环 境 影 响 评 价 证 书
国环评证甲字第 1008 号

内蒙古伊泰煤制油有限责任公司
200 万吨/年煤炭间接液化示范项目
环境影响报告书



建设单位：内蒙古伊泰煤制油有限责任公司

评价单位：中国寰球工程公司

档 案 号：93001

编　　号：

内蒙古伊泰煤制油有限责任公司
200万吨/年煤炭间接液化示范项目
环境影响报告书

建设单位：内蒙古伊泰煤制油有限责任公司

评价单位：中国寰球工程公司



建设项目环境影响评价资质证书

机构名称：中国寰球工程公司
住　　所：北京市朝阳区创达二路1号
法定代表人：王新革
证书等级：甲级
证书编号：国环评证甲　字第　1008　　号
有效期：至2019年1月23日
评价范围：环境影响评价行业类别　一　甲级：化工石化类***
环境影响报告书类别　一　报告书环境影响报告书***

中华人民共和国环境保护部
二〇一五年一月二十三日

项目名称：内蒙古伊泰煤制油有限责任公司200万吨/年煤炭间接液化示范项目

文件类型：环境影响报告书

适用的评价范围：化工石化

法定代表人：王新革

主持编制机构：中国寰球工程公司

档 案 号：93001

编　　号：

内蒙古伊泰煤制油有限责任公司
200万吨/年煤炭间接液化示范项目
环境影响报告书

委 托 单 位：内蒙古伊泰煤制油有限责任公司

项目承担单位：中国寰球工程公司

总　经　理：王新革

审　　定：孔繁旭

审　　核：马立新

校　　核：李晖

项目负责人：王炜

经国家环境保护总局环境影响评价工程师职业资格登记管理办公室审查，王炜具备从事环境影响评价及相关业务的能力，准予登记。

职业资格证书编号：0001454

登记证编号：A10080070400

有效期限：2006 年 12 月 15 日至 2009 年 12 月 14 日

所在单位：中国寰球工程公司

登记类别：化工石化医药类环境影响评价

国家环境保护总局

2006 年12 月15 日



再 次 登 记 记 录

时间	有效期限	签章
2009.10.29	延至 2012 年 12 月 14 日	
2013.02.06	延至 2015 年 12 月 14 日	
	延至 年 月 日	
	延至 年 月 日	

内蒙古伊泰煤制油有限责任公司200万吨/年煤炭间接液化示范项目环境影响报告书编制人员名单表

编制主持人	姓名	职（执）业资格证书编号	登记（注册证）编号	专业类别	本人签名
	王 炜	0001454	A10080070400	化工石化医药类	

主要编制人员情况	序号	姓名	职（执）业资格证书编号	登记（注册证）编号	编制内容	本人签名
	1	孔繁旭	0001450	A10080080400	第8章大气环境影响评价、第16章环境风险评价。	
	2	王 炜	0001454	A10080070400	前言、第1章总论、第2章建设项目周围环境概况、第24章结论。	
	3	李 晖	0004698	A10080120400	第3章现有工程回顾性评价、第4章拟建项目概况、第5章工程分析、第6章清洁生产与循环经济。	
	4	马立新	0001449	A10080050400	第10章地下水环境质量现状评价及影响分析、第12章固体废物环境影响分析、第19章区域环境及资源承载力分析。	
	5	张立杰	0001455	A10080090400	第11章声环境质量现状及影响评价、第17章污染治理措施评述。	
	6	韩 鹏	00013842	A10080150400	第5章工程分析，第7章规划和政策符合性分析。	
	7	程琳俨	00015952	A10080170400	第8章大气环境影响评价。	
	8	倪 秀	0015947	A10080160400	第9章地表水环境质量现状评价及影响分析。	

	9	张 俊	0001452	A10080060400	第20章环境管理和监测、第21章环境经济损益分析、第22章公众参与。	
	10	刘想之	0001448	A10080100400	第13章生态环境影响分析。	
	11	舒小芹	0004270	A10080011000	第16章环境风险评价。	
	12	黄云松	0006956	A10080110900	第14章水土保持方案。	
	13	花志国	0004269	A10080031000	第15章施工期环境影响分析。	
	14	王珊珊	0009420	A10080130400	第18章总量控制分析。	
	15	张 琳	0001404	A10080060400	第23章社会环境影响评价。	
主要参与编制人员情况	16	刘晓波			第18章总量控制分析、第19章区域环境及资源承载力分析、第21章环境经济损益分析。	
	17	刘文海			第1章总论、第22章公众参与、第23章社会环境影响评价。	
	18	娜日思			第2章建设项目周围环境概况、第3章现有工程回顾性评价、第4章拟建项目概况、第5章工程分析。	
	19	范 娜			第6章清洁生产与循环经济、第13章生态环境影响分析、第14章水土保持方案、第15章施工期环境影响分析。	

	20	桂 凌			第 7 章规划和政策符合性分析、第 17 章污染治理措施评述。	桂凌
	21	陈雨奇			第 11 章声环境质量现状及影响评价。	陈雨奇
	22	陈 微			第 16 章环境风险评价。	陈微
	23	王 琼			第24章结论。	王琼
	24	申明慧			第 20 章环境管理和监测。	申明慧
	25	马 乐			第12章固体废物环境影响分析。	马乐
	26	赵 艺			第16章环境风险评价。	赵艺
	27	朱芮彤			第23章社会环境影响评价。	朱芮彤

协作单位：

1.地下水协作单位：北京宝益地环工程技术咨询有限责任公司

2.环境质量现状监测单位：鄂尔多斯市环境科学研究所

3.二噁英环境质量现状监测单位：泰州市环境监测中心

内蒙古伊泰煤制油有限责任公司200万吨/年煤炭间接液化示范项目

地下水专题编制人员名单表

	序号	姓名	职（执）业资格证书编号	登记（注册证）编号	编制内容	本人签名
主要编制人员情况	1	张 国			地下水专题前言、结论与建议	
	2	于国庆			地下水水动力场数值模拟、地下水污染监控与应急措施	
	3	安立伟			地下水污染模拟预测	
	4	唐书平			地下水环境质量现状评价、水文地质条件	
	5	张 亮			工程概况、区域环境	



一期气化装置区



一期变换装置区



一期 PSA、脱碳、制氢装置区



一期合成装置区



一期净化装置区



一期硫回收装置



一期加氢装置区



一期 F-T 合成装置区



一期煤制油全区



园区现有渣场



一期布袋除尘



一期石脑油罐区



一期蒸发塘



一期空分装置区



二期厂址照片



二期入场道路

目录（上）

1 总论 1-1
1.1 编制依据 1-1
1.1.1 国家法律、法规、规定 1-1
1.1.2 地方法规和规定 1-2
1.1.3 产业政策及规划性文件 1-3
1.1.4 技术导则 1-6
1.1.5 项目资料 1-6
1.2 评价原则及目的 1-7
1.2.1 评价原则 1-7
1.2.2 评价目的 1-7
1.3 评价因子 1-8
1.3.1 环境空气 1-8
1.3.2 地表水 1-9
1.3.3 地下水 1-9
1.3.4 声环境 1-9
1.3.5 固体废物 1-9
1.3.6 生态 1-9
1.4 评价标准 1-11
1.4.1 环境质量标准 1-11
1.4.2 污染物排放标准 1-15
1.5 评价工作等级与评价范围 1-20
1.5.1 大气 1-20
1.5.4 声环境 1-20
1.5.2 地表水 1-22
1.5.3 地下水 1-22
1.5.5 生态环境 1-25
1.5.6 环境风险 1-25
1.6 评价重点与评价时段 1-25
1.6.1 评价重点 1-25
1.6.2 评价时段 1-25
1.7 污染控制目标及环境保护目标 1-26

1.7.1 污染控制的目标 1-26
1.7.2 环境敏感问题 1-26
1.7.3 主要环境保护目标 1-26
2 建设项目周围环境概况 2-1
2.1 地理位置 2-1
2.2 自然环境概况 2-4
2.2.1 地形、地貌 2-4
2.2.2 工程地质 2-4
2.2.3 水文、水资源 2-4
2.2.4 气候气象 2-7
2.2.5 生态环境 2-8
2.2.6 文物古迹 2-8
2.3 社会环境概况 2-10
2.3.1 鄂尔多斯市社会环境概况 2-10
2.3.2 准格尔旗社会环境概况 2-11
2.4 区域规划概况 2-12
2.4.1 内蒙古自治区相关规划 2-12
2.4.2 鄂尔多斯市相关规划 2-13
2.4.3 准格尔旗相关规划 2-13
2.4.4 大路工业园区规划 2-14
2.5 环境功能区划 2-21
2.5.1 大气环境功能区划 2-21
2.5.2 水环境功能区划 2-21
2.5.3 噪声环境功能区划 2-21
2.5.4 生态环境功能区划 2-21
2.6 环境质量现状 2-21
2.6.1 环境空气质量现状 2-22
2.6.2 地表水环境质量现状 2-22
2.6.3 地下水质量现状 2-22
2.6.4 声环境质量现状 2-23
2.6.5 土壤环境质量现状 2-23
2.7 区域污染源 2-23
2.7.1 已建项目污染源排放情况 2-23
2.7.2 已批在建项目污染源排放情况 2-26

3 现有工程回顾性评价 3-1
3.1 企业基本情况 3-1
3.2 现有工程概况 3-1
3.2.1 现有工程历史沿革 3-1
3.2.2 生产规模及产品方案 3-2
3.2.3 项目组成 3-3
3.2.4 总图布置 3-3
3.2.5 主要原辅材料及公用工程消耗 3-8
3.2.6 工艺流程简述 3-9
3.2.7 公用工程设施 3-18
3.2.8 现有工程全厂平衡 3-22
3.2.9 现有工程性能考核概述 3-26
3.3 现有工程污染物排放及主要治理措施 3-26
3.3.1 现有工程污染物排放情况 3-26
3.3.2 现有工程 VOCs 监测 3-32
3.3.3 现有工程污染控制措施 3-36
3.3.4 现有污染源达标排放分析 3-38
3.3.5 现有工程污染物排放汇总 3-39
3.3.6 总量控制达标分析 3-40
3.3.7 现有工程清洁生产指标 3-40
3.3.8 环境管理与环境监测 3-40
3.4 现有工程环评审批及竣工环保验收情况回顾 3-43
3.4.1 现有工程环评审批及竣工环保验收情况 3-43
3.4.2 现有工程环境保护竣工验收意见及落实情况 3-43
3.5 现有工程存在环境保护问题及“以新带老”环保措施 3-46
3.5.1 存在环境保护问题 3-46
3.5.2“以新带老”环保措施 3-48
3.5.3 现有工程区域削减 3-48
4 拟建项目概况 4-1
4.1 基本情况 4-1
4.2 建设规模及产品方案 4-1
4.3 建设项目组成 4-5
4.4 总平面布置 4-13
4.5 主要原、辅材料消耗及消耗 4-13

4.5.1 主要原料消耗、规格及来源 4-13
4.5.2 主要辅助材料消耗及来源 4-18
4.6 储运工程 4-20
4.6.1 煤的储运 4-20
4.6.2 罐区 4-20
4.6.3 化学品仓库 4-21
4.6.4 固体废物储存 4-21
4.6.5 运输系统 4-21
4.7 公用工程 4-22
4.7.1 给排水 4-23
4.7.2 供电 4-26
4.7.3 电信 4-27
4.7.4 供热 4-27
4.7.5 火炬 4-27
4.7.6 焚烧装置 4-28
4.7.7 消防系统 4-28
4.7.8 环境监测站 4-28
4.7.9 其他 4-28
4.8 依托工程 4-28
4.8.1 园区水厂 4-28
4.8.2 园区渣场 4-29
4.8.3 园区危险废物处置中心 4-29
4.8.4 其他 4-30
4.9 物料特性 4-30
4.10 工厂组织及劳动定员 4-30
4.11 主要经济技术指标 4-31
5 工程分析 5-1
5.1 工艺路线 5-1
5.2 主体工程 5-3
5.2.1 空分装置（包含空压站） 5-3
5.2.2 气化装置 5-13
5.2.3 净化装置 5-38
5.2.4 油品合成装置 5-82
5.2.5 尾气处理装置 5-107

5.2.6 油品加工装置 5-120
5.3 储运工程 5-143
5.3.1 概况 5-143
5.3.2 液体产品储存及运输 5-143
5.3.3 中间产品及化学品储存 5-146
5.3.4 化学品仓库 5-148
5.3.5 煤炭储运 5-149
5.3.6 主要污染源及污染物 5-155
5.4 公用工程及辅助工程 5-167
5.4.1 给排水 5-167
5.4.2 供热系统 5-210
5.4.3 供电 5-236
5.4.4 通讯 5-236
5.4.5 火炬 5-237
5.4.6 焚烧装置 5-256
5.4.7 暖通 5-264
5.4.8 维检修车间及办公区 5-265
5.4.9 消防 5-265
5.4.10 主要污染物与污染源 5-265
5.5 全厂平衡性分析 5-271
5.5.1 物料平衡 5-271
5.5.2 蒸汽、凝液及锅炉给水平衡 5-275
5.5.3 水平衡 5-280
5.5.4 硫平衡 5-288
5.5.5 碳平衡 5-290
5.5.6 燃料气平衡 5-294
5.5.7 汞平衡 5-294
5.5.8 盐平衡 5-295
5.6 全厂污染源分类及分析 5-297
5.6.1 废气污染源 5-297
5.6.2 废水污染源 5-317
5.6.3 固体废物污染源 5-326
5.6.4 噪声污染源 5-330
5.7 拟采取的治理措施 5-336

5.7.1 废气治理措施 5-336
5.7.2 废水治理措施 5-337
5.7.3 固体废物处理/处置 5-338
5.7.4 噪声控制 5-338
5.7.5 绿化 5-339
5.7.6 环境保护投资 5-339
5.8 污染物排放核算 5-339
5.9 小结 5-340
6 清洁生产与循环经济 6-1
6.1 清洁生产设计基本原则 6-1
6.2 原料、产品的清洁性分析 6-2
6.2.1 原料的清洁性分析 6-2
6.2.2 原料运输和贮存的清洁性分析 6-3
6.2.3 产品的清洁性分析 6-4
6.2.4 产品运输和贮存的清洁性分析 6-8
6.3 生产工艺先进行分析 6-8
6.3.1 总加工流程合理性分析 6-8
6.3.2 空分装置工艺方案的选择 6-9
6.3.3 气化装置工艺方案的选择 6-10
6.3.4 净化装置工艺方案的选择 6-13
6.3.5 油品合成装置工艺方案的选择 6-21
6.3.6 尾气处理装置工艺方案的选择 6-26
6.3.7 油品加工装置工艺方案的选择 6-27
6.4 节能减排分析 6-30
6.4.1 主要减排目标 6-30
6.4.2 工程能耗分析 6-32
6.4.3 能耗指标及分析 6-40
6.4.4 “三废”指标分析 6-44
6.5 节水分析 6-45
6.5.1 项目节水措施 6-45
6.5.2 水耗指标核算 6-48
6.5.3 水耗指标分析 6-49
6.6 二氧化碳排放与回收利用 6-51
6.7 环境监测与环境管理体系 6-51

6.8 循环经济分析 6-51
6.8.1 概述 6-51
6.8.2 循环链分析 6-53
6.9 小结 6-55
7 规划和政策符合性分析 7-1
7.1 政策符合性分析 7-1
7.1.1 项目准入政策符合性分析 7-1
7.1.2 煤化工产业政策符合性分析 7-2
7.1.3 环保相关政策符合性分析 7-10
7.1.4 供热设施产业政策符合性分析 7-12
7.2 规划符合性分析 7-15
7.2.1 国民经济规划符合性分析 7-15
7.2.2 行业专项规划符合性分析 7-16
7.2.3 地区发展规划符合性分析 7-19
7.2.4 城市总体发展规划符合性分析 7-26
7.2.5 土地利用规划符合性分析 7-31
7.2.6 环境保护规划符合性分析 7-32
7.3 园区规划、规划环评回顾及符合性分析 7-35
7.3.1 内蒙古大路煤化工基地发展规划及规划环评 7-38
7.3.2 内蒙古自治区大路工业园产业发展规划及原总规环评 7-38
7.3.3 内蒙古大路工业园区总体规划（2014-2030） 7-39
7.3.4 大路工业园区总体规划环评及审查意见 7-44
7.4 选址合理性分析 7-64
7.4.1 政策条件分析 7-64
7.4.2 与周边工业区相关性分析 7-64
7.4.3 项目选址区域条件分析 7-67
7.4.4 生态环境敏感性分析 7-68
7.4.5 项目用地及选址的批复 7-68
7.5 小结 7-70
7.5.1 相关政策与规划符合性分析小结 7-70
7.5.2 项目选址符合性分析小结 7-71
8 大气环境影响与预测 8-1
8.1 气象特征 8-1
8.1.1 气候概况 8-1

8.1.2 长期气象资料统计 8-1
8.1.3 2013 年气象资料统计 8-3
8.2 大气环境质量现状评价 8-6
8.2.1 环境空气质量现状监测 8-7
8.2.2 环境空气质量现状评价 8-30
8.2.3 大路园区大气环境例行监测 8-32
8.2.4 准格尔旗大气环境例行监测 8-34
8.3 大气环境影响预测与评价 8-38
8.3.1 污染源参数 8-38
8.3.2 大气影响评价等级及范围 8-41
8.3.3 参数选取 8-46
8.3.4 预测内容 8-48
8.3.6 项目周边污染源叠加 8-76
8.3.7 无组织排放环境影响分析 8-80
8.4 大气环境防护距离估算 8-83
8.4.1 防护距离 8-83
8.4.2 估算结果 8-83
8.4.3 总图布置合理性分析 8-86
8.5 结论 8-86
9 地表水环境质量现状评价及影响分析 9-1
9.1 地表水环境质量现状调查及评价 9-1
9.1.1 项目所在地附近黄河段水质状况分析 9-1
9.1.2 地表水环境质量现状调查及评价 9-4
9.2 地表水环境影响分析 9-10
9.3 小结 9-13

目录（下）

10 地下水环境质量现状及影响分析 10-1
10.1 前言 10-1
10.1.1 项目位置及评价任务 10-1
10.1.2 编制依据及工作程序 10-2
10.1.3 地下水功能及评价执行标准 10-5
10.1.4 项目类别及评价工作等级 10-6
10.1.4 项目类别及评价工作等级 10-7
10.1.5 评价范围及保护目标 10-9
10.2 项目概况与工程分析 10-12
10.2.1 项目概况 10-12
10.2.2 工程分析 10-12
10.2.3 污染途径分析 10-12
10.2.4 环境影响识别 10-20
10.3 区域环境条件概述 10-21
10.3.1 自然地理 10-21
10.3.2 区域地质概况 10-29
10.3.3 区域水文地质条件 10-38
10.3.4 环境水文地质概况 10-53
10.4 场地水文地质条件 10-60
10.4.1 项目场地概况 10-60
10.4.2 水文地质勘探 10-63
10.4.3 场地水文地质特征 10-70
10.4.4 水文地质试验 10-76
10.5 地下水环境质量现状监测与评价 10-84
10.5.1 地下水环境现状监测 10-84
10.5.2 地下水环境质量现状评价 10-96
10.6 地下水水动力场数值模拟 10-101
10.6.1 模拟区范围 10-101
10.6.2 水文地质概念模型 10-102
10.6.3 水文地质参数分区 10-102
10.6.4 地下水动力场模拟预测 10-104
10.7 地下水污染模拟预测 10-118

10.7.1 溶质运移数学模型 10-118
10.7.2 地下水污染预测情景设定 10-119
10.7.3 地下水污染预测及评价 10-127
10.7.4 地下水污染预测评价 10-146
10.8 地下水污染监控与应急措施 10-148
10.8.1 污染监控措施 10-148
10.8.2 地下水污染应急措施 10-153
10.9 结论与建议 10-158
10.9.1 结论 10-158
10.9.2 建议 10-160
11 声环境现状及影响预测评价 11-1
11.1 声环境现状调查与评价 11-1
11.1.1 监测点位 11-1
11.1.2 监测日期及时段 11-1
11.1.3 监测方法和监测仪器 11-2
11.1.4 监测结果与评价 11-2
11.2 噪声环境影响预测与评价 11-3
11.2.1 声源情况分析 11-3
11.2.2 噪声环境影响预测 11-3
11.2.3 噪声环境影响评价 11-7
11.3 小结 11-10
12 固体废物环境影响分析 12-1
12.1 固体废物分类 12-1
12.1.1 危险废物 12-1
12.1.2 一般工业固体废物 12-1
12.1.3 生活垃圾 12-1
12.2 固体废物处置方案 12-6
12.3 固体废物环境影响分析 12-6
12.3.1 贮存设施 12-6
12.3.2 综合利用 12-7
12.3.3 厂内处置设施 12-9
12.3.4 外委处置 12-13
12.4 固废汇总 12-16
12.5 小结 12-19

13 生态环境影响分析 13-1
13.1 概述 13-1
13.1.1 评价目的 13-1
13.1.2 评价原则 13-1
13.1.3 评价等级与评价内容 13-2
13.2 生态环境现状调查与评价 13-2
13.2.1 地形、地貌分布特征 13-2
13.2.2 土地利用现状分析 13-3
13.2.3 植被分布现状分析 13-4
13.2.4 动物分布现状调查 13-5
13.2.5 土壤分布与监测评价 13-6
13.2.5 生态敏感性 13-12
13.3 生态环境影响分析 13-12
13.3.1 施工期的生态环境影响 13-13
13.2.2 运营期的生态环境影响 13-16
13.4 生态保护措施 13-17
13.4.1 植被保护措施 13-17
13.4.2 野生动物保护措施 13-17
13.4.3 水土保持措施 13-17
13.4.4 加强环保意识 13-18
13.4.5 生态环境管理和监控计划 13-18
13.5 小结 13-18
14 水土保持方案 14-1
14.1 水土流失及防治现状 14-1
14.1.1 水土流失现状 14-1
14.1.2 水土保持现状 14-1
14.1.3 本地区同类工程水土保持防治经验 14-2
14.2 防治责任范围及防治分区 14-3
14.2.1 防治责任范围 14-3
14.2.2 水土流失防治分区 14-3
14.3 水土流失预测 14-5
14.3.1 水土流失预测范围与时段 14-5
14.3.2 水土流失预测内容 14-5
14.3.3 水土流失预测结果 14-5

14.4 水土流失预测综合分析 14-8
14.5 水土流失防治目标及防治措施布设 14-9
14.5.1 水土流失防治目标 14-9
14.5.2 水土保持防治措施及工程量 14-10
14.6 水土保持监测 14-10
14.7 投资估算及效益分析 14-12
14.7.1 水土保持投资概述 14-12
14.7.2 水土保持损益分析 14-13
14.8 小结 14-13
15 施工期环境影响分析 15-1
15.1 施工工程量及施工计划 15-1
15.1.1 施工工程量 15-1
15.1.2 施工计划 15-1
15.2 施工期环境影响分析 15-2
15.2.1 施工期大气环境影响分析 15-2
15.2.2 施工期水环境影响分析 15-3
15.2.3 施工期固体废弃物影响分析 15-3
15.2.4 施工期环境噪声影响分析 15-4
15.2.5 施工期生态环境影响分析 15-5
15.3 施工期环境保护措施及建议 15-5
15.3.1 大气污染防治措施 15-5
15.3.2 水污染防治措施 15-6
15.3.3 固体废物防治措施 15-6
15.3.4 噪声控制对策 15-7
15.3.5 生态保护措施 15-7
15.3.6 施工期环境保护管理措施 15-7
15.4 小结 15-8
16 环境风险评价 16-1
16.1 总则 16-1
16.1.1 评价目的 16-1
16.1.2 评价内容 16-1
16.1.3 评价工作程序 16-2
16.1.4 评价工作等级 16-2
16.1.5 评价的基本内容 16-3

16.1.6 评价范围 16-3
16.2 现有工程环境风险回顾性分析评价 16-3
16.2.1 现有工程物料危险性分析 16-3
16.2.2 现有工程历年事故调查 16-12
16.2.3 现有工程环境风险防范和应急措施 16-12
16.3 风险识别 16-15
16.3.1 物质危险性识别 16-16
16.3.2 生产设施危险性识别 16-21
16.3.3 重大危险源辨识 16-32
16.3.4 事故分析 16-38
16.3.5 环境保护目标 16-40
16.4 国内外风险事故调查 16-41
16.4.1 国内重大事故统计及原因调查 16-41
16.4.2 国外重大事故统计及原因调查 16-42
16.4.3 煤化工装置典型事故调查 16-43
16.4.4 本项目装置典型事故调查 16-44
16.5 风险事故源项分析 16-45
16.5.1 事故源项的设定 16-46
16.5.2 事故源项的确定 16-48
16.6 后果计算 16-52
16.6.1 有毒有害物质在大气中的扩散 16-54
16.6.2 有毒有害物质在水环境中的迁移 16-62
16.6.3 有毒有害物质在地下水环境中的迁移 16-62
16.6.4 有毒有害物质在土壤环境中的迁移 16-62
16.6.5 有毒有害物质在生态植被环境中的迁移 16-63
16.6.6 事故伴生/次生污染物向环境的转移 16-63
16.7 环境风险防范控制措施 16-63
16.7.1 总体风险防控措施 16-63
16.7.2 事故水风险防范措施 16-68
16.7.3 地下水风险防范措施 16-76
16.7.4 土壤风险防范措施 16-77
16.7.5 生态植被风险防范措施 16-77
16.7.6 事故伴生/次生污染物风险防范措施 16-77
16.8 环境风险评价 16-78

16.8.1 风险评价标准 16-78
16.8.2 风险评价 16-80
16.9 环境风险管理体系 16-82
16.9.1 风险防范措施“三同时”检查内容 16-83
16.9.2 应急预案 16-83
16.10 风险评价结论与建议 16-102
16.10.1 项目选址及重大危险源区域布置的合理性和可行性 16-102
16.10.2 重大危险源的类别及其危险性主要分析结果 16-103
16.10.3 环境敏感区与环境风险的制约性 16-103
16.10.4 环境风险防范措施和应急预案 16-104
16.10.5 环境风险评价结论 16-104
17 污染治理措施评述 17-1
17.1 废气治理措施 17-1
17.1.1 废气治理措施汇总 17-1
17.1.2 装置内废气治理措施 17-3
17.1.3 锅炉废气治理措施 17-13
17.1.4 无组织排放治理措施 17-30
17.1.5 恶臭气体控制 17-34
17.1.6 CO2 利用 17-39
17.1.7 全厂可燃性气体排放系统 17-41
17.1.8 固废焚烧装置烟气治理 17-42
17.1.9 挥发性有机物治理措施 17-44
17.2 废水治理措施评述 17-47
17.2.1 装置内污水预处理 17-47
17.2.2 全厂性污水处理措施 17-51
17.2.3 污水三级防控措施 17-125
17.2.4 非正常工况污水控制措施 17-127
17.3 固体废物污染防治措施 17-139
17.3.1 固废分类处理概述 17-139
17.3.2 综合利用 17-142
17.3.3 厂内固废处置措施 17-142
17.3.4 厂外固废处置措施 17-144
17.4 噪声控制措施 17-146
17.5 地下水污染防治措施 17-149

17.5.1 原则 17-149
17.5.2 污染防治分区 17-150
17.5.3 污染防治措施 17-152
17.5.4 地下水污染监控 17-155
17.5.5 应急响应措施 17-155
17.6“以新带老”环保措施 17-156
17.6.1 一期工程硫回收尾气治理 17-156
17.6.2 一期工程新建煤筒仓 17-156
17.7 厂区绿化 17-156
17.8 施工期污染治理措施 17-157
17.9 环保治理设施“三同时” 17-159
18 总量控制分析 18-1
18.1 总量控制因子 18-1
18.2 主要污染物排放总量计算 18-1
18.2.1 SO2、NOX 排放量计算 18-1
18.2.2 烟/粉尘排放量计算 18-4
18.2.3 挥发性有机物（VOCs）排放总量计算 18-5
18.2.4 非正常工况废气排放计算 18-6
18.3 废气排放总量核算 18-7
18.3.1 本项目废气总量核算 18-7
18.3.2 全厂废气污染物排放统计 18-7
18.4 项目污染物排放总量的核算及来源分析 18-7
18.6 与工业园区总量控制要求的符合性 18-8
18.7 小结 18-8
19 区域环境及资源承载力分析 19-1
19.1 环境承载力分析 19-1
19.1.1 大气环境承载力分析 19-1
19.1.2 水环境 19-5
19.2 资源承载力分析 19-5
19.2.1 水资源 19-5
19.2.2 煤炭资源 19-28
19.3 小结 19-29
20 环境管理和监测 20-1
20.1 环境管理 20-1

20.1.1 环境管理机构 20-1
20.1.2 施工期的环境管理与环境监理 20-1
20.1.3 运行期的环境管理 20-2
20.2 环境监测 20-2
20.2.1 环境监测机构 20-2
20.2.2 监测计划 20-4
20.3 排污口标志 20-8
20.4 建议 20-9
21 环境经济损益分析 21-1
21.1 经济效益分析 21-1
21.2 社会效益分析 21-1
21.2.1 准格尔旗社会、经济概况 21-2
21.2.2 工程对社会经济发展的直接贡献 21-2
21.2.3 工程对社会经济发展的间接贡献 21-2
21.3 环境经济损益分析 21-3
21.3.1 工程环保投资 21-3
21.3.2 “三废”综合利用收益与治理的成本 21-5
21.3.3 环境经济技术指标 21-7
21.4 小结 21-8
22 公众参与 22-1
22.1 建设项目环境信息公开 22-1
22.1.1 建设项目第一次信息公示 22-1
22.1.2 建设项目第二次信息公示 22-5
22.2 公众意见调查 22-11
22.2.1 公众参与座谈会 22-11
22.2.2 发放公众调查表发放 22-12
22.2.3 公众意见统计分析 22-13
22.2.4 公众意见整理反馈 22-18
22.3 公众参与四性分析 22-19
22.3.1 程序合法性 22-19
22.3.2 形式有效性 22-20
22.3.3 对象代表性 22-20
22.3.4 结果真实性 22-23
22.4 小结 22-23

23.社会环境影响评价 23-1
23.1 社会环境概况 23-1
23.2 社会环境影响因素分析 23-2
23.3 社会环境正面影响 23-2
23.4 社会环境负面影响及对策 23-3
23.5 项目实施对当地人群健康影响 23-4
23.5.1 当地人口情况 23-4
23.5.2 传染病发病情况 23-4
23.5.3 地方性非传染性疾病状况 23-5
23.5.4 地方性职业病情况 23-5
23.5.5 慢性病发病情况 23-6
23.5.6 死亡统计 23-6
23.5.7 医疗卫生与健康质量 23-6
23.5.8 建设项目与健康危害相关物质分析 23-6
23.5.9 人群健康调查结果与影响分析 23-9
23.6 社会风险分析 23-9
23.6.1 项目主要风险因素 23-9
23.6.2 主要的风险防范与化解措施 23-10
23.6.3 项目社会风险评估结论 23-12
24 结论与建议 24-1
24.1.政策与规划的符合性 24-1
24.1.1 准入政策符合性 24-1
24.1.2 煤化工产业政策与规划符合性 24-1
24.1.3 环保政策与规划符合性 24-2
24.1.4 选址的可行性 24-2
24.2 污染物达标情况及治理措施 24-2
24.2.1 工程内容 24-2
24.2.2 污染物排放情况 24-3
24.2.3 污染物治理措施 24-4
24.3 清洁生产水平 24-11
24.4 总量控制指标合理性分析 24-11
24.5 环境质量现状 24-12
24.5.1 环境空气质量现状 24-12
24.5.2 地表水环境质量现状 24-12

24.5.3 地下水环境质量现状 24-13
24.5.4 声环境质量现状 24-13
24.5.5 土壤环境质量现状 24-13
24.6 环境影响预测与评价 24-14
24.6.1 大气环境影响预测及评价 24-14
24.6.2 地表水环境影响评价 24-14
24.6.3 地表下水环境影响预测及评价 24-14
24.6.4 固体废物环境影响分析 24-15
24.6.5 声环境影响分析 24-16
24.6.6 生态环境影响分析 24-16
24.6.7 施工期环境影响分析 24-17
24.7 环境风险评价 24-18
24.8 区域环境及资源承载力分析 24-18
24.9 公众参与 24-20
24.10 综合评价结论 24-21
24.11 建议 24-21

附件目录

附件 1 内蒙古伊泰煤制油有限责任公司与中国寰球工程公司签订的环境影响评价合同

附件 2 国家发改委办公厅关于内蒙古伊泰煤炭间接液化油品项目开展前期工作的复函 发改办能源[2013]3054 号

附件 3 内蒙古自治区环境保护厅关于确认内蒙古伊泰煤制油有限公司200万吨/年煤炭间接液化示范项目环境影响评价执行标准的函 内环函[2014] 196 号

附件 4 内蒙古自治区环境保护厅关于补充确认内蒙古伊泰煤制油有限公司200万吨/年煤炭间接液化示范项目环境影响评价执行标准的函 内环函[2015]189 号

附件 5 内蒙古自治区环境保护厅关于内蒙古伊泰煤制油有限公司200万吨/年煤间接液化油品升级示范项目主要污染物排放总量指标的报告 内环发[2014] 174 号

附件 6 鄂尔多斯市环境保护局关于内蒙古伊泰煤制油有限责任公司 200 万吨/年煤炭间接液化示范项目污染物烟尘、粉尘、挥发性有机物确认意见的报告 鄂环报[2015]236 号

附件 7 关于内蒙古伊泰煤制油有限责任公司200万吨/年煤炭间接液化示范项目选址的批复 内建规[2014]640 号

附件 8 关于内蒙古伊泰煤炭间接液化示范项目建设用地预审意见的复函 国土资预审字[2014]230 号

附件 9 国有建设土地使用权转让合同（出让人：准格尔旗国土资源局；受让人：内蒙古伊泰煤制油有限责任公司）

附件 10 阿日布拉格村东社已搬迁证明 大路煤化工基地管理委员会 2015.9.9

附件 11 关于对内蒙古大路煤化工基地发展规划的批复 内发改工字[2006]2214 号文

附件 12 内蒙古自治区环境保护局关于大路煤化工基地发展规划环境影响报告书的审查意见 内环字[2006]407 号

附件 13 鄂尔多斯政府关于设立大路工业园区的批复 鄂府函[2012]539 号

附件 14 内蒙古自治区发展和改革委员会关于鄂尔多斯市准格尔旗大路工业园产业发展规划的批复 内发改产业字

[2013]406 号

附件 15　内蒙古自治区环境保护厅关于大路工业园区总体规划环境影响报告书的审查意见 内环字[2014]18 号

附件 16　鄂尔多斯市人民政府关于同意内蒙古大路工业园区总体规划的批复 鄂府发[2015]35 号

附件 17　内蒙古自治区环境保护厅关于内蒙古大路工业园区总体规划变更环境影响报告书的审查意见 内环字[2015]27 号

附件 18　大路工业区产业发展规模调整情况的函 鄂府函[2015]123 号

附件 19　黄委关于内蒙古伊泰煤制油有限责任公司200万吨/年煤炭间接液化示范项目水资源论证报告书的批复 黄水调[2015]323 号

附件 20　内蒙古自治区水利厅关于准格尔旗大路工业园区规划水资源论证报告书的函 内水资[2013]107 号

附件 21　黄委关于内蒙古准格尔旗能源基地黄河（柳林滩）供水工程水资源论证报告书的批复 黄水调[2015]327 号

附件 22　内蒙古伊泰煤制油有限责任公司与内蒙古天河水务有限公司的供水意向协议书 2014.6.5

附件 23　内蒙古自治区水利厅关于报请审查内蒙古伊泰煤制油有限责任公司200万吨/年煤炭间接液化示范项目水权转让可行性研究报告的请示 内水资[2014]104 号 及《鄂尔多斯市黄河南岸灌区向内蒙古伊泰煤制油有限责任公司200 万吨/年煤炭间接液化示范项目水权转让可行性研究报告》初审意见 2014.11.10

附件 24　鄂尔多斯市人民政府关于商请调整我市一期水权转让项目用水指标及二期水权转让指标配置的函 鄂府函[2012]269 号

附件 25　鄂尔多斯市人民政府关于同意调整解决内蒙古伊泰煤制油有限责任公司200万吨/年煤炭间接液化示范项目用水指标的批复 鄂府函[2014]100 号

附件 26　内蒙古自治区水利厅关于伊泰煤制油有限责任公司煤炭间接液化示范项目取用水的复函 内水便函[2014]130 号

附件 27　内蒙古自治区关于增补窑沟和官板乌素水源地为大路煤

化工基地水源地的批复 内政字[2014]283 号

附件 28 准格尔旗税务局关于同意内蒙古科源水务公司向鄂尔多斯大路煤化工基地提供生活用水的函 准水函[2014]78 号

附件 29 水利部关于本项目水土保持方案的批复 水保函[2014]439 号

附件 30 关于内蒙古伊泰煤炭股份有限公司塔拉壕矿井环境影响报告书的批复 环审[2009]404 号

关于神华集团包头矿业有限责任公司李家壕煤矿建设项目环境影响报告书的批复 环审[2006]294 号

附件 31 关于内蒙古伊泰煤炭股份有限公司酸刺沟矿井环境影响报告书的批复 环审[2005]946 号

附件 32 原料煤煤质分析报告

附件 33 燃料煤煤质分析报告

附件 34 神华集团包头矿业有限责任公司李家壕煤矿关于内蒙古伊泰煤制油有限责任公司200万吨/年煤间接液化油品项目煤炭供应的承诺函 2015.1.6

附件 35 鄂尔多斯大路煤化工基地管理委员会关于内蒙古伊泰煤制油有限责任公司200万吨/年煤间接液化油品项目一般工业固废处置的承诺函 2014.12.10

附件 36 关于内蒙古大路工业园西区一般工业废渣处理项目环境影响报告书的批复 鄂环评字[2015]145 号

附件 37 危险废物处理意向书 2014.12.30

附件 38 鄂尔多斯大路煤化工基地管理委员会关于内蒙古伊泰煤制油有限责任公司200万吨/年煤间接液化油品项目危险废物处置的承诺函（主要为杂盐和渣蜡的处置）

附件 39 关于鄂尔多斯是大路工业园区危废处置项目环评批复 鄂环评字[2015]169 号

附件 40 硫酸铵包销承诺函 2014.11.28

附件 41 NH_3 供货承诺函

附件 42 突发环境事件应急预案备案登记表 2015.2.3

附件 43 环评公众参与座谈会会议纪要 2014.11.18

附件 44 鄂尔多斯市维稳办对本项目社会稳定性风险评估报告备

案的复函 鄂稳办函[2014]19 号

附件 45 内蒙古伊泰煤制油有限责任公司200万吨/年煤间接液化油品工程拟选址用地范围内不压覆已查明重要矿产资源的函 内国土资函[2014]441 号

附件 46 内蒙古自治区文化厅（文物局）关于内蒙古伊泰煤制油有限责任公司200万吨/年煤炭间接液化示范工程文物调查意见的批复 内文物发[2014]311 号

附件 47 对伊泰煤制油有限责任公司200万吨/年煤炭间接液化示范项目工程场地地震安全性评价报告的批复 中震安评[2014]150 号

附件 48 地质灾害危险性评估报告备案登记表 2014.6.3

附件 49 中国人民解放军内蒙古军区司令部关于200万吨/年煤炭间接液化示范项目选址无军事设施的函 2014.11.24

附件 50 关于内蒙古伊泰煤制油有限责任公司200万吨/年煤间接液化油品升级示范项目用电申请的复函 薛供函[2013]122 号

附件 51 民航华北局关于本项目烟囱对鄂尔多斯机场净空安全影响的行业意见 民航华北函[2014]452 号

附件 52 环境质量现状监测报告（封面）

附件 53 二噁英环境质量现状监测报告（封面）

附件 54 现有工程监测报告（封面）

附件 55 内蒙古自治区环境保护局关于内蒙古伊泰集团有限公司48万吨/年煤基合成油项目一期16万吨/年建设项目环境影响报告书的批复 内环字[2006]35 号

附件 56 内蒙古自治区环境保护厅关于内蒙古伊泰煤制油有限责任公司年产 48 万吨（一期 16 万吨/年）煤制油环评变更的批复 内环审[2010]139 号

附件 57 内蒙古自治区环境保护厅关于内蒙古伊泰煤制油有限责任公司 48 万吨/年煤基合成油项目一期 16 万吨/年工程竣工环境保护验收的意见 内环验[2010]102 号

附件 58 鄂尔多斯市环境保护局关于内蒙古伊泰煤制油有限责任公司费托合成水综合利用项目环境影响报告表的批复 鄂环评字[2013]245 号

附件 59 鄂尔多斯市环境保护局关于内蒙古伊泰煤制油有限责任

公司 300m^3/h 外排污水净化回用项目环境影响报告表的批复 鄂环评字[2014]122 号

附件 60 鄂尔多斯市环境保护局关于内蒙古伊泰煤制油有限责任公司 2×200t/h 锅炉烟气脱硫工程环境影响报告表的批复 鄂环评字[2014]205 号

附件 61 园区烟/粉尘减排工作方案 鄂大管发[2014]37 号

附件 62 园区硫化氢削减方案 鄂大管发[2015]18 号

0 前言

0.1 建设背景

0.1.1 项目由来

石油是保障国家经济命脉和政治安全的重要战略物资。我国石油资源比较贫乏，人均石油资源量只有世界人均水平的五分之一。与石油相比，我国拥有更丰富的煤炭资源，是世界最大的煤炭生产国和消费国。充分利用我国煤炭资源十分丰富的特点，大力开发以煤代油的技术及产业，多元化保障我国的石油供应，及早考虑能源的多样化是大家的普遍共识。

伊泰 16 万吨/年煤间接液化制油项目于 2005 年 12 月 8 日，由内蒙古自治区发改委以内发改工字〔2005〕1832 号文件核准建设，2006 年 5 月开工，2008 年 12 月完成建安工程，2009 年 3 月 20 日成功产出合成粗油品，2009 年 3 月 27 日顺利产出我国煤间接液化工业化第一桶合格成品油。2010 年 7 月，内蒙古自治区发改委委托中国国际工程咨询公司组织专家、院士对年产 16 万吨煤制油工业化示范项目进行了 72 小时现场性能考核， 综合评价认为：“示范项目核心技术成熟可靠，运行稳定，具备了进行大型工业化煤制油项目设计和建设的工程技术基础条件，对推进我国煤炭间接液化项目的产业化奠定了较坚实的技术基础”。

在一期示范项目基础上，内蒙古伊泰集团煤制油有限责任公司拟建设 200 万吨/年煤间接液化油品升级示范项目（以下简称本项目），2013 年 12 月 16 日，国家发改委以发改办能源[2013]3054 号支持本项目开展前期工作（见附件 1）。本项目拟选厂址位于原一期项目场区的西部，总占地 288.18 公顷，总投资约 293.42 亿元，建设期 3 年。建设内容包括空分、气化、净化、油品合成、尾气制氢、油品加工等主要工艺装置，同时建设配套的公用工程装置及全厂性工程。该项目拟采用低温 F-T 合成技术，年产 200 万吨油品，主要产品为年产柴油 144 万吨、石脑油 40 万吨、LPG16 万吨、LNG10 万吨，并副产混醇、硫磺等。

本项目没有《产业结构调整指导目录（2011 年本）》（2013 年修正）淘汰类和限制类的工艺装置。根据《内蒙古自治区人民政府关于产业结构调整的指导意见》（内政发[2013]112 号），本项目为国家大型煤制油商业化示范项目，建设符合自治区人民政府关于产业结构调整的指导意见。

0.1.2 业主情况及投资组成

本项目由内蒙古伊泰煤制油有限责任公司实施建设，内蒙古伊泰煤制油有限责任公司创立于 2006 年 3 月，注册资本为 23.529 亿元人民币，是由内蒙古伊泰集团有限公司(持股 9.5%)、内蒙古伊泰煤炭股份有限公司(持股 51%)与内蒙古矿业（集团）有限责任公司（持股 39.5%）联合组建的股份制企业。

内蒙古伊泰集团有限公司是以煤炭生产、经营为主业，以铁路运输、煤制油为产业延伸的大型综合能源企业，公司位列中国企业 500 强第 237 位、全国煤炭企业百强第 19 位和内蒙古自治区煤炭 50 强之首。2012 年生产煤炭 5991 万吨，销售煤炭 7960 万吨，实现营业收入 450 亿元，实现利税 150 亿元，截止 2013 年 7 月公司总资产为 768 亿元。

本项目投资单位共四家，分别为内蒙古伊泰集团有限公司、内蒙古伊泰煤炭股份有限责任公司、内蒙古矿业（集团）有限责任公司、内蒙古伊泰煤制油有限责任公司。本项目总投资 3236188 万元人民币。目前投资单位经营业绩良好，财务状况健康，项目资本金来源将得到可靠有效的保障。

0.2 项目建设意义

0.2.1 能源资源结构变化需求

进入 21 世纪以来，随着中国经济快速增长，目前我国石油进口量已占全国消费量的一半以上，石油需求增加和石油资源开发的矛盾已经引起了普遍警觉，考虑到我国煤炭资源的丰富储量，发展煤制油产业、提高油品的供应保障能力将是缓解我国石油供需矛盾，保障国家能源战略安全重要的措施之一。煤炭通过气化洁净转化为油品产业的建设，一方面可以解决油品的供应不足的问题，另一方面也建立起固体含碳有机物（煤炭为出发点）转化为烃类化工原料的产业体系，因此，发展煤制油产业不仅可以保障我国油品供应，也将为未来碳循环体系的建立奠定坚实的基础，现实意义重大而深远。

0.2.2 煤制油技术成功梯级验证创造了发展条件

煤基合成燃料是解决我国能源安全的重要途径，发展煤制油技术符合我国长期能源发展的战略方向，我国近年来在这一重要领域的强化研发，显著提高了煤制油技术的自主集成能力，在国际上形成了重大影响，为我国在煤制油领域引领国际发展奠定了良好的基础，我国率先进行大型煤制油项目的建设对巩固我国在

本领域的优势地位、发展国际项目、整合国际煤炭资源、平衡石油供需矛盾具有深远的重大战略意义。

目前，使用自主煤炭间接液化技术的 16 万吨/年规模的伊泰工业示范装置已经进行了长达五年以上的平稳运行验证，各项技术指标均处于国际领先地位，同时结合示范厂生产运行的经验，获得了大量的工程数据，积累了丰富的操作经验，为进一步降低大规模煤制油项目的技术、设备放大风险创造了有利条件，培养了工程技术和生产运行人才队伍，实现了技术层次的快速提升，先进的间接液化技术正在实践中快速完善，为大规模煤制油项目的实施铺平了道路。

0.2.3 有利于地方经济发展

本项目的建设将实现内蒙古自治区丰富的煤炭资源的就地转化，达到科学合理地开发利用煤炭资源的目的，促进煤炭产业结构优化升级和加快经济增长方式转变，将煤炭资源优势转变为经济优势，切实解决煤炭企业存在的产业集中度低、产品结构单一、深加工和就地转化率偏低等结构性矛盾和问题。鄂尔多斯大路煤化工基地目前规划有多项煤化工项目，本项目的建设将使基地向产品多元化、优质化转变，同时树立循环经济的理念，优化配置生产要素，努力实现经济社会、生态环境和资源的协调发展，以丰富的煤炭资源优势为依托，实现煤炭的就地转化、延长产业链，对推动能源化工基地建设意义重大。

0.2.4 实现煤炭的清洁利用

煤炭资源的直接燃烧利用，会带来严重的环境问题，目前世界各国对环境污染的关注度和治理力度日益加深，发展煤炭清洁利用技术已成为重要的研究课题。煤制油产业是煤炭清洁利用的可行途径，煤制油过程中 62%的 CO_2 已经在油品生产过程中完成捕获，为碳排放的彻底控制创造了先决条件，煤炭中的硫可得到回收利用，生产的油品为无硫、无氮、无芳烃的清洁燃料，相比传统的煤直接燃烧方式，可大大降低对环境的污染，实现我国国民经济的健康可持续发展，另外，本项目的能源利用效率和目前现有的煤化工项目相比优势明显，是实现循环经济最好的方式。

综上所述，本项目的建设符合我国能源安全的基本国情和战略选择，对于调整和优化我国能源结构、缓解国内石油短缺矛盾、保障我国经济安全有重要的现实作用，对我国从煤化工生产大国向煤化工技术强国转变将产生重大影响。同时，

项目的建设将对内蒙古自治区国民经济和社会发展，特别是区域经济的带动作用产生积极的影响，对内蒙古自治区实现煤炭资源高效清洁利用，从根本上治理大气污染、促进煤化工产业的持续、健康发展都具有十分重要的战略意义。

0.3 评价工作过程

根据《中华人民共和国环境影响评价法》、《建设项目环境保护管理条例》、《建设项目环境保护分类管理名录》有关规定，对于一切可能对环境造成影响的新建、改建或扩建的项目必须执行环境影响评价制度，为此，建设单位内蒙古伊泰煤制油有限责任公司委托中国寰球工程公司开展本项目的环境影响评价报告的编制工作。

寰球公司在接受委托后，与建设单位和协作单位一起对项目位于内蒙古鄂尔多斯市准格尔旗大路工业区的现有项目厂区、拟建项目厂址及周围进行了实地踏勘，同时收集区域自然社会经济、环境本底监测资料以及现有工程资料、验收监测报告、例行监测数据等，在初步分析业主提供的有关项目的工程资料基础上，编制完成本项目环境影响评价工作方案，并于2014年4月28日在鄂尔多斯市薛家湾镇召开了工作方案咨询会，根据业主、专家和当地政府部门代表的意见，明确了本项目关注重点及难点，以指导本项目的环境影响评价报告书的编制工作。

以本项目可研报告为基础，反复论证污染源强和治理措施，在工程分析的基础上，制定监测方案，开展了空气、地表水、地下水、噪声的环境现状监测，区域污染源和环境现状调查，结合区域环境现状，开展大气、水、噪声、风险、生态环境影响分析和预测。项目在接到委托、完成初版报告书和报告书送审前开展了三次环评公示。最终形成内蒙古伊泰煤制油有限责任公司200万吨/年煤炭间接液化示范项目环境影响报告书（送审版）。

0.4 建设项目特点

（1）园区配套条件相对较好

项目位于内蒙古自治区鄂尔多斯市准格尔旗大路工业园区西工业基地内，园区编制了规划及规划环评，并获得了批复。规划区内用地为工业用地，距项目2.2km内没有居民、医院等敏感点。园区公路网和电网发达、铁路贯通。园区建有环境监测站、净水厂、供水管网、雨水管网、污水处理场、渣场等设施，拟建鄂尔多斯市大路工业园区危废处置项目。

（2）16万吨/年煤制油示范项目稳定运行为新项目提供技术和人员保障

内蒙古伊泰煤制油有限责任公司于2006年5月在园区内开工建设国内第一个16万吨/年煤间接液化示范厂（以下简称现有装置），并于2009年成功投料试车。截止到2015年8月，已连续稳定运行47886小时，总计产油92.4万吨。该项目属于自有知识产权技术产业化示范工程，是国内第一套煤炭间接液化工业化装置。该装置成功建设、生产和稳定运行，为煤气化、净化、油品合成、油品加工、给排水系统调配、污水场、热电站等装置的开/停车、检修及正常运行积累了丰富的实操经验，培养了一批有运行经验的操作人员和技术骨干队伍。公司建立起了完备操作管理制度、生产运行管理体系和风险应急预案。本项目与现有装置毗邻建设，装置类似，可充分发挥现有装置技术、人员、管理等优势，为本项目稳定生产运行提供基础和保障。

目前，多家水处理公司利用现有装置污水场排水和中水回用排水做水处理和分盐装置中试试验，为新技术的应用，提供一手支持数据。

（3）原料煤煤源落实

本项目原料煤来自塔拉壕煤矿及李家壕煤矿，两个煤矿均获得发改委核准和环评批复。煤矿与相邻3个已开采的井田同属同一煤田，具有相似的煤质特征，煤层赋存条件相同，煤质、煤类相同，开采方法、开采煤层相同，煤质分析数据可靠。

（4）工艺技术成熟、先进

本项目选用的宁煤气化炉为干粉煤激冷技术，适用于原料煤煤质特点，生产的合成气的碳转化率和碳氢比适用于后续煤制油生产需求，宁煤炉在神华宁煤煤制烯烃项目上有稳定运行的生产实例，技术成熟。

本项目应用了大型空分装置，大量使用了空冷装置和闭式循环冷却水系统，节水效果显著。项目优化系统设计，实现能量、物料、水耗梯级利用和回收利用，实现节能减排。

（5）环保措施严格

项目采用先进的生产工艺源头上减少污染物的产生，应用最新的环保标准和先进的环保措施，降低污染物的排放。

项目设计参考了15年7月1日颁布实施的《石油炼制工业污染物排放标准》中相关指标和要求。项目建设虽在一般地区，考虑环保要求日趋严格，大部分大气

排放按照特别排放限值执行。项目应用了污水处理场密闭臭气处理、油气回收等VOC控制设施；燃煤锅炉烟气执行超低排放，除烟尘预留湿式静电除尘以外，燃煤锅炉烟气排放满足燃气锅炉标准，各粉尘排放点设置了高效布袋除尘设施。开展了CO_2碳汇林的应用及研究。

本项目优化水系统设计，源头减少废水排放。合理划分给排水系统，实行“清污分流、污污分流、分质处理、分类回用”。油品合成废水因含盐低，单独处理回用。其它生产装置工艺废水、地面冲洗水及初期雨水送生产污水处理系统生化处理，出水送回用系统；循环排污水、化学水站排水进入清净废水回用系统。回用系统产生的高含盐水，经EP纯化系统处理后，送高含盐水蒸发结晶系统生产硫酸钠和氯化钠盐产品。本项目无废水外排水环境。

0.5 关注的主要环境问题

（1）考虑本项目建设在西部地区水资源匮乏，需关注区域煤炭利用总量和水资源的关系，量水而行，并严格执行节水措施。

（2）现有水处理和分盐工艺成熟，相较而言，中水回用后的分盐技术在化工行业的应用尚缺稳定运行实例，需关注技术跨行业的应用效果，以及分盐产品的综合利用途径。

（3）区域内苗家滩水源地位于本项目下游，虽然园区已经停止了其生活水供水功能，但从保护水资源角度，应做好项目的防渗设计和厂界地下水监控。

（4）本项目场地地势高于黄河，需关注风险事故状态下可能存在的排水对黄河的影响，应采取严格措施，将排水风险控制在厂区范围内。

（5）本项目空分装置取用大量氧气，热电等燃烧装置排出大量CO_2，应关注项目区域环境空气功能状况和废气排放对环境质量的影响。

（6）本项目产生气化和锅炉灰渣，送至园区渣场暂存，拟由园区提炼氧化铝项目综合利用。应关注综合利用项目的落实和灰渣综合利用途径，以及危废的终处置设施。

0.6 评价范围及环评成果

根据该项目的性质和规模，在环境保护部所制定的《建设项目环境影响评价分类管理名录》中，属于“L 石化、化工”中“1.原油加工、天然气加工、油母页岩提炼原油、煤制原油、生物制油及其他石油制品”类，即“对环境可能造成重大

影响的建设项目”，因此编制环境影响报告书。

受业主委托本次评价范围包括项目用地红线范围之内的相关建设内容，不包括项目依托的供水工程及输水管线、煤矿及煤炭运输、渣场、危险废物处置工程。

本项目符合国家和地方的相关规划，采用先进的工艺技术，发展循环经济和清洁生产，强化节能减排，从源头上控制污染物的产生。采用的污染治理措施技术可靠、经济可行，经处理后污染物可全部达标排放。经定量预测和分析，本项目排放污染物对大气、声环境、水环境及生态环境等的影响不会改变所在区域环境功能区的质量。因此，在落实取水来源、清洁生产、环保措施、生态保护措施、环境风险防范措施及管理措施的前提下，从环境保护的角度，本建设项目是可行的。

在本项目环境影响报告书编制过程中，得到了内蒙古自治区环保厅、鄂尔多斯市是环保局、鄂尔多斯市环境监测中心站、泰州市环境监测中心站、大路工业园区管委会、大路工业园区发展局、大路工业园区环保局、中科合成油工程有限公司、黄河水利委员会黄河水利科学研究院、北京宝益地环工程技术咨询有限责任公司、内蒙古伊泰煤制油有限责任公司和伊泰集团等部门和单位的指导与支持，在此一并表示衷心的感谢!

1 总论

1.1 编制依据

1.1.1 国家法律、法规、规定

（1）《中华人民共和国环境保护法》，2015.01.01

（2）《中华人民共和国环境影响评价法》，2003.09.01

（3）《中华人民共和国水污染防治法》，2008.06.01

（4）《中华人民共和国大气污染防治法》，2000.09.01

（5）《中华人民共和国环境噪声污染防治法》，1997.03.01

（6）《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》2005.04.01

（7）《中华人民共和国清洁生产促进法》，2012.07.01

（8）《中华人民共和国循环经济促进法》，2009.01.01

（9）《中华人民共和国土地管理法》（2004 年修正本），2004.08.28

（10）《中华人民共和国水土保持法》，2011.03.01

（11）《中华人民共和国自然保护区条例》，1994.12.01

（12）《建设项目环境保护管理条例》，1998.11

（13）《建设项目环境影响评价分类管理名录》，2015.06.01

（14）《危险化学品安全管理条例》，2011.12.01

（15）《国务院关于加强环境保护重点工作的意见》，国发〔2011〕35 号

（16）《环境影响评价公众参与暂行办法》，2006.03.18

（17）《关于印发<突发环境事件应急预案管理暂行办法>的通知》（环发[2010]113 号）

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

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

（20）《关于进一步推进建设项目环境监理试点工作的通知》（环办[2012]5 号文）

（21）环发（2012）54 号“关于加强化工园区环境保护工作的意见”

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

（23）《关于印发<建设项目环境影响评价政府信息公开指南（试行）>的通知》（环办[2013]103 号）

（24）《关于切实加强环境影响评价监督管理工作的通知》（环办[2013]104 号）

（25）《关于加强废烟气脱硝催化剂监管工作的通知》（环办函[2014]990 号）

（26）《国家能源局关于规范煤制油、煤制天然气产业科学有序发展的通知》（国能科技[2014]339 号）

（27）《水污染防治行动计划》（国发〔2015〕17 号）2015 年 4 月 2 日

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

（29）《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》（环保部公告 2013 年第 31 号）

1.1.2 地方法规和规定

（1）《内蒙古自治区环境保护条例》，（2002 年修订）

（2）《内蒙古自治区境内黄河流域水污染防治条例》（1996.09.28）

（3）《内蒙古自治区农业环境保护条例》（1995.01.12）

（4）《内蒙古自治区草原管理条例》，2005.01.01

（5）《内蒙古自治区人民政府关于西部大开发中加强环境保护工作的通知》（内政字[2000]183 号）

（6）《内蒙古自治区人民政府办公厅关于做好规划环境影响评价工作的通知》（内政字[2005]272 号）

（7）《内蒙古自治区人民政府关于促进煤炭工业健康发展的意见》（内政字[2005]209 号）

（8）《内蒙古自治区人民政府关于加强煤炭产业结构调整的指导意见》（内政字[2005]37 号）

（9）《鄂尔多斯市人民政府关于规范工业园区与项目区发展的通知》（鄂府发[2008]35 号）

（10）《内蒙古自治区环境保护厅关于进一步加强规划及建设项目环境影响评价审批备案管理工作的通知》（内环办〔2012〕160 号）

（11）《内蒙古自治区人民政府关于产业结构调整的指导意见》（内政发[2013]112 号）

（12）《内蒙古自治区人民政府关于贯彻落实大气污染防治行动计划的意见》（内政发[2013]126 号）

（13）《内蒙古自治区人民政府关于印发自治区以呼包鄂为核心沿黄河沿交通干线经济带重点产业发展若干政策规定的通知》（内政发〔2011〕49 号）

（14）《内蒙古自治区人民政府办公厅关于印发<内蒙古自治区高盐水污染防治指导规范>的通知》（内政办发[2014]38 号）

（15）《内蒙古自治区人民政府关于自治区主体功能区规划的实施意见》内政发〔2015〕18 号

1.1.3 产业政策及规划性文件

（1）《煤炭清洁高效利用行动计划(2015~2020 年)》国能煤炭[2015]141 号

（2）《煤炭产业政策》，国家发改委[2007]80 号公告，2007.11.23

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

（4）《中华人民共和国国民经济和社会发展第十二个五规划纲要》

（5）《煤炭工业发展“十二五”规划》，国家发改委发改能源[2012]640 号

（6）《石化和化学工业“十二五”发展规划》，2011.12

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

（8）《国家环境保护“十二五”规划》（国发[2011]42 号）

（9）《全国主体功能区规划》，2011.6

（10）《全国生态功能区划》，环境保护部，2008 年第 35 号公告

（11）《国家重点行业清洁生产技术导向目录》（第三批）

（12）《当前优先发展的高技术产业化重点领域指南（2011 年度）》

（13）《西部大开发“十二五”规划》，国务院，2012.2

（14）《能源发展“十二五”规划》，国发[2013]2 号

（15）《石油和化学工业“十二五”发展规划》

（16）《洁净煤技术科技发展“十二五”专项规划》（国科发计[2012]196 号）

（17）《国家能源局关于规范煤制油、煤制天然气产业科学有序发展的通知》（国

能科技[2014]339 号）

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

（19）关于印发石化行业挥发性有机物综合整治方案的通知（环发[2014]177 号）

（20）《关于印发能源行业加强大气污染防治工作方案的通知》（发改能源[2014]506 号）

（21）环境保护部办公厅文件，环版(2014)30 号，《关于落实大气污染防治行动计划严格环境影响评价准入的通知》

（22）《煤电节能减排升级与改造行动计划（2014-2020 年）》

（23）《国务院办公厅关于印发能源发展战略行动计划》（国办发(2014)31 号）

（24）《国务院关于促进煤炭工业健康发展的若干意见》（国发[2005]18 号）

（25）国家发展改革委关于加强煤化工项目建设管理促进产业健康发展的通知（发改工业[2006]1350 号）

（26）国家发展改革委关于规范煤化工产业有序发展的通知（发改产业[2011]635 号）

（27）《关于进一步促进内蒙古经济社会又好又快发展的若干意见》（国发[2011]21 号文）

（28）《西部地区鼓励类产业指导目录》（2014 年第 15 号令）

（29）《内蒙古自治区人民政府关于产业结构调整的指导意见》，内蒙古自治区人民政府内政发[2013]112 号，2013.11.7

（30）《沿黄沿线经济带主导产业发展导入准则》，内蒙古自治区发改委，内政办发［2011］110 号，2011.11

（31）《内蒙古自治区国民经济和社会发展第十二个五年规划纲要》

（32）《内蒙古自治区主体功能区规划》，内蒙古自治区人民政府

（33）《内蒙古自治区“十二五”工业和信息化发展规划》，2011.2

（34）《内蒙古自治区化学工业“十二五”发展规划》，内蒙古自治区经济和信息化委员会，[2012]107 号

（35）《内蒙古以呼包鄂为核心沿黄河沿交通干线经济带重点产业发展规划(2010-2020 年)》，内蒙古自治区发改委

（36）《内蒙古自治区环境保护“十二五”规划》，内蒙古自治区环保厅

（37）《呼包银榆经济区发展规划（2012-2020 年）》，国务院，2012.11

（38）《内蒙古自治区土地利用总体规划（2006-2020 年）》

（39）《鄂尔多斯市国民经济和社会发展第十二个五年规划纲要》，鄂尔多斯市发展和改革委员会，2011.3.17

（40）《鄂尔多斯市环境保护“十二五”总体规划》，鄂尔多斯市环保局，2010.12

（41）《鄂尔多斯市城市总体规划(2010-2020)》

（42）《鄂尔多斯市土地利用总体规划（2006-2020 年）》

（43）《鄂尔多斯市创建国家环境保护模范城市规划》，鄂尔多斯市人民政府，2012.12

（44）《鄂尔多斯市能源与重化工产业基地布局规划》

（45）《鄂尔多斯市煤炭工业发展“十二五”规划》，鄂尔多斯市发改委，2013.3

（46）《准格尔旗国民经济和社会发展第十二个五年规划纲要》

（47）《准格尔旗环境保护“十二五”规划》，准格尔旗人民政府，2011.1

（48）《准格尔旗土地利用总体规划修改文本（2009-2020 年）》，薛家湾人民政府，2012.6

（49）《准格尔旗薛家湾镇城市总体规划 2012-2030》，准格尔旗人民政府，2012.12

（50）《准格尔旗薛家湾镇城市总体规划 2012-2030（大路区）》，准格尔旗人民政府，2012.8

（51）《准格尔旗苏木乡镇集中式饮用水源保护区划定方案》，准格尔旗人民政府，2012.12

（52）《内蒙古大路煤化工基地发展规划》，中石化上海工程有限公司 2006.1

（53）《内蒙古大路煤化工基地发展规划环境影响报告书》，中国环境科学研究院，2006

（54）《内蒙古自治区环境保护局关于大路煤化工基地发展规划环境影响报告书的审查意见》，内环字[2006]407 号，2006.11

（55）《内蒙古自治区大路工业园产业发展规划》，中国国际工程咨询公司，2012.11

（56）《内蒙古自治区发展和改革委员会关于鄂尔多斯市准格尔旗大路工业园区产业发展规划的批复》，内发改产业字[2013]406 号，内蒙古发改委，2013.2.5

（57）《大路工业园区总体规划环境影响报告书》，内蒙古环科院环境科技有限责任公司

（58）《内蒙古大路工业园区总体规划》（2014-2030），2014.9

（59）《内蒙古准格尔大路工业园区规划水资源论证报告书》，内蒙古自治区水利水电勘探设计院，2013.6

（60）《内蒙古自治区水利厅关于准格尔旗大路工业园规划水资源论证报告书的函》，内蒙古自治区水利厅，内水资[2013]107 号，2013.7.22

1.1.4 技术导则

（1）《环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2011）

（2）《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2008）

（3）《环境影响评价技术导则 地面水环境》（HJ/T2.3-93）

（4）《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2009）

（5）《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2011）

（6）《环境影响评价技术导则 石油化工建设项目》（HJ/T89-2003）

（7）《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2004）

（8）《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2011）

（9）《火电厂建设项目环境影响报告书编制规范》（HJ/T13-1996）

1.1.5 项目资料

⑴合同、委托书

①环境影响评价报告书编制委托书，2014.2.8

②本项目环评技术服务合同

⑵现有工程批复文件

①《内蒙古伊泰集团有限公司48万吨/年煤基合成油项目一期16万吨/年建设项目环境影响报告书》，内蒙古自治区环境科学研究院，2005.12

②《内蒙古自治区环境保护局 关于内蒙古伊泰集团有限公司48万吨/年煤基合成油项目一期16万吨/年建设项目环境影响报告书的批复》（内环字[2006]35）

③《内蒙古伊泰煤制油有限责任公司年产48万吨（一期16万吨/年）煤制油环评变更报告书》，内蒙古自治区环境科学研究院，2009.9

④《内蒙古自治区环境保护厅 关于内蒙古伊泰煤制油有限责任公司年产48

万吨（一期16万吨/年）煤制油环评变更的批复》（内环审[2010]139）

⑤《内蒙古伊泰煤制油有限责任公司年产48万吨/年煤基合成油项目一期16万吨/年工程竣工环境保护验收监测报告》，内蒙自治区环境监测中心站，2010.6

⑥《内蒙古自治区环保厅 关于内蒙古伊泰煤制油有限责任公司48万吨/年煤基合成油项目一期16万吨/年工程竣工环境保护验收的意见》（内环验收[2010]102号），2010年12月

⑦水利部黄河水利委员会关于煤制油一期水资源论证报告的批复（黄水调[2008]56）

⑶拟建项目工程资料

①《内蒙古伊泰煤制油有限责任公司 200 万吨/年煤间接液化油品项目可行性研究报告》，中科合成油工程有限公司，2015.7

②业主提供其他工程资料

1.2 评价原则及目的

1.2.1 评价原则

本次环境影响评价工作将执行国家、内蒙古自治区颁布的有关环境保护法律、法规、规范、标准，满足国家、地方环境保护管理部门的环保要求。

⑴贯彻“产业政策”、“满足规划”、“清洁生产”、“达标排放”、“总量控制”、“循环经济”的原则以及“节能减排、公众参与”的要求。

⑵提出切实可行、可稳定达标、经济合理的污染防治措施。

⑶坚持重点突出，体现实用性和针对性的原则。评价工作尽量筛选、利用已有的区域资料、监测资料和现有工程资料，避免不必要的重复工作，对其进行准确性、时效性和实用性的审核，加快评价工作进度，保证评价成品质量。同时注意数据、资料的有效性及时效性。

⑷按照环境影响评价导则要求，参考现有工程竣工验收资料和例行监测资料等，通过对项目污染物排放的初步判断，对项目所在区域进行环境现状监测。

⑸充分体现本项目及所在区域环境的特点，尽量减少对自然生态的破坏，考虑陆域生态保护要求。

1.2.2 评价目的

根据项目的性质和特点，结合项目所处地区的环境特征和污染特征，分析预

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

⑴通过实地调查并开展必要的环境现状监测，了解厂址周围自然环境、社会环境、环境质量现状；确定本项目环境保护目标及环境功能要求。

⑵通过对工程资料的分析，确定污染物排放源强，采用适宜的模式和方法，预测评价项目“三废”排放可能给环境造成影响的范围和程度。

⑶以技术可行、经济合理、稳定达标为原则，分析本项目污染防治措施的技术可靠性和经济合理性。

⑷通过采取信息公示、调查表、座谈会、网上公示等形式，宣传本项目，收集、了解公众对本项目建设的态度、建议和要求。

⑸按“清洁生产、达标排放、污染物排放总量控制”原则，评价本项目符合性。

⑹通过环境风险评价，分析本项目可能发生的环境风险事故类型、源项、预测发生环境风险事故时对周围环境和人群的影响和伤害程度，分析工程拟采取的环境风险防范和应急措施是否满足环境保护要求，针对存在问题提出具有可操作性的补充措施，将环境风险事故影响程度降到最低限度。

⑺通过各专题的评价工作，论证本项目在环境方面的可行性，给出环境影响评价结论。为项目的工程设计、施工、建成投产后的环境管理，提供基础资料。

⑻通过对现有工程的历行监测数据收集以及实测数据分析，判断现有工程是否存在环保问题，并提出相应“以新带老”的措施。

1.3 评价因子

1.3.1 环境空气

⑴现状评价因子

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

特征污染物：H_2S、NH_3、HCl、HCN、氟化物、非甲烷总烃、甲醇、VOCs、臭气浓度、苯、甲苯、二甲苯、酚、苯并 a 芘、二噁英、汞。

⑵影响评价因子

SO_2、NO_2、PM_{10}、CO、H_2S、甲醇、TSP、非甲烷总烃、NH_3 、$PM_{2.5}$、汞

⑶总量控制因子

SO_2、NO_X、烟粉尘、VOCs

1.3.2 地表水

⑴现状评价因子

pH、CODcr、BOD_5、NH_3-N、TN、TP、高锰酸盐指数、溶解氧、石油类、挥发酚、氰化物、硫化物、氟化物、氯化物、硫酸盐、硝酸盐、苯、甲苯、二甲苯、汞、镉、砷、铅、铜、锌、镍、六价铬。

⑵总量控制因子

由于本项目不向外排放废水，因此无废水总量控制因子。

1.3.3 地下水

⑴现状评价因子

pH、总硬度、溶解性总固体、氨氮、高锰酸钾指数、硝酸盐、亚硝酸盐、氟化物、氯化物、硫化物、硫酸盐、氰化物、石油类、挥发酚、苯、甲苯、二甲苯、苯并 a 芘、铁、铜、锌、镍、钒、锰、砷、汞、六价铬、铅、镉、总大肠菌群。

⑵影响预测因子：柴油、TDS、COD、石油类、NH_3-N、CN^-。

1.3.4 声环境

现状评价因子：厂界噪声等效连续 A 声级 Leq（A）。

影响评价因子：噪声等效连续 A 声级 Leq（A）。

1.3.5 固体废物

影响评价因子：一般工业固体废物、危险废物、生活垃圾。

总量控制因子：固体废物排放量。

1.3.6 生态

现状评价：生态完整性、植被破坏、荒漠化、可持续发展等方面对生态环境状况进行评价。土壤进行现状监测，监测因子包括 pH 、石油类、汞、镉、砷、铅、铜、镍、六价铬、挥发酚、氰化物、苯、二甲苯、甲苯。

影响评价：对本项目的建设是否带来新的生态变化、使某些生态影响严重化、对区域生态环境（土地、植被、植物物种等生态因子）的影响进行预测。

本项目环境影响评价因子的具体情况见表 1.3-1。

表 1.3-1 环境影响评价因子表

类别	现状评价因子	影响评价因子	总量控制因子
环境空气	SO_2、NO_2、CO、O_3、PM_{10}、$PM_{2.5}$、TSP、H_2S、NH_3、HCl、HCN、氟化物、非甲烷总烃、甲醇、VOCs、臭气浓度、苯、甲苯、二甲苯、酚、苯并 a 芘、二噁英、汞	SO_2、NO_2、PM_{10}、CO、H_2S、甲醇、TSP、非甲烷总烃、NH_3	SO_2，NOx，烟粉尘，VOCs
地表水	pH、CODcr、BOD_5、NH_3-N、TN、TP、高锰酸盐指数、溶解氧、石油类、挥发酚、氰化物、硫化物、氟化物、氯化物、硫酸盐、硝酸盐、苯、甲苯、二甲苯、汞、镉、砷、铅、铜、锌、镍、六价铬。	/	
地下水	pH、总硬度、溶解性总固体、氨氮、高锰酸钾指数、硝酸盐、亚硝酸盐、氟化物、氯化物、硫化物、硫酸盐、氰化物、石油类、挥发酚、苯、甲苯、二甲苯、苯并 a 芘、铁、铜、锌、镍、钒、锰、砷、汞、六价铬、铅、镉、总大肠菌群。	柴油、TDS、COD、石油类、NH_3-N、CN^-	/
土壤	pH 、石油类、汞、镉、砷、铅、铜、镍、六价铬、挥发酚、氰化物、苯、二甲苯、甲苯	/	/

1.4 评价标准

本项目采用的评价标准报请鄂尔多斯市环保局和内蒙古自治区环保厅，内蒙古自治区环保厅以内环函[2014]196 号“关于确认内蒙古伊泰煤制油有限公司 200 万吨/年煤炭间接液化示范项目环境影响评价执行标准的函”进行了回复。

1.4.1 环境质量标准

⑴环境空气

环境空气执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准，特征污染物H_2S、NH_3、甲醇、氯化氢、汞、酚参考《工业企业设计卫生标准》（TJ36-79）中居住区大气中有害物质的最高容许浓度；苯、甲苯、二甲苯、氰化氢、非甲烷总烃参考《大气污染物综合排放标准详解》中的背景浓度；二噁英类根据 “关于进一步加强生物质发电项目环境影响评价管理工作的通知”（环发[2008]82号），二噁英评价标准参考日本年均浓度标准，详见表1.4-1。

表 1.4-1　　环境空气质量标准

序号	污染物名称	取值时间	浓度限值 二级标准 μg/m³	标准来源
1	SO_2	年平均	60	《环境空气质量标准》 GB3095-2012
		日平均	150	
		1 小时平均	500	
2	NO_2	年平均	40	
		日平均	80	
		1 小时平均	200	
3	TSP	年平均	200	
		日平均	300	
4	PM_{10}	年平均	70	
		日平均	150	
5	$PM_{2.5}$	年平均	35	
		日平均	75	
6	CO	日平均	4 mg/m³	
		1 小时平均	10 mg/m³	
7	臭氧	1 小时平均	200	
8	氟化物	日平均	7	
		1 小时平均	20	
9	苯并芘	日平均	0.0025	
10	H_2S	一次	0.01 mg/m³	《工业企业设计卫生标准》TJ36-79 中居住区最高容许浓度
11	NH_3	一次	0.20 mg/m³	

序号	污染物名称	取值时间	浓度限值 二级标准 μg/m³	标准来源
12	甲醇	一次	3.00 mg/m³	
13	氯化氢	一次	0.05 mg/m³	
14	汞	日均	0.0003 mg/m³	
15	酚	一次	0.02	
16	HCN	日均	0.01	《大气污染物综合排放标准详解》
17	非甲烷总烃	1 小时平均	2.0 mg/m³	
18	苯	一次	0.10 mg/m³	
19	甲苯	一次	0.60 mg/m³	
20	二甲苯	一次	0.20 mg/m³	
21	二噁英类	0.6pgTEQ/m³		根据环发[2008]82 号“关于进一步加强生物质发电项目环境影响评价管理工作的通知”，二噁英评价标准参考日本年均浓度标准

⑵地表水

本项目周边黄河段执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准，支流大沟、孔兑沟参考执行（GB3838-2002）III类标准，具体标准值见表1.4-2。

表 1.4-2　　地表水质量标准　　单位： mg/L（pH 除外）

序号	污染物名称	标准值 III 类	标准来源
1	pH 值	6~9	《地表水环境质量标准》 GB3838-2002 表 1
2	溶解氧	≥5	
3	高锰酸钾指数	≤6	
4	五日生化需氧量 BOD_5	≤4	
5	化学需氧量 COD_{cr}	≤20	
6	氨氮	≤1.0	
7	总氮	≤1.0	
8	总磷	≤0.2	
9	石油类	≤0.05	
10	硫化物	≤0.2	
11	挥发酚	≤0.005	
12	氟化物	≤1.0	
13	氰化物	≤0.2	
14	汞	≤0.0001	
15	镉	≤0.005	
16	砷	≤0.05	
17	铅	≤0.05	
18	铜	≤1.0	

序号	污染物名称	标准值 III 类	标准来源
19	锌	≤1.0	
20	六价铬	≤0.05	
21	氯化物	250	《地表水环境质量标准》GB3838-2002 表 2
22	硫酸盐	250	
23	硝酸盐	10	
24	苯	0.01	《地表水环境质量标准》GB3838-2002 表 3
25	甲苯	0.7	
26	二甲苯	0.5	
27	镍	0.02	

⑶地下水

地下水质量现状评价执行《地下水质量标准》（GB/T14848-93）的 III 类标准，GB/T14848-1993 中未列的标准参照执行《生活饮用水卫生标准》（GB5749-2006）和《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）的相关标准执行，选用的具体标准值见表 1.4-3。

表 1.4-3　　地下水质量标准　　单位：mg/L（pH 除外）

序号	项 目	标准限值	标准来源
1	pH	6.5～8.5	《地下水质量标准》（GB/T14848-1993）表 1 中 III 类
2	总硬度	≤450	
3	溶解性总固体	≤1000	
4	氯化物	≤250	
5	高锰酸盐指数	≤3.0	
6	氨氮	≤0.2	
7	硝酸盐	≤20	
8	亚硝酸盐	≤0.02	
9	硫酸盐	≤250	
10	挥发性酚类（以苯酚计）	≤0.002	
11	氟化物	≤1.0	
12	氰化物	≤0.05	
13	铁	≤0.3	
14	铜	≤1.0	
15	锌	≤1.0	
16	砷	≤0.05	
17	汞	≤0.001	
18	镉	≤0.01	
19	锰	≤0.1	

序号	项 目	标准限值	标准来源
20	铅	≤0.05	
21	六价铬	≤0.05	
22	镍	≤0.05	（GB/T14848-1993）续表 1 中 III 类
23	总大肠菌群（个/L）	≤3.0	
24	石油类	≤0.3	《生活饮用水卫生标准》（GB5749-2006）表 1
25	苯	≤0.01	
26	甲苯	≤0.7	
27	二甲苯	≤0.5	
28	硫化物	≤0.02	
29	苯并芘	≤0.00001	
30	钒	≤0.05	《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）表 3

⑷声环境

声环境质量执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的3类和2类标准，选用的具体标准值见表1.4-4。

表 1.4-4　　声环境标准　　单位：dB(A)

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

⑸土壤环境质量

土壤环境质量执行《土壤环境质量标准》（GB15618-1995）中的三级标准，选用的具体标准值见表1.4-5。

表 1.4-5　　土壤环境质量标准　　单位：mg/kg（pH 除外）

项目	标准值：三级标准	标准
pH	＞6.5	GB15618-1995
砷（旱地）	≤40	
汞	≤1.5	
铬	≤300	
铅	≤500	
镉	≤1.0	
铜	≤400	
锌	≤500	
镍	≤200	

1.4.2 污染物排放标准

⑴废气

各类工艺废气及以燃料气为燃料的工艺加热炉尾气排放执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）二级标准；热电装置锅炉烟气执行《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2011）表2大气污染物特别排放限值中燃煤锅炉标准；恶臭污染物排放执行《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）二级新改建标准；以上废气排放标准见表1.5-6；本项目新建1台65t/h燃气锅炉烟气排放执行《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表3 规定的大气污染物特别排放限值燃气锅炉限值，见表1.4-7。

本项目有组织废气中颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、苯、甲苯、二甲苯、非甲烷总烃、氯化氢、氟化氢、氯气、废气有机特征污染物等参考执行《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）中表4 和《石油化学工业污染物排放标准》（GB31571-2015）中表5、表6 中大气污染物特别排放限值；企业边界大气污染物浓度限值参考执行《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）表5 和《石油化学工业污染物排放标准》（GB31571-2015）中表7 规定的限值，详见表1.4-8。

危险焚烧炉排放执行《危险废物焚烧污染控制标准》（GB18484-2001），危险废物焚烧的具体要求见表1.4-9及表1.4-10。

表 1.4-6　　大气污染物排放标准

污染源	污染物	最高允许排放浓度(mg/m^3)	最高允许排放速率（kg/h）		无组织排放监控浓度限值		标准来源
			排气筒高度（m）	二级	监控点	浓度(mg/m^3)	
热电装置锅炉	烟尘	20	/	/	/	/	《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2011）表 2 燃煤锅炉标准
	SO_2	50	/	/	/	/	
	NOx	100	/	/	/	/	
	汞及其化合物	0.03	/	/	/	/	
其它工艺废气	颗粒物	120	20	5.9	周界外浓度最高点	见表 1.5-8	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）二级标准
			30	23			
			40	39			
			50	60			
			60	85			
	非甲烷	120	15	10	周界外	见表	

污染源	污染物	最高允许排放浓度(mg/m^3)	最高允许排放速率（kg/h）		无组织排放监控浓度限值		标准来源
			排气筒高度（m）	二级	监控点	浓度(mg/m^3)	
	总烃		20	17	浓度最高点	1.5-8	
			30	53			
			40	100			
	苯	12	15	0.50	周界外浓度最高点	见表1.5-8	
			20	0.90			
			30	2.9			
			40	5.6			
	甲苯	40	15	3.1	周界外浓度最高点	见表1.5-8	
			20	5.2			
			30	18			
			40	30			
	二甲苯	70	15	1.0	周界外浓度最高点	见表1.5-8	
			20	1.7			
			30	5.9			
			40	10			
	甲醇	190	15	5.1	周界外浓度最高点	12	
			20	8.6			
			30	29			
			40	50			
	H_2S	/	15	0.33	周界外浓度最高点	0.06	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）二级标准
			20	0.58			
			30	1.3			
			40	2.3			
	氨	/	15	4.9	周界外浓度最高点	1.5	
			20	8.7			
			25	14			
			30	20			
			35	27			
			40	35			

表 1.4-7　　锅炉大气污染物排放执行标准　　单位：mg/m^3

污染物	燃气锅炉限值	污染物排放监控位置	
颗粒物	20	烟囱或烟道	
二氧化硫	50		
氮氧化物	200		
汞及其化合物	-		

烟气黑度(林格曼黑度，级)	≤1	烟囱排放口	

表 1.4-8　　大气污染物排放参考执行标准　　单位：mg/m^3

序号	污染物	工艺加热炉	酸性气回收装置	废水处理有机废气收集处理装置	有机废气排放口(1)	污染物排放监控位置	标准名称
1	颗粒物	20	—	—	—	车间或生产设施排气筒	《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）中表 4 标准
2	二氧化硫	50	100	—	—		
3	氮氧化物	100	—	—	—		
4	苯	—	—	4	—		
5	甲苯	—	—	15	—		
6	二甲苯	—	—	20	—		
7	非甲烷总烃	—	—-	120	去除效率≥97%		
8	废气中有机特征污染物及排放限值	甲醇：50 苯：4 甲苯：15 二甲苯：20 氰化氢：1.9					《石油化学工业污染物排放标准》（GB31571-2015）中表 6 标准
注：（1）有机废气中若含有颗粒物、二氧化硫或氮氧化物，执行工艺加热炉相应污染物控制要求。							
企业边界大气污染物浓度限值		颗粒物：1.0 氯化氢：0.2 苯：0.4 甲苯：0.8 二甲苯：0.8 非甲烷总烃：4.0					《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）表 5

表 1.4-9　　危险废物焚烧炉技术性能指标

类型	焚烧炉温度 ℃	烟气停留时间 s	燃烧效率 %	焚毁去除率 %	热灼减率 %
危险废物	≥1100	≥2.0	≥99.9	≥99.99	＜5

表 1.4-10　　危险废物焚烧炉大气污染物排放限值

序号	污染物	不同焚烧容量时最高允许排放浓度限值		
		≤300（kg/h）	300~2500（kg/h）	≥2500(kg/h)
1	烟气浓度	格林曼 I 级		
2	烟尘	100	80	65
3	一氧化碳（CO）	100	80	80
4	二氧化硫（SO_2）	400	300	200
5	氟化氢（HF）	9.0	7.0	5.0
6	氯化氢（HCl）	100	70	60

序号	污染物	不同焚烧容量时最高允许排放浓度限值		
		≤300（kg/h）	300~2500（kg/h）	≥2500(kg/h)
7	氮氧化物（以 NO_2 计）	500		
8	汞及其化合物（以 Hg 计）	0.1		
9	镉及其化合物（以 Cd 计）	0.1		
10	砷、镍及其化合物（以 As+Ni 计）	1.0		
11	铅及其化合物（以 Pb 计）	1.0		
12	铬、锡、锑、铜、锰及其化合物（以 Cr+Sn+Sb+Cu+Mn 计）	4.0		
13	二噁英类	0.5 TEQng/m^3		

⑵废水

本项目油品合成废水经合成废水处理系统处理，回用做脱盐水站补水或循环冷却水补水；其它生产装置产生的工艺废水、地面冲洗水及初期雨水送配套建设的生产污水处理系统处理，之后送生化出水回用系统；循环排污水、化学水站排水进入清净废水回用系统。生化出水回用系统和清净废水回用系统产生的浓盐水送浓盐水回用处理系统；浓盐水回用处理系统产生的高含盐水，经EP纯化系统处理后，送高含盐水蒸发结晶系统生产盐产品。高含盐蒸发结晶系统产生蒸发冷凝液回收利用；本项目无废水外排。

合成废水处理系统处理出水、生化出水回用系统、清净废水回用系统及浓盐水回用处理系统的产水作为循环水场和化学水站补水。水质参考《炼油化工企业污水回用管理导则》（中石油，2012.7）初级再生水水质指标。高含盐蒸发结晶系统冷凝液参考《炼油化工企业污水回用管理导则》（中石油，2012.7）优质再生水水质指标。本项目生产污水处理系统出水参考执行《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准。设计出水水质详见表1.4-11。

表 1.4-11　　污水处理及废水回用系统出水参考指标　　单位(mg/L)

名称	《炼油化工企业污水回用管理导则》（中石油，2012.7）		生产污水处理系统
	初级再生水水质	优质再生水水质	设计出水水质
pH	6.5~8.5	6~9(无量纲)	6.5~9
CODcr	40	2(COD_{Mn})	50
BOD_5	5	0.5	10
SS	1	0.1	20
石油类	2	--	0.5
氨氮	5	0.1	2
硝酸盐氮	--	0.02	7

名称	《炼油化工企业污水回用管理导则》（中石油，2012.7）		生产污水处理系统
	初级再生水水质	优质再生水水质	设计出水水质
总氮	15	--	10
挥发酚	0.5	0.5	--
氯离子	200	10(氯化物)	--
溶解性总固体	800	50	2945
硫酸盐(以 SO_4 计)	300	2	--
电导率	1200us/cm	100 us/cm	0.2
总硬度(以 $CaCO_3$ 计)	250	3	--
总碱度(以 $CaCO_3$ 计)	300	20	--
浊度	3 NTU	0.3NTU	--
总磷（以P计）	1	0.02(磷酸盐以 P 计)	--
硅（以SiO_2计）	--	0.4	--
铁	0.2	0.02	--
锰	0.2	0.01	--

⑶噪声

运营期厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的3类标准，施工期噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011)，具体标准值分别见表1.4-12和表1.4-13。

表 1.4-12　　厂界噪声标准　　单位：dB(A)

类别	标准值		标准来源
	昼	夜	
3 类	65	55	GB12348-2008

表 1.4-13　　建筑施工场界噪声限值　　单位：dB(A)

标准值		标准来源
昼	夜	
70	55	GB12523-2011

⑷固体废物

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

危险废物分类执行《国家危险废物名录》（环保部、发改委令第1号）及其相关鉴别标准；危险废物贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001)及修改单；危险废物焚烧执行《危险废物焚烧污染控制标准》(GB18484-2001)，具体见表1.4-9及表1.4-10。

1.5 评价工作等级与评价范围

1.5.1 大气

根据本项目工程分析结果，选择正常排放的大气排放源参数，采用《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2008）中的估算模式，分别估算各常规污染物和特征污染物的地面浓度，按HJ2.2-2008导则中评价标准的选用原则选取各污染物的环境空气质量浓度，然后按评价工作分级判据进行分级。污染物的最大地面浓度占标率Pi定义为：

$$P_i = \frac{C_i}{C_{0i}} \times 100\%$$

式中：

Pi—第 i 个污染物的最大地面浓度占标率，%；

C_i—采用估算模式计算出的第 i 个污染物的最大地面浓度，mg/m^3；

C_{0i}—第 i 个污染物的环境空气质量标准，mg/m^3。

Coi 一般选用 GB3095-2012 中 1 小时平均取样时间的二级标准的浓度限值，对于没有小时浓度限值的污染物，可取日平均浓度限值的三倍值；对该标准中未包含的污染物，可参照 TJ 36—79 中的居住区大气中有害物质的最高容许浓度的一次浓度限值。

本项目大气排放源参数见表 8.3-1，各排放源估算模式计算结果详见表 8.3-4。根据估算结果，各污染物最大落地浓度占标率 P_i 为 22.77%(10%≤P_i＜80%)，对应 $D_{10\%}$为 4400m。根据大气导则为二级评价，评价范围为成品罐区和液体装卸单元为中心，8.8 km×8.8 km 的矩形区域。由于本项目污染物排放量较大，另外考虑到周围环境关心点的位置和主导风向，评价范围外扩为 20km×15km 的矩形区域。

评价范围见图 1.5-1。

1.5.4 声环境

本项目厂址执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)中 3 类标准，居民区执行 2 类标准，根据《环境影响评价技术导则》（HJ 2.4-2009），本项目噪声环境影响评价等级确定为二级，噪声环境评价范围定为厂界外 1.0m。

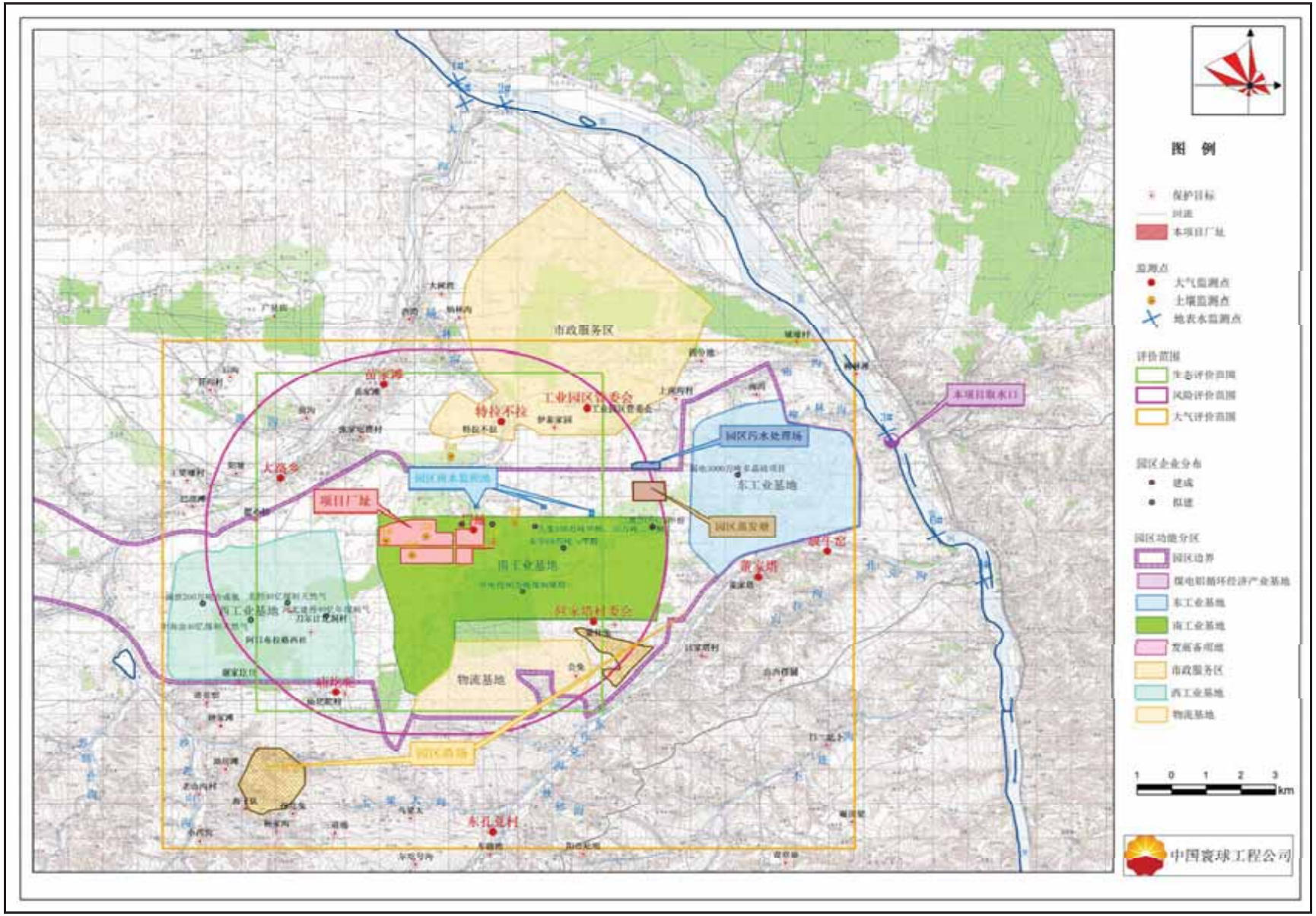


图 1.5-1 大气、风险、生态评价范围

1.5.2 地表水

本项目产生的生产污水、污染雨水和生活污水经处理后全部回用，无污水外排地表水体，根据《环境影响评价技术导则 地面水环境》（HJ/T2.3-93）及项目周边地表水体的分布情况，本次评价对地表水环境质量现状进行评价，根据项目排水及控制方案进行地表水环境影响分析。

本次地表水现状调查范围为项目所在区域黄河段及其支流大沟河、孔兑沟。监测断面设置见上图 1.5-1 和表 1.5-1。

表 1.5-1　　地表水监测断面设置一览表

河流	编号	监测断面位置	监测目标	水域功能
黄河	1＃	大沟河入黄河处上游 500m	支流入口处黄河上游水质	III 类水体
黄河	2＃	大沟河入黄河处下游 1000m	支流入口处黄河游水质	III 类水体
黄河	3＃	柳林滩取水口	取水口断面水质现状	III 类水体
黄河	4＃	孔兑沟入河口下游 1000m	取水口下游支流汇入黄河下游水质	III 类水体
大沟河	5＃	入河口上游 500m	支流水质现状	III 类水体
孔兑沟	6＃	入河口上游 500m	支流水质现状	III 类水体

1.5.3 地下水

⑴项目类别：

本项目生产用水不取用地下水，在建设、生产运行和服务期满后的各个过程中排放的污染物可能造成地下水水质污染，因此本项目类别为 I 类。

⑵评价等级

I 类建设项目：地下水环境影响评价工作等级的划分，应根据建设项目场址的包气带防污性能、含水层易污染特征、地下水环境敏感程度、污水排放量和污水水质复杂程度等指标确定，见表 1.5-2。

表 1.5-2　　地下水环境影响评价工作等级分析表

等级划分判据		情况概述	类别
1	包气带防污性能	厂址区包气带岩性主要为风成粉细砂，垂向渗透系数大于 10^{-4}cm/s。	弱
2	含水层易污染特征	拟建场地上部存在潜水含水层，包气带防渗性能弱，地下水与地表水联系密切。	易
3	地下水敏感程度	拟建场地地下水径流下游方向有分散水源存在。	敏感
4	污水排放量	拟建工程废污水产生量大于 10000m^3/d。	大
5	水质复杂程度	拟建工程废污水包括常规、有机、无机等多种污染因子。	复杂

依据拟建场地包气带防污性能、含水层易污染特征、地下水敏感程度、污水排放量和水质复杂程度综合判断，地下水环境影响评价工作等级为一级。

⑶评价范围

通过资料分析和评价等级判定，依据《环境影响评价技术导则--地下水环境》（HJ610-2011）的相关技术要求，根据水文地质条件和项目平面布置，水文地质调查范围如下：东北侧以黄河为界，东南侧以孔兑沟为界，西侧以大沟为界，南侧以康家沟和沙卜图沟为界，水文地质调查范围为较完整的局部水文地质单元，面积约 260Km^2，见图 1.5-2。

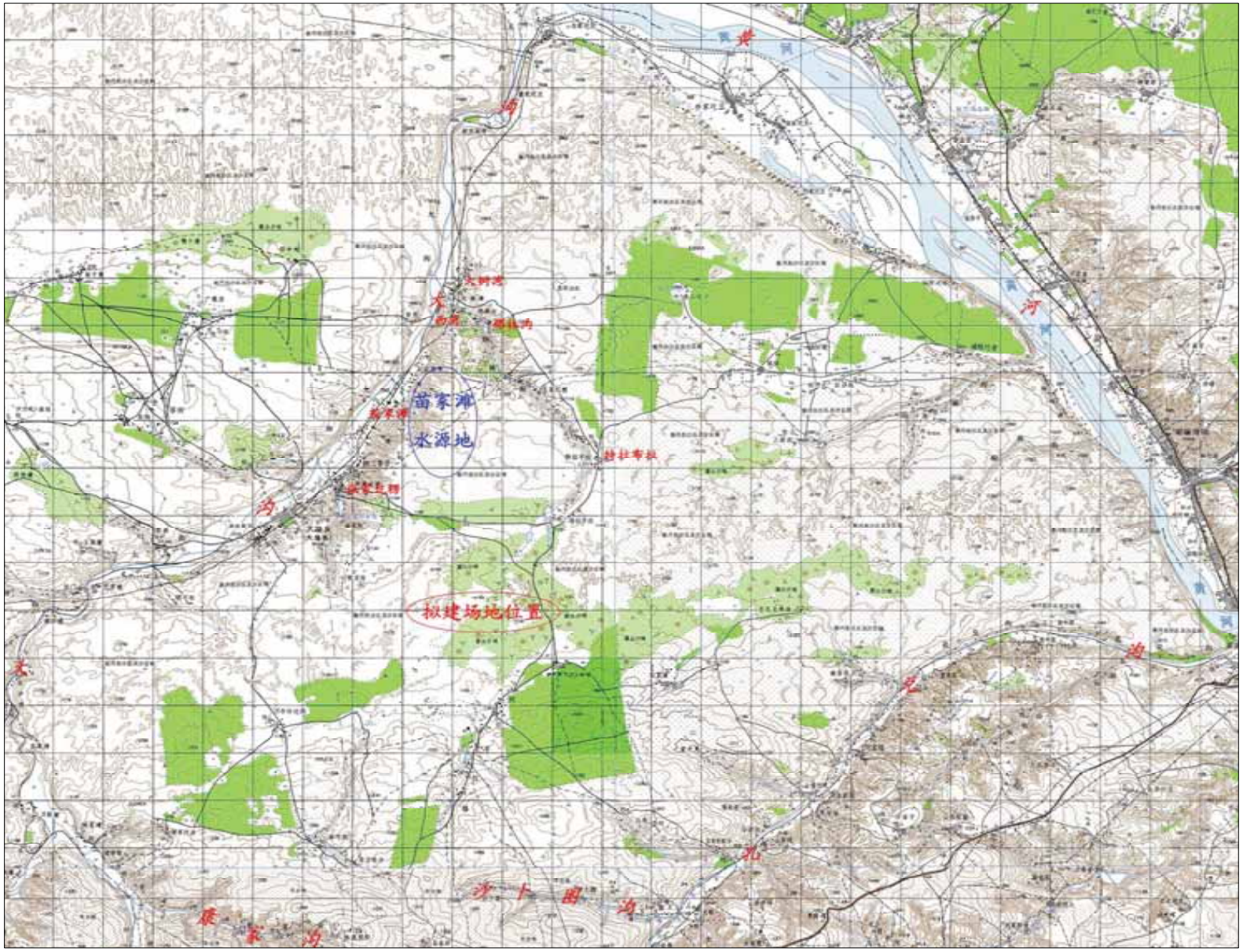


图 1.5-2　　水文地质调查评价范围示意图

1.5.5 生态环境

本项目工程总用地 288.18hm^2，距本项目厂址东边约 10km 处为黄河，黄河是鄂尔多斯市最大的过境河流，本项目所在大路工业园正处于黄河上、中游的交界处，大路工业园东与黄河直线距离约 3 公里，为园区生活水水源和工业水水源。

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2011）相关要求，确定本项目生态评价工作等级为三级，见表 1.5-3。

表1.5-3　　生态影响评价工作等级划分表

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

生态评价范围为以厂址边界为起点，边长为5km的正方形，范围见图1.5-1。

1.5.6 环境风险

本项目在生产、贮存过程中涉及多种可燃、易燃、易爆、有毒有害危险化学品，主要包括石脑油、汽油、柴油、LPG、苯、甲苯、硫磺、甲醇、H_2、CO等。本项目贮运使用新建罐区，罐容共计2.045×10^5 m^3，存在重大危险源。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169－2004）中评价工作分级原则，本项目环境风险评价专题评价工作等级确定为一级，项目环境风险评价范围为厂区边界外5km的区域，评价范围见图1.5-1。

1.6 评价重点与评价时段

1.6.1 评价重点

本次评价将以工程分析和清洁生产为基础，以环境空气影响评价、地下水评价、环境风险评价、环境保护措施论证分析、生态环境影响评价等专题等为重点，并进行声环境、水环境、水土保持、污染物总量控制、环境保护措施、环境管理与监测、环境影响经济损益分析、公众参与等专题的全面分析与评价。

1.6.2 评价时段

评价时段分为施工期、运行期。

施工期：主要考虑项目土建施工建设对生态的破坏和影响程度，生态保护及减缓措施。

运行期：主要考虑生产过程中正常、非正常、事故状况下对环境的影响程度及采取的措施。评价时段重点为生产运行期。

1.7 污染控制目标及环境保护目标

1.7.1 污染控制的目标

根据本项目的工程特征，环境影响的保护对象主要是厂址附近的村庄居民、学校、河流等生态环境等。本项目控制污染的根本目标是依靠清洁生产实行源头控制，达到节能、降耗、减污的效果，通过循环经济手段，使产业链的配置更加合理；全厂的物流、公用工程、环境保护工程统筹考虑；通过稳定、可靠、有效、经济的污染防治措施，使生产过程中各类污染物的排放达到相应的排放标准，其主要污染物的排放总量符合区域总量控制要求，以保护厂址所在区域周围环境空气、水环境、声环境质量功能不降低；通过控制建设项目污染物排放，以达到对区域生态环境的影响降低到最低程度。

1.7.2 环境敏感问题

⑴水资源

根据《鄂尔多斯创建国家环境保护模范城市规划》（鄂尔多斯市人民政府，2012.12），拟建工程所在区域鄂尔多斯市“水资源匮乏，属资源性、工程性和结构性缺水并存的地区”、“水资源人均占有量 1922 m^3，低于全国、全区平均水平”。水资源将关系到区域持续发展，同时也是制约本项目的瓶颈问题。

⑵生态

拟建工程地处鄂尔多斯高原的东南部，陕北黄土高原的北缘，地域风沙地貌发育，沙丘广布，为黄土丘陵地貌特征，生态环境十分脆弱，是黄河流域水土流失重点区域，也是风沙活动强烈地区。拟建工程的施工建设及运行将对所在区域的生态环境产生影响，是本项目环境敏感问题。

⑶黄河

黄河是鄂尔多斯市最大的过境河流，本项目所在大路工业园正处于黄河上、中游的交界处，大路工业园区东面与黄河直线距离约 3~5 公里，本项目地处黄河西岸约 10km 处，黄河是园区的生活水水源和工业水水源，环境较为敏感。

1.7.3 主要环境保护目标

根据资料收集和现场调查，现有工程卫生防护距离内村庄已完成搬迁，初步

确定环境空气和环境风险的保护对象为评价区域内的居民点。

地表水保护目标为项目所在区域黄河段、及其支流大沟河、孔兑沟、大南沟。

地下水环境保护目标为厂址及周围地下水，不改变水质类别。

根据内蒙古自治区生态功能区划分，本区属于鄂尔多斯高原典型草原沙漠控制生态功能区，大部分地表被风积沙覆盖，植被较为稀少，本项目生态环境保护目标为典型草原沙漠化控制，防止草原荒漠植被的进一步退化、沙化，植被覆盖度、物种数量和产草量不减少。

⑴ 环境空气保护目标

本项目大气评价范围内村庄均在大路镇，大路镇下辖行政村和社区，各行政村又分为众多社，大气评价范围内主要保护环境目标见表 1.7-1。各环境空气保护目标均属《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二类区域。

表 1.7-1　　大气评价范围内主要保护目标表

行政村	社	与厂区相对方位	与厂界距离（km）	户数	人数	备注
尔圪气村	后沟	NW	6.4	46	91	二类
	召沟村	NW	6.5	80	221	
	前沟*	NW	4.1	76	198	
	广艮店	NW	7.2	56	137	
	王梁壕村	NW	5.8	44	94	
	巴彦滩	NW	5.5	109	234	
	阳坡*	NW	4.5	67	148	
	腮不拉*	W	3.5	89	196	
	西湾	N	6.3	72	201	
大沟村	张家圪楞村*	NW	2.9	95	220	二类
	大树湾	N	6.3	102	230	
	纳林沟	N	6.3	60	150	
	特拉不拉*	N	3.6	90	210	
	伊泰家园*	N	3.4	434	868	
小滩村	苗家滩*	N	4.1	64	210	二类
城壕村	四分地	NE	8.1	41	111	二类
	上南沟村	NE	6.9	42	96	
	南沟	NE	9.1	46	96	
	城壕村	NE	10.8	140	320	
	柳林滩	NE	11.9	105	220	
老山沟村	谢家圪旦	SW	5.3	80	228	二类

行政村	社	与厂区相对方位	与厂界距离（km）	户数	人数	备注
	道劳窑	SW	6.5	49	109	
	钟家滩	SW	6.6	54	149	
	老山沟村	SW	8.6	72	178	
	油房滩	SW	7.6	61	170	
	海子队	SW	8.3	48	125	
	扭圪兔	SW	7.8	52	120	
	小西沟	SW	9.7	73	193	
	杨家沟	SW	8.5	53	130	
	三道塢	SW	8.1	67	177	
	乌梁太	S	7.6	24	64	
	尔圪号沟	S	9.0	72	180	
东孔兑村	车路湾	S	8.6	60	160	二类
	吕二圪卜	SE	11.6	80	260	
何家塔村	刀尔计圪洞村*	SW	2.7	61	132	二类
	庙圪驼村*	S	4.0	65	204	
	阿日布拉西社*	S	2.7	58	194	
	蒙什兔*	E	4.5	10	21	
	公兔*	E	4.5	20	49	
	昌家塔村	E	7.2	41	126	
	山西楞圇	E	9.6	48	133	
	董家塔	E	8.3	52	208	
阳市圪咀社区	阳市圪咀	SE	9.1	530	749	二类
二旦桥村	青草峁	SE	12.7	12	49	二类
房子滩村	碾房梁	SE	12.9	72	234	二类
大路工业园区管委会*		NE	4.4	/	360	二类

*环境风险预测保护目标

⑵地表水

本项目地表水保护目标为项目所在区域黄河段，以及其项目周边黄河支流大沟河、孔兑沟，详见表 1.7-2。

表 1.7-2　　地表水保护目标

地表水体	与厂区相对方位	与厂区距离（km）	备注
项目所在区域黄河段	E	10	III 类
大沟河	WN	3.8	参照 III 类
孔兑沟	WS	7.5	参照 III 类

⑶地下水

大路工业园区生活用水依托大路新区市政取用的地下水，现有水源地位于乌兰不浪以东至大路乡政府北侧的苗家滩一线，根据“内蒙古自治区人们政府关于增补窑沟和官板乌素水源地为大路煤化工基地水源地的批复”（内政字[2014]283号），大路煤化工基地项目建成投产后，将关闭苗家滩水源地并撤销该水源地保护区，同时，启用官板乌素水源地为大陆煤化工基地饮用水水源，窑沟水源地为备用水源。拟建场地地下水径流下游方向的腮不拉、井坝窑子、张家圪塄、大沟村等分布有居民饮用水井.

