3 口。具体情况见表 10.6-3 及图 10.6-3。

表 10.6-3　　原油码头库区地下水长期监测井信息一览表

孔号	位置	监测目的	孔深	上下游关系	监测层位
CG14	原油码头库区西北	上游监测点（背景值）	15m（不穿透潜水与承压水之间的隔水层）	上游	潜水含水层
CG15	原油码头库区南	地下水下游监测点		下游	
CG16	原油码头库区东	地下水下游监测点		下游	



图 10.6-3　原油码头库区地下水长期监测井平面位置示意图

10.6.3.3 监测井施工

据评价区水文地质条件和工程要求，主要工作内容有：作业准备、钻进成孔、破壁换浆、下管填料和止水、洗井抽水、整理资料出报告。

监测井工序流程框图见图 10.6-4。

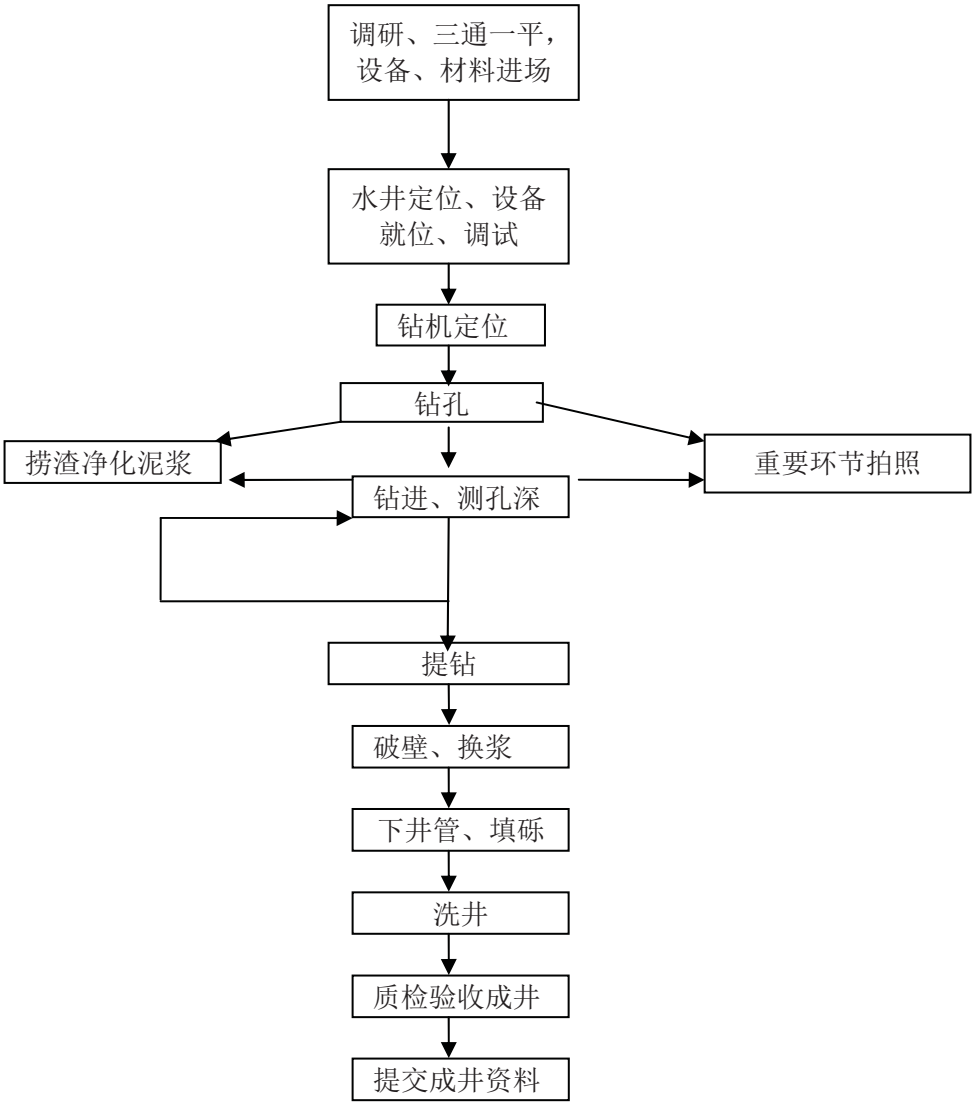


图 10.6-4 监测井工序工艺流程框图

⑴钻进工艺

①开孔钻进加强护孔和防斜措施，防止孔口塌陷和确保钻孔垂直。

②钻进中采用钻铤加压，合理控制钻压。

③钻进过程中，保持钻压均匀，加减压连续均匀地进行。

④钻进过程中定期冲孔排渣，保持孔内干净。

⑤每回次钻进结束后，认真检查钻头磨损和变形情况，分析原因，有针对性地调整下一回次钻进技术参数和改进操作。

竣工后按合同要求提供成井及其他相关资料。

⑵成井工艺

①破壁换浆清孔：用换浆法清孔，目视半透明～基本透明，伸手到水中时明

显可见。清孔达到要求后，下管前校正孔深。

②井管安装

A：井管配置：据不同井孔含水段的位置、厚度、富水性，确定滤水管深度和长度。

B：在不同深度设导正板，防止井管偏斜。

C：下管方法：根据管材强度、下置深度和起重设备能力等因素，选定提吊下管法。

D：下置井管时，井管直立于井口中心，上端口保持水平。井管的偏斜度，符合规范要求。

E：沉淀管:井孔底部设 3m 沉淀段，沉淀管进行封底处理。

③参数

监测井开孔孔径 φ300mm，使用 φ108mm 滤管。井管材质为镀锌钢管。

④填砾滤料

井管与井壁之间按规范要求填入砾料，形成过滤层。

⑶洗井

采用空压机洗井。

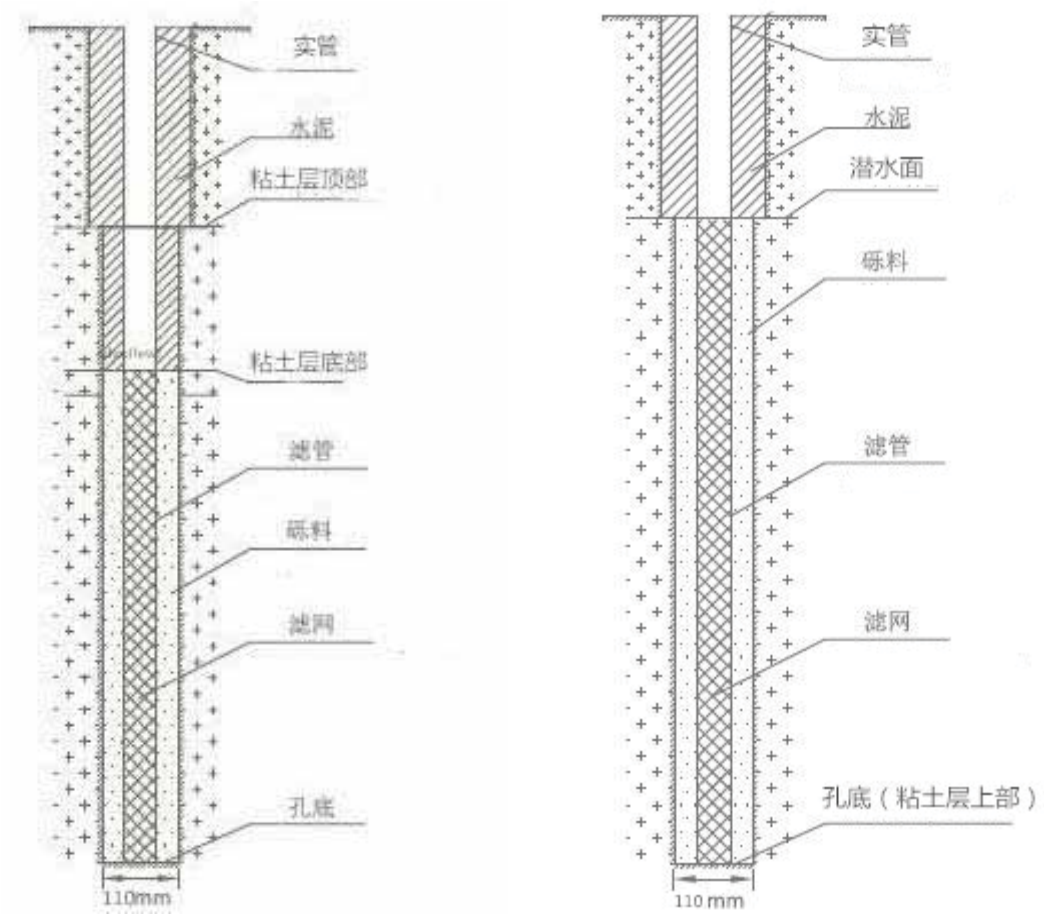
①将空压机风管和排水管连体下入孔底，排水管管口阀门关闭后直接向孔内送风，让其管内水上下蹿动、含水层内水上下循环达到冲洗井壁及含水层的效果。

②关闭空压机，打开排水管阀门后开始送风，将第一步洗落至孔底的沉淀直接排至孔外。

③反复前两个步骤直至孔内无沉淀和杂质排出为止。最终达到水清砂净。

⑷监测井结构

监测井结构见图 10.6-5。



承压水监测井　　潜水监测井

图 10.6-5 长期监测井结构图

10.6.3.4 地下水监测管理

为保证地下水监测有效、有序管理，须制定相关规定、明确职责，采取以下管理措施和技术措施。

⑴管理措施

①明确地下水环境监测与管理工作属于项目单位环保部门的职责之一，指派专人负责防治地下水污染防治与监测管理工作。

②委托具有地质环境监测资质的单位负责地下水监测工作，及时分析整理原始资料、编写监测报告。

⑵技术措施

①及时上报监测数据和有关表格。

②在日常例行监测中，一旦发现地下水水质监测数据异常，尽快核查数据，确保数据的正确性。并将核查过的监测数据通告上级安全环保部门，由专人负责对数据进行分析、核实，并密切关注生产设施的运行情况，为预防地下水污染采

取措施提供正确的依据。

③专人定期对污染区的生产装置进行检查，了解项目运营过程是否出现异常情况，以及出现异常情况的设备装置和原因。一旦出现异常情况要及时加大地下水监测的频次，如监测频率临时加密为每天一次或更多，连续多天，分析变化动向。

④定期编写地下水动态监测报告。

10.6.3.5 信息公开计划

⑴信息公开的意义

推进环境监测数据全面、客观、及时公开，有助于保障公民的环境知情权、参与权和监督权，同时将企业置于公众监督之下，引导公众更加积极地参与环境保护；有助于企业自觉守法、部门依法行政、公众积极参与，共同促进环境保护工作步入良性发展轨道。

⑵信息公开的内容

①监测情况：包括监测的数量，监测点位，监测因子，监测方法以及质量保证和质量控制措施等。

②评价标准与方法：地下水水源评价依据的标准，评价方法等。

③评价结果：地下水水源达标数量、达标率；超标数量、超标率，主要污染指标等。

④水质超标原因分析：若出现特征污染物超标现象，从工业、生活污染排放、农业面源或水产养殖影响、自然本底值较高等方面，分析水质超标原因，为水源保护、污染治理提供支撑。

⑤机构设置、工作职责及其联系方式等情况

⑥其他方面。

⑶信息公开的时限

一般情况下，自环境信息形成或变更之日起 20 个工作日内予以公开；每月汇总类信息于次月 10 日前予以公开；年度或季度汇总类信息在总结终了后 20 个工作日内予以公开；法律、法规对环境信息公开的期限另有规定的，按其规定执行。

⑷信息公开的途径

通过网站、张贴等多种渠道，及时公开发布。监测信息发布力求通俗易懂、

贴近民众，便于公众及时了解状况。

⑸信息公开的要求

积极拓宽经费渠道，加强监测任务承担单位监测能力建设和人员技术培训，提升水源水质监测能力，加大监测运行经费补助，保障水源水质监测工作顺利进行，及时报送监测数据。

各级环境保护主管部门要加强环境风险防控，采取切实有效措施，进一步加强饮用水源保护工作，确保饮用水源水质安全。对集中式生活饮用水水源水质监测信息公开后可能产生的社会反应进行研判，加强舆情收集和分析，加强与同级卫生、住建、水利等部门的沟通协调，建立信息共享和联动机制。加大宣传力度，适时组织专家对集中式生活饮用水水源水质监测信息进行科学解读，提高公众水源保护意识，正确引导舆论。

10.6.4 厂外管线地下水环境保护措施

10.6.4.1 施工期地下水环境保护措施

⑴管材

为保证所用钢管技术先进，安全可靠，线路用管应符合《石油天然气工业管线输送系统用钢管》（GB/T 9711-2011）的要求。

⑵防腐

管道外防腐全部采用常温型三层 PE 加阴极保护的联合保护方案。三层 PE 结构防腐层具有抗冲击性好、水汽渗透率低、绝缘电阻率高等优良性能，是一种比较完善的长输管道外防腐涂层。此涂层是目前我国长输管道工程上首选的涂层。

⑶过程控制

①标准

输油管道的工程设计、工程材料、工程措施等都采用国际和国内最新的管道设计技术标准和规范，以保证管线的总体设计质量。

②施工方法和技术

在施工过程中力求采用国内外最先进的、易操作、无污染或少污染的施工方法和技术，以保证施工质量和减少环境污染。主要采用以下技术：

A：穿越铁路、国道和省级公路时采用套管保护，穿越河流时尽可能采用定

向钻。

B：普通段对管道环焊缝进行 100%的射线探伤，经过邻近地下水饮用水源保护区附近的所有管道环焊缝除进行 100%的射线探伤外，还需进行 100%的超声波探伤，确保施工质量。

③验收

管道的施工验收按照相应规范进行。

④管理

与主体工程施工相结合，在管线施工过程中进行环境监理和环境监测，监控施工带来的环境风险。

⑷工程施工期产生的生活污水可采用就地处理，使污水实现达标排放。对水污染物，应该在施工过程中严格进行控制，尽量减少污染物的泄漏。

⑸在施工阶段对居民饮用水井等敏感点附近的管道，减少管道表层污染物带入地下含水层中。

区内村庄散布的居民饮用水井，主要接受大气降水补给，附近小河沟为地表、地下水的汇流主要通道，因此禁止向地表水体内排放施工污染物。

⑹管道在河道区，采用定向钻穿越河流的施工方式，可有效减少施工期对地表水质的影响。禁止在河流两岸堤防以内给施工机械加油、存放油品储罐、清洗施工机械和排放污水。禁止生活污水和生活垃圾直接进入河道。

10.6.4.2 运营期地下水环境保护措施

⑴正常工况状态

厂外管线在正常状态下基本不产生污染，但仍需要严格监控管道的运行状态，通过对工作人员的专业培训，尽可能杜绝操作失误等人为问题。

⑵清管废水

清管产生废水必须严格实施“密闭回收——集中输送——统一处理”整个过程，保证废水不会泄漏，污染当地水体环境。

⑶尽量减少污染物，及时回收生活污水、油料等污染物，避免污染潜水含水层。

10.6.5 污染突发事件应急措施

10.6.5.1 应急预案

在制定全厂安全管理体制的基础上，制订专门的地下水污染事故的应急措施，并应与其它应急预案相协调。地下水应急预案应包括以下内容：

⑴应急预案的日常协调和指挥机构；

⑴相关部门在应急预案中的职责和分工；

⑶地下水环境保护目标的确定，采取的紧急处置措施和潜在污染可能性评估；

⑷特大事故应急救援组织状况和人员、装备情况，平常的训练和演习；

⑸特大事故的社会支持和援助，应急救援的经费保障。

10.6.5.2 应急措施

一旦发现地下水发生异常情况，必须按照应急预案马上采取紧急措施：

⑴当确定发生地下水异常情况时，按照制订的地下水应急预案，在第一时间内尽快上报公司主管领导，通知当地环保局、附近居民等地下水用户，密切关注地下水水质变化情况，并启动饮用水源应急方案，保证项目区下游饮用水的安全。

⑵组织专业队伍对事故现场进行调查、监测，查找环境事故发生地点、分析事故原因，尽量将紧急事件局部化，如可能应予以消除，采取正确分析判断突然事故发生的位置，用最快的办法切断泄露源。在管道发生断裂、漏油事故时，首先关闭距出事地点最近的上下游干线截断阀，上游泵站按逻辑顺序停泵，抢修队根据现场情况及时抢修，并做好安全防范与生态环境的恢复工作，把损失控制在最小范围内。

⑶当通过监测发现对周围地下水造成污染时，根据观测井的反馈信息，对污染区地下水人工开采形成地下水漏斗，控制污染区地下水流场，防止污染物扩散。也可根据实际情况采取流线控制法、屏蔽法、被动收集法等控制污染物运移等控制污染物运移，并对污染土壤进行及时处理或修复。

⑷对被破坏的区域设置紧急隔离围堤，防止物料及消防水进一步渗入地下。

⑸对事故后果进行评估，并制定防止类似事件发生的措施。

⑹如果公司力量无法应对污染事故，应按照应急预案与地方联动抢险的程序，立即请求社会应急力量协助处理。

10.6.5.3 应急治理程序

发生地下水污染事件后，应立即启动污染治理程序，地下水污染应急治理程序见图 10.6-6。

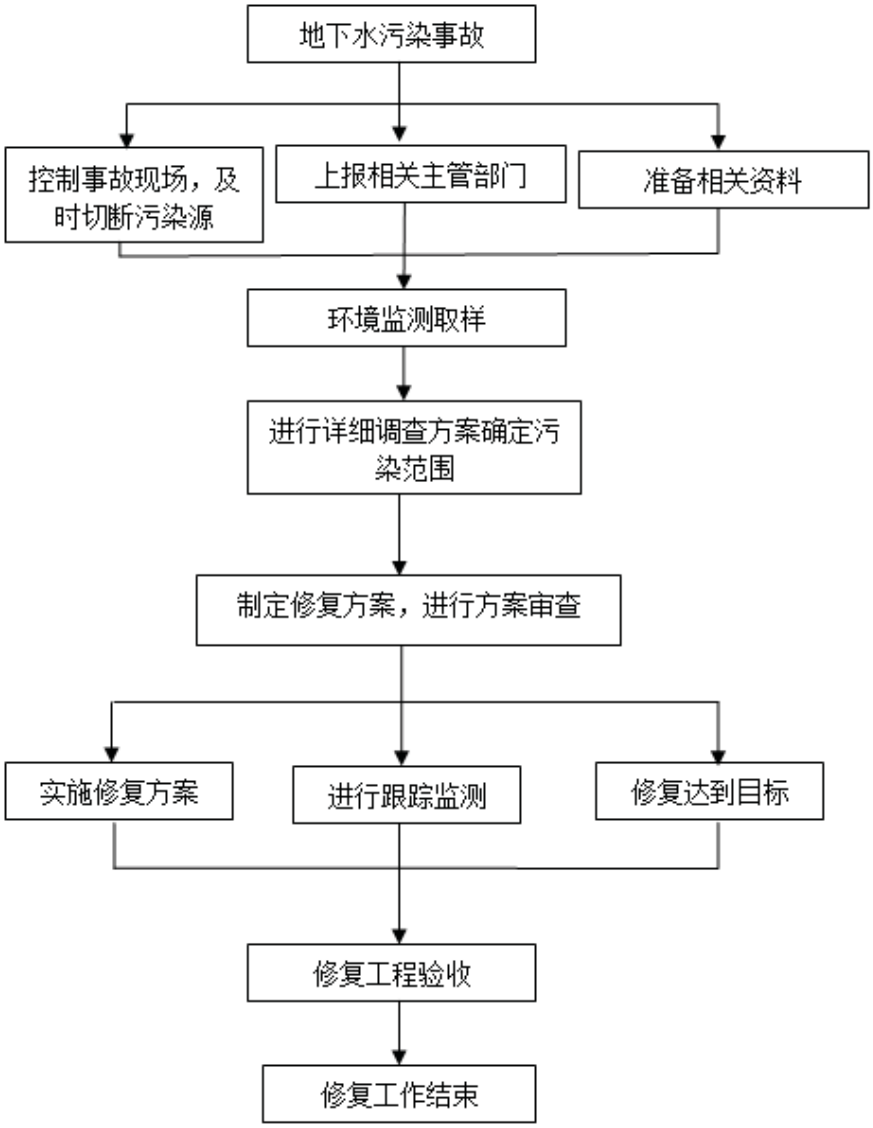


图 10.6-6 地下水污染应急治理程序

10.7 小结

（1）评价区地下水按含水岩类可分为松散岩类孔隙水和侵入岩类裂隙水两大类。按含水层埋藏条件又可分为潜水和承压水。潜水含水层主要为第四系粉细砂、细砂，承压含水层为粗砂、卵砾石，富水性不均。侵入岩类裂隙水分布较广，含水层岩性主要为风化花岗岩，富水性较差。地下水以大气降水补给为主，兼有地下水的侧向补给。排泄方式主要为蒸发、人工开采以及向河、海排泄。

炼油厂区所处的区域地下水系统受构造与地形等因素控制，区内地下水总体流向是以自西北向东南向海洋汇流，同时也受龙江等水系影响。中转油库与中转管线沿线与炼油厂区类似，也受到海洋及河流的影响。

（2）厂区及码头库区评价范围内，地下水下游方向为海岸线及河流，无居民居住，无集中式饮用水水源和分散式饮用水水源地；无特殊地下水资源（如矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区。

管线评价范围以内的村庄大部分完成农村饮水安全工程，饮水通过自来水管网供水，供水水源以镇北水库、古杭水库及顶溪水库为主；目前，仍有 6 个自然村未开通自来水，居民饮水水源为浅层地下水。

（3）2018 年 6 月对评价区进行了地下水采样分析，共采集样品 34 个，其中炼化厂区 14 个，原油码头库区 8 个，厂外管线区 12 个。监测因子共选取 37 项，其中特征因子包括石油类、苯、甲苯、二甲苯、乙苯、苯乙烯、丙烯腈、苯并[a]芘、乙腈。

根据检测结果，结合地下水质量III类标准，评价区地下水大部分指标符合标准，个别基本因子超标，特征因子均未出现超标现象。分析原因：

氨氮、亚硝酸盐：评价范围内养殖业及农业可对浅层水造成一定的氮污染。从分析结果看，氨氮只有一个点超标，亚硝酸盐超标情况较多，但超标数值较低。分析主要原因为养殖业及农业影响，高浓度营养盐废水的超标排放，可对地下水造成氮污染。

总大肠菌群：超标原因可能受到生活污水及养殖业影响。

溶解性总固体、硫酸盐、氯化物：总体上看，评价区内的潜水、承压水总体水质较好，但部分近海边位置的浅层地下水受到咸水影响。

铁、锰：其超标原因主要为两方面：根据惠来及附近地区地质条件分析，其地层中铁、锰含量相对较高；此外，超标的地点多位龙江河老河道地区，该区域地下水交替能力差、水流缓慢，呈酸性还原环境。

（4）结合评价区水文地质条件，本次评价采用解析法对本项目可能造成地下水环境影响做出预测，预测结果表明：考虑最不利工况（非正常工况、无防渗措施），运营期间炼化厂区和原油码头库区发生泄漏，特征污染物的泄漏将会对附近的地下水环境产生小范围影响，但整体来看其污染影响范围及迁移距离有限，且地下水下游方向无敏感点，不会对地下水环境造成明显的影响。

若厂外管线东段发生泄漏，由于渗透系数较小，地下水流速缓慢，在 20 年内，其最远影响范围为 170m，不会对下游的地下水保护目标产生影响。若厂外管线西段发生泄漏，最远影响距离为 608m，对金东村地下水保护目标产生影响。

建议在金东村饮用水井地下水上游方向建立地下水长期监测井，保护金东村居民的饮用水安全。

因此，在实施严格的防渗、建立完善的地下水监测系统，强化地下水应急的基础上，从地下水环境保护角度看，其影响是可接受的。

（5）为防止项目建设带来的潜在地下水污染，在源头上控制“跑冒滴漏”的基础上，将厂区分成“重点污染区、一般污染区、非污染区”，按照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T 50934-2013）要求进行防渗设计。为及时掌握项目区的地下水水质状况，共布设了 18 眼地下水监测井监测地下水质量状况。日常运行过程中，一旦监测、确认地下水受到污染，立即启动地下水应急预案，通过抽水等措施进行处置。

11 声环境质量现状及影响评价

11.1 声环境现状调查与评价

11.1.1 监测点位

本项目委托山东经纬检测技术有限公司，根据炼化厂区、原油码头库区所处位置的地形特点及建设项目的工程特点，在炼化厂区厂界外 1m 布设 6 个监测点，原油码头库区厂界外 1m 布设 4 个监测点，原油码头库区周边敏感点（灯塔，南山村，坂美村）各布设 1 个监测点，共 13 个监测点。本项目声环境监测点布置图见图 11.1-1、图 11.1-2。

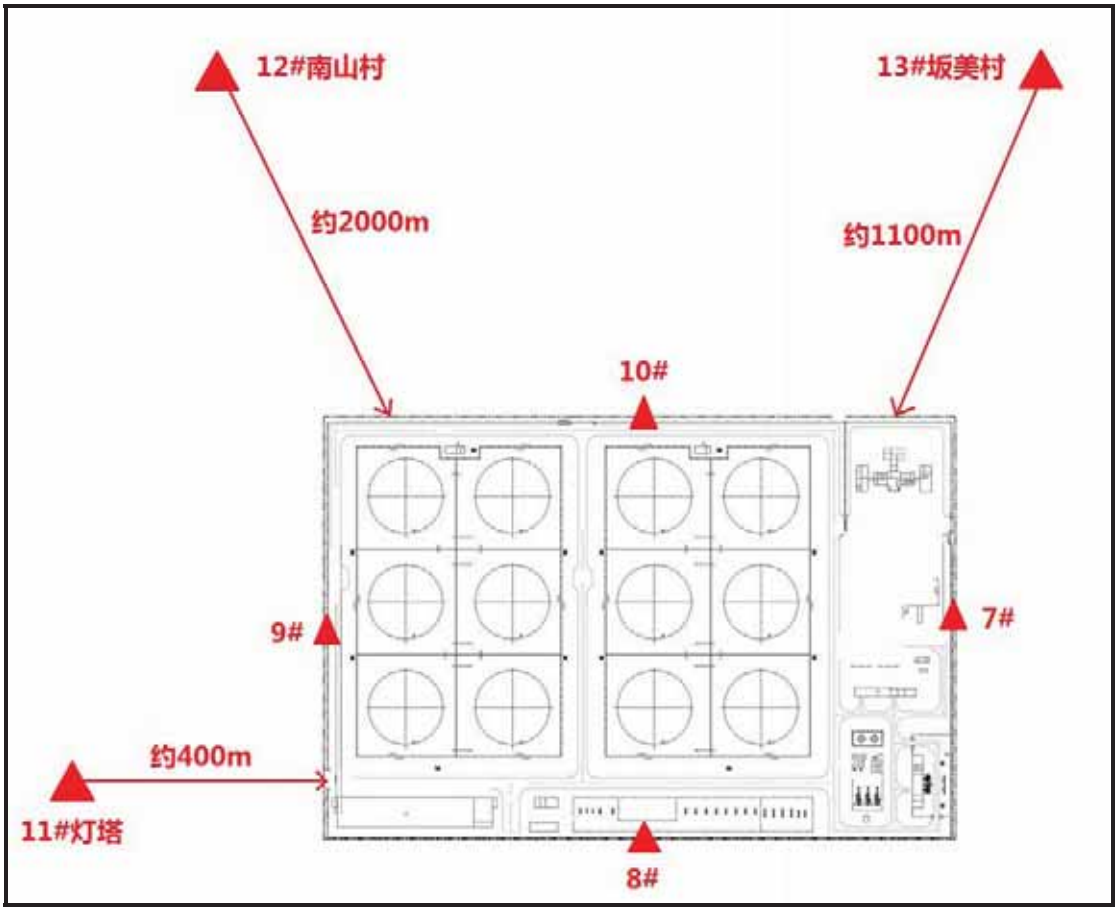


图 11.1-1 原油码头库区噪声监测点布置图

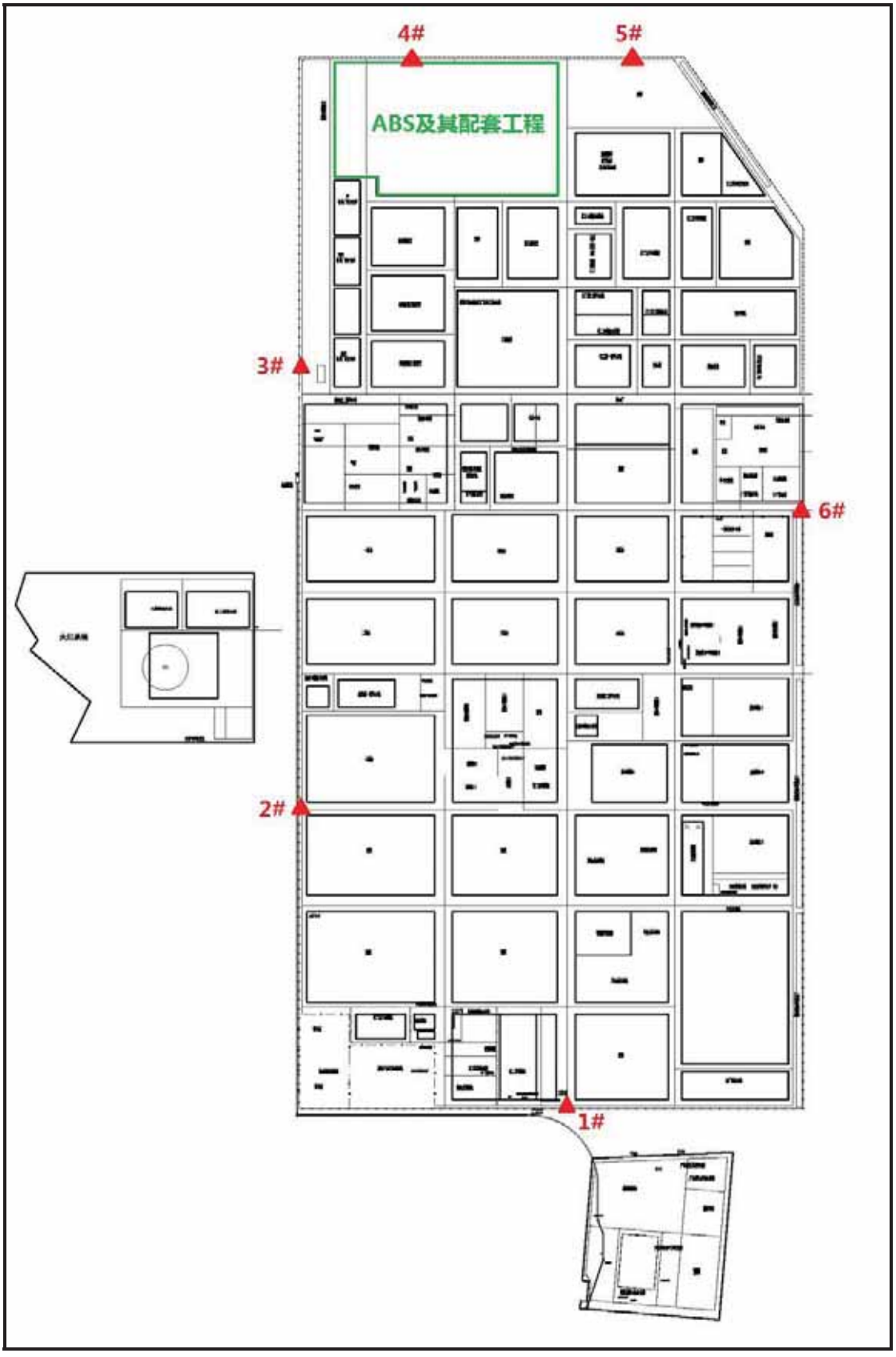


图 11.1-2 炼化厂区噪声监测点布置图

11.1.2 监测日期及时段

监测日期为 2018 年 2 月 28 日和 3 月 1 日，均进行昼、夜间噪声监测。测量等效 A 声级 LAeq。

11.1.3 监测方法和监测仪器

噪声监测方法按照《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2009）、《声环境质量标准》（GB3096-2008）和《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的监测方法进行。监测仪器为 AWA5680 型声级计。

11.1.4 监测结果与评价

炼化厂区厂界、原油码头库区厂界和原油码头库区周边敏感点噪声监测结果见表 11.1-1。

表 11.1-1　　环境噪声质量现状监测点一览表

编号	监测结果				备注
	2018 年 2 月 28 日		2018 年 3 月 1 日		
	昼间	夜间	昼间	夜间	
1#	46.5	41.8	45.5	41.7	执行 GB3096-2008 中 3 类标准
2#	47.5	42.1	45.7	42.4	
3#	46.8	41.2	46.6	40.5	
4#	45.9	41.6	46.8	41.5	
5#	44.5	41.3	47.0	41.9	
6#	45.4	42.0	45.9	42.1	
7#	50.2	41.9	46.6	44.0	
8#	48.4	41.1	45.8	42.3	
9#	49.6	41.8	51.9	42.6	
10#	51.7	43.1	51.5	41.8	
11#	51.2	42.1	51.9	41.2	执行 GB3096-2008 中 2 类标准
12#	50.8	41.0	52.0	41.6	
13#	52.5	40.9	48.0	42.4	

由表 11.1-1 可知，1#~10#监测点噪声值，昼间噪声值在 44.5~51.9dB（A）之间，夜间噪声值在 40.5~44dB（A），符合《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 3 类标准：昼间≤65dB（A），夜间≤55dB（A）的要求；11#~13#监测点噪声值，昼间噪声值在 48~52.5dB（A）之间，夜间噪声值在 40.9~42.4dB（A），符合《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准：昼间≤60dB（A），夜间≤50dB（A）的要求。

11.2 噪声环境影响预测与评价

11.2.1 声源情况分析

根据工程分析，本项目主要噪声源来自各生产装置的大型机泵、压缩机、风机、火炬等，其特性见第五章工程分析章节表 5.9.1.4-1。

11.2.2 噪声环境影响预测

⑴预测模式

噪声预测模式采用《环境影响评价技术导则-声环境》（HJ2.4-2009）中推荐的 CadnaA4.5 软件预测模式预测噪声。

⑵预测参数与结果

本项目噪声评价等级为三级，评价范围为炼化厂区厂界和原油码头库区厂界外 1m，同时考虑对周边村庄的影响。炼化厂区厂界内的敏感点浦洋村（包括埔洋、厝寮、刘畔三个自然村）为拟搬迁村庄，炼化厂区厂界外 1000m 以内的敏感点有赤一村、赤二村和洋下村；原油码头库区厂界外 1000m 内无敏感点。因此，选择炼化厂区厂界、原油码头库区厂界及赤一村、赤二村和洋下村作为预测计算点。

在实际中，炼化厂区内各声源所在的厂房、围墙结构的屏蔽效应，厂内其它建筑物的屏蔽作用、空气吸收及地面效应等都会影响各声源的传播，在预测时假设最不利条件，即所有噪声源同时运行，在噪声预测中都予以考虑。

综合距离因素、屏蔽因素，应用环境保护部评估中心推荐使用的 CadnaA 噪声软件，计算全厂主要噪声源不同距离处的等效 A 声级，以 5dB（A）间隔的等值线绘制正常运营期的噪声等效 A 声级预测分布图，项目正常运行时及有偶发噪声产生时的噪声等值线图见图 11.2-1~3。

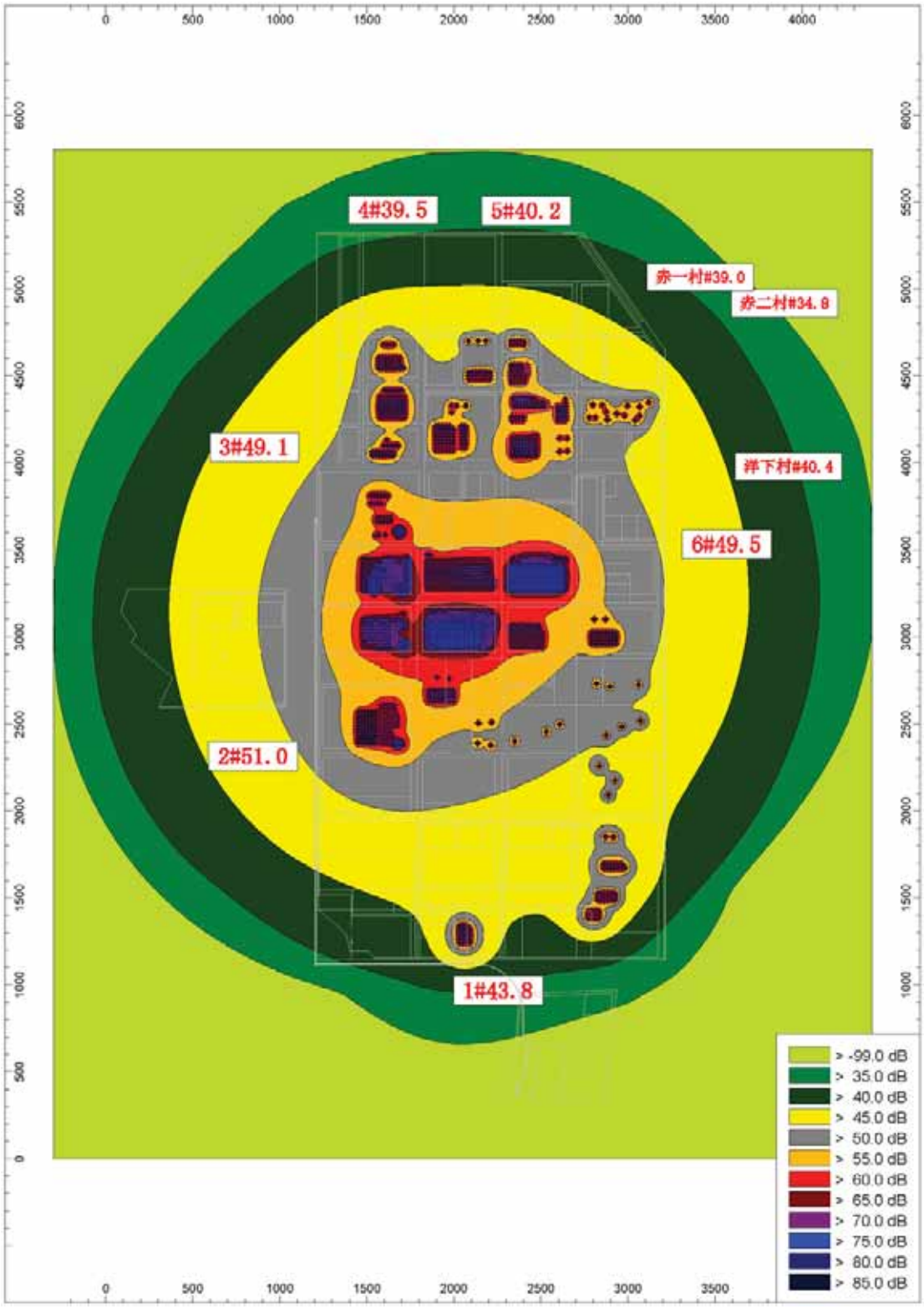


图 11.2-1 正常运行时炼化厂区噪声等值线图

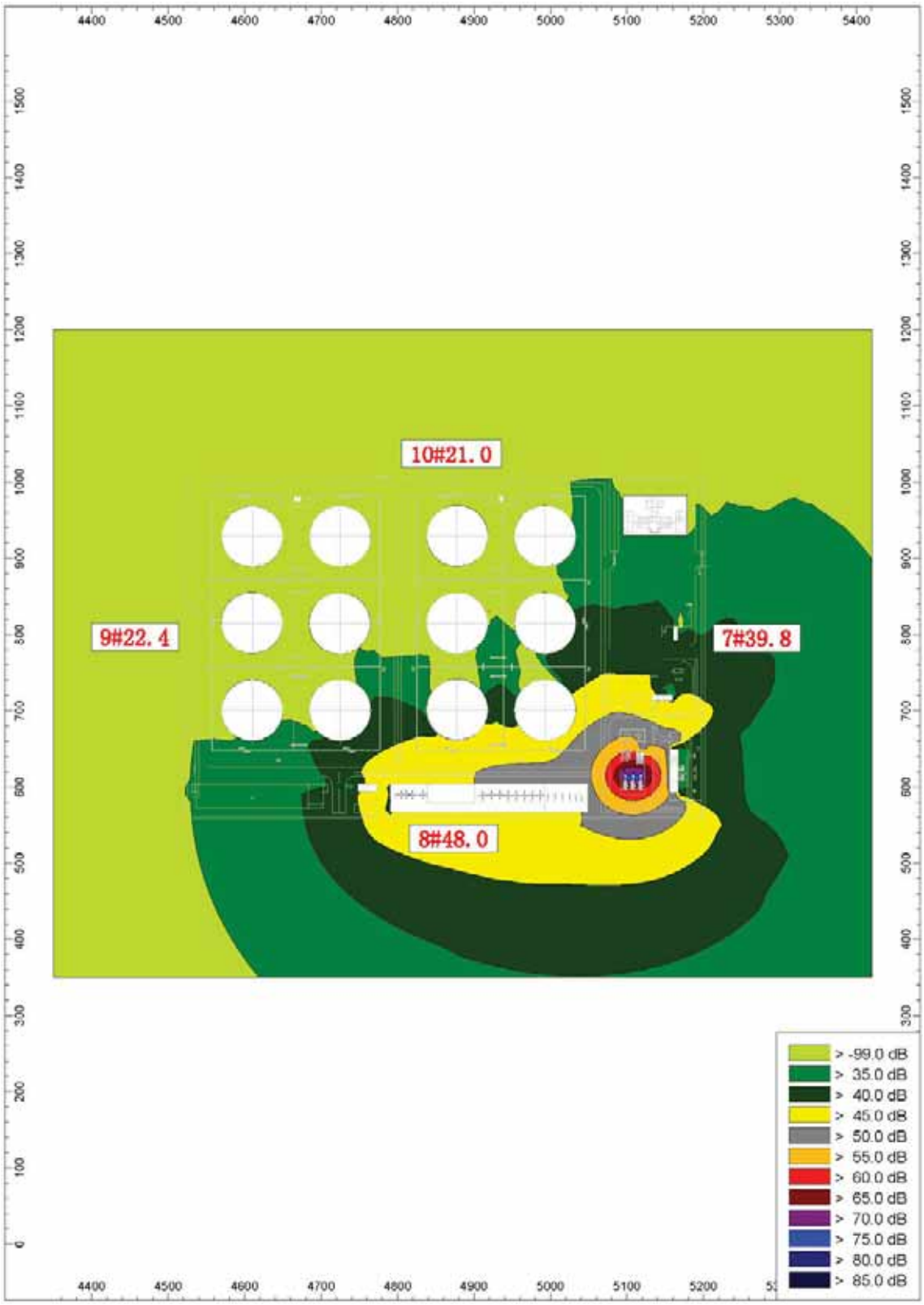


图 11.2-2 正常运行时原油码头库区噪声等值线图

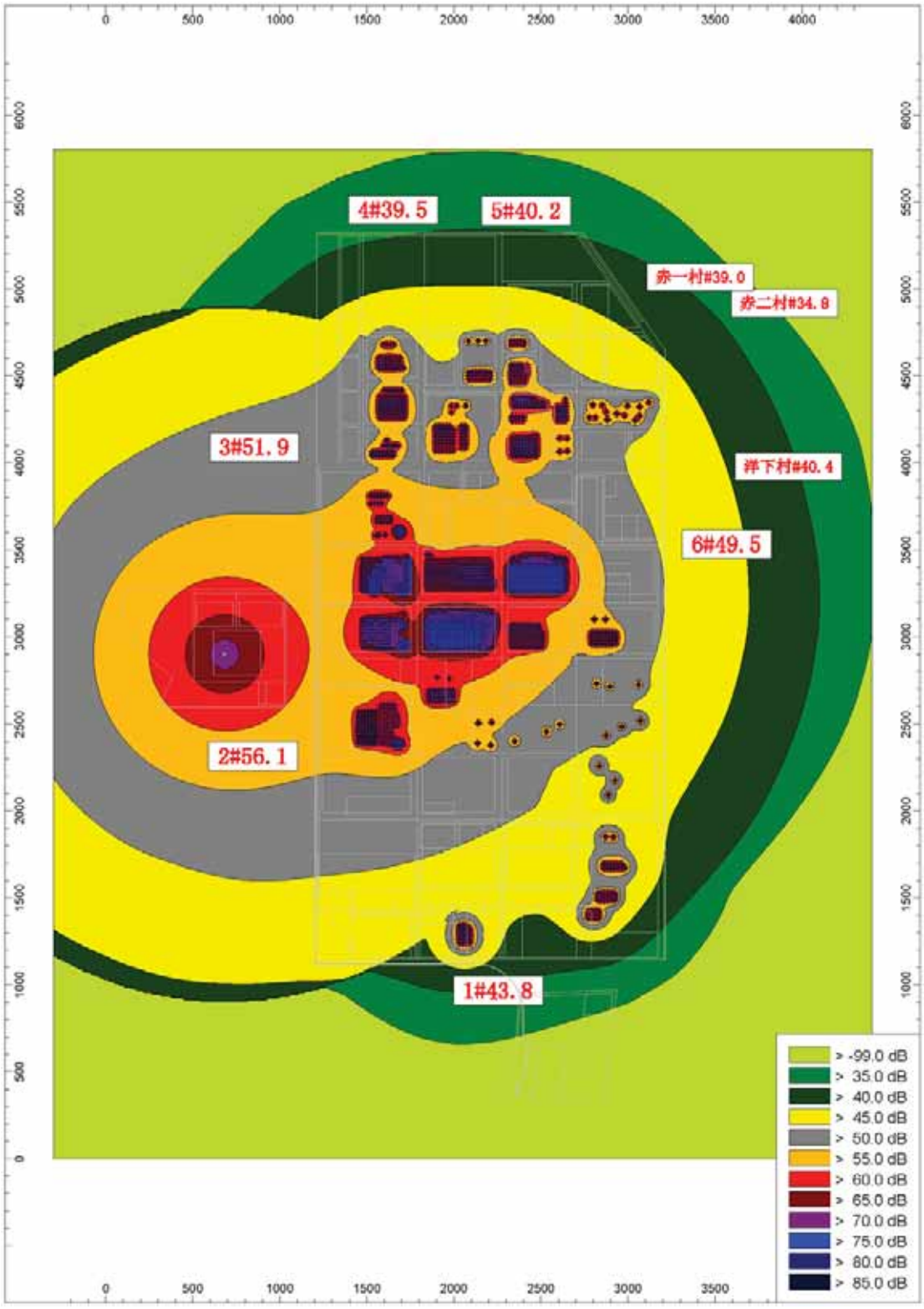


图 11.2-3 正常运行并同时有偶发噪声时炼化厂区噪声等值线图

11.2.3 噪声环境影响评价及结论

⑴评价方法

本次评价采用预测值与评价标准直接比较的方法。

⑵评价结果

将厂界噪声预测值与《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 3 类直接比较；敏感点噪声预测值与《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 2 类直接比较。

①项目正常运行时

正常运行时炼化厂区厂界、原油码头库区厂界及周边敏感点的噪声预测值见表 11.2-2。

表 11.2-2　　正常运行时厂界噪声预测评价结果

噪声预测点	噪声预测值 dB（A）	评价标准 dB（A）		评价结果		备注
		昼间	夜间	昼间	夜间	
1#	43.8	65	55	达标	达标	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 3 类
2#	51.0			达标	达标	
3#	49.1			达标	达标	
4#	39.5			达标	达标	
5#	40.2			达标	达标	
6#	49.5			达标	达标	
厂区厂界最大点	54.3			达标	达标	
7#	39.8			达标	达标	
8#	48.0			达标	达标	
9#	22.4			达标	达标	
10#	21.0			达标	达标	
库区厂界最大点	54.1			达标	达标	
赤一村	39.0	60	50	达标	达标	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类
赤二村	34.8			达标	达标	
洋下村	40.4			达标	达标	

由表 11.2-2 可知，本项目正常运行时，炼化厂区厂界、原油码头库区厂界昼间、夜间噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 3 类标准的要求；赤一村、赤二村和洋下村昼间、夜间噪声满足《工业企业厂界环

境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准的要求。

②只有偶发噪声时

本项目的偶发噪声为火炬系统噪声，预测单一火炬声源的噪声影响，距声源不同距离时的噪声值见表 11.2-3。火炬距离四周界区距离分别为 325m（西）、375m（北）、350m（东）、300m（南）。

表 11.2-3　　火炬噪声预测结果

噪声源	与声源的距离						
距离（m）	50	100	200	300	325	350	375
噪声值（dB（A））	71.6	69.3	65.7	62.8	62.2	61.6	61.1

由表 11.2-3 可知，火炬放空噪声随距离增加不断衰减，火炬噪声到达最近的南侧界区时噪声值为 62.8dB（A），符合《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）3 类中“夜间偶发噪声的最大声级超过限值的幅度不得高于 15dB（A）”的要求。

③项目正常运行同时有偶发噪声时（火炬噪声）

当本项目有火炬系统噪声时的噪声预测结果见表 11.2-4。

表 11.2-4　　偶发噪声发生时厂界噪声预测评价结果

噪声预测点	噪声预测值 dB（A）	评价标准 dB（A）		评价结果		备注
		昼间	夜间	昼间	夜间	
1#	43.8	65	55	达标	达标	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 3 类
2#	56.1			达标	超标	
3#	51.9			达标	达标	
4#	39.5			达标	达标	
5#	40.2			达标	达标	
6#	49.5			达标	达标	
厂区厂界最大点	59.8			达标	超标	
赤一村	39.0	60	50	达标	达标	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类
赤二村	34.8			达标	达标	
洋下村	40.4			达标	达标	

由表 11.2-4 可知，本项目有偶发噪声产生时，炼化厂区厂界昼间噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 3 类标准的要求；夜间噪声满足“夜间偶发噪声的最大声级超过限值的幅度不得高于 15dB（A）”的要

求。赤一村、赤二村和洋下村昼间、夜间噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准的要求。

11.3 与 60 万吨/年 ABS 项目叠加影响

中国石油吉化（揭阳）分公司 60 万吨/年 ABS 及其配套工程位于本项目厂区内西北角，考虑本项目与 60 万吨/年 ABS 项目噪声的叠加影响。根据《中国石油吉化（揭阳）分公司 60 万吨/年 ABS 及其配套工程环境影响报告书》，其主要噪声源特性见表 11.3-1。

表 11.3-1　　吉林石化 60 万吨/年 ABS 项目主要噪声预测源强汇总表

序号	装置名称	设备名称	数量	噪声值 dB（A）	噪声源距地高度（m）
1	ABS 装置	SAN 单元苯乙烯给料泵	6	85	1
2		1#反应器卸料泵	6	95	1
3		2#反应器卸料泵	6	95	1
4		1#脱挥器卸料泵	6	95	2
5		2#脱挥器卸料泵	6	95	2
6		干燥器热水泵	6	95	2
7		废水输送泵	2	85	2
8		ABS 反应器真空泵	4	85	2
9		ABS 胶乳卸料泵	2	85	2
10		丁二烯压缩机	2	85	4
11		真空压缩机	1	95	4
12		ABS 冷冻站冷冻机组	4	100	4
13	丙烯腈装置	反应器冷却水泵	3	85	1.5
14		急冷塔循环泵	3	95	1.5
15		吸收塔釜液泵	2	85	1.5
16		吸收塔侧线循环泵	2	85	1.5
17		溶剂水/贫水泵	3	95	1.5
18		0℃系统冷水泵	3	95	1.5
19		空压机	1	95	4
20		制冷机（透平驱动）	1	85	4
21	乙腈装置	脱氢氰酸塔回流泵	2	80	1.2
22		反应器进料泵	2	80	1.2
23		干燥塔塔顶回流泵	2	80	1.2
24		成品塔塔顶回流泵	2	80	1.2
25		成品泵	2	80	1.2
26		水环真空泵	2	80	1.2

27	MMA 装置	反应器循环泵	2	80	0.5
28		丙酮氰醇循环泵	2	80	0.5
29		一级酰胺循环泵	2	80	0.5
30		二级酰胺循环泵	2	85	0.5
31		废酸输送泵	2	85	0.5
32		真空泵系统	2	85	1.5
33		尾气增压压缩机组	1	95	3
34	SAR 装置	焚烧炉空气风机	1	95	3
35		预热炉空气风机	1	95	3
36		预热炉循环风机	1	95	3
37		二氧化硫鼓风机	1	95	3
38		氨气提风机	1	95	3
39		急冷器循环泵	2	85	1.5
40		气体冷却塔循环泵	2	85	1.5
41		干燥塔循环泵	2	85	1.5
42		一吸塔循环泵	2	85	1.5
43		烟酸塔循环泵	2	85	1.5
44		雾化空气压缩机	1	85	1.5
45	循环水场	冷却塔	9	85	3
46		冷却塔风机	9	85	1.5
47		循环水泵	4	85	1
48		旁滤水泵	2	85	1

本项目和 60 万吨/年 ABS 项目均正常运行时炼化厂区噪声等值线图见图 11.3-1，厂界预测点及周边敏感点噪声预测值见表 11.3-1。



图 11.3-1 本项目和 60 万吨/年 ABS 项目均正常运行时炼化厂区噪声等值线图

表 11.3-1　本项目和 60 万吨/年 ABS 项目正常运行时厂界噪声预测评价结果

噪声预测点	噪声预测值 dB（A）	评价标准 dB（A）		评价结果		备注
		昼间	夜间	昼间	夜间	
1#	43.8	65	55	达标	达标	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 3 类
2#	51.0			达标	达标	
3#	50.3			达标	达标	
4#	52.9			达标	达标	
5#	47.5			达标	达标	
6#	49.6			达标	达标	
厂区厂界最大点	54.4			达标	达标	
赤一村	41.9	60	50	达标	达标	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类
赤二村	36.6			达标	达标	
洋下村	40.5			达标	达标	

由表 11.3-1 可知，本项目和 60 万吨/年 ABS 项目均正常运行时，炼化厂区厂界昼间、夜间噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 3 类标准的要求；赤一村、赤二村和洋下村昼间、夜间噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准的要求。

11.4 施工期环境噪声评价

施工期间常见的主要噪声污染源为建筑气动工具噪声和运输车辆噪声，其主要噪声值（测量点距源 5m）参见表 11.4-1。采用点源衰减模式，不考虑声屏障、空气吸收等衰减。预测出主要施工机械在不同距离处的衰减值，预测计算结果见表 11.4-2。将预测结果与《建筑施工场界环境噪声排放标准》对照可以看出，昼间距离工地 100m，夜间距 300m 可以满足建筑施工场界噪声排放限值的要求，另外建筑材料的运输将使通向工地的公路车流量增加，产生交通噪声将会给运输线路沿途产生一定的声环境的影响。通常施工场地上有多台不同种类的施工机械同时作业，它们的辐射声级将叠加。增加量视种类、数量、相对分布的距离等因素而不同，通常比最强声级的机械单台作业时增加 1~8dB。由于附近村庄距离施工边界均在 1km 以外，因此炼化厂区施工产生的噪声不会对附近村庄产生影响。

表 11.4-1　　施工机械产噪声值一览表　　单位：dB（A）

序号	设备名称	噪声值	序号	设备名称	噪声值
1	装载机	90	4	夯土机	90
2	挖掘机	90	5	混凝土振捣机	105
3	推土机	86	6	电锯、电刨	75～105
4	混凝土搅拌机	79	8	运输车辆	85～90

表 11.4-2　　各主要施工机械在不同距离处的贡献值

序号	设备名称	不同距离处噪声贡献值（dB（A））					施工阶段
		40m	100m	200m	300m	500m	
1	装载机	72	64	58	54	50	地基挖掘
2	挖掘机	72	64	58	54	50	
3	推土机	68	60	54	50	46	
4	混凝土搅拌机	72	64	58	54	50	
5	夯土机	73	65	59	55	51	结构
6	混凝土振捣机	47	39	33	29	25	
7	电锯、电刨	73	65	55	50	46	
8	运输车辆	62	54	48	44	40	

在施工现场，尽量使用低噪音、低振动的机具，采取隔音与隔振措施，避免或减少施工噪音影响；在靠近居民居住区施工，应合理制定作业时间，禁止高噪声、大型机械设备夜间作业，保证各种施工机械的噪声符合国家标准的限值；现场噪声排放不得超过国家标准《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）的规定。

11.5 小结

⑴声环境现状

本项目炼化厂区厂界、原油码头库区厂界各监测点，昼间噪声值在44.5~51.9dB（A）之间，夜间噪声值在 40.5~44dB（A），符合《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 3 类标准：昼间≤65dB（A），夜间≤55dB（A）的要求；原油码头库区周边敏感点各监测点，昼间噪声值在 48~52.5dB（A）之间，夜间噪声值在 40.9~42.4dB（A），符合《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准：昼间≤60dB（A），夜间≤50dB（A）的要求。拟建项目区域声环境质量现状整体良好。

⑵运营期噪声影响预测与评价结论

本项目正常运行时，炼化厂区厂界、原油码头库区厂界昼间、夜间噪声值均能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 3 类标准的要求；厂区周边敏感点昼间、夜间噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准的要求。

当有偶发噪声时，噪声预测值均符合《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）3 类中“夜间偶发噪声的最大声级超过限值的幅度不得高于 15dB（A）”的要求。

当项目正常运行时且发生偶发噪声时，炼化厂区厂界昼间噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 3 类标准（昼间 LAeq≤65dB（A））的要求；夜间噪声满足“夜间偶发噪声的最大声级超过限值的幅度不得高于 15 dB（A）”的要求。厂区周边敏感点昼间、夜间噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准的要求。

⑶与 60 万吨/年 ABS 项目叠加影响

本项目和 60 万吨/年 ABS 项目均正常运行时，炼化厂区厂界昼间、夜间噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 3 类标准的要求；厂区周边敏感点昼间、夜间噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准的要求。

⑷施工期噪声影响评价

项目建设施工噪声主要来源于施工机械，噪声应符合《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）的要求。

⑸减噪措施与建议

建议加强拟建厂界绿化，尽量减少夜间噪声的排汽的次数，以降低工程运行时噪声对周围环境的影响。

12 固体废物环境影响分析

12.1 固体废物分类

根据《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》、《国家危险废物名录》及相关鉴别标准，将本项目产生的固体废物分为危险废物、一般工业固体废物和生活垃圾。

根据工程分析，本项目固体废物产生量约 55.4 万 t/a。

12.1.1 危险废物

本项目产生的危险废物量约为 5.92 万 t/a（含全厂焚烧系统焚烧后的灰渣 3000t/a），见表 12.1-1，占本项目固废总量的 10.69%。危险废物主要为各装置产生的废催化剂、废保护剂、废液、废碱渣、粘有污染物的废瓷球、污水处理场产生的化学污泥、干燥后的生化污泥、罐底油泥、焚烧残渣飞灰等。对于氢气回收单元、氢气深度回收单元、HDPE、FDPE、PP 等装置的与气体物料（常温常压）接触的废吸附剂暂按照危险废物进行管理，待项目运行后对这部分固废进行鉴别再采用相应的治理措施。危废类别主要涉及 HW06、HW08、HW13、HW18、HW24、HW46、HW49、HW50 等。

12.1.2 一般工业固体废物

本项目产生的一般工业固体废物量约为 49.42 万 t/a，占本项目固废总量的 89.20%，具体见表 12.1-1。一般工业固体废物为 FDPE 装置产生的废添加剂进料器、石油焦制氢气化粗渣及滤饼（细渣）等。

12.1.3 生活垃圾

本项目产生的生活垃圾量为 613.2 t/a，占本项目固废总量的 0.11%。

表 12.1-1 本项目固废排放表

产生工序及装置	序号	固废名称	产生量(t/a)	处置情况		排放至环境量（t/a）	主要成分	有害成分	固废类别及编号	排放规律	形态	危险特性	最终去向
				处置方法	处置量（t/a）								
危险废物（焚烧）													
延迟焦化装置	L5.2.3-1	碱渣	270	氧化中和处理	270	0	Na_2SO_4	碱液（NaS 及 $N_2S_2O_4$)	HW35 251-015-35	2~3 个月排放一次	液态	腐蚀性、毒性	乙烯装置废碱处理单元
	L5.2.3-2	碱渣	270		270	0	Na_2SO_4				液态		
催化裂化装置	S5.2.6-2	碱液再生废碱渣	60		60	0	游离碱 3~8%，二硫化物			间断	液态		
污水处理场	S5.4-4	油泥浮渣（正常工况下送延迟焦化处理）	13870	焚烧	13870	0	浮渣，悬浮物（含水率 80%）	污泥	HW08 251-003-08	间断	固态	毒性	延迟焦化装置
芳烃联合装置	L5.2.21-5	废环丁砜溶剂	330.2	焚烧	330.2	0	环丁砜	环丁砜	HW06 900-404-06	间断	液态	易燃性	全厂焚烧系统
乙烯装置	S5.3.1-5	废焦粒	45	焚烧	45	0	焦碳	有机物	HW11 252-002-11	间断	固态	毒性	
HDPE 装置	L5.3.5-1	吸附塔再生分离罐废己烷	45	焚烧	45	0	己烷：10~99%（v）	己烷	HW06 900-403-06	连续	液态	易燃性	
HDPE 装置	L5.3.5-2	废矿物油	10.7	焚烧	10.7	0	矿物油	矿物油	HW08 900-249-08	间断	液态	易燃性	
HDPE 装置	L5.3.5-3	废润滑油	14	焚烧	14	0	润滑油	矿物油	HW08 900-217-08	间断	液态	易燃性	
FDPE 装置	L5.3.6-1	淤浆系统密封罐（BMC 双峰催化剂密封罐/Z-N 淤浆系统密封罐）	4	焚烧	4	0	烷基合物矿物油	矿物油	HW08 900-249-08	间断	液态	易燃性	
FDPE 装置	L5.3.6-2	三乙基铝密封罐废油	3	焚烧	3	0	含烷基化合物矿物油	三乙基铝/矿物油	HW13 265-103-13	1 次/1a	液态	易燃性	
FDPE 装置	L5.3.6-3	压缩机润滑油	3	焚烧	3	0	矿物油	矿物油	HW13 265-103-13	间断	液态	易燃性	
FDPE 装置	L5.3.6-4	泵密封液（BMC 双峰催化剂密封液/Z-N 淤浆系统密封液）	0.02	焚烧	0.02	0	白油	矿物油	HW08 900-249-08	间断	液态	易燃性	
FDPE 装置	L5.3.6-5	挤压机、齿轮泵变速箱润滑油	3	焚烧	3	0	聚酯、聚丙烯、添加剂	矿物油	HW08 900-217-08	间断	液态	易燃性	
PP 装置	L5.3.8-1	催化剂进料系统废油	3.5	焚烧	3.5	0	废矿物油、失活后的烷基铝等	矿物油/烷基铝	HW08 900-249-08	间断	液态	易燃性	
PP 装置	L5.3.8-2	挤压造粒机低聚物残液	1	焚烧	1	0	低聚物残液	低聚物	HW08 900-249-08	间断	液态	易燃性	
污水处理场	S5.4.5-6	生化污泥	5450	焚烧	5450	0	悬浮物，有机物（含水率 30%）	污泥	HW08 251-003-08	间断	固态	毒性	
污水处理场	S5.4.5-3	高含盐污水处理灰渣	1645	焚烧	1645	0	有机物，废碳（ 含水率 30%）	污泥/灰渣	HW49 900-046-49	间断	固态	毒性	
炼油区储运系统油泥	S5.4.6-2	油气回收废活性炭	5	焚烧	5	0	活性炭	有机吸附物	HW49 900-039-49	1 次 1 年	固态	毒性	

危险废物（填埋）													
延迟焦化装置	S5.2.3-1	废碱--废精脱剂、COS 水解剂、分子筛	53.3	填埋	53.3	0	Al_2O_3、活性组分	碱及有机吸附物	HW08 251-012-08	1 次/3 年	固态	毒性/腐蚀性	园区危险废物填埋场
延迟焦化装置	S5.2.3-2	废碱--废精脱剂、COS 水解剂、分子筛	53.3	填埋	53.3	0	Al_2O_3、活性组分	碱及有机吸附物	HW08 251-012-08	1 次/1 年	固态	毒性/腐蚀性	园区危险废物填埋场
蜡油加氢处理装置	S5.2.4-1	废催化剂	682.4	暂填埋	682.4	0	Al_2O_3、Ni-Mo	Ni	HW50 251-016-50	1 次/5 年	固态	毒性	园区危险废物填埋场*
蜡油加氢处理装置	S5.2.4-2	废保护剂	93.8	暂填埋	93.8	0	硫化钼、硫化镍	硫化镍	HW08 251-012-08	1 次/3 年	固态	毒性	
蜡油加氢处理装置	S5.2.4-3	废瓷球	54	填埋	54	0	Al_2O_3、SiO_2、污油	有机吸附物	HW50 251-012-08	1 次/3 年	固态	毒性	园区危险废物填埋场
加氢裂化装置	S5.2.5-1	废裂化催化剂	174.7	填埋	174.7	0	W、Ni、硫化物	有机吸附物	HW50 251-018-50	1 次/6 年	固态	毒性	
加氢裂化装置	S5.2.5-2	废保护剂	3.2	填埋	3.2	0	硫化钼、硫化镍	硫化镍及有机吸附物	HW08 251-012-08	1 次/3 年	固态	毒性	
加氢裂化装置	S5.2.5-3	废瓷球	36	填埋	36	0	Al_2O_3、SiO_2、污油	有机吸附物	HW08 251-012-08	1 次/6 年	固态	毒性	
加氢裂化装置	S5.2.5-4	废脱硫剂	198	填埋	198	0	复合金属氧化物	吸附物	HW08 251-012-08	1 次/1 年	固态	毒性	
催化裂化装置	S5.2.6-1	再生器废催化剂	2787	填埋	2787	0	Al_2O_3、Fe_2O_3、Na_2O、及少量 Ni、V	Ni 及有机吸附物	HW50 251-017-50	间断	固态	毒性	
催化裂化装置	S5.2.6-3	废渣	386.4	填埋	386.4	0	废催化剂（Al_2O_3、Ni、V）及含盐废水	Ni	HW50 772-007-50	间断	固态	毒性	
催化裂化装置	S5.2.6-4	废脱硝催化剂	26.3	暂填埋	26.3	0	TiO_2、V_2O_3、WO_3	氧化钨及吸附物	HW50 772-007-50	间断	固态	毒性	园区危险废物填埋场*
烷基化及废酸再生装置	S5.2.8-1	废加氢催化剂	4.4	暂填埋	4.4	0	Al_2O_3、钯	有机吸附物	HW50 261-016-50	1 次/6 年	固态	毒性	
烷基化装置	S5.2.8-2	废保护剂	0.8	填埋	0.8	0	Al_2O_3	有机吸附物	HW49 900-041-49	1 次/6 年	固态	毒性	园区危险废物填埋场
柴油裂化 I	S5.2.9-1	废保护剂	5.5	暂填埋	5.5	0	MoO_3、WO_3、NiO	Ni 及吸附物	HW46 900-037-46	1 次/3 年	固态	毒性	园区危险废物填埋场*
柴油裂化 I	S5.2.9-2	废精制催化剂	75.3	暂填埋	75.3	0	MoO_3、WO_3、NiO	Ni 及有机吸附物	HW50 251-016-50	1 次/6 年	固态	毒性	
柴油裂化 I	S5.2.9-3	废惰性支撑剂	5.5	填埋	5.5	0	MoO_3、WO_3、NiO	有机吸附物	HW08 251-012-08	1 次/6 年	固态	毒性	园区危险废物填埋场
柴油裂化 I	S5.2.9-4	废脱硫剂	110	填埋	110	0	ZnO	吸附物	HW06 900-406-06	1 次/1 年	固态	毒性	
柴油裂化 II	S5.2.10-1	废保护剂	3.66	暂填埋	3.66	0	MoO_3、WO_3、NiO	Ni 及有机吸附物	HW46 900-037-46	1 次/3 年	固态	毒性	园区危险废物填埋场*
柴油裂化 II	S5.2.10-2	废精制催化剂	65	暂填埋	65	0	MoO_3、WO_3、NiO	Ni 及有机吸附	HW50	1 次/6 年	固态	毒性	

								物	251-016-50				
柴油裂化 II	S5.2.10-3	废惰性支撑剂	25.7	填埋	25.7	0	Al_2O_3、SiO_2 、污油	有机吸附物	HW08 251-012-08	1 次/3 年	固态	毒性	园区危险废物填埋场
柴油裂化 II	S5.2.10-4	废脱硫剂	250	填埋	250	0	ZnO	吸附物	HW06 900-406-06	1 次/1 年	固态	毒性	
航煤加氢改质装置	S5.2.11-1	废加氢催化剂	22.8	暂填埋	22.8	0	Al_2O_3、MoO_3、P_2O_5、NiO	Ni 及有机吸附物	HW50 251-016-50	1 次/6 年	固态	毒性	园区危险废物填埋场*
航煤加氢改质装置	S5.2.11-2	废瓷球	4	填埋	4	0	Al_2O_3、SiO_2	有机吸附物	HW49 900-041-49	1 次/6 年	固态	毒性	园区危险废物填埋场
航煤加氢改质装置	S5.2.11-3	废脱硫剂	5	暂填埋	5	0	Fe_2O_3、ZnO	有机吸附物	HW06 900-406-06	1 次/1 年	固态	毒性	园区危险废物填埋场*
石脑油加氢	S5.2.13-1	废石脑油加氢催化剂	10.5	暂填埋	10.5	0	MoO_3、WO_3、Ni、Al_2O_3	Ni 及有机吸附物	HW50 261-165-50	1 次/4 年	固态	毒性	
石脑油加氢	S5.2.13-2	废石脑油加氢催化剂保护剂	0.15	填埋	0.15	0	MoO_3、WO_3、Ni、Al_2O_3	Ni 及有机吸附物	HW46 900-037-46	1 次/4 年	固态	毒性	园区危险废物填埋场
石脑油加氢	S5.2.13-3	废石脑油加氢催化剂保护剂	0.48	填埋	0.48	0	MoO_3、WO_3、Ni、Al_2O_3	Ni 及有机吸附物	HW 46 900-037-46	1 次/4 年	固态	毒性	
石脑油加氢	S5.2.13-4	废瓷球	11.25	填埋	11.25	0	Al_2O_3、SiO_2、污油	有机吸附物	HW49 900-041-49	1 次/4 年	固态	毒性	
焦化石脑油加氢	S5.2.14-1	废催化剂	14	填埋	14	0	WO_3、MoO_3、NiO	Ni 及有机吸附物	HW50 261-165-50	1 次/6 年	固态	毒性	
焦化石脑油加氢	S5.2.14-2	废保护剂	2	填埋	2	0	WO_3、MoO_3、NiO	Ni 及有机吸附物	HW46 900-037-46	1 次/3 年	固态	毒性	
焦化石脑油加氢	S5.2.14-3	废脱硅剂	10	填埋	10	0	Al_2O_3、SiO_2	有机吸附物	HW50 251-016-50	1 次/3 年	固态	毒性	
连续重整装置	S5.2.15-1	废重整催化剂	54	暂填埋	54	0	Al_2O_3、Pt、污油	有机吸附物	HW50 251-016-50	1 次/10 年	固态	毒性	园区危险废物填埋场*
连续重整装置	S5.2.15-2	废氢气脱氯剂	300	填埋	300	0	活性碳、氧化铜	吸附物	HW50 251-016-50	1 次/1 年	固态	毒性	园区危险废物填埋场
连续重整装置	S5.2.15-3	废脱戊烷塔进料脱氯吸附剂	420	填埋	420	0	氧化钙、氧化锌	吸附物	HW45 261-080-45	1 次/1 年	固态	毒性	
连续重整装置	S5.2.15-4	废瓷球	33.8	填埋	33.8	0	$A1_2O_3$	有机吸附物	HW49 900-041-49	1 次/4 年	固态	毒性	
催化汽油加氢	S5.2.16-1	废保护剂	4.95	填埋	4.95	0	Mo/Ni 硫化物、油、碳、Al_2O_3	Ni 及有机吸附物	HW50 251-016-50	1 次/4 年	固态	毒性	
催化汽油加氢	S5.2.16-2	废预加氢催化剂	19.55	填埋	19.55	0	Mo/Ni 硫化物、油、碳、Al_2O_3	Ni 及有机吸附物	HW50 251-016-50	1 次/8 年	固态	毒性	
催化汽油加氢	S5.2.16-3	废加氢脱硫催化剂	5.3	填埋	5.3	0	Co/Mo 硫化物、油、碳、Al_2O_3	有机吸附物	HW50 251-016-50	1 次/8 年	固态	毒性	
催化汽油加氢	S5.2.16-4	废加氢后处理催化剂	3.2	填埋	3.2	0	Ni 硫化物、油、碳、Al_2O_3	Ni 及有机吸附	HW50	1 次/8 年	固态	毒性	

								物	251-016-50				
催化汽油加氢	S5.2.16-5	废瓷球	20.9	填埋	20.9	0	Al_2O_3	有机吸附物	HW49 900-041-49	1 次/4 年	固态	毒性	
氢气回收单元	S5.2.17-1	系列Ⅰ废吸附剂	30.4	填埋	30.4	0	Al_2O_3、$mSiO_2 \cdot nH_2O$、C 成分	可能含有金属吸附物	暂按危废管理	5 年 1 次	固态	毒性	
氢气回收单元	S5.2.17-2	系列Ⅰ废吸附剂	43.3	填埋	43.3	0	Al_2O_3、$mSiO_2 \cdot nH_2O$ C 成分、Na2O* Al_2O_3* (2.5-3.0) SiO_2、0.75CaO*0.25Na_2O* Al_2O_3* 2SiO_2	可能含有金属吸附物	暂按危废管理	20 年 1 次	固态	毒性	
氢气回收单元	S5.2.17-3	系列Ⅱ废吸附剂	32	填埋	32	0	Al_2O_3、$mSiO_2 \cdot nH_2O$、C 成分	可能含有金属吸附物	暂按危废管理	5 年 1 次	固态	毒性	
氢气回收单元	S5.2.17-4	系列Ⅱ废吸附剂	53.5	填埋	53.5	0	Al_2O_3、$mSiO_2 \cdot nH_2O$ C 成分、Na2O* Al_2O_3 * (2.5-3.0) SiO_2、0.75CaO*0.25Na_2O* Al_2O_3* 2SiO_2	可能含有金属吸附物	暂按危废管理	20 年 1 次	固态	毒性	
氢气深度回收单元	S5.2.18-1	废吸附剂	30	填埋	30	0	活性炭、Al_2O_3、分子筛	可能含有金属吸附物	暂按危废管理	1 次/15 年	固态	毒性	
硫磺回收联合装置	S5.2.19-1	硫磺回收装置Ⅰ-III 废硫磺回收催化剂	125.36	填埋	125.36	0	Al_2O_3、TiO_2、硫化物	吸附物	HW08 251-012-08	1 次/5 年	固态	毒性	
硫磺回收联合装置	S5.2.19-2	硫磺回收装置Ⅰ系-III 废瓷球	12	填埋	12	0	Al_2O_3	吸附物	HW49 900-041-49	1 次/5 年	固态	毒性	
硫磺回收联合装置	S5.2.19-3	硫磺回收装置 V 废硫磺回收催化剂	10.6	填埋	10.6	0	Al_2O_3、TiO_2、硫化物	吸附物	HW08 251-012-08	1 次/5 年	固态	毒性	
硫磺回收联合装置	S5.2.19-4	硫磺回收装置 V 系废瓷球	0.92	填埋	0.92	0	Al_2O_3	吸附物	HW49 900-041-49	1 次/5 年	固态	毒性	
干气分离装置	S5.2.20-1	废脱氧催化剂	1	填埋	1	0	Al_2O_3	吸附物	HW49 900-041-49	1 次/4 年	固态	毒性	
芳烃联合装置	S5.2.21-1	废异构化催化剂	11.4	暂填埋	11.4	0	Al_2O_3、铼、沸石分子筛	有机吸附物	HW50 251-016-50	1 次/4 年	固态	毒性	园区危险废物填埋场*
芳烃联合装置	S5.2.21-2	废歧化催化剂	20	暂填埋	20	0	沸石分子筛	有机吸附物	HW50 261-158-50	1 次/8 年	固态	毒性	
芳烃联合装置	S5.2.21-3	废吸附剂	195	填埋	195	0	钡或钾钡交换的 X 型或 Y 型分子筛	有机吸附物	HW06 900-406-06	1 次/10 年	固态	毒性	园区危险废物填埋场
芳烃联合装置	S5.2.21-4	废脱烯烃催化剂	41.5	填埋	41.5	0	沸石分子筛	有机吸附物	HW50 251-016-50	1 次/4 年	固态	毒性	
芳烃联合装置	S5.2.21-6	废瓷球	54.6	填埋	54.6	0	偏硅酸盐	有机吸附物	HW49 900-041-49	1 次/5 年	固态	毒性	
芳烃联合装置	S5.2.21-7	废活性白土	1200	填埋	1200	0	分子筛、氧化铝	有机吸附物	HW06 900-406-06	1 次/1 年	固态	毒性	
石油焦制氢装置	S5.2.22-3	变换炉废催化剂	83	暂填埋	83	0	MoS、CoS	有机吸附物	HW50 261-167-50	1 次/4-5 年	固态	毒性	园区危险废物填埋

石油焦制氢装置	S5.2.22-4	粗合成气过滤器废保护剂	18.09	暂填埋	18.09	0	镁铝尖晶石	有机吸附物	HW50 261-167-50	1 次/4-5 年	固态	毒性	场*
石油焦制氢装置	S5.2.22-5	变换炉+粗合成气过滤器废瓷球	19.73	填埋	19.73	0	Al_2O_3、SiO_2 等	有机吸附物	HW49 900-041-49	1 次/4-5 年	固态	毒性	园区危险废物填埋场
石油焦制氢装置	S5.2.22-7	废吸附剂	56.4	填埋	56.4	0	吸附剂	有机吸附物	HW49 900-041-49	1 次/20 年	固态	毒性	
乙烯装置	S5.3.1-1	干燥剂	141.6	填埋	141.6	0	碱金属硅铝酸盐，含吸附的烃类	有机吸附物	HW06 900-406-06	1 次/5 年	固态	毒性	
乙烯装置	S5.3.1-2	废碳二加氢反应催化剂	21.1	暂填埋	21.1	0	钯系催化剂，含吸附的烃类	有机吸附物	HW50 251-016-50	1 次/5 年	固态	毒性	园区危险废物填埋场*
乙烯装置	S5.3.1-3	废碳三加氢反应催化剂	4	暂填埋	4	0	钯系催化剂，含吸附的烃类	有机吸附物	HW50 251-016-50	1 次/4 年	固态	毒性	
乙烯装置	S5.3.1-4	甲烷化催化剂	4	暂填埋	4	0	镍系催化剂	Ni 及有机吸附物	HW50 261-167-50	1 次/5 年	固态	毒性	
乙烯装置	S5.3.1-5	脱砷脱汞催化剂	13.24	填埋	13.24	0	PbO 含量 20%，含可能吸附的 As	铅、吸附物	HW24 261-139-24	1 次/5 年	固态	毒性	园区危险废物填埋场
乙烯装置	S5.3.1-7	惰性瓷球	14.32	填埋	14.32	0	Al_2O_3、SiO_2 等	有机吸附物	HW49 900-041-49	1 次/5 年	固态	毒性	
乙烯装置	S5.3.1-7	废烟气脱硝催化剂	37	暂填埋	37	0	含 TiO、V_2O_5	有机吸附物	HW50 772-007-50	1 次/3 年	固态	毒性	园区危险废物填埋场*
裂解汽油加氢	S5.3.2-1	废一段加氢催化剂	11.55	暂填埋	11.55	0	Pd、Al_2O_3	有机吸附物	HW50 251-016-50	1 次/4 年	固态	毒性	
裂解汽油加氢	S5.3.2-2	废二段加氢催化剂	4.5	暂填埋	4.5	0	Co-Mo-Ni、Al_2O_3	Ni 化合物	HW50 251-016-50	1 次/4 年	固态	毒性	
裂解汽油加氢	S5.3.2-4	废瓷球	2.5	填埋	2.5	0	Al_2O_3、油、碳	有机吸附物	HW49 900-041-49	1 次/4 年	固态	毒性	园区危险废物填埋场
丁二烯抽提	S5.3.3-1	丁二烯聚合物	0.46	填埋	0.46	0	丁二烯聚合物	低聚物	HW13 265-101-13	1 次/6 年	固态	毒性	
丁二烯抽提	S5.3.3-2	废瓷球	2	暂填埋	2	0	Pd、Al_2O_3	有机吸附物	HW50 251-016-50	1 次/2 年	固态	毒性	园区危险废物填埋场*
MTBE/丁烯-1 装置	S5.3.4-1	醚化反应器废催化剂（含甲醇净化器、预反应器用）	10	填埋	10	0	离子交换树脂	有机吸附物	HW50 261-170-50	1 次/3 年	固态	毒性	园区危险废物填埋场
MTBE/丁烯-1 装置	S5.3.4-2	反应精馏塔废催化剂	10	填埋	10	0	离子交换树脂	有机吸附物	HW50 261-170-50	1 次/4 年	固态	毒性	
MTBE/丁烯-1 装置	S5.3.4-3	萃取水废吸附剂	0.5	填埋	0.5	0	离子交换树脂	有机吸附物	HW50 261-170-50	1 次/3 年	固态	毒性	
MTBE/丁烯-1 装置	S5.3.4-4	废分子筛干燥剂	2	填埋	2	0	分子筛干燥剂	有机吸附物	HW50 261-170-50	1 次/2 年	固态	毒性	
HDPE 装置	S5.3.5-1	吸附塔废吸附剂	17.6	填埋	17.6	0	含可能吸附的已烷	有机吸附物	HW06 900-406-06	1 次/3 年	固态	毒性	
HDPE 装置	S5.3.5-2	吸附塔废瓷球	2.4	填埋	2.4	0	Al_2O_3、SiO_2 等	有机吸附物		1 次/3 年	固态	毒性	

									暂按危废管理				
FDPE 装置	S5.3.6-1	精制床废瓷球	4	填埋	4	0	瓷球		暂按危废管理	1 次/5 年	固态	毒性	
FDPE 装置	S5.3.6-2	精制床废吸附剂	45.4	填埋	45.4	0	吸附剂/精制催化剂	有机吸附物	HW13 265-103-13	1 次/5 年	固态	毒性	
FDPE 装置	S5.3.6-3	过滤器介质	0.1	填埋	0.1	0	聚酯、聚丙烯	有机吸附物	HW13 265-103-13	1 次/1 年	固态	毒性	
苯乙烯装置	S5.3.7-1	乙烯处理器废吸附剂	9.25	填埋	9.25	0	活性 Al_2O_3	有机吸附物	HW49 900-041-49	1 次/4 年	固态	毒性	
苯乙烯装置	S5.3.7-2	苯乙烯反应器脱氢催化剂	133.5	填埋	133.5	0	氧化铁、碳沉积物	有机吸附物	HW50 261-157-50	1 次/4 年	固态	毒性	
苯乙烯装置	S5.3.7-3	工艺凝液过滤器介质	1	填埋	1	0	活性炭，含少量芳烃	有机吸附物	HW49 900-039-49	1 次/15 年	固态	毒性	
苯乙烯装置	S5.3.7-4	乙苯反应器和处理器床层支撑料	2.2	填埋	2.2	0	α -氧化铝球：99% SiO2：0.2%	有机吸附物	HW49 900-041-49	1 次/20 年	固态	毒性	
苯乙烯装置	S5.3.7-5	乙苯保护反应器催化剂	0.38	暂填埋	0.38	0	分子筛	有机吸附物	HW50 261-157-50	1 次/4 年	固态	毒性	园区危险废物填埋场*
苯乙烯装置	S5.3.7-6	乙苯烷基反应器催化剂	0.14	暂填埋	0.14	0	分子筛	有机吸附物	HW50 261-158-50	1 次/12 年	固态	毒性	
苯乙烯装置	S5.3.7-7	乙苯转移烷基反应器催化剂	0.28	暂填埋	0.28	0	分子筛	有机吸附物	HW50 261-158-50	1 次/8 年	固态	毒性	
苯乙烯装置	S5.3.7-8	苯处理器	21.5	填埋	21.5	0	白土	有机吸附物	HW49 900-041-49	1 次/2 年	固态	毒性	园区危险废物填埋场
PP 装置	S5.3.8-1	废分子筛	30	填埋	30	0	硅铝酸盐、活性氧化铝	有机吸附物	暂按危废管理	1 次/3 年	固态	毒性	
PP 装置	S5.3.8-2	过滤器滤芯	2	填埋	2	0	聚丙烯树脂	有机吸附物	HW13 265-103-13	1 次/2 年	固态	毒性	
PP 装置	S5.3.8-3	原料预精制（脱氧、脱 CO、脱砷等）废精制剂	40	暂填埋	40	0	铜系精制剂	吸附物	HW50 261-155-50	1 次/3 年	固态	毒性	园区危险废物填埋场*
PP 装置	S5.3.8-4	丙烯脱硫塔废脱硫剂	40	暂填埋	40	0	ZnS	有机吸附物	HW50 261-155-50	1 次/3 年	固态	毒性	
PP 装置	S5.3.8-5	丙烯脱 MAP 塔废脱 MAP 剂	4	暂填埋	4	0	钯系精制剂	有机吸附物	HW50 261-155-50	1 次/3 年	固态	毒性	
全厂焚烧系统	S5.4.5-1	焚烧炉灰渣	3000	填埋	3000	0	重金属等	重金属	HW18 772-003-18	连续	固态	毒性	园区危险废物填埋场
污水处理场	S5.4.5-6	化学污泥	24090	填埋	24090	0	碳酸钙，氢氧化钙（含水 99%）	污泥	HW08 251-003-08	间断	固液混合	毒性	
动力中心锅炉	S5.4.5-4	废脱硝催化剂	90	暂填埋	90	0	TiO_2、V_2O_5、WO_3	氧化钨及吸附物	HW50 251-016-50	1 次/3 年	固态	毒性	园区危险废物填埋场*

厂内及原油码头罐区	S5.5.2-1	罐底油泥	603	填埋	603	0	罐底油泥	烃类	HW08 251-001-08	1 次/6 年	固液混合	毒性	园区危险废物填埋场
石油焦制氢装置	S5.2.22-8	耐火砖	675	填埋	675	0	Cr_2O_3、ZrO_2、SiO_2、Fe_2O_3、Al_2O_3	重金属	HW49 900-041-49	1 次/2 年	固态	毒性	
一般工业固废													
石油焦制氢装置	S5.2.22-1	渣池粗渣	227548	综合利用	227548	0	V_2O_5、Al_2O_3、NiO、K_2O 等	-	一般固废 ★	连续	固态	-	园区一般工业固废处理项目
石油焦制氢装置	S5.2.22-2	细渣	247456	综合利用	247456	0	V_2O_5、Al_2O_3、NiO、K_2O 等	-		连续	固态	-	
石油焦制氢装置	S5.2.22-6	灰浆压滤机滤饼	1672	综合利用	1672	0	滤渣	-		连续	固态	-	
FDPE 装置	S5.3.6-4	添加剂进料器	5	综合利用	5	0	添加剂	-	一般固废	1 次/1 年	固态	-	
净水厂	S5.4.5-1	污泥	17520	综合利用	17520	0	75%水、无机污泥、悬浮物	-	一般固废	间断	固液混合	-	
空分装置	S5.4-8	干燥剂	12.6	综合利用	12.6	0	干燥剂		一般固废	1 次/15 年	固态	-	
空分装置	S5.4-9	分子筛	22.3	综合利用	22.3	0	分子筛		一般固废	1 次/15 年	固态	-	
生活垃圾													
生活垃圾		生活垃圾	613.2	-	613.2	0	生活垃圾		生活垃圾	间断			环卫部门负责处理
总计	项目产生固体废物总产生量为 55.40 万 t/a。一般工业固体废物产生量为 49.42 万 t/a。危险废物产生量为 5.92 万 t/a。生活垃圾 613.2t/a。												

*：该类危险废物含有贵金属，环评阶段暂按送园区危险废物填埋场进行填埋处置，待项目投产后可委托有资质单位进行综合利用回收其中的贵金属。

★：待本项目投产后，对石油焦制氢装置产生的粗渣和细渣进行鉴定，确定其属性，若为危险废物应按相应的法律法规进行处置。

12.2 固体废物处置方案

根据固体废物污染环境的防治原则，根据所产生的固体废物的不同性质，首先考虑综合利用，其次采用厂界内焚烧，最后外委处理处置。本项目固体废物处置方案见表 12.1-1。

12.3 固体废物环境影响分析

12.3.1 贮存设施

⑴危险废物暂存设施

①暂存设施简述

本项目设置危险废物暂存库，占地 2500m^2，用于各装置排放的废催化剂、废脱硫剂等危险固体废物在填埋、焚烧或其他方法处置前的临时存放。危废临时贮存间的混凝土基础做防渗处理，防渗层采用 2mm 厚的防渗材料，保证渗透系数≤10^{-10}cm/s，并采用环氧树脂做防腐防渗处理。危废的贮存场所设置明显标志；贮存场所内禁止混放不相容危险废物。

②暂存设施环境影响简析

本项目危险废物临时暂存库设置在厂区东南侧，毗邻固废焚烧系统区域，厂区占地为工业用地。本地区地质结构稳定，地震烈度不超过 7 度，设施底部高于地下水最高水位，边界位于居民区 800 米以外，在易燃易爆等危险品仓库、高压输电线路防护区域以外，且位于居民中心区常年最大风频的下风向，符合《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及修改单对选址的要求。

临时暂存库的设计参照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及修改单的要求进行，暂存库污染防治分区按重点污染区域考虑，地面进行耐腐和硬化处理，暂存库内所有设备考虑防爆设置，并按《环境保护图形标志-固体废物贮存（处置）场》GB15562.2 的规定设置警示标志。

确定性质稳定（不挥发易燃、易爆，无有毒有害气体，不自燃，否则按易燃易爆危险品贮存）的危险废物，送入该贮存库贮存，在常温常压下，不水解、不挥发的固体危险废物可在贮存设施内分别堆放，达到一定数量后送厂内进行处理或通知有相应资质的单位按规定路线运往危险填埋场填埋处置。

危险废物暂存库分为废气逸散区和非逸散区，废气逸散区约 800m^2，非逸散区 1700m^2，废气逸散区高度为 5m，按 6 次/h 换气次数考虑，同时考虑部分裕

量，废气逸散区产生的废气约为 30000m³/h，经过管道收集后输送至污水处理场除臭系统进行处理，处理后废气达到《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）、《石油化学工业污染物排放标准》（GB31571-2015）和《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中的要求。

危废暂存库设围堰，收集在消防事故发生过程中产生的泄漏物料、污染消防水等。库内清理出来的泄漏物，一律按危险废物处理。渗滤液等设置收集设施，用泵抽提至危险废物包装桶中，送入厂内固废焚烧系统处理。

③环境管理

本项目危险废物贮存流程为危险废物入库前确认、卸车入库、暂存、转运等工序。

1) 入库前确认

危险废物运输至本贮存库，入库前应进行检验，确保同预定接收的危险废物一致（在常温常压下易爆、易燃及排出有毒气体的危险废物必须进行预处理，使之稳定后储存，否则按易燃易爆危险品贮存）。

2) 卸车入库

经确认符合贮存要求的危险废物，经运输车辆直接送至装卸区，进行卸车；再由车间内专用叉车运输至相应的贮存区，各危险废物分区储存。

3) 登记注册

危险废物入库后，必须及时按照要求进行登记注册，按照危险废物来源、类别、数量、特性、入场时间等信息进行详细记录，同时在入库暂存位置放置信息明确的记录牌或记录表。危险废物的记录和货单在危险废物回收后继续保留三年。

4) 临时贮存

经确认符合贮存要求的危险废物，经运输车辆直接送至装卸区，进行卸车；需要包装的由车间进行相应包装，无需包装的直接由车间专用叉车运输至相应的贮存区，各危险废物分区贮存，入库与转运出库的包装方式不变，固态危险废物仍以袋装暂存，液态和半固态危险废物仍以桶装保存，不拆包装、不倒罐。在库房内可能进行合并包装，将多个小包装至于大包装中，以便于贮存或运输的需要，但均不拆包、不倒罐。

危险废物按要求在库房内暂存，暂存时间不得超过 2 个月。

综上所述，本项目危险废物暂存设施可靠，贮存环节对环境产生影响较小。

12.3.2 综合利用

12.3.2.1 危险废物

本项目在生产过程中定期更换一定量的废催化剂，该类危险废物含有贵金属，环评阶段暂按送揭阳大南海石化工业区危险废物填埋场进行填埋处置，待项目投产后可委托有资质单位进行综合利用回收其中的金属。

废催化剂在卸出之前均需经充分吹扫，以除去附着在上面的物料。并在转运过程中严格按照危险废物相关规定执行。该类废催化剂共计 1747.4t/a。

12.3.2.2 一般工业固体废物

⑴ 可综合利用的一般固废

本项目产生的一般固体废物包括石油焦制氢装置产生的气化粗渣和细渣（滤饼）、FDPE 装置废添加剂进料器、空分装置废分子筛和干燥剂等，详见表 12.1-1，依托揭阳大南海石化工业区一般工业固废处理项目综合利用。

⑵综合利用方式

根据揭阳市人民政府 8 月 27 日发布的《揭阳市人民政府办公室关于印发揭阳大南海石化工业区一般工业固废、危废焚烧、危废填埋项目工作实施方案的通知》（揭府办明电[2018]66 号），工业区将建设一般工业固废处理项目，预计 2020 年底完成建设，竣工验收。

根据《揭阳大南海石化工业区一般工业固废处理一期项目环境影响报告书》，“该项目分两期进行建设，一期主要针对中委广东石化 2000 万吨/年重油加工工程项目产生的一般工业固废进行集中处置，综合利用；二期针对整个园区的一般工业固废进行集中处置，综合利用。该项目计划 2020 年投产，本项目计划与该项目一同投产。进度计划为：计划 2018 年 12 月正式动工，至 2020 年 3 月完成一期建筑工程，于 2020 年 6 月完成设备调试安装正式投产；建筑施工工期按 30 个月计。”

揭阳大南海石化工业区一般工业固废处理一期项目位于园区西南角的环保设施用地区域，占地面积 118404 m^2，可处理本项目产生的石油焦制氢装置各类灰渣、各类型吸附剂、硅铝酸盐、活性氧化铝以及净水厂污泥等（压滤后）。该项目分为钒综合回收系统和混凝土制品系统。工艺路线为石油焦制氢装置灰渣经“焙烧脱碳-酸浸-萃取-煅烧”综合回收钒、铝、镍资源，回收钒过程中副产硫酸

铝、硫酸铵；回收钒、铝后的浸出渣和中和渣与其余一般固废综合用于制砖。项目由一条五氧化二钒生产线、一条透水砖生产线、一条路缘石生产线和一条蒸汽混凝土砌块生产线以及配套储运、公用及环保设施组成。

该项目工程组成见表 12.3-1

表 12.3-1　　一般固废处置项目工程组成

	工程组成		工程内容	备注
主体工程	钒综合回收系统	灰渣脱碳车间	设回转窑 1 台，规格为 Φ4000×50000，年处理 POX 装置灰渣量（湿基）524884t/a	
		中和——还原净化车间	设 7 台浸出槽，3 台洗渣浆化槽，3 台中和-还原槽。用于焙烧灰渣硫酸浸出，浸出渣 3 级洗涤浆化，浸出液中和还原。	
		萃取车间	2 套萃取槽，2 套反萃取槽，1 台再生三相分离槽。用于浸出液萃取与反萃取，有机相再生。	
		沉钒干燥、煅烧车间	3 台搪瓷反应釜，1 台煅烧窑（Φ1200×25000）。用于反萃液沉钒和红钒煅烧生成五氧化二钒产品。	
	混凝土制品系统	生态透水砖生产线	设生态透水砖生产线 1 条，包括配料、搅拌、压制成型、养护、打包、码垛等生产工序。	石灰破碎生产线和废瓷球、分子筛、催化剂、吸附剂破碎生产线在室内料场内建设
		路缘石生产线	设路缘石生产线 1 条，包括配料、搅拌、压制成型、养护、码垛等生产工序。	
		加气混凝土砌块生产线	设加气混凝土砌块生产线 1 条，配料、搅拌、浇注、静停养护和液压成型切割、蒸压养护、掰分、打包、码垛。	
		石灰破碎生产线	包括破碎、干球磨、密闭料仓贮存、气力输送设施至筒仓等；	
		废瓷球、分子筛、催化剂、吸附剂破碎生产线	包括破碎、贮存（料仓）等工序	
公辅工程	钒综合回收系统	POX 灰渣储存区	分为原料库一和原料库二，占地面积 2592m^2。 原料库为钢屋架结构形式，三面挡墙，最大储存量为 26000t 灰渣。地面防渗，设置收集池。	
		硫酸储罐	4 个 500m^3 硫酸储罐	
		氨水车间	6 个 30 m^3 液氨储罐，2 台氨水制备槽，用于稀释制备氨水。	
		双氧水储槽	2 个 350m^3 双氧水储槽	
		钒成品库房	钒成品库房一座，占地面积 216m^2；	
	混凝	室内料场	为三面封闭棚架式，占地面积 3900m^2；设料	

	土制品系统		仓，分别储存碎石、沙子以及破碎前石灰，破碎前后的废瓷球、分子筛、催化剂、吸附剂。	
		筒仓	每条生产线配备有 2 个筒仓，共 6 个；共用水泥仓 2 个、容量为 150t，破碎后的粉石灰仓 2 个、容量为 100t；	
		储罐区	每条生产线配备 80m^3 污泥储罐 2 个；	
		材料间	半封闭棚架式，占地面积 880 m^2	
		配料及输送系统	粉料采用气力泵输送；碎石、沙子等骨料采用装卸机上料；干料采用计量斗配料、全封闭式皮带输送；湿料（灰渣料浆和污泥、含水约 75%）则通过料浆泵计量输送至搅拌机	干料采用全封闭皮带输送、湿料则通过料浆泵输送至搅拌机
		产品检验实验室	原材料检查、产品承压检查	
环保工程	废气处理	钒综合回收系统	① 灰渣回转窑焙烧脱碳烟气采用布袋除尘+双碱法脱硫处理通过高 42m、内径 2.5m 排气筒排放； ②浸出中和工段酸雾废气采用酸雾吸收塔通过高 15m、内径 0.5m 排气筒排放； ③湿红钒煅烧含氨废气采用两级填料吸收塔通过高 30m、内径 0.8m 排气筒排放；	
		混凝土制品系统	①室内料场为半封闭结构、三面围挡并采取喷雾降尘措施； ②石灰等 2 条破碎生产线为全封闭系统，在室内料场设全封闭破碎间。整个过程均采用计算机监控，全程自动化操作。 在破碎机上方设集气罩并对整个破碎间设收尘系统，收集后的废气由引风机（风量 40000 m^3/h）引至布袋除尘（除尘效率 99%）处理后通过高 20m，直径 1.0m 的 1#排气筒排放。 ③每条混凝土制品生产线（共 3 条）配料系统、加料系统全封闭、加料斗上部粉尘由集气罩收集后与搅拌机收藏系统共一套 1 套收藏系统；通过引风机（风量为 6000m^3/h）引入脉冲反吹布袋除尘器中除尘后通过高 15m、内径 0.3m 排气筒排放； ④粉料筒仓（8 个）收尘顶部设置了脉冲反吹布袋除尘器；	
	废水处理	钒综合回收系统	设浓缩蒸发器 4 套，用于处理萃取工段的萃余液（3 套）和沉钒尾液（1 套）。 设 1 座初期雨水收集池，收集钒综合回收区内初期雨水。 设钒综合回收区废水综合处理站一座，处理灰渣沥滤液、地面卫生水、皂化废液和初期雨水，处理规模 100m^3/d。	
		混凝土制品系统	建设 3 座雨水沉淀池（串联、三级沉淀），场区内雨水经经沉淀处理后尽量回用，多余部分外排。	
	生活污水		通过隔油池和三级化粪池收集处理后进园区污水管网；	
	固废处理	钒综合回收系统	浸出渣、中和渣进入混凝土制品工序；含镍渣作为镍冶炼原料外售有资质单位；有机相再生皂化产生的草酸铁渣外售综合利用。	
		混凝土制品系统	废矿物油及废油桶建设符合规范的危险废物暂存间，暂存并交由有资质单位处理；	

⑶依托可行性分析

①固废处理量

本项目将产生石油焦制氢灰渣、净水厂污泥等一般固废共计 49.42 万吨/年。工业区一般固废处理项目可处理一般固废 55 万吨/年。

一般固废处理项目灰渣资源回收利用系统可处理灰渣（湿基）524884t/a，本项目年产石油焦制氢粗细渣、滤饼等共计 476677t/a；一般固废处理项目制砖系统处理固废规模为 22.68 万吨/年，本项目石油焦制氢装置灰渣经干化和提取重金属后的量约为 206173t/a，废 FDPE 装置添加剂进料器经处理后约为 5t/a，空分装置废干燥剂和分子筛等约 34.9t/a，净水厂污泥经一般固废处理项目干化后约为 4380t/a，总计 21.06 万吨/年。因此工业区一般固废处理项目可以满足本项目一般固废处置的要求。

②固废处置方式

Ⅰ石油焦制氢装置气化灰渣综合利用

A 综合利用方法

本项目石油焦制氢装置产生的 476677t/a 灰渣（包括气化粗渣和滤饼/细渣）中，含有 V_2O_5、Al_2O_3、NiO、K_2O 等有价金属氧化物，尤其镍（Ni）、钒（V）具有较高的经济价值。通过有效的提取手段，回收灰渣中的有价金属，实现灰渣的资源化利用。

B 综合利用可行性分析

a.灰渣量及组成

本项目石油焦制氢气化粗渣和细渣（滤饼）年产量为 476677t/a。其组成见表 12.3-2。

表 12.3-2 石油焦制氢灰渣成分

成分	含量		
	粗渣	细渣	混合灰渣
SiO_2	47%	45.5%	45.56%
Al_2O_3	20.78%	20.56%	20.18%
Fe_2O_3	11%	9%	10.12%
MgO	1.2%	1.4%	1.21%
CaO	11%	11.2%	11.04%
Na_2O	2%	2.2%	2.09%
K_2O	1.2%	1.8%	1.54%
TiO_2	0.95%	0.95%	0.93%

P_2O_5	0.15%	0.6%	0.35%
SO_3	0.75%	2.1%	1.35%
MnO_2	0.25%	0.22%	0.23%
NiO	0.6%	0.62%	0.59%
V_2O_5	3.36%	3.51%	3.43%
含碳量	13-23%	39%	

该灰渣可回收的有价元素为 V_2O_5、Al_2O_3、NiO、K_2O 等，NiO、V_2O_5 的价值最大。

b.固废性质判定

(a)理论推测

本项目石油焦制氢渣中含有 Ni 元素。石油焦制氢装置提供约 1400℃的灼烧环境，与采用熔融固化的方式处理危险废物所达到的温度相仿， Ni 等重金属经该温度处理后活性较小。

熔融固化多用于处理垃圾焚烧飞灰、电镀污泥等危废。经 1000℃以上的高温环境，危险废物中所含的二氧化硅形成[SiO_4]四面体结构的玻璃体，氧化铝和氧化镁形成玻璃体的网络中间体。重金属离子以网络外体或网络中间体的形式分布在玻璃体结构中，被包裹在[SiO_4]四面体中，得到固化。通常采用的较适宜固化温度在 1400℃以上。固化率除温度因素外，还与停留时间、危废（和添加剂）成分及含量有关。

根据广东工业大学刘敬勇等人的《城市污泥焚烧过程中重金属形态分布热力学平衡分析》提到：含镍量为 0.015%的污水处理场污泥，温度在 400-900K 时，Ni 以（NiO）（Fe_2O_3）晶体存在。当温度为 900-1600K 时，Ni 由晶体（NiO）（Fe_2O_3）转化为高熔点的熔融物。

华中科技大学周敏等人的《垃圾焚烧飞灰熔融固化技术》中提到：

Park 等针对韩国城市垃圾焚烧飞灰进行研究，由于飞灰中氯盐含量较高，故不宜采用烧结或化学处理技术，而改用熔融玻璃化的处理方式，并评估了焚烧飞灰熔渣的重金属溶出特性。当飞灰中 $Si0_2$ 的添加量为 5%(质量分数)时，在 1500℃停留 3 min，即可达到玻璃化状态，其重金属的溶出量为:Cd^{2+}＜0.04 mg/L , Cr (III) ＜0.02 mg/L , Pb^{2+}＜0.2 mg/L，研究结果表明，高温熔融技术可有效固化垃圾焚烧飞灰中的有毒重金属元素。在含铁环境下，飞灰玻璃体系变为 CaO-SiO_2-Al_2O_3-Fe_2O_3 的多元体系，这种体系的玻璃熔点较低。

本项目石油焦混合灰渣含 Fe_2O_3 为 10.12%。

中国光大集团博士后工作站的胡明、官臣等人所作《危废焚烧灰渣的等离子熔融特性研究》中提到：添加剂用量为 20%时（添加剂成份为二氧化硅、氧化铝、氧化锆和硼酸），熔融温度从 1250℃升高到 1450℃，重金属镍在熔渣中的固化率从 85.13%增加到 94.21%。（文章选用的灰渣含镍量为 0.08%。文章图表所示添加剂用量为 10%时，固化率也在 90%以上。见图 12.3-1。）

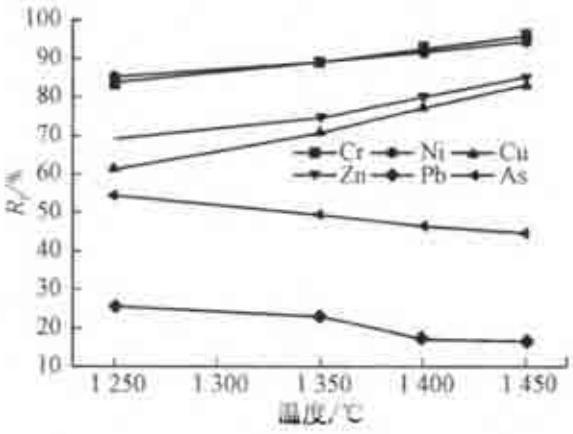


图7　温度对重金属固化率的影响

图 12.3-1 金属镍的固化率随温度变化图（引自《危废焚烧灰渣的等离子熔融特性研究》 图 7）

清华大学理润东等人在《成分对垃圾飞灰熔融过程重金属迁移的影响》中，取 Ni 含量为 0.0236%的垃圾焚烧炉飞灰，在 1460℃的环境下熔融处理 65 分钟，添加不同调整碱度的添加剂对重金属的迁移进行研究。结果表明，随着 SiO_2 含量的增加，Ni 的固化率“由原来 96%增加到 100%”。由其提供的图表（见图 12.3-2）可知，当 SiO_2 添加量达到质量分数 16%时，Ni 的固化率已经达到了 100%。本项目混合灰渣的 SiO_2 含量为 45.56%。

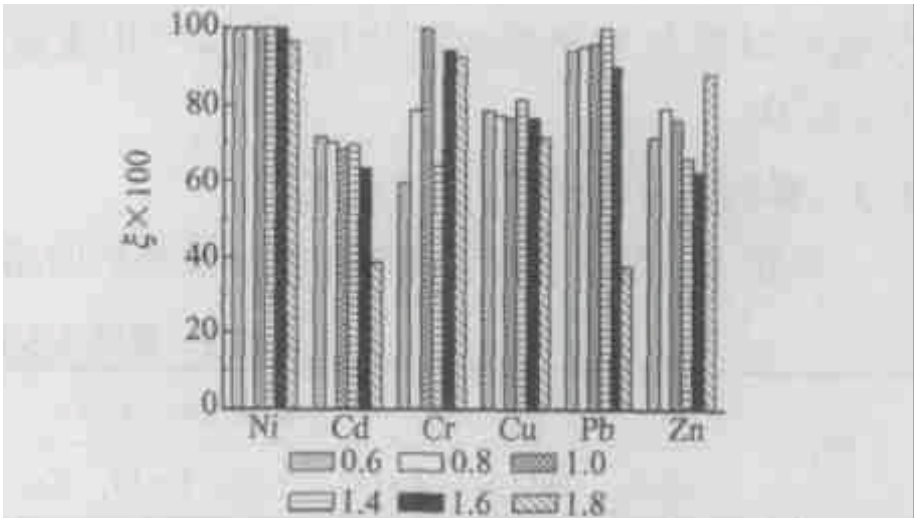


图 12.3-2 SiO_2 添加剂对熔融过程重金属固化的影响 （引自《成分对垃圾飞灰熔融过程重金属迁移的影响》 图 4）

本项目可提供约 1400℃高温灼烧环境，类比相似项目，石油焦和煤浆在炉内停留时间 2-3 分钟，该环境理论上可以有效降低毒性浸出试验时浸出液中镍的浓度。

（b）类比案例

由于本项目尚未建成，无实际灰渣进行毒性浸出试验，因此类比灰渣成分相似的项目进行分析。

湖南某项目 CFB 锅炉灰渣

湖南某电力公司以石煤为燃料进行 CFB 锅炉试烧试验，锅炉温度为 850-950℃。锅炉灰渣后经提取金属钒处理。锅炉灰渣及提取过金属钒后的浸出渣经湖南省有色金属研究院进行检测和浸出毒性鉴别。

石煤成分见表 12.3-3。炉渣化学成分分析见表 12.3-4。飞灰的化学成分分析见表 12.3-5。浸出渣(经过三次毒性浸出试验后的灰渣)化学成分分析见表 12.3-6。

表 12.3-3 石煤化学成分分析 （%）

V_2O_5	Si	Ca	Mg	Fe	Al	P	S	K	Ti
0.41	32.866	0.213	0.099	2.089	2.776	0.412	2.33	0.646	0.185
Na	Ni	Cu	Zn	As	Mo	Ba	O	C	U
0.099	0.05	0.07	0.08	0.01	0.01	2.48	37.33	17.83	0.006

表 12.3-4 渣化学成分分析 （%）

V2O5	Si	Ca	Mg	Fe	Al	P	S	K	Ti
0.50	39.39	0.28	0.12	1.88	3.04	0.43	0.40	0.77	0.16

Na	Ni	Cu	Zn	As	Mo	Ba	O	C	U
0.03	0.03	0.08	0.07	0.01	0.005	2.42	49.08	1.29	痕量

表 12.3-5　　飞灰化学成分分析　　（%）

V2O5	Si	Ca	Mg	Fe	Al	P	S	K	Ti
0.57	36.75	0.23	0.16	2.41	2.79	0.48	0.69	0.86	0.17
Na	Ni	Cu	Zn	As	Mo	Ba	O	C	U
0.04	0.03	0.06	0.096	0.02	0.02	2.72	49.03	1.80	0.009

表 12.3-6　　浸出渣化学成分分析　　（%）

O	Na	Mg	Al	Si	P	S	K	Se	Sr
51.4	0.15	0.07	1.34	41.85	0.03	0.86	0.4	0.002	0.02
Ba	Ti	V	Cr	Fe	Ni	Cu	Zn	Ca	Rb
2.71	0.13	0.15	0.03	1.15	0.03	0.03	0.04	0.21	0.01
Pb	Bi								
0.02	0.007								

根据该电力公司项目环评报告，底渣中 Ni 的毒性鉴别浸出浓度为 0.07-0.10mg/L，飞灰中 Ni 的毒性鉴别浸出浓度为 0.12-0.16mg/L，均远低于《危险废物鉴别标准　浸出毒性鉴别》浸出毒性鉴别标准值 5mg/L。

同时，由底渣、飞灰成分以及浸出渣成分分析可知道，底渣、飞灰、浸出渣中 Ni 的含量均为 0.03%（300mg/L）左右，毒性鉴别浸出试验中 Ni 的浓度低于灰渣中 Ni 的浓度。由此可推断，经过高温（循环流化床温度为 850℃-950℃）的物料，Ni 浸出量极低。

本项目石油焦制氢装置炉温达到 1400℃，高于上述 CFB 锅炉燃烧温度。推测 Ni 浸出量应同样较低。

气化炉灰渣

类比《浙江石油化工有限公司 4000 万吨/年炼化一体化项目环境影响报告书》、《中国石油化工股份有限公司茂名分公司油品质量升级改造工程环境影响报告书》、《盛虹炼化一体化项目环境影响报告书》中制氢装置的炉渣和滤饼属性，类比情况见表 12.3-7。

表 12.3-7　　制氢装置炉渣和滤饼中镍含量类比情况

项目名称	工艺技术	石油焦和煤的配比	炉渣和滤饼中镍含量	环评批复文号	灰渣属性

《浙江石油化工有限公司 4000 万吨/年炼化一体化项目环境影响报告书》一期工程煤焦制氢装置	GE 水煤（石油焦）浆加压气化	石油焦 27%，煤 73%	658mg/kg	环审[2010]406 号	一般固体废物
《中国石油化工股份有限公司茂名分公司油品质量升级改造工程环境影响报告书》煤焦制氢装置	GE 水煤（石油焦）浆加压气化	石油焦 70%，煤 30%	655mg/kg	环审[2010]406 号	一般固体废物
盛虹炼化一体化项目	GE 水煤（石油焦）浆加压气化	石油焦 70%，煤 30%	392mg/kg	环审[2018]136 号	一般固体废物
本项目	GE 水煤（石油焦）浆加压气化	石油焦 80%，煤 20%	490mg/kg（混合灰渣）	-	暂按一般固废管理

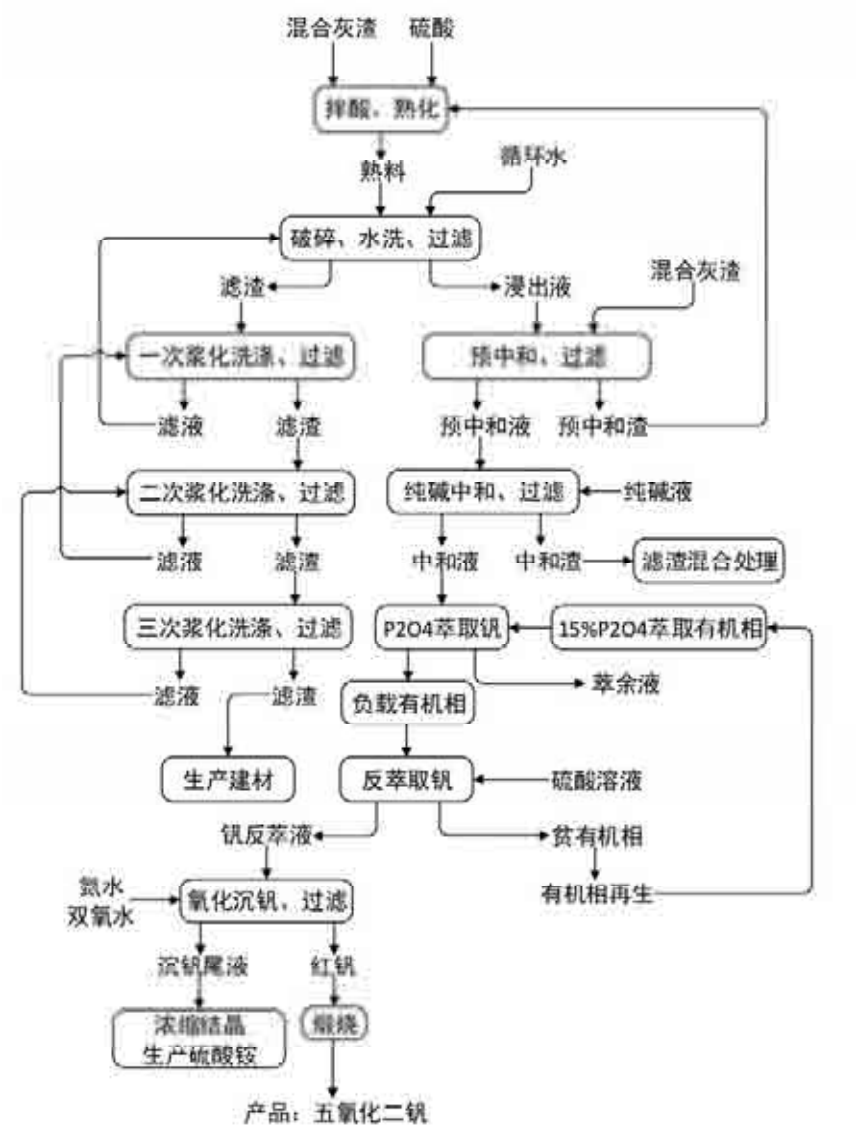
类比上述实例，本项目石油焦制氢灰渣暂按一般固废考虑，待装置正产运行时再对其进行危险废物鉴定。若鉴定为危险废物，则需按照国家危险废物进行管理。要求回收处理石油焦制氢灰渣的企业办理危险废物经营许可证，按照危废管理要求对石油焦制氢灰渣进行贮存、转运和登记。

c.工艺原理

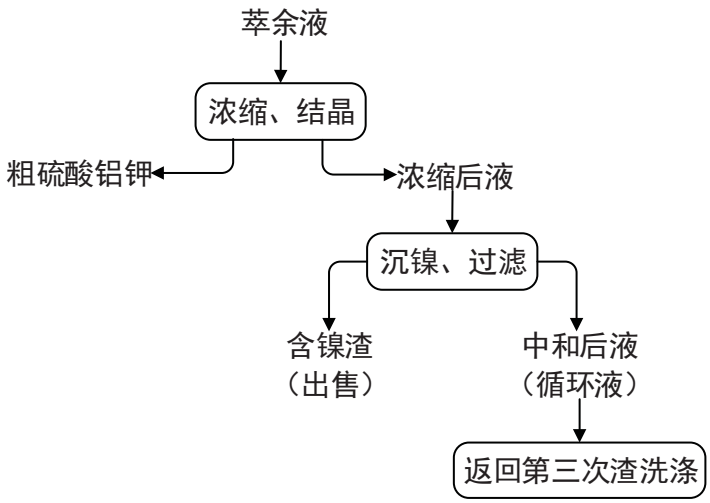
溶解石油焦制氢灰渣以提取钒，可采用两种工艺。一种为拌酸熟化和水浸洗涤，一种为高温高压氧化溶解。

（a）拌酸熟化

从灰渣中提取金属需要经过拌酸熟化，熟料水浸、洗涤和过滤，水浸和浆化洗涤，预中和液还原和纯碱中和，还原中和液萃取提取钒，贵液氧化氨水中和沉钒，红钒煅烧等工序。经过上述提取工艺处理后，剩余灰渣送建材厂制砖。流程见图 12.3-1。



混合灰渣提取五氧化二钒工艺



萃余液处理循环工艺

图 12.3-1　灰渣提取金属流程简图

a)流程简述：

拌酸：

灰渣处理到合适粒度后，加入一定量的硫酸，在保温的情况下对灰渣进行熟化 36-38 小时。

熟料水浸、洗涤、过滤：

熟化后的物料破碎到一定粒度，与水混合进行浸泡。浸出液为含有 V_2O_5、Ni、Fe 等金属及化合物的硫酸溶液。

水浸和浆化洗涤：

对剩余熟料继续浸洗，达到一定金属浸出率后，剩余灰渣出系统送下游工序。浸出液使用初始灰渣作为中和剂，调节 pH 值的同时也浸出钒离子。达到一定浸出标准后，送预中和液还原和纯碱中和工序。

中和液还原和纯碱中和：

向浸出液中加入铁粉对重金属离子进行还原，同时加入纯碱溶液对其进行中和。还原液送还原中和液萃取提取钒工序，纯碱中和后产生的中和渣送滤渣处理工序。

还原中和液萃取提钒：

使用萃取液与还原液进行混合，进行 8 级萃取，2 级洗涤，4 级反萃，4 级有机相除铁再生。此时萃取液含有铝离子、铁离子、和少量 V_2O_5。反萃液中含有大量 V_2O_5、少量铝离子和铁离子。送下一工序。

贵液氧化氨水中和沉钒：

反萃液中加入氨水调节 pH 值，再加入双氧水使反萃液中的 V^{4+}氧化为 V^{5+}。生产含水的红钒。并产生沉钒尾液。

红钒煅烧：

将含水红钒进行短少，生产红钒产品。煅烧尾液使用沉钒尾液吸收后达标排放。煅烧产生的尾气主要含有 NH_3 和水蒸气，经水林洗涤塔水洗吸收氨后排放。

滤渣处理：

三级水洗后的滤渣将外送建材厂制砖。

萃余液处理渣的处理：

萃余液处理渣含有 5.2%的 Ni，可作为镍冶炼企业的原料。

萃余液处理后液的处理：

处理萃余液后产生的废水，含多种金属离子，可返回水浸工序，作为渣的洗涤用水，也可加入工业硫化钠沉淀重金属后达标排放。

沉钒尾液的处理：

沉钒尾液进行加热浓缩结晶，生产粗硫酸铵产品。

b)工艺实例

相同技术的工程主要有：

大唐华银怀化石煤综合利用电厂飞灰提取五氧化二钒项目：

大唐华银怀化石煤综合利用电厂飞灰含 V_2O_5 0.61%，石煤燃烧后的飞灰直接酸浸出，浸出液中和还原，中和液萃取富集钒，反萃液沉钒得到红钒，钒总回收率达到 61.40%，产品质量达到 YBT5304-2011 中 98 五氧化二钒标准；提钒后的灰渣又进一步用于生产水泥、砌块砖、新型墙体材料等，从而形成石煤综合开发和循环利用较为完整的产业链。

中钢集团湖南凤凰矿业有限公司塘坨钒矿选冶联合提取钒项目：

采用选矿预富集钒，钒精矿采用空白焙烧碱浸出钒，浸出液净化，净化液离子交换，解析液氧化沉钒，制备五氧化二钒，钒浸出率 85%，综合回收率 78%，开辟了低品位钒矿（V_2O_5 0.73%~0.87%）选冶联合提钒新途径。

陕西省商南县汪家店钒矿拌酸熟化提取五氧化二钒项目：

陕西省商南县汪家店钒矿含 V_2O_5 0.82%，采用石煤钒矿拌酸熟化，浸出工艺，浸出液中和还原，还原液萃取富集钒，反萃液氧化沉钒，红钒煅烧制备五氧化二钒。钒浸出率大于 88%，综合回收率大于 83%。

(b) 高温高压氧化溶解

第一步：将产生的石油焦制氢灰渣与硫酸在高温高压氧化的条件下进行可溶性元素的抽提与释放，形成均匀一致的硫酸盐混合浆液，采用特殊的方式将硫酸盐溶液与不可溶的元素进行分离，实现可溶性元素与硅的分离，进一步除杂后得到质轻、多孔、化学性质稳定的硅粉。

第二步：向由第一步得到的可溶性元素溶液中加入液碱进行碱化，过滤分离后得到可溶性钠盐和不溶性金属氢氧化物。

第三步：第二步的残渣经过酸解，萃取工艺后得到硫酸镍盐。

第四步：将第二步得到的钠盐进行碳化分解，将其中的铝变成氢氧化铝，过滤洗涤后得到氢氧化铝产品和含钒碱液。

第五步：第四步的含钒碱液经过钒精制和焙烧工艺得到纯净的五氧化二钒产品。

第五步：硅粉的深加工，第一步得到的硅粉可再通过氯化得到四氯化硅，从而来提高其附加值。

流程简图见图 12.3-2。

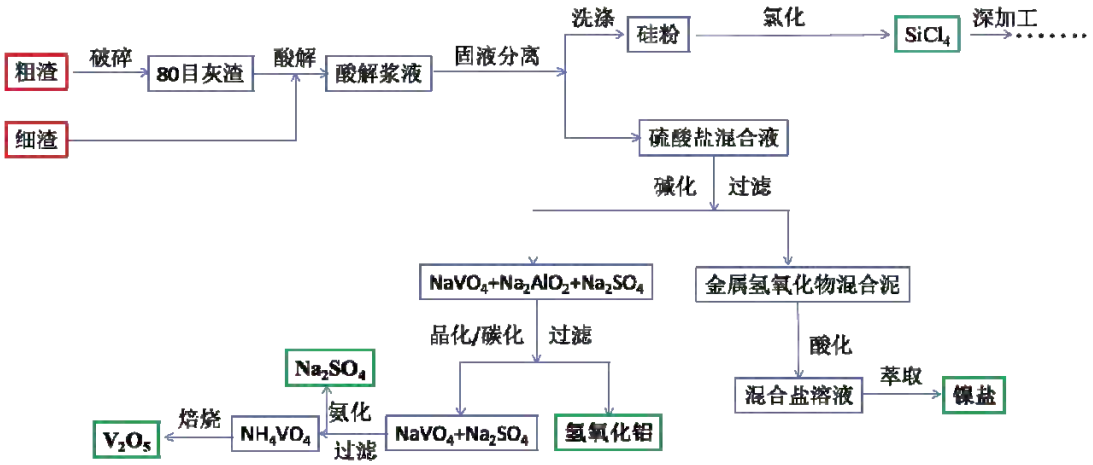


图 12.3-2　　灰渣提取金属流程简图

另外，为防止综合利用方式失效的情况，建议建设单位可与周边水泥生产厂家签订协议，寻求水泥窑协同处置方式处理本项目产生的一般固体废物。

Ⅱ净水厂污泥等综合利用

本项目净水场产生含水率 75%的无机污泥 17520t/a，主要固体成分为碳酸钙、碳酸镁等，FDPE 装置产生的废添加剂进料器 5t/a，空分装置废干燥剂和分子筛等约 34.9t/a，该类工业固废可与提取过金属的剩余石油焦制氢灰渣一起送至园区一般工业固废处理项目混凝土制品系统制砖。该系统运用加气混凝土砌块生产工艺，使用水泥、钒综合回收系统浸出渣（含中和渣）、含水污泥、石灰、沙子等作为原料，通过原材料处理、配料、搅拌、浇注、静停养护和液压成型切割、蒸压养护、掰分、打包等步骤，制成透水砖成品。

12.3.3 厂内处置设施

⑴危险废物厂内处置

①　污泥干化

项目设置污泥干化设施，对含水率 99%以上的污泥进行干化处理，包括含油含盐污水处理系统产生的剩余生化污泥，和高含盐污水处理系统的灰渣共计 773800t/a。经浓缩、离心脱水、低温干化等工序，最终得到含水率 30%的干化污

泥，送焚烧系统。详见 17.4.3.3 小节。

② 焚烧系统

本项目场内设置全厂焚烧系统以处理部分生产装置和吉林石化项目产生的危险废物，总计 10812.42t/a。

A 焚烧系统规模

本项目全厂焚烧系统设计规模为固废焚烧系统处理规模为 60 吨/天，操作弹性为 30%~110%。

B 焚烧系统流程简述

详细流程描述及流程图详见 17.4.3.3 小节。

C 焚烧系统污染物排放

焚烧系统污染物排放见工程分析表 5.4.8-1。焚烧炉在设计时满足《危险废物焚烧污染控制标准》(GB 18484-2001)及其征求意见稿的要求。

D 焚烧固废的组成及量

送焚烧系统的固体废物见表 12.3-8。

表 12.3-8　　进入焚烧系统的固废一览表

序号	废物来源	废物名称	数量（t/a）	主要成份及含量
1	芳烃装置	废环丁砜	330.2	环丁砜
2	乙烯装置	废焦粒	45	焦碳
3	HDPE 装置	吸附塔再生分离罐废己烷	45	己烷：10%~99%（v）
4	HDPE 装置	废矿物油	10.7	矿物油
5	HDPE 装置	废润滑油	14	润滑油
6	FDPE 装置	淤浆系统密封罐（BMC 双峰催化剂密封罐/Z-N 淤浆系统密封罐）	4	烷基合物矿物油
7	FDPE 装置	三乙基铝密封罐废油	3	含烷基化合物矿物油
8	FDPE 装置	压缩机润滑油	3	矿物油
9	FDPE 装置	泵密封液（BMC 双峰催化剂密封液/Z-N 淤浆系统密封液）	0.02	白油
10	FDPE 装置	挤压机、齿轮泵变速箱润滑油	3	聚酯、聚丙烯、添加剂

序号	废物来源	废物名称	数量（t/a）	主要成份及含量
11	PP 装置	催化剂进料系统废油	3.5	废矿物油、失活后的烷基铝等
12	PP 装置	挤压造粒机低聚物残液	1	低聚物残液
13	污水处理场	含油含盐污水处理污泥	5450（干化后含水率 30%）	悬浮物，有机物
14	污水处理场	高含盐污水处理系统灰渣	1645（干化后含水率 30%）	悬浮物，有机物
15	油气回收设施	废活性炭	5	废活性炭
16	吉林石化	危险废物	3250	
总计	10812.42t/a			
	32.76t/d（油泥浮渣送焚烧时，固废量为 74.80t/d）			

项目直接进入焚烧系统的固体废物为各装置产生的废油、废液及吉林石化项目的胶渣、沥青质等，共计 467.42t/a。来自污水处理场的含油含盐污水处理污泥、油泥浮渣和高含盐污水处理系统灰渣、吉林石化污水预处理站污泥先脱水到相应含水率后送焚烧系统处理。

E 焚烧可行性分析

具体分析见治理措施 17.4.3.3 小节。

③乙烯装置废碱氧化单元

本项目延迟焦化装置产生的碱渣和催化裂化装置碱液再生单元产生的废碱渣共计 600t/a，送乙烯装置废碱氧化单元处理。

乙烯装置废碱氧化单元工艺流程见工程分析章节。

(2)场内处置设施环境影响简析

①污泥干化设施

本项目污泥干化设施设置在污水处理设施区域内。该区域地坪进行了防渗处理，防止污染物渗入地下。

污泥由生化污泥储池通过管道泵送至离心脱水机进行脱水，脱水后的污泥在低温干化机中通过循环热风进行干化。干化后的污泥直接送焚烧系统处理。污泥的转移过程为封闭路径，不会排放至外环境。干化用热空气闭环循环使用。干化后的冷凝液送污水处理场处理。

污水处理场设置除臭系统。污泥干化设施泄漏的少量 VOCs 经除臭系统收集和处理，可做到达标排放。

干化设施的废气、废水和污泥均有妥善处置方式，不会对外环境造成较大影响。

②焚烧设施

固废焚烧设施按照《危险废物焚烧污染控制标准》（GB18484-2001）及征求意见稿中的要求进行设计。焚烧炉温度：≥1100℃；烟气停留时间：≥2 秒；燃烧效率：≥99.9%；焚毁去除率：≥99.99%；焚烧残渣的热灼减率：＜5；烟气含氧量（干气）：6%~10%。废气分别经急冷塔、干式喷石灰/活性炭粉设备、布袋除尘器、加碱脱酸的湿式洗涤塔处理净化后，经 50m 高排气筒达标排入大气。

焚烧设施地坪采取了相应的防渗措施，防止地下水和土壤污染。

焚烧后的飞灰送危废暂存库暂存；布袋除尘器出灰、余热锅炉出灰、急冷塔出灰，由密封式集灰箱收集后送暂存库暂存。后送园区危险废物填埋场进行填埋处理。

焚烧设施的废气、灰渣均可得到妥善处理，不会对外环境造成较大影响。

③乙烯装置废碱氧化单元

乙烯废碱氧化设施设置在乙烯项目范围内，采用湿式氧化工艺。物料中的硫化物等污染物的废碱液经处理后，烃类经脱烃处理返回水洗塔装置，硫化物经氧化反应转化为硫酸盐，硫化物浓度小于 1mg/L，硫代硫酸钠浓度小于 100mg/L，废水的 pH 值经中和后送本项目污水处理场高含盐污水处理系统进一步处理。

废碱氧化的尾气，主要污染物为 SO_2（10mg /Nm^3）、NMHC（3000mg /Nm^3），废气量 3120 Nm^3/h，返回裂解炉燃烧处理。

乙烯项目地坪设置相应的防渗处理。

因此废碱氧化单元不会对外环境造成较大影响。

12.3.4 外委处置

根据《揭阳市人民政府关于承诺建设揭阳大南海石化工业区一般工业固废、危险废物处置项目的函》（揭府函[2018]129 号），揭阳市承诺建设大南海石化工业区一般工业固废、危险废物填埋项目，主要处理本项目、大南海石化工业区中下游企业及粤东周边市县区企业产生的一般工业固废、危险废物，且上述项目已

列入广东省固体废物处置行动三年计划（2018-2020 年）。揭阳市承诺在 2020 年 12 月底前建成并于本项目投产前投入运行。本项目一般固废和危废将依托上述项目。

⑴危险废物

1）外委处置的危险废物

本项目外委处置的危险废物总计 37165.46t/a（包括含贵金属暂按填埋方式处理的废催化剂 1441.6t/a），主要为各类催化剂、沾有污染物料的干燥剂、吸附剂、污水处理场化学污泥、码头罐底油泥、焚烧系统灰渣等。送拟建的园区危险废物填埋场进行处理。

2）危废填埋场概况

根据《揭阳市人民政府办公室关于印发揭阳大南海石化工业区一般工业固废、危废焚烧、危废填埋项目工作实施方案的通知》、《关于揭阳大南海石化工业区污水排海管道、一般工业固废和危险废物处置项目进展情况的说明》，园区规划建设危险废物填埋场项目。该危废填埋场项目拟位于广东省惠来县鳌江镇山栗村西北侧，占地面积 195011.15m^2，距离山栗村约 1.5km，距东北向惠来县城约 21km，距北侧揭阳市约 68km。地理坐标位置为：22° 59.38′ N，116° 4.96′ E。

2018 年 11 月 15 日，揭阳大南海石化工业区管委会网站发布了《揭阳大南海石化工业区危险废物安全填埋场环境影响评价第一次信息公示》。根据公示内容：揭阳大南海石化工业区危险废物安全填埋场为揭阳大南海石化工业区的配套项目，用于填埋经固化、稳定化的危险废物和危险废物焚烧残渣。该安全填埋场占地面积 14.76 万 m^2，库区面积 9.63 万 m^2，总库容为 102 万 m^3，填埋量为 4 万 m^3/a，服务年限为 25.4 年。该项目在运营期的主要污染源有填埋库区渗滤液、车辆冲洗废水、员工的生活污水和生活垃圾、填埋废气、稳定化/固化废气、危险废物运输车辆进出填埋场的交通运输噪声、作业区工程机械噪声和废水处理站的机械运转噪声等。废水、废气处理达标排放，控制厂界噪声达标，生活垃圾交由环卫部门处理。

目前，危废填埋场项目已完成了 1:10000 的地质调查工作（包括专项地质测量、专项水文地质测量及专项的工程地质测量）；完成了 9 个地下水监测井的施工、地质编录、洗井成井、抽水试验、丰水期的水样水质分析工作及土壤样分析

工作及 6 个民井及泉点的调查工作。正在进行水文地质勘察、地下水环境现状监测和环境影响报告书编制等工作，预计 2019 年 6 月底前完成项目环境影响报告书审批，计划 2020 年 12 月底前完成建设，达到资质验收。

⑵ 一般工业固体废物

本项目一般固废全部依托大南海石化工业区一般工业固废处理项目代为综合利用。该项目已获得环评批复，见 12.3.2 节。

⑶生活垃圾

根据工程分析，本项目每年产生生活垃圾 613.2t/a，将由园区环卫部门负责收集处理。

⑷揭阳市工业固废处置能力与本项目固废产生量的匹配情况

1）揭阳市现有危险废物处置能力建设情况

①现有危险废物处置能力

揭阳市市现有 1 家危险废物处置利用单位，即揭阳市斯瑞尔环境科技有限公司，该公司于 2018 年 3 月 13 日获得省生态环境厅颁布的危险废物经营许可证，规模为收集、贮存、处理 HW34 废酸（323-001-34、900-300-34）13 万吨/年和 HW17 表面处理污泥（336-064-17）0.5 万吨/年。

②规划新增处置能力

揭阳市揭阳（大南海）危废处置项目已列入《广东省环境保护厅关于固体废物污染防治三年行动计划（2018—2020 年）》重点项目，建设规模 10 万吨/年，包括焚烧处置 3 万吨/年、物化处理 3 万吨/年、填埋处置 4 万吨/年，计划 2020 年底前建成。其中，危险废物焚烧及综合处理项目，包括危废焚烧 3 万吨/年，物化处理 3 万吨/年，选址于大南海工业区环保中心污水处理厂旁；危险废物安全填埋场项目，建设规模 4 万吨/年，选址于惠来县鳌江镇山栗村。

2）揭阳市目前危废产生和处置情况

①2017 年情况

2017 年，揭阳市全市申报转移处置 19 类危险废物约 3.702 万吨。其中，HW34（废酸）3.554 万吨，占全市的 96%；HW17（表面处理废物）0.077 万吨，占全市的 2.08%；其余 17 类危险废物合计 0.071 万吨，占全市的 1.91%。

②2018 年情况

至 2018 年 10 月，全市申报转移处置 14 类危险废物约 4.176 万吨。其中，HW34（废酸）3.88 万吨，占全市的 92.91%；HW17（表面处理废物）0.244 万吨，占全市的 5.84%；HW50（废催化剂）0.024 万吨，占全市的 0.57%；其余 11 类危险废物合计 0.028 万吨，占全市的 0.67%。

揭阳市产生的危险废物主要为废酸，占全市危险废物产生量 90%以上，大部分由揭阳市斯瑞尔环境科技有限公司处置，其它小部分危险废物转移到外地有资质单位处置。

3）揭阳市危险废物处置能力与项目危废产生情况的匹配分析

①揭阳大南海石化工业区一般工业固废处置项目和揭阳大南海石化工业区危废填埋场项目，计划在 2020 年前建成，确保在本项目项目投产前投入运营。

②本项目需要外委填埋处置的一般工业固体废物产生量总计 494201t/a，需要外委填埋处置的危险废物产生量总计 35723.86t/a。揭阳大南海石化工业区一般工业固废处置项目处理能力 55 万吨/年，危废填埋场处置能力 4 万吨/年，能全部满足本项目一般工业固体废物和危险废物产生量的处置。

12.3.5 转运

⑴转运管理

项目危险废物和一般工业固废的转运通常由园区一般工业固废处理项目和园区危险废物填埋场负责。危险废物的转运严格执行《危险废物转移联单管理制度》和《危险废物转移管理办法》及修订草案的要求。同时广东石化公司备有一定的应急包装，如包装桶（200L、50L 或 1000L 桶）、包袋装（25kg/袋）等。在装卸、贮存过程，若盛装危险废物的包装发生破损，立即将破损的包装及其危险废物一并置于应急包装中，不拆包装、不倒罐。

⑵转运路线

本项目危险废物转运路线见图 12.3-3。

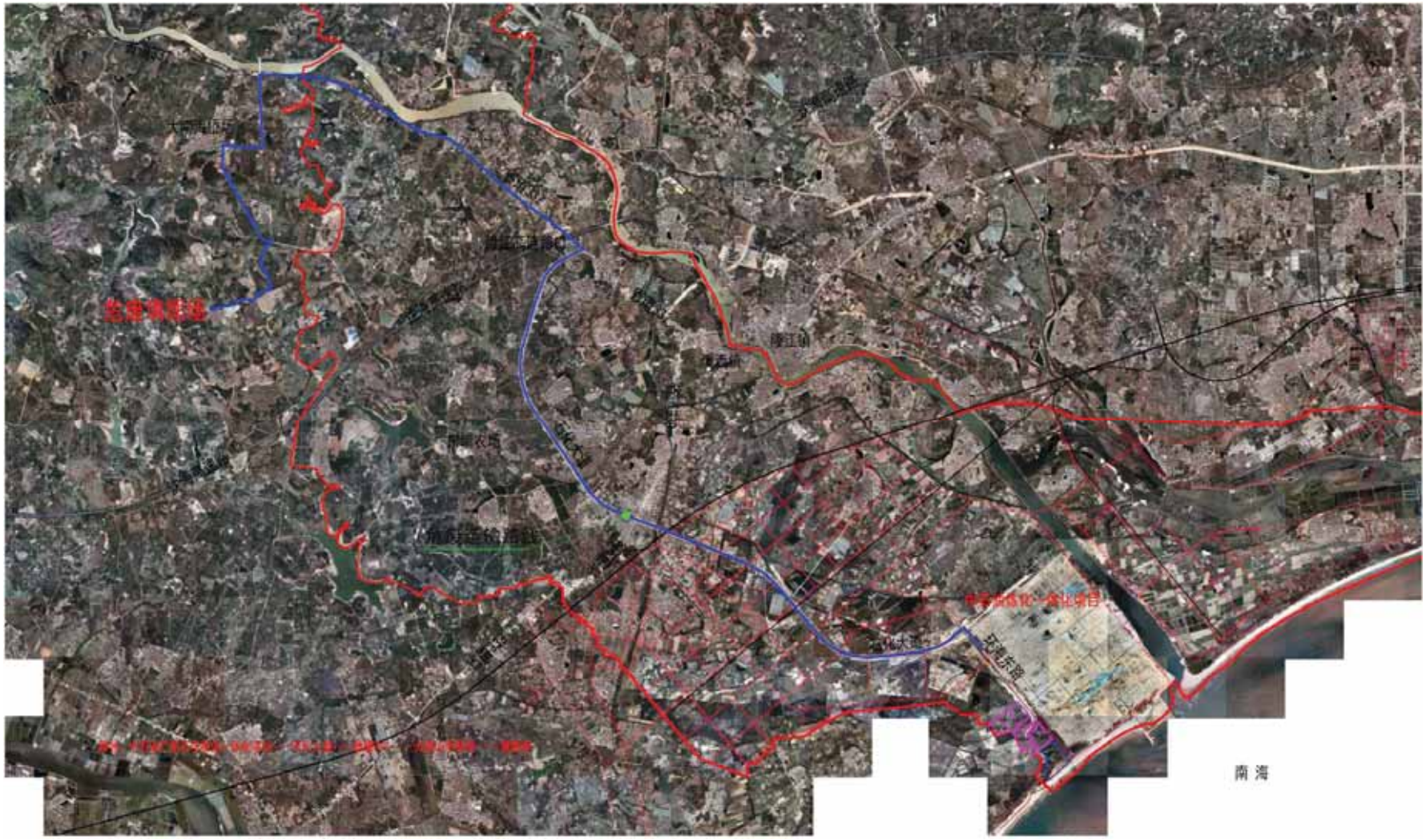


图 12.3-3　危险废物转运路线

危废运输路线为：本项目厂区-石化大道-省道 337-大南山华侨场-园区危险废物填埋场，全程约 25 公里。转运路线主要为园区内主要干线和省道，路况较好，转运过程中泄漏风险较小。

本项目危险废物采用密闭容器封装，需严格执行《危险废物收集 贮存 运输技术规范》HJ 2025-2012 中的要求和规定，正常情况下不会产生新的次生污染，运输过程中，主要为运输车辆尾气及扬尘、噪声对周围环境的影响。因此转运过程一般情况对外环境影响较小。

12.4 固废处理措施汇总

本项目产生固体废物、处理措施及数量汇总见表 12.4-1 所示。

表 12.4-1 本项目产生固体废物处理措施一览表

序号	固废种类	处置方法 （t/a）							总计（t/a）
		综合利用	暂按危废填埋处理	送乙烯废碱氧化单元	延迟焦化装置	厂内焚烧	园区危废填埋场	交环卫部门	
1	危险废物								
1.1	废催化剂及吸附剂等	0	1441.6	0	0	0	0	0	1441.6
1.2	废碱	0	0	600	0	0	0	0	600
1.3	废油、残液	0	0	0	0	417.42	0	0	417.42
1.4	污泥含油含盐污水处理污泥和油泥浮渣	0	0	0	13870	7100	0	0	20970
1.5	废焦粒、活性炭	0	0	0	0	45	0	0	45
1.6	废催化剂、废瓷球、废分子筛、废添加剂等	0	0	0	0	0	7355.4	0	7355.4
1.7	废聚酯	0	0	0	0	0	0.46	0	0.46
1.8	储运系统油泥	0	0	0	0	0	603	0	603
1.9	污水处理场化学污泥	0	0	0	0	0	24090	0	24090
1.10	焚烧系统灰渣	0	0	0	0	0	3000	0	3000
1.11	废耐火砖	0	0	0	0	0	675		675
	小计	**0**	**1441.6**	**600**	**13870**	**7562.42**	**35723.86**	**0**	**59197.88**
2	一般工业固废								
2.1	FDPE 装置添加剂进料器	5	0	0	0	0	0	0	**5**
2.2	石油焦制氢气化粗渣、过滤滤饼等	476676	0	0	0	0	0	0	476676
2.3	净水厂污泥	17520	0	0	0	0	0	0	17520
2.4	空分装置干燥剂分子筛	34.9	0	0	0	0	0	0	34.9
	小计	**494235.9**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	494235.9
3	生活垃圾								
3.1	生活垃圾	0	0	0	0	0	0	613.2	613.2
	小计	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**613.2**	**613.2**
4	总计								
	总量（t/a）	**494235.9**	**1441.6**	**600**	**13870**	**7562.42**	**35723.86**	**613.2**	**554047.0**
		综合利用	暂填埋处理	需处理					
		494235.9	**1441.6**	**57804.4**					**554047.0**
	百分率（%）	89.20%	0.37%	10.43%					100

12.5 小结

⑴本项目产生固体废物（废液）根据《国家危险废物名录》及相关鉴别标准进行分类，将本项目产生的工业固体废物（废液）分为危险废物和一般固体废物两类，其中危险废物 59197.88t/a（包括烧炉焚烧后的灰渣 3000t/a），一般固体废物 494236t/a。生活垃圾 613.2t/a，共计 554012.1t/a。

⑵本项目产生的固体废物种类较多，对于具有回收利用价值的固废优先考虑回收或综合利用。对于含贵金属的废催化剂等危险废物，环评阶段暂按送园区危险废物填埋场进行填埋处置，待项目投产后可委托有相应资质的单位进行综合利用回收其中的贵金属。对于依托大南海石化工业区一般固废处置项目综合利用的石油焦制氢装置灰渣，待本项目投产后须进行危废鉴定进一步确定其属性，若为危险废物应按相应的法律法规进行处置。

⑶本项目自建厂内焚烧系统，设计规模 60t/d，处理项目产生的废油、残液、污泥、废活性炭等危险废物，进一步减量化。

⑷本项目需外委处置的固废包括一般工业固体废物 494201t/a、危险废物 35723.86t/a。一般工业固废依托揭阳大南海石化工业区一般固废处置项目综合利用，危废依托揭阳大南海石化工业区危废填埋场项目填埋处理。根据《关于揭阳大南海石化工业区污水排海管道、一般工业固废和危险废物处置项目进展情况的说明》、《揭阳市人民政府关于承诺建设揭阳大南海石化工业区危险废物安全填埋场的函》（揭府函[2019]25 号）、《揭阳市人民政府关于承诺建设揭阳大南海石化工业区一般工业固废、危险废物处置项目的函》（揭府函[2018]129 号），揭阳市承诺在 2020 年 12 月底前建成大南海石化工业区一般工业固废、危险废物填埋场项目，且于本项目投产前投入运行。目前，园区一般工业固废处置项目环境影响报告书已获得揭阳市生态环境局批复（揭市环审[2019]5 号）。

⑸全厂生活垃圾由园区环卫部门统一处理。

⑹综上所述，本项目一般工业固废依托揭阳大南海石化工业区一般固废处置项目综合利用，危险废物通过自建厂内焚烧系统处理、依托揭阳大南海石化工业区危废填埋场项目填埋处理，所有固废均不排放外环境。在本项目依托的大南海石化工业区一般工业固废处理项目、大南海石化工业区危险废物填埋场投入运行的基础上，本项目产生的固体废物对外环境的影响较小。

13 陆域生态环境影响评价

13.1 陆域生态环境现状调查与评价

与原环评相比，炼化厂区内新增化工区；管线路由大幅调整，敷设方式由 17.1km 架空+15.1km 埋地变更为全线埋地敷设；管线长度由 32.2km 变更为 35.049km，长度增加 2.849km；工程总占地由 731.94hm^2 变更为 1094.589hm^2，增加 362.649hm^2。工程变更导致对生态环境的影响变化主要表现为：⑴工程占地范围内土地利用类型的变化；⑵工程评价范围内植被类型变化；⑶管线敷设方式变更后的生态环境影响变化等。具体的生态环境现状变化和影响变化分析分别论述如下。

13.1.1 植被现状调查结果与评价

13.1.1.1 调查与评价方法

⑴主要调查内容

①生态系统调查

评价区内生态系统调查包括自然生态系统、人工防护林、经济林、农田和水体等。

自然生态系统主要调查植被、特别是珍稀濒危保护植物和地方特有生物种；生态系统的整体性、特点、结构及环境功能等。

人工种植防护林主要包括分布于海滨沿岸的防护林体系，主要是木麻黄林，湿地松林、桉树林，其目的为阻止海滨沙地或沙垅内迁，抵御热带风暴和台风入侵。评价区内经济林生态系统的调查主要包括受工程影响的荔枝园等。

②区域主要生态环境问题调查

调查项目直接影响区域内的主要生态环境问题、产生原因以及发展趋势。

⑵主要调查方法

采用整体普查和样方调查相结合的方法，重点调查评价范围内植被生长分布状况及主要群落类型特征，包括植被覆盖度、物种量、生物量等。样方设置以“典型性”和“整体性”为原则，根据炼化厂区、原油码头库区、厂外管线沿线及其影响区域的植被生长环境（地形、地貌、土壤类型等）、典型群落代表特征，并

结合本工程可能受影响（直接或间接）的程度确定。

①样方调查

植物样方选择的群落类型应大致涵盖评价范围内的全部群落类型，如自然植被、人工植被等生态植被类型。选择具有代表性的不同的生态景观区域设置调查样地，分别代表各不同植被群落设置 1~2 个植被调查样方。面积较大、分布较广的群落按比例适当增加样方调查数量。调查过程中，特别注意区域内的古树名木或珍稀濒危植物种类、数量及其生存状况，每株测定其 GPS 地理位置并拍摄照片。

样方选择的植物群落类型应大致涵盖评价范围内的全部群落类型，如乔-灌-草结构群落，灌－草群落和草丛群落。乔-灌-草结构群落主要包括阔叶林、针叶林以及针、阔混交林群落，灌-草群落及草丛群落则按群落内优势物种进行分类。面积较大、分布较广的群落按比例适当增加样方调查数量。

在确定典型的调查样方后，采用法瑞学派样地记录法进行群落调查，其中乔木群落样方面积为 10×10m^2，灌木样方为 5×5m^2，草本样方为 1×1m^2，记录样方内群落基本特征，种类、数量、高度及盖度等各项指标，乔木层调查还应对高于 5m 的乔木进行树径测量。调查的同时，利用 GPS 定位仪确定样方位置，并拍摄样方图片。

具体如下：以群系为单位，记录样点植被类型，同时记录各群落基本特征，种类、数量、高度及盖度等各项指标；利用 GPS 定位仪读取样方的海拔值和经纬度；拍摄典型植被外貌与群落结构特征；适当对样方外邻近植物种类进行记录。

本次生态调查共设置 11 个样点，调查地点为：炼化厂区内及周边、原油码头库区周边、厂外管线沿线，具体分布见图 13.1-1。

②生态制图

采用 GPS、RS、GIS 相结合的空间信息技术，进行地面类型的数字化判读，完成数字化的土地利用类型图、植被类型图和土壤侵蚀现状图，进行生态环境质量的定性和定量评价。评价区遥感影像解译处理流程见图 13.1-2。

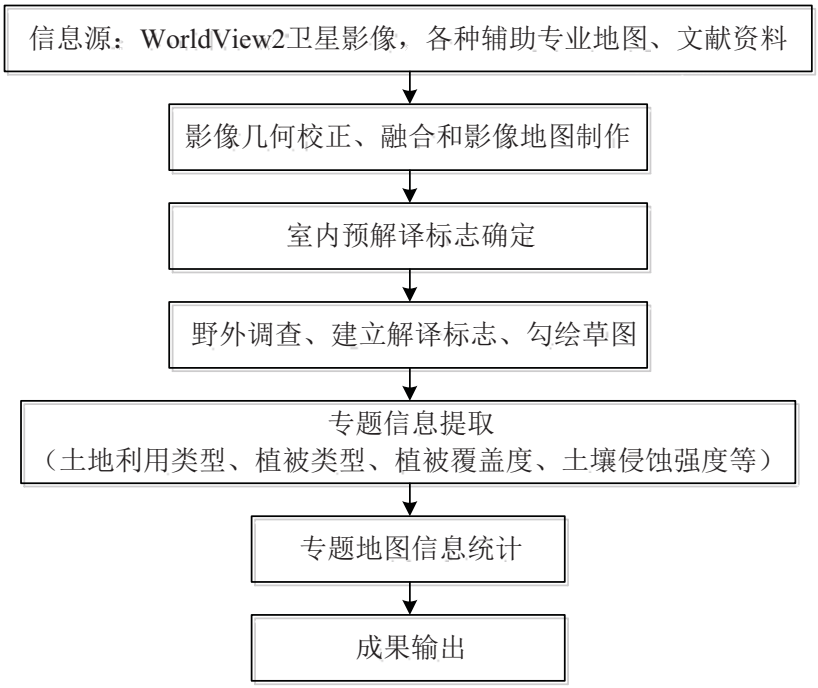


图 13.1-2　遥感影像解译处理流程

从遥感信息获取的地面覆盖类型，在地面调查和历史植被资料基础上进行综合判读，采用监督分类的方法最终赋予生态学的含义。植被类型不同，色彩和色调发生相应变化，因此可区分出植被亚型以上的植被类型以及农田、村庄等地面类型。此外，植被类型的确定需结合不同植被类型分布的生态学特征，不单纯依靠色彩进行划分，对监督分类产生的植被切图，结合地面的 GPS 样点等信息，对植被切图进行目视解译校正。

③ 生态生产力估算

估算方法是参考相关国内外生物生产力资料，并根据当地的实际情况作适当调查，估算出评价区内的植被类型生物生产力。

⑶评价方法

植被是综合反映生态质量的重要指标，目前没有统一的评价标准。结合实际情况，本评价仅采用物种量、生物量、生长量三个因子进行植被的等级评价划分，根据广东亚热带地区各级植被生长的经验系数，对相关标准进行校正。

本项目所在区域植被群落物种量、生物量及生长量评价标准参照广东亚热带各级植被的指标等级（表 13.1-1~13.1-3）进行评价。

表 13.1-1 广东亚热带各级植被的物种量等级评价

物种量（种数/乔木层 200m^2，灌草丛 100m^2）	标定相对物种量（物种系数）	等级	评价
>50，40~50	0.80~1.00	1	好
30~40	0.60~0.80	2	较好
20~30	0.40~0.60	3	中
10~20	0.20~0.40	4	较差
5~10	0.10~0.20	5	差
<5	<0.10	6	很差

表 13.1-2 广东亚热带各级植被的植被生物量等级评价

生物量（吨/hm^2）	相对生物量（生物量系数）	等级	评价
≥400	≥1.00	1	好
400~300	1.00~0.75	2	较好
300~200	0.75~0.50	3	中
200~100	0.50~0.25	4	较差
100~40	0.25~0.10	5	差
<40	<0.10	6	很差

表 13.1-3 广东亚热带各级植被的植被生长量等级评价

生长量（吨/hm^2·年）	等级	评价
≥25	1	好
25~20	2	较好
20~15	3	中
15~10	4	较差
10~5	5	差
<5	6	很差

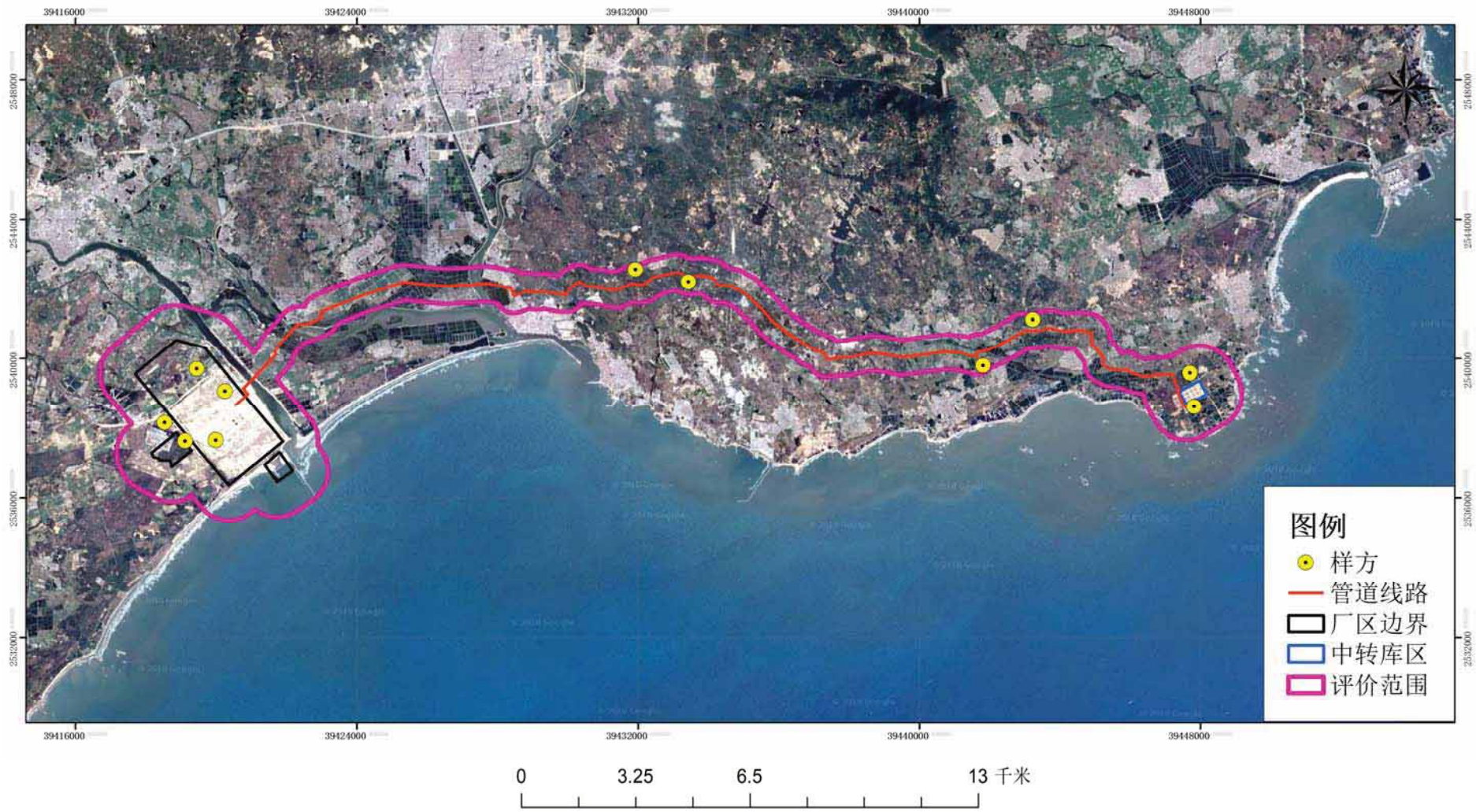


图 13.1-1　调查样方分布图

13.1.1.2 评价区植被生态现状概述

根据《广东植被》（广东省植物研究所，科学出版社，1976）关于广东省植被的植被分区系统，项目所在区域属于亚热带植被带，闽、粤沿海丘陵平原亚热带“植被带”，潮汕平原丘陵“植被分段”。本分段位于广东省东南部，与闽南沿海地区相连，包括普宁、揭阳、潮阳、潮安、澄海及丰顺、饶平等县的南部与南澳岛，主要为韩江、榕江下游所冲击成的三角洲，总称为“潮汕平原”。境内地势平坦，但有丘陵散布其中。基岩多为花岗岩。由于土壤侵蚀较重，丘陵常有岩石裸露。

由于评价区域地形相对高差不大，自然植被没有明显的垂直分布。由于人类活动的影响，项目区内植被主要为人工林、经济林及农作物，区内无国家重点保护的植物种类和古树名木。

评价区域植被类型为亚热带常绿季雨林区，但由于区域开发利用的影响，原生植被遭到破坏，绝大部分山丘岗地退化为针叶疏林、阔叶疏林或灌木草丛。根据现场调查，工程变更前后项目区植被类型情况为：①工程变更前炼化厂区植被类型主要为湿地松＋木麻黄混交林，工程变更后由于炼化厂区经过平整，均为近几年才生长的植被，主要为金合欢-大叶相思灌丛；②工程变更前码头库区的植被类型主要为木麻黄林+白茅草丛，工程变更后由于场地内已平整，对场地周边植被进行调查，主要为木麻黄林+芒草草丛。③工程变更前后管线线路总体走向变化不大，管线沿线植被类型没有变化，沿线植被类型主要为湿地松、荔枝林、桉树林、乌桕灌丛、桃金娘＋山芝麻灌丛等。

⑴湿地松林

湿地松林群落结构一般有 3 层，松林高大整齐，郁闭度在 0.5～0.8。乔木层一般高 5～10m，以湿地松为主，胸径 10～25cm。灌木层一般高 2～3m，盖度 30%左右，以乔木幼树为主，常见灌木种类还有木荷、枫香等。第 3 层为草木层，一般高 0.5～1m，盖度 70～80%，其中以禾本科芒萁属和芒属占绝对优势。

⑵木麻黄林

木麻黄林群落结构一般有 2 层，木麻黄林高大整齐，郁闭度在 0.5～0.7。乔木层一般高 5～8m，以木麻黄为主，胸径 10～15cm，伴生有湿地松、马尾松、桉树等乔木树种。灌木层缺失，第 2 层为草木层，一般高 0.5～1m，盖度 70～80%，

其中以禾本科芒萁属和芒属占绝对优势。

⑶桉树林

桉树林群落结构一般有 2 层，桉树林高大整齐，郁闭度在 0.5～0.7。乔木层一般高 5～8m，以桉树林为主，胸径 10～15cm，伴生有湿地松、台湾相思、马尾松、木荷等乔木树种。灌木层缺失，第 2 层为草木层，一般高 0.4～0.8m，盖度 70～80%，其中以禾本科芒萁属和芒属占绝对优势。

⑷湿地松＋木麻黄林

湿地松、木麻黄林群落结构一般有 3 层，湿地松和木麻黄高大整齐，郁闭度在 0.7～0.8。乔木层一般高 5～10m，以湿地松和木麻黄为主，胸径 10～25cm，伴生有木荷、枫香、桉树、台湾相思树等。灌木层一般高 2～3m，盖度 30%左右，以灌木和乔木幼树为主。第 3 层为草木层，一般高 0.3～0.5m，盖度 50～80%，其中以禾本科芒萁属和芒属占绝对优势。

⑸桃金娘＋山芝麻灌丛

本类灌丛是丘陵区最常见灌丛，分布区坡度 20～35°。

群落外貌绿色，灌木呈丛散生，高 3～4m，盖度 60～80%。组成种类以常绿灌木为主，以桃金娘、山芝麻为优势种，常见的伴生种类有岗松、黑面神、了哥王等。草本层以旱生禾草为主，其中以鹧鸪草占优势，其次是红裂稃草、蜈蚣草和长穗画眉草，株高 30～50cm，盖度 40～50%。本类灌丛是沿海地区南亚热带最常见的典型灌丛。

⑹乌桕灌丛

本类型灌丛在评价区内的低山区广泛分布，群落外貌深绿一黄绿色。灌木常呈高低不一丛生状。高度 2.5～4.0m，盖度 60～80%。植株常多分枝。优势种为乌桕，伴生种常有柃木、小果南烛、石斑木、黄瑞木、乌药、老鼠矢、油茶、盐肤木、冬青和一些小型灌木竹类等。草本层常以芒萁、白茅、芒为优势种。

⑺毛竹林

毛竹是沿线地区最主要的竹林。毛竹纯林外貌整齐，结构单一，树冠起伏不大，成单层水平郁闭，秆高 10～15m，径粗 5～16cm。林下仅是一些阴湿草本植物。其混交树种常见有栲属、青冈属、润楠属以及马尾松、杉木等。林下灌木有继木、柃木属、冬青属等。

⑻白茅灌草丛

本类灌草丛常出现在火烧迹地、撩荒地、园地和村边荒地。分布地一般地势开阔、坡度平缓。

群落草层一般高 50～100cm，盖度 70～80%。在一般情况下，草层可伴生有芒、五节芒、野香茅、星宿菜、鸡眼草、狗尾草等。散生的灌木有山芝麻、余甘子、细叶五月茶、算盘子等和鸡血藤、玉叶金花等藤本。

13.1.1.3 评价区典型样方群落

⑴样点 1 炼化厂区内北侧-金合欢灌丛

样方群落位于炼化厂区内北侧，为金合欢灌丛，群落调查面积：灌木层 25m^2、草本层 1m^2。灌木层高 2.5m，层盖度 20%，仅见金合欢。草本层盖度约 15%，优势种有白茅、鼠妇草、马鞍藤等。详见表 13.1-4 及图 13.1-3。

表 13.1-4　　样点 1 炼化厂区内北侧——金合欢灌丛

地点		炼化厂区内北侧			日期
群落名称		金合欢灌丛	总盖度	30%	2018 年 4 月 12 日
经纬度		E116°13′18″　N22°56′54″	海拔	10m	
灌木层		样方大小	5m×5m	层盖度（%）	20
	植物名称	学名	高度（m）	种盖度（%）	株数
1	金合欢	Acacia farnesiana	2.5	20	2 株
草本层		样方大小	1m×1m	层盖度（%）	15
	植物名称	学名	高度（cm）	种盖度（%）	
1	白茅	Imperata cylindrica	20	8	
2	鼠妇草	Eragrostis atrovirens	20	5	
3	马鞍藤	Ipomoea pes-caprae	5	2	

⑵样点 2 炼化厂区内西侧-大叶相思灌丛

样方群落位于炼化厂区内西侧，为大叶相思灌丛，群落调查面积：灌木层 25 m^2、草本层 1m^2。灌木层高 2m，层盖度 35%，仅见大叶相思。草本层盖度约 10%，优势种有白茅、沿阶草等。详见表 13.1-5 及图 13.1-4。

表 13.1-5　　样点 2 炼化厂区内西侧——大叶相思灌丛

地点		炼化厂区内西侧			日期
群落名称		大叶相思灌丛	总盖度	40%	2018 年 4 月 12 日
经纬度		E116°13′6″　N22°56′2″	海拔	14m	
灌木层		样方大小	5m×5m	层盖度（%）	35
	植物名称	学名	高度（m）	种盖度（%）	株数（株）

1	大叶相思	Acacia auriculiformis	2	25	1
2	大叶相思幼苗	Acacia auriculiformis		10	12
草本层		样方大小	1m×1m	层盖度（%）	10
	植物名称	学名	高度（cm）	种盖度（%）	
1	白茅	Imperata cylindrica	15～25	8	
2	沿阶草	Ophiopogon bodinieri	2	2	

⑶样点 3 炼化厂区外西侧——桉林

样方群落位于炼化厂区外西侧，为桉林，群落调查面积：乔木层 100 m^2、草本层 1m^2。乔木层高 5～7m，层盖度约 30%，仅见桉树。灌木层基本缺失，草本层盖度约 15%，优势种有沿阶草、鼠妇草、白茅等。详见表 13.1-6 及图 13.1-5。

表 13.1-6　　样点 3 炼化厂区外西侧——桉林

地点	炼厂厂区外西侧					日期
群落名称	桉林		总盖度	35%		2018 年 4 月 12 日
经纬度	E116°12′41″　N22°56′8″		海拔	15m		
乔木层		样方大小	10m×10m	层盖度（%）		30
	植物名称	学名	高度（m）	种盖度（%）	胸径（cm）	株数（株）
1	桉	Eucalyptus robusta	5～7	30	10～40	29
草本层		样方大小	1m×1m	层盖度（%）		15
	植物名称	学名	高度（cm）	种盖度（%）		
1	沿阶草	Ophiopogon bodinieri	2	10		
2	鼠妇草	Eragrostis atrovirens	10	3		
3	白茅	Imperata cylindrica	15	2		

⑷样点 4 炼厂厂区外西北侧-桉-湿地松混交林

样方群落位于炼化厂区外西北侧，群落调查面积：乔木层为 100 m^2，灌木层为 25m^2，草本层 1m^2。桉-湿地松混交林群落结构一般有 3 层，乔木层盖度约 35%，层高度 5~7m，以按和湿地松为主，胸径 10~40cm。灌木层一般高 0.5~0.6m，盖度 5%左右，有南岭荛花幼苗、乌桕幼苗等。第 3 层为草本层，一般高度 2~20cm，层盖度约 30%，有沿阶草、白茅、白花鬼针草等。详见表 13.1-7 及图 13.1-6。

表 13.1-7　　样点 4 炼化厂区外西北侧——桉-湿地松混交林

地点	炼化厂区外西北侧			日期
群落名称	桉-湿地松混交林	总盖度	55%	2018 年 4 月 12 日
经纬度	E116°12′20″　N22°56′20″	海拔	13m	

乔木层		样方大小	10m×10m	层盖度（%）		35
	植物名称	学名	高度（m）	种盖度（%）	胸径（cm）	株数（株）
1	桉	Eucalyptus robusta	5～7	30	10～40	29
2	湿地松	Pinus elliottii	8	5	15～30	3
灌木层		样方大小	5m×5m	层盖度（%）		5
	植物名称	学名	高度（m）	种盖度（%）		株数（株）
1	南岭莺花幼苗	Lndian Wikstroemia	0.5	3		2
2	乌桕幼苗	Sapium sebiferum	0.6	2		1
草本层		样方大小	1m×1m	层盖度（%）		30
	植物名称	学名	高度（cm）	种盖度（%）		
1	沿阶草	Ophiopogon bodinieri	2	20		
2	白茅	Imperata cylindrica	10	5		
3	白花鬼针草	Bidens alba	20	5		

⑸样点 5 埔洋村西侧-荔枝林

样方群落位于埔洋村西侧，群落调查面积：灌木层为 25m^2，草本层 1m^2。灌木层高度 0.5～3m，层盖度 40%，以荔枝为单一种，基本无灌木伴生。草本层高度 10～200cm，有白花鬼针草、白茅、芒、红毛草等。详见表 13.1-8 及图 13.1-7。

表 13.1-8　　样点 5 埔洋村西侧——荔枝林

地点	埔洋村西侧				日期
群落名称	荔枝林		总盖度	45%	2018 年 4 月 12 日
经纬度	E116°12′58″　N22°57′11″		海拔	7m	
灌木层		样方大小	5m×5m	层盖度（%）	40
	植物名称	学名	高度（m）	种盖度（%）	株数（株）
1	荔枝	Litchi chinensis	2～3	30	4
2	荔枝幼苗	Litchi chinensis	0.5～1.2	10	23
草本层		样方大小	1m×1m	层盖度（%）	20
	植物名称	学名	高度（cm）	种盖度（%）	
1	白花鬼针草	Bidens alba	20～60	5	
2	白茅	Imperata cylindrica	10～40	3	
3	芒	Miscanthus sinensis	200	10	
4	红毛草	Murdannia nudiflora	10～20	2	

⑹样点 6 原油码头库区南侧——鬼针草草丛

样方群落位于原油码头库区外南侧荒地，群落调查面积：草本层 1m^2，草层一般高 2～30cm，层盖度 60%。在一般情况下，优势种有白花鬼针草、狗牙根

等，伴生种有红毛草、藿香蓟、猪屎豆、龙爪茅等。详见表 13.1-9 及图 13.1-8。

表 13.1-9　　样点 6 原油码头库区南侧——鬼针草草丛

地点		原油码头库区南侧			日期
群落名称		鬼针草草丛	总盖度	60%	2018 年 4 月 13 日
经纬度		E116°29′29″　N22°56′47″	海拔	25m	
草本层		样方大小	1m×1m	层盖度（%）	60
	植物名称	学名	高度（cm）	种盖度（%）	
1	白花鬼针草	Bidens alba	15～25	30	
2	红毛草	Murdannia nudiflora	30	5	
3	藿香蓟	Ageratum conyzoides	10～25	5	
4	猪屎豆	Crotalaria pallida	8	5	
5	狗牙根	Cynodon dactylon	2	10	
6	龙爪茅	Dactylocteninm aegyptium	10	5	

⑺样点 7 原油码头库区东北侧-木麻黄林

样方群落位于原油码头库区外东北侧沙丘地，为木麻黄防护林，群落调查面积：乔木层 100 m^2、灌木层 25m^2、草本层 1m^2。乔木层层高 3~7m，层盖度 50%，仅见木麻黄。灌木层高度 0.15~0.8m，层盖度 25%，有南岭荛花、南岭荛花幼苗、马缨丹等。草本层高度 2~30cm，层盖度 50%，优势种有黄花稔、地胆草、狗牙根等。详见表 13.1-10 及图 13.1-9。

表 13.1-10　　样点 7 原油码头库区东北侧——木麻黄林

地点		原油码头库区东北侧				日期
群落名称		木麻黄林	总盖度	70%		2018 年 4 月 13 日
经纬度		E116°29′30″　N22°57′9″	海拔	24m		
乔木层		样方大小	10m×10m	层盖度（%）		50
	植物名称	学名	高度（m）	种盖度（%）	胸径（cm）	株数（株）
1	木麻黄	Casuarina equisetifolia	3～7	50	10～55	18
灌木层		样方大小	5m×5m	层盖度（%）		25
	植物名称	学名	高度（m）	种盖度（%）		株数（株）
1	南岭荛花	Lndian Wikstroemia	0.5～0.8	15		3
2	南岭荛花幼苗	Lndian Wikstroemia	0.15	5		10
3	马缨丹	Lantana camara	0.4	5		3
草本层		样方大小	1m×1m	层盖度（%）		50
	植物名称	学名	高度（cm）	种盖度（%）		
1	黄花稔	Sida acuta	30	40		

2	地胆草	Elephantopus scaber	2	5
3	狗牙根	Cynodon dactylon	10	5

⑻样点 8 横山村西侧-黑面神灌丛

样方群落位于横山村西侧荒地，群落调查面积：灌木层为 25m^2。灌木层高度为 1~4m，有马缨丹、黑面神、石岩枫、女贞等，层盖度 95%。草本层缺失。详见表 13.1-11 及图 13.1-10。

表 13.1-11　　样点 8 横山村东侧——黑面神灌丛

地点	横山村西侧			日期
群落名称	黑面神灌丛	总盖度	95%	2018 年 4 月 13 日
经纬度	E116°20′41″　N22°58′48″	海拔	16m	
灌木层	样方大小	5m×5m	层盖度（%）	95

	植物名称	学名	高度（m）	种盖度（%）	株数（株）
1	马缨丹	Lantana camara	1	30	3
2	黑面神	Breynia fruticosa	4	45	5
3	石岩枫	Mallotus repandus	2	10	2
4	女贞	Ligustrum lucidum	1	10	1

⑼样点 9 横山村东南侧-台湾相思林

样方群落位于横山村东南侧，群落调查面积：木层为 100 m^2，灌木层为 25m^2，草本层 1m^2。台湾相思林群落结构一般有 3 层，乔木层盖度约 45%，层高度 5~9m，以按、台湾相思、合欢等为主，胸径 10~30。灌木层一般高 0.8~1.5m，层盖度 20%左右，有金合欢、栀子等。第 3 层为草本层，一般高度 10~15cm，层盖度 25%，有白花鬼针草、裂叶牵牛等。详见表 13.1-12 及图 13.1-11。

表 13.1-12　　样点 9 横山村南侧——台湾相思林

地点	横山村东南侧				日期
群落名称	台湾相思林	总盖度	60%		2018 年 4 月 13 日
经纬度	E116°21′00″　N22°58′47″	海拔	23m		
乔木层	样方大小	10m×10m	层盖度（%）		45

	植物名称	学名	高度（m）	种盖度（%）	胸径（cm）	株数（株）
1	台湾相思	Acacia confusa	6～9	30	20～30	5
2	桉	Eucalyptus robusta	5～7	10	10～23	2
3	合欢	Albizia julibrissin	6～8	5	18	1
灌木层	样方大小	5m×5m	层盖度（%）		20	

	植物名称	学名	高度（m）	种盖度（%）	株数（株）
1	金合欢	Acacia farnesiana	0.8～1.5	15	4
2	栀子	Gardenia jasminoides	1	5	1
草本层		样方大小	1m×1m	层盖度（%）	25
	植物名称	学名	高度（cm）	种盖度（%）	
1	白花鬼针草	Bidens alba	15	10	
2	裂叶牵牛	Pharbitis nil	10	15	

⑽样点 10 岛南村北侧——五节芒草丛

样方群落位于斗南村北侧，群落调查面积：草本层 1m^2。草本层高度 50~200cm，层盖度 85%，有五节芒、白花鬼针草等。详见表 13.1-13 及图 13.1-12。

表 13.1-13　　样点 10 斗南村北侧——五节芒草丛

地点	岛南村东北侧			日期
群落名称	五节芒草丛	总盖度	85%	2018 年 4 月 13 日
经纬度	E116°26′55″　N22°57′57″	海拔	4m	
草本层	样方大小	1m×1m	层盖度（%）	85
	植物名称	学名	高度（cm）	种盖度（%）
1	五节芒	Miscanthus floridulus	100～200	80
2	白花鬼针草	Bidens alba	50	5

⑾样点 11 下林村北侧——毛竹林

样方群落位于下林村北侧，群落调查面积：灌木层为 25m^2，草本层 1m^2。灌木层高度 1~3.5m，层盖度 80%，有毛竹、金合欢等。草本层常以白花鬼针草、银胶菊为优势种，层高度 10~25cm，层盖度 10%。详见表 13.1-14 及图 13.1-13。

表 13.1-14　　样点 11 岛下林村北侧——毛竹林

地点	下林村北侧			日期
群落名称	毛竹林	总盖度	80%	2018 年 4 月 13 日
经纬度	E116°25′50″　N22°57′29″	海拔	4m	
灌木层	样方大小	5m×5m	层盖度（%）	80
	植物名称	学名	高度（m）	种盖度（%）	株数（株）
1	毛竹	Phyllostachys heterocycla	2~3.5	70	若干
2	金合欢	Acacia farnesiana	1	10	1
草本层	样方大小	1m×1m	层盖度（%）	10	
	植物名称	学名	高度（cm）	种盖度（%）	
1	白花鬼针草	Bidens alba	25	5	
2	银胶菊	Parthenium hysterophorus	10	5	



图 13.1-3　金合欢灌丛



图 13.1-4　大叶相思灌丛



图 13.1-5　桉林



图 13.1-6　桉-湿地松混交林



图 13.1-7　荔枝林



图 13.1-8　鬼针草草丛



图 13.1-9　木麻黄林



图 13.1-10　黑面神灌丛



图 13.1-11　台湾相思林



图 13.1-12　五节芒草丛



图 13.1-13　毛竹林

13.1.1.4 植被生态现状评价

炼化厂区由于已经过场地平整，现有植被主要为近几年新生植被，群落结构简单，植被种类较少，主要为灌木和草丛，无乔木层分布；管线沿线植被以次生灌木种类为主，分布不均匀，少部分地区盖度较大，种类较多，荔枝林是在管线沿线分布最广的经济林，荒地以禾本科草本植物为主。

调查结果表明，评价区内植物受人为干扰较严重，所出现群落基本为人工种植，主要包括防护林、经济林和农作物。评价区主要群落的生态环境质量评价结果列于表 13.1-15。调查范围内现状植被由于人为干扰较严重，林龄不大，结构简单，种类较少，一般为 2~7 种，物种量等级多处于“差”水平，有些甚至低于 5 种，即达到“很差”水平。

表 13.1-15　　评价区内植被生态现状评价结果

典型群落类型	物种量（种）			生物量（吨/hm^2）			生长量（吨/hm^2·年）		
	数量	等级	评价	数量	等级	评价	数量	等级	评价
木麻黄林	7	5	差	50	5	差	12.5	4	较差
台湾相思林	7	5	差	60	5	差	11	4	较差
桉-湿地松混交林	7	5	差	60	5	差	12.5	4	较差
桉树林	4	6	很差	50	5	差	18	3	中
灌草丛	2~6	5	差	10～30	6	很差	7.5~9.5	5	差
荔枝林	5	5	差	20～30	6	很差	10	4	较差
毛竹林	4	6	很差	30	6	很差	11	4	较差

评价区内生物量普遍较低。部分人工种植的按、湿地松、台湾相思成熟林群落生物量一般为 60 吨/hm^2，处于“差”的水平；而木麻黄林与桉树林接近，一般为 50 吨/hm^2，同处于“差”的水平，其他如灌木林、荔枝林、毛竹林一般为 20～30 吨/hm^2，均为“很差”水平。

评价区内农作物一般生长量最大，可达 40 吨/hm^2·年，达到“好”的水平，这是由于人工施肥耕作造成的；桉树林的生长量平均为 18 吨/hm^2·年，达到“中”的水平，木麻黄及其混交林，生长量平均约为 10~12.5 吨/hm^2·年，处于“较差”水平。灌丛一般仅为 7.5~9.5 吨/hm^2·年，处于“差”的水平。

总体而言，评价区内植被生态环境质量一般，植物群落物种量及生物量较差，农作物一般生长量相对较好，这是由于人工施肥耕作造成的。

13.1.2 动物资源现状评价

2018 年 4 月在工程评价区进行了广泛的实地勘查和调查访问，并通过查阅《广东山区经济动物》等文献资料，进行综合判断，得出评价区动物分布现状。

为表示各类动物种类数量的丰富度，采用了估计数量等级方法。数量等级：数量多用“＋＋＋”表示，该种群为当地优势种；数量较多，用“＋＋”表示，该动物种为当地普通种；数量少，用“＋”表示，该物种为当地稀有种。

13.1.2.1 两栖类种类、数量及分布现状

评价区两栖类种类、数量及分布现状如下：

⑴种类

评价区共有两栖动物 1 目 3 科 8 种，沼水蛙、黑斑侧褶蛙为广东省省级保护动物。表 13.1-16 两栖动物名录。

表 13.1-16　　两栖动物名录

科名	种名	生境	区系	数量	保护等级
一、无尾目 ANURA					
（一）蟾蜍科 Bufonidae	1.中华蟾蜍 Bufo gargarizans	池塘、沟渠、河岸边及田埂、池边或房屋周围。	广	+++	未列入
	2.黑眶蟾蜍 B.melanosictus	栖息于低海拔地区到中山地带草丛、石堆、耕地、水塘边等处。	东	+	未列入
（二）蛙科 Ranidae	3.沼水蛙 Hylarana guentheri	一般都分散生活在静水池或稻田内。	东	+++	省级
	4.泽蛙 Pejervarya limnocharis	栖息于池沼、水田及其附近的田野。	东	+++	未列入
	5.日本林蛙 Rana japonica	栖息于近海平面的丘陵至海拔2000m 的山区。	东	+	未列入
	6.黑斑侧褶蛙 Pelophlax. nigromaculata	常栖息于池塘、水沟或小河内，或附近的草丛中。	广	++	省级
(三)姬蛙科	7.饰纹姬蛙 M.ornate	生活于水田或水塘中，以白蚁、蚁及小型鞘翅目昆虫为食。	东	++	未列入
	8.花姬蛙 M.pulchra	栖于水坑及小洼附近，以各种昆虫及小型无脊椎动物为食。	东	+	未列入

注：东：东洋种，广：广布种。

⑵主要种类的生态习性及其分布

中华蟾蜍，俗名“癞蛤蟆”，主要栖息在阴暗潮湿的林间草丛、农田、河沟、村舍附近。评价区内广泛分布。

根据对两栖类的调查访问，中华蟾蜍、泽蛙、沼水蛙和黑斑侧褶蛙数量相对较多。

13.1.2.2 爬行类种类、数量及分布现状

评价区爬行类种类、数量及分布现状如下：

⑴种类

评价区爬行类共有 3 目 7 科 22 种（名录见表 13.1-17）。包括毒蛇 4 种，即短尾蝮、竹叶青、白唇竹叶青和银环蛇。无国家重点保护动物和省级保护爬行动

物分布。

表 13.1-17　　评价区爬行动物名录

科名	种名	生境	区系	数量	保护等级
一、龟鳖目 Testudines					
（一）龟科 Emydiade	1.乌龟 Chinemys reevesii	分布在底质为泥沙的河沟、池塘、水田、水库等地，半水栖生活。	广	+	未列入
(二) 鳖科 Trionychidae	2.鳖 Trionyx sinensis	生活在江、河、湖沼、池塘等水流平缓的淡水水域。	广	+	未列入
二、蜥蜴目 Lacertiformes					
（三）石龙子科 Scincidae	3.中国石龙子 Eumeces chinensis	栖息在乱石堆及农田、住宅周围的杂草中。	东	++	未列入
	4.蝾蜒 Sphenornorphus indicum	栖息在乱石堆及农田、住宅周围的杂草中。	东	++	不详
(四) 蜥蜴科 Lacertidae	5.蜓蜥 Lygosoma indicum	栖息在荒坡和路基的乱石堆中。	广	++	未列入
	6.北草蜥 Takydromus sepentrionalis	栖息于草丛中，爬行迅速。	广	++	未列入
	7.南草蜥 T.sexlcineatus	栖息在草丛或树林下，爬行迅速。。	东	+++	未列入
三、蛇目 Serpentiformes					
（五）游蛇科 Colubridae	8.黑眉锦蛇 Elaphe taeniura	活动于林地、农田、草地、灌丛、河边及民宅附近。	广	+	未列入
	9.王锦蛇 E. carinata	栖息于山区、丘陵地带，田野沟边、山溪旁、草丛中活动。	东	+	未列入
	10.红点锦蛇 E. rufodorsata	生活在靠近水域的草丛中，稻田、田野及潮湿的丘陵亦常见。	广	+	未列入
	11.赤链华游蛇 Sinonatrix annularis	生活山林溪流或水田附近，亦见于灌丛、小竹林。	东	+	未列入
	12.乌梢蛇 Zaocys dhumnades	常见于田野、林下、灌丛、草地等处，亦见于民宅周围。	东	++	未列入
	13.赤链蛇 Rufo zonaturn	生活于山林溪流或水田附近，亦见于灌丛、小竹林。	东	+	未列入
	14.灰鼠蛇 Ptyas korros	常见于草丛、灌丛、草坡，以捕食鼠类为食。	东	+	未列入
	15.翠青蛇 Entechinus. major	常见于灌草丛、草坡，以蚯蚓、小青蛙和各类昆虫为食。	东	++	未列入
	16.虎斑颈槽蛇 Rhabdophis tigrinus、	分布于潮湿多草的园地、溪流、稻田、池沼、菜地。	东	++	未列入
	17.中国水蛇 Endydris chinensis	栖于池塘、稻田、溪沟的泥土中。	东	++	未列入
	18. 铅色水蛇 Enhydris plumbea	栖于池塘、稻田、溪沟的泥土中。	东	+	未列入

（六）蝰科 Viperdae	19.短尾蝮 Gloydius brevicaudus	常见于乱石堆、杂草坡、灌丛、田地、村舍等处。	东	+	未列入
	20.竹叶青 Trimeresurus stejnegeri	栖于山涧溪水旁的竹林、灌丛或杂草中。	东	+	未列入
	21.白唇竹叶青 T.albolabris	栖于山涧溪水旁的竹林、灌丛或杂草中。	东	+	未列入
（七）眼镜蛇科 Elapidae	22.银环蛇 Bungarus multicinctus	栖于稻田、草地近水处。	东	+	未列入

⑵主要种类的分布和数量

中国石龙子，在当地称为“四脚蛇”，主要分布于评价区的乱石堆及农田、住宅周围的灌草丛中，数量较多。

黑眉锦蛇，无毒，是当地的主要经济蛇类，多栖息于灌丛、草丛和附近的农田中，以蛙类、壁虎为食。

翠青蛇，又称青蛇，体型较小，头和身体都呈翠绿色，颜色鲜艳，无毒，常见于评价区中丘陵和平地。

银环蛇，有剧毒。栖息于评价区的森林和灌草丛境中，以鼠、蛙、蜥蜴及其它蛇类为食，数量极少。

13.1.2.3 鸟类种类、数量及分布现状

评价区鸟类种类、数量及分布现状如下：

⑴种类组成

评价区的鸟类有 40 种，隶属于 10 目 24 科（鸟类名录见表 13.1-18）。其中以雀形目鸟类最多，共 22 种，占 55%。有国家Ⅱ级保护动物 4 种：普通鵟、红隼、白鹇、领角鸮；广东省省级保护动物 1 种：黄胸鹀。

表 13.1-18　　评价区鸟类名录

科名	种名	居留型	区系	种群状况	生境	保护等级
一、鹳形目 CICONIIFORMES						
（一）鹭科 Ardeidae	1.池鹭 Ardeola bacchus	夏	东	++	生活、猎食于稻田、池塘、水库等水域，栖息于竹林或树上。	未列入
	2.白鹭 Egretta garzetta	夏	东	++	生活、猎食于稻田、池塘、水库等水域，栖息于竹林或树上。	未列入
二、鹤形目 Gruiformes						

(二)秧鸡科 Rallidae	3.普通秧鸡 Rallus aquaticus	夏	古	++	栖于沼泽湿地、苇丛或水草丛中，也到水田等处。	未列入
三、隼形目 FALCONIFORMES						
（三）鹰科 Accipitridae	4.普通鵟 Buteo buteo	留	广	+	多栖息在开阔地和附近的林缘。	国家Ⅱ级
（四）隼科 Falconidae	5.红隼 Falco tinnunculus	留	东	+	多栖息于农田、疏林、灌木丛等旷野地带。	国家Ⅱ级
四、鸡形目 CALLIFORMES						
（五）雉科 Phasianidae	6.灰胸竹鸡 Bambusicola thoracica	留	东	+	栖息于低山灌丛、竹林和杂草丛处。	未列入
	7.雉鸡 Phasianus colchicus	留	广	+	栖息于山区灌木丛、草丛、山谷草甸及林缘、近山耕地和苇塘内。	未列入
	8.白鹇 Lophura.nycthemera	留	东	+	栖息于多林的山地，特别喜欢在林下浓密的竹丛中活动。	国家Ⅱ级
	9.鹌鹑 Coturnix cjaponica	冬	东	++	栖息于干燥而近水的低山地带，草丛、灌丛、林间空地及农田边。	未列入
	10. 鹧鸪 Francolinus p.pintadeanus	留	东	+	栖息于低山多草或疏林、矮林地带。	未列入
五、鸽形目 COLUMBIFORMES						
（六）鸠鸽科 Columbidae	11.山斑鸠 Streptopelia orientalis	留	广	+++	栖息于山区、丘陵多树木地带。	未列入
	12.珠颈斑鸠 S.chinensis	留	东	++	栖息于丘陵山地树林和多树的平原郊野、农田附近，秋季通常结成小群活动。	未列入
六、佛法僧目 CORACLLFORMES						
（七） 翠鸟科 Alcedinidae	13.普通翠鸟 Alcedo atthis	留	广	++	栖息于近水旁的树枝、岩石上，或低山丘陵、平原近水的树丛等处。	未列入
七、鴷形目 PICIFORMES						
（八）啄木鸟科 Picidae	14.星头啄木鸟 Dendrocopos canicapillus	留	古	++	栖息于各类型的林地或竹林。	未列入
	15.大斑啄木鸟 Dendrocopos major	留	广	+	栖息于高大茂密的针阔混交林或针叶林中。	未列入
八、雀形目 PASSERIFORMES						
（九）鹡鸰科 Motacillidae	16.白鹡鸰 Motacilla alba	夏	古	+	栖息于离水较近的耕地附近。	未列入
（十）伯劳科	17.虎纹伯劳 Lanius tigrinus	冬	古	+	栖息于稀树电榄、旷野。	未列入
	18.红尾伯劳 L.c.cristatus	留	古	+	栖息于农田、村旁、林边及河谷等处。捕食昆虫、蛙类。	未列入

	19.棕背伯劳 L.s.schach	夏	古	++	栖息于离水较近的耕地附近。	未列入
（十一）燕科 Hirundinidae	20.金腰燕 Hirundo daurica	夏	广	++	栖息于树落附近，常到田野上空飞行。	未列入
	21.家燕 Hirundo rustica gutturalis	夏	古	+++	栖息于村落附近，常到田野、森林、水域上空飞行。	未列入
(十二)椋鸟科 Sturnidae	22.八哥 Acridothere .cristatellus	留	东	++	栖息于平原村落、园田和山林边缘，竹林等处，常集群活动。	未列入
（十三）卷尾科 Dicruridae	23.发冠卷尾 D.hottentottus brevirostris	夏	东	++	栖息于稀树电榄、旷野。	未列入
	24.黑卷尾 Dicrurus macrocercus	夏	东	++	栖息于开阔山地林缘、平原近溪处，也常见于农田、村落附近的乔木枝上。	未列入
（十四）鸦科 Corvidae	25.喜鹊 Pica　pica	留	东	+++	栖息于山地村落、平原林中。常在村庄、田野、山边林缘活动。	未列入
	26.灰喜鹊 Cyanopica cyanaswinhoei	留	广	+++	栖息于半山区林地、灌全或村庄附近的杂木林、松林中。	未列入
（十五）画眉科 Timaliidae	27.画眉 Garrulax canorus	留	东	+	多见地低山灌丛及村落附近的竹林等处。	未列入
（十六）山雀科 Paridae	28.大山雀 Parus major	留	广	++	多栖息山地林区。	未列入
（十七）文鸟科 Ploceidae	29. [树]麻雀 Passer montanus	留	广	+++	多栖于居民区的建筑物和树上，活动范围广，多集群活动。	未列入
	30.　山麻雀 P.rutilans	留	东	+	多栖于山区村落附近、沟谷、河边、农田、灌丛等地。	未列入
（十八）雀科 Fringillidae	31.小鹀 Emberiza pusilla	冬	广	+	多栖息于低山林缘、灌丛、草地。	未列入
	32.黄胸鹀 E.aureola	冬	古	+	多活动在低山丘陵林缘、灌和草地，也常见沼泽地和河谷、湖泊岸边。	省级
(十九)鹟科 Muscicapidae	33.灰背鸫 Turdus hortulorum	冬	古	+	栖息于茂密的混交林、次生阔叶林和灌丛。	未列入
	34.乌鸫 T. merula mandarinus	留	东	++	栖息于平原草地，常结小群在地面上奔驰。	未列入
（二十）莺科 Sylviidae	35.强脚树莺 Cettia fortipes	夏	东	+	栖息于山地浓密灌丛中，通常独处。	未列入
(二十一)百灵科 Alaudidae	36.云雀 Alauda arvensis intermedia	冬	古	+	栖息于开阔的草原和平原地区，仅在地面活动，从不栖息于树枝上。	未列入
(二十二)山椒	37.灰山椒鸟	夏	古	+	栖息于山林或开阔平	未列

鸟科 Campephagidae	Pericrocotus divaricatus				原，多在树上寻觅昆虫为食。	入
九、鹃形目 Cuculiformes						
(二十三)杜鹃科 Caculidae	38.四声杜鹃 Cucolus..micropterus	夏	广	+	多栖息于高大森林中。	未列入
	39.大杜鹃 C.canorus fallax	夏	广	+	多栖于森林的树上。	未列入
十、鸮形目 Srtigiformes						
(二十四)鸱鸮科 Strigdae	40.领角鸮 O.bakkamoena erythrocampe	留	东	+	栖息于中山地带的针阔混交林和林缘灌丛。	国家Ⅱ级

注：东：东洋种，古：古北种，广：广布种；留：留鸟，夏：夏候鸟，冬：冬候鸟。

⑵区系成分

在 40 种鸟类中，属于东洋界分布的种类有 17 种，占 42.5%；属于古北界分布的种类有 12 种，占 30.0%；广泛分布的种类有 11 种，占 27.5%。

⑶居留型

在 40 种鸟类中，留鸟 21 种，占 52.5%；夏候鸟 13 种，占 32.5%；冬候鸟 6 种，占 15.0%；没有旅鸟。

⑷数量分析

该地区的常见种类有家燕、喜鹊、麻雀、山斑鸠、大山雀、强脚树莺、黑卷尾，这些种类是该地区的优势种。

13.1.2.4 哺乳类种类、数量及分布现状

评价区内的哺乳类种类、数量及分布现状如下：

⑴种类

评价区哺乳类共有 6 目 10 科 16 种（名录见表 13.1-19）。按体型特征可分为三类：中大型兽，有野猪 1 种；中小型兽，有华南兔、赤腹松鼠、黄鼬、花面狸、棕鼯鼠、豹猫等 6 种；小型兽 9 种，包括食虫目小兽 1 种、翼手目小兽 4 种、啮齿目鼠形小兽 4 种。

广东省省级保护动物 2 种：棕鼯鼠、豹猫。

表 13.1-19　　评价区兽类名录

科名	种名	生境及习性	区系	保护等级	种群现状
一、食虫目 INSECTIVORA					
（一）猬科 Erinaceidae	1.刺猬 Erinaceus europaeus	分布在丘陵平原，地栖，主食虫、蛙、蛇等并兼食植物果实。	古	未列入	+++

二、翼手目 CHIROPTERA					
（二）蝙蝠科 Vespertilionidae	2.斑蝠 Scotomanes ornatus	栖息于市郊、村落附近。	东	未列入	++
	3.普通伏翼 Pipistrellus abramus	分布在城乡，墙缝、屋缝，主食鳞翅目、双翅目昆虫。	东	未列入	++
	4.东方蝙蝠 Vespertilio orientalis	栖息于市郊、村落附近。	东	未列入	++
	5.山蝠 Nyctalus noctula	栖息于市郊、村落附近。	东	未列入	+
三、兔形目 LAGOMORPHA					
（三）兔科 Leporidae	6.华南兔 Lepus sinensis	分布在山区草丛，穴居，主食草及农作物。	东	未列入	+++
四、啮齿目 RODENTIA					
（四）鼯鼠科 Petauristidae	7.棕鼯鼠 Petaurista petaurista	树栖低山针阔叶林，昼伏夜出，筑巢于树洞、岩洞或树枝。	东	省级	++
（五）松鼠科 Sciluridae	8.赤腹松鼠 Callosciurus eryhraeus	栖息于山区林地、阔叶林、针叶林中。	东	未列入	+
（六）鼠科 Muridae	9.小家鼠 Mus musculus	分布在城镇、乡村，居室内外，主食作物种子、果实等。	广	未列入	+++
	10.黄胸鼠 Rattus flavipectus	分布在居室，地栖，主食植物和作物种子、果实等。	东	未列入	+++
	11.褐家鼠 Rattus.novegicus	分布在居室内外，地栖，杂食。	东	未列入	+++
	12.黑线姬鼠 Apodemus agrarius	分布在农田、河湖两岸，地栖穴居，主食农作物。	古	未列入	+++
五、食肉目 CARNIVORA					
（七）鼬科 Mustelidae	13.黄鼬 Mustela sibirica	分布在河谷、村舍，地栖、穴居，主食啮齿类。	广	未列入	++
（八）灵猫科 Viverridae	14.花面狸 Paguma larvata	分布在稀树、灌丛，洞栖，主食植物果实、种子。	东	未列入	+
（九）猫科 Felidae	15.豹猫 Felis bengalensis	分布在平原、山地森林、灌丛农田，地栖，主食啮齿类、昆虫	广	省级	+
六、偶蹄目 ARTIODACTYLA					
（十）猪科 Suidae	16.野猪 Sus scrofa	分布在各种林型、灌丛草地，地栖，主食植物、农作物。	古	未列入	++

注：东：东洋种，古：古北种，广：广布种

⑵分布特点

中大型兽类主要分布在线路沿线灌草丛中，其它中小型兽和啮齿类兽类在评价区内广泛分布。

⑶数量

数量多的有刺猬、华南兔、黄胸鼠、黑线姬鼠、东方蝙蝠、小家鼠、褐家鼠等 7 种；数量较多的有黄鼬、斑蝠、普通伏翼等；数量稀少的有山蝠、棕鼯鼠、

花面狸等；而野猪、豹猫等兽类的数量极少。

13.1.2.5 国家及省级重点保护野生动物种类

评价区国家Ⅱ级重点保护野生动物共4种：普通鵟、红隼、白鹇、领角鸮。广东省省级重点保护动物5种：沼水蛙、黑斑侧褶蛙、黄胸鹀、棕鼯鼠、豹猫。

评价区内保护动物、分布及数量具体见表13.1-20。

表13.1-20　　评价区重点保护动物及数量

中文名	拉丁名	保护等级	数量级	分布
1．普通鵟	Buteo buteo	国家Ⅱ级	+	管线沿线丘陵区
2．红隼	Falco tinnunculus	国家Ⅱ级	+	管线沿线丘陵区
3．白鹇	Lophura.nycthemera	国家Ⅱ级	+	管线沿线丘陵区
4．领角鸮	O.bakkamoena erythrocampe	国家Ⅱ级	+	管线沿线丘陵区
5．沼水蛙	Hylarana guentheri	省级	+	管线沿线及炼化厂区水域
6．黑斑侧褶蛙	Pelophlax.	省级	+	管线沿线及炼化厂区水域
7．黄胸鹀	E.aureola	省级	+	管线沿线丘陵区
8．棕鼯鼠	Petaurista petaurista	省级	+	广泛分布
9．豹猫	Felis bengalensis	省级	+	管线沿线丘陵区

13.1.2.6 野生动物现状小结

评价区陆生脊椎动物有86种，其中兽类16种，鸟类40种，爬行类22种，两栖类8种。其中国家Ⅱ级重点保护野生动物共4种：普通鵟、红隼、白鹇、领角鸮；广东省省级重点保护动物5种：沼水蛙、黑斑侧褶蛙、黄胸鹀、棕鼯鼠、豹猫。

评价区内野生动物种类稀少，缺少大型野生哺乳动物，现有的野生动物多为一些常见的鸟类、啮齿类等。评价区野生动物区系属于东洋界的种类，还有一些属于古北界的种类，野生动物以亚热带森林灌草地-农田动物群为主，无固定的迁徙动物。

13.1.3 土地利用现状调查结果与评价

13.1.3.1 调查技术方法

本次陆地生态环境现状评价采用的是美国的WorldView2卫星影像，由于云量影响，分厂区和管线两部分区域分别购买，拍摄时间分别为2017年9月17日和2018年3月11日，分辨率为0.5m。参考有关资料，通过采用GPS定位，建

立地面解译标志和现场调查等方法，利用 Arcigis 中的 Arcmap 模块为解译平台，进行数据采集、编辑、分析、编绘，完成土地利用现状图；评价区土地利用现状调查图例系统按照全国土地利用分类系统标准，同时参考项目设计及实地考察资料，在此基础上，分析评价区土地利用现状。

13.1.3.2 评价区土地利用分类

按照《土地利用现状分类》（2017 年 11 月 1 日实施）的分类系统，《土地利用现状分类》国家标准采用一级、二级两个层次的分类体系，共分 12 个一级类、73 个二级类。

本次评价将评价区土地利用类型主要分为水田、水浇地、旱地、果园、乔木林地、竹林地、灌木林地、其它林地、其它草地、工业用地、城镇住宅用地、农村宅基地、公路用地、河流水面、坑塘水面、沿海滩涂、沟渠、水工建筑用地、裸土地、裸岩石砾地等 20 个二级地类。评价区土地利用分类见表 13.1-21。评价区土地利用图 13.1-14～13.1-15。

表 13.1-21　　评价区土地利用分类

一级类		二级类		含义
编码	名称	编码	名称	
01	耕地	0101	水田	指用于种植水稻、莲藕等水生农作物的耕地。包括实行水生、旱生农作物轮种的耕地。
		0102	水浇地	指有水源保证和灌溉设施，在一般年景能正常灌溉，种植旱生农作物（含蔬菜）的耕地。包括种植蔬菜的非工厂化的大棚用地。
		013	旱地	指无灌溉设施,主要靠天然降水种植旱生农作物的耕地,包括没有灌溉设施,仅靠引洪淤灌的耕地。
02	园地	0201	果园	指种植果树的园地。
03	林地	0301	乔木林地	指乔木郁闭度≥0.2 的林地，不包括森林沼泽
		0305	灌木林地	指灌木覆盖度≥40%的林地，不包括灌丛沼泽
04	草地	0403	其它草地	指树林郁闭度＜0.1，表层为土质，生长草本植物为主，不用于放牧的草地
06	工矿仓储用地	0601	工业用地	指工业生产、产品加工制造、机械和设备修理及直接为工业生产等服务的附属设施用地
07	住宅用地	0701	城镇住宅用地	指城镇用于生活居住的各类房屋用地及其附属设施用地，不含配套的商业服务设施等用地
		0702	农村宅基地	指农村用于生活居住的宅基地。
08	公共管理与公共服务用地	0803	教育用地	指用于各类教育设施，包括高等院校、中等专业学校、中学、小学、幼儿园及其附属设施用地，聋哑盲人学校及工读学校用地，以及为学校配建的独立地段的学生生活用地

一级类		二级类		含义
编码	名称	编码	名称	
10	交通运输用地	1003	公路用地	指用于国道、省道、县道和乡道的用地。包括征地范围内的路堤、路堑、道沟、桥梁、汽车停靠站、林木及直接为其服务的附属用地
		1008	港口码头用地	指用于人工修建的客运、货运、捕捞及工程、工作船舶停靠的场所及其附属建筑物的用地，不包括常水位以下部分
11	水域及水利设施用地	1101	河流水面	指天然形成或人工开挖河流常水位岸线之间的水面，不包括被堤坝拦截后形成的水库区段水面
		1104	坑塘水面	指人工开挖或天然形成的蓄水量＜10 万 m^3 的坑塘常水位岸线所围成的水面
		1105	沿海滩涂	指沿海大潮高潮位与低潮位之间的潮侵地带。包括海岛的沿海滩涂。不包括已利用的滩涂，不包括已利用的滩地
		1107	沟渠	指人工修建，南方宽度≥1.0m、北方宽度≥2.0m 用于引、排、灌的渠道，包括渠槽、渠堤、护堤林及小型泵站
12	其它土地	1206	裸土地	指表层为土质，基本无植被覆盖的土地

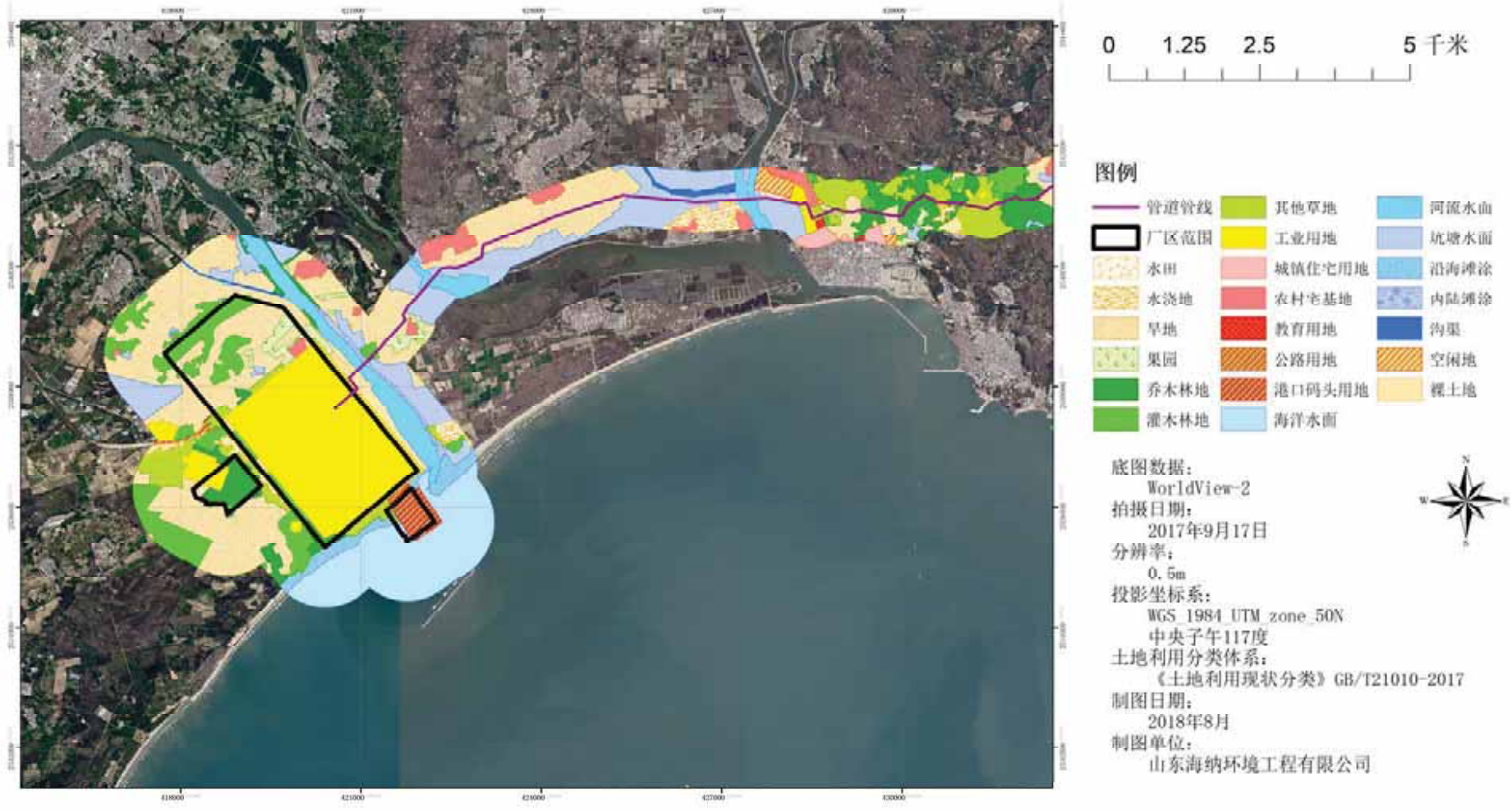


图 13.1-14　炼化厂区土地利用图

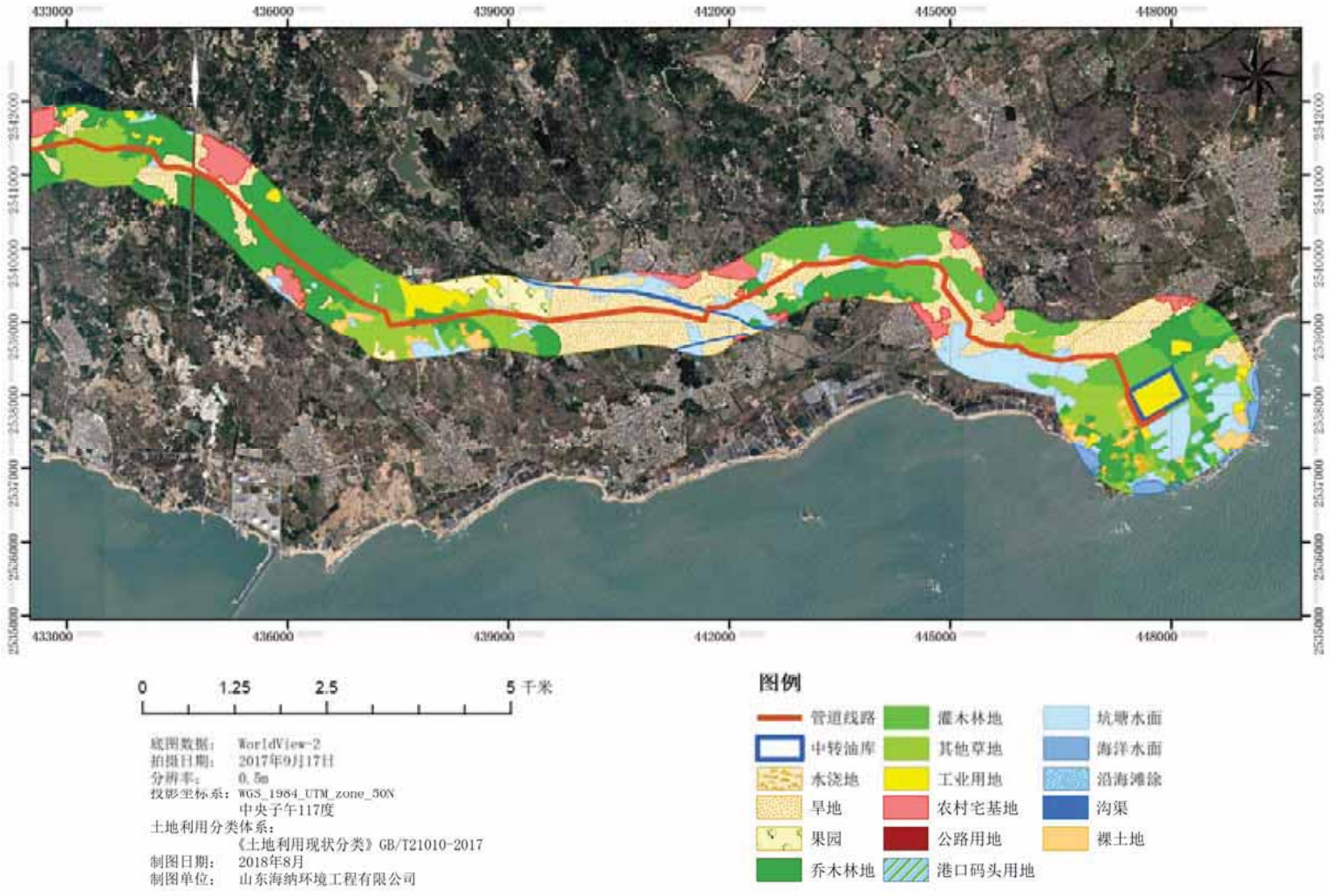


图 13.1-15　管线沿线及原油码头库区土地利用图

13.1.3.3 调查与评价结果

本项目陆域永久占地面积为930.707hm^2，评价区总面积为6112hm^2。统计数据见表13.1-22~13.1-24。

⑴炼化厂区土地利用评价结果

炼化厂区评价范围内占地类型以旱地为主，其次为工业用地，分别占评价面积的24.77%和21.23%。果园占评价面积的6.24%，乔木林地占评价面积的5.34%，其他草地占评价面积的5.49%，灌木林地占评价面积的4.09%。水面包括河流水面、海洋水面、坑塘水面，分别占评价面积的4.83%、14.30%、4.75%。其它几种土地利用类型的占地面积相对较少。

表13.1-22　　炼化厂区土地利用类型统计表

序列	土地利用类型	永久占地面积（hm^2）	比例	评价区面积（hm^2）	比例
1	水浇地	/	/	41.765	1.52%
2	旱地	150.372	16.71%	680.853	24.77%
3	果园	67.203	7.47%	171.608	6.24%
4	乔木林地	52.338	5.82%	146.880	5.34%
5	灌木林地	42.744	4.75%	112.437	4.09%
6	其它草地	35.485	3.94%	150.860	5.49%
7	工业用地	529.54	58.86%	583.638	21.23%
8	住宅用地	6.316	0.70%	26.520	0.96%
9	公路用地	6.027	0.67%	33.049	1.20%
10	港口码头用地	/	/	7.377	0.27%
11	河流水面	/	/	132.867	4.83%
12	海洋水面	/	/	393.146	14.30%
13	坑塘水面	1.142	0.13%	130.688	4.75%
14	沿海滩涂	7.2107	0.80%	81.487	2.96%
15	沟渠	/	/	2.956	0.11%
16	裸土地	1.308	0.15%	52.870	1.92%
	合计	899.6857	100%	2749	100%

⑵厂外管线沿线土地利用评价结果

管线沿线评价范围内占地类型以旱地和乔木林地为主，分别占评价区域面积的27.44%和13.27%，林地主要为用材林和沿海防护林，其次为灌木林地、草地和坑塘水面，分别占评价面积的12.39%、10.59%和9.73%，草地分布在沿线丘

陵地段；其它几种土地利用类型的占地面积相对较少。

表 13.1-23　　管线沿线土地利用类型统计表

序列	土地利用类型	永久占地面积（hm^2）	比例	评价区面积（hm^2）	比例
1	水田	/	/	176.110	6.27%
2	水浇地	/	/	2.285	0.08%
3	旱地	/	/	770.903	27.44%
4	果园	/	/	80.592	2.87%
5	乔木林地	0.0797	100%	372.678	13.27%
6	灌木林地	/	/	347.962	12.39%
7	其它草地	/	/	297.579	10.59%
8	工业用地	/	/	57.960	2.06%
9	农村宅基地	/	/	206.782	7.36%
10	教育用地	/	/	2.043	0.07%
11	公路用地	/	/	2.910	0.10%
12	河流水面	/	/	64.497	2.30%
13	坑塘水面	/	/	273.444	9.73%
14	沿海滩涂	/	/	116.121	4.13%
15	沟渠	/	/	12.970	0.46%
16	裸土地	/	/	24.162	0.86%
	合计	0.0797	100％	2809	100％

⑶原油码头库区土地利用评价结果

原油码头库区评价范围内占地类型以灌木林地、乔木林地和坑塘水面为主，分别占评价范围面积的 20.32％、16.56 和 15.18％，坑塘水面为海水养殖用地，林地主要为用材林和沿海防护林；永久占地范围内均为工业用地。原油码头库区土地利用现状见表 13.1-24。

表 13.1-24　　原油码头库区土地利用现状统计表

序列	土地利用类型	永久占地面积（hm^2）	比例	评价区面积（hm^2）	比例
1	旱地	/	/	80.397	14.25%
2	乔木林地	/	/	93.399	16.56%
3	灌木林地	/	/	114.616	20.32%
4	其它草地	/	/	77.889	13.81%
5	工业用地	30.9416	100%	42.998	7.62%
6	农村宅基地	/	/	5.417	0.96%
7	港口码头用地	/	/	0.398	0.07%
8	海洋水面	/	/	19.524	3.46%

9	坑塘水面	/	/	85.617	15.18%
10	沿海滩涂	/	/	12.746	2.26%
11	裸土地	/	/	30.998	5.50%
	合计	30.9416	100%	564	100%

⑷本项目占用林地情况统计

根据土地利用现状统计，本项目永久占地及临时占地共计占用林地126.4147hm^2。广东石化公司分别向揭阳大南海石化工业区农林水务局和惠来县林业局提出了使用林地申请（详见附件 17、附件 18），原则上同意本项目使用林地面积为 157.3032 公顷，详见表 13.1-25，广东石化公司需依法依规办理征用林地和林木采伐手续后方可动工建设。