上述集中供水水源地及村社分布情况见图 1.5-2，各村社饮用水基本情况见表 1.7-3。

表 1.7-3　　各村社饮用水基本情况表

村社	相对方位	距离(km)	户数	人数	水源井(口)	井深(m)
西湾	N	6.3	72	201	47	20-40
张家圪楞村	NW	2.9	95	220	2	150
大树湾	N	6.3	102	230	71	20-40
纳林沟	N	6.3	60	150	4	40-80
特拉不拉	N	3.6	90	210	50	40-120
苗家滩	N	4.0	64	210	52	20-40

⑷声环境保护目标

本项目位于工业园区内，距厂界最近的居民点阿日布拉格西社位于厂界西南2.7km，本项目无声环境保护目标。

⑸生态保护目标

生态保护目标见表 1.7-4。

表 1.7-4　　生态保护目标

保护目标	现状	生态功能分区
保护现有沙生植被及植被现状，防止风蚀沙化，保护现有生态系统。	生态环境脆弱、风蚀沙化极其敏感、生物多样性敏感	库布齐沙地东段沙地植被防风固沙生态屏障功能区

⑹环境风险保护目标

本项目风险评价范围内村庄均在大路镇，大路镇下辖行政村和社区，详见表 1.7-1 中标注*号的村社。另本项目东侧，距离约 4.4km 的大南沟为环境风险水体保护目标。

2 建设项目周围环境概况

2.1 地理位置

内蒙古伊泰煤制油有限责任公司 200 万吨/年煤炭间接液化示范项目位于内蒙古自治区鄂尔多斯市准格尔旗大路工业园区南工业基地，紧邻内蒙古伊泰煤制油有限责任公司年产 48 万吨/年煤基合成油项目一期 16 万吨/年工程。

准格尔旗地处内蒙古自治区西南部，东经 110°05′～117°27′，北纬 39°16′～40°20′之间，鄂尔多斯高原东部，南接中原，北靠大漠，北部、东部及东南为黄河环抱，地处内蒙、陕西、山西三省区交界处，总面积 7692km^2。旗政府所在地薛家湾镇，距自治区首府呼和浩特市 114 公里、距包头市 180 公里、距鄂尔多斯市政府康巴什新区 128 公里。

大路工业园位于准格尔旗东北部，规划建设面积 140km^2，控制面积约 223.36km^2，包含东工业基地、南工业基地、西工业基地及煤电铝循环经济产业基地四个分区，大路城区作为大路工业园区后勤保障基地，承担居住、金融商务、文化娱乐、行政办公及科研功能。大路工业园北面为呼东高速通往基地的连接线，南面为天然的冲沟和准格尔中部矿区。

本项目地理位置见图2.1-1，区域位置见图2.1-2。

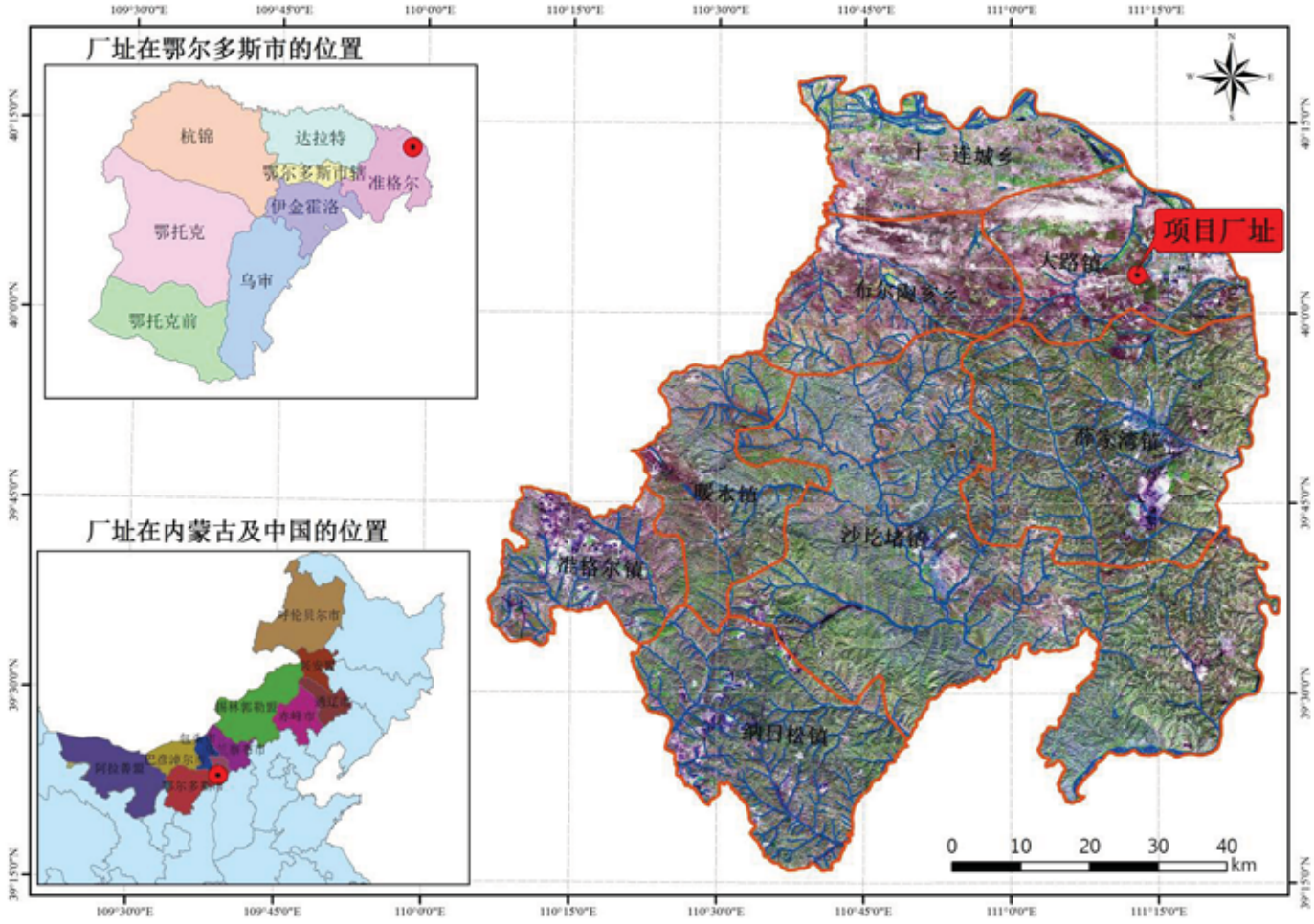


图 2.1-1 本项目地理位置图



图 2.1-2　本项目区域位置图

2.2 自然环境概况

2.2.1 地形、地貌

项目所在地位于鄂尔多斯波状高原、东部库布其沙漠南缘，属鄂尔多斯台地南缘构造剥蚀丘陵，微地貌多属丘陵顶部台地，局部为丘陵缓坡和河谷阶地，冲沟发育。地表多为风积砂覆盖，地形起伏不平。总体呈南高北低，整体地势相对较高，由西南向东北倾斜，地形起伏大部较平缓，局部分散有丘陵沟壑。

本项目厂区内最高海拔为 1181 米，高程落差约 31 米，内有中海拔流动格状沙丘和沙丘链、中海拔半固定草灌丛沙堆和中海拔固定草灌丛沙堆 3 种地貌类型，且以流动格状沙丘和沙丘链为主要类型。

2.2.2 工程地质

准格尔旗所处区域各时代的地层，虽经历了历次构造运动，但构造运动都较弱，未见有岩浆活动和变质作用。主要表现为微弱的地壳升降运动，和由此产生的轻微褶皱和大小及方向不同的断裂构造。由于在二叠世后期，东部边缘翘起，形成盆地边缘，构造变动亦自东向西逐渐减弱。根据沉降旋回和区域不整合的特征，本区域内地层基本上可以分为印支期、燕山期和喜玛拉雅期三个构造层。

厂址所在区域出露地层比较齐全，地层裸露程度较好，寒武系、奥陶系、中、上石炭系地层出露相对较少。

厂址所在区域地震动峰值加速度为 0.10g，地震基本烈度为 7 度。

2.2.3 水文、水资源

⑴ 地表水

准格尔旗境内沟谷发育，长度在 50km 以上的沟川河流 4 条；25km 以上的支沟 14 条；10km 以上的小沟 108 条；2.5km 以上的小渠不可胜数，地表沟纹密布。河网密度为 0.25km/km^2，总流域面积为 5395km^2。

黄河是最大的过境河流，流经准旗段全长 197km，正好是黄河上、中游的交界处。规划新区附近河段地处头道拐水文站到喇嘛湾（拐上）之间，是黄河

上游的最末段，该段黄河宽 500~800m，比降 1/5000~1/7000。据头道拐水文站资料统计，多年平均过境水量 $248.2\times10^8m^3$，多年平均年输沙量 1.428×10^8t。

大路工业园北侧紧邻黄河，西侧为大沟。大沟是黄河的一级支流，控制总面积约 $520km^2$，全长 35.4km，干流段长度为 21.3km，河道比降 0.5～1.0%，平均比降 0.62%，植被覆盖率在 50～60%之间。左岸和中下游沙丘（固定及半固定）区面积约 $463.1km^2$，降水时基本上不产生大的洪水，降雨入渗后形成地表基流和直接补给深层地下水。上游的老山沟和刀劳窑子沟大部分为黄土丘陵区，总面积约 $64.7km^2$，是洪水的主要发源地，近几年的世行和水保项目大量实施后，该地区的水土流失得到了有效的治理，植被覆盖率明显提高，洪水也得到了有效的控制。

大路工业园东侧有大南沟、孔兑沟和柳林沟。大南沟流域面积 $46km^2$，主沟长约 5.2km。发源于大路镇城壕村东北部的波状沙丘区，处于库布其沙漠的东边缘，地面高程在 1040～1080m 之间，沟底高程 990～1020m 左右，河道比降 1～2%，地表全部为固定沙丘和沙地。降水基本上不产生洪水，可大部入渗，基流量较大。孔兑沟也称准混兑沟，是黄河的一级支流，全长 23km，流域面积 $126km^2$，干流段长约 16km，河道平均比降 1.0%，植被覆盖率在 40～50%之间。左岸绝大多数为沙丘（固定及半固定）区，面积 $81km^2$，降水时基本上不产生大的洪水，降雨入渗后形成地表基流和直接补给深层地下水。右岸大部分为黄土丘陵区，总面积约 $45km^2$，是洪水的主要发源地。柳林沟是黄河的一级支流，总流域面积 $9.6km^2$，主沟长约 3.2km，发源于大路镇城壕村东部的波状沙丘区，地面高程在 1050～1060m 之间，沟底高程 990～1010m，河道比降 1%左右。地表全部为固定沙丘和沙地，植被覆盖率在 70%以上。

距离本项目最近的水文站为黄河头道拐水文站（距离 30km）。据该站多年观测资料统计：本段黄河最大流量为 $5310m^3/s$，最小流量为 $36.14m^3/s$，平均流量为 $787m^3/s$,最大含沙量为 $37.6kg/m^3$，最小含沙量为 $0.046kg/m^3$，平均为 $5.6kg/m^3$，最大输沙量 9.97t/s，最小输沙量 0.790t/s，平均为 4.47t/s。水位标高两极值为 990.69m、984.52m 平均为 988.53m。最大水位年度变幅 6.17m。50 年一遇的洪水位为 992.14m（黄河河道的纵向坡度为 1/8000～1/10000），规划区 50 年一遇的洪水位为 989.74m～989.14m。大路工业园的标高均为 1120m，因此

本区不受洪水的影响。

本项目所在区域（准格尔旗）地表水系图见图 2.2-1。

⑵地下水

准格尔区域大地构造处于伊陕盾地东缘，地层走向北东 45°，基岩总的构造形势呈东北高、西南低，岩层平缓，倾角一般小于 10°。含煤地层为上石炭统太原组和下二迭统山西组，岩性以砂岩、砂泥岩、粘土岩为主，直接充水岩层主要为坚硬之裂隙砂岩，充水空间发育，但补给来源贫乏，涌水量很小。地表虽有黄河流经煤田东缘，但煤层位于黄河水位以上，不易补给。奥陶系石灰岩，岩溶不发育，含水微弱。本区气候干燥，年平均降水量小于蒸发量四倍，降水量多集中 7、8、9 三个月，形成集中补给、集中排泄，以地表迳流形式注入黄河，渗入地下只是很少一部分。

综上所述，准格尔旗具有明显的干旱区水文地质特征，受大地构造、地貌、岩性、气候等因素制约，准格尔旗境内地下水较贫乏，但总体水质良好。准格尔旗沿河平原井黄灌区 238.4km^2，沙漠平原区 957.2km^2；地下水综合补给总量 5474×10^{4}m^3，可采量 3914×10^{4}m^3。

①地表松散岩类孔隙水和沟谷松散岩类孔隙水

第四系上更新统风积沙层和黄土层，含水层厚度 8-35m，平均厚度约 20m 左右，含水量较小，属水量贫乏区，单井涌水量 10-100m^3/d；第四系全新统（Q4）的冲洪积松散岩类地层，含水层呈条带状分布，厚度 2-15m，平均厚度 4.5m，水位埋深 0.5-5m，潜水地表径流相互补给。由于沟谷排泄畅通，水量受降水影响大，水量较贫乏，单井涌水量 100m^3/d 左右，部分地区在 100-500m^3/d 之间。

②高原碎屑岩类空隙裂隙水（承压水）

为本区的主要含水层，时代为白垩系下统志丹群，岩性为灰白色、紫红色及杂色含砺粗中砂岩、粗砂岩及砂砾岩等，由 6-8 层含水层构成含水岩组，最上层承压含水层顶板埋深一般在 62-100m。含水层平均厚度在 100m 左右，最薄处不小于 80m。地下水承压水中等富水区以乌兰不浪为中心，西起布尔陶亥乡圪条不拉，东至大路乡城壕存，东西长约 30km，南北宽约 6km，承压水富水区总面积约 180km。含水层透水性较差、富水性不均一，井的出水量差异较大，单井涌水量小于 1-1000m^3/d，成井深度 300m 左右，井间距不小于 1000m。

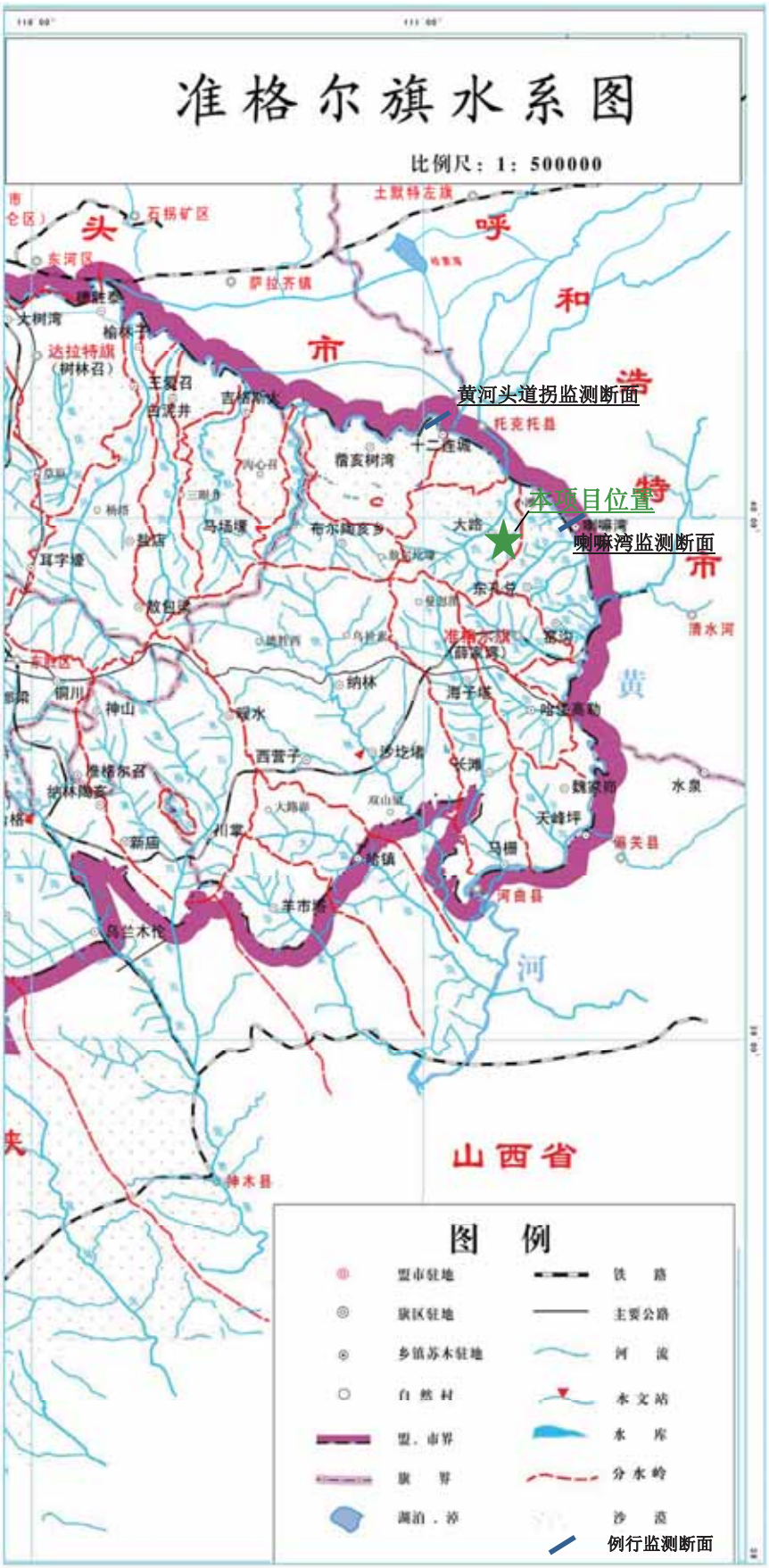


图 2.2-1 本项目所在区域（准格尔旗）水系图

③集中供水水源地

准格尔旗大路工业园大沟村苗家滩水源地位于大路工业园，处于黄河流域。建成时间为 2004 年，归属于黄河水务公司，现有水源地有井 10 眼。水源地井深 280 米，供水含水层为白垩系下统东胜组碎屑岩类裂隙孔隙承压水含水层，是大路—乌兰不浪地下水系统的东翼。含水层岩性为黄绿、灰绿色含砾中粗砂岩、细中砂岩，含水层厚度 131.70～178.40m,水位埋深 28.84～41.86m，水位标高 1073.83～1089.89m。

苗家滩水源地服务城镇为大路工业园，服务人口0.8万人，共有9口井供水。2011年实际取水量为18.4万吨/年。水源地出水通过加压泵站加压后经过压力输水管道输送到供水管网。

根据内蒙古自治区人民政府《关于增补窑沟和官板乌素水源地为大路煤化工基地水源地的批复》（内政字[2014]283 号）文，苗家滩水源地将在大路煤化工基地项目建成投产后关闭，并撤销该水源保护区，同时启用官板乌素水源地为大路煤化工基地饮用水源，窑沟水源地为备用水源。官板乌素水源地位于薛家湾镇唐公塔社区，采用灰岩岩溶裂隙承压水，2 眼水源井，分别以水源井为圆心，30m 为半径的圆的外切线形成的长方形区域划定为一级水源保护区。

2.2.4 气候气象

准格尔旗所在区域属于中温带大陆性气候区。由于其地理位置及特殊的地理环境使得该地的气候特征主要表现为：冬季寒冷、雨雪较少，春季干旱风大，夏季炎热、降水偏少且相对集中，秋季气温剧降。近 20 年的气象资料显示：该地区年平均气温为 8.4℃，极端最高气温为 40.5℃，极端最低气温为-29.7℃；年平均气压为 900.7hPa；年平均相对湿度为 51%；年降水量为 355.3mm；年蒸发量为 1810.2mm；年平均风速为 1.6m/s；年主导风向为 W 风；最大积雪深度为 13cm；最大冻土深度为 124cm。

2.2.5 生态环境

⑴土壤、植被

本项目所在区域土壤主要分布有栗钙土、风沙土、潮土、黄绵土、盐土等 5 种。分布面积最广的栗钙土占总分布面积的 45.5%，风沙土占总分布面积的 28%，

黄绵土占总分布面积的 22 %。

准格尔旗地区在植被分布上属于干旱草原，野生植被具有明显的旱生形态；植株矮小、根系发达、叶片肉质化。旗境草场面积约 630×10^4 亩，占总面积的 54.3%；林地保存面积 150×10^4 亩，占总面积的 13%。但植被稀疏，灌丛化强，退化速度快，产草量低。

⑵ 野生动物

厂址区域及周边地区地广人稀，同时有森林、草原、沙漠等不同的生态系统，地形条件有利于野生动物的蔽息，主要野生动物有黄鼠狼、狐狸、獾子、刺猬、野兔。

2.2.6 文物古迹

本项目所在区域及周边主要有内蒙古准格尔旗古哺乳动物化石地质遗迹自然保护区、准格尔召、王爷府等文物古迹，这些文物古迹均位于本项目 10km 范围外的区域，主要文物古迹情况见表 2.2-1。

表 2.2-1　　本项目所在区域及周边主要文物古迹

名称	类型	时期	所在地	级别	概况及位置
内蒙古准格尔旗古哺乳动物化石地质遗迹自然保护区	自然保护区	新近纪中新世晚期	准格尔旗布尔陶亥苏木、薛家湾镇、纳日松镇	自治区级	保护区总面积 1739 公顷，由三个分区组成，主要保护对象为区内新近系中新统地层中所含丰富的古哺乳动物化石。该保护区内所有的古哺乳动物化石均为原地埋藏，保存完好，经初步鉴定有：大唇犀、独角犀、叉角鹿、三趾马、鬣狗、剑齿虎等。 神树沟分区位于本项目厂址以西约 20km,，大路峁分区位于本项目厂址西南边界约 120km，布尔陶亥分区位于本项目厂址以西约 50km
准格尔召	古遗址	明代	准格尔旗准格尔召镇	国家二级文物、自治区重点文物古迹保护单位	庙区占地 2000 余亩，有经堂、佛殿、四大天王庙、讲经殿、佛爷商、诺彦商、白塔、红塔等宗教设施 30 余处。召庙群始建于明朝天启三年（1623 年），历经明、清、民国数次续修扩建，渐集僧侣，鼎盛时召内喇嘛 2000 余众。 位于本项目以西南 130km。
王爷府	古遗址	清代	准格尔旗布尔陶亥苏木	国家级 3A 景区	王爷府始建于清同治六年（1868 年），由准格尔旗第九代扎萨克扎那嘎尔迪主持兴建。王爷府是鄂尔多斯近代史上规模宏大、建筑考究的盟旗王公府邸之一。 位于本项目以西南 80km。

（1）内蒙古准格尔旗古哺乳动物化石地质遗迹自然保护区

内蒙古准格尔旗古哺乳动物化石地质遗迹自然保护区为自治区级自然保护区，是自治区新近纪中新世晚期具有代表性的古哺乳动物化石产地，也是我区乃至全国第一个以古哺乳动物化石为保护对象的古生物地质遗迹自然保护区。保护区内神树沟分区位于本项目厂址以西约 20km。

1999 年 6 月 30 日准格尔旗人民政府以“准政发[1999]60 号文”批准建立内蒙古准格尔旗哺乳动物化石地质遗迹自然保护区。2001 年 8 月 7 日伊克昭盟行政公署（现鄂尔多斯市人民政府），申报建立“内蒙古准格尔旗古哺乳动物化石地质遗迹自治区级自然保护区”，自治区政府于 2003 年 7 月 14 日以内政字[2003]111 号文批准建立。保护区面积 17.39km^2。其中布尔陶亥分区 10.45km^2、神树沟分区 2.56km^2、大路峁分区 4.38km^2。

保护区总面积 1739 公顷，由三个分区组成，分别隶属于准格尔旗布尔陶亥、神树沟、大路峁，面积共计 1739ha。其中布尔陶亥苏木境内的地理坐标为东经：110° 59′ 00″~111° 01′ 00″，北纬：39° 56′ 00″~39° 58′ 00″。主要保护对象为区内新近系中新统地层中所含丰富的古哺乳动物化石。该保护区内所有的古哺乳动物化石均为原地埋藏，保存完好，经初步鉴定有：大唇犀、独角犀、叉角鹿、三趾马、鬣狗、剑齿虎等。此外，古哺乳动物化石地层中能反映其生活时代及埋藏时代的古地理、古环境、古生态学等方面的各种沉积相标志也是重要的保护对象。

（2）准格尔召

准格尔召位于鄂尔多斯高原、今鄂尔多斯准格尔旗准格尔召乡境内，距鄂尔多斯东胜区约 40 公里。汉名“宝藏寺”，明朝所赐；清赐“宝堂寺”，蒙古名“额尔德尼.宝利日图苏莫“。是鄂尔多斯最早最大的寺庙之一，也是内蒙古地区具有珍贵文物价值的古建筑之一。

准格尔召是鄂尔多斯现存最大最完整的黄帽喇嘛教寺院，位于准格尔旗西部、东胜市东南 39 公里处。始建于明代天启二年(1622 年)，原名葛丹石达力布大尔展林寺，清廷命名为“宝堂寺”。中间最大的一座召庙叫苏克沁独宫，是整个召庙建筑群的核心，是藏经和举行全召大型集会的地方。召庙内设神学院，共分四大部：洞阔尔独宫为时轮学部，是专门传授数学、天文、地理、占卜和历学的场所；却衣仁独宫为宗教哲学部，是讲授教教义以及喇嘛教徒演说和辩

论的地方；门巴独宫为医学部，为传授医学、培养藏医医务人员的地方；独立巴独宫为教义学部，专门传授喇嘛教的教义、教规和教史。

（3）王爷府

准格尔旗王爷府又称贝勒府，位于布尔陶亥苏木境内，是鄂尔多斯市近代史上规模宏大、建筑考究的盟旗王公府邸之一。王爷府分前后三重院落，建筑布局采用中轴式传统布局方法，两厢严格对称构建厢配殿房，建筑朝向坐北面南，院落中央置甬道，自门前起直线贯通后正殿，突显王爷贝勒府邸的权贵与尊严。王爷府周围生态环境良好，地势相对平坦，视野开阔，景观多样，有湖泊、沙地、草地、林地等。该景区已纳入准格尔旗"十二五"旅游发展规划，到2015 年将建成国家 3A 级旅游景区。

2.3 社会环境概况

2.3.1 鄂尔多斯市社会环境概况

鄂尔多斯市位于内蒙古西南部，地处鄂尔多斯高原腹地。东部与呼和浩特市、山西省忻州市相邻，北部与包头市相邻，西部与巴彦淖尔市、阿拉善盟相邻，南部与陕西省榆林市、宁夏回族自治区接壤。地理坐标为北纬 37°35′24″-40°51′40″，东经 106°42′40″-111°27′20″。东西长约 400 千米，南北宽约 340 千米。总面积 86752 平方千米。鄂尔多斯市辖七旗一区，即杭锦旗 、鄂托克旗、鄂托克前旗、乌审旗、伊金霍洛旗、准格尔旗、达拉特旗和东胜区，另外新开发的康巴什新区正在迅速发展。全市常住人口 203.5 万人（2014 年数据），其中城镇人口 148.2 万人，乡村人口 55.3 万人，是一个以蒙古族为主体、汉族占多数的少数民族聚集地区。

2014 年鄂尔多斯市生产总值 4162.2 亿元，同比增长 8.0%。分产业看，第一产业完成增加值 99.6 亿元，增长 4.1%，；第二产业完成增加值 2463.0 亿元，增长 9.9%；第三产业完成增加值 1599.6 亿元，增长 5.1%。三次产业增加值比例调整为 2.4：59.2:38.4。全市公共财政预算收入完成 430.1 亿元，同比下降 2.3%。

鄂尔多斯市矿产资源富集，目前，已经发现的具有工业开采价值的重要矿产资源有 12 类 35 种。特别是煤、气、油、油岩页、化工资源富集一地，国内外罕见。已探明煤炭储量 1496 亿多吨，约占全国总储量的 1/6。如果计算到地

下 1500 米处，总储量约近 1 万亿吨，有褐煤、长焰煤、不粘结煤、弱粘结煤、气煤、肥煤、焦煤，而且大多埋藏浅，垂直厚度深，易开采。目前，四大煤田，除乌兰格尔煤田外，其余均正在开采之中；石油、天然气这是近年来发现的新型资源，这一资源主要位于鄂尔多斯中西部，地质勘探部门已经发现 20 多处油气田，鄂托克旗境内现已探明油气储量 11 亿立方米，在乌审旗南部也发现了油气田，这两种资源目前还正在进一步勘探之中；油岩页主要分布于鄂尔多斯中部的东胜区、准格尔旗、伊金霍洛旗境内，目前的探明储量为 3.7 亿多吨，其中工业储量 66 万吨，储藏厚度一般为 3~5 米，含油率 1.5~10.4%。此外，还有丰富的化工资源，如天然碱、芒硝、食盐、硫磺、泥炭等，还有伴生物钾盐、镁盐、磷矿等资源。

2.3.2 准格尔旗社会环境概况

准格尔旗地处内蒙古自治区西南部，鄂尔多斯高原东端，蒙晋陕三省交界带。全旗总面积 7692 平方公里，总人口 36.61 万人，辖一个省级经济技术开发区（准格尔经济开发区），1 个工业园（大路工业园）9 个乡镇。

2014 全年准格尔旗完成地区生产总值 1106.72 亿元，增长 8.0%；全旗财政总收入达到 167.04 亿元，下降 26.1%；城镇居民人均可支配收入 36234 元，增长 7.8%，农民人均纯收入 13450 元，增长 10.9%。

准格尔旗有丰富的煤炭资源，煤炭探明储量 544 亿吨，远景储量 1000 亿吨，且地质构造简单、埋藏浅、煤层厚、低瓦斯、易开采，发热量均在 6000 大卡/千克以上，为优质的动力煤和化工煤；石灰石总储量 50 亿吨，品位高，氧化钙含量达 52.92%；铝矾土总储量 1 亿吨，矿层稳定，品位呈现铝高硅低的特征；此外，高岭土、硫铁矿、白云岩、石英砂的储量也相当大，特别是煤层气的储量十分可观，属国内罕见的煤化工资源。

准格尔旗独具特色，有巨石林立、天水一色的黄河峡谷风情；有僧庙相连、堂殿恢弘的鄂尔多斯最大召庙建筑群宝堂寺；有充满神气色彩的千年古松“中国油松王”；有蒙汉民族水乳交融的民间艺术的“漫瀚调”。

2.4 区域规划概况

2.4.1 内蒙古自治区相关规划

⑴内蒙古自治区国民经济和社会发展第十二个五年规划

《内蒙古自治区国民经济和社会发展第十二个五年规划纲要》（以下简称“内蒙古自治区十二五规划纲要”）中指出“按照统筹规划、合理布局、水煤组合的要求，加快煤制油、煤制气、煤制烯烃、煤制二甲醚、煤制乙二醇等五大国家示范工程产业化和二代煤化工示范建设，大力推进煤化工产品深加工，构建煤气化、液化、焦化等延伸加工循环产业链，建设国家新型煤化工产业基地。”本项目为煤制油项目，符合规划内容。

⑵内蒙古自治区环境保护“十二五”规划

《内蒙古自治区环境保护“十二五”规划》中指出“坚持源头预防，在经济社会发展战略、政策和规划的研究制定过程中充分考虑资源承载力、水和大气环境容量，严格遵循区域主体功能定位，落实环境功能区划要求；坚持环境优先，在保护环境的前提下优化经济社会发展；坚持全过程预防，在生产、流通、分配和消费的各个环节严格融入环境保护；坚持高效治理，不断提高治污设施建设和运行水平；坚持多还旧账，甚至还清旧账，加快解决历史遗留的环境问题，消除环境安全重大隐患。”

2.4.2 鄂尔多斯市相关规划

⑴鄂尔多斯市国民经济和社会发展第十二个五年规划

《鄂尔多斯市国民经济和社会发展第十二个五年规划纲要》中指出：建设“两个基地、一个中心”的主要目标包括建成国家重要的能源供应基地、新型煤基化工技术示范及生产基地、国家新能源开发利用示范基地、国家高碳资源低碳利用示范基地。到 2015 年，煤炭产能控制在 5.5 亿吨，就地转化率达到 30%以上；电力总装机容量 2225 万千瓦，外送负荷 1200 万千瓦；煤化工建成产能达到 3000 万吨左右（甲醇当量），煤制油建成规模达到 500 万吨，煤制气 100 亿立方米、煤制二甲醚 300 万吨、煤制烯烃 140 万吨、煤制乙二醇 100 万吨。

同时指出“煤化工以五类新型煤化工示范产品为重点，优先发展煤制油，尽快做大生产规模，重点推进神华、伊泰煤制油二期项目建设。”

⑵鄂尔多斯市“十二五”环境保护规划

环境保护规划的总体目标为：坚持“绿色、循环、低碳”的发展理念，以完成节能减排任务为突破，加强污染物总量控制，推进生态修复和治理，强化环境基础设施建设，提升环境风险防控能力。到 2015 年，主要污染物排放强度显著下降，重点城镇环境质量在稳定达标的基础上继续改善，生态恢复和治理工作取得明显进展，环境监管水平明显提高，环境安全得到切实保障，为把我市建设成为国家战略性绿色能源和新型化工基地、资源型地区低碳发展先行区和生态型宜居城市创造良好条件。

2.4.3 准格尔旗相关规划

⑴准格尔旗国民经济和社会发展第十二个五年规划

《准格尔旗国民经济和社会发展第十二个五年规划纲要》中指出：优化工业布局。路煤基清洁能源化工循环产业示范区的建设按照“基地化、大型化、集约化、一体化、生态化”的发展方向，遵循“数字、低碳、生态”的发展理念，重在“横向拓宽丰富产业链，纵向延长做精产业链，建立具有国际竞争力的新型煤化工产业基地”，贯彻产业集中、集约用地、环境保护、节能降耗的要求，促进区域的科学、协调、快速、和谐发展。到 2015 年初步形成 8 条产业链，即：煤制天然气及副产品深加工产业链；煤制油及副产品深加工产业链；煤制烯烃、石脑油为原料的烯烃产业链；煤制甲醇、甲醇制二甲醚产业链；煤制合成氨、尿素产业链；煤制合成气、甲醇及其它产品的碳化工产业链；煤干馏多联产及深加工产业链；煤化工产业废物综合利用产业链。

⑵准格尔旗“十二五”环境保护规划

《准格尔旗“十二五”环境保护规划》中提出：到 2015 年，主要污染物排放得到基本控制，薛家湾、沙圪堵大气环境质量有所改善，黄河流域水环境质量保持稳定状态，矿区生态环境得到明显治理，生态环境总体恶化趋势得到基本遏制，环境安全得到基本保障，确保核与辐射安全，环境监管水平明显提高，为全面建设小康社会奠定良好的环境基础。

2.4.4 大路工业园区规划

⑴《内蒙古大路煤化工基地发展规划》及规划环评

2006 年 1 月，受鄂尔多斯市发展和改革委员会委托，中石化上海工程有限公司完成了《内蒙古大路煤化工基地发展规划》的编制工作。同年 12 月 12 日，内蒙古自治区发改委以内发改工字[2006]2214 号文对其规划进行批复。2006 年，受鄂尔多斯市发展和改革委员会委托，中国环境科学研究院完成了《内蒙古大路煤化工基地发展规划环境影响报告书》的编制工作。同年 11 月 30 日，内蒙古自治区环境保护局以内环字[2006]407 号文对其报告书进行批复。

⑵《内蒙古自治区大路工业园区产业发展规划》及规划环评

随着国家产业政策调整和园区发展，为满足大路园区与周边托克托、清水河建设统一工业集中区的要求，协调和规范整个大路工业园范围内在建的三个基地规划，2012 年 11 月，受大路工业园管理委员会委托，中国国际工程咨询公司完成了《内蒙古自治区大路工业园区产业发展规划》的编制工作。2013 年 2 月，内蒙古自治区发展和改革委员会以内发改产业字[2013]406 号文对准格尔旗大路工业园区产业发展规划进行批复。

2013 年 11 月，内蒙古环科园环境科技有限责任公司编制完成了《内蒙古大路工业园区总体规划环境影响报告书》。2014 年 2 月 27 日，内蒙古自治区环境保护厅以内环字[2014]18 号对规划环评出具了审查意见。

⑶《大路工业园区总体规划 2014-2030 年》及规划环评

2015 年 3 月，受园区管委会委托，内蒙古城市规划市政设计研究院完成了《大路工业园区总体规划 2014-2030 年》。同年 3 月，鄂尔多斯市人民政府以鄂府发[2015]35 号文对总体规划进行了批复。规划中将大路工业园区分为四个分区，含东工业基地、南工业基地、西工业基地及煤电铝循环经济产业基地。其中，南基地重点以发展煤制油、煤制甲醇、二甲醚、烯烃项目、煤制乙二醇等煤化工下游产品和煤炭物流为主。本项目位于大路工业园区南工业基地内。

2015 年 4 月，内蒙古环科园环境科技有限责任公司根据大路园区总体规划编制完成了《内蒙大路工业园区总体规划变更环境影响报告书》，同年 4 月，内蒙古自治区环境保护厅以内环字[2015]27 号对变更规划环评出具了审查意见。

⑷园区概况

大路工业园区位于鄂尔多斯市准格尔旗大路镇，于 2005 年启动规划建设，是《内蒙古自治区人民政府关于加快煤炭产业结构调整的指导意见》（内政字（2005）37 号）中提出的重要煤化工基地之一，2010 年被自治区列为《内蒙古

自治区以呼包鄂为核心沿黄河沿交通干线经济带重点产业发展详细规划（2010年-2020 年）》中重点推动建设的大路—托克托—清水河工业集中区。园区开发建设之初，没有开展总体规划工作，按照单个基地初步进行了发展规划。

园区最早开发的为南工业基地，以发展煤制油、煤制甲醇、二甲醚、烯烃项目、煤制乙二醇等煤化工下游产业为主。2006 年园区委托中国国际工程咨询公司编制了《内蒙古大路煤化工基地发展规划》，委托中国环境科学研究院编制了《大路煤化工基地发展规划环境影响报告书》，并通过了原自治区环境保护局的审查（内环字[2006]407 号）。

东工业基地最初产业定位为以西工业基地提供的化工产品及各生产装置排出的废气、废渣做原料，进一步延伸煤化工下游产品加工的产业链。2008 年园区委托中国国际工程咨询公司针对该基地编制了《内蒙古准格尔旗大路新区东工业基地产业发展规划》，委托内蒙古环境科学研究院编制了《内蒙古准格尔旗大路新区东工业基地产业发展规划环境影响报告书》，并通过了原自治区环境保护局的审查（内环字[2008]65 号）。

西工业基地（即原煤基清洁能源基地）以发展煤制天然气为主。2010 年园区委托中国国际工程咨询公司编制了《内蒙古准格尔旗大路新区煤基清洁能源基地产业发展规划》，2012 年委托内蒙古环境科学研究院编制了《大路新区煤基清洁能源基地规划环境影响报告书》，并通过了自治区环境保护厅的审查（内环审[2013]5 号）。

煤电铝循环经济产业基地以发展电力、粉煤灰提取氧化铝、电解铝、煤制气及煤化工综合利用产业为主。

为了加强园区统一协调发展，园区管委会于 2012 年委托内蒙古环科园环境科技有限责任公司依据《准格尔旗薛家湾镇城市总体规划（2012-2030 年）—大路区说明》（鄂府[2013]240 号）和《大路工业园产业发展规划》（内发改产业字[2013]406 号），编制了《大路工业园区总体规划规划环境影响报告书》，并通过环境保护厅组织的审查（内环字[2014]18 号）。此次规划中，园区产业定位为全力构建煤炭深加工、粉煤灰提取氧化铝以及铝后加工、建材和资源综合利用三大产业链，形成“煤为基础、电为支撑、氧化铝为主导、互为补充”的循环经济产业集群。园区控制面积 350.00km^2，建设面积 170.00km^2，分为“一区三基地”，分别为市政服务区、东工业基地、南工业基地和西工业基地。市政服务区为产

业服务区，面积 30.00km^2，规划建设为产学研基地、行政办公区、金融商务区和为企业配套的生活服务区；东工业基地规划为煤基新材料及精细化工基地，面积 20.00km^2，重点发展煤基新材料、精细化工及“三废”综合利用产业；南工业基地规划为煤化工基地，面积 58.00km^2，重点发展煤制油、煤制气、煤制甲醇、二甲醚、煤制烯烃和煤制乙二醇等煤化工及下游产品深加工产业；西工业基地规划为煤电铝循环产业基地，面积 62.00km^2，重点发展煤—电—铝及下游产品深加工等相关产业。

根据园区发展的需要，2014 年园区委托内蒙古城市规划市政设计研究院编制了《内蒙古大路工业园区总体规划》。此次园区规划产业定位是煤炭深加工，重点发展清洁能源和煤化工产品，主要包括煤制油、煤制气、煤制醇醚、烯烃及煤化工下游产品和精细化工产业，积极培育煤电铝循环经济产业，与上版规划保持一致；煤制天然气规模由 120 亿 m^3/年增加为 200 亿 m^3/年；将 30.00km^2 的市政服务区调出，控制面积由 350.00km^2 变为 223.36km^2，建设面积由 170.00km^2 变为 140.00km^2；功能分区由“一区三基地”变为“一园四基地”，原南工业基地（包括最初南工业基地和原煤基清洁能源基地）分为南工业基地（即最初南工业基地）和西工业基地（即原煤基清洁能源基地），原西工业基地变为煤电铝循环经济产业基地；每个基地的用地面积根据实际可用地进行了调整。

东工业基地建设面积由 20.00 km^2 变为 18.31km^2，发展定位由上版规划的“重点发展煤基新材料、精细化工及三废综合利用产业”调整为“以发展精细化工及下游产品、多晶硅和物流业为主”。

南工业基地建设面积由 40.50km^2 变为 28.02km^2（其中包括配套的煤炭物流基地 9.91km^2），调整前后发展定位不变，均以发展煤制油、煤制甲醇、二甲醚、烯烃、煤制乙二醇等煤化工下游产业为主。

西工业基地建设面积由 17.50km^2 变为 15.07km^2，调整前后均以发展煤制天然气为主，目前引入了北控 40 亿 Nm^3、中海油 40 亿 Nm^3 及河北建投 40 亿 Nm^3 共 3 家煤制天然气项目。

煤电铝循环经济产业基地建设面积由 62.00km^2 变为 55.84km^2，发展定位由上版规划的“发展煤—电—铝及下游产品深加工等相关产业”变为“以发展电力、粉煤灰提取氧化铝、电解铝、煤制气及煤化工综合利用产业为主”。

⑸园区可依托工程

①园区供水

园区已建成大南沟净水厂（柳林滩黄河取水口），设计年供水能力 6026 万 m^3，已实现向园区供水；规划建设榆卜壕净水厂（黑圪崂湾黄河取水口），设计供水能力为 8400 万 m^3；同时规划建设园区再生水厂，设计供水能力为 1073.1 万 m^3，建成后为园区供应工业用水。生活用水由官板乌素及窑沟水源地供给，供水规模为 1460 万 m^3/a。

黄河原水通过供水工程的提水泵站通过泵站提升后，用输水管道送至沉沙池预处理后进入供水工程的调蓄水，而后进入地表水净水处理厂进行处理，使之达到工业用水水质要求，而后加压提升供整个园区内各企业的工业用水。

②园区渣场

目前园区有两个渣场，基地东南角的渣场为内蒙古准格尔旗大路工业园工业灰渣综合治理渣场（以下简称为“大路工业园区现有渣场”），位于准格尔旗大路镇何家塔村蒙什兔沟。该灰渣场占地面积约 0.689km^3，其中库区占地 0.593km^3，包括填埋区、库区周围绿化、厂外截洪沟。灰渣场填埋区坐落于山坡与坡谷地带，属于山谷型灰渣填埋场。填埋谷为三面环山的荒谷，为土体山，库区高差约 64m，分为两个区，相应单位面积库容量较大。填埋场设计容积为 $1700\times10^4m^3$，灰渣容量 1.3t/m^3，堆灰量约 2210×10^4t，该渣场的设计中已考虑到需填埋园区煤化工项目的灰渣产生量为 $174\times10^4t/a$。项目的设计达到《一般工业固体废物贮存、处置厂污染控制标准》的要求，并已于 2008 年取得环评批复。由于渣场被大路工业园区至薛家湾快速路分割，库容缩小，目前 I 区已填满封场，堆存渣量约 500 万 m^3； II 区于 2014 年 12 月投入试运行。

南化工基地西侧已规划内蒙古大路工业园西区一般工业废渣处理项目（渣场，后期）（以下简称“大路工业园区西区渣场”），位于大路新区老山沟村的各主沟及次级支沟。西区渣场处理对象为工业园区产生的 I、II 类一般工业固体废弃物，I 类渣场平均填埋规模为 840 万吨/年，II 类渣场平均填埋规模 280 万吨/年，占地面积为 2816113m^2，总库容为 10230.8 万 m^3，计划服务年限约 7.5 年，目前该渣场的可研报告已获得鄂尔多斯大路煤化工基地经济发展局的批复（鄂大发字[2014]106 号），环境影响报告书已于 2015 年 3 月 26 日取得鄂尔多斯市环境保护局的批复（鄂环评字[2015]145 号），计划 2016 年建成运行。

③园区危险废物填埋场

园区规划建设危废处置项目，由鄂尔多斯市北控环保科技有限公司建设，分为危废处理区和危废安全填埋场两部分，其中危废处理区位于准格尔旗大路工业园区西区，危废填埋场位于准格尔旗大路工业园区西区南侧，包括废结晶盐物化处理车间、干化系统、焚烧系统、无机盐综合利用及安全填埋，总占地面积414363m^2，其中危废处理区占地面积 300501m^2，危废填埋场占地面积 113682m^2。建设总规模为年处理 20 万吨危险废物，其中减量资源化处理率为 94%，安全填埋量为 6%，服务年限 25 年以上。目前鄂尔多斯市大路工业园区危废处置项目（以下简称“大路工业园区危废处置中心”）环境影响报告书于 2015 年 4 月 15 日取得鄂尔多斯市环境保护局的批复（鄂环评字[2015]169 号），计划 2017 年建成运行。

④园区污水处理厂及蒸发塘

园区污水处理厂的收水范围约 41.07km^2。污水处理厂目前处理规模为 3.00 万 m^3/d 生产生活污水，10000 m^3/d 含盐废水。

园区污水处理厂采用初沉、预曝气调节、升流式水解、推流式曝气、二次沉淀、CASS 曝气加污水深度处理（溶气气浮加过滤）及消毒的生化处理工艺路线，出水满足《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）一级标准的 B 标准，同时满足《污水再生利用工程设计规范》（GB5035-2002）再生水用作循环冷却系统补充水及城镇杂用水水质指标要求。目前实际处理水量约 1.8~2.0 万吨/日，出水能够满足《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）一级标准的 B 标准。

蒸发塘位于市政区与南工业基地的南侧，靠近污水处理厂，占地面积 32 公顷，分 7 格并采用阶梯式布置，其中 4 座容积 12 万 m^3，1 座容积 27 万 m^3，1 座容积 18 万 m^3，1 座容积 19 万 m^3，用于处置企业排放浓盐水。

园区可依托设施与本项目的相对位置见图 2.4-1。

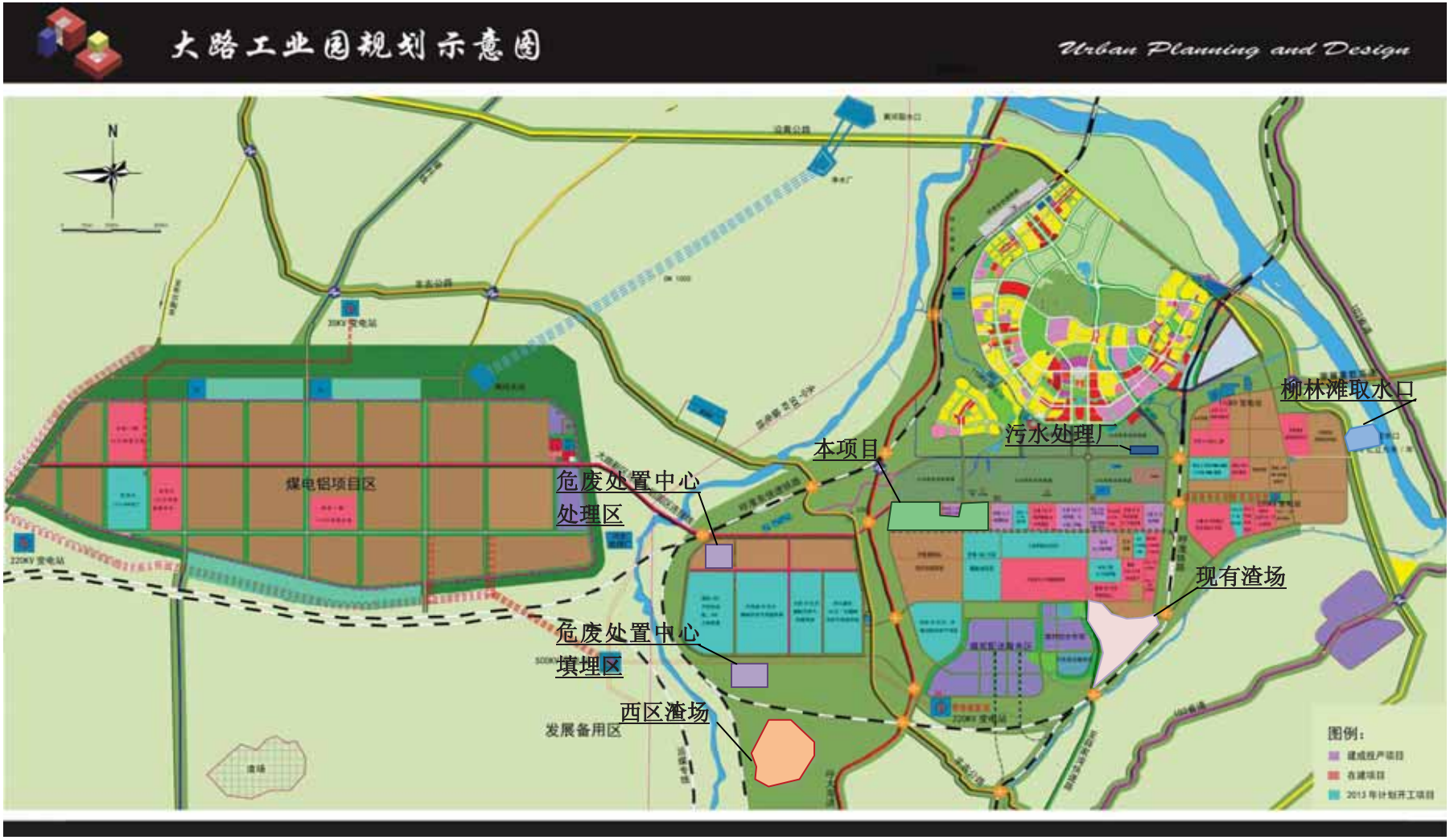


图 2.4-1　　园区可依托设施与本项目相对位置图

2.5 环境功能区划

2.5.1 大气环境功能区划

根据《大路工业园区总体规划环境影响报告书》（2015 年 4 月），本项目所在区域属于二类环境空气质量功能区，环境空气执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准。

2.5.2 水环境功能区划

根据《大路工业园区总体规划环境影响报告书》（2015 年 4 月），本项目地表水执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中III类标准。地下水执行《地下水质量标准》（GB/T14848-93）III 类标准。

2.5.3 噪声环境功能区划

根据《大路工业园区总体规划环境影响报告书》（2015 年 4 月），本项目厂址所地在为工业区，因此声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 3 类标准。

2.5.4 生态环境功能区划

根据《大路工业园区总体规划环境影响报告书》（2015 年 4 月），本项目土壤环境执行《土壤环境质量标准》（GB15618-1995）二级标准。

根据《全国生态功能区划》，大路工业园区所处区域属鄂尔多斯高原东部典型草原防风固沙三级功能区（I-03-07）；根据《内蒙古自治区生态功能区划》，大路工业园区所处区域属库布齐沙地东段沙地植被防风固沙生态屏障功能区（III-5-1）；根据《鄂尔多斯生态功能区划》，园区所处区域属于库布齐沙漠东段沙地植被防风固沙生态功能区；根据《准格尔旗生态功能区划》，大路新区所处区域为库布齐沙漠防风固沙林牧保护区。故本项目所在地为库布齐沙地东段沙地植被防风固沙生态屏障功能区。

2.6 环境质量现状

根据《大路工业园区总体规划环境影响报告书》（2015 年 4 月），项目所在

区域环境质量现状如下：

2.6.1 环境空气质量现状

园区范围内环境空气中 SO_2、NO_2、CO、O_3、氟化物的小时浓度、日均浓度及苯并(a)芘、汞的日均浓度均满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012)中的二级标准；NH_3、甲醇、H_2S 满足《工业企业设计卫生标准》(TJ36-79)中“居住区大气中有害物质的最高容许浓度”；酚满足《居住区大气中酚卫生标准》(GB18067-2000)中标准；非甲烷总烃小时浓度满足河北省《环境空气质量 非甲烷总烃限值》(DB13/ 1577—2012)中二级标准限值；总烃小时浓度及日均浓度均能满足以色列居住区大气环境质量标准。采暖期 TSP、PM_{10}、$PM_{2.5}$ 日均浓度均出现不同程度的超标现象，TSP 最大超标倍数为 0.03，PM_{10} 最大超标倍数为 0.25，$PM_{2.5}$ 最大超标倍数为 0.57；非采暖季 TSP、PM_{10}、$PM_{2.5}$ 的日均浓度均达标。超标原因为采暖期风沙较大、采暖燃煤烟尘排放及施工裸地易产生扬尘等。

2.6.2 地表水环境质量现状

现状监测评价结果表明，大沟河及黄河的监测断面中六价铬、挥发酚、硫化物和氰化物均未检出，pH、氨氮、总磷、砷和汞均满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中 III 类标准。溶解氧、COD、BOD_5 和石油类均出现超标，这与大沟河流量与流速较小，受生活污染源的影响有关。

2.6.3 地下水质量现状

现状监测评价结果表明，项目所在区域地下水 pH 值、总硬度、溶解性总固体、Fe、Mn、挥发酚、高锰酸盐指数、氰化物、汞、砷、六价铬、镉、铝、氯化物、硫酸盐、铅、细菌总数均满足《地下水质量标准》(GB/T 14848-93)Ⅲ类标准要求，总大肠菌群数、硝酸盐、亚硝酸盐、氨氮在部分点位超标，水质超标可能是由于人口聚集所产生的生活废物所致，总大肠菌群数超标可能是由于周边村民及其养殖牲畜的粪便所致，亚硝酸盐超标可能与牲畜养殖及种植施肥积累有关。

2.6.4 声环境质量现状

园区工业区声环境质量现状监测点均能满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）3 类标准要求。

2.6.5 土壤环境质量现状

园区范围内土壤铬、铅、铜、镉、汞、镍、锌、砷等项目均能满足《土壤环境质量标准》（GB/T15618-1995）中二级标准限值要求。

2.7 区域污染源

根据现场调查及资料收集，已知大路工业园区已建成投产项目 12 个，已批在建项目 17 个。

2.7.1 已建项目污染源排放情况

截止 2015 年 3 月，大路工业园区已建成投产的项目共有 12 个，已建项目废气、废水、固体废物等主要污染源排放情况分别见表 2.7-1~3。

表 2.7-1　　已建项目废气排放统计表

序号	单位名称	SO_2 排放量（t/a）	NO_x 排放量（t/a）	烟尘排放量（t/a）	粉尘排放量（t/a）
1	锦化基石化装备（内蒙古）有限公司一期 1 万吨大型压力容器	0.04	0	0	2.03
2	锦化基石化装备（内蒙古）有限公司二期 6 万吨大型压力容器	1.7	0	0	8.2
3	内蒙古伊泰煤制油有限责任公司一期工程 16 万吨/年煤基合成油项目	513.98	161.77	54.16	13.2
4	中科合成油技术有限公司 1500 吨/年催化剂加工项目	6.91	0	0	0
5	中科合成油技术有限公司鄂尔多斯市分公司分级煤液化中试（SYNFUEL08)项目分级液化装置	0.08	1.12	0	0
6	中科合成油技术有限公司鄂尔多斯市分公司分级煤液化中试（SYNFUEL08)项目油品加工装置	0.02	0.2	0	0

7	久泰能源内蒙古有限公司年产 100 万吨甲醇、10 万吨二甲醚项目	1411.08	2098.8	79.2	17.40
8	内蒙古三维煤化科技有限公司 20 万吨/年甲醇项目	116.33	255.78	25.55	0.03
9	内蒙古三维煤化科技有限公司二期 14 万吨/年甲醇制烯烃项目	45.6	84.48	17.28	0
10	内蒙古伊东集团东华能源有限责任公司一期年产 60 万吨甲醇项目	224.31	653.65	23.06	38.16
11	内蒙古奈伦集团天润 30 万吨/年合成氨、52 万吨/年尿素工程	335.5	303.1	107.3	520.7
12	国电内蒙古晶阳能源有限公司年产 3000 吨多晶硅项目	298.08	317.95	26.54	0.2

表 2.7-2　　已建项目废水排放统计表

序号	项目名称	废水排放量（t/a）	主要污染物排放量		废水排放去向
			COD（t/a）	氨氮（t/a）	
1	锦化基石化装备（内蒙古）有限公司一期 1 万吨大型压力容器	728	0.22	0	经园区污水处理厂处理后全部回用
2	锦化基石化装备（内蒙古）有限公司二期 6 万吨大型压力容器	5800	1.7	0	
3	内蒙古伊泰煤制油有限责任公司一期工程 16 万吨/年煤基合成油项目	1620000	8.625	5.175	
4	中科合成油技术有限公司 1500 吨/年催化剂加工项目	540	0.05	0.16	
5	中科合成油技术有限公司鄂尔多斯市分公司分级煤液化中试(SYNFUEL08)项目分级液化装置	0	0	0	
6	中科合成油技术有限公司鄂尔多斯市分公司分级煤液化中试(SYNFUEL08)项目油品加工装置	0	0	0	
7	久泰能源内蒙古有限公司年产 100 万吨甲醇、10 万吨二甲醚项目	1926900	202.99	6.65	
8	内蒙古三维煤化科技有限公司 20 万吨/年甲醇项目	352800	41.04	5.868	
9	内蒙古三维煤化科技有限公司二期 14 万吨/年甲醇制烯烃项目	1920	0.96	0.048	
10	内蒙古东华能源有限责任公司一期年产 60 万吨甲醇项目	25840000	39.95	4.88	
11	内蒙古天润化肥股份有限公司 30 万吨/年合成氨、52 万吨/年尿素项目	2287200	12	2	
12	国电内蒙古晶阳能源有限公司年产 3000 吨多晶硅项目	320000	43	6	

表 2.7-3 已建项目固体废物排放统计表

序号	企业名称	固废排放情况		
		类型	排放量（t/a）	处置情况
1	锦化基石化装备（内蒙古）有限公司一期 1 万吨大型压力容器	下脚料、金属屑	200	除可回收外其余送金属回收公司再生利用
		生活垃圾	7.53	园区环卫部门统一处理
2	锦化基石化装备（内蒙古）有限公司二期 6 万吨大型压力容器	下脚料、金属屑	800	除可回收外其余送金属回收公司再生利用
		生活垃圾	80.3	园区环卫部门统一处理
3	内蒙古伊泰煤制油有限责任公司一期工程 16 万吨/年煤基合成油	炉渣	189000	送园区渣场
4	中科合成油技术有限公司 1500 吨/年催化剂加工项目	干燥塔除尘灰	13.44	回收入生产系统
		热风炉除尘灰	68.43	用作制水泥的原料
		热风炉炉渣	234.6	用于铺路或做建筑材料
		生活垃圾	10.8	园区环卫部门统一处理
5	中科合成油技术有限公司鄂尔多斯市分公司分级煤液化中试（SYNFUEL08)项目分级液化装置	液化残渣	1530	经冷却成型储存，作为后续试验装置的原料
6	中科合成油技术有限公司鄂尔多斯市分公司分级煤液化中试（SYNFUEL08)项目油品加工装置	重质油	4000	送至中间罐临时储存，最终送往原煤分级液化装置作为原料使用
7	久泰能源内蒙古有限公司年产 100 万吨甲醇、10 万吨二甲醚项目	气化细灰	95000	晾干掺动力煤
		气化粗渣	453000	送园区渣场
		锅炉灰渣	221000	
		废催化剂	37.5	厂家回收
		废催化剂	79.9	外委有资质的厂家处置
		空分装置废分子筛/废铝胶	93.5	送园区渣场
		污泥	3134	暂作危废管理
		生活垃圾	53	园区环卫部门统一处理
8	内蒙古三维煤化科技有限公司 20 万 t/a 甲醇项目变更工程	气化灰渣	93900	送园区渣场
		锅炉灰渣	15100	
		废催化剂	14+14.93m^3/a	厂家回收
		生活垃圾	77.1	园区环卫部门统一处理

9	内蒙古三维煤化科技有限公司二期14万吨/年甲醇制烯烃项目	分子筛废催化剂	60	厂家回收
		树脂废催化剂	20	厂家回收
		锅炉灰渣	12396	送往园区渣场
		脱硫石膏渣	3080	外售
		生活垃圾	5	园区环卫部门统一处理
10	内蒙古东华能源有限责任公司一期年产 60 万吨甲醇项目	气化灰渣	306700	送园区渣场
		锅炉灰渣	67000	
		锅炉脱硫石膏滤饼	22400	
		污泥	1600	返回气化炉焚烧
		废催化剂	94	厂家回收
		生活垃圾	144	园区环卫部门统一处理
11	内蒙古天润化肥股份有限公司 30 万吨/年合成氨、52 万吨/年尿素项目	气化炉渣	28470	送园区渣场
		灰水处理压滤机细灰渣	13193	
		锅炉灰渣	116064	
		空分废分子筛	11.25	
		废催化剂	6.7t/a+40.5m^3/a+24m^3/次	厂家回收
		生活垃圾	225	园区环卫部门统一处理
12	国电内蒙晶阳能源有限公司年产 3000 吨多晶硅项目	废硅粉	80	-
		湿固体废渣	3046	-
		锅炉渣	45700	-
		废触媒	5	-

2.7.2 已批在建项目污染源排放情况

园区内现有主要的已批在建项目 17 个，项目名称及三废排放情况见表 2.7-4~6，园区拟建项目废水经处理后全部回用，没有废水外排，相关污染源数据来自各项目环境影响评价文件。

表 2.7-4　　已批在建项目废气排放统计表

序号	企业名称	SO_2 排放量（t/a）	NOx 排放量（t/a）	烟粉尘排放量（t/a）
1	中科合成油内蒙古有限公司 48000 吨/年（一期工程 12000 吨/年）煤制油催化剂项目	0	12.67	14.54

2	久泰能源（准格尔）有限公司甲醇深加工项目年产 60 万吨烯烃	385.76	831.22	101.2
3	久泰能源（鄂尔多斯）有限公司年产 50 万吨乙二醇项目	366.96	283.28	143.01
4	鄂尔多斯市西北能源化工有限责任公司年产 20 万吨煤制甲醇项目	437.64	350.5	30.5
5	内蒙古蒙泰不连沟煤业有限责任公司大路 2×300MW 煤矸石综合利用电厂	3760	2918	644
6	鄂尔多斯东源煤铝科技有限公司年产 3000 吨粉煤灰制莫来石、白炭黑项目	0	6.62	6.26
7	内蒙古特弘众普新光源科技有限公司新光源、新材料生产制造基地年产 6000 万片复合导光板项目	0	0	0
8	内蒙古满世能源化工有限责任公司劣质煤综合利用项目	1637.21	1694.66	1227.82
9	内蒙古特弘光学光电材料有限公司新光源新材料生产建设项目	0	0	0
10	内蒙古特弘众普新光源科技有限公司新光源、新材料生产制造基地年产 6000 万片复合导光板项目	0	0	0
11	内蒙古开滦化工有限公司 2×20 万吨/年合成气制乙二醇、2×20 万吨/年煤焦油加氢多联产循环经济项目	458.73	835.15	330.91
12	鄂尔多斯通世泰化工集团有限公司利用大唐粉煤灰提取氧化铝废渣建设 2×4800t/d 熟料水泥生产线	342.02	1490	935.4（粉尘）
13	鄂尔多斯市永杰新材料有限公司年产二十万吨结构板材项目	0	0	0
14	内蒙古开元生态铝业有限公司 40 万吨/年粉煤灰提取氧化铝	542.95	817.58	84.512
15	鄂尔多斯国际陆港一期项目	0	0	0
16	鄂尔多斯市大路工业园区危废处置项目	251.34	444.91	92.54
17	内蒙古准格尔旗动力岛热电机组自备电厂项目	608	808.01	85.02

表 2.7-5　　已批在建项目废水排放统计表

序	项目名称	主要污染物排放量	废水排放

号		COD（t/a）	氨氮（t/a）	去向
1	中科合成油内蒙古有限公司 48000 吨/年（一期工程 12000 吨/年）煤制油催化剂项目	4.02	0.114	园区污水处理厂处理达标后全部回用
2	久泰能源（准格尔）有限公司甲醇深加工项目年产 60 万吨烯烃	64	0.5	
3	久泰能源（鄂尔多斯）有限公司年产 50 万吨乙二醇项目	9.79	1.47	
4	鄂尔多斯市西北能源化工有限责任公司年产 20 万吨煤制甲醇项目	0	0	
5	内蒙古蒙泰不连沟煤业有限责任公司大路 2×300MW 煤矸石综合利用电厂	0	0	
6	鄂尔多斯东源煤铝科技有限公司年产 3000 吨粉煤灰制莫来石、白炭黑项目	0.432	0.05	
7	内蒙古特弘众普新光源科技有限公司新光源、新材料生产制造基地年产 6000 万片复合导光板项目	18.39	1.79	
8	内蒙古满世能源化工有限责任公司劣质煤综合利用项目	0	0	
9	内蒙古特弘光学光电材料有限公司新光源新材料生产建设项目	10.77	0.92	
10	内蒙古特弘众普新光源科技有限公司新光源、新材料生产制造基地年产 6000 万片复合导光板项目	18.39	1.79	
11	内蒙古开滦化工有限公司 2×20 万吨/年合成气制乙二醇、2×20 万吨/年煤焦油加氢多联产循环经济项目	95.52	27.18	
12	鄂尔多斯通世泰化工集团有限公司利用大唐粉煤灰提取氧化铝废渣建设 2×4800t/d 熟料水泥生产线	12.344	1.626	
13	鄂尔多斯市永杰新材料有限公司年产二十万吨结构板材项目	14.4	1.2	
14	内蒙古开元生态铝业有限公司 40 万吨/年粉煤灰提取氧化铝	0	0	
15	鄂尔多斯国际陆港一期项目	0	0	
16	鄂尔多斯市大路工业园区危废处置项目	0	0	
17	内蒙古准格尔旗动力岛热电机组自备电厂项目	0	0	

表 2.7-6　　已批在建项目固体废物排放统计表

序号	企业名称	固废排放情况		
		类　型	排放量（t/a）	处置情况
1	中科合成油内蒙古有限公司 48000 吨/年(一期工程 12000 吨/年）煤制油催化剂项目	金属固渣	39.83	企业回收自行处置不外排
		催化剂废料	60.3	
		半成品废料	288.27	
2	久泰能源（准格尔旗）有限公司甲醇深加工项目	工业固体废物	25.442	送园区渣场
		生活垃圾	211.7	由园区环卫部门统一处理

3	久泰能源（鄂尔多斯）有限公司年产 50 万吨乙二醇项目	滚筒筛筛上大颗粒煤渣	98	返回水煤浆工艺
		煤斗除尘器收集的粉尘	42.77	返回原料系统
		气化粗渣	69840	送园区渣场
		压滤机细灰渣	46560	送本项目锅炉作燃料
		废催化剂	521.11	厂家回收
		1,2-丁二醇混合物	20124	送有资质单位处置
		EG 重组分	2232	
		真空泵更换的废乙二醇	108	回用
		锅炉灰渣	146577	送园区渣场
		脱硫石膏	8616	
		污泥	426	送锅炉焚烧处理
		砂滤填料	7	厂家回收
		超滤及反渗透膜	50 根/3a	厂家回收
		清水浓盐水站结晶盐	4176	外售
		污水浓盐水站结晶盐	1296	送有资质单位处置
		废树脂	35	厂家回收
		生活垃圾		由园区环卫部门统一处理
4	鄂尔多斯市西北能源化工有限责任公司 20 万吨/年煤制甲醇项目	气化炉灰渣	56000	送园区渣场
		锅炉灰渣	51169.4	
		变换废催化剂	20m^3/次	厂家回收
		硫回收废催化剂	7m^3/次	
		甲醇合成废催化剂	30m^3/次	
		生活垃圾	153	由园区环卫部门统一处理
5	内蒙古蒙泰不连沟煤业有限责任公司大路 2×300MW 煤矸石综合利用电厂	灰渣	1432150	综合利用
6	鄂尔多斯东源煤铝科技有限公司年产 3000 吨粉煤灰制莫来石、白炭黑项目	富铁灰	1645	送园区渣场
		苛化渣	2353	外售
		粉尘	106.92	返回生产工艺
		生活垃圾	6	由园区环卫部门统一处理
7	内蒙古特弘众普新光源科技有限公司新光源、新材料生产制造基地年产 6000 万片复合导光板项目	废边角料	4501.4	外售
		废保护膜	284	外售
		废粘尘纸	0.18	集中收集后与生活垃圾一并处理
		研磨工序产生粉尘	89.592	经布袋除尘器处理收集，集中收集后外售

		不合格产品	67445	外售
		废包装材料	1980	外售
		生活垃圾	266	由园区环卫部门统一处理
		废清洗液	1.5	回用于涂布工序
		熔融工段产生的冷凝液	1.278	集中收集储存于专用容器内
		废活性炭	72.31	交由有处理资质的单位集中处理
8	内蒙古满世能源化工有限责任公司劣质煤综合利用项目	空分吸附器废分子筛	164t/次	送制造厂回收
		空分吸附器废氧化铝	92t/次	送制造厂回收
		焦油/尘	104469t/a	返回气化炉
		气化灰渣	883000 t/a	送园区渣场
		一段废催化剂	70×2t/1.5a	厂家回收
		二段废催化剂	100×2t/2.5a	
		三段废催化剂	120×2t/3a	
		四段废催化剂	140×2t/4a	
		液氮洗废分子筛吸附剂	85 m^3/次	
		氨合成废催化剂	968m^3/次	
		硫回收反应废催化剂	25.5m^3/次	
		硫回收废催化剂	30.1m^3/次	
		加氢废催化剂	20m^3/次	
		脱氢反应器废催化剂	8.4m^3/次	
		有机硫废脱硫剂	255t/次	送锅炉房燃烧
		锅炉灰渣	792000 t/a	送园区渣场
		污水处理站生化污泥	4320	送锅炉房燃烧
		生活垃圾	278.4t/a	由园区环卫部门统一处理
9	内蒙古特弘光学光电材料有限公司新光源新材料生产建设项目	切割粉尘	3.55	收集后回用于生产
		边角料	2400	
		不合格产品	4000	
		废活性炭	4.019	送危险废物处置中心处理
		熔融废液	0.176	
		PMMA 颗粒包装袋	45	废品收购站
		焊渣	0.5	送危废处理中心处理
		组装铝框产生的铝屑	0.06	送往废品收购站
		导光板的废弃保护膜	60	定期出售给利用废塑料为原料的厂家
		锁铝背板产生的铝屑	0.06	送往废品收购站
		不合格产品	60000 只	返回导光板厂处理

		废活性炭	0.213	交由有处理资质的单位集中处理
		双面胶包装	0.4	送往废品收购站
		原材料包装	3000	送往废品收购站
		废塑料桶	48 只	厂家回收
		废无尘布及其包装	0.72	由园区环卫部门统一处理
		生活垃圾	248.5	由园区环卫部门统一处理
10	内蒙古特弘众普新光源科技有限公司新光源、新材料生产制造基地年产 6000 万片复合导光板项目	废边角料	4501.4	外售
		废保护膜	284	外售
		废粘尘纸	0.18	集中收集后与生活垃圾一并处理
		研磨工序产生粉尘	89.592	经布袋除尘器处理收集，集中收集后外售
		不合格产品	67445	外售
		废包装材料	1980	外售
		生活垃圾	266	由园区环卫部门统一处理
		废清洗液	1.5	回用于涂布工序
		熔融工段产生的冷凝液	1.278	集中收集储存于专用容器内
		废活性炭	72.31	交由有处理资质的单位集中处理
11	内蒙古开滦化工有限公司 2×20 万吨/年合成气制乙二醇、2×20 万吨/年煤焦油加氢多联产循环经济项目	煤破碎袋式除尘器煤尘	202	返回干馏炉
		半焦冷却器半焦颗粒物	404	外售
		余热锅炉除尘灰	41239	外售
		余热锅炉硫酸钙	8930	外售
		生活垃圾、餐饮垃圾	211.8	由园区环卫部门统一处理
		污水和中水处理站污泥	2500	送园区渣场
		酸性废水处理设施硝酸钙	38711	外售
		危险废物焚烧后产生的灰渣	39375	送园区渣场
		焚烧炉除尘灰	9251	送园区渣场
		集冷塔浊污水沉淀池沉淀泥渣和焦油	91000	送自建的焚烧炉焚烧处理
		焦油分离渣	8000	
		化产品回收系统酸焦油	16	
		焦油原料过滤器过滤细渣	2340	

		贮罐罐底油渣	1000	
		电脱盐预处理灰分、无机盐	2000	
		粗苯再生残渣	160	松焦油罐掺入焦油中
		废变换催化剂	7.2	送上海戊正工程技术有限公司
		废吸附剂	84.4	
		克莱斯炉废催化剂	42.2	
		制乙二醇系统产生的废催化剂、废瓷球等	104	
		加氢反应器废催化剂	11.4	
12	鄂尔多斯通世泰化工集团有限公司利用大唐粉煤灰提取氧化铝废渣建设 2×4800t/d 熟料水泥生产线	生活垃圾	237.6	由园区环卫部门统一处理
		生活污水处理站产生污泥	3.05	作为原料和煤一起参烧
		水处理系统和冷却水沉淀池产生污泥	34.65	作为原料和煤一起参烧
		除尘器收下的粉尘量	1995594.6	回用于生产
		高铝质及粘土废耐火砖	800	掺入熟料中一起粉磨制成水泥
13	鄂尔多斯市永杰新材料有限公司年产二十万吨结构板材项目	制件次品	5600	回收利用
		板材边角料	8400	
		生活垃圾	600	由园区环卫部门统一处理
14	内蒙古开元生态铝业有限公司粉煤灰综合利用示范项目	铁粉渣	15296	外售
		氢氧化铁渣	16348	外售
		苛化渣	244012	返回石灰石煅烧窑
		硅渣	737628	综合利用
		灰渣	150475.5	返回氧化铝生产备、混料系统
		气化炉渣	10895	掺入热风炉燃烧
		细灰	98753	返回氧化铝生产备、混料系统
		尘泥	18	
		焦油	4345	综合利用
		生活垃圾	175	由园区环卫部门统一处理
15	鄂尔多斯国际陆港一期项目	生活垃圾	42	由园区环卫部门统一处理
		储存垃圾	35	
16	鄂尔多斯市大路工业园区危废处置项目	废吸附填料	50	外售
		热解炉灰渣	128	外售
		废活性炭	400	返回至焚烧炉
		飞灰	11200	安全填埋

		无机盐	21700	安全填埋
		无机盐系统回收粉尘	25378	返回生料系统
		填埋场回收粉尘	3.25	返回填埋场填埋
		锅炉灰	9504	返回生料系统
		锅炉渣	6336	外售
		锅炉各系统除尘灰	24790	返回锅炉系统燃烧
		生活垃圾	66	由园区环卫部门统一处理
17	内蒙古准格尔旗动力岛热电机组自备电厂项目	灰渣	49.8	全部综合利用
		石子煤	1.1	全部综合利用
		硫酸铵	6.38	全部综合利用

3 现有工程回顾性评价

3.1 企业基本情况

内蒙古伊泰煤制油有限责任公司创立于 2006 年 3 月，是由内蒙古伊泰集团有限公司及其核心控股的内蒙古伊泰煤炭股份有限公司联合组建的股份制企业，公司注册资本为 15 亿元人民币。

内蒙古伊泰集团有限公司是以煤炭生产、经营为主业，以铁路运输、煤制油为产业延伸的大型综合能源企业。公司位列中国企业 500 强第 237 位、全国煤炭企业百强第 19 位和内蒙古自治区煤炭 50 强之首。2012 年生产煤炭 5991 万吨，销售煤炭 7960 万吨，实现营业收入 450 亿元，实现利税 150 亿元，截止 2013 年 7 月公司总资产为 768 亿元。公司下属的内蒙古伊泰煤炭股份有限公司为煤炭行业首家 B+H 股上市公司。

内蒙古伊泰煤制油有限责任公司承担内蒙古伊泰集团有限公司煤制油项目的建设和运营。公司于 2006 年 5 月在内蒙古自治区鄂尔多斯市大路工业区开工建设国内第一个 16 万吨/年煤间接液化示范厂，并于 2009 年成功投料试车。截止到 2015 年 8 月，已连续稳定运行 47886 小时，总计产油 92.4 万吨。

内蒙古伊泰煤制油有限责任公司年产 48 万吨/年煤基合成油项目一期 16 万吨/年工程（以下简称现有工程）属于自有知识产权技术产业化示范工程，是国内第一套煤炭间接液化工业化装置。该工程的具体位置见第 2 章 2.1-2 区域位置图。

3.2 现有工程概况

3.2.1 现有工程历史沿革

⑴内蒙古伊泰煤制油有限责任公司年产 48 万吨/年煤基合成油项目一期 16 万吨/年工程

《内蒙古伊泰煤制油有限责任公司 48 万吨/年煤基合成油项目一期 16 万吨/年建设项目环境影响报告书》由内蒙古自治区环境科学研究院于 2005 年 12 月编制完成。2006 年 2 月 20 日内蒙古自治区环境保护局以“内环字[2006]35 号”文对该项目环评报告书进行了批复。2009 年 3 月 26 日内蒙古自治区环境保护厅以

内环字[2009]32 号文对该项目一期工程做出了试生产的审查意见。2009 年 9 月 17 日内蒙古自治区环境保护厅以内环字[2009]43 号文对该项目一期工程做出了试生产延期的审查意见。内蒙古自治区环境科学研究院于 2009 年 9 月完成了《内蒙古伊泰煤制油有限责任公司年产 48 万吨（一期 16 万吨/年）煤制油环评变更报告》的编制。2010 年 7 月 12 日内蒙古自治区环境保护厅以“内环字[2010]139 号”文对该项目环评变更报告进行了批复。2010 年 12 月 21 日内蒙古自治区环境保护厅以“内环验[2010]102 号”文对该项目竣工环保验收提出验收意见。

⑵内蒙古伊泰煤制油有限责任公司 2×200t/h 锅炉烟气脱硫工程

由于现有工程锅炉执行的《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2003）已被《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2011）取代，现有工程锅炉排放的二氧化硫及烟尘浓度不能满足新标准的要求，需要对现有锅炉进行改造。在此基础上，内蒙古伊泰煤制油有限责任公司 2×200t/h 锅炉烟气脱硫工程在 2013 年 5 月 23 日由准格尔旗大路新区发展局以“准大发字【2013】57 号文”同意开展前期工作，环评报告于 2014 年 12 月 8 日由鄂尔多斯市环境保护局以“鄂环评字【2014】205 号”批复，目前已建成投用。

⑶内蒙古伊泰煤制油有限责任公司 300m^3/h 外排污水净化回用项目

根据国家及自治区环保监管部门减排的政策及园区管委会【准大管发（2012）5 号】文件要求各企业要在现有废水排量的基础上减排 50% 的要求，现有工程仅有 80 m^3/h 的外排废水指标。在此基础上，内蒙古伊泰煤制油有限责任公司 300m^3/h 外排污水净化回用项目 2013 年 5 月 23 日由准格尔旗大路新区发展局以“准大发字【2013】56 号文”同意开展前期工作，环评报告于 2014 年 7 月 4 日由鄂尔多斯市环境保护局以“鄂环评字【2014】122 号”批复，目前已建成投用。

⑷内蒙古伊泰煤制油有限责任公司费托合成水综合利用项目

为优化生产工艺，伊泰煤制油有限公司决定建设合成水综合利用项目。2013 年 5 月 23 日，准格尔旗大路新区发展局以“准大发字【2013】54 号文”同意内蒙古伊泰煤制油有限责任公司费托合成水综合利用项目备案，环评报告于 2013 年 7 月 9 日由鄂尔多斯市环境保护局以“鄂环评字【2013】245 号”批复，目前已建成，正在调试阶段，尚未投用。

3.2.2 生产规模及产品方案

现有工程主要产品为石脑油、柴油、LPG，副产品为硫磺。现有工程生产规模及产品方案见表 3.2-1。

表 3.2-1　　生产规模及产品方案

生产规模	产品类型	产品名称	产量（t/a）	年操作时间	去向
16 万吨/年煤基合成油	主产品	石脑油	47520	8000 小时	外售
		柴油	94320	8000 小时	外售
		LPG	24880	8000 小时	外售
	副产品	硫磺	1226	8000 小时	外售

3.2.3 项目组成

现有工程包括备煤及煤浆制备装置、空分装置、气化装置、渣水处理装置、变换装置、酸性气体脱除装置、硫回收装置、F-T 合成装置、脱碳装置、油洗装置、油品加工装置、制冷装置、公用工程及辅助工程等。现有工程项目规模、工艺技术路线及组成见表 3.2-2。

3.2.4 总图布置

现有工程厂区总占地面积 47.3 公顷，由南到北分成两大功能区，南侧为公用工程及辅助设施区，中部为主生产工艺区，北侧为预留的主生产工艺区。主生产工艺功能区自北向南依次为空分、锅炉、气化、净化装置，合成、油品加工、油洗、氢回收布置在厂区东侧。各功能区之间根据化工企业厂区通道宽度要求，留有足够的安全距离，并采用道路相连。现有工程总平面布置图见图 3.2-1。

表 3.2-2 现有工程项目组成表

序号	名称	规模（万吨/年）	工艺技术	主要内容	备注
1	**生产装置**				
1.1	备煤及煤浆制备装置	原料煤 68.38	封闭结构煤棚。 原料煤在磨机中与水、添加剂、pH 值调节剂共磨制浆。	备煤包括原料煤卸煤、储存及输送。煤浆制备装置制备的煤浆供气化装置使用。	
1.2	空分装置	52000Nm^3/h。	采用法国液空公司成套空分装置，分子筛净化、增压膨胀流程	为项目提供氧气、氮气和空气。	
1.3	气化装置	粗合成气 293518Nm^3/h	采用西北化工研究院的多元料浆气化工艺技术	以煤、氧气、蒸汽为原料，生产含 $CO+H_2$ 的粗煤气。包括料浆的贮存、气化炉加压供料、喷嘴冷却水单元、粗煤气的激冷洗涤、气化炉排渣及渣处理单元。	
1.4	渣水处理装置	-		包括黑水闪蒸单元、黑水沉淀处理单元、细渣过滤单元、灰水循环及脱氧单元。	
1.5	变换装置	变换气 173063 Nm^3/h	采用一段耐硫变换工艺流程。	通过部分变换，调整 CO 和 H_2 的比例。	
1.6	酸性气脱除装置	净化气 76154 Nm^3/h	采用上海国际化建工程咨询公司低温甲醇洗 RECTISOL 成套工艺。	脱除变换气和未变换气中的 H_2S、COS、CO_2 等杂质。该装置包括原料气冷却、H_2S/CO_2 吸收、闪蒸再生和 H_2S 浓缩、热再生、甲醇水精馏、尾气洗涤塔单元。	
1.7	硫回收装置	0.13	采用络合铁脱硫工艺技术，	以富含 H_2S 的酸气为原料，生产液体硫磺。	
1.8	F-T 合成装置	16	采用费托合成技术。	以合成气为原料，合成重质蜡等产物。该装置由反应部分、过滤蜡部分、过滤反吹及清洗部分、浆态床反应器的取热系统等组成。	
1.9	脱碳装置	处理合成尾气 80465 Nm^3/h	采用变压再生（热钾碱吸收）工艺。	脱除合成油循环气中的二氧化碳	
1.10	油洗装置	处理脱碳净化气 8746 Nm^3/h	采用低温油洗工艺。	通过低温油洗回收 C2 以上烃类物料	

序号	名称	规模（万吨/年）	工艺技术	主要内容	备注
1.11	油品加工装置	16	采用加氢精馏工艺。	包括反应单元和分馏单元。	
1.12	氢回收装置	420 Nm^3/h 氢气	采用 PSA 工艺。	为油品加工装置提供氢气。	
1.13	制冷装置	-	采用氨制冷。	为变换装置提供冷量。	
1.14	合成水处理装置	30t/h 合成水	采用中和、蒸馏、膜分离技术以及混醇脱水分离技术	处理规模为 30t/h 合成水。 ，实现了合成废水的处理和循环使用。	2013 年技改项目，已建成，正在调试阶段。
2	**公用工程及辅助设施**				
2.1	仓库及罐区	-	-	包括设备材料仓库、固体物料仓库、液体物料罐区、临时储存库、中间罐区。	
2.2	锅炉	2×200t/h	循环流化床锅炉	采用两台 200t/h 循环流化床锅炉，一开一备，配有布袋除尘。	
2.3	循环水站	3×4500m^3/h	开式循环水	包括三座冷却塔，单塔冷却水量 4500m^3/h，共计 13500 m^3/h	
2.4	化学水站	280 m^3/h	采用超滤+反渗透工艺	采用超滤+反渗透工艺，处理规模为 280 m^3/h。	
2.5	给水系统	新鲜水量消耗 320.9m^3/h	-	现有工程生产水水源为黄河水，大路工业园统一建设黄河取水口及净水厂，黄河水源预处理后进入净水厂进行处理，使之达到工业用水水质要求，而后加压提升供整个煤化工基地内各工业企业的工业用水。生活水由大路新区的城市自来水系统供给。	
2.6	排水系统	-	-	分为生产废水排水系统、生活污水排水系统、清净废水—雨水排水系统。	
2.7	空压站和氮气站	-	-	空压站包括 3 台 2400m^3/h 活塞式空气压缩机（2 开 1 备）；氮气站设置一个 30m^3 的液氮贮罐。	
2.8	火炬系统	-	-	设置 2 个火炬，分别为事故火炬和酸性气体火炬。	

序号	名称	规模（万吨/年）	工艺技术	主要内容	备注
2.9	其它	-	-	包括供配电系统、电讯系统、消防系统、分析化验中心、中央控制楼、装卸站等。	
4	**环保设施**				
4.1	污水处理场	设计处理水量为 $100m^3/h$	采用预处理+二级生化处理+深度处理，二级生化处理采用 SDN（强制硝化/反硝化）工艺。	包括预处理单元、生化处理单元及深度处理单元。	
4.2	中水回用装置	处理规模 $300m^3/h$	采用次生膜+预留活性炭过滤+反渗透工艺	处理污水处理场排水、循环水排污及化学水站浓盐水，处理后的高浓盐水送园区蒸发塘。	2014 年技改项目，已建成投用
4.3	锅炉烟气脱硫	-	循环流化床干法脱硫	包括一套脱硫塔及相关设施，脱硫效率≥90%，SO_2 排放浓度≤$200mg/Nm^3$	2014 年技改项目，已建成投用
5	**依托环保设施**				
5.1	园区污水处理厂	3.00 万 m^3/d 生产生活污水，10000 m^3/d 含盐废水。	包括污水处理场及蒸发塘。 ①污水处理场采用初沉、预曝气调节、升流式水解、推流式曝气、二次沉淀、CASS 曝气加污水深度处理（溶气气浮加过滤）及消毒的生化处理工艺路线。 ②蒸发塘占地面积 32 公顷，分 7 格并采用阶梯式布置，其中 4 座容积 12 万 m^3，1 座容积 27 万 m^3，1 座容积 18 万 m^3，1 座容积 19 万 m^3。	包括污水处理厂及蒸发塘，现有工程中水回用装置排水送园区蒸发塘。	
5.2	园区现有渣场	设计容积为 $1700\times10^4m^3$	山谷型填埋场	本项目产生的锅炉灰渣及废煤矸石直接用车运至园区渣场填埋。	

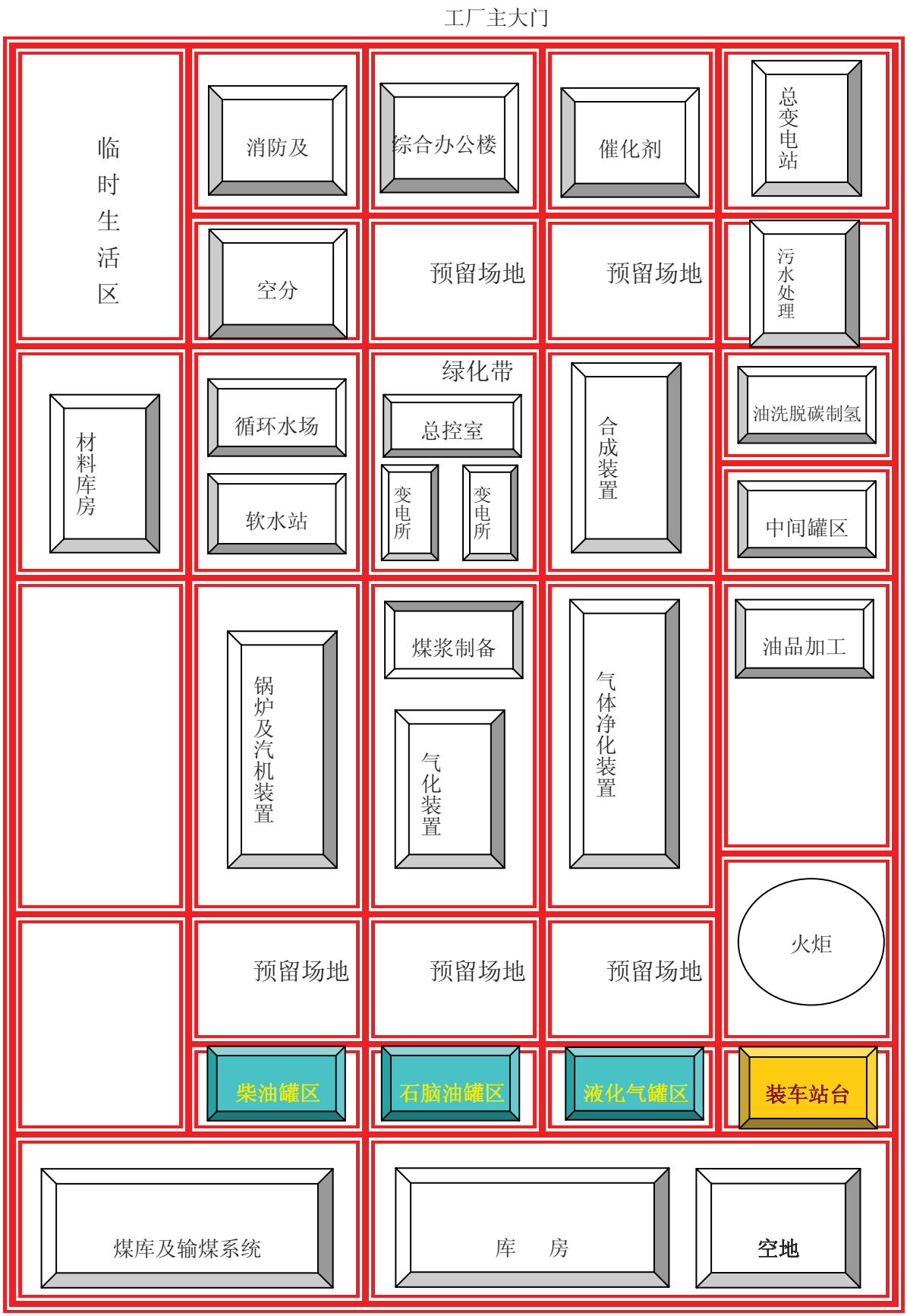


图 3.2-1　现有工程总平面布置

3.2.5 主要原辅材料及公用工程消耗

现有工程的主要原料为煤，原料煤来自伊泰集团宏景塔、纳林庙煤矿，燃料煤来自阳湾沟煤矿，原料煤及燃料煤规格见表 3.2-3，原辅材料消耗量见表 3.2-4，公用工程消耗见表 3.2-5。现有工程工艺过程中所需燃料气为本厂副产尾气，通过管道输送至各工段。

表 3.2-3　　原料煤及燃料煤规格

项目		设计值	原料煤	燃料煤
			2015	2015
工业分析（%）	挥发分	29.03	31.00	23.73
	灰 分	5.28	8.65	30.59
	固定碳	57.08	57.06	44.13
	Mt	9.98	17.55	11.37
	Mad	8.61	3.31	1.54
	CRC	1	-	-
元素分析 (ad %)	Cad	69.74	-	-
	Had	4.00	-	-
	Nad	0.77	-	-
	St,ad	0.12	0.20	0.84
	Oad	11.48	-	-
灰熔点（℃）	DT	1290	1166	1146
	ST	1340	1207	1287
	HT	1350	1214	1302
	FT	1360	1248	1298
灰组成（%）	SiO_2	26.55	49.56	-
	Al_2O_3	12.93	16.29	-
	Fe_2O_3	5.52	8.48	-
	CaO	38.56	14.42	-
	MgO	2.62	-	-
	TiO_2	0.68	-	-
	SO_3	5.21	-	-
	K_2O	0.04	-	-
	Na_2O	0.66	-	-
热值（Qgr,ad kcal/kg）		6515	5498	4182
注：设计值数据为环评报告数据，环评报告中原料煤与燃料煤煤质规格相同；2015 年数据为 2015 年 1 月~8 月煤质量日报表平均值				

表 3.2-4　　现有工程原辅料消耗表

序号	名称	单位	消耗定额/t 产品	年消耗量	来源
1	**原料**				
1.1	原料煤	t	4.27	68.38×10^{4}	宏景塔煤矿 纳林庙煤矿
1.2	燃料煤	t	1.69	27.01×10^{4}	阳湾沟煤矿
2	**辅助材料**				
2.1	合成催化剂	t	2.70×10^{-3}	432	外购
2.2	其它催化剂	t	4.14×10^{-4}	66.3	外购
2.3	烧碱	t	7.45×10^{-3}	1192.2	外购
2.4	盐酸	t	8.45×10^{-3}	1351.2	外购
2.5	甲醇	t	2.35×10^{-3}	375.2	外购
2.6	液氨	t	5.00×10^{-3}	800	外购
2.7	其他化学品	t	2.89×10^{-4}	46.2	外购

表 3.2-5　　现有工程公用工程消耗

项目	单位	消耗
新鲜水	t/h	314.9（生产水） 6（生活水）
循环水	t/h	13659.5
除盐水	t/h	397.3
除氧水	t/h	280max
9.8MPa 蒸汽	t/h	137
6.0MPa 蒸汽	t/h	8.5
1.5MPa 蒸汽	t/h	131.5
0.5MPa 蒸汽	t/h	103
供电	KW	15859
全厂仪表空气	Nm^3/h	3200
压缩空气	Nm^3/h	3900max
空气	Nm^3/h	1500

3.2.6 工艺流程简述

现有工程以煤为原料，采用“多元料浆气化+耐硫变换+低温甲醇洗净化+FT 合成+油品加工”为框架的总工艺路线，采用西北化工研究院的多元料浆气化工艺及中科院山西煤化所合成油品工程研究中心自主研发的浆态床 F-T 合成油技

术，为国内第一套自主知识产权为主的 16 万吨/年合成油工业装置。

⑴ 备煤与煤浆制备装置

汽车运入的原料煤直接进入干煤棚卸车，然后经过除铁、筛分、破碎等工序后通过输煤栈桥分别送往 CFB 锅炉和气化装置。翻车机受煤槽、除铁筛分设备、破碎机、煤储斗内粉尘经袋式过滤器过滤除尘后放空，除铁筛分及皮带输送机产生的废煤矸石送园区现有渣场填埋。

备煤工段来的原料煤在磨机中与水、添加剂、pH 值调节剂一次共磨制浆，达到要求的粒度分布。磨机溢流出的料浆经筛除大颗粒、均化后送入气化系统的料浆贮槽供气化用。制浆用水为来自 F-T 合成装置废水。

⑵空分装置

空分装置的作用是提供气化装置所需的氧气，以及备煤装置和公用工程所需的氮气，采用分子筛净化、增压膨胀流程。空分装置产生的废分子筛等送填埋场填埋。

⑶气化装置

气化装置工艺采用西北化工研究院的多元料浆气化工艺技术，包括料浆的贮存、气化炉加压供料、喷嘴冷却水单元、粗煤气的激冷洗涤、气化炉排渣及渣处理单元。其主要工艺流程如下：

来自料浆制备系统的料浆和来自空分装置的氧气进入气化炉进行气化反应，生成以 CO、H_2 和 CO_2 为主要成分的粗煤气。气化反应生成粗煤气及少量的其它物质（包括氯化物、硫化物、氮气、氩气及甲烷等）、液态熔渣及细灰颗粒等。气化原料中的未转化组份和由部分灰形成的液态熔渣与生成的粗煤气一起并流进入气化炉下部的激冷室，进行淬冷、降温，熔渣在沉入气化炉底部水浴；粗煤气与水直接接触进行冷却，大部分细灰留在水中，激冷后的粗煤气送往文丘里洗涤器和洗涤塔。

激冷水中较大固体颗粒经黑水过滤器除去。黑水连续排出送往渣水处理系统。回收的灰水返回气化系统使用。沉积在气化炉激冷室底部的粗渣及其它固体颗粒，由锁斗系统定期自动排放渣池，由捞渣机捞出外排。

出气化炉的粗煤气进入文丘里洗涤器和洗涤塔。粗煤气与来激冷水泵的水经文丘里管混合，细灰在此被水浸湿，在洗涤塔中从粗煤气中除去。湿粗煤气进入

洗涤塔，夹带的大部分细灰在此从粗煤气中除去。粗煤气进入洗涤塔顶部的塔板，来自变换工艺热冷凝液将粗煤气中残留的细灰洗涤下来。粗煤气夹带的水滴在塔板上方的除沫器中分离下来。基本上不含细灰的粗煤气出洗涤塔送到变换系统。

洗涤塔底部排出的黑水，送入渣水处理系统处理。在渣水处理系统中，黑水经闪蒸、冷凝和液固分离。灰水再经过预热返回到洗涤塔，以维持洗涤塔的液位。洗涤塔底部黑水出口一部分水经激冷水泵向气化炉激冷环及文丘里洗涤器供水，一部分送渣水处理系统。部分灰水送污水处理场，真空带式过滤机过滤后产生的细渣出厂综合利用。

⑷变换装置

变换单元采用一段耐硫变换工艺流程，工艺流程如下：

来自气化单元的粗合成气首先分离冷凝液，分离出的冷凝液送污水处理场处理，气体进入预变换炉，预变换炉产生废催化剂定期排出。约 1/3 粗合成气进入变换炉，降低 CO、H_2 含量，混合后的变换工艺气 CO/H_2 调节在 1.3～1.4 范围内，进入净化气加热器。加热后的净化气进入低压废热锅炉，低压废热锅炉产生低压饱和蒸汽和锅炉排污水。净化气再进入变换气第二分离器，脱除的冷凝液送气化装置，净化气经净化气预热器预热后进入变换气第三分离器，脱除的冷凝液送锅炉给水加热器，变换气进入第四分离器,脱除的冷凝液送变换气水冷器，变换气进入变换气第五分离器，脱除工艺冷凝液后，变换气进入酸性气体脱除装置。

变换器第三、第四、第五分离器产生的酸性废水与酸性气体脱除装置甲醇/水分馏塔的工艺废水混合后送氨汽提塔，经氨汽提塔汽提后废气送火炬燃烧处理，工艺凝液返回气化装置洗涤塔，氨汽提塔连续排放的废水送污水处理场处理。

来自酸性气体脱除装置的净化工艺气进入净化气加热器，温度达到 ZnO 脱硫剂的活性温度，进入 ZnO 脱硫槽，保证净化工艺气总硫达<0.1ppm,定期排出废催化剂。净化后的工艺气去油品合成装置作为合成原料气。

⑸酸性气脱除装置

① 原料气冷却

来自变换装置的变换气作为原料气进入氨洗涤塔。氨洗涤塔采用锅炉给水洗涤原料气，以降低原料气中 NH_3 和 HCN 含量。洗涤后的洗涤水返回变换装置。从氨洗涤塔出来的原料气进入 H_2S 吸收塔。

②H_2S/CO_2 吸收

原料气进入 H_2S 吸收塔下部预洗除去原料气中微量 NH_3 和 HCN 等物质。预洗后的甲醇从在预洗闪蒸罐闪蒸再生。经甲醇预洗洗涤后的气体进入 H_2S 吸收塔上部主洗段。来自 CO_2 吸收塔塔底的 CO_2 饱和甲醇在 H_2S 吸收塔主洗段洗涤 H_2S 和 COS。气体脱硫后从 H_2S 吸收塔塔顶进入 CO_2 吸收塔下部的 CO_2 洗涤冷却段。

在 CO_2 吸收塔中，气体吸收采用再吸收塔来的闪蒸再生的冷甲醇作为主洗甲醇，热再生塔来的热再生的冷甲醇作为精洗甲醇。 CO_2 吸收塔塔顶净化气换热、回收冷量后送至 F-T 合成装置。

③闪蒸再生和 H_2S 浓缩

来自 CO_2 吸收塔底部的部分甲醇富液返回到 H_2S 吸收塔的顶部。其余甲醇送至中压闪蒸塔的上部。在中压闪蒸塔，甲醇溶液在中压下闪蒸，回收溶解的 H_2 和 CO，部分 CO_2 被闪蒸出来。闪蒸气体送至塔的下部洗涤吸收，以降低闪蒸气中 CO_2 含量。

从中压闪蒸塔上段出来的富 CO_2 甲醇送至再吸收塔上段的中部，在中压闪蒸塔中甲醇溶液闪蒸，放出不含硫的 CO_2，CO_2 气复热后与再吸收塔塔顶闪蒸出来的 CO_2 产品混合，回收冷量后送至尾气洗涤塔。

预洗闪蒸罐甲醇和再吸收塔塔底甲醇换热冷却后，送至再吸收塔上段的上部，作为含硫闪蒸气体的再吸收介质，以净化从含硫甲醇中闪蒸出来的 CO_2 产品气。离开再吸收塔顶部的 CO_2 产品送至尾气洗涤塔。

④热再生

预洗闪蒸罐的富硫甲醇进入热再生塔上部的热闪蒸段。热闪蒸放出来的气体冷却、换热后，送入再吸收塔下段以加强甲醇中硫的富集。从热再生塔热再生段顶部出来的甲醇蒸汽/气体混合物通过换热器冷凝甲醇，产生的酸性气送硫回收装置。完全再生的甲醇收集冷却后返回到 CO_2 吸收塔的塔顶。

⑤甲醇水精馏

从热再生塔水富集段底部抽出水富集段的甲醇溶液，加入到甲醇/水分馏塔，精馏分离甲醇和水以保持主甲醇循环回路中的水含量在较低的水平。

甲醇/水分馏塔塔顶部的甲醇蒸汽进入热再生塔作为汽提介质。塔底产生的水冷却后，一部分送至尾气洗涤塔，一部分送至变换装置。

⑥尾气洗涤塔

甲醇/水分馏塔底部的一部分水与补充脱盐水混合作为尾气洗涤塔的洗涤水。来自再吸收塔的尾气在尾气洗涤塔中用洗涤水洗涤从而降低甲醇含量。洗涤后的尾气通过 20 米的排气筒排至大气。尾气洗涤塔塔底的甲醇水返回水分馏塔进行甲醇水分离。

⑹硫回收装置

从酸性气脱除装置来的酸性气被络合铁脱硫液自吸进入喷射吸收塔上部，脱除了硫化氢的尾气送火炬燃烧排放，二期工程建成后硫回收尾气送二期硫回收装置处理。

络合铁脱硫富液进入富液槽，经富液泵打入吸收液再生塔与空气充分混合，经反应后进入吸收液再生塔，在再生塔内进一步氧化再生，再生后的贫液从再生塔上部溢流进入贫液槽，由贫液泵升压送入喷射吸收塔、填料吸收塔循环吸收。

吸收液再生塔内析出的元素硫悬浮于吸收液再生塔顶部的环形槽内，并溢流进入中间槽，再由硫泡沫泵送入硫泡沫槽，经离心过滤机过滤后进熔硫釜回收硫磺。

⑺F-T 合成装置

①反应部分

来自酸性气脱除装置的合成气加热进入浆态床反应器。进入浆态床反应器的合成气通过含有催化剂的床层进行 F-T 合成反应，并定期排出废催化剂。反应生成的轻质烃类化合物、合成水和未反应的合成气以气相形式从反应器的顶部导出，反应产生的重质烃类送至重质蜡气液分离罐。

从反应器顶部导出的反应产物进入重质馏分油分离器进行气液分离，分离出的重质馏分油减压后进入重质馏分油减压罐。重质馏分油分离器的气相进入轻质馏分油分离器进行气液分离，气相送至释放气缓冲罐。轻质馏分油分离器的液相减压后，进入油水分离器进行油水分离，分离出的轻质馏分油送到中间罐区；分离出的废水送回煤浆制备装置再次利用，待合成水处理装置正式运行后，FT 合成水先进入合成水处理装置分离混醇，处理后的合成水送煤浆制备装置。

②过滤蜡部分

从浆态床反应器浆液中分离出的重质蜡携带部分合成气进入重质蜡气液分

离罐进行气液分离。重质蜡进行气液分离后从减压罐下部流出送到中间罐区，气相从减压罐顶部流出冷却后与重质馏分油释放气混合。

从重质蜡气液分离罐释放出的气体进入重质馏分油减压罐进行气液分离，液相重质馏分油送到中间罐区；气相冷却后与重质蜡释放气混合冷却后，再与轻质馏分油释放气混合进入释放气缓冲罐，分离出少量携带的液体进入油水分离器，气体升压后进入凝液分离罐进行分离。分离出的液体油相产物送回浆态床反应器入口；水相减压后进入油水分离器；分离液体后的气体送脱碳装置。

③过滤反吹及清洗部分

进入反吹气压缩机的脱碳尾气，升压后加热进入反吹气缓冲罐，保持恒压备用。反吹气缓冲罐压力超过设定时通过压力调节送入循环气管道进入反应器进料系统。精过滤及催化剂替换蜡过滤的反吹气来自反吹气缓冲罐，反洗液来自清洗重柴泵。

④浆态床反应器的取热系统

浆态床反应器通过上下两段换热系统将反应热移出。从浆态床反应器蒸汽发生器来的高温高压水换热后排出的饱和蒸汽通过蒸汽过热炉，过热后送入蒸汽管网。蒸汽过热炉产生的废气送至大气。

⑻脱碳装置

F-T 合成装置循环气进入水洗塔，脱出有机氧化物后进入 CO_2 吸收塔底，水洗塔塔底排水送 F-T 合成装置油水分离器。在 CO_2 吸收塔塔内 CO_2 含量降到约 1.5%，送去压缩。

从 CO_2 吸收塔底出来的富液进入富液闪蒸槽一级闪蒸，闪蒸出一部分工艺气体，其中大部分是 CO、H_2 和烃类气体，闪蒸气洗涤出 CO_2 后送出回收利用。一级闪蒸后的富液引入加压再生塔顶部的闪蒸段进行二级闪蒸，闪蒸气大部分是 CO_2 和水汽。闪蒸后大部分溶液经进入常压再生塔进一步解吸再生形成半贫液；少部分溶液流入加压再生塔中部的汽提段充分再生形成贫液。贫液出塔经管线进入贫液闪蒸槽，汽提蒸汽经管线引入常压再生塔底部供半贫液汽提再生，闪蒸后贫液温度降低,进入 CO_2 吸收塔上部。从常压再生塔底出来的半贫液进入 CO_2 吸收塔中从加压再生塔顶出来的再生气作为动力气，去抽吸常压再生塔顶部出来的被吸气，喷射器出来的再生废气送至大气。

⑼油洗装置

油品加工装置来的加氢富气压缩后与来自解吸塔顶的解吸气体混合冷却后，再与吸收塔底富吸收剂和脱碳净化气混合后进入油气分离罐，同时来自于 F-T 合成装置的凝缩油进入油气分离罐，分离出富气、凝缩油和水。凝缩油至解吸塔；油气分离器分离出的富气与来自于脱碳装置的脱碳净化气混合经多次冷却脱水后至-40℃进入吸收塔下部。

从再生塔底抽出的再生吸收剂经换热冷却后进入吸收塔顶，与下部上升的富气逆流接触，富气中的轻组分被吸收下来，在吸收塔顶部以干气形式排出送至 PSA 单元进行变压吸附制氢。

油气分离罐底部抽出的液相组分进入解吸塔顶作为回流液。解吸塔顶气出装置后回收冷量，并与富气压缩机后的富气汇合，解吸塔底的富吸收剂进入稳定塔中部。

稳定塔顶气体经冷凝冷却后的液化气作为产品送出装置。稳定塔底油一部分经塔底重沸器返回系统，另一部分经液控阀自压进入再生塔。

再生塔塔顶油气经冷凝冷却后，冷凝液石脑油一部分作为再生塔回流，另一部分与塔底抽出石脑油汇合一并送至油品加工装置。吸收剂自再生塔底出来一部分经再生塔底重沸器返回系统；另一部分经冷却后送至吸收塔循环使用；还有一部分被抽出的塔底吸收剂与塔顶冷凝石脑油汇合后送至油品加工装置。

⑽氢回收装置

油洗装置油洗干气及油品加工装置加氢富气送氢回收装置制氢，PSA 单元采用变压吸附制氢，吸附后的产品氢气进入全厂氢气管网，解析气经过稳压后送出作为燃料气。

⑾油品加工装置

①反应部分

来自界区的轻质馏分油和油洗石脑油，进入轻质馏分油缓冲罐；来自界区的重质蜡，进入重质蜡缓冲罐；来自界区的重质馏分油进入重质馏分油缓冲罐。轻质馏分油和油洗石脑油与重质馏分油混合，再与循环氢和与新氢混合后，进入加氢预精制反应器进行加氢预精制反应。

重质蜡先与预精制反应产物混合，再与从循环氢和与新氢混合后，进入精制

反应进料加热炉加热后再进入加氢精制反应器进行加氢精制反应。精制反应进料加热炉产生的废气排至大气。

精制反应产物进入精制反应产物热高压分离器中进行油、气两相分离。液体进入热低压分离器，气体冷却后入精制反应产物冷高压分离器。分离出的污水送污水处理场处理，冷高分液相生成物经减压后入冷低压分离器。

精制反应产物冷高压分离器气相与减压分馏系统来的循环油混合，换热后进入裂化反应进料加热炉加热，进入加氢裂化反应器进行加氢裂化反应。裂化反应进料加热炉产生的废气排至大气。

加氢裂化反应器生成物在高压分离器中进行油、气两相分离。液体经减压后进入热低压分离器；气体进入裂化反应产物冷高压分离器，在高压分离器中进行油、气、水三相分离。其气相分离后作为循环氢循环使用，分离出的污水送污水处理场处理。

从热低压分离器分出的溶解气经热低分气水冷器至冷低压分离器，其气相至燃料气管网，液相冷低分油与精制生成油换热后与热低压分离器分出的生成油混合，进入分馏系统。

从界区输送来的氢气进入新氢压缩机。升压后的新氢与循环氢混合，为反应混氢。多余部分经新氢返回冷却器冷却后返回至新氢入口分液罐，以调节反应系统压力。

②分馏部分

冷低分生成油换热后与热低分油混合进入分馏加热炉升温后，进分馏塔，分馏塔侧线抽出进柴油气提塔分离后柴油至罐区。分馏塔气相冷却分离后石脑油至罐区。产品分馏塔底油进入减压塔，塔顶油气冷却后进入减顶分水罐进行气液分离，气相经真空泵抽出后排入大气。

⑿氨制冷装置

酸性气体脱除、油洗单元及氨蒸汽增压机来的三股气氨混合后进入吸收器，被由溶液热交换器来的稀氨水吸收为浓氨水，自流进入浓氨水贮槽。浓氨水与来自精馏塔塔釜稀氨水换热，升到 125.7℃，进入精馏塔中部进行精馏。蒸出的气氨进入氨空冷器冷凝为液氨，进入液氨贮槽，然后液氨由此送到用户。

来自变换单元的变换气为精馏氨水提供热源，降温后的变换气返回变换单

元。分离得到的酸性水送到气化单元。由精馏塔出来的氨水经再沸器蒸出气氨及稀氨水混合液，返回到精馏塔。稀氨水由塔底出来进入溶液热交换器。整个装置形成气氨吸收，浓氨水精馏，冷凝液氨的循环系统，为用户提供冷量。

⑿合成水处理装置

合成水处理装置为现有工程 2013 年的技改项目，主要目的为优化工艺流程，回收合成水中含氧化合物，提高伊泰煤制油水资源的综合利用，增加企业产品收益，减少水排放，降低环境污染，同时为二期煤制油项目合成水综合利用提供技术支撑，目前该装置已建成，由于此项目为实验装置，仍需改造，目前处于调试阶段，尚未正常运行。

该装置由除油单元、中和单元、脱醇单元、膜分离单元、混醇脱水单元五部分组成。

① 除油单元

含油量 1000ppm 的合成水进入除油装置，通过聚结器和活性炭吸附装置脱除合成水油分，,除油完成后含油量为小于 5ppm 的合成水进入中和反应器。

② 中和单元

添加剂石灰乳与来除油装置合成水按比例混合，送到中和反应器，在中和水 PH 值接近 7 时，稀释槽稀释好的 1%氢氧化钠溶液通过手动调节自流入中和反应器，调整中和水的 PH 值在 7-8 之间。中和水进入进行醇水分离塔，混醇从塔顶导出，脱醇合成水从塔底输出。

③ 脱醇单元

分离塔顶部导出的混醇气冷却后进入塔顶回流罐进行气液分离。一部分混醇回醇分离塔进行回流，另一部分进入混醇分离装置。塔底输出的脱醇合成水加热成气水混合物进入醇分离塔，另一部分脱醇合成水冷却后进入膜分离单元。

④ 膜分离单元

脱醇塔底部料液由 RO 给水泵提升并与二级膜分离产浓水的一部分、一级膜分离产浓水的一部分汇合后通过后进入一级反渗透膜分离单元。一级反渗透膜分离浓水后设置一套浓缩级反渗透膜分离装置，一级反渗透浓水自流入一级浓水箱，浓缩增压后进入浓缩反渗透膜分离。一级反渗透膜分离产水和浓缩级反渗透膜分离产水混合，进入二级反渗透膜分离。

设计在线式 $CaCO_3$ 投加装置，将二级 RO 系统进水的 pH 值保持在≥7，目的在于将进水中剩余的有机酸分子转化为有机酸钙盐，保证二级 RO 系统的物质截留率和出水水质。

⑤ 混醇脱水单元

来自混醇储罐 1 含水混醇送至脱轻塔进行轻、重组分分离，轻组分进入脱轻塔冷凝器进行冷却，冷却后的混醇一部分打回脱轻塔进行回流；另一部分的混醇进入混醇储罐 2。

脱轻塔底含水重组分一部分进入加热成气水混合物（86.3℃）后返回脱轻塔；另一部分含水重组分送入脱水塔进行共沸精馏，水、苯共沸物冷却后分离，分离出的苯、醇轻组分送回脱水塔回流，分离出的含醇水送至回收塔。由界外来的苯先送至泵中间罐,之后注入脱水塔。脱水塔底混醇一部分进入脱水塔再沸器加热再沸，加热后的气水混合物返回脱水塔，另一部分混醇冷却后送至混醇储罐 2。

自分相罐出料泵来的含醇、水、苯送至回收塔进行分离，分离出的轻组分经冷却后一部门进入回收塔回流，另一部分送至脱水塔循环分离。回收塔底部水溶液一部分加热再沸，加热后的气水溶液返回回收塔；另一部分回收塔底溶液送至醇分离塔循环分离。产生的混醇和羧酸钙作为产品外售，处理后的合成水送回备煤与煤浆制备装置。

现有工程总工艺流程图见图 3.2-2。

3.2.7 公用工程设施

现有工程公用工程及辅助生产设施组成见表 3.2-5。

⑴新鲜水

现有工程生产水水源来自园区供水工程。原水经厂内净水厂处理后供全厂的生产及消防。生活水由大路新区的城市自来水系统供给。现有工程生产、生活用新鲜水量消耗约 320.9m^3/h。

⑵循环水

现有工程设一座循环水站，供给工艺装置及相应的配套系统工艺用水，循环水站设三座冷却塔，单塔冷却水量 4500m^3/h，共计 13500m^3/h。循环水排水送中水回用装置。

现有工程各装置消耗新鲜水和循环水量详见表 3.2-6。

表 3.2-6　　新鲜水和循环水量

序号	装置或单元名称	新鲜水（m^3/h）	循环水（m^3/h）
1	备煤及煤浆制备装置	138.4	300
2	空分装置		4000
3	气化装置		4300
4	变换装置		880
5	酸性气脱除装置		550
6	硫回收装置		200
7	F-T 合成装置		167
8	脱碳装置		83
9	油洗装置		91
10	氢回收装置		150
11	油品加工装置		85
12	制冷装置		2910
13	其他（锅炉、罐区、火炬等）		20
12	化学水站	176.5	
15	厂内生活用水	6.0	
17	合计	320.9	13659.5

⑶化学水站

现有工程设一座化学水站，处理规模为 $280m^3/h$，采用超滤反渗透工艺，排放的浓盐水送中水回用装置。

⑷污水处理装置

现有工程有一座污水处理装置，用于处理生产废水，分析化验排水、地面及设备冲洗水、污染的初期雨水和生活污水等。经处理后的废水排至中水回用装置。污水处理装置概况见表 3.2-7。

表 3.2-7　　现有污水处理装置概况

工艺流程	预处理	隔油池、气浮池、调节池		
	生物处理	SDN（强制反硝化/硝化）池、二沉池		
	深度处理	混凝沉淀、活性炭吸附		
	污泥处理	污泥浓缩池、污泥脱水系统		
设计参数	项目	设计进水指标	进水实际数据	出水实际数据
	水量 m^3/h	100	98	98
	石油类（mg/L）	含油废水≤ 200	5.40	0.35
	CODcr（mg/L）	500~2000	740	23
	BOD_5（mg/L）	300	123	9.9

	NH_3-N（mg/L）	150	217	2.3
	TDS（mg/L）	-	2020	1910
	SS（mg/L）	150	480	15
注：进水实际数据、出水实际数据均为鄂尔多斯环境监测站 2014 年第四季度例行监测数据，				

⑸中水回用装置

中水回用装置为现有工程 2014 年的技改项目，目前已建成投用。项目全称为“内蒙古伊泰煤制油有限责任公司 300m^3/h 外排污水净化回用项目”，主要内容为一套设计处理能力 300m^3/h 的中水回用装置，设计处理现有工程污水处理场排水、循环水排污水及化学水站浓水。反渗透产水补入循环水系统，另外预留一套二级反渗透装置位置，浓盐水进入外排浓盐水管网后排入园区污水处理厂蒸发塘晾晒处理。回用水装置情况见表 3.2-8。

表 3.2-8　　中水回用装置概况

工艺流程	石灰软化澄清	澄清单元、石灰单元、加药单元			
	深层过滤	调节滤料深层过滤器			
	次生膜过滤	次生膜过滤器			
	活性炭过滤（预留）	活性炭过滤器			
	反渗透系统	设两级反渗透系统，一级设 2 套反渗透装置，设计回收率 80%；预留 1 套二级反渗透装置，设计回收率 90%。另外还有保安过滤器、自动冲洗系统、化学清洗系统等			
水质参数	指标	设计进水指标	出水指标		
			一级反渗透	二级反渗透（预留）	浓盐水
	设计规模 m^3/h	300	120×2	108×1	60
	总固体（mg/L）	2500	-	-	-
	COD（mg/L）	75	30	-	57*
	TDS（mg/L）	4000	10	-	6682*
	SS（mg/L）	850	10	-	≤30
	钙硬度（mg/L）	3000	250	-	-
	SiO_2（全，mg/L）	200	1.8*	-	≤123
注：标*的数据为厂内 2015 年 8 月实际监测数据，其余数据均为设计数据。					

⑹供电

现有工程由国华准格尔 860 MW 电厂、万家寨 1080 MW 水电站、中部有达拉特 1980 MW 电厂等供电，全厂用电负荷为 15859KW，生产装置及辅助生产装置大部分为二级负荷,少量为一级负荷,维修、办公等为三级负荷。全厂的事故照明为保安负荷，由专用保安电源供给。单机容量 200KW 及以上的用电负荷采用

6KV 电压等级供电，单机容量在 200KW 以下的用电负荷采用 380/220V 电压等级供电。

⑺供汽

现有工程有 9.8MPa、6.0 MPa、1.5 MPa、0.5 MPa 四个等级的蒸汽管网，主要由油品合成装置余热锅炉、动力站燃煤锅炉及其他装置蒸汽发生器提供，动力站设置两台 200t/h，9.82MPa，高温高压循环流化床蒸汽锅炉，实行一开一备。

⑻供风、供氮

现有工程设一座空压站，为全厂提供工厂空气和仪表空气。正常生产时，生产装置和公用工程用户所需的氮气由空分装置提供，并提供氮气站事故用氮气。

全厂仪表空气量为：3200Nm^3/h，工厂空气最大用量为 1500Nm^3/h，最大压缩空气用量为 3900Nm^3/h。

空压站选择 2400m^3/h(40m^3/min)活塞式空气压缩机 3 台，2 开 1 备，正常操作时，运行 2 台空压机，供仪表空气和工厂空气使用。

全厂事故用氮气量为 11790Nm^3/h，设置一个 30m^3 的液氮贮罐。

⑼储存系统

现有工程储存系统设三个仓库及罐区，包括设备材料仓库、固体物料仓库、临时储存库及罐区。

罐区负责本项目中间油品和成品油品的贮存和转运，由厂内罐区和铁路装卸站罐区组成，其中厂内罐区包括中间油品罐区、成品油罐区及化学品罐区。设 3000m^3 轻柴油拱顶罐 2 台，3000m^3 重柴油拱顶罐 1 台，2000m^3 石脑油内浮顶罐 2 台，2000m^3 液化气石油气球罐 2 台。设油品汽车装车栈桥一座，其中柴油 8 鹤位，重柴油 2 个鹤位，石脑油 2 个鹤位；液化石油气汽车装车栈桥一座，2 个鹤位。

中间罐区主要有 300m^3 油罐 3 台，500m^3 油罐 6 台，500m^3 水罐 1 台，800m^3 油罐 1 台，1000m^3 油罐 2 台，48m^3 水封罐 1 台，油泵 11 台及配套工艺管线。

⑽运输系统

现有工程原料及产品运输量见表 3.2-9。

表 3.2-9　　现有工程运输量表

	名称	运输量（t/a）	运输方式	包装方式
运	原料煤	683792	汽车	

	名称	运输量（t/a）	运输方式	包装方式
入	燃料煤	270100	汽车	
	催化剂	538	汽车	袋
	其他	3452.3	汽车	罐或袋
	小计	957882.3		
运出	石脑油	38560	汽车	罐
	柴油	109000	汽车	罐
	LPG	12328	汽车	罐
	化学品	10664	汽车	罐
	硫磺	680	汽车	块，袋
	废催化剂	538	汽车	
	其他	19128.7	汽车	
	小计	190898.7		
	合计	1148781		

⑾火炬系统

各装置及设施安全阀启跳放出的烃类气体、事故状态下排出的和开停工吹扫排出的气体均进入火炬气系统。

工艺火炬放空量为 450000 Nm^3/h、酸性火炬放空量为 11000 Nm^3/h。火炬系统设主火炬、酸性气火炬各一套，火炬高度 90m，直径 400mm。主火炬系统设火炬头、分子封、火炬筒体、长明灯、水封罐、分液罐，酸性气火炬设火炬头（内设动态密封装置、外设燃烧室）、酸性气分液罐、工艺凝液泵、酸性凝液泵、长明灯。两套火炬系统共用一座火炬塔架和一套地面内传焰点火器。

主火炬头为扩散燃烧型火炬头(含拌烧器)，设 4 支长明灯、4 套高空电点火装置。酸性气火炬头为带动态密封装置的低热值拌烧火炬头，设 3 支长明灯、3 套高空电点火装置，长明灯保持常燃。

高温闪蒸汽、变换装置排放的废气、硫回收装置的回收尾气、油品合成、油品加工等工艺尾气均送至火炬燃烧处理。事故工况下，气化单元洗涤塔排放的不合格粗煤气和变换单元不合格变换气也送至火炬燃烧。

3.2.8 现有工程全厂平衡

⑴物料平衡

现有工程物料流向及全厂物料平衡见表 3.2-10 及图 3.2-3。

表 3.2-10　　现有工程全厂物料平衡表

序号	入方	数量（万吨/年）	序号	出方	数量（万吨/年）
一	原料		一	产品	
1	原煤	68.38	1	液化气	2.50
2	空气	66.78	2	石脑油	4.75
3	原水	43.57	3	柴油	9.43
4	添加剂	1.33	4	硫磺	0.12
			二	自产燃料	
			5	燃料气	4.89
			三	三废	
			1	脱碳再生废气	24.03
			2	净化装置废气	86.24
			3	其他废气	0.85
			4	气化灰渣	18.46
			5	气化灰水	23.67
			6	其他废水	4.83
			7	污油	0.09
			四	损失	0.19
	合计	180.05		合计	180.05

⑵水平衡

现有工程全厂水平衡见图 3.2-4。

⑶硫平衡

现有工程全厂硫平衡见表 3.2-11。

表 3.2-11　　全厂硫平衡

序号	名称	硫量（吨/年）		
一	入方			
1	原料煤	820.56		
2	燃料煤	1809.67		
	合计	2630.23		
二	出方			
1	硫回收装置	硫磺		1213.74
2	废气	286.91	净化装置废气	13.03
			酸性气火炬废气	62.92
			锅炉烟气	210.96
3	气化炉灰渣	64.56		
4	锅炉灰渣	1065.02		
	合计	2630.23		

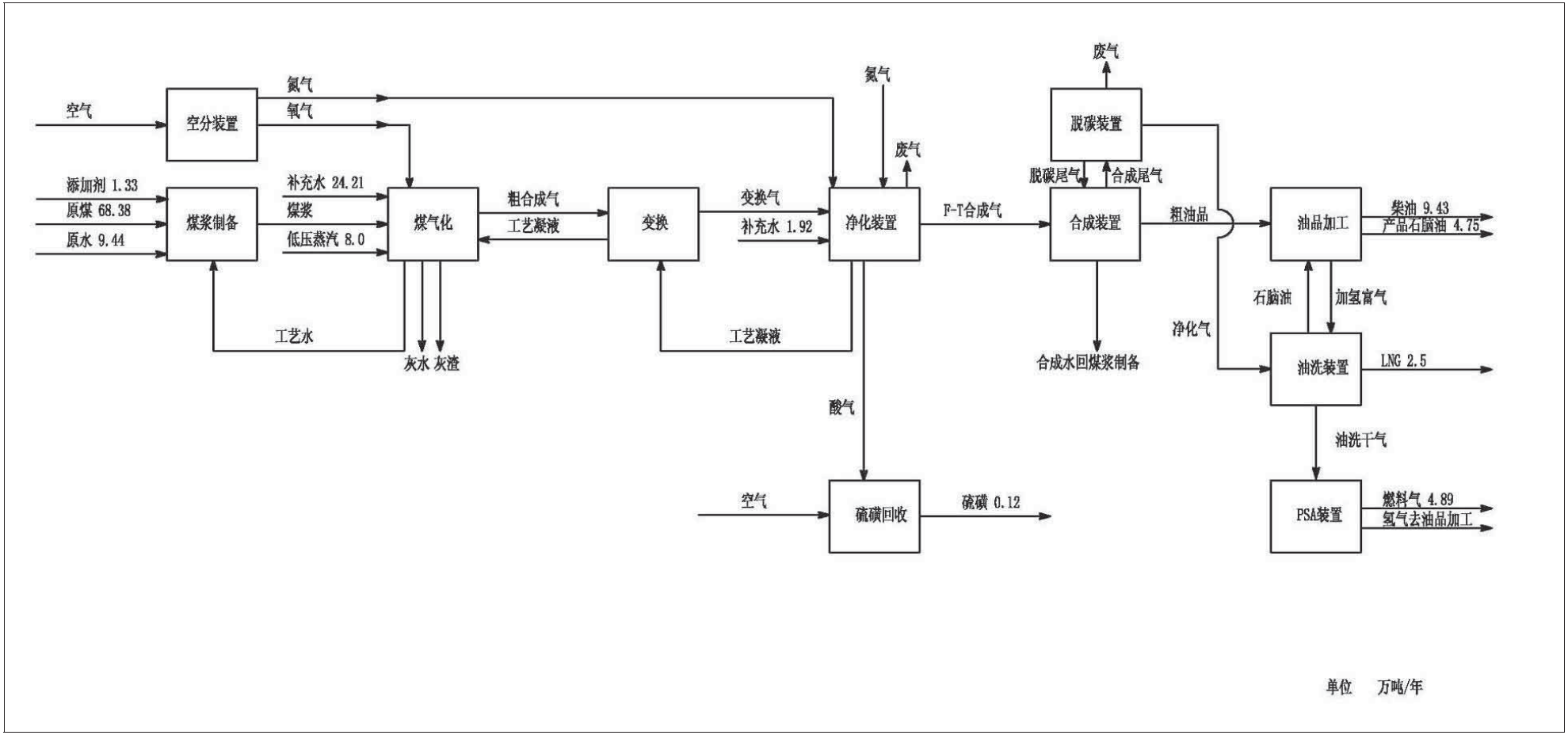


图 3.2-3 现有工程物料流向图

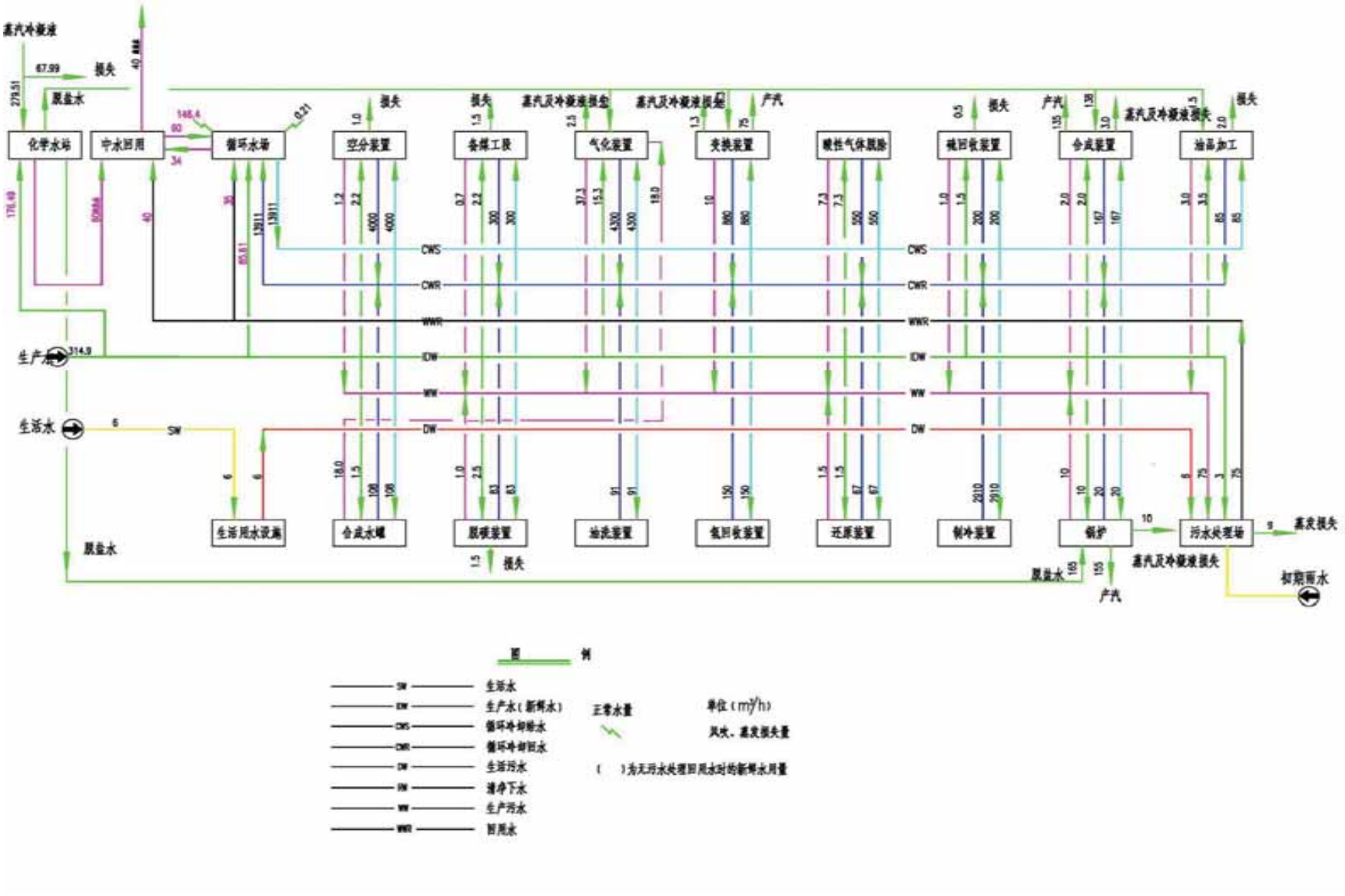


图 3.2-4 现有工程水平衡图

3.2.9 现有工程性能考核概述

涉及技术保密。

3.3 现有工程污染物排放及主要治理措施

本次现有工程评价的所有污染物排放总量核算以初步设计文件、变更环评报告书、竣工验收监测报告及 2014 年鄂尔多斯环境监测站例行监测报告的数据为基础。

3.3.1 现有工程污染物排放情况

⑴ 废气

现有工程有组织污染源包括燃烧废气和工艺废气等，燃烧废气主要有 FT 合成蒸汽过热炉、油品加工装置加热炉烟气及锅炉烟气，主要污染因子为烟尘、SO_2、NO_x 等；工艺废气包括备煤与煤浆制备装置含尘废气、渣水处理装置分离器酸性气、渣水处理装置真空泵分离器酸性气、渣水处理装置除氧器不凝酸性气、变换装置氨汽提塔酸性气、酸性气脱除装置尾气洗涤塔废气、硫回收装置填料塔尾气、脱碳装置再生气分离器废气，污染因子主要有硫化氢、颗粒物、甲醇及非甲烷总烃。

正常工况下，火炬主要燃烧来自气化单元高压闪蒸气、变换单元氨汽提塔汽提气、硫回收单元尾气、F-T 合成、油品制备等工艺尾气以及部分安全阀、泄压阀释放气。火炬废气主要污染物为 SO_2。

事故工况下，气化单元洗涤塔排放的不合格粗煤气和变换单元第五分离器不合格变换气送工艺火炬焚烧处理，产生烟气主要污染物为 SO_2。

⑵废水

气化装置设渣水处理系统处理洗涤塔、黑水过滤器产生的黑水，过滤后的灰水一部分返回系统，一部分排污水处理场；

变换装置气液分离器废水送污水处理场，低压废热锅炉产生的锅炉排污、氨汽提塔产生的工艺冷凝液返回气化装置，氨汽提塔产生的废水送污水处理场处理；

酸性气脱除装置含氨废水送变换装置氨汽提塔，含油污水送污水处理场，污

甲醇返回吸收塔；

FT 合成装置合成水返回备煤及煤浆制备装置；

脱碳装置水洗塔废水送 FT 合成装置，塔罐排污送污水处理场；

油洗装置塔罐设备排污、压缩机厂房排污和油洗排污送至污水处理场；

油品加工装置含油污水送污水处理场；

锅炉、火炬系统及罐区产生的废水送污水处理场处理。

循环水场排水、化学水站排水及污水处理场排水送中水回用装置；中水回用装置排高浓盐水送园区污水处理厂蒸发塘。

⑶固废

固体废物包括一般工业固废及危险废物，一般工业固废中备煤与煤浆制备装置产生的废煤矸石、锅炉灰渣送园区现有渣场填埋处理，渣水处理装置滤渣由华锐公司回收做免烧空心砖。危险废物中变换装置废催化剂、FT 废催化剂、油品加工装置废催化剂由厂家回收，污水处理场污泥送煤场，掺混后送锅炉，本项目建成投产后，污水处理场污泥送本项目焚烧装置。

⑷噪声

现有工程噪声主要由破碎机、压缩机、机泵、汽轮机等设备产生。

现有工程废物排放表见表 3.3-1~3.3-4。*标记的数据来自现有项目环保验收监测报告，• 标记的数据来自 2014 年 8 月 11 日~15 日期间对现有工程 VOCs 排放的监测报告，#标记的排放数据为 2014 年第四季度鄂尔多斯环境监测站例行监测数据，排至园区蒸发塘的浓盐水数据为 2015 年 8 月厂内监测数据，其他数据来源为现有工程的基础设计文件和变更环评文件。

表 3.3-1　　现有工程废气排放情况（排至大气）

序号	排放废气工段名称		排放量 Nm^3/h	排放参数				主要污染物含量　kg/h (mg/Nm^3)							备注
				温度(℃)	排放方式	直径(mm)	高度(m)	NOx	甲醇	SO_2	H_2S	烟尘	颗粒物	VOCs	
1	煤浆制备装置	原料煤卸煤、储存及输送系统、除尘器*	14×5034	16	连续	250	30						3.08（43.7）		
2	渣水处理装置	真空泵分离器*	43.6	75	连续	125	30				0.0000619（1.42）				
3		脱氧水槽*	3597	134	连续	150	38				0.06（16.68）				
4	酸性气体脱除装置	尾气洗涤塔	38377	17	连续	1000*	20*		3.8 (99)		1.73（45.1）			• 0.181（4.72）	
5	F-T 合成装置	蒸汽过热炉	1162	190	连续	1400	190	0.41（352.8）				0.03（25.8）			
6	脱碳装置	再生气分离器	10009	40	连续	700	200								主要为 CO_2 放空
7	油品加工装置	精制反应进料加热炉 裂化反应进料加热炉 产品分馏塔进料加热炉	10277	190	连续	800	38	3.37（328）				0.28（27.2）		• 0.181（17.61）	
8	锅炉	锅炉烟囱#	190478	9	连续	3600	120	26.71（140.2）		12.50（65.6）		4.50（23.6）			执行火电厂标准，烟气量、污染物浓度为锅炉脱硫技改项目投产后鄂尔多斯环境监测站例行监测平均值，监测期锅炉负荷 78.5%
9	火炬	火炬（正常）	27382	900	连续	400	90			15.73 (574.5)					渣水处理高温闪蒸气，变换单元氨汽提塔工艺废气，硫回收单元净化器分离器排工艺废气排入火炬
正常排放量小计			368864.6					30.49	3.8	28.23	0.06	4.81	3.08		
12	火炬	火炬（气化事故）	536156		间断	1100	90			178					事故时洗涤塔排放粗煤气排入火炬
13	火炬	火炬（变换事故）	433714		间断	1100	90			176.91					变换气第五分离器事故排放排入火炬

表 3.3-2　　现有工程废水排放情况

废水种类	排放装置名称	废水名称	排放方式	排放量 (m^3/h)	最大量 (m^3/h)	pH	主要污染物含量（mg/l）									排放去向
							COD	BOD5	SS	氨氮	氰化物	硫化物	氟化物	氯化物	石油类	
生产废水	气化装置	黑水过滤器废水	连续	90												渣水处理装置
	渣水处理装置	灰水槽废水	连续	37.3	50（间断）	~7.0	900	500	100	267	0.5	9.0	15	510		污水处理场
	变换装置	变换分离冷凝液	间断	1												污水处理场
		变换冷凝液	连续	80												气化装置
		蒸氨汽提塔冷凝器	连续	1.4						含氨						污水处理场
	酸性气体脱除单元	甲醇/水分馏塔废水	连续	0.6			甲醇：0.0113%			NH3：0.0047%	HCN：0.0015%					气化单元氨汽提塔

废水种类	排放装置名称	废水名称	排放方式	排放量(m^3/h)	最大量(m^3/h)	pH	主要污染物含量（mg/l）									排放去向
							COD	BOD5	SS	氨氮	氰化物	硫化物	氟化物	氯化物	石油类	
		氨洗涤塔含氨废水	连续	2												
		氨水地下槽含氨、油污水	间断	7						1200					30	污水处理场
		热再生塔回流泵污甲醇	间断	15			甲醇：97.5%					H2S:1.342% COS:0.148%				返回吸收塔
	F-T 合成	油水分离器	连续	17.76			240								100	煤浆制备装置
		泵房、压缩机厂房	间断	3			200								10	污水处理场
	脱碳	塔、罐设备排污	连续	1.1			240								100	污水处理场
		压缩机厂房	间断	1											10	污水处理场
	油洗	塔、罐设备排污	连续	1.1			240								100	污水处理场
		泵房、压缩机厂房	间断	5			200								10	污水处理场
		油洗废水	连续	1			240								100	污水处理场
	油品加工	冷低压分离器、分水罐等	连续	2.0			240								100	污水处理场
		硫化剂罐等	间断	21.8			240								100	污水处理场
		泵房、压缩机厂房	间断	1			240								10	污水处理场
		中间罐区	间断	2			240								100	污水处理场
	火炬单元	含硫化物废水	间断	20												污水处理场
	成品罐区	含油污水	连续	6	35											污水处理场
			间断	5												
	锅炉	CFB 锅炉	连续	10												污水处理场
	循环水场	循环水排污	连续	34	42		38		162	0.93					TDS 3646	中水回用装置
	污水处理场#		连续	98		8.1	23	9.9	15	2.3	未检出	0.008	8.68		0.35	中水回用装置
	化学水站	脱盐水浓水	连续	60			55		1	0.43					TDS 697	中水回用装置
	中水回用装置	高浓盐水	连续	40			57			0.81					TDS：6682	园区污水处理厂蒸发塘
生活污水	生活污水		间断	6												污水处理场
初期雨水	初期雨水		间断	41.67												污水处理场
其他	设备开停工		间断	55			240									污水处理场
	地面冲洗		间断	37.76												污水处理场

表 3.3-3　　现有工程固体废物（废液）产生情况

装置名称	排放设备名称	废渣名称	排放量（t/a）	主要成分	排放规律	处理、处置措施
原料煤卸煤、储存及输送单元	筛分设备	废煤矸石	384	煤矸石		送园区现有渣场填埋
气化单元	渣池	粗渣	47020	灰、碳	连续	送准旗华锐公司收回，做免烧空心砖
	真空带式过滤机	滤饼	11300	灰、碳	连续	
变换单元	预变换炉	废催化剂	32	铝镁尖晶石、COS、MoS2	间断	厂家回收
	氧化锌脱硫槽	废催化剂	21	氧化锌、硫化锌	间断	厂家回收
F-T 合成单元	浆态床反应器	废催化剂	432	油、废催化剂	间断	厂家回收
油品加工单元	加氢精制/加氢裂化反应器	废催化剂	40/3a		间断	厂家回收
		废瓷球	18/3a		间断	厂家回收
CFB 锅炉	锅炉	灰渣	70000		连续	园区现有渣场填埋
污水处理场	污泥脱水机	泥饼	116.8		连续	锅炉掺烧，本项目投产后送本项目焚烧装置
中水处理装置	污泥浓缩系统	污泥	182t/a		连续	园区现有渣场填埋
合计			129325.1			

表 3.3-4　　现有工程噪声设备一览表

装置名称	序号	设备名称	数量	噪声值 dB (A)	治理措施	排放规律	备注
备煤与煤浆制备装置	N1-1	磨煤干燥机	2	85～95	隔声罩	连续	
	N1-2	密封空气风机	2	85～95	隔声罩	连续	
	N1-3	热风炉	2	85～95	隔声罩	连续	
	N1-4	循环风机	2	85～95	隔声罩	连续	
	N1-5	燃烧空气风机	1	85～95	隔声罩	连续	
空分装置	N2-1	空气压缩机	1	85～95	隔声罩	连续	
	N2-2	汽轮机	1	90～95	隔声罩	连续	
	N2-3	空气增压机	1	90～95	隔声罩	连续	
	N2-4	低温水泵	2	90～95	隔声罩	连续	
	N2-5	增压透平膨胀机组	1	90～95	隔声罩	连续	
	N2-6	液氧泵	2	90～95	隔声罩	连续	
气化装置	N3-1	烧嘴冷却水泵	1	85～95	隔声罩	连续	
	N3-2	水冷壁水泵	1	85～93	隔声罩	连续	
	N3-3	旋风分离器	2	85～95	隔声罩	连续	
	N3-4	激冷水泵	1	85～95	隔声罩	连续	
	N3-5	渣水循环泵	1	85～95	隔声罩	连续	
	N3-6	洗涤输送机	1	85～95	隔声罩	连续	
变换装置	N5-1	冷凝液泵	2	85～95	隔声罩	连续	
	N5-2	低压锅炉给水泵	2	85～95	隔声罩	连续	
酸性气脱除装置	N6-1	新鲜甲醇泵	1	85～95	隔声罩	连续	
	N6-2	稀氨水泵	1	85～95	隔声罩	连续	
	N6-3	甲醇泵	1	85～95	隔声罩	连续	
	N6-4	H_2S 吸收塔进料泵	1	85～95	隔声罩	连续	
	N6-5	热再生塔进料泵	1	85～95	隔声罩	连续	
	N6-6	主洗甲醇循环泵	1	85～95	隔声罩	连续	
	N6-7	再吸收塔循环泵	1	85～95	隔声罩	连续	
	N6-8	热再生塔回流泵	1	85～95	隔声罩	连续	
	N6-9	洗涤水泵	1	85～95	隔声罩	连续	
硫回收装置	N7-1	酸性水泵	1	85～95	隔声罩	连续	
	N7-2	液硫泵	2	85～95	隔声罩	连续	

	N7-3	循环水升压泵	1	85～95	隔声罩	连续	
F-T 合成装置	N8-1	输送泵	24	85～95	隔声罩	连续	
	N8-2	压缩机	8	85～95	隔声罩	连续	
油品加工装置	N10-1	循环氢压缩机	1	85～95	隔声罩	连续	
	N10-2	新氢压缩机	1	85～95	隔声罩	连续	
	N10-3	冷凝液相泵	1	85～95	隔声罩	连续	
	N10-4	重质馏分油泵	1	85～95	隔声罩	连续	
	N10-5	预加氢精制反应进料泵	1	85～95	隔声罩	连续	
	N10-6	精制反应进料泵	1	85～95	隔声罩	连续	
	N10-7	分馏塔底泵	1	85～95	隔声罩	连续	
	N10-8	柴油泵	1	85～95	隔声罩	连续	
	N10-9	分馏塔顶回流泵	1	85～95	隔声罩	连续	
	N10-10	循环油泵	1	85～95	隔声罩	连续	
	N10-11	重柴油泵	1	85～95	隔声罩	连续	
	N10-12	裂化反应进料泵	1	85～95	隔声罩	连续	
锅炉	N12-1	汽轮机		90	加隔声罩隔音	连续	
	N12-2	发电机		85		连续	
	N12-3	电动给水泵		90		连续	
	N12-4	送风机		97	装设消音器	连续	
	N12-5	引风机		92	加保温层隔音	连续	
	N12-6	锅炉生火排汽		～130	装设消音器	连续	

3.3.2 现有工程 VOCs 监测

中国汉洁环境工程有限公司于 2014 年 8 月 11 日~15 日期间对伊泰一期（现有工程）的 VOCs 排放进行了监测，监测项目分为无组织排放和有组织排放两部分。现有工程于 7 月下旬开展大修，8 月 1 日重新开车，运行一周后达到满负荷并且运行情况稳定。

⑴监测及计算采用规范

采用美国 EPA Method21 及国内《石化装置挥发性有机化合物泄漏检测规范》（Q/SH0456-2012）、《水质 挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法》

（HJ639-2012）、《工业企业挥发性有机物排放控制标准》（DB12/524-2014）、《地面气象观测规范 第 5 部分 气压观测》（QX/T49-2007）、《地面气象观测规范 第 6 部分 空气温度和湿度观测 》（QX/T50-2007）、《固定污染源排气中非甲烷总烃的测定 气相色谱法》（HJ/T 38-1999）等。

⑵监测筛选原则

① 设备筛选

各装置 VOC 含量≥10%m/m 的所有物料流程和管线。

② 泄露阈值

由于内蒙古自治区对于管线组件的泄漏并没有限值的规定，且监测时《石油炼制工业污染物排放标准》（GB 31570-2015）及《石油化学工业污染物排放标准》（GB 31571-2015）未正式发布，监测时主要参考以下两个法规：《石化装置挥发性有机化合物泄漏检测规范》（Q/SH0456-2012）和《工业企业挥发性有机污染物排放控制标准》（DB12/524-2014）。其中《石化装置挥发性有机化合物泄漏检测规范》（Q/SH0456-2012）的 2.3 中将管线组件的泄漏浓度规定为 500ppm。参考以上法规，现有工程 VOCs 以 500ppm 作为泄漏阈值。

⑶监测范围

① 无组织排放

包括净化单元，合成单元，油品加工单元，油洗单元，中间罐区，调和油罐区，成品罐区和装卸车平台的部分零部件的 VOC 无组织排放。其中净化单元检测点数为 271 个，合成单元检测点数为 354 个，油品加工单元检测点数为 91 个，油洗单元检测点数为 331 个，中间罐区检测点数为 103 个，调和油罐区检测点数为 457 个，成品罐区检测点数为 151 个，装卸车平台检测点数为 20 个。

② 有组织排放

该部分选取了几个代表性的点位进行检测，其中废气的 VOC 排放检测包括尾气洗涤塔、油品加工（包括精制反应进料加热炉、裂化反应进料加热炉和产品分馏塔进料加热炉）这 2 个排气筒。废水的有组织排放检测包括循环冷却水系统的进出水和沉降槽的进出水。

⑷监测结果

现有工程各装置各类组件泄漏点数统计见表 3.3-5。

表 3.3-5　　各类组件泄露点数统计表

序号	单元	组件类型	点位数量					总计
			＜500ppm	500ppm≤浓度＜1000ppm	1000ppm≤浓度＜5000ppm	5000ppm≤浓度＜10000ppm	≥10000ppm	
1	净化装置	泵	1	0	0	0	1	2
		阀门	131	2	3	0	1	137
		连接件	127	0	1	0	1	129
		开口管	3	0	0	0	0	3
		检测点数统计	262	2	4	0	3	271
		泄漏率	3.30%					
2	油品合成装置	泵	1	0	0	0	0	1
		阀门	120	0	1	0	0	121
		连接件	220	2	1	0	1	224
		泄压装置	1	0	0	0	0	1
		开口管	5	1	0	1	0	7
		检测点数统计	347	3	2	1	1	354
		泄漏率	1.98%					
3	油洗装置	阀门	110	2	4	1	0	117
		连接件	211	0	0	1	0	212
		泄压装置	2	0	0	0	0	2
		检测点数统计	323	2	4	2	0	331
		泄漏率	2.40%					
4	油品加工单元	阀门	20	0	0	0	0	20
		连接件	71	0	0	0	0	71
		检测点数统计	91	0	0	0	0	91
		泄漏率	0					
5	中间罐区	阀门	39	0	0	0	0	39
		连接件	60	0	0	0	0	60
		泵	1	0	0	0	0	1
		检测点数统计	100	0	0	0	0	100
		泄漏率	0					
6	调和油	泵	3	0	0	0	0	3
		阀门	102	0	0	0	0	102
		连接件	317	2	3	2	0	324

序号	单元	组件类型	点位数量					总计
			＜500ppm	500ppm≤浓度＜1000ppm	1000ppm≤浓度＜5000ppm	5000ppm≤浓度＜10000ppm	≥10000ppm	
	罐区	开口管	13	0	1	0	0	14
		泄压装置	14	0	0	0	0	14
		检测点数统计	449	2	4	2	0	457
		泄漏率	1.75%					
7	成品油罐区	阀门	45	0	0	0	0	45
		连接件	98	3	5	0	0	106
		检测点数统计	143	3	5	0	0	151
		泄漏率	5.30%					

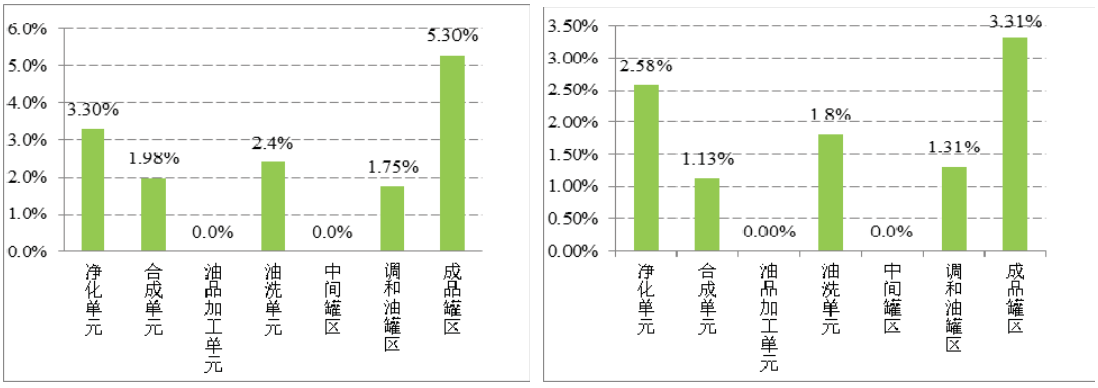


图 3.3-1 各单元泄漏率对比图

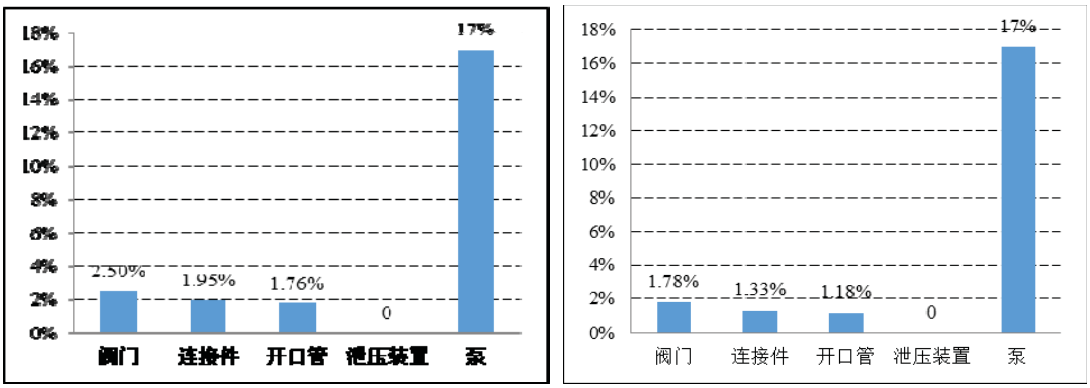


图 3.3-2 各组件类型泄漏率对比图

注：图 3.3-1 和 3.3-2 左图按《石化装置挥发性有机化合物泄漏检测规范》要求泄漏浓度，500ppm；右图按《工业企业挥发性有机污染物排放控制标准》要求泄漏浓度，除泵/压缩机/搅拌器以外 1000ppm）

渣水处理装置沉降槽进出水未检出 VOCs；循环冷却水进水口检出 VOCs 浓度为 1.22μg/L，出水口检出 VOCs 浓度为 1.44μg/L。

⑸监测结论

从图 3.3-1 中可以看出，若按照《石化装置挥发性有机化合物泄漏检测规范》的规定，净化装置、油品合成装置、油品加工装置、油洗装置、中间罐区、调和油罐区、成品罐区的泄漏率分别为 3.30%、1.98%、0%、2.4%、0%、1.75%和 5.30%。从图 3.3-2 中可以看出若按照《石化装置挥发性有机化合物泄漏检测规范》的规定，阀门、连接件、开口管线和泵的泄漏率分别为 2.50%、1.95%、1.76%和 17%，故在所有组件类型中，泵是最容易泄漏的组件类型，其次是阀门。

3.3.3 现有工程污染控制措施

现有项目环保措施汇总为表 3.3-6。

表 3.3-6　　现有工程环保设施汇总表

序号	环保设施名称	环保设施工艺技术方案及处理效果
1	**废气处理**	
1.1	煤贮存	此系统废气主要来为原料煤卸煤、储存及输送系统的粉尘，对各个产尘点采用布袋除尘器，共设立14套除尘器，除尘效率为99.9%，废气量为3000Nm^3/h，处理后粉尘排放浓度为50mg/m^3，满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)二级标准要求后，经30米高排气筒排入大气。
1.2	气化装置	正常工况下，气化单元真空泵分离器排放工艺废气，主要含污染物硫化氢，经30米高排气筒排入大气，满足《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)中二级标准限值。 脱氧水槽排放工艺废气主要含污染物硫化氢，经35米高排气筒排入大气，符合《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)中二级标准限值。 高温闪蒸汽主要还有H_2S、NH_3等污染物。目前，采用送火炬系统燃烧处理。
1.3	变换装置	变换装置排放的废气主要为氨汽提塔排放的尾气，主要污染物为微量NH_3、H_2S等，送火炬系统燃烧。
1.4	净化装置	净化系统的目的是将粗合成气通过中温变换、低温甲醇洗等工艺制出合格的精合成气。此系统产生的废气主要污染物为硫化氢及甲醇，经20米高排气筒连续直接排入大气，满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中二级标准限值。
1.5	硫回收装置	硫回收尾气主要污染物为H_2S、COS，由于本项目硫回收装置采用络合铁脱硫设施，脱硫吸收液对H_2S有较好的吸收效果，对COS去除效果不佳，所以尾气中COS含量较高，其中H_2S含量为0.1kg/h，COS含量为12.0kg/h，目前该尾气送火炬燃烧

序号	环保设施名称	环保设施工艺技术方案及处理效果
		处理。
1.6	油品加工装置	加氢系统的目的是对油品中的不饱和烃加氢处理成饱和烃，产生的废气为加热炉烟气和驰放气，加热炉烟气主要为CO_2、CO、水蒸汽、微量的NO_x和SO_2，可直接排放，满足《工业炉窑大气污染物排放标准》(GB 9078-1996)中的标准限值。驰放气送燃料气系统。
1.7	油品合成装置	本装置直接排外排大气的废气主要为蒸汽过热炉烟气，主要污染物为NOx、烟尘等，经38米高排气筒排入大气，满足《工业炉窑大气污染物排放标准》(GB 9078-1996)中的标准限值。
1.8	脱碳装置	钾碱主要用来脱除CO_2,脱除尾气为CO_2，部分用于备煤装置，剩余部分直接排空
1.9	氢回收装置	氢回收装置废气为可燃气体，进燃料气系统做燃料。
1.10	合成水处理装置	本装置为2013年技改项目，主要用于回收合成水中含氧化合物，减少废水排放，目前该装置正在调试，尚未正式投用。
1.11	供热系统	锅炉系统的目的是系统开工时提供动力及热力蒸汽的装置。此系统采用循环流化床锅炉且采用低硫煤，脱硫效率85%，烟气中的烟尘采用布袋除尘器净化处理。 2014年脱硫改造项目在炉外设一座脱硫塔，采用循环流化床干法脱硫工艺，包括吸收塔系统、除尘系统和石灰消化给料系统，工程建成后二氧化硫排放浓度可降至200mg/Nm^3以下，粉尘浓度可降至30mg/Nm^3以下，满足《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2011）第3时段标准要求。
1.12	火炬	设置一套高架火炬用于处理开工放空气、全厂工艺装置事故放空气、正常排放气，包括工艺、酸性火炬各一座，共塔架敷设，高度为90m。
2	**废水处理**	
2.1	排水系统	排水系统按照清污分流、污污分流的原则， 设生产污水排水系统，生活污水排水系统和清净废水及非污染雨水排放系统。装置产生的生产污水和初期污染雨水均排至生产污水排水系统管网，然后送至污水处理场统一处理；生活污水排至生活污水排水系统，然后送至污水处理场统一处理；污水处理场排水、循环水排污、化学水站浓水送中水回用装置处理。
2.2	污水处理场	污水处理场规模100m^3/h，用于处理生活污水及生产废水，排水送中水回用装置。
2.3	气化水处理系统	气化工序的洗涤黑水主要是冷激炽热粗合成气及两级文丘里洗涤器和最终洗涤塔所产生的灰水。此灰水先进行闪蒸除硫脱氢，再进行板框过滤除去灰分，沉淀澄清后再返回系统中循环使用。对外部分量很少，首先通过二氧化氯发生器合活性炭吸附装置去除CN^-，然后进入污水处理系统。
2.4	净化装置废水	净化系统产生的废水主要是工艺冷凝液，预处理后排至污水处理场。
2.5	合成系统废水	合成系统产生的合成水送煤浆制备装置。
2.6	加氢系统废水	加氢系统废水加氢废水是常减压气提排出废水，排至污水处理场。
2.7	锅炉排污	锅炉排水送污水处理场处理
2.8	循环水场及化学水站排水	循环水场及化学水站排水送中水回用装置

序号	环保设施名称	环保设施工艺技术方案及处理效果
2.9	生活及化验污水	生活污水排入污水处理厂进行生化处理。化验水可采用酸碱中和处理，PH值达标后排入污水处理场进行深度处理。
2.10	中水回用装置	接收污水处理场排水、循环水排污和化学水站排污，采用预处理+反渗透工艺。反渗透出水送循环水系统，排放的高浓盐水送园区污水处理厂蒸发塘。
3	**废渣处理**	
3.1	气化炉灰渣	综合利用，由华锐公司回收做免烧空心砖。
3.2	锅炉灰渣及其他一般工业固废	园区现有渣场填埋。
3.3	各类废催化剂	分类送催化剂制造厂回收，不能回收利用的废油送内蒙古包头九瑞公司。
3.4	污泥	污水处理场污泥送锅炉掺烧，本项目建成投运后送本项目焚烧装置。
4	**噪声治理**	本项目噪声主要来源于压缩机、鼓风机、引风机、泵类等转动设备，噪声治理的主要措施是： （1）在设备选型上优先选择低噪声设备； （2）对产生噪声较大的设备，如鼓风机等设置消音器或隔音操作室。再不能设消音设备或进行防噪处理后噪声仍较大的设备，设置隔音间，并配备耳塞、耳罩等防护用品。
5	**环境风险防控**	厂区共3个前期雨水池，每个容积500立方米；厂区非污染区雨水和后期雨水进入事故池，事故池容积6000立方米，监测合格后排入厂外园区雨水管网，园区雨水管网将雨水导入园区雨水监控池，若雨水遭到污染，送园区污水处理厂处理。
6	**依托园区环保措施**	（1）园区污水处理厂 现有工程污水处理场废水、循环水场排水及化学水站排水送园区污水处理厂蒸发塘晾晒处理。 （2）园区现有渣场 现有工程临时贮存主要依托园区现有渣场，厂内不设临时渣场，产生的废渣直接通过汽车运至园区渣场填埋。 园区现有渣场位于准格尔旗大路镇何家塔村蒙什兔沟，位于大路煤化工基地东南侧，属于山谷形灰渣填埋场。主要填埋废物为不能进行综合利用的气化炉渣、锅炉炉渣及石膏，渣场占地面积0.689km^2，库容量为1700万m^3，堆灰量约2210万吨，可以满足本项目的需要。

3.3.4 现有污染源达标排放分析

⑴废气

①有组织排放

现有工程备煤与煤浆制备装置含尘废气、渣水处理装置真空泵分离器酸性气、渣水处理装置除氧器不凝酸性气、酸性气脱除装置尾气洗涤塔废气、脱碳装置再生气分离器废气烟气中主要污染物中烟尘、甲醇、非甲烷总烃排放浓度及速率均满足《大气污染物综合排放标准》GB16297-1996 二级标准的要求，H_2S 满

足《恶臭污染物综合排放标准》（GB14554-93）中的限值。油品加工装置加热炉、油品合成装置蒸汽过热炉废气主要含氮氧化物和粉尘，排放浓度满足《工业炉窑大气污染物排放标准》（GB 9078-1996）中的标准限值。

经过脱硫改造后的锅炉烟气污染物排放满足《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2011）表 1 规定的烟尘、二氧化硫、氮氧化物排放限值。

②无组织排放

根据 2014 年 6 月 25 日~7 月 1 日对现有工程厂界监测数据，监测结果如下：甲醇、非甲烷总烃、氯化氢、二甲苯、硫化氢未检出；HCN、苯、甲苯、氟化物满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）无组织排放监控浓度限值，最大占标率分别为 23.3%、0.46%、3.32%、6.85%；氨、臭气浓度满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）二级标准值，最大占标率分别为 1%、33.3%。

⑵废水

现有工程各装置废水排入污水处理场处理，污水处理场排水、循环水场排水及化学水站排水送中水回用装置，经中水回用装置处理后大部分回用，排放的高浓盐水送园区污水处理厂蒸发塘晾晒处理，正常工况下无废水外排。

⑶固体废物

现有工程产生的废催化剂等危险废物由厂家回收，气化炉渣由华锐公司回收做免烧空心砖，锅炉灰渣、废煤矸石等一般固废送园区现有渣场填埋，污水处理场污泥送锅炉掺烧，待本项目投用后送本项目焚烧装置焚烧处置。

⑷噪声

根据 2014 年 6 月 25~26 日现有工程厂界噪声监测结果，现有工程厂址周边噪声均满足《工业企业厂界噪声排放标准》（GB12348-2008）3 类区标准要求。

3.3.5 现有工程污染物排放汇总

现有工程污染物排放情况详见表 3.3-7。

表 3.3-7　　现有工程主要污染物排放情况一览表

种类	序号	污染物名称	单位	现有工程排放量	现有工程排污许可量
废气污染物	1	废气量	$\times10^4Nm^3/h$	37.16	-
	2	SO_2	t/a	225.84	480
	3	NOx	t/a	243.92	480

种类	序号	污染物名称	单位	现有工程排放量	现有工程排污许可量
	4	烟尘	t/a	38.48	72
	5	甲醇	t/a	30.4	-
	6	H_2S	t/a	0.48	-
	7	颗粒物	t/a	24.6	-
废水污染物	1	污水量	$\times10^4$t/a	362	-
固体废物	1	厂家回收	t/a	504	-
	2	园区渣场填埋（一般工业固废）	t/a	87233	-
	3	锅炉掺烧	t/a	116.8	-
	4	综合利用	t/a	69256	-

3.3.6 总量控制达标分析

2015 年 5 月 11 日内蒙古环境保护厅向内蒙古伊泰煤制油有限责任公司下发了排污许可证（有效期三年），证书编号为 1500100028，许可排放量分别为：SO_2 控制排放总量 480t/a、NOx 控制排放总量 480t/a，烟尘控制排放总量 72t/a。

现有工程二氧化硫排放源只有锅炉和火炬，锅炉排放量参考 2014 年第四季度鄂尔多斯环境监测站例行监测值，火炬排放量参考设计值，计算得现有工程技改后二氧化硫排放量为 225.84t/a；氮氧化物排放源主要有各装置加热炉及锅炉，加热炉参考设计值，锅炉排放量参考 2014 年第四季度鄂尔多斯环境监测站例行监测值，计算得现有工程 NOx 排放量为 243.92t/a；烟尘主要为锅炉排放，同样参考 2014 年第四季度鄂尔多斯环境监测站例行监测值，排放量为 38.48t/a，均满足排污许可证的要求。

3.3.7 现有工程清洁生产指标

涉及技术保密。

3.3.8 环境管理与环境监测

3.3.8.1 环境管理现状

⑴机构设置

内蒙古伊泰煤制油有限责任公司对环境实行分级管理。公司下设环境保护委

员会（以下简称委员会），对公司环保工作统一领导，是公司环境保护重大方针政策的决策机构。委员会主任由公司总经理担任，副主任由分管生产的副总经理担任，并在总经理领导下分管公司环保工作，委员由相关职能部门的负责人担任。委员会下设直接对企业环境质量负责的环保监督机构—质量环保部。公司各部门、单元、装置均明确一名组长分（兼）管环保工作，全厂基本形成比较完善的环保管理、监测网络。

⑵机构职责

质量环保部是环境保护归口管理部门，主要职责如下：

①负责宣传、贯彻国家和地方环境保护方针、政策、法律、法规和标准，组织召开环保会议，解决公司环保问题；

②制定公司环境管理规章制度，监督、检查、考核公司环保设施的运行情况、环境保护工作任务完成情况及污染物的排放情况，进行环境污染事故的调查处理；

③负责、项目环保方案论证及竣工验收工作，负责排污许可证申请和排污申报的审核把关登记；

④负责公司环保技术的监督管理工作，积极推广防治污染的新技术、新工艺；

⑶环境管理总体要求

①公司在生产和建设中认真贯彻公司的环境保护方针、执行“谁污染谁治理”和持续改进原则。排放的污染物必须符合国家及地方政府的排放标准。噪声控制在国家标准之内。；

②新改扩建、技改项目，必须严格执行“三同时”制度，公司在生产、基建、技改、检修时，方案中必须有环境保护措施的内容；

③合理利用各种资源和能源，对“三废”采取综合利用，减少各类污染物的排放，不断提高环境质量；

④各部门、车间各车间对经过验收投入使用的环保设施应加强管理、定期检查维护或者更新，保证设施的正常运行，不能正常运转时及时汇报质量环保部并

积极处理。生产装置出现“跑、冒、滴、漏”现象时，应及时通知相关的车间以及机电动力部对设备进行检修处理，以防止造成大气污染。在环保设施发生故障时，及时通知质量环保部并及时采取补救措施，以免造成人员伤亡及环境保护事故。要经常检查是否存在环保隐患，对查出的隐患，要指定专人负责限期整改。；

⑤加强对空调设施的维护、保养和管理，防止氟里昂潜在泄漏造成大气臭氧层破坏；

⑥需要拆除或者闲置“三废”处理设施的，必须提前向质量环保部汇报，说明理由。质量环保部向集团公司环境监察部和内蒙古自治区环境保护厅申报，并在当地环保局备案；

⑦发生事故，应立即采取措施并报告，按照“四不放过”原则召开事故分析会，提出整改措施和对责任者的处理意见，并填写事故报告单；

⑧当生产装置必须临时排放或污水处理装置出现故障时，排放车间通知化验室取样分析后，填报《“三废”异常排放审批表》，经审批后，由生产管理部统一组织落实。

3.3.8.2 环境监测现状

⑴环境监测任务

现有工程环境监测工作由中央化验室兼职人员完成。拟设专业人员 2 名，负责全厂的环境保护管理和监测协助工作，主要环境监测任务如下：

① 对工厂各个废水、废气、废渣排放点进行常规监测，分析其中有害物质的浓度，检查是否符合国家规定的标准，如超标，则及时通知有关部门查找原因，并采取治理措施。

② 对厂内三废治理设施进行监视性监测，了解其运行效果。

③ 对可能出现的高危害排放点，容易造成污染事故的设施，进行特定目标的警戒监测，以便尽快报警，尽可能减小危害的影响范围。

④ 在发生严重污染事故时，进行应急监测，为采取处理措施提供依据。

⑤ 建立污染源档案，监测数据档案，为工厂的改建、扩建提供环保数据。

⑵环境监测方案

现有工程废水、废气、噪声及厂区环境空气监测点、频率、监测项目、检测

分析见表 3.3-9。

表 3.3-9　　污染源监控方案

No	名称	装置名称	点位	项目	频次
1	废气	锅炉	锅炉烟气	颗粒物、二氧化硫、氮氧化物	在线监测
2		硫回收装置	尾气	硫化氢	1 次/天
3	废水	气化装置	气化灰水出口	COD、氨氮、pH、电导率、浊度、硬度、碱度、Cl^-、钙硬	1 次/天
4		污水处理场	调节池出口	SS	2 次/周
				pH、COD、氨氮,硫化物	1 次/天
5			回用水	pH、氨氮、浊度 COD、	1 次/天
6				硬度、碱度、钙硬、电导率	1 次/周
7			雨水管网汇总口	CN^-、pH、氨氮、COD	1 次/天
8			O 池	CN^-、pH、氨氮、COD	1 次/天
9			雨水监控池	SS、总磷	2 次/周

3.4 现有工程环评审批及竣工环保验收情况回顾

3.4.1 现有工程环评审批及竣工环保验收情况

现有工程环评及验收批复情况见表 3.4-1。

3.4.2 现有工程环境保护竣工验收意见及落实情况

2010 年 12 月 21 日，内蒙古自治区环境保护局以“内环验【2010】102 号”对内蒙古伊泰煤制油有限公司年产 48 万吨煤基合成油一期 16 万吨/年项目进行了环境保护验收，提出验收意见主要内容如下：

⑴项目废气和废水均能做到达标排放，厂界噪声达标，固废优先考虑综合利用，锅炉灰渣、生活垃圾和生化污泥送至灰渣场处置，危险废物主要为废催化剂，全部交由有资质厂家回收处理。二氧化硫排放量为 650.51t/a，符合环评批复值（840t/a）要求。项目建设和试运营间当地环保部门未接到相关环保投诉。

⑵进一步完善环境风险应急预案并报内蒙古环境保护厅备案，落实防控措施并加强演练。

⑶采取有效措施，做好各工段废水产生与综合利用的平衡。积极寻求对排入园区污水处理厂晾晒池高盐水的处理措施。严禁高盐水等废水排入外环境。

⑷污水处理厂出口及高盐水排放口安装流量计。定期对在线监测装置进行数

据校核并尽快与环保部门联网。

⑸积极寻求排入酸性气体火炬尾气的综合利用途径，减少二氧化硫排放量。

⑹提高灰渣综合利用率，减少排放量。

⑺加强环保设施的运行管理和日常维护，完善环保设施运行台账，确保各项污染物长期稳定达标排放。

现有项目对历年各环评批复及验收意见主要问题落实情况见表 3.4-2。

表 3.4-1　　现有项目环评、验收情况一览表

项目或装置名称	阶段	环境影响评价报告			竣工环境保护验收		
		审批单位	审批时间	批准文号	审批单位	审批时间	批准文号
内蒙古伊泰煤制油有限责任公司年产48万吨/年煤基合成油项目一期16万吨/年工程	技改前	内蒙古自治区环境保护局	2006.2.20	内环字[2006]35号			
	技改后	内蒙古自治区环境保护厅	2010.7.12	内环审[2010]139号	内蒙古自治区环境保护厅	2010.12.21	内环验[2010]102号
内蒙古伊泰煤制油有限责任公司费托合成水综合利用项目	调试	鄂尔多斯环保局	2013.7.9	鄂环评字[2013]245号			
内蒙古伊泰煤制油有限责任公司2×200t/h锅炉烟气脱硫工程	建成投用	鄂尔多斯环保局	2014.12.8	鄂环评字[2014]205号			
内蒙古伊泰煤制油有限责任公司300m^3/h外排污水净化回用项目	建成投用	鄂尔多斯环保局	2014.7.4	鄂环评字[2014]122号			

3.5 现有工程存在环境保护问题及“以新带老”环保措施

3.5.1 存在环境保护问题

⑴临时储煤场

现有封闭煤棚高度为 13.4m，未达到“环评”设计的 20 米高度。此外，内蒙古伊泰煤制油有限责任公司为确保冬季用煤稳定，在封闭煤棚东侧建设了临时储煤场，规模为 92m×142m,防风抑尘网建设高度为 10m，地面用水泥进行了硬化措施。一期 16 万吨/年煤制油项目“环评”建设内容中不包括临时储煤场。临时储煤场一般情况下煤的存量比较小，本项目将新建煤仓供现有工程使用，待本项目建成后，临时储煤场将停止使用。

⑵排气筒高度

在项目环保验收时发现，破碎楼和转运站中 6 台除尘器烟囱不满足“环评”设计 40 米的高度要求。企业需尽快核实此数据，若核实后烟囱高度仍不符合环评要求，应对该烟囱进行改造建设。

⑶环境监测及应急预案

企业应尽快将污水排放口在线监测设备与当地环保部门联网，并将企业应急预案报送自治区环保厅备案。

表 3.4-2　　现有项目对历年验收意见主要问题落实情况表

项目	序号	问题描述	落实情况
伊泰煤制油有限责任公司年 48 万吨/年煤基合成油项目一期 16 万吨/年工程	1	进一步完善环境风险应急预案并报内蒙古环境保护厅备案，落实防控措施并加强演练。	现有项目已编制完成《内蒙古伊泰煤制油有限责任公司重大环境污染事故应急预案》，并在排放口定做了排放口标识牌，提高了事故防范和污染控制能力
	2	积极寻求对排入园区污水处理厂晾晒池高盐水的处理措施。严禁高盐水等废水排入外环境。	目前园区蒸发塘已投入使用，现有工程中水回用装置已建成投用，排放的高浓盐水送园区建设的蒸发塘进行蒸发处理。
	3	污水处理厂出口及高盐水排放口安装流量计。定期对在线监测装置进行数据校核并尽快与环保部门联网。	现有项目 2010 年 1 月和 2014 年 12 月安装了锅炉烟气和污水处理场出口在线监测设备，锅炉烟气在线设备 2011 年及已和鄂尔多斯市环保局进行联网。污水在线监测设备还未联网。

3.5.2 “以新带老”环保措施

⑴新建储煤料场及筒仓

本项目设置 3 座直径Φ110m 的圆形料场及四座Φ22m 的圆形筒仓，三个圆形料场储量共计 360000t，四座圆形筒仓储量共计 36000t。在新建工程建设前期，四座圆形筒仓负责向现有工程供给原料煤和燃料煤，其中两座存储主原料煤、一座存储次原料煤、一座存储燃料煤。待圆形料场投入使用后，四座圆形筒仓全部存储原料煤供给现有工程使用，全厂燃料煤全部由燃料煤圆形料场提供。现有工程临时储煤场停止使用。

⑵现有装置酸性气送二期硫回收装置

现有工程硫回收装置硫磺回收率低，部分酸性气需要送酸性气火炬燃烧处理，现有变换装置氨汽提塔酸性气也送酸性气火炬燃烧处理，二氧化硫排放量大。本项目建成后，现有工程酸性气将送本项目硫回收装置处理，现有工程硫回收装置关闭。本项目硫回收装置规模为 7.05 万吨/年，实际产量为 4.68 万吨/年，已为现有工程预留规模。本项目建成后现有工程二氧化硫可削减 125.84t/a。

⑶现有污水处理场泥饼去本项目焚烧装置

现有工程污水处理场排放泥饼目前去向为锅炉掺烧，不符合现行标准规范的要求，本项目投产后，现有污水处理厂产生的泥饼送本项目焚烧装置处置。

3.5.3 现有工程区域削减

⑴硫化氢削减

根据《鄂尔多斯大路煤化工基地管理委员会关于印发园区特征污染物硫化氢区域削减方案的通知》（鄂大管发【2015】18 号）中对现有工程的要求“硫回收工艺采用络合铁吸收法，工艺较落后、硫回收效率较低，要求 2016 年底完成硫回收改造，采用先进克劳斯工艺，硫回收尾气经收集处理，无硫化氢排放。”

拟建工程建成后，现有工程酸性气将送本项目硫回收装置处理，拟建工程硫回收装置采用一段高温氧化+两级克劳斯转化+氨法脱硫技术，并为现有工程预留规模，届时现有工程硫回收装置将关闭。

⑵粉尘削减

根据《鄂尔多斯大路煤化工基地管理委员会关于印发园区烟粉尘减排工作方案的通知》（鄂大管发【2014】37 号）中对现有工程的要求，现有工程生活区供暖锅炉需拆除淘汰，目前该工程正在规划中。

对现有工程露天储煤场的要求为“计划加盖封闭顶棚并加设围场”，并在2015年 7 月 1 日前削减粉尘 742.5 吨。现有工程露天储煤场为临时设施，本项目建成后将停止使用，本项目设 3 座直径Φ110m 的圆形料场及四座Φ22m 的圆形筒仓储存现有工程所需的燃料煤及原料煤。

4 拟建项目概况

4.1 基本情况

项目名称：内蒙古伊泰煤制油有限责任公司200万吨/年煤炭间接液化示范项目

项目类别：根据《建设项目环境保护分类管理名录》（2015年6月1号起实施），本项目属于“L 石化、化工”中“1.原油加工、天然气加工、油母页岩提炼原油、煤制油、生物制油及其他石油制品”类

建设性质：新建

建设地点：内蒙古自治区鄂尔多斯市准格尔旗大路工业园南工业基地，见图2.1-2。

建设单位：内蒙古伊泰煤制油有限责任公司

占地面积：288.18公顷

全场定员：1906人

工程总投资：293.42亿元

4.2 建设规模及产品方案

本项目以煤为原料，主要产品为石脑油、柴油及液化天然气，副产品为混醇、硫磺，总规模为年产200万吨油品。总工艺流程及物料流向见图4.2-1，各主体装置的生产规模及产品方案见表4.2-1。

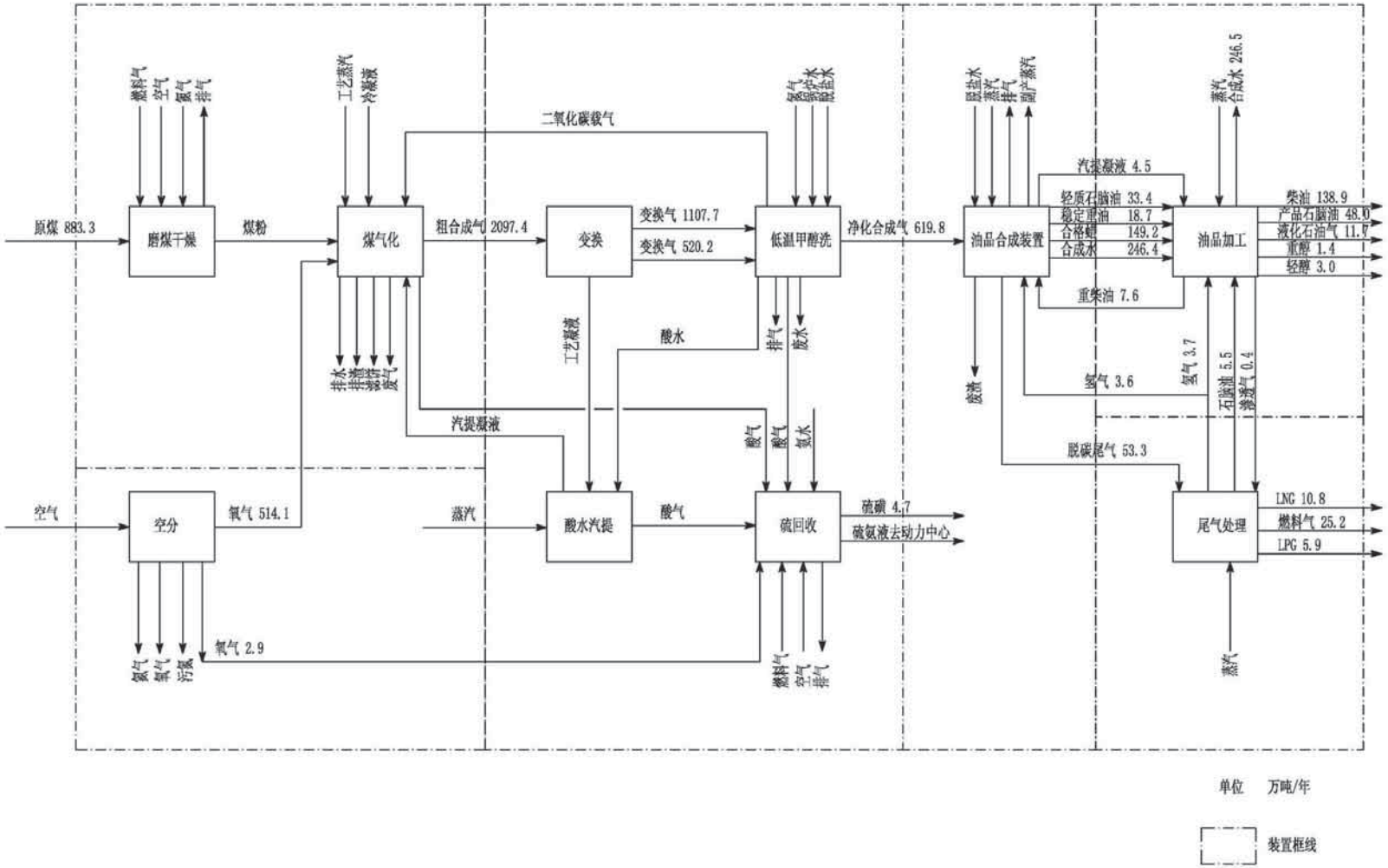


图 4.2-1 总工艺流程及物料流向图

表 4.2-1　　主体装置生产规模及产品方案一览表

序号	主项名称	规模，$\times10^4$t/a	备注		
			产品名称	产品量，$\times10^4$t/a	产品用途
1	空分装置	5 系列 制氧能力:525000 Nm^3/h	高压氧气	452372 Nm^3/h	气化装置
			低压氧气	2545 Nm^3/h	净化装置硫回收单元
			低压氮气 1，1.0MPa(G)	159744 Nm^3/h	用户
			低压氮气 2，0.4MPa(G)	157286 Nm^3/h	用户
			高压氮气	64761 Nm^3/h	用户
			仪表空气	16837 Nm^3/h	用户
			工厂空气	17702 Nm^3/h	用户
			液氮	1587 Nm^3/h	贮槽
			液氮	20000 Nm^3/h	尾气处理装置深冷分离单元
2	气化装置	粗合成气(H_2+CO)：2820801 Nm^3/h	粗合成气	粗合成气(H_2+CO)：2820801 Nm^3/h	中间产品，去净化装置一氧化碳变换单元
3	净化装置	CO 变换单元：2 系列，规模 2×731500 Nm^3/h 变换合成气，2×314000 Nm^3/h 未变换合成气	变换合成气 未变换合成气	2×731500 Nm^3/h 变换合成气 2×314000 Nm^3/h 未变换合成气	中间产品，去低温甲醇洗单元
		低温甲醇洗单元:2 系列，规模 2×1050000 Nm^3/h 净化气	净化气	净化气：2×1050000 Nm^3/h	中间产品，去油品合成装置
		硫回收单元：2 系列，规模 2×3.525 万 t/a 硫磺	硫磺	硫磺：5.85	产品外售
4	油品合成装置	中间油品：201	合格蜡	149.24	中间产品，去油品加工装置
			稳定重油	18.68	

序号	主项名称	规模，$\times10^4$t/a	备注		
			产品名称	产品量，$\times10^4$t/a	产品用途
			轻质油	33.38	
			合成水	246.39	
			汽提凝液	4.47	
			脱碳尾气	53.35	中间产品，去尾气处理装置
5	尾气处理装置	处理原料气 160000Nm^3/h	氢气	7.33	氢气管网
			LNG	10.77	产品外售
			LPG	5.98	
			燃料气	25.2	燃料气管网
			石脑油	5.48	油品加工装置
6	油品加工装置	油品：203	石脑油	48.04	产品外售
			柴油	138.91	
			液化气	11.66	
			轻混醇	3.02	
			重混醇	1.37	

4.3 建设项目组成

本项目由主体工程、储运工程、辅助生产设施、公用工程及环保工程组成。

主体工程共有 6 套装置组成，分别为空分装置、气化装置、净化装置、油品合成装置、油品加工装置和尾气处理装置。

储运工程包括煤储运、罐区、化学品仓库、固体废物储存及运输系统。

辅助生产设施包括中央控制室、中央化验室（含环境监测站）、消防系统、火炬、维修等。

公用工程包括空压站、给排水系统、变配电、电信和热电装置热电装置。

环保工程主要包括固体废物焚烧装置、危险废物库房、热电装置的灰库和渣库、污水处理系统及排水管网。

另外，本项目依托外部的工程主要为园区供水、园区渣场、园区危废处置中心和供电外线输入系统，不在本次环评范围内。

建设项目组成见表 4.3-1。

表 4.3-1 建设项目组成一览表

序号	主项名称	主要内容	备注
1	生产装置		
1.1	空分装置（包括空压站）	空分装置采用全低压分子筛净化吸附、空气增压、增压制动透平膨胀机制冷、氧内压缩流程。。	5 系列，制氧能力: 525000 Nm^3/h
1.2	气化装置	气化装置采用激冷流程干粉煤气化工艺，气化炉选择国内自主知识产权的宁煤炉气化炉。针对本项目的合成气需求量，配备宁煤炉 10+1 台（1 备用）。 干粉煤气化为在高温加压条件下将煤粉喷入反应器，与气化介质混合后在气化室进行气化，反应完全后最终形成以 CO、H_2 为主的煤气。由干燥制粉、煤粉加压输送、气化、除渣、合成气洗涤、黑水闪蒸、黑水处理等工序组成。	10+1 台气化炉，粗合成气：2820801Nm^3/h
1.3	净化装置	包括变换单元、低温甲醇洗单元（包含二氧化碳压缩）、酸性水汽提单元、制冷单元及硫回收单元组成。变换单元采用耐硫宽温部分变换，制冷单元采用了丙烯压缩制冷，硫回收单元采用“克劳斯+尾气焚烧+氨法脱硫”的工艺路线，低温甲醇洗单元即采用低温甲醇洗工艺。包括 CO 变换单元（2 个系列）、低温甲醇洗单元（2 个系列）、制冷单元（2 个系列）和硫回收单元（2 个系列）。	变换单元： 2×731500 Nm^3/h 变换合成气；2×314000 Nm^3/h 未变换合成气； 硫磺产量:5.85t/h 处理酸性水:433.1t/h
1.4	油品合成装置	包括精脱硫单元、合成单元、催化剂还原单元、蜡过滤单元和脱碳单元。合成工艺为高温浆态床 F-T 合成，精脱硫单元采用了羟基氧化铁脱硫剂的低温脱硫，还原工艺为浆态床还原，蜡过滤工艺为压滤，脱碳工艺为热钾碱脱碳。设置 1 套 FT 合成系统，包括并联的 4 台费托合成反应器、2 套还原系统、2 套精脱硫系统和 1 套脱碳系统。	1 系列，中间油品 201 万吨/年
1.5	尾气处理装置	单系列，包括分子吸附单元、深冷分离单元和 PSA 单元组成。	1 系列，氢气：7.33t//h LNG：10.77 万吨/年 LPG：5.98 万吨/年
1.6	油品加工装置	包括低加氢精制单元、加氢裂化单元和合成水处理单元；加氢工艺为炉前混氢和热高分流程，合成水处理工艺为精馏分离，含 1 套加氢精制、1 套加氢裂化和 1 套合成水处理。	1 系列，石脑油：48.04 万吨/年 柴油：138.91 万吨/年 液化石油气：11.66 万吨/年

序号	主项名称	主要内容	备注
			轻醇：3.02 万吨/年 重醇：1.71 万吨/年
2	公用工程		
2.1	水源	项目生产用水由准格尔旗大路工业园天河水务公司供给，包括取水设施、提升泵站、输水管线，沿管线送至园区界区红线处。生活水由园区市政管网供给。	
2.2	给水系统	包括原水系统、生产给水系统、生活给水系统、循环水系统（间冷开式、间冷闭式）、消防给水系统、回用水系统等。 原水消耗为 1288.2（夏季）/773（冬季）m^3/h，包括装置生产、化学水制备、药剂配置、设备反冲洗、锅炉排污降温用水及循环补充水、低压消防等；生活水消耗为 $30m^3/h$；废水处理及回用供水量为 1118 m^3/h。	
		本项目循环冷却水系统设置了两个，一个系统为开式循环冷却水系统，一个系统为闭式循环冷却水系统。开式循环冷却给水系统包括两个循环水场，供空分装置空冷塔、油品合成、油品加工、尾气处理等工艺装置设备及物料等冷却用水，循环冷却水规模共 16000 m^3/h，闭式循环冷却给水系统包括四个循环水场，用于煤气化、净化、余热回收、锅炉、污水处理、硫回收、焚烧炉、产品罐区等装置冷却用水，循环冷却水规模共 $70000m^3/h$。	
		设一座化学水站，综合以上考虑，化学水处理系统供水能力 $7300m^3/h$，包括原水制备系统、透平冷凝液处理、工艺冷凝液处理系统。其中原水制备脱盐水系统设计产水规模 $3100m^3/h$；透平凝液处理设计产水规模 $2700m^3/h$；工艺凝液处理产水规模 $1500m^3/h$。	
2.3	排水系统	排水系统划分为：生产污水系统、生活污水系统、含油污水系统、清净废水系统、污染雨水系统、清净区雨水系统。	
		全厂性污水处理系统包括合成水处理、生产污水处理、废水处理及回用、高含盐水蒸发及结晶共四个处理系统。 装置区、厂前区排放的生活污水进入生活污水管道，排至污水处理装置进行处理； 合成水处理规模 $390m^3/h$；生产污水处理装置设计规模 $800m^3/h$；废水处理及回用装置设计规模包括四个部分，其中生化出水回用系统设计规模 $800m^3/h$，清净废水回用系统设计规模 $700m^3/h$，浓盐水回用处理系统设计规模 m^3/h，EP 纯化系统设计规模 54 m^3/h；浓盐水蒸发装置设计规模为 60 m^3/h，分两个系列。 设置高浓盐水缓冲池 1 座，用于临时储存蒸发结晶设备调试及运行过程中检修状况时排放的	产生工业级盐作为产品外售，产生量 11600t/a。

序号	主项名称	主要内容	备注
		浓盐水，设计容积为 4.6 万 m^3。 设置事故水缓冲池一座，综合考虑工艺装置事故状态、开停车状态、消防事故状态以及污水处理场事故状态、回收水事故状态、蒸发结晶装置情况，设计有效容积 36 万 m^3，分 8 格设置。 设置消防事故水池，有效容积 30000m^3。	
2.4	供电系统	正常情况下，全厂用电主要由热电装置提供，不足部分每年需购电 51（冬季）/83.1（夏季）MW，工程外部电源为薛家湾电网；本项目全厂用电需要容量为 242MW。	
		设置一座 220kV 总变电所。	
2.5	通信系统	设置火灾报警系统、扩音对讲系统、电视监控系统、综合布线系统、无线对讲等	
2.6	供热	热电装置负责向本项目的各工艺装置和公用工程辅助设施提供各等级的蒸汽及部分电力。 全厂蒸汽系统划分为五个等级，超高压蒸汽（11.5MPaG，525℃）、次高压蒸汽（5.4MPaG，420℃）、中压饱和蒸汽（2.8MPaG，232℃）、低压蒸汽（1.0MPaG，240℃）、低低压蒸汽（0.5MPaG，159℃） 热电装置由 5×580t/h 超高压高温煤粉锅炉＋2×CB25 抽背式汽轮发电机组。余热电站为 4×N45 余热利用凝汽式空冷汽轮发电机组组成。	产生硫胺 6.73 万吨/年。
2.7	总图运输	包括工艺管廊、道路、围墙、大门、绿化等。	
3	辅助工程		
3.1	中心控制室	本项目新建中央控制室，包括中央机柜、主火灾报警控制器等。	
3.2	中央化验室	本项目新建中央化验室，包括环境监测站。	
3.3	维检修中心	本项目配套具备中修能力的检维修中心，提供机修、电修、仪修所需的各种加工制造设备	
3.4	厂前区	依托现有工程。	
3.5	采暖通风	冬季生产对室温有要求的厂房，以及设有操作人员岗位的厂房和人员较集中且经常停留的辅助生产用房，均设置采暖系统。对可能突然产生大量有害气体或爆炸危险性气体的生产厂房设置事故排风。尽量采用局部空调；当局部空调不能满足工艺要求时，采用全室性空气调节。	
3.6	消防设施	依托现有工程	
3.7	火炬系统	全厂设置 5 个系统，分别为富氢火炬系统、低压重烃火炬系统、酸性气火炬系统、氨火	

序号	主项名称	主要内容	备注
		炬系统和低温火炬系统。火炬高度约为 125m。火炬系统包括火炬气管网、分液罐、火炬塔架等。	
4	储运系统		
4.1	输煤储运系统	卸煤系统分为铁路卸煤系统和汽车卸煤系统，汽车卸煤系统采用固定场所卸煤方式，火车卸煤系统采用底门开卸车方式。 设置 3 座直径 Φ110m 的圆形料场，分别存储主原料煤、次原料煤和燃料煤。同时设置四座 Φ22m 的圆形筒仓，单仓储量 9000t，为现有工程服务。	
4.2	罐区	分为液体产品罐区、中间产品罐区及化学品罐区。 液体产品主要有柴油、石脑油、LPG 及副产品混醇等，在产品罐区进行储存，总计 26 个罐。总罐容为 330000m^3。 中间产品罐区主要考虑到油品合成装置和油品加工装置进料的不均匀性，包括轻质油罐、轻污油罐、稳定重质油罐、重污油罐、重柴油罐、稳定蜡罐、合格蜡罐、合成水罐及合成水切油罐共计 26 个，总库容 35950m^3。 化学品罐区包括 2 个 1000m^3 的丙烯储罐。	
4.3	仓库	包括常规和危险化学品库房各 1 座，备品备件库 1 座，大宗材料库 1 座，油品库 1 座，气体库 1 座，露天库 1 座，放射源库房 1 座。	
4.4	固体废物储运	包括危险废物库房 1 座，5 座灰库及 3 座渣库。	
4.5	管廊	厂区管网主要由工艺管网、供热管网、供水管网和火炬管线等组成。	
4.6	液体铁路装车	全部按小鹤管设计，共 80 个鹤位。	
4.7	液体汽车装车	汽车装车设置 13 个鹤位，汽车装车全部选择底部装油，设置下装式无泄漏快速接头。	
5	环保工程		
5.1	废气治理措施	工艺废气处理：含尘废气采用布袋除尘，在翻车机室、带式输送机等设备的卸载及转运部位，采用喷雾抑尘，煤筒仓、碎煤机室、煤仓间、各运转站均设有通风除尘设备；含硫化氢废气送硫磺回收装置；低温甲醇洗单元闪蒸塔产生的 CO_2 废气，经洗涤回收甲醇后直接排入大气；脱碳闪蒸气热值较高，送燃料气管网回收利用。 动力站烟气处理：除尘采用 5 套布袋除尘器，除尘效率≥99.94%（设计煤种），≥99.99%（校	

序号	主项名称	主要内容	备注
		核煤种）；脱硫采用单塔、塔内饱和结晶方法进行氨法脱硫，总脱硫效率 98.66%，采用 SCR 脱硝工艺，脱硝效率 85%。 污水处理装置：合成水处理系统及生产污水处理系统分别设置除臭处理系统，规模分别为 6000m^3/h 及 28000m^3/h，采用填料充填式生物法处理。 装卸系统设一套油气回收装置，规模 1000m^3/h。 其它：装置非正常及事故状态下的废气送火炬系统。	
5.2	废水治理措施	1、污水处理设施 （1）合成水处理装置处理规模 390m^3/h，处理来自油品加工装置排放的合成水，采用上流式厌氧污泥床(UASB)反应器，工艺单元有调节池、事故单元，生化处理单元，污泥和沼气处理单元。 （2）生产污水处理装置包括含油污水预处理、生化处理及臭气处理，设计规模 800m^3/h。含油污水预处理采用“隔油+GEM 高效气浮”工艺，生化处理采用 “两级 A/O+臭氧氧化+曝气生物滤池” 工艺； （3）全厂循环水系统排污、化学水站排放的含盐水、各单元排出的清净废水及污水处理装置处理合格后的排水，经收集后进入废水处理及回用装置，处理及回用工艺采用 BAT 回用工艺（一级预处理+UF+RO+二级预处理+UF+RO），包括四个部分，其中生化出水回用系统设计规模 800m^3/h，清净废水回用系统设计规模 700m^3/h，浓盐水回用处理系统设计规模 m^3/h，EP 纯化系统设计规模 54 m^3/h。 （4）来自废水处理及回用装置排放的高含盐水进入浓盐水蒸发结晶装置，采用采用四效蒸发结晶+闪发结晶工艺，设计规模为 60 m^3/h，分两个系列。 2、三级防控 第一级防控，由装置区、罐区分别设置围堰、防火堤组成；第二级防控，有污染风险的各装置界区内设置初期雨水池。第三级防控为厂区设有事故水池，总容积为 30000m^3。	
5.3	固体治理措施	1、 焚烧装置 包括污泥干化设施及焚烧设施。污泥干化设施处理污水处理装置的污泥及罐底污泥，干化后的废物与各装置产生的部分危险固废以及污水处理厂产生的沼气进入焚烧设施。污泥脱水处理能力 181500t/a，污泥干化能力 36000t/a，焚烧设施处理能力为 12010t/a。 2、 危险废物仓库	

序号	主项名称	主要内容	备注
		设置危险废物库房一座，占地 2000m^2，用于存放危险废物，设计存储周期为 20 天。根据贮存的危险废物的危险特性设置相应的安全装置以及配备足够的消防器材、应急设施。不相容的危险废物必须分开存放，并设有隔离间隔断，满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及修改单要求。 3、 灰库及渣库 本项目建设直径项目设直径 12m，高 33m，有效容积约 2000m^3 的飞灰库 5 座，共可贮灰约 8000t。每座灰库库顶设布袋除尘器 1 台。 建设直径 8m，高 24m，有效容积约 400m^3 的渣库 3 座，每座渣库可贮渣约 320t。渣库库顶设布袋除尘器 1 台。	
5.4	噪声治理措施	消声、减振、隔声、合理平面布置、选购低噪声设备等。	
5.5	生态措施	水土保持、土石方平衡、及时覆土、恢复植被、合理设置弃土场等。	
5.6	绿化	绿化率为 12%。	
6	依托工程（依托工程均不在本次评价范围内）		
6.1	厂外给水管线	本项目水源来自准格尔旗黄河水务有限公司，目前园区生产水管网已建成，为保证项目的实施，园区拟再建一根生产用水管线。为确保给水安全可靠，本项目拟从园区已建的生产水管网供水，送往厂区内的储水池，储水池有效容积为 4×30000m^3，其中消防用水量为 17000m^3，其余为全厂生产用水，经生产水泵加压送往各用水点；园区生活用水依托大路新区市政供水。	
6.2	厂外排水设施	本项目不外排污水，清净雨水排放依托园区现有雨水排放系统。	
6.3	园区一般固体废物渣场	依托园区现有灰渣场及西区渣场。	
6.4	园区危险废物处置中心	依托园区拟建危废处置中心。	
6.5	厂外道路及铁路	厂区西侧为呼大高速公路，北侧为纬一路。厂外铁路依托现有“大路煤化工基地铁路专用线”，本项目自建大路煤化工基地铁路专用线引入厂内的铁路线及场内铁路的路场。	

序号	主项名称	主要内容	备注
6.6	厂外供电	本项目依托内蒙古电力集团有限公司规划建设的“伊泰 220KV 变电站”。	
6.7	厂前区生活办公设施	本项目依托现有工程的厂前区设施。	

4.4 总平面布置

厂区总平面布置可划分为如下几个大的主要功能区。

西北主工艺生产区：主要工艺装置及联系紧密的公辅设施。

东部物流区：东南煤储运区及东北铁路及液体储运区。。

西南公/辅设施区：污水处理系统、应急缓冲池、浓盐水暂存池、尾气处理装置、LNG 储罐及装卸、化学水站、焚烧装置、渣蜡热裂解装置、燃气锅炉、火炬等公辅设施。

东北区北侧空隙用地：与工艺装置联系较小的公辅设施。

本项目总图布置见图 4.4-1。

4.5 主要原、辅材料消耗及消耗

4.5.1 主要原料消耗、规格及来源

⑴主要原料、燃料消耗及来源

本项目主要原料、燃料消耗及来源见表 4.5-1。

表 4.5-1　　主要原辅材料消耗及来源表

名称	单位	数量	来源	运输方式
原料				
空气	万吨/年	2338	-	-
原料煤	万吨/年	883.28	塔拉壕煤矿 李家壕煤矿	公路、铁路
燃料				
燃料煤	万吨/年	246.61（设计煤种） 265.86（校核煤种）	酸刺沟煤矿	公路、铁路

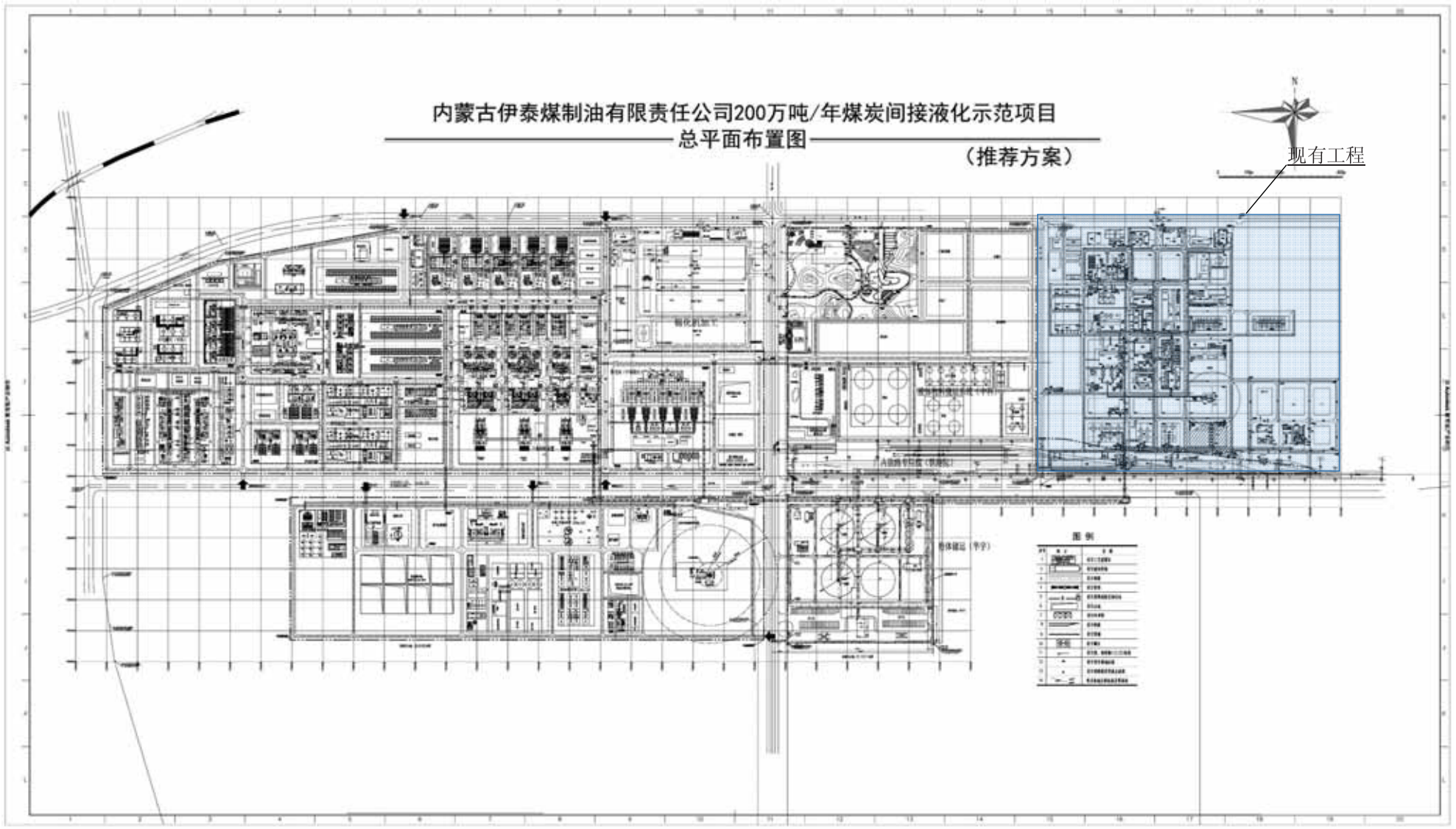


图 4.4-1　本项目总图布置示意图

⑵原料煤及燃料煤规格

气化装置原料煤及热电装置热电装置燃料煤煤质见表 4.5-2~4。

表 4.5-2　　气化装置原料煤质分析

项目		符号	单位	分析数据
工业分析	收到基水分	Mar	%	24.00
	空干基水分	Mad	%	14.00
	空干基灰分	Aad	%	10.32
	干基灰分	Ad	%	12.00
	空干基挥发分	Vad	%	27.38
	固定碳	Fcad	%	48.30
元素分析	空干基碳	Cad	%	59.02
	空干基氢	Had	%	3.37
	空干基氮	Nad	%	0.70
	空干基全硫	St.ad	%	0.61
	空干基氧	Oad	%	11.98
微量元素	磷	Pad	%	0.003
	氯	Clad	%	0.008
	砷	Asad	ug/g	2
	氟	Fad	ug/g	60
	汞	Hgad	μg/g	0.032
收到基低位发热量		Qnet.ar	kcal/kg	4593
可磨系数		HGI		87
灰熔融性	变形温度	DT	℃	1150
	软化温度	ST	℃	1180
	半球温度	HT	℃	1200
	流动温度	FT	℃	1220
灰成分分析	二氧化硅	SiO_2	%	44.35
	三氧化二铝	Al_2O_3	%	17.18
	三氧化二铁	Fe_2O_3	%	7.35
	氧化钙	CaO	%	14.02
	氧化镁	MgO	%	2.04
	三氧化硫	SO_3	%	8.54
	二氧化钛	TiO_2	%	0.89
	氧化钾	K_2O	%	1.48
	氧化钠	Na_2O	%	1.84
	五氧化二磷	P_2O_5	%	0.05
	二氧化锰	MnO_2	%	0.06

表 4.5-3 燃料煤煤质分析（校核）

项 目		单 位	设计参数
工业分析	M_t	wt%	13
	M_{ad}	wt%	5
	A_{ar}	wt%	29
	V_{daf}	wt%	41.98
	FC_{ad}	wt%	
元素分析	C_{ar}	wt%	43.35
	H_{ar}	wt%	3.58
	O_{ar}	wt%	9.25
	N_{ar}	wt%	0.92
	$S_{.ar}$	wt%	0.9
灰熔点 (还原性气氛)	DT	℃	1450
	ST	℃	>1500
	HT	℃	>1500
	FT	℃	>1500
	可磨指数 HGI	/	68
	发热量 Qar.net	Kcal/kg	4096
		KJ/kg	17146
灰成分	SiO_2	wt%	55.78
	Al_20_3	wt%	36.19
	Fe_2O_3	wt%	2.86
	CaO	wt%	0.48
	MgO	wt%	0.18
	K_2O	wt%	0.61
	Na_2O	wt%	0.08
	MnO_2	wt%	0.07
	SO_3	wt%	0.42
	P_2O_5	wt%	0.17
	TiO_2	wt%	1.06
微量元素	Cl_{ad}	wt%	0.024
	F_{ad}	ug/g	265
	As_{ad}	ug/g	0
	Hg_{ad}	ug/g	0.086
	P_{ad}	wt%	0.03

表 4.5-4 燃料煤煤质分析（设计）

项 目		单 位	设计参数
工业分析	M_t	wt%	13.9
	M_{ad}	wt%	4.57
	A_{ar}	wt%	25.79

项　目		单　位	设计参数
	V_{daf}	wt%	39.65
	FC_{ad}	wt%	
元素分析	C_{ar}	wt%	48.46
	H_{ar}	wt%	2.98
	O_{ar}	wt%	7.39
	N_{ar}	wt%	0.83
	S_{ar}	wt%	0.65
灰熔点 (还原性气氛)	DT	℃	1430
	ST	℃	>1500
	HT	℃	>1500
	FT	℃	>1500
	可磨指数 HGI	/	66
	发热量 Qar.net	Kcal/kg	4416
		KJ/kg	18485
灰成分	SiO_2	wt%	44.74
	Al_20_3	wt%	43.43
	Fe_2O_3	wt%	3.63
	CaO	wt%	0.68
	MgO	wt%	0.16
	K_2O	wt%	0.14
	Na_2O	wt%	0.02
	MnO_2	wt%	0
	SO_3	wt%	0.5
	P_2O_5	wt%	0.2
	TiO_2	wt%	1.35
微量元素	Cl_{ad}	wt%	0.021
	F_{ad}	ug/g	85
	As_{ad}	ug/g	1
	Hg_{ad}	ug/g	0.165
	P_{ad}	wt%	0.044

⑶原料煤及燃料煤来源

①原料煤

本项目气化装置原料煤来自塔拉壕煤矿及李家壕煤矿。

塔拉壕煤矿井田位于内蒙古鄂尔多斯万利矿区，井田面积面积为42.62km^2，建设规模 600 万吨/年，煤类确定为不粘煤及长焰煤。塔拉壕煤矿环评已于 2009 年获得环境保护部批复（环审【2009】404 号）。李家壕煤矿和塔拉壕煤矿相邻，建设规模 600 万吨/年，已于 2008 年由国家发改委核准（发改能

源【2008】2890 号），并于同年获得原国家环境保护总局批复（环审【2006】294 号）。

塔拉壕煤矿和其相邻的三个井田杨家村井田、李家壕井田、高家梁井田均属于同一煤田，具有相似的煤质特征，煤层赋存条件相同，煤质、煤类相同，开采方法、开采煤层相同。

本项目原料煤煤质的确认分别采集了高家梁煤矿生产大样、李家壕煤矿生产大样和杨家村煤矿生产大样。通过洗选和分析，发现所有的＞13mm 的洗块精煤的灰分中 SiO_2 和 Al_2O_3 的含量远低于＜13mm 的未洗筛分煤含量，而 CaO 等碱金属氧化物含量却远远高于＜13mm 的未洗筛分煤含量。各种洗净块煤和未洗筛分煤的粘温曲线也证明单独使用洗净块煤和未洗筛分煤作为本项目的原料煤都很困难。因此，本项目通过加权平均的方法来对煤质进行均值化，以便满足气化原料煤对煤质的要求。将加权法计算出来的本项目设计煤种煤质数据，和选取三个井田煤质数据中对煤气化使用较为苛刻的数据作为校核煤种的煤质数据，与塔拉壕井田煤炭勘探报告中的煤质统计数据进行对比，发现加权法得到的上述数据可以代表项目投产后 30 年的塔拉壕矿供煤煤质数据，并且可以涵盖塔拉壕、李家壕井田的煤质，通过分析确定的原料煤煤质分析见表 4.5-2。

②燃料煤

热电装置燃料煤来自酸刺沟煤矿。

酸刺沟矿井位于内蒙古自治区鄂尔多斯市准格尔旗沙圪堵镇东 27km，井田位于准格尔煤田中部，总井田 77.353 平方公里，总储量 22 亿吨，可开采储量 12 亿吨，年产 1200 万吨的矿井已经由国家发改委批准建设，2010 年底通过国家能源局验收投产。

4.5.2 主要辅助材料消耗及来源

本项目主要辅助材料消耗及来源见表 4.5-5。

表 4.5-5　　主要辅助材料消耗及来源表

序号	装置名称	名称	单位	数量	来源
1	空分装置	空分分子筛	吨/10 年	85	外购
		空分氧化铝	吨/10 年	75	外购

序号	装置名称	名称	单位	数量	来源
2	气化装置	分散剂	吨/年	560	外购
		高分子絮凝剂	吨/年	60	外购
3	变换装置	变换催化剂	吨/3 年	165	外购
		变换保护剂	吨/3 年	176	外购
		液氨	吨/年	1.5	外购
		丙酮肟	吨/年	1.3	外购
		磷酸盐	吨/年	3.2	外购
4	低温甲醇洗装置	甲醇	吨/年	2040	外购
5	制冷单元	丙烯	吨/年	6	外购
6	硫回收单元	硫磺回收催化剂	m^3/4 年	40	外购
7	油品合成	碳酸钾	吨/年	100	外购
		脱硫剂	吨/年	163.7	外购
		活化剂	吨/年	40	外购
		FT 合成催化剂	吨/年	2000	外购
		硅藻土	吨/年	80	外购
		白土	吨/年	320	外购
		活性炭	吨/年	168	外购
		五氧化二钒	吨/年	10	外购
		消泡剂	吨/年	4	外购
		磷酸盐	吨/年	10.5	外购
		草酸	t（一次装填）	150	外购
		氢氧化钠	t（一次装填）	250	外购
		液氨	吨/年	1.44	外购
		丙酮肟	吨/年	1.2	外购
8	尾气处理装置	吸附剂	m^3/20 年	906	外购
		分子筛	m^3/3 年	200	外购
		乙烯	吨/年	4.78	外购
		丙烷	吨/年	12.97	外购
		异戊烷	吨/年	9.35	外购
9	油品加工装置	乙二醇	吨/年	32	外购
		加氢精制催化剂	吨/6 年	111.07	外购
		加氢裂化催化剂	吨/6 年	175.73	外购
		降凝反应器催化剂	吨/3 年	5.09	外购
		加氢精制保护剂	吨/3 年	53.29	外购
		加氢裂化保护剂	吨/3 年	37.21	外购
		降凝反应器保护剂	吨/3 年	5.09	外购
		瓷球	吨/3 年	147.23	外购

4.6 储运工程

4.6.1 煤的储运

①卸煤系统

卸煤系统分为铁路卸煤系统和汽车卸煤系统，汽车卸煤系统采用固定场所卸煤方式，火车卸煤系统采用底门开卸车方式。汽车和火车卸下的煤经皮带运送至煤筒仓和圆形料场。

②储煤系统

本项目共设置3 座直径Φ110m 的圆形料场，分别存储主原料煤、次原料煤和燃料煤。主原料煤圆形料场和次原料煤圆形料场串联布置，燃料煤圆形料场则相对独立。圆形料场内存储的原料煤或燃料煤通过堆取料机和双向带式给煤机给入到地道内设置的配煤线或输煤线，通过转载运至准备车间。

同时设置四座Φ22m 的圆形筒仓，单仓储量9000t，为现有工程服务。四座圆形筒仓其中两座存储主原料煤、一座存储次原料煤、一座存储燃料煤。

③准备车间

设准备车间一座用于本项目供煤系统的原料煤的破碎和燃料煤的筛分破碎。准备车间根据处理取料用途的不同，可分为东侧原料煤破碎区、西侧燃料煤筛分破碎区。

燃料煤通过带式输送机输送至准备车间西侧燃料煤筛分破碎区，输送至动力站使用。原料煤通过带式输送机输送至准备车间东侧原料煤破碎区，通过转载输送至气化装置使用。

4.6.2 罐区

罐区分为液体产品罐区、中间产品罐区及化学品罐区。

液体产品主要有柴油、石脑油、LPG及副产品混醇等，在产品罐区进行储存，总计26个罐。总罐容为330000m^3，25个内浮顶罐，1个球罐。

中间产品罐区主要考虑到油品合成装置和油品加工装置进料的不均匀性，包括轻质油罐、轻污油罐、稳定重质油罐、重污油罐、重柴油罐、稳定蜡罐、合格蜡罐、合成水罐及合成水切油罐共计26个，总库容35950m^3，21个固定顶罐，4个低压罐，1个卧式罐。

化学品罐区除满足工厂正常生产时所需化学品的储存和运输，主要目的是满足全厂停工检修时工艺装置化学品退料和系统吹扫的需要，同时对接收的化学品切水处理，满足工厂再次开车时向工艺装置输送合格的原材料。化学品罐区丙烯罐区和附属泵房。

储罐具体情况参照工程分析相关内容。

4.6.3 化学品仓库

本项目拟设硫磺产品库房2 座，常规和危险化学品库房各1 座，备品备件库2 座，气瓶库、润滑油库各1 座，金属材料库2 座。具体配置情况详见工程分析相关内容。

4.6.4 固体废物储存

⑴ 危险废物库房

危废库房主要用于各装置排放的废催化剂、废脱硫剂、废包装袋等危险固体废物在回收、焚烧或经其他方法处置前的临时存放。危险废物库房设计满足GB18597-2001《危险废物贮存污染控制标准》的要求。

⑵灰库及渣库

本项目建设直径项目设直径12m，高33m，有效容积约2000m^3的飞灰库5座，共可贮灰约8000t。每座灰库库顶设布袋除尘器1台。建设直径8m，高24m，有效容积约400m^3的渣库3座，每座渣库可贮渣约320t，渣库库顶设布袋除尘器1台。全厂产生的飞灰经暂存后用密闭罐车将灰库中的灰外运至园区一般固体废物渣场填埋，渣用斗式提升机输送至渣库暂存后装车外运至园区一般固体废物渣场填埋。

4.6.5 运输系统

本项目产品出厂方式为铁路和公路运输，设公路装车设施及铁路装车设施。铁路运力按照LPG、石脑油、柴油全年产量的100%进行考虑，公路运力按照石脑油和柴油全年产量的20%考虑，LPG的39%考虑，轻醇、重醇全年产量的100%采用公路运输。

汽车装车全部选择底部装油，设置下装式无泄漏快速接头；铁路装车品种有

柴油、稳定石脑油、液化气和混醇，全部按小鹤管设计，共80个鹤位。

同时在装卸系统设置一套活性炭油气回收系统，处理规模为1000立方米/小时，采用活性炭吸附工艺，设计油气回收率为98%以上。

全厂运输量共计2030000t/a，其中铁路运输量为1986100t/a，公路运输为43900t/a。原料煤及燃料煤采用铁路运输为主公路为辅的进场方式，柴油、石脑油、LPG、LNG等产品采用铁路运输为主，公路运输为辅，灰渣及其它辅助材料采用公路运输。