表 13.1-25　　获批林地使用面积统计表　　单位：hm^2

使用林地类型		总计	防护林林地	特用林林地	用材林林地	经济林林地	薪炭林林地	苗圃地
火炬区	国有	54.6785	/	/	54.6785	/	/	/
	集体	/	/	/	/	/	/	/
化工区	国有	17.9459	/	/	17.9459	/	/	/
	集体	65.4944	30.8161		26.9907	7.6876	/	/
厂外管线	国有	/	/	/	/	/	/	/
	集体	19.1844	4.9305	0.4617	7.7561	3.6704	2.0201	0.3456
合计		157.3032	35.7466	0.4617	107.3712	11.358	2.0201	0.3456

13.1.4 土壤侵蚀现状调查

土壤侵蚀现状调查是在参考相关资料的基础上，利用 Arcigis 软件为解译平台，以美国的 WorldView2 卫星影像为数据源，结合土地利用图、植被类型图和地形坡度分级图评价项目区的的水土流失风险程度，编制土壤侵蚀现状图。土壤侵蚀现状类别分类见表 13.1-26。项目区土壤侵蚀现状图见图 13.1-16。

表 13.1-26　　土壤侵蚀现状类别分类

类别分类	评价区内各类别面积（hm^2）	百分比（%）
水体及其他用途	2749.90	44.99
微度侵蚀	1.75	0.03
轻度侵蚀	296.59	4.85
中度侵蚀	3063.76	50.13
合计	6112	100

项目区除水体和其他用途用地外，以中度侵蚀为主，占评价区面积的50.13%，微度侵蚀占评价区面积的0.03%，中度侵蚀占评价区面积的4.85%。评价区内土壤侵蚀以中度侵蚀为主。

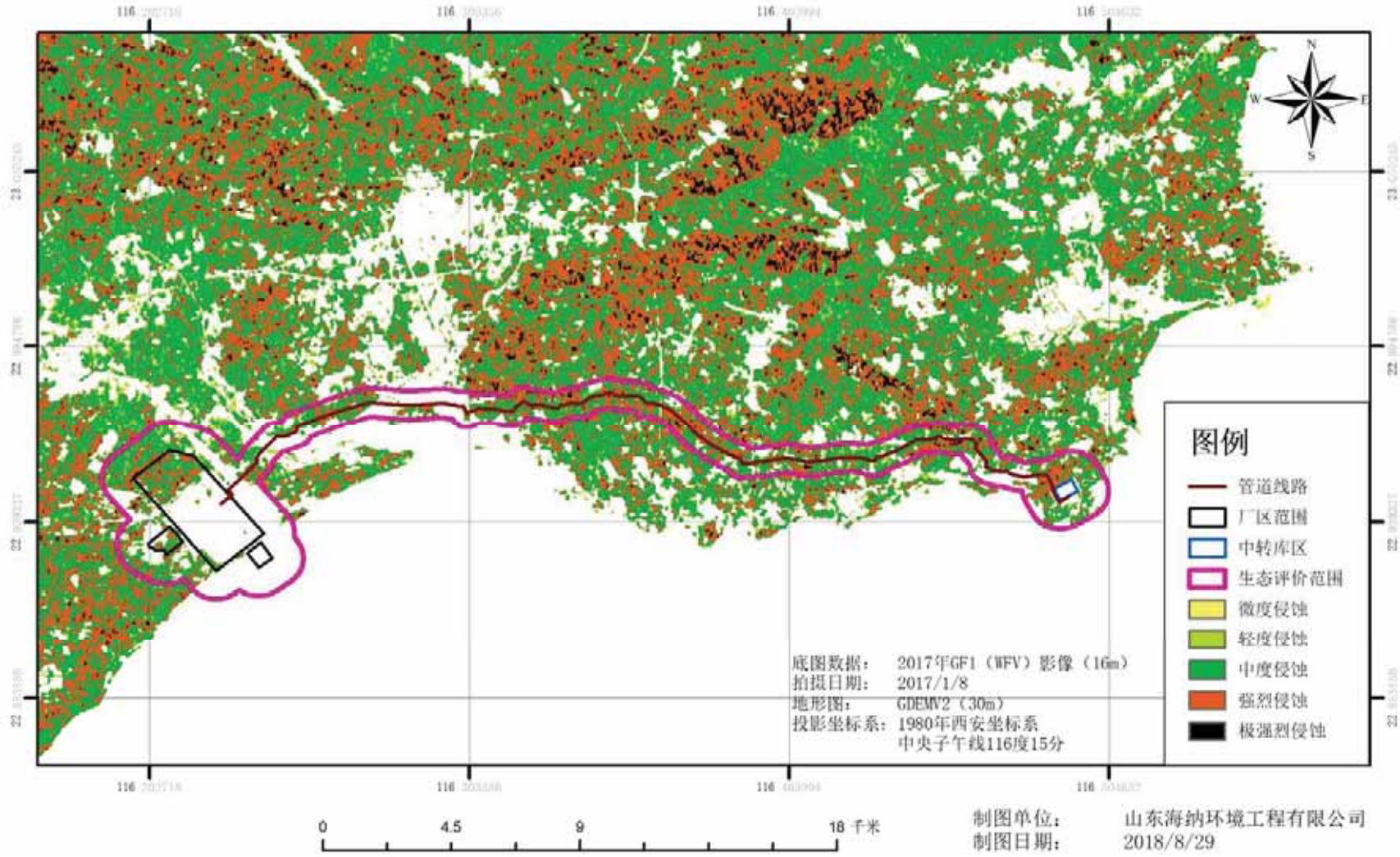


图 13.1-16　项目区土壤侵蚀现状图

13.1.5 生态保护红线区符合性分析

2018 年 2 月，广东省环境保护厅、发展改革委联合印发《关于做好生态保护红线划定工作的函》，明确广东省省生态保护红线划定工作时间安排，要求在2018 年 9 月-12 月完成全省红线报批。目前揭阳市已形成《揭阳市生态保护红线划定方案（初稿）》，根据红线划定方案初稿，本项目的生态评价范围不涉及红线区。

项目附近的生态红线区有：国家级公益林和林地Ⅰ级保护线、龙溪河区县级饮用水源保护区、雷岭河区县级饮用水源保护区、盐岭河饮用水源保护区等。红线区概况见表 13.1-27 及图 13.1-17。

表 13.1-27　　项目附近生态红线区

序号	红线区域名称	主导生态功能	区域类型	方位	与本项目最近距离
1	国家级公益林和林地Ⅰ级保护线	--	国家公益林和林业 1 级保护区	NE	1.7km（距原油码头库区）
2	龙溪河区县级饮用水源保护区	一级水源保护区	禁止开发区	NW	7.3km
3	雷岭河区县级饮用水源保护区	一级水源保护区	禁止开发区	N	7.2km
4	盐岭河饮用水源保护区	一级水源保护区	禁止开发区	N	6.8km

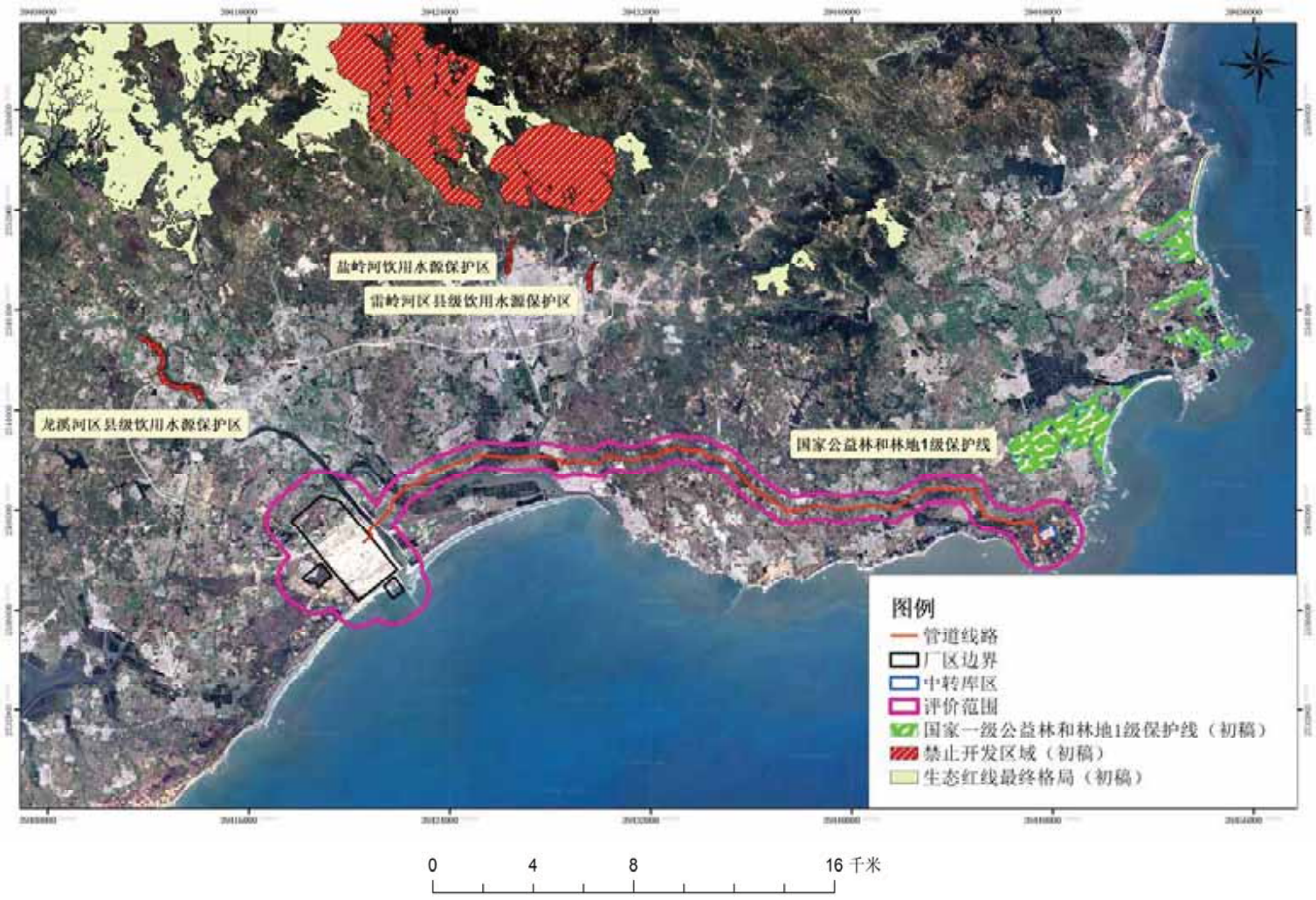


图 13.1-17　生态红线分布图

13.2 陆域生态环境影响分析

本工程建设对生态环境的影响主要表现为工程施工活动对区域土壤环境的破坏、对植被的破坏、占用土地、改变土地利用形式等。本工程变更前后炼化厂区位置不变，新增化工区；管线走向、长度、敷设方式均发生变化。总体来说本工程变更后永久占地面积增加 264.567hm^2，对生态环境影响变化主要体现为工程占地增加导致植被生物量损失增加和管线路由的变化对生态环境的影响。

为全面分析项目建设对陆域生态环境的影响，将工程建设对生态环境影响分为两部分，分别就炼化厂区、原油码头库区等厂区建设和厂外管线建设对生态环境的影响进行分析。

13.2.1 工程占地情况

根据工程设计资料，现场勘查以及遥感影像调查，工程总占地面积 1094.589hm^2，其中永久占地 930.707hm^2，临时占地 163.882hm^2。较变更前变化主要表现在厂外管线敷设方式变更为全线埋地，减少了永久占地；炼化厂区内新增化工区，增加了永久占地。永久占地和临时占地面积分别见表 13.2-1 及表 13.2-2。

表 13.2-1　　永久占地面积表

序号	工程内容	单位	变更前占地	变更后占地	占地变化量
一	**炼油区已征地面积**	**公顷**	**560**	**582.2394**	**+22.2394**
1	炼油区	公顷	/	403.0141	/
2	炼油区排水设施	公顷	/	33.0868	/
3	物流仓储	公顷	/	128.8558	/
4	码头	公顷	/	17.2827	/
二	**化工区新增征地面积**	**公顷**	**0**	**259.8168**	**+259.8168**
1	装置区	公顷	/	94.0947	/
2	公用工程区	公顷	/	118.1740	/
3	ABS 区	公顷	/	47.5481	/
三	**厂外工程占地面积**	**公顷**	**106.14**	**88.6508**	**-17.4892**
1	火炬设施	公顷	/	55.0594	/
2	厂区到园区道路及管廊	公顷	/	1.7806	/
3	原油码头库区	公顷	/	30.9416	/

4	码头堤头	公顷	/	0.7895	/
5	输油管道阀室	公顷	/	0.0394	/
6	燃料气阀室	公顷	/	0.0403	/
	陆域总用地面积	**公顷**	**666.14**	**930.707**	**+264.567**

表 13.2-2 临时占地面积

序号	工程内容	单位	变更前占地	变更后占地	占地变化量
一	**炼油区、化工区用地**	**公顷**	**8.0**	**8.0**	**0**
二	**厂外工程占地面积**	**公顷**	**57.8**	**155.882**	**+98.082**
（1）	火炬设施	公顷	/	1.0	/
（2）	厂区到园区道路及管廊	公顷	/	11.1	/
（3）	原油码头库区	公顷	/	2.0	/
（4）	码头堤头	公顷	/	5.8	/
（5）	原油厂外管线	公顷	/	135.982	/
	合计	**公顷**	**65.8**	**163.882**	**+98.082**

永久占地以工矿仓储用地为主，占地面积为 560.4816hm^2，其次为耕地 150.372hm^2，林地和园地面积分别为 95.1617hm^2 和 67.203hm^2，另外其它几种占地面积相对较小。临时占地以耕地为主，占地面积为 91.285hm^2，其次为林地为 32.253hm^2，草地为 18.28hm^2，园地和其它用地面积分别为 5.371hm^2 和 3.302hm^2。项目占地类型情况见表 13.2-3。

表 13.2-3 项目占地类型情况表 单位：hm^2

性质	永久占地				临时占地			
	炼化厂区	厂外管线	原油码头库区	小计	炼化厂区	厂外管线	原油码头库区	小计
耕地	150.372	/	/	150.372	7.025	83.740	0.52	91.285
园地	67.203	/	/	67.203	3.265	2.106	/	5.371
林地	95.082	0.0797	/	95.1617	12.902	18.351	/	31.253
草地	35.485	/	/	35.485	0.335	17.945	/	18.28
工矿仓储用地	529.54	/	30.9416	560.4816	1.352	0.074	/	1.426
住宅用地	6.316	/	/	6.316	/	2.561	/	2.561
交通运输用地	6.027	/	/	6.027	/	0.130	/	0.13
水域及水利设施用地	8.3527	/	/	8.3527	/	9.014	/	9.014
其它用地	1.308	/	/	1.308	1.021	2.061	1.48	4.562
小计	899.6857	0.0797	30.9416	930.707	25.9	135.982	2	163.882

⑴永久占地的影响

永久占地主要包括炼化厂区、原油码头库区、厂外管线阀室占地等，这些设施对土地的占用是永久性的，对土地利用的影响也是永久性的。永久占用土地自施工期就已开始，并在整个运营期内一直持续，即对沿线土地利用产生不可逆的影响。本项目永久占地 930.707hm^2，由于这些土地被占用，使其将永久失去原有的生物生产功能和生态功能。

⑵临时占地的影响

临时占地发生在施工期，包括管线开挖、穿越工程、施工便道、临时工棚、料场等。由于对这些土地的临时占用，对厂区周边及管线沿线的土地利用产生影响，并临时改变了土地利用形式，影响了土地的原有功能，使周围地区的农林牧业生产受到暂时性影响。这种影响会延续到施工结束后的一段时间内。

根据实地调查及遥感影象资料解译分析，临时占地占用部分耕地和林地，对当地林业和粮食产量造成一定的影响，但由于这种影响发生在一个非常狭窄的带状区域，因而不论是从局地来看还是从整个沿线区域来看，所占比例甚小，对区域的农林业生产只会产生很小的暂时性的影响。本管线工程沿线降雨丰富，植被自然恢复相对较容易，施工结束后，应做好土层的恢复，以保证植被的恢复。因此，施工期临时占地对整个区域土地利用和经济的不利影响是非常有限的。

13.2.2 厂区生态环境影响评价

13.2.2.1 施工期生态环境影响评价

⑴土地利用形式的改变影响

根据项目可研，本工程位于揭阳市惠来县的神泉湾附近，工程除原油码头库区外其它厂区用地全部在揭阳大南海石化工业区范围内，厂区占地范围内为规划的工业发展用地。其中变更前炼化厂区、原油码头库区占地区域已被平整，占地类型变更为工矿仓储用地，炼化厂区内化工区新增占地以林地为主。本工程厂区临时占地面积约为 27.9hm^2（不包括原油厂外管线占用临时用地），现状用地主要为林地、耕地和果园。

项目厂区建设将使所征地的土地利用性质发生根本改变，原有的林业、水产

养殖用地、裸地经填土、平整、硬化、建设建筑物等过程全部转变为石化工业用地，形成储罐区、炼油装置区、动力站、火炬、污水处理场、原油码头库区等各功能分区组成的石油化工工业区。临时占地待施工期结束后，将恢复原有的土地利用类型，土地利用形式不会改变。

⑵对植被的影响

由于本项目占地面积较大，根据对项目周围地形、植被的调查和分析，由于人为活动的影响，原生植被已不复存在，目前是以木麻黄、湿地松、桉树为主的防护林和用材林。项目建设对周围生态环境的影响主要为林业生态系统演变为工业生态系统。厂区建成后，原有的植被大部分消失，植被类型将被人工园林绿化植物取代。

工程占地的变化导致占地区域内植被生物量发生变化。其中部分生物量在施工结束，厂区绿化后将得到补偿。

⑶对陆生动物及其栖息地的影响分析

本项目厂区内野生动物种类均为常见种，国家级和省级重点保护动物数量稀少。变更前炼油厂区已平整，植被主要为近几年生长的灌木和草丛，新增化工区范围内以果园、用材林为主，植被类型单一，林份结构简单，栖息的野生动物以鸟类为主，兽类以啮齿类小型兽为主，两栖类、爬行类种类都为该区域的常见种；原油码头库区占地为裸地，目前已平整，植被覆盖度很低，以草本植物为主，部分区域地表岩石裸露，受风力发电机组的影响，鸟类十分稀少，现场调查过程只发现有啮齿类动物活动的痕迹。据资料记载，该区域有国家级和省级重点保护动物出现，但数量十分稀少，本次现场调查中并未发现。

厂区生态环境与周边环境十分相似，工程施工期厂区野生动物会远离原来栖息地在周边寻找新的栖息地，项目建设对野生动物有一定影响。

13.2.2.2 运行期生态环境影响

⑴废气排放对周边植被及农作物的不良影响

拟建项目排放的大气污染物中对植物影响较大的是二氧化硫，其他氮氧化物、氨、苯以及烃类物质也会伤害植物。这些废气会对一些抗性较弱的植被生长产生影响。其影响主要表现在两个方面：即急性危害和慢性危害。急性危害表现

在事故性排放时，周围大气污染物浓度急剧上升，导致植物在短时间内落花，或叶子大量枯黄；慢性危害表现在正常生产过程中，排放的污染物在一定范围内超过植物承受阈值，或植物长期接触有害气体会造成其生理功能紊乱或抗病能力降低，致使其生长受影响，农作物产量下降。

不同的大气污染物对植物的影响机理不同，但植物受影响主要是从以下几个方面表现出来，即光合作用能力下降、呼吸作用受阻、抗病能力减弱、开花数减少、果实变小、生产变慢等。烃类是本工程的主要污染物之一，由于国内外对其危害尚未做过大量研究，因此，本次根据化学工业出版社 1998 年编《环境评价数据手册》——有毒物质鉴定值中的有关资料，对工程排放废气对农作物的影响进行一些定性分析。表 13.2-4 列出几种低碳烃的农村自然本底值和植物受影响的 TLm96 值，以及人的窒息阈限值。

表 13.2-4　　几种低碳烃的不同条件下浓度值

名称	农村自然本底值（μg/m^3）	植物受影响浓度值（μg/m^3）	人体窒息浓度阀限值（mg/m^3）
甲烷	700-1000	＞6.53×105	3270
乙烷	2.2	＞1.22×106	6122
丙烷	0.84-5.0	＞1.30×106	9000
丁烷	0.65-11.5	＞2.37×106	1400
乙烯	1.7-24	586	5710
丙烯	0.3417		8600
丁烯	2.29	＞2.29×104	1.15×104
丁二烯	0.29		350

从表 13.2-4 中可看出，这些低碳烃类在农村的自然本底中都有存在，低浓度时人体接触不会产生明显生理反应，对植物没有不良影响。

根据相关资料，SO_2 对植物伤害阈值为 0.711~1.56mg/m^3 时，2~8 小时：典型症状——叶片脉间呈不规则的点状、条状或块状坏死区。

根据 SO_2 预测结果，在不同气象条件下，拟建项目排放的 SO_2 1 小时平均最大地面浓度值（0.18 mg/m^3）、日平均地面浓度最大值（0.016 mg/m^3）远小于伤害阈值，满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准浓度限值的要求，对植物的影响较小。

粉尘对各种作物嫩叶、新梢、果实等柔嫩组织形成污斑。厂区周围建设绿化

隔离带，对粉尘起隔离和吸附作用，可降低对周边植物的影响。

综上所述，本项目排放废气对周围生态系统影响是有限的。

⑵绿化建设的积极效应

本项目绿化面积将达到111.7hm^2，运营期内的绿化建设，可在一定程度上减轻施工期对植被生态环境的负面影响，使厂区生物量和生长量均得到一定程度的补偿。项目厂区施工期生物量受损，但通过植树种草等各种方式进行绿化后，可恢复一定植被，使部分生物量得到补偿。此外，厂区绿化的建设，将有利于当地生态环境的建设，对减少本工程在各方面的环境影响具有一定作用。

根据厂区总平面布置及竖向布置，结合广东揭阳当地土壤、气候条件，选择乡土植物和苗木来源可靠、产地近的植物进行绿化，可以选择防火性能好、吸尘能力强、减噪效果好的常绿乔、灌木和草皮。生产管理区附近进行重点绿化，设置花坛，栽植观赏性植物；辅助生产和动力区应根据设施的生产特点，选择相应的抗污、净化减噪等的植物；联合装置区周围应根据装置性质及散发的有害物质，选择适宜的植物进行绿化；罐区与消防道路之间以草坪为主。

13.2.3 厂外管线环境影响评价

13.2.3.1 施工占地影响分析

管线施工发生变化，敷设方式由埋地和架空变更为全线埋地敷设，管线施工作业带的宽度根据现场的地形、植被、地质、施工方法等条件确定。管道施工作业带宽度为：水田：施工作业带宽34m；鱼塘：施工作业带宽34m，浅丘：施工作业带宽26m。

本工程管线建设将永久性占地0.0797hm^2，主要为中间阀室占地，包括原油阀室和燃料气阀室，占地类型为林地。本工程管线建设临时性占地约135.982hm^2，其中以耕地、林地和草地为主，其它几种占地类型相对比例较小。

与原环评相比，管线路由小幅调整，敷设方式由17.1km架空+15.1km埋地变更为全线埋地敷设；管道长度由32.2km变更为35.049km，长度增加2.849km；管线永久占地由63.9hm^{2}变更为0.0797hm^2，永久占地面积减少了63.8203hm^2。

管线采取分段施工方式，施工作业一般在半个月左右的时间完成，后期的地

表恢复整理及绿化工作基本在1个月内完成，临时用地仅在施工期内及以后较短时间内影响土地的利用，施工完毕后经过一定地表恢复期后，管线上方用地除了原有丘陵区疏林不能恢复外（仅能种植根系较浅的灌从草本植物），基本上临时用地可以恢复为原有用地类型，土地的利用状况不会发生改变。

13.2.3.2 对生态系统的影响

⑴对森林生态系统的影响

厂外管线建设对于森林生态系统最主要的影响是工程占地引起的林地植被的损失，减少了森林植被的分布面积，此外管线两侧5m内不宜种植深根植物，原有的林地将被灌丛、灌草丛取代，也将导致林地的损失。而这些林地是野生动物的重要栖息地，因此也间接地影响了野生动物的栖息、觅食和避敌。从而影响森林生态系统功能。

管线途经的林地群落物种和结构较为单一，根据遥感遥测数据，拟建管线工程扰动林地面积仅 18.351hm^2，占厂外管线评价范围森林生态系统总面积720.64hm^{2}的2.55%，影响范围较小。

根据现场调查，厂外管线工程占地区内的植被主要是木麻黄林、湿地松林、桉树林等，这些植被是评价区内分布最为广泛的植被类型，且为当地的常见种，因此工程占地不会导致区域内植物种类减少。工程占地和施工干扰会驱使林地中的动物向远离工程区的地区迁移，这会使评价区林地中动物的分布发生改变，但不会对动物种类产生影响。总之工程建设对森林生态系统孕育和保存生物多样性的功能影响较小。

⑵对草地生态系统的影响

厂外管线施工开挖将直接占用部分草地，导致草地面积的减少。另外在施工期间，施工人员的施工活动也会造成对周边草地的破坏，导致草地面积的减少，进而间接影响动物的觅食、栖息；施工扬尘以及机械排放的废气附着在草地植被的叶面上将导致植物的光合作用减弱，同时也会威胁到以草为食的动物的生存；施工噪声将对草地上的鸟类以及兽类产生一定驱赶作用。同时，野外用火管理不善、防火意识淡薄等发生火灾事故也会对草地资源造成很大的危害。

拟建项目沿线经过的草地主要是荒草地。厂外管线建设对草地生态系统主要

是占地的影响。

由于管线施工扰动的草地面积约为17.945hm^2，占厂外管线评价区草地生态系统面积（297.579hm^2）的6.03%，影响范围不大，且不涉及永久占地。通过后期植被修复措施的落实、生境的恢复，工程对草地生态系统的影响有所减少。因此管线工程对草地生态系统的影响较小。

⑶对农业生态系统的影响

厂外管线对农业生态系统的影响主要表现在三个的方面，一是占地，直接造成的当年的作物损失，并且会影响到其后几年的生产能力。二是由于土地结构的破坏，导致土壤肥力下降，造成一段时间内的农作物减产。三是对农田水利设施带来的破坏而产生的农业影响。

①工程占地对农业用地的影响

经调查发现项目穿越的农业用地主要种植水稻、各种时令蔬菜等。由于管线施工占用耕地均为临时占地，占地带来的影响是暂时性的。待工程结束后，经过一段时间后，临时占地可以恢复原有生产能力的影响，如开挖管沟给农业带来的损失。

②对农作物损失及减产的影响

对施工带临时占地影响按下式计算：

$Y=S_1(W_1-W_2)(n+1)/2+S_2\cdot W_1$

式中：Y——暂时性损失，kg；

W_1——每一农业区每一土地类型单位面积产量，kg；

S_1——管沟施工区域面积，hm^2；

S_2——施工带区域面积，hm^2；

W_2——管沟施工后单位面积作物产量，kg；

n——土地产量恢复至施工前状态所需时间(季)。

管道施工扰动耕地83.74hm^2，管道沿线所涉及农田大多为粮食作物，应以管道施工对粮食产量的影响作为评价标准（按照平均产量6000kg/hm^{2}计算）。

由于管道的开挖和敷设是分段进行的，每段施工期为1～3个月，因而只会耽误一季农作物收成。按有关研究表明上述农田在管道施工后需2季～3季恢复，因此，公式中取n=3。因施工动用土方后的作物产量按当年产量的50%计，因此，

估算工程将造成管道沿线农作物产量损失 100.5×10^4kg（临时损失部分按损失 3 季产量计）。按照每公斤产量 2.0 元计算，则损失费用为 201 万元。

③对农田水利设施的影响

厂外管道沿线所经过的地区农田水利排灌溉设施较完善。项目沿线要穿越各种沟渠 24 处，采取的开挖方式会对破坏当地的农业灌溉及排水系统，进而影响到农业生产。根据以往的施工经验，一般可以采用水泵和临时性的管道，为灌溉渠旁建立旁路系统、选择非灌溉期等措施来减轻对农业灌溉的影响。同时应当事先与受影响的有关村庄就有关问题进行协商并达成协议。施工结束后及时将所占用的渠道进行修复，保证灌溉系统的完整性。

⑷对城镇/村落生态系统的影响

厂外管线在经过城镇或者居民集中区域时，除了对于工程开挖区内的植物产生破坏，对动物产生干扰外，由于施工现场裸露的地表、堆放的材料等会对人们的视觉产生冲击，影响城镇的景观功能。但是在施工过程中，可以通过施工围墙，将施工现场隔离在居民视觉之外，减少对城镇景观的影响。

13.2.3.3 对陆生植物的影响

工程变更前后管道线路总体走向不变，管道沿线植被类型没有变化，沿线植被类型主要以木麻黄林、湿地松林、桉树林、灌草丛群落等为主，人工作物主要有荔枝、水稻、甘蔗、各种时令蔬菜等。

⑴对植被的影响分析

管道建设对植被的影响主要有直接影响和间接影响两个方面，一是对植被造成直接破坏的，如施工占地、废弃扬尘、人为活动等；二是通过施工活动和建设对土壤、地下水环境的改变，造成水土流失、土壤沙化等，间接影响植物的生长。

厂外管线建设对植物的影响主要体现在施工过程中，管沟范围内的植物地上部分与根系均被铲除，同时还会伤及近旁植物的根系。以管沟为中心，两侧施工带其它部位的植被，由于挖掘出的土石堆放、人员践踏、施工车辆和机具的碾压，会造成地上部分破坏甚至去除，但根系仍可保留。施工带附近的植被还会由于施工人员采摘，砍伐等活动而受到不同程度的破坏。

对不同的类型的植被影响的程度是不一样的，草地、农田等植被类型由于其

本身群落结构比较简单，主要为草本、灌木等，对生境的环境因子要求也相对较低，根据恢复生态学的相关理论，在遭受同样干扰破坏的情况下，群落结构相对简单的植被类型的抵抗力稳定性较低，容易造成较大的破坏，但其恢复力较强，恢复时间较短。而对群落结构相对复杂的林地来说，工程采取地面与根系完全铲除这种暴力性破坏干扰，且在管道两侧 5m 不得种深根性的树种，这对生态系统以及景观造成直接影响，植被的群落演替需要一个长久的过程，林地的恢复周期较长。此外，乔灌林木的砍伐，裸露的地貌会形成风沙，而河流两侧坡面裸露的地表遇到大雨则会产生水土流失。在施工过后，应当及时采取生态恢复措施，恢复地表植被盖度，减少风沙及水土流失。

本项目厂外管线施工占地范围内的植物都是区域内分布广泛的常见种和广布种。工程施工会消除施工区内的植物个体，使相关种类的个体数量减少，但受影响的个体数量非常有限，工程建设不会造成相关区域植物种群数量的明显改变，不会造成植物种类的减少和植物区系的改变。对于农业植被，施工活动会对农业生产产生一定影响，主要表现为耽误 1 季农作物生产，2~3 季农作物减产。

本管线工程沿线降雨丰富，植被自然恢复相对较容易，施工结束后，应做好土层的恢复，以保证植被的恢复。

⑵施工期对植物资源的影响

①工程占地

A：临时占地的影响

厂外管线临时占地包括敷设管道临时占地、施工作业带以及施工便道，共计 135.982hm^2。临时占地中有耕地 83.74hm^2，林地 18.351hm^2，草地 17.945hm^2。工程临时占地导致周围土地利用形式发生临时性改变，暂时影响这些土地上原有的植被类型，且由于管道两侧 5m 范围内禁止种植深根植物，因此管道线路所经过的林地需要改种浅根草本植物或者农业作物，使得植被类型发生改变。但工程临时占用的耕地、草地等，均可在完工后进行恢复，对植物资源影响不大。

B：永久性占地的影响

厂外管线永久占地为阀室占地，占地面积 0.0797hm^2，占用土地属于林地。

②施工方式对植物的影响

厂外管线全长 35.049km，穿越的地形地貌、植被类型、河流湖泊较多，沿线采用的施工方式也有较大差异，主要包括管道敷设和管道穿跨越。

A：管道敷设

厂外管线全线使用沟埋的方式敷设，管道敷设后，土壤和下面的母质层都受到翻动干扰，使沿线路段的农作物、天然植被和人工林遭砍伐或破坏。敷设管道两侧 5m 范围内不得再种深根性树种。

施工带两侧的植被由于挖掘土石的堆放、人员的践踏、施工车辆和机具的碾压，会造成地上部分破坏甚至死亡，但根系仍可保留。由于管线施工开挖，在所征用的土地上，将有 80%以上的作物及植被因施工而损坏。由于植物生产能力下降，植被覆盖率下降，生物多样性降低，从而导致其环境功能的下降，其影响主要表现在系统的总生物量减少，但对周围区域的单位面积生物量无大的影响，对其功能与稳定性不产生大影响，不会引起植物物种的损失。

B：管道穿跨越

厂外管线经过的河流、公路、沟渠等，根据不同的地形地质情况，采取不同的穿跨越方式。主要的穿越方式包括大开挖穿越、定向钻穿越等。这些施工方式对植被的影响在于暂时性的破坏土壤质地与土地利用类型，在完工后可自然恢复或采取种植等方式加快植被恢复。

——大开挖穿越

厂外管道的大开挖穿跨越主要考虑河流水域穿越的生态影响。大开挖法针对于枯水季节、水流量较小的河流进行，施工过程中施工区域地下水位下降，土壤水分分布不均。大开挖穿越方式临时工程作业区在河岸线两侧，对土壤的扰动比较大，对施工区域内植被破坏严重，对于农业作物，主要影响表现为农作物减产。

——定向钻穿越

厂外管线定向钻穿越主要应用于河流的穿越，相对于大开挖等施工方式，定向钻穿越在施工过程中对植被的影响主要来源于泥浆池、蓄水池等临时占地的影响。此外，泥浆池若在完工后不予以处理，对占地处的植被类型恢复十分不利。

C：施工废气、扬尘对植物的影响

厂外管线在水田及养殖水塘的施工作业带宽度为 34m，浅丘地段为缩减为

26m。施工作业带是临时的渣土、物料临时堆放场所，由于管道施工中大量用到重型机械，因此这一地带又是重型机械的活动场地。由于不断受机械的碾压和掘土机翻动，地表植被将会被破坏，土壤表层稳定结构被破坏，下层土壤紧实化，会导致区域内植物根系生长受影响，从而影响植物的正常发育生长。管道施工区附近机械排出的废气、发出的噪声以及扬尘，大量的扬尘会沉积在植物叶的表层，不但影响其外观，而且妨碍光合作用，进而影响其生长发育及正常的繁殖。这些对植物的影响都主要是在施工时发生，随施工的结束而结束。

④施工便道及伴行道路建设对植被的影响

施工便道等除临时占地对植被造成的破坏外，人类的活动也会对植物资源造成影响。施工便道的车辆人员往来，还会有扬尘、废弃物等对植物生长产生不利影响，可通过限制施工便道范围，因地制宜，设计和建设合适的便道路线，能重复利用，缩小施工便道对植被的影响面积。

⑶运行期对植被的影响分析

运行期管道所经地区，除阀室的永久占地外，其余区段的地表植被、农作物生长逐渐恢复正常。按照生态学理论，管道沿线的植被破坏具有暂时性，一般施工完而终止。根据管线所经地区的土壤、气候等自然条件分析，施工结束后，周围植物渐次侵入，开始生态的恢复与演替。采用人工植树种草的措施，可以加快植被恢复的进程，2～3 年恢复草本植被，3～5 年恢复灌木植被。但需要指出的是，恢复的含义并非是完全恢复原施工前的植被种类组成和相对数量比例，而只是恢复至种类组成近似、物种多样性指数近似的状态，但仍有所降低。

①正常运行状况下对植被影响

管线正常运行期间对环境的影响较小，主要是清管排放的残渣会对土壤造成一定的影响。因此，在清管时只要做好回收工作，就可将其对土壤环境的影响降至最低程度。此外，管线在运行期间，地表土壤温度比相邻地段高，蒸发量加大，土壤水分减少，从而进一步影响到管线上面及两侧一定范围内的植物生长，可能会因此减少农作物和牧草的产量，通过灌溉、合理耕作等措施，预计对管线沿线生物的影响很小。

②非正常（事故）状况下对植被的影响

事故是指因工程质量低劣、管理方面的疏漏、自然因素（地震、洪水冲刷）及人为破坏等原因造成管线的破损、断裂，致使输送的介质泄漏，造成对周围生态环境的严重污染，影响地表农作物与植被生长，破坏土壤结构，并通过水体扩散带来更大的面源污染。

A：原油对植物生理的影响

原油对植物短期的负面影响小到减少植物的蒸腾和引起碳的固定，大至植物死亡，这种影响包括物理影响和化学影响两个方面。原油对植物的物理影响主要通过油膜覆盖植物叶片和覆盖土壤表面来进行的，当植物叶片被油膜覆盖时，植物叶片气孔被堵塞，植物蒸腾通道受阻，CO_2的交换受到限制，引起植物叶片高温胁迫和叶片光合效率降低。至于植物蒸腾和光合效率降低的程度多取决于原油影响地表面积的大小。

对植物而言，氧气由叶片向植物根系的传输是在水环境下减少植物根系氧气胁迫的关键机制。如果叶片气孔被油膜堵塞，氧气向植物根系的传输和扩散就会受到影响，同时石油对地表的覆盖会妨碍土壤与氧气之间的交换，导致土壤厌氧环境的产生，加剧了植物根系的氧气胁迫，影响湿地植物的生长。

原油对植物的化学性影响差异很大。一些原油（委内瑞拉原油、利比亚原油、墨西哥原油、6 号燃油等）对植被影响甚微，而成品油（精炼油）、轻油（原油蒸馏后比重小于水）能够进入植株体内，阻碍叶片、根系的再生长。对于一些耐盐的沼泽植被，原油碳氢化合物能破坏植物根系的根膜，影响植株的离子平衡和他们的耐盐能力。油膜覆盖叶片以后不久，叶片气孔的通透性降低，光合作用消失，这是由于叶片气孔堵塞，植被蒸腾作用降低，叶片温度上升所致，同时原油能够进入植物的叶片组织，破坏细胞的完整性。尽管原油对叶片的短期副作用十分强烈，但经一段时间后，植株能够恢复原有的生理功能；然而成品油（精炼油）与原油不同，受成品油污染后的植株不能长出新叶，植物将会死亡。

B：风险事故对植被的影响

对穿越林地段的管线，产生泄漏的自然原因主要是周围植被根系对管道腐蚀及管道自身腐蚀；造成泄漏的人为因素有可能是在未知的情况下进行某些施工活动，如筑路等。

原油泄漏后，当土壤石油类浓度超过临界土壤容量时，对植物的影响也较显著。泄漏原油粘附于植物叶片表面将阻断植物的光合作用，使植物枯萎、死亡；土壤污染造成的土壤理化性状变化往往也会影响植物生长，严重时可导致植物死亡；原油如果发生泄漏，主要是容易发生火灾、爆炸等次生灾害影响。在没明火的情况下，不会发生火灾，不会对生态环境造成危害。如有火源，可引起燃烧爆炸事件，可能会引发火灾，导致植被大面积破坏，从而对生态环境产生重大影响。

本输油管道输送的是委内瑞拉原油，若管线原油由于腐蚀、人为破坏等原因泄漏后，对植被的影响较小。但为了保护土壤，降低油类在土壤中的累积作用，当发生大规模原油泄漏事故后，土壤表面的原油必须及时收集处理，被污染的土壤应及时清理填埋，用新土置换，恢复地表植被。对污染较轻的土壤，地表污染区的复原有赖于污染油就地生物降解情况，可以采取措施，提高微生物的降解能力；例如用石灰调高 pH 值，加入氮肥和磷肥，通过耕作提高土壤的通气性等。

事故发生的可能性是存在的，但只要做好预防工作，事故发生的概率就可以控制在可接受范围内，造成的危害损失可以减少。

⑷对重点保护植物和古树名木的影响

现阶段在线路两侧500m范围内尚未发现古树名木及国家重点保护野生植物的分布。

根据施工布置，施工作业带等并未占用省级保护植物的生境，但工程施工产生的废气、扬尘等会间接影响保护植物的生长。由于工程施工较快，线路施工完成后，及时对植被进行恢复，对重点保护植物的影响是暂时的，且能够较快消除。

根据外业调查和遥感数据解译结果，评价范围内主要植被类型为耕地、林地和草地，其中自然林地较少，调查并没有未发现有古树名木分布。

由于线路较长，调查点位无法遍布全线，建议穿越林地工程段施工征地前，联系当地林业部门或保护区管理部门对征地范围进行调查，同时加强施工人员发现、识别重点保护动植物和古树名木的宣传教育工作。

13.2.3.4 对陆生动物的影响

厂外管线沿线经过区以平原及浅丘为主，自然植被覆盖度相对较高。管线沿线分布较多林地，村庄附近、道路两侧、丘陵坡地处有部分林地分布，工程建设

对森林生态系统不会产生重大影响。管线沿线野生动物类群相对比较单一，主要为一些小型动物，如蛇、鼠、鸟类等。

⑴对动物的影响分析

厂外管线对动物的影响主要表现在栖息地的破坏与占用、噪声、对动物通道的阻隔、施工人员灯光的干扰等方面，随着各施工段的施工方式、施工环境等方面的不同，影响的动物种类也有区别。

管线沿线野生动物类群相对比较单一，主要为一些小型动物，如蛇、鼠、鸟类等。施工期的占地、施工噪音、夜晚光照以及人为干扰等都会对动物的分布造成直接影响。另外，由于施工区域产生的污染物造成的动物栖息生境及水体环境的改变，对动物的分布造成一定影响。同时由于食物链的关系，也间接地影响了动物的分布。施工期对各类动物的影响见表 13.2-5。

表 13.2-5　　工程对野生动物的影响

动物类群	施工期影响方式
两栖类	水体污染、栖息地破坏，施工过程车辆碾压
爬行类	施工人员的捕杀、食源的迁移变化、水体污染、栖息地的破坏，施工过程车辆碾压
鸟类	施工灯光的影响、噪声惊扰、栖息地的破坏、空气污染、施工人员的捕杀、食源的迁移变化
兽类	施工车辆的威胁、噪声惊扰、栖息地的破坏、空气污染、施工人员的捕杀、食源的迁移变化

工程施工期人类活动干扰加重可能对动物的活动产生一定影响，但工程建设的大部分地段已是受人类活动强烈影响的区域，原有的人为干扰已经很严重，大多数物种对干扰已经适应，所以施工期人类活动对野生动物的影响不明显。此外，工程影响是短期的，施工结束后将进行土地复垦和植被恢复，多数动物有重返原环境的条件和可能。

⑵施工期对陆生动物影响分析

①施工占地对动物的影响

厂外管线施工期对动物的影响主要来自临时占地，本工程沿线林地分布较多，野生动物分布较多，森林是野生动物栖息、迁移、觅食等活动的主要场所，工程施工将影响野生动物的生存环境。工程活动对野生动物的影响主要表现在以下几个方面：

两栖类和爬行类主要栖息在评价范围内的淡水水域附近，如评价区的河流、池塘等处。施工期间的临时占地也会对两栖和爬行类的栖息地造成一定的破坏，迫使其向远离工程施工的区域迁移。除此之外，大部分蛇类主要还是以蛙类为食，当栖息地环境的恶化导致蛙类等动物的转移，也会引起大部分爬行动物随着食源的迁移。

评价区及其附近鸟类中种类和数量最多，分布最广的是家燕、喜鹊、麻雀、山斑鸠、大山雀、强脚树莺、黑卷尾等常见种类。由于鸟类多善于飞翔，且评价区附近也分布着较大面积的相似生境，使得这些鸟类在施工期容易迁移到附近生境中去，工程对其直接影响不大，只局限于施工期缩减它们的生境与活动范围。工程施工占地对两栖爬行类的影响也会间接影响部分鸟类的食物来源。由于评价区部分区段有水域的分布，这部分地段的鸟类分布也比较多，工程施工大都尽量选择人为干扰大区域，避开了这些鸟类的栖息地，但施工时还需要采取适当的措施，减小工程施工对鸟类的影响。

评价区植被类型相对简单，不同地段植被分布也不同，大型兽类缺乏合适隐蔽场所，评价区的兽类多为小型兽类，以啮齿类为主。在所有兽类中，半地下生活型的种类（如刺猬、华南兔、黄胸鼠、黑线姬鼠、小家鼠、褐家鼠等）较多，工程占地对它们的影响也相对较大。其中鼠类，如小家鼠、褐家鼠等为农业害兽，与人类关系密切，喜在人类活动范围如村落、农田活动。由于施工人员的活动，短期内会吸引一些伴人活动的鼠类如小家鼠、褐家鼠等的聚集，使得它们的种群密度增加。因此，这也增加了施工车辆碾压的概率。但综合考虑，施工期对兽类的数量影响不大。考虑到永久占地面积很小，对兽类的影响甚微，随着施工结束，临时占地的回填和植被恢复，它们将回到原来的栖息地。

②不同施工方式对动物的影响

厂外管线在不同的地段选择不同的施工方式，目前主要有管道开挖、定向钻、大开挖等。这些施工方式对动物的影响主要表现在栖息地的破坏、施工噪声、水污染、施工人员带来的固体废物方面。

——开挖

管沟开挖受影响的植被类型包括林地、草地和农田等。评价区内森林和草地

生态系统主要分布于道路及河流两侧，这段地带的开挖主要影响的是大部分鸟类（如家燕、喜鹊、麻雀等）和小型兽类（如黄鼬等）。水域的开挖主要是为穿越小型河流铭湖溪及沟渠、池塘等。评价区内大小河流众多，主要有雷岭河、铭湖溪、龙江河、龙江改河等。这些河流周围分布有大量的两栖类（如中华蟾蜍、泽蛙、沼水蛙等）、爬行类（如中国石龙子、黑眉锦蛇、翠青蛇等）和鸟类（山斑鸠、大山雀、强脚树莺、黑卷尾等）。河流周边施工对这类动物影响较大。

除此之外，评价区及开挖的大部分区域属于，部分地段的旱地或水田也需要开挖。工程对旱地的开挖影响较大的主要是鼠类（如黑线姬鼠等）。而对水田开挖影响除这些鼠类之外还有陆栖型或静水型的两栖类（如中华蟾蜍、泽蛙、沼水蛙等），也迫使其转移栖息地。另外，以这些两栖动物或鼠类为食的部分爬行类和鸟类也会随之迁移。

——定向钻

施工期间对部分河流的穿越选择定向钻的方式施工。定向钻的施工方式对河流的影响相对较小，但是施工过程中的临时占地和产生的泥浆等都会对周边的环境造成不利影响，因此对河岸两侧生活的部分两栖爬行类或鸟类也产生不利影响。除此之外，施工期间的噪声、废气及灯光也会对生活在周边的动物产生干扰，迫使其迁移。但由于施工范围有限，这些影响可以通过适当的措施可以减到最低。

总体说来，拟建管道的施工将带来人为活动增多、施工噪声增加与三废污染增多等不利影响。但是由于管道施工范围、工程时间有限，这种影响不会长时间持续；因此。随着工程的结束和当地植被的及时恢复，大部分陆生动物可以回到原来的栖息地生活。并且由于管道工程局部地段的施工周期较短，施工产生不利影响持续时间有限。当临时征地区域的植被恢复后，它们仍可以回到原来的栖息地，继续生活。由于管道是埋于地下，临时占地面积仅为管线两侧，永久性占地只占整个评价区很小的范围，因此工程实施对动物的影响不大。

⑶运行期对陆生动物影响分析

本项目厂外管线根据有关规范规定及管道所经地区的地区等级、土壤类别及物理力学性质，并考虑到管道稳定性等要求综合确定，除了特殊位置需要采用定向钻穿越外，其余管道采用埋地敷设为主。由于管道运行时大多是深埋于地下，

且为密闭输送，因此运行期正常情况下管道干线不产生和排放污染物，对动物的影响甚微。污染物主要来自阀室，但由于阀室面积相对于整个评价区而言非常小，加之阀室所在地原本生境单一，无论是植物还是动物特别是两栖、爬行类，种类还是数量都较少。因此运行期对陆生动物的影响也是有限的。

⑷对重点保护野生动物的影响

国家和省级重点保护野生动物主要分布在管线沿线，而且主要是鸟类，由于这些鸟类的活动范围较广，因此受工程施工影响较小；兽类等其他保护动物，受施工活动的影响会被迫离开原来的栖息地，但这种影响只是暂时的，施工结束后，随着生境的恢复，它们仍可回到原来的领域。因此认为管线施工对国家和省级保护动物不会产生明显影响。

13.2.3.5 对水生生物的影响

厂外管线沿线根据各河流、穿跨越场地地形、地貌、气象、水文、地质的不同，分别采用了定向钻穿越、大开挖沟埋穿越等穿跨越方式。

⑴定向钻穿越大中型河流的影响

定向钻施工不接触水体，一般从河床下穿过，常年可施工，不受季节限制，不影响河流通航和防洪，无涉水施工，对水生生物和鱼类“三场”影响较小。但在岸边施工的泥浆收集池有可能泄漏污染水体。根据工程资料可知，泥浆收集池经过了防渗处理，泥浆池的大小设计根据定向钻穿越河流长度所需泥浆量来进行设计，并有一定的余量，一般不会发生泄漏而污染水体。

管道安装完成后，管道清理、试压排水，若随意排入水体中，可能导致水体中悬浮物含量增加，使浮游生物生长受到抑制，进而影响鱼类的饵料资源，悬浮物还可能堵塞鱼类鳃孔、刺激鳃丝和黏膜，对鱼类呼吸和觅食均产生影响。因此只要妥善处理施工废水及安装完成后的清理、试压废水，不随意排放，定向钻对水生生态的影响较小。

⑵大开挖穿越河流、沟渠的影响

大开挖方式穿越河流会暂时性阻断河流，增加水质的混浊度，影响水生生物的生存环境等，但是这种影响是暂时的，施工结束后能够恢复到原有状况。

①对浮游生物影响

施工排污影响浮游生物（藻类和浮游动物）。施工期生活污水、生活垃圾、管线安装完后清管和试压过程排放的废水、施工机械机修及工作时油污跑冒滴漏产生的含油污水等的排放必然会对水质产生一定程度的污染，造成浮游生物种类组成和优势度的变化。另外，路面开挖后裸露的土石，工程的弃土弃渣，在雨水冲刷下形成路面径流也会进入水体，这些施工材料将会导致水体浑浊，破坏浮游生物的生长环境。

②对底栖动物影响

水体底层为富含有机质的泥炭层，施工期水体底泥被搅动、搬运或疏挖后，底栖动物也将随底泥的取走而死亡或迁移它地。施工期间由于各种原因造成了对河流的水质的破坏，而蜉蝣目幼虫、毛翅目幼虫和鞘翅目幼虫均为适应栖息于较洁净水体的物种，污染必然造成此类物种的减少。施工结束后一些耐污抗低氧的底层生物如摇蚊类幼虫较快能够得到恢复，但短期内不会出现软体动物。当水生植物有所恢复后，吸附水草生活的虾、螺会逐渐增多，大型底栖动物也可望得到恢复。因沿线水生底栖动物在附近其它地区相似的环境中亦有分布，并非是本地区的特有种，从物种保护的角度看，工程的建设不会导致这些物种的消亡。

③对鱼类的影响

施工使水质受到一定程度破坏，浮游生物、底栖动物等饵料生物量的减少，改变了原有鱼类的生存、生长和繁衍条件，鱼类将择水而栖迁到其它地方，施工区域鱼类密度显著降低。

施工期在水下作业时，搅动水体和河床底泥，局部范围内破坏了鱼类的栖息地，对鱼类有驱赶作用，也会使鱼类远离施工现场，迁到其他地方，使施工区域鱼类密度显著降低。鱼类等水生生物生存空间的减少导致食物竞争加剧，致使种间和种内竞争加剧，鱼类种群结构和数量都会发生一定程度的变化而趋于减少。

穿越点一般选在河道较窄处，影响面积相对较小。施工活动应尽量安排在枯水季节，以免对对鱼的产卵构成直接影响。

13.2.3.6 穿越工程影响分析

⑴穿越河流对生态环境的影响

厂外管线穿越穿越河流共有 4 处，分别为：雷岭河、铭湖溪、龙江河、龙江

改河，其中铭湖溪拟采用大开挖穿越方式，穿越长度共190m；雷岭河、龙江河、龙江改河拟采用定向钻穿越方式，穿越长度共2380m。长输管线穿越河流与原环评内容对比情况见表13.2-6。

表13.2-6　　长输管线穿越河流与原环评内容对比表

穿越位置	原环评	变更后情况			变化情况
		穿越河流	穿越方式	穿越长度	
河流	西湖溪、雷岭河、盐岭河、华房前河、龙江河、龙江改河，全部采用桁架结构跨越	雷岭河	定向钻	780m	由全部采用跨越变更为大开挖埋地或定向钻穿越
		铭湖溪	大开挖	190m	
		龙江河	定向钻	880m	
		龙江改河	定向钻	730m	

①定向钻穿越河流的影响分析

A：定向钻方式穿越河流不直接接触水体，不影响河流防洪等正常使用功能，安全性高，只要妥善处理好施工废物，不会影响河流水质，也不会影响水生生物物种的种类。

B：定向钻方式穿越河流需要一定的施工场地，施工活动将导致施工场地范围内的全部植被遭到破坏。但这种影响是临时的，施工结束后，即可对其进行恢复。

C：定向钻施工现场的钻屑沉淀池和泥浆收集池有可能泄漏污染水体。要求钻屑沉淀池和泥浆收集池须经过防渗处理，且有一定的余量，一般情况下不会发生泄漏污染水体。

施工所用泥浆无毒且无有害成份。产生的废弃泥浆应运至指定地点掩埋或拉运到当地垃圾处理场掩埋；对废钻屑，一般可用来平整场地，对周围环境和水体水质影响不大。

②大开挖穿越河流的影响分析

大开挖方式穿越河流，一般采用围堰导流方式，会有暂时阻隔河流流水，增加河水中泥沙含量，产生水土流失的问题。但这种影响只是暂时的，在河水流过一段距离后，由于泥沙的重新沉积会使河水的水质恢复到原有状况。

施工活动扰动水体，对鱼类有驱赶作用，使鱼类远离施工现场，迁到其他地方，使施工区域鱼类密度显著降低。此外，施工活动产生的车辆冲洗水、冷却水，施工人员产生的生活垃圾、生活污水等可能会影响河流水质。若施工中加强管理，

注意不要将施工中洒落的机油流入河中，施工结束后，做好河床、河堤的恢复工作，可以说对水生生态环境的影响是暂时的。

⑵穿越公路对生态环境的影响分析

厂外管线穿越揭惠 S13 高速（寮仔大桥 9 桥墩与 10 号桥墩之间）1 次，采用大开挖加套管穿越，穿越长度 70m；顶管穿越省道 2 处、县道 2 处，穿越长度共 130m；穿越乡村道路道路 68 处（其中顶管穿越 11 处，开挖加套管穿越 26 次，开挖加盖板穿越 31 从），穿越长度 346m；预埋套管穿越规划旅游滨海公路 5 处，穿越长度 500m。穿越产生的弃土(石)，将用于修筑路基。长输管线穿越公路与原环评内容对比情况见表 13.2-7。

表 13.2-7　　长输管线穿越公路与原环评内容对比表

穿越位置	原环评	变更后情况			变化情况
		穿越公路	穿越方式	穿越长度	
公路	顶管穿越省道 2 次、大开挖穿越二级以下公路 12 次	揭惠 S13 高速（寮仔大桥 9 桥墩与 10 号桥墩之间）1 处	大开挖加套管	70m	穿越次数及穿越方式均发生变化
		穿越省道 2 处、县道 2 处	顶管	130	
		穿越乡村道路道路 68 处（其中顶管穿越 11 处，开挖加套管穿越 26 次，开挖加盖板穿越 31 从）	顶管、开挖加套管、开挖加盖板	346m	
		穿越规划旅游滨海公路 5 处	预埋套管	500m	

穿越公路工程施工期较短，可以采取集中施工方式进行，缩短施工期限，这种影响属于短期行为，施工结束后影响就会消失，施工过程中只要安排好工程进度，搞好施工管理，对生态环境和景观格局带来的影响较小。

13.2.4 评价区生产能力变化分析

由表 13.2-3 可知，本工程将扰动、占用耕地 241.657hm^2、园地 72.574hm^2、林地 126.4147hm^2、草地 53.765hm^2，其中永久占用耕地 150.372hm^2、园地 67.203hm^2、林地 95.1617hm^2、草地 35.485 hm^2。经计算，评价区内工程扰动植被的生物量变化情况见表 13.2-8。

表 13.2-8　　本工程占地生物量减少情况

土地类型	评价区面积（hm^2）	扰动占用土地面积（hm^2）	施工前生物量（t）	生物量减少（t）	比例
耕地	1752.313	241.657	70092.52	9666.28	13.79%

园地	252.2	72.574	6305	1814.35	28.78%
林地	1187.972	126.4147	65338.46	6952.8085	10.64%
草地	526.328	53.765	10526.56	1075.3	10.22%
合计	3718.813	494.4107	152262.54	19508.7385	12.81%

由表 13.2-8 可以看出，工程建设后，生物量总计将减少 19508.7385t，占施工前总生物量的 12.81%。工程变更前工程建设导致植被生物量损失总计13189.85t，较变更前植被生物量损失明显增加，主要是由于炼化厂区新增永久占地以及场外管线敷设临时占地增加。

临时占地在施工结束后逐渐恢复原有生产力，其中部分生物量在施工结束、厂区绿化后将得到补偿。厂区建成后，原有的植被大部分消失，植被类型将被人工园林绿化植物取代。

13.3 陆域生态环境影响减缓与保护措施

13.3.1 厂区生态环境保护措施

13.3.1.1 施工期生态环境保护措施

为减缓对生态环境的破坏和影响，应加强施工期间的生态保护措施，有利于项目建成后的生态环境恢复和建设。

⑴施工期间项目厂区所在地的大部分植被将会消失。但是厂区边缘地带的植被应尽量结合绿地建设争取保留。因为这些物种是适合当地生长条件的乡土植物，是当地植被建设的基础。施工期间应尽量保留这些植物群落和物种，并适当地对其进行改造，是改善区域生态环境的良好途径。

⑵水土保持工作应坚持及时、多样、因地制宜、长短期相结合以及总体和局部结合的原则。结合本区域的具体情况在施工中可以采取以下对策：

①建设单位在动工前应在必要地段完成拦土堤及护坡垒砌工程，在整体上形成完整的档土墙体系。

②在施工场地，争取做到土料随填随压，不留松土。

③在推挖填土工程完成后，工地往往还要裸露一段时间才能完成建设或重新绿化，这就要及时在地面的径流汇集线上设置缓流泥砂阻隔带。阻隔带可以采用透水的高强 PVC 编制带，用角铁或木桩将纺织袋固置于与汇流线相切的方向上，

带高一般为50cm就已足够，带长可以视地形决定，一般为数米至数十米不等，可以有效地阻止泥沙随径流的初始流动，控制住施工期的水土流失。

④在施工中，要合理安排施工计划、施工程序，协调好各个施工步骤，雨季中尽量减少地面坡度，减少开挖面，并争取随挖、随运、减少堆土裸土的暴露时间，以避免受降雨的直接冲刷，在暴雨期，还应采取应急措施，尽量用覆盖物覆盖新开挖的陡坡，防止冲刷和崩塌。

⑤各个分项目建成以后，及时恢复被扰乱的地域，重新组织未利用的小块土地，种植人工植被，减少自然的水土流失。

水土流失与建设区的土壤母质、降雨、地形、植被覆盖等因素密切相关，场地开挖平整期间由于清除了部分现有地表植被，降低了绿化覆盖率，在瞬时降雨强度较大的情况下，易形成水土流失现象。因此，施工期应加强管理并采取一定的防护措施。

13.3.1.2 运营期生态环境保护措施

⑴生态影响补偿措施

运营期补偿主要是对珍稀植物物种和环境受损时，采用当地或异地方式进行补偿。本项目建设占地没有珍稀植物栖息地，因此本项目不必要进行异地移栽或小苗繁殖的方法子以补偿，本项目建成后，厂区的绿化率将达到 12%，对原有植被的占用起到了补偿作用。

⑵生态影响恢复措施

充分发挥厂区绿化作用，遵照因地制宜、适地适树的原则，采取乔、灌、花、草结合，达到绿化环境、净化空气、美化厂区的和谐统一。

⑶陆域生态补偿工程规划

生态管理是政府环境保护机构依据国家和地方制订的有关自然资源与生态保护的法律、法规、条例、技术规范、标准等所进行的技术含量很高的行政管理工作。对自然资源开发建设项目的生态影响实施有效管理是其日常工作的一个重要组成部分。因此，根据本项目的性质、规模，生态影响的程度和范围，项目所在地的自然、社会、经济等一系列因素，提出生态建设规划方案供管理者和建设者参考。

①生态环境保护原则

A：本项目在建设中，要坚持生态环境保护与生态环境建设并举的原则。在加大生态环境建设力度的同时，必须坚持保护优先、预防为主、防治结合，保证边开发边恢复的生态保护工作同时进行。

B：应充分考虑大南海区域和本项目环境污染与生态环境破坏的相互影响和作用，坚持污染防治与生态环境保护统一规划，同步实施，把本项目污染防治与生态环境保护有机结合起来，努力实现总体区域环境保护一体化。

C：正确处理资源开发与环境保护的关系，坚持在保护中开发，在开发中保护。

D：经济发展必须遵循自然规律，近期与长远统一、局部与全局兼顾。进行资源开发活动必须充分考虑生态环境承载能力，绝不允许以牺牲生态环境为代价，换取眼前的和局部的经济利益。

E：坚持谁开发谁保护，谁破坏谁恢复，谁使用谁付费制度。要明确生态环境保护的权、责、利，充分运用法律、经济、行政和技术手段保护生态环境。

②本项目生态建设方案

A：本项目生态建设系统规划建议

完善厂内道路两旁绿化带、推广立体绿化、垂直绿化，尽可能发展公共绿地。采用大道两旁绿化或防护林带等措施将厂区外的绿色引入项目厂区。

B：基本指标要求

绿地率 12%。

C：建设要求

绿化树种以当地树种为主。

厂区绿化应根据本项目的性质，特别是排放的废气污染物的类型来选择合适的绿化植物。绿化结构为立体结构、并要求绿化带具有一定的宽度。

充分利用区域内的空地、道路两旁进行绿化，主要是在各功能生产分区间设置绿化带。

③本项目绿化的种树规划

A：树种选择的原则

符合森林植被的分布规律；以乡土种植为主；选择抗性强的树种；速生树种与慢生树种相结合。

B：树种规划的方法

厂区干道行道树的骨干树种对厂区面貌有较大影响，因此应选择美化效果好地树种。但行道的环境条件恶劣，日照、土地壤条件差，又容易受到损伤和污染，因此要选择适应性较强的树种。其他骨干树种。要适应性强，又要有较强的经济价值和观赏价值。

C：制定主要的树种比例

乔木与灌木的比例。应以乔木为主，一般占 70%，而灌木则占 30%左右。

落叶树与常绿树的比例。阔落叶树适应性强，生长快，防止污染效果好，而针叶树则投资大，生长慢，所以园区中落叶树种比例应大于针叶树。

大力发展草坪（乔、灌、草的合理组合。在乔木、灌木林下，建筑物周围，在厂区中不适宜种树的地段都可以发展草坪，其比例视需要和可能制定。）

D：树种的抗性选择

选择滞尘能力强的树种，如桧柏、龙柏、毛白杨、刺揪、构树、重阳木、榆树、朴树、悬拎木、泡桐、广玉兰、梧桐等。

选择较好的防火树种，如山茶、油茶、海桐、冬青、蚊母、八角金盘、女贞、珊瑚树、构骨等。

杀菌力强的树种有乌饭树、悬钩子、忍冬、丁香、忍冬、卫矛、接骨木等。

抗有害气体得花卉：抗 SO_2 气体的花卉主要有美人蕉、紫茉莉、九里香、唐菖蒲、郁金香、仙人掌、三色堇、雏菊、金盏花、垂盆草、蛇口菊等；抗 HF 气体的花卉主要有金鱼草、菊、虎耳草、美人蕉、紫罗兰、漏斗菜、葱兰、萱草、一串红等。

13.3.2 厂外管线建设生态环境保护措施

13.3.2.1 一般性生态保护措施

⑴加强施工期环境管理，强化施工人员环保意识，规范施工

①加强施工期环境管理，做好施工组织安排工作，教育施工人员爱护环境，

保护施工场所周围的动植物，严禁砍伐、破坏施工区以外的作物和树木，严禁捕杀两栖、爬行动物和鸟类的恶习。

②划定施工作业范围和路线，不得随意扩大，按规定进行操作。严格控制和管理运输车辆及重型机械施工作业范围，尽可能减少对土壤和农田作物的破坏。根据管径大小，本项目施工带宽控制在30m；并尽量沿道路纵向平行布设，以减少土壤扰动和地表植被破坏，减少裸地和土方暴露面积。

③划定适宜的堆管（料）场，严禁施工材料乱堆乱放，防止对植物的破坏范围扩大。

④严格控制站场周边临时占地，不得随意扩大用地。

⑵作好施工组织安排工作

① 应根据当地农业活动特点组织工程施工，减轻对农业生产破坏造成的损失。应尽量避免在收获时节进行施工。

② 合理安排施工进度，尽量避开雨季施工。在穿越河流时，应避开汛期，以减少洪水的侵蚀。雨季施工，要注意现场作业带堆土水土流失，尽可能在雨季前完成回填，或雨季对重点部位进行毡盖。

③ 提高工程施工效率，缩短施工时间。施工中要做到分段施工，随挖、随运、随铺、随压，减少裸地的暴露时间，不留疏松地面。

⑶严格遵守操作规程

在建设道路、管线和设施的地方，应执行分层开挖的操作制度，即表层土与底层土分别开挖、分开堆放；本工程所经区域大都很贫瘠，表土中的有机质对维持土壤的肥力特别重要。所有的表土都应标明并分开堆放，并把它们洒在进行恢复植被作业的地区。尽可能保持作物原有的生活环境。回填时，还应留足适宜的堆积层，防止因降水、径流造成地表下陷和水土流失。

表土剥离、堆放措施要求如下：

在预先做好拦挡及排水措施后，管道管沟开挖前，应进行表土剥离，剥离厚度10~30cm。在占地范围内选择合适的地点整理出一块场地存放剥离的表土，对形成的表土堆，应采取措施进行防护。例如，采用干砌石或编织袋装土护脚进行临时性防护，顶面和坡面进行拍实，降雨时采取塑料薄膜等满铺防护。

施工中应采取施工一段、处置一段的方法，使施工期对环境的影响减至最小。施工结束后，应及时进行场地的整治、覆土和绿化，先剥离的表层土还应回填、覆盖在表层。植被恢复和绿化所选用的树种尽量使用乡土物种，不得引进外来有害物种，在此基础上进行乔、灌、草搭配。一方面区域水热条件充沛，物种成活率高；另一方面区域物种丰富，可选择的余地大。

⑷作好施工后的恢复工作

①施工结束后，施工单位应负责清理现场。凡受到施工车辆、机械破坏的地方都要及时修整，恢复原貌，植被一时难以恢复的可在来年予以恢复。

②农田地貌恢复中，要对土地进行平整，恢复田埂、农田渠道等水利设施。

③多余的堆土应平撒作业带，不得堆积在作业带。

④对植被恢复较慢并可能造成严重水土流失的地段，应采取人工植被措施。

⑸合理利用弃土

施工弃土主要来自于管沟开挖、敷设过程置换出来的土石方。

对一般性管沟开挖、敷设施工活动，弃土的处置有几种方法：在农田地段可将弃土用于修复田埂，或者用于修缮沟渠和田间机耕道等；在河道地段可用于维修河堤，或填至低洼地用于造地等，还可堆积于穿越区岸坡背水处，但应与当地政府和水保管理部门协商，征得同意。由于管线开挖回填后剩余的土方量非常小，按照上述办法处理后，弃土石将完全消化，管线沿线不用修建弃渣场。

13.3.2.2 对农业生态系统的保护措施

⑴在工程的总体规划中必须考虑施工对农业生产的影响，将农业损失纳入到工程预算中，管线通过农业区时，尤其是占用水浇地等经济农业区时应尽量缩小影响范围，提高施工效率，缩短施工时间，因地制宜地选择施工季节，尽量避开农作物的生长和收获期，减少农业当季损失。

⑵按照耕地的工程范围，依法办理相关耕地占用手续。

⑶管线施工中要采取保护耕作层土壤措施，分层开挖，分层堆放，分层填埋，减少因施工造成生土上翻、耕层养分损失、农作物减产的后果，同时要避免由于土层不坚实而形成的水土流失等问题。

⑷在施工中应尽量减少对农田防护树木的砍伐，完工后根据不同的地区特点

采取植被恢复措施，种植速生树木和耐贫瘠的先锋灌木草本植物，在农地可种植绿肥作物，加速农业土壤肥力的恢复。

⑸施工完成后做好现场清理及恢复工作，包括田埂、弃渣妥善处治等，尽可能降低施工对农田生态系统带来的不利影响。

⑹处理好管线与农田水利工程的关系，尽可能减少对排灌渠道的破坏，还要使农田机械化耕种不受管线工程的影响，管线经过坡地时要增设护坡堤，防止坍塌造成的滑坡等，并结合植树种植绿化，加速生态环境的恢复。

⑺由于施工设备庞大，在施工时，应避免农田基础设施受碾压而失去正常使用功能，会导致灌溉区受益范围内农作物生长受影响。

⑻农田恢复目标

临时占用的各类农田应100%恢复耕种，破坏的农业基础设施全部恢复或经济赔偿。

13.3.2.3 对林地段保护、恢复措施

管线途经林地时，工程施工将占用林地，针对这种情况工程应重点从以下几个方面对林地进行恢复：

⑴建设单位在工程施工之前，按照各省对于林业保护和用地的相关规定要求，同地方林业部门办理相关手续，征得林业主管部门的同意后，方可施工，并对所占林地进行补偿。

本项目建设占用大南海石化工业区及惠来县境内林地，已征得揭阳大南海石化工业区农林水务局及惠来县林业局的复函，同意本项目使用林地。

⑵管线中心线两侧各5m的范围内改种浅根植物，主要通过一些地方优势草本植物进行恢复。

⑶管线两侧各 5m 的范围外的临时占地区域尽量按照施工前的林种进行恢复。

13.3.2.4 对陆生动物的保护措施

工程施工对野生动物不良影响主要表现为栖息地丧失、人类干扰加重和对动物通道的阻隔。采取以下措施对野生动物进行保护：

⑴施工进场前，应加强对施工人员的生态环境保护的宣传教育工作，在工地及周边地区，设立与环境保护有关的科普性宣传牌。

⑵严格按照设计文件确定征占土地范围，进行地表植被的清理工作；严格控制路基开挖施工作业面，避免超挖破坏周围植被，影响野生动植物生存。

⑶施工现场设置警示牌，提示施工人员在施工过程中发现有野生动物出没要自觉加以保护；

⑷禁止追赶或惊吓野生动物，充分关心野生动物的自然习性。施工期间，严禁施工人员伤残、猎杀野生动物，违者追究法律责任。

由于工程影响是短期的，施工结束后将进行土地复垦和植被恢复，多数动物有重返原环境的条件和可能。

13.3.2.5 穿越河流时的环境保护措施

⑴对采用大开挖方式穿越的河流，在进行施工应注意采取以下措施：

①为防止对水生生态环境的影响，在采用大开挖方式进行施工时，选择枯水期进行，且河床底面应砌干砌片石，两岸陡坡设浆砌块石护岸，以防止水土流失。

②施工营地不能设置在水体旁，施工人员的生活污水、生活垃圾和粪便应集中处理。其中生活污水和粪便可设化粪池处理并定期清理，处理后的废水可用于肥田；生活垃圾应装入垃圾桶并定期清运；施工结束后化粪池应用土填埋并恢复植被。

③严格控制施工范围，尤其是河流穿越段，应尽量控制施工作业面，以免对河流造成大面积破坏，污染河流水质。

④施工时所产生的废油等物严禁倾倒或抛入水体，不得在水体附近清洗施工器具、机械等，加强施工机械维护，防止施工机械漏油，应收集后集中处理或处置。

⑤含有害物质的建筑材料，如沥青、水泥等不准堆放在水体附近，并应设蓬盖和围栏，防止雨水冲刷进入水体。

⑥管线敷设及河道穿越作业过程排放的废弃土石方应在指定地点堆放，禁止弃入河道或河滩，以免淤塞河道。

⑦施工结束后，应将各种垃圾和多余的填方土运走，保持原有地表高度，恢

复河床原貌，以保护水生生态系统的完整性。

⑵本项目对定向钻穿越河流施工，采取如下措施：

①施工营地应设置在河漫滩以外，施工人员的生活污水、生活垃圾和粪便应集中处理。

②严格控制施工范围，应尽量控制河流穿越段施工作业面，以免对河流造成大面积破坏。

③施工场地应尽量紧凑，减少占地面积；产生的废弃泥浆应与当地签订处理协议，运至指定地点掩埋或拉运到当地垃圾处理场掩埋。

④施工时所产生的废油等物严禁倾倒或抛入水体，不得在水体附近清洗施工器具、机械等。加强施工机械维护，防止施工机械漏油。

⑤含有害物质的建筑材料如沥青、水泥等不准堆放在河漫滩附近，并应设蓬盖和围栏，防止雨水冲刷进入水体。

⑥管线敷设及河道穿越作业过程排放的废弃土石方应在指定地点堆放，禁止弃入河道或河滩，以免淤塞河道。

⑦泥浆池要按照规范设立，其容积要考虑30%的余量，以防雨水外溢，泥浆池底要采用可降解防渗透膜进行防渗处理，保证泥浆不渗入地下。

⑧施工结束后，应将各种垃圾和多余的填方土运走，保持原有地表高度，恢复河床原貌，以保护水生生态系统的完整性。对废泥浆池做到及时掩埋、填平、覆土、压实，以利于土壤、植被的恢复。

13.3.2.6 穿越公路时的环境保护措施

顶管穿越公路时，施工前应对施工场地的表土进行剥离和保护；施工结束后，实施表土还原和土地平整，恢复原土地利用类型。

直接开挖穿越公路时，施工过程中注意处理好建设垃圾；施工结束后，按原公路标准恢复道路路面、排水沟和行道树。

13.3.2.7 运营期生态保护与补偿措施

⑴设立安全标志

在管线沿线设置各种标志，以防附近的各种施工活动对管线的破坏。

⑵植被恢复措施

为保护管线不受深根系植被破坏，在管线上部土壤中可复耕一般农作物及种植浅根系植被。在对管线的日常巡线检查过程中，应将管线上方对管线构成破坏的深根系植被进行及时清理，以确保管线的安全运行。在管线施工期内占用土地而造成的植被破坏导致损失，随着植被的生长期时间与生物量的增加，该项损失可以逐渐得到控制、减轻。

⑶表土回填

管线维修二次开挖回填时，应尽量按原有土地层次进行回填，特别对农田更应注意这个问题，以使植被得到有效恢复或减轻以后对农作物生长的影响。

⑷管线防腐

采用防腐措施，防止管线破裂造成输送介质的泄露，减少管线可能因腐蚀穿孔泄漏的概率。

⑸定期检查

对设备、管线，阀门定期进行检查，防止跑、冒、滴，消除事故隐患。

13.4 小节

项目所在区域属于亚热带植被带，闽、粤沿海丘陵平原亚热带“植被带”，潮汕平原丘陵“植被分段”。评价区植被主要为人工林地、经济林及农作物，区内无国家重点保护的植物种类和古树名木。

评价区域植被类型为亚热带常绿季雨林区，原生植被遭到破坏，绝大部分山丘岗地退化为针叶疏林、阔叶疏林或灌木草丛。其中以湿地松、木麻黄、桉树、台湾相思、大叶相思、荔枝等最常见。其中湿地松、台湾相思、桉树为山地优势种，荔枝为主要经济林种类，木麻黄为沿海沙地优势种。

工程永久占地 930.707hm^2，以工矿仓储用地为主，占地面积为 560.4816hm^2，其次为耕地 150.372hm^2，林地和园地面积分别为 95.1617hm^2 和 67.203hm^2，另外其它几种占地面积相对较小。

本工程对生态环境的影响主要表现在施工期。施工活动会使原有植被遭到局部破坏，但由于评价区内无国家重点保护的植物物种，在采取一定的保护措施后，

本工程不会影响该区域内珍稀保护植物物种的种类，不会使评价区内植物群落种类组成发生变化，也不会造成某一植物种的消失，但会造成一些植物种数量减少。

评价区陆生脊椎动物有 86 种，其中兽类 16 种，鸟类 40 种，爬行类 22 种，两栖类 8 种。其中国家 II 级重点保护野生动物共 4 种：普通鵟、红隼、白鹇、领角鸮；广东省省级重点保护动物 5 种：沼水蛙、黑斑侧褶蛙、黄胸鹀、棕鼯鼠、豹猫。评价区内野生动物种类稀少，缺少大型野生哺乳动物，现有的野生动物多为一些常见的鸟类、啮齿类等。

国家和省级重点保护野生动物主要分布在管线沿线，而且主要是鸟类猛禽，由于这些猛禽的活动范围较广，因此受工程施工影响较小，兽类等其他保护动物，受施工活动的影响会被迫离开原来的栖息地，但这种影响只是暂时的，施工结束后，随着生境的恢复，它们仍可回到原来的领域。因此认为管线施工对国家和省级保护动物不会产生明显影响。

工程占地对评价区自然体系的生产能力有一定影响，但影响较小，评价区自然体系基本可以恢复稳定状态。

总之，工程建设对厂区及管线沿线的生态环境有一定的影响，但是通过采取各种环境保护措施，这些影响可以得到缓解和降低，工程建设对动植物资源的影响范围呈带状分布，总体影响较小。

14 土壤环境现状评价及环境影响分析

14.1 土壤类型及其分布

参考惠来县1985年全国土壤普查结果，结合现场调查，评价区内土壤类型共有水稻土、赤红壤、滨海砂土、滨海盐渍沼泽土四个土类。

（1）炼化厂区主要有砂页岩（包括少数细砂岩和粘土质页岩）发育的赤红壤。沿海岸线分布有滨海盐渍沼泽土和滨海砂土。

（2）原油码头库区主要有赤红壤。

（3）管线沿线丘陵多为薄有机质层的赤红壤，由于临海风雨剥蚀严重，石头多裸露；管线沿线农田土壤多为水稻土；管线沿线人工林区和经济作为区多为赤红壤。

14.2 评价区内土壤现状调查

依据《工矿用地土壤环境管理办法（试行）》（生态环境部第3号令），本项目属于土壤环境污染重点监管单位，应按照国家有关技术规范开展工矿用地土壤现状调查。根据本次土壤现状监测数据，项目用地符合《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）、《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准》（GB15618-2018）土壤标准要求。

14.2.1 监测点位、因子、时间

本项目评价区内分三次共布设土壤环境监测点位79个，分别设在炼化厂区、原油码头库区、厂外管线及周围。第一次监测时间为2018年6月28日~2018年7月1日，第二次监测时间为2018年10月29日~2018年10月31日，第三次监测时间为2018年12月14日~2018年12月16日，土壤监测点位分布见表14.2-1~14.2-3、图14.2-1~14.2-2。

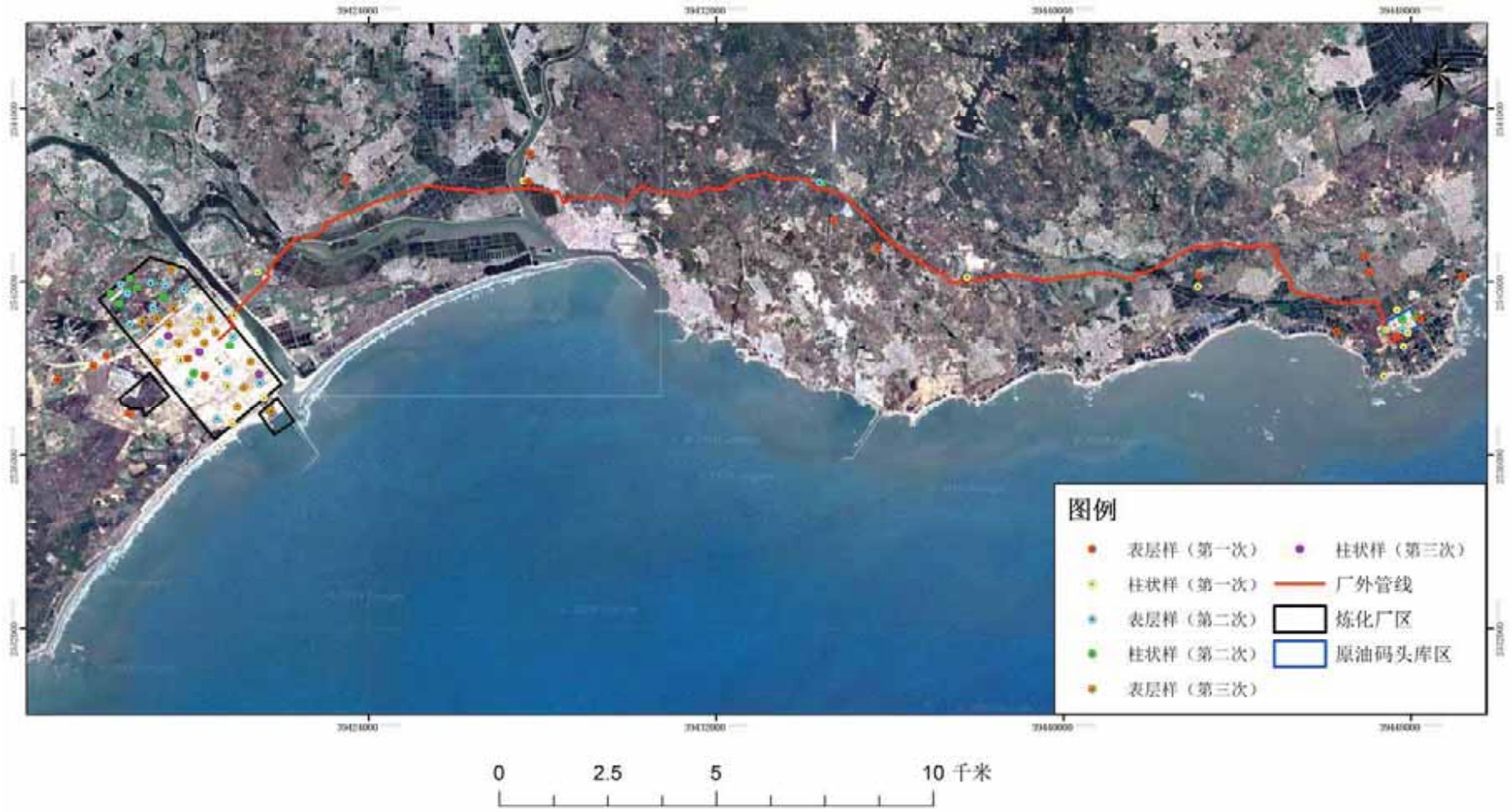


图 14.2-1　土壤监测点位分布图



图 14.2-2　炼化厂区内土壤监测点位分布图

表 14.2-1　　土壤环境监测点位及监测因子（炼化厂区范围内及厂区周边）

序号	点位	样点个数	样点类型	土壤类型	执行标准	监测内容		备注
						基本因子	特征因子	
1	炼化厂区占地范围内	5	柱状样	建设用地	GB36600-2018 土壤污染风险筛选值（第二类用地）	pH、砷、汞、总铬、铅、镉、铜、镍、锌、挥发性有机物（四氯化碳、三氯甲烷、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间/对二甲苯、邻二甲苯）、半挥发性有机物（硝基苯、2-氯苯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、䓛、二苯并[a, h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘、苯胺）	钒、石油烃、氰化物、二噁英、氟化物、丙烯腈	第一次
		2	表层样					
2	厂区范围外	4	表层样	农用地	GB15618-2018 土壤污染风险筛选值			
3	炼化厂区占地范围内	3	柱状样	建设用地	GB36600-2018 土壤污染风险筛选值（第二类用地）	/	钒、石油烃、氰化物、氟化物、丙烯腈、氯化物	第二次
		12	表层样					
		5	柱状样			/	丙烯腈、氰化物、二噁英、乙苯、丙酮、硫酸根离子、乙腈（其中二噁英仅测一个柱状样、一个表层样）	
		2	表层样			砷、镉、汞、铬（六价）、铅、铜、镍、挥发性有机物（四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间/对二甲苯、邻二甲苯）、半挥发性有机物（硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、䓛、二苯并[a, h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘）		

表 14.2-1 土壤环境监测点位及监测因子（炼化厂区范围内及厂区周边）（续表）

序号	点位	样点个数	样点类型	土壤类型	执行标准	监测内容		备注
						基本因子	特征因子	
4	炼化厂区占地范围内	15	表层样	建设用地	GB36600-2018 土壤污染风险筛选值（第二类用地）	/	汞、镍、苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间/对二甲苯、邻二甲苯、钒、石油烃、硫化物、氰化物、氟化物、氯化物	第三次
		3	柱状样					

表 14.2-2 土壤环境监测点位及监测因子（原油库区范围内及库区周边）

序号	点位	样点个数	样点类型	土壤类型	执行标准	监测内容		备注
						基本因子	特征因子	
1	原油库区占地范围内	5	柱状样	建设用地	GB36600-2018 土壤污染风险筛选值（第二类用地）	pH、砷、汞、总铬、铅、镉、铜、镍、锌	钒、石油烃	第一次
		2	表层样					
2	库区范围外 1km	4	表层样	农用地	GB15618-2018 土壤污染风险筛选值			
3	原油库区占地范围内	3	柱状样	建设用地	GB36600-2018 土壤污染风险筛选值（第二类用地）	铬（六价）、挥发性有机物（四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间/对二甲苯、邻二甲苯）、半挥发性有机物（硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、䓛、二苯并[a, h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘）	/	第二次
		1	表层样					

表 14.2-3　　土壤环境监测点位及监测因子（厂外管线沿线及管线周边）

序号	点位	样点个数	样点类型	土壤类型	执行标准	监测内容		备注
						基本因子	特征因子	
1	厂外管线沿线	5	柱状样	农用地	GB15618-2018 土壤污染风险筛选值	pH、砷、汞、总铬、铅、镉、铜、镍、锌	钒、石油烃	第一次
		2	表层样					
2	管线范围外 200m	4	表层样	农用地	GB15618-2018 土壤污染风险筛选值			
3	厂外管线沿线（阀室位置处）	1	柱状样	建设用地	GB36600-2018 土壤污染风险筛选值（第二类用地）	砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、挥发性有机物（四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间/对二甲苯、邻二甲苯）、半挥发性有机物（硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、䓛、二苯并[a, h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘）	钒、石油烃	第二次
		1	表层样					

在充分收集资料基础上，根据土壤环境影响类型、建设项目特征与评价需要，有针对性地选择土壤理化特性调查内容，主要包括阳离子交换量、氧化还原电位、有机质、全氮、有效磷、有效钾。厂区、原油库区、原油管线三个区块的理化特性调查各在区块内其中 1 个样点监测。

14.2.2 监测方法

表层样监测点取样方法参照 HJ/T166 执行，柱状样监测点土壤监测取样方法参照 HJ25.1、HJ25.2 执行。表层样采样在 0～0.2m 取样，柱状样在 0～0.5m、0.5-1.5m、1.5-3m 取样，3m 以下取样根据基础埋深、土体构型适当调整。

具体检测标准、方法参见表 14.2-4。

表 14.2-4　　土壤检测分析方法一览表

检测项目	检测标准（方法）名称及编号	检出限
pH	玻璃电极法 NY/T1377-2007	--
有机质	《土壤检测第 6 部分：土壤有机质的测定》NY/T1121.6-2006	--
阳离子交换量	《土壤检测第 5 部分：石灰性土壤阳离子交换量的测定》NY/T1121.5-2006	--
钒	王水提取-电感耦合等离子体质谱法 HJ803-2016	0.7mg/kg
石油烃	气相色谱法 HJ350-2007	5mg/kg
氰化物	分光光度法 HJ745-2015	0.01mg/kg
二噁英	同位素稀释高分辨气相色谱-高分辨质谱法 HJ77.4-2008	--
氟化物	离子选择电极法 GB/T22104-2008	12.5mg/kg
	离子选择电极法 HJ873-2017	63mg/kg
丙烯腈	顶空气相色谱法 HJ679-2013	0.3mg/kg
氯化物	《土壤检测第 17 部分：土壤氯离子含量的测定》（NY/T1121.17-2006）	--
丙酮	吹扫捕集/气相色谱-质谱法 HJ605-2011	0.0013mg/kg
硫酸根离子	重量法 HJ635-2012	50mg/kg
乙腈	顶空-气相色谱法 HJ 679-2013	0.3 mg/kg
硫化物	亚甲基蓝分光光度法 HJ833-2017	0.04mg/kg
砷	微波消解/原子荧光法 HJ680-2013	0.01mg/kg
汞	微波消解/原子荧光法 HJ680-2013	0.002mg/kg
总铬	电感耦合等离子体发射光谱法 HJ350-2007	0.400mg/kg
铬（六价）	碱消解/火焰原子吸收分光光度法 HJ 687-2014	2mg/kg
铅	电感耦合等离子体发射光谱法 HJ350-2007	1.00mg/kg
镉	电感耦合等离子体发射光谱法 HJ350-2007	0.100mg/kg
铜	电感耦合等离子体发射光谱法 HJ350-2007	0.100mg/kg
镍	电感耦合等离子体发射光谱法 HJ350-2007	1.00mg/kg
锌	电感耦合等离子体发射光谱法 HJ350-2007	0.100mg/kg
四氯化碳	吹扫捕集/气相色谱-质谱法 HJ 605-2011	0.0013mg/kg
三氯甲烷	吹扫捕集/气相色谱-质谱法 HJ 605-2011	0.0011mg/kg
氯甲烷	吹扫捕集/气相色谱-质谱法 HJ 605-2011	0.0010mg/kg
1,1-二氯乙烷	吹扫捕集/气相色谱-质谱法 HJ 605-2011	0.0012mg/kg
1,2-二氯乙烷	吹扫捕集/气相色谱-质谱法 HJ 605-2011	0.0013mg/kg
1,1-二氯乙烯	吹扫捕集/气相色谱-质谱法 HJ 605-2011	0.0010mg/kg

检测项目	检测标准（方法）名称及编号	检出限
顺-1,2-二氯乙烯	吹扫捕集/气相色谱-质谱法 HJ 605-2011	0.0013mg/kg
反-1,2-二氯乙烯	吹扫捕集/气相色谱-质谱法 HJ 605-2011	0.0014mg/kg
二氯甲烷	吹扫捕集/气相色谱-质谱法 HJ 605-2011	0.0015mg/kg
1,2-二氯丙烷	吹扫捕集/气相色谱-质谱法 HJ 605-2011	0.0011mg/kg
1,1,1,2-四氯乙烷	吹扫捕集/气相色谱-质谱法 HJ 605-2011	0.0012mg/kg
1,1,2,2-四氯乙烷	吹扫捕集/气相色谱-质谱法 HJ 605-2011	0.0012mg/kg
四氯乙烯	吹扫捕集/气相色谱-质谱法 HJ 605-2011	0.0014mg/kg
1,1,1-三氯乙烷	吹扫捕集/气相色谱-质谱法 HJ 605-2011	0.0013mg/kg
1,1,2-三氯乙烷	吹扫捕集/气相色谱-质谱法 HJ 605-2011	0.0012 mg/kg
三氯乙烯	吹扫捕集/气相色谱-质谱法 HJ 605-2011	0.0012mg/kg
1,2,3-三氯丙烷	吹扫捕集/气相色谱-质谱法 HJ 605-2011	0.0012mg/kg
氯乙烯	吹扫捕集/气相色谱-质谱法 HJ 605-2011	0.0010mg/kg
苯	顶空气相色谱法 HJ742-2015	3.1μg/kg
	吹扫捕集/气相色谱-质谱法 HJ 605-2011	0.0019mg/kg
氯苯	吹扫捕集/气相色谱-质谱法 HJ 605-2011	0.0012mg/kg
1,2-二氯苯	吹扫捕集/气相色谱-质谱法 HJ 605-2011	0.0015mg/kg
1,4-二氯苯	吹扫捕集/气相色谱-质谱法 HJ 605-2011	0.0015mg/kg
乙苯	顶空气相色谱法 HJ742-2015	4.6μg/kg
	吹扫捕集/气相色谱-质谱法 HJ 605-2011	0.0012mg/kg
苯乙烯	顶空气相色谱法 HJ742-2015	3.0μg/kg
	吹扫捕集/气相色谱-质谱法 HJ 605-2011	0.0011mg/kg
甲苯	顶空气相色谱法 HJ742-2015	3.2μg/kg
	吹扫捕集/气相色谱-质谱法 HJ 605-2011	0.0013mg/kg
间/对二甲苯	顶空气相色谱法 HJ742-2015	4.4μg/kg
	吹扫捕集/气相色谱-质谱法 HJ 605-2011	0.0012mg/kg
邻二甲苯	顶空气相色谱法 HJ742-2015	4.7μg/kg
	吹扫捕集/气相色谱-质谱法 HJ 605-2011	0.0012mg/kg
硝基苯	气相色谱-质谱法 HJ834-2017	0.09 mg/kg
2-氯苯酚	气相色谱-质谱法 HJ834-2017	0.06 mg/kg
苯并[a]蒽	气相色谱-质谱法 HJ834-2017	0.1 mg/kg
苯并[a]芘	高效液相色谱法 HJ784-2016	5μg/kg
	气相色谱-质谱法 HJ834-2017	0.1 mg/kg
苯并[b]荧蒽	气相色谱-质谱法 HJ834-2017	0.2 mg/kg
苯并[k]荧蒽	气相色谱-质谱法 HJ834-2017	0.1 mg/kg
䓛	气相色谱-质谱法 HJ834-2017	0.1 mg/kg
二苯并[a, h]蒽	气相色谱-质谱法 HJ834-2017	0.1 mg/kg
茚并[1,2,3-cd]芘	气相色谱-质谱法 HJ834-2017	0.1 mg/kg
萘	气相色谱-质谱法 HJ834-2017	0.09 mg/kg
苯胺	气相色谱-质谱法 HJ834-2017	0.1 mg/kg

14.2.3 监测点位信息

（1）监测点位位置信息

土壤各监测点位坐标、总图位置及占地类型见表 14.2-5。

表 14.2-5 土壤监测点位具体位置信息一览表

序号	取样点	经度	纬度	厂内位置	占地类型
炼化厂区占地范围内及周边					
1.	炼化厂区占地范围内 1#表层样	116.2223306°E	22.93738333°N	球罐区	工业用地
2.	炼化厂区占地范围内 2#表层样	116.2184667°E	22.941°N	三联合（蜡油加氢+催化裂化）	工业用地
3.	炼化厂区占地范围内 3#表层土	116.2207742°E	22.95154822°N	厂前区	工业用地
4.	炼化厂区占地范围内 4#表层土	116.2122212°E	22.94432892°N	石油焦制氢装置	工业用地
5.	炼化厂区占地范围内 5#表层样	116.2053851°E	22.94817101°N	包装厂房及仓库	旱地
6.	炼化厂区占地范围内 6#表层样	116.2105442°E	22.95157548°N	苯乙烯装置	旱地
7.	炼化厂区占地范围内 7#表层土	116.2285522°E	22.94566943°N	原油罐区	工业用地
8.	炼化厂区占地范围内 8#表层土	116.2188412°E	22.93606053°N	硫磺回收装置	工业用地
9.	炼化厂区占地范围内 9#表层土	116.2274355°E	22.93843918°N	柴油航煤成品罐区	工业用地
10.	炼化厂区占地范围内 10#表层样	116.2175506°E	22.95537632°N	空分装置	旱地
11.	炼化厂区占地范围内 11#表层土	116.22503°E	22.92844177°N	化工产品罐区	工业用地
12.	炼化厂区占地范围内 12#表层土	116.2133811°E	22.95627981°N	化工中间罐区	旱地
13.	炼化厂区占地范围内 13#表层土	116.2346958°E	22.93615288°N	污水处理场	工业用地
14.	炼化厂区占地范围内 14#表层土	116.2100064°E	22.95680864°N	危化品库	旱地

15.	炼化厂区占地范围内 15#表层土	116.20336369	22.95650281	丁二烯缓冲罐区	灌木林地
16.	炼化厂区占地范围内 16#表层土	116.20482576	22.95449048	ABS 废气处理单元	灌木林地
17.	炼化厂区占地范围内 17#表层样	116.20826°E	22.94866°N	全密度聚乙烯装置	旱地
18.	炼化厂区占地范围内 18#表层样	116.21144°E	22.94924°N	乙烯装置	旱地
19.	炼化厂区占地范围内 19#表层样	116.21521°E	22.95143°N	化工区循环水场	旱地
20.	炼化厂区占地范围内 20#表层样	116.21421°E	22.94820°N	动力中心	工业用地
21.	炼化厂区占地范围内 21#表层样	116.21160°E	22.94017°N	一联合（延迟焦化装置）	工业用地
22.	炼化厂区占地范围内 22#表层样	116.21642°E	22.94419°N	四联合（柴油加氢装置）	工业用地
23.	炼化厂区占地范围内 23#表层样	116.22037°E	22.94642°N	五联合（连续重整装置）	工业用地
24.	炼化厂区占地范围内 24#表层样	116.22217°E	22.94432°N	六联合（芳烃联合装置）	工业用地
25.	炼化厂区占地范围内 25#表层样	116.22469°E	22.94658°N	芳烃联合中间罐组	工业用地
26.	炼化厂区占地范围内 26#表层样	116.23104°E	22.93510°N	汽油成品罐组	工业用地
27.	炼化厂区占地范围内 27#表层样	116.22965°E	22.93104°N	对二甲苯罐组	工业用地
28.	炼化厂区占地范围内 28#表层样	116.23259°E	22.94041°N	固废焚烧系统（危废暂存库）	工业用地
29.	炼化厂区占地范围内 29#表层样	116.22353°E	22.94932°N	一体化综合仓库	工业用地
30.	炼化厂区占地范围内 30#表层样	116.21460°E	22.95973°N	化工区事故传输池	旱地
31.	炼化厂区占地范围内 31#表层样	116.23722°E	22.93010°N	产品码头陆域	港口码头用地
32.	炼化厂区占地范围内 1#柱状样	116.2168361°E	22.94073889°N	二联合（常减压装置）	工业用地
33.	炼化厂区占地范围内 2#柱状样	116.2207278°E	22.94853889°N	五联合（连续重整）	工业用地
34.	炼化厂区占地范围内 3#柱状样	116.23585°E	22.93275556°N	全厂事故水池	港口码头用地
35.	炼化厂区占地范围内 4#柱状样	116.2292306°E	22.92668889°N	液体产品装卸站	其他草地
36.	炼化厂区占地范围内 5#柱状样	116.2274306°E	22.93541111°N	预留地	工业用地
37.	炼化厂区占地范围内 6#柱状样	116.2129944°E	22.95379077°N	丁二烯/MTBE 装置	旱地

38.	炼化厂区占地范围内 7#柱状样	116.2278648°E	22.9437727°N	原油罐区	工业用地
39.	炼化厂区占地范围内 8#柱状样	116.2198296°E	22.93791839°N	重油中间罐区	工业用地
40.	炼化厂区占地范围内 9#柱状样	116.20529852°E	22.95765122°N	污水预处理站	灌木林地
41.	炼化厂区占地范围内 10#柱状样	116.2010848°E	22.95448476°N	空白地	灌木林地
42.	炼化厂区占地范围内 11#柱状样	116.2068895°E	22.95567852°N	变电所	旱地
43.	炼化厂区占地范围内 12#柱状样	116.20306296°E	22.95231526°N	初期雨水池	灌木林地
44.	炼化厂区占地范围内 13#柱状样	116.20478272°E	22.95504343°N	循环水场	灌木林地
45.	炼化厂区占地范围内 14#柱状样	116.21402°E	22.94577°N	石油焦制氢装置	工业用地
46.	炼化厂区占地范围内 15#柱状样	116.23447°E	22.93780°N	污水处理场	工业用地
47.	炼化厂区占地范围内 16#柱状样	116.22104°E	22.94237°N	三联合含油污水预处理站	工业用地
48.	炼化厂区范围外 1km 1#表层样	116.1972861°E	22.93941667°N	/	裸土地
49.	炼化厂区范围外 1km 2#表层样	116.18925°E	22.93648056°N	/	旱地
50.	炼化厂区范围外 1km 3#表层样	116.2001778°E	22.94146667°N	/	灌木林地
51.	炼化厂区范围外 1km 4#表层样	116.2054028°E	22.92949444°N	/	旱地
原油码头库区占地范围内及周边					
52.	原油库区占地范围内 1#柱状样	116.4898556°E	22.95226389°N	罐区	灌木林地
53.	原油库区占地范围内 2#柱状样	116.4875333°E	22.94818889°N	罐区	灌木林地
54.	原油库区占地范围内 3#柱状样	116.4923139°E	22.94753611°N	罐区	其他草地
55.	原油库区占地范围内 4#柱状样	116.4913833°E	22.944625°N	罐区	其他草地
56.	原油库区占地范围内 5#柱状样	116.4870333°E	22.938425°N	罐区	沿海滩涂
57.	原油库区占地范围内 6#柱状样	116.4911305°E	22.95026515°N	罐区	灌木林地

58.	原油库区占地范围内 7#柱状样	116.487096°E	22.947941°N	罐区	裸地
59.	原油库区占地范围内 8#柱状样	116.494314°E	22.950618°N	罐区	灌木林地
60.	原油库区占地范围内 1#表层样	116.4896778°E	22.947°N	罐区	工业用地
61.	原油库区占地范围内 2#表层样	116.4949472°E	22.9504°N	罐区	灌木林地
62.	原油库区占地范围内 3#表层样	116.491075°E	22.94806615°N	罐区	其他草地
63.	库区范围外 1km 1#表层样	116.4762667°E	22.94780833°N	/	其他草地
64.	库区范围外 1km 2#表层样	116.4837944°E	22.96025278°N	/	其他草地
65.	库区范围外 1km 3#表层样	116.4827611°E	22.96331944°N	/	其他草地
66.	库区范围外 1km 4#表层样	116.5046333°E	22.95938889°N	/	其他草地
厂外管线沿线					
67.	原油管线沿线 1#柱状样	116.2288°E	22.95003611°N	/	裸土地
68.	原油管线沿线 2#柱状样	116.2340278°E	22.95915833°N	/	旱地
69.	原油管线沿线 3#柱状样	116.2936028°E	22.97838889°N	/	空闲地
70.	原油管线沿线 4#柱状样	116.3933389°E	22.95882778°N	/	乔木林地
71.	原油管线沿线 5#柱状样	116.4451611°E	22.95702222°N	/	其他草地
72.	原油管线沿线 1#表层样	116.2947028°E	22.97815556°N	/	空闲地
73.	原油管线沿线 2#表层样	116.3731722°E	22.96472778°N	/	乔木林地
74.	管线阀室占地范围内 1#表层样	116.3600938°E	22.9782995°N	/	旱地
75.	管线阀室占地范围内 1#柱状样	116.3606934°E	22.97817737°N	/	旱地
76.	管线范围外 200m 1#表层样	116.4454056°E	22.95929722°N	/	旱地

77.	管线范围外 200m 2#表层样	116.3633306°E	22.97053333°N	/	乔木林地
78.	管线范围外 200m 3#表层样	116.2951389°E	22.98415833°N	/	空闲地
79.	管线范围外 200m 4#表层样	116.2538111°E	22.97846944°N	/	灌木林地

（2）监测点位深度确定说明

根据设计资料，本项目装置基础埋深为 2 米，罐区基础埋深为 1.5 米，各类水池基础埋深为 5 米。结合本工程植被茂盛、山区段地址灾害易发等特点，厂外管线管顶埋深厚度一般不小于 1.2m；对于石方、卵石地段管沟挖深应增加 0.3m，以便设置垫层保护管道防腐层。无套管穿越公路时管顶埋深在 1.2m-3.5m 范围，管道穿越小型河流，按设计规范的要求将管顶埋设至河床稳定层以下 0.5m，并应保证管顶最小埋深不小于 0.2m。管道穿越鱼塘和沟渠时，埋设深度要保证管道处于清淤之后塘底深度 1.2 米以下，实际塘底确认困难时，必须保证管道埋设深度在现状塘底以下 2 米。

第一次、第二次炼化厂区内所有柱状样取样深度至 3 米，位于厂内装置区、罐区的基础埋深以下，厂外管线及原油码头库区部分柱状样取样深度至 6 米，为了解炼化厂区内水池基础埋深 5 米以下土壤环境质量现状，第三次在炼化厂区三联合含油污水预处理站、污水处理场、石油焦制氢装置补充了 3 个柱状样，取样深度在 0-0.5 米、0.5-1.5 米，1.5-3 米、6 米。

本项目土壤监测点取样深度满足其可能影响的情况。

本项目土壤监测取样照片见图 14-2-3~图 14.2-28。



图 14.2-3　炼化厂区占地范围内表层样 1#



图 14.2-4　炼化厂区占地范围内柱状样 4#



图 14.2-5　炼化厂区占地范围内柱状样 5#



图 14.2-6　炼化厂区范围外 1km 表层土 2#



图 14.2-7　原油库区占地范围内表层样 2#



图 14.2-8　原油库区内柱状样 1#



图 14.2-9　原油库区内柱状样 5#



图 14.2-10　库区范围外表层样 3#



图 14.2-11　管线沿线表层样 2#



图 14.2-12　管线沿线柱状样 1#



图 14.2-13　管线沿线柱状样 4#



图 14.2-14　管线范围外 200 米表层样 1#



图 14-2-15　管线范围外 200m 表层样 1#



图 14-2-16　管线范围外 200m 表层样 2#



图 14.2-17　原油管线沿线 1#柱状样 0.5m



图 14.2-18　原油管线沿线 1#柱状样 0.5~1.5m



图 14.2-19　原油管线沿线 1#柱状样 1.5~3m



图 14.2-20　原油管线沿线 1#柱状样 6m



图 14.2-21　原油管线沿线 5#柱状样 0.5m



图 14.2-22　原油管线沿线 5#柱状样 0.5~1.5m



图 14.2-23　原油管线沿线 5#柱状样 1.5-3m



图 14.2-24　原油管线沿线 5#柱状样 6m



图 14.2-25　原油库区占地范围内 1#柱状样 0.5m



图 14.2-26　原油库区占地范围内 1#柱状样 0.5~1.5m



图 14.2-27　原油库区占地范围内 1#柱状样 1.5~3m



图 14.2-28　原油库区占地范围内 1#柱状样 6m

14.3 土壤环境现状调查结果

14.3.1 监测结果汇总

土壤现状监测结果见表 14.3-1 至表 14.3-11。

表 14.3-1 土壤理化特性调查结果

区域	样点	深度	阳离子交换量	氧化还原电位	有机质	全氮	有效磷	有效钾
		m	cmol(+)/kg	mV	mg/kg	mg/kg	%	mg/kg
炼化厂区占地范围内	1#柱	0~0.5	0.37	/	14.3	6.78×10^{-2}	0.012	925
	1#柱	0.5~1.5	0.55	/	18.6	4.27×10^{-2}	0.020	1070
	1#柱	1.5~3	0.86	/	21.1	3.13×10^{-2}	0.008	920
	2#表	/	/	473.6	/	/	/	/
厂区范围外1km	1#表	/	9.01	/	3.12	4.62×10^{-2}	0.016	874
	2#表	/	8.64	/	2.06	5.84×10^{-2}	0.028	1160
	3#表	/	7.52	441.5	1.41	3.67×10^{-2}	0.014	1020
	4#表	/	7.22	/	7.34	7.12×10^{-2}	0.022	988
原油库区占地范围内	1#柱	0~0.5	0.50	/	14.0	5.52×10^{-2}	0.018	832
	1#柱	0.5~1.5	0.42	/	17.6	4.69×10^{-2}	0.019	520
	1#柱	1.5~3	0.55	/	27.5	7.61×10^{-2}	0.017	978
	1#柱	6	0.46	/	26.6	4.58×10^{-2}	0.003	1350
	1#表	/	/	453.7	/	/	/	/
库区范围外1km	3#表	/	/	465.2	/	/	/	/
厂外管线沿线	1#柱	0~0.5	2.72	/	14.6	8.21×10^{-2}	0.014	995
	1#柱	0.5~1.5	3.05	/	13.8	1.03×10^{-2}	0.012	968
	1#柱	1.5~3	3.05	/	10.6	1.29×10^{-2}	0.012	778
	1#柱	6	3.17	/	11.2	1.47×10^{-2}	0.025	1040
	2#表	/	/	385.1	/	/	/	/
管线范围外200m	2#表	/	/	426.8	/	/	/	/

注：“ND”表示检验数值低于方法检出限，“/”表示未检测该项。

表 14.3-2 土壤监测结果汇总（特征因子 表 1）

区域	样点	深度	pH	石油烃	丙烯腈	氰化物	氟化物	钒	氯化物	二噁英	乙苯	丙酮	硫酸根	乙腈	硫化物
		m	无量纲	mg/kg	mg/kg	mg/kg	mg/kg	mg/kg	g/kg	ng/kg	mg/kg	mg/kg	mg/kg	mg/kg	mg/kg
项目厂区占地范围内	1#表	/	8.0	ND	ND	ND	38.6	28.8	/	0.3	ND	/	/	/	/
	2#表	/	8.2	ND	ND	ND	42.4	24.8	/	1.5	ND	/	/	/	/
	3#表	/	/	21.7	ND	ND	95.4	3.8	0.04	/	/	/	/	/	/
	4#表	/	/	11.3	ND	ND	100	6.3	0.03	/	/	/	/	/	/
	5#表	/	/	10.4	ND	ND	122	11.2	0.02	/	/	/	/	/	/
	6#表	/	/	ND	ND	ND	242	7.8	0.03	/	/	/	/	/	/
	7#表	/	/	13.9	ND	ND	139	8.5	0.02	/	/	/	/	/	/
	8#表	/	/	6.86	ND	ND	39.4	5.4	0.02	/	/	/	/	/	/
	9#表	/	/	29.8	ND	ND	154	3.7	0.05	/	/	/	/	/	/
	10#表	/	/	22.1	ND	ND	44.2	8.4	0.02	/	/	/	/	/	/
	11#表	/	/	30.2	ND	ND	46.3	6.5	0.03	/	/	/	/	/	/
	12#表	/	/	6.06	ND	ND	106	5.6	0.03	/	/	/	/	/	/
	13#表	/	/	14.6	ND	ND	43.6	15.8	0.02	/	/	/	/	/	/
	14#表	/	/	49.1	ND	ND	116	10.1	0.04	/	/	/	/	/	/
	15#表	/	/	/	ND	ND	/	/	/	1.2	ND	0.0400	126	ND	/
	16#表	/	/	/	ND	ND	/	/	/	/	ND	0.0310	434	ND	/
	17#表	/	/	12	/	ND	174	9.6	0.017	/	ND	/	/	/	ND
	18#表	/	/	9	/	ND	144	15.8	0.018	/	ND	/	/	/	ND
	19#表	/	/	1	/	ND	121	6.1	0.014	/	ND	/	/	/	ND
	20#表	/	/	9	/	ND	155	2.3	0.014	/	ND	/	/	/	ND
	21#表	/	/	10	/	ND	150	5.1	0.013	/	ND	/	/	/	ND
	22#表	/	/	11	/	ND	107	3.8	0.016	/	ND	/	/	/	ND
	23#表	/	/	9	/	ND	137	5.5	0.052	/	ND	/	/	/	ND
	24#表	/	/	17	/	ND	108	5.3	0.015	/	ND	/	/	/	ND
项目厂区	25#表	/	/	10	/	ND	126	5.0	0.017	/	ND	/	/	/	ND
	26#表	/	/	8	/	ND	127	4.0	0.017	/	ND	/	/	/	ND

区域	样点	深度	pH	石油烃	丙烯腈	氰化物	氟化物	钒	氯化物	二噁英	乙苯	丙酮	硫酸根	乙腈	硫化物
		m	无量纲	mg/kg	mg/kg	mg/kg	mg/kg	mg/kg	g/kg	ng/kg	mg/kg	mg/kg	mg/kg	mg/kg	mg/kg
占地范围内	27#表	/	/	26	/	ND	143	6.1	0.013	/	ND	/	/	/	ND
	28#表	/	/	7	/	ND	182	10.0	0.015	/	ND	/	/	/	ND
	29#表	/	/	8	/	ND	102	5.8	0.015	/	ND	/	/	/	ND
	30#表	/	/	7	/	ND	120	7.5	0.014	/	ND	/	/	/	ND
	31#表	/	/	10	/	ND	160	14.8	0.017	/	ND	/	/	/	ND
	1#柱	0~0.5	7.5	ND	ND	ND	148	21.0	/	0.54	ND	/	/	/	/
	1#柱	0.5~1.5	6.7	ND	ND	ND	133	18.4	/	0.58	ND	/	/	/	/
	1#柱	1.5~3	7.3	ND	ND	ND	63.8	8.7	/	0.79	ND	/	/	/	/
	2#柱	0~0.5	7.5	ND	ND	ND	160	17.2	/	0.28	ND	/	/	/	/
	2#柱	0.5~1.5	6.8	ND	ND	ND	101	29.0	/	0.41	ND	/	/	/	/
	2#柱	1.5~3	6.6	ND	ND	ND	66.6	25.4	/	0.32	ND	/	/	/	/
	3#柱	0~0.5	7.1	ND	ND	ND	79.4	21.2	/	0.28	ND	/	/	/	/
	3#柱	0.5~1.5	7.7	ND	ND	ND	146	14.1	/	0.40	ND	/	/	/	/
	3#柱	1.5~3	8.2	ND	ND	ND	116	12.5	/	0.39	ND	/	/	/	/
	4#柱	0~0.5	7.7	ND	ND	ND	88.3	35.3	/	0.91	ND	/	/	/	/
	4#柱	0.5~1.5	7.8	ND	ND	ND	142	12.8	/	0.29	ND	/	/	/	/
	4#柱	1.5~3	7.7	ND	ND	ND	104	29.9	/	0.25	ND	/	/	/	/
	5#柱	0~0.5	8.3	ND	ND	ND	54.2	36.7	/	0.84	ND	/	/	/	/
	5#柱	0.5~1.5	8.0	ND	ND	ND	74.3	20.8	/	1.2	ND	/	/	/	/
	5#柱	1.5~3	8.0	ND	ND	ND	112	18.5	/	0.54	ND	/	/	/	/
	6#柱	0~0.5	/	23.4	ND	ND	187	10.6	0.02	/	/	/	/	/	/
	6#柱	0.5~1.5	/	7.89	ND	ND	116	8.3	0.02	/	/	/	/	/	/
	6#柱	1.5~3	/	12.9	ND	ND	97.2	7.3	0.02	/	/	/	/	/	/
项目厂区占地范围内	7#柱	0~0.5	/	6.86	ND	ND	150	16.2	0.02	/	/	/	/	/	/
	7#柱	0.5~1.5	/	15.0	ND	ND	140	7.9	0.02	/	/	/	/	/	/
	7#柱	1.5~3	/	ND	ND	ND	70.1	8.5	0.02	/	/	/	/	/	/
	8#柱	0~0.5	/	10.3	ND	ND	160	12.0	0.02	/	/	/	/	/	/
	8#柱	0.5~1.5	/	ND	ND	ND	71.1	5.1	0.02	/	/	/	/	/	/

区域	样点	深度	pH	石油烃	丙烯腈	氰化物	氟化物	钒	氯化物	二噁英	乙苯	丙酮	硫酸根	乙腈	硫化物
		m	无量纲	mg/kg	mg/kg	mg/kg	mg/kg	mg/kg	g/kg	ng/kg	mg/kg	mg/kg	mg/kg	mg/kg	mg/kg
	8#柱	1.5~3	/	8.23	ND	ND	85.0	5.1	0.02	/	/	/	/	/	/
	9#柱	0~0.5	/	/	ND	ND	/	/	/	/	ND	0.0814	123	ND	/
	9#柱	0.5~1.5	/	/	ND	ND	/	/	/	/	ND	0.0350	ND	ND	/
	9#柱	1.5~3	/	/	ND	ND	/	/	/	/	ND	ND	ND	ND	/
	10#柱	0~0.5	/	/	ND	ND	/	/	/	/	ND	0.0398	64	ND	/
	10#柱	0.5~1.5	/	/	ND	ND	/	/	/	/	ND	0.0371	ND	ND	/
	10#柱	1.5~3	/	/	ND	ND	/	/	/	/	ND	0.0237	77	ND	/
	11#柱	0~0.5	/	/	ND	ND	/	/	/	/	ND	0.219	74	ND	/
	11#柱	0.5~1.5	/	/	ND	ND	/	/	/	/	ND	0.146	ND	ND	/
	11#柱	1.5~3	/	/	ND	ND	/	/	/	/	ND	0.160	454	ND	/
	12#柱	0~0.5	/	/	ND	ND	/	/	/	2.0	ND	0.0521	138	ND	/
	12#柱	0.5~1.5	/	/	ND	ND	/	/	/	1.3	ND	0.236	68	ND	/
	12#柱	1.5~3	/	/	ND	ND	/	/	/	1.1	ND	0.312	241	ND	/
	13#柱	0~0.5	/	/	ND	ND	/	/	/	/	ND	0.0913	189	ND	/
	13#柱	0.5~1.5	/	/	ND	ND	/	/	/	/	ND	0.0416	ND	ND	/
	13#柱	1.5~3	/	/	ND	ND	/	/	/	/	ND	0.0315	57	ND	/
	14#柱	0~0.5	/	6	/	ND	121	8.5	0.014	/	ND	/	/	/	ND
	14#柱	0.5~1.5	/	20	/	ND	104	6.5	0.017	/	ND	/	/	/	ND
	14#柱	1.5~3	/	5	/	ND	143	8.6	0.014	/	ND	/	/	/	ND
	15#柱	0~0.5	/	22	/	ND	115	7.8	0.014	/	ND	/	/	/	ND
项目厂区占地范围内	15#柱	0.5~1.5	/	17	/	ND	99	5.8	0.015	/	ND	/	/	/	ND
	15#柱	1.5~3	/	13	/	ND	103	6.0	0.015	/	ND	/	/	/	ND
	16#柱	0~0.5	/	6	/	ND	101	4.3	0.017	/	ND	/	/	/	ND
	16#柱	0.5~1.5	/	23	/	ND	151	5.8	0.021	/	ND	/	/	/	ND
	16#柱	1.5~3	/	11	/	ND	107	6.6	0.017	/	ND	/	/	/	ND
厂区范围外	1#表	/	7.50	ND	ND	ND	17.9	30.0	/	0.55	ND	/	/	/	/
	2#表	/	7.50	ND	ND	ND	17.7	39.1	/	0.52	ND	/	/	/	/
	3#表	/	7.40	ND	ND	ND	20.5	16.2	/	0.36	ND	/	/	/	/

区域	样点	深度	pH	石油烃	丙烯腈	氰化物	氟化物	钒	氯化物	二噁英	乙苯	丙酮	硫酸根	乙腈	硫化物
		m	无量纲	mg/kg	mg/kg	mg/kg	mg/kg	mg/kg	g/kg	ng/kg	mg/kg	mg/kg	mg/kg	mg/kg	mg/kg
1km	4#表	/	7.00	ND	ND	ND	30.1	47.7	/	0.89	ND	/	/	/	/
原油库区占地范围内	1#表	/	6.2	ND	/	/	/	54.7	/	/	/	/	/	/	/
	2#表	/	5.9	ND	/	/	/	23.3	/	/	/	/	/	/	/
	1#柱	0~0.5	6.1	ND	/	/	/	23.7	/	/	/	/	/	/	/
	1#柱	0.5~1.5	5.7	ND	/	/	/	14.8	/	/	/	/	/	/	/
	1#柱	1.5~3	5.8	ND	/	/	/	52.7	/	/	/	/	/	/	/
	1#柱	6	5.9	ND	/	/	/	88.1	/	/	/	/	/	/	/
	2#柱	0~0.5	5.5	ND	/	/	/	62.5	/	/	/	/	/	/	/
	2#柱	0.5~1.5	5.9	ND	/	/	/	49.9	/	/	/	/	/	/	/
	2#柱	1.5~3	6.0	ND	/	/	/	39.8	/	/	/	/	/	/	/
	2#柱	6	5.7	ND	/	/	/	77.3	/	/	/	/	/	/	/
	3#柱	0~0.5	5.8	ND	/	/	/	50.1	/	/	/	/	/	/	/
	3#柱	0.5~1.5	5.7	ND	/	/	/	56.7	/	/	/	/	/	/	/
	3#柱	1.5~3	5.7	ND	/	/	/	66.4	/	/	/	/	/	/	/
	4#柱	0~0.5	6.5	ND	/	/	/	9.0	/	/	/	/	/	/	/
	4#柱	0.5~1.5	6.2	ND	/	/	/	22.2	/	/	/	/	/	/	/
	4#柱	1.5~3	6.0	ND	/	/	/	25.2	/	/	/	/	/	/	/
原油库区占地范围内	4#柱	6	5.9	ND	/	/	/	5.6	/	/	/	/	/	/	/
	5#柱	0~0.5	6.6	ND	/	/	/	81.7	/	/	/	/	/	/	/
	5#柱	0.5~1.5	6.5	ND	/	/	/	79.4	/	/	/	/	/	/	/
	5#柱	1.5~3	6.4	ND	/	/	/	123	/	/	/	/	/	/	/
	5#柱	6	6.4	ND	/	/	/	21.3	/	/	/	/	/	/	/
库区范围外1km	1#表	/	7.2	ND	/	/	/	65.1	/	/	/	/	/	/	/
	2#表	/	6.9	ND	/	/	/	28.0	/	/	/	/	/	/	/
	3#表	/	6.4	ND	/	/	/	15.8	/	/	/	/	/	/	/
	4#表	/	6.7	ND	/	/	/	36.1	/	/	/	/	/	/	/
原油管线	1#表	/	7.7	ND	/	/	/	36.2	/	/	/	/	/	/	/
	2#表	/	7.3	ND	/	/	/	34.0	/	/	/	/	/	/	/

区域	样点	深度	pH	石油烃	丙烯腈	氰化物	氟化物	钒	氯化物	二噁英	乙苯	丙酮	硫酸根	乙腈	硫化物
		m	无量纲	mg/kg	mg/kg	mg/kg	mg/kg	mg/kg	g/kg	ng/kg	mg/kg	mg/kg	mg/kg	mg/kg	mg/kg
沿线	1#柱	0~0.5	7.8	ND	/	/	/	32.7	/	/	/	/	/	/	/
	1#柱	0.5~1.5	7.0	ND	/	/	/	30.1	/	/	/	/	/	/	/
	1#柱	1.5~3	6.9	ND	/	/	/	27.5	/	/	/	/	/	/	/
	1#柱	6	7.3	ND	/	/	/	30.8	/	/	/	/	/	/	/
	2#柱	0~0.5	6.7	ND	/	/	/	21.0	/	/	/	/	/	/	/
	2#柱	0.5~1.5	6.5	ND	/	/	/	29.0	/	/	/	/	/	/	/
	2#柱	1.5~3	4.2	ND	/	/	/	50.9	/	/	/	/	/	/	/
	3#柱	0~0.5	5.4	ND	/	/	/	51.6	/	/	/	/	/	/	/
	3#柱	0.5~1.5	6.6	ND	/	/	/	60.2	/	/	/	/	/	/	/
	3#柱	1.5~3	7.1	ND	/	/	/	80.1	/	/	/	/	/	/	/
	3#柱	6	7.7	ND	/	/	/	23.7	/	/	/	/	/	/	/
	4#柱	0~0.5	5.3	ND	/	/	/	23.7	/	/	/	/	/	/	/
	4#柱	0.5~1.5	6.1	ND	/	/	/	27.4	/	/	/	/	/	/	/
	4#柱	1.5~3	8.3	ND	/	/	/	50.5	/	/	/	/	/	/	/
原油管线沿线	5#柱	0~0.5	4.6	ND	/	/	/	54.3	/	/	/	/	/	/	/
	5#柱	0.5~1.5	5.5	ND	/	/	/	46.7	/	/	/	/	/	/	/
	5#柱	1.5~3	5.5	ND	/	/	/	66.3	/	/	/	/	/	/	/
	5#柱	6	6.1	ND	/	/	/	70.6	/	/	/	/	/	/	/
管线范围外200m	1#表	/	6.7	ND	/	/	/	26.0	/	/	/	/	/	/	/
	2#表	/	5.5	ND	/	/	/	26.0	/	/	/	/	/	/	/
	3#表	/	7.8	ND	/	/	/	23.0	/	/	/	/	/	/	/
	4#表	/	8.6	ND	/	/	/	17.1	/	/	/	/	/	/	/
管线阀室占地范围	1#表	/	/	ND	/	/	/	5.8	/	/	ND	/	/	/	/
	1#柱	0~0.5	/	13.2	/	/	/	7.0	/	/	ND	/	/	/	/
	1#柱	0.5~1.5	/	11.4	/	/	/	7.0	/	/	ND	/	/	/	/
	1#柱	1.5~3	/	13.2	/	/	/	8.3	/	/	ND	/	/	/	/

注：“ND”表示检验数值低于方法检出限，“/”表示未检测该项。

表 14.3-3 土壤监测结果汇总（特征因子 表 2）

监测项目	项目厂区占地范围内												单位
	17#表	18#表	19#表	20#表	21#表	22#表	23#表	24#表	25#表	26#表	27#表	28#表	
汞	0.0246	0.574	0.179	0.0720	0.0755	0.148	0.140	ND	0.0334	0.0543	0.221	0.0743	mg/kg
镍	7.67	7.48	6.35	7.40	10.50	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
甲苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
间/对二甲苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
邻二甲苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
苯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg

表 14.3-4 土壤监测结果汇总（特征因子 表 3）

监测项目	项目厂区占地范围内												单位
	29#表	30#表	31#表	14#柱	14#柱	14#柱	15#柱	15#柱	15#柱	16#柱	16#柱	16#柱	
采样深度		/	/	0~0.5	0.5~1.5	1.5~3	0~0.5	0.5~1.5	1.5~3	0~0.5	0.5~1.5	1.5~3	m
汞	0.0248	0.322	0.0824	0.0499	0.102	0.0489	0.248	0.318	0.178	0.0859	0.108	0.0914	mg/kg
镍	ND	ND	7.27	7.58	ND	ND	5.02	7.74	9.62	6.61	12.95	11.92	mg/kg
苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
甲苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
间/对二甲苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
邻二甲苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
苯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg

注：“ND”表示检验数值低于方法检出限，“/”表示未检测该项。

表 14.3-5 土壤监测结果汇总（基本因子 表 1）

监测项目	项目厂区占地范围内														单位
	1#表	2#表	1#柱	1#柱	1#柱	2#柱	2#柱	2#柱	3#柱	3#柱	3#柱	4#柱	4#柱	4#柱	
采样深度	/	/	0~0.5	0.5~1.5	1.5~3	0~0.5	0.5~1.5	1.5~3	0~0.5	0.5~1.5	1.5~3	0~0.5	0.5~1.5	1.5~3	m
总汞	0.234	0.141	0.124	0.128	0.0612	0.0904	0.0514	0.124	0.0834	0.0614	0.0616	0.0737	0.0908	0.0633	mg/kg
铅	16.4	12.7	19.8	9.87	ND	12.4	13.2	9.59	9.38	11.2	15.5	8.23	ND	13.3	mg/kg
镉	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
总铬	9.40	7.27	9.19	5.92	3.02	5.79	7.59	5.20	5.79	6.32	7.05	4.42	4.21	6.68	mg/kg
六价铬	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
铜	25.4	32.6	ND	ND	2.62	ND	ND	2.40	ND	ND	3.63	0.100	1.20	ND	mg/kg
锌	36.2	28.5	36.3	26.8	22.6	27.6	37.4	33.8	28.1	29.8	36.1	21.5	32.7	29.2	mg/kg
镍	7.34	5.45	5.79	3.95	ND	3.59	4.60	3.40	3.59	4.14	4.64	2.81	2.41	4.36	mg/kg
砷	2.38	1.49	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
四氯化碳	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
三氯甲烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
氯甲烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
1,1-二氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
1,2-二氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
1,1-二氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
顺-1,2-二氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
反-1,2-二氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
二氯甲烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
1,2-二氯丙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
1,1,1,2-四	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg

监测项目	项目厂区占地范围内														单位
	1#表	2#表	1#柱	1#柱	1#柱	2#柱	2#柱	2#柱	3#柱	3#柱	3#柱	4#柱	4#柱	4#柱	
采样深度	/	/	0~0.5	0.5~1.5	1.5~3	0~0.5	0.5~1.5	1.5~3	0~0.5	0.5~1.5	1.5~3	0~0.5	0.5~1.5	1.5~3	m
氯乙烷															
1,1,2,2-四氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
四氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
1,1,1-三氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
1,1,2-三氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
三氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
1,2,3-三氯丙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
氯苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
1,2-二氯苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
1,4-二氯苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
乙苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
苯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
甲苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
间/对二甲苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
邻二甲苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
硝基苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
2-氯苯酚	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
苯并[a]蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
苯并[a]芘	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg

监测项目	项目厂区占地范围内														单位
	1#表	2#表	1#柱	1#柱	1#柱	2#柱	2#柱	2#柱	3#柱	3#柱	3#柱	4#柱	4#柱	4#柱	
采样深度	/	/	0~0.5	0.5~1.5	1.5~3	0~0.5	0.5~1.5	1.5~3	0~0.5	0.5~1.5	1.5~3	0~0.5	0.5~1.5	1.5~3	m
苯并[b]荧蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
苯并[k]荧蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
䓛	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
二苯并[a,h]蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
茚并[1,2,3-cd]芘	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
萘	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
苯胺	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg

注：“ND”表示检验数值低于方法检出限，“/”表示未检测该项。

表 14.3-6 土壤监测结果汇总（基本因子表 2）

监测项目	项目厂区占地范围内					厂区范围外 1km				管线阀室占地范围内				单位
	5#柱状	5#柱	5#柱	15#表	16#表	1#表	2#表	3#表	4#表	1#表	1#柱	1#柱	1#柱	
采样深度	0~0.5	0.5~1.5	1.5~3	/	/	/	/	/	/	/	0~0.5	0.5~1.5	1.5~3	m
总汞	0.0510	0.0673	0.0582	0.022	ND	0.358	0.232	0.118	0.150	0.013	0.016	0.012	0.014	mg/kg
铅	ND	12.6	10.3	22.8	13.1	21.9	15.7	13.6	25.4	33.9	36.7	29.6	36.1	mg/kg
镉	ND	ND	ND	0.08	0.11	ND	ND	ND	ND	0.13	0.12	0.05	0.15	mg/kg
总铬	4.83	5.91	5.97	/	/	11.9	9.22	7.76	12.2	/	/	/	/	mg/kg
六价铬	ND	ND	ND	ND	ND	19.1	8.62	20.6	40.0	ND	ND	ND	ND	mg/kg
铜	ND	ND	ND	7.6	ND	/	/	/	/	3.1	2.3	5.3	5.2	mg/kg
锌	30.8	23.2	28.3	/	/	39.1	28.8	26.7	41.5	/	/	/	/	mg/kg
镍	2.82	3.87	3.98	20.4	14.4	10.1	5.53	5.82	7.52	21.0	17.8	22.9	21.1	mg/kg
砷	ND	ND	ND	2.49	0.92	2.03	0.83	1.67	1.39	0.85	1.00	1.04	0.97	mg/kg
四氯化碳	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
三氯甲烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
氯甲烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
1,1-二氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
1,2-二氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
1,1-二氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
顺-1,2-二氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
反-1,2-二氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
二氯甲烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
1,2-二氯丙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
1,1,1,2-四	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg

监测项目	项目厂区占地范围内					厂区范围外 1km				管线阀室占地范围内				单位
	5#柱状	5#柱	5#柱	15#表	16#表	1#表	2#表	3#表	4#表	1#表	1#柱	1#柱	1#柱	
采样深度	0~0.5	0.5~1.5	1.5~3	/	/	/	/	/	/	/	0~0.5	0.5~1.5	1.5~3	m
氯乙烷														
1,1,2,2-四氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
四氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
1,1,1-三氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
1,1,2-三氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
三氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
1,2,3-三氯丙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
氯苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
1,2-二氯苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
1,4-二氯苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
乙苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
苯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
甲苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
间/对二甲苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
邻二甲苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
硝基苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
2-氯苯酚	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
苯并[a]蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
苯并[a]芘	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
苯并[b]荧	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg

监测项目	项目厂区占地范围内					厂区范围外 1km				管线阀室占地范围内				单位
	5#柱状	5#柱	5#柱	15#表	16#表	1#表	2#表	3#表	4#表	1#表	1#柱	1#柱	1#柱	
采样深度	0~0.5	0.5~1.5	1.5~3	/	/	/	/	/	/	/	0~0.5	0.5~1.5	1.5~3	m
蒽														
苯并[k]荧蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
䓛	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
二苯并[a,h]蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
茚并[1,2,3-cd]芘	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
萘	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
苯胺	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg

注：“ND”表示检验数值低于方法检出限，“/”表示未检测该项。

表 14.3-7 土壤监测结果汇总（基本因子 表 3）

监测项目	原油库区占地范围内										单位
	6#柱	6#柱	6#柱	7#柱	7#柱	7#柱	8#柱	8#柱	8#柱	3#表	
采样深度	0~0.5	0.5~1.5	1.5~3	0~0.5	0.5~1.5	1.5~3	0~0.5	0.5~1.5	1.5~3	/	m
六价铬	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
四氯化碳	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
三氯甲烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
氯甲烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
1,1-二氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
1,2-二氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
1,1-二氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
顺-1,2-二氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
反-1,2-二氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
二氯甲烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
1,2-二氯丙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
1,1,1,2-四氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
1,1,2,2-四氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
四氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
1,1,1-三氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
1,1,2-三氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg

监测项目	原油库区占地范围内										单位
	6#柱	6#柱	6#柱	7#柱	7#柱	7#柱	8#柱	8#柱	8#柱	3#表	
采样深度	0~0.5	0.5~1.5	1.5~3	0~0.5	0.5~1.5	1.5~3	0~0.5	0.5~1.5	1.5~3	/	m
三氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
1,2,3-三氯丙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
氯苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
1,2-二氯苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
1,4-二氯苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
乙苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
苯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
甲苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
间/对二甲苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
邻二甲苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
硝基苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
2-氯苯酚	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
苯并[a]蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
苯并[a]芘	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
苯并[b]荧蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
苯并[k]荧蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
䓛	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
二苯并[a,h]蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
茚并[1,2,3-cd]芘	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg

监测项目	原油库区占地范围内										单位
	6#柱	6#柱	6#柱	7#柱	7#柱	7#柱	8#柱	8#柱	8#柱	3#表	
采样深度	0~0.5	0.5~1.5	1.5~3	0~0.5	0.5~1.5	1.5~3	0~0.5	0.5~1.5	1.5~3	/	m
萘	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
苯胺	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg

注：“ND”表示检验数值低于方法检出限，“/”表示未检测该项。

表 14.3-8 土壤监测结果汇总（基本因子 表 4）

监测项目	原油库区占地范围内													单位
	1#表	2#表	1#柱	1#柱	1#柱	1#柱	2#柱	2#柱	2#柱	2#柱	3#柱	3#柱	3#柱	
采样深度	/	/	0~0.5	0.5~1.5	1.5~3	6	0~0.5	0.5~1.5	1.5~3	6	0~0.5	0.5~1.5	1.5~3	m
总汞	0.157	0.157	0.751	0.294	0.0495	0.104	0.0610	0.0751	0.0333	0.0744	0.0426	0.0254	0.0420	mg/kg
铅	38.5	54.3	ND	ND	ND	ND	19.7	26.6	ND	14.8	18.3	14.9	ND	mg/kg
镉	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
总铬	13.5	33.3	5.37	2.89	3.85	14.0	8.47	5.28	ND	6.36	6.48	5.38	4.80	mg/kg
铜	16.6	24.8	5.00	ND	3.59	10.3	6.47	3.77	ND	4.77	ND	ND	ND	mg/kg
锌	44.1	61.1	24.6	17.8	22.1	32.1	37.4	32.4	17.4	29.4	39.6	30.5	25.0	mg/kg
镍	11.4	15.2	3.12	ND	3.08	7.76	7.47	5.28	ND	4.24	6.48	6.15	5.56	mg/kg
砷	2.20	7.22	ND	ND	ND	ND	ND	5.53	ND	ND	6.36	7.18	5.31	mg/kg

表 14.3-9 土壤监测结果汇总（基本因子 表 5）

监测项目	原油库区占地范围内								库区范围外 1km				单位
	4#柱	4#柱	4#柱	4#柱	5#柱	5#柱	5#柱	5#柱	1#表	2#表	3#表	4#表	
采样深度	0~0.5	0.5-1.5	1.5~3	6	0~0.5	0.5-1.5	1.5~3	6	/	/	/	/	m
总汞	0.0331	0.0414	0.0582	0.0470	0.0327	0.0465	0.0667	0.129	0.244	0.219	0.180	0.161	mg/kg
铅	36.4	48.5	33.2	12.8	21.0	45.8	31.3	ND	13.2	31.7	11.1	23.1	mg/kg
镉	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
总铬	ND	4.23	ND	ND	12.5	26.0	25.4	3.88	12.8	6.29	3.29	12.0	mg/kg
铜	5.42	8.71	9.48	8.54	4.34	10.5	9.04	12.4	3.92	3.25	2.67	5.81	mg/kg
锌	30.4	34.1	46.7	28.3	35.4	42.8	46.2	57.4	41.2	40.8	36.4	74.6	mg/kg
镍	ND	10.7	3.24	ND	6.02	11.2	10.0	ND	5.36	2.23	ND	8.82	mg/kg
砷	ND	ND	ND	ND	ND	4.88	5.37	10.4	ND	ND	ND	10.2	mg/kg

注：“ND”表示检验数值低于方法检出限，“/”表示未检测该项。

表 14.3-10 土壤监测结果汇总（基本因子 表 6）

监测项目	原油管线沿线	单位

	1#表	2#表	1#柱	1#柱	1#柱	1#柱	2#柱	2#柱	2#柱	3#柱	3#柱	3#柱	3#柱	
采样深度	/	/	0~0.5	0.5~1.5	1.5~3	6	0~0.5	0.5~1.5	1.5~3	0~0.5	0.5~1.5	1.5~3	6	m
总汞	0.0847	0.144	0.0312	0.0388	0.0472	0.0474	0.0602	0.0508	0.0512	0.0718	0.117	0.222	0.0727	mg/kg
铅	12.7	46.7	4.40	5.32	4.20	10.8	12.0	9.25	12.5	19.5	20.1	21.0	16.8	mg/kg
镉	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
总铬	11.5	12.9	3.80	5.13	3.80	8.03	7.40	5.75	8.33	12.1	12.7	13.3	12.6	mg/kg
铜	3.10	8.15	ND	ND	ND	8.63	3.40	3.70	2.38	5.04	3.84	7.26	4.64	mg/kg
锌	46.8	31.8	26.1	22.1	19.4	41.3	29.0	28.4	41.1	52.2	55.6	62.1	55.4	mg/kg
镍	7.69	5.17	2.90	3.15	2.40	5.42	4.20	3.08	5.36	7.82	7.91	8.87	9.40	mg/kg
砷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg

表 14.3-11　　土壤监测结果汇总（基本因子 表 7）

监测项目	原油管线沿线							管线范围外 200m				单位
	4#柱	4#柱	4#柱	5#柱	5#柱	5#柱	5#柱	1#表	2#表	3#表	4#表	
采样深度	0~0.5	0.5~1.5	1.5~3	0~0.5	0.5~1.5	1.5~3	6	/	/	/	/	m
总汞	0.121	0.0787	0.120	0.120	0.123	0.0516	0.0818	0.159	0.133	0.120	0.109	mg/kg
铅	20.4	17.2	21.0	19.6	21.1	18.2	17.3	27.3	25.5	ND	15.1	mg/kg
镉	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	mg/kg
总铬	6.72	7.37	10.7	7.99	7.57	17.9	16.6	10.6	5.47	4.59	8.95	mg/kg
铜	4.48	4.18	7.74	3.87	13.3	7.58	4.08	8.04	ND	ND	4.38	mg/kg
锌	33.6	30.0	46.5	31.0	34.5	56.6	45.9	65.1	37.1	38.2	37.2	mg/kg
镍	2.74	4.67	8.99	4.12	4.70	13.6	11.0	4.62	2.03	3.20	5.17	mg/kg
砷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	4.77	mg/kg

注：“ND”表示检验数值低于方法检出限，“/”表示未检测该项。

14.3.2 监测结果分析

对第一次监测（2018 年 6 月 28 日~2018 年 7 月 1 日）、第二次监测（2018 年 10 月 29 日~2018 年 10 月 31 日）和第三次监测（2018 年 12 月 14 日~2018 年 12 月 16 日）结果综合进行分析。

①炼化厂区占地范围内共布设表层监测点 31 个，柱状监测点 16 个，共取样 79 个。对监测结果进行统计分析，见表 14.3-12。

②原油库区占地范围内共布设表层监测点 3 个，柱状监测点 8 个，共取样 31 个。对监测结果进行统计分析，见表 14.3-13。

③厂外管线沿线共布设表层监测点 2 个，柱状监测点 5 个；管线范围外共布设表层样 4 个。共取样 24 个，对监测结果进行统计分析，见表 14.3-14。

④厂区范围外共布设表层样 4 个，对监测结果进行统计分析，见表 14.3-15。

⑤库区范围外共布设表层样 4 个，对监测结果进行统计分析，见表 14.3-16。

⑥厂外管线阀室占地范围内布设表层监测点 1 个，柱状监测点 1 个，共取样 4 个。对监测结果进行统计分析，见表 14.3-17。

表 14.3-12　　厂区占地范围内土壤监测结果分析

监测因子	样本数	最大值 (mg/kg)	最小值 (mg/kg)	均值 (mg/kg)	标准差	检出率	超标率	最大超标倍数
pH(无量纲)	17	8.3	6.6	7.6	0.52	100%	/	/
阳离子交换量 (cmol(+)/kg)	3	0.86	0.37	0.59	0.20	100%	/	/
有机质	3	21	14.3	18	2.81	100%	/	/
全氮	3	0.0678	0.0313	0.0473	0.0152	100%	/	/
有效磷(%)	3	0.02	0.008	0.013	0.005	100%	/	/
有效钾	3	1070	920	972	69.56	100%	/	/
总汞	43	0.574	0.022	0.118	0.102	95.3%	0%	/
铅	19	22.8	8.23	13.15	3.78	73.7%	0%	/
镉	19	0.11	0.08	0.095	0.015	0%	0%	/
总铬	17	9.4	3.02	6.15	1.61	100%	0%	/
六价铬	19	/	/	/	/	0%	0%	
铜	19	32.6	0.1	9.44	11.62	42.1%	0%	/
锌	17	37.4	21.5	29.9	4.8	100%	0%	/
镍	43	20.4	2.41	6.76	3.89	72.1%	0%	/
砷	19	2.49	0.92	1.82	0.65	21.1%	0%	/
四氯化碳	19	/	/	/	/	0%	0%	/

监测因子	样本数	最大值(mg/kg)	最小值(mg/kg)	均值(mg/kg)	标准差	检出率	超标率	最大超标倍数
三氯甲烷	19	/	/	/	/	0%	0%	/
氯甲烷	19	/	/	/	/	0%	0%	/
1,1-二氯乙烷	19	/	/	/	/	0%	0%	/
1,2-二氯乙烷	19	/	/	/	/	0%	0%	/
1,1-二氯乙烯	19	/	/	/	/	0%	0%	/
顺-1,2-二氯乙烯	19	/	/	/	/	0%	0%	/
反-1,2-二氯乙烯	19	/	/	/	/	0%	0%	/
二氯甲烷	19	/	/	/	/	0%	0%	/
1,2-二氯丙烷	19	/	/	/	/	0%	0%	/
1,1,1,2-四氯乙烷	19	/	/	/	/	0%	0%	/
1,1,2,2-四氯乙烷	19	/	/	/	/	0%	0%	/
四氯乙烯	19	/	/	/	/	0%	0%	/
1,1,1-三氯乙烷	19	/	/	/	/	0%	0%	/
1,1,2-三氯乙烷	19	/	/	/	/	0%	0%	/
三氯乙烯	19	/	/	/	/	0%	0%	/
1,2,3-三氯丙烷	19	/	/	/	/	0%	0%	/
氯乙烯	19	/	/	/	/	0%	0%	/
苯	43	/	/	/	/	0%	0%	/
氯苯	19	/	/	/	/	0%	0%	/
1,2-二氯苯	19	/	/	/	/	0%	0%	/
1,4-二氯苯	19	/	/	/	/	0%	0%	/
乙苯	60	/	/	/	/	0%	0%	/
苯乙烯	43	/	/	/	/	0%	0%	/
甲苯	43	/	/	/	/	0%	0%	/
间/对二甲苯	43	/	/	/	/	0%	0%	/
邻二甲苯	43	/	/	/	/	0%	0%	/
硝基苯	19	/	/	/	/	0%	0%	/
2-氯苯酚	19	/	/	/	/	0%	0%	/
苯并[a]蒽	19	/	/	/	/	0%	0%	/
苯并[a]芘	19	/	/	/	/	0%	0%	/
苯并[b]荧蒽	19	/	/	/	/	0%	0%	/
苯并[k]荧蒽	19	/	/	/	/	0%	0%	/
䓛	19	/	/	/	/	0%	0%	/
二苯并[a, h]蒽	19	/	/	/	/	0%	0%	/
茚并[1,2,3-cd]芘	19	/	/	/	/	0%	0%	/
萘	19	/	/	/	/	0%	0%	/

监测因子	样本数	最大值(mg/kg)	最小值(mg/kg)	均值(mg/kg)	标准差	检出率	超标率	最大超标倍数
苯胺	19	/	/	/	/	0%	0%	/
石油烃	62	49.1	1.0	13.75	8.81	67.7%	0%	/
丙烯腈	55	/	/	/	/	0%	0%	/
氰化物	79	/	/	/	/	0%	0%	/
氟化物	62	242	38.6	114.4	40.4	100%	/	/
钒	62	36.7	2.3	11.55	8.14	100%	0%	/
氧化还原电位(mV)	1	473.6	473.6	473.6	0	100%	/	/
二噁英(ng/kg)	21	2	0.25	0.73	0.48	100%	0%	/
氯化物	45	0.052	0.013	0.021	0.009	100%	/	/
丙酮	17	0.312	0.0237	0.099	0.087	94.1%	/	/
硫酸根离子	17	454	57	170.4	133.3	70.6%	/	/
乙腈	17	/	/	/	/	0%	/	/
硫化物	24	/	/	/	/	0%	0%	/

表 14.3-13　　原油库区占地范围内土壤监测结果分析

监测因子	样本数	最大值(mg/kg)	最小值(mg/kg)	均值(mg/kg)	标准差	检出率	超标率	最大超标倍数
pH(无量纲)	21	6.6	5.5	6.0	0.31	100%	/	/
阳离子交换量(cmol(+)/kg)	4	0.55	0.42	0.48	0.048	100%	/	/
有机质	4	27.5	14	21.4	5.8	100%	/	/
全氮	4	0.0761	0.0458	0.056	0.012	100%	/	/
有效磷(%)	4	0.019	0.003	0.014	0.0065	100%	/	/
有效钾	4	1350	520	920	298	100%	/	/
总汞	21	0.751	0.0254	0.1105	0.1558	100%	0%	/
铅	21	54.3	12.8	29.7	13.1	66.7%	0%	/
镉	21	/	/	/	/	0%	0%	/
总铬	21	33.3	2.89	10.69	8.889	80.9%	0%	/
六价铬	10	/	/	/	/	0%	0%	/
铜	21	24.8	3.59	8.989	5.339	76.2%	0%	/
锌	21	61.1	17.4	34.99	11.4	100%	0%	/
镍	21	15.2	3.08	7.31	3.4	76.2%	0%	/
砷	21	10.4	2.2	6.05	2.09	42.9%	0%	/
四氯化碳	10	/	/	/	/	0%	0%	/
三氯甲烷	10	/	/	/	/	0%	0%	/
氯甲烷	10	/	/	/	/	0%	0%	/
1,1-二氯乙烷	10	/	/	/	/	0%	0%	/
1,2-二氯乙烷	10	/	/	/	/	0%	0%	/

监测因子	样本数	最大值 (mg/kg)	最小值 (mg/kg)	均值 (mg/kg)	标准差	检出率	超标率	最大超标倍数
1,1-二氯乙烯	10	/	/	/	/	0%	0%	/
顺-1,2-二氯乙烯	10	/	/	/	/	0%	0%	/
反-1,2-二氯乙烯	10	/	/	/	/	0%	0%	/
二氯甲烷	10	/	/	/	/	0%	0%	/
1,2-二氯丙烷	10	/	/	/	/	0%	0%	/
1,1,1,2-四氯乙烷	10	/	/	/	/	0%	0%	/
1,1,2,2-四氯乙烷	10	/	/	/	/	0%	0%	/
四氯乙烯	10	/	/	/	/	0%	0%	/
1,1,1-三氯乙烷	10	/	/	/	/	0%	0%	/
1,1,2-三氯乙烷	10	/	/	/	/	0%	0%	/
三氯乙烯	10	/	/	/	/	0%	0%	/
1,2,3-三氯丙烷	10	/	/	/	/	0%	0%	/
氯乙烯	10	/	/	/	/	0%	0%	/
苯	10	/	/	/	/	0%	0%	/
氯苯	10	/	/	/	/	0%	0%	/
1,2-二氯苯	10	/	/	/	/	0%	0%	/
1,4-二氯苯	10	/	/	/	/	0%	0%	/
乙苯	10	/	/	/	/	0%	0%	/
苯乙烯	10	/	/	/	/	0%	0%	/
甲苯	10	/	/	/	/	0%	0%	/
间/对二甲苯	10	/	/	/	/	0%	0%	/
邻二甲苯	10	/	/	/	/	0%	0%	/
硝基苯	10	/	/	/	/	0%	0%	/
2-氯苯酚	10	/	/	/	/	0%	0%	/
苯并[a]蒽	10	/	/	/	/	0%	0%	/
苯并[a]芘	10	/	/	/	/	0%	0%	/
苯并[b]荧蒽	10	/	/	/	/	0%	0%	/
苯并[k]荧蒽	10	/	/	/	/	0%	0%	/
䓛	10	/	/	/	/	0%	0%	/
二苯并[a, h]蒽	10	/	/	/	/	0%	0%	/
茚并[1,2,3-cd]芘	10	/	/	/	/	0%	0%	/
萘	10	/	/	/	/	0%	0%	/
苯胺	10	/	/	/	/	0%	0%	/
石油烃	21	/	/	/	/	0%	0%	/
钒	21	123	5.6	48.9	29.7	100%	0%	/
氧化还原电位 (mV)	1	453.7	453.7	453.7	0	100%	/	/

表 14.3-14　　原油管线沿线及管线范围外土壤监测结果分析

监测因子	样本数	最大值(mg/kg)	最小值(mg/kg)	均值(mg/kg)	标准差	检出率	超标率	最大超标倍数
pH(无量纲)	24	8.6	4.2	6.59	1.13	100%	/	/
阳离子交换量(cmol(+)/kg)	4	3.17	2.72	3.0	0.17	100%	/	/
有机质	4	14.6	10.6	12.55	1.69	100%	/	/
全氮	4	0.0821	0.0103	0.03	0.03	100%	/	/
有效磷(%)	4	0.025	0.012	0.016	0.0054	100%	/	/
有效钾	4	1040	778	945	99.93	100%	/	/
总汞	24	0.222	0.0312	0.094	0.045	100%	0%	/
铅	24	46.7	4.2	17.3	8.77	95.8%	0%	/
镉	24	/	/	/	/	0%	0%	/
总铬	24	17.9	3.8	9.24	3.78	100%	0%	/
铜	24	13.3	2.38	5.67	2.63	79.2%	0%	/
锌	24	65.1	19.4	40.3	12.38	100%	0%	/
镍	24	13.6	2.03	5.76	2.94	100%	0%	/
砷	24	4.77	4.77	4.77	0	4.2%	0%	/
石油烃	24	/	/	/	/	0%	0%	/
钒	24	80.1	17.1	39.1	17.15	100%	0%	/
氧化还原电位(mV)	2	426.8	385.1	405.94	20.85	100%	/	/

表 14.3-15　　厂区范围外土壤监测结果分析

监测因子	样本数	最大值(mg/kg)	最小值(mg/kg)	均值(mg/kg)	标准差	检出率	超标率	最大超标倍数
pH(无量纲)	4	7.5	7	7.35	0.206	100%	/	/
阳离子交换量(cmol(+)/kg)	4	9.01	7.22	8.1	0.747	100%	/	/
有机质	4	7.34	1.41	3.48	2.31	100%	/	/
全氮	4	0.0712	0.0367	0.053	0.013	100%	/	/
有效磷(%)	4	0.028	0.014	0.02	0.0055	100%	/	/
有效钾	4	1160	874	1010.5	101.95	100%	/	/
总汞	4	0.358	0.118	0.215	0.093	100%	0%	/
铅	4	25.4	13.6	19.15	4.73	100%	0%	/
镉	4	0	0	/	/	0%	0%	/
总铬	4	12.2	7.76	10.27	1.856	100	0%	/
铜	4	40	8.62	22.08	11.33	100%	0%	/
锌	4	41.5	26.7	34.01	6.38	100	0%	/
镍	4	10.1	5.53	7.24	1.82	100%	0%	/
砷	4	2.03	0.83	1.48	0.44	100%	0%	/

监测因子	样本数	最大值(mg/kg)	最小值(mg/kg)	均值(mg/kg)	标准差	检出率	超标率	最大超标倍数
四氯化碳	4	/	/	/	/	0%	0%	/
三氯甲烷	4	/	/	/	/	0%	0%	/
氯甲烷	4	/	/	/	/	0%	0%	/
1,1-二氯乙烷	4	/	/	/	/	0%	0%	/
1,2-二氯乙烷	4	/	/	/	/	0%	0%	/
1,1-二氯乙烯	4	/	/	/	/	0%	0%	/
顺-1,2-二氯乙烯	4	/	/	/	/	0%	0%	/
反-1,2-二氯乙烯	4	/	/	/	/	0%	0%	/
二氯甲烷	4	/	/	/	/	0%	0%	/
1,2-二氯丙烷	4	/	/	/	/	0%	0%	/
1,1,1,2-四氯乙烷	4	/	/	/	/	0%	0%	/
1,1,2,2-四氯乙烷	4	/	/	/	/	0%	0%	/
四氯乙烯	4	/	/	/	/	0%	0%	/
1,1,1-三氯乙烷	4	/	/	/	/	0%	0%	/
1,1,2-三氯乙烷	4	/	/	/	/	0%	0%	/
三氯乙烯	4	/	/	/	/	0%	0%	/
1,2,3-三氯丙烷	4	/	/	/	/	0%	0%	/
氯乙烯	4	/	/	/	/	0%	0%	/
苯	4	/	/	/	/	0%	0%	/
氯苯	4	/	/	/	/	0%	0%	/
1,2-二氯苯	4	/	/	/	/	0%	0%	/
1,4-二氯苯	4	/	/	/	/	0%	0%	/
乙苯	4	/	/	/	/	0%	0%	/
苯乙烯	4	/	/	/	/	0%	0%	/
甲苯	4	/	/	/	/	0%	0%	/
间/对二甲苯	4	/	/	/	/	0%	0%	/
邻二甲苯	4	/	/	/	/	0%	0%	/
硝基苯	4	/	/	/	/	0%	0%	/
2-氯苯酚	4	/	/	/	/	0%	0%	/
苯并[a]蒽	4	/	/	/	/	0%	0%	/
苯并[a]芘	4	/	/	/	/	0%	0%	/
苯并[b]荧蒽	4	/	/	/	/	0%	0%	/
苯并[k]荧蒽	4	/	/	/	/	0%	0%	/
䓛	4	/	/	/	/	0%	0%	/
二苯并[a, h]蒽	4	/	/	/	/	0%	0%	/
茚并[1,2,3-cd]芘	4	/	/	/	/	0%	0%	/

监测因子	样本数	最大值(mg/kg)	最小值(mg/kg)	均值(mg/kg)	标准差	检出率	超标率	最大超标倍数
萘	4	/	/	/	/	0%	0%	/
苯胺	4	/	/	/	/	0%	0%	/
石油烃	4	/	/	/	/	0%	0%	/
丙烯腈	4	/	/	/	/	0%	0%	/
氰化物	4	/	/	/	/	0%	0%	/
氟化物	4	30.1	17.7	21.55	5.06	100%	/	/
钒	4	47.7	16.2	33.25	11.67	100%	0%	/
氧化还原电位(mV)	1	441.5	441.5	441.5	0	100%	/	/
二噁英(ng/kg)	4	0.89	0.36	0.58	0.193	100%	0%	/

表 14.3-16　　原油库区范围外 1km 土壤监测结果分析

监测因子	样本数	最大值(mg/kg)	最小值(mg/kg)	均值(mg/kg)	标准差	检出率	超标率	最大超标倍数
pH(无量纲)	4	7.2	6.4	6.8	0.29	100%	/	/
总汞	4	0.244	0.161	0.201	0.032	100%	0%	/
铅	4	31.7	11.1	19.78	8.24	100%	0%	/
镉	4	/	/	/	/	0%	0%	/
总铬	4	12.8	3.29	8.595	3.96	100%	0%	/
铜	4	5.81	2.67	3.91	1.18	100%	0%	/
锌	4	74.6	36.4	48.25	15.33	100%	0%	/
镍	4	8.82	2.23	5.47	2.69	75%	0%	/
砷	4	10.2	10.2	10.2	0	25%	0%	/
石油烃	4	/	/	/	/	0%	0%	/
钒	4	65.1	15.8	36.25	18.156	100%	0%	/
氧化还原电位(mV)	1	465.2	465.2	465.2	0	100%	/	/

表 14.3-17　　厂外管线阀室占地范围内监测结果分析

监测因子	样本数	最大值(mg/kg)	最小值(mg/kg)	均值(mg/kg)	标准差	检出率	超标率	最大超标倍数
汞	4	0.016	0.012	0.01375	0.0015	100%	0%	/
铅	4	36.7	29.6	34.075	2.786	100%	0%	/
镉	4	0.15	0.05	0.1125	0.0377	100%	0%	/
六价铬	4	/	/	/	/	0%	0%	/
铜	4	5.3	2.3	3.975	1.306	100%	0%	/
镍	4	22.9	17.8	20.7	1.837	100%	0%	/
砷	4	1.04	0.85	0.965	0.071	100%	0%	/
四氯化碳	4	/	/	/	/	0%	0%	/
三氯甲烷	4	/	/	/	/	0%	0%	/

监测因子	样本数	最大值(mg/kg)	最小值(mg/kg)	均值(mg/kg)	标准差	检出率	超标率	最大超标倍数
氯甲烷	4	/	/	/	/	0%	0%	/
1,1-二氯乙烷	4	/	/	/	/	0%	0%	/
1,2-二氯乙烷	4	/	/	/	/	0%	0%	/
1,1-二氯乙烯	4	/	/	/	/	0%	0%	/
顺-1,2-二氯乙烯	4	/	/	/	/	0%	0%	/
反-1,2-二氯乙烯	4	/	/	/	/	0%	0%	/
二氯甲烷	4	/	/	/	/	0%	0%	/
1,2-二氯丙烷	4	/	/	/	/	0%	0%	/
1,1,1,2-四氯乙烷	4	/	/	/	/	0%	0%	/
1,1,2,2-四氯乙烷	4	/	/	/	/	0%	0%	/
四氯乙烯	4	/	/	/	/	0%	0%	/
1,1,1-三氯乙烷	4	/	/	/	/	0%	0%	/
1,1,2-三氯乙烷	4	/	/	/	/	0%	0%	/
三氯乙烯	4	/	/	/	/	0%	0%	/
1,2,3-三氯丙烷	4	/	/	/	/	0%	0%	/
氯乙烯	4	/	/	/	/	0%	0%	/
苯	4	/	/	/	/	0%	0%	/
氯苯	4	/	/	/	/	0%	0%	/
1,2-二氯苯	4	/	/	/	/	0%	0%	/
1,4-二氯苯	4	/	/	/	/	0%	0%	/
乙苯	4	/	/	/	/	0%	0%	/
苯乙烯	4	/	/	/	/	0%	0%	/
甲苯	4	/	/	/	/	0%	0%	/
间/对二甲苯	4	/	/	/	/	0%	0%	/
邻二甲苯	4	/	/	/	/	0%	0%	/
硝基苯	4	/	/	/	/	0%	0%	/
2-氯苯酚	4	/	/	/	/	0%	0%	/
苯并[a]蒽	4	/	/	/	/	0%	0%	/
苯并[a]芘	4	/	/	/	/	0%	0%	/
苯并[b]荧蒽	4	/	/	/	/	0%	0%	/
苯并[k]荧蒽	4	/	/	/	/	0%	0%	/
䓛	4	/	/	/	/	0%	0%	/
二苯并[a, h]蒽	4	/	/	/	/	0%	0%	/
茚并[1,2,3-cd]芘	4	/	/	/	/	0%	0%	/
萘	4	/	/	/	/	0%	0%	/

监测因子	样本数	最大值(mg/kg)	最小值(mg/kg)	均值(mg/kg)	标准差	检出率	超标率	最大超标倍数
苯胺	4	/	/	/	/	0%	0%	/
石油烃	4	13.2	11.4	12.6	5.505	75%	0%	/
钒	4	8.3	5.8	7.025	0.884	100%	0%	/

根据第一次监测结果分析（表 14.3-12~14.3-17）可以看出：

①项目厂区占地范围内 31 个表层样、16 个柱状样各监测因子满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）第二类用地筛选值标准要求。其中总铬浓度满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准》（GB15618-2018）土壤污染风险筛选值标准要求。

②原油库区占地范围内 3 个表层样、8 个柱状样各监测因子满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）第二类用地筛选值标准要求。其中总铬浓度满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准》（GB15618-2018）土壤污染风险筛选值标准要求。

③原油管线沿线 2 个表层样、5 个柱状样及管线范围外 200m 4 个表层样各监测因子满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准》（GB15618-2018）土壤污染风险筛选值标准要求。

④厂区范围外 1km 4 个表层样各监测因子满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准》（GB15618-2018）土壤污染风险筛选值标准要求。

⑤库区范围外 1km 4 个表层样各监测因子满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准》（GB15618-2018）土壤污染风险筛选值标准要求。

⑥厂外管线阀室占地范围内布设的 1 个表层样、1 个柱状样各监测因子满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）第二类用地筛选值标准要求。

14.4 土壤环境影响分析

14.4.1 施工期对土壤环境影响分析

（1）厂区土地平整对土壤的影响

施工期由于机械的辗压及施工人员的践踏，在作业区周围的土壤将被严重

压实，部分施工区域的表土将被铲去，另一些区域的表土将可能被填埋，从而使施工完成后的土壤表土层缺乏原有土壤的肥力，不利于植物的生长和植被恢复。

厂区内部的地面硬化，道路系统、建筑物的建设，将增加大量不透水地面，对局部水文、气象因子也会产生一定影响。项目的施工，势必造成一定范围的植被破坏，开挖土方使地表裸露，极易造成土壤水蚀或风蚀。

施工对土层的扰动，改变了土壤结构与容重。植被的破坏，使裸露地表对太阳热能的吸收量增加，对热量的反射率也随之变化，这将导致施工影响区域内地面热量平衡状况的改变。

（2）管线施工对土壤环境影响

管线施工方法分为埋地敷设，需要对地表土壤进行开挖和填埋，对土壤环境的影响表现在：

①局部破坏土壤结构

土壤结构的形成需要漫长的时间，土壤结构是土壤质量好坏的重要指标，特别是团粒结构是土壤质量的重要指标，团粒结构占的比重越高，表示土壤质量越好，团粒结构一旦被破坏，恢复需要较长时间，而且比较困难。施工过程中对土地的开挖和填埋，容易破坏团粒结构，干扰团粒结构的自然形成过程。施工过程中的机械碾压、人员践踏等活动都会对土壤结构产生不良影响。

②局部破坏土壤层次，改变土壤质地

土壤在形成过程中具有一定的分层特性，特别在赤红壤地区分层现象更为明显。土壤表层为腐殖质层，中层为淋溶淀积层，底层为成土母质层。在耕作区，土壤经过人类改造，其土壤层次、深度与自然条件下形成的土壤还有一定区别，表层为耕作层，深度约为 15～25cm，中层离底层 20～40cm，40cm 以下为母质层。耕作层是作物根系分布密集区，土壤肥力、水分集中分布区。管线开挖和回填过程中，必然会对土壤原有层次产生扰动和破坏，使不同层次、不同质地的土体产生混合，特别是耕层土壤被混合后，将对农作物的生长和产量有所影响。

③对开挖地带的土壤紧实度有一定的影响

在施工机械作业中，机械设备的碾压，施工人员的践踏使土壤紧实度增高，

短期内影响土壤中的水分循环。

④开挖地带的土壤养分部分造成流失

在土壤刨面中各个土层中，就养分状况而言，表土层（腐殖质层、耕作层）远比心土层养分好，其有机质、全氮、全磷均较其他层次高。施工作业对原有的土体构型产生扰动，使土壤性质发生变化，土壤养分状况受到影响，从而影响植物的生长。

根据国内外有关资料，管线工程对土壤养分的影响与土壤本身的理化性质和施工作业方式密切相关。在实行分层堆放、分层覆土的措施下，一般情况下，土壤的有机质下降 30%～40%，土壤养分下降 30%～50%，其中全氮下降 43%左右，磷素下降 40%，钾素下降 43%。因此在实际操作中，一定要强化施工队伍的施工作业管理和要求，对开挖的表层土实行分层堆放和分层覆土，避免土壤中的各种养分流失。

⑤施工废物对土壤环境的影响

在管线施工中废弃的物质有管线外层保温、防腐等工序的废弃物。这些固体废物如不及时清运，将有可能残留于土壤中，对后期恢复期的土壤耕作和农作物的生长有一定影响。因此应严格规范施工要求，施工期的固体废物必须在施工完毕后进行清运。

⑥对土壤生物的影响

由于上述土壤理化性质和土体构型的改变，使土壤中的微生物、原生动物及其它节肢动物、环节动物、软体动物的栖息环境改变。由于施工带影响宽度在 26~34m，且呈带状分布在整个评价区域，所以土壤生物的生态平衡在施工结束后很快会得到恢复。

总之，管道工程的施工改变了土壤的环境状况，最终将影响到地表植被的恢复，特别是影响到农作物的产量，导致产量降低。

14.4.2 运行期对土壤环境影响分析

（1）炼化厂区物料泄露对土壤环境影响

生产装置或者储存设施一旦发生泄露后会导致物料泄露，在未被引燃发生火

灾爆炸的情况下，如果泄露的油品等有毒有害液体物料冲出装置围堰或储罐的防火堤，未被及时收集的情况下，将进入土壤，甚至渗入至地下水层。泄露物料一旦进入土壤可能对周围土壤造成污染，影响土壤中的微生物生存，造成土壤的盐碱化，破坏土壤的结构，增加土壤中石油类污染物，对土壤环境造成局部斑块状的影响。

但是，考虑到一旦大量油品泄露能够及时发现，因此在发生风险事故时也能够及时有效的对泄露油品物质进行处置，减少油品在地面停留的时间，从而降低油品渗入土壤的风险。地下储罐、污水池、埋地管线发生泄漏时，泄漏物质可能进入土壤和地下水中，厂内设有地下水监测井，能够监测泄露的物质进入土壤和地下水的情况。

拟建工程厂界除了绿化用地以外，其他全部都是混凝土路面，基本没有直接裸露的土壤存在，因此，本工程发生物料泄露对厂界内的土壤影响有限，事故后及时控制基本不会对厂界内的土壤造成严重污染。

拟建工程事故泄露物料对厂区外部的土壤污染更低，其对土壤的污染主要是由泄漏到大气环境中的事故污染物沉降到土壤中引起的。但是项目事故泄露污染物总量不高，而且是属于短期事故，通过大气沉降对厂界外土壤造成污染的可能性很小。

因此发生物料事故泄露时对厂区内外的土壤都不会造成明显的影响。

（2）厂外管线事故状况下对土壤的影响

在营运期，管线发生原油渗漏事故，原油进入土壤后，在土壤中发生一系列迁移和转化，残留物质被植物吸收后影响植物的生长、产量和农产品质量。

原油由于粘度比较大，乳化能力低，土壤中的原油基本上不会随土壤中的水分上下移动。另外，油是大分子有机物，比重比较小，毛细管水对原油产生顶托作用，出现毛细引力排挤原油的现象，因此原油在土壤中的垂直移动能力很弱。据资料记载，原油在 20cm 厚的表层土壤内残留率为 86%，原油加清水淋滤下渗深度相对小，土壤对原油的截留能力较强，表层残留率高达 87.9%以上。

土壤中原油组份的变化对植物的危害程度及植被的恢复速率取决于土壤类型（砂土、壤土、粘土）和土壤有机质。土壤有机质含量越高，原油污染的影响

也就越显著。土壤质地也影响土壤中滞留的原油浓度，在砂土中有较多的大孔隙，原油能够快速渗漏，而在细质地土壤中油的渗透性会降低。

原油进入土壤后，也会自然净化，同时在微生物的作用下会发生一定的降解作用。据相关研究表明，原油一旦渗入土壤，具有残留时间长，降解速率低的特点，可能对土壤造成长期的污染影响。如果处理不及时，原油在土壤中残存时间过长，终将会随雨水的下渗而逐渐污染浅层地下水。

14.5 运行期土壤环境影响预测与评价

14.5.1 区域环境条件

14.5.1.1 地层及水文地质特征

场地的水文地质特征详见“10.2 评价区地质及水文地质条件”一节。

14.5.1.2 土壤理化特性

依据本项目岩土工程勘察报告和现场观测，土壤理化特性和土壤质地参见表 14.5-1。

表 14.5-1　　土壤理化特性调查表

点位	炼化厂区 污水处理厂	原油码头库区	厂外管线西段	厂外管线东段
坐标	22°56'16.08"N 116°14'4.09"E	22°56'58.31"N 116°29'15.47"E	见 10.2 节	见 10.2 节
层次	①	①	①	①
颜色	褐黄色	棕红色	褐黄色	灰黄色
结构	团粒状	团粒状	团粒状	块状
质地	沙壤土	沙壤土	沙壤土	轻壤土
砂砾含量	--	--	--	--
其它异物	植物根系	植物根系	植物根系	植物根系
渗流速度（m/d）	见表 14.4-7	0.8	1.6	0.2
土壤容重（kg/m^3）	1927	2000	2000	1900
孔隙比	0.67	0.60	0.60	0.876
土壤含水率（%）	9.9	16.5	18.5	28.7

表 14.5-2　　炼化厂区污水处理厂土壤剖面调查表

景观照片	土壤剖面照片	层次
		①层 0~3m 细砂，褐黄色，湿-极潮，表层含多量植物根系，手搓不成条。

表 14.5-3 原油码头库区土壤剖面调查表

景观照片	土壤剖面照片	层次
		①层 0~3m 细砂，棕红色，潮，表层含多量植物根系，手搓不成条。

14.5.2 土壤污染预测与评价

14.5.2.1 预测评价范围、时段、评价因子

项目的预测与评价范围与调查范围一致，预测与评价时段为项目运营期。污染影响型建设项目根据环境影响识别出的特征因子选取关键预测因子，本次评价根据项目特点选取苯乙烯、苯和石油烃作为预测因子。

14.5.2.2 土壤环境影响途径

本次预测与评价主要考虑事故情景下，防渗措施未起到防渗作用的条件下，污染物以垂直入渗方式进入土壤环境。

14.5.2.3 情景设置

石油化工企业为了保护地下水和土壤环境，通常按照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）进行防渗工程设计。首先从源头采用控制措施，主要包括在工艺、管道、设备、污水储存及处理构筑物采取相应措施，防止和降低污染物跑、冒、滴、漏，另外设备和管线尽可能架空布置，将污染土壤和地下水的环境风险尽可能降低。

正常状况下，各种物料均在设备和管道内，污水均在管道和钢筋混凝土池内，不会有物料和污水渗漏至地下的情景发生，因此，本次土壤污染预测情景主要针对非正常状况事故情景进行设定。

（1）炼化厂区

①苯乙烯罐发生连续性渗漏

污染物为苯乙烯，预测苯乙烯在土壤中的运移，假设苯乙烯罐其中一个罐出现局部腐蚀，发生连续性渗漏，浓度为 8.85×10^{5}mg/L。

②苯罐发生连续性渗漏。

污染物为苯，预测苯在土壤中的运移状况。假设苯罐组其中一个罐出现局部腐蚀，发生连续性渗漏，苯浓度为 8.80×10^{5}mg/L。

③原油储罐防火堤发生短时泄露

火灾情况下原油罐区防火堤发生泄露，污染物为消防水中的石油烃，预测石

油烃在土壤中的运移，泄露时间为 2d，消防水中石油烃浓度为 1500mg/L。

④苯储罐防火堤发生短时泄露

火灾情况下苯罐区防火堤发生泄露，污染物为消防水中的苯，预测苯在土壤中的运移，泄露时间为 2d，消防水苯浓度为 1800mg/L。

炼化厂区土壤环境影响预测泄露点位置见图 14.5-1。

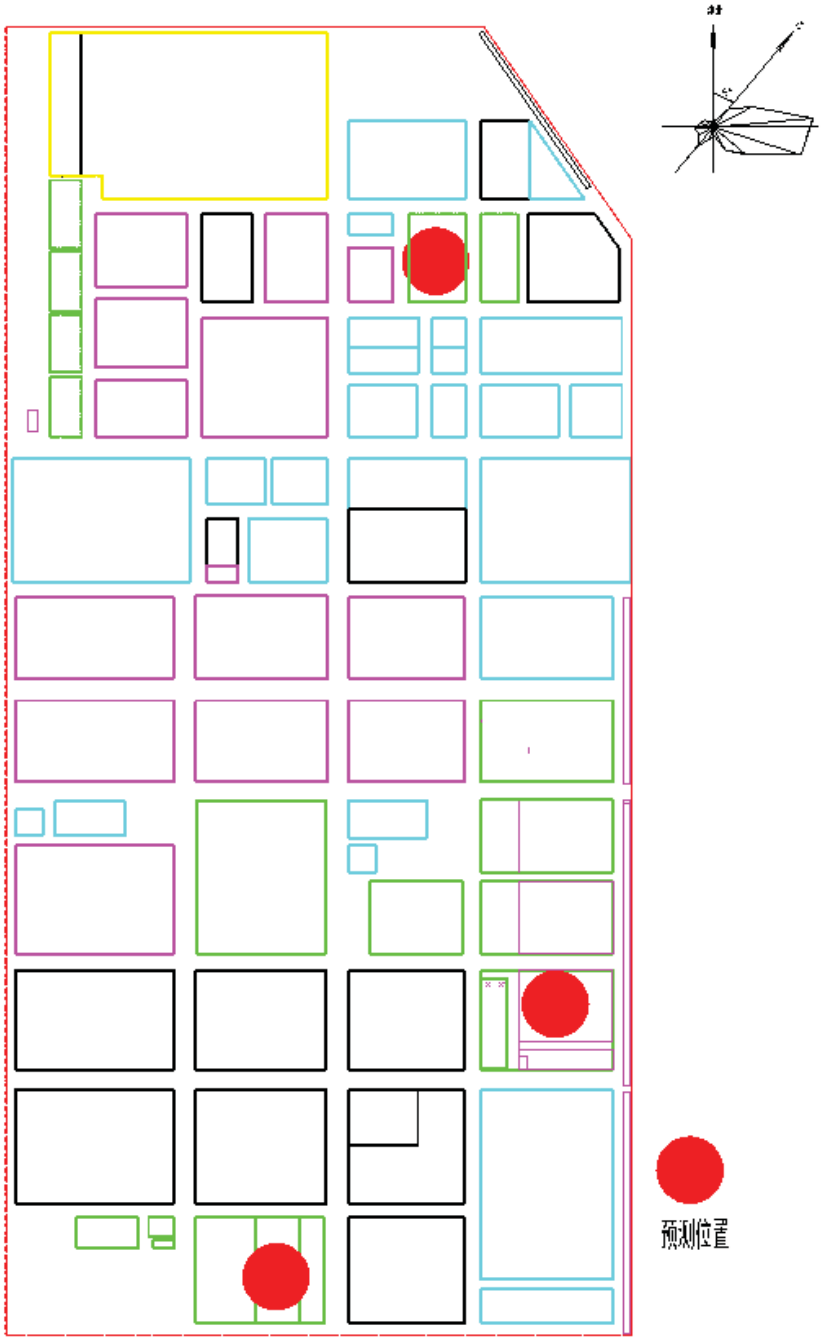


图 14.5-1　炼化厂区泄漏点平面位置图

（2）厂外管线区

假设厂外输油管线发生短时泄露，污染物为雨水中的石油烃，预测石油烃在

土壤中的运移，泄露时间为 2d，雨水中石油烃浓度为 1500mg/L。

①厂外管线西段（金东村附近）发生短时泄露。

②假设厂外管线东段（仙美村、桥头村附近）发生短时泄漏。

泄漏点位置见图 14.5-2。



图 14.5-2　厂外管线泄漏点平面位置图

（3）原油码头库区

火灾情况下码头库区原油罐区防火堤发生短时泄露，污染物为消防水中的石油烃，预测石油烃在土壤中的运移，泄露时间为 2d，消防水中石油烃浓度为 1500mg/L。泄漏点位置见图 14.5-3。



图 14.5-3　原油码头库区泄漏点平面位置图

根据《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018），土壤污染风险筛选值（第二类用地）中土壤污染风险筛选值单位和检测标准检出限单位均为 mg/kg，预测过程中需根据勘察报告土壤物理参数对标准限值进行单位转换，以方便比较。非饱和土壤污染物运移介质为非饱和土壤孔隙中的液相和气相物质，砂土土颗粒密度取经验值 2.65kg/L，粘性土土颗粒密度取 2.71kg/L；炼化厂区土壤孔隙比 e=0.67，厂外管线区西段土壤孔隙比 e=0.60，厂外管线区东段土壤孔隙比 e=0.876，原油码头库区土壤孔隙比 e=0.60。转换公式为：

$$X_1=X_0\times G_s/e$$

式中：X_1-转换后污染物浓度限值，mg/L；

X_0-转换前污染物质量比限值，mg/kg；

G_s-土颗粒密度；

e-土壤孔隙比；

转换后各预测评价区域污染物浓度限值见表 14.5-5。

表 14.5-5 预测评价限值

渗漏点	特征污染物	标准限值（mg/kg）	转换后限值（mg/L）
苯乙烯罐	苯乙烯	筛选值 0.43	1.70
苯罐	苯	筛选值 4.0	15.82
原油储罐防火堤	消防水中的石油烃	检出限 5.0	19.78
苯储罐防火堤	消防水中的苯	筛选值 4.0	15.82
场外管线西段	雨水中的石油烃	检出限 5.0	22.08
场外管线东段	雨水中的石油烃	检出限 5.0	15.47
码头库区原油罐防火堤	消防水中的石油烃	检出限 5.0	22.08

非正常状况下，土壤环境影响预测源强见表 14.5-6。

表 14.5-6 土壤环境影响预测源强表

分区	渗漏点	特征污染物	浓度（mg/L）	标准限值（mg/kg）	渗漏特征
炼化厂区	苯乙烯罐	苯乙烯	8.85×10^5	筛选值 0.43	连续
	苯罐	苯	8.80×10^5	筛选值 4.0	连续
	原油储罐防火堤	消防水中的石油烃	1500	检出限 5.0	短时
	苯储罐防火堤	消防水中的苯	1800	筛选值 4.0	短时
厂外管线区	场外管线西段	雨水中的石油烃	1500	检出限 5.0	短时
	场外管线东段	雨水中的石油烃	1500	检出限 5.0	短时
原油码头库区	原油罐防火堤	消防水中的石油烃	1500	检出限 5.0	短时

14.5.2.4 污染预测方法

（1）一维非饱和溶质垂向运移控制方程如下式所示：

$$\frac{\partial(\theta c)}{\partial t}=\frac{\partial}{\partial z}\left(\theta D\frac{\partial c}{\partial z}\right)-\frac{\partial}{\partial z}(qc)$$

式中：c-污染物介质中的浓度，mg/L；

D-弥散系数，m^2/d；

q-渗流速度，m/d；

z-沿 z 轴的距离，m；

t-时间变量，d；

θ-土壤含水率，%。

（2）初始条件

$$c(z,t)=0 \qquad t=0,L\le z<0$$

（3）边界条件

第一类 Dirichlet 边界条件：

①连续点源：

$$c(z,t)=c_0 \qquad t>0,z=0$$

②非连续点源：

$$c(z,t)=\begin{cases}c_0 & 0<t\le t_0\\ 0 & t>t_0\end{cases}$$

第二类 Neumann 零梯度边界条件：

$$-\theta D\frac{\partial c}{\partial z}=0 \qquad t>0,z=L$$

14.5.2.5 土壤环境影响预测参数

根据本项目岩土工程勘察及“10.3 水文地质调查与野外试验工作”，炼化厂区、场外管线区、原油码头库区土壤环境预测参数见表 14.5-7。

某流体渗透系数计算公式如下：

$$k=k_w(\rho\eta_w)/(\rho_w\eta)$$

式中：k_w-水的渗透系数，m/d；

η_w-水的动力粘滞性系数，取 1.0mPa·s，含污染物的消防水和雨水取 1.0mPa·s；

η-某流体的动力粘滞性系数，mPa·s，苯乙烯取 0.749，苯取 0.638；

ρ_w-水密度，取 1000kg/m^3，含污染物的消防水和雨水取 1000kg/m^3；

ρ-某流体密度，kg/m^3，苯乙烯取 885，苯取 880。

表 14.5-7　　土壤环境影响预测参数表

分区	渗漏点	渗透系数（m/d）	弥散系数（m^2/d）	含水量（%）
炼化厂区	苯乙烯罐	1.2	0.4	9.9
	苯罐	1.4	0.4	9.9
	原油储罐防火堤	1.1	0.4	9.9
	苯储罐防火堤	1.0	0.4	9.9
厂外管线区	场外管线西段	1.6	0.6	18.5
	场外管线东段	0.2	0.1	28.7
原油码头库区	原油罐防火堤	0.8	0.3	18.5

14.5.2.6 预测结果

（1）炼化厂区

①苯乙烯罐罐底破损发生连续性渗漏

苯乙烯罐罐底破损，苯乙烯持续渗入土壤并逐渐向下运移，初始浓度为 8.85×10^{5}mg/L，模拟结果如图 14.5-4 所示。在非正常工况下，土壤表层（0.1m）苯乙烯浓度随着时间推移不断增高，第 17d 表层土壤中含量超过限值 1.7mg/L，模拟期 20 年末浓度最大值为 8.35×10^{5}mg/L，对表层土壤环境影响严重。预测情景 100d、1000d 和 7300d 的污染物运移情况计算结果如图 14.5-5～14.5-7 所示。

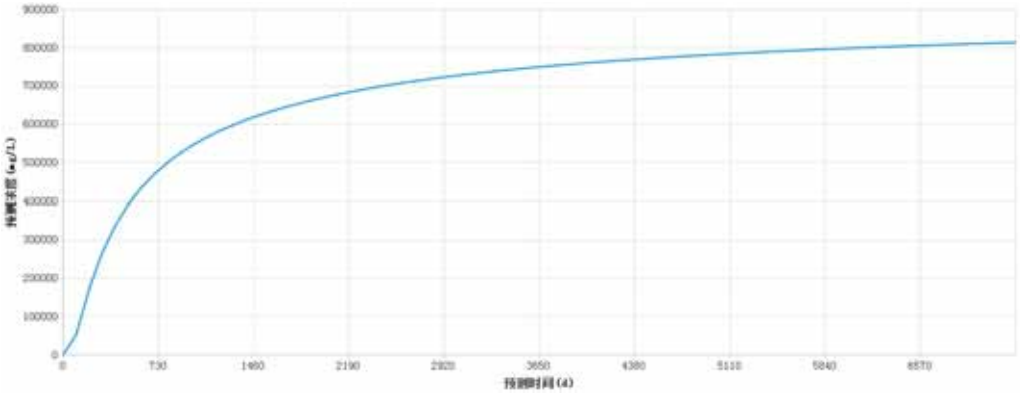


图 14.5-4　土壤表层（0.1m）苯乙烯浓度变化曲线

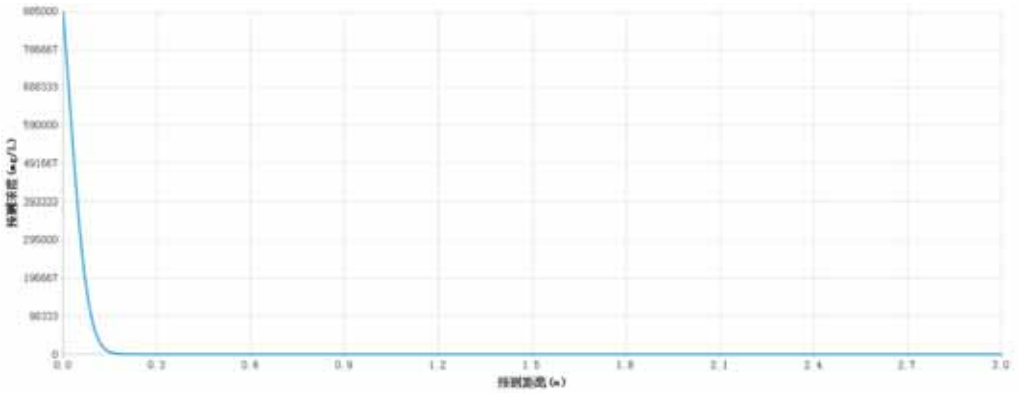


图 14.5-5　苯乙烯罐连续性渗漏 100d 污染物运移情况

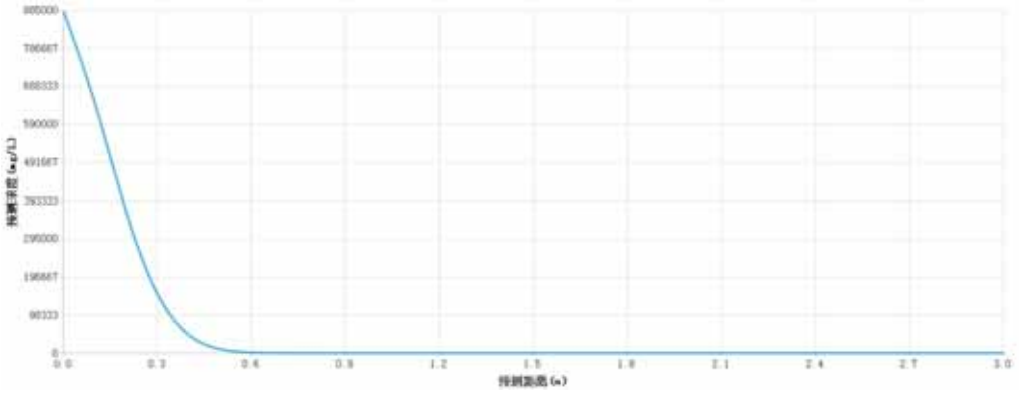


图 14.5-6　苯乙烯罐连续性渗漏 1000d 污染物运移情况

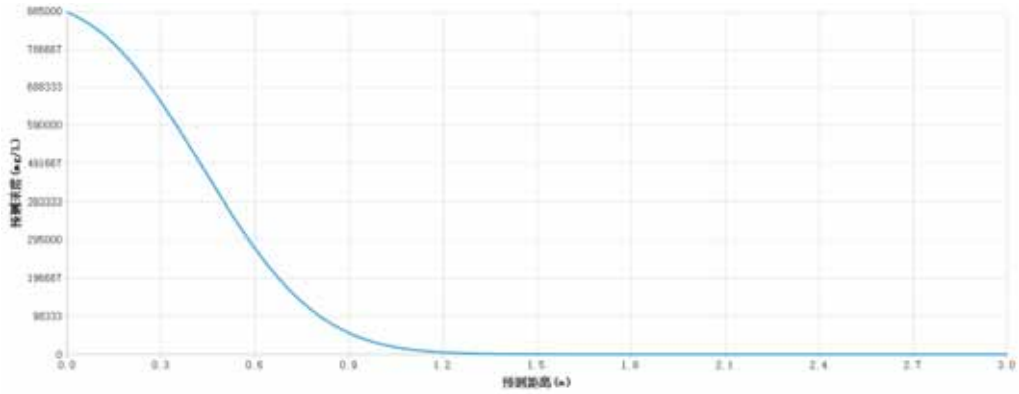


图 14.5-7 苯乙烯罐连续性渗漏 3650d 污染物运移情况

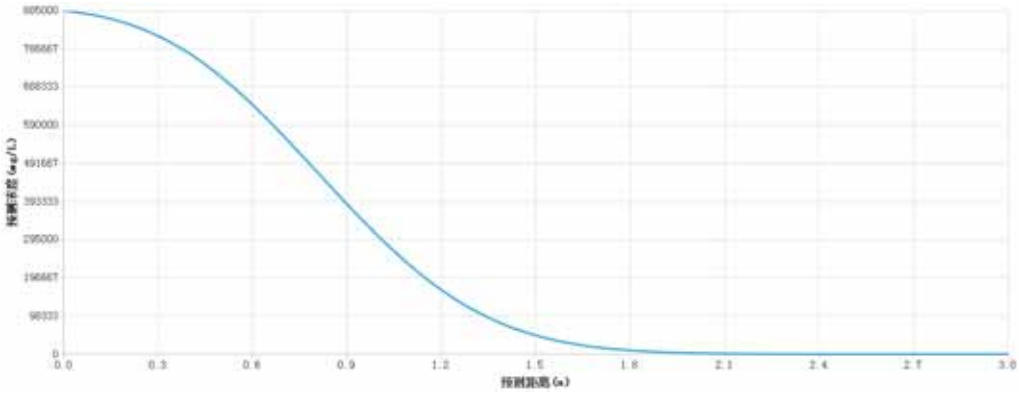


图 14.5-8 苯乙烯罐连续性渗漏 7300d 污染物运移情况

根据预测结果，在预测情景下，渗露发生 100d 时，距离泄漏点 0.26m 内土壤中苯乙烯浓度超过土壤污染风险筛选值 1.7mg/L；在渗漏发生 1000d 时，距离泄漏点 0.87m 内土壤中苯乙烯浓度超过土壤污染风险筛选值 1.7mg/L；在渗漏发生 3650d 时，距离泄漏点 1.83m 内土壤中苯乙烯浓度超过土壤污染风险筛选值 1.7mg/L；在渗漏发生 7300d 时，距离泄漏点 2.79m 内土壤中苯乙烯浓度超过土壤污染风险筛选值 1.7mg/L。

②苯罐罐底破损发生连续渗漏

苯罐罐底破损，苯持续渗入土壤并逐渐向下运移，初始浓度为 8.80×10^5mg/L，模拟结果如图 14.5-9 所示。在非正常工况下，土壤表层（0.1m）苯浓度随着时间推移不断增高，第 20d 表层土壤中含量超过限值 15.82mg/L，模拟期 20 年末浓度最大值为 8.20×10^5mg/L，对表层土壤环境影响严重。预测情景 100d、1000d、3650d 和 7300d 的污染物运移情况计算结果如图 14.5-10～14.5-13 所示。

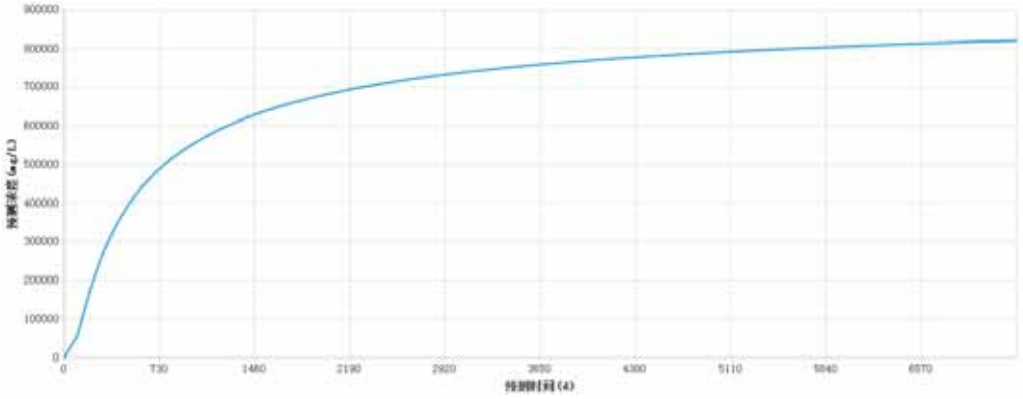


图 14.5-9　土壤表层（0.1m）苯浓度变化曲线

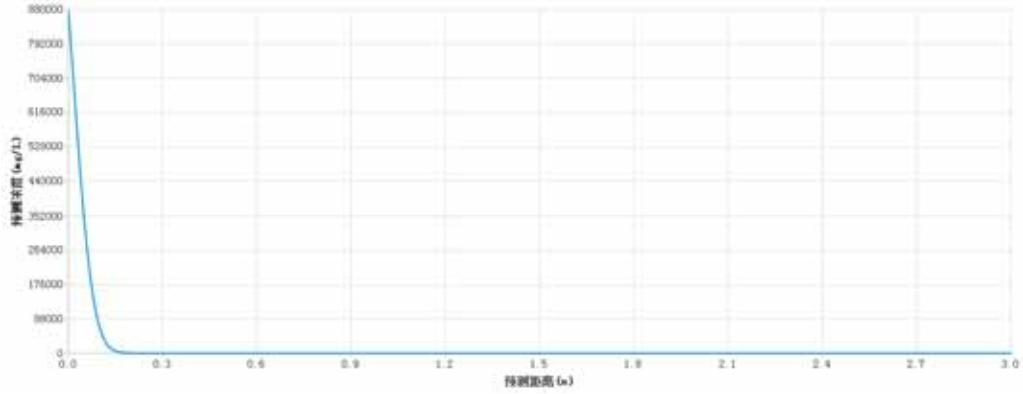


图 14.5-10　苯罐连续性渗漏 100d 污染物运移情况

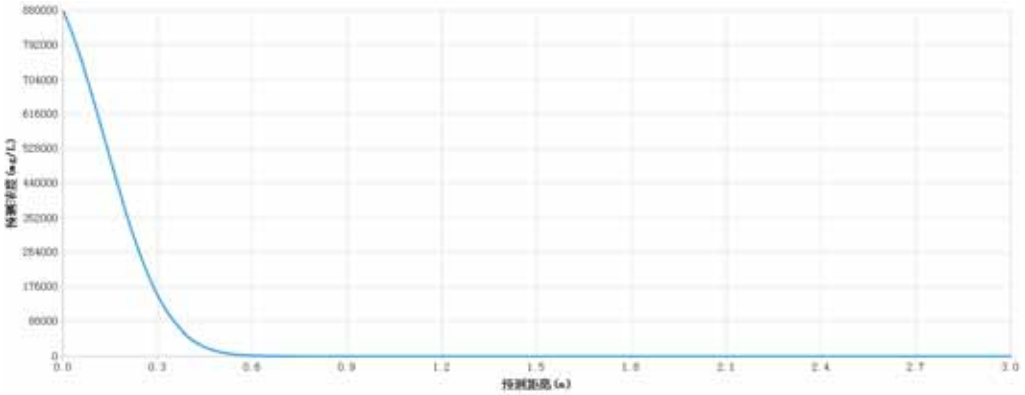


图 14.5-11　苯罐连续性渗漏 1000d 污染物运移情况

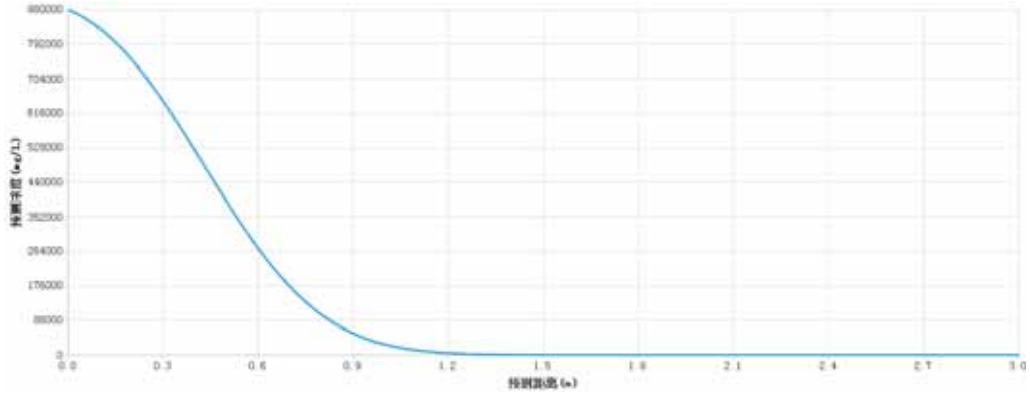


图 14.5-12　苯罐连续性渗漏 3650d 污染物运移情况

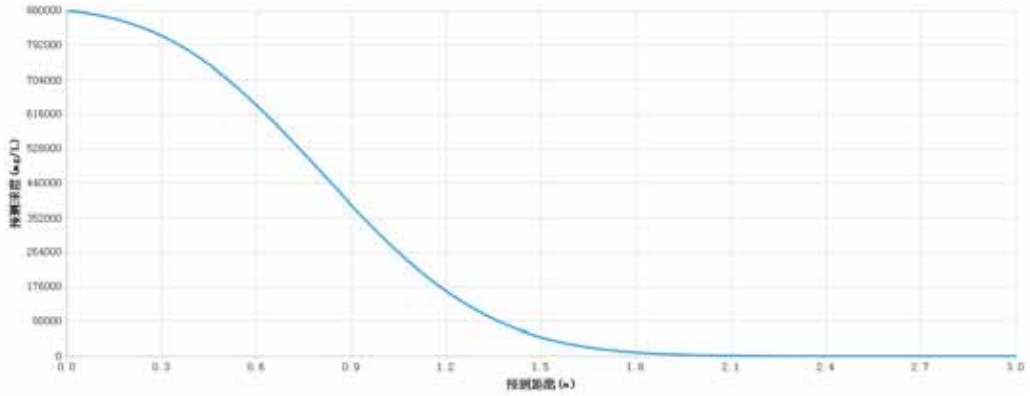


图 14.5-13　苯罐连续性渗漏 7300d 污染物运移情况

根据预测结果，在预测情景下，渗漏发生 100d 时，距离泄漏点 0.23m 内土壤中苯浓度超过土壤污染风险筛选值 15.82mg/L；在渗漏发生 1000d 时，距离泄漏点 0.80m 内土壤中苯浓度超过土壤污染风险筛选值 15.82mg/L；在渗漏发生 3650d 时，距离泄漏点 1.68m 内土壤中苯浓度超过土壤污染风险筛选值 15.82mg/L；在渗漏发生 7300d 时，距离泄漏点 2.59m 内土壤中苯浓度超过土壤污染风险筛选值 15.82mg/L。

③原油储罐防火堤渗漏污染预测

原油储罐防火堤内消防水中石油烃短时泄露，初始浓度为 1500.0mg/L，模拟结果如图 14.5-14 所示。在非正常工况下，土壤表层（0.1m）石油烃浓度随着时间推移先增高后降低，第 140 天出现最大值，为 2.93mg/L，对表层土壤环境产生一定程度的影响，但未超过限值 19.78mg/L。预测情景 100d、1000d、3650d 和 7300d 的污染物运移情况计算结果如图 14.5-14～14.5-18 所示。

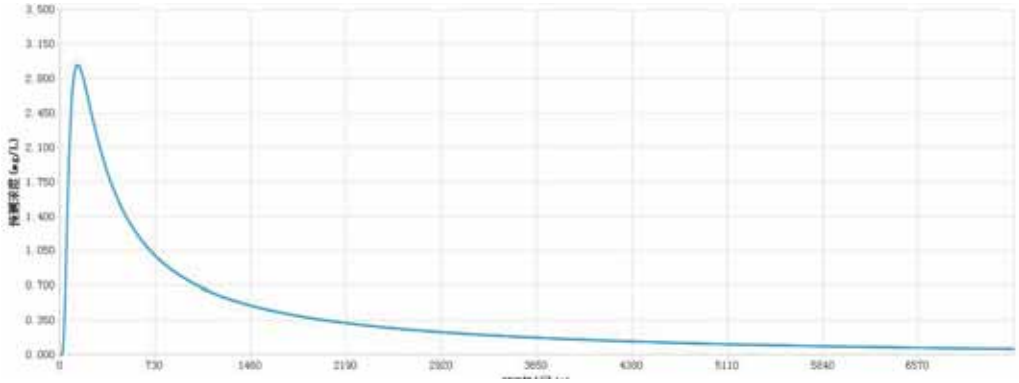


图 14.5-14　土壤表层（0.1m）石油烃浓度变化曲线

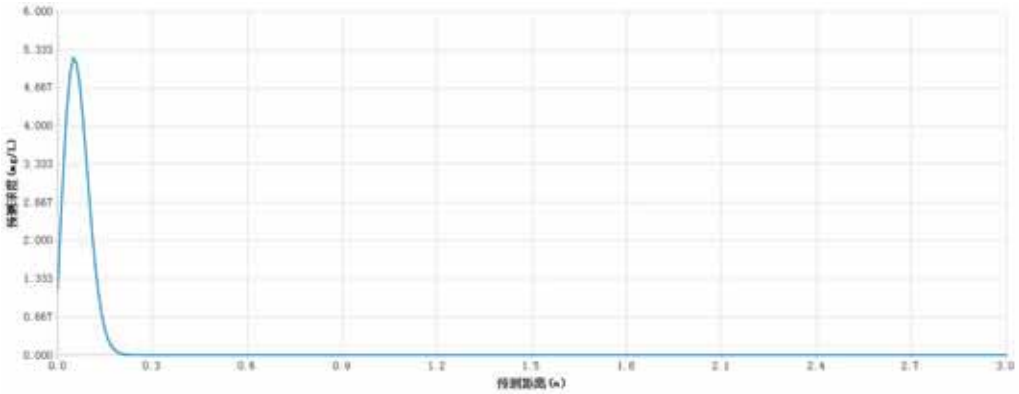


图 14.5-15　预测 100d 石油烃在土壤中运移情况

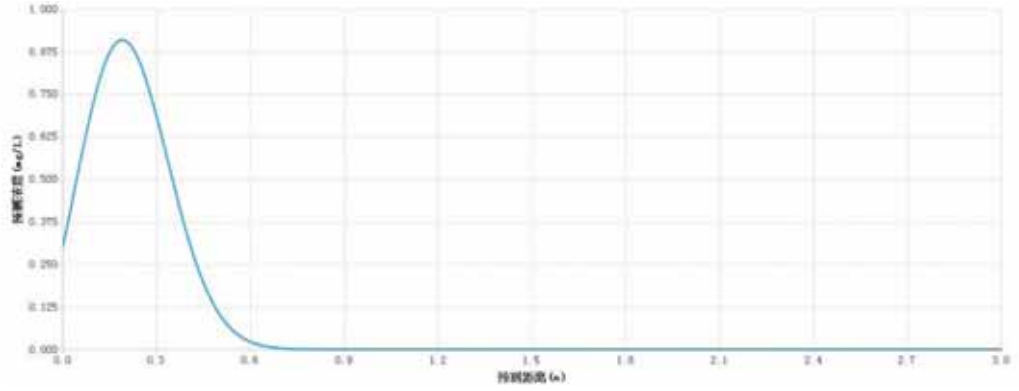


图 14.5-16　预测 1000d 石油烃在土壤中运移情况

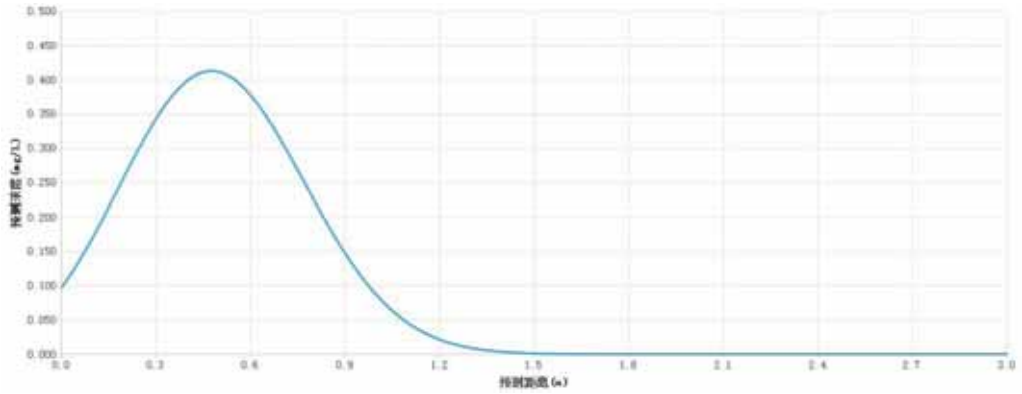


图 14.5-17　预测 3650d 石油烃在土壤中运移情况

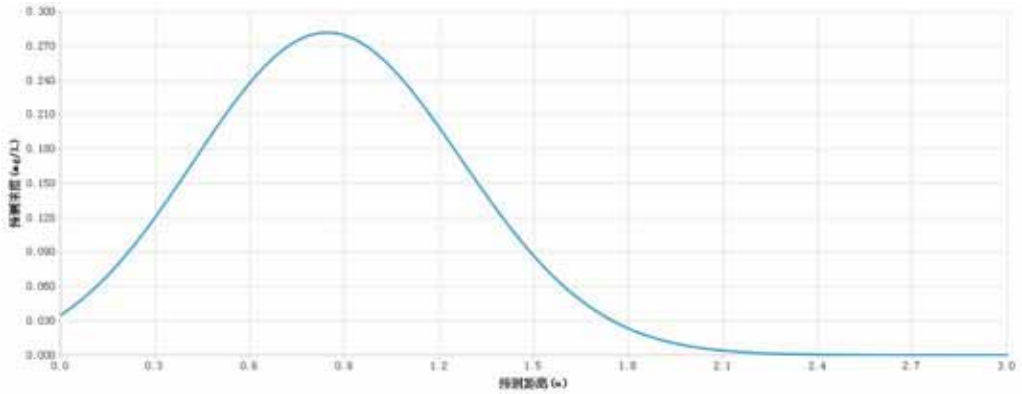


图 14.5-18　预测 7300d 石油烃在土壤中运移情况

根据预测结果，在预测情景下，渗露发生 100d 时，距离泄漏点 0.05m 处石油烃浓度达到最大值 5.19mg/L；在渗漏发生 1000d 时，距离泄漏点 0.19m 处石油烃浓度达到最大值 0.91mg/L；在渗漏发生 3650d 时，距离泄漏点 0.48m 处石油烃浓度达到最大值 0.41mg/L；在渗漏发生 7300d 时，距离泄漏点 0.85m 处石油烃浓度达到最大值 0.28mg/L。

根据预测结果，在预测情景下，渗露发生 7300d 内，土壤中石油烃浓度均未超标。

④苯罐防火堤渗漏污染预测

苯罐防火堤内消防水中苯短时泄露，初始浓度为 1800.0mg/L，模拟结果如图 14.5-19 所示。

在非正常工况下，模拟期 20 年内土壤表层（0.1m）苯浓度随着时间推移先增高后降低，第 140 天出现最大值，为 3.52mg/L，对表层土壤环境产生一定程度的影响，但未超过检出限 15.82mg/L。预测情景 100d、1000d、3650d 和 7300d

的污染物运移情况计算结果如图 14.5-20～14.5-23 所示。

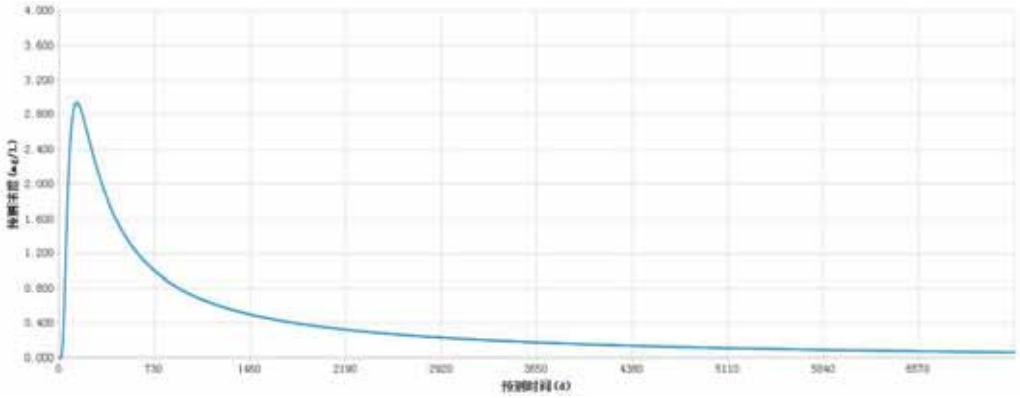


图 14.5-19　土壤表层（0.1m）苯浓度变化曲线

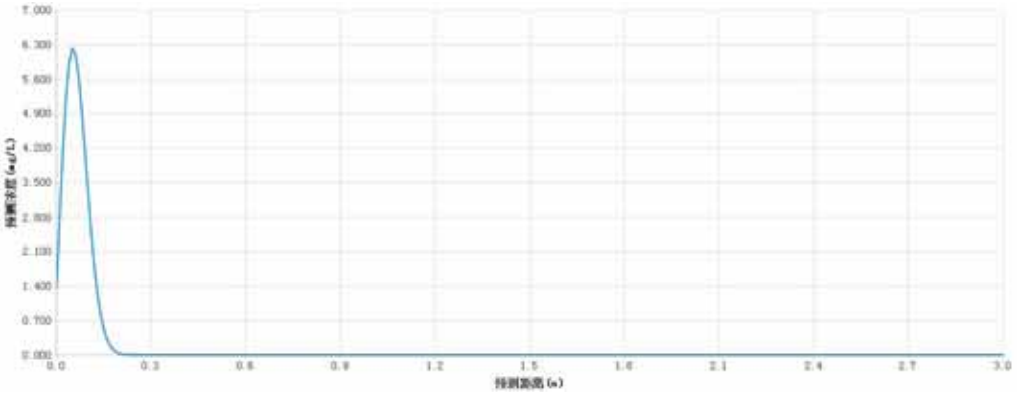


图 14.5-20　预测 100d 苯在土壤中运移情况

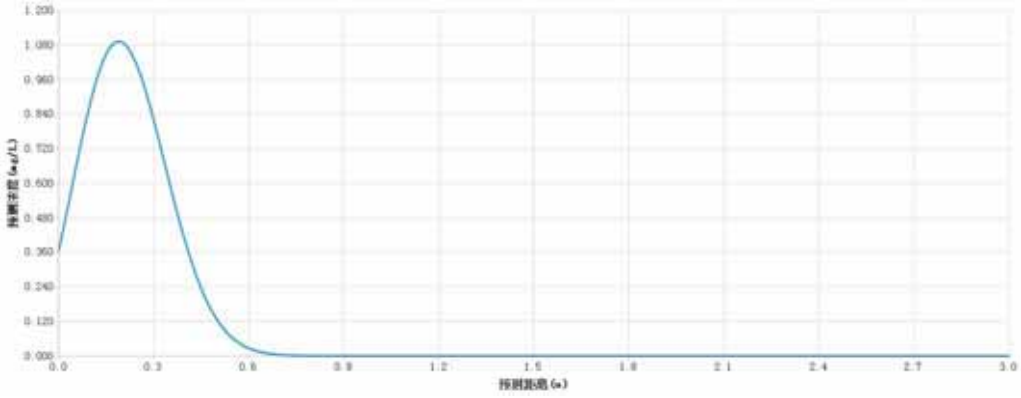


图 14.5-21　预测 1000d 苯在土壤中运移情况

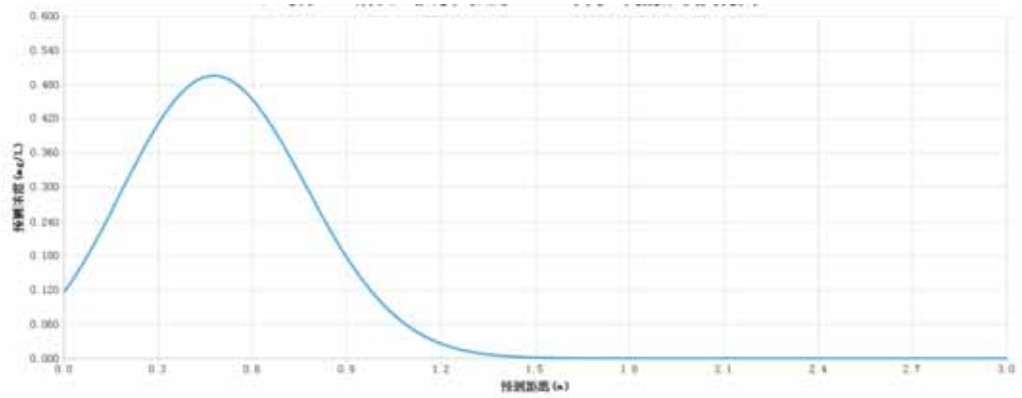


图 14.5-22　预测 3650d 苯在土壤中运移情况

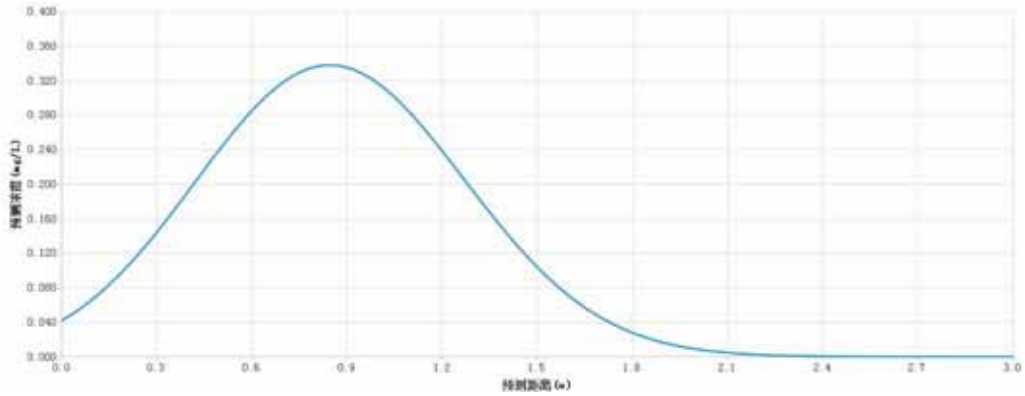


图 14.5-23　预测 7300d 苯在土壤中运移情况

根据预测结果，在预测情景下，渗露发生 100d 时，距离泄漏点 0.05m 处苯浓度达到最大值 6.22mg/L；在渗漏发生 1000d 时，距离泄漏点 0.19m 处苯浓度达到最大值 1.09mg/L；在渗漏发生 3650d 时，距离泄漏点 0.48m 处苯浓度达到最大值 0.50mg/L；在渗漏发生 7300d 时，距离泄漏点 0.85m 处苯浓度达到最大值 0.34mg/L。

根据预测结果，在预测情景下，渗露发生 7300d 内土壤中苯浓度均未超标。

（2）厂外管线区

①厂外管线西段含油雨水渗漏污染预测

厂外管线西段雨水中石油烃短时泄露，初始浓度为 1500.0mg/L，模拟结果如图 14.5-24 所示。在非正常工况下，模拟期 20 年内土壤表层（0.1m）石油烃浓度随着时间推移先增高后降低，第 50 天出现最大值，为 9.5mg/L，对表层土壤环境产生一定程度的影响，但未超过检出限 22.08mg/L。预测情景 100d、1000d、3650d 和 7300d 的污染物运移情况计算结果如图 14.5-25～14.5-28 所示。