4.7 公用工程

本项目主要公用工程消耗及来源见表 4.7-1。

表 4.7-1　　主要公用工程消耗及来源表

名称	规格	单位	消耗量	备注
燃料煤	设计煤种	万吨/年	246.61	来自酸刺沟煤矿，供热电装置
电		kW	241937	来自热电装置及薛家湾电网
蒸汽	超高压蒸汽 11.5MPa，525℃	t/h	2086.7（冬季） 1962.6（夏季）	来自热电装置
	次高压蒸汽 5.4MPa，420℃	t/h	339.7（冬季） 337.2（夏季）	一部分来自净化装置及燃气锅炉，其余来自热电装置
	中压饱和蒸汽 2.8MPa，232℃	t/h	1503	来自热电装置、净化装置、油品合成装置、油品加工装置
	低压蒸汽 1.0MPa，240℃	t/h	217.6（冬季） 214.6（夏季）	
	低低压蒸汽 0.5MPa，159℃	t/h	1200.7（冬季） 1056（夏季）	
脱盐水		m^3/h	4453.1（夏季） 4397.4（冬季）	来自化学水站
再生回用水		t/h	1188	来自废水处理及回用水装置
原水		t/h	1288.2（夏季） 773（冬季）	来源于天河水务公司
新鲜水		t/h	1281.2（夏季） 769（冬季）	来自净水厂
生活用水		t/h	30	来自园区生活供水管网
循环冷却水		t/h	13600（开式） 61072.3（闭式，夏季） 59479（闭式，冬季）	来自循环水场
高压氮气		m^3（N）/h	64761	来自空分装置

名称	规格	单位	消耗量	备注
低压氮气		m^3（N）/h	317030	来自空分装置
仪表空气		m^3（N）/h	16837	来自空分装置
工厂空气		m^3（N）/h	17702	来自空分装置

4.7.1 给排水

⑴给水

① 给水系统

厂区内给水系统划分为：原水系统、生产给水系统、生活给水系统、循环供回水系统（间冷开式、间冷闭式）、消防给水系统、再生水系统等。

本项目水源来自准格尔旗大路工业园天河水务公司。原水经厂内净水厂处理后供全厂的生产及消防。

本项目原水量消耗约为1288.2（夏季）/773（冬季） m^3/h，原水经园区生产水管网进入厂内净水厂，净水场采用“原水→管道混合器→小网格反应池→斜管沉淀池→V型滤池→出水”净化工艺流程，净化后的新鲜水量为1281.2（夏季）/769（冬季）m^3/h。

1）原水系统

本项目原水水源为大南沟水库，经园区取水设施及供水管网送至工程界区，项目界区处供水压力≥0.2MPa(G)，在正常生产情况下可满足项目需水量。

本项目厂区内设置净水场，从园区供水管线上引入 2 根 DN800 输水管线至净水场。为保证项目供水保证率，净水场内设清水池以增加自身的调蓄能力，原水经反应，沉淀，过滤处理后进入清水池内储存，供全厂的生产、消防。

2）生产给水系统

由厂内生产给水加压和消防泵房内生产低压消防供水泵供给厂区生产装置及辅助设施生产用水及低压消防用水，本系统主要供循环冷却水补充水、生产装置及辅助生产设施用水、地面冲洗水、设备冲洗水及化学水处理系统用水等。

3）生活给水系统

本项目自园区生活水管线引生活水至生产给水加压和消防泵房内生活水池，经生活水泵供给厂区生产装置及辅助生产设施。本系统主要供各生产装置及辅助生产设施操作人员生活用水、洗眼淋浴器、分析化验室用水等。

4）循环水系统

厂区共设置六座循环水场，其中第一循环水场为空分装置服务，为闭式循环水系统；第二循环水场为为空分装置服务，为开式循环水系统；第三循环水场为气化装置服务，为闭式循环水系统；第四循环水场为净化装置和余热发电服务，为闭式循环水系统；第五循环水场为油品合成、油品加工、尾气处理装置服务，为开式式循环水系统；第六循环水场为锅炉、污水处理、硫回收、焚烧炉、成品罐区服务，为闭式循环水系统。

开式循环冷却水系统补充水优先采用再生水，闭式循环冷却水系统补充水采用脱盐水。

5）消防给水系统

全厂设稳高压消防给水系统。供给全厂消火栓、消防炮、消防喷淋冷却系统等消防用水。

6）回用水系统

合成水处理系统处理来自油品加工装置排出的合成废水，处理后再生水作为化学水处理系统的补水。

废水处理及回用装置，处理各装置及辅助设施排出的清净废水，包括间冷开始循环冷却水系统排污水、化学水处理系统排水、生产污水处理系统产水等，处理后再生水优先作为间冷开式循环水系统补水。

②化学水站

化学水处理系统供水能力7300m³/h，包括原水制备系统、透平冷凝液处理、工艺冷凝液处理系统。其中原水制备脱盐水系统设计产水规模3100m³/h；透平凝液处理设计产水规模2700m³/h；工艺凝液处理产水规模1500m³/h。

⑵ 排水

① 厂内排水系统

厂区内排水系统划分为：生产污水系统、生活污水系统、含油污水系统、清净废水系统、污染雨水系统、清净区雨水系统。

1）生产污水系统

生产污水主要来自装置的设备排水、装置及单元内塔区、炉区、泵区、冷换区的地面冲洗水、洗罐水、分析化验污水等。

装置内重力流生产污水经管道汇集后排入装置内污水池，由泵提升后经系统生产污水管线输送至污水处理场。

装置内污染区域的初期雨水经收集后进入装置内初期雨水池，由泵提升经系统生产污水管线输送到污水处理场。

2）生活污水系统

本系统主要接收生产管理区、生产装置、辅助生产设施、浴室等处排出的生活污水，在装置区内生活污水先经各装置内的化粪池预处理后，自流排入全厂生活污水系统，送至污水处理场处理。

3）含油污水系统

本系统主要收集和排放生产装置（主要包括油品合成、油品加工、尾气处理装置、罐区）及配套辅助设施所排放的含油污水。含油污水应收集后在装置区内进行除油预处理，满足污水处理场接管标准后，汇入厂区含油污水管道，压力送至污水处理场处理回用。

4）清净废水系统

本系统主要用于收集和排放各装置区内的清净废水，主要包括循环水系统排污水、化学水处理系统排水及锅炉排污水等含盐废水，收集后的清净废水送至废水处理及回用系统处理后回用。

5）污染雨水系统

本系统收集各生产装置和辅助生产设施排出的污染雨水及事故排水，污染雨水量按 20mm 水深乘以污染区面积计算，在生产装置和辅助生产设施界区内采用重力排水系统排至各界区内初期雨水池，泵加压后排至生产污水系统，初期雨水池前设溢流井，后期雨水溢流至清净雨水系统。

6）清净雨水系统

清净雨水系统收集全厂未污染的雨水，以重力流地下管道形式分散、就近收集后，集中外排出厂。清净雨水系统管道枝状布置。本系统主要收集非铺砌区域、工艺装置区外的建筑物、道路、非工艺区、停车场及其他被确认为没有污染风险的区域雨水。

② 污水处理设施

污水处理设施分为合成水处理装置、生产废水处理装置（包括含油污水预处理、生化处理）、废水处理及回用装置、高含盐废水蒸发结晶处理。

A：合成水处理装置

合成水处理装置处理规模390m^3/h，处理来自油品加工装置排放的合成水，

采用上流式厌氧污泥床(UASB)反应器，工艺单元有调节池、事故单元，生化处理单元，污泥和沼气处理单元。合成水经处理后回用作为化学水处理站的补水。

B、生产废水处理装置

生产污水处理装置包括含油污水预处理、生化处理及臭气处理，设计规模800m^3/h。含油污水预处理采用“隔油+GEM 高效气浮”工艺，生化处理采用 “两级 A/O+臭氧氧化+曝气生物滤池”工艺。出水水质达到一般膜系统进水水质要求，即 COD<50mg/l，氨氮<5mg/l 等后，送废水处理及回用装置进一步处理。

C：废水处理及回用装置

废水处理及回用装置进水包括全厂循环水系统排污、化学水站排放的含盐水、各单元排出的清净废水及污水处理装置处理合格后的排水，经收集后进入废水处理及回用装置，包括四个部分，其中生化出水回用系统设计规模800m^3/h，清净废水回用系统设计规模700m^3/h，浓盐水回用处理系统设计规模m^3/h，EP纯化系统设计规模54 m^3/h。

废水处理及回用装置处理流程采用BAT回用工艺（一级预处理+UF+RO+二级预处理+UF+RO）。反渗透产水送至回用水池作为回用水至各个用水点，产生浓盐水进入后续浓盐水处理单元。

回用水水量：1188m^3/h。

D：浓盐水蒸发结晶

来自废水处理及回用装置排放的高含盐水进入浓盐水蒸发装置，进水量为56m^3/h，含盐约42153~51717 mg/L，采用多效蒸发工艺将浓盐水浓缩至约200000mg/L，再通过结晶器结晶，回收冷凝液，产生工业级NaCl和Na_2SO_4作为副产品外售。

设计规模为60m^3/h，分两个系列，每个系列处理能力30m^3/h，产生10000t/a的工业级NaCl和1600t/a的工业级Na_2SO_4，包装外售。

4.7.2 供电

本项目正常情况下全厂总用电负荷为242MW。正常工况年发电总量191MW（冬季）/158.3MW（夏季），正常工况每年需购电51MW（冬季）/83.7MW（夏季）。工程外部电源为薛家湾电网。能够满足本项目外购电的需要。

热电装置配置2×CB25 抽背式汽轮发电机组，余热电站为4×N45余热利用凝

汽式空冷汽轮发电机组。

本项目拟在整体项目区内建设一座220kV总变电站（暂称220V总站），220V总站由大路500kV变、大路西220kV变分别出一回220kV线路供电，线路长度分别为15km和9km。在本项目区内建设一座110kV变电站（暂称110kV分站），110kV分站由220kV总站110kV侧不同母线段分别出一回110kV线路供电，可满足本期年产200万吨项目的供电要求。

4.7.3 电信

项目设置火灾报警系统、扩音对讲系统、电视监控系统、综合布线系统、无线对讲等。

4.7.4 供热

本项目共有6套工艺装置，需要五个压力等级的蒸汽用于驱动大型动力机组和工艺换热，需外供超高压蒸汽及高压蒸汽等约2142t/h；由于厂址周围没有可依托的供汽设施，因此拟建设热电装置，向厂区提供连续稳定的蒸汽，同时发电供本项目用户使用。

本项目配套建设热电装置，以产汽为主，在满足用户蒸汽需求的同时发电，供应本项目电用户，并与薛家湾电网联接。

热电装置具体方案配置如下：5×580t/h 超高压高温煤粉锅炉＋2×CB25 抽背式汽轮发电机组。余热电站为4×N45 余热利用凝汽式空冷汽轮发电机组。

全厂各装置副产和使用蒸汽通过全厂蒸汽管网进行平衡，热电装置为蒸汽主要来源。各工艺装置内副产蒸汽首先应尽量在内部平衡使用，不平衡输出部分应尽量靠近供汽外管压力等级，并网运行。

4.7.5 火炬

项目设置火炬系统（包括火炬气回收系统和事故火炬排放燃烧系统）。

本项目不同装置火炬气排放量大，成分复杂，既有主要成分为CO、CO_2、H_2、N_2等的合成气，也有主要组分为碳氢化合物的烃类排放气，还有含H_2S的对环境污染严重的酸性气体。

全厂设置5个系统，分别为富氢火炬系统、低压重烃火炬系统、酸性气火炬

系统、氨火炬系统和低温火炬系统。火炬高度约为125m。火炬参数及排放量见工程分析相关描述。

4.7.6 焚烧装置

本项目自建焚烧装置，包括污泥干化设施及焚烧设施。污泥干化设施处理污水处理装置的污泥及罐底污泥，干化后的废物与油品合成装置产生的渣蜡、各装置产生的部分危险固废以及污水处理厂产生的沼气进入焚烧设施。

污泥脱水处理能力181500t/a，污泥干化能力36000t/a，焚烧设施处理能力为12010t/a。采用回转窑工艺，干化设施年运行8000小时，焚烧设施年运行7500小时计。

4.7.7 消防系统

本项目消防站依托现有工程，现有工程消防站占地160×50m，定员54人。其中消防员40人，管理人员3人，其他11人，设置各类消防车辆9辆。消防系统依托园区，项目园区设置低压消防水系统、稳高压消防水系统、泡沫消防系统、水喷雾灭火系统、蒸汽灭火系统、消防竖管、灭火器、消防站、火灾报警系统等消防设施。

4.7.8 环境监测站

本项目设环境监测站，配备监测仪器，与中央化验室统一管理，负责对全厂日常环境监测。约10～20个房间，置于厂区管理区内。

4.7.9 其他

本项目新建维检修车间，负责设施设备的维护工作。

本项目新建中心控制室、中央化验室。中央化验室负责原材料、半成品和成品的质量监督、检验工作。

4.8 依托工程

4.8.1 园区水厂

园区供水工程为已建的黄河柳林滩供水工程。黄河水通过泵站提升后，用输

水管道送至沉沙池预处理后进入大南沟、三拉沟两座蓄水池调蓄，而后进入园区水厂（天河水务公司）处理，经处理后加压提升供各用水户取用。

本项目拟从供水母管上引接支管至厂内净水厂，供项目生产使用。

4.8.2 园区渣场

本项目生产过程中产生的部分废瓷球、废活性炭、气化废渣、锅炉产生的灰渣等将送园区渣场填埋，园区渣场包括园区现有渣场及西区渣场。

园区现有渣场位于准格尔旗大路镇何家塔村蒙什兔沟。该灰渣场占地面积约0.689km^3，其中库区占地0.593km^3，包括填埋区、库区周围绿化、厂外截洪沟。灰渣场填埋区坐落于山坡与坡谷地带，属于山谷型灰渣填埋场。填埋谷为三面环山的荒谷，为土体山，库区高差约64m，相应单位面积库容量较大。填埋场设计容积为1700×10^{4}m^3，灰渣容量1.3t/m^3，堆灰量约2210×10^{4}t，该渣场的设计中已考虑到需填埋园区煤化工项目的灰渣产生量为174×10^{4}t/a。项目的设计达到《一般工业固体废物贮存、处置厂污染控制标准》的要求，并已于2008年取得环评批复。由于渣场被大路工业园区至薛家湾快速路分割，库容缩小，目前Ⅰ区已填满封场，堆存渣量约500万m^3；Ⅱ区于2014年12月投入试运行。

西区渣场位于大路新区老山沟村的各主沟及次级支沟。西区渣场处理对象为工业园区产生的I、II类一般工业固体废弃物，I类渣场平均填埋规模为840万吨/年，II类渣场平均填埋规模280万吨/年，占地面积为2816113m^2，总库容为10230.8万m^3，计划服务年限约7.5年，目前该渣场的可研报告已获得鄂尔多斯大路煤化工基地经济发展局的批复（鄂大发字[2014]106号），环境影响报告书已于2015年3 月26 日取得鄂尔多斯市环境保护局的批复（鄂环评字[2015]145 号，计划2016年建成运行。

4.8.3 园区危险废物处置中心

本项目生产过程中产生的废催化剂、焚烧炉飞灰、废渣等危险废物送园区先废物处置中心，园区危废处置中心由鄂尔多斯市北控环保科技有限公司建设，分为危废处理区和危废安全填埋场两部分，其中危废处理区位于准格尔旗大路工业园区西区，危废填埋场位于准格尔旗大路工业园区西区南侧 。包括废结晶盐物化处理车间、干化系统、焚烧系统、无机盐综合利用及安全填埋，总占地面积

414363m^2，其中危废处理区占地面积300501m^2，危废填埋场占地面积113682m^2。建设总规模为年处理20万吨危险废物，其中减量资源化处理率为94%，安全填埋量为6%，服务年限25年以上。目前鄂尔多斯市大路工业园区危废处置项目（以下简称“大路工业园区危废处置中心”）环境影响报告书于2015年4月15日取得鄂尔多斯市环境保护局的批复（鄂环评字[2015]169号），计划2017年建成运行。

4.8.4 其他

项目消防设施、办公楼及宿舍均依托现有工程。

厂区西侧为呼大高速公路，北侧为纬一路，南侧为基地铁路，运输条件极为便利。

厂外供电主要依托薛家湾电网。薛家湾电网覆盖范围包括鄂尔多斯市准格尔旗的大部分地区及呼和浩特南部的清水河县，电网发电装机（6MW及以上）容量4726MW，本项目电源将从大路西220kV变电站及大路500kV变电站引进。

4.9 物料特性

本项目所涉及的原辅材料、中间产品、产品等物料的特性及危害特征详见表4.9-1。

从表4.9-1中可知，本项目涉及的物料大多具有易燃、易爆危险性，且部分物料还具有毒有害危险性，须引起高度重视。

对本项目中涉及的中国优先登记的有毒化学品、中国水环境优先污染物黑名单、美国EPA空气环境中190种优先污染物、美国EPA水环境中129种优先污染物和美国EPA200种潜在致癌物、“三致物质”及恶臭物质进行汇总，见表4.9-2。该表中同时列出了这些物质涉及到的装置。

“三致物质”是根据《工作场所有害因素职业接触限值 第1部分：化学有害因素》（GBZ2.1-2007）备注的致癌性分级标识（引用国际癌症组织IARC对潜在化学致癌性物质的分类），对项目涉及的物料及污染物进行对照筛选。

4.10 工厂组织及劳动定员

工厂设 1 名总经理，设 5 名副总经理分管不同业务范围及总工程师 1 名，4 名副总工程师，质检环保部为下设部门，负责本项目环保管理及环保监测等工作。

本项目生产为连续式生产，实行四班三运转制，个别操作系统视操作运行情况，可按一班制确定定员。全年生产 333 天，年实际生产时间为 8000 小时，其余为检修、维护及产品调整时间。工厂总定员为 1906 人，其中管理人员 162 人，技术人员 108 人，操作工 1636 人。

4.11 主要经济技术指标

本项目总投资为2934231万元人民币，其中建设投资为2672005万元人民币。主要经济技术指标见表4.11-1。

表4.11-1　　主要经济技术指标

序号	指标名称	单位	指标值	备注
1	生产规模及产品方案			详见表 4.2-1
2	操作时间	h	8000	
3	总定员	人	1906	
4	总投资	万元	2934231	
5	建设投资	万元	2672005	
6	建设期利息	万元	219531.21	
7	流动资金	万元	53511	
8	固定资产费用	万元	2484916.05	
9	无形资产费用	万元	93231.4	
10	税后利润	万元	199468	
11	总成本费用	万元	681660	

表4.9-1 物料特性及危害特征表

序号	名称	物化性质	危险性类别	燃爆特性				毒理性				备注
				闪点℃	自燃温度℃	爆炸极限vol%	火灾危险分类	健康危害	毒理指标，mg/m^3	接触限值，mg/m^3	毒性危害等级	
1	氢气 H_2	无色无味气体；不溶于水，不溶于乙醇、乙醚；熔点-259.2℃，沸点-252.8℃；相对密度（空气=1）0.07	易燃气体	＜-50	400	4.1-74.1	甲类	仅在高浓度时，由于空气中氧分压降低才引起窒息	-	-	-	
2	氧气 O_2	无色无臭气体；溶于水、乙醇；熔点-218.8℃，沸点-183.1℃；相对密度（空气=1）1.43	不燃气体、氧化剂	-	-	-	乙类	常压下，当氧的浓度超过40%时，有可能发生氧中毒。	-	-	-	
3	一氧化碳 CO	无色无臭气体；微溶于水，溶于乙醇、苯等多种有机溶剂；熔点-199.1℃，沸点-191.4℃；相对密度（空气=1）0.97	易燃气体	＜-50	610	12.5-75.6	乙类	一氧化碳在血中与血红蛋白结合而造成组织缺氧。	LC_{50}：2069（大鼠吸入）	STEL：30 TWA：20	III	我国优先登记的有毒化学品
4	甲醇	无色澄清液体，有刺激性气味；溶于水，可混溶于醇、醚等多数有机溶剂；熔点-97.8℃，沸点64.8℃；相对密度0.79	中闪点易燃液体	11	385	5.5-44.0	甲类	对中枢神经系统有麻醉作用；对视神经和视网膜有特殊选择作用，引起病变；可致代谢性酸中毒	LD_{50}：5628mg/kg（大鼠经口） 15800mg/kg（兔经皮） LC_{50}：83776（大鼠吸入）	MAC：50 STEL：50 TWA：25	III	美国EPA重点控制空气中190种有害污染物，我国优先登记的有毒化学品
5	氮气 N_2	无色无臭气体；微溶于水、乙醇；熔点-209.8℃，沸点-195.6℃；相对密度（空气=1）0.97	不燃气体	-	-	-	-	空气中氮气含量过高，使吸入气氧分压下降，引起缺氧窒息。	-	-	-	
6	煤尘	-	-	-	-	-	-	-	-	总尘： STEL：6 TWA：4 呼尘： STEL：3.5 TWA：2.5	-	
7	二氧化硫 SO_2	无色气体，特臭。溶于水、乙醇。熔点：-75.5℃，沸点-10℃；相对密度（水=1）1.43，相对密度（空气=1）2.22	-	无意义	无意义	无意义	-	易被湿润的粘膜表面吸收生成亚硫酸、硫酸。对眼及呼吸道粘膜有强烈的刺激作用。	LC_{50}：6600，1小时（大鼠吸入）	MAC：15	IV	我国优先登记的有毒化学品
8	二氧化氮 NO_2	黄褐色液体或气体，有刺激性气味。溶于水。熔点：-9.3℃，沸点14.4℃；相对密度（水=1）1.45，相对密度（空气=1）3.2	强氧化性气体	无意义	无意义	无意义	-	氮氧化物主要损害呼吸道。	LC_{50}：126，4小时（大鼠吸入）	中国MAC：5[NO2]	III	我国优先登记的有毒化学品
9	二氧化碳 CO_2	无色无臭气体；溶于水、烃类等多数有机溶剂；熔点-56.6℃，沸点-78.5℃；相对密度（空气=1）1.53	不燃气体	-	-	-	-	在低浓度时，对呼吸中枢呈兴奋作用，高浓度时则产生抑制甚至麻痹作用。	-	STEL：18000 TWA：9000	-	
10	硫化氢 H_2S	无色、有刺激性气味的气体；溶于水、乙醇；熔点-85.5℃，沸点-60.7℃；蒸汽相对密度（空气=1）1.19	易燃、有毒气体	-60	-	4.3-46.0	甲类	是强烈的神经毒物，对粘膜有强烈刺激作用；极高浓度（1000 mg/m^3 以上）接触硫化氢时可在数秒内突然昏迷，呼吸和心跳聚停，发生闪电型死亡。	LC_{50}（大鼠吸入，）：618mg/kg	MAC：10	II	美国EPA重点控制空气中190种有害污染物
11	硫磺 S	淡黄色脆性结晶或粉末，有特殊臭味；不溶于水，微溶于乙醇、醚，易溶于二硫化碳；熔点119℃，沸点444.6℃；相对密度（水=1）2.0	易燃固体	207	232	下限：35mg/m^3	乙类	可引起眼结膜炎、皮肤湿疹。对皮肤有弱刺激性	-		-	

序号	名称	物化性质	危险性类别	燃爆特性				毒理性				备注
				闪点℃	自燃温度℃	爆炸极限vol%	火灾危险分类	健康危害	毒理指标，mg/m^3	接触限值，mg/m^3	毒性危害等级	
12	硫酸 H_2SO_4	微黄油状液体，无臭；易溶于水；沸点176℃；相对密度（水=1）＞1.6	-	无意义	无意义	无意义	甲类	对皮肤、粘膜等组织有强烈的刺激和腐蚀作用	LD_{50}：2140 mg/kg（大鼠经口）	2	II	
13	丙烯 C_3H_6	无色有烃类气味的气体；溶于水、乙醇；熔点-191.2℃，沸点-47.7℃；相对密度（空气=1）1.48	易燃气体	-108	455	1.0-15.0	甲类	为单纯窒息剂及轻度麻醉剂	-		IV	
14	氨	无色有刺激性恶臭的气体；易溶于水、乙醇、乙醚；熔点-77.7℃，沸点-33.5℃；相对密度（水=1）0.82	有毒气体	-	651	15.7-27.4	乙类	低浓度氨对粘膜有刺激作用，高浓度可造成组织溶解坏死	LD_{50}：350mg/kg（大鼠经口）；LC_{50}：1390（大鼠吸入）	STEL：30 TWA：20	II	美国EPA重点控制空气中190种有害污染物，我国优先登记的有毒化学品
15	甲烷 CH_4	无色无臭气体；微溶于水；熔点-182℃，沸点176℃；相对密度（空气=1）0.6	-	-187.1	595	4.4%～16.5	甲类	甲烷对人基本无毒，但浓度过高时，使空气中氧含量明显降低，使人窒息	无意义		II	
16	氢氧化钠 NaOH	白色不透明固体，易潮解；熔点14℃，沸点145℃；比重（水=1）1.52	腐蚀性	-	-	-	-	本品有强烈刺激和腐蚀性。粉尘刺激眼和呼吸道，腐蚀鼻中隔；皮肤和眼直接接触可引起灼伤。	-	MAC：0.5 TLVWN：ACGIH 100	IV	
17	乙二醇 EG	无色带甜味液体；水中的溶解度为100%（以重量计）；熔点：未测定，沸点：>197℃；相对密度（空气=1）2.1	-	116	427	3.2-15.2	丙类	眼睛接触，可能引起刺激眼睛；如果吞咽，会产生危害或导致死亡	LD50（大鼠）：6000-13000mg/kg	PC-TWA：20 PC-STEL：40	IV	美国EPA重点控制空气中190种有害污染物
18	碳酸钾	碳酸钾，白色结晶粉末。密度2.428g/cm3。熔点891℃，沸点时分解，相对分子量138.21。溶于水，水溶液呈碱性，不溶于乙醇、丙酮和乙醚。	-	-	-	-	-	吸入对呼吸道有刺激作用，出现咳嗽和呼吸困难等。对眼有轻到中度刺激作用，引起眼疼痛和流泪，皮肤接触有轻到中度刺激，出现痒、烧灼感和炎症。大量摄入对消化道有腐蚀性，导致胃痉挛、呕吐、腹泻、循环衰竭甚至死亡。	LD50（大鼠，经口）：1.87g/kg	前苏联MAC：2	III	-
19	乙醛	无色液体，有强烈的刺激臭味。溶于水，可混溶于乙醇、乙醚。熔点-115.5℃，沸点12.8℃；相对密度（水=1）0.78，相对密度（空气=1）1.52	极易燃易爆液体	-39	140	4-57	甲类	低浓度引起眼、鼻及上呼吸道刺激症状及支气管炎。高浓度吸入尚有麻醉作用。	LD_{50}：1930 mg/kg（大鼠经口）LC_{50}：37000，1/2小时（大鼠吸入）		IV	美国EPA重点控制空气中190种有害污染物，我国优先登记的有毒化学品
20	乙醇	无色透明液体，有酒香；易溶于水；沸点77～81℃；相对密度（水=1）0.825～0.835	-	10～15	-	3.3%～19.0	甲类	本品为中枢神经系统抑制剂，在生产中长期接触高浓度本品可引起鼻、眼、粘膜刺激症状	无意义			
21	丙烯	无色有烃类气味的气体；溶于水、乙醇；熔点-191.2℃，沸点-47.7℃；相对密度（空气=1）1.48	易燃气体	-108	455	1.0-15.0	甲类	为单纯窒息剂及轻度麻醉剂	-		IV	
22	石脑油	无色或浅黄色液体，有特殊气味，不溶于水。密度在650-750kg/m3、。硫含量不大于0.08%，烷烃含量不超过60%，芳烃含量不超过12%，烯烃含量不大于1.0%。	中闪点液体	-2	350	1.1~8.7	甲类	石脑油蒸气可引起眼及上呼吸道刺激症状，如浓度过高，几分钟即可引起呼吸困难、紫绀等缺氧症状。	-	-	-	-
23	重质油	-	-	-	-	-	甲类	-	-	-	-	

序号	名称	物化性质	危险性类别	燃爆特性				毒理性				备注
				闪点℃	自燃温度℃	爆炸极限vol%	火灾危险分类	健康危害	毒理指标，mg/m^3	接触限值，mg/m^3	毒性危害等级	
24	蜡油	-	-	199	-	-	丙类	-	-	-	-	
25	轻质燃料油	-	-	38	257	-	乙类	-	-	-	-	
26	柴油	稍有粘性棕色液体，易燃易挥发，不溶于水，易溶于醇和其他有机溶剂。是组分复杂的混合物。	-	45	-	1.5~4.5	丙类	皮肤接触可致急性肾脏损害，吸入雾滴或液体可引起吸入性肺炎。	-	-	-	
27	液化石油气	无色气体或黄棕色油状液体有特殊臭味。气态密度为：2.35kg 每立方米，气态相对密度：1.686 。	-	-74	426~537	5~33	甲类	急性接触有麻醉作用，慢性接触可出现头痛头晕等	LD_{50}：5800mg/kg（大鼠经口） LC_{50}：20000 mg/kg，（兔经皮）	-	IV	-

注：危险性类别根据《常用危险化学品的分类及标志》（GB13690-92）；火灾危险性根据《建筑设计防火规范》（GB50016-2014）；接触限值根据《工作场所有害因素职业接触限值》（GBZ2.2-2007），其中STEL指短时间接触容许浓度，TWA指时间加权平均容许浓度，MAC指最高容许浓度；毒性危害等级根据《职业性接触毒物危害程度分级》（GB5044-85及GBZ 230-2010），Ⅰ级为极度危害、Ⅱ级为高度危害、Ⅲ级为中度危害、Ⅳ级为轻度危害。

表 4.9-2　　优先控制污染物汇总表

污染物	中国优先登记的有毒化学品	中国水环境优先污染物黑名单	美国 EPA 空气环境中 190 种优先污染物	美国 EPA 水环境中 129 种优先污染物	美国 EPA200 种潜在致癌物	“三致物质”	恶臭物质	涉及的装置名称
二氧化硫	√							净化装置、热电装置、焚烧装置、油品加工装置、火炬
二氧化氮	√							气化装置、热电装置、焚烧装置、油品加工装置、油品合成装置、火炬
甲醇	√		√					净化装置、油品合成装置
一氧化碳	√							煤气化装置、净化装置、火炬
硫化氢			√				√	煤气化装置、净化装置、污水处理装置、火炬
乙醛	√		√			G2B	√	油品加工装置
乙二醇			√					油品加工装置
乙醇			√					油品加工装置
氨	√		√				√	煤气化装置、净化装置、热电装置、火炬
氰化物	√	√	√	5 级				煤气化装置

注：“三致物质”是根据《工作场所有害因素职业接触限值 第1部分：化学有害因素》（GBZ2.1-2007）备注的致癌性分级标识（引用国际癌症组织IARC对潜在化学致癌性物质的分类），G1：确认人类致癌物质；G2A：可能人类致癌物；G2B：可疑人类致癌物；G3：对人和动物致癌性证据不足；G4：未列为人类致癌物。

5 工程分析

5.1 工艺路线

⑴总工艺路线

本项目在原料上充分利用当地丰富的煤炭资源发展煤化工。产品方案在设计上，以煤气化－净化合成气－合成气制油为发展主线，把煤化工和石油化工巧妙的融合在一起。

本项目是以煤为原料生产 200 万吨油品的大型煤化工项目。整个项目由 6 套生产装置以及中间产品及成品罐区、热电装置、给排水系统、空分空压、循环冷却水场等公用工程和辅助装置组成。

原料煤先通过煤气化生产出 $CO+H_2$ 合成气，其次通过一氧化碳变换、低温甲醇洗等技术，将煤转化为净化合成气，再通过费托合成技术，将净化合成气合成以柴油为主的油品。

本项目生产工艺总物料流程图见 4.2-1。

⑵装置技术路线

本项目共设 6 套生产装置，经多方面比较分析后，各生产装置工艺技术路线和技术来源见表 5.1-1。

表 5.1-1　各生产装置暂定的工艺技术路线

序号	工艺装置		装置规模(万吨/年)	暂定的工艺技术路线	暂定的工艺技术来源
1	空分装置		5×10.5 万 m^3/h（氧气）	全低压分子筛净化吸附、空气增压、增压制动透平膨胀机制冷、氧内压缩流程	国内技术+国外引进，5 个系列
2	气化装置		粗合成气：2097.36	干煤粉激冷气化工艺	宁煤炉（NCG 炉），10 台气化炉+1 台备用炉
3	净化装置	一氧化碳变换装置	变换合成气：1627.84	钴钼系宽温耐硫变换催化剂+采用部分变换+余热回收流程	国内技术，2 个系列
		低温甲醇洗装置	净化合成气：619.76	低温甲醇洗工艺	国外技术，2 个系列，制冷单元 2 个系列
		硫回收装置	硫磺：7.05	硫回收段采用一段高温氧化、两级克劳斯转化的技术，尾气处理段采取氨法脱硫技术	国内技术，硫回收单元（2 个系列）
4	油品合成		201.3（稳定重油 18.68，轻质油 33.38，合格蜡 149.24，脱碳尾气 53.35）	核心技术合成单元采用高温浆态床 F-T 合成；催化剂还原单元采用中科合成油浆态床铁系催化剂技术；蜡过滤单元采用中科合成油蜡过滤（纯化）工艺；脱碳单元采用南化院“低供热源变压再生脱碳工艺”；精脱硫单元采用干法脱硫技术；渣蜡热裂解单元采用高温裂解对渣蜡进行处理，选用中科自主研发的卧式返混回转炉。	中科合成油技术有限公司，精脱硫单元 2 个系列，渣蜡热裂单元 1 个系列，催化剂还原单元（催化剂加料部分、还原反应部分及重柴加料部分均为 2 个系列），蜡过滤单元（稳定蜡过滤部分 2 个系列，蜡精制部分 1 个系列，渣蜡过滤部分 1 个系列，助剂加料部分 2 个系列），费托合成单元（反应部分 4 个系列，馏分油汽提及释放气压缩部分 1 个系列），尾气脱碳（CO_2 吸收部分及溶剂再生部分均为 1 个系列）
5	尾气处理		处理原料气 16 万 Nm^3/h	膜分离单元：膜分离技术；深冷分离单元：深冷分离技术；PSA单元：PSA变压吸附制氢技术	国内技术，1 套膜分系统、1 套深冷分离系统、2 套 PSA 系统
6	油品加工		203（石脑油 48.04，柴油 138.91；液化气 11.66，混醇 4.39）	加氢精制单元：精制一次通过加氢技术；加氢裂化单元：单段全循环无硫加氢技术；合成水处理单元：中科专有萃取蒸馏技术	中科合成油技术有限公司，1 个系列

5.2 主体工程

5.2.1 空分装置（包含空压站）

5.2.1.1 生产规模及产品方案

空分装置公称小时制氧能力为 525000Nm^3，分为 5 个系列，年操作时间 8000h。空压站在全厂正常生产时作为仪表空气及工厂空气的辅助供应手段；在空分装置开车之前，提供启动除盐水站、热电装置及空分装置自身所需的仪表空气及工厂空气。具体生产规模及产品方案见表 5.2.1-1。

表 5.2.1-1 空分装置生产规模及产品方案

装置名称	生产规模（Nm^3/h）	产品名称	产量		去向
			Nm^3/h	$\times10^4Nm^3/a$	
空分装置	制氧能力:525000	高压氧气	452372	361898	气化装置
		低压氧气	2545	2036	硫回收单元
		低压氮气 1，1.0MPa(G)	159744	127795	用户
		低压氮气 2，0.4MPa(G)	157286	125829	用户
		高压氮气	64761	51809	用户
		仪表空气	16837	13470	用户
		工厂空气	17702	14162	用户
		液氮	1587	1270	贮槽
		液氮	20000	16000	甲烷深冷分离单元
空压站	2×5000	仪表空气和工厂空气	10000	/	用户

5.2.1.2 主要原料及产品规格

空分装置的原料为空气，产品为合格的氧气、氮气、仪表空气、工厂空气、液氮，原料技术规格见表 5.2.1-2，产品规格见表 5.2.1-3。

表 5.2.1-2 原料空气技术规格表

序号	名称	单位	指标
1	N_2	vol%	78.12
2	O_2	vol%	20.95
3	Ar	vol%	0.93
4	CO_2	ppm vol	1000
5	CH_4	ppm vol	2.4
6	C_2H_2	ppm vol	1.0

序号	名称	单位	指标
7	C_2H_4	ppm vol	0.05
8	C_2H_6	ppm vol	0.05
9	C_3H_6	ppm vol	0.2
10	C_3H_8	ppm vol	0.05
11	C_4 及重碳氢化合物	ppm vol	1.0
12	NOx($NO+NO_2$)	ppm vol	0.2
13	N_2O	ppm vol	0.5
14	H_2S	ppm vol	0.3
15	Cl_2+Cl^-	ppm vol	0.05
16	CH_3-COH	ppm vol	0.1
17	SO_2+COS	ppm vol	0.2
18	NH_3	ppm vol	0.1
19	机械杂质（灰尘）	mg/Nm^3	30

表 5.2.1-3　　空分装置产品规格表

序号	产品名称	单位	指标	空分界区压力 MPa(G)
1	高压氧气	vol%	≥99.6	5.6
2	低压氧气	vol%	≥99.6	0.5
3	低压氮气 1 1.0MPa(G)	ppm	O_2≤10	1.0
4	低压氮气 2 0.4MPa(G)	ppm	O_2≤10	0.4
5	高压氮气	ppm	O_2≤10	8.2
6	仪表空气	℃	压力露点-50，无油，无尘	0.9
7	工厂空气	℃		0.9
8	液氮（贮槽）	ppm	O_2≤10	/
9	液氮（甲烷深冷分离单元）	ppm	O_2≤10	0.35

5.2.1.3 工艺技术及生产原理

空分装置采用全低压分子筛净化吸附、空气增压、增压制动透平膨胀机制冷、氧内压缩流程。专利技术拟采用林德、法液空、美国 APCI 公司或国内杭氧公司技术。

5.2.1.4 工艺流程简述

原料空气自吸入口吸入，经自洁式空气过滤器除去灰尘及其它机械杂质。过滤后的空气进入离心式空压机，经压缩机压缩到约 0.561MPa（A），然后进入空

气冷却塔冷却。冷却水为经水冷塔和冷水机组冷却后的水。空气自下而上穿过空气冷却塔，在冷却的同时，又得到清洗。

经空冷塔冷却后的空气进入切换使用的分子筛纯化器，空气中的二氧化碳、碳氢化合物和水分被吸附。分子筛纯化器为两只切换使用，其中一只工作时，另一只再生。纯化器的工作周期约为 8 小时，定时自动切换。

净化后的空气分成三股。一股作为空分装置自用仪表空气。一股空气直接进入板式换热器，被返流流体冷却后直接进入下塔。

另一股空气去空气增压机，这股空气分成三部分：一部分空气经增压空压机第一级叶轮增压后抽出，作为产品仪表空气和工厂空气，其余空气进入板式换热器，用来与返流体换热；一部分空气经空气增压机压缩后，进入高压板式换热器，再从高压板式换热器中部抽出进入膨胀机去膨胀，膨胀后的空气送入下塔；另一部分空气经空气增压机增压后进入膨胀机的增压风机中增压，然后被冷却器冷却至常温后进入高压板式换热器，用来与高压液氧和液氮换热。高压液空经液体膨胀机膨胀后进入下塔。

空气经下塔初步精馏后，获得液空、纯液氮和污液氮，其中液空和污液氮经过冷器过冷后节流进入上塔。经上塔进一步精馏后，在上塔底部获得液氧，并经液氧泵压缩后进入板式换热器，复热后出冷箱，进入氧气管网。

从下塔顶部引出压力氮，进入板式换热器复热后出冷箱，直接送入 0.4MPa（G）低压氮气管网。下塔顶部抽出部分液氮经高压液氮泵和低压液氮泵压缩后进入板式换热器，复热后出冷箱，进入高压氮气管网和低压氮气管网。又在下塔顶部抽出液氮经过冷器过冷后一小部分进入液氮贮槽，其余大部分经用户真空管送甲烷深冷分离单元。

从上塔上部引出污氮气经过冷器和板式换热器复热出冷箱后分成两部分：一部分进入分子筛系统的蒸汽加热器，作为分子筛再生气体，其余污氮气去水冷塔。

从上塔中部抽取一定量的氩馏份送入增效氩塔，氩馏份经增效氩塔精馏得到粗氩气，粗氩气经板式换热器复热后出冷箱。

后备 25000Nm^3/h 高压氮气的供氮方式采用液氮由液氮泵加压，经水浴式汽化器气化复热后送出空分后备装置界区进入管网，出界区压力为 8.2MPa（G）。当全厂停汽停电时，启动空浴式汽化器气化复热 8000Nm^3/h 高压氮气后送出空分后备装置界区进入管网，出界区压力为 8.2MPa（G），实现无缝对接。

后备 28000Nm^3/h 低压氮气 1 的供氮方式采用液氮由液氮泵加压，经水浴式汽化器气化复热后送出空分后备装置界区进入管网，出界区压力为 1.0MPa（G）。当全厂停汽停电时，启动空浴式汽化器气化复热 7000Nm^3/h 低压氮气后送出空分后备装置界区进入管网，出界区压力为 1.0MPa（G），实现无缝对接。

后备 1000Nm^3/h 低压氮气 1 的供氮方式采用真空液氮压力罐（50m^3），经空浴式汽化器气化复热后送出空分后备装置界区进入管网，出界区压力为 1.0MPa（G），满足空分装置开车时自用。空分紧急停车用氮气由 1.2MPa（G）压力氮气供给。

空分装置分子筛吸附器定期排放的废分子筛（S1-1），废氧化铝（S1-2）送大路工业园区渣场。

空分装置带“三废”排放点的工艺流程见图 5.2.1-1。

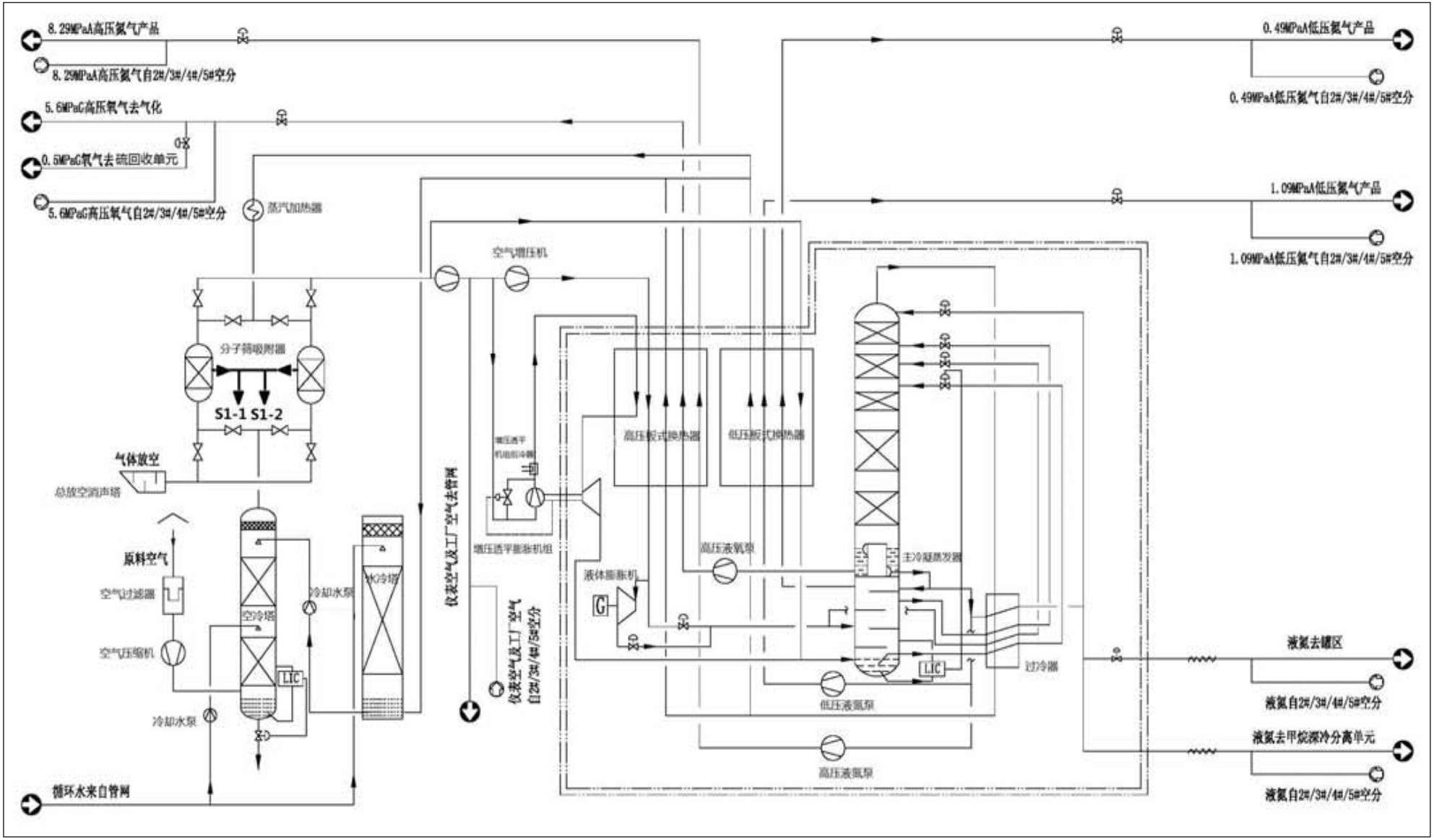


图 5.2.1-1 空分装置带“三废”排放点工艺流程图

5.2.1.5 原辅材料及公用工程消耗

空分装置主要原辅材料消耗见表 5.2.1-4，公用工程消耗见表 5.2.1-5。

表 5.2.1-4 空分装置主要原辅料消耗表

序号	名称	单位	消耗定额（/t 产品）	消耗量		来源及规格
				小时量	年量	
1	空气	t	2.66	3121.4	2.497×10^7	大气
2	分子筛	t	/	/	85(10 年 1 次）	外购
3	氧化铝	t	/	/	75(10 年 1 次）	外购

表 5.2.1-5 空分装置公用工程消耗表

序号	名称及规格	单位	消耗定额（/t 产品）	消耗量		来源/去向
				小时量	年量	
1	电	kWh	10.65	12497	1.00×10^8	热电装置
2	循环冷却水 (0.4MPa，Δt=10℃）	t	23.52	27610	2.21×10^8	第一、二循环水场
3	脱盐水 （0.7MPaG，间断）	t	/	20	/	化学水站
4	高压蒸汽 （11.5MPaG，525℃）	t	夏：0.79 冬：0.76	夏：923 冬：890	7.25×10^6	全厂蒸汽管网
5	次高压蒸汽 （5.4MPaG，420℃）	t	0.0038	4.5	3.60×10^4	
6	中压蒸汽 （2.8MPaG，232℃）	t	0.012	14.5	1.16×10^5	
7	低低压蒸汽 （0.5MPaG，180℃，间断）	t	/	35	/	

注：消耗定额中产品量按 1173.8t/h 计（包括氧气、氮气、仪表空气及工厂空气）。

5.2.1.6 主要设备

空分装置主要设备见表 5.2.1-6。

表 5.2.1-6 空分装置主要设备表

序号	名称	数量 (台/套)	温度（℃）	压力 (MPaG)	材质	尺寸(mm)
1	空气过滤器	5			组合件	
2	空压机	5			组合件	
3	汽轮机	5	525	11.5	组合件	
4	二次蒸汽暖管消音器	5	525	1.6		Φ800×2000
5	增压机	5			组合件	
6	空压机/增压机放空消音塔	5			外壳：混凝土	6200×6200×31000

7	蒸汽总管暖管消音器	1			内件：304 壳体：16MnDR	Φ1600×3200
8	空冷塔	5			外壳：Q245R	
9	水冷塔	5			组合件	
10	冷却水泵	10			组合件	
11	冷冻水泵	10			外壳：混凝土	3400×3400×16000
12	污氮放空消音塔	5				
13	增压透平膨胀机组	5				
14	液体膨胀机	5				
15	液氧内压缩泵	15			组合件	
16	低压氮气内压缩泵	10				
17	高压氮气内压缩泵	5				
18	蒸汽喷射器	5	196/360	常压	S30408	
19	氧气放空消音塔	5			外壳：混凝土	3000×3000×20100
20	氮气放空消音塔	5				2400×3000×20100
21	液氮贮槽	2				V=2500m^3
22	低压液氮后备泵	2			组合件	
23	高压液氮后备泵	2			组合件	
24	真空液氮罐	1		12	组合件	
25	高压氮气储罐	5		82	16MnDR	
26	无油螺杆压缩机（空压站）	2			组合件	

5.2.1.7 平衡分析

⑴物料平衡

空分装置的物料平衡见表 5.2.1-7。

表 5.2.1-7 空分装置物料平衡

入方（t/h）				出方（t/h）			
序号	项目	数据	来源	序号	项目	数据	去向
1	空气	3121.4	大气	1	高压氧气	642.6	气化装置
2				2	低压氧气	3.6	硫回收单元
3				3	低压氮气 1 1.0MPa(G)	175.4	用户
4				4	低压氮气 2 0.4MPa(G)	199.7	用户
5				5	高压氮气	81.0	用户
6				6	仪表空气	21.7	用户

7				7	工厂空气	22.8	用户
8				8	液氮	27.0	贮槽和甲烷深冷分离单元
9				9	污氮气	1926.5	大气
10				10	空气损失	21.1	
	合计	3121.4			合计	3121.4	

从表 5.2.1-7 中可知，进入空分装置的总空气量为 3121.4t/h。经分离后，总空气量的约 37.6%分离为氮气、氧气、仪表空气和工厂空气等产品；约占总空气量 61.72%为污氮气，直接排放。

⑵水平衡

空分装置的水平衡见表 5.2.1-8。

表 5.2.1-8 空分装置水平衡表

入方（t/h）			出方（t/h）		
序号	项目	数值	序号	项目	数值
1	循环水给水	27610	1	循环水回水	27610
	合计	27610		合计	27610

⑶蒸汽平衡

空分装置的蒸汽平衡见表 5.2.1-9。

表 5.2.1-9 空分装置蒸汽平衡表

入方（t/h）			出方（t/h）		
序号	项目	数值	序号	项目	数值
1	高压蒸汽 （11.5MPaG，525℃）	890（冬） 923（夏）	1	透平凝液 （0.45MPaG，65℃）	890（冬） 923（夏）
2	中压蒸汽 （2.8MPaG，232℃）	14.5	2	蒸汽凝液 （0.45MPaG，65℃）	14.5（与透平凝液混合后进入凝液精制）
3	次高压蒸汽 （5.4MPaG，420℃）	4.5	3	蒸汽放空	4.5
	合计	909（冬） 942（夏）		合计	909（冬） 942（夏）

从表 5.2.1-9 中可知，进入空分装置的高压蒸汽 890/923t/h（冬季/夏季）、中压蒸汽 14.5t/h 和次高压蒸汽 4.5t/h。次高压蒸汽经两级射汽抽气后放空；高压蒸汽和中压蒸汽变为透平凝液和蒸汽凝液在装置内汇总后，统一送至全厂蒸汽冷凝液管网。

5.2.1.8 主要污染源及污染物

⑴废气

空分装置无废气排放。

⑵废水

空分装置无废水排放。

⑶固体废物

空分装置主要固体废物为废分子筛（S1-1）、废氧化铝（S1-2），排放情况见表 5.2.1-10。

⑷噪声

空分装置噪声主要来自各类泵、压缩机、增压机、汽轮机、膨胀机和放空等，排放情况见表 5.2.1-11。

5.2.1.9 污染物达标排放分析

在正常生产情况下，空分装置无废气直接外排。

5.2.1.10 拟采取的治理措施

空分装置的主要环境保护措施情况见表 5.2.1-12。

表 5.2.1-12 空分装置的“三废”治理措施一览表

序号	类别	环境保护措施
1	固体废物治理	废分子筛、废氧化铝等作为一般固体废物送大路工业园区渣场
2	噪声治理	隔声、减震、消声

表 5.2.1-10 空分装置固体废物排放表

序号	固废名称	排放量(t/a)	主要组成(wt%)	分类及编号	排放规律	排放去向
S1-1	废分子筛	8.5	分子筛	一般固废	一次/10a	大路工业园区渣场
S1-2	废氧化铝	7.5	Al_2O_3	一般固废	一次/10a	

表 5.2.1-11 空分装置噪声排放表

序号	设备名称	数量	噪声值 dB(A)		治理措施	排放规律	设备放置高度（m）
			治理前	治理后			
N1-1	空压机	5	120	≤85	建筑物隔声、减震	连续	4
N1-2	增压机	5	105	≤85	建筑物隔声、减震	连续	4
N1-3	汽轮机	5	100	≤85	建筑物隔声	连续	4
N1-4	液氧内压缩泵	10	100	≤85	泵箱隔声	连续	1.5
N1-5	蒸汽喷射器	5	100	≤85	隔声	连续	4
N1-6	离心泵	20 开 15 备	90	≤85	泵箱隔声	连续	1.5
N1-7	液氮后备泵	4	90	≤85	隔声、减震	连续	1.5
N1-8	增压透平膨胀机组	5	105	≤85	建筑物隔声、减震	连续	4
N1-9	液体膨胀机	5	100	≤85	建筑物隔声、减震	连续	4
N1-10	主压缩机空气吸入口	5	90	≤75	消声	连续	4
N1-11	污氮放空口	5	90	≤85	消声	连续	4
N1-12	再生放空口	5	90	≤80	消声	连续	4
N1-13	螺杆压缩机	2	100	≤85	建筑物隔声、减震	间断	4

5.2.2 气化装置

5.2.2.1 生产规模与产品方案

气化装置共设置（10+1）台气化炉，公称小时生产 2820801Nm^3 粗合成气，操作弹性 50~109%，年操作时间 8000h。本装置具体生产规模及产品方案见表 5.2.2-1。

表 5.2.2-1 气化装置生产规模及产品方案

装置名称	生产规模 ×10^{4}m^3/h	产品名称	产量		去向
			小时产量（×10^{4}m^3/h）	年产量（×10^{8}m^3/a）	
气化装置	产品粗合成气：10×28.2	粗合成气	282.1	225.67	变换单元

5.2.2.2 主要原料及产品规格

气化装置的原料主要是煤和氧气，原料煤来自于塔拉壕煤矿及周边煤矿，氧气由空分装置提供，原料煤的煤质分析数据见表 5.2.2-2 及附件 20。

气化装置产品为粗合成气，规格见表 5.2.2-2，副产酸性气规格见表 5.2.2-3。

表 5.2.2-2 气化装置原料煤质分析

项目		符号	单位	分析数据
工业分析	收到基水分	Mar	%	24.00
	空干基水分	Mad	%	14.00
	空干基灰分	Aad	%	10.32
	干基灰分	Ad	%	12.00
	空干基挥发分	Vad	%	27.38
	固定碳	Fcad	%	48.30
元素分析	空干基碳	Cad	%	59.02
	空干基氢	Had	%	3.37
	空干基氮	Nad	%	0.70
	空干基全硫	St.ad	%	0.61
	空干基氧	Oad	%	11.98
微量元素	磷	Pad	%	0.003
	氯	Clad	%	0.008
	砷	Asad	ug/g	2
	氟	Fad	ug/g	60
	汞	Hgad	μg/g	0.032
收到基低位发热量		Qnet.ar	kcal/kg	4593
可磨系数		HGI		87

项目		符号	单位	分析数据
灰熔融性	变形温度	DT	℃	1150
	软化温度	ST	℃	1180
	半球温度	HT	℃	1200
	流动温度	FT	℃	1220
灰成分分析	二氧化硅	SiO_2	%	44.35
	三氧化二铝	Al_2O_3	%	17.18
	三氧化二铁	Fe_2O_3	%	7.35
	氧化钙	CaO	%	14.02
	氧化镁	MgO	%	2.04
	三氧化硫	SO_3	%	8.54
	二氧化钛	TiO_2	%	0.89
	氧化钾	K_2O	%	1.48
	氧化钠	Na_2O	%	1.84
	五氧化二磷	P_2O_5	%	0.05
	二氧化锰	MnO_2	%	0.06

表 5.2.2-2 气化装置产品粗合成气规格表

序号	组分	单位	指标
1	H_2	mol%	11.95
2	CO	mol%	38.86
3	CO_2	mol%	3.00
4	CH_4	mol%	0.01
5	N_2	mol%	0.22
6	Ar	mol%	0.06
7	H_2S	mol%	0.13
8	COS	mol%	0.02
9	H_2O	mol%	45.75
10	温度	℃	206.3
11	压力	MPaG	3.8

表 5.2.2-3 气化装置副产酸性气规格表

序号	组分	单位	指标
1	H_2	mol%	10.66
2	CO	mol%	31.70
3	CO_2	mol%	18.68
4	CH_4	mol%	0.02
5	N_2	mol%	0.22

序号	组分	单位	指标
6	Ar	mol%	0.23
7	HCN	mol%	0.01
8	H_2S	mol%	3.96
9	COS	mol%	0.39
10	H_2O	mol%	34.10
11	HCl	mol%	0.04
12	温度	℃	90
13	压力	MPaG	0.14

5.2.2.3 工艺技术及生产原理

干燥制粉单元干燥工艺拟采用山东天力干燥股份有限公司拥有的常压过热蒸汽内加热流化床干燥专利技术，磨煤工艺拟采用德国莱歇有限公司的莱歇磨煤制粉专利技术。共配备（5+1）套内加热流化床和莱歇磨机。

气化工序采用激冷流程干粉煤气化工艺，气化炉选择国内自主知识产权的宁煤炉气化炉。针对本项目的合成气需求量，配备气化炉 11 台（10 开 1 备）。

干粉煤气化为在高温加压条件下将煤粉喷入反应器，与气化介质混合后在气化室进行气化，反应完全后最终形成以 CO、H_2 为主的煤气。

燃烧反应：

$C + O_2 \rightarrow CO_2$

$H_2 + 1/2\ O_2 \rightarrow H_2O$

$CnHm + (n + m/4)\ O_2 \rightarrow n\ CO_2 + (m/2)\ H_2O$

部分氧化反应：

$C + 1/2\ O_2 \rightarrow CO$

$CnHm + (n/2 + m/4)\ O_2 \rightarrow n\ CO + (m/2)\ H_2O$

蒸汽重整反应：

$CO + H_2O \rightarrow CO_2 + H_2$

$C + H_2O \rightarrow CO + H_2$

CO_2 还原反应：

$C + CO_2 \rightarrow 2\ CO$

5.2.2.4 工艺流程简述

气化装置由干燥制粉、煤粉加压输送、气化、除渣、合成气洗涤、黑水闪蒸、黑水处理等工序组成。

⑴干燥制粉

来自原煤皮带的原料煤分配到 3 个干燥系列的 6 个原煤仓中，原煤输送皮带设有除铁器及金属探测仪，原煤仓仓底设有计量皮带。

原煤仓上部设置有原煤仓过滤器，以收集原料煤从埋刮板输送机上卸下时扬起的煤粉，从而改善工作环境。原煤仓过滤器收集的煤粉定时清除并卸入到原煤仓中。原煤仓过滤器清洗袋采用常温工厂风反吹，反吹气量和反吹时间的长短由过滤器配套的电磁阀来控制，其清袋时间由人工设定。原煤仓过滤器配备有原煤仓过滤器风机，过滤后的气体（G2-1）通过烟囱排入大气中。

原料煤经计量皮带计量后，经流化床进料阀进入内加热流化床，将煤的含水率从 24%干燥至 4%，干燥完成后经底部排料阀排出至磨煤装置，而携带着少量煤粉的过热蒸汽经流化床顶部出风口排出，其中煤粉经旋风除尘器和布袋除尘器过滤收集后通过排料阀排出至磨煤装置。

干燥过程中煤粉脱出的水分以常压过热蒸汽（二次蒸汽）状态与循环流化过热蒸汽一并排出，经旋风除尘器和布袋除尘器过滤后，一部分作为流化介质经循环风机再次进入流化床，另一部分进入空冷工序冷凝回收，空冷塔的不凝气（G2-2）通过烟囱排入大气中。

莱歇磨机煤粉制备及烘干系统包含 6 套完全相同的工艺生产线。在莱歇磨机中，来自流化床干燥机的原煤在轻微的负压和惰性气氛下被磨粉和烘干。一台安装在磨机顶部的动态分离器将被使用来控制煤粉的粒度分布。磨煤机采用两路密封：磨盘用密封风机引入环境空气密封；轴承和摇臂采用氮气密封。

来自干燥机的原煤水分为 4%左右，出磨煤粉水分要求为 4%左右，因此磨机不需要额外的热源进行烘干；整个系统采取氮气循环系统的冷态粉磨方式即可满足要求。研磨合格的煤粉在氮气的携带下经过分离器分离后送至下游的袋式除尘器中，分离后的洁净氮气中粉尘浓度低于 20mg/Nm^3，大部分洁净氮气将作为循环风送入磨机，其余的带有湿度的空气（G2-3）通过烟囱被排入大气。煤粉经袋式除尘器下部的螺旋输送机送至粉仓，粉仓之前设有纤维分离器用以除去煤粉中的杂质，合格的煤粉最终由螺旋泵输送至粉煤气化。

⑵煤粉加压输送

每台气化炉的给料系统由一个煤粉仓、两个煤粉锁斗和一个煤粉给料罐组成。

①煤粉仓

来自干燥制粉的煤粉进料管线切线向煤粉仓顶部送料；开车阶段来自相应的煤粉进料系统高压段减压管线及减压过滤器过滤后的煤粉也排入该煤粉仓。煤粉仓顶部设置四根煤粉管线的减压装置，保证开车期间煤粉循环减压至煤粉仓。同时煤粉仓中的输送气（G2-4）通过袋式过滤器除尘器后排放至大气。这一气流源自进料煤粉、惰性气、疏松气、锁斗最终泄压和来自减压过滤器的返回煤粉。持续地利用氮气使煤粉仓维持惰性，将氮气加热防止煤粉冷却结露煤粉仓。为此，每个煤粉仓出口均配备有充气锥，利用氮气供应改进煤粉仓卸料期间煤粉的出口流动性，在煤粉仓排放气管线上设置取样点，以便检查煤粉仓过滤器的惰性，同时在煤粉进口附近的煤粉仓顶板和煤粉出口均提供了温度测量设备。

②煤锁斗

煤粉仓为常压条件下的锁斗装入用于气化的煤粉。首先打开煤粉仓和锁斗之间煤粉管线进料阀开始从煤粉仓输送煤粉，一旦锁斗料位满时，关闭进料阀中断煤粉进料。利用高压 CO_2 提供的加压气体将锁斗加压至运行压力。加压气体通过笛管、充气锥送入锁斗，防止煤粉在加压过程中结块，部分加压气体从顶部送入加压。当压力升至设定值时，锁斗做好将煤粉送入粉煤给料罐的准备。

打开锁斗至粉煤给料罐下料阀，将煤粉排入给料罐。锁斗的料位下限指示结束锁斗卸料时，关闭煤粉下料阀。

为了保证煤粉仓能通过重力流对锁斗进行加料，必须通过减压过滤器为锁斗减压。锁斗顶部的锁斗高压过滤器不用于这一用途。因减压过滤器压力为 0.1MPa，所以锁斗无法将压力全部泄至常压，为保证煤粉仓能够下料至煤粉锁斗，需将煤粉锁斗与煤粉仓相连接，保证锁斗与煤粉仓均压，锁斗顶部过滤器的目的是在煤粉锁斗与煤粉仓均压时，防止煤粉窜入进煤管线造成煤粉阀门磨损。该过滤器包括烧结金属过滤管。加压输送系统使用 CO_2，锁斗需配备伴热设备，采用低低压蒸汽为锁斗伴热，维持系统温度在 80℃。

减压过滤器设置在煤粉仓顶部，首先保证减压过滤器前减压阀管线尽量短，通过减压阀节流，减压气体进入常压运行的减压过滤器，通过低压氮气清洁过滤器，减压之后的煤粉泄至煤粉仓。

减压过程中不得超过允许进入过滤器的最大气体流速，否则就会严重防碍管线中的煤粉排出。用高压氮气（开车阶段）作为加压气体时，减压气体可以排入

大气；用来自低温甲醇洗单元的 CO_2 作为加压气体时，粉煤锁斗的 CO_2 排放气排至 CO_2 水洗塔，通过循环水洗涤后，经管道通过烟囱排入大气（G2-5）。在洗涤塔上部补入脱盐水进行洗涤，洗涤水经塔底循环水泵循环使用，少量排水排至黑水处理单元澄清槽。

煤粉锁斗是交替工作的，当一台锁斗下料时，另一台锁斗正在进行进料或加压过程，以确保粉煤给料罐中的料位。

③煤粉给料罐

将煤粉给料器设计成为侧出料方式。维持粉煤给料系统与气化炉稳定差压，以克服密相流输送过程中相对高的流动阻力及煤粉流量调节阀阻力，同时防止煤气进入给料系统的煤粉中。作为加压、输送介质的高压 CO_2 气体由界外低温甲醇洗单元提供，用 CO_2 代替氮气作为加压、输送粉煤可以减少合成气中惰性气体的含量。

④煤粉进料管线

本工艺流程采用控制给料器和气化炉之间差压与煤粉调节阀相结合的方式稳定煤粉进料管线流量，保证四根煤粉管线流量均衡。

⑤N_2/CO_2 缓冲罐

高压 8.1MPag 气体（氮气、CO_2）经缓冲罐缓冲后，主要分两部分使用，一部分用于煤粉锁斗间断、大流量用户，另一部分用于为煤粉发料罐提供稳定压力的载气，并保证在停车或事故时，有足够的、合适压力的气体吹扫煤粉管线。

开车时缓冲罐内气体为氮气，待低温甲醇洗产出合格 CO_2 后，氮气逐步退出，煤粉输送使用 CO_2。

⑶气化

①烧嘴循环冷却水系统

烧嘴循环冷却水系统仅为组合烧嘴服务，用于移走烧嘴头部高温热辐射所吸收的热量。烧嘴冷却水系统由烧嘴循环冷却水罐、烧嘴循环水冷却器、烧嘴循环冷却水泵、烧嘴冷却水过滤器以及内部的连接管和仪表组成。

②水冷壁冷却水系统

每一个水冷壁循环装置是由水冷壁循环水罐、汽包、水冷壁循环泵和内部水冷管组成。水冷壁冷却水在水冷管中以闭合的形式实施循环。水冷壁水冷管内的水采用强制密闭循环，副产低压蒸汽，以取走水冷壁循环水的热量。

③激冷水系统

合成气和液态熔渣通过燃烧室喉部进入激冷室下降管，首先经过激冷环中的激冷水进行洗涤，洗涤后合成气通过下降管进入气化炉激冷室水浴中鼓泡逸出水面。激冷水来自于合成气洗涤单元的洗涤塔，经过激冷水过滤器分离较大的固体微粒以保护激冷环。

④气化炉系统

气化炉分为上下两个部分，上部为燃烧室，下部为激冷室。

气化反应过程中生成的液态熔渣沉积在水冷壁上，达到了以渣抗渣的目的，防止水冷壁的磨蚀。加压粉煤和氧气以及中压过热蒸汽通过气化炉顶部的主烧嘴进入燃烧室完成煤的气化反应，生成的合成气主要产物为 $CO+H_2$。合成气和液态熔渣一起向下沿下降管进入激冷室。激冷室下降管顶部设置激冷环用于洗涤冷却高温熔渣及合成气，激冷后的渣及合成气随下降管进入激冷室水浴。

粗渣落入激冷室底部进入除渣工序。合成气夹杂少量细灰从激冷室水浴上升经过破泡网破泡后，进入合成气洗涤工序。激冷室黑水排向黑水闪蒸工序。

⑤烧嘴系统

组合烧嘴分为点火烧嘴和主烧嘴，烧嘴的启停均由逻辑控制程序执行。点火烧嘴开车时使用经加压和气化的 LPG 燃料，正常时使用净化气。点火烧嘴长明灯的存在一方面可以提高碳转化率，另一方面可以实现气化装置的快速启停。

⑷除渣

排渣工序主要由破渣机、渣锁斗、冲洗水罐、捞渣机、渣水泵、渣循环水泵、换热器、渣斗等组成。

破渣机通过法兰，直接连在激冷室底部出口，其转轴和破渣刀刃等内件全部沉浸在激冷室底部的水池里。进入激冷室水浴的渣直接沉降到激冷室底部水池。煤渣颗粒沉降到破渣机时，被破渣机上的刀刃破碎至直径约 0-50mm 的颗粒。

渣锁斗的水通过渣循环泵送到激冷室底部，形成渣水循环。锁斗循环的周期大约 30 分钟，通过系统顺控完成集渣、泄压、排渣、冲洗、充压等一系列的周期性过程。渣锁斗中的渣（S2-1）排入捞渣机中送大路工业园区渣场。捞渣机的有组织排气（G2-6）及无组织排放气（G2-7）排入大气。捞渣机清液侧溢流水通过渣池泵输送到黑水单元澄清槽中进行沉降处理。

⑸合成气洗涤

离开激冷室的合成气进入一级管式文丘里，使用预热后的循环水洗涤，在文丘里气液分离罐分离出粗煤气中大部分粗灰后，合成气进入二级文丘里进一步洗涤，润湿的粗煤气进入合成气洗涤塔。合成气进入洗涤塔后分别经过高温循环水、变换凝液进行分级洗涤，洗涤塔顶部灰含量降至 1mg/Nm^3 以下，洗涤后的合成气进入下游装置。文丘里气液分离罐底部分离出的灰水进入洗涤塔，洗涤塔底部大部分灰水经过洗涤塔循环水泵打至气化炉激冷环作为激冷水。洗涤塔底部部分灰水排往黑水闪蒸工序。

合成气洗涤工序设置开工抽引器，用于拆卸或安装烧嘴时使用，采用低低压蒸汽对气化炉进行抽负压，抽气进口位于激冷室出口到一级文丘里洗涤器的粗合成气管线上，出口直接排至大气。

相邻 5 台气化炉的合成气汇成一根总管送往后续变换单元，煤气化装置共 2 根合成气汇总管送往变换单元。

⑹黑水闪蒸

来自气化炉激冷室的黑水、洗涤塔底部的黑水经过角阀及闪蒸缓冲装置减压缓冲后在闪蒸罐 1 进行闪蒸汽气液分离。罐顶的中压闪蒸汽在减湿器内和经闪蒸冷却器 3 预热后的循环水进行换热，并进一步除去闪蒸汽中夹带的灰颗粒。减湿器底部升温后的灰水经高温循环水泵升压后送一级文丘里、二级文丘里、洗涤塔作为洗涤水。

减湿器顶的饱和不凝气经闪蒸冷却器 1 降温后，水气混合物进入气液分离罐 1，在重力的作用下进行分离，分离得到的不凝气体（G2-8）通过气液分离罐 1 罐顶的压力调节阀后与低压闪蒸汽汇成一根管道送至界外硫回收单元处理，硫回收装置故障时送火炬系统燃烧后排放，冷凝液送至循环水罐。

闪蒸罐 1 罐底的黑水进入闪蒸罐 2 进一步闪蒸。罐顶的低压闪蒸汽经过闪蒸冷却器 3 和闪蒸冷却器 4（空冷器）冷却后在气液分离罐 2 里气液分离，分离得到的不凝气体（G2-8）通过气液分离罐 2 罐顶的压力调节阀后与中压闪蒸汽汇成一根管道送至界外硫回收单元处理，底部的凝液回循环水罐循环利用。闪蒸罐 2 的黑水去闪蒸罐 3 进行真空闪蒸。罐顶的真空闪蒸汽经闪蒸冷却器 5 和冷却器 6（空冷器）冷却后回收凝液。采用真空泵使真空闪蒸始终处于负压状态，真空泵出口的排气通过烟囱排入大气（G2-9），罐底的黑水去澄清槽。

来自低压循环水泵的循环灰水经过闪蒸冷却器 3 进行预热以回收酸性气体中的热量，预热后的灰水送减湿器。

⑺黑水处理

经过三级闪蒸浓缩后的黑水从真空闪蒸罐排出，通过闪蒸泵送到澄清槽中。在澄清槽的顶部，投配絮凝剂，含有固体颗粒的黑水与絮凝剂溶液先充分混合以增强沉降效果。澄清槽的澄清水溢流到循环水罐中。固体含量为 10%左右的灰浆通过泥浆泵连续排出。泥浆泵用来把增稠后的泥浆从澄清槽输送到过滤机中。利用真空带式过滤机将黑水中的沉淀物分离出。滤饼（S2-2）送大路工业园区渣场或综合利用

循环水罐中的灰水除小部分排放外（为了保持系统的盐分平衡），绝大部分循环使用。外排废水（W2-1）经废水冷却器冷却后送至污水处理装置。

气化装置带“三废”排放点的工艺流程见图 5.2.2-1~5.2.2-3。

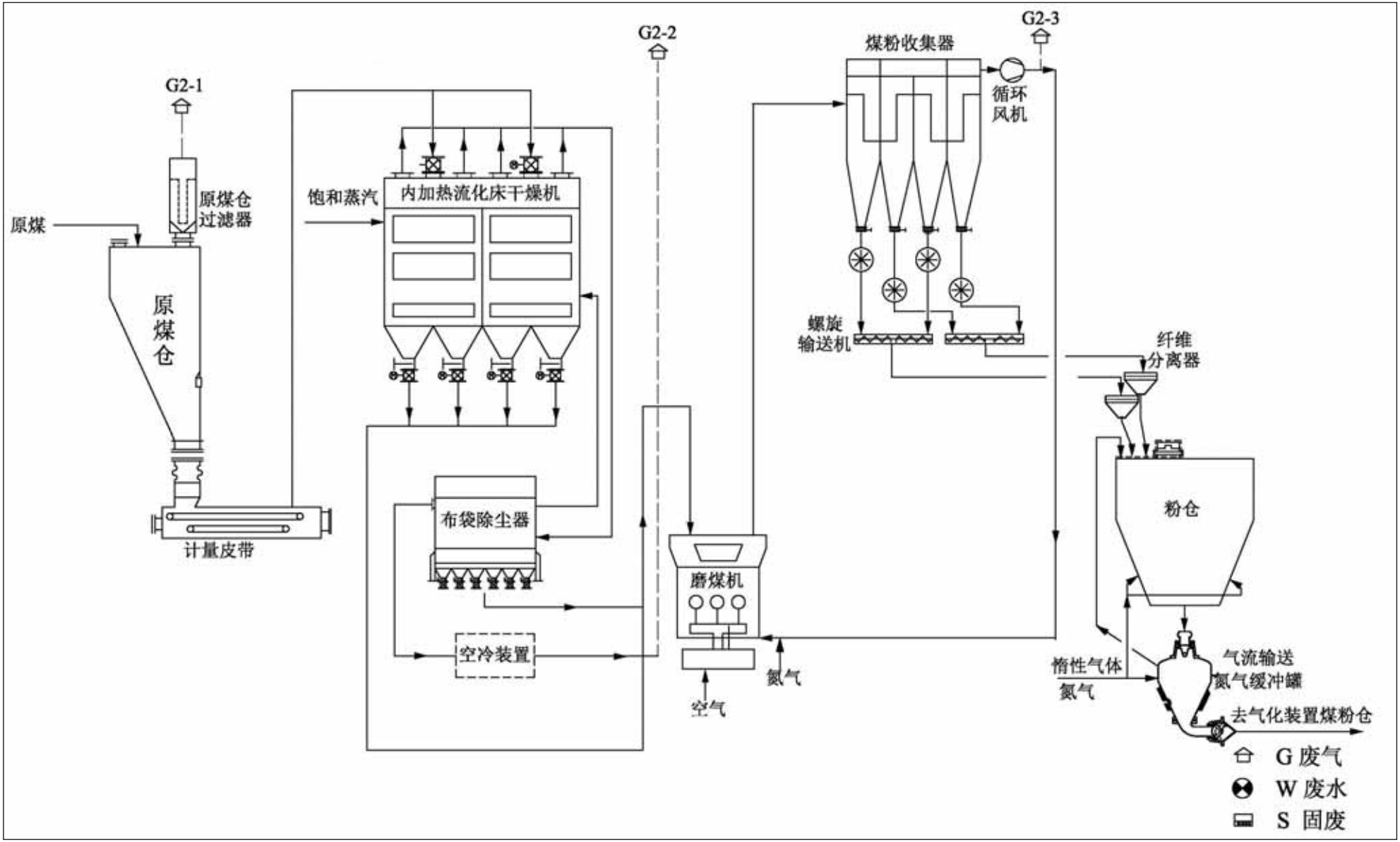


图 5.2.2-1　气化装置带“三废”排放点工艺流程图（1）

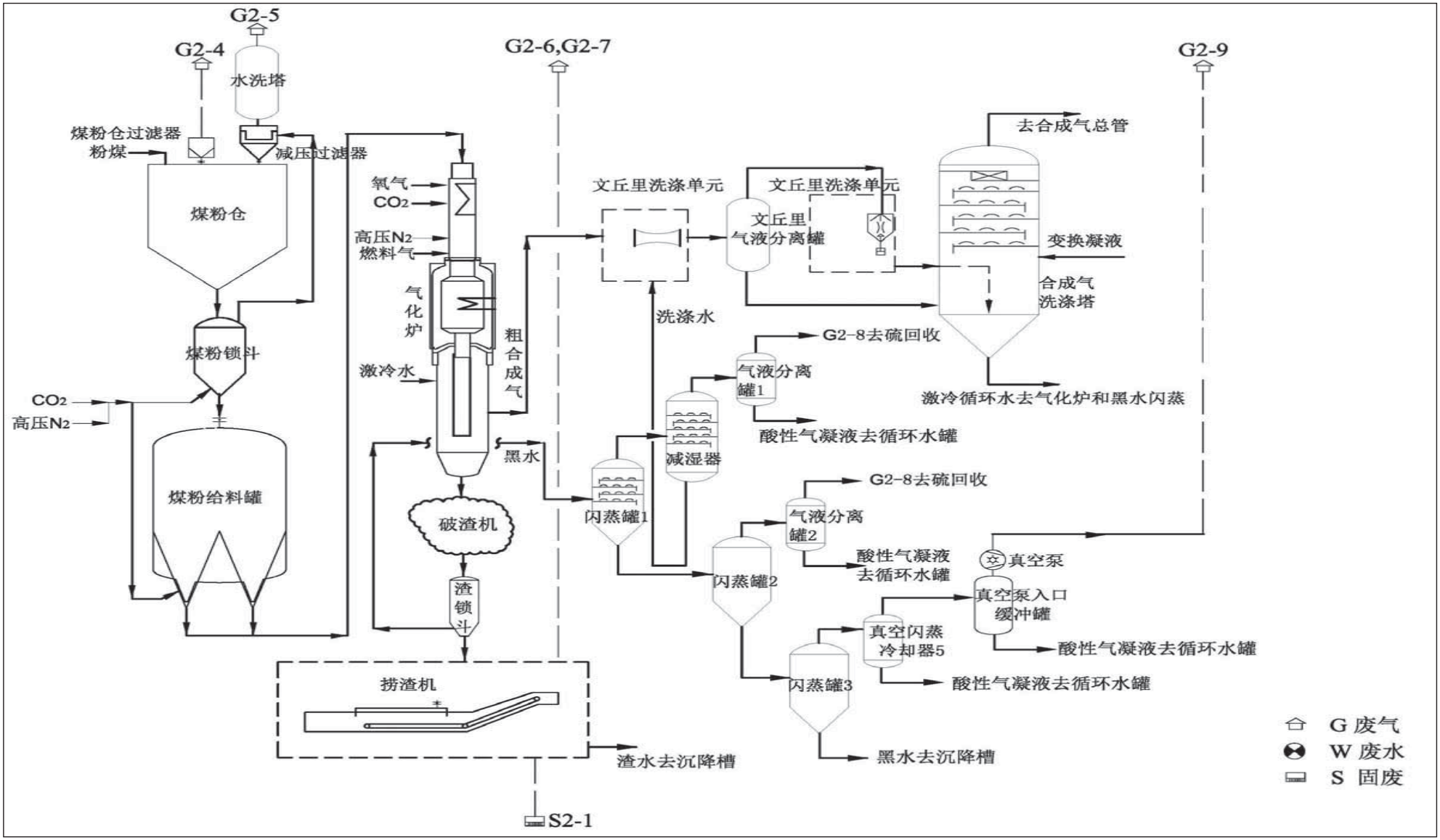


图 5.2.2-2 气化装置带“三废”排放点工艺流程图（2）

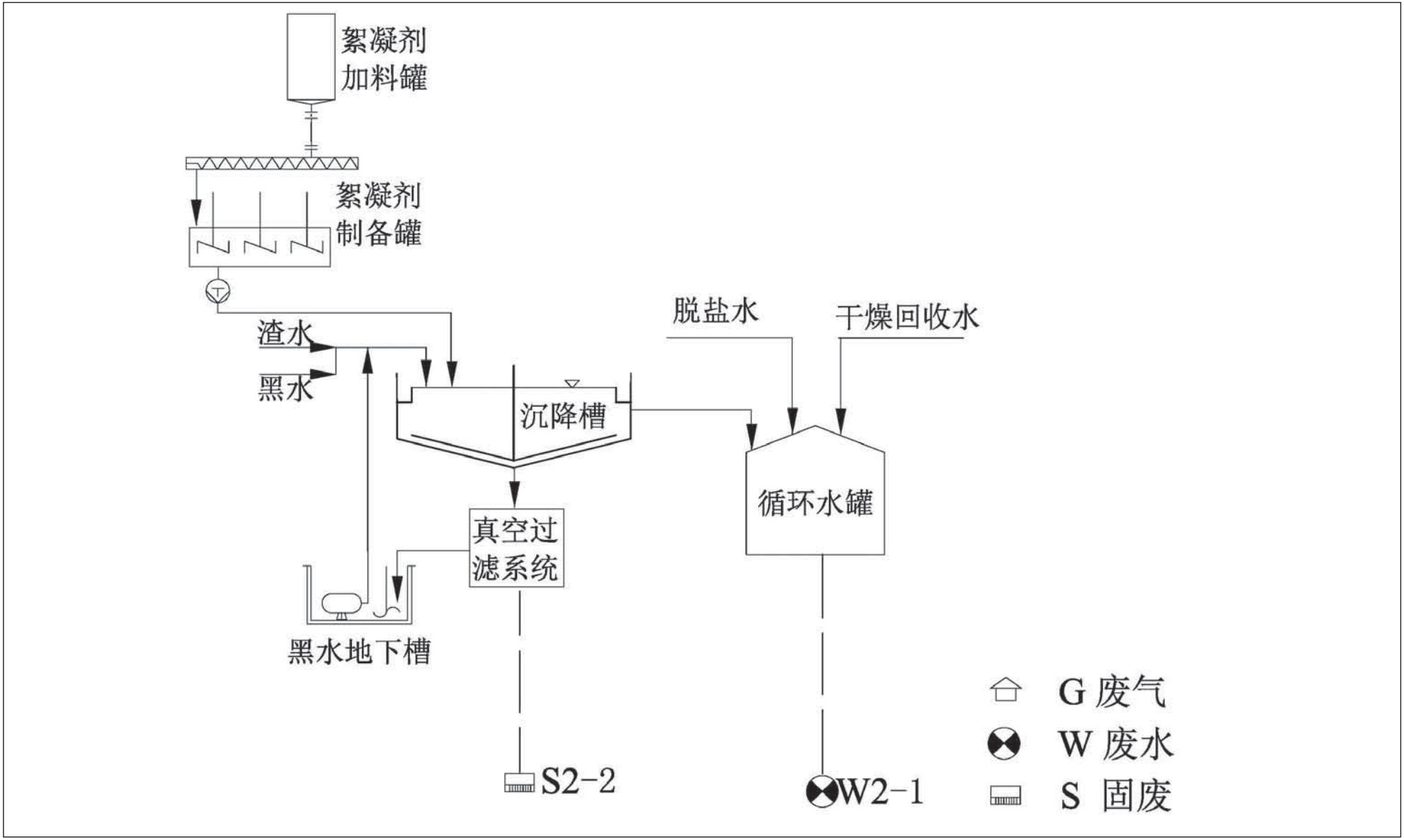


图 5.2.2-3 气化装置带“三废”排放点工艺流程图（3）

5.2.2.5 原辅材料及公用工程消耗

气化装置主要原辅材料消耗见表 5.2.2-4，公用工程消耗见表 5.2.2-5。

表 5.2.2-4 气化装置主要原辅料消耗表

序号	名称	单位	规格	消耗定额（/t 产品）	消耗量		来源及去向
					小时量	年量	
一	原料						
1	原料煤	t	/	0.42	1104.1	8832800	塔拉壕煤矿及周边煤矿
2	氧气	t	/	0.25	642.6	5140800	空分装置
3	高压 CO_2	t	/	0.18	471.5	3772000	低温甲醇洗单元
4	变换凝液	t	/	0.24	636.8	5094400	变换单元和酸性水汽提单元
二	化学品						
1	分散剂	kg	TS 系列，液态	0.027	70	560000	外购
2	高分子絮凝剂	kg	TS 系列，粉粒	0.003	7.5	60000	外购

表 5.2-2.5 气化装置公用工程消耗表

序号	名称及规格		单位	消耗定额（/t 产品）	消耗量/产出量		来源/去向
					小时量	年量	
1	高压燃料气（5.6MPaG，40℃）		t	0.006	15.7	1.26×10^5	低温甲醇洗单元
2	高压 LPG（6.1MPaG，常温，间断）		t	/	5	/	开车时用
3	高压蒸汽（11.5MPaG，525℃）		t	0.006	15	1.20×10^5	蒸汽管网
4	中压蒸汽（2.8MPaG，232℃）		t	0.038 0.033	99（冬） 87（夏）	7.44×10^5	
5	低低压蒸汽（0.5MPaG，180℃）	预干燥	t	0.14 0.13	370（冬） 340（夏）	2.84×10^6	
		气化		0.01 0.007	26.5（冬） 19.5（夏）	1.84×10^5	
6	循环冷却水（0.45MPaG，33~43℃）		t	6.08 6.69	15933（冬） 17526.3（夏）	1.34×10^8	第三循环水场
7	脱盐水（1.0MPaG，95℃）		t	0.077	201	1.61×10^6	脱盐水站
8	中压锅炉给水（6.5MPaG，144℃）		t	0.13	345	2.76×10^6	锅炉给水管网
9	低压锅炉给水（1.5MPaG，144℃）		t	0.03	82	6.56×10^6	
10	蒸汽凝液（0.45MPaG，90℃）		t	-0.21 -0.20	-555.5（冬） -506.5（夏）	-4.25×10^6	冷凝液管网

11	电	kWh	19.40	50865.2	4.07×10^{8}	动力中心
12	高压氮气（8.1MPaG，常温）	t	0.002	6.1	4.88×10^{4}	空分装置
13	低压氮气（0.7MPaG，常温）	Nm^3	55.31	145000	1.16×10^{9}	
14	工厂空气（0.7MPaG，常温）	Nm^3	1.35	3550	2.84×10^{7}	
15	仪表空气（0.7MPaG，常温）	Nm^3	2.71	7100	5.68×10^{7}	

注：消耗定额中产品量按粗合成气量 2621.7t/h 计。

5.2.2.6 主要设备

气化装置主要设备见表 5.2.2-6。

表 5.2.2-6 气化装置主要设备表

序号	名称	数量(台/套)	温度（℃）	压力（MPa）	材质	尺寸(mm)
1	原煤仓	6	60	0.05	CS	9000×9000×27000
2	内加热流化床	6	200	0.05	Q345R	10000×7500×15000
3	旋风除尘器	6	200	0.05	CS	6400×6500×13000
4	干燥布袋除尘器	6	200	0.05	CS	8500×7700×18000
5	蒸汽冷凝水罐	6	200	0.6	CS	Φ2600×3200
6	磨煤机布袋除尘器	6				11800×18700×16300
7	粉仓	6				Φ5000×1040
8	空冷器	6	120	0.1		
9	干燥循环风机	6	150	常压		
10	磨煤循环风机	6		常压		
11	磨煤机	6				
12	煤粉仓	10	150	0.008		Φ5200×10400，H=17000
13	煤粉锁斗	20	150	6.2	16MnDR	Φ3600×10850
14	煤粉给料罐	10	150	6.2	Q345R	Φ4500×18400
15	CO_2 洗涤塔	3				
16	主烧嘴	13		6.2		
17	点火烧嘴	22		6.2		
18	气化炉	10	350	6.2		Φ3500/4000（气化炉/激冷室）×24680
19	渣锁斗	10	265	6.5	S31603+Q345R	Φ2800×6700
20	破渣机	10	265	6.5		
21	捞渣机	10	100	常压		
22	事故渣池	3				
23	合成气洗涤塔	10	250	5.1	S31603+Q345R	Φ4000×15900
24	管式文丘里洗涤器	10	250	5.1		
25	管调式文丘里洗涤	10	250	5.1	S22253+Q34	Φ70

	器				5R	
26	闪蒸罐 1	10	250	1.0	Q245R+316L	Φ3600×14000
27	闪蒸罐 2	10	200	0.5	S31603+Q345R	Φ3800×8700
28	闪蒸罐 3	10	160	0.4	S30403+Q345R	Φ5600×9100
29	气液分离罐 1	10	220	1.0	Q245R	Φ2000×4400
30	气液分离罐 2	10	200	0.5	Q245R	Φ2000×4400
31	气液分离罐 3	10	160	0.4	Q245R	Φ2000×4600
32	减湿器	10	220	1.0	Q245R+316L	Φ3400×15300
33	闪蒸冷却器 1	10	220	1.0	S22253+Q245R	
34	闪蒸冷却器 3	10	200	1.3	Q245R	
35	闪蒸冷却器 4	10			S304	
36	闪蒸冷却器 5	10	160	0.8	Q245R	
37	闪蒸冷却器 6	10				
38	真空泵	6				
39	循环水罐	5	100	-	Q235	Φ8920×8920
40	泵类	约 235				

5.2.2.7 平衡分析

⑴物料平衡

气化装置的物料平衡见表 5.2-2.7。

表 5.2.2-7 气化装置物料平衡

入方（t/h）				出方（t/h）				
序号	项目	数值	来源	序号	项目		数值	去向
1	原料煤	1104.1	塔拉壕煤矿及周边煤矿	1	产品	粗合成气	2621.7	变换单元
2	氧气	642.6	空分装置	2	废气	减压 CO_2	236.98	排入大气
3	高压蒸汽	15.0	蒸汽管网			粉煤仓排放气	19.5	
4	高压燃料气	15.7	低温甲醇洗单元			氮气吹扫气	5.0	
5	工艺冷凝液	636.8	变换单元和酸性水汽提单元			真空泵及捞渣机排放气	1.6	
6	中压锅炉给水	345	管网			水汽损失	5.4	
7	高压 CO_2	471.5	CO_2 压缩			酸性气	2.9	硫回收单元

8	高压氮气	6.1	空分装置	3	废水	气化黑水	357.3	污水处理装置
9	脱盐水	201	脱盐水站	4	固体废物	废渣	78.1	大路工业园区渣场
10	化学品	0.078				滤饼	109.4	
	合计	3437.9			合计		3437.9	

从表 5.2.2-7 中可知，进入工艺系统的总物料共计约 3437.9t/h。经过煤气化反应后，占总进料量约 76.26%的物料转化为产品粗合成气，约占 10.39%的物料作为废水送生产污水处理系统，约占 7.89%的物料转化为废气排入大气和送入硫回收装置，约占 5.45%的物料转化为固废送大路工业园区渣场。

⑵水平衡

气化装置的水平衡见表 5.2.2-8。

表 5.2.2-8 气化装置水平衡表

入方（t/h）			出方（t/h）		
序号	项目	数值	序号	项目	数值
1	循环水给水	15933（冬） 17526.3（夏）	1	循环水回水	15933（冬） 17526.3（夏）
2	高压蒸汽进入物料	15	2	灰渣含水	23.4
3	工艺冷凝液	636.8	3	滤饼含水	54.7
4	脱盐水	201	4	合成气带水	1037.3
5	中压锅炉给水	345	5	酸性气带水	0.7
6	反应水	16	6	生产污水	357.3
7	原料煤带水	265(含水率为 24%)	7	放空气带水	5.4
	合计	17411.8（冬） 19005.1（夏）		合计	17411.8（冬） 19005.1（夏）

由表 5.2.2-8 可知，进入系统的总水量为 17411.8t/h（冬）/19005.1t/h（夏），其中循环水为 15933t/h（冬）/17526.3t/h（夏），工艺系统水量为 1478.8t/h。占进入总水量约 70.14%的水由粗合成气带走（粗合气产量为 2820801m^3/h，粗合成气中含水率为 45.75%mol），约 5.28%的水由灰渣和滤饼带走，约 24.16%的水作为废水送生产污水处理系统。

⑶蒸汽平衡

气化装置的蒸汽平衡见表 5.2.2-9。

表 5.2.2-9 气化装置蒸汽平衡表

入方（t/h）			出方（t/h）		
序号	项目	数值	序号	项目	数值
1	高压蒸汽 （11.5MPaG，525℃）	15	1	高压蒸汽进入物料	15
2	中压蒸汽 （2.8MPaG，232℃）	99（冬） 87（夏）	2	蒸汽凝液	555.5（冬） 506.5（夏）
3	干燥制粉消耗低低压蒸汽 （0.5MPaG，180℃）	370（冬） 340（夏）	3	副产低低压蒸汽 （0.5MPaG，180℃）	74.5（冬） 72.5（夏）
4	气化消耗低低压蒸汽 （0.5MPaG，180℃）	101（冬） 92（夏）	4	锅炉排污	22
5	低压锅炉给水	82			
	合计	667（冬） 616（夏）		合计	667（冬） 616（夏）

从表 5.2.2-9 中可知，进入气化装置的高压蒸汽 15t/h 进入到物料中；低压锅炉给水 82t/h 副产低低压蒸汽 60t/h，并产生锅炉排污 22t/h；中压蒸汽 99t/h（冬）/87t/h（夏）副产低低压蒸汽 14.5t/h（冬）/12.5t/h（夏），其余转化为蒸汽凝液；干燥制粉工序和气化工序消耗的低低压蒸汽全部转化为蒸汽凝液，蒸汽凝液汇总后送至化学水站凝液精制。

⑷硫平衡

气化装置的硫平衡见表 5.2.2-10。

表 5.2-2.10 气化装置硫平衡表

序号	物料名称	数量	含硫	折硫量（kg/h)	来源/去向
入方					
1	原料煤	1104.1t/h（收到基） 975.7t/h（空干基）	空干基全硫： 0.61%wt	5951.77	塔拉壕煤矿及周边煤矿
2	变换单元高温冷凝液	223.4m^3/h （199.3t/h）	H_2S：30.67mg/L COS：1.12mg/L	6.58	变换单元
3	酸水汽提凝液	480.6m^3/h （437.5t/h）	H_2S：26.22mg/L COS：2.21mg/L	12.42	
4	高压 CO_2	242138m^3/h	H_2S：5.31mg/m^3	1.21	低温甲醇洗单元
合计				5971.98	
出方					
1	粗合成气	2820801Nm^3/h	H_2S：0.13mol% COS：0.02mol%	5804.54	净化装置
2	废渣和滤饼	废渣：78.1t/h 滤饼：109.4t/h	/	0.84	
3	闪蒸酸性气	2606Nm^3/h	H_2S：3.96mol% COS：0.39mol%	162.24	

4	废水	357.3m^3/h	S^{2-}：10mg/L	3.57	
5	捞渣机排放气	520Nm^3/h	H_2S：50mg/m^3	0.03	
6	捞渣机渣斗无组织排放气	/	/	0.05	
7	真空泵出口排放气	2816.1Nm^3/h	H_2S：46mg/m^3	0.13	
8	常压煤粉仓过滤器排放气	26000Nm^3/h	H_2S：5mg/m^3	0.12	
9	减压 CO_2 排放气	120600Nm^3/h	H_2S：4mg/m^3	0.45	
10	装置无组织排放	/	/	0.01	
合计				5971.98	

由表 5.2.2-10 可知，气化装置原料煤（收到基）消耗量为 1104.1t/h，折算成空干基量为 975.7t/h，空干基煤的含硫量为 0.61%wt，因此原料煤带入的硫量为 5951.77kg/h。经过气化反应后，占进入总硫量约 97.19%的硫随粗合成气去下游装置，约 0.014%的硫进入灰渣中，约 2.73%的硫随工艺废气送硫磺回收及废气排放进入大气，其余 0.06%的硫进入工艺废水进生生产污水处理系统。

⑸碳平衡

气化装置的碳平衡见表 5.2.2-11。

表 5.2.2-11 气化装置碳平衡表

入方				
序号	物料名称	数量	含碳	折碳量（t/h)
1	原料煤	1104.1t/h（收到基） 975.7t/h（空干基）	空干基碳： 59.02%wt	575.85
2	高压 CO_2	242138m^3/h	CO：0.98mol% CO_2：98.49mol% 甲醇：350ppm	129.10
3	高压燃料气	15.7t/h	CO：71.49mol% CO_2：5.51mol% CH_4：0.01mol% COS：0.03mol%	6.55
合计				711.5
出方				
1	粗合成气	2820801Nm^3/h	CO：38.86mol% CO_2：3.00mol% CH_4：0.01mol% COS：0.02mol%	633.18

2	废渣	78.1t/h	干基碳＜1%wt	0.28
3	滤饼	109.4t/h	干基碳＜30%wt	7.09
4	减压 CO_2 排放气	120600Nm^3/h	CO_2：近 100mol% 甲醇：50mg/m^3	64.86
5	常压煤粉仓过滤器排放气	26000Nm^3/h	CO_2：37.89mol% CO：4716mg/m^3 甲醇：40mg/m^3	5.33
6	闪蒸酸性气	2606Nm^3/h	CO：31.70mol% CO_2：18.68mol% CH_4：0.0185mol% COS：0.39mol% HCN：0.0053mol%	0.71
7	其他工艺废气	/	/	0.05
合计				711.5

气化装置原料煤（收到基）消耗量为 1104.1t/h，折算成空干基量为 975.7t/h，空干基煤的含碳量为 59.02%wt，因此原料煤带入的碳量为 575.85t/h。

由表 5.2.2-11 可知，经过气化反应后，占进入总碳量约 88.99%的碳随粗合成气进入下游装置，约 9.87%的碳以进料排气的形式排出，约 1.04%的碳进入灰渣中，其余极少量碳随工艺废气送硫磺回收及废气排放进入大气中。

5.2.2.8 主要污染源及污染物

⑴正常工况

①废气

A：有组织排放

原煤仓过滤器排放气（G2-1），干燥工序尾气（G2-2），磨煤机尾气（G2-3），主要污染物为颗粒物，经过滤处理后排放至大气。

减压 CO_2 排放气（G2-5）主要污染物为颗粒物、硫化氢和甲醇，经过滤和水洗塔洗涤后排放至大气。

常压煤粉仓过滤器排放气（G2-4），捞渣机排放气（G2-7），真空泵出口排放气（G2-9），主要污染物为 H_2S、NH_3、CO 等，排放至大气。

闪蒸酸性气（G2-8）由于含有较高浓度的 H_2S，送至硫回收单元回收。

B：无组织排放

装置区的无组织排放主要来自工艺过程中物料的“跑、冒、滴、漏”等，其排放往往取决于所采用工艺技术、企业的生产管理与设备维修水平等。本装置无组织排放的污染物主要为颗粒物、H_2S、NH_3。

气化装置废气排放情况见表 5.2.2-12。

②废水

气化装置主要排放的废水为黑水处理单元工艺废水（W2-1），排放情况见表 5.2.2-13。

③固体废物

气化装置主要固体废物为气化炉炉渣（S2-1）、过滤机滤饼（S2-2），排放情况见表 5.2.2-14。

④噪声

气化装置噪声主要来自磨煤机、干燥机、风机及各类泵，排放情况见表 5.2.2-15。

⑵非正常工况

本装置非正常工况排放见火炬部分相关内容。

表 5.2.2-12 气化装置废气排放一览表

单元名称	编号	废气名称	排放量(Nm^3/h)	污染物			排放规律	排放参数			治理措施	运行时数(h)	排放去向
				名称	浓度（mg/Nm^3）	速率(kg/h)		高度(m)	内径(mm)	温度(℃)			
干燥制粉	G2-1	原煤仓过滤器排放气	5×2500	颗粒物	＜10	5×0.025	间断	52	400	常温	布袋除尘	2667	大气
	G2-2	干燥工序尾气	5×200	颗粒物	＜10	5×0.002	连续	53	100	95	布袋除尘	8000	大气
	G2-3	磨煤机尾气	5×16000	颗粒物	＜20	5×0.32	连续	55	750	100	布袋除尘	8000	大气
煤粉加压输送	G2-4	常压煤粉仓过滤器排放气	10×2600	N_2 H_2 CO_2 CO 颗粒物 甲醇 H_2S	61.54mol% 0.19mol% 37.89mol% 4716 ＜20 ＜40 ＜5	10×1999.68 10×0.45 10×1934.43 10×12.26 10×0.05 10×0.104 10×0.013	连续	90	350	80~110	布袋除尘	8000	大气
	G2-5	减压 CO_2 排放气	120600	颗粒物 甲醇 H_2S	＜20 ＜50 ＜4	2.41 6.00 0.48	连续	105	1800	80	布袋除尘+水洗	8000	大气
除渣	G2-6	捞渣机排放气	10×52	H_2O N_2 CO_2 H_2S NH_3	13.88mol% 80.80mol% 4.5mol% 50 6128	10×5.8 10×52.5 10×4.6 10×0.0026 10×0.3187	连续	73	150	80	/	8000	大气
	G2-7	捞渣机渣斗无组织排放气	/	H_2S NH_3 CO	/ / /	0.05 0.92 10	连续	面积=450m×75m		70	/	8000	大气
黑水闪蒸	G2-8	闪蒸酸性气	2606	H_2O H_2 CO CO_2	34.10mol% 10.66mol% 31.70mol% 18.68mol%	/	连续	/	/	90	/	8000	硫回收单元

				H_2S COS N_2 Ar CH_4 HCl NH_3 HCN	3.96mol% 0.39mol% 0.22mol% 0.23mol% 0.0185mol% 0.0373mol% 0.0028mol% 0.0053mol%								
	G2-9	真空泵出口排放气	3×938.7	H_2O N_2 O_2 CO_2 H_2S H_2 CO	12.60mol% 69.18mol% 16.09mol% 2.08mol% 46 28 75	3×88.33 3×753.67 3×200.33 3×35.57 3×0.043 3×0.027 3×0.7	连续	37	200、 200、 150	60	/	8000	大气
无组织排放			/	颗粒物 H_2S NH_3	/	0.4 0.008 0.05	连续	面积=450m×486m			/	8000	大气

表 5.2.2-13 气化装置废水排放表

单元名称	序号	废水名称	排放量 (m^3/h)	污染物		排放规律	运行时数(h)	排放去向
				名称	浓度(mg/L)			
黑水处理	W2-1	气化废水	正常 357.3 最大 420	氨氮 BOD COD TDS Cl^- pH CN^- TSS S^{2-}	≤300 ≤300 ≤900 ≤2500 ≤500 7~9 ≤10 ≤100 ≤10	连续	8000	生产污水处理系统
公用系统	W2-2	锅炉排污	22	Na^+ Cl^- TDS	6.5 10 17	连续	8000	废水处理及回用装置

表 5.2.2-14 气化装置固体废物（废液）排放表

单元名称	序号	固废名称	排放量(t/a)	主要组成(wt%)	分类及编号	排放规律	排放去向
除渣	S2-1	气化废渣	624800	碳＜1（干基）；水＜30；渣等	一般固废	连续	大路工业园区渣场
黑水处理	S2-2	过滤机滤饼	875200	碳＜30（干基）；水＜50；灰等	一般固废	连续	

表 5.2.2-15 气化装置噪声排放表

单元名称	序号	设备名称	数量	噪声值 dB(A)		治理措施	排放规律	设备放置高度（m）
				治理前	处理后			
气化装置	N2-1	磨煤机	5 开 1 备	100	≤85	建筑物隔声、减震	连续	4
	N2-2	干燥循环风机	5 开 1 备	90	≤85	建筑物隔声、减震、消声	连续	4
	N2-3	磨煤循环风机	5 开 1 备	90	≤85	建筑物隔声、减震、消声	连续	4
	N2-4	磨煤干燥空冷器风机	20 开 4 备	90	≤85	建筑物隔声、减震	连续	2
	N2-5	泵类	131 开 104 备	90	≤80	减震	连续	1.5

5.2.2.9 污染物达标排放分析

在正常生产情况下，气化装置共 7 股有组织排放废气直接外排，其达标情况见表 5.2.2-16。

表 5.2.2-16 气化装置外排废气达标排放分析

序号	废气名称	排放高度(m)	污染物名称	浓度(mg/Nm^3)		速率(kg/h)		执行标准名称	达标分析
				排放值	标准值	排放值	标准值		
G2-1	原煤仓过滤器排放气	52	颗粒物	10	120	0.025	65	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）二级	达标
G2-2	干燥工序尾气	53	颗粒物	10		0.002	67.5		
G2-3	磨煤机尾气	55	颗粒物	20		0.32	72.5		
G2-4	常压煤粉仓过滤器排放气	90	颗粒物	20		10.05	191.25		
			H_2S	5	/	0.013	11.65	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）二级	
			甲醇	40	50	0.104	225	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）二级及《石油化学工业污染物排放标准》（GB31571-2015）特别排放限值	
G2-5	减压 CO_2 排放气	105	颗粒物	20	120	2.41	260.31		
			甲醇	50	50	6.00	306.25		
			H_2S	4	/	0.48	15.75	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）	
G2-6	捞渣机排放气	73	H_2S	50	/	0.0026	7.865		
			NH_3	6128	/	0.3187	91.25		
G2-9	真空泵出口排放气	37	H_2S	46	/	0.043	2		

5.2.2.10 主要污染物治理措施

气化装置的主要环境保护措施情况见表 5.2.2-17。

表 5.2.2-17 气化装置的“三废”治理措施一览表

序号	类别	环境保护措施
1	废气治理	设置布袋除尘器对含尘气体进行除尘处理；设置水洗塔对含有甲醇的粉煤仓过滤器排放气进行洗涤；闪蒸酸性气送硫回收单元回收其中硫。
2	废水治理	设置黑水处理工序对气化废水进行预处理，预处理后送生产污水处理系统进行处理。
3	固体废物（废液）治理	气化废渣和过滤机滤饼送大路工业园区渣场。
4	噪声治理	隔声、减震、消声。

5.2.3 净化装置

5.2.3.1 生产规模及产品方案

本装置的目的是净化处理气化装置粗合成气，作为油品合成装置的原料。净化装置由主要由变换单元（2 个系列）、低温甲醇洗单元（2 个系列）、制冷单元（2 个系列）和硫回收单元（2 个系列）组成，变换单元和低温甲醇洗单元操作弹性 40~110%，硫回收单元操作弹性 30~150%，年操作时间 8000h。具体生产规模及产品方案见表 5.2.3-1。

表 5.2.3-1 净化装置生产规模及产品方案

单元名称	生产规模 $\times10^4m^3/h$	产品名称	产量		去向
			小时产量（$\times10^4m^3/h$）	年产量（$\times10^8m^3/a$）	
变换单元	原料粗合成气 141	变换合成气	146.3	117	低温甲醇洗单元
		未变换合成气	62.8	50	
低温甲醇洗单元	原料合成气：2×105	净化合成气	142.6	114.08	油品合成装置
硫回收单元	产品硫磺：2×3.525 万 t/a	硫磺	5.851t/h	46807t/a	外售
		硫酸铵溶液	7.358t/h	58864t/a	送热电装置干燥

5.2.3.2 主要原料及产品规格

来自气化装置的粗合成气的规格见表 5.2.2-3，来自现有工程酸性气的规格见表 5.2.3-2，变换合成气规格见表 5.2.3-3，非变换合成气规格见表 5.2.3-4，净化合成气规格见表 5.2.3-5，硫磺产品规格见表 5.2.3-6。

表 5.2.3-2 现有工程酸性气规格表

序号	组分	单位	指标
1	CO	mol%	0.06
2	H_2	mol%	0.17
3	CO_2	mol%	78.89
4	CH_4	mol%	0.03
5	N_2	mol%	7.31
6	H_2S	mol%	13.54
7	温度	℃	25
8	压力	MPaG	0.2

表 5.2.3-3 变换合成气产品规格表

序号	组分	单位	指标
1	CO	mol%	6.29
2	H_2	mol%	51.56
3	CO_2	mol%	41.39
4	CH_4	mol%	0.01
5	Ar	mol%	0.07
6	N_2	mol%	0.25
7	H_2S	mol%	0.16
8	COS	mol%	痕量
9	NH_3	mol%	痕量
10	HCl	mol%	痕量
11	HCN	mol%	痕量
12	H_2O	mol%	0.28
13	温度	℃	40
14	压力	MPaG	3.5

表 5.2.3-4 未变换合成气产品规格表

序号	组分	单位	指标
1	CO	mol%	71.49
2	H_2	mol%	21.98
3	CO_2	mol%	5.51
4	CH_4	mol%	0.01
5	Ar	mol%	0.12
6	N_2	mol%	0.41
7	H_2S	mol%	0.23
8	COS	mol%	0.03

序号	组分	单位	指标
9	NH_3	mol%	痕量
10	HCl	mol%	痕量
11	HCN	mol%	痕量
12	H_2O	mol%	0.22
13	温度	℃	40
14	压力	MPaG	3.6

表 5.2.3-5 净化合成气产品规格表

序号	组分	单位	指标
1	CO	mol%	36.62
2	H_2	mol%	61.79
3	CO_2	mol%	0.97
4	N_2	mol%	0.57
5	Ar	mol%	0.04
6	CH_4	mol%	0.01
7	总硫	ppm	＜30
8	温度	℃	30
9	压力	MPaG	3.1

表 5.2.3-6 硫磺产品规格表

序号	项目	单位	范围
1	硫（以干基计）	wt%	≥99.95
2	水分	wt%	≤2.0
3	灰分（以干基计）	wt%	≤0.03
4	酸度（以 H_2SO_4 计）（以干基计）	wt%	≤0.003
5	有机物（以 C 计）（以干基计）	wt%	≤0.03
6	砷（以干基计）	wt%	≤0.0001
7	铁（以干基计）	wt%	≤0.003
8	标准	/	GB/T2449.1-2014 优等品

5.2.3.3 工艺技术及生产原理

⑴变换单元

变换单元主要是对来自上游气化装置的粗合成气进行处理，以降低粗合成气中的一氧化碳浓度、增加氢气的浓度，为下游装置提供合适氢碳比的合成气。本

单元采用部分原料气变换流程，钴钼系宽温耐硫等温变换工艺，余热回收流程。专利技术拟采用国内技术。

在变换过程中，粗合成气中的一氧化碳和蒸汽在催化剂的作用下，反应生成二氧化碳和氢气。该反应为剧烈的放热反应，通过设置一系列换热器回收反应热，并降低合成气温度。变换过程的主要化学反应如下：

变换反应：$CO+ H_2O \longleftrightarrow CO_2+H_2$

COS 水解反应：$COS+H_2O \longrightarrow H_2S+CO_2$

⑵低温甲醇洗单元

低温甲醇洗单元主要是对来自变换单元的变换气、未变换气分别进行脱硫脱碳处理，使之满足下游油品合成装置的工艺要求。专利技术拟采用国外技术。低温甲醇洗工艺为物理吸收法，主要是利用甲醇在低温条件下对 CO_2、H_2S、COS 的高吸收能力以净化合成气，并利用甲醇对 CO_2、H_2S 溶解度的不同浓缩 H_2S 酸性气。

⑶制冷单元

制冷单元为低温甲醇洗装置提供冷量，拟采用丙烯压缩制冷工艺，为物理过程。

⑷硫回收单元

硫回收单元采用二级克劳斯硫磺回收+尾气氨法脱硫工艺。专利技术拟采用国内技术。克劳斯装置由一个燃烧段和随后的二个催化转化段组成，燃烧段由带有燃烧室的燃烧炉和废热锅炉组成。在燃烧段，克劳斯原料气中 1/3 的硫化氢按照下面的化学反应式燃烧生成二氧化硫，根据克劳斯平衡反应，二氧化硫与剩余的硫化氢反应生成单质硫。硫回收主要反应方程式如下：

$H_2S+3/2O_2=SO_2+ H_2O$

$2H_2S+SO_2=3S+2H_2O$

5.2.3.4 工艺流程简述

净化装置包括变换单元、低温甲醇洗单元、制冷单元及硫回收单元。

⑴变换单元

①变换

来自气化工段的粗合成气经煤气水分离器除灰除水后，分为两部分：一部分经中温换热器加热至 240℃后进入预变换炉，在预变换炉内除灰尘，重金属杂质进入等温变换炉，经过等温变换炉 CO 干基含量由 71.64%降至 6.0%左右，变换炉内设置有换热管将变换反应热移出副产 2.8MPaG 蒸汽。出等温变换炉的变换气温度为 300℃进入中温换热器后温度降至 265℃进入变换低压废热锅炉副产 1.0MPaG 蒸汽，然后变换气依次经过脱盐水加热器和变换气水冷器降温至 40℃，进入洗氨塔Ⅰ底部，用洗涤水洗掉变换气中的氨后送至低温甲醇洗单元。

变换炉会产生废催化剂（S3-1）和废吸附剂（S3-2），其中废催化剂由于含有贵金属送厂家回收，废吸附剂送大路工业园区危废处置中心。

另一部分粗合成气经过非变换气保护床，然后进入水煤气废热锅炉Ⅰ副产 1.0MPaG 蒸汽，经第三水分离器分离冷凝液后，进入水煤气废热锅炉Ⅱ温度副产 0.5MPaG 蒸汽，然后经第四水分离器分离冷凝液后依次进入脱盐水加热器和水煤气水冷器温度降至 40℃，进入洗氨塔Ⅱ底部，用洗涤水洗掉变换气中的氨后送至低温甲醇洗单元。

变换低压废热锅炉和水煤气废热锅炉产生的锅炉排污（W3-1）送废水处理及回用装置。

煤气水分离器、第三、四水分离器分离出的高温冷凝液都进入变换冷凝液槽进行闪蒸，闪蒸后的高温凝液（W3-2）经冷凝液泵Ⅰ升压后送至气化装置。第一、二、五、六分离的冷凝液和洗氨塔底部分离出的低温凝液（W3-3）混合后送至酸水汽提。变换冷凝液槽闪蒸出的闪蒸气进入酸水汽提。

②酸水汽提

由一氧化碳变换及低温甲醇洗来的酸性水经过凝液换热器与塔底汽提液换热升温后进入冷凝液汽提塔，同时由变换来的闪蒸气直接进入冷凝液汽提塔，使用 0.5MPaG 蒸汽直接对酸性水进行汽提，汽提产生的酸性气经塔顶冷凝器使用冷却水降温后，送入塔顶凝液罐，气液分离后，不凝气（G3-1）送往硫回收处理，分离后的液体（W3-5）送往生产污水处理系统，酸水汽提塔底汽提液（W3-4）通过冷凝液泵送往气化装置。

⑵低温甲醇洗单元

低温甲醇洗单元共设置两个系列，每个系列设置 2 台变换气吸收塔，1 台未变换气吸收塔，3 台塔的甲醇富液共用 1 套再生系统。每个系列由原料气冷却、

原料气 H_2S/COS 和 CO_2 的脱除、甲醇闪蒸和 H_2S 浓缩、热再生、甲醇水分离、尾气洗涤、CO_2 压缩和排污系统等工序组成。

①原料气冷却

A：变换气冷却

变换气进入低温甲醇洗单元后分两股，分别在变换气冷却器 I 中与温度较低的变换气净化气、CO_2 产品气和尾气换热并被冷却。冷却后的变换气经变换气分离罐分离出冷凝液（W3-6），送至酸水汽提单元，经汽提后送气化装置；从变换气分离罐顶部出来的变换气与来自循环气压缩机的循环气混合后，经变换气冷却器 II 深冷后进入变换气吸收塔底部的预洗段。为防止变换气中的水分结冰或者发生水合反应，需要在变换气进入变换气冷却器 II 前注入甲醇。

B：未变换气冷却

未变换气进入低温甲醇洗单元后在未变换气冷却器 I 中被未变换气净化气冷却。冷却后的未变换气经未变换气分离罐分离出冷凝液（W3-6），送至酸水汽提单元，经汽提后送气化装置；从未变换气分离罐顶部出来的未变换气经未变换气冷却器 II 深冷后进入未变换气吸收塔底部的预洗段。为防止未变换气中的水分结冰或者发生水合反应，需要在变换气进入变换气冷却器 II 前注入甲醇。

②原料气 H_2S/COS 和 CO_2 的脱除

A：变换气 H_2S/COS 和 CO_2 的脱除

变换气吸收塔分为四段，最下段为预洗段，往上一段为脱硫段，最上两段为脱碳段。

冷却后的变换气分别进入两个变换气吸收塔下部的预洗段，用来自脱碳段的富甲醇来脱除其中剩余的氨和 HCN 组分，塔釜液送至预洗甲醇闪蒸罐 I。在脱硫段，来自预洗段的气体用自脱碳段来的富 CO_2 甲醇液洗涤，该股富甲醇出脱碳段后分两股流出，一股经 H2S 吸收段进料冷却器被变换气净化气冷却后回流至脱硫段及预洗段，另一股送去中压闪蒸塔。脱硫段下方抽出的富甲醇经富甲醇再冷却器被变换气净化气冷却后，送至中压闪蒸塔下部。脱除 H_2S、COS 和部分 CO_2 等组分的气体进入脱碳段，进入脱碳段的气体已不含硫。变换气吸收塔塔顶用精洗甲醇洗涤，上部引入来自再吸收塔的主洗甲醇和来自未变换气吸收塔脱碳段的富 CO_2 甲醇洗涤，变换气净化气由塔顶引出。在脱碳段，中间抽出的富甲醇经富甲醇换热器 I 和富 CO_2 甲醇冷却器 I 冷却，以降低吸收富液的温度，提高

吸收能力。两塔塔顶的变换气净化气分别经 H_2S 吸收段进料冷却器后合并，再通过变换气冷却器 II 和变换气冷却器 I 换热回收冷量，与换热后的未变换气净化气合并，送至油品合成装置。

B：未变换气 H_2S/COS 和 CO_2 的脱除

未变换气吸收塔同样分为四段，最下段为预洗段，往上一段为脱硫段，最上两段为脱碳段。

冷却后的未变换气进入未变换气吸收塔下部的预洗段，用来自脱碳段的富甲醇来脱除其中剩余的氨和 HCN 组分，塔釜液送至预洗甲醇闪蒸罐 I。在脱硫段，来自预洗段的气体用自脱碳段来的富 CO_2 甲醇液洗涤，该股富甲醇出脱碳段后在富 CO_2 甲醇换热器被冷却，一部分回流至脱硫段和预洗段，一部分送至变换气洗涤塔的脱碳段。脱硫段下方抽出的富甲醇送至中压闪蒸塔下部。脱除 H_2S、COS 和部分 CO_2 等组分的气体进入脱碳段，进入脱碳段的气体已不含硫。未变换气吸收塔塔顶用精洗甲醇洗涤，未变换气净化气由塔顶引出。在脱碳段，中间抽出的富甲醇经循环甲醇冷却器被未变换气净化气冷却，以降低吸收富液的温度，提高吸收能力。塔顶的未变换气净化气分别经循环甲醇冷却器、未变换气冷却器 II 和未变换气冷却器 I 回收热量，常温的未变换气净化气分两股，一股与系列 2 来的未变换气净化气合并经燃料气压缩机压缩送至气化，一股与换热后的变换气合成气合并，送至油品合成装置。

③甲醇闪蒸和 H_2S 浓缩

中压闪蒸塔分为三段，最上段是 CO_2 闪蒸 I 段，中段是 CO_2 闪蒸 II 段，最下段是 H_2S 闪蒸段。

从两个变换气吸收塔的脱碳段抽出的富 CO_2 甲醇送至该塔中段（CO_2 中压闪蒸段），从 CO_2 中压闪蒸段出来的闪蒸气进入到该塔的最下段（H_2S 闪蒸段）。这股气在该段被热再生塔进料泵送来的富甲醇再次吸收，其中的 CO_2 含量会显著降低。

中压闪蒸塔 CO_2 闪蒸 II 段出来的富 CO_2 甲醇经富甲醇换热器和富 CO_2 甲醇激冷器冷却后，分成两股，分别进入该塔的第一段（CO_2 闪蒸 I 段）和再吸收塔顶部。在中压闪蒸塔第二段激冷后的富甲醇送到最上段可以吸收 H_2S，净化 CO_2 产品气。另一股富 CO_2 甲醇送至再吸收塔闪蒸段 I，闪蒸出无硫的 CO_2 产品气。

两个变换气吸收塔和单个未变换气吸收塔的脱硫段的富液送至中压闪蒸塔的最下段中压闪蒸，闪蒸出 CO，H_2 同时闪蒸出少量 CO_2。中压闪蒸气在进入循环气压缩机前，在该段被热再生塔进料泵送来的富甲醇再次吸收，其中的 CO_2 含量会显著降低。

中压闪蒸塔最下段的闪蒸气和预洗闪蒸罐 I 及预洗闪蒸罐 II 的闪蒸气合并送至循环气压缩机。压缩后的循环气和变换气冷却器 II 入口的变换气合并。循环气的回收可以有效增加 CO 和 H_2 的收率。

中压闪蒸塔塔底的富 H_2S 甲醇送至最上段的 CO_2 闪蒸 I 段低压闪蒸，最终的 CO2 产品气送至变换气冷却器 II 复热，接着与未变换气冷却器 II 来的 CO_2 产品气合并送至变换气冷却器 I 复热至常温送至 CO_2 压缩机。非正常工况下，CO_2 产品气送至尾气水洗塔。

中压闪蒸塔最上段底部的富 H_2S 甲醇送至再吸收塔闪蒸。

再吸收塔分为六段：包括低压闪蒸 I 段，低压闪蒸 II 段，低压闪蒸 III 段，再吸收 IV 段，再吸收 V 段和再吸收 VI 段。中压闪蒸塔中段底部的富 CO_2 甲醇送至再吸收塔的低压闪蒸 I 段，闪蒸出 CO_2 产品气，先在未变换气冷却器 II 复热，再与中压闪蒸塔顶的 CO_2 产品气合并。

低压闪蒸 I 段底部的富 CO_2 甲醇送至低压闪蒸 II 段，II 段的操作压力更低，富 CO_2 甲醇闪蒸出 CO_2，CO_2 气与再吸收 IV 段顶的尾气合并送至变换气冷却器 I 和变换气冷却器 II 复热，送至尾气水洗塔，尾气达标后送出界区。

低压闪蒸 II 段底部的富 CO_2 甲醇分两股，一股送至低压闪蒸 III 段，更低的压力下闪蒸出 CO_2，这股 CO_2 气送至酸性气/尾气换热器复热，再送至尾气水洗塔。另一股富 CO_2 甲醇送至再吸收 IV 段脱除尾气中的 CO_2 和 H_2S。

低压闪蒸 III 段底部的富甲醇作为主洗甲醇经泵提压后送至变换气吸收塔和未变换气吸收塔的脱碳段。

为了防止原料气中的微量水结冰，在变换气和未变换气进入绕管换热器之前喷注一股主洗甲醇。

中压闪蒸塔塔最上段底部的富 H_2S 甲醇送至再吸收 IV 段，闪蒸出尾气。

再吸收塔 IV 段抽出的富 H_2S 甲醇经再吸收塔循环泵 I 加压后经过贫富甲醇换热器、富甲醇换热器 II 换热后回到再吸收塔 V 段。

再吸收塔 V 段抽出的富 H_2S 甲醇经再吸收塔循环泵 II 加压后经过一系列换热器：富甲醇换热器、富甲醇再冷却器换热后回到再吸收塔 VI 段。

热闪蒸气、热闪蒸气凝液和循环酸性气都进入再吸收塔 VI 段，由于气提氮气气提，大量的 CO_2 被解吸。气提氮气进塔之前先在低压氮气冷却器中被预洗甲醇冷却。

气提后的富 H_2S 甲醇从再吸收塔 VI 段底抽出，经热再生塔进料泵和富甲醇过滤器分成 3 股送至下游。

过滤后的大部分富甲醇经贫富甲醇换热器 I 和贫富甲醇换热器 II 送至热再生塔。小部分富甲醇送至中压闪蒸塔底再次吸收循环气中的 CO_2。最后一小部分富甲醇送至酸性气分离罐。

④热再生

两个变换气吸收塔和单个未变换气吸收塔的预洗段底部的预洗甲醇含 HCN 和 NH_3，先送至预洗闪蒸罐 I，预洗闪蒸罐 I 罐底的富甲醇在低压氮气冷却器中复热，进入预洗闪蒸罐 II 闪蒸，罐底的富甲醇送至热再生塔。预洗闪蒸罐 I 及预洗闪蒸罐 II 的罐顶闪蒸气送至循环气压缩机。

热再生塔分为 4 段，包括 I 段热闪蒸段，II 段 HCN 气提段，III 段 H_2S 气提段和 IV 段水浓缩段。

在贫富甲醇换热器 II 中复热的富 H_2S 甲醇在热再生塔 I 段热闪蒸段闪蒸，塔顶的闪蒸气经热闪蒸气冷凝器冷凝后送回再吸收塔有助于 H_2S 提浓。热闪蒸段底部的富液送至热再生塔 II 段 HCN 气提段中部。预洗闪蒸罐 I 及预洗闪蒸罐 II 的罐底富液也进入 HCN 气提段，三股富液被来自醇水分离塔塔顶的甲醇气体气提。

热再生塔的 II 段上方出来的酸性气/甲醇气混合气体经过预洗甲醇加热器和热再生塔冷凝器冷却后进入热再生塔回流罐。罐顶的酸性气体离开罐，再经过酸性气换热器和酸性气/尾气换热器冷却后进入酸性气激冷器甲醇被冷凝后进入酸性气分离罐。甲醇凝液在酸性气分离罐中被分离出来送至热再生塔回流罐，热再生塔回流罐产生的酸性气（G3-3）经过酸性气换热器复热后送硫回收单元。热再生塔回流罐罐底的冷凝液经过热再生塔回流泵回流至热再生塔的 II 段。

为减少系统内 HCN 和 NH_3 等组分的累积，部分甲醇作为排污甲醇从热再生塔回流罐送至地下槽回收。

完全再生的甲醇从热再生塔的 III 段下部抽出，先进入贫富甲醇换热器 II 冷却，再进入贫甲醇冷却器冷却，进入甲醇收集槽，通过二氧化碳吸收塔进料泵，贫甲醇先后经过贫富甲醇换热器 I 和贫富甲醇换热器送至变换气吸收塔和未变换气吸收塔的塔顶作为精洗甲醇。另一小部分贫甲醇经醇水分离塔回流泵提压后分成两股，一股送入热再生塔的 IV 段，通过塔釜的再沸器为该塔提供气提气体，提高了塔釜组分水的浓度。另一股送入醇水分离塔作为回流甲醇。

塔釜的甲醇水经醇水分离塔进料泵和贫甲醇过滤器送入醇水分离塔。

⑤甲醇水分离

通过醇水分离塔，甲醇和水得到分离，使塔顶的贫甲醇中的水含量控制在指标范围。醇水分离塔的进料来自于热再生塔塔釜的甲醇水溶液和一小股作为回流的精洗甲醇以及来自于尾气洗涤塔的洗涤废水。醇水分离塔塔顶的甲醇蒸汽送回至热再生塔，塔釜的废水经废水换热器 I 换热后，经尾气洗涤塔进料泵提压后，部分送至尾气洗涤塔作为洗涤水，剩余部分（W3-7）送至污水处理。

废水冷却器 II 正常操作时不使用，当热再生塔再沸器其中一个在线检修时，用于冷却其中温度较高的废水，冷却后的废水（W3-7）送至污水处理。

⑥尾气洗涤

甲醇水分离塔塔釜的废水经废水换热器 I 换热后，经尾气洗涤塔进料泵提压后，部分送至尾气洗涤塔作为洗涤水，自界区的脱盐水作为补充洗涤水从尾气洗涤塔顶进入。在尾气洗涤塔内，尾气来自再吸收塔，通过洗涤甲醇组分来满足尾气排放要求后排入大气（G3-2）。塔釜的洗涤水通过废水泵经废水换热器 I 换热后进入甲醇水分离塔，产生少量废水（W3-7）送至污水处理。

⑦排污系统

整个单元损失甲醇，补充甲醇通过热再生塔进入系统。

为了收集排放甲醇，配置有甲醇排污系统。各个支管将所有导淋排放甲醇的设备连接到总管排入地下槽。配置的污甲醇泵可将排放甲醇送回单元。

⑧CO_2 压缩

来自于低温甲醇洗单元的复热后的 CO_2（G3-4）送至 CO_2 压缩工序，加压至 8.1MPaG 后送至气化装置用于粉煤输送。CO_2 压缩工段设置 4 台 CO_2 压缩机，采用抽汽凝汽式汽轮机驱动，凝汽器采用空冷器。蒸汽透平采用 11.5MPaG，525℃高压过热蒸汽驱动，中段抽出 5.4MPaG 中压蒸汽。

⑶制冷单元

由低温甲醇洗单元过来的气体丙烯（-40℃，0.14MPa（A）），进入本单元的入口分离器后送至丙烯压缩机，经丙烯压缩机提压后进入丙烯冷却器，由循环水将丙烯冷却至 50℃，再经丙烯冷凝器将丙烯冷凝为丙烯液，丙烯液自流至丙烯收集罐。丙烯收集罐的丙烯经减压至省功器，省功器的气相送至加气分离器分离出液相后返回至丙烯压缩机，下部的丙烯液送至过冷器将丙烯液过冷至-20℃送至低温甲醇洗单元。

本单元采用抽凝式蒸汽透平为丙烯压缩机提供动力。来自管网的高压蒸汽，进入汽轮机，从汽轮机抽出一部分次高压蒸汽送至 LHS 管网，另一部分蒸汽全部冷凝成冷凝液后返回管网。

汽轮机的透平后的乏汽冷却采用空冷器，乏汽经空冷器冷却后自流至热井中，经凝结水泵送至冷凝液管网。乏汽管道中的凝水自流至集液箱，经集油箱疏水泵送至热井。

整个装置形成丙烯气体压缩、冷凝液减压蒸发的循环系统，为用户提供冷量。来自管网的循环冷却水，分别进入丙烯冷却器，丙烯冷凝器，分别移出丙烯冷凝热。

⑷硫回收单元

①制硫部分

气化酸性气和现有工程酸性气经过分液罐分液后与约 70%的低温甲醇洗的酸性气进入制硫反应炉火嘴，另 30%的低温甲醇洗酸性气分流至后部炉膛；低温甲醇洗酸性气的分流量根据反应炉前部炉膛温度调整；根据制硫反应需氧量，通过比值调节和 H_2S/SO_2 在线分析仪反馈数据严格控制进炉供氧量，通过氧气管道上的比例器和调节阀控制氧气流量来实现。

过程气经制硫余热锅炉发生 1.0MPa（G）饱和蒸汽回收余热，低压饱和蒸汽经尾气焚烧炉后的蒸汽过热器，用烟气过热后并网。余热锅炉产生的锅炉排污（W3-7）送废水处理及回用装置。

过程气再经过一级冷凝冷却器产生 0.5MPa（G）饱和蒸汽后降温至 150~160℃，制硫反应炉产生的硫被冷凝回收至液硫池。根据反应温度要求，一级冷凝冷却器出来的过程气经高温掺合阀与制硫燃烧炉后的一部分高温气流混合升温后进入一级转化器，在催化剂的作用下，过程气中的 H_2S 和 SO_2 进行 Claus 反应，转化为元素硫，自一级转化器出来的高温过程气进入过程气换热器管程，

与自二级冷凝冷却器出来的过程气换热后，再进入二级冷凝冷却器，过程气经二级冷凝冷却器发生 0.5MPa（G）低压饱和蒸汽并使元素硫凝为液态，液硫分离后进入液硫池。

由二级冷凝冷却器出来的过程气再经过程气换热器壳程加热后进入二级转化器，使过程气中剩余的 H_2S 和 SO_2 进一步发生催化转化，二级转化器出口过程气经三级冷凝冷却器发生 0.1MPa（G）低压饱和蒸汽并使元素硫凝为液态，液硫分离后进入液硫池；由三级冷凝冷却器出来的制硫尾气经尾气分液罐后进入尾气处理部分。

一级、二级转化器会产生废催化剂，其中含有贵金属的废催化剂（S3-4）送厂家回收，主要成分为氧化铝的废催化剂（S3-3）送大路工业园区危废处置中心。

一、二、三级冷凝冷却器产出的液体硫磺流入液硫池后，经液硫循环脱气泵循环脱气，并在催化剂的作用下，将溶解于液硫中以多硫化物形式存在于液硫中的 H_2S 分解、脱除，为保证硫回收率将脱除的气体送至制硫反应炉炉膛。

②尾气处理和尾气焚烧

由尾气分液罐出来的制硫尾气与汽提酸性气进入尾气焚烧炉燃烧，通过燃料气和尾气鼓风机提供的空气，在尾气焚烧炉内燃烧，H_2S 被燃烧为 SO_2，高温烟气先经蒸汽过热器将本装置自产的低压蒸汽过热后并网，烟气（G3-5）再经尾气废热锅炉产生 0.5MPa（G）低低压蒸汽回收余热后进入烟气脱硫装置。余热锅炉产生的锅炉排污（W3-8）送废水处理及回用系统。

③烟气脱硫系统

换热后的烟道气进入脱硫塔，洗涤降温、吸收 SO_2、并经除雾器除去脱硫过程形成的稀硫酸铵雾沫后，净烟气（G3-6）经排气筒排放。尾气中的二氧化硫被吸收，形成的亚硫酸铵溶液，经氧化得到 30%浓度的硫酸铵溶液，经管道送至动力中心脱硫系统生产副产品硫酸铵。

④硫磺包装

液体硫磺经硫磺造粒机成型后进入缓冲贮斗，通过输送系统进入包装料仓，经过包装机组包装后的袋装成品通过 1#胶带输送机及 2#胶带输送机倒运至成品仓库后，通过电瓶车车配专用托盘堆存。装车时通过电瓶车及手推车将袋装硫磺送至汽车装车站台装车。

净化装置的带“三废”排放点的工艺流程见图 5.2.3-1~5.2.3-8。

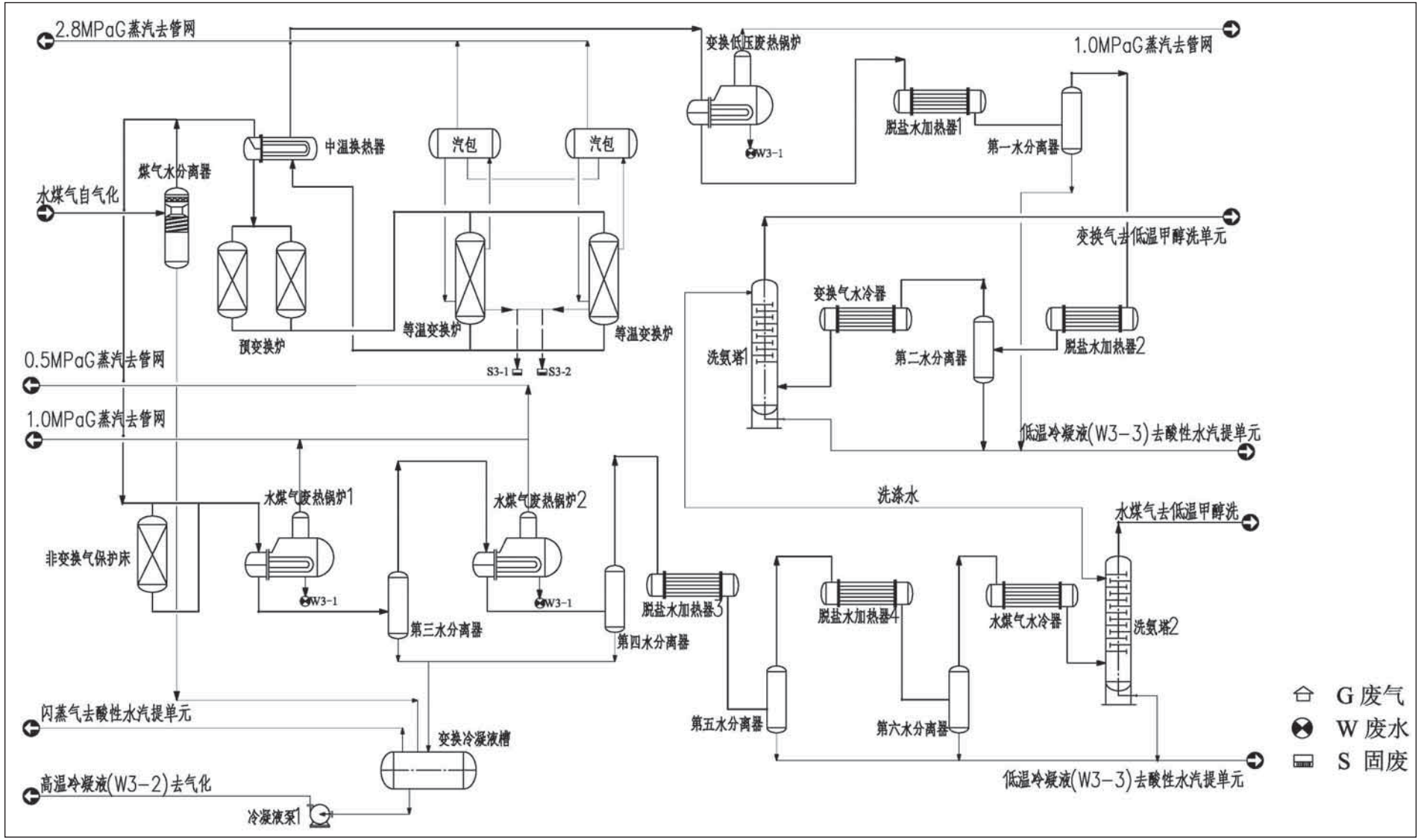


图 5.2.3-1 净化装置带“三废”排放点工艺流程图（1），变换单元

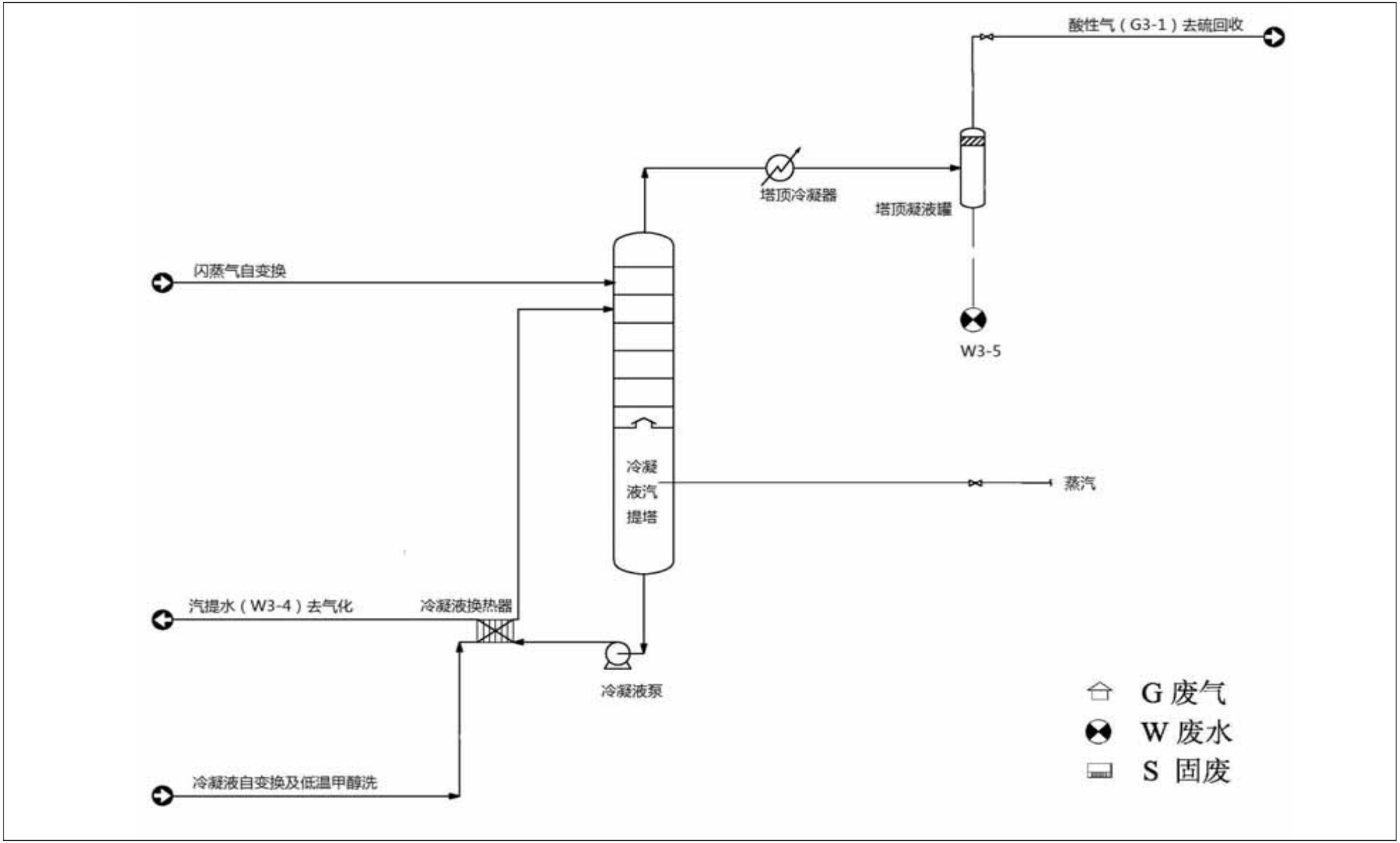


图 5.2.3-2 净化装置带“三废”排放点工艺流程图（2），变换单元（酸水汽提）

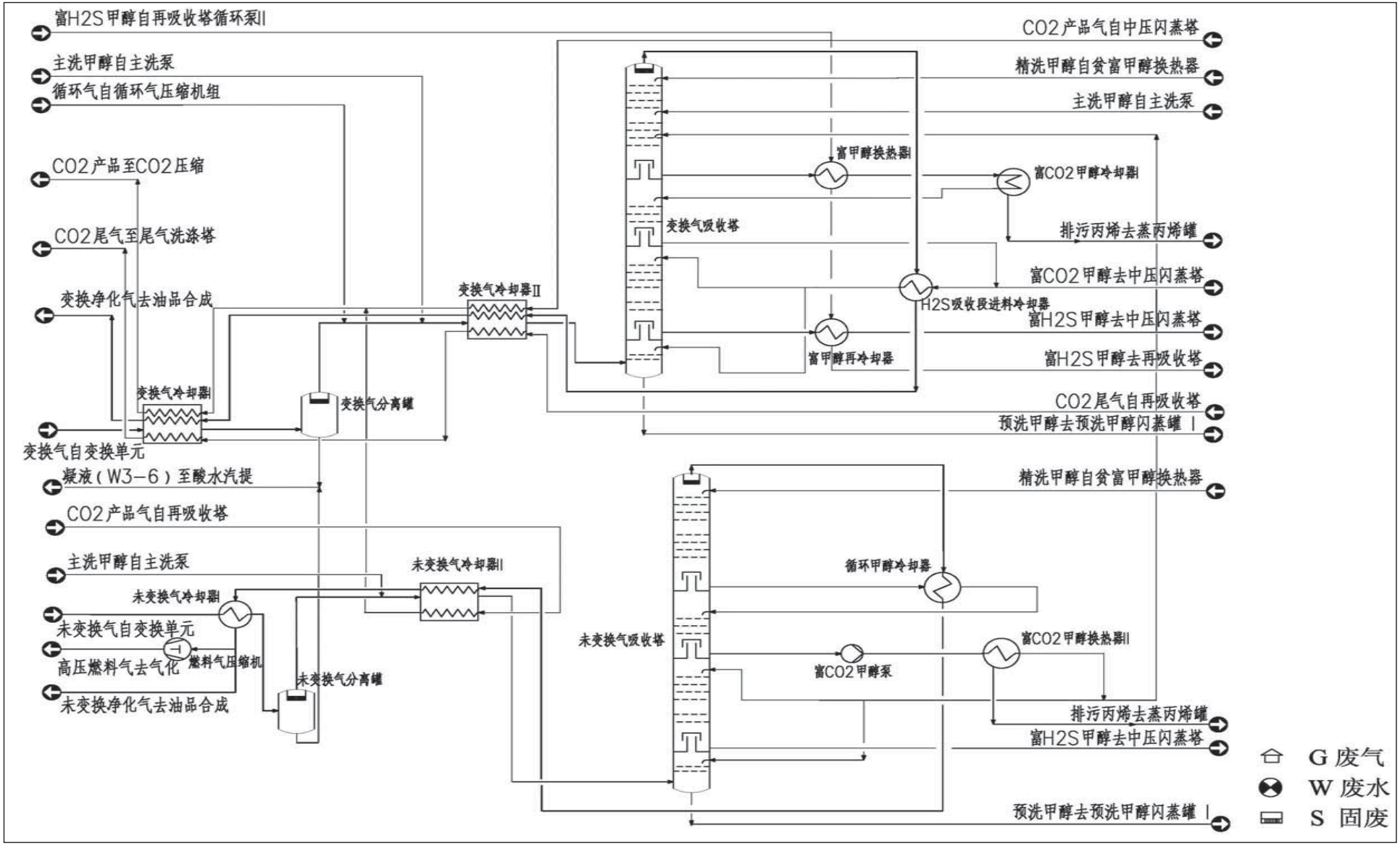


图 5.2.3-3 净化装置带“三废”排放点工艺流程图（2），低温甲醇洗单元（原料气冷却、原料气 H_2S/COS 和 CO_2 的脱除）

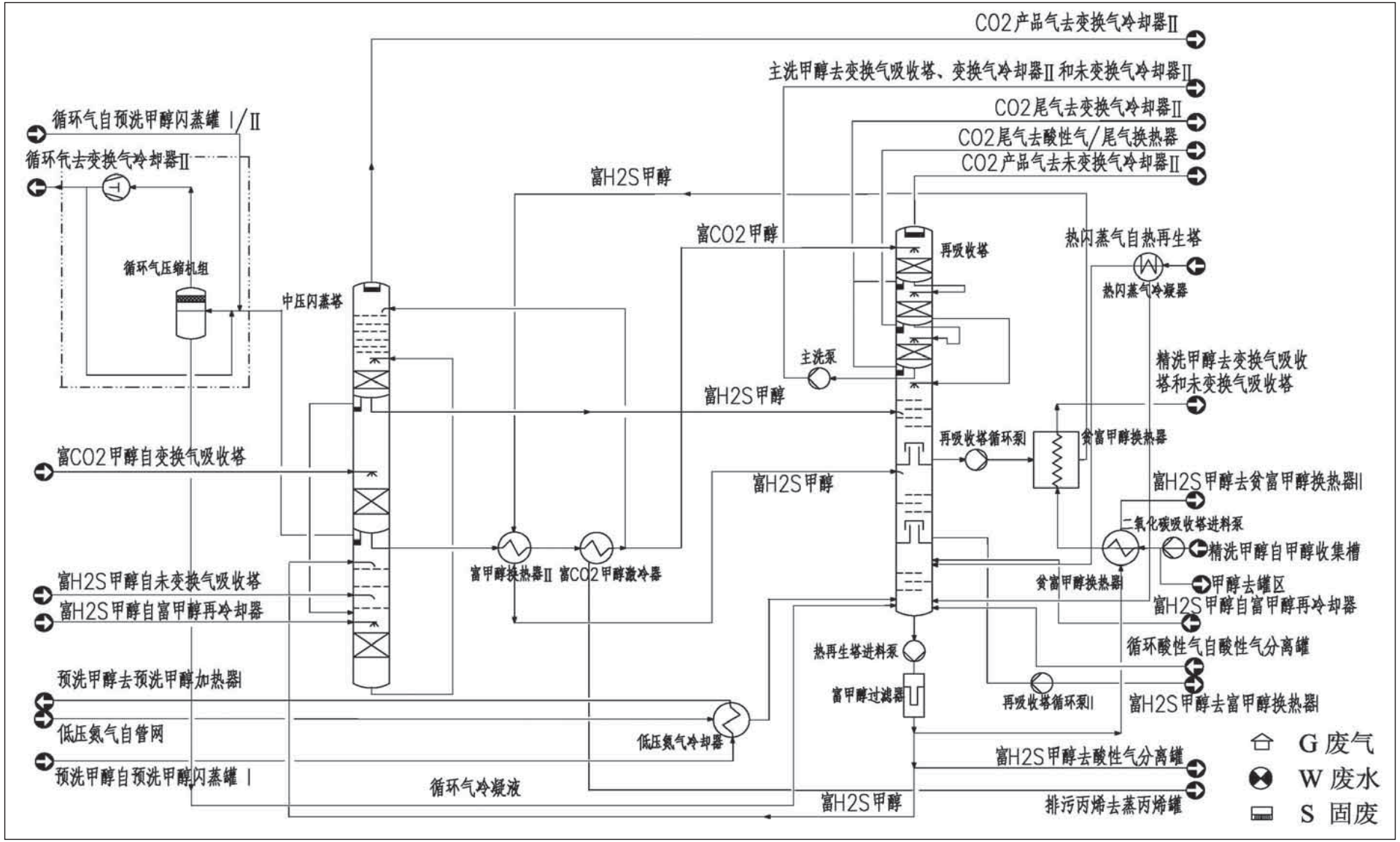


图 5.2.3-4 净化装置带“三废”排放点工艺流程图（2），低温甲醇洗单元（甲醇闪蒸和 H_2S 浓缩）

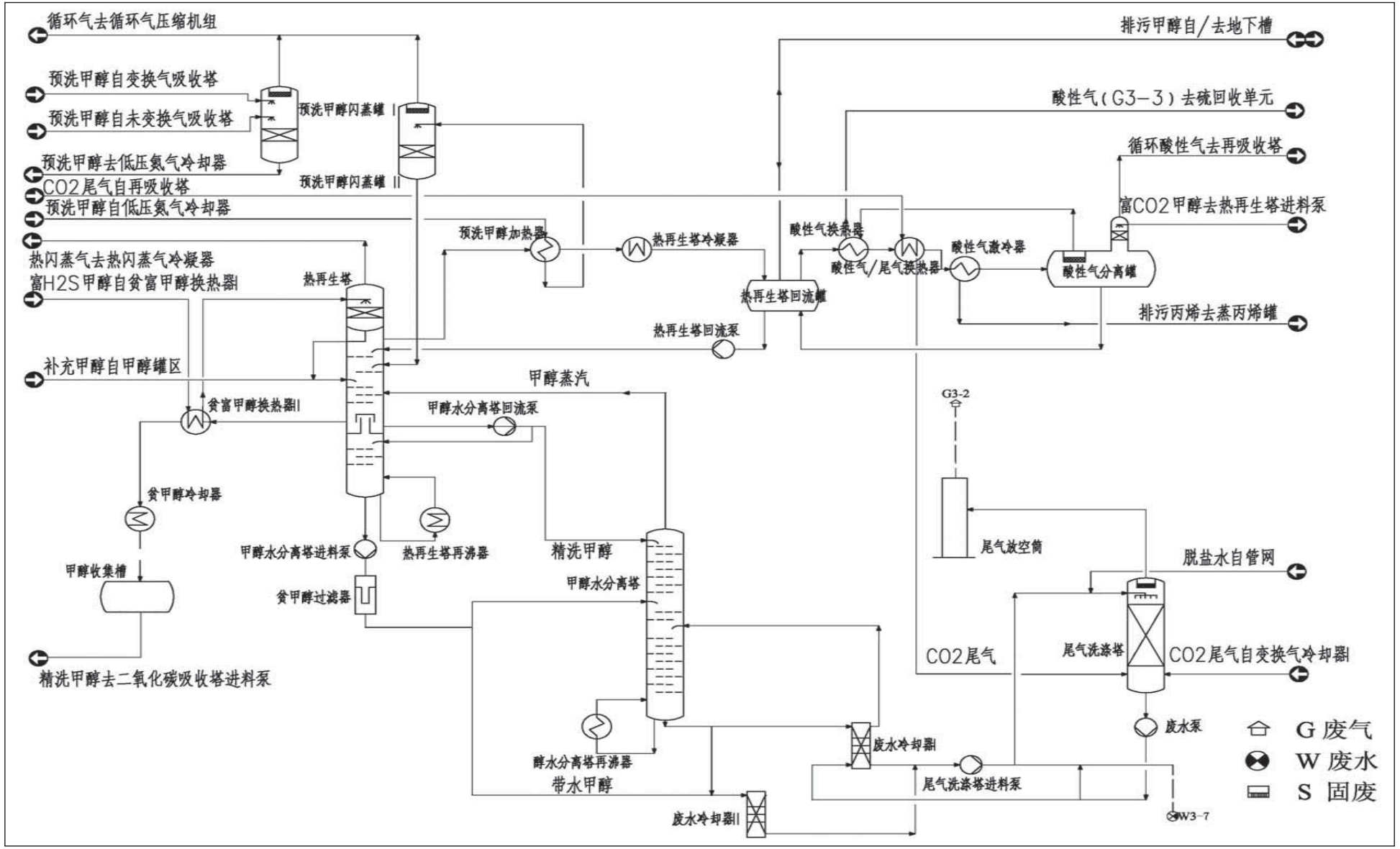


图 5.2.3-5 净化装置带“三废”排放点工艺流程图（3），低温甲醇洗单元（热再生、甲醇水分离、尾气洗涤）

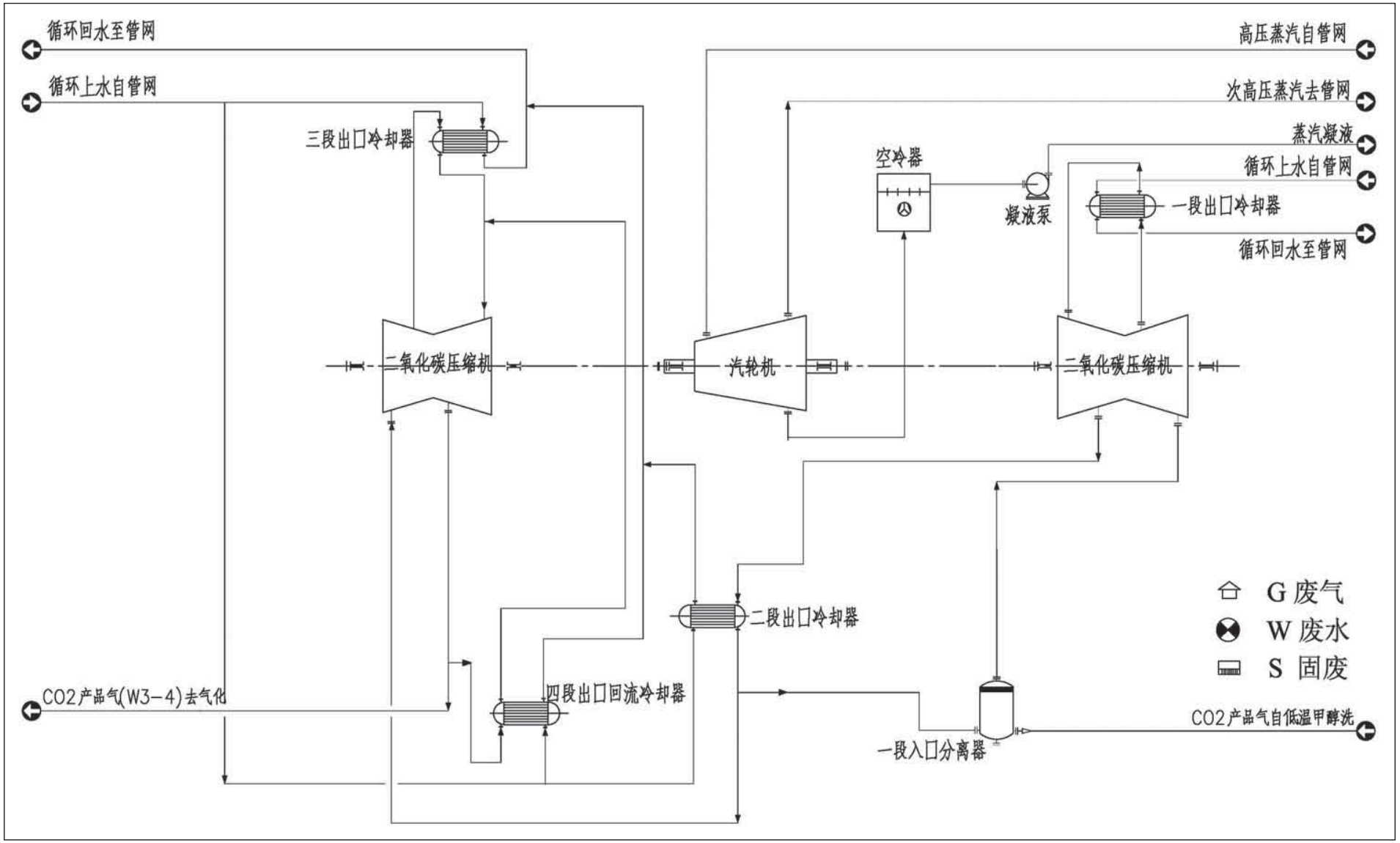


图 5.2.3-6 净化装置带“三废”排放点工艺流程图（4），低温甲醇洗单元（CO_2 压缩）

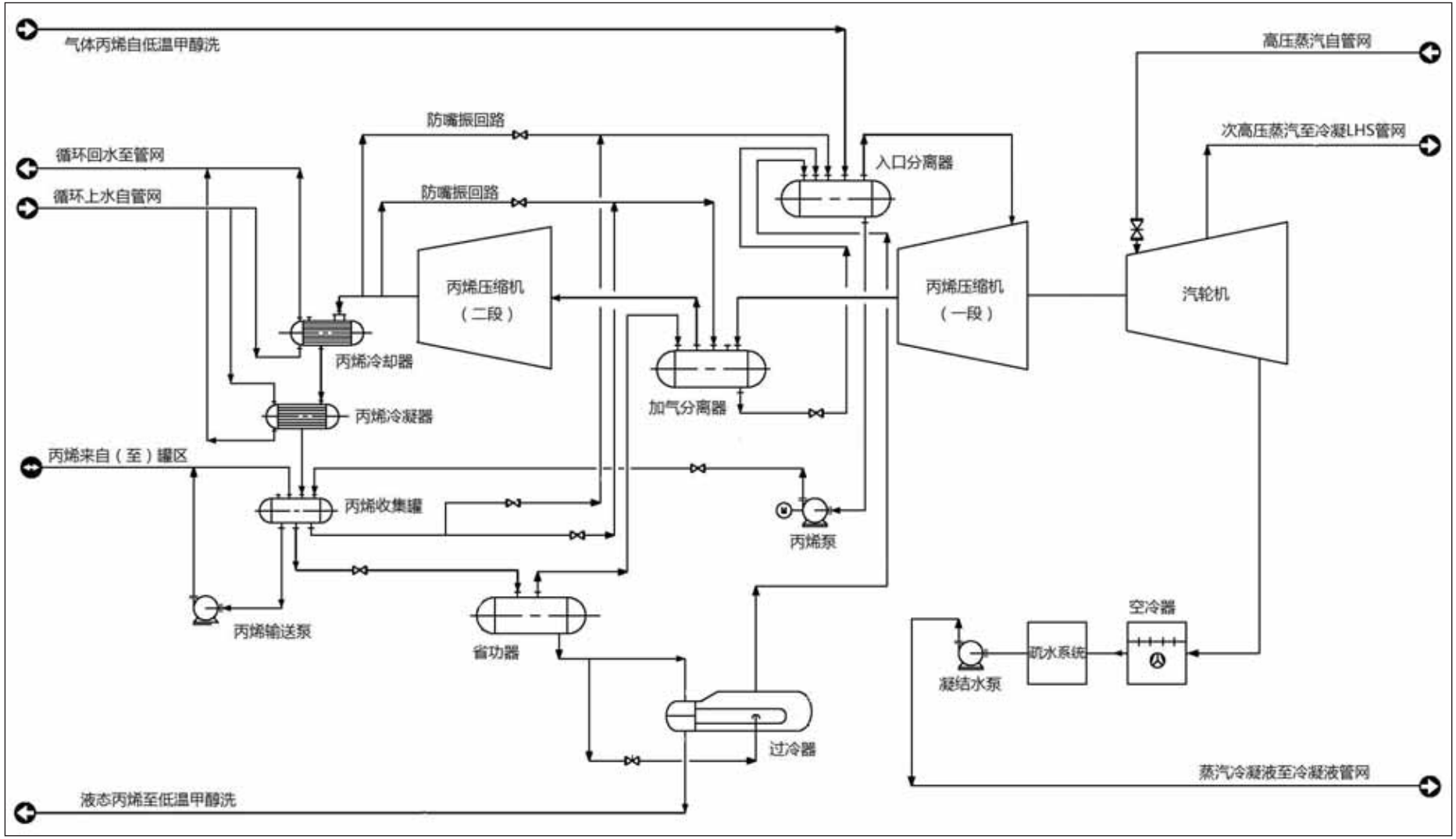


图 5.2.3-7 净化装置带“三废”排放点工艺流程图（4），制冷单元

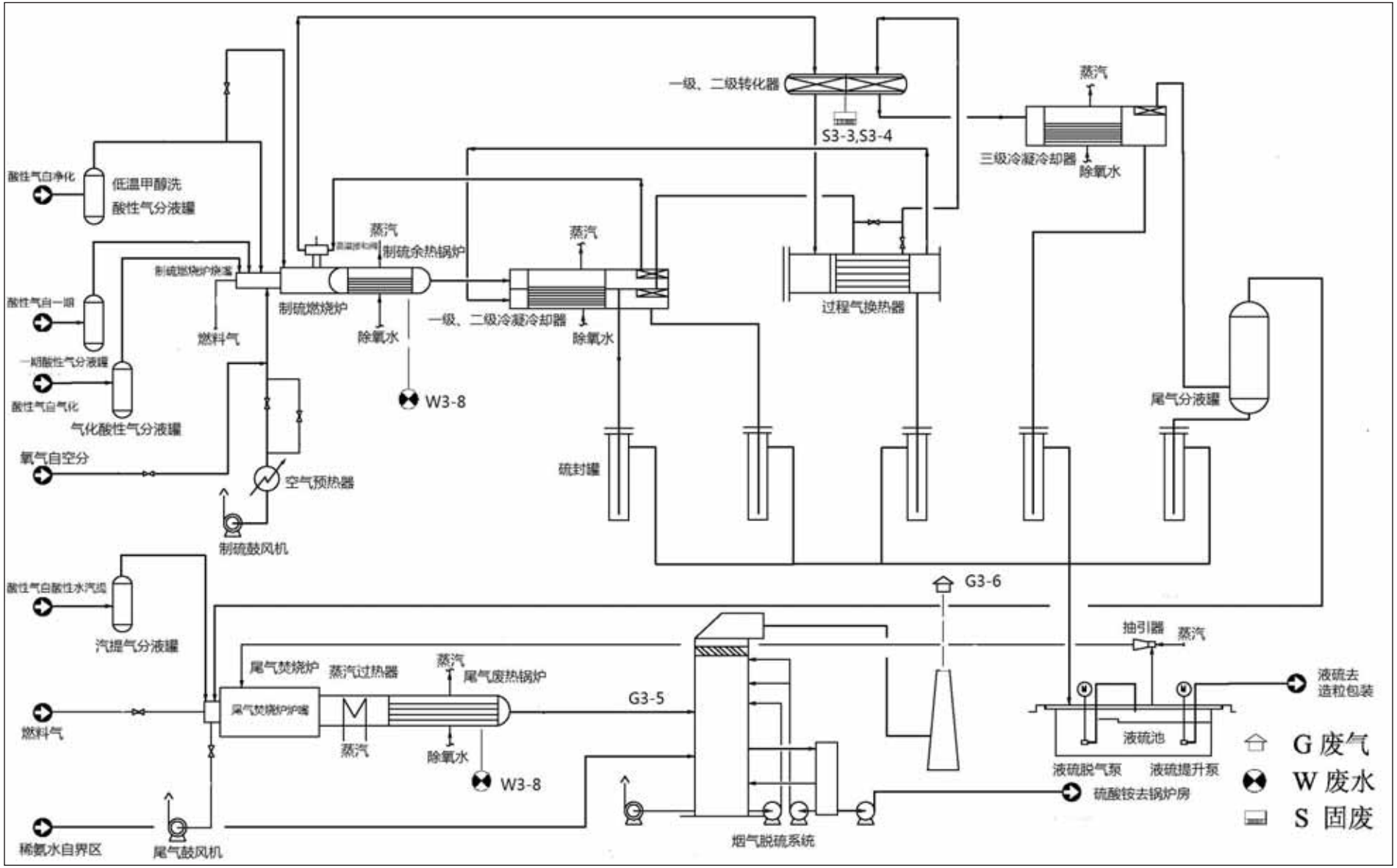


图 5.2.3-8 净化装置带“三废”排放点工艺流程图（5），硫回收单元

5.2.3.5 原辅材料及公用工程消耗

⑴变换单元

变换单元主要原辅材料及公用工程消耗量分别见表 5.2.3-7 和表 5.2.3-8。

表 5.2.3-7 变换单元主要原辅料消耗表

序号	名称	单位	规格	消耗定额（/t 产品）	消耗量		来源及去向
					小时量	年量	
一	原料						
1	气化粗合成气	t	/	1.29	2621.7	2.10×10^7	气化装置
二	辅料						
1	变换催化剂	t	/	/	/	165（3 年 1 次）	外购
2	变换吸附剂	t	/	/	/	176（3 年 1 次）	外购
三	化学品						除氧器用
1	液氨	kg	/	/	/	1500	外购
2	丙酮肟	kg	/	/	/	1300	外购
3	磷酸盐	kg	/	/	/	3200	外购

表 5.2.3-8 变换单元公用工程消耗表（含酸水汽提单元）

序号	名称及规格		单位	消耗定额（/t产品）	消耗量/产出量		来源/去向
					小时量	年量	
1	循环冷却水（0.45MPaG，33~43℃）		t	1.33	2711	2.17×10^7	第四循环水场
2	低低压蒸汽（0.5MPaG，180℃）	变换	t	-0.10	-208.6	-1.66×10^6	蒸汽管网
		酸水汽提			12	9.60×10^4	
3	低压蒸汽（1.0MPaG，220℃）		t	-0.066	-135	-1.08×10^6	
4	中压蒸汽（2.8MPaG，232℃）		t	-0.16	-335	-2.68×10^6	
5	脱盐水（52.5℃/51.5℃）		t	2.05 2.02	4168.2（冬） 4106.8（夏）	3.31×10^7	脱盐水站
6	脱盐水（119℃）		t	-0.57	-1157.5	-9.26×10^6	
7	脱盐水（125℃）		t	-0.85 -0.82	-1733.6（冬） -1672.2（夏）	-1.36×10^7	
8	锅炉给水（6.5MPaG)		t	-0.20	-406	-3.25×10^6	锅炉给水管网
9	锅炉给水（1.5MPaG)		t	-0.066	-134.9	-1.08×10^6	
10	锅炉给水（0.9MPaG)		t	-0.0012	-2.5	-2.00×10^4	
11	低压氮气（0.7MPaG，常温）		Nm^3	15.97	32500	2.60×10^8	空分装置
12	仪表空气（0.7MPaG，常温）		Nm^3	0.32	650	5.20×10^8	
13	电（380V/10kv）		kWh	1.40	2843	2.27×10^7	热电装置

注：消耗定额中产品量按变换气+未变换气 2034.8t/h 计。

⑵低温甲醇洗单元

低温甲醇洗单元主要原辅材料及公用工程消耗分别见表 5.2.3-9 和表 5.2.3-10。

表 5.2.3-9 低温甲醇洗单元主要原辅料消耗表

序号	名称	单位	规格	消耗定额（/t 产品）	消耗量		来源及去向
					小时量	年量	
一	原料						
1	变换气	t	/	1.79	1384.6	1.11×10^7	变换单元
2	未变换气	t	/	0.84	650.2	5.20×10^6	
二	辅料						
1	甲醇	kg	GB338-2004 优等品	0.33	255	2.04×10^6	外购

表 5.2.3-10 低温甲醇洗单元公用工程消耗表

序号	名称及规格	单位	消耗定额（/t 产品）	消耗量/产出量		来源/去向
				小时量	年量	
1	循环冷却水（0.45MPaG，33~43℃）	t	10.29	7962	6.37×10^7	第四循环水场
2	低低压蒸汽（0.5MPaG，180℃）	t	0.10	77.5（闪蒸罐副产 2.5 低低压蒸汽）	6.20×10^5	蒸汽管网
3	低压蒸汽（1.0MPaG，220℃）	t	0.058	45	3.60×10^5	
4	高压蒸汽（11.5MPaG，525℃）	t	0.42 0.42	322（冬） 326（夏）	2.59×10^6	
5	次高压蒸汽（5.4MPaG，420℃）	t	-0.20	-154	-1.23×10^6	
6	透平凝液（54℃）	t	-0.22 -0.22	-168（冬） -172（夏）	-1.36×10^6	冷凝液管网
7	蒸汽凝液（99℃）	t	-0.16	-122.5	-9.80×10^5	
8	脱盐水（40℃）	t	0.016	12	9.60×10^4	脱盐水站
9	低压氮气（0.7MPaG，常温）	Nm^3	199.38	154300	1.23×10^9	空分装置
10	仪表空气（0.7MPaG，常温）	Nm^3	0.66	510	4.08×10^6	
11	电（380V/10kv）	kWh	19.34	14965	1.20×10^8	热电装置

注：消耗定额中产品量按净化合成气 773.9t/h 计。

⑶制冷单元

制冷单元原辅材料和公用工程消耗量见表 5.2.3-11。

表 5.2.3-11 制冷单元原辅材料和公用工程消耗表

序号	名称及规格	单位	消耗定额（/MW 冷量）	消耗量/产出量		来源/去向
				小时量	年量	
1	丙烯	kg	0.046	0.75	6000	外购
2	循环冷却水（0.45MPaG，33~43℃）	t	327.24	5334	4.27×10^7	第四循环水场
3	高压蒸汽（11.5MPaG，525℃）	t	8.83 8.96	144（冬） 146（夏）	1.16×10^6	蒸汽管网
4	次高压蒸汽（5.4MPaG，420℃）	t	-4.29	-70	-5.60×10^5	
5	透平凝液（54℃）	t	-4.53 -4.66	-74（冬） -76（夏）	-6.00×10^5	冷凝液管网
6	仪表空气（0.7MPaG，常温）	Nm^3	3.07	50	4.00×10^5	空分装置
7	电（380V/10kv）	kWh	53.93	879	7.03×10^6	热电装置

注：消耗定额中冷量按照 16.3MW 计。

⑷硫回收单元

硫回收单元主要原辅材料及公用工程消耗量分别见表 5.2.3-12 和表 5.2.3-13。

表 5.2.3-12 硫回收单元主要原辅料消耗表

序号	名称	单位	规格	消耗定额（/t 产品）	消耗量		来源及去向
					小时量	年量	
一	原料						
1	低温甲醇洗酸性气	t	/	3.232	19.6	15700	低温甲醇洗单元
2	汽提酸性气	t	/	0.068	0.4	3200	酸性水汽提单元
3	气化酸性气	t	/	0.49	2.9	23200	气化装置
4	现有工程酸性气	t	/	0.32	1.9	15200	现有工程
二	辅料						
1	催化剂	m^3	/	/	/	40（4 年 1 次）	外购
2	稀氨水	t	25%	0.53	3.1	2.48×10^4	热电装置脱硫系统
3	氧气	t	/	0.61	3.6	2.88×10^4	空分装置
4	燃料气	t	/	0.34	2.0	1.60×10^4	燃料气管网

表 5.2.3-13 硫回收单元公用工程消耗表

序号	名称及规格	单位	消耗定额（/t 产品）	消耗量/产出量		来源/去向
				小时量	年量	
1	循环冷却水（0.45MPaG，33~43℃）	t	3.72	22	1.76×10^5	第四循环水场
2	低低压蒸汽（0.5MPaG，180℃）	t	-0.14	-0.8	-6.40×10^3	蒸汽管网
3	低压蒸汽（1.0MPaG，220℃）	t	-1.56	-9.2	-7.36×10^4	
4	锅炉给水（1.5MPaG)	t	1.86	11	8.80×10^4	锅炉给水管网
5	锅炉给水（0.9MPaG)	t	0.42	2.5	2.00×10^4	
6	蒸汽凝液（99℃）	t	-0.25	-1.5	-1.20×10^4	冷凝液管网
7	仪表空气（0.7MPaG，常温）	Nm^3	33.90	200	1.60×10^6	空分装置
8	电（380V/10kv）	kWh	124.75	736	5.89×10^6	热电装置

注：消耗定额中产品量按硫磺 5.851t/h 计。

5.2.3.6 主要设备

变换单元主要设备见表 5.2.3-14，低温甲醇洗单元主要设备见表 5.2.3-15，冷冻单元主要设备见表 5.2.3-16，硫回收单元主要设备见表 5.2.3-17。

表 5.2.3-14 变换单元主要设备表

序号	名称	数量(台/套)	温度（℃）	压力（MPa）	材质	尺寸 mm
1	等温变换炉	4			15CrMoR+S32168	Φ3800×14500
2	预变换炉	4			15CrMoR+S32168	Φ3800×12000
3	非换气保护槽	2			Q345+S32168	Φ4200×5000
4	洗氨塔 1	2			Q345+S32168	Φ4000×9000
5	洗氨塔 2	2			Q345+S32168	Φ3200×8600
6	煤气水分离器	2			Q345+S32168	Φ4000×5600
7	第一水分离器	2			Q345+S32168	Φ4000×6600
8	第二水分离器	2			Q345+S32168	Φ3800×6560
9	第三水分离器	2			Q345+S32168	Φ4000×6600
10	第四水分离器	2			Q345+S32168	Φ3600×6700
11	第五水分离器	2			Q345+S32168	Φ3200×6050
12	第六水分离器	2			Q345+S32168	Φ3000×4050
13	变换低压废热锅炉	2			Q345+S32168	$F=850\times2m^2$
14	水煤气废热锅炉 1	2			Q345+S32168	$F=1961m^2$
15	水煤气废热锅炉 2	2			Q345+S32168	$F=1037m^2$
16	蒸汽放空消音器 1	2				
17	蒸汽放空消音器 2	2				
18	蒸汽放空消音器 3	2				

19	蒸汽放空消音器 4	2				
20	冷凝液汽提塔	1			S31608	Φ2000×15000
21	除氧器	1			Q345	
22	泵类	约 21				

表 5.2.3-15 低温甲醇洗单元主要设备表

序号	名称	数量(台/套)	温度（℃）	压力（MPa）	材质	尺寸 mm
1	变换气吸收塔	4	-70/80	4	低温钢	Φ3600/4600×89300
2	未变换气吸收塔	2	-60/80	4	低温钢	Φ3600×79000
3	中压闪蒸塔	2	-60/80	0.4/1.6	低温钢	Φ3400×62000
4	再吸收塔	2	-70/80	0.2/1.4	不锈钢	Φ6000×86200
5	热再生塔	2	-20/180	-0.1/0.8	碳钢	Φ4500/6500×60600
6	甲醇水分离塔	2	-20/180	-0.1/0.6	碳钢	Φ2400×26550
7	尾气洗涤塔	2	-20/130	0.2	不锈钢	Φ6700×14500
8	循环气压缩机	1	40	3.54		
9	燃料气压缩机	1	40	5.7		
10	二氧化碳压缩机	4	110	8	碳钢	
11	泵类	约 54				

表 5.2.3-16 冷冻单元主要设备表

序号	名称	数量(台/套)	温度（℃）	压力（MPa）	材质	尺寸 mm
1	丙烯压缩机	2	-40/95	0.04/1.8	组合件	
2	汽轮机	2	525	11.5	组合件	
3	入口分离器	2	-50	2.5	09MnNiD	Φ3900×9960
4	加气分离器	2	50	2.5	Q345R	Φ3400×7757
5	丙烯收集罐	2	50	2.5	Q345R	Φ4300×10970
6	省功器	2	50	2.5	Q345R	Φ4300×10970
7	泵类	约 12				

表 5.2.3-17 硫回收单元主要设备表

序号	名称	数量(台/套)	温度（℃）	压力（MPa）	材质	尺寸 mm
1	一级转化器	2			Q245R+15CrMoR	Φ3300×16770
2	二级转化器	2			Q245R+15CrMoR	Φ3300×16770
3	制硫燃烧炉	2			Q245R	Φ3200×7400
4	尾气燃烧炉	2			Q245R	Φ3000×8500
5	制硫余热锅炉	2			Q245R	

6	尾气废热锅炉	2			Q245R	
7	制硫鼓风机	4		0.07	组合件	
8	尾气鼓风机	4		0.04	组合件	
9	烟气脱硫系统	1				
10	泵类	4				

5.2.3.7 平衡分析

⑴变换单元

①物料平衡

变换单元的物料平衡见表 5.2.3-18。

表 5.2.3-18 变换单元物料平衡表

入方（t/h）				出方（t/h）			
序号	项目	数值	来源	序号	项目	数值	去向
一	变换部分						
1	粗合成气	2621.7	气化装置	1	变换气	1384.6	低温甲醇洗单元
2	锅炉给水	40.0	管网	2	未变换气	650.2	
3				3	变换高温凝液	199.3	气化装置
4				4	变换低温凝液	408.3	酸水汽提单元
5				5	变换闪蒸汽	19.3	
	小计	2661.7			小计	2661.7	
二	酸水汽提部分						
1	变换低温凝液	408.3	变换单元	1	汽提酸性气	0.4	硫回收单元
2	低温甲醇洗工艺凝液	3.5	低温甲醇洗单元	2	汽提凝液	437.5	气化装置
3	低低压蒸汽	12.0	蒸汽管网	3	汽提污水	5.2	生产污水处理系统
4	变换闪蒸汽	19.3	变换单元	4			
	小计	443.1			小计	443.1	
三	合计	3104.8			合计	3104.8	

从表 5.2.3-18 中可知，进入变换工艺系统的总物料量为 2661.7t/h（包括粗合成气和锅炉给水），经过变换反应和余热回收后，占总物料约 76.45%的物料转化为变换气和未变换气，约 7.49%的物料转化为高温凝冷液送气化装置，约 16.06%的物料转化为低温冷凝液和变换闪蒸汽进入酸水气提单元。

酸水汽提单元包括在变换单元内，进入的总物料为 443.1t/h，主要为变换低温冷凝液 408.3t/h 和低温甲醇洗工艺凝液 3.5t/h；其中占总物料 98.74%的物料转化为冷凝液送至气化装置回用，少量酸性气送硫回收单元回收硫，占总物料 1.2%的物料转化为污水送生产污水处理系统。

②硫平衡

变换单元的硫平衡见表 5.2.3-19。

表 5.2.3-19 变换单元硫平衡表

一、变换部分				
入方				
序号	物料名称	数量	含硫	折硫量（kg/h)
1	粗合成气	2820801Nm^3/h	H_2S：0.13mol% COS：0.02mol%	5804.54
合计				5804.54
出方				
1	变换合成气	1462506Nm^3/h	H_2S：0.16mol% COS：痕量	3377.01
2	未变换合成气	628297Nm^3/h	H_2S：0.23mol% COS：0.03mol%	2370.25
3	高温冷凝液	223.4m^3/h	H_2S：30.67mg/L COS：1.12mg/L	6.58
4	低温冷凝液	422.6m^3/h	H_2S：86.86mg/L COS：2.92mg/L	35.2
5	变换闪蒸气	19269kg/h	H_2S+COS：0.05%	15.5
合计				5804.54
二、酸水汽提部分				
入方				
1	低温冷凝液	422.6m^3/h	H_2S：86.86mg/L COS：2.92mg/L	35.2
2	低温甲醇洗工艺凝液	3.6m^3/h	H_2S：56.07mg/L	0.19
3	变换闪蒸气	19269kg/h	H_2S+COS：0.05%	15.5
合计				50.89
出方				
1	汽提酸性气	261Nm^3/h	H_2S：9.88mol% COS：0.37mol%	38.29
2	汽提凝液	480.6m^3/h	H_2S：26.22mg/L COS：2.21mg/L	12.42
3	汽提污水	5.4 m^3/h	H_2S：31.21mg/L COS：0.32mg/L	0.16
4	无组织排放	/	/	0.02
合计				50.89

从表 5.2.3-19 中可知，粗合成气带入的总硫量约 5804.54kg/h。经过变换反应后，占总硫量约 99.01%的硫由变换合成带和未变换合成气带入低温甲醇洗单元，约 0.11%的硫随高温冷凝液送气化装置，0.61%的硫随低温冷凝液送酸水汽提处理。

酸水汽提部分总进硫量为 50.89kg/h，其中酸水汽提酸性气带走 75.24%硫至硫回收，约 24.41%的硫随汽提凝液送气化装置。

③碳平衡

变换单元的碳平衡见表 5.2.3-20。

表 5.2.3-20 变换单元碳平衡表

一、变换部分				
入方				
序号	物料名称	数量	含碳	折碳量（t/h)
1	粗合成气	2820801Nm^3/h	CO：38.86mol% CO_2：3.00mol% CH_4：0.01mol% COS：0.02mol%	633.18
合计				633.18
出方				
1	变换合成气	1462506Nm^3/h	CO：6.29mol% CO_2：41.39mol% CH_4：0.01mol% COS：痕量	373.67
2	未变换合成气	628297Nm^3/h	CO：71.49mol% CO_2：5.51mol% CH_4：0.01mol% COS：0.03mol%	259.42
3	低温冷凝液	422.6m^3/h	CO：21.35mg/L CO_2：457.53mg/L CH_4：0.02mg/L COS：2.92mg/L	0.06
4	变换闪蒸气	19269kg/h	CO：0.14% CO_2：0.13%	0.03
合计				633.18
二、酸水汽提部分				
入方				
1	低温冷凝液	422.6m^3/h	CO：21.35mg/L CO_2：457.53mg/L CH_4：0.02mg/L COS：2.92mg/L	0.06
2	低温甲醇洗工艺凝液	3.6m^3/h	少量	0.01

3	变换闪蒸气	19269kg/h	CO：0.14% CO_2：0.13%	0.03
合计				0.1
出方				
1	汽提酸性气	261Nm^3/h	CO：15.77mol% CO_2：49.55mol% CH_4：0.01mol% COS：0.37mol%	0.1
合计				0.1

从表 5.2.3-20 中可知，变换单元中粗合成气带入的总碳量约 633.18t/h。经过变换反应后，占总碳量约 99.99%的碳由变换合成气和未变换合成气带出。酸水汽提单元凝液和闪蒸汽带入碳量为 0.1t/h，经汽提后全部碳都以酸性气形式送去硫回收单元。

④水平衡

变换单元的水平衡见表 5.2.3-21。

表 5.2.3-21 变换单元水平衡表

入方（t/h）			出方（t/h）		
一	变换部分				
序号	项目	数值	序号	项目	数值
1	循环进水	2465	1	循环回水	2465
2	粗合成气带水	1037.3	2	变换合成气带水	3.3
3	低温脱盐水	4168.2（冬） 4106.8（夏）	3	未变换合成气带水	1.1
4			4	反应耗水	446.3
5			5	高温脱盐水	2891.1（冬） 2829.7（夏）
6			6	变换高温凝液含水	199.3
7			7	变换低温凝液含水	408.2
8			8	变换闪蒸气含水	19.1
9			9	蒸汽	678.6
10			10	锅炉给水	543.4
11			11	锅炉排污	13.8
12			12	放空气带水	1.3
	小计	7670.5（冬） 7609.1（夏）		小计	7670.5（冬） 7609.1（夏）
二	酸水汽提部分				
1	循环进水	246	1	循环回水	246
2	变换低温凝液含水	408.2	2	汽提凝液含水	437.5

3	低温甲醇洗工艺凝液含水	3.4	3	汽提污水	5.2
4	变换闪蒸气含水	19.1			
5	蒸汽进入物料	12.0			
	小计	688.7		小计	688.7
三	合计	8359.2（冬） 8297.8（夏）		合计	8359.2（冬） 8297.8（夏）

从表 5.2.3-21 中可知，进入变换工艺系统的总水量约 7670.5t/h（冬）/7609.1t/h（夏）。混合变换气带走 0.08%的水进入低温甲醇洗单元，其余约 12.04%（冬）/12.18%（夏）的水转化为凝液或闪蒸气送去气化装置和酸水汽提单元，反应耗水 8.57%（冬）/8.68%（夏），13.01%（冬）/13.17%（夏）的水转化为各等级蒸汽。酸水汽提部分总带入水量为 442.7t/h，98.83%的水转为汽提凝液返回到气化装置，少量水转化为气体污水。

⑤蒸汽平衡

变换单元的蒸汽平衡见表 5.2.3-22。

表 5.2.3-22 变换单元蒸汽平衡

入方（t/h）			出方（t/h）		
一	变换部分				
序号	名称	数值	序号	名称	数值
1	锅炉给水	755	1	中压蒸汽 （2.8MPaG，232℃）	335
2	低低压蒸汽 （0.5MPaG，180℃）	62.6	2	低压蒸汽 （1.0MPaG，220℃）	135
3			3	低低压蒸汽 （0.5MPaG，180℃）	271.2
4			4	锅炉排污	13.8
5			5	锅炉给水	61.3
6			6	放空	1.3
	小计	817.6		小计	817.6
二	酸水汽提部分				
1	低低压蒸汽 （0.5MPaG，180℃）	12	1	蒸汽进入物料	12
	小计	12		小计	12
三	合计	829.6		合计	829.6

由表 5.2.3-22 中可知，变换单元消耗锅炉给水 755t/h，副产的中压蒸汽约 335/h、低压蒸汽约 135t/h 和低低压蒸汽约 270t/h，少量锅炉排污约 13.8t/h 送废

水处理及回用装置；消耗低压蒸汽 62.6t/h，用于产生高温高压的锅炉给水，并有少量放空。酸水汽提单元消耗低低压蒸汽 12/h，全部进入物料中。

⑵低温甲醇洗单元

①物料平衡

低温甲醇洗单元的物料平衡见表 5.2.3-23。

表 5.2.3-23 低温甲醇洗单元物料平衡表

入方（t/h）				出方（t/h）				
序号	项目	数值	来源	序号	项目		数值	去向
1	变换气	1384.6	变换单元	1	中间产品	净化合成气	774.7	油品合成装置
2	未变换气	650.2		2	废水	含醇废水	5.6	污水处理装置
3	气提氮气	192.5	空分装置	3	废气	酸性气	19.6	硫回收单元
4	脱盐水	12.0	脱盐水站			尾气	948.96	排气大气
5	甲醇	0.255				高压 CO_2	471.5	气化装置
6				4	燃料气		15.7	气化装置
7				5	工艺凝液		3.5	酸水汽提单元
	合计	2239.6			合计		2239.3	

从表 5.2.3-23 中可知，进入工艺系统的总物料量为 2239.6t/h。经酸性气体脱除处理后，占总进料量约 34.60%的物料转化为产品净化合成气，约 0.16%的物料转化为工艺凝液送酸性水汽提，约 0.88%的物料转化为酸性气送硫回收单元，约 42.37%的物料转化为释放气排入大气，约 21.06%的物料转化为二氧化碳载气送气化装置输煤，约 0.70%的物料转化为燃料气送气化装置。

②硫平衡

低温甲醇洗单元的硫平衡见表 5.2.3-24。

表 5.2.3-24 低温甲醇洗单元硫平衡表

入方				
序号	物料名称	数量	含硫	折硫量（kg/h）
1	变换合成气	1462506Nm^3/h	H_2S：0.16mol% COS：痕量	3377.01
2	未变换合成气	628297Nm^3/h	H_2S：0.23mol% COS：0.03mol%	2370.25
合计				5747.26

出方				
1	净化合成气	1432438Nm^3/h	总硫＜30ppm	0.19
2	低温甲醇洗单元尾气	545856Nm^3/h	H_2S：1.52mg/m^3 COS：2.47mg/m^3	1.50
3	酸性气	11344Nm^3/h	H_2S：33.45mol% COS：1.95mol%	5744.17
4	高压 CO_2	242138m^3/h	H_2S：5.31mg/m^3	1.21
5	工艺凝液	3.6m^3/h	H_2S：56.07mg/L	0.19
合计				5747.26

从表 5.2.3-24 中可知，原料变换合成气和为变换合成气带入的总硫量为5747.26kg/h。经酸性气体脱除处理后，占进料总硫量约 99.95%的硫随酸性气去硫回收装置处理，约 0.03%的硫（以 H_2S、COS）形式随二氧化碳排放气直接进入大气。

③碳平衡

低温甲醇洗单元的碳平衡见表 5.2.3-25。

表 5.2.3-25 低温甲醇洗单元碳平衡表

入方				
序号	物料名称	数量	含碳	折碳量（t/h)
1	变换合成气	1462506Nm^3/h	CO：6.29mol% CO_2：41.39mol% CH_4：0.01mol% COS：痕量	373.67
2	未变换合成气	628297Nm^3/h	CO：71.49mol% CO_2：5.51mol% CH_4：0.01mol% COS：0.03mol%	259.42
3	甲醇	255kg/h	/	0.1
合计				633.19
出方				
1	净化合成气	1432438Nm^3/h	CO：36.62mol% CO_2：0.97mol% CH_4：0.01mol%	289.13
2	低温甲醇洗单元尾气	545856Nm^3/h	CO：2802.68mg/m^3 CO_2：1372364.8mg/m^3 CH_3OH：49.65mg/m^3 COS：2.47mg/m^3	205.1
3	酸性气	11344Nm^3/h	CO：0.58mol% CO_2：51.28mol% CH_4：0.14mol% COS：1.95mol% CH_3OH：0.15mol%	3.30

4	高压 CO_2	242138m^3/h	CO：0.98mol% CO_2：98.49mol% 甲醇：350ppm	129.10
5	高压燃料气	15.7t/h	CO：71.49mol% CO_2：5.51mol% CH_4：0.01mol% COS：0.03mol%	6.55
6	工艺凝液	3.6m^3/h	少量	0.01
合计				633.19

从表 5.2.3-25 中可知，原料变换合成气带入的总碳量为 633.19t/h。经酸性气体脱除处理后，占进料总碳量约 45.66%的碳净化合成气去下游装置，约 32.39%的碳随二氧化碳释放气直接进入大气，约 0.52%的碳经酸性气送入硫回收单元，约 20.39%的碳随二氧化碳载气、1.03%的碳随高压燃料气送气化装置。

④水平衡

低温甲醇洗单元的水平衡见表 5.2.3-26。

表 5.2.3-26 低温甲醇洗单元水平衡表

入方（t/h）			出方（t/h）		
序号	项目	数值	序号	项目	数值
1	循环进水	7962	1	循环回水	7962
2	变换合成气带水	3.3	2	低温甲醇洗工艺凝液含水	3.4
3	未变换合成气带水	1.1	3	低温甲醇洗单元尾气含水	7.4
4	脱盐水	12.0	4	含醇废水	5.6
	总计	7978.4		总计	7978.4

从表 5.2.3-26 中可知，带入系统的总水量为 16.4t/h。经酸性气体脱除处理后，占总水量约 34.15%的水进入凝液送酸水汽提单元，约 45.12%的水随二氧化碳释放气直接进入大气，约 34.15%的水送污水处理装置。

⑤蒸汽平衡

低温甲醇洗单元的蒸汽平衡见表 5.2.3-27。

表 5.2.3-27 低温甲醇洗单元蒸汽平衡表

入方（t/h）			出方（t/h）		
序号	项目	数据	序号	项目	数据
1	高压蒸汽 （11.5MPaG，525℃）	322（冬） 326（夏）	1	透平凝液	168（冬） 172（夏）
2	低压蒸汽 （1.0MPaG，220℃）	45	2	副产次高压蒸汽 （11.5MPaG，525℃）	154

3	低低压蒸汽（0.5MPaG，180℃）	80	3	副产低低压蒸汽（0.5MPaG，180℃）	2.5
			4	蒸汽凝液	122.5
	合计	447（冬） 451（夏）		合计	447（冬） 451（夏）

由表 5.2.3-27 中可知，带入系统的高压蒸汽量为 322t/h(冬)/326t/h（夏），其中 168t/h（冬）/172t/h（夏）变为透平凝液，并副产 154t/h 次高压蒸汽；带入系统的低压蒸汽 45t/h 除副产 2.5t/h 低低压蒸汽外，均变为蒸汽凝液；带入系统的低低压蒸汽 80t/h,均变为蒸汽凝液。

⑹甲醇平衡

低温甲醇洗单元甲醇平衡见表 5.2.3-28。

表 5.2.3-28 低温甲醇洗单元甲醇平衡表

入方（kg/h）			出方（kg/h）		
1	补充甲醇	255.0	1	净化气带出甲醇	76.1
2			2	酸性气带出甲醇	25
3			3	高压 CO_2 带出甲醇	115.9
4			4	工艺废水带出甲醇	5.6
5			5	低温甲醇洗尾气带出甲醇	27.1
6			6	无组织排放带出甲醇	5.3
	合计	255.0		合计	255.0

从表 5.2.3-28 中可知，低温甲醇洗单元带入系统的甲醇总量为 255.00kg/h，占总量约 29.84%的甲醇由净化气带入下游装置，酸性气带走甲醇约 9.80%，CO_2 释放气和无组织排放带出甲醇约 12.71%进入大气，至气化 CO_2 气带出甲醇 45.45%，约 2.20%的甲醇随工艺废水中送生产污水处理系统。

⑶制冷单元

①蒸汽平衡

制冷单元的水和蒸汽平衡见表 5.2.3-29。

表 5.2.3-29 制冷单元蒸汽平衡表

入方（t/h）			出方（t/h）		
序号	项目	数据	序号	项目	数据
1	循环进水	5334	1	循环出水	5334
2	11.5MPaG 蒸汽	144（冬） 146（夏）	2	5.4MPaG 蒸汽	70

3			3	透平凝液	74（冬） 76（夏）
	总计	5478（冬） 5480（夏）		总计	5478（冬） 5480（夏）

从表 5.2.3-29 中可知，制冷单元带入系统的循环水量为 5334/h，带入系统的高压蒸汽经过使用后转化为次高压蒸汽和透平凝液。

⑷硫回收单元

①物料平衡

硫回收单元的物料平衡见表 5.2.3-30。

表 5.2.3-30 硫回收装置物料平衡表

入方(t/h)			出方(t/h)		
序号	项目	数值	序号	项目	数值
1	低温甲醇洗酸性气	19.6	1	硫磺	5.9
2	汽提酸性气	0.4	2	脱硫尾气	35.1
3	气化酸性气	2.9	3	硫酸铵溶液	7.3
4	现有工程酸性气	1.9			
5	氧气	3.6	4		
6	燃料气	2.0	5		
7	燃烧空气	14.8	6		
8	稀氨水	3.1	7		
	总计	48.3		总计	48.3

从表 5.2.3-30 中可知，进入工艺系统的总物料量为 48.3t/h。经硫回收反应后，占总进料量约 12.22%的物料转化为产品硫磺，约 72.67%的物料转化为脱硫尾气排入大气，约 15.11%的物料转化为硫酸铵溶液。

②硫平衡

硫回收单元的硫平衡见表 5.2.3-31。

表 5.2.3-31 硫回收装置硫平衡表

入方				
序号	物料名称	数量	含硫	折硫量（kg/h)
1	低温甲醇洗酸性气	11344Nm^3/h	H_2S：33.45mol% COS：1.95mol%	5744.17
2	汽提酸性气	261Nm^3/h	H_2S：9.88mol% COS：0.37mol%	38.29
3	气化酸性气	2606Nm^3/h	H_2S：3.96mol% COS：0.39mol%	162.24

4	现有工程酸性气	1000Nm^3/h	H_2S：13.54mol%	193.70
合计				6138.40
出方				
1	硫磺	5851kg/h	总硫≥99.95%	5850.93
2	脱硫尾气	23148Nm^3/h	SO_2：100mg/m^3	1.16
3	硫酸铵溶液	7.3585t/h	总硫：3.89%	286.29
4	无组织排放	/	/	0.02
合计				6138.40

从表 5.2.3-31 中可知，原料变换合成气带入的总硫量为 6138.40kg/h。经硫回收处理后，占进料总硫量约 95.32%的硫进入硫磺产品，约 4.67%的硫进入硫酸铵溶液中，约 0.02%的硫进入硫回收尾气排入大气。

③碳平衡

硫回收单元的碳平衡见表 5.2.3-32。

表 5.2.3-32 硫回收单元碳平衡表

入方				
序号	物料名称	数量	含碳	折碳量（t/h)
1	低温甲醇洗酸性气	11344Nm^3/h	CO：0.58mol% CO_2：51.28mol% CH_4：0.14mol% COS：1.95mol% CH_3OH：0.15mol%	3.30
2	汽提酸性气	261Nm^3/h	CO：15.77mol% CO_2：49.55mol% CH_4：0.01mol% COS：0.37mol%	0.1
3	气化酸性气	2606Nm^3/h	CO：31.70mol% CO_2：18.68mol% CH_4：0.0185mol% COS：0.39mol% HCN：0.0053mol%	0.7
4	现有工程酸性气	1000Nm^3/h	CO：0.06mol% CO_2：78.89mol% CH_4：0.03mol%	0.4
5	燃料气	2.0t/h	CO：33.49mol% CO_2：8.70mol% CH_4：6.10mol% C2~C5：1.5mol%	0.6
合计				5.1
出方				
1	硫回收尾气	23148Nm^3/h	/	5.1
合计				5.1

从表 5.2.3-32 中可知，带入的总碳量为 5.1t/h。经硫回收处理后，全部的碳随硫回收尾气排入大气。

④水平衡

硫回收单元的水平衡见表 5.2.3-33。

表 5.2.3-33 硫回收装置水平衡表

入方（t/h）			出方（t/h）		
序号	项目	数据	序号	项目	数据
1	循环进水	22	1	循环回水	22
2	气化酸性气含水	0.7	2	放空气带水	0.5
3	反应生成水	3.3	3	硫酸铵溶液带水	6.2
4	稀氨水含水	2.7			
	总计	28.7		总计	28.7

从表 5.2.3-33 中可知，带入系统的总水量为 6.7t/h。经硫回收处理后，大部分水由硫酸铵溶液带走，少部分水经由放空气带入大气。

⑤蒸汽平衡

硫回收单元的蒸汽平衡见表 5.2.3-34。

表 5.2.3-34 硫回收单元蒸汽平衡表

入方（t/h）			出方（t/h）		
序号	项目	数据	序号	项目	数据
1	0.9MPaG 锅炉给水	2.5	1	副产低低压蒸汽（0.5MPaG，180℃）	2.1
2	1.5MPaG 锅炉给水	11	2	副产低压蒸汽（1.0MPaG，220℃）	10.4
3	低压蒸汽（1.0MPaG，220℃）	1.2	3	锅炉排污	1.0
4	低低压蒸汽（0.5MPaG，180℃）	1.5	4	低低压蒸汽（0.5MPaG，180℃）	0.2
			5	损失	1.0
			6	蒸汽凝液	1.5
	总计	16.2		总计	16.2

从表 5.2.3-34 中可知，系统需锅炉给水 13.5t/h。经硫回收废锅处理后，副产低压和低低压蒸汽 12.5t/h，产生少量的锅炉排污；系统需低压蒸汽 1.2t/h，副产低低压蒸汽 0.2t/h，并损失 1.0t/h；系统需低低压蒸汽 1.5t/h，全部变为蒸汽凝液。

5.2.3.8 主要污染源及污染物

⑴正常工况

①废气

A：有组织排放

酸水汽提单元汽提塔酸性气（G3-1），低温甲醇洗单元酸性气（G3-3），由于含有较高浓度的H_2S，送至硫回收单元回收。

低温甲醇洗单元尾气（G3-2），主要污染物为硫化氢、COS、甲醇等，通过150m高排气筒排入大气。

低温甲醇洗单元产生的高压CO_2载气（G3-4）：主要含有硫化氢、甲醇等污染物，送至气化装置输送煤粉。

硫回收单元尾气（G3-6）：主要污染物为NH_3、SO_2、NO_X等，经80m高排气筒排入大气。

B：无组织排放

装置区的无组织排放主要来自工艺过程中物料的“跑、冒、滴、漏”等，其排放往往取决于所采用工艺技术、企业的生产管理与设备维修水平等。本装置无组织排放的污染物主要为硫化氢、甲醇、氨和一氧化碳。

净化装置废气排放情况见表 5.2.3-35。

②废水

变化单元锅炉排污（W3-1）、硫回收单元锅炉排污（W3-7）为清净废水，送废水处理及回用装置。

变换单元高温冷凝液（W3-2）、酸水汽提塔汽提凝液（W3-4）含有少量的H_2S、COS 和 NH_3，送往气化装置回用。

酸水汽提塔汽提污水（W3-5）含有高浓度的 NH_3，低温甲醇洗单元废水（W3-6)含有少量甲醇，均送至生产污水处理系统。

净化装置废水排放情况见表 5.2.3-36。

③固体废物

变换炉废催化剂（S3-1）和克劳斯反应器废催化剂（S3-4）含有贵金属，送厂家回收。

变换炉废吸附剂（S3-2）和克劳斯反应器废催化剂（S3-3）属于危险废物，无回收利用价值，送大路工业园区危废处置中心。

净化装置固体废物排放情况见表 5.2.3-37。

④噪声

净化装置噪声主要来自压缩机、风机、蒸汽放空、泵类，排放情况见表 5.2.3-38。

⑵非正常工况

本装置非正常工况污染物排放见火炬相关内容。

表 5.2.3-35 净化装置废气排放一览表

装置名称	单元名称	编号	废气名称	排放量(Nm^3/h)	污染物			排放规律	排放参数			运行时数(h)	排放去向
					名称	浓度（mg/Nm^3）	速率(kg/h)		高度(m)	内径(mm)	温度(℃)		
净化装置	酸水汽提单元	G3-1	酸性水汽提塔酸性气	正常 261 最大 350	NH_3 H_2S CO CO_2 H_2 N_2 COS CH_4 Ar HCN H_2O	0.67mol% 9.88mol% 15.77mol% 49.55mol% 7.49mol% 0.12mol% 0.37mol% 0.01mol% 0.19mol% 0.04mol% 15.91mol%	/	连续	/	/	82	8000	硫回收单元
	低温甲醇洗单元	G3-2	尾气	正常 2×272928 最大 2×300221	H_2 CO CO_2 CH_3OH H_2S COS H_2O	347.01 2802.68 1372364.80 49.65 1.52 2.47 13495.13	2×94.71 2×764.93 2×374557.5 2×13.55 2×0.415 2×0.675 2×3683.21	连续	150	2600	15	8000	大气
		G3-3	酸性气	正常 11344 最大 13615	CO H_2 CO_2 CH_4 N_2 H_2S COS HCN CH_3OH	0.58mol% 0.26mol% 51.28mol% 0.14mol% 12.13mol% 33.45mol% 1.95mol% 0.06mol% 0.15mol%	/	连续	/	/	25	8000	硫回收单元

		G3-4	高压 CO_2	正常 242138 最大 263000	CO H_2 CO_2 CH_3OH H_2S	0.98mol% 0.50mol% 98.49mol% ＜350ppm 5.31	/	连续	/	/	130	8000	气化装置
	硫回收单元	G3-5	脱硫塔入口气	正常 27931 最大 30724	SO_2 NO_X	20678 103	577.57 2.88	连续	/	/	300	8000	脱硫塔
		G3-6	硫回收尾气	正常 23148 最大 34780	SO_2 NH_3 NO_X	＜100 8 ＜100	2.31 0.19 2.31	连续	80	1000	55	8000	大气
	变换、低温甲醇洗单元无组织排放			/	CO H_2S NH_3 CH_3OH VOC_S	/	25.1 0.02 0.02 5.3 11.65	连续	面积=624m×254m			8000	大气
	硫回收单元无组织排放			/	H_2S	/	0.02	连续	面积=194m×117m			8000	大气

表 5.2.3-36 净化装置废水排放表

装置名称	单元名称	序号	废水名称	排放量(m^3/h)	污染物		排放规律	运行时数(h)	排放去向
					名称	浓度(mg/L)			
净化装置	变换单元	W3-1	锅炉排污	13.8	Na^+ Cl^- TDS	6.5 10 17	连续	8000	废水处理及回用装置
		W3-2	高温冷凝液	223.4（密度 892.2kg/m^3）	CO CO_2 H_2S COS NH_3	0.02 0.55 30.67 1.12 8.81	连续	8000	气化装置
		W3-3	低温冷凝液	422.6(密度	CO	21.35	连续	8000	酸水汽提单元汽提

			（包含洗氨塔废水）	966.1kg/m^3)	H_2 CO_2 CH_4 Ar N_2 H_2S COS NH_3 HCN	1.52 457.53 0.02 0.71 0.19 86.86 2.92 137.53 0.12			后送气化装置
	变换单元（酸水汽提）	W3-4	汽提凝液	480.6(密度 910.5kg/m^3)	H_2S COS NH_3	26.22 2.21 27.32	连续	8000	气化装置
		W3-5	汽提污水	5.4(密度 970.4kg/m^3)	CO H_2 CO_2 Ar H_2S COS NH_3 HCN	0.36 0.02 87.16 0.09 31.21 0.32 13593.05 0.21	连续	8000	生产污水处理系统
	低温甲醇洗单元	W3-6	工艺凝液	3.6(密度 972.2kg/m^3)	NH_3 HCN H_2S	8213.26 3617.75 56.07	连续	8000	酸水汽提单元汽提后送气化装置
		W3-7	废水	正常 5.6 最大 6.2	甲醇	1000	连续	8000	生产污水处理系统
	硫回收单元	W3-8	锅炉排污	1.0	Na^+ Cl^- TDS	6.5 10 17	连续	8000	废水处理及回用装置

表 5.2.3-37 净化装置固体废物（废液）排放表

装置名称	单元名称	序号	固废名称	排放量(t/a)	主要组成(wt%)	分类及编号	排放规律	排放去向
净化装置	变换单元	S3-1	变换炉废催化剂	165	Co、Mo	危险固废	一次/3 年	厂家回收
		S3-2	变换炉废吸附剂	176	Al_2O_3、MgO	危险固废	一次/3 年	送大路工业园区危废处置中心
	硫回收单元	S3-3	克劳斯反应器废催化剂	3.6	Al_2O_3	危险固废	一次/4 年	
		S3-4	克劳斯反应器废催化剂	4.6	TiO_2	危险固废	一次/4 年	厂家回收

表 5.2.3-38 净化装置噪声排放表

装置名称	单元名称	序号	设备名称	数量	噪声值 dB(A)		治理措施	排放规律	设备放置高度（m）
					治理前	处理后			
净化装置	变换单元	N3-1	泵类	12 开 9 备	90	≤85	建筑物隔声、减震	连续	1.5
		N3-2	蒸汽放空	8	90	≤85	消声	连续	4
	低温甲醇洗单元	N3-3	循环气压缩机	1	110	≤90	减震、隔声罩	连续	4
		N3-4	燃料气压缩机	1	110	≤90	减震、隔声罩	连续	4
		N3-5	二氧化碳压缩机	4	110	≤90	建筑物隔声、减震	连续	4
		N3-6	泵类	30 开 24 备	90	≤85	建筑物隔声、减震	连续	1.5
	冷冻单元	N3-7	丙烯压缩机	2	110	≤90	建筑物隔声、减震	连续	4
		N3-8	汽轮机	2	100	≤85	建筑物隔声	连续	4
		N3-9	泵类	6 开 6 备	90	≤85	建筑物隔声、减震	连续	1.5
	硫回收单元	N3-10	鼓风机	4 开 4 备	100	≤85	建筑物隔声、减震、消声	连续	4
		N3-11	泵类	2 开 2 备	90	≤85	建筑物隔声、减震	连续	1.5

5.2.3.9 污染物达标排放分析

在正常生产情况下，净化装置共 2 股有组织排放废气直接外排，其达标情况见表 5.2.3-39。

表 5.2.3-39 净化装置外排废气达标排放分析

序号	废气名称	排放高度(m)	污染物名称	浓度(mg/Nm^3)		速率(kg/h)		执行标准名称	达标分析
				排放值	标准值	排放值	标准值		
G3-2	低温甲醇洗尾气	150	甲醇	49.65	50	13.55	625	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）二级及《石油化学工业污染物排放标准》（GB31571-2015）	达标
			H_2S（COS折算为H_2S）	2.84	/	0.775	26.25	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）二级	
G3-6	硫回收尾气	80	NH_3	8	/	0.19	137.5		
			SO_2	100	400	2.31	110	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）二级及《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）	
			NO_X	100	150	2.31	31		

5.2.3.10 主要污染物治理措施

净化装置的主要环境保护措施情况见表 5.2.3-40。

表 5.2.3-40 净化装置的“三废”治理措施一览表

序号	类别	环境保护措施
1	废气治理	设置硫回收单元对硫化物进行回收处理，硫回收单元内设烟气脱硫系统。
2	废水治理	设置酸水汽提对酸性水进行回收处理。
3	固体废物（废液）治理	含有贵金属的废催化剂送厂家回收；其余危险废物送大路工业园区危险处置中心。
4	噪声治理	隔声、减震、消声。

5.2.4 油品合成装置

5.2.4.1 生产规模及产品方案

油品合成装置年产 201.3 万吨油品，年操作时间 8000h，操作弹性 60～110%，具体生产规模及产品方案见表 5.2.4-1。

表 5.2.4-1 油品合成装置生产规模及产品方案

装置名称	生产规模	产品名称	产量		去向
			小时产量(t/h)	年产量（10^4t/a）	
油品合成装置	201.3 万吨	合格蜡	186.55	149.24	油品加工装置
		稳定重油	23.35	18.68	
		轻质油	41.73	33.38	
		合成水	307.99	246.39	
		汽提凝液	5.59	4.47	
		脱碳尾气	66.69	53.35	尾气处理装置

5.2.4.2 主要原料及产品规格

⑴原料

本装置加工的原料为来自净化装置的合成气、尾气处理装置的氢气，合成气规格见表 5.2.3-5，氢气规格见表 5.2.5-2。

⑵辅助材料

本装置辅助材料主要包括 FT 合成催化剂、开工重柴、蜡过滤单元助滤剂和硅藻土、脱碳单元碳酸钾、脱硫剂等，主要辅助材料的规格见表 5.2.4-2～5.2.4-8。

⑶产品及副产品

FT 合成装置的产品主要为合格蜡、稳定重油及轻质油，副产品主要包括合成水、脱碳尾气及脱碳闪蒸气。精滤蜡、稳定重油及轻质石脑油为中间产品，直

接送油品合成装置，脱碳闪蒸气送燃料气管网，脱碳尾气、脱碳闪蒸气及合成水规格见表 5.2.4-9~11。

表 5.2.4-2FT 合成催化剂规格

项目		指标
外观形状（显微镜 400 倍放大）		球型
颗粒直径，μm		20～200
粒径分布	颗粒直径（＜20μm），wt%	＜10
	颗粒直径（＞200μm），wt%	＜10
真实密度，kg/m^3		3900～4300
自然堆密度，kg/m^3		900～1400
比表面积，m^2/kg		100000～300000

表 5.2.4-3 开工重柴规格

项目	质量指标
重柴油馏程 IBP/FBP，℃	280/380
总硫含量，ppm	＜0.5
水含量，ppm	＜5

表 5.2.4-4 蜡过滤单元助滤剂-白土规格

项目	指标
游离酸（以 H_2SO_4 计，wt%）	≤0.2
水分，%	≤12
粒度（通过 75μm 筛网），wt%	≥95
过滤速度，mL/min	≥4
自然堆密度，g/cm^3	0.7～1.1
重金属（以 Pb 计），wt%	≤0.005
砷（As），wt%	≤0.0005
外观	粉末状固体

表 5.2.4-5 蜡过滤单元助滤剂-硅藻土规格

项目	指标
水溶物，wt%	≤0.3
铁（以 Fe_2O_3 计），wt%	≤2.5
pH	5.5～7.5
灼烧失重，wt%	≤7.0
氢氟酸残留物，wt%	≤25
真密度，kg/m^3	2100～2300

松散堆密度，kg/m^3	100～190
铅（以 Pb 计），mg/kg	≤4.0
砷（以 As 计），mg/kg	≤5.0
外观	粉末状固体

表 5.2.4-6 脱碳单元碳酸钾规格

项目	指标
碳酸钾含量，wt%	≥99.0

表 5.2.4-7 脱硫剂 JX-6B 规格

项目	指标
外观	白色球型
外形尺寸（mm）	直径 Φ（3～5）
堆密度（kg/L）	0.6～0.8
破碎密度（N/cm）	≥40
主要成分	Al_2O_3，助剂

表 5.2.4-8 脱硫剂 JX-4B 规格

项目	指标
外观	灰色条形
外形尺寸（mm）	直径 Φ4×（5～15）
堆密度（kg/L）	1.10～1.30
破碎密度（N/cm）	≥60
主要成分	氧化锌及氧化铜

表 5.2.4-9 脱碳尾气规格

项目	摩尔组成（mol%）
H_2	70.03
CO	9.07
CO_2	0.01
H_2O	0.39
N_2	5.43
Ar	0.37
CH_4	8.55
C_2H_4	0.64
C_2H_6	1.44
C_3H_6	1.45
C_3H_8	0.44

C_4H_8	1.00
C_4H_{10}	0.28
C_4+	0.89

表 5.2.4-10 脱碳闪蒸气规格

项目	摩尔组成（mol%）
CO	9.07
H_2	28.28
CO_2	58.18
H_2O	3.76
N_2	1.20
CH_4	3.43
C_2H_4	0.69
C_2H_6	0.62
C_2+	0.54

表 5.2.4-11 合成水规格

项目	浓度（mg/L）
电导率（μs/cm）	590
pH	3.1
CODcr	41900
石油类	1003.2

5.2.4.3 工艺技术及生产原理

油品合成装置的生产原理主要是来自净化装置的净化气和来自尾气处理装置的氢气以及来自油品加工的裂化膜分离氢气混合后，进入精脱硫单元将总硫含量降至 0.05 ppm 以下，出精脱硫单元的净化气进入 F-T 合成单元，在铁催化剂的作用下于浆态床反应器中进行合成反应制取轻质油、稳定重油和合格蜡等中间产品，轻质油和稳定重油送加工装置进一步加工处理，稳定蜡送至蜡过滤单元脱除固体杂质后送加工装置，脱除的渣蜡送渣蜡裂解单元处置。合成尾气和释放气至脱碳单元脱除二氧化碳，脱碳后的气体送入尾气处理装置回收 LPG、LNG、石脑油和氢气。F-T 合成水送至加工装置合成水处理单元处理。

本装置主要由合成单元、催化剂还原单元、蜡过滤单元、脱碳单元、精脱硫单元和渣蜡裂解单元组成。

⑴合成单元

合成单元采用国内自主知识产权的高温浆态床 F-T 合成技术 HTSFTP®。主要是一氧化碳和氢气在高温高压及铁系催化剂的作用下，生成稳定重油、稳定蜡和轻质石脑油等中间产品和释放气的复杂反应系统。反应原理简化如下：

$$nCO+(2n+1)H_2 \rightarrow (-CH_2-)_n+nH_2O+Q$$

$$CO+H_2O \rightleftharpoons CO_2+H_2$$

⑵催化剂还原单元

催化剂还原单元设计采用的工艺技术来源是以中科合成油技术有限公司开发的催化剂 SynFT-I®为核心的催化剂预处理技术，其核心技术是系列浆态床铁系催化剂技术。

催化剂还原单元是为 FT 合成单元提供活化的催化剂，一般由三个部分组成：还原反应部分、重柴加料部分、催化剂加料部分。

⑶蜡过滤单元

蜡过滤单元采用中科合成油技术有限公司 HTSFTP®工艺技术中蜡过滤（纯化）工艺，此工艺技术已在工业化示范装置上经过验证。

蜡过滤部分主要对 FT 合成单元产生的稳定蜡进行过滤，将杂质进行截留，产生的精滤蜡将送下游装置进行深加工。

⑷脱碳单元

脱碳单元采用南化院“低供热源变压再生脱碳工艺”。主要是对 FT 合成尾气进行水洗、脱碳以脱除其中的二氧化碳。主要包括二氧化碳脱除和溶剂再生部分。

⑸精脱硫单元

精脱硫单元采用干法脱硫技术，采用氧化锌为脱硫剂。主要脱除来自净化装置的净化气中的硫。

⑹渣蜡热裂解单元

渣蜡热裂解单元采用高温裂解对渣蜡进行处理，选用中科自主研发的卧式反混回转窑，裂解气可直接回用作为燃料。

5.2.4.4 工艺流程简述

本装置单元系列组成见表 5.2.4-12。

表 5.2.4-12 油品合成装置组成表

单元名称	组成	系列数

精脱硫单元	精脱硫反应器等	2
催化剂还原单元	催化剂加料部分	2
	还原反应部分	2
	重柴加料部分	2
费托合成单元	合成反应部分	4
	馏分油汽提及释放气压缩部分	1
尾气脱碳单元	二氧化碳吸收	1
	溶剂再生	1
蜡过滤单元	稳定蜡过滤	2
	蜡精滤	1
	渣蜡过滤	1
	助剂加料	2
渣蜡热裂解单元	裂解反应器等	1

⑴精脱硫单元

精脱硫单元采用干法气体精细脱硫技术将来自净化装置的净化气中的总硫含量进一步脱至 0.05 ppm，脱硫后与来自尾气处理装置的氢气以及来自油品加工的裂化膜分离氢气一并进入费托合成单元，精脱硫反应器废脱硫剂定期更换（S4-1）。

⑵F-T 合成单元

F-T 合成单元包括反应系统、反应器汽水系统、馏分油汽提、释放气压缩系统及反吹系统。

来自精脱硫单元的费托净化气、脱碳单元的循环气、尾气处理装置的氢气与来自循环气压缩机的循环气混合，经循环气换热器加热后进入浆态床反应器，在浆态床内进行费托反应。从浆态床反应器顶部出来的气相经过逐级冷却和分离，气相反应尾气一部分通过循环气压缩机返回浆态床反应器，一部分送至脱碳单元，此外还取一部分送至反吹系统，作为反应器过滤器的反吹。分离出的重质馏分油和轻质馏分油水送至馏分油汽提系统。从浆态床反应器中部产出的蜡经过分离后，气相和液相均送至馏分油汽提系统，汽提凝液送油水分离器。

费托反应为强放热反应器，反应热由汽水系统移出。反应器汽水系统设置了汽包和汽包循环水泵，产出的饱和蒸汽送蒸汽管网。汽包排污（W4-1）送废水回用系统。

由反应系统分离出的重质馏分油、轻质馏分油和重质蜡经过汽提后，得到稳定重油、稳定蜡和轻质石脑油等中间产品和释放气。稳定蜡送蜡过滤单元，稳定重油和轻质石脑油送加工装置，释放气经过压缩后送脱碳单元，费托合成生成水（W4-2）送油品加工装置合成水处理单元。

本单元反吹气系统主要用于反应器过滤蜡排出系统的内部过滤器的反吹，反吹气来源主要为合成尾气。

⑵催化剂还原单元

还原单元为费托合成单元提供活化的催化剂。

来自精脱硫单元的还原净化气与还原循环气混合经循环气压缩机升压后，经一次换热器和蒸汽加热器加热后进入还原反应器，从还原反应器顶部导出的还原尾气经一次换热器、重质馏分油分离器、空冷器、水冷器、轻质馏分油分离器逐级冷却分离，分离出重质馏分油和轻质馏分油水等液相送至费托合成单元统一处理，气相一部分经循环气压缩机返回反应器，一部分送入脱碳单元。

活化后的催化剂料浆送费托合成单元。

催化剂储仓、加料罐废气（G4-1）经布袋除尘器除尘后排入大气。还原反应余热回收副产蒸汽，汽包排污（W4-1）送废水处理及回用系统。

⑶蜡过滤单元

来自费托合成单元的稳定蜡，送入预涂合格的过滤机进行过滤，蜡中所含的固体杂质在吸附和深层过滤双重作用下被截留，过滤合格的精滤蜡送入油品加工装置。为实现上述工艺过程，需要设置氮气加热系统，助滤剂储存和加料系统等辅助工艺。主要过程包括助剂混合搅拌、助剂预涂循环、稳定蜡循环和过滤、过滤器液体清空和滤饼吹干、排渣等。

来自 F-T 合成反应器的渣蜡，经渣蜡罐送渣蜡过滤器进行过滤，精滤蜡送稳定蜡系统。渣蜡过滤也将设置氮气吹扫系统。

蜡过滤单元汽包排污（W4-1）送废水处理及回用装置，稳定蜡过滤排渣和渣蜡过滤器排渣送焚烧炉渣蜡裂解单元。

⑷脱碳单元

脱碳单元主要包括吸收部分和溶剂再生部分。费托合成单元和还原单元的尾气经过水洗和换热后进入吸收塔，在塔内与吸收剂逆流接触，塔顶净化气体经水洗、冷却和压缩后，一部分返回费托合成单元，一部分送入尾气处理装置。