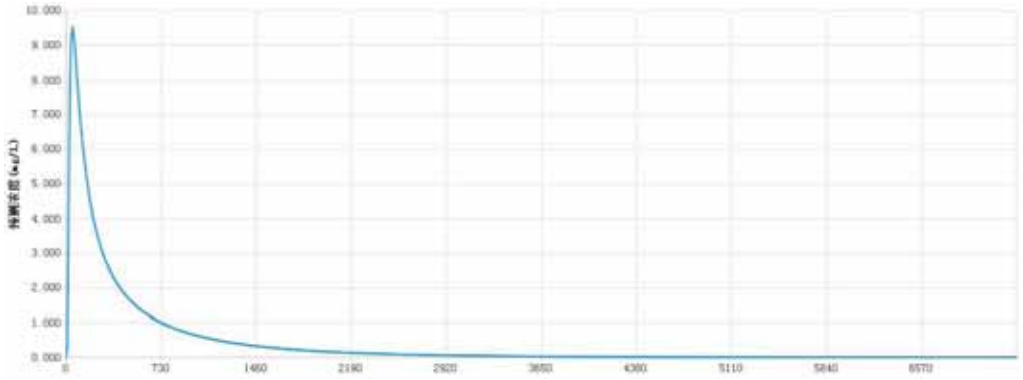


图 14.5-24　土壤表层（0.1m）石油烃浓度变化曲线

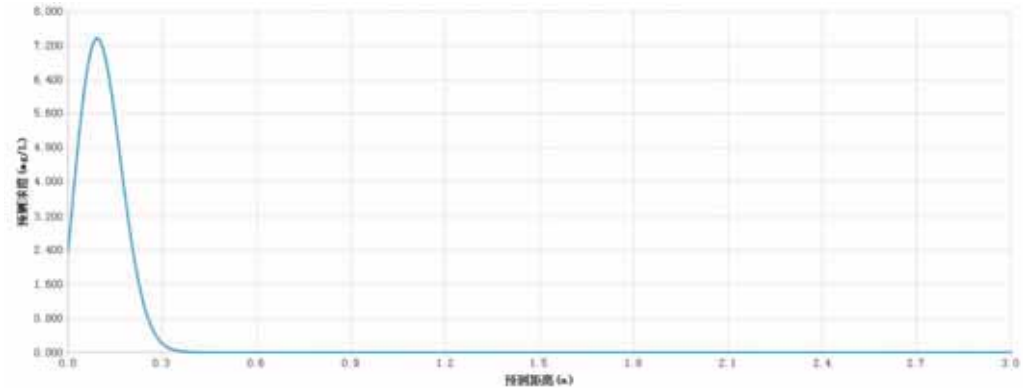


图 14.5-25　预测 100d 石油烃在土壤中运移情况

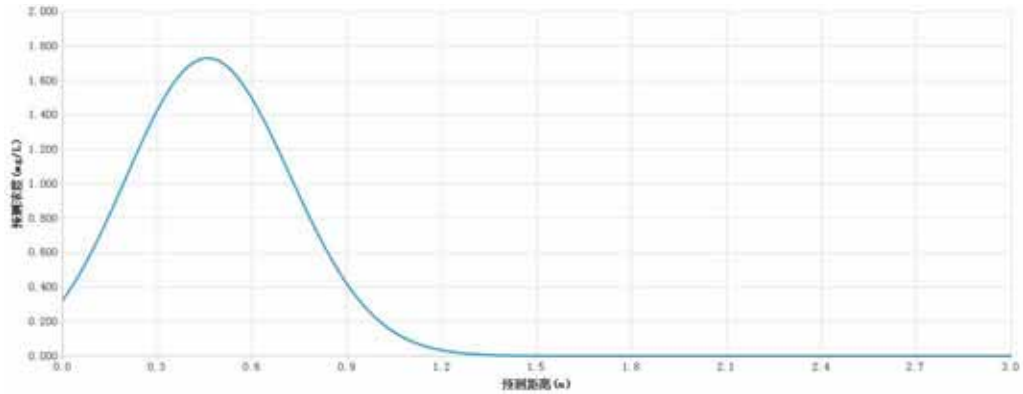


图 14.5-26　预测 1000d 石油烃在土壤中运移情况

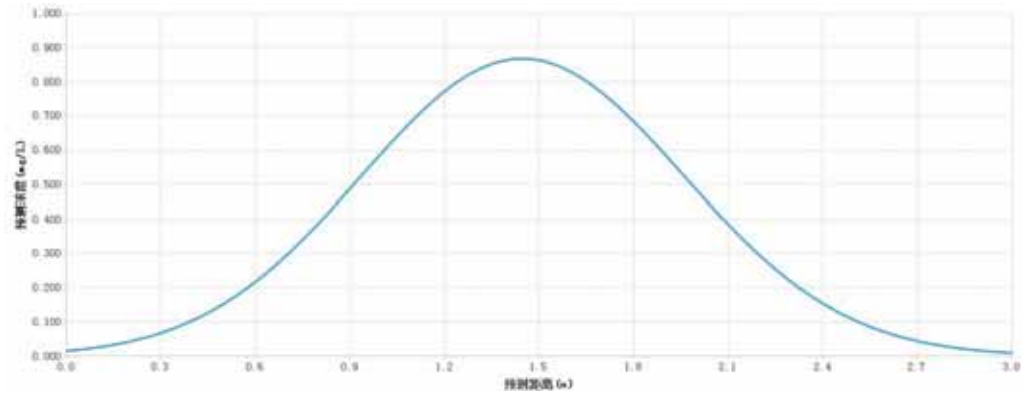


图 14.5-27　预测 3650d 石油烃在土壤中运移情况

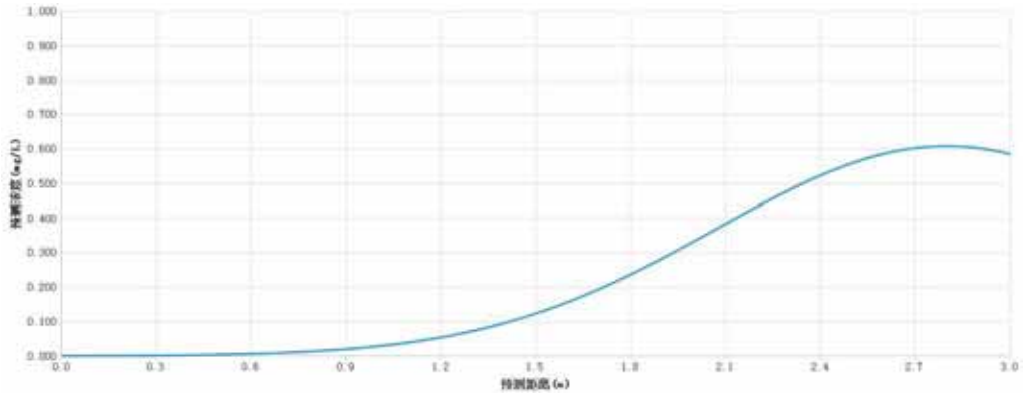


图 14.5-28　预测 7300d 石油烃在土壤中运移情况

根据预测结果，在预测情景下，渗露发生 100d 时，距离泄漏点 0.09m 处石油烃浓度达到最大值 7.36mg/L；在渗漏发生 1000d 时，距离泄漏点 0.46m 处石油烃浓度达到最大值 1.73mg/L；在渗漏发生 3650d 时，距离泄漏点 1.44m 处石油烃浓度达到最大值 0.867mg/L；在渗漏发生 7300d 时，距离泄漏点 2.8m 处石油烃浓度达到最大值 0.608mg/L。

根据预测结果，在预测情景下，渗露发生后土壤中石油烃浓度均未超过土壤中石油烃检出限 22.08mg/L。

②厂外管线东段含油雨水渗漏污染预测

厂外管线东段雨水中石油烃短时泄露，初始浓度为 1500.0mg/L，模拟结果如图 14.5-29 所示。在非正常工况下，模拟期 20 年内土壤表层（0.1m）石油烃浓度随着时间推移先增高后降低，第 180 天出现最大值，为 1.51mg/L，对表层土壤环境产生一定程度的影响，但未超过限值 15.47mg/L。预测情景 100d、1000d、3650d 和 7300d 的污染物运移情况计算结果如图 14.5-30～14.5-33 所示。

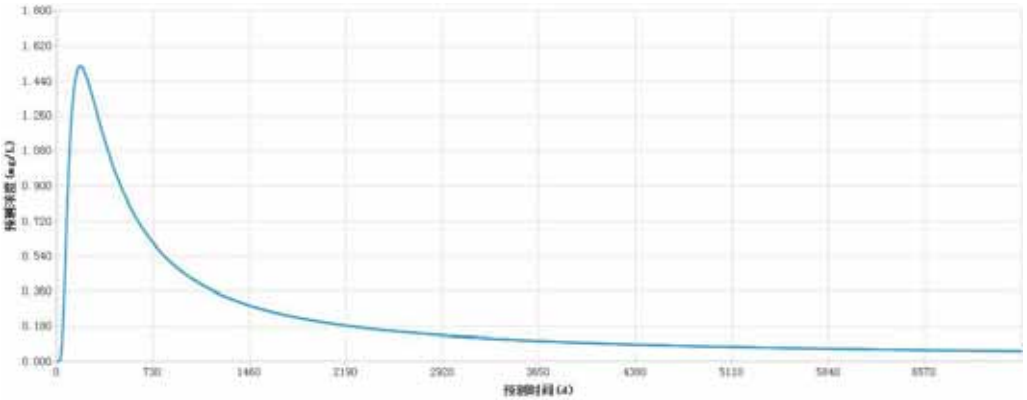


图 14.5-29　土壤表层（0.1m）石油烃浓度变化曲线

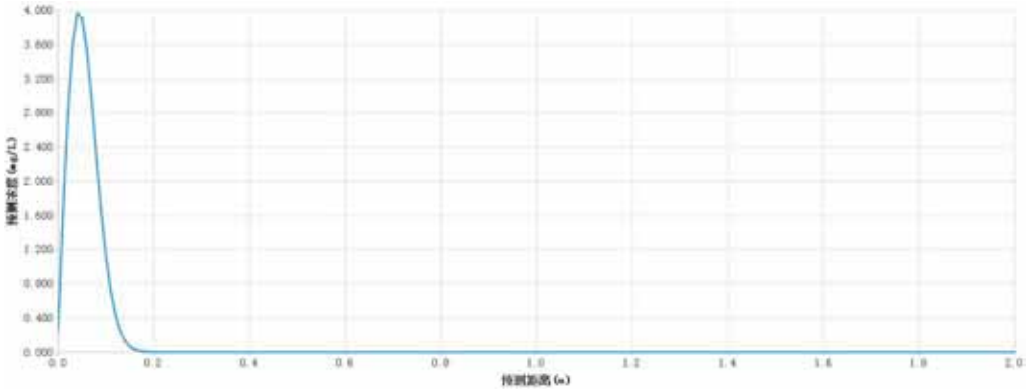


图 14.5-30　预测 100d 石油烃在土壤中运移情况

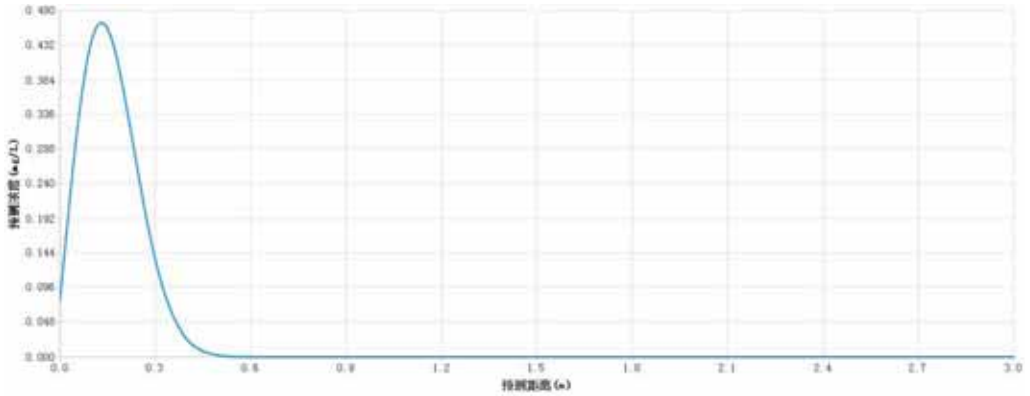


图 14.5-31　预测 1000d 石油烃在土壤中运移情况

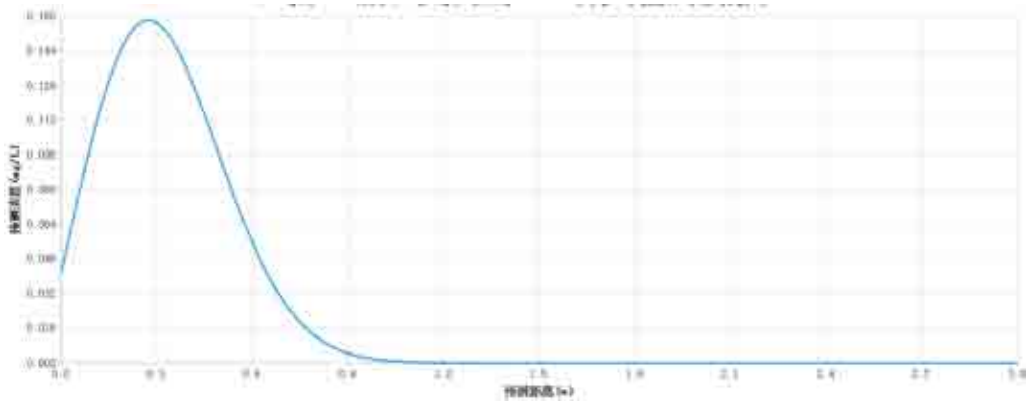


图 14.5-32　预测 3650d 石油烃在土壤中运移情况

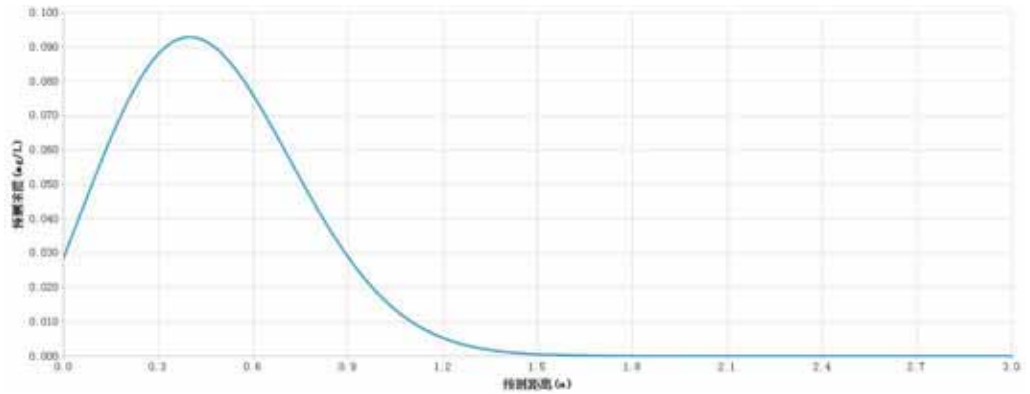


图 14.5-33　预测 7300d 石油烃在土壤中运移情况

根据预测结果，在预测情景下，渗露发生 100d 时，距离泄漏点 0.04m 处石油烃浓度达到最大值 3.97mg/L；在渗漏发生 1000d 时，距离泄漏点 0.13m 处石油烃浓度达到最大值 0.47mg/L；在渗漏发生 3650d 时，距离泄漏点 0.26m 处石油烃浓度达到最大值 0.16mg/L；在渗漏发生 7300d 时，距离泄漏点 0.40m 处石油烃浓度达到最大值 0.09mg/L。

根据预测结果，在预测情景下，渗露发生后土壤中石油烃浓度均未超过土壤中石油烃限值 15.47mg/L。

（3）原油码头库区

原油码头库区防火堤内消防水中石油烃短时泄露，初始浓度为 1500.0mg/L，模拟结果如图 14.5-34 所示。

在非正常工况下，模拟期 20 年内土壤表层（0.1m）石油烃浓度随着时间推移先增高后降低，第 100 天出现最大值，为 2.72mg/L，对表层土壤环境产生一定程度的影响，但未超过检出限 22.08mg/L。预测情景 100d、1000d、3650d 和 7300d 的污染物运移情况计算结果如图 14.5-35～14.5-38 所示。

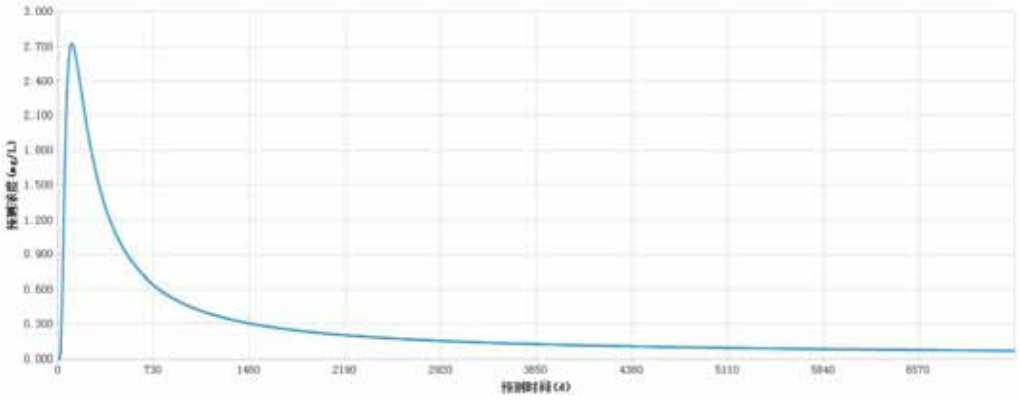


图 14.5-34　土壤表层（0.1m）石油烃浓度变化曲线

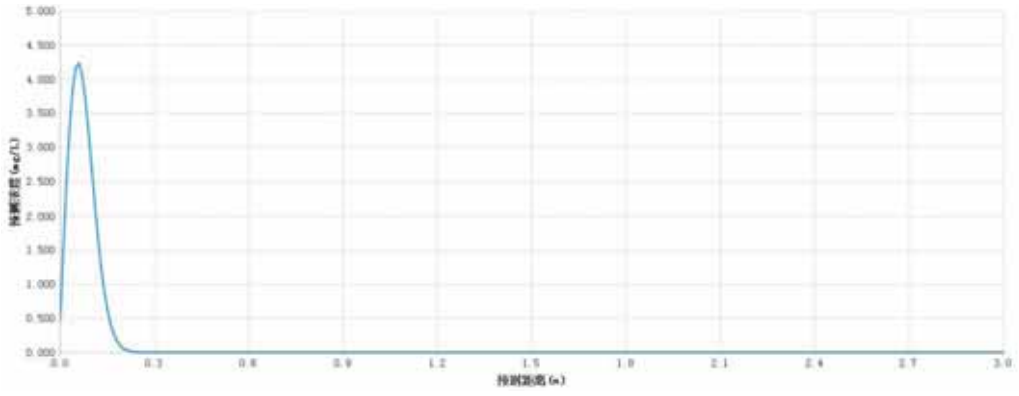


图 14.5-35　预测 100d 石油烃在土壤中运移情况

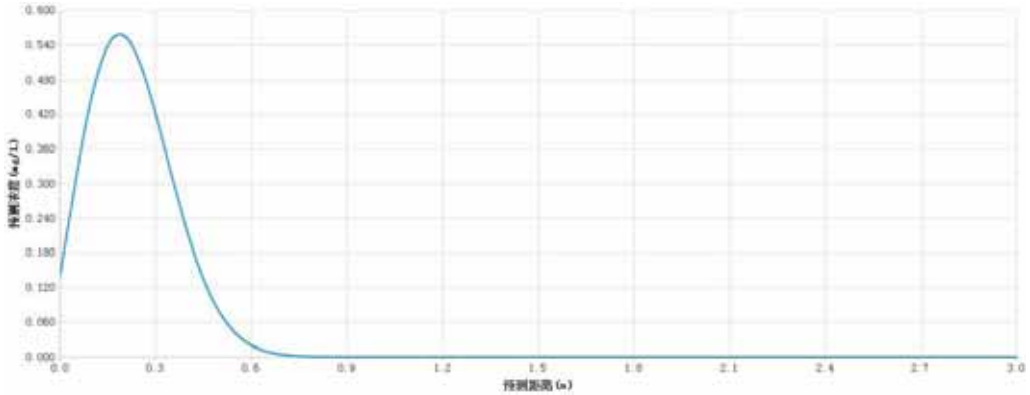


图 14.5-36　预测 1000d 石油烃在土壤中运移情况

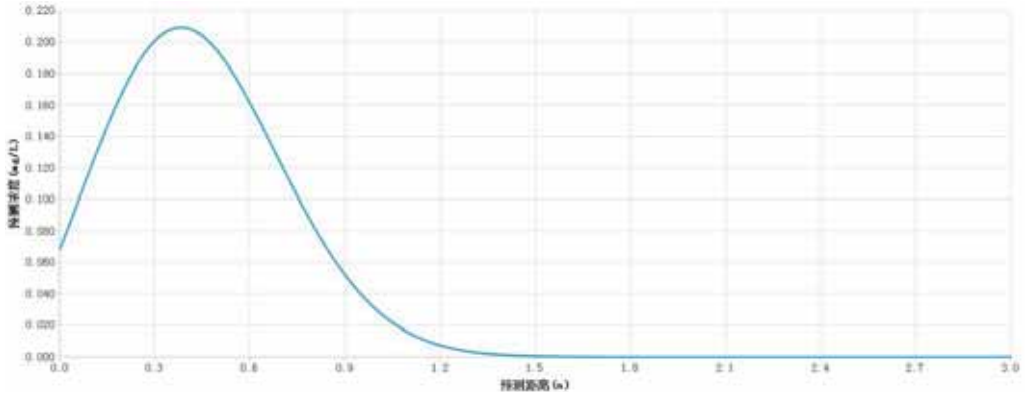


图 14.5-37　预测 3650d 石油烃在土壤中运移情况

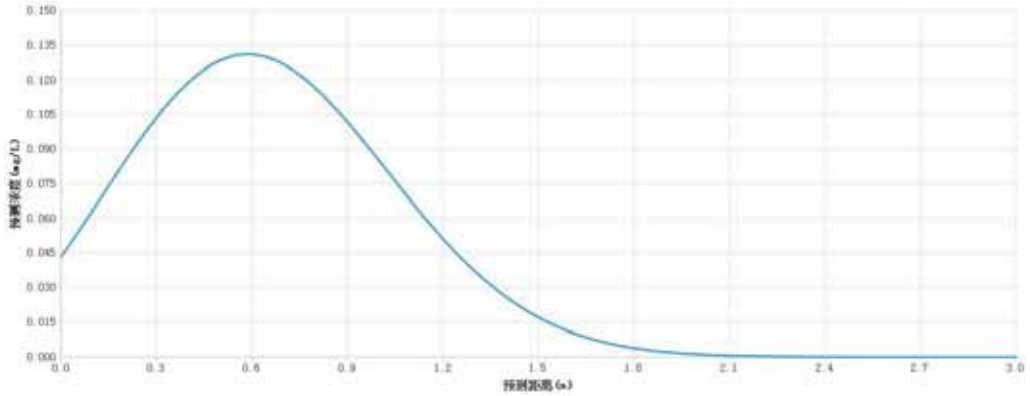


图 14.5-38　预测 7300d 石油烃在土壤中运移情况

根据预测结果，在预测情景下，渗露发生 100d 时，距离泄漏点 0.06m 处石油烃浓度达到最大值 4.24mg/L；在渗漏发生 1000d 时，距离泄漏点 0.19m 处石油烃浓度达到最大值 0.56mg/L；在渗漏发生 3650d 时，距离泄漏点 0.38m 处石油烃浓度达到最大值 0.21mg/L；在渗漏发生 7300d 时，距离泄漏点 0.58m 处石油烃浓度达到最大值 0.13mg/L。

根据预测结果，在预测情景下，渗露发生后土壤中石油烃浓度均未超过土壤中石油烃检出限 22.08mg/L。

14.5.3 结论

在非正常状况下，假定防渗措施未起到防渗作用，各模拟工况下预测结论如下：

（1）苯乙烯罐和苯罐发生意外连续渗漏，土壤中污染物浓度随着时间推移不断增高，在模拟期结束时（20 年），距离泄漏点 2.79m 内土壤中苯乙烯浓度超标，但污染物未穿透土层进入地下水；距离泄漏点 2.59m 内土壤中苯浓度超标，但污染物未穿透土壤层进入地下水。

（2）原油储罐防火堤、苯罐防火堤、码头库区原油储罐防火堤发生意外短时渗漏，土壤表层（0.1m）中污染物浓度随着时间推移先增高后降低，在模拟期结束时（20 年），污染物浓度均未出现超标。

（3）场外管线发生意外短时渗漏，土壤表层（0.1m）中污染物浓度随着时间推移先增高后降低，在模拟期结束时（20 年）污染物浓度均未出现超标。

14.6 土壤环境污染防治措施

14.6.1 土壤污染防治原则

针对工程可能发生的土壤污染，按照“源头控制、末端防治、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全阶段进行控制。

（1）源头控制措施

主要包括在工艺、管道、设备、污水储存及处理构筑物采取相应措施，防止和降低污染物跑、冒、滴、漏，将污染物泄漏的环境风险事故降到最低程度。

（2）末端控制措施

主要包括厂内污染区地面的防渗措施和泄漏、渗漏污染物收集措施，即在污染区地面进行防渗处理，防止洒落地面的污染物渗入地下，并把滞留在地面的污染物收集起来，集中送至污水处理场处理；末端控制采取分区防渗原则。

（3）污染监控体系

实施覆盖生产区的地下水污染监控系统，包括建立完善的监测制度、配备先进的检测仪器和设备、科学、合理设置地下水污染监控井，及时发现污染、及时控制；

（4）应急响应措施

包括一旦发现地下水污染事故，立即启动应急预案、采取应急措施控制土壤、地下水污染，并使污染得到治理。

14.6.2 污染防治分区

根据各区可能泄漏至地面区域污染物的性质和生产单元的构筑方式，以及潜在的土壤、地下水污染源分类分析，按照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T 50934-2013）要求，根据炼化厂区各生产、生活功能单元可能产生污染的地区，划分为重点污染防治区、一般污染防治区和非污染防治区。

根据以上原则，本项目污染防治分区见表 10.6-1（第五册 P10-98）。

14.7 小结

本项目评价区共布设 79 个土壤现状监测点，其中炼化厂区占地范围内（31 个表层样、16 个柱状样）、原油库区占地范围内（3 个表层样、8 个柱状样）、厂外管线阀室占地范围内（1 个表层样、1 个柱状样），除标准中未作要求的因子外，其它各监测因子满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）第二类用地筛选值标准要求，其中总铬浓度满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准》（GB15618-2018）土壤污染风险筛选值标准要求；厂区范围外 1km（4 个表层样）、库区范围外 1km（4 个表层样）、原油管线沿线（2 个表层样、5 个柱状样）及管线范围外 200m（4 个表层样），除标准中未作要求的因子外，各监测因子满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准》（GB15618-2018）土壤污染风险筛选值标准要求。

本项目对土壤环境的影响主要是非正常工况下生产装置或储存设施的物料泄露，通过预测在非正常状况下，假定防渗措施未起到防渗作用，各模拟工况下预测结论如下：

（1）苯乙烯罐和苯罐发生意外连续渗漏，土壤中污染物浓度随着时间推移不断增高，在模拟期结束时（20 年），距离泄漏点 2.79m 内土壤中苯乙烯浓度超标，但污染物未穿透土层进入地下水；距离泄漏点 2.59m 内土壤中苯浓度超标，但污染物未穿透土壤层进入地下水。

（2）原油储罐防火堤、苯罐防火堤、码头库区原油储罐防火堤发生意外短时渗漏，土壤表层（0.1m）中污染物浓度随着时间推移先增高后降低，在模拟期结束时（20 年），污染物浓度均未出现超标。

（3）场外管线发生意外短时渗漏，土壤表层（0.1m）中污染物浓度随着时间推移先增高后降低，在模拟期结束时（20 年）污染物浓度均未出现超标。

针对工程可能发生的土壤污染，按照“源头控制、末端防治、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全阶段进行控制；进行污染防治分区，按照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）要求分区防渗处理。

15 施工期环境影响分析

本章节主要分析主厂区的施工期环境影响分析，码头和厂外管线的施工期环境影响分别见海洋专题和生态章节。

原环评中已进行了施工期环境影响分析，并提出施工期环境监理的要求，本次变更后，现场环境未变，只是施工单位、施工车辆和施工人员数量会有增加，对环境的影响会略有增加，施工期环境监理的要求见环境管理与监测章节。

15.1 施工工程量及施工计划

本工程包括炼化厂区、施工生产生活区、厂外管线、原油码头库区等。施工期主要发生的土石方工程为：场地平整、主厂房基础开挖填筑、循环水管线开挖、厂内道路工程开挖填筑，施工场地临时设施基础开挖，厂外管线线路土方开挖填筑等。

按照施工方案，本项目的主要施工工序如下：

①首先进行厂区的“四通一平”工作，即先建设厂内供电、供水以及通讯等工程。

②施工准备结束后进行电厂厂区、厂房等的建设。

③主厂房及厂区其他设施土建施工结束后进行设备安装、调试及运转。

本项目在变更完成审批后，工期计划36个月。

15.2 环境监理情况

自2012年8月1日起，本项目已委托辽宁碧海环境保护工程监理有限公司对施工现场开展环境监理工作，并执行环境监理月报制度。根据监理报告，主要环保措施包括：施工垃圾、生活垃圾、污水由广东润丰环保节能实业有限公司统一收集、运输、处置；生活营地建立临时污水处理站，化粪池做防渗施工处理；厂区医疗站医疗废弃物单独存放，定期运至揭阳市人民医院处理，并有危险废弃物处置台账；危险废物设置专门的存放点，外委处理；产品码头设置油桶存放点，并采取隔油托盘等措施以防止油桶漏油污染地下水等。

本项目建设情况详见第三章。

15.3 施工期环境影响分析

15.3.1 施工期大气环境影响分析

本项目施工期对大气环境影响最大的主要是施工作业引起的扬尘，其次为运输车辆及一些动力设备使用燃料油产生的NOx、CO等.。

⑴扬尘对大气环境的影响分析

扬尘主要是挖土机、推土机等施工机械在挖掘、堆放、清运土方及回填、场地平整时产生，同时运输、施工车辆行驶也会造成地面扬尘。扬尘起尘量与许多因素有关，风速越大、地表裸露面积越大、颗粒越小、沙土的含水率越低，扬尘的产生量就越大。在不同气象条件下，扬尘影响分析结果表明：在一般气象条件下，平均风速1.5～3m/s的情况下，建筑工地下风向TSP浓度为上风向对照点的2.0～2.5 倍。如果不采取防护措施，300m 以内将会受到扬尘的严重影响；采用一般的防护措施，150m 内会有影响；在做好施工期扬尘的防护措施下施工，下风向50m处的TSP浓度会小于0.3mg/m^3，符合《环境空气质量标准》(GB3095-2012)二级标准要求。

运输车辆扬尘的产生量及扬尘污染程度与车辆的运输力方式、路面状况、天气条件等因素关系密切，类比调查在施工过程中拉、运、卸、平土石方过程其周围产生的TSP的平均值可达到0.768mg/m^3。

施工扬尘最大产生时间将出现在土方阶段，由于该阶段裸露浮土较多，产尘量较大，如果施工工地采取封闭施工，受施工扬尘影响范围不大，主要为施工场地周围及下风向的部分地区；在结构、装修阶段，主要是车辆行驶、混凝土搅拌等产生的扬尘，但产生量相对较低。

由于拟建项目厂址在广东省揭阳市惠来县，环境空气湿度较大，填挖的土方含水率大于 0.5%，并且项目区土壤土方颗粒较大，正常情况下施工期开挖土方产生显著扬尘的几率较小。为减轻扬尘对周围环境的影响，在作业现场应采取相应的防护措施，如加盖遮盖物，干燥的天气时洒水以增加地面湿度，以减轻扬尘对周围环境的影响。

⑵机械车辆和动力设备尾气对大气环境的影响分析

施工期施工机械与运输车辆相对集中，运输车辆多为大动力柴油发动机，由于荷载重，尾气排放量大，排出尾气中的 CO、NO_X、非甲烷总烃、SO_2 和 TSP

等污染物将直接进入大气。将增加施工路段和运输道路沿线的空气污染物排放，影响到沿线空气质量，但车辆废气排放是小范围的短期影响。

15.3.2 施工期水环境影响分析

施工期废水主要有施工生产废水和施工人员的生活污水。

⑴施工期生产废水

施工生产废水包括砂石冲洗水，砼养护水、场地冲洗水以及机械设备运转的冷却水和洗涤水、混凝土搅拌机及输送系统冲洗废水，这部分废水含有少量的油污和泥砂。生产污水进行沉淀处理，尽可能地重复利用上清液，减少水资源的消耗。

⑵施工期生活污水

施工期有相当数量的施工人员、管理人员开赴现场，这些工作人员产生的生活外水，排入水体后也会造成污染。施工人员生活用水量按每人每天 50L 计，污水产出系数 0.85，施工人员高峰时按每日用工 12000 人计算，则生活污水量最高约 600m^3/d，主要污染物有 COD、BOD_5 和油类等。

15.3.3 施工期固体废物影响分析

施工期固体废物主要包括施工人员生活垃圾、施工期间产生的建筑垃圾等。

⑴生活垃圾对环境的影响

施工人员的日常活动将产生一定量的生活垃圾，平均每人排放生活垃圾约 0.8～1.2kg/d，施工期间人员高峰时每日用工约 12000 人，生活垃圾产生量最多约 14.4t/d，这些生活垃圾经分类、统一收集后，定期由外委单位统一处理，不会对周围环境造成明显的影响。

⑵建筑垃圾对环境的影响

建筑垃圾主要包括施工过程地基处理和建材损耗、装修阶段产生的少量砂土石块、水泥、废金属、钢筋、铁丝、废电线、废光缆，抛弃在现场的破损工具、零件、容器甚至报废的机械等等。建筑垃圾在采取有计划的堆放，按要求分类处置、综合回收利用后，对环境影响小。

15.3.4 施工期环境噪声影响分析

施工期间常见的主要噪声污染源为施工机械、运输车辆等产生的噪声，其主要噪声值（测量点距源5m）见表15.2-1。采用点源衰减模式，不考虑声屏障、空气吸收等衰减。预测出主要施工机械在不同距离处的衰减值，预测计算结果见表15.2-2。将预测结果与《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）对照可以看出，昼间距离工地40m，夜间距300m可以满足建筑施工厂界噪声限值的要求，另外建筑材料的运输将使通向工地的公路车流量增加，产生交通噪声将会给运输线路沿途产生一定的声环境的影响。通常施工场地上有多台不同种类的施工机械同时作业，它们的辐射声级将叠加。增加量视种类、数量、相对分布的距离等因素而不同，通常比最强声级的机械单台作业时增加1～8dB(A)。由于本项目到最近村庄的距离为520m，因此厂区施工产生的噪声不会对附近的村庄产生影响。

表15.2-1　　施工机械产噪声值一览表

序号	设备名称	噪声值（dB(A)）	序号	设备名称	噪声值（dB(A)）
1	装载机	90	5	夯土机	90
2	挖掘机	90	6	混凝土振捣机	105
3	推土机	86	7	电锯、电刨	75～105
4	混凝土搅拌机	79	8	运输车辆	85～90

表15.2-2　　各主要施工机械在不同距离处的贡献值

序号	设备名称	不同距离处噪声贡献值(dB(A))					施工阶段
		40m	100m	200m	300m	500m	
1	装载机	72	64	58	54	50	地基挖掘
2	挖掘机	72	64	58	54	50	
3	推土机	68	60	54	50	46	
4	混凝土搅拌机	72	64	58	54	50	
5	夯土机	73	65	59	55	51	结构
6	混凝土振捣机	47	39	33	29	25	
7	电锯、电刨	73	65	55	50	46	
8	运输车辆	62	54	48	44	40	

15.3.5 施工期生态环境影响分析

⑴对植被及生物多样性的影响

本项目建设对植被的影响主要包括两个方面：项目占地造成植被面积减少，

影响植被生长。地表植被的破坏，必将对野生动物的生存与繁衍产生不利影响，使其群落组成和数量发生变化。但是在人工诱导自然恢复发生作用后，生态环境的改善将结束这种负面的影响。根据生态适应性原理，会产生与之相应的种群与群落，增加生态系统物种的多样性。

⑵工程建设对地表物质结构的影响

本工程建设中的土地平整、道路基础挖填、建筑挖填、材料堆放、弃土弃渣排放，施工机械通行、施工人员生活等一系列生产活动，难免损坏原地貌、原状土壤结构和植被，使地表抗侵蚀能力降低。施工结束后，在按设计方案及时实施场地绿化方案后，地表抗侵蚀能力将有所恢复。

15.4 施工期环境保护措施及建议

15.4.1 大气污染防治措施

施工期作业粉尘均属于开放性非固定源扬尘，要完全加以控制是比较困难的，可以从管理、施工方法和技术装备方面采取一定的措施，如：

⑴加强施工管理

根据《广东省打赢蓝天保卫战 2018 年工作方案》，严格按《广东省建设工程施工扬尘污染防治管理办法（试行）》加强施工管理。

包括严格落实车行道硬底化和连续喷水保湿、裸露土地全部铺盖防尘网、出口安装车辆自动冲洗装置（或按规定设置洗车槽，配备高压冲洗设施并安排专人对出入车辆冲洗）、安装连续密闭施工围档、采取喷雾喷淋或者洒水压尘等要求，提倡文明、集中、快速施工，避免施工现场长时间、大范围的扬尘。

组织各类施工器械、建筑材料尽量按照固定场所分类停放和堆存。渣土运输车作业时应当确保车辆封闭严密，不得超载、超宽、或者撒漏，且应当按照规定的时间、路线要求，清运到制定场所处理。

建设单位应在安装工地扬尘在线监测系统，并与市、县级环境保护部门联网。

⑵改进施工方法

在采用自动倾卸砂、碎石等散粒材料时，注意封闭现场，以免大量粉尘飞扬污染环境。长期堆放在户外的散粒建筑材料，如砂、碎石等场地，应采用雨布覆盖或经常洒水保持湿润，减少扬尘。若需要用少量混凝土，需在现场搅拌时，须

在混凝土搅拌机旁设有围档（如用塑料布、帆布等），减少水泥向周围扩散。在施工作业时，如开挖、回填方土等，应通过适当洒水使作业面保持一定的湿度，防止造成粉尘污染环境。风速过大时，应停止开挖、回填施工，对堆存回填土和粉状建材采取遮盖措施。施工场地出入口，配备专门的清洗设备和人员，负责对出入工地的运输车辆及时冲洗，不得携带泥土驶出施工工地；同时，对施工点周围应采取绿化及地面临时硬化等防尘措施。

⑶加强车辆管理

施工机械和车辆必须使用国家机动车标准燃料，且施工结束后即撤离现场，以减缓施工机械和车辆尾气对周围环境空气的影响。

施工车辆应有良好车况，使用合格柴汽油，减少尾气排放。运输车辆严禁装载过量，应保持车辆出入口路面清洁、湿润，并尽量减缓行驶车速，以减少汽车车轮与路面接触而引起的地面扬尘污染，尽量采取蓬布遮盖等密封措施，减少沿途抛洒，减少运输过程中的扬尘。及时清扫散落在路面上的泥土与建筑材料，施工便道和伴行道定期洒水。

15.4.2 水污染防治措施

施工期生产废水和生活污水若不妥善处理将会造成一定的环境污染。本项目施工期的生产污水应进行沉淀处理，尽可能地重复利用上清液，减少水资源的消耗。施工期生产废水应集中收集、处理。

15.4.3 固体废物防治措施

本项目施工期固体废物主要为施工人员的生活垃圾和施工建筑垃圾。在施工过程中，应对各类垃圾分类堆放、分类处理，所有废物应及时堆放在规定的地点，禁止乱堆乱放、随便倾倒。另外，要及时清理、回收堆放处的废物，避免出现脏乱等现象。

厂区施工中生活垃圾主要为施工人员日常生活中产生的纸张、废包装材料、食物残渣等生活垃圾。采用定点集中收集，由外委单位统一处理。

施工过程产生的建筑垃圾属一般固体废物，应及时收集，可再生利用的进行回收利用；其它无回收利用价值的建筑垃圾，由外委单位统一收集处理。对施工过程产生的边角料、焊头等金属类废弃物，在施工现场不随意丢弃，每个焊接作

业点配备铁桶或纸箱，收集金属类废弃物，施工结束后外委相关单位统一集中回收处置。

15.4.4 噪声控制对策

为最大限度地减少噪声对环境的影响，建议施工期采用以下噪声防治措施：

⑴在施工的结构阶段和装修阶段，对建筑物外部采用围挡，减轻施工噪声对外环境的影响；在地基处理阶段，可采取隔振或防振等措施。

⑵合理安排施工作业时间，尽量避免高噪声设备同时施工。夜间施工应向当地环保部门申请，并按规定的要求控制施工作业时间，避免出现夜间扰民现象。白天宜尽量集中在一段时间内施工，以缩短噪声污染周期，减少对周围环境的影响。

⑶降低设备声级，尽量选用低噪声机械设备或带隔声、消声的设备，同时做好施工机械的维护和保养，有效降低机械设备运转的噪声源强。

15.4.5 生态保护措施

本项目在施工期造成的生态环境影响主要是由于施工机械、车辆、人员活动等对土壤扰动、土地利用功能和自然植被等的破坏，进而造成地表形态改变，加之植被减少、土壤裸露、水流冲击，从而易导致水土流失发生。因此，生态环境保护的对策是避让、减缓和补偿，重点在于工程施工阶段避免或减缓对生态的破坏和影响，以及施工结束后的生态恢复措施。在对生态环境的防护和恢复上，工程已考虑采取多种措施。

⑴施工时采取分层开挖、分层堆放、分层回填的方式，采取水土保持防治措施，施工后对周边进行平整、恢复地貌。

⑵合理规划设计，尽量利用已有道路，少建和不建施工便道。

⑶施工中产生的开挖量与回填量基本持平，施工结束后没有弃土。

上述措施只要严格执行，就可以从总体上减轻工程建设对周边生态环境的影响。采取上述措施之外，还应针对不同区段的环境特点，采取相应的环境保护和恢复措施。

15.4.6 施工期环境保护管理措施

本项目施工期环境保护管理工作主要指建立管理机构和实施有效管理两方面。在项目建设期，项目业主应设立项目HSE管理机构，配备相应数量环境管理工程师，负责施工期环境保护管理。环境管理机构的主要职责为：贯彻执行国家环境保护的方针、政策、法律和法规；组织制订建设期环境保护的规章制度和标准，并督促检查其执行；审定、落实并督促实施生态恢复和污染治理方案，监督生态恢复、污染治理资金和物资的使用；监督检查保护生态环境和防止污染设施与项目主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用的执行情况；收集归档相关环境保护文件及环境保护工程的技术资料；协调处理项目建设过程与地方政府、部门、群众等在环境保护方面的问题，批准对外的环境保护合同、协议，调查处理建设中的环境破坏和污染事故；组织开展环境保护的科研、宣传教育和培训工作。

选择环保业绩优秀的施工承包方，并在承包合同中明确规定有关环境保护条款，可以有效地。施工期对环境的破坏程度与施工承包方的素质和管理水平有很大关系，在工程招投标工程中，对施工承包方的选择，除考虑实力、人员素质和技术装备等方面外，还要考虑施工承包方的HSE表现，应优先选择那些HSE管理水平高、环保业绩好的单位。在承包合同中应明确规定有关环境保护条款，如承包施工段的主要环境保护目标，应采取的水、气、声、生态保护及水土保持措施等，将环保工作的执行情况作为工程验收的标准之一等。

在项目的施工期，落实工程环境监理。环境监理人员应具备环境监理人员资质，熟悉国家环境法律、法规和政策，了解当地环保部门的要求和环境标准；接受过HSE专门培训，有较长的从事环保工作的经历；并具有一定的现场施工经验。

15.5 小结

本项目施工期阶段，大气污染源主要为施工扬尘和施工设备尾气，产生的废水主要为生活污水和施工废水，产生的固体废物主要为生活垃圾和施工垃圾、主要噪声污染源为建筑机械工具噪声和运输车辆噪声，对厂址地区环境生态带来的不利影响主要体现在植被覆盖度的减少、水土流失加剧等两个方面。

采取的主要保护措施为：根据《广东省打赢蓝天保卫战2018年工作方案》和《广东省建设工程施工扬尘污染防治管理办法（试行）》，加强对施工期环境管理，并安装工地扬尘在线监测系统，与市、县级环境保护部门联网。

本工程施工期的生产废水应统一收集处理，或依托相关单位外运处理，生活污水通过自建临时污水处理站处理。

对于施工期的生活垃圾和建筑垃圾，应分类堆放和管理，施工生活垃圾将由外委单位统一处理，建筑垃圾及时收集，可再生利用的进行回收利用，无回收利用价值的垃圾由外委单位统一处理；对于本工程施工期噪声，应加强施工管理，严格控制作业时间，特别是夜间施工作业；针对施工期的特点，采取边施工边绿化、加强管理、弃土定点堆放、建筑材料加盖蓬布、及时洒水，尽量少占用土地等一系列措施可最大限度降低施工期对生态环境的影响；本项目施工过程中水土保持防治措施应与主体工程进度协调、同步建设，临时防护措施要在施工前布设，保护生态环境，注意施工安全。

16陆域环境风险评价

16.1风险调查

16.1.1风险源调查

根据本项目工程组成，本次陆域环境风险评价风险源调查按照炼化厂区、原油码头库区和厂外管线三部分内容开展工作。

16.1.1.1炼化厂区

炼化厂区包括炼油区和化工区，及其配套的储运罐区、辅助生产及公用工程区、环保工程区等。

16.1.1.2原油码头库区

原油码头库区指厂外的 12 座 $10\times10^4m^3$ 原油储罐及配套设施。该部分内容与原环评批复项目一致。

16.1.1.3厂外管线

厂外管线主要指本项目原油码头至原油库区，原油库区至炼化厂区的管线设施。

16.1.2环境敏感目标调查

本项目环境风险敏感目标见总论相关内容，见表 1.6-1 和表 1.6-2，图 1.6-3。

16.2工程危险性分析

本项目建设规模大，工艺过程复杂，安全控制要求高，根据国家安全监管总局《重点监管危险化工工艺目录》（2013 年完整版），本项目裂解工艺、加氢工艺、氧化工艺、聚合工艺、烷基化工艺等被列为危险化工工艺。部分装置的反应器、塔等具有高温、高压特点，对设备及相应管道的承压、密封和耐腐蚀的要求都很高，存在着因设备腐蚀或密封件破裂而发生毒物泄漏及燃烧爆炸的可能性。

本项目涉及储罐数量多，存储量大，危险物质品种多，且需设置几百台原料泵、中间产品泵和产品泵输送油品、中间产品及液体产品，一旦发生事故后果严

重，危害巨大。在生产运行中存在着由于静电积聚、设备失修、管道接口/阀门/机泵等泄漏、误操作和明火引起火灾爆炸事故的可能性以及由于设备故障、失效等造成有毒物料泄漏的可能性，从而引发环境事故。

16.2.1物质危险性分析

16.2.1.1危险物质识别

本项目陆域工程主要原材料及辅助材料、燃料、产品以及生产过程排放的“三废”污染物的涉及危险物质情况见表 16.2-1。

表 16.2-1　　本工程工艺装置及储运设施涉及主要危险物质

序号	装置（单元）名称	主要风险物质
1	常减压蒸馏装置（一+二）	原油、石脑油、柴油、煤油、蜡油、渣油、干气、液化气
2	延迟焦化装置（一+二）	干气、液化气、汽油、柴油、蜡油、石油焦
3	蜡油加氢处理装置	氢气、石脑油、柴油、硫化氢、蜡油、干气
4	催化裂化装置	干气、液化气、汽油、柴油、蜡油、硫化氢、碱液
5	加氢裂化装置	蜡油、氢气、石脑油、柴油、硫化氢、液化气、干气
6	焦化石脑油加氢装置	石脑油、氢气、硫化氢
7	轻烃回收装置（干气液化气脱硫+液化气分离+干气分离）	干气、石脑油、硫化氢、液化气
8	石脑油加氢装置	石脑油、氢气、硫化氢
9	连续重整装置	石脑油、汽油、干气、氢气、芳烃
10	航煤加氢装置	煤油、氢气、石脑油
11	柴油加氢裂化装置（一+二）	氢气、石脑油、柴油、硫化氢、干气
12	气体分馏装置	液化气、丙烷、丙烯、丙烯
13	烷基化装置	异丁烷、氢气、丙烷、丁烷、浓硫酸、二氧化硫
14	氢气深度回收装置	氢气
15	氢气回收装置	氢气
16	干气分离装置	干气、CO、乙烷、轻烃、乙烯
17	催化汽油加氢装置	汽油、氢气、
18	芳烃联合装置	氢气、石脑油、液化气、汽油、硫化氢、苯、甲苯、对二甲苯、干气
19	硫磺回收联合装置	氢气、硫化氢、二氧化硫、氨
20	石油焦制氢装置	氢气、CO、甲醇
21	乙烯裂解装置	乙烯、乙烷、丙烷、液化气、正丁烷、戊烷油、抽余油、石脑油、裂解汽油
22	裂解汽油加氢装置	粗裂解汽油、氢气、苯乙烯、加氢裂解汽油、C5、C9
23	丁二烯抽提装置	混合 C4、丁二烯、C4 抽余油、乙腈、C4 炔烃、重 C4
24	MTBE/丁烯-1 装置	MTBE、甲醇、丁烯
25	HDPE 装置	乙烯、丁烯、氢气

序号	装置（单元）名称	主要风险物质
26	FDPE 装置	乙烯、丁烯、氢气、己烯
27	聚丙烯装置	丙烯、乙烯、氢气
28	苯乙烯装置	苯、甲苯、乙烯、苯乙烯

⑴生产过程中涉及的主要物料

本项目原料、辅助材料、中间产品及产品中大部分物料为易燃易爆、有毒有害物质。其中，原油、汽油、煤油、柴油、石脑油、甲醇、苯、甲苯、对二甲苯、邻二甲苯、间二甲苯、乙苯、苯乙烯、甲基叔丁基醚、甲烷、乙烷、丙烷、乙烯、丙烯、1-丁烯、正丁烷、异丁烷、异戊烷、正戊烷、1-己烯、正己烷、1,3-丁二烯、液化石油气、硫化氢、氨、氢气、一氧化碳、氢氧化钠、硫酸、硫磺等物质被列入《危险化学品目录（2015 版）》。

根据国家环境保护部《化学品环境风险防控“十二五”规划》中重点防控化学品名单，石油类（柴油、原油、汽油、燃油）、酸类（硫酸）、苯类（苯、甲苯、二甲苯）、液氨、甲醇、苯乙烯、硫化氢属于突发环境事件高发类重点防控化学品；石油类、苯、甲苯、乙苯、硫酸属于水体特征污染物类重点防控化学品；苯、甲苯、二甲苯、硫化氢属于大气特征污染物类重点防控化学品。

根据国家安全监管总局《重点监管危险化学品名录》（2013 年完整版），氨、硫化氢、液化石油气、甲烷、原油、汽油、石脑油、氢气、苯、一氧化碳、甲醇、甲苯、乙烯、苯乙烯、1,3-丁二烯、丙烯、乙烷、甲基叔丁基醚属于国家重点监管危险化学品。

本项目陆域工程所涉及主要易燃、易爆物质火灾危险性见表 16.2-2。有毒、有害物质毒理特性见表 16.2-3。

表 16.2-2　　本项目陆域工程主要易燃、易爆物料的特性分析

序号	介质名称	闪 点（℃）	引燃温度（℃）	爆炸极限 V%	火灾危险类别
一	原料				
1	原油	<28	350	1.1~6.4	甲 B
2	甲醇	11	385	5.5~44	甲 B
3	天然气（甲烷）	-	484	3.8~13	甲
4	丁二烯	-78	415	1.4～16.3	甲 A
二	产品及中间产品				
1	汽油	<-50	280	1.1~5.9	甲 B
2	煤油	≤45	223	0.6~7.5	乙 A

序号	介质名称	闪 点（℃）	引燃温度（℃）	爆炸极限 V%	火灾危险类别
3	柴油	≥45	350～380	1.5～4.5	乙 B
4	石脑油	<-20.0	480～510	1.2~	甲 B
5	苯	-11.1	580	1.2~8.0	甲 B
6	对二甲苯（PX）	25	432～528	1.1~7.0	甲 B
7	液化石油气	-74	426～537	5.0~33.0	甲 A
8	氨	-	651	15.7～27.4	乙 A
9	硫磺	207	255	粉尘下限 3g/m^3	丙
10	乙烯	-	540	2.75～34	甲 A
11	丙烯	-108	410	2～11	甲 A
12	苯乙烯（SM）	34.4	490	1.1～6.1	乙 A
13	氢气	-	-	4.0~75	甲
14	一氧化碳	-	-		
15	硫化氢	-	-	4.3~45.5	甲
16	丙烷	-	-	2.1~9.5	甲
17	丙烯	-	-	2.0~11.1	甲
18	丁烷	-	-	1.9~8.5	甲
19	丁烯	-	-	1.6~10.0	甲
20	蜡油	-	-	-	丙 B
21	渣油	-	-	-	丙 B
三	助剂、药剂和其它				
1	环丁砜	-	-	166	丙
2	二甲基甲酰胺（DMF）	-	-	-	乙 B
3	甲基二乙醇胺（MDEA）	0.9-8.4	-	136	丙
4	二甲基二硫（DMDS）	1.1-16	-	24	甲 A

表 16.2-3　　有毒、有害物质毒理特性一览表

序号	物料名称	健康危害	毒性指标			毒物分级
			LC_{50}（ppm）	LD_{50}（mg/kg）	IDLH（ppm）	
1	苯	确认人类致癌物，可引起白血病。高浓度苯对中枢神经系统的麻醉作用，引起急性中毒；长期接触高浓度苯对造血系统的损害，引起慢性中毒。对皮肤、粘膜有刺激、致敏作用。	10000（大鼠吸入，7h）	3306（大鼠经口）；48（小鼠经皮）	500	I

序号	物料名称	健康危害	毒性指标			毒物分级
			LC_{50}（ppm）	LD_{50}（mg/kg）	IDLH（ppm）	
2	硫化氢	是强烈的神经毒物，对粘膜有强烈的刺激作用。高浓度时可直接抑制呼吸中枢，引起迅速窒息而死亡。当浓度为70～150mg/m^{3}时，可引起眼结膜炎、鼻炎、咽炎、气管炎；浓度为700mg/m^{3}时，可引起急性支气管炎和肺炎；浓度为1000mg/m^{3}以上时，可引起呼吸麻痹，迅速窒息而死亡。	406（大鼠吸入）	/	100	II
3	一氧化碳	一氧化碳在血中与血红蛋白结合而造成组织缺氧。急性中毒：轻度中毒者出现头痛、头晕、耳鸣、心悸、恶心、呕吐、无力；中度中毒者除上述症状外，还有面色潮红、口唇樱红、脉快、烦躁、步态不稳、意识模糊，可有昏迷；重度患者昏迷不醒、瞳孔缩小、肌张力增加、频繁抽搐、大小便失禁等；深度中毒可致死。	1784（大鼠吸入，4h）	/	1200	II
4	氨	低浓度氨对粘膜有刺激作用，高浓度可造成组织溶解性坏死，引起化学性肺炎及灼伤。氨可引起反射性呼吸停止。如氨溅入眼内，可致晶体浑浊、角膜穿孔，甚至失明。	2000（大鼠吸入，4h）	350（大鼠经口）	300	II
5	二氧化硫	易被湿润的粘膜表面吸收生成亚硫酸、硫酸。对眼及呼吸道粘膜有强烈的刺激作用。大量吸入可引起肺水肿、喉水肿、声带痉挛而致窒息。	2520（大鼠吸入，1h）	/	100	III
6	苯乙烯	可疑人类致癌物。 对皮肤、粘膜有刺激作用，有麻醉作用。高浓度时立即引起眼及上呼吸道粘膜的刺激，出现眼痛、流泪、流涕、喷嚏、咽痛、咳嗽等，继之头痛、头晕、恶心、呕吐、全身乏力等。严重者可有眩晕、步态蹒跚。	5543（大鼠吸入，4h）	5000 （大鼠经口）	700	III
7	1,3-丁二烯	可能人类致癌物。 具麻醉及刺激作用。皮肤直接接触丁二烯可发生灼伤或冻伤。	130000（大鼠吸入，4h）	/	2000	III
8	甲苯	对皮肤、粘膜有刺激作用，对中枢神经系统有麻醉作用；长期作用可影响肝、肾功能。	5320（小鼠吸入，8h）	1000m（大鼠经口）；12124（兔经皮）	500	III
9	对二甲苯	对皮肤、粘膜有刺激作用，对中枢神经系统有麻醉作用；长期作用可影响肝、肾功能。	4550（大鼠吸入，4h）	5000（大鼠经口）	900	III

序号	物料名称	健康危害	毒性指标			毒物分级
			LC_{50}（ppm）	LD_{50}（mg/kg）	IDLH（ppm）	
10	乙苯	可疑人类致癌物。 其蒸气和烟雾对眼睛、粘膜、呼吸道及皮肤有刺激作用。吸入、摄入或经皮肤吸收可发生头痛、恶心、呕吐以及中枢神经系统的功能下降。	/	3500g（大鼠经口）；17800（兔经皮）	800	III
11	甲醇	对呼吸道及胃肠道粘膜有刺激作用，对血管神经有毒作用，引起血管痉挛，形成瘀血或出血；对视神经和视网膜有特殊的选择作用，使视网膜因缺乏营养而坏死。	82776（大鼠吸入，4h）	5628 （大鼠经口）；15800（兔经皮）	6000	III
12	硫酸	对皮肤、黏膜等组织有强烈的刺激和腐蚀作用。蒸汽或雾气可引起结膜炎、结膜水肿、角膜混浊，以致失明；引起呼吸道刺激，重者发生呼吸困难和肺水肿；高浓度引起喉痉挛或声门水肿而窒息死亡。	510（大鼠吸入，2h）；320 （小鼠吸入，2h）	2140（大鼠经口）	15	III
13	氢氧化钠	有强烈刺激和腐蚀性。粉尘或烟雾刺激眼和呼吸道，腐蚀鼻中隔；皮肤和眼直接接触可引起灼伤；误服可造成消化道灼伤，粘膜糜烂、出血和休克。	/	40	10 mg/m^3	III
注：1.毒物危害程度分级根据《职业性接触毒物危害程度分级》（GBZ230-2010），Ⅰ级为极度危害、Ⅱ级为高度危害、Ⅲ级为中度危害、Ⅳ级为轻度危害；2.IDLH 数据来自美国国家职业安全卫生研究所网站。						

⑵事故伴生/次生危害物质

在发生火灾爆炸事故情况下，各装置及储运系统主要气态伴生/次生危害物质为含硫原油、成品油、馏份油、苯、芳烃等物质燃烧、不完全燃烧所产生的 CO、SO_2 及挥发汽油、苯等有毒有害烟气及黑烟、飞灰等烟尘。另外，丙烯腈燃烧后会释放出氰化氢气体，人在短时间内吸入高浓度的氰化氢可立即致呼吸停止而骤死。

事故主要液态伴生/次生危害物质为泄漏的物料及火灾爆炸事故中产生的消防废水。

16.2.1.2物质危险性

依据危险物质的理化数据，本工程所涉及主要危险物料分析如下：

⑴原油

危险特性：其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆

炸。与氧化剂能发生强烈反应。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。

灭火方法：喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。灭火剂：抗溶性泡沫、CO_2、干粉、砂土。用水灭火无效。

稳定性：稳定；聚合危害：不聚合。禁忌物：易燃或可燃物。燃烧分解产物：CO、CO_2。

健康危害：侵入途径：吸入、食入；石脑油蒸气可引起眼及上呼吸道刺激症状，如浓度过高，几分钟即可引起呼吸困难、紫绀等缺氧症状。

急救措施：皮肤接触：脱去污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。眼睛接触: 提起眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗。就医。吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。食入：用水漱口，给饮牛奶或蛋清。就医。

泄漏应急处理：迅速撤离泄漏污染区人员至安全区，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿防静电工作服。尽可能切断泄漏源。防止进入下水道、排洪沟等限制性空间。小量泄漏：用砂土、蛭石或其它惰性材料吸收。大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容。用泡沫覆盖，降低蒸气灾害。用防爆泵转移至槽车或专用收集器内，回收或运至废物处理场所处置。

储运注意事项：远离火种、热源。包装要求密封，采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储运区应备有泄漏应急处理设备和合适的收容材料。运输途中应防曝晒、雨淋，防高温。

环境资料：该物质对环境有危害，应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。

⑵石脑油

危险特性：其蒸气与空气可形成爆炸性混合物。遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与氧化剂发生强烈的反应。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇明火会引着回燃。

灭火方法：喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。

灭火剂：干粉、泡沫、二氧化碳、砂土。用水灭火无效。

稳定性：稳定；聚合危害：不聚合。禁忌物：强氧化剂。燃烧分解产物：CO、CO_2。

健康危害：侵入途径：吸入、食入；石脑油蒸气可引起眼及上呼吸道刺激症状，如浓度过高，几分钟即可引起呼吸困难，紫绀等缺氧症状。

急救措施：皮肤接触：立即脱去被污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。就医。眼睛接触：立即用大量流动水冲洗，就医。吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧，呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。食入：给饮牛奶或蛋清。就医。

泄漏应急处理：迅速撤离泄漏污染区人员至安全区，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。尽可能切断泄漏源，防止进入下水道、排洪沟等限制性空间。小量泄漏用砂土、蛭石或其它惰性材料吸收。大量泄漏时，构筑围堤或挖坑收容；用泡沫覆盖，降低蒸汽危害。用防爆泵转移至槽车或专用收集器加收。

储运注意事项：远离火种、热源。储时应有防火防爆技术措施。灌装时注意流速并设有接地装置。轻装轻卸。

环境资料：该物质对环境有危害，应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。

⑶汽油

危险特性：其蒸气与空气可形成爆炸性混合物。遇明火、高热极易燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈的反应。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇明火会引着回燃。

灭火方法：喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。灭火剂：干粉、泡沫、二氧化碳。用水灭火无效。

稳定性：稳定；聚合危害：不聚合。禁忌物：强氧化剂。燃烧分解产物：CO、CO_2。

健康危害：侵入途径：吸入、食入、经皮吸收；健康危害：急性中毒对中枢神经有麻醉作用。慢性中毒可引起神经衰弱综合症、植物神经功能紊乱、周围神经病。皮肤损害。

急救措施：皮肤接触：立即脱去被污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。就医。眼睛接触：立即用大量流动水冲洗至少 15 分钟，就医。吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧，呼吸停止，立

即进行人工呼吸。就医。食入：给饮牛奶或用植物油洗胃和灌肠。就医。

泄漏应急处理：迅速撤离泄漏污染区人员至安全区，并进行隔离，严格限制出入。尽可能切断泄漏源，防止进入下水道、排洪沟等限制性空间。或在保证安全的情况下，就地焚烧。大量泄漏时，构筑围堤或挖坑收容；用泡沫覆盖，降低蒸汽危害。用防爆泵转移至槽车或专用收集器加收。

储运注意事项：远离火种、热源。储时应有防火防爆技术措施。灌装时注意流速并设有接地装置。槽车运输时要灌装适量，不可超压超量运输。

环境资料：该物质对环境有危害，应特别注意对水体的污染。

⑷柴油

危险特性：遇明火、高热或与氧化剂接触，有引起燃烧爆炸的危险。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。

灭火方法：消防人员须佩戴防毒面具、穿全身消防服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。灭火剂：干粉、雾状水、泡沫、CO_2、砂土。

稳定性：稳定；聚合危害：不聚合。禁忌物：强氧化剂、易燃或可燃物等。燃烧分解产物：CO、CO_2。

健康危害：皮肤接触可为主要吸收途径，可致急性肾脏损害。柴油可引起接触性皮炎、油性痤疮。吸入其雾滴或液体呛入可引起吸入性肺炎。能经胎盘进入胎儿血中。柴油废气可引起眼、鼻刺激症状，头晕及头痛。

急救措施：皮肤接触：立即脱去污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。就医。眼睛接触: 提起眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗。就医。吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。食入： 尽快彻底洗胃。就医。

泄漏应急处理：迅速撤离泄漏污染区人员至安全区，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿一般作业工作服。尽可能切断泄漏源。防止进入下水道、排洪沟等限制性空间。小量泄漏：用活性炭或其它惰性材料吸收。大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容。用泵转移至槽车或专用收集器内，回收或运至废物处理场所处置。

储运注意事项：远离火种、热源。防止阳光直射。罐储时应有防火防爆技术

措施。运输时要轻装轻卸。

环境资料：该物质对环境有危害，建议不要让其进入环境。对水体和大气可造成污染，破坏水生生物呼吸系统。对海藻应给予特别注意。

⑸苯

危险特性：易燃，其蒸气与空气可形成爆炸性混合物。遇明火、高热极易燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈的反应。易产生和聚集静电，有燃烧爆炸危险。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇明火会引着回燃。

灭火方法：喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。灭火剂：干粉、泡沫、二氧化碳、砂土。用水灭火无效。

稳定性：稳定；聚合危害：不聚合。禁忌物：强氧化剂。燃烧分解产物：CO、CO_2。

健康危害：侵入途径：吸入、食入、经皮吸收；高浓度苯对中枢神经有麻醉作用，引起急性中毒；长期接触苯对造血系统有损害，引起慢性中毒。急救措施：皮肤接触：立即脱去被污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。眼睛接触：立即用大量流动水冲洗，就医。吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧，呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。食入：饮足量温水，催吐。就医。

泄漏应急处理：迅速撤离泄漏污染区人员至安全区，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。应急处理人员应穿防火防毒服。尽可能切断泄漏源，防止进入下水道、排洪沟等限制性空间。小量泄漏：用活性炭或其它惰性材料吸收。也可以用不燃性分散剂制成的乳液刷洗，洗液稀释后放入废水系统。大量泄漏时，构筑围堤或挖坑收容；用泡沫覆盖，降低蒸汽危害。喷雾状水冷却和稀释蒸气、保护现场人员、把泄漏物稀释成不燃物。用防爆泵转移至槽车或专用收集器加收。

储运注意事项：远离火种、热源。储存场所阴凉通风。罐储时应有防火防爆技术措施。灌装时注意流速并设有接地装置。运输时要轻装轻卸。夏季应早晚运输，避免曝晒。

环境资料：该物质对环境有危害，应特别注意对水体和大气的污染。

⑹二甲苯

危险特性：易燃，其蒸气与空气可形成爆炸性混合物。遇明火、高热能引起

燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈的反应。流速过快，容易产生和积聚静电。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇明火会引着回燃。

灭火方法：喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。灭火剂：干粉、泡沫、二氧化碳、砂土。

稳定性：稳定；聚合危害：不聚合。禁忌物：强氧化剂。燃烧分解产物：CO、CO_2。

健康危害：侵入途径：吸入、食入、经皮吸收；对眼及上呼吸道有刺激作用，高浓度时对中枢神经系统有麻醉作用。

急救措施：皮肤接触：立即脱去被污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。眼睛接触：立即用大量流动水冲洗，就医。吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧，呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。食入：饮足量温水，催吐。就医。

泄漏应急处理：迅速撤离泄漏污染区人员至安全区，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。尽可能切断泄漏源，防止进入下水道、排洪沟等限制性空间。小量泄漏：用活性炭或其它惰性材料吸收。也可以用不燃性分散剂制成的乳液刷洗，洗液稀释后放入废水系统。大量泄漏时，构筑围堤或挖坑收容；用泡沫覆盖，降低蒸汽危害。用防爆泵转移至槽车或专用收集器回收。

储运注意事项：远离火种、热源。储存场所阴凉通风。储存时应有防火防爆技术措施。露天储罐应有降温措施。灌装时注意流速并设有接地装置。搬运时应轻装轻卸。

环境资料：该物质对环境的污染主要体现在饮用水和大气中，残留和蓄积并不严重，在环境中可被生物降解和化学降解。挥发到大气的二甲苯也可能被光解。

⑺一氧化碳

危险特性：是一种易燃易爆气体，与空气混合可形成爆炸性混合物。遇明火、高热能燃烧爆炸。灭火方法：切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭泄漏处的火焰。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。

灭火剂：干粉、泡沫、CO_2、雾状水。稳定性：稳定；聚合危害：不聚合。禁忌物：强氧化剂、碱类。燃烧分解产物：CO_2。

健康危害：侵入途径：吸入；一氧化碳在血中与血红蛋白结合而造成组织缺氧。

急救措施：吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。呼吸心跳停止时，立即进行人工呼吸和胸外心脏按压术。就医。

泄漏应急处理：迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并立即隔离 150 m，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿防静电工作服。尽可能切断泄漏源。合理通风，加速扩散。喷雾状水稀释、溶解。构筑围堤或挖坑收容产生的大量废水。如有可能，将漏出气用排风机送至空旷地方或装设适当喷头烧掉。也可以用管路导至炉中、凹地焚之。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。

储运注意事项：储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30 ℃。应与氧化剂、碱类、食用化学品分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备。严禁与氧化剂、碱类、食用化学品等混装混运。夏季应早晚运输，防止日光曝晒。中途停留时应远离火种、热源。公路运输时要按规定路线行驶，禁止在居民区和人口稠密区停留。铁路运输时要禁止溜放。

环境资料：该物质对环境有危害，应特别注意对地表水、土壤、大气和饮用水的污染。

⑻硫化氢

危险特性：易燃，与空气混合可形成爆炸性混合物。遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与浓硝酸、发烟硝酸或其它旨氧化剂剧烈反应，发生爆炸。气体比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇明火会引着回燃。

灭火方法：消防人员必须穿全身防火防毒服。切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体，喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。

灭火剂：雾状水、抗溶性泡沫、干粉。稳定性：稳定；聚合危害：不聚合。禁忌物：强氧化剂、碱类。燃烧分解产物：氧化硫。

健康危害：侵入途径：吸入；本品是强烈的神经毒物，对粘膜有强烈刺激作用。急性中毒：短期骨吸入高浓度硫化氢后出现流泪、眼痛、胸闷、头晕等。重者可出现脑水肿、肺水肿。极高浓度（大于 1000 mg/m^3）时可在数秒内突然错迷，发生闪电死亡。长期低浓度接触可引起神经衰弱综合症和植物神经功能紊乱。

急救措施：眼睛接触：立即用大量流动水冲洗至少 15 分钟，就医。吸入：

迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧，呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。

泄漏应急处理：迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并进行隔离，小泄漏时隔离 150 m，大泄漏时隔离 300 m，严格限制出入。切断火源。应急处理人员应穿防护服，从上风处进入现场，尽可能切断泄漏源。合理通风，加速扩散。喷雾状水稀释、溶解。构筑围堤或挖坑收容产生的大量废水。对可收集的气体或液体可用三氯化铁水溶液吸收处理。

储运注意事项：易燃有毒的压缩气体。远离火种、热源。储存场所阴凉通风。运输轻装轻卸。

环境资料：该物质对环境有危害，应注意对空气和水体的污染。

⑼氨

危险特性：与空气混合可形成爆炸性混合物。遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与氟、氯等接触会发生剧烈化学反应。若遇高热，容器内大压力增大，有裂和爆炸的危险。

灭火方法：消防人员必须穿全身防火防毒服，切断气源。若不能立即切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。灭火剂：雾状水、抗溶性泡沫、CO_2、砂土。

稳定性：稳定；聚合危害：不聚合。禁忌物：强氧化剂、卤素、酰基氯、酸类、氯仿。燃烧分解产物：氧化氮、氨。

健康危害：侵入途径：吸入；低浓度对粘膜有刺激性：高浓度可造成组织溶解坏死。

急救措施：皮肤接触：立即脱去被污染的衣着，用 2%硼酸液及大量清水彻底冲洗皮肤。就医。眼睛接触：立即用大量流动水冲洗至少 15 分钟，就医。吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧，呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。

泄漏应急处理：迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并立即隔离 150m，严格限制出入。切断火源。尽可能切断泄漏源，合理通风，加速扩散。高浓度区喷含盐酸的雾状水中和、稀释、溶解。构筑围堤或挖坑收容产生的大量废水；如有可能将残余气体引入水洗塔。

储运注意事项：远离火种、热源。防止阳光直射。罐储时应有防火防爆技术

措施。槽车运输要灌装适量，不可超压超量运输。搬运时要轻装轻卸。

环境资料：该物质对环境有严重危害，特别注意对空气、水环境、土壤及水源的污染。

⑽丁二烯

危险特性：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物。接触热、火星、火焰或氧化剂易燃烧爆炸。若遇高热，可发生聚合反应，放出大量热量而引起容器破裂和爆炸事故。气体比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。有害燃烧产物：一氧化碳、二氧化碳。

灭火方法：切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭泄漏处的火焰。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉。

健康危害：本品具有麻醉和刺激作用。急性中毒：轻者有头痛、头晕、恶心、咽痛、耳鸣、全身乏力、嗜睡等。重者出现酒醉状态、呼吸困难、脉速等，后转入意识丧失和抽搐，有时也可有烦躁不安、到处乱跑等精神症状。脱离接触后，迅速恢复。头痛和嗜睡有时可持续一段时间。皮肤直接接触丁二烯可发生灼伤或冻伤。慢性影响：长期接触一定浓度的丁二烯可出现头痛、头晕、全身乏力、失眠、多梦、记忆力减退、恶心、心悸等症状。偶见皮炎和多发性神经炎。

急救措施：皮肤接触：立即脱去污染的衣着，用大量流动清水冲洗至少 15 分钟。就医。眼睛接触：提起眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗。就医。吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。

泄漏应急处理：迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿防静电工作服。尽可能切断泄漏源。用工业覆盖层或吸附/吸收剂盖住泄漏点附近的下水道等地方，防止气体进入。合理通风，加速扩散。喷雾状水稀释、溶解。构筑围堤或挖坑收容产生的大量废水。如有可能，将漏出气用排风机送至空旷地方或装设适当喷头烧掉。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。

储存注意事项：储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃。应与氧化剂、卤素等分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备。

环境危害：对环境有危害，对水体、土壤和大气可造成污染。

⑾氢氧化钠

危险特性：不燃，遇水和水蒸气大量放热，形成腐蚀性溶液。与酸发生中和反应并放热。具有强腐蚀性。有害燃烧产物：可能产生有害的毒性烟雾。

灭火方法：雾状水、砂土。

健康危害：有强烈刺激和腐蚀性。粉尘或烟雾刺激眼和呼吸道，腐蚀鼻中隔；皮肤和眼直接接触可引起灼伤；误服可造成消化道灼伤，粘膜糜烂、出血和休克。

急救措施：皮肤接触：立即用水冲洗至少 15 分钟。若有灼伤，就医治疗。眼睛接触：立即提起眼脸，用流动清水或生理盐水冲洗至少 15 分钟。或用 3%硼酸溶液冲洗。就医。吸入：脱离现场至空气新鲜处。必要时进行人工呼吸。就医。食入：患者清醒时立即漱口，口服稀释的醋或柠檬汁，就医。

泄漏应急处理：隔离泄漏污染区，周围设警告标志，建议应急处理人员戴好防毒面具，穿化学防护服。不要直接接触泄漏物，用洁清的铲子收集于干燥净洁有盖的容器中，以少量加入大量水中，调节至中性，再放入废水系统。也可以用大量水冲洗，经稀释的洗水放入废水系统。如大量泄漏，收集回收或无害处理后废弃。

储存注意事项：储存于高燥清洁的仓•间内。注意防潮和雨水浸入。应与易燃、可燃物及酸类分开存放。分装和搬运作业要注意个人防护。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。雨天不宜运输。

环境危害：对水体可造成污染，对植物和水生生物应给予特别注意。

⑿硫酸

危险特性：与易燃物（如苯）和有机物（如糖、纤维素等）接触会发生剧烈反应，甚至引起燃烧。能与一些活性金属粉末发生反应，放出氢气。遇水大量放热，可发生沸溅。具有强腐蚀性。有害燃烧产物：氧化硫。

灭火方法：砂土。禁止用水。

健康危害：对皮肤、粘膜等组织有强烈的刺激和腐蚀作用。对眼睛可引起结膜炎、水肿、角膜混浊，以致失明；引起呼吸道刺激症状，重者发生呼吸困难和肺水肿；高浓度引起喉痉挛或声门水肿而死亡。口服后引起消化道烧伤以至溃疡形成。严重者可能有胃穿孔、腹膜炎、喉痉挛和声门水肿、肾损害、休克等。慢性影响有牙齿酸蚀症、慢性支气管炎、肺水肿和肝硬化。

急救措施 ：皮肤接触：脱去污染的衣着，立即用水冲洗至少 15 分钟。或用2%碳酸氢钠溶液冲洗。就医。眼睛接触：立即提起眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗至少 15 分钟。就医。吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。呼吸困难时给输氧。给予 2～4%碳酸氢钠溶液雾化吸入。就医。食入：误服者给牛奶、蛋清、植物油等口服，不可催吐。立即就医。

泄漏应急处理：疏散泄漏污染区人员至安全区，禁止无关人员进入污染区，建议应急处理人员戴好面罩，穿化学防护服。不要直接接触泄漏物，勿使泄漏物与可燃物质（木材、纸、油等）接触，在确保安全情况下堵漏。喷水雾减慢挥发（或扩散），但不要对泄漏物或泄漏点直接喷水。用沙土、干燥石灰或苏打灰混合，然后收集运至废物处理场所处置。也可以用大量水冲洗，经稀释的洗水放入废水系统。如大量泄漏，利用围堤收容，然后收集、转移、回收或无害处理后废弃。

储存注意事项：储存于阴凉、干燥、通风处。应与易燃、可燃物，碱类、金属粉末等分开存放。不可混储混运。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。分装和搬运作业要注意个人防护。

环境危害：对水体和土壤可造成污染。

⑿环丁砜

危险特性：遇明火、高热可燃。有害燃烧产物：一氧化碳、二氧化碳、硫化氢、氧化硫。

灭火方法：雾状水、泡沫、二氧化碳、砂土。

健康危害：对人体的皮肤及粘膜有一定的腐蚀作用。受热分解生成二氧化硫，对人体有害。

急救措施：皮肤接触，脱去污染的衣着，用水冲洗受污染的皮肤。眼睛接触，立即翻开上下眼睑，用大量生理盐水或温水冲洗。吸入：脱离现场。至空气新鲜处，就医。食入：误服者用水漱口，给饮牛奶或蛋清。就医。

泄漏应急处理：疏散泄漏污染区人员至安全区，禁止无关人员进入污染区，切断火源。应急处理人员戴好防毒面具，穿化学防护服。在确保安全情况下堵漏。用大量水冲洗，经稀释的洗液放入废水系统。如大量泄漏，利用围堤收容，然后收集、转移、回收或无害处理后废弃。

储存注意事项：储存于阴凉、通风仓间内。远离火种、热源。防止阳光直射。

保持容器密封。应与氧化剂、酸类、碱类分开存放。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。

环境危害：对环境有危害。

⑭乙苯

危险特性：其蒸气与空气形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源引着回燃。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。流速过快，容易产生和积聚静电。

灭火方法：泡沫、二氧化碳、干粉、砂土。用水灭火无效。

健康危害：其蒸气和烟雾对眼睛、粘膜、呼吸道及皮肤有刺激作用。吸入、摄入或经皮肤吸收可发生头痛、恶心、呕吐以及中枢神经系统的功能下降。直接吸入本品液体，可致肺水肿、出血和化学性肺炎。

急救措施 ：皮肤接触：脱去污染的衣着，用肥皂水及清水彻底冲洗。眼睛接触：立即提起眼睑，用大量流动清水彻底冲洗。吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。呼吸困难时给输氧。呼吸停止时，立即进行人工呼吸。就医。食入：误服者给充分漱口、饮水，尽快洗胃。就医。

泄漏应急处理：疏散泄漏污染区人员至安全区，禁止无关人员进入污染区，切断火源。建议应急处理人员戴自给式呼吸器，穿一般消防防护服。在确保安全情况下堵漏。喷水雾会减少蒸发，但不能降低泄漏物在受限制空间内的易燃性。用活性炭或其它惰性材料吸收，然后使用无火花工具收集运至废物处理场所处置。也可以用不燃性分散剂制成的乳液刷洗，经稀释的洗水放入废水系统。如大量泄漏，利用围堤收容，然后收集、转移、回收或无害处理后废弃。

储存注意事项：储存于阴凉、通风仓间内。远离火种、热源。仓温不宜超过30℃。防止阳光直射。保持容器密封。应与氧化剂分开存放。储存间内的照明、通风等设施应采用防爆型，开关设在仓外。配备相应品种和数量的消防器材。桶装堆垛不可过大，应留墙距、顶距、柱距及必要的防火检查走道。罐储时要有防火防爆技术措施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。灌装时应注意流速（不超过 3m/s），且有接地装置，防止静电积聚。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。

环境危害：对水体、土壤和大气可造成污染。

16.2.2危险物质与其临界量的比值（Q）

按照 HJ169-2018 附录 C 计算本项目各生产装置及设施中危险物质与其临界量的比值，计算结果见表 16.2-4。

表 16.2-4　　本项目各生产装置及设施危险物质与临界量比值表

位置	装置名称	危险化学品名称	危险物质存在量 q_i（t）	临界量 Q_i（t）	*qi/Qi*	
炼油区	1000 万吨/年常减压装置 I	原油	831.2	2500	0.33	0.4
		石脑油	64.6	2500	0.03	
		煤油	23.8	2500	0.01	
		液化气	0.1	10	0.01	
		干气	0.18	10	0.02	
	1000 万吨/年常减压装置 II	原油	831.2	2500	0.33	0.4
		石脑油	64.6	2500	0.03	
		煤油	23.8	2500	0.01	
		液化气	0.1	10	0.01	
		干气	0.18	10	0.02	
	300 万吨/年延迟焦化装置 I	汽油	142	2500	0.06	5.1
		液化石油气	50	10	5.00	
		干气	0.78	10	0.08	
	300 万吨/年延迟焦化装置 II	汽油	142	2500	0.06	5.1
		液化石油气	50	10	5.00	
		干气	0.78	10	0.08	
	420 万吨/年蜡油加氢处理装置	石脑油	60	2500	0.02	3.1
		硫化氢	7.8	2.5	3.12	
	360 万吨/年催化裂化装置	液化石油气	104	10	10.40	10.5
		汽油	240	2500	0.10	
	370 万吨/年加氢裂化装置	石脑油	114.3	2500	0.05	1.0
		液化石油气	10	10	1.00	
	80 万吨/年焦化石脑油加氢装	石脑油	127.86	2500	0.05	0.1
		干气	0.05	10	0.01	
炼油区	150 万吨轻烃回收装置	干气	26	10	2.60	5.4
		石脑油	55.68	2500	0.02	
		液化气	25.6	10	2.56	
		硫化氢	0.59	2.5	0.24	
	300 万吨/年石脑油加氢装置	石脑油	500.99	2500	0.20	0.3
		干气	1.25	10	0.13	
	300 万吨/年连续重整装置 I	汽油	236	2500	0.09	2.9
		重整生成油	76.2	2500	0.03	
		液化石油气	15.7	10	1.57	
		丙烷	4.1	10	0.41	
		戊烷	7.8	10	0.78	

位置	装置名称	危险化学品名称	危险物质存在量 q_i（t）	临界量 Q_i（t）	*qi/Qi*	
	300 万吨/年连续重整装置 II	汽油	236	2500	0.09	2.9
		重整生成油	76.2	2500	0.03	
		液化石油气	15.7	10	1.57	
		丙烷	4.1	10	0.41	
		戊烷	7.8	10	0.78	
	120 万吨/年航煤加氢装置	煤油	140.516	2500	0.06	0.2
		硫化氢	0.387	2.5	0.15	
		石脑油	14.487	2500	0.01	
炼油区	330 万吨/年柴油加氢裂化装置 I	柴油	527.46	2500	0.21	1.5
		石脑油	367.74	2500	0.15	
		硫化氢	1.19	2.5	0.48	
		液化石油气	6.61	10	0.66	
	330 万吨/年柴油加氢裂化装置 II	柴油	534.2	2500	0.21	9.8
		航煤	5.5	2500	0.00	
		石脑油	452.4	2500	0.18	
		液化石油气	89	10	8.90	
		戊烷油	423.3	2500	0.17	
		硫化氢	0.75	2.5	0.30	
	110 万吨/年气分装置	液化石油气	131.1	10	13.11	62.8
		乙烷	4.3	10	0.43	
		丙烷	319.9	10	31.99	
		丙烯	173.1	10	17.31	
	60 万吨/年烷基化装置	液化气	111.2	10	11.12	181.9
		烷基化油	127.5	2500	0.05	
		正丁烷	1.84	10	0.18	
		硫酸	1705	10	170.50	
	5 万吨/年氢气深度回收装置	混合烃	1.09	10	0.11	0.1
炼油区	40 万标立/小时氢气回收装置	混合烃	2.02	10	0.20	0.2
	35 万吨/年干气分离装置	甲烷	5.4	10	0.54	10.8
		乙烷	7	10	0.70	
		乙烯	5.2	10	0.52	
		正丁烷	90.4	10	9.04	
		汽油	29.3	2500	0.01	
	170 万吨/年催汽油加氢装置	汽油	243.6	2500	0.10	0.3
		硫化氢	0.5	2.5	0.20	
	260 万吨/年芳烃联合装置	重整油	467	2500	0.19	719.8
		苯	941.72	10	94.17	
		甲苯	3351.17	10	335.12	
		乙苯	5.6	10	0.56	
		混合二甲苯	1454.4	10	145.44	
		对二甲苯	558.86	10	55.89	

位置	装置名称	危险化学品名称	危险物质存在量 q_i（t）	临界量 Q_i（t）	*qi/Qi*	
		芳烃	884.8	10	88.48	
	硫磺回收（18×4+6 万吨/年）	硫化氢	1.028	2.5	0.41	0.7
		二氧化硫	0.6	2.5	0.24	
	酸性水汽提（350×2 吨/小时）	硫化氢	4.882	2.5	1.95	7.7
		氨	28.98	5	5.80	
	1000 吨/小时溶剂再生装置Ⅰ、1500 吨/小时溶剂再生装置Ⅱ	硫化氢	1.546	2.5	0.62	0.6
	石油焦制氢装置	一氧化碳	12.1625	7.5	1.62	47.2
		甲醇	454.6664	10	45.47	
		H_2S	0.231	2.5	0.09	
化工区	120 万吨/年乙烯装置	C1、C2、C3	280	10	28.00	87.6
		C3、C4	596	10	59.60	
		裂解汽油	6.2	2500	0.00	
	36 万吨/年裂解汽油加氢装置	汽油	68	2500	0.03	3.2
		戊烷	2	10	0.20	
		苯乙烯	30	10	3.00	
	11 万吨/年丁二烯装置	C4	90.77	10	9.08	61.0
		丁二烯	162	10	16.20	
		乙腈	332	10	33.20	
		丙炔	25.7	10	2.57	
	8/3 万吨/年 MTBE/丁烯-1 装置	丁烯-1	7.92	10	0.79	11.5
		异丁烯	8.88	10	0.89	
		甲醇	0.71	10	0.07	
		MTBE	20.75	10	2.08	
		碳四	76.78	10	7.68	
	40 万吨/年高密度聚乙烯装置	乙烯	9	10	0.90	100.9
		丙烯	13	10	1.30	
		丁烯	15	10	1.50	
		己烷	972	10	97.20	
	80 万吨/年全密度聚乙烯装置	乙烯	128	10	12.80	22.0
		丁烯-1	48	10	4.80	
		己烯-1	37	10	3.70	
		异戊烷	7	10	0.70	
	50 万吨/年聚丙烯装置	丁烯-1	15	10	1.50	15.6
		乙烯	21	10	2.10	
		丙烯	120	10	12.00	
	80 万吨/年苯乙烯装置	苯	68.6	10	6.86	17.7
		苯乙烯	0.3	10	0.03	
		甲苯	18	10	1.80	
		乙烯	2.4	10	0.24	

位置	装置名称	危险化学品名称	危险物质存在量 q_i（t）	临界量 Q_i（t）	*qi/Qi*	
		乙苯	84.85	10	8.49	
		二乙苯	3.1	10	0.31	
原油罐区	原油罐区	Merey16 原油	691200	2500	276.48	527.0
		中东重油 原油	626400	2500	250.56	
炼油中间罐区	中间罐区	常压石脑油	19710	2500	7.88	7.9
		重石脑油	19980	2500	7.99	8.0
		加氢焦化石脑油	6570	2500	2.63	2.6
		抽余油	6120	2500	2.45	2.4
		常压煤油	10530	2500	4.21	4.2
		重整生成油	28080	2500	11.23	11.2
		供化工液化石油气	6480	10	648.00	648.0
		液化石油气	3132	10	313.20	313.2
		异丁烷	3240	10	324.00	324.0
		气分 C4	3240	10	324.00	324.0
炼油中间罐区	中间罐区	分离轻石脑油	5022	2500	2.01	2.0
		异戊烷	3348	10	334.80	334.8
		丙烷	2700	10	270.00	270.0
		丙烯	5508	10	550.80	550.8
		加氢汽油	6290	2500	2.52	2.5
		烷基化油	6120	2500	2.45	2.4
		MTBE	6290	10	629.00	629.0
		芳烃联合汽油组分	7395	2500	2.96	3.0
		苯（供化工）	7920	10	792.00	792.0
炼油成品罐区	汽油成品罐组	汽油	177390	2500	70.96	71.0
	航煤成品罐组	航煤	168480	2500	67.39	67.4
	液氨罐组	液氨	2160	5	432.00	432.0
	对二甲苯罐组	对二甲苯	139320	10	13932.00	13932.0
	苯罐组	苯	11475	10	1147.50	1532.8
		甲苯	3825	10	382.50	
		汽油	6930	2500	2.77	
化工罐区	原料罐区	己烷	306	10	30.60	78.3
		异戊烷	135.66	10	13.57	
		己烯-1	341.7	10	34.17	
	中间罐区	乙烯	11500.5	10	1150.05	2095.9
		丙烯	6056.25	10	605.63	
		丁烯-1	218.62	10	21.86	
		裂解碳四	3168.8	10	316.88	
		裂解汽油	3723	2500	1.49	
	成品罐区	苯	11900	10	1190.00	6292.6
		苯乙烯	38250	10	3825.00	

位置	装置名称	危险化学品名称	危险物质存在量 q_i（t）	临界量 Q_i（t）	*qi/Qi*	
		丙烯	3847.5	10	384.75	
		丁二烯	6588	10	658.80	
		裂解碳五	2340	10	234.00	
化学品库区	甲类危险化学品库	二甲基二硫	75.47	10	7.55	8.5
		一氧化碳	0	7.5	0.00	
		二乙胺	9.17	10	0.92	
原油码头库区	原油储罐	原油	937440	2500	374.98	375
厂外管线	码头库区-阀室	原油	9255.06	2500	3.7	3.7
	阀室-炼化厂区	原油	8880.96	2500	3.6	3.6
	码头-码头库区	原油	996.36	2500	0.4	0.4

由上表计算结果可以看出危险物质与临界量比值：炼化厂区 Q>100，原油码头库区 Q>100，厂外管线 1<Q<10。

16.2.3管道危险因素分析

管道工程在运营中，由于地震、腐蚀、误操作、设备故障、人为破坏等造成管道穿孔、断裂，设备破损，引起大量原油外泄污染环境，主要表现为原油泄漏污染事故区域周边水环境、土壤及生态环境等，原油泄漏蒸发或挥发的烃类气体达到一定浓度限值，如遇明火发生火灾或爆炸，危及事故区附近居民的身心健康及生命安全等。

引发管线发生事故的原因可贯穿于从管线建设施工期到运营期的各个阶段，包括施工期设计、管材、防腐材料等级、截断阀室、施工工艺等遗留的缺陷，运营期误操作、自动控制系统故障以及第三者作用如自然灾害、第三方作业或抛锚、航运等。

采用事故树分析方法对长输管线的管道失效泄漏事故进行分析表明，事故原因达 72 种之多。该事故树有 126 个最小割集，说明顶事件发生的可能性多，管道失效泄漏的可能性比较大。最小割集计算结果还表明，第三方破坏、管道缺陷、强度设计不合理、管道严重超压、自然力破坏均属重要危险因素之一。

原油管道由于各种因素引发泄漏事故，介质原油进入周围环境，会造成各种危害，主要包括：

⑴火灾爆炸危害

原油蒸气与空气形成混合性爆炸气体，当其浓度达到爆炸范围时，遇到火源即引起爆燃，发生火灾爆炸事故。其结果将使周围房屋、设施、农作物和人员受到损害。

⑵水体污染

当管道泄漏原油进入水体，原油在水体输运过程中，部分溶于水体，部分蒸发，大部分在水体上层形成油膜，污染水体和沿岸，使水体水质变差，影响水生动植物和鱼类生长。

⑶土壤和地下水

渗入土壤的原油将为土壤所吸收，改变土壤结构和成份，影响植物生长；当土壤渗透系数较大且漏油量较多时，原油还可能污染地下水，影响面将更大。

16.3风险识别

16.3.1风险事故统计资料分析

16.3.1.1国外石油炼制、化工事故资料

⑴世界石油化工企业的事故风险趋势

美国《世界石油化工企业近30年100起特大型火灾爆炸事故汇编（11版）》中，统计了在国外发生的事故损失超过1000万美元的特大型火灾爆炸事故。经过对这些事故资料的统计和分析，反映出随着世界石油化学工业的发展和技术进步，事故频率呈现出少—多—少的趋势。起初随着石化装置的增多，事故发生频率也随之增高，但在1981年后有明显的下降趋势，说明石化行业的防灾害技术水平有所提高。

⑵世界石油化工企业的装置事故比率

“世界石油化工企业近30年100起特大事故”（以下简称“100起特大事故”）资料按照装置划分，发生事故的比例情况见表16.3-1。

表16.3-1　　100起特大事故按装置分布情况

装置名称	事故发生次数	所占比例（%）
烷基化	6	6.3
加氢	7	7.3
催化气分	7	7.3

装置名称	事故发生次数	所占比例（%）
焦化	4	4.2
溶剂脱沥青	3	3.16
蒸馏	3	3.16
罐区	16	16.8
油船	6	6.3
乙烯	7	7.3
乙烯加工	8	8.7
聚乙烯等塑料	9	9.5
橡胶	1	1.1
天然气输送	8	8.4
合成氨	1	1.1
电厂	1	1.1

由以上分析可知，罐区事故比率最高，其次，涉及轻质油品、气态烃和氢气加工及输送的装置，事故发生率也较高。世界石油化工企业的火灾爆炸事故中，炼油厂发生重大事故的频率为 47%，较高。

⑶世界石油化工企业的事故原因比率

“世界石油化工企业 30 年近 100 起特大事故”资料按照事故发生原因划分，发生事故的比例情况见表 16.3-2。

表 16.3-2　　100 起特大事故按事故原因分布情况

事故原因分类	事故发生次数	所占比例 %
操作失误	15	15.6
泵设备故障	18	18.2
阀门管道泄漏	34	35.1
雷击自然灾害	8	8.2
仪表电器失灵	12	12.4
突沸反应失控	10	10.4

由上表可知，造成火灾爆炸事故原因中，阀门管道泄漏比率很大，占 35.1%，其次是泵设备故障，占 18.2%。另外，因仪表电气失控导致消防报警失灵，引发事故发生的比率为 12.4%，也是造成严重事故后果的主要原因。

⑷国外石油化工厂典型事故

表 16.3-3 列出了国外石油化工厂几起典型事故。

表 16.3-3　　国外炼油厂典型火灾爆炸事故

国别及厂名	事故时间	事故简况		损害情况		
		类别	原因	死亡	伤	财产损失
印度石油公司（IOC）	1999.5.6	加氢裂化装置火灾	氢气压缩机泄漏	5 人	2 人	工厂设备损失严重
赞比亚炼油厂	1999.5.17	蒸馏单元原油管道火灾爆炸				停工 8 个月
美国俄亥俄州 Sun 炼油厂	1999.8.18	原油蒸馏热交换器爆炸、火灾	热交换区输送重油管道产生 1 英尺长裂纹			停产，生产能力减少 50%；事故时橙色烟雾升空 40 英尺
科威特艾哈迈迪炼油厂	2000.6.25	汽油生产装置爆炸、火灾	汽油生产装置泄漏	5 人	50 人	停产数月，修复需数亿美元；事故时产生巨大烟雾和火焰，毁坏附近混凝土建筑。
美国宾夕法尼亚州南费拉德尔菲炼油厂	2000.9.7	火灾	原油装置故障		2 人	损失严重
美国新泽西州 Coastal 炼油厂	2000.9.8	脱腊装置火灾			3 人	
赞比亚	2000.12.16	石油加工炉火灾	检修后装备开车中			炉子破坏

16.3.1.2国内石油炼制、化工事故资料

通过对全国 35 个炼厂的事故统计和分析，统计和分析结果见表 16.3-4。数据表明，生产运行系统事故比例占 43%；储运系统占 32.1%；公用工程系统占 13.7%；辅助系统占 11.2%。

表 16.3-4　　我国石油炼制行业的事故统计

系统	装置名称	单元事故比例%	原因分析%			危害分析%				发生地点分析%					
			人为	设备	自然	火灾	爆炸	设备跑料	人身伤亡	炉	阀	泵	线	器	其他
生产运行系统	常减压	7.3	47.4	47.4	5.2	15.8	15.8	21.1	5.3	21.1	5.3	21.1	10.5	15.8	26.3
	催化裂化	12.4	71.9	28.1	0	21.9	21.9	50.0	6.3	28.1	9.4	0	6.3	15.6	40.6
	铂重整	0.8	100	0	0	0	0	50.0	50.0	0	0	0	0	50.0	50.0
	加氢精制	1.5	50.0	50.0	0	75.0	0	25.0	0	25.0	50.0	0	0	0	25.0
	硫回收	0.8	100	0	0	0	0	0	100	0	0	0	50.0	0	50.0
	制氢	0.4	100	0	0	100	0	0	0	0	0	0	0	0	100
	氧化沥青	0.4	100	0	0	100	0	0	0	0	0	0	0	0	100
	热裂化	2.7	28.6	71.4	0	57.1	14.3	28.6	0	14.3	0	28.6	0	14.3	42.9
	焦化	1.5	50.0	50.0	0	75.0	0	0	25.0	0	25.0	25.0	25.0	0	25.0
	酮苯脱蜡	3.5	66.7	33.3	0	11.1	0	77.8	11.1	0	0	22.2	11.1	11.1	55.6
	精制	1.2	100	0	0	0	66.7	33.3	0	66.7	0	0	0	0	33.3
	石蜡	1.5	100	0	0	0	75.0	25.0	0	0	0	0	25.0	25.0	50.0
	添加剂	1.5	75.0	25.0	0	0	25.0	25.0	50.0	0	50.0	0	0	0	50.0
	对甲酚	0.8	100	0	0	50.0	0	0	50.0	0	50.0	0	0	0	50.0
	催化剂	1.5	100	0	0	0	0	75.0	25.0	0	0	0	0	11.1	88.9
	其他	5.2	77.8	22.2	0	0	77.8	11.1	11.1						
	小计	43.0													
公用工程	电气	9.7	72.0	24.0	4.0	8.0	0	40.0	52.0						
	锅炉	1.8	62.5	37.5	0	12.5	0	62.5	25.0						
	给排水	2.4	83.3	16.7	0	0	25.0	16.7	58.3						
	小计	13.7													
其他	储运	32.1	76.9	21.8	1.3	2.6	10.3	75.6	11.5						
	检修	11.2	89.7	10.3	0	3.4	6.9	3.9	82.8						
	合计	100	74.1	24.7	1.2	14.3	13.5	45.6	25.6	16.0	9.4	8.5	7.5	11.3	47.3

注：资料来源自《炼油厂典型事故汇编》（1980－1984）。

据有关部门统计，1950 年以后的 40 年间，我国石油化工行业发生的事故，经济损失在 10 万元以上的共有 204 起，其中经济损失超过 100 万元的占 7 起。其事故原因分析，见表 16.3-5。

表 16.3-5　　国内 40 年间发生事故原因比例分析

事故原因	比例（%）
违章用火或用火措施不当	40
错误操作	25
雷击、静电及电气引起火灾爆炸	15.1
设备损害、腐蚀	9.2
仪表失灵等	10.3

由上表可见，国内石化行业导致事故发生的主要原因是人为因素，此类事故占总事故比例的 65%。因此，对国内石化行业而言，提高职工素质，加强岗位培训，严格安全生产制度是防范事故风险的主要手段。

通过对国内外大量事故统计资料的分析，针对石油化工建设项目的特点，可能发生的事故类型可分为五类，其事故类型及事故发生的可能性和严重性见表 16.3-6。

表 16.3-6　　大事故的类型和影响

事故可能性排序	事故严重性分级	事故影响类型
1	5	着火燃烧烟雾影响环境
2	3	油泄漏流入水体造成损失
3	2	爆炸震动造成厂外环境损失
4	4	爆炸碎片飞出厂外造成环境损失
5	1	毒气泄漏污染环境造成损失

可能性排序：1＞2＞3＞4＞5；严重性分级：1＞2＞3＞4＞5

16.3.2风险源项设定

在风险识别的基础上，本次环境风险评价选择 H_2S、氨、苯、二甲苯、CO 等毒性物质为主要的危险物质。通过对本工程各装置和设施的分析，本次环境风险评价确定以原油罐区储罐罐顶火灾事故次生 CO 扩散，苯储罐泄漏发生火灾爆炸事故使苯在高温下迅速挥发释放至大气，二甲苯储罐泄漏发生火灾爆炸事故使二甲苯在高温下迅速挥发释放至大气，苯乙烯储罐泄漏发生火灾爆炸事故使苯乙烯在高温下迅速挥发释放至大气，硫磺回收装置 H_2S 泄漏，液氨储罐液氨泄漏，

石油焦制氢变换前合成气泄漏作为最大可信事故源。

16.3.3风险类型

本项目的原料、产品、半成品及副产品绝大多数为可燃性液体或气体，一旦发生泄漏或其它事故，很容易在空气中形成爆炸性混合物，易发生自燃或遇火源燃烧，造成火灾爆炸或中毒事故。

装置在火灾爆炸事故的情况下，可能会引发引起相邻其它装置或设施破坏、火灾产生的浓烟及 CO 等有毒气体扩散等次生、伴生事故。有毒气体泄漏及液体泄漏事故常伴随物料蒸发气体随空气扩散、如处理不当会引发火灾爆炸事故。

16.3.4影响途径分析

16.3.4.1大气污染途径与风险分析

火灾、爆炸继发空气污染及毒物泄漏通过大气影响周围环境，与区域气象条件密切相关，直接受风向、风速影响。

小风和静风条件是事故下最不利天气，对大气污染物的扩散较为不利。

16.3.4.2水体污染途径与风险分析

厂区发生火灾或爆炸事故时，在没有事故水防控系统的情况下，厂区内泄漏油品及受污染消防水可能会流入厂外水体，造成大量油品进入水体内，从而导致一系列继发水体污染事故。本项目设置了环境风险事故水三级防控体系，防止事故情况下厂区内的事故废水进入厂外水体。

16.3.4.3土壤和地下水污染途径与风险分析

⑴泄漏物料对土壤的危害途径

石油化工项目发生泄漏事故时，泄漏物料一旦进入土壤可能对周围土壤造成污染，影响土壤中的微生物生存，造成土壤的盐碱化，破坏土壤的结构，增加土壤中石油类污染物，对土壤环境造成局部斑块状的影响。

但是，考虑到一旦大量油品泄漏能够及时发现，因此在发生风险事故时也能够及时有效地对泄漏油品物质进行处置，减少使油品在地面停留的时间，从而降低油品渗入土壤的风险。

⑵风险事故对土壤的影响分析

拟建工程厂界内除了绿化用地以外，其它全部都是混凝土路面，基本没有直接裸露的土壤存在，因此，本工程发生物料泄漏时对厂界内的土壤影响有限，事故后及时控制基本不会对厂界内的土壤造成严重污染。

拟建工程事故泄漏物料对厂区外部的土壤污染更低，其对土壤的污染主要是由泄漏到大气环境中的事故污染物沉降到土壤中引起的。但是项目事故泄漏污染物总量不高，而且是属于短期事故，通过大气沉降对厂界外土壤造成污染的可能性很小。

因此，在发生物料事故泄漏时对厂区内外的土壤都不会造成明显的影响。

⑶有害物质在土壤中的迁移途径

生产装置或储存设施一旦发生泄漏后会导致上述物料泄漏，在未被引燃发生火灾爆炸的情况下，如果泄漏的油品等有毒有害液体物料冲出装置围堰或储罐的防火堤，未被及时收集情况下，将通过土壤渗入至地下水层，影响地下水水质。

根据项目风险识别结果，结合项目周边环境敏感目标分布，给出本项目环境风险识别表见表 16.3-7。

表 16.3-7　　本项目环境风险识别结果

序号	危险单元	风险源	主要危险物质	环境风险类型	环境影响途径	可能受影响的环境敏感目标	备注
1	原油罐区	原油罐	CO	火灾爆炸	大气	揭阳大南海石化工业区周边村庄、学校等环境敏感目标	
2	成品罐区	苯罐	苯	泄漏	大气		
3	成品罐区	二甲苯罐	二甲苯	泄漏	大气		
4	成品罐区	苯乙烯罐	苯乙烯	泄漏	大气		
5	硫磺回收	酸性气管线	H_2S	泄漏	大气		
6	化学品罐区	液氨罐	NH_3	泄漏	大气		
7	石油焦制氢装置	合成气管线	CO	泄漏	大气		
8	码头原油罐区	原油罐	CO	火灾爆炸	大气	库区周边环境敏感目标	
9	厂外管线	原油管线	原油	泄漏	大气 地表水河流	管线沿途周边环境敏感目标、河流	

16.4风险事故情形分析

16.4.1风险事故概率

根据 16.3.2 节设定的风险源项，确定本项目最大可信事故概率，最大可信事故概率见表 16.4-1 和表 16.4-2。

表 16.4-1　　最大可信事故及概率（火灾爆炸事故）

序号	装置	最大可信事故情景描述	风险因子	事故概率	
				数值	来源
1	原油罐区	100000m^3 原油罐罐顶发生火灾，燃烧产生 SO_2、CO 气体扩散至大气	SO_2 CO	8.7×10^{-5}	《环境风险评价实用技术、方法和案例》事故树
2	苯储罐	5000m^3 苯储罐泄漏并发生火灾，未完全燃烧的苯在高温下迅速挥发释放至大气	苯	8.7×10^{-5}	
3	二甲苯储罐	30000m^3 二甲苯储罐泄漏并发生火灾，未完全燃烧的二甲苯在高温下迅速挥发释放至大气	二甲苯	8.7×10^{-5}	
4	苯乙烯储罐	10000m^3 苯乙烯储罐泄漏并发生火灾，未完全燃烧的苯乙烯在高温下迅速挥发释放至大气	苯乙烯	8.7×10^{-5}	

表 16.4-2　　最大可信事故及概率（泄漏事故）

序号	装置	最大可信事故情景描述	风险因子	泄漏概率	
				数值	来源
1	硫磺回收	酸性气管线泄漏至大气	硫化氢	2×10^{-7}	SY/T6714-2008
2	液氨储罐	原料罐区液氨储罐连接管道破裂，液氨泄漏后瞬间气化，在大气中扩散	液氨	6×10^{-7}	SY/T6714-2008
3	石油焦制氢装置	变换前合成气输送管线断裂，合成气泄漏至大气	CO	6×10^{-7}	SY/T6714-2008
4	原油管线断裂		原油		
5	天然气管线断裂		天然气		

16.4.2事故源项计算

最大可信事故源项是对所识别选出的危险物质，在最大可信事故情况下的释放率和释放时间的设定。事故发生具有随机性，服从一定的概率分布，最大可信事故的设定是在大量统计资料基础上的一种合理假设。本项目的最大可信事故源项计算过程如下：

16.4.2.1原油燃烧产生 SO_2 和 CO 扩散

原油燃烧速度及产生 SO_2、CO 计算公式如下：

⑴原油池火燃烧速度

单位面积的燃烧速度为：

$$\frac{dm}{dt}=\frac{0.001H_c}{C_p(T_b-T_0)+H_{vap}}$$

式中：*dm/dt*—单位表面积的燃烧速度，kg/m^2·s；C_p —液体的定压比热，J/kg·K；T_b —液体沸点，K；T_0 —环境温度，K；H_c —液体的燃烧焓，J/kg；H_{vap}—液体的蒸发焓，J/kg。

⑵火焰高度

$$h=84r\left(\frac{\frac{dm}{dt}}{\rho_a\sqrt{2gr}}\right)^{0.6}$$

式中，*h*—火焰高度，m；ρ_a—空气密度，kg/m^3，本次取 1.29kg/m^3 。

⑶SO_2 产生量

$$G_{SO2}=2BS$$

式中：G_{SO2} —二氧化硫排放速率（kg/h）；B —原油燃烧量（kg/h）；S —原油硫含量（%）。

⑷CO 产生量

$$G_{CO}=2330qC$$

式中：G_{CO} —一氧化碳的产生量（g/kg）；C —物质中碳的质量百分比含量（%），取 85%；q —化学不完全燃烧值（%），取 1.5%~6%。

计算参数选择及事故源强计算见表 16.4-3。

原油码头库区设置原油罐与厂区一样，均 100000 m^3 原油罐，因此发生火灾事故及影响后果与炼化厂区原油罐一样，因此后果预测分析中不再给出其预测结果，影响范围与炼化厂区原油罐一样。

表 16.4-3　　原油火灾事故参数选取及事故源强

燃烧速率计算						火焰高度
C_p	T_b	T_0	H_c	H_{vap}	*dm/dt*	
J/kg·K	K	K	J/kg.K	J/kg	kg/m^2.s	m
2072	473	293	49.5×10^6	350×10^3	0.058	71

燃烧参数		SO_2 排放速率		CO 排放速率	
池火半径	燃烧时间	原油含硫	G_{SO2}	化学不完全燃烧值	G_{CO}
m	h	%	kg/h	%	kg/h
40	4	2.49	36042	3	43000

16.4.2.2苯储罐发生火灾爆炸苯蒸汽扩散

5000 m^3 苯储罐发生火灾爆炸事故，事故发生后安全报警，在 4 小时内事故得到处理。火灾爆炸事故有毒有害物质释放比例见表 16.4-4。

表 16.4-4　　火灾爆炸事故有毒有害物质释放比例（单位：%）

Q	LC_{50}					
	＜200	≥200，＜1000	≥1000，＜2000	≥2000,＜10000	≥10000,＜20000	≥20000
≤100	5	10				
＞100,≤500	1.5	3	6			
＞500,≤1000	1	2	4	5	8	
＞1000,≤5000		0.5	1	1.5	2	3
＞5000,≤10000			0.5	1	1	2
＞10000,≤20000				0.5	1	1
＞20000,≤50000					0.5	0.5
＞50000,≤100000						0.5
注：LC_{50} 为物质半致死浓度，mg/m^3；Q 为有毒有害物质在线量，t。						

苯储罐泄漏发生火灾事故计算参数选取及计算结果见表 16.4-5。

表 16.4-5　　苯储罐泄漏后火灾事故参数选取及事故源强

燃烧时间 h	火灾事故苯释放比例			苯排放速率 kg/s
	Q（t）	LC_{50}（mg/m^3）	释放比例%	
4	3520	55825	3	7.33

16.4.2.3二甲苯储罐发生火灾爆炸二甲苯蒸汽扩散

30000 m^3 二甲苯储罐发生火灾爆炸事故，事故发生后安全报警，在 4 小时内事故得到处理。火灾爆炸事故有毒有害物质释放比例见表 16.4-4。二甲苯储罐泄漏发生火灾事故计算参数选取及计算结果见表 16.4-6。

表 16.4-6　　二甲苯储罐泄漏后火灾事故参数选取及事故源强

燃烧时间 h	火灾事故苯释放比例			二甲苯排放速率 kg/s
	Q（t）	LC_{50}（mg/m^3）	释放比例%	
4	20640	19747	0.5	7.17

16.4.2.4苯乙烯储罐发生火灾爆炸苯乙烯蒸汽扩散

10000 m^3 苯乙烯储罐发生火灾爆炸事故，事故发生后安全报警，在 4 小时内事故得到处理。火灾爆炸事故有毒有害物质释放比例见表 16.4-4。苯乙烯储罐泄漏发生火灾事故计算参数选取及计算结果见表 16.4-7。

表 16.4-7　　苯乙烯储罐泄漏后火灾事故参数选取及事故源强

燃烧时间 h	火灾事故苯释放比例			苯乙烯排放速率 kg/s
	Q（t）	LC_{50}（mg/m^3）	释放比例%	
4	7200	24000	2	10

16.4.2.5硫磺回收装置 H_2S 泄漏

根据 18 万吨/年硫磺回收装置设计资料（各酸性气输送参数见表 16.4-8），选取清洁酸性气管线泄漏作为最大可信事故，泄漏孔等效直径为 100%管径，事故发生后，立即采取措施切断泄漏源，在 10min 内泄漏得到完全控制。

根据风险导则附录 F 气体泄漏速率计算公式，硫磺回收装置 H_2S 泄漏源强见表 16.4-9。

表 16.4-8　　硫磺回收装置各酸性气输送参数

名称项目		清洁酸性气	含氨酸性气	POX 酸性气
输送参数	管径 m	0.4	0.2	0.2
	压力 MPa（G）	0.06	0.06	0.1
	温度℃	40	76	40
气体组成 mol%	H_2O	6.21	15.93	0
	CO_2	1.38	34.82	71.44
	H_2S	92.41	23.45	25
	H_2	0	6.29	0
	N_2	0	3.36	3.4
	NH_3	0	6.07	0
	CO	0	9.54	0.16
	CH_4	0	0.01	0
	COS	0	0.51	0
	合计	100	100	100
平均分子量，kg/Kmol		33.22	31.27	40.96

表 16.4-9　　硫磺回收装置硫化氢泄漏事故源强一览表

事故情景	风险因子	操作条件	泄漏孔等效直径 m	泄漏速率 kg/s	释放时间 min	释放高度 m	事故工况
清洁酸性气管线泄漏	硫化氢	40℃ 0.15MPa	0.1	2.86	10	5	泄漏孔等效直径为 100%管径

计算理查德森数 Ri=1.69，Ri≥1/6，为重质气体。扩散计算建议采用 SLAB 模式。

16.4.2.6液氨储罐氨泄漏

原料罐区液氨储罐连接管道发生液氨泄漏事故，泄漏孔等效直径为 10%管

径，根据风险导则附录 F 两相流泄漏公式计算氨的泄漏事故源强。液氨储罐周边设置有氨气泄漏检测报警系统、水喷淋系统和消防水系统。当氨气泄漏检测报警系统检测到氨泄漏时，水喷淋装置立即启动喷淋，喷射消防水，利用氨气极易溶于水的特性，对挥发氨气进行吸收处理，最大限度地减少氨气逃逸进入大气环境。事故发生后，立即采取措施切断泄漏源或进行封堵，在 30 min 内泄漏得到完全控制。本风险事故情景预测不考虑水喷淋系统的氨的两相流泄漏扩散。

液氨储罐泄漏事故源强见表 16.4-10。

表 16.4-10　　液氨储罐泄漏事故源强一览表

事故情景	风险因子	操作条件	泄漏孔等效直径 m	泄漏速率 kg/s	释放时间 min	释放高度 m	事故工况
液氨储罐出口管线破损	氨	20℃ 1.5MPa	0.025	1.49	10	1	泄漏孔等效直径为10%管径

对于两相流泄漏扩散的，扩散计算建议采用 SLAB 模式。

16.4.2.7石油焦制氢装置合成气输送管线泄漏

石油焦制氢装置变换前合成气（按 CO 与氢气 1:1 考虑）输送管线上的导淋阀破裂，导致合成气泄漏，泄漏孔等效直径为 25 mm，事故发生后，立即采取措施切断泄漏源，在 5min 内泄漏得到完全控制。

根据风险导则附录 F 气体泄漏速率计算公式，石油焦制氢装置变换前合成气输送管线泄漏事故源强见表 16.4-11。

表 16.4-11　　石油焦制氢装置合成气输送管道泄漏事故源强一览表

事故情景	风险因子	操作条件	泄漏孔等效直径 m	CO 泄漏速率 kg/s	释放时间 min	释放高度 m	事故工况
变换前合成气输送管线泄漏	CO	222℃ 4.2MPa	0.025	4.08	5	5	导淋阀破裂

计算初始烟团密度为 0.89 kg/m^3，小于空气密度，不计算理查德森数。扩散计算建议采用 AFTOX 模式。

16.4.2.8原油管道管段断裂泄漏量

本项目自动控制系统采用 SCADA 系统，并对沿线站场及监控阀室实施远距离的数据采集、监视控制、安全保护和统一调度管理。本工程线路设置的 1 座监控阀室为电动远控（RTU）阀室，可以将应急响应时间缩短到最小，有效控制管

道泄漏风险。

经和本工程设计单位、建设单位沟通，一旦发生漏油事故，供油及加压泵站立即关闭，管内压力减小，各截断阀可以确保在 3min 内响应并关闭，管道断裂处原油继续泄漏，当与外界压力平衡时，泄漏终止。

管道泄漏时，选取最不利情形即管道断裂进行评价。通常按美国矿业管理部（MMS）管道油品泄漏量估算导则（MMS2002-033）给出的估算模式计算原油的泄漏量，该模式由两部分组成，一部分是阀门关闭后至压力平衡前的泄漏量，另一部分是关闭阀门前的泄漏量，两项之和即为总泄漏量，计算公式见下式：

$$V_{rel} = 0.1781 \times V_{pipe} \times f_{rel} \times f_{GOR} + V_{pre-shut}$$

式中：V_{rel}—原油泄漏量，bbl（1 桶=0.14 吨）；V_{pipe}—管段体积，ft^3（1ft3＝0.0283 m^3）；f_{rel}—最大泄漏率，综合考虑了美国、西欧及国内输油管线，尤其是原油管线的实际泄漏情况，取 0.1；f_{GOR}—压力衰减系数，综合考虑了美国、西欧及国内输油管线，尤其是原油管线的实际泄漏情况，取 0.25；$V_{pre-shut}$—截断阀关闭前泄漏量，bbl。

码头库区至阀室最大小时输油量 4500m^3/h，阀室至炼化厂区最大小时输油量 4500m^3/h，以泄漏事故发生至关闭阀门时间 3min 考虑。原油管道管径为 DN900。计算各管段原油泄漏量见表 16.4-12。

表 16.4-12　　各管段原油泄漏量计算结果

序号	起止阀（站）室	管线间距（km）	压力（MPa）	原油在线量（m^3）	关闭阀门前的泄漏量（m^3）	阀门关闭后至压力平衡前的泄漏量（m^3）	原油总泄漏量（m^3）
1	码头库区-阀室	16.72	5	10638	225	260	485
2	阀室-炼化厂区	15.95	5	10208	225	249.5	474.5

16.5风险预测与分析

16.5.1计算模式与参数选取

⑴模型选取

本次环境风险后果计算按照 HJ 169-2018 要求结合源项分析结果选择模型进事故风险影响后果计算。

其中硫磺回收装置 H_2S 泄漏扩散、液氨储罐连接管道液氨泄漏采用 SLAB

模式计算风险影响；苯储罐、二甲苯罐、苯乙烯储罐发生火灾爆炸蒸汽扩散、石油焦制氢装置合成气管线 CO 泄漏、原油罐发生火灾次生 CO 扩散采用 AFTOX 模式计算风险影响。

⑵计算模型参数选取

按照 HJ 169-2018 要求选择气象条件见表 16.5-1。

表 16.5-1　　风险预测气象条件

参数类型	选项	参数	
气象参数	气象条件类型	最不利气象	最常见气象
	风速/(m/s)	1.5	2
	环境温度/℃	25	28.7
	相对湿度/%	50	80
	稳定度	F	D
其他参数	地表粗糙度/m	100 cm	
	是否考虑地形	不考虑	
	地形数据精度/m	/	

⑶网格设置及其他参数

计算点考虑下风向 5km 范围，计算点设置 50m 间距。预测烟团扩散时间为 4 h，事故源每分钟 20 个烟团。

⑷预测内容

给出下风向不同距离处有毒有害物质的最大浓度，以及预测浓度达到不同毒性终点浓度的最大影响范围。

16.5.2预测结果

16.5.2.1原油罐火灾事故次生 CO 扩散

原油罐火灾事故次生污染物预测计算结果见表 16.5-2 和图 16.5-1。原油码头库区火灾事故次生污染物预测计算结果见和图 16.5-2。

表 16.5-2　　原油罐火灾事故次生污染物扩散预测结果

危险物质	气象条件	大气环境影响			
CO	最不利	指标	浓度值 /(mg/m^3)	最远影响距离 /m	到达时间 /min
		大气毒性终点浓度-1	380	—	—
		大气毒性终点浓度-2	95	3560	40
	最常见	指标	浓度值 /(mg/m^3)	最远影响距离 /m	到达时间 /min

危险物质	气象条件	大气环境影响			
		大气毒性终点浓度-1	380	—	
		大气毒性终点浓度-2	95	1160	16



图 16.5-1　　炼化厂区原油储罐 CO 风险预测结果影响范围

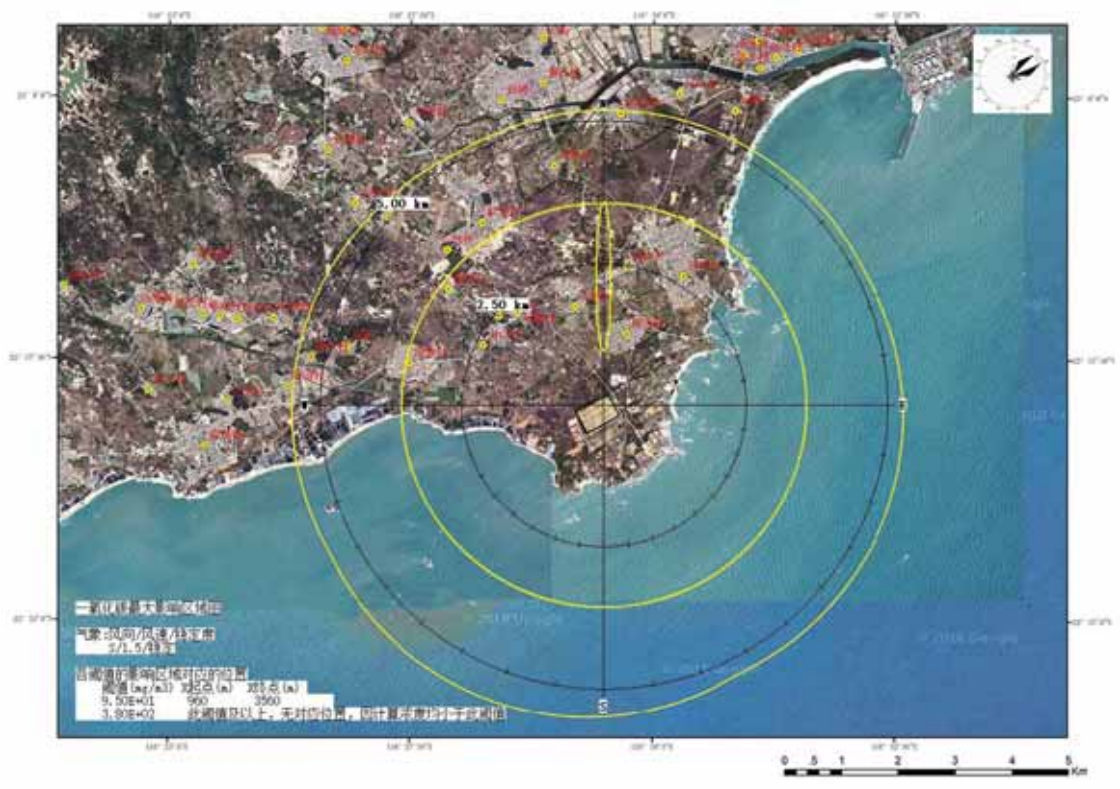


图 16.5-2　　原油码头库区原油储罐 CO 风险预测结果影响范围

16.5.2.2苯储罐发生火灾爆炸苯蒸汽扩散

苯罐火灾事故苯污染物扩散预测计算结果见表 16.5-3。

表 16.5-3　　苯罐火灾事故苯污染物扩散预测结果

危险物质	气象条件	大气环境影响			
苯	最不利	指标	浓度值/(mg/m^3)	最远影响距离/m	到达时间/min
		大气毒性终点浓度-1	13000	—	—
		大气毒性终点浓度-2	2600	—	—
	最常见	指标	浓度值/(mg/m^3)	最远影响距离/m	到达时间/min
		大气毒性终点浓度-1	13000	—	—
		大气毒性终点浓度-2	2600	—	—

16.5.2.3二甲苯储罐发生火灾爆炸苯蒸汽扩散

二甲苯罐火灾事故二甲苯污染物扩散预测计算结果见表 16.5-4。

表 16.5-4　　二甲苯罐火灾事故二甲苯污染物扩散预测结果

危险物质	气象条件	大气环境影响			
二甲苯	最不利	指标	浓度值/(mg/m^3)	最远影响距离/m	到达时间/min
		大气毒性终点浓度-1	11000	—	—
		大气毒性终点浓度-2	4000	—	—
	最常见	指标	浓度值/(mg/m^3)	最远影响距离/m	到达时间/min
		大气毒性终点浓度-1	11000	—	—
		大气毒性终点浓度-2	4000	—	—

16.5.2.4苯乙烯储罐发生火灾爆炸苯乙烯蒸汽扩散

苯乙烯罐火灾事故苯乙烯污染物扩散预测计算结果见表 16.5-5 和图 16.5-3。

表 16.5-5　　苯乙烯罐火灾事故苯乙烯污染物扩散预测结果

危险物质	气象条件	大气环境影响			
苯乙烯	最不利	指标	浓度值/(mg/m^3)	最远影响距离/m	到达时间/min
		大气毒性终点浓度-1	4700	—	—
		大气毒性终点浓度-2	550	1210	13.44
	最常见	指标	浓度值/(mg/m^3)	最远影响距离/m	到达时间/min
		大气毒性终点浓度-1	4700	—	—

		大气毒性终点浓度-2	550	450	—

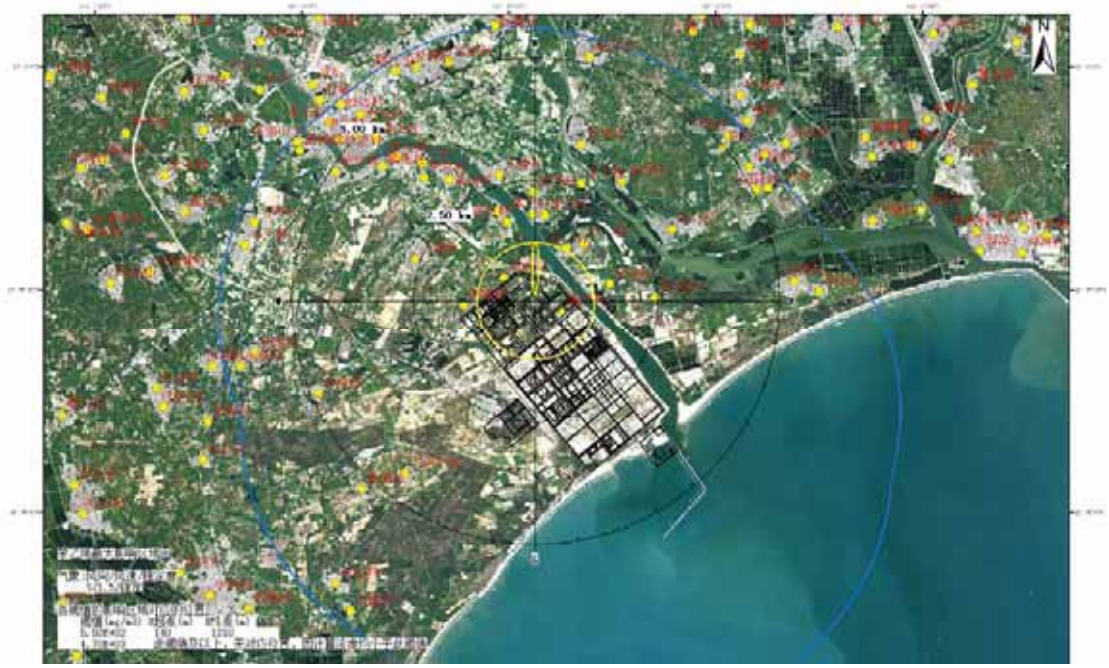


图 16.5-3　　苯乙烯储罐火灾事故苯乙烯蒸汽风险预测结果影响范围

16.5.2.5硫磺回收装置硫化氢泄漏扩散

硫磺回收装置硫化氢污染物扩散预测计算结果见表 16.5-6 和图 16.5-4。

表 16.5-6　　硫磺回收装置硫化氢污染物扩散预测结果

危险物质	气象条件	大气环境影响			
硫化氢	最不利	指标	浓度值/(mg/m^3)	最远影响距离/m	到达时间/min
		大气毒性终点浓度-1	70	3110	44.34
		大气毒性终点浓度-2	38	4360	55.75
	最常见	指标	浓度值/(mg/m^3)	最远影响距离/m	到达时间/min
		大气毒性终点浓度-1	70	1160	13.48
		大气毒性终点浓度-2	38	1660	16.15

16.5.2.6液氨储罐氨泄漏扩散

液氨储罐氨污染物扩散预测计算结果见表 16.5-7 和图 16.5-5。

表 16.5-7　　液氨储罐氨污染物扩散预测结果

危险物质	气象条件	大气环境影响			
氨	最不利	指标	浓度值/(mg/m^3)	最远影响距离/m	到达时间/min
		大气毒性终点浓度-1	770	200	9

危险物质	气象条件	大气环境影响			
		大气毒性终点浓度-2	110	210	10
氨	最常见	指标	浓度值/(mg/m^3)	最远影响距离/m	到达时间/min
		大气毒性终点浓度-1	770	170	7
		大气毒性终点浓度-2	110	560	10

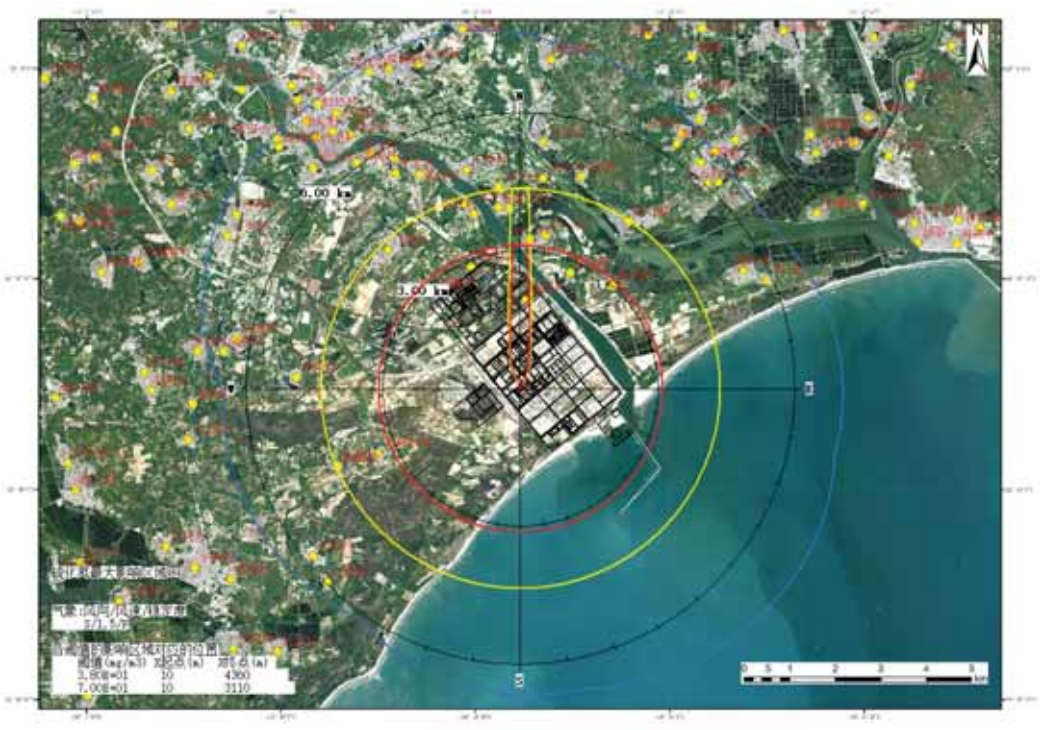


图 16.5-4　　硫磺回收装置硫化氢泄漏风险预测结果影响范围

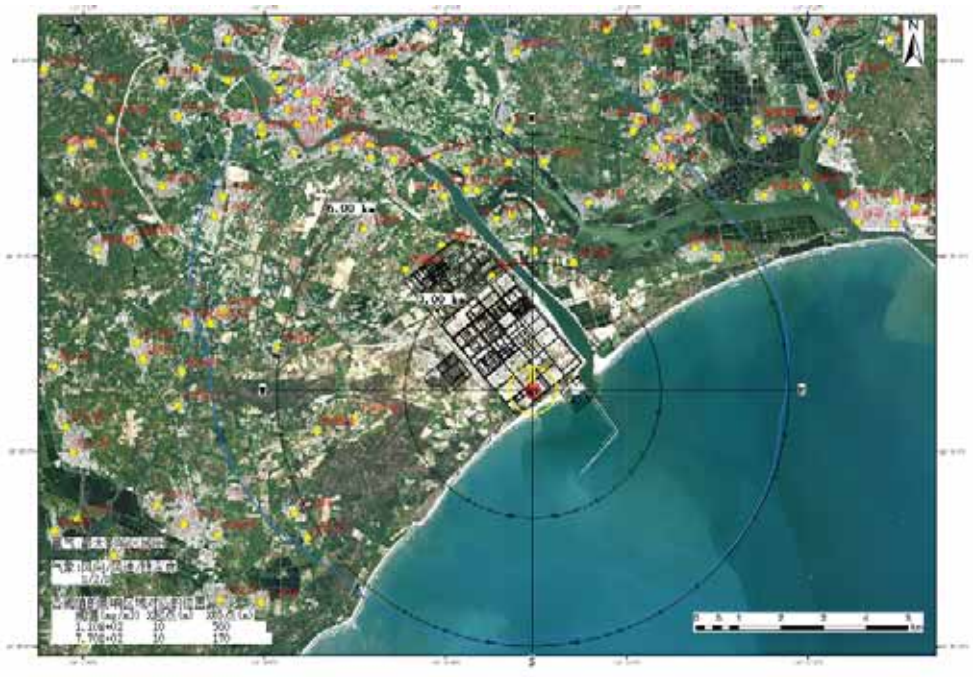


图 16.5-5　　液氨储罐氨泄漏风险预测结果影响范围

16.5.2.7石油焦制氢装置合成气泄漏扩散

合成气泄漏 CO 污染物扩散预测计算结果见表 16.5-8 和图 16.5-6。

表 16.5-8　　合成气泄漏 CO 污染物扩散预测结果

危险物质	气象条件	大气环境影响			
CO	最不利	指标	浓度值/(mg/m^3)	最远影响距离/m	到达时间/min
		大气毒性终点浓度-1	380	1210	17
		大气毒性终点浓度-2	95	3060	36
	最常见	指标	浓度值/(mg/m^3)	最远影响距离/m	到达时间/min
		大气毒性终点浓度-1	380	460	3.8
		大气毒性终点浓度-2	95	1010	10.8



图 16.5-6　　石油焦制氢合成气泄漏 CO 风险预测结果影响范围

16.5.3管道油品泄漏影响分析

16.5.3.1管道泄漏对大气环境的影响分析

⑴原油管道泄漏

本工程采用 SCADA 自动化控制系统，沿线设有截断阀。一旦发现异常情况，

一般截断阀关闭可在 3 min 内能完成。当截断阀关闭后，管内油品靠静压流出。根据 CONCAWE 的统计，在 1971-2008 年间，该机构统计的输油管道共发生了 54 起管道断裂事故，平均每起事故溢油量为 667 m^3。以此源强计算，原油泄漏量约为 556 t。假定原油在泄漏点附近形成半径约为 10 m 的液池。若遇明火燃烧，原油燃烧过程中会产生大量 CO、SO_2 和烟尘。其中以 CO 的排放量和毒性较大，因此评价因子确定为 CO。其液池面积为（3.14×10^2）m^2=314 m^2。经计算，原油管道泄漏火灾事故大气污染源数据见表 16.5-9。

表 16.5-9　　原油管道火灾燃烧烟气预测源强

事故名称	CO 排放速率	火焰高度	持续时间
管道火灾事故	1.8 kg/s	26.8m	30min

原油管线泄漏火灾事故次生污染物预测计算结果见表 16.3-13。

表 16.5-10　　原油管道火灾燃烧烟气污染物扩散预测结果

危险物质	气象条件	大气环境影响			
CO	最不利	指标	浓度值/(mg/m^3)	最远影响距离/m	到达时间/min
		大气毒性终点浓度-1	380	390	4.35
		大气毒性终点浓度-2	95	960	10.67
	最常见	指标	浓度值/(mg/m^3)	最远影响距离/m	到达时间/min
		大气毒性终点浓度-1	380	140	1.26
		大气毒性终点浓度-2	95	370	3

⑵天然气管线泄漏

天然气输气管线发生天然气泄漏，极易引发火灾。天然气瞬时大量泄漏，易产生不完全燃烧，会产生一氧化碳。由于本项目硫含量较低，天然气泄漏燃烧产生的二氧化硫污染物浓度有限（<120 mg/m^3），不会产生伤害阈值浓度和造成事故周围环境二氧化硫污染物显著增加和超标。预测表明，发生火灾事故，在设定的事故情景和预测条件下，不会产生 CO 伤害阈浓度。

16.5.3.2管道泄漏对地表水环境的影响评价

（1）管道泄漏对地表水环境的影响分析

本工程河流大中型穿越共有 4 处，分别为：大型雷岭河，中型龙江河和龙江改河，采用定向钻穿越方式，穿越长度共 2380 m，1 处小型河流铭湖溪大开挖穿越，长度 190 m。

一般情况下，管道过河流以定向钻穿越方式较跨越方式节省投资，施工期短，施工技术难度小等优点，在工程实践中，多采用穿越方式通过江河湖泊水域；考虑大口径管道通过大型河流采用跨越容易受到外部人为破坏，需要安全值守，我国近几年实施的大口径管道跨越通过特大型河流工程很少采用。但对于大型山谷，地形复杂，地势险要，采用穿越施工难度大，费用高，一般选用跨越方式。

管道运行期间，由于腐蚀、人为破坏等原因发生原油泄漏事故时，有污染地表水体的风险。原油一旦泄漏进入地表水，必须对原油进行及时收集清理，最大限度地降低原油对水体的污染风险。

原油管道穿越河流可能导致的原油泄漏风险，在本报告分析中选取了原油管道穿越龙江改河段，原油泄漏经龙江改河进随水流入神泉湾，预测结果见第 8 章相关内容。

⑵炼油厂区及跨越管道泄漏对龙江河的影响预测分析

本项目厂区设置事故污水三级防控体系，发生重大火灾、爆炸事故时，消防水及其携带的物料等通过第一级、第二级防控系统进入第三级防控系统，依次进入事故水收集池和事故水罐储存，之后限流送污水处理场处理。这样，可确保生产事故污水、污染消防水和污染雨水均处于受控状态，不排入外环境。因此，炼化厂区的生产装置、储罐、管道等发生事故破裂不会对龙江河产生影响。

本项目是首个进驻揭阳大南海石化工业区的项目，目前厂区附近无其他工业企业。

16.5.3.3管道泄漏对土壤的影响分析

⑴原油在土壤中的一般迁移特征

在营运期，管线发生原油渗漏事故，原油进入土壤后，在土壤中发生一系列迁移和转化，残留物质被植物吸收后影响植物的生长、产量和农产品质量。

原油是由有机化合物组成的极为复杂的混合物，烷烃、环烷烃和芳香烃约含 98%。溢出的原油能进入和累积于土壤中，一般深度在 0～20cm 的土壤表层，90%以上的原油将残留在该部分，最深可渗透到 60～150cm。土壤中原油组份的变化对植物的危害程度及植被的恢复速率取决于土壤类型（沙土、壤土、粘土）和土壤有机质。土壤有机质含量越高，原油污染的影响也就越显著。土壤质地也影响土壤中滞留的原油浓度，在沙土中有较多的大孔隙，原油能够快速渗漏，而在细

质地土壤中油的渗透性会降低。

原油进入土壤后，也会自然净化，同时在微生物的作用下会发生一定的降解作用。据相关研究表明，原油一旦渗入土壤，具有残留时间长，降解速率低的特点，可能对土壤造成长期的污染影响。

类比某油田开发 20 年后的井场内土油池和采油井周围土壤环境中石油类的调查结果表明，原油进入土壤（盐土、草甸土和水稻土）中后，虽然迁移周期较长，但迁移范围有限。

对井场外土壤中石油类监测结果表明，石油类含量范围为 10.2mg/kg～180mg/kg，平均值为 38.17mg/kg，且浅层土壤中石油类含量高于深层。平均值基本满足标准限值。但因受地质、地理和水文因素影响以及不同种类土壤穿透能力的限制，从井场向较远处土壤扩散的影响范围较小。

对油井污染源进行土壤淋溶试验和距井场不同范围石油类影响距离主要结论是：井场四周土壤中石油类的浓度随距井口距离的增加而降低，当距井口约l00m 时，土壤中石油类的含量已接近土壤背景值；土壤表层有一定的持油能力，土壤中的石油类含量表层高于下层，在距井口 50m 以外的下层土壤（20m～40m）中石油类含量也接近背景值。

⑵管线穿越段原油泄漏对作物土壤污染风险分析

根据同类项目的类比资料，拟建项目原油管线发生泄漏事故的源强为（两种假设条件）：事故持续时间 5 分钟，原油泄漏量为 16.6 吨/次.处；事故持续时间 10 分钟，原油泄漏量为 33.4 吨/次.处。

管道发生油品渗漏事故，油品进入土壤并累积于土壤中，一般渗透深度主要集中在 0～20cm 的土壤层，90％以上的油品将残留在该部分，最深可渗透到 60～150cm。土壤中油品对植物的危害程度及植被的恢复速率取决于土壤类型（沙土、壤土、粘土）和土壤有机质。土壤有机质含量越高，油品污染的影响也就越显著。土壤质地也影响土壤中滞留的油品浓度，在沙土中有较多的大孔隙，油品能够快速渗漏，而在细质地土壤中油的渗透性会降低。

根据报道，矿物油对旱地作物生长发育及产量结构有明显影响，当土壤原油含量达到 0.5%时，小麦减产 43%；原油含量 1.0%时，小麦减少 78.6%；原油含量超过 5%，小麦幼苗期将全部死亡。报道表明，原油对水稻生长发育及产量的影响则不太明显，当加入原油达土壤的 10%时，稻苗仍表现出一定忍耐性，植株

生长基本正常，产量几乎不受影响。

本输油管道沿线占地以耕地和林地为主，耕地以水田和水浇地为主，分别占永久占地面积的 2.3%和 9.1%，种植的农作物以水稻为主，小麦面积很少。因此本管线溢油假设条件下可能导致小麦苗期死亡，但范围最多也就局限在 l00m 以内，由于管线穿越段小麦种植面积较少，故一旦在麦地发生该类泄漏事故，影响面积相对较小；管线溢油假设条件下对水稻的产量基本不产生影响。

16.5.3.4原油泄漏对农业种植业、林业生态资源的风险分析

⑴原油对植物生理的影响

原油对植物短期的负面影响小到减少植物的蒸腾和引起碳的固定，大至植物死亡，这种影响包括物理影响和化学影响两个方面。

原油对植物的物理影响主要通过油膜覆盖植物叶片和覆盖土壤表面来进行的，当植物叶片被油膜覆盖时，植物叶片气孔被堵塞，植物蒸腾通道受阻，CO_2 的交换受到限制，引起植物叶片高温胁迫和叶片光合效率降低。至于植物蒸腾和光合效率降低的程度多取决于原油影响地表面积的大小。

对植物而言，氧气由叶片向植物根系的传输是在水环境下减少植物根系氧气胁迫的关键机制。如果叶片气孔被油膜堵塞，氧气向植物根系的传输和扩散就会受到影响，同时石油对地表的覆盖会妨碍土壤与氧气之间的交换，导致土壤厌氧环境的产生，加剧了植物根系的氧气胁迫，影响湿地植物的生长。

原油对植物的化学性影响差异很大。一些原油（委内瑞拉原油、利比亚原油、墨西哥原油、6 号燃油等）对植被影响甚微，而成品油（精炼油）、轻油（原油蒸馏后比重小于水的）能够进入植株体内，阻碍叶片、根系的再生长。对于一些耐盐的沼泽植被，原油碳氢化合物能破坏植物根系的根膜，影响植株的离子平衡和他们的耐盐能力。油膜覆盖叶片以后不久，叶片气孔的通透性降低，光合作用消失，这是由于叶片气孔堵塞，植被蒸腾作用降低，叶片温度上升所致，同时原油能够进入植物的叶片组织，破坏细胞的完整性。尽管原油对叶片的短期副作用十分强烈，但经一段时间后，植株能够恢复原有的生理功能；然而成品油（精炼油）与原油不同，受成品油污染后的植株不能长出新叶，植物将会死亡。

⑵农业植被及林地

对穿越林地段的管线，产生泄漏的自然原因主要是周围植被根系对管道腐蚀

及管道自身腐蚀；造成泄漏的人为因素有可能是在未知的情况下进行某些施工活动，如筑路等。本输油管道输送的是委内瑞拉原油，若管线原油由于腐蚀、人为破坏等原因泄漏后，对植被的影响甚微。

但为了保护土壤，降低油类在土壤中的累积作用，当发生大规模原油泄漏事故后，土壤表面的原油必须及时收集处理，被污染的土壤应及时清理填埋，用新土置换，恢复地表植被。对污染较轻的土壤，地表污染区的复原有赖于污染油就地生物降解情况，可以采取措施，提高微生物的降解能力；例如用石灰调高 pH 值，加入氮肥和磷肥，通过耕作提高土壤的通气性等。

16.5.3.5管线事故风险控制距离

我国大型输油管道工程的安全保证基本上是沿用前苏联大型管道设计模式，埋地管道与居民点、工矿企业和独立建筑物之间保持一定的安全距离；后来根据我国情况制定了输油管线至各类建构筑物最小安全距离、防火距离，但在执行过程中遇到很多矛盾。目前，我国管道设计时采用控制管道自身的安全性作为输油管道的设计原则，与用安全距离来保证管道周围建构筑物的安全相比，前者较为合理，已被当今许多工业发达国家所采用。本项目严格执行输油管道工程设计规范，从而确保管道运行的安全性。

国内外各种管道事故发生原因、管道介质的泄漏量类比调查表明，即使管道发生泄漏事故，泄漏孔径为 100 mm 和管道断裂的可能性极小。综合考虑原油泄漏时对周围环境的影响程度及火灾爆炸事故发生时的影响范围，确定本管线事故风险控制距离不小于 20 m。

16.5.4环境风险评价

根据大气环境风险后果预测结果，设定可信事故情景硫磺回收装置发生硫化氢泄漏的影响范围，其中毒性终点浓度-1（70 mg/m^3）最大影响范围 3110 m，毒性终点浓度-2（38 mg/m^3）4360 m，在其影响范围（见图 16.5-4）的居民发生硫化氢泄漏事故时应在 1 小时内撤离。

选取关心点赤一村，第 45 min 时出现最大浓度 52.6 mg/m^3，计算出其大气伤害概率为 0，则其发生事故时，该关心点处的人群受到伤害的概率为 0。

16.6环境风险管理

16.6.1环境风险防范与应急措施

16.6.1.1选址及总平面布置

⑴选址

本项目厂区位于广东省揭阳大南海石化工业区内，与周边工厂和设施的间距满足《石油化工企业设计防火规范》要求。

⑵平面布置

厂区总平面布置及各装置区内平面布置执行《石油化工企业设计防火规范》。

厂区的平面布置在满足现行防火、防爆等安全规范的前提下，工艺装置采取联合布置的方式，装置之间直接进料，以减少中间原料罐的设置。性质和功能相近的设施集中布置。与生产密切相关的辅助生产设施、原料油罐区紧邻工艺装置区布置。厂区道路采取环形布置，道路宽度、转弯半径和净空高度满足消防车辆的通行要求。

各装置之间，装置内部的设备之间，罐区以及油罐之间都留有相应的安全距离，能保证消防及日常管理的需要。

厂区绿化充分贯彻因地制宜、有利生产、保障安全、美化环境、节约用地、经济合理的原则，根据厂区的总图布置、生产特点、管网布局、消防安全、环境特征，以及当地的土壤情况、气候条件、植物习性等因素，合理选择抗污、净化、减噪或滞尘能力强的绿化植物。

16.6.1.2工艺及设备技术选择

本工程各工艺装置均采用成熟可靠的工艺技术和合理的工艺流程，确保安全运行。装置设计考虑必要操作弹性，以适应加工负荷波动需要。采用先进的设备技术提高装置的安全生产水平，使得装置在适应性、可操作性和长周期运转等方面均达到较高水平。

各装置设计为密闭系统，设计中加强管道、设备密封，防止介质泄漏，使易燃、易爆物料在操作条件下置于密闭的设备和管道中，各个连接处均采用可靠的密闭措施。

工艺控制系统中具有联锁保护装置，以确保在误操作或非正常生产状况下，

危险物料始终处于安全控制中。对可能超压的塔、容器等设备均设置安全阀，装置设有紧急事故泄压排放系统，泄放液体排入放空罐，泄放气体密闭排入火炬系统。为防止液位过高或过低而影响装置的正常生产或危及其它设备的安全，重要设备均设置液位高限或低限报警。火炬和可燃气放空系统的设计满足设计规范的要求。

根据工艺过程中，工艺介质的性质、温度、压力、流速等因素按要求进行选材。通过采用各种有效的工艺技术和有效的设备防腐技术措施，保证装置长周期安全运行。在选材上考虑防腐措施，根据腐蚀介质、操作温度、压力和腐蚀情况，对各装置中重要部位和设备的用材，按规范选择材料等级，以保证防腐能力，确保设备安全和操作人员安全，保证设备寿命满足长周期运行需要。

烃类介质设备和管道低点排凝和采样均密闭排放至装置设置的污油罐，定期送出装置。

泵和压缩机出口设置止回阀，以防止高压介质倒流造成事故。

16.6.1.3自动控制

本项目自动控制系统设计原则为先进、可靠、安全、分散控制、集中操作、集中管理，实现控制、管理、经营一体化，在自动控制水平和生产管理方面达到石化行业国内领先水平。

中心控制室（CCR）采用分散控制系统和现场总线控制系统（DCS/FCS），对工艺装置、公用工程和油品储运进行集中操作、控制、监视和管理，建立良好的生产操作控制层网络结构平台，为工厂信息化管理提供实时的过程数据。

⑴分散控制系统和现场总线控制系统（DCS/FCS）

DCS/FCS 控制系统由控制站、操作站、工程师站、设备管理站、FF 总线及无线仪表接口设备等组成。各装置的 DCS/FCS 控制站均各自独立设置，以保证各装置在正常生产和开、停工过程中互不干扰，减少不必要的停工，控制站安装在现场机柜室。中心控制室根据装置和系统需求设置操作站、打印机、辅助操作台等设备。

⑵安全仪表系统（SIS）

根据各工艺生产装置不同的特点，对有 SIL 等级要求的安全联锁保护、紧急停车及关键设备联锁保护设置必要的安全仪表系统（SIS）。

SIS 系统的安全综合等级按 SIL3 级设计。SIS 系统完成装置的安全联锁、自动保护和紧急停车。SIS 系统按照故障安全型设计，与 DCS/FCS 系统实时数据通讯。

各装置 SIS 系统设置独立的控制站，使 SIS 的运行不受其他装置运行的影响，以确保人员及生产装置、重要机组和关键生产设备的安全。

⑶压缩机控制系统（CCS）

根据生产装置的实际需要，设置压缩机控制系统（CCS），完成压缩机的调速、防喘振控制、负荷控制、解耦、过程控制、联锁保护等功能，并与装置的 DCS/FCS 进行通讯。机组控制系统的控制站设置在现场机柜室（FAR）。对于机组控制较简单的装置（如往复式压缩机），机组的监控由装置的 DCS/FCS 完成，机组的安全联锁保护由 SIS 完成。

⑷可燃气体有毒气体检测系统（GDS）

在生产装置内可能泄漏或聚集可燃、有毒气体的地方，分别设有可燃、有毒气体传感变送器，其信号接至 GDS 系统。GDS 采用 DCS/FCS 系统的独立控制器或独立的卡件实现，并在中心控制室设置独立的 DCS/FCS 操作站用于可燃气体和有毒气体报警。

16.6.1.4电气、电信

⑴电气安全

DCS 系统、SIS 系统、F&G 系统、电视监控系统设置 UPS 不间断电源，蓄电池备用时间为 30 分钟。重要场所的应急照明由 EPS 供电或采用自带蓄电池的应急灯。本项目所用仪表按所处区域的防爆等级选用本安型或隔爆型仪表。

厂区按照《建筑物防雷设计规范》、《石油化工装置防雷设计规范》、《交流电气装置的接地设计规范》，设置有工作接地、保护接地、防雷击、防静电接地系统。

生产装置、罐区的爆炸危险区域划分执行《爆炸和火灾危险环境电力装置设计规范》（GB50058-2014），危险区内各类电气设备均选用相应防爆等级的产品。电缆敷设及配电间的设计均考虑防火、防爆的要求。为了将突然停电引发事故的危险降至最低，供电系统采用双电源供电方式。控制系统的电源采用不间断电源（UPS）。紧急电源线及仪表电缆线布置在地上危险区域时，采用相应级别

的电缆电线。装置、罐区及油品装卸区，均按《建筑物防雷设计规范》（GB50057-2010）和《石油化工静电接地设计规范》（SH3097-2000），设防雷击、防静电系统。操作和设备维修工人在进入生产区时要穿戴棉织和不产生静电的工作防护服。

根据《石油化工静电接地设计规范》（SH3097-2000）对装置内可能产生静电危害的物体采取静电接地措施。工作接地、保护接地、防雷接地、防静电接地共用一套接地系统。为了防止静电产生，对于工艺管线要求采取接地措施。例如法兰之间跨接，并要求地上管网系统每隔一定的距离应与接地干线或专设的接地体相连接。对于防爆区的设备和非防爆区的关键设备也采用静电接地保护。装置、罐区及码头内所有正常不带电的金属外壳、电缆桥架及爆炸危险区域内的工艺金属设备均可靠接地。

可燃气体、液态烃、可燃液体管道在进出界区处，设置静电接地设施，及时消除油品在生产过程中集聚的静电危害。

根据《建筑物防雷设计规范》（GB50057-2010）对区域内的建、构筑物进行防直击雷和雷电感应的设计。非爆炸危险区域内的建（构）筑物按三类防雷建筑物设防，爆炸危险区域内的建（构）筑物按二类防雷建筑物设防。

⑵电信系统

本项目根据生产操作、防火监视、安全保卫及管理的需要，设置有火灾报警系统、电视监视系统、扩音对讲系统、无线通信系统。

在装置和罐区周围设置手动火灾报警按钮，区域控制中心，变电所及配电站和仪表机柜间等重要的建筑物内设置火灾自动报警系统。火灾报警控制主盘设于控制中心，火灾报警复盘设在厂内消防站。

16.6.1.5消防站

根据本项目规模，占地面积及周边消防站的依托情况，项目在中央大道北侧新建特勤消防/气防总站 1 座，供化工区及炼油区共用，炼油区南侧新建特勤消防分站 1 座，主要服务于炼油区及码头陆域部分。

消防/气防站主要负责项目区域内的消防扑救和有害气体的应急救援等工作，并承担周边社会区域的部分消防/气防任务。

16.6.1.6事故应急对策

事故预防和应急措施常见办法见表 16.6-1 和表 16.6-2。

表 16.6-1　　生产运行系统的事故预防和应急措施

单元	预防措施	应急措施
泵房与压缩机房	1、防止易燃易爆物质泄漏，配置防火器材 2、保证通风良好，防止爆炸气体滞留聚集 3、重要部位要用防火材料保护，防烧毁 4、安全联锁装置，紧急放空系统，安全阀按规范设置 5、精心操作，平衡操作，加强设备检查	1、发现火灾立即报警 2、火灾初期及时扑灭，防止扩大 3、停泵停电，切断进料 4、当火灾较大时及时请求支援
炉区	1、选材优良，保证施工质量 2、坚持先吹扫后点火，先点火后开阀，保证炉膛内负压，介质流通 3、炉区进出口阀，燃料系统阀，紧急放空阀，防爆门设计规范，保证灵活好用 4、配备消防器材，精心操作，加强设备检查	1、发现火灾立即报警 2、炉管破裂漏油，引起炉膛大火，立即通蒸汽，紧急停工处理，炉火熄灭，降压，切断进料，降温 3、炉内外大面积燃烧时，先组织灭火，再作炉内处理。 4、炉子燃料气（油）系统着火，立即切断燃料进料，紧急救火
塔区	1、平衡操作，防止冲塔事故发生 2、经常检查容易造成腐蚀部位，防止泄漏 3、定期校验，检查塔顶安全阀，紧急放空阀 4、配备消防器材	1、发现火灾立即报警 2、发生火灾时，在控制、扑救同时，作紧急停工处理，装置降温降压，炉子熄火，切断进料，打开产品出装置阀，打开紧急放空阀 3、塔体或管线严重破坏，大面积火灾时，及时组织救火，作紧急降温降压降液面处理，防止油品外溢；4、启动紧急防火设施、水幕等，对负压塔，防止空气进入，形成爆炸气体
反应器区	1、选材优良，保证施工质量 2、平衡操作，防止温度、压力波动过大 3、保证进出口阀、紧急泄压阀状态良好 4、配备消防器材，加强设备检查	1、发现火灾立即报警；2、发生泄漏时立即关闭进出口阀，降温、泄压、泄料； 3、启动紧急防火设施；4、对于负压反应器，立即注入隋性气体，防止空气进入形成爆炸气体

表 16.6-2　　储运系统的事故预防和应急措施

事故类型	工程防治对策		应急措施
溢油	溢油监测	油罐的结构、材料应与储存条件相适应，采取防腐措施，进行整体试验 油罐设高液位报警器，高液位停泵设施，设立检查制度 设截止阀，流量检测和检漏设备 设仪器探头，同位素跟踪及外观检查等监测溢油手段	紧急切断进油阀 紧急关闭防火堤内排水等可能漏油的阀门 防火措施 收集溢出的油品
	防止溢油扩散	设备防火堤应有足够的容量和强度，严格按设计规范设置排水阀和排水管道 油罐地表铺设防油渗透扩散的材料 设专门含油废水处理系统，切水阀设自动安全措施	
火灾爆炸	油罐设备安全管理	根据规定对设备进行分级 按分级要求确定检查频率，记录保存 建立完备的消防系统	报告上级管理部门，向消防系统报警 采取紧急工程措施，防止火灾扩大 消防救火 紧急疏散、救护
	火源管理	防止机械着火源（撞击、磨擦） 控制高温物体着火源，电气着火源及化学着火源	
	燃料管理	了解熟悉各种油品的性能，控制在安全条件内 采用通风等手段，去除油品蒸气，并加强检测，使其控制在爆炸下限以下	
	防爆	油罐项设安全膜等防爆装置；防爆检测和报警系统	

事故类型	工程防治对策		应急措施
	抗静电	添加抗静电剂，增加燃料的电传导性 油罐设备良好接地，设永久性接地装置 装罐，输入时防静电，限制流速，禁止高速输送，禁止在静止时间进行检尺作业 油罐内不安装金属突出物 作业人员穿戴抗静电工作服和具有导电性能的工作鞋	
	安全自动管理	使用计算机进行油品储运的自动监测 使用计算机控制装卸作业，作到自动化和程序化	

16.6.1.7危险物质的风险防控措施

⑴硫化氢

将上游工艺装置产生的富溶剂和酸性水在硫磺回收联合装置进行统一集中再生和处理，这样变输送酸性气为富溶剂和酸性水，缩短了酸性气管道，降低硫化氢泄漏事故发生的概率。硫磺回收配套建设相应的尾气处理设施，设有尾气焚烧炉，H_2S 燃烧生成二氧化硫，以减少对大气环境的污染和人群健康的影响。

硫磺回收装置的加工能力设计上应保证加工最大硫含量原油及加工装置最大负荷情况下，能完全处理全厂产生的酸性气。脱硫溶剂再生系统、酸性水处理系统和硫磺回收装置的能力配置应保证在一套硫磺回收装置出现故障时不向酸性气火炬排放酸性气。

⑵含烃气体

装置开停工或操作不正常时安全阀排放的含烃气体，均密闭排入火炬系统。

⑶液态烃泄漏的处置措施

打开球罐的喷淋水和下面的汽幕，用消防蒸汽驱散地面及低凹处积聚的瓦斯；防止泄漏物通过下水道系统、排洪口和密闭性空间扩散。

⑷油品泄漏的处置措施

消除泄漏区附近所有点火源；切断泄漏源；在保证安全的情况下堵漏；防止泄漏物通过下水道系统、排洪沟和密闭性空间扩散；用干土、砂覆盖或使用非产生火花的设备收集泄漏物以待处理。

16.6.1.8水体污染风险防控措施

依据国家相关规定以及《事故状态下水体污染的预防与控制技术要求》（Q/SY 1190-2013）及《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）的规定，本工程炼化厂区与大南海石化工业区建立从污染源头、过程处理和最终排放的“单元-厂区-园区”三级防控体系，防止环境风险事故造成水环境污染。炼化

厂区事故污水三级防控系统示意见图 16.6-1。

一级预防控制：在装置、罐区周围建围堰、围堤作为一级预防与控制体系，防止污染雨水和轻微事故泄漏造成的环境污染。

二级预防控制：本项目炼化厂区建设 1 座 18 万 m^3 的事故水收集池（分成 4 格）、1 座 2 万 m^3 的化工区事故污水转输池，原油码头库区建设 1 座 1.78 万 m^3 的事故水池，作为二级预防与控制体系。当项目事故废水突破一级防线装置区围堰和储罐围堤时，启动二级防线事故应急池系统进行污水调节和暂存，防止较大生产事故泄漏物料和污染消防水造成的环境污染。

三级预防控制：大南海石化工业区规划建设的园区 5-10 万 m^3 事故应急水池和总有效容积 22 万 m^3 的大南海排洪渠，可作为本项目炼化厂区的第三级预防与控制体系。在广东石化项目全厂事故水池南侧边界红线外，工业区防浪堤与炼化厂区之间，由园区配套建设一条排水管线与园区应急水池相连接，并配备足够数量和能力的污水提升和自发电设施，同时在园区事故应急水池排放口和排洪渠下游入海口前设置闸门。

一旦遇到极端情况，企业自建的应急设施无法容纳事故排放时，通过排水管线和污水提升设施，将事故水经泵送入园区应急水池暂存；若仍无法满足需求时，关闭园区排洪渠上下游闸门，将事故水截留在园区排洪渠内，保证废水不入海。同时，园区应考虑在事故排放后，能及时将事故水返输至规划的园区污水处理厂或项目污水处理场进行集中处理，达标排放。

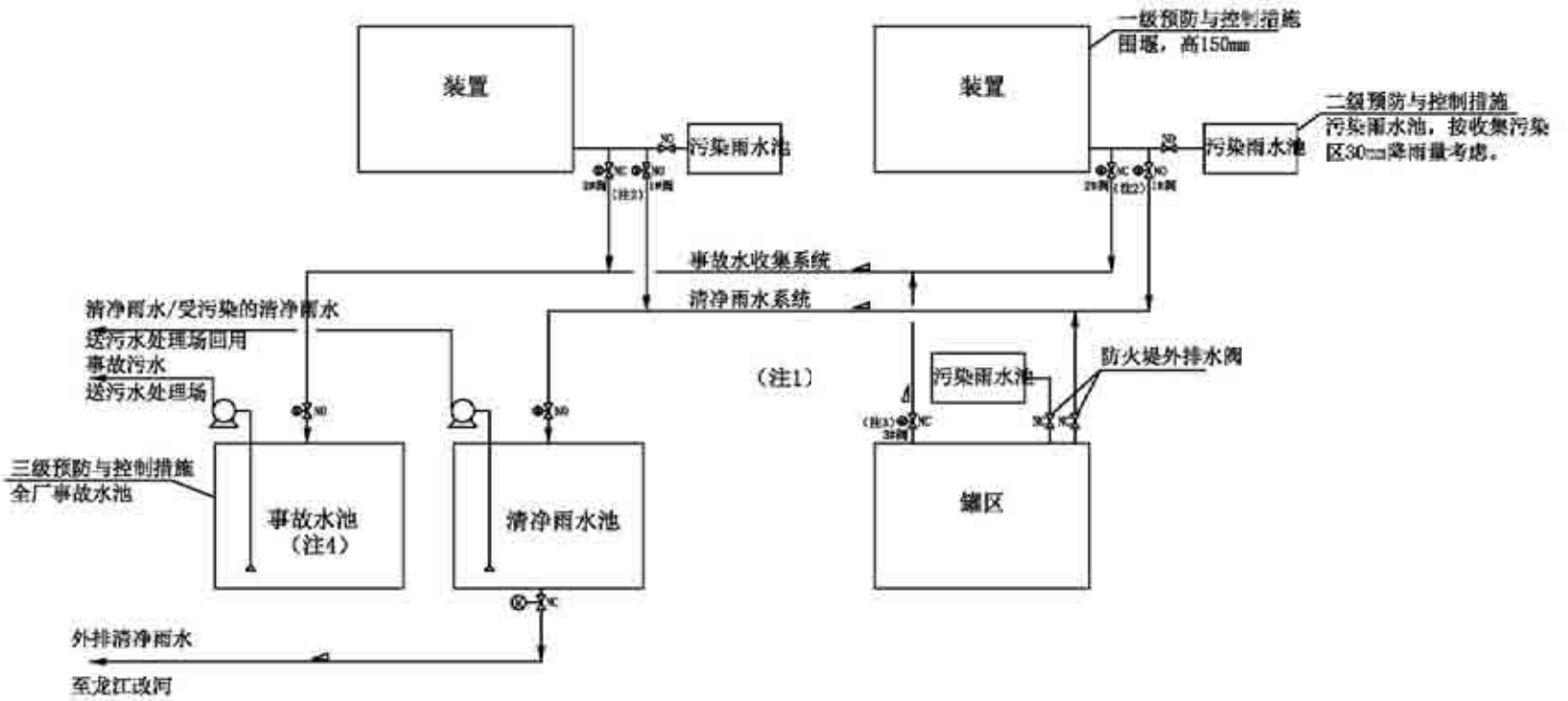
⑴炼化厂区事故水防控体系

①事故污水应急储存能力核算

全厂应急储存能力见表 16.6-3，全厂工程污水应急储存能力为 300000 m^3。

表 16.6-3　　本项目炼化厂区应急储存设施一览表

类型	名称	容积（m^3）
事故缓冲设施	化工区事故水转输池	20000
	事故水收集池	180000
	厂区原油罐防火堤	100000
合计		300000



备注：

（1）装置区150mm围堰及罐区围堰为一级防控措施，防治事故水漫流；装置区内污染雨水收集池为二级防控措施，用于收集小事故下的事故污水；全厂事故水池为三级防控措施，可收集全厂两处装置或罐区同时着火时的消防事故水量及进入事故水收集系统的雨水量。

（2）污染雨水收集池外溢流井后设置两个接点和阀门，正常情况下，至清净雨水系统溢流管上的1#阀处于常开状态，至事故水收集系统溢流管上的2#阀处于常关状态。发生消防事故时，及时关闭1#阀，打开2#阀，将事故水切换至事故水收集系统。

（3）罐区外的3#阀处于常关状态，当发生消防事故时，及时打开3#阀，将事故水排至围堰外的事故水收集系统。

（4）全厂设置4座雨水收集池，其中化工区设置一座，有效容积30000m3；炼油区设置3座，有效容积分别为30000m3、25000m3和35000m3。

（5）全厂炼化一体化统一设置事故水池，有效容积为180000m3。

图 16.6-1　　厂区事故污水三级防控系统示意图

A：事故水产生量核算

当发生风险事故时，事故水的产生量按照《事故状态下水体污染的预防与控制技术要求》（Q/SY 1190-2013）的规定进行核算。

$$V_{总}=（V_1+V_2-V_3）max+V_4+V_5$$

式中：V_1—收集系统范围内发生事故的储罐或装置的物料量；V_2—发生事故的储罐或装置的消防水量，m^3；V_3—发生事故时可以转输到其他储存或处理设施的物料量，m^3；V_4—发生事故时仍必须进入该收集系统的生产废水量，m^3；V_5—发生事故时可能进入该收集系统的降雨量，m^3。

B：事故储存能力核算：

全厂事故水储存能力核算见表 16.6-4。假定事故全厂两处着火，化工中间罐区 10h，炼油厂区球罐 10h，同时考虑污水处理场故障。

表 16.6-4　　全厂事故水储存能力核算

符号	意义及取值依据	计算结果
V1	事故的一个罐组或一套装置的物料量，m^3。	0
V2	事故的储罐或装置的消防水量，$V2=\sum Q_{消}t_{消}$ 取 2 个消防水量最大的主体装置，$Q_{消}$=（3200+1950）m3/h，$t_{消}$=10 h	51500
V3	发生事故时可以转输到其他储存或处理设施的物料量，m^3；	0
V4	发生事故时仍必须进入该收集系统的生产废水量，m^3；	0
V5	发生事故时可能进入该收集系统的降雨量，m^3 V5＝10qF q——降雨强度，mm；按平均日降雨量；q=qa/n；取极端 383 mm qa——年平均降雨量，mm； n——年平均降雨日数。 F——必须进入事故废水收集系统的雨水汇水面积，19.2 hm^2。	73536
$V_{总}$		125036
	污水处理场故障，生化需 12.5 天恢复，废水量 600 m^3/h	180000
$V_{储存能力}$	化工区设置 20000 m^3 的事故转输池，加上全厂事故水池 180000 m^3 和污水处理场事故水罐 60000 m^3 及一个原油罐防火堤 100000 m^3。	360000
$V_{储存能力} > V_{总}$，满足要求。		

化工区事故水储存能力核算见表 16.6-5，假定事故两处同时着火，其中化工中间罐区 10 h，乙烯装置 3 h。

表 16.6-5　　化工生产装置区事故水储存能力核算

符号	意义及取值依据	计算结果
V1	事故的一个罐组或一套装置的物料量，m^3。	0
V2	事故的储罐或装置的消防水量，$V2=\sum Q_{消}t_{消}$ 取 2 个消防水量最大的主体装置，$Q_{消}$=（1000+600）L/s， $t_{消}$=12h	38480

符号	意义及取值依据	计算结果
V3	发生事故时可以转输到其他储存或处理设施的物料量，m^3；	0
V4	发生事故时仍必须进入该收集系统的生产废水量，m^3；	0
V5	发生事故时可能进入该收集系统的降雨量，m^3 V5＝10qF q——降雨强度，mm；按平均日降雨量；q=qa/n；取极端 383m qa——年平均降雨量，mm； n——年平均降雨日数。 F——必须进入事故废水收集系统的雨水汇水面积，10.2 hm^2。	129251
$V_{总}$		167731
$V_{储存能力}$	化工区设置 20000 m^3 的事故转输池，加上全厂事故水池 180000 m^3。	200000
$V_{储存能力} > V_{总}$，满足要求。		

通过上述计算可知，在各事故状态下废水的产生量均按最大值进行考虑，拟建工程配套建设的事故水收集系统是满足发生火灾爆炸事故时产生的事故污水的存储要求的。本项目形成了装置、区域、事故应急池三级防控体系，在发生重大生产事故时，利用三级防控体系，可将泄漏物料和污染消防水控制在厂区内。

②事故水收集系统与事故水池的连接、封堵措施

炼化厂区事故水收集系统与事故水池的连接、封堵措施控制见图 16.6-2 和图 16.6-3。

正常情况下，罐区防火堤和装置区围堰与事故水池连接的出口切断阀处于常关状态，事故水收集池的进水切断阀和出水切断阀均处于关闭状态，平时保证事故水收集池处于空池、清净状态；正常情况下，排至厂外的清净雨水排放切断总阀处于常开状态。当发生风险事故时，首先确保关闭排至厂外的清净雨水排放切断总阀，并开启罐区防火堤或装置区围堰进事故水收集池的出水切断阀，同时，必须马上通知事故水收集池单元迅速进入事故应急状态。

当事故水收集池单元接到生产装置区或罐区相关部门的事故报警后，必须迅速进入事故应急状态并作好监测、控制的应急准备：按序开启事故水收集池的进水切断阀，将携带有泄漏物料的污染消防水导入事故水收集池，然后限流泵送至污水处理系统，以使不对污水处理系统产生冲击，保证事故污水不外排。

雨排系统是火灾事故时，消防废水最容易造成水体环境事故的薄弱环节，本项目设置单独的事故水系统，与雨水系统分开，确保有效管控突发事故毒物、消防废水和污染雨水不进入环境水体。

⑵原油码头库区事故水防控体系

依据国家相关规定以及《事故状态下水体污染的预防与控制技术要求》（Q/SY 1190-2013）的规定，原油码头库区拟建立从污染源头、过程处理和最终

排放的防控体系，防止环境风险事故造成水环境污染。

第一级防控系统由油库罐区围堤组成，收集一般事故泄漏的物料，防止轻微事故泄漏造成的水环境污染。



图 16.6-2　化工区事故污水调储控制系统示意



图 16.6-3　炼油区事故污水调储控制系统示意

储罐区防火堤内地坪标高为 24.2m，防火堤顶标高为 26.9m；露天油泵区、阀组区等污染区的围堰高度为 150mm。

事故时物料的泄漏量为罐区内最大储罐的罐容，码头库区最大的物料泄漏量按 1 座 $10\times10^4m^3$ 计算，最大物料泄漏量 $V_1=10\times10^4m^3$。每个罐组防火堤有效容积为 $101300m^3$，防火堤设计高度（内侧）为 2.7m，满足事故物料泄漏的容积要求。

码头库区将二、三级防控措施合并设置，主要由储罐组周边的消防道路、事故池及含油污水池、围墙等组成，收集污染消防水及罐区的雨水，事故池和含油雨水池总容积为 $20300m^3$。

⑶大南海石化工业区水体污染防控设施

根据揭阳大南海石化工业区石化产业片区规划环评，园区将在工业区中部、向日湖东侧建设应急水池，作为事故废水防控的最后一道防线。一旦本项目自建的应急设施无法拦截事故排放，将导流到此园区应急池暂存，再排入本项目污水处理场进行收集处理。应急水池的建设将提高工业区事故情况对各企业污水处理设施或工业区污水处理厂发生事故时的应急处理能力，有效降低事故影响程度。由于园区应急水池未规划于低点，事故废水无法通过重力流导入园区应急水池，因此工业区需要配套建设连通本项目事故水池界区红线外至园区应急水池的废水输送管线，同时配置污水提升泵，以保证事故时，事故水能及时导流至园区应急水池暂存。

应急事故水池采取地下式，有利于收集事故排水，以防止漫流。事故应急池考虑采取防火、防爆、防渗、防腐、防冻、防洪、抗浮、抗震等措施。园区事故水池主要是在事故情况下，园区内企业消防事故废水厂内无法容纳时，园区内的应急方案，要求事故水池在非事故情况下为空置状态，不得用于为其他目的占用。园区就临近沿海，存在一定的水环境风险，园区事故水池应制定相应的管理制度及应急预案，并进行严格管理。园区事故水池与园区污水处理设施联通，便于事故水的后续处理，但园区事故水池不可作为园区污水厂事故水池使用。

大南海石化工业区内水系进入外部水体前设置水闸，突发环境风险事故发生后，立即关闭水闸，将污染物质截留在大南海石化工业区内部进行处理，避免污染进一步扩大造成大南海石化工业区外部地表水体和海洋环境的污染。

根据本项目厂区标高，事故废水不会进入厂区西侧的大南海排洪渠。但是，

在极端情况下，炼化一体化项目的事故废水将导入园区应急水池暂存，而园区应急水池与大南海排洪渠之间设有排放口，一旦启用园区应急水池前未及时将排放口封堵，事故废水可能经大南海排洪渠流入南海。因此，在大南海排洪渠入海口处设置闸门，防止事故废水入海。园区应急事故水池排口设置的闸门和大南海排洪渠入海口闸门将有效控制园区极端事故废水暂存和排放。根据园区规划，园区事故水池容积约 5-10 万 m^3，大南海排洪渠底宽 28 米，从事故水池到入海处长约 3890 米，扣除平时可能的水量，大南海排洪渠暂存废水深度不低于 2 米，总有效容积约 22 万 m^3。

大南海石化工业区在园区应急水池排放口设置闸门，将连接园区应急水池与大南海排洪渠的管线及排洪渠渠道兼做园区事故废水容纳设施，一方面可以提高大南海石化工业区事故废水存储能力，另一方面将事故废水截流在相对封闭的渠道内，可以防止事故废水污染面积过大，避免给后期处置增加负担。根据《揭阳大南海石化工业区关于做好事故废水环境风险防控措施的函》（揭海管函[2019]14 号）（附件 35），大南海石化工业区还将在排洪渠入海口位置配套建设污染防控工程（堤坝、闸门），完善工业区事故废水环境风险防控体系。

大南海石化工业区在规划和基础设施建设时考虑了园区的事故废水收集暂存，在大南海石化工业区管理中应按大南海石化工业区的应急预案加强管理和应急事故水调度，完善基础设施建设和管理，及时排出事故水池和排洪渠内的残留水，以保证大南海石化工业区废水暂存的容积。

这样，本项目建立起“单元—厂区—园区”的环境风险防控体系，设置事故废水收集（以非动力自流方式）和应急储存设施，以满足事故状态下收集泄漏物料、污染消防水和污染雨水的需要，防止事故废水进入外环境的控制、封堵系统。确保发生事故时，事故消防等污水不会进一步扩大影响大南海工业区外部的地表水体和海洋环境。

16.6.1.9管道事故的防范措施

⑴设计

①合理选线

在线路走向选择上，尽可能绕避人口集中区以及复杂地质段。对于必须通过的不良工程地质段，根据不良工程地质的类型采取相应的措施。

②不良地质段管道敷设

A：坍塌、滑坡

崩塌、滑坡一般发育在山梁两侧斜坡或陡崖段，梁顶基本无崩塌，选线时管道尽量在梁顶通过。在有可能产生滑坡的斜向、顺向坡段敷设时，应分段敷设。峡谷段设计采取浆砌块石护坡，并在施工前应削坡减载，先将 3 m～8 m 的陡坎直接削成平缓斜坡后，再进行管道的埋设。切忌连续不间断开挖，以避免造成斜坡大范围变形、滑动。岩石崩塌段，可先削掉崩塌上部危岩体，以防比较小的崩塌体砸伤施工人员。清除崩塌的岩体后，暴露的基岩面需进行水泥喷护。同时，也要进行坡面防护、砌挡土墙、砌坡面排水沟等措施。

B：泥石流

管道在穿过泥石流沟时，不可穿过泥石流的剥蚀区和流通区；穿过泥石流堆积区时，对泥石流的规模、成因、地质组成等因素须详细勘察，采用深埋措施，按照河流穿越的要求将管道埋设在冲沟或堆积物以下的稳定层内。

C：冲蚀（坍岸）

冲蚀区主要分布在河谷段及大中型河流两岸，冲蚀沟深度不等，冲蚀以侧向侵蚀为主，冲蚀强烈地段多集中在河谷的“凹”岸部位，往往造成塌岸。河谷区因上游洪水下泄时，对河漫滩两侧岸边的冲蚀，绝大部分河流为季节性水流，汛期来水量迅猛，具有暴涨陡落的特点。洪水的向下切割冲蚀在平原区表现不明显。

穿越河谷、沟谷、冲沟时适当加大管道埋深，修建防冲墙和表面砌石防护以减轻冲蚀灾害，在防止侧蚀的同时更应防止下切冲蚀，同时注意保持水流通道的畅通；平行河谷、沟谷、冲沟时应尽可能避开遭侵蚀沟岸，选择在稳定性相对好的阶地或台地上，同时辅以挡墙、护岸等砌石防护措施。

③管道参数选取

A：管材选择

国内外油气管道工程所使用的钢管主要有：直缝埋弧焊钢管、螺旋缝埋弧焊钢管、直缝高频电阻焊钢管（ERW 管）和无缝钢管。因采取的制管工艺和焊接方式的不同，各种类型的焊接钢管的母材及焊缝的力学性能、受力形式也各有不同。本工程干线管道用管采用螺旋缝埋弧焊钢管和直缝埋弧焊钢管相结合的用管方式。一般线路段推荐使用螺旋缝埋弧焊钢管，穿跨越段中冷弯管和热煨弯管推荐使用直缝埋弧焊钢管。

B：管道壁厚

管道壁厚根据《输油管道工程设计规范》（GB50253-2014）的规定选取。在河流大中型穿越、铁路、二级及以上公路穿越等特殊地段管道壁厚提高一等级。

同时对于穿越人口密集区，为保障人员、周围建（构）筑物以及管道本身的安全，提出以下处理要求：①油管选择壁厚满足 0.5 的设计系数，输气管道设计系数调整至 0.4，油管道采用 Ø914mm×12.7mm L360M 直缝埋弧焊钢管，气管道采用 Ø273.1mm×7.1mm L245M 无缝钢管；②覆土厚度不小于 1.2 m；③管道采用 100%射线和 100%手动超声波进行“双百”探伤，确保焊口质量；④采用三层 PE 加强级防腐；⑤设置标志桩、加密桩和警示牌，设置 10 个加密桩；⑥管道建设后，运行单位除按企业规章制度加强对管道定期巡检评估维护、开展全生命周期安全管理等措施外，还应加强与沿线地方政府的沟通、联系和协调，按法律法规处理好其他后建工程与本工程管道之间安全影响。

C：管道防腐

本工程管道采用防腐涂层防护和阴极保护联合保护的方式。管道防腐层全线选用环氧粉末聚乙烯复合结构（三层 PE）。一般地段为普通级防腐，河流、公路、铁路穿越等特殊地段选用加强级防腐。

④截阀室设置

为使输油管道在事故和维修状态下，尽可能减小对周围环境的影响及经济损失，本工程干线沿线共设置阀室 2 座。其中一座为原油管道阀室，另一座为天然气管道阀室。

⑤自动控制

本工程采用 SCADA 系统对全线的运行进行自动监控和统一调度管理。SCADA 系统可实现对油罐液位监视管理系统、RTU 阀室紧急截断阀控制、油品泄漏检测定位系统、阴极保护设备参数检测、消防检测控制系统、清管球通过检测、泵机组控制、紧急停车系统等方面的自动控制。

⑵施工

①在施工过程中，加强监理，确保管道防腐涂层施工质量；

②建立施工质量保证体系，提高施工检验人员的水平，加强检验手段；

③制定严格的规章制度，发现缺陷及时正确修补并做好记录；

④进行水压试验，排除更多的存在于焊缝和母材的缺陷，从而增加管道的安全性；

⑤选择有丰富经验的单位进行施工，并有优秀的第三方对其施工质量进行强有力的监督，减少施工误操作。

⑥制定吊装作业、临时用电、管沟开挖、沟下焊接等各种作业的安全措施。

⑦本管道设计运行年限为 30 年。在管道运行后期，应加强对管道完整性评价和检测，及时修复或更换腐蚀严重的管段。

⑶运营

运行期间管道安全防护措施主要包括人防和技防：

①人防

A：建立定期巡线制度；提高巡线的有效性；每天检查管道施工带，查看地表情况，并关注在此地带的人员活动情况，发现对管道安全有影响的行为，应及时制止、采取相应措施并向上级报告；

B：定期开展应急演练，建立应急预案。设立报警电话；（3）对于沿线的水工保护等防护工程进行定期查勘和维护。

②技防

A：地质灾害、大型跨越、强震区设置检测系统，检测数据上传至公司并报警；

B：定期进行清管及内检测；采用超声波测厚仪检测管道壁厚是否腐蚀。对严重管壁减薄的管段，及时维修更换，避免爆管事故发生；

C：定期检查管道安全保护系统（如截断阀），使管道在事故时能得到安全处理。

⑷河流敏感段

为降低河流穿越段的环境风险，对敏感地表河流穿越段管道采取以下水污染风险防范措施，见表 16.6-6。

表 16.6-6　　敏感河流穿越段管道污染风险防范措施

类别	项目	主要防范措施
设计	穿越位置选择	综合环境影响评价、地质灾害评估、地震安全评估、防洪评价等结果，及其它法律法规规定等选择穿越位置。
	设计压力	管道设计压力需经过不同输量下不同事故工况下（阀门误操作、设备故障、通信中断、事故掉电等）的动态模拟核算，以确保在管道运行过程中不因动、静水压力超过而导致管道破裂、泄漏现象的发生。
	管材和壁厚	根据设计规范选用壁厚和管材等级，核算强度、刚度及稳定性；若不满足要求时，应增加钢管壁厚或提高管材等级。同时，还需进行抗震校核、断裂带安全性校核。拟建项目穿越段采用直缝埋弧焊钢管，壁厚相应增加。
	截断阀室	河流穿越段增设截断阀室，减少事故管道溢油量，截断阀室应设置在交通方便、不被设计洪水淹没处。

类别	项目	主要防范措施
	管道埋深	穿越管段应埋设在一般冲刷加局部冲刷深度以下的安全深度。
	防腐	采用加强级三层 PE 外防腐层，以及牺牲阳极进行保护。
	警示牌、标志桩、警示带	当穿越附近及上下游河床内有开挖建筑材料、采金、采矿活动时，穿越断面上下游各 100m 划为禁止采挖区，在禁止采挖区两端高处醒目通视条件好的地方各设置一块穿越标志牌。在开挖穿越段管道上方 0.5m 处全线设置警示带，以防止管道被无意破坏。
	其它	陡河穿越段管道外面设置水泥套管，防止管道溢油对陡河造成污染。
施工	稳管措施	对于小型季节性河流穿越，稳管措施根据具体河床地质及水文条件而定。对于砂卵石河床，采用管道平衡压袋、间隔砌筑块石、铁丝石笼或散抛块（卵）石的方式稳管；对于基岩性河床，采用现浇混凝土的方式稳管；对于冲刷较大的土质河床，首先要确定冲刷深度，将管道埋设在冲刷线以下 0.5m。必要时可采用混凝土加重块的方式稳管。
	护岸工程	为保证管线运行安全，管道穿越河流必须修筑护岸工程，采取现浇水下不分散混凝土或石笼构筑护岸基础；水上部分采用块石浆砌护岸或卵石浆砌护坡。护坡的高度应视岸坡条件确定，一般应高出设计频率的洪水位一定高度；护岸的宽度应大于被松动过的地表宽度，护岸不能凸出原河岸，并与周围自然地貌衔接。平原地区，在管道穿越沟渠后，为保证沟渠的稳定，可将穿越管道两侧的松动部分用草袋砌筑，既保护管道，又不让沟渠土壤流失。
	补口、补伤	防腐层现场补口采用辐射交联聚乙烯热收缩带补口。对三层 PE 防腐层管段的损伤，损伤处直径≤30mm 时，可采用辐射交联聚乙烯补伤片；直径>30mm 的损伤，先用补伤片进行补伤，然后采用热收缩带包覆，热收缩带的宽度不小于 30cm。
	探伤检测	管道焊缝全段 100%超声波检验，100%射线照相检验
	试压	进行单独强度和稳定性试压。
运行	泄漏检测及自动控制	SCADA 智能检测（采用调控中心、站控和现场手控三级控制），全线设置泄漏自动检测系统
	壁厚检测	定期进行壁厚检测，对腐蚀严重的管道及时更换。
	人工巡检	加强巡检力度和人员投入。特别注意 10 年一遇以上特大暴雨时段的巡线工作，观察穿越段及下游是否有溢油痕迹。
	维抢修	管道全线设置维抢修机构，正常情况下应急响应时间小于 2.5h。
	安全管理	提高职工安全防范意识，定期进行安全培训。制定岗位操作规程，制定溢油专项应急预案，配置应急物资。

⑸事故应急

①陆地溢油事故处置措施

A：发生油品泄漏事故后应立即切断油源，并立即上报，关闭最近的上下游阀室，抓住时机控制泄漏量。同时报告公司应急办公室。报告内容：时间、地点、泄漏情况、可能原因、是否着火等情况。同时现场负责人要正确分析险情，及时疏散人员，划定警戒区域，防止设备、无关人员及火种进入引起爆炸。

B：立即安排全线停产以切断油源，同时应将泄漏管段内油品回入就近泵站油罐内，必要时安排就近泵站抽泄漏管段内油品反输进上站油罐内；若因条件限

制不能停产，应降量运行，同时将现场泄漏油品围拢在一定范围内，防止污染面积扩大。若属被盗开孔引起油品泄漏，应立即报告内保室，与公安部门一起察看现场，为破案做准备。

C：如果泄漏油品还未流入农田，组织推土机堆起隔离带防止油品扩散漫流进入农田。如果已污染农田，则应立即采取人工方式围堤堰，防止油品扩散漫流在农田扩大。

D：管道泄漏处理完毕后，立即组织抽油车和编织袋回收油品。

E：对难以回收且渗入土壤的油品，将含油土层和植被一起清运到油泥处理厂处理或安全填埋场填埋。

②河流溢油事故处置措施

A：识别和发现溢油源，关闭管道两端的阀门。当河流穿越段管道溢油事故源不能立即发现时，应立即在下游设置围油栏，防止溢油面积扩大。在确定溢油量和预测漏油的移动时，可把人和设备有效地进行定位，搞清漏油的移动、水流和风向风速情况，采取相应的对策。

B：限制漏油的扩散。限制漏油继续扩散、漂移及有效地从漏油源制止油流动所采取的行动。

C：使用围油栏汇集水面油，将溢油拦截至适宜回收的河岸附近用吸油机、吸油毡进行回收。溢油量大时，可以设置多道围油栏，并在下游设置活性炭。

③地下水污染事故风险防范措施

本工程沿线分布有分散式居民饮用水源，建议采取严格的防护、监控和应急处理措施，最大限度地减少工程建设对地下水的环境影响。

一旦发生泄漏事故发生后，应迅速进行“现场清理”；为避免导致含水层永久的污染，应将受污染的土体全面挖清。对事故现场进行调查、监测、处理，对事故后果进行评估，密切关注地下水水质变化情况，采取紧急措施制止事故的扩散、扩大、蔓延及连锁反应。查找事故原因并制定防止类似事件发生的措施：

A：识别和发现溢油源，关闭管道两端的阀门。

B：限制漏油的扩散。

当河流穿越段管道溢油事故源不能立即发现时，应立即在下游设置围油栏，防止溢油面积扩大。

C：使用围油栏汇集溢油，采取吸油车或吸油毡回收溢油。

D：溢油污染的土壤应清出收集，运至炼厂回炼或送危废中心安全填埋。

E：应立即在污染源泄漏点下游处打井，形成降落漏斗，以最大程度的抑制污染物向下游的扩散速度，控制污染范围，使地下水水质得到尽快恢复。

16.6.2 应急预案编制要求

建立、明确项目、园区、周边政府三级环境风险应急体系。按照国家、省市要求，编制突发环境事件应急预案。突发环境事件应急预案应体现“分类管理，分级响应，区域联动”的原则，应与所在地地方政府突发环境事件应急预案相衔接，明确事故分级和分级响应。广东石化公司是本项目环境安全的责任主体单位。

16.6.2.1应急预案体系

依据《建设项目环境风险评价导则》和《石油化工企业环境应急预案编制指南》，中国石油广东石化公司编制完成了《广东石化炼化一体化项目环境应急预案》，以防范本工程关键装置和油气储存设施等发生重大火灾、爆炸、泄漏事故而引发的环境风险。该应急预案由《突发环境事件综合应急预案》和专项应急预案组成，专项应急预案包括《环境污染事件应急预案》、《火灾爆炸应急预案》、《防止海洋环境污染应急预案》、《放射性事件应急预案》、《危险化学品事件应急预案》。

16.6.2.2应急组织机构

为有效应对突发环境事件，将突发环境事件对人员、财产和环境造成的损失降至最小程度、最大限度地保障企业员工及周围人民群众的生命财产安全及环境安全，企业建立了应急组织机构并规定各机构应负起的职责。

16.6.2.3应急响应

突发事件发生后，单位在启动本单位应急预案的同时，迅速按照公司应急报告程序（图 16.6-4）规定的程序向公司应急指挥办公室（24 小时应急值守）报告，最多不超过 5 分钟。

16.6.2.4与区域应急预案的联动

大南海石化工业区和惠来县制定《预防和处理突发环境事件应急预案》、《环境突发污染事件应急预案》及其相关专项预案；广东石化公司也制定本工程的环

境突发事件总体应急预案及各专项应急预案；同时根据毒物泄漏扩散事故对工业区的最不利影响预测结果，制定《最大可信事故条件下紧急疏散方案》。

预案（方案）将明确了各级应急指挥管理机构的设置、职责要求，并制定各类环境风险事故应急、救援措施；与此同时明确各级预案的职责、启动机制、联动方式，为控制本工程可能发生的各类、各级环境风险事故、降低并最终消除其环境影响，提供有效的组织保障、措施保障，可将环境风险事故造成的环境影响控制在可接受范围内。工业区应在此基础上进一步强化工业区风险应急预案体系的构建。

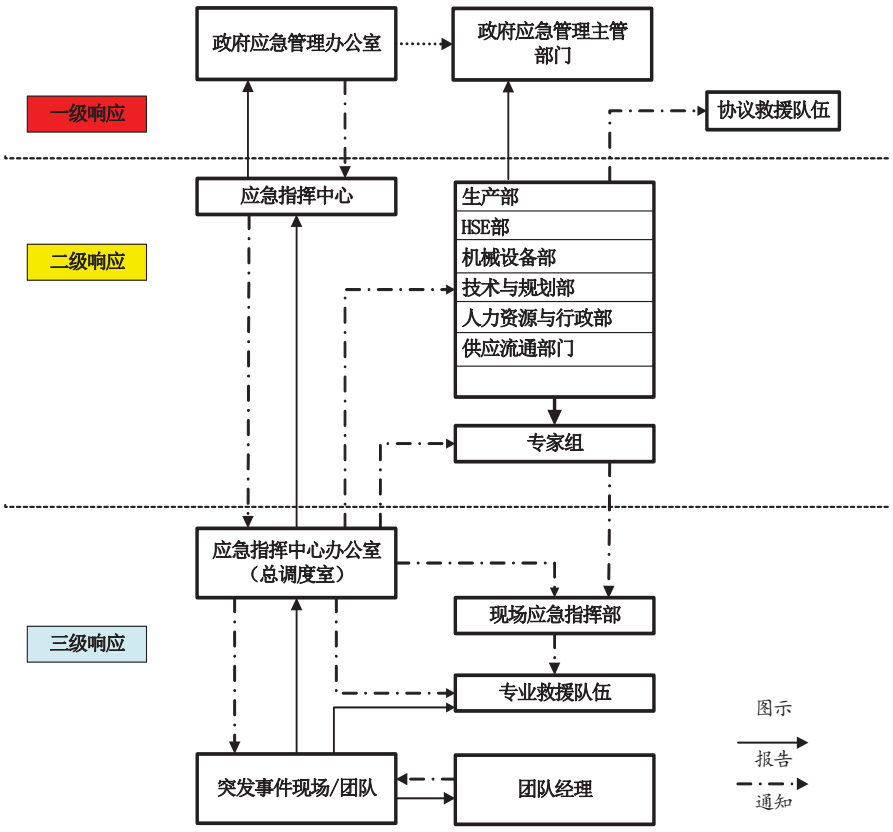


图 16.6-4　公司应急报告示意图

中国石油广东石化公司的突发事件应急预案体系充分考虑了与区域预案的联动，以《广东省突发环境事件应急预案》、《揭阳大南海石化工业区突发环境事件应急预案》作为联动预案建立本单位的应急预案体系。

《广东省突发环境事件应急预案》适用于广东省内因企业事业单位排污或由其他事件引发以环境污染为主要灾害的突发事件，主要包括大气环境污染事件、水环境污染事件、土壤环境污染事件等生态环境污染事件的应对工作。

《揭阳大南海石化工业区突发环境事件应急预案》适用于大南海石化工业区

内以及基地外波及影响到工业区内的各种重特大环境污染事件：包括危险化学品及其它有毒有害物品在生产、经营、贮存、运输、使用和处置过程中发生的泄漏、火灾、爆炸等环境污染事故；影响环境敏感区及环境敏感目标的污染事故（“三废”处理设施发生故障导致的废气、废水泄漏等环境污染事故）；其它突发性的环境污染事故等。

本项目应急预案与《广东省突发环境事件应急预案》、《揭阳大南海石化工业区突发环境事件应急预案》相衔接，充分利用区域现有应急救援资源，与工业区和惠来县保持联动。若环境事件发生后，首先启动本公司应急预案，并及时将事故向石化工业区有关部门报告。同时，公司的应急响应行动与石化工业区的应急响应保持联动，确保信息传递和人员的救助以及事故处理的及时和准确无误，做到最快、最好地处理突发事故。

16.6.2.5石化工业区应急救援组织体系

石化工业区突发环境事件应急救援体系建设的基本思路为：以惠来县突发环境事件应急救援中心为核心，与地方政府（上级）和企业（或事业）单位（下级）应急救援中心形成联动机制的三级应急救援管理体系；救援队伍的组建整合环境保护、公安、消防、医疗卫生、气象水文、交通运输、新闻通讯等救援力量，在应急响应时，根据事件实际情况，成立相应的应急救援队伍。

石化工业区内环境风险应急管理实行三级管理：大南海石化工业区突发环境事件应急救援指挥中心为一级应急管理指挥机构；基地内各企业成立环境风险应急控制指挥中心，为二级应急管理指挥机构；视基地内各企业具体情况及企业应急防范的需要，企业可进一步在各车间成立风险应急控制指挥小组，为三级应急管理指挥机构，分别负责组织实施石化工业区、基地内各企业、车间的环境风险应急救援工作。广东石化公司是本项目环境安全的责任主体单位。

16.6.2.6应急疏散路线

⑴撤离路线确定

应急救援指挥中心根据紧急疏散的需要，可以征用机关、学校、文化场所、娱乐设施，必要时也可征用经营性宾馆、招待所、酒店作为临时避难场所，并确保疏散人员生活所需，如饮用水、食品和棉被等。

疏散、撤离路线应依据事故发生的场所，设施及周围情况、化学品的性质和

危害程度，以及当时的风向等气象情况由应急救援指挥中心确定。

⑵人员撤离方式方法

在指挥中心统一指挥下，对与事故应急救援无关的人员进行紧急疏散。疏散的方向、距离和集中地点，必须根据不同事故，做出具体规定，总的原则是疏散安全点处于当时的上风向。对可能威胁到厂外居民（包括友邻单位人员）安全时，指挥中心应立即和地方有关部门联系，引导居民迅速撤离到安全地点。

⑶周边企业人员的紧急疏散

应急救援指挥中心应根据事故可能扩大的范围和当时气象条件，抢险进展情况及预计延展趋势，综合分析判断，对可能受到影响的企业生产装置决定是否紧急停车和疏散人员，并向他们通报这一决定。防止引起恐慌或引发派生事故。

⑷其他人员的疏散

根据事故的危害特性和事故的涉及或影响范围，由应急救援指挥中心决定是否需要向周边地区发布信息，并与当地有关部门联系。如决定对周边区域的村落进行疏散时，立即组织广播车辆和专业人员协助公安及其他政府有关部门的人员进行动员和疏导，使周边区域的人员安全疏散。区域应急设施分布及疏散路线见图 16.6-5 和图 16.6-6。

16.6.3管道事故应急计划

16.6.3.1溢油应急计划

溢油应急计划内容如下：

⑴管道工程项目概况、作业流程、工程地区基本自然环境和社会环境概况；

⑵溢油风险分析；

⑶溢油应急组织；

⑷溢油应急设备；

⑸溢油应急通讯。

16.6.3.2应急反应程序—应急组织和报告制度

管道管理部门应具备处理溢油事故的能力，且负有清理、回收全部溢油的责任。当溢油规模超过其处理能力时，可请求政府有关部门协助。

一旦发生溢油事故，立即向上级主管部门报告，同时指挥有关部门停止输油

并关闭有关截断阀，并指挥现场溢油清除作业。上级主管部门立即责令应急指挥机构进入应急状态，而应急指挥机构应立即派员和车辆等奔赴溢油现场参加溢油清除作业，并随时将溢油发展动态和清除作业情况向中国石化集团公司和有关地方政府部门报告。当溢油可能进入河道和鱼塘时，需尽快通知其管理部门做好防污染准备。



图 16.6-5　炼化厂区风险事故应急撤离路线及安置点



图 16.6-6　原油码头库区风险事故应急撤离路线及安置点

16.6.3.3溢油应急设备

⑴在管道的两端设有流量计，并有巡线工进行巡检。

⑵在岗职工进行事故紧急处理培训。

⑶配备专用指挥和调度通讯系统以及完备的泄漏油监测和检测系统等。

⑷配备较为完善的溢油清理设施和工具，如：①能运载应急设施和人员的车辆；②铁锹、小型吸油泵、污油桶、污油袋、污油罐等；③简易围油栏；④吸附原油的材料（泡沫塑料、芦苇、稻草、秸秆等）；⑤适合于输送介质特性的溢油分散剂（可少备现货，但须落实供应商，以方便应急购买）。

16.6.3.4溢油应急通讯

溢油反应迅速与否同通讯系统完善是否密切相关。应确保建立：

⑴管道各级控制系统间的高质量通讯联系；

⑵厂区和库区的不间断通讯联系；

⑶管道管理部门与上一级管理部门和政府部门的通讯联系；

⑷管道管理部门与管道路由乡、镇及村庄的电话联络网和联络制度。

16.6.3.5输油管道应急流程

当管道发生事故时立即按下列步骤采取应急措施，其应急流程见图 16.6-7。

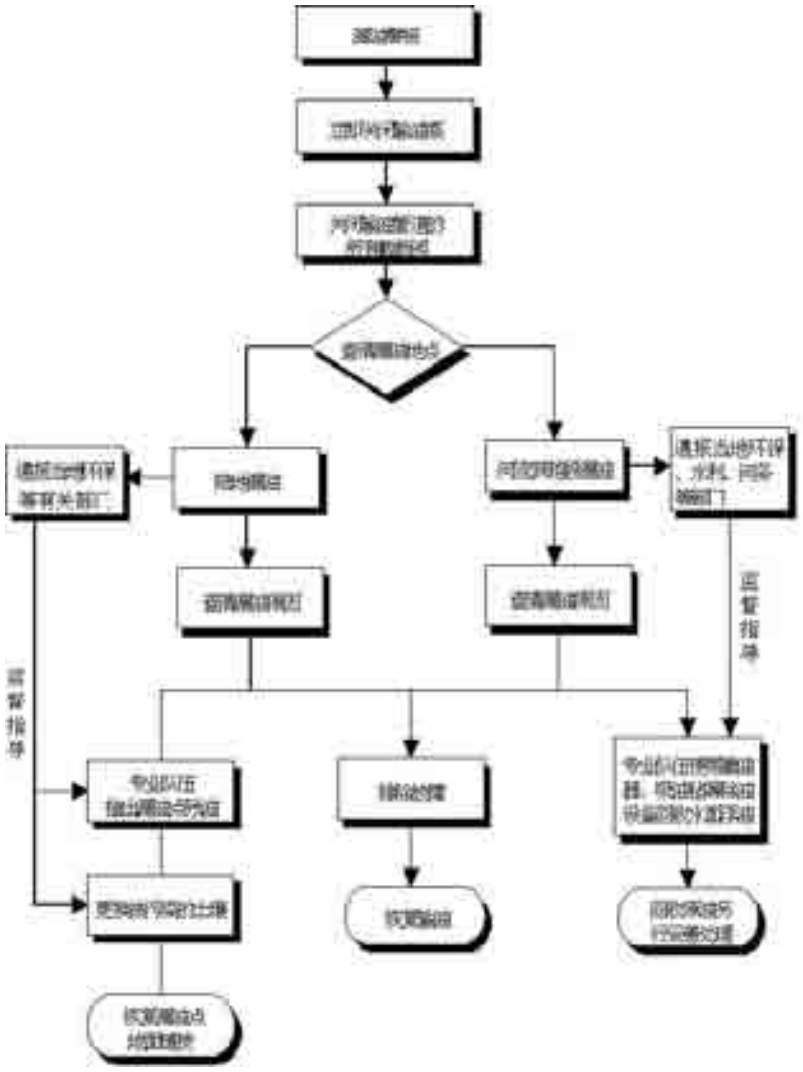


图 16.6-7　管道事故漏油应急流程图

⑴立即关闭输油泵；

⑵关闭输油管道上有关的截断阀；

⑶立即查出溢油地点；

⑷查清溢油原因；

⑸排除溢油故障；

⑹恢复正常供油；

⑺抽出溢油点残存的溢油；

⑻清理被溢油污染的土壤，更换成新的干净土壤；

⑼恢复溢油点地面的植被；

⑽总结事故原因，吸取教训，排查隐患。

16.6.4陆域工程风险防范措施投资

本工程风险防范措施投资约为 160142 万元，包括消防设施、可燃气体检测报警设施、火灾报警系统、集散式控制系统（DCS）系统、安全仪表系统（SIS）系统、隔热及防腐、安全用电及事故照明、防雷防静电设施、安全阀、火炬系统、事故废水收集输送系统、厂区防渗设施、安全教育及防护装备和设施、应急器材及设备、环境监测设施等，见表 16.6-7。

表 16.6-7　　陆域工程风险防范措施投资估算一览

序号	设施名称	投资（万元）	计入比例	列入风险投资（万元）
1	安全生产费用及消防设施	89680	10%	8968
2	检测报警设施	55600	50%	27800
3	事故废水储存设施	36719	100%	36719
4	厂区防渗设施	85055	100%	85055
5	安全教育及防护装备和设施	900	100%	900
6	应急器材设备等	600	100%	700
合计				160142

16.7小结

16.7.1项目危险因素

本项目属于新建大型石油化工项目，生产过程中涉及的原料、辅助材料及产品大部分具有有毒、有害、易燃、易爆等特点，共有三十多种物质被列入《危险化学品目录（2015 版）》。根据原环境保护部《化学品环境风险防控“十二五”规划》中重点防控化学品名单，石油类（柴油、原油、汽油、燃油）、酸类（硫酸）、苯类（苯、甲苯、二甲苯）、液氨、甲醇、苯乙烯、硫化氢属于突发环境事件高发类重点防控化学品；石油类、苯、甲苯、乙苯、硫酸属于水体特征污染物类重点防控化学品；苯、甲苯、二甲苯、硫化氢属于大气特征污染物类重点防

控化学品。根据原国家安全监管总局《重点监管危险化学品名录》（2013 年完整版），氨、硫化氢、液化石油气、甲烷、原油、汽油、石脑油、氢气、苯、一氧化碳、甲醇、甲苯、乙烯、苯乙烯、1,3-丁二烯、丙烯、乙烷、甲基叔丁基醚属于国家重点监管危险化学品。根据原国家安全监管总局《重点监管危险化工工艺目录》（2013 年完整版），本项目裂解工艺、加氢工艺、氧化工艺、聚合工艺、烷基化工艺、煤制气工艺等被列为危险化工工艺。

通过对项目事故类型及其影响的环境途径分析，本项目风险类型主要为火灾、爆炸和有毒物料泄漏扩散。事故的伴生/次生污染与继发事故为装置或设施泄漏的有毒有害物料和火灾扑救中产生的消防废水控制不当流出厂界，火灾伴生的大量 CO、SO_2 等有毒有害气体对大气环境造成污染以及火灾爆炸引起周边装置或设施的火灾等事故。

16.7.2环境敏感性及环境风险事故影响

在风险识别的基础上，通过对国内外同类装置事故案例类比分析本次环境风险评价选择 H_2S、氨、苯、二甲苯、CO 等毒性物质为主要的危险物质。通过对本工程各装置和设施的分析，本次环境风险评价确定以原油罐区储罐罐顶火灾事故次生 CO 扩散，苯储罐泄漏发生火灾爆炸事故使苯在高温下迅速挥发释放至大气，二甲苯储罐泄漏发生火灾爆炸事故使二甲苯在高温下迅速挥发释放至大气，苯乙烯储罐泄漏发生火灾爆炸事故使苯乙烯在高温下迅速挥发释放至大气，硫磺回收装置 H_2S 泄漏，液氨储罐液氨泄漏，石油焦制氢变换前合成气泄漏作为大气环境风险后果预测情景。

根据大气环境风险后果预测结果，设定可信事故情景硫磺回收装置发生硫化氢泄漏的影响范围最大，其中毒性终点浓度-1（70 mg/m^3）最大影响范围 3110 m，毒性终点浓度-2（38 mg/m^3）4360 m，在其影响范围的居民发生硫化氢泄漏事故时应在 1 小时内撤离。

16.7.3环境风险防范措施和应急预案

本项目在设计上充分考虑了环境风险防范，包括平面布置、工艺及技术方案选择、自动控制、电气、电信、消防和火灾报警系统等方面的风险防范措施。

本项目与大南海石化工业区衔接设置了“单元-厂区-园区”的风险事故废水

三级防控体系，防止事故情况事故废水进入厂外地表水体和海域环境。

广东省揭阳大南海石化工业区和惠来县分别制定了《预防和处理突发环境事件应急预案》、《环境突发污染事件应急预案》及其相关专项预案；广东石化公司已制定本工程的环境突发事件总体应急预案及各专项应急预案，以防范本工程关键装置和油气储存设施等发生重大火灾、爆炸、泄漏事故而引发的环境风险；同时根据毒物泄漏扩散事故对揭阳大南海石化工业区的最不利影响预测结果，制定了《最大可信事故条件下紧急疏散方案》（空气污染），与大南海石化工业区的应急预案相衔接，在发生超出事故企业自身解决能力突发环境事件时能有效的进行应急联动。预案明确了各级应急指挥管理机构的设置、职责要求，并制定各类环境风险事故应急、救援措施；与此同时明确各级预案的职责、启动机制、联动方式，为控制本工程可能发生的各类、各级环境风险事故、降低并最终消除其环境影响，提供有效的组织保障、措施保障，可将环境风险事故造成的环境影响控制在可接受范围内。

16.7.4评价结论

在落实各项环保措施和本评价所列出的各项环境风险防范措施，建立有效的突发环境事件应急预案，加强风险管理的条件下，本项目的环境风险可防可控。

附表

环境风险评价自查表

工作内容		完成情况							
风险调查	危险物质	名称	见表 16.2-4						
		存在总量/t	见表 16.2-4						
	环境敏感性	大气	500 m 范围内人口数 0 人			5 km 范围内人口数 人			
			每公里管段周边200 m 范围内人口数（最大）			人			
		地表水	地表水功能敏感性	F1 ☐		F2 ☐		F3 ☐	
			环境敏感目标分级	S1 ☐		S2 ☐		S3 ☐	
		地下水	地下水功能敏感性	G1 ☐		G2 ☐		G3 ☐	
			包气带防污性能	D1 ☐		D2 ☐		D3 ☐	
物质及工艺系统危险性		Q 值	Q<1 ☐	1≤Q<10 ☐		10≤Q<100 ☐		Q>100 ☑	
		M 值	M1 ☑	M2 ☐		M3 ☐		M4 ☐	
		P 值	P1 ☑	P2 ☐		P3 ☐		P4 ☐	
环境敏感 程度		大气	E1 ☑	E2 ☐		E3 ☐			
		地表水	E1 ☐	E2 ☐		E3 ☐			
		地下水	E1 ☐	E2 ☐		E3 ☐			
环境风险潜势		Ⅳ+ ☑	Ⅳ ☐	Ⅲ ☐		Ⅱ ☐		Ⅰ ☐	
评价等级		一级 ☑		二级 ☐		三级 ☐		简单分析 ☐	
风险识别	物质危险性	有毒有害 ☑		易燃易爆 ☑					
	环境风险类型	泄漏 ☑		火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放 ☑					
	影响途径	大气 ☑		地表水 ☐		地下水 ☐			
事故情形分析		源强设定方法	计算法 ☑	经验估算法 ☑		其他估算法 ☐			
风险预测与评价	大气	预测模型	SLAB ☑	AFTOX ☑		其他☐			
		预测结果	大气毒性终点浓度-1 最大影响范围 3110 m						
			大气毒性终点浓度-2 最大影响范围 4360 m						
	地表水	最近环境敏感目标_____，到达时间_____h							
	地下水	下游厂区边界到达时间_____d							
		最近环境敏感目标_____，到达时间____d							
重点风险防范措施		本项目在设计上充分考虑了环境风险防范，包括平面布置、工艺及技术方案选择、自动控制、电气、电信、消防和火灾报警系统等方面的风险防范措施。 本项目与大南海石化工业区衔接设置了“单元-厂区-园区”的风险事故废水三级防控体系，防止事故情况事故废水进入厂外地表水体和海域环境。							
评价结论与建议		本项目在设计上充分考虑了环境风险防范措施，设与大南海石化工业区衔接设置了“单元-厂区-园区”的风险事故废水三级防控体系，防止事故情况事故废水进入厂外地表水体和海域环境。建设单位编制突发环境事件应急预案，与石化产业基地应急预案等上级应急预案相衔接，在发生超出事故企业自身解决能力突发环境事件时能有效的进行应急联动。以上措施为控制本工程可能发生的各类、各级环境风险事故，降低并最终消除其环境影响，提供了有效的技术保障和应急保障，可将本项目环境风险事故造成的环境影响控制在可接受范围内。							
注：“☐”为勾选项，“ ”为填写项。									

17 污染防治措施评述

本章节为项目陆域治理措施评述。产品码头、原油码头部分治理措施详见海域章节。

根据本项目位置，陆域治理措施分别按原油码头库区和“炼化厂区”两部分评述。“炼化厂区”包括：炼油区、化工区、储运设施、辅助设施、公用工程和产品码头陆域部分。

17.1 原油码头库区治理措施评述

17.1.1 废气治理措施

⑴氮氧化物减排措施

原油码头库区设置 3 台 8MW 导热油加热炉，燃料为外购天然气，加热炉燃烧器采用“低氮燃烧器+SNCR”脱硝工艺，以降低烟气中氮氧化物含量。燃料燃烧后烟气量 42160Nm^3/h，烟气中污染物排放浓度满足《广东省锅炉大气污染物排放标准》（再次征求意见稿）表 3 特别排放限值是要求（颗粒物≤10mg/m^3，SO_2≤35mg/m^3，NOx≤50mg/m^3），分别通过 18m 高排气筒排入大气。具体内容见表 17.1.1-1。

表 17.1.1-1　　原油码头库区氮氧化物减排措施一览表

序号	污染源	氮氧化物减排措施		设计排放浓度 mg/Nm^3	备注
		源头减排	末端治理		
1	原油码头导热油炉烟气	低氮燃烧器	SNCR	40	炉膛喷尿素

脱硝工艺流程：

导热油加热炉采用 SNCR（非催化性还原）技术，脱硝剂采用尿素，脱硝剂雾化注入炉膛参与燃烧还原过程，炉膛温度 800~1500℃，使 NH_3 与 NOx 反应生成 N_2，设计脱硝率 50%。工艺流程示意如下：

清水→稀释水泵↘

外运尿素溶液（浓度 50%）→尿素溶液储罐→加压泵→导热油加热炉炉膛

可行性分析：

降低 NO_X 排放主要有两种措施。一是控制燃烧过程中 NO_X 的生成，即低 NO_X

燃烧技术；二是对生成的 NO_X 进行处理，即烟气脱硝技术。烟气脱硝方案主要有两种，分别为选择性催化还原法（简称 SCR）和选择性非催化还原法（简称 SNCR）。

选择性非催化还原（SNCR）工艺：主要是向 850~1100℃范围内的高温烟气中喷入氨或尿素等还原剂，通过还原剂产生的氨自由基与烟气中的 NOx 反应，还原生成 N_2 和 H_2O。其中温度区间、还原剂分布以及反应停留时间是决定脱硝效率高低的三个关键因素。要用尿素作脱硝剂的主要化学反应为：

$(NH_2)_2CO \rightarrow 2NH_2 + CO$

$NH_2 + NO \rightarrow N_2 + H_2O$

$CO + NO \rightarrow N_2 + CO_2$

SNCR 是一种成熟的脱硝技术，一般脱硝率可>60%（资料来源：《大气污染防治先进技术汇编》，科技部、环境保护部，2014.3），本项目码头库区导热油炉采用清洁燃料天然气为燃料，硫含量很低，产生烟气中颗粒物、SO_2 很低；采用低氮燃烧器，产生的 NOx 浓度 80mg/m^3 左右，再采用 SCNR 技术脱硝，排放烟气中 NOx≤40mg/m^3。即满足满足《广东省锅炉大气污染物排放标准》（再次征求意见稿）表 3 特别排放限值是要求，技术可行。

⑵挥发性有机物无组织排放控制措施

①储罐

原油储罐均采用双浮盘外浮顶罐，由于外浮顶罐罐顶覆盖在储存介质的液面上，并随液面升降，浮顶与液面之间基本没有气体空间，可降低大、小呼吸损耗，与拱顶罐相比，损耗可减少 85%，可减轻对周围环境污染的程度。

密封系统采用一次密封+二次密封结构，一次密封采用弹性密封结构，二次密封的承压金属密封板采用不锈钢钢板，可有效减少油品的蒸发损失。

外浮顶油罐是目前国内外大型油罐中最常用的一种结构形式，主要用于储存原油、汽油及柴油等介质。外浮顶储罐的浮顶是一个漂浮在贮液表面上的浮动顶盖，随着储液的输入输出而上下浮动，浮顶与罐壁之间有一个环形空间，这个环形空间有一个密封装置，本项目储罐密封系统均采用一次密封（机械密封）＋二次密封的结构，使罐内液体在顶盖上下浮动时与大气隔绝，从而大大减少了储液在储存过程中的蒸发损失。外浮顶油罐示意图见图17.1.1-1。

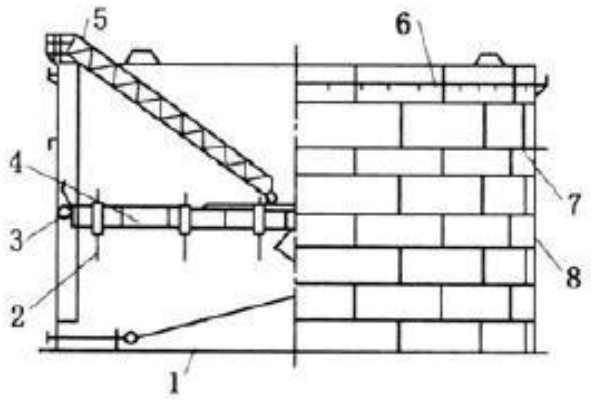


图 3 双盘式浮顶罐

1—罐底板；2—浮顶立柱；3—密封装置；4—双盘顶；
5—滑动浮梯；6—抗风圈；7—加强圈；8—罐壁

图 17.1.1-1 外浮顶油罐示意图

②动静密封点

码头库区的动密封点主要为原油输油泵及倒罐泵，拟采用双端面机械密封，可有效减少或避免机泵的泄漏；码头库区静密封点主要为原油管线阀门及法兰，法兰密封面型式采用突面（RF），垫片采用金属缠绕垫，保证了静密封点的安全性。