CO_2 吸收塔底部的富液经透平回收部分能量，经一级闪蒸进入加压再生塔，一级闪蒸气水洗后与加压后的二级闪蒸气一并送全厂燃料气管网（G4-2）。一级闪蒸后的富液进入加压再生塔进行二级闪蒸，闪蒸气大部分是 CO_2 和水汽，以及一定量 CO、氢气和烃类气体。闪蒸后的溶液一部分进入常压再生塔进一步再生形成半贫液，一部分进入加压再生塔再生形成贫液，贫液进入贫液闪蒸槽，闪蒸气进入常压再生塔，闪蒸后的贫液进入吸收塔，常压再生塔底部出来的半贫液进入吸收塔中部。吸收塔产生的废吸附剂（废活性炭 S4-2）送厂家回收。

以加压再生塔顶出来的再生气作为动力气，进入亚音速再生气喷射器，去抽吸常压再生塔顶部出来的被吸气，使常压再生塔顶压力维持在微正压，再生气喷射器出来的全部再生气经再生气空冷器充分冷却，再生气分离器分离冷凝水后由再生气鼓风机排放至大气（G4-3）。

⑸渣蜡热裂解单元

渣蜡热裂解单元包括备料部分、裂解部分、油气回收部分和烟气处理部分。

经蜡过滤单元来的渣蜡，经皮带运输机运输到渣蜡破碎机，破碎后的渣蜡经筛分机筛选，10mm 以下原料渣蜡经进料传送带送到进料提升机，不合格物料返回破碎机二次破碎。

破碎合格后的原料经斗式提升机进入进料斗，通过螺旋进料机从回转窑一端定量喂入回转窑内筒，新进物料与从外筒返入的热载体混合，达到设定温度（420-500℃），原料进行裂解，停留时间 30min。油气从回转窑内筒尾端的油气排出管排入油气分离系统。

裂解完毕的残渣从内筒尾端经螺旋盘管排入回转窑外筒，残渣在外筒与高温富氧热烟气接触进行燃烧，残渣内的可燃物和催化剂燃烧变成高温渣（750-800℃）及烟气，燃烧完毕的残渣随着回转窑旋转向进料端移动，一部分高温渣经螺旋盘管进入内筒，与内筒内原料混合达到裂解温度；剩余高温渣从溢流口溢出外筒，再经过渣冷器后排出（S4-3），收集的残渣送具有危废资质的单位处理。

裂解产生的油气进入油洗塔进行冷却除尘，塔顶温度 350℃，洗涤塔塔底重油经冷却进入重质油罐，经洗油循环泵打入洗涤塔洗涤。洗涤除尘后的油气进入一级油气冷却器冷却至 180℃，送入一级油气分离罐进行分离后冷却，冷却完毕

的油气进入二级冷却器冷却至 40℃，油品经二级油品泵加压后送至费托合成单元，不凝气经抽气泵抽出送加热炉燃烧。

与回转窑间接换热完毕后的烟气经烟气旋风分离器进行粗除尘后送入烟气冷却器，冷却完毕后的烟气经布袋除尘器二次除尘，经引风机排入烟囱（G4-4）。

油品合成装置带“三废”排放点的工艺流程见图 5.2.4-1~5.2.4-4。

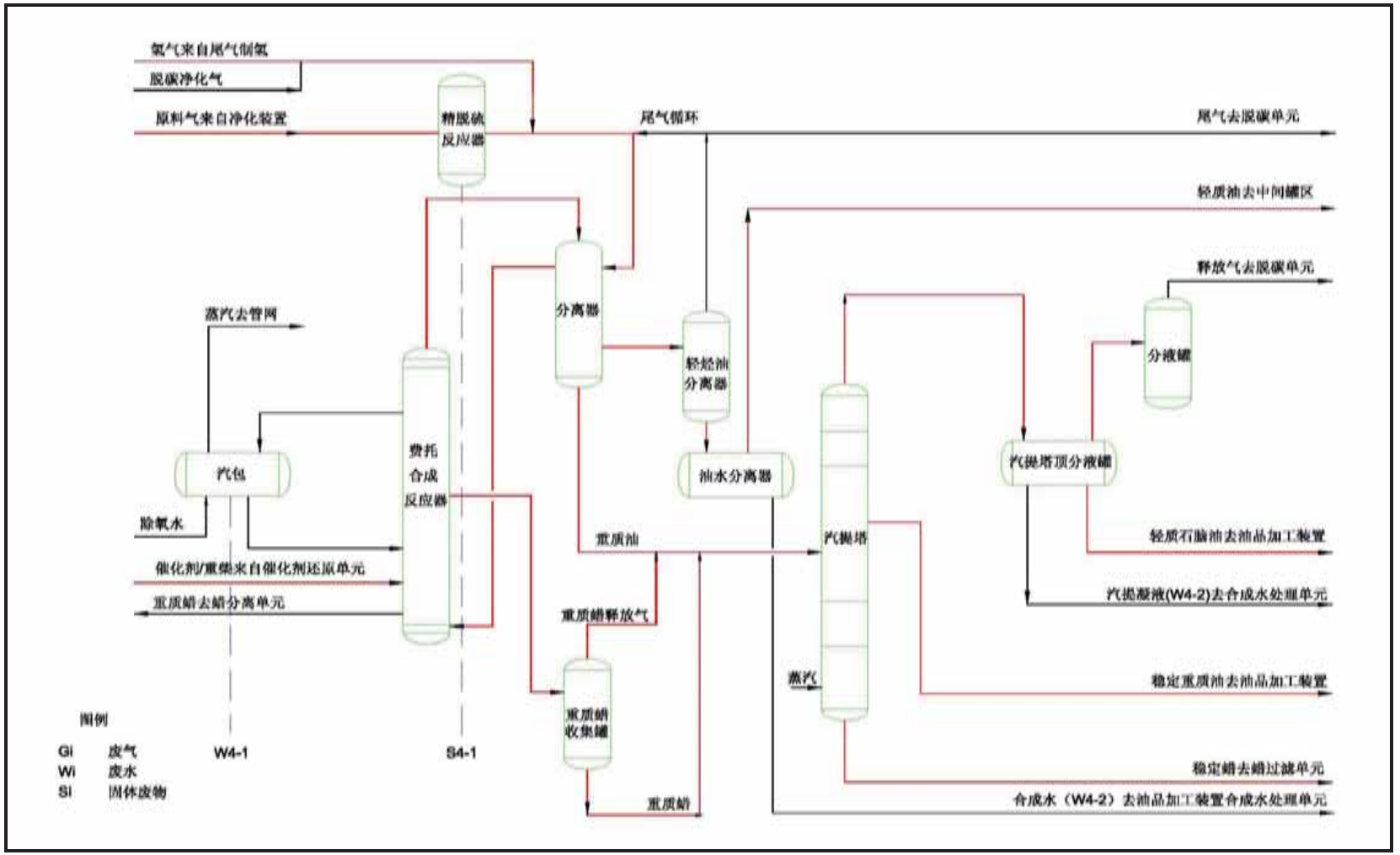


图 5.2.4-1 油品合成装置带“三废”排放点工艺流程图-精脱硫单元和合成单元

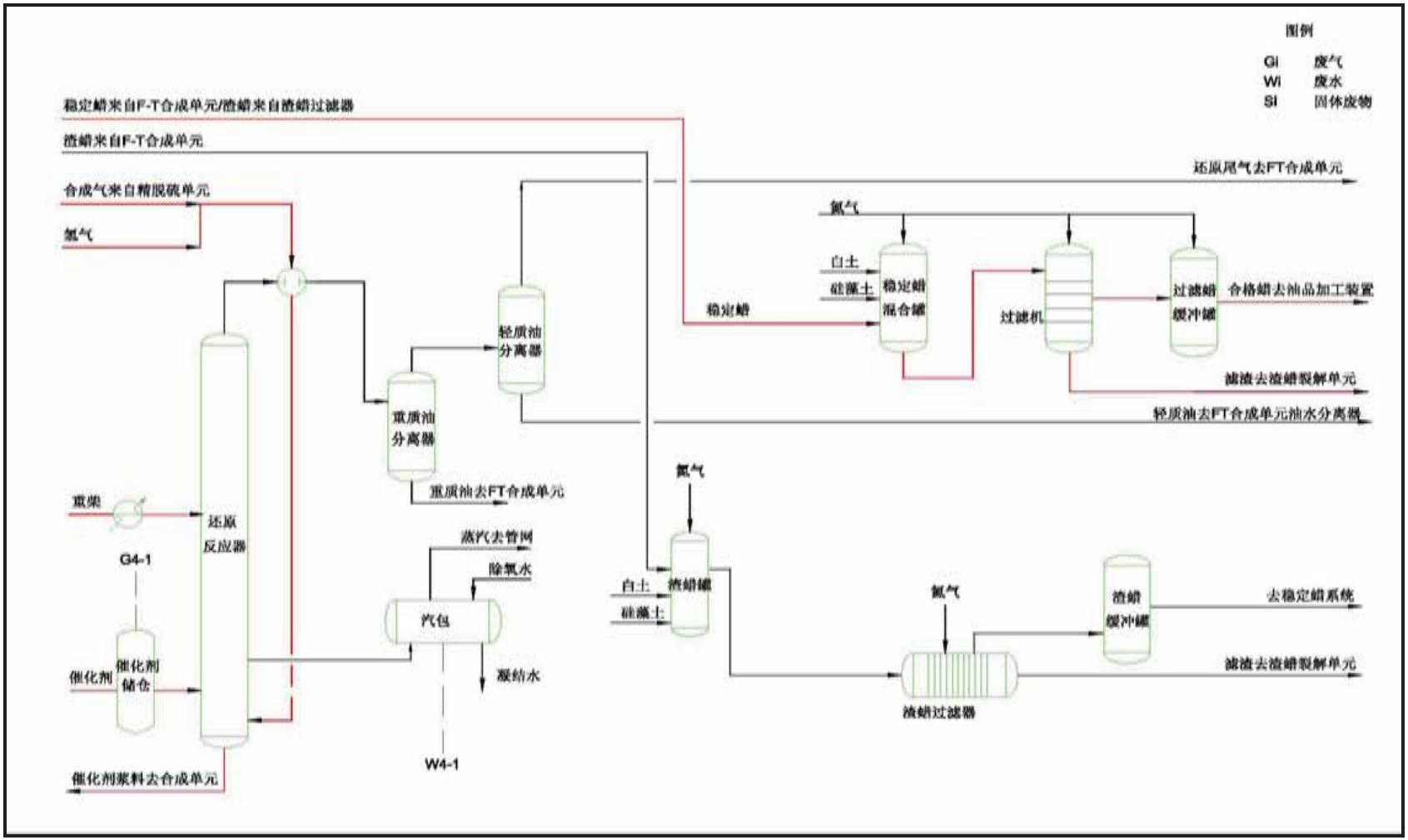


图 5.2.4-2 油品合成装置带“三废”排放点工艺流程图-催化还原和蜡过滤单元

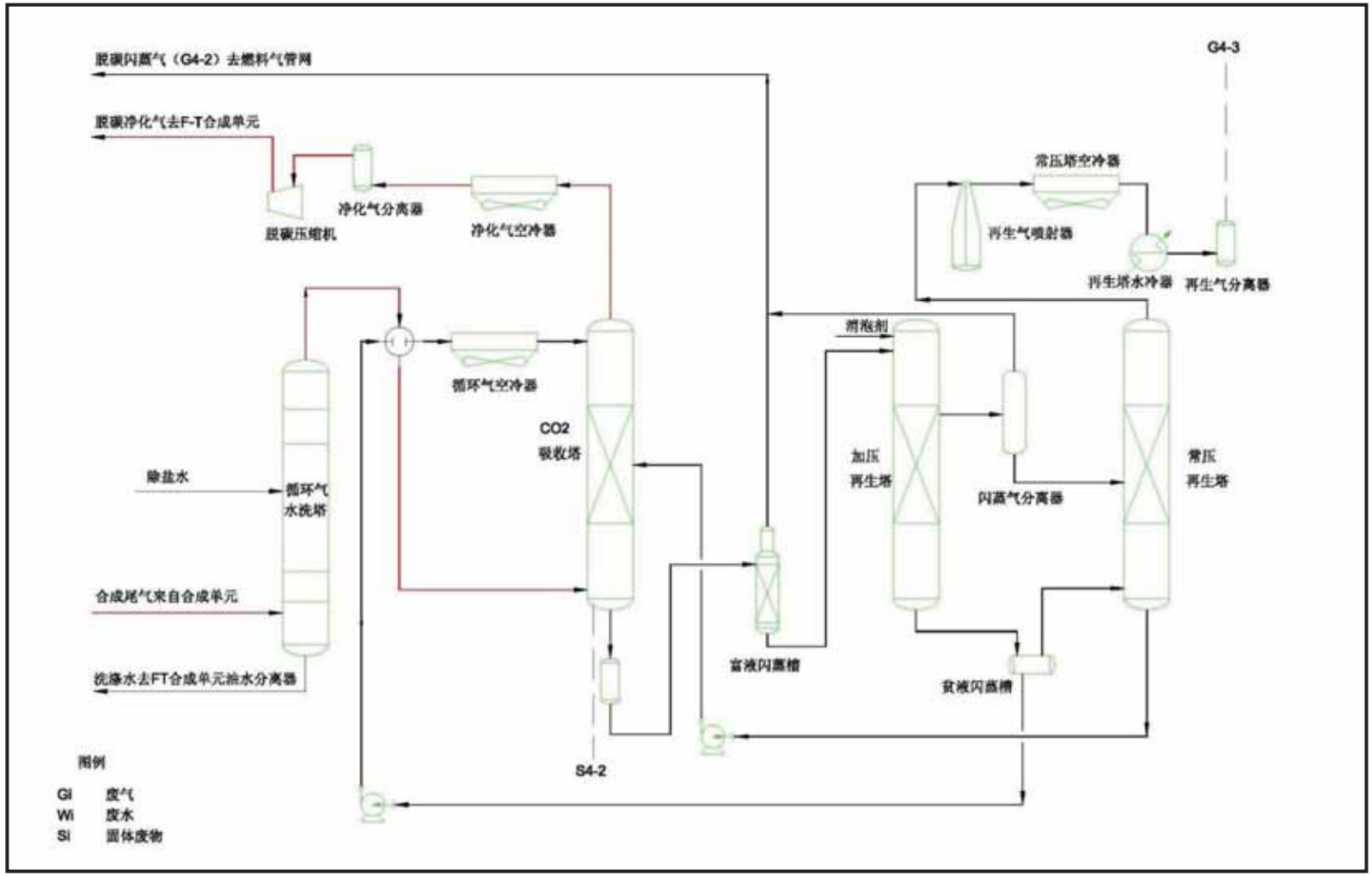


图 5.2.4-3 油品合成装置带“三废”排放点工艺流程图-脱碳单元

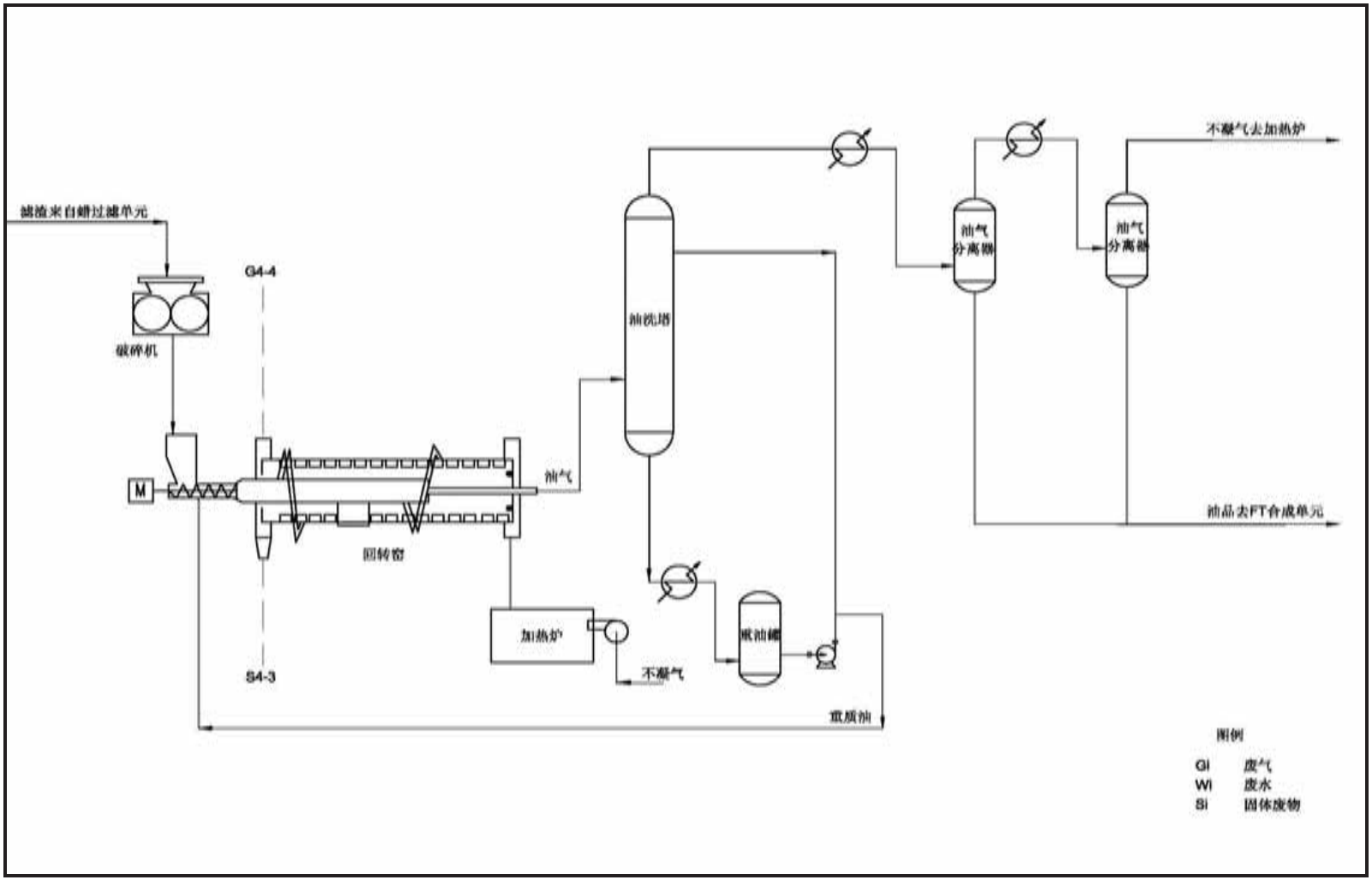


图 5.2.4-4 油品合成装置带“三废”排放点工艺流程图-渣蜡裂解单元

5.2.4.5 原辅材料及公用工程消耗

⑴原料、辅助材料及化学品消耗

油品合成装置主要原料、辅助材料及化学品消耗见表 5.2.4-13。

表 5.2.4-13 油品合成装置原料、辅助材料及化学品消耗表

序号	名称	单位	消耗定额/t 产品	消耗量		来源及规格
				小时	每年（t/a）	
一	原料					
1	F-T 净化气	kg/h	3.08	773851	6190808	净化装置低温甲醇洗单元
2	氢气	kg/h	0.018	4468	35744	尾气处理装置
二	化学品					
1	碳酸钾	t/a	/	100		外购
2	脱硫剂	t/a	/	163.73		外购
3	活化剂	t/a	/	40		外购
4	五氧化二钒	t/a	/	10		外购
5	消泡剂	t/a	/	4		外购
6	磷酸盐	t/a	/	10.5		外购
7	草酸	一次填充量 t	/	150		外购
8	氢氧化钠		/	250		外购
9	液氨	t/a	/	1.44		外购
10	丙酮肟	t/a	/	1.2		外购
三	催化剂及吸附剂					
1	FT 合成催化剂	t/a	/	2000		外购
2	开工重柴	一次填充量 t	/	2280		油品加工装置
3	硅藻土	t/a	/	80		外购
4	白土	t/a	/	320		外购
5	活性炭	t/a	/	168		外购

⑵公用工程消耗

油品合成装置公用工程消耗见表 5.2.4-14。

表 5.2.4-14　　油品合成装置公用工程消耗表

序号	名称及规格	单位		消耗定额	消耗量		来源/去向
				/吨产品	小时量	年量（万吨）	
1	循环冷却水	t		15.50	3900	3120	第五循环水场
2	脱盐水	t		5.06	1273.7	1018.96	化学水站
3	蒸汽	11.5MPa	t	1.25	315	252	蒸汽管网
4		5.4MPa	t	0.54	135.8	108.64	
5		2.8MPa	t	0.07	18.5	14.8	
6		1.0MPa	t	0.04	8.9	7.12	
7		0.5MPa	t	1.27（夏）/1.29（冬）	318.9（夏）/325.4（冬）	255.12（夏）/260.32（冬）	
8	蒸汽	2.8MPa	t	-4.64	-1168	-934.4	副产蒸汽
9		0.5MPa	t	-1.70	-427.6	-342.08	
10	凝液	t		-1.28（夏）/-1.30（冬）	-321.2（夏）/-327.7（冬）	-256.96（夏）/-262.16（冬）	凝液精制
11	仪表空气	Nm^3		15.18	3820	3056	空分装置
12	工厂空气	Nm^3		-	4000	3200	间断空分装置
13	氮气	8.1MPa	Nm^3	-	7000	5600	间断空分装置
		1.0MPa	Nm^3	-	8060	6448	
		4.0MPa	Nm^3	1.59	400	320	空分装置
14	电	kW		106.33	26755	21404	热电装置

5.2.4.6 主要设备

油品合成装置主要设备见表 5.2.4-15。

表 5.2.4-15 油品合成装置主要设备表

序号	名称	数量(台/套)	操作温度（℃）	操作压力（Mpa（G））	材质	尺寸
1	FT 合成单元					
1.1	FT 合成反应器	4	280	320	SA387Gr11Cl2 内件 S32168	Φ9860*57700
1.2	汽提塔	1	261	0.08	Q345R+S30403	Φ3400*32600
1.3	油水分离器	4	40	0.03	Q345R+S30403	Φ3400*9000
1.4	轻质油分离器	4	40	2.65	Q345R+SS304L	Φ3200*5900
2	催化剂还原单元					

2.1	还原反应器	2	260	3.3	15CrMoR	Φ4000 H32000
2.2	重质油分离器	2	110	3.12	Q345R+S30403	Φ1800*4500
2.3	轻质油分离器	2	40	3.1	Q345R+S30403	Φ1800*4500
2.4	催化剂储仓	1	159		Q235B	120m^3
3	蜡过滤单元					
3.1	稳定蜡分离器	1	170	常压	Q245R	Φ2200*3700
3.2	渣蜡过滤器	2	180	0.6	Q345R+S30408	Φ1600*3450
4	尾气脱碳单元					
4.1	循环气水洗塔	1	85.3	3.43	Q345R+S30403	Φ5400*16300
4.2	CO_2吸收塔	1	109	3.47	Q345R	Φ5200*20490
4.3	加压再生塔	1	125	0.21	Q345R/S30403	Φ8000*11700
4.4	常压再生塔	1	105	0.02	Q245R	Φ6400*36060
4.5	再生气分离器	1	50	0.02	S30403	Φ5000*10200
5	精脱硫单元					
5.1	精脱硫反应器	4	80	3.16	Q345R	Φ5400*9000
6	渣蜡热裂解单元					
6.1	油洗塔	1	300	常压	Q345R	Φ1000*5000
6.2	回转窑	2		常压	3105+Q345R	Φ4600*12000

5.2.4.7 平衡分析

⑴物料平衡

油品合成装置的物料平衡见表 5.2.4-16。

表 5.2.4-16 油品合成装置物料平衡

入方（t/h）				出方（t/h）				
序号	项目	数据	备注	序号	类别	项目	数据	备注
1	FT 净化合成气	774.69	来自净化装置	1	中间产品	轻质石脑油	41.73	油品加工装置
2	重柴	9.48	来自油品加工装置	2		稳定重油	23.35	
3	氢气	4.47	来自氢气管网	3		合格蜡	186.55	
4	脱盐水	16.18	脱盐水站	4		FT 合成水	313.58	
5	汽提蒸汽	5	来自蒸汽管网	5		脱碳尾气	66.68	尾气处理装置
6	催化剂	0.25	外购	6	燃料气	脱碳闪蒸气	8.67	燃料气管网
7	白土	0.04	外购	7	废气	脱碳再生气分离器排放气	169.09	排大气
8	硅藻土	0.01	外购	8		热裂解加热炉废气	0.12	
9				9		释放气	0.05	火炬，间歇平均量
10				10	固废	热裂解废渣	0.3	外委处理
	合计	810.12				合计	810.12	

从表 5.2.4-16 中可知，进入工艺系统的总物料量为 810.12t/h。经过合成后，占总物料量约 78.1%的物料转化为中间产品（其中轻质石脑油占约 5.2%，稳定重油约 2.9%，合格蜡约 23.1%，脱碳尾气约 8.2%，合成水约 38.1%），约 20.9%的物料转化为废气。

⑵蒸汽平衡

油品合成/加工装置的蒸汽平衡见表 5.2.4-17。

表 5.2.4-17 油品合成装置蒸汽平衡表

入方（t/h）			出方（t/h）		
序号	项目	数据	序号	项目	数据
1	脱盐水（1.0MPa，119℃）	1157.5	1	副产 2.8MPa 蒸汽	1168
2	11.5MPa 蒸汽	315	2	副产 0.5MPa 蒸汽	427.6
3	5.4MPa 蒸汽	135.8	3	工艺凝液去凝液精制	321.2（夏）/327.7（冬）
4	2.8MPa 蒸汽	18.5	4	进入物料	5
5	1.0MPa 蒸汽	8.9	5	除氧器蒸汽损失	1.2

入方（t/h）			出方（t/h）		
6	0.5MPa 蒸汽	318.9（夏）/325.4（冬）	6	汽包排污	21.6
7			7	精脱硫及脱碳损失	10
	合计	1954.6（夏）/1961.1（冬）		合计	1954.6（夏）/1961.1（冬）

从表 5.2.4-17 中可知，本装置消耗脱盐水 1157.5t/h，蒸汽 797.1t/h（夏）/803.6t/h（冬）。共副产蒸汽 1595.6t/h，本装置内设置除氧器（除氧器 C），321.2t/h（夏）/327.7t/h（冬）变为冷凝液进入凝液精制，汽包排污和闪蒸罐排污送废水处理及回用装置。

⑶水平衡

油品合成装置水平衡见表 5.2.4-18。

表 5.2.4-18 油品合成装置水平衡表

入方（t/h）			出方（t/h）		
序号	项目	数据	序号	项目	数据
1	循环水	3900	1	循环水	3900
2	脱盐水	116.2（夏）16.2（冬）	2	产品带水	2.88（去油品加工）
3	反应生成水	294.48	3	FT 合成水带水	308.1
4	汽提蒸汽	5	4	脱碳尾气带水	0.74（去尾气处理）
5			5	脱碳再生废气带水	3.96（排入大气）
6			6	空冷器损失	100（夏）0（冬）
	合计	4315.68（夏）4215.68（冬）		合计	4315.68（夏）4215.68（冬）

从表 5.2.4-18 中可知，进入工艺系统的总水量为 4021.2t/h(夏) /3921.2t/h(冬)（包括循环水、脱盐水及汽提凝液），在合成过程中物料转化生成的水约 294.48t/h，则出工艺系统的总水量为 4315.68t/h(夏) /4215.68t/h(冬)。在出工艺系统的总水量中，约 7.14%(夏)/7.3%(冬)水转为合成水进入油品加工装置，0.11%水由废气带走，汽提凝液进入合成水处理单元油水分离器中，与 FT 合成水一同送油品加工装置合成水处理单元。产品带水 2.88t/h，进入油品加工装置；脱碳尾气带水 0.74t/h，进入尾气处理装置。

⑷碳平衡

油品合成装置、尾气处理装置及油品加工装置碳平衡表见表 5.2.6-14。

5.2.4.8 主要污染物及污染物

⑴正常工况

①废气

A：有组织废气

油品合成装置有组织废气污染源有催化剂储仓排气（G4-1）、脱碳单元闪蒸气（G4-2）、脱碳单元再生气分离器排气（G4-3）、渣蜡热裂解单元废气（G4-4）。

催化剂储仓主要污染物为颗粒物，脱碳单元再生器分离器再生气主要污染物为非甲烷总烃，渣蜡热裂解单元废气主要污染物为氮氧化物、烟尘，这三股气通过排气筒排大气。脱碳单元闪蒸气主要含氢气及烃类物质，送全厂燃料气管网。

B：无组织废气

油品合成装置区无组织废气污染物主要为 VOC_S，主要来自 F-T 合成单元。

油品合成装置正常工况废气排放情况见表 5.2.4-19。

②废水

油品合成装置废水污染源有 F-T 合成单元、催化剂还原单元、蜡过滤单元汽包排污（W4-1），FT 合成水（W4-2）。其中汽包排污为低含盐污水，送废水回用装置；FT 合成水含高浓度 COD、石油类，送油品加工装置合成水处理单元。油品合成装置正常工况废水排放情况见表 5.2.4-20。

③固体废物

油品合成装置工业固体废物有精脱硫单元废脱硫剂（S4-1）、尾气脱碳单元废活性炭（S4-2）、渣蜡裂解单元废渣（S4-3）、废滤布及废包装袋（S4-4），废脱硫剂及废活性炭由厂家回收，废渣送有危废资质单位处置。

油品合成装置固体废物排放情况见表 5.2.4-21。

④噪声

油品合成装置噪声主要来自压缩机、泵等噪声设备。

油品合成装置噪声排放情况见表 5.2.4-22。

⑵非正常工况

油品合成装置非正常工况排放见表 5.2.4-23。

表 5.2.4-23 油品合成装置非正常排放一览表

类别	工况	污染源	排放量	污染物	频次及持续时间	去向
废水	开停车	酸洗废水、碱洗废水、水洗废水、水压试验	酸洗废水、碱洗废水、水洗废水各150m^3/h;水压试验130m^3/h	酸洗废水：3-5草酸（wt%）溶液；碱洗废水：3-4%NaOH（wt%）或Na_2CO_3溶液；水洗废水：含少量残留在设备和管壁的NaOH。	仅首次开车排放。排放顺序为：碱洗废水，酸洗废水、碱洗废水、水洗废水，排放间隔一天以上，排放量依次为4000m^3，4000m^3，4000m^3，4000m^3。	送事故水池

表 5.2.4-19 油品合成装置废气排放一览表

装置名称	单元名称	编号	废气名称	排放量(Nm^3/h)	污染物			排放规律	排放参数			运行时数(h)	排放去向
					名称	浓度（mg/Nm^3）	速率(kg/h)		高度(m)	内径(mm)	温度(℃)		
油品合成装置	催化剂还原单元	G4-1	催化剂储仓废气	2×2000	颗粒物	20	0.08	间断	25	300	50	1 次/月，3h/次	大气
	脱碳单元	G4-2	脱碳单元闪蒸气	6119	H_2 CO CO_2 H_2O N_2 CH_4 C_2H_4 C_2H_6 C_2^+	28.28% 9.07% 58.18% 3.76% 1.20% 3.43% 0.69% 0.62% 0.54%	-	连续	-	-	-	8000	全厂燃料气管网
		G4-3	再生气分离器再生气	89242	H_2 CO CO_2 H_2O N_2 CH_4 NMHC	13.33 24.99 1924217.3 44652 6.39 71.38 111	1.19 2.23 171721 3984.8 0.57 6.37 9.9	连续	90	1400	50	8000	大气
	渣蜡热裂解单元	G4-4	加热炉烟气	9850	颗粒物 NOx	20 100	0.2 0.99	连续	40	800	130	8000	大气
	无组织排放				VOC_S3.25 kg/h			连续	面积：396×295=116820m^2			8000	大气

表 5.2.4-20 油品合成装置废水排放一览表

装置名称	单元名称	序号	废水名称	排放量(m^3/h)	污染物		排放规律	运行时数(h)	排放去向
					名称	浓度(mg/L)			
油品合成装置	蜡过滤单元	W4-1	汽包排污	21.6	TDS	17	连续	8000	废水处理及回用装置
	F-T 合成	W4-2	合成水	313.58	pH CODcr 石油类	3.1 41900 1003.2	连续	8000	油品加工装置合成水处理单元
		W4-3	机泵含油污水	正常 0 最大 10	CODcr BOD5 石油类	1000 700 10	间断	-	生产污水处理系统
	催化剂还原	W4-4	生产废水	正常 0 最大 5	CODcr	200	间断	-	生产污水处理系统
	蜡过滤	W4-5	生产废水	正常 0 最大 10	CODcr	250	间断	-	生产污水处理系统

表 5.2.4-21 油品合成装置固体废物排放一览表

装置名称	单元名称	序号	固废名称	排放量(t/a)	主要组成(wt%)	分类及编号	排放规律	排放去向
油品合成装置	精脱硫单元	S4-1	废脱硫剂	164	Al_2O_3、助剂、氧化锌、氧化铜等	HW23	间断，3 年 1 次	厂家回收
	脱碳单元废活性炭	S4-2	废活性炭	168	活性炭	HW49	间断，1 小时 1 次	厂家回收
	渣蜡裂解单元废渣	S4-3	废渣	2440	废催化剂、废蜡	HW06	间断，7 天 1 次	送大路工业园区危废处置中心
	油品合成单元	S4-4	各类包装袋及废滤布	6.2	包装袋及各类残留物质	HW49	间断	全厂焚烧炉

表 5.2.4-22 油品合成装置主要噪声源一览表

装置名称	单元名称	序号	设备名称	数量	噪声值 dB(A)		治理措施	排放规律
					治理前	处理后		
油品合成装置	FT 合成单元	N4-1	循环压缩机	4	95~98	80~83	减振、隔声	连续
		N4-2	释放气压缩机	2 开 1 备	92~95	77~80	减振、隔声	连续
		N4-3	汽包加药泵	12	82~84	67~69	减振、隔声	连续
		N4-4	稳定重质油泵	1 开 1 备	82~84	67~69	减振、隔声	连续
		N4-5	稳定蜡泵	1 开 1 备	82~84	67~69	减振、隔声	连续
		N4-6	轻质油泵	4 开 4 备	82~84	67~69	减振、隔声	连续
		N4-7	汽提凝液泵	1 开 1 备	82~84	67~69	减振、隔声	连续
		N4-8	合成水泵	4 开 4 备	82~84	67~69	减振、隔声	连续
	催化剂还原单元	N4-9	循环气压缩机	2	95~98	80~83	减振、隔声	室外、连续

装置名称	单元名称	序号	设备名称	数量	噪声值 dB(A)		治理措施	排放规律
					治理前	处理后		
		N4-10	重柴泵	4 开 2 备	82~84	67~69	减振、隔声	连续
	蜡过滤单元	N4-11	稳定蜡预涂泵	2 开 2 备	88~90	73~75	减振、隔声	连续
		N4-12	稳定蜡过滤泵	10	82~84	67~69	减振、隔声	连续
		N4-13	过滤蜡精滤泵	2 开 1 备	82~84	67~69	减振、隔声	连续
		N4-14	渣蜡预涂泵	1 开 1 备	82~84	67~69	减振、隔声	连续
		N4-15	渣蜡过滤泵	1 开 1 备	82~84	67~69	减振、隔声	连续
	脱碳单元	N4-16	脱碳闪蒸气压缩机	1 开 1 备	95~98	80~83	减振、隔声	连续
		N4-17	净化气水洗泵	1 开 1 备	82~84	67~69	减振、隔声	连续
		N4-18	洗涤水循环泵	1 开 1 备	82~84	67~69	减振、隔声	连续
		N4-19	贫液泵	2 开 1 备	82~84	67~69	减振、隔声	连续
		N4-20	半贫液泵	2 开 1 备	82~84	67~69	减振、隔声	连续
	渣蜡裂解单元	N4-21	洗油循环泵	2 开 2 备	82~84	67~69	减振、隔声	连续
		N4-22	中间油品泵	2 开 2 备	82~84	67~69	减振、隔声	连续
		N4-23	抽气泵	2	82~84	67~69	减振、隔声	连续
		N4-24	破碎机	2	100	≤85	布置于敞开式框架内	连续
		N4-25	振动筛	2	95	≤85	减振、隔声	连续
		N4-26	鼓风机	2	95	≤85	减振、隔声	连续
		N4-27	引风机	2	95	≤85	减振、隔声	连续
		N4-28	加热炉	2	89~92	74~77	减振、隔声、消声	消声

5.2.4.9 污染物达标排放分析

在正常生产情况下，油品合成装置催化剂还原单元废气、脱碳单元再生气分离器废气及渣蜡裂解单元废气直接外排，其达标情况见表 5.2.4-24。

表 5.2.4-24 油品合成装置外排废气达标排放分析

序号	废气名称	排放高度(m)	污染物名称	浓度(mg/Nm^3)		速率(kg/h)		标准名称	达标分析
				排放值	标准值	排放值	标准值		
G4-1	催化剂储仓、加料罐废气	25	颗粒物	20	20	0.08	-	《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）特别排放限值	达标
G4-3	再生气分离器废气	90	NMHC	111	120	9.9	506.3	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）二级	达标
G4-4	渣蜡裂解炉烟气	40	NOx 颗粒物	100 20	100 20	-	-	《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）特别排放限值	达标

从上表可知，油品合成装置外排废气做到达标排放，本装置正常工况下无生产废水排放，产生的汽包排污送废水回用装置，经处理后回用做循环水。

5.2.4.10 主要污染物治理措施

本装置主要污染物治理措施以废气、废渣治理措施为主，废气处理包括催化剂还原单元废气、脱碳闪蒸气、渣蜡裂解炉烟气的处理，废渣处理主要为渣蜡裂解处理。

油品合成费托合成催化剂在储存及加料过程中产生的粉尘，经布袋除尘器除尘后，颗粒物不大于 20mg/Nm^3，经 25m 高排气筒排放大气；脱碳单元闪蒸气含氢气、CO 和烃类物质，送全厂燃料气管网；渣蜡裂解炉烟气经旋风分离器粗除尘后冷却，冷却后的烟气经布袋除尘器二次除尘，除尘后颗粒物不大于 20mg/Nm^3，经 40m 高排气筒排放大气。

蜡过滤单元过滤后的渣蜡进行破碎后进入回转窑，回转窑温度 420-500℃，停留时间 30min。油气从回转窑内筒尾端的油气排出管排入油气分离系统进行分离，分离后的油品泵送回费托合成单元，油气可作为返回裂解炉做燃料，裂解炉产生的烟气经除尘后排大气，废渣送大路工业园区危废处置中心。

油品合成装置的主要环境保护设施情况见表 5.2.4-25。

表 5.2.4-25 油品合成装置的“三废”治理措施一览表

序号	类别	环境保护设施
1	废气治理	界区内火炬系统管线
		燃料气回收系统
		催化剂还原单元袋式除尘器
		渣蜡裂解单元旋风分离器、布袋除尘器
2	废水治理	界区排水管网（含围堰）
3	固废处理	渣蜡裂解单元
4	噪声治理	消声器、减振、隔声

5.2.5 尾气处理装置

5.2.5.1 生产规模及产品方案

尾气处理装置规模为处理原料气量 16 万 Nm^3/h，以油品合成装置的脱碳尾气、油品加工装置裂化干气和裂化渗透气为主要原料，生产 LPG、LNG、石脑油及氢气。装置操作弹性 60-110%，年操作时间为 8000h。尾气处理装置的生产规模及产品方案见表 5.2.5-1。

表 5.2.5-1 尾气处理装置生产规模及产品方案

装置名称	生产规模 Nm^3/h	产品名称	产量		去向
			小时产量（t/h）	年产量（10^4t/a）	
尾气处理装置	处理原料气 16 万立	氢气	9.16	7.33	氢气管网
		LNG	13.47	10.77	产品罐区
		LPG	7.47	5.98	
		燃料气	31.5	25.2	燃料气管网
		石脑油	6.84	5.48	油品加工装置

5.2.5.2 主要原料及产品规格

⑴原料

本装置加工的原料为来自油品合成装置的脱碳尾气和油品加工装置裂化干气、裂化渗透气，脱碳尾气规格见表 5.2.4-9，裂化干气、裂化渗透气规格见表 5.2.6-7~8。

⑵辅助材料

本装置辅助材料主要为吸附剂、乙烯、丙烷、异戊烷等。

⑶产品

尾气处理装置的产品主要为氢气、LPG、LNG、石脑油、燃料气，相应的产品规格见表 5.2.5-2~5.2.5-6。

表 5.2.5-2 氢气规格

序号	组分	单位	指标
1	H_2	vol%	99.9
2	CO+ CO_2	ppm	＜20
3	压力	MPa	3.6

液化石油气产品达到国家标准 GB11174-2011，主要组成见表 5.2.5-3。

表 5.2.5-3LPG 规格

项目	mol%
CH_4	0.5
C_2H_4	0.54
C_2H_6	2.95
C_3H_6	34.83
C_3H_8	13.21
C_4H_8	38.07
C_4H_{10}	9.89

液化天然气产品达到 SN/T 2491-2010 中的二级质量指标，主要组成见表 5.2.5-4。

表 5.2.5-4　　LNG 规格

项目	mol%
CO	0.94
CO_2	0.007
N_2	0.002
Ar	0.83
CH_4	78.03

C_2H_4	4.66
C_2H_6	12.03
C_3H_6	2.55
C_3H_8	0.64
C_4H_8	0.24
C_4H_{10}	0.06
C_5H_{10}	0.01
C_5H_{12}	0.002
C_6H_{12}	0.0006
C_6H_{14}	0.0001

表 5.2.5-5 燃料气规格

项目	mol%
CO	37.33
H_2	32.23
CO_2	0.07
H_2O	0.03
N_2	22.22
Ar	1.17
CH_4	3.82
C_2H_4	0.05
C_2H_6	0.23
C_3H_6	1.55
C_3H_8	0.52
C_4H_8	0.59
C_4H_{10}	0.16
C_5H_{12}	0.01
C_6H_{14}	0.01

表 5.2.5-6 石脑油规格

项目	mol%
C_3H_6	0.0003
C_3H_8	0.0003
C_4H_8	1.89
C_4H_{10}	3.41
C_5H_{10}	33.34
C_5H_{12}	10.78
C_6H_{12}	21.72

C_6H_{14}	5.86
C_7H_{14}	10.67
C_7H_{16}	2.72
C_8H_{16}	4.58
C_8H_{18}	1.56
C_9H_{18}	1.72
C_{10}+	1.75

5.2.5.3 工艺技术及生产原理

尾气处理装置的目的是通过分子筛吸附、深冷分离、PSA 等工艺，从脱碳尾气、裂化干气、裂化渗透气中分离出 LPG、LNG、石脑油及氢气，以提高全厂经济效益，并为 F-T 合成和油品加工装置提供氢气。本装置主要由膜分离单元、深冷分离单元和 PSA 单元组成。本装置设置 1 套膜分系统、1 套深冷分离系统、2 套 PSA 系统。

5.2.5.4 工艺流程简述

⑴分子吸附单元

来自油品合成装置脱碳单元的脱碳尾气和油品加工装置的裂化干气混合后进入原料气预处理部分的预冷冷却器，冷却到 10℃后进入分离器，水相去含油污水管网（W5-1），油相去稳定部分，气相去分子筛吸附器，分子筛吸附采用双塔减压吸附流程，设置 2 台吸附器，切换使用，吸附器定期更换吸附剂（S5-1），脱除水和二氧化碳的净化气去深冷液化部分。

再生气采用 PSA 解吸气，再生气首先进入再生气加热器，被加热到 225℃~230℃后进入吸附器，解吸其中的水分和二氧化碳，出吸附器后进入再生气冷却器冷却到常温，经再生气分离器分离水升压后去燃料气管网。分子筛床层再生过程完成后，再生气作为冷吹气冷却吸附器分子筛床层，出吸附器后经再生气冷却器冷却到常温，并经再生气分离器后去燃料气管网。

⑵深冷分离单元

深冷液化部分采用“混合制冷循环+液氮制冷”的制冷工艺流程，采用精馏塔脱除重烃、氢气和氮气的分离工艺流程；混合冷剂由氮、乙烯、甲烷、丙烷和异戊烷组成。

原料气流路：经过预处理合格的净化气进入冷箱一级换热器，冷却后进入气液分离器，液相为粗 C5+产品，经换热器复温后去稳定部分，气相进入二级换热器，冷却后经过 LPG 精馏系统得到富 LPG 流股去稳定部分，气体继续进入三级换热器，温度降低到-160℃后进入脱氢精馏塔，塔顶为富氢尾气经逐级复温后去 PSA 部分，脱氢塔底液相进入脱氮塔，塔底为产品 LNG，经截流减压后去 LNG 储罐，塔顶为富氮尾气经逐级复温后去燃料气管网（G5-1）。

混合冷剂采用氮、甲烷、乙烯、丙烷和异戊烷，混合冷剂经压缩、换热提供冷量。异戊烷和丙烷干燥器采用分子筛吸附水，分子筛可使用 3~5 年，无需再生。

预冷部分的油相、液化部分的粗 C5+及富 LPG 流股混合后进入稳定部分的脱丁烷塔，塔底液相为尾气处理石脑油去油品加工装置加氢精制单元，塔顶馏出物进入脱乙烷塔，塔底液相为 LPG 产品去成品罐区，塔顶气相返回冷箱入口。

深冷液化部分的富氢尾气进入 PSA 单元回收氢气。

⑶PSA 单元

A：吸附过程

来自液化部分的富氢尾气自塔底进入吸附塔内，吸附塔定期更换吸附剂（S5-2）。在多种吸附剂的依次选择吸附下，其中的 H_2O、N_2、CH_4 和 CO 等杂质被吸附下来，未被吸附的氢气作为产品从塔顶流出，经压力调节系统稳定后送出界区去压缩工段。

B：均压降压过程

在吸附过程结束后，顺着吸附方向将塔内的较高压力的氢气放入其它已完成再生的较低压力吸附塔的过程，该过程不仅是降压过程，更是回收床层死空间氢气的过程，本流程共包括四次连续的均压降压过程，因而可保证氢气的充分回收。

C：顺放过程

均压降压结束后，首先顺着吸附方向将吸附塔顶部的产品氢气快速回收进顺放气缓冲罐的过程，这部分氢气将用作吸附剂的再生气源。

D：逆放过程

顺放过程结束后，吸附前沿已达到床层出口。这时，逆着吸附方向将吸附塔压力降至 0.05MPa 左右，此时被吸附的杂质开始从吸附剂中大量解吸出来，逆放解吸气进逆放解吸气缓冲罐。

E：逆放冲洗过程

逆放过程的后期，为使吸附剂得到彻底的再生，用顺放气缓冲罐中的氢气逆着吸附方向对吸附床层同时进行冲洗，以进一步降低杂质组分的分压，使吸附剂再生效果更好，逆放冲洗解吸气也进逆放解吸气缓冲罐。

F：冲洗过程

逆放过程全部结束后，为使吸附剂得到彻底的再生，用顺放气缓冲罐中的氢气逆着吸附方向对吸附床层进行冲洗，以进一步降低杂质组分的分压，使吸附剂得以彻底再生，该过程应尽量缓慢匀速以保证再生的效果。

G：均压升压过程

冲洗再生过程完成后，用来自其它吸附塔的较高压力氢气依次对该吸附塔进行升压，这一过程与均压降压过程相对应，不仅是升压过程，而且更是回收其它塔的床层死空间氢气的过程，本流程共包括了连续四次均压升压过程。

H：产品气升压过程

在四次均压升压过程完成后，为了使吸附塔可以平稳的切换至下一次吸附并保证产品纯度在这一过程中不发生波动，需要通过升压调节阀缓慢而平稳的用产品氢气将吸附塔压力升至吸附压力。

经过这一过程后吸附塔便完成了一个完整的“吸附-再生”循环，又为下一次吸附做好了准备。

PSA 氢气升压后进入氢气管网，PSA 解吸气去预处理部分做再生气，再生后的气体与富氮尾气混合后升压后去燃料气管网。

尾气处理装置带“三废”排放点的工艺流程见图 5.2.5-1。

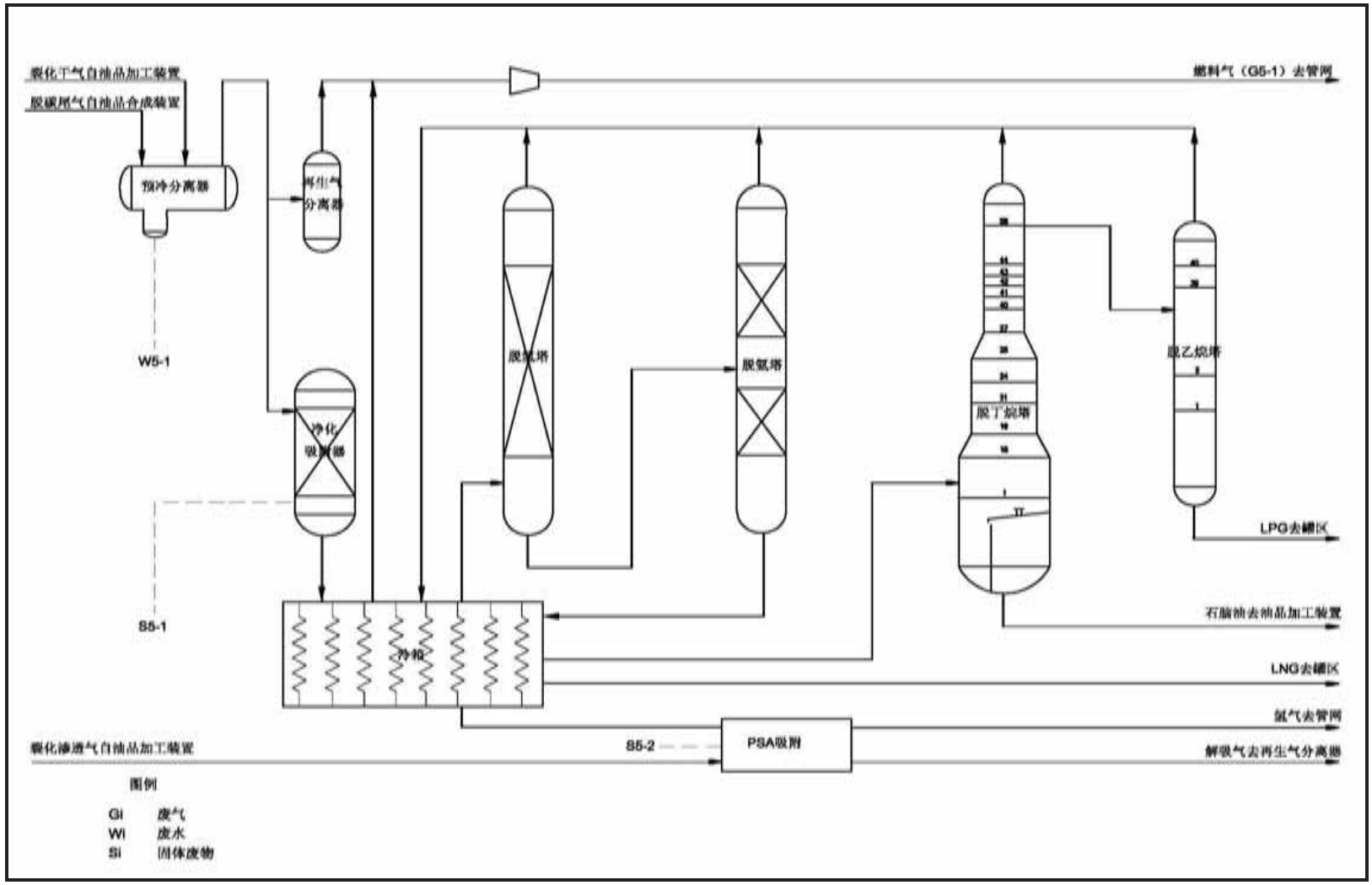


图 5.2.5-1 尾气处理装置带“三废”排放点工艺流程图

5.2.5.5 原辅材料及公用工程消耗

⑴原料、辅助材料及化学品消耗

尾气处理装置主要原料、辅助材料及化学品消耗见表 5.2.5-7。

表 5.2.5-7 尾气处理装置原料、辅助材料及化学品消耗表

序号	名称	单位	消耗定额/t 产品	消耗量		来源及规格
				小时	每年（10^4t/a）	
一	原料					
1	脱碳尾气	kg/h	0.78	66684	53.35	油品合成装置
2	裂化干气	kg/h	0.02	1992	1.6	油品加工装置
3	裂化渗透气	kg/h	0.006	494	0.39	
二	吸附剂					
1	吸附剂	m^3/20a	/	906		外购
2	分子筛	m^3/3a	/	200		外购
三	冷剂					
1	乙烯	t/a	/	4.78		外购
2	丙烷	t/a	/	12.97		外购
3	异戊烷	t/a	/	9.35		外购

⑵公用工程消耗

尾气处理装置公用工程消耗见表 5.2.5-8。

表 5.2.5-8 尾气处理装置公用工程消耗表

序号	名称及规格		单位	消耗定额	消耗量		来源/去向
				/吨产品	正常	年量（万吨）	
1	循环冷却水		t	15.78	1350	1080	第五循环水场
2	蒸汽	11.5MPa	t	0.71	61（夏）	48.8	蒸汽管网
				0.68	58（冬）	46.4	
3		5.4MPa	t	0.95	81	64.8	
4		1.0MPa	t	0.01	0.6	0.48	
5		0.5MPa	t	0.07	5.8	4.64	
6	副产蒸汽	0.5MPa	t	-0.75	-64	-51.2	蒸汽管网
7	透平凝液		t	-0.71	-61（夏）	-48.8	凝液精制
				-0.68	-58（冬）	-46.4	
8	工艺凝液		t	-0.27	-23.4	-18.72	凝液精致
9	仪表空气		Nm^3	4.44	380	304	空分装置

序号	名称及规格	单位	消耗定额	消耗量		来源/去向
			/吨产品	正常	年量（万吨）	
10	液氮	t	233.78	20000	16000	空分装置
11	电	kW	55.64	4760	3808	动力中心

5.2.5.6 主要设备

尾气处理装置主要设备见表 5.2.5-9。

表 5.2.5-9 尾气处理装置主要设备表

序号	名称	数量(台/套)	温度（℃）	压力（Mpa G）	材质	尺寸	备注
1	分子筛吸附器	2			Q345R		立式
2	重烃洗涤塔	1			304	Φ1600×20000	
3	PSA 吸附器	12			Q345R		
4	脱丁烷塔	1	243	1.9	CS	Φ1600×22000	
5	脱乙烷塔	1	88.6	2.83	CS	Φ1500×18000	

5.2.5.7 平衡分析

⑴物料平衡

尾气处理装置的物料平衡见表 5.2.5-10。

表 5.2.5-10 尾气处理装置物料平衡

入方（t/h）				出方（t/h）				
序号	项目	数据	来源	序号	项目		数据	去向
1	脱碳尾气	66.68	油品合成装置	1	产品	氢气	9.16	氢气管网
2	裂化干气	1.99	油品加工装置	2		燃料气	31.5	燃料气管网
3	裂化渗透气	0.49		3		LNG	13.47	成品罐区
4				4		LPG	7.47	
5				5	中间产品	尾气处理石脑油	6.84	油品加工装置
6				6	含油污水		0.72	生产污水处理系统含油污水预处理
	合计	69.16			合计		69.16	

从表 5.2.5-10 中可知，进入工艺系统的总物料量为 69.16t/h。经过加工后，占总物料量约 13.2%转化为氢气，19.5%的物料转化为 LNG 产品，10.8%的物料转化为 LPG 产品，9.9%的物料转化为石脑油送往油品加工装置，约 45.5%的物料转化为燃料气，1%的物料转化为废水。

⑵蒸汽平衡

尾气处理装置的蒸汽平衡见表 5.2.5-11。

表 5.2.5-11 尾气处理装置蒸汽平衡表

入方（t/h）			出方（t/h）		
1	11.5MPa 蒸汽	61（夏）/58（冬）	1	副产 0.5MPa 蒸汽	64
2	5.4MPa 蒸汽	81	2	透平凝液	61（夏）/58（冬）
3	1.0MPa 蒸汽	0.6	3	工艺凝液	23.4
4	0.5MPa 蒸汽	5.8	4		
	合计	148.4		合计	148.4

由表 5.2.5-11 中可知，装置共消耗蒸汽 148.4t/h。副产 0.5MPa 蒸汽 64t/h，其余凝液进入凝液精制。

⑶水平衡

尾气处理装置水平衡见表 5.2.5-12。

表 5.2.5-12 尾气处理装置水平衡表

入方（t/h）			出方（t/h）		
1	循环水	1350	1	循环水	1350
2	原料带水（来自油品合成）	0.74	2	含油污水	0.72
3			3	产品带水	0.02
	合计	1350.74		合计	1350.74

从表 5.2.5-12 中可知，进入工艺系统的总水量为 1350t/h，原料带水约 0.74t/h，则出工艺系统的总水量为 1350.74t/h。在出工艺系统的总水量中，0.72t/h 原料中的水变为含油污水，其余产品带走。

⑷碳平衡

油品合成装置、尾气处理装置及油品加工装置碳平衡表见 5.2.6-14。

5.2.5.8 主要污染物及污染物

⑴正常工况

①废气

A：有组织废气

尾气处理装置正常工况下没有废气产生，事故状态下脱碳尾气、裂化干气、裂化渗透气送全厂火炬系统燃烧处理。装置产生的燃料气送全厂燃料管网。

B：无组织废气

尾气处理装置区无组织废气污染物主要为非甲烷总烃。

尾气处理装置正常工况下废气排放情况见表 5.2.5-13。

②废水

尾气处理装置正常工况下产生的含油污水送污水处理场含油污水预处理。尾气处理装置废水排放情况见表 5.2.5-14。

③固体废物

尾气处理装置工业固体废物主要为废净化吸附剂（S5-1）和 PSA 吸附剂（S5-2），去渣场填埋。

尾气处理装置固体废物排放情况见表 5.2.5-15。

④噪声

尾气处理装置噪声主要来自压缩机、机泵等噪声设备。

尾气处理装置噪声排放情况见表 5.2.5-16。

⑵非正常工况

尾气处理装置非正常工况排放见火炬部分相关内容。

5.2.5.9 污染物达标排放分析

在正常生产情况，尾气处理装置无废气直接外排，含油废水排至生产污水处理系统的含油污水预处理系统。

表 5.2.5-13 尾气处理装置废气排放一览表

单元名称	编号	废气名称	排放量(Nm^3/h)	污染物			排放规律	排放参数			运行时数(h)	排放去向
				名称	浓度（mg/Nm^3）	速率(kg/h)		高度(m)	内径(mm)	温度(℃)		
尾气处理装置	G5-1	燃料气	31.5t/h	H_2 N_2 CO 烃类	32.23% 22.22% 37.33% 6.94%	-	连续	-	-	40	-	正常情况下送燃料气管网，事故时送高压火炬系统
无组织排放				VOC_S0.83 kg/h			连续	面积：120m×80m			8000	大气

表 5.2.4-14 尾气处理装置废水排放一览表

装置名称	序号	废水名称	排放量(m^3/h)	污染物		排放规律	运行时数(h)	排放去向
				名称	浓度(mg/L)			
尾气处理装置	W5-1	含油污水	0.72	COD 石油类	700 500	连续	8000	生产污水处理系统
	W5-2	泵排含油污水	正常 0 最大 2.6	COD 石油类	700 500	间断	-	

表 5.2.5-15 尾气处理装置固体废物排放一览表

单元名称	序号	固废名称	排放量(t/a)	主要组成(wt%)	分类及编号	排放规律	排放去向
分子吸附单元	S5-1	吸附剂	220	分子筛	一般工业固废	1 次/15 年	大路新区工业基地工业灰渣场
PSA 单元	S5-2	吸附剂	906	合成沸石	一般工业固废	1 次/15 年	

表 5.2.5-16 尾气处理装置主要噪声源一览表

单元名称	序号	设备名称	数量	噪声值 dB(A)		治理措施	排放规律
				治理前	治理后		
尾气处理装置	N5-1	空冷器	8	＞85	<85	低噪声设备	连续
	N5-2	压缩机	4 开 1 备	80~90	<85	减振、隔声	连续
	N5-3	泵类	8 开 6 备	80~90	<85	减振、隔声	连续

5.2.5.10 主要污染物治理措施

本装置非正常工况排放的废气送全厂火炬系统燃料处理。

尾气处理装置的主要环境保护设施情况见表 5.2.5-17。

表 5.2.5-17 尾气处理装置的“三废”治理措施一览表

序号	类别	环境保护设施
1	废气治理	界区内火炬系统管线
		燃料气回收系统
2	废水治理	界区内排水管网
3	噪声治理	消声器、减振、隔声

5.2.6 油品加工装置

5.2.6.1 生产规模及产品方案

油品加工装置年产 203 万吨油品，年操作时间 8000h，操作弹性 60～110%，具体生产规模及产品方案见表 5.2.6-1。

表 5.2.6-1 油品加工装置生产规模及产品方案

装置名称	生产规模	产品名称	产量		去向
			小时产量（t/h）	年产量（10^4t/a）	
油品加工装置	203 万吨/年	石脑油	60.05	48.04	产品罐区
		柴油	173.63	138.91	
		液化气	14.57	11.66	
		轻混醇	3.77	3.02	
		重混醇	1.71	1.37	

5.2.6.2 主要原料及产品规格

⑴原料

本装置加工的原料为来自油品合成装置的轻质石脑油、稳定重油、合格蜡、合成水及来自尾气处理装置的氢气、石脑油。

⑵辅助材料

本装置辅助材料主要包括：加氢精制催化剂、加氢裂化催化剂，化学品主要有乙二醇。

⑶产品

油品加工装置的产品主要为石脑油、柴油及液化气，相应的产品规格见表5.2.6-2~5.2.6-4。

表 5.2.6-2 石脑油规格

序号	项目	质量指标	试验方法
1	颜色,赛波特比色号不小于	+25	GB/T3555
2	密度,(20℃),kg/m^3	630~750	GB/T1884 GB/T1885
3	馏程,℃ 初馏点 10%馏出温度 50%馏出温度 90%馏出温度 终馏点	 报告 102 149 189 205	GB/T255
4	烷类，vol% 饱和烃含量 烯烃含量 芳烃含量	 90 1 5	GB/T11132
5	硫含量, mg/kg	≤ 10	GB/T 380 GB/T11131 SH/T0253
6	砷含量, μg/kg	5	SH/T0629
7	铅含量, μg/kg	10	SH/T0242
8	氯含量, μg/kg	报告	SH/T0161
1) 馏程测定允许使用GB/T255，有争议时，以GB/T6536为准。2) 可采用GB/T380、GB/T11131和SH/T0253方法测定，有争议时，以GB/T380方法为准。			

表 5.2.6-3 柴油规格

序号	分析项目	技术指标		试验方法
		0号	-20号	
1	色度，号不大于	1.5		GB/T6540
2	氧化安定性总不溶mg/100mL	≤1.0		SH/T0175
3	硫含量，mg/kg	I级≤5 II级≤5.1~8.0		SH/T0689
4	酸度，mgKOH/100ml	≤ 7		GB/T258
5	10%残炭， %	≤0.1		GB/T268
6	灰分， %	≤0.01		GB/T508
7	铜片腐蚀（50℃，3）级	≤ 1		GB/T5096
8	水分，（v/v）	痕量		GB/T260
9	机械杂质	无		GB/T511
10	润滑性，磨痕直径（60℃），μm	≤ 680		SH/T0765
11	运动粘度 20℃ mm^2/s	1.8~8.0		GB/T265

12	凝点，℃	≤0	≤ -20	GB/T510
13	闪点（闭口），℃	≥ 55	≥ 50	GB/T261
14	十六烷值	≥60		GB/T386
15	馏程，℃			GB/T6536
	50%	≤ 300		
	90%	≤ 355		
	95%	≤ 365		
16	芳烃，%（m/m）	≤1		SH/T0606
17	密度，20℃，kg/m^3	≥750		GB/T1884 GB/T1885
1) 可用GB/T17144方法测定，结果有争议时，以GB/T268为准。2) 可用目测法，即将试样注入100mL玻璃量筒中，在室温（20±5 °C)下观测，应当透明，没有悬浮和沉降的水分及机械杂质。结果有争议时，以GB/T260或GB/T511测定。				

表 5.2.6-4 液化石油气规格

序号	项目	质量指标（GB11174-2011）
1	密度,(15℃),kg/m^3	报告
2	蒸汽压（37.8℃），kPa	不大于1380
	组分	
3	C3烃类组分（体积分数）/ % C4/C4及以上烃类组分（体积分数）/ % C3+C4及C4以上烃类组分（体积分数）/ % C5及C5以上烃类组分（体积分数）/ %	不小于 95 不大于3.0
4	蒸发残留物	不大于0.05
5	油渍观察	通过
6	铜片腐蚀，级	不大于1
7	硫含量, mg/m^3	≤ 343
8	硫化氢，层析法，mg/m^3	10
9	游离水，%	无

⑷副产品

油品合成装置的副产品主要有轻醇、重醇、裂化干气和裂化渗透气。各副产品规格见表 5.2.6-5~8。

表 5.2.6-5　　轻醇规格

项目	wt%
H_2O	3
甲醇	18
乙醇	65
丙醇	0.5
乙醛	8.5
丙酮	2.5
其他含氧化合物	2
羧酸	2000ppm

表 5.2.6-6 重醇规格

项目	wt%
H_2O	20.4
乙醇	0.1
丙醇	34.5
丁醇	20.2
戊醇	12
已醇	8
庚醇	3
丁醛	0.2
其他含氧化合物	1.6
羧酸	2000ppm

表 5.2.6-7 裂化干气规格

项目	摩尔组成（mol%）
CO	0.09
H_2	58.06
CO_2	0.26
H_2O	1.11
N_2	0.70
CH_4	21.63
C_2H_6	11.73
C_3H_8	1.19
C_4H_{10}	1.13
C5+	2.82

表 5.2.6-8 裂化渗透气规格

项目	摩尔组成（mol%）

H_2	96.18
CO_2	0.09
H_2O	0.29
N_2	0.05
CH_4	2.01
C_2H_6	0.35
C_3H_8	0.53
C_4H_{10}	0.30
C_5+	0.18

5.2.6.3 工艺技术及生产原理

油品加工装置的目的是对油品合成装置产生的中间油品、合成水和深冷分离单元生产的烃类产品进行加工处理，得到合格的成品油及处理后的合成水。油品加工装置包括加氢精制、加氢裂化、合成水处理等三个单元。通过加氢精制和加氢裂化单元，将油品合成单元和深冷分离单元生产的烃类产品转化为液化气、石脑油和柴油产品；通过合成水处理单元将油品合成装置副产的合成水中的含氧化合物分离转化为混醇，处理后的合成水送至合成水处理装置处理。

⑴加氢精制单元

采用中科公司费托合成油品加氢精制催化剂及工艺技术。加氢精制单元是以油品合成装置的轻质石脑油、稳定重质油和精滤蜡为原料，在高温高压、氢气及催化剂的作用下进行烯烃饱和以及含氧化物的脱除反应，生产出低分气、分馏塔顶富气、粗石脑油、精制尾油等送加氢裂化单元。

⑵加氢裂化单元

采用中科公司费托合成油品加氢裂化催化剂及工艺技术。在加氢裂化单元中，精制尾油等原料在高温高压、氢气和催化剂的作用下进行裂化及临氢异构化反应，生产柴油组分、石脑油和液化气等高附加值产品。

⑶合成水处理单元

采用中科合成油技术有限公司开发的费托合成水处理工艺。合成水处理单元主要处理费托单元合成水，有效降低煤间接液化过程的水耗，并通过回收合成水中的醇类，进一步提高煤液化烃类收率。合成水处理单元采用蒸馏技术，合成水

进入醇分离塔进行脱醇，经过脱水提浓后的混醇产品送往罐区，脱醇合成水送往合成水处理装置。

5.2.6.4 工艺流程简述

⑴加氢精制单元

该单元主要由反应部分和分馏部分组成。

费托轻质油、稳定重质油、合格蜡及尾气处理石脑油与混合氢混合经加热进入加氢精制反应器。在反应器内主要进行烯烃饱和反应和含氧化物的脱除反应。从反应器出来的反应产物进入热高压分离器、热低压分离器、冷高压分离器、冷低压分离器构成的分离系统。从冷高压分离器顶部出来的为循环氢，从冷低压分离器顶部气体去加氢裂化单元膜分离部分回收氢气，热低分、冷低分油进入分馏系统，冷低分废水（W6-1）送生产污水处理系统。

分馏部分设置分馏塔、柴油汽提塔和减压塔。分馏塔顶气体与稳定塔顶气混合后去加氢裂化单元吸收稳定部分，分馏塔顶油进入稳定塔，常一线柴油和常二线柴油送至罐区或去加氢裂化降凝单元，分馏塔底油进入减压塔，回流罐含油污水送生产污水处理系统（W6-2）。减压塔顶设抽真空系统。减一线油去加氢裂化降凝单元或送至罐区。减二线柴油去加氢裂化降凝部分或者送至罐区。减压塔底油送至加氢裂化单元，减压塔顶罐含油污水（W6-3）送生产污水处理系统。

分馏塔顶粗石脑油进入稳定塔，塔顶油气进入稳定塔顶回流罐，稳定塔顶回流罐气体与分馏塔顶气混合去加氢裂化单元吸收稳定部分。稳定塔底石脑油送至成品罐区。

加热炉均以全厂自产燃料气为燃料，精制反应原料加热炉、精制分馏塔进料加热炉、精制减压塔进料加热炉的烟气（G6-1）统一通过一个排气筒排放；汽包排水（W6-10）排至废水处理及回用装置；加氢精制反应器定期更换催化剂、保护剂和瓷球，产生废瓷球（S6-1）、废催化剂（S6-2）、废保护剂（S6-3）及废过滤器（S6-4）。

⑵加氢裂化单元

该单元主要由反应部分、分馏部分和吸收稳定部分组成。

来自加氢精制单元的精制尾油和加氢裂化单元的减压塔底油与混合氢混合，进入加氢裂化反应器，在反应器中进行加氢裂化反应，将原料部分转化成柴油和

石脑油产品。来自加氢精制单元的柴油与循环氢混合，进入柴油降凝反应器，在柴油降凝反应器内进行异构降凝反应。

裂化反应产物和降凝反应产物进入热高分分离器、热低压分离器、冷高压分离器、冷低压分离器构成的分离系统。从冷高压分离器顶部出来的为循环氢，冷低压分离器顶部气体去膜分离部分回收氢气，冷高分、冷低分油进入分馏部分。

分馏部分设置裂化分馏塔、柴油汽提塔和裂化减压塔。分馏塔顶气体进入分馏塔顶回流罐。分离出的气体进入吸收稳定部分，分离出的粗石脑油送入吸收塔。常一线柴油和常二线柴油混合后作为柴油产品去成品罐区。分馏塔底油送至减压塔。减压塔顶设抽真空系统。减一线油去成品罐区，减二线柴油送至中间罐区。减压塔底油作为循环油返回裂化反应部分。分馏塔顶罐含油污水（W6-4）、减压塔顶分水罐含油污水（W6-5）送生产污水处理系统。

吸收稳定部分由吸收脱吸塔和稳定塔组成。来自加氢精制单元的分馏塔顶气和加氢裂化单元的分馏塔顶气经富气压缩机升压后，进入吸收脱吸塔。同时加氢裂化单元的粗石脑油也进入到吸收脱吸塔。塔顶干气经干气压缩机升压后去尾气处理装置液化部分；塔底脱乙烷油进入稳定塔。从稳定塔顶得到液化气产品去成品罐区。稳定塔底石脑油作为石脑油产品去成品罐区。吸收脱吸塔产生的裂化干气送尾气处理装置。压缩机出口分液罐含油污水（W6-6）、稳定塔回流罐含油污水（W6-7）及吸收脱吸塔含油污水（W6-8）送生产污水处理系统。

来自加氢精制单元的低分气和加氢裂化单元的低分气混合后进行膜分离，非渗透气去吸收稳定塔，渗透气经渗透气压缩机升压后送至尾气处理装置 PSA 部分。

加热炉均以自产燃料气为燃料，裂化反应进料加热炉、重柴油加热炉、裂化分馏塔的烟气（G6-2）通过一个排气筒排放；汽包排水（W6-10）排至废水处理及回用装置；裂化、降凝反应器定期产生废瓷球（S6-5）、废催化剂（S6-6）和废保护剂（S6-7），膜分离组件（S6-8）送焚烧炉。

⑶合成水处理单元

来自费托合成单元合成水经脱油装置脱油后送往醇分离塔进行脱醇，从醇分离塔塔顶得到的混醇送至醇提浓部分，塔釜得到的合成废水送至合成水处理装置。

来自醇分离塔顶的混醇和自乙二醇回收塔底的乙二醇进入萃取精馏塔。从萃取精馏塔塔顶得到的轻醇去成品罐区。从萃取精馏塔底得到的重混醇进入乙二醇回收塔，从乙二醇回收塔塔顶得到的重醇经冷却进入乙二醇回收塔顶分液罐。罐顶气相去抽真空系统，罐底液相进入重醇分水罐进行液液两相分离，经重醇分水罐分离出的水返回进料部分，经重醇分水罐分离出的重醇送至成品罐区。从乙二醇回收塔底得到的乙二醇返回萃取精馏塔。处理后的合成水（W6-9）送合成水处理装置。

油品加工装置带“三废”排放点的工艺流程见图 5.2.6-1~3。

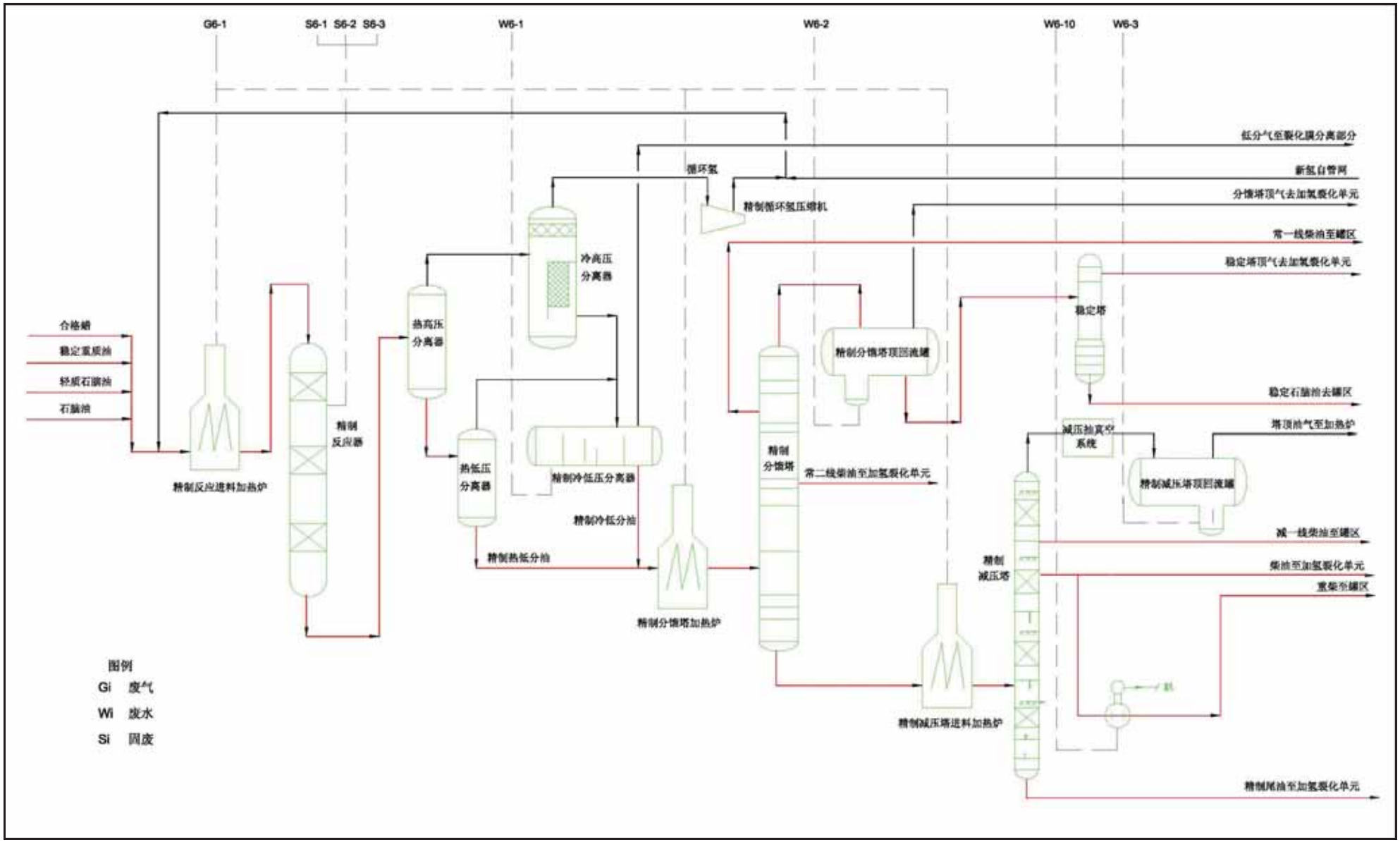


图 5.2.6-1 油品加工装置带“三废”排放点工艺流程图-加氢精制单元

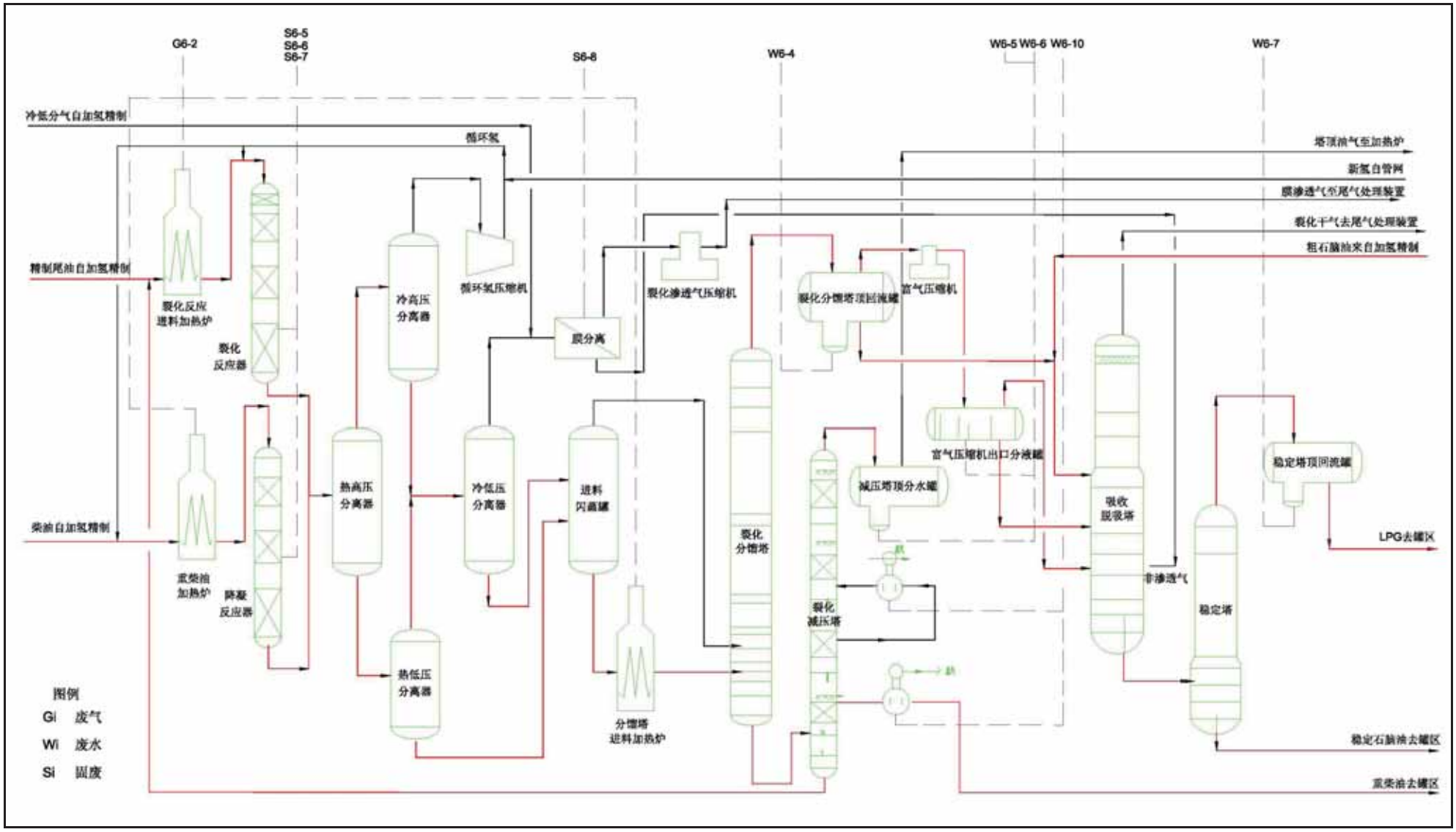


图 5.2.6-2 油品加工装置带“三废”排放点工艺流程图-加氢裂化单元

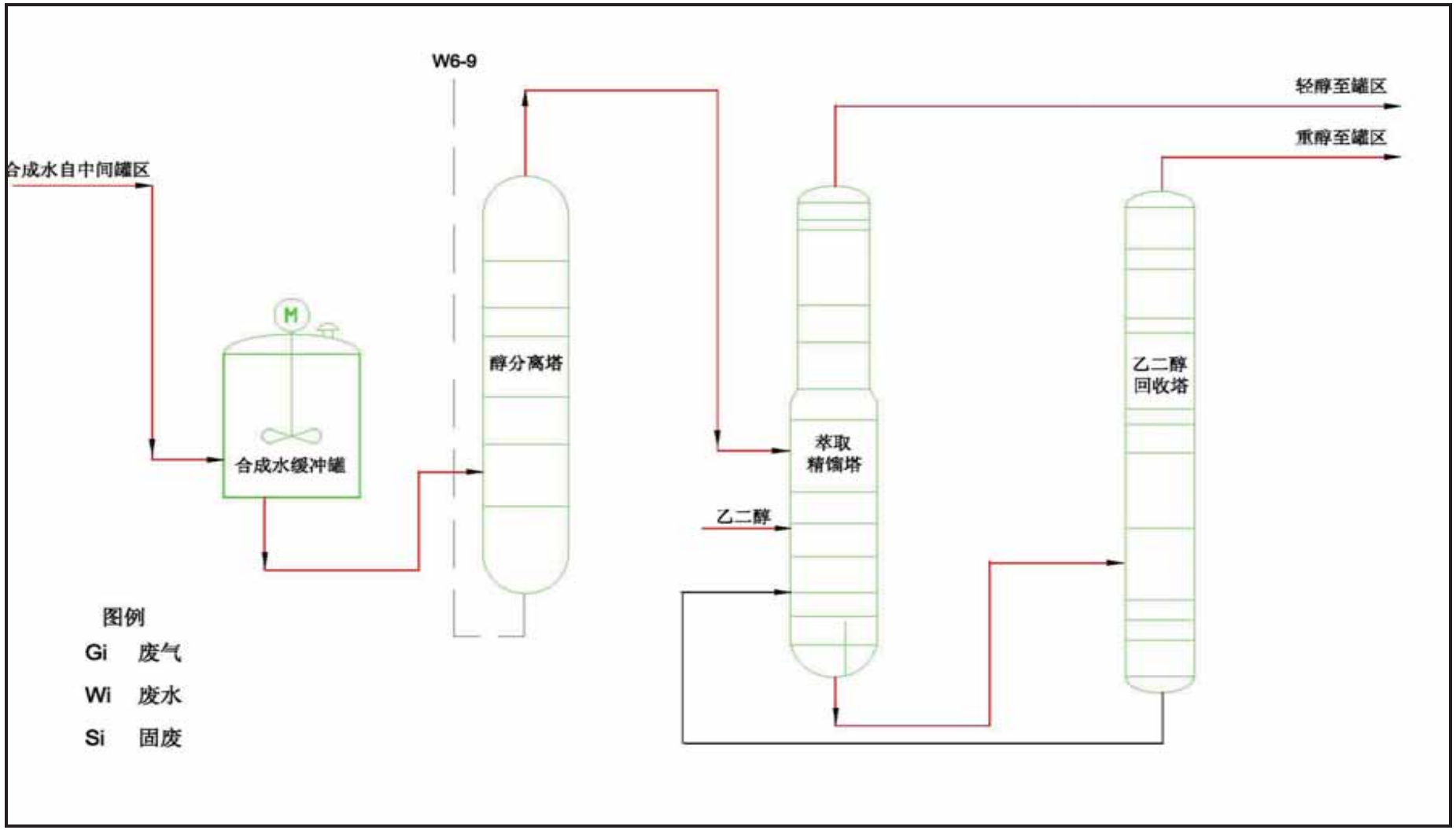


图 5.2.6-3 油品加工装置带“三废”排放点工艺流程图-合成水处理单元

5.2.6.5 原辅材料及公用工程消耗

⑴原料、辅助材料及化学品消耗

油品加工装置主要原料、辅助材料及化学品消耗见表 5.2.6-9。

表 5.2.6-9 油品加工装置原料、辅助材料及化学品消耗表

序号	名称	单位	消耗定额/t 产品	消耗量		来源及规格
				小时	每年 $\times10^4$	
一	原料					
1	重质蜡	t	0.74	186.55	149.24	油品合成装置
2	稳定重质油	t	0.09	23.35	18.68	
3	轻质石脑油	t	0.16	41.73	33.38	
4	合成水	t	1.24	313.58	250.86	
5	氢气	t	0.03	4.7	3.76	氢气管网
二	化学品					
1	乙二醇	t/a	/	32		外购
三	催化剂及保护剂					
1	加氢精制催化剂	t/6a	/	111.07		外购
2	加氢裂化催化剂	t/6a	/	175.13		外购
3	降凝反应器催化剂	t/6a	/	58.81		外购
4	加氢精制保护剂	t/3a	/	53.29		外购
5	加氢裂化保护剂	t/3a	/	37.21		外购
6	降凝反应器保护剂	t/3a	/	5.09		外购
7	瓷球	t/3a	/	147.23		外购

⑵公用工程消耗

油品加工装置公用工程消耗见表 5.2.6-10。

表 5.2.6-10 油品加工装置公用工程消耗表

序号	名称及规格		单位	消耗定额	消耗量		来源/去向
				/吨产品	小时	年量（万吨）	
1	循环冷却水		t	13.40	3400	2720	第五循环水场
2	脱盐水		t	0.07	17.1	13.68	脱盐水站
3	除氧水		t	0.15	38.9	31.12	除氧水站
4	蒸汽	5.5MPa	t	0.24	61	48.8	蒸汽管

5		1.0MPa	t	0.15（夏季）/0.17（冬季）	37.1（夏季）/44.1（冬季）	29.68（夏季）/35.28（冬季）	网
6		0.5MPa	t	0.26（夏季）/0.27（冬季）	66.2（夏季）/68.2（冬季）	52.96（夏季）/54.56（冬季）	
7	蒸汽	1.0MPa	t	-0.09	-23.1（夏季）/-23.8（冬季）	-18.48（夏季）/-19.04（冬季）	副产蒸汽
8		0.5MPa	t	-0.31	-78.8	-63.04	
9	凝液		t	-0.33（夏季）/-0.36（冬季）	-83.5（夏季）/-91.8（冬季）	-66.8（夏季）/-73.44（冬季）	凝液精制
10	仪表空气		Nm^3	3.94	1000	800	空分装置
11	氮气		Nm^3	4.18	1060	848	
12	电		kWh	64.56	16382	13105.6	热电装置
13	燃料气		t/h	0.09	21.9	17.52	燃料气管网

5.2.6.6 主要设备

油品合成装置主要设备见表 5.2.6-11。

表 5.2.6-11 油品加工装置主要设备表

序号	名称	数量(台/套)	温度（℃）	压力Mpa（G）	材质	尺寸
1	加氢精制单元					
1.1	加氢精制反应器	1	364	8.1	12Cr2Mo1R+堆焊 E309L+E347	Φ5000 H18580
1.2	精制分馏塔	1	175/335	0.19	Q345R	Φ4000 H51600
1.3	柴油汽提塔	2	181/167 246/229	0.16 0.17	Q345R	Φ1600 H12000/12800
1.4	精制减压塔	1	65/304	-0.1	Q345R	ϕ5400/4400 H44500
1.5	石脑油稳定塔	1	95/142	0.33	Q245R	ϕ1400/1800 H25300
1.6	精制反应进料加热炉	1	320	8.5		
1.7	精制精馏塔进料加热炉	1	340	0.25		
1.8	精制减压塔加热炉	1	342	-0.1		
2	加氢裂化单元					
2.1	加氢裂化反应器	1	390/400	8.0/7.15	2.25Cr1Mo+堆焊 E309L+E347	ϕ4600 H22168
2.2	降凝反应器	1	380/390	7.59/6.89	2.25Cr1Mo+堆焊	ϕ2600 H18774

					E309L+E347	
2.3	裂化分馏塔	1	125.1/228/306	0.1/0.12/0.13	Q345R	Φ5600 H50400
2.4	柴油汽提塔	2	163/179 233/245	0.11/0.12 0.12/0.13	Q245R	ф2000 H13000/11200
2.5	吸收脱吸塔	1	43/59/87	0.73	Q245R	ф1600/3200 H45800
2.6	稳定塔	1	63/118/193	0.99	Q245R	Φ2000/3800 H40900
2.7	裂化减压塔	1	211/263/291	-0.1	Q345R	Φ4800/3400 H43900
2.8	裂化进料加热炉	1	400	8		
2.9	重柴油加热炉	1	380	7.62		
2.10	裂化分馏塔进料加热炉	1	325	0.2		
3	合成水处理单元					
3.1	醇分离塔	1	103/116	0.07/0.13	Q345R+S31603	ф3200/3800 H67600
3.2	萃取精馏塔	1	78/158	0.02/0.075	Q345R+S30403	ф2600 H38100
3.3	乙二醇回收塔	1	78/165	-0.05/-0.047	Q345R+S30403	ф2400 H26500

5.2.6.7 平衡分析

⑴物料平衡

油品加工装置的物料平衡见表 5.2.6-12。

表 5.2.6-12 油品加工装置物料平衡

入方（t/h）				出方（t/h）				
序号	项目	数值	来源	序号	项目		数值	备注
1	轻质石脑油	41.73	油品合成装置	1	产品	稳定石脑油	60.05	成品罐区
2	稳定重油	23.35		2		柴油	173.63	
3	合格蜡	186.55		3		液化石油气	14.57	
4	氢气	4.7	氢气管网	4		轻醇	3.77	
5	尾气制氢石脑油	6.84	尾气处理装置	5		重醇	1.71	
6	合成水	313.58	油品合成装置	6	中间产品	裂化渗透气	0.49	尾气处理装置
7	汽提蒸汽	11.6	蒸汽管网	7		裂化干气	1.99	
8	抽真空蒸汽	4.85		8		还原重柴油	9.48	油品合成装置

9	燃料气	21.9		9	废水	含油污水	19.4	污水处理系统含油污水预处理
10	空气	162.06		10		合成废水	308.1	合成水处理装置
				11	废气	加热炉废气	183.9	排入大气
	合计	777.15				合计	777.15	

从表 5.2.6-12 中可知，进入工艺系统的总物料量（不含燃料气用量，燃料气用于加热炉的燃料）为 593.19t/h。经过加工后，占总物料量约 42.8%的物料转化为最终产品（其中稳定石脑油占约 10.1%，柴油约 29.3%，液化石油气约 2.5%，轻醇、重醇约 0.9%），约 0.4%的物料转化为尾气处理装置原料气，约 51.9%的物料转化为废水送生产污水处理系统。

⑵蒸汽平衡

油品加工装置的蒸汽平衡见表 5.2.6-13。

表 5.2.6-13 油品加工装置蒸汽平衡表

入方（t/h）			出方（t/h）		
序号	项目	数值	序号	项目	数值
1	除氧水	38.9	1	副产 1.0MPa 蒸汽	23.1（夏季）/23.8（冬季）
2	5.4MPa 蒸汽	61	2	副产 0.5MPa 蒸汽	78.8
3	1.0MPa 蒸汽	37.1（夏季）/44.1（冬季）	3	1.0MPa 蒸汽进入物料	2.35
4	0.5MPa 蒸汽	66.2（夏季）/68.2（冬季）	4	0.5MPa 蒸汽进入物料	14.05
5			5	工艺凝液	83.5（夏季）/91.8（冬季）
6			6	汽包排污	1.5
	合计	203.2（夏季）/212.2（冬季）		合计	203.2（夏季）/212.2（冬季）

从表 5.2.6-13 中可知，本装置共消耗除氧水 38.9t/h，蒸汽 164.3（夏季）/173.3（冬季）t/h。共副产蒸汽 101.9（夏季）/102.6（冬季）t/h，83.5（夏季）/91.8（冬季）t/h 变为冷凝液进入冷凝液罐后去凝液精制，汽包排污送废水回用装置。

⑶水平衡

油品加工装置的水平衡见表 5.2.6-14。

表 5.2.6-14 油品加工装置水平衡表

入方（t/h）			出方（t/h）		
序号	名称	数值	序号	名称	数值
1	循环水	3400	1	循环水	3400
2	合成水带水	308.1	2	含油污水	19.4
3	脱盐水	17.1（夏） 0（冬）	3	处理后合成水	308.1
4	0.5MPa 蒸汽进入物料	14.05	4	空冷器损失	17.1（夏） 0（冬）
5	1.0MPa 蒸汽进入物料	2.35	5		
6	原料带水	2.9（油品合成装置物料带水 2.88，尾气处理装置物料带水 0.02）	6		
	合计	3727.5		合计	3727.5

由表 5.2.6-14 中可知，进入工艺系统的总水量为 3727.5t/h，在出工艺系统的总水量中，约 8.3%水成为污水进入合成水处理装置，约 0.5%水成为含油污水进入污水处理系统含油污水预处理单元。

⑷碳平衡

油品合成装置、尾气处理装置及油品加工装置碳平衡表见表 5.2.6-15。

表 5.2.6-15 油品加工装置、尾气处理装置及油品加工装置碳平衡表

入方（t/h）			出方（t/h）		
序号	项目	数值	序号	项目	数值
1	FT 净化合成气带入碳	289.13	1	成品油带出碳	223.8
2			2	混醇带出碳	1.42
3			3	燃料气带出碳（除去油品加工装置用量）	5.48
4			4	油品合成脱碳再生废气带出碳	46.843
5			5	油品加工加热炉烟气 CO_2 带出碳	11.59
	合计	289.13		合计	289.13

由表 5.2.6-15 中可知，来自低温甲醇洗净化合成气带入碳的量为 289.13t/a，其中约占总进料 77.4%的碳转化为主产品成品油，约占总进料 0.49%的碳转化为副产品混醇，约占总进料 1.89%的碳转化为燃料气送至硫回收装置、燃气锅炉、火炬及焚烧炉作为燃料气，其余碳均以燃烧废气或再生气排入大气。

5.2.6.8 主要污染物及污染物

⑴正常工况

①废气

A：有组织废气

油品加工装置有组织废气污染源有：加氢精制单元加热炉烟气（G6-1）和加氢裂化单元加热炉烟气（G6-2）。

加氢精制单元加热炉烟气（G6-1）来自精制反应原料加热炉、精制分馏塔进料加热炉、精制减压塔进料加热炉，统一由 60 m 高排气筒排放；加氢裂化单元加热炉烟气（G6-2）来自裂化反应进料加热炉、重柴油加热炉、裂化分馏塔，统一由 60 米高排气筒排放。加热炉烟气中主要污染物为烟尘、氮氧化物。

B：无组织废气

油品加工装置区无组织废气污染物主要为非甲烷总烃。

油品加工装置正常工况废气排放情况见表 5.2.6-16。

②废水

油品加工装置加氢精制单元含油废水排放源有：加氢精制单元冷低压分离器排水（W6-1）、分馏塔顶回流罐排水（W6-2）、减压塔顶分水罐（W6-3）排水；加氢裂化单元含油废水排放源有分馏塔顶回流罐排水（W6-4）、富气压缩机出口分液罐排水（W6-6）、减压塔顶分水罐（W6-5）及稳定塔顶回流罐排水（W6-7），含油污水主要污染物为 COD 及石油类，排至污水处理装置含油污水预处理单元。合成水处理单元排水（W6-9）含高 COD 及 BOD，送合成水处理装置。

本装置汽包排水（W6-10）排至废水处理及回用装置。

油品加工装置正常工况废水排放情况见表 5.2.6-17。

③固体废物

油品加工装置的工业固体废物包括：加氢精制废瓷球（S6-1）、废催化剂（S6-2）、废保护剂（S6-3）及废过滤器（S6-4），加氢裂化单元的废瓷球（S6-5）、废催化剂（S6-6）、废保护剂（S6-7）、膜分离组件（S6-8）。

废催化剂、废保护剂返回厂家回收，废瓷球填埋处理，过滤器及膜分离组件送焚烧炉。油品加工装置固体废物排放情况见表 5.2.6-18。

④噪声

油品加工装置噪声主要来自空冷器、压缩机、泵等噪声设备。油品加工装置噪声排放情况见表 5.2.6-19。

⑵非正常工况

油品加工装置非正常工况排放见火炬部分相关内容。

表 5.2.6-16 油品加工装置废气排放一览表

单元名称	编号	废气名称	排放量(Nm^3/h)	污染物			排放规律	排放参数			运行时数(h)	排放去向
				名称	浓度（mg/Nm^3）	速率(kg/h)		高度(m)	内径(mm)	温度(℃)		
加氢精制单元	G6-1	加热炉烟气	正常 30186.02 最大 58338.93	NOx 烟尘	100 20	3.02 0.6	连续	60	2000	130	8000	大气
加氢裂化单元	G6-2	加热炉烟气	正常 42102 最大 80222	NOx 烟尘	100 20	4.21 0.84	连续	60	2200	130	8000	大气
无组织排放				VOCS1.25 kg/h			连续	面积：205×235=48175m^2			8000	大气

表 5.2.6-17 油品加工装置废水排放一览表

单元名称	序号	废水名称	排放量(m^3/h)	污染物		排放规律	运行时数(h)	排放去向
				名称	浓度(mg/L)			
加氢精制单元	W6-1	冷低分含油污水	正常 2.621 最大 3.362	pH COD 石油类	6~8 700 50	连续	8000	生产污水处理系统
	W6-2	分馏塔顶回流罐含油污水	正常 3.919 最大 5.182	pH COD 石油类	6~8 700 50	连续	8000	
	W6-3	减压塔顶罐含油污水	正常：3 最大 13.044	pH COD 石油类	6~8 700 100	连续	8000	
加氢裂化单元	W6-4	分馏塔顶罐排含油污水	正常： 6.602 最大： 8.583	pH COD 石油类	6~8 700 100	连续	8000	
	W6-5	减压塔顶分水罐含油污水	正常： 3.065 最大： 3.985	pH COD 石油类	6~8 700 100	连续	8000	
	W6-6	富液压缩机出口分液罐含油污水	正常： 0.184 最大： 0.239	pH COD 石油类	6~8 700 100	连续	8000	
	W6-7	稳定塔回流罐含油污水	正常： 0.003 最大： 0.004	pH COD 石油类	6~8 700 100	连续	8000	
	W6-8	吸收脱吸塔	正常：	pH COD	6~8 700	连续	8000	

		抽水排含油污水	0.016 最大： 0.021	石油类	50			
全装置	W6-9	汽包排污	1.5	TDS	17	连续	8000	废水处理及回用装置
合成水处理单元	W6-10	生产污水	308.1	pH CODcr BOD 油 甲醇 乙醇 C3~C7 醇	3~4 8000~12000 4000~6000 50 700 200 100	连续	8000	合成水处理单元

表 5.2.6-18 油品加工装置固体废物排放一览表

单元名称	排放源名称	序号	固废名称	排放量(t/a)	主要组成(wt%)	分类及编号	排放规律	排放去向
加氢精制单元	精制反应器	S6-1	废瓷球	22.72	Al_2O_3、油	HW 06	3 年 1 次	外委填埋
		S6-2	废催化剂	18.51	Al_2O_3、NiO、油等	HW46	6 年 1 次	厂家回收
		S6-3	废保护剂	17.76	Al_2O_3、MoO_3、油等	HW46	3 年 1 次	厂家回收
	原料油过滤器	S6-4	废布袋过滤器	0.2	特氟龙、蜡、油	HW46	3 月 1 次	焚烧炉
加氢裂化单元	裂化、降凝反应器	S6-5	废瓷球	26.35	Al_2O_3、油	HW 06	3 年 1 次	外委填埋
		S6-6	废催化剂	38.99	Al_2O_3、NiO、油等	HW 46	6 年 1 次	厂家回收
		S6-7	废保护剂	14.1	Al_2O_3、NiO、油等	HW46	3 年 1 次	厂家回收
	膜分离	S6-8	膜分离组件	3 个	聚砜、油	HW46	3 年 1 次	焚烧炉

表 5.2.6-19 油品加工装置主要噪声源一览表

单元名称	序号	设备名称	数量	噪声值 dB(A)		治理措施	排放规律
				治理前	处理后		
加氢精制单元	N6-1	精制空冷器	45	87~90	72~75	减振、隔声、消声	连续
	N6-2	精制加热炉	3	87~90	72~75		
	N6-3	机泵	27 开 20 备	85~88	70~73	减振、隔声	
	N6-4	压缩机	2 开 1 备	90~93	75~78		
加氢裂化单元	N6-5	机泵	27 开 22 备	85~88	70~73	减振、隔声	
	N6-6	裂化进料加热炉	1	89~92	74~77	减振、隔声、消声	
	N6-7	减压塔进料加热炉	1	89~92	74~77		
	N6-8	分馏塔进料加热炉	1	83~85	68~70		
	N6-9	裂化空冷器	49	87~90	72~75		
	N6-10	压缩机	4 开 3 备	95~98	80~83	减振、隔声	
合成水处理单元	N6-11	机泵	15 开 13 备	85~88	70~73	减振、隔声	
	N6-12	空冷器	46	87~90	72~75	减振、隔声、消声	

5.2.6.9 污染物达标排放分析

在正常生产情况下，油品加工装置加氢精制加热炉废气、加氢裂化加热炉废气直接外排，其达标情况见表 5.2.6-20。

表 5.2.6-20 油品加工装置外排废气达标排放分析

序号	废气名称	排放高度(m)	污染物名称	浓度(mg/Nm^3)		速率(kg/h)		标准名称	达标分析
				排放值	标准值	排放值	标准值		
G6-1	加氢精制加热炉废气	60	NOx 烟尘	100 20	100 20	3.02 0.6	-	《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）特别排放限值	达标
G6-2	加氢裂化加热炉废气	60	NOx 烟尘	100 20	100 20	4.21 0.84	-		达标

从上表可知，油品加工装置外排废气做到达标排放。含油污水送污水处理场含油污水预处理系统，合成水单元废水送合成水处理装置处理。

5.2.6.10 主要污染物治理措施

本装置主要污染物治理措施以废气及废水治理措施为主，加氢精制、加氢催化单元加热炉采用低氮烧嘴降低废气中氮氧化物浓度。

油品合成装置排放的合成水经本装置合成水处理单元处理后排入合成水处理装置。合成水处理单元工艺流程描述如下：来自费托合成单元合成水经过醇分离塔进料换热器换热后进入醇分离塔进行脱醇。塔顶将混醇分出冷却后送至醇提浓部分，塔釜出料进入膜分离部分。来自醇分离塔顶的混醇与来自乙二醇回收塔底乙二醇进入萃取精馏塔，塔顶轻醇冷却后进入萃取精馏塔，增压后分两部分，一部分返回塔顶用作回流，一部分经轻醇水冷器冷却至 40 度后去成品罐区。萃取精馏塔底混醇和乙二醇回收塔底液换热后进入乙二醇回收塔，塔顶重醇冷却后进入乙二醇回收塔顶，增压后分两部分，一部分返回塔顶用作回流，一部分至醇酸分离部分。经乙二醇回收塔顶回流罐分离出的重醇升压后送至成品罐区。乙二醇回收塔底乙二醇升压后与来自醇酸分离部分的混醇换热，冷却、过滤后返回萃取精馏塔。处理后的合成水送合成水处理装置。

油品加工装置的主要环境保护设施情况见表 5.2.6-21。

表 5.2.6-21 油品加工装置的“三废”治理措施一览表

序号	类别	环境保护设施
1	废气治理	界区内火炬系统管线
		加热炉低氮烧嘴
2	废水治理	界区排水管网（含围堰）
		合成水处理单元
3	噪声治理	消声器、减振、隔声

5.3 储运工程

5.3.1 概况

本项目储运设施包括液体产品的储存和运输，中间产品罐区及化学品储存，化学品仓库、以及输煤系统及灰渣输送系统。

5.3.2 液体产品储存及运输

5.3.2.1 成品罐区

本项目主要液体产品有柴油、石脑油、LPG 及副产品混醇等，在产品罐区进行储存，总计 26 个罐，总容积 33 万 m^3。占地面积是 139552m^2，成品罐区具体情况见表 5.3.2-1。成品罐区公用工程消耗见表 5.3.2-2。

表 5.3.2-2　　成品罐区公用工程消耗表

序号	项目	单位	消耗量	
			正常	最大
1	1.0MPa 蒸汽	t/h	2（夏季） 12（冬季）	15
2	工厂空气	Nm^3/h	/	900
3	仪表空气	Nm^3/h	200	450
4	氮气	Nm^3/h	3200	6300
5	循环水	t/h	8	15
6	生产水	t/h	/	10（冲洗水）
7	电	kW·h	/	1250

表 5.3.2-1　　成品罐区储罐一览表

序号	储罐名称	年周转量（10^4t/a）	密度 (t/$m^{3)}$	储罐形式	实际存储天数	新建罐（m^3×个数）	总罐容 (m^3)	储罐直径（m）	充装系数	储存温度（℃）	存储温度蒸汽压（kPa）
1	石脑油	24.02	0.67	内浮顶	29.5	20000×4	80000	37	0.9	40	40-60
2	柴油	138.91	0.74	内浮顶	26.1	50000×4	200000	60	0.9	50	13
3	LPG	11.66	0.517	球罐	29.4	3000×12	36000	18	0.9	40	1380
4	重醇	1.37	0.826	内浮顶	31.2	1000×2	2000	10.8	0.9	40	52
5	轻醇	3.02	0.777	内浮顶	26.9	2000×2	4000	14	0.9	40	60
6	甲醇	0.448	0.794	内浮顶	20	4000×2	8000	18.1	0.9	40	60

5.3.2.2 运输系统

本项目产品出厂方式为铁路和公路运输。铁路运力按照LPG、石脑油、柴油全年产量的100%进行考虑，公路运力按照石脑油和柴油全年产量的20%考虑，LPG的39%考虑，轻醇、重醇全年产量的100%采用公路运输。运输量见表5.3.2-3。

表5.3.2-3　　液体物料运输系统运输量表

物料名称	铁路(10^4t/a)	公路(10^4t/a)	年运输量(10^4t/a)
石脑油	48.04	9.608	48.04
柴油	138.91	27.782	138.91
LPG	11.66	4.5474	11.66
重醇		1.37	1.37
轻醇		3.02	3.02

⑴公路装车设施

汽车装车全部选择底部装油，设置下装式无泄漏快速接头。汽车装车设置13 个鹤位，详细设置如表 5.3.2-4。

⑵火车装车设置

本项目铁路装车品种有柴油、稳定石脑油、液化气和混醇，全部按小鹤管设计，共 84 个鹤位。

汽车和火车装车设施见表 5.3.2-4。

表5.3.2-4　　汽车和火车装车鹤位列表

序号	介质	汽车装车鹤管（套）		火车装车鹤管（套）		备注
		数量	规格	数量	规格	
1	LPG	3	DN50	12	DN50	
2	石脑油	2	DN100	24	DN100	
3	柴油	5	DN100	48	DN100	
4	重醇	1	DN80			
5	轻醇	1	DN80			
	合计	13		84		

⑶油气回收系统

本项目在汽车装车设施处设置一套活性炭油气回收系统以回收汽车装车系统和火车装车系统产生的石脑油蒸汽。同时，中间产品罐区的轻质油、重质油、重柴油、合格蜡及裂化尾油等储罐的无组织排放也送该油气回收系统进行处理。

油气回收系统设计处理能力为1000m^3/h，设计油气回收率为98%以上。

5.3.3 中间产品及化学品储存

5.3.3.1 中间产品罐区

本项目考虑到油品合成装置和油品加工装置进料的不均匀性，且部分原料需要切水，因此设置中间产品罐区，暂时存放中间产品。储罐详细情况见表5.3.3-1。占地面积40622m^2，共26个储罐，总容积35950m^3，中间罐区公用工程消耗见表5.3.3-2。

表 5.3.3-2　　中间罐区公用工程消耗表

序号	项目	单位	消耗量	
			正常	最大
1	0.5MPa 蒸汽	t/h	5（夏季） 8（冬季）	12
2	1.0MPa 蒸汽	t/h	10（夏季） 12（冬季）	20
3	工厂空气	Nm^3/h	/	1000
4	仪表空气	Nm^3/h	150	500
5	氮气	Nm^3/h	1500	2500
6	循环水	t/h	10	20
7	生产水	t/h	/	10
8	电	kwh	/	421

表 5.3.3-1　中间罐区储罐一览表

序号	储存介质		储罐				储罐形式	装满系数	储存天数		存储温度℃	存储温度蒸汽压 kPa	备注
	名称	密度 t/ m^3	单罐容积 m^3	数量	直径 m	总罐容 m^3			设计	实际			
1	轻质油	0.7	600	4	6	2400	低压罐	0.9	1-2	1.4	40	130	氮封
2	轻污油	0.7	1000	1	10.8	1000	固定顶罐	0.9	1-2		40		氮封
3	重质油	0.75	1000	4	10.8	4000	固定顶罐	0.9	1-2	2.9	60	70	氮封
4	降凝原料	0.75	1000	4（4）	10.8	4000	固定顶罐	0.9	1-2	1.6	60	1	借用重质油罐
5	重污油	0.8	1000	1	10.8	1000	固定顶罐	0.9	1-2		60		氮封
6	重柴油	0.76	500	3	8	1500	固定顶罐	0.9	1-2	2	60	0.8	氮封
7	合格蜡	0.73	1000	1	10.8	1000	固定顶罐	0.9	1-2	1.3	180	50	氮封
		0.73	3000	4（2）	16	12000	固定顶罐	0.9	1-2	1.3	180	50	借用 2 座 3000m^3 污蜡罐
8	裂化尾油	0.73	1000	1	10.8	1000	固定顶罐	0.9	1-2	2.8	180	10	氮封
		0.73	3000	4（4）	16	12000	固定顶罐	0.9	1-2	2.8	180	10	借用 4 座 3000m^3 合格蜡罐
9	污蜡	0.66	3000	2	16	6000	固定顶罐	0.9	1-2		180	50	氮封
10	合成水	0.98	2000	6	14	12000	固定顶罐	0.9	1-2	1.3	40	50	氮封
11	合成水合成水浮油	0.7	50	1	2.8	50	卧式罐	0.9	1-2		40	10	氮封

注：（）内的数据为借用罐的个数。

5.3.3.2 化学品储罐

化学品罐区除满足工厂正常生产时所需化学品的储存和运输，主要目的是满足全厂停工检修时工艺装置化学品退料和系统吹扫的需要，同时对接收的化学品切水处理，满足工厂再次开车时向工艺装置输送合格的原材料。化学品罐区包括丙烯罐区和附属泵房。化学品储罐情况见表5.3.3-3。

日常生产消耗化工原材料储存周期按 1 个月设计。丙烯正常生产消耗量很小，储罐的设置主要满足开车一次装填量和停工后工艺装置倒料、退料、系统吹扫需要的容积。丙烯正常生产消耗量很小，储罐的设置主要满足开车一次装填量和停工后工艺装置倒料、退料、系统吹扫需要的容积。

表 5.3.3-3 化学品罐区储罐一览表

序号	储罐名称	储罐容积 m^3	储罐数量	总容积	实际存储天数	储罐型式	备注
1	丙烯储罐	1000	2	2000	10	球罐	

5.3.4 化学品仓库

本项目设置普通话化学品仓库一座，占地 3000m^3，分为两个面积相等的库房，单个库房面积 1500m^2，分别为固体库和液体库。内部设置通风设备及火灾报警设备。

本项目设置危险化学品仓库一座，总建筑面积 2000m^2，分为 4 个单独库房（强氧化剂、还原剂、硫磺库区分开），其中硫磺成品库房 800m^2，其他 3 个库各 400m^2；内部设置通风设备、火灾报警设备及消防喷淋设备。

本项目设置备件库一座，占地 5400m^2，存放各类备件。

本项目设置大宗材料库一座，占地 8000m^2。本项目设置仪电库一座，占地 1030m^2。劳保库一座，占地 1040m^2。

本项目设置油品库一座，占地 1130m^2，用于存放各类油品，设计存储周期为 3 个月。

本项目设置气体库一座，占地 300m^2，分为 3 个等面积小库房，内部需设置通风设备、气体浓度监测报警设备及火灾报警设备。

本项目设置露天库一座，占地 5000m^2，用于存放钢板、钢管及型钢等。

本项目设置危险废物库房一座，占地 2000m^2，用于存放危险废物，设计存储周期为 20 天。根据贮存的危险废物的危险特性设置相应的安全装置以及配备足够的消防器材、应急设施。不相容的危险废物必须分开存放，并设有隔离间隔断。按规范要求进行防渗处理。

本项目设置放射源库房，为临时放射源库房，但按照永久设施设计。本放射源库主要储存工业探伤机。坑内探伤机存取采取人工加辅助工具进行，出库及入库操作采取人工化控制方式。库房内探伤机坑上部梁内埋有轨道，荷载 1t，可根据需要安装手动葫芦，方便坑盖板开启及探伤机的存取。源库入口设有便携式 X、γ 剂量率仪器，探伤机出入库时应使用辐射监测仪器对其进行辐射水平检查，确认源在探伤机内。占地约 84m^2。

仓库具体配置情况详见表 5.3.4-1。

表5.3.4-1　　仓库一览表

序号	仓库名称	占地面积m^2	备注
1	普通化学品库房	3000	放置普通化学品
1.1	固体库	1500	
1.2	液体库	1500	
2	危险化学品仓库	2000	放置危险化学品
2.1	硫磺库	800	放置硫磺固体，袋装，火灾危险性乙类
2.2	强氧化剂	400	
2.3	还原剂	400	
2.4	其它	400	
3	备件库	5400	
4	大宗材料库	8000	
5	仪电库	1030	
6	劳保库	1040	
7	油品库	1130	
8	气体库	300	分3间等面积库房
9	露天库	5000	
10	危险废物库房	2000	
11	放射源库房	84	

5.3.5 煤炭储运

本项目的煤炭储运系统由卸煤系统、储煤系统。

5.3.5.1 卸煤系统

本项目设置汽车卸煤系统和火车卸煤系统。汽车卸煤系统采用固定场所卸煤方式，火车卸煤系统采用底门开卸车方式。汽车和火车卸下的煤经皮带运送至煤筒仓和圆形料场。主要流程如下：

⑴铁路运输进厂的原、燃料煤采用卸煤沟卸车至地下受煤漏斗，由叶轮给煤机给料至带式输送机，通过转载将煤运至二期供煤系统的3个圆形料场（设立进入现有工程供煤系统的4个圆形筒仓储存的通道）。

⑵公路运输进厂的原、燃料煤采用自卸车卸车至地下受煤漏斗，由活化给煤机给料至受煤漏斗下方的带式输送机，通过转载将煤运至本项目供煤系统的3个圆形料场以及现有工程供煤系统的4个圆形筒仓内储存。

⑶铁路来煤和汽车来煤经带式输送机转载后均可进入任意一个储煤单元，为后续配煤提供来煤系统的灵活性。

⑷现有工程供煤系统设置的4个筒仓，在本项目供煤系统投产前，其中3个筒仓储存原料煤，一个筒仓储存燃料煤。筒仓中的原料煤（或燃料煤）通过环式给煤机输送至筒仓下设置的两条带式输送机，通过转载输送至一期供煤系统。本项目供煤系统投产后，4个筒仓均存储原料煤，燃料煤由本项目圆形料场提供。

⑸本项目供煤系统共设置3个圆形料场（厂内预留一个原料料场的位置），分别存储主原料煤、次原料煤和燃料煤。主原料煤圆形料场和次原料圆形料场串联布置，原料煤通过双向带式给煤机给料至带式输送机，并通过转载输送至破碎车间破碎至6mm，供本项目气化装置使用。

⑹本项目供煤系统的燃料煤圆形料场内的燃料煤经双向带式给煤机给料至带式输送机，通过转载可供现有工程装置使用，也可至准备车间破碎至10mm后供本项目装置使用。

卸煤系统工艺流程见图5.3.5-1。

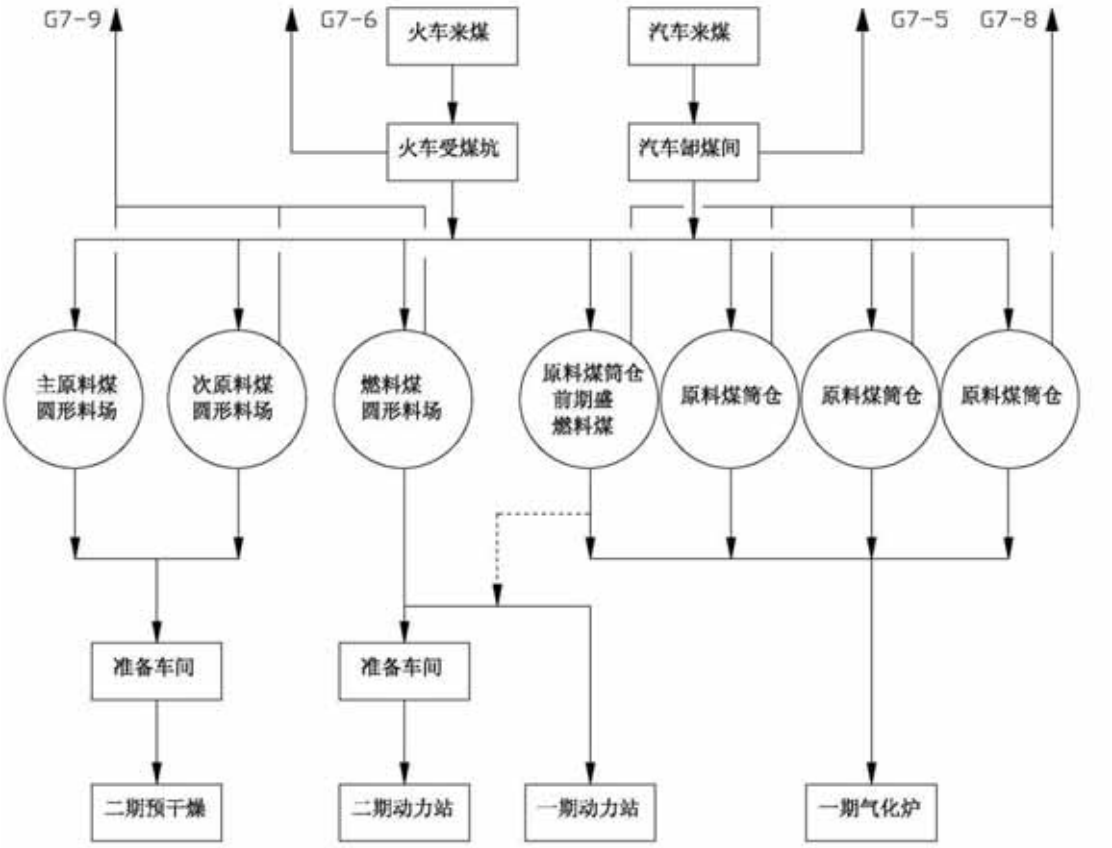


图5.3.5-1 煤炭储运工艺物料流程图

⑴汽车卸煤区

本项目新建汽车卸煤间一座，位于装置区南侧，固体物料储运系统的南部区域。地上一层，地下一层（局部两层）。地上采用钢筋混凝土框架结构，地下采用钢筋混凝土框架和钢筋砼池型结构。装置区西南角设置输煤总入口，在装置区东北角设置输煤总出口。通过厂区内设置的一条主要卸煤道路将汽车卸煤区内停车场、重车地磅房、汽车卸煤间、空车地磅房串联起来。汽车停车场位于汽车卸煤区的北侧，在其西侧布置有重车地磅房用于入厂汽车来煤称重。汽车卸煤间布置于重车地磅房的东侧，并在其东侧布置空车地磅房。全厂汽车来煤自装置区输煤总入口进厂从输煤总出口驶出，煤流组织方便，行车路线无交叉

汽车卸煤间共设置6条卸煤线，每条卸煤线布置三个受煤漏斗，单个漏斗容量为50t。汽车卸煤至受煤漏斗，经漏斗下方设置的活化给煤机（共18台）给料至6条带式输送机上，转载卸至底层的两条汽车卸煤间至1号转载点带式输送机，通过转载进入储煤系统。在汽车卸煤线的西侧设置有楼梯间、除尘室和检修提升孔，并在汽车卸煤间的东侧设置有安全出口，人员通行和设备检修十分便利。

⑵火车卸煤设施

火车卸煤设施为底开门卸车系统。

底开门卸车工艺是通过地面设置的行程开关来控制底开门漏斗车底门的开闭，车辆边行走边自动卸料。其具有设备及土建投资少，系统成熟、安全、可靠、操作简单、高效、运营成本低等优点。

每套底开门卸车工艺系统仅包括地面开关碰头、电控系统设备1套；卸车棚、维修起重设备及除尘设备、给排水设备等。其工艺系统设备数最少，列车边行走边自自动卸货，调度生产管理简单，仅需要地面而开关碰头进行操作。

⑶储煤系统

本项目储煤系统需要为现有工程与本项目提供原料煤及燃料煤，但一期与二期规模相差比较大且原料煤煤质不同，用量不同，在设计时考虑一期与二期用煤实行分储分运，现有工程储煤量需要达到36000t，本项目储煤量需要达到360000t。设计推荐：

现有工程供煤系统使用4个直径22m圆筒仓，每个仓容为9000t。其中2个仓用于储存主原料煤，1个仓储存次要原料煤，1个仓储存燃料煤。

筒仓设置惰化系统，用来防止煤炭自燃，仓下给煤机采用环式给煤机能够有效防止堵仓。

本项目供煤系统推荐使用3个直径110m圆形料场，每个容量为120000t。其中分别用于储存主原料煤、次要原料煤、燃料煤。

5.3.5.2 卸煤系统车间布局

⑴铁路受煤坑

本项目新建铁路受煤坑一座，位于铁路专用线端头，地上一层，地下两层（局部三层）。地上采用钢筋混凝土结构。地下采用钢筋图凝土池型结构。在铁路受煤坑设立除尘室、配电室和控制室。

铁路受煤坑内布置两条卸煤沟，卸车能力2500t/h。每卸煤沟下共设置4台叶轮给煤机。火车来煤卸至受煤漏斗后，经漏斗下方设置的叶轮给煤机（共8台）给料至下方的两条带式输送机上，转载卸至底层的两条铁路受煤坑至1号转载点带式输送机，通过转载进入储煤系统。在卸煤线的东侧西侧设置有楼梯间、除尘室和检修提升孔，人员通行和设备检修十分便利。

⑵汽车卸煤间

本项目新建汽车卸煤间一座，位于装置区南侧。地上一层，地下一层（局部两层）。地上采用钢筋混凝土框架结构，地下采用钢筋混凝土框架和钢筋砼池型结构。

汽车卸煤间共设置6条卸煤线，每条卸煤线布置三个受煤漏斗，容量为50t。汽车卸煤至受煤漏斗，经漏斗下方设置的活化给煤机（共18台）给料至6条带式输送机上，转载卸至底层的两条汽车卸煤间至1号转载点带式输送机，通过转载进入储煤系统。在汽车卸煤线的西侧设置有楼梯间、除尘室和检修提升孔，并在汽车卸煤间的东侧设置有安全出口，人员通行和设备检修十分便利。

⑶圆形料场

本项目共设置3座直径Φ110m的圆形料场，分别存储主原料煤、次原料煤和燃料煤。圆形料场屋盖结构采用钢网架结构，围护结构采用钢筋混凝土立壁加扶壁柱的型式，钢筋砼条形基础。

主原料煤圆形料场和次原料煤圆形料场串联布置，燃料煤圆形料场则相对独立。每个圆形料场内设置堆取料机，来煤皮带输送来的原煤通过堆取料机的堆料机构进行堆料，单个圆形料场储量为120000t。三个圆形料场储量共计360000t，可满足本项目10d的缓存量。主原料圆形料场和次原料圆形料场下方地道内设置两台地道配煤线，燃料煤圆形料场下方地道内设置两台地道输煤线。圆形堆取料及下方设有2台双向带式给煤机，其中1台位于中心立柱下方，另一台则位于北侧，用于事故备用或辅助配煤。圆形料场内存储的原料煤或燃料煤通过堆取料机和双向带式给煤机给入到地道内设置的配煤线或输煤线，通过转载运至二期准备车间或一期破碎间。

⑷圆形筒仓

本项目设置四座Φ22m的圆形筒仓为现有工程服务，单仓储量9000t，满足现有工程供煤系统12d的用量。圆形筒仓采用钢筋砼筒仓结构，仓上建筑采用钢筋混凝土框架结构，仓上建筑一层，局部两层。

在工程建设前期，四座圆形筒仓负责向现有工程供给原料煤和燃料煤，其中两座存储主原料煤、一座存储次原料煤、一座存储燃料煤。待圆形料场投入使用后，四座圆形筒仓全部存储原料煤供给现有工程使用，全厂燃料煤全部由燃料煤圆形料场提供。

从汽车卸煤坑来的一期系统用煤通过带式输送机给入到筒仓仓上建筑二层，通过分叉溜槽给入到下层的任一条带式输送机，通过犁式卸料器卸料至圆形筒仓或直接进入最南侧的圆形筒仓。每座筒仓下方设置一台环式给煤机，将筒仓内的原料煤或燃料煤给入到筒仓下方布置的2条配煤线，通过转载，输送至一期系统破碎间。

⑸准备车间

本项目设准备车间一座，用于二期供煤系统的原料煤的破碎和燃料煤的筛分破碎。筛分车间长51m，宽21m，地面三层，局部五层，采用钢筋混凝土框架结构。

准备车间根据处理取料用途的不同，可分为两个部分，东侧为原料煤破碎区、西侧为燃料煤筛分破碎区。准备车间五层布置有两台电磁除铁器及其溜槽、电动葫芦，四层布置有两台弛张筛、两条配煤刮板输送机和两台电磁除铁器及其溜槽。三层布置有七台可逆反击锤式破碎机。二层布置有准备车间至锅炉房带式输送机机尾，一层布置有两台准备车间至8号转载点带式输送机机尾以及排污泵。

燃料煤通过带式输送机输送至准备车间西侧燃料煤筛分破碎区五层，除铁后进入四层的两台弛张筛（一用一备）进行干法筛分，该弛张筛为双层筛，上层筛板Φ=25mm，下层筛板Φ=10mm。筛上物料进入到可逆反击锤式破碎机破碎至-10mm，与弛张筛筛下物（-10mm）一同给入到二层的两条带式输送机，输送至热电装置使用。

原料煤通过带式输送机输送至准备车间东侧原料煤破碎区。除铁后进入同层的配煤刮板输送机，通过控制平板闸门开度，均匀给料至下方的可逆锤式破碎机（三用两备），将原料煤准备至-6mm后给入到一层的带式输送机，通过转载输送至本项目气化装置使用。

5.3.5.3 固体运输系统公用工程消耗

本项目固体运输系统的公用工程消耗见表 5.3.5-1

表 5.3.5-1　　固体运输系统公用工程消耗表

序号	项目	单位	规格	消耗量	
				正常	最大
1	生产用水	t/h	/	38	/
2	消防水	m^3/次	/	/	622.8
3	电	kWh	/	54321215	/
4	蒸汽	t/h	1.0MPa	6(冬季)	/
			0.5 MPa	14(冬季)	

5.3.6 主要污染源及污染物

⑴废气

液体产品罐区无组织排放（G7-1）主要来自产品罐区石脑油、柴油、重醇、轻醇等混醇内浮顶罐因收发作业、储存等产生的蒸发损耗，主要污染物为烃类，经罐顶呼吸阀直接排入大气。

中间产品罐区无组织排放主要来自轻质油、重质油、重柴油、蜡等拱顶罐的收发作业、储存等产生的蒸发损耗，主要污染物为烃类，经罐顶呼吸阀送油气回收系统处理后排大气。

装卸区无组织排放主要为装卸车（除石脑油装车外）时的气体逸散（G7-2），直接排入大气。

装置区的石脑油蒸汽及中间产品罐区的无组织排放经油气回收后排入大气（G7-3）。

液体产品罐区、中间产品罐区及装卸车的无组织排放采用《石油库节能设计导则》（SH/T 3002-2000）附录推荐的方法进行计算。

液体储罐无组织排放源主要：储罐小呼吸无组织排放、储罐大呼吸无组织排放和装车站台装卸无组织排放。

①液体化学品储罐小呼吸无组织排放（静止时的废气排放）

储罐内物料静止储存时，因温度和大气压力变化而引起罐内有机物料膨胀挥发，或在页面不变时因政法增加使有机挥发气增多并从储罐排出；浮顶罐由于气体空间很小甚至没有，因此小呼吸排放量较小。

A：内浮顶罐小呼吸挥发气计算公式

$L_S=K_8（K_eD+F_m+F_dK_dD^2）P*M_yK_c$

试中：

Ls – 浮顶罐年小呼吸损耗量（kg/a）；

K_8 – 单位换算系数， K_8=0.45；

K_e – 边圈密封损耗系数，均取 9.8；

D – 储罐直径，m；

F_m – 浮盘附件总损耗系数；

$$F_m=\sum_j\left(N_{mj}K_{mj}\right)；$$

N_{mj} – 某种附件个数；

K_{mj} – 某种附件的损耗系数，见表 5.3.6-1。本项目内浮顶储罐设有 1 人孔、1 液位计浮子井和 1 真空呼吸阀计，取值 7.4（1.6+5.1+0.7）。

表5.3.6-1 附件损耗系数K_{mj}取值表

附件名称及类型		K_{mj}
人孔	有螺栓的盖，带垫圈	1.6
液位计浮子井	有螺栓的盖，带垫圈	5.1
固定顶支柱套	组合型支柱，滑动盖板，带垫圈	33.0
内扶梯井	滑动盖板，带垫圈	56.0
真空呼吸阀	重力作用式，带垫圈	0.7

F_d – 顶部接风长度系数，即顶部有接风长度与顶板面面积的比值；

K_d – 顶板接缝损耗系数，焊接顶板，K_d=0；

P* – 蒸汽压函数；

$$P^*=\frac{Py/Pa}{\left[1+(1-Py/Pa)^{0.5}\right]^2}$$

Py – 储罐内有机物料平均温度下的真是蒸汽压， kPa；

$$P_y=\exp\left\{0.7533-\left(\frac{413}{Ta}\right)S^{0.5}\log_{10}(RVP)-\left[1.854-\left(\frac{1042}{Ta}\right)\right]S^{0.5}+\left[\left(\frac{2416}{Ta}\right)-2.013\right]\log_{10}(RVP)-\left(\frac{8742}{Ta}\right)+15.64\right\}$$

Ta=T+459.6；

单位 1b/in^2， =1psi=6.895kPa；

RVP – 雷德蒸汽压，单位：1b/in^2；

Pa – 储罐所在地平均大气压， kPa；

M_y – 有机物料蒸汽摩尔质量，kg/kmol。因本项目储罐均设置氮封，且轻组分较易挥发，因此本项目油品蒸汽摩尔质量与氮气相近；

K_c – 均取 Kc=1.0；

T – 油品存储温度；

本项目储运工程的内浮顶罐小呼吸系数取值见表 5.3.6-2。

表 5.3.6-2 内浮顶罐小呼吸系数取值

储罐		石脑油	柴油	重醇	轻醇	甲醇
单罐系数	F_d	0	0	0	0	0
	K_d	0	0	0	0	0
	K_c	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2
	K_8	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45
	F_m	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4
	P_a（kPa）	90.07	90.07	90.07	90.07	90.07
	P_y（kPa）	40	13	52	60	60
	P*	0.1457	0.0389	0.2129	0.2676	0.2676
	Mv（kg/kmol）	68	68	68	68	32
	K_c	1	1	1	1	1
	D（m）	37	60	10.8	14	18.1
	LS（kg/a）	891.073	380.669	412.374	656.695	391.185
储罐个数（个）		4	4	2	2	2
各种储罐排放量（kg/a）		3564.292	1522.676	824.748	1313.39	782.37
总计（t/a）		8.007				

B：固定顶罐小呼吸挥发计算公式

$$L_{DS}=0.024K_2K_3\left(\frac{P}{P_a-P}\right)^{0.68}D^{1.73}H^{0.51}\Delta T^{0.5}F_pC_1$$

式中：

L_{DS} – 固定顶罐年小呼吸损耗量（m^3/a）；

P – 储罐内物料本体温度下的蒸汽压（kPa），物料本体温度取自计量报表，若缺乏此类资料，物料本体温度可取大气温度加 2.8 摄氏度；

Pa – 当地大气压强（kPa（A））；

H – 储罐内气体空间高度（m），包括储罐罐体部分预留容积的高度和罐顶部分容积的换算高度；

ΔT – 大气温度的平均日温差（℃）；

F_p – 涂料系数，取 1（新建储罐，罐顶罐壁均为白色，且情况良好）；

K_2 - 单位换算系数，K_2=3.05；

K_3 – 油品系数，取 1.0；

C1 – 小直径储罐修正系数，取 1.0。

本项目储运工程固定顶罐小呼吸及大呼吸系数取值见表 5.3.6-3。

②液体储罐大呼吸无组织排放（收发作业时排放）

储罐进行收发作业时的有机挥发气为大呼吸排放。物料装罐时液位升高，挥发气受到压缩，当罐内气相压力超过泄放压时，罐内挥发气排出罐外。

A：浮顶罐大呼吸挥发计算公式：

$$L_W=4Q_1 C\rho_y/D$$

L_W – 浮顶罐出罐损耗量，kg/a；

Q – 储罐年周转量， $10^3m^3/a$；

C – 罐壁粘附系数，$m^3/1000m^2$，取 0.00257（汽油、轻油）；

ρ_y – 储存介质密度，kg/m^3；

D – 储罐直径，m。

本项目储运工程内浮顶罐大呼吸系数取值见表 5.3.6-4。

表 5.3.6-4 内浮顶罐大呼吸系数取值及计算

储罐		石脑油	柴油	重醇	轻醇	甲醇
单罐系数	$Q_1\times\rho_y$ （t/a）	120100	347275	6850	15100	975.9
	C （$m^3/1000m^2$）	0.00257	0.00257	0.00257	0.00257	0.00257
	Nc	0	0	0	0	0
	Fc	0	0	0	0	0
	D （m）	37	60	10.8	14	18.1
	LW （kg/a）	33.368	59.500	6.520	11.088	0.554
	储罐个数 (个)	2	4	2	2	2
各种储罐排放量（kg/a）		66.737	238.000	13.040	22.175	1.108
总计（t/a）		0.341				

B：固定顶罐的大呼吸挥发计算公式

$$L_{DW}=K_T K_1\frac{P_y}{(690-4\mu_y)K}V_1 \qquad N=\frac{Q}{V}$$

L_{DW}-拱顶罐年大呼吸损耗量，m^3/a；

V1 – 泵送液体入罐量，m^3；

N – 储罐年周转次数；

Q – 储罐年周转量，m^3/a;

V – 储罐容积，m^3；

K – 单位换算常数，取 51.6；

K_T – 周转系数，N>36 时，$K_T=\frac{180+N}{6N}$，N≤36 时，K_T=1；

K1 – 油品系数，均取 1.0；

P_y – 存储介质蒸汽压，kPa；

μ_y – 存储介质蒸汽摩尔质量， kg/kmol。

本项目年周转次数的计算方法为：N=（Q/ρ）/（$V_{总}$×0.9）

（ρ-存储介质密度 t/m^3，0.9 -储罐装填系数，$V_{总}$-同种存储介质的储罐的总罐容）。

此外，中间罐区的轻质油、重质油、重柴油、蜡罐等储罐的无组织排放将导入装车站的油气回收系统进行处理后再排放，油气回收系统的回收效率为 98%。

本项目储运工程固定顶罐大呼吸系数取值见表 5.3.6-5。

表 5.3.6-3　　固定顶罐小呼吸系数取值

储罐		轻质油	重质油	重柴油	降凝原料	合格蜡（1000m^3）	合格蜡（3000m^3）	裂化尾油（1000m^3）	裂化尾油（3000m^3）
单罐参数	V（m^3）	600	1000	500	1000	1000	3000	1000	3000
	$H_{储罐}$（m^3）	21.23	10.92	9.95	10.92	10.92	14.93	14.93	14.92
	K_2	3.05	3.05	3.05	3.05	3.05	3.05	3.05	3.05
	K_3	1	1	1	1	1	1	1	1
	P	130	70	0.8	1	50	50	10	10
	Pa （kPa）	90.7	90.7	90.7	90.7	90.7	90.7	90.7	90.7
	D （m）	6	10.8	8	10.8	10.8	16	10.8	16
	H （m）	2.123	1.092	0.995	1.092	1.092	1.493	1.092	1.493
	ΔT	15	15	15	15	15	15	15	15
	F_p	1	1	1	1	1	1	1	1
	C	0.547	1	0.724	1	1	1	1	1
	L_{DS} （m^3/a）	11.279	42.544	0.303	0.859	21.149	48.957	4.421	10.235
油蒸汽密度（kg/m^3）		4.460	9.375	10.000	10.000	20.080	20.080	10.000	10.000
单罐排放量（kg/a）		50.306	398.850	3.029	8.592	424.669	983.052	44.212	102.346
储罐个数（个）		4	4	3	4	1	4	1	4
总计排放量（kg/a）		201.223	1595.401	9.088	34.367	424.669	3932.207	44.212	409.384
总计（t/a）		6.651							

表 5.3.6-5 固定顶罐大呼吸系数取值

储罐		轻质油	重质油	重柴油	降凝原料	合格蜡（1000m3）	合格蜡（3000m3）	裂化尾油（1000m3）	裂化尾油（3000m3）
年周转量（t/a）		341000	86000	80	214000	1500000	1500000	820000	820000
介质液体密度（t/m^3）		0.7	0.75	0.76	0.75	0.73	0.73	0.73	0.73
该介质总罐容（m^3）		2400	4000	1500	4000	13000	13000	13000	13000
单罐参数	装填系数	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
	N	226	31.85	1	79.26	175.62	175.62	96.01	96.01
	V（m^3）	600	1000	500	1000	1000	3000	1000	3000
	Kt	1.757	1	1	3.271	2.025	2.025	2.875	2.875
	K1	1	1	1	1	1	1	1	1
	Py	130	70	0.8	1	1	1	10	10
	V1	540	900	450	900	900	2700	900	2700
	Uy (kg/kmol)	30	30	30	30	30	30	30	30
	K	51.6	51.6	51.6	51.6	51.6	51.6	51.6	51.6
	L（m^3/a）	4.193	2.142	0.012	0.100	0.062	0.186	0.880	2.639
油蒸汽密度（kg/m^3）		4.460	9.375	10.000	10.000	20.080	20.080	10.000	10.000
单罐排放量（kg/a）		18.701	20.081	0.122	1	1.244	3.733	8.797	26.390
储罐个数（个）		4	4	3	4	1	4	1	4
总计排放量（kg/a）		74.803	80.324	0.367	4	1.244	14.930	8.797	105.564
总计（t/a）		0.290							

③罐区无组织排放计算结果

由以上公式可得本项目成品罐区和中间罐区的无组织排放结果，具体见表5.3.6-6。

表 5.3.6-6　　中间罐区及产品罐区无组织排放

储罐	罐型	单罐大呼吸（kg/a）	单罐小呼吸（kg/a）	单罐容积及个数（m^3）	无组织排放总计（kg/a）	油气回收后排放量（kg/a）	总计（kg/a）
中间罐区							
轻质油	固定顶罐（拱顶罐）	18.701	50.305	600×4	276.024	5.52048	6940.587（油气回收前） 138.812（油气回收后）
重质油		20.081	398.85	1000×4	1675.724	33.51448	
重柴油		0.122	3.029	500×3	9.453	0.18906	
合格蜡		1.244	424.668	1000×1	425.912	8.51824	
合格蜡		3.733	983.052	3000×4	3947.14	78.9428	
降凝原料		1.001	8.592	1000×4	38.372	0.76744	
裂化尾油		8.797	44.212	1000×1	53.009	1.06018	
裂化尾油		26.390	102.346	3000×4	514.944	10.29888	
产品罐区							
石脑油	内浮顶罐	33.368	891.073	20000×4	3697.764	-	9197.57
柴油		59.500	380.669	50000×4	1760.676	-	
重醇		6.520	412.374	1000×2	837.788	-	
轻醇		11.088	656.659	2000×2	1335.494	-	
甲醇		0.554	782.37	4000×2	1565.848	-	
总计	9336.38						

④装卸排放

液体火车及汽车装卸系统无组织排放损耗率估算采用美国 AP-42 大气源强手册中推荐的估算公式和系数：

$$L_L = 1.20 \times 10^{-4} \times \frac{P_t \cdot S \cdot M}{T}$$

式中：L_L-装载损耗，千克/立方米；

S-饱和因子；

P-装载油品的真实蒸气压，帕；

T-装载液体的温度，（摄氏度+273.15）。

M-蒸汽的分子量。由于油液中轻组分（C5 及以下）较重组分（C5 以上）更容易蒸发，因此蒸汽中轻组分含量较多，因此蒸汽的平均分子量小于液体的平均分子量。本项目该值为根据经验估算。

计算结果见表 5.3.6-7。

表 5.3.6-7 液体火车及汽车装卸系统无组织排放

装卸车品种	装车量（10^4t/a）	油品密度 (t/m^3)	饱和因子	油品蒸汽压 (kPa)	蒸汽的分子量	装载液体的温度（℃）	无组织排放量（t/a）	油气回收后排放量（t/a）
柴油	138.91	0.74	1.0	2	53	25	80.126	-
石脑油	48.04	0.67	1.0	24	53	25	367.266	7.345
重醇	1.37	0.826	1.0	24	44	25	7.05293	-
轻醇	3.02	0.777	1.0	12	53	25	9.95424	-
LPG	16.02	0.517	1.0	0.52	44.7	25	2.098	-
统计								
经油气回收系统处理后石脑油排放量（t/a）						7.345		
不经油气回收系统处理的无组织排放排放量（t/a）						99.231		
排放总量（t/a）						106.576		

⑤油气回收排放

油气回收系统排放气（G7-3），主要污染物为 VOC_S，排放至大气。

本项目中间罐区的轻质油、重质油、重柴油、蜡等拱顶罐的收发作业、储存等产生的蒸发损耗，以及火车、汽车装卸站的石脑油导入油气回收系统进行处理。因此油气回收的排放气组成为：处理后的中间罐区无组织排放 145.005kg/a；处理后的汽车、火车装卸站排放的石脑油蒸汽 7.345kg/a，总计 152.35kg/a，即 19.044g/h（8000h 计）。油气回收系统的废气排放量为 1000Nm^3/h，油气排放浓度为 935.5mg/Nm^3。

⑥煤炭储运排放

煤炭储运装置汽车卸煤间、火车受煤坑房房、转载点、圆形筒仓及圆形料场产生的废气（G7-4~G7-8），主要为颗粒物，经除尘系统处理后排放至大气。

⑵废水

液体产品及中间储罐储运系统中间罐区冲洗水（W7-1）、中间罐区切油污水（W7-2）、成品罐区冲洗水（W7-3）、成品罐区切油污水（W7-4）、洗槽车站冲洗水（W7-5）、火车装车区冲洗水（W7-6）、汽车装车区冲洗水（W7-7）等，主要为含油污水，为间断排放，排放至生产污水处理系统。

煤炭储运装置产生污水（W7-8），含 SS，送生产污水处理处理系统。

⑶固废

储运系统的固废主要为煤泥水处理车间冲洗废水处理煤泥（S7-1）晾干后送圆形料场用于配煤。

⑷噪声

储运系统噪声主要为各类泵和压缩机的运行噪声。

储运系统“三废”排放情况见表 5.3.6-8～表 5.3.6-11。

表 5.3.6-8　　储运系统废气排放一览表

编号	废气名称		废气排放量 (Nm^3/h)	主要污染物			排放规律	高度 (m)	内径 (mm)	温度 (℃)	治理措施及去向
				废气名称	排放浓度 mg/Nm^3	排放速率 (kg/h)					
G7-1	成品罐区无组织排放		9.20t/a	烃类	/	/	连续	面积：320000 m^2			大气
G7-2	液体火车及汽车装卸系统无组织排放		99.23t/a	烃类、醇类	/	/	连续				大气
G7-3	油气回收系统尾气		1000	烃类	935.5	0.936	间断	15	200	40	大气
G7-4	煤炭储运	汽车卸煤间	39600	粉尘	8.57	0.792	连续	15	1200	常温	大气
G7-5		火车受煤坑	36000	粉尘	12	0.432	连续	15	1200	常温	大气
G7-6		转载点	21000	粉尘	12	0.252	连续	15	800	常温	大气
G7-7		圆形筒仓	24000	粉尘	12	0.288	连续	15	800	常温	大气
G7-8		圆形煤场	6498	粉尘	5.54	0.036	连续	15	500	常温	大气

表 5.3.6-9　储运系统废水排放一览表

编号	废水名称	废水排放量(m^3/h)	主要污染物(mg/L)	排放规律	治理措施及去向
W7-1	中间罐区冲洗水	≤10	COD≤700 油 100 pH：6-8	间断	生产污水处理系统
W7-2	中间罐区切油污水	≤10	COD≤700 油 100 pH：6-8	间断	
W7-3	成品罐区冲洗水	≤10	COD≤700 油 100 pH：6-8	间断	
W7-4	成品罐区切油污水	≤10	COD≤700 油 100 pH：6-8	间断	
W7-5	洗槽车站冲洗水	≤5	COD≤700 油 100 pH：6-8	间断	
W7-6	火车装车区冲洗水	≤2	COD≤700 油 100 pH：6-8	间断	
W7-7	汽车装车区冲洗水	≤2	COD≤700 油 100 pH：6-8	间断	
W7-8	煤炭储运生产污水	3.2	SS≤800	连续	

表 5.3.6-10 储运系统固体废物排放一览表

编号	固废名称	固废排放量(t/a)	主要成分	排放规律	固废类别	治理措施及去向
S7-1	煤泥水处理车间	153	煤泥	间断	一般固废	晾干后送圆形料场用于配煤

表 5.3.6-11 储运系统主要噪声源一览表

序号	噪声源名称	数量（台/套/个）	排放规律	治理前噪声值 dB(A)	减（防）噪措施	治理后噪声值 dB(A)	设备高度（m）
N7-1	一体化加药装置	1	连续	85	车间隔音，安装消声止回阀	75	
N7-2	冲洗、降尘给水机组	1	连续	85	车间隔音，安装消声止回阀	75	
N7-3	生产给水机组	1	连续	85	车间隔音，安装消声止回阀	75	
N7-4	机泵	6	连续	92	车间隔音	85	

5.4 公用工程及辅助工程

5.4.1 给排水

5.4.1.1 水源

大路新区煤化工基地东临黄河，基地已建成黄河柳林滩取水口工程，黄河柳林摊供水工程位于准格尔旗境内，取水口在柳树沟入黄河口处的柳林滩下游附近，设计取水量7089万m^3/a，可为大陆工业区新建项目提供工业用水6026万m^3/a。现正在规划建设黑圪嘞湾黄河取水口，设计供水能力9660万m^3/a，建成后园区可实现双水源供水，保证后续工业项目用水量。

柳林滩供水工程于2009年8月开工建设，已建成浮箱式取水泵船，目前柳林滩永久取水泵站已经建成，2014年7月底建成使用。大南沟水库库容850万m^3，竖井提升泵站提水能力24万m^3/d，目前提水能力12万m^3/d。净水厂一期8万m^3/d已于2010年投用，净水厂二期（8万m^3/d）工程已于2013年10月开工建设，2014年年底建成投入使用，净水厂日净水能力达到16万m^3/d，三期工程土地已征用，施工图完成，可随着企业用水量的增加开工建设。

大路工业园的工业用水由天河水务公司供给，天河水务公司在大路新区规划并基本建成集供水、净水、污水及浓盐水处理、中水回用功能的供排水系统。

大路园区取水及供水流程框图见图5.4.1-1。

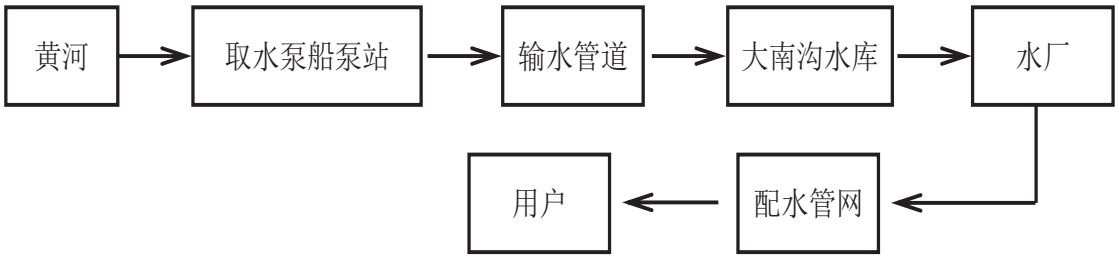


图5.4.1-1　大路园区取水及供水流程框图

目前柳林滩取水泵站到大南沟水库3条输水管线（DN1400、DN800、DN600）已建成通水。净水厂到园区市政工业用水管道3条（DN1000、DN800、DN600）已建成通水，输水能力20万m^3/d；工业用水管道3条（DN1000）输水管道已经建成，输水能力24万m^3/d。园区纬一路供水管网DN1000、中部纬四路供水管网DN1000，与经三路供水管网形成环状管网。本项目在纬一路南侧引2条管线

（DN800）入厂区，供水压力不低于0.2MPa(G)，由地下管线接入厂内净水场，处理后加压供给全厂。

园区生活水由苗家滩水厂输水至锦化机加压泵站，生活水管线沿纬一路南侧敷设，管径DN125，每300m预留支管接口阀门井。生活水供水管网，与经三路生活水供水管网DN200已形成环状管网，生活用水水质达到《生活饮用水卫生标准》（GB5749-2006）相关要求。

根据近几年水质监测资料统计情况，考虑水源水质变化趋势，本项目原水设计水质见表5.4.1-1。

表 5.4.1-1　　原水水质（正常/最大）

项目	数据	单位	项目	数据	单位
pH	8.15/8.7	—	K^+	4.44/10	mg/L
电导率	1314/1600	us/cm	Mg^{2+}（以 $CaCO_3$ 计）	144/180	mg/L
浊度	7/18	NTU	Ca^{2+}（以 $CaCO_3$ 计）	246/340	mg/L
总固体	899/1300	mg/L	Fe	0.34	mg/L
悬浮物	52/100	mg/L	Cu^{2+}	0.22	mg/L
总碱度	207/300	mg/L	NH_4^+	1.2/3	mg/L
总硬度（以 $CaCO_3$ 计）	390/520	mg/L	HCO_3^-	252/340	mg/L
SiO_2（全）	14.75/40	mg/L	Cl^-	134/180	mg/L
SiO_2（可溶）	13.42/28	mg/L	SO_4^{2-}	164/250	mg/L
胶体硅	1.33/6	mg/L	NO_3^-	33.51/85	mg/L
溶解氧	11.11	mg/L	NO_2^-	0.44/5.60	mg/L
游离 CO_2	3.42	mg/L	COD_{cr}	20/56	mg/L
TDS	900/1200	mg/L	Na^+	100/180	mg/L

5.4.1.2 给排水量

本项目用水量见表 5.4.1-2。

表 5.4.1-2　　本项目用水量表

项目	夏季(m^3/h)	冬季(m^3/h)	年用量(万m^3/a)	m^3/t油品
工业新鲜水用量	1258.2	773	812.5	3.77
闭式循环水总量	61072.3	59479	48220.52	-
开式循环水总量	13600	13600	10880	-
脱盐水用量	4865.1	4474.3	3735.76	-
回用水量	1188	1045.5	893.4	
生活用水	30	30	24	-

本项目采用了大量示范节水措施：尽量采用工艺空冷器和透平空冷器、循环

水系统尽量采用闭式冷却系统、原煤预干燥工艺回收利用原煤带水、设置合成废水处理系统、生产污水处理、污水处理回用、蒸发结晶、事故水缓冲池等系统，将本项目各类废水分质处理，分质回用，使得项目用水量大为降低。

在考虑废水回用系统故障、各节水措施的节水率不能达到预期值的情况下，给出本项目设计保证用水量，即在以上各节水措施达不到预期效果情况下的最大用水量，设计保证工况最大用水量见表 5.4.1-3。

表 5.4.1-3　　本项目设计保证工况最大用水量

项目	夏季(m^3/h)	冬季(m^3/h)	年用量(万m^3/a)	m^3/t油品
工业新鲜水用量	2000.5	939.5	1176	5.46
闭式循环水总量	70530	69980	56204	
开式循环水总量	16000	16000	12800	
脱盐水用量	5511.1	4565.4	4030.6	
回用水量	1433.7	1098.1	1012.7	
生活用水	30	30	24	

全厂各装置夏季和冬季的给排水量（正常/保证工况最大量）详见表 5.4.1-4 和表 5.4.1-5。

表 5.4.1-4　　夏季全厂给排水量表（正常/保证工况最大量）单位(m^3/h)

序号	装置名称	用水								排水							
		生产水		生活水		回用水		循环水		清净废水		含油污水		生产污水		生活污水	
		正常	最大	正常	最大	正常	最大	正常	最大	正常	最大	正常	最大	正常	最大	正常	最大
1	罐区	1	1											1	1		
2	固体物料储运	38	38											3.2	3.2		
3	热电装置（燃煤锅炉+）							1939	2250	14.8	14.8						
4	空分装置							22660	25450								
6	空分装置							(4950)	(6000)								
7	第二循环水场（开式）					80	116			8.1	11						
8	气化和预干燥							17526.3	20500	22	22			357.3	420		
9	净化装置							16029	18000	14.8	14.8			10.8	10.8		
10	余热发电							2000	3000								
11	液体物料储运	1	1					18	30			1	1				
12	油品合成装置							(3900)	(4450)	21.6	21.6						
13	油品加工装置							(3400)	(3900)	1.5	1.5	19.4	19.4	308.1	308.1		
14	尾气处理装置							(1350)	(1600)			0.72	0.72				
15	第五循环水场（开式）					155	193			15.7	18						
16	化学水处理	905.2	1619.5.			953	1124.7			340	580						
17	污水处理厂							600	800								
18	净水场									7	9						
19	固体废物焚烧	6	6					300	500	0.4	0.4			28	28		
20	地面冲洗及绿化	41	41									20	20				
21	未预见水量	260	286														
22	全厂生活及化验			30	30											27	27
总量		1258.2	2000.5	30	30	1188	1433.7	(13600) 61072.3	(15950) 70530	445.9	693.1	41.12	41.12	[308.1] 399.3	[308.1] 399.3	27	27

注：括号（）内数字表示开式循环水量；括号[]内数字表示合成污水量

表 5.4.1-5　　冬季全厂给排水量表（正常/保证工况最大量）单位(m^3/h)

序号	装置名称	用水								排水							
		生产水		生活水		回用水		循环		清净废水		含油污水		生产污水		生活污水	
		正	最大	正常	最大	正常	最大	正常	最大	正常	最大	正常	最大	正常	最大	正常	最大
1	罐区	1	1											1	1		
2	固体物料储运	38	38											3.2	3.2		
3	热电装置（包括燃煤锅炉+燃气锅炉）							1939	2250	15	15						
4	空分装置							22660	25450								
6	空分装置							(4950)	(6000)								
7	第二循环水场（开式）					64	93			6.8	9						
8	气化和预干燥							15933	20500	22	22			357.3	357.3		
9	净化装置							16029	18000	14.8	14.8			10.8	10.8		
10	余热发电							2000	3000								
11	液体物料储运	1	1					18	30			1	1				
12	油品合成装置							(3900)	(4450)	21.6	21.6						
13	油品加工装置							(3400)	(3900)	1.5	1.5	19.4	19.4	308.1	308.1		
14	尾气处理装置							(1350)	(1600)			0.72	0.72				
15	第五循环水场（开式）					124	154			13.1	15						
16	化学水处理	433	578.5			857.5	851.1			202	250						
17	污水处理厂							600	800								
18	净水场									4	9						
19	固体废物焚烧	6	6					300	500	0.4	0.4			28	28		
20	地面冲洗及绿化	41	41									20	20				
21	未预见水量	250	270														
22	全厂生活及化验			30	30											27	27
总量		773	939.5	30	30	1045.5	1098.1	(13600) 59479	(16000) 69980	301.1	354.3	41.12	40.9	[308.1] 399.32	[308.1] 399.32	27	27

注：括号（）内数字表示开式循环水量；括号[]内数字表示合成污水量

5.4.1.3 给排水系统

给水系统按分质、分压、节约用水的原则进行系统划分，给水系统划分为原水系统、生产给水系统、生活给水系统、循环水系统（间冷开式、间冷闭式）、消防给水系统、回用水系统等。

排水系统按清污分流的原则，划分为生产污水系统、生活污水系统、含油污水系统、清净废水系统、污染雨水系统、清净区雨水系统。

⑴给水系统

①原水系统

本工程原水水源为大南沟水库，经园区取水设施及供水管网送至工程界区，项目界区处供水压力≥0.2MPa(G)，在正常生产情况下可满足项目需水量。

本项目厂区内设置净水场，从园区供水管线上引入 2 根 DN800 输水管线至净水场。为保证项目供水保证率，净水场内设清水池以增加自身的调蓄能力，原水经反应，沉淀，过滤处理后进入清水池内储存，供全厂的生产、消防。

②生产给水系统

由厂内生产给水加压和消防泵房内生产低压消防供水泵供给厂区生产装置及辅助设施生产用水及低压消防用水，本系统主要供循环冷却水补充水、生产装置及辅助生产设施用水、地面冲洗水、设备冲洗水及化学水处理系统用水等。

③生活给水系统

本项目自园区生活水管线引生活水至生产给水加压和消防泵房内生活水池，经生活水泵供给厂区生产装置及辅助生产设施。本系统主要供各生产装置及辅助生产设施操作人员生活用水、洗眼淋浴器、分析化验室用水等。

④循环水系统

厂区共设置六座循环水场，其中第一循环水场为空分装置服务，为闭式循环水系统；第二循环水场为为空分装置服务，为开式循环水系统；第三循环水场为气化装置服务，为闭式循环水系统；第四循环水场为净化装置和余热发电服务，为闭式循环水系统；第五循环水场为油品合成、油品加工、尾气处理装置服务，为开式式循环水系统；第六循环水场为热电装置锅炉、污水处理、焚烧炉、罐区服务，为闭式循环水系统。

循环冷却给水系统主要供给冷凝器、冷却器、压缩机、机泵等冷却用水，循环水供至各装置区处水压 0.45MPa(G)，枝状供水，供水温度开式循环水系统为

30℃，闭式循环水系统为 33℃。

循环冷却回水系统由装置内经冷凝冷却器后利用余压直接回循环水站进行冷却，不能利用余压回水时，在工艺装置内设加压泵送回，回水压力大于 0.25MPa(G)，枝状回水，回水温度开式循环水系统 40℃，闭式循环水系统 43℃。

开式循环冷却水系统补充水优先采用再生水，闭式循环冷却水系统补充水采用脱盐水。

⑤消防给水系统

全厂设稳高压消防给水系统。供给全厂消火栓、消防炮、消防喷淋冷却系统等消防用水。高压消防给水系统管道上消火栓采用减压稳压型。稳高压消防管网采用环状布置，压力为 0.7~1.2MPa(G)。

⑥回用水系统

合成水处理系统处理来自油品加工装置排出的合成废水，处理后再生水作为化学水处理系统的补水。

废水处理及回用装置，处理各装置及辅助设施排出的清净废水，包括间冷开始循环冷却水系统排污水、化学水处理系统排水、生产污水处理系统产水等，处理后再生水优先作为间冷开式循环水系统补水。

⑵排水系统

①生产污水系统

生产污水主要来自装置的设备排水、装置及单元内塔区、炉区、泵区、冷换区的地面冲洗水、洗罐水、分析化验污水等。

装置内重力流生产污水经管道汇集后排入装置内污水池，由泵提升后经系统生产污水管线输送至污水处理场。

装置内污染区域的初期雨水经收集后进入装置内初期雨水池，由泵提升经系统生产污水管线输送到污水处理场。

②生活污水系统

本系统主要接收生产管理区、生产装置、辅助生产设施、浴室等处排出的生活污水，在装置区内生活污水先经各装置内的化粪池预处理后，自流排入全厂生活污水系统，送至污水处理场处理。

③含油污水系统

本系统主要收集和排放生产装置（主要包括油品合成、油品加工、尾气处理装置、罐区）及配套辅助设施所排放的含油污水。含油污水应收集后在装置区内进行除油预处理，满足污水处理场接管标准后，汇入厂区含油污水管道，压力送至污水处理场处理。

④清净废水系统

本系统主要用于收集和排放各装置区内的清净废水，主要包括循环水系统排污水、化学水处理系统排水及锅炉排污水等含盐废水，收集后的清净废水送至废水处理及回用系统处理后回用。

⑤污染雨水系统

本系统收集各生产装置和辅助生产设施排出的污染雨水及事故排水，污染雨水量按 20mm 水深乘以污染区面积计算，在生产装置和辅助生产设施界区内采用重力排水系统排至各界区内初期雨水池，泵加压后排至生产污水系统，初期雨水池前设溢流井，后期雨水溢流至清净雨水系统。

⑥清净雨水系统

清净雨水系统收集全厂未污染的雨水，以重力流地下管道形式分散、就近收集后，集中外排出厂。清净雨水系统管道枝状布置。本系统主要收集非铺砌区域、工艺装置区外的建筑物、道路、非工艺区、停车场及其他被确认为没有污染风险的区域雨水。

5.4.1.4 净水厂

⑴规模及工艺流程

本项目工业原水来自大南沟水库，经过园区供水系统送至本项目界区，从表 5.4.1-1 设计原水水质可以看出，原水浊度不满足要求的同时，悬浮物、COD 指标偏高，因此设置净水场去除原水浊度、悬浮物，同时对有机污染物进行去除，并进行消毒处理，净水场处理后水质按《石油化工给水排水水质标准》SH3099-2000 中生产给水水质要求设计，净水场出水水质见 5.4.1-6。

表 5.4.1-6 生产用水水质表

序号	指标	单位	设计值
1	压力	MPa（G）	0.6
2	温度	℃	常温
3	pH		8.5
4	总碱	mg/L	121.1（以 $CaCO_3$ 计）

5	浊度	NTU	12
6	色度	Pt/Co	12
7	悬浮物	mg/L	10
8	溶解固体	mg/L	350
9	总硬度	mg/L	200（以 $CaCO_3$ 计）
10	氯离子	mg/L	30
11	总铁	mg/L	0.8
12	残余氯	mg/L	0.5
13	电导率	μS/cm	350
14	硫酸盐	mg/L	50
15	钙离子	mg/L	175（以 $CaCO_3$ 计）
16	镁离子	mg/L	50
17	铝离子	mg/L	0.5
18	硅	mg/L	10

净水场规模按全厂设计保证最大用水量（全厂无回用水工况）考虑，设计处理规模 7 万 m^3/d。

根据园区的工业供水水质，净水场采用“原水→管道混合器→小网格反应池→斜管沉淀池→V 型滤池→出水”净化工艺流程，由混合（凝）、沉淀、过滤、消毒四段工艺种组合而成，混凝、沉淀按 4 系列设置，过滤按 2 系列设置。

混凝、絮凝反应采用聚合氯化铝和聚丙烯酰胺，在混凝反应前投加粉末活性炭，粉末活性炭投加量依据水质情况调整，采用次氯酸钠对原水进行消毒。

净水厂工艺流程图见图 5.4.1-2。

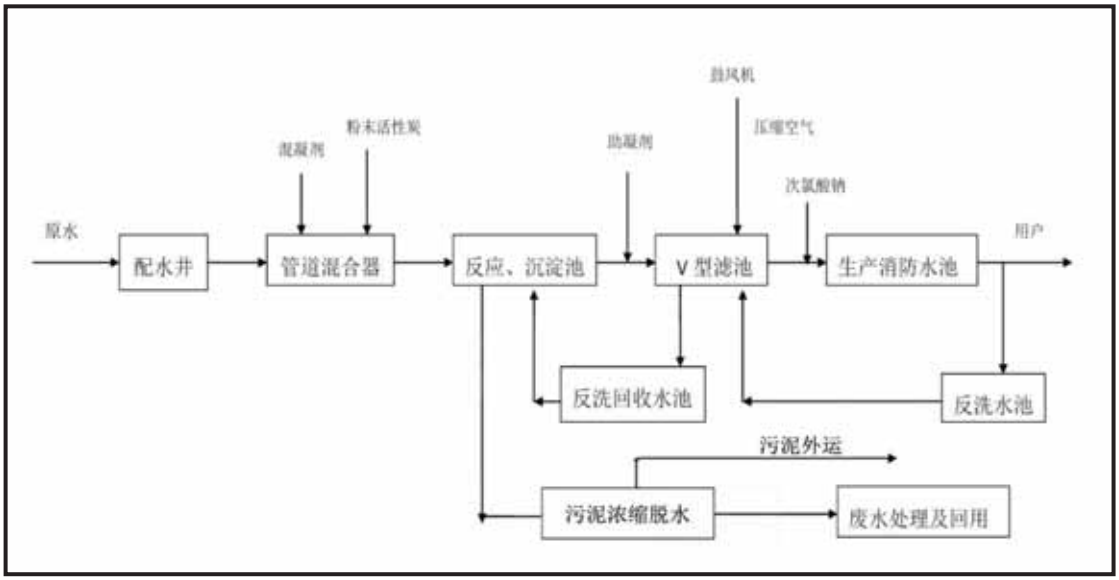


图 5.4.1-2 净水厂工艺流程图

反应池水力停留时间约 30min，反应、沉淀分为 4 个系列，反应池每个竖井底部设置排泥斗，重力排泥。

设置四座上向流斜管沉淀池，分为两组，沉淀池设计表面负荷 8.7$m^3/m^2.s$，沉淀池进口采用穿孔墙，出水通过池表面的穿孔集水槽汇入出水渠。

排泥采用多斗重力排泥，沉淀池内设泥位计，依靠预先设定的池内泥位和排泥时间间隔与排泥阀联锁，控制自动排泥。

过滤段采用 V 型滤池，设 2 个系列，冲洗方式为：气冲洗---气水同时冲洗---水冲洗，反洗水采用 V 型滤池出水，反洗空气由净水厂内鼓风机提供。

滤料采用单层均粒石英砂滤料，石英砂滤料有效粒径为 0.9~1.2mm，滤料层厚 1.3 米（包括 0.1m 砾石/粗砂承托层），采用滤板加长柄滤头配水/气系统，滤后出水经管道自流至生产消防水池。

净水场设回收水池 2 座，回收反应池、滤池排水及反应池、沉淀池排泥，经沉淀后上清液加压送原水进水管，底部泥水提升后排至废水处理及回用单元。

⑵化学品及公用工程消耗

净水场主要化学品及公用工程消耗见表 5.4.1-7。

表 5.4.1-7 净水场主要化学品及公用工程消耗

序号	公用物料名称	单位	消耗量
1	PAC（有效 $Al_2O_3$30%）	kg/h	90
2	PAM	kg/h	3
3	次氯酸钠	kg/h	2
4	粉末活性炭	kg/h	35
5	电	kWh	410

⑶污染物排放分析

净水厂产生的“三废”主要为污泥脱水机滤液和脱水后的污泥，排放情况见表 5.4.1-8 及表 5.4.1-9。

表 5.4.1-8 净水厂废水排放表

编号	污染源	排放量（m^3/h）	污染物浓度 mg/L	排放规律	去向
W8-1	离心脱水机滤液	7（夏） 4（冬）	SS:500 COD<100 TDS：900	连续	废水处理及回用系统

表 5.4.1-9 净水厂固废排放表

编号	污染源	排放量	主要成分	排放规律	固废分类	去向
S8-1	离心脱水机脱水后污泥(含水率 80%)	0.26t/h (2115.2 t/a)	水、污泥	连续	一般固废	大路工业园区渣场

5.4.1.5 生产水加压和消防泵房

生产水加压和消防泵房界区内设生产消防水池 4 座，单池有效容积 30000m^3，总有效容积 120000m^3，消防保有容积 17000m^3，生产消防水池内生产水调蓄容积不低于 48 小时生产用水量，生产消防水池内设导流墙，以避免水流短路。

生产水加压和消防泵房设置生产供水泵组、稳高压消防供水泵组、生活供水泵组，及相应储水池。

⑴生产供水

根据分质分压供水原则，生产供水系统设 3 套泵组，包括循环水补水泵组、脱盐水补水泵组、其他生产用水泵组，泵组供水能力按全部采用生产水补水设置。

⑵稳高压消防供水

全厂消防供水：综合考虑消防需水压力、一次消防用水量，本工程设置一套独立稳高压消防水系统，包括消防泵组、稳压泵组、生产消防水池、稳高压消防管网及消火栓、水炮、阀门等。稳高压消防水供至各装置区后，各装置自行调压后使用。稳高压消防水供至各装置区后，各装置自行调压后使用。

罐区泡沫消防供水：综合考虑消防需水压力、一次消防用水量，本工程设置一套独立稳高压罐区泡沫消防供水系统，用于罐区泡沫消防系统泡沫液配置。包括消防泵组、稳压泵组、生产消防水池、稳高压消防管网及阀门等，稳高压消防水供至各装置区后，各装置自行调压后使用。

⑶生活供水系统

生活水由厂外引进后，为保证供水安全及压力稳定，先进入生产给水加压和消防泵房的生活水池，再经生活水泵加压后送至各用户，泵房内设生活水池 1 座，有效容积 200m^3。

5.4.1.6 化学水处理系统

化学水处理系统供水能力 7300m^3/h，包括原水制备系统、透平冷凝液处理、工艺冷凝液处理系统，其中原水制备脱盐水系统设计产水规模 3100m^3/h，透平凝液处理设计产水规模 2700m^3/h，工艺凝液处理产水规模 1500m^3/h。

脱盐水水质为：电导率：≤0.2μs/cm(25℃)，SiO_2：≤0.020mg/L；硬度≈0μmol/L，铁离子＜0.02mg/l，铜离子＜0.005mg/L。

⑴原水制备脱盐水系统

①原水制备脱盐水工艺

考虑闭式循环水用脱盐水量、油品合成和油品加工冷凝液被污染时的脱盐水量，原水制备脱盐水设计产水规模 3100m^3/h，采用“原水→换热器→高密度沉淀池→V 型滤池→自清洗过滤器→超滤装置→增压泵→保安过滤器→高压泵→反渗透(RO)装置→除碳塔→混床→出水”工艺，该方案具有工艺先进，污染物产生量少，运行稳定，自动化程度高，系统设备管路简单，施工周期短等优点。

来自净水场的生产水和来自废水处理及回用装置的回用水通过地下管线进入本装置，与冷凝液换热后，进入高密度沉淀池进行预处理，预处理采用投加石灰和氧化镁的方式以去除原水中的硬度和硅，经过预处理后水中硬度为 1.5~2mmol/L，碱度为 0.5~1mmol/L。

过滤段采用 V 型滤池，设 2 个系列，冲洗方式为气冲洗---气水同时冲洗---水冲洗，反洗水采用 V 型滤池出水。

滤料采用单层均粒石英砂滤料，采用滤板加长柄滤头配水/气系统。滤后出水经管道自流至原水池。

原水池中原水经加压后进入自清洗过滤器，进一步滤除细小颗粒物，避免对超滤膜造成不利影响。超滤装置分 21 系列设置以提升操作灵活性，超滤系统水回收率≥95%；运行通量 35lmh；反洗周期 30min；出水 SDI：≤3。

超滤出水进入超滤水箱，再经反渗透增压泵送至反渗透装置。反渗透装置设置 21 个系列，每系列包括 1 台保安过滤器，过滤精度 5um（以免极少的细小颗粒物划伤高压泵叶轮或对 RO 膜造成不利影响）。

反渗透装置负责基本脱除水中的可溶性盐份、胶体、有机物及微生物，当反渗透回收率 75%时，脱盐率大于等于 98%，RO 运行通量：≤20lmh，同时配套阻垢剂加药系统、还原剂加药系统、RO 清洗系统、RO 反冲洗系统等。

RO 出水进入脱碳塔，以去除水中的游离 CO_2，使游离的 CO_2 降低至 5mg/L 以下，从而延长后续混床的运行周期。脱 CO_2 后的水自流入中间水箱，再通过中间水泵送入混床。

设置混床 19 台，17+2 配置，单台产水能力 200m^3/h。水中残余阳、阴离子在混床内几乎同时与阳、阴树脂进行离子交换，从而获得合格的脱盐水，脱盐水进入脱盐水箱，再经过脱盐水泵加压输送到各用水点。

当混床内的树脂饱和时，分别采用 HCl 和 NaOH 水溶液再生。再生用酸、碱由槽车分别送至酸、碱贮槽，再自流入计量箱，再由再生泵通过酸、碱喷射器将酸、碱水溶液送往待再生离子交换器。

本装置同时配备纤维过滤器反洗水泵、超滤反洗水泵、清洗水泵及清洗箱、再生计量箱及酸雾吸收器、反渗透冲洗泵、再生水泵、回用水泵、中和水泵、中和水池、压缩空气缓冲罐、备用树脂储罐以及各种加药装置（包括絮凝剂、氧化剂、还原剂、阻垢剂等）。

②原水制备脱盐水系统布置

原水制备脱盐水系统厂房共一层。厂房内包括过滤间、膜综合车间、离子交换车间、水泵间、加药及清洗间、控制室、配电室等。另外在厂房外设原水预处理间和酸碱间，原水预处理间内包括高密度沉淀池和 V 型滤池，酸碱间内包括反洗水收集池和中和水池。原水池、超滤产水箱、反渗透浓水箱、脱盐水箱等布置在室外靠近水泵间处。

⑵冷凝液精制系统

①冷凝液精制工艺

透平凝液精制设计产水规模 2700m^3/h，工艺冷凝液处理产水规模 1500m^3。

根据据冷凝液来源分为工艺凝液与透平凝液，分别采用不同的工艺通过凝液精制制取脱盐水：工艺凝液精制制备采用“换热器+超微过滤器+纤维吸附罐+除铁过滤器+前置阳床+工艺凝液混床”工艺；透平凝液精制制备采用“换热器+大流量过滤器+透平凝液混床”工艺。

考虑到油品部分工艺冷凝液存在被工艺物料污染的可能，本工程回收的工艺冷凝液分为油品部分工艺冷凝液和其他工艺冷凝液。两股工艺冷凝液各自收集，分别送入化学水处理系统界区，经由换热器与原水换热降温后分别进入油品部分工艺冷凝液水箱和其他部分工艺冷凝液水箱，再由油品部分工艺凝液提升泵和其

他工艺凝液提升泵分别加压送往超微过滤器、纤维吸附罐和除铁过滤器进行除油除铁处理，除油除铁后出水混合后进入前置阳床，去除工艺凝液中可能存在的其它阳离子。前置阳床出水进入工艺凝液精制混床，以去除工艺凝液中可能存在的残余的阳、阴离子，混床出水进入脱盐水箱。

本工程各工段回收的透平凝液通过外管送入化学水处理系统界区，透平凝液的温度夏季 65℃，冬季 45℃，经由换热器与原水换热降温后进入透平冷凝液水箱，再由透平凝液提升泵加压送往大流量过滤器，过滤器出水进入透平凝液精制混床，以去除透平凝液中可能存在的残余的阳、阴离子，混床出水进入脱盐水箱。

当前置阳床和凝液混床内的树脂饱和时，分别采用 HCl 和 NaOH 水溶液再生。再生用酸、碱由槽车分别送至酸、碱贮槽，再自流入计量箱，再由再生泵通过酸、碱喷射器将酸、碱水溶液送往待再生离子交换器。

本装置配备过滤器反洗水泵、再生计量箱及酸雾吸收器、再生水泵、回用水泵、中和水泵、中和水池、压缩空气缓冲罐、备用树脂储罐以及各种加药装置（包括絮凝剂、氧化剂、还原剂、阻垢剂等）。

冷凝液回收处理设施与原水制备脱盐水共用脱盐水箱及脱盐水泵。

②布置

工艺凝液精处理车间共一层，包括工艺凝液泵房和工艺凝液精处理间，控制室、配电室、酸碱间等与原水制备脱盐水系统共用，工艺凝液水箱布置在室外，脱盐水箱与原水制备脱盐水系统共用。

透平凝液精处理车间共一层，包括透平凝液泵房和透平凝液精处理间，控制室、配电室、酸碱间等与原水制备脱盐水系统共用，透平凝液水箱布置在室外，脱盐水箱与原水制备脱盐水系统共用。

⑶化学水处理系统化学品及公用工程消耗

化学水处理系统化学品及公用工程消耗见表 5.4.1-10。

表 5.4.1-10 化学品及公用工程消耗指标一览表

序号	名称	单位耗量		年耗量（8000 小时）	
		单位	消耗量	单位	年耗量
1	H_2SO_4（98%）			t	1162
2	NaOH（20%）			t	1656
3	絮凝剂（10%PAC）	L/h	31.3	t	86
4	NaClO（10%）	L/h	31.3	t	86

序号	名称	单位耗量		年耗量（8000 小时）	
		单位	消耗量	单位	年耗量
5	还原剂（98% $NaHSO_3$）	L/h	56	t	360
6	反渗透阻垢剂（100%）	L/h	2	t	237
7	电	KWh	2957		

⑷污染物排放分析

化学水处理系统的“三废”主要为含盐废水，排放情况见表 5.4.1-11。

表 5.4.1-11 化学水处理系统废水排放表

编号	污染源	排放量 m^3/h	污染物浓度 mg/L	排放规律	去向
W8-2	超滤反冲洗排水/反渗透排水	178	COD：15 SS：10 TDS：1200	连续	热电装置脱硫用水
W8-3	离子交换器再生废水	340(夏季) 202(冬季)	TDS：2864（夏） TDS：2745（冬）	连续	废水处理及回用系统

5.4.1.7 循环水系统

⑴循环水系统选择

对比分析开式循环水系统的机械通风逆流式冷却塔、节水消雾型冷却塔与闭式循环水系统的增湿型空冷器、干湿联合型空冷器四种塔型，同时以设计规模 20000m^3/h 的循环水场为基准，对各类循环水系统的投资、运行费用、节水效果（与传统开式冷却塔对比）等进行比较，四种冷却塔综合比较结果见表 5.4.1-12。

表 5.4.1-12 四种冷却塔综合比较

序号	系统名称		投资万元	运行费万元/年	占地	应用业绩	技术可靠性及优缺点	年耗水万m^3	节水率
1	开式系统	机械通风逆流式冷却塔	4000	6248	低	在煤化工行业应用广泛	冷却效果成熟可靠。	生产水 257	-
2		节水消雾型冷却塔	7000	5500	中	在国内煤化工行业无业绩；国外有少量业绩	冷却原理同传统开式冷却塔，冷却效果相对可靠，节水率不高塔整体风阻略有增加。	生产水 227	15%(蒸发回收率)
3	闭	增湿型	1700	2780	高	国外有少量	节水率高，存在	脱盐水	85%

	式系统	空冷器	0			业绩，国内煤化工行业尚无大规模应用业绩	工程化、大型化问题。	36	
4		干湿联合型空冷器	9000	4210	高	国内煤化工行业有部分应用业绩	冷却效果不理想。 节水效果一般。	生产水 123.7 脱盐水 2	50%

由表 5.4.1-12 可见，机械通风逆流式冷却塔的投资、运行费用和占地均较低，且在大型煤化工项目中应用广泛，冷却效果成熟可靠，每年有约 257 万 m^3 的生产水通过蒸发、风吹及排污的形式损失。

节水消雾型冷却塔在塔内增设冷凝模块，设备费用增加，同时塔的高度增加，风机能力也需相应提高，导致一次性投资提高。由于具有节水效果，运行费用与机械通风逆流式冷却塔相比略低，占地略大，其冷却原理同机械通风逆流式冷却塔，冷却效果可靠，节水消雾型冷却塔可以回收 15~20%的蒸发水量。

增湿型空冷器在环境温度较低时，直接利用空冷器原理进行换热，环境温度较高时，开启增湿喷雾单元，降低进塔空气温度，设备投资和占地均较高，虽然夏季个别时段风机耗电量比较大，但节水率较高，运行费用反而降低，技术方提供的资料显示，与机械通风逆流式冷却塔相比，增湿型空冷器的节水率可达 85~90%，综合比较后运行费用低于机械通风逆流式冷却塔。

干湿联合型空冷器的投资和占地均较高，技术方提供的资料显示，与机械通风逆流式冷却塔相比，干湿联合型空冷器的节水率可达 50~60%，综合比较后运行费用低于机械通风逆流式冷却塔。

综合考虑各系统的投资、占地、业绩、技术可靠性等因素，以及本项目较高的节水目标，本项目选取“开式系统-节水消雾型冷却塔”和“闭式系统-增湿型空冷器”2 种系统进行本项目循环水系统划分设置。

⑵循环水系统设置

①循环水场设置原则

由于本项目规模大、装置单元多、占地面积大、循环水用量大，在循环水场的设置上遵循靠近用户布置的原则，对有可能产生泄漏，污染循环水水质的工艺装置和其他工艺装置分别单独设置循环水系统。

②各装置循环水冷却方案

根据公用工程系统需保证工艺装置安全稳定运行的原则，各装置循环水系统的冷却工艺方案如下：

空分循环水系统：空分装置的空冷塔部分由于循环水与空气直接接触，需采用开式循环水；用于机泵冷却的循环水不与空气直接接触，且无工艺物料泄漏的风险，采用闭式冷却工艺。

动力中心循环水系统：动力中心的装置为锅炉、发电、余热发电及除氧水、化水站及空调机房等，由于工艺物料基本无泄露的风险，采用闭式循环水系统。

气化循环水系统、净化循环水系统：在气化装置和净化装置中，循环冷却水的用户大致分为介质物料的冷却和动设备转动端的冷却两种，后者由于不直接与物料进行接触，因此可不考虑其污染循环水系统的可能，关于介质物料的冷却，主要冷却的是水及合成气类介质，即使发生泄漏，不会给循环水系统带来严重污染，但考虑到节水，气化装置和净化装置冷却水系统整体采用闭式循环冷却工艺。

油品合成、油品加工、尾气处理装置、罐区等循环水系统：油品合成、油品加工、中间罐区等装置使用循环水冷却的介质含有油，如果换热器发生泄漏会严重污染循环水系统，因此采用开式循环冷却工艺。

③循环水系统方案

闭式循环水系统外循环水量小，内循环不消耗循环水，节水效果明显，国内煤化工在建项目采用闭式系统越来越多，本项目优先考虑闭式循环水系统。根据以上分析，结合总图布置和各装置循环水用量，全厂设置 6 座循环水场，采用间冷开式和间冷闭式系统，共设置 4 套闭式循环水系统，2 套开式循环水系统，循环水系统设置见表 5.4.1-13。其中，夏季开式循环水总量 13600m^3/h，闭式冷却水总量 61072.3m^3/h。

表 5.4.1-13 循环水场设置一览表

序号	循环站	需水量 (m^3/h)	设计能力 (m^3/h)	服务对象	循环水量 (m^3/h)	备注
1	第一循环水场	22660	25000	空分装置	27610	增湿闭式
2	第二循环水场	4950	6000	空分装置空冷塔		消雾开式
3	第三循环水场	17526.3(夏) 15933(冬)	20500	气化、预干燥	17526.3(夏) 15933(冬)	增湿闭式
4	第四循环水场	18029	21000	变换	2711	增湿闭式
				低温甲醇洗	7962	
				制冷	5334	
				硫回收	22	
				余热发电	2000	
5	第五循环水场	8650	10000	油品合成	3900	消雾开式
				尾气处理	1350	
				油品加工	3400	
6	第六循环水场	2857	3500	成品罐区	8	增湿闭式
				中间罐区	10	
				热电装置	1939	
				污水处理	600	
				焚烧炉	300	
合计		74672.3（夏） 73079（冬）	86000			

⑶开式循环水系统

①系统主要设计参数

全厂设置 2 套开式循环水系统（第二循环水场和第五循环水场）。

冷却塔设计干球温度：30℃；湿球温度：23℃；大气压：89.33kPa；

开式循环给水温度：30℃；开式循环回水温度：40℃；

循环水给水压力：0.45MPa；循环水回水压力：0.25MPa；

循环水补水为回用水，浓缩倍数 5；

循环冷却水水质满足《工业循环冷却水处理设计规范》(GB50050-2007)要求。

②流程简述

经过换热升温后的循环回水，依靠余压上冷却塔，冷却后经塔下水池自流进入吸水池，再由设置在泵房内的循环给水泵加压，分别送至各用户。

采用浅层砂过滤器进行旁滤处理，同时采用全自动水质稳定加药装置投加缓蚀阻垢药剂。为防止系统中菌藻的滋生，采用冲击式投加二氧化氯加以控制，另外设置加酸系统控制循环冷却水的碱度。

开式循环水系统流程见图 5.4.1-3。

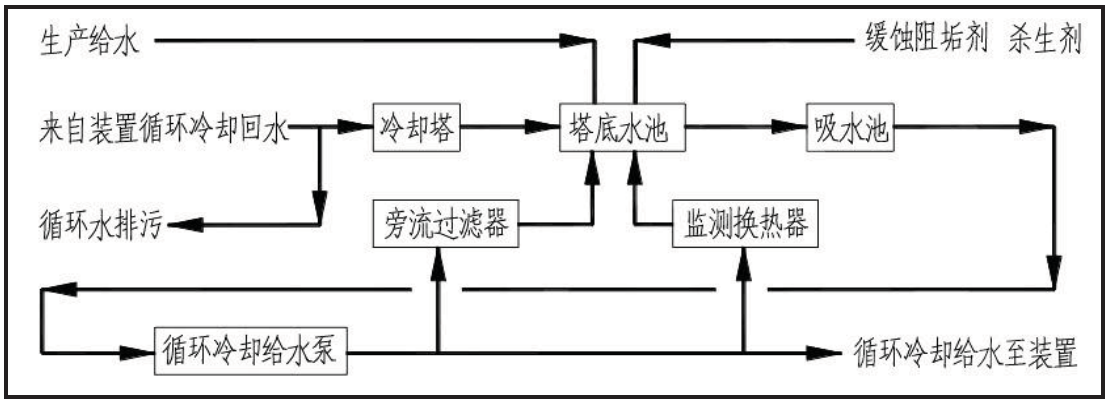


图 5.4.1-3 开式循环水系统流程

③系统组成

各循环水场均由循环水泵房、冷却塔、塔底水池、回收水池、吸水池、循环水泵、浅层砂过滤器、水质稳定加药装置、次氯酸钠消毒设施、加酸装置、监测换热器及系统管线等组成。另有现场控制室、配电室、药剂贮存间、加药间、监测换热间、过滤间、加酸间、工具间及卫生间辅助设施。

④主要设备

冷却塔：采用开式节水消雾冷却塔，在传统逆流式机械通风冷却塔收水器的上部增加了冷凝模块，同时在冷凝模块安装高度对应的冷却塔侧壁增设百叶窗，在冷却塔顶部风机的作用下，塔外冷空气进入冷凝模块，与上升至冷凝模块的湿热水蒸气进行充分的热交换，从而使经过收水器后的湿热水蒸气实现冷凝，冷凝水滴流返回填料中，从而达到节水及混合区域降温消雾的目的，与传统逆流式机械通风冷却塔相比，开式节水消雾冷却塔节水效率达 15%以上。

旁滤系统：项目所在地气候寒冷，因此采用滤速高、直径小、可安装在室内、反洗水率低、自动化程度高的浅层砂过滤器，达到防冻，节水要求。

开式循环水主要设备见表 5.4.1-14。

表 5.4.1-14 循环水场(开式)主要设备一览表

序号	设备名称	规格	单位	数量
第二循环	冷却塔	Q=3000m^3/h	座	2
	循环水泵	Q=3000m^3/h，H=55m	台	3（2 开 1 备）

水场	过滤器	Q=150m^3/h	台	2
	加药装置		台	2
	加氯装置		台	2
第五循环水场	冷却塔	Q=3500m^3/h	座	3
	循环水泵	Q=3500m^3/h，H=55m	台	4（3 开 1 备）
	过滤器	Q=150m^3/h	台	2
	加药装置		台	2
	加氯装置		台	2

⑷闭式循环水系统

①系统主要设计参数

冷却塔设计干球温度：30℃；湿球温度：23℃；大气压：89.33kPa；

闭式循环水给水温度：33℃；闭式循环水回水温度：43℃；

循环水给水压力：0.45MPa；循环水回水压力：0.25MPa；

闭式循环水增湿系统工作温度：25℃；

循环水补水为回用水：浓缩倍数 7.5。

②流程简述

闭式循环水系统流程见图 5.4.1-4。

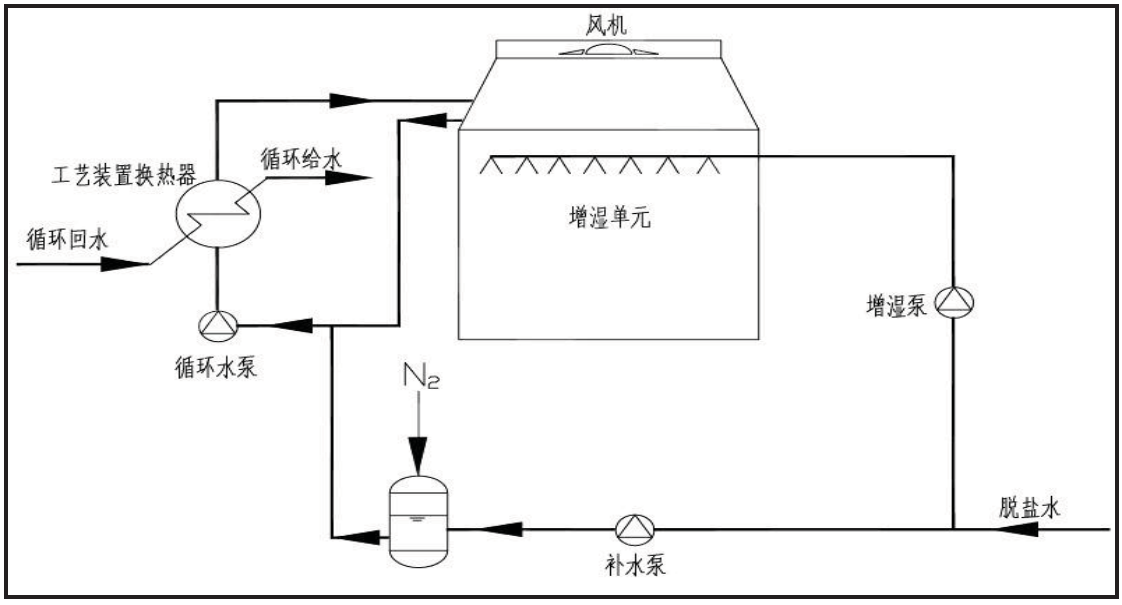


图 5.4.1-4 闭式循环水系统流程

闭式循环水系统中循环给水经循环水泵加压后送各工艺装置，在装置内与工艺物料进行间接换热后，压力送回闭式循环水场进行冷却，冷却设备为增湿型空

冷器，空冷器由散热翅片管束构成，循环回水在散热管内翅片管束流动，靠与管外空气的温差，形成接触传热而冷却，冷却后的循环给水再加压送工艺装置使用。

③系统组成及设备选型

本系统由循环水泵组、闭式循环水加药系统、增湿型空冷器、雾化增湿、充水及排水、补水稳压、清洗、排气等系统及系统管线等组成。

增湿型空冷器与雾化增湿系统：闭式循环水系统采用脱盐水进行闭路循环，其核心为增湿型空冷器，增湿型空冷器是在传统的干式空冷器的墓础上增加增湿单元，在空气入口处对空气进行喷雾，提高空气的湿度，将空气的干球温度降低到接近湿球温度，使传热温差增加，冷却能力提高。

增湿单元采用带高压泵的喷雾装置，通过高压微细雾化喷嘴直接对空气进行雾化增湿。由于雾化率高，水雾随空气飘走，不需要另设回收水装置，并且喷水量可以通过调节高压泵的阀门或数量来控制。增湿空冷器在冬季等温度较低的时段不启动增湿单元，仅通过空冷器将循环回水温度降至需要的温度(33˚C)，在夏季等干球温度比较高的时段，启动部分或全部增湿单元，在空冷器进风侧喷出雾化水汽来增加空气中的湿度，从而降低空气侧的进风温度，保证冷却效果。

补水稳压系统：为了保持闭式循环水系统的压力稳定，维持正常的水循环，每个闭式循环水系统设置一套补水稳压系统，由膨胀气压罐及配套管道组成。

空冷器清洗系统：闭式循环水系统设置空冷器清洗系统，采用脱盐水清洗，每年冲洗空冷器外表面 1~2 次，将沉积在空冷器翅片间的泥垢清洗干净，保持空冷器良好的散热性能。

系统补水：闭式循环水系统设置膨胀气压罐，对冷却水容积变化起到补偿作用并保持系统内的压力稳定，当闭式循环水系统有水量损失时，由膨胀气压罐自动向系统中补水，膨胀气压罐中的液位降到限定值后，注水泵向系统和膨胀气压罐中补水，膨胀气压罐中的液位升到限定值后注水泵停止注水。

在夏季等干球温度比较高的时段，启动增湿单元。雾化高压水泵从地下水池中取水，通过高压微细雾化喷嘴直接对空气进行雾化增湿。

闭式循环水系统系统补水及喷雾水均采用脱盐水，由化学水处理系统供给。

④保证率

根据当地气象资料(2009 到 2013 年统计数据)，本地区环境温度高于 25˚C 的时段基本集中在 6、7、8 三个月 (共 2208 小时)，统计 2009-2013 年每个温度段，

相对湿度满足换热条件的小时数（其中环境干球温度在原有气象温度的基础上增加 2 5℃），并根据每个温度段，相对湿度满足换热条件的小时数核算保证率。根据统计，在考虑夏天 2.5 度温升的情况下，2009~2013 年 6、7、8 最热月的保证率均达到 95%以上，全年在 98.7%以上。

⑤主要构筑物及设备

闭式循环水系统主要设备见表 5.4.1-15。

表 5.4.1-15 循环水场（闭式）主要设备一览表

序号	设备名称	规格	单	数量
第一循环水场	增湿型闭式冷却塔	Q=500 m^3/h，风机 Φ6100mm，N=110kw	座	50
	循环水泵	Q=9000m^3/h，H=45m，N=1400Kw	台	4（3 开 1 备）
	雾化高压水泵	Q=36m^3/h，H=800m	台	21
	注水泵	Q=100m^3/h，H=40m，N=30Kw	台	2（间隙）
	膨胀气压罐	Φ6000mm，V=128m^3	台	1
第三循环水场	增湿型闭式冷却塔	Q=500 m^3/h，风机 Φ6100mm，N=110kw	座	41
	循环水泵	Q=7500m^3/h，H=45m，N=1250Kw	台	4（3 开 1 备）
	雾化高压水泵	Q=36m^3/h，H=800m	台	18
	注水泵	Q=100m^3/h，H=40m，N=30Kw	台	2（间隙）
	膨胀气压罐	Φ5000m，V=100 m^3	台	1
第四循环水场	增湿型闭式冷却塔	Q=500 m^3/h，风机 Φ6100mm，N=110kw	座	42
	循环水泵	Q=7500m^3/h，H=45m，N=1250Kw	台	4（3 开 1 备）
	雾化高压水泵	Q=36m^3/h，H=800m	台	18
	注水泵	Q=100m^3/h，H=40m，N=30Kw	台	2（间隙）
	膨胀气压罐	Φ5000m，V=100m^3	台	1
第六循环水场	增湿型闭式冷却塔	Q=500 m^3/h，风机 Φ6100mm，N=110kw	座	7
	循环水泵	Q=1200m^3/h，H=45m，N=250Kw	台	3（2 开 1 备）
	雾化高压水泵	Q=36m^3/h，H=800m	台	3
	注水泵	Q=20m^3/h，H=40m，N=6Kw	台	2（间隙）
	膨胀气压罐	Φ300m，V=20m^3	台	1

⑸循环水场消耗

循环水场主要化学品及公用工程消耗见表 5.4.1-16。

表 5.4.1-16 循环水场主要化学品及公用工程消耗

序号	公用物料名称	小时耗量			
		单位	消耗量		
1	缓蚀阻垢药剂	kg/h	25		
2	ClO_2	kg/h	12.5		
3	回用水	t/h		夏	冬

			第二循环水场	80	64
			第五循环水场	155	124
			合计	235	188
4	脱盐水	t/h		夏	冬
			第一循环水场	155.8	32
			第三循环水场	117.6	19.4
			第四循环水场	117.6	21.1
			第六循环水场	21	4.4
			合计	412	76.9
5	电	kWh	32700		

⑹污染物排放分析

循环水处理系统的“三废”主要为排放含盐废水，排放情况见表 5.4.1-17。

表 5.4.1-17 循环水处理系统废水排放表

编号	污染源	排放量 m^3/h	污染物浓度 mg/L	排放规律	去向
W8-4	第二循环水场（开式）排污	8.1/6.8	COD：60 SS：20 TDS：1200	连续	废水处理及回用系统
W8-5	第五循环水场（开式）排污	15.7/13.1	COD：60 SS：20 TDS：1200	连续	

5.4.1.8 污水处理系统

根据本项目污水水质特点，本项目污水处理系统包括：合成水处理、生产污水处理、废水处理及回用、高含盐水蒸发及结晶共四个处理系统。

本项目油品合成废水进入合成废水处理系统处理后回用于化学水站补水；其它生产装置产生的工艺废水、地面冲洗水及初期雨水送生产污水处理系统处理；生产污水处理系统出水与循环排污水、化学水站排水进入废水处理回用系统进一步处理，出水作为循环水场和化学水站补水；废水处理及回用系统产生浓盐水送高含盐水蒸发结晶系统进行分盐处理；污水系统产生的污泥送厂内焚烧装置处理，本项目污水处理系统框图见图 5.4.1-5。

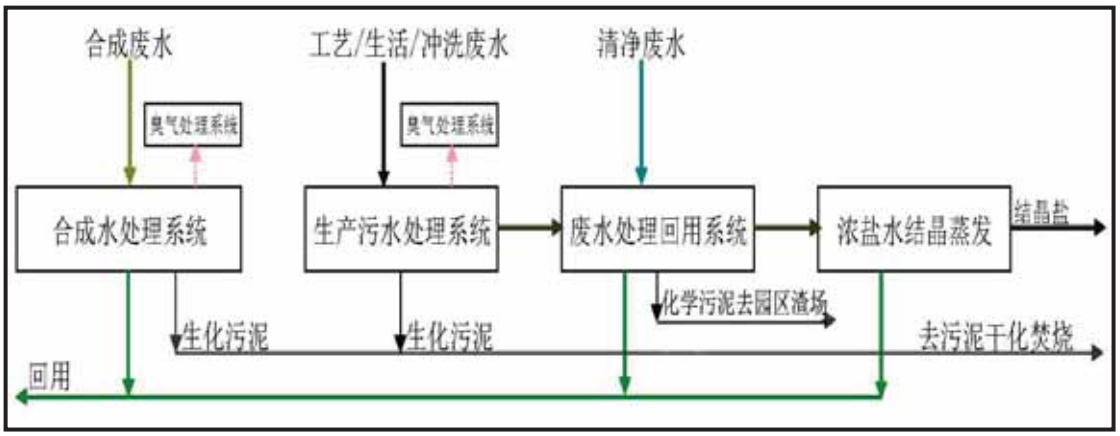


图 5.4.1-5 污水处理系统框图

⑴合成水处理

①处理规模

合成水处理单元主要处理油品加工装置排放的合成废水，产生量为 308.1m^3/h，合成水处理规模为 390m^3/h。

②合成水处理单元进出水水质

进水水质如下：

CODcr≤15000mg/L

BOD5:4000-6000mg/L

油≤50mg/L

甲醇≤700mg/L

乙醇≤200mg/L

C3-C7≤100mg/L

TDS≤10mg/L

出水水质：合成水处理出水达到《炼油化工企业污水回用管理导则》（中石油，2012.6）初级再生水水质标准后，回用至脱盐水站的补水或循环冷却水补水。

③工艺流程

A：合成水处理采用气浮+厌氧+好氧+混凝沉淀处理工艺，详细处理工艺见治理措施章节。

B：合成水污水处理装置调置两套生物除臭系统，除臭系统选用生物滤池，废气的吸收和生物降解同时发生在一个反应装置中，在其填料上方喷淋循环液，再循环液中接种了经污染物驯化的微生物菌种，含有污染物的臭气进入生物滤

池，当废气通过附有生物膜的填料层时，气体中的恶臭物质溶于水，被循环液和附着在填料表面上的生物吸附、吸收，达到气体净化的目的，净化后气体达到《恶臭污染物排放标准》(G814554-1993)中厂界二级级新扩建标准。

调节池、事故池、调配池设置一套生物除臭装置，水池上方空余空间 2m，换风次数 4 次，设计臭气处理能力 6000m^3/h，排气筒高度 15m。

废水池、污泥池、污泥浓缩池、污泥脱水间设置一套生物除臭装置，设计处理能力 4000m^3/h，排气筒高度 15m。

C：本项目厌氧工艺在处理有机物的同时产生沼气，产生的沼气首先经脱水脱硫处理，然后送至沼气储柜，最后经风机送至界外作为燃料进行利用。

预测本项目最大规模时每天沼气产生量约为 5 万 Nm^3/d（CH_4 浓度 50~55%），沼气成分见表 5.4.1-18。

表 5.4.1-18 沼气成分表

序号	名称	数量	备注
1	排放量	50000 m^3/d	正常值
		75000 m^3/d	最大值
		35000 m^3/d	最小值
2	压力	3~5 kPa	
3	温度	25~35°C	
4	组成	50~55%	CH_4
		44~49%	CO_2
		约 1%（饱和水蒸气浓度）	H_2O
		微量	其他有机物

④合成水处理单元消耗

合成水处理单元消耗见表 5.4.1-19。

表 5.4.1-19 合成水处理单元消耗

序号	名称	规格	单位	数量
1	烧碱	液体，30%	kg/d	3000
2	尿素	固体，46%	kg/d	2500
3	磷酸盐	固体，含磷 17.5%	kg/d	1000
4	铁盐	固体，97%	kg/d	300
5	PAM	固体，阳离子型	kg/d	25
6	PAM	固体，阴离子	kg/d	9.6
7	PAC	固体	kg/d	480
8	电		kw.h	1968

⑤污染物排放情况

合成水处理单元废气污染源主要为除臭系统产生的废气（G8-1），CEAB 反应器产生的沼气（G8-2）送焚烧炉作为燃料；合成水处理单元处理后的出水达到《炼油化工企业污水回用管理导则》（中石油，2012.6）初级再生水水质标准后，回用至脱盐水站的补水或循环冷却水补水；产生的生化污泥（S8-2）及气浮产生的油泥（S8-3）送焚烧炉处理。合成水处理单元三废排放见表 5.4.1-20。

表 5.4.1-20 合成水处理单元“三废”排放

编号	污染源	名称	排放量（m^3/h）	污染物浓度 mg/m^3	排放规律	去向
G8-1	除臭系统	恶臭气体	9800	臭气：10（无量纲） 氨：0.5 硫化氢：0.06 NMHC：≤120	连续	大气
G8-2	CEAB 反应器	沼气	50000 m^3/d	主要为 CH_4	连续	焚烧炉作燃料
S8-2	生化处理	生化污泥	16000t/a	含水率 80%	连续	焚烧炉
S8-3	气浮	油泥	346t/a	含水率 50%	连续	焚烧炉

⑵生产污水处理系统

①处理规模

含油污水预处理规模 $60m^3/h$，生化处理规模为 $800m^3/h$（两个系列）。

生产污水处理单元设置两套生物除臭系统，单套处理规模为 $28000m^3/h$。

②进出水水质

生产污水综合进水水质和出水水质见表 5.4.1-21 及表 5.4.1-22。生产污水经处理后进入废水处理及回用系统。

表 5.4.1-21 生产污水处理系统进水水质单位(mg/L)

废水	COD	NH_3-N	硝酸盐氮	石油类	氰根
纯化浓缩液及蒸发母液回流前综合废水	832	284	0	5	1.5
纯化浓缩液及蒸发母液回流后综合废水	852	284	24	5	1.5
加混醇补充碳源后综合废水	3080	284	24	5	1.5

表 5.4.1-22 生产污水处理系统设计出水水质单位：mg/L

pH	CODcr	BOD5	NH_3-N	硝酸盐氮	总氮	石油类	SS	TDS
6-9	≤50	≤10	≤2	≤7	≤10	≤0.5	≤20	2945

③处理工艺流程简述

生产污水处理系统采用“含油废水预处理+两级 A/O+臭氧氧化+BAF 曝气生物滤池”处理工艺。

生产污水处理单元设置两套生物除臭系统，单套处理规模为 28000m^3/h，用于集中处理生活污水前处理格栅间、集水井，废水调节池、隔油池、气浮装置、生化 A 池、污泥浓缩池等产生的臭气。各单元臭气量见表 5.4.1-23。

表 5.4.1-23 各单元臭气量

序号	单元	单元容积 (m^3)	换气次数 (次/h)	换气系数	臭气量 (m^3/h)
1	有机含氨废水调节池	19872	1	0.5	9936
2	含油废水调节池	2080	1	0.5	1040
3	均衡池	7280	1	0.5	3640
4	隔油池	320	1	0.5	160
5	GEM 高效气浮池	320	1	0.5	160
6	一级反硝化池	59248	1	0.5	29624
7	二级反硝化池	20608	1	0.5	10304
8	污泥浓缩池	1065	1	0.5	532
合计					55396

臭气系统采用填料充填式生物法处理，废水处理过程中产生的臭气通过收集系统收集后，通过离心风机输送至预洗涤器中进行喷淋加湿，在预洗涤器中去除臭气中部分氨类、硫化氢和臭气中的固体污染物，并调节臭气中的温度和湿度，为后续生物滤池创造条件，通过预洗涤器喷淋加湿后，臭气进入填料生物池，通过湿润、多孔和充满活性微生物的滤层，在油层中的微生物对臭气中的恶臭物质进行吸附、吸收和降解，完成除臭过程，经过净化后尾气达标排放。

一二级沉淀池剩余污泥进入污泥浓缩池内，经重力浓缩后由污泥泵输送至污泥脱水系统，脱水污泥外运处理，污泥浓缩池上清液、污泥脱水机的压滤液与冲洗水回流至 A/O 池继续处理。

③生产污水处理系统公用工程消耗

生产污水处理系统公用工程消耗见表 5.4.1-24。

表 5.4.1-24 生产污水处理单元消耗

序号	名称	规格	数量	单位
1	装机功率		5000	KWh
2	运行功率		4000	KWh

3	PAC	废水处理用	20	吨/年
4	PAM	废水处理用，阴离子，1000 万分子量以上	2	吨/年
5	除臭药剂		10	吨/年

④污染物排放分析

生产污水处理系统废气污染源主要为除臭系统产生的废气（G8-3）；产生的生化污泥（S8-3）及含油预处理产生的浮渣（S8-4）送焚烧炉处理。具体排放见表 5.4.1-25。

表 5.4.1-25 生产污水处理系统“三废”

编号	污染源	名称	排放量（m^3/h）	污染物浓度 mg/m^3	排放规律	去向
G8-3	除臭系统	恶臭气体	54288	臭气：10（无量纲） 氨：0.5 硫化氢：0.06 NMHC：≤120	连续	大气
S8-4	生化	生化污泥	181500t/a	含水率 98%	连续	回转窑焚烧炉
S8-5	含油预处理	浮渣	230	含水率 50%	连续	回转窑焚烧炉

⑶废水处理与回用系统

①处理规模

A：生化出水回用系统

本系统设计规模与生产污水处理系统匹配，即设计规模：800m^3/h。

B：清净废水回用系统

清净废水正常工况夏季水量 446m^3/h，设计保证工况夏季水量 693m^3/h，清净废水回用系统设计规模：700m^3/h。

C：浓盐水回用处理系统

生化出水回用系统和清净废水回用系统的浓盐水，均进入浓盐水回用处理系统。浓盐水回用系统设计规模与生化回用、清净废水回用设计规模相匹配，确定设计规模：376m^3/h。

D：EP 纯化系统处理

浓盐水回用系统产生的高盐水送 EP 纯化系统处理，设计规模与前述处理系统匹配，即设计规模：54m^3/h。

②处理工艺

本系统拟采用 BAT 工艺：一级预处理+UF+RO+二级预处理+UF+RO。

③进出水水质

A：生化出水回用处理系统

本系统处理上游生化系统出水，主要含有硬度、碱度、硅等污染物质，根据该水质特点及杂盐资源化的目标，先通过化学软化预处理降低水中的硬度、碱度、硅等污染物质，然后通过调节 pH 后，进入微滤+超滤系统去除废水中悬浮物，确保后续膜回用浓缩单元长期安全稳定运行。

生化系统进出水水质见表 5.4.1-26 及表 5.4.1-27。

表 5.4.1-26 生化出水回用系统设计进水水质单位(mg/L)

名称	夏季/设计 m^3/h	TDS	COD	钠	钾	钙	镁
数量	444.6/800	2945	50	305	54	300	42
名称	NH_3-N	氯	硫酸根	碳酸氢根	硝酸根	氟	总硅
数量	2	653	69	275	30	130	86

表 5.4.1-27 生化系统出水水质单位(mg/L)

名称	pH	TDS	COD	钠	钾	钙	镁
水质	6~9	70~90	7	20~30	2	1	1
名称	NH_3-N	氯	硫酸根	碳酸氢根	硝酸根	氟	总硅
水质	1	30~40	4~6	5	1	1	1

B：清净废水回用处理系统

清净废水回用处理系统进出水水质见表5.4.1-28。

表 5.4.1-28 清净废水回用处理系统进出水水质单位(mg/L)

名称	pH	TDS	COD	钠	钾	钙	镁
进水	6~9	1300~2271	45	297~398	13~20	71~190	25~62
出水	6~9	74~96	6	23~29	1	1	1
名称	NH_3-N	氯	硫酸根	碳酸氢根	硝酸根	氟	总硅
进水	14	439~524	120~342	257~539	44~119	5	23~58
出水	1	26~28	5~14	15	2~6	1	1

C：浓盐水回用处理系统

本系统处理生化出水回用系统浓盐水及清净废水回用系统浓盐水，通过前面系统的浓缩，TDS、硬度、碱度、硅、有机物等污染物质均上升，根据该水质特

点，通过化学软化预处理降低水中的硬度、碱度、硅等污染物质，然后通过调节 pH 后，进入微滤+超滤系统去除废水中悬浮物，在进膜前废水经过树脂软化系统，使二价阳离子基本去除，确保后续膜回用浓缩单元长期安全稳定运行。

浓盐水回用处理系统进出水水质见表 5.4.1-29。

表 5.4.1-29 浓盐水回用处理系统进出水水质单位(mg/L)

名称	pH	TDS	COD	钠	钾	钙	镁
进水	6~9	7143~8904	154	2286~2876	138	116	27~29
出水	6~9	340~420	14	123~151	7	1	1
名称	NH_3-N	氯	硫酸根	碳酸氢根	硝酸根	氟	总硅
进水	30~34	3000~3393	432~960	842~933	136~282	28~30	10
出水	1~2	173~192	21~48	6	7~14	1	1

D：EP 纯化系统

纯化系统将废水中剩余微量杂质进一步去除分离（氟、硅、钙、镁、COD 等），浓缩分离单元利用物化方法将盐水中大分子有机物聚集成更大的个体，将之高倍浓缩去除，高倍浓缩的 COD 废水（TDS 基本不浓缩）回流至生化污泥池（经氧化处理提高可生化性），浓缩分离后的出水再经化学除杂、深度除杂和氧化系统，以去除盐水中残留的以及蒸发浓缩后富集的硬度、Si、碱度、F、COD 等杂质，保证随后的蒸发结晶系统能够长期稳定运行，并保证蒸发结晶盐能达到国家产品标准。

钝化系统采用“有机浓缩系统+化学除杂+深度除杂+吸附氧化系统”工艺处理高盐水，EP 钝化系统进出水水质见表 5.4.1-30。

表5.4.1-30　　EP钝化系统进出水水质　　单位(mg/L)

名称	pH	TDS	COD	钠	钾	钙	镁
进水	6~9	46500~57352	893~902	16876~20604	935	7	7
出水	6~9	42153~51717	150	16876~20604	935	1	1
名称	NH_3-N	氯	硫酸根	碳酸氢根	硝酸根	氟	总硅
水质	202~229	23692~26232	2922~6500	834	924~1907	34	68
出水	5	23692~26232	2922~6500	5	924~1907	20	20

纯化系统包含有机浓缩分离单元，杂质离子的分离和深度去除单元以及高效氧化单元等，能够保障将大分子有机物（主要是不可生化的大分子显色有机物，小分子有机物经生化和氧化可以去除）的充分浓缩分离，而且保障尽可能少的盐

分回到前端处理系统，不仅能够脱除钙镁氟硅、碳酸根、磷酸根等杂质，而且能够充分脱色、高效氧化残留的小分子有机物，从而保障结晶盐的纯度、色度以及有机物含量。

④公用工程消耗

公用工程消耗见表 5.4.1-31。

表 5.4.1-31 废水处理及回用单元消耗

序号	名称	规格	数量吨/年
1	氢氧化钠	30%	3250
2	氢氧化钙	85%	3285
3	碳酸钠	99%	134
4	PFS	废水处理用	474
5	PAM	废水处理用，阴离子，1000 万分子量以上	47
6	盐酸	30%	9558
7	柠檬酸	50%	7
8	RO 还原剂	RO 专用	112
9	RO 阻垢剂	RO 专用	67
10	RO 杀菌剂	非氧化性	67
11	RO 酸性清洗剂	RO 专用	18
12	RO 碱性清洗剂	RO 专用	18
13	PAM	污泥处理用，阳离子	45

⑤污染物排放情况

废水处理及回用产生的化学污泥（S8-6）作为一般固体废物送大路工业园区渣场。

⑷高含盐水蒸发及结晶

①处理规模

从系统的长期、安全、连续、稳定运行考虑，整套蒸发结晶系统设备按 2×30m^3/h 的处理规模设计配置。在分盐系统不能正常运行情况下，混盐作为危废送往大路工业园区危废处置中心。

②进出水水质

蒸发结晶系统进出水水质见表 5.4.1-32 及表 5.4.1-33。

表5.4.1-32蒸发结晶系统进水水质单位：mg/L(pH除外)

名称	pH	TDS	COD	钠	钾	钙	镁
数量	6~9	42153~51717	150	16876~20604	935	1	1

名称	NH3-N	氯	硫酸根	碳酸氢根	硝酸根	氟	总硅
数量	5	23692~26232	2922~6500	5	924~1907	20	20

表5.4.1-33蒸发结晶系统出水水质

序号	参数	单位	蒸发冷凝水水质
1	pH	—	6.5-7.2
2	电导率	us/cm	≤30
3	总溶解固体（TDS）	NTU	≤20
4	浊度	NTU	≤0.3
5	总悬浮固体(TSS)	mg/l	≤0.1
6	总硬度（以CaCO3计）	mg/l	≤3
7	碱度（以CaCO3计）	mg/l	≤20
8	BOD	mg/l	≤2
9	CODMn	mg/l	≤10
10	氯化物	mg/l	≤10
11	磷酸盐（以P计）	mg/l	<0.1
12	硅（以SiO2计）	mg/l	<1
13	铁	mg/l	<0.02
14	锰	mg/l	<0.01
15	油	mg/l	<0.3

③处理工艺

本系统处理工艺采用“四效蒸发结晶+闪发结晶”。

④蒸发结晶单元消耗

蒸发结晶单元消耗见表 5.4.1-34。

表 5.4.1-34 蒸发结晶单元消耗

序号	名称	规格	数量	单位
1	低压饱和蒸汽	0.5MPa(a)	19	t/h
2	循环水	压力≥0.5 MPa（表压）进口	600	m^3/h
3	装机功率		1500	KWh

⑤污染物排放分析

蒸发结晶单元产生的结晶盐（氯化钠和硫酸钠）（S8-7）作为一般固体废物送大路工业园区渣场。若分盐出现问题时，杂盐为作为危险废物送大路工业园区危险废物处置中心。

5.4.1.9 事故水收集与处理系统

本项目事故水收集与处理系统用于装置罐区物料泄漏、火灾事故消防排水、施工期间及首次开车期间废水、开停车生产废水、以及合成水处理系统、生产污水处理系统、回用水处理系统、浓盐水蒸发结晶系统故障时的各类废水。

⑴装置、罐区物料泄漏

工艺装置一般故障，如管道、阀门泄漏等导致的液体物料泄漏，以及冲洗排水等事故水利用装置内部初期雨水管道收集，在装置区排出口设置切换装置，事故水进入装置内初期雨水池，后期经泵提升后送至污水处理场处理。

工艺装置重大故障导致大量液体物料排出，初期雨水池无法收集情况下，事故水经装置内雨水管道收集后，排入全厂雨排水干管，通过切换事故水联络管上的阀门，将事故水排入消防事故水池暂存，后期经泵提升后送至污水处理场处理或其他处理途径（合成废水送回合成水处理单元处理）。

罐区物料泄漏产生的事故水，利用围堰和防火堤控制泄漏物料的转移，通过排水切换设施将泄漏物料和废水排至事故水池，后期经泵送至污水处理场处理。

⑵装置、罐区火灾事故

事故工况下，有污染的各生产装置和辅助生产设施界区内的消防排水、事故污水首先经装置区内初期雨水管线重力流排入各装置区内初期雨水池，水池前设置溢流井，初期雨水池储满后，事故水经溢流井排入全厂雨水管线，并通过开启事故池前入口阀门，进入消防事故池，事故后将初期雨水池和消防事故池暂存的废水用泵排至污水处理场处理。

⑶施工期间及首次开车期间废水收集

装置建设期间及初次投料试车阶段的排水一般包括：试压水、系统清洗水、联动试车水、化学清洗水等。

系统试压、一般清洗水：来源于生产水，悬浮物高，易于处理，将该水收集到事故水暂存池。由于清洗、试压分阶段进行，该水在本项目污水处理系统没有投用前，先送到现有工程的 16 万吨/年煤制油示范厂来处理，处理后再回系统重复利用。本项目最大清洗水来自循环水系统，最大的一个开式循环水系统，每次清洗排水量约 11400m^3，按 3 次清洗计算，需要占用的事故水暂存池容积约 35000m^3。本项目设置 4 各闭式循环水系统，循环水系统冲洗水量月 10 万 m^3，另外全厂还有其它大量管道需要冲洗，预试车阶段一般为 6 个月，在此期间全厂

水系统还没有全部投入使用，因此冲洗水暂时不能回用，如不考虑将此废水送现有 16 万吨/煤制油厂处理后循环使用，需要占用事故水暂存池容积约 350000m^3。

联动试车排水：联动试车的排水水质干净、量小，因大部分用的是一级脱盐水，一般可直接用于循环水补水或脱盐水制备的补水，将此部分排水集中收集到生产消防水池，可边收集边送循环水或脱盐水制备回用。

化学清洗水：该水主要是酸性、碱洗废水，水质难于处理，可先收集到事故水暂存池，再送到专门处理厂处理，或待本项目污水处理系统投用后，根据水质情况逐量加入本项目的污水处理系统进行处理，因此该水需单独储存。

本项目化学清洗水中约 740m^3 废液属于危险废物，送有资质单位处理，另 37000 m^3 属于含盐废水可以暂存，待本项目污水处理系统运行时进行处理，该废水占用浓盐水暂存池容量约 37000 m^3。

本项目化学清洗水量见表 5.4.1-35。

⑷开车生产废水处理

本项目开车是在全厂污水处理系统已经投用的基础上才进行开车，因此开车期间的生产污水直接送到污水处理装置，不占用事故水暂存池容积。

本项目开车是在全厂污水处理系统已经投用的基础上才进行开车，原则上，生产装置开车前，污水处理系统需要调试完毕，满足可以接受污水的条件，生产污水处理系统在调试期间不需要占用事故水暂存池。生产污水处理生化系统的设计规模为 800m^3/h（两个系列），开车期间煤气化装置投用两台气化炉，污水排放量 72 m^3/h，因此开车期间不会对生产污水处理系统造成冲击，煤气化装置开车废水可以直接排到生产污水处理系统，随煤气化装置气化炉的逐个投用，生产污水处理系统负荷逐步提升，最终达到正常运行负荷。对于合成废水处理系统设计规模为 390m^3/h，分四个系列，工艺装置开车前需要先利用本项目相邻的 16 万吨/年煤制油示范厂的合成废水，将该系统调试好，满足可以接受合成废水条件。本项目开车时，合成废水排放量约为 1 台合成反应器的合成废水量，约 77 m^3/h，是合成废水处理系统设计负荷的 20%，不会对合成废水处理系统造成冲击，开车期间合成废水可以直接送到合成废水处理系统进行处理，随工艺装置逐步提升负荷，合成废水处理系统逐步适应合成废水量的增加，最终达到运行负荷，因此开车期间的生产污水及合成废水均可以直接送到相应的污水处理装置，不占用事故水暂存池容积。