通过以上措施，可有效减少挥发性有机物的排放。

17.1.2 废水治理措施

⑴含油污水

罐区的含油污水排入库区内设置的含油污水池，含油污水经设于池侧的含油污水提升泵加压后，外输至厂区污水处理场含油含盐污水处理系统处理。

⑵污水三级防控

为防范和控制码头库区运行过程中，发生突发事故或在事故处理过程中，由于原油泄漏、污染消防水等污染物排入海域、对其产生污染，有效降低环境风险、确保环境安全，码头库区设置了以“防为主、防控结合”的防止水体污染三级防控系统。主要由防火堤、含油污水池、事故池及道路、其它相关辅助构筑物等组成。

①一级防控系统

一级防控系统主要由原油储罐防火堤，露天油泵区、阀组区围堰构成。

储罐区防火堤内地坪标高为 24.2m，防火堤顶标高为 26.9m；露天油泵区、阀组区等污染区的围堰高度为 150mm。

事故时物料的泄漏量为罐区内最大储罐的罐容，码头库区最大的物料泄漏量按 1 座 $10\times10^4m^3$ 计算，最大物料泄漏量 $V_1=10\times10^4m^3$。每个罐组防火堤有效容积为 $101300m^3$，防火堤设计高度（内侧）为 2.7m，满足事故物料泄漏的容积要求。

②二、三级防控系统

码头库区将二、三级防控措施合并设置，主要由储罐组周边的消防道路、事故池及含油污水池、围墙等组成。

储罐组周边的消防道路标高较防火堤外侧地坪标高高 0.5m；事故池及含油污水池处竖向标高约 23.0～23.3m，池底设计标高为 18.9m；原油码头库区设 2.5m 高实体围墙，围墙下部 0.5m 不设孔洞。

事故池、含油污水池作为二、三级预防控制措施，收集污染消防水及罐区的雨水，事故池和含油雨水池总容积为 $20300m^3$。三级防控体系见表 17.1.1-2。

表 17.1.2-1　　码头库区水体污染三级防控体系设置

阶 段	设施名称	防控对象	容积（m^3）
一级防控措施	防火堤	泄漏物料	101300
二、三级防控措	含油污水池+事故池	污染消防水及罐区雨	2500+17800

③消防事故水池容积

A：消防水量

码头库区消防设计执行《石油储备库设计规范》（GB 50737-2011），消防冷却水供给时间按4h设计。本项目事故池计算依据与厂区事故池保持一致，按工作消防水泵的10h出水量确定，消防水量$V_{消防}= 14876m^3$。

B：污染雨水量

揭阳地区年平均降雨量 1772.5mm，年平均降雨天数 122.1 天，则平均日降雨量为 14.52mm，最大罐组面积为 $73260m^2$。

则污染雨水量为 $V_{雨水}=0.01452\times73260=1070m^3$

C：原油码头来含油污水

$V_{含油污水}$按$350m^3$/次计。

D：总事故污水量

总事故污水量：$V_{总}= V_{消防}+V_{雨水}+V_{含油污水}$=14876+1070+350=16296 m^3 小于事故池总容积 178000 m^3。因此，事故池设计满足事故时所需事故废水容积要求。

含油污水池有效容积设计为2500m^3，事故池有效容积为17800m^3，总容积为20300m^3，总容积＞二、三级防控需要事故废水所需容积16296m^3。满足污染三级防控要求，可以保证事故时物料或污染消防水、雨水不排至外环境水体。

17.1.3 固废治理措施

原油是一种多组分的混合物，长时间储存后，原油中的重质组分会沉积在罐底，本项目采用 COWS 机械清洗技术，采用原油作为清洗剂，经过喷射、击碎、溶解，使 98.4%的有机沉积物完全复原成原油，回收这部分原油，回收率达到 95%以上。储罐机械清洗不向外排放污油，污油经清洗装置撬装油水分离器分离后，水作为清洗介质循环利用。清罐周期短，不直接采用蒸汽或热水加热清洗储罐，减少轻组分的挥发。仅产生＜5%的铁锈和泥沙。根据原油品质和清洗周期的不同，单罐产生的铁锈和泥沙约 100.5t，含油铁锈和泥沙委托园区危险废物处置中心处理。

机械化清罐设备主要包括清洗装置、回收装置、惰性气体发生装置、氧气监视系统、清洗喷嘴、油水分离装置组成。第一步为同种原油清洗，第二步为温水清洗。

该清洗工艺已在黄岛油库应用过，该储罐清洗技术与人工清洗技术相比具有以下优点：

⑴清洗周期短，采用储罐清洗技术停罐时间只需 15 天，而人工清洗需要 65 天，储罐清洗技术不受气候影响，机械自动清洗，24 小时运转，不必根据油罐的大小和残渣多少增加清洗的时间和人工。

⑵由于采用封闭式机械清洗，并注入惰性气，可以防静电、防爆炸、防人为疏忽造成的事故，因此非常安全。

⑶由于油水分离、油砂分离都是密闭进行的，无废气排出，符合环保要求。

⑷清洗效果好，原油回收率高，可以达到98%，回收的原油质量高，几乎不含水、不含杂物。

17.1.4 地下水污染防治措施

码头库区地下水保护与污染防治按照“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”的原则。生产运行过程中要建立健全地下水保护与污染防治的措施与方法；必须采取必要的监测制度，一旦发现地下水遭受污染，就应及时采取措施，防微杜渐；尽量减少污染物进入地下含水层的机会和数量。

根据装置、单元的特点和所处的区域及部位，按《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）要求，将码头库区划分为重点污染防治区、一般污染防治区和非污染防治区。

⑴重点防治污染区

码头库区各罐区防火堤环墙基础、含油污水池、事故池等为重点污染防治区。

防渗结构，采用现浇混凝土防渗层+HDPE 土工膜+膨润土垫三层防渗结构的防渗层，防渗系数不大于 1.0×10^{-12}cm/s。池和井类采用现浇混凝土，渗透系数不大于 1.0×10^{-12}cm/s，地坪含围堰内地坪采用现浇混凝土，抗渗等级不宜低于P8；HDPE 土工膜厚度为 1.5mm，其上铺设土工布保护层，下层铺设膨润土垫。

⑵一般污染防治区

防火堤除环墙基础外的其它部分，原油输送工艺区、管廊等为一般污染防治区。

防渗结构，采用现浇混凝土防渗层+覆膜膨润土垫（0.2mmHPDE 膜+膨润土垫）。现浇混凝土，抗渗等级不宜低于 P6。防渗结构的防渗层，防渗系数不大于 1.0×10^{-10}cm/s。

地下水监控和污染应急措施见地下水章节。

17.1.5 风险防范措施

本项目中主要考虑的环境风险防范措施包括工艺倒罐流程、自动控制、事故报警系统、罐区防火堤和突发环境事件应急预案等。

⑴倒罐流程

为防止或减小储罐区事故灾害，库区储运工艺中设计有倒罐流程，当其中一个储罐发生火灾或罐体发生损坏时可及时将事故储罐中的剩余油量倒入其它储罐，可以最大限度地减轻因漏油或火灾事故对周围土壤、水体及大气的污染。

⑵事故报警系统

①码头库区设生产过程控制系统（DCS）。原油储罐设过程级雷达液位计，实现储罐高液位报警联锁。高液位报警时，开启另一设定储罐进口阀门、关闭本罐进口阀。

② 码头库区设安全仪表系统（SIS）。储罐设高高液位联锁保护回路，储罐液位仪表共设有计量级雷达液位计、过程级雷达液位计以及高高液位音叉液位开关，当储罐液位高高报警时，紧急关闭该储罐进口罐根阀。

③ DCS 系统和 SIS 系统可有效避免发生冒罐及环境污染事故。

④罐区设有泡沫来火系统和水喷淋冷却系统，并设有火灾探测报警系统和自动消防控制，能及时发现并扑救站场火灾事故，防止因火灾的发生和蔓延对周围环境和生态造成影响。

⑶罐区防火堤设置

罐区设置防火堤，以挡住事故溢油向四周扩散。防火堤设置如下：

码头库区总罐容 $120\times10^4m^3$，设 2 个原油罐组，每个罐组布置 6 座 $10\times10^4m^3$ 储罐，共 12 个储罐。

各罐组防火堤有效容积达到 $10.13\times10^4m^3$，符合《石油储备库设计规范》（GB 50737-2011）防火堤有效容积不小于罐组内 1 个最大储罐容量的规范要求。油罐组内设隔堤，隔堤内油罐数量为 1 座。

防火堤内雨水排放系统采用阀门控制，以便发生火灾溢油事故时及时封堵，防止污油、污水外排，便于收集。

⑷环境事故应急预案

建议码头库区编制环境事故应急预案，并当地区域应急预案衔接，以备突发情况下的有效救援。详见风险章节。

17.1.6 原油码头库区环保“三同时”一览表

原油码头库区环保“三同时”一览表见表 17.1.6-1。

表 17.1.6-1 码头库区环保治理措施“三同时”一览表

名称	主要设施/设备	内容说明	处理功能	备注
废气治理措施	低氮燃烧器	3 台导热油加热炉采用低氮燃烧器	降低 NOx 产生量和排放量	《广东省锅炉大气污染物排放标准》（再次征求意见稿）表 3 特别排放限值
	导热油炉烟气脱硝	采用 SNCR 脱硝工艺，设计脱硝率 50%	进一步降低烟气中的 NO_X 排放浓度，<40mg/Nm^3，经 18m 烟囱达标排放	
	挥发性有机物无组织排放控制措施	原油储罐均采用双浮盘外浮顶罐，采用一次密封+二次密封结构	降低大、小呼吸损耗，与拱顶罐相比，损耗可减少 85%	
		动密封点采用双端面机械密封；密封点法兰密封面型式采用突面（RF），垫片采用金属缠绕垫	减少泄漏和挥发性有机物排放	
废水治理措施	污水处理措施	含油污水池收集，提升后送厂区污水处理场	集中处理，提高项目经济效益	
	污水三级防控	一级：防火堤，每个罐组防火堤有效容积为 101300m^3 二、三级：含油污水池有效容积为 2500m^3，事故池有效容积为 17800m^3，总容积为 20300m^3	防止突发事故时原油或污水排入海域对环境造成污染	
固废治理措施	原油储罐清洗	采用 COWS 机械清洗技术，回收罐底沉积的油泥，回收率 95%以上	回收原油，同时避免含油污水排放。	
噪声治理措施	隔声罩、消音器等	泵类等采用消声、减振、隔音罩	防止噪声污染	
地下水防渗措施	防渗结构	按《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）要求，划分为重点污染防治区、一般污染防治区和非污染区，分区采用不同的防渗结构	防止污染地下水	
	地下水监测井	设置地下水监测井（设置三个，具体设置情况见地下水部分）		
其他环保措施	环境监测分析仪器			依托厂区
	绿化			

17.2 炼化厂区废气治理措施评述

17.2.1 废气回收及综合利用

17.2.1.1 轻烃回收

本项目拟建一套 170 万吨/年轻烃回收装置和 35 万吨/年干气分离装置，用于集中回收本项目多套装置饱和烃中 C2 及 C2 以上组分，分离出富乙烯气、富乙烷气、丙烷、正丁烷、异丁烷等。富乙烯气、富乙烷气、丙烷、正丁烷均送乙烯裂解装置作原料；异丁烷部分送烷基化装置作为原料，部分作产品外售；副产品中氢气含量较高的富甲烷气送氢气深度回收装置回收氢气，副产燃料气送至燃料气管网。

⑴轻烃回收装置

包括干气液化气脱硫单元（70 万吨/年）、液化气分离单元（40 万吨/年）和干气分离单元（60 万吨/年）。

①干气液化气脱硫单元

炼油部分的全部含硫化氢干气、液化气集中送干气液化气脱硫单元进行脱硫处理。主要有：1）加氢裂化装置、柴油加氢装置 I/II、蜡油加氢处理装置、航煤加氢装置、焦化石脑油加氢装置及石脑油加氢装置来的含硫干气；2）加氢裂化装置和柴油加氢装置 I/II 的含硫液化气；3）常减压蒸馏装置 I/II 的含硫液化气。

脱硫采用醇胺法脱硫，采用复合型甲基二乙醇胺（MDEA）为溶剂。

干气脱硫后，产品为脱硫加氢干气，H_2S≤20mg/Nm^3，送至干气分离单元作为原料。

加氢液化气脱硫后，产品为脱硫加氢液化气，H_2S≤20wppm，送至液化气分离单元作为原料。

常压液化气脱硫后，产品为脱硫常压液化气，H_2S≤20wppm，硫醇硫约 100ppm，送至乙烯裂解装置作原料。

脱除的 H_2S 随富胺液送至溶剂再生装置。

②液化气分离单元

本单元采用常规分馏过程，将干气液化气脱硫单元来的脱硫加氢液化气，采用脱丙烷塔-碳四分离塔塔常规分离流程，分离出产品为丙烷、异丁烷和正丁烷。

异丁烷一部分送烷基化装置作为原料，一部分作产品外售。丙烷和正丁烷送乙烯裂解装置作原料。

③干气分离单元

在干气分离单元，采用北化院的浅冷油吸收技术，利用“相似相溶”原理，以碳四（正丁烷）为吸收剂，将来自干气液化气脱硫单元的脱硫干气和来自氢气回收装置的 PSA 解析气中的 C2 及以上组分吸收下来，将 H_2、CH_4 等组分分离出去，高效回收干气中的乙烯、乙烷组份。产品为富乙烷气，送乙烯裂解装置作原料。

碳四吸收塔顶气经重石脑油再吸收 C3 及以上组分后，副产的富甲烷气，其中氢气含量较高，送氢气深度回收装置回收氢气。

⑵干气分离装置

本项目拟建一套 35 万吨/年干气分离装置，同样采用北化院的浅冷油吸收技术，利用“相似相溶”原理，以碳四（正丁烷）为吸收剂，将来自催化裂化装置的催化干气、延迟焦化装置的焦化干气中的 C2 及以上组分吸收下来，将 H_2、CH_4 等组分分离出去。高效回收干气中的乙烯、乙烷组份，产品为富乙烯气和富乙烷气，送乙烯裂解装置作原料（富乙烯气送碱洗塔，富乙烷气送裂解炉）。

碳四吸收塔顶气，经重石脑油再吸收 C3 及以上组分后，副产的燃料气，富含甲烷和氢气，送燃料气管网作燃料。

轻烃回收装置和干气分离装置的设置，不仅提高了轻烃的回收率，而且大大减少了非甲烷总烃的排放量。

17.2.1.2 硫磺回收

本项目硫磺回收包括溶剂再生、酸性水汽提和硫磺回收三部分，用于集中回收本项目炼油各装置富胺液、酸性水中的 H_2S，石油焦制氢装置含氨酸性气、低浓度酸性气中 H_2S，生产固体硫磺产品。

⑴溶剂再生装置

本项目拟建 2 套溶剂再生装置，总生产规模为 168 万吨/年，用于回收各装置富胺液中的 H_2S，酸性气送硫磺回收装置作原料。

溶剂再生装置 I，公称规模：1500 吨/小时，3 系列，单系列 500 吨/小时，3 个系列可分别独立操作。处理来自加氢类装置：蜡油加氢、加氢裂化、焦化石脑

油加氢、柴油加氢改质 I、柴油加氢改质 II 等装置的富胺液。

溶剂再生装置 II，公称规模：1000 吨/小时，2 系列，单系列 500 吨/小时，2 个系列可分别独立操作。其中一个系列用于处理来自延迟焦化装置 I、II 的富胺液，另一个系列用于处理其他非加氢装置：常减压 I、常减压 II、催化裂化、轻烃回收、氢气回收、干气分离等装置等来的富胺液。

采用常规蒸汽汽提再生工艺，在溶剂再生塔将各装置来的富胺液中的 H_2S 汽提出来，塔顶回流罐分离出的酸性气送硫磺回收装置作原料；塔底回收了 H_2S 后的贫胺液返回各装置循环使用。

⑵酸性水汽提装置

本项目拟建 2 套酸性水汽提装置，总生产规模为 588 万吨/年，用于回收各装置酸性水中的 H_2S 和 NH_3，酸性气送硫磺回收装置作原料，同时副产液氨副产品。

酸性水汽提装置 I，公称规模：350 吨/小时，处理非加氢酸性水。酸性水汽提装置 II，公称规模：350t/h，处理加氢酸性水。

酸性水汽提装置 I，采用蒸汽汽提，单塔低压汽提工艺，在汽提塔中将焦化酸性水和其它非加氢酸性水中的 H_2S 和 NH_3 组份自酸性水中汽提出，在塔顶回流罐分离出酸性气，送硫磺回收装置作原料；塔底回收 H_2S 和 NH_3 后的净化水大部分返回各装置再利用，部分送污水处理场处理。

酸性水汽提装置 II，采用蒸汽汽提，单塔加压汽提工艺，在汽提塔中将加氢酸性水中的 H_2S 和 NH_3 组份自酸性水中汽提出，在塔顶回流罐分离出酸性气，送硫磺回收装置作原料；侧线抽出高浓度的富氨气送氨精制系统，副产液氨；塔底回收 H_2S 和 NH_3 后的净化水大部分返回各装置再利用，部分送污水处理场处理。

⑶硫磺回收装置

本项目硫磺回收拟建 5 个系列，总生产规模为 60 万吨/年，用于回收各装置（主要为溶剂再生、酸性水汽提和石油焦制氢装置）富含 H_2S 的的酸性气中的 H_2S，制成磺硫产品。

①系列设置

硫磺回收装置分 5 个系列：第 1～第 4 系列规模均为：18 万吨/年（热备 1 套，即 3+1 运行方式），第 5 系列规模：6 万吨/年。年开工均为 8400 小时，操

作弹性 30～110%。装置由硫回收单元（热反应、催化反应）、尾气处理单元（尾气加氢还原和尾气焚烧、液硫脱气）、溶剂再生和烟气碱洗组成。各系列配置情况详见表 17.2.1-1。

表17.2.1-1　　硫磺回收各系列配置情况

系列能力	硫回收单元（10^4t/a）	尾气处理单元（10^4t/a）	溶剂再生部分	烟气碱洗
系列1	18	18	系列1、系列2共用一套	系列1、系列2共用一套
系列2	18	18		
系列3	18	18	系列3、系列5共用一套	系列3、系列5共用一套
系列5	6	6		
系列4	18	18	系列4自用一套	系列4自用一套

根据工程分析，硫磺回收总进料量 108 万吨/年，硫磺产品量 56.11 万吨/年。本项目正常情况下系列 1~3 和系列 5 运行，系列 4 备用。由上述配置情况可知，正常运行时，各系列负荷为 100%，当 1~3 系列之一故障时，系列 4 运行，各系列负荷仍为 100%；系列 5 故障时，各系列负荷为 83.3%。均在装置设计操作弹性内。可见，本项目“5 头 3 尾”的硫磺回收配置，可以保证 1 个系列硫回收部分故障时，其余 4 个系列可以完全满足酸性气处理要求，即满足《石油炼制工业污染物排放标准》（GB 31570-2015）中 5.4.5 的要求：“酸性气回收装置的加工能力应保证在加工最大硫含量原油及加工装置最大负荷情况下，能完全处理产生的酸性气。酸脱硫溶剂再生系统、酸性水处理系统和硫磺回收装置的能力配置应保证在一套硫磺回收装置出现故障时不向酸性气火炬排放酸性气。”

②工艺技术

硫磺装置引进了 JACOBS 的硫磺回收技术，采用“二级克劳斯+加氢还原+吸收”工艺，装置由二级克劳斯、尾气加氢还原-吸收和焚烧三部分组成，其中液硫脱气采用壳牌专利技术，尾气处理采用了壳牌最新的 LT-SCOT 专利技术。烟气脱硫采用镇海石化工程股份有限公司开发的硫磺回收烟气钠法脱硫技术。

硫磺回收装置包括：制硫单元、尾气处理单元、尾气焚烧单元、液硫脱气单元、溶剂再生单元和烟气脱硫单元。Claus 段硫回收率可以达到 96%，加 LT-SCOT 尾气处理后全装置总硫回收率≥99.8%。具体工艺流程及描述详见工程分析章节。

硫磺回收部分采用二级 Claus 回收将酸性气中的 H_2S 转化为液硫，采用壳牌专利技术将液硫脱除微量的 H_2S 后，送硫磺成型单元；Claus 尾气处理采用 LT-SCOT 加氢还原吸收工艺，使尾气中的 SO_2、COS 等还原为 H_2S 并用贫胺液

吸收、返回溶剂再生以提高总硫回收率；回收 H_2S 后的尾气送焚烧炉，经 690℃高温的充分燃烧后，尾气中的硫化物转化成 SO_2，焚烧烟气采用镇海石化的钠法脱硫技术，采用 NaOH 溶液快速吸收烟气中的 SO_2，净化后烟气中 SO_2<100mg/Nm^3，污染物排放符合《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）表 4 大气污染物特别排放限值酸性气回收装置要求后，经 120m 高烟囱达标排入大气。

自从本世纪三十年代改良 Claus 法实现工业化以来，以 H_2S 酸性气为原料的硫磺回收工艺得以迅速发展，受化学平衡可逆反应的限制，Claus 段硫回收率最高只能达到 97~98%，2~3%的硫以 SO_2 形式排入大气，严重污染环境。七十年代后，随着环保要求日益严格，SCOT、Super Claus、RAR、BLACK&VEATCH 等尾气处理工艺，进一步提高了硫回收率，尾气中浓度大幅降低。

国内目前各种硫磺回收工艺比较见表 17.2.1-2。

表17.2.1-2　　各硫磺回收工艺技术经济对比表

序号	装置类型	Clause 段硫回收率,%	全装置总硫回收率,%	相对投资,%	引进技术	操作费用	工艺特征
1	二级Claus	≤96	≤96	80		低	工艺简单，对H_2S/SO_2≈2 要求严格，有机硫水解完全，SO_2 排放浓度达不到GB16297-1996 要求550mg/Nm^3。
2	三级Claus	≤98	≤98	100		低	工艺简单，对H_2S/SO_2≈2 要求严格，要求使用系列化高活性催化剂，有机硫水解完全，SO_2排放浓度达不到GB16297-1996 要求550mg/Nm^3。
3	MCRC	≤96	≤99	100～125	√	较低	采用低温吸附工艺，吸附再生采用时间程序控制，周期性切换操作，要求使用高活性催化剂，有机硫水解完全，对H_2S/SO_2≈2 要求严格，SO_2排放浓度难以达到GB16297-1996 要求550mg/Nm^3。
4	Super Claus	>95	99～99.5	105～120	√	较低	要求使用高活性催化剂，有机硫水解完全，选用选择性氧化催化剂，工艺简单，操作容易，SO_2排放浓度较难达到550mg/Nm^3。
5	二级Claus+SCOT尾气处理	≤96	≥99.8	170～200		较高	工艺复杂，投资较高，对H_2S/SO_2≈2 要求不严格，尾气中SO_2被加氢还原成H_2S后进

序号	装置类型	Clause 段硫回收率,%	全装置总硫回收率,%	相对投资,%	引进技术	操作费用	工艺特征
							行吸附、解吸，SO_2排放<400 mg/Nm^3。
6	二级Claus +RAR	≤96	≥99.8	170～200	√	较高	工艺复杂，投资较高，对H_2S/SO_2≈2 要求不严格，尾气中SO_2 被加氢还原成H_2S 后进行吸收、解吸，SO_2排放<400 mg/Nm^3
7	二级 Claus+ LS-SCOT	≤96	≥99.95	180～205	√	高	工艺复杂，投资较高，对H_2S/SO_2≈2 要求不严格，尾气中SO_2 被加氢还原成H_2S 后进行吸收、解吸，SO_2排放<400 mg/Nm^3。
8	二级Claus +串级 SCOT	≤96	≥99.8	170	√	居中	工艺复杂，投资适中，对H_2S/SO_2≈2 要求不严格，尾气中SO_2 被加氢还原成H_2S 后进行吸收、解吸，SO_2排放<400 mg/Nm^3。

由上表比较可知，传统 Claus 不能满足现行环保要求，需要采用尾气处理工艺。

其中 LS-SCOT、SuperSCOT 工艺虽然净化度高，但投资和操作费用也是最高的；串级 SCOT 工艺虽然降低了投资及占地面积，但减少了装置的独立性，增加了操作复杂性和装置检修安排难度，同时由于脱硫贫液和尾气处理贫液质量相同，也增加了蒸汽耗量和能耗；考虑本装置规模大，环保要求尤为重要，因此硫磺回收部分采用两级克劳斯工艺，尾气处理采用 LT-SCOT 工艺。

LT-SCOT（专利技术） 工艺是近年来新开发的工艺，其技术关键是利用低温加氢催化剂。技术特点是：

A：加氢反应器入口温度可由原 280℃左右降低至 220～240℃。由此加氢反应器入口过程气的加热方式也可由原大部分采用的在线还原炉或在线加热炉加热改变为装置自产 3.5MPa(g)中压蒸汽加热，避免了采用在线还原炉的一系列弊病，也避免了采用在线加热炉能耗高、热效率低和占地面积大的缺点；

B：由于反应温度降低，加氢反应器出口温度也随之降低，加氢反应器后没有必要设置废热锅炉回收热量，简化了流程，减少了压降，也降低了投资；

C：由于不采用在线还原炉，减少了过程气量，可缩小后续部分管道和设备规格，降低投资；

D：为利于有机硫的水解，一级转化器底部宜装填部分有机硫水解催化剂。

LT－SCOT 与传统 SCOT 工艺比较见表 17.2.1-3。

表 17.2.1-3　　LT－SCOT 与传统 SCOT 工艺表

项目	传统SCOT 工艺	LT－SCOT 工艺
加氢反应器入口温度	～280	220～240
加氢反应器入口过程气加热方式	大部分采用在线还原炉或在线加热炉	采用装置自产中压蒸汽加热
不同加热方式的利弊	采用在线还原炉的缺点： 1、因燃料气组成波动，容易形成碳黑或氧气过量，引起催化剂失活或中毒。 2、增加过程气量，增大管道和设备规格。 3、喷咀维修工程量大。	采用蒸汽加热的优点： 1、投资适中，温度调节和控制方便、灵活。 2、不增加过程气量，可缩小管道和设备规格。 3、维修工程量小。
加氢催化剂	传统加氢催化剂	TG107 或TG136
投资比较	Claus＋SCOT＝100＋100＝200	Claus＋SCOT＝100＋75＝175（包括取消废热锅炉、缩小管道和设备规格引起的费用减少及催化剂改变引起的费用增加）
催化剂费用比较	100	155（ 包括一级反应器装填有机硫水解催化剂的增加费用）
操作费用比较	100	90
CO_2 排放总量比较	100	87

LT-SCOT 工艺于 2004 年开始工业化，目前已有超过 20 套装置在设计，12 套老装置已装填低温加氢催化剂，这项技术已得到炼油行业的公认，并正在快速增长。

烟气脱硫，主要有 Lo-cat 络合铁工艺、康索夫胺液吸收工艺和碱液吸收工艺。三种工艺对比见表 17.2.1-4。

表 17.2.1-4　　主要烟气脱硫工艺比较表

工艺	原理	优点	缺点
Lo-cat 络合铁工艺	用络合铁溶剂吸收尾气中的 H_2S，净化尾气中 H_2S<10ppm 直排大气	最大程度回收硫磺	需配套硫磺熔融设施，产品质量较差；不能吸收尾气中 SO_2 和有机硫，排放超标
康索夫胺液吸收工艺	有机胺吸收 SO_2，解析后的 SO_2 返回制硫部分	最大程度回收硫磺；排放 SO_2<100mg/Nm^3	流程复杂；不能处理装置停要吹扫出来的残硫；
碱液吸收工艺	用 NaOH 溶液将烟气中 SO_2 氧化为硫酸钠	流程简单，能处理装置停要吹扫出来的残硫；排放 SO_2<100mg/Nm^3	

可见，烟气脱硫宜采用碱液吸收工艺。本项目拟选用镇海炼化的钠法脱硫专

有技术，即采用 NaOH 溶液，在脱硫塔内与烟气逆向接触，脱除烟气中的 SO_2。镇海炼化的脱硫塔内件采用特有的专利技术，可以保证处理后烟气中 SO_2 排放浓度<100 mg/Nm^3。

工程实例：镇海炼化公司的硫磺回收装置，采用的也是“二级克劳斯+尾气还原-吸收+烟气钠法脱硫”工艺，实测排放烟气中 SO_2 <35 mg/Nm^3。

综上所述，本项目硫磺回收装置采用“JACOBS 两级克劳斯+LT-SCOT 尾气还原-吸收”工艺，总硫回收率≥99.93%，焚烧烟气采用镇海炼化公司的钠法脱硫专利技术，排放烟气中 SO_2 <100 mg/Nm^3 技术上是可行的。最终烟气通过 120m 高烟囱排入大气，符合《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）中表 4 大气污染物特别排放限值 100 mg/Nm^3 的要求。

17.2.1.3 氢气回收

本项目拟建氢气回收装置和氢气深度回收装置，用于回收全厂各装置富含氢气体中的氢气，制工业氢。

氢气回收装置，设计规模 39 万 Nm^3/h，采用 PSA 净化工艺，将芳烃联合含氢气体、连续重整富氢气、加氢装置（加氢裂化、柴油加氢、蜡油加氢）低分气、乙烯富氢气体、苯乙烯脱氢尾气中的 H2 与其它烃类等分离出来，送氢气管网。副产解析气送轻烃回收的干气分离单元，进一步分离、回收干气中的乙烯、乙烷组份送乙烯装置作原料。

氢气深度回收装置，设计规模 5 万 Nm^3/h，采用 PSA 净化工艺，将加氢干气分离富甲烷气中的烃类分离出来，送燃烧气管网作燃料，回收 H2 提纯后送氢气管网。

氢气回收装置和氢气深度回收装置的设置，不仅提高了 H_2 的回收率，而且满足全厂氢气需要，节约了全厂物耗、能耗，实现了循环经济。

17.2.1.4 废酸回收

本项目烷基化装置产生的废硫酸、硫磺加收联合装置溶剂再生单元的酸性气中的 H_2S，拟送中石油吉化（揭阳）分公司 60 万吨/年 ABS 及其配套工程项目的 15 万吨/年的废酸再生装置，回收制成产品 99.2%的浓硫酸。

废酸再生装置拟采用 Dupont 公司的 MECS 干法制酸工艺。烷基化装置产生的废硫酸、硫磺加收联合装置溶剂再生单元的酸性气中的 H_2S，在焚烧炉

（1065，℃）中转化为 SO_2，洗涤、净化、除尘后进行干燥，干燥的 SO_2 经 MECS 公司的四级反应器使 SO_2 经催化氧化转化为 SO_3，四级反应器中分别装有不同催化剂，以提高 SO_2 转化率。SO_3 再经两级酸吸收后转化成 99.2%的浓硫酸，返回烷基化装置使用。

废酸再生装置的设置，不仅从源头上减少了 SO_2 排放，且减少了外购烷基化所需浓硫酸的量，实现了循环经济。

17.2.1.5 罐区、装卸站油气回收

为保护环境，减少贮存过程中有毒有害物质进入环境空气的挥发量，本项目设置油气回收设施，同时回收有用物料，增加炼厂效益。

根据全厂总平面图，分区域集中进行油气回收，分别为：火车装车区域—化工中间罐区；汽车装卸车--三苯罐区--炼油中间罐区区域；产品码头区域。油气回收设置情况详见表 17.2.1-5。具体油气回收措施详见“挥发性有机物无组织控制措施”部分。

表 17.2.1-5　　油气回收设置情况一览表

区域位置	油气回收名称	所处理介质	规模	预处理	达标处理	处理效率
火车装车区域—化工中间罐区	火车装车油气回收设施	汽油火车装车外排油气	1000 Nm^3/h	吸收+膜+焚烧工艺（催化氧化）或吸收+吸附+焚烧工艺（催化氧化）		去除率≥97%
		沥青火车装车外排油气	1200 Nm^3/h	吸收+湿式脱硫工艺		
	化工中间罐区油气处理设施	化工中间原料罐外排油气	750 Nm^3/h	吸附+吸收工艺		去除率≥97%。
汽车装卸站--三苯罐区--炼油中间罐区区域	重油储罐油气处理设施	重油罐外排油气	1500 Nm^3/h	吸收+湿式脱硫工艺		去除率≥97%
	汽车装车油气处理设施	沥青汽车装车外排油气	500 Nm^3/h	吸收+湿式脱硫工艺		
		汽油、航煤等汽车装车外排油气	1000 Nm^3/h	吸收+膜+焚烧工艺（催化氧化）		去除率≥97%
	芳烃中间原料罐区油气预处理设施	芳烃中间原料罐外排油气	2000 Nm^3/h	吸附+吸收工艺		去除率≥97%。
	芳烃成品罐区油气预处理设施	苯、对二甲苯、苯乙烯罐外排油气	3000 Nm^3/h	吸附+吸收工艺		去除率≥97%。
	罐区达标处理	芳烃中间、成品罐 2 套预处理	5000 Nm^3/h	焚烧工艺（催化氧化）		

区域位置	油气回收名称	所处理介质	规模	预处理	达标处理	处理效率
		外排油气				
产品码头区域	汽油、航煤等装船油气预处理设施	汽油、航煤等装船外排油气	7000 Nm^3/h	吸收+膜工艺或冷凝+吸附工艺		去除率≥97%
	苯、对二甲苯等装船油气预处理设施	苯、对二甲苯等装船外排油气	2500 Nm^3/h	吸附+吸收工艺		
	苯乙烯装船油气预处理设施	苯乙烯装船外排油气	600 Nm^3/h	吸收+吸附工艺		
	产品码头油气达标处理设施	预处理外排油气	10100 Nm^3/h	焚烧工艺（催化氧化/CEB）		
	沥青装船油气回收	沥青装船预处理外排油气	1200 Nm^3/h	吸收+湿式脱硫工艺		

17.2.1.6 可燃气体回收作燃料

本项目炼油区和化工区各设有一套燃料气系统。

炼油区：石油焦制氢装置产低热值气，干气分离装置、芳烃联合装置产生的燃料气混合，送入燃料气系统，供炼油区需要燃料气的装置作为燃料使用。

化工区：乙烯装置内含甲烷尾气，供乙烯装置自用及其它需要燃料气的化工装置作燃料使用。

苯乙烯装置热井废气洗涤塔排气，主要含乙烯、CO_2、及痕量烃类、芳烃类，送苯乙烯装置蒸汽过热炉做燃料。

可燃气体回收做燃料，既充分利用了有用的物料，同时也减少了可燃废气的排放量。

17.2.2 二氧化硫减排措施

本项目二氧化硫减排措施包括工艺源头控制和末端治理两级措施。

17.2.2.1 工艺源头控制措施

为了降低废气中 SO_2 的排放量，炼油工艺流程尽可能采取加氢工艺，使原油中的硫最大限度地以 H_2S 的形式从油品中分离出来，同时设置硫回收装置，既可使原油中的硫作为资源得以回收，又避免其以气体的形态进入大气污染环境，达到保护环境的目的。

本项目各加热炉、裂解炉以及动力中心锅炉等，均采用炼油和化工部分自产燃料气为燃料，不足部分补充天然气，燃料中硫含量极低，从而从根本上减少二

氧化硫的排放。

17.2.2.2 末端脱硫措施

⑴硫磺回收烟气钠法脱硫

硫磺回收焚烧烟气，采用镇海炼化的钠法脱硫专有技术，处理后烟气中 SO_2 排放浓度<100 mg/Nm^3，最终烟气通过 120m 高烟囱排入大气。符合《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）中表 4 大气污染物特别排放限值 100 mg/Nm^3 的要求。详见 17.1.1.2 节硫磺回收部分。

⑵催化裂化再生烟气脱硫、脱硝

催化裂化装置再生烟气，采用丹麦 Topsoe 公司的 SCR 脱硝工艺；采用喷射文丘里湿气洗涤技术（WGS）脱硫、除尘后排入大气；产生的脱硫废水采用“絮凝沉降、氧化、过滤”处理后排全厂污水处理场监控池监控合格后排海。

烟气脱硫脱硝设施设计处理量为 35.21×10^4 Nm^3/h(湿基)，折合干基为 28.87 ×10^4 Nm^3/h (干基)。操作弹性：60%~110%。

其中进气中 SO_2 含量 716mg/Nm^3（干基）；NO_X 含量约 200mg/Nm^3（干基）。烟气中夹带催化剂浓度约 150mg /Nm^3（湿基），跑剂时催化剂浓度可达 600mg /Nm^3（湿基）。其中催化剂颗粒直径小于 10μm 约占 98%。

经处理后，净化烟气 SO_2≤50mg/Nm^3(干基)，NO_X≤40mg/Nm^3(干基)，颗粒物≤30mg/Nm^3(干基)，Ni≤0.016mg/Nm^3(干基)。经 80m 高烟囱达标排入大气。

①工艺流程描述：

A：烟气脱硝部分

自酸性水汽提装置来的液氨进入液氨罐，自液氨罐底部出来的液氨分为两路，分别经过液氨蒸发器蒸发、氨气缓冲罐缓冲后，在氨空混合器中与来自稀释风机并经加热后的空气混合，稀释后的氨-空气混合物在 SCR 反应器内与烟气中的 NOx 反应实现脱硝。氨的加入量由进出口烟气的 NOx 含量实时控制。SCR 反应器设在余热锅炉内。

装置内设有氨稀释罐，安全阀泄放的氨或紧急情况下需要放空的氨可以在本罐内用水吸收。装置内还设有紧急喷淋设施，发生氨泄漏时，可以对装置大量喷水以吸收氨气。

B：烟气脱硫、除尘部分

自催化裂化装置余热锅炉来的烟气分四路与循环浆液一起进入文丘里喷射器，通过与循环浆液接触完成二氧化硫和颗粒物的脱除。然后气液混合物在洗涤塔中分离，饱和净化烟气经烟囱排至大气，循环浆液由洗涤塔循环泵升压后大部分返回文丘里喷射器，少部分送至废液处理。洗涤塔下部塔釜需注入 25%碱液，碱液的注入量由 pH 分析仪控制。为维持塔内的液相平衡，需要向洗涤塔内补水。

C：脱硫废水预处理

自洗涤塔循环泵来的含盐污水与来自絮凝剂加入设施的絮凝剂混合后，进入澄清器内沉淀。澄清器底部被絮凝的块状物沉淀聚集到池底达到一定高度时，由底部的污泥泵排出到板框式压滤机。板框式压滤机过滤出的水排到滤液池，并由滤液回流泵送回至澄清器。板框式压滤机过滤出的废催化剂排至垃圾箱，不定期送出装置外。

澄清器顶部的清液自流至氧化罐，氧化罐底部由氧化罐风机注入空气并加入少量 25%碱液，氧化罐内液体通过氧化罐污水循环泵实现高强度的循环以保证污水中亚硫酸盐被充分氧化。碱液的注入量由 pH 分析仪控制。自氧化罐上部溢流出来的含盐污水自流至污水缓冲罐，经污水外送泵升压、旋流分离器过滤以及排液冷却器冷却后送出装置。工艺流程图详见催化裂化工程分析部分。

②可行性分析

A：脱硝

SCR 脱硝是目前应用最多、成熟可靠的工艺，脱硝效率高（可达 90%以上），流程简单、易于操作。SCR 脱硝原理及典型流程见 17.1.3.2 节。

本装置采用 3 层（2+1）催化剂配置，可以保证脱硝率>80%。技术成熟、可行。

B：脱硫、除尘

烟气脱硫技术可分为湿法、干法、半干三大类。目前，处理催化裂化再生烟气的技术以湿法为主，目前国内外普遍采用的催化裂化再生烟气脱硫技术主要有喷射文丘里湿气洗涤系统(WGS)，EDV 湿法洗涤系统技术以及动力波（Dyna Wave）逆喷洗涤塔技术。

a：EDV®湿法洗涤系统

该工艺以氢氧化钠等碱性物质作为吸收剂，采用分层式的烟气净化处理程序，利用喷嘴喷出的吸收剂来净化烟气，该系统是一套低压降的系统，总压降小

于 4.5 KPa。该工艺主要分两部分，喷水塔系统和废液处理系统，喷水塔内大量的循环吸收液自多层喷嘴喷出，与烟气逆流接触，吸收其中的污染物，净化烟气，该系统的特点如下：

- 喷嘴喷出的液滴大小适中，不会产生浓雾。
- 喷嘴喷出的液滴很强烈的喷冲容器的内壁，因此，内壁不容易结垢。
- 有较高的水气比和大量的喷水，能承受运行反常和污染物浓度不稳定的工况。

专用的废液处理系统(PTU)处理自喷水塔系统排出的液体，其处理过程包括絮凝沉降、过滤、多级氧化等，以降低排放液化学需氧量和固体悬浮颗粒的含量，使之达到直排标准。该技术已经在世界各国建造了一百余套装置, 其中用于炼油厂的近百套。

b：动力波（Dyna Wave）逆喷洗涤塔技术

动力波逆喷塔技术是一个用于烟道气脱硫的单元操作技术，它能同时完成烟道气急冷、脱除酸性气体、脱除固体粉尘三个功能，工艺过程大致如下：

催化烟气自动力波进料管的顶部进入动力波吸收塔，在进料管内部汽液接触的位置附近，来自喷嘴的碱液在此持续不断地形成了高湍流区，称之为泡沫区，该泡沫区内液体表面以极快的速率更新并将气体急冷至绝热饱和温度，二氧化硫也随之被吸收；这样吸收过程和相关反应在低温下进行，从而维持汽相中较低的二氧化硫分压；接触后，汽液混合物进入一分离槽，液滴落入分离槽的下部，气体通过两层液气分离器而从上部排除，所收集的液体经循环泵返回逆喷头，以保证系统稳定长期地操作。

该技术的核心逆喷头是大口径敞口设计的喷头，由它喷出的液体可以产生所需的泡沫区。

为了使亚硫酸钠和亚硫酸氢纳完全氧化为硫酸钠，以达到排放液所要求的 COD 值，向洗涤塔底部通入压缩空气，经一气体分布器和液相充分接触氧化，这也是动力波技术的一个特点，即强制氧化可以在同一塔中进行。

该技术不含废液处理系统，排出液直排污水处理场，所夹带的固体颗粒依托污水处理场在污水池内沉降。

该技术可用于多个工业领域：如冶金工业的炉窑、电厂、水泥厂、工业废弃物焚烧、钛白粉厂、炼焦厂、炼油厂、锅炉等。自 1985 年以来，已经在世界各

国建造了 300 余套装置，其中用于炼油厂的有 13 套。催化裂化再生烟气脱硫工艺比选见表 17.2.2-1。

表 17.2.2-1　　催化裂化再生烟气脱硫工艺比选

专利商	中石油自主技术	杜邦	MECS
脱硫技术	喷射文丘里湿气洗涤技术(WGS)	BELCO 湿法洗涤技术(EDV)	动力波逆喷塔技术（Dyna Wave）
吸收剂	NaOH	NaOH	NaOH
脱硫工程投资	5900 万元	6800 万元	约 7400 万元
脱硫电耗 脱硫影响烟机做功 脱硫吸收剂消耗 脱硫生产补水 脱硫生产费用 注 1	776.46 kw 0 kw 2129 t/a 16.75 t/h 1236 万元/年	565.5 kw 295 kw 2129t/h 23 t/h 1300 万元/年	360 kw 395 kw 2129t/h 23 t/h 1231 万元/年
维护费用	基准	相当	略高
装置占地	约 760m^2	1100 m^2	约 800m^2
COD 排放增量	基准	相当	相当
长周期运行	基准	洗涤塔锥顶腐蚀严重	烟气增压风机故障率高
事故状态适应性注2	基准	相当	略差
同类装置业绩注3	五十多套	近七十套	几套

注 1：电耗按照 0.76 元/kwh 计，生产补水为新鲜水，按照 3.5 元/t 计。
注 2：事故状态是指催化烟气量大幅度波动、烟气带油、带剂现象。
注 3：同类装置业绩仅指催化装置烟气脱硫，电厂等其它类型工厂业绩不计。

上表所述的三种烟气脱硫技术，污染物脱除率基本相同，排放均满足环保标准，但每种技术各有不同的特点：

喷射文丘里湿气洗涤技术(WGS)通过文丘里喷嘴将碱性循环液雾化与烟气混合，为烟气增压的同时脱除 SO_2 和颗粒物，由于混合充分，其脱除得更彻底。尽管碱液雾滴较小，但 WGS 的 3 段脱液能很好地解决问题。WGS 技术对催化烟机系统无影响，对催化装置的各种事故工况有较强的适应性，且不需要对余热锅炉进行改造，能够实现长周期运行。目前在国外有约三十套 WGS 法催化烟气脱硫装置运行。2012 年 8 月 8 日中国石油工程建设公司代表中国石油正式完成了 Exxon Mobil 公司 WGS/WGS+技术的引进工作，用于中国石油在中国境内的所属炼油厂。目前，本次技术转让的合同已经生效，即中国石油各大炼厂现在已经可以使用 Exxon Mobil 公司的 WGS 催化烟气脱硫技术建设烟气脱硫装置，不需支付专利专有技术费，并经过中石油工程建设消化吸收，形成自主的技术，所

使用的设备均可实现国产化，不需要引进设备，设备投资较低。

EDV 湿法洗涤技术通过专利喷嘴形成水平的水珠分布，洗涤烟气，脱除 SO_2 和颗粒物的程度稍差，再通过 1 级或 2 级专利设备分液，达到烟气脱液要求。由于目前对颗粒物排放要求较严，一般小于 50mg/Nm^3，所以喷水塔内需要配置滤清模块，脱硫系统整体压降高于 4.5KPa。该技术无增压风机，对催化装置的各种事故工况也有较强的适应性，能够实现长周期运行。目前国内外约有七十套 EDV 法催化烟气脱硫装置运行。使用 EDV 技术不仅需支付专利专有技术费，且喷嘴等塔内件需从国外引进，设备投资较高，且需要加固余热锅炉等设备，配套设施投资较高。

动力波(Dyna Wave)技术采用逆喷塔技术，进料管的顶部进入动力波吸收塔，在进料管内部汽液接触的位置附近，来自喷嘴的碱液在此持续不断地形成了高湍流区，称之为泡沫区，该泡沫区内液体表面以极快的速率更新并将气体急冷至绝热饱和温度，二氧化硫也随之被吸收。其脱除 SO_2 和颗粒物的程度最差，压降最大，需要引风机。动力波技术由于需要增压风机，所以在催化烟气携带大量催化剂等不正常工况下会受到一定影响。该工艺应用在催化装置上业绩较少。

目前，WGS 技术经消化吸收后，在中国石油国内炼厂已得到广泛的应用，其中宁夏石化公司和锦西石化公司两套 WGS 烟气脱硫装置已于 2013 年末投产，从投产几个月来的操作经验分析，两套装置净化烟气中 SO_2≤50mg/Nm^3，粉尘≤30mg/Nm^3。

综上所述，本项目采用 SCR 脱硝，WGS 脱硫除尘后，设计脱硫率>93%，颗粒物去除率>80%，烟气中污染物排放浓度可以满足《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）中表 4 大气污染物特别排放限要求，经 80m 高烟囱达标排入大气，技术可行。

⑶延迟焦化含硫尾气

碱液再生尾气，排放量 2×360m^3/h，含有二硫化物（RSSR）4000mg/Nm^3；烃：50%，N_2：42%；O_2：8%；送硫磺回收装置焚烧炉处理，以减少 SO_2 排放。

⑷催化裂化装置产品精制单元碱液再生尾气

催化裂化装置产品精制单元碱液再生尾气，排放量 27m^3/h，含有二硫化物（RSSR）4000mg/Nm^3；烃：2%，N_2：80%；O_2：14-17%；主要污染物也是二硫化物，污染物组成与延焦焦化类似，送硫磺回收装置焚烧炉处理，以减少 SO_2

排放。

⑸乙烯废碱氧化尾气

乙烯装置废碱渣湿式氧化处理后的尾气，主要污染物 SO_2（10mg/Nm^3）、NMHC（3000mg/Nm^3），废气量 3120 Nm^3/h，返回裂解炉燃烧处理，减少 SO_2、NMHC 排放。

17.2.3 氮氧化物减排措施

本项目厂区氮氧化物减排措施主要有源头减排：采用低氮燃烧器、超低氮燃烧器，和末端治理：SCR 脱硝措施两级。全厂脱硝措施一览表详见表 17.2.3-1。

表 17.2.3-1　　全厂脱硝措施一览表

序号	污染源		氮氧化物减排措施		设计排放浓度 mg/Nm^3	备注
			源头减排	末端治理		
1	常减压蒸馏装置 I/II 常加热炉、减压加热炉烟气		超低氮燃烧器		≤50	预留 SCR 位置
2	延迟焦化装置 I、II 加热炉烟气		超低氮燃烧器		≤50	
3	蜡油加氢装置加热炉		超低氮燃烧器		≤50	
4	加氢裂化装置加热炉		超低氮燃烧器		≤50	
5	催化裂化装置再生烟气		低氮燃烧器	SCR	≤40	
6	柴油加氢裂化 I/II 加热炉烟气		超低氮燃烧器		≤50	
7	航煤加氢反应进料加热炉		超低氮燃烧器		≤50	
8	石脑油加氢进料加热炉、加氢汽提塔加热炉、分馏塔底重沸炉		超低氮燃烧器		≤50	
9	焦化石脑油加氢加热炉		超低氮燃烧器		≤50	
10	连续重整 I/II	重整进料加热炉、1-3 号中间加热炉	超低氮燃烧器		≤50	
		脱戊烷塔重沸炉	超低氮燃烧器		≤50	与上共用烟囱
11	催化汽油加分馏塔底重沸炉、加氢脱硫反应炉底重沸炉、稳定塔底重沸炉		超低氮燃烧器		≤50	
12	硫磺回收联合装置尾气焚烧炉		超低氮燃烧器		≤50	

序号	污染源		氮氧化物减排措施		设计排放浓度 mg/Nm^3	备注
			源头减排	末端治理		
13	芳烃联合	歧化进料加热炉，异构化进料加热炉、A8 蒸馏塔加热炉	超低氮燃烧器		≤50	预留 SCR 位置
		抽余液塔重沸炉加热炉烟气	超低氮燃烧器		≤50	预留 SCR 位置
14	动力中心	锅炉烟气	低氮燃烧器	SCR	≤50	1 套 SCR
15	乙烯裂解炉烟气 5 台液体裂解炉（4 用 1 备）气体裂解炉（3 台）		低氮燃烧器	SCR	≤40	1 台炉子 1 套 SCR，共 9 套，8 用 1 备
16	苯乙烯蒸汽过热炉烟气		超低氮燃烧器		≤50	
	SCR 装置合计			11 套，10 用 1 备		

17.2.3.1 超低氮燃烧器

本项目除动力中心锅炉和乙烯裂解炉外，其它所有加热炉、苯乙烯蒸汽过热炉、硫磺回收焚烧炉等，均采用超低氮燃烧器、从源头上减少氮氧化物的产生。

烟气中氮氧化物的生成方式主要有三种，即为燃烧型、热力型和快速型。燃烧型主要是由燃料自身含有的含氮化合物在燃烧中氧化而成，NOx 的生成量和燃料中含氮化合物浓度有关；热力型是燃烧时空气中的氮在高温下氧化产生，NOx 的生成量和燃烧温度有关，当燃烧温度超过 1000℃，NOx 开始急剧增加，特别是当燃烧温度高于 1500℃以后，NOx 生成量随温度按指数规律增加。快速型是燃料挥发物中碳氢化合物高温分解生的 CH 自由基和空气中氮气反应生成 HCN 和 N，再进一步与氧气作用以极快的速度生成氮氧化物。NOx 的生成量与炉膛压力及燃烧区燃料浓度有关。本项目采用自产燃料气为燃料，NOx 主要由热力型和快速型生成。

低氮燃烧技术是根据一定的燃烧学原理，通过改变运行工况，来抑制或还原燃烧过程中生成的 NOx。主要的低 NOx 燃烧技术有：低过量空气系数燃烧、空气分级燃烧、烟气再循环、低 NOx 燃烧器等。

⑴空气分级燃烧技术

该技术是目前国内外采用较多的一种低氮燃烧技术，又称分段送风，基本原理是将燃烧过程分两阶段完成。将燃烧所需要的空气量分为两级送入，一级所用

的过量空气系数，对气体燃烧而言为 0.7，烧油时为 0.8，烧煤时为 0.8~0.9，其余空气在燃烧器附近适当位置送入，使燃烧分两级完成。该方法可降低 NOx 生成量 15~30%。但是该技术会导致锅炉燃烧效率下降并引起部分炉膛内的结渣和腐蚀。

⑵低过量空气系数燃烧

低过量空气系数燃烧也叫低氧燃烧技术，通过使燃烧反应在炉内总过量空气系数较低的工况下进行。通常而言，采用低过量空气系数燃烧可以降低锅炉 NOx 排放量的 15~20%。

⑶低 NOx 燃烧器

通过特殊设计的燃烧器结构或是改变风煤比或风气比，来达到空气分级、燃料分级或是烟气再循环的效果，降低着火区的氧浓度和温度，最大限度的抑制 NOx 的生成，这样经过特殊设计的燃烧器既可以满足燃烧容器的效果，还能有效减少 NOx 的生成。

本项目拟采用 UOP 凯勒特超低氮燃烧器，不仅可以从源头上减少氮氧化物的产生，还可以大大减少项目氮氧化物排放总量。

UOP 凯勒特超低氮燃烧器特点如下：

①分级更多的燃料气 (降低火焰峰值温度)，之前是一团火燃烧，分级后是多个小火焰燃烧；

②利用燃料分级喷嘴的喷射动力将惰性烟气带入并掺和到燃烧区域，这将有助于冷却火焰峰值温度并减少 NOx 的生成量；

③移除了燃烧器喉口中心的金属稳焰器，这个技术改进明显减小了燃烧器耐火砖的直径，并有助于燃烧器相互之间更紧凑的排布。没有了中心稳焰器，这也为客户大大节约了定期维护更换的人力和成本。

④耐火砖的新型设计提高了燃料空气混合物在耐火砖出口的流速，从而更加一步促进了燃料/循环烟气/空气之间的相互混合，与其他下一代超低 NOx 燃烧器相比火焰更为紧凑，更加刚直稳定。

⑤将来可以在燃烧器本体上额外增加几支燃气喷嘴，可以更进一步降低 25% 的 NOx 排放值。

⑥大大提高了运行稳定性，在不调节空气流量的情况下实现更高的负荷调节比例，调节比可达 10：1，扩大了操作弹性。

采用 UOP 凯勒特超低氮燃烧器后，各加热炉烟气中 NOx<50mg/Nm^3，满足《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）表 4 标准，分别经 130m、100m、120m 高烟囱达标排入大气。

17.2.3.2 末端脱硝措施

⑴加热炉、乙烯裂解炉脱硝设施

为进一步降低本项目氮氧化物排放总量，最大化减少项目建设对周围环境的影响，本项目对厂区废气排放量较大的催化裂化再生烟气、乙烯裂解炉烟气、动力中心锅炉烟气，均采用选择性催化还原法（SCR）工艺脱硝，处理后烟气中的 NOx ≤40mg/Nm^3。常减压装置加热炉烟气（常、减压加热炉）、连续重整加热炉烟气（进料加热炉、中间加热炉）预留脱硝位置。

SCR 是目前国际上技术最成熟、应用最广泛的烟气脱硝技术，脱硝效率高，系统安全稳定。SCR 法工艺系统一般主要由贮氨、混氨、喷氨系统，反应器（催化剂）系统，烟道及控制系统等组成。本项目采用液氨作为脱硝剂，液氨贮罐的液氨送至蒸发器将氨蒸发，气氨通过稀释风机稀释后，通过喷氨格栅喷入 SCR 反应器上游的烟气中，充分混合后的还原剂和烟气的混合物在经过 SCR 反应器的蜂窝式或板式催化剂层时，烟气中的 NOx 和加入 SCR 反应器中的 NH_3、空气中 O_2 发生选择性催化还原反应，生成无污染的 N_2 和 H_2O。

以氨为还原剂的烟气脱硝基本反应方程式为:

$4NO+4NH_3+O_2 \rightarrow 4N_2+6H_2O$ （1）

$6NO_2+8NH_3 \rightarrow 7N_2+12H_2O$（2）

主要反应是（1），因为烟气中几乎 95%的 NOx 是以 NO 的形式存在。上述脱硝反应属于放热反应，由于烟气中氮氧化物的含量相对较少，发生的化学反应放热对烟气温度的影响甚微，可以忽略不计，因此可以把烟气脱硝过程视为恒温过程。如果没有催化剂作用，上述反应只在980℃左右的温度进行。通过选择合适的催化剂，反应温度可降低到 320℃~430℃温度范围。目前市场上使用的 SCR 催化剂是以 TiO_2 为载体，V_2O_5 为主要活性成分，WO_3、MoO_3 为抗氧化、抗毒化辅助成分。

①氨注入系统

液氨通过管道送至各装置 SCR 反应装置旁，经蒸发、空气稀释后，通过装

在 SCR 入口烟道内的氨注入格栅，将氨/空气混合物注入到 SCR 系统内。

②喷氨混合装置

SCR 工艺设计的关键是实现烟气中氢氧化物和还原剂氨的均匀混合。烟气和还原剂氨的均匀混合可提高脱硝效率，减少催化剂预装量，延长催化剂更替周期，降低投资和运行管理成本。烟气和还原剂氨的混合主要靠喷氨混合装置来完成，氨/空气混合物在烟气的自然湍流或静态混合器的扰流作用下实现均匀混合。喷氨装置的喷嘴直径、喷气角度、喷射速度、连接管上的喷嘴分布、初装喷嘴数量、防磨挡板的结构和布置，混合装置的叶型设计、叶片数目、叶片尺寸、叶片角度和空间布局，均需针对每个 SCR 烟气脱硝项目的烟气参数和烟道特点进行设计和优化。

③催化剂反应器

SCR 法脱硝工艺的核心物质是催化剂。催化剂的性能直接决定了 SCR 系统的稳定性、催化剂的优劣直接影响到烟气脱硝的效率，且催化剂的使用寿命决定 SCR 装置的运行成本。SCR 催化剂一般使用 TiO_2 作为载体的 V_2O_5、WO_3 及 MoO_3 等金属氧化物，其反应过程为：NO、NH_3、O_2 从烟气中扩散至催化剂的外表面并进一步向催化剂中的微孔表面扩散，在催化剂的微孔表面上被吸附，随后反应转化成 N_2 和 H_2O。然后 N_2 和 H_2O 从催化剂表面上脱附下来，从微孔内向外扩散到催化剂外表面，最后扩散到主流气体中被带走，烟气完成整个脱硝过程。

本项目加热炉、裂解炉等脱硝催化剂床层采用 1+1 设置。

SCR 脱硝反应流程示意图见图 17.2.3-1

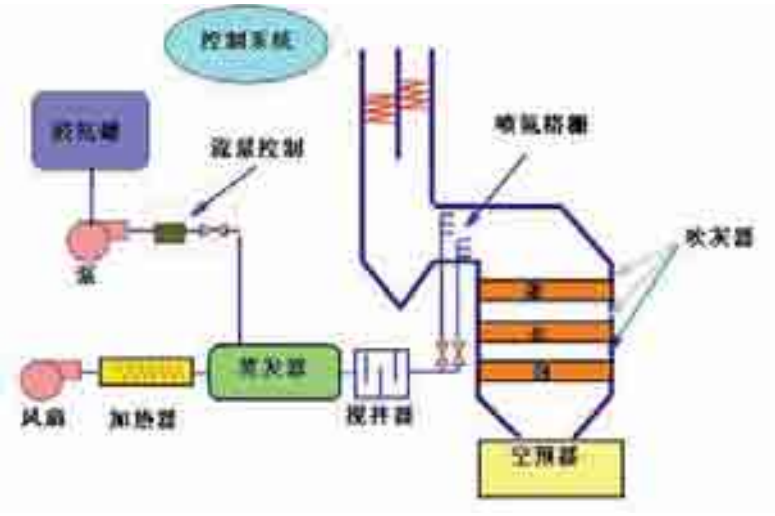


图 17.2.3-1　典型的 SCR 脱硝工艺流程示意图

可行性分析：采用选择性催化还原法，以液氨为还原剂，利用商用或自主开发的新型脱硝催化剂，将烟气中的氮氧化物还原为氨气。该技术的脱硝效率一般大于 80%。（资料来源：《大气污染防治先进技术汇编》，科技部、环境保护部，2014.3）

本项目各加热炉、裂解炉均采用清洁燃料—燃料气，烟气中灰分很低，且均采用低氮燃烧器、烟气中 NOx 浓度不高（约 80mg/Nm^3），因此，本项目采用选择性催化还原（SCR）技术，对各加热炉、裂解炉烟气进行脱硝，设计脱硝率 50%，处理后的 NOx <40mg/Nm^3，技术是可行的。氮氧化物排放满足《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）表 4 标准，氨排放浓度及速率分别满足《火电厂烟气脱硝工程技术规范选择性催化还原法》（HJ 562-2010）及《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 2 要求，即 NH_3<2.5mg/Nm^3。

⑵催化裂化再生烟气脱硝

催化裂化装置再生烟气，采用丹麦 Topsoe 公司的 SCR 脱硝工艺，3 层催化剂配置（2+1），设计脱硝率 80%。详见 17.1.2.2 催化裂化再生烟气脱硝、脱硝部分。

⑶动力中心锅炉

动力中心建设 4×480t/h 超高压高温燃气锅炉，2×30MW 抽背式汽轮发电机组，1×30MW 双抽凝汽式汽轮发电机组。正常情况下锅炉“3 开 1 备”运行。

锅炉燃料为石油焦制氢 装置副产 PSA 尾气、合成气和天然气，锅炉首先消耗石油焦制氢装置副产解析气和合成气，不足用天然气补充。

天然气、PSA 尾气和合成气，这三种燃料含 S 量极低（天然气为 1ppmG，PSA 尾气和合成气为 0.1ppmV)；且采用高效的燃烧系统使燃烧更充分，能进一步减少烟尘产生量，因此动力中心不设置烟气脱硫及除尘设施。SO_2 和烟尘能满足《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2011）表 2 燃气轮机组排放限值要求，即：SO_2<35mg/m^3、烟尘<5mg/m^3 。

燃气锅炉将采用“低氮燃烧器+SCR”法脱硝，保证烟气中大气污染物排放满足 GB13223-2011 表 2 的要求，即 NOx 48mg/Nm^3。4 台燃气锅炉共用 1 座 150m 高钢筋混凝土烟囱，烟囱上设置 CEMS 一套。

锅炉燃料首先消耗石油焦制氢 装置副产尾气和合成气，不足用天然气补充。燃料较复杂，低氮燃烧后 NOx 约 150mg/Nm^3。再采用 SCR 脱硝工艺，还原剂

也为液氨，脱硝原理及工艺流程与加热炉、裂解炉一样，本节不再赘述。通过增加催化剂床层的方式，催化剂层数 2+1 设置，脱硝率>70%，使烟气中 NOx <48mg/Nm^3，能过 150m 高烟囱排入大气。

SCR 脱硝在锅炉烟气处理中是成熟、可靠的工艺，可行性分析详见加热炉脱硝部分。

综上所述，本项目锅炉采用低氮燃烧器+SCR 脱硝，可以保证烟气中污染物浓度满足《火电厂大气污染物排放标准》GB13223-2011 表 2 燃气轮机组排放限值要求，即：SO_2<35mg/m^3、NOx <50mg/Nm^3，烟尘<5mg/m^3，技术可行。

17.2.4 废气除尘措施

⑴延迟焦化

延迟焦化装置焦池上方设置喷水措施，防止石油焦在破碎过程中产生粉尘；焦池周围设置围挡，采用彩钢板及钢结构框架围挡，焦炭塔侧围挡到天车轨道下，有效阻止粉尘扩散；石油焦运输采用包裹式皮带闭路输送至焦场，防止在石油焦运输过程中产生粉尘。

⑵石油焦制氢装置

石油焦制氢装置原料煤仓废气、煤/石油焦转运站、破碎楼废气、磨煤机前煤仓废气，主要污染物为煤/石油焦粉尘，均采用袋式除尘后，颗粒物浓度<30mg/Nm^3，满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 标准要求，分别通过 15-38m 高排气筒排入大气。

浆料制备工段磨煤废气，主要污染物为微量煤/石油焦，和微量甲醇、氮，颗粒物浓度<30mg/Nm^3，甲醇<5mg/Nm^3，满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 标准要求，经引风机引至 20m 高排气筒排入大气。

⑶乙烯装置

乙烯清焦废气，主要污染物为颗粒物。本项目裂解炉增设清焦罐，采用特殊旋风分离器结构方案，清焦废气返回裂解炉。

⑷HDPE 装置

HDPE 装置输送氮气鼓风机排放气、挤出造粒机进料脱气过滤器排放气、粒料干燥器风机排放气、中间粒料仓排放气，主要污染物为颗粒物和非甲烷总烃，分别采用袋式除尘，或旋风分离器，除尘效率>99%，除尘后废气中污染物浓度

颗粒物<20mg/Nm^3，非甲烷总烃 10-55 mg/Nm^3，满足《合成树脂行业污染物排放标准》（GB31572-2015）表 5 特别排放限值要求，分别经 15-45m 高排气筒排入大气。

添加剂倒袋站排风机排放气、均化仓排放气等，主要污染物均为颗粒物，采用袋式除尘，除尘效率>99%，除尘后废气中污染物浓度颗粒物<20mg/Nm^3，满足《合成树脂行业污染物排放标准》（GB31572-2015）表 5 特别排放限值要求，分别经 25-40m 高排气筒排入大气。

⑸FDPE 装置

FDPE 装置添加剂倾倒站排气、造料干燥器排放气、滑石粉倒袋仓过滤器排气、挤压机料斗过滤器排气、反应器充装种子床排放气、催化剂缓冲罐放空气、催化剂放空过滤器排气、粉料输送系统料斗过滤器排气、粉料输送系统置换气及掺混料仓过滤器排气，主要污染物颗粒物，采用袋式除尘，除尘效率>99%，除尘后废气中污染物浓度颗粒物<20mg/Nm^3，满足《合成树脂行业污染物排放标准》（GB31572-2015）表 5 特别排放限值要求，分别经 15-30m 高排气筒排入大气。其中掺混料仓过滤器排气中含非甲烷总烃，排放浓度 58mg/Nm^3，满足《合成树脂行业污染物排放标准》（GB31572-2015）表 5 特别排放限值 60mg/Nm^3 的要求。

⑹PP 装置

PP 装置挤压机进料料斗/排放过滤器排气、种子床料仓过滤器排气、挤压机粒料干燥系统排气，主要污染物为颗粒物，采用袋式除尘，除尘效率>99%，除尘后废气中污染物浓度颗粒物<20mg/Nm^3，满足《合成树脂行业污染物排放标准》（GB31572-2015）表 5 特别排放限值要求，分别经 22-38m 高排气筒排入大气。其中挤压机粒料干燥系统排气中含非甲烷总烃，排放浓度 55mg/Nm^3，满足《合成树脂行业污染物排放标准》（GB31572-2015）表 5 特别排放限值 60mg/Nm^3 的要求。

⑺化工产品包装厂房

HDPE、FDPE、PP 包装厂房、立体仓库废气，主要污染物为各种聚合物颗粒，均采用袋式除尘，处理后颗粒物<20mg/Nm^3，满足《合成树脂行业污染物排放标准》（GB31572-2015）表 5 特别排放限值要求，分别经 20m 高排气筒排入大气。

⑻产品码头

产品码头硫磺成型与包装仓库，共设置 5 台 25 吨滚筒成型机，成型机产生的尾气，主要污染物为硫磺颗粒、SO_2 和 H_2S，采用“水膜除尘”后，粉尘<4mg/m^3；SO_2<8mg/m^3，H_2S<8mg/m^3，满足标准后分别经 15m 高排气筒排入大气。

单台 25 吨滚筒的废气量 10000m^3/h，采用水膜除尘。除尘采用多级环向喷咀环向喷雾，环向喷咀是除尘除汽器的关键部件，水膜除尘器配有对于尾气来讲一个全封闭的多个环向平面雾化层，尾气必须轴向通过双级环向雾化层，99％硫磺微粒被由中心向外连续喷发的水雾捕获后冲向除尘除汽器筒壁，并经旋风分离后沿筒壁落下，提高了除尘除汽器的脱硫除尘效率。同时在除尘器的上方设高通透丝网除沫器，进一步出去尾气中的粉尘和水汽，使尾气明显减少排放水汽的现象，同时丝网下方带高压水反冲装置，可定时冲刷丝网捕集的粉尘。

产品码头原料煤仓废气、转运站废气，主要污染物为煤粉尘，均采用袋式除尘后，颗粒物浓度<20mg/Nm^3，满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 标准要求，分别通过 20m 高排气筒排入大气。

可行性分析：

袋式除尘器是一种高效干式除尘器。它是依靠纤维滤料做成的滤袋，更主要的是通过滤袋表面上形成的粉尘层来净化气体的。几乎对于一般工业中的所有粉尘，其除尘效率均可能达到 99%以上。控制滤网的目数，可以提高除尘效率。

根据发改能源[2014]2093 号“关于印发《煤电节能减排升级与改造行动计划（2014-2020 年）》的通知”，袋式除尘“烟尘排放浓度可以长期稳定在 20mg/Nm^3 以下”。可见，本项目各含尘废气采用袋式除尘，颗粒物排放浓度满足相应排放标准，技术是可行的。

17.2.5 其它污染物减排措施

⑴延迟焦化装置除苯并[a]芘、VOCs

延迟焦化装置冷焦过程、切焦过程，采用洛阳院的密闭除焦系统；焦碳破碎后与除焦水一起进入封闭式除焦池（带百叶窗的房子）即焦池加盖，焦炭在焦池中水力摊平，威尔逊过滤装置脱水，焦炭经螺旋提升机提升到包裹式皮带机运送至焦场储存。冷、切焦水经泵提升后密闭储存备用。

焦炭塔开盖、冷焦和切焦过程中焦池、焦炭塔废气，含焦粉尾气，均经负压收集后，经脱硫后进入加热炉鼓风机入口，作为燃烧配风。



图 17.2.5-1　洛阳院的密闭除焦系统示意图一

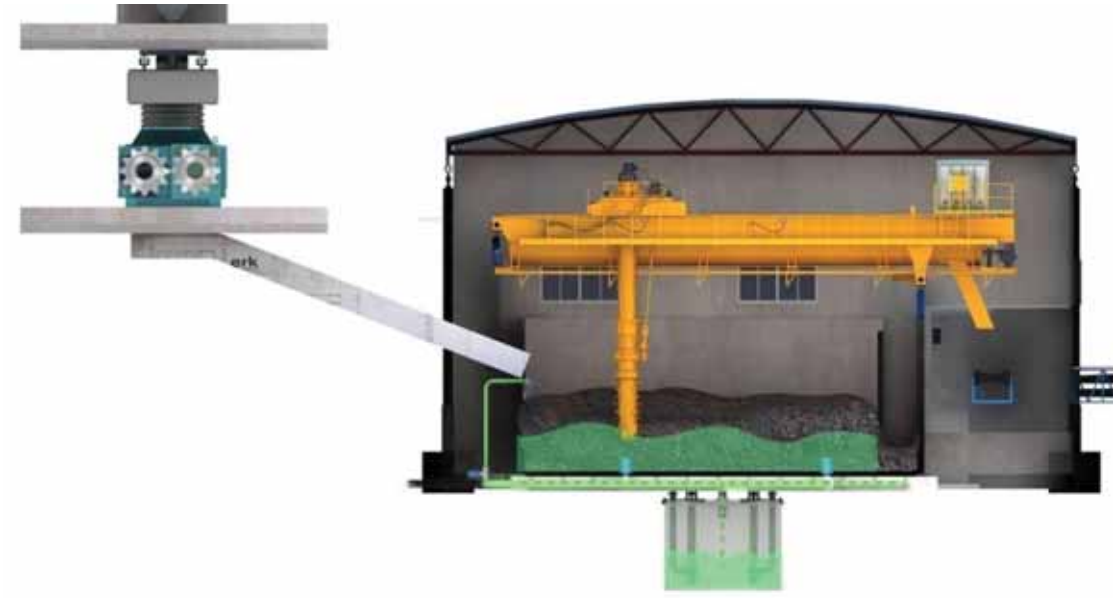


图 17.2.5-2　洛阳院的密闭除焦系统示意图二

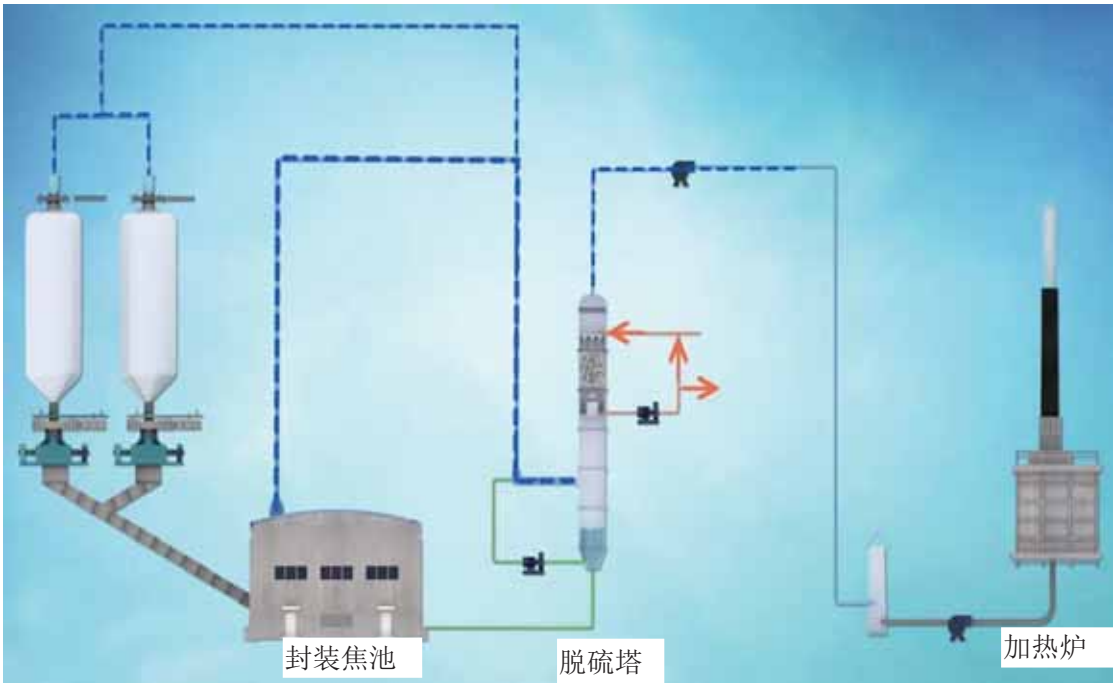


图 17.2.5-3　洛阳院的除焦废气治理措施流程示意图

洛阳院的密闭除焦工艺在镇海石化、杨子石化都已有成功运行实例，技术可行。通过密闭除焦工艺，可以减少 80%VOCs 排放。

有资料表明，云南、独山子、抚顺石化等延迟焦化装置的现场调查和现场环境监测，监测结果：

①延迟焦化装置界区大气环境中苯并[a]芘浓度为 $1.35\times10^{-6}mg/m^3$～$2.07\times10^{-6}mg/m^3$，最高点出现在堆焦场附近，均低于《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）中规定的企业边界大气污染物浓度限值 $8\times10^{-6}mg/m^3$。

②延迟焦化装置冷焦水中苯并[a]芘浓度为 1.84ug/L，切焦水中苯并[a]芘浓度为 0.35ug/L，冷切焦水装置内闭路循环使用，苯并[a]芘不会外排至环境中；酸性水中苯并[a]芘浓度 0.03ug/L，符合《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）中表 1 车间或生产设施废水排放口要求（0.03ug/L），密闭输送至酸性水汽提装置，水中污染物苯并[a]芘不会外排大气中。

文献资料表明：石油焦中苯并[a]芘含量与渣油性质有关，在 5.66～187mg/ p 之间，不溶于水，常温下不挥发到大气中，作为燃料燃烧时（600℃以上）全部转化为二氧化碳和水。

综上所述，通过以上描述，本项目延迟焦化装置大气中苯并[a]芘浓度在装置界区或焦池附近，均低于《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）

中规定的企业边界大气污染物浓度限值 $8\times10^{-6}mg/m^3$。含焦粉尾气经负压收集、脱硫送加热炉，加热炉烟气中苯并[a]芘<0.3ug/m^3，达标高空排放。

⑵连续重整脱氯

连续重整催化剂再生部分采用 UOP 公司的 Chlorsorb 氯吸收技术回收再生气中的氯。

从再生器出来的放空气温度为 490℃，经过放空气冷却器冷却到 138℃，然后进入分离料斗下部氯吸附区，自下而上与待生催化剂接触，大部分氯化物被催化剂吸附，再通过一个压力调节阀排入大气。采用 Chlorsorb 技术脱氯，能回收催化剂再生放空气中 97%的氯，排放气中 NHMC< 30 mg/Nm^3，氯化物<10mg/Nm^3，满足《石油炼制工业污染物排放标准》（30571-2015）表 4 大气污染物特别排放限值中重整催化剂再生烟气标准，经 90m 高排气筒排入大气。

催化剂连续重整再生放空气采用 Chlorsorb 新工艺，替代传统的碱洗工艺，既取消了废碱液排放，同时又减少了重整注氯量。

⑶聚丙烯装置 RTO 热处理含烃废气

聚丙烯装置干燥气洗涤塔放空驰放气及生产流变产品时掺混料仓排放气，含有较高浓度非甲烷总烃，约 800~1500ppm，送装置自建 RTO 燃烧处理后，非甲烷总烃<60 mg/Nm^3，满足《合成树脂工业污染物排放标准》（GB31572-2015）中表 5 特别排放限值要求，经 30m 高排气筒排入大气。

聚丙烯装置设置 1 套 RTO 热处理设施，包括蓄热式转换炉，过滤器及引风机，设计处理量：25000Nm^3/h，NHMC 入口浓度 1000ppmvol，设计出口最大浓度 60 mg/Nm^3。

装置废气进入 RTO 前的引风机，然后通过进/出气阀的进气通道从下而上通过一半蓄热床，蓄热床提前经过预热，蓄热体上吸收了大量的热量，经过换热将进气温度提升到接近于完全燃烧的温度进入燃烧室发生氧化反应。燃烧室的反应温度控制在 800-1000℃，废气中的有机物被氧化分解为 CO_2 和 H_2O，有机物去除率>95%。如果燃烧温度不足，则补充少量燃料气。净化后的废气与另一半蓄热床进行换热温度降低到 100℃以下，由进/出气阀的出气通道排出，经 30m 高烟囱排入大气。进/出气阀通过时间设定进行进/出气切换，使蓄热床交替预热和放热，实现废气处理的连续运行。

可行性分析：

对于废气排放治理而言，热处理是较为常用的方式，也是有机物最快、最安全的处理方法之一。根据废物的特性选择适合的温度，使有机废物彻底氧化，主要生成水和二氧化碳。

根据热力氧化方式的不同，目前常用的热氧化炉可分为热力燃烧式、热回收式、催化燃烧式、蓄热式和蓄热催化式氧化炉。

蓄热式氧化炉（RTO）的原理是通过热吸收和交换媒体来回收和利用有机废气分解时产生的热量，并利用这些回收的热量来分解未被处理的有机废气，由于蓄热式氧化装置可充分回收和利用有机废气分解时产生的热量，其热效率可达95%以上。RTO 主要适用于：

有机废气的浓度较低；

较大的有机废气处理量；

有机废气有腐蚀性；

有机废气含有对催化剂有毒性的物质；

需要较高的氧化温度（如需氧化某些臭气）；

较低的能源费用。

由此可见，根据聚丙烯装置废气特点及 RTO 废气处理工艺的原理及特点，选择 RTO 处理聚丙烯装置干燥气洗涤塔放空驰放气及生产流变产品时掺混料仓排放气中的烃类，工艺选择是合理的。RTO 在石油化工行业已有大量应用工程实例，技术成熟、可行。

⑷石油焦制氢装置含甲醇尾气

在净化单元尾气洗涤塔中，来自 CO_2 闪蒸塔的 CO_2 尾气与来自 H_2S 浓缩塔的 CO_2 尾气混合后用脱盐水洗涤，减少其中的甲醇和 H_2S 含量后，经 80m 高排气筒排入大气。排气量 257491Nm^3/h，甲醇≤50mg/Nm^3，满足《石油化学工业污染物排放标准》（GB31571-2015）中表 6 废气中有机特征污染物及排放限值要求；总硫（主要为 H_2S 和 COS）≤4.5mg/Nm^3，速率 1.11kg/h，满足《恶臭污染物排放标准》中表 2 排放速率的要求（以 H_2S 计）。

尾气水洗主要用于控制尾气中甲醇排放指标。尾气中硫含量的控制排放要求（≤4.5mg/Nm^3），主要是通过调整硫化氢浓缩塔内的工艺参数（如洗涤液温度、洗涤液循环量等）来实现。

本项目低温甲醇洗采用华陆技术，通过严格的吸收平衡计算和水力学计算，

该塔采用 14 块浮阀塔盘，可以满足尾气中甲醇含量不超过 50mg/Nm^3 的排放要求。该工艺在山东华鲁恒升公司低温甲醇洗装置已有应用，实际运行数据表明，尾气中硫含量≤4.5mg/Nm^3，甲醇≤50mg/Nm^3。低温甲醇洗尾气水洗方案是简单常规且可靠的，在行业内几乎所有项目的低温甲醇洗单元中都可以见到，经实际运行装置监测，尾气中甲醇含量一般在约 15~20ppmvol（即，21~29mg/Nm^3），完全能达到环保排放标准要求。

⑸固废焚烧炉烟气除酸、二噁英、重金属、除尘

本项目回转窑式固废焚烧炉烟气，采用碱洗和去除烟气中部分酸性气体（HCl，SO_2），再经“熟石灰粉和活性炭吸附二噁英、重金属、及酸性气体（HCl，SO_2 等），最后经袋式除尘去除颗粒物后，烟气中 SO_2≤200mg/Nm^3，NOx≤400mg/Nm^3，烟尘≤30mg/Nm^3，满足《危险废物焚烧污染控制标准》（GB18484-2001）及征求意见稿要求后，经引风机通过 50m 高烟囱排入大气。工艺流程详见 17.4.3.3 节。

17.2.6 挥发性有机物无组织排放控制措施

本项目挥发性有机物无组织排放主要来自于：储罐大小呼吸气、装卸过程无组织排放、装置阀门、管线、泵等在运行中因跑、冒、滴、漏逸散到大气中的废气，及污水处理设施逸散到大气中的废气等。

17.2.6.1 储运无组织排放控制措施

⑴罐形及密封

①原油储罐

采用外浮顶罐消除油气空间、设置刮蜡设施，采用一二次密封以及氮气密封保护系统或采取一二次密封填料等措施，从源头上控制油气外排。

②成品汽油、煤油、柴油储罐

采用内浮顶罐并采用高效密封等措施，从源头上控制油气外排。

③其他油品储罐（中间油品及污油等）

汽油组份及加氢轻油中间罐，采用内浮顶罐并采用高效密封，设置氮气密封等措施，从源头上控制油气外排。

含硫化氢中间原料罐、污油罐，采用内浮顶储罐并采用采用全接液高效密封

钢制或一体式复合材料浮盘，设置氮气密封等措施，从源头上控制油气外排。

重油中间罐、沥青罐等：设置氮气密封等措施，从源头上控制油气外排；设置罐顶呼出气收集处理设施，将外溢油气进一步处理。

④储存 I/II 类毒性液体及甲苯、二甲苯等储罐

根据《职业性接触毒物危害程度分级》（GBZ230-2010）、《压力容器中化学介质毒性危害和爆炸危险程度分类标准》（HG/T20660-2017），本项目涉及的 I/II 类毒性液体有：苯、重整生成油、抽提进料、湿溶剂、乙苯、丁二烯等。

考虑环境危害性，本项目对储存 I/II 类毒性液体的苯、重整生成油、抽提进料、湿溶剂、乙苯及甲苯、二甲苯储罐，采用立式内浮顶储罐，加强储罐本体设计可靠性，加大储罐底板及壁板厚度，加强焊接工艺设计，提高焊缝检测比例，确保质量。

丁二烯采用压力球罐，无大小呼吸气排放。

加强毒性液体的泄漏和逸散控制。采用全接液高效密封钢制或一体式复合材料浮盘，设置氮封系统、密闭收集与排放，并对三苯等储罐设置油气回装置等措施，优选密封材料，做到源头治理。

⑤其它有机化学品储罐

液化气、轻烃、异丁烷、正丁烷、碳四、轻石脑油、异戊烷、丙烯、丙烷、丁二烯、丁烯-1、碳五等轻质物料，均采用压力球罐，无大小呼吸气排放。

氨储罐，采用低温压力球罐，无大小呼吸气排放。

甲醇、己烷、丙酮、乙苯等也采用内浮顶罐，采用全接液浮盘消除油气空间，采用高效密封；设置氮气密封等措施，从源头上控制油气外排。

苯乙烯、碳九及重组分罐、燃料油罐采用拱顶罐。苯乙烯罐大小呼吸气，送油气回收设施进一步处理。

⑥含硫酸性水储罐

酸性水罐顶气采用“罐顶密闭补气＋水封＋胺吸收法＋低压瓦斯管网回收”技术，罐顶均设有氮封，罐顶排放的尾气至胺吸收脱臭后，在氧含量合格的情况下送往低压瓦斯系统，氧含量不合格时送往硫磺装置焚烧炉进行焚烧，实现了罐顶气的密闭回收，有效地防止了装置因罐顶气挥发带来的恶臭问题。

可行性分析：

本项目大部分储罐采用内、外浮顶罐，罐顶覆盖在储存介质的液面上，并随

液面升降，浮顶与液面之间基本没有气体空间，可降低大、小呼吸损耗，与拱顶罐相比，损耗可减少 85%，可减轻对周围环境污染的程度。

本项目采用高效密封全接液浮盘，全接液浮盘包括钢制、蜂巢（不锈钢材质）与一体式复合材料，蜂巢与一体式复合材料主要是 5000m^3 及以下内浮顶储罐的二种选择方式，其中 I/II 类毒性及含硫化氢介质的储罐选用一体式复合材料、其它洁净介质选用蜂巢，10000m^3 及以上选用钢制。以下分别就蜂巢和一体式复合材料全接液浮盘进行可行性分析。

①全接液蜂巢式浮盘

全接液浮盘是应对环境保护要求及 VOCs 治理要求，新开发的浮盘形式。全接液蜂巢式浮盘与传统铝制浮筒式内浮盘相比，具有以下特点：

A：全接液可有效阻绝油汽挥发，效果可达 99％。

B：环保性好，模块式全接液蜂窝浮盘，更好地阻绝储液的挥发，减少储液挥发气体进入大气的总量，有效保护了周围的环境。

C：符合美国消防协会 NFPA®11 认可（NFPA®11 5.4* Outdoor Covered (Internal) Floating Roof Tanks. 浮筒式已不符合规范）。

D：结构稳固，强度超过 API650(H4.2.1.4)要求 7 倍以上

E：浮力设计标准，为浮盘总重量 3 倍以上（API650 H4.2.1.4 & H4.2.2 规范；浮筒式只有 2 倍之浮力）。

F：大于 2500 孔/m^2，独立且不连续孔，即使受到穿刺性破坏也不影响浮力，使用寿命长达 20 年（根据 API650 H4.2.1.2 浮筒式为防止破洞造成沉盘，需多设 2 支备用浮筒）。

G：模块式设计不会受液面浸润。(夹板式蜂窝浮盘易受易面浸润而剥离，导致沉盘危险）。

H：施工组装安全、简易、迅速、无需动火作业。

I：所有部件均可以由人孔进入，无须开顶。

全接液蜂巢式浮盘浮盘主要技术革新点及达到的效果见表 17.2.6-1。

表 17.2.6-1　　全接液蜂巢式浮盘浮盘主要技术革新点及达到的效果

技术革新	达到的效果
每平米不少于2500个蜂窝孔，并且相对独立	使得整个浮盘的浮力单元均匀的分为百万份，完全避免了丧失浮力造成的卡盘事故。

采用创新的模块式技术，浮盘应用的部件根据储罐人孔大小制作	安装过程安全、简洁、迅速，全程不需要开顶、动火
一体式托盘的创新专利技术	与储液接触的部位没有密封点，不存在密封胶水开裂的问题。
采用模块全接液与密封系统全接液	完全消除油气空间，最大程度降低安全隐患，阻绝散逸的效果可达99%，有效保护周围的环境。
高密度的蜂窝结构提升模块强度	浮盘的强度是API650规范要求的7倍以上储液冲击对浮盘完全没有影响，大大提高使用寿命。



图 17.2.6-1　全接液蜂巢式浮盘整体结构图

全接液蜂巢式浮盘的设计，可以有效减少了传统铝制浮筒式内浮盘通气孔、取样管、浮盘周边密封、浮盘单元连接处、浮盘下部油气空间、负压消除附件、立柱通过等油气泄漏源产生的 VOCs 排放，同时降低了安全隐患。与传统铝制浮筒式内浮盘相比，可减少 75%以上 VOCs 排放。

全接液蜂巢式浮盘在石化行业已有大量应用，某石化企业 3000m^3 航煤油储罐，改造前油气挥发损失 29224kg/a，采用全接液浮盘改造后，油气挥发损失为 1768kg/a，减少了 94%的 VOCs 排放。既保护了环境，又提高了经济效益。

②一体式复合材料浮盘

本项目在储存 I/II 类毒性液体内浮顶储罐中采用的一体式复合材料浮盘，一体式复合材料浮盘是全接液浮盘形式，浮盘与液面之间没有气体空间，一体式复合材料浮盘采用整体制作工艺制作，浮盘没有任何的缝隙，完全杜绝了因浮盘缝隙存在挥发泄露的可能，最大程度降低了大、小呼吸损耗，与拱顶罐相比，损耗可减少 97%，可极大减轻对周围环境污染的程度。

一体式复合材料浮盘具有以下特性：

结构说明：

一体式复合材料浮盘采用整体制作工艺制造而成，浮盘制作整体分为 7 层结

构形式：

- 第一层：临时基模层；用模板搭建临时基模平台；
- 第二层：优质乙烯酯树脂与石墨混合，获得抗静电的第一层，满足 API 650 与 EN 14015 要求。
- 第三层：树脂丰富的化学阻挡层，防腐层，加入“25-50g/ m^2 的玻璃纤维布”组成，配方取决于存储的产品。这一层用短切毡层来加强。
- 第四层：下层一体式复合材料结构性涂层，由不同的碎玻璃纤维层嵌入乙烯酯矩阵形成。600g/ m^2 树脂层满足 ASTMC 581-9 规范。
- 第五层：新材料核心板层；核心材料是聚丙烯蜂窝板，带独立封闭的舱室（液密性）。蜂窝和新材料将局部载荷和压力分散到更广大的面积上。
- 第六层：上层一体式复合材料结构性涂层，包含不同的碎玻璃纤维层嵌入乙烯酯矩阵；450g/m^2 防火树脂层；满足 ASTM C 581-9 规范；
- 第七层：面漆层；高级阻火乙烯基酯树脂与石墨混合，具有抗静电和阻火性能的最后保护层。经过 BS476 第 6 部分和第 7 部分测试，满足 NFP92501 以及 NFF16101 F3 级。火焰扩张率小于 100；（API650-H)。

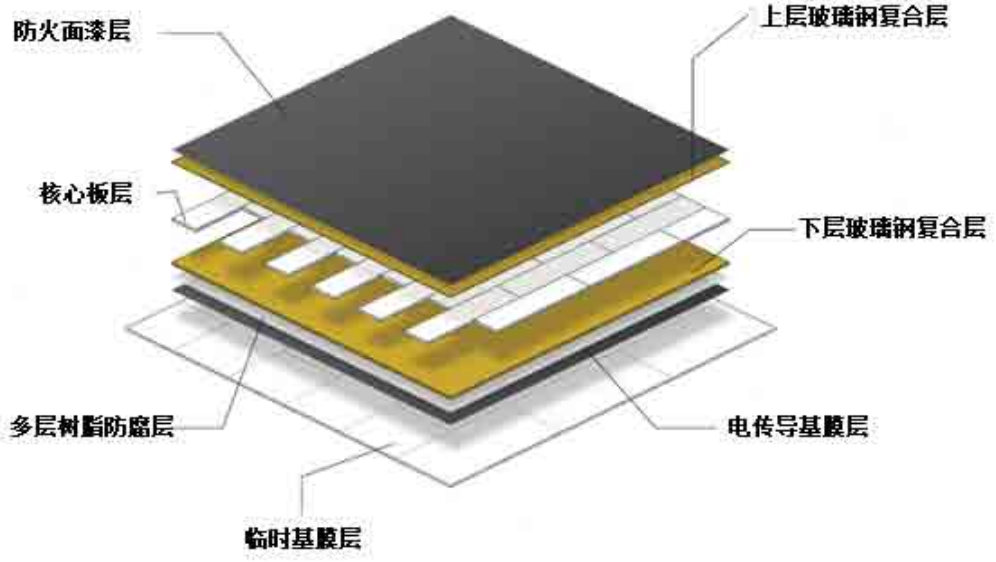


图 17.2.6-2　全接液一体式复合材料浮盘整体结构示意图

一体式复合材料浮盘特点：

- 全接液设计，无油气空间，可有效阻绝油汽挥发。
- 整体制作工艺而成，浮盘无任何缝隙，密封性卓越，100%杜绝油气挥发，可经过气密性测试验收，保证浮盘 100%无泄露。

- 浮盘底部及顶部由石墨层制作，导电性能卓越。
- 耐火性优良，防火阻燃符合 ASTM E84 标准，已经获得美国消防协会规范认可，NFPA®11 认可（NFPA®11 5.4* Outdoor Covered (Internal) Floating Roof Tanks.）。
- 一体式复合材料浮盘结构稳固，强度卓越，强度超过 API650(H4.2.1.4) 要求 10 倍以上
- 浮力设计标准，为浮盘总重量 3 倍以上（API650 H4.2.1.4 & H4.2.2 规范）。
- 复合材料制作，适用于全部介质，无任何防腐维护工作；无需维修和无防腐蚀涂料修补工作。
- 一体式复合材料内浮盘的灵活性十分适用于地震频繁的地区。与带有脊线、容易弯曲的铝制和不锈钢制浮盘不同，一体式复合材料浮盘可以更好应对此类问题。
- 由于收付油高频率及油品带气状态，可能导致浮盘剧烈晃动。光滑的无缝表面让一体式复合材料浮盘不会受到剧烈晃动的状态影响
- 更长的产品寿命，（20 年使用寿命）和更低的维护费用。
- 施工安全、简易、迅速、无需动火作业。



图 17.2.6-3　一体式复合材料浮盘效果图

由以上分析可知：一体式复合材料浮盘及全补偿气密性边缘膜密封密闭性能好，对储罐的适应性好，能够极大程度的缓解在油罐储运中的蒸发损耗。

可见，本项目各储罐采用不同合适的罐形，及密封形式、浮盘形式，可以有效降低挥发性有机物的排放。

⑵装卸设施

①公路（成品油+有机化学品）

汽油、航煤、三苯等物料采用全密闭下装鹤管，并设置装车油气回收设施；柴油采用全密闭下装鹤管，油气经汇总管，高空排放。沥青采用全密闭上装鹤管，并设置装车油气回收设施；液化气类装车设置油气返回线，实现装车过程的全密闭。

②铁路（成品油+有机化学品）

汽油、航煤采用全密闭上装大鹤管，并设置装车油气回收设施；柴油采用全密闭上装大鹤管，油气经汇总管，高空排放。沥青采用全密闭上装小鹤管，并设置装车油气回收设施。

③船舶（成品油+有机化学品）

油、航煤、三苯等物料采用全密闭装船臂，并设置装车油气回收设施；沥青采用全密闭上装鹤管，并设置装车油气回收设施；液化气类装车设置油气返回线，实现装船过程的全密闭。

⑶火车装车区域—化工中间产品罐区油气回收

本项目对汽油火车装车、化工中间产品罐区苯乙烯储罐外排油气和沥青火车装车外排油气进行处理。

①汽油火车装车油气回收处理

设计规模：1000Nm^3/h，1 套，采用“吸收+膜+焚烧工艺（催化氧化）或吸收+吸附+焚烧工艺（催化氧化）”工艺，吸收剂采用催化汽油。

处理后的尾气，在满足规范《油品装载系统油气回收设施设计规范》（GB50759-2012）、《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）的基础上从严执行，NMHC 去除率≥97%，NMHC 排放浓度≤15mg/m^3，NOx≤15 mg/m^3，通过 15m 高排气筒排入大气。

催化氧化运行温度≤600℃，无 NOx 产生；CEB 运行温度约 1200℃，NOx 排放≤15 mg/m^3（以 3%氧气计）。

②沥青火车装车油气处理

设计规模：1200Nm^3/h，1 套，采用“冷柴油（5℃~15℃）吸收+湿式脱硫（碱洗）”组合工艺。

处理后的尾气，在满足规范《油品装载系统油气回收设施设计规范》（GB50759-2012）、《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）的基础上从严执行，非甲烷总烃≤50mg/m^3、沥青烟≤10mg/m^3，通过 15m 高排气筒排

入大气。

③化工中间罐区油气处理设施

设计规模：750Nm^3/h，1 套，采用“吸附+吸收”工艺，处理化工中间罐区苯乙烯储罐外排的油气，吸收剂采用甲苯。

处理后的尾气执行《石油化学工业污染物排放标准》（GB31571 -2015），即：NMHC 去除率≥97%，排放浓度 NMHC≤50mg/m^3、苯乙烯≤50mg/m^3，通过 15m 高排气筒排入大气。

⑷汽车装卸车--三苯罐区--炼油中间罐区区域油气回收

①重油储罐油气回收

设计规模：1500Nm^3/h，1 套，采用“冷柴油（5~15℃）吸收+湿式脱硫（碱洗）”组合工艺，处理重油罐外排油气。

②汽车装车油气回收

汽油、航煤等轻质油品汽车装车油气回收，设计规模：1000Nm^3/h，1 套，采用“吸收+膜+焚烧工艺（催化氧化）”工艺，处理汽油、航煤等轻质油品装车外排油气，吸收剂采用催化汽油。设计 NMHC 去除率≥97%。

沥青汽车装车油气回收，设计规模：500Nm^3/h，1 套，采用“冷柴油（5~15℃）吸收+湿式脱硫（碱洗）”组合工艺，处理沥青汽车装车外排油气。

③芳烃联合中间原料罐区油气回收预处理

设计规模：2000Nm^3/h，1 套，采用“吸附+吸收”工艺，处理芳烃联合中间罐区、汽油组分罐组中的芳烃调合组分储罐等各储罐外排的油气，吸收剂采用混合芳烃。预处理后去罐区达标处理设施。

④芳烃成品罐区油气回收预处理

设计规模：3000Nm^3/h，1 套，采用“吸附+吸收”工艺，处理苯罐组、对二甲苯罐组各储罐外排的油气，吸收剂采用混合芳烃。预处理后去罐区达标处理设施。

⑤罐区达标处理

芳烃中间原料罐区、成品罐区油气回收预处理后的油气，送罐区达标处理设施。采用焚烧工艺（催化氧化）处理，设计规模：5000 Nm^3/h，通过 15m 高排气筒达标排入大气。

处理后的尾气执行《石油化学工业污染物排放标准》（GB31571 -2015），

和中石化“关于加快推进炼油企业 VOCs 提标治理工作的通知”，即：非甲烷总烃≤50mg/m^3（焚烧法≤15mg/m^3）、苯≤2mg/m^3、二甲苯≤10mg/m^3、甲苯≤8mg/m^3，沥青烟≤10mg/m^3，苯乙烯≤50mg/m^3，分别通过 15m 高排气筒排入大气。其中，汽油、航煤汽车装车油气处理尾气中 NOx≤15 mg/m^3。

⑸产品码头区域油气回收

产品码头区域对汽油、航煤、苯、二甲苯、苯乙烯、沥青装船外排油气进行回收处理。

①汽油、航煤油装船油气回收预处理

设计规模：7000Nm^3/h，1 套，采用“吸收+膜”工艺或“冷凝+吸附”工艺，处理汽油、航煤等轻质油品装船外排油气。

②苯、对二甲苯装船油气回收预处理

设计规模：2500Nm^3/h，1 套，采用“吸附+吸收”工艺，处理苯、对二甲苯装船外排油气。

③苯乙烯装船油气回收预处理

设计规模：600Nm^3/h，1 套，采用“吸收+吸附”工艺，处理苯乙烯装船外排油气。

④油气达标处理

上述预处理后的油气，再经焚烧工艺（催化氧化）达标处理，设计规模：10100 Nm^3/h，满足《油品装载系统油气回收设施设计规范》（GB50759-2012）、《石油化学工业污染物排放标准》（GB31571 -2015）和中石化“关于加快推进炼油企业 VOCs 提标治理工作的通知”，即：NMHC 去除率≥97%，非甲烷总烃≤15mg/m^3、苯≤2mg/m^3、二甲苯≤10mg/m^3、甲苯≤8mg/m^3、苯乙烯≤50mg/m^3，NOx≤15 mg/m^3，通过 15m 高排气筒排入大气。

⑤沥青装船油气回收处理

设计规模：1000Nm^3/h，1 套，采用“冷柴油（5~15℃）吸收+湿式脱硫（碱洗）”组合工艺，处理沥青装船外排油气。

处理后的尾气，在满足规范《油品装载系统油气回收设施设计规范》（GB50759-2012）、《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）的基础上从严执行，非甲烷总烃≤50mg/m^3、沥青烟≤10mg/m^3，通过 15m 高排气筒排入大气。

各油气回收规模计算详见表 17.2.6-2。

表 17.2.6-2　　油气回收规模计算表

区域位置	油气回收名称	所处理介质	规模	计算原则
火车装车区域—化工中间罐区	火车装车油气回收设施	汽油火车装车外排油气	1000Nm^3/h	汽油火车装车设有 2 套大鹤管，单套大鹤管装车量 450m^3/h，计算：2×450×1.1=990m^3/h，最终油气回收规模取 1000 m^3/h
		沥青火车装车外排油气	1200Nm^3/h	沥青火车装车设有 48 套小鹤管，单套小鹤管装车量 100m^3/h，按照 10 套小鹤管同时操作，计算：10×100×1.1=1100m^3/h，最终油气回收规模取 1200 m^3/h
	化工中间罐区油气处理设施	化工中间原料罐外排油气	750 Nm^3/h	储罐“小呼吸”量按照半罐容积 1h 温升 5℃，计算：储罐“小呼吸”量约为 350m^3/h 根据各物料进罐流量，计算：储罐“大呼吸”量约为 250m^3/h 储罐“大小呼吸”量=350m^3/h+250m^3/h=600 m^3/h，最终油气回收规模取 750 m^3/h
汽车装卸站--三苯罐区--炼油中间罐区区域	重油储罐油气处理设施	重油罐外排油气	1500Nm^3/h	各重油储罐均为保温伴热储罐，因此，不考虑“小呼吸”量； 根据各物料进罐流量计算：储罐“大呼吸”量约为 1390m^3/h 最终油气回收规模取 1500 m^3/h
	汽车装车油气处理设施	沥青汽车装车外排油气	500Nm^3/h	沥青汽车装车设有 5 个鹤位，单套鹤管装车量 100m^3/h，考虑 0.9 的不同时系数，计算：5×100×1.1×0.9=495m^3/h，最终油气回收规模取 500 m^3/h
		汽油、航煤等汽车装车外排油气	1000Nm^3/h	汽油、航煤、苯乙烯、乙腈、MMA 汽车装车设有 12 个鹤位，单套鹤管装车量 100m^3/h，考虑 0.7 的不同时系数，计算：12×100×1.1×0.7=924m^3/h，最终油气回收规模取 1000 m^3/h
	芳烃中间原料罐区油气预处理设施	芳烃中间原料罐外排油气	2000Nm^3/h	储罐“小呼吸”量按照半罐容积 1h 温升 5℃计算：储罐“小呼吸”量约位 660m^3/h 根据各物料进罐流量计算：储罐“大呼吸”量约为 1100m^3/h 储罐“大小呼吸”量=660m^3/h+1100m^3/h=1760 m^3/h，最终油气回收规模取 2000 m^3/h
	芳烃成品罐区油气预处理设施	苯、对二甲苯、苯乙烯罐外排油气	3000Nm^3/h	储罐“小呼吸”量按照半罐容积 1h 温升 5℃计算：储罐“小呼吸”量约位 2400m^3/h 根据各物料进罐流量计算：储罐“大呼吸”量约为 600m^3/h 储罐“大小呼吸”量=600m^3/h+2400m^3/h=3000m^3/h，最终油气回收规模取 3000 m^3/h
	罐区油气达标处理设施	预处理外排油气	5000Nm^3/h	芳烃中间原料罐区外排油气+芳烃成品罐区外排油气=5000 m^3/h
产品码头	汽油、航煤等装船油气	汽油、航煤等装船外排	7000 Nm^3/h	按照 50000 吨级汽油+30000 吨级汽油+10000 吨级航煤，同时装船，计算：汽油、航煤等

区域位置	油气回收名称	所处理介质	规模	计算原则
区域	预处理设施	油气		装船外排油气约为：6400 m^3/h，最终油气回收规模取 6500 m^3/h
	苯、对二甲苯等装船油气预处理设施	苯、对二甲苯等装船外排油气	2500 Nm^3/h	按照 20000 吨级对二甲苯+10000 吨级对二甲苯+5000 吨级苯，同时装船，计算：对二甲苯、苯等装船外排油气约为：2450m^3/h，最终油气回收规模取 2500m^3/h
	苯乙烯装船油气预处理设施	苯乙烯装船外排油气	600Nm^3/h	按照 5000 吨级苯乙烯装船，计算：苯乙烯装船外排油气约为：520m^3/h，最终油气回收规模取 600m^3/h
	产品码头油气达标处理设施	预处理外排油气	10100 Nm^3/h	汽油、航煤等装船外排油气+苯、对二甲苯等装船外排油气+苯乙烯装船外排油气=10100 m^3/h
	沥青装船油气回收	沥青装船预处理外排油气	1000 Nm^3/h	按照 5000 吨级沥青装船，计算：沥青装船外排油气约为：980m^3/h，最终油气回收规模取 1000m^3/h

油气回收可行性分析

炼化企业常用的基础油气回收处理技术有：吸附法、吸收法、膜分离法、冷凝法以及燃烧法。随着环保排放标准的不断提高，在上述基础油气回收处理技术上又派生出了许多组合工艺，例如，吸收+膜、吸附+吸收、冷凝法、冷柴油吸收法等。

典型的油气回收预处理工艺对比如表 17.2.6-3。

表 17.2.6-3　　典型的油气回收预处理工艺对比表

序号	对比项	吸收+膜工艺	冷柴油吸收 （5℃~15℃）	吸附+吸收工艺	冷凝（浅冷-75℃）工艺
1	主要原理	吸收油对油气进行初步吸收；膜对油气和空气进行选择性分离	经制冷机组换热后5℃-15℃的冷柴油在吸收塔中与油气进行逆向流动，油气被吸收在柴油中，吸收后富吸收柴油输送至罐区回炼	吸附剂对油气进行吸附；吸收油对真空解析后的富集油气进行吸收	冷箱对油气进行冷凝
2	主要优点	适用长期、稳定、高浓度油气回收；膜处理后油气浓度较低，有效的减少吸附床层产生高温热	操作简单，生产运行稳定，对长期运行和间歇运行都适用；制冷机组运行相对稳定	操作简单，生产运行稳定，对长期运行和间歇运行都适用	生产中的低温环境、油气处理相对安全；低温冷凝处理后油气浓度较低，有效的减少吸附床层产生高温热
3	主要缺点	对膜的渗透性要求高；油气浓度变化敏感；要求流量	吸收柴油耗量较大（液气比：150l/m^3），要求就有一定的回炼能力，不适用于油	吸附剂易中毒；吸附床层易产生高温热	控制复杂；需要提前建立冷场，无法即开即用

序号	对比项	吸收+膜工艺	冷柴油吸收 （5℃~15℃）	吸附+吸收工艺	冷凝（浅冷-75℃）工艺
		稳定	库等项目		
4	可靠性	在国内均有成熟使用的业绩，技术均成熟可靠			
5	治理效果	非甲烷总烃浓度均可以达到g 级，均可起到将高浓度油气进行浓缩液化的效果；三废排放满足相关规范要求；			
6	占地	100m^2	150m^2	150m^2	125m^2
7	寿命	膜组件更换周期约为10年；活性炭更换周期约为5 年~7年	整体使用寿命＞20年	活性炭更换周期约为5 年~7年	整体使用寿命＞10年
8	运行费用	高 10 年期运行成本约588万元	低 10 年期运行成本约288万元	中等 10 年期运行成本约320万元	高 10 年期运行成本约600万元
9	真实业绩	四川石化、吉林石化等	金陵石化、九江石化等	克拉玛依炼化公司、中石油珠海高栏岛油库等	宁夏石化、漳州古雷海腾码头等
10	适用工况	流量、浓度相对稳定的工况	对罐区、装车等流量、浓度波动加大的工况适应性较强	对罐区、装车等流量、浓度波动加大的工况适应性较强；不能用于处理含有颗粒介质、高温聚合介质；对H_2S浓度有严格，对硫化氢浓度有严格，严防H_2S中毒	需要之前建立冷场，无法即开即用，对于大处理量，三级冷场的建立难度很大

经预处理工艺处理后，油气浓度由 1500g/m^3 降低到 10g/m^3，但较最终的排放标准 50mg/m^3 还有巨大差距，需要进一步达标处理。常用的达法工艺有吸附法和燃烧法两种。

燃烧法的工艺原理为在一定温度下，有机物被氧化成水和二氧化碳后排放至大气；可分为蓄热式催化氧化（RCO 反应温度在 250℃~300℃)、蓄热式氧化（RTO 反应温度在＞760℃)、直燃式废气燃烧炉（TO）、超低排放燃烧器（CEB）。

吸附工艺与燃烧法的对比分析见表 17.2.6-4。

表 17.2.6-4　　常用达标油气处理工艺对比表

序号	对比项	吸附工艺	燃烧工艺
1	主要原理	吸附剂对油气进行吸附	废气在预混室内与空气混合后，经过燃烧器燃烧，转化为H_2O、CO_2

			等
2	主要优点	操作简单，生产运行稳定，对长期运行和间歇运行都适用	处理后有机物完全转化成二氧化碳和水，处理无残余；对油气的浓度、流量、组成等适应性较强；
3	主要缺点	吸附剂易中毒；吸附床层易产生高温热	无回收效益；油气浓度变化敏感；防火间距防火间距大；在氧化塔角落存在油气积聚闪爆问题；相关附件阻火器等要求高
4	可靠性	考虑到入口浓度较低，由于吸附导致的吸附床层温升是可控的，因此，其可靠性高。	对于催化氧化法，需入口油气浓度 20g/m^3,，在油气的爆炸危险区域 25%以上，可靠性较差。直燃式或 CEB 相对安全。
5	治理效果	多级吸附工艺、燃烧工艺出口非甲烷总烃浓度可≤50mg/m^3；三废排放满足相关规范要求；	
6	占地	100m^2	50m^2
7	寿命	活性炭更换周期约为5 年~7年；	整体使用寿命＞10年；
8	运行费用	中等:更换一次活性炭约为150 万	中等：主要能耗为补充燃料气耗量，具体根据废气浓度确定；年期运行成本为100 万元
9	真实业绩	克拉玛依炼化公司、中石油珠海高栏岛油库等	福建联合石化、独山子石化等

由上述油气预处理及达标处理工艺分析对比可知：

汽油、航煤油等装车/船外排油气浓度较高，因此，选用对流量、浓度变化适应性更强的“吸收+膜”工艺，回收油气，增加项目效益；再采用焚烧工艺，来保证油气达标排放，工艺选择是合理的，技术成熟、可行。

火车沥青装车/船油气，组成复杂，含有大量的粘性物质，且含有硫化物，膜、吸附、冷凝方案均不适用沥青烟的处理，因此，选用冷柴油（5℃~15℃）吸收+湿式脱硫（碱洗）组合工艺，工艺选择合理。但沥青油气的处理属于业界难题，目前还没有成功案例。建议随着项目的进行，不断考察最新的沥青油气处理技术，以保证沥青油气处理达标。

重油储罐外排油气，粘度大，凝点低，膜、吸附、冷凝方案均不适用沥青烟的处理，因此，选用冷柴油（5~15℃）吸收+湿式脱硫（碱洗）组合工艺

芳烃中间罐区、芳烃成品罐区外排气苯、二甲苯油气，排放标准更加严格，选用“吸附+吸收”工艺，采用混合芳烃为吸收剂，利用“相似相溶”原理，可以保证达标排放。

苯乙烯装船或储罐外排油气，极易聚合，需要严格控制高浓度苯乙烯油气的浓度、温度。膜处理工艺中真空泵出口的温度较高，极易造成上述高浓度油气的

聚合，因此，膜处理工艺无法直接用于高浓度苯乙烯油气的处理；活性炭吸附工艺吸附过程是放热过程，极易造成上述高浓度油气的聚合，因此，活性炭吸附处理工艺无法直接用于高浓度苯乙烯油气的处理。故选用“吸收”工艺，采用甲苯为吸收剂，利用“相似相溶”原理，回收苯乙烯，以保证达标排放。

工程实例：上述油气回收预处理工艺及达标处理工艺均是成熟工艺，且已有大量工程应用实例。烟台万华苯储罐大、小呼吸气采用“吸附+吸收”工艺，经回收后实测尾气中苯浓度低于检出限 0.0015Lmg/m^3，NMHC:10.5mg/m^3。中国石油青海油田格尔木炼油厂，苯油气回收排气中，苯最大检测浓度为 0.579 mg/m^3。

催化氧化工艺在尾气达标处理工艺中应用较多，如中石化上海高桥石化 10 万吨苯酚丙酮装置、燕山石化橡胶厂丁苯橡胶装置、中石油抚顺石化丙烯腈装置的尾气处理。上海高桥石化 10 万吨苯酚丙酮装置化工尾气采用催化氧化处理，自 2010 年 4 月开车以来一直运行稳定，性能考核各污染物实测值如表 17.2.6-5：

表 17.2.6-5　　上海高桥石化催化氧化性能测试结果

时间	处理前浓度，mg/m^3			处理后浓度，mg/m^3	
	丙酮	苯	异丙苯	甲醇	非甲烷总烃
4 月 9 日	54.57	1.19	237.41	<0.10	1.17
	49.80	1.17	242.06	<0.10	1.55
4 月 10 日	60.93	1.20	287.92	<0.10	1.55
	69.62	1.45	377.76	<0.10	1.36
4 月 11 日	44.24	0.67	71.58	<0.10	0.66
	49.15	0.91	113.71	<0.10	0.26

中石油独山子石化公司乙烯厂采用超低排放燃烧工艺（CEB），对常压罐区石脑油罐、加氢汽油罐、粗裂解汽油罐、污油罐、调质油罐的大小呼吸气进行处理，2017 年 9 月 28 日、10 月 13~14 日对 CBE 装置进口、出口污染物浓度监测，具体见表 17.2.6-6：

表 17.2.6-6　　独山子石化 CEB 性能测试结果

序号	污染物	处理前浓度，mg/m^3	处理后浓度，mg/m^3	去除率，%
1	非甲烷总烃	61600	1.8~5.46	>99.9%
2	甲烷	13875	0.0015L~5.79	>99.9%
3	总烃	75500	1.8~10.1	>99.9%
4	NOx		6~11	
5	苯		0.0015L	
6	甲苯		0.0015L	

序号	污染物	处理前浓度，mg/m^3	处理后浓度，mg/m^3	去除率，%
7	二甲苯		0.0015L	
8	苯乙烯		0.0015L	

综上所述，本项目各储罐大小呼吸气、装车、装船外排油气，经油气回收后，外排油气中污染物浓度可以满足《石油化学工业污染物排放标准》（GB31571-2015），和中石化“关于加快推进炼油企业 VOCs 提标治理工作的通知”要求，即：非甲烷总烃≤50mg/m^3（焚烧法≤15mg/m^3）、苯≤2mg/m^3、二甲苯≤10mg/m^3、甲苯≤8mg/m^3、苯乙烯≤50mg/m^3，沥青烟≤10mg/m^3，焚烧法 NOx≤15 mg/m^3，分别通过 15m 高排气筒排入大气，技术可行。

17.2.6.2 装置无组织排放控制措施

⑴采用先进工艺，源头控制 VOC

延迟焦化装置冷焦过程、切焦过程，采用洛阳院的密闭除焦系统；焦碳破碎后与除焦水一起进入封闭式除焦池（带百叶窗的房子）即焦池加盖，焦炭在焦池中水力摊平，威尔逊过滤装置脱水，焦炭经螺旋提升机提升到包裹式皮带机运送至焦场储存。冷、切焦水经泵提升后密闭储存备用。

焦炭塔开盖、冷焦和切焦过程中焦池、焦炭塔废气，含焦粉尾气，均经负压收集后，经脱硫后进入加热炉鼓风机入口，作为燃烧配风。

洛阳院的密闭除焦工艺在镇海石化、杨子石化都已有成功运行实例，技术可行。通过密闭除焦工艺，可以减少 80%VOCs 排放。详见 17.2.7.3 节。

⑵过程控制

挥发性有机物无组织排放另一部分是指各装置阀门、管线、泵等在运行中及采样过程中因跑、冒、滴、漏逸散到大气中的废气。其排放量与操作管理水平、设备状况等有很大关系。可通过选用先进的设备和加强管理来降低其排放量。以保证本工程烃类排放符合国家标准的要求。主要措施有：

①工艺管线

在材料上选择耐腐蚀的材料以及可靠的密封技术；提高输送苯类物质的工艺管线的等级；含有苯类物质的工艺管线，除与阀门、仪表、设备等连接可采用法兰外，螺纹连接管道均采用密封焊；所有输送含苯类物质的工艺管线和设备的排净口都用管帽或法兰盖或丝堵堵上。

②设备

盛装苯类介质的设备法兰及接管法兰的密封面和垫片提高密封等级，必要时宜采用焊接连接。

输送含苯的工艺物流的泵选用屏蔽泵或具有双端面机械密封的泵。

③采样

装置中含苯物料的采样，采用特殊密闭采样系统，可使物料密闭循环回系统；其他采样装置含烃物料的采样均采用常规密闭采样器，塔顶不凝气均予以回收。

④停工、检修阶段

根据各停工检修装置特点，分别采用冷、热水或酸、碱浸泡、洗涤处理，使用氮气吹扫放火炬，以及用蒸气吹扫或密闭蒸罐，热空气吹扫等措施，减少挥发性有机物排放。吹扫蒸气进冷凝器冷凝，不凝气或热吹扫空气作进一步处理。管道检修后进行气密性试验。

⑤建立 VOCs 综合管控方案

建立 VOCs 综合管控方案，由企业 VOCs 排放源排查、建立生产装置 VOCs 泄漏检测与修复(LDAR)系统、建立 VOCs 在线监测预警系统等三部分组成。

A：VOCs 排放源排查

项目建成后，拟对生产工艺系统、有组织系统、储运装卸设施、废水集输处理系统、火炬系统、循环水系统、采样系统以及事故工况等进行 VOCs 排放源排查，建立纳入集团公司网络平台化的 VOCs 源分类清单，按照《集团公司炼化企业 VOCs 综合管控技术》的方法，对全公司 VOCs 逸散排放进行量化核算。

B：LDAR 系统

建立 LDAR（泄漏检测与修复）系统，加强装置生产、输送和储存过程挥发性有机物泄漏的监测和监管，对泄漏率超过标准的进行维修或更换，对项目运行全周期进行挥发性有机物无组织排放控制。

LDAR 系统需包括中国石油 VOCs 管控数据库及中国石油 VOCs 数据管理平台，配备便携式 VOCs 排放检测仪，实现 VOCs 数据的无线网线传输与存储。

C：VOCs 在线监测预警体系

建立 VOCs 管控监测预警平台。厂界安装环境 VOCs 监测设施，并与环保部门联网。

17.2.6.3 污水处理设施无组织排放控制措施

本项目各含油污水预处理、污水处理场均采用加盖密闭措施，减少无组织排放。

⑴各区域含油污水预处理

本项目各区域含油污水预处理，含油污水提升池废气加盖密闭收集，废气经活性炭吸附后排放，其中 NHMC≤120Nm^3/h，分别经 15m 高排气筒排入大气。

本项目根据各生产装置、单元的工艺特点及区域布置情况，全厂共设置 14 个含油污水预处理站。设置位置及服务范围详见表 17.3.3-1。

本项目采用“活性炭吸附”工艺，该工艺对于废气中 VOCs 物质的吸附效果较好，且设备运行维护方便。池体密封后（要求废气不外泄），池内自然挥发的 VOCs 气体通过管道密闭输送至活性炭吸附装置进行处理，处理后尾气通过 15m 排气筒达标排放。

设备入口端配套微压传感器与自动放空阀连锁，当管道内压力达到设定值时，打开自动放空阀，以确保系统的安全性。

每套污水收集池设有 2 个吸附罐，可串联或并联运行，正常情况是并联运行，2 套吸附罐 1 用 1 备，特殊情况下可通过手动阀门的切换使 2 个吸附罐串联运行，以增加停留时间及去除效果，可以有效提高 VOCs 去除率及系统抗冲击能力，确保尾气达标排放。

吸附罐内吸附填料选择活性炭吸附填料，定期更换，更换周期为 2 个月（具体时间根据实际进气浓度确定）。

⑵污水处理站

本项目将污水处理站各处理系统前端设施均采用加盖密闭措施，负压收集废气，送高浓度臭气处理系统处理。高浓度臭气采用催化氧化处理工艺，设计规模为 12000 Nm^3/h。这些设施包括：含油含盐污水处理系统前端构筑物，如调节除油罐、隔油池、气浮池；电脱盐污水预处理系统的电脱盐污水调节罐、沉降罐、浮选设备等；高含盐污水处理系统的气浮池等；污泥处理系统的含油污泥处理相关设施。

含油含盐污水处理系统的石油焦制氢污水除硬处理工艺段、均质池、A/O 生化池，高含盐污水处理系统的均质池、一级 PACT 池及污泥处理系统的生化污泥

部分，也采用加盖密闭措施，负压收集产生臭气，送低浓度臭气处理系统；危险废物暂存库逸散废气区域进行废气收集，约为 30000m³/h，统一输送至低浓度除臭系统处理达标后排放。低浓度臭气采用生物+活性炭吸附处理工艺，设计规模为 160000Nm^3/h。

除臭措施详见 17.2.7 节。

⑶事故池

本项目综合考虑全厂地形特点，炼油区和化工区事故水排水系统分别单独设置。其中炼油区事故水通过重力流管道收集进入全厂事故池。化工区内考虑单独设置事故水转输池，化工区事故水先通过重力流管道收集进入事故水转输池（总容积 20000m^3），然后经泵提升送全厂事故池储存。

全厂事故池总容积 180000m^3，分格设置，加盖收集废气并采用活性碳吸附处理，以防止事故时水中 VOCs 扩散。

17.2.7 恶臭气体控制措施

17.2.7.1 含硫化氢的酸性气处理

含硫化氢的酸性气主要来自炼油部分及石油焦制氢装置，各装置的含 H_2S 干气、液化气首先进行气体脱硫，脱除的 H_2S 随富胺液返回溶剂再生装置，溶剂再生装置、酸性水汽提装置及造气制氢装置的富含 H_2S 的酸性气，送硫磺回收装置生产固体硫磺产品。详见硫磺回收部分。

17.2.7.2 酸性水汽提装置酸性水罐顶除臭

酸性水汽提装置恶臭气体主要污染源位于酸性水汽提装置和酸性水罐区。

酸性水汽提装置中的液氨罐，在非正常工况时氨通过紧急泄氨器用新鲜水吸收后排至酸性水罐区，防止氨气排放污染环境。

酸性水罐区的酸性水进原料水脱气罐，罐顶的轻油气经胺液吸附脱臭，排至低压瓦斯系统，非正常工况时安全阀排放的气体则排入工厂火炬管网。酸性水罐顶气采用“罐顶密闭补气＋水封＋胺吸收法＋低压瓦斯管网回收”技术，罐顶均设有氮封，罐顶排放的尾气至胺吸收脱臭后，在氧含量合格的情况下送往低压瓦斯系统，氧含量不合格时送往硫磺装置焚烧炉进行焚烧，实现了罐顶气的密闭回收，有效地防止了装置因罐顶气挥发带来的恶臭问题。

17.2.7.3 延迟焦化密闭除臭措施

延迟焦化装置冷焦过程、切焦过程，采用洛阳院的密闭除焦系统；焦碳破碎后与除焦水一起进入封闭式除焦池（带百叶窗的房子）即焦池加盖，焦炭在焦池中水力摊平，威尔逊过滤装置脱水，焦炭经螺旋提升机提升到包裹式皮带机运送至焦场储存。冷、切焦水经泵提升后密闭储存备用。

焦炭塔开盖、冷焦和切焦过程中焦池、焦炭塔废气，含焦粉尾气，均经负压收集后，经脱硫后进入加热炉鼓风机入口，作为燃烧配风。详见 17.2.5 节。

洛阳院的密闭除焦工艺在镇海石化、杨子石化都已有成功运行实例，技术可行。通过密闭除焦工艺，可以减少 80%VOCs 排放。

本项目各罐底油泥、隔油池油泥、气浮浮渣等含油污泥，经脱水后送延迟焦化装置处理。污泥经管道输送至延迟焦化装置内污泥罐储存，经泵加压后至焦炭塔内回炼。焦炭塔除焦及焦池储焦采用全密闭石油焦处理系统，焦炭破碎后经管带机外送；冷切焦废水装置内密闭循环使用；废气经收集并脱硫后至加热炉燃烧室燃烧，可以有效防止臭气的外排。

17.2.7.4 污水处理设施除臭措施

本项目将污水处理场产生的臭气处理分为高浓度 VOCs 废气处理系统和除臭系统。

⑴概述

①高浓度 VOCs 废气处理系统

高浓度 VOCs 废气处理系统主要针对污水处理场前端高浓度废气进行处理，包括：含油含盐污水处理系统调节除油罐、隔油、气浮；电脱盐污水调节罐、沉降罐、浮选设备等；高含盐污水处理系统的气浮池等；污泥处理系统的含油污泥处理相关设施等。各构筑物加氟碳纤维膜盖板后通过玻璃钢管线统一送至高浓度 VOCs 废气处理系统，高浓度臭气采用“催化氧化”处理工艺，设计规模为 12000 Nm^3/h。

规模确定依据：池体构筑物臭气排放量依据《石油化工污水处理设计规范》（GB50747-2012），根据构筑物超高及膜盖板高度，换气次数取 1~4 次计算确定；调节罐、污油储存罐等废气量，依据《石油化工储运系统罐区设计规范》储罐呼出量及液体出罐时的最大出液量确定。

②除臭系统

除臭系统主要收集如下构筑物产生的废气：

A：含油含盐污水处理系统的生化池、均质池；

B：高含盐污水处理系统的一级 PACT 池、均质池；

C：气化制氢污水高效沉淀池；

D：危废暂存库（场）。

生化池、均质池等各构筑物加氟碳纤维膜盖板后、危废暂存库（场）通过玻璃钢管线将臭气统一送至除臭系统进行处理。

本项目采取如下措施，保证废气收集效果，臭气不会溢散进大气中：

A：所有需收集废气构筑物全部采用密闭型盖板进行封闭，同时所有观察窗、检修口、管道开口等容易泄漏臭气部位采取特殊密封措施，保证密封效果。

B：本项目采用引风机抽真空方式对全厂臭气进行收集，同时在每座构筑物引风管出口处设置真空压力表，保证负压吸气。

除臭系统工艺为“多级组合式生物除臭+活性炭纤维吸附”，主要由生物处理 1 段、生物处理 2 段、深度处理段、不凝气处理段组成。设计规模为 160000Nm^3/h。

低浓度臭气量计算依据最大曝气量的 1.2 倍确定臭气排出量。危险废物暂存库逸散废气区域进行废气收集，约为 30000m^3/h。

设计处理后污染物排放浓度满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-1993）的二级标准、《广东省地方标准大气污染物排放限值》（DB44/27-2001）中的 II 时段二级排放速率，及《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）《石油化学工业污染物排放标准》（GB31571-2015）的特别限制排放要求，高、低浓度臭气处理设施排气合并经 1 根 50m 高排气筒排入大气。主要恶臭污染物排放标准 17.2.7-1。

表 17.2.7-1　　主要恶臭污染物排放标准

序 号	控制项目	排放速率/（kg/h）	排放浓度/mg/m^3
1	硫化氢	≤3.75	
2	氨	≤55	
3	臭气浓度	≤5000（无量纲）	
4	苯	≤6.56	≤4
5	甲苯	≤39.06	≤15

序 号	控制项目	排放速率/（kg/h）	排放浓度/mg/m^3
6	二甲苯	≤13.13	≤20
7	非甲烷总烃	≤131.25	≤120mg/m^3

工艺流程：

⑴催化氧化处理系统

催化氧化处理工艺由二个子系统所组成，第一部分为催化反应系统，第二部分为烟气后处理系统。

第一部分催化反应系统是由一个高效率换热器、催化反应器、电加热器所组成。为达到正常运转时不需耗用燃料，来源废气会先由换热器加热，到达催化剂起燃温度 350℃后，再进入催化反应器中氧化，将有机物完全氧化成二氧化碳及水。有机物的氧化反应为放热过程，离开氧化器的排出烟气，将由换热器回收热量将来源废气加热升温。烟气离开换热器时，温度降为 185℃左右，再导入文式冷却器中降温。

第二部分烟气后处理系统是由文式冷却器、填料洗涤塔、引风机以及排气筒所组成。催化反应器所产生的烟气，经由换热器排出进入文式冷却器，经过文式冷却器的快速降温冷却至约 25-35℃。催化反应器出口烟气因含有二氧化硫及三氧化硫，需经过水洗中和处理，因此，经由文式冷却器冷却后之烟气再导入填料水洗塔内。经水洗后的烟气再被引风机抽出，由烟囱排放至大气。

可行性分析：

催化氧化系统处理的高浓度臭气，调节除油罐、隔油池、气浮池及高含盐污水处理系统电脱盐污水调节罐、沉降罐、浮选设备等，臭气中主要为各种烃类，可能有少量 H_2S，浓度相对较高。采用催化氧化热处理，是一种常用的有机废气处理方式，也是最快、最安全的处理方法之一，可以将烃类和 H_2S 完全氧化去除。

本装置在中石化天津石化分公司已有成功应用实例，因此技术可行。

⑵生物处理法

工艺为“多级组合式生物除臭+活性炭纤维吸附”，主要由生物处理 1 段、生物处理 2 段、深度处理段组成。工艺流程见图 17.2.7-1。

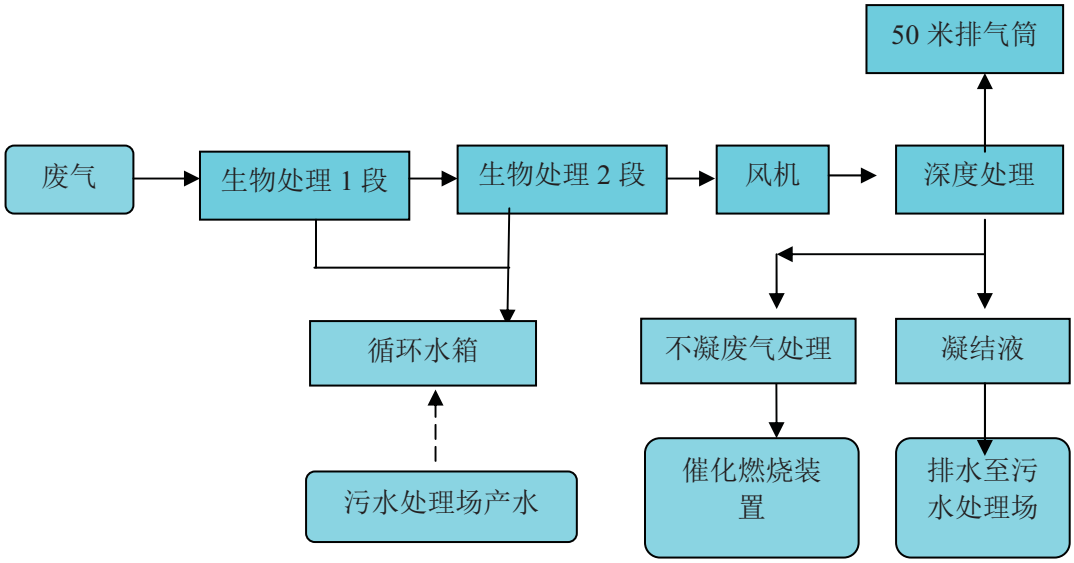


图 17.2.7-1　　生物处理发流程框图

① 生物处理段(包括生物处理 1 段和生物处理 2 段)

废气被风机抽送到生物处理段。废气通过湿润、多孔和充满活性微生物（具有个体小、表面积大、吸附性强、代谢类型多样的特点）的滤层，利用微生物细胞对硫化氢和氨等 VOCs 物质的吸附、吸收和降解功能，将 VOCs 物质分解成 CO_2、H_2O 等简单无机物。“生物处理 1 段+生物处理 2 段”，二级生物废气处理的组合，可以比传统的一级生物法处理废气更有效，更稳定，负荷能力更大，耐抗冲击负荷更强。非甲烷总烃在生物段的去除率为 30~60%。此阶段各污染物设计指标见表 17.2.7-2。

表 17.2.7-2　　主要污染物去除率

序号	组分名称	进气质量浓度，mg/m^3	出气质量浓度，mg/m^3	去除率
1	非甲烷总烃	400	280	30%
2	苯	30	21	30%
3	甲苯	30	21	30%
4	二甲苯	50	35	30%

②深度处理段（活性炭纤维吸附处理段）

深度处理段主要针对生物段无法处理完全的 VOCs 进行吸附处理。该装置由前置过滤器、吸附解析单元、工艺管道组成。本项目设计共有 1 套吸附罐为主体的吸附系统。吸附器内装有活性炭纤维滤芯，3 个吸附罐并联运行。运行时，废气由吸附器下部进入，在吸附罐内废气穿过活性炭纤维，其中的苯烃类物质被炭纤吸附下来，净化后的气体由吸附罐顶部排出。

③深度再生工艺

当 1#吸附罐吸附饱和后，切换到脱附工序，此时 2#吸附罐进入吸附状态。当 2#吸附罐吸附饱和后，切换到脱附工序，此时 3#吸附罐进入吸附状态。脱附时用水蒸气做脱附介质，蒸汽由吸附器顶部进入，穿过活性炭纤维，将被吸附浓缩的苯烃物质脱附出来并带出吸附罐，进入水冷却器，冷凝后的苯烃物质和水的混合物排入污水处理场污油罐进行处理。

④不凝气处理

未被冷凝的废气排入催化氧化装置，1#吸附罐完成脱附并经再生后，切换过来，继续进行吸附。非甲烷总烃在深度处理段的去除率为 70%~90%。此阶段各污染物设计指标见表 17.2.7-3。

表 17.2.7-3　　主要污染物去除率

序号	组分名称	进气质量浓度，mg/m^3	出气质量浓度，mg/m^3	去除率
1	非甲烷总烃	280	120	58%
2	苯	21	4	81%
3	甲苯	21	15	29%
4	二甲苯	35	20	43%

可行性分析：

生物除臭是炼化项目污水处理厂常用的除臭工艺，适合处理生化过程中低度 VOCs 废气，可去除硫化氢、氨、硫醇类、甲醛、苯系物及异味，具有工艺流程简短、监测控制集中、减除效果明显、去除效率高，运行费用低，操作与维护方便，不产生二次污染等优点。生物除臭通常与活性碳吸附组合，活性碳吸附作为把关工艺，保证排放达标。

镇海炼化污水处理场，采用生物滴滤塔工艺处理 A/O 池臭气，活性碳吸附作为后段应急处理设施，处理规模：$12000m^3/h$。浙江省环境监测中心监测结果表明：治理后臭气中甲硫醇排放浓度<$0.20mg/m^3$，排放速率 $1.2\times10^{-3}kg/h$；甲硫醚排放浓度 <$0.20mg/m^3$，排放速率 $1.2\times10^{-3}kg/h$；二甲二硫醚排放浓度 0.14~$0.68mg/m^3$，排放速率 $3.7\times10^{-3}kg/h$，去除率 90%；总烃排放浓度 0.69~$2.65mg/m^3$，排放速率 0.016kg/h，去除率 93%。

惠州炼化、舟山石化、恒力石化均采用“生物除臭+碳纤维”方案，惠州炼化已经运行一年多，排放指标稳定达标。

综上所述，本项目污水处理场除臭工艺选择合理，技术可行，可以保证处理

后臭气达标排放。

17.2.7.5 脱硝系统控制氨逃逸措施

本项目对催化裂化再生烟气、乙烯裂解炉烟气、动力中心锅炉烟气，均采用选择性催化还原法（SCR）工艺脱硝，采用液氨为脱硝剂，设计氨逃逸浓度<2.5 mg/m^3。

SCR 烟气脱硝反应的脱硝效率直接取决于烟气中 NOx 与 NH_3 的混合度，理论上讲，1 摩尔 NOx 完全被还原需要 1 摩尔的 NH_3，因此若喷氨量不足容易降低脱硝效率，若过量喷氨虽可保证脱硝效率，但容易造成二次污染、增加氨逃逸。

因此，本项目采用的控制 NH_3 的逃逸的主要措施有：

⑴设计符合《火电厂烟气脱硝工程技术规范 选择性催化还原法》（HJ562-2010）中相关要求；

⑵氨气注入管及氨和空气混合气体管道采用碳素钢钢管、热轧不锈钢板及钢带；

⑶合理布置烟道中导流板位置、喷嘴格栅及喷嘴流速，以使氨与烟气混合均匀；

⑷根据系统内流场/浓度分布特征进行非均匀喷氨，以保证更好的氨氮混合比。

⑸通过 DCS 数据采集脱硝段上下游烟气中的 NOx 含量，实时计算喷氨量，控制氨逃逸不超标。

通过以上措施，能够有效改善烟气混合度，降低氨逃逸<2.5 mg/m^3。

17.2.7.6 其它除臭措施

在事故状态下和开停工吹扫排出的气体排入火炬系统，避免直接放空带来的恶臭污染。

为减少酸性水汽提装置停工吹扫时向环境排放恶臭气体，建议装置在吹扫前先注加水稀释的除臭剂在系统内循环，将系统内硫化氢和氨洗净后，再进行蒸汽吹扫，洗涤水排至含硫污水罐储存，待开工时与含硫污水一并处理。

17.2.8 火炬燃烧处理

17.2.8.1 全密度聚乙烯装置内低压火炬

FDPE 装置正常工况和事故工况下排放的低压排放气进入装置地面火炬处理。该地面火炬与 HDPE/PP 装置合用。该系统采用新型无烟低噪音环保型废气燃烧系统，是一种极为有效的废气燃烧系统，由多级燃烧器组成，通过设置多级燃烧器，可满足大排量要求，使排放气的排放压力始终保持在最佳的范围内，保证其充分的燃烧。火炬的筒体将火焰完全封闭在燃烧室内，用于隔热的陶纤具有极好的吸音效果，使焚烧系统达到了无烟、低热辐射、低噪音和完全的燃烧。是一种无需远距离输送排放气体、占地面积小的焚烧系统。

该系统向四周扩散的热辐射较小，封闭体外的热辐射值能低于 1.5kW / m^2，可以减少防护区的面积。其最大限度地减少了对周围环境的空气污染、光污染和噪声污染，提高了系统操作的安全性。

该系统包括焚烧火炬、分液罐、水封罐等。FDPE 地面火炬主要参数见表 17.2.8-1。

表 17.2.8-1　　FDPE 地面火炬主要参数表

序号	名称	流量 t/h	高度 m	服务装置
1	FDPE 装置地面火炬	处理规模：58	30	FDPE、HDPE、PP 装置

17.2.8.2 全厂火炬

本项目设可燃气体放空系统和火炬，用于燃烧处理各装置安全阀启跳放空，及各种非正常工况、事故状态下排出的和开停工吹扫排出的气体，避免排入大气污染环境。

⑴炼油区放空系统和火炬

炼油区设低低压火炬气放空系统、低压火炬气放空系统（一）、低压火炬气放空系统（二）、高压火炬气放空系统（一）、高压火炬气放空系统（二）、石油焦制氢高压放空系统（低热值）、酸性气放空系统、氨火炬气放空系统。酸性气放空系统与氨火炬气放空系统共用一套火炬筒体、火炬头。各火炬筒体高度均为 150m。

炼油区火炬情况详见表 17.2.8-2。

表 17.2.8-2　　炼油区火炬一览表

序号	放空系统	服务范围	工况	设计处理规模	火炬塔架高度
1	低低压火炬气放空系统	常减压蒸馏装置Ⅰ、延迟焦化装置Ⅰ、常减压蒸馏装置Ⅱ、延迟焦化装置Ⅱ、苯乙烯低低压部分的可燃性放空气体	全厂停电工况	1014943 kg/h	150
2	低压火炬气放空系统（一）	柴油加氢裂化装置Ⅰ、柴油加氢裂化装置Ⅱ、蜡油加氢处理装置、加氢裂化装置、石脑油加氢装置、芳烃联合装置低压部分的可燃性放空气体	全厂停电	1554407 kg/h	150
3	低压火炬气放空系统（二）	连续重整装置Ⅰ、连续重整装置Ⅱ、烷基化装置、氢气深度回收装置、催化裂化装置、石油焦制氢装置、苯乙烯装置低压部分的可燃性放空气体	全厂停电	1284960 kg/h	150
4	高压火炬气放空系统（一）	连续重整装置Ⅰ、连续重整装置Ⅱ、石脑油正异构化装置、制氢装置、芳烃联合装置加氢裂化装置、气分装置、航煤加氢装置、蜡油加氢处理装置、石脑油加氢装置、芳烃联合装置高压部分的可燃性放空气体。	全厂停电	1992929 kg/h	150
5	高压火炬气放空系统（二）		全厂停电	1992929 kg/h	150
6	石油焦制氢装置火炬气放空系统	石油焦制氢装置各工序外排的低热值高压部分的可燃性放空气体	事故合成气工况	1191550 kg/h	150
7	酸性气放空系统	硫磺回收装置、石油焦制氢装置外排的含酸性气	石油焦制氢装置事故酸性气工况	69805 kg/h	150
8	氨气放空系统	ABS 项目丙烯腈装置外排的氨气以及液氨罐区外排的氨气	丙烯腈等其它装置氨气放空	35650 kg/h	

其中，氨火炬气放空系统与中石油吉化（揭阳）分公司 60 万吨/年 ABS 及其配套工程项目合并考虑，火炬设置在本项目范围内。

⑵化工区火炬

化工区设 2 套地面火炬，分别处理乙烯装置火炬气，和其它化工装置火炬气，处理规模分别为 1800t/h 和 500t/h。均设有蒸汽消烟措施。火炬由地面燃烧器、防辐射金属围栏、分液罐、排放气集气总管、多级控制系统、点火盘和长明灯点火系统组成。

为适应不同工况和排放气流量变化的要求，地面火炬采用分级燃烧控制。分

级控制阀靠近防辐射墙布置。系统具有跨级启动的功能，即当其中一级燃烧系统分级阀出现故障时，该系统能够立即感应切换至下一级燃烧系统并且在任一级长明灯故障时亦可切换至下一级，以确保可燃气体能够安全燃烧。

本项目所有火炬均设置在线监测设施，监测火炬气流量、火炬头温度及长明灯燃料气的流量和长明灯温度等信息。

17.2.9 CO_2 综合利用途径分析

⑴CO_2 排放量

根据工程分析，本项目外排的 CO_2 主要来源于燃烧、石油焦制氢等生产过程，合计总排放量约 1713.0 万吨/年。具体见表 17.2.9-1。

表 17.2.9-1　　二氧化碳排放量汇总表

序号	源类别	CO_2 排放量，t/a
1	生产过程最终外排 CO_2 总量	3883357.5
2	化石燃料燃烧产生 CO_2 量	10378386.98
3	外购电力引起 CO_2 量	2868176.42
总计	本项目 CO_2 排放总量，10^4t/a	1713.0

石油焦制氢装置酸性气脱除工序再生排放气，CO_2 排放浓度一般约在 85%以上，但燃料燃烧型 CO_2 排放浓度一般小于 10%。

⑵CO_2 综合利用途径分析

由于温室气体的无序大量外排，全球气候逐年变暖，为了保护人类家园，减少温室气体的排放，世界各国都在积极开展回收和转化 CO_2 的研究工作。特别是加拿大、美国、英国、日本等一些发达国家，通过立法及国家财政支持引导加快 CO_2 转化利用工作的开展。根据当前二氧化碳的处理及利用技术水平，结合各国综合经济实力等因素，目前国内外主要有几种 CO_2 的处理方法：

①抛弃法

一般认为废气中 CO_2 浓度低于 20%属于开发利用价值不高的废气，直接排入大气。

②收集后封存起来

采用此方法必须有足够大的供 CO_2 贮存的地下空间，而且封闭良好的岩石层能将注入的 CO_2 妥善的保存起来，否则 CO_2 还会缓慢溢出，起不到封存的目的。

③进行综合利用

对 CO_2 进行转化利用，目前 CO_2 已广泛应用于食品工业（主要用于食品冷冻、冷藏、灭菌、防霉、保鲜等）、化学工业（如生产尿素、碳酸盐、可降解塑料等）、石油开采（如用作油田助采剂，通过回注油田以提高原油采油率等）、机械加工业（如焊接保护气等）等。

世界上 CO_2 的利用主要是物理应用（含气肥等生物应用）约占 60%，包括油田三次采油占 35%，制冷占 10%，碳酸饮料占 5%，其他占 10%。化学应用约占 40%，主要用于生产各种化学品。其中，用量最大的是气体 CO_2 （主要用于提高油田石油采收率），其次是液体 CO_2，固体（干冰）CO_2 较少。

据资料介绍，我国 CO_2 排放量已经超过 30 亿吨/年，占世界排放量的 10%以上，居世界第二位，但 CO_2 利用率很低，仅有 0.025%左右。我国 CO_2 主要消费市场包括饮料行业（约占 30%）、CO_2 气体保护焊接（约占 20%）、食品加工行业（约占 15%，主要用于食品冷冻、冷藏、灭菌、防霉、保鲜等）。

油田对于 CO_2 的需求量将是巨大的，美国用于石油开采的 CO_2 量约占总消费量的 11%。在油田注入 CO_2 除了可提高油层压力外，还可通过降低原油粘度、原油膨胀、混相效应、超临界渗透等以增加油田采油能力，对于经过一次采油和二次采油后的油井，通过压注 CO_2 对残留地下的石油进行第三次开采，可使原油增产 25%～38%。我国的江苏油田在 1999 年试验成功，江苏油田已建设 3 万吨/年 CO_2 装置，大庆油田现在也采用 CO_2 三次采油技术。

可降解塑料（PPC）是以 CO_2 和环氧丙烷为主要原料，经化学方法制得的绿色高分子材料。可降解塑料（PPC）生产既可以高效利用 CO_2，做到化害为利、变废为宝，同时可降解塑料（PPC）又具有良好的阻气性、透明性，并可完全生物降解，使其在医疗、包装和一次性餐具中得到广泛应用。我国使用 CO_2 和环氧丙烷生产可降解塑料（PPC）的研究历经 10 余年，目前已经工业化，技术处于国际领先地位。内蒙古蒙西高新技术集团公司已批量生产出 CO_2 基塑料母粒，包括二氧化碳/环氧丙烷共聚物、二氧化碳/环氧丙烷/环氧乙烷三元共聚物、二氧化碳/环氧丙烷/环氧环已烷三元共聚物等 3 个品种，外观均为淡黄色粒子或无色透明粒子，CO_2 含量为 31%～50%。由中海油总公司和中科院长春应化所共同出资建设的二氧化碳可降解塑料项目采用长春应化所自主研发的专利技术，于 2008 年 7 月在海南省东方化工城运行，年产量达 3000 吨。

根据目前调研的情况分析，制约 CO_2 的综合利用因素是多方面的，包括政策、技术、经济、市场、观念等层面，其中市场需求、相关政策及废气中 CO_2 的浓度等是主要因素。本项目燃料燃烧型 CO_2 排放浓度较低，如综合利用则经济性不好，因此需要采用抛弃法直接外排。石油焦制氢工艺废气中 CO_2 浓度相对较高，具有一定的开发和使用价值。

⑶本项目 CO_2 综合利用方案

本项目石油焦制氢工艺废气中 CO_2 浓度相对较高，约 388.3 万吨/年，具有一定的开发和使用价值。

根据《大南海石化工业区石化产业规划》，园区中期规划有 10 万吨/年聚碳酸酯项目、30 万吨/年环氧丙烷项目，聚碳酸酯项目年可利用 5.2 万吨/年 CO_2。

综合考虑技术进展、市场、大南海石化工业区已入驻企业及相关项目等情况，本项目 CO_2 的综合利用建议采用资源化化工利用，重点发展产品为聚碳酸酯、CO_2 可降解塑料。

17.3 炼化厂区废水治理措施评述

17.3.1 排水系统划分

本项目按“清污分流、污污分流、分质/分级处理”的原则设置排水系统，对各装置各单元排出的污水进行分类处理、分级控制，凡达不到进入污水处理场接管指标的污水，都采取相应预处理措施，先经过预处理达到接管指标后进污水处理场统一处理。

根据各装置的排水特点，项目排水系统划分为：生活污水排水系统、生产污水排水系统（包括：含硫污水系统、炼油含油污水排水系统、化工含油污水排水系统、低含盐污水排水系统、高含盐污水排水系统）、清净废水排水系统、污染雨水排水系统、清净雨水排水系统、达标污水排水系统、事故水排水系统及污泥输送系统。

⑴生活污水排水系统

本系统主要用于收集和排放各装置区及厂前区建筑物内的生活污水。

各建筑物排放的生活污水重力流入化粪池预处理后，重力流入生活污水提升池，经泵提升后统一送全厂污水处理场含油含盐污水处理系统处理。

⑵生产污水排水系统

生产污水主要来自各工艺装置排水、化验废水、设备冲洗水、管道冲洗水及临时冷却水等。生产污水应在装置区内预处理，满足污水处理场接管标准后，由泵提升送污水处理场进行处理。生产污水出装置或联合装置前在界区内设置流量计，有主要污染物排放的设在线分析仪表。单独管线送污水处理场的，在污水处理场内设置在线分析仪表。

按照“分类收集，分别处理”的原则，将生产污水排水系统进一步分为：含硫污水系统、炼油含油污水排水系统、化工含油污水排水系统、低含盐污水排水系统和高含盐污水排水系统。

①含硫污水系统

本系统用于收集来自常减压装置、延迟焦化装置、催化裂化装置、芳烃抽提装置等非加氢型装置产生的酸性水，和轻烃回收装置、蜡油加氢裂化装置、加氢裂化装置、石脑油加氢装置、航煤加氢装置、柴油加氢裂化装置、汽油加氢醚化装置、焦化石脑油加氢装置及硫磺回收装置等加氢型装置产生的酸性水。非加氢型酸性水送酸性水汽提装置 I 处理，加氢型酸性水送酸性水汽提装置 II 处理。回收酸性水中的 H_2S 和 NH_3 后（H_2S≤20mg/L，NH_3≤50 mg/L），净化水大部分返回各装置再利用，部分用单独管线送污水处理场含油含盐处理系统。

②炼油含油污水排水系统

用于收集和排放炼油区内各工艺装置及辅助设施区内含油及含有机污染物的生产污水。在炼油装置区内，含油污水经重力或压力收集，在装置区内经预处理、达到接管标准（COD<1000mg/L，石油类<500mg/L）后，经泵提升与装置内污染雨水一起压力送污水处理场含油含盐污水处理系统。其中炼油区循环水系统排污水分别经单独管道送污水处理场含油含盐污水处理系统。原油码头和库区的含油污水经预处理后，与其生活污水一起通过单独管道压力流送污水处理场。

炼油区内罐区含油污水出防火堤后设常关的切断阀和水封设施，再接入含油污水系统。

污水处理场接管标准见表 17.3.1-1。

③化工含油污水排水系统

本系统主要用于收集和排放化工区内各工艺装置及辅助设施区排出的含油或有机物的生产污水。化工含油污水在装置区经预处理（如需要）、达到接管指

标（COD<1000mg/L，石油类<100 mg/L）后，与化工装置内污染雨水一起泵送污水处理场含油含盐污水处理系统深度处理段。

化工区内罐区含油污水出防火堤后设常关的切断阀和水封设施，再接入含油污水系统。

④低含盐污水排水系统（COD<2500mg/L，TSS<6000 mg/L）

本系统主要用于收集炼化一体化各装置排放的低含盐（TDS2000~6000mg/L）且含一定浓度有机物的生产污水，主要包括常减压装置电脱盐废水、电脱盐反冲洗排水、原油罐区排水、渣油罐区排水、油罐洗罐水以及石油焦制氢装置排放的含盐污水等。低含盐污水在装置内收集后，统一压力流沿管廊送污水处理场含油含盐污水处理系统进行处理。其中电脱盐污水（含电脱盐反冲洗排水）和石油焦制氢污水应通过单独管道送污水处理场分别预处理后再进行生化处理。

⑤高含盐污水排水系统

本系统主要用于收集炼化一体化各装置排放的高含盐（TDS >1%）且含一定浓度有机物的污水，主要包括预处理后乙烯装置废碱渣和炼油废碱渣、污水回用系统反渗透排放浓水以及来自产品码头的压舱水。

炼油区废碱渣送至乙烯装置，与乙烯装置排放的废碱渣统一经湿式氧化预处理后，再统一送污水处理场高含盐污水处理系统。来自产品码头的压舱水通过单独管线送高含盐污水处理系统。

污水处理场接管标准见表 17.3.1-1。

表 17.3.1-1　　污水处理场接管标准

序号	项目名称	单位	标准值	序号	项目名称	单位	标准值
1	温度	℃	＜40	16	总氰化物	mg/L	＜1.0
2	pH		6~9	17	六价铬	mg/L	＜0.5
3	色度	倍	50	18	总铬	mg/L	＜1.5
4	COD_{Cr}	mg/L	＜1000（含油污水） ＜2500（含盐污水） （注 1）	19	总锌	mg/L	＜5.0
5	BOD_5	mg/L	＞0.3COD_{Cr}（注 2）	20	总铜	mg/L	＜2.0
6	SS	mg/L	＜400（注 3）	21	总铅	mg/L	＜1.0
7	石油类	mg/L	＜100（化工含油污水） ＜500（炼油含油污水） （注 4）	22	总砷	mg/L	＜0.5
8	总溶解	mg/L	＜800（含油污水）	23	总汞	mg/L	＜0.05

序号	项目名称	单位	标准值	序号	项目名称	单位	标准值
	固体		＜4000（低含盐污水）（注 5）				
9	挥发性酚	mg/L	＜50	24	总镉	mg/L	＜0.1
10	苯系物	mg/L	＜50	25	总镍	mg/L	＜1.0
11	硫化物	mg/L	＜20	26	总锰	mg/L	＜5.0
12	氟化物	mg/L	＜20	27	总铁	mg/L	＜10
13	氨氮	mg/L	＜70（注 6）	28	阴离子表面活性剂	mg/L	＜20
14	总氮	mg/L	90（注 6）	29	氯化物	mg/L	＜200（注 7）
15	丙烯腈	mg/L	＜5.0				

注：1.对于电脱盐废水（含电脱盐反冲洗废水）COD 不做限制；
2. 对于生产污水中的 BOD_5/COD_{Cr} 大于 0.4 时，可适当放宽 COD_{Cr} 排放指标；
3. 对电脱盐废水（含电脱盐反冲洗废水）SS 不做限制；
4. 对电脱盐废水（含电脱盐反冲洗废水）含油量不做限制；
5. 对于高含盐废水，其总溶解固体原则上不做限制，可在具体设计中与污水处理厂的承包商协商确定接纳值；
6. 对于石油焦制氢污水，进污水处理场氨氮应小于 300mg/L，总氮应小于 360mg/L。
7. 对于石油焦制氢污水，进污水处理场氯化物浓度原则上应小于 500mg/L。
8.对于数量少，污染物浓度高的工艺装置排放的污染物超过标准值时，可在设计中与污水处理厂的承包商协商确定接纳值。
9.本标准中未规定的一些对生化处理有毒、有害的物质禁止排入污水处理场；

⑶清净废水排水系统

本系统主要用于收集和排放各装置区内的清净废水，主要包括炼油区第三循环水系统排污水、化工区循环水系统排污水、除盐水系统再生废水以及催化裂化再生烟气脱硫废水、硫磺回收尾气脱硫废水等清净废水。

催化裂化再生烟气脱硫废水、硫磺回收尾气脱硫废水、除盐水站排水分别单独排至污水处理场监控池外，其它清净废水均送污水处理场回用系统处理。

⑷污染雨水排水系统

本系统主要用于收集和排放各装置区可能发生污染的区域内地面污染雨水、地面冲洗水及使用过的消防用水。装置内污染比较严重区域（如：塔区、炉区、泵区、冷换区以及储罐阀组等区域）雨水可全部作为污染雨水收集，一般污染区的初期雨水应作为污染雨水收集。装置区内的污染雨水应先通过重力收集后，进入装置/联合装置区内的污染雨水池，再并入装置/联合装置区内的含油污水系统，送污水处理场含油含盐污水系统。

各装置或联合装置均设置污染雨水收集池，污染雨水收集池的容积应能容纳

装置污染区地面一次不小于 30mm 的降雨量。

⑸清净雨水排水系统

本系统主要用于收集和排放非污染区雨水及各装置区内污染区内的后期清净雨水。本着“尽量回用雨水，降低生产水耗量”的原则，收集后的雨水送污水处理场内回用系统处理后回用，多余部分通过重力直接排入龙江改河。

综合考虑厂区地形、雨水量和雨水受纳水体位置，全厂拟设置 4 个雨水排放口，其中化工区设置 1 个，炼油区设置 3 个。每个雨水排放口处设置雨水收集池一座，共 4 座，总容积 120000 m^3。其中化工区雨水收集池有效容积 30000m^3。炼油雨水收集池一有效容积 25000m^3，炼油雨水收集池二有效容积 35000m^3，炼油雨水收集池三有效容积 30000m^3。

当雨水受到污染时，也通过泵提升转输到污水处理场进行处理。

⑹达标污水排水系统

本系统主要用于收集和排放污水处理场处理后的达标污水，压力管道送界区外园区废水排海管道，最终经深海排放。

⑺事故水排水系统

本系统主要用于将事故状态下受污染的消防废水和雨水等物料，重力送至全厂事故水池。

当发生一般事故时，事故排水主要通过装置区或罐区的围堰收集，通过污染雨水排水系统进入污染雨水收集池，然后由泵提升后送污水处理场含油含盐污水处理系统；当发生较大事故时，产生大量的事故排水，先经污染雨水收集池收集，然后通过阀门切换，将事故污水导入至专用的事故水排水系统，直接经重力流输送至全厂事故水池，或经重力流收集至专用的事故水转输池，经事故水转输泵提升后压力送至全厂事故水池。

综合考虑全厂地形特点，炼油区和化工区事故水排水系统分别单独设置。其中炼油区事故水通过重力流管道收集进入全厂事故池。化工区内考虑单独设置事故水转输池，化工区事故水先通过重力流管道收集进入事故水转输池（总容积 20000m^3），然后经泵提升送全厂事故池储存。

全厂事故池总容积 180000m^3。事故池应分格设置，每一格都应设置水质在线监测仪表。

⑻污泥输送系统

本系统主要用于将污水处理场产生的含油污泥及含油浮渣（含水率>87%）输送至焦化装置回炼。在焦化装置检维修或停工时，油泥送固废焚烧炉焚烧处理。

17.3.2 含硫污水预处理

本项目拟建 2 套酸性水汽提装置，总生产规模为 588 万吨/年，用于回收各装置酸性水中的 H_2S 和 NH_3，大部分净化水回用，少部分送污水处理场，减轻污水处理场负荷。酸性气送硫磺回收装置作原料，同时副产液氨产品。

酸性水汽提装置 I，公称规模：350 吨/小时，处理非加氢酸性水。

酸性水汽提装置 II，公称规模：350t/h，处理加氢酸性水。

酸性水汽提装置 I，采用蒸汽汽提，单塔低压汽提工艺，在汽提塔中将焦化酸性水和其它非加氢酸性水中的 H_2S 和 NH_3 组份自酸性水中汽提出，在塔顶回流罐分离出酸性气，送硫磺回收装置作原料；塔底回收 H_2S 和 NH_3 后的净化水大部分返回各装置再利用，部分送污水处理场处理。

酸性水汽提装置 II，采用蒸汽汽提，单塔加压汽提工艺，在汽提塔中将焦化酸性水和其它非加氢酸性水中的 H_2S 和 NH_3 组份自酸性水中汽提出，在塔顶回流罐分离出酸性气，送硫磺回收装置作原料；侧线抽出高浓度的富氨气送氨精制系统，副产液氨；塔底回收 H_2S 和 NH_3 后的净化水大部分返回各装置再利用，部分送污水处理场处理。

酸性水汽提处理效果见表 17.3.2-1。

表 17.3.2-1　　酸性水汽提处理效果表

含硫污水水质，mg/L			净化水水质，mg/L	
类型	H_2S	NH_3	H_2S	NH_3-N
非加氢型	10612	835	≤20	≤50
加氢型	26710	20948		

酸性水汽提装置的工艺流程详见工程分析部分。

酸性水汽提是炼化项目常用、成熟的工艺，技术可行。

17.3.3 装置内预处理

为减轻污水处理场负荷，本项目各工艺装置产生污水如不符合污水处理场入场指标（主要指标：含油污水 COD<1000mg/L，含盐污水 COD<2500mg/L，石

油类<1000mg/L；化工含油污水石油类<100mg/L，炼油含油污水石油类<500mg/L，电脱盐水 COD、石油类不做限制），均在装置内预处理后再送污水处理场处理。常减压装置电脱盐污水预处理设在污水处理场，详见预处理见 17.3.4.6 节。

17.3.3.1 含油污水预处理

为减轻污水处理场负荷，减少埋地水管道的数量，联合装置及罐区排放的含油污水在污水预处理站内进行油水预分离后，由含油污水提升泵加压，经全厂系统管架上的压力含油污水管道输送至污水处理场含油污水处理系统。分离出污油收集在污油池内，由厂内吸油车定期收集。含油污水收集池原则上按 24 小时水力停留时间考虑池容。

各装置或联合装置内均设初期雨水池，池容按装置平面占地和 30mm 初期雨水量核算。装置区污染雨水通过通过重力流管道自流至污染雨水池，泵提升后与压力含油污水管道合并后排入系统压力含油污水管道，送至污水处理站含油含盐污水处理系统处理。

本项目根据各生产装置、单元的工艺特点及区域布置情况，炼油区和罐区共设置 14 个含油污水预处理站，其中 8#只有生活污水。设置位置及服务范围详见表 17.3.3-1。6#污水预处理详见 17.3.3.3 节。化工区分装置设置污水收集池、初期雨水池，其中，HDPE、FDPE 污水预处理详见 17.3.3.7~8 节。

以七联合污水预处理站为例，本项目装置内典型的含油污水预处理流程如下：

⑴含油污水收集提升流程

来自装置或罐区的含油污水，通过重力流管道自流至含油污水池，油水分离后，泵提升后排入系统压力含油污水管道，送至污水处理场含油含盐污水处理系统处理。

含油污水池产生的废气，通过活性碳处理合格后通过 15m 排气筒达标排放。

含油污水池内设置隔油墙，污油不定期通过移动收油设施收集。

典型的含油污水收集提升流程框图见图 17.3.3-1。

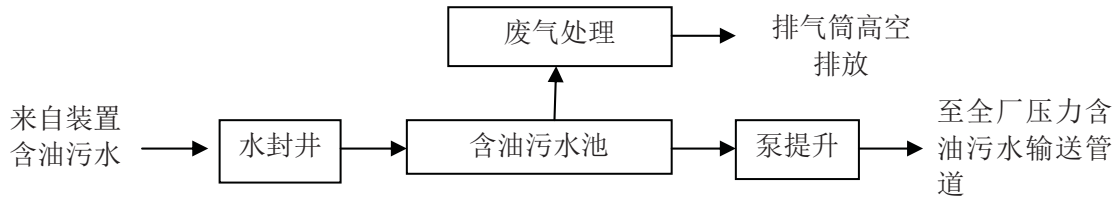


图 17.3.3-1　　典型的含油污水收集提升流程框图

罐区发生一般事故时，事故排水主要通过罐区的围堰或防火堤收集，通过污染雨水系统进入含油污水预处理站，然后由泵提升后送至污水处理站含油含盐污水处理系统处理。当发生较大事故时，产生大量事故水，打开罐组事故水阀门，通过罐区防火堤处的事故水线排入含油污水预处理站，然后通过阀门切换，将事故污水排入专用的事故污水排水系统，直接重力流输送至全厂事故水池。

⑵污染雨水收集提升流程

①正常流程

装置区污染雨水通过通过重力流管道自流至污染雨水池，泵提升后与压力含油污水管道合并后排入系统压力含油污水管道，送至污水处理站含油含盐污水处理系统处理。

污染雨水池有效容积为所服务装置区可能发生污染的围堰面积与 30mm 的乘积。污染雨水将有效容积注满后，雨水通过溢流井可自动切换到清净雨水系统，同时在污染雨水池进水管和溢流管道上设置切断阀。

示意图见图 17.3.3-2。

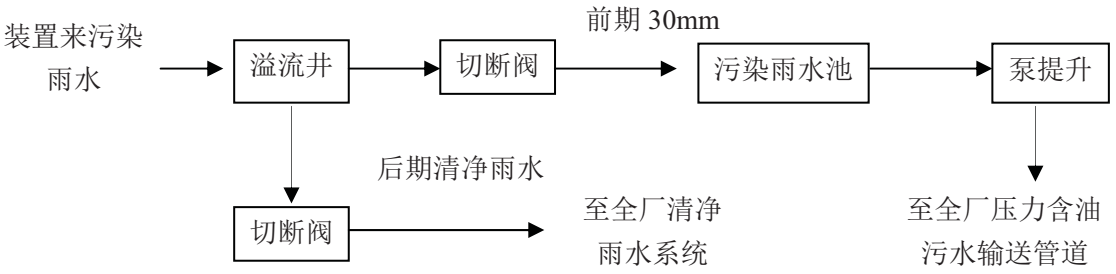


图 17.3.3-2　　典型的装置污染雨水收集提升流程框图（正常情况）

②事故流程

当装置发生一般事故时，来自装置的事故水通过围堰收集，通过污染雨水管道系统重力进入污染雨水池，然后用泵提升，送至污水处理场处理。

当装置发生较大事故时，污染雨水池容积不足容纳全部的事故水，且污染雨

水提升泵不能满足及时将事故水输送出去时，打开设在污染雨水池通向全厂事故水管道的切断阀，通过全厂事故水管道，送至全厂事故水池。

示意图见图 17.3.3-3。

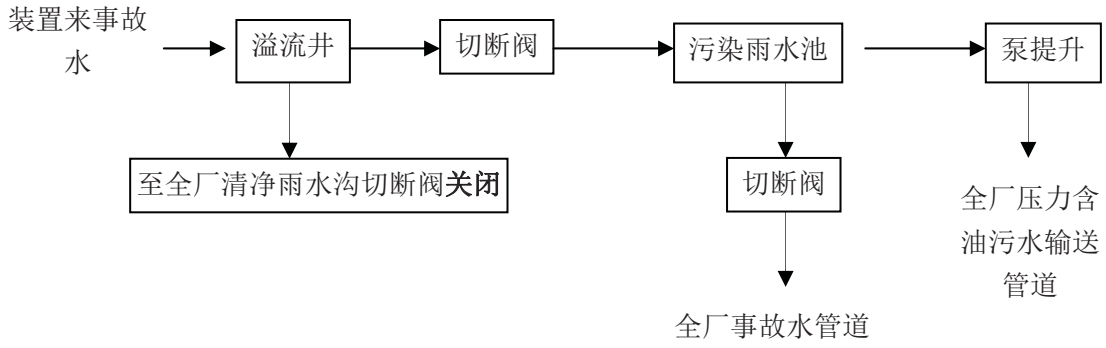


图 17.3.3-3　　典型的装置污染雨水收集提升流程框图（事故时）

表 17.3.3-1 本项目含油污水处理站设置情况一览表

预处理设施	处理规模 m^3/h	含油污水集水池尺寸 m	组成	服务范围	去向
1#含油污水预处理站	50	含油污水收集池 L×B×H=15m×7m×4.3m 常减压初期雨水收集池 1700 m^3 延迟焦化初期雨水收集池 1600 m^3 干气分离初期雨水收集池 300 m^3 轻烃分离初期雨水收集池 400 m^3	含油污水收集池（带污油溢流堰）、污油池、含油污水提升泵等配套设施	一联合，包括：常减压Ⅰ、延迟焦化Ⅰ、干气分离、焦化石脑油加氢装置	污水处理场含油含盐污水处理系统
2#含油污水预处理站	50	含油污水收集池 L×B×H=15m×7m×4.3m 常减压初期雨水收集池 1200 m^3 延迟焦化初期雨水收集池 1600 m^3		二联合，包括：常减压 II、延迟焦化 II、悬浮床渣油加氢装置	
3#含油污水预处理站	50	含油污水收集池 L×B×H=9m×9m×5.5m 催化汽油加氢初期雨水收集池 300 m^3		三联合，包括：蜡油加氢处理、催化裂化、催化汽油加氢、气分装置、烷基化装置、催化产品精制装置、催化烟气脱硫脱硝装置	
4#含油污水预处理站	50	含油污水收集池 L×B×H=15m×7m×4.3m 加氢裂化初期雨水收集池：1000 m^3 柴油加氢Ⅰ初期雨水收集池 600 m^3 柴油加氢Ⅱ初期雨水收集池 600 m^3 石脑油加氢初期雨水收集池 300 m^3		四联合，包括：加氢裂化、柴油加氢Ⅰ、II、航煤加氢、轻烃回收装置	
5#含油污水预处理站	50	生产污水池容积 300m^3 初期雨水池容积 2800m^3 生活污水池容积 50m^3	生产污水池、初期雨水池及生活污水池。三个功能池联合布置。	五联合，包括：石脑油加氢、连续重整Ⅰ、II、氢气回收、氢气深度回收装置	
6#含油污水预处理站	2	污油罐 1m^3，含油污水池 50 m^3，出水监测池 50 m^3	调节+汽提+油水分离	六联合，包括：芳烃联合装置（含芳烃抽提）	
7#含油污水预（一）	50	含油污水收集池 L×B×H=14×8×4.5m 初期雨水池容积 1120m^3	含油污水收集池（带污油溢流堰）、污油池、含油污水提升泵等配套设施	七联合	硫磺回收装置III、Ⅴ、溶剂再生装置Ⅱ及酸性水汽提装置Ⅱ

预处理设施		处理规模 m^3/h	含油污水集水池尺寸 m	组成	服务范围		去向
处理站	（二）	50	含油污水收集池 L×B×H=14×8×4.5m 初期雨水池容积 1680m^3			硫磺回收装置 I、II、IV，溶剂再生装置 I 及酸性水汽提装置 I	
	（三）	50	含油污水收集池 L×B×H=8×6×4.5m 初期雨水池容积 448m^3			酸性水罐区和液硫罐区	
8#生活污水预处理站			生活污水池容积 50m^3	生活污水收集池、提升泵等	维修站、一体化综合仓库等区域		
9#含油污水预处理站		50	含油污水收集池 L×B×H=40m×30m×4.5m	除油罐、含油污水收集池、污油池以及含油污水提升泵	原油罐区		
10#含油污水预处理站		50	含油污水收集池 L×B×H=15m×7m×4.3m	含油污水收集池（带污油溢流堰）、污油池、含油污水提升泵等配套设施	轻油中间罐组 I、II、III 和芳烃联合中间罐组 I、II 等		
11#含油污水预处理站		50	含油污水收集池 L×B×H=10m×7m×4.5m		对二甲苯罐组、苯罐组、航煤成品罐组、液氨罐区等以及化工原料罐组等		
12#含油污水预处理站		50	含油污水收集池 L×B×H=15m×7m×4.3m		重油中间罐组 I、II、III，球罐组 I、II、III、污油罐组和化工区原料罐组等		
13#含油污水预处理站		50	含油污水收集池 L×B×H=15m×7m×4.3m		汽油成品罐组和柴油成品罐区等		
14#含油污水预处理站		50	含油污水收集池 L×B×H=15m×7m×4.3m		液体产品汽车装卸站、酸碱罐、化工区成品罐组等		
15#污水预处理		100	含油污水收集池 L×B×H=10m×5m×4.5m 含油污水缓冲池 L×B×H=10m×10m×4.5m 初期雨水池池 L×B×H=40m×30m×5m 生活污水收集池 L×B×H=2m×2m×2.65m	含油污水收集池（带油水分离器）、初期污染雨水池、含油污水提升泵、初期污染雨水提升泵、污油泵等配套设施	乙烯、裂解汽油加氢		
16#污水收集		10	生产污水收集池	含油污水收集池、初期污染	丁二烯装置		

预处理设施	处理规模 m^3/h	含油污水集水池尺寸 m	组成	服务范围	去向
		L×B×H=12m×6m×5.2m 初期雨水池 L×B×H=20m×18m×5.2m	雨水池、提升泵等配套设施		
17#污水收集	10	含油污水收集池容积 240 m^3 初期雨水池有效容积 270m^3	含油污水收集池、初期污染雨水池、提升泵等配套设施	MTBE、丁烯-1 装置	
18#污水预处理	20	聚合污水池总容积 1000m^3 含初期污染雨水池	聚合污水池（隔油、撇沫），初期雨水池、污水提升泵等	HDPE 装置	
19#污水预处理	10	生产污水收集池 L×B×H=10m×3m×4m 初期雨水池 L×B×H=12m×10m×4m	生产污水收集池（隔油、撇沫），初期雨水池、污水提升泵等	FDPE 装置	
20#污水预处理	50	含油污水收集池 L×B×H=24m×20m×5m，有效容积 1600 初期雨水池容积 200m^3	含油污水收集池（带污油溢流堰）、初期污染雨水池、含油污水提升泵、初期污染雨水提升泵等配套设施	苯乙烯装置	
21#污水预处理	20	含油污水收集池 L×B×H=5m×4m×5m，有效容积 50 m^3 初期雨水池 L×B×H=30m×17m×5m，有效容积 1500m^3 生产污水收集池，有效容积 5m^3	含油污水收集池（撇沫）、初期雨水池、提升泵等	PP 装置	

17.3.3.2 延迟焦化废水预处理

冷焦水处理措施：

本项目反应温度较常规焦化装置反应温度高 10~15℃左右，热裂解缩合反应更彻底，石油焦中残留的挥发分含量低，冷焦水中含油量更少，对冷焦水采用闭路处理流程，循环使用，冷焦补水使用新鲜水，不外排。

含硫污水密闭送往酸性水处理装置。

含碱废水装置内中和后，送污水处理场处理。

17.3.3.3 芳烃联合装置含苯废水预处理

芳烃联合装置内污水预处理装置由废水调节罐、蒸汽汽提塔和废水油水分离器等三部分组成。设计处理规模：2 m^3/h。采用“蒸汽汽提+油水分离”工艺，将芳烃联合装置生产及检修清洗时产生含“三苯”的废水中的芳烃回收，使出水油含<500mg/L，送全厂污水处理设施含油污水处理系统进一步处理。

“三苯”废水预处理前污染物浓度：CODcr5871mg/L，石油类 1900mg/L，其中：苯 1500mg/L；甲苯 300mg/L；二甲苯 100mg/L；

预处理后污染物浓度：CODcr＜1000mg/L，石油类＜500mg/L，其中：苯系物＜50mg/L。

工艺流程：

芳烃联合装置排出的含苯废水通过地漏及管道收集流入含油污水池。含油污水池为全地下钢筋混凝土结构，共 1 座。含油污水池容积为 50m^3，可以存储四次地面及设备冲洗排水。在池内进行污水的水质水量调节，配有 2 台含油污水提升泵，流量为 12m^3/h，扬程 H=40m，罐内设有液位计，超高液位报警，低液位停泵。池内污水经泵提升进入芳烃联合装置的三苯废水汽提塔。水泵出口设有流量计及回流调节阀，确保污水以设定流量进入下一工序。

来自芳烃联合装置内的汽提塔底排水重力流入油水分离器，经油水分离器分离后的污油进入污油罐，定期回收。该设备因规模小，设置一个系列，油水分离器出水的含油量≤500mg/L。

油水分离器是组合式装置，有旋液分离室、腔室斜板室和粗粒化室。被分离出的油分别聚集至各自上部的油收集腔内，当腔内的油层达到一定液位时，自动开启电动阀将油排至污油罐。

出水监测池功能是对油水分离器出水进行收集和监测，当出水石油类指标不合格，由出水污水提升泵提升加压送至油水分离器再进行处理，当苯系物指标不合格，由出水污水提升泵提升加压送至芳烃联合装置内的三苯废水汽提装置进行再次处理，确保苯系物满足接管标准限值。

出水监测容积为 50m³，在池内进行污水的水质水量调节，配有 2 台出水提升泵，流量为 20 m³/h，扬程 H=55m，罐内设有液位计，超高液位报警，低液位停泵。池内污水经泵提升进入全厂综合污水处理场。

污水预处理装置含油污水池、油水分离器、污油罐等处产生的含 VOCs 废气通过加盖封闭管道收集后，采用活性碳吸附处理达标后外排。

工艺流程框图见图 17.3.3-4。

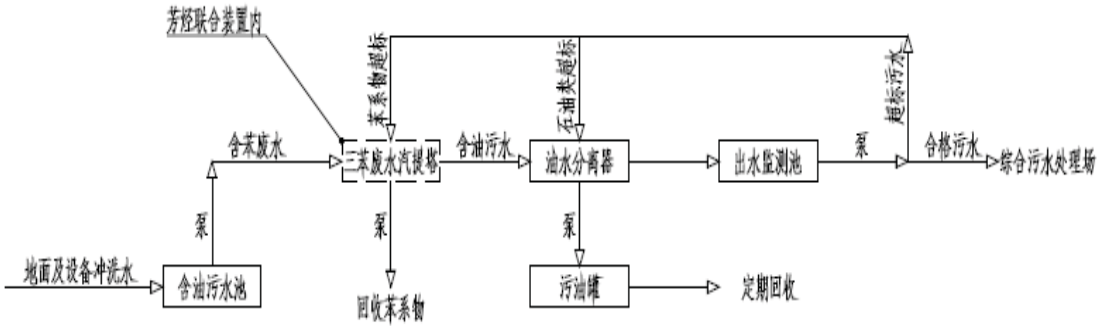


图 17.3.3-4　芳烃联合装置废水预处理流程框图

可行性分析：

工艺废水和装置、地面冲洗等含油污水含苯、甲苯和二甲苯浓度较高，水量较小。因此，对这股废水宜进行单独的预处理，以降低苯系物浓度，这样设置还可以减少苯系物对厂区污水处理场生化处理过程的影响。

根据芳烃联合装置废水水质、水量波动大的特点，设置了较大容积的调节罐（水力停留时间 24 小时），可以保证后续处理过程进水的稳定性。

为保证排放水水质达标，根据芳烃联合装置事故排水的特点，要求设置容积相当大的事故池，容积大于一次事故全部水量，因此不会发生事故废水对污水处理正常工艺流程的冲击。本事故缓冲池由厂区总体规划，不在本装置内。

17.3.3.4 催化裂化再生烟气脱硫废水预处理

催化裂化装置再生烟气脱硫过程排放的含盐污水，排放量为 6.8t/h，含悬浮物和亚硫酸盐，采用“絮凝沉降、氧化、过滤、冷却”处理，去除大部分悬浮物、

并将亚硫酸盐氧化为硫酸盐后，其中悬浮物≤20mg/L、硫酸盐（以亚硫酸钠计）≤7.5wt%，COD≤50mg/L，排入污水处理场出水监测池，监测达标后排海。

具体流程详见 17.1.2.2 节催化裂化再生烟气脱硫部分。

脱硝技术采用的还原法 SCR 脱硝技术，非氧化法脱硝技术，脱硫废水中废水中无硝酸盐，主要污染物为亚硫酸钠和悬浮物，采用氧化曝气使之转化为硫酸盐，从而降低污水中 COD；采用沉淀、过滤去除悬浮物后，因污水中无机盐浓度较高，为 7.5 wt %，不具体有回用价值，因此，本项目拟将脱硫废水处理达标后，直接排海，方案合理，技术可行。

工程实例：

大连石化和大连西泰均采用 WGS 烟气脱硫技术，产生的脱硫废水，经装置内预处理后，实测大连石化预处理出水 COD<30mg/L，大连西泰实测预处理出水 COD<50mg/L，均直接排海。

17.3.3.5 硫磺回收脱硫废水预处理

硫磺回收焚烧烟气采用镇海炼化公司的钠法脱硫专利技术，产生的脱硫废水，约 7t/h，仅含有硫化物、亚硫酸盐等，在装置内设有氧化罐，采用空气曝气氧化其中的硫化物、亚硫酸盐等为硫酸盐，从而降低 COD 浓度至小于 50mg/L，送污水处理站出水监控池，监测达标后直接排海。

镇海炼化的钠法脱硫技术在镇海炼化已应用并正常运行，实际运行监测浓度 COD 可以稳定小于 50mg/L。

17.3.3.6 石油焦制氢装置污水预处理

本装置采用美国 GE 公司水焦浆气化技术，工艺流程设置灰水处理工段，用于将气化来的黑水进行渣水分离，处理后的水大部分循环回用，小部分排至污水处理场进一步处理。

气化灰水预处理设计规模：250m^3/h，采用“反应+澄清+多介质过滤+汽提”工艺，经过反应、沉降、汽提等过程使气化外排废水的 COD≤800 mg/L，TSS≤15mg/L，NH_3≤100 mg/L，氯化物≤500 mg/L，送全厂污水处理场进一步处理。

⑴灰水处理

灰水处理设 6 套闪蒸，同气化炉一一对应。设 3 套澄清槽、3 套除氧水槽、

3 套细渣过滤系统（2 开 1 备）。

从气化炉排出的高温黑水和碳洗塔排出的高温黑水分别减压后进高、低压闪蒸罐，闪蒸出大部分溶解的粗煤气，出低压闪蒸罐的液体、自气化渣池的黑水及自变换汽提塔的凝液经两级真空闪蒸后，含固 1~7%，送入澄清槽。澄清槽内加入絮凝剂使渣加速沉淀。澄清槽底部的细渣浆含固约 5～35%，经澄清槽底泵一部分返回料浆制备单元的循环灰浆槽循环利用，另一部分送至细渣过滤机进行真空过滤，滤液和滤布冲洗水在滤液槽中收集后，打至澄清槽，滤渣经压滤后，滤饼外送园区固废处置。

澄清槽上部清水溢流至灰水槽，部分送至除氧水槽，部分用作锁斗冲洗水，部分送至汽提处理。

⑵废水汽提预处理

灰水处理单元外排的废水送至废水预处理，进一步絮凝沉淀，澄清器底底料送至灰浆压滤机过滤，滤液返回澄清器，外送园区固废处置中心处置。

澄清后的废水 TSS 约 75 mg/L，再经多介质过滤后，废水悬浮物含量降低至 15 mg/L 以下，送至汽提塔。采用低压蒸汽汽提废水中的 NH_3，汽提出水 NH_3 ＜ 100 mg/L，送至全厂污水处理场。汽提塔顶含氨尾气送至硫回收工段回收氨。

灰水处理和废水预处理工艺流程图详见工程分析章节。

17.3.3.7 HDPE 废水预处理

HDPE 装置设废水聚合污水池，具有隔油和撇沫功能，总有效容积 1000m^3，用于预处理本装置污水。

聚合反应区域和己烷存储区域地面废水，分别含有 HDPE 粉料和含有少量己烷，通过聚合污水沟收集在聚合污水池中。

聚合污水池设有 A、B、C、D、E、F 腔，A 腔相当于三相分离罐结构，将油、水、固体悬浮物分开，固体物通过在池入口过滤器分离，回收外售。油水相进入第二腔，沉静分离，上部油相溢流进入 F 腔收集，F 腔达到一定液位联锁启动泵送人废水处理罐回收己烷。A 腔清水通过虹吸原理，将清水压至 C 腔进一步油水分离，C 腔底部水通过虹吸管排入 E 腔，在 E 腔水的 BOD<300 mg/L，液位联锁启动泵送出界区外污水处理厂。D 腔与 A 腔相同，只有在装置事故大量泄漏是，A 无法处理的情况下进入 A 腔，正常是空的，设有泵将事故排放的己

烷送回粉料净化单元废水罐中。

粉料净化单元废水罐中，已烷和 HDPE 粉料浮在水相上，使其从水相中分离出来并排放到蒸馏罐。分离出的废水经聚合污水池（的清水池）送污水处理场。

造粒废水经造粒水池撇沫后，由聚合污水池（的清水池）送污水处理场。

17.3.3.8 FDPE 废水预处理

FDPE 装置内地面火炬水封罐溢流水及造粒区和风送区产生的含树脂颗粒的污水，均收集、预处理后送污水处理站含油含盐污水处理系统。

地面火炬水封罐溢流水通过管道收集排入装置内生产污水系统，重力流汇入装置内生产污水收集池，然后通过泵提升送入厂区压力流生产污水系统，最终送至污水处理场进行处理。流程框图如下：

水封罐溢流水 → 装置生产污水管网 → 生产污水收集池 →

污水提升泵 → 厂区生产污水管道 → 污水处理场

造粒区和风送区产生的含树脂颗粒的污水重力收集至撇沫池，经撇沫池撇沫后，清液就近排入装置的生产污水系统，重力流汇入装置内生产污水收集池，然后通过泵提升送入厂区压力流生产污水系统，最终送至污水处理场进行处理。流程框图如下：

含树脂清净废水 → 撇沫池 → 装置生产污水管网 →

生产污水收集池 → 污水提升泵 → 厂区生产污水管道 → 污水处理场

FDPE 装置生产污水提升泵流量 10m^3/h，扬程 60m，一备一用。生产污水在出装置界区前设置流量计、切断阀。

17.3.4 全厂性污水治理措施

17.3.4.1 概述

根据“清污分流、污污分流”的原则，全厂污水处理场分为：含油含盐污水处理系统、污水回用系统、电脱盐污水预处理系统、高含盐污水处理系统、污泥处理系统、除臭系统和高浓度 VOCs 废气处理系统等。各污水处理系统间的关系如图 17.3.4-1。各系统规模确定汇总见表 17.3.4-1。

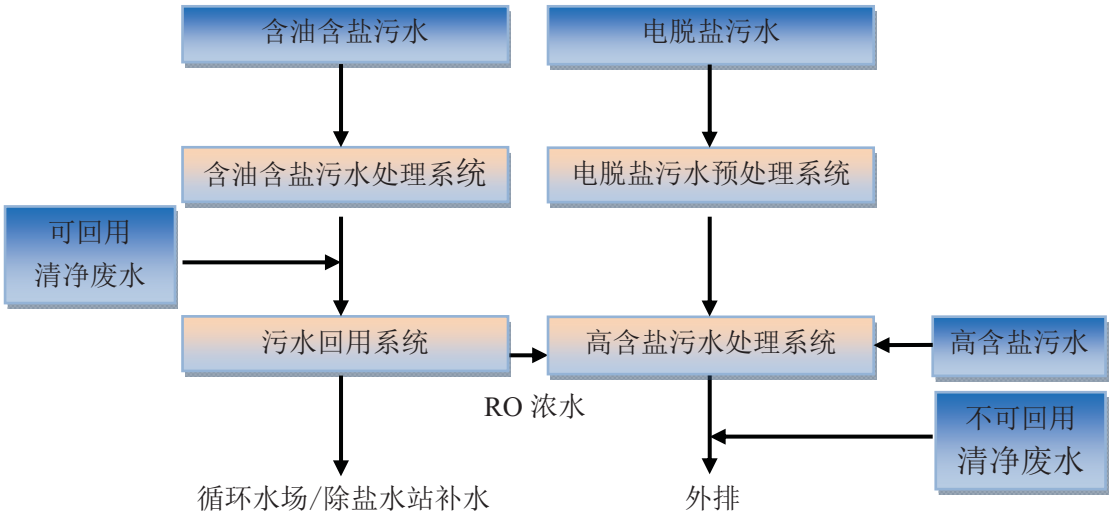


图 17.3.4-1　污水处理场各系统间关系图

表 17.3.4-1　　污水处理各系统设计规模确定表

序号	系统名称		污水类别	水量	
				正常（m^3/h）	最大（m^3/h）
1	含油含盐污水处理系统	生化二沉池前	含油污水	311.24	678.06
			低含盐污水（广东石化）	630.06	774.29
			低含盐污水（吉林石化）	333.00	400.00
			生活污水	40.00	60.00
			初期雨水	300.00	300.00
			小计	1614.3	2145.43
			未预见水量②	161.4	214.54
			合计	1775.73	2359.97①
			*设计规模	2400	
		生化二沉池后	炼油三循排污水	132.80	201.50
			广东石化化工循环水排污水	543.1	669.60
			吉林石化 ABS 循环水排污水	128.80	163.00
			小计	804.7	1034.10
			合计	2580.43	3394.07①
			*设计规模	3400	
2	高含盐污水处理系统		广东石化高含盐污水	111.6	225.00
			吉林石化 SAR 装置污水	13.63	18.42
			RO 反渗透浓盐水	499.05	525.00

序号	系统名称	污水类别	水量	
			正常（m^3/h）	最大（m^3/h）
		未预见水量③	25.07	42.68
		合计	649.35	811.10
		*设计规模	1000	

备注①：各类污水合计时，最大水量按照炼油、化工装置各考虑差值最大一类水的最大水量，其余为正常水量。
备注②：各类水未预见水量取工艺装置连续小时排水量的 10~20%计。
备注③：高含盐污水处理未预见水量仅按照装置排放水量取值 10~20%计算，未考虑 RO 浓水。

17.3.4.2 污水处理系统划分合理性分析

本项目污水处理场将全厂污水分为 “含油含盐污水处理系统”和“高含盐污水处理系统”进行处理。该污水处理系统的分法成为近几年新建炼油企业、炼化企业的主要系统方案，如中海石油炼化有限责任公司惠州炼化二期 2200 万吨/年炼油改扩建及 100 万吨/年乙烯工程污水处理场（二）、舟山绿色石化基地污水处理厂（一期）均采用了该方案，且中海油惠州二期已经运行近一年，目前实际运行情况良好。主要优点如下：

⑴含油污水、含盐污水混合处理后，降低了含盐污水的处理难度，同时避免了含油污水线运行时 C：N 比不匹配问题。

⑵本方案将全厂含油污水与部分低含盐污水混合处理，将高含盐污水以及炼制委油的电脱盐水污水分离出来单独作为高含盐污水处理，降低了高含盐污水中高 TDS 对全厂污水回用的影响，同时降低了委油电脱盐污水对全厂其它可回用部分污水处理的难度。两条线的工艺技术也具有可靠性，其中对于高含盐污水处理线，核心单元 WAR 系统的配置也相对成熟。因此，本项目污水处理场系统划分从技术角度分析，可靠且合理。

⑶方案下，全厂污水排放量可以控制在 700.1m^3/h（包括吉林石化排放的污水），其中广东石化排水量可控制在原环评报告批复的 500.1m^3/h 范围内，满足“增产不增污”的原则。

17.3.4.3 工艺方案选择

本项目采用简洁高效的工艺路线：调节+竖流隔油+中和均质+一级溶气气浮+A/O 生化+二沉池+高效沉淀池+V 型滤池，该工艺路线在大连石化、广西石化、

云南石化、四川石化、华北石化以及中海油惠州炼化等项目均已采用并投产，且出水效果均非常好；采用同样工艺的恒力石化、浙江石化正在建设中。

⑴隔油设施选择

由于传统的平流式隔油存在池底污泥排放困难、水力布置不均衡等缺点，本项目采用竖流隔油池。竖流隔油池具有操作简便、能耗低、处理效果显著的特点，可去除含油废水中大部分的浮油。示意见图 17.3.4-2。

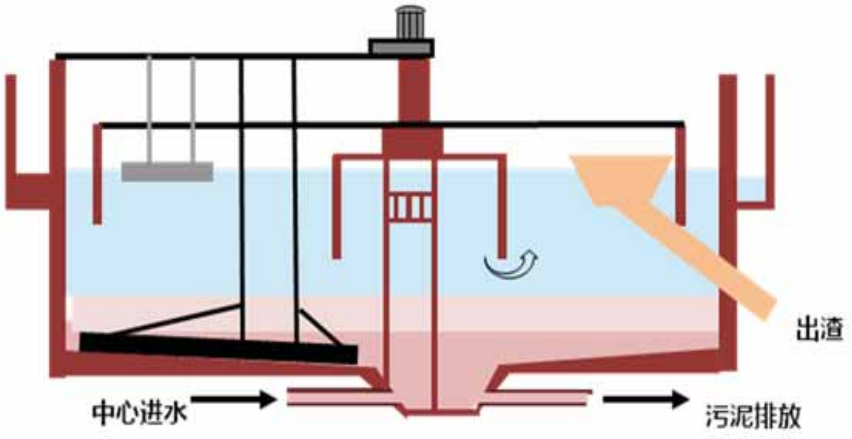


图 17.3.4-2 高效竖流隔油池示意图

⑵生化处理工艺选择

炼油废水的生化处理工艺有传统活性污泥法、氧化沟工艺、A/O 法、SBR 法、生物膜法等，各工艺比较见表 17.3.4-2。

表 17.3.4-2 各生化处理工艺比较表

工艺	技术指标		经济指标			运行情况			备注
	BOD_5 去除率	氨氮去除效果	投资	能耗	占地	运行稳定	管理情况	抗冲击负荷	
传统活性污泥法	85~95	差	100	100	100	一般	一般	不适应	适用于中等浓度的生活污水和工业废水
氧化沟	90~95	一般	<100	>100	>100	稳定	简便	适应	适用于中小型污水厂
SBR	90~95	一般	<100	100	<100	稳定	一般	适应	
A/O	90~95	好	>100	100	100	稳定	简便	适应	需脱氮除磷的大型污水厂
生物膜法	>90	差	<100	>100	100	稳定	简便	适应	适用于小型污水厂

注：将传统活性污泥法 100 作为相对经济指标基准。

A/O 法具有耐负荷冲击能力强，脱氮效果好，出水水质稳定等特点，目前被

新建炼厂广泛使用，其中运行的有大连石化、广西石化、四川石化、云南石化、华北石化等，且最近几年新建的炼化一体化项目如惠州炼化、恒力石化、浙江石化采用的均是 A/O 生化处理方法，其中惠州炼化已经开车，运行状况良好。

由于本项目含油污水需要达到回用的严要求，故生化处理采用 A/O 运行方式，O 段碳化反应去除 COD，硝化反应将 NH_3-N 转化为 NO_3^-、NO_2^-，A 段通过反硝化，将 NO_3^-、NO_2^-转为氮气去除，同时 A 段还可以提高污水可生化性，保证生化处理的效果。

⑶污水回用系统工艺选择

炼化污水中污染物种类繁多，不同处理工艺针对性很强，对不同污染物选择适用的处理方法决定了最终污水处理及回用效果。当前，回用处理方式按照处理深度及针对的污染物主要分为三类：第一类以去除悬浮物为主要目的，同步去除颗粒性 COD_{Cr}，工艺方案主要有混凝沉淀、气浮、澄清和过滤等；第二类以去除悬浮物和部分溶解性 COD_{Cr} 为主要目的，同步去除颗粒性 COD_{Cr}。工艺方案主要有曝气生物滤池、活性炭吸附以及高级氧化与曝气生物滤池或活性炭联用等；第三类以去除溶解固体 TDS 为主要目的，主要工艺为超滤、反渗透或纳滤，其中超滤作为反渗透或纳滤的预处理和保护。当回用目标为循环水系统补充水时，一般采用第一类和第二类处理工艺；当回用目标为除盐水站补水时，一般采用以上三类处理工艺的组合。但当污水中含盐量较高时，即使回用目标作为循环水系统的补充水，也需要采用第三类处理工艺进行脱盐处理以满足回用标准。

对于应用膜技术处理回用石化污水，当前全国石化企业中已有多套已建成和运行的膜处理系统，如燕山石化，大连石化、广西石化、四川石化、云南石化、华北石化、惠州炼化、恒力石化、浙江石化等。

根据本项目污水处理系统中生化处理单元出水达到的指标，对于污水回用部分采用臭氧氧化+曝气生物滤池+V 型滤池+UF+RO 处理工艺。

在臭氧接触池中，通过强氧化技术将污水中不能降解的 COD 断链破键，经前端氧化后的废水进入曝气生物滤池进行处理，选择曝气生物滤池作为其生化处理工艺，其最大优点是耐冲击负荷比较好，同时可根据水质要求对其参数进行相应调整。

经曝气生物滤池处理后的废水进入到 V 型滤池进一步去除悬浮物及剩余部分 COD_{Cr}，V 型滤池出水 COD_{Cr}、氨氮和悬浮物等指标虽然满足回用至循环水场

的要求，但是由于该废水含盐量较高，出水不宜直接回用至循环水场。因此本工程设计将 V 型滤池出水部分进入双膜处理装置，满足除盐水站补水要求，部分出水直接或与双膜产水勾兑后作为循环水场补充水。

⑷电脱盐污水预处理系统

中国石油大学（北京）针对本项目加工的原油在辽河石化进行了长期的试验，开发的工艺技术及专用药剂对委内瑞拉电脱盐污水有极强的针对性，在破乳、除油、提高污水可生化性等方面均有非常明显的效果。因此，电脱盐污水预处理系统采用了中国石油大学（北京）专门为重质原油电脱盐污水预处理研发的技术，即：调节除油罐+高效浮选装置+生化调控装置，加强对电脱盐污水的预处理。

⑸高含盐污水处理系统

考虑到项目加工原油具有高酸、高硫、高含盐的特殊性，广东石化进行了含盐污水验证试验项目，邀请北京万邦达环保技术股份有限公司、大连理工大学环境工程设计研究院有限公司、达斯玛环境科技（北京）有限公司、中国石油大学联合体、西门子（中国）公司参与此项目。

经过半年多的现场试验，仅有西门子公司的 PACT（粉末活性炭技术）+WAR（湿式氧化再生技术）能将该含盐污水处理至稳定达标。经专家评审、现场调研，将含盐污水生化段技术确定为 PACT（粉末活性炭技术）+WAR（湿式氧化再生技术）。2017 年底，项目组就设备长周期运行，赴九江石化等地进行了调研，随着运行水平及重视程度的提高，WAR 装置在九江石化、大庆炼化等企业实现了稳定运行。

本系统工艺采用 PACT（粉末活性炭技术）+WAR（湿式氧化再生技术）。

⑹污泥处理系统

污水处理场产生的污泥包括油泥及浮渣、生化剩余污泥、化学污泥。根据《国家危险废物名录》2016 版，生化污泥不属于危险废物，因此将三种污泥分开单独处置。

①油泥、浮渣处理

延迟焦化装置石油焦的去向为石油焦制氢装置，根据与上游装置设计单位的沟通，其能接收油泥；考虑到“三泥”油泥去焦化装置的距离较远，石油焦品质若提高可能造成油泥无去向，同时设置了送往固废焚烧系统进行减量化处理的设施。

②按照常规经验，生化污泥及 WAR 装置灰渣经离心脱水机进行脱水，脱水后的污泥排入低温干化机进行干化、焚烧。

③化学污泥主要成分为无机盐类，经板框压滤机进行脱水，脱水后的污泥送至污泥料仓储存，定期外运。

⑺除臭系统、高浓度 VOCs 废气处理系统

污水处理场产生的臭气主要为硫化氢、甲硫醇及醚类物质，VOCs 主要为苯、甲苯、二甲苯及非甲烷总烃等。不同的污水处理工艺段产生的物质及浓度不同，结合云南石化等项目执行情况，总体设计臭气及 VOCs 处理方案为：低浓度臭气采用生物除臭+活性炭纤维吸附；高浓度臭气采用催化燃烧法。

17.3.4.4 含油含盐污水处理系统

⑴概述

炼油、化工含油污水和低含盐污水进含油含盐污水处理系统：生活污水、各工艺污水、污染雨水、地面冲洗水、炼油 1、2 循环水场排污、吉林石化项目等进水量正常 1903.04m^3/h，最大 2359.97m^3/h，设计规模：2400 m^3/h，分 4 个系列，采用“调节除油罐+隔油++中和均质+气浮+A/O+深度处理（高效沉淀+过滤）”工艺，经处理后，COD<60 mg/L，送污水回用系统。其中，炼油 3 循、化工循环水场排污、脱盐水站排污水、锅炉排污等清净废水，正常 516.10m^3/h，最大 1034.10m^3/h，直接进深度处理段。深度处理段（二沉池后）设计规模为 3400m^3/h，多系列设计。含油含盐污水处理系统设计进、出水水质见表 17.3.4-3。

表 17.3.4-3　　含油含盐污水处理系统设计进、出水水质

序号	项目	单位	进水	出水
1	水温	℃	≤40	≤40
2	pH 值	无量纲	6～9	6～9
3	COD_{Cr}	mg/L	≤1000	≤60
4	挥发酚	mg/L	≤30	≤0.3
5	悬浮物	mg/L	≤200	≤20
6	石油类	mg/L	≤300	≤3
7	总溶解固体	mg/L	≤2500	/
8	氨氮	mg/L	≤60	≤10
9	总氮	mg/L	≤70	≤15
10	硫化物	mg/L	≤20	≤0.5
11	苯	mg/L	＜5	≤0.1

序号	项目	单位	进水	出水
12	甲苯	mg/L	＜10	≤0.1
13	二甲苯	mg/L	＜15	≤0.4
14	总氰化物	mg/L	＜1.0	≤0.3
15	丙烯腈	mg/L	＜5.0	≤2.0

设计进水水质确定依据：

本项目低含盐污水主要包括炼油、化工装置区排放含油、低含盐污水以及石油焦制氢装置污水、炼油循环水排污水、吉林石化 ABS 装置预处理污水，其中石油焦制氢装置进水 COD_{Cr}≤800mg/L、氨氮≤100mg/L，吉林石化 ABS 按照在其装置内进行预处理后出水水质为 COD_{Cr}≤700mg/L、氨氮≤70mg/L，各进水水质、水量加权平均后确定进水 COD_{Cr}≤1000mg/L、氨氮≤60mg/L。

各主要处理单元设计去除率见表 17.3.4-4。

表 17.3.4-4　　含油含盐污水处理系统各主要单元污染物设计去除率

污染物项目	效率	进水	除油罐	除油池	均质池	气浮	生化+二沉	高密度沉淀池	V 型滤池
COD mg/L	水质	≤1000	≤930	≤856	≤856	≤770	≤70	≤63	≤60
	去除率	--	7%	8%	--	10%	90%	10%	5%
BOD mg/L	水质	≤300	≤300	≤300	≤285	≤268	≤5	≤5	≤5
	去除率	--	--	--	5%	6%	98%	--	--
石油类 mg/L	水质	≤300	≤200	≤100	≤100	≤20	≤3	≤3	≤3
	去除率	--	33%	50%	--	90%	70%	--	--
氨氮 mg/L	水质	≤60	≤60	≤60	≤60	≤60	≤10	≤10	≤10
	去除率	--	--	--	--	--	83%	--	--
总氮 mg/L	水质	≤70	≤70	≤70	≤70	≤70	≤15	≤15	≤15
	去除率	--	--	--	--	--	78.6%	--	--
悬浮物 mg/L	水质	≤200	≤150	≤100	≤100	≤20	≤50	≤15	≤5
	去除率	--	25%	33%	--	80%	--	70%	67%
硫化物 mg/L	水质	≤40	≤40	≤40	≤10	≤5	≤0.5	≤0.5	≤0.5
	去除率	--	--	--	75%	50%	90%	--	--

⑵工艺流程描述

①调节除油罐

来自厂区各装置区的含油污水进入调节除油罐，2 座，单池有效容积 30000m^3。在调节除油罐中进行除油、沉泥。当来水水质恶劣不满足污水处理场进水水质要求或水量超出含盐混合系列设计能力时，通过气动阀门直接将来水切

入事故水罐；待日后，将事故水罐的水小股排出，通过事故水输送泵进入调节除油罐。

调节除油罐中设有浮动环流除油器与底部刮泥机，对含油污水进行初步隔油及沉砂。旋流除油器收集的浮油和底泥分别通过污油泵和污泥泵排入污油罐与污泥处理系统。

循环水排污水带压进入循环水调节罐，经提升泵进入中和池。

②竖流隔油池

为保证后续处理单元水量的稳定，在调节除油罐出水线上设有流量计和调节阀，通过改变调节阀的开度使出水流量保持在设定值，当低液位时，通过提升泵加压。

调节除油罐出水自流进入竖流隔油池中，在这里进一步去除污水中的可浮油和粗分散油。竖流式隔油池分离出的污油自流进入浮油池，经泵提升进入到污油罐中，除油池的底泥定期经泵提升至污泥处理系统中。设计 4 座，单池处理能力 600m^3/h，设计上升流速 3.3m/h。在除油池进一步去除污水中的可浮油和粗分散油。竖流式隔油池分离出的污油自流进入浮油池，经泵提升进入到污油处理系统污油罐中，除油池的底泥定期经泵提升至污泥处理系统中。

③石油焦制氢装污水除硬设施

来自石油焦制氢装置汽提塔的污水进入制氢污水调节罐进行水量调节，出水自流进入高效沉淀池，管线上设置有流量计及调节阀。在高效沉淀池内通过投加碳酸钠及石灰进行硬度去除，防止后续管线及曝气系统结垢。产生的化学污泥进入污泥处理系统进行处理。

出水经提升后并入含油含盐污水处理系统中和均质池进行处理。

④中和及均质池

竖流隔油池出水自流进入中和池，同时炼油第一、第二循环水排污、预处理后的石油焦制氢装置污水、污泥脱水上清液等在中和池汇合。设 4 座，单池处理能力 600m^3/h，设计停留时间 5min。中和池内设有搅拌器、pH 计，由 pH 计自动控制加药间内酸泵、碱泵的电机频率来调节加药泵出口的流量，保证中和池出水 pH 值保持在 7～8 之间，同时，投加三氯化铁作为均质池去除硫化物的催化剂。中和池出水自流进入到均质池。

中和池出水自流进入到均质池，4 座，单池设计处理能力 600m^3/h，单池有

效容积 9600 m^3，水力停留时间 16h。均质池的池底设置曝气管，单池曝气量 5160 Nm^3/h，通过曝气管的鼓风曝气作用，可以均衡水质及去除硫化物，避免对后续工艺造成冲击。

⑤气浮池

均质池的污水自流进入气浮，气浮采用部分回流加压溶气气浮工艺。来水首先进入混凝、絮凝反应池。混凝池 4 座，单池设计处理能力 600m^3/h，单池容积 34 m^3，水力停留时间 3.4min；絮凝池 4 座，单池设计处理能力 600m^3/h，单池容积 105 m^3，水力停留时间 10.5min。在混凝池中加入三氯化铁溶液、PAM，通过搅拌在絮凝池形成絮体。气浮池出水部分加压回流至溶气罐，与压缩空气混合形成溶气水，通过溶气释放器加压后，形成微气泡。絮凝水与饱含微气泡的溶气水混合后进入气浮池，4 座，单池设计处理能力 600m^3/h，单池有效直径 15 m，上升流速 3.5m/h，最大回流比 39%。絮体与微气泡聚集在一起，在气浮池表面形成均匀的油泥饼，由链条刮泥机将浮渣刮至浮渣槽内，自流进入气浮污泥池中，气浮池底少量沉泥也定期排至气浮污泥池中，由污泥输送泵统一提升进入污泥处理系统。气浮出水油含量控制小于 20mg/L，悬浮物控制小于 20 mg/L。

气浮的加药量调整，通过加药泵的变频自动实现。

⑥A/O 生化池

气浮出水进入到 A/O 生化池。生化反应池包括四个部分：预处理区、脱气区、缺氧区以及好氧区。生化池主要设计参数如表 17.3.4-5。

表 17.3.4-5　　生化池主要设计参数

序号	参数	单位	设计值
1	A/O 生化池数量	座	4
2	单池设计处理能力	m^3/h	600
3	进水 COD_{cr}	mg/L	1000
4	进水 B/C		0.3~0.6
5	污泥浓度（MLSS）	g/L	4.0
6	污泥浓度（MLVSS）	g/L	3.4
7	BOD_5 污泥负荷-(O1)	$kgBOD_5/(kgMLSS·d)$	0.1～0.2
8	TN-N 污泥负荷-（A1）[a]	kgTN-N/(kgMLSS·d)	0.0275
9	NH_3-N 污泥负荷-（O）	$kgNH_3$-N/(kgMLSS·d)	0.0138
10	泥龄	天	20
11	总水力停留时间	h	36

序号	参数	单位	设计值
12	混合液回流比	%	300
13	污泥回流比	%	100
14	总容积	m^3	86400

来水自流首先进入到生化反应池的预处理区，并在这里与二沉池污泥回流液（100%）进行混合，之后进入缺氧区；生化池混合回流液在后端脱气区脱气后，二者在缺氧区汇合进行反硝化反应，去除部分 COD 并回收部分碱度。为防止活性污泥在池底沉积，在预反应区、缺氧区设置了潜水搅拌机。同时，为了监测活性污泥的生长环境及反应状况，在缺氧区中设置了 ORP、pH 在线分析仪。缺氧区出水进入到好氧区。

好氧区采用曝气头进行曝气，生物污泥在好氧区与污水紧密接触，污泥中已同化的高效微生物首先吸附水中的污染物，随后利用曝气系统输送的氧进行好氧生物降解，将污染物转化为水、二氧化碳，以达到去除污水中 COD 的目的；同时，将氨氮转化为硝酸盐或亚硝酸盐。

好氧区出水部分通过混合液回流泵回流至生化池的前端，其余进入到二沉池，实现污水分离，降低污水的 SS。二沉池 4 座，单池设计处理能力 600m^3/h，单池有效直径 36 m，表面负荷 0.6m/h。二沉池沉降的污泥进入到污泥回流井，部分被污泥回流泵提升至生化池预处理区，其余剩余部分被剩余污泥泵提升至污泥处理系统。

⑥高密度沉淀池

二沉池出水进入高效沉淀池混合区，同时化工循环水及炼油三循带压进入清净废水调节罐，高液位时自流进入高效沉淀池混合区。通过加入碳酸钠、石灰、三氯化铁、PAM 等进行物理-化学深度处理，去除悬浮物、除硬、除硅，产生的化学污泥送污泥处理系统进行处理。

高密度沉淀池由三部分组成：混凝池、絮凝池、澄清-浓缩区，各部分的功能如下：

A：混凝池

混凝配水构筑物为矩形，配备快速搅拌器，用于混凝剂的快速混合。投加混凝剂旨在使悬浮固体发生混凝反应。在混凝后，污水重力流进入对应的高密度沉淀池。混凝剂等药剂的投加将根据进水流量按比例进行调节。混凝池 6 座，单池

设计处理能力 567m^3/h，单池容积 28.35 m^3，总停留时间 3.6min。

B：絮凝池

经过混凝后的水进入高密度沉淀池的絮凝反应室，在此投加聚合物及回流污泥以增强水的絮凝效果。絮凝反应池含有一个高效能量分散室和一个非混合室

第一个室为能量分散室，通过采用变流量泵控制能量分散和污泥回流来优化絮凝反应，第二个室为非混合室，产生能够快速沉淀的较大的、均匀的矾花。絮凝池 6 座，单池设计处理能力 567m^3/h，单池容积 86 m^3，总停留时间 8.6min。

C：澄清-浓缩区

采用斜板分离器将矾花与水分离，逆向流将水与污泥分离。沉积在池子底部的污泥借助于配有尖桩栅栏的刮泥机系统以促进浓缩效果。沉淀池 6 座，单池设计处理能力 567m^3/h，斜管区面积 42 m^2，斜管区表面负荷 15m/h。

⑦V 型滤池

V 型滤池是一重力式快滤池，采用均粒滤料截留水中的悬浮物。

V 型滤池主要包括：滤池池体、配水系统、入口廊道及出水渠、反冲洗水泵和反冲洗风机、滤后水池。滤池 6 座，单池设计处理能力 567m^3/h，滤池类型：双格，单滤池面积 78 m^2，过滤速度 8m/h。

来水由进水总渠经进水阀和方孔后，溢过堰口再经侧孔进入被来水淹没的 V 型槽，分别经槽底均匀的配水孔和 V 型槽堰进入滤池。进水由滤板滤头确保将流量均匀地分配到滤板下（冲洗水、冲洗空气）。来自所有滤池的滤后水被收集到一个共用清水渠内，再进入产水池。滤池采用等速过滤方式，出水稳定。

长时间运行后，由于截留水中的悬浮固体，固体可能在滤料中沉积，造成滤池堵塞，所以必须对滤料进行冲洗将这些固体去除。

由于整个滤池的压降随着滤池堵塞程度的加深而增加，因此，由阻塞指示计或时间控制进行反冲洗。

采用气水同步冲洗可以完成极其有效的反冲洗，优化反冲洗水的使用。而冲洗的实际频率取决于堵塞的频率，通常每天对滤池冲洗一次，一般来说，整个冲洗周期持续约 20 分钟。冲洗周期中需要运行的滤池所有阀门都是气动的，从滤池控制台上按预定的顺序启动。

冲洗水从底部进入滤池，冲洗废水送入反洗废水池，之后回流到高效沉淀池。

含油含盐污水处理流程框图详见图 17.3.4-3。

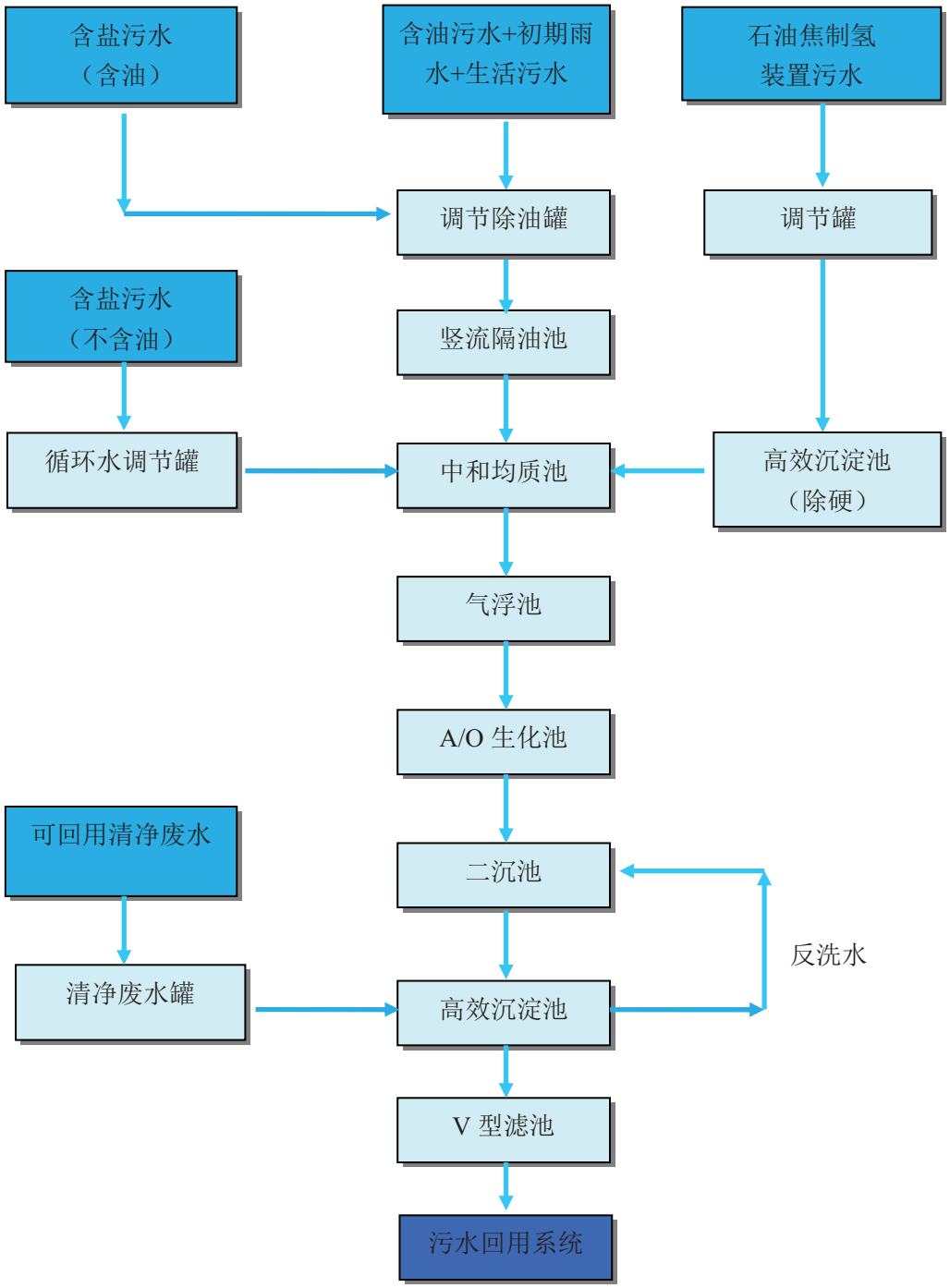


图 17.3.4-3　含油含盐污水处理工艺流程框图

⑶可行性分析

本项目采用“隔油、气浮+A/O”工艺，是炼化企业常用的污水处理流程。该工艺路线在大连石化、广西石化、云南石化、四川石化、华北石化以及中海油惠州炼化等项目均已采用并投产，且出水效果均非常好；采用同样工艺的恒力石

化、浙江石化正在建设中。

工程实例一：镇海炼化现有污水处理装置情况：

炼油污水处理：采用“隔油+浮选+表曝+A/O”工艺，深度处理采用“曝气塘+氧化塘”工艺。现有老 A/O 装置总容积 8000m^3，有效容积 6400m^3。投用以来，运行稳定，在处理脱硫净化水、电脱盐污水等高浓度污水方面起到了很好的作用，氨氮去除率大于 95%，COD 去除率也大于 90%,实际处理能力为 300 m^3/h。2012 年镇海炼化炼油污水场进、出水水质见表 17.3.4-6。

表 17.3.4-6　　2012 年镇海炼油污水场进、出水水质　　（单位：mg/L）

项目	油	硫化物	挥发酚	CODcr	氨氮	pH
污水综合进水	3500	14	4（总酚）	290（滤后）	24	7.8
曝气塘出水	1.1		0.30	51	1	6.8
2#塘出水	0.67	0.008	0.002	42.38	1.46	7.37
去除率	99.98%	99.94%	99.95%	85.4%	94%	
国家一级排放标准	≤5	≤1.0	≤0.5	≤60	≤15	6~9

工程实例二：某炼化一体化项目，处理石油炼制、石油化工等 52 套装置排放的污水，污水量总计 28920m^3/d，采用“隔油+二级气浮+推流式曝气+活性炭吸附”工艺，进水 COD280~912mg/L，酚 8~30 mg/L，油 300~2000 mg/L，硫化物 5~9 mg/L，经处理后，二沉池出口 COD60~100 mg/L，酚 0.1~0.5 mg/L，硫 0.01-1.0 mg/L，油 4.0-10.0 mg/L，活性炭出口 COD30 mg/L，酚未检出~0.05 mg/L，硫未检出~0.01 mg/L，油 0.3~4.0mg/L。（资料来源：《给水排水设计手册》第 6 册工业排水，中国建筑工业出版社）

可见，炼化企业污水采用“隔油+气浮+生化”已是成熟的工艺，在多个炼化企业运行的实际情况表明，再经后续深度处理后，处理出水能够达到《石油化学工业污染物排放标准》排放标准。

本项目含油污水处理设施进水与一般炼化一体化项目污水的区别在于，石油焦制氢装置气化污水一并纳入。本项目石油焦制氢装置采用 GE 的水焦浆气化工艺，该污水的特点是：高氨氮、酚、氰化物较低，不需脱酚、破氰预处理；且在装置内设有废水预处理单元，排到污水处理场的污水中氨氮<100mg/L，COD<650 mg/L。与炼化污水水质相似，不需要特别进行其它处理。

特征污染物去除可行性分析：

由工程分析可知，本项目进含油含盐污水系统的特征污染物苯系物<0.03mg/L，氰化物<0.4mg/L，丙烯腈<0.2mg/L。

苯系物中苯、甲苯、二甲苯及丙烯腈属于难生物降解 COD，但考虑其量很小，远远小于其对生化的抑制浓度，对污水处理进水 B/C＞0.3 基本无影响，不会影响生化系统的正常运行，且经过实践证明，多数炼化企业通过生化工艺均可将苯、甲苯、二甲苯、丙烯腈降解至出水指标要求。

氰化物浓度通常大于 8mg/L 需要破氰预处理，本项目氰化物浓度对生化几乎无影响，且总氰化物可通过通过含油含盐污水处理系统中设置的臭氧接触池通过氧化作用去除，亦可将其处理至达标排放标准。

综上所述，本项目含油污水处理设施采用“隔油、气浮+A/O”工艺，再经深度处理：高效沉淀＋V 型滤池后，COD 等各项污染物达到设计要求，技术是可行的。

17.3.4.5 污水回用系统

⑴概述

含油含盐污水处理系统出水，进入污水回用系统回用处理。采用“预处理（臭氧+曝气生物滤池+V 型滤池）+超滤+反渗透”工艺。产水回用作循环水补充水，反渗透产水预留回用作脱盐水站补水管线。污水回用系统出水水质满足《炼油化工企业污水回用管理导则》（中国石油炼油与化工公司 2008 年）中初级再生水（用于循环水补水）及优质再生水（用于除盐水站补水）的水质控制指标。

预处理段设计规模：3400 m^3/h；超滤规模：2400m^3/h（考虑到超滤反洗水水量）；反渗透规模 2100m^3/h（产水率按照 75%计，浓盐水量为 525m^3/h）。均采用多系列设计。预处理段各主要单元污染物设计去除率见表 17.3.4-7。

表 17.3.4-7　　预处理段各主要单元污染物设计去除率

污染物项目	效率	进水	臭氧接触池	曝气生物滤池	V 型滤池
COD（mg/L）	水质	≤60	≤40	≤30	≤30
	去除率	--	33%	25%	--
BOD（mg/L）	水质	≤5	≤15	≤3	≤3
	去除率	--	--	80%	--
石油类（mg/L）	水质	≤3	≤3	≤1	≤1
	去除率	--	--	66.7%	--
悬浮物	水质	≤5	≤5	≤3	≤1

污染物项目	效率	进水	臭氧接触池	曝气生物滤池	V 型滤池
（mg/L）	去除率	--	--	40%	66.6%

⑵工艺流程描述

①臭氧接触池

污水处理段 V 型滤池出水提升进入臭氧接触池。在臭氧接触池，通过臭氧扩散器使臭氧气体被分成无数微小的气泡，实现臭氧从气相向液相进行质量传递的过程，在接触池后的反应室内，提供了必需的反应时间，使溶解臭氧有时间进行反应。在经臭氧化后，水中难生物降解的长链、大分子有机物转化为较小且可生物降解的有机物，同时臭氧还增加了水中的溶解氧含量。臭氧池 6 座，单池设计处理能力 650m^3/h，臭氧发生器总产气能力 200kgO_3/h。

②曝气生物滤池

臭氧接触池出水进入生物滤池内，通过滤池内滤料的截留作用和滤料上附着的微生物的净化作用，使污水的 COD 和悬浮物得到有效去除。生物体繁殖与悬浮固体截留将会逐渐堵塞生物滤池内的滤床，运行一段时间后，需要进行反冲洗，冲洗过程为气水联合冲洗。正常冲洗过程与计时器连锁，由各个生物滤池内的水头损失计进行控制。正常冲洗过程为自动冲洗，强制冲洗时需要手动启动。产生的反洗废水进入曝气生物滤池反洗废水池，经提升送去含油含盐污水处理系统均质池。反洗用风由非净化风减压后提供。曝气生物滤池 24 座，单池设计处理能力 160m^3/h，净填料面积 50m^2。

③V 型滤池

生物滤池出水进入 V 型滤池，用于进一步去除污水中的悬浮物，从而污水中不溶性有机物进一步去除。一段时间去除水中的悬浮固体后，固体可能在滤料中沉积，必须将其去除，对滤料进行冲洗。V 型滤池 6 座，单池设计处理能力 630m^3/h，单池面积 70m^2。

采用气水同步冲洗可以完成及其有效的反冲洗，优化反冲洗水的使用。冲洗的实际频率取决于堵塞的频率，通常每天对滤池冲洗一次，一般来说，整个冲洗周期持续约 20 分钟。V 型滤池出水经池进入回用部分的超滤。

④超滤（UF）

V 型滤池的产水经过超滤进水泵提升，首先进入自清洗过滤器,自清洗过滤

器出水进入超滤膜。自清洗过滤器用于截留微细颗粒物质，避免超滤膜被大颗粒物质堵塞或划伤。超滤膜能够去除水中的悬浮物、胶体、微生物以及大分子有机物物质，出水 SDI≤3，满足反渗透的进水要求。UF 膜堆数量 8 套，单套设计处理能力 300 m^3/h。

⑤反渗透（RO）

超滤出水通过增压泵提升后，在管线上加入盐酸、阻垢剂、还原剂、非氧化性杀菌剂后，由高压泵送入 RO 膜组件，通过 RO 膜装置去除大部分的离子和其它杂质。RO 膜浓水进入到浓盐水罐，产品水进入 RO 产水池，经泵提升进入产品水罐，外送至除盐水站或循环水场。反渗透系统回收率≥75%，脱盐率≥97%。RO 膜堆数量 8 套，单套设计处理能力 275m^3/h。

RO 膜组采用一级两段式。

反渗透膜堆产品水管上装设防爆膜，当产品水管超压时，爆破膜自动破裂泄压，防止误操作憋压造成损坏；反渗透膜堆停用后能延时自动冲洗。停运时自动打开自动冲洗排水门 3~5 分钟，将膜元件内部的浓水冲洗干净；反渗透膜堆产品水管和浓水管设取样点，取样点的数量及位置能有效地诊断并确定系统的运行状况。取样点集中设置，便于取样。

化学清洗采用人工加药人工调配的方法，水源为 RO 膜出水，化学清洗水水箱内设有电加热器，将药液加热至 30～40℃，并通过搅拌器将药液搅拌均匀后，将化学清洗药液打入 RO 膜对之进行化学清洗，出水回至化学清洗水水箱循环使用。

化学清洗水箱排水经中和后，提升进入含油含盐污水处理系统中和均质池进行处理。冲洗水进入与超滤共用的反洗废水池。

污水回用系统流程框图见图 17.3.4-4。

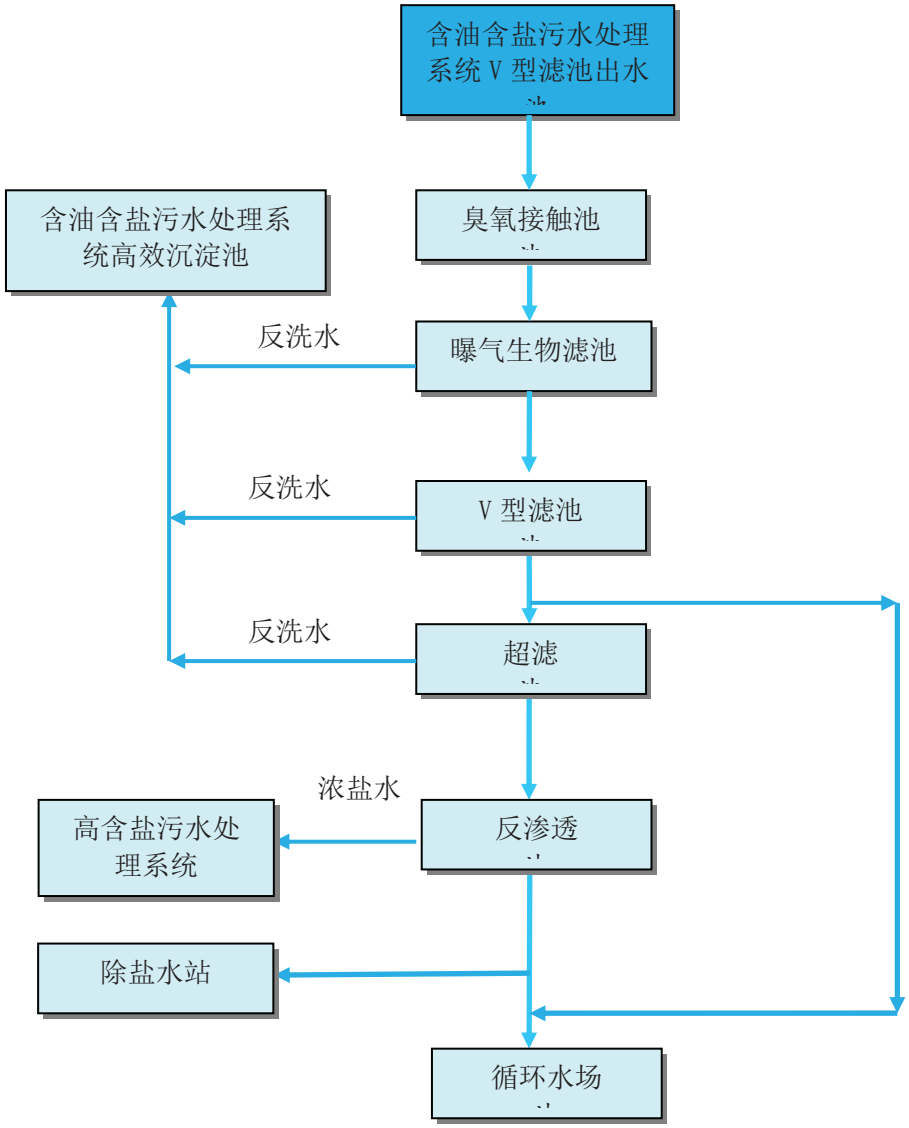


图 17.3.4-4 污水回用系统工艺流程框图

⑶可行性分析

含油含盐污水处理系统出水，污水中的 COD 基本为不可生化的，且悬浮物无法达到进膜要求。因而采用物化法--臭氧氧化提高污水的可生化性，再用曝气生物滤池降低总 COD，V 型滤池进一步去除污水中的悬浮物，以达到进超滤水质要求，工艺选择是合理的。

超滤和反渗透是炼化项目污水回用常用、成熟的工艺。

超滤是一种加压膜分离技术，即在一定的压力下，使小分子溶质和溶剂穿过一定孔径的特制的薄膜，而使大分子溶质不能透过，留在膜的一边，从而使大分子物质得到了部分的纯化。超滤原理也是一种膜分离过程原理，超滤利用一种压力活性膜，在外界推动力(压力)作用下截留水中胶体、颗粒和分子量相对较高的物质，而水和小的溶质颗粒透过膜的分离过程。通过膜表面的微孔筛选截留大分子有机物。当被处理水借助于外界压力的作用以一定的流速通过膜表面时，水分子和分子量小于 300~500 的溶质透过膜，而大于膜孔的微粒、大分子等由于筛分作用被截留，从而使水得到净化。也就是说，当水通过超滤膜后，可将水中含有的大部分胶体硅除去，同时可去除大量的有机物等。

超滤是介于微滤与纳滤之间，且三者之间无明显的分界线。一般来说，超滤膜的孔径在 0.05 um~1 nm 之间，操作压力为 0.1~0.5 Mpa。主要用于截留去除水中的悬浮物、胶体、微粒、细菌和病毒等大分子物质。超滤膜根据膜材料，可分为有机膜和无机膜。按膜的外型，又可分为：平板式、管式、毛细管式、中空纤维和多孔式。目前家用超滤净水器，多以中空膜为主。

超滤膜的工作以筛分机理为主，以工作压力和膜的孔径大小来进行水的净化处理。以中空纤维为例，以进水方式可分为外压式：原水从膜丝外进入，净水从膜丝内制取。反之则为内压式。内压式的工作压力较外压式要低。超滤膜在饮用水深度处理，工业用超纯水和溶液浓缩分离等许多领域中，得到了广泛应用。

超滤系统出水浊度<3NTU。超滤系统产水进入反渗透系统进行浓缩，回收率在 75%左右。

反渗透膜元件的脱盐率在其制造成形就已确定，脱盐率的高低取决于膜元件表面超薄脱盐层致密度，脱盐层越致密脱盐率越高，同产水量越低。反渗透对不同物质的脱盐率主要由物质的结构和分子量决定，对高价离子及复杂单价离子的脱盐率可以超过 99%，对单价离子如：钠离子、钾离子、氯离子的脱盐率稍低，

但也超过了 98%；对分子量大于 100 的机物脱除率也可以到 98%，但对作出了量小于 100 的机物脱除率较低。

由此可见，本项目设计一级反渗透 97%的脱盐率，相对是有保障的，技术可行。“超滤+反渗透”已是目前成熟的处理达标生化污水的除盐工艺，有大量工程实例，经济合理。反渗透设计产水率 70%也是常规反渗透产水率，技术过关。

17.3.4.6 电脱盐污水处理系统

⑴概述

炼制委内瑞拉 Merry16 装置排出的电脱盐污水因石油类浓度很高，需进行预处理后，再与其它高盐水合并处理，排水量正常 138.6m^3/h，考虑两套常减压装置对委内瑞拉重油和伊朗/巴士拉重油混炼的工况，设计规模按 300m^3/h 考虑，分 2 个系列，其设计进出水水质如表 17.3.4-8。

表 17.3.4-8　　电脱盐污水处理系统设计进、出水水质

序号	项目	单位	进水	出水
1	COD_{Cr}	mg/L	≤12000	≤2500
2	石油类	mg/L	≤6000	≤50
3	悬浮物	mg/L	≤2000	≤100

电脱盐设备正常排水时，在管线上投加破乳药剂混合后与原油罐区切水等一起进入调节除油罐，2 座，单座 5000m^3。电脱盐设备反冲洗时排水通过阀门切入电脱盐污水调节罐。罐中均设有浮动环流除油器与底部刮泥机，进行初步隔油及沉砂。

经调节除油罐初步净化后，污水进入电脱盐污水重力沉降罐，1 座，5000m^3。在化学破乳、沉降分离的作用下，污水中的乳化油被资源回收，剩余的泥渣与悬浮物被去除。

电脱盐污水重力沉降罐出水与多功能混凝剂通过静态混合器充分混合、反应后进入高效浮选装置，利用气液混输泵部分回流溶气，去除乳化油及细小悬浮物，实现水质净化。

高效浮选装置出水通过中间水箱进入生化调控装置，生化调控装置利用气液混输泵提升全溶气，降解溶解性大分子极性有机污染物，降低污水的生物毒性，达到设计要求后进入进入出水水箱。

其出水经蒸发空冷换热降至 35℃后进入高含盐污水处理系统。

电脱盐事故水罐、污水调节罐、重力沉降罐回收的污油经污油泵送至污油罐；电脱盐事故水罐、电脱盐污水调节罐、重力沉降罐脱除的泥渣以及高效浮选装置、生化调控设备产生的浮渣，送入污泥储池，经污泥排放泵输送至污泥处理系统处理。

高效浮选设备 2 座，处理能力 150 m^3/h。中间水箱 2 座，有效尺寸 6m×4m×2.5m。生化调控装置，2 座，处理能力 150 m^3/h。电脱盐污水预处理系统流程框图见图 17.3.4-5。

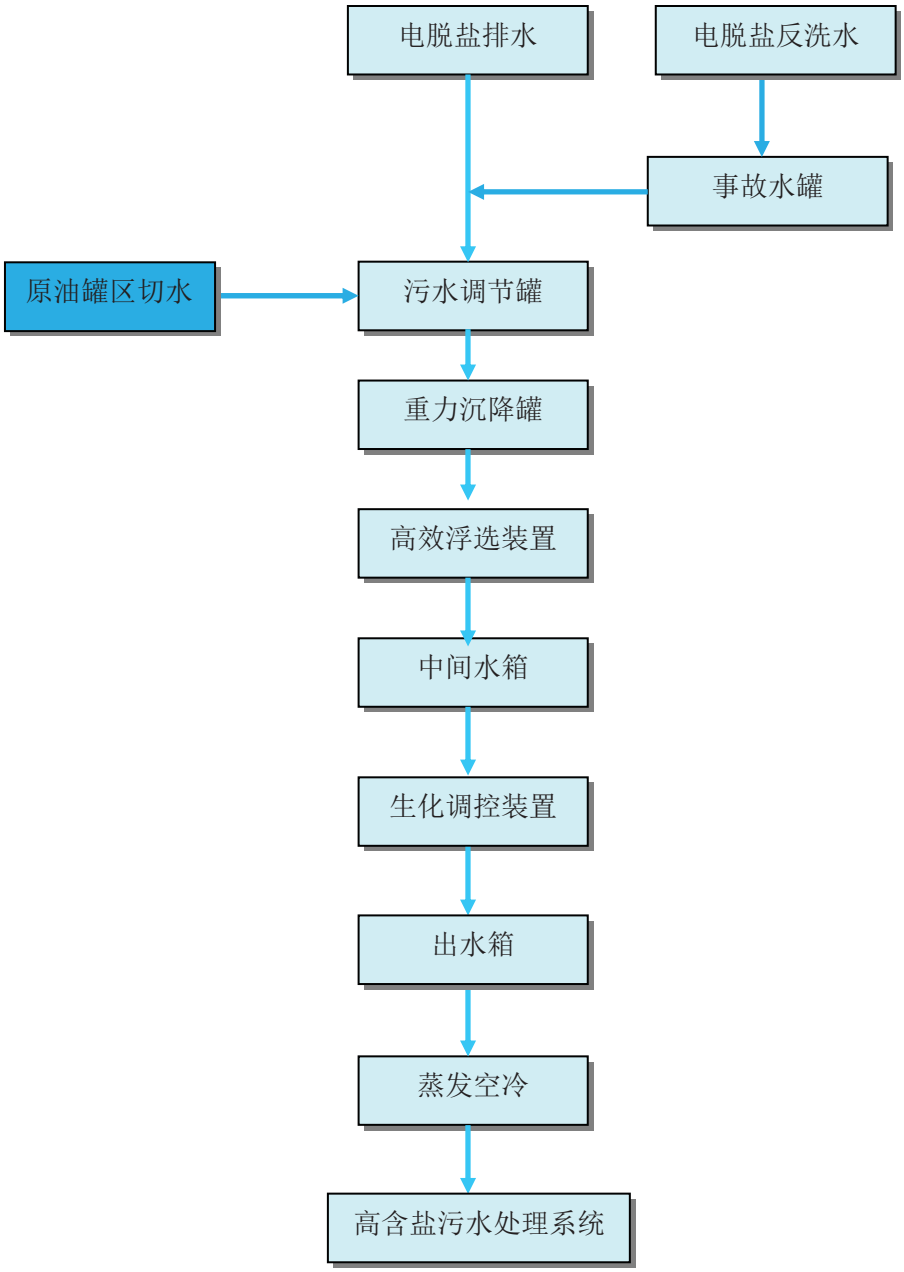


图 17.3.4-5 电脱盐污水预处理系统流程框图

⑶可行性分析

①工艺可行性分析

电脱盐污水，因含石油类浓度较高，须经预处理后再进高含盐污水处理系统。国内炼化企业，污水处理运行效果好、坏，关键在于电脱盐预处理效果如何，如九江石化，严格控制电脱盐预处理后进污水处理站的水质，项目总体污水处理运行一直稳定、达标，效果良好。因此，本项目将电脱盐污水进行预处理，是炼化企业目前成熟、可行的工艺，技术可行。

②镍的去除可行性分析

根据工程分析，电脱盐污水中含有一定的金属镍。原油中的镍常以金属有机螯合物的形态存在，并与石油中的胶质、沥青发生缔合，化学性质非常稳定（资料来源:《减压渣油中重金属钒和镍的脱除研究》何晓强，朱士荣，山东化工 2017 年第 46 卷）。因此，原油中的镍主要存在于油品中。本项目采用“隔油+高效浮选+生物调控”工艺对电脱盐污水进行预处理，可以将石油类从 6000mg/L 降至 50mg/L，从而将油中的镍一同去除，预处理出水中镍的浓度小于《石油炼制工业污染物排放标准》（30571-2015）中车间或生产设施废水排放口排放限值 1.0 mg/L。

17.3.4.7 高含盐污水处理系统

⑴概述

本项目各装置排放的高含盐（TDS <1%）且含一定浓度有机物的污水，主要包括预处理后乙烯装置废碱渣和炼油废碱渣、污水回用系统反渗透排放浓水、产品码头的压舱水，常减压装置 II 电脱盐污水及吉林石化项目高盐水。

高含盐污水排水量正常 605.57m^3/h，最大 811.10m^3/h。设计规模：1000 m^3/h，分 2 个系列，采用“气浮+两级 PACT+WAR+臭氧氧化”工艺，其中 WAR 装置：26m^3/h。经处理后，监测 COD<50 mg/L，满足《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）、《石油化学工业污染物排放标准》（GB31571-2015）、《合成树脂工业污染物排放标准》（GB31572-2015）中一般排放限值及广东省《水污染物排放限值》（DB44/26-2001）中更严的标准，排海。高含盐污水处理系统设计进、出水水质见表 17.3.4-9。

表 17.3.4-9　　高含盐污水处理系统设计进、出水水质

序号	项目	单位	进水	出水
1	水温	℃	≤40	
2	pH 值	无量纲	6～9	6～9
3	COD_{Cr}	mg/L	≤1300	≤50
4	BOD_5	mg/L	≥200	≤10
5	挥发酚	mg/L	≤40	≤0.3
6	悬浮物	mg/L	≤100	≤20
7	石油类	mg/L	≤50	≤3
8	总溶解固体	mg/L	≤12000	
9	氨氮	mg/L	≤50	≤5
10	总氮	mg/L	≤70	≤15
11	总磷	mg/L		≤0.5
12	氯离子	mg/L	≤1000	
13	硫化物	mg/L	≤30	≤0.5
14	总氰化物	mg/L		≤0.3
15	氟化物	mg/L		≤8

设计进水水质确定依据：本项目高含盐污水主要包括加工委油电脱盐污水预处理出水、SAR 预处理污水、碱渣预处理污水、RO 浓盐水，根据各股水质预估值进行加权平均后，确定高含盐进水 COD_{Cr}≤1000mg/L 计，TDS≤12000mg/L 计，由于缺少各装置区详细水质数据，主要进水水质暂估值如下：

电脱盐预处理污水 COD_{Cr}≤2500mg/L、TDS≤4000mg/L

乙烯碱渣预处理污水 COD_{Cr}≤1000mg/L、TDS≤120000mg/L

SAR 装置污水 COD_{Cr}≤400mg/L、TDS≤7000mg/L

污水处理场 RO 浓盐水 COD_{Cr}≤200mg/L、TDS≤10000mg/L

原油库区及码头 COD_{Cr}≤5000mg/L、TDS≤30000mg/L。

⑵工艺流程描述

压舱水、碱渣预处理后污水、SAR 高含盐污水进入各自设置的调节罐，调节罐储存调节各股来水，保证后续工艺段的水量保持平稳。调节罐出水与电脱盐预处理一并进入中和池，中和池内投加氢氧化钠或硫酸调节 pH，中和池出水自流进入气浮池，气浮池内污水中的大部分悬浮物和分散油珠被去除，气浮出水和 RO 浓水进入均质池，进行均衡水质，池底设置有曝气系统并加药去除硫化物。投加三氯化铁进行催化氧化反应，为除硫和后续的气浮提供正常絮凝条件。均质

池 4 座，停留时间 20h。

一级 PACT 包括缺氧段、好氧段等，污水中的大部分污染物在一级 PACT 生化池内被去除，在 PACT 池内生化、物化反应机理较为复杂，既有微生物对有机物的碳化降解、无机物质的氧化（硝化作用、硫化作用、反硝化作用）同时也有对难降解惰性有机物的吸附。出水进入一级沉淀池进行污水和炭泥分离，一级沉淀池炭泥进入污泥浓缩池，一级沉淀池出水进入滤池，去除大部分悬浮物。滤池出水进入臭氧接触池，在臭氧的高级氧化作用下部分不可生化降解的 COD 变为可生物降解的 COD。臭氧池出水进入二级 PACT 配水井。二级 PACT 包括缺氧段、好氧段等，在二级 PACT 生化池内投加新的粉末活性炭并曝气，污水中的剩余污染物进一步被去除，二级 PACT 生化池出水进入二级沉淀池进行污水和炭泥分离，出水进入滤池过滤，炭泥一部分进入污泥浓缩池，另一部分回流至一级 PACT 配水井。滤池出水进入监测池，经检验合格后外排。

WAR 系统用于回收剩余污泥中活性炭，剩余污泥在高温高压条件下（243°C，6.2MPa），注入空气，将活性炭附着的污泥氧化成无机物，而活性炭不被破坏，恢复活性，再返回生化池重新使用，以降低成本。少量废炭（主要为无机物）排入污水处理场污泥系统进行后续处理。

废炭泥储罐的废炭泥经高压泵升压至操作压力，与来自 WAR 空气压缩机加压的压缩空气混合的三相混合物被输送至换热器。

换热器预热炭泥/空气混合物至操作温度。加热后的混合物被输送至反应器的底部，在此发生大部分的湿式氧化反应。在启动时，如果换热器污堵，则蒸汽从装置内锅炉系统送到反应器。当空气和液体在反应器中上升的时候，氧被转移至液相并发生氧化反应。反应器中的温度被保持在大约 243℃，压力保持在 6.2MPa，并且提供 60 分钟的适当停留时间以获得所需要的效果。被氧化的液体、再生的炭泥和空气混合物从反应器的内部由顶部引至 WAR 换热器来预热新的进料。高压混合物通过一个压力控制阀来降压后送至再生炭储罐。尾气经过废气冷却器洗涤降低盐分后由 WAR 尾气引风机送入 PACT 曝气池。这些再生后的炭泥主要由活性炭和少量的细灰组成，少量的灰分在系统中积聚不会对系统造成影响，但是大量灰分会导致出品质下降，所以需要周期性地排除。

为了去除多余的灰分，需要从再生炭泥储罐排放一定量再生炭泥至灰分储罐。WAR 反应器内累积的灰分也可以通过排污直接排放掉。排放时先通过反应

器排污罐排到排污坑，再由泵从地坑内提升到到灰分储罐，这些废弃物再由泵提升至污泥系统处置。

换热器结垢后会影响换热效率，系统设置了一套硝酸溶液洗涤系统，将加热后的酸打入换热器来去除结垢。

各单元主要设计参数见表 17.3.4-10。

表 17.3.4-10　　高含盐污水主要设计单元设计参数

序号	单元	参数	单位	设计值
1	均质池	数量	座	4
		停留时间	h	20
2	一级缺氧池	数量	座	4
		单座有效容积	m^3	2100
3	一级好氧池	数量	座	4
		单座有效容积	m^3	20300
4	一级沉淀池	数量	座	2
		单座直径	m	28
5	二级缺氧池	数量	座	2
		单座有效容积	m^3	2100
6	二级好氧池	数量	座	2
		单座有效容积	m^3	6500
7	二级沉淀池	数量	座	2
		单座直径	m	28

⑶可行性分析

①一级气浮技术方案的技术可靠性分析

本项目高含污水主要有电脱盐污水、乙烯碱渣预处理出水、SAR 装置污水、RO 浓盐水，其中油含量最大的电脱盐污水在污水处理场设置预处理系统，通过投加专有破乳剂，调节除油+高效浮选+生化调控系统降低污水中的乳化油及悬浮物，可以将电脱盐污水油含量稳定降低至 100mg/L 以下。与其它几股高含盐污水混合后进高含盐系统油含量可控制在 50mg/L 以下，可通过一级气浮保证进生化系统油含量≯20mg/L，满足生化进水条件。

本项目参照中海油惠州二期污水等项目设计为一级气浮。惠州二期投产一年来，气浮系统运行稳定，出水油含量≤20mg/L，未见异常，同时广西石化、云南石化、大连石化等炼化企业均采用一级气浮，均已稳定运行多年，故本项目采用一级气浮工艺是可靠的。

②PACT+WAR 工艺的技术可行性分析

本项目作为国内第一家以加工委内瑞拉 Merry 16 劣质重油为主的炼化企业，确定高含盐污水处理工艺前进行了充分的调研。通过调研及对电脱盐污水的分析，发现：

A：通过前期对加工 Merry16 电脱盐污水水质分析，发现其整体碱性，污染物浓度极高，水质波动大。污水中胶质、沥青质等强极性组分含量高，zeta 电位在 50mV 以上，乳化液非常稳定；劣质重油与水密度差极小，常温及常规方法难以油水分离。

B：电脱盐污水 B/C 低于 0.15，生物毒性值 TU 在 90 以上。有机污染组成主要是长链烷烃类、酯类、苯酚类、多环芳烃、大分子含氧化合物等弱极性有机物，以及脂肪酸类、环烷酸类、杂环化合物等强极性难降解有机物，属于具有较强生物毒性的高浓度难生物降解有机污水。

电脱盐污水 GC-MS 谱见图 17.3.4-6，照片见图 17.3.4-7。

高含盐污水处理系统流程见图 17.3.4-8。

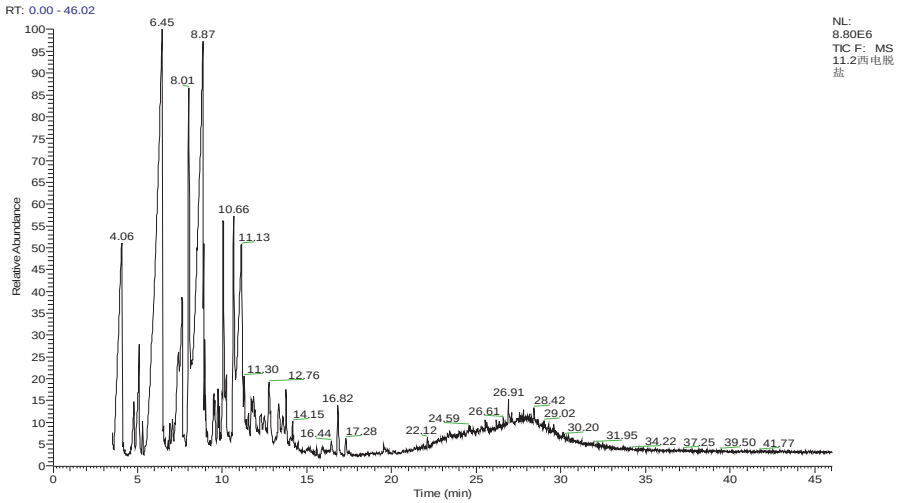


图 17.3.4-6　　MEREY16 原油电脱盐污水 GC-MS 谱图




图 17.3.4-7　　电脱盐污水照片

根据上述特点，本项目从以下三个方面同时开展工作，以保证最终出水水质达标。

a:电脱盐工艺筛选：中国石油广东石化和华东设计院研制开发成功针对以 Merey16 为代表的重质劣质原油电脱盐技术—智能响应控制电脱盐技术，具有较强的适应性；**电脱盐污水指标：含油≯1500ppm。**

b:电脱盐污水预处理：中国石油大学（北京）通过股份公司重大专项的深入研究，并后期在辽河石化的中试试验，开发了 MERRY 16 电脱盐污水预处理工艺技术。

c:高含盐污水处理工艺筛选：2011 年-2012 年，广东石化组织 5 家工艺包厂商北京万邦达环保技术股份有限公司、大连理工大学环境工程设计研究院有限公司、达斯玛环境科技（北京）有限公司、中国石油大学联合体、西门子（中国）公司对高含盐污水的工艺技术路线进行验证。法国得利满公司在现场取样后在实验室研究，未返回结果。经过半年多的现场试验，仅有西门子公司的 PACT（粉末活性炭技术）+WAR（湿式氧化再生技术）工艺能过解决广东石化含盐污水处理难度大的问题，并能保证稳定达标排放，并通过专家审查。

广东石化组织寰球北分、东北工程、昆仑工程对四川石化、惠州炼化二期、九江石化等企业进行调研，形成污水处理及回用专题研究报告，形成了现在的污水处理及回用方案；

2017 年 12 月至 2018 年 3 月，广东石化及设计单位对国内运行的 PACT+WAR

装置进行了广泛的调研，如：九江石化、安庆石化、大庆炼化、四川石化、惠州炼化二期等企业的装置运行情况良好，COD_{Cr}、氨氮、总氮出水指标均满足外排标准要求。经现场试验、专家评审及现场调研，将高含盐污水生化段技术确定为PACT（粉末活性炭技术）+WAR（湿式氧化再生技术）。

③总氮达标可行性分析

含油含盐污水处理系统进水总氮进水为 70mg/L，设计出水为 15mg/L。目前投运、在建的炼化污水处理场均采用的 A/O 工艺，中海油惠州二期运行一年多来，出水总氮始终在 10mg/L 以下。高含盐污水处理系统的两级 PACT 均设置有缺氧段，从九江石化的案例看，总氮的去除达到 15mg/L 是可行的。

综上所述，针对高含盐污水，采用 PACT+WAR 工艺，同时在一级沉淀池后增加臭氧接触池将部分不可氧化 COD 转换为可生化 COD，经过二级 PACT 生化池进一步去除 COD，PACT 工艺设置缺氧段，反硝化进一步去除总氮，可以保证外排污水的达标排放。

④关注 WAR 结垢污堵影响长周期稳定运行问题

2010~2014 年间由于各炼化企业对 WAR 装置操作重视程度不够，导致 WAR 装置换热器结垢问题严重及高压调节阀损坏。广东石化于 2017 年底组织各设计单位对典型炼化企业进行调研，福建炼化、九江石化、安庆石化采用 WAR 工艺装置且运行良好，且得到了以下几条经验：根据对结垢成分的分析，本项目在浓缩池内投加氢氧化钠调节 PH，并投加碳酸钠以解决硫酸钙结构的问题；实际运行中安排熟悉化工装置的人员操作 WAR 装置，以保证运行稳定。

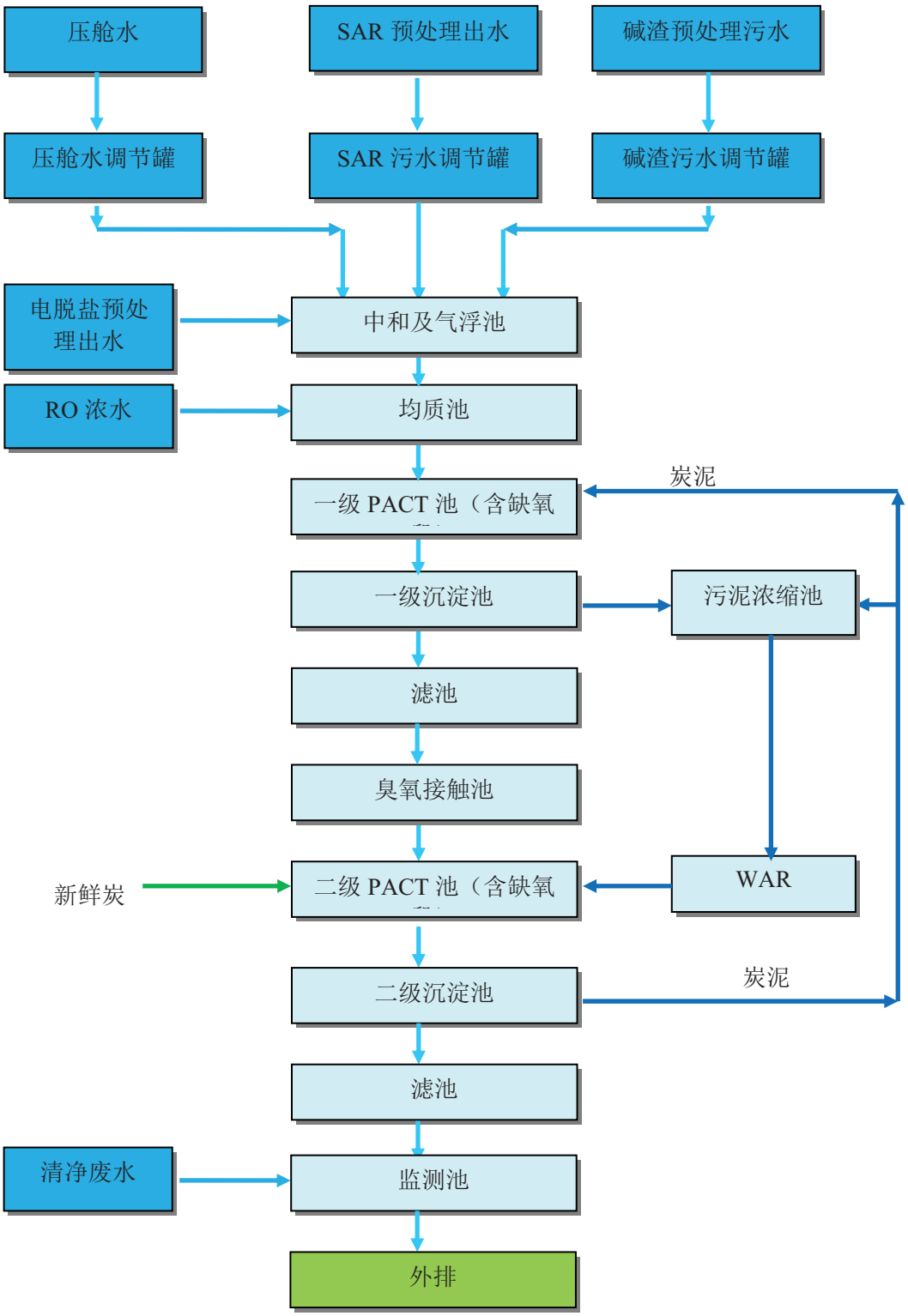


图 17.3.4-8　高含盐污水处理系统流程框图

17.3.4.8 污泥处理系统

⑴概述

本项目各罐底油泥、隔油池油泥、气浮浮渣经脱水后，正常送延迟焦化处理，延迟焦化检维修或停工时，送固废焚烧炉处理。含油含盐污水处理系统剩余生化污泥和 WAR 系统灰渣，经脱水、干化后，送固废焚烧炉焚烧。高效沉淀池除硅、除硬及石油焦制氢污水除硬产生的含碳酸钙、氢氧化镁成分等化学污泥，经脱水后外送惠来县危险废物填埋场处置。

本项目各污泥量如下：

油泥浮渣：760m^3/d，含水率：99%；

含油含盐污水处理系统剩余生化污泥：1362m^3/d，含水率：99.2%；

化学污泥：330m^3/d，含水率：99%；

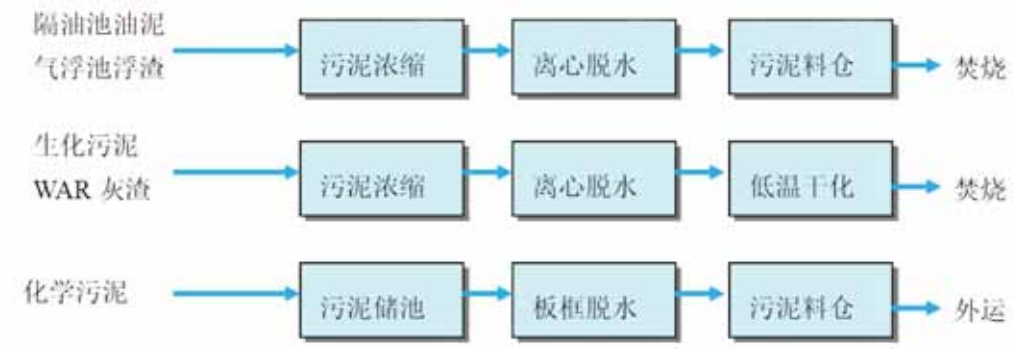


图 17.3.4-9　污泥处理流程框图

⑵工艺流程描述

①油泥浮渣

污水处理场含油含盐污水处理系统的罐底泥、隔油池分离出的油泥、气浮的浮渣，电脱盐污水预处理系统产生的油泥、浮渣，高含盐污水处理系统产生的浮渣，排入污泥浓缩池进行重力浓缩，浓缩至含水率 97~98%，后根据实际污泥量分别进入污泥脱水机和污泥快混池。脱水后的油泥与未脱水的污泥在快速混合池进行混合，两部分污泥使污泥含水率在 97.5%～87%。然后由柱塞泵通过管道输送至焦化装置使用。

若焦化装置停工或不接收时，污泥离心脱水后进入料仓储存，定期排入焚烧系统进行焚烧。

②生化污泥

污水场含油含盐系统生化池排出的生化与高含盐系统 WAR 装置产生的炭泥，浓缩至含水率约 98%，然后送入脱水机进行脱水，脱水后污泥含水率约 80%，脱水污泥排入低温干化机进行干化，脱水污泥首先挤成面条状，摊铺在干化机的皮带上，通过热风（65~80℃）循环对污泥进行干化，干化后的污泥含水率约 30%，送至焚烧系统焚烧，干化产生的冷凝液排入污水场。

③化学污泥

化学污泥排入污泥储池进行混合，然后送入板框压滤机进行脱水，脱水后的污泥含水率约 50~60%，送至污泥料仓储存，定期外送惠来县危险废物填埋场处置。

17.3.4.9 除臭系统

本项目将污水处理场产生的臭气分为除臭系统和高浓度 VOCs 废气处理系统。

高浓度 VOCs 废气处理系统：采用“催化氧化”处理工艺，设计规模为 12000 Nm^3/h。

除臭系统采用“两段生物法+活性碳纤维吸附”处理工艺，设计规模为 160000Nm^3/h。

恶臭气体经过物化段恶臭处理系统处理后满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-1993）的二级标准、《广东省地方标准大气污染物排放限值》（DB44/27-2001）II 时段二级排放速率要求，及《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）《石油化学工业污染物排放标准》（GB31571-2015）的特别限制排放要求，经 1 根 30m 高排气筒排入大气。具体工艺及可行性分析详见 17.2.7.4 节。

17.3.5 污水三级防控

为防范和控制本项目在生产过程中，一旦厂区发生突发事故或在事故处理过程中，由于泄漏物料、污染消防水等污染物对周边接纳水体环境所产生的污染，从而有效降低环境风险、确保环境安全，厂区内设置了防止水体污染三级防控系统。

⑴第一级防控系统

第一级防控系统为装置周边的 150mm 高的围堰，用于事故状态下事故废水的有序导流。

⑵第二级防控系统

第二级防控系统为由装置区内的污染雨水收集池（包括池外溢流至雨水明沟系统和事故水转输管道系统的切断阀）及厂区事故水转输管道系统及配套管道、切断阀、切换阀等构成。污染雨水收集池容积按可收集装置内污染区 30mm 的污染雨水，可收集一般事故时排放的消防事故水。水池周围地坪标高与所在装置区标高一致。

⑶第三级防控系统

第三级防控系统为事故水池，用于收集和容纳较大事故状态下的消防废水和进入事故收集系统的雨水。

本项目厂区分为炼油区和化工区两片主厂区，对于炼油区块，地势为西北高，东南低；对于化工区块，地势为西南高，东北低。化工区和炼油区通过石化大道这个“高脊”分成南北两块区域。本着“重力流收集事故水”的原则，分别在炼油区和化工区的低点设置事故水收集池和事故水转输池。其中，位于炼油区的全厂事故水池布置于炼油区的东南角，位于化工区的事故水转输池布置于化工区的东北角。

全厂事故水池地势标高为 5.7~6.5m，为炼油区地势最低点，炼油区内各工艺装置/罐区发生消防事故时的事故废水可直接通过重力流进入全厂事故水池。

化工区事故水转输池地势标高为 8.m，为化工区地势最低点，化工区内各工艺装置/罐区发生消防事故时的事故废水可直接通过重力流进入化工区事故水转输池。

本项目炼油区全厂终端事故水收集池容积，容积为 180000m^3。其中，化工区设置事故转输池容积 20000m^3，事故水经转输池再送终端事故池。事故池容积计算详见风险章节。

全厂事故池容积确定时，分别从“工况 1：化工区两处着火（化工中间罐区 6h+乙烯 3h）+日平均降雨量”、“工况 2：全厂两处（化工中间罐区 6h+炼油球罐区 6h）+日平均降雨量”、“工况 3：化工区两处（化工中间罐区 8h+乙烯 3h）+日平均降雨量”、“工况 4：全厂两处（化工中间罐区 8h+炼油球罐区 8h）+日平均降雨量”、“工况 5：化工区两处（化工中间罐区 10h+乙烯 3h）+日平均

降雨量”、“工况 6：全厂两处（化工中间罐区 10h+炼油球罐区 10h）+日平均降雨量”和“工况 7：全厂两处（化工中间罐区 10h+炼油球罐区 10h）+24h 最大连续降雨量”七种工况，对化工区事故水转输池/转输泵和全厂事故水池的设计可行性进行论证分析。

17.4 炼化厂区固废治理措施

17.4.1 固废分类概述

根据《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》、《国家危险废物名录》（2016 版）及相关鉴别标准，可将固体废物（废液）分为危险废物和一般固体废物两类。具体排放量详见固废章节。

17.4.2 综合利用

⑴厂家回收

本项目采用的很多催化剂，含重金属如：镍、钼、钴、钯、锌、钛、钨、铜等，有回收利用价值的，或涉及专利技术的，均由厂家回收利用。

⑵外售

全密度聚乙烯装置废料、高密度聚乙烯装置废料、PP 装置废料等，均做为等外品外售。

⑶石油焦制氢装置灰渣综合利用

石油焦制氢装置产出灰渣中，含有 V_2O_5、Al_2O_3、NiO、K_2O 等有价金属氧化物，尤其镍（Ni）、钒（V）具有较高的经济价值。通过有效的提取手段，回收灰渣中的有价金属，回收产品

实现灰渣的资源化利用 V_2O_5：磨细后粒度-30 目 100%，V_2O_5≥98%，符合《五氧化二钒》（YB/T5304-2006） 98%牌号片状五氧化二钒质量标准。萃余液处理渣中，含 Ni 5.2%，可以作为镍冶炼企业提取镍的原料。沉钒尾液可以加热浓缩结晶生产粗硫酸铵产品。

石油焦制氢装置灰渣经过金属提取后，剩余滤渣可以用作公路路基材料、水泥厂基础料、加气砖、墙体砖、植草砖、路面砖、路缘石、仿花岗岩地砖、仿花岗岩路侧石、水利水工护坡砖等。将灰渣的价值最大化，实现灰渣零填埋。

本项目石油焦制氢装置灰渣拟送揭阳大南海石化工业园区一般工业固废处理项目处置，具体工艺流程及可行性分析详见固废章节。

⑷综合利用的一般固废

本项目各装置排放的废瓷球、废吸附剂、干燥剂等、含碳较高的废过滤器介质等，均送揭阳大南海石化工业园区一般工业固废处理项目回收利用。

对于骨架完好的氧化铝、硅铝酸盐废吸附剂等考虑再生后进行回用；对于骨架损坏的废催化剂进行预处理无害化后用作建材骨料。

废瓷球等彻底清洗后，无损坏的等进行回用，损坏不能再用的与提取过金属后石油焦制氢灰渣一起送建材厂制免蒸砖。具体工艺流程及可行性分析详见固废章节。

⑸净水场污泥

本项目净水场产生的无机污泥，送揭阳大南海石化工业园区一般工业固废处理项目，拟将其脱水和干燥后作为制作陶粒的原料。

17.4.3 厂内处置措施

17.4.3.1 原油罐底油泥回收处理措施

炼化厂区设有 24 个 10 万 m^3 的原油储罐。炼化厂区原油储罐与码头库区原油储罐一样，采用 COWS 机械清洗技术，采用原油作为清洗剂，经过喷射、击碎、溶解，使 98.4%的有机沉积物完全复原成原油，回收这部分原油，回收率达到 95%以上。储罐机械清洗不向外排放污油，污油经清洗装置撬装油水分离器分离后，水作为清洗介质循环利用。清罐周期短，不直接采用蒸汽或热水加热清洗储罐，减少轻组分的挥发。仅产生＜5%的铁锈和泥沙。根据原油品质和清洗周期的不同，单罐产生的铁锈和泥沙约 201 t，含油铁锈和泥沙委托园区危险废物处置中心处理。

17.4.3.2 乙烯、炼油废碱液湿式氧化

乙烯装置设有废碱氧化单元，采用湿式氧化工艺（WAO），用于处理来自炼油延迟焦化装置、催化裂化装置碱液再生单元的废碱液和乙烯装置的废碱液。含烃类、硫化物等污染物的废碱液经处理后，烃类经脱烃处理返回水洗塔装置，硫化物经氧化反应转化为硫酸盐，硫化物浓度小于 1mg/L，硫代硫酸钠浓度小于

100mg/L，废水的 pH 值经中和后送本项目污水处理场高含盐污水处理系统进一步处理。

废碱氧化单元进料见表 17.4.3-1。

表 17.4.3-1　　废碱氧化进料一览表

序号	项目	单位	炼油废碱液		乙烯废碱液
			延迟焦化	催化裂化	
1	排放量	m^3/h	540t/a(最大 1000t/a) 合 0.07	60t/a，合 0.01	14.7
2	pH	无量纲			12～14
3	COD_{Cr}	mg/L	10000		55000
4	BOD_5	mg/L			19000
5	SS	ppm			
6	苯酚	ppmw			
7	油类	mg/L			1000
8	H_2O	wt%			85~93
9	NaOH	wt%	<3~5	3~8	1~3
10	Na_2CO_3	wt%			5~10
11	Na_2S	wt%	2.6~3（Na_2S+ $Na_2S_2O_3$）		1~2
12	硫化物	wt%	200ppm(二硫化物)		
13	TDS	ppmw			120000
14	N-甲基二乙醇胺	wt%	0.5~3		

工艺流程：

废碱氧化单元包括废碱脱烃、废碱氧化、废碱中和三部分。

废碱脱烃：来自上游排放的废碱液，由废碱罐收集，通过废碱液泵和过滤器过滤后，在废碱脱烃进料加热器加热后，送入废碱脱烃塔顶部，用减温后的低压蒸汽汽提出轻烃组分。在汽提的同时，塔内发生聚合反应，最大程度的脱除挥发性有机组分。废碱脱烃塔塔顶气相（蒸汽和烃类）经废碱脱烃塔塔顶分离罐分离出冷凝物后返回水洗塔；脱烃塔塔底排出的废碱用废碱氧化进料泵送出，经过滤器过滤后送至废碱氧化系统。

废碱氧化：空气经废碱氧化空气压缩机压缩后，注入废碱进料管线，经换热升温后，从底部进入反应器。同时，减温后的饱和中压蒸汽从反应器下部注入。废碱液、空气与蒸汽同向接触，在高温高压下，废碱液缓慢地向上流动并被分散在液体中的细小的空气气泡氧化。上升的空气气泡在各反应区中与液相充分地混

合。反应器设有水平的挡板以增强气/液的混合度，并产生气液扰动，从而提高质量传递。废碱液中的 Na_2S 和 $Na_2S_2O_4$ 被充分氧化为 Na_2SO_4。氧化后的废碱流出物与进料换热降温后，再经废碱氧化出料过冷器继续冷却，进入废碱氧化分离罐。在分离罐中通过闪蒸进一步脱气，排放气返回乙烯裂解炉炉膛，液相进入废碱中和系统。

废碱中和：脱气后的废碱液与硫酸混合并反应，确保 pH 值降至 7~10.5，中和后的废水送往污水处理场高含盐污水处理系统进行处理。

废碱氧化工艺流程简图见图 17.4.3-1。

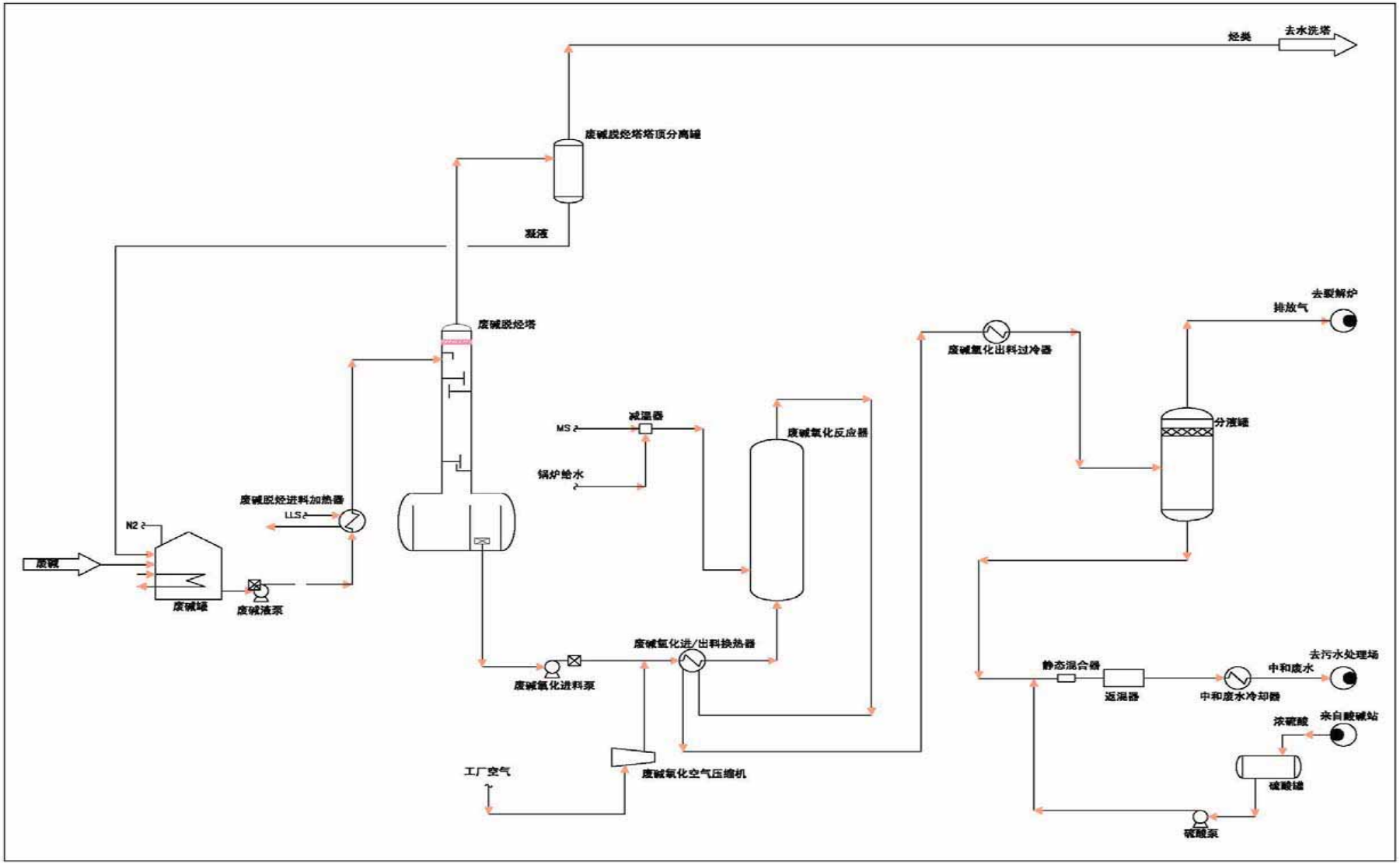


图 17.4.3-1　废碱氧化工艺流程图

可行性分析：

湿式氧化工艺（WAO）作为高浓度废碱液的一种预处理手段，是在温度 150～210 ℃范围内，在加压条件下，保持系统处于液相状态，利用空气中的氧作为氧化剂，将废水中溶解或悬浮的有机物和还原性无机物氧化，使无机物转化为盐类，使有机物或氧化分解为低分子有机酸、醇类化合物，或提高废水的可生化降解性能、或彻底氧化分解成 CO_2 和水，达到除硫脱臭的目的。

反应式：

$2S^{2-}+2O_2+H_2O=S_2O_3^{2-}+2OH^-$－472.8　kJ/ mol　（$Na_2S$）　（1）

$S_2O_3^{2-}+2OH^-+2O_2=2SO_4^{2-}+H_2O$－475.7　kJ/ mol　（$Na_2S$）　（2）

出水硫化物浓度小于 2mg/L，送全厂污水处理场进一步处理。

湿式氧化处理乙烯废碱液在国内已有多项成功应用实例，如大庆乙烯项目，中石化镇海炼化一体化项目，新疆独山子乙烯项目，中石油茂名石化项目等，其中镇海项目、茂名项目分别于 2010 年和 2006 年开始运行。

惠州二期采用西门子的 WAO 湿式氧化工艺，设计规模为 14.5m^3/h，处理乙烯废碱液和炼油废碱液，于 2018 年 10 月 12 日至 10 月 14 日进行了性能标定。标定结果出水水质见表 17.4.3-2。

表 17.4.3-2　　惠州二期 WAO 性能标定结果

测试项目	担保值	第一天化验值	第二天化验值
硫化物	≤1mg/L	≤0.1mg/L	≤0.1mg/L
硫代硫化物	≤100mg/L	39.37mg/L	27.22mg/L

可见，本项目采用湿式氧化技术处理乙烯废碱液和炼油废碱液，技术上是可行的。

17.4.3.3 污泥干化、焚烧

⑴污泥干化

本项目拟建干化设施 1 套，采用低压蒸汽，干化处理含油含盐污水处理系统产生的剩余生化污泥，和高含盐污水处理系统的灰渣。

含油含盐污水处理系统剩余生化污泥，干化处理后含水率 30%，干化污泥量 15.57t/d。

高含盐污水处理系统灰渣：干化处理后含水率 30%，灰渣量为 4.7t/d。

干化后的生化污泥和灰渣送固废焚烧炉处理。

工艺流程：

含油含盐污水处理系统剩余污泥和高含盐污水处理系统灰渣进入生化污泥浓缩池进行重力浓缩，浓缩后的污泥含水率约 98%，然后由泵打入生化污泥储池进行储存，再由进料泵送入离心脱水机进行脱水，脱水后的污泥含水率约 80%，脱水污泥排入低温干化机进行干化，脱水污泥首先挤成面条状，摊铺在干化机的皮带上，通过热风（65~80℃）循环对污泥进行干化，干化后的污泥含水率约 30%（36 吨/天），送至焚烧系统焚烧，干化产生的冷凝液排入污水场。

污泥→生化污泥浓缩池→提升泵→生化污泥储池→进料泵→离心脱水机→低温干化机→螺旋输送机→焚烧

⑵固废焚烧炉

本项目拟建固废焚烧炉 1 座，用于处理污水处理场产生的油泥、浮渣，干化装置处理后的干化污泥、灰渣，及全厂其它固废（废焦粒、废矿物油、废润滑油等）。焚烧炉进料见表 17.4.3-2。

表 17.4.3-2　　焚烧炉进料一览表

序号	废物来源	废物名称	数量（t/a）	主要成份及含量
1	芳烃装置	废环丁砜	330.2	环丁砜
2	乙烯装置	废焦粒	45	焦碳
3	HDPE 装置	吸附塔再生分离罐废己烷	45	己烷：10%~99%（v）
4	HDPE 装置	废矿物油	10.7	矿物油
5	HDPE 装置	废润滑油	14	润滑油
6	FDPE 装置	淤浆系统密封罐（BMC 双峰催化剂密封罐/Z-N 淤浆系统密封罐）	4	烷基合物矿物油
7	FDPE 装置	三乙基铝密封罐废油	3	含烷基化合物矿物油
8	FDPE 装置	压缩机润滑油	3	矿物油
9	FDPE 装置	泵密封液（BMC 双峰催化剂密封液/Z-N 淤浆系统密封液）	0.02	白油
10	FDPE 装置	挤压机、齿轮泵变速箱润滑油	3	聚酯、聚丙烯、添加剂
11	PP 装置	催化剂进料系统废油	3.5	废矿物油、失活后的烷基铝等
12	PP 装置	挤压造粒机低聚物残液	1	低聚物残液

序号	废物来源	废物名称	数量（t/a）	主要成份及含量
13	油气回收设施	废活性炭	5	废活性炭
14	污水处理场	含油含盐污水处理污泥	7095（干化后含水率 30%）	悬浮物，有机物
15	吉林石化项目	危险废物	3250	
总计	10812.42t/a			
	32.76t/d（油泥浮渣送焚烧时，固废量为 74.80t/d）			

固废焚烧炉采用回转窑，设计规模：60 t/d，操作弹性为 30%~110%。

操作时间：7920h/a

焚烧炉主要设计参数：焚烧炉温度：≥1100℃

烟气停留时间：≥2 秒

燃烧效率：≥99.9%

焚毁去除率：≥99.99%

焚烧残渣的热灼减率：＜5

烟气含氧量（干气）：6%~10%

处理后烟气量 50000 Nm^3/h，污染物浓度执行《危险废物焚烧污染控制标准》（GB18484-2001）中的要求，并参考征求意见稿，经 50m 高排气筒排入大气。排放标准详见表 17.4.3-3。

表 17.4.3-3　　固废焚烧炉主要污染物排入标准

序号	污染物项目	限值	取值时间
1	烟尘（mg/Nm^3）	30	测定均值
2	二氧化硫（mg/Nm^3）	200	1 小时均值
3	氟化氢（mg/Nm^3）	2.0	1 小时均值
4	氯化氢（mg/Nm^3）	50	1 小时均值
5	氮氧化物(以 NO_2 计，mg/Nm^3)	400	1 小时均值
6	汞及其化合物(以 Hg 计，mg/Nm^3)	0.05	测定均值
7	铊、镉及其化合物(以 Tl+Cd 计，mg/Nm^3)	0.05	测定均值
8	砷及其化合物(以 As 计，mg/Nm^3)	0.05	测定均值
9	铅及其化合物(以 Pb 计，mg/Nm^3)	0.5	测定均值
10	铬、锡、锑、铜、锰、镍及其化合物(以 Cr+Sn+Sb+Cu+Mn+Ni 计，mg/Nm^3)	2.0	测定均值
11	二噁英类（ng TEQ/Nm^3）	0.1	测定均值

工艺方案：

目前国内外焚烧工艺使用频率最高的、运用最成熟的焚烧技术主要有：多层炉、回转窑及流化床焚烧炉，三种焚烧炉对比见 17.4.3-4。

表 17.4.3-4　　焚烧设备情况对比表

序号	项目	多层炉	回转窑	流化床
1	预处理要求	无要求	无要求	需将进料全部粉碎，进料对焚烧效果影响较大
2	设备构造	结构复杂，机械部件多	设备构造简单，可长时间持续运转	构造简单，造价便宜
3	维护方便程度	故障率高，维护难度较大	维护方便，	对操作人员技术要求高
4	烟气二次处理	需专门的尾气处理设施	需专门的尾气处理设施	需专门的脱尘设施
5	占地	较小	较大	较小
6	适用条件	适用于高含水率、低热值的污泥	适应能力强，可以适应不同类型的废物，甚至	不适合处理粘度高、含油量大的污泥
7	石化企业应用情况	应用不广泛	应用较广泛	应用不广泛

根据对比情况分析，本单元选择采用回转窑+二燃室方式焚烧，焚烧装置主要分为五部分：进料部分、焚烧部分、余热回收部分、烟气净化部分、灰渣输送部分。固废焚烧系统流程框图见图 17.4.3-2。

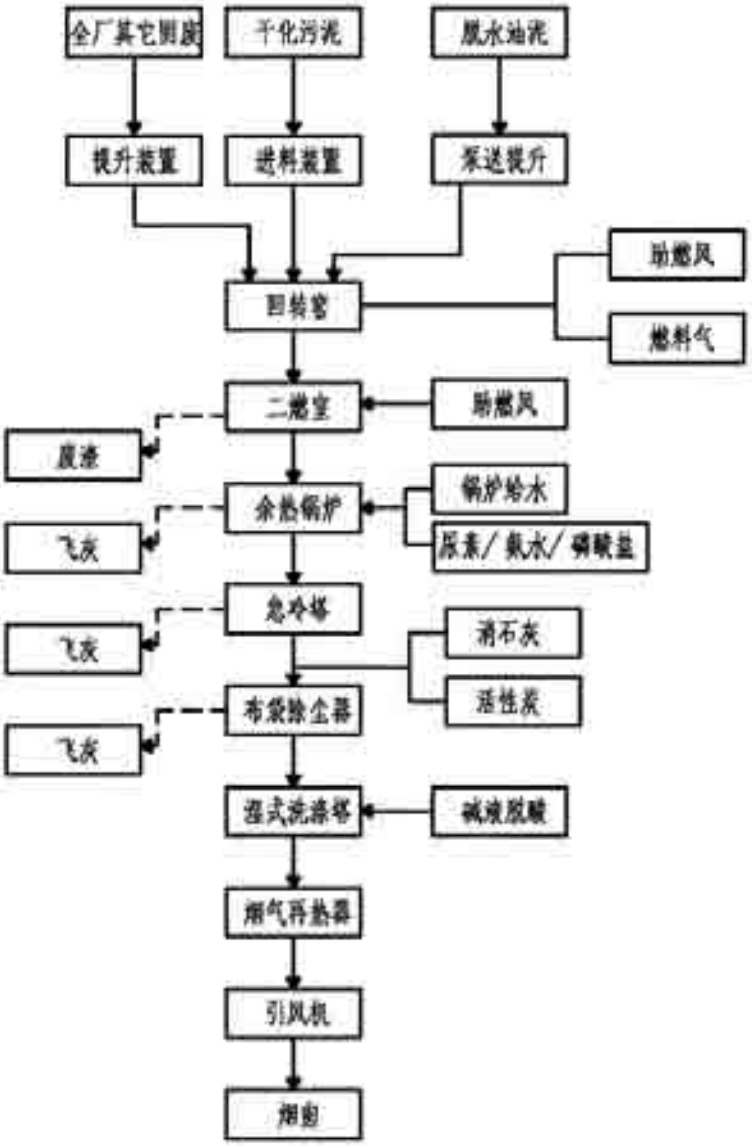


图 17.4.3-2　　固废焚烧系统流程框图

工艺流程说明：

①时料部分

污水处理场产生的油泥、浮渣进行离心脱水后，通过螺杆泵直接打入污泥进料机输送到回转窑中进行焚烧。

污水处理场干化后生化污泥、灰渣，通过污泥输送机、污泥提升机输送到干污泥进料斗，通过污泥进料机，最终输送进回转窑中进行焚烧。其中，在焚烧炉紧急情况下，污泥输送机的出泥装袋外运。

全厂其它固废：通过袋或桶装方式送至固废焚烧系统后通过废料提升机提升至回转窑中进行焚烧。

②焚烧部分

回转窑焚烧炉为一个略微倾斜而内衬耐火砖外加钢筒钢制空心圆筒，能有效的处理各种不同的废固物，回转窑焚烧炉在转炉后设置一个立式二次燃烧室，以确保燃烧完全，废物中的固体随着回转窑的转动向另一端移动，然后由底部排出燃烧气经过回转窑的后端，进入立式二燃室在高温下再进行氧化。

本项目的回转窑焚烧炉为危险废物回转式焚烧炉。根据污泥、固体废物焚烧的特点，充分考虑了污泥和废固的特性和焚烧要求，采取了一些针对性的设计：回转窑焚烧出口温度为 850℃以上，炉膛前设置进口低 NOx 燃烧器。回转窑安装倾斜角 2~4%，转速为 0.2~2 转/分，污泥、固体废物在回转窑内停留时间最大可长达 2 小时，按过剩空气进行设计，以确保废物的干燥、分解和固态物质的焚烧。

回转窑的污泥及固体废物采用富氧燃烧方式。燃烧风机送来的燃烧空气经换热器预热后，分成两路，一路在窑体的前端进入炉内，另一路在燃烧器的周围分数路切线方向进入炉内。由于气体在炉内的平均涡流场延长了废气在炉内的停留时间及搅拌效果，焚烧完全、彻底。回转窑后端设置一只燃烧器，以确保回转窑的燃烧温度≥850℃。回转窑两端采用非接触式密封圈防止回转窑内废气外泄并设置温度检测仪，回转窑出口处安装 TV，监控回转窑内的燃烧状态，将信号传回 DCS。窑头设有废液喷枪。

焚烧后的炉渣由窑尾排出，落入出渣机内，炉渣经冷却降温后由出渣机带出，外运填埋；焚烧产生的烟气，由窑体尾部进入二燃室。燃气作为二燃室的主要燃料直接打入二燃室燃烧器中，将烟气由 850℃升温至 1100℃。二燃室保证烟气在 1100℃以上温度下 2 秒钟的滞留时间。通过位于二燃室水平段烟道上的热电偶控制两个辅助燃烧器的火力大小，使二燃室温度稳定在设定值。在发生紧急停炉条件时，如停电或停水，旁通烟囱将自动地把烟气由二燃室顶部的紧急排放烟囱排到大气中。

③余热利用部分

从二燃室出来的烟气与循环冷烟气混合降温，使烟气温度低于飞灰熔点，混合后的温度约 750℃左右，然后进入余热锅炉内，加热锅炉给水产生 1.2MPa(g)饱和蒸汽，烟气温度在余热锅炉出口降至 600℃左右。低温烟气部分循环至余热锅炉入口，部分进入冷却塔，在冷却塔内，通过雾化喷嘴，喷入含碱稀溶液，使烟气减温至布袋除尘器要求的合适温度，在此过程中，烟气与雾化碱液充分接触，

在烟气降温的同时去除烟气中部分酸性气体（HCl，SO_2），冷却塔出口烟气约180℃左右。保证下游布袋除尘器入口烟气不超温。

④烟气净化部分

离开余热锅炉的600℃烟气将进行处理以减少空气污染物来符合烟气排放相关标准。这些空气污染物的处理由烟气处理系统进行，包括有：冷却烟气到 195℃的急冷塔、干式喷石灰/活性炭粉设备、布袋除尘器、加碱脱酸的湿式洗涤塔、烟气再热器、引风机，以及烟囱。

烟气首先进入用新鲜水冷却烟气的急冷塔，烟气温度由 600℃急冷至 200℃，烟气中一些比较重的烟气中携带的固体颗粒从烟气中分离出来经集灰斗底部的手动翻转阀排出，剩余部分则继续随着烟气流经排烟道直接进入到布袋除尘器。使用的冷却水来自厂区管网，在急冷水箱中储存，由急冷水泵输送至急冷塔的喷头。

在布袋除尘器前管路上注入活性炭及消石灰。预定量的活性炭通过可调速活性炭给料机随工厂空气经过活性炭进料喷射器喷入急冷塔与布袋除尘器之间的烟道内。预定量的消石灰通过可调速消石灰给料机随工厂空气经过消石灰进料喷射器喷入急冷塔与布袋除尘器之间的烟道内。然后烟气携带着活性炭及消石灰进入用于颗粒物收集的布袋除尘器进行汞、金属、二噁英等吸附及除酸（HCl，SO_2等）。

布袋除尘器是一种高效的除尘装置。去除粉尘粒径在 0.05μm 以上，除尘效率可达 99%以上。

经布袋除尘器处理后烟气进入湿式洗涤塔进行脱酸洗涤。洗涤塔内装填料，烟气呈发散状进入位于循环水槽上面的吸收塔底部，然后继续垂直往上通过吸收填料层，酸性气体的吸收就发生在这个部位。填料层下面的喷头用来确保烟气进入填料层之前达到露点温度。填料层上面有一个波纹状除雾器，通过该除雾器可从烟气流中去除所有液滴。除雾器带有冲洗喷头，可间歇地喷入高压清洁水清洗除雾器，去除可能沉淀其上的盐类物质。

洗涤塔下部是循环水槽，用于收集来自洗涤塔内的循环碱液。洗涤塔循环泵从水槽抽取循环碱液，供吸收塔使用。洗涤塔循环泵出口管道安装有循环液的排放管路，通过碱液溶解固体浓度（电导率）自动调节阀门开度来控制排污量。

碱液来自厂区管网储存于碱液储罐中，通过碱液计量泵加入到洗涤塔下部水

箱中。碱液的加入量由循环碱液 pH 值控制。

对于湿式洗涤塔设有一路紧急补水，补水来自厂区中水管网。

除酸后烟气进入烟气再热器与余热锅炉的蒸汽进行换热，提升烟气温度，避免羽烟生成。

烟气由引风机引入烟囱高空排放。经上述处理系统处理后，排放的烟气满足《危险废物焚烧污染控制标准》（GB18484-2001）征求意见稿的要求：即烟气中 SO_2≤200mg/Nm^3，NOx≤400mg/Nm^3，烟尘≤30mg/Nm^3，经引风机通过 50m 高烟囱排入大气。

⑤灰渣输送部分

回转窑前端的漏料，由密封式灰渣分送小车收集送入散料坑入窑焚烧；回转窑后端板的出渣，经过湿式拖链出渣机的淬冷后，由密封式灰渣分送小车密闭封装。根据国家《危险废物鉴别标准》鉴别后不属于危险废物的炉渣可按一般工业废物处置。超标的炉渣需进行固化、填埋处置。

布袋除尘器出灰、余热锅炉出灰、急冷塔出灰，由密封式集灰箱收集，定期送至专门的处置场进行处置。

17.4.3.4 危废暂存库

本项目设危废暂存库 1 座，占地面积为 2500m^2，用于暂存本项目各装置产生的废催化剂、废脱（吸）附剂等危险固废。危废暂存库按《危险废物处置工程技术导则》（HJ 2042-2014），《危险废物贮存污染控制标准》（2013 修订）（GB18597-2001）的要求进行设计。

危险废物暂存库分为废气逸散区和非逸散区，废气逸散区产生的废气约为 30000m³/h 经过管道收集后输送至污水处理场除臭系统进行处理，处理后废气达到《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）、《广东省地方标准-大气污染物排放限值》（DB44/T27-2001）和《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中的要求。

⑴工艺流程

危险废物贮存流程为危险废物入库前确认、卸车入库、暂存、转运等工序。其中危险废物由广东石化公司进行收集包装，根据企业危险废物的产生量、固液状态等情况，由建设单位提供包装桶或包装袋，并提出相应的包装要求，危险废

物产生单位按要求进行收集、包装。

①入库前确认

危险废物运输至本贮存库，入库前应进行检验，确保同预定接收的危险废物一致（性质稳定、不挥发易燃、易爆，无有毒有害气体，不自燃，否则按易燃易爆危险品贮存）。

②卸车入库

经确认符合贮存要求的危险废物，经运输车辆直接送至装卸区，进行卸车；再由车间内专用叉车运输至相应的贮存区，各危险废物分区储存。

③登记注册

危险废物入库后，必须及时按照要求进行登记注册，按照危险废物来源、类别、数量、特性、入场时间等信息进行详细记录，同时在入库暂存位置放置信息明确的记录牌或记录表。危险废物的记录和货单在危险废物回收后继续保留三年。

④临时贮存

经确认符合贮存要求的危险废物，经运输车辆直接送至装卸区，进行卸车；需要包装的由车间进行相应包装，无需包装的直接由车间专用叉车运输至相应的贮存区，各危险废物分区贮存，入库与转运出库的包装方式不变，固态危险废物仍以袋装暂存，液态和半固态危险废物仍以桶装保存，不拆包装、不倒罐。拟建项目在库房内可能进行合并包装，将多个小包装至于大包装中，以便于贮存或运输的需要，但均不拆包、不倒罐。危险废物按要求在库房内暂存，暂存时间不得超过 2 个月。

⑤转运

广东石化公司根据收集的危险废物的类别、特性，提前与广东省危险废物综合处理示范中心或其它具有危险废物经营许可资质的专业环保公司签订危险废物的最终处置与资源化利用合同。当暂存的危险废物达到一定数量时，即可在厂内进行处理或通知有相应资质的单位按规定路线运往危险废物处置公司进行综合利用或无害化处置。同时广东石化公司备有一定的应急包装，如包装桶（200L、50L 或 1000L 桶）、包袋装（25kg/袋）等。在装卸、贮存过程，若盛装危险废物的包装发生破损，立即将破损的包装及其危险废物一并置于应急包装中，不拆包装、不倒罐。

⑵工程设计

①平面布置

危险废物暂存库内共分为三个区域，分别用于存放不同类别的危险废物，其平面布置满足以下要求：

- 不相容的危险废物分开存放；
- 逸散废气的危险废物单独存放在同一个区域；
- 地面与裙脚用坚固、防渗的材料建造，建筑材料必须与危险废物相容（不相互反应）；
- 设计堵截泄漏的裙脚，地面与裙脚所围建的容积不低于堵截最大容器的做大储量或总储量的 1/5；
- 每个堆间有搬运通道；
- 对存放废物的高度根据地面承载能力确定；
- 拟存危险废物地面储存；
- 危险废物贮存库内外设高差，防止雨水倒灌和危废贮存库内废液流出，并考虑叉车搬运因素；
- 不相容的危险废物分开存放，并设有隔离间隔断。

②防渗设计

- 基础防渗，污染防治分区按重点污染区域考虑；
- 地面进行耐腐和硬化处理，且表面无裂隙。

③其它防护设计

- 危废贮存库内所有设备考虑防爆设置；
- 防腐按照防强酸、强碱考虑；
- 危险废物贮存库配备通讯设备、照明设施等防护设施，并设有应急防护设施。接触有毒有害物质的员工应配备相应防护配套工具；
- 设置可燃气体、有毒气体报警系统；
- 危废贮存库设围堰，收集在消防事故发生过程中产生的泄漏物料、污染消防水等，送污水处理场处理；
- 危险废物贮存库内清理出来的泄漏物，一律按危险废物处理。渗滤液等设置收集设施，用泵抽提至危险废物包装桶中，送入厂内固废焚烧系统处理；

- 废气产生区域设置气体导出口，并设气体净化装置；
- 设施内有安全照明设施和观察窗口；
- 危险废物贮存设施配备通讯设备、照明设施、安全防护服装及工具，并设有应急防护设施；
- 设置视频监控等设施。

⑶运行和管理

- 禁止将不相容（互相反应）的危险废物在同一容器内混装。
- 无法装入常用容器的危险废物可用防漏胶袋等盛装。
- 装载液体、半固体危险废物的容器内必须留足空间，容器顶部于液体表面之间保留 100mm 以上的空间。
- 使用符合标准的容器盛装危险废物，容器必须完好无损，材质满足相应的强度要求且容器材质和衬里要与危险废物相容（不互相反应）。
- 危废贮存前应进行检验，确保同预定接收的危险废物一致，并登记注册。
- 不得接收未粘贴符合《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001/XG1-2013）4.9 规定的标签或标签没按规定填写的危险废物。
- 必须定期对所贮存的危险废物包装容器及贮存设施进行检查，发现破损，应及时采取措施清理更换。
- 如果在暂存过程中发生危险废物容器破裂，应由专业人员进行处理。
- 危险废物暂存后运至惠来县危险废物填埋场处理。
- 按国家污染源管理要求对危险废物贮存场进行监测。
- 危险废物贮存设施都必须设置警示标志；待危险废物贮存设施停用后，应请监测部门进行监测，表明已不存在污染时，方可摘下警示标志。
- 危险废物贮存场都必须按《环境保护图形标志-固体废物贮存（处置）场》GB15562.2 的规定设置警示标志。
- 不相容的危险废物不能堆放在一起。

17.4.4 外委处置措施

本项目不能回收利用或无回收价值的危险固废送惠来县危险废物填埋场处

置；本项目一般固废全部送揭阳大南海石化工业园区一般工业固废处理项目处置。详见固废章节。

17.5 炼化厂区噪声治理措施

本项目主要采取如下降噪声措施，以确保厂界达标。

⑴本项目的噪声主要来自压缩机、泵等，满足工艺条件下，尽可能选用低噪声设备，如机泵、风机等；或将压缩机等噪声较大的设备置于室内隔声。

⑵对大型的压缩机、风机等设备设隔声罩。

⑶合理选择调节阀，避免因压降过大而产生的高频噪声。

⑷轴流通风机在结构设计和生产过程中已加以限制，风机利用建筑材料进行降噪隔声处理。

⑸在平面布置中，将高噪声设备布置在远离操作人员集中的位置，厂界绿化时宜选择种植有减缓噪声功能的植物。

⑹巡检工人在进入高噪声区应配戴防噪声耳罩。

17.6 炼化厂区地下水污染防治措施

17.6.1 地下水防渗措施

地下水保护与污染防治按照“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”的原则。工程生产运行过程中要建立健全地下水保护与污染防治的措施与方法；必须采取必要的监测制度，一旦发现地下水遭受污染，就应及时采取措施，防微杜渐；尽量减少污染物进入地下含水层的机会和数量。主要采取以下措施：

⑴源头控制措施

应对场区中有可能发生污废水泄露的地方，例如场区的生产装置车间、事故水池、污水收集池、污水预处理站、综合污水处理站以及各污水管道等地点要经常巡查，杜绝“跑、冒、滴、漏”等事故的发生，在工程建设时要进行严格的防渗处理，从源头上防止污水进入地下水含水层之中。

⑵分区防治措施

工程依据建设项目场地天然包气带防污性能、污染控制难易程度和污染物特性，结合地下水环境影响评价结果和拟建工程总平面布置情况，将场地分为重点

防渗区、一般防渗区和简单防渗区。

具体防渗分区及防渗措施详见地下水章节。

17.6.2 地下水监控体系

为了及时准确地掌握拟建厂址及下游地区地下水环境质量状况和地下水体中污染物的动态变化，本项目拟建立覆盖全厂的地下水长期监控系统，包括科学、合理地设置地下水污染监控井，地下水污染监控井的建设和管理应满足 HJ/T164《地下水环境监测技术规范》的规定，建立完善的监测制度，配备先进的检测仪器和设备，以便及时发现并及时控制。详见“环境管理与环境监测”一章和地下水章节。

17.6.3 地下水污染应急措施

为有效防范突发环境事件的发生，及时、合理处置可能发生的各类重大、特大环境污染事故，保障生产、生活正常运行，依据《中华人民共和国环境保护法》的规定，特制定场区环境监测方案。

采用“预防为主、以人为本”的原则，建立公司级环境保护系统防范有力、指挥有序、快速高效和统一协调的突发环境事件应急处置体系。依据国家、行业相关标准，优行污染物优先监测，全面规划、合理布局等。详见地下水章节。

17.7 炼化厂区环保治理设施“三同时”一览表

炼化厂区环保治理设施“三同时”见表 17.7-1。

表 17.7-1 厂区环保治理措施“三同时”一览表

名称	主要设施/设备	内容说明	处理功能	备注
废气处理措施	硫磺回收	设置为“5 头 3 尾”， 即硫回收和尾气处理第 1～第 4 系列规模均为：18 万吨/年（热备 1 套，即 3+1 运行方式），第 5 系列规模：6 万吨/年。溶剂再生、烟气碱洗部分系列 1、系列 2 共用一套；系列 3、系列 5 共用一套；系列 4 自用一套	引进了 JACOBS 的硫磺回收技术，采用“二级克劳斯+加氢还原-吸收”工艺；尾气处理采用壳牌最新的 LT-SCOT 专利技术；烟气脱硫采用镇海石化工程股份有限公司开发的硫磺回收烟气钠法脱硫技术。减少含硫污染物的排放量：SO_2 排放<100mg/m^3，NO_X≤50mg/Nm^3，经 120m 烟囱排放	《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）表 4 特别排放限值
	催化裂化装置再生烟气脱硫、除尘设施	采用 WGS 脱硫除尘，设计脱硫率>93%，去除烟气中含的 SO_2、SO_3、和催化剂粉尘	SO_2<50mg/Nm^3，NO_X≤40mg/Nm^3，颗粒物<30mg/Nm^3，Ni≤0.06mg/Nm^3，经过 150m 高的烟囱达标排放大气，经 80m 烟囱排放	《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）表 4 特别排放限值
	超低氮燃烧器	除动力中心锅炉、乙烯裂解炉外，所有加热炉、苯乙烯蒸汽过热炉等均采用超低氮燃烧器	降低 NOx 产生量和排放量，<50mg/Nm^3 排放	氮氧化物排放《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）表 4 标准，氨排放浓度及速率分别满足《火电厂烟气脱硝工程技术规范选择性催化还原法》（HJ 562 -2010）及《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 2 要求其是乙烯装置氮氧化物排放满足《石油化学工业污染物排放标准》GB31571-2015 表 5 标准。
	催化裂化装置再生烟气脱硝设施	采用丹麦 Topsoe 公司的 SCR 脱硝工艺，设计脱硝率>80%	进一步降低烟气中的 NO_X 排放浓度，<40 mg/Nm^3，经 1 根 80m 烟囱达标排放	
	乙烯各裂解炉烟气脱硝设施	采用 SCR 脱硝工艺，设计脱硝率>50%	进一步降低烟气中的 NO_X 排放浓度，<40 mg/Nm^3，经 130m 烟囱达标排放	
	动力中心锅炉烟气脱硝设施	采用 SCR 脱硝工艺，设计脱硝率>70%	进一步降低烟气中的 NO_X 排放浓度，<50mg/Nm^3，经 1 根 150m 烟囱达标排放	环发[2015]164 号《全面实施燃煤电厂超低排放和节能改造工作方案》中的超低排放要求
	废气除尘设施	重油催化裂化装置再生烟气，湿式除尘	除尘后颗粒物<30 mg/Nm^3 后，经 80m 高排气筒排放	
		延迟焦化焦池设水喷淋设施；密闭除焦，运输采用包裹式皮带闭路输送	防止石油焦粉尘排放	
		石油焦制氢装置原料煤仓废气、煤/石油焦转运站、破碎楼废气、磨煤机前煤仓废气，均采用袋式除尘	除尘后颗粒物<30 mg/Nm^3 后，分别经 15-38m 高排气筒排放	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 标准
		乙烯清焦废气，采用特殊旋风分离器除尘	清焦后颗粒物<25mg/Nm^3，经 56m 高排气筒排放	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 标准要求

名称	主要设施/设备	内容说明	处理功能	备注
废气处理措施		高密度聚乙烯装置各含尘废气，分别采用袋式过滤除尘	除尘后颗粒物<20 mg/Nm^3 后，分别经 25~40m 高排气筒达标排入大气	《合成树脂工业污染物排放标准》（GB31572-2015）中表 5 标准
		全密度聚乙烯装置各含尘废气，分别采用袋式过滤除尘	除尘后颗粒物<20 mg/Nm^3 后，分别经 15~25.5m 高排气筒达标排入大气	
		聚丙烯装置各含尘废气，分别采用袋式过滤除尘	除尘后颗粒物<20 mg/Nm^3 后，分别经 22~38m 高排气筒达标排入大气	
		HDPE、FDPE、PP 包装厂房、立体仓库废气，均采用袋式除尘	除尘后颗粒物<20 mg/Nm^3 后，分别经 20m 高排气筒达标排入大气	
		产品码头硫磺成型与包装仓库废气，采用水膜除尘	除尘后颗粒物<4mg/m^3；SO_2<8mg/m^3，H_2S<8mg/m^3，满足标准后分别经 15m 高排气筒排入大气	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 标准
		产品码头煤堆场，除尘	除尘后颗粒物<30 mg/Nm^3 后，分别经 15m 高排气筒排放	
	其它废气处理措施	延迟焦化采用密闭除焦工艺	VOCs 排放与传统工艺相比减少 80%；装置界区或焦池附近，大气中苯并[a]芘浓度<8×10^{-6}mg/m^3	《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）中规定的企业边界大气污染物浓度限值
		连续重整装置催化剂再生废气，UOP 公司的 Chlorsorb 氯吸收技术回收再生气中的氯，氯回收率：97%	经氯回收后，排放气中 NMHC<30mg/Nm^3，氯化物<10mg/Nm^3，经 90m 高排气筒达标排入大气	《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）表 4 标准
		干燥气洗涤塔放空驰放气及生产流变产品时掺混料仓排放气，采用 RTO 处理去除非甲烷总烃，处理规模 25000m^3/h	RTO 热处理后，排放气中 NMHC<60mg/Nm^3，经 30m 高排气筒达标排入大气	《合成树脂工业污染物排放标准》（GB31572-2015）中表 5 标准
		石油焦制氢装置净化单元尾气，采用脱盐水洗涤	降低甲醇和 H_2S 含量后，甲醇≤50mg/Nm^3，总硫≤4.5mg/Nm^3，经 80m 高排气筒排放	《石油化学工业污染物排放标准》（GB31571-2015）中表 6 废气中有机特征污染物及排放限值要求；《恶臭污染物排放标准》中表 2 排放速率的要求（以 H_2S 计）
		固废焚烧炉烟气，采用“碱洗+熟石灰粉和活性炭吸附+袋式除尘”	去除二噁英、重金属、酸性气体及颗粒物后，烟气中 SO_2≤200mg/Nm^3，NOx≤250mg/Nm^3，烟尘≤30mg/Nm^3，经 50m 高烟囱排入大气	《危险废物焚烧污染控制标准》（GB18484-2001）及征求意见稿要求
	储罐	原油储罐，采用外浮顶罐、设置刮蜡设施，采用一二次密封以及氮气密封保护系统	源头上控制油气外排	
		成品汽油、煤油、柴油罐，采用内浮顶、高效密封		

名称	主要设施/设备			内容说明	处理功能	备注
废气处理措施	挥发性有机物无组织排放控制措施			汽油组份及加氢轻油中间罐，采用内浮顶罐、高效密封，设置氮气密封		
				含硫化氢中间原料罐、污油罐，采用内浮顶、全接液高效密封一体式复合材料浮盘，设置氮气密封 重油中间罐、沥青罐，采用内浮顶、、全接液高效密封一体式复合材料浮盘，设置氮气密封，设罐顶呼出气收集处理设施		
				三苯储罐，采用内浮顶罐、高效密封；设氮气密封；设罐顶呼出气收集处理设施		
				轻质化学品和氨储罐，采用压力球罐		
				甲醇、己烷、丙酮、乙苯储罐，采用内浮顶、高效密封		
				苯乙烯、碳九及重组分罐、燃料油罐采用拱顶罐，苯乙烯大小呼吸气送油气回收处理		
				含硫酸性水储罐，采用“罐顶密闭补气＋水封＋胺吸收法＋低压瓦斯管网回收”技术	实现了罐顶气的密闭回收，有效地防止了装置因罐顶气挥发带来的恶臭问题	
		装卸设施	公路	汽油、航煤、三苯等物料采用全密闭下装鹤管，并设置装车油气回收设施；柴油采用全密闭下装鹤管，油气经汇总管，高空排放。沥青采用全密闭上装鹤管，并设置装车油气回收设施；液化气类装车设置油气返回线，实现装车过程的全密闭。		
			铁路	汽油、航煤采用全密闭上装大鹤管，并设置装车油气回收设施；柴油采用全密闭上装大鹤管，油气经汇总管，高空排放。沥青采用全密闭上装小鹤管，并设置装车油气回收设施		
			船舶	油、航煤、三苯等物料采用全密闭装船臂，并设置装车油气回收设施；沥青采用全密闭上装鹤管，并设置装车油气回收设施；液化气类装车设置油气返回线，实现装船过程的全密闭		
		油气回收	火车装车区域—化工中间产品罐区	汽油火车装车油气回收，设计规模：1000Nm^3/h，1 套，采用“吸收+膜+焚烧（催化氧化）”或“吸收+吸附+焚烧工艺（催化氧化）”工艺	经油气回收后，NMHC 去除率≥97%，NMHC≤15mg/m^3，通过 15m 高排气筒排入大气	《油品装载系统油气回收设施设计规范》（GB50759-2012）、《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）
				沥青火车装车油气回收，设计规模：1200Nm^3/h，1 套，采用“冷柴油（5℃~15℃）吸收+湿式脱硫（碱洗）”组合工艺	经油气回收后，NMHC≤50mg/m^3、沥青烟≤10mg/m^3，通过 15m 高排气筒排入大气	

名称	主要设施/设备			内容说明	处理功能	备注
废气处理措施	挥发性有机物无组织排放控制措施	油气回收		化工中间罐区油气回收，设计规模：750Nm^3/h，1 套，采用“吸附+吸收”工艺	经油气回收后，NMHC 去除率≥97%，NMHC≤50mg/m^3，苯乙烯≤50mg/m^3，通过 15m 高排气筒排入大气	
			汽车装卸车--三苯罐区--炼油中间罐区	重油中间储罐油气处理，设计规模：1500Nm^3/h，1 套，采用“冷柴油（5℃~15℃）吸收++湿式脱硫（碱洗）”组合工艺	经油气回收后，NMHC 去除率≥97%，NMHC≤50mg/m^3，通过 15m 高排气筒排入大气	《油品装载系统油气回收设施设计规范》（GB50759-2012）、《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）
				汽油、航煤等汽车装车油气回收，设计规模：1000Nm^3/h，1 套，采用“吸收+膜+焚烧（催化氧化）”工艺	经油气回收后，NMHC 去除率≥97%，NMHC≤15mg/m^3，通过 15m 高排气筒排入大气	《油品装载系统油气回收设施设计规范》（GB50759-2012）、《石油化学工业污染物排放标准》（GB31571 -2015），和中石化“关于加快推进炼油企业 VOCs 提标治理工作的通知”
				沥青汽车装车油气回收，设计规模：500Nm^3/h，1 套，采用“冷柴油（5℃~15℃）吸收+湿式脱硫（碱洗）”组合工艺	经油气回收后，NMHC≤50mg/m^3、沥青烟≤10mg/m^3，通过 15m 高排气筒排入大气	
				芳烃联合中间原料罐区油气回收预处理，设计规模：2000Nm^3/h，1 套，采用“吸附+吸收”工艺	初步降低油气中污染物浓度后，送油气达标处理设施	
				芳烃成品罐区油气回收预处理，设计规模：3000Nm^3/h，1 套，采用“吸附+吸收”工艺	初步降低油气中污染物浓度后，送油气达标处理设施	
				油气达标处理，采用焚烧工艺（催化氧化），设计规模：5000 Nm^3/h	经油气回收后，NMHC 去除率≥97%，NMHC≤15mg/m^3、苯≤2mg/m^3、二甲苯≤10mg/m^3、苯乙烯≤50mg/m^3，通过 15m 高排气筒排入大气	
			产品码头区域	汽油、航煤油装船油气预处理，设计规模：7000Nm^3/h，1 套，采用“吸收+膜”或“冷凝+吸附”工艺	初步降低油气中污染物浓度后，送油气达标处理设施	
				苯、对二甲苯装船油气预处理，设计规模：2500Nm^3/h，1 套，采用“吸附+吸收”工艺		
				苯乙烯装船油气预处理，设计规模：600Nm^3/h，1 套，采用“吸收+吸附”工艺		
				油气达标处理，采用焚烧工艺（催化氧化），设计规模：10100 Nm^3/h	经油气回收后，NMHC 去除率≥97%，NMHC≤15mg/m^3、苯≤2mg/m^3、二甲苯≤10mg/m^3、甲苯≤8mg/m^3，苯乙烯≤50mg/m^3，经 15m 高排气筒排入大气	《石油化学工业污染物排放标准》（GB31571 -2015），和中石化“关于加快推进炼油企业 VOCs 提标治理工作的通知”

名称	主要设施/设备		内容说明	处理功能	备注
废气处理措施			沥青装船油气处理，设计规模：1000Nm^3/h，1 套，采用“冷柴油（5℃~15℃）吸收+湿式脱硫（碱洗）”组合工艺	经油气回收后，NMHC≤50mg/m^3、沥青烟≤10mg/m^3，通过 15m 高排气筒排入大气	《油品装载系统油气回收设施设计规范》（GB50759-2012）、《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）
	装置无组织控制措施		建立 LDAR（泄漏检测与修复）系统和 VOC 管控系统		
	恶臭气体控制措施		炼油及石油焦制氢装置含硫化氢的酸性气，各装置的含 H_2S 干气、液化气首先进行气体脱硫，脱除的 H_2S 随富胺液返回溶剂再生装置，溶剂再生装置、酸性水汽提装置及造气制氢装置的富含 H_2S 的酸性气，送硫磺回收装置生产固体硫磺产品	减少恶臭气体的排放	
			酸性水汽提装置酸性水脱气罐罐顶排出的废气，采用“罐顶密闭补气＋水封＋胺吸收法＋低压瓦斯管网回收”技术。	减少恶臭气体的排放	
			延迟焦化密闭除焦，焦炭塔开盖、冷焦和切焦过程中焦池、焦炭塔废气，含焦粉尾气，均经负压收集后，经脱硫后进入加热炉鼓风机入口，作为燃烧配风	减少恶臭气体、苯并比排放，减少 80%VOC 排放	
			各含油污水预处理，加盖密闭收集含油污水池臭气，采用活性碳吸附处理	经处理后，NMHC≤120mg/m^3，通过 15m 高排气筒排入大气	《石油化学工业污染物排放标准》（GB31571-2015）
			污水处理场，设高浓度臭气处理 1 套，设计规模 12000 Nm^3/h，采用“催化氧化”工艺； 设低浓度臭气处理 1 套，设计规模 160000 Nm^3/h，采用“两段生物法+活性碳纤维吸附”工艺	收集污水处理场臭气，经高、低浓度臭气处理设施处理后，NMHC≤120mg/m^3、苯≤4mg/m^3、二甲苯≤20mg/m^3、甲苯≤15mg/m^3，排气合并经 1 根 30m 高排气筒排入大气	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-1993）的二级标准、《广东省地方标准大气污染物排放限值》（DB44/27-2001），及《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）《石油化学工业污染物排放标准》（GB31571-2015）的特别限制排放要求
			全厂事故池分格设置，加盖密闭	减少恶臭气体的排放	
			在事故状态下和开停工吹扫排出的气体排入火炬系统	避免直接放空带来的恶臭污染	
废气处理措施	火炬	FDPE 地面火炬	1 座，处理规模 58t/h，包括焚烧火炬、分液罐、水封罐等	燃烧处理 FDPE、HDPE、PP 装置正常或事故工况低压排放气	工艺的一部分，同时也作为废

名称	主要设施/设备		内容说明	处理功能	备注
		炼油区	设低低压火炬气放空系统、低压火炬气放空系统（一）、低压火炬气放空系统（二）、高压火炬气放空系统（一）、高压火炬气放空系统（二）、石油焦制氢高压放空系统（低热值）、酸性气放空系统、氨火炬气放空系统。酸性气放空系统与氨火炬气放空系统共用一套火炬筒体、火炬头	燃烧处理部分装置开停工和事故时的放空气	气处理措施。
		化工区	2 套地面火炬，处理规模分别为 1800t/h 和 500t/h。		
废水治理措施	装置内预处理措施	含油污水预处理	全厂共设置 19 个含油污水预处理站（含芳烃联合、HDPE 装置污水预处理）	降低污染负荷，减少污水处理场处理难度	
		硫磺回收	烟气脱硫过程排放的含盐污水，排放量为 7t/h，采用“氧化、中和”预处理	处理后 COD≤50mg/L，排入污水处理场出水监测池，监测达标后排海	
		芳烃联合装置	设计处理规模：2 m^3/h，采用“蒸汽汽提+油水分离”工艺，将含“三苯”的废水中的芳烃回收	处理后 CODcr＜1000mg/L，石油类＜500mg/ L，苯系物＜50mg/L，送全厂污水处理场	
		催化裂化装置	再生烟气脱硫过程排放的含盐污水，排放量为 6.8t/h，采用“絮凝沉降、氧化、过滤、冷却”处理	处理后 SS≤20mg/L、硫酸盐≤7.5wt%，COD≤50mg/L，排入污水处理场出水监测池，监测达标后排海	
		石油焦制氢装置	气化灰水预处理，设计规模：250m^3/h，采用“反应+澄清+多介质过滤+汽提”工艺，	处理后 COD<650 mg/L，TSS＜15mg/L，NH_3＜100 mg/L，氯化物＜500 mg/L，送全厂污水处理场	
		HDPE 装置	设废水聚合污水池，总有效容积 1000m^3，隔油和撇沫处理	降低污染负荷，减少污水处理场处理难度	
		FDPE 装置	设废水收集池和撇沫池，撇沫预处理	降低污染负荷，减少污水处理场处理难度	
	全厂污水处理场	含油含盐污水处理系统	设计规模：2400 m^3/h，分 4 个系列，采用“隔油+两级气浮+A/O+深度处理（高效沉淀+过滤）”工艺	经处理后，COD<50 mg/L，送污水回用系统	
		污水回用系统	预处理段设计规模：3400 m^3/h；超滤规模 2400m^3/h，反渗透规模：2100m^3/h 采用“预处理（臭氧+曝气生物滤池+V 型滤池）+超滤+反渗透”工艺，反渗透系统回收率≥70%，脱盐率≥97%。	污水回用	
		电脱盐污水处理系统	设计规模：300 m^3/h，分 2 个系列，采用“调节除油罐+重力沉降+高效浮选+生化调控”工艺	降低污染负荷，减少高含盐污水处理难度 经处理后，COD<2500 mg/L，石油类<50 mg/L	

名称	主要设施/设备		内容说明	处理功能	备注
		高含盐污水处理系统	设计规模：1000 m^3/h，分 2 个系列，采用“气浮+两级 PACT+WAR+臭氧氧化”工艺	经处理后 COD<50 mg/L，排海	《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）、《石油化学工业污染物排放标准》（GB31571-2015）、《合成树脂工业污染物排放标准》（GB31572-2015）中一般排放限值及《水污染物排放限值》（DB44/26-2001）中更严的标准
		污泥处理系统	各罐底油泥、隔油池油泥、气浮浮渣，采用脱水处理；含油含盐污水处理系统剩余生化污泥和高含盐污水处理系统灰渣，采用脱水、干化处理	降低污泥含水率	
	污水三级防控		全厂事故池总有效容积 180000 m^3。	防止事故时污水外排入环境水体	
固废治理措施	乙烯装置废碱氧化处理		废碱氧化处理：废碱液约 14.78t.h，经处理后硫化物<1mg/L，硫代硫酸钠<100mg/L，送污水处理场处理	降低污染负荷，减少污水处理场处理难度	
	固废焚烧设施		干化设施 1 套，采用蒸汽干化	降低污泥含水率后，送固废焚烧设施	
			污泥焚烧炉，采用回转窑，设计规模：60 t/d，	固废减量化	
	危废暂存库		1 座，面积：2500m^2		
噪声治理措施	隔声罩、消音器等		消声、减振、隔音罩	防止噪声污染	
地下水防渗措施	防渗结构		按《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）要求，划分为重点污染防治区、一般污染防治区和非污染区，分区采用不同的防渗结构	防止污染地下水	
	地下水监测井		设置地下水监测井		
其他环保措施	环境监测分析仪器		包括环境监测站及废水、废气在线、非在线监测仪器。	监测环保设施的运作	
	绿化				
	排污口设置		污染源及排放口规范化设计等		

18 污染物总量控制分析

18.1 总量控制因子

根据《国务院关于印发大气污染防治行动计划的通知》（国发[2013]37 号），大气污染防治行动计划要求“严格实施污染物排放总量控制，将 SO_2、NOx、烟/粉尘和挥发性有机物排放是否符合总量控制要求作为建设项目环境影响评价审批的前置条件。”

结合本项目大气污染物排放情况，确定本项目大气污染物总量控制因子为 SO_2、NOx、烟/粉尘和挥发性有机物。

根据《“十三五”生态环境保护规划》国发[2016]65 号，揭阳市为实施总氮总量控制区域，结合本项目废水排放情况，确定本项目废水的污染物总量控制因子为 COD、氨氮和总氮。

18.2 污染物排放总量核算

18.2.1 本项目污染物实际排放量

根据工程分析，本工程主要污染物排放总量见表 18.1-1。

表 18.1-1　　项目主要污染物排放总量

名称	项目	单位	供热及发电（热电部分）	非热电部分	项目合计
废气	SO_2	吨/年	50.29	908.89	959.19
	NOx	吨/年	502.95	2381.12	2884.07
	烟（粉）尘	吨/年	50.29	484.06	534.36
	VOCs	吨/年	-	3423.05	3423.05
废水	COD	吨/年	-	-	352.85
	氨氮	吨/年	-	-	47.05
	总氮	吨/年	-	-	235.23

备注：①表中排放量包括石油焦制氢装置非正常工况排放 SO_2 和 NOx 分别为 223.56t/a 和 9.89t/a；

18.2.2 热电部分绩效排放量

本项目燃气锅炉产生蒸汽并发电，执行《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2011）燃气轮机组特别排放限值，根据《建设项目主要污染物排放

总量指标审核及管理暂行办法》（环发[2014]197 号）规定，供热及发电部分主要污染物排放总量指标应采取绩效方法核定，热电部分绩效总量根据《关于开展火电、造纸行业和京津冀试点城市高架源排污许可证管理工作的通知》（环水体[2016]189 号）中附件 1“火电行业排污许可证申请与核发技术规范”进行核算，计算公式：

$Mi=（CAPi\times 8400+Di/1000）\times GSPi\times 10^{-3}$

式中：Mi 为第 i 台机组所需替代的主要大气污染物排放总量指标，吨/年；

CAPi 为第 i 台机组的装机容量，兆瓦。

GSPi 为第 i 台机组的排放绩效，克/千瓦时。

热电联产机组的供热部分折算成发电量，用等效发电量表示。计算公式为：

$Di=Hi\times 0.278\times 0.3$

式中：Di 为第 i 台机组供热量折算的等效发电量，千瓦时；

Hi 为第 i 台机组的供热量，兆焦/年。

根据工程分析，总装机容量 CAP=30MW×3=90MW，总供热量 $H=3.22\times 10^{10}$ 兆焦/年。

燃气锅炉采用合成气为燃料，根据“火电行业排污许可证申请与核发技术规范”，燃气锅炉参考采用天然气作燃料的火电机组，二氧化硫排放绩效值 GSP=0.175 克/千瓦时，氮氧化物排放绩效值 GSP=0.25 克/千瓦时，烟尘排放绩效值 GSP=0.0175 克/千瓦时。

经计算，本项目热电部分二氧化硫、氮氧化物和烟尘的绩效排放量见表 18.1-3。

表 18.1-3　　项目热电部分污染物绩效总量

序号	污染物名称	单位	排放量 t/a
1	SO_2	吨/年	602.45
2	NO_x	吨/年	860.65
3	烟尘	吨/年	60.25

18.2.3 本项目总量核算

本项目污染物总量核算见表 18.1-4。

表 18.1-4　　本项目污染物排放总量情况　　单位：t/a

污染物		本项目排放量		实际总量	绩效总量
废气污染物	SO_2	工艺部分	685.33	959.19	1511.34
		供热部分	实际：50.29 绩效：602.45		
		非正常工况	223.56		
	NOx	工艺部分	2371.23	2884.07	3241.77
		供热部分	实际：502.95 绩效：860.65		
		非正常工况	9.89		
	烟（粉）尘	工艺部分	484.06	534.36	544.31
		供热部分	实际：50.29 绩效：60.25		
	VOCs	3423.05		3423.05	-
废水污染物	COD	352.85		352.85	-
	氨氮	47.05		47.05	-
	总氮	235.23		235.23	-

18.2.4 与原环评批复总量的变化

根据广东省环保厅《关于中委广东 2000 万吨/年重油加工工程项目主要污染物排放总量指标审核意见的函》（粤环函[2010]1196 号）及《关于中委广东石化 2000 万吨/年重油加工工程环境影响报告书初审意见的报告》（粤环函[2010]1479 号），原环评批复总量及本项目排放总量情况见表 18.1-5。

表 18.1-5　　本项目主要污染物排放总量指标变化对比表　　单位：t/a

类别	总量控制因子	原环评建议指标	原环评已批指标	本次环评总量指标	与原环评建议指标对比	与原环评已批总量指标对比
废气	SO_2	2900	3810/2900②	959.19	-1940.81	-1940.81
	NO_x	3150	/	2884.07	-265.93	/
	颗粒物	440	/	534.36	+94.36	/
	VOCs	5654.2①	/	3423.05	-2231.15	/
废水	外排废水量	4381795	/	5880840	/	/
	COD	250	250	352.85	+102.85	+102.85
	氨氮	40	/	47.05	+7.05	/

类别	总量控制因子	原环评建议指标	原环评已批指标	本次环评总量指标	与原环评建议指标对比	与原环评已批总量指标对比
	总氮	/	/	235.23	/	/

注：①原环评 VOCs 总量是根据《石油化工行业 VOCs 排放量计算方法》（环办[2015]104 号）及《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》（HJ853-2017）重新核算后数据。

②SO_2 排放量 3810t/a 出自广东省环保厅《关于中委广东 2000 万吨/年重油加工工程项目主要污染物排放总量指标审核意见的函》（粤环函[2010]1196 号），SO_2 排放量 2900t/a 出自广东省环保厅《关于中委广东石化 2000 万吨/年重油加工工程环境影响报告书初审意见的报告》（粤环函[2010]1479 号），对比数据以 2900t/a 为参考。

18.3 主要污染物总量平衡途径

18.3.1 废气污染物

根据广东省生态环境厅出具的本项目主要污染物排放总量指标来源情况的函（粤环函[2019]383 号），本项目主要大气污染物总量平衡途径如下：

本项目动力部分所需二氧化硫（50 吨/年）和氮氧化物（503 吨/年）指标来源于广东粤电靖海发电有限公司超低排放形成的减排量，本项目工艺部分所需二氧化硫（910 吨/年）和氮氧化物（2382 吨/年）来源于广东玉峰玻璃集团有限公司和英德市鸿泰玻璃有限公司脱硫脱硝形成的减排量。

广东粤电靖海发电有限公司 2015 年底二氧化硫排和氮氧化物放量分别为 6502 吨/年和 5156 吨/年，实施超低排放改造后经报生态环境部审核，2018 年底该公司二氧化硫和氮氧化物排放量分别是 5059 吨/年和 4627 吨/年，削减量分别为 1443 吨/年和 529 吨/年，均可满足本项目动力部分排放需求。

广东玉峰玻璃集团有限公司和广东英德鸿泰玻璃有限公司 2015 年底二氧化硫和氮氧化物排放量分别是 4065 和 4840 吨/年，经脱硫脱硝改造并报生态环境部审核后，2018 年二氧化硫和氮氧化物排放量分别是 2728 吨/年和 2445 吨/年，削减量分别是 1337 吨/年和 2395 吨/年，可满足本项目工艺排放的需求。

18.3.2 废水污染物

根据广东省生态环境厅出具的本项目主要污染物排放总量指标来源情况的函（粤环函[2019]383 号），本项目主要废水污染物总量平衡途径如下：

本项目所需化学需氧量指标（353 吨/年）来源于揭阳练江流域 2017 年减排已认定的关闭的 35 家印花厂，共减排化学需氧量约 361.8 吨/年，可以满足本项

目 353 吨/年的需求。指标来源见表 18.3.2-1。

本项目所需氨氮指标（48 吨/年）来源于揭阳练江流域 2017 年减排已认定的关闭 32 家印花厂（氨氮约 23.3 吨）和揭阳市区污水处理厂 2017 年减排量（25.6 吨），共减排氨氮 48.9 吨/年，可以满足本项目 48 吨/年的需求。指标来源见表 18.3.2-2。

18.4 区域污染物减排方案

为确保项目建成投产后项目所在区域环境质量保持达标并持续改善，广东省生态环境厅、揭阳市人民政府相继发布了《广东省生态环境厅关于支持揭阳市做好中委广东石化 2000 万吨/年重油加工工程项目氮氧化物替代削减工作的函》（粤环函[2018]1894 号）、《揭阳市人民政府办公室关于印发<中委广东石化 2000 万吨/年重油加工工程项目区域水环境质量改善污染物削减方案（2018-2020 年）>的通知》（揭府办[2018]113 号）、《揭阳市人民政府办公室关于印发<中委广东石化 2000 万吨/年重油加工工程项目区域大气环境质量改善污染物削减方案（2018-2020 年）>的通知》（揭府办[2018]115 号）、《揭阳市人民政府办公室关于修正中委广东石化 2000 万吨/年重油加工工程区域污染物削减方案的通知》（揭府办[2019]8 号）及《中委广东石化 2000 万吨/年重油加工工程项目区域大气环境质量改善污染物削减方案（2018-2020 年）完成情况说明》（揭市环函[2019]161 号）。根据上述文件内容，广东省、揭阳市通过公交电动化、揭阳本地相关企业的锅炉改造/入园/关停、船舶靠港使用岸电、增设 VOCs 治理措施及新建区域集中污水处理设施等措施确保本项目建成投产后区域环境质量仍可以得到持续改善，本项目主要污染物削减替代方案详见表 18.4-1。

表 18.4-1　　本项目主要污染物削减替代方案　　单位：t/a

名称	项目新增量	区域替代削减量	替代来源	备注
COD	352.85	2912.70	揭阳本地	揭府办[2018]113 号
氨氮	47.05	277.40	揭阳本地	揭府办[2018]113 号
总氮	235.23	485.45	揭阳本地	揭府办[2019]8 号
总磷	3	48.55	揭阳本地	揭府办[2019]8 号
SO_2	959.19	1925.1	揭阳本地	揭府办[2018]115 号
NOx	2884.07	1113.5	揭阳本地	揭府办[2018]115 号
		5200	广东省调剂	粤环函[2018]1894 号
烟粉尘	534.36	1071.9	揭阳本地	揭府办[2018]115 号

名称	项目新增量	区域替代削减量	替代来源	备注
VOCs	3423.05	6846.1	揭阳本地	揭府办[2019]8 号

18.4.1 大气环境质量

在 2014 年揭阳市政府已经提出了《揭阳市大气污染防治行动方案（2014—2017 年）》（揭府〔2014〕52 号）。目标是到 2017 年，全市城市环境空气质量达到国家标准要求，可吸入颗粒物年均浓度不超过 60 微克/立方米、细颗粒物年均浓度不超过 35 微克/立方米。从揭阳环境质量公告中反映出该目标基本实现，2017 年细颗粒物年均浓度为 34 微克/立方米。

根据《揭阳市人民政府办公室关于印发<中委广东石化 2000 万吨/年重油加工工程项目区域大气环境质量改善污染物削减方案（2018-2020 年）>的通知》（揭府办[2018]115 号）、《揭阳市人民政府办公室关于修正中委广东石化 2000 万吨/年重油加工工程区域污染物削减方案的通知》（揭府办[2019]8 号），揭阳市将继续强化减排措施，进一步深化产业结构调整、优化能源消费、加快推进煤改气工程、大力推进集中供热建设、加快推广电动汽车及其他新能源汽车、加强污染源治理、强化锅炉监管整治、强化挥发性有机物治理、实施重点行业提标改造、严格落实排污许可制度等措施，确保在揭阳市环境空气质量达标的基础上，大气环境质量得到持续改善，详见表 18.4-2~6。此外，根据《广东省委办公厅、广东省人民政府办公厅关于印发<广东省打好污染防治攻坚战三年行动计划（2018-2020）年>的通知》（粤办发[2018]29 号），2020 年年底前珠三角地区实现公交电动化，粤东粤西粤北地区各地级以上市公交电动化率达 80%以上，广东省各地级以上市 2018 至 2020 年的公交电动化氮氧化物减排量为 12067.4 吨，详见表 18.4-7。

《中委广东石化 2000 万吨/年重油加工工程项目区域大气环境质量改善污染物削减方案（2018-2020 年）》提出了科学应对污染天气的管理理念，通过 VOCs 重点监管企业错峰生产、加强油气回收监管、机动车限行等手段，实现区域 VOCs 和氮氧化物（NOx）协同控制。要督导 VOCs 重点监管企业、NOx 排放大户提前安排生产计划，制定错峰生产方案。

18.3.2 水环境质量

根据《揭阳市人民政府办公室关于印发<中委广东石化 2000 万吨/年重油加

工工程项目区域水环境质量改善污染物削减方案（2018-2020 年）>的通知》（揭府办[2018]113 号）、《揭阳市人民政府办公室关于修正中委广东石化 2000 万吨/年重油加工工程区域污染物削减方案的通知》（揭府办[2019]8 号），揭阳市将继续强化水体环境保护与整治恢复、调整优化产业结构、推进污染源治理、加强环境管理等措施，确保揭阳市水环境质量得到持续改善，详见表 18.4-8。

可见，项目建成投产后，随着区域污染减排工作的持续深入推进，包括揭阳市区域在内的全省环境质量总体将逐步趋向改善。

19 环境管理与环境监测

在原环评阶段，环评报告和建设单位已制定环境管理和初步监测方案，为适应以改善环境质量为核心的环境管理要求，切实加强环境影响评价管理，落实“生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和环境准入负面清单”(以下简称“三线一单”)约束，建立项目环评审批与规划环评、现有项目环境管理、区域环境质量联动机制（以下简称“三挂钩”机制），企业、园区及政府等各个层面均应严格环境管理，强化监管与监控，建立健全区域环境监测预警体系。

同时，前国家环保部颁布《关于加强化工企业等重点排污单位特征污染物监测工作的通知》（环办监测函[2016]1686 号）等文件，并颁布《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）、《排污单位自行监测技术指南 石油炼制工业》（HJ880-2018）、《排污单位自行监测技术指南 石油化学工业》（HJ 947-2017）、《排污单位自行监测技术指南 火力发电及锅炉》（HJ820-2017）等对企业自行监测提出更明确的要求，并发布《排污单位环境管理台账及排污许可证执行报告技术规范 总则（试行）》（HJ944-2018）、《排污许可证申请与核发技术规范 总则》（HJ 942-2018）、《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》（HJ 853-2017）、《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》（HJ953-2017）等多个排污许可技术文件，对企业环境管理台账及排污许可证执行提出要求，国务院也颁布《打赢蓝天保卫战三年行动计划》（国发〔2018〕22 号）等文件对在线监测提出要求，本次变更后建设单位的环境监测工作应满足相应文件的要求。

19.1 环境管理

19.1.1 施工期环境管理

为保证本项目环保设施的施工质量，工程严格建立并实施环境监理制度。建设单位在施工期间设立工程建设指挥部，下设 HSE 管理部，并委托有环境监理资质或能力的监理公司负责本工程环境保护设施的施工监理。

在施工前，编制完成《施工阶段环境管理和监控计划》，包括环境空气保护、生态环境保护、噪声防护、地表水环境保护、地下水环境保护、事故风险防范、施工营地交通和运输、环保措施“三同时”等内容。

项目HSE管理部及监理公司具体负责如下工作：

⑴负责施工人员的环保教育和培训，提高其环境保护意识，做到文明施工。

⑵在施工中进行监督检查，防止乱砍乱伐、随意扩大施工场地和控制水土流失。

⑶重视施工期的环境保护管理工作，设专人负责落实施工阶段的生态保护和污染防治措施，接受地方环保主管部门的环保检查，并协助地方环境监测部门做好施工期的环境监测工作。

⑷控制施工期间的扬尘、噪声污染状况，如出现严重影响周围居民生活的情况应及时进行解决。

⑸监督和落实项目环保工程设计和实施，主要内容为：

①环保设施资金的筹措、落实及使用情况；

②施工中的环保工程项目是否与经批准的环保工程设计相符合；

③环保工程施工进度及施工质量情况；

④施工中排放“三废”处理情况对周围环境的影响；

⑤对本工程环保设施的施工检查中发现的问题应及时向工程建设指挥部提出，并做出书面意见送达工程建设指挥部及其主管部门；

⑥在对工程环保设施施工检查前，应通知本项目的主管部门和相关环保部门派员参加；

⑦应及时将执行过程出现的问题、建议向上级和当地环保部门报告，以便及时予以修改补充完善。

⑹当施工结束后，应全面检查施工现场地貌景观等的恢复情况。

19.1.2 施工期环境监理

按照国家环境保护部及地方环境保护等主管部门文件要求，环境监理工作包含的主要内容有：

⑴生产废水和生活污水的处理措施环境监理，对生产和生活污水的来源、排放量、水质指标，处理设施的建设过程和处理效果等进行监理，检查和监测是否达到了批准的排放标准。

⑵国体废物处理措施环境监理，固体废物处理包括工业固体废物和生活垃圾处理，达到保证工程所在现场清洁整齐和对环境无污染的要求。

⑶大气污染防治措施环境监理，施工区域大气污染主要来源于施工和生产过程中产生的废气和粉尘。对污染源要求达标排放，对施工区域及其影响区域达到规定的环境质量标准。

⑷噪声控制措施环境监理，为防止噪声危害，对产生强烈噪声或振动的污染源，应按设计要求进行防治，要求施工区域及其影响区域的噪声环境质量达到相应的标准。重点是靠近生活营地和居民区施工的单位，必须避免噪声扰民。

⑸人群健康措施环境监理，保证生活饮用水安全可靠、预防传染疾病、提供必要的福利及卫生条件等方面的措施

⑹环境影响报告书及批复意见、工程设计中提出的环保措施、环境监理、环境监测措施应落实，并为环境监理提供必要的监测数据。对环境影响报告书未提出的环保对策措施进行必要的补充并有效实施。

按照本项目建设项目工程实施方案，具体的环境监理工作内容如下：

①施工期的污染事故风险分析及应急措施落实；

②施工期生态环境保护措施落实；

③施工期环保措施与对策落实；

④营运期环保措施与对策落实；

⑤环境保护管理与监督行动计划落实；

⑥环境监测计划落实；

⑦国家环境保护部等环保主管部门对环评报告书的批复要求及各级环保主管部门对本项目提出的环保要求的落实等。

19.1.3 营运期环境管理

⑴环境管理机构设置

企业将按中石油的环保管理模式设制企业环保管理机构，设立以企业主要负责人为领导的环境保护工作领导小组或环境保护委员会，充分发挥决策层的作用。

企业内部设置 HSE 部作为环境管理机构（HSE 部），配备专职的环境管理人员，项目运行后由该机构负责项目的环境管理工作。环境管理机构的主要职责包括：贯彻执行环保政策、方针，制定实施环保工作计划、规划、制度；审查、监督项目的“三同时”工作，组织各项环保工作的实施、验收及考核；监督“三废”的达标排放及作业场所的劳动保护；开展排污许可申请和企业自行监测；指导和

组织环境监测，落实环境信息公开；组织编制突发环境事件应急预案，按照预案要求配备相应的应急物资与设备；参与事故的调查、分析及处理，编制环保考核等报告。

在生产作业区、班组配备相应的环保管理人员，环保装置和设施配备训练有素、有丰富实践经验的管理人员和操作人员，在公司上下形成多级的环保管理网络。

⑵污染物排放管理要求

本项目环评阶段废气污染物排放清单及标准要求见表19.1-1，详细的环保治理措施主要运行参数见治理措施章节。建设单位应按环评中提出的污染治理措施进行建设，并加强管理，确保实现达标排放。

建设单位申请排污许可过程中，本环境影响报告书以及审批文件中与污染物排放相关的主要内容应当纳入排污许可证。

⑶建设单位环境管理制度

企业内部设置HSE部作为环境管理机构（HSE部），配备专职的环境管理人员，项目运行后由该机构负责项目的环境管理工作。

积极推行HSE管理，促进环保管理规范化。要制定各类环境保护规章制度、规定和技术规程；要建立完善环保档案管理制度，包括各类环保文件、环保设施及检修、运行台账等。

在前期施工建设和后期运营过程中，严格按照有关要求落实环境影响评价、环境监理、排污申报与许可、清洁生产审核、环境监督员等各项环保相关制度，建立完整的台帐制度，按规定缴纳排污费、生态补偿等相关费用，同时加强各项环保治理措施的运行管理，确保达到特别排放限值。其中环境监理工作应当委托具有环境保护设施监理能力的监理机构承担，重点关注主要环保设施与主体工程建设的同步性，环境风险防范与事故应急设施与措施的落实，以及项目的性质、规模、选址、平面布置、工艺及环保措施是否发生重大变动等内容。

此外，根据国家排污许可制度，以改善环境质量为目标，加强对重点污染源环境管理，根据《排污单位环境管理台账及排污许可证执行报告技术规范 总则（试行）》等文件，建立以排污许可证为核心，覆盖污染源建设、生产、关闭全过程的“一证式”管理模式，实行排污许可证执行情况定期报告和重大变动信息动态报告。

⑷环境信息公开

企业应设置全厂环保信息管理系统，并应根据环境保护部第31号令《企业事业单位环境信息公开办法》向社会公开环境信息，公开包括但不限于以下信息：

①基础信息，包括单位名称、组织机构代码、法定代表人、生产地址、联系方式，以及生产经营和管理服务的主要内容、产品及规模；

②排污信息，包括主要污染物及特征污染物的名称、排放方式、排放口数量和分布情况、排放浓度和总量、超标情况，以及执行的污染物排放标准、核定的排放总量；

③防治污染设施的建设和运行情况；

④建设项目环境影响评价及其他环境保护行政许可情况；

⑤突发环境事件应急预案；

⑥其他应当公开的环境信息；

⑦环境自行监测方案。

⑸其他环境管理要求

在项目建设、运行过程中，建设单位发现产生本环境影响评价文件的情形的，应当组织环境影响的后评价，采取改进措施，并报原环境影响评价文件审批部门和建设项目审批部门备案。

19.2 环境监测

19.2.1 环境监测机构设置

根据企业标准，参照《石油化工环境保护设计规范》（SH/T 3024-2017）要求，建设环境监测站，配备相应环境监测仪器、人员、车辆，环境监测站的配置还应满足应急监测要求。

拟设立环境监测站，负责公司的环境监测工作，包括编制企业自行监测方案，完成监测工作，为环境保护管理部门及时提供有关情况和数据资料，并入环境管理机构统一管理。环境监测站配备专职监测分析人员和监测设备，负责正常生产时厂内废水、废气、噪声的监测分析；负责环境在线监控，保证与政府联网通讯畅通，确保外排污染物达标排放；负责厂内突发环境事件的应急监测，按政府要求开展环境自行监测信息公开。

环境监测站与中心化验室共用一栋四层楼的建筑物，环境监测站与公司中心

化验室统一定员。

19.2.2 监测仪器设备配备

监测站配备的主要仪器设备包括但不限于以下内容，建设单位可以根据实际工作的需要增减设备。

⑴水质监测设备

实验室主要设备：pH 计、COD 分析仪、氨氮分析仪、紫外-可见分光光度计、离子色谱仪、红外光谱仪/红外分光光度计、气相分子吸收光谱仪、气相色谱仪、溶解氧测定仪（PPb 级 ）、BOD 分析仪、菌落统计/显微图像分析仪、原子吸收分光光度仪、多参数水质测定仪、离子活度计、微波消解仪、离子测定仪、钠离子计（ppb 级、ppm 级）、TOC 分析仪、凯氏定氮仪、余氯计等

水质应急监测设备：便携式 pH 仪、便携式浊度仪、快速 COD 检测仪、便携式分光光度计、便携式水质全分析实验室、便携式多元素基础水分析仪

在线监测设备：在线 pH 仪、在线 COD 监测仪、在线氨氮监测仪、在线油份仪

⑵大气监测设备

实验室主要设备：气相色谱仪、原子吸收分光光度仪、非分散红外法二氧化硫气体分析仪、紫外分光光度计、离子色谱仪、液相色谱仪、热脱附仪、粉尘测定仪、便携式采样器、现场嗅辨测量仪、烟气监测仪、TOC 分析仪

空气应急监测设备：便携式粉尘测定仪、便携式烟道气分析仪、便携式 CO 检测仪、便携式四合一气体检测仪、便携式风速风向仪

在线监测设备：VOCs 空气地面站、常规空气地面站、厂界站

建立 LDAR 系统及配备相应的检测设备（包括便携式检测仪、便携式红外成像仪、软件管理系统等）。

⑶噪声监测设备

配备精密声级。

⑷其他及应急监测设备

同时可配备环境监测车、冰箱、烘箱等辅助设备。以及应急监测设备（包括应急监测车、车载采样、监测设备等）。

19.2.3 环境监测监控计划

⑴废气监测计划

根据《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ 819-2017）、《排污单位自行监测技术指南 火力发电及锅炉》（HJ 820-2017）、《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》（HJ 853-2017）、《排污单位自行监测技术指南 石油炼制工业》（HJ880-2018）、《排污单位自行监测技术指南 石油化学工业》（HJ947-2018）及《关于加强化工企业等重点排污单位特征污染物监测工作的通知》（环办监测函[2016]1686 号）、国务院《打赢蓝天保卫战三年行动计划》（国发〔2018〕22 号）等文件中的要求，本次环评提出项目废气、废水污染源初步要求，企业在正式投产前应制定企业自行环境监测方案，包括非正常工况下和事故应急监测方案等，建设过程中，如果政府和环境主管部门有其他监测要求，应同时执行。

①有组织废气排放监测

本项目主要有组织污染源排放废气监测计划见表 19.2-1，详细情况表 19.1-1；对于手工监测源，如果设区的市级及以上环境保护主管部门明确要求安装自动监测设备的污染物指标，在设计阶段须采取自动监测。废气监测须按照相应标准分析方法、技术规范同步监测烟气参数。

环保部门监督性监测按当地环保部门的要求执行。

表 19.2-1 有组织废气排放监测计划

装置名称	监测点	监测项目	监测频次
常减压装置 I/II	加热炉排气筒	颗粒物、SO_2、NO_X	自动监测
延迟焦化装置 I/II	加热炉排气筒	颗粒物、SO_2、NO_X	自动监测
加氢裂化	加热炉排气筒	颗粒物、SO_2、NO_X	自动监测
蜡油加氢处理	加热炉排气筒	颗粒物、SO_2、NO_X	自动监测
催化裂化	催化再生排气筒	颗粒物、SO_2、NO_X、VOCs	自动监测
		镍及其化合物、NH_3	1 次/季度
石脑油加氢	加热炉、重沸炉排气筒	颗粒物、SO_2、NO_X	自动监测
连续重整 I/II	加热炉、重沸炉排气筒	颗粒物、SO_2、NO_X	自动监测
	催化剂再生排气筒	NMHC	1 次/月
		氯化氢	1 次/季度
航煤加氢	加热炉排气筒	颗粒物、SO_2、NO_X	1 次/季度
柴油加氢 I /II	加热炉排气筒	颗粒物、SO_2、NO_X	自动监测

装置名称	监测点	监测项目	监测频次
催化汽油加氢	多炉合一排气筒	颗粒物、SO_2、NO_X	自动监测
硫磺回收 I/II/III/V	尾气焚烧炉排气筒	颗粒物、SO_2、NO_X	自动监测
		H_2S	1 次/月
芳烃联合	多炉合一排气筒	颗粒物、SO_2、NO_X、VOCs	自动监测
焦化石脑油加氢	加热炉排气筒	颗粒物、SO_2、NO_X	自动监测
石油焦制氢装置	各料仓/煤仓排气口	颗粒物	1 次/季度
	各转运站排气口	颗粒物	1 次/季度
	各破碎楼排气口	颗粒物	1 次/季度
	磨煤排气	甲醇、氨、颗粒物	1 次/季度
	气化单元排气	氨	1 次/季度
	甲醇洗尾气排气筒	甲醇、H_2S	1 次/季度
乙烯装置	裂解炉排气筒	颗粒物、SO_2、NO_X	自动监测
		氨	1 次/季度
HDPE 装置	挤出造粒排气	NMHC、颗粒物	1 次/月
	粒料干燥器风机排气口	NMHC、颗粒物	1 次/月
	倒袋站排气	NMHC、颗粒物	1 次/月
	粒料均化仓排气	NMHC、颗粒物	1 次/月
FDPE 装置	掺混料仓过滤器排气口	NMHC、颗粒物	1 次/月
	反应器充装种子床排气口	NMHC、颗粒物	1 次/月
	粒料干燥器风机排气口	NMHC、颗粒物	1 次/月
苯乙烯装置	蒸汽过热炉排气筒	颗粒物、SO_2、NO_X	自动监测
PP 装置	粒料干燥器风机排气口	NMHC、颗粒物	1 次/月
	掺混料仓过滤器排气口	NMHC、颗粒物	1 次/月
	RTO 排放气（含进出口）	NMHC、颗粒物、NO_X	1 次/月
动力中心	排气筒	颗粒物、SO_2、NO_X	自动监测
		氨、林格曼黑度	1 次/季度
全厂焚烧系统	焚烧烟气排气筒	NOx、 SO_2、颗粒物	自动监测
		烟气黑度、CO、重金属及其化合物、HCl、HF	1 次/月
		二噁英	1 次/年
污水处理场	恶臭治理尾气排气筒	VOCs	自动监测
		非甲烷总烃、硫化氢	1 次/月
		氨、苯、甲苯、二甲苯	1 次/一季度
各油气回收装置	火车装车油气回收设施进气口、排气筒	NOx、非甲烷总烃	1 次/月
	汽车装车油气处理设施进气口、排气筒		
	罐区达标处理进气口、排气筒		

装置名称	监测点	监测项目	监测频次
	产品码头油气达标处理设施进气口、排气筒		
	化工中间罐区油气处理设施	非甲烷总烃、苯、甲苯、二甲苯	非甲烷总烃每月1次；苯、甲苯、二甲苯等季度1次
	重油储罐油气处理设施		
	芳烃中间原料罐区油气预处理设施进气口、排气筒		
	芳烃成品罐区油气预处理设施进气口、排气筒		
	汽油、航煤等装船油气预处理设施进气口、排气筒		
	苯、对二甲苯等装船油气预处理设施进气口、排气筒		
	苯乙烯装船油气预处理设施进气口、排气筒	非甲烷总烃、苯乙烯	1次/月
	沥青装船油气回收排气筒	非甲烷总烃	1次/月
	沥青汽车装车外排油气		
	沥青火车装车外排油气排气筒		
PE/PP厂房装置	厂房排气口	颗粒物	1次/月
厂外导热油炉1#、2#、3#	导热油炉排气筒	颗粒物、SO_2、NO_X	自动监测
		氨	1次/季度
硫磺成型装置	排气口	SO_2、H_2S、颗粒物	1次/季度

如果在设计阶段，各装置工艺加热炉的单台额定功率低于14MW，可不安装自动在线监测设施，每季度监测一次。

在线监测和手工监测数据采集与处理、采样分析方法按国家颁布的规范执行，包括但不限于《固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法》（GB/T16157-1996）、《固定污染源排放烟气连续监测系统技术要求及检测方法》（HJ75-2017）、《固定污染源烟气（SO_2、NOx、颗粒物）排放连续监测系统技术要求及监测方法》（HJ76-2017）、《大气污染物无组织排放监测技术导则》（HJ/T55-2001）、《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）、《石油化学工业污染物排放标准》（GB31571-2015）及《合成树脂工业污染物排放标准》（GB31572-2015）等。

②无组织废气排放监测

无组织废气排放监测点位设置、监测指标及最低监测频次见表19.2-2。对于设备与管线组件密封点泄漏检测，若同一密封点连续三个周期检测无泄漏情况，则检测周期可延长一倍，但在后续监测中该检测点位一旦检测出现泄漏情况，则监测频次按原规定执行。

表19.2-2　　无组织废气排放监测计划

装置名称	监测点	监测项目	监测频次
无组织排放	企业边界（2个点）	NMHC、H_2S、NH_3、苯、甲苯、二甲苯、苯乙烯、甲醇、氯化氢、颗粒物	在线监测
		臭气浓度	1次/季度
		苯并（a）芘	1次/年
各装置	泵、压缩机、阀门、开口阀或开口管线、气体/蒸汽泄压设备、取样连接系统	挥发性有机物	1次/季度
	法兰及其他连接件、其他密封设备	挥发性有机物	1次/半年

③周边环境质量影响监测

A：环境空气

为了更好的实现环境信息公开，企业拟在区域环境质量设置自动监测站，监测因子包括颗粒物、HCl、苯并(a)芘、苯、甲苯、二甲苯、非甲烷总烃、TVOC、硫化氢、氨、甲醇、臭气浓度等污染因子。临近厂区设置环境监测点3个，主导上风向布设一个监测点和主导下风向布设两个监测点，周边环境空气质量监测点布设还需要满足《环境空气质量监测点位布设技术规范（试行）》（HJ 664）的要求，具体位置在企业自行监测方案中确定。环境空气质量监测计划见表19.2-3。

表19.2-3　　环境空气质量监测计划

类别	监测点	监测项目	监测频次
环境空气	环境监测点（3个）	HCl、颗粒物、苯、甲苯、二甲苯、非甲烷总烃、硫化氢、氨、甲醇、TVOC、$PM_{2.5}$、O_3	在线监测
		臭气浓度	1次/季度
		苯并(a)芘	1次/年

园区需配备VOCs采样、分析、自动连续监测仪器设备和便携式VOCs检测仪，定期进行VOCs排放监测，必要时可建成环境空气VOCs自动监测设施，并

逐步建设组分在线监测、实验室分析能力、监测监控平台等。如园区无法定期完成，建议企业开展 VOCs 监测能力建设。

B：地表水

地表水环境质量监测计划见表 19.2-4。

表 19.2-4　　地表水环境质量监测计划

类别	监测点	监测项目	监测频次
地表水环境	环境监测点（1个）在龙江改河	pH 值、悬浮物、化学需氧量、五日生化需氧量、氨氮、总氮、总磷、总有机碳、石油类、硫化物、氟化物、挥发酚、总钒、总铜、总锌、总氰化物、可吸附有机卤化物、总铅、总镉、总砷、总镍、总汞、总铬、六价铬	1 次/季度
		苯并(a)芘、烷基汞、苯、甲苯、二甲苯、总氰化物、苯乙烯、丙烯腈	1 次/年

地表水的采样和监测需要满足《地表水和污水监测技术规范》（HJ/T91）、《水质 采样技术指导》（HJ494）、《水质 样品的保存和管理技术规定》（HJ493）等技术规定的要求。

⑵废水监测计划

根据原环评，为了生产监控监测，各装置含油、含盐排放口设置油在线监测，酸性水汽提装置排水设置油、氨氮在线监测，设置流量在线监测。各装置的含油、含盐污水外排口设置在线连续采样设备，便于随时采样化验掌握污水动态。

本次设计过程中，为了生产监控监测，建设单位拟在炼油区联合装置和化工区主要污染物排放装置的生产污水出装置前应设置在线分析仪及连续取样器。

建设单位在装置各类废水排放口和各污水处理设施安装废水排放量计量表，可以在以下位置设置在线水质分析仪表，

①pH 计：均质池及总排水口；

②在线 COD 分析仪：污水总进口、总排水口等

③在线油分析仪：污水总进水口、气浮池出水、总排水口等

④在线氨氮分析仪：污水总进水口、气浮池出水、总排水口等

⑤在线总氮分析仪：污水总进水口、气浮池出水、总排水口等

⑥电导率仪：反渗透进口和出口、反渗透浓水、回用水出口。

⑦在线浊度仪：二沉池出口、超滤出口。

⑧ORP 氧化还原电位： AO 池、反渗透进口。

⑨DO 溶解氧仪：A、O、BAF 池。

在以下装置进污水处理场管线设置在线分析仪表。

①电脱盐污水：COD、氨氮、总氮及油含量分析仪；

②石油焦制氢装置污水：COD、氨氮、总氮；

③酸性水汽提装置污水：COD、氨氮、总氮；

④乙烯废碱处理单元废水：COD、氨氮、总氮；

⑤丁二烯装置及 MTBE/丁烯-1 装置：COD；

⑥催化裂化烟气脱硫装置污水：氨氮、总氮分析仪；

⑦硫磺回收装置脱硫污水：COD。

本项目废水监测计划（不含生产监测监控）见表 19.2-5。

表 19.2-5 废水污染源监测计划

装置（设施）	监测点位置	监测项目	监测频次
常减压装置 I、II	电脱盐废水预处理后排放口	总汞	1 次/月
		烷基汞	1 次/半年
		CODcr、氨氮、总氮、石油类	在线监测
延迟焦化装置	冷焦水、切焦水废水排放口	苯并（a）芘	1 次/半年
催化裂化装置	烟气脱硫废水排放口	总镍	1 次/月
		总氮（此废水排入污水处理场的监控池）	在线监测
酸性水汽提装置	废水排放口	总砷	1 次/月
硫回收装置	烟气脱硫废水排放口	CODcr （此废水排入污水处理场的监控池）	在线监测
	酸性水汽提排放口	CODcr、氨氮、总氮	在线监测
乙烯装置	废碱液排放口	CODcr、氨氮、总氮	在线监测
丁二烯装置	丁二烯装置废水排放口	总镍	1 次/月
		CODcr、pH	在线监测
MTBE/丁烯-1	工艺废水	CODcr、pH	在线监测
苯乙烯装置	苯乙烯装置废水排放口	总铬	1 次/月

装置（设施）	监测点位置	监测项目	监测频次
石油焦制氢装置	气化废水预处理排放口	CODcr、氨氮、总氮	在线监测
		硫化物、石油类、SS、总氰化物	1次/月
各生产装置	含油污水排放口	pH、COD、石油类、挥发酚、硫化物、氯化物	1次/周
	含硫污水排放口	pH、COD、石油类、硫化物、氨氮、挥发酚	1次/周
	含盐废水排放口	pH、COD、石油类、氯化物	1次/周
循环水场	含盐污水排放口	pH、COD、悬浮物、氯化物	1次/周
化学水站	污水排放口	pH、COD、悬浮物、氯化物、总溶解性固体、电导率	1次/周
污水总排口（污水处理场出口）	出口	pH、COD、氨氮、石油类、总氮、流量	在线监测
		悬浮物、挥发酚、总磷、硫化物	1次/周
		BOD_5、总有机碳、总钒、苯、甲苯、邻二甲苯、间二甲苯、对二甲苯、乙苯、总氰化物、溶解性总固体、可吸附有机卤化物	1次/月
		苯乙烯、丙烯腈	1次/半年
雨水排放口	出口	pH 、COD、氨氮、石油类、流量、悬浮物	1次/日，如需要，可增设在线油分析表

废水污染物的测定应采用《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）、《石油化学工业污染物排放标准》（GB31571-2015）、《合成树脂工业污染物排放标准》（GB31572-2015）中规定的方法。

⑶土壤

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）、《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）、《排污单位自行监测技术指南 石油化学工业》（HJ947-2018）的相关要求，制定土壤环境跟踪监测计划。

本项目在炼化厂区的装置区、罐区、污水处理场选择3个监测点，原油码头库区内选择1个监测点，管线阀室选择1个监测点，在炼化厂区下风向选择1个监测点，管线周边果园选择1个监测点，原油码头库区周边居民区附近选择1个监测点。根据《土壤环境监测技术规范》（HJ/T166）的布点和采样要求进行采样，监测项目为pH值、硫化物、苯并（a）芘、总铅、总镉、总砷、总镍、总汞、烷基汞、总铬、六价铬、苯、甲苯、二甲苯、乙苯、苯乙烯、钒、石油烃、氰化物、氟化物、氯化物、挥发酚、挥发性有机物等，每年监测1次，监测分析

方法采用国家公开的方法。

监测点位及因子详见表19.2-6。

表19.2-6 土壤跟踪监测计划信息一览表

序号	监测点位	参考坐标		监测因子	监测频次
		经度°N	纬度°E		
1	炼化厂区装置区	116.212	22.941	pH值、硫化物、苯并（a）芘、总铅、总镉、总砷、总镍、总汞、烷基汞、总铬、六价铬、苯、甲苯、二甲苯、乙苯、苯乙烯、钒、石油烃、氰化物、氟化物、氯化物、挥发酚、挥发性有机物	1次/年
2	炼化厂区罐区	116.227	22.945		
3	炼化厂区污水处理场	116.237	22.937		
4	炼化厂区下风向裸土地	116.192	22.914		
5	管线阀室	116.360	22.978	pH值、硫化物、苯并（a）芘、总铅、总镉、总砷、总镍、总汞、烷基汞、总铬、六价铬、钒、石油烃	
6	管线周边果园	116.238	22.955		
7	原油码头库区内	116.492	22.951		
8	原油码头库区周边村庄附近	116.496	22.959		

⑷地下水环境监测计划

在厂区及周边按照地下水流向布设地下水监测井。布设原则如下：

①对重点污染区加密监测；

②以地下水下游区为主，地下水上游区设置背景点；

③以监测潜水含水层为重点。

根据《地下水环境监测技术规范》（HJ/T164），在评价范围内按照地下水流向布设地下水监测井。监测点位和监测项目见表19.2-7。

表19.2-7 炼化厂区地下水长期监测井信息一览表

孔号	位置	监测目的	孔深	上下游关系	监测层位
CG01	厂区西北	地下水上游监测点（背景值）	15m（不穿透潜水与承压水之间的隔水层）	上游	潜水含水层
CG02	厂区东	地下水下游监测点		下游	
CG03	厂区	厂区内地下水监测井（化工区乙烯装置下游监测）		下游	
CG04	厂区东	地下水下游监测点		下游	
CG05	厂区东			下游	
CG06	厂区东			下游	

CG07	厂区	厂区内地下水监测井（一联合下游监测）		下游	
CG08	厂区	厂区内地下水监测井（罐组下游监测）		下游	
CG09	厂区南	地下水下游监测点		下游	
CG10	厂区南			下游	

监测频率为3次/年，于每年的枯水期（4月）、丰水期（8月）和平水期（12月）各进行一次地下水水质监测，地下水采样和监测应符合《地下水环境监测技术规范》（HJ/T164）的要求。

⑸海域和生态监测计划

项目建设期及营运期，应对附近海域进行海洋生态环境和入海污染物情况进行长周期的跟踪监测，及时了解和掌握海洋生态环境、渔业资源和生物多样性的变化趋势。建议委托有资质的环境监测单位制定建设期和运营期生态环境跟踪监测方案，进行专家评审，并依据评审后完善的跟踪监测方案开展相关工作，完成跟踪监测报告报环境保护主管部门备案。

①施工期海域环境监测计划

监测单位应根据工程施工期的环境监测结果编制年度监测报告，送地方环境保护局及交通局等有关管理部门。

施工期海域环境监测计划见表19.2-8及表19.2-9。

表19.2-8　　涉海工程施工环境监测计划

阶段	环境要素	监测项目	监测站位	监测频次
施工期	水质	pH值、SS、DO、COD、铜、铅、锌、镉、石油类等	在产品码头区布设2个站位、周边红线区各布设1个站位；在原油码头区布设2个站位，在临近红线区各布设一个站位，在保护区布设1个站位	施工期内每季进行一次采样监测。施工结束后进行一次后评估监测。
	沉积物	铜、铅、锌、镉、石油类		施工期每年监测一次，施工结束后进行一次后评估监测
	生态生物资源	叶绿素a、鱼卵仔鱼、浮游植物、浮游动物、底栖生物。		施工期内每年春季、秋季进行大潮期的一次监测，施工结束后进行一次后评估监测。

表 19.2-9 涉海工程施工环境监测计划

站位序号	纬度	经度
S1	22° 55.163' N	22° 55.163' N
S3	22° 54.634' N	22° 54.634' N
S5	22° 54.514' N	22° 54.514' N
S4	22° 53.128' N	22° 53.128' N
S2	22° 53.091' N	22° 53.091' N
S6	22° 53.106' N	22° 53.106' N
Y1	22° 55.925' N	22° 55.925' N
Y4	22° 55.371' N	22° 55.371' N
Y2	22° 54.732' N	22° 54.732' N
Y5	22° 54.460' N	22° 54.460' N
Y6	22° 53.981' N	22° 53.981' N
Y3	22° 55.959' N	22° 55.959' N

②营运期海域环境监测计划

A：纳污海域环境质量监测

监测常规因子：水温、pH 值、盐度、活性磷酸盐、石油类、硫化物、NO_3-N、NO_2-N、NH_3-N、非离子氨、DO、COD_{Mn}、SS、Cu、Pb、Zn、Cd、As、Hg、粪大肠菌群

监测特征因子：镍（Ni）、钒（V）、苯、二甲苯、挥发酚、氰化物、苯乙烯、苯并芘、甲苯、丙烯腈、乙苯、甲基叔丁基醚、乙腈、苯酚。

监测站位：根据水环境影响预测结果，水环境影响监测点位建议布设在排污口、排污区边界、邻近的海洋生态红线区。

监测频率：项目建成后五年内每年四次，分别于 1、4、7、10 月进行。待项目运行稳定且监测数据变化不明显时，可逐渐减少监测频率和点位，但监测点位不得少于 5 个，监测频率不得低于每年一次。

B：码头海域环境质量监测

监测项目：pH 值、SS、DO、COD、铜、铅、锌、镉、石油类等

监测站位：各布设 6 个站位（同施工期监测站位）

监测频率：项目建成后五年内每年分别于 1、7 月进行。待项目运行稳定且监测数据变化不明显时，可逐渐减少监测频率，但监测频率不得低于每年一次。

营运期海域环境监测计划见表 19.2-10。

表 19.2-10 涉海工程营运期排污区环境监测站位

站位序号	经度	纬度
P1	116° 16.087' E	22° 54.494' N
P2	116° 15.817' E	22° 54.274' N
P3	116° 15.490' E	22° 54.025' N
P4	116° 14.928' E	22° 53.563' N
P5	116° 15.795' E	22° 54.764' N
P6	116° 15.490' E	22° 54.480' N
P7	116° 14.601' E	22° 54.053' N
P8	116° 13.677' E	22° 54.324' N
P9	116° 16.108' E	22° 53.925' N
P10	116° 15.490' E	22° 53.328' N
P11	116° 16.293' E	22° 54.651' N
P12	116° 16.947' E	22° 55.134' N
P13	116° 17.587' E	22° 54.579' N
P14	116° 17.573' E	22° 53.854' N
P15	116° 16.286' E	22° 54.224' N

C：沉积物

监测项目：

排污区：Cu、Pb、Zn、Cd、Hg、Ni、石油烃、硫化物、挥发酚；总钒、苯、甲苯、二甲苯、总氰化物、丙烯腈。

港区：Cu、Pb、Zn、Cd、石油类

样品采集地点：排污口海区（7 个）和码头港区（6 个）；

监测频率：项目建成后五年内每年 1 次，待项目运行稳定且监测数据变化不明显时，可逐渐减少监测频率，监测频率不得低于每三年一次。

D：生物体质量

监测项目：Cu、Pb、Zn、Cd、Hg、Ni、总钒、石油烃、硫化物、挥发酚、苯、甲苯、二甲苯、总氰化物、丙烯腈。

样品采集地点：排污口海区（7 个）和码头港区（6 个）；

监测频率：项目建成后五年内每年一次，待项目运行稳定且监测数据变化不明显时，可逐渐减少监测频率，监测频率不得低于每三年一次。

E：生物资源

调查项目：叶绿素 a、鱼卵仔鱼、底栖生物。

调查站位：排污口海区（7个）和码头港区（6个）；

监测频率：项目建成后五年内每年春、秋季各一次，待项目运行稳定且监测数据变化不明显时，可逐渐减少监测频率，监测频率不得低于每三年一次。

③监测记录与报告

注意积累试验数据，妥善保存原始监测记录，按要求整理好试验报告。监测数据的有效数字按分析方法的规定加以确定。修改错误数据时，保留原数字的清晰字迹，并有修改人的签字。若分析操作确有过失，数据作废。

环境监测实验室要建立健全的监测资料档案。原始记录、监测报告等分类建档，每年末对当年的监测资料进行全面整理与核实，并予归档。

④事故性环境监测

一旦发生对海域的事故性排放，应立即针对事故的特征污染物、pH值、COD、石油类开展现场监测工作，每小时同步监测一次，直至达标。

⑤岸滩变化跟踪监测

对可能造成影响的岸滩进行跟踪监测，布设8个监测断面，每年春季和秋季各监测一次，遇台风风浪明显时台风前后各加一次。

⑹噪声监测

噪声监测为厂区边界监测，每季至少一次，发现超标，应采取相应措施。噪声监测可以由厂内监测人员完成，但需要配备至少2个声级计。记录噪声的监测数据并统计、存档。

⑺一般工业固体废物和危险废物记录

对于一般工业固体废物的产生量、综合利用量、处置量、贮存量应建立台帐制度，并保存记录。对于危险废物，则按危险废物管理要求，按日记录危险废物的产生量、综合利用量、处置量、贮存量及其具体去向。原料或辅助工序中产生的其他危险废物的情况也应记录。

19.2.4 应急监测计划

拟建监测站负责应急监测工作实施，与公司总调度室、炼油工程指挥部、安全环保处、消防站联合设置应急值班中心，全天候接受厂内污染事故信息。配备

应急监测设备及人员，及时采取应急监测方案，出动监测人员及分析人员，配合公司安全环保处进行环境事故污染源的调查与处置。

应急监测体系如下：

本项目应制定环境应急监测制度和计划，包括监测机构及职责、监测人员及装备配置、监测任务（危险源及环境要素、项目、布点、方法、频率等）、监测质量保证等内容，以适应环境应急监测工作的需要。事故应急监测也可委托地方监测部门进行。在发生事故时，应及时通知监测部门开展监测工作，并协助地方人民政府开展相关应急监测工作，编制应急监测快报和正式报告。

应急监测快报的主要内容应包括：事故发生的时间，接到通知的时间，到达现场监测的时间；事故发生的具体位置及主要污染物的名称；监测实施方案，包括采样点位、监测项目与频次、监测方法等；事故原因及伤亡损失情况的初步分析；主要污染物的流失量、浓度及影响范围的初步估算；简要说明污染物的有害特性、可能产生的危害及处理处置建议；附现场示意图及录像或照片（有条件的情况下）。

初步监测方案包括：

⑴大气污染监测

根据厂内发生污染物事故的地点、泄漏物的种类，及时安排监测点及监测项目

监测点：通常在事故现场及下风向一定范围内设置监测点，若为大型事故还应在下风向生活居住区增设监测点。

监测项目：根据泄漏物的种类可能包括：硫化氢、苯、二甲苯、非甲烷总烃、颗粒物等。

监测频次：按事故级别制定监测频次，对大型事故或毒物泄漏事故，应对相关地点进行紧急高频次监测（至少1次/小时），并随着事故的处理及污染物浓度的降低，逐步降低监测频次，直至环境空气质量恢复正常水平。

⑵水污染监测

当发生火灾爆炸或物料泄漏至排水系统后，立即启动水质应急监测。

监测点设置：在爆炸事故现场或泄漏现场周围排水系统汇水处，增设临时监

测点；增加各污水系统常规监测点的监测频次；

监测项目：根据事故泄漏情况监测 pH、石油类、硫化物、COD（快速法）、挥发酚、苯系物等。

监测频次：自动监测点连续监测，各装置排口及污水系统总口、污水处理场、雨水监控池等常规监测点及临时增设的监测点采取高频次监测（至少每小时 1 次），及时掌握污染物的流向，采取必要措施，防止污染物排放至外环境。

⑶地下水及土壤监测点

如果物料或事故污水泄漏到厂外，则需要根据泄漏情况，设置地下水及土壤的监测点，监测项目根据事故泄漏的物料决定。监测周期需要从事故发生至其后的半年～一年的时间内，定期监测地下水及土壤相关污染物含量，了解事故对地下水及土壤的污染情况。

19.2.5 环境跟踪监测计划

考虑本项目为炼化一体化项目，企业应在装置投产后 5 年内制定环境跟踪监测计划，开展跟踪监测。环境跟踪监测点位、监测因子等应覆盖本次环评监测内容，并根据监测结果的变化趋势，提出相应的改进措施和建议。

19.3 排污口和采样化规范化设置

根据《排污口规范化整治技术要求（试行）》规定，向环境排放污染物(废水、废气、固体废物、噪声)的排污单位的排放口(点、源)，均需进行规范化整治。

本项目向环境排放有毒有害气体的排气筒应设置永久性采样口，必要时应设置采样平台。建设单位按照规定设置满足开展监测所需要的监测设施。废水排放口，废气（采样）监测平台、监测断面和监测孔的设置应符合监测规范要求。监测平台应便于开展监测活动，应能保证监测人员的安全。

废气采样口设置应符合《固定源废气监测技术规范》（HJ/T397-2007）、《固定污染源监测质量保证与质量控制技术规范》（HJ/T373）、《固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法》（GB/T16157-1996）及修改单、《固定污染源排放烟气连续监测系统技术要求及检测方法》（HJ 75-2017）、《固定污染源烟气（SO_2、NOx、颗粒物）排放连续监测系统技术要求及监测方法》

（HJ76-2017）、《大气污染物无组织排放监测技术导则》（HJ/T55-2001）、《石油炼制工业污染物排放标准》（GB 31570-2015）、《石油化学工业污染物排放标准》（GB 31571-2015）、《合成树脂工业污染物排放标准》（GB31572-2015）等标准要求，同时满足如《石油化工环境保护设计规范》（SH/T 3024-2017）等行业规范的要求。

废水在线监测系统应满足《水污染源在线监测系统安装技术规范》（HJ/T353）、《水污染源在线监测系统运行与考核技术规范》(HJ/T355)、《水污染源在线监测系统数据有效性判别技术规范》（HJ/T356）等技术规范的要求。

按《环境保护图形标志-排放口（源）》（GB15562.1-1995）等规定要求设置排污口标志。

排污口的环境保护图形标志牌由环保部统一定点制作，排污口分布图由市环境监管部门统一绘制。排放一般污染物排污口（源），设置提示式标志牌，排放有毒有害等污染物的排污口设置警告式标志牌。

标志牌设置位置在排污口（采样点）附近且醒目处。高度为标注牌上缘离地面 2m。排污口附近 1m 范围内无建筑物，设立式标志牌。

19.4 与排污许可证制度衔接

排污许可证制度是“十三五”国家固定源环境管理的核心，《国务院办公厅关于印发控制污染物排放许可制实施方案的通知》（国办发[2016]81 号）明确将排污许可制建设成为固定污染源环境管理的核心制度，作为企业守法、部门执法、社会监督的依据，为提高环境管理效能和改善环境质量奠定坚实基础。

本项目应严格按照国家和地方排污许可制度的要求，推进排污及污染源“一证式”管理工作，并作为建设单位在生产运营期接受环境监管和环境保护部门实施监管的主要法律文书，单位依法申领排污许可证，按证排污，自证守法。

环境影响评价文件及批复中与污染物排放相关的主要内容应当纳入排污许可证，项目建设内容、产品方案、建设规模，采用的工艺流程、工艺技术方案，污染预防和清洁生产措施，环保设施和治理措施，各类污染物排放总量，在线监测和自主监测要求，环境安全防范措施，环境应急体系和应急设施等，全部按装置、设施载入排污许可证，具体内容详见报告书各章节。企业在设计，建设和运营过程中，需按照许可证管理要求进行监测和申报，自证守法；许可证内容发生

变更应进行申报，重大变更应重新环评和申请许可证变更。环保管理部门对许可证内容进行定期和不定期的监督核查，排污许可证执行情况应作为环境影响后评价的重要依据，发现产生本环境影响评价文件的情形的，应当组织环境影响的后评价，采取改进措施，并报原环境影响评价文件审批部门和建设项目审批部门备案。

表 19.1-1 本项目有组织废气污染物排放清单及管理要求一览表

序号	装置名称	排污口编号	产污环节	排放口类型	排放口参数			排气筒底部中心坐标		废气排放量 Nm^3/h	排放频率	年排放时间 h	污染物	治理措施		排放浓度 mg/Nm^3	排放量		执行标准（浓度 mg/Nm^3，速度 kg/h）			环境监测		
					高度 H(m)	直径 D(m)	温度℃	X	Y					工艺	是否为可行技术		kg/h	t/a	标准名称	浓度限值	速率限值	监测设施	监测频率	监测方法
1	常减压蒸馏装置 I	G5.2.1-1	加热炉烟气	主要排放口	130	2.7	130	419279	2537425	242088	连续	8400	SO_2	低硫燃料气	是	5	1.2	10.2	《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）	50	/	自动监测	连续	固定污染源排气中二氧化硫的测定 碘量法 HJ/T 56 固定污染源排气中二氧化硫的测定 定电位电解法 HJ/T 57 固定污染源排气中二氧化硫的测定 非分散红外吸收法 HJ629
													NOx	超低氮燃烧器		50	12.1	101.7		100	/			固定污染源排气中氮氧化物的测定 紫外分光光度法 HJ/T 42 固定污染源排气中氮氧化物的测定 盐酸萘乙二胺分光光度法 HJ/T43 固定污染源排气中氮氧化物的测定 酸碱滴定法 HJ675 固定污染源排气中氮氧化物的测定 非分散红外吸收法 HJ692 固定污染源排气中氮氧化物的测定 定电位电解法 HJ693
													颗粒物	清洁燃料		8	1.9	16.3		20	/			固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法 GB/T 16157
2	常减压蒸馏装置 II	G5.2.2-2	加热炉烟气	主要排放口	130	2.7	130	419491	2537167	231000	连续	8400	SO_2	低硫燃料气	是	5	1.2	10.2	《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）	50	/	自动监测	连续	固定污染源排气中二氧化硫的测定 碘量法 HJ/T 56 固定污染源排气中二氧化硫的测定 定电位电解法 HJ/T 57 固定污染源排气中二氧化硫的测定 非分散红外吸收法 HJ629
													NOx	超低氮燃烧器		50	11.6	97.0		100	/			固定污染源排气中氮氧化物的测定 紫外分光光度法 HJ/T 42 固定污染源排气中氮氧化物的测定 盐酸萘乙二胺分光光度法 HJ/T 43 固定污染源排气中氮氧化物的测定 酸碱滴定法 HJ675 固定污染源排气中氮氧化物的测定 非分散红外吸收法 HJ692 固定污染源排气中氮氧化物的测定 定电位电解法 HJ693
													颗粒物	清洁燃料		8	1.9	15.5		20	/			固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法 GB/T 16157
3	延迟焦化装置 I	G5.2.3-1	加热炉烟气	主要排放口	80	2	130	419057	2537177	81792	连续	8400	SO_2	低硫燃料气	是	5	0.4	3.4	《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）	50	/	自动监测	连续	固定污染源排气中二氧化硫的测定 碘量法 HJ/T 56 固定污染源排气中二氧化硫的测定 定电位电解法 HJ/T 57 固定污染源排气中二氧化硫的测定 非分散红外吸收法 HJ629
													NOx	超低氮燃烧器		50	4.1	34.4		100	/			固定污染源排气中氮氧化物的测定 紫外分光光度法 HJ/T 42 固定污染源排气中氮氧化物的测定 盐酸萘乙二胺分光光度法 HJ/T 43 固定污染源排气中氮氧化物的测定 酸碱滴定法 HJ675 固定污染源排气中氮氧化物的测定 非分散红外吸收法 HJ692 固定污染源排气中氮氧化物的测定 定电位电解法 HJ693
													颗粒物	清洁燃料		8	0.7	5.5		20	/			固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法 GB/T 16157
4		G5.2.3-2	加热炉烟气	主要排放口	80	2	130	419080	2537150	81792	连续	8400	SO_2	低硫燃料气	是	5	0.4	3.4		50	/	自动监测	连续	固定污染源排气中二氧化硫的测定 碘量法 HJ/T 56 固定污染源排气中二氧化硫的测定 定电位电解法 HJ/T 57 固定污染源排气中二氧化硫的测定 非分散红外吸收法 HJ629
													NOx	低氮燃烧器		50	4.1	34.4		100	/			固定污染源排气中氮氧化物的测定 紫外分光光度法 HJ/T 42 固定污染源排气中氮氧化物的测定 盐酸萘乙二胺分光光度

																						法 HJ/T 43 固定污染源排气中氮氧化物的测定 酸碱滴定法 HJ675 固定污染源排气中氮氧化物的测定 非分散红外吸收法 HJ692 固定污染源排气中氮氧化物的测定 定电位电解法 HJ693
												颗粒物	清洁燃料		8	0.7	5.5		20	/			固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法 GB/T 16157
5	延迟焦化装置II	G5.2.3-4	加热炉烟气	主要排放口	80	2	130	419265	2536944	81792	连续	8400	SO_2	低硫燃料气	是	5	0.4	3.44	《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）	50	/	自动监测	连续	固定污染源排气中二氧化硫的测定 碘量法 HJ/T 56 固定污染源排气中二氧化硫的测定 定电位电解法 HJ/T 57 固定污染源排气中二氧化硫的测定 非分散红外吸收法 HJ 629
													NOx	超低氮燃烧器		50	4.1	34.4		100	/			固定污染源排气中氮氧化物的测定 紫外分光光度法 HJ/T 42 固定污染源排气中氮氧化物的测定 盐酸萘乙二胺分光光度法 HJ/T 43 固定污染源排气中氮氧化物的测定 酸碱滴定法 HJ675 固定污染源排气中氮氧化物的测定 非分散红外吸收法 HJ692 固定污染源排气中氮氧化物的测定 定电位电解法 HJ693
												颗粒物	清洁燃料		8	0.7	5.5		20	/			固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法 GB/T 16157
6		G5.2.3-5	加热炉烟气	主要排放口	80	2	130	419290	2536915	81792	连续	8400	SO_2	低硫燃料气	是	5	0.4	3.4		50	/	自动监测	连续	固定污染源排气中二氧化硫的测定 碘量法 HJ/T 56 固定污染源排气中二氧化硫的测定 定电位电解法 HJ/T 57 固定污染源排气中二氧化硫的测定 非分散红外吸收法 HJ 629
													NOx	超低氮燃烧器		50	4.1	34.4		100	/			固定污染源排气中氮氧化物的测定 紫外分光光度法 HJ/T 42 固定污染源排气中氮氧化物的测定 盐酸萘乙二胺分光光度法 HJ/T 43 固定污染源排气中氮氧化物的测定 酸碱滴定法 HJ675 固定污染源排气中氮氧化物的测定 非分散红外吸收法 HJ692 固定污染源排气中氮氧化物的测定 定电位电解法 HJ693
												颗粒物	清洁燃料		8	0.7	5.5		20	/			固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法 GB/T 16157
7	蜡油加氢处理装置	G5.2.4-1	加热炉烟气	主要排放口	60	2.2	130	419629	2537264	56460	连续	8400	SO_2	低硫燃料气	是	5	0.3	2.4	《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）	50	/	自动监测	连续	固定污染源排气中二氧化硫的测定 碘量法 HJ/T 56 固定污染源排气中二氧化硫的测定 定电位电解法 HJ/T 57 固定污染源排气中二氧化硫的测定 非分散红外吸收法 HJ 629
													NOx	超低氮燃烧器		50	2.8	23.7		100	/			固定污染源排气中氮氧化物的测定 紫外分光光度法 HJ/T 42 固定污染源排气中氮氧化物的测定 盐酸萘乙二胺分光光度法 HJ/T 43 固定污染源排气中氮氧化物的测定 酸碱滴定法 HJ675 固定污染源排气中氮氧化物的测定 非分散红外吸收法 HJ692 固定污染源排气中氮氧化物的测定 定电位电解法 HJ693
												颗粒物	清洁燃料		8	0.5	3.8		20	/			固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法 GB/T 16157
8	加氢裂化装置	G5.2.5-1	加热炉烟气	主要排放口	100	4.2	130	419503	2537469	173230	连续	8400	SO_2	低硫燃料气	是	5	0.9	7.3	《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）	50	/	自动监测	连续	固定污染源排气中二氧化硫的测定 碘量法 HJ/T 56 固定污染源排气中二氧化硫的测定 定电位电解法 HJ/T 57 固定污染源排气中二氧化硫的测定 非分散红外吸收法 HJ 629
													NOx	超低氮燃烧器		50	8.7	72.8		100	/			固定污染源排气中氮氧化物的测定 紫外分光光度法 HJ/T 42 固定污染源排气中氮氧化物的测定 盐酸萘乙二胺分光光度法 HJ/T 43 固定污染源排气中氮氧化物的测定 酸碱滴定法 HJ675 固定污染源排气中氮氧化物的测定 非分散红外吸收法 HJ692 固定污染源排气中氮氧化物的测定 定电位电解法 HJ693

													颗粒物	清洁燃料		8	1.4	11.6		20	/			固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法 GB/T 16157
9	催化裂化装置	G5.2.6-1	催化裂化催化剂再生烟气	主要排放口	80	3.6	58	419722	2537297	288700	连续	8400	SO_2	湿法脱硫（WGS）	是	43.5	12.6	105.4	《石油炼制行业污染物排放标准》（GB31570-2015）表4	50	/	自动监测	连续	固定污染源排气中二氧化硫的测定 碘量法 HJ/T 56 固定污染源排气中二氧化硫的测定定电位电解法 HJ/T 57 固定污染源废气 二氧化硫的测定 非分散红外吸收法 HJ629；
													NOx	低氮燃烧器+SCR	是	40	11.6	97.0		100	/			固定污染源排气中氮氧化物的测定紫外分光光度法 HJ/T 42 固定污染源排气中氮氧化物的测定 盐酸萘乙二胺分光光度法 HJ/T 43； 固定污染源排气 氮氧化物的测定 盐酸滴定法 HJ 675 固定污染源废气 氮氧化物的测定 非分散红外吸收法 HJ 692 固定污染源废气 氮氧化物的测定 定电位电解法 HJ693
													颗粒物	袋式除尘	是	27.8	8.0	67.4		30	/			固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法 GB/T 16157
													镍及其化合物	袋式除尘	是	0.0016	0.0005	0.004		0.3	/	手动监测	1次/季度	大气固定污染源 镍的测定 火焰原子吸收分光光度法 HJ/T 63.1 大气固定污染源 镍的测定 石墨炉原子吸收分光光度法 HJ/T 63.2 大气固定污染源 镍的测定 丁二酮肟-正丁醇萃取分光光度法 HJ/T 63.3
													VOCs	/	/	/	/	/	/	/	/	自动监测	连续	固定污染源废气 挥发性有机物的测定 固相吸附-热脱附/气相色谱-质谱法 HJ734
													氨	/	/	＜2.5	＜0.7	6.0	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表2	/	75	手动监测	1次/季度	空气和废气 氨的测定 纳氏试剂分光光度法 HJ 533-2009
10	柴油加氢装置Ⅰ	G5.2.9-1	加热炉烟气	主要排放口	60	1.6	140	419584	2537536	64820	连续	8400	SO_2	低硫燃料气	是	5	0.3	2.7	《石油炼制工业污染物排放标准》GB 31570-2015	50	-	自动监测	连续	固定污染源排气中二氧化硫的测定 碘量法 HJ/T 56 固定污染源排气中二氧化硫的测定 定电位电解法 HJ/T 57 固定污染源排气中二氧化硫的测定 非分散红外吸收法 HJ 629
													NOx	超低氮燃烧器	是	50	3.24	27.2		100	/			固定污染源排气中氮氧化物的测定 紫外分光光度法 HJ/T 42 固定污染源排气中氮氧化物的测定 盐酸萘乙二胺分光光度法 HJ/T 43 固定污染源排气中氮氧化物的测定 酸碱滴定法 HJ675 固定污染源排气中氮氧化物的测定 非分散红外吸收法 HJ692 固定污染源排气中氮氧化物的测定 定电位电解法 HJ693
													颗粒物	清洁燃料	是	8	0.52	4.4		20	/			固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法 GB/T 16157
11	柴油加氢装置Ⅱ	G5.2.10-1	加热炉烟气	主要排放口	60	1.8	140	419736	2537669	86420	连续	8400	SO_2	低硫燃料气	是	5	0.4	3.6	《石油炼制工业污染物排放标准》GB 31570-2015	50	/	自动监测	连续	固定污染源排气中二氧化硫的测定 碘量法 HJ/T 56 固定污染源排气中二氧化硫的测定 定电位电解法 HJ/T 57 固定污染源排气中二氧化硫的测定 非分散红外吸收法 HJ 629
													NOx	超低氮燃烧器	是	50	4.3	36.3		100	/			固定污染源排气中氮氧化物的测定 紫外分光光度法 HJ/T 42 固定污染源排气中氮氧化物的测定 盐酸萘乙二胺分光光度法 HJ/T 43 固定污染源排气中氮氧化物的测定 酸碱滴定法 HJ675 固定污染源排气中氮氧化物的测定 非分散红外吸收法 HJ692 固定污染源排气中氮氧化物的测定 定电位电解法 HJ693
													颗粒物	清洁燃料	是	8	0.7	5.8		20	/			固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法 GB/T 16157
12	航煤加氢装置	G5.2.11-1	加热炉烟气	主要排放口	42	0.8	130	419685	2537640	18878	连续	8400	SO_2	低硫燃料气	是	5	0.09	0.8	《石油炼制工业污染物排放	50	/	手动监测	1次/季度	固定污染源排气中二氧化硫的测定 碘量法 HJ/T 56 固定污染源排气中二氧化硫的测定 定电位电解法 HJ/T 57 固定污染源排气中二氧化硫的测定 非分散红外吸收法 HJ 629

												NOx	超低氮燃烧器		50	0.9	7.9	标准》（GB31570-2015）	100	/			固定污染源排气中氮氧化物的测定 紫外分光光度法 HJ/T 42 固定污染源排气中氮氧化物的测定 盐酸萘乙二胺分光光度法 HJ/T 43 固定污染源排气中氮氧化物的测定 酸碱滴定法 HJ675 固定污染源排气中氮氧化物的测定 非分散红外吸收法 HJ692 固定污染源排气中氮氧化物的测定 定电位电解法 HJ693
												颗粒物	清洁燃料		8	0.2	1.3		20	/			固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法 GB/T 16157
13	催化汽油加氢装置	G5.2.16-1	加热炉烟气	主要排放口	50	2.5	125	419882	2537519	79072	连续	8400	SO_2	低硫燃料气	是	5	0.4	3.3	《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）	50	/	自动监测	连续	固定污染源排气中二氧化硫的测定 碘量法 HJ/T 56 固定污染源排气中二氧化硫的测定 定电位电解法 HJ/T 57 固定污染源排气中二氧化硫的测定 非分散红外吸收法 HJ 629
												颗粒物	清洁燃料		8	0.6	5.3		20	/			固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法 GB/T 16157
												NOx	超低氮燃烧器		50	4.0	33.2		100	/			固定污染源排气中氮氧化物的测定 紫外分光光度法 HJ/T 42 固定污染源排气中氮氧化物的测定 盐酸萘乙二胺分光光度法 HJ/T 43 固定污染源排气中氮氧化物的测定 酸碱滴定法 HJ675 固定污染源排气中氮氧化物的测定 非分散红外吸收法 HJ692 固定污染源排气中氮氧化物的测定 定电位电解法 HJ693
14	石脑油加氢装置	G5.2.13-1	石脑油加氢单元加热炉烟气	主要排放口	100	2.9	120	419765	2537842	93458	连续	8400	SO_2	低硫燃料气	是	5	0.5	4.0	《石油炼制工业污染物排放标准》（GB 31570-2015）	50	/	自动监测	连续	固定污染源排气中二氧化硫的测定 碘量法 HJ/T 56 固定污染源排气中二氧化硫的测定 定电位电解法 HJ/T 57 固定污染源排气中二氧化硫的测定 非分散红外吸收法 HJ 629
												NOx	超低氮燃烧器	是	50	4.7	39.3		100	/			固定污染源排气中氮氧化物的测定 紫外分光光度法 HJ/T 42 固定污染源排气中氮氧化物的测定 盐酸萘乙二胺分光光度法 HJ/T 43 固定污染源排气中氮氧化物的测定 酸碱滴定法 HJ675 固定污染源排气中氮氧化物的测定 非分散红外吸收法 HJ692 固定污染源排气中氮氧化物的测定 定电位电解法 HJ693
												颗粒物	清洁燃料	是	8	0.8	6.3		20	/			固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法 GB/T 16157
15	焦化石脑油加氢装置	G5.2.14-1	焦化石脑油加氢单元加热炉烟气	主要排放口	50	1.2	130	419642	2537585	10350	连续	8400	SO_2	低硫燃料气	是	5	0.05	0.4	《石油炼制工业污染物排放标准》）（GB 31570-2015）	50	/	自动监测	连续	固定污染源排气中二氧化硫的测定 碘量法 HJ/T 56 固定污染源排气中二氧化硫的测定 定电位电解法 HJ/T 57 固定污染源排气中二氧化硫的测定 非分散红外吸收法 HJ 629
												NOx	超低氮燃烧器	是	50	0.5	4.4		100	/			固定污染源排气中氮氧化物的测定 紫外分光光度法 HJ/T 42 固定污染源排气中氮氧化物的测定 盐酸萘乙二胺分光光度法 HJ/T 43 固定污染源排气中氮氧化物的测定 酸碱滴定法 HJ675 固定污染源排气中氮氧化物的测定 非分散红外吸收法 HJ692 固定污染源排气中氮氧化物的测定 定电位电解法 HJ693
												颗粒物	清洁燃料	是	8	0.08	0.7		20	/			固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法 GB/T 16157
16	连续重整装置	G5.2.15-1	重整进料加热炉烟气1/2/3号中间加热炉烟气脱戊烷塔重沸炉烟气	主要排放口	100	6.5	120	419920	2537828	53323	连续	8400	SO_2	低硫燃料气	是	5	2.7	22.4	《石油炼制工业污染物排放标准》GB 31570-2015	50	/	自动监测	连续	固定污染源排气中二氧化硫的测定 碘量法 HJ/T 56 固定污染源排气中二氧化硫的测定 定电位电解法 HJ/T 57 固定污染源排气中二氧化硫的测定 非分散红外吸收法 HJ 629
												NOx	超低氮燃烧器	是	50	26. 7	224.0		100	/			固定污染源排气中氮氧化物的测定 紫外分光光度法 HJ/T 42 固定污染源排气中氮氧化物的测定 盐酸萘乙二胺分光光度法 HJ/T 43

																						固定污染源排气中氮氧化物的测定 酸碱滴定法 HJ675 固定污染源排气中氮氧化物的测定 非分散红外吸收法 HJ692 固定污染源排气中氮氧化物的测定 定电位电解法 HJ693
												颗粒物	清洁燃料	是	8	4.3	35.8		20	/			固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法 GB/T 16157
17		G5.2.15-2	重整进料加热炉烟气 1/2/3 号中间加热炉烟气脱戊烷塔重沸炉烟气	主要排放口	100	6.5	120	419966	2537764	533323	连续	8400	SO_2	低硫燃料气	是	5	2.7	22.4	《石油炼制工业污染物排放标准》（GB 31570-2015）	50	/	自动监测	连续	固定污染源排气中二氧化硫的测定 碘量法 HJ/T 56 固定污染源排气中二氧化硫的测定 定电位电解法 HJ/T 57 固定污染源排气中二氧化硫的测定 非分散红外吸收法 HJ629
												NOx	超低氮燃烧器	是	50	26.7	224.0		100	/			固定污染源排气中氮氧化物的测定 紫外分光光度法 HJ/T 42 固定污染源排气中氮氧化物的测定 盐酸萘乙二胺分光光度法 HJ/T 43 固定污染源排气中氮氧化物的测定 酸碱滴定法 HJ675 固定污染源排气中氮氧化物的测定 非分散红外吸收法 HJ692 固定污染源排气中氮氧化物的测定 定电位电解法 HJ693
												颗粒物	清洁燃料	是	8	4.3	35.8		20	/			固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法 GB/T 16157
18		G5.2.15-3	催化再生烟气	主要排放口	90	0.2	185	420055	2537929	2097.9	连续	8400	HCl	Chlorsorb 氯吸收	是	10	0.02	0.2	《石油炼制工业污染物排放标准》（GB 31570-2015）	10	/	手动	1 次/季度	固定污染源排气中氯化氢的测定 硫氰酸汞分光光度法 HJ/T 27 固定污染源废气 氯化氢的测定 硝酸银容量法 HJ 548 环境空气和废气 氯化氢的测定 离子色谱法(暂行) HJ549
												NMHC	/	否	3	0.06	0.5		30	/		1 次/月	固定污染源排气中非甲烷总烃的测定 气相色谱法 HJ/T 38-1999
19		G5.2.15-4	催化再生烟气	主要排放口	90	0.2	185	420106	2537874	2097.90	连续	8400	HCl	Chlorsorb 氯吸收	是	10	0.02	0.2		10	/	手动	1 次/季度	固定污染源排气中氯化氢的测定 硫氰酸汞分光光度法 HJ/T 27 固定污染源废气 氯化氢的测定 硝酸银容量法 HJ 548 环境空气和废气 氯化氢的测定 离子色谱法(暂行) HJ549
												NMHC	/	否	3	0.06	0.5		30	/		1 次/月	固定污染源排气中非甲烷总烃的测定 气相色谱法 HJ/T 38-1999
20	芳烃联合装置	G5.2.21-1	歧化进料加热炉，异构化进料加热炉 A8 再蒸馏塔重沸炉烟气	主要排放口	100	5.3	130	420094	2537589	436500	连续	8400	SO_2	低硫燃料气	是	5	2.2	18.3	《石油化学工业污染物排放标准》（GB 31571-2015）	50	/	自动监测	连续	固定污染源排气中二氧化硫的测定 碘量法 HJ/T 56 固定污染源排气中二氧化硫的测定 定电位电解法 HJ/T 57 固定污染源排气中二氧化硫的测定 非分散红外吸收法 HJ629
												NOx	超低氮燃烧器	是	50	21.8	183.3		100	/			固定污染源排气中氮氧化物的测定 紫外分光光度法 HJ/T 42 固定污染源排气中氮氧化物的测定 盐酸萘乙二胺分光光度法 HJ/T 43 固定污染源排气中氮氧化物的测定 酸碱滴定法 HJ675 固定污染源排气中氮氧化物的测定 非分散红外吸收法 HJ692 固定污染源排气中氮氧化物的测定 定电位电解法 HJ693
												颗粒物	清洁燃料	是	8	3.5	29.3		20	/			固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法 GB/T 16157
												VOCs	/	/	/	/	/	/	/	/			固定污染源废气 挥发性有机物的测定 固相吸附-热脱附/气相色谱-质谱法 HJ734
21		G5.2.21-2	抽余液塔重沸炉	主要排放口	100	5.3	130	420216	2537679	696100	连续	8400	SO_2	低硫燃料气	是	5	3.5	29.2	《石油化学工业污染物排放标准》（GB 31571-2015）	50	/	自动监测	连续	固定污染源排气中二氧化硫的测定 碘量法 HJ/T 56 固定污染源排气中二氧化硫的测定 定电位电解法 HJ/T 57 固定污染源排气中二氧化硫的测定 非分散红外吸收法 HJ 629
												NOx	超低氮燃烧器	是	50	34.8	292.4		100	/			固定污染源排气中氮氧化物的测定 紫外分光光度法 HJ/T 42 固定污染源排气中氮氧化物的测定 盐酸萘乙二胺分光光度法 HJ/T 43 固定污染源排气中氮氧化物的测定 酸碱滴定法 HJ675 固定污染源排气中氮氧化物的测定 非分散红外吸收法 HJ692 固定污染源排气中氮氧化物的测定 定电位电解法 HJ693

													颗粒物	清洁燃料	是	8	5.6	46.8		20	/			固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法 GB/T 16157
													VOCs	/	/	/	/	/	/	/	/			固定污染源废气 挥发性有机物的测定 固相吸附-热脱附/气相色谱-质谱法 HJ734
22	硫磺回收装置	G5.2.19-1	硫磺回收装置Ⅰ、Ⅱ尾气焚烧单元排气筒烟气	主要排放口	120	2.1	90	419646	2536703	209162	连续	8400	SO_2	钠法脱硫	是	100	20.9	175.7	《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）	100	/	自动监测	连续	固定污染源排气中二氧化硫的测定 碘量法 HJ/T 56 固定污染源排气中二氧化硫的测定 定电位电解法 HJ/T 57 固定污染源排气中二氧化硫的测定 非分散红外吸收法 HJ 629
													NOx	超低氮燃烧器	是	50	10.5	87.9		100	/			固定污染源排气中氮氧化物的测定 紫外分光光度法 HJ/T 42 固定污染源排气中氮氧化物的测定 盐酸萘乙二胺分光光度法 HJ/T 43 固定污染源排气中氮氧化物的测定 酸碱滴定法 HJ675 固定污染源排气中氮氧化物的测定 非分散红外吸收法 HJ692 固定污染源排气中氮氧化物的测定 定电位电解法 HJ693
													颗粒物	气体原料+清洁燃料		10	2.1	17.6		10	-			固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法 GB/T 16157
23		G5.2.19-2	硫磺回收装置Ⅰ、Ⅱ尾气焚烧单元排气筒烟气	主要排放口	120	1.7	90	419759	2536559	139516	连续	8400	SO_2	钠法脱硫	是	100	14.0	117.2		100	/	自动监测	连续	固定污染源排气中二氧化硫的测定 碘量法 HJ/T 56 固定污染源排气中二氧化硫的测定 定电位电解法 HJ/T 57 固定污染源排气中二氧化硫的测定 非分散红外吸收法 HJ 629
													NOx	超低氮燃烧器	是	50	7.0	58.6		100	/			固定污染源排气中氮氧化物的测定 紫外分光光度法 HJ/T 42 固定污染源排气中氮氧化物的测定 盐酸萘乙二胺分光光度法 HJ/T 43 固定污染源排气中氮氧化物的测定 酸碱滴定法 HJ675 固定污染源排气中氮氧化物的测定 非分散红外吸收法 HJ692 固定污染源排气中氮氧化物的测定 定电位电解法 HJ693
													颗粒物	气体原料+清洁燃料		10	1.4	11.7		10	/			固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法 GB/T 16157
24	石油焦制氢装置	G5.2.22-1	煤焦储运1#圆形料仓排气1排气筒	一般排放口	38	0.5	常温	418897	2537569	5000	连续	8400	颗粒物	袋式除尘	是	＜30	0.2	1.3	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表2	120	35.8	手动	1次/季度	固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法 GB/T 16157
25		G5.2.22-2	煤焦储运1#圆形料仓排气2排气筒	一般排放口	38	0.5	常温	418909	2537577	5000	连续	8400	颗粒物	袋式除尘	是	＜30	0.2	1.3		120	35.8	手动	1次/季度	固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法 GB/T 16157
26		G5.2.22-3	煤焦储运2#圆形料仓排气1排气筒	一般排放口	38	0.5	常温	418921	2537587	5000	连续	8400	颗粒物	袋式除尘	是	＜30	0.2	1.3		120	35.8	手动	1次/季度	固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法 GB/T 16157
27		G5.2.22-4	煤焦储运2#圆形料仓排气2排气筒	一般排放口	38	0.5	常温	418935	2537597	5000	连续	8400	颗粒物	袋式除尘	是	＜30	0.2	1.3		120	35.8	手动	1次/季度	固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法 GB/T 16157
28		G5.2.22-5	煤焦储运1#转运站排气1排气筒	一般排放口	25	0.45	常温	418948	2537608	4000	连续	8400	颗粒物	袋式除尘	是	＜30	0.1	1.0		120	14.5	手动	1次/季度	固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法 GB/T 16157
29		G5.2.22-6	煤焦储运1#转运站排气2排气筒	一般排放口	25	0.45	常温	418960	2537617	4000	连续	8400	颗粒物	袋式除尘	是	＜30	0.1	1.0		120	14.5	手动	1次/季度	固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法 GB/T 16157

30		G5.2.22-7	煤焦储运2#转运站排气筒	一般排放口	25	0.45	常温	418972	2537627	4000	连续	8400	颗粒物	袋式除尘	是	＜30	0.1	1.0		120	14.5	手动	1次/季度	固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法 GB/T 16157
31		G5.2.22-8	煤焦储运3#转运站排气筒	一般排放口	15	0.55	常温	418984	253763 9	6000	间断	5250	颗粒物	除尘	是	＜30	0.2	1.5		120	3.5	手动	1次/季度	固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法 GB/T 16157
32		G5.2.22-9	煤焦储运单元破碎楼排气筒	一般排放口	15	0.6	常温	418955	2537772.1	8000	间断	5250	颗粒物	除尘	是	＜30	0.2	2.0		120	3.5	手动	1次/季度	固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法 GB/T 16157
33		G5.2.22-10	原料储存与准备单元磨煤机前煤仓1排气筒	一般排放口	15	0.4	常温	418649	2537680	3000	连续	8400	颗粒物	除尘	是	＜30	0.09	0.8		120	3.5	手动	1次/季度	固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法 GB/T 16157
34		G5.2.22-11	原料储存与准备单元磨煤机前煤仓2排气筒	一般排放口	15	0.4	常温	418792	2537265	3000	连续	8400	颗粒物	除尘	是	＜30	0.09	0.8		120	3.5	手动	1次/季度	固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法 GB/T 16157
35		G5.2.22-12	原料储存与准备单元磨煤机前煤仓3排气筒	一般排放口	15	0.4	常温	418649	2537363	3000	连续	8400	颗粒物	除尘	是	＜30	0.09	0.8		120	3.5	手动	1次/季度	固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法 GB/T 16157
36		G5.2.22-13	原料储存与准备单元磨煤机前煤仓4排气筒	一般排放口	15	0.4	常温	418752	2537587	3000	连续	8400	颗粒物	除尘	是	＜30	0.09	0.8		120	3.5	手动	1次/季度	固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法 GB/T 16157
37		G5.2.22-14	原料储存与准备单元磨煤机前煤仓5排气筒	一般排放口	15	0.4	常温	419156	2537745	3000	连续	8400	颗粒物	除尘	是	＜30	0.09	0.8		120	3.5	手动	1次/季度	固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法 GB/T 16157
38		G5.2.22-15	原料储存与准备单元磨煤机前煤仓6排气筒	一般排放口	15	0.4	常温	418964	2537612	3000	连续	8400	颗粒物	除尘	是	＜30	0.09	0.8		120	3.5	手动	1次/季度	固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法 GB/T 16157
39		G5.2.22-16	料浆制备磨煤机1排气筒	一般排放口	20	0.85	常温	418942	2537511	15495	连续	8400	颗粒物	/	/	＜30	0.5	3.9		120	5.9	手动	1次/季度	固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法 GB/T 16157
													甲醇	/	/	<5	0.08	0.7	《石油化学工业污染物排放标准》（GB31571-2015）	50	/	手动	1次/季度	固定污染源排气中甲醇的测定 气相色谱法 HJ/T33
													NH_3	/	/	1	0.02	0.2	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表2	/	8.7	手动	1次/季度	空气和废气 氨的测定 纳氏试剂分光光度法 HJ 533-2009
40		G5.2.22-17	料浆制备磨煤机2排气筒	一般排放口	20	0.85	常温	419027	2537573	15495	连续	8400	甲醇	/	/	<5	0.08	0.7	《石油化学工业污染物排放标准》（GB315	50	/	手动	1次/季度	固定污染源排气中甲醇的测定 气相色谱法 HJ/T33

																	71-2015）						
												颗粒物	/	/	＜30	0.5	3.9	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表2	120	5.9	手动		固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法 GB/T 16157
												NH_3	/	/	1	0.02	0.2		/	8.7	手动	1次/季度	空气和废气 氨的测定 纳氏试剂分光光度法 HJ 533-2009
41		G5.2.22-18	气化锁斗泄压废气排气筒	一般排放口	53	0.2	70	418956	2537715	40	连续	8400	NH_3	/	/	4.47%v	1.4	11.4	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表2	/	35	手动	1次/季度	空气和废气 氨的测定 纳氏试剂分光光度法 HJ 533-2009
42		G5.2.22-19	气化单元渣池放空气	一般排放口	53	0.132	70	418856	2537825	40	连续	8400	NH_3	/	/	4.47%v	1.4	11.4		/	35	手动	1次/季度	空气和废气 氨的测定 纳氏试剂分光光度法 HJ 533-2009
43		G5.2.22-23	低温甲醇洗单元低温甲醇洗废气	一般排放口	80	1.8	15-25	418695	2537629	257491	连续	8400	H_2S	低硫燃料气	是	4.55	1.2	9.8		/	9.3	手动	1次/季度	空气和废气 硫化氢的测定 亚甲基蓝分光度法
												甲醇	甲醇洗	否	＜50	12.9	108.1	《石油化学工业污染物排放标准》（GB31571-2015）	50	/	手动	1次/季度	固定污染源排气中甲醇的测定 气相色谱法 HJ/T33
44	乙烯装置	G5.3.1-1	1#液体裂解炉烟气	主要排放口	60	2	130	419044	2538006	167671	连续	8000	SO_2	低硫燃料气	是	5	0.8	6.7	《石油化学工业污染物排放标准》（GB31571-2015）	50	/	自动监测	连续	固定污染源排气中二氧化硫的测定 碘量法 HJ/T 56 固定污染源排气中二氧化硫的测定 定电位电解法 HJ/T 57 固定污染源排气中二氧化硫的测定 非分散红外吸收法 HJ 629
												NOx	低氮燃烧器+SCR		40	6.7	53.7		100	/			固定污染源排气中氮氧化物的测定 紫外分光光度法 HJ/T 42 固定污染源排气中氮氧化物的测定 盐酸萘乙二胺分光光度法 HJ/T 43 固定污染源排气中氮氧化物的测定 酸碱滴定法 HJ675 固定污染源排气中氮氧化物的测定 非分散红外吸收法 HJ692 固定污染源排气中氮氧化物的测定 定电位电解法 HJ693
												颗粒物	清洁燃料		10	1.7	13.4		20	/			固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法 GB/T 16157
												NH_3	/	否	2.5	0.4	3.4	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）	/	75	手动监测	1次/季度	空气和废气 氨的测定 纳氏试剂分光光度法 HJ 533-2009
45		G5.3.1-2	2#液体裂解炉烟气	主要排放口	60	2	130	419063	2538018	167671	连续	8000	SO_2	低硫燃料气	是	5	0.8	6.7	《石油化学工业污染物排放标准》（GB31571-2015）	50	/	自动监测	连续	固定污染源排气中二氧化硫的测定 碘量法 HJ/T 56 固定污染源排气中二氧化硫的测定 定电位电解法 HJ/T 57 固定污染源排气中二氧化硫的测定 非分散红外吸收法 HJ 629
												NOx	低氮燃烧器+SCR		40	6.7	53.7		100	/			固定污染源排气中氮氧化物的测定 紫外分光光度法 HJ/T 42 固定污染源排气中氮氧化物的测定 盐酸萘乙二胺分光光度法 HJ/T 43 固定污染源排气中氮氧化物的测定 酸碱滴定法 HJ675 固定污染源排气中氮氧化物的测定 非分散红外吸收法 HJ692 固定污染源排气中氮氧化物的测定 定电位电解法 HJ693
												颗粒物	清洁燃料		10	1.7	13.4		20	/			固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法 GB/T 16157
												NH_3	/		2.5	0.4	3.4	《恶臭污染物排放	/	75	手动监测	1次/季度	空气和废气 氨的测定 纳氏试剂分光光度法 HJ 533-2009

																	标准》（GB14554-93）					
46		G5.3.1-3	3#液体裂解炉烟气	主要排放口	60	2	130	419080	2538031	167671	连续	8000	SO_2	低硫燃料气	是	5	0.8	6.7	《石油化学工业污染物排放标准》（GB31571-2015）	50	/	自动监测	连续	固定污染源排气中二氧化硫的测定 碘量法 HJ/T 56 固定污染源排气中二氧化硫的测定 定电位电解法 HJ/T 57 固定污染源排气中二氧化硫的测定 非分散红外吸收法 HJ 629
													NOx	低氮燃烧器+SCR		40	6.7	53.7		100	/			固定污染源排气中氮氧化物的测定 紫外分光光度法 HJ/T 42 固定污染源排气中氮氧化物的测定 盐酸萘乙二胺分光光度法 HJ/T 43 固定污染源排气中氮氧化物的测定 酸碱滴定法 HJ675 固定污染源排气中氮氧化物的测定 非分散红外吸收法 HJ692 固定污染源排气中氮氧化物的测定 定电位电解法 HJ693
													颗粒物	清洁燃料		10	1.7	13.4		20	/			固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法 GB/T 16157
													NH_3	/		2.5	0.4	3.4	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）	/	75	手动监测	1 次/季度	空气和废气 氨的测定 纳氏试剂分光光度法 HJ 533-2009
47		G5.3.1-4	4#液体裂解炉烟气	主要排放口	60	2	130	419098	2538042	167671	连续	8000	SO_2	低硫燃料气	是	5	0.8	6.7	《石油化学工业污染物排放标准》（GB31571-2015）	50	/	自动监测	连续	固定污染源排气中二氧化硫的测定 碘量法 HJ/T 56 固定污染源排气中二氧化硫的测定 定电位电解法 HJ/T 57 固定污染源排气中二氧化硫的测定 非分散红外吸收法 HJ 629
													NOx	低氮燃烧器+SCR		40	6.7	53.7		100	/			固定污染源排气中氮氧化物的测定 紫外分光光度法 HJ/T 42 固定污染源排气中氮氧化物的测定 盐酸萘乙二胺分光光度法 HJ/T 43 固定污染源排气中氮氧化物的测定 酸碱滴定法 HJ675 固定污染源排气中氮氧化物的测定 非分散红外吸收法 HJ692 固定污染源排气中氮氧化物的测定 定电位电解法 HJ693
													颗粒物	清洁燃料		10	1.7	13.4		20	/			固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法 GB/T 16157
													NH3	/		2.5	0.4	3.4	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）	/	75	手动监测	1 次/季度	空气和废气 氨的测定 纳氏试剂分光光度法 HJ 533-2009
48		G5.3.1-5	5#液体裂解炉烟气	主要排放口	60	2	130	419115	2538054	167671	连续	8000	SO_2	低硫燃料气	是	5	0.8	6.7	《石油化学工业污染物排放标准》（GB31571-2015）	50	/	自动监测	连续	固定污染源排气中二氧化硫的测定 碘量法 HJ/T 56 固定污染源排气中二氧化硫的测定 定电位电解法 HJ/T 57 固定污染源排气中二氧化硫的测定 非分散红外吸收法 HJ 629
													NOx	低氮燃烧器+SCR		40	6.7	53.7		100	/			固定污染源排气中氮氧化物的测定 紫外分光光度法 HJ/T 42 固定污染源排气中氮氧化物的测定 盐酸萘乙二胺分光光度法 HJ/T 43 固定污染源排气中氮氧化物的测定 酸碱滴定法 HJ675 固定污染源排气中氮氧化物的测定 非分散红外吸收法 HJ692 固定污染源排气中氮氧化物的测定 定电位电解法 HJ693
													颗粒物	清洁燃料		10	1.7	13.4		20	/			固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法 GB/T 16157
													NH_3	/		2.5	0.4	3.4	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）	/	75	手动监测	1 次/季度	空气和废气 氨的测定 纳氏试剂分光光度法 HJ 533-2009
49		G5.3	1#气体裂	主要	60	2	130	419	25380	128	连	800	SO_2	低硫燃料	是	5	0.6	5.2	《石油化	50	/	自动	连续	固定污染源排气中二氧化硫的测定 碘量法 HJ/T 56

		.1-6	解炉烟气	排放口				132	66	657	续	0		气					学工业污染物排放标准》（GB31571-2015）			监测		固定污染源排气中二氧化硫的测定 定电位电解法 HJ/T 57 固定污染源排气中二氧化硫的测定 非分散红外吸收法 HJ 629
													NOx	低氮燃烧器+SCR		40	5.2	41.2		100	/			固定污染源排气中氮氧化物的测定 紫外分光光度法 HJ/T 42 固定污染源排气中氮氧化物的测定 盐酸萘乙二胺分光光度法 HJ/T 43 固定污染源排气中氮氧化物的测定 酸碱滴定法 HJ675 固定污染源排气中氮氧化物的测定 非分散红外吸收法 HJ692 固定污染源排气中氮氧化物的测定 定电位电解法 HJ693
													颗粒物	清洁燃料		10	1.3	10.3		20	/			固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法 GB/T 16157
													NH_3	/		2.5	0.3	2.6	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）	/	75	自动监测	1 次/季度	空气和废气 氨的测定 纳氏试剂分光光度法 HJ 533-2009
50		G5.3.1-7	2#气体裂解炉烟气	主要排放口	60	2	130	419132	2538066	128657	连续	8000	NH_3	/	/	2.5	0.3	2.6		/	75	手动监测	1 次/季度	空气和废气 氨的测定 纳氏试剂分光光度法 HJ 533-2009
													SO_2	低硫燃料气	是	5	0.6	5.2	《石油化学工业污染物排放标准》（GB31571-2015）	50	/	自动监测	连续	固定污染源排气中二氧化硫的测定 碘量法 HJ/T 56 固定污染源排气中二氧化硫的测定 定电位电解法 HJ/T 57 固定污染源排气中二氧化硫的测定 非分散红外吸收法 HJ 629
													NOx	低氮燃烧器+SCR		40	5.2	41.2		100	/			固定污染源排气中氮氧化物的测定 紫外分光光度法 HJ/T 42 固定污染源排气中氮氧化物的测定 盐酸萘乙二胺分光光度法 HJ/T 43 固定污染源排气中氮氧化物的测定 酸碱滴定法 HJ675 固定污染源排气中氮氧化物的测定 非分散红外吸收法 HJ692 固定污染源排气中氮氧化物的测定 定电位电解法 HJ693
													颗粒物	清洁燃料		10	1.3	10.3		20	/			固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法 GB/T 16157
51	HDPE装置	G5.3.5-1	粉料输送单元输送氮气鼓风机排放气	主要排放口	15	0.15	40	418847	2537897	300	间断	40	颗粒物	除尘	是	10	0.003	0.0001	《合成树脂工业污染物排放标准》（GB31572-2015）	20	/	手动	1 次/月	固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法 GB/T 16157
													非甲烷总烃	/	/	55	0.02	0.0007		60	/	手动		固定污染源排气中非甲烷总烃的测定 气相色谱法 HJ/T 38
52		G5.3.5-2	己烷回收单元吸附塔吸附剂再生后期排放气	主要排放口	46	0.2	40	418826	2537914	1250	间断	8	非甲烷总烃（己烷）	/	/	20	0.03	0.0002		60	/	手动		固定污染源排气中非甲烷总烃的测定 气相色谱法 HJ/T 38
53		G5.3.5-5	挤出造粒单元挤出造粒机进料脱气过滤器排放气	主要排放口	15	0.08	40	418875	2537940	50	连续	8000	颗粒物	除尘	是	10	0.0005	0.004		20	/	手动		固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法 GB/T 16157
													非甲烷总烃	/	/	10	0.0005	0.004		60	/	手动		固定污染源排气中非甲烷总烃的测定 气相色谱法 HJ/T 38
54		G5.3.5-6	挤出造粒单元粒料干燥器风机排放气	主要排放口	30	0.6	100	418894	2538008	18000	连续	8000	颗粒物	除尘	是	10	0.2	1.4		20	/	手动		固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法 GB/T 16157
													非甲烷总烃	/	/	20	0.4	2.9		60	/	手动		固定污染源排气中非甲烷总烃的测定 气相色谱法 HJ/T 38
55		G5.3.5-7	挤出造粒单元中间粒料仓排气筒	主要排放口	45	0.15	60	418805	2537931	2160	间断	/	颗粒物	除尘	是	10	0.02	/		20	/	手动		固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法 GB/T 16157
													非甲烷总烃			10	0.02	/		60	/	手动		固定污染源排气中非甲烷总烃的测定 气相色谱法 HJ/T 38
56		G5.3.5-8	挤出造粒单元添加剂倒袋站排风机 1	主要排放口	30	0.2	40	418800	2537905	1850	连续	8000	颗粒物	除尘	是	10	0.02	0.2		20	/	手动		固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法 GB/T 16157

			排放气																			
57		G5.3.5-9	挤出造粒单元添加剂倒袋站排风机 2 排放气	主要排放口	25	0.08	40	418797	2537899	10	间断	/	颗粒物	除尘	是	10	0.0001	/		20	/	手动		固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法 GB/T 16157
58		G5.3.5-10	粒料均化单元均化仓排放气	主要排放口	40	0.6	60	418869	2537830	5500	连续	8000	颗粒物	除尘	是	10	0.06	0.4		20	/	手动		固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法 GB/T 16157
59	FDPE 装置	G5.3.6-1	树脂添加剂处理单元添加剂倾倒站排放气	主要排放口	16	0.4	30	418649	2538075	60	间断	800	颗粒物	除尘	是	10	0.0006	0.00 05	《合成树脂工业污染物排放标准》GB31572-2015	20	/	手动	1 次/月	固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法 GB/T 16157
60		G5.3.6-2	树脂输送单元造粒干燥器排放气（1）	主要排放口	20	0.8	30	418620	2538082	25000	连续	8000	颗粒物	除尘	是	10	0.3	2		20	/	手动	1 次/月	固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法 GB/T 16157
61		G5.3.6-3	树脂输送单元造粒干燥器排放气（2）	主要排放口	20	0.8	30	418650	2538100	25000	连续	8000	颗粒物	除尘	是	10	0.3	2		20	/	手动	1 次/月	固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法 GB/T 16157
62		G5.3.6-4	树脂添加剂处理单元滑石粉倒袋仓过滤器排放气	主要排放口	25.5	0.15	30	418658	2538067	210	间断	200	颗粒物	除尘	是	10	0.002	0.00 04		20	/	手动	1 次/月	固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法 GB/T 16157
63		G5.3.6-5	原料供给和精制单元挤压机料斗过滤器排放气	主要排放口	17	0.1	30	418696	2538135	130	连续	8000	颗粒物	除尘	是	10	0.001	0.01		20	/	手动	1 次/月	固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法 GB/T 16157
64		G5.3.6-6	反应单元反应器充装种子床排放气（1）	主要排放口	30	0.4	30	418742	2538046	3000	间断	12	颗粒物	除尘	是	10	0.03	0.00 04		20	/	手动	1 次/月	固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法 GB/T 16157
65		G5.3.6-7	反应单元反应器充装种子床排放气（2）	主要排放口	30	0.4	30	418695	2538064	3000	间断	12	颗粒物	除尘	是	10	0.03	0.00 04		20	/	手动	1 次/月	固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法 GB/T 16157
66		G5.3.6-8	反应单元催化剂缓冲罐排放气（1）	主要排放口	15	0.1	30	418688	2538057	160	间断	400	颗粒物	除尘	是	10	0.002	0.00 06		20	/	手动	1 次/月	固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法 GB/T 16157
67		G5.3.6-9	反应单元催化剂缓冲罐排放气（2）	主要排放口	15	0.1	30	418730	2538057	160	间断	400	颗粒物	除尘	是	10	0.002	0.00 06		20	/	手动	1 次/月	固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法 GB/T 16157
68		G5.3.6-10	反应单元催化剂放空过滤器排放气（1）	主要排放口	15	0.15	30	418742	2538072	2250	间断	12	颗粒物	除尘	是	10	0.02	0.00 03		20	/	手动	1 次/月	固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法 GB/T 16157
69		G5.3.6-1	反应单元催化剂放	主要排放	15	0.15	30	418737	2538065	2250	间断	12	颗粒物	除尘	是	10	0.02	0.00 03		20	/	手动	1 次/月	固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法 GB/T 16157

		1	空过滤器排放气（2）	口																			
70		G5.3.6-12	挤出造粒单元粉料输送系统料斗过滤器排放气（1）	主要排放口	15	0.1	30	418794	2538062	10	连续	8000	颗粒物	除尘	是	10	0.0001	0.0008		20	/	手动	1 次/月	固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法 GB/T 16157
71		G5.3.6-13	挤出造粒单元粉料输送系统料斗过滤器排放气（2）	主要排放口	15	0.1	30	418663	2538041	10	连续	8000	颗粒物	除尘	是	10	0.0001	0.0008		20	/	手动	1 次/月	固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法 GB/T 16157
72		G5.3.6-14	挤出造粒单元粉料输送系统置换排放气（1）	主要排放口	15	0.1	30	418694	2538062	10	连续	8000	颗粒物	除尘	是	10	0.0001	0.0008		20	/	手动	1 次/月	固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法 GB/T 16157
73		G5.3.6-15	挤出造粒单元粉料输送系统置换排放气（2）	主要排放口	15	0.1	30	418726	2538081	10	连续	8000	颗粒物	除尘	是	10	0.0001	0.0008		20	/	手动	1 次/月	固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法 GB/T 16157
74		G5.3.6-16	挤出造粒单元掺混料仓过滤器排放气（1）	主要排放口	15	0.5	30	418756	2538103	6500	连续	8000	颗粒物	除尘	是	10	0.07	0.5		20	/	手动	1 次/月	固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法 GB/T 16157
													非甲烷总烃			58	0.4	3.0		60	/	手动	1 次/月	固定污染源排气中非甲烷总烃的测定 气相色谱法 HJ/T 38
75		G5.3.6-17	挤出造粒单元掺混料仓过滤器排放气（2）	主要排放口	15	0.5	30	418783	2538124	6500	连续	8000	颗粒物	除尘	是	10	0.07	0.5		20	/	手动	1 次/月	固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法 GB/T 16157
													非甲烷总烃			58	0.4	3.0		60	/	手动	1 次/月	固定污染源排气中非甲烷总烃的测定 气相色谱法 HJ/T 38
76		G5.3.6-19	地面火炬排放气	特殊排放口	30	9	500-850	418741	2538092	15000	连续	8000												
77	PP 装置	G5.3.8-1	挤压造粒单元挤压机进料料斗/排放过滤器排放气	主要排放口	30	0.1	80	418453	2538273	250	连续	8000	颗粒物	除尘	是	18	0.004	0.04	《合成树脂工业污染物排放标准》GB31572-2015	20	/	手动	1 次/月	固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法 GB/T 16157
78		G5.3.8-2	挤压造粒单元挤压机粒料干燥系统排放气	主要排放口	38	0.5	80	418533	2538279	14000	间断	5333	颗粒物	除尘	是	10	0.1	0.7		20	/	手动	1 次/月	固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法 GB/T 16157
													非甲烷总烃	/	/	55	0.8	4.1		60	/	手动	1 次/月	固定污染源排气中非甲烷总烃的测定 气相色谱法 HJ/T 38
79		G5.3.8-3	粉料及添加剂加入单元种子床料仓过滤器排放气	主要排放口	22	0.1	80	418494	2538278	33	间断	72	颗粒物	除尘	是	10	0.0003	2.4E-05		20	/	手动	1 次/月	固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法 GB/T 16157
80		G5.3.8-6	RTO 烟气	主要排放	40	0.8	230	418613	2538284	15000	连续	8000	NOx	低氮燃烧器	是	90	1.4	10.8		100	/	手动	1 次/月	固定污染源排气中氮氧化物的测定 紫外分光光度法 HJ/T 42 固定污染源排气中氮氧化物的测定 盐酸萘乙二胺分光光度

				口																		法 HJ/T 43 固定污染源排气中氮氧化物的测定 酸碱滴定法 HJ675 固定污染源排气中氮氧化物的测定 非分散红外吸收法 HJ692 固定污染源排气中氮氧化物的测定 定电位电解法 HJ693
												非甲烷总烃	高效燃烧	是	45	0.7	5.4		60	/	手动	1 次/月	固定污染源排气中非甲烷总烃的测定 气相色谱法 HJ/T 38
												颗粒物	/	/	18	0.3	2.2		20	/			固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法 GB/T 16157
81	苯乙烯装置	G5.3.7-1	蒸汽过热炉烟气	主要排放口	65	1.2	140	419024	2538529	120000	连续	8000	SO_2	低硫燃料气	是	5	0.6	4.8	《石油化学工业污染物排放标准》（GB31571-2015）	50	/	自动监测	连续	固定污染源排气中二氧化硫的测定 碘量法 HJ/T 56 固定污染源排气中二氧化硫的测定 定电位电解法 HJ/T 57 固定污染源排气中二氧化硫的测定 非分散红外吸收法 HJ 629
													NOx	超低氮燃烧器		50	6.0	48.0		100	/			固定污染源排气中氮氧化物的测定 紫外分光光度法 HJ/T 42 固定污染源排气中氮氧化物的测定 盐酸萘乙二胺分光光度法 HJ/T 43 固定污染源排气中氮氧化物的测定 酸碱滴定法 HJ675 固定污染源排气中氮氧化物的测定 非分散红外吸收法 HJ692 固定污染源排气中氮氧化物的测定 定电位电解法 HJ693
													颗粒物	清洁燃料		8	1.0	7.7		20	/			固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法 GB/T 16157
82	动力中心	G5.4-1	锅炉烟气排气筒	主要排放口	150	7.1	140	419350	2538050	1197488	连续	8400	NO_X	低氮燃烧器+SCR	是	50	59.9	502.9	《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2011）表 2	50	/	自动监测	连续	固定污染源排气中氮氧化物的测定 紫外分光光度法 HJ/T 42 固定污染源排气中氮氧化物的测定 盐酸萘乙二胺分光光度法 HJ/T 43 固定污染源排气中氮氧化物的测定 酸碱滴定法 HJ675 固定污染源排气中氮氧化物的测定 非分散红外吸收法 HJ692 固定污染源排气中氮氧化物的测定 定电位电解法 HJ693
													SO_2	低硫燃料气		5	6.0	50.3		35	/			固定污染源排气中二氧化硫的测定 碘量法 HJ/T 56 固定污染源排气中二氧化硫的测定 定电位电解法 HJ/T 57 固定污染源排气中二氧化硫的测定 非分散红外吸收法 HJ 629
													烟尘	清洁燃料		5	6.0	50.3		5	/			固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法 GB/T 16157
													氨	/	/	2.5	3.0	25.12	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 2	<2.5	75	手动	1 次/季度	空气和废气 氨的测定 纳氏试剂分光光度法 HJ 533-2009
83	全厂焚烧系统	G5.4-2	焚烧炉烟气排气筒	主要排放口	50	1	180	421252	2536443	50000	连续	8400	NO_X	低氮燃烧器	是	400	12.5	105	《危险废物焚烧污染控制标准》（GB18484-2001）及征求意见稿	400	/	自动监测	连续	固定污染源排气中氮氧化物的测定 紫外分光光度法 HJ/T 42 固定污染源排气中氮氧化物的测定 盐酸萘乙二胺分光光度法 HJ/T 43 固定污染源排气中氮氧化物的测定 酸碱滴定法 HJ675 固定污染源排气中氮氧化物的测定 非分散红外吸收法 HJ692 固定污染源排气中氮氧化物的测定 定电位电解法 HJ693
													SO_2	碱洗	是	200	10	84		200	/			固定污染源排气中二氧化硫的测定 碘量法 HJ/T 56 固定污染源排气中二氧化硫的测定 定电位电解法 HJ/T 57 固定污染源排气中二氧化硫的测定 非分散红外吸收法 HJ 629
													烟尘	除尘	是	30	1.5	12.6		30	/			固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法 GB/T 16157
													HCl	碱洗	是	50	2.5	21		50	/	自动	1 次/季度	固定污染源排气中氯化氢的测定 硫氰酸汞分光光度法 HJ/T27 固定污染源废气 氯化氢的测定 硝酸银容量法（暂行）

																							HJ/T548 固定污染源废气 氯化氢的测定 离子色谱法（暂行）HJ/T549
												二噁英	除尘+碱洗+吸附	是	0.1TEQng/m³	/	/		0.5TEQng/m³	/	手动	1 次/年	环境空气和废气 二噁英类的测定 同位素稀释高分辨色谱-高分辨质谱法 HJ/T38
84	污水处理场	G5.4-3	臭气处理设施排气筒	主要排放口	50	2.4	40	421288	2536874	172000	连续	8400	NH_3	生物除臭+催化氧化	是	1	0.2	1.4	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-1993）的二级标准	/	≤20	手动	1 次/半年	空气和废气 氨的测定 纳氏试剂分光光度法 HJ 533-2009
													H_2S		是	0.03	0.005	0.04		/	≤1.3	手动	1 次/月	空气和废气 硫化氢的测定 亚甲基蓝分光度法
													苯		是	2	0.3	2.9	《石油化学工业污染物排放标准》（GB31571-2015）	4	/	手动	1 次/半年	环境空气 苯系物的测定 固定吸附/热脱附-气相色谱法 HJ583 环境空气 苯系物的测定 活性炭吸附/二硫化碳解析-气相色谱法 HJ584 环境空气 挥发性有机物的测定 吸附管采样-热脱附/气相色谱-质谱法 HJ644 环境空气 挥发性有机物的测定 固相吸附-热脱附/气相色谱-质谱法 HJ734
													甲苯		是	8	1.4	11.6		15	/			
													二甲苯		是	10	1.7	14.4		20	/			
													NMHC		是	120	20.6	173.4	GB31570-2015、GB31571-2015	120	/	手动	1 次/月	固定污染源排气中非甲烷总烃的测定 气相色谱法
													VOCs		是	/	/	/	/	/	/	自动监测	连续	固定污染源废气 挥发性有机物的测定 固相吸附-热脱附/气相色谱-质谱法 HJ734
85	储运工程	G5.5-1	汽油火车装车油气回收设施	主要排放口	15	0.3	250	418493	2537715	1000	连续	8760	非甲烷总烃	吸附+热氧化	是	15	0.02	0.2	《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）	去除效率97%	/	手动	1 次/1 月	固定污染源排气中非甲烷总烃的测定 气相色谱法 HJ/T 38
													NO_X		是	15	0.02	0.2		/	/	手动	1 次/1 月	固定污染源排气中氮氧化物的测定 紫外分光光度法 HJ/T 42 固定污染源排气中氮氧化物的测定 盐酸萘乙二胺分光光度法 HJ/T 43 固定污染源排气中氮氧化物的测定 酸碱滴定法 HJ675 固定污染源排气中氮氧化物的测定 非分散红外吸收法 HJ692 固定污染源排气中氮氧化物的测定 定电位电解法 HJ693
86		G5.5-2	沥青火车装车油气回收设施	主要排放口	15	0.3	40	418569	2537635	1200	连续	8760	NMHC	吸收+湿式脱硫	是	50	0.06	0.5		去除效率97%	/	手动	1 次/1 月	固定污染源排气中非甲烷总烃的测定 气相色谱法 HJ/T 45
													沥青烟		是	10	0.01	0.1		10	/			固定污染源排气中沥青烟的测定 重量法 HJ/T 38
87		G5.5-3	化工中间原料罐油气回收设施	主要排放口	15	0.2	40	419212	2538791	750	连续	8760	NMHC	吸附+吸收	是	50	0.04	0.4		去除效率97%	/	手动	1 次/1 月	固定污染源排气中非甲烷总烃的测定 气相色谱法 HJ/T 38
													苯乙烯		是	5	0.004	0.04		50	/			固定污染源废气 挥发性有机化合物的测定 固相吸附-热脱附 气相色谱 质谱法 HJ734
88		G5.5-4	沥青汽车装车油气回收设施	主要排放口	15	0.2	40	420645	2535815	500	连续	8760	NMHC	吸收+湿式脱硫	是	50	0.03	0.3		去除效率97%	/	手动	1 次/1 月	固定污染源排气中非甲烷总烃的测定 气相色谱法 HJ/T 38
													沥青烟		是	10	0.01	0.04		10	/			固定污染源排气中沥青烟的测定 重量法 HJ/T 38
89		G5.5-5	重油中间罐区油气回收设施	主要排放口	15	0.3	40	420006	2537085	1500	连续	8760	NMHC		是	50	0.08	0.7		去除效率97%	/	手动	1 次/1 月	固定污染源排气中非甲烷总烃的测定 气相色谱法 HJ/T 38
90		G5.5-6	汽油、航煤等汽车装车油气回收设施	主要排放口	15	0.3	250	420667	2535785	1000	连续	8760	NMHC	吸收+膜+焚烧	是	15	0.02	0.2		/	/	手动	1 次/1 月	固定污染源排气中非甲烷总烃的测定 气相色谱法 HJ/T 38
													NO_X	/	/	15	0.02	0.2		/	/	手动	1 次/1 月	固定污染源排气中氮氧化物的测定 紫外分光光度法 HJ/T 42 固定污染源排气中氮氧化物的测定 盐酸萘乙二胺分光光度法 HJ/T 43

																						固定污染源排气中氮氧化物的测定 酸碱滴定法 HJ675 固定污染源排气中氮氧化物的测定 非分散红外吸收法 HJ692 固定污染源排气中氮氧化物的测定 定电位电解法 HJ693
91		G5.5-7	芳烃中间原料罐区油气回收设施	主要排放口	15	0.5	40	420383	2537768	2000	连续	8760	苯	吸附+吸收	是	2	0.004	0.03	4	/	手动	1 次/半年	环境空气 苯系物的测定 固体吸附/热脱附-气相色谱法 HJ583 环境空气 苯系物测定 活性炭吸附/二硫化碳解析-气相色谱法 HJ584 环境空气 挥发性有机物测定 吸附管采样-热脱附/气相色谱法-质谱法 HJ644 固定污染源废气 挥发性有机物的测定 固相吸附-热脱附/气相色谱-质谱法 HJ734
													甲苯			8	0.02	0.1	15	/			
													二甲苯			10	0.02	0.2	20	/			
													NMHC			50	0.1	0.9	去除效率 97%	/	手动	1 次/1 月	固定污染源排气中非甲烷总烃的测定 气相色谱法 HJ/T 38
92		G5.5-8	芳烃成品罐区油气回收设施	主要排放口	15	0.8	40	421253	2536160	3000	连续	8760	苯	吸附	是	2	0.01	0.09	4	/	手动	1 次/半年	环境空气 苯系物的测定 固体吸附/热脱附-气相色谱法 HJ583 环境空气 苯系物测定 活性炭吸附/二硫化碳解析-气相色谱法 HJ584 环境空气 挥发性有机物测定 吸附管采样-热脱附/气相色谱法-质谱法 HJ644 固定污染源废气 挥发性有机物的测定 固相吸附-热脱附/气相色谱-质谱法 HJ734
													甲苯			8	0.02	0.2	15	/			
													二甲苯			10	0.03	0.4	20	/			
													苯乙烯			5	0.02	0.2	50	/	手动	1 次/1 月	固定污染源废气 挥发性有机化合物的测定 固相吸附-热脱附 气相色谱 质谱法 HJ734
													NMHC			50	0.2	2.2	去除效率 97%	/	手动		固定污染源排气中非甲烷总烃的测定 气相色谱法 HJ/T 38
93		G5.5-9	FDPE 包装厂房	主要排放口	20	0.6	60	418438	2537997	14000	连续	8400	颗粒物	过滤除尘	是	20	0.3	2.4	《合成树脂工业污染物排放标准》（GB31572-2015）表 5	20	-	手动	1 次/1 月	固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法 GB/T 16157
94		G5.5-10	HDPE 包装厂房	主要排放口	20	0.6	60	418607	2537787	8000	连续	8400	颗粒物	过滤除尘	是	20	0.2	1.3		20	-	手动	1 次/1 月	固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法 GB/T 16157
95		G5.5-11	PP 包装厂房	主要排放口	20	0.6	60	418262	2538200	14000	连续	8400	颗粒物	过滤除尘	是	20	0.3	2.4		20	-	手动	1 次/1 月	固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法 GB/T 16157
95	原油码头库区	G5.6.2-1	导热油炉锅炉烟气	主要排放口	18	0.9	120	448021	2537971	42160	连续	8400	SO_2	清洁燃料	/	5	0.2	1.8	《锅炉大气污染物排放标准》（GB GB13271-2014）表 3	50	/	自动	连续	固定污染源排气中二氧化硫的测定 碘量法 HJ/T 56 固定污染源排气中二氧化硫的测定定电位电解法 HJ/T 57 固定污染源废气 二氧化硫的测定 非分散红外吸收法 HJ629
													NOx	低氮燃烧器+SNCR	是	40	1.7	14.2		150	/	自动	连续	固定污染源排气中氮氧化物的测定 紫外分光光度法 HJ/T 42 固定污染源排气中氮氧化物的测定 盐酸萘乙二胺分光光度法 HJ/T 43 固定污染源废气 氮氧化物的测定 非分散红外吸收法 HJ 692 固定污染源废气 氮氧化物的测定 定电位电解法 HJ693
													颗粒物	清洁燃料	/	10	0.4	3.5		20	/	自动	连续	锅炉烟尘测试方法 GB5468 固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法 GB/T 16157
													氨	/	/	8	0.3	2.8	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 2	/	75	手动	1 次/季度	空气和废气 氨的测定 纳氏试剂分光光度法 HJ 533-2009
96		G5.6.2-2	导热油炉锅炉烟气	主要排放口	18	0.9	120	448048	2537984	42160	连续	8400	SO_2	清洁燃料	/	5	0.2	1.8	《锅炉大气污染物排放标	50	/	自动	连续	固定污染源排气中二氧化硫的测定 碘量法 HJ/T 56 固定污染源排气中二氧化硫的测定定电位电解法 HJ/T 57 固定污染源废气 二氧化硫的测定 非分散红外吸收法 HJ629

												NOx	低氮燃烧器+SNCR	是	40	1.7	14.2	准》（GB GB13271-2014）表 3	150	/	自动	连续	固定污染源排气中氮氧化物的测定 紫外分光光度法 HJ/T 42 固定污染源排气中氮氧化物的测定 盐酸萘乙二胺分光光度法 HJ/T 43 固定污染源废气 氮氧化物的测定 非分散红外吸收法 HJ 692 固定污染源废气 氮氧化物的测定 定电位电解法 HJ693
												颗粒物	清洁燃料	/	10	0.4	3.5		20	/	自动	连续	锅炉烟尘测试方法 GB5468 固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法 GB/T 16157
												氨	/	/	8	0.3	2.8	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 2	/	75	手动	1 次/季度	空气和废气 氨的测定 纳氏试剂分光光度法 HJ 533-2009
97		G5.6.2-3	导热油炉锅炉烟气	主要排放口	18	0.9	120	448074	2537999	42160	连续	8400	SO_2	清洁燃料	/	5	0.2	1.8	《锅炉大气污染物排放标准》（GB GB13271-2014）表 3	50	/	自动	连续	固定污染源排气中二氧化硫的测定 碘量法 HJ/T 56 固定污染源排气中二氧化硫的测定定电位电解法 HJ/T 57 固定污染源废气 二氧化硫的测定 非分散红外吸收法 HJ629
												NOx	低氮燃烧器+SNCR	是	40	1.7	14.2		150	/	自动	连续	固定污染源排气中氮氧化物的测定 紫外分光光度法 HJ/T 42 固定污染源排气中氮氧化物的测定 盐酸萘乙二胺分光光度法 HJ/T 43 固定污染源废气 氮氧化物的测定 非分散红外吸收法 HJ 692 固定污染源废气 氮氧化物的测定 定电位电解法 HJ693
												颗粒物	清洁燃料	/	10	0.4	3.5		20	/	自动	连续	锅炉烟尘测试方法 GB5468 固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法 GB/T 16157
												氨	/	/	8	0.3	2.8	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 2	/	75	手动	1 次/季度	空气和废气 氨的测定 纳氏试剂分光光度法 HJ 533-2009
98	原煤储运	G5.6.3-1	转运站除尘气	一般排放口	20	0.2	常温	421834	2535645	200	连续	8400	颗粒物	袋式除尘	是	20	0.004	0.03	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)	120	5.9	手动	1 次/季	固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法 GB/T 16157-1996
99	硫磺成型	G5.6.3-2	硫磺成型机废气	一般排放口	15	0.45	75	421866	2535769	10000	连续	8400	颗粒物	水膜除尘	/	＜4	0.04	0.3		120	3.5	手动	1 次/季度	固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法 GB/T 16157
													SO_2	/	/	＜8	0.08	0.7		550	2.6	手动	1 次/季度	固定污染源排气中二氧化硫的测定 碘量法 HJ/T 56 固定污染源排气中二氧化硫的测定定电位电解法 HJ/T 57 固定污染源废气 二氧化硫的测定 非分散红外吸收法 HJ629
													H_2S	/	/	＜8	0.08	0.7	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 2	/	0.33	手动	1 次/季度	空气和废气 硫化氢的测定 亚甲基蓝分光度法
100		G5.6.3-3	硫磺成型机废气	一般排放口	15	0.45	75	421882	2535743	10000	连续	8400	颗粒物	水膜除尘	/	＜4	0.04	0.3	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)	120	3.5	手动	1 次/季度	固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法 GB/T 16157
													SO_2	/	/	＜8	0.08	0.7		550	2.6	手动	1 次/季度	固定污染源排气中二氧化硫的测定 碘量法 HJ/T 56 固定污染源排气中二氧化硫的测定定电位电解法 HJ/T 57 固定污染源废气 二氧化硫的测定 非分散红外吸收法 HJ629
													H_2S	/	/	＜8	0.08	0.7	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表	/	0.33	手动	1 次/季度	空气和废气 硫化氢的测定 亚甲基蓝分光度法
101		G5.6.3-4	硫磺成型机废气	一般排放	15	0.45	75	421897	2535717	10000	连续	8400	H_2S	/	/	＜8	0.08	0.7		/	0.33	手动	1 次/季度	空气和废气 硫化氢的测定 亚甲基蓝分光度法

				口													2					
												颗粒物	水膜除尘	/	<4	0.04	0.3	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)	120	3.5	手动	1次/季度	固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法 GB/T 16157；
												SO_2	/	/	<8	0.08	0.7		550	2.6	手动	1次/季度	固定污染源排气中二氧化硫的测定 碘量法 HJ/T 56 固定污染源排气中二氧化硫的测定定电位电解法 HJ/T 57 固定污染源废气 二氧化硫的测定 非分散红外吸收法 HJ629
102		G5.6.3-5	硫磺成型机废气	一般排放口	15	0.45	75	421941	25358 09	10000	连续	8400	颗粒物	水膜除尘	/	<4	0.04	0.3	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)	120	3.5	手动	1次/季度	固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法 GB/T 16157；
													SO_2	/	/	<8	0.08	0.7		550	2.6	手动	1次/季度	固定污染源排气中二氧化硫的测定 碘量法 HJ/T 56 固定污染源排气中二氧化硫的测定定电位电解法 HJ/T 57 固定污染源废气 二氧化硫的测定 非分散红外吸收法 HJ629
													H_2S	/	/	<8	0.08	0.67	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表2	/	0.33	手动	1次/季度	空气和废气 硫化氢的测定 亚甲基蓝分光度法
103		G5.6.3-6	硫磺成型机废气	一般排放口	15	0.45	75	421963	25357 73	10000	连续	8400	H_2S	/	/	<8	0.08	0.7		/	0.33	手动	1次/季度	空气和废气 硫化氢的测定 亚甲基蓝分光度法
													颗粒物	水膜除尘	/	<4	0.04	0.3	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)	120	3.5	手动	1次/季度	固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法 GB/T 16157；
													SO_2	/	/	<8	0.08	0.7		550	2.6	手动	1次/季度	固定污染源排气中二氧化硫的测定 碘量法 HJ/T 56 固定污染源排气中二氧化硫的测定定电位电解法 HJ/T 57 固定污染源废气 二氧化硫的测定 非分散红外吸收法 HJ629
104		G5.6.3-7	沥青装船油气回收设施废气	主要排放口	15	0.3	40	422188	25357 58	1000	连续	8400	非甲烷总烃	冷柴油吸收+湿式脱硫	是	50	0.05	0.4		/	/	手动	1次/月	固定污染源排气中非甲烷总烃的测定 气相色谱法 HJ/T 38-1999
105	产品码头陆域油气回收	G5.6.3-8	产品码头油气回收设施废气	主要排放口	15	1.2	250	422002	25358 56	10100	连续	8400	苯	预处理+焚烧（催化氧化）	是	2	0.02	0.2	《石油化学工业污染物排放标准》（GB31571-2015）	4	/	手动	1次/半年	环境空气 苯系物的测定 固体吸附/热脱附-气相色谱法 HJ583 环境空气 苯系物测定 活性炭吸附/二硫化碳解析-气相色谱法 HJ584 环境空气 挥发性有机物测定 吸附管采样-热脱附/气相色谱法-质谱法 HJ644 固定污染源废气 挥发性有机物的测定 固相吸附-热脱附/气相色谱-质谱法 HJ734
													甲苯			8	0.08	0.7		15	/			
													二甲苯			10	0.1	0.9		20	/			
													苯乙烯			5	0.05	0.4		50	/			固定污染源废气 挥发性有机物的测定 固相吸附-热脱附/气相色谱-质谱法 HJ734
													NOx			15	0.15	1.3		50	/	手动	1次/半年	固定污染源排气中氮氧化物的测定紫外分光光度法 HJ/T 42 固定污染源排气中氮氧化物的测定 盐酸萘乙二胺分光光度法 HJ/T 43 固定污染源废气 氮氧化物的测定 非分散红外吸收法 HJ 692 固定污染源废气 氮氧化物的测定 定电位电解法 HJ693
													NMHC			15	0.15	1.3		/	/	手动	1次/月	固定污染源排气中非甲烷总烃的测定 气相色谱法 HJ/T 38-1999

注：同步记录监测期间的生产工况。自动连续监测设备发生故障时，应开展手工监测

20 污染源源强核算及与排污许可制度的衔接

20.1 污染源源强核算

根据《污染源源强核算技术指南准则》（HJ884-2018），应按照污染源源强核算技术指南体系规定的工作程序、核算办法、技术要求进行污染源源强核算，识别所有涉及的污染源和规定的污染物，按照规定的优先级别选取核算办法，给出完整的源强核算结果和相关参数。

目前石化行业污染源源强核算技术指南还未发布，本项目根据《污染源源强核算技术指南火电》（HJ888-2018）对动力中心燃气锅炉进行了污染源源强核算，具体过程如下。

20.1.1 燃气锅炉污染源源强核算

20.1.1.1 烟气排放量计算

对于气体燃料，理论空气量可按照如下公式计算。

$$V_0 = 0.0476 \times \left[0.5 \times \varphi(CO) + 0.5 \times \varphi(H_2) + 1.5 \times \varphi(H_2S) + \sum \left(m + \frac{n}{4} \right) \times \varphi(C_mH_n) - \varphi(O_2) \right]$$

式中：V_0—理论空气量，m^3/m^3；

φ(CO)—一氧化碳体积分数，%

$\varphi(H_2)$—氢体积分数，%

$\varphi(H_2S)$—硫化氢体积分数，%

φ(CmHn)—烃类体积分数，%，m 为碳原子数，n 为氢原子数；

$\varphi(O_2)$—氧体积分数，%

干烟气排放量可按照如下公式计算。

$$V_g = V_{RO_2} + V_{N_2} + (\alpha - 1) \times V_0$$

$$V_{RO_2}=0.01\times\left[\varphi(CO_2)+\varphi(CO)+\varphi(H_2S)+\sum m\varphi(C_mH_n)\right]$$

$$V_{N_2}=0.79\times V_0+\frac{\varphi(N_2)}{100}$$

$$V_{H_2O}=0.01\times\left[\varphi(H_2S)+\varphi(H_2)+\sum\frac{n}{2}\varphi(C_mH_n)+0.124\times d\right]+0.0161\times V_0$$

式中：V_g—干烟气排放量，m^3/kg；

V_0—理论空气量，m^3/m^3；

V_{R02}—烟气中二氧化碳和二氧化硫容积之和，m^3/m^3

V_{N2}—烟气中氮气，m^3/m^3

V_{H2O}—烟气中水蒸气量，m^3/m^3

$\varphi(CO_2)$—二氧化碳体积分数，%

$\varphi(CO)$—一氧化碳体积分数，%

$\varphi(H_2S)$—硫化氢体积分数，%

$\varphi(CmHn)$—烃类体积分数，%，m 为碳原子数，n 为氢原子数；

$\varphi(H_2)$—氢体积分数，%

d—气体燃料中含有的水分，一般取 10g/kg（干空气）

α—过量空气系数，燃气锅炉过量空气系数为 1.2，对应基准氧含量为 3%。

本项目燃气锅炉燃料组成见表 20.1.1-1。

表 20.1.1-1　　燃气锅炉燃料规格一览表

组分	单位	石油焦制氢装置 PSA 驰放气	石油焦制氢装置合成气	天然气	混合气
H_2	%V	76.08	60.00	0.05	57.64
CO	%V	17.50	38.86		34.64
CH_4	%V	0.44	0.06	92.44	5.82
C_2H_6	%V			4.35	0.27
C_3H_8	%V			0.84	0.05
C_4H_8	%V			0.01	0.001
$n\text{-}C_4H_{10}$	%V			0.10	0.01

组分	单位	石油焦制氢装置 PSA 驰放气	石油焦制氢装置合成气	天然气	混合气
i-C_4H_{10}	%V			0.12	0.01
C_5H_{10}	%V			0.05	0.003
H_2S	%V	0.0000001	0.0000001	0.000001	1.56×10^{-7}
CO_2	%V	0.01	0.31	0.90	0.32
O_2	%V			0.16	0.01
N_2	%V	4.93	0.64	0.98	1.02
Ar	%V	1.04	0.14		0.21
燃料消耗量	Nm^3/h	26286.00	265250.00	81457.74	310828.12
低位热值	kJ/Nm^3	10581.97	11409.25	37138.69	12936.23

计算得本项目燃气锅炉理论空气量为 $2.81m^3/m^3$，干烟气排放量为 $1197488Nm^3/h$。

20.1.1.2 烟气中污染物核算

⑴二氧化硫

二氧化硫排放量按如下公式计算。

$$M_{SO_2}=2B_g\times\left(1-\frac{\eta_{S1}}{100}\right)\times\left(1-\frac{q_4}{100}\right)\times\left(1-\frac{\eta_{S2}}{100}\right)\times\frac{S_{ar}}{100}\times K$$

式中：M_{SO2}—核算时段内二氧化硫排放量，t；

B_g—核算时段内锅炉燃料耗量，t；

η_{S1}—除尘器的脱硫效率，%

q_4—锅炉机械不完全燃烧热损失，%，燃气锅炉取值为 0；

S_{ar}—收到基硫的质量分数，%

K—燃料中的硫燃烧后氧化成二氧化硫的份额，燃气锅炉取 1。

根据表 20.1.1-1 中燃料气的规格，计算得烟气中二氧化硫排放浓度为 $0.001387mg/Nm^3$，但考虑实际生产情况及类比同类项目，本项目燃气锅炉废气中二氧化硫浓度取值按不大于 $5mg/Nm^3$ 考虑。

⑵氮氧化物

类比同类锅炉氮氧化物排放浓度，采用低氮燃烧后氮氧化物约 150mg/Nm^3，同时 SCR 脱硝效率取 70%，本项目燃气锅炉外排废气中氮氧化物浓度不大于 50mg/Nm^3。

⑶烟尘

类比同类锅炉烟尘排放浓度，本项目燃气锅炉废气中烟尘浓度不大于 5mg/Nm^3。

20.2 与排污许可制度的衔接

20.2.1 纳入许可管理的排污口

根据《排污许可证申请与核发技术规范石化工业》（HJ853-2017），本项目纳入许可管理的废气有组织污染源及污染物项目见表 20.2.1-1。

表 20.2.1-1　　纳入许可管理的废气有组织污染源及污染物项目

管控污染源		许可排放浓度（或速率）污染物项目	许可排放量污染物项目	排放口类型
工艺加热炉	常减压装置 I 加热炉排气筒	颗粒物、二氧化硫、氮氧化物	颗粒物、二氧化硫、氮氧化物	主要排放口
	常减压装置 II 加热炉排气筒			
	延迟焦化装置加热炉排气筒			
	蜡油加氢处理装置加热炉排气筒			
	加氢裂化装置加热炉排气筒			
	柴油加氢裂化装置 I 加热炉排气筒			
	柴油加氢裂化装置 II 加热炉排气筒			
	航煤加氢装置加热炉排气筒			
	石脑油加氢装置加热炉排气筒			
	焦化石脑油加氢装置加热炉排气筒			
	连续重整装置加热炉排气筒			
	催化汽油加氢装置加热炉排气筒			
	芳烃联合装置加热炉排气筒			
催化裂化装置再生烟气		颗粒物、二氧化硫、	颗粒物、二氧化	主要排

管控污染源	许可排放浓度（或速率）污染物项目	许可排放量污染物项目	排放口类型
	氮氧化物、镍及其化合物	硫、氮氧化物	放口
重整催化剂再生烟气排气筒	挥发性有机物、氯化氢	挥发性有机物	主要排放口
硫磺回收联合装置排气筒	二氧化硫、硫化氢*	二氧化硫	主要排放口
石油焦制氢装置低温甲醇洗单元废气排气筒	甲醇、硫化氢*	挥发性有机物	主要排放口
乙烯装置裂解炉	二氧化硫、氮氧化物、颗粒物	二氧化硫、氮氧化物、颗粒物	主要排放口
苯乙烯装置蒸汽过热炉	二氧化硫、氮氧化物、颗粒物	二氧化硫、氮氧化物、颗粒物	主要排放口
聚丙烯装置 RTO 排气筒	挥发性有机物、氮氧化物	挥发性有机物、氮氧化物	主要排放口
动力中心燃气锅炉烟囱	颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、烟气黑度	颗粒物、二氧化硫、氮氧化物	主要排放口
导热油炉烟囱	颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、烟气黑度	颗粒物、二氧化硫、氮氧化物	主要排放口
油气回收设施排气筒	苯、甲苯、二甲苯、苯乙烯、沥青烟、挥发性有机物	挥发性有机物	主要排放口
危险废物焚烧炉排放筒	烟气黑度、颗粒物、二氧化硫、一氧化碳、氟化氢、氯化氢、氮氧化物、汞及其化合物、镉及其化合物、（砷、镍及其化合物）、铅及其化合物、（锑、铬、锡、铜、锰及其化合物）、二噁英类	颗粒物、二氧化硫、氮氧化物	主要排放口
污水处理场臭气回收系统	挥发性有机物、苯、甲苯、二甲苯、硫化氢*	挥发性有机物	主要排放口
全厂火炬	-	-	特殊排放口

*注：恶臭物质执行许可排放速率。

本项目纳入许可管理的厂界无组织排放污染物项目包括非甲烷总烃、颗粒物、苯、甲苯、二甲苯、氨、硫化氢、臭气浓度、苯并（a）芘。

本项目纳入许可管理的废水排放口和污染物项目见表 20.2.1-2。

表 20.2.1-2　　纳入许可管理的废水排放口及污染物项目

废水排放口	许可排放浓度污染物项目	许可排放量污染物项目
常减压装置 I 电脱盐废水排放口	总汞、烷基汞	化学需氧量、氨氮、总氮、总磷*
常减压装置 II 电脱盐废水排放口	总汞、烷基汞	
硫磺回收联合装置酸水汽提装置废水排放口	总砷	
催化裂化装置再生烟气脱硫废水排放口	总镍	
各装置或生产设施废水排放口	苯并（a）芘、总铅、总镉、总砷、总镍、总汞、烷基汞、总铬、六价铬	
废水总排放口	pH 值、悬浮物、化学需氧量、五日生化需氧量、氨氮、总钒、总有机碳、石油类、硫化物、氟化物、挥发酚、总钒、总铜、总锌、总氰化物、可吸附有机卤化物、苯、甲苯、二甲苯、乙苯、苯乙烯、丙烯腈	

*根据《排污许可证申请与核发技术规范石化工业》（HJ853-2017），收纳水体环境质量超标且列入 GB31570、GB31571 或 GB31572 中的其他污染物项目需纳入许可排放量污染物项目。本项目海域现状监测结果表明无机氮、活性磷酸盐、铅和锌有超标情况，根据排放标准及本项目实际排放情况，将总磷纳入许可排放量污染物项目。

20.2.2 污染物排放量核算

本项目结合排污许可制度，对大气污染物排放按各装置列出了污染源清单，具体见第 19 章环境管理与监测。企业填报排污许可文件中的许可排放限值时，需同时满足环境影响评价文件和批复要求。

20.2.3 污染防治技术

根据排污许可制度的要求，本项目与排污许可中污染防治可行技术的对比表见表 20.2.3-1 及表 20.2.3-2。

表 20.2.3-1　　本项目废气污染防治技术与排污许可规范对比表

生产装置或设施	污染物	《排污许可证申请与核发技术规范石化工业》（HJ853-2017）中可行技术	本项目采用技术
锅炉	二氧化硫	湿法脱硫（石灰石法、氧化镁法、氨法、氢氧化钠法）、半干法脱硫、干法脱硫	本项目锅炉均为燃气锅炉，燃料气中硫含量很低。
	氮氧化物	低氮燃烧技术（低氮燃烧	动力中心燃气锅炉采用 SCR

生产装置或设施	污染物	《排污许可证申请与核发技术规范石化工业》（HJ853-2017）中可行技术	本项目采用技术
		器、空气分级燃烧、燃料分级燃烧）、选择性催化还原法（SCR）、选择性非催化还原法（SNCR）	脱硝，导热油炉采用 SNCR 脱硝。
	颗粒物	袋式除尘、电除尘、湿式电除尘	本项目锅炉均为燃气锅炉，废气中烟尘浓度低。
工艺加热炉	二氧化硫	采用低硫燃料	各装置工艺加热炉、裂解炉、蒸汽过热炉均采用炼油区自产燃料气、乙烯装置自产富甲烷气及外购天然气为燃料
	氮氧化物	低氮燃烧技术（低氮燃烧器、空气分级燃烧、燃料分级燃烧）、选择性催化还原法（SCR）、选择性非催化还原法（SNCR）	1）炼油区各装置加热炉、硫磺回收装置尾气焚烧炉、苯乙烯装置过热炉均采用超低氮燃烧器控制氮氧化物至 50mg/Nm^3，超低氮燃烧器说明见治理措施章节。 3）乙烯裂解炉采用 SCR 脱硝设施，控制氮氧化物至 40mg/Nm^3。
	颗粒物	采用清洁燃料	各装置工艺加热炉、裂解炉、蒸汽过热炉均采用炼油区自产燃料气、乙烯装置自产富甲烷气及外购天然气为燃料。
催化裂化装置	二氧化硫	湿法脱硫（氢氧化钠法、氧化镁法）	催化裂化装置再生烟气采用湿法脱硫（氢氧化钠法）。
	氮氧化物	选择性催化还原法（SCR）	催化裂化装置再生烟气采用 SCR 脱硝。
	颗粒物	袋式除尘技术	催化裂化装置采用 WGS 湿法脱硫除尘工艺，说明见治理措施章节。
酸性气回收装置	二氧化硫	硫磺回收+焚烧+碱洗技术	硫磺回收联合装置采用硫磺回收+尾气焚烧+碱洗技术。
设备与管线组件	挥发性有机物	泄漏检测与修复（LDAR）	本项目设 LDAR 系统，同时采用中国石油 VOCs 管控系统，严控 VOCs 排放。
储罐	挥发性有机物	油气平衡、油气回收（冷凝、吸附、吸收、膜分离或组合技术）、燃烧净化（热力焚烧、催化燃烧、蓄热燃烧）	储罐及装卸区采用油气回收（吸收、吸附、膜分离、湿式脱硫、催化氧化）处理挥发性有机物，具体说明见治理措施章节。
装载	挥发性有机物	顶部浸没式或底部装载方式+油气回收或燃烧净化	
污水处理场油水分离器	挥发性有机物	密闭集输或储存+油气回收或燃烧净化	污水处理系统调节罐、隔油、气浮等设施的废气通过密闭集输送至高浓度 VOCs 废气处理系统，采用“催化氧化”处理工艺，具体说明见治理措施章节。
	有机特征污染物		

生产装置或设施	污染物	《排污许可证申请与核发技术规范石化工业》（HJ853-2017）中可行技术	本项目采用技术
污水处理场生化单元	挥发性有机物	生物滴滤	污水处理系统生化池、均质池等各构筑物的废气通过密闭集输送至低浓度 VOCs 废气处理系统，采用“多级组合式生物除臭+活性炭纤维吸附”工艺，不凝气送高浓度处理系统处理，具体说明见治理措施章节。
	有机特征污染物		
	硫化氢	生物滴滤、碱洗技术	

表 20.2.3-2　　本项目废水污染防治技术与排污许可规范对比表

类别	废水类型	《排污许可证申请与核发技术规范石化工业》（HJ853-2017）中可行技术	本项目采用技术
工艺装置预处理污水	电脱盐废水	破乳、除油	污水处理场设电脱盐废水预处理设施处理常减压装置 I/II 排放的电脱盐废水，采用“隔油+破乳+沉降分离”工艺。
	含硫含氨酸性水	汽提	设酸性水汽提装置（硫磺回收联合装置内）处理含硫含氨酸性水。
	碱渣废水	生化、湿式氧化	乙烯装置设废碱处理单元处理来自延迟焦化装置、催化裂化装置产生的废碱渣及乙烯装置产生的废碱液，采用湿式氧化技术。
	丁二烯装置工艺废水	溶剂回收	丁二烯装置设溶剂回收单元回收乙腈，外排废水中含微量乙腈，送污水处理场处理。
外排或回用废水	含苯废水	预处理+生化处理+深度处理； 预处理：隔油、气浮、混凝、调节等； 生化处理：活性污泥法、序批式活性污泥法（SBR）、厌氧/缺氧/好氧法（A2/O）、缺氧/好氧（A/O）、氧化沟法、膜生物法（MBR）、曝气生物滤池（BAF）、生物接触氧化法、一体化微氧高浓缺氧/好氧法等； 深度处理：混凝、过滤、臭氧氧化、超滤（UF）、反渗透（RO）	芳烃联合装置设污水预处理装置，处理产生的含苯废水，采用“蒸汽汽提+油水分离”工艺。
	含盐废水		1）各装置及生产设施产生的含油污水、低含盐污水、污染雨水、生活污水送污水处理场含油含盐污水处理系统处理，采用“调节除油罐+隔油++中和均质+气浮+A/O+深度处理（高效沉淀+过滤）”工艺。 2）含油含盐污水处理系统出水、炼油第三循环水场、化工循环水场排污进入污水回用系统回用处理，采
	含油废水		
	污染雨水		
	生活污水		

类别	废水类型	《排污许可证申请与核发技术规范石化工业》（HJ853-2017）中可行技术	本项目采用技术
			用“预处理（臭氧+曝气生物滤池+V 型滤池）+超滤+反渗透”工艺，产水回用作循环水补充水。 3）常减压装置 I 电脱盐污水、预处理后乙烯装置废碱渣和炼油废碱渣、污水回用系统反渗透排放浓水、产品码头的压舱水等高含盐污水送高含盐污水处理系统处理，采用“气浮+两级 PACT+WAR+臭氧氧化”工艺，废水处理达标后经园区排海管线排海。
	循环冷却水排污		炼油区第一、第二循环水场排污送污水处理场含油含盐废水处理系统处理，炼油区第三循环水场排污、化工区循环水场排污送污水回用单元处理，处理后回用作为循环水场补充水。
	蒸汽发生器排污 余热锅炉排污	回用	锅炉排污回用至循环水场。
	化学水制水排污	中和	除盐水站各设备再生、清洗排放的酸、碱废水经排水沟进入中和水池，中和后进入污水处理场出水监控池，监控达标后外排。
	脱硫废水	过滤（沉淀）+氧化	催化裂化装置再生烟气脱硫废水采用“絮凝沉降、氧化、过滤、冷却”处理，排入污水处理场出水监测池，监测达标后排海。
			硫磺回收联合装置废气脱硫废水仅含有硫化物、亚硫酸盐等，在装置内设氧化罐，处理后废水送污水处理站出水监控池，监测达标后直接排海。

本项目在运行管理时需按照相关法律法规、标准和技术规范等要求运行废气、废水污染防治措施，并根据工艺要求，定期对设备、电气、自控仪表及构筑物进行检查维护，确保污染治理设施正常、可靠运行，处理、排放符合国家或地方污

染物排放标准的规定。

20.3 小结

本报告结合排污许可证申请与核发技术规范，核定了项目的产排污环节、污染物种类及污染治理设施和措施等基本信息；依据国家及地方污染物排放标准、环境质量标准和总量控制要求等管理规定，按照污染源源强核算技术指南、环境影响评价要素导则等技术文件，严格核定了排污口数量、位置及各个排放口的污染物种类、允许排放浓度和允许排放量、排放方式、排放去向、监测计划等与污染物排放相关的主要内容。

21 清洁生产与循环经济

21.1 原料、产品的清洁性分析

21.1.1 原料的清洁性分析

⑴原油

根据原油市场调查和原油的可获性，本项目加工原油按照高硫中质和高硫重质两种原油类型考虑，系列一为 1000 万吨/年委内瑞拉原油、系列二为 800 万吨/年中东原油 1+200 万吨/年中东原油 2，即 50%委油+50%中东混合原油作为炼厂设计原油，根据表 4.6-1 可知，原油的硫含量为 1.62~4.19wt%（硫含量≥2.0wt%为高硫），重柴油前馏分段收率范围是 24.26~40.42wt%（重柴油前馏分段收率≤30%为重质），从原油的品质分析，本项目采用原油属于不清洁原料，但该原油具体以下特点：

①中东原油属于高硫高金属中间基原油，直馏石脑油收率高、芳潜含量较高，适合做重整原料生产芳烃；航煤馏分烟点高，适当精制即可生产航煤；柴油馏分有很好的十六烷值、凝点低，但硫含量高；蜡油馏分硫含量高、蜡含量低，可做加氢裂化原料增产重石脑油；减渣的硫含量高、残炭值高、金属含量高、胶质和沥青质也较高，需要进一步深加工。

②委内瑞拉原油属于高含硫环烷基重质原油，直馏石脑油馏分收率低，柴油十六烷值一般，但多环芳烃含量高；蜡油馏分硫含量高、氮含量高；渣油收率高、金属含量和残值较高，减压渣油进焦化加工。针对原油的上述特点，本项目配套建设两套 260 万吨/年的芳烃联合装置、300 万吨/年延迟焦化装置，将原料的不清洁性降到最低。

⑵原料煤及石油焦

本项目氢气来源于石油焦制氢装置，原料为石油焦和煤，石油焦来自延迟焦化装置的副产品，根据表 5.2.3.2-6 可知，石油焦硫含量为 6.50wt%（干），参照《中华人民共和国石油化工行业标准》石油焦（生焦）（NB/SH/T0527-2015）标准及《中国石油化工集团公司石油焦企业标准》Q/SH PRD-2010 标准，本项目产生的石油焦为高硫焦（硫含量大于 3wt%），高硫焦一般用作水泥厂和发电厂的燃料，为了减少石油焦运输风险及控制石油焦去向，本项目将全部石油焦作为气化原料，全部就地消耗，同时将石油焦在气化过程中产生的含酸气体送硫磺回收装置，回收其中的硫。

⑶其它

各装置所需的辅助原料、化学品、催化剂、干燥剂、助剂、添加剂等将直接从市场上或专利商采购。其中，与工艺选择关系紧密的催化剂等材料的采购，与工艺技术的选择工作配合进行。

21.1.2 产品的清洁性分析

21.1.2.1 炼油区

本项目炼油区主要产品有 92#和 95#汽油、煤油（航煤）、柴油、硫磺、苯、对二甲苯等。本项目炼油区的主要产品产量及产品指标见表 21.1-1。

21.1-1　　炼油区产品量及产品指标表　　单位：万吨/年

产品名称	产量	产品指标
92＃汽油(国Ⅵ)	252.0	《车用汽油》（GB17930-2016/国Ⅵ）
95＃汽油（国Ⅵ）	126.0	
98＃汽油（国Ⅵ）	42.7	
航煤	261.35	《3 号喷气燃料》GB 6537-2006
柴油	281.22	《车用柴油》 (GB19147-2016)
硫磺	56.11	《工业硫磺 1 部分：固体产品》（GB/T2449.1-2014）
粗液氨	2.88	/
异丁烷	7.48	《工业用异丁烷(HC-600a) 》（GB/T19465-2004）
对二甲苯	261.61	《石油对二甲苯》（SH/T1486.1-2008)
苯	18.40	《石油苯》（GB/T3405-2011）

⑴汽油

本项目生产 92#、95#及 98#汽油，产量分别为 252.0 万吨/年、126.0 万吨/年和 42.7 万吨/年，产品质量满足《车用汽油》（GB17930-2016）国Ⅵ标准，汽油国 V 与国Ⅵ主要区别见表 21.1-2。

表 21.1-2　　汽油国 V 与国Ⅵ对比表

指标	车用汽油国Ⅵ（92#、95#）	车用汽油国 V（98#）
硫含量 mg/kg 不大于	10	10
铅含量 g/L 不大于	0.005	0.005
辛烷值（RON）不小于	92-95	98
芳烃 v%不大于	35	40
烯烃 v%不大于	18	24
苯 v%不大于	0.8	1.0

由表 21.1-2 可知，92#、95#汽油国Ⅵ和 98#汽油国 V 中的硫含量、铅含量相同，芳

烃、烯烃及苯的指标国Ⅵ均比国Ⅴ要低，故采用国Ⅵ标准有利于降低机动车尾气中污染物（挥发性有机物）的排放，促进区域环境空气质量改善。

⑵煤油

本项目生产航煤 261.35 万吨/年，产品质量满足《3 号喷气燃料》（GB 6537-2006），适用于航空涡轮发动机使用。

⑶柴油

本项目生产柴油 281.22 万吨/年，产品质量满足现行的《车用柴油》（GB19147-2016）标准，有利于降低机动车尾气中污染物的排放，促进区域环境空气质量改善。

⑷对二甲苯

本项目生产对二甲苯 261.61 万吨/年，根据芳烃联合装置对二甲苯的产品规格可知，该产品质量满足《石油对二甲苯》（SH/T1486.1-2008)优等品的质量要求。

⑸硫磺

本项目生产硫磺 56.11 万吨/年，根据炼油区硫磺回收装置中硫磺的产品规格，该产品质量满足《工业硫磺 第 1 部分：固体产品》（GB/T2449.1-2014）优等品的质量要求。

⑹苯

本项目生产苯 80.88 万吨/年，部分作为中间产品送至化工区苯乙烯装置作为原料，18.40 万吨/年作为产品出售。苯产品质量符合《石油苯》（GB/T3405-2011）中 545 的要求。

⑺异丁烷

本项目异丁烷产量为 7.48 万吨/年，满足《工业用异丁烷(HC-600a) 》（GB/T19465-2004）Ⅰ级要求。

综上所述，本项目炼油区的产品符合清洁生产要求。

21.1.2.2 化工区

本项目化工区主要产品有丙烯、LLDPE、HDPE、PP、苯乙烯等。

化工区的产品量及产品指标见表 21.1-3。

表 21.1-3　　化工区产品及产品指标列表　　单位：万吨/年

产品名称	产量	产品指标
高密度聚乙烯	69.02	《聚乙烯（PE）树脂》（GB/T 11115-2009）的优级品
线性低密度聚乙烯	31.93	
苯乙烯	41.18	《工业用苯乙烯》（GB/T3915-2011）优等品

产品名称	产量	产品指标
聚丙烯	50.0	/
蜡	0.38	/
丙烯	9.17	《聚合级丙烯》（GB/T7716-2014）
丁二烯	8.22	《工业用丁二烯》 （GB/T 13291-2008）优等品
裂解碳五	10.04	/
C9 及重组分	1.70	《工业用裂解碳九》（SH/T1792-2015）
燃料油	4.56	/

21.2 生产工艺先进性分析

21.2.1 总加工流程分析

⑴采用炼化一体化工艺，具有更高的安全环保性能

拟建项目是大型炼化一体化项目，符合国家产业政策要求，也符合世界石化产业发展趋势和方向，具有更好的资源节约性和环境友好性。通过炼化一体化的流程安排，不仅可以优化各个工艺过程的原料，节省投资，降低生产成本，同时通过生产装置、油品储运、公用工程及其辅助系统工程一体化，与单独的炼油厂和单独的化工厂相比，可大大减少土地资源消耗，减少对生态环境的扰动。

⑵装置规模大型化

炼化项目的大型化和规模化是世界炼油工业发展的趋势。装置规模大型化可提高投资效益，降低生产成本。同时有利于合理利用和优化配置原油资源，集中加工难加工的劣质原油；有利于提高加工的深度，使物料得到综合利用；有利于污染物的回收并经济地进行处理。本项目装置规模均达到当今世界领先水平，具有良好的规模效应，具体见表 21.2-1。

表 21.2-1　　本项目生产规模与国内国外对比情况

工艺装置	本项目		ZH		国内外最大规模	
	两期规模 (万吨/年)	占原油加工比例	规模 (万吨/年)	占原油加工比例	国内	全球
常减压蒸馏装置	2000（2 套）	1	2300(3 套) 扩建 1500（1 套）	1	1200	2000
蜡油加氢装置	420(1 套)	0.25	300(蜡油加氢，2 套)	0.13	400	650
催化裂化装置	360(1 套)	0.21	460(2 套)	0.2	350	1000
加氢裂化装置	370(1 套)	0.19	270(2 套)	0.117	400	400
柴油加氢裂化装置	660(2 套)	0.4	560(3 套)	0.243		
连续重整	600(2 套)	0.4	200(2 套)	0.087	320	360
芳烃联合装置	260(1 套)				160(中金石化, 全球最大)	
乙烯装置①	120(1 套)		100(1 套)		120	150/120

备注：①国际上乙烯装置采用乙烷裂解工艺最大规模为 150 万吨/年，石脑油裂解工艺最大规模为 120 万吨/年。

⑶炼油化工物料互供、优势互补

炼油作为本项目的“龙头”，炼油加工流程方案的制定本着“分子炼油”和“宜油则油、宜烯则烯、宜芳则芳”的原则，严格按照碳链理论，优化原油中各个馏分的加工。

芳烃原料生产除利用好直馏重石脑油外，大力拓展二次加工重石脑油，如加氢裂化重石脑油；同时将部分直馏柴油、蜡油加氢柴油、催化柴油和重芳烃裂化生成重石脑油，以满足芳烃生产优质重石脑油的需求。此外，乙烯裂解的加氢裂解汽油富含芳烃资源，直接送芳烃装置芳烃抽提单元，回收其中的芳烃。

乙烯原料生产坚持轻质化、优质化和低成本化，加氢轻石脑油、芳烃抽余油、混合轻烃、混合液化气、富乙烯气、富乙烷气等首先进行正异构分离，富含正构组分作为乙烯原料，富含异构组分去调和汽油；炼油副产的液化气先进行 C2/C3 气体分馏，部分气分丙烯作为吉林石化丙烯腈装置的原料，乙烷作为乙烯裂解原料、气分 C4 作为烷基化的原料；炼厂干气经提浓后回收其中的 C2 作为乙烯原料。同时，乙烯裂解副产的氢气、燃料气除满足自用外，富余部分送炼油。

通过对炼油总流程的优化，为乙烯装置提供的原料结构较好，成本较低，烯烃收率高。

本项目原料互供的关系见图 21.2-1。

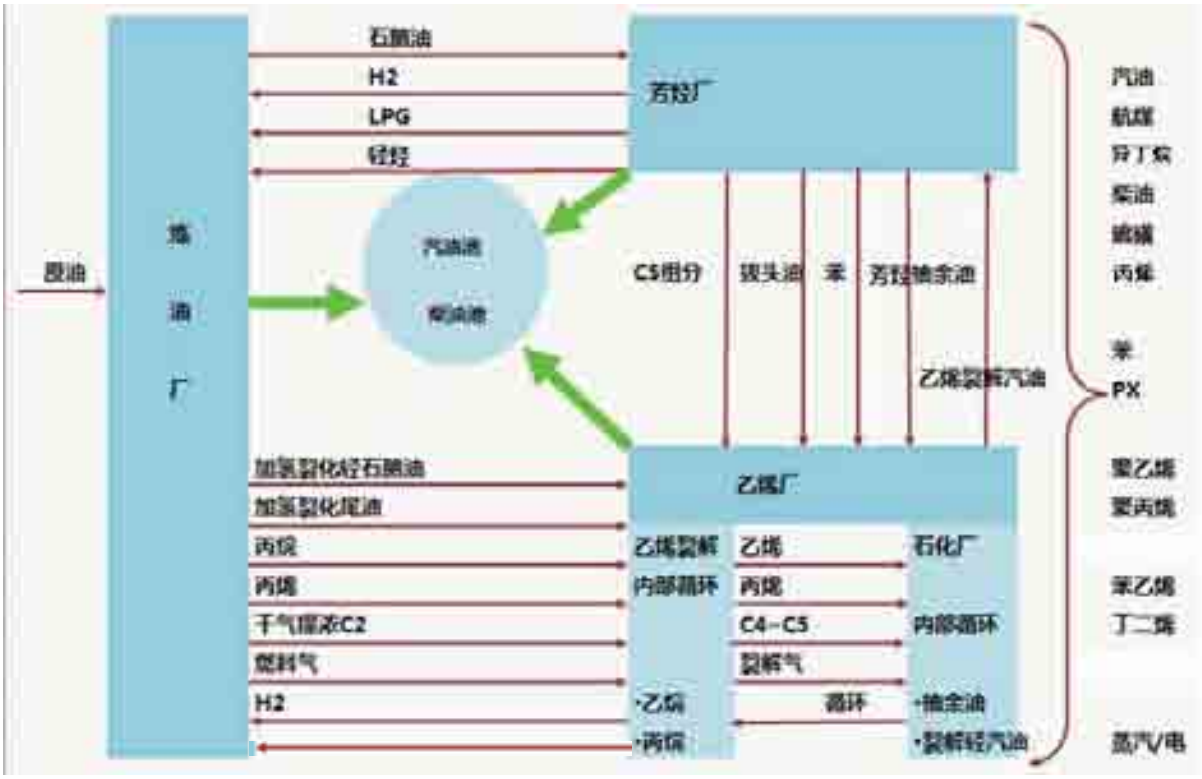


图 21.2-1　全厂物料互供示意图

⑷采用加氢工艺及催化汽油精制新工艺，生产清洁产品

加氢工艺可以全面提高油品质量和原油加工深度，同时能消除传统生产工艺中产生的废碱渣等污染，最大程度地减少对环境的影响。本项目在总流程设计中，采用了蜡油加氢脱硫、蜡油加氢裂化、柴油加氢裂化、催化汽油加氢、石脑油加氢等多种加氢工艺，可以实现原油资源利用的最大化，并可以实现汽油产品和柴油产品的质量指标满足国Ⅵ标准，减少废物的排放，本项目属于环保型炼油厂。

⑸采用蜡油加氢处理工艺，改善了催化进料

项目采用蜡油加氢处理工艺对催化裂化原料进行预处理，改善催化进料性质，大大降低催化进料的硫、氮等含量，由此降低催化油浆及催化烧焦中的硫氮含量。催化烧焦中硫、氮含量的降低，可大大减少催化剂再生烟气中 SO_2 及 NO_X 等废气污染物的排放。

⑹采用催化油浆进焦化装置新工艺，减少项目 SO_2 排放

项目在生产过程中，催化裂化装置产生的催化油浆将送至焦化装置处理。通过这项工艺可使项目大大减少 SO_2 排放量。

⑺先进灵活的硫磺回收装置

根据项目加工总流程，项目加工原油硫含量高达 1.62~4.19%，造气原料煤中含硫量为 0.39%（干燥基全硫）。根据国外及国内其他大中型炼厂的经验，项目设计总规模达

78 万吨/年（18 万吨/年的 4 条生产线+1 条生产线 6 万吨/年）硫磺回收装置，硫磺回收拟采用部分燃烧、二级转化 Claus 制硫工艺。尾气处理采用加氢还原-吸收工艺，反应器内充填低温型加氢催化剂，尾气吸收脱硫溶剂选用 MDEA 溶剂，最终净化尾气经热焚烧后排入大气。液硫通过液硫脱气塔进行脱气处理，液硫中脱出的气体送至 Claus 燃烧炉进一步回收硫磺，硫的总回收率可达 99.8%以上。

21.2.2 炼油区各装置生产工艺先进性分析

本项目炼油区新建 21 套炼油工艺装置和 1 套石油焦制氢装置，优先选用国内成熟可靠、技术先进、环境友好的工艺技术方案，技术来源有保证，工程设计和设备制造无风险。

21.2.2.1 常减压蒸馏装置

根据全厂总加工流程的安排、原料的特性和下游装置对原料的要求，采用电脱盐→闪蒸塔→常压塔→减压塔的工艺路线，充分考虑常减压装置的流程特点，通过采用先进的工艺技术和设备，提高装置的综合水平，使得装置在轻质油收率、产品质量、长周期运转和灵活性等方面均达到。

⑴在满足装置产品质量要求的前提下，优化常压塔和减压塔的中段回流取热，使装置的热量尽可能得以回收；

⑵采用“窄点”技术对换热网络进行优化设计，并采用波纹管换热器等高效换热器使换热网络中的某些换热器的换热得以强化；

⑶装置之间采用热联合，煤油、柴油、减压蜡油和减渣热出料至下游装置，降低装置能耗；

⑷减顶抽空系统采用蒸汽抽空和机械抽空相组合的抽空工艺，降低蒸汽消耗和装置能耗；

⑸用适当温位的热量发生蒸汽供装置自用，减少装置蒸汽用量；

⑹工艺介质冷却尽量采用空冷器，减少循环水消耗；

⑺加热炉采用空气预热器，提高加热炉的热效率，降低装置燃料用量；

⑻采用大型高效节能型机泵和节能型电机，降低电耗；

⑼装置空冷器电机采用变频调速，降低装置电耗；

⑽加强设备和管道的隔热保温，减少全装置的散热损失。

①采用窄点技术优化换热网络，充分利用装置余热。在适当部位选用强化换热设备，

提高换热强度。

②对部分换热器和重沸器的热流侧设控制旁路，以增加换热网络的弹性，提高操作的灵活性和对原油性质变化的适应性。

③电脱盐

电脱盐是原油蒸馏装置的重要设施，可减轻装置的加工腐蚀，为下游装置提供金属离子含量合格的原料。本装置电脱盐采用中国石油自主开发的智能响应控制的高频和高效交直流复合电场电脱盐技术，设三级电脱盐，使脱后原油含盐≯3mgNaCl/L，含水≯0.4%。

④为保证装置的长周期平稳运行，降低油品在换热器中的结垢，在原油进闪蒸罐前设置压控阀以抑制汽化。

⑤设置闪蒸塔

将原油中的较轻组分及水分在闪蒸塔中闪蒸出来进入常压塔的合适部位，使闪底油换热更合理，同样也避免原油在换热网络中过早发生汽化造成换热网络压降上升的问题及电脱盐操作波动对常压塔的影响。由于设置闪蒸塔不需塔顶冷凝冷却系统及回流系统，与设置初馏塔相比，流程简单，并且能耗较小。

虽然该装置加工的原料是超重油，轻烃含量很少，但是考虑到目前原油评价的数据不够详细、超重油电脱盐的脱水比较困难、大型装置对操作稳定性要求高等因素，现阶段推荐采用闪蒸塔方案。

⑥常压塔

本装置的常压塔采用板式塔，同时为提高常三线和常渣的分离精度，常压塔洗涤段设 1 段规整填料。常压塔是本装置的主要分馏塔，承担着石脑油、柴油的分离任务。随着加工原料的变化和生产方案的调整，需要有较强的适应能力。常压塔采用高性能浮阀塔盘。

⑦为避免常压塔顶塔体和塔盘露点腐蚀，常压塔设塔顶热回流，不设塔顶冷回流。

⑧减压蒸馏部分采用 Shell 公司的减压深拔技术：

A：较高的减压炉出口温度和转油线压降，减压炉出口温度为 406-409℃，减压转油线压降约为 375mmHg；

B：中段回流取热段采用了空塔喷淋技术，降低全塔压降；

C：减一线和减二线之间设置分馏段，减一线生产柴油、提高柴油收率；

D：减二线和减三线间设分馏段，增加下游装置加工减压轻蜡油和减压重蜡油的灵

活性；

E：减压塔顶采用三级抽真空系统，为降低装置蒸汽消耗，前两级采用蒸汽抽真空，第三级采用机械抽真空；

F：为提高减压炉管内介质流速、防止炉管结焦，采用炉管注汽方案；

G：减压塔底注汽提蒸汽，提高蜡油收率。

⑨加热炉

采用空气预热器，降低加热炉排烟温度，使加热炉热效率≥92%。

⑩其它节能节水措施

A：从全装置能量利用视角进行系统分析，优化装置的物料平衡和操作条件，在满足生产方案、产品质量要求的前提下最大限度回收装置余热，在不影响换热终温的前提下，利用窄点温位之下合适的物流发生蒸汽，降低装置能耗。换热网络设计中，在合适的部位选用高效换热器，减少换热器台数，节省占地和设备投资。

B：常压塔和减压塔顶的馏出线上采取了注中和缓蚀剂、注水等工艺防腐措施。

C：装置空冷器电机采用变频调速，有效降低装置电耗，并可灵活控制冷后温度。

D：采用集散控制系统（DCS），并设置紧急停车和安全连锁保护系统（SIS）。

E：采取多种措施降低装置的水消耗：

a：煤油、柴油、减压蜡油和减压渣油热出料至下游装置，降低冷却负荷，节约冷却用水；

b：减压蜡油发生部分低温热水，减少装置冷却水消耗，降低装置能耗；

c：电脱盐注水采用工厂的汽提净化水，节约新鲜水用量。

21.2.2.2 延迟焦化

延迟焦化是石油炼制的二次加工技术，属于重油加工的脱碳路线，主要工艺原理是以贫氢的重质油为原料，在高温（约500℃）条件下进行深度的热裂化和缩合反应，生产出焦化石脑油、焦化柴油、焦化蜡油，副产品为液化气、干气和石油焦。本装置工艺技术特点如下：

⑴焦化部分

①本装置选用“两炉四塔”的工艺方案，采用低循环比、低焦炭塔操作压力、较高的炉出口温度等操作条件，使装置液收最大化。

②本装置原料残炭、沥青质含量高，金属含量高，焦化反应中易生成大量弹丸焦；冷、切焦水共用一个处理系统，均排到焦池，沉淀冷却后通过泵提升至冷切焦水罐储存

供冷、切焦用，采用全密闭自动底盖机，焦炭塔采用等壁厚设计，适应弹丸焦生成。

③采用蜡油回流做洗涤油流程，有效控制循环比，加强对高温油气洗涤，减少焦粉携带。

④焦化分馏部分和吸收稳定部分热联合，分馏塔的过剩热量为吸收稳定部分重沸器提供热源。

⑤焦炭塔采用油气预热的开工流程，取消传统设计的水箱冷却器及蒸汽往复泵，降低开工时的能耗和对环境的污染。

⑥采用焦炭塔联锁及顺序控制操作系统，有效控制和规范焦炭塔操作，防止误操作，确保焦炭塔操作安全。

⑦分馏塔塔体设置压差显示，实时监测分馏塔结焦和结盐情况，设计在线洗盐措施，可在线清洗分馏塔顶部塔盘结盐。

⑧加热炉采用四管程双面辐射阶梯炉型，焦炭塔实现大型化，直径为 φ9800mm。焦炭塔锥体过渡段采用整体锻件设计，有效降低该部位冷热变换频繁及应力集中造成的疲劳损伤，延长焦炭塔使用寿命。

⑵双脱部分

复合型甲基二乙醇胺（MDEA）溶剂作为脱硫剂，工艺先进可靠，技术经济可行。根据原料性质和产品要求，可选择不同的液化气脱硫醇工艺方案，以达到产品要求和保护环境。常见的液化气脱硫醇工艺有纤维膜脱硫醇工艺、碱液-抽提氧化(Merox)工艺及低含硫液化气的固定床脱硫醇工艺，对比见表 21.2-2。

表 21.2-2　　几种液化气脱硫醇工艺对比表

项目	纤维膜技术脱硫醇	Merox 工艺脱硫醇	固定床脱硫醇
技术成熟可靠程度	成熟可靠	成熟可靠	
工艺及设备	工艺较复杂，	工艺较复杂 设备较多	工艺较简单 设备较少
投资	高（关键设备和工艺包需要引进）	较高	较低（不含催化剂操作费用）
操作费用	较高	较高	较低（不含催化剂操作费用）
硫化氢脱除	彻底，操作稳定	彻底	较彻底
硫醇脱除	彻底	彻底	较彻底（适合低硫液化气）
占地面积	较大	大	较小
三废排放	碱渣量较少	碱渣量较大	废催化剂排量大
液化气产品质量	产品质量合格，操作稳	产品质量合格	产品质量合格

	定		

根据液化气原料性质及产品要求，液化气脱硫醇工艺拟采用纤维膜脱硫醇工艺。该工艺方案的特点是：工艺成熟可靠，废碱渣排量较少。

本装置采用工艺技术与 FW 公司及 ZH III 焦化比较见表 21.2-3。

表 21.2-3　　本项目延迟焦化装置工艺技术对比表

序号	技术先进性指标	FW 公司	ZH III	国内焦化平均水平	本项目焦化技术水平
1	操作压力，MPa(G)	0.103	0.103	0.17～0.23	0.103~0.105
2	循环比，%	0.05-0.2	0.05	0.2～0.4	0.1-0.3
3	加热炉出口温度，℃	495～505	495～500	495～500	496～504
4	加热炉效率，%	92	92	90	92

由表 21.2-3 可以看出，本装置选择“超低压、低循环比、高反应温度”，装置反应温度为 500℃，较常规焦化装置反应温度高 5~10℃左右，热裂解缩合反应更彻底，有利于物料的回收利用，减少污染物排放。

本项目焦化装备水平与国外先进水平、国内先进、一般水平比较见表 21.2-4。

表 21.2-4　　延迟焦化装置装备水平对比表

序号	项目	国外先进水平	国内先进水平	国内一般水平	本装置技术水平
1	远程智除焦	设置	不设置	不设置	设置
2	加热炉	双面辐射 阶梯炉	双面辐射 阶梯炉	双面辐射 箱式炉	单对流对单辐射的附墙燃烧，双面辐射梯形炉
3	顺序控制系统	设置	设置	不设置	设置
4	塔顶底装卸设施	全自动 塔顶底阀	全自动 塔顶底阀	全自动 塔顶底盖机	全自动 塔顶底盖机

由表 21.2-4 可以看出，本焦化装置装备水平处于国际先进水平。

21.2.2.3 蜡油加氢处理装置

根据该装置原料油性质及对装置生产的产品质量要求，拟采用 SHELL 公司开发的蜡油加氢处理技术，在中等压力下操作，采用 Criterion 公司 DN-3551 催化剂，生产优质的催化裂化进料。

⑴冷热高分流程的选择

热分流程可以提高反应流出物物流的热能利用率、降低反应流出物冷却负荷、降低

冷却换热设备面积，特别重要的一点是，可避免稠环芳烃在空冷器管束中的沉积和堵塞，但是，它会降低循环氢氢浓度。由于已经考虑了氢气回收系统，从降低能耗的角度出发，采用热高分流程。

⑵循环氢脱硫方案选择

本装置的原料油中硫含量较高，循环氢中硫化氢浓度也较高，因此，需设置循环氢脱硫塔。

⑶分馏部分采用硫化氢汽提塔—常压塔出柴油的流程，采用分馏塔进料加热炉，优化分馏部分换热流程。

⑷催化剂的硫化和再生

催化剂硫化采用湿法硫化。催化剂的再生采用器外再生。

21.2.2.4 加氢裂化装置

根据全厂总流程的安排，本装置用来最大量生产重石脑油，并且加工原料性质较差，因此推荐采用两段全转化流程。暂采用 UOP 的加氢裂化工艺技术及其加氢精制催化剂和加氢裂化催化剂或其它性能相当的催化剂。

⑴采用炉后混氢，其特点为换热和分离的流程比较简单；在选择多流路的流程时，两相流容易出现分配不均状况；炉管有可能出现结焦状况。

⑵新氢压缩机设置 2 开 1 备，每台操作负荷 50%。

⑶分馏部分流程选择常压塔方案，由常压塔侧线抽出航煤及柴油，塔底产品为尾油，为降低塔底温度防止油品热裂解，常压塔采用进料加热炉加塔底水蒸汽汽提方式，其特点是：

①可不设减压塔，在常压塔完成柴油与蜡油的分割，流程简单，投资省。

②常压塔进料加热炉前设置预闪蒸罐，可避免加热炉加热实现过汽化过程中造成轻馏份产品过度加热的问题。

③常压塔流程能耗较低。

④因常压塔进料口以下为蜡油汽提段，蜡油与柴油不能实现清晰分割，造成柴油拔出率稍低。

⑷催化剂硫化采用湿法硫化，催化剂的再生采用器外再生。

22.2.2.5 催化裂化装置

⑴反应技术

反应部分采用单段提升管反应器，反应采用较高的反应温度、短接触时间和较大的

剂油比，从而达到增加有利反应、减少副反应的作用。本次设计采取如下措施以实现反应技术的进一步优化：

①提升管反应器、汽提段及沉降器同轴布置，反-再两器采用同高并列式布置形式，使能量转化顺畅、两器可操控的范围增加，这既提高了两器运行的平稳性和抗事故干扰能力，又为装置用能进一步优化开辟了途径。

②预提升段采用 CEI 的预提升专利技术，该技术可使重油进料段催化剂径向分布均匀，且达到重油快速气化并反应所需的流化密度，强化雾化油滴与催化剂的接触效果，改善进料段的“微剂油比”，为催化裂化反应创造良好的条件。

③选用雾化效果好的 KH 喷嘴，并适当提高原料油预热温度，降低进喷嘴的原料油粘度，确保原料油的雾化效果及油剂接触效果。同时保证必要的喷嘴压降，使原料液滴粒径足够小且分布均匀。

④提升管出口采用 CEI 的粗旋和顶旋直连快分技术，该技术的特点是将粗旋出口与顶旋入口直接相连，并通过特殊设计的平衡管将汽提蒸汽导入顶旋入口。直连结构大大缩短了油气停留时间，可降低干气产率，同时避免了油气扩散到沉降器内，从而可抑制沉降器结焦。与其它技术相比，CEI 的直连快分技术具有以下优点：提升管后部油气停留时间为各种提升管后部技术中最短，干气产率低；防焦蒸汽消耗量最少；开、停工及装置正常运行不存在跑剂问题。正常生产油浆固含量~2g/l。

⑤汽提段拟采用 CEI 的格栅汽提段技术，该汽提段内件采用多层格栅，格栅可破碎汽提蒸汽的气泡，汽提段催化剂密度可达 700kg/m^3 左右，加大气固接触面积、提高气固接触置换效率，同时格栅内件体积小，催化剂流通空间无死区，从而延长了缩合、环化等后反应的时间，达到降低焦炭产率和焦炭中的氢含量的目的。

经过采用以上措施，使催化剂从进入提升管开始直至与原料混合反应，然后分离，最终油气离开沉降器，待生剂离开汽提段的各个阶段均处于较为理想的环境之中，从而为提高轻油收率、提高产品质量，降低干气及焦炭产率创造了良好条件。

⑵再生技术

本装置再生器推荐采用 CEI 的快速床强化再生专有技术，该技术具有以下特点：

①通过采用强化烧焦技术，再生温度 660~670℃可使全部焦炭均在烧焦罐内烧掉，由于再生温度低，水热失活小，有利于保护催化剂活性。同时提高了反应剂油比，为改善产品分布创造条件；

②二密相作为催化剂流化的储存空间，不承担烧焦任务，采用大密度流化床操作方

式，较高的催化剂密度为催化剂的输送创造了有利条件。由于二密相密度大、藏量小、水蒸气分压低，催化剂水热失活小；

③一二级旋分料腿重锤阀在料面上方，生产控制料面不埋住重锤阀，因此催化剂不会发生异常跑损；

④从多套催化装置的实际运行情况看，该种再生型式还能有效降低烟气中的 NO_X 含量。本装置再生器加入三联复合助剂，余热锅炉采用 SCR 脱硝；

⑤采用径流式三级旋风分离器，内置于再生器顶部，可使三级旋风分离器操作更稳定，效率更高、压降更低；

⑥由于采用完全燃烧，主风量可以不随处理量及原料变化而调整，使再生器及主风机组总处于最佳工况下运行，操作简单。正常生产时的控制参数较少，开工较容易，事故恢复快。

由于完全燃烧，没有 CO 尾燃的顾虑。反应-再生部分采用上述方案，沉降器无结焦之虞，再生器及沉降器无易损件，为装置长周期运行创造了有利条件。

⑶烟气能量回收机组技术采用三机组（主风机+烟机+电动机）配置，备机为两机组（主风+电动机）方案，主风机和备机均采用变频软起方式。

⑷外取热器技术选择

本装置设计生焦率为 6%，由于考虑到加工原油的不确定性，取热器设计时考虑一定的余量。本装置设计采用两台外取热器，均采用阀控下流式。由于取热负荷不大，外取热器采用较短的大肋片取热管束，采用主风流化，从而取消了增压机，节省了电耗。取热系统的水汽循环系统采用自然循环方式，节省动力，运行可靠。

⑸余热锅炉技术选择

由于装置规模大，烟气量大，选用单台余热锅炉易出现震动情况，因此，本次选用两台余热锅炉并联的方案，两台余热锅炉均采用“Π”型型式。

⑹富气压缩机组

富气压缩机组设计拟采用富气压缩机+背压式蒸汽轮机两机组配置。压缩机采用国产 2MCL 系列离心式气压机，蒸汽轮机采用杭汽按照西门子技术设计制造的单系列汽轮机。

⑺干气、液化气脱硫工艺技术选择

由于催化原料为加氢蜡油和加氢裂化尾油，催化干气、液化气硫含量低，脱硫部分仅考虑脱除硫化氢。催化干气、液化气脱硫化氢工艺是醇胺法

⑻烟气脱硫工艺采用 WGS 湿法洗涤技术，以钠碱作为吸收剂的 WGS 装置，SO_2 和颗粒物的去除率均可达到 90% 以上，吸收产物易溶于水，固体废物很少，缺点是药剂费用较高。

⑼烟气脱硝技术选择荐采用 SCR 技术，SCR 工艺是目前应用最多，且脱硝效率最高（90%以上）、最为成熟的脱 NOx 技术，SCR 脱硝技术系统整体压降低，具有对炉膛影响小、脱硝效率高、氨逃逸率低等特点。

22.2.2.6 气体分馏装置

常规丙-丙分离流程中丙烯精馏塔采用空气作为塔顶冷凝的冷源，用蒸汽或其它热媒作为塔底重沸的热源。丙-丙分离热泵流程采用的是逆向卡诺循环。可以采用塔顶丙烯产品作为工质，即塔顶馏出丙烯气相，通过丙烯压缩机升压、升温后作塔底重沸器的热源，在塔底放出热量后而冷凝；也可以用塔底丙烷产品作为工质，即抽出塔底的一股丙烷馏分节流降温后与丙烯塔顶气相换热，通过丙烷气化所放出的冷量来冷凝塔顶产品的同时，吸收丙烯气的低温热能使丙烷气升温，气化后的丙烷通过丙烷压缩机压缩增压继续升温后，返回到丙烯塔塔底作为塔底的热源。

热泵流程既节省了塔顶冷凝所需的冷量消耗，又节省了塔底重沸所需的热量消耗。可以大大地节约能量，但也存在着设备投资较大，流程相对复杂，操作维护难度大的缺点。

常规流程设备投资少，流程相对简单，但能耗相对较高。对于本装置，由于考虑到催化装置有大量的低温热，可对这些低温热加以利用，采用低温热作为丙烯塔底重沸器的热源。

22.2.2.7 烷基化装置

烷基化工艺有硫酸法烷基化与氢氟酸法烷基化，从安全角度尤其是事故后果考虑，硫酸法烷基化占有优势；对 UOP 公司 HF 技术、DuPont 公司 Stratco 技术及 Lummus 公司 CDAlky 技术做进一步的环境影响对比，对比见表 21.2-5 和表 21.2-6。

表 21.2-5 不同烷基化技术公用工程消耗对比表

项目	UOP	DuPont	ExxonMobil	Lummus
循环水，t/h	7150	3988	4250	3650
1.0MPa 蒸汽，t/h	53.18	64.11	63.07	63.07
3.5MPa 蒸汽，t/h	2.47	-	-	-
电耗，kwh/h	2053	8256	7350	12799
燃料气，t/h	1.02	-	-	-

项目	UOP	DuPont	ExxonMobil	Lummus
净化风，Nm^3/h	566	334	334	334
氮气，Nm^3/h	46	223	67	67
除盐水，t/h	0.04	15.21	1.35	0.24
新鲜水，t/h	1.00	-	-	-
凝结水，t/h	-55.65	-64.11	-63.07	-63.07
污水，t/h	0.04	15.21	1.35	0.24

表 21.2-6　　几种烷基化工艺“三废”排放对比表

对比项	HF技术	STRATCO技术	CDAlky 技术	备注
污水，t/h	0.95	15.21	0.22	连续
废气，Nm^3/h	20050	无	无	连续
废渣，t/a	379	无	无	

由表 21.2-5 和 21.2-6 可知，DuPont 公司 STRATCO 技术公用工程消耗在对比技术中消耗量较少，但烷基化部分废水产生量较大，对废水进行处理后循环利用没有废气和废渣排放。鉴于本项目前期已按 60 万吨/年 DuPont 公司 STRATCO®硫酸法烷基化技术进行设计，且专利设备已经到货，因此仍采用 DuPont 公司 STRATCO®硫酸法烷基化技术进行设计。

22.2.2.8 柴油加氢裂化装置

柴油加氢裂化装置 I/II 装置推荐采用单段一次通过流程。

⑴炉前混氢的特点

换热和分离的流程比较简单；在选择多流路的流程时，两相流容易出现分配不均状况；炉管有可能出现结焦状况。

⑵新氢压缩机方案选择时综合考虑投资和能耗，采用柴油加氢裂化装置 I 按一开一备，柴油加氢裂化装置 II 按二开一备配置新氢压缩机。

⑶分馏部分选用常压塔方案，由常压塔侧线抽出航煤及柴油，塔底产品为尾油，为降低塔底温度防止油品热裂解，常压塔采用进料加热炉加塔底水蒸汽汽提方式，其特点是：

①可不设减压塔，在常压塔完成柴油与蜡油的分割，流程简单，投资省。

②常压塔进料加热炉前设置预闪蒸罐，可避免加热炉加热实现过汽化过程中造成轻馏份产品过度加热的问题，是一种可行的节能措施。

③常压塔流程能耗较低。

④因常压塔进料口以下为蜡油汽提段，蜡油与柴油不能实现清晰分割，造成柴油拔

出率稍低。

22.2.2.9 航煤加氢装置

航煤非加氢工艺污染物排放较多、对环境不友好，不能适应现有航煤精制的要求，而且随着原油品质的劣质化和油品质量升级的大趋势，这类浅度精制工艺无法应对将来的要求。各类组合工艺也存在操作成本费用增加、工艺装置复杂、操作要求高等一系列问题，而且当遇到馏分油质量波动变化时，易出现产品不合格的现象。与之相比直馏航煤加氢工艺具有原料适应性强、产品质量稳定、运转周期长及环境污染小等优势，因此本装置选用航煤加氢技术。

22.2.2.10 轻烃回收装置

⑴轻烃回收工艺采用气体脱硫-石脑油吸收-柴油再吸收-脱丁烷-液化气脱硫-脱乙烷-脱丙烷-碳四分离路线流程，成熟可靠。

⑵干气、液化气脱硫工艺选用复合型甲基二乙醇胺（MDEA）溶剂，特点有：

①对 H_2S 有较高的选择吸收性能，溶剂再生后酸性气中 H_2S 浓度较高。

②溶剂损失量小，其蒸汽压在几种醇胺中最低，而且化学性质稳定，溶剂降解物少。

③碱性在几种醇胺中最低，故腐蚀性最轻。

④装置能耗低。与 H_2S、CO_2 的反应热最小，同时使用浓度高，溶剂循环量低，故再生需要的蒸汽量减少。

⑤节省投资。因其对 H_2S 选择性吸收率高，溶剂循环量降低且使用浓度高，故减小了设备尺寸，节省投资。

⑶脱硫醇工艺比较

常减压液化气脱硫醇工艺的几种工艺技术比较见表 21.2-7。

表 21.2-7　　液化气脱硫醇主要工艺方案对比

项目	纤维膜技术脱硫醇	Merox 工艺脱硫醇	固定床脱硫醇
技术成熟及可靠程度	成熟可靠	成熟可靠	成熟可靠
工艺及设备	工艺较复杂 设备较多	工艺较复杂 设备较多	工艺较简单 设备较少
投资	高（关键设备和工艺包 需要引进）	较高	较低
操作费用	较高	较高	较低（ 不含催化剂操作费用）
硫化氢脱除	彻底，操作稳定	彻底	较彻底
硫醇脱除	彻底	彻底	较彻底（适合低硫液化气）
占地面积	较小	大	较小

三废排放	碱渣量较少	碱渣量较大	碱渣量大
液化气 产品质量	产品质量合格，操作稳定	产品质量合格	产品质量合格

根据液化气原料性质及产品要求，常减压液化气脱硫醇工艺采用纤维膜脱硫醇工艺。该工艺方案的特点是：工艺成熟可靠，废碱渣排量较少，不产生固体废物。

22.2.2.11 石脑油加氢装置（含分离装置）

随着世界各国对汽油质量和数量需求的不断提高，连续重整作为清洁汽油的重要生产工艺在国内外发展很快，与之配套的石脑油加氢技术也在不断进步，经加氢和汽提后脱除原料中的硫、氮和水等杂质，为下游连续重整提供合格的原料。

国内的中国石化抚顺石化研究院和北京石油化工科学研究院均开发有多种石脑油加氢精制催化剂，对于沙中、沙轻、伊朗等十多种不同原油的石脑油（S 含量为 100～500μg/g；N 含量为 0.5～5.5μg/g）有着很好的适应性，在缓和的工艺条件下可将硫、氮含量分别降至 0.5μg/g 以下。国内石脑油加氢催化剂总体技术水平达到国际先进水平。

22.2.2.12 焦化石脑油加氢装置

⑴设置二烯烃饱和反应器，于二烯烃在较低的温度下已经加氢饱和，可以大大延长装置的操作周期。

⑵设置原料油过滤，防止反应器因进料中的固体颗粒堵塞导致压降过大而造成的非正常停工。

⑶原料油惰性气体保护，防止原料油与空气接触会生成聚合物和胶质。

⑷反应流出物物进入低温换热器前和空冷器前注入除氧水来溶解铵盐，避免铵盐结晶析出。

⑸分馏部分工艺选择单塔流程，节能降耗。

22.2.2.13 连续重整装置

选择 UOP 连续重整技术、催化剂再生部分采用 CycleMax Ⅲ和最新的 ChlorsorbTM 氯吸收技术。具有以下特点：

⑴反应器采用重叠式布置，梯级利用能耗。

⑵催化剂再生操作压力较低，采用一段烧焦的再生方式。

⑶再生气处理采用氯吸收技术技术，避免废碱液的产生。

⑷循环流程采用热循环，使用空冷，避免水冷水耗。

⑸催化剂还原采用重整氢，不需要氢气提纯系统。

22.2.2.14 催化汽油加氢装置

⑴催化汽油选择性加氢脱硫成套技术可将催化裂化汽油进行深度加氢脱硫，实现国 VI 清洁汽油调和组分的生产；

⑵该技术秉承“分段脱硫”的理念，以装置长周期平稳运行为前提；

⑶采用“全馏分 FCC 汽油预加氢-分馏（轻、重汽油分离）-重汽油加氢脱硫-加氢后处理”的工艺路线，实现深度脱硫。

22.2.2.15 氢气回收装置、氢气深度回收装置

采用成熟的 PSA 净化工艺，提高了 PSA 工艺的氢回收率、操作可靠性和灵活性。

氢气回收装置以重整氢、芳烃联合含氢气体、加氢装置低分气以及化工来氢气作为原料，氢气含量在 80~95%之间；氢气深度回收装置以 PSA 解吸气、催化干气富甲烷气以及干气分离富甲烷气作为原料，氢气含量在 35~80%之间。

22.2.2.16 硫磺回收联合装置

⑴过程气预热方式采用中压蒸汽加热法，操作简单、温度控制方便，操作弹性大。

⑵燃烧炉废热锅炉产生 4.0MPa（G）中压蒸汽，供本装置过程气预热用，可以简化流程。

⑶尾气处理工艺选择

硫磺回收采用的各种尾气处理工艺的技术经济特性比较见表 21.2-8。

表 21.2-8　　硫磺回收装置技术经济对照表

序号	装置类型	Clause 段硫回收率，%	全装置总硫回收率，%	相对投资，%	引进技术	操作费用	工艺特征
1	二级 Claus	≤96	≤96	80		低	工艺简单，对H_2S/SO_2≈2 要求严格，有机硫水解完全，SO_2 排放浓度达不到B16297-1996要求
2	三级 Claus	≤98	≤98	100		低	工艺简单， 对H_2S/SO_2≈2 要求严格，要求使用系列化高活性催化剂，有机硫水解完全，SO_2排放浓度达不到GB16297-1996 要求
3	MCRC	≤96	≤99	100～125	√	较低	采用低温吸附工艺，吸附再生采用时间程序控制，周期性切换操作，要求使用高活性催化剂，有机硫水解完全， 对H_2S/SO_2≈2 要求严格，SO_2 排放浓度难以达到 GB16297-1996 要求
4	Super Claus	>95	99～99.5	105～120	√	较低	要求使用高活性催化剂，有机硫水解完全，选用选择性氧化催化剂，工艺简单，操作容易，SO_2 排放浓

							度较难达到GB16297-1996 要求。
5	二级 Claus +SCOT 尾气处理	≤96	≥99.8	170～200		较高	工艺复杂，投资较高，对H_2S/SO_2≈2要求不严格，尾气中SO_2 被加氢还原成H_2S 后进行吸附、解吸，满足了SO_2 排放浓度小于100mg/m^3的环保标准要求
6	二级 Claus +RAR	≤96	≥99.8	170～200	√	较高	工艺复杂，投资较高，对H_2S/SO_2≈2要求不严格，尾气中SO_2 被加氢还原成H_2S 后进行吸收、解吸，满足了SO_2 排放浓度小于100mg/m^3的环保标准要求
7	二级 Claus+ LS-SCOT	≤96	≥99.99	180～205	√	高	工艺复杂，投资较高，对H_2S/SO_2≈2要求不严格，尾气中SO_2 被加氢还原成H2S 后进行吸收、解吸，满足了SO_2 排放浓度小于100mg/m^3的环保标准要求
8	二级 Claus +串级SCOT	≤96	≥99.8	170	√	居中	工艺复杂，投资适中，对H_2S/SO_2≈2要求不严格，尾气中SO_2 被加氢还原成H_2S 后进行吸收、解吸，满足了SO_2排放浓度小于100mg/m^3的环保标准要求

只有采用还原吸收工艺才能满足国家排放标准要求，其中 LS-SCOT、SuperSCOT 工艺虽然净化度高，但投资和操作费用也是最高的；串级 SCOT 工艺虽然降低了投资及占地面积，但减少了装置的独立性，增加了操作复杂性和装置检修安排难度，同时由于脱硫贫液和尾气处理贫液质量相同，也增加了蒸汽耗量和能耗；考虑本装置规模大，环保要求尤为重要，因此硫磺回收部分采用两级克劳斯工艺，尾气处理采用 SCOT 工艺。

⑷碱液吸收工艺

碱液吸收工艺的典型代表是杜邦孟莫克动力波技术，将烟气中的二氧化硫氧化为硫酸钠，排放至污水处理厂，该工艺流程简单，优点是既能保证硫磺回收装置排放烟气中二氧化硫满足小于 100mg/Nm^3，又能处理装置停工吹扫出来的残硫。缺点是有废水排放。

本装置采用 SCOT 工艺+钠法脱硫工艺，确保二氧化硫排放浓度满足《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）特别排放限值要求。

22.2.2.17 干气分离装置

本装置的加工工艺推荐采用国内变压吸附技术。

⑴变压吸附的操作灵活性最高，当变压吸附原料中的杂质浓度改变时，通过调整吸

附时间就能维持产品纯度。

⑵变压吸附工艺投资较小，由于变压吸附浓缩工艺在常温和干气原有压力下操作，仅需对大约 1/3 的富乙烯产品进行增压，因此与深冷法和吸收法比较具有能耗特别低的优势，能耗仅为深冷法或者油吸收法的 1/2~1/4。

22.2.2.18 芳烃联合装置

本装置采用环丁砜抽提溶剂，拟采用国内开发的环丁砜抽提蒸馏工艺技术。环丁砜抽提工艺简单、能耗低、芳烃回收率高、溶剂在正常操作条件下对设备无腐蚀，是目前国际上普遍采用的较好的芳烃抽提工艺。我国已建设多套生产对二甲苯的芳烃联合装置，其中的抽提装置大多采用抽提蒸馏工艺，从这些项目的开工情况来看，抽提蒸馏工艺流程简单、操作方便，是目前成熟可靠的芳烃抽提工艺技术之一。

22.2.2.19 石油焦制氢装置

气化单元采用 GE 水煤浆加压气化激冷工艺，变换采用 Co-Mo 系的耐硫宽温变换工艺，净化单元采用低温甲醇洗工艺，制氢单元采用 PSA 工艺。

⑴气化单元

煤的气化工艺可分为固定床气化、流化床气化和气流床气化等几种工艺技术。

固定床气化技术包括：常压固定床间歇气化、鲁奇加压固定床气化和 BGL 固定床液态排渣气化等。

流化床气化技术包括：加压流化床高温气化、恩德粉煤气化、KBR 气化，常压流化床 U-gas 气化、灰熔聚粉煤气化等。

气流床气化技术包括：粉煤进料 Shell 气化、西门子 GSP 气化、两段式干煤粉加压气化、航天炉（HT-L）气化，水煤浆进料 GE 气化、华东理工兖矿国拓多喷嘴对置式气化、E-Gas 气化、多元料浆加压气化等。

主要气化技术比较见表 21.2-9。

表 21.2-9　　主要气化技术比较

项目	规格	水煤浆 GE/多喷嘴	干粉 SHELL/GSP	鲁奇 LURGI	BGL	间歇气化
气化类型		气流床	气流床	移动床	移动床	移动床
进料要求		60% 水煤浆	150~200 目干粉煤	5~50mm 块煤	5~50mm 块煤	25~70mm 无烟块煤
排渣特征		液态渣	液态渣	干灰	液态渣	干灰

项目	规格	水煤浆 GE/多喷嘴	干粉 SHELL/GSP	鲁奇 LURGI	BGL	间歇气化
气化温度	℃	1300~1400	1500	1000~1100	1300~1350	1200~800
气化压力	MPaG	4~8.7	4	3	3.0~4.0	0.026
气化剂	90~99%O_2	氧	氧+蒸汽	氧+蒸汽	氧+蒸汽	空气+蒸汽
氧耗	1000Nm^3 ($CO+H_2+CH_4$)	350~430	360~370	192~240	192~240	
粗煤气组成 V%	CO H_2 CO_2 CH_4 N_2	41~46 33~34 16~20 1~1.2	55~56 35~36 7~7.5 1~1.1	16~28 38~40 27~32 7~12 0.8~1	57.2 30.8 4.9 6.2 0.3	37~38 47~48 7~8 0.5 6
碳转化率	%	＞95	96～98	＞99 (包括副产品)	＞99 (包括副产品)	60(不包括吹风气中碳)

根据综合分析可知，水煤浆进料煤气化技术的特点是气化压力高、碳转化率高、无酚等有机物副产品，氧耗相对粉煤高，从制浆角度和经济性考虑对煤种有一定限制。其中国外具有代表性的有美国 GE 公司的水煤浆气化工艺；国内代表性的有华东理工大学多喷嘴水煤浆气化技术。

干粉煤进料煤气化技术的特点是煤种适应性广、气化温度高、碳转化率高、氧耗低、无酚等有机物副产品。其中国外具有代表性的有壳牌（Shell）公司的干煤粉气化工艺德国西门子公司的 GSP 干粉煤气化工艺；国内具有代表性的有航天炉（HT-L）干粉煤气化工艺。

从各种煤气化技术大型化的业绩、气化压力范围、气化合成气的有效成分、操作中的平稳可靠性、煤种的适应范围、投资费用和运行费用、三废排放的情况来看，气流床气化技术具有较大优势，而其中的 GE、多喷嘴、E-Gas、Shell、GSP、HT-L 等各种工艺技术又各具特色。总的来说，水煤浆气化工艺应用于合成氨、甲醇装置，因工业应用业绩较多、运行经验丰富、装置投资少、国产化程度高、气化压力范围广、装置操作相对简单、装置生产相对平稳而更具优势；而 Shell、GSP、航天炉等粉煤气化工艺的优势在于煤种适应范围较广、有效气体成分较高、操作和维护费用较低，但因装置的建设投资较高，技术相对复杂，操作要求较高。所以本项目考虑到保证煤焦制气的长周期稳定运行、降低投资提高经济效益的主要目的，采用 GE 水煤浆气化工艺技术。GE 水煤浆气化采用激冷流程。该工艺主要优点如下：

①煤种适应性广：烟煤，粉煤皆可作原料。要求煤的灰融点不超过 1350℃，煤可磨

性和成浆性好，制得煤浆浓度要不低于 58%（wt）为宜。

②气化压力范围大：从 2.5~8.7MPa 皆有工业化装置，以 6.5MPa 较为普遍。

③气化炉热量利用合理：水煤气激冷气化工艺制得含蒸汽量高的合成气如用于生产合成氨、甲醇、制氢等，在变换工序不需再外加蒸汽。

④气化炉内无传动装置，结构比较简单。

⑤单位体积燃烧室容积产气量大：一台燃烧室直径 3200mm、容积 25.5m^3、操作压力 6.5MPa 的气化炉产生的合成气，可产纯氢气约 10 万标方/小时。

⑥有效气（指 CO+H_2）成分高，(CO+H_2)≥78%（v%，干基）；排渣无污染，污水污染小易处理；因气化操作温度高，水煤气中含甲烷很低（CH_4≤0.1%），无焦油，气化炉排渣污染较小，污水含氰化物少易处理。

综上所述，本装置气化单元从当地实际出发，选择当前世界先进的、成熟的 GE 激冷流程多水煤浆气化工艺，符合清洁生产对工艺选择的要求。

⑵变换单元

选择合适的变换催化剂是一氧化碳变换装置的关键。通常使用的变换催化剂有高温变换催化剂、低温变换催化剂和宽温耐硫变换催化剂，其中宽温耐硫变换催化剂不仅具有很宽的活性温度区，也具有很好的耐硫性能，且机械强度高。本项目煤气化装置送出的原料气中一氧化碳含量高达 41.92%Vol(干基)左右，且原料气中含硫，因此，所选择的催化剂需要具有足够的宽温活性及宽硫性能，同时本装置所处理的粗煤气压力为 6.5MPaG，压力相对较高，变换催化剂还必须具有足够的机械强度。选择宽温耐硫变换催化剂可直接对粗合成气进行变换，使流程简化。我国在 20 世纪九十年代已成功开发应用了具有宽温、耐硫、热稳定性好等优良性能的 Co-Mo 系宽温耐硫变换催化剂。目前，以煤为原料生产合成氨/甲醇等大型工业装置的变换工序大多采用 Co-Mo 系宽温耐硫变换催化剂，效果良好。因此，本装置选择国产的 Co-Mo 系宽温耐硫变换催化剂来调节合成气中 CO 和 H_2 的比例以生产甲醇，是适宜的。在具体的流程设计中，本装置还根据合成气的性质采用部分变换+余热回收流程，该流程与常规流程的最大不同之处是：在粗合成气进入变换反应前，通过余热锅炉调整降低粗合成气的水/气比，从而降低下游变换反应的负荷，并通过冷却粗合成气产生的大量冷凝液来脱除粗合成气的杂质，以保护催化剂和延长催化剂寿命，同时低水/气化有助于降低催化剂反硫化和钝化的可能性，并使变换反应较温和，延长催化剂寿命。本装置还根据反应余热位能的高低，在不同位置分别设置了高压蒸汽发生器、中压蒸汽发生器、低压蒸汽发生器、低低压蒸汽发

生器及除盐水加热器，使反应余热得到合理的利用。

可见，一氧化碳变换装置选择国产的 Co-Mo 系宽温耐硫变换催化剂并采用部分变换+余热回收流程，符合清洁生产对工艺选择的要求。

⑶低温甲醇洗单元

目前用于煤气化酸性气体脱除的技术方法较多。根据操作过程的特点，大致可分为两大类，即化学吸收法和物理吸收法。化学吸收法是利用气体中有关组份能与吸收剂中的活性组份起化学反应生成化合物，而再生时所生成的化合物又被分解释放出活性组份及气体，常用于 CO_2 分压较低的原料气处理，常用的工艺方法有一乙醇胺法、热钾碱法等。物理吸收法主要是利用 H_2S、CO_2 等酸性气体组分在溶剂中的溶解度差异较大的物理特性，有选择性地脱除原料气中的酸性气体，常用于高 CO_2 分压的原料气处理，常用的工艺方法有碳酸丙烯酯法、低温甲醇洗法、聚乙二醇二甲醚法、N-甲基吡咯烷酮 NMP 法等。本酸性气体脱除装置所处理的变换合成气中 CO_2 含量高、分压高且硫含量也较高，如采用一般的化学吸收法，其溶剂循环量大、能耗高，所以选择物理吸收方法具有一定优势。

物理吸收法中按照吸收温度的不同，一般分为热法和冷法，热法以聚乙二醇二甲醚法最为著称，冷法以低温甲醇洗法为代表。

聚乙二醇二甲醚法的主要特点：溶剂对 CO_2、H_2S 等均有较强的吸收能力，但对 COS 的吸收能力较弱，需增加水解装置，且工艺须将脱硫和脱碳分开进行，使得流程较复杂；溶剂的吸收能力比甲醇小，溶剂循环量比较大，能耗较大；溶剂为多组份混合物，高温对溶剂的稳定性不利，在溶剂再生时需要加入水或水蒸汽；溶剂较贵，目前市场价格为甲醇的 7～10 倍；氢损失达 0.4%左右，比低温甲醇洗法高；净化后合成气中 CO_2≤400ppm，H_2S≤1ppm，一般需增加精脱硫装置，才能满足甲醇合成对总 S≤0.1ppm 的要求。

低温甲醇洗法的主要特点：在低温条件下操作，溶剂甲醇对 CO_2、H_2S、COS 的溶解度较高，甲醇溶液的循环量小，装置能耗较低；溶剂对 CO_2、H_2S 的选择性较好，脱硫脱碳可在 2 个吸收塔或同一个塔内分段选择性进行；合成气净化度高，合成气中 CO_2≤20ppm，H_2S≤0.1ppm，纯度达 99%以上；溶剂甲醇具有良好的化学稳定性和热稳定性，补充量小，且价格便宜，购买方便。

聚乙二醇二甲醚法和低温甲醇洗法工艺技术比较见表 21.2-10。

表 21.2-10　　低温甲醇洗和聚乙二醇二甲醚法技术比较

项目	单位	低温甲醇洗	聚乙二醇二甲醚法
蒸汽消耗	相对值	1	1
循环冷却水消耗	相对值	1	4.5
冷冻量	相对值	1.6	1
电消耗	相对值	1	4.5
有效气损失	相对值	1	3
气提气（N_2）消耗	相对值	1	4
投资	相对值	1.4	1

从表 21.2-10 中可知，低温甲醇洗工艺虽然装置的一次性投资比聚乙二醇二甲醚法高，但能耗较低，运行费用较低。目前世界上大型酸性气体净化装置普遍采用低温甲醇洗工艺，国内在设计、施工、安装、操作等方面也积累了丰富的经验。而聚乙二醇二甲醚法的生产装置较小，并大多用于中小型合成氨或制合成气装置中。可见，本单元作为大型酸性气体脱除装置选择技术先进、成熟可靠的低温甲醇洗工艺，符合清洁生产对工艺选择的要求。

21.2.3 化工区生产工艺先进性分析

21.2.3.1 乙烯装置

⑴裂解技术

Lummus 和 Linde 推出并主张的是分支式炉管，S&W、KBR 和中国石油则是直通式。随着乙烯装置的大型化，裂解炉也在向大型化发展。在实现大型化的途径方面，各家也有些差异。一种是通过加宽辐射室宽度，以容纳更多组炉管；另一种是通过采用两个辐射室共用一个对流段（双炉膛）来容纳双倍数量的炉管。各公司具有代表性的裂解炉特性见表 21.2-11。加强节能措施，各家设计的裂解炉热效率均可达到 94%。

表 21.2-11　　各公司的代表性裂解炉特性

公司	Lummus	Linde	S&W	KBR	中国石油
炉型	SRT-Ⅵ/Ⅶ	Pyrocrack1-1	USC 64W	SC-1	H
辐射室数	1	2	2	1	2
辐射炉管型式	分支式	分支式	直通式	直通式	直通式

⑵分离流程

分离单元采用前脱丙烷、前加氢流程，其优点：

①碳四及碳四以上重组分在进入深冷系统之前就被分离出来。减少了昂贵的低温处理系统的投资和生产费用，同时减少了在低温系统中处理“脏”物料（如双烯烃、苯等）的麻烦。

②加氢反应所用氢气就存在于裂解气中，无需另外提供纯氢，也无需“配氢”操作，加氢系统的操作安全性有所改善。

③不再需要绿油洗涤系统和乙烯精馏塔的“巴氏精馏段”。

21.2.3.2 裂解汽油加氢装置

裂解汽油加氢生产工艺采用中心馏份加氢技术，该技术具有以下特点：

⑴将苯乙烯在加氢之前从裂解汽油中分离出来可使下游芳烃抽提装置及其二甲苯精制塔能耗分别降低 7%和 35%。

⑵经分离处理后的裂解汽油经过两段加氢，乙苯浓度得到有效降低，组成更加适合作为芳烃抽提的原料，可直接成为对二甲苯装置的原料。

⑶在裂解汽油加氢之前回苯乙烯收，可以增加苯乙烯的产量，同时还可以减少汽油加氢反应器催化剂的装填量，降低后续加氢过程中约 50%的氢气消耗，同时避免催化剂因苯乙烯聚合结焦而引起的中毒失活。

⑷裂解汽油加氢装置中脱碳九分离塔改为脱碳八分离塔后，其能耗降低 18%以上。

21.2.3.3 丁二烯抽提装置

本装置采用中国寰球工程公司拥有知识产权的采用 ACN 抽提丁二烯工艺技术，此技术具有以下特点：

⑴采用侧线除炔烃、第一、二萃取精馏塔连成一个大系统，减少了相变次数，具有可适应砂子炉、毫秒炉、Lummus 炉等各种不同炉型联产 C4、适应性强的特点。

⑵与国内同类装置有所不同的是，该装置减少了两台塔，即没有丁二烯水洗塔，脱重塔为一台，流程更简捷、操作更便利、减少投资和运行费用。

⑶产品综合性能好、指标先进：产品丁二烯质量分数≥99.6%，其中总炔质量分数≤20×10^{-6}，乙腈质量分数<5×10^{-6}，丙炔质量分数<3×10^{-6}，丁二烯收率≥98.2%；抽余油：丁二烯质量分数<10×10^{-6}，乙腈质量分数<3×10^{-6}，使下游装置省掉加氢除丁二烯的工艺，提高综合经济效益。

⑷萃取精馏除炔烃、采用精馏方法脱除丁二烯中的少量乙腈、省掉丁二烯水洗塔、简化装置工艺流程，减少相变次数，节能、降耗效果非常明显。

⑸乙腈净化工艺采用液-液萃取+精馏的组合工艺，用水做萃取剂先脱除二聚物再脱除水解产物、多聚物和机械杂质。

21.2.3.4MTBE 丁烯-1 装置

本装置采用筒式固定床外循环+催化蒸馏反应/超精密精馏的 MTBE/丁烯-1 成套技术，此技术具有以下特点：

⑴采用侧线除炔烃、第一、二萃取精馏塔连成一个大系统，减少了相变次数，具有可适应砂子炉、毫秒炉、Lummus 炉等各种不同炉型联产 C4、适应性强的特点。

⑵与国内同类装置有所不同的是，该装置减少了两台塔，即没有丁二烯水洗塔，脱重塔为一台，流程更简捷、操作更便利、减少投资和运行费用。

⑶产品综合性能好、指标先进：产品丁二烯质量分数≥99.6%，其中总炔质量分数≤20×10^{-6}，乙腈质量分数<5×10^{-6}，丙炔质量分数<3×10^{-6}，丁二烯收率≥98.2%；抽余油：丁二烯质量分数<10×10^{-6}，乙腈质量分数<3×10^{-6}，使下游装置省掉加氢除丁二烯的工艺，提高综合经济效益。

⑷萃取精馏除炔烃、采用精馏方法脱除丁二烯中的少量乙腈、省掉丁二烯水洗塔、简化装置工艺流程，减少相变次数，节能、降耗效果非常明显。

⑸乙腈净化工艺：采用液-液萃取+精馏的组合工艺，用水做萃取剂先脱除二聚物再脱除水解产物、多聚物和机械杂质。

21.2.3.5HDPE 装置

选用浆液法工艺生产单峰或双峰 HDPE 产品专用料，其工艺技术特点为：

⑴反应在中等温度和压力下进行，反应条件温和。

⑵反应器稀释剂采用轻组分异丁烷，脱气简单，不需离心分离。

⑶专有的提浓设备，提高了浆液浓度，降低了溶剂回收单元的负荷，且 90%以上的溶剂通过简单的冷凝回收，能耗较低。

⑷催化剂活性高，反应器不粘壁，不需要定期清洗；产品切换方便，过渡料少，催化剂对原料杂质的要求相对较低。

⑸聚合反应中无蜡或其它副产物生成，降低了物耗及减少了影响环境的排放物。

⑹每台反应器的乙烯转化率可达 97~98%，使用专有催化剂加料系统，使催化剂的停留时间最短、损耗最小。

21.2.3.6FDPE 装置

本装置拟采用 Univation 的 Unipol 先进低压气相流化床工艺。该工艺采用冷凝态技

术，使用单台反应器生产 LLDPE/HDPE。该工艺具有以下特点：

⑴工艺简单，投资较低，不需除去低聚物和溶剂。

⑵催化剂对空气和水等毒物很敏感，原料需精制。

⑶应用新的气体/催化剂混合技术，显著减少了流化床反应器结块问题。

21.2.3.7 苯乙烯装置

苯乙烯装置采用 SW-Badger 技术，乙苯单元采用纯乙烯液相法生产工艺，采用分子筛液相催化剂，使用乙烯和苯生产乙苯，苯乙烯单元再采用乙苯低压脱氢工艺路线，生产苯乙烯。

21.2.3.8PP 装置

PP 装置拟采用 Unipol 的气相本体法工艺，工艺简单，投资较低；不需除去低聚物和溶剂；催化剂对空气和水等毒物很敏感，原料需精制；牌号切换时易产生大量过渡料；不同催化剂互不相容，开车需加种子树脂；应用新的气体/催化剂混合技术，显著减少了流化床反应器结块问题。

21.3 清洁生产水平分析

21.3.1 清洁生产指标核算

⑴能耗指标核算

本项目加工能力为 2000 万吨/年原油，同时建设配套的界区内储运、水、电、气等公用工程及辅助生产设施，包括陆域工程、配套码头工程和依托工程。陆域工程包括炼油装置、化工装置、储运工程及相应配套公用工程设施。配套码头工程包括原油泊位、液体化工泊位和码头至库区管廊。

在确保工艺技术成熟、可靠、先进的前提下，为降低装置加工能耗，各装置均采取了一系列节能措施，与《炼油单位产品能源消耗限额》（GB30251-2013）对比情况见表 21.3-1。

表 21.3-1　　本项目工艺装置能耗对比表

序号	装置名称	设计能耗，kgoe/t 原料	能耗定额，kgoe/t 原料
一	炼油区		
1	常减压蒸馏装置 I /II	**10.87/10.59**	10
2	延迟焦化装置 I /II	**36.85/36.85（不含加工常压 LPG 及双脱）**	33
3	蜡油加氢处理装置	**16.66**	16

序号	装置名称	设计能耗，kgoe/t 原料	能耗定额，kgoe/t 原料
4	加氢裂化装置	**46.56**	42
5	催化裂化装置	45.40	48
6	气体分馏装置	37.91	39
7	烷基化装置	114.57	105（不含废酸再生）
8	柴油加氢裂化装置 I /II	33.76/38.73	42
9	航煤加氢装置	11.6	12
10	轻烃回收装置	124.06	
11	石脑油加氢装置	**17.48**	12
12	焦化石脑油加氢装置	11.63	12
13	连续重整装置 I /II	85.40/85.40	90
14	催化汽油加氢装置	**18.40**	12
15	氢气回收装置	67.10	80
16	氢气深度回收装置	27.31	120
17	硫磺回收联合装置，5 个系列	-6.59/-120.26/-44.99/-59.75/-117.26	-30
18	干气分离装置	51.50	55
19	芳烃联合装置	245.17	500
20	石油焦制氢装置	/	
二	化工区		
1	乙烯裂解装置	527.79	640/610
2	裂解汽油加氢	97.22	无
3	丁二烯抽提	245.2	无
4	MTBE 丁烯-1 装置	MTBE 单元：90.92 丁烯-1 单元：242.11	无
5	HDPE 装置	154.68	无
6	FDPE 装置	115.43	无
7	苯乙烯装置	216.24	无
8	PP 装置	54.65	无

说明：#芳烃联合装置能耗定额参考《对二甲苯单位产品能源消耗限额》（GB 31534-2015）先进值。

由表 21.3-1 可知，5 套装置能耗较高，高于《炼油单位产品能源消耗限额》（GB 30251-2013）能耗定额，其中主要装置为常减压装置、延迟焦化装置及加氢裂化装置，超标主要是因为本项目加工的原油属于劣质重油，渣油收率高，性质差，而对产品的拔出率和质量要求较高，造成装置能耗增加。常减压装置和延迟焦化装置能耗较高分析见 21.3.2 节。加氢裂化装置比国内其他加氢裂化装置能耗偏高，原因分析如下：

①循环氢压缩机采用凝气式汽轮机驱动

汽轮机轴功率约为 14336kW。如采用背压式汽轮机驱动，将 11.5MPa 蒸汽背压至 4.0MPa，汽轮机用气量约为 170t/h，能耗折合 1.549 kg 标准油/t 原料。如果采用 4.0MPa

蒸汽背压至 1.3MPa 蒸汽，汽轮机用气量约为 170t/h，能耗折合 3.088 kg 标准油/t 原料。采用凝气式汽轮机驱动，使用 4.0MPa 蒸汽，用气量为 65t/h，循环水用量约 4400t/h，能耗折合 12.805 kg 标准油/t 原料，明显高于背压式汽轮机。可以看出，采用凝汽式汽轮机是本装置能耗偏高的主要原因。

②装置原料性质较差，采用两段全循环流程，操作压力高，反应器出口压力达到 18.14MPa（G），高于近几年建设的几套加氢裂化装置的操作压力。较高的反应压力导致本装置用电负荷偏高。某 360 万吨/年加氢裂化装置，6000kV 高压耗电量约 23867kW·h/h，能耗折合 12.252 kg 标准油/t 原料；本装置 10000kV 高压耗电量为 33900kW·h/h，折合 16.93kg 标准油/t 原料。可以看出，本装置高压供电负荷明显高于国内类似规模装置用电负荷。

催化汽油加氢装置能耗较高的原因如下：从能耗组成来看，燃料消耗占第一位，初期、末期分别为 703.94MJ/t 原料、649.59 MJ/t 原料，因此要降低装置能耗，应主要从降低装置燃料消耗入手。本装置设置空气预热器，使加热炉效率达 92%；同时通过优化换热网络，充分利用不同温位的热量，提高热量回收利用率，降低燃料消耗。

循环氢压缩机如采用凝汽式汽轮机驱动，使用 4.0MPa 蒸汽，用汽量为 12t/h，循环水用量约 975t/h，折合能耗 2.37kg 标油/t 原料；用背压式汽轮机驱动，将 4.0MPa 蒸汽背压至 0.5MPa，汽轮机用汽量约为 28t/h，循环水用量约 110t/h，折合能耗 1.41kg 标油/t 原料，较凝汽式汽轮机能耗低 0.96kg 标油/t 原料。建议循环氢压缩机采用背压式汽轮机驱动。

⑵水指标计算

本项目的水循环利用率和重复利用率均较高，具体指标计算结果见表 21.3-2。

表 21.3-2　　本项目炼油区水指标核算表

指标	数值
*吨油品耗水指标（m^3/吨）	0.48
水循环利用率	99.84%
水重复利用率	98.00%
吨油污水外排量（吨污水/吨油）	0.27
污水回用率%	71.54%

说明：*吨油品耗水指标（m^3/吨）：本项目属于炼油-芳烃-化工一体化企业，吨油品耗水指标的统计范围不包括重整、芳烃装置，以及专为化工供料的焦化石脑油加氢、干气分离等装置。

21.3.2 与清洁生产标准评价指标对比

⑴《清洁生产标准石油炼制业》的符合性分析

根据《清洁生产标准石油炼制业》（HJ/T125-2003）要求，对常减压装置、延迟焦化装置、催化裂化装置和项目石油炼制部分进行清洁生产评价指标对比分析，见表 21.3-3~表 21.3-6。

表 21.3-3　　常减压装置清洁生产评价指标对比分析表

指标		等级			本工程达标分析	
		一级	二级	三级	指标	级别
一、生产工艺与装备要求		-采用“三顶”瓦斯气回收系统 -加热炉采用节能技术 -采用 DCS 仪表控制系统 -现场设密闭采样设施			-液化气去轻烃回收，不凝气送延迟焦化 -采用集中回收烟气余热技术 -采用 DCS 仪表控制系统 -现场设密闭采样设施	一级
二、资源能源利用指标						
1.综合能耗，kg 标油/t 原料		燃料油型≤10 润滑油型≤11	燃料油型≤12 润滑油型≤12.5	燃料油型≤13 润滑油型≤14.5	10.87(I) 10.59(II)	二级(I) 二级(II)
2.新鲜水用量，t 水/t 油		≤0.05	≤0.1	≤0.15	0.07(I) 0.07(II)	二级(I) 二级(II)
3. 原料加工损失率，%		≤0.1	≤0.2	≤0.3	<0.1	一级
三、污染物产生指标						
1.含油污水	单排量 kg/t 原料	≤20	≤40	≤60	6.70(I) 6.72(II)	一级(I) 一级(II)
	石油类含量 mg/L	≤50	≤100	≤150	44 (I) 44(II)	一级(I) 一级(II)
2.含硫污水	单排量 kg/t 原料	≤27	≤35	≤44	34.1(I) 34.8(II)	二级(I) 二级(II)
	石油类含量 mg/L	≤80	≤140	≤200	136 (I) 136(II)	二级(I) 二级(II)
3.加热炉烟气中的 SO_2 含量，mg/Nm^3		≤100	≤300	≤550	8.00 (I) 8.00(II)	一级

表 21.3-4 延迟焦化装置清洁生产评价指标对比分析表

指标		等级			本工程达标分析	
		一级	二级	三级	指标	级别
一、生产工艺与装备要求		-焦碳塔采用密闭式冷焦、除焦工艺 -冷焦水密闭循环处理工艺 -采用 DCS 仪表控制系统 -设密闭采样设施 -设雨水系统 -处理部分污水处理厂废渣			-采用先进成熟先进的冷切焦水共用工艺技术 -采用 DCS 控制系统 -设密闭采样设施 -设清净雨水和含油雨水系统 -处理污水处理场油泥	一级
二、资源能源利用指标						
1.综合能耗，kg 标油/t 原料		≤25.0 含吸收稳定≤30.0	≤28.0 含吸收稳定≤32.0	≤31.0 含吸收稳定≤35.0	**36.85（含吸收稳定）**	**三级**
2.新鲜水用量，t /t 原料		≤0.12	≤0.2	≤0.3	0.0047	一级
3.原料加工损失率，%		≤0.5	≤0.8	≤1.2	<0.5	一级
三、污染物产生指标						
1.含油污水	单排量 kg/t 原料	≤130	≤150	≤180	16.29	一级
	石油类含量 mg/L	≤200	≤300	≤500	20	一级
2.含硫污水	单排量 kg/t 原料	≤50	≤100	≤180	82	二级
	石油类含量 mg/L	≤400	≤800	≤1100	210	一级
3.加热炉烟气中 SO_2 含量 mg/Nm^3		≤550	≤600	≤750	8.00	一级

说明：延迟焦化装置共两套，数据相同。

表 21.3-5 催化裂化装置清洁生产评价指标对比分析表

指标		标准指标要求									本工程达标情况	
		一级			二级			三级			指标	级别
一、生产工艺与装备		- 采用提升管催化裂化工艺； - 设烟气能量回收设备； - 采用 DCS 仪表控制系统； - 现场设密闭采样设施。									- 采用提升管催化裂化工艺； - 设烟气能量回收设备； - 采用 DCS 仪表控制系统； - 现场设密闭采样设施。	
二、资源能源利用指标		掺渣量比率			掺渣量比率			掺渣量比率			掺渣量比率：<35%	
		<35%	35-70%	>70%	<35%	35%-70%	>70%	<35%	35-70%	>70%		
1.综合能耗，kg 标油/t 原料		≤62	≤65	≤73	≤65	≤73	≤80	≤68	≤80	≤95	45.40	一级
2.催化剂单耗，kg/t 原料		≤0.40	≤0.60	≤0.80	≤0.50	≤0.70	≤1.0	≤0.60	≤0.90	≤1.4	0.41	二级
3.原料加工损失率，%		≤0.40	≤0.50	≤0.60	≤0.50	≤0.65	≤0.75	≤0.60	≤0.75	≤0.85	<0.4	一级
三、污染物产生指标		掺渣量比率			掺渣量比率			掺渣量比率				
		<35%	35%-70%	≥70%	<35%	35%-70%	>70%	<35%	35%-70%	>70%	掺渣量比率：<35%	/
1.含油污水	单排量，kg/t 原料	≤120	≤120	≤120	≤160	≤160	≤200	≤200	≤200	≤250	48.38	一级
	石油类含量，mg/L	≤100	≤130	≤150	≤140	≤170	≤200	≤200	≤220	≤250	120	一级
2.含硫污水	单排量，kg/t 原料	≤100	≤100	≤100	≤120	≤120	≤150	≤150	≤150	≤200	67.03	一级
	石油类含量，mg/L	≤80	≤100	≤120	≤150	≤200	≤280	≤200	≤280	≤350	/	一级
3.催化再生烟气中 SO_2 含量，mg/Nm^3		≤550	≤550	≤550	≤800	≤1000	≤1200	≤1200	≤1400	≤1600	43.5	一级
4.催化再生烟气中粉尘含量，mg/Nm^3		≤100	≤100	≤100	≤150	≤170	≤180	≤160	≤180	≤190	27.8	一级

说明：因为本项目催化裂化装置不含掺渣量，故清洁生产指标对比时参考掺渣量＜35%的情况。

表 21.3-6 石油炼制部分清洁生产评价指标对比分析表

指标	一级	二级	三级	本项目	指标评价
一、生产工艺与装备要求	- 加工原油能力大于 250 万 t/a； - 排水系统划分正确，未受污染的雨水和工业废水全部进入假定净化水系统； - 特殊水质的高浓度污水（如：含硫污水、含碱污水等）有独立的排水系统和预处理设施； - 轻油（原油、汽油、柴油、石脑油）储存使用浮顶罐； - 设有硫回收设施； - 废碱渣回收粗酚或环烷酸； - 废催化剂全部得到有效处置。			-2000 万吨/年 -按清污分流、污污分治原则设置，设含油污水、含硫污水、含盐污水、生活污水、生产废水、清净雨水及含油雨水系统 -特殊水质的高浓度有独立的排水系统和预处理设施（如含硫污水送酸性水汽提装置处理） -轻油储存使用浮顶罐 -设硫磺回收装置 -废碱渣外委处置 -废催化剂回收、填埋和外委处理	一级
二、资源能源利用指标					
1.综合能耗，kg 标油/t 原油	≤80	≤85	≤95	62.92	一级
2.取水量，t /t 原油	≤1.0	≤1.5	≤2.0	0.48	一级
3.净化水回用率，%	≥65	≥60	≥50	67.8	一级
三、污染物产生指标					
1. 石油类，kg/t 原油	≤0.025	≤0.2	≤0.45	0.007	一级
2. 硫化物，kg/t 原油	≤0.005	≤0.02	≤0.045	0.002	一级
3. 挥发酚，kg/t 原油	≤0.01	≤0.04	≤0.09	0.004	一级
4. COD，kg/t 原油	≤0.2	≤0.5	≤0.9	0.12	一级
5.工业废水产生量，t /t 原油	≤0.5	≤1.0	≤1.5	0.21	一级
四、产品指标					
汽油	产量的 50%达到《世界燃油规范》Ⅱ类标准	符合 GB17930-1999-产品技术规范		满足	一级
轻柴油	产量的 30%达到《世界燃油规范》Ⅱ类标准	符合 GB252-2000 产品技术规范		满足	一级

从表 21.3-3 可得，两套常减压装置的能耗为 10.87kgoe/t 原料和 10.59kgoe/t 原料。目前国际常减压蒸馏装置先进水平能耗值约为 10kgoe/t 原料，本装置能耗接近国际先进水平，和一般常减压蒸馏装置相比，由于有以下几个方面的特殊性，使本装置能耗稍高于国际先进水平：

①装置加工的原油属超重劣质原油，减压蒸馏部分规模大，造成减压炉燃料量增大、减顶抽真空负荷、电耗量和蒸汽耗量增大；

②装置减压部分深拔，减压渣油切割点为 540℃，造成减压炉燃料量增大；减压炉出口温度较高，裂解气和裂解油量增加，同时减压炉炉管过渡段注汽以减缓炉管结焦，这些因素都导致减顶抽真空负荷、电耗量和蒸汽耗量增大；

③为提高换热效率，常压塔和减压塔的中段回流采用小温差、大流量的设计，造成常压和减压的中段回流泵用电量增加。

从表 21.3-4 可得，两套延迟焦化装置能耗均为 36.85kgoe/t 原料，国内先进为 25.0kgoe/t 原料，含硫废水的产生量较大，主要原因主要有：

①原料性质的影响

A：本装置加工的原料为高氮、高金属含量的劣质渣油，分馏塔上部塔盘易结盐，为了减缓分馏塔上部塔盘结盐速率，需要把尽可能多的热量转移到分馏塔顶以保证分馏塔顶温度在 124℃以上。因此，本装置分馏塔塔顶油气取热占分馏塔总取热量的 51%（一般延迟焦化装置分馏塔上部取热量只占总取热量的 30%左右），减少了分馏塔侧线高温段可利用的热量。

B：原料残炭高，生焦量高达 32 wt%，不仅增加了吹汽和冷焦水的用量，更重要的是从焦炭塔带入分馏塔的热量相对较少，加上分馏塔顶取热比例大，侧线可提供给原料换热和重沸器热源的热量大大减少，不仅大大增加了蒸汽消耗量，而且原料换热终温低（292℃），加热炉入口温度较常规国内装置低 20～30℃，另外加热炉炉管采用注水，相比注汽也一定程度增加了燃料气的消耗，所以造成装置虽然循环比较小，加热炉燃料气消耗并未降低，也是能耗较高的原因之一。

②产品质量控制指标的影响

焦化干气、焦化液化气控制指标要求较苛刻，而且焦化富气中 H_2S 含量高，导致吸收稳定部分重沸器所需热量较大，分馏塔侧线供热不足，需要大量的高压蒸汽补充，从而导致该装置高压蒸汽消耗量大增，单高压蒸汽做重沸器热源一项，耗能达 6.99 kgoe/t 原料，而国内很多焦化装置无此项能耗。

③富气压缩机汽轮机背压蒸汽等级影响

根据全厂蒸汽平衡，富气压缩机汽轮机采用 4.0 MPa 蒸汽驱动，背压至 0.5Mpag 蒸汽，相对于蒸汽逐级利用，增加能耗 1.8kgoe/t 原料。

④加工其它物料的影响

根据全厂总加工流程安排，焦化装置吸收稳定部分额外处理常压不凝气 1 万吨/年常压 LPG，相应增加吸收稳定能耗约 0.75 kgoe/t 原料左右。

⑤含硫废水排放较大

主要是原料含硫量较高导致，常减压蒸馏 I 和 II 装置减压渣油含硫量分别为 4.0wt%和 6.2wt%，导致含硫废水单排量较大。

由 21.3-5 中可知，催化裂化装置催化剂单耗略高于清洁生产指标一级水平，主要原因：本装置为多产液化气方案，反应温度高，对催化剂的破坏度高，使催化剂失活，导致催化剂用量较高。

⑵《炼油单位产品能源消耗限额》（GB30251-2013）的符合性分析

由于各炼油厂的生产装置、公用工程构成各不相同，生产方案也存在一定的差异，若以“单位能耗”为基准去评价企业用能水平的高低，无法体现生产过程的加工深度和复杂程度。为了客观、合理的展现本项目的用能水平，本项目以“单位能量因数能耗”为基准对项目的用能水平进行评价。此外，本项目属于炼油-芳烃-化工一体化企业，加工方案有别于燃料型炼油厂。炼油能耗的统计范围不包括重整、芳烃装置，以及专为化工供料的干气分离、催化干气分离等装置。

本项目炼油区全厂炼油能量因数和综合能耗汇总见表 21.3-7 和表 21.3-8。

表 21.3-7　　全厂炼油能量因数计算表

序号	装置名称	加工量 万吨/年	Ci	Ki	Ci × Ki
1	常减压蒸馏装置（含电脱盐）	2000.00	1.000	1.00	1.00
2	延迟焦化装置	598.46	0.299	3.30	0.99
3	轻烃分离装置	37.34	0.019	3.90	0.07
4	蜡油加氢处理装置	356.12	0.178	1.60	0.28
5	催化裂化装置	308.53	0.154	4.80	0.74
6	气体分馏装置	89.94	0.045	3.90	0.18
7	烷基化装置	53.83	0.027	10.50	0.28
8	氢气回收装置	29.54	0.015	8.00	0.12
9	氢气深度回收装置	3.55	0.002	12.00	0.02

序号	装置名称	加工量 万吨/年	Ci	Ki	Ci × Ki
10	加氢裂化装置	369.44	0.185	4.21	0.78
11	柴油加氢裂化装置	605.57	0.303	2.87	0.87
12	航煤加氢改质装置	107.58	0.054	1.20	0.06
13	溶剂再生装置	1690.45	0.845	0.70	0.59
14	酸性水汽提装置	446.32	0.223	1.50	0.33
15	硫磺回收装置	56.69	0.028	1.00	0.03
16	催化汽油加氢装置	141.52	0.071	1.20	0.08
17	焦化石脑油加氢装置	72.18	0.036	1.20	0.04
18	外购氢气	11.64	0.006	110.00	0.64
	小计				7.12
	辅助系统能量因数				0.86
	炼油能量因数				7.98

注：Ci－炼油装置加工量与全厂原油加工量的比值。

Ki－装置能量系数。

表 21.3-8　　全厂炼油综合能耗计算

序号	装置名称	加工量 万吨/年	单耗 kgoe/t	综合能耗 kgoe/年
1	常减压蒸馏装置（含电脱盐）	2000.00	10.73	214600000
2	延迟焦化装置	598.46	36.85	220532510
3	轻烃分离装置	37.34	35.24	13158616
4	蜡油加氢处理装置	356.12	16.66	59329592
5	催化裂化装置	308.53	45.40	140072620
6	气体分馏装置	89.94	42.27	38017638
7	烷基化装置	53.83	114.57	61673031
8	氢气回收装置	29.54	67.10	19821340
9	氢气深度回收装置	3.55	27.31	969505
10	加氢裂化装置	369.44	20.02	73964844
11	柴油加氢裂化装置	605.57	18.49	111954754
12	航煤加氢改质装置	107.58	11.60	12479280
13	溶剂再生装置	1690.45	7.92	133883640
14	酸性水汽提装置	446.32	11.19	49943208
15	硫磺回收装置	56.69	-62.46	-35408574
16	催化汽油加氢装置	141.52	18.40	26039680
17	焦化石脑油加氢装置	72.18	11.63	8394534
18	外购氢气	11.64	1100.00	128040000

序号	装置名称	加工量 万吨/年	单耗 kgoe/t	综合能耗 kgoe/年
19	储运系统			5062800
20	合计			1282529017
			kgoe/t	62.92
			kgoe/（t•能量因数）	7.89

根据《炼油单位产品能源消耗限额》（GB30251-2013）要求，炼油综合能耗和单位能量因数准入值对比情况见表 21.3-9。

表 21.3-9　　全厂炼油综合能耗和单位能量因数满足准入情况

序号	项目	准入值	本项目数值	符合性
1	炼油（单位）综合能耗，kgoe/t	*≤63	62.92	符合
2	单位能量因数能耗，kgoe/（t•能量因数）	≤8.0	7.89	符合

说明：*炼油（单位）综合能耗计算不适用于以煤为主要制氢原料的炼油企业。

由表 21.3-9 可知，由于本项目全厂加工程度较深，装置构成比较复杂，因此炼油装置的能量因数为 7.98，该数值比较高。全厂炼油能耗为 62.92kg 标油/t 原油，单位能量因数耗能为 7.89kgoe/（t•Ef））。综合能耗和单位能量因数满足《炼油单位产品能源消耗限额》（GB30251-2013）准入要求。

⑶《乙烯装置单位产品能源消耗限额》的符合性分析

根据《乙烯装置单位产品能源消耗限额》（GB30250-2013）要求，对乙烯装置的能耗进行计算，本项目乙烯装置的能耗均能达到先进值，具体见表 21.3-10。

表 21.3-10　　乙烯装置能源消耗限额对比分析表

类型	单位乙烯能耗准入值	单位乙烯能耗先进值	乙烯装置	级别
新建乙烯装置	≤640kgoe/t	≤610kgoe/t	527.79	先进

根据《乙烯装置单位产品能源消耗限额》（GB30250-2013）本项目新建乙烯装置满足乙烯能耗准入值 640kgoe/t，同时，达到能耗先进值 610kgoe/t 要求。根据工信部发布的《石油和化工行业重点耗能产品 2017 年度能效领跑者标杆企业名单》，乙烯生产企业能耗第一名为中国石油独山子石化分公司 100 万吨/年乙烯装置的 576kgoe/t，本项目乙烯能耗为 527.79kgoe/t，已经超过独山子石化，乙烯装置能耗远远达到国内先进水平。

⑷与《国务院关于印发“十三五”节能减排综合工作方案的通知》（国发〔2016〕74 号）的符合性分析

该通知附件 2 十三五”主要行业和部门节能指标关于炼油综合能耗、乙烯综合能耗见表 21.3-11。

表 21.3-11 行业综合能耗 2020 年目标值分析表

工业	2020 年目标值	本项目能耗	符合性	备注
炼油综合能耗	63 kgoe/t	62.92 kgoe/t	符合	
乙烯综合能耗	553 kgoe/t	527.79 kgoe/t	符合	

从表 21.3-11 所示，本项目炼油综合能耗和乙烯综合能耗均满足“十三五”节能减排综合工作方案 2020 年目标值的要求。

⑸《苯乙烯单位产品能源消耗限额》（GB 32053-2015）

本项目苯乙烯装置采用苯与乙烯烷基化生成乙苯，乙苯脱氢制苯乙烯的工艺，执行标准中新建项目乙苯脱氢法中纯乙烯法的工艺路线能耗要求，具体见表 21.3-12。

表 21.3-12 苯乙烯单位产品能源消耗情况

序号	工艺路线	准入值	先进值	本项目数值	级别
1	乙苯脱氢法中纯乙烯法	≤285 kgoe/t	≤264 kgoe/t	216.24 kgoe/t	先进

由表 21.3-12 所示，本项目苯乙烯装置符合标准中先进值的要求。

⑹《重点工业行业用水效率指标》、《节水型企业》的符合性分析

根据《重点工业行业用水效率指标》（工信部联节[2013]367 号），本项目炼油区单位产品取水量值满足《重点工业行业用水效率指标》的先进值要求，也满足《节水型企业 石油炼制行业》（GB/T26926-2011）中单位原油取水量≤0.7m^3/t 的要求，达到先进水平。乙烯装置的单位产品取水量满足《重点工业行业用水效率指标》先进值要求，也满足《节水型企业 乙烯行业》（GB/T 32146-2015）单位乙烯取水量≤6.5m^3/t 的要求，达到先进水平。具体数值见表 21.3-13。

表 21.3-13 单位产品其水量对标分析表

项目		标准值		本项目		级别	级别
		石油炼制	乙烯	石油炼制	乙烯		
单位产品取水量 m^3/t	先进值	0.5 m^3/t	8 m^3/t	0.46 m^3/t	5.94 m^3/t	先进	工信部联节[2013]367 号
	准入值	0.7 m^3/t	6.5 m^3/t				GB/T26926-2011， GB/T 32146-2015
水重复利用率	准入值	97.5%	98%	98.02	98.02	先进	GB/T26926-2011， GB/T 32146-2015
冷凝液回收率	准入值	60%	80%	80%	100%	先进	GB/T26926-2011， GB/T 32146-2015
污水回用率	准入值	50%	/	71.6%		先进	GB/T26926-2011
吨原料排水量	准入值	0.35m^3/t	1.8 m^3/t	0.14 m^3/t	0.46 m^3/t	先进	GB/T26926-2011， GB/T 32146-2015

说明：单位产品取水量计算时本项目属于炼油-芳烃-化工一体化企业，炼油水耗的统计范围不包括重整、芳烃装置，以及专为化工供料的焦化石脑油加氢、干气分离等装置。

21.3.3 与同类项目清洁生产指标对比分析

由于本项目采用了新鲜水耗、污水回用和水重复利用率较高。加热炉采用清洁燃料、设置超低氮烧嘴，并对排量较大的污染源除去了脱硫脱硝措施，本项目的废气外排量较小。与类似项目的原油性质对比见表 21.3-14。

表 21.3-14　　各项目原油性质对比表

序号	项目	单位	本项目		ZH 项目	YN 项目	ZS 项目		SH 项目
			系列I	系列II			系列I	系列II	
1	消耗量	万吨/年	1000	1000	1500	1000	1000	1000	1600
2	比重API	/	16	24.34	29.44	31.6	31.6	26.7	31.14
3	密度	g/cm^3	0.9593	0.91	/	0.864	0.8676	0.8941	0.8703
4	总硫	%w	2.49	3.68	2.22	2.6	2.03	1.74	2.51
5	总氮	μg/g	4590	1509.60	1581	1200	1454	2570	1150
6	酸值	mgKOH/g	1.24	0.22	0.39	0.07	0.15	1	0.14
7	盐含量	mg/L	171.2	20.76	/	9.2	/	/	7.35
8	残炭	%w	11.5	9.22	/	5.59	5.05	5.67	6.2
9	钒	μg/g	295	91.68	31.72	30.01	24.5	78.5	32.6
10	镍	μg/g	70	22.92	13.26	9.31	13.8	23.7	10.4

根据上表可知，本项目加工原油为超重劣质原油，API 最低，密度、硫含量、酸值、盐含量、残炭、钒含量、镍含量均为国内同类项目最高，与之相对能耗、水耗与同类项目相比也较高。本项目与国内同类项目清洁生产水平对比情况见表 21.3-15。

表 21.3-15　　本项目炼油部分清洁生产水平对比表

指标		单位	本项目	ZH 项目	YN 项目	ZS 项目	SH 项目
规模		万吨	2000	1500	1300	2000	1600
能耗		kg 标油/t	62.92	58.75	62.63	95.12	**48.97**
吨油新鲜水耗量		m^3/t原油	0.48	0.42	0.43	0.415	**0.32**
净化水回用率		%	66.2	74.06	**87.38**	74.55	74
污水回用率		%	71.54	70.10	79.01	71	**84**
水重复利用率		%	98.00	98.40	98.42	**98.99**	98.10
污染物产生指标	石油类	kg/t 原油	**0.007**	0.02	0.02	0.05	0.02
	硫化物	kg/t 原油	**0.002**	0.20	0.01	2.01	0.002
	挥发酚	kg/t 原油	0.004	**0.0021**	0.0040	0.0037	0.01
	COD	kg/t 原油	0.12	**0.01**	0.17	4.16	0.14
	工业废水产生量	kg/t 原油	**0.21**	0.27	0.36	0.34	0.37

指标		单位	本项目	ZH 项目	YN 项目	ZS 项目	SH 项目
	危险废物	kg/t 原油	1.88	1.67	**0.99**	1.07	-
	一般固废	kg/t 原油	24.73	64.49	**13.30**	19.58	-
废气外排指标	SO_2 单排量	g/t 原油	**20.70**	42.17	92.96	28.14	-
	NO_x 单排量	g/t 原油	93.59	117.22	97.80	**72.00**	-
	烟尘单排量	g/t 原料	**11.61**	31.10	29.95	15.74	-
	无组织废气单排量	kg/t 原油	0.05	**0.03**	0.07	0.039	-
废水外排量		t/t 原油	0.10	0.12	**0.09**	0.15	-

本项目炼油部分能耗较国内其他项目高，原因主要为加工原油为超重劣质原油，高酸、高硫、高重金属，同时本项目污染物排放水平基本与国内同类项目持平，部分指标优于同类项目。加工最劣质原油、较高的环保水平导致本项目燃料量消耗、电耗量、蒸汽消耗量较国内同类项目偏高。

炼油部分水耗、污水回用率、水重复利用率与国内同类项目水平相当，净化水回用率相对较低，在设计中会进一步优化全厂水平衡，提高净化水回用率。

炼油部分污染物产生指标基本与国内同类项目相当，部分指标如石油类、硫化物、SO_2、烟尘单排量属于国内领先水平。

21.3.4 与同类装置清洁生产评价指标对比分析

选择近期建设的大型项目中的同类装置进行清洁生产指标对比分析。

⑴常减压装置

常减压装置清洁生产水平与同类项目对比情况见表 21.3-16。

表 21.3-16　　常减压装置清洁生产指标对比

项目		单位	本项目		YN	ZH	ZS		SH
			燃料-化工		燃料	燃料-化工	燃料-化工		燃料-化工
			1#	2#			1#	2#	
综合能耗		kg 标油/t 原料	10.97	9.96	9.89	8.5	8.78	9.87	**8.12**
含油污水	单排量	kg/t 原料	6.70	6.72	9.05	**5.04**	16.80	18.48	5.25
	石油类单排量	g/t 原料	0.30	0.3	0.41	0.76	0.84	0.92	**0.26**
含硫污水	单排量	kg/t 原料	41.80	29.64	41.68	25.20	**24.36**	26.88	25.2
	石油类单排量	g/t 原料	7.50	5.33	3.33	5.29	1.95	2.15	**2.02**
含盐污水	单排量	kg/t 原料	65.10	68.00	69.14	58.24	69.72	76.44	-
	石油类单排量	g/t 原料	111.40	116.28	31.11	13.98	13.94	15.29	-
加热炉烟气	SO_2 单排量	g/t 原料	**0.70**	**0.67**	1.56	4.40	1.57	2.07	1.26
	NO_x 单排量	g/t 原料	**3.70**	**3.35**	8.13	13.40	15.25	15.25	4.23
	烟尘单排量	g/t 原料	**0.50**	**0.42**	1.21	2.68	1.29	1.70	0.85

从表 21.3-16 看，本项目常减压装置的综合能耗、含油污水、含硫污水略高于国内同类项目，主要原因见 21.3.2 中对常减压装置的解释。

本项目常减压装置通过源头控制、采用先进的超低氮燃烧技术控制污染物排放，加热炉烟气的 SO_2、NOx 和烟尘的单排量指标优于国内项目。

⑵延迟焦化装置

延迟焦化装置清洁生产水平与同类项目对比情况见表 21.3-17。

表 21.3-17　　延迟焦化装置清洁生产指标对比

项目		单位	本项目	YN	HJ	ZS	SH
规模		10^4t/a	300	120	200	300	200
综合能耗		kg 标油/t 原料	36.85	26.03	**21.1**	23.51	24.29
含油污水	单排量	kg/t 原料	**19.46**	48.33	44	45.21	42
	石油类单排量	g/t 原料	**0.39**	7.56	11	9.04	8.4
含硫污水	单排量	kg/t 原料	175.40	68.92	**24**	43.40	42.84
	石油类单排量	g/t 原料	36.83	26.95	19.2	17.36	**17.14**
加热炉烟气	SO_2 单排量	g/t 原料	3.61	6.86	**2.34**	4.10	3.32
	NO_X 单排量	g/t 原料	36.11	19.33	36.74	28.28	**17.8**
	烟尘单排量	g/t 原料	2.26	2.90	8.68	3.11	**2.23**

从表 21.3-17 看，本项目延迟焦化装置的污染物排放与国内同类项目水平相当，但综合能耗、含硫废水的排放指标均高于对比装置，主要原因见 21.3.2 中对延迟焦化装置的解释。

⑶催化裂化装置

催化裂解装置清洁生产水平与同类项目对比情况见表 21.3-18。

表 21.3-18　　催化裂化装置清洁生产指标对比

指标		单位	本项目	YN 项目	ZH 项目	ZS 项目
装置规模		万吨/年	360	330	600	420
综合能耗		kgOE/t 原油	45.40	**35.97**	43.71	42.52
催化剂单耗		kg/t 原油	**0.41**	0.59	<1.0	0.8
原料加工损失率		%	**<0.4**	0.6	<0.5	<0.4
含油污水	单排量	kg/t 产品	48.38	30.24	**18.76**	27.13
	石油类含量	mg/L	120	**90**	150	120
含硫污水	单排量	kg/t 产品	**67.03**	92.03	150.00	91.45
	石油类含量	mg/L	250	**70**	120.00	100
催化再生烟气焚烧炉烟气	SO_2 浓度	mg/Nm^3	**43.5**	99.41	135.00	50
	烟尘浓度	mg/Nm^3	**27.8**	45.00	40.00	30

从表 21.3-18 看，本项目催化裂化装置的清洁生产指标与国内同类项目水平相当，

其中催化剂单耗、原料加工损失率、含硫污水单排量、SO_2 及烟尘的排放浓度均优于国内同类项目。

⑷硫磺回收装置

硫磺回收装置清洁生产指标对比见表 21.3-19。

表 21.3-19　　硫磺回收装置清洁生产指标对比

指标		单位	本项目	YN	ZH	HJ	ZS	SH
装置规模，万吨/年			18×4+6	12×2+6×2	15×3	12×3	12×4	15×4
含硫污水	单排量	kg/t 产品	452.2	527.78	651.43	619	903.48	**378**
	石油类单排量	g/t 产品	45.22	**1.34**	162.86	30.97	90.35	67.2
尾气焚烧炉烟气	SO_2 单排量	kg/t 产品	0.49	1.16	0.33	1.23	0.36	**0.2**
	NOx 单排量	kg/t 产品	0.24	0.15	0.44	/	0.28	**0.1**
	烟尘单排量	kg/t 产品	0.05	**0.01**	0.11	/	0.04	0.04

从表 21.3-18 看，本项硫磺回收装置清洁生产指标与国内同类项目水平相当，其中含硫污水、SO_2、氮氧化物单排量仅略差于盛虹项目，均高于其他对比项目。

⑸乙烯装置

乙烯装置清洁生产指标对比见表 21.3-20。

表 21.3-20　　乙烯装置清洁生产指标对比分析

指标		本项目	HN 项目	ZH 项目	ZS 项目	SH 项目
装置规模，万吨/年（乙烯）		120	100.19	100	140	110
综合能耗，kg 标油/t 产品		527.79	548.3	510.9	**402.44**	455.4
物耗	原料消耗，t/t 产品	**2.45**	3.23	2.85	2.71	2.74
废气	裂解炉烟气排放，Nm^3/t 产品	7304.5	10863	7746	6434	**6286.2**
	SO_2 排放，g/t 产品	36.53	**21.72**	/	32.17	38.84
	NOx 排放，g/t 产品	292.18	977.7	619.7	289.53	**251.3**
	烟尘排放，g/t 产品	73.04	86.9	77.4	64.34	**62.98**
废水	废碱液排放，kg/t 产品	71.33	116.6	116.8	**38.92**	41.9
固废	废焦碳排放，g/t 产品	37.5	40.6	23.7	**36.49**	40.9

本项目乙烯装置清洁生产水平略差于舟山项目、盛虹项目，与其他国内同类项目相当。舟山项目不包含脱盐水站、动力中心等公辅设施，故乙烯装置能耗相对较低。

21.4 节能及节水措施

21.4.1 节能措施分析

21.4.1.1 全厂性节能措施

⑴设备选择

本项目在设备选择上遵循以下原则：

①主要设备之间、主要设备与辅助设备之间的能力相互配套，根据所需的能力选定相应的设备，尽可能大型化，以节约占地面积，节约投资，提高劳动生产率。

②主要设备方案应与拟选项目的建设规模和生产工艺相适应，满足投产后生产要求。

③设备质量合格、性能成熟，以保证生产的稳定和产品质量。

④重视节能，选用高效率的节能设备，严禁选用国家明令禁止和淘汰的用能设备。

⑤选用设备时，应符合国家有关部门颁布的相关技术标准要求。

项目选用的设备合理可行， 有利于降低工程的综合能耗，满足相关规范的要求。

⑵加热炉的节能措施

加热炉是炼厂燃料消耗和排放温室气体的主要单元，加热炉燃料热效率的高低，直接影响装置的能耗指标和能效水平。一些炼油装置（如常减压、连续重整、柴油加氢等）中加热炉能耗占装置总能耗的70%以上，因此加热炉节能设计对降低装置总能耗影响非常大。

各装置加热炉在满足《石油化工合理利用能源设计导则》（SH/T3003-2000）中要求的前提下，加热炉总体燃料计算热效率大于92%。能效指标参考《石油工业用加热炉能效限定值及能效等级》（GB 24848-2010 ）1级水平。

各装置加热炉拟采用下列方法来有效降低能耗：

①降低加热炉排烟温度；

②增加燃料气脱硫设施，降低燃料气 H_2S 含量；

③降低排烟温度的硬件措施；

④降低过剩空气量；

⑤减少炉壁散热损失；

⑥优化余热回收系统设计方案。

⑶机泵的节能措施

机泵是项目主要耗能设备。项目尽可能选用大型高效机组系统，装置主泵必要时设置液力透平，回收压力能，大型往复式压缩机设置无级流量控制系统，节省电耗；对于不同工况下负荷变化较大的机泵，增设变频设施，有效地节约电耗。

⑷蒸汽逐级利用

根据全厂的热力负荷，进行全厂范围内的调整与平衡，优化产、耗汽设备的形式与参数，达到蒸汽的逐级利用，使得全厂的能源利用效率达到最高。

合理确定工艺装置余热发汽参数，做好蒸汽动力逐级利用，本项目共设四个等级的蒸汽。工艺装置余热、废热，可根据热量和温位条件，尽可能产生较高参数的蒸汽，并服从全厂蒸汽平衡的制约，避免产生不平衡造成排空浪费现象。

21.4.1.2 炼油区各装置节能措施

⑴常减压蒸馏装置

①在满足装置产品质量要求的前提下，优化常压塔和减压塔的中段回流取热，使装置的热量尽可能得以回收；

②采用“窄点”技术对换热网络进行优化设计，并采用波纹管换热器等高效换热器使换热网络中的某些换热器的换热得以强化；

③装置之间采用热联合，煤油、柴油、减压蜡油和减渣热出料至下游装置，降低装置能耗；

④减顶抽空系统采用蒸汽抽空和机械抽空相组合的抽空工艺，降低蒸汽消耗和装置能耗；

⑤用适当温位的热量发生蒸汽供装置自用，减少装置蒸汽用量；

⑥工艺介质冷却尽量采用空冷器，减少循环水消耗；

⑦加热炉采用空气预热器，提高加热炉的热效率，降低装置燃料用量；

⑧采用大型高效节能型机泵和节能型电机，降低电耗；

⑨装置空冷器电机采用变频调速，降低装置电耗；

⑩加强设备和管道的隔热保温，减少全装置的散热损失。

⑵延迟焦化

①采用先进的工艺和技术，优化换热流程，提高渣油的换热终温，降低加热炉的热负荷，节省燃料用量。

②利用分馏塔的过剩热量产生蒸汽，并为吸收稳定部分提供热源。

③正常生产时，装置间直供料且热出料，避免罐区转运消耗及物料反复冷却及加热过程。

④选择高效机泵，降低装置能耗。

⑤需冷却的物料及产品尽量选用空气冷却器，以节省用水。

⑥装置内雨水作为焦池补水，减少新鲜水用量。

⑦加热炉设置烟气余热回收系统，同时，设氧含量分析仪，控制烟气中的氧含量，提高加热炉的炉效率。

⑧设备及管道布置尽量紧凑合理，减少散热损失及动力损失。

⑨对高温设备和管线采取有效的保温措施，减少热量散失。

⑶蜡油加氢处理装置

①采用先进的催化剂，使反应在较低的温度和压力下进行。

②反应部分采用热高分流程，减少反应流出物冷却负荷，从而提高热能利用率。

③尽量采用高效机泵和变频调速器，降低电耗。

④利用热高分发生低压蒸汽。

⑤分馏塔设侧线柴油汽提塔及中段回流加热原料油，降低冷却负荷，提高能量利用率。

⑥通过换热流程的优化，合理利用不同温位的热量；利用富余热量集中且温位较高的加氢渣油发生低压蒸汽，减少燃料气消耗。

⑦全厂能量综合利用，正常生产加氢渣油热出料进催化，催化停工时加氢渣油冷却后进罐区。

⑧采用高效塔板和填料，提高分离效率，降低能耗。

⑨加热炉设氧含量分析仪，控制烟气中的氧含量，同时设余热回收系统，以提高加热炉的热效率。

⑷加氢裂化

①加热炉设置空气预热器，降低排烟温度，同时，设氧含量分析仪，控制烟气中的氧含量，提高加热炉的炉效率。

②热高压分离器与热低压分离器间设置液力透平，回收压力能，降低电耗。

③优化换热网络，合理利用不同温位的热量，低温热用于发生蒸汽、生产热水，提高热量回收利用率，减少燃料消耗。

④采用大型高效节能机泵，提高转换效率，降低电耗。

⑤采用先进、高效塔内件，提高塔盘分离效率，降低能耗。

⑥设备及管道布置紧凑合理，减少散热损失和压力损失。加强设备及管道保温，减少散热损失。

⑸催化裂化装置

①降低生焦：装置采用先进工艺技术结合提升管出口快速终止反应技术，减少催化

裂化干气产率，提高原料中氢的利用率，也相应减少了装置焦炭产率。在此基础上，还设计了高效率的汽提段，着力于减少可汽提焦的产率。

②最大限度的回收烟气压力能: 通过选择合适的主风机出口压力，并对主风-烟气系统的各环节进行优化配置，降低主风及烟气系统的压降及温降，从设计上保证最大限度的回收烟气压力能。使烟机可长期处于高效区运行，主风三机组长期处于发电状态。

③提高分馏塔压力及气压机入口压力，降低气压机压比，从而降低汽轮机蒸汽耗量；提高分馏塔顶低温热回收率。

④采用高效喷嘴及干气预提升技术: 设计中进料喷嘴采用高效雾化喷嘴，在保证原料油雾化效果的前提下，降低雾化蒸汽用量；同时提升管预提升段采用干气作预提升介质，既减少了催化剂高温水热失活，又降低了蒸汽耗量，减少了装置污水的排放量。

⑤采用变频技术: 对装置内较大功率的机泵，根据负荷变化情况和控制要求，选择性地采用变频技术。

⑥充分利用高温位的热源，并逐级利用: 优化装置内冷、热物流的换热流程，充分回收或直接利用装置内各种温位的热源，对热源进行逐级利用，最大限度地提高能量回收利用率。

⑦回收低温热: 设置装置低温余热回收系统，以热媒水为载体尽量多回收装置内的低温余热。

⑧减少循环水用量: 装置内大量采用干式空冷器，大幅降低了循环水耗量。

⑨降低压缩空气用量。

⑹气体分馏

①装置的能量消耗主要集中在各塔的分离过程，在保证分离要求的前提下，优化各塔操作，尽量减少各塔的回流比，从而减少分离所需的能量消耗。

②装置脱丙烷塔底重沸器采用催化顶循油供热，实现与催化裂化装置的热联合，提高联合装置的热量回收利用率，同时节约蒸汽消耗，降低两套装置的能量消耗。

③装置 C4 分离塔重沸器、脱乙烷塔重沸器及丙烯塔-1 重沸器采用低温热水供热，减少蒸汽消耗。

⑺烷基化装置

①料脱轻塔、正丁烷塔塔底高温位物料与其它需加热的物料换热的流程，回收部分热量，既减少加热蒸汽的消耗，又减少循环冷却水的消耗。

②塔顶油气与压缩及出口的油气采用表面蒸发空冷的方式冷凝冷却，以减少循环冷

却水用量。

③异丁烷塔塔底物料被脱正丁烷塔塔底物料加热后，直接进入脱正丁烷塔，减少加热蒸汽的消耗。

④加氢反应也是放热反应，但反应放热量小，采用加热自身后直接进入原料脱轻塔的方式，可减少塔底热量供应。

⑤对回收热量的高温设备和管道进行保温，减少热能损失；对低于室温的低温设备和管道进行保冷

⑻柴油加氢裂化

①装置采用成熟且先进的工艺技术及催化剂，使反应在较低的温度和较低的压力下进行。

②加热炉设置空气预热器，降低排烟温度，同时，设氧含量分析仪，控制烟气中的氧含量，提高加热炉的炉效率。

③热高压分离器与热低压分离器间设置液力透平，回收压力能，降低电耗。

④优化换热网络，合理利用不同温位热量，提高热量回收利用率，减少燃料消耗。

⑤采用大型高效节能机泵，提高转换效率，降低电耗。

⑥采用先进、高效塔内件，提高塔盘分离效率，降低能耗。

⑦设备及管道布置紧凑合理，减少散热损失和压力损失。加强设备及管道保温，减少散热损失。

⑼航煤加氢

①采用循环冷却水作为生产冷却水。

②做好装置物料和能量平衡，合理地按品位高低分级利用各种能量。

③优化工艺设计，合理确定分离顺序、操作条件、产品收率和质量。

④采用高效强化换热器，优化换热流程，充分利用传热系统中的冷却和加热介质，按能量品位合理利用。

⑤加热炉采用高效空气预热器，降低排烟温度，以及采用新型节能燃烧器，提高加热炉热效率。

⑥在自动控制方案设计中，除满足一般生产要求外，还根据节能的要求，合理配置各种监控、调节、检测及计量等 DCS 控制系统。

⑦选用节能高效的机泵，在正常负荷下，机泵运行工况处于性能曲线的高效区，并采用合理的调节方式予以保证。部分空冷器风扇电机采用变频器。

⑧设备和管道布置尽量紧凑合理，以减少热损失和压力损失。

⑽轻烃回收

①碳四分离塔底重沸器热源采用低温热水，降低了装置能耗。

②采用大型高效节能机泵，提高转换效率，降低电耗。

③采用先进、高效塔内件，提高塔盘分离效率，降低塔操作能量消耗。

⑾石脑油加氢

①采用先进的节能工艺技术

采用能耗低的 UOP 石脑油加氢技术。

②优化工艺流程，提高各装置间的能量综合利用

装置之间在满足工艺条件的情况下按照热进料设计，避免各个装置之间重复的冷却和加热，消除了加热/冷却过程中的能量消耗。

③合理利用余热资源

本装置在加热炉设计一套烟气余热回收系统，预热后的空气做为加热炉的燃烧空气，使加热炉的整体热效率达到93%以上。

④高效节能设备选用

选用高效塔板，提高分离效率，降低回流比，减少塔底加热炉或重沸器的热负荷，以达到节能的目的。

选用高效率泵及电机，以节省能量。在满足工艺要求的前提下，部分空冷器采用变频调节，以降低设备的电耗。

⑤其它节能措施

装置平面布置考虑相关设备尽量靠近布置，以缩短高温热介质管线的距离，从而减少管线散热损失。

装置需冷却的物料尽量选用干空冷，以节省用水。

⑿焦化石脑油加氢

①装置采用成熟且先进的工艺技术及催化剂，使反应在较低的温度和较低的压力下进行；

②加热炉设置空气预热器，降低排烟温度，同时，设氧含量分析仪，控制烟气中的氧含量，提高加热炉的炉效率。

③优化换热网络，合理利用不同温位的热量，提高热量回收利用率，减少燃料消耗。

④采用大型高效节能机泵，提高转换效率，降低电耗。

⑤采用先进、高效塔内件，提高塔盘分离效率，降低能耗。

⑥设备及管道布置紧凑合理，减少散热损失和压力损失。加强设备及管道保温，减少散热损失。

⒀连续重整装置

①采用先进的节能工艺技术

采用能耗低的 UOP 连续重整、催化剂再生及 Chlorsorb 技术。

②优化工艺流程，提高各装置间的能量综合利用

装置之间在满足工艺条件的情况下按照热进料设计，避免各个装置之间重复的冷却和加热，充分发挥联合装置的优势，消除了加热/冷却过程中的能量消耗，装置界区外来的加氢裂化重石脑油也采用热进料流程。

③合理利用余热资源

本装置中重整“四合一”反应炉由于其操作温度高，且为纯辐射炉，烟气排放温度高，为回收余热，在四合一加热炉加热炉顶对流段设计一套蒸汽发生系统，以回收烟气余热，产生 3.82MPa 蒸汽约 100.9 吨/时；设置两套烟气余热回收系统，预热后的空气做为加热炉的燃烧空气，使加热炉的整体热效率达到 93%以上。

④高效节能设备选用

重整反应加热炉采用立式炉，以降低重整临氢系统压降，降低能耗。

重整进料换热器采用纯逆流板式换热器，以提高传热效率，减小冷热端温差，减少进料加热炉的热负荷，减少系统压降，降低装置能耗。

选用高效塔板，提高分离效率，降低回流比，减少塔底加热炉或重沸器的热负荷，以达到节能的目的。

选用高效率泵及电机，以节省能量。在满足工艺要求的前提下，部分空冷器采用变频调节，以降低设备的电耗。

⑤其它节能措施

装置平面布置考虑相关设备尽量靠近布置，以缩短高温热介质管线的距离，从而减少管线散热损失。

装置需冷却的物料尽量选用干空冷，以节省用水。

⒁催化汽油加氢装置

①优化换热流程，合理利用不同温位的热量，提高热量回收利用率。

②工艺介质冷却尽量采用空气冷却，节约循环水用量。

③采用节能电机，减少用电负荷。

④加强设备和管道的隔热保温，减少全装置的散热损失。

⑤采用空气预热器，充分回收烟气余热，提高加热炉热效率，降低燃料消耗。

⑥用热媒水回收装置低温余热，在分馏塔顶油气、汽油产品等产生低温余热的部位设置热媒水换热器。

⑦循环氢压缩机采用蒸汽透平驱动，节约电耗。

⑧将蒸汽加热产生的凝结水进行闪蒸，回收蒸汽。

⑮氢气深度回收

①在综合考虑能耗和设备材质的情况下选择最合适的操作压力；

②选用新型高效动力设备，使装置达到经济运行状态。

③在总平面布置上，尽量安排合理紧凑，减少物料输送行程，降低动力消耗。

④加强设备和管道的隔热保温，减少全装置的散热损失。选用优质的绝热材料，降低热、冷损失。

⑤确定合理的供电方式，尽量缩短供电距离，减少线路损耗。

⑯硫磺回收装置

①装置的主风机一开一备，其中一台风采用蒸汽透平机，用 1.0MPa(g)蒸汽作为动力，产生 0.4MPa(G)蒸汽给溶剂再生单元重沸器用，除低了装置的电耗。

②装置机泵电机采用节能电机，空气冷却器电机部分采用变频器。

③装置高温位的蒸汽发生器产 3.5MPa 级蒸汽并过热后送出装置，低温位的硫冷凝器和蒸汽发生器产 0.4MPa 级蒸汽由装置自用。

④装置 1.0MPa(G)和 3.5MPa(G)蒸汽凝结水入闪蒸器，产生的 0.4MPa(G)蒸汽并入管网。

⑤装置锅室连续排污水入闪蒸罐，产生的 0.4MPa(G)蒸汽并入管网。

⑥装置 0.4MPa(G)蒸汽凝结水产生的乏汽入除氧器作为热源。

⑦装置 0.4MPa(G)蒸汽凝结水经泵加压与入装置的常温除盐水换热后入除氧器，除低了除氧器的蒸汽消耗。

⑧为节约用水，急冷水冷凝器采用了空气冷却器。

⑨装置锅室连续排污水经闪蒸和冷却后入循环热水管网，减少了装置水的排放。

⑰干气分离装置

①在满足装置产品质量要求的前提下，优化碳四吸收塔的中段回流取热，使装置的

热量尽可能得以回收。

②对装置内的换热流程进行优化设计，使各物流的温位利用更合理。

③采用大型高效节能型机泵和节能型电机，降低电耗。

④加强设备和管道的隔热保温，减少全装置的散热损失。

⑱芳烃装置

①装置之间原则上都按照热进料设计，避免了各个装置之间重复的冷却和加热，充分发挥了装置联合的优势，联合装置中的所有装置均选用当今世界上最为先进成熟的工艺技术：如超低压连续重整，模拟移动床选择性吸附分离，氢气的变压吸附提纯，低氢油比的临氢转化技术等；

②根据各个装置之间的上下游关系及开停工的工艺顺序，进行了换热流程的优化；

③异构化单元规模较大，催化剂性能对装置的经济性有较大的影响。该项目暂采用 UOP 公司的 I-500 异构化催化剂（乙苯脱烷基型）。相比上一代催化剂 I-300 和 I-350，I-500 的二甲苯单程损失率更低，从而使物耗降低，选择性提高，能耗降低，寿命可达 10 年；

④二甲苯分离采用选择性吸附分离法。与深冷结晶法相比，深冷结晶法结晶单程回收率低，增大了循环量，导致装置处理规模增大，能耗增加；且配套的异构化需采用特定脱烷基技术。从综合能耗上看，结晶技术能耗比吸附分离能耗高约 10%；

⑤吸附分离单元的吸附剂选择 UOP 新型的 ADS-47 吸附剂，ADS-47 处理的产品指标与 ADS-37 基本相当，但是 A/Fa 值及二区回流比均比 ADS-37 小，即吸附剂的循环量较小，更加节省能量，能耗指标更优。同产能情况下，由于解吸剂循环量减少，单吨 PX 产品可节省能耗 2~5 美元；相比 ADS-37，装置产能可提高约 20%；

⑥歧化及烷基转移单元采用 UOP 公司最新研发的 TA-32 催化剂，提高了催化剂的重芳烃处理能力。与原先的 TA-4 和 TA-5 催化剂相比，TA-32 催化剂可以利用部分 C10 芳烃以增产二甲苯、提高了二甲苯的选择性、长周期稳定性也得到了改善；

⑦通过增加二甲苯塔、重芳烃塔和甲苯塔的操作压力，提高塔顶气体馏出物温度，为抽出液塔、抽余液塔、脱庚烷塔、成品塔和苯塔提供重沸热源，在充分回收塔顶气相的冷凝热的同时，减少了塔顶冷却设备的负荷；

⑧装置内需冷却的物料尽量选用空气冷却，对于产品的冷却，通常空冷至 60℃以下再进行水冷，以便最大限度的节省用水。凝汽透平表面冷凝器采用空冷，大大减少了装置循环水的消耗。同时在经济合理综合能耗低的前提下，部分位号的空冷器选用表面蒸

发空冷；

⑲石油焦制氢装置

①采用GE 气化技术，碳转化率相对较高，同时通过循环回用一次未转化的碳，节省原料消耗；

②气化压力高，无需气体压缩机，节约动力消耗；

③气化炉产生的高温气体经激冷水饱和后直接进入CO 变换不需补加蒸汽，减少蒸汽消耗；

④充分利用变换工序的热能逐级副产蒸汽，依次副产4MPaG 蒸汽、1.3MPaG 蒸汽和0.5MPaG 蒸汽，并利用剩余的低位热能预热变换凝液、以及预热进除氧器的脱盐水，进一步降低除氧所需的低压蒸汽；

⑤低温甲醇洗工序采用高效绕管式换热器实现多股流的组合换热，换热效率高；

⑥优化低温甲醇洗工序换热网络，充分利用冷量，降低了冷冻站的负荷；

⑦低温甲醇洗采用半贫液循环，减少系统甲醇循环量，使得能量的充分利用；

⑧控制方式优化，降低动设备运转电消耗。如对生产操作中可能存在运转负荷调节灵活的电动设备配置变频器；

⑨设备选型合理，降低公用工程消耗。如根据工艺、布置特点，优先选用空冷器进行精馏塔顶不凝气冷却；

⑩管道系统进行精确阻力降核算，优选经济输送管径，降低动力运转消耗；合理确定耗能工质及参数，采用不同等级的蒸汽及冷却介质，冷冻水、冷却水和蒸汽冷凝液全部闭路循环，蒸汽冷凝液专门设置回收装置，闪蒸汽并入管网进装置回用。

21.4.1.3 化工区各装置节能措施

⑴乙烯装置

①裂解炉节能降耗。选用先进的裂解炉型，减少燃料消耗，提高乙烯收率，提高对流段余热回收，降低裂解炉热损失，回收裂解气高温位、低温位热，裂解炉热效率在93%以上；

②合理分配急冷油和急冷水的热量，提高急冷系统热能回收效率；采用先进的分离流程和热集成精馏技术，有效降低冷量，使前冷、脱甲烷、乙烯精馏系统所需的总压缩功最小；

③压缩机系统节能。选用高效压缩机，合理设置裂解气压缩机段数，减少段间压降，段间凝液逐级闪蒸，采用压缩机“注水”技术防结焦等，有效降低压缩机功耗；

④优化装置换热网络设计，选用高效冷箱、换热器，采用夹点分析等先进技术，提高装置整体换热效率；

⑤采用先进的控制系统，减少裂解炉燃料消耗，优化压缩、分离、加氢反应操作，实现节能降耗；

⑥在设计过程中，三机透平使用超高压、高压蒸汽，抽出蒸汽给下级使用，对蒸汽的利用进行逐级利用优化，使各等级及品质的蒸汽能得到合理的使用，蒸汽凝液余热利用，集中回收。

⑵ 裂解汽油加氢装置

采用夹点分析理论对整个装置进行热量集成，优化工艺，合理选择工艺参数。

⑶丁二烯抽提装置

①萃取精馏除炔烃、采用精馏方法脱除丁二烯中的少量乙腈、省掉丁二烯水洗塔、简化装置工艺流程，减少相变次数，节能、降耗效果非常明显。

②能量利用通过采用热耦合技术，减少相变次数，增加中间再沸器，充分利用系统内高温乙腈和蒸汽凝液的显热等措施，降低了蒸汽和循环水用量。

③采用高效浮阀塔板和高效填料代替普通板式塔或高效填料，提高生产装置的处理能力；改变精馏塔进料状态或进料位置，优化多塔精馏过程的流程，降低腈烃比和回流比，改变塔的操作压力以降低能耗。

④设置中间再沸器并利用溶剂乙腈和凝液显热加热，节约蒸汽用量；回收塔顶气相和侧线采出气余热，同时提高物料进塔温度，使得整个塔内的温度分布更趋于合理，提高塔系的分离效果；将装置内的热量充分、合理地加以利用，有效达到节能降耗的目的。

⑤第二萃取精馏塔顶气相采出直接进入丁二烯精制单元的工艺流程，既减少了相变过程、节约能源，又节省了设备投资。

⑷MTBE 装置

①醚化反应系统采用混相床反应器+催化蒸馏组合工艺，充分利用反应放出的热量使反应物料部分汽化，节约能耗；

②采用催化蒸馏技术，使反应和分离在一个塔内同时进行，既可以达到异丁烯深度转化，又节省投资和能耗；

③将催化精馏塔分为上、下两塔，部分热源来自于系统内的蒸汽凝液，以进一步利用蒸汽余热，节省能量；

④催化精馏塔底 MTBE 出装置前先与催化精馏塔进料换热，再冷却。一方面回收了

余热，另一方面也减少了冷却水的消耗；

⑤采用热泵分馏系统技术。热泵是一种既节能又环保的技术。热泵可利用少量的高位能去提取周围环境中的低品位热量，使其能位提升加以利用。

⑥充分利用工艺余热作换热器或再沸器热源，进行能量回收，合理利用能量，提高能量利用水平，做到能量综合利用。如各塔的再沸器加热的蒸汽热能利用后，将凝液集中回收至凝液槽，部分作为除盐水使用，部分用作冬季采暖热水。

⑦选用新型高效节能低噪音的机泵，减少动力消耗，降低装置用电负荷；

⑧选用节能型变压器,合理选择变压器容量,使其在较高效率范围内运行；

⑨设备及管道布置紧凑合理，减少物料输送距离，节省输送能耗，减少压力损失；选用优质的绝热材料，减少热、冷损失；

⑩尽量选用空冷器，减少循环水的用量。

⑸HDPE 装置

①本装置淤浆浓度高，由于溶剂己烷与共聚单体丁烯-1 分子量、沸点相差较大，分离效率高，溶剂回收流程短；

②采用有机膜回收系统，回收粉料处理罐排放气中的氮气和己烷，降低装置的氮气和己烷消耗；

③采用新型吸附剂，选择节能型精馏塔等，提高能量回收率；

④经济合理地选择设备及管线的绝热材料，减少能量损失；

⑤推广采用节能用电设备，降低电耗，如：负载变化大的电机选用变频调速电机；

⑥设备及管道布置尽量紧凑合理，从而减少散热损失和压力损失；

⑦装置反应器冷却水系统、挤出机造粒水循环系统的大型换热器采用传热效率高的金属板式换热器，减少循环水用量和减少装置的占地面积；

⑧利用高温物流与低温物流换热，达到节能的目的。如：3400-D-3101 己烷分成二部分，一部分用于预热进入母液，第二部分作为己烷蒸馏塔再沸器的热媒；

⑨装置设有氮气洗涤塔循环回收氮气；设有己烷蒸馏系统回收己烷；丁烯回收系统回收丁烯-1；设有凝结水回收系统，节约了公用工程消耗和原料消耗；

⑩丁烯-1 进料罐采用升压器保压，降低泵的扬程实现节能；

11）采用调温己烷代替冷己烷降低制冷单元的负荷实现节能；

12）清污分流，控制排污。加强采用清污分流的排水体制，设有生产污水排水系统、生活污水排水系统、生产净下水-雨水排水系统等，减少污水处理量；

13）进出装置的蒸汽、循环水、脱盐水、热水等管线上设置计量仪表；

14）优化装置蒸汽系统，将各种高等级蒸汽降为低等级蒸汽的减温减压器的流量降到最低限，合理利用蒸汽能级，降低能耗；充分利用较高等级凝液分级闪蒸产生不同规格蒸汽，减少外供蒸汽用量。

⑹FDPE 装置

①聚合反应系统采用先进的“冷凝”技术，有利于提高生产能力，降低消耗指标；

②装置内设置蒸汽凝液回收系统，部分回收的蒸汽凝液也可作为切粒水使用；

③循环气压缩机配备一透平机，在事故停车时使用，以降低火炬气排放量；

④装置用氮气回收后循环使用

⑺苯乙烯装置

①烷基化反应放出的热量用于发生低压蒸汽，用于装置内加热工艺设备，热量综合有效利用；

②优化的工艺设计，使得循环苯的量大辐下降，大大降低了苯输送的能耗；

③精馏过程中设置热量回收装置，副产低压蒸汽；

④脱氢尾气送炼油区的 PSA 制氢装置生产高纯度氢气，循环高效利用尾气，大大减少制氢成本和能耗，做到本质节能；

⑤提高装置控制水平，采用先进的控制系统，通过数学模型实现对多变量参数的控制，并带有预测功能，能使原料和各项公用工程的消耗处于最佳值，并显著减少生产波动，降低能耗；

⑥优化控制操作单元，减少火炬排放，降低能耗物耗；

⑦本装置设有工艺凝液汽提塔和凝液回收系统，以回收蒸汽冷凝水和工艺凝液，作为锅炉给水循环使用，进一步节约能耗；

⑧设置高精度的计量仪表，以便考核装置的能耗。

⑻聚丙烯装置

①引进世界上较先进的工艺技术和设备，从根本上减少能耗；

②提高蒸汽冷凝液的回收率，进一步节约能耗。

21.4.2 节水措施分析

本项目主要用水指标都已达到节水要求，采用国际先进水平，在用水工艺流程上遵循节约、可靠、经济的原则，重视水资源的重复利用率。本项目主要采用以下节水措施：

⑴本项目实行开发与节约并重、节约优先的方针，按照减量化、再利用、资源化原则，在生产工艺上采用节水型工艺技术和措施，加强资源综合利用，全面推行清洁生产，完善污水处理系统及废水回收利用体系，使项目一次水用量大为减少。

⑵本项目要求在各出水点（补充水泵、生产水泵、生活水泵等）及用水干管上设置计量和调节、控制装置，对各用水装置实行定额管理，消除跑冒滴漏，并将厂区内计量数据传送到控制室内的 DCS 系统上，进行数据统计、处理和分析，得出用水、排水数据，有针对性的进行水量控制。

⑶本项目供水系统设置有生产供水系统、生活供水系统、开式循环水系统、回用水系统等，采用分质分级供水，通过合理设置供水系统，使水资源得到有效利用；同时设置生产污水、生活污水、清净废水、含油污水等排水系统，通过建立完善的污废水收集、处理、回用、排放系统，使水的重复利用水平较高，各项用水指标达到国内先进水平。

⑷在工厂运行时，总用水量、总排水量和各车间或各系统的用水量应进行连续和阶段性统计，以供全厂对用、排水进行管理和监测，发现问题及时处理，如循环水浓缩倍率，要求稳定达到设计指标，严格控制循环水补充水量。

⑸优化循环冷却水水质稳定处理方案，提高循环水浓缩倍数，减少补充水量。

⑹对需要水冲洗的过滤器及设备尽量采用气水反冲洗来清洗设备，以便减少新鲜水的用量。

⑺对用水分质管理，根据工艺对用水水质的要求，采取分质供水；对生产装置排出的废水经处理后尽可能回用作生产用水，减少一次水用量。

⑻对各装置主要工业水、冷却水尽可能采用循环水，实现水的重复利用，节约水资源。

21.5 循环经济分析

循环经济是以“减量化、再利用、再循环”（“3R”）为原则，以低消耗、低排放、高效率为基本特征的社会生产和再生产模式。其实质是以尽可能少的资源消耗和尽可能小的环境代价实现最大的发展效益。循环经济在经济活动中通过运用“3R”原则实现三个层面的物质闭环流动，即：企业层面（小循环）、区域层面（中循环）、社会层面（大循环）。

本项目工艺技术清洁化，能源综合利用，外排污染物在满足达标排放的基础上仍采取了多项措施进行了大幅度削减，“三废”尽可能的回收利用，贯彻了废物减量化、资

源化的循环经济理念。

21.5.1 项目内部循环分析

⑴各装置之间物料循环利用

①化工区

A：乙烯装置

乙烯装置产生的甲烷气 48.79 万吨/年，其中回用于乙烯装置作为裂解炉燃料的量为 44.49 万吨/年其余进入燃料气管网；乙烯装置副产的氢气 6.70 万吨/年，2000 吨/年氢气送裂解汽油加氢装置，其余进入全厂氢气管网供各装置使用；副产燃料油 4.56 万吨/ 年，送入罐区作为产品出售。

B：丁二烯抽提装置

丁二烯抽提装置副产的抽余碳四送至 MTBE 装置做原料，提高裂解碳四的转化率。

C：其它

化工区苯乙烯装置、MTBE 装置及裂解汽油装置副产品送炼油区相对应装置作为原料；

炼油区的硫磺回收装置酸性水汽提单元副产的液氨可以用为催化裂化装置、连续重整装置、芳烃装置及乙烯装置脱硝剂。

化工区生产的 MTBE 送炼油区作为调合油；裂解汽油加氢装置副产的苯乙烯送吉林石化 ABS 装置作为原料。

苯乙烯装置副产含氢尾气送氢气回收装置提浓后进入全厂氢气管网供各装置使用。

②炼油区

延迟焦化装置副产的石油焦全部送石油焦制氢装置气化单元生产合成气和制氢（供全厂用），减少原煤用量；

干气分离装置、烷基化装置、轻烃回收装置、芳烃联合装置、石脑油加氢装置副产品作为乙烯装置的原料。

⑵燃料气回收利用

化工区乙烯装置副产甲烷气、连续重整装置、气体分离装置副产燃料气送入燃料气管网，供整个项目使用。

本项目自产延迟焦化干气、蜡油加氢处理干气、催化裂化干气、加氢裂化干气、石脑油加氢干气、轻烃回收脱硫加氢干气、常减压石脑油稳定装置液化气、乙烯装置富甲

烷气、石油焦制氢装置燃料气清洁能源，可以做到节约能源、降低成本、保护环境的目的。

⑶废水回用

本项目用水按照“一水多用，梯级用水”的原则，废水在厂内实现资源回收利用。为节约新水耗量，减少排污，本项目产生的锅炉排污全部作为循环水的补充水，产生污水排入本项目污水处理场，经污水处理场处理后尾水 71.57%回用作为本项目循环水的补充水。

①含硫污水

炼油区装置产生含硫污水全部进入硫磺回收装置的酸性水汽提装置，经处理后回用的水量为 278.04t/h。

②锅炉排污

本项目产生锅炉排污水水质较好，直接作为循环水场的补充水，年节水量为 47.3 万吨。

21.5.2 区域循环分析

⑴酸性气回收

本项目排放的含硫气体主要包括酸性水汽提单元的汽提酸性气、低温甲醇洗单元的酸性气、气化装置酸性气，工艺方案中设置硫回收单元，硫磺回收部分拟采用部分燃烧、二级转化 Claus 制硫工艺，尾气处理采用加氢还原-吸收工艺，反应器内充填低温型加氢催化剂，尾气吸收脱硫溶剂选用 MDEA 溶剂，最终净化尾气经热焚烧后排入大气。液硫通过液硫脱气塔进行脱气处理，液硫中脱出的气体送至 Claus 燃烧炉进一步回收硫磺。生产硫磺副产品外售，回收资源的同时创造经济价值。

⑵本项目在生产过程中产生的固体废物，按“资源化、减量化、无害化”的原则，进行处置等。废催化剂和保护剂等危险废物送有资质的单位，气化炉渣由园区统一考虑综合利用。

项目采用炼化一体化加工模式，在企业内部形成较完整的产业链，实现资源的最大利用；同时充分依托园区的发展优势和基础设施条件，与周边企业形成一系列能源与物质的循环利用链，体现了能源和能源的减量化、再使用和再循环的思想，实现循环经济的发展模式。

21.6 结论与建议

21.6.1 结论

本项目原油加工能力为 2000 万 t/a，达到了世界经济规模；项目按炼化一体化模式建设，采用化工型的炼油路线，经多方案比选后，各装置工艺技术成熟、先进。柴油和汽油产品满足《车用汽油》（GB 17930-2013）国Ⅵ标准，属清洁的产品；硫磺、乙烯等也满足相关国家、行业标准要求。化工产品结构和质量满足目标市场的定位和需求。

项目设计采取了各项经济合理的节能、节水措施，本项目产品方案以芳烃产品为主，汽煤柴产品量只相当于 1000 万吨常规炼厂规模，装置构成上围绕着芳烃生产的装置规模如连续重整装置规模较大，同时蜡油加氢裂化按照轻油型设计、增加柴油裂化增产重石脑油等，导致炼油综合能耗较高、加工流程长、复杂程度高。扣除芳烃和为化工备料的装置后，炼油部分单位能耗为 62.92kg 标油/t 原油、单位能量因数耗能为 7.89kgoe/（t•Ef），符合《清洁生产标准石油炼制业》（HJ/T 125-2003）种加工综合能耗低于 80kg 标准煤/t 原油的要求，按照《炼油单位产品能源消耗限额》（GB30251-2013）规定，新建炼油企业炼油单位综合能耗应小于 63 kgoe/t，单位能量因数能耗小于 8.0 kgoe/（t•能量因数），本项目达到国家标准要求。

本项目炼油区水的吨油品水耗、水的重复利用率、水循环利用率、污水回用率等指标，符合相关规划和标准的要求。

本项目与国内、国外先进企业的加工指标相比，基本处于国内领先水平，其中常减压装置、催化裂化装置、延迟焦化装置的清洁生产指标接近国内清洁生产先进水平，乙烯装置的清洁生产指标为国内清洁生产先进水平。

21.6.2 建议

清洁生产是一个持续改进不断提高的过程，为进一步提高项目的清洁生产水平，特提出以下建议：

⑴进一步开展清洁生产工作

本项目部分产品为高污染产品，本项目在下一步工作应对这些产品的工艺技术高度重视，密切关注工艺技术的变化，如有可能应选择更加清洁的工艺。对高环境风险产品应重点关注生产、储存、运输等过程的环境风险，落实环境应急预案。

⑵加强清洁生产管理

项目建成后，应当结合以往的运行经验和各生产装置的特点，制定并严格实施清洁生产管理方案，并应在实践中不断完善和发展。必要时应引进有经验的外部清洁生产审核和节能节水评估咨询单位，开展清洁生产审核和节能节水评估工作。

⑶将清洁生产纳入 HSE 管理体系

项目应制定完善的 HSE 管理体系，并将清洁生产逐步纳入该体系中，以保障清洁生产工作得到持续、深入的实施。

HSE 管理体系中的环境管理与清洁生产的相同点是以预防为主、节能降耗和实现可持续发展为宗旨，两者有很多相通之处。客观上两者存在相容性，可以加以融合。在具体实施过程中，应注意以下几个方面：

①利用 HSE 管理体系的宣传教育机制，将企业活动、服务、产品过程中的“污染预防”思想和“持续改进”理念树立在广大员工中的思想观念中。

②将清洁生产的相关法律法规、标准体现在 HSE 管理体系的相关文件中。

③将清洁生产的思想方法引入 HSE 管理体系各要素中。例如，在 HSE 管理体系中的产品开发设计、项目建设、生产过程控制、节水、“三废”处理、能源利用等管理程序文件中体现清洁生产的具体要求，使清洁生产工作落到实处。

④通过 HSE 管理体系的监督机制保障清洁生产的实施，促使清洁生产技术方案在企业经营管理中得到具体落实。

22 环境影响经济损益分析

22.1 项目技术经济指标及环保投资

本项目总投资为 8108557 万元（含增值税 773734 万元），其中工程总投资 6542713 万元。具体见表 22.1-1。

表 22.1-1　　本工程技术经济指标汇总表

工程项目或费用名称	合计 （万元人民币）	其中外汇 （万美元）	建设投资比例 （%）
建设项目总投资 （全额流动资金）	8108557	167961	
报批总投资	6542713	167961	
总投资 其中：增值税	7554080 773734	167961	
建设投资	7125594	167961	
第一部分 工程费用	5571082	152735	78%
炼油区	2071453	91240	
化工区	982170	35214	
配套设施	2517459	26281	
第二部分 其他费用 预备费	788285 326703	11933 3293	11% 5%
原项目已投资部分沉淀资金	68855		
码头投资	370669		
建设期利息 铺底流动资金	190853 237633		
全额流动资金	792110		

根据《建设项目环境保护设计规定》和《石油化工企业环境保护设计规范》中有关环境保护设施及其环保投资的详细规定，本项目环保投资约为 728915.5 万元，占工程总投资的 11.14%。环境保护投资估算见表 22.1-2。

表 22.1-2　　环境保护投资估算表

环保设施名称		投资（万元）
工艺环保装置	轻烃回收装置	6696
	干气分离装置	21655
	氢气回收装置	18950
	氢气深度回收装置	10653
	延迟焦化装置、催化裂化装置脱硫脱硫醇设施	33362

环保设施名称		投资（万元）
	硫磺回收装置（含酸水汽提、溶剂再生）	141763
废气处理系统	延迟焦化装置密闭除焦系统	20000
	火炬系统及火炬气回收	20076
	油气回收设施	11803
	催化裂化烟气脱硫脱硝设施	20000
	连续重整再生烟气治理措施	16000
	聚丙烯装置废气治理措施	2000
	乙烯装置 SCR 设施	7000
	动力中心 SCR 设施	5000
	导热油炉 SNCR 设施	2000
	低氮燃烧器及超低氮燃烧器	5000
	除尘设施	8000
	恶臭气体控制措施 （酸性水罐、切/冷焦水罐除臭措施）	1100
废水收集和预处理	污水预处理设施	20000
	全厂雨水收集水池和事故水池	36719
	排水管网	80000
	污水处理场	111719
固体废物预处理	全厂焚烧设施	17850
	乙烯装置废碱液处理单元	2745
环境管理及监控	环境监测站	4807
	在线监测（含地下水监控系统、环境监测小屋）	2000
	VOCs 管控系统	9000
地下水保护措施	防渗与三级防控	85055
海洋生态补偿（费）		4155.5
降噪措施	噪声控制与减噪措施	600
绿化	厂区绿化及生态保护	3207
合计	/	728915.5

22.2 环保治理措施的综合效益

本项目环保措施的经济效益包括：回收油气、凝结水、汽提净化水、硫磺等资源的价值，共计约 58744.49 万元。具体效益见表 22.1-3。

表 22.1-3　　环境保护措施综合效益表

序号	项　目	回收量（万 t/a）	年收益（万元/年）	备注
1	回收油气	0.008	44	以标燃计
2	凝结水回用	2088.07	3821.16	回用于除盐水站等

序号	项　目	回收量（万 t/a）	年收益（万元/年）	备注
3	汽提净化水回用	233.55	44.02	回用于装置
4	回用设施污水回用	1480.92	2710.07	回用于循环水场
5	液氨	2.88	7012.8	回用于装置
6	回收硫磺	56.11	45112.44	-
	合　计		58744.49	

22.3 环境效益分析

本项目从源头入手，采用清洁的生产工艺，生产清洁的产品，同时项目配套建设了相应的环保设施和措施，对项目产生的各类污染物在满足排放标准的前提下又进一步得到了削减，使得项目在生产清洁燃料的同时又保护了环境。

⑴大幅度削减废气污染物排放

本项目加热炉使用脱硫干气及外购天然气；催化裂化装置再生烟气采用湿法脱硫、SCR 脱硝及旋风分离技术进行污染物削减；硫磺回收尾气采用钠法脱硫工艺净化尾气；乙烯裂解炉采用 SCR 脱硝；动力中心燃气锅炉采用 SCR 脱硝工艺。

⑵生产清洁燃料、减少区域 SO_2 排放

本项目实施后将向社会提供优于国 VI 排放标准的清洁汽油、柴油，实现大气污染防治源头控制。

⑶加强污水回用、减少污水排放

本项目设置了凝液精制系统、酸性水汽提装置、污水回用设施。对各装置（单元）产生的凝结水、酸性水、含油污水、循环水场排污水经过污水处理设施处理后回用。节约了大量的新鲜水，达到了节水减排的目的。

22.4 项目社会效益分析

22.4.1 改善当地的发展功能和产业结构

本项目位于广东省揭阳市惠来县。揭阳市位于广东省东南部潮汕平原中心，是珠三角与长三角经济区的黄金分割点，地理位置优越。揭阳是中国最大的不锈钢制品生产基地之一，也是最集中的中高档翡翠营销专业市场和生产加

工基地以及模具和塑料制品特色产业基地。

惠来是传统农业大县，也是揭阳唯一的滨海县，农产品及水产品生产加工为全县主要产业。近年来工业尤其是能源产业发展加快，但是基本没有石化企业，惠来县的第三产业发展也较为薄弱。

本项目固定资产投资额巨大，约750亿元人民币；项目建成后，将形成2000万吨/年炼油、260万吨/年芳烃、120万吨/年乙烯的大型炼化一体化工程；本项目进口原油2000万吨/年，外送成品油及石化产品接近1700万吨/年。所有这些都将极大地推动当地基础设施的建设和能源供应条件，如铁路、公路、码头等的建设；在市场机制的运行下，与之相关的环境条件也会应运而生，比如学校、医院、商场、娱乐设施的完善以及适应需要的各种技能的劳动力的聚集和供给。

本项目的建设，将改变揭阳地区的产业结构布局，在现有五金机械、化工塑料等传统产业的基础上，充分利用沿海沿江临港的资源优势，发展成为大型的石油化工一体化的产业基地。项目的顺利实施必将有效地拉动广东省及揭阳市的经济增长，成为当地经济持续增长的新动力。

22.4.2 推动区域经济增长

作为一个特大型的炼油化工一体化项目，本项目的建成将对广东省和揭阳市产生重大的经济影响。

2016年广东省全省实现地区生产总值79512.05亿元，比上年增长7.5%。其中，第一产业增加值3693.58亿元，增长3.1%；第二产业增加值34372.46亿元，增长6.2%；第三产业增加值41446.01亿元，增长9.1%。2016年，广东人均GDP达到72787元，按平均汇率折算为10958美元。

2016年揭阳市全市实现地区生产总值2032.61亿元，增长6.3%。其中，第一产业完成增加值189.82亿元，增长4.2%；第二产业完成增加值1192.50亿元，增长5.5%；第三产业完成增加值650.29亿元，增长8.4%。

根据财务分析和经济费用效益分析，本项目建成后每年实现项目生产总值307亿元/年，占2016年广东省生产总值的0.4%，占第二产业生产总值的0.9%；占2016年揭阳市地区生产总值的15.1%，占第二产业生产总值25.8%。

可以预见，项目投产后，将对广东省，尤其是揭阳市的经济发挥重要的作用。

22.4.3 提高当地财政收入

广东省2016年全年固定资产投资33008.86亿元，比上年增长10.0%。在固定资产投资中，第一产业投资445.11亿元，比上年增长5.9%；第二产业投资11088.49亿元，增长8.9%；第三产业投资21475.26亿元，增长10.5%。广东省2016年税收收入8098.62亿元，增长11.1%。

揭阳市2016年全年完成固定资产投资1485.54亿元，增长9.1%。在固定资产投资中，第一产业投资21.99亿元，下降7.0%；第二产业投资783.60亿元，增长12.3%；第三产业投资679.95亿元，增长6.1%。揭阳市2016年全年税收收入47.49亿元，下降6.7%。

本项目建成后，将完成固定资产投资750亿元，占广东省2016年固定资产投资的2.2%，占其第二产业投资的6.8%；占揭阳市2016年固定资产投资的50.5%，占其第二产业投资的95.8%。本项目无论对于中国石油，还是揭阳市乃至广东省都是一个影响巨大的项目，投产后平均每年将上缴的增值税、消费税、所得税等就达260亿元，可观的税收将为国家和地方财政做出巨大的贡献。

22.4.4 完善社会收入分配

2016年末广东省常住人口10999万人，居民人均可支配收入30295.8元，比上年增长8.7%；2016年末揭阳市全市户籍人口697.05万人，居民人均可支配收入17654元，增长8.3%。

本项目投产后，提供的直接就业岗位大约2358个，加上乘数效应和辐射作用，预计为社会提供的就业规模将达到4万个。本项目的建设将增加当地居民收入，改善居民生产生活条件，完善社会收入分配。

22.5 小结

本项目总投资为8108557 万元（含增值税773734 万元），其中工程总投资6542713万元。本项目环保投资约为728915.5万元，占总投资的11.14%。

综上所述，本工程的建设可实现较好的经济效益和社会效益，从环境经济角度考虑，本工程的建设是可行的。

23 公众参与结论

23.1 公众参与信息公开

23.1.1 首次环境影响评价信息公开情况

根据生态环境部环境影响评价司有关负责人就《环境影响评价公众参与办法》修订举行的答记者问，其中提到：“关于环评公参正在实施的，即在办法印发之前就已经确定环评单位又是在 2019 年 1 月 1 日之后拟报批的，已经按照暂行办法的规定，在 7 日内进行了第一次信息公开的，予以认可，不必重复开展第一次信息公开，其余公众参与程序按照新办法要求执行”。本项目环评委托合同于 2018 年 2 月 28 日签订，在签订合同 7 个工作日内即开展了首次环境影响评价信息公开，公开日期符合《环境影响评价公众参与办法》要求。

2018 年 03 月 08 日在揭阳大南海石化工业园管理委员会网站（http://www.jydnh.gov.cn/cn/Index/info/d/5103.html）进行了第一次网络信息公开。2018 年 03 月 06 日在《揭阳日报》上刊登中委广东石化 2000 万吨/年重油加工工程变更环境影响评价公众参与第一次公示。并同时在项目环境影响评价范围内街道、村委会以及学校等公告栏进行了信息公告张贴公示。



揭陽日報

6
星期二

十三届全国人大一次会议在京开幕

习近平张德江俞正声张高丽汪洋王沪宁赵乐际韩正等在主席台就座

李克强作政府工作报告　栗战书主持大会

听取关于宪法修正案草案的说明

认真履职尽责　传递基层声音

遗失声明

中委广东石化2000万吨/年重油加工工程变更环境影响评价第一次公示

图 23.1-1　《揭阳日报》第一次公示


揭阳大南海石化工业区管理委员会

中委广东石化2000万吨/年重油加工工程变更环境影响评价
第一次公示信息

一、建设项目的名称及概要

二、建设项目建设单位的名称和联系方式

三、承担评价工作的环境影响评价机构的名称和联系方式

四、环境影响评价的工作程序和主要工作内容

五、征求公众意见的主要事项（包括但不限于）

六、公众提出意见的主要方式

图 23.1-2　第一次网络公示















图 23.1-3　张贴公告现场照片

23.1.2 征求意见稿公示情况

参照《环境影响评价公众参与暂行办法》，广东石化公司在 2018 年 07 月开展了公众参与二次公示。《环境影响评价公众参与办法》于 2019 年 1 月 1 日实施，为使公示内容及方式符合新办法要求，广东石化公司于 2019 年 02 月严格按照新办法要求开展了征求意见稿公示。

（1）第二次公示（参照《环境影响评价公众参与暂行办法》）

2018 年 07 月 10 日在揭阳大南海石化工业园管理委员会网站（http://www.jydnh.gov.cn/news/11085.html）进行了第二次网络信息公开，并同时发布环评报告简本。2018 年 07 月 10 日在《揭阳日报》上刊登中委广东石化 2000 万吨/年重油加工工程变更环境影响评价公众参与第二次公示，公示了简本的索取方式、征求公众意见的范围和主要事项等。同时在项目环境影响评价范围内街道、村委会以及学校等公告栏张贴信息公告。


揭陽日報

10
星期二

中委广东石化 2000 万吨 / 年重油加工工程变更环境影响报告书
第二次公众参与公示信息

图 23.1-4　《揭阳日报》第二次公示


揭阳大南海石化工业区管理委员会

中委广东石化2000万吨/年重油加工工程变更环境影响报告书第二次公众参与公示信息









图 23.1-5　第二次网络公示







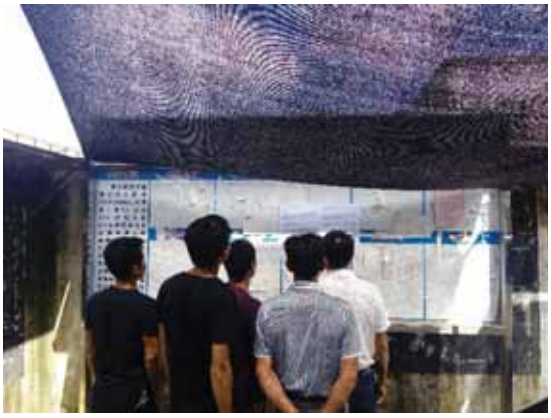




图 23.1-6　张贴公告现场照片

（2）征求意见稿公示（参照《环境影响评价公众参与办法》）

根据《环境影响评价公众参与办法》第三十一条“对依法批准设立的产业园区内的建设项目，若该产业园区已依法开展了规划环境影响评价公众参与且该建设项目性质、规模等符合经生态环境主管部门组织审查通过的规划环境影响报告书和审查意见，建设单位开展建设项目环境影响评价公众参与时，可以予以简化”，揭阳大南海石化工业区规划环评已获广东省环境保护厅批复（粤环审[2018]244 号），本次公示在报纸和网络进行公示 5 个工作日，其中报纸公示在 5 个工作日内公开信息两次。

2019 年 02 月 11 日在揭阳大南海石化工业园管理委员会网站（http://www.jydnh.gov.cn/cn/Index/info/d/11323.html）进行了第二次网络信息公开。2019 年 02 月 12 日和 02 月 14 日在《揭阳日报》上刊登公示信息。


揭阳大南海石化工业区管理委员会
Managing Committee of Jieyang Dananhai Petrochemical Industrial Park

信息公开

中委广东石化2000万吨/年重油加工工程变更环境影响报告书第二次公众参与公示信息


（二）环境影响报告书征求意见稿全文的网络链接及查阅纸质报告书的方式和途径

（三）征求意见的公众范围

（四）公众意见表的网络链接

（五）公众提出意见的方式和途径



图 23.1-7　征求意见稿网络公示



图 23.1-8　征求意见稿报纸公示（2 月 12 日）



揭陽日報

2019年2月
14
星期四

中委广东石化2000万吨/年重油加工工程变更环境影响报告书第二次公众参与公示信息

23.1.3 报批前公示情况

2019 年 03 月 09 日在揭阳大南海石化工业园管理委员会网站（http://www.jydnh.gov.cn/cn/Index/info/d/11358.html）进行了公示，包括环境影响报告书全本及公众参与说明。



图 23.1-10　网络全本公示截图

23.2 征求公众意见

23.2.1 座谈会

2018 年 07 月 11 日、12 日在大南海工业园会议室组织召开了《中委广东石化 2000 万吨/年重油加工工程变更项目环评公众参与座谈会》。参加座谈会的代表共有 168 名（11 日 81 名，12 日 87 名），其中 121 名为项目影响范围内的企事业单位代表和居民代表，47 名为揭阳市、惠来县及大南海工业园区管委会人大代表、政府机关等人士代表。

居民表示支持项目建设，通过与公众的沟通，公众认为本项目对区域经济发展具有重要意义，希望尽早建成投产。对工程建设可能引起环保问题，与会人员表示造成的环保问题是社会发展过程中不可避免的，表示可以谅解，希望通过加强管理，减轻项目建设带来的环保问题。座谈会现场照片见图 23.2-1。



图 23.2-1　本项目座谈会照片

23.2.2 公众意见调查

按照《环境影响评价公众参与暂行办法》的要求，根据项目的具体情况，综合考虑环境影响的范围和程度、社会关注程度等因素，对项目环境影响评价范围内居民、企事业单位代表，以及揭阳市、大南海工业园区管委会、惠来县、陆丰市部分代表进行公众意见调查。

共发放个人调查表 720 份，回收有效调查表 700 份，发放单位调查表 163 份，回收有效调查表 163 份。其中，陆丰市调查范围包括陆丰市政府办公室、安全生产监督管理局、海洋与渔业局、发展和改革局、国土资源局、环境保护局等政府机关，东林村等 8 个村屯及村委会；揭阳市调查范围包括揭阳市、大南海工业园区管委会、惠来县各政府机关，埔洋村等 90 个村屯及村委会，揭阳大南海石化工业区南海街道朱埔小学等 10 所学校，广东深展大南海实业有限公司等当地企业。涉及搬迁的村屯为埔洋村和洋下自然村，其中埔洋村包括埔洋、厝寨、刘畔、南里、后城 5 个自然村，洋下自然村属于林沟行政村。对于涉及搬迁的村屯本次共回收有效个人调查表 24 份，团体调查表 7 份，主要调查受影响的村民、村委会及埔洋小学。

个人被调查者中持无所谓意见的 12 人，占调查总人数的 1.71%，支持人数为 688，占调查人数 98.29%。无人对项目建设持反对意见。

本次所调查的团体均表示赞成项目建设，认为项目的实施有利于本地区的经济发展，可提供更多的就业机会和提高生活质量。

公众参与现场照片见图 23.2-2，调查表发放分布汇总见表 23.2-1、图 23.2-3。



图 23.2-2　公众意见调查现场照片

表 23.2-1 本次调查表发放分布汇总

市/县镇/街道	发放地点（部门、村屯等）	调查人数	个人调查表	所占比例(%)	团体调查表	所占比例(%)
揭阳市	揭阳市政办公室、人大代表、发改局、农业局、林业局、环保局、海洋与渔业局等部门	16	16	2.29	12	7.36
陆丰市	陆丰市政府办、发改局、国土资源局、环保局、海洋与渔业局等部门	13	13	1.86	6	3.68
大南海石化工业区	大南海石化工业区政法委、党委、农林水务局、环安局、街道办等部门	26	26	3.71	22	13.50
惠来县	惠来县人民政府、环保局、建设局、林业局、水务局、农业局、国土局等部门	15	15	2.14	11	6.75
东陇镇	四凤村	7	43	6.14	10	6.13
	华房村	3				
	古巷村	7				
	寄陇村	4				
	钓石村	3				
	华吴村	4				
	石洲村	4				
	北山村	3				
	达三圩村	5				
	东陇镇政府	3				
惠城镇	梅一村	5	14	2.00	1	0.61
	惠城镇	8				
	东郊村	1				
华湖镇	溪洋村	4	9	1.29	2	1.23
	华湖镇政府	5				
隆江镇	乌石村	4	81	11.57	19	11.66
	桥埔村	4				
	岗前村	5				
	北洋村	4				
	林太村	4				
	邦庄村	3				
	孔美村	5				
	林沟村	15				
	隆江村	6				
	陈陇村	3				
	井美村	3				
	吉清村	6				

市/县镇/街道	发放地点（部门、村屯等）	调查人数	个人调查表	所占比例(%)	团体调查表	所占比例(%)
	宫山村	1				
	前埔村	3				
	见龙村	4				
	溪西中学	1				
	后吉村	6				
	隆江镇政府	4				
靖海镇	前吴村	4	41	5.86	9	5.52
	厚山村	6				
	西山村	6				
	坂美村	6				
	资深村	4				
	驿后村	4				
	大潭村	6				
	靖海镇政府	5				
周田镇	周田镇政府	7	24	3.43	4	2.45
	狮石村	6				
	前埔村	5				
	杭美村	6				
甲东镇	洋美村	7	55	7.86	8	4.91
	东林村	5				
	岱头村	5				
	大茂村	2				
	奎湖村	5				
	前边村	19				
	联湖村	9				
	甲东镇政府	3				
溪西镇	军林村	9	81	11.57	7	4.29
	镇前村	9				
	西安村	1				
	新圩村	10				
	溪一村	10				
	永安村	10				
	溪二村	13				
	溪南村	12				
	溪西镇政府	6				
	尖坑村	1				
东埔农场	东湖社区	10	39	5.57	4	2.45
	南湖村	8				
	东埔农场	2				
	鸡岗村	12				

市/县镇/街道	发放地点（部门、村屯等）	调查人数	个人调查表	所占比例(%)	团体调查表	所占比例(%)
	东埔中学	5				
	东埔农场中心小学	1				
	东埔农场场部	1				
歧石镇	湖寮村	4	43	6.14	11	6.75
	西埔村	3				
	华清村	5				
	岐石村	3				
	桥头村	4				
	铺山村	5				
	坑仔村	5				
	歧石镇政府	4				
	和双村	10				
南海街道	埔洋村	26	134	19.14	15	9.20
	图田村	18				
	朱埔村	22				
	赤一村	12				
	双湖村	21				
	山陇村	10				
	图上村	13				
	赤二村	11				
	南海街道办	1				
前詹镇	任兜村	5	32	4.57	11	6.75
	岛南村	4				
	港寮村	6				
	后寮村	3				
	铭东村	3				
	铭西村	4				
	塔兜村	3				
	仙美村	2				
	前詹镇政府	2				
神泉镇	神农村	5	32	4.57	11	6.75
	澳角村	4				
	石盘村	3				
	横山村	4				
	文昌村	4				
	华家村	5				
	神泉镇政府	4				
	华埔村	3				
未填此项		2	2	0.29	/	/
合计		/	700		163	

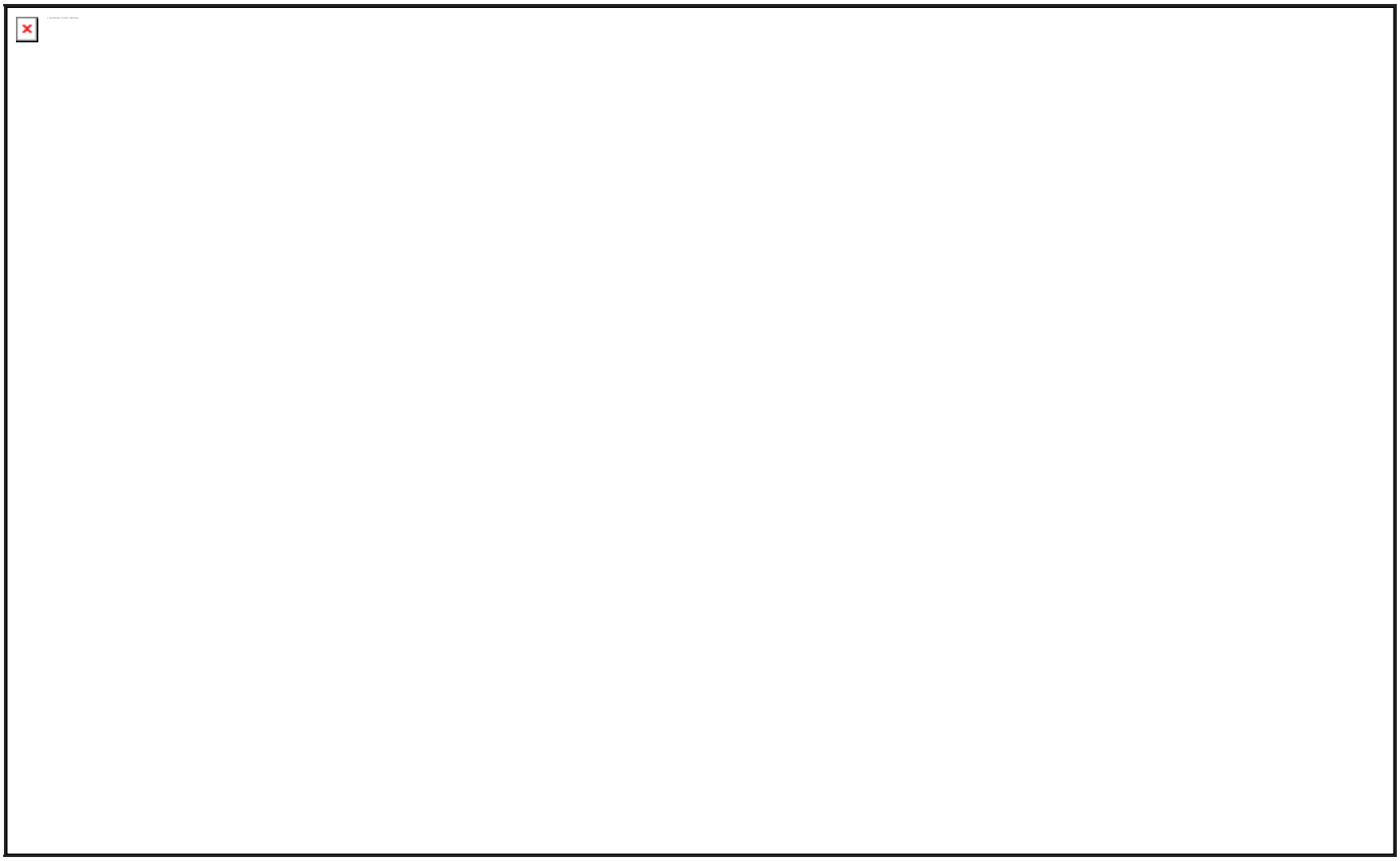


图 23.2-3　本次调查表发放分布图

23.3 社会稳定风险评估工作分析

23.3.1 破解“邻避”效应工作

为控制社会风险，对可能会引发的“邻避”效应和社会各界关注，广东石化公司开展了一系列破解“邻避”效应工作，在 2018 年 1 月份组织当地政府、环评单位和社会风险防控单位组成专家组到云南石化、四川石化对舆情发生情况和应对措施进行调研，进行多次走访、座谈，并收集相关资料。

广东石化根据项目特点和所在地具体情况，委托山东海纳环境工程有限公司提供破解“邻避”效应服务，编制破解“邻避”效应工作方案，成立了破解“邻避”效应工作领导小组，明确了各部门和相关人员职责，细化了与政府、集团公司各部门对接要求，聘请权威度高、能力强、经验丰富的知名专家加入广东石化破解“邻避”效应专家组，准备了企业内部资料及对外宣传手册、知识问答等材料，在座谈和走访调查中大量发放，与公众进行真诚、细致的沟通交流，使公众清楚广东炼化项目的环保投入、相关治理措施和项目建设的意义，让公众充分发表意见，支持项目建设，为把广东石化建成国内加工高硫含酸劣质重油的绿色、智能、效益型国际化炼化一体化基地奠定坚实基础。

23.3.2 社会稳定风险分析与评估

根据《国家发展改革委重大固定资产投资项目社会稳定风险评估暂行办法》（发改投资〔2012〕2492 号）、《广东省发展改革委关于印发重大项目社会稳定风险评估暂行办法的通知》（粤发改重点〔2012〕1095 号）中对社会稳定风险分析的程序要求，广东石化公司积极开展了社会稳定风险分析和评估工作。

社会稳定风险调查分析阶段的公众参与调查主要采用公示公告（网站公示、报纸公示和村庄现场公示）、座谈会、发放调查问卷等多种方式组织开展。社会稳定风险分析公众参与调查结果归纳如下：

（1）社会稳定风险分析公示期间，未收到对项目建设发表建议和意见。

（2）公众参与发放个人调查表 857 份，团体调查表 158 份，有效回收率 100%。公众参与问卷回收后，对所有公参对象信息进行了统计，问卷调查表统计分析表明，在本项目对环境影响满足国家相关标准和要求的前提下，绝大部分调查对象

（个人 95.68%、团体 97.47%）表示支持本项目的建设，少部分调查对象（个人 0.12%、团体 0.63%）选择有条件支持，无论个人还是团体，没有调查对象持反对意见。

（3）召开了公众参与座谈会，参会代表为揭阳市 12 个单位（市政府办，市人大办，市政协办，市发改局、国土资源局、环保局、水务局、林业局、气象局、安监局、农业局、海洋与渔业局）派员参加；揭阳大南海石化工业区 18 个单位（区管委办，区政法委、组织部、公安分局、经发局，国土分局，环安局，农林水务局，规建局，文教卫计局，交通局民政社保局，商务局，投资服务中心，公共事业中心及各镇、场、街道）主要负责人参加。溪西镇 7 个村负责人，东埔农场 3 个村负责人及东埔中学负责人，南海街道 11 个村负责人，5 家企业事业单位的代表。惠来县政府办、惠来县发改局、国土资源局、环保局、水务局、林业局、气象局、安监局、农业局、海洋与渔业局等，隆江镇政府，隆江镇负责人，岐石镇镇政府及岐石镇村负责人，东陇镇政府及东陇镇 11 个村负责人，惠城镇政府，华湖镇政府及华湖镇溪洋村负责人，神泉镇政府及神泉镇 8 个村负责人，前詹镇政府及前詹镇 8 个村负责人，周田镇政府 2 位领导及周田镇 3 个村负责人，靖海镇政府及靖海镇 7 个村负责人代表。代表们均表示支持项目建设，同时指出要做好安全、环保和拉动就业等工作，促进区域经济发展。

（4）公开信息的方式包括在《揭阳日报》、揭阳大南海石化工业区管理委员会网站、周边居民社区宣传栏张贴公告等便于公众知晓的方式。本次公众参与公开信息方式多样，保障了公众的知情权、参与权。

（5）调查对象为评价范围内成年公民、合法机构与团体，所填写的问卷反映了其真实、客观的意见与建议，填写内容规范有效。本次公众参与发表调查范围涵盖全部评价范围。调查对象年龄结构、学历结构较为合理，代表性团体包括企业、事业单位、学校、医院、社区基层组织等，座谈会邀请代表涵盖全部评价范围，包括社区居民代表、企业代表、政府机构代表、社会团体代表、学校代表等。发表调查对象、座谈会邀请代表主要受影响的居民、团体代表，因此调查对象具有广泛性、代表性。建设单位在公示前对本项目进行了广泛的宣传，在公示过程中充分利用报纸、网络、电话等形式全面披露项目信息，及时解答公众问题，公示信息真实，公众参与过程公开、透明，最大程度的广泛告知公众，鼓励公众参与本次公众参与调查，本次调查结果反映了公众真实意见。

本项目所在地为大南海工业区，无较大历史矛盾和群体性事件。从 2012 年到目前为止，项目推进 6 年过程中从未出现过群众闹事事件。分析报告认为，拟建项目的建设对广东省揭阳市的发展将做出积极的贡献。有利于优化调整区域能源结构，促进地方经济可持续发展。

揭阳大南海石化工业区经济发展和改革局委托相关单位对本项目社会稳定风险分析报告进行评估。评估认为，本项目在采取充分、可行的风险防范及化解措施，通过有效的风险控制及应急预案，预期可降低项目的社会稳定风险发生的概率，控制风险事件产生的影响后，社会稳定风险等级为低风险。2018 年 8 月 31 日揭阳市人民政府发布了《关于中委广东石化 2000 万吨/年重油加工工程社会稳定风险评估意见的函》（揭府函〔2018〕122 号），判定该项目社会稳定风险等级为低风险。

23.4 公众参与结论

本次环评所做的公众参与调查工作量大、面广，调查对象分布广泛，具有代表性，汇总的意见能够集中、真实地反映出地区公众对本项目建设所关心的问题和需要解决的环境问题，具有较好的代表性。通过公众参与结果的统计分析，得出如下结论：

本次公众参与共发放个人调查表 720 份，收回有效调查表 700 份，回收率 97.2%。其中 98.29%的公众对本项目的建设表示支持，1.71%的公众表示无所谓，无公众反对项目建设。本次公众参与共发放单位意见调查问卷表 163 份，回收有效调查表 163 份，回收率 100%，100%的单位对本项目建设表示支持。

本次公众参与过程充分体现了公众参与的合法性、有效性、代表性、真实性，通过与公众充分的沟通交流使公众充分了解项目情况，使项目能够取得公众认可，并提高项目的环境、经济和社会效益。对于公众参与所获得的意见和建议，本次评价给予了足够的重视，一方面充分吸取公众对本项目提出的环境影响意见作为本次环境评价的重点，另一方面也将相关意见及时与建设单位单位沟通，尽可能让合理的意见与建议尽早落实到项目建设中。

24 结论与建议

24.1 主要结论

24.1.1 建设项目变更情况

⑴原环评情况及建设现状

2011 年 1 月，环保部以《关于中委广东石化 2000 万吨/年重油加工工程环境影响报告书的批复》（环审〔2011〕22 号）对中委广东石化 2000 万吨/年重油加工工程（以下简称“本项目”）环境影响报告书予以批复。2012 年 4 月 20 日，国家发改委以《关于中委合资广东石化 2000 万吨/年重油加工工程项目核准的批复》（发改能源〔2012〕989 号）对本项目予以核准。

原环评按照加工 100%的委内瑞拉 Merey16 原油设计，由厂内工程和厂外工程两部分组成。厂内工程为炼油厂区，厂外工程包括原油码头、成品油码头、中转油库、中转管线。炼油厂区新建 20 套生产装置（含 1 套 355×10^4t/a 的 IGCC 装置）及配套的储运、公用工程等设施，中转油库新建 12 座 $10\times10^4m^3$ 原油储罐、中转管线包括长度为 32.2km 的 DN900 原油管道、DN400 燃料气管道和 DN400 污水管道，原油码头新建 1 个 30 万吨级原油泊位，成品油码头新建 1 个 5 万吨级成品油泊位、7 个 5000 吨级液体石油化工品泊位、1 个 2 万吨级散货泊位、1 个 5000 吨级重件泊位和 3 个工作船泊位。

自 2012 年 4 月原项目举行开工奠基仪式以来，由于外方委内瑞拉国家石油公司应提供的原油来源一直未实际落实，项目建设进展较慢。截止至 2018 年 10 月，具体建设情况为：主干道路总体完成 94%；主干地管总体完成 98%；永临结合地管阴极保护设施建成投用；全厂性雨排累计完成 91%；雨水收集池完成整体的 82.53%；全厂性库房完成 70%；原油码头工程总体完成 49.36%；防波堤抛石完成 95%（171 万 m^3）；产品码头工程总体完成 68.66%；防波堤施工基本完成（2239m）；西拦砂堤施工完成（300m）；陆域吹填施工开始，已完成 45 万 m^3；常减压装置、催化裂化装置、加氢裂化装置、蜡油加氢装置、气体分馏装置部分塔完成部分基础施工；硫磺装置 2 个烟囱主体施工完成；常减压Ⅰ、常减压Ⅱ、催化裂化、加氢裂化、连续重整装置烟囱基础施工完成；原油罐组 I、III10 万立储罐基础施工完成 10 台；原油罐组 IV10 万立储罐基础开挖完成；原油码头

库区 10 万立储罐基础施工完成 12 台；厂前区主体框架、砌筑、外墙砖、屋面、门窗安装等施工完成。

⑵项目变更原因

2012 年 4 月国家发改委的核准批复文件中对本项目提出进一步优化完善项目设计方案的要求，另一方面为了避免因原油供应来源单一、长途海运风险等引起的原油供应风险，实施加工原油多元化，加大装置原油加工的适应性是避免原油供应风险的最佳选择。因此变更后对原来的的总流程进行了适当的优化，经技术经济综合比选，推荐炼油-芳烃-化工一体化方案。

⑶项目主要变更情况

相比于 2011 年取得环保部批复的原环评，本项目炼油区取消和调整了部分装置，按照炼油-芳烃-化工一体化方案进行优化；化工区以 120 万吨/年乙烯装置为龙头，规划建设相对完整的化工流程方案；厂外工程原油码头、产品码头、原油码头库区、厂外管线均有部分调整。

项目总占地由原 666.14 公顷增加为 971.15 公顷，厂内由原 28 套生产装置调整为 30 套生产装置，动力方案由原 IGCC 装置调整为石油焦制氢装置+动力中心方案（动力中心包括 4×480t/h 超高压蒸汽锅炉+2 台 30MW 抽背透平发电机组+1 台 30MW 抽凝透平发电机组），罐区由 177 座总罐容 432.7 万 m^3 的储罐调整为 226 座 467.44 万 m^3 储罐，变更前污水处理场包括 1000 m^3/h 含油废水处理系统、500 m^3/h 含盐废水处理系统，1000 m^3/h 回用水处理系统，变更后调整为 2400 m^3/h 含油含盐废水处理系统、回用水处理系统（预处理段设计规模：3400 m^3/h；超滤规模 2400m^3/h；反渗透规模：2100m^3/h）、300 m^3/h 电脱盐废水处理系统、1000 m^3/h 高含盐废水处理系统，并新增废碱氧化处理设施、设计规模 60t/d 的全厂焚烧系统等。

原油码头在航道的位置、部分港池、平面尺度等方面均有变化，从而引起了疏浚工程量改变。由于本项目原料、生产工艺和产品发生变更，使得集疏运货物的货种和运量发生变化。货物的来源及去向也有所不同，导致码头泊位规模、数量、吞吐量均需要调整，从而使得工程的平面布局、装卸工艺、水工建筑的尺度都有所变化。本次变更后填海工程的范围和位置没有变化，堆填标高变高，因此，填方量有所增加；沿岸泊位长度调整因此护岸的长度也有所调整。

原油码头库区仍建设 12 座 $10\times10^4m^3$ 原油储罐，无大的方案调整变化。由于

惠来县城市总体规划的调整，厂外管线（天然气、原油、污水）路由一方面需避让规划的揭阳滨海新区粤东新城核心区，另一方面需满足当地规划部门提出的应尽量沿滨海旅游公路敷设的要求，因此，厂外管线长度、走向均有所调整。变更前，厂外管线在穿越河流、养殖塘等水网地段 17.1km 采用架空敷设，其余 15.1km 埋地敷设。在本次设计阶段，重新对水网地区穿越段管道敷设方式进行了论证，综合考虑到风暴潮对地面敷设管线威胁较大，水网地段地层 4m 上为粉细砂和淤泥质土、架空管道桩基埋设较深且有一定下沉风险，以及架空敷设的管道更易遭受第三方破坏，增加了水网地区环境风险等因素，变更后管线全部埋地敷设，线路工程长度 35.049km。

厂内项目的调整是对原建设方案的优化，适应了资源和市场形势的变化，提高了项目的整体竞争力。在环保方面，项目按照现行最新的环境质量标准、污染物排放标准和环境管理要求进行优化。

24.1.2 建设项目概况

本项目主要建设内容包括炼化厂区、原油码头库区、厂外管线、原油码头和产品码头，以1000万吨/年委内瑞拉Merey16原油、1000万吨/年中东混合原油为原料，炼油区主要生产优质、低成本的乙烯原料，同时生产汽油、航空煤油、柴油等清洁燃料及对二甲苯、甲苯等部分芳烃产品，化工区块生产高密度聚乙烯、线性低密度聚乙烯、聚丙烯、苯乙烯、丁二烯等化工产品。

炼化厂区位于广东省揭阳大南海石化工业区，原油码头位于靖海镇石碑山灯塔附近的海域。厂外管线东起靖海镇石碑山原油码头库区南，沿原油码头库区边缘往北再往西，沿规划滨海旅游公路南敷设，穿越铭湖溪、雷岭河、龙江河、龙江改河到达炼化厂区。本项目永久工程占地面积为930.7公顷，产品码头区北面填海面积为40.45公顷。

炼化厂区总建设方案为 2000 万 t/年炼油+260 万 t/年芳烃+120 万 t/年乙烯，炼油区包括 2×1000 万 t/年常减压蒸馏装置、2×300 万 t/年延迟焦化装置、420 万 t/年蜡油加氢处理装置、360 万 t/年催化裂化装置、370 万 t/年加氢裂化装置、80 万 t/年焦化石脑油加氢装置、轻烃回收装置（70 万 t/年干气液化气脱硫脱硫醇单元、40 万 t/年液化气分离单元、60 万 t/年干气分离单元）、300 万 t/年石脑油加氢装置、2×300 万 t/年连续重整装置、120 万 t/年航煤加氢装置、2×330 万 t/年柴

油加氢裂化装置、110 万 t/年气体分馏装置、60 万 t/年烷基化装置、5 万 Nm^3/年氢气深度回收装置、40 万 Nm^3/h 氢气回收装置、35 万 t/年干气分离装置、170 万 t/年催化汽油加氢装置、260 万 t/年芳烃联合装置、（4×18+6）万 t/年硫磺回收装置、2×350t/h 酸性水汽提装置、（1000+1500）t/h 溶剂再生装置、石油焦制氢装置（年处理 196.01 万吨石油焦及 48.6 万吨煤），化工区包括 120 万 t/a 乙烯装置、40 万 t/年 HDPE 装置、80 万 t/年 FDPE 装置、50 万 t/年 PP 装置、11 万 t/年丁二烯抽提装置、8/3 万 t/年 MTBE/丁烯-1 装置、36 万 t/年裂解汽油加氢（含苯乙烯抽提）装置和 80 万 t/年苯乙烯装置。除工艺装置外，厂内同步配套建设公用工程及辅助设施、储运工程等。

厂外 30 万吨级原油码头新建 1 个 30 万吨级原油泊位和 2 个工作船临时停靠泊位，10 万吨级产品码头新建 13 个泊位，包括 1 个 10 万吨级成品油泊位、2 个 3 万吨级油品及液体化学品泊位、2 个 1 万吨级液体化工品泊位、3 个 5000 吨级油品及液体化工品泊位，1 个 2 万吨级通用泊位、1 个 5000 吨级通用泊位、3 个工作船泊位。

厂外管线是原油码头库区到炼化厂区之间的配套工程，包括 1 条原油管线、1 条燃料气管线和 1 条污水管线，线路工程长度 35.049km。其中原油管线始于原油码头库区止于炼化厂区，设计输量 2000×10^4t/a；天然气管线始于炼化厂区，止于原油码头库区，设计输量 2950Nm^3/h；污水管线始于原油码头库区止于炼化厂区，设计输量为 50m^3/h。

厂外原油码头库区仍新建 12 座 $10\times10^4m^3$ 原油储罐及其配套工程。

24.1.3 环境质量现状

24.1.3.1 环境空气

(1)例行监测

根据2014-2017年公开发布的揭阳市环境质量公告，例行监测点中SO_2、NO_2、PM_{10}年均值、CO 日均值均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准。根据《揭阳市环境质量报告书》（2017 年度 公众版），“2017 年揭阳市区城市环境空气质量达标六个参评项目均达标，其中，O_3 日最大 8 小时平均值达标率为 94.8%，$PM_{2.5}$ 24 小时平均值达标率 99.5%，其余项目达标率均为 100%。”

揭阳市 2017 年全年有效监测天数 365 天，达标天数为 344 天，达标率为

94.2%，比 2016 年上升 1.6 个百分点，揭阳市区城市环境空气质量达标天数呈增加趋势。空气中主要污染物为 $PM_{2.5}$，2014-2016 年年均值未满足二级标准，但 2017 年年均值为 34 微克/立方米，满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准。

根据 2012-2017 年惠来县大气常规监测点——惠来县网厂、葵梅中学、皮革厂常规监测项目 SO_2、NO_2、TSP 的监测数据统计，该区域 SO_2、NO_2、TSP 日均浓度可满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准。

(2)本次监测

2017 年 09 月 16 日~2017 年 09 月 22 日、2018 年 02 月 28 日~2018 年 03 月 06 日在本项目周边共计 10 个监测点位开展两期环境空气现状监测，其中 8 个点位于炼化厂区周边，2 个点位于原油码头周边。监测因子包括 SO_2、NO_2、TSP、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3、H_2S、NH_3、甲醇、酚类、氟化物、NMHC、VOCs、苯、甲苯、二甲苯(邻、间、对)、苯乙烯、乙苯、臭气浓度、苯并[a]芘、氯化氢、氰化氢、丙烯腈、汞、铬、铅、镉、砷、二噁英、氯气等。

监测结果表明，常规监测因子中，SO_2、NO_2、CO 小时浓度及日均浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准，且占标率较小；PM_{10} 日均浓度满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准，但最大日均浓度占标率为 94%；O_3 8 小时平均浓度、小时浓度基本满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准，但占标率较高；夏季 $PM_{2.5}$ 日均浓度满足二级标准，炼化厂区附近冬季 $PM_{2.5}$ 偶有超标现象，最大日均浓度占标率为 126.67%，超标率为 28.57%。该监测点因就近接入电源设置在临时办公区的门卫附近，周围人为活动较多，尤其是汽车出入将导致颗粒物浓度较大，监测超标时间段内是中国的传统节日（元宵节），在节日后监测结果明显降低。

特征监测因子中，氯化氢、甲醇、氟化物、苯、甲苯、二甲苯、苯乙烯、乙苯、氰化氢、丙烯晴、汞、铬、铅、镉、砷、氯气、苯并[a]芘均未检出。炼化厂区周边 H_2S、酚类占标率较高；臭气最大浓度小时值浓度为 13，二噁英日均浓度最大占标率为 8.17%。

24.1.3.2 地表水

2018 年 6 月 27 日~29 日，对本项目附近龙江河进行一次水质现状监测，监

测断面共计 7 个，为龙江河厂址上下游及厂外管线穿越沿途河流处，连续监测 3 天，每天取样一次，同期进行水文监测。监测因子包括 pH、溶解氧、CODcr、BOD_5、NH_3-N、TN、TP、SS、TDS、石油类、挥发酚、氰化物、硫化物、氟化物、氯化物、硫酸盐、硝酸盐、汞、镉、砷、镍、六价铬、粪大肠杆菌、高锰酸盐指数、亚硝酸盐、钒、苯、甲苯、二甲苯等。

监测结果表明，龙江河及龙江改河各监测断面的监测因子中：pH、溶解氧、化学耗氧量、生化需氧量、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、氰化物、苯及苯系物、硝酸盐、氟化物、粪大肠杆菌、重金属等主要指标均达到 III 类水质标准，说明龙江河水质良好；但由于受到海潮影响，河口部分断面氯化物、硫酸盐等指标有超标现象。

根据原环评、规划环评及本次监测数据，对比 2010、2015、2018 年龙江河主要水质指标变化，pH、COD_{Gr}、BOD_5、NH_3-N、挥发酚等主要指标均满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)III 类水质标准，指标变化幅度不大；另根据 2014、2015、2016、2017 年《揭阳市环境质量报告》，龙江河惠来河段近四年水质均符合 III 类水质标准，说明目前龙江河水质变化趋势良好。

24.1.3.3 地下水

本次评价对地下水水位、水质均进行了现状监测。2018 年 5 月，对炼化厂区 20 个点位、45 个厂外管线周边点位、原油码头库区 16 个点位进行了水位监测。2018 年 6 月 27 日，对炼化厂区 14 个点位、厂外管线周边 12 个点位、原油码头库区 8 个点位进行了水质监测。炼化厂区、厂外管线和原油码头库区监测因子包括 K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^-、SO_4^{2-}、Cl^-、pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、铬（六价）、总硬度、铅、氟、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氯化物、总大肠菌群、石油类、苯、甲苯、二甲苯、镍、钒，考虑到特征污染物，炼化厂区还监测了 COD、氟化物、乙苯、苯乙烯、苯并（a）芘、丙烯腈、乙腈。

监测结果表明，评价区地下水大部分指标符合《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，个别基本因子超标，特征因子均未出现超标现象。

21.1.3.4 海域

(1)现状监测

本项目海洋环境现状调查分别于 2017 年 4 月 18~19 日（春季）和 2017 年 9 月 10~11 日（秋季），分两个季度进行，各季度均采样一次（大潮期进行采样，不分涨落潮），沉积物仅在春季采样一次。2018 年 4 月针对项目特征因子，进行一季水质和生物体特征因子的补充调查。海洋环境调查布设水质站位 28 个（特征因子 12 个站位），沉积物调查站位 16 个，生物生态调查站位 18 个，游泳生物调查断面 12 个，潮间带调查断面 5 个。

海域现状评价（调查）包括海水水质、海洋沉积物、海洋生物、海洋生态、海洋渔业资源情况。水质监测因子包括水温、pH 值、盐度、活性磷酸盐、石油类、硫化物、NO_3-N、NO_2-N、NH_3-N、非离子氨、DO、COD_{Mn}、SS、Cu、Pb、Zn、Cd、As、Hg、镍（Ni）、粪大肠菌群、钒（V）、苯、二甲苯、挥发酚、氰化物、苯乙烯、苯并(α)芘，补充特征因子包括苯、甲苯、乙苯、二甲苯、苯乙烯、甲基叔丁基醚、丙烯腈、乙腈、苯酚、F^-；海洋沉积物监测因子包括有机碳、石油类、Cu、Pb、Zn、Cd、Hg、As、镍（Ni）、钒（V）等 10 项；海洋生物体监测包括双壳贝类、鱼类、甲壳类和软体类中石油类、Cu、Pb、Zn、Cd、Hg、As、镍（Ni）、钒（V），补充特征因子包括氰化物、挥发酚、苯、甲苯、乙苯、二甲苯、苯乙烯、苯并(α)芘、甲基叔丁基醚、丙烯腈、乙腈、苯酚、甲醇；海洋生物生态包括叶绿素 a 与初级生产力、浮游植物、浮游动物、底栖生物、潮间带生物、鱼卵仔鱼、游泳生物。

(2)监测结果

①海洋水质

根据春、秋两季海水水质现状调查和评价结果，水质因子中 pH、化学需氧量、石油类、硫化物、镉、汞、砷、镍、挥发酚均符合相应环境功能区水质标准，活性磷酸盐（春季）和铅（秋季）超标现象比较明显，而溶解氧、无机氮、铜和锌仅在个别调查站位中轻微超一类标准，海域特征因子含量相对较低。

本项目产品码头港区、原油码头港区、排污区水质均符合相应的评价标准。

本海域水质超标因子主要为活性磷酸盐和铅。河口区域活性磷酸盐超标在国内普遍存在，该海域主要与神泉湾内滩涂养殖排污有关；活性磷酸盐含量不同季节差异较大，秋季活性磷酸盐含量较低，对比发现秋季浮游生物量明显高于春季，分析认为与生物生长消耗水体中大量磷酸盐有关。重金属铅含量较高，与外海水

流交换或大气有关。

②海洋沉积物

本次调查海区表层沉积物中的汞、铜、铅、锌、镉、砷、石油类和有机碳的含量均符合相应环境功能区质量标准，没有站位出现超标现象。

特征因子镍符合香港沉积物质量标准限值 40×10^{-6}，钒在站位 7-2、9-2 含量偏高，略高于我国渤海沉积物中钒的平均值 75×10^{-6}。

③海洋生物质量

春季调查结果显示：各类生物体中常规监测因子 Cu、Pb、Zn、Cd、Hg、As、石油烃的含量水平均低于相应标准限值，没有出现超标现象；

秋季调查结果显示：各类生物体中常规监测因子 Cu、Pb、Zn、Cd、Hg、As 的含量水平均低于相应标准限值，没有出现超标现象，石油烃仅在鱼类生物体杜氏棱鳀（8-1 站）出现轻微超标，超标率为 4.5%，超标倍数为 0.270。

2017 年春、秋两季调查中特征因子镍在鱼类、甲壳类和软体类生物体中含量较低，贝类生物体中含量相对较高，钒在各类生物体中均未检出。

2018 年春季补充特征因子调查结果显示：各类生物体中氰化物、挥发酚、苯、甲苯、乙苯、二甲苯、苯乙烯、苯并(α)芘、甲基叔丁基醚、丙烯腈、乙腈、苯酚、甲醇均未检出。

(3)与原环评相比

原环评时期水质超标因子主要为活性磷酸盐、无机氮、硫化物和铅，中间时期超标因子主要为活性磷酸盐、无机氮和铅，本次变更环评时期主要超标因子为活性磷酸盐和铅，铜、锌、无机氮和溶解氧个别样品也有超标。比较不同时期超标因子和超标率大小，本海区主要超标因子为活性磷酸盐和铅。其中活性磷酸盐、无机氮在河口海区超标现象在国内普遍存在，铅在海水一类环境功能区超标现象在广东沿海较为普遍。

综上对比分析，该海域主要制约因子为活性磷酸盐和无机氮，调查海域及其周边有众多小河汇入，沿岸有较多水产养殖，生活污水和养殖废水主要污染物中含有大量的氮和磷，这可能是造成该海域活性磷酸盐和无机氮超标（一类标准）的主要原因。

本次调查沉积物因子中有机碳、铅、锌、镉、汞、砷和镍的含量与原环评时期和中间时期调查值相差不大；石油类和铜的含量有一定程度的减少。三次调查

表层沉积物各因子均未出现超标现象，该海域沉积物质量状况良好。

本次变更环评调查与原环评时期和中间时期各类生物体残毒因子含量变化并不明显。

鱼类生物体仅在本次秋季调查一个站位（惠来电厂码头附近）出现石油烃轻微超标现象，其余因子在三个时期均未出现超标现象；甲壳类、软体类和贝类生物体中各因子在三个时期均未出现超标现象。总体来说，该海域生物体质量状况良好。

24.1.3.5 生态

2018 年 4 月，采用整体普查和样方调查相结合的方法，在炼化厂区内及周边、原油码头库区周边、厂外管线沿线共设置 11 个生态样方调查点，重点调查评价范围内植被生长分布状况及主要群落类型特征，包括植被覆盖度、物种量、生物量等。评价区域植被类型为亚热带常绿季雨林区，但由于区域开发利用的影响，绝大部分山丘岗地退化为针叶疏林、阔叶疏林或灌木草丛。其中以湿地松、木麻黄、桉树、台湾相思、大叶相思、荔枝等最常见。其中湿地松、台湾相思、桉树为山地优势种，荔枝为主要经济林种类，木麻黄为沿海沙地优势种。评价区内生物量普遍较低。

工程变更前炼化厂区植被类型主要为湿地松＋木麻黄混交林，工程变更后由于炼化厂区经过平整，均为近几年才生长的植被，主要为金合欢-大叶相思灌丛；工程变更前原油码头库区的植被类型主要为木麻黄林+白茅草丛，工程变更后由于场地内已平整，对场地周边植被进行调查，主要为木麻黄林+芒草草丛。工程变更前后管线沿线植被类型变化不大，沿线植被类型主要为湿地松、荔枝林、桉树林、乌桕灌丛、桃金娘＋山芝麻灌丛等。

24.1.3.6 土壤

(1)土壤类型及分布

参考惠来县 1985 年全国土壤普查结果，结合现场调查，评价区内土壤类型共有水稻土、赤红壤、滨海砂土、滨海盐渍沼泽土四个土类。炼化厂区主要有砂页岩（包括少数细砂岩和粘土质页岩）发育的赤红壤、沿海岸线分布有滨海盐渍沼泽土和滨海砂土，原油码头库区主要有赤红壤，管线沿线丘陵多为薄有机质层

的赤红壤，由于临海风雨剥蚀严重，石头多裸露；管线沿线农田土壤多为水稻土；管线沿线人工林区和经济作物区多为赤红壤。

(2)土壤侵蚀现状

本次评价土壤侵蚀现状调查是在参考相关资料的基础上，利用 Arcigis 软件为解译平台，以美国的 WorldView2 卫星影像为数据源，结合土地利用图、植被类型图和地形坡度分级图评价项目区的的水土流失风险程度，绘制土壤侵蚀现状图。

项目区除水体和其他用途用地外，以中度侵蚀为主，占评价区面积的 50.13％，微度侵蚀占评价区面积的 0.03％，中度侵蚀占评价区面积的 4.85％。

(3)土壤环境质量现状

本次评价分三次共布设土壤环境监测点位 79 个，分别设在炼化厂区、原油码头库区、厂外管线及周围。第一次监测时间为 2018 年 6 月 28 日~2018 年 7 月 1 日，第二次监测时间为 2018 年 10 月 29 日~2018 年 10 月 31 日，第三次监测时间为 2018 年 12 月 14 日~2018 年 12 月 16 日，基本监测因子包括 pH、砷、汞、铬（总铬、六价铬）、铅、镉、铜、镍、锌、挥发性有机物（四氯化碳、三氯甲烷、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间/对二甲苯、邻二甲苯）、半挥发性有机物（硝基苯、2-氯苯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、䓛、二苯并[a, h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘、苯胺），特征因子包括钒、石油烃、氰化物、二噁英、氟化物、丙烯腈、乙苯、丙酮、硫酸根离子、乙腈。

监测结果表明，各监测因子满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）第二类用地筛选值标准、《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准》（GB15618-2018）土壤污染风险筛选值标准要求。

24.1.3.7 噪声

本次环评在炼化厂区厂界外 1m 布设 6 个监测点、原油码头库区厂界外 1m

布设 4 个监测点、原油码头库区周边敏感点（灯塔，南山村，坂美村）各布设 1 个监测点进行噪声现状监测。监测日期为 2018 年 2 月 28 日和 3 月 1 日，均进行昼、夜间噪声监测。测量等效 A 声级 LAeq。

监测结果表明，炼化厂区厂界、原油码头库区厂界各监测点，昼间噪声值在 44.5~51.9dB（A）之间，夜间噪声值在 40.5~44dB（A），符合《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 3 类标准：昼间≤65dB（A），夜间≤55dB（A）的要求；原油码头库区周边敏感点各监测点，昼间噪声值在 48~52.5dB（A）之间，夜间噪声值在 40.9~42.4dB（A），符合《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准：昼间≤60dB（A），夜间≤50dB（A）的要求。拟建项目区域声环境质量现状整体良好。

24.1.4 污染物排放

24.1.4.1 废气

本项目有组织排放源排入大气的燃烧烟气、工艺废气。燃烧烟气包括加热炉烟气、裂解炉烟气、再生烟气、焚烧炉烟气、锅炉烟气及火炬烟气，工艺废气包括洗涤塔尾气、含尘废气、臭气处理设施尾气、油气回收设施尾气等。废气污染物包括 SO_2、NOx、VOCs、颗粒物、NMHC、H_2S、NH_3、甲醇、苯、甲苯、二甲苯、苯乙烯、HCl 等。

无组织排放主要来自于各工艺装置设备动静密封点跑冒滴漏、有机液体储运过程中挥发、废水集输、储存、处理处置过程的逸散等，主要废气污染物包括非甲烷总烃、硫化氢、氨、苯等。

本工程各加热炉、乙烯裂解炉以炼油区装置自产脱硫干气、石油焦制氢装置产出的低热值气及外购合成气为燃料，烟气排放符合《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）表 4、《石油化学工业污染物排放标准》（GB31571-2015）表 5 中工艺加热炉的大气污染物特别排放限值要求（二氧化硫 50mg/m^3，颗粒物 20mg/m^3，氮氧化物 100mg/m^3）。

催化裂化再生烟气采用湿法洗涤、脱硫脱硝工艺，烟气排放符合《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）表 4 中催化裂化催化剂再生烟气的大气污染物特别排放限值要求（二氧化硫 50mg/m^3，颗粒物 30mg/m^3，氮氧化物 100mg/m^3）。

重整再生烟气采用 UOP 公司的 Chlorsorb 氯吸收技术处理后，污染物排放符合《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）表 4 中重整催化剂再生烟气的大气污染物特别排放限值要求（氯化氢 10mg/m^3，非甲烷总烃 30mg/m^3）。

硫磺回收装置尾气焚烧炉烟气排放符合《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）表 4 中酸性气回收装置的大气污染物特别排放限值要求（二氧化硫 100mg/m^3）。

全厂焚烧设施烟气排放均符合《危险废物焚烧污染控制标准》（GB18484-2001）及征求意见稿的控制要求。

石油焦制氢装置净化单元洗涤塔尾气经过经过洗涤处理后，甲醇排放符合《石油化学工业污染物排放标准》表 6 的排放限值（50 mg/m^3）；硫化氢排放符合《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）标准。

动力中心燃气锅炉废气经 SCR 脱硝处理后，污染物排放符合《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2011）中燃气轮机组特别排放限值（二氧化硫 35mg/m^3，颗粒物 5mg/m^3，氮氧化物 50mg/m^3）。

原油码头导热油炉废气经 SNCR 脱硝处理后，污染物排放符合《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 3 特别排放限值（二氧化硫 50mg/m^3，颗粒物 20mg/m^3，氮氧化物 150mg/m^3）及《广东省锅炉大气污染物排放标准》（征求意见稿）的要求。

24.1.4.2 废水

本项目废水污染源包括各装置、公用工程含油污水、含硫污水、低含盐污水、高含盐污水、生活污水、污染雨水等。废水污染物包括 COD、氨氮、总氮、总磷、石油类、硫化物、挥发酚、苯、甲苯、二甲苯、悬浮物、氰化物、钒、镍、汞、丙烯腈。

本项目产生的全部含油污水、含盐污水送自建污水处理场处理，废水中污染物浓度满足《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）、《石油化学工业污染物排放标准》（GB31571-2015）、《合成树脂工业污染物排放标准》（GB31572-2015）中一般排放限值及《水污染物排放限值》（DB44/26-2001）中更严的标准，经园区排海管道和排污口排海。

24.1.4.3 固废

本项目固废污染源包括各装置、焚烧系统、污水处理场、油气回收设施等；固废污染物主要包括废催化剂、废吸附剂、废分子筛、废瓷球、废树脂、废活性炭、废油、干化污泥、焚烧炉灰渣等。

本项目固体废物产生量约 55.4 万 t/a，危险废物量约为 5.92 万 t/a，占本项目固废总量的 10.69%。危险废物主要为各装置产生的废催化剂、废保护剂、废液、废碱渣、粘有污染物的废瓷球、污水处理场产生的化学污泥、干燥后的生化污泥、罐底油泥、焚烧炉残渣飞灰等；一般工业固体废物量约为 49.42 万 t/a，占本项目固废总量的 89.20%；一般工业固体废物为 FDPE 装置产生的废添加剂进料器、石油焦制氢气化粗渣及滤饼（细渣）等。生活垃圾量为 613.2 t/a，占本项目固废总量的 0.11%。

工业固废中，49.42 万 t/a 一般工业固废依托大南海石化工业区一般工业固废处置项目处理，3.71 万 t/a 危险废物依托大南海石化工业区危废填埋场处理。

24.1.5 污染物总量控制

根据《国务院关于印发大气污染防治行动计划的通知》（国发[2013]37 号），大气污染防治行动计划要求“严格实施污染物排放总量控制，将 SO_2、NOx、烟/粉尘和挥发性有机物排放是否符合总量控制要求作为建设项目环境影响评价审批的前置条件。”

结合本项目大气污染物排放情况，确定本项目大气污染物总量控制因子为二氧化硫、氮氧化物、烟粉尘和挥发性有机物。

根据《“十三五”生态环境保护规划》国发[2016]65 号，揭阳市为实施总氮总量控制区域，结合本项目废水排放情况，确定本项目废水的污染物总量控制因子为化学需氧量、氨氮和总氮。

根据核算，本项目二氧化硫实际总量为 959.19t/a、绩效总量为 1511.34t/a，氮氧化物实际总量为 2884.07 t/a、绩效总量为 3241.77t/a，烟粉尘实际总量为 534.36t/a，绩效总量为 544.31t/a，挥发性有机物总量为 3423.05t/a，化学需氧量总量为 352.85 t/a，氨氮总量为 47.05 t/a，总氮总量为 235.23 t/a。

根据广东省生态环境厅出具的本项目主要污染物排放总量指标来源情况的函（粤环函[2019]383 号），本项目动力部分所需二氧化硫（50 吨/年）和氮氧化物（503 吨/年）指标来源于广东粤电靖海发电有限公司超低排放形成的减排量，

本项目工艺部分所需二氧化硫（910 吨/年）和氮氧化物（2382 吨/年）来源于广东玉峰玻璃集团有限公司和英德市鸿泰玻璃有限公司脱硫脱硝形成的减排量。化学需氧量指标（353 吨/年）来源于揭阳练江流域 2017 年减排已认定的关闭的 35 家印花厂，共减排化学需氧量约 361.8 吨/年，可以满足本项目 353 吨/年的需求。所需氨氮指标（48 吨/年）来源于揭阳练江流域 2017 年减排已认定的关闭 32 家印花厂（氨氮约 23.3 吨）和揭阳市区污水处理厂 2017 年减排量（25.6 吨），共减排氨氮 48.9 吨/年，可以满足本项目 48 吨/年的需求。

24.1.6 污染治理措施

24.1.6.1 废气治理措施

(1)原油码头库区

原油码头库区设置 3 台导热油炉，燃料为外购天然气，加热炉燃烧器采用“低氮燃烧器+SNCR”脱硝工艺，以降低烟气中氮氧化物含量。燃料燃烧后烟气满足《广东省锅炉大气污染物排放标准》（再次征求意见稿）表 3 特别排放限值要求（颗粒物≤10mg/m^3，SO_2≤35mg/m^3，NOx≤50mg/m^3）。

原油储罐均采用双浮盘外浮顶罐，可降低大、小呼吸损耗，与拱顶罐相比，损耗可减少 85%，密封系统采用一次密封+二次密封结构，一次密封采用弹性密封结构，二次密封的承压金属密封板采用不锈钢钢板，可有效减少油品的蒸发损失，从而减轻对周围环境的影响。

(2)炼化厂区

①废气回收及综合利用

A 轻烃回收

本项目拟建轻烃回收装置和干气分离装置，用于集中回收本项目多套装置饱和烃中 C2 及 C2 以上组分，回收分别作乙烯裂解装置作原料和烷基化装置原料；氢气含量较高的富甲烷气送氢气深度回收装置回收氢气；副产燃料气送至燃料气管网。

轻烃回收装置和干气分离装置的设置，不仅提高了轻烃的回收率，而且大大减少了非甲烷总烃的排放量。

B 硫磺回收

本项目设置硫磺回收装置，用于集中回收本项目炼油各装置富胺液、酸性水中的 H_2S，石油焦制氢装置含氨酸性气、低浓度酸性气中 H_2S，生产固体硫磺产品。不仅从源头上减少了 SO_2 排放，且通过生产硫磺产品增加了项目的经济效益。

C 氢气回收

本项目拟建氢气回收装置和氢气深度回收装置，用于回收全厂各装置富含氢气体中的氢气，制工业氢。不仅提高了 H_2 的回收率，而且满足全厂氢气需要，节约了全厂物耗、能耗，实现了循环经济。

D 罐区、装卸站油气回收

为保护环境，减少贮存过程中有毒有害物质进入环境空气的挥发量，本项目根据全厂总平面图，分区域集中进行油气回收，分别为：火车装车--化工中间产品罐区区域；汽车装卸车--三苯罐区--炼油中间罐区区域；产品码头区域。

E 可燃气体回收作燃料

本项目炼油、化工各设一套干气系统，将可燃气体回收做燃料，既充分利用了有用的物料，同时也减少了可燃废气的排放量。

②SO_2 减排

本项目二氧化硫减排措施包括工艺源头控制和末端治理两级措施。

工艺源头控制措施主要有：炼油工艺流程尽可能采取加氢工艺，使原油中的硫最大限度地以 H_2S 的形式从油品中分离出来，同时设置硫回收装置，既可使原油中的硫作为资源得以回收，又避免其以气体的形态进入大气污染环境，达到保护环境的目的。本项目各加热炉、裂解炉、转化炉以及动力中心等，均以炼油和化工部分自产燃料气为燃料，不足部分补充天然气，燃料中硫含量极低，从而从根本上减少二氧化硫的排放。

末端脱硫措施：硫磺回收装置尾气处理采用壳牌最新的 LT-SCOT 专利技术，烟气脱硫采用镇海石化工程股份有限公司开发的硫磺回收烟气钠法脱硫技术，处理后烟气 SO_2 排放不大于 50mg/m^3；催化裂化装置再生烟气采用喷射文丘里湿气洗涤技术（WGS）脱硫，处理后烟气 SO_2 排放不大于 50mg/m^3；延迟焦化装置及催化裂化装置碱液再生尾气送硫磺回收焚烧炉处理；乙烯装置废碱渣湿式氧化处理后的尾气返回裂解炉燃烧处理。

③NOx 减排措施

全厂 NOx 减排措施包括源头减排和末端治理两级，源头减排措施包括采用低氮燃烧器、超低氮燃烧器，末端治理措施为 SCR 脱硝措施。各加热炉、裂解炉、苯乙烯蒸汽过热炉均采用超低氮燃烧器，烟气 NOx 排放不大于 50mg/m^3；乙烯装置裂解炉采用“低氮燃烧器+SCR”脱硝，设计脱硝率>50%，烟气 NOx 排放不大于 40mg/m^3；催化裂化再生烟气采用“低氮燃烧器+SCR”脱硝，设计脱硝率>80%，处理后烟气 NOx 不大于 40mg/Nm^3；动力中心燃气锅炉采用“低氮燃烧器+SCR”法脱硝，设计脱硝率>70%，烟气 NOx 排放不大于 50mg/m^3。

④除尘措施

本项目产生颗粒物的装置包括催化裂化、石油焦制氢、乙烯、HDPE、FDPE、PP 等。催化裂化装置再生烟气采用湿式除尘，除尘后颗粒物<30 mg/Nm^3；石油焦制氢装置原料煤仓废气、煤/石油焦转运站、破碎楼废气、磨煤机前煤仓废气，均采用袋式除尘，除尘后颗粒物<30 mg/Nm^3；乙烯装置清焦废气，采用特殊旋风分离器除尘，除尘后颗粒物<25 mg/Nm^3；HDPE 装置、FDPE 装置、PP 装置及包装厂房均采用袋式除尘，除尘后颗粒物<20 mg/Nm^3；产品码头硫磺成型与包装仓库废气，采用水膜除尘，除尘后颗粒物<4 mg/Nm^3；产品码头原料煤仓、转运站废气采用袋式除尘，除尘后颗粒物<30 mg/Nm^3。

⑤其他

延迟焦化装置设密闭除焦，焦炭塔开盖、冷焦和切焦过程中焦池、焦炭塔废气，含焦粉尾气，均经负压收集后，经脱硫后进入加热炉，降低装置颗粒物、恶臭气体、VOCs 的排放；

石油焦制氢装置磨煤排气和净化单元尾气中含甲醇，采用脱盐水洗涤，使甲醇浓度≤50mg/Nm^3、硫含量≤4.5mg/Nm^3 后高空排放。

连续重整装置催化剂再生废气采用 UOP 公司的 Chlorsorb 氯吸收技术回收再生气中的氯，氯回收率：97%，排放气中 NMHC<30mg/Nm^3，氯化物<10mg/Nm^3。

固废焚烧炉烟气，采用“碱洗+熟石灰粉和活性炭吸附+袋式除尘”，去除二噁英、重金属、酸性气体及颗粒物后，烟气中 SO_2≤200mg/Nm^3，NOx≤250mg/Nm^3，烟尘≤30mg/Nm^3。

⑥挥发性有机物减排措施

本项目挥发性有机物无组织排放主要来自于：储罐大小呼吸气、装卸过程无

组织排放、装置阀门、管线、泵等在运行中因跑、冒、滴、漏逸散到大气中的废气，及污水处理设施逸散到大气中的废气等。

原油储罐采用外浮顶罐、设置刮蜡设施，采用一二次密封以及氮气密封保护系统；炼油厂区储罐采用内浮顶、高效密封措施，并设置氮气密封；根据全厂总平面图，分区域集中进行油气回收，分别为：火车装车区域—化工中间罐区；汽车装卸车--三苯罐区--炼油中间罐区区域；产品码头区域。各物料均采用全密闭装卸；建立 VOCs 综合管控方案，包括企业 VOCs 排放源排查、生产装置 VOCs 泄漏检测与修复(LDAR)系统、VOCs 在线监测预警系统等三部分；各含油污水预处理、污水处理场均采用加盖密闭措施，减少无组织 VOCs 排放。

⑦恶臭气体控制措施

A H_2S、NH_3 等

炼油及石油焦制氢装置含硫化氢的酸性气，各装置的含 H_2S 干气、液化气首先进行气体脱硫，脱除的 H_2S 随富胺液返回溶剂再生装置，溶剂再生装置、酸性水汽提装置及造气制氢装置的富含 H_2S 的酸性气，送硫磺回收装置生产固体硫磺产品。

酸性水汽提装置酸性水脱气罐罐顶排出的废气采用“罐顶密闭补气＋水封＋胺吸收法＋低压瓦斯管网回收”技术，罐顶均设有氮封，罐顶排放的尾气至胺吸收脱臭后，在氧含量合格的情况下送往低压瓦斯系统，氧含量不合格时送往硫磺装置焚烧炉进行焚烧，实现了罐顶气的密闭回收，有效地防止了装置因罐顶气挥发带来的恶臭问题。

酸性水汽提装置中的液氨罐，在非正常工况时氨通过紧急泄氨器用新鲜水吸收后排至酸性水罐区，防止氨气排放污染环境。

B 污水处理设施除臭

本项目将污水处理场产生的臭气分为高浓度和低浓度臭气。

高浓度臭气采用“催化氧化”处理工艺，设计规模为 12000 Nm^3/h。低浓度臭气采用“多级组合式生物除臭+活性炭纤维吸附”处理工艺，设计规模为 160000Nm^3/h。达标后高空排放。

⑧火炬燃烧处理措施

本项目在炼油和化工区分别设置火炬系统，将事故状态、非正常工况的废气排至火炬处理，防止事故或非正常工况废气排放污染环境。

⑨二氧化碳利用方案

本项目石油焦制氢工艺废气中 CO_2 浓度相对较高，具有一定的开发和使用价值。

根据《大南海石化工业区石化产业规划》，中期规划有 10 万吨/年聚碳酸酯项目、30 万吨/年环氧丙烷项目，聚碳酸酯项目年可利用 5.2 万吨/年 CO_2。综合考虑技术进展、市场、大南海石化工业区已入驻企业及相关项目等情况，本项目 CO_2 的综合利用建议采用资源化化工利用，重点发展产品为聚碳酸酯、CO_2 可降解塑料。

24.1.6.2 废水治理措施

(1)原油码头库区

原油码头库区的含油污水排入库区内设置的含油污水池，含油污水经设于池侧的含油污水提升泵加压后，通过厂外污水管道外输至厂区污水处理场含油含盐污水处理系统处理。

(2)炼化厂区

污水处理措施包括装置内预处理和全厂性污水治理措施。

①预处理

A 含油污水预处理

为减轻污水处理场负荷，本项目按装置特点及总图布置，在装置或联合装置内设含油污水预处理系统，“油水预分离”后，送全厂污水处理场。全厂共设置 14 个含油污水预处理站。

B 芳烃含苯废水预处理

芳烃联合装置内污水预处理装置由废水调节罐、蒸汽汽提塔和废水油水分离器等三部分组成。设计处理规模：2 m^3/h。采用“蒸汽汽提+油水分离”工艺，将芳烃联合装置生产及检修清洗时产生含“三苯”的废水中的芳烃回收，使出水油含<500mg/L，送全厂污水处理设施含油污水处理系统进一步处理。

C 催化裂化再生烟气脱硫废水预处理

催化裂化装置再生烟气脱硫过程排放的含盐污水，含悬浮物和亚硫到盐，采

用“絮凝沉降、氧化、过滤、冷却”处理，去除大部分悬浮物、并将亚硫酸盐氧化为硫酸盐后，其中悬浮物≤20mg/L、硫酸盐≤7.5wt%，COD≤50mg/L（以亚硫酸钠计），排入污水处理场出水监测池，监测达标后排海。

D 硫磺回收焚烧烟气脱硫废水预处理

硫磺回收焚烧烟气采用钠法脱硫专利技术，产生的脱硫废水仅含有硫化物、亚硫酸盐等，在装置内设有氧化罐，采用空气曝气氧化其中的硫化物、亚硫酸盐等为硫酸盐，从而降低 COD 浓度至小于 50mg/L，送污水处理场出水监控池，监测达标后直接排海。

E 石油焦制氢装置灰水预处理

石油焦制氢装置设置灰水处理工段，采用“反应+澄清+多介质过滤+汽提”工艺，经过反应、沉降、汽提等过程使气化外排废水的 COD<650 mg/L，TSS＜15mg/L，NH_3＜100 mg/L，氯化物＜500 mg/L 送全厂污水处理场进一步处理。

F HDPE/FDPE 废水预处理

HDPE 装置设废水聚合污水池，具有隔油和撇沫功能，用于预处理本装置污水。聚合反应区域和己烷存储区域地面废水，分别含有 HDPE 粉料和含有少量己烷，通过聚合污水沟收集在聚合污水池中。分离出的废水经聚合污水池（的清水池）送污水处理场处理。FDPE 装置内地面火炬水封罐溢流水及造粒区和风送区产生的含树脂颗粒的污水，均收集、预处理后送污水处理站含油含盐污水处理系统。

②全厂性污水治理措施

根据各装置的排水特点，项目排水系统划分为：生活污水排水系统、生产污水排水系统（包括：含硫污水系统、炼油含油污水排水系统、化工含油污水排水系统、低含盐污水排水系统、高含盐污水排水系统）、清净废水排水系统、污染雨水排水系统、清净雨水排水系统、达标污水排水系统、事故水排水系统及污泥输送系统。

根据“清污分流、污污分流”的原则，全厂污水处理场分为：含油含盐污水处理系统、电脱盐污水预处理系统（出水进入高含盐污水处理系统继续处理）、高含盐污水处理系统、污水回用系统、污泥处理系统和除臭系统。

含油含盐污水处理系统设计规模 2400 m^3/h，分 4 个系列，采用“调节除油罐+隔油+中和均质+气浮+A/O+深度处理（高效沉淀+过滤）”工艺，经处理后，

COD<50 mg/L，送污水回用系统。

污水回用系统预处理段设计规模 3400 m^3/h，超滤规模：2400m^3/h（考虑到超滤反洗水水量）；反渗透规模 2100m^3/h（产水率按照 75%计，浓盐水量为 525m^3/h），均采用多系列设计；采用“预处理（臭氧+曝气生物滤池+V 型滤池）+超滤+反渗透”工艺，反渗透系统回收率≥70%，脱盐率≥97%。产水回用作循环水补充水，反渗透产水预留回用作脱盐水站补水管线。

电脱盐污水预处理系统设计规模按 300m^3/h 考虑，分 2 个系列，采用“调节除油罐+重力沉降+高效浮选+生化调控”工艺，处理后送高含盐污水处理系统。

高含盐污水处理系统设计规模为 1000m^3/h，分 2 个系列，采用“气浮+两级 PACT+WAR+臭氧氧化”工艺，经处理后，监测 COD<50 mg/L 后，深海排海。

24.1.6.3 固废治理措施

(1)原油码头库区

原油码头库区油罐采用 COWS 机械清洗技术，采用原油作为清洗剂，经过喷射、击碎、溶解，使 98.4%的有机沉积物完全复原成原油，回收这部分原油，回收率达到 95%以上。储罐机械清洗不向外排放污油，污油经清洗装置撬装油水分离器分离后，水作为清洗介质循环利用。清罐周期短，不直接采用蒸汽或热水加热清洗储罐，减少轻组分的挥发。仅产生＜5%的铁锈和泥沙。根据原油品质和清洗周期的不同，单罐产生的铁锈和泥沙一般＜100t，含油铁锈和泥沙依托工业区危险废物填埋场进行处理。

(2)炼化厂区

本项目固废治理措施包括厂家回收、综合利用、厂内减量化处理和依托厂外处理。

①厂家回收

根据“资源化、无害化、减量化”原则，本项目采用的很多催化剂，含重金属如：镍、钼、钴、钯、锌、钛、钨、铜等，有回收利用价值的，或涉及专利技术的，均由厂家回收利用。

②厂内设置乙烯碱渣、炼油碱渣湿式氧化设施

本项目炼油延迟焦化装置、催化裂化装置碱渣送至乙烯装置，与乙烯碱渣一起采用湿式氧化工艺处理，降低碱渣中硫化物和 COD，废水经中和后送污水处

理场高含盐污水处理系统进一步处理。

③厂内设置固废焚烧系统

本项目拟建干化设施 1 套，采用低压蒸汽，干化处理含油含盐污水处理系统产生的剩余生化污泥，和高含盐污水处理系统的灰渣。干化后的生化污泥和灰渣送厂内固废焚烧炉处理。

本项目拟建固废焚烧炉 1 座，采用回转窑，设计规模 60 t/d，用于处理污水处理场产生的油泥、浮渣，干化装置处理后的干化污泥、灰渣，及全厂其它固废（废焦粒、废矿物油、废润滑油等）。

④危废暂存库

本项目设危废暂存库 1 座，面积 2500m^2，用于暂存本项目各装置产生的废催化剂、废脱（吸）附剂等危险固废。危废暂存库按《危险废物处置工程技术导则》（HJ 2042-2014），《危险废物贮存污染控制标准》（2013 修订）（GB18597-2001）的要求进行设计。

⑤厂外依托

本项目固废最终处置依托揭阳大南海石化工业区一般工业固废处置项目、危险废物填埋场项目。

(3)生活垃圾处理

生活垃圾由市政部门负责清运处理。

24.1.6.4 噪声治理措施

本项目主要噪声源包括功率大的机泵、风机、压缩机等。

本项目主要采取如下降噪声措施，以确保厂界达标。

⑴本项目平面布置在满足工艺流程与生产运输要求的前提下，为减少噪声污染，结合功能分区与工艺分区，将行政办公区与生产区分开布置。在生产区，合理布局噪声设备，防止产生声音叠加现象。

⑵在设备选型中应采用低噪声设备，从源头控制噪声级。

⑶对于高噪声设备，应采用隔声、减震、消声等降噪措施；大型压缩机、风机等设备应设隔声间，风机采用风管软联接方式，并安装必要的消声器。各装置加热炉、火炬等应采用低噪声火嘴以控制噪声。

⑷加强厂区绿化，降低噪声的传播。

⑸对在进行防噪治理后噪声仍较大的工段，设置隔音间，并给工人配备耳塞、耳罩等防护用品。

24.1.6.5 地下水防治措施

应对项目可能发生的地下水污染，地下水污染防治措施按照“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全阶段进行控制。

(1)源头控制措施：主要包括在工艺、管道、设备、污水储存及处理构筑物采取相应措施，防止和降低污染物跑、冒、滴、漏，将污染物泄漏的环境风险事故降到最低程度。

(2)分区防治措施：本项目根据《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013），将场地分为一般污染防治区和重点污染防治区和非污染防治区。

(3)污染监控体系：项目建设后对地下水环境必须进行动态长期监测，及时准确地掌握项目所在地周围地下水环境质量状况和地下水体中污染物的动态变化，防止或最大限度的减轻对地下水污染。在炼化厂区及周边布置长期监测孔 12 口，其中潜水监测井 10 口，承压水监测井 2 口，在厂外管线（阀室）周边布置长期监测孔 3 口、在原油码头库区及周边布置长期监测孔 3 口。

(4)应急响应措施：建设单位制订专门的地下水污染事故的应急措施，并应与其它应急预案相协调。

24.1.6.6 施工期治理措施

⑴陆域

①废气治理措施

加强施工管理：提倡文明、集中、快速施工，避免施工现场长时间、大范围的扬尘。组织各类施工器械、建筑材料尽量按照固定场所分类停放和堆存。

改进施工方法：在采用自动倾卸砂、碎石等散粒材料时，注意封闭现场，以免大量粉尘飞扬污染环境。长期堆放在户外的散粒建筑材料，采用雨布覆盖或经常洒水保持湿润，减少扬尘。施工场地出入口，配备专门的清洗设备和人员，负责对出入工地的运输车辆及时冲洗，不得携带泥土驶出施工工地；同时，对施工点周围采取绿化及地面临时硬化等防尘措施。

加强车辆管理：施工机械和车辆必须使用国家机动车标准燃料，且施工结束后即撤离现场，以减缓施工机械和车辆尾气对周围环境空气的影响。

施工车辆应有良好车况，使用合格柴汽油，减少尾气排放。运输车辆尽量采取蓬布遮盖等密封措施，减少沿途抛洒，减少运输过程中的扬尘。及时清扫散落在路面上的泥土与建筑材料，施工便道和伴行道定期洒水。

②废水治理措施

施工期生活污水经收集后，集中依托污水处理设施处理。

对建筑施工中产生的土建泥浆水、车辆冲洗水以及外排淤水等在施工前期设计好排水沟和沉淀池，将建筑泥浆水和冲洗水经沉淀分离后的上清液排入污水处理装置，沉淀泥浆应定期及时外运。

③固废治理措施

本项目施工期固体废物主要为施工人员的生活垃圾和施工建筑垃圾。在施工过程中，应对各类垃圾分类堆放、分类处理，所有废物应及时堆放在规定的地点，禁止乱堆乱放、随便倾倒。另外，要及时清理、回收堆放处的废物，避免出现脏乱等现象。

厂区施工中生活垃圾统一收集至生活垃圾处理区，由当地环卫部门统一处理。

施工过程产生的建筑垃圾属一般固体废物，应及时收集，可再生利用的进行回收利用；其它无回收利用价值的建筑垃圾，由当地环卫部门处理。对施工过程产生的边角料、焊头等金属类废弃物，在施工现场不随意丢弃，每个焊接作业点配备铁桶或纸箱，收集金属类废弃物，施工结束后集中回收处置。

④噪声治理措施

在施工的结构阶段和装修阶段，对建筑物外部采用围挡，减轻施工噪声对外环境的影响；在地基处理阶段，可采取隔振或防振等措施。

合理安排施工作业时间，尽量避免高噪声设备同时施工。夜间施工应向当地环保部门申请，并按规定的要求控制施工作业时间，避免出现夜间扰民现象。白天宜尽量集中在一段时间内施工，以缩短噪声污染周期，减少对周围环境的影响。

降低设备声级，尽量选用低噪声机械设备或带隔声、消声的设备，同时做好施工机械的维护和保养，有效降低机械设备运转的噪声源强。

⑤施工期环境监理

本项目建设单位在施工期间设立 HSE 中心，负责施工期环境保护管理工作。

为保证本工程环保设施的施工质量，工程严格建立并实施环境监理制度。聘请具有环境保护监理资质或能力的监理公司负责本工程环境保护设施的施工监理。另外，建设单位抽调一名管理人员作为环境监理协调员，配合相关环境监理部门对工程建设进行环境监理。

⑵海域

①拟采取的生态环境保护措施

合理安排施工进度，注意保护生态环境敏感目标；施工作业应预先制定合理的施工计划，安排好挖掘位置和进度，在限定的施工范围内作业，不得超范围作业；采用带集泥罩的绞吸头进行绞吸疏浚施工；施工过程中可能出现的大型野生生物，严禁施工人员捕猎，遇有密集种群应尽可能设法予以避让；通过生态补偿的措施达到减小工程对海洋生物资源的影响，制订人工鱼礁维护、监测等方案，协商建立海龟和鲎保护的区域联动和跟踪监测计划，所需经费从生态补偿费列支。

②拟采取的施工期水污染防治措施

合理安排施工船舶数量、位置、挖泥进度，尽量减少疏浚作业对底质的搅动强度和范围；有严格的施工操作制度，开工前应对施工设备，尤其是挖泥船的泥舱门进行严格的检查，发现有可能泄漏污染物的情况时（包括泥沙和船用油），必须修复后才可进行施工作业；在作业过程中如发现泄漏，必须立即采取措施处理；做好施工设备的日常维修检查工作，保持挖泥设备的良好运行和密闭性；加强当地气象预报部门的联系，在恶劣天气条件下应提前做好施工安全防护工作或停止施工作业，避免造成船舶事故；陆域回填设置围堰和分隔围埝、溢流口设置倒滤层、添加絮凝剂，保证泥浆在围埝内应有足够的沉淀时间，严格控制溢流口的溢流泥浆入海的悬浮物浓度；对疏浚吹填作业悬浮物进行跟踪监测，建立超标警报制度；若溢流口监测浓度超标，应增设子埝，使得泥浆在围埝内有足够的沉淀时间，保证溢流水的悬浮物浓度达标；采用临时环保型流动厕所对施工队伍生活污水进行处理；施工船舶的生活垃圾、生活污水、含油废水由有资质的接收船接收处理；

③施工期大气污染防治措施

对运输便道上的路基进行夯实硬化处理，保持施工现场道路的整洁、平整，

减少运输车辆颠簸洒漏物料，并应及时清扫洒漏的物料，并辅以必要的洒水抑尘等措施，保持场地不起尘；对于易起尘物料应加盖蓬布，运输车辆要严密，合理装载以防途中洒漏；控制进场车速，减少装卸落差，避免因大风天气和道路颠簸洒漏污染环境；合理选择施工场地和混凝土搅拌场的位置，同时对易起尘物料实行库内堆存和加盖蓬布等措施；协同环保部门协调解决运输路线及沿途的定期洒扫问题；选择封闭性能好，不易洒漏的运输车辆；公用通道应定时洒水和冲洗；车辆要定期进行清洗，以保证车辆车身干净整洁；车辆故障无法行驶，需将土石料倒卸路旁时需保证在 4 小时内将土石料清运干净；加强对运输车辆和流动机械的维修保养；使用合格的燃料油，减少尾气中污染物的排放量。

④施工噪声防治措施

合理安排施工进度和时间，加强对施工场地的监督管理，对高噪音设备应采取相应的限时作业；尽量采用噪声小的施工机械，加强施工作业管理；选择新型低噪设备；在作业过程中加强对各种机械的维护和保养，减小因机械磨损而增加的噪声；做好施工机械和运输车辆的调度和交通疏导；对水下噪声加以控制，打桩等噪声大的施工作业，应在作业开始初期只发出轻声，待游泳动物避开后才进入正常的施工工作。

⑤施工期的固体废弃物处理措施

施工期固体废物主要为生活垃圾、废旧工具、废棉纱等。上述固体废弃物中回收利用其中有价值的东西，其余则集中收集后由环卫工人运送到指定垃圾场消纳处理；疏浚物部分用于吹填造陆，部分外抛处置，外抛处置需符合海洋行政主管部门的相关规定。临时堆放的土方，应注意压实，并选取最佳的堆放坡度，以免遇雨流失，在堆土场附近，应挖好排水沟，避免雨季时高浊度水流入附近水体和农田。

24.1.7 环境影响预测与分析

24.1.7.1 大气环境影响预测

本项目位于滨海地区，厂址处存在局地海陆风的影响，风场较复杂，在大气影响预测之中需要考虑 SO_2 和 NOx 等前体污染物经过化学反应生成二次细颗粒物的过程，本次评价采用《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）

推荐的进一步预测模式中含有简单化学机制的 CALPUFF 模式。

根据工程分析，确定本项目大气环境影响预测因子为 SO_2、NO_2、$PM_{2.5}$、NMHC、H_2S、NH_3、苯、甲苯、二甲苯、HCl、苯乙烯、苯并[a]芘、二噁英等。根据导则推荐的 CALPUFF 模式，采用 MESOPUFF II 化学机制，计算硫酸盐、硝酸盐等二次无机气溶胶的生成，并以颗粒物排放量的 75%作为细颗粒物的直接排放量，预测 $PM_{2.5}$ 的环境影响。

炼化厂区大气评价范围为 18 km×18km 的矩形区域，原油码头库区大气评价范围为 10 km×10km 的矩形区域。

根据炼化厂区周边 SO_2、NO_2、NH_3、H_2S、苯、甲苯、二甲苯、苯并芘、二噁英类、HCl、苯乙烯、$PM_{2.5}$ 以及原油码头库区周边 SO_2、NO_2、NH_3、NMHC、$PM_{2.5}$ 的预测结果，本项目的建设执行严格的环境保护标准，采用先进的生产工艺技术加工重质原油，采取的环境保护措施可以有效减少废气污染物的排放量，对周围环境空气的影响相对较小。

根据《石油加工业卫生防护距离》（GB8195-2011），现炼油装置设置外执行 1000m 卫生防护距离，根据《石油化工企业卫生防护距离》（SH3095-1999），化工区边界外（除乙烯装置）整体执行 150m 卫生防护距离，乙烯装置边界外执行 600m 卫生防护距离，原油码头库区储罐边界外执行 800m 卫生防护距离。

24.1.7.2 地下水环境影响预测

结合评价区水文地质条件，本次评价采用解析法对本项目可能造成地下水环境影响做出预测，预测结果表明：考虑最不利工况（非正常工况、无防渗措施），运营期间炼化厂区和原油码头库区发生渗漏，特征污染物的渗漏将会对附近的地下水环境产生小范围影响，但整体来看其污染影响范围及迁移距离有限，且地下水下游方向无敏感点，不会对地下水环境造成明显的影响。

若厂外管线东段发生泄漏，由于渗透系数较小，地下水流速缓慢，在 20 年内，其最远影响范围为 170m，不会对下游的地下水保护目标产生影响。若厂外管线西段发生泄漏，最远影响距离为 608m，对金东村地下水保护目标产生影响。建议在金东村饮用水井地下水上游方向建立地下水长期监测井，保护金东村居民的饮用水安全。

因此，在实施严格的防渗、建立完善的地下水监测系统，强化地下水应急的基础上，从地下水环境保护角度看，其影响是可接受的。

21.1.7.3 海域环境影响预测

本项目各种废水污染物经自建污水处理场处理达标后，依托大南海石化工业区排污口排放，除无机氮预测值在排污口中心超过三类海水水质标准外，其余污染因子排污口和纳污区边界预测值均可达到三类水质标准；项目排放污水对海洋环境敏感保护目标的水质影响很小，除无机氮和活性磷酸盐环境背景值较高外，其余污染因子均不会超过相应水质标准，在揭阳市落实针对本项目制定的水环境质量改善方案的基础上，本项目排水处理达标后排放对纳污水体的影响是可以接受的。

本项目配套的码头工程的影响主要体现在施工期的生态影响，其影响是暂时的，可采取措施加以修复。

24.1.7.4 声环境影响预测

根据项目的噪声源强，采用 CadnaA4.2 软件对主要噪声源的不同距离的等效 A 声级进行预测。预测结果显示，本项目正常运行时，各监测点昼间、夜间噪声值均能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 3 类标准要求（昼间 LAeq≤65dB（A），夜间 LAeq≤55dB（A））的要求。厂区周边敏感点昼间、夜间噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准的要求。

当有偶发噪声时，噪声预测值均符合《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 3 类中“夜间偶发噪声的最大声级超过限值的幅度不得高于 15dB（A）”的要求。

当项目正常运行时且发生偶发噪声时，6 个监测点昼间、4 个监测点夜间噪声均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 3 类声环境功能区标准（昼间 LAeq≤65dB（A），夜间 LAeq≤55dB（A））的要求，2 个监测点夜间噪声满足“夜间偶发噪声的最大声级超过限值的幅度不得高于 15 dB（A）”的要求。厂区周边敏感点昼间、夜间噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准的要求。

24.1.7.5 固废环境影响分析

⑴本项目厂内设置危险废物贮存库用于各装置排放的废催化剂、废脱硫剂等危险固体废物在回收、焚烧或经其他方法处置前的临时存放。危废临时贮存间的混凝土基础做防渗处理。厂内设置废碱渣处理装置、危废焚烧炉系统对项目产生的固废进行减量化、无害化处理。

⑵本项目产生的固体废物种类较多，对于具有回收利用价值的固废，优先考虑回收或综合利用。

⑶本项目厂内无法处理的固废最终处置方案为依托揭阳大南海石化工业区一般工业固废处置项目、危险废物填埋场项目处理。

⑷全厂生活垃圾将由环卫部门统一处理。

根据《揭阳市人民政府关于承诺建设揭阳大南海石化工业区一般工业固废、危险废物处置项目的函》（揭府函[2018]129 号），揭阳市承诺在 2020 年 12 月底前建成大南海石化工业区一般工业固废、危险废物填埋场项目，且于本项目投产前投入运行。其中，大南海石化工业区一般工业固废处置项目已获得环评批复。

24.1.7.6 陆域生态环境影响分析

本项目建设对陆域生态环境的影响主要表现为工程施工活动对区域土壤环境的破坏、对植被的破坏、占用土地、改变土地利用形式等。本工程变更前后炼化厂区位置不变，新增化工区；厂外管线走向、长度、敷设方式均发生变化。总体来说本工程变更后工程总占地（含临时占地）面积增加 362.649hm^2，对生态环境影响的变化一方面体现为工程占地增加导致植被生物量损失增加，另一方面体现为管线路由的变化对生态环境的影响。对于永久和临时占用的林地，建设单位应依法依规办理征用林地和林木采伐手续后方可动工建设。

①施工期生态环境影响分析

项目厂区建设将使所征地的土地利用性质发生根本改变，原有的林业、水产养殖用地、裸地经填土、平整、硬化、建设建筑物等过程全部转变为石化工业用地，形成储罐区、炼油装置区、化工装置区、动力中心、火炬、污水处理场、原油码头库区等各功能分区组成的石油化工工业区。临时占地待施工期结束后，将恢复原有的土地利用类型，土地利用形式不会改变。

厂区内部的地面硬化，道路系统、建筑物的建设，将增加大量不透水地面，

对局部水文、气象因子也会产生一定影响。工程占地导致占地区域内植被生物量发生变化，其中部分生物量在施工结束，厂区绿化后将得到补偿。厂区生态环境与周边环境十分相似，工程施工期厂区野生动物会远离原来栖息地在周边寻找新的栖息地，项目建设对野生动物有一定影响，但影响程度较小。

厂外管线施工方法为埋地敷设，永久性占地面积较小，主要为中间阀室，占地类型为林地。厂外管线建设临时性占地以林地、耕地和园地为主，采取分段施工方式，临时用地仅在施工期内及以后较短时间内影响土地的利用，施工完毕后经过一定地表恢复期后，管线上方用地除了原有丘陵区疏林无法恢复外（仅能种植根系较浅的灌从草本植物），基本上临时用地可以恢复为原有用地类型，土地的利用状况不会发生改变。

埋地敷设方式需要对地表土壤进行开挖和填埋，对土壤环境的影响表现在：局部破坏土壤结构、局部破坏土壤层次、改变土壤质地、对开挖地带的土壤紧实度有一定的影响、开挖地带的土壤养分部分造成流失、施工废物对土壤环境的影响、对土壤生物的影响。但通过强化施工队伍的施工作业管理和要求，随着施工期的结束，管线施工对生态环境的影响较小。

管道沿线经过区以丘陵为主，自然植被覆盖度相对较高。管道沿线分布较多林地，村庄附近、道路两侧、丘陵坡地处有部分人工林分布。管道沿线野生动物类群相对比较单一，主要为一些小型动物，如蛇、鼠、鸟类等，植物群落以木麻黄林、湿地松林、桉树林、灌草丛群落等为主，人工作物主要有荔枝、水稻、甘蔗、各种时令蔬菜等。由于管道经过的地区生态类型简单，多为林地及人工农作物植被，且施工作业面很窄，局段施工期又短，因此不会影响野生动植物的生存环境，对陆生生态环境影响很小。

②运行期生态环境影响分析

运营期拟建项目排放的大气污染物中对植物影响较大的是二氧化硫，其他氮氧化物、氨、苯以及烃类物质对抗性较弱的植物生长也有一定影响。根据 SO_2 预测结果，在不同气象条件下，拟建项目排放的 SO_2 1 小时平均最大地面浓度值（0.18 mg/m^3）、日平均地面浓度最大值（0.016 mg/m^3）远小于伤害阈值（据相关资料，SO_2 对植物伤害阈值为 0.711mg/m^3~1.56mg/m^3），对植物的影响较小。

另外，运营期内的绿化建设，可在一定程度上减轻施工期对植被生态环境的负面影响。项目厂区施工期生物量受损，但通过植树种草等各种方式进行绿化后，

可恢复一定植被，对原有植被的占用起到了补偿作用。

24.1.7.8 土壤环境影响评价

本项目土壤环境的影响主要考虑非正常工况下生产装置或储存设施的物料或消防水泄露，原油储罐防火堤、苯罐防火堤、原油码头库区原油储罐防火堤、厂外管线发生意外短时渗漏，土壤表层（0.1m）中污染物浓度随着时间推移先增高后降低，在模拟期结束时（20 年），污染物浓度均未出现超标。苯乙烯罐和苯罐发生意外连续渗漏，土壤中污染物浓度随着时间推移不断增高，在模拟期结束时（20 年），苯乙烯和苯分别在距离泄漏点 2.79m、2.59m 内土壤中浓度超标，但污染物未穿透土层进入地下水。

针对工程可能发生的土壤污染，按照“源头控制、末端防治、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全阶段进行控制；进行污染防治分区，按照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）要求分区防渗处理。

24.1.7.7 施工期环境影响分析

陆域炼化厂区施工活动会产生施工扬尘、施工噪声、施工废水、生活污水、施工建筑垃圾、生活垃圾排放，可以采取有效的抑尘、降噪措施减轻扬尘、噪声影响。本项目建设期施工人员较多，施工规模较大，应合理规划施工人员生活营地，建设必要的生活污水、生活垃圾收集处理设施，防止污染地表水环境、海域环境。通过合理安排施工期，加强生产管理，加强事故防范措施等一系列有效手段，可以在较大程度上减轻对当地环境的影响。

24.1.8 环境风险评价

24.1.8.1 陆域环境风险

⑴危险因素

本项目属于大型炼化一体化项目，拟建装置和设施所涉及的原油、石脑油、汽油、柴油、苯、二甲苯、液化石油气、氢气、干气等易燃易爆物质，这些物质如果发生泄漏，遇明火或高热时点燃将引起火灾爆炸事故。苯、H_2S、甲醇、氨等物质属于有毒有害危险化学品，如果泄漏可能引发中毒事故。

本工程炼油区、化工区和原油码头库区均构成危险化学品重大危险源。

⑵环境敏感性及环境风险事故影响

根据大气环境风险后果预测结果，设定可信事故情景硫磺回收装置发生硫化氢泄漏的影响范围最大，其中毒性终点浓度-1（70 mg/m^3）最大影响范围 3110 m，毒性终点浓度-2（38 mg/m^3）4360 m，在其影响范围的居民发生硫化氢泄漏事故时应在 1 小时内撤离。

原油管线如发生泄漏并引发火灾事故， CO 毒性终点浓度-1（380 mg/m^3）最大影响范围 390 m，毒性终点浓度-2（95 mg/m^3）960 m。综合考虑原油泄漏时对周围环境的影响程度及火灾爆炸事故发生时的影响范围，确定本管线事故风险控制距离不小于 20 m。

⑶环境风险防范措施和应急预案

本项目在设计上充分考虑了环境风险防范，包括平面布置、工艺及技术方案选择、自动控制、电气、电信、消防和火灾报警系统等方面的风险防范措施。

本项目设置环境风险事故水三级防控体系，防止事故情况事故废水进入厂外水体。

广东省揭阳大南海石化工业区和惠来县分别制定了《预防和处理突发环境事件应急预案》、《环境突发污染事件应急预案》及其相关专项预案；广东石化公司已制定本工程的环境突发事件总体应急预案及各专项应急预案，以防范本工程关键装置和油气储存设施等发生重大火灾、爆炸、泄漏事故而引发的环境风险；同时根据毒物泄漏扩散事故对大南海国际石化工业园的最不利影响预测结果，制定了《最大可信事故条件下紧急疏散方案》（空气污染），与大南海石化工业区的应急预案相衔接，在发生超出事故企业自身解决能力突发环境事件时能有效的进行应急联动。预案明确了各级应急指挥管理机构的设置、职责要求，并制定各类环境风险事故应急、救援措施；与此同时明确各级预案的职责、启动机制、联动方式，为控制本工程可能发生的各类、各级环境风险事故、降低并最终消除其环境影响，提供有效的组织保障、措施保障，可将环境风险事故造成的环境影响控制在可接受范围内。

另外，本工程炼化厂区与大南海石化工业区建立了从污染源头、过程处理和最终排放的“单元-厂区-园区”三级防控体系，防止环境风险事故造成水环境污染。

风险评价结果表明，在落实各项环保措施和本评价所列出的各项环境风险防范措施，建立有效的突发环境事件应急预案，加强风险管理的条件下，本项目的环境风险可防可控。

21.1.8.2 海域环境风险

本项目泄漏事故高发地依次为出港航道、锚地、回旋水域和港池。本项目溢油事故主要有三类，分别是码头前沿操作事故、管道泄漏事故和交通事故。由于码头前沿泄漏位置和管道泄漏位置较近，泄漏量小，因此不做计算预测。

原油码头溢油事故泄漏物质主要考虑原油，其中管道泄漏事故泄漏量为 2428 吨，船舶交通事故泄漏量为 5950 吨。产品码头溢油事故泄漏物质主要考虑柴油、二甲苯和甲醇，其中管道泄漏事故泄漏量柴油为 787 吨，二甲苯为 241 吨，甲醇为 62 吨；船舶交通事故泄漏量柴油为 3137 吨，二甲苯为 439 吨，甲醇为 201 吨。

本次评价依据最新的预测结果，提出了船舶交通事故防范措施、码头装卸作业事故防范措施、防火防爆管理措施和溢油应急对策措施。

报告书对应急预案提出要求。分析了项目周边的应急设备配备，明确本项目设备配备要求。

24.1.9 清洁生产与循环经济

本项目原油加工能力为 2000 万 t/a，达到了世界经济规模；项目按炼化一体化模式建设，采用化工型的炼油路线，经多方案比选后，炼油部分采用全过程常加氢的流程，各装置工艺技术成熟、先进。柴油和汽油产品满足《车用汽油》（GB 17930-2013/国Ⅵ）及《车用汽油》国Ⅵ，属清洁的产品；硫磺、乙烯等也满足相关国家、行业标准要求。化工产品结构和质量满足目标市场的定位和需求。

项目设计采取了各项经济合理的节能、节水措施。炼油区水的吨油品水耗、水的重复利用率、水循环利用率、污水回用率等指标，符合相关规划和标准的要求。本项目与国内、国外先进企业的加工指标相比，处于国际或国内先进水平。

24.1.10 环境管理与监测

本项目设置环境保护管理机构，并配备专职环境保护人员。应建立全厂环境

管理类系统，为生产、环境管理、环境风险防控、地方环境保护管理部门检查等应用服务。应集成生产运行数据、环境监测数据、安全设施数据、应急监控数据（事故现场化验分析数据）、VOCs 泄漏检测与修复数据等，并应为相关信息平台提供数据接口。

本项目设立环境监测站，配备环境监测仪器、人员、车辆。环境监测站的配置还应满足应急监测要求。采样口设置应符合《固定源废气监测技术规范》（HJ/T397-2007）、《固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法》（GB/T16157-1996）、《固定污染源烟气排放连续监测技术规范》（HJ 75-2017）、《固定污染源排放烟气连续监测系统技术要求及检测方法》（HJ 76-2017）、《大气污染物无组织排放监测技术导则》（HJ/T55-2001）、《石油炼制工业污染物排放标准》（GB 31570-2015）、《石油化学工业污染物排放标准》（GB 31571-2015）、《合成树脂工业污染物排放标准》（GB31572-2015）等标准规范的要求。设备和管线组建应设置编号和永久标志，其泄漏检测按 HJ733 的规定执行。监测项目需满足排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）、《排污单位自行监测技术指南 火力发电及锅炉》（HJ820-2017）、《排污单位自行监测技术指南 石油炼制工业》（HJ880-2017）、《排污单位自行监测技术指南 石油化学工业》（HJ947-2018）、《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》（HJ 853-2017）、《地下水环境监测技术规范》（HJ/T164）、《土壤环境监测技术规范》（HJ/T166）等规范的要求。

24.1.11 环境影响经济损益分析

本项目工程总投资6542713万元，环保投资约728915.5万元，占项目总投资比例11.14%。

本项目环保投资的环境效益显著，大大减少了工程排污，有利于保护周围环境和人群的健康，较好地体现了环保投资的环境效益。

24.1.12 规划与政策符合性分析

本项目位于广东省揭阳大南海石化工业区内，且位于国家级重点开发区——海峡西岸经济区粤东部分。在产业政策方面，本项目符合《产业结构调整指导目录（2011 年本，修正）》、《广东省产业结构调整指导目录（2007 年本）》、

《广东省主体功能区产业发展指导目录（2014 年本）》、工业区规划环评产业准入要求、工业区产业规划等产业政策，满足大气、水、土壤、固废等环保产业政策。

在规划政策方面，本项目符合《国务院关于印发全国主体功能区规划的通知》（国发〔2010〕46 号）、《广东省主体功能区规划》、《广东省海洋功能区划（2011~2020 年）》、《广东省海洋生态红线》、《广东省海洋主体功能区划规划》、《广东省海岸带综合保护与利用总体规划》、《广东省严格保护岸段名录》、《广东省海洋生态环境保护规划（2017~2020 年）》、《广东省环境保护“十三五”规划》、《揭阳市海洋功能区划（2015-2020 年）》和《揭阳港总体规划》等要求，满足《石化和化学工业发展规划（2016-2020 年）》、《石化产业规划布局方案》等石油化工行业规划，符合当地城市总体规划、环保规划等。

根据《关于上报中委广东石化 2000 万吨/年重油加工工程项目煤炭消费减量平衡方案的请示》（揭市发改能源[2018]1016 号）、《广东省发展改革委关于中委广东石化重油加工工程项目煤炭消费问题的复函》（粤发改能电函[2018]3966 号）、《广东省能源局关于中委广东石化炼化一体化项目煤炭消费减量平衡方案的函》（粤能函[2019]78 号），本项目新增的煤炭消费量由广东省及揭阳市进行减量平衡。

本项目符合大南海石化工业区规划和规划环评中规划目标与定位、工业区三线一单要求、规划重点项目清单、规划环评审查意见等要求。

24.1.13 公众参与概述

2018 年 03 月 08 日在揭阳大南海石化工业园管理委员会网站（http://www.jydnh.gov.cn/cn/Index/info/d/5103.html）进行了第一次网络信息公开。2018 年 03 月 06 日在《揭阳日报》上刊登中委广东石化 2000 万吨/年重油加工工程变更环境影响评价公众参与第一次公示。并同时在项目环境影响评价范围内街道、村委会以及学校等公告栏进行了信息公告张贴公示。

2018 年 07 月 10 日在揭阳大南海石化工业园管理委员会网站（http://www.jydnh.gov.cn/news/11085.html）进行了第二次网络信息公开，并同时发布环评报告简本。2018 年 07 月 10 日在《揭阳日报》上刊登中委广东石化 2000 万吨/年重油加工工程变更环境影响评价公众参与第二次公示，公示了简本

的索取方式、征求公众意见的范围和主要事项等。同时在项目环境影响评价范围内街道、村委会以及学校等公告栏张贴信息公告。

2018 年 07 月 11 日、12 日在大南海工业园会议室组织召开了《中委广东石化 2000 万吨/年重油加工工程变更项目环评公众参与座谈会》。参加座谈会的代表共有 168 名（11 日 81 名，12 日 87 名），其中 121 名为项目影响范围内的企事业单位代表和居民代表，47 名为揭阳市、惠来县及大南海工业园区管委会人大代表、政府机关等人士代表。

本次公众参与共发放个人调查表 720 份，收回 700 份，回收率 97.2%。其中 98.29%的公众对本项目的建设表示支持，1.71%的公众表示无所谓，无公众反对项目建设。发单位意见调查问卷表 163 份，回收 163 份，回收率 100%，100%的单位对本项目建设表示支持。

为满足《环境影响评价公众参与办法》对项目公示程序的新要求，建设单位 2019 年 2 月 11 日在揭阳大南海石化工业园管理委员会网站上进行了第二次补充公示，2019 年 2 月 12 日、2019 年 2 月 14 日在《揭阳日报》上进行了第二次补充公示，公示内容包括环境影响报告书征求意见稿全文的网络链接及查阅纸质报告书的方式和途径，征求意见的公众范围、公众意见表的网络链接、公众提出意见的方式和途径、公众提出意见的起止时间等。2019 年 3 月 9 日，建设单位向生态环境主管部门报批环境影响报告书前，在揭阳大南海石化工业园管理委员会网站上公开了拟报批的环境影响报告书全文和公众参与说明。

对于其它公众提出的环境保护方面的问题，建设单位承诺在以后建设过程中，参照公众提出的建议和意见，做好环境保护工作，以最大限度的减少对周围环境的影响。

24.2 建议

⑴拟建项目具有潜在的事故风险，尽管最大可信事故的概率较小，但要从建设、生产运行管理、贮运等各方面积极采取防护措施，这是确保安全的根本措施。

⑵当出现事故时，要采取紧急的项目应急措施，如必要，按照“企业自救、属地为主、分级响应、区域联动”的原则，实现与地方政府或相关管理部门突发环境事故应急预案的有效衔接，制定针对性的包含人群疏散、撤离方案等内容在内的环境事故应急预案，以控制事故和减少对环境和周边人员造成的危害。

⑶建议建设单位运行过程中加强管理，事故时将污染雨水或事故污水控制在项目厂区内或工业区内，避免污染附近海域。

⑷建议建设单位加大公共宣传力度，对于该项目存在的环保和安全隐患及解决预案要如实向社会公布；项目建设中，认真落实公众关心的各项环保措施及合理的公众建议；项目投产后，也应做到及时公开与项目相关的各项环境信息和污染物排放数据，让百姓有知情权。

24.3 报告书总结论

本项目建设符合国家及广东省产业政策和石化产业规划布局方案，符合国家及广东省主体功能区规划，符合广东省海洋功能区划、广东省海洋生态红线、广东省海洋主体功能区划规划、广东省海岸带综合保护与利用总体规划、揭阳港总体规划、揭阳港惠来港区南海作业区规划方案，符合揭阳市城市总体规划（2011-2030 年）（修编）与《惠来县土地利用总体规划（2010-2020 年）修改方案》，符合大南海石化工业区石化产业发展规划、大南海石化工业区石化产业片区控制性详细规划（修编）、揭阳大南海石化工业区规划调整环评。

为确保项目建成投产后揭阳市区域大气环境质量保持达标并持续改善，根据《揭阳市人民政府办公室关于印发<中委广东石化 2000 万吨/年重油加工工程项目区域大气环境质量改善污染物削减方案（2018-2020 年）>的通知》（揭府办[2018]115 号）、《中委广东石化 2000 万吨/年重油加工工程项目区域水环境质量改善污染物削减方案（2018-2020 年）》（揭府办[2018]113 号）、《揭阳市人民政府办公室关于修正中委广东石化 2000 万吨/年重油加工工程区域污染物削减方案的通知》（揭府办[2019]8 号），揭阳市政府针对本项目制定了大气、水环境质量改善污染物削减方案，SO_2、烟粉尘、VOCs、化学需氧量、氨氮、总氮、总磷削减量均可满足本项目新增污染物倍量替代的目标，NOx 倍量替代不足部分由广东省政府统筹解决。这些措施对项目周边环境空气、海域环境质量改善将起到一定积极作用。

本项目通过源头削减、过程控制和末端治理，废气排放满足国家最新标准的特别排放限值要求，废水排放满足国家和地方最新标准要求，工业固体废物的处置符合“减量化、资源化、无害化”原则。项目采取了各项清洁生产及节水减排

措施，指标基本符合国际国内先进水平。在配套相应区域削减措施后，项目废气排放、污水排放对大气环境和纳污水体的影响是可接受的。采取合理可行的防渗措施后对地下水影响较小，在采取生态环境保护措施后对生态环境的影响较小，在采取相应的环境风险防范和应急管理措施后，环境风险是可控的。

本项目固废最终处置依托揭阳大南海石化工业区一般工业固废处理项目、危险废物填埋场项目，根据《揭阳市人民政府关于承诺建设揭阳大南海石化工业区一般工业固废、危险废物处置项目的函》（揭府函[2018]129 号），揭阳市承诺在 2020 年 12 月底前建成大南海石化工业区一般工业固废、危险废物处置项目，并于本项目投产前投入运行。根据《关于印发揭阳大南海石化工业区一般工业固废、危废焚烧、危废填埋项目工作实施方案的通知》（揭府办明电[2018]66 号），工业区一般工业固废处理项目计划于 2020 年 12 月底完成建设，竣工验收；危废填埋场项目计划于 2020 年 12 月底完成建设，达到资质验收标准。目前，工业区一般工业固废项目已取得《揭阳市生态环境局关于揭阳大南海石化工业区一般工业固废处理一期项目环境影响报告书审批意见的函》（揭市环审[2019]5 号）。

根据《关于揭阳大南海石化工业区污水排海管道、一般工业固废和危险废物处置项目进展情况的通报》，本项目污水经自建污水处理场处理达标后，依托工业区排海管道及排污口排海。排污口已取得《揭阳市环境保护局关于揭阳大南海石化工业区入海排污口位置调整备案的函》（揭市环函[2018]815 号），海洋放流管工程已获得《揭阳市生态环境局关于揭阳大南海石化工业区海洋放流管工程海洋环境影响报告书审批意见的函》（揭市环审[2019]9 号）。

综上所述，本项目通过高起点设计、高标准建设、高水平管理，在落实报告书提出的环境保护、环境风险防范和应急管理措施，以及实施本项目依托的揭阳大南海石化工业区海洋放流管工程、大南海石化工业区一般工业固废处理项目、大南海石化工业区危险废物填埋场后，本项目的建设具有环境可行性。

建设项目环评审批基础信息表

填表单位（盖章）：	中国石油天然气股份有限公司广东石化分公司	填表人（签字）：	郭长景	项目经办人（签字）：	

建设项目	项目名称	中委广东石化2000万吨/年重油加工工程				建设内容、规模	主要包括炼化一体化工程、码头工程、原油码头库区和厂外管线。炼化一体化工程主要为2000万吨/年炼油、260万吨/年芳烃、120万吨/年乙烯工程，码头工程包括30万吨级原油码头、10万吨级产品码头。原油码头库区包括12座10×10⁴m³原油储罐，厂外管线包括35.05km原油码头库区至炼化厂区的原油输送管道、污水管道以及炼化厂区至原油码头库区的燃料气管道			
	项目代码[1]	2012-445224-25-03-800020									
	建设地点	广东省揭阳大南海石化工业区									
	项目建设周期（月）	36.0				计划开工时间	2019年6月				
	环境影响评价行业类别	化工石化医药				预计投产时间	2022年6月				
	建设性质	新建				国民经济行业类型[2]	C25 石油、煤炭及其他燃料加工业 ； C26 化学原料和化学制品制造业				
	现有工程排污许可证编号（改、扩建项目）					项目申请类别	变更项目				
	规划环评开展情况	已取得审查意见				规划环评文件名	揭阳大南海石化工业区规划调整环境影响报告书				
	规划环评审查机关	广东省环境保护厅				规划环评审查意见文号	粤环审[2018]244号				
	建设地点中心坐标[3]（非线性工程）	经度	116.219900	纬度	22.943600	环境影响评价文件类别	环境影响报告书				
	建设地点坐标（线性工程）	起点经度	116.135100	起点纬度	22.566900	终点经度	116.295100	终点纬度	22.568400	工程长度（千米）	35.05
	总投资（万元）	6542713.00				环保投资（万元）	728915.50			所占比例（%）	11.14%
建设单位	单位名称	中国石油天然气股份有限公司广东石化分公司		法人代表	陈俊豪	评价单位	单位名称	中国寰球工程有限公司		证书编号	原国环评证甲字第1008号
	统一社会信用代码（组织机构代码）	91445200699715295P		技术负责人	屈德君		环评文件项目负责人	孔繁旭		联系电话	010-58676722
	通讯地址	广东省揭阳（惠来）大南海国际石化综合工业园管理委员会办公楼一楼		联系电话	0663-7602199		通讯地址	北京市朝阳区来广营高科技产业园创达二路1号			

污染物排放量	污染物		现有工程（已建+在建）		本工程（拟建或调整变更）	总体工程（已建+在建+拟建或调整变更）				排放方式
			①实际排放量（吨/年）	②许可排放量（吨/年）	③预测排放量（吨/年）	④"以新带老"削减量（吨/年）	⑤区域平衡替代本工程削减量[4]（吨/年）	⑥预测排放总量（吨/年）	⑦排放增减量（吨/年）	
	废水	废水量(万吨/年)			588.080			588.080	588.080	○不排放 ○间接排放：□市政管网 □集中式工业污水处理厂 ◉直接排放：受纳水体 南海
		COD			352.850			352.850	352.850	
		氨氮			47.050			47.050	47.050	
		总磷			2.940			2.940	2.940	
		总氮			235.230			235.230	235.230	
	废气	废气量（万标立方米/年）			6288383.488			6288383.488	6288383.488	/
		二氧化硫			959.190			959.190	959.190	/
		氮氧化物			2884.070			2884.070	2884.070	/
		颗粒物			534.360			534.360	534.360	/
		挥发性有机物			3423.050			3423.050	3423.050	/

项目涉及保护区与风景名胜区的情况	影响及主要措施 / 生态保护目标	名称	级别	主要保护对象（目标）	工程影响情况	是否占用	占用面积（公顷）	生态防护措施
	自然保护区							□避让 □减缓 □补偿 □重建（多选）
	饮用水水源保护区（地表）			/				□避让 □减缓 □补偿 □重建（多选）
	饮用水水源保护区（地下）			/				□避让 □减缓 □补偿 □重建（多选）
	风景名胜区			/				□避让 □减缓 □补偿 □重建（多选）

注：1、同级经济部门审批核发的唯一项目代码

2、分类依据：国民经济行业分类(GB/T 4754-2011)

3、对多点项目仅提供主体工程的中心坐标

4、指该项目所在区域通过"区域平衡"专为本工程替代削减的量

5、⑦=③-④-⑤，⑥=②-④+③

附件1

合同编号：PPGRP0001-201802

-HSE-CT05-0076

中国石油广东石化炼化一体化项目
环境影响评价技术咨询合同

中国石油广东石化公司
CHINA PETROLEUM GUANGDONG PETROCHEMICAL COMPANY

委托方（甲方）：中国石油天然气股份有限公司广东石化分公司

受托方（乙方）：中国寰球工程有限公司

签订时间：2018 年 2 月 28 日

签订地点：广东揭阳惠来

第十五条 其他事项

15.1 本合同（连同相关的所有附件）构成双方当事人之间关于该项目的完整合同，并且替换关于该项目的所有事先协议和协定，无论是口头的，还是书面的。此合同之修订应附上合同当事人书面的修订与签署方能生效。

15.2 本合同的任何变更或者修改必须采用书面形式，并且由双方当事人的，经过适当授权的高级管理人员签字批准。

15.3 除本合同另有规定外，本合同不允许转包。

15.4 条款标题仅为方便使用，并不定义，限制或影响本合同规定的条款与条件。

甲方（盖章）：中国石油天然气股份有限公司　　乙方(盖章)：中国寰球工程有限公司

广东石化分公司

法定代表人（负责人）：

或委托代理人：

法定代表人（负责人）：

或委托代理人：

GUANGDONG PETROCHEMICAL COMPANY

附件2

中华人民共和国环境保护部

环审〔2011〕22号

关于中委广东石化2000万吨/年重油加工工程环境影响报告书的批复

中国石油天然气集团公司：

你公司《关于报送〈中委广东石化2000万吨/年重油加工工程环境影响报告书〉的报告》（中油安函〔2010〕158号）收悉。经研究，批复如下：

一、该项目选址位于广东省揭阳市惠来县。项目内容包括炼油厂区、总库容为120万立方米的中转油库、总长32.2公里的中转管线、30万吨级原油码头和5万吨级成品油码头。炼油厂区新建2×1000万吨/年常减压、2×380万吨/年延迟焦化、300

万吨/年催化裂化、220 万吨/年蜡油加氢裂化、2×300 万吨/年中压加氢裂化、2×290 万吨/年柴油加氢精制及芳烃饱和、230 万吨/年石脑油加氢精制及 300 万吨/年石脑油分离、95 万吨/年航煤加氢精制及芳烃饱和、200 万吨/年连续重整、55 万吨/年轻烃回收、100 万吨/年异构化、100 万吨/年气体分馏、30 万吨/年聚丙烯、10 万吨/年甲基叔丁基醚(MTBE)、2×250 吨/小时酸性水汽提、50 万吨/年硫磺回收、IGCC 装置(355 万吨/年,配 3×70 兆瓦燃气轮机、3×50 兆瓦蒸汽轮机)等 28 套主体装置,配套建设储运、给水、污水处理等公用及辅助工程。

该项目符合国家产业政策和清洁生产要求,在落实报告书提出的各项污染防治措施和风险防范措施后,该项目污染物可做到达标排放,主要污染物排放符合地方环境保护部门核定的总量控制要求。鉴于本项目加工高酸、高含硫、高含重金属的委内瑞拉原油,部分装置单套规模在国内尚无运行实例,项目所处区域环境较敏感,应采取最严格的污染防治措施和风险防范措施,按计划实施居民搬迁安置并严格控制周边人口规模,建立及时有效的应急响应与联动机制,防止污染事故发生。综合考虑,我部原则同意建设

单位按照报告书中所列建设项目的性质、规模、地点、采用的生产工艺及环境保护对策措施进行项目建设。

二、建设单位应协助揭阳市人民政府及相关部门重点做好以下工作：

（一）地方政府要以建设国际一流石化基地的标准做好揭阳（惠来）大南海国际石化综合工业园建设工作，从环境承载能力角度做好园区下游及能源企业的准入，严格控制城市规划，工业区与居民区之间依法依规设置足够距离的环境防护隔离带，减轻区域大环境风险，协调好工业发展与城市建设的关系，切实维护社会稳定，避免因产业发展对城市建设、居民生活等造成环境影响。园区应配置相应的环保管理机构，配套建设污水厂、固废中心等环保集中处理设施，并建立园区环境风险防范体系。同时应协调好项目涉海工程（包括排污口、原油码头及航道、成品油码头等）与所在区域海洋功能区划的关系。

（二）配合当地政府按规实施卫生防护距离内的居民搬迁安置工作，严格控制本项目卫生防护距离内不得新建居民区、学校、医院等环境敏感建筑物，否则项目不得投入试生产。

（三）揭阳市人民政府应建立海域环境风险防范、应急联合体系，统一调配使用海域风险防范资源，分析并优化航道布局和危险物质运输方式，加强应急演练与区域联动，提高突发风险事故应急处理能力。

（四）应设置覆盖整个石化区及周边居民聚集区、海域的环境监测网络，及时监测大气、海域、地下水等，跟踪监测各类污染物变化和影响，跟踪监测方案应明确监测进度、资金、点位、频率、监测因子及实施方式等内容，重点监测石化特征污染物和重金属污染物的影响，监测结果分别报当地环境保护部门和海洋与渔业部门备案。

三、项目设计、建设和运营中还应重点做好以下工作：

（一）应以建设国际一流的环境友好企业为目标，采用先进工艺技术和设备，积极推行清洁生产技术，进一步优化工艺路线和设计方案，提高资源利用率，降低能耗物耗和水耗，从源头上减少污染物的产生量。贯彻循环经济的理念，在优先考虑减少资源、能源消耗和污染物产生的基础上，加强资源综合利用，实现高效率、低能耗和低排放，项目生产工艺与装备要求、原材料指标、资源能源

利用指标、污染物产生指标、环境管理要求等应达到国内外同行业清洁生产先进水平。

（二）本项目二氧化硫排放总量指标来自揭阳市关闭揭阳电厂等4家企业4台小火电机组后的削减量，化学需氧量排放总量指标来自揭阳市关闭惠来县林樘船桥造纸厂等5家造纸厂后的削减量。

（三）根据各类工艺废气污染物的性质分别采用除尘、焚烧、汽提、回收利用等处理方式，各装置应配套的废气治理设施应当与生产工程同步建成，处理设施的处理能力、效率应满足需要，确保排放的各种大气污染物等能够满足国家和地方有关排放标准，排气筒高度须符合国家有关要求。各生产装置加热炉等采用脱硫燃料气作燃料，采用低氮燃烧技术。催化裂化装置进料采用中压加氢裂化，再生烟气采用三级旋风分离器除尘，处理达标后经120米高排气筒排放，预留脱除二氧化硫、氮氧化物装置空间。硫磺回收装置采用二级Claus＋Scot尾气处理工艺，尾气经120米高烟囱排放。IGCC装置采取低温甲醇洗脱除硫化氢，酸性气送硫回收装置，预留脱除氮氧化物装置空间。原料油、轻质油品及中间产品的

储存采用浮顶罐，并设密闭装车系统。在成品油和芳烃装车区、码头装卸区须设置油气回收设施。必须加强对各类无组织排放和恶臭物质排放源的控制与管理，污水处理设施、酸性水汽提装置等须设置恶臭处理设施。

工艺加热炉排放执行《工业炉窑大气污染物排放标准》(GB9078－1996)二级标准；恶臭污染物执行《恶臭污染物排放标准》(GB14554－93)；IGCC 装置烟气污染物排放执行广东省《火电厂大气污染物排放标准》(DB44/612－2009)第 3 时段标准；中转油库燃气锅炉烟气排放执行广东省《锅炉大气污染物排放标准》(DB44/765－2010)新建燃气锅炉标准；其他工艺废气排放执行广东省《大气污染物排放限值》(DB44/27－2001)中第二时段二级标准；厂界大气污染物须执行广东省《大气污染物排放限值》(DB44/27－2001)第二时段无组织排放监控浓度限值要求。

(四)根据“雨污分流、清污分流、分质处理、一水多用”的原则建设给排水系统，进一步优化污水处理方案。炼油厂区酸性废水送酸性水汽提设施处理后，全部回用于 IGCC 等装置；含油污水送污水回用装置，处理后全部回用于循环水厂，浓水回用于 IGCC 装

置；含盐污水经深度处理达标后，经园区排污管道深海排放。原油码头和中转油库含油污水、码头冲洗水等送库区含油污水预处理装置处理后，与预处理后的生活污水经32.2公里的中转污水管线送至炼油厂区含油污水处理装置进一步处理。成品油码头含油污水、码头冲洗水、生活污水及初期雨水等均送至炼油厂区含油污水处理装置处理。废水排放执行广东省《水污染物排放限值》(DB44/26—2001)第二时段一级限值要求。

（五）严格落实地下水污染防治措施。分区采取防渗措施，按照不同的防渗要求做好重点防治区、非污染防治区和一般污染防治区的地下水防渗。对无毒、低毒的生产装置区及装置区外管廊区等一般污染防治区参照《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》(GB18599—2001)要求建设；对危险性、毒性较大的生产装置区、物料储罐区、化学品库、固体废物暂存区、污水处理站等重点污染防治区，参照《危险废物填埋污染控制标准》(GB18598—2001)等要求建设。切实做好各类管网的防腐、防漏和防渗措施，所有污水管线及污水外排管道尽可能可视化。设置地下水监测井；建立覆盖拟建厂区的检漏、报警和应急抽水系统；建设完善的

监测制度，防止对地下水环境造成不利影响。

（六）选后低噪声设备，优化厂区平面布置，合理布置高噪声设备，对高噪声源采取隔声、消声等措施，降低设备噪声源强。确保厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348—2008）中3类标准，确保噪声对环境敏感目标的影响满足环境功能要求。

（七）严格按照有关规定，对固体废物实施分类处理、处置等方式，做到"资源化、减量化、无害化"。危险废物须送有资质的单位处理处置，其收集、储存和转移措施必须严格执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597—2001）、《危险废物填埋污染控制标准》（GB18598—2001）等国家有关规定。废催化剂等送厂家回收利用。一般固体废物应立足于综合利用，综合利用不畅时送临时渣场堆存，灰渣场按《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB18599—2001）II类场地要求，防止对地下水造成污染。

（八）加强环境风险防范措施。厂内及码头应建立三级防控体系，确保任何事故情况下废水不排入外环境。装置区和罐区设围堤及雨污切换系统，雨排水系统设置集中控制阀，厂内及码头应设

置足够容量的事故池，确保生产事故污水、污染消防水和污染雨水不排入外环境。加强原辅材料、油品在储运和生产过程中的管理。落实非正常工况和停工检修期间废气污染的防治措施，确保达标排放。加大风险监测和监控力度，设置大气、污水排口、雨水排口、地下水应急监测点位，并配备相应监测系统，及时监控，防止污染扩散。配置具备足够海上应急能力的围油栏、收油机及吸油材料等设备；控制码头夜间作业，尽可能避免夜间事故发生。制定事故应急预案，定期开展事故环境风险应急演练，与地方政府建立应急联动机制。

进一步优化厂区及码头平面布置，生产装置、储罐以及存在爆炸、泄漏等风险和产生异味物质的各类设施应尽可能远离环境敏感区。进一步优化项目管线路由及敷设方式，避免对周边环境及城镇规划产生影响。对原油输送管道应采取分段监控预警并设置紧急截断阀门等措施，防止管线泄漏引发的环境风险。

（九）本项目涉海工程（原油码头及航道、成品油码头等）、依托工程（排海管道、排污口等）等不得位于地方海洋功能区划规定的受保护区域。如果涉及，须得到相关行政主管部门许可，且对应受

善处理好与受项目施工及运营影响的养殖生产和渔业捕捞生产者等利益相关方的关系，上述工作完成前，不得开工建设。

（十）应按照国家和广东省环境保护有关规定，做好施工期各项环境保护措施，合理安排施工计划，防止水土流失、施工扬尘、生态破坏和噪声污染。码头施工、航道疏浚应避开海龟、鲎等重要水生生物和渔业资源的产卵期和繁殖期，最大响度减轻施工对水生生态的影响。初步设计阶段应进一步优化细化环境保护设施，在环保篇章中落实防治生态破坏和环境污染的各项措施及投资。在施工招标文件、施工合同和工程监理招标文件中明确环保条款和责任，应委托有资质的单位开展项目施工期环境监测和环境监理工作并定期向当地环保部门提交工程环境监理报告，环境监测和监理报告作为项目竣工环境保护验收的依据之一。

（十一）在工程施工和运营过程中，应建立畅通的公众参与平台，及时解决公众提出的环境问题，满足公众合理的环境保护要求。定期发布企业环境信息，并主动接受社会监督。

（十二）按照国家和地方有关规定设置规范的污染物排放口和固体废物堆放场，并设立标志牌。安装外排烟气污染物自动连续

监测系统，并与环保部门联网。烟囱应按规范要求预留永久性监测口。

四、鉴于所在区域环境和生态现状，从总体和长远考虑，应设立专项资金，对建设、运营期的生态与环境影响实行跟踪监测，重点监测石化特征污染物和重金属污染物的影响，及时预测预报，发现问题立即采取有效措施并报告当地环境保护行政主管部门。同时，应在建设项目投运后适时开展环境影响评价后评价并报我部备案。

五、项目建设必须严格执行配套的环境保护设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用的环境保护"三同时"制度。项目竣工后，建设单位必须向广东省环境保护厅书面提交试生产申请，经检查同意后方可进行试生产。在项目试生产期间，必须按规定程序向我部申请环境保护验收。经验收合格后，项目方可正式投入运行。违反本规定要求的，承担相应环保法律责任。

六、工程规模、生产工艺以及污染防治措施等发生重大变更时，应按照法律法规的规定，重新履行相关审批手续。

七、我部委托华南环境保护督查中心和广东省环境保护厅负

责该项目施工期间的环境保护监督检查工作。

八、你公司应在收到本批复后20个工作日内，将批准后的环境影响报告书分别送华南环境保护督查中心、广东省环境保护厅及揭阳市和惠来县环境保护局，并按规定接受各级环境保护行政主管部门的监督检查。



二〇一一年一月二十日

主题词：环保　石化　环评　报告书　批复

抄　送：国家发展和改革委员会，国家能源局，中国国际工程咨询公司，广东省环境保护厅，揭阳市人民政府，揭阳市、惠来县环境保护局，中国石油天然气华东勘察设计研究院，华南环境保护督查中心、环境保护部环境工程评估中心。

环境保护部　　2011年1月20日印发



5)

附件3

广东省发展和改革委员会文件

粤发改区域〔2007〕729号

关于同意设立揭阳（惠来）大南海国际石化综合工业园的批复

揭阳市人民政府：

省人民政府转来你市《关于要求设立揭阳（惠来）大南海国际石化综合工业园的请示》（揭府〔2007〕53号）收悉。经省人民政府同意，现批复如下：

一、为加快粤东地区经济发展，同意设立揭阳（惠来）大南海国际石化综合工业园。

二、请抓紧做好该工业园的总体规划，并要与相关的土地利用总体规划、城镇建设规划等衔接与协调；按照节约用地原则，进一步压缩工业园规划控制面积，以现有的200公顷储备建设用地作为起步区，开展规划、项目洽谈等前期工作。建设项目请按有关规定办理呈批手续。

三、请及早做好大型石化项目的前期工作；对发展造船业、大型石化码头建设项目开展深入、科学的论证。

四、请做好工业园环境影响评价工作，切实做好环境保护工作。工业园产业规划应结合环境功能区划和承载能力、污染物排放总量控制要求，充分考虑产业集群及产业链接，产业不宜混杂。

五、请积极开展招商引资工作，迅速启动起步项目。对符合省重点项目条件的有关项目，我委将列入省重点建设项目计划。

广东省发展和改革委员会

二〇〇七年七月十八日

抄送：省府办公厅，省经贸委、国土资源厅、建设厅、环保局、外经贸厅，揭阳市发展改革局。

广东省发展和改革委员会办公室　　2007年7月19日印发

附件5

广东省揭阳市环境保护局

揭市环函〔2018〕782号

揭阳市环境保护局关于中委广东石化2000万吨/年重油加工工程项目变更环境影响评价执行标准意见的复函

中国石油天然气股份有限公司广东石化分公司：

《关于中委广东石化2000万吨/年重油加工工程项目变更环境影响评价执行标准的请示》收悉。经研究，我局同意请示提出的项目环评环境质量执行标准及各污染物排放标准。

揭阳市环境保护局

2018年7月31日

中国石油天然气股份有限公司广东石化分公司

广石化函〔2018〕11号

关于中委广东石化2000万吨/年重油加工工程项目变更环境影响评价执行标准的请示

揭阳市环境保护局：

按照国家有关法律法规要求，中委广东石化2000万吨/年重油加工工程调整为炼化一体化项目后，需开展项目变更环境影响评价。目前，我公司委托中国寰球工程有限公司承担本项目环境影响评价工作，现将环境影响评价执行标准（见附件）呈报贵局审查。

妥否，请批示。

附件：中委广东石化2000万吨/年重油加工工程项目变更环境影响评价执行标准

（此页无正文）

中国石油天然气股份有限公司广东石化分公司

2018年7月26日

（联系人及电话：郭长景　15218686266）

附件

中委广东石化2000万吨/年重油加工工程项目变更环境影响评价执行标准

一、环境质量标准

1、环境空气质量标准

本项目位于大南海石化工业区，大气评价范围内环境质量现状执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准。

对于GB3095-2012中无规定的特征污染物，参考执行《室内空气质量标准》（GB/T18883-2002）、《大气污染物综合排放标准详解》中环境质量标准浓度取值、环发〔2008〕82号等。选用的主要污染物质量标准限值见表1。

表1　　环境空气质量标准

序号	污染物名称	取值时间单位	浓度限值 μg/Nm^3	标准来源
1	SO_2	年平均	60	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级
		24小时平均	150	
		1小时平均	500	
2	NO_2	年平均	40	
		24小时平均	80	
		1小时平均	200	
3	CO	24小时平均	4mg/m^3	
		1小时平均	10mg/m^3	
4	O_3	日最大8小时平均	160	
		1小时平均	200	
5	PM_{10}	年平均	70	
		24小时平均	150	
6	$PM_{2.5}$	年平均	35	
		24小时平均	75	
7	TSP	年平均	200	
		24小时平均	300	
8	氟化物	24小时平均	7	

序号	污染物名称	取值时间单位	浓度限值 μg/Nm^3	标准来源
		1 小时平均	20	
9	苯并芘（BaP）	年平均	0.001	
		24 小时平均	0.0025	
10	氨	一小时均值	0.2 mg/m^3	《室内空气质量标准》（GB/T18883-2002）
11	苯	一小时均值	0.11 mg/m^3	
12	甲苯	一小时均值	0.2 mg/m^3	
13	二甲苯	一小时均值	0.2 mg/m^3	
14	酚	一次值	0.02	参照《大气污染物综合排放标准详解》中环境质量标准浓度取值
15	氰化氢	一次值	0.01 mg/m^3	
16	非甲烷总烃	一次值	2.0 mg/m^3	
17	氯化氢	一次值	0.05 mg/m^3	
18	丙烯腈	一次值	0.05 mg/m^3	
19	Hg	日均值	0.3	
20	甲醇	一次值	3.0 mg/m^3	
21	氯气	一次值	0.1 mg/m^3	
22	硫化氢	一次值	0.01 mg/m^3	参照《环境影响评价技术导则 大气环境》（征求意见稿）表 E.1
23	苯乙烯	一次值	0.01 mg/m^3	
24	Pb	年均值	0.5	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）
25	Cr（六价）	年均值	0.000025	
26	As	年均值	0.006	
27	Cd	年均值	0.005	
28	二噁英	年均值	0.6pgTEQ/m^3	环发[2008]82 号

2、地表水环境质量标准

本项目区域主要地表水体为龙江河、龙江改河、雷岭河等，根据水环境功能区划，地表水体执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准，选用的主要污染物标准限值见表 2。

表 2　　地表水环境质量标准　　单位：mg/L

序号	污染物名称	标准值 III 类	标准来源
1	pH 值	6~9	《地表水环境质量标准》GB3838-2002 表 1
2	溶解氧	≥5	
3	高锰酸钾指数	≤6	
4	五日生化需氧量 BOD_5	≤4	
5	化学需氧量 COD_{cr}	≤20	
6	氨氮	≤1.0	
7	总磷	≤0.2	

序号	污染物名称	标准值 III 类	标准来源
8	石油类	≤0.05	
9	硫化物	≤0.2	
10	挥发酚	≤0.005	
11	氟化物	≤1.0	
12	氰化物	≤0.2	
13	汞	≤0.0001	
14	镉	≤0.005	
15	砷	≤0.05	
16	六价铬	≤0.05	
17	粪大肠杆菌群	≤10000（个/L）	
18	氯化物	250	《地表水环境质量标准》GB3838-2002 表 2
19	硫酸盐	250	
20	硝酸盐	10	
21	苯	0.01	《地表水环境质量标准》GB3838-2002 表 3
22	甲苯	0.7	
23	二甲苯	0.5	
24	镍	0.02	
25	钒	0.05	
26	SS	≤30	参考《地表水资源质量标准》（SL63-94）

3、地下水质量标准

地下水执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类水质标准，GB/T14848-2017 中未列的标准参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III 类水质标准、《生活饮用水卫生标准》（GB5749-2006）执行。选用的具体标准值见表 3。

表 3　　地下水质量标准

序号	污染物	单位	数值	标准
1	pH 值	无	6.5~8.5	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准
2	氨氮	mg/L	≤0.5	
3	硝酸盐	mg/L	≤20.0	
4	亚硝酸盐	mg/L	≤1.0	
5	挥发性酚类	mg/L	≤0.002	
6	氰化物	mg/L	≤0.05	
7	砷	mg/L	≤0.01	
8	汞	mg/L	≤0.001	

序号	污染物	单位	数值	标准
9	六价铬	mg/L	≤0.05	
10	总硬度	mg/L	≤450	
11	铅	mg/L	≤0.01	
12	氟化物	mg/L	≤1.0	
13	镉	mg/L	≤0.005	
14	铁	mg/L	≤0.3	
15	锰	mg/L	≤0.1	
16	镍	mg/L	≤0.02	
17	溶解性总固体	mg/L	≤1000	
18	耗氧量（COD_{Mn}法）	mg/L	≤3.0	
19	硫酸盐	mg/L	≤250	
20	总大肠菌群	CFU/100 ml	≤3.0	
21	菌落总数	CFU/ml	≤100	
22	苯乙烯	μg/L	≤20	
23	乙苯	μg/L	≤300	
24	氯化物	mg/L	≤250	
25	硫化物	mg/L	≤0.02	
26	苯	μg/L	≤10	
27	甲苯	μg/L	≤700	
28	二甲苯	μg/L	≤500	
29	苯并[a]芘	μg/L	≤0.01	
30	石油类	mg/L	≤0.05	参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准
31	钒	mg/L	0.05（限值）	
32	丙烯腈	mg/L	≤0.1	参照《生活饮用水卫生标准》（GB5749-2006）

4、土壤环境质量标准

土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）、《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018），拟选用的具体标准值见表 4、表 5。

表 4　　建设用地土壤污染风险筛选值　　单位：mg/kg

序号	污染物项目		筛选值		标准
			第一类用地	第二类用地	
1	重金属和	砷	20	60	《土壤环境质量 建设用地土壤污染
2		镉	20	65	

序号	污染物项目		筛选值		标准
			第一类用地	第二类用地	
3	无机物	铬（六价）	3.0	5.7	风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1
4		铜	2000	18000	
5		铅	400	800	
6		汞	8	38	
7		镍	150	900	
8	挥发性有机物	四氯化碳	0.9	2.8	《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1
9		氯仿	0.3	0.9	
10		氯甲烷	12	37	
11		1,1-二氯乙烷	3	9	
12		1,2 二氯乙烷	0.52	5	
13		1,1-二氯乙烯	12	66	
14		顺-1,2-二氯乙烯	66	596	
15		反-1,2-二氯乙烯	10	54	
16		二氯甲烷	94	616	
17		1,2 二氯丙烷	1	5	
18		1,1,1,2-四氯乙烷	2.6	10	
19		1,1,2,2-四氯乙烷	1.6	6.8	
20		四氯乙烯	11	53	
21		1,1,1-三氯乙烷	701	840	
22		1,1,2-三氯乙烷	0.6	2.8	
23		三氯乙烯	0.7	2.8	
24		1,2,3-三氯丙烷	0.05	0.5	
25		氯乙烯	0.12	0.43	
26		苯	1	4	
27		氯苯	68	270	
28		1,2-二氯苯	560	560	
29		1,4-二氯苯	5.6	20	
30		乙苯	7.2	28	
31		苯乙烯	1290	1290	
32		甲苯	1200	1200	
33		间二甲苯+对二甲苯	163	570	
34		邻二甲苯	222	640	
35	半挥发性有机物	硝基苯	34	76	
36		苯胺	92	260	
37		2-氯酚	250	2256	
38		苯并[a]蒽	5.5	15	

序号	污染物项目		筛选值		标准
			第一类用地	第二类用地	
39		苯并[a]芘	0.55	1.5	
40		苯并[b]荧蒽	5.5	15	
41		苯并[k]荧蒽	55	151	
42		䓛	490	1293	
43		二苯并[a,h]蒽	0.55	1.5	
44		茚并[1,2,3-cd]芘	5.5	15	
45		萘	25	70	
46		二噁英类	0.00001	0.00004	《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 2
47		氰化物	22	135	
48		石油烃	826	4500	
49		钒	165	752	

表 5　　农用地土壤污染风险筛选值　　单位：mg/kg

序号	污染物项目①②		风险筛选值				标准
			pH≤5.5	5.5<pH≤6.5	6.5<pH≤7.5	pH>7.5	
1	镉	水田	0.3	0.4	0.6	0.8	《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1
		其他	0.3	0.3	0.3	0.6	
2	汞	水田	0.5	0.5	0.6	1.0	
		其他	1.3	1.8	2.4	3.4	
3	砷	水田	30	30	25	20	
		其他	40	40	30	25	
4	铅	水田	80	100	140	240	
		其他	70	90	120	170	
5	铬	水田	250	250	300	350	
		其他	150	150	200	250	
6	铜	果园	150	150	200	200	
		其他	50	50	100	100	
7	镍		60	70	100	190	
8	锌		200	200	250	300	
9	苯并[a]芘		0.55				《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 2
注：①重金属和类金属砷均按元素总量计。 ②对于水旱轮作地，采用其中较严格的风险筛选值。							

5、声环境质量标准

本项目周边区域有部分商业、办公用地，同时分布有一定数量的村庄。因此，本项目炼化厂区、原油码头库区周边执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中3类标准；商业、办公用地和村庄执行2类标准。具体见表6。

表6　　声环境质量标准　　单位：dB（A）

类别	标准值		标准来源
	昼间	夜间	
2类	60	50	《声环境质量标准》（GB3096-2008）
3类	65	55	

6、海水水质标准

项目厂区与港区、排污口所在水域执行《海水水质标准》（GB3097-1997）三类标准；外围评价水域根据《揭阳市近岸海域环境功能区划》、《广东省近岸海域环境功能区划》分别执行一、二、三类标准。具体标准值见表7。

表7　　海水水质标准

项目	《海水水质标准》		
	一类标准	二类标准	三类标准
pH值	7.8～8.5	7.8～8.5	6.8-8.8
DO	6	5	4
COD_{Mn}	2	3	4
BOD_5	1	3	4
SS	10	10	100
无机氮	0.20	0.30	0.40
非离子氨	0.02	0.02	0.02
活性磷酸盐	0.015	0.030	0.030
石油类	0.05	0.05	0.30
铜	0.005	0.010	0.050
铅	0.001	0.005	0.010
锌	0.020	0.050	0.10
镉	0.001	0.005	0.010
铬（六价）	0.005	0.010	0.020
砷	0.020	0.030	0.050
镍	0.005	0.010	0.020
总汞	0.00005	0.0002	0.0002

氰化物	0.005	0.005	0.10
挥发酚	0.005	0.005	0.010
硫化物	0.02	0.05	0.10
苯	0.01	0.01	0.01
二甲苯	0.5	0.5	0.5
粪大肠菌群（个/L）	2000	2000	2000

注：除 pH、粪大肠菌群外，其余单位为 mg/L。苯、二甲苯参考《地表水环境质量标准》中有关集中式生活饮用水源地特定项目标准限值。

7、海洋沉积物质量标准

海洋沉积物质量标准执行《海洋沉积物质量》（GB18668-2002）的一、二类标准；三类海水控制区的沉积物质量执行二类标准，二类和一类海水控制区的沉积物质量执行一类标准。具体标准值见表 8。

表 8　　海洋沉积物质量标准

标准值	Cu	Pb	Zn	Cd	Hg	As	Ni	V	石油类	有机碳	硫化物
单位	$\times10^{-6}$	$\times10^{-6}$	$\times10^{-6}$	$\times10^{-6}$	$\times10^{-6}$	$\times10^{-6}$	$\times10^{-6}$	$\times10^{-6}$	$\times10^{-6}$	%	$\times10^{-6}$
一类标准	35	60	150	0.5	0.2	20	40	75	500	2.0	300
二类标准	100	130	350	1.5	0.5	65	40	75	1000	3.0	500

*Ni 评价标准参考《香港沉积物分类标准》，钒参考我国渤海沉积物中钒的平均值

8、海洋生物质量标准

贝类生物体质量执行《海洋生物质量》（GB18421-2001）中的一、二类标准。甲壳类和鱼类的生物体内污染物质（石油烃除外）含量的评价标准参考《全国海岸和滩涂资源综合监测简明规程》中规定的生物质量标准，石油烃含量的评价标准采用《第二次全国海洋污染基线监测技术规程》（第二分册）中规定的生物质量标准。各评价因子的评价标准具体标准值见表 9。

表 9　　海洋生物质量标准（mg/kg）

标准名称	生物类别	铜	铅	锌	镉	总汞	砷	石油烃
贝类	一类标准	10	0.1	20	0.2	0.05	1.0	15
	二类标准	25	2.0	50	2.0	0.1	5.0	50
甲壳类		100	2.0	150	2.0	0.2	8.0	20
鱼类		20	2.0	40	0.6	0.3	5.0	20

二、污染物排放标准

1、大气污染物排放标准

根据《广东省主体功能区规划的配套环保政策》（粤环〔2014〕7 号）的要求，海峡西岸经济区粤东部分、北部湾地区湛江部分和粤西沿海片区的石化、钢铁等行业新建项目应执行大气污染物特别排放限值。本项目属于海峡西岸经济区粤东部分，应执行该规定。

工艺加热炉烟气、催化裂化催化剂再生烟气、重整催化剂再生烟气、废水处理有机废气收集处理装置、其他有机废气等有组织污染源执行《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）、《石油化学工业污染物排放标准》（GB31571-2015）、《合成树脂工业污染物排放标准》（GB31572-2015）中的特别排放限值；动力中心废气执行《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2011）中以气体为燃料的锅炉或燃气轮机组的排放限值；导热油炉烟气满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中特别排放限值要求，同时参考广东地方相应标准征求意见稿的要求；危险废物焚烧设施执行《危险废物焚烧污染控制标准》（GB18484-2001）相应标准，并参考征求意见稿的要求；恶臭污染物执行《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93），煤贮运、破碎筛分、转运及水煤浆制备工段等废气中颗粒物执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）。执行标准包括但不限于表中所示，具体标准见表 10、表 11、表 12。

企业边界大气污染物浓度限值执行《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）、《石油化学工业污染物排放标准》（GB31571-2015）、《合成树脂工业污染物排放标准》（GB31572-2015）中相应标准，详见表 13。

表 10　　有组织源大气污染物排放标准　　单位：mg/m^3

序号	污染源	污染物	大气污染物特别排放限值 (mg/m^3)	污染物排放监控位置	来源
1	炼油区工艺加热炉	颗粒物	20	车间或生产设施排气筒	《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）表 4
		二氧化硫	50		
		氮氧化物	100		
2	催化裂化催化剂再生烟气	颗粒物	30		
		二氧化硫	50		

序号	污染源	污染物	大气污染物特别排放限值(mg/m^3)	污染物排放监控位置	来源
		氮氧化物	100		
		镍及其化合物	0.3		
3	重整催化剂再生烟气	氯化氢	10		
		非甲烷总烃	30		
4	酸性气回收装置	二氧化硫	100		
5	废水处理有机废气收集处理装置	苯	4		
		甲苯	15		
		二甲苯	20		
		非甲烷总烃	120		
6	有机废气排放口	非甲烷总烃去除效率	≥97%		
7	化工区工艺加热炉	颗粒物	20	车间或生产设施排气筒	《石油化学工业污染物排放标准》（GB31571-2015）表 5
		二氧化硫	50		
		氮氧化物	100		
8	裂解炉清焦废气	颗粒物	30		参照《石油炼制工业污染物排放标准》表 4 催化裂化再生烟气标准
9	有机废气	非甲烷总烃去除效率	≥97%		《石油化学工业污染物排放标准》（GB31571-2015）表 5
10	有机废气	苯	4		《石油化学工业污染物排放标准》（GB31571-2015）表 6
		甲苯	15		
		二甲苯	20		
		苯乙烯	50		
		甲醇	50		
11	合成树脂装置	非甲烷总烃	60	车间或生产设施排气筒	《合成树脂工业污染物排放标准》（GB31572-2015）表 5
		颗粒物	20		
12	动力中心锅炉、燃机	颗粒物	5	烟囱	《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2011）表 2
		二氧化硫	35		
		氮氧化物	50		
13	导热油炉	颗粒物	20	烟囱	《锅炉大气污染物排放标准》（GB
		二氧化硫	50		

序号	污染源	污染物	大气污染物特别排放限值(mg/m^3)	污染物排放监控位置	来源
		氮氧化物	150		GB13271-2014）表3
		烟气黑度	≤1	烟囱排放口	

表 11　　其他工艺废气污染物排放标准

序号	污染源	污染物	最高允许排放浓度（mg/m^3）	最高允许排放速率（kg/h）		标准来源
				排气筒高度（m）	二级	
1	煤贮存、破碎筛分、转运和水煤浆制备	颗粒物	120	20	5.9	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）二级标准
				30	23	
				40	39	
				50	60	
				60	85	
2	恶臭污染源	H_2S	/	15	0.33	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）二级
				20	0.58	
				30	1.3	
				40	2.3	
3		氨	/	15	4.9	
				20	8.7	
				25	14	
				30	20	
				35	27	
				40	35	
4		苯乙烯	/	15	6.5	
				20	12	
				25	18	
				30	26	
				40	45	
5		臭气浓度（单位：无量纲）	/	15	2000	
				25	6000	
				40	20000	

表 12　　危险废物焚烧炉大气污染物排放限值

序	污染物	不同焚烧容量时的最高允许排	《危险废物焚烧污

号		放浓度限值（mg/m^3）		染控制标准》（GB18484-2001）表 3
		300-2500（kg/h）	≥2500（kg/h）	
1	烟气黑度	林格曼 I 级		
2	烟尘	80	65	
3	一氧化碳	80	80	
4	二氧化硫	300	200	
5	氟化氢	7.0	5.0	
6	氯化氢	70	60	
7	氮氧化物（以 NO_2）	500		
8	汞及其化合物（以 Hg 计）	0.1		
9	镉及其化合物（以 Cd 计)	0.1		
10	砷、镍及其化合物（以 As+Ni 计）	1.0		
11	铅及其化合物（以 Pb 计）	1.0		
12	铬、锡、锑、铜、锰及其化合物（以 Cr+Sn+Sb+Cu+Mn 计）	4.0		
13	二噁英类（ngTEQ/Nm^3）	0.5TEQng/m^3		

表 13　　企业边界大气污染物浓度限值

序号	污染源	污染物	大气污染物特别排放限值(mg/m^3)	污染物排放监控位置	来源
1	厂界 1 小时大气污染物平均浓度	颗粒物	1.0	企业边界	《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）表 5、《石油化学工业污染物排放标准》（GB31571-2015）表 7、《合成树脂工业污染物排放标准》（GB31572-2015）表 9
		氯化氢	0.2		
		苯并（a）芘	0.000008		
		苯	0.4		
		甲苯	0.8		
		二甲苯	0.8		
		非甲烷总烃	4.0		
2	厂界浓度限值	H_2S	0.06	厂界	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）二级
		氨	1.5		
		苯乙烯	5.0		
		臭气浓度	20		

2、废水污染物排放标准

本项目产生的含油污水、含盐污水、清净废水等均送本项目污水处理场处理。污水处理场尾水经园区排海口排海，各污染物执行《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）、《石油化学工业污染物排放标准》（GB31571-2015）和《合成树脂工业污染物排放标准》（GB 31572-2015）直接排放限值，并执行《水污染物排放限值》（DB44/26-2001）一级标准，各标准从严取值，具体排放指标见表14、表15。

对于施工期和营运期间的作业船舶，执行《沿海海域船舶排污设备铅封管理规定》和《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）的要求：禁止向沿海海域排放油类污染物，船舶所产生的油类污染物、船舶生活污水及垃圾定期排放至岸上或水上移动接收设施。

表14　　各车间或生产设施废水排放口排放标准　　单位：mg/L

序号	污染物	《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）表1	《石油化学工业污染物排放标准》（GB31571-2015）表1	《合成树脂工业污染物排放标准》（GB31572-2015）表1	《水污染物排放限值》（DB44/26-2001）表1
1	总铅	1.0	1.0	1.0	1.0
2	总镉	/	0.1	0.1	0.1
3	总砷	0.5	0.5	0.5	0.5
4	总镍	1.0	1.0	1.0	1.0
5	总汞	0.05	0.05	0.05	0.05
6	烷基汞	不得检出	不得检出	不得检出	不得检出
7	总铬	/	1.5	1.5	1.5
8	六价铬	/	0.5	0.5	0.5
9	苯并(a)芘	0.00003	0.00003	/	0.00003

表15　　综合污水处理场废水排放标准　　单位：mg/L, pH值除外

序号	污染物项目	《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）表1	《石油化学工业污染物排放标准》（GB31571-2015）表1	《合成树脂工业污染物排放标准》（GB31572-2015）表1	《水污染物排放限值》（DB44/26-2001）表4一级标准
1	pH	6~9	6~9	6~9	6~9

序号	污染物项目	《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）表 1	《石油化学工业污染物排放标准》（GB31571-2015）表 1	《合成树脂工业污染物排放标准》（GB31572-2015）表 1	《水污染物排放限值》（DB44/26-2001）表 4 一级标准
2	悬浮物	70	70	30	60
3	COD	60	60	60	60
4	BOD5	20	20	20	20
5	氨氮	8.0	8.0	8.0	10
6	总氮	40	40	40	/
7	总磷	1.0	1.0	1.0	/
8	总有机碳	20	20	20	20
9	石油类	5.0	5.0	/	5.0
10	可吸附有机卤化物	/	1.0	1.0	/
11	硫化物	1.0	1.0	/	0.5
12	氟化物	/	10	/	10
13	挥发酚	0.5	0.5	/	0.3
14	总钒	1.0	1.0	/	/
15	总铜	/	0.5	/	0.5
16	总锌	/	2.0	/	2.0
17	苯	0.1	/	0.1	0.1
18	甲苯	0.1	/	0.1	0.1
19	邻二甲苯	0.4	/	/	0.4
20	间二甲苯	0.4	/	/	0.4
21	对二甲苯	0.4	/	/	0.4
22	乙苯	0.4	/	0.4	/
23	总氰化物	0.5	0.5	0.5	/
24	苯乙烯	/	/	0.3	/
25	丙烯腈	/	/	2.0	2.0
26	丙烯酸	/	/	5	/
27	苯酚	/	/	/	0.3

3、固体废物处理/处置标准

一般固体废物贮存、处理/处置执行《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB18599-2001）及修改单。

危险废物分类执行《国家危险废物名录》（2016 年版）及其相关鉴别标准；危险废物贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及修改单；

危险废物焚烧执行《危险废物焚烧污染控制标准》（GB18484-2001），危险废物填埋执行《危险废物填埋污染控制标准》（GB18598-2001）及修改单。

4、噪声排放标准

运营期厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 3 类标准，施工期噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）的标准，参见表 16。

表 16　　环境噪声排放标准　　单位：dB（A）

阶段	位置	噪声限值		标准来源
		昼间	夜间	
施工期	施工场界噪声	70	55	《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）
运营期	厂界噪声	65	55	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008） 3 类标准

附件8

揭阳市发展和改革局文件

揭市发改能源[2018]1016号　　签发人：黄伟忠

关于上报中委广东石化2000万吨/年重油加工工程项目煤炭消费减量平衡方案的请示

省发改委：

根据中国石油天然气股份有限公司广东石化分公司《关于申请中委广东石化2000万吨/年重油加工工程项目用煤总量指标的函》（广石化函[2018]13号）的要求，项目由原规划的2000万吨/年炼油调整为“2000万吨/年炼油+260万吨/年芳烃+120万吨/年乙烯”的炼化一体化项目，可研投资估算654亿元人民

由 扫描全能王 扫描创建

币。项目调整为炼化一体化方案后，石油焦气化制氢装置需用煤约54万吨/年。按照生态环境部审批的要求，我局现提出如下煤炭消费减量平衡方案：

国家电投揭东燃气热电项目于2018年2月2日由省发改委核准，项目建设2套燃气机组，总投资15.09亿元。项目投产后，能够有效削减煤炭消费量。据调查，揭东经济开发区已签约24家企业锅炉容量299吨/时，计划在2020年上半年将上述企业的锅炉烟囱等关键设备拆除，合计削减煤炭消费约20.6万吨，可用于支持广东石化炼化一体化项目煤炭消费减量平衡替代。剩余未解决部分33.4万吨恳请省发改委统筹解决。

妥否？请予批复！

附：广东石化炼化一体化项目煤炭消费减量平衡表

揭阳市发展改革局

2018年7月31日

由 扫描全能王 扫描创建

广东石化炼化一体化项目新增用煤平衡详表

地区	企业名称	锅炉容量（吨/时）	年用原煤量（吨）	关停期限
揭东经济开发区	泰丰侨金属制品有限公司	8.00	2577.60	2020年上半年
	华海油脂（丰盛实业）有限公司	35.00	38664.00	2020年上半年
	深圳百事可乐饮料有限公司揭阳分公司	8.00	2577.60	2020年上半年
	广东世信药业有限公司	4.00	1503.60	2020年上半年
	广东九和制药有限公司	6.00	5155.20	2020年上半年
	广东东泰乳业有限公司	8.00	7732.80	2020年上半年
	雅申纺织印染有限公司	10.00	9021.60	2020年上半年
	广东鹏锦实业有限公司	20.00	3222.00	2020年上半年
	锦丰集团(福家欢)	4.00	1288.80	2020年上半年
	揭阳市成丰实业有限公司	6.00	4296.00	2020年上半年
	广州大北农农牧科技有限责任公司揭阳分公司	2.00	1288.80	2020年上半年
	揭阳通威饲料有限公司	10.00	6444.00	2020年上半年
	国雄饲料	4.00	1718.40	2020年上半年
	宏大食品（宏安食品）	8.00	429.60	2020年上半年
	枫江纸业	6.00	5799.60	2020年上半年
	越群海洋生物开放有限公司	4.00	2577.60	2020年上半年
	金万得胶粘剂有限公司	1.00	1288.80	2020年上半年
	广东榕泰	40.00	41241.60	2020年上半年
	广东天银化工实业有限公司	2.00	730.32	2020年上半年
	揭阳市海福水产饲料公司	4.00	5155.20	2020年上半年
	揭东县锦丝锦纤维工业有限公司	4.00	1611.00	2020年上半年
	揭阳市龙新纸品有限公司	4.00	3608.64	2020年上半年
	光丰不锈钢	1.00	1288.80	2020年上半年
中德金属生态城	中德金属生态城北区	100.00	56707.20	2020年上半年
全部合计		299.00	206000	

由 扫描全能王 扫描创建

中国石油天然气股份有限公司广东石化分公司

广石化函〔2018〕13号

关于申请中委广东石化2000万吨/年重油加工工程项目用煤总量指标的函

揭阳市发展和改革局：

中委广东石化2000万吨/年重油加工工程项目调整为炼化一体化方案后，石油焦气化制氢装置需用煤约54万吨/年。

根据《广东省能源发展“十三五”规划》中提出的“十三五”期间广东省煤炭消费零增长的目标和《揭阳市大气污染防治行动方案（2014-2017年）》（揭府〔2014〕52号）中提出的“实施新建项目与煤炭消费总量控制挂钩机制，耗煤建设项目实行煤炭减量替代”的管理要求，结合近期国家生态环境部评估专家意见和同类大型石化项目环评审批经验，项目变更环境影响报告书上报生态环境部审批前，需地方政府能源主管部门提供关于煤炭总量指标及消费减量替代方案的相关支持性文件。

经与省发改委能源局综合电力处沟通，建议揭阳市提供煤炭消费减量方案并出具意见。

特此申请，祈请支持。

中国石油天然气股份有限公司广东石化分公司

2018年7月26日

（联系人及电话：屈德君　15218681688）

附件10

揭阳市人民政府办公室文件

揭府办〔2018〕115号

揭阳市人民政府办公室关于印发《中委广东石化2000万吨/年重油加工工程项目区域大气环境质量改善污染物削减方案（2018-2020年）》的通知

各县（市、区）人民政府（管委会），市府直属有关单位：

《中委广东石化 2000 万吨/年重油加工工程项目区域大气环境质量改善污染物削减方案（2018-2020年）》已经市人民政府同意，现印发给你们，请认真组织实施，实施过程中遇到问题，请径向市环境保护局反映。

揭阳市人民政府办公室

2018年11月16日

中委广东石化2000万吨/年重油加工工程项目区域大气环境质量改善污染物削减方案（2018-2020年）

为贯彻落实《关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知》（环环评〔2016〕150号）和确保中委广东石化2000万吨/年重油加工工程项目的顺利上马，为切实有效地推动经济发展与环境保护的协同共进，以持续改善区域大气环境质量为目的，现结合我市工作实际，从产能结构、能源结构、污染源治理、提升环境管控能力等方面提出区域大气环境质量改善任务和保障措施。

一、深化产业结构调整

（一）淘汰高污染高排放行业和企业。

全面落实工业和信息化部、国家发展和改革委、原环境保护部等16部委《关于利用综合标准依法依规推动落后产能退出的指导意见》和《广东省2018年度推动落后产能退出工作方案》，依法依规推动落后产能退出。〔牵头责任单位：市经济和信息化局、发展和改革局、环境保护局，实施责任单位：各县（市、区）人民政府（管委会）〕

（二）加快工业绿色化循环化升级改造。

全面落实《广东省工业绿色发展实施方案（2016-2020

年）》《广东省关于全面推进绿色清洁生产工作的意见》，以传统工业绿色改造升级为重点，深入推进揭阳市高耗能设备系统节能改造和流程工业系统节能改造，推进重点行业企业清洁生产审核行动，2018 年底前完成 73 家企业清洁生产改造；加快实施一批企业自愿性及强制性清洁生产审核，到 2020 年，我市培育 100 个省市清洁生产企业。加快构建绿色制造体系，实现制造业高效清洁循环低碳发展。实施重点园区循环化改造行动，通过集中规划、集中生产、集中管理、集中治污等措施，实施各类国家级和省级工业园区循环化改造升级。鼓励同类企业污染物集中处理，提高行业治污水平。到 2020 年，完成普宁市 58 家印染企业入园。〔牵头责任单位：市经济和信息化局，协作责任单位：市发展和改革局、环境保护局、质监局、安全监管局、财政局、住房城乡建设局等，实施责任单位：各县（市、区）人民政府（管委会）〕

（三）严格环境准入制度。

依据主体功能区划、生态环境功能区划和资源环境承载力，坚持空间准入、总量准入、项目准入“三位一体”的环境准入制度，强化分区管理，禁止新建、扩建不符要求的重污染项目，提高环保准入门槛。〔牵头责任单位：市环境保护局，协作责任单位：市有关部门，实施责任单位：各县（市、区）人民政府（管委会）〕

二、优化能源消费结构

（四）严格控制煤炭消费总量。

强化能源消费总量和单位生产总值能耗“双控”措施，按要求落实全市煤炭消费总量控制目标。〔牵头责任单位：市发展和改革局、经济和信息化局，协作责任单位：市经济和信息化局等，实施责任单位：各县（市、区）人民政府（管委会）〕

（五）增加清洁能源利用规模。

增加天然气消费量，逐步推进使用风能发电、光伏发电等清洁能源，提高风能发电、光伏发电等清洁能源的使用比例。〔牵头责任单位：市发展和改革局，协作责任单位：市经济和信息化局、揭阳供电局等，实施责任单位：各县（市、区）人民政府（管委会）〕

（六）加快推进煤改气工程。

落实《揭阳市区燃气工程专项规划（2010-2030）》，加快天然气管道项目建设，扩大城镇居民管道天然气利用率。推进天然气管道通达大部分有用气需求的工业园区，争取2020 年天然气管道通达全部有用气需求的工业园区及重点工业行业企业。〔牵头责任单位：市发展和改革局、经济和信息化局，协作责任单位：市国土资源局、环境保护局、城乡规划局、住房城乡建设局、水务局、林业局、安全监管局

等，实施责任单位：各县（市、区）人民政府（管委会）〕

（七）大力推进集中供热建设。

我市在 2018 年底前对在建、已建、拟建的集中供热项目进行全面摸查，制定集中供热替代分散锅炉计划，明确替代分散锅炉情况，积极推进企业使用集中供热热源，相关建设工作力争在 2019 年年底前完成。集中供热管网覆盖地区禁止新建、扩建、改建分散供热锅炉，已建成的分散供热锅炉要在集中供热项目建成后 3 个月内关停，现有热网覆盖范围内的燃用高污染燃料的锅炉力争在 2018 年年底前全部依法关停。到 2020 年，我市将完成 16 家企业集中供热锅炉停用。〔牵头责任单位：市发展和改革局，协作责任单位：市环境保护局、质监局等，实施责任单位：各县（市、区）人民政府（管委会）〕

（八）加强禁燃区监管。

加强对禁燃区内销售、燃用高污染燃料行为的监管。加强禁燃区锅炉现场监管，防止企业偷燃高污染燃料，在完成淘汰禁燃区高污染锅炉工作的基础上，坚决杜绝新增高污染燃料锅炉。加快推进禁燃区内燃气管道建设，提高禁燃区内工业企业天然气使用比例。高污染燃料禁燃区内严格执行《高污染燃料目录》III类（严格）标准。〔牵头责任单位：市环境保护局、质监局，协作责任单位：市发展和改革局、经济和信息化局、住房城乡建设局、工商局等，实施责任单

位：各县（市、区）人民政府（管委会）〕

（九）加快推广电动汽车及其他新能源汽车。

2018 年起，每年更新或新增公交车全面使用纯电动或燃料电池汽车。2018 年年底前，力争我市公交车纯电动化率达80%以上。以高速公路网为基础加强充电基础设施的互联互通，到 2020 年，实现我市与周边地级以上市之间干线高速公路充电基础设施互通。〔牵头责任单位：市发展和改革局，协作责任单位：市财政局、交通运输局、揭阳供电局等，实施责任单位：各县（市、区）人民政府（管委会）〕

三、加强污染源治理

（十）依法取缔“散乱污”企业。

深化排查，对不符合产业政策、产业布局规划、污染物排放不达标，以及用地、环保、工商等方面手续不全的“散乱污”企业，建立企业清单，开展专项取缔行动。于 2018 年年底前完成城市交界处、工业集聚区、村级工业园“散乱污”工业企业整治，2019 年年底前完成“散乱污”工业企业专项整治，并及时复查巩固整治成果。〔牵头责任单位：市环境保护局，协作责任单位：市发展和改革局、经济和信息化局、工商局、国土资源局、水务局、农业局、海洋渔业局、质监局等，实施责任单位：各县（市、区）人民政府（管委会）〕

（十一）开展城市工业烟囱综合整治行动。

要结合城市总体规划、城市用地、高污染燃料禁燃区管理、高污染高排放行业和企业淘汰、“散乱污”企业整治、燃煤锅炉治理、VOCs 排放企业综合整治等工作，集中开展锅炉、窑炉及其他排烟设施的烟囱清查整治行动。按照“关停拆除一批、整治改造一批、洁净美化一批”的原则，对未按规定办理相关审批手续的锅炉、窑炉，依法责令立即停止使用、限期取缔，对不符合规范烟囱进行升级改造，对影响城市景观的闲（废）置烟囱进行清拆，并加强对在产企业废气治理设施的监管。重点对高污染燃料禁燃区内以及高速公路、国道、铁路两侧可视范围开展“消灭黑烟囱”清查整治。组织开展高架源烟囱（烟囱高度 45 米以上）消除白烟治理行动。〔牵头责任单位：市环境保护局，协作责任单位：市质监局、国土资源局、住房城乡建设局、安全监管局等，实施责任单位：各县（市、区）人民政府（管委会）〕

（十二）强化锅炉监管整治。

督促企业落实锅炉废气治理，废气达标排放；强化禁燃区锅炉监管，在完成淘汰禁燃区高污染锅炉工作的基础上，坚决杜绝新增高污染锅炉，防止已改用清洁能源的锅炉燃用高污染燃料。2018 年底前完成全市非禁燃区 342 台燃煤锅炉整治工作。全市禁止新建 10 蒸吨及以下燃煤等高污染燃料锅炉，原则上不再新建每小时 35 蒸吨以下燃煤锅炉。按照

省有关工作部署及要求，逐步推进 35 蒸吨及以上燃煤锅炉（含企业自备电站）超低排放改造，2020 年年底前全面完成 35 蒸吨及以上燃煤锅炉（含企业自备电站）超低排放改造。〔牵头责任单位：市环境保护局、质监局，协作责任单位：市发展和改革局、经济和信息化局、工商局等，实施责任单位：各县（市、区）人民政府（管委会）〕

（十三）强化挥发性有机物（VOCs）治理。

全面落实工业和信息化部、财政部《重点行业挥发性有机物削减行动计划》（工信部联节〔2016〕217 号），鼓励重点行业企业开展生产工艺和设备水性化改造，加大水性涂料、粉末涂料等绿色、低挥发性涂料产品使用，加快涂料水性化进程，从生产源头减少挥发性有机物排放。要将 VOCs 重点行业企业纳入 2018 年全市清洁生产审核行动工作重点。

按照省环境保护厅《广东省挥发性有机物（VOCs）整治与减排工作方案》及省固定污染源 VOCs 监管系统工作要求，全面开展排放调查，建立工业企业 VOCs 排放登记制度，结合我市实际情况，完善市级重点监管企业名录，并将 VOCs 年排放量 10 吨以上的企业逐步纳入市级重点监管企业管理，逐步推进重点监管企业 VOCs 在线监控系统安装工作。

推动开展典型行业 VOCs 最佳可行技术案例筛选，设立治理示范项目，推广最佳可行控制技术，如 UV 光解、等离子净化、活性炭吸附等技术。实施 VOCs 总量控制，推动实

施原辅材料替代工程，全面完成省级重点监管企业“一企一策”综合整治并开展抽查评估；开展加油站、储油库、油罐车油气回收治理专项检查，加强对重点机动车维修企业的监管。落实企业完善治理设施，强化油气回收治理和监管。2018年底前完成全市177家VOCs排放企业综合治理任务。〔牵头责任单位：市环境保护局、经济和信息化局，协作责任单位：市发展和改革局、住房城乡建设局、质监局等，实施责任单位：各县（市、区）人民政府（管委会）〕

（十四）实施重点行业提标改造。

按照省环境保护厅制订的执行石化、钢铁、水泥行业和化工、有色金属冶炼行业大气污染物特别排放限值的公告等相关要求，实施钢铁烧结机（球团）工序脱硝。组织钢铁企业制定烧结机（球团）工序脱硝改造计划，并督促钢铁企业于2018年年底前启动实质性改造，已改造完毕的要加强日常监管，确保达标排放。

在2018年年底前完成日用玻璃熔炉脱硝改造、改用电熔炉或者纯氧燃烧改造任务。〔牵头责任单位：市环境保护局，协作责任单位：市经济和信息化局、质监局等，实施责任单位：各县（市、区）人民政府（管委会）〕

（十五）强化高排放行业环境监管。

加大钢铁企业等各类高排放行业和国控重点企业监管执法力度，加快钢铁行业脱硫脱硝除尘治理设施建设，完善

国控重点企业废气治理设施，确保达标排放。〔牵头责任单位：市环境保护局，协作责任单位：市发展和改革局、经济和信息化局、工商局等，实施责任单位：各县（市、区）人民政府（管委会）〕

（十六）深化电厂污染减排。

继续加强对完成超低排放改造的煤电机组环境监管，确保煤电机组大气污染物排放浓度基本达到燃气轮机组排放限值，平均供电煤耗全面实现达标。

合理安排电厂年度生产和检修计划，最大限度减少秋冬季电力行业污染物排放。污染天气应急期间，在保电网安全、保电力供应的前提下，安排污染区域内燃煤机组按照最小运行方式运行、错峰生产。〔牵头责任单位：市发展和改革局、经济和信息化局、环境保护局，协作责任单位：揭阳供电局等，实施责任单位：各县（市、区）人民政府（管委会）〕

（十七）强化非道路移动机械监管。

2018 年年底前，划定低排放控制区（包括但不限于地级以上市城市建成区），禁止使用冒黑烟等高排放非道路移动机械。全市各县（市、区）要建立并完善在用非道路移动机械环保数据库，对不达标的非道路移动机械进行整改，降低非道路移动机械环境污染。市直各主管部门要收集各县（市、区）非道路移动机械污染整治情况，报市环境保护局汇总。

〔牵头责任单位：市环境保护局，协作责任单位：市住房城乡建设局、交通运输局、水务局、公路局、农业局、工商局、质监局、城乡规划局等，实施责任单位：各县（市、区）人民政府（管委会）〕

（十八）强化车用、船用燃料质量监管。

加强车用成品油市场管理，开展打击成品油违法经营专项行动，确保成品油质量达标。组织开展加油站、储油库车用汽柴油抽查，2018 年抽检覆盖率达到 50%，2020 年达到 80%。做好符合标准的船用低硫燃油和普通柴油的保障供应工作，加强对水上加油站和船用燃油生产、销售企业油品质量监督管理，严厉打击加工、运输、出售不符合国家标准船用油品的违法行为。〔牵头责任单位：市工商局、质监局，协作责任单位：市发展和改革局、经济和信息化局、揭阳海事局等，实施责任单位：各县（市、区）人民政府（管委会）〕

（十九）加强靠港船舶使用岸电项目建设和应用。

落实全国《港口岸电布局方案》，大力推进港口岸电建设和使用。进一步加快内河港口岸电建设步伐，要确定年度建设目标，全面推行内河船舶靠港使用岸电。到 2020 年全市主要港口 90%的港作船舶、公务船靠泊使用岸电，50%集装箱、客滚和邮轮专业化码头具备向船舶供应岸电的能力。〔牵头责任单位：市交通运输局，协作责任单位：市发展和改革局、经济和信息化局、海洋渔业局、揭阳海事局等，实

施责任单位：各县（市、区）人民政府（管委会）〕

（二十）强化工地及道路扬尘整治。

各县（市、区）要加强对《广东省建设工程施工扬尘污染防治管理办法（试行）》、《揭阳市扬尘污染防治条例》落实情况的监督检查，强化建筑工地、道路施工工地及搅拌站扬尘整治，建立清单，制订扬尘污染防治方案并组织实施，督促各类工地及搅拌站落实各项抑尘措施。强化市政道路、交通、公路部门所属道路路面扬尘整治，落实路面保洁抑尘措施。加强工地扬尘在线监测系统建设，推进建筑面积5万平米以上工地安装扬尘在线监测系统，并与市、县级环境保护部门联网。要加大对未落实扬尘污染防治措施施工单位的监管和处罚力度，及时在国家企业信用信息平台系统（广东）公示违法企业违法失信信息，并定期进行曝光。市住房城乡建设局会同市交通运输局、市公路局等部门建立并完善施工扬尘项目清单，并定期组织进行现场抽查督导。〔牵头责任单位：市住房城乡建设局、交通运输局、公路局，协作责任单位：市环境保护局、城管执法局、国土资源局、公安局等，实施责任单位：各县（市、区）人民政府（管委会）〕

（二十一）加强道路扬尘污染控制。

实行环卫作业全覆盖、垃圾收运密闭化、深化环卫市场化运行机制。采取道路机械化清扫等低尘作业方式，强化市政道路、公路机械化高压冲洗，推进环保高效道路抑尘剂的

应用，加大道路，特别是市郊道路、乡道及过境公路冲洗、洒水、清扫频次，有效清除道路路面、绿化带和立面泥沙、灰尘、车辆轮胎橡胶粉尘等污染物，降低和控制路面扬尘。〔牵头责任单位：市住房城乡建设局，协作责任单位：市交通运输局、公路局等，实施责任单位：各县（市、区）人民政府（管委会）〕

（二十二）强化道路遗撒整治。

加强联合执法，开展专项整治，加强泥头车等运输车辆的管理，坚决查处泥头车等运输车辆道路遗撒行为。推行建筑垃圾和粉状物料运输车辆（以下简称“运输车辆”）全封闭运输，推进配备卫星定位装置。2020年年底前，揭阳市80%以上运输车辆要实现全封闭运输。未实现全密闭运输的车辆不再进行建筑垃圾处置核准。外地在揭阳市运营的运输车辆，必须符合揭阳市全密闭要求方可进入揭阳市行政区域内工地开展装卸工作。组织开展运输车辆专项整治行动，规范运输路线和时间，规范和优化车辆运输过程、装卸流程中的扬尘控制要求；要加大对未落实扬尘污染防治措施运输单位的监管和处罚力度。〔牵头责任单位：市交通运输局、市公安局、住房城乡建设局、公路局，协作责任单位：城管执法局，实施责任单位：各县（市、区）人民政府（管委会）〕

（二十三）全面加强工业企业堆场及矿山扬尘污染控制。

大力推广使用粉尘抑制剂，加强对工业企业和矿山的监管，确保煤堆、渣堆、料堆、灰堆等的扬尘控制措施取得实效。易产生粉尘污染的物料应实施仓库、储藏罐、封闭或半封闭堆场分类存放，临时性废弃物应及时清运出厂，长期性废弃物堆场应当设置高于废弃物堆的围墙或防尘网。依法推进城市建成区外围5公里范围和规划区域内的露天开采矿山及碎石场（厂）关闭，并进行复耕复绿。〔牵头责任单位：市国土资源局、环境保护局、安全监管局，实施责任单位：各县（市、区）人民政府（管委会）〕

（二十四）全面加强码头扬尘污染治理。

实施干散货码头粉尘专项治理，1000吨级以下（不含）码头采用干雾抑尘、喷淋除尘等技术降低粉尘飘散率，条件成熟的码头实施防风抑尘网建设和密闭运输系统改造，推进煤炭、矿石码头实现封闭存储和装卸、装运。建立港口管理和环境保护部门联合巡检、行政处罚和信息通报制度。〔牵头责任单位：市交通运输局、环境保护局，协作责任单位：揭阳海事局等，实施责任单位：各县（市、区）人民政府（管委会）〕

（二十五）强化餐饮油烟污染治理。

各县（市、区）要制订专项整治方案，形成长效管理机制，落实排放油烟的餐饮企业和单位食堂餐饮油烟治理。督促餐饮企业严格落实治理要求，确保治理设施和监测设备正

常运行。〔牵头责任单位：市城管执法局，协作责任单位：市环境保护局、住房城乡建设局等，实施责任单位：各县（市、区）人民政府（管委会）〕

（二十六）强化露天焚烧、烧烤整治。

各县（市、区）要制订专项整治方案，将露天焚烧监管工作与消防安全等工作结合起来，建立并完善市、县、镇三级政府以及村民自治组织的目标管理责任制，加强网格化管控，形成长效管理机制，加强巡查及宣传教育，开展专项整治，全面禁止露天烧烤、露天焚烧垃圾、秸秆、稻草、树枝等行为。〔牵头责任单位：市城管执法局、农业局，协作责任单位：市环境保护局、林业局等，实施责任单位：各县（市、区）人民政府（管委会）〕

（二十七）推进农业面源综合整治。

积极推进秸秆、树枝（叶）等生物质综合利用，开展秸秆还田和秸秆肥料化、饲料化、基料化、原料化和能源化利用。〔牵头责任单位：市农业局，实施责任单位：各县（市、区）人民政府（管委会）〕

（二十八）加强恶臭污染防治。

根据省相关工作部署，通过源头控制、清洁生产、加强监管等措施严格控制恶臭气体排放，减少恶臭污染影响。〔牵头责任单位：市环境保护局，实施责任单位：各县（市、区）人民政府（管委会）〕

（二十九）严格落实排污许可制度。

2018 年年底前，要按照国家要求完成钢铁、石化、有色金属、陶瓷、砖瓦等 5 个行业排污许可证的核发工作，并开展钢铁、水泥、石化、平板玻璃等 15 个行业执法检查，督促企业依法持证、按证排污，强化排污者责任。〔牵头责任单位：市环境保护局，协作责任单位：市发展和改革局、工商局等，实施责任单位：各县（市、区）人民政府（管委会）〕

四、提升环境管控能力

（三十）推进大气环境监测能力建设。

完成 5 个空气自动监测站点建设，其中普宁市 2 个、揭西县 2 个、惠来县 1 个；以上县（市）2018 年 10 月底前建成调试，11 月底前与市平台联网。〔牵头责任单位：市环境保护局，协作责任单位：市有关部门，实施责任单位：各县（市、区）人民政府（管委会）〕

（三十一）深化大气污染防治科技研究。

深化 $PM_{2.5}$ 污染源监测、化学成分分析，推进建立 $PM_{2.5}$ 重要污染源谱库。鼓励和引导社会力量参与绿色科技研发，重点推进光化学污染预防控制技术、先进高效脱硫脱硝除尘技术、餐饮油烟和机动车尾气排放等污染源控制技术的研究与应用。〔牵头责任单位：市环境保护局、科技局，实施责任单位：各县（市、区）人民政府（管委会）〕

（三十二）提高监测预警能力。

进一步优化完善环境空气质量监测网络，加强县级监测子站建设与联网工作，2018 年年底前完成 5 个空气自动监测站点建设，其中普宁市 2 个、揭西县 2 个、惠来县 1 个。推动环境空气质量监测网络 VOCs 监测基础能力建设。可引进网格化监测技术，研究利用大数据、颗粒物组分、光化学污染成分监测和数值模型集合预报等先进技术，实现对环境空气质量变化趋势、污染天气过程的科学研判和应对，为决策提供技术支撑。〔牵头责任单位：市环境保护局，协作责任单位：市气象局等，实施责任单位：各县（市、区）人民政府（管委会）〕

（三十三）科学应对污染天气。

力争 2018 年年底前，完成本市污染天气应急预案的修订工作。依法实施清单化管理和区域应急联动，及时开展污染天气应对评估，提升防控成效。开展臭氧污染防治专项行动，根据省有关工作部署，以 9~11 月为重点时段，通过 VOCs 重点监管企业错峰生产、加强油气回收监管、机动车限行等手段，实现区域 VOCs 和氮氧化物（NOx）协同控制。要督导 VOCs 重点监管企业、NOx 排放大户提前安排生产计划，制定错峰生产方案。〔牵头责任单位：市环境保护局，协作责任单位：市科技局、公安局、交通运输局、气象局等，实施责任单位：各县（市、区）人民政府（管委会）〕

五、保障措施

（三十四）严格责任落实。

各地各单位要高度重视揭阳市大气环境质量改善工作，按要求组织开展各项工作任务；各单位主要领导负总责，亲自部署落实，确保目标任务落实到位。各县（市、区）党政一把手是第一责任人，要按照“守土有责、属地管理”的原则，组织开展排查，全面整治污染源，切实负起辖区内的污染整治工作；各乡镇（街道办）党政一把手是直接责任人，要确保责任到人，切实抓好整治任务落实。市有关部门要按照分工要求，各司其职、协调推进，确保工作任务、整治目标落到实处。

健全大气污染防治工作调度制度，市人民政府视情况及时召开工作调度会议，统筹推进工作中存在的困难，检查督导工作落实情况。

（三十五）强化监督考核。

将环境空气质量改善目标完成情况和年度重点工作任务完成情况纳入市环境保护责任考核，制定《揭阳市生态环境保护工作责任清单》，并参照国家、省年度考核要求对各地工作完成情况进行评价。对工作成效突出的地区予以通报表扬，并在相关扶持资源、用地规模等发展条件上予以倾斜，在国家和省的环境保护评先活动中予以优秀推荐或考虑。对

工作不得力、效果不明显的责任单位、责任人严格按规定予以问责。责任追究按照干部管理权限和归口管理原则进行，各级纪检监察机关、组织人事部门按照管理权限履行有关职责。

（三十六）完善经济保障措施。

各级财政部门要进一步加大财政资金投入力度，把各项治污工程优先纳入国民经济和社会发展规划及年度计划，将整治资金优先纳入财政预算，对相关配套方案的编制和整治工作给予资金保障。建立政府、企业、社会多元化投资机制，积极发挥各级财政资金的引导作用，拓宽融资渠道。强化企业治污的主体责任，建立“财政引导，企业为主”的治理资金筹措机制。要建立本市大气污染防治项目储备库，财政资金应优先支持前期基础工作完成较好、项目实施推进顺利的成熟度较高的项目，提高资金支出率。

（三十七）强化信息报送。

为动态掌握整治行动实施进展，强化工作的协调、督办，实行月报制度。各县（市、区）每月5日前将各项任务落实及完成情况汇总至市牵头单位，由市各牵头单位汇总后于每月8日前汇总至市环境保护局；各县（市、区）及市各牵头单位每半年进行一次总结，形成书面材料，报送至市环境保护局。

六、改善方案可达性分析

中委广东石化2000万吨/年重油加工工程项目涉及各类大气污染物削减来源由《方案》分配供给，详见附件1~附件4。

对照《中委广东石化2000万吨/年重油加工工程项目环境影响评价报告书》中所需总量指标，即NO_x 3135 吨/年、SO_2 951 吨/年、烟粉尘 518 吨/年、VOCs 3703 吨/年，各污染物均可满足倍量替代（具体见表 1）。说明《方案》实施后，中委广东石化2000万吨/年重油加工工程项目的建设排放的NO_x、SO_2、烟粉尘和VOCs等大气污染物将不会对大气环境质量带来恶化影响，揭阳市大气环境质量将得到持续改善。

附件：1. 《方案》实施后削减量与项目新增总量对照表

2.NO_x削减清单

3.SO_2削减清单

4.烟粉尘削减清单

5.VOCs削减清单

6.船舶靠港使用岸电削减量清单

7.各类污染物计算依据说明

8.广东省生态环境厅关于支持揭阳市做好中委广东石化2000万吨/年重油加工工程项目氮氧化物替代削减工作的函

附件 1　　《方案》实施后削减量与项目新增总量对照表

污染物名称	《方案》削减量	项目新增总量	总量平衡情况说明
NO_x	6313.5	3135	可满足倍量替代
SO_2	1925.1	951	可满足倍量替代
烟粉尘	1071.9	518	可满足倍量替代
VOCs	7494.5	3703	可满足倍量替代

附件 2

NO_x 削减清单

序号	所在区域	单位名称	削减方式	削减率	削减量 t	完成时间	相关设备				排污许可证情况	
							锅炉规格	锅炉数量	煤炭年消耗量	燃料种类	排污许可证编号	排放量
							t/h	台	t/a			t/a
1	揭东区	揭东县高雄农副产品加工厂	企业关闭	100%	2.65	2018 年	2	1	900	煤		
2	揭东区	揭阳市新亨镇硕和初级中学	锅炉拆除，改用电能	100%	0.18	2018 年	0.2	1	60	煤		
3	揭东区	揭东县新亨镇廷泉木料厂	锅炉拆除，计划停产	100%	0.73	2018 年	0.5	1	248	煤		
4	揭东区	揭东县漳榆胶合板厂	锅炉拆除，计划停产	100%	2.91	2018 年	2	1	990	煤		
5	揭东区	揭东县埔田亿发竹笋厂	企业关闭	100%	0.88	2018 年	1	1	300	煤		
6	揭东区	揭东县绿野食品实业有限公司	锅炉改燃生物质燃料	53%	0.94	2018 年	2	1	600	煤		
7	揭东区	揭东县锡场镇中穗米面制品厂	锅炉改燃生物质燃料	53%	2.82	2018 年	4	1	1800	煤		
8	揭东区	李四光造纸厂	企业关闭	100%	1.46	2018 年	1	1	495	煤		
9	揭东区	国平纸业揭东有限公司	企业关闭	100%	5.82	2018 年	4	1	1980	煤		
10	揭东区	揭东县华清宋明笋厂	企业关闭	100%	0.88	2018 年	1	1	300	煤		
11	揭东区	揭东县埔田潮潘笋厂	企业关闭	100%	1.76	2018 年	2	1	600	煤		
12	揭东区	揭东县埔田马硕笋厂	企业关闭	100%	1.76	2018 年	2	1	600	煤		

序号	所在区域	单位名称	削减方式	削减率	削减量 t	完成时间	相关设备				排污许可证情况	
							锅炉规格	锅炉数量	煤炭年消耗量	燃料种类	排污许可证编号	排放量
							t/h	台	t/a			t/a
13	揭东区	揭东县金东岭竹笋厂	企业关闭	100%	0.88	2018 年	1	1	300	煤		
14	揭东区	揭东县嘉仕发食品有限公司	企业改为销售经营	100%	5.82	2018 年	4	1	1980	煤		
15	揭东区	揭东县瑞香食品有限公司	锅炉改燃生物质燃料	53%	1.41	2018 年	2	1	900	煤		
16	揭东区	揭东县新亨镇森发创花板厂	企业关闭，锅炉拆除	100%	5.82	2018 年	4	1	1980	煤		
17	揭东区	揭东区玉湖茂青合板厂	锅炉改燃生物质燃料	53%	1.41	2018 年	2	1	900	煤		
18	揭东区	揭东县车田竹笋加工厂	企业关闭	100%	1.76	2018 年	2	1	600	煤		
19	揭东区	揭东县锡场镇林少忠竹笋厂	锅炉改燃生物质燃料	53%	0.94	2018 年	2	1	600	煤		
20	揭东区	揭东县玉湖树敏胶合板厂	锅炉改燃生物质燃料	53%	1.41	2018 年	2	1	900	煤		
21	揭东区	揭东县埔田镇埔巷竹笋厂	企业关闭	100%	1.76	2018 年	2	1	600	煤		
22	揭东区	揭东县埔田竹笋厂	企业关闭	100%	1.76	2018 年	2	1	600	煤		
23	揭东区	揭东县锡场镇达信水泥电杆厂	锅炉改燃生物质燃料	53%	0.54	2018 年	0.7	1	347	煤		
24	揭东区	揭东县锡场镇维亨食品厂	锅炉改燃生物质燃料	53%	1.55	2018 年	2	1	990	煤		
25	揭东区	揭东县健士富食品有限公司	锅炉改燃生物质燃料	53%	1.55	2018 年	2	1	990	煤		
26	揭东区	揭阳市连众工贸有限公司	锅炉改燃生物质燃料	53%	1.55	2018 年	2	1	990	煤		
27	揭东区	揭阳市骏佳实业有限公司	企业关闭	100%	4.41	2018 年	4	1	1500	煤		

序号	所在区域	单位名称	削减方式	削减率	削减量 t	完成时间	相关设备				排污许可证情况	
							锅炉规格	锅炉数量	煤炭年消耗量	燃料种类	排污许可证编号	排放量
							t/h	台	t/a			t/a
28	揭东区	揭东县龙美建材厂	锅炉改燃生物质燃料	53%	3.10	2018 年	4	1	1980	煤		
29	揭东区	揭阳市好遇食品有限公司	锅炉改燃生物质燃料	53%	1.55	2018 年	2	1	990	煤		
30	揭东区	广东润佳肠衣有限公司玉滘分公司	企业关闭	100%	0.73	2018 年	0.5	1	248	煤		
31	揭东区	揭东县新亨镇闽涛合板厂	企业关闭，锅炉拆除	100%	5.82	2018 年	4	1	1980	煤		
32	揭东区	黄国强胶合板	企业关闭，锅炉拆除	100%	5.82	2018 年	4	1	1980	煤		
33	揭东区	揭东县嘉林纸品有限公司	锅炉改燃生物质燃料	53%	4.23	2018 年	6	1	2700	煤		
34	揭东区	揭东县华豪纸制品有限公司	锅炉低温燃烧，废气落实治理措施（双碱法＋SNCR＋静电除尘）	40%	18.52	2018 年	35	1	15750	煤		
				40%	21.17	2018 年	40	1	18000	煤		
35	揭西县	揭西县棉湖四丰粮食加工厂	停产	100%	2.65	2018 年	2	1	900	煤		
36	揭西县	揭西县河婆饮服加工厂	锅炉改燃生物质燃料	53%	0.35	2020 年	0.5	1	225	煤		
37	揭西县	揭西县金和光辉食品厂	锅炉改燃生物质燃料	53%	1.41	2020 年	2	1	900	煤		
38	揭西县	揭西县礼兴达纺织有限公司	锅炉改燃生物质燃料	53%	1.41	2020 年	2	1	900	煤		
39	揭西县	揭西县桂竹园饼业有限公司	锅炉停用，改用电能	100%	1.32	2020 年	1	1	450	煤		
40	揭西县	揭西县同心食品有限公司	锅炉改燃生物质燃料	53%	2.82	2020 年	4	1	1800	煤		

序号	所在区域	单位名称	削减方式	削减率	削减量 t	完成时间	相关设备				排污许可证情况	
							锅炉规格	锅炉数量	煤炭年消耗量	燃料种类	排污许可证编号	排放量
							t/h	台	t/a			t/a
41	揭西县	揭西县天高食品厂有限公司	锅炉改燃生物质燃料	53%	0.56	2020 年	0.8	1	360	煤		
42	揭西县	揭西县棉湖乐兴石灰砂砖厂（已更名：揭西县鸿发砖厂）	锅炉改燃生物质燃料	53%	1.41	2020 年	2	1	900	煤		
43	揭西县	广东凉果世家农副产品有限公司	锅炉停用，不再使用热源	100%	2.65	2020 年	2	1	900	煤		
44	揭西县	揭西棉湖利天砖业发展有限公司	停产	100%	2.65	2018 年	2	1	900	煤		
45	揭西县	揭西县河婆荣福制衣厂	锅炉停用，不再使用热源	100%	1.06	2020 年	0.8	1	360	煤		
46	揭西县	广东中德高塔肥业有限公司	锅炉改燃生物质燃料	53%	1.41	2020 年	2	1	900	煤		
47	揭西县	协成泡沫厂	停产	100%	2.65	2018 年	2	1	900	煤		
48	揭西县	揭西县康莲饲料有限公司	停产	100%	5.29	2018 年	4	1	1800	煤		
49	揭西县	揭西县人民医院	锅炉停用，改用电能	100%	0.66	2018 年	0.5	1	225	煤		
50	揭西县	揭西县富联纺织有限公司	停产	100%	5.29	2018 年	4	1	1800	煤		
51	揭西县	揭西县灰寨镇恒和织造厂	停产	100%	5.29	2018 年	4	1	1800	煤		
52	揭西县	揭西县森丰饲料厂	停产	100%	1.32	2018 年	1	1	450	煤		
53	揭西县	揭西县金辉印务有限公司	锅炉停用，改用电能	100%	5.29	2020 年	4	1	1800	煤		
54	揭西县	揭西县棉湖华侨医院	锅炉停用，不再使用热源	100%	0.66	2020 年	0.5	1	225	煤		

序号	所在区域	单位名称	削减方式	削减率	削减量 t	完成时间	相关设备				排污许可证情况	
							锅炉规格	锅炉数量	煤炭年消耗量	燃料种类	排污许可证编号	排放量
							t/h	台	t/a			t/a
55	揭西县	揭西县冠通塑料制品有限公司	停产	100%	7.94	2020 年	6	1	2700	煤		
56	揭西县	揭西县金和泰怡食品厂	停产	100%	7.94	2020 年	6	1	2700	煤		
57	揭西县	揭西县中深塑料制品有限公司	停产	100%	7.94	2020 年	6	1	2700	煤		
58	揭西县	揭西县宝晶纺织有限公司	停产	100%	5.29	2018 年	4	1	1800	煤		
59	揭西县	揭西县灰寨锦锈纺织厂	停产	100%	2.65	2020 年	2	1	900	煤		
60	揭西县	广东鹏佳食品有限公司	锅炉停用，不再使用热源	100%	7.94	2020 年	6	1	2700	煤		
61	揭西县	揭西县五经富镇兴龙金属制品厂	停产	100%	7.94	2018 年	6	1	2700	煤		
62	揭西县	揭西县榕和不锈钢实业有限公司	停产	100%	7.94	2018 年	6	1	2700	煤		
63	揭西县	揭西县兴星金属制品有限公司	停产	100%	7.94	2018 年	6	1	2700	煤		
64	揭西县	广东福利永兴彩印有限公司（1）	锅炉改燃生物质燃料	53%	2.82	2018 年	4	1	1800	煤		
65	揭西县	广东福利永兴彩印有限公司（2）	锅炉改燃生物质燃料	53%	2.82	2020 年	4	1	1800	煤		
66	揭西县	揭西县龙达纺织有限公司	锅炉停用，不再使用热源	100%	2.65	2018 年	2	1	900	煤		
67	揭西县	广东汇华包装有限公司	锅炉停用，改用电能	100%	2.65	2020 年	2	1	900	煤		

序号	所在区域	单位名称	削减方式	削减率	削减量 t	完成时间	相关设备				排污许可证情况	
							锅炉规格	锅炉数量	煤炭年消耗量	燃料种类	排污许可证编号	排放量
							t/h	台	t/a			t/a
68	惠来县	惠来县蔡木清镀膜厂	关停报废	100%	1.32	2018 年	1	1	450	煤		
69	惠来县	惠来县岐石红山类制品厂	关停报废	100%	2.65	2018 年	2	1	900	煤		
70	惠来县	惠来县东陇联达兴毛绒门市部	关停报废	100%	2.65	2018 年	2	1	900	煤		
71	惠来县	惠来县侨发渔网厂	关停报废	100%	2.65	2018 年	2	1	900	煤		
72	惠来县	惠来县神泉鹏发鱼粉厂	锅炉改燃生物质燃料	53%	2.82	2018 年	4	1	1800	煤		
73	惠来县	惠来葵潭镇港峰酱料食品有限公司	锅炉改燃生物质燃料	53%	2.82	2018 年	4	1	1800	煤		
74	惠来县	惠来县葵潭东通泡沫塑料厂	锅炉改燃生物质燃料	53%	2.82	2018 年	4	1	1800	煤		
75	惠来县	惠来高盛轻质砖有限公司	锅炉改燃生物质燃料	53%	2.82	2018 年	4	1	1800	煤		
76	惠来县	惠来县祈乐纸业制品有限公司	配套治理设施（脱硝除尘设施）	40%	16.12	2019 年	15	1	6750	煤	10000044522 4300002001P	40.31
77	惠来县	惠来县葵山造纸有限公司	配套治理设施（脱硝除尘设施）	40%	3.35	2019 年	10	1	4500	煤	91445224765 744861F001P	8.37
78	惠来县	惠来县祥林造纸厂	配套治理设施（脱硝除尘设施）	40%	3.33	2019 年	15	1	6750	煤	10000044522 4300003001P	8.32
79	惠来县	惠来县西塘造纸厂	配套治理设施（脱硝除尘设施）	40%	2.75	2019 年	8	1	3600	煤	10000044522 4300001001P	6.87
80	惠来县	惠来县锦鸿印染制衣有限	配套治理设施（脱硝除尘设	40%	4.75	2020 年	10	1	4500	煤	91445200661	11.87

序号	所在区域	单位名称	削减方式	削减率	削减量 t	完成时间	相关设备				排污许可证情况	
							锅炉规格	锅炉数量	煤炭年消耗量	燃料种类	排污许可证编号	排放量
							t/h	台	t/a			t/a
		公司	施）								4656818001P	
81	惠来县	惠来县星辉洗水厂	配套治理设施（脱硝除尘设施）	40%	2.12	2020 年	4	1	1800	煤		
82	普宁市	普宁市丽达纺织有限公司	计划搬迁入园	/	69.30	2020 年	15 6	3 1	20250	煤 煤	91445281742965960Q001P	69.30
83	普宁市	普宁市南园瑞锦纺织印染有限公司	计划搬迁入园	/	44.35	2020 年	15 11	2 1	13500	煤 煤	91445281193 45119X3001P	44.35
84	普宁市	普宁市浩盛纺织印染有限公司	计划搬迁入园	/	12.47	2020 年	15 13.3	1 1	6750	煤 煤	91445281787 918818W001P	12.47
85	普宁市	普宁市丰和纺织有限公司	计划搬迁入园	/	28.97	2020 年	15 11.3	1 1	6750	煤 煤	91445281708 123719Y001P	28.97
86	普宁市	普宁市益盛整染有限公司	计划搬迁入园	/	31.20	2020 年	10	3	13500	煤	91445281714 867247N001P	31.20
87	普宁市	普宁市联泰印染制衣有限公司	计划搬迁入园	/	46.2	2020 年	35 13.3	1 2	15750	煤 煤	91445281755 638037K001	46.20

序号	所在区域	单位名称	削减方式	削减率	削减量 t	完成时间	相关设备				排污许可证情况	
							锅炉规格	锅炉数量	煤炭年消耗量	燃料种类	排污许可证编号	排放量
							t/h	台	t/a			t/a
							6.7	1		煤	P	
88	普宁市	普宁市彬盛织造印染有限公司	计划搬迁入园	/	39.73	2020 年	25	1	11250	煤	91445281708125546U001P	39.73
							20	1		煤		
							11.7	2		煤		
89	普宁市	普宁市竣隆纺织印染有限公司	计划搬迁入园	/	31.4	2020 年	10	1	4500	煤	91445281694735 30X9001P	31.40
							6	1		煤		
							8.3	2		煤		
90	普宁市	普宁市春盛纺织印染有限公司	计划搬迁入园	/	17.04	2020 年	15	1	6750	煤	91445281193439123M001P	17.04
							10	1		煤		
91	普宁市	普宁市永泰纺织印染有限公司	计划搬迁入园	/	22.17	2020 年	20	1	9000	煤	91445281193449276H001P	22.17
							13.3	1		煤		
92	普宁市	普宁市普丰发印染实业有限公司	计划搬迁入园	/	5.54	2020 年	13.3	1	5985	煤	914452811934546492001P	5.54
							10	1		煤		
93	普宁市	普宁市联有印染有限公司	计划搬迁入园	/	20.32	2020 年	10	1	4500	煤	91445281755619637D001P	20.32
							9.8	1		煤		
94	普宁市	普宁市新松利织造印染有限公司	计划搬迁入园	/	29.88	2020 年	15	1	6750	煤	91445281797782002K001	29.88
							10	1		煤		

序号	所在区域	单位名称	削减方式	削减率	削减量 t	完成时间	相关设备				排污许可证情况	
							锅炉规格	锅炉数量	煤炭年消耗量	燃料种类	排污许可证编号	排放量
							t/h	台	t/a			t/a
							2	1		煤	P	
95	普宁市	普宁市成发整染有限公司	计划搬迁入园	/	21.6	2020 年	15	2	13500	煤	91445281760620341L001P	21.60
							10	1		煤		
							6	1		煤		
							8.3	2		煤		
96	普宁市	普宁市占陇联发隆印染厂	计划搬迁入园	/	18.97	2020 年	15	1	6750	煤	91445281675215739T001P	18.97
							10	1		煤		
97	普宁市	普宁市源盛实业有限公司	计划搬迁入园	/	16.81	2020 年	15	1	6750	煤	92445281L08888609D001P	16.81
							6	3		煤		
98	普宁市	普宁市占陇南丰印染厂	计划搬迁入园	/	22.17	2020 年	10	2	9000	煤	91445281675215106C001P	22.17
99	普宁市	普宁市占陇创源整染厂	计划搬迁入园	/	18.48	2020 年	4	1	1800	煤	91445281675216053R001P	18.48
							3.2	1		煤		
100	普宁市	普宁市特光漂染有限公司	计划搬迁入园	/	10.53	2020 年	15	1	6750	煤	91445281734095600U001P	10.53
							10	1		煤		
							6	1		煤		
							6.3	1		煤		

序号	所在区域	单位名称	削减方式	削减率	削减量 t	完成时间	相关设备				排污许可证情况	
							锅炉规格	锅炉数量	煤炭年消耗量	燃料种类	排污许可证编号	排放量
							t/h	台	t/a			t/a
101	普宁市	普宁市翔栩纺织有限公司印染厂	计划搬迁入园	/	15.63	2020 年	15	1	6750	煤	91445281MA511AWQ6G001P	15.63
							6.7	1		煤		
102	普宁市	普宁市占陇万旺印染厂	计划搬迁入园	/	18.67	2020 年	10	1	4500	煤	914452816752156597001P	18.67
							6.6	1		煤		
103	普宁市	普宁市忠兴盛印染有限公司	计划搬迁入园	/	18.90	2020 年	10	1	4500	煤	91445281315057255X001P	18.90
							13.3	1		煤		
104	普宁市	普宁市华翔纺织印染有限公司	计划搬迁入园	/	48.12	2020 年	10	1	4500	煤	914452817638238572001P	48.12
							13.3	1		煤		
105	普宁市	普宁市流沙德昌印花厂	计划搬迁入园	/	12.5	2020 年	15	1	6750	煤	100000445281400016001P	12.50
							7.8	1		煤		
							6	1		煤		
106	普宁市	普宁市恒佳实业有限公司	计划搬迁入园	/	4.40	2020 年	4	1	1800	煤	91445281MA528FK504001P	4.40
							6.7	1		煤		
107	普宁市	普宁市丽源通纺织有限公司	计划搬迁入园	/	64.65	2020 年	20	2	18000	煤	914452816176083 58B001P	64.65
							6	1		煤		
							5	2		煤		
108	普宁市	普宁市成发制衣有限公司	计划搬迁入园	/	26.11	2020 年	13.3	1	5985	煤	91445281618	26.11

序号	所在区域	单位名称	削减方式	削减率	削减量 t	完成时间	相关设备				排污许可证情况	
							锅炉规格	锅炉数量	煤炭年消耗量	燃料种类	排污许可证编号	排放量
							t/h	台	t/a			t/a
							10	1		煤	218319X001P	
109	普宁市	普宁市荣茂隆印染有限公司	取消入园资格，计划关闭	/	34.18	2020 年	10	1	4500	煤		
							6.7	1		煤		
							6	1		煤		
110	普宁市	普宁市锦地印染有限公司	计划搬迁入园	/	28.82	2020 年	10	3	13500	煤	91445281708124893H001P	28.82
111	普宁市	普宁市鸿发隆纺织有限公司	计划搬迁入园	/	20.18	2020 年	15	1	6750	煤	91445281751055582XM001P	20.18
							6.7	1		煤		
112	普宁市	普宁市远达染整有限公司	计划搬迁入园	/	27.60	2020 年	10	2	9000	煤	91445281664965040Q001P	27.60
113	普宁市	普宁市松兴泰织造印染有限公司	计划搬迁入园	/	28.80	2020 年	16.7	1	7500	煤	91445281X18199556U001P	28.80
							10	1		煤		
114	普宁市	普宁市桦穗纺织品工业有限公司	计划搬迁入园	/	44.35	2020 年	13.3	1	5985	煤	91445281722948 40X2001P	44.35
							10	1		煤		

序号	所在区域	单位名称	削减方式	削减率	削减量 t	完成时间	相关设备				排污许可证情况	
							锅炉规格	锅炉数量	煤炭年消耗量	燃料种类	排污许可证编号	排放量
							t/h	台	t/a			t/a
115	普宁市	普宁市鸿骏实业有限公司	计划搬迁入园	/	15.6	2020 年	10	1	4500	煤	91445281675 23397X9001 P	15.60
							15	1		煤		
							6	1		煤		
116	普宁市	普宁市佰强绣纺织印染有限公司	计划搬迁入园	/	15.99	2020 年	10	2	9000	煤	91445281766 566737R001 P	15.99
117	普宁市	普宁市荣兴隆印染有限公司	计划搬迁入园	/	23.20	2020 年	15	1	6750	煤	91445281555 642760E001P	23.20
							10	1		煤		
118	普宁市	普宁市湘威纺织印染有限公司	计划搬迁入园	/	27.50	2020 年	6	2	5400	煤	91445281193 4594904001P	27.50
119	普宁市	普宁市城兴印染有限公司	计划搬迁入园	/	22.17	2020 年	12	1	5400	煤	91445281759 221909X001 P	22.17
							13.3	1		煤		
							8.3	1		煤		
120	普宁市	普宁市下架山联迅发整染厂	计划搬迁入园	/	21.40	2020 年	10	1	4500	煤	91445281050 7447455001P	21.40
							5	1		煤		
121	普宁市	普宁市南鹰纺织印染有限公司	计划搬迁入园	/	28.97	2020 年	20	1	9000	煤		
							13.3	1		煤		
122	普宁市	普宁市辉丰染织有限公司	计划搬迁入园	/	18.59	2020 年	6	2	5400	煤		
							3.3	1		煤		
123	普宁市	普宁纺织印染环保综合处	2×50MW 燃气轮机组+2×	/	-453	2020 年	/	/	/	天然		

序号	所在区域	单位名称	削减方式	削减率	削减量 t	完成时间	相关设备				排污许可证情况	
							锅炉规格	锅炉数量	煤炭年消耗量	燃料种类	排污许可证编号	排放量
							t/h	台	t/a			t/a
		理中心	90t 余热锅炉+（2×50t+2×40t）燃气备用锅炉							气		
124	空港区	汕头经济特区永康药业有限公司	锅炉改燃生物质燃料	53%	1.41	2018 年	2	1	900	煤		
125	普侨区	揭阳市普侨区荣利织厂有限公司	2018 年停产	100%	10.19	2018 年	7	1	3465	煤		
			2018 年停产	100%	1.96	2018 年	1.35	1	668	煤		
			拆除	100%	5.82	2018 年	4	1	1980	煤		
			拆除	100%	5.82	2018 年	4	1	1980	煤		
126	产业园	揭阳市正英食品有限公司	锅炉改燃生物质燃料	53%	4.65	2018 年	6	1	2970	煤		
127	产业园	揭东县骏兴毛织厂	锅炉改燃生物质燃料	53%	1.55	2018 年	2	1	990	煤		
128	产业园	揭阳市金恒来食品有限公司	锅炉改燃生物质燃料	53%	3.10	2018 年	4	1	1980	煤		
129	产业园	揭阳市月城旭辉塑料厂	锅炉改燃生物质燃料	53%	0.78	2018 年	1	1	495	煤		
130	产业园	揭阳市蓝城区榕兴酱油厂	锅炉改燃生物质燃料	53%	0.23	2018 年	0.3	1	149	煤		
131	产业园	揭阳市白塔建新合板厂	锅炉改燃生物质燃料	53%	0.31	2018 年	0.4	1	198	煤		
132	产业园	揭阳市万春酱料食品有限公司	锅炉改燃生物质燃料	53%	3.10	2018 年	4	1	1980	煤		
133	产业园	揭阳市致兴记食品有限公司	锅炉改燃生物质燃料	53%	0.78	2018 年	1	1	495	煤		
134	产业园	揭阳市蓝城区霖磐镇佳力	锅炉改燃生物质燃料	53%	4.65	2018 年	6	1	2970	煤		

序号	所在区域	单位名称	削减方式	削减率	削减量 t	完成时间	相关设备				排污许可证情况	
							锅炉规格	锅炉数量	煤炭年消耗量	燃料种类	排污许可证编号	排放量
							t/h	台	t/a			t/a
		包装材料厂										
135	产业园	揭阳市恒兴酱油有限公司	锅炉改燃生物质燃料	53%	1.55	2018 年	2	1	990	煤		
136	产业园	福家欢食品股份有限公司	锅炉改燃生物质燃料	53%	11.63	2018 年	15	1	7425	煤		
137	榕城区	揭阳市潮顺人造板有限公司	锅炉停用，不再使用热源	100%	2.91	2018 年	2	1	990	煤		
138	榕城区	揭阳市运通塑料包装有限公司	锅炉停用，不再使用热源	100%	17.46	2018 年	6	2	5940	煤		
139	榕城区	揭阳市东山区世茂名庭大酒店	锅炉停用，不再使用热源	100%	1.92	2018 年	1	1	1314	煤		
140	榕城区	揭阳市庆兴织带有限公司	锅炉停用，不再使用热源	100%	11.54	2018 年	6	1	2970	煤		
141	榕城区	广东顺风实业有限公司	锅炉停用，不再使用热源	100%	4.62	2018 年	2.4	1	1188	煤		
142	榕城区	广东顺丰实业有限公司	锅炉拆除，不再使用热源	100%	1.15	2018 年	0.6	1	297	煤		
143	榕城区	揭阳市特美思大酒店	锅炉拆除，不再使用热源	100%	3.85	2018 年	2	1	990	煤		
144	榕城区	广东榕泰实业股份有限公司	锅炉拆除，不再使用热源	100%	11.54	2018 年	6	3	8910	煤		
145	榕城区	揭阳市盛州酱油厂	锅炉停用，不再使用热源	100%	0.96	2018 年	0.5	1	248	煤		
146	榕城区	榕城梅云林安明加工坊	停产	100%	0.96	2018 年	0.5	1	248	煤		
147	榕城区	揭阳市人民医院	锅炉停用，改为太阳能	100%	3.85	2018 年	2	1	1584	煤		
148	榕城区	揭阳市榕城区梅云神港沙砖厂	停产	100%	3.85	2018 年	2	1	990	煤		

序号	所在区域	单位名称	削减方式	削减率	削减量 t	完成时间	相关设备				排污许可证情况	
							锅炉规格	锅炉数量	煤炭年消耗量	燃料种类	排污许可证编号	排放量
							t/h	台	t/a			t/a
149	榕城区	榕城区玉光饰板	停产	100%	11.54	2018 年	6	1	2970	煤		
150	广东省 2018-2020 年公交电动化合计减排量（省调剂）				5200							
151	船舶靠港使用岸电削减量				69.44							
152	合计				6313.5							

附件 3　　**SO_2 削减清单**

序号	所在区域	单位名称	削减方式	削减率	削减量 t	完成时间	相关设备				排污许可证情况	
							锅炉规格	锅炉数量	煤炭年消耗量	燃料种类	排污许可证编号	排放量
							t/h	台	t/a			t/a
1	揭东区	揭东经济开发试验区泰丰侨金属制品有限公司	锅炉停用，改为集中供热	87%	11.7	2020 年	/	/	1048	煤		
2	揭东区	揭阳市揭东经济开发区雅申纺织印染有限公司	锅炉停用，改为集中供热	87%	10.4	2020 年	/	/	939	煤		
3	揭东区	广东鹏锦实业有限公司	锅炉停用，改为集中供热	87%	47.1	2020 年	/	/	4235	煤		
4	揭东区	揭阳通威饲料有限公司	锅炉停用，改为集中供热	87%	24.8	2020 年	/	/	2224	煤		
5	揭东区	广东榕泰实业股份有限公司	锅炉停用，改为集中供热	87%	228.0	2020 年	10	2	20488	煤		
6	揭东区	揭阳国雄饲料有限公司	锅炉停用，改为集中供热	87%	26.7	2020 年	/	/	2401	煤		
7	揭东区	广东东泰乳业有限公司	锅炉停用，改为集中供热	87%	35.6	2020 年	/	/	3197	煤		
8	揭东区	广东越群海洋生物研究开发有限公司	锅炉停用，改为集中供热	87%	18.0	2020 年	4	1	1620	煤		
9	揭东区	揭东县海福水产发展有限公司	锅炉停用，改为集中供热	87%	13.4	2020 年	4	1	1200	煤		
10	揭东区	揭阳市成丰实业有限公司	锅炉停用，改为集中供热	87%	29.0	2020 年	6	1	2610	煤		
11	揭东区	福家欢食品股份有限公	锅炉停用，改为集中供热	87%	22.5	2020 年	6	1	2025	煤		

序号	所在区域	单位名称	削减方式	削减率	削减量 t	完成时间	相关设备				排污许可证情况	
							锅炉规格	锅炉数量	煤炭年消耗量	燃料种类	排污许可证编号	排放量
							t/h	台	t/a			t/a
		司										
12	揭东区	广东九和制药有限公司	锅炉停用，改为集中供热	87%	55.1	2020 年	10	1	4950	煤		
13	揭西县	揭西县金和光辉食品厂	锅炉改燃生物质燃料	98%	11.3	2020 年	2	1	450	煤		
14	揭西县	揭西县礼兴达纺织有限公司	锅炉改燃生物质燃料	98%	11.3	2020 年	2	1	1800	煤		
15	揭西县	揭西县同心食品有限公司	锅炉改燃生物质燃料	98%	22.6	2020 年	4	1	900	煤		
16	揭西县	揭西县棉湖乐兴石灰砂砖厂（已更名：揭西县鸿发砖厂）	锅炉改燃生物质燃料	98%	11.3	2020 年	2	1	900	煤		
17	揭西县	广东凉果世家农副产品有限公司	锅炉停用，不再使用热源	100%	11.5	2020 年	2	1	360	煤		
18	揭西县	揭西棉湖利天砖业发展有限公司	停产	100%	11.5	2018 年	2	1	900	煤		
19	揭西县	广东中德高塔肥业有限公司	锅炉改燃生物质燃料	98%	11.3	2020 年	2	1	1800	煤		
20	揭西县	揭西县金辉印务有限公司	锅炉停用，改用电能	100%	23.0	2020 年	4	1	2700	煤		
21	揭西县	揭西县冠通塑料制品有限公司	停产	100%	34.6	2020 年	6	1	2700	煤		

序号	所在区域	单位名称	削减方式	削减率	削减量 t	完成时间	相关设备				排污许可证情况	
							锅炉规格	锅炉数量	煤炭年消耗量	燃料种类	排污许可证编号	排放量
							t/h	台	t/a			t/a
22	揭西县	揭西县金和泰怡食品厂	停产	100%	34.6	2020 年	6	1	1800	煤		
23	揭西县	揭西县中深塑料制品有限公司	停产	100%	34.6	2020 年	6	1	900	煤		
24	揭西县	揭西县宝晶纺织有限公司	停产	100%	23.0	2018 年	4	1	2700	煤		
25	揭西县	揭西县灰寨锦锈纺织厂	停产	100%	11.5	2020 年	2	1	2700	煤		
26	揭西县	广东鹏佳食品有限公司	锅炉停用，不再使用热源	100%	34.6	2020 年	6	1	2700	煤		
27	揭西县	揭西县金和三联铝型材厂	配套治理设施（碱液旋流板塔+布袋除尘工艺）	90%	16.1	2020 年	煤气发生炉	/	950	煤		
28	揭西县	揭西县棉湖共联铜铝线材厂	配套治理设施（碱液旋流板塔+布袋除尘工艺）	90%	14.4	2020 年	煤气发生炉	/	1800	煤		
29	揭西县	揭西县棉湖鸿光铜铝线材厂	配套治理设施（碱液旋流板塔+布袋除尘工艺）	90%	10.9	2020 年	煤气发生炉	/	1800	煤		
30	揭西县	广东汇华包装有限公司	锅炉停用，改用电能	100%	11.5	2020 年	2	1	450	煤		
31	普宁市	普宁市南园瑞锦纺织印染有限公司	计划搬迁入园	/	70.68	2020 年	15	2	13500	煤	91445281193451 19X3001P	70.68
							11	1		煤		

序号	所在区域	单位名称	削减方式	削减率	削减量 t	完成时间	相关设备				排污许可证情况	
							锅炉规格	锅炉数量	煤炭年消耗量	燃料种类	排污许可证编号	排放量
							t/h	台	t/a			t/a
32	普宁市	普宁市浩盛纺织印染有限公司	计划搬迁入园	/	27.03	2020 年	15	1	6750	煤	91445281787918818W001P	27.03
							13.3	1		煤		
33	普宁市	普宁市益盛整染有限公司	计划搬迁入园	/	44.84	2020 年	10	3	13500	煤	91445281714867247N001P	44.84
34	普宁市	普宁市竣隆纺织印染有限公司	计划搬迁入园	/	55.52	2020 年	10	1	4500	煤	91445281694735 30X9001P	55.52
							6	1		煤		
							8.3	2		煤		
35	普宁市	普宁市春盛纺织印染有限公司	计划搬迁入园	/	28.40	2020 年	15	1	6750	煤	91445281193439123M001P	28.40
							10	1		煤		
36	普宁市	普宁市荣茂隆印染有限公司	取消入园资格，计划关闭	/	42.64	2020 年	10	1	4500	煤		
							6.7	1		煤		
							6	1		煤		
37	普宁市	普宁市湘威纺织印染有限公司	计划搬迁入园	/	25.50	2020 年	6	2	5400	煤	91445281193459490400 1P	25.5
38	普宁市	普宁纺织印染环保综合处理中心	2×50MW 燃气轮机组+2×90t 余热锅炉+（2×50t+2×	/	-3.9	2020 年	/	/	/	天然气		

序号	所在区域	单位名称	削减方式	削减率	削减量 t	完成时间	相关设备				排污许可证情况	
							锅炉规格	锅炉数量	煤炭年消耗量	燃料种类	排污许可证编号	排放量
							t/h	台	t/a			t/a
			40t）燃气备用锅炉									
39	空港区	汕头经济特区永康药业有限公司	锅炉改燃生物质燃料	98%	11.31	2018 年	2	1	900	煤		
40	普侨区	揭阳市普侨区荣利织厂有限公司	2018 年停产	100%	44.35	2018 年	7	1	3465	煤		
			2018 年停产	100%	8.55	2018 年	1.35	1	668	煤		
			拆除	100%	25.34	2018 年	4	1	1980	煤		
			拆除	100%	25.34	2018 年	4	1	1980	煤		
41	普侨区	绿侨环保处理有限公司	配套治理设施（石灰水膜脱硫除尘）	80%	33.26	2018 年	/	/	/	煤		
42	产业园	揭阳市正英食品有限公司	锅炉改燃生物质燃料	98%	37.34	2018 年	6	1	2970	煤		
43	产业园	揭东县骏兴毛织厂	锅炉改燃生物质燃料	98%	12.45	2018 年	2	1	990	煤		
44	产业园	揭阳市金恒来食品有限公司	锅炉改燃生物质燃料	98%	24.89	2018 年	4	1	1980	煤		
45	产业园	揭阳市万春酱料食品有限公司	锅炉改燃生物质燃料	98%	24.89	2018 年	4	1	1980	煤		
46	产业园	揭阳市蓝城区霖磐镇佳力包装材料厂	锅炉改燃生物质燃料	98%	37.34	2018 年	6	1	2970	煤		
47	产业园	揭阳市恒兴酱油有限公司	锅炉改燃生物质燃料	98%	12.45	2018 年	2	1	990	煤		

序号	所在区域	单位名称	削减方式	削减率	削减量 t	完成时间	相关设备				排污许可证情况	
							锅炉规格	锅炉数量	煤炭年消耗量	燃料种类	排污许可证编号	排放量
							t/h	台	t/a			t/a
48	产业园	福家欢食品股份有限公司	锅炉改燃生物质燃料	98%	93.34	2018 年	15	1	7425	煤		
49	榕城区	广东大明钢铁实业有限公司	升级改造（双碱法喷淋除尘脱硫塔）	77%	120.66	2018 年	/	/	/	煤	91445200X1761982XF001P	36.34
50	榕城区	广东大兴钢铁实业有限公司	升级改造(降温塔+麻石旋流板除尘脱硫塔)	87%	224.98	2018 年	/	/		煤	91445200719225 26XL001P	35.26
51	船舶靠港使用岸电削减量				35.95							
52	合计				1925.1							

附件 4

烟粉尘削减清单

序号	所在区域	单位名称	削减方式	削减率	削减量 t	完成时间	相关设备			
							锅炉规格	锅炉数量	煤炭年消耗量	燃料种类
							t/h	台	t/a	
1	揭东区	广东鹏锦实业有限公司	锅炉停用，改为集中供热	98%	103.5	2020 年	/	/	4235	煤
2	揭东区	揭阳国雄饲料有限公司	锅炉停用，改为集中供热	98%	58.7	2020 年	/	/	2401	煤
3	揭东区	广东东泰乳业有限公司	锅炉停用，改为集中供热	98%	78.1	2020 年	/	/	3197	煤
4	揭东区	揭阳市成丰实业有限公司	锅炉停用，改为集中供热	98%	63.8	2020 年	6	1	2610	煤
5	揭东区	广东九和制药有限公司	锅炉停用，改为集中供热	98%	120.9	2020 年	10	1	4950	煤
6	揭西县	揭西县礼兴达纺织有限公司	锅炉改燃生物质燃料	99%	22.3	2020 年	2	1	1800	煤
7	揭西县	揭西县桂竹园饼业有限公司	锅炉停用，改用电能	100%	11.3	2020 年	1	1	360	煤
8	揭西县	揭西县同心食品有限公司	锅炉改燃生物质燃料	99%	44.7	2020 年	4	1	900	煤
9	揭西县	揭西县棉湖乐兴石灰砂砖厂（已更名：揭西县鸿发砖厂）	锅炉改燃生物质燃料	99%	22.3	2020 年	2	1	900	煤
10	揭西县	广东凉果世家农副产品有限公司	锅炉停用，不再使用热源	100%	22.5	2020 年	2	1	360	煤
11	揭西县	揭西棉湖利天砖业发展有限公司	停产	100%	22.5	2018 年	2	1	900	煤
12	揭西县	广东中德高塔肥业有限公司	锅炉改燃生物质燃料	99%	22.3	2020 年	2	1	1800	煤
13	揭西县	揭西县金辉印务有限公司	锅炉停用，改用电能	100%	45.0	2020 年	4	1	2700	煤
14	揭西县	揭西县金和三联铝型材厂	配套治理设施（碱液旋流板塔+布袋除尘工艺）	99%	34.7	2020 年	煤气发生炉	/	950	煤
15	揭西县	揭西县棉湖共联铜铝线材厂	配套治理设施（碱液旋流板塔+	99%	30.9	2020 年	煤气发	/	1800	煤

序号	所在区域	单位名称	削减方式	削减率	削减量 t	完成时间	相关设备			
							锅炉规格 t/h	锅炉数量 台	煤炭年消耗量 t/a	燃料种类
			布袋除尘工艺）				生炉			
16	揭西县	揭西县棉湖鸿光铜铝线材厂	配套治理设施（碱液旋流板塔+布袋除尘工艺）	99%	23.5	2020 年	煤气发生炉	0	1800	煤
17	揭西县	广东汇华包装有限公司	锅炉停用，改用电能	100%	22.5	2020 年	2	1	450	煤
18	普宁市	普宁市荣茂隆印染有限公司	取消入园资格，计划关闭	/	8.528	2020 年	10	1	4500	煤
							6.67	1		煤
							6	1		煤
19	空港区	揭阳市华晶玻璃有限公司	配套治理设施（熔炉尿素脱硝+碱式水膜除尘）	87%	118.76	2018 年	/	/	/	原油
20	空港区	汕头经济特区永康药业有限公司	锅炉改燃生物质燃料	99%	22.34	2018 年	2	1	900	煤
21	空港区	揭东县百家味食品有限公司	配套治理设施（双碱法+水膜除尘）	98%	11.03	2018 年	1	1	450	煤
22	普侨区	绿侨环保处理有限公司	配套治理设施（石灰水膜脱硫除尘）	90%	18.10	2018 年	/	/	/	煤
23	产业园	揭阳市正英食品有限公司	锅炉改燃生物质燃料	99%	73.73	2018 年	6	1	2970	煤
24	产业园	揭东县骏兴毛织厂	锅炉改燃生物质燃料	99%	24.58	2018 年	2	1	990	煤
25	榕城区	揭阳市人民医院	锅炉停用，改为太阳能	100%	39.60	2018 年	2	1	1584	煤
26	船舶靠港使用岸电削减量				4.92					
27	合计				1071.9					

附件 5

VOCs 削减清单

序号	所在区域	单位名称	削减方式	削减率	削减量	完成时间	计算依据			
							产品/原材料使用量	产污系数	VOC产生量	备注
							t/a	g/kg	t/a	
1	揭东区	揭阳市揭东粤河塑料有限公司	关停	100%	89.7	2018 年	17930	5(合成树脂平均系数)	89.65	废塑料再生造粒
2	揭东区	揭东县松发家宝塑胶有限公司	关停	100%	200	2018 年	40000	5(合成树脂平均系数)	200	废塑料再生造粒
3	揭东区	揭阳市蓝成塑料有限公司	关停	100%	94.8	2018 年	18966	5(合成树脂平均系数)	94.83	废塑料再生造粒
4	揭东区	揭东县永明达塑料有限公司	关停	100%	150	2018 年	30000	5(合成树脂平均系数)	150	废塑料再生造粒
5	揭东区	揭东县展誉塑料有限公司	关停	100%	200	2018 年	40000	5(合成树脂平均系数)	200	废塑料再生造粒
6	揭东区	揭阳市悦来塑胶制品有限公司	关停	100%	150	2020 年	30000	5(合成树脂平均系数)	150	废塑料再生造粒
7	揭东区	揭东县金翔塑胶制品有限公司	关停	100%	150	2019 年	30000	5(合成树脂平均系数)	150	废塑料再生造粒
8	揭东区	揭阳市洁美实业有限公司	关停	100%	200	2020 年	40000	5(合成树脂平均系数)	200	废塑料再生造粒
9	揭东区	揭阳市金丽鞋业有限公司	关停	100%	125	2018 年	25000	5(合成树脂平均系数)	125	废塑料再生造粒

序号	所在区域	单位名称	削减方式	削减率	削减量	完成时间	计算依据			
							产品/原材料使用量	产污系数	VOC产生量	备注
							t/a	g/kg	t/a	
10	揭东区	揭阳市源诚塑料有限公司	落实污染治理（要求微负压环境+点对点收集、活性炭吸附+催化燃烧脱附或同等效果工艺）	81%	162	2018 年	40000	5(合成树脂平均系数)	200	废塑料再生造粒
12	揭东区	广东金万得胶粘剂有限公司	落实污染治理（要求生产车间微负压环境+点对点收集，采取适宜的措施确保去除率达到 90%以上）	77%	206.6	2018 年	600	450(参考建筑外墙溶剂型涂料)	270	生产压敏胶、万能胶等油性涂料
13	揭东区	广东白石实业有限公司	落实污染治理（集气罩收集+适宜的处理技术确保去除率达到 90%以上）	63%	14.3	2018 年	65000	0.35（美国环保局推荐系数）	22.75	加工塑料制品
15	产业园	广东豪得利化工有限公司	计划搬迁至惠州，现厂址计划做学校	100%	600	2019 年	5000	120(水性涂料系数)	600	生产涂料
24	产业园	揭阳市新辉塑料有限公司	配备治理设施（企业拟采用活性炭处理，要求进一步落实微负压环境+点对点收集、在活性炭吸附基础上考虑增加催化燃烧脱附或同等效果工艺）	81%	141.7	2020 年	34000	5(合成树脂平均系数)	170	废塑料再生造粒
							14000	0.35（美国环保局推荐系数）	4.9	生产塑料制品，有注塑工序
30	产业园	广东鸿润发实业有限	配备治理设施（企业拟采用	81%	211.0	2018 年	50000	5(合成树脂	150	废塑料再生

序号	所在区域	单位名称	削减方式	削减率	削减量	完成时间	计算依据			
							产品/原材料使用量	产污系数	VOC产生量	备注
							t/a	g/kg	t/a	
		公司	活性炭处理，要求进一步落实微负压环境+点对点收集、在活性炭吸附基础上考虑增加催化燃烧脱附或同等效果工艺）					平均系数）		
							30000	0.35（美国环保局推荐系数）	10.5	塑料制品加工，有注塑工序
33	惠来县	惠来县仙庵晖鹏五金厂	配备治理设施（企业拟采用VOCs等离子+UV光解处理，要求进一步落实微负压环境+点对点收集、确保治理设施正常运行，考虑增加活性炭处理）	81%	6.08	2018年	1500	5（合成树脂平均系数）	7.5	废塑料再生造粒
34	惠来县	惠来县诚通泡沫厂	配备治理设施（企业拟采用VOCs喷淋塔+UV光解措施，要求加强车间密封，确保有机废气收集率达到90%，增加活性炭吸附或其他等效措施，确保设备去除率达到90%以上）	81%	1247.4	2018年	2000	770（泡沫塑料制造系数）	1540	生产泡沫箱，工艺包括搅拌、发泡、脱模等
35	惠来县	惠来县方信废旧物资再生有限公司	关停	100%	180	2018年	36000	5（合成树脂平均系数）	180	废塑料再生造粒

序号	所在区域	单位名称	削减方式	削减率	削减量	完成时间	计算依据			
							产品/原材料使用量	产污系数	VOC产生量	备注
							t/a	g/kg	t/a	
36	惠来县	惠来县亿宇物资再生有限公司	关停	100%	253.4	2018 年	50688	5(合成树脂平均系数)	253.44	废塑料再生造粒
37	惠来县	惠来县辉信废旧物资再生有限公司	关停	100%	140	2018 年	28000	5(合成树脂平均系数)	140	废塑料再生造粒
38	惠来县	惠来县锦鸿印染制衣有限公司	落实污染治理（集气罩收集+适宜的处理技术确保去除率达到 90%以上）	72%	3.21	2020 年	54.821	81.4（染料印染系数）	4.46	印染制衣，染料用量 54.821t
41	揭西县	揭西县冠通塑料制品有限公司	停产	100%	31.4	2018 年	6283	5(合成树脂平均系数)	31.42	进口废塑料再生造粒
42	揭西县	揭西县中深塑料制品有限公司	停产	100%	31.4	2018 年	6286	5(合成树脂平均系数)	31.43	进口废塑料再生造粒
44	揭西县	揭西县邱春运墙胶加工作坊	停产	100%	482.2	2018 年	4018	120(水性涂料系数)	482.16	产品为水性胶粘剂
45	揭西县	揭西茗园塑料制品有限公司	停产	100%	32.2	2018 年	6438	5(合成树脂平均系数)	32.19	进口废塑料再生造粒
46	揭西县	揭西县伟凌塑料制品有限公司	停产	100%	28.9	2018 年	5779	5(合成树脂平均系数)	28.9	进口废塑料再生造粒
52	揭西县	揭西县吴少耿造料作坊	停产	100%	30.5	2018 年	6090	5(合成树脂平均系数)	30.45	废塑料再生造粒
53	揭西县	揭西县陈顺波造料作	停产	100%	25.5	2018 年	5097	5(合成树脂	25.49	废塑料再生造粒

序号	所在区域	单位名称	削减方式	削减率	削减量	完成时间	计算依据			
							产品/原材料使用量	产污系数	VOC产生量	备注
							t/a	g/kg	t/a	
		坊						平均系数）		
54	揭西县	揭西县高喜城造料作坊	停产	100%	32.2	2018 年	6445	5(合成树脂平均系数）	32.23	废塑料再生造粒
55	揭西县	揭西县林妙容造料作坊	停产	100%	40.1	2018 年	8017	5(合成树脂平均系数）	40.09	废塑料再生造粒
56	揭西县	揭西县杨宏忠作坊	停产	100%	33.4	2018 年	6686	5(合成树脂平均系数）	33.43	废塑料再生造粒
60	揭西县	揭西县凤江岸兴塑料厂	停产	100%	27.4	2018 年	5483	5(合成树脂平均系数）	27.42	废塑料加工
61	揭西县	揭西县棉湖兴荣塑料薄膜加工厂	停产	100%	2.38	2018 年	6810	0.35（美国环保局推荐系数）	2.38	塑料薄膜制造
62	揭西县	揭西县郭映钦作坊	停产	100%	25.8	2018 年	5169	5(合成树脂平均系数）	25.85	废塑料加工
73	空港区	揭阳市宜佰佳塑料有限公司	停产	100%	148.5	2018 年	29700	5(合成树脂平均系数）	148.5	废塑料再生造粒
74	空港区	揭阳空港经济区创益塑料有限公司	停产	100%	175	2018 年	35000	5(合成树脂平均系数）	175	废塑料再生造粒
75	空港区	揭阳空港经济区聘诚塑料玩具有限公司	停产	100%	260	2018 年	52000	5(合成树脂平均系数）	260	废塑料再生造粒

序号	所在区域	单位名称	削减方式	削减率	削减量	完成时间	计算依据			
							产品/原材料使用量	产污系数	VOC产生量	备注
							t/a	g/kg	t/a	
76	空港区	揭阳市多利来塑料有限公司	停产	100%	87.5	2018 年	17500	5(合成树脂平均系数)	87.5	废塑料再生造粒
77	空港区	揭阳市利威塑胶有限公司	停产	100%	190	2018 年	38000	5(合成树脂平均系数)	190	废塑料再生造粒
78	空港区	揭阳市嘉大五金塑胶实业有限公司	停产	100%	150	2018 年	30000	5(合成树脂平均系数)	150	废塑料再生造粒
81	空港区	揭阳市越兴塑胶制品有限公司	配套治理设施（活性炭吸附）	63%	7.39	2018 年	33500	0.35（美国环保局推荐系数）	11.73	塑料制品加工
83	空港区	揭阳空港区南风塑料有限公司	配备治理设施（企业拟采用活性炭处理，要求进一步落实微负压环境+点对点收集、在活性炭吸附基础上考虑增加催化燃烧脱附或同等效果工艺）	81%	162	2018 年	40000	5(合成树脂平均系数)	200	废塑料再生造粒
84	普宁市	普宁市联迅发整染厂	入园，要求采用收集和处理措施不低于 90%	81%	3.96	2020 年	60	81.4（染料印染系数）	4.88	印染，染料用量60t/a
85	普宁市	普宁市占陇南丰印染厂	入园，要求采用收集和处理措施不低于 90%	81%	11.6	2020 年	175.6	81.4（染料印染系数）	14.29	印染，染料用量175.6t/a
86	普宁市	普宁市浩盛纺织印染	入园，要求采用收集和处理	81%	3.49	2020 年	53	81.4（染料	4.31	印染，染料用量

序号	所在区域	单位名称	削减方式	削减率	削减量	完成时间	计算依据			
							产品/原材料使用量	产污系数	VOC产生量	备注
							t/a	g/kg	t/a	
		有限公司	措施不低于 90%					印染系数）		53t/a
87	普宁市	普宁市丽达纺织有限公司	入园，要求采用收集和处理措施不低于 90%	81%	15.3	2020 年	232	81.4（染料印染系数）	18.88	印染，染料用量232t/a
88	普宁市	普宁市丰和纺织有限公司	入园，要求采用收集和处理措施不低于 90%	81%	4.81	2020 年	73	81.4（染料印染系数）	5.94	印染，染料用量73t/a
89	普宁市	普宁市联泰印染制衣有限公司	入园，要求采用收集和处理措施不低于 90%	81%	35.9	2020 年	544	81.4（染料印染系数）	44.28	印染，染料用量544t/a
90	普宁市	普宁市占陇联发隆印染厂	入园，要求采用收集和处理措施不低于 90%	81%	4.95	2020 年	75	81.4（染料印染系数）	6.11	印染，染料用量75t/a
91	普宁市	普宁市益盛整染有限公司	入园，要求采用收集和处理措施不低于 90%	81%	4.14	2020 年	62.8	81.4（染料印染系数）	5.11	印染，染料用量62.8t/a
92	普宁市	普宁市荣兴隆印染有限公司	入园，要求采用收集和处理措施不低于 90%	81%	79.1	2020 年	1200	81.4（染料印染系数）	97.68	印染，染料用量1200t/a
93	普宁市	普宁市鸿发隆纺织有限公司	入园，要求采用收集和处理措施不低于 90%	81%	5.27	2020 年	80	81.4（染料印染系数）	6.51	印染，染料用量80t/a
94	普宁市	普宁市远达染整有限公司	入园，要求采用收集和处理措施不低于 90%	81%	23.1	2020 年	350	81.4（染料印染系数）	28.49	印染，染料用量350t/a
95	普宁市	普宁市丽源通纺织有限公司	入园，要求采用收集和处理措施不低于 90%	81%	9.89	2020 年	150	81.4（染料印染系数）	12.21	印染，染料用量150t/a
96	普宁市	普宁市城兴印染有限	入园，要求采用收集和处理	81%	10.5	2020 年	160	81.4（染料	13.02	印染，染料用量

序号	所在区域	单位名称	削减方式	削减率	削减量	完成时间	计算依据			
							产品/原材料使用量	产污系数	VOC产生量	备注
							t/a	g/kg	t/a	
		公司	措施不低于 90%					印染系数）		160t/a
97	普宁市	普宁市锦地印染有限公司	入园，要求采用收集和处理措施不低于 90%	81%	17.1	2020 年	260	81.4（染料印染系数）	21.16	印染，染料用量260t/a
98	普宁市	普宁市松兴泰织造印染有限公司	入园，要求采用收集和处理措施不低于 90%	81%	4.42	2020 年	67	81.4（染料印染系数）	5.45	印染，染料用量67t/a
99	普宁市	普宁市成发制衣有限公司	入园，要求采用收集和处理措施不低于 90%	81%	4.78	2020 年	72.45	81.4（染料印染系数）	5.9	印染，染料用量72.45t/a
100	普宁市	普宁市特光漂染厂	入园，要求采用收集和处理措施不低于 90%	81%	7.25	2020 年	110	81.4（染料印染系数）	8.95	印染，染料用量110t/a
101	普宁市	普宁市华翔纺织印染有限公司	入园，要求采用收集和处理措施不低于 90%	81%	2.04	2020 年	31	81.4（染料印染系数）	2.52	印染，染料用量31t/a
102	普宁市	普宁市占陇源盛织造整染厂	入园，要求采用收集和处理措施不低于 90%	81%	26.4	2020 年	400	81.4（染料印染系数）	32.56	印染，染料用量400t/a
103	普宁市	普宁市成发整染有限公司	入园，要求采用收集和处理措施不低于 90%	81%	9.89	2020 年	150	81.4（染料印染系数）	12.21	印染，染料用量150t/a
104	普宁市	普宁市春盛纺织印染有限公司	入园，要求采用收集和处理措施不低于 90%	81%	3.16	2020 年	48	81.4（染料印染系数）	3.91	印染，染料用量48t/a
105	普宁市	普宁市彬盛织造印染有限公司	入园，要求采用收集和处理措施不低于 90%	81%	9.89	2020 年	150	81.4（染料印染系数）	12.21	印染，染料用量150t/a
107	普宁市	普宁市永泰纺织印染	入园，要求采用收集和处理	81%	2.64	2020 年	40	81.4（染料	3.26	印染，染料用量

序号	所在区域	单位名称	削减方式	削减率	削减量	完成时间	计算依据			
							产品/原材料使用量	产污系数	VOC产生量	备注
							t/a	g/kg	t/a	
		有限公司	措施不低于 90%					印染系数）		40t/a
108	普宁市	普宁市联有印染有限公司	入园，要求采用收集和处理措施不低于 90%	81%	5.93	2020 年	90	81.4（染料印染系数）	7.33	印染，染料用量90t/a
109	普宁市	普宁市竣隆纺织印染有限公司	入园，要求采用收集和处理措施不低于 90%	81%	9.89	2020 年	150	81.4（染料印染系数）	12.21	印染，染料用量150t/a
110	普宁市	普宁市南鹰纺织印染有限公司	入园，要求采用收集和处理措施不低于 90%	81%	6.51	2020 年	98.7	81.4（染料印染系数）	8.03	印染，染料用量98.7t/a
111	普宁市	普宁市南园瑞锦纺织印染有限公司	入园，要求采用收集和处理措施不低于 90%	81%	8.9	2020 年	135	81.4（染料印染系数）	10.99	印染，染料用量135t/a
112	普宁市	普宁市占陇创源整染厂	入园，要求采用收集和处理措施不低于 90%	81%	13.2	2020 年	200	81.4（染料印染系数）	16.28	印染，染料用量200t/a
114	普宁市	普宁市翔栩纺织有限公司印染厂	入园，要求采用收集和处理措施不低于 90%	81%	19.8	2020 年	300	81.4（染料印染系数）	24.42	印染，染料用量300t/a
116	普宁市	普宁市占陇鸿骏印染厂	入园，要求采用收集和处理措施不低于 90%	81%	7.07	2020 年	107.2	81.4（染料印染系数）	8.73	印染，染料用量107.2t/a
117	普宁市	普宁市佰强绣纺织印染有限公司	入园，要求采用收集和处理措施不低于 90%	81%	7.71	2020 年	117	81.4（染料印染系数）	9.52	印染，染料用量117
118	普宁市	普宁市桦穗纺织品工业有限公司	入园，要求采用收集和处理措施不低于 90%	81%	4.62	2020 年	70	81.4（染料印染系数）	5.7	印染，染料用量70t/a
119	普宁市	普宁市普丰发印染实	入园，要求采用收集和处理	81%	4.62	2020 年	70	81.4（染料	5.7	印染，染料用量

序号	所在区域	单位名称	削减方式	削减率	削减量	完成时间	计算依据			
							产品/原材料使用量	产污系数	VOC产生量	备注
							t/a	g/kg	t/a	
		业有限公司	措施不低于 90%					印染系数）		70t/a
120	普宁市	普宁市新松利织造印染有限公司	入园，要求采用收集和处理措施不低于 90%	81%	2.97	2020 年	45	81.4（染料印染系数）	3.66	印染，染料用量45t/a
121	普宁市	普宁市占陇万旺印染厂	入园，要求采用收集和处理措施不低于 90%	81%	2.77	2020 年	42	81.4（染料印染系数）	3.42	印染，染料用量42t/a
122	普宁市	普宁市占陇忠兴盛印染厂	入园，要求采用收集和处理措施不低于 90%	81%	14.5	2020 年	220	81.4（染料印染系数）	17.91	印染，染料用量220t/a
123	普宁市	普宁市流沙恒佳印花厂	入园，要求采用收集和处理措施不低于 90%	81%	26.5	2020 年	402	81.4（染料印染系数）	32.72	印染，染料用量402t/a
126	普宁市	普宁市新仑印染有限公司	计划关闭	100%	4.56	2020 年	56	81.4（染料印染系数）	4.56	印染，染料用量56t/a
138	普宁市	普宁市下架山光彩印花厂	入园，要求采用收集和处理措施不低于 90%	81%	33	2020 年	500	81.4（染料印染系数）	40.7	印花，涂料用量500t/a
156	榕城区	揭阳市永新塑料有限公司	转型为贸易企业	100%	166.3	2019 年	33250	5(合成树脂平均系数）	166.25	进口废塑料企业
157	榕城区	揭阳市永泰塑料有限公司	转型为制鞋企业	97%	194.8	2019 年	40000	4.65（合成树脂平均系数与美国环保局系数转换）	186	进口废塑料企业

序号	所在区域	单位名称	削减方式	削减率	削减量	完成时间	计算依据			
							产品/原材料使用量	产污系数	VOC产生量	备注
							t/a	g/kg	t/a	
158	榕城区	揭阳市兴扬塑料有限公司	转型为玩具制作企业	97%	121.8	2019 年	25000	4.65（合成树脂平均系数与美国环保局系数转换）	116.25	进口废塑料企业
159	榕城区	揭阳市皇冠塑料制品有限公司	关闭	100%	10.5	2020 年	30000	0.35（美国环保局推荐系数）	10.5	塑料日用品、塑料花盆制造
160	合　计				7494.5					

附件 6

船舶靠港使用岸电削减量清单

序号	码头名称	进港船舶数量（艘次）	代表船型	主机数量（台）	平均辅机功率（约）（KW）	平均停泊天数	SO_2产生量（吨）	NO_x产生量（吨）
1	百达	85	干货船	1	150	2.5	0.34	0.65
2	地都润丰	170	油船	1	200	2.5	0.90	1.73
3	缶灶	67	干货船	1	30	2.5	0.05	0.10
4	冠盛油码头	91	油船	1	80	2.5	0.19	0.37
5	光大枫口	590	干货船	1	150	2.5	2.33	4.50
			散货船			2.5		
6	红东物流	774	散货船	1	250	2.5	5.10	9.84
			干货船			2.5		
7	揭阳港务局新码头	573	散货船	1	150	2.5	2.26	4.37
			干货船			2.5		
			多用途船			2.5		
8	揭阳国鑫货运	382	散货船	1	250	2.5	2.51	4.86
			干货船			2.5		
9	揭阳商业	223	散货船	1	120	2.5	0.70	1.36
			干货船			2.5		
10	金溪油码头	105	油船	1	80	2.5	0.22	0.43
11	津榕	781	散货船	1	200	2.5	4.11	7.95
			干货船			2.5		
			多用途船			2.5		
12	康达化工	117	散装化学品船	1	80	2.5	0.25	0.48
13	矿产	21	散货船	1	150	2.5	0.08	0.16

序号	码头名称	进港船舶数量（艘次）	代表船型	主机数量（台）	平均辅机功率（约）（KW）	平均停泊天数	SO_2产生量（吨）	NO_x产生量（吨）
			干货船			2.5		
14	路兴	94	干货船	1	30	2.5	0.07	0.14
15	美华通辉油气码头	238	油船	1	120	2.5	0.75	1.45
16	炮台	19	干货船	1	30	2.5	0.02	0.03
17	曲溪货运	104	干货船	1	30	2.5	0.08	0.16
18	曲溪油码头	13	油船	1	80	2.5	0.03	0.05
19	榕泰化工囤船码头	38	散装化学品船	1	50	2.5	0.05	0.10
20	榕泰	130	散货船	1	150	2.5	0.51	0.99
			干货船			2.5		
21	石头作业区	818	多用途船	1	250	2.5	5.39	10.40
			散货船			2.5		
			干货船			2.5		
			集装箱船			2.5		
22	水产	8	散装化学品船	1	30	2.5	0.01	0.01
23	泰都	250	散货船	1	250	2.5	1.65	3.18
			干货船			2.5		
24	泰丰侨	11	干货船	1	30	2.5	0.01	0.02
25	糖厂	104	干货船	1	30	2.5	0.08	0.16
26	天生油码头	46	油船	1	80	2.5	0.10	0.19
27	通辉化工	23	散装化学品船	1	80	2.5	0.05	0.09
28	仙六	516	干货船	1	100	2.5	1.36	2.62
			散货船			2.5		
29	向顺	398	干货船	1	150	2.5	1.57	3.04

序号	码头名称	进港船舶数量（艘次）	代表船型	主机数量（台）	平均辅机功率（约）（KW）	平均停泊天数	SO_2产生量（吨）	NO_x产生量（吨）
			散货船			2.5		
			多用途			2.5		
30	兴达	25	干货船	1	30	2.5	0.02	0.04
31	渔湖	251	干货船	1	120	2.5	0.79	1.53
			散货船			2.5		
			多用途			2.5		
32	粤东气库	158	液化气船	1	210	2.5	0.87	1.69
33	志发	475	干货船	1	100	2.5	1.25	2.42
			散货船			2.5		
34	中普气库	88	液化气船	1	150	2.5	0.35	0.67
35	诸美	125	干货船	1	30	2.5	0.10	0.19
36	惠来电厂靖海煤码头	102	干货船	1	600	2.5	1.61	3.11
			散货船			2.5		
37	中海油 LNG 项目码头	7	液化气船	1	1000	2.5	0.18	0.36
合计							35.95	69.44

附件 7 各类污染物计算依据说明

1．关于锅炉的污染物排放源强核算:

（1）燃煤锅炉

① 锅炉按照每蒸吨燃烧煤 130¯150kg，本次计算取 150kg。

② 根据《关于印发广东省锅炉污染整治实施方案（2016-2018 年）的通知》（粤环[2016]12 号）中要求，煤炭中含硫率应控制在 0.6%以下、灰分不超过 15%。因此本次估算按照煤炭含硫量 0.6%、灰分 15%计算。

③根据《工业源产排污手册》（2010 修订）4430 工业锅炉（热力生产和供应行业）产排污系数表-燃煤工业锅炉进行计算：二氧化硫产污系数为 16×0.8=12.8 千克/吨-燃料、氮氧化物产污系数为 2.94 千克/吨-燃料、烟尘产污系数为 1.25×20=25 千克/吨-燃料。

（2）关于燃煤锅炉与燃生物质或燃气锅炉排放污染物转换的计算方法:

① 燃煤锅炉热能利用率按 70%、燃生物质锅炉的热能利用率按 65%、燃气锅炉的热能利用率按 90%计算;

② 根据《环境保护实用数据手册》（胡名操主编），煤炭热值取 5000kcal/kg，天然气热值取 9310kcal/kg。生物质按照 4000 kcal/kg 进行估算。

③ 以热能不变为原则估算生物质和天然气的使用量。

④ 根据《工业源产排污手册》（2010 修订）4430 工业锅炉（热力生产和供应行业）产排污系数表-燃生物质工业锅炉和燃气工业锅炉中给定的系数进行计算，其中：

燃生物质锅炉的工业废气量系数取 6552.29 标立方米/吨-原料（粉尘需进行末端治理）、二氧化硫 0.17 千克/吨-燃料（含硫率取 0.01%）、氮氧化物为 1.02 千克/吨-燃料。烟尘排放量通过排放标准倒推的方式计算（根据《锅炉大气污染物排放标准》（GW13271-2014），燃生物质锅炉需达到燃气标准，即 20mg/m^3）。

燃气锅炉的的工业废气量产污系数取 136259.17 标立方米/万立方米-原料、二氧化硫为 4 千克/万立方米-燃料（含硫率取 200 毫克/立方米）。氮氧化物和烟尘排放量均通过排放标准倒推的方式计算（执行超低排放限值，即氮氧化物 50mg/m^3、烟尘 10mg/m^3）。

⑤ 将燃煤产生的污染物与燃生物质或燃气产生的污染物排放量想减，即为燃料变更产生的削减量，其与燃煤产生的污染物排放量的比值即为削减率。

（3）其他说明

榕城区钢铁企业 SO_2 污染物削减情况的说明:

广东大明钢铁实业有限公司和广东大兴钢铁实业有限公司两家企业于 2018 年 10

月 22 日完成技术改造，执行《轧钢工业大气污染物排放标准》（GB28665-2012）中大气污染物特别排放限值。上述企业是在本《方案》编制上报过程中同期完成的技术改造，削减量及削减率由企业技术改造前排放量（即原环评排放量）与 2018 年新取得的排污许可证量取差值获得，具体见下表。

企业名称	原环评排放量（吨）	2018 排污许可证量（吨）	获得排污许可证时间	削减量（吨）	削减率
广东大明钢铁实业有限公司	157	36.34	2018/10/22	120.66	76.9%
广东大兴钢铁实业有限公司	260.24	35.26	2018/10/22	224.98	86.5%

2. 关于 VOCs 核算

（1）VOCs 源强的确定:

① 根据《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南（试行）》中附表 5，确定各类挥发性有机物排放源排放系数:

泡沫塑料制造　　770g/kg 产品

建筑内墙涂料/建筑外墙水性涂料　120g/kg 涂料

建筑外墙溶剂型涂料　　450g/kg 涂料

染料印染　　81.4g/kg 染料

合成树脂 聚氯乙烯（PVC）　　0.7448g/kg 产品

聚苯乙烯（PS）	5.4g/kg 产品
聚丙烯（PP）	3g/kg 产品
高密度聚乙烯	5.7g/kg 产品
线性聚乙烯	10g/kg 产品
低密度聚乙烯	10g/kg 产品

废旧塑料造粒考虑到原料不确定性，综合考虑按照 5g/kg 产品计算

② 注塑工艺参考《空气污染物排放和控制手册》（美国国家环保局）中推荐的公式塑料加工废气排放系数,非甲烷总烃的排放系数为 0.35kg/t 塑胶原料。

（2）各类 VOCs 治理措施的收集效率及净化效率估算:

《方案》主要参考了广东省、揭阳市近年来的文件要求及科研成果，并结合广东省内同类企业实际情况进行分析。参考文件主要包括: 《关于印发<广东省重点行业挥发性污染物综合整治方案（2014-2017 年）>的通知》（粤环〔2014〕130 号）、《广东省大气污染防治行动方案（2014-2017 年）》（粤府〔2014〕6 号）、《广东省环境保护“十三五”规划》（粤环〔2016〕51 号）、《关于印发<广东省挥发性有机物（VOCs）整治与减排工作方案（2018-2020 年）的通知》（粤环发〔2018〕6 号）、《揭阳市人民政府关于印发<揭阳市大气污染防治行动方案(2014-2017 年)>的通知》（揭府〔2014〕52 号）、《广东省印刷行业挥发性有机化合物废气治理技术指南》

（粤环〔2013〕79 号）、《广东省表面涂装（汽车制造业）挥发性有机废气治理技术指南》（粤环〔2015〕4 号）、《广东省制鞋行业挥发性有机废气治理技术指南》（粤环〔2015〕4 号）等。

经分析，《方案》主要涉及行业的收集率及去除率要求如下:

行业名称	有机废气收集率	有机废气去除率	相应措施及要求
印染	无明文规定，要求在排放点设置收集装置，并将涉及 VOCs 排放的生产车间封闭（微负压状态）达到 90%	大于 90%	必须采用密闭化操作，避免溶剂挥发，并在印花工作台处安装集气罩、吸附回收等方式处理
汽车车厢制造/表面涂装	使用溶剂型涂料的涂装生产线、流平室、烘干室不低于 95%,其他使用溶剂型涂料的涂装工艺线达到 90%以上	使用溶剂型涂料的涂装工艺达到 90%	要求各类表面涂装和烘干等产生 VOCs 废气的生产工艺应尽可能设置于密闭工作间内，集中排风并导入 VOCs 污染控制设备进行处理;无法设置密闭工作间的生产线，VOCs 排放工段应尽可能设置集气罩、排风管道组成的排气系统。汽车制造与维修的喷涂废气必须进行漆雾处理；涂料用量少的涂装线宜采用过滤棉、无纺布、石灰石为滤料的干式漆雾捕集系统，涂料用量大的涂装线宜采用干式静电漆雾捕集装置、湿式漆雾捕集装置。VOCs 污染控制装置应与工艺设施同步运转，宜采用吸附法、吸附浓缩-（催化）燃烧法、蓄热式直接焚烧法（RTO）、蓄热式催化焚烧法（RCO）等净化处理后达标排放 推广使用高固体份、水性等低挥发性涂料
塑料制品制造	无明文规定，类比同类企业多采用集气罩收集，收集率要求达到 70%以上	大于 90%	要求选择适宜的回收、净化处理技术，废气总净化效率应达到 90%以上。配料、混炼、造粒、挤塑、压延、发泡等各生产工艺单元应配置废气收集和净化处理装置

行业名称	有机废气收集率	有机废气去除率	相应措施及要求
废塑料造粒	无明文规定，类比同类企业达到 90%	不低于 90%	类比广东省内同类企业，要求车间采用微负压环境+点对点收集、活性炭吸附+催化燃烧脱附或同等效果工艺
制鞋	喷漆、印刷工序达到 90%，其他工序达到 80%	大于 80%	要求采用密闭技术提高收集率，采用吸附、吸附浓缩-催化燃烧法等净化处理措施
涂料、胶粘剂等化学品生产	无明文规定，反应装置密封、在投料口等有机废气排放位置设置集气罩，同时在室内设置抽风，形成微负压环境，收集效率能达到 85%以上	大于 90%	采用密闭装置，在投料口、检测口以及产品分装点进行废气收集和净化处理；对难以实现密闭的要求采用负压排气 单一组分的高浓度废气优先考虑采用各种回收工艺预处理；有机溶剂废气优先采用冷凝、吸附－冷凝、离子液吸收装置回收，对难以回收利用的宜采用燃烧方式进行高效处理；含有易挥发有机物料或易产生恶臭影响的废水收集系统和处理单元应密闭，恶臭废气应采用热解、吸附、生物处理等技术净化处理后达标排放。

附件 8　　广东省生态环境厅关于支持揭阳市做好中委广东石化2000 万吨/年重油加工工程项目氮氧化物替代削减工作的函

广 东 省 生 态 环 境 厅

粤环函〔2018〕1894 号

广东省生态环境厅关于支持揭阳市做好中委广东石化2000 万吨/年重油加工工程项目氮氧化物替代削减工作的函

揭阳市人民政府：

根据《石化产业规划布局方案（修订版）》及中委广东石化2000 万吨/年重油加工工程项目的环评审查要求，为落实 2018 年9 月 28 日林少春常务副省长与生态环境部黄润秋副部长在中委广东石化项目环评工作座谈会上的指示精神，经研究，我厅同意你市在该项目氮氧化物排放削减量不满足倍量替代削减要求的情况下，将全省公交电动化氮氧化物排放削减量纳入《中委广东石化2000 万吨/年重油加工工程项目区域大气环境质量改善污染物削减方案（2018-2020 年）》（以下简称“《方案》”），以确保氮氧化物排放倍量替代削减符合要求。请你市结合实际，按要求尽快完善《方案》，加快推进中委广东石化项目环评工作进展。同时，请你市全力落实《方案》所确定的各项任务，切实加大区域大气污

染治理力度，确保区域环境空气质量持续改善。

附件：全省公交电动化氮氧化物排放削减方案



广东省生态环境厅

2019年11月8日

（联系人及电话：龙维 020-87532298）

公开方式：依申请公开

附件

全省公交电动化氮氧化物排放削减方案

按照《广东省委办公厅、广东省人民政府办公厅关于印发〈广东省打好污染防治攻坚战三年行动计划（2018-2020 年）〉的通知》（粤办发〔2018〕29 号）要求，2018 年年底前，广州、珠海市要全面完成公交电动化，佛山市柴油公交车全部更新为电动公交车；2020 年年底前珠三角地区实现公交电动化，粤东粤西粤北地区各地级以上市公交电动化率达 80%以上。

通过统计各地级以上市国 0 至国 5 排放标准的公交车数量，对应《机动车排放因子表》（附件 2）进行计算，广东省各地级以上市 2018 至 2020 年的公交电动化氮氧化物减排量为 12067.4 吨，购置费用为 3565600 万元（按 100 万元/辆估算），其中，2018、2019、2020 年全省公交电动化氮氧化物减排量分别为 9477.6 吨、1401.4 吨、1188.4 吨，购置费用分别 2753000、462400、350200 万元（附件 1）。

附件：1．公交电动化氮氧化物减排量表

2．机动车排放因子表

附件 1

公交电动化氮氧化物减排量表

地市	非电动公交保有量（辆）	公交 NOx 排放量（吨）	2018 年			2019 年			2020 年			2018-2020 年公交合计减排量（吨）	2018-2020 年纯电动公交车购置费用（万元）
			非电动公交减少量（辆）	NOx 减排量（吨）	纯电动公交车购置费用（万元）	非电动公交减少量（辆）	NOx 减排量（吨）	纯电动公交车购置费用（万元）	非电动公交减少量（辆）	NOx 减排量（吨）	纯电动公交车购置费用（万元）		
广州	13283	4827	13283	4827	1328300	0	0	0	0	0	0	4827	1328300
深圳	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
珠海	1613	559	1613	559	161300	0	0	0	0	0	0	559	161300
汕头	741	223	445	133.8	44500	148	44.6	14800	0	0	0	178.4	59300
佛山	5802	1964	3481	1178.4	348100	1160	392.8	116000	1160	392.8	116000	1964	580100
韶关	485	171	291	102.6	29100	97	34.2	9700	0	0	0	136.8	38800
河源	1175	83	705	49.8	70500	235	16.6	23500	0	0	0	66.4	94000
梅州	741	141	593	112.8	59300	0	0	0	0	0	0	112.8	59300
惠州	1171	642	703	385.2	70300	234	128.4	23400	234	128.4	23400	642	117100
汕尾	611	82	489	65.6	48900	0	0	0	0	0	0	65.6	48900
东莞	1959	1563	1175	937.8	117500	392	312.6	39200	392	312.6	39200	1563	195900
中山	475	602	285	361.2	28500	95	120.4	9500	95	120.4	9500	602	47500
江门	280	397	140	198.5	14000	84	119.1	8400	56	79.4	5600	397	28000
阳江	278	35	222	28	22200	0	0	0	0	0	0	28	22200

地市	非电动公交保有量（辆）	公交 NOx 排放量（吨）	2018 年			2019 年			2020 年			2018-2020 年公交合计减排量（吨）	2018-2020 年纯电动公交车购置费用（万元）
			非电动公交减少量（辆）	NOx 减排量（吨）	纯电动公交车购置费用（万元）	非电动公交减少量（辆）	NOx 减排量（吨）	纯电动公交车购置费用（万元）	非电动公交减少量（辆）	NOx 减排量（吨）	纯电动公交车购置费用（万元）		

附件 2

机动车排放因子表

车型及燃油种类				NOx（克/辆/年）					
				国 0	国 1	国 2	国 3	国 4	国 5
载客汽车	微型	出租车	汽油	138428	76988	28210	8990	7283	6191
			其他	138428	76988	28210	8990	7283	6191
		其他	汽油	22737	11766	3014	872	683	580
			其他	22737	11766	3014	872	683	580
	小型	出租车	汽油	138428	82113	28974	9087	5693	4839
			柴油	135919	130300	103071	58811	44135	44135
			其他	138428	82113	28974	9087	5693	4839
		其他	汽油	22737	12843	3714	779	537	457
			柴油	20199	21338	19771	5903	4464	4464
			其他	22737	12843	3714	779	537	457
	中型	公交车	汽油	398796	398796	13958	6979	6979	6979
			柴油	468585	466591	410095	272511	173005	95153
			其他	382844	319037	247918	176800	123760	74256
		其他	汽油	187800	187800	6573	3287	3287	3287
			柴油	169959	148675	134277	91396	58023	31913
			其他	187800	156500	125200	79815	55871	33522
	大型	公交车	汽油	1395786	1395786	87735	43868	43868	43868
			柴油	717833	447210	391219	315846	197956	108876
			其他	1339955	1116629	868046	619463	433624	260175
		其他	汽油	2410800	2410800	151536	75768	75768	75768
			柴油	1239840	695550	520733	455021	285184	156851
			其他	2314368	1928640	1499288	1069936	748955	449373

公开方式：不公开

抄送：市委有关部委办，市人大常委会办公室，市政协办公室，市纪委办公室，市法院、检察院，揭阳军分区。

揭阳市人民政府办公室　　2018 年 11 月 16 日印发

附件13

广 东 省 国 土 资 源 厅

粤国土资（揭阳）预函〔2018〕01号

广东省国土资源厅关于中委合资广东石化2000万吨/年重油加工工程项目用地的预审意见

揭阳市国土资源局、中国石油天然气股份有限公司广东石化分公司：

根据《广东省人民政府关于将一批省级行政职权事项调整由各地级以上市实施的决定》（粤府令第248号）、《广东省国土资源厅委托行使省管权限建设项目用地预审工作方案》，《中国石油天然气股份有限公司广东石化分公司关于申请办理中委合资广东石化2000万吨/年重油加工工程项目用地预审的报告》及相关材料收悉。经审查，意见如下：

一、中委合资广东石化2000万吨/年重油加工工程项目（项目代码：2012-445224-25-03-800020）已经广东省发展改革委同意开展前期工作（粤发改产业函〔2018〕3443号），项目建设对推动广东及周边地区产业结构的调整升级，带动相关产业发展，提升工业经济整体实力等方面具有重要意义。该项目选址你市惠来县和大南海石化工业区，经审查，项目用地不符合揭阳市惠来县

土地利用总体规划，已编制土地利用总体规划修改方案，符合供地政策，原则同意通过用地预审。

二、项目拟用地面积 930.7070 公顷，其中农用地 271.1853 公顷（耕地 104.9960，不占基本农田），建设用地 630.2741 公顷，未利用地 29.2476 公顷。在初步设计阶段，要从严控制建设用地规模，节约集约利用土地。

三、按照《土地管理法》规定和有关要求，建设项目占用耕地的，应当补充数量相同、质量相当的耕地。地级以上市国土资源主管部门应督促建设单位在用地报批前做好耕地占补平衡工作；应按照法律规定，要求建设单位将被占用耕地耕作层土壤剥离利用；结合土地整治、高标准农田建设和土地复垦等工作，及时组织开展耕作层土壤剥离利用、补充耕地；用地报批时，耕作层土壤剥离利用安排情况随同补充耕地方案一并予以说明。

四、地级以上市国土资源主管部门要根据国家、省法律法规和有关文件的规定，认真做好征地补偿安置前期工作，足额安排补偿安置金并纳入工程项目预算，合理确定被征地农民安置途径，明确就业、住房、社会保障等措施，保证被征地农民原有生活水平不降低，长远生计有保障，切实维护被征地农民的合法权益。地级以上市国土资源主管部门应督促建设单位在用地报批前按规定做好征地补偿安置有关工作。

五、地级以上市国土资源主管部门要严格按规定办理建设用地报批手续，在用地报批前完成土地利用总体规划修改审批和备

案，在未取得建设用地批准之前不得开工建设。切实加强对此项目的用地核查工作，及时制止违法用地行为，并向同级人民政府和我厅报告情况。对违法用地行为发现后没有及时制止造成严重后果的，将严肃追究相关责任人行政责任。

六、建设单位应当对单独选址建设项目是否位于地质灾害易发区、是否压覆重要矿产资源进行查询核实；位于地质灾害易发区或者压覆重要矿产资源的，应当依据相关法律法规的规定，在办理用地预审手续后，完成地质灾害危险性评估、压覆矿产资源登记等。

七、依据《建设项目用地预审管理办法》的规定，建设项目用地预审文件有效期为三年，本文件有效期至2021年8月16日。

广东省国土资源厅

2018年8月16日

（联系人：谢敏嘉 ，联系电话：0663-8228721）

公开方式：主动公开

抄送：省发展改革委。

揭阳市国土资源局　　2018年8月16日印发

排印：陈妍佳　　校对：谢敏嘉　　共印5份

CMA 170017130120

CNAS 中国认可 检测 TESTING CNAS L0738

附件20

No. WT180675

检 测 报 告

样品名称	煤
委托单位	中国石油广东石化公司 HSE 中心
检测类别	委托检测

国家煤炭质量监督检验中心

检验专用章

注 意 事 项

1. 检验报告无“检验专用章”无效；

2. 检验报告不得局部复制，复制报告未重新加盖“检验专用章”无效；

3. 报告无主检、审核、批准人签字（章）无效；

4. 报告涂改无效；

5. 对检验报告若有异议，应与收到报告之日起十五日内向检验单位提出，逾期不予受理；

6. 一般情况，检验结果只对所检样品负责。

地　　址：中国 北京和平里青年沟东路5号

邮政编码：100013

电　　话：(010) 84262943，84263685，84263117

传　　真：(010) 84264852，84263685

E-mail：ccrite@ccri.com.cn

WT180675

国家煤炭质量监督检验中心

检测报告

样品编号 181815　　共5页　第1页

样品名称	煤	委托单位	中国石油广东石化公司 HSE 中心
来样编号	——	检测类别	送样　检测
样品数量	1 个，7.83kg	送样日期	2018-08-15
样品状态	<25mm	送样者	郭长敬
抽样地点	——	抽样基数	——
检测项目	全水、工分、全硫、碳、氢、氮、发热量、磷、灰熔融性(弱还原)、可磨性、氯、氟、砷、硒、钒、汞、镍、铅、灰成分。		
检测依据	见第 2 页		
检测结果	见第 3-5 页 （检测报告专用章） 签发日期：2018.9.18		
备注	——		

主验 Main operator　　审核 Checked by　　批准 Approved by

国家煤炭质量监督检验中心
China National Coal Quality Supervision and Testing Center

检测依据标准

GB/T211-2017《煤中全水分的测定方法》
GB/T212-2008《煤的工业分析方法》
GB/T214-2007《煤中全硫的测定方法》
GB/T476-2008《煤中碳和氢的测定方法》
GB/T19227-2008《煤中氮的测定方法》
GB/T213-2008《煤的发热量测定方法》
GB/T216-2003《煤中磷的测定方法》
GB/T219-2008《煤灰熔融性的测定方法》
GB/T2565-2014《煤的可磨性指数测定方法 哈德格罗夫法》
GB/T3558-2014《煤中氯的测定方法》
GB/T4633-2014《煤中氟的测定方法》
GB/T3058-2008《煤中砷的测定方法》
GB/T16415-2008《煤中硒的测定方法》
GB/T19226-2003《煤中钒的测定方法》
GB/T16659-2008《煤中汞的测定方法》
GB/T19225-2003《煤中铜、钴、镍、锌的测定方法》
GB/T16658-2007《煤中铬、镉、铅的测定方法》
GB/T1574-2007《煤灰成分分析方法》

国家煤炭质量监督检验中心
China National Coal Quality Supervision and Testing Center

检测结果
Test results

(检测结果只适用于来样)
(Test result is only responsible for the received sample)

委托单位 Report to: 中国石油广东石化公司 HSE 中心
报告日期 Report Date: 2018-9-18
来样编号 Sample ID: —
样品编号 Lab. No.: 181815

		空气干燥基 air dry	干燥基 dry	干燥无灰基 dry ash free	收到基 as received
全水 Total Moisture	%	—	—	—	15.8
分析水 Moisture	%	5.16	—	—	—
灰分 Ash	%	7.14	7.53	—	6.34
挥发分 Volatile Matter	%	29.52	31.13	33.66	26.21
固定碳 Fixed Carbon	%	58.18	61.35	66.34	51.65
高位发热量 Gross Calorific Value	MJ/kg	28.13	29.66	32.08	24.97
低位发热量 Net Calorific Value	MJ/kg	27.18	—	—	23.87
全硫 Total Sulfur	%	0.37	0.39	0.42	0.33
碳 Carbon	%	71.48	75.37	81.51	63.48
氢 Hydrogen	%	4.04	4.26	4.61	3.59
氮 Nitrogen	%	0.82	0.86	0.94	0.73
氧 Oxygen	%	10.99	11.59	12.53	9.76
磷 Phosphorus	%	0.002	0.002	—	0.002
氯 Chlorine	%	0.014	0.015	—	0.012
砷 Arsenic	μg/g	2	2	—	2
氟 Fluorine	μg/g	44	46	—	39
哈氏可磨性 Hardgrove grindability		62	—	—	—

主验 Main Operator:
审核 Checked by:
批准 Approved by:

国家煤炭质量监督检验中心 检验专用章

国家煤炭质量监督检验中心
China National Coal Quality Supervision and Testing Center

检测结果
Test results

(检测结果只适用于来样)
(Test result is only responsible for the received sample)

委托单位 Report To: 中国石油广东石化公司 HSE 中心
样品编号 SampleID: —
报告日期 Report Date: 2018-9-18
样品编号 Lab.No: 181815

		空气干燥基 Air dry	干燥基 dry	干燥无灰基 dry.ash free	收到基 as received
分析水 Moisture	%	5.16	—	—	—
钒 Vanadium	μg/g	—	—	—	—
硅 Silicon	μg/g	—	—	—	—
钠 Sodium	μg/g	—	—	—	—
铁 Iron	μg/g	—	—	—	—
镍 Nickel	μg/g	8	8	—	—
钾 Potassium	μg/g	—	—	—	—
硒 Selenium	μg/g	1	1	—	—
汞 Mercury	μg/g	0.024	0.025	—	—
铜 Copper	μg/g	—	—	—	—
锌 Zinc	μg/g	—	—	—	—
钴 Cobalt	μg/g	—	—	—	—
铬 Chromium	μg/g	—	—	—	—
镉 Cadmium	μg/g	—	—	—	—
铅 Lead	μg/g	3	3	—	—
砷 Arsenic	μg/g	2	2	—	—
锰 Manganese	μg/g	—	—	—	—
氟 Fluorine	μg/g	44	46	—	—

主验 Main Operator: 蒙
审核 Checked by:
批准 Approved by:

检验专用章

国家煤炭质量监督检验中心
China National Coal Quality Supervision
and Testing Center

检测结果
Test results

(检测结果只适用于来样)
(Test result is only responsible for the received sample)

委托单位 Report To	中国石油广东石化公司 HSE 中心	来样编号 SampleID	—
报告日期 Report Date	2018-9-18	样品编号 Lab.No.	181815

煤灰成分 Composition of Ash			
二氧化硅	SiO_2	%	31.40
三氧化二铝	Al_2O_3	%	15.00
氧化铁	Fe_2O_3	%	15.52
氧化钙	CaO	%	20.74
氧化镁	MgO	%	0.76
二氧化钛	TiO_2	%	0.77
三氧化硫	SO_3	%	8.60
五氧化二磷	P_2O_5	%	0.08
氧化钾	K_2O	%	0.49
氧化钠	Na_2O	%	2.10
四氧化三锰	Mn_3O_4	%	—
二氧化锰	MnO_2	%	—
钒	V	%	0.014
			—
总量 Amount		%	—

灰熔融性 Fusibility of Ash		
	弱还原性气氛 Reducing	氧化性气氛 Oxidizing
变形温度 (DT) Deformation Temp.	1080	—
软化温度 (ST) Softening Temp.	1090	—
半球温度 (HT) Hemispherical Temp.	1100	
流动温度 (FT) Fluid Temp.	1110	

主验 Main Operator 审核 Checked by 批准 Approved by

仅供检验专用章

附件24

揭阳市城乡规划委员会

揭市规委审[2018]4号

第三届揭阳市城乡规划委员会
第三次会议审议意见

会议时间：2018年10月18日

会议地点：市政府机关大院5号楼二楼4号会议室

会议主持：吴毅青常务副主任委员

出席人员：市规划委员会委员

列席人员：吴贤文督察员，编制单位（中国城市规划设计研究院、广东省城乡规划设计研究院）代表，普宁市、揭西县、惠来县、大南海石化工业区、普侨区、大南山侨区负责同志

审议内容：1、《揭阳大南海石化工业区石化产业片区控制性详细规划（修编）》

汇报单位：中国城市规划设计研究院

2、《揭阳市城镇开发边界划定》

汇报单位：广东省城乡规划设计研究院

一、审议《揭阳大南海石化工业区石化产业片区控制性详细规划（修编）》

会议听取中国城市规划设计研究院对《揭阳大南海石化工业区石化产业片区控制性详细规划（修编）》的汇报。汇报内容主要包括：原有控规概况（包括目标定位、空间结构、用地布局、对外交通、道路系统等）、控规修编过程（包括修改缘由和修编过程）、总体修改方案（包括规划范围、功能定位、用地布局、综合交通、公共服务设施、绿地系统、市政规划、重大设施、开发时序）等。

会议认为：大南海石化工业区石化产业片区作为滨海新区的起步区、“一中心两基地”发展格局重要的基地之一，是滨海新区发展的重要推动力，具有举足轻重的意义。贯彻落实省委省政府建设揭阳滨海新区、市委市政府“一轴一带一区”发展新格局的重要战略部署，进一步衔接《揭阳滨海新区发展总体规划（2017-2030年）》和《惠来县总体规划（2017-2035年）》上位规划要求，服务中石油炼化一体化项目布局调整和片区产业规划优化，对控规进行修编非常必要，是对上位法定规划的落实，也是中石油炼化一体化项目环评的必要环节。

会议要求：规划修编要与环保部六个方面环评的要求紧密衔接，要配合好中石油炼化一体化项目建设的变化做细做实规划的调整工作；要加强与周边项目建设对接，特别是粤东新城的建设，要精准衔接，形成互相带动互相支持的发展格局；要一并考虑交通廊道，论证大南海石化工业区与粤东新城之间交

通廊道；要对接项目建设要求，优化项目建设时序，保障大南海石化项目落地；要优化物流、市政等用地布局和控制指标；要加快大南海控规一体化研究，率先实现多规合一；真正让控规贴近大南海工业区的发展实际，具有可实施性，进一步用控规指导建设工作。

《揭阳大南海石化工业区石化产业片区控制性详细规划（修编）》以无记名投票形式进行审议表决，共发出表决票 32 票，收回 32 票，通过 32 票，不通过 0 票。根据表决结果，会议决定：《揭阳大南海石化工业区石化产业片区控制性详细规划（修编）》审议通过。

二、审议《揭阳市城镇开发边界划定》

会议听取广东省城乡规划设计研究院对《揭阳市城镇开发边界划定》的汇报。汇报内容主要包括：工作背景与历程、全省城镇开发边界的工作组织和技术思路、市域城镇开发边界的划定、各县（市、区）城镇开发边界划定方案、城镇开发边界的管理与调控机制等。

会议认为：揭阳市城镇开发边界划定工作充分落实习近平新时代中国特色社会主义思想，符合中央城市工作会议精神、中共中央国务院关于加强城市规划建设管理若干意见和我市“一轴一带一区”发展新格局等新要求，通过“三上三下”相结合的方式，划定揭阳市域城镇开发边界，是保障我市有序发展、高质量发展的一项重要举措，是推动城市向内涵提升式转变的必要手段，总体划定工作进展有序，划定内容科学合理。

会议要求：城镇开发边界划定要有利于城市发展、有利于审批、有利于管理，揭阳作为后发展地区，要充分保障我市发展用地，特别是重点项目和重点板块。各县（市、区）有微调的要再对接再细化，确保我市城镇开发边界划定工作能够依法严格执行。

《揭阳市城镇开发边界划定》以无记名投票形式进行审议表决，共发出表决票32票，收回32票，通过32票，不通过0票。根据表决结果，会议决定：《揭阳市城镇开发边界划定》审议通过。

三、工作部署

市政府副市长、市规划委员会常务副主任委员吴毅青同志提出下一步工作要求：

一是要修改完善规划。今天审议通过的两个规划，时间要求紧，市规划局、大南海石化工业区、规划编制单位要高度重视，抓紧结合各位委员的意见和建议，进行认真整理和研究，有必要的再与有关部门进一步对接细化，修改完善规划成果，促进规划科学性，尽快上报市政府审批。

二是要严格实施规划。规划是要实施的，要落地的，规划一经批准，就具有法律效应，各项建设活动必须符合规划。各地各部门要切实树立规划引领理念，把规划作为决策各项建设活动的标尺，认真实施规划，齐心协力将规划蓝图变成现实。

出席会议人员：

吴毅青	江玉城	陈晓青	张伟勤	李春明
吴少炎	张敏生	郭　翔	王全录	郑海忠
李丽曼	吴汉通	方　烽	赖源凯	黄克新
郑岳奎	黄林芝	郑苗雄	佘燕娜	黄朝晖
袁树汉	吴榕波	钟榕林	林凛凯	林耿创
郑冠英	胡水宝	乔朝兴	林海菁	洪志胜
陈春付	陈镇文			

列席会议人员：

吴贤文（省派驻揭阳规划督察员）、陈少平（普宁市人民政府）、陈郑生（惠来县人民政府）、林金晓（揭西县人民政府）、李壮潮（大南海石化工业区管委会）、许惠标（普侨区管委会）、林少鸿（大南山侨区管委会）、潘哲（中国城市规划设计研究院）、徐宁（广东省城乡规划设计研究院）

请假：

叶牛平	陈奇春	黄伟忠	袁文键	张自旺
曾　斌	刘汉立	吴爱珊	郑　旭	

（此页无正文）

揭阳市城乡规划委员会

2018年10月26日

公开方式：主动公开

抄送：李水华、叶牛平、吴毅青、陈奇春、黄伟忠同志，吴贤文督察员，市规划局，普宁市、揭西县、惠来县、榕城区、揭东区、空港经济区、揭阳产业转移工业园、大南海石化工业区、普侨区、大南山侨区政府（管委会）

揭阳市城乡规划委员会办公室　　2018年10月26日印发

（共印56份）

附件25

揭阳市生态环境局文件

揭市环审〔2019〕5号

揭阳市生态环境局关于揭阳大南海石化工业区一般工业固废处理一期项目环境影响报告书审批意见的函

揭阳大南海工业区管理委员会:

你单位报送的《揭阳大南海石化工业区一般工业固废处理一期项目环境影响报告书》(以下简称"报告书")等有关材料收悉。经研究,批复如下:

一、项目位于大南海石化工业区大石化项目西侧、园区污水处理中心南侧(工业区公用设施配套区域),占地面积118404㎡,总建筑面积72700.5㎡。一期项目主要建设内容为一条五氧化二钒生产线、一条透水砖生产线、一条路缘石生产线、一条蒸汽混凝土砌块生产线以及配套储运、公用及环保设施,项目通过综合回收钒、铝、镍及混凝土制砖工艺对中委广东石化2000万吨/年重油加工工程项目产生的一般工业固体废物进行综合利用

处理，年产五氧化二钒5370.29吨、硫酸铝103217.19吨、硫酸铵22307.14吨、透水砖6610万块、路缘石55万m^3及蒸压加气混凝土砌块11万m^3。项目总投资48706万元，其中环保投资2170万元。项目不接收及处理处置危险废物。

根据报告书的分析、评价结论以及技术评估意见，在项目按照报告书所列的性质、规模、地点、建设内容进行建设，落实各项污染防治及环境风险防范措施，确保环境安全的前提下，其建设从环境保护角度可行。

二、项目建设应重点做好以下环境保护工作：

（一）加强废水污染防治。按照"清污分流、雨污分流、循环用水"的原则优化设置厂区给排水系统，生产废水及初期雨水经收集处理后全部回用，按规范化要求设置一个生活污水排放口，并设立标志牌。

严格做好生产区、化学品存放区、危险废物和一般固体废物临时贮存仓库、废水处理系统、事故应急池等的防渗措施，防止污染土壤、地下水。

（二）加强大气污染物排放控制。进一步优化生产工艺和废气处理措施，尽可能减少二氧化硫、氮氧化物等污染物排放量，采取有效的措施做好废气收集，最大限度减少无组织排放废气，收集后的粉尘及有机废气应经处理达标后通过符合排放高度的排气筒排放。

（三）加强固体废物污染防治工作。按照"资源化、减量化、

再利用”的原则做好固体废物的综合利用和处理处置工作。项目产生的镍渣、草酸铁渣及废机油等危险废物污染防治须严格执行国家和省废物管理的有关规定，交由有资质的单位处理处置，并按规范建设危险废物的临时贮存场所、设置收集装置，临时贮存应符合《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）的要求，强化危险废物规范化管理，确保及时合法转移，建立健全管理台账，避免危险废物流失。其他一般固体废物应综合利用或妥善处理处置。

（四）强化噪声治理措施。选用低噪声设备，对主要噪声源合理布局，各噪声源采用隔声、减震、消声等治理措施，确保厂界噪声达标排放。

（五）强化环境风险防范和事故应急。建立健全环境事故应急体系，加强生产、管道、污染防治设施的管理和维护。制订有效的环境风险事故防范和应急预案并报环保部门备案，落实严格的风险防范和应急措施，提高事故应急能力。配备必要的事故防范和应急设备，设置不小于800立方米的应急事故池，防止风险事故等造成环境污染，确保周边的环境安全。

你单位应配合、协助大南海石化工业区管委会和有关部门建立健全环境风险防范、应急联合体系，加强应急演练和区域联动，提高突发风险事故应急处理能力。

三、根据项目选址的环境功能区要求，该项目污染物排放应符合如下标准：

（一）项目焙烧脱碳烟气及浸出酸雾执行《钒工业污染物排放标准》（GB26452-2011）表5标准，其中NOx执行《大气污染物排放限值》（DB44/27-2001）第二时段二级标准；红钒煅烧氨气排放执行《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中的新扩改建二级标准；混凝土制品工艺废气物参照执行《砖瓦工业大气污染物排放标准》（GB29620-2013）。

（二）生活污水排放执行《钒工业污染物排放标准》（GB26452-2011）表2中间接排放标准与《水污染物排放限值》（DB44/26-2001）第二时段三级标准的较严者。

（三）施工期噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）；营运期噪声排放执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的3类标准。

四、项目主要污染物排放总量指标为二氧化硫87.71吨/年、氮氧化物40.18吨/年、COD0.713吨/年和氨氮0.095吨/年，其中二氧化硫及氮氧化物由大南海石化工业区环境保护和安全生产监管局调剂解决，COD、氨氮纳入园区污水处理厂总量控制指标管理。

五、项目应严格执行配套建设的环境保护设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用的环境保护“三同时”制度。项目应经环保验收合格方可投产。

六、项目的规模、地点或者防治污染、防治生态破坏的措施发生重大变动的，应重新报批项目的环境影响评价文件。

七、项目日常环境监督管理工作由大南海石化工业区环境保护和安全生产监管局负责。

揭阳市生态环境局

2019年1月23日

抄送：大南海石化工业区环境保护和安全生产监管局，揭阳市环境保护局环境监察分局，湖南有色金属研究院

揭阳市生态环境局办公室　　2019年1月24日印发

附件26

供水框架协议

甲方：揭阳大南海石化工业区城乡规划建设局

乙方：中国石油天然气股份有限公司广东石化分公司

为了贯彻落实广东省发展改革委关于支持中委广东石化项目调整项目建设内容并加快开展项目前期工作的决策，确保中委广东石化2000万吨/年重油加工工程用水安全，促进地方经济发展，经甲乙双方友好协商，就工程供水问题达成如下协议：

一、甲方同意将揭阳大南海石化工业区供水工程（一期）取水许可水量4548万m^3（粤水许决字〔2018〕15号），优先满足中委广东石化2000万吨/年重油加工工程由于建设规模优化扩大较原工程取水许可水量1856万m^3（珠水政资函〔2010〕604号）新增的取水水量要求4090万m^3。

二、取水工程由甲方统一规划建设，建设输水管道至石化项目界区，并负责取水工程的建设管理，乙方根据年实际取用水量向甲方缴纳水资源费。

三、具体事宜，待有资质的单位编写完成水资源论证报告，并评审通过后由水行政主管部门审批后商定。

本协议书一式两份，甲乙双方各执一份。

甲方：揭阳大南海石化工业区城乡规划建设局

法定代表人（或授权代表）：陈武才

日期：2018年11月6日

乙方：中国石油天然气股份有限公司广东石化分公司

法定代表人（或授权代表）：

日期：2018年11月7日

附件27

揭阳市人民政府办公室文件

揭府办〔2018〕113号

揭阳市人民政府办公室关于印发《中委广东石化2000万吨/年重油加工工程项目区域水环境质量改善污染物削减方案（2018-2020年）》的通知

各县（市、区）人民政府（管委会），市府直属有关单位：

《中委广东石化2000万吨/年重油加工工程项目区域水环境质量改善污染物削减方案（2018-2020年）》已经市人民政府同意，现印发给你们，请认真组织实施，实施过程中遇到问题，请径向市环境保护局反映。

揭阳市人民政府办公室

2018年11月16日

中委广东石化2000万吨/年重油加工工程项目区域水环境质量改善污染物削减方案（2018-2020年）

为贯彻落实《国务院关于印发水污染防治行动计划的通知》（国发〔2015〕17号），细化落实《近岸海域污染防治方案》（环办水体函〔2017〕430号）以及《关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知》（环环评〔2016〕150号），确保中委广东石化2000万吨/年重油加工工程项目的顺利上马，以改善水环境质量为核心，现结合我市工作实际，从水体环境保护与整治、产业结构优化调整、污染源治理、环境管理等方面提出揭阳市水环境质量改善任务和保障措施。

一、强化水体环境保护与整治恢复

（一）加强水源地环境保护。

以“水质优先、区域统筹、科学规范、精准保护”为原则，严格按照国家和省的相关技术规范，结合饮用水源地实际情况，依法依规进行划定或调整饮用水源保护区。加快推进饮用水水源保护区规范化建设，在边界设立明确地理界标和警示标志。2018年11月底前，完成地级以上城市饮用水水源保护区内的环境违法违规问题清理整治，2019年11月底前，完成县级以上城市饮用水水源保护区内的环境违法违规问题清理整治。建立健

全饮用水水源保护区日常巡查长效机制，杜绝已整改问题死灰复燃，实现精准管理。

〔牵头责任单位：市环境保护局，协作责任单位：市水务局、农业局，实施责任单位：各县（市、区）人民政府（管委会）〕

（二）强化优良水体保护。

水陆统筹，强化源头控制，突出上下游、干支流水污染联防联治，分流域、分区域系统推进水污染防治。榕江流域，重点做好环保基础设施建设，畜禽养殖污染防治，凉果、食品、金属等工业企业污染防治；练江流域重点做好环保基础设施建设和印染等工业企业污染防治；龙江流域重点做好滨海新区环保基础设施配套和上游制药、凉果等工业企业污染防治；做好大南海石化园区环保基础设施配套。组织开展湖泊污染专项治理，推动我市水生态环境持续改善。到2020年，达到《揭阳市水污染防治目标责任书》地表水水质目标，地表水水质优良比例达到85.7%。

〔牵头责任单位：市环境保护局，协作责任单位：市水务局、农业局，实施责任单位：各县（市、区）人民政府（管委会）〕

（三）消除劣Ⅴ类水体。

充分发挥河长制、湖长制的重要作用，市委、市政府主要领导挂点督导重污染流域，啃最硬的“骨头”、攻最难的“山头”。

练江流域，重点完成普宁占陇等污水处理厂建设，建成普宁纺织印染环保综合处理中心，2018 年底前，完成普宁市园区外印染企业停产，到 2020 年，完成普宁市 58 家印染企业入园。榕江北河流域，重点推进环保基础设施建设以及上游工业企业污染整治，枫江流域扎实做好三江水系连通工程前期工作，确保 2019 年水系连通工程运行前，枫江流域水质达 V 类。到 2020 年，练江青洋山桥断面水质基本达Ⅴ类，榕江北河龙石断面达Ⅲ类，枫江口断面稳定达Ⅳ类。

〔牵头责任单位：市环境保护局、水务局，协作责任单位：市经济和信息化局、住房和城乡建设局、农业局，实施责任单位：各县（市、区）人民政府（管委会）〕

（四）基本消除黑臭水体。

综合采取“控源截污、内源治理、生态修复、活水循环”等措施，清理整治黑臭水体沿岸排污口及沿岸垃圾、水面漂浮物、河床底泥，严格控制生活污水、工业废水、农业废水等直排入河。对于未列入住房城乡建设部公布名单的，发现一个整治一个，并列入整治台账；对群众举报的黑臭水体，及时核实、抓紧整治。2019 年全市实现“初见成效”；到 2020 年，全市城市建成区基本消除黑臭水体，实现“长制久清”。

〔牵头责任单位：市住房和城乡建设局、环境保护局，协作责任单位：市发展改革局、国土资源局、水务局、农业局，实施责任单位：各县（市、区）人民政府（管委会）〕

（五）开展河道保洁。

按照分级负责及属地管理原则，建立榕江、枫江、练江、龙江等主要水体河道保洁长效机制，全面清理各主要河道干支流的生活垃圾（漂浮物）、水浮莲。制定重点河段水浮莲及漂浮物打捞实施方案，彻底清理水浮莲及其漂浮物，保障河道清洁美丽。

〔牵头责任单位：市水务局，协作责任单位：揭阳海事局、环境保护局、水务集团，实施责任单位：各县（市、区）人民政府（管委会）〕

（六）狠抓近岸海域污染整治。

全面排查入海排污口，清理非法和设置不合理的入海排污口，对合理合法的入海排污口加强监管，实施清单管理，开展溯源排查，查清所有实际使用排污口的责任单位（直排海污染源）。大力整治入海河流，实施氮、磷等主要污染物入海总量控制；到2020年，建立并实施污染物入海总量控制制度，切实减少氮、磷入海污染负荷，近岸海域水质稳中趋好。

〔牵头责任单位：市海洋与渔业局、环境保护局，协作责任单位：市住房和城乡建设局、水务局、农业局、揭阳海事局，实施责任单位：各县（市、区）人民政府（管委会）〕

二、调整优化产业结构

（七）推动落后产能退出。

全面落实《关于利用综合标准依法依规推动落后产能退出

的指导意见》，严格环保常态化执法和强制性标准实施，促使一批落后产能依法依规关停退出。严格执行环境保护法律法规，对超过水污染物排放标准排污，以及超过重点污染物总量控制指标排污的企业，责令采取限制生产、停产整治等措施；情节严重的，报经有批准权的人民政府批准，责令停业、关闭。

〔牵头责任单位：市经济和信息化局、发展改革局、环境保护局协作责任单位：市商务局，实施责任单位：各县（市、区）人民政府（管委会）〕

（八）严格项目准入。

严格执行国家、省关于重点行业、重点污染物、重点区域和流域污染物排放标准，在练江流域执行最严格的水资源保护制度和最严格的环境保护制度。严格环保准入，实施生态环境保护清单式管理，完善环境分区管控，加快实施生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和环境准入负面清单。严格按照《揭阳市人民政府办公室关于印发榕江流域水质达标方案的通知》（揭府办〔2017〕94号）、《揭阳市人民政府办公室关于印发练江流域水质达标方案的通知》（揭府办〔2017〕95号）及《印发关于加强龙江河水质保护的工作意见的通知》（揭府办〔2012〕1号）要求实行榕江、练江、龙江流域限批。全面落实工业园区及交通、产业、能源、自然资源开发等重点领域规划环境影响评价有关要求，对超过重点污染物排放总量控制指标或者未完成环境质量目标的县（市、区），暂停审批其新增

重点污染物排放总量的建设项目环境影响评价文件。

〔牵头责任单位：市环境保护局，协作责任单位：市发展改革局、国土资源局、质监局，实施责任单位：各县（市、区）人民政府（管委会）〕

三、推进污染源治理

（九）开展“散乱污”工业企业（场所）综合整治。

在以往工作的基础上，积极开展地毯式、拉网式排查，并建立台账，通过关停取缔、整合搬迁、整改提升等措施，对各类“散乱污”工业企业（场所）实施分类处置，2018 年年底前，完成城市交界处、工业集聚区、村级工业园“散乱污”工业企业（场所）整治，完成排查清单整治任务的 40%；2019 年年底前，完成“散乱污”工业企业（场所）专项整治。完善长效监管机制，及时复查巩固整治成果，2020 年开展全市“散乱污”工业企业（场所）综合整治“回头看”，防止反弹回潮。

〔牵头责任单位：市环境保护局，协作责任单位：市发展改革局、经济和信息化局、国土资源局、工商局、质监局，实施责任单位：各县（市、区）人民政府（管委会）〕

（十）全面推进城镇污水处理设施建设。

着力完善配套污水管网建设，2019 年，全市建制镇实现污水处理设施全面覆盖；到 2020 年底，全市县级以上城市新增配套污水管网 143 公里；建制镇新增配套管网 476.61 公里，改造各类老旧污水管道 10 公里，确保管网与污水处理设施连通，全

市城市污水处理率达到 95%以上，县城污水处理率达到 85%，力争达到 90%，练江流域污水收集率达到 95%以上。加快提升污水处理能力，2018 年完成 11 座污水处理设施，新增污水处理能力 13.17 万吨/日；到 2020 年底，全市新建县级以上城市生活污水处理设施 5 座，新增处理规模 12.67 万吨/日；新建镇级生活污水处理设施 50 座，新增处理规模 20.45 万吨/日。完成提标改造生活污水处理设施项目 1 个。新建、改建和扩建城镇生活污水处理设施出水，全面执行《城镇污水处理厂污染物排放标准》（DB18918-2002）一级 A 标准及广东省地方标准《水污染物排放限值》（DB44/26-2001）第二时段一级标准的较严值。因地制宜在排放口前建设人工湿地深度处理出水。推动污水处理厂中水回用。

〔牵头责任单位：市住房和城乡建设局，协作责任单位：市发展改革局、国土资源局、环境保护局、水务集团，实施责任单位：各县（市、区）人民政府（管委会）〕

（十一）开展农村雨污分流整治。

全面实施《揭阳市全面推进农村雨污分流及生活污水处理工程建设实施方案》，将整县污水处理设施 PPP 打包项目充分结合，因地制宜施策、科学设计施工，建设科学有效的污水处理设施，实现农村生活污水达标排放。加快推进农村厕所改造，按照群众接受、经济适用、维护方便、不污染公共水体的要求，大力开展农村户用卫生厕所建设和改造，推广农村完全资源化

利用厕所，同步实施粪污治理，全面普及乡村旅游区等公共厕所。建立健全农村无害化卫生厕所长效管护机制。有效衔接生活污水处理，推进厕所污水和粪便有效处理或资源化利用。到2020 年，农村无害化卫生户厕普及率达到 100%，全面普及乡村旅游区等公共厕所。

〔牵头责任单位：市住房和城乡建设局、卫生计生局，协作责任单位：市科技局、环境保护局、农业局、旅游局、水务集团，实施责任单位：各县（市、区）人民政府（管委会）〕

（十二）强化畜禽养殖污染治理。

实行畜禽养殖总量与区域双控制，加强禁养区规范管理，继续做好禁养区后续监管，防治复养，巩固禁养区清理成果。继续落实非禁养区畜禽养殖场整治，跟踪督促非禁养区规模化畜禽养殖场配套建设粪便污水贮存、处理与利用等设施。到2020年，全市畜禽粪污资源化利用率达到 75%以上，规模化养殖场粪污处理设施装备配套率达到 95%以上。加强畜禽养殖专业户和散养户管理，按属地化管理原则，施行“一村一策”，借助村规民约强化对养殖专业户和散养户管理，落实水污染防治处理措施，防治畜禽养殖废弃物渗出、泄露或直接排出对水环境造成污染。推进生态健康养殖，按照源头减量、过程控制、末端利用的治理路径，积极引进专业的粪污第三方机构收集和处理畜禽粪污，提高畜禽废弃物资源化利用水平，探索推广温氏集团家庭农场畜禽粪污舍外降解床等废弃物零排放模式，积极申

报世界银行对规模养殖场畜禽废弃物综合治理项目和中央畜禽标准化养殖扶持项目，搭理推进畜牧业生态健康养殖，使畜牧业真正实现生态、效益双赢。运用信息化手段加强执法监管，规模化生猪养殖场实施在线智能化防控并纳入当地农业和环境保护部门监管平台。

〔牵头责任单位：市农业局，协作责任单位：市发展改革局、环境保护局、海洋与渔业局，实施责任单位：各县（市、区）人民政府（管委会）〕

（十三）严控农业面源污染。

大力推广测土配方施肥，加快高效缓释肥料、液体肥料、水溶肥料等高效新型肥料的应用，开展化肥深施、机械施肥试点，不断提高肥料利用率。研究利用补贴方式鼓励引导农民推进秸秆还田、种植绿肥、增施有机肥和土壤调理剂，合理调整施肥结构，促进化肥减量增效。全面推行高效、低毒、低残留农药及生物农药和先进施药机械，推进病虫疫情统防统治和绿色防控。深入实施世界银行贷款农业面源污染治理项目，大力推广环境友好型种植业，探索对种植农户使用环境友好型化肥、农药给予补贴的机制，科学构建基层技术推广队伍，实现种植业生产减少化肥、农药使用量和对环境的污染。到2020年，全市测土配方施肥技术覆盖率达到90%以上，主要农作物化肥、农药利用率达到40%以上，实现化肥、农药使用量零增长。

〔牵头责任单位：市农业局，协作责任单位：市科技局、

环境保护局，实施责任单位：各县（市、区）人民政府（管委会）〕

四、加强环境管理

（十四）全面落实河长制。

对全市河湖和水利工程划界确权，明确管理和保护范围，2018 年基本完成全市河、溪、沟、渠塘划界确权；以保护水资源、保障水安全、防治水污染、改善水环境、修复水生态为主要任务，构建市、县、镇、村四级河长体系；建立河湖名录及河长名录，落实河长管理、保护职责。

〔牵头责任单位：市水务局、河长办，协作责任单位：市国土资源局、环境保护局、住房和城乡建设局、农业局，实施责任单位：各县（市、区）人民政府（管委会）〕

（十五）严格工业企业监管。

严格环境准入制度，禁止新建、扩建不符合环保要求的污染项目。深化排查，全面建立工业企业污染源清单、台账；制定专项行动计划，全面清理取缔“散乱污”企业，严格环境执法监管，从严从重从快打击违法涉水企业和环境违法犯罪工作。加快绿色升级改造步伐，推动集中入园，实行污染集中控制、统一处理；已建成重点工业集聚区全面达标排放。

〔牵头责任单位：市环境保护局，协作责任单位：市经济和信息化局、公安局、工商局，实施责任单位：各县（市、区）人民政府（管委会）〕

（十六）全面加强入河排污口规范化管理。

加强入河排污口设置审核，依法申报办理新建、改建入河排污口。对合法设置的入河排污口，依法依规公开相关信息；对非法设置或经过整治后仍无法达标排放的入河排污口，依法依规予以清理整治。到2020年，建立完善入河排污口管理系统。推进城市建成区污水零直排区建设，到2020年实现旱季生活污水无直排。

〔牵头责任单位：市水务局、环境保护局，协作责任单位：市住房和城乡建设局，实施责任单位：各县（市、区）人民政府（管委会）〕

（十七）实施水生态扩容提质。

编制实施主要江河水量调度方案，采取闸坝联合调度、生态补水等措施，合理安排下泄水量和泄流时段，保障主要河流生态流量。深入实施韩江、榕江、练江水环境系统共治，配合做好省三江水系连通工程。加强生态公益林建设、保护和管理，实施湿地生态恢复。除日常保洁外，每年开展两次主要河流集中清漂行动。通过守、退、补方式加快推进江河湖库、城市建成区河涌两岸生态缓冲带建设。守住生态缓冲带区域，除公共设施外严格控制项目上马；清退已进入生态缓冲带区域的项目；对无法清退的项目，制定补救措施。保障水生态环境容量。

〔牵头责任单位：市水务局、环境保护局，协作责任单位：市发展改革局、财政局、住房和城乡建设局、林业局、水务集

团，实施责任单位：各县（市、区）人民政府（管委会）〕

（十八）完善监测体系。

深入实施《广东省生态环境监测网络建设实施方案》,结合《广东省环境保护厅生态环境监测网络建设 2017-2018 年工作计划》，逐步建成、优化水监测网络，实现县区全覆盖与数据联网。按照省环境监测垂改部署，全面配合完善国家地表水环境质量监测事权上收工作，按计划配合完成省控水质监测断面（或自动站）上收工作。加快构建卫星遥感核查、无人机（船）详查、地面核查相结合的监测体系，加快建成陆海统筹、天地一体、上下协同、信息共享的生态环境监测大数据平台，全面客观反映水环境监测质量状况。按照省环保厅环境大数据与“互联网+环保”实施计划，结合实际分步实施，整合扩建现有环保信息化基础设施和业务平台，实现数据互通共享。综合运用大数据、云计算等技术，加强对水环境质量变化及其成因的分析研判，深化部门联合会商。增加跨界河流交接断面监测布点，精准掌握不同控制单元水质变化情况。

〔牵头责任单位：市环境保护局，协作责任单位：市有关部门，实施责任单位：各县（市、区）人民政府（管委会）〕

五、保障措施

（十九）夯实各方责任。

深入研究我市水污染防治工作的突出短板，明确时间表、路线图、任务书，进一步压紧压实责任。各级党委和政府对本

行政区域的水环境质量负总责。各相关部门要履行好水环境保护职责，按一岗双责的要求抓好工作，各牵头单位在推进工作中，可根据实际需要调整参加单位。各部门要认真落实《广东省生态环境保护工作责任清单》，做到守土有责、守土尽责、分工协作、共同发力。综合运用经济、法律以及必要的行政手段，健全约束和激励机制，推动企业履行主体责任。

（二十）加强督查执法。

持续抓好中央、省环境保护督察及“回头看”反馈意见整改落实。通过专项督查和执法，推动中央、省环境保护督察整改和水污染防治任务完成。整合水环境保护及相关领域污染防治执法职责、队伍，统一实行水环境保护执法。依法惩处污染水环境、破坏生态的违法犯罪行为，充分发挥刑事司法的威慑作用；依法监督水环境资源行政行为，支持行政机关依法履行职责；依法审理与水污染防治密切相关的环境民事案件，稳妥推进环境公益诉讼、水环境损害赔偿诉讼。在重点区域、重点流域开展多部门联合执法、交叉执法，依法从严从重查处环境违法行为，对涉嫌违法违纪的启动“一案双查”。将企业环境信用和环境违法行为等信息纳入社会信用体系，配合省在国家企业信用信息公示系统（广东）公示，实施联合惩戒。

（二十一）落实资金保障。

合理确定市县财政事权，完善省市县支出责任划分，压实环保资金支出责任。强化水污染防治、重大环保基础设施建设

等资金保障。逐步建立常态化、稳定的财政资金投入机制，积极拓宽环保投融资渠道，实施环境保护税法，完善征收管理制度。充分运用市场化手段，完善资源环境价格机制，推进社会化水环境治理和保护，采取多种方式支持政府和社会资本合作项目。

（二十二）强化科技支撑。

加强与国家、省科技发展重大部署和科技计划对接，组织实施绿色技术创新重大专项，加快水污染治理领域核心关键技术攻关，探索推动多层次环境实验室和环境科技创新平台建设。大力发展环保产业，认真落实环保产业发展的相关政策，重点扶持、服务具有自主知识产权的重要环保技术和装备产业。积极推进第三方治理试点示范，鼓励在城镇污水、垃圾处理和工业园区采用委托治理、委托运营等模式引入环境服务公司，对水污染进行集中式、专业化治理。

六、改善方案可达性分析

《方案》实施后区域水污染物削减量为化学需氧量 804.83 吨/年、氨氮 76.65 吨/年，对照《中委广东石化 2000 万吨/年重油加工工程项目环境影响评价报告书》中所需总量指标，即化学需氧量 353 吨/年、氨氮 48 吨/年，《方案》可满足项目需求，中委广东石化 2000 万吨/年重油加工工程项目水污染物削减来源由《方案》分配供给（具体见表 1）。说明《方案》实施后，中委广东石化 2000 万吨/年重油加工工程项目的建设排放的化

学需氧量和氨氮等水污染物将不会对水环境质量带来恶化影响，揭阳市水环境质量将得到持续改善。

附件：1.《方案》实施后削减量与项目新增总量对照表

2. 化学需氧量和氨氮削减清单

附件 1　　《方案》实施后削减量与项目新增总量对照表

污染物名称	项目新增总量	《方案》总削减量	总量平衡情况
化学需氧量	353	804.83	满足
氨氮	48	76.65	满足

附件 2：

化学需氧量和氨氮削减清单

序号	责任单位	项目名称	完成时限	建设内容及设计规模		污染物削减量（吨/年）	
				污水处理厂（万吨/天）	污水管网（千米）	化学需氧量	氨氮
1	惠来县政府	惠来县隆江镇污水处理厂	2020 年	0.5	28	383.25	36.50
2		惠来县神泉镇污水处理厂	2020 年	0.55	13.26	421.58	40.15
合计		——	——	**1.05**	**41.26**	**804.83**	**76.65**

公开方式：不公开

抄送：市委有关部委办，市人大常委会办公室，市政协办公室，市纪委办公室，市法院、检察院，揭阳军分区。

揭阳市人民政府办公室　　2018 年 11 月 16 日印发

附件28

广东省人民政府

粤府土审（01）〔2019〕10号

广东省人民政府关于揭阳市惠来县土地利用总体规划（2010-2020年）修改方案（中委合资广东石化2000万吨/年重油加工工程项目）的批复

揭阳市人民政府：

《揭阳市人民政府关于修改<揭阳市惠来县土地利用总体规划（2010-2020年）>的函》（揭府函〔2018〕147号）收悉。根据《中华人民共和国土地管理法》第二十六条和《广东省人民政府关于将一批省级行政职权事项调整由各地级以上市实施的决定》（粤府令第248号）有关规定，现批复如下：

一、原则同意修改揭阳市惠来县土地利用总体规划，并请严格按该方案局部修改惠来县土地利用总体规划。

二、本次规划修改调入建设用地规模为301.5748公顷（全部为城乡建设用地规模），调入地块共8块，位于隆江镇、南海农林场、溪西镇、神泉镇，其现状地类为农用地268.2943公顷（其中耕地102.9761公顷）、建设用地4.8437公顷、未

利用地 28.4368 公顷。为实现建设用地规模平衡，相应调出了 301.5748 公顷建设用地规模（全部为城乡建设用地规模）。调出地块共 94 块，分别位于大南山华侨管理区、东埔农场、溪西镇、神泉镇，其现状地类为农用地 296.1054 公顷（其中耕地 86.6695 公顷），未利用地 5.4694 公顷，不涉及永久基本农田。

三、请在该方案批准后 30 个工作日内，按要求做好成果公告及备案工作，并同步更新县级规划数据库，确保省、市、县级土地利用总体规划数据库一致。

附件：揭阳市惠来县规划修改涉及地块基本情况表

广东省人民政府

2019 年 2 月 26 日

公开方式：主动公开

附件 30

广东省环境保护厅文件

粤环审〔2010〕331 号

关于揭阳港总体规划环境影响报告书的审查意见

揭阳市交通运输局：

你局上报的《揭阳港总体规划环境影响报告书》（以下简称《报告书》）收悉。我厅于 2010 年 8 月 16 日在广州主持召开了《报告书》审查会，由有关部门代表和专家共 11 人组成的审查小组（名单附后）对报告书进行了评审。根据修改后的《报告书》和审查小组意见，提出如下审查意见：

一、揭阳港包括榕江内河港口及惠来沿海港口两部分。榕江港区分为 5 个作业区，即：仙桥作业区、炮台作业区、石头作业区、青屿作业区和地都作业区；惠来沿海港区分为 5 个作业区，即：南海作业区、神泉作业区、前詹作业区、资深作业区和靖海作业区。揭阳港定位为广东沿海的重要港口和综合交通运输体系

的重要枢纽，规划有运输组织管理、装卸仓储、商贸、物流园区等功能。榕江港区以通用散杂货运输为主兼顾客运，适时发展集装箱运输，预计2020年、2030年吞吐量分别为5185万t、8960万t，其中集装箱分别为33万TEU、94万TEU；沿海港区以能源、原材料运输为主，以石油成品油、煤炭为运输重点，预计2020年、2030年吞吐量分别为5050万t、11100万t。

二、根据审查小组意见，《报告书》在环境现状资料收集、分析和评价的基础上，对规划所涉及的敏感目标进行了识别；对所在区域的环境承载力进行了初步探讨；预测、分析了规划实施可能产生的环境影响和环境风险，提出了一些规划补充完善建议和减缓不良环境影响的对策措施，评价结论总体可信。

三、从总体上看，本规划与揭阳市国民经济和社会发展规划、揭阳市城市总体规划、土地利用总体规划及广东省沿海港口布局规划等具备协调性，符合揭阳市近岸海域环境功能区划，但与海洋功能区划存在一定矛盾，须予以解决后方可实施具体项目建设。部分作业区位于《广东省环境保护规划纲要（2006-2020）》划定的生态严控区内，须妥善解决两者之间矛盾，严控区内不得规划码头岸线，确保港区开发与生态保护协调发展。港口规划范围涉及揭阳龙虾等自然保护区及养殖区、人工鱼礁区等水产资源敏感点，环境较为敏感。在根据《报告书》及审查小组意见，进一步优化港区总体规划，严格控制规模和开发时序，及时落实各项预防及减缓不良环境影响对策措施的基础上，规划实施所产生的不

利环境影响才能得到有效控制。

四、在规划优化调整和实施过程中应重点做好以下工作：

（一）港区规划范围及填海规模较大，对生态系统的影响是长期的，潜在的和不可逆的。建议结合揭阳市社会经济发展情况及港区涉及环境敏感点分布情况，深入分析两港区十作业区的功能、结构、布局的合理性，进一步优化规划方案及填海方案，严格控制开发时序和规模、速度，分期、分步实施规划。港口岸线的开发利用应按照港口吞吐量的实际发展规模而定，不应过早开辟新港区，适当合并相邻且功能相似的作业区。尽量减少对自然岸线的破坏，采取有效措施加强对自然保护区、养殖区等环境敏感点的保护。并对规划的实施进行跟踪监测和后期评估，发现重大环境和生态问题应及时调整规划方案。对规划实施造成的生态影响和渔业损失，应采取相应的生态补偿和恢复等措施。

（二）前詹至石碑山近岸海域附近存在环境敏感区，建议将该区域内规划的“码头预留岸线”调整为“自然岸线”。根据报告书，神泉港区正申报国家一级渔港，应进一步协调港区规划与渔港建设的关系，充分论证码头建设对渔港和渔业生产影响，提出解决方案；神泉作业区预留发展区内现状为神泉镇居民集中区，居民密度大，建议缩小预留发展区范围。南海作业区预留发展区对龙江河的泄洪及区域水动力影响明显，建议规划期内暂不开发。规划的危险品专用锚地距离主要油品、化工品作业区距离太远，建议予以调整。

（三）建议控制沿江港区的发展规模，对青屿和石头作业区发展危险品作业泊位进行审慎论证。仙桥作业区范围内村庄较多，人口密集，建议缩小规划建设规模；石头作业区现状无码头。青屿作业区现状已有多个油气、化工品码头，两作业区距离较近，功能相似。建议在充分考虑现有油气、化工品码头分布的基础上对两作业区进行合并。

（四）在规划实施过程中，应选择对海洋生态环境扰动较小的施工方案，尽量避免在鱼类产卵、幼鱼生长期进行疏浚等施工作业，避开鱼类产卵区、洄游通道等环境敏感点。采取有效措施减轻粉尘、噪声排放产生的环境影响。优化港区集疏运路线设计，尽可能减小其噪声环境影响。

（五）进一步优化港区污水处理规划方案，落实资金来源，选择有利于污染物扩散的排污口。严格落实各项水污染防治措施，加速推进港区污水处理设施建设，大力推行清洁生产及中水回用，减少污水排放量。加强对进出港区船舶废水的收集处理。

（六）补充完善港区应急响应体系建设规划，着眼于未来港区可能发生的事故风险隐患，完善区域联动协调应急管理体系，设置区域性应急设备储备库，合理配备应急设备设施。

（七）严格控制新增水污染物排放总量。污染物排放总量指标应纳入揭阳市污染物排放总量控制计划。

（八）建议每隔五年左右进行一次规划实施的环境影响跟踪评价，在规划修编时应重新编制环境影响报告书。

五、开展规划近期（一般为五年内）所包含建设项目的环境影响评价时，应重点评价项目建设对区域水动力和水环境质量、对环境保护目标及环境敏感区等可能产生的环境影响，以石化工业为主的港区还要重点评价环境风险。

附件：揭阳港总体规划环境影响报告书审查小组名单

二〇一〇年八月二十六日

主题词：环保　环评　港口规划　报告书　审查意见

抄送：省府办公厅，省发展改革委、交通运输厅、海洋渔业局，广东海事局，揭阳市人民政府，揭阳市环保局，省环境技术中心，北京永新环保有限公司。

广东省环境保护厅办公室　　2010年8月26日印发

附件31

矿藏、水流、海域属于国家所有。

依法取得的海域使用权受法律保护。

——摘自《中华人民共和国物权法》

海域属于国家所有，国务院代表国家行使海域所有权。

单位和个人使用海域，必须依法取得海域使用权。

海域使用权人依法使用海域并获得收益的权利受法律保护，任何单位和个人不得侵犯。

国家实行海域有偿使用制度。

——摘自《中华人民共和国海域使用管理法》

Mineral resources, water current and sea areas are owned by the State.

The sea area use right acquired according to law shall be protected by the law.

——Extracts from *the Law of the People's Republic of China on Real Rights.*

The sea areas are owned by the State and the State Council holds the ownership on behalf of the State.

Any entity or individual that intends to use the sea areas has to acquire the sea area use right according to the law.

The rights of making use of the sea area and profiting from it in accordance with the law by the owner of the sea area use right shall be protected by the law and may not be infringed upon by any entity or individual.

The State shall implement the user pays system for the sea area use.

——Extracts from *the Law of the People's Republic of China on the Management of Sea Area Use.*

2013A445224007 36

国海证 号

Certificate No.

中华人民共和国

THE PEOPLE'S REPUBLIC OF CHINA

海域使用权证书

SEA AREA USE CERTIFICATE

国家海洋局印制

State Oceanic Administration

印制号：0002112

根据《中华人民共和国海域使用管理法》等有关法律法规，为保护海域使用权人的合法权益，对用海单位和个人申请登记的本证所列海域权利，经审定，准予登记，颁发此证。

In accordance with *the Law of the People's Republic of China on the Management of Sea Area Use* and relevant laws and regulations to protect the lawful rights and interests of the owners of the sea area use right, for the sea area rights listed in this certificate as applied for registration by the sea area use entities and individuals, the certificate is issued after they have been examined and permitted for registration.

发证机关 国家海洋局 (印章)

Certificate Issuing Authority _____ (Seal)

2013 年 8 月 20 日

_____Year____Month____Date

海域使用权人 Owner of the Sea Area Use Right	中国石油天然气股份有限公司广东石化分公司			
地址 Address	广东省揭阳市惠来县华强广场中7幢202室			
项目名称 Project Title	中委合资广东石化2000万吨/年重油加工工程			
项目性质 Project Character	经营性			
用海类型 Types of Sea Area Use	一级类 I-Class Type	工业用海		
	二级类 II-Class Type	其他工业用海		
宗海面积 Area of Sea Plot	2.8055 公顷 (ha.)	海域等别 Grade of Sea Area	五等	
用海方式 Sea Use Pattern	非透水构筑物	2.8055		公顷(ha.)
				公顷(ha.)
				公顷(ha.)
				公顷(ha.)
用海设施和构筑物 Facilities and Structures at Sea	拦沙堤			
终止日期 Deadline	2053年8月20日			
登记编号 Registration No.	BJ-20130073			

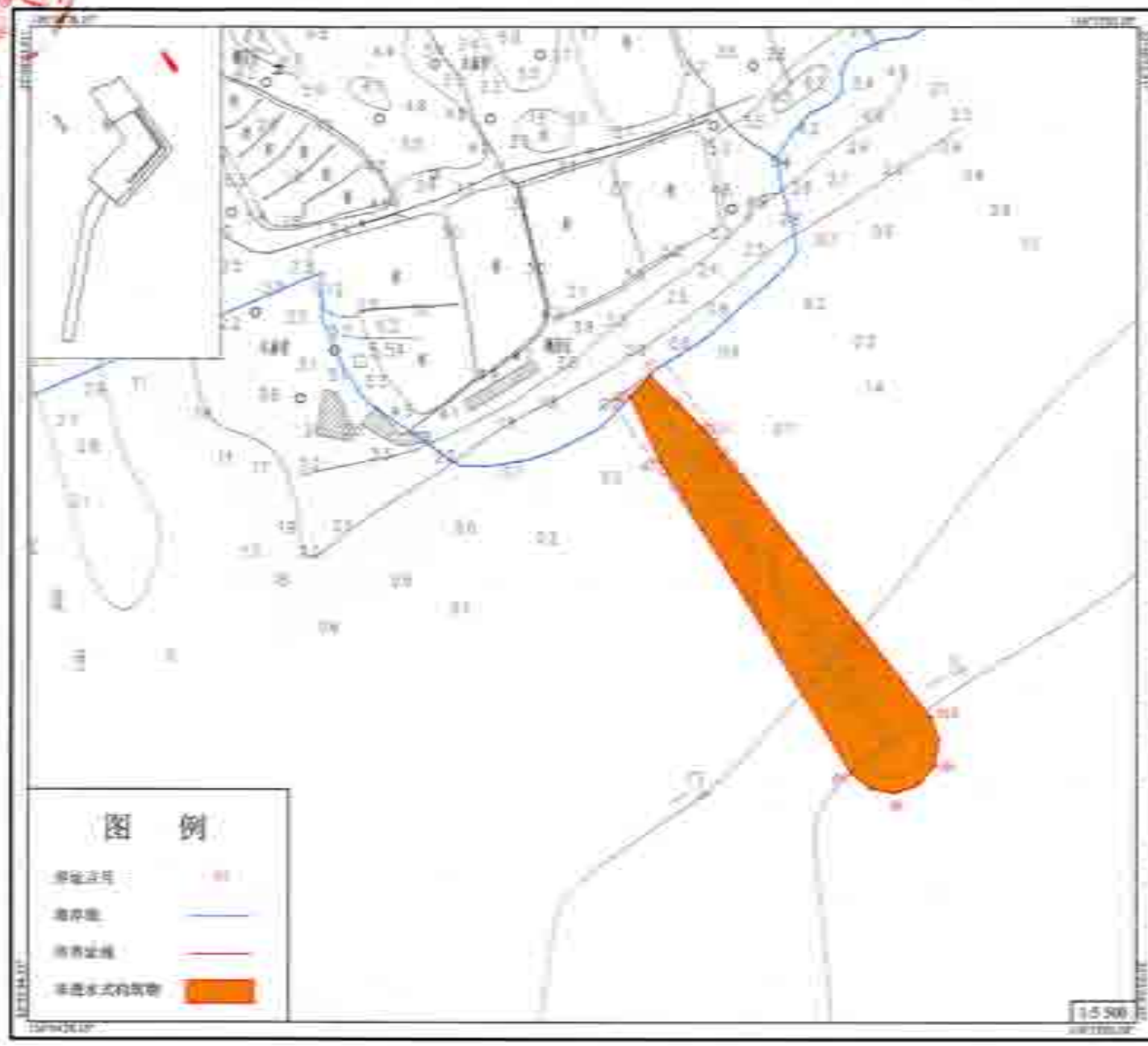
登记机关 国家海洋局 (印章)

Registration Authority _____ (Seal)

2013 年 8 月 20 日

_____Year____Month____Date

中委广东石化2000万吨/年重油加工工程（产品码头-东拦沙堤）宗海界址图



界址点编号及坐标（经度 纬度）		
J1	22°56'13.26"	116°14'47.72"
J2	22°56'12.67"	116°14'43.10"
J3	22°56'10.72"	116°14'48.08"
J4	22°56'01.63"	116°14'54.23"
J5	22°56'01.17"	116°14'54.93"
J6	22°56'01.05"	116°14'55.61"
J7	22°56'01.30"	116°14'56.16"
J8	22°56'01.86"	116°14'56.86"
J9	22°56'02.58"	116°14'57.08"
J10	22°56'03.26"	116°14'56.73"
J11	22°56'11.66"	116°14'48.51"

单元	界址线	面积（公顷）
非透水构筑	J1-J2-…-J11-J1	2.8055
合计	J1-J2-…-J11-J1	2.8055

坐标系	2000国家大地坐标系	采用基准	当地原点基准模型
投影	高斯投影	中央经线	117°
测量单位	中国科学院南海海洋研究所		
测量人员	徐自贵 吴乙强	检查人	
测量日期	2013.12	审核人	

矿藏、水流、海域属于国家所有。

依法取得的海域使用权受法律保护。

——摘自《中华人民共和国物权法》

海域属于国家所有，国务院代表国家行使海域所有权。

单位和个人使用海域，必须依法取得海域使用权。

海域使用权人依法使用海域并获得收益的权利受法律保护，任何单位和个人不得侵犯。

国家实行海域有偿使用制度。

——摘自《中华人民共和国海域使用管理法》

Mineral resources, water current and sea areas are owned by the State.

The sea area use right acquired according to law shall be protected by the law.

——Extracts from *the Law of the People's Republic of China on Real Rights*.

The sea areas are owned by the State and the State Council holds the ownership on behalf of the State.

Any entity or individual that intends to use the sea areas has to acquire the sea area use right according to the law.

The rights of making use of the sea area and profiting from it in accordance with the law by the owner of the sea area use right shall be protected by the law and may not be infringed upon by any entity or individual.

The State shall implement the user pays system for the sea area use.

——Extracts from *the Law of the People's Republic of China on the Management of Sea Area Use*.

2013A44522400720

国海证　　号

Certificate No.

中华人民共和国

THE PEOPLE'S REPUBLIC OF CHINA

海域使用权证书

SEA AREA USE CERTIFICATE

国家海洋局印制

State Oceanic Administration

印制号：0002110

根据《中华人民共和国海域使用管理法》等有关法律法规，为保护海域使用权人的合法权益，对用海单位和个人申请登记的本证所列海域权利，经审定，准予登记，颁发此证。

In accordance with *the Law of the People's Republic of China on the Management of Sea Area Use* and relevant laws and regulations to protect the lawful rights and interests of the owners of the sea area use right, for the sea area rights listed in this certificate as applied for registration by the sea area use entities and individuals, the certificate is issued after they have been examined and permitted for registration.

发证机关 国家海洋局 (印章)

Certificate Issuing Authority _____ (Seal)

2013 年 8 月 20 日

_____Year____Month____Date

海域使用权人 Owner of the Sea Area Use Right	中国石油天然气股份有限公司广东石化分公司			
地址 Address	广东省揭阳市惠来县华强广场中7幢202室			
项目名称 Project Title	中委合资广东石化2000万吨/年重油加工工程			
项目性质 Project Character	经营性			
用海类型 Types of Sea Area Use	一级类 I-Class Type	工业用海		
	二级类 II-Class Type	其他工业用海		
宗海面积 Area of Sea Plot	189.2723 公顷 (ha.)	海域等别 Grade of Sea Area	五等	
用海方式 Sea Use Pattern	非透水构筑物	21.2525	公顷(ha.)	
	透水构筑物	4.5301	公顷(ha.)	
	港池	105.6782	公顷(ha.)	
	航道	57.8115	公顷(ha.)	
用海设施和构筑物 Facilities and Structures at Sea	防波堤、码头			
终止日期 Deadline	2063年8月20日			
登记编号 Registration No.	BJ-20130072			

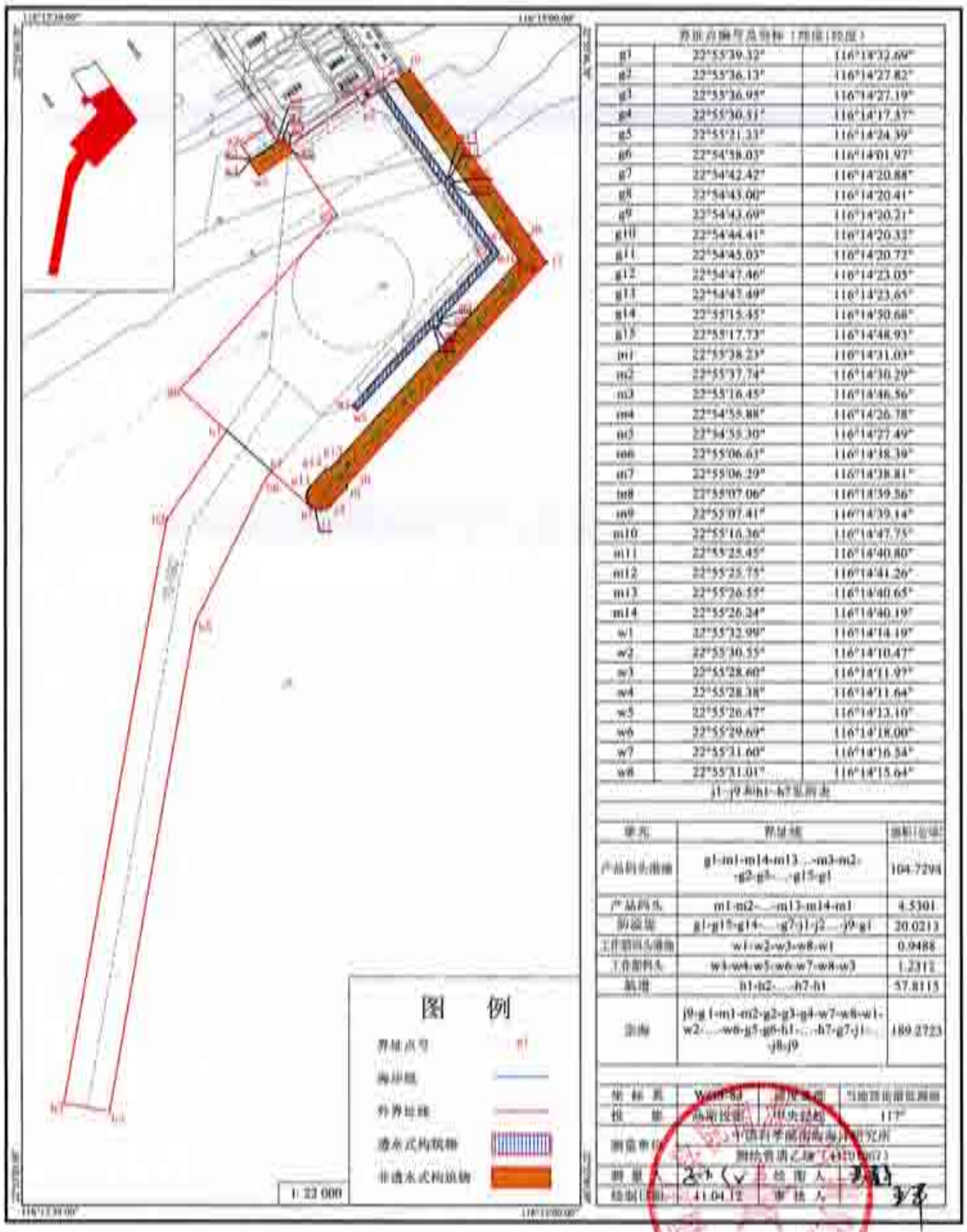
登记机关 国家海洋局 (印章)

Registration Authority _____ (Seal)

2013 年 8 月 20 日

_____Year____Month____Date

中委广东石化2000万吨/年重油加工工程（产品码头-码头、港池和航道）宗海界址图



界址点编号及坐标（2000国家大地坐标系）		
g1	22°55'39.32"	116°18'32.69"
g2	22°55'36.13"	116°18'27.82"
g3	22°55'36.95"	116°18'27.19"
g4	22°55'30.51"	116°18'17.37"
g5	22°55'21.33"	116°18'24.39"
g6	22°54'58.03"	116°18'01.97"
g7	22°54'42.42"	116°18'20.88"
g8	22°54'43.00"	116°18'20.41"
g9	22°54'43.69"	116°18'20.21"
g10	22°54'44.41"	116°18'20.33"
g11	22°54'45.03"	116°18'20.72"
g12	22°54'47.46"	116°18'23.05"
g13	22°54'47.49"	116°18'23.65"
g14	22°55'15.45"	116°18'50.68"
g15	22°55'17.73"	116°18'48.93"
m1	22°55'28.23"	116°18'31.03"
m2	22°55'37.74"	116°18'30.29"
m3	22°55'16.45"	116°18'46.56"
m4	22°54'55.88"	116°18'26.78"
m5	22°54'55.30"	116°18'27.49"
m6	22°55'06.63"	116°18'38.39"
m7	22°55'06.29"	116°18'38.81"
m8	22°55'07.06"	116°18'39.56"
m9	22°55'07.41"	116°18'39.14"
m10	22°55'16.36"	116°18'47.75"
m11	22°55'25.45"	116°18'40.80"
m12	22°55'25.75"	116°18'41.26"
m13	22°55'26.55"	116°18'40.65"
m14	22°55'26.24"	116°18'40.19"
w1	22°55'32.99"	116°18'14.19"
w2	22°55'30.55"	116°18'10.47"
w3	22°55'28.60"	116°18'11.97"
w4	22°55'28.38"	116°18'11.64"
w5	22°55'26.47"	116°18'13.10"
w6	22°55'29.69"	116°18'18.00"
w7	22°55'31.60"	116°18'16.54"
w8	22°55'31.01"	116°18'15.64"

单元	界址线	面积(公顷)
产品码头港池	g1-m1-m14-m13-...-m3-m2-g2-g3-...-g15-g1	104.7294
产品码头	m1-m2-...-m13-m14-m1	4.5301
防波堤	g1-g15-g14-...-g7-j1-j2-...-j9-g1	20.0213
工作船码头港池	w1-w2-w3-w8-w1	0.9488
工作船码头	w3-w4-w5-w6-w7-w8-w3	1.2312
航道	h1-h2-...-h7-h1	57.8115
宗海	j9-g1-m1-m2-g2-g3-g4-w7-w8-w1-w2-...-w6-g5-g6-h1-...-h7-g7-j1-...-j8-j9	189.2723

坐标系	2000国家大地坐标系	高程基准	当地理论最低潮面
投影	高斯投影	中央经线	117°
测量单位	中国科学院南海海洋研究所		
测绘资质乙级（4419[2007]）			
野外人员		绘图人	
绘制日期	11.04.12	审核人	

中委广东石化2000万吨/年重油加工工程宗海界址图
（产品码头-码头、港池和航道）附表

界址点编号及坐标（纬度|经度）					
g1	22°55'39.32"	116°14'32.69"	j1	22°54'42.05"	116°14'21.55"
g2	22°55'36.13"	116°14'27.82"	j2	22°54'41.95"	116°14'22.32"
g3	22°55'36.95"	116°14'27.19"	j3	22°54'42.13"	116°14'23.08"
g4	22°55'30.51"	116°14'17.37"	j4	22°54'42.57"	116°14'23.70"
g5	22°55'21.33"	116°14'24.39"	j5	22°54'45.00"	116°14'26.04"
g6	22°54'58.03"	116°14'01.97"	j6	22°54'45.36"	116°14'26.01"
g7	22°54'42.42"	116°14'20.88"	j7	22°55'13.24"	116°14'54.57"
g8	22°54'43.00"	116°14'20.41"	j8	22°55'18.82"	116°14'51.84"
g9	22°54'43.69"	116°14'20.21"	j9	22°55'40.68"	116°14'34.76"
g10	22°54'44.41"	116°14'20.32"	h1	22°54'52.50"	116°14'08.67"
g11	22°54'45.03"	116°14'20.72"	h2	22°54'40.62"	116°14'00.12"
g12	22°54'47.46"	116°14'23.05"	h3	22°53'22.85"	116°13'45.77"
g13	22°54'47.49"	116°14'23.65"	h4	22°53'21.81"	116°13'52.34"
g14	22°55'15.45"	116°14'50.68"	h5	22°54'26.81"	116°14'04.33"
g15	22°55'17.73"	116°14'48.93"	h6	22°54'46.19"	116°14'14.40"
m1	22°55'38.23"	116°14'31.03"	h7	22°54'47.07"	116°14'15.25"
m2	22°55'37.74"	116°14'30.29"			
m3	22°55'16.45"	116°14'46.56"			
m4	22°54'55.88"	116°14'26.78"			
m5	22°54'55.30"	116°14'27.49"			
m6	22°55'06.63"	116°14'38.39"			
m7	22°55'06.29"	116°14'38.81"			
m8	22°55'07.06"	116°14'39.56"			
m9	22°55'07.41"	116°14'39.14"			
m10	22°55'16.36"	116°14'47.75"			
m11	22°55'25.45"	116°14'40.80"			
m12	22°55'25.75"	116°14'41.26"			
m13	22°55'26.55"	116°14'40.65"			
m14	22°55'26.24"	116°14'40.19"			
w5	22°55'26.47"	116°14'13.10"			
w6	22°55'29.69"	116°14'18.00"			
w7	22°55'31.60"	116°14'16.54"			
w8	22°55'31.01"	116°14'15.64"			

单元	界址线	面积（公顷）
产品码头港池	g1-m1-m14-m13-...-m3-m2-g2-g3-...-g15-g1	104.7294
产品码头	m1-m2-...-m13-m14-m1	4.5301
防波堤	g1-g15-g14-...-g7-j1-j2-...-j9-g1	20.0213
工作船码头港池	w1-w2-w3-w8-w1	0.9488
工作船码头	w3-w4-w5-w6-w7-w8-w3	1.2312
航道	h1-h2-...-h7-h1	57.8115
宗海	j9-g1-m1-m2-g2-g3-g4-w7-w8-w1-w2-...-w6-g5-g6-h1-...-h7-g7-j1-...-j8-j9	189.2723

坐标系	WGS-84	高程基准	当地理论最低潮面
投影	高斯投影	中央经线	117°
测量单位	中国科学院南海海洋研究所 测绘资质乙级（资字 4410104?）		
测量人		绘图人	
绘制日期	11.04.12	审核人	

矿藏、水流、海域属于国家所有。

依法取得的海域使用权受法律保护。

——摘自《中华人民共和国物权法》

海域属于国家所有，国务院代表国家行使海域所有权。

单位和个人使用海域，必须依法取得海域使用权。

海域使用权人依法使用海域并获得收益的权利受法律保护，任何单位和个人不得侵犯。

国家实行海域有偿使用制度。

——摘自《中华人民共和国海域使用管理法》

Mineral resources, water current and sea areas are owned by the State.

The sea area use right acquired according to law shall be protected by the law.

——Extracts from *the Law of the People's Republic of China on Real Rights*.

The sea areas are owned by the State and the State Council holds the ownership on behalf of the State.

Any entity or individual that intends to use the sea areas has to acquire the sea area use right according to the law.

The rights of making use of the sea area and profiting from it in accordance with the law by the owner of the sea area use right shall be protected by the law and may not be infringed upon by any entity or individual.

The State shall implement the user pays system for the sea area use.

——Extracts from *the Law of the People's Republic of China on the Management of Sea Area Use*.

2013A44522400742

国海证　　号

Certificate No.

中华人民共和国

THE PEOPLE'S REPUBLIC OF CHINA

海域使用权证书

SEA AREA USE CERTIFICATE

国家海洋局印制

State Oceanic Administration

印制号：0002113

根据《中华人民共和国海域使用管理法》等有关法律法规，为保护海域使用权人的合法权益，对用海单位和个人申请登记的本证所列海域权利，经审定，准予登记，颁发此证。

In accordance with *the Law of the People's Republic of China on the Management of Sea Area Use* and relevant laws and regulations to protect the lawful rights and interests of the owners of the sea area use right, for the sea area rights listed in this certificate as applied for registration by the sea area use entities and individuals, the certificate is issued after they have been examined and permitted for registration.

发证机关 国家海洋局 (印章)

Certificate Issuing Authority (Seal)

2013 年 8 月 20 日

_____Year____Month____Date

海域使用权人 Owner of the Sea Area Use Right	中国石油天然气股份有限公司广东石化分公司			
地址 Address	广东省揭阳市惠来县华强广场中7幢202室			
项目名称 Project Title	中委合资广东石化2000万吨/年重油加工工程			
项目性质 Project Character	经营性			
用海类型 Types of Sea Area Use	一级类 I-Class Type	工业用海		
	二级类 II-Class Type	其他工业用海		
宗海面积 Area of Sea Plot	1.6277 公顷 (ha.)	海域等别 Grade of Sea Area	五等	
用海方式 Sea Use Pattern	非透水构筑物	1.6277	公顷(ha.)	
			公顷(ha.)	
			公顷(ha.)	
			公顷(ha.)	
用海设施和构筑物 Facilities and Structures at Sea	岔沙堤			
终止日期 Deadline	2063年8月20日			
登记编号 Registration No.	BJ-20130074			

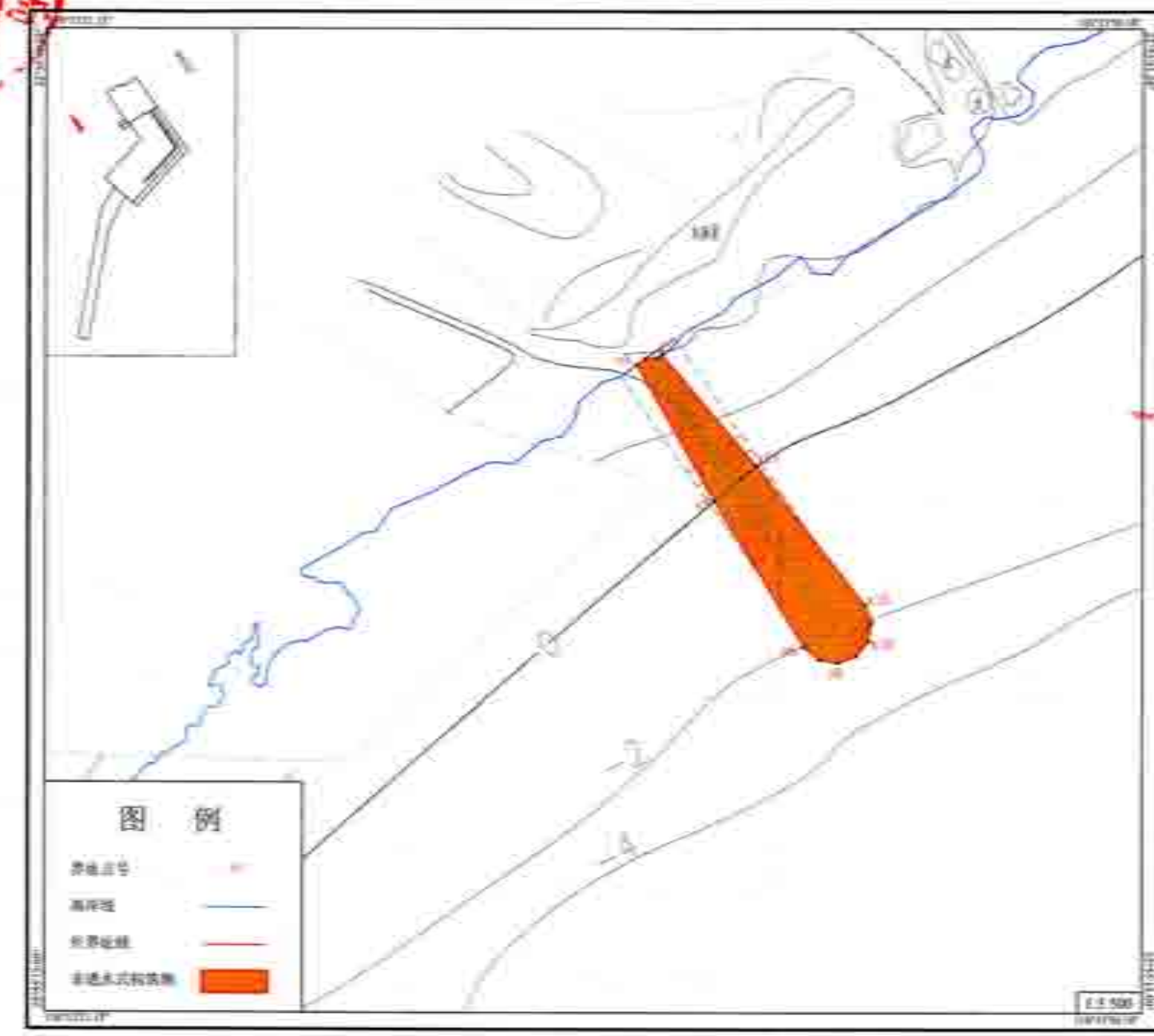
登记机关 国家海洋局 (印章)

Registration Authority (Seal)

2013 年 8 月 20 日

_____Year____Month____Date

中委广东石化2000万吨/年重油加工工程（产品码头-西拦沙堤）宗海界址图



界址点编号及坐标（2000国家大地坐标系）		
x1	22°55'34.54"	116°13'41.825"
x2	22°55'34.44"	116°13'49.86"
x3	22°55'34.41"	116°13'49.47"
x4	22°55'34.23"	116°13'48.20"
x5	22°55'30.19"	116°13'42.73"
x6	22°55'25.86"	116°13'45.68"
x7	22°55'25.49"	116°13'46.23"
x8	22°55'25.39"	116°13'46.74"
x9	22°55'25.59"	116°13'47.32"
x10	22°55'26.03"	116°13'47.75"
x11	22°55'26.60"	116°13'47.82"
x12	22°55'27.13"	116°13'47.66"
x13	22°55'31.23"	116°13'44.09"

单元	界址线	面积(公顷)
围填海量	x1-x2-...-x13-x1	1.6277
宗海	x1-x2-...-x13-x1	1.6277

坐标系	WGS-84	采用高程	当地理论最低潮面
投影	高斯投影	中央经线	117°
测量单位	中国科学院南海海洋研究所		
测量员	测绘资质证书号	检查人	
测量时间	2022.04.27	审核人	

矿藏、水流、海域属于国家所有。

依法取得的海域使用权受法律保护。

——摘自《中华人民共和国物权法》

海域属于国家所有。国务院代表国家行使海域所有权。

单位和个人使用海域，必须依法取得海域使用权。

海域使用权人依法使用海域并获得收益的权利受法律保护，任何单位和个人不得侵犯。

国家实行海域有偿使用制度。

——摘自《中华人民共和国海域使用管理法》

Mineral resources, water current and sea areas are owned by the State.

The sea area use right acquired according to law shall be protected by the law.

——Extracts from *the Law of the People's Republic of China on Real Rights.*

The sea areas are owned by the State and the State Council holds the ownership on behalf of the State.

Any entity or individual that intends to use the sea areas has to acquire the sea area use right according to the law.

The rights of making use of the sea area and profiting from it in accordance with the law by the owner of the sea area use right shall be protected by the law and may not be infringed upon by any entity or individual.

The State shall implement the user pays system for the sea area use.

——Extracts from *the Law of the People's Republic of China on the Management of Sea Area Use.*

2013A445224007l5

国海证　　号

Certificate No.

中华人民共和国

THE PEOPLE'S REPUBLIC OF CHINA

海域使用权证书

SEA AREA USE CERTIFICATE

国家海洋局印制

State Oceanic Administration

印制号：0002109

根据《中华人民共和国海域使用管理法》等有关法律法规，为保护海域使用权人的合法权益，对用海单位和个人申请登记的本证所列海域权利，经审定，准予登记，颁发此证。

In accordance with *the Law of the People's Republic of China on the Management of Sea Area Use* and relevant laws and regulations to protect the lawful rights and interests of the owners of the sea area use right, for the sea area rights listed in this certificate as applied for registration by the sea area use entities and individuals, the certificate is issued after they have been examined and permitted for registration.

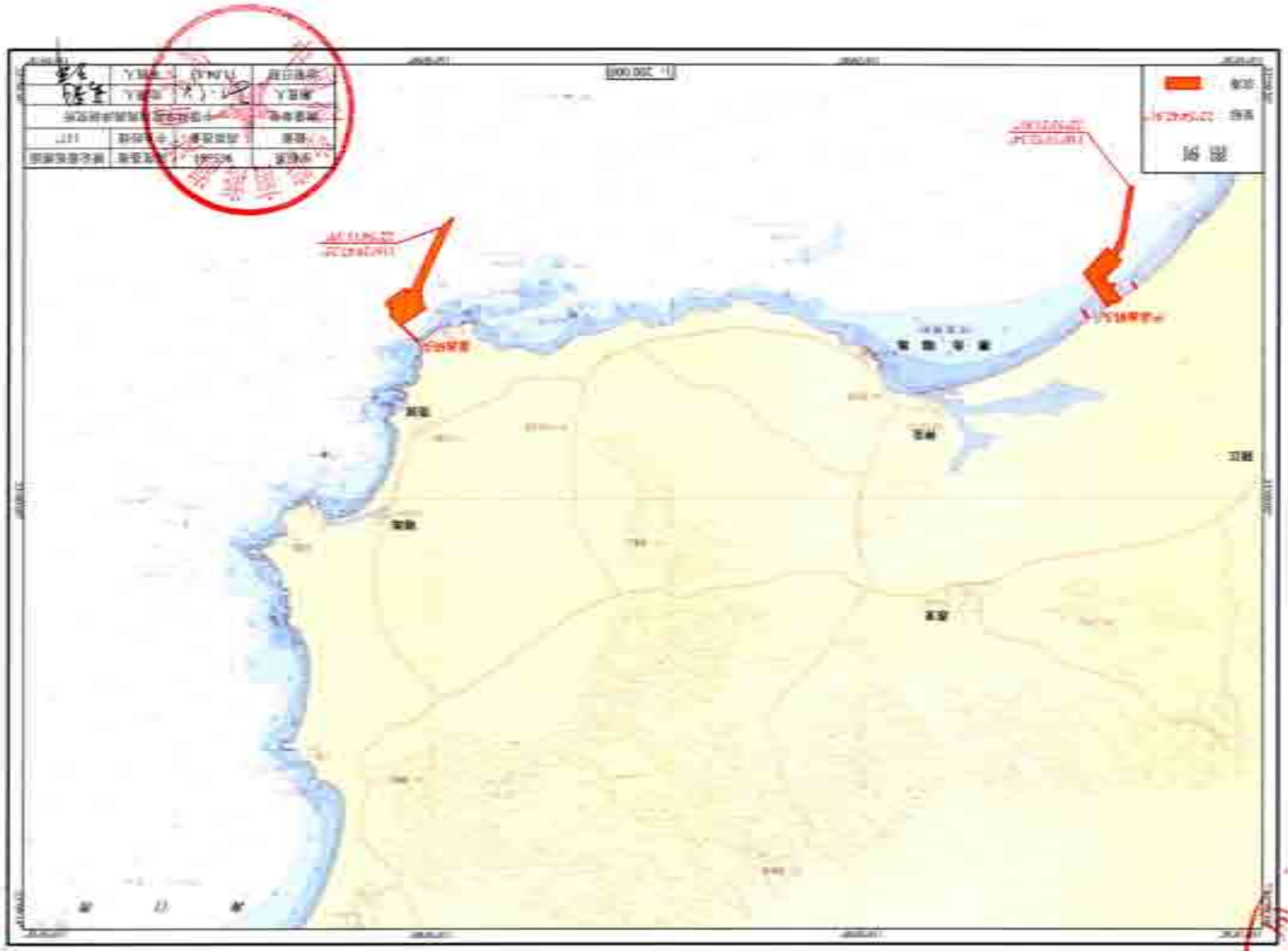
发证机关
Certificate Issuing Authority 国家海洋局 (印章) (Seal)

2013 年 8 月 20 日
_____ Year ___ Month ___ Date

海域使用权人 Owner of the Sea Area Use Right	中国石油天然气股份有限公司广东石化分公司		
地址 Address	广东省揭阳市惠来县华强广场中7幢202室		
项目名称 Project Title	中委合资广东石化2000万吨/年重油加工工程		
项目性质 Project Character	经营性		
用海类型 Types of Sea Area Use	一级类 I-Class Type	工业用海	
	二级类 II-Class Type	其他工业用海	
宗海面积 Area of Sea Plot	40.4506 公顷 (ha.)	海域等别 Grade of Sea Area	五等
用海方式 Sea Use Pattern	建设填海造地	40.4506	公顷(ha.)
			公顷(ha.)
			公顷(ha.)
			公顷(ha.)
用海设施和构筑物 Facilities and Structures at Sea			
终止日期 Deadline	2063年8月20日		
登记编号 Registration No.	BJ-20130071		

登记机关
Registration Authority 国家海洋局 (印章) (Seal)

2013 年 8 月 20 日
_____ Year ___ Month ___ Date



中委广东石化2000万吨/年重油加工工程宗海位置图

中委广东石化2000万吨/年重油加工工程（产品码头-填海）宗海界址图



界址点编号及坐标（待定）(2000)

1	22°55'57.55"	116°14'19.92"
2	22°55'56.80"	116°14'19.65"
3	22°55'54.87"	116°14'17.49"
4	22°55'53.25"	116°14'14.56"
5	22°55'52.94"	116°14'13.66"
6	22°55'52.85"	116°14'12.84"
7	22°55'53.14"	116°14'12.38"
8	22°55'53.77"	116°14'12.08"

1——27宗海界

单元	界址线	面积(公顷)
填海	1-...-457-1	40.4596
总海	1-...-457-1	40.4596

投影带	[illegible]	坐标系	与海图是否相同
备	海图比例尺	水深基准	否
测量单位	[illegible]		
测量人	[illegible]	检测人	[illegible]
检测日期	[illegible]	审核人	[illegible]

中委广东石化 2000 万吨/年重油加工工程宗海界址图（产品码头-填海）附表

界址点编号及坐标（纬度|经度）					
t1	22°55'57.55"	116°14'19.92"	t22	22°55'49.97"	116°14'05.69"
t2	22°55'56.80"	116°14'19.65"	t23	22°55'50.13"	116°14'05.15"
t3	22°55'54.87"	116°14'17.49"	t24	22°55'50.89"	116°14'04.97"
t4	22°55'53.25"	116°14'14.56"	t25	22°55'50.51"	116°14'04.21"
t5	22°55'52.94"	116°14'13.66"	t26	22°55'50.06"	116°14'04.16"
t6	22°55'52.85"	116°14'12.84"	t27	22°55'49.61"	116°14'03.49"
t7	22°55'53.14"	116°14'12.38"	t28	22°55'49.24"	116°14'03.12"
t8	22°55'53.77"	116°14'12.08"	t29	22°55'49.00"	116°14'02.72"
t9	22°55'53.76"	116°14'11.61"	t30	22°55'38.75"	116°14'09.98"
t10	22°55'53.35"	116°14'11.26"	t31	22°55'31.01"	116°14'15.64"
t11	22°55'52.94"	116°14'10.85"	t32	22°55'31.60"	116°14'16.54"
t12	22°55'53.01"	116°14'10.29"	t33	22°55'30.51"	116°14'17.37"
t13	22°55'53.03"	116°14'09.83"	t34	22°55'36.95"	116°14'27.19"
t14	22°55'52.58"	116°14'09.25"	t35	22°55'36.13"	116°14'27.82"
t15	22°55'52.13"	116°14'08.78"	t36	22°55'40.68"	116°14'34.76"
t16	22°55'52.07"	116°14'08.26"	t37	22°55'58.29"	116°14'21.60"
t17	22°55'51.77"	116°14'07.54"			
t18	22°55'51.89"	116°14'06.95"			
t19	22°55'51.52"	116°14'06.66"			
t20	22°55'50.64"	116°14'06.40"			
t21	22°55'50.16"	116°14'06.19"			

单元	界址线	面积（公顷）
填海	t1-t2-...-t37-t1	40.4506
宗海	t1-t2-...-t37-t1	40.4506

坐标系	WGS-84	高程基准	当地理论最低潮面
投影	高斯投影	中央经线	117°
测量单位	中国科学院南海海洋研究所 测绘资质乙级（资字 44101067）		
测量人		绘图人	
绘制日期	11.04.13	审核人	

矿藏、水流、海域属于国家所有。

依法取得的海域使用权受法律保护。

——摘自《中华人民共和国物权法》

海域属于国家所有。国务院代表国家行使海域所有权。

单位和个人使用海域，必须依法取得海域使用权。

海域使用权人依法使用海域并获得收益的权利受法律保护，任何单位和个人不得侵犯。

国家实行海域有偿使用制度。

——摘自《中华人民共和国海域使用管理法》

Mineral resources, water current and sea areas are owned by the State.

The sea area use right acquired according to law shall be protected by the law.

——Extracts from *the Law of the People's Republic of China on Real Rights*.

The sea areas are owned by the State and the State Council holds the ownership on behalf of the State.

Any entity or individual that intends to use the sea areas has to acquire the sea area use right according to the law.

The rights of making use of the sea area and profiting from it in accordance with the law by the owner of the sea area use right shall be protected by the law and may not be infringed upon by any entity or individual.

The State shall implement the user pays system for the sea area use.

——Extracts from *the Law of the People's Republic of China on the Management of Sea Area Use*.

2013A44522400757

国海证　　号

Certificate No.

中华人民共和国

THE PEOPLE'S REPUBLIC OF CHINA

海域使用权证书

SEA AREA USE CERTIFICATE

国家海洋局印制

State Oceanic Administration

印制号：0002111

根据《中华人民共和国海域使用管理法》等有关法律法规，为保护海域使用权人的合法权益，对用海单位和个人申请登记的本证所列海域权利，经审定，准予登记，颁发此证。

In accordance with *the Law of the People's Republic of China on the Management of Sea Area Use* and relevant laws and regulations to protect the lawful rights and interests of the owners of the sea area use right, for the sea area rights listed in this certificate as applied for registration by the sea area use entities and individuals, the certificate is issued after they have been examined and permitted for registration.

发证机关 (印章)

Certificate Issuing Authority (Seal)

2013 年 8 月 20 日

_____ Year ____ Month ____ Date

海域使用权人 Owner of the Sea Area Use Right	中国石油天然气股份有限公司广东石化分公司			
地址 Address	广东省揭阳市惠来县华强广场中7幢202室			
项目名称 Project Title	中委合资广东石化2000万吨/年重油加工工程			
项目性质 Project Character	经营性			
用海类型 Types of Sea Area Use	一级类 I-Class Type	工业用海		
	二级类 II-Class Type	其他工业用海		
宗海面积 Area of Sea Plot	247.4923 公顷 (ha.)		海域等别 Grade of Sea Area	五等
用海方式 Sea Use Pattern	非透水构筑物	17.8302		公顷(ha.)
	透水构筑物	11.5602		公顷(ha.)
	港池	111.5606		公顷(ha.)
	航道	106.5413		公顷(ha.)
用海设施和构筑物 Facilities and Structures at Sea	引堤、防波堤、码头、引桥			
终止日期 Deadline	2063年8月20日			
登记编号 Registration No.	BJ-20130075			

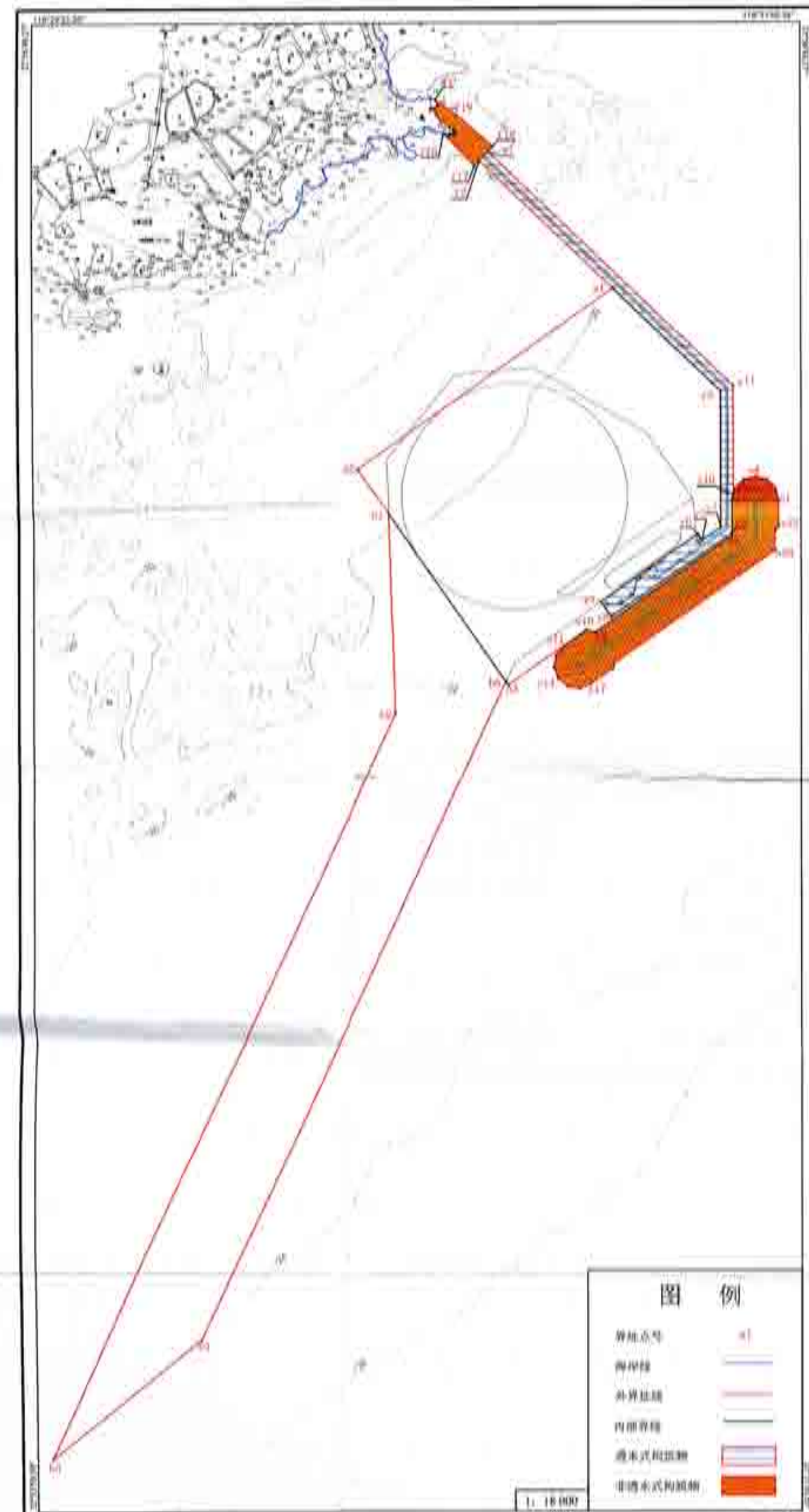
登记机关 (印章)

Registration Authority (Seal)

2013 年 8 月 20 日

_____ Year ____ Month ____ Date

中委广东石化2000万吨/年重油加工工程（原油码头）宗海界址图



界址点编号及坐标（西安80坐标）		
f1	22°56'39.08"	116°30'17.46"
f2	22°56'39.26"	116°30'17.77"
f3	22°56'38.97"	116°30'17.41"
f4	22°56'38.86"	116°30'16.85"
f5	22°56'38.22"	116°30'17.70"
f6	22°56'37.32"	116°30'18.26"
f7	22°56'36.76"	116°30'19.29"
f8	22°56'36.38"	116°30'19.87"
f9	22°56'36.17"	116°30'19.86"
f10	22°56'36.04"	116°30'20.12"
f11	22°56'35.81"	116°30'20.10"
f12	22°56'35.71"	116°30'19.83"
f13	22°56'35.82"	116°30'19.52"
f14	22°56'35.77"	116°30'19.19"
f15	22°56'35.82"	116°30'18.77"
f16	22°56'35.92"	116°30'18.50"
f17	22°56'32.04"	116°30'22.52"
f18	22°56'34.36"	116°30'24.90"
f19	22°56'38.13"	116°30'20.20"
a1	22°56'17.40"	116°30'40.47"
a2	22°55'55.76"	116°30'07.35"
a3	22°55'29.90"	116°30'27.05"
y1	22°56'33.75"	116°30'24.28"
y2	22°56'32.64"	116°30'23.14"
y3	22°56'05.17"	116°30'54.37"
y4	22°55'48.85"	116°30'54.45"
y5	22°55'47.23"	116°30'52.01"
y6	22°55'47.98"	116°30'51.44"
y7	22°55'39.85"	116°30'39.00"
y8	22°55'38.08"	116°30'40.34"
y9	22°55'48.10"	116°30'55.90"
y10	22°55'52.80"	116°30'56.07"
y11	22°56'05.82"	116°30'56.02"
b1	22°55'50.36"	116°30'11.46"
b2	[illegible]	[illegible]
b3	22°53'56.98"	116°29'27.80"
b4	22°54'11.19"	116°29'47.25"
b5	22°55'30.31"	116°30'26.73"
a1-a23见附表		

单元	界址线	海岸线长度
非透水式引堤	f1-f2-…-f18-f1	1.8419
透水式引桥引堤	y1-y2-…-y9-y10-y11-y1	11.5802
顺岸	a1-a2-a3-a11-a10…a8-y9…-y4-y3-a1	111.5606
航道	b1-b2-…-b5-a1	106.5413
防撞墩	a1-a2-…-a23-a1	15.9883
合计	f1-f2-…-f17-y2-a1-a2-b1-b2-…-b5-a3-a11-…-a22-a1-…a8-y10-y11-y1-f18-f19-f1	247.4923

坐标系	WGS-84	深度基准	当地理论最低潮面
投影	高斯投影	中央经线	117°
制图单位	中国科学院南海海洋研究所 测绘资质乙级 证书编号：[illegible]		
制图人	[illegible]	绘图人	[illegible]
绘制日期	11.04.13	审核人	[illegible]

中委广东石化2000万吨/年重油加工工程宗海界址图（原油码头）附表

界址点编号及坐标（纬度|经度）					
f1	22°56'39.98"	116°30'17.46"	s1	22°55'52.18"	116°31'01.92"
f2	22°56'39.26"	116°30'17.77"	s2	22°55'53.57"	116°31'01.51"
f3	22°56'38.97"	116°30'17.41"	s3	22°55'54.59"	116°31'00.40"
f4	22°56'38.86"	116°30'16.85"	s4	22°55'54.96"	116°30'58.89"
f5	22°56'38.22"	116°30'17.70"	s5	22°55'54.59"	116°30'57.39"
f6	22°56'37.32"	116°30'18.26"	s6	22°55'53.56"	116°30'56.28"
f7	22°56'36.76"	116°30'19.29"	s7	22°55'52.16"	116°30'55.88"
f8	22°56'36.38"	116°30'19.87"	s8	22°55'47.75"	116°30'55.90"
f9	22°56'36.17"	116°30'19.86"	s9	22°55'36.27"	116°30'38.33"
f10	22°56'36.04"	116°30'20.12"	s10	22°55'36.46"	116°30'37.10"
f11	22°56'35.81"	116°30'20.10"	s11	22°55'34.59"	116°30'34.24"
f12	22°56'35.71"	116°30'19.83"	s12	22°55'33.48"	116°30'33.24"
f13	22°56'35.82"	116°30'19.52"	s13	22°55'32.05"	116°30'32.97"
f14	22°56'35.77"	116°30'19.19"	s14	22°55'30.70"	116°30'33.51"
f15	22°56'35.82"	116°30'18.77"	s15	22°55'29.77"	116°30'34.71"
f16	22°56'35.92"	116°30'18.50"	s16	22°55'29.52"	116°30'36.25"
f17	22°56'32.04"	116°30'22.52"	s17	22°55'30.02"	116°30'37.71"
f18	22°56'34.36"	116°30'24.90"	s18	22°55'31.90"	116°30'40.58"
f19	22°56'38.13"	116°30'20.20"	s19	22°55'32.44"	116°30'40.68"
a1	22°56'17.40"	116°30'40.47"	s20	22°55'46.05"	116°31'01.52"
a2	22°55'55.76"	116°30'07.35"	s21	22°55'48.54"	116°31'01.51"
a3	22°55'29.90"	116°30'27.05"	s22	22°55'48.93"	116°31'01.93"
y1	22°56'33.75"	116°30'24.28"			
y2	22°56'32.64"	116°30'23.14"			
y3	22°56'05.17"	116°30'54.37"			
y4	22°55'48.82"	116°30'54.43"			
y5	22°55'47.23"	116°30'52.01"			
y6	22°55'47.98"	116°30'51.44"			
y7	22°55'39.85"	116°30'39.00"			
y8	22°55'38.08"	116°30'40.34"			
y9	22°55'48.10"	116°30'55. 90"			
y10	22°55'52.80"	116°30'56.07"			
y11	22°56'05.82"	116°30'56.02"			
b1	22°55'50.36"	116°30'11.46"			
b2	22°55'26.48"	116°30'12.45"			
b3	22°53'56.98"	116°29'27.80"			
b4	22°54'11.19"	116°29'47.25"			
b5	22°55'30.31"	116°30'26.73"			

单元	界址线	面积（公顷）
非透水式引堤	f1-f2-…-f19-f1	1.8419
透水式引堤引桥桥	y1-y2-…-y9-s7-y10-y11-y1	11.5602
港池	a1-a2-a3-s11-s10…s8-y9-…-y4-y3-a1	111.5606
航道	b1-b2-…-b5-b1	106.5413
防波堤	s1-s2-…-s22-s1	15.9883
宗海	f1-f2-…f17-y2-a1-a2-b1-b2-…-b5-a3-s11-…-s22-s1-…s6-y10-y11-y1-f18-f19-f1	247.4923

坐标系	WGS-84	高程基准	当地理论最低潮面
投影	高斯投影	中央经线	117°
测量单位	中国科学院南海海洋研究所 测量资质乙级（编号 44101067）		
测量人		绘图人	
绘制日期	11.04.13	审核人	

rates

广东省发展和改革委员会
广东省工业和信息化厅

粤发改产业函〔2018〕5813号

广东省发展改革委 广东省工业和信息化厅关于揭阳大南海石化工业区石化产业发展规划的批复

揭阳市人民政府：

省府办公厅转来你市《关于审批揭阳大南海石化工业区石化产业发展规划的请示》（揭府〔2018〕44号）收悉。经省人民政府同意，现就揭阳大南海石化工业区（以下简称大南海石化区）石化产业发展规划批复如下：

一、原则同意《揭阳大南海石化工业区石化产业发展规划》，请按照国家《石化产业规划布局方案（修订版）》和省政府批复的《揭阳滨海新区发展总体规划（2017-2030）》认真组织实施，进一步促进我省石化产业布局优化，提升产业国际竞争力。

二、坚持整体规划，分步实施。大南海石化区应在规划总体框架内，按照近、中、远期分步推进园区建设。要按照一体化、高端化、绿色化、安全化、智能化的发展思路，逐步将揭阳大南海石化区打造成为具备2000万吨炼油、220万吨乙烯、130万吨丙烯以及260万吨芳烃规模的现代大型临港石化产业基地。

三、坚持高起点，做大做强主导产业。大南海石化区要突出产业特色，倡导创新，优先发展工艺技术领先、产品高端、环境友好、竞争力强的项目。以中委广东石化项目为龙头，着力延伸石化中下游产业链，重点发展乙烯、芳烃及化工新材料、专用化学品等高端石化产品。

四、坚持安全与环保并重，严格防范安全环境风险。严格园区安全、环保准入标准，监督园区企业全面落实安全环保措施，加快建设污水、固废处理等的环保基础设施建设，着力防范安全环境风险。要鼓励企业选择技术先进、环境友好的清洁生产工艺，降低物耗、能耗和水资源消耗，推行废弃物资源化利用，建设循环经济型石化工业园区。

五、坚持规划主导，有序推进园区建设。加强规划实施的组织领导和协调监督，严格按照规划开展产业项目招商和公用设施的布局建设、运营监管，有序推进园区开发建设，确保规划效力。认真做好与土地利用、环境保护等相关专项规划的衔接，合理有序推进园区产业布局及项目建设。

六、坚持公开透明，认真做好社会稳定风险防范和化解工作。

加强项目各环节的信息依法公开，注重宣传引导，及时回应公众合理关切，切实保障社会公众知情权。建立从项目规划、建设到运营全过程风险防控体系，形成早预见、早发现、早处置的风险化解机制。建立完善群体性事件应急处置预案，确保园区石化产业健康发展和社会和谐稳定。

广东省发展改革委　　广东省工业和信息化厅

2018年11月20日

公开方式：主动公开

抄送：省自然资源厅、生态环境厅、住房城乡建设厅。

附件34

广东省水利厅

粤水许决定〔2018〕25号

广东省水利厅关于揭阳大南海石化工业区管理委员会取水许可申请准予水行政许可决定书

揭阳大南海石化工业区管理委员会：

你单位提交的揭阳大南海石化工业区供水工程取水许可申请材料收悉。根据《中华人民共和国行政许可法》第三十八条、《水行政许可实施办法》第三十二条、《取水许可和水资源费征收管理条例》和《广东省实施〈中华人民共和国水法〉办法》等法律法规的有关规定，你单位提出的申请符合法定条件。经研究，批准本项目的取水申请，审批意见如下：

一、同意揭阳大南海石化工业区管理委员会利用揭阳大南海石化工业区供水工程（一期）在揭阳市惠来县隆江镇龙江河右岸邦山水闸上游约460米处采用提水方式取地表水，在石榴潭水库发电站进水管采用引水方式取地表水，年最大取水量6530万立方米，日最大取水量22.36万立方米（相应取水流量2.59立方米每秒），用于揭阳大南海石化工业区的工业（含中委广东石化2000万吨/年重油加工工程项目正常年取水量4955万立方米）和生活用水。项目取用水不得超出国家及我省用水定额指标要求。

二、项目施工期生活污水通过地埋整体式化粪池进行预处理，达标后用于附近农田山林的灌溉，生产废水经处理达标后作为施工场地和施工道路除尘喷洒用水，不外排；项目运行期自身产生的生产废水经处理后回用，不能回用的生产废水及厂区生活污水经处理达标后排入市政污水管网，不设置入河排污口。

三、你单位应按照我厅审定的水资源论证报告书要求，落实水资源节约和保护措施，在取水源头安装取水计量设施，预留数据远程传输端口，配合有关水行政主管部门和省韩江流域管理局实施取水动态监测和监督检查，确保节水和水资源保护措施与项目主体工程同时设计、同时施工、同时投产。

四、在取水工程（或设施）建成并试运行满30日后，你单位应按照《取水许可管理办法》（2017年第二次修正）第二十二条规定，向我厅报送取水工程（或设施）试运行情况等有关验收材料，申请核发取水许可证。

五、你单位项目取水应依法缴纳水资源费。取水许可日常监督管理和水资源费征收工作由省韩江流域管理局负责，揭阳市和惠来县水务局协助。

六、本项目取水许可自审批之日起有效期三年。

经复核修改的本项目《取水许可申请书》（见附件）签注上述审批意见后编号为（粤申字〔2018〕第00021号），随本文批复你单位，并同时依法撤回粤水许决字〔2018〕15号取水许可、粤申字〔2018〕第00012号取水许可申请书收回作废。

附件：取水许可申请书

广东省水利厅

2018年12月3日

公开方式：主动公开

抄送：省韩江流域管理局，揭阳市、惠来县水务局，厅水利水政监察局。

计算机编码：

取 水 许 可 申 请 书

编号：（ 粤 ）申字［2018］第0002号

取水许可申请人 揭阳大南海石化工业区管理委员会

（签 章）

中华人民共和国水利部监制

广东省水利厅印制

以下栏目由取水许可申请人填写					
取水许可申请人名称	揭阳大南海石化工业区管理委员会				
法定代表人	陈俊谦		职　务	区委书记、管委会主任	
单位性质	行政		行业类别	行政管理	
申请日期	2018 年 11 月 8 日				
通讯地址	揭阳大南海石化工业区管理委员会办公大院			邮政编码	515235
联 系 人	陈武才	工作部门	揭阳大南海石化工业区城乡规划建设局	职务(职称)	副局长（负责人）
联系电话	13923553859	传真电话	0663-6208822	电子信箱	13923553859@163.com
申请取水理由及依据	揭阳大南海石化工业区于2007年7月由省政府批准设立，是我省重点石化产业基地之一，全区面积133.4km²。国家级重点项目中（国）委（内瑞拉）合资广东石化2000万吨/年重油加工工程项目于2012年4月在本区开工建设，炼油中下游产业和公共物流码头、京信电厂等项目相继落户本工业区。 2010年12月，水利部珠江水利委员会对原中委广东石化2000万吨/年重油加工工程进行了取水许可审批（珠水政资函〔2010〕604号），该项目从龙江河邦山水闸库区取水，并以石榴潭水库为补充水源，年取水总量1856万m³。 2014年，为满足本工业区的工业和生活用水需求，我区启动了揭阳大南海工业区供水工程（一期）项目，该项目于2018年6月由省水利厅通过了取水许可审批（粤水许决字〔2018〕15号），同意在龙江河左岸邦山水闸上游约100米处和石榴潭水库发电站进水管采用提水方式取地表水，年最大取水量4548万m³。 2018年10月，广东省发展改革委对中委广东石化项目核准变更正式进行批复（粤发改产业函〔2018〕5524号），同意该项目建设内容变更，建设规模调整为2000万吨/年炼油+260万吨/年芳烃+120万吨/年乙烯的世界超规模炼化一体化项目，由于该项目建设规模优化扩大，年取水量也由原1856万m³增至5946万m³，且龙江河取水口位置也由于邦山水闸规划预留船闸而做出了调整，根据《取水许可管理办法》规定，取水单位或者个人应当重新提出取水申请。 中委广东石化项目的取水工程实际上由大南海石化工业区管委会统一规划建设，并负责管理，由中国石油天然气股份有限公司广东石化分公司向管委会缴纳水费。因此，本次拟将原中委广东石化2000万吨/年重油加工工程取水许可水量1856万m³，揭阳大南海石化工业区供水工程（一期）取水许可水量4548万m³，邦山水闸和石榴潭水库进行联合调度剩余可供水量492万m³，共计6896万m³由揭阳大南海石化工业区负责统一申请，并同意优先满足中委广东石化项目建设规模调整后的年取水量5946万m³。				

年申请取水总量		6896			万 m^3
地表水		6896			万 m^3
水源类型		江河	湖泊	水库	其他
年申请取水量（万 m^3）		5478	0	1418	0
取水地点		地点名称：①揭阳市惠来县（市、区）隆江（镇）龙江河拓山水闸上游约460米处（取水口在左岸_或右岸√；右岸为揭阳大南海石化工业区）； ②揭阳市惠来县石榴潭水库发电站进水管。 位置坐标：①东经116.146264°，北纬23.016440°； ②东经116.157115°，北纬23.062746°（坐标测量方法：全站仪测量）。			
取水方式（以√标示）	蓄				
	引			√	
	提	√			
计量方式					
最大取水流量（m^3/s）		2.78		2.78	
日最大取水量（m^3/d）		24.0		24.0	
地下水					**万 m^3**
水源类型		普通	地热水	矿泉水	其他
年申请取水量（万 m^3）					
取水地点					
取水方式（以√标示）		单井（ ）井群（ ）自流（ ）	单井（ ）井群（ ）自流（ ）	单井（ ）井群（ ）自流（ ）	单井（ ）井群（ ）自流（ ）
计量方式					
最大取水流量（m^3/s）					
日最大取水量（m^3/d）					
申请取水期限		自　　年　月　日至　　年　月　日			

<table>
<tr><td colspan="8">取 水 标 的</td></tr>
<tr><td rowspan="4">生活取水</td><td rowspan="2">生活用水</td><td>供水人口</td><td colspan="5">22万 人</td></tr>
<tr><td>年取水量</td><td colspan="5">512 万 m^3</td></tr>
<tr><td>公共用水</td><td>年取水量</td><td colspan="5">292 万 m^3</td></tr>
<tr><td>一般工业用水</td><td>年取水量</td><td colspan="5">0 万 m^3</td></tr>
<tr><td rowspan="4">工业取水</td><td colspan="2">主要产品</td><td>炼油</td><td>乙烯</td><td colspan="3"></td></tr>
<tr><td colspan="2">设计年产量</td><td>2000 万吨</td><td>120 万吨</td><td colspan="3"></td></tr>
<tr><td colspan="2">用水定额</td><td>0.462m^3/t</td><td>5.94m^3/t</td><td colspan="3"></td></tr>
<tr><td colspan="2">年取水量</td><td colspan="5">6092 万 m^3</td></tr>
<tr><td rowspan="5">农业取水</td><td colspan="2">设计灌溉面积</td><td>亩</td><td>有效灌溉面积</td><td colspan="3">亩</td></tr>
<tr><td colspan="2">主要作物品种</td><td colspan="5"></td></tr>
<tr><td colspan="2">保证率</td><td>P=50%</td><td>P=75%</td><td colspan="3">P=90%</td></tr>
<tr><td colspan="2">灌溉定额（m^3/亩）</td><td></td><td></td><td colspan="3"></td></tr>
<tr><td colspan="2">年取水量（万 m^3）</td><td></td><td></td><td colspan="3"></td></tr>
<tr><td rowspan="4">发电取水</td><td colspan="2">发电分类（以√标示）</td><td colspan="5">水电：一般水电（ ）；抽水蓄能发电（ ）
火电：空冷（ ）；闭式循环水冷（ ）；直流水冷（ ）；
其它：</td></tr>
<tr><td colspan="2">机组台数与装机容量</td><td></td><td>年发电量</td><td colspan="3">Kw·h</td></tr>
<tr><td colspan="2">设计年利用小时</td><td>h</td><td>年取水量</td><td colspan="3">万 m^3</td></tr>
<tr><td colspan="2">水电分类的最小机组发电流量</td><td>m^3/s</td><td>火电分类的最高小时用水量</td><td colspan="3">m^3/h</td></tr>
<tr><td colspan="2">其他取水</td><td colspan="2">年取水量 万 m^3</td><td colspan="4">用途：</td></tr>
<tr><td colspan="8">取水量年内分配（万 m^3）</td></tr>
<tr><td>1月</td><td>574.7</td><td>4月</td><td>574.7</td><td>7月</td><td>574.7</td><td>10月</td><td>574.7</td></tr>
<tr><td>2月</td><td>574.7</td><td>5月</td><td>574.7</td><td>8月</td><td>574.7</td><td>11月</td><td>574.7</td></tr>
<tr><td>3月</td><td>574.7</td><td>6月</td><td>574.7</td><td>9月</td><td>574.7</td><td>12月</td><td>574.7</td></tr>
<tr><td colspan="8">设计日最大取水量：24.0 万 m^3 出现月份：/</td></tr>
</table>

提 水 工 程							
工程名称	设计扬程（m）	水泵型号	单台设备取水能力（m^3/h）	台数	设备总取水能力（m^3/h）	年取水总量（万 m^3）	备注
龙江取水泵站	19～14	800S32AJ	2700～4680m3/h	1用1备	7120-11031 m^3/h(不考虑备用泵)	6896	远期增加1台
	20～14	500SZ2A	1400～2020m3/h	2			远期其中一台更换为800S32AJ
	46～37	350S44	1116～1476m3/h	1用1备			远期增加1台
	46～37	300S58B	504～835m3/h	1用1备			远期增加1台
补充说明	当龙江河来水不能满足取水要求时，本工程从石榴潭水库补充取水。由于龙江河来水在年内分配不均，在绝大部分年份均无法满足本工程取水，需从石榴潭水库补充取水。本工程从龙江河和石榴潭水库合计日取水量不超过24.0万立方米。 揭阳大南海石化工业区负责为园区内所有用水户提供供水，实施水厂及管道建设与管理工作，并优先满足中委广东石化2000万吨/年重油加工工程建设规模调整后的取水量要求。						

引 水 工 程				
取水建筑物名称	取水建筑物主要特征值（m）	设计引用流量（m^3/s）	年取水总量（万 m^3）	备注
石榴潭水库	正常蓄水位 54.5m	2.78	1418	
补充说明	当龙江河来水不能满足取水要求时，本工程从石榴潭水库补充取水。由于龙江河来水在年内分配不均，在绝大部分年份均无法满足本工程取水，需从石榴潭水库补充取水。本工程从龙江河和石榴潭水库合计日取水量不超过 24.0 万立方米。 揭阳大南海石化工业区负责为园区内所有用水户提供供水，实施水厂及管道建设与管理工作，并优先满足中委广东石化 2000 万吨/年重油加工工程建设规模调整后的取水量要求。			

水资源论证情况			
论证报告书名称	中委广东石化2000万吨/年重油加工工程增加取水水资源论证报告书		
论证报告书编制单位	广东建科水利水电咨询有限公司	单位资质编号	水论证440215340号
论证报告书审查单位		评审时间及审查批准文件号	
论证报告书主要结论	中委广东石化2000万吨/年重油加工工程属大型石油化工项目，项目年取水量5946万m^3，日最大取水量21.60万m^3/d，最大取水流量规模2.50m^3/s，年运行小时数8400h，供水保证率97%，该项目符合国家和地方产业政策，符合行业规划要求，符合区域规划要求和有关文件，用水节水工艺合理，各项用水指标均达到行业内先进水平，项目用水量是合理的。 该项目以龙江河为主要供水水源，当枯水期龙江河水量不足时，利用石榴潭水库补充供水，取水口位于邦山水闸闸址上游附近和石榴潭水库发电站进水管附近，项目取水对水资源、水功能区、生态系统等影响较小，符合水功能区管理要求与最严格水资源管理用水总量考核要求，水质和水量均能保证，取水方案是可靠且可行的。 该项目拟规划建设一座综合污水处理场，用于处理全厂排放的各类废污水，处理达标后，除部分回用外，其余排至厂外园区废水排海管道，最终排至市政排海口，项目退水规模690m^3/h，日平均退水量1.656万m^3/d，年退水总量579.6万m^3，项目退水不会对水功能区、水生态、海水水质及海洋生态环境等造成较大不利影响，退水方案是可行的。 本项目从邦山水闸和石榴潭水库取水，对其发电量产生一定的影响，每年具体的补偿金额，根据从邦山水闸和石榴潭水库实际取水量和实际造成的发电量损失以及实际上网电价进行核算。		
论证报告书主要评审意见	一、《报告书》编制目的明确，基础资料基本翔实，水资源论证等级、论证范围基本合适，技术路线正确，论证内容较完整，结论基本可信，基本达到了《建设项目水资源论证导则》（GB/T 35580-2017）的要求。《报告书》经修改完善后可作为取水许可申请的技术依据。 二、《报告书》提出的项目年最大取水量5946万m^3，日最大取水量21.60万m^3（相应取水流量2.50m^3/s）基本合理，提出的取水水源水量满足项目取水要求，水源水质满足项目用水要求，取水及退水对区域水资源和其它取用水户影响的结论基本可信。 三、《报告书》提出的水资源节约、保护及管理措施基本可行。 四、建议： 1、进一步理顺本项目取水与揭阳大南海石化工业区供水的关系； 2、充实项目用水环节工艺分析，进一步完善用水组成及用水平衡分析，补充项目增加取水量的分析说明； 3、复核论证范围主要取用水户情况及水量供需平衡分析； 4、复核取水口位置合理性； 5、充实完善对邦山水闸、石榴潭水库的第三方影响分析。		

<table>
<tr><td rowspan="3">节水措施</td><td rowspan="2">非常规水源使用情况（万m^3）</td><td>污水处理回用量</td><td>再生水</td><td>矿坑水</td><td>微咸水</td><td>海水</td><td>其他</td></tr>
<tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>主要节水技术、节水设施、节水效果</td><td colspan="6">无</td></tr>
<tr><td rowspan="4">污废水处理措施</td><td>处理设施</td><td colspan="6">无</td></tr>
<tr><td>处理规模</td><td colspan="6">无</td></tr>
<tr><td>处理工艺</td><td colspan="6">无</td></tr>
<tr><td>处理效果</td><td colspan="6">无</td></tr>
<tr><td>退水量</td><td colspan="7">11.7万 t/d</td></tr>
<tr><td>退水地点</td><td colspan="7">地点名称：_____市_____县（市、区）_____乡（镇）
_____（具体退水河流河段名称，并以√标示退水口在左岸__或右岸__）
位置坐标：东经____°____'____"，北纬____°____'____"
水力发电尾水口在大坝下游的位置与大坝相距_____米</td></tr>
<tr><td>退水水质要求（包括主要污染物名称和总量）</td><td colspan="7"></td></tr>
<tr><td colspan="8">取水许可申请人：
（签章）</td></tr>
</table>

注：退水包括工业废水、生活污水、农业灌溉尾水等

以下栏目由审核、审批部门填写
取水口所在地县级水行政主管部门初审意见： 主管负责人 （签章）　　（单位印章） 年　月　日
取水口所在地地（市）级水行政主管部门复审意见： 主管负责人 （签章）　　（单位印章） 年　月　日

取水口所在地省级水行政主管部门审查意见：

主管负责人
（签章）

（单位印章）

年　月　日

审批机关审批意见：

一、同意揭阳大南海石化工业区管理委员会利用揭阳大南海石化工业区供水工程（一期）在揭阳市惠来县隆江镇龙江河右岸邦山水闸上游约460米处采用提水方式取地表水，在石榴潭水库发电站进水管采用引水方式取地表水，年最大取水量6530万立方米，日最大取水量22.36万立方米（相应取水流量2.59立方米每秒），用于揭阳大南海石化工业区的工业（含中委广东石化2000万吨/年重油加工工程项目正常年取水量4955万立方米）和生活用水，项目取用水不得超出国家及我省用水定额指标要求。

二、项目施工期生活污水通过地埋整体式化粪池进行预处理，达标后用于附近农田山林的灌溉，生产废水经处理达标后作为施工场地和施工道路除尘喷洒用水，不外排；项目运行期自身产生的生产废水经处理后回用，不能回用的生产废水及厂区生活污水经处理达标后排入市政污水管网，不设置入河排污口。

三、你单位应按照我厅审定的水资源论证报告书要求，落实水资源节约和保护措施，在取水源头安装取水计量设施，预留数据远程传输端口，配合有关水行政主管部门和省韩江流域管理局实施取水动态监测和监督检查，确保节水和水资源保护措施与项目主体工程同时设计、同时施工、同时投产。

四、在取水工程（或设施）建成并试运行满30日后，你单位应按照《取水许可管理办法》（2017年第二次修正）第二十二条规定，向我厅报送取水工程（或设施）试运行情况等有关验收材料，申请核发取水许可证。

五、你单位项目取水应依法缴纳水资源费。取水许可日常监督管理和水资源费征收工作由省韩江流域管理局负责，揭阳市和惠来县水务局协助。

六、本项目取水许可自审批之日起有效期三年。

经复核修改的本项目《取水许可申请书》（见附件）签注上述审批意见后编号为（粤申字〔2018〕第00021号），随本文批复你单位，并同时依法撤回粤水许决字〔2018〕15号取水许可、粤申字〔2018〕第00012号取水许可申请书收回作废。

主管负责人
（签章）

（单位印章）

2018年12月3日

附件35

揭阳大南海石化工业区管理委员会

揭海管函〔2019〕14号

揭阳大南海石化工业区关于做好事故废水环境风险防控措施的函

中国石油天然气股份有限公司广东石化分公司：

为落实《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）应明确"单元-厂区-园区/区域"的事故废水环境风险防控体系要求，降低建设项目事故废水入海风险，更好服务中委广东石化2000万吨/年重油加工工程以及其他入园企业的建设，我区将园区应急事故水池、大南海排洪渠列入园区/区域环境风险防控体系。

根据相关规划，我区拟在工业区产业片区规划建设应急事故水池，规划有效容积约5-10万m^3。同时，为进一步提高园区事故废水环境风险防控能力，计划在园区应急事故水池与大南海排洪渠连通处上游位置、排洪渠入海口位置分别设置截流设施。大南海排洪渠底宽28米，从应急事故水池到入海口处长约3890米，扣除平时可能的水量，大南海排洪渠暂存废水深度不低于2米，有效容积约22万m^3。

为完善"单元-厂区-园区/区域"的环境风险防控体系，我区

将加强以下基础设施的建设和管理：

一、我区将配套建设连通中委广东石化2000万吨/年重油加工工程事故水池界区红线外至园区应急事故水池的废水输送管线，当企业自建的应急设施无法容纳事故排放时，通过采取有效措施，能及时将事故水导流至园区应急水池暂存。

二、工业区将规划配套建设园区应急事故水池与大南海排洪渠的连通设施。

三、在大南海排洪渠入海口配套建设污染防控工程（堤坝，闸门等）。

四、工业区规划建设输送管线和设施具备反输能力，及时将事故水返输至园区污水处理厂或项目污水处理场进行集中处理，达标排放。

揭阳大南海石化工业区管理委员会

2019年2月26日

附件37

揭阳市生态环境局文件

揭市环审〔2019〕9号

揭阳市生态环境局关于揭阳大南海石化工业区海洋放流管工程海洋环境影响报告书审批意见的函

揭阳大南海工业区管理委员会:

你单位报送的《揭阳大南海石化工业区海洋放流管工程海洋环境影响报告书》(以下简称《报告书》)等有关材料收悉。经研究,批复如下:

一、项目位于揭阳大南海石化工业区龙江河入海口西侧海域,是园区污水处理系统的配套深海排放管线工程,入海排污管道设计规模为3.4万m^3/d(0.5116m^3/s),排放口位于龙江河出海口西岸离岸约4km的海域,主要工程内容包括调压井1座(12×20m^2),放流管陆域管道127m,海域管道4029m,尾水扩散器总长度105m,总投资约为21720万元。《报告书》仅对位于海岸线向海一侧的海域管道和尾水扩散器等海洋建设工程进行

环境影响评价，不包括位于海岸线向陆一侧的调压井，陆域管道等陆上建设工程。

根据报告书的分析、评价结论以及技术评估意见，在项目按照报告书所列的性质、规模、地点、建设内容进行建设，落实各项污染防治及环境风险防范措施，确保生态环境安全的前提下，其建设从环境保护角度可行。

二、项目建设应重点做好以下环境保护工作：

（一）加强施工期污染防治工作。

一是做好施工期废水防治工作。项目施工期陆域产生的生活污水要定期拉运至集中污水处理厂进行处理，不得直接排入外环境；运输车辆冲洗水经隔油沉淀后回用于清洗，油渣交由有资质的单位处理。

二是做好固体废物防治工作。按照“资源化、减量化、再利用”的原则做好固体废物的综合利用和处理处置工作，陆上生活垃圾由城市环卫部门清运处理，弃土方及时运往中石油化工区二期征地范围回填。

三是做好施工船舶污染防治工作。施工船舶生活污水、含油污水、生活垃圾应分类收集储存，交由具备相应接收能力的港口接收设施或委托具备接收能力的船舶污染物接收单位接收，交由具有国家规定资质的污染物处理单位进行处理。

四是做好噪声治理措施。选用低噪声设备，对主要噪声源合理布局，各噪声源采用隔声、减震、消声等治理措施，确保施工

期噪声达标排放。

（二）强化环境风险防范和事故应急。建立健全环境事故应急体系，加强施工、管道、污染防治设施的管理和维护。制订有效的环境风险事故防范和应急预案并报生态环境部门备案，落实严格的风险防范和应急措施，提高事故应急能力。配备必要的事故防范和应急设备，防止风险事故等造成环境污染，确保周边的生态环境安全。

三、项目应严格执行配套建设的环境保护设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用的环境保护"三同时"制度。

四、项目日常环境监督管理工作由大南海石化工业区海洋环境保护主管部门负责。

揭阳市生态环境局

2019年2月27日

抄送：中国人民解放军92619部队90分队，揭阳市自然资源局，揭阳市农业农村局，揭阳海事局，大南海石化工业区环境保护和安全生产监管局，揭阳市环境保护局环境监察分局，广东三海环保科技有限公司

揭阳市生态环境局办公室　　2019年2月27日印发

附件38

揭阳市人民政府办公室文件

揭府办〔2019〕8号

揭阳市人民政府办公室关于修正中委广东石化2000万吨/年重油加工工程区域污染物削减方案的通知

各县（市、区）人民政府（管委会），市府直属有关单位：

根据生态环境部关于中委广东石化2000万吨/年重油加工工程项目环评报告的反馈意见，现对《中委广东石化2000万吨/年重油加工工程项目区域大气环境质量改善污染物削减方案（2018—2020年）》（揭府办〔2018〕115号）及《中委广东石化2000万吨/年重油加工工程项目区域水环境质量改善污染物削减方案（2018—2020年）》（揭府办〔2018〕113号）内容进行修正，具体修正内容如下：

一、修正VOCs削减替代量

针对生态环境部大气司提出的意见，对《中委广东石化2000万吨/年重油加工工程项目区域大气环境质量改善污染物削减方

案（2018—2020年）》进行核查及修正，将方案中涉及的广东金万得胶粘剂有限公司（主要生产压敏胶、万能胶等油性涂料）、广东豪得利化工有限公司（涂料生产）和揭西县邱春运塘胶加工作坊（涂料生产）等3家企业的VOCs削减量由原有的1288.8吨修正为473.9吨。

同时补充了51家VOCs排放企业，共计增加VOCs总量166.5吨，主要涉及行业类型为废塑料造粒、塑料制品加工（含塑料鞋制造）、油墨印刷、印染等，其中油墨印刷行业排放系数按照技术指南中的溶剂使用源取值，具体系数为传统油墨印刷（750g/kg油墨）和新型油墨印刷（100g/kg油墨）。

经核查修正后，我市VOCs削减量为6846.1吨。

二、完善水污染物削减替代量

根据省生态环境厅提出的意见，对《中委广东石化2000万吨/年重油加工工程项目区域水环境质量改善污染物削减方案（2018—2020年）》水污染物削减因子总氮、总磷进行补充完善，完善后水污染物削减替代量为化学需氧量2912.7吨、氨氮277.4吨、总氮485.45吨、总磷48.55吨，能够满足项目相应污染物排放2倍量替代。

三、分工工作涉及单位调整

《中委广东石化2000万吨/年重油加工工程项目区域大气环境质量改善污染物削减方案（2018—2020年）》及《中委广东石化2000万吨/年重油加工工程项目区域水环境质量改善污染物削减方案（2018—2020年）》中的各项工作分工，按照《揭阳市机

物改革方案》作相应调整，属于组建后的行政机关或者划入职责的行政机关职能的，由组建后的行政机关或者划入职责的行政机关承担牵头或协作工作，各项分工工作实施责任单位仍为各县（市、区）人民政府（管委会）。

附件：1. VOCs污染物倍量削减方案说明

2. 水污染物化学需氧量、氨氮、总氮、总磷削减清单

揭阳市人民政府办公室

2019年2月24日

（联系人及联系方式：郑冠英，13822985543）

附件 1

VOCs 污染物倍量削减方案修正说明

一、针对大气司意见的修改情况

在原削减方案中核算 VOCs 总量主要参考了《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南（试行）》（环境保护部公告 2014 年第 55 号）（以下简称"技术指南"）中附表 5。

（一）废塑料再生行业的排放系数问题

废塑料种类主要包括 PE、PP、PVC、PS、PET 和 ABS 等。

因技术指南中行业类别有限，涉及到上述物质种类的只有合成树脂业；且根据《合成树脂工业污染物排放标准》（GB31572-2015）中对合成树脂工业的定义，合成树脂工业包括了以废合成树脂为原料，通过再生的方法生产新的合成树脂或合成树脂制品的工业（具体见下图）。因此在原削减方案的 VOCs 总量核算过程中选择了合成树脂制造业的相关排放系数。

3.2 合成树脂工业 synthetic resin industry

以低分子化合物——单体为主要原料，采用聚合反应经合成大分子的方式生产合成树脂的工业，或者以普通合成树脂为原料，采用改性等方法生产新的合成树脂产品的工业，也包括以合成树脂为原料，采用混合、共混、改性等工艺，通过挤出、注射、压制、压延、发泡等方法生产合成树脂制品的工业，或者以废合成树脂为原料，通过再生的方法生产新的合成树脂或合成树脂制品的工业。

*以上定义摘自《合成树脂工业污染物排放标准》（GB31572-2015）

考虑到废塑料再生行业中塑料品种的不确定性，因此原削减方案中综合了 PVC、PS、PP、高密度聚乙烯、线性聚乙烯以及低密度聚乙烯等材料的产污系数（取值范围为 0.7448–10g/kg 产品）给出废塑料再生行业的排放系数（5g/kg 产品）。

第三级	第四级	排放系数	单位
合成树脂	聚氯乙烯（PVC）	0.7448	g/kg 产品
	聚苯乙烯（PS）	5.4	g/kg 产品
	聚丙烯（PP）	3	g/kg 产品
	高密度聚乙烯	5.7	g/kg 产品
	线性聚乙烯	10	g/kg 产品
	低密度聚乙烯	10	g/kg 产品

第 55 号）附表 5

（二）胶黏剂和涂料生产企业的排放系数以及生产过程和使用过程混淆的问题

经核实主要涉及一家胶黏剂生产企业—广东金万得胶粘剂有限公司（序号为 12，该公司主要生产压敏胶、万能胶等油性涂料）；两家涂料生产企业—广东豪得利化工有限公司（序号为 15）和揭西县邱春运墙胶加工作坊（序号为 44）。

经对照技术指南中行业类别并核对相关排放标准，如上海市地方标准《涂料、油墨及其类似产品制造工业大气污染物排放标准》（DB31/881-2015），将“涂料制造、油墨及类似产品制造、密封用填料及类似品制造、胶黏剂制造工业”统称为“涂料油墨及其类似产品制造工业”，涉及 VOCs 的各类污染物排放限值均保持一致，因此，在本次修改中对胶黏剂和涂料的生产企业统一参照油墨的排放系数（50g/kg 产品）。

第三级	第四级	排放系数	单位
涂料、油墨、颜料及类似产品制造	油墨	50	g/kg 产品
	油漆	15	g/kg 产品
	染料	81.4	g/kg 产品
	炭黑	52	g/kg 产品
	印染	81.4	g/kg 产品

第55号）附表5

生产过程和使用过程混淆情况主要出现在上述三家企业，原削减方案中均按使用过程的排放系数计算的，现已全部修改为生产过程的排放系数。核算后 VOCs 总量减少 814.9 吨。

二、其他修正情况

进一步补充了 51 家 VOCs 排放企业，共计增加 VOCs 总量 166.5 吨（具体清单见附表）。主要涉及行业类型为废塑料造粒、塑料制品加工（含塑料鞋制造）、油墨印刷、印染等。其中油墨印刷行业排放系数按照技术指南中的溶剂使用源取值，具体系数为传统油墨印刷（750g/kg 油墨）和新型油墨印刷（100g/kg 油墨）。

附表

VOCs 总量增减详表

序号	所在区域	单位名称	削减方式	削减率	削减量	完成时间	计算依据				对比情况
							产品/原材料使用量	产污系数	VOC产生量	备注	
							t/a	g/kg	t/a		
12	揭东区	广东金万得胶粘剂有限公司	落实污染治理（要求生产车间微负压环境+点对点收集，采取适宜的措施确保去除率达到90%以上）	77%	23.0	2018年	600	50（参考油墨制造）	30	生产压敏胶、万能胶等油性涂料	原先系数按照450计算，削减量由206.6变为23.0
15	揭阳产业转移工业园	广东喜得利化工有限公司	计划搬迁至惠州，现厂址计划作为学校	100%	250	2019年	5000	50（参考油墨制造）	250	生产涂料	原先系数按照120计算，削减量由600变为250
44	揭西县	揭西县回春运塘胶加工作坊	停产	100%	200.9	2018年	4018	50（参考油墨制造）	200.9	产品为水性胶粘剂	原先系数按照120计算，削减量由482.2变为200.9
11	揭东区	揭阳市华晴工贸有限公司	落实污染治理（集气罩收集+适宜的处理技术确保去除率达到90%以上）	63%	0.07	2018年	300	0.35（美国环保局推荐系数）	0.11	加工塑料制品	本次增加

序号	所在区域	单位名称	削减方式	削减率	削减量	完成时间	计算依据				对比情况
							产品/原材料使用量	产污系数	VOC产生量	备注	
							t/a	g/kg	t/a		
14	揭东区	广东银胜工贸有限公司	落实污染治理(集气罩收集+适宜的处理技术确保去除率达到90%以上)	63%	0.27	2018年	1240	0.35（类国环保局推荐系数）	0.43	加工塑料制品	本次增加
16	揭阳产业转移工业园	揭阳市区民兴工贸有限公司	配备治理设施（企业拟采用活性炭吸附措施，要求采用密闭技术确保收集率不低于80%）	64%	0.04	2018年	170	0.35（类国环保局推荐系数）	0.06	生产塑料鞋，有注塑工序	本次增加
17	揭阳产业转移工业园	琪展塑胶制品有限公司	配备治理设施（企业拟采用UV光解+活性炭措施，要求采用密闭技术确保收集率不低于80%）	64%	0.04	2018年	175	0.35（类国环保局推荐系数）	0.06	生产塑料拖鞋，有注塑工序	本次增加
20	揭阳产业转移工业园	揭阳市冠中彩印有限公司	配备治理设施（企业拟采用光解+吸附措施，要求对有机废气排放点设置收集装置）	72%	2.30	2018年	4	750(传统油墨印刷)	3.20	印刷，主要使用油墨、胶水和乙醇	本次增加

序号	所在区域	单位名称	削减方式	削减率	削减量	完成时间	计算依据				对比情况
							产品/原材料使用量	产污系数	VOC产生量	备注	
							t/a	g/kg	t/a		
21	揭阳产业转移工业园	揭阳市中海文具有限公司	配备治理设施（UV光解）	63%	0.11	2018年	500	0.35（美国环保局推荐系数）	0.18	使用酚醛塑料生产电木件，有注塑工序	本次增加
26	揭阳产业转移工业园	揭阳产业园白塔镇金洲包装彩印厂	配备治理设施（等离子+光解）	72%	0.14	2018年	2	100（新型油墨印刷）	0.20	采用新型油墨印刷	本次增加
31	揭阳产业转移工业园	揭阳市德发实业有限公司	配备治理设施（活性炭）	63%	0.05	2018年	230	0.35（美国环保局推荐系数）	0.08	生产塑料玩具和塑料工艺品，有注塑、喷塑工序	本次增加
47	揭西县	揭西县孔庆东电木作坊	停产	100%	2.09	2018年	5972	0.35（美国环保局推荐系数）	2.09	使用塑料生产电木件，有注塑工序	本次增加
48	揭西县	揭西县李树茂注塑作坊	停产	100%	2.32	2018年	6628	0.35（美国环保局推荐系数）	2.32	生产塑料日用品	本次增加
49	揭西县	揭西县方金辉塑料加工作坊	停产	100%	2.04	2018年	5838	0.35（美国环保局推荐系数）	2.04	生产塑料日用品	本次增加
50	揭西县	揭西县林春生电木作坊	停产	100%	1.86	2018年	5303	0.35（美国环保局推荐系数）	1.86	使用塑料生产电木件，有注塑工序	本次增加

序号	所在区域	单位名称	削减方式	削减率	削减量	完成时间	计算依据				对比情况
							产品/原材料使用量	产污系数	VOC产生量	备注	
							t/a	g/kg	t/a		
51	揭西县	揭西县复兴五金塑料制品有限公司棉湖永益日用品厂	停产	100%	1.97	2018年	5634	0.35（美国环保局推荐系数）	1.97	生产塑料日用品	本次增加
63	揭西县	揭西县沈秀波注塑作坊	停产	100%	1.94	2018年	5543	0.35（美国环保局推荐系数）	1.94	生产塑料日用品	本次增加
67	揭西县	揭西县李敏鑫工场	停产	100%	2.23	2018年	6359	0.35（美国环保局推荐系数）	2.23	使用塑料生产电木件，有注塑工序	本次增加
68	揭西县	揭西县李和旭工场	停产	100%	1.95	2018年	5567	0.35（美国环保局推荐系数）	1.95	使用塑料生产电木件，有注塑工序	本次增加
70	揭西县	揭西县振强旋工场	停产	100%	2.12	2018年	6069	0.35（美国环保局推荐系数）	2.12	使用塑料生产电木件，有注塑工序	本次增加
82	空港经济区	广东大创光电科技有限公司	配套治理设施（活性炭吸附）	63%	2.09	2018年	9500	0.35（美国环保局推荐系数）	3.33	塑料制品加工	本次增加
106	普宁市	普宁市耀丰实业有限公司	入园，要求采用收集和处理措施	81%	0.66	2020年	10	81.4（染料印染系数）	0.81	印染，染料用量10t/a	本次增加

序号	所在区域	单位名称	削减方式	削减率	削减量	完成时间	计算依据				对比情况
							产品/原材料使用量	产污系数	VOC产生量	备注	
							t/a	g/kg	t/a		
113	普宁市	普宁市雅威纺织印染有限公司	入园，要求采用收集和处理措施	81%	2.31	2020年	35	81.4（染料印染系数）	2.85	印染，染料用量35t/a	本次增加
115	普宁市	普宁市流沙德昌印花厂	入园，要求采用收集和处理措施	81%	3.30	2020年	50	81.4（染料印染系数）	4.07	印染，染料用量50t/a	本次增加
124	普宁市	广东瑞德科技股份有限公司	入园，要求采用收集和处理措施	81%	1.05	2020年	16	81.4（染料印染系数）	1.30	印染，染料用量16t/a	本次增加
125	普宁市	普宁市荣茂隆印染有限公司	计划关闭	100%	2.69	2020年	33	81.4（染料印染系数）	2.69	印染，染料用量33t/a	本次增加
127	普宁市	普宁市佳信印花厂	入园，要求采用收集和处理措施	81%	0.66	2020年	10	81.4（染料印染系数）	0.81	印花，涂料用量10t/a	本次增加
128	普宁市	普宁市裕隆印花厂	入园，要求采用收集和处理措施	81%	0.33	2020年	5	81.4（染料印染系数）	0.41	印花，涂料用量5t/a	本次增加
129	普宁市	普宁市欣发印花厂	入园，要求采用收集和处理措施	81%	0.66	2020年	10	81.4（染料印染系数）	0.81	印花，涂料用量10t/a	本次增加
130	普宁市	普宁市多奎服装织造有限公司	入园，要求采用收集和处理措施	81%	0.73	2020年	11	81.4（染料印染系数）	0.90	印花，涂料用量11t/a	本次增加

序号	所在区域	单位名称	削减方式	削减率	削减量	完成时间	计算依据				对比情况
							产品/原材料使用量	产污系数	VOC产生量	备注	
							t/a	g/kg	t/a		
131	普宁市	普宁市流沙欣盛印花厂	入园，要求采用收集和处理措施	81%	0.26	2020年	4	81.4（染料印染系数）	0.33	印花，涂料用量4t/a	本次增加
132	普宁市	普宁市流沙和美印花厂	入园，要求采用收集和处理措施	81%	0.53	2020年	8	81.4（染料印染系数）	0.65	印花，涂料用量8t/a	本次增加
133	普宁市	普宁市流沙南丰印花厂	入园，要求采用收集和处理措施	81%	0.40	2020年	6	81.4（染料印染系数）	0.49	印花，涂料用量6t/a	本次增加
134	普宁市	普宁市流沙东发印花厂	入园，要求采用收集和处理措施	81%	0.66	2020年	10	81.4（染料印染系数）	0.81	印花，涂料用量10t/a	本次增加
135	普宁市	普宁市流沙园升印花厂	入园，要求采用收集和处理措施	81%	0.33	2020年	5	81.4（染料印染系数）	0.41	印花，涂料用量5t/a	本次增加
136	普宁市	普宁市池尾恒基印花厂	入园，要求采用收集和处理措施	81%	0.24	2020年	3.6	81.4（染料印染系数）	0.29	印花，涂料用量3.6t/a	本次增加
137	普宁市	普宁市占辰毅利印花厂	入园，要求采用收集和处理措施	81%	0.18	2020年	2.8	81.4（染料印染系数）	0.23	印花，涂料用量2.8t/a	本次增加
138	普宁市	普宁市下架山光彩印花厂	入园，要求采用收集和处理措施	81%	33.0	2020年	500	81.4（染料印染系数）	40.70	印花，涂料用量500t/a	本次增加
139	普宁市	普宁市金发隆印花厂	入园，要求采用收集和处理措施	81%	0.66	2020年	10	81.4（染料印染系数）	0.81	印花，涂料用量10t/a	本次增加

序号	所在区域	单位名称	削减方式	削减率	削减量	完成时间	计算依据				对比情况
							产品/原材料使用量	产污系数	VOC产生量	备注	
							t/a	g/kg	t/a		
140	普宁市	普宁市下架山溪川印花厂	入园，要求采用收集和处理措施	81%	0.26	2020年	4	81.4（染料印染系数）	0.33	印花，涂料用量4t/a	本次增加
141	普宁市	普宁市下架山嘉祥印花厂	入园，要求采用收集和处理措施	81%	0.33	2020年	5	81.4（染料印染系数）	0.41	印花，涂料用量5t/a	本次增加
142	普宁市	普宁市下架山秀丰印花厂	入园，要求采用收集和处理措施	81%	1.19	2020年	18	81.4（染料印染系数）	1.47	印花，涂料用量18t/a	本次增加
143	普宁市	普宁市下架山鑫兴印花厂	入园，要求采用收集和处理措施	81%	0.73	2020年	11	81.4（染料印染系数）	0.90	印花，涂料用量11t/a	本次增加
144	普宁市	普宁市下架山天虹印花厂	入园，要求采用收集和处理措施	81%	0.20	2020年	3	81.4（染料印染系数）	0.24	印花，涂料用量3t/a	本次增加
145	普宁市	普宁市流沙三发印花厂	入园，要求采用收集和处理措施	81%	0.53	2020年	8	81.4（染料印染系数）	0.65	印花，涂料用量8t/a	本次增加
146	普宁市	普宁市军埔新生印花厂	入园，要求采用收集和处理措施	81%	0.13	2020年	2	81.4（染料印染系数）	0.16	印花，涂料用量2t/a	本次增加
147	普宁市	普宁市梅塘泰强印花厂	入园，要求采用收集和处理措施	81%	0.40	2020年	6	81.4（染料印染系数）	0.49	印花，涂料用量6t/a	本次增加

序号	所在区域	单位名称	削减方式	削减率	削减量	完成时间	计算依据				对比情况
							产品/原材料使用量	产污系数	VOC产生量	备注	
							t/a	g/kg	t/a		
150	榕城区	揭阳市陈新鞋业有限公司	配套治理设施(等离子净化)	64%	0.11	2018年	500	0.35（美国环保局推荐系数）	0.18	塑料鞋制造	本次增加
151	榕城区	揭阳市生意人鞋业有限公司	配套治理设施(等离子净化)	64%	0.06	2018年	250	0.35（美国环保局推荐系数）	0.09	塑料鞋制造	本次增加
152	榕城区	广东至远鞋业有限公司	配套治理设施(等离子净化)	64%	0.07	2018年	300	0.35（美国环保局推荐系数）	0.11	塑料鞋制造	本次增加
153	榕城区	揭阳市广美鞋业有限公司	配套治理设施(等离子净化)	64%	0.11	2018年	500	0.35（美国环保局推荐系数）	0.18	塑料鞋制造	本次增加
154	榕城区	揭阳市榕城区弘乐塑料鞋厂	配套治理设施（UV光解）	64%	0.09	2018年	400	0.35（美国环保局推荐系数）	0.14	塑料鞋制造	本次增加
155	榕城区	揭阳市榕城区雅佳路塑料鞋厂	配套治理设施(等离子净化)	64%	0.03	2018年	150	0.35（美国环保局推荐系数）	0.05	塑料鞋制造	本次增加
160	榕城区	揭阳市万顺塑胶有限公司	关闭	100%	90.0	2018年	18000	5(合成树脂平均系数)	260	废塑料再生造粒	本次增加

附件2

水污染物化学需氧量、氨氮、总氮、总磷削减清单

序号	责任单位	项目名称	完成时限	建设内容及设计规模		污染物削减量（吨/年）			
				污水处理厂（万吨/天）	污水管网（千米）	化学需氧量	氨氮	总氮	总磷
1	惠来县政府	惠来县污水处理厂二期	2020年	2	92.65	1533.00	146.00	255.50	25.55
2		惠来县靖海镇污水处理厂	2020年	0.35	11	268.27	25.55	44.71	4.47
3		惠来县隆江镇污水处理厂	2020年	0.5	29.1	383.25	36.50	63.88	6.39
4		惠来县神泉镇污水处理厂	2020年	0.5	14.4	383.25	36.50	63.88	6.39
5		惠来县前詹镇污水处理厂	2020年	0.45	13.6	344.93	32.85	57.48	5.75
合计		——	——	3.8	160.75	2912.70	277.40	485.45	48.55

公开方式：不公开

抄送：市委办公室，市人大常委会办公室，市政协办公室，市纪委办公室，市法院、检察院，揭阳军分区。

揭阳市人民政府办公室　　2019年2月25日印发

附件41

广 东 省 生 态 环 境 厅

粤环函〔2019〕383号

广东省生态环境厅关于重新报送中委广东石化2000万吨/年重油加工项目主要污染物排放总量指标来源情况的函

生态环境部：

根据生态环境部的有关要求，经重新研究测算，现将中委广东石化2000万吨/年重油加工工程项目主要污染物总量指标来源有关情况函报如下：

一、环境影响评价初步测算结果

据中委广东石化2000万吨/年重油加工工程项目变更环境影响报告书环评报告初步测算，该项目四项主要污染物二氧化硫排放量为960吨/年（其中热电厂排放量50吨）；氮氧化物排放量为2885吨/年（其中热电厂排放量503吨）、化学需氧量排放量为353吨/年，氨氮排放量为48吨/年。

二、四项主要污染物指标来源

中委广东石化2000万吨/年重油加工工程项目热电厂所需二

氧化硫（50 吨/年）和氮氧化物指标（503 吨/年）来源于广东粤电靖海发电有限公司超低排放形成的减排量，其他工艺排放所需二氧化硫（910 吨/年）和氮氧化物（2382 吨/年）来源于广东玉峰玻璃集团有限公司和英德市鸿泰玻璃有限公司脱硫脱硝形成的减排量。

广东粤电靖海发电有限公司 2015 年底二氧化硫排和氮氧化物放量分别为 6502 吨/年和 5156 吨/年，实施超低排放改造后经报生态环境部审核，2018 年底该公司二氧化硫和氮氧化物排放量分别是 5059 吨/年和 4627 吨/年，削减量分别为 1443 吨/年和 529 吨/年，均可满足本项目热电厂排放需求。

广东玉峰玻璃集团有限公司和广东英德鸿泰玻璃有限公司 2015 年底二氧化硫和氮氧化物排放量分别是 4065 和 4840 吨/年，经脱硫脱硝改造并报生态环境部审核后，2018 年二氧化硫和氮氧化物排放量分别是 2728 吨/年和 2445 吨/年，削减量分别是 1337 吨/年和 2395 吨/年，可满足本项目工艺排放的需求。

中委广东石化 2000 万吨/年重油加工工程项目所需化学需氧量指标（353 吨/年）来源于揭阳练江流域 2017 年减排已认定的关闭的 35 家印花厂，共减排化学需氧量约 361.8 吨/年，可以满足本项目 353 吨/年的需求（详见附件 1）。

中委广东石化 2000 万吨/年重油加工工程项目所需氨氮指标（48 吨/年）来源于揭阳练江流域 2017 年减排已认定的关闭 32 家印花厂（氮氮约 23.3 吨）和揭阳市区污水处理厂 2017 年减排

量（25.6 吨），共减排氨氮 48.9 吨/年，可以满足本项目 48 吨/年的需求（详见附件 2）。

附件：1. 化学需氧量指标来源情况表

2. 氨氮指标来源情况表

广东省生态环境厅

2

（联系人及电话：唐天征　020-87531919）

附件 1

化学需氧量指标来源情况表

序号	企业名称	核定的减排量（吨）
1	许楚恒印花厂	10.0
2	顾锦春印花厂	10.0
3	陈金城开办的印花厂	9.9
4	邱壮林印花厂	9.8
5	杨秋德开办染花边加工场	9.7
6	何奕耀印花厂	9.5
7	陈育波印花厂	9.5
8	黄杰龙印花厂（即原胜昌印花厂）	9.5
9	何杰生印花厂	9.4
10	吴如君印花厂	9.2
11	陈少平印花厂	9.2
12	罗育明印花厂	9.2
13	罗炳盛印花厂	9.0
14	蔡汉坚印花厂	12.1
15	方文坤印花厂	11.9
16	罗育辉印花厂	11.7
17	张为强开办的印花厂	11.7
18	詹建平印花厂	11.5
19	黄俊彪印花厂	11.2
20	刘宗全印花厂	11.2
21	黄松枝印花厂	11.1

序号	企业名称	核定的减排量（吨）
22	黄少青印花厂	10.9
23	黄鸿青织领染色加工场	10.9
24	胡春晓印花厂	10.8
25	杨仁街印花厂	10.7
26	何楚弟印花厂	10.5
27	陈军斌印花厂（即原邱应忠印花厂）	10.4
28	陈泽灵印花厂	10.4
29	巫瑶金印花厂	10.4
30	杜建南印花厂	10.4
31	庄树即印花厂	10.4
32	刘丽凤印花厂	10.3
33	杨翠印花厂	10.2
34	陈舜悦印花厂	10.2
35	曾协丰印花厂	9.0
合　计		361.8

附件 2

氨氮指标来源情况表

序号	企业名称	核定的减排量（吨）
1	许楚恒印花厂	0.7
2	顾锦春印花厂	0.6
3	陈金城开办的印花厂	0.6
4	邱壮林印花厂	0.6
5	杨秋德开办染花边加工场	0.6
6	何奕耀印花厂	0.7
7	陈育波印花厂	0.8
8	黄杰龙印花厂（即原胜昌印花厂）	0.8
9	何杰生印花厂	0.7
10	吴如君印花厂	0.7
11	陈少平印花厂	0.7
12	罗育明印花厂	0.6
13	罗炳盛印花厂	0.7
14	蔡汉坚印花厂	0.8
15	方文坤印花厂	0.8
16	罗育辉印花厂	0.7
17	张为强开办的印花厂	0.7
18	詹建平印花厂	0.7
19	黄俊彪印花厂	1.0
20	刘宗全印花厂	0.8
21	黄松枝印花厂	0.7
22	黄少青印花厂	0.8
23	黄鸿青织领染色加工场	0.8
24	胡春晓印花厂	0.8

序号	企业名称	核定的减排量（吨）
25	杨仁街印花厂	0.8
26	何楚弟印花厂	0.8
27	陈军斌印花厂（即原邱应忠印花厂）	0.8
28	陈泽灵印花厂	0.7
29	巫瑶金印花厂	0.8
30	杜建南印花厂	0.7
31	庄树即印花厂	0.7
32	刘丽凤印花厂	0.6
33	揭阳市区污水处理厂（二期）	25.6
合　计		48.9

公开方式：依申请公开

抄送：生态环境部环境工程评估中心，揭阳市生态环境局。

中国石油天然气股份有限公司广东石化分公司

关于委托贵公司开展中委广东石化2000万吨/年重油加工工程变更环境影响评价工作的函

中国寰球工程有限公司：

中委广东石化2000万吨/年重油加工工程（以下简称项目），由中国石油天然气集团有限公司（以下简称中国石油）和委内瑞拉国家石油公司合资建设。项目选址位于广东省揭阳市惠来县，主要建设2000万吨/年重油加工工程及配套中转油库、中转管线、原油码头和成品油码头设施。2011年1月，项目环境影响报告书获得国家环境保护部批复。2012年4月，项目获国家发展改革委正式核准。

为适应资源、市场、合资合作等形势变化，进一步落实国家供给侧结构性改革的总体部署，中国石油对项目建设方案进行优化调整。经反复对比优化论证方案，综合比选形成2000万吨/年炼油、260万吨/年芳烃、120万吨/年乙烯的炼化一体化建设方案。

根据《中华人民共和国环境影响评价法》、《建设项目环境保护管理条例》的规定，项目调整后需重新报批环境影响评价文件。为

加快项目进程，现委托贵公司开展项目环境影响评价工作，编制完成环境影响报告书，报告书内容和深度需符合国家、地方政府相关法律、法规、标准、规范要求。未尽事宜，双方后续协商确定。

特此致函。

广东石化公司

2018年3月1日

（联系人及电话：屈德君　15218681688）

中委广东石化2000万吨/年重油加工工程
变更环境影响评价

公众参与说明

中国石油天然气股份有限公司广东石化分公司

二零一九年三月

目录

1 概述.....1

2 首次环境影响评价信息公开情况.....2

2.1 公开内容及日期.....2

2.2 公开方式.....2

2.2.1 网络.....2

2.2.2 报纸.....4

2.2.3 张贴.....5

2.3 公众意见情况.....5

3 征求意见稿公示情况.....6

3.1 第二次公示（参照《环境影响评价公众参与暂行办法》）.....6

3.1.1 公示内容及时限.....6

3.1.2 公示方法.....6

3.2 征求意见稿公示（参照《环境影响评价公众参与办法》）.....13

3.2.1 公示内容及时限.....13

3.2.2 公示方法.....13

3.3 公众提出意见情况.....16

4 其他公众参与情况.....17

4.1 公众座谈会.....17

4.2 公众意见调查.....19

5 公众意见处理情况.....29

5.1 公众意见概述和分析.....29

5.1.1 个人调查者调查结果.....29

5.1.2 团体调查者调查结果.....31

5.2 公众意见采纳情况.....33

5.3 公众意见未采纳情况.....33

6 报批前公开情况.....34

6.1 公开内容及日期.....34

6.2 公开方式.....34

7 其他.....35

7.1 公众参与的“四性”分析.....35

7.2 社会稳定风险的防控措施.....36
7.2.1 破解“邻避”效应工作.....36
7.2.2 社会稳定风险分析与评估.....36
7.3 公众参与调查结论.....37
8 诚信承诺.....38
9 附件.....39

1 概述

中委广东石化2000万吨/年重油加工工程由中国石油天然气股份有限公司和委内瑞拉国家石油公司按照60%：40%的占股比例合资建设。至2011年3月，已先后取得国土资源部土地预审批准、国家海洋局用海预审批准、国家环保部环评批复、国家发改委节能评估审查等相关支持性文件。2012年4月，获国家发改委核准。按照国家发改委和中国石油集团公司要求，为适应资源、市场、合资合作和产业政策等方面的变化，广东石化组织设计单位开展了多个方案的研究对比。目前，中国石油集团公司已明确广东石化项目调整为炼油-芳烃-化工一体化方案，调整后的广东石化项目将按照2000万吨/年炼油+260万吨/年芳烃+120万吨/年乙烯方案建设。

项目以委内瑞拉Merey16原油、中东重油为原料，采用炼油-芳烃-化工一体化方案，生产汽油、航空煤油、柴油等清洁燃料，甲苯、对二甲苯等芳烃产品以及高密度聚乙烯、线性低密度聚乙烯、聚丙烯、苯乙烯、丁二烯等化工产品。

项目包括主体工程、公用工程及辅助设施、储运工程和厂外工程。厂内主体工程包括常减压装置、催化裂化装置、加氢裂化装置、连续重整装置、柴油加氢裂化装置、航煤加氢装置、烷基化装置、芳烃联合装置、乙烯装置、丁二烯装置、苯乙烯装置、聚丙烯装置等工艺装置，公用工程及辅助生产措施主要包括污水处理场、动力中心、全厂事故水池、中心化验室、全厂仓库等，储运工程包括炼油部分储运系统、化工部分储运系统、固体包装及储运系统等，厂外工程包括原油码头（含库区）、产品码头、原油码头库区至项目厂区之间的原油长输管道等。

根据《环境影响评价公众参与暂行办法》（环发〔2006〕28号）、《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令第4号）的规定以及《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）的相关要求，我公司在环境影响报告书编制过程中组织进行了公众参与调查工作。公众参与遵循公开、平等、广泛和便利的原则，广泛征求了受建设项目影响的公民、法人及其他组织的代表意见，充分考虑了群众反映的意见、要求和愿望，为建设项目和环境保护决策提供了参考意见。公众参与过程的合法性、形式的有效性、调查对象的代表性、结果的真实性符合相关规定要求。

2 首次环境影响评价信息公开情况

2.1 公开内容及日期

根据生态环境部环境影响评价司有关负责人就《环境影响评价公众参与办法》修订举行的答记者问，其中提到：“关于环评公参正在实施的，即在办法印发之前就已经确定环评单位又是在2019年1月1日之后拟报批的，已经按照暂行办法的规定，在7日内进行了第一次信息公开的，予以认可，不必重复开展第一次信息公开，其余公众参与程序按照新办法要求执行”。本项目环评委托合同于2018年2月28日签订，在签订合同7个工作日内即开展了首次环境影响评价信息公开，公开日期符合《环境影响评价公众参与办法》要求。

首次环境影响评价的公示工作采用网络、报纸、张贴的方式进行公示，向公众介绍本项目的主要概况，以使公众认识和了解本项目实施建设情况，并广泛听取各界对工程建设及环境保护方面的意见和要求。

首次环境影响评价信息公开的主要内容包括：

（1）建设项目的名称及概要；

（2）建设项目建设单位的名称和联系方式；

（3）承担评价工作的环境影响评价机构的名称和联系方式；

（4）环境影响评价的工作程序和主要工作内容；

（5）征求公众意见的主要事项；

（6）公众提出意见的主要方式。

2.2 公开方式

2.2.1 网络

于2018年03月08日在揭阳大南海石化工业园管理委员会网站（http://www.jydnh.gov.cn/cn/Index/info/d/5103.html）进行了第一次网络信息公开。第一次公示截图见图2-2-1。



图 2-2-1　第一次网络公示

2.2.2 报纸

于 2018 年 03 月 06 日在《揭阳日报》上刊登中委广东石化 2000 万吨/年重油加工工程变更环境影响评价第一次公示。报纸公示见图 2-2-2。


揭陽日報

6

十三届全国人大一次会议在京开幕

中委广东石化2000万吨/年重油加工工程变更环境影响评价第一次公示

图 2-2-2 《揭阳日报》第一次公示

2.2.3 张贴

同步在项目环境影响评价范围内街道、村委会等公告栏进行了信息公告张贴公示。张贴公告现场照片见图 2-2-3。



图 2-2-3　张贴公告现场照片

2.3 公众意见情况

在首次环境影响评价信息公开期间，未收到公众意见。

3 征求意见稿公示情况

参照《环境影响评价公众参与暂行办法》，我公司在2018年07月开展了公众参与二次公示。《环境影响评价公众参与办法》于2019年1月1日实施，为使公示内容及方式符合新办法要求，我公司于2019年02月严格按照新办法要求开展了征求意见稿公示。

3.1 第二次公示（参照《环境影响评价公众参与暂行办法》）

3.1.1 公示内容及时限

环境影响报告书征求意见稿形成后，通过网络、报纸、张贴的方式进行公示，向公众介绍本项目的主要概况和主要环保设施，以使公众认识和了解本项目实施建设情况，并广泛听取各界对工程建设及环境保护方面的意见和要求。

第二次信息公开的主要内容包括：

（1）建设项目情况简述；

（2）环境影响评价初步结论的要点；

（3）环境影响平键范围内主要环境敏感目标分布情况；

（4）建设项目对环境可能造成影响的概述；

（5）预防或者减轻不良环境影响的对策和措施的要点；

（6）公众查阅环境影响报告书简本的方式和期限；

（7）征求公众意见的范围和主要事项；

（8）征求公众意见的具体形式和联系方式；

（9）公众提出意见的起止时间。

信息公开后，广东石化和环评单位通过电话、电子邮件和信函等形式，接受公众咨询，记录公众的意见、联系方式等，并按规定反馈意见的处理情况。

3.1.2 公示方法

（1）网络

环境影响报告书征求意见稿完成以后，于2018年07月10日在揭阳大南海石化工业园管理委员会网站（http://www.jydnh.gov.cn/news/11085.html）进行了第二次网络信息公开，并同时发布环评报告简本。第二次公示截图见图3-2-1。


中委广东石化2000万吨/年重油加工工程变更环境影响报告书第二次公众参与公示信息









图 3-2-1　第二次网络公示

（2）报纸

于 2018 年 07 月 10 日在《揭阳日报》上刊登中委广东石化 2000 万吨/年重油加工工程变更环境影响评价公众参与第二次公示，公示了简本的索取方式、征求公众意见的范围和主要事项等。报纸公示见图 3-2-2。


揭陽日報

10

中委广东石化 2000 万吨 / 年重油加工工程变更环境影响报告书
第二次公众参与公示信息

遗失声明

遗失声明

清算公告

清算公告

图 3-2-2 《揭阳日报》第二次公示

（3）张贴

同步在项目环境影响评价范围内街道、村委会以及学校等公告栏张贴信息公告。张贴公告现场照片见图 3-2-3。



图 3-2-3　张贴公告现场照片（一）



图 3-2-3　张贴公告现场照片（二）

3.2 征求意见稿公示（参照《环境影响评价公众参与办法》）

根据《环境影响评价公众参与办法》第三十一条“对依法批准设立的产业园区内的建设项目，若该产业园区已依法开展了规划环境影响评价公众参与且该建设项目性质、规模等符合经生态环境主管部门组织审查通过的规划环境影响报告书和审查意见，建设单位开展建设项目环境影响评价公众参与时，可以予以简化”，揭阳大南海石化工业区规划环评已获广东省环境保护厅批复（粤环审[2018]244号），本次公示在报纸和网络进行公示 5 个工作日，其中报纸公示在 5 个工作日内公开信息两次。

3.2.1 公示内容及时限

建设项目环境影响报告书征求意见稿形成后，我公司公开了下列信息，征求与本建设项目环境影响有关的意见。征求意见稿公示的主要内容包括：

（1）建设项目情况简介；

（2）环境影响报告书征求意见稿全文的网络链接及查阅纸质报告书的方式和途径；

（3）征求意见的公众范围；

（4）公众意见表的网络链接；

（5）公众提出意见的方式和途径；

（6）公众提出意见的起止时间。

信息公开后，广东石化和环评单位通过电话、电子邮件和信函等形式，接受公众咨询，记录公众的意见、联系方式等，并按规定反馈意见的处理情况。

3.2.2 公示方法

（1）网络

参照《环境影响评价公众参与办法》要求，对环境影响报告书征求意见稿进行公示，于 2019 年 02 月 11 日在揭阳大南海石化工业园管理委员会网站（http://www.jydnh.gov.cn/cn/Index/info/d/11323.html）进行了征求意见稿网络信息公开。公示截图见图 3-2-4。


中委广东石化2000万吨/年重油加工工程变更环境影响报告
书第二次公众参与公示信息





图 3-2-4　征求意见稿网络公示

（2）报纸

参照《环境影响评价公众参与办法》要求，对环境影响报告书征求意见稿进行公示，于 2019 年 02 月 12 日和 02 月 14 日在《揭阳日报》上刊登公示信息。报纸公示见图 3-2-5、3-2-6。



图 3-2-5　征求意见稿报纸公示（2 月 12 日）



图 3-2-6　征求意见稿报纸公示（2 月 14 日）

3.3 公众提出意见情况

在第二次环境影响评价信息公开期间内，未收到公众意见。

4 其他公众参与情况

按照《环境影响评价公众参与办法》第十四条“对环境影响方面公众质疑性意见多的建设项目，建设单位应当按照下列方式组织开展深度公众参与”，本项目在两次公示期间均未收到公众对于本项目环境影响方面的质疑。由于广东石化公司及当地政府部门对本项目的建设十分重视，于2018年7月参照《环境影响评价公众参与暂行办法》要求开展了公众座谈会及公众意见调查，现对座谈会及调查结果进行论述。

4.1 公众座谈会

在公众参与调查过程中，于2018年07月11日、12日在大南海工业园区会议室组织召开了《中委广东石化2000万吨/年重油加工工程变更项目环评公众参与座谈会》。参加座谈会的代表共有168名（11日81名，12日87名），其中121名为项目影响范围内的企事业单位代表和居民代表，47 名为揭阳市、惠来县及大南海工业园区管委会人大代表、政府机关等人士代表。

在座谈会中，广东石化公司首先对项目概况进行介绍，环评编制单位中国寰球工程有限公司就该项目变更情况、项目在建设期和运营期污染物排放等不利影响及拟采用的环境保护措施进行了详细说明。然后公众就一些自身关心的问题和疑问提问，公众参与调查单位单位进行解释。座谈会现场放置环评报告书简本及宣传手册供参会人员取阅。

居民表示支持项目建设，通过与公众的沟通，公众认为本项目对区域经济发展具有重要意义，希望尽早建成投产。对工程建设可能引起环保问题，与会人员表示造成的环保问题是社会发展过程中不可避免的，表示可以谅解，希望通过加强管理，减轻项目建设带来的环保问题。

座谈会现场照片见图 4-1-1，公众参与座谈会签到表见附件 3，公众参与座谈会会议纪要见附件4。



图 4-1-1　本项目座谈会照片

4.2 公众意见调查

根据项目的具体情况，综合考虑环境影响的范围和程度、社会关注程度等因素，对项目环境影响评价范围内居民、企事业单位代表，以及揭阳市、大南海工业园区管委会、惠来县、陆丰市部分代表进行公众意见调查，包括不同年龄段、不同性别、不同职业、不同学历水平的公众。

在第二次信息公开及座谈会之后，我公司对工程评价范围内直接受影响和间接受影响的公众及单位发放了公众参与调查表。公众参与调查表见表 4-2-1 与表 4-2-2，现场照片见图 4-2-1。

公众意见调查表分为个人和单位两类，调查时向个人发放了《中委广东石化 2000 万吨/年重油加工工程变更环境影响评价公众参与个人调查表》，向相关单位发放了《中委广东石化 2000 万吨/年重油加工工程变更环境影响评价公众参与单位调查表》。此次被调查人员自由填写调查表，表达个人或单位意见。

共发放个人调查表 720 份，回收有效调查表 700 份，发放单位调查表 163 份，回收有效调查表 163 份。其中，陆丰市调查范围包括陆丰市政府办公室、安全生产监督管理局、海洋与渔业局、发展和改革局、国土资源局、环境保护局等政府机关，东林村等 8 个村屯及村委会；揭阳市调查范围包括揭阳市、大南海工业园区管委会、惠来县各政府机关，埔洋村等 90 个村屯及村委会，揭阳大南海石化工业区南海街道朱埔小学等 10 所学校，广东深展大南海实业有限公司等当地企业。涉及搬迁的村屯为埔洋村和洋下自然村，其中埔洋村包括埔洋、厝寨、刘畔、南里、后城 5 个自然村，洋下自然村属于林沟行政村。对于涉及搬迁的村屯本次共回收有效个人调查表 24 份，团体调查表 7 份，主要调查受影响的村民、村委会及埔洋小学。

本次调查表发放分布汇总见表 4-2-3、图 4-2-2。

中委广东石化 2000 万吨/年重油加工工程变更环境影响评价

公众意见调查表（个人）

姓名		性别		年龄		文化程度	
职业		联系电话			身份证号码		
家庭住址				工作单位			
代填人情况		代填人姓名		联系电话			
				工作单位			
1、您对当地目前的环境质量现状是否满意？（单选）	A 很满意（ ）		B 较满意（ ）		C 不满意（ ）		
2、您认为当地目前环境问题主要是？（可多选）	A 大气污染（ ）		B 水污染（ ）		C 噪声（ ）		
	D 固废污染（ ）		E 生态环境破坏（ ）		F 其它_____		
3、您是否了解广东石化项目的情况？（单选）	A 了解（ ）		B 略知（ ）		C 不了解（ ）		
4、您是从何种途径了解本项目？（可多选）	A 报纸（ ）		B 网络（ ）		C 电视（ ）		
	D 会议（ ）		E 张贴或宣传标牌（ ）		F 其它_____		
5、您认为本项目建设后对地方经济社会发展的影响是？（单选）	A 有利（ ）		B 不利（ ）		C 不清楚（ ）		
6、您认为本项目施工对周围环境的影响有哪些方面？（可多选）	A 废气（ ）		B 废水（ ）		C 噪声（ ）		
	D 固体废物（ ）		E 生态（ ）		F 交通出行（ ）		
	G 没有影响（ ）		H 其它_____				
7、您认为本项目运行期间应加强哪方面的污染控制？（可多选）	A 废气治理（ ）		B 污水治理（ ）		C 噪声控制（ ）		
	D 固体废物处置（ ）		E 环境风险防范（ ）		F 生态恢复（ ）		
	G 环境管理（ ）		H 其它_____				
8、从环保角度出发，您对本项目建设持何种态度？（单选）	A 支持（ ）；		B 无所谓（ ）；		C 反对（ ）		
	如反对，请说明理由：_____						
9、您对于本次中委广东石化 2000 万吨/年重油加工工程变更项目建设，在环境保护工作方面有何具体要求和建议？							

说明：1、请详细填写个人基本情况。2、请用“√”表示您对每一个问题的态度。3、对于“其他意见和建议”，可附纸说明。
4、我们将保护您的个人隐私。

表 4-2-1　个人调查表（正面）

工程简介及主要环境影响	一，工程简介 本项目以委内瑞拉 Merey16 原油、中东重油为原料，采用炼油-芳烃-化工一体化方案，生产汽油、航空煤油、柴油等清洁燃料，对二甲苯、甲苯等芳烃产品以及高密度聚乙烯、线性低密度聚乙烯、聚丙烯、苯乙烯、丁二烯等化工产品。项目组成包括主体工程、公用工程及辅助设施、储运工程和厂外工程。厂内主体工程包括常减压装置、催化裂化装置、加氢裂化装置、连续重整装置、柴油加氢裂化装置、航煤加氢装置、烷基化装置、芳烃联合装置、乙烯装置、丁二烯装置、苯乙烯装置、聚丙烯装置等工艺装置。公用工程及辅助生产措施主要包括污水处理场、动力中心、全厂事故水池、中心化验室、全厂仓库等，储运工程包括炼油部分储运系统、化工部分储运系统、固体包装及储运系统等。厂外工程包括原油码头（含库区）、产品码头、原油码头库区至项目厂区之间的原油长输管道等。 相比于2011年取得环保部批复的原环评，本项目炼油区取消和调整了部分装置，按照炼油-芳烃-化工一体化方案进行优化；化工区以120万吨/年乙烯装置为龙头，规划建设相对完整的化工流程方案；厂外工程原油码头、成品油码头、原油码头库区、厂外管线均有部分调整。 二，主要环境影响和治理措施 (1)运营期 正常工况下项目外排废气通过设置轻烃回收、油气回收、可燃气体回收、脱硫、脱硝，除尘、VOCs治理措施可达到特别排放限值标准，大气评价范围内各种污染物在各关心点处的预测浓度增量较小，对周围环境空气影响不大。正常工况下项目产生的大部分废水经装置内污水预处理设施和全厂性污水处理场处理后回用，不能回用的污水经园区排海管道排海，对周边地表水无直接排污影响，对海域的影响范围较小，达标排放对纳污水体水质的影响是可以接受的。在污染物稀释扩散区内，成鱼可以回避，但鱼卵、仔鱼、幼鱼回避能力差，可能对其造成局部影响。本项目根据国家相关规范要求采用防渗等措施，可有效防止地下水污染的产生。但石油类污染物持续泄露的工况下，针对周边小范围内土壤及含水层的污染，由于污染扩散速度较慢，可及时采取措施清除，不会造成大范围的地下水环境污染事件，对周边的居民用水安全的影响较小。项目通过厂家回收利用、自建固废焚烧设施等对产生的固废进行综合利用和减量化。无害化处理后，无法利用和处理的固废依托厂外危险废物和一般固废处置单位处理。全厂固体废物可得到妥善管理和合理处置，对外环境影响较小。项目通过选用低噪声设备，并对高噪声源采取隔声、消声、减振等措施以控制噪声源。在总体布局上合理布置，充分利用建筑物、绿化的屏障作用和距离衰减作用，以达到降噪要求。 本项目在设计上充分考虑了包括平面布置、工艺及技术方案选择、自动控制、电气、电信、消防和火灾报警系统等方面的风险防范措施。通过设置环境风险事故水三级防控体系，防止事故情况事故废水进入厂外水体。建设单位通过制定本工程的环境突发事件总体应急预案及各专项应急预案，以防范本工程关键装置和油气储存设施等发生重大火灾、爆炸、泄漏事故而引发的环境风险；并与大南海石化工业区的应急预案相衔接，在发生超出事故企业自身解决能力突发环境事件时能有效的进行应急联动。在严格落实规划搬迁及报告书提出的环境风险防范措施的前提下，项目的环境风险水平可控。 (2)施工期 油船靠泊码头时在船舶的四周设置围油栏，防止可能发生的溢油漂移和扩散。配备溢油回收及消除设施；船舶的压舱水和机舱含油污水，接收处理；码头工程维护疏浚应避开海洋主要经济鱼类和保护生物产卵，洄游期，维护疏浚应尽可能安排在冬季；来自疫区的船舶垃圾需委托有资质的单位进行消毒处理；少量的含油和化工品抹布，废机油与厂区同类废物由有资质的单位接收处理；施工期部分疏浚物及维护疏浚物拟进行海抛，疏浚物需抛填于海洋部门认可的抛泥区。维护疏浚作业前业主需到相关部门办理海抛手续。 陆域施工期通过洒水降尘、加盖防风抑尘网，集中收集处理施工生活废水和建筑垃圾等措施，对周边环境的影响较小。对陆地生态环境的影响主要表现为工程施工活动对区域土壤环境的破坏、对植被的破坏、占用土地、改变土地利用形式等，通过运营期的绿化建设，可在一定程度上减轻施工期对植被生态环境的负面影响。对于长输管线，沿线设立安全标志；确保沿线植被的恢复；管道维修二次开挖按原有土层进行回填；做好管道防腐；定期对管线进行检查。

表 4-2-1　个人调查表（背面）

中委广东石化 2000 万吨/年重油加工工程变更环境影响评价

公众意见调查表（单位）

单位名称 （加盖公章）			
类　型	学校（　）　医疗机构（　）　企业（　）　事业单位（　）　机关（　） 新闻媒体（　）　村委会（　）　其他_____		
联系人		联系电话	
地　址			
1、您对当地目前的环境质量现状是否满意？（单选）	A 很满意（　）	B 较满意（　）	C 不满意（　）
2、您认为当地目前环境问题主要是？（可多选）	A 大气污染（　） D 固废污染（　）	B 水污染（　） E 生态环境破坏（　）	C 噪声（　） F 其它_____
3、您是否了解广东石化项目的情况？（单选）	A 了解（　）	B 略知（　）	C 不了解（　）
4、您是从何种途径了解本项目？（可多选）	A 报纸（　） D 会议（　）	B 网络（　） E 张贴或宣传标牌（　）	C 电视（　） F 其它_____
5、您认为本项目建设后对地方经济社会发展的影响是？（单选）	A 有利（　）	B 不利（　）	C 不清楚（　）
6、您认为本项目施工对周围环境的影响有哪些方面？（可多选）	A 废气（　） D 固体废物（　） G 没有影响（　）	B 废水（　） E 生态（　） H 其它_____	C 噪声（　） F 交通出行（　）
7、您认为本项目运行期间应加强哪方面的污染控制？（可多选）	A 废气治理（　） D 固体废物处置（　） G 环境管理（　）	B 污水治理（　） E 环境风险防范（　） H 其它_____	C 噪声控制（　） F 生态恢复（　）
8、从环保角度出发，您对本项目建设持何种态度？（单选）	A 支持（　）；	B 无所谓（　）；	C 反对（　） 如反对，请说明理由：_____
9、您对于本次中委广东石化 2000 万吨/年重油加工工程变更项目建设，在环境保护工作方面有何具体要求和建议？			

说明：1、请详细填写单位基本情况。2、请用“√”表示您对每一个问题的态度。3、对于“其他意见和建议”，可附纸说明。
4、我们将保护您的单位隐私。

表 4-2-2　团体调查表（正面）

工程简介及主要环境影响	一、工程简介 本项目以委内瑞拉 Merey16 原油、中东重油为原料，采用炼油-芳烃-化工一体化方案，生产汽油、航空煤油、柴油等清洁燃料，对二甲苯、甲苯等芳烃产品以及高密度聚乙烯、线性低密度聚乙烯、聚丙烯、苯乙烯、丁二烯等化工产品。项目组成包括主体工程、公用工程及辅助设施、储运工程和厂外工程。厂内主体工程包括常减压装置、催化裂化装置、加氢裂化装置、连续重整装置、柴油加氢裂化装置、航煤加氢装置、烷基化装置、芳烃联合装置、乙烯装置、丁二烯装置、苯乙烯装置、聚丙烯装置等工艺装置。公用工程及辅助生产措施主要包括污水处理场、动力中心、全厂事故水池、中心化验室、全厂仓库等，储运工程包括炼油部分储运系统、化工部分储运系统、固体包装及储运系统等。厂外工程包括原油码头（含库区）、产品码头、原油码头库区至项目厂区之间的原油长输管道等。 相比于 2011 年取得环保部批复的原环评，本项目炼油区取消和调整了部分装置，按照炼油-芳烃-化工一体化方案进行优化；化工区以 120 万吨/年乙烯装置为龙头，规划建设相对完整的化工流程方案；厂外工程原油码头、成品油码头、原油码头库区、厂外管线均有部分调整。 二、主要环境影响和治理措施 (1)运营期 正常工况下项目外排废气通过设置轻烃回收、油气回收、可燃气体回收、脱硫、脱硝、除尘、VOCs 治理措施可达到特别排放限值标准，大气评价范围内各种污染物在各关心点处的预测浓度增量较小，对周围环境空气影响不大。正常工况下项目产生的大部分废水经装置内污水预处理设施和全厂性污水处理场处理后回用，不能回用的污水经园区排海管道排海，对周边地表水无直接排污影响，对海域的影响范围较小，达标排放对纳污水体水质的影响是可以接受的。在污染物稀释扩散区内，成鱼可以回避，但鱼卵、仔鱼、幼鱼回避能力差，可能对其造成局部影响。本项目根据国家相关规范要求采用防渗等措施，可有效防止地下水污染的产生。但石油类污染物持续泄露的工况下，针对周边小范围内土壤及含水层的污染，由于污染扩散速度较慢，可及时采取措施清除，不会造成大范围的地下水环境污染事件，对周边的居民用水安全的影响较小。项目通过厂家回收利用、自建固废焚烧设施等对产生的固废进行综合利用和减量化。无害化处理后，无法利用和处理的固废依托厂外危险废物和一般固废处置单位处理。全厂固体废物可得到妥善管理和合理处置，对外环境影响较小。项目通过选用低噪声设备，并对高噪声源采取隔声、消声、减振等措施以控制噪声源。在总体布局上合理布置，充分利用建筑物，绿化的屏障作用和距离衰减作用，以达到降噪要求。 本项目在设计上充分考虑了包括平面布置、工艺及技术方案选择、自动控制、电气、电信、消防和火灾报警系统等方面的风险防范措施。通过设置环境风险事故水三级防控体系，防止事故情况事故废水进入厂外水体。建设单位通过制定本工程的环境突发事件总体应急预案及各专项应急预案，以防范本工程关键装置和油气储存设施等发生重大火灾、爆炸、泄漏事故而引发的环境风险；并与大南海石化工业区的应急预案相衔接，在发生超出事故企业自身解决能力突发环境事件时能有效的进行应急联动。在严格落实规划搬迁及报告书提出的环境风险防范措施的前提下，项目的环境风险水平可控。 (2)施工期 油船靠泊码头时在船舶的四周设置围油栏，防止可能发生的溢油漂移和扩散。配备溢油回收及消除设施；船舶的压舱水和机舱含油污水，接收处理；码头工程维护疏浚应避开海洋主要经济鱼类和保护生物产卵、洄游期，维护疏浚应尽可能安排在冬季；来自疫区的船舶垃圾需委托有资质的单位进行消毒处理；少量的含油和化工品抹布、废机油与厂区同类废物由有资质的单位接收处理；施工期部分疏浚物及维护疏浚物拟进行海抛，疏浚物需抛填于海洋部门认可的抛泥区，维护疏浚作业前业主需到相关部门办理海抛手续。 陆域施工期通过洒水降尘、加盖防风抑尘网，集中收集处理施工生活废水和建筑垃圾等措施，对周边环境的影响较小。对陆地生态环境的影响主要表现为工程施工活动对区域土壤环境的破坏、对植被的破坏、占用土地、改变土地利用形式等，通过运营期的绿化建设，可在一定程度上减轻施工期对植被生态环境的负面影响。对于长输管线，沿线设立安全标志；确保沿线植被的恢复；管道维修二次开挖按原有土层进行回填；做好管道防腐；定期对管线进行检查。

表 4-2-2　团体调查表（背面）



图 4-2-1　公众意见调查现场照片

表 4-2-3　本次调查表发放分布汇总

市/县镇/街道	部门/行政村	调查人数	个人调查表	所占比例(%)	团体调查表	所占比例(%)
揭阳市	揭阳市政办公室、人大代表、发改局、农业局、林业局、环保局、海洋与渔业局等部门	16	16	2.29	12	7.36
陆丰市	陆丰市政府办、发改局、国土资源局、环保局、海洋与渔业局等部门	13	13	1.86	6	3.68
大南海石化工业区	大南海石化工业区政法委、党委、农林水务局、环安局、街道办等部门	26	26	3.71	22	13.50
惠来县	惠来县人民政府、环保局、建设局、林业局、水务局、农业局、国土局等部门	15	15	2.14	11	6.75
东陇镇	四凤村	7	43	6.14	10	6.13
	华房村	3				
	古巷村	7				
	寄陇村	4				
	钓石村	3				
	华吴村	4				
	石洲村	4				
	北山村	3				
	达三圩村	5				
	东陇镇政府	3				
惠城镇	梅一村	5	14	2.00	1	0.61
	惠城镇	8				
	东郊村	1				
华湖镇	溪洋村	4	9	1.29	2	1.23
	华湖镇政府	5				
隆江镇	乌石村	4	81	11.57	19	11.66
	桥埔村	4				
	岗前村	5				
	北洋村	4				
	林太村	4				
	邦庄村	3				
	孔美村	5				
	林沟村	15				
	隆江村	6				
	陈陇村	3				
	井美村	3				
	吉清村	6				
	宫山村	1				

市/县镇/街道	部门/行政村	调查人数	个人调查表	所占比例(%)	团体调查表	所占比例(%)
	前埔村	3				
	见龙村	4				
	溪西中学	1				
	后吉村	6				
	隆江镇政府	4				
靖海镇	前吴村	4	41	5.86	9	5.52
	厚山村	6				
	西山村	6				
	坂美村	6				
	资深村	4				
	驿后村	4				
	大潭村	6				
	靖海镇政府	5				
周田镇	周田镇政府	7	24	3.43	4	2.45
	狮石村	6				
	前埔村	5				
	杭美村	6				
甲东镇	洋美村	7	55	7.86	8	4.91
	东林村	5				
	岱头村	5				
	大茂村	2				
	奎湖村	5				
	前边村	19				
	联湖村	9				
	甲东镇政府	3				
溪西镇	军林村	9	81	11.57	7	4.29
	镇前村	9				
	西安村	1				
	新圩村	10				
	溪一村	10				
	永安村	10				
	溪二村	13				
	溪南村	12				
	溪西镇政府	6				
	尖坑村	1				
东埔农场	东湖社区	10	39	5.57	4	2.45
	南湖村	8				
	东埔农场	2				
	鸡岗村	12				
	东埔中学	5				
	东埔农场中心小学	1				

市/县镇/街道	部门/行政村	调查人数	个人调查表	所占比例(%)	团体调查表	所占比例(%)
	东埔农场场部	1				
歧石镇	湖寮村	4	43	6.14	11	6.75
	西埔村	3				
	华清村	5				
	岐石村	3				
	桥头村	4				
	铺山村	5				
	坑仔村	5				
	歧石镇政府	4				
	和双村	10				
南海街道	埔洋村	26	134	19.14	15	9.20
	图田村	18				
	朱埔村	22				
	赤一村	12				
	双湖村	21				
	山陇村	10				
	图上村	13				
	赤二村	11				
	南海街道办	1				
前詹镇	任兜村	5	32	4.57	11	6.75
	岛南村	4				
	港寮村	6				
	后寮村	3				
	铭东村	3				
	铭西村	4				
	塔兜村	3				
	仙美村	2				
	前詹镇政府	2				
神泉镇	神农村	5	32	4.57	11	6.75
	澳角村	4				
	石盘村	3				
	横山村	4				
	文昌村	4				
	华家村	5				
	神泉镇政府	4				
	华埔村	3				
未填此项		2	2	0.29	/	/
合计		/	700		163	



图 4-2-2　本次调查表发放分布图

5 公众意见处理情况

5.1 公众意见概述和分析

5.1.1 个人调查者调查结果

本次评价共发放个人调查表 720 份，回收有效调查表 700 份，回收率 97.2%。个人调查表统计结果见表 5-1-1 和表 5-1-2。

表 5-1-1　被调查对象情况表

项目		人次	比例(%)	项目		人次	比例(%)
职业	农民	280	40.00	年龄	≤30	63	9.00
	个体	3	0.43		31~50	327	46.71
	工人	11	1.57		51~65	270	38.57
	养殖/渔民	7	1.00		≥66	32	4.57
	干部	181	25.86		未填此项	8	1.14
	职员	110	15.71	文化程度	小学及以下	57	8.14
	其他职业	14	2.00		初中	285	40.71
	未填此项	96	13.71		高中/中专/职高	188	26.86
性别	男	645	92.14		大专及以上	159	22.71
	女	55	7.86		未填此项	11	1.57

由上表可以看出，调查意见表的发放份数和受影响人群数量成比例，调查对象年龄结构、职业、学历等具有较好的代表性和合理性。

个人被调查者中持无所谓意见的 12 人，占调查总人数的 1.71%，支持人数为 688，占调查人数 98.29%。无人对项目建设持反对意见。受访群众对区域开发建设过程中在环境保护方面的要求和建议主要有：

①强化环保，确保环保投入。严格管理，及做好生态恢复；②落实建设项目工程环保监理，增加各项环保设施投入，确保达标排放；③污水入海排污口设置符合市海洋功能区划（新版），污水处理排放达标，海域水质实时监控，排污入海必须实行监测管理及环境生态风险应急预案；④项目应根据国家较严格的要求和标准，注意废气、废水、土壤、固体废物、噪声、生态等方面予以评估和控制；⑤做好区域废气、废水的整治处理，固体废物妥善处置；⑥要避免对龙江河水质的污染，龙江河作为惠来县的重要河流，担负周围居民的饮水和农田灌溉，如果管道以及工程项目有涉及水利工程管理范围的需做好防洪评价以及征求水务部门意见；⑦随着项目的复原建设，要充分评估环评，并制定具体方案，严格执行；要加大环保投入，确保环保工作落到实处。

表 5-1-2　个人问卷调查结果统计表

调查项目		调查人次	所占比例(%)
1、您对当地目前的环境质量现状是否满意？（单选）	A 很满意	532	76.00
	B 较满意	165	23.57
	C 不满意	2	0.29
2、您认为当地目前环境问题主要是？（可多选）	A 大气污染	265	37.86
	B 水污染	255	36.43
	C 噪声	60	8.57
	D 固废污染	215	30.71
	E 生态环境破坏	114	16.29
	F 其他	15	2.14
3、您是否了解广东石化项目的情况？（单选）	A 了解	473	67.57
	B 略知	221	31.57
	C 不了解	7	1.00
4、您是从何种途径了解本项目？（可多选）	A 报纸	245	35.00
	B 网络	190	27.14
	C 电视	118	16.86
	D 会议	327	46.71
	E 张贴或宣传标牌	219	31.29
	F 其他	8	1.14
5、您认为本项目建设后对地方经济社会发展的影响是？（单选）	A 有利	679	97.00
	B 不利	2	0.29
	C 不清楚	17	2.43
6、您认为本项目施工对周围环境的影响有哪些方面？（可多选）	A 废气	287	41.00
	B 废水	240	34.29
	C 噪声	79	11.29
	D 固体废物	216	30.86
	E 生态	167	23.86
	F 交通出行	53	7.57
	G 没有影响	101	14.43
	H 其它	3	0.43
7、您认为本项目运行期间应加强哪方面的污染控制？（可多选）	A 废气治理	394	56.29
	B 污水治理	251	35.86
	C 噪声控制	70	10.00
	D 固体废物处置	228	32.57
	E 环境风险防范	112	16.00
	F 生态恢复	78	11.14
	G 环境管理	168	24.00
	H 其它	2	0.29
8、从环保角度出发，您对本项目建设持何种态度？（单选）	A 支持	688	98.29
	B 无所谓	12	1.71
	C 反对	0	0.00

注：单个问题各选项所占比例之和大于 100%时，该问题有多选选项。

5.1.2 团体调查者调查结果

团体主要调查了揭阳市、大南海工业区、惠来县、陆丰市各政府机关、事业单位，影响范围内各村屯村委会、学校，以及广东深展大南海实业有限公司、国业广厦建设有限公司、揭阳万晖水泥制造有限公司、揭阳市永固商砼科技有限公司、揭阳市大南海永兴混凝土有限公司等企业。团体调查表统计结果见表5-1-3。

本次所调查的团体均表示赞成项目建设，认为项目的实施有利于本地区的经济发展，可提供更多的就业机会和提高生活质量。

被调查团体还提出以下意见和建议：

①以保护良好的生态环境、新鲜的空气、干净的水为出发点，加大环保投入，“蓝天白云”、“绿水青山”是民生所在，是民心所向；

②建议该项目在施工和投产过程中，要高度重视环保工作，把对环境影响的程度降到最低；

③依法做好废气、污水、固体废物按标准排放，提交环境风险防范水平；

④切实加强海洋生态和资源环境保护力度，落实生态保护措施；

⑤全面完善好环保设施设备。

表 5-1-3　团体问卷调查结果统计表

调查项目		调查人次	所占比例（%）
1、您对当地目前的环境质量现状是否满意？（单选）	A 很满意	123	75.46
	B 较满意	40	24.54
	C 不满意	0	0.00
2、您认为当地目前环境问题主要是？（可多选）	A 大气污染	71	43.56
	B 水污染	70	42.94
	C 噪声	24	14.72
	D 固废污染	31	19.02
	E 生态环境破坏	22	13.50
	F 其他	10	6.13
3、您是否了解广东石化项目的情况？（单选）	A 了解	133	81.60
	B 略知	29	17.79
	C 不了解	0	0.00
4、您是从何种途径了解本项目？（可多选）	A 报纸	71	43.56
	B 网络	68	41.72
	C 电视	41	25.15
	D 会议	108	66.26
	E 张贴或宣传标牌	45	27.61
	F 其他	4	2.45
5、您认为本项目建设后对地方经济社会发展的影响是？（单选）	A 有利	161	98.77
	B 不利	2	1.23
	C 不清楚	0	0.00
6、您认为本项目施工对周围环境的影响有哪些方面？（可多选）	A 废气	89	54.60
	B 废水	87	53.37
	C 噪声	30	18.40
	D 固体废物	44	26.99
	E 生态	36	22.09
	F 交通出行	10	6.13
	G 没有影响	25	15.34
	H 其它	1	0.61
7、您认为本项目运行期间应加强哪方面的污染控制？（可多选）	A 废气治理	108	66.26
	B 污水治理	93	57.06
	C 噪声控制	31	19.02
	D 固体废物处置	60	36.81
	E 环境风险防范	50	30.67
	F 生态恢复	23	14.11
	G 环境管理	55	33.74
	H 其它	1	0.61
8、从环保角度出发，您对本项目建设持何种态度？（单选）	A 支持	163	100.00
	B 无所谓	0	0.00
	C 反对	0	0.00

注：单个问题各选项所占比例之和大于 100%时，该问题有多选选项。

5.2 公众意见采纳情况

对于公众的意见、建议，广东石化本着实事求是的态度与环评单位协商，相应的对环境影响报告书进行优化。对于公众的担忧，按照国家政策和相关规范采取有效的措施，解除公众的忧虑。针对群众反映比较集中的几个问题，具体回复如下：

（1）针对项目废气、废水等污染物排放标准，广东石化项目严格按照国家、地方及行业标准要求执行，且各标准从严取值。

（2）针对废气、废水、固废处置，外排污染物在满足达标排放的基础上采取了多项措施进行了大幅度削减，“三废”尽可能的回收利用，贯彻了废物减量化、资源化的循环经济理念。

（3）针对排污口设置问题，《揭阳大南海石化工业区入海排污口位置调整论证报告》通过专家评审，2018 年 8 月 7 日获得揭阳市环保局批复，排污口设置符合《广东省海洋功能区划(2011-2020 年)》和《揭阳市近岸海域环境功能区划》的要求。

（4）针对隆江河的影响，由于本工程从邦山水闸上游取水，除了在枯水年份因取水使河道流量减小而对河道纳污能力有一定影响外，没有直接向河流排放污染物，因此不会对龙江河的水质造成明显的不利影响；厂外管线采用定性钻方式穿越龙江河，不直接接触水体，不影响河流防洪等正常使用功能。

5.3 公众意见未采纳情况

对于公众提出的合理建议，广东石化公司表示均予以采纳。

6 报批前公开情况

6.1 公开内容及日期

在本项目环评报告编制完成，报送生态环境主管部门前，通过网络平台对环境影响报告书全本及公众参与说明进行了公示。公开的环境影响报告书全本内容未包含国家机密、商业秘密、个人隐私等依法不应公开的内容。

6.2 公开方式

于 2019 年 03 月 09 日在揭阳大南海石化工业园管理委员会网站（http://www.jydnh.gov.cn/cn/Index/info/d/11358.html）进行了公示，公示截图见图 6-2-1。



图 6-2-1　报批前公示截图

7 其他

7.1 公众参与的“四性”分析

（1）公众参与的程序合法性

本次公众参与过程中，严格按照按《环境影响评价公众参与暂行办法》（环发〔2006〕28 号）、《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令第 4 号）的有关规定，委托开展环评工作后 7 日内，进行了第一次信息公示，公告时间不少于 10 个工作日。在报告书初稿完成之后，按照相关时限要求进行了环评信息二次公示，公示时间和内容符合国家的法规要求。

（2）形式有效性

按照《环境影响评价公众参与暂行办法》（环发〔2006〕28 号）、《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令第 4 号），公众参与组织形式主要有调查公众意见（问卷）、咨询专家意见、座谈会、论证会、座谈会等，本次环评公众参与进行了网络一次公示和二次公示，并公开简本，并同步在当地主流媒体《揭阳日报》进行了信息公开。进行了问卷调查，并召开了公众参与座谈会，采用的公众参与形式符合公众参与暂行办法的相关规定。调查中除在问卷上介绍建设项目情况外，也口头对被调查者进行有关问题解答，被调查者均清晰知晓所调查内容。

（3）对象代表性

本次对项目评价范围内的居民进行了调查，公众参与调查对象涵盖了评价范围。共发放调查个人表 720 份，回收有效调查表 700 份，回收率 97.2%。团体问卷调查了项目建设地周围有关单位 163 个。总体来看，无论是从接受调查者的数量还是受调查者人员成分比例均具有一定的代表性。由此可见本次公众意见征询工作覆盖面广，调查细致，接受调查的人员能够代表受影响人群，此次选取的调查对象样本具有较好的代表性。

（4）结果真实性

本次环评公众参与调查在当地村委会协助下实地调查，向被调查者清楚表述了工程内容和可能的环境影响以及拟采取的措施，调查结果反映了公众的真实意见。调查期间，在征得被调查者同意的情况下，被调查公众留下联系方式，个别公众表示保密。公众意见的调查结果真实可靠。

综上所述，本工程环评公众参与工作严格按照相关要求执行，公示内容准确

反映建设项目相关信息，工作过程透明有效、调查结果真实可靠。

7.2 社会稳定风险的防控措施

7.2.1 破解“邻避”效应工作

为控制社会风险，对可能会引发的“邻避”效应和社会各界关注，广东石化公司开展了一系列破解“邻避”效应工作，在 2018 年 1 月份组织当地政府、环评单位和社会风险防控单位组成专家组到云南石化、四川石化对舆情发生情况和应对措施进行调研，进行多次走访、座谈，并收集相关资料。

广东石化根据项目特点和所在地具体情况，委托山东海纳环境工程有限公司提供破解“邻避”效应服务，编制破解“邻避”效应工作方案，成立了破解“邻避”效应工作领导小组，明确了各部门和相关人员职责，细化了与政府、集团公司各部门对接要求，聘请权威度高、能力强、经验丰富的知名专家加入广东石化破解“邻避”效应专家组，准备了企业内部资料及对外宣传手册、知识问答等材料，在座谈和走访调查中大量发放，与公众进行真诚、细致的沟通交流，使公众清楚广东炼化项目的环保投入、相关治理措施和项目建设的意义，让公众充分发表意见，支持项目建设，为把广东石化建成国内加工高硫含酸劣质重油的绿色、智能、效益型国际化炼化一体化基地奠定坚实基础。

7.2.2 社会稳定风险分析与评估

根据《国家发展改革委重大固定资产投资项目社会稳定风险评估暂行办法》（发改投资〔2012〕2492 号）、《广东省发展改革委关于印发重大项目社会稳定风险评估暂行办法的通知》（粤发改重点〔2012〕1095 号）中对社会稳定风险分析的程序要求，广东石化公司积极开展了社会稳定风险分析和评估工作。

社会稳定风险分析采用调查走访、问卷调查、座谈会的形式，各方均对项目表示积极支持和配合。分析报告认为，项目建设对广东省揭阳市的发展将做出积极的贡献，有利于优化调整区域能源结构，促进地方经济可持续发展。大南海石化工业区经济发展和改革局委托相关单位对项目社会稳定风险分析报告进行评估。评估认为，项目在采取充分、可行的风险防范及化解措施，通过有效的风险控制及应急预案，预期可降低项目社会稳定风险发生的概率。2018 年 8 月 31 日揭阳市人民政府发布了《关于中委广东石化 2000 万吨/年重油加工工程社会稳定风险评估意见的函》（揭府函〔2018〕122 号），判定社会稳定风险等级为低风险。

7.3 公众参与调查结论

本次环评所做的公众参与调查工作量大、面广，调查对象分布广泛，具有代表性，汇总的意见能够集中、真实地反映出地区公众对本项目建设所关心的问题和需要解决的环境问题，具有较好的代表性。通过公众参与结果的统计分析，得出如下结论：

本次公众参与共发放个人调查表 720 份，收回有效调查表 700 份，回收率 97.2%。其中 98.29%的公众对本项目的建设表示支持，1.71%的公众表示无所谓，无公众反对项目建设。

本次公众参与共发放单位意见调查问卷表 163 份，回收有效调查表 163 份，回收率 100%，100%的单位对本项目建设表示支持。

本次公众参与过程充分体现了公众参与的合法性、有效性、代表性、真实性，通过与公众充分的沟通交流使公众充分了解项目情况，使项目能够取得公众认可，并提高项目的环境、经济和社会效益。对于公众参与所获得的意见和建议，本次评价给予了足够的重视，一方面充分吸取公众对本项目提出的环境影响意见作为本次环境评价的重点，另一方面也将相关意见及时与建设单位单位沟通，尽可能让合理的意见与建议尽早落实到项目建设中。

8 诚信承诺

我单位已按照《环境影响评价公众参与办法》要求，在中委广东石化 2000 万吨/年重油加工工程变更项目环境影响报告书编制阶段开展了公众参与工作，在环境影响报告书中充分采纳了公众提出的与环境影响相关的合理意见。对未采纳的意见按要求进行了说明，并按照要求编制了公众参与说明。

我单位承诺，本次提交的《中委广东石化 2000 万吨/年重油加工工程变更项目环境影响评价公众参与说明》内容客观、真实，未包含依法不得公开的国家秘密、商业秘密、个人隐私。如存在弄虚作假、隐瞒欺骗等情况及由此导致的一切后果由中国石油天然气股份有限公司广东石化分公司承担全部责任。

承诺单位：中国石油天然气股份有限公司广东石化分公司

承诺时间：2019 年 03 月 09 日

9 附件

附表 1　个人调查对象基本信息

附表 2　团体调查对象基本信息

附件 3　公众参与座谈会签到表

附件 4　公众参与座谈会会议纪要