表 5.4.1-35 化学清洗废水排放表

序号	装置	内容	排放量	水质	排放规律及频次	处理方式
1	气化	开车前氧气管道酸洗钝化	酸洗液中和废液：50m^3/h(总350m^3)	酸洗液的中和废液：NAF 1~3%	管子酸洗钝化后一次排放	按危废处理
			钝化液中和废液：50m^3/h(总350m^3)	钝化液的中和废液：$NaHSO_4$ 1~3%		
		开车前油管路酸洗钝化	酸洗液中和废液：20m^3/h(总20m^3)	酸洗液的中和废液：NAF 1~3%	管子酸洗钝化后一次排放	按危废处理
			钝化液中和废液：20m^3/h(总20m^3)	钝化液的中和废液：$NaHSO_4$ 1~3%		
2	低温甲醇洗	绕管换热器冲洗水	最大45m^3/h	酸洗废水：2wt%柠檬酸溶液	绕管换热器出现沉积物时清洗壳程后一次排放	碱液中和，送污水处理
3	制冷单元	油管路冲洗水	最大20m^3/h	酸洗废水：5wt%盐酸溶液	油管路酸洗后一次排放	按危废处理
4	CO_2压缩	油管路冲洗水	最大25m^3/h	酸洗废水：5wt%盐酸溶液	油管路酸洗后一次排放	按危废处理
5	油品合成	酸洗废水 碱洗废水 水洗废水 水压试验	酸洗、碱洗、水洗废水各150m^3/h 水压试验130m^3/h	酸洗废水：3~5%草酸(wt%)溶液；碱洗废水：3~4%NaOH(wt%)溶液或Na_2CO_3溶液；水洗废水：含少量残留在设备和管壁的NaOH。	仅首次开车排放，排放顺序为：碱洗废水，酸洗废水、碱洗废水、水洗废水，排放总量依次为16000m^3。	送事故水池
6	开式循环水	化学清洗预膜	第二循环水场总容量约2000 m^3 第五循环水场总容量约5000 m^3	含酸、含盐废水	按三次排水计算总排水量21000 m^3	送事故水池

⑸装置停车生产废水处理

本项目短期停车不需要排放污水，在大检修停车期间需考虑检修系统排水的暂存，装置检修最大排水量来自循环水系统储存的水，六个循环水场存水总量约 40000 m^3，其他水系统储水总量按 20000 m^3 计算，最苛刻情况需要占用事故水暂存池容量为 60000 m^3。

⑹工艺装置故障

工艺装置故障一般情况不需要排放污水，在个别设备维护需要排放废水情况下排放量也较小，可以纳入上述装置停车废水状况中。本项目工艺装置正常生产情况最大污水排放来自煤气化装置，每台气化炉污水排放量 36t/h，共计 10 台气化炉运行，每 4 台气化炉共用 1 台废水冷却器，供设置 3 台废水冷却器，将煤气化装置废水冷却后排到污水处理系统，当废水冷却器故障时禁止排到污水处理系统，而将超温废水排到事故水暂存池，废水冷却器故障时排水量为 144m^3/h，故障检修期按 20 天考虑，总排水量 69120m^3，需要占用事故水暂存池容积 69120 m^3。

⑺合成水处理系统故障

本项目合成水处理采用厌氧处理工艺，处理后合成水回用到脱盐水制备系统，合成水处理系统设置一个事故池(2400 m^3)，一个调节池(3600 m^3)，当来水不合格时，将合成水切换到事故池，事故池存储时间约 8 小时，上游合成水处理工艺主要的精馏系统，8 小时之内完全可以调整正常，因此上游水质不合格不需要占用全厂设置的事故水暂存池容积。

合成水处理系统本身出现故障，需要将部分合成水排到事故水暂存池，合成水处理系统按四个系列设置，总处理合成水能力 390m^3/h，合成水正常排入量为 308m^3/h，设计裕量约 26%，合成水生化处理分厌氧系统和好氧系统，系统出现一般故障恢复时间比较短，厌氧系统一般两周，好氧系统一周可以恢复正常。如果出现严重故障导致细菌死亡，则需重新进行调试，周期比较长，厌氧需要 4-6 个月，好氧 2-3 个月，按一个系列厌氧出现严重故障考虑，恢复周期按 4 个月考虑，当一个系列出现严重故障，其他 3 个系列满负荷运行可处理合成水 292 m^3/h，则需要外排到事故水暂存池的水量为 16 m^3/h，四个月合计排量 46000 m^3，当系统恢复正常，将事故水暂存池的合成水打回系统进行处理，需要 24 天可以处理完毕，该故障情况下占用事故水暂存池的容积约 46000 m^3。

⑻生产污水处理系统故障

本项目生产污水处理系统采用 A/O 工艺，主要处理煤气化及少量其他装置的生产污水，本污水处理系统设置 2 个系列，每个系列的处理能力为 400 m^3/h，正常操作排入本系统的污水量约 480 m^3/h，由于气化装置排污水量不稳定，因此该污水处理系统设计了较大裕量。本系统可能出现的最大故障为生化细菌死亡，因此依据该故障来考虑事故水暂存池的占用容积，按一个系列出现严重故障，即细菌死亡来考虑，这种情况下，还有一个系列维持正常生产，需要将 80 m^3/h 的生产污水排到事故水暂存池，生化系统恢复期按 3 个月考虑，总的排到事故水暂存池的污水量为 172800 m^3/h，当系统恢复正常，将该水在打回污水处理系统，需要 23 天可以将暂存生产废水处理完毕，该故障占用事故水暂存池容积约 172800 m^3。

⑼废水处理及回用系统故障

本项目废水处理及回用系统主要采用超滤+反渗透工艺，主要处理生产污水处理系统生化处理后的回用废水及各装置的排来的清净废水。

本项目生化污水量 445 m^3/h，生化污水反渗透设计规模为 800 m^3/h，分四个系列，每个系列处理能力 200 m^3/h，当一个系列故障，其他三个系列完全可以处理全部污水；

本项目清净废水量 445 m^3/h，生化污水反渗透设计规模为 700 m^3/h，分四个系列，每个系列处理能力 175 m^3/h，当一个系列故障，其他三个系列完全可以处理全部清净废水；

本项目反渗透来浓盐水量 223 m^3/h，浓盐水反渗透设计规模为 376 m^3/h，分三个系列，每个系列处理能力 125 m^3/h，当一个系列故障，其他两个系列完全可以处理全部浓盐水。

综上所述，该工序任何一个系列出故障，其余系列完全可以处理全部水量，该工序不需要占用事故水暂存池容积。

⑽浓盐水蒸发及结晶系统故障

本系统采用多效蒸发及分段结晶工艺，主要处理高浓盐水，将高浓盐水中的盐结晶出来作为产品销售，蒸发出的水回用到生产系统中。

本系统的设计能力为处理浓盐水 60m^3/h，分两个系列设置，每个系列处理能力 30m^3/h，正常排入该系统的浓盐水为 31.6 m^3/h，设计裕量约 89%，本系统从目前已运行的类似系统来看，较容易出现故障，每年故障期约 2 个月。

本项目采用深圳能源开发有限公司技术，高盐水经前处理和纯化处理后，四效蒸发结晶系统可保持长期稳定运行，为了安全可靠，本项目仍考虑两个月故障期的高浓盐水暂存池容积，当一个系列故障，另外一个系列满负荷运行，设计保证工况高浓盐水最大量为 39.5m^3/h，有 9.5m^3/h 的高浓盐水需排到高浓盐水暂存池，1.5 个月排放量为 15390m^3/h；如果考虑两个系列同时故障，排放速率按最大量 39.5m^3/h、故障期按 1.5 个月计算，高浓盐水排放量 42660m^3，系统恢复后 87 天可将暂存的高浓盐水处理完毕，这样暂用高浓盐水暂存池容积为 42660m^3。

⑾各类收集池、暂存池设置

综合考虑本项目工艺装置事故状态、开停车状态、消防事故状态以及污水处理场事故状态、回收水事故状态、蒸发结晶装置情况，项目设置事故暂存池、浓盐水暂存池、消防事故水池，用以应对各种事故工况下废水的收集、暂存。

①事故水暂存池

基于施工、试车及开车期间考虑，事故水暂存池需要有效容积为 350000m^3；

基于停车工况考虑，事故水暂存池需要有效容积为 60000 m^3；

基于工艺装置故障考虑，事故水暂存池需要有效容积为 69120 m^3；

基于污水处理系统故障，事故水暂存池需要的有效容积为 172800 m^3；

由于停车工况和其它工况不会同时发生不需要叠加，工艺装置事故工况下，废水没有排到污水处理，所以不能和污水处理故障工况叠加，事故工况和预试车不在一个阶段，也不叠加，因此，以上四种情况不会同时发生，因此不考虑叠加，确定事故暂存池的总容积为 360000m^3，分 8 格设计，每格 45000m^3。

②浓盐水暂存池

基于施工、试车期间及高浓盐水蒸发系统故障两种工况不同时发生，高浓盐水总量为 42600m^3，考虑一定裕量，确定高浓盐水暂存池有效容积为 46000m^3，按 1 格设计。

③消防事故水池

本项目事故水池有效容积按《水体污染防控紧急措施设计导则》规定进行计算。

全厂设消防事故水池 1 座，分 2 格，消防事故水池有效容积 15000m^3，消防事故雨水池有效容积 15000m^3 (其中雨水监控池有效容积 1000m^3)，事故水池有效容积可满足本项目需要。本项目各类排水收集池、暂存池设置见表 5.4.1-36。

表 5.4.1-36 本项目各类排水收集池、暂存池一览表

序号	名称	作用	有效容积（m^3）	规格（m）	数量（座）	备注
1	消防事故水池	收集可能被污染的消防废水及事故水	15000	70×50×5	2	收集一次最大消防废水量
2	有机含氨废水调节池	收集气化装置、固废焚烧（活性污泥脱水）、蒸发结晶排水、纯化浓水	17400	54×46×8m	1	按停留时间 40 小时考虑，设在污水处理场内
3	均衡池	预处理后的含氨废水、含油污水及混醇均质	6000	35×23×8m	1	按停留时间 7.5 小时考虑，设在污水处理场内
4	含油污水调节池	收集油品合成、油品加工实验装置、油品加工、液体物料储运、地面冲洗水	1800	26×10×8m	1	按停留时间 40 小时水量考虑，设在污水处理场内
5	合成污水调节池	收集合成水处理装置排水	3600	30×20×6.5m	1	按污水量 12 小时水量考虑，设在合成水处理场内
6	合成污水事故池	收集不合格合成水	2400	20×20×6.5m	1	按污水量 8 小时水量考虑，设在合成水处理场内
7	事故水暂存池	收集非正常工况下全厂排水	45000	80×80×7.5m	8	设在厂区内，分 8 格设置
8	高浓盐水暂存池	用于蒸发结晶装置事故状态下浓盐水的暂存	46000	84×80×7m	1	设在厂区内，分 1 格设置

5.4.1.10 给排水系统污染物排放

⑴废气

给排水系统废气主要为污水场臭气排放，主要污染物为臭气，废气排放情况见表 5.4.1-37。

⑵废水

给排水系统废水主要为循环水场、化学水站排污水等，主要污染物为 COD、TDS 等，废水排放情况见表 5.4.1-38。

⑶固体废物

给排水系统固体废物为生化污泥、化学污泥，在蒸发结晶系统故障时产生结晶盐等，固废排放情况见表 5.4.1-39。

⑷噪声

给排水系统噪声来自功率较大的泵及鼓风机，噪声排放情况见表 5.4.1-40。

表 5.4.1-37　　给排水系统废气排放一览表

编号	废气名称	废气排放量(Nm^3/h)	主要污染物产生情况			治理措施	主要污染物排放情况			排放规律	排放参数			去向
			名称	速率(kg/h)	浓度(mg/Nm^3)		名称	速率(kg/h)	浓度(mg/Nm^3)		高度(m)	内径(m)	温度(℃)	
G8-1	合成废水臭气处理系统废气	9800	H_2S	0.045	5	生物除臭装置	NH_3	0.0049	≤0.5	连续	15	0.50	25	大气
			NH_3	0.09	10		H_2S	0.00058	≤0.06					
			NMHC	/	/		NMHC	1.176	≤120					
			臭气	/	200		臭气	/	≤10					
G8-2	生产污水臭气处理系统废气	54288	H_2S	0.25	5	生物除臭装置	NH_3	0.027	≤0.5	连续	15	1.0	25	大气
			NH_3	0.50	10		H_2S	0.00325	≤0.06					
			NMHC	/	/		NMHC	6.51	≤120					
			臭气	/	200		臭气		≤10					
G8-3	污水处理系统无组织排放气	/	H_2S	/	/	无	H_2S	0.0066	/	面积=265 m×251 m+153 m×151m			常温	大气
			NH_3	/	/		NH_3	0.013	/					
			NMHC	/	/		NMHC	4.26	/					

注：臭气浓度无量纲

表 5.4.1-38　　给排水系统废水排放一览表（夏/冬）

编号	废水名称	废水排放量 (m^3/h)	污染物	浓度 (mg/L)	排放规律	治理措施及去向
W8-1	净水厂沉淀池排污水	7（夏）/4（冬）	COD	60	连续	废水处理及回用装置
			SS	500		
			TDS	900		
W8-2	化学水处理系统超滤反冲洗排水/反渗透排水	178	COD	15	连续	热电装置脱硫用水
			SS	10		
			TDS	1200		
W8-3	化学水处理系统离子交换排水	340（夏）/202（冬）	COD	20	连续	废水处理及回用装置
			TDS	2864(夏) 2745（冬）		
W8-4	第二循环水场（开式）排污水	8.1/6.8	COD	60	连续	废水处理及回用装置
			SS	20		
			TDS	1200		
W8-5	第五循环水场（开式）排污水	15.7/13.1	COD	60	连续	废水处理及回用装置
			SS	20		
			TDS	1200		

表 5.4.1-39 给排水系统固体废物排放一览表

编号	固废名称	固废名称	固废排放量(t/a)	主要成分	排放规律	固废类别	治理措施及去向
S8-1	净水厂脱水污泥机房	污泥	2115.2	化学污泥	连续	一般固废	大路工业园区渣场
S8-2	合成水处理单元	生化污泥	16000	生化污泥，含水 80%	连续	危废 HW39	送焚烧炉
S8-3		油泥	346	油污，含水率 50%	连续	危废 HW08	送焚烧炉
S8-4	生产污水处理系统	生化污泥	181550	生化污泥，含水 98%	连续	危废 HW39	送焚烧炉
S8-5		油泥浮渣	230	浮渣，含水率 50%	连续	危废 HW08	送焚烧炉
S8-6	废水处理及回用系统	化学污泥	38400	污泥污泥，含水 80%	连续	一般固废	大路工业园区渣场
S8-7	蒸发结晶系统	结晶盐（分盐方案）	10000	NaCl	连续	一般固废	综合利用
			1600	Na_2SO_4	连续	一般固废	
		杂盐（无分盐方案）	27600	盐类	连续	危险废物	送大路工业园区危险废物处置中心

表 5.4.1-40 给排水系统主要噪声源一览表

编号	噪声源名称	数量（台/套/个）	排放规律	室内室外	减（防）噪措施	治理后噪声值 dB(A)
N8-1	净水厂、污水厂鼓风机	12	连续	室内	减振、建筑物隔音	90
N8-2	第二第五循环水场（开式）冷却塔	5	连续	室外		75~80
N8-3	浓盐水结晶蒸发蒸汽压缩机	2	连续	室内	减振、隔音	85
N8-4	风机	11	连续	室外	减振、隔音	75~85
N8-5	机泵	263	连续	室外	减振、隔音	75~85

5.4.2 供热系统

5.4.2.1 供热

⑴蒸汽管网设置

根据各装置的用汽要求、用汽特点和用量以及装置副产蒸汽情况，将蒸汽系统划分为五个等级，具体见表 5.4.2-1。

表 5.4.2-1　　蒸汽管网等级划分一览表

等级	正常压力（MPa（G））	正常温度（℃）
超高压蒸汽 HS	11.5	525
次高压蒸汽 LHS	5.4	420
中压饱和蒸汽 MS	2.8	232
低压蒸汽 LS	1.0	240
低低压蒸汽 LLS	0.5	159

⑵全厂蒸汽平衡

全厂蒸汽平衡见表 5.4.2-2 及表 5.4.2-3。

表 5.4.2-2　　全厂蒸汽平衡表（冬季）

序号	装置名称	压力 MPaG	温度 ℃	产汽量 t/h	耗汽量 t/h	备注
一	11.5 MPa、525℃蒸汽系统（HS）					
1	动力站锅炉产过热蒸汽	11.5	525	-2086.7		共 5 台 580t/h（5+1）
2	高压抽背发电机	11.5	525		316.7	25000kW×2
3	空分装置空分透平	11.5	525		890	54000kW×5
4	气化装置	11.5	525		15	
5	净化装置二氧化碳压缩机透平	11.5	525		322	12422kW×4
6	净化装置制冷丙烯压缩机透平	11.5	525		144	10820kW×2
7	油品合成装置 FT 循环气压缩机透平	11.5	525		315	
8	油品加工及尾气处理装置 LNG 制冷压缩机透平	11.5	525		58	15400kW
9	损失	11.5	525		26	
	合计			-2086.7	2086.7	
二	5.4 MPa、420℃蒸汽系统（LHS）					
1	高压抽背发电机	5.4	420	-55.7		
2	高压锅炉给水	5.4	420		50	3600kW
3	空分	5.4	420		4.5	
4	净化装置二氧化碳压缩机透平	5.4	420	-154		

序号	装置名称	压力 MPaG	温度 ℃	产汽量 t/h	耗汽量 t/h	备注
5	净化装置制冷丙烯压缩机透平	5.4	420	-70		
6	油品合成装置脱碳贫液泵	5.4	420		64	
7	油品合成装置中压锅炉 BFW	5.4	420		18	
8	油品合成装置 FT 还原/FT 合成/精脱硫	5.4	420		48.8	
9	油品合成装置合成汽提塔	5.4	420		5	
10	油品加工装置加氢裂化循环气压缩机透平	5.4	420		39	
11	尾气处理装置氢气压缩机透平	5.4	420		31	
12	尾气处理装置燃料气压缩机	5.4	420		31	
13	油品加工装置精制循环气压缩机	5.4	420		22	
14	尾气处理装置尾气处理	5.4	420		19	
15	燃气锅炉	5.4	420	-60		
16	损失	5.4	420		7.4	
	合计			-339.7	339.7	
三	2.8 MPa、232℃蒸汽系统（MS）					
1	热电装置一级高加	2.8	232		220	
2	热电装置暖风机	2.8	232		0	
3	热电装置脱硫脱硝	2.8	232		12.5	
4	空分装置	2.8	232		14.5	
5	气化装置	2.8	232		87	
6	净化装置 CO 变换	2.8	232	-335		
7	油品合成装置 FT 合成	2.8	232	-1168		
8	油品合成装置 FT 合成	2.8	232		18.5	
9	中压凝气发电机组	2.8	232		1105.5	
10	损失	2.8	232		45	
	合计			-1503	1503	
四	1.0 MPa、240℃蒸汽系统（LS）					
1	热电装置除氧器 A	1	240		67.7	
2	热电装置高压 BFW	1	240	-50		
3	净化装置 CO 变换	1	240	-145.4		
4	净化装置低温甲醇洗	1	240		45	
5	净化装置硫回收	1	240		1.2	
6	油品合成装置 FT 合成	1	240		2	
7	油品合成装置 FT 蜡过滤	1	240		6.9	
8	油品加工及尾气处理装置加氢精制	1	240	-14.2		
9	油品加工及尾气处理装置加氢裂化	1	240	-5.4		
10	油品加工及尾气处理装置加氢精制	1	240		11.5	

序号	装置名称	压力 MPaG	温度 ℃	产汽量 t/h	耗汽量 t/h	备注
11	油品加工及尾气处理装置加氢裂化	1	240		9.6	
12	油品加工及尾气处理装置合成水	1	240		23	
13	油品加工及尾气处理装置尾气处理	1	240		0.6	
14	焚烧炉副产蒸汽	1	240	-2.6		
15	去 0.5MPa， 180℃管网	1	240		5	
16	中间罐区	1	240		12	
17	成品罐区	1	240		12	
18	装卸系统	1	240		6	
19	火炬	1	240		7	
20	损失	1	240		8.1	
	合计			-217.6	217.6	
五	0.5MPa、159℃蒸汽系统（LLS）					
1	高压抽背发电机	0.5	180	-261		
2	采暖	0.5	180		16	
3	气化装置闪蒸罐	0.5	180	-14.5		
4	气化装置	0.5	180	-60		
5	气化装置预干燥	0.5	180		370	
6	气化装置	0.5	180		101	
7	变换装置变换	0.5	180	-270		
8	变换装置硫回收	0.5	180	-2.1		
9	去除氧器 B	0.5	180		62.6	
10	变换装置硫回收伴热				1.5	
11	变换装置酸水气体				12	
12	变换装置低温甲醇洗				80	
13	变换装置闪蒸罐			-1.2		
14	变换装置闪蒸罐			-2.7		
15	来自 FT 循环气压缩机			-397		
16	去除氧器 C				56.2	
17	油品合成装置 FT 还原			-9		
18	油品合成装置渣蜡热裂解			-2.5		
19	FT 合成				3.5	
20	FT 还原				1	
21	FT 脱碳				221.1	
22	精脱硫				43.6	
23	闪蒸罐			-3.2		
24	闪蒸罐			-14.6		
25	油品加工及尾气处理各透平			-123		

序号	装置名称	压力 MPaG	温度 ℃	产汽量 t/h	耗汽量 t/h	备注
26	加氢精制			-3.5		
27	加氢裂化			-15.6		
28	加氢精制				8.9	
29	加氢裂化				13.3	
30	合成水				46	
31	尾气处理				5.8	
32	闪蒸罐			-6.3		
33	来自 1.0MPa，220℃			-5		
34	固体储运				14	
35	中间罐区				8	
36	热水站				60	
37	污水处理				19	
38	闪蒸罐			-9.5		
39	损失				57.2	
	合计			-1200.7	1200.7	

表 5.4.2-3 全厂蒸汽平衡表（夏季）

序号	装置名称	压力 MPaG	温度 ℃	产汽量 t/h	耗汽量 t/h	备注
一	11.5 MPa、525℃蒸汽系统（HS）					
1	动力站锅炉产过热蒸汽	11.5	525	-1962.6		共 5 台 580t/h（5+1）
2	高压抽背发电机	11.5	525		157.6	25000kW×2
3	空分装置空分透平	11.5	525		923	54000kW×5
4	气化装置	11.5	525		15	
5	净化装置二氧化碳压缩机透平	11.5	525		326	12422kW×4
6	净化装置制冷丙烯压缩机透平	11.5	525		146	10820kW×2
7	油品合成装置 FT 循环气压缩机透平	11.5	525		315	
8	尾气处理装置 LNG 制冷压缩机透平	11.5	525		61	15400kW
9	损失	11.5	525		19	
	合计			-1962.6	1962.6	
二	5.4 MPa、420℃蒸汽系统（LHS）					
1	高压抽背发电机	5.4	420	-53.2		
2	高压 BFW	5.4	420		47	3600kW
3	空分	5.4	420		4.5	
4	净化装置二氧化碳压缩机透平	5.4	420	-154		
5	净化装置制冷丙烯压缩机透平	5.4	420	-70		
6	油品合成装置脱碳贫液泵	5.4	420		64	

序号	装置名称	压力 MPaG	温度 ℃	产汽量 t/h	耗汽量 t/h	备注
7	油品合成装置中压锅炉 BFW	5.4	420		18	
8	油品合成装置 FT 还原/FT 合成/精脱硫	5.4	420		48.8	
9	油品合成装置合成汽提塔	5.4	420		5	
10	油品加工装置加氢裂化循环气压缩机透平	5.4	420		39	
11	尾气处理装置氢气压缩机透平	5.4	420		31	
12	尾气处理装置燃料气压缩机	5.4	420		31	
13	油品加工装置精制循环气压缩机	5.4	420		22	
14	尾气处理装置尾气处理	5.4	420		19	
15	燃气锅炉	5.4	420	-60		
16	损失	5.4	420		7.9	
	合计			-337.2	337.2	
三	2.8 MPa、232℃蒸汽系统（MS）					
1	热电装置一级高加	2.8	232		220	
2	热电装置暖风机	2.8	232		0	
3	热电装置脱硫脱硝	2.8	232		12.5	
4	空分装置	2.8	232		14.5	
5	气化装置	2.8	232		87	
6	净化装置 CO 变换	2.8	232	-335		
7	油品合成装置 FT 合成	2.8	232	-1168		
8	油品合成装置 FT 合成	2.8	232		18.5	
9	中压凝气发电机组	2.8	232		1105.5	
10	损失	2.8	232		45	
	合计			-1503	1503	
四	1.0 MPa、240℃蒸汽系统（LS）					
1	热电装置除氧器 A	1	240		74.7	
2	热电装置高压 BFW	1	240	-47		
3	净化装置 CO 变换	1	240	-145.4		
4	净化装置低温甲醇洗	1	240		45	
5	净化装置硫回收	1	240		1.2	
6	油品合成装置 FT 合成	1	240		2	
7	油品合成装置 FT 蜡过滤	1	240		6.9	
8	油品加工及尾气处理装置加氢精制	1	240	-14.2		
9	油品加工及尾气处理装置加氢裂化	1	240	-5.4		
10	油品加工及尾气处理装置加氢精制	1	240		8.5	
11	油品加工及尾气处理装置加氢裂化	1	240		5.6	
12	油品加工及尾气处理装置合成水	1	240		23	

序号	装置名称	压力 MPaG	温度 ℃	产汽量 t/h	耗汽量 t/h	备注
13	油品加工及尾气处理装置尾气处理	1	240		0.6	
14	焚烧炉副产蒸汽	1	240	-2.6		
15	去 0.5MPa， 180℃管网	1	240		23	
16	中间罐区	1	240		10	
17	成品罐区	1	240		2	
18	装卸系统	1	240		3	
19	火炬	1	240		3.5	
20	损失	1	240		5.6	
	合计			-214.6	214.6	
五	0.5MPa、159℃蒸汽系统（LLS）					
1	高压抽背发电机	0.5	180	-104.4		
2	采暖	0.5	180		0	
3	气化装置闪蒸罐	0.5	180	-12.5		
4	气化装置	0.5	180	-60		
5	气化装置预干燥	0.5	180		340	
6	气化装置	0.5	180		92	
7	变换装置变换	0.5	180	-270		
8	变换装置硫回收	0.5	180	-2.1		
9	去除氧器 B	0.5	180		62.6	
10	变换装置硫回收伴热				1.5	
11	变换装置酸水气体				12	
12	变换装置低温甲醇洗				80	
13	变换装置闪蒸罐			-1.2		
14	变换装置闪蒸罐			-2.7		
15	来自 FT 循环气压缩机			-397		
16	去除氧器 C				56.2	
17	油品合成装置 FT 还原			-9		
18	油品合成装置渣蜡热裂解			-2.5		
19	FT 合成				2.5	
20	FT 还原				0.5	
21	FT 脱碳				216.1	
22	精脱硫				43.6	
23	闪蒸罐			-3.5		
24	闪蒸罐			-15.6		
25	油品加工及尾气处理各透平			-123		
26	加氢精制			-3.2		
27	加氢裂化			-14.6		

序号	装置名称	压力 MPaG	温度 ℃	产汽量 t/h	耗汽量 t/h	备注
28	加氢精制				8.9	
29	加氢裂化				11.3	
30	合成水				46	
31	尾气处理				5.8	
32	闪蒸罐			-5.4		
33	来自 1.0MPa，220℃			-23		
34	中间罐区				5	
35	污水处理				19	
36	闪蒸罐			-6.3		
37	损失				53	
	合计			-1056	1056	

5.4.2.2 热电装置

⑴工程概况

本项目属于大型化工装置，化工装置开停车较困难，尤其是空分装置，开车时间较长，因此非计划停车对装置影响较大，将大幅减少工厂效益，因此必须保证装置在年操作 8000 小时的情况下 100%负荷运行，因此其动力蒸汽必须保证连续长周期供应，并不得间断。同时，本项目所涉及的蒸汽等级为 5 个，因此本项目需要自建热电装置（锅炉建设的必要性见规划符合性）。

根据热负荷及规划热负荷，热电装置包括三部分：

5×580t/h 超高压高温煤粉锅炉＋2×CB25 抽背式汽轮发电机组；余热电站为 4×N45 余热利用凝汽式空冷汽轮发电机组；1×65t/h 燃气锅炉。

⑵工艺流程与主要经济指标

①工艺流程

热电装置锅炉是以煤和天然气为燃料，将化学能转变为热能和电能，以供化工装置使用。部分高压蒸汽或经汽轮机抽出的中低压蒸汽直接送化工装置使用；其余高压蒸汽送入汽轮机中膨胀作功，将热能转化为机械能，再经汽轮机带动发电机发电，将机械能转化为电能后输出，再供化工装置使用。

②热电装置（燃煤锅炉）主要经济指标

热电装置主要经济指标见表 5.4.2-4。

表 5.4.2-4 热电装置（燃煤锅炉）主要经济指标表

序号	项目	单位	指标
1	运行时间	h	8000
2	年发电量	10^6KWh	1074.4
3	年供热量	10^6KW	686.08
4	厂用电率	%	17.86
5	平均供热标准煤耗率	g/ KWh	1448
6	发电机组年利用小时数	h	5968
7	年均全厂热效率	%	13.92%
8	年均热电比	%	63.85%
9	硫酸铵	t/a	硫磺装置 9520 热电装置燃煤锅炉 57760

⑶主要设备及环保设施

主要设备及环保设施见表 5.4.2-5。

表 5.4.2-5 热电装置主要建设设备及环保设施

项目			内容		
			单机容量及台数	总容量	种类
锅炉	煤粉锅炉		5×580t/h +2×25MW CB25	50MW	超高压高温煤粉锅炉+抽背式 CB25 发电机组
	燃气锅炉		1×65t/h	/	/
余热发电系统	发电系统		4×45MW	180MW	余热利用凝汽式 N45 空冷汽轮发电机组
辅助设施	卸煤上煤系统		铁路卸煤站及汽车卸煤站。带式输送机上煤系统		
	灰渣系统	飞灰库	热电装置建设直径 12m，高 33m，有效容积约 2000m^3 的灰库 5 座，共可贮渣约 8000t。		
		渣库	热电装置建设直径 8m，高 24m，有效容积约 400m^3 的渣库 3 座，每座渣库可贮渣约 320t。1#和 2#锅炉合用配置 1 座渣库，3#和 4#锅炉合用 1 座渣库，5#锅炉配置 1 座渣库。		
		除灰系统	锅炉省煤器、空预器和布袋除尘器收集的飞灰拟采用气力输送方式至灰库暂存，输灰系统能力按50%裕量考虑，本项目共设置5座灰库。		
		除渣系统	每台锅炉底部设置 4 台风冷除渣机，使锅炉的排渣温度冷却到 150℃以下，然后用埋刮板输送机输送，再用斗式提升机送至渣库暂存，本项目共设置 3 座渣库。		
		灰渣输送	输灰系统：用气力输送方式把飞灰送至飞灰库贮存，然后装车外运至灰渣场填埋处理或进行综合利用。每台锅炉省煤器灰斗下 4 台仓泵合用 1 根管道，管道规格为 φ168×7；每台锅炉布袋除尘器灰斗下 6 台仓泵合用 2 根输送管道，管道规格为 φ168×7。热电装置共设置 15 根输灰管道。 输渣系统：干冷却后的炉渣由埋刮板输送机和板链式斗式提升机输送至渣库暂存，后装车外运。		

烟气治理	烟气脱硫装置	种类	氨法烟气脱硫
		脱硫效率	98.66%（设计煤种），副产硫酸铵
	烟气除尘装置	种类	袋式除尘
		除尘效率	≥99.94%（设计煤种） ≥99.99%（校核煤种）
	NO_X 控制措施	种类	SCR
		脱硝效率	≥85%
	烟囱	型式	5 台锅炉共用 1 座烟囱，内设两根内筒。
		高度	180m
		出口内径	1 根内筒排放 1~2#锅炉烟气，排放内筒直径为 5.4m；另外一个内筒排放 3~5#锅炉烟气，排放内筒直径为 6.6m
	氨站(用于燃煤锅炉的脱硫脱硝、燃气锅炉脱硝及硫磺回收装置的脱硫)		设置2座液氨储罐，单罐容积500m^3，容量按各50%考虑，有效存储量约7天。氨罐工作温度为常温，工作压力为0.1342-1.8657MPa。液氨储罐与脱硝氨气制备站共同布置在热电装置区域外南侧，纬四路以南，全厂火炬的西北面，其西面为渣蜡热裂解装置，占地面积55m×90m。
污水治理	锅炉排污水	处理方式	回用
		排放去向	送至废水回用装置处理
	含油污水	处理方式	隔油
		排放去向	生产污水处理系统
固体废物治理	处理方式	除灰渣方式	除渣系统拟采用干式风冷除渣系统 除灰系统拟采用气力除灰系统
	灰渣贮存	方式	先综合利用，暂不综合利用运至大路工业园区渣场
	脱硫副产物贮存	方式	综合利用

⑷原辅材料消耗

①燃料煤

A：煤源及气源

热电装置燃煤锅炉以酸刺沟煤作为燃料煤；燃气锅炉，回收利用油品合成尾气在尾气处理装置分离出来的石脑油、LPG、LNG 产品后的废气，实现全厂燃料气和蒸汽平衡，另外全厂开工时，此燃料气锅炉也可作为启动锅炉使用。

B：煤质及燃料气成份分析

燃煤锅炉的校核煤种及设计煤种的煤质分析见表 5.4.2-6 及 5.4.2-7。燃气锅炉的燃料气分析见表 5.4.2-8。

表 5.4.2-6 燃料煤校核煤种成分

项目		单位	设计参数
工业分析	收到基水分 M_t	wt%	13
	空气干燥基水分 M_{ad}	wt%	5
	收到基灰分 A_{ar}	wt%	29
	干燥无灰基挥发分 V_{daf}	wt%	41.98
元素分析	收到基碳 C_{ar}	wt%	43.35
	收到基氢 H_{ar}	wt%	3.58
	收到基氧 O_{ar}	wt%	9.25
	收到基氮 N_{ar}	wt%	0.92
	收到基硫 $S_{.ar}$	wt%	0.9
灰熔点 (还原性气氛)	灰熔融性 DT	℃	1450
	灰熔融性 ST	℃	>1500
	灰熔融性 HT	℃	>1500
	灰熔融性 FT	℃	>1500
	可磨指数 HGI	/	68
	发热量 Qar.net	Kcal/kg	4096
		KJ/kg	17146
灰成分	SiO_2	wt%	55.78
	Al_20_3	wt%	36.19
	Fe_2O_3	wt%	2.86
	CaO	wt%	0.48
	MgO	wt%	0.18
	K_2O	wt%	0.61
	Na_2O	wt%	0.08
	MnO_2	wt%	0.07
	SO_3	wt%	0.42
	P_2O_5	wt%	0.17
	TiO_2	wt%	1.06
微量元素	Cl_{ad}	wt%	0.024
	F_{ad}	ug/g	265
	As_{ad}	ug/g	0
	Hg_{ad}	ug/g	0.086
	P_{ad}	wt%	0.03

表 5.4.2-7 燃料煤设计煤种成分

项目		单位	设计参数
工业分析	收到基水分 M_t	wt%	13.9
	空气干燥基水分 M_{ad}	wt%	4.57
	收到基灰分 A_{ar}	wt%	25.79

项目		单位	设计参数
	干燥无灰基挥发分 V_{daf}	wt%	39.65
元素分析	收到基碳 C_{ar}	wt%	48.46
	收到基氢 H_{ar}	wt%	2.98
	收到基氧 O_{ar}	wt%	7.39
	收到基氮 N_{ar}	wt%	0.83
	收到基硫 $S_{.ar}$	wt%	0.65
灰熔点 (还原性气氛)	灰熔融性 DT	℃	1430
	灰熔融性 ST	℃	>1500
	灰熔融性 HT	℃	>1500
	灰熔融性 FT	℃	>1500
	可磨指数 HGI	/	66
	发热量 Qar.net	Kcal/kg	4416
		KJ/kg	18485
灰成分	SiO_2	wt%	44.74
	Al_20_3	wt%	43.43
	Fe_2O_3	wt%	3.63
	CaO	wt%	0.68
	MgO	wt%	0.16
	K_2O	wt%	0.14
	Na_2O	wt%	0.02
	MnO_2	wt%	0
	SO_3	wt%	0.5
	P_2O_5	wt%	0.2
	TiO_2	wt%	1.35
微量元素	Cl_{ad}	wt%	0.021
	F_{ad}	ug/g	85
	As_{ad}	ug/g	1
	Hg_{ad}	ug/g	0.165
	P_{ad}	wt%	0.044

表 5.4.2-8　　燃料气组成表

组分	摩尔组成（mol%）
CO	33.4866
H_2	28.4321
CO_2	8.6951
H_2O	0.6235
N_2	19.8216
AR	1.3422
CH_4	6.0972

C_2H_4	0.3220
C_2H_6	0.8508
C_3H_6	0.0451
C_3H_8	0.1320
C_4H_8	0.0533
C_4H_{10}	0.0943
C_5H_{10}	0.0039
C_5H_{12}	0.0004
热值 KJ/Nm^3	10427.67
温度/℃	80
压力/MPaG	0.3

C：用量

燃煤锅炉用煤量情况见表 5.4.2-9。

表 5.4.2-9 燃料消耗表

项目		单位	消耗量	
			冬季	夏季
燃煤锅炉	小时耗煤量	t/h	308.26（设计煤种）332.33（校核煤种）	
	年耗煤量	10^4t/a	246.61（设计煤种）265.86（校核煤种）	
	年运行小时数	h	4000	4000
燃气锅炉	小时用量	kg/h	15982	

D：燃料煤输送系统

热电装置燃煤锅炉年消耗燃料煤 246.61 万吨（设计煤种），平均日耗燃料煤约 6757t，需通过项目输煤系统进行运输。燃料煤输送与原料煤输送一并在储运输煤系统内容见 5.3.5 章节。

热电装置燃气锅炉年消耗燃料气 15982kg/h，由燃料气管网供给。

②脱硝及脱硝剂

热电装置燃煤锅炉采用的脱硫剂和脱硝剂均为液氨，热电装置液氨消耗量为 2.3292t/h，即 1.86×10^4t/a；热电装置燃气锅炉采用脱硝剂为液氨，用量为 13.76t/a；主体装置的硫磺回收装置脱硫剂采用液氨，用量为 2971t/a；焚烧炉采用采用脱硝剂为液氨，用量为 40t/a；液氨来源为外购，外购的液氨参数见表 5.4.2-10，各装置液氨用量见表 5.4.2-11。

表 5.4.2-10 外购液氨技术参数表

指标名称	单位	合格品
氨含量	%	≥99.6
残留物含量	%	≤0.4

表 5.4.2-11　　各装置液氨消耗表

装置名称	液氨用量（t/a）	
	脱硫	脱硝
硫磺回收装置	2971	/
热电装置燃煤锅炉（设计煤种）	16312	2320
热电装置燃气锅炉	/	13.76
焚烧炉	/	40
合计	19283	2373.76

⑸工艺流程描述（燃煤锅炉）

在洗煤厂经过破碎处理后的燃料煤由火车运进示范项目圆形料场暂存，经过配煤中心处理后，输送至示范项目煤贮运装置设置的燃料煤筒仓，再采用带式输送机送至热电装置锅炉炉前原煤仓供锅炉燃用。原煤仓内原煤经给煤机计量后落入中速磨煤机磨制成煤粉，直接吹入炉膛燃烧，煤在锅炉内燃烧后产生的烟气经脱硝、布袋除尘器除尘、脱硫设施脱硫后，由 180m 高的烟囱排放。

5 台锅炉所产高压蒸汽部分供应至空分压缩机透平、循环气压缩机透平、制冷丙烯压缩机透平、CO_2 压缩机透平使用，部分高压蒸汽进入热电站 2 台 CB25 抽背式汽轮发电机组；2 台抽背机组分别抽出次高压蒸汽、排出低低压蒸汽，供示范项目各工艺装置生产使用。

装置所需的次高压蒸汽主要由空分压缩机透平、制冷丙烯压缩机透平抽汽提供，同时热电站设置的 2 台 CB25 机组的次高压抽汽也并入该蒸汽管网，作为管网波动时的主要调节手段。同时热电站设置的 1 台给水泵驱动透平的主汽来源也为次高压蒸汽。

装置副产的中压蒸汽部分在装置内使用，多余部分送入余热电站，进入 4 台 N45 凝汽式汽轮发电机组进行发电。中压蒸汽在 4 台 N45 机组发电后，乏汽通过排汽装置进入空冷岛，由空冷岛配套的风机进行换热冷却，乏汽经换热后的凝结水送至全厂冷凝液精处理装置处理。

装置副产的低压蒸汽主要用于装置自身需求，少量送入热电站与热电站设置的 1 台锅炉给水泵驱动透平的排汽混合，作为热电站 4 台除氧器的加热蒸汽来源。

热电装置 2 台 CB25 机组的低低压排汽今日低低压蒸汽母管，少量作为热电站冬季采暖换热蒸汽汽源，其余均通过低低压蒸汽管网直接送至各工艺装置。

供应至工艺装置的各种参数蒸汽的凝结水将统一送至示范项目冷凝液精处理装置，经精处理后和除盐水站的新鲜制水混合。少部分直接送至热电装置作为 2 台 CB25 机组汽封冷却器冷却水，经过汽封冷却器加热后送至热电装置高压除氧器；大部分通过除盐水泵送至工艺装置区域进行换热，换热后的除盐水最终送至热电站除氧器和装置除氧器作为锅炉补充水。

除盐水在 4 台高压除氧器内经加热除氧后进入 5 台电动锅炉给水泵、1 台汽动锅炉给水泵，经加压后通过 4 台高压加热器进行加热，加热至约 210℃的给水通过各台锅炉的给水调节阀组进入锅炉省煤器。

⑹原辅料及公用工程消耗

热电装置燃煤锅炉原辅料及公用工程消耗见表 5.4.2-12。热电装置燃气锅炉原辅料及公用工程消耗见表 5.4.2-13。

表 5.4.2-12 热电装置燃煤锅炉原料及公用工程消耗

序号	名称	单位	数量	备注
1	燃料煤	t/h	308.26（设计煤种） 332.33（校核煤种）	锅炉 5 用 1 备
2	柴油	t/a	660	点火及助燃
3	除盐水	t/h	1733.6（冬） 1672.2（夏）	设计煤种
4	生产水	t/h	163	设计煤种，来自除盐水站
5	循环冷却水	t/h	3934（包括余热发电 2000）	设计煤种
6	仪表用压缩空气	Nm^3/h	3220	
7	工艺用压缩空气	Nm^3/h	12450	
8	总计算负荷	kVA	59830	
9	总计算有功功率	kW	50856	
10	采暖热量	kW	9700	
11	中压蒸汽（2.8MPA，224℃）	t/h	1311(冬) 1338（夏）	
12	低压蒸汽（1.0MPA，220℃）	t/h	17.7（冬）27.7（夏）	采暖+暖风器+锅炉自用气
13	化学品（加药）			
13.1	脱硫剂	t/h	2.039（设计煤种）	

序号	名称	单位	数量	备注
			3.044（校核煤种）	
13.2	脱硝剂	t/h	0.290	
13.3	磷酸盐	kg/h	2.5	纯度为 98%
13.4	废水处理絮凝剂	mg/L	20	
13.5	丙酮肟	kg/h	0.3	纯度为 99.5%

表 5.4.2-13 热电装置燃气锅炉原料及公用工程消耗

序号	项目	规格	小时消耗量		备注
			单位	数量	
1	燃料气	/	Nm^3	16545	燃料气管网
2	次高压锅炉给水	6.5MPa，144℃	t	61	
3	工厂空气	/	Nm^3	500	间断
4	仪表空气	/	Nm^3	200	间断
5	电	/	kW	430	
6	循环水	/	t	5	
7	液氨/氨气	/	kg	1.72	
8	磷酸盐	Na_3PO_4 98%	t/a	0.8	年用量 间断使用

⑺脱硫系统（燃煤锅炉）

①流程简述

本热电装置燃煤锅炉脱硫效率需大于 98.66%（校核煤种需要达到 98.66%，设计煤种需达到 98%），脱硫装置采用单塔、塔内饱和结晶方法进行氨法脱硫。每台锅炉设置一座吸收塔。

塔内饱和结晶工艺流程：锅炉来原烟气进入脱硫吸收塔，经洗涤降温、吸收 SO_2、除雾后的净烟气直接排放；氨水（包括来自硫磺回收的不饱和硫酸铵溶液）吸收了烟气中 SO_2 形成的亚硫酸铵溶液，在脱硫吸收塔塔内经氧化、浓缩、结晶，得到一定固含量的硫酸铵浆液；硫酸铵浆液再经旋流器、离心机、干燥机后，得到水分<1%的硫酸铵，进入包装机包装即得到商品硫酸铵。

其主要过程包括：吸收、氧化和硫铵回收三个过程。具体分述如下：

A：烟气吸收

氨法脱硫即用含氨溶液通过喷淋与烟气接触，吸收烟气中的二氧化硫，最终生成亚硫酸铵。反应过程可基本表述为：烟气中的二氧化硫与烟气接触时首先被水吸收，生成氢离子、亚硫酸氢根离子与亚硫酸根离子，然后氢离子与氨

水溶于水后生成的氢氧根结合生成水分子，由于氢离子与氢氧根离子不断消耗，使二氧化硫溶于水与氨溶于水的反应得以持续进行，烟气中的二氧化硫得以吸收净化。吸收反应式如下：

$SO_2 + H_2O \rightarrow H^+ + HSO_3^-$

$HSO_3^- \rightarrow H^+ + SO_3^{2-}$

$NH_3 + H_2O \rightarrow NH_3 \cdot H_2O$

$NH_3 \cdot H_2O \rightarrow NH_4^+ + OH^-$

$H^+ + OH^- \rightarrow H_2O$

B：氧化

在烟气吸收过程中形成的 HSO_3^-、SO_3^{2-} 需氧化为 SO_4^{2-}才是期望得到的离子。反应在专门设计的多功能氧化器中进行，反应式如下：

$4HSO_3^- + 3O_2 \rightarrow 4SO_4^{2-} + 2H_2O$

$2SO_3^{2-} + O_2 \rightarrow 2SO_4^{2-}$

C：硫酸铵回收

脱硫吸收的生成物分散溶解于溶剂水中，经氧化后，基本成为水—铵离子—硫酸根离子体系，在浓缩阶段溶剂水逐步被蒸发，当达到硫酸铵饱和度后发生下列反应并析出，使脱硫反应生成的硫酸铵得以回收：

$2NH_4^+ + SO_4^{2-} \rightarrow (NH_4^+)_2 SO_4\downarrow$

②工艺系统组成

A：脱硫剂供应系统

氨法脱硫吸收剂一般有氨水和液氨，本装置脱硫剂采用液氨，液氨通过管道输送至热电装置内，在热电装置内配制成氨水送入脱硫塔，场内设氨水罐 2 座。氨水罐出口设氨水给料泵，输送至循环吸收系统。

B：循环吸收系统

烟气进入脱硫塔与循环浆液逆流接触进行洗涤、降温和吸收，在此过程中含氨吸收剂的循环液将烟气中的 SO_2 吸收，反应生成亚硫酸铵；含亚硫酸铵的液体再与从脱硫塔底部故入的氧化空气进行氧化反应，将亚硫酸铵氧化成硫酸铵，形成硫酸铵稀溶液；含硫酸铵的稀溶液流至循环槽，通过二级循环泵再送入脱硫塔，再进一步浓缩、结晶后，得到一定含固量的硫酸铵浆液，从而形成

闭合循环，这样在循环槽中使硫酸铵浓度达到规定值后，通过硫铵排出泵将生成的硫酸铵浆液送入硫铵后处理系统。

循环吸收系统包括脱硫塔、循环泵、硫铵排出泵、事故浆液泵、事故槽、循环槽、以及地坑和地坑泵。同时设置氧化空气系统，从大气中吸入空气经氧化风机升后后通过管道输送经气体分布器鼓入脱硫塔底啊，与溶液反应将亚硫酸铵溶液强制氧化成硫酸铵溶液，氧化风机采用罗茨风机。

C：硫铵回收系统

塔底浆液的硫铵结晶浆液含固量浓度约达到规定值后，通过硫铵排出泵送入旋流器浓缩后，依靠重力进入离心机，浆液经离心机分离后得到含水率 4%的固体硫铵，经重力送入干燥机干燥后含水小于 1.0%，干燥后的硫铵经包装后即可得到商品硫铵；离心分离母液进入循环槽重复使用。系统由旋流器、离心机、干燥机和包装机组成，包装完成后的硫铵产品在热电装置硫铵库内暂存，最终汽车外运进行综合利用。

⑻脱硝系统

①燃煤锅炉

燃煤锅炉烟气脱硝采用 SCR 工艺。

由于本装置脱硝按照国家重点地区排放要求进行设计，同时考虑到“超低排放”新限值(50mg/Nm^3)在不久的将来实施的可能性，因此对锅炉脱硝设备提出了更加严格的要求。

SCR 烟气脱硝工艺是指在催化剂和氧气存在的条件下，在较低的温度范围（280~420℃）内，利用脱硝还原剂（NH_3）有选择地将烟气中的大部分 NOx 还原成无害 N_2 和水来减少 NOx 排放的技术。因为整个反应具有选择性和需要催化剂存在，故称之为选择性催化还原反应（SCR）。

主要反应如下：

$4NO + 4\ NH_3 + O_2 \rightarrow 4\ N_2 + 6\ H_2O$

$NO + NO_2 + 2\ NH_3 \rightarrow 2\ N_2 + 3\ H_2O$

$6\ NO_2 + 8\ NH_3 \rightarrow 7\ N_2 + 12\ H_2O$

SCR 脱硝系统按照入口 300mg/Nm^3 氮氧化物浓度、脱硝率不小于 85%选型设计；处理后烟气氮氧化物浓度约为～45mg/Nm^3，满足 GB13223-2011《火

电厂大气污染物排放标准》重点地区的排放限值(100mg/Nm^3)要求，同时也满足“超低排放”限值(50mg/Nm^3)的要求。

SCR 烟气脱硝系统主要包括脱硝氨气制备系统和脱硝反应系统两个部分。

SCR 法烟气脱硝系统主要包括液氨卸料储存系统、脱硝氨气制备及输送系统和脱硝反应系统、其它辅助系统等几个部分。

本工程脱硝还原剂采用液氨，液氨外购后用槽罐汽车运输至热电站厂区域外南侧液氨站储存。脱硝用液氨卸料储存系统与脱硫装置共用，主要包括液氨储罐、卸料压缩机、液氨输送泵等设备。

脱硝氨气制备车间，主要设备包括液氨蒸发槽、氨气缓冲槽、氨气稀释槽等。热电装置 5 台燃煤锅炉共用 1 套脱硝氨气制备系统。氨气制备系统设有氨气收集稀释系统，稀释槽所排氨水进入废水池，由废水泵输送至脱硫系统利用。

脱硝反应系统主要设备包括 SCR 催化反应器、喷氨系统和稀释空气供应系统部分。

本工程 SCR 反应采用高温高尘布置，设在锅炉省煤器与空预器之间。脱硝装置催化剂考虑装设 3 层，2 用 1 备；每层催化剂用量为 105m^3，运行正常后按照 2 年更换 1 层考虑，热电装置 5 台燃煤锅炉催化剂耗量为 210m^3/年。

②燃气锅炉烟气脱硝

本燃气锅炉，燃料气中不含硫分，燃烧过程无 SO_2 生成，故烟气处理系统不考虑脱硫；因燃料气成分中低热值的 CO 含量相对较多，为保证燃烧充分，燃烧空气过量系数取 1.2，而燃料气成分中相对难以燃尽的 C4~C5 成分仅占全组分的 0.15%，故燃烧过程中基本不产生未燃尽碳粒等细颗粒物，同时因本项目燃料气本身也不含有颗粒性杂质，所以烟气处理不考虑烟尘颗粒物；燃气锅炉燃烧温度较高，燃烧过程中有 NOx 生成。燃气锅炉脱硝采用 SCR 脱硝方式，设计脱硝率大于 40%。脱硝用催化剂采用蜂窝式催化剂，由于烟气含尘量基本为零，杂质也极少，所以脱硝催化剂采用装设 1 层，备用 1 层即可满足长期运行要求。燃气锅炉脱硝所需氨剂由燃煤锅炉液氨储罐。

经上述措施后，锅炉系统排放的烟气 NOx 浓度将小于 150mg/Nm^3，符合《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）重点地区氮氧化物的排放限值要求。

⑼除尘系统

根据《火电厂大气污染物排放标准》(GB13223-2011)的要求，重点地区新建火力发电厂烟尘排放控制在 20mg/Nm^3 之内，考虑到“超低排放”新限值(5mg/Nm^3)在不久的将来实施的可能性，因此对锅炉的尾部烟气除尘设备提出了更加严格的要求。

除尘系统采用 5 套布袋除尘器，并预留湿式静电除尘器的扩建空间。

⑽灰渣储运

本项目按锅炉机组在额定工况下日运行24h，年运行8000h计算。

①锅炉灰渣量

项目锅炉排放灰渣量见表 5.4.2-14。

表 5.4.2-14 锅炉排放灰渣量表

机组容量	项目	小时产生量（t/h）	日产生量(t/d)	年产生量(t/a)	备注
5×580t/h 煤粉锅炉，4 用 1 备	排灰量	73.02	1752.48	584160	设计煤种
		88.21	2117.04	705680	校核煤种
	排渣量	8.12	194.88	64960	设计煤种
		9.81	235.44	78480	校核煤种

②灰渣输送系统

A：飞灰气力输送系统

气力输灰系统选用浓相正压仓泵气力输送方式，它具有高浓度、低流速、低能耗等特点。气力输灰系统从锅炉省煤器和布袋除尘器下灰斗开始用仓泵发送器和管道输送至灰库。

热电装置每台锅炉省煤器有 4 个灰斗，布袋除尘器有 2 排共 6 个灰斗。根据各个灰斗集灰量的不同，相应配置仓泵以适应运行工况的要求，省煤器下每个灰斗选配的仓泵容积为 0.5m^3，布袋除尘器下每个灰斗下选配的仓泵容积为 1.5m^3。热电装置 5 台锅炉共配置 50 台仓泵及相应控制设备，仓泵型式为下引式结构。每台仓泵的输送能力按照锅炉额定工况燃用设计煤种的排灰量的 150%，并且不小于燃用校核煤种的排灰量的 120%考虑，每台锅炉的气力输灰能力按照 38t/h 设计。

气力输灰系统所用压缩空气，由本项目空分装置的空压站供给。

气力输灰系统采用加厚的普通无缝钢管作为输送管道，弯管采用陶瓷复合耐磨弯头。每台锅炉省煤器灰斗下 4 台仓泵合用 1 根管道，管道规格为 φ168×7；

每台锅炉布袋除尘器灰斗下 6 台仓泵合用 2 根输送管道，管道规格为 φ168×7。热电装置共设置 15 根输灰管道。

B：炉渣输送系统

项目采用干式风冷除渣系统

在每台锅炉底部冷灰斗下设置过渡渣斗即渣井，然后设炉底排渣装置即液压关断门，底部设 1 台干渣机，干渣机型式为风冷式钢带输渣机。

锅炉正常运行时，从炉膛落下的热底渣经渣井、炉底排渣装置输送至缓慢移动的钢带输渣机上，其中大于 300mm 的渣块被炉底排渣装置拦截在输渣钢带的上方。通过摄像监控系统一旦发现结焦，及时启动炉底排渣装置挤压机构将大块炉渣破碎，从而提高大渣块的冷却效果，同时可防止炉膛坠落的大渣块毁坏输渣钢带。低速运转的输渣钢带将底渣输送至头部卸料端，并由碎渣机破碎至 20mm 以下。干渣机设有自动进风装置，利用锅炉炉膛的负压将空气吸入干渣机中，与钢带上的渣层进行热交换，底渣在运输的过程中继续释放热量，冷空气吸收底渣的余热而升温至 300～400℃，底渣放热冷却至 150℃左右。干渣机将底渣中的热量送回炉膛，在不影响锅炉燃烧效率的情况下，进风量根据锅炉的实时排渣量和炉底进风温度自动调节，最大进风量不超过锅炉总燃烧空气量的 1%。被渣加热后的热空气直接进入炉膛，将热渣从锅炉中带走的热量再带回炉膛内，从而减少锅炉的热量损失，提高锅炉的效率。锅炉底渣经干渣机冷却后输送至碎渣机，经过破碎后的底渣通过斗式提升机送至渣库暂存。

机械除渣系统中干渣机设计能力为 4～10 t/h，碎渣机设计能力为 10 t/h，斗式提升机设计能力为 20t/h。

C：灰渣贮存设施

a：飞灰库

本项目热电装置设直径 12m，高 33m，有效容积约 2000m^3 的飞灰库 5 座，共可贮灰约 8000t。每座灰库库顶设布袋除尘器 1 台，以排出气力输送系统的尾气和卸灰气化气。库顶配套布袋除尘器除尘效率＞99.9%，从而确保除尘器出风口气体含尘量≤20 mg/Nm^3。每座灰库设压力/真空释放阀 1 台，以保证灰库及设备的安全运行。

灰库为混凝土平底结构，为使灰库排料流畅，在库底布置气化槽，设置气化风机和气化风电加热装置。灰库区域设置气化风机房，配置气化风机 6 台，5 用 1 备。空气电加热器布置在灰库的操作层。

每座灰库出灰均按干出灰装车和湿出灰装车两种方式设计，干灰装车设备为散装机，湿灰装车设备为双轴搅拌机，设计能力均为 200t/h。

b：渣库

本热电装置建设直径 8m，高 24m，有效容积约 400m^3 的渣库 3 座，每座渣库可贮渣约 320t。1#和 2#锅炉合用配置 1 座渣库，3#和 4#锅炉合用 1 座渣库，5#锅炉配置 1 座渣库。

每座渣库库顶设布袋除尘器 1 台，以排出渣库的尾气和卸渣气化气。库顶配套布袋除尘器除尘效率＞99.9%，从而确保除尘器出风口气体含尘量≤30 mg/Nm^3。

渣库为锥底钢结构，为使渣库排料流畅，在库底布置仓壁振动器。

每座渣库出口均按干渣装车和湿渣装车两种方式设计，干渣装车设备为散装机，湿渣装车设备为双轴搅拌机，设计能力均为 100t/h。

c：除石子煤系统

本项目石子煤处理系统采用“移动石子煤斗+叉车”的方案，热电装置配置 2 台起重量为 2t 的叉车，定期将移动石子煤斗中的石子煤通过叉车装入自卸汽车内，外运至填埋场进行处理或进行综合利用。

d：厂外灰渣输送系统

本工程厂外灰渣运输采用汽车运输方式，汽车运输方式的优点是：灰场卸料比较灵活，灰场基本可以不设二次倒运设备，系统适应性较好。

⑾主要污染源及主要污染物

根据火电厂建设项目环境影响报告编制规范，以锅炉连续最大设计能力状况计算废气污染物排放量，计算公式如下：

①废气

A：烟尘

锅炉烟尘排放量按照下式计算：

$$M_A = B_g \times \left(1-\frac{\eta_c}{100}\right) \times \left(\frac{A_{ar}}{100} + q_4 Q_{DW,ar} \times \frac{10^{-6}}{3.3913}\right) \times a_{fh}$$

式中，M_A— 烟尘排放量，t/h；

B_g— 锅炉连续最大出力工况时的燃煤量，燃料煤种取值 308.26t/h（设计煤种）或 332.33t/h（校核煤种）

η_c— 采用的除尘效率，%。本项目η_c=99.95%（设计煤种）η_c=99.99%（校核煤种）；

A_{ar}— 燃煤的收到基灰分，本项目设计燃料煤种灰份为 25.79%（设计煤种）或 29%（校核煤种）

q_4— 锅炉机械未完全燃烧的热损失，%，与炉型和煤质等有关，按锅炉制造商或工艺设计计算的数据，本项目取值 1.5%；

$Q_{DW,ar}$— 燃煤的收到基低位发热量，kJ/kg，本项目设计燃料煤种取值 18485kJ/kg（设计煤种）或 17146kJ/kg（校核煤种）

a_{fh}—— 锅炉烟气带出的飞灰份额，本项目取值 0.90。

每台锅炉烟尘实际排放浓度（除尘器出口处）按下式计算：

$$C_A = \frac{M_A \times 10^9}{V_g \times 3600}$$

式中，C_A—— 烟尘排放浓度；

M_A—— 锅炉的烟尘排放量，t/h；

V_g—— 锅炉除尘器出口处标准状态下的干烟气量，2050000Nm^3/h，即 569.444m^3/s。

由此计算得烟尘排放量为 M_A=0.037t/h。

B：SO_2 排放量计算

SO_2 排放量（t/h）按下式计算：

$$M_{SO_2} = 2B \times \left(1 - \frac{\eta_{S_1}}{100}\right) \times \left(1 - \frac{q_4}{100}\right) \times \left(1 - \frac{\eta_{S_2}}{100}\right) \times \frac{S_{t,ar}}{100} \times K$$

式中：

B_g— 锅炉连续最大出力工况时的燃煤量，设计燃料煤种取值 308.26t/h（设计煤种）；332.33t/h（校核煤种）；

η_{S_1}— 除尘器的脱硫率，暂时取值为 0；

$S_{t,ar}$ — 燃煤的收到基全硫，本项目煤种取值 0.65%（设计煤种）；0.9%（校核煤种）

K — 燃煤中的硫燃烧后氧化成二氧化硫的份额，本项目取 0.82；

η_{S_2} — 烟气脱硫装置的脱硫率%；本项目为 98.66%（设计煤种）；

q_4 — 锅炉机械未完全燃烧的热损失，%，与炉型和煤质等有关，按锅炉制造商或工艺设计计算的数据，本项目取值 1.5%。

锅炉烟气排放量为 2050000Nm^3/h

由上式计算：$M_{SO2\ 设计煤种}$=0.04337t/h

$M_{SO2\ 校核煤种}$=0.06474t/h

②废水

热电装置废水主要为锅炉排污，返回本装置作为脱硫用水。

③固体废物

热电装置装置产生的废渣为锅炉灰渣、脱硫渣（硫酸铵）及脱硝废催化剂。

④噪声

热电装置装置的噪声设备为风机和各类泵。

热电装置“三废”排放见表 5.4.2-15～5.4.2-18。

表 5.4.2-15 热电装置主要废气排放一览表

编号	污染物名称	排放量 Nm^3/h	项目			单位	
G8-4	热电装置燃煤锅炉烟气	2050000(设计) 2957609（校核）	排气筒参数		几何高度	m	180
					出口内径	m	6.6/5.4
					烟气温度	˚C	50
			污染物排放	SO_2	排放量	kg/h	43.37（设计） 64.74（校核）
					排放浓度	mg/Nm^3	21.15（设计） 31.6（校核）
				NO_x	排放量	kg/h	92.3（设计） 133.09（校核）
					排放浓度	mg/Nm^3	45
				烟尘	排放量	kg/h	36.91(设计) 54.89（校核）
					排放浓度	mg/Nm^3	18.0（设计） 18.6（校核）
				Hg	排放量	kg/h	0.008（设计） 0.012（校核）

					排放浓度	mg/Nm^3	0.0039
				NH_3	排放量	kg/h	＜20.5（设计） ＜29.58（校核）
					排放浓度	mg/Nm^3	＜10.0
G8-7	热电装置燃气锅炉烟气	46300	排气筒参数		几何高度	m	25
					出口内径	m	1.5
					烟气温度	˚C	120
			污染物排放	NO_X	排放量	kg/h	＜6.945
					排放浓度	mg/Nm^3	＜150
				NH_3	排放量	kg/h	0.116
					排放浓度	mg/Nm^3	2.5

表 5.4.2-16 热电装置废水排放一览表

编号	污染源	排放规律	排放量(t/h)		水质(mg/L)	排放去向
			正常	最大		
W8-5	燃煤锅炉排污水	连续	14.8		Na^+ ： 6.5 Cl^- ： 10 TDS：17	废水处理及回用系统
W8-6	地面含油污水	间断	/	20	COD：≤700 油：≤500ppm	生产污水处理系统
W8-7	地面冲洗水	间断	/	28	运煤层、锅炉间、灰库渣库地面冲洗含煤废水	回用本装置煤灰水处理系统

表 5.4.2-17 热电装置固废量及处置方式一览表

单元名称	编号	固废名称	数量（t/a）	主要成分	排放规律	分类及编号	排放去向
燃煤锅炉	S8-8	炉渣	64960	SiO_2	连续	一般固废	综合利用或送大路工业园区渣场
	S8-9	炉灰	584160	Al_2O_3 ,Fe_2O_3,CaO,MgO,K_2O,Na_2O,TiO_2,SO_3,C	连续		
	S8-10	脱硝废催化剂	210m^3 2年一次	五氧化二矾	间断	危险废物	送园区危险废物处置中心
燃气锅炉脱硝	S8-11	脱硝废催化剂	2m^3 2年一次	五氧化二矾	间断	危险废物	

表 5.4.2-18 热电装置主要设备噪声表

编号	噪声源名称	数量（台/套/个）	排放规律	治理前噪声值 dB(A)	减（防）噪措施	治理后噪声值 dB(A)	设备高度（m）
N8-1	锅炉排汽	5	间断	120	消声器	100	180
N8-2	送风机及电机	10	连续	110	隔声、减振	85	
N8-3	中速磨煤机	20	连续	94	隔声、减振	85	
N8-4	给煤机	20	连续	92	隔声、减振	84	
N8-5	25MW 单抽背压式汽轮机	2	连续	100	隔声、减振	90	
N8-6	30MW 汽轮发电机	2	连续	100	隔声、减振	90	
N8-7	空气冷却器	2	连续	96	隔声、减振	85	
N8-8	45MW 余热抽凝式空冷汽轮机	4	连续	100	隔声、减振	90	
N8-9	50MW 汽轮发电机	4	连续	100	隔声、减振	90	
N8-10	余热锅炉空冷器	9	连续	96	隔声、减振	85	
N8-11	双轴搅拌机	5	连续	95	隔声、减振	85	
N8-12	风机	6	连续	95	隔声、消声器	85	
N8-13	各类泵	135	连续	93	隔声、减振	83	

5.4.3 供电

本项目建设规模为年产 200 万吨，预计远期最大用电负荷月 530MW。本项目拟再整体项目区内建设一座 220kV 总变电站（暂称 220V 总站），220V 总站由大路 500kV 变、大路西 220kV 变分别出一回 220kV 线路供电，线路长度分别为 15km 和 9km。在本项目区内建设一座 110kV 变电站（暂称 110kV 分站），110kV 分站由 220kV 总站 110kV 侧不同母线段分别出一回 110kV 线路供电，可满足本期年产 200 万吨项目的供电要求。

5.4.4 通讯

本项目设置火灾报警系统、扩音对讲系统、电视监控系统、综合布线系统、无线对讲等。

项目通讯设施包括火灾报警系统、扩音对讲系统、电视监控系统、综合布线系统、无线对讲等。

项目的自控设施包括分散控制系统（DCS）和可燃气体和毒气检测报警系统（GDS）。

项目采用统一的分散型控制系统（DCS）。DCS 系统完成各生产装置的基本过程控制、操作、监视、管理，顺序控制、工艺联锁和部分先进控制也在 DCS 系统中完成。

DCS 系统由操作站、辅助操作台、打印机、工业 PC 机、控制站、I/O 机柜、安全栅或端子柜、配电柜及网络设备等组成。中心控制室设置工程师站用于组态维护，故障诊断等工作。中心控制室设公共的硬件平台及以太网接口用于连接全厂信息管理系统。各控制站配置冗余的串行通信接口连接 SIS、CCS、PLC 等系统。

在生产装置，公用工程及辅助设施内可能泄漏或聚集可燃有毒气体的地方，分别设有可燃、有毒气体检测器，带声光报警功能，并将信号接至 GDS 系统。GDS 系统独立于其它控制系统，单独设置，并可与 DCS 系统进行通讯。在中心控制室集中设置 GDS 系统控制站，在各个区域的 FAR 内设置 GDS 系统远程 I/O 机柜。在中心控制室设置独立的 GDS 操作站。在工厂调试完成后，

有 15%已经接好线的输入/输出(I/O)点作为备用；在端子接线柜中，有 20%的裕量端子作为备用；在系统机柜中，有 20%的裕量空间用于安装 I/O 卡件。

5.4.5 火炬

5.4.5.1 火炬气来源

本项目设置全厂火炬系统，处理厂区内各个单元正常排放和事故排放时排向火炬的可燃性气体。

为保证工艺装置、压力储罐等设施发生各种事故时可燃性气体安全排放；火炬系统分设六个系统，分别为富氢火炬系统（包括低压富氢和高压富氢）、低压重烃火炬系统、酸性气火炬系统、氨火炬系统和低温火炬系统。

⑴气化装置非正常工况

气化装置气化炉共 10 台。开车时，每台气化炉逐步开车，下游设 2 个变换单元系列。当有 2 台气化炉达到 100%负荷后，即可将粗合成气送入下游的变换单元，此前的粗合成气需送富氢火炬去燃烧处理。因此，按 2 台气化炉 100%生产负荷时产生的粗合成气量来估算，则装置开车时的最大放空气量为 529t/h，带走的硫量为 1160.91kg/h，经火炬燃烧后转化的二氧化硫排放量为 2321.82kg/h。

在生产波动或事故工况下，不合格气化粗合成气需送富氢火炬焚烧处理。泄压速度按 0.1MPa/min 考虑，10 台气化炉达到正常负荷生产时的最大气化粗合成气泄放量为 628.14t/h。

⑵变换单元

变换单元共两个系列。开车时，每个系列达到 30%负荷才能通入粗合成气，在此之前的粗合成气需送富氢火炬进行燃烧处理。按一个系列达到 30%负荷生产时接入的气量来估算，则变换单元开车时的最大放空气量为 393.26t/h。

在生产波动或事故工况下，变换单元的泄压排放气送富氢火炬燃烧处理。按一个系列达到正常负荷生产时接入的气化粗合成气量来估算装置的最大火炬气量，则最大的火炬气量为 1310.85t/h。

⑶低温甲醇洗单元

低温甲醇洗单元共两个系列。开车时，每个系列达到 40%负荷才能通入变换合成气和未变换合成气，在此之前的粗合成气需送富氢火炬进行燃烧处理。按一个系列达到 40%负荷生产时接入的变换合成气和未变换合成气量来估算，则低温

甲醇洗单元开车时的最大放空气量为 406.96t/h。

在生产波动或事故工况下，低温甲醇洗单元的泄压排放气送富氢火炬燃烧处理。一个系列达到正常负荷生产时接入的变换合成气为 692.3t/h；非变换合成气为 325.1t/h，取两者中的最大值作为装置的最大火炬气量。

⑷制冷单元

在生产波动或事故工况下，制冷单元的最大火炬气量为 527.8t/h，主要组份为丙烯，送低压重烃火炬燃烧处理。

⑸硫回收单元

硫回收单元共两个系列。开车时，酸性气接入装置至装置正常运行期间的酸性气送酸性气火炬燃烧处理。按开车工况下气化闪蒸酸性气和低温甲醇洗酸性气量叠加来估算，则硫回收单元开车时的最大放空气量为 13.59t/h，含硫量为 3913kg/h，经火炬燃烧后转化的二氧化硫排放量为 7826kg/h。

在生产波动或事故工况下，硫回收单元的酸性气均送酸性气火炬燃烧处理，最大排放量约为 38t/h（焚烧炉闪爆），转化的二氧化硫排放速率为 18811kg/h。

各火炬系统接收的生产装置主要排放源、排放量见表5.4.5-1。

表5.4.5-1 本项目火炬气一览表

序号	装置名称	废气名称	排放气组成mol%	排放压力MPa（G）	排放温度℃	正常工况t/h	开停车工况t/h	事故工况t/h	泄放量t/h	备注
一、富氢火炬系统										
1、低压富氢										
1.1	低温甲醇洗	甲醇气	CH_3OH：99.5	0.1	111.4			43.6（30520Nm^3/h）		甲醇蒸汽事故时排放
		低温甲醇洗	CO：0.001 CO_2：8.861 H_2S：5.032 COS：0.167 CH_3OH：85.58	0.1	78.7			90.3（51865 Nm^3/h）		酸性气事故时排放（热再生塔顶）
1.2	油品合成	费托合成循环气	CO：7.14 H_2：52.38 CO_2：13.91 CH4： 6.15 C_2H_4：0.52 C_2H_6：1.13 C_3H_6：1.16 C_3H_8：0.34 C_4H_8：0.80 C_4H_{10}: 0.21 C_5:0.8 含腐蚀性组分	0.35	40				26	上游阀门全开，单系列安全阀门排放量，该气送往低压火炬管网（平均分子量15.7）
		费托合成塔顶油气	CO：6.53 H_2：52.38 CO_2：13.91 CH_4：6.15	0.35	40			2×26（停水/停电工况）	2×26	汽提塔为微正压操作，出口阀关闭，单系列安全阀泄放量，该

			C_2H_4：0.52 C_2H_6：1.13 C_3H_6：1.16 C_3H_8：0.34 C_4H_8：0.80 C_4H_{10}：0.21 C5+：0.8 含腐蚀性组分							气送往低压火炬管网（平均分子量26.7）
		精脱硫单元合成气	CO：37.34 H_2：61.31 CO_2：0.5 Ar：0.05 CH_4：0.03	0.1	159				12	换热管破裂，物料组成为干气组成，主要泄放介质为低压蒸汽
		蜡过滤单元释放气	H_2：50.27 CO：6.3 CO_2：14.1	0.33	100	3.7（4473Nm3/h				间歇排放1次/3.5天；2h/次（平均分子量18.5）
		蜡过滤单元释放气	H_2：50.27 CO：6.3 CO_2：14.1	0.33	100	3.37（4084Nm3/h				安全泄放（平均分子量18.5）
		合成水处理单元醇酸分离塔顶释放气	乙醛：2.58 丙酮：0.54 乙酸甲酯：0.07 丁醛：0.03 乙酸乙酯：0.02 己酮：0.02 甲醇：19.10 戊酮：0.05 丁醇：1.95 异戊醇：0.06	0.35	116			47.18（停水工况/事故工况）		（平均分子量为30）

			正戊醇：0.82 己醇：0.5 庚醇：0.15 羧酸108ppm（wt%）							
		合成水处理单元萃取精馏塔顶释放气	乙醛：3.87 丙酮：0.75 乙酸甲酯：0.11 丁醛：0.02 乙酸乙酯：0.05 己酮：0.05 甲醇：18.71 乙醇：68.1 戊酮：2.1E-9 丙醇：0.24 丁醇：4.9E-9 异戊醇：1.4E-14 正戊醇：01.7E-15 己醇：3.1E-20 庚醇：2.7E=20 羧酸108ppm（wt%）	0.4	117.9			23.4（停水/停电工况）		平均分子量42
2	高压富氢									
2.1	气化装置	开车合成气	H_2：11.900 CO：38.432 CO_2：2.956 H_2S：0.124 COS：0.018 CH_4：0.006 HCl：≤30ppm NH_3：≤200ppm	控制阀前4.1	206.9		529（564257 Nm^3/h）（开车工况）			最大泄放量按不低于单套变换最低负荷考虑。气化开车最低泄放量按2台炉100%符合考虑，气体平均分子量约为21

			HCN：≤20ppm							
		停车泄压排放合成气	H_2：11.900 CO：38.432 CO_2：2.956 H_2S：0.124 COS：0.018 CH4：0.006 HCl：≤30ppm NH_3：≤200ppm HCN：≤20ppm	控制阀前4.1	206.9			1322.47（1410635Nm^3/h）		下游没有用户，而煤气化装置仍运行时，考虑下游一个系列，则气化装置为5台炉子泄放量
		安全阀泄放合成气	H_2：11.900 CO：38.432 CO_2：2.956 H_2S：0.124 COS：0.018 CH_4：0.006 HCl：≤30ppm NH_3：≤200ppm HCN：≤20ppm	起跳压力：5.1	227			71000Nm^3/h单台		气化装置调节阀及泄压阀故障造成超压
		安全阀泄放中压闪蒸汽	H_2：0.06 CO：0.2 CO_2：0.11 H_2S：0.028 COS：0.0024 CH_4：≤0.001 HCl：≤0.001 NH_3：≤0.001 HCN：≤0.001	起跳压力：1.0	171			49362Nm^3/h单套		分液罐后排至火炬总管
2.2	低温甲醇	变换净化气	H_2：86.68	0.4	30		93.7			变换气净化气

	洗		CO：12.04 CH_4：0.04 CO_2：0.61							开车时排放，去气化火炬
		未变换净化气	H_2：27.31 CO：71.94 CH_4：0.04 CO_2：0.07	0.4	30		286			未变换气净化装置开车时排放去气化火炬
		变换气	H2：51.94 CO：7.269 CH4：0.026 CO_2：28.074 H_2S：0.1586 COS：0.0083 CH_4O：0.0322 HCN：0.001	0.4	30				686	阀门误关，变换气去气化火炬
		未变换气	H_2：25.219 CO：66.911 CH_4：0.04 CO_2：7.098 H_2S：0.128 COS：0.012	0.4	208		504			阀门误关，未变换气去气化火炬，分子量约为23
2.3	变换	废气（水煤气）	H_2：11.9 CO：38,42 CO_2：72.96 H_2S：0.12 CH_4：0.01	0.4	208		504			变换开车，共两个系列，平均分子量约为21
		废气（变换气）	H_2：11.9 CO：38.42 CO_2：72.96 H_2S：0.12	0.4	208		215.2（229530 Nm/k			热回收开车。共2个方案，平均分子量21

			CH_4：0.01							
		变换气	H_2：11.9 CO：5.93 CO_2：41.565 H_2S：0.16 CH_4：0.011	0.4	40				671.76（716539.6Nm^3/h）	变换安全阀起跳，共2系列平均分子量21
		变换气	H_2：22.16 CO：71.57 CO_2：5.51 H_2S：0.22 CH_4：0.019 COS：0.037	0.4	40				317（308704Nm^3/h）	热回收安全阀起跳，共2系列平均分子量23
2.4	油品合成	精脱硫单元合成气	H_2：61.31 CO：37.34 CO_2：0.5 CH_4：0.03	0.4	80		6.2	28（火灾泄放）		
		脱碳净化气	CO：9.34 H_2：68.57 CO_2：1.49 CH_4：8.14 C_2H_4：0.66 C_2H6：1.44 C_3H_6：1.48 C_3H_8：0.43 C_4H_8：1.03 C_4H_{10}：0.27 C5+：0.86 含腐蚀性组分	3	50		123.5131		127.26	紧急泄放（平均分子量为11.3）
		脱碳净化气	CO：9.34	3	50				69.324	尾气处理装置

			H_2：68.57 CO_2：1.49 CH_4：8.14 C_2H_4：0.66 C_2H_6：1.44 C_3H_6：1.48 C_3H_8：0.43 C_4H_8：1.03 C_4H_{10}：0.27 C5+：0.86 含腐蚀性组分							停车（平均分子量为10.3）
		脱碳净化气	CO：9.34 H_2：68.57 CO_2：1.49 CH_4：8.14 C_2H_4：0.66 C_2H_6：1.44 C_3H_6：1.48 C_3H_8：0.43 C_4H_8：1.03 C_4H_{10}：0.27 C5+：0.86 含腐蚀性组分	3	50		123.5 （开车工况）			开车 （平均分子量14.1）
		催化剂再生合成气	CO：0.0087 H_2：79.7 CO_2：2.16 CH_4：14.3	3.02	40				5	火灾泄放，平均分子量6.55
			CO：0.0087 H_2：79.7 CO_2：2.16	3.02	40				5.2	压缩机出口阀门误关，平均分子量6.55

			CH_4：14.3							
			CO：0.0087 H_2：79.7 CO_2：2.16 CH_4：14.3	3.02	40		2.095			平均分子量6.55
2.5	油品加工	加氢精制单元冷高分气	CO、CO_2、H_2、C1-C4、H_2O、H_2S	8	50-120			77.83（停水/停电）		平均分子量6.5
		加氢精制单元热高分气	CO、CO_2、H_2、C1-C4、H2O、H_2S	2.75	120				47.41	平均分子量8.1
		加氢精制单元冷高分气	CO、CO_2、H_2、C1-C4、H_2O、H_2S	2.75	50				14.38	平均分子量5.874
		加氢精制单元新氢	H_2、CH4	6.75	50		32.41			平均分子量2.035
		加氢裂化单元循环氢	H_2、C1-C5、H_2S及少量轻烃	6.565	120			125.47（停水/停电）		反应器飞温引起紧急泄放，平均分子量4.84
		加氢裂化单元循环氢	H_2、C1-C5、H_2S及少量轻烃	8.0	120			80.81（停水/停电）		平均分子量4.84
		加氢裂化单元热高分气	H_2、C1-C5及少量轻烃	2.75	120				66.04	热高分串热低分，平均分子量9.764
		加氢裂化单元循环氢	H_2、C1-C5、H_2S及少量轻烃	2.75	120				17.94	冷高分串冷低分，平均分子量10.264
		加氢裂化单元氢气、甲烷	H_2、CH_4	6.65	120		87.7			开工工况时协防的为新氢（99.9%V）平均分子量2.035
二	低压重烃									

	类火炬									
1	冷冻站	丙烯放空气	C_3H_6： 100	0.2	50			527.3（281206Nm3/h）（停水工况）		
2	液体物料储运	LPG安全阀	LPG	0.2	50				150	分子量49
		LNG压缩机	CH_4：49.5 C_2H_4：7.5 C_3H_8：23 i-C5H12：11.5	0.4	40			185		分子量30.87
3	油品加工	加氢精制单元分馏塔顶气	CO、CO_2、H_2、C1-C4、H_2S	0.45	146			6.44（停水工况）212.54（停电工况）		平均分子量91.06（停电）和40.15（停水）
		加氢裂化单元低压放空	C1-C4、H_2S及石脑油	0.35	120			7.39（停水工况）265.28（停电工况）		平均分子量89.133（停电）和40.462（停水）。停电、停水导致分馏塔回流中断工况
		加氢裂化单元低压放空	C1-C4、H_2S	0.35	40			19.48（停水/停电）		气体分子量40.653
		加氢裂化单元低压放空	C1-C4、H_2S及石脑油	0.35	40			0.75（停水/停电）		气体分子量2.626
4	尾气处理	燃料气放空	燃料气	阀前0.4，阀后0.1	25			778Nm^3/h		间断
三	酸性气火炬									
1	气化装置	闪蒸酸性气	H_2：10.8 CO：31.9599 CH_4：0.0187	控制阀前0.15	90		526Nm^3/h（开车工况）	1315Nm^3/h		

			CO_2：18.63 H_2S：3.9025 COS：0.3809 AR：0.2254 HCl：0.0370 HCN：0.0053mol%							
		气液分离罐1安全阀泄放酸性气	H_2：14.78 CO：43.71 CH_4：0.0187 CO_2：25.52 H_2S：5.35 COS：0.52 AR：0.31 HCl：0.03 NH_3：0.05 HCN：0.003	起跳压力1.0	188			1243Nm3/h		
		气液分离罐2安全阀泄放酸性气	H_2O：99%，其它组分（H_2、CO、CO_2、H_2S、COS、AR、NH_3、HCN、HCl）：0.01	起跳压力0.5	152			585Nm3/h（单套）		
2	低温甲醇洗	酸性气	CO：0.57 CO_2：51.68 H_2S：34.04 COS：1.42 CH_3OH：0.13 H_2：0.26	0.1	30		最大13（7663Nm^3/h）开车工况			气体分子量约为38
3	硫回收	酸性气	CO：6.76 CO_2：80.84 H_2S：0.88 COS：96ppm	阀前：0.28 阀后：0.15	70			3（1678Nm3/h）		分子量约为40

			N_2+Ar：0.06 H_2：5.77 NH_3+HCN：8ppm							
		酸性气	CO：0.57 CO_2：50.64 H_2S：34 COS：2.35 N_2+Ar：12.01 CH_3OH：0.03	阀前：0.24 阀后：0.15	30			31 （16921Nm3/h）		分子量约为40
		酸性气	CO：31.96 CO_2：18.63 H_2S：3.9 COS：0.38 N_2+Ar：0.42 H_2：10.8 NH_3+HCN：80ppm CH_4：0.02 HCl：0.037	阀前：0.2 阀后：0.15	90			1 （3780Nm3/h）		分子量约为25
		酸性气	CO：0.06 CH_3OH：1694ppm CO_2：78.89 H_2S：13.54 NH_3+HCN：5ppm CH_4:289ppm	阀前：0.3 阀后：0.15	25			3 （1500Nm3/h）		分子量约为42
4	变换	酸水汽提	CO：0.405 CO_2：4.854 H_2S：0.094 COS：0.0008 N_2+Ar：0.003 H_2：0.46	阀前：0.25 阀后：0.15	125			21.8 （24404Nm3/h）		分子量约为20

			NH_3：1.5429 HCN：0.0001 HCl：0.0007							
四	氨火炬系统									
1	液氨储罐	液氨储罐安全阀	NH_3	0.5	57.9			12.2		
五	低温火炬系统									
1		冷箱	混合冷剂	0.1	-162			120		
2		LNG储罐	LNG的BOG	0.015	-161			10		

5.4.5.2 工艺流程简述

⑴放空气管道

①富氢火炬气

根据富氢火炬气体的排放压力，分为高压富氢火炬（背压0.4MPa(G)）和低压富氢火炬（背压0.1MPa(G)）。富氢火炬主要用来处理来自气化、净化、油品合成、油品加工装置的火炬排放气，主要由氢气、一氧化碳、二氧化碳、水蒸汽等组成，热值较低。另外，净化装置、油品合成装置、合成水处理单元所排放的低压富氢火炬气，压力约为0.1~0.35MPa(G)，无法排入高压富氢火炬排放系统，须单独设置1根火炬排放管线，进入火炬界区经过各自的分液罐和水封罐后并入高压富氢火炬系统，共用一个火炬头。

②低压重烃火炬气

低压重烃火炬系统主要处理来自冷冻站、液体物料储运、油品加工装置、尾气处理装置的火炬气，主要是丙烯、LPG、天然气、C4等烃类，热值较高，需要蒸汽消烟。为了避免正常生产时重烃火炬系统的跑冒滴漏形成的少量重烃火炬气在火炬头发生闷烧而损坏火炬头，建议可将此连续的少量重烃火炬气引管至酸性气火炬气火炬系统进行处理。

③酸性火炬气

酸性气火炬系统用来处理来自气化、净化、硫回收的酸性火炬气。其中来自酸水气提的酸性气由于除了含有H_2S、CO_2等酸性气成分以外，还含有1.54%的氨，为了避免与酸气在火炬气管路中形成铵盐，堵塞管道，需单独设置一根管线排放至酸性气火炬，全程伴热。两根酸性气火炬气管共用一个火炬头。

④氨火炬气

氨火炬气系统用来处理来自液氨储罐的火炬泄放气，此火炬气主要是液氨储罐发生火灾的安全阀泄放气，正常操作工况及正常维护状况下的液氨储罐泄放气采用吸收法处理。

⑤低温火炬气

低温火炬气系统处理尾气处理装置循环冷剂压缩机事故工况下的泄放气和低温LNG储罐储存的液体发生翻滚工况时泄放的闪蒸汽(BOG)。整个火炬气系统应能耐低温。

⑥火炬凝液

富氢火炬的凝液通过火炬凝液泵，泵送到污水处理场；重烃火炬的凝液通过火炬凝液泵，泵送到中间罐区的轻污油罐；酸性火炬的凝液通过火炬凝液泵，泵送到污水处理场；低温火炬的凝液在分液罐内受热气化后输送到火炬头燃烧。

⑵燃料气管道

燃料气主要作为长明灯用气、高空点火装置点火燃料气源、和地面内传焰点火器点火燃料气源。燃料气总管经总阀后分成若干支管分别接至各火炬头的长明灯和高空点火枪，同时接一路至地面内传焰点火器。

⑶蒸汽管道

蒸汽主要作为低压重烃火炬气的消烟气体。蒸汽管经调节阀组接至烃类火炬头，当重烃火炬气排放时，调节蒸汽量以达到较好的消烟效果。

⑷净化风管

净化风作为各调节阀和各控制阀门的气源，同时作为地面内传焰点火器的空气气源。

⑸氮气管道

氮气用作为各火炬头的动态密封气体，以及吹扫用。自总管分成若干路分别与各火炬筒体相连。

5.4.5.3 主要设备

⑴火炬头

①富氢火炬头采用扩散式空气助燃型火炬头，直径DN1800，高度5m；

②低压重烃火炬头采用蒸汽助燃型火炬头，直径DN1300，高度5m；

③酸性气火炬头采用酸性气专用火炬头，直径DN600，高度5m；

④低温火炬头采用扩散式空气助燃型火炬头，直径DN350，高度5m。

⑵火炬筒体

①富氢火炬筒体直径均为DN1800，筒体材质为Q345R；

②低压重烃火炬筒体直径为DN1300，筒体材质为Q345R；

③酸性气火炬筒体直径为DN600，筒体材质为Q245R+整体热处理；

④低温火炬筒体直径为DN350，筒体材质为SS304。

四个火炬筒体共用一座火炬塔架。火炬塔架高度120m。火炬塔架为单面垂直结构，满足自卸式火炬结构的要求。火炬塔架采用法兰连接，工厂预制，热浸锌防腐。

⑶分液罐、水封罐

①高压富氢火炬气设置一台分液罐DN6000，长26m；一台水封罐DN6000，长26m；

②低压富氢火炬气设置一台分液罐DN2000，长8m；一台水封罐DN2000，长8m。富氢火炬气分液罐、水封罐主体材质均为Q245R；

③低压重烃火炬气设置一台分液罐DN4000，DN16m；一台水封罐DN4000，长16m。低压重烃火炬气凝液用收集罐收集后装槽车运出界区。低压重烃火炬气分液罐、水封罐主体材质均为Q345R；

④酸性气火炬气设置一台水封罐（兼分液功能）DN2400，长10m；氨火炬设置分液罐DN3000，长12m，罐后管道加阻火器防止回火。酸性火炬气分液罐、水封罐主体材质均为Q245R+整体热处理；

⑤低温火炬气设置一台分液罐（兼分液功能）DN1500，长4m。低温火炬气分液罐主体材质均为SS316。

⑥高压富氢、低压富氢和低压重烃火炬气有一股小流量或平衡气引至安全水封罐后进入酸性气火炬头燃烧。

5.4.5.4 火炬设置方案

本项目火炬拟采用自卸式捆绑火炬结构形式，由四个火炬头组成，分别称为富氢火炬、低压重烃火炬、酸性气火炬与氨火炬共用一个火炬及低温火炬。火炬排放高度125m。火炬设置方案见表5.4.5-2。

表5.4.5-2　　火炬设置方案

火炬	直径	装置	最大排放量	温度及最低排放压力
富氢火炬	DN1800	气化、净化、油品合成、油品加工装置富氢火炬气	1322.47t/h 1410635Nm^3/h	平均分子量21 0.1MPa，241℃
低压重烃火炬	DN1300	冷冻站、液体物料储运、油品加工、尾气处理装置低压重烃气	546.78t/h 291940Nm^3/h	平均分子量42 0.1MPa，50℃
酸性气火炬（与氨火炬共用一个火炬头）	DN600（氨火炬DN400）	气化、净化、酸水汽提、硫回收单元酸性气（氨火炬用于液氨储罐）	38t/h 24404Nm^3/h（其中氨火炬12.2t/h 16075Nm^3/h）	平均分子量39 0.1MPa，78.7℃ （其中氨火炬平均分子量17 0.5MPa， 57.9℃）
低温火炬	DN350	冷箱及LNG储罐	130 t/h	

5.4.5.5 公用工程消耗

火炬系统的公用工程消耗见表5.4.5-3。

表5.4.5-3　　火炬系统公用工程消耗

序号	指标名称	单位	消耗量	备注
1	新鲜水	m^3/h	最大36	最大为间断量
2	仪表空气	Nm^3/h	110	部分间断
3	0.4MPa（G）氮气	Nm^3/h	正常320 最大1700	正常为连续量 最大为间断量
4	1.0MPa（G）蒸气	t/h	连续3.5（夏季） 连续7（冬季） 间断34	间断用量为事故消烟
5	380V电	kWh	132	凝液泵/点火器等
6	燃料气	Nm^3/h	70	正常为连续量

5.4.5.6 污染物排放情况

火炬系统废气排放主要为各类火炬气燃烧烟气，主要污染物为二氧化硫、氮氧化物、CO等；噪声主要为火炬间断排放火炬噪声。火炬系统废气污染物排放见表5.4.5-4。

表5.4.5-4火炬系统废气排放表

装置名称	编号	废气名称	排放量(Nm^3/h)	污染物			排放规律	排放参数			治理措施	运行时数(h)	排放去向
				名称	浓度（mg/Nm^3）	速率(kg/h)		高度(m)	内径(mm)	温度(℃)			
火炬	富氢火炬	富氢火炬气(气化装置开车合成气)	1103994	SO_2 NOx VOCs CO_2	2103 200 / 415758	2321.82 220.8 0.183t/a 458995	间断	120	1800	1000	焚烧	48h	大气
		富氢火炬气(低温甲醇洗)	1957066	CO_2 NOx	269496 200	527422 391.41	间断	120	1800		焚烧	44h	大气
		富氢火炬气(变换装置)	1499294	SO_2 CO_2 NOx	1754 415968 200	2630 623658 299.86	间断	120	1800		焚烧	4h	大气
		富氢火炬气(尾气脱碳单元)	1262002	CO_2 NOx VOCs	158809 200 /	200418 252.4 1.323t/a	间断	120	1800		焚烧	4h	大气
		富氢火炬气(催化剂还原单元)	27389	CO_2 NOx	84620 200	2318 5.48	间断	120	1800		焚烧	24h	大气
	酸性气火炬	酸性气火炬气(气化装置)	1099	SO_2 CO_2 NOx VOCs	58551 479184 200 /	64 527 0.22 0.005t/a	间断	120	600	800-1000	焚烧	72h	大气
		酸性气火炬气(低温甲醇洗)	25918	SO_2 CO_2 NOx VOCs	299551 312455 200 /	7764 8098 5.18 0.034t/a	间断	120	600		焚烧	8h	大气

5.4.6 焚烧装置

本项目自建焚烧装置，以处理生产过程中的危险废物。

5.4.6.1 生产规模

焚烧装置包括污泥干化设施及焚烧设施，主要处理污水处理场的污泥、罐底污泥、油品合成装置产生的渣蜡、各装置产生的部分危险固废，以及污水处理厂产生的沼气。干化设施年运行 8000 小时，焚烧设施年运行 7500 小时计。生产规模见表 5.4.6-1。

表 5.4.6-1 焚烧装置生产规模

装置名称	设施名称	处理能力	备注
焚烧装置	污泥干化	污泥脱水处理能力：181500t/a	进料含水率 98%
		污泥干化能力：36000t/a	109t/d 污泥，进料含水率 80%
	焚烧设施	焚烧能力：12010t/a	其中包括：干化后污泥：12000 t/a (进料含水率 40%) 各工艺装置包装袋：6.214t/a

5.4.6.2 处理废物组成

进入本装置处理的废物共分三类：第一类污水处理场的生化污泥和合成水处理生化污泥；第二类为污水处理厂产生的沼气及燃料管网的燃料气；第三类为各生产装置产生的废包装袋、废滤布等。本工程待处理的废物源及其运输、储存、进料和处理方式详见表 5.4.6-2~5.4.6-4。

表 5.4.6-4 气体废物来源及组成一览

序号	废物来源	废物名称	数量（t/a）	主要成份及含量	运输方式	储存方式	处理方式
1	污水处理场	沼气	18542（2083Nm^3/h）	50%甲烷，40%二氧化碳、7.96%氮、2%氨、0.04%硫化氢（连续）	管道	沼气储罐	焚烧

表 5.4.6-2　　污泥来源及组成一览表

序号	废物来源	废物名称	危废编号	数量（t/a）	主要成份及含量	处理方式
1	生产污水处理系统	生化污泥	HW39	181550	98% H_2O，微生物，无机悬浮物，少量烃类、油类	干化后焚烧
		油泥浮渣	危废 HW08	230	浮渣，含水率 50%	送焚烧炉
2	合成水处理单元	生化污泥	HW39	16000	80% H_2O，微生物，无机悬浮物，少量烃类、油类	干化后焚烧
		油泥	HW08	346	油污，含水率 50%	送焚烧炉
	合计			198126		

表 5.4.6-3　　固体危险废物来源及组成一览

序号	废物来源	废物名称	数量（t/a）	主要成份及含量	运输方式	储存方式	处理方式
1	油品合成装置	FT 合成单元磷酸盐包装袋	0.084	内塑外编袋，7 天一次	汽车	装袋或桶装	送焚烧炉
2		尾气脱碳单元包装袋	2.58	残留活化剂、碳酸钾、活性炭、聚乙烯包装，间断	汽车	装袋或桶装	
3		蜡过滤单元包装袋	1.65	聚乙烯包装，间断	汽车	装袋或桶装	
4		精脱硫单元包装袋	1.7	聚乙烯、残留脱硫剂，3 年一次	汽车	装袋或桶装	
5		废滤布	0.2	特氟龙，3 月一次	汽车	装袋或桶装	
	小计		6.214				

5.4.6.3 工艺技术及生产原理

本装置工艺采用“污泥干化+焚烧”的工艺路线。

5.4.6.4 工艺流程简述

⑴废物进厂鉴别

为杜绝危险废物在转运过程中对环境的潜在性污染风险，焚烧设施对各装置实行“上门取货制”和危险废物的转运联单制，配备液体、固体危险废物转运车辆。运输车辆包括自卸带盖翻斗车、密闭罐车、槽车等，实行从废物产生源头装车，到最终的处理处置设施进行全程监控和管理。废物进场时首先在汽车衡进行称重并登记造册，然后对废物进行物理和化学性质分析，确定其存放及进料方式。盛装危险废物的容器上要粘帖符合标准的标签。

⑵固体废物输送及储存单元

来自界外装置区的固体废物经检验、分类后存放在危废储存仓库中，再经配伍后由叉车送入焚烧炉进料厂房，通过提升机，废物连同包装桶或包装袋一起送入转窑的固体废物进料口。

不规则的袋装或散装废物根据操作情况或进入危废储存仓库暂存或直接送入进料厂房，超过尺寸的废物可首先进行破碎，经破碎后的废物送入废物储存坑中，储存坑中的固体废物由抓斗送至转窑的固体废物进料口。

⑶污泥脱水及干化单元

①污泥脱水

来自生产污水处理系统的含水率为98%的污泥通过二根管道分别输送到本装置的二个污泥储罐内，再通过螺杆泵输送至污泥离心脱水机，依靠离心机高速旋转产生的离心力对污泥进行固液分离脱水，泥饼从离心机锥端排出，滤后液从另一端排出。在离心脱水机前的污泥管线中，将自动投加聚丙烯酰胺絮凝剂以提高污泥的脱水效果。污泥储罐的上清液和离心机滤后液均重力排入废水池，由废水泵送回污水处理场进行处理；脱水后含水率 80%的污泥泥饼通过螺旋输送器送至干化机的进料缓冲料仓。

②污泥干化

污泥干化单元可分为三个部分：污泥干燥、干化产品输送及储存、工艺气体冷凝及排放。

A：污泥干燥

干化机转子由空心旋转轴和桨叶构成，污泥进入干化机后，转子将其高速离心到内壁上，紧贴着圆柱形的内壁形成一个薄层。干燥器内的热交换主要是依靠污泥与圆柱形容器同轴的夹套中的蒸汽热传导实现的。污泥在薄层干燥机中的停留时间很短，因此干燥器内的干固体量很少。即使发生事故断电，高速转子的机械惯性依然可旋转数分钟，以保证干燥器内物料几乎全部清空，避免了留存物料影响设备重启和保障系统安全。干化后污泥含固率控制在 60%。干化机为密闭系统，并保持微负压，防止机内气体的外溢。

B：干化产品输送及储存

干燥后的污泥由干化机尾部排出至污泥冷却器，经过密封卸料器，螺旋输送机，再由斗提机送至焚烧炉窑头固体废物进料口，当焚烧炉停运时，螺旋卸料机可将污泥排至垃圾斗，由垃圾车外运填埋处理。

C：工艺气体冷凝及排放

从污泥中蒸发出的水汽从干化机顶部排出，进入洗涤塔中进行冷凝，工艺废气在洗涤塔中与循环液接触冷凝，气相中的水蒸汽被冷凝下来，冷凝液与循环液经洗涤循环泵提升进入冷却器换热冷却后，大部分返回洗涤塔重复喷射。少部分排往废水池。冷却介质为循环冷却水。

经过洗涤塔后的不凝气体，进入除雾器，用废气风机引至二燃室焚烧处理。焚烧炉检修时送污水场臭气处理装置处理。

为避免臭气泄漏到环境中，干化系统为微负压状态，但微负压可能造成周边环境中少量空气进入系统，使气体中氧含量增加，因此，采用补充氮气的方式以形成一个惰性气体环境。

⑷焚烧单元

焚烧单元主要分为五部分：焚烧进料系统、焚烧系统、热能利用系统、烟气净化系统和在线监测系统。

①焚烧进料系统

回转窑的窑头安装有固体废物进口、污泥喷枪、和转窑燃烧器。

固体废物进料系统由缓冲料斗、贮存仓、推料器组成，缓冲料斗可以接收抓斗送来的散装废物、斗提机送来的干化污泥和提升机送来的袋装或桶装废物。在缓冲料斗和位于其下部的料仓之间安装有两道液压控制滑动门，用以防止多余空气进入转窑。推料器安装在料仓下，由液压驱动系统推动的“抽屉”式结

构，负责将固体废物推入转窑中。在交替往复的运动中，固体废物被送入转窑中。推送的速度由控制室控制，以适应不同物料性质。

地下料仓中储存的罐底泥，经螺杆泵输送至窑头，由污泥喷枪送入转窑燃烧。

②焚烧系统

废物的焚烧在一燃室（转窑）和二燃室中完成。各种废物从回转窑的高端进入，燃烧空气与废物同向接触，废物在回转窑中受热干燥、破碎、氧化分解、燃烧，焚烧后的残渣在窑低端排出炉外，废物焚烧过程中产生的烟气进入二燃室。回转窑在负压下操作，可以防止炉内有害烟气从密封处泄漏。转窑燃烧器为多燃料燃烧器，可适应天然气、高热值废液的燃烧，天然气作为点火气。可根据转窑的温度调节燃料的加入量。

在一燃室内没有燃烧完全的气态有机物随烟气进入二次燃烧室继续进行燃烧，二次燃烧室为立式圆筒形，内衬耐火材料，通过调节燃料的投加确保二燃室温度。二燃室燃烧器也为多燃料燃烧器，可适应天然气、高热值废液的燃烧，天然气作为点火气。采用燃烧空气风机调节系统的供氧浓度，氧浓度在烟气处理系统的出口检测。二燃室设有紧急烟囱，当焚烧炉内由于空气压力的积累成为正压，紧急烟囱罩就会自动开启泄压。

③热能利用系统

二燃室的高温烟气进入废热锅炉以回收余热。经由废热锅炉将高温烟气降温至 500ºC，产生压力 1.3MPa，温度 250-300℃的蒸汽。锅炉采用水冷膜壁结构，所产蒸汽用于活性污泥干化和烟气升温，多余部分并入全厂中压蒸气管网；锅炉飞灰由出灰斗经双重气锁阀排出后输送至湿式输灰机。烟气脱硝采用 SNCR 工艺，在余热锅炉辐射段的合适位置喷射氨气与蒸汽的混合物，将烟气中部分 NOx 还原为 N_2，降低排放烟气中 NOx 的浓度。界外脱盐水经过除氧后作为锅炉给水，注入 Na_3PO_4 以控制腐蚀。

④烟气净化系统与在线监测系统

从废热锅炉出来的烟气进入半干塔，塔顶设有石灰浆喷枪，通过石灰浆对烟气进行降温处理及初步脱硫处理，喷入的浆液与烟气迅速混合后蒸发，浆液量保证烟气温度在 1 秒内由 500°C 降至 200°C 以下。在紧急情况下，也可喷入

新鲜水进行降温。在半干塔中，大部分酸性气体及颗粒物质被吸收，以固体形态从半干塔底部排出，并最终被输送至灰仓，定期外送处置。

烟气随后进入布袋除尘器。在布袋除尘器上游的烟道管上设有活性炭粉投加点，以吸附烟气中的重金属和二恶英。在布袋除尘器中，烟尘、活性炭粉末、颗粒物等被布袋拦截、收集，由袋室下方漏斗经旋转阀排出后输送至灰仓。

经布袋除尘器过滤后的烟气由顶部进入碱洗塔，通过碱液的洗涤，将烟气中 SOx、HCl 等酸性物质进一步去除。洗涤液由循环泵从碱洗塔底部提升至顶部，与烟气同向流过塔内填料层，使烟气与洗涤液充分接触。

碱洗处理后的烟气经除雾器后进入汽-气换热器，由蒸汽加热升温至约 130℃。引风机用于输送烟气通过整个烟气处理系统，并由二燃室压力控制引风机变频器，调节风机转速，实现回转窑、二燃室、烟气处理系统稳定的负压操作。引风机出来的烟气经由一座 50m 高的烟囱排入大气。

烟囱上设有连续排放监测系统(CEMS)的取样口，CEMS 将监测和记录烟气的下列组分：烟尘、一氧化碳(CO)、总烃(THC)、氮氧化物(NOx)、SO_2、HCl 等。焚烧装置示意图见图 5.4.6-1。

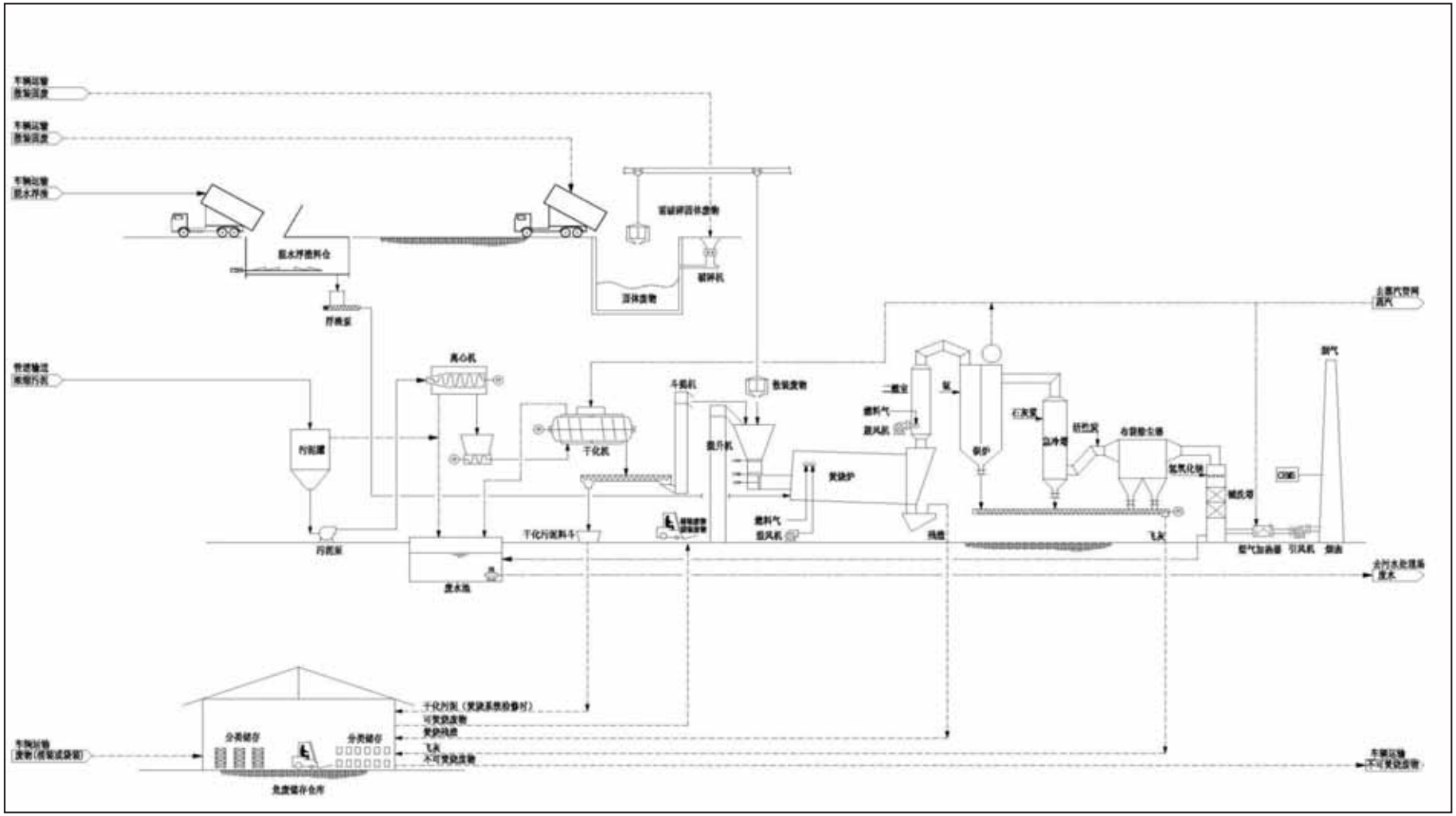


图 5.4.6-1 焚烧装置示意图

5.4.6.5 辅助材料及公用工程消耗

焚烧装置主要辅助材料消耗见表 5.4.6-5，公用工程消耗见表 5.4.6-6。

表 5.4.6-5 焚烧装置主要原辅料消耗表

序号	名称	单位	消耗定额（/t 产品）	消耗量		用途
				小时量	年量	
1	30%氢氧化钠（液体）	t	/	0.0117	88	碱洗
2	氢氧化钙（固体）	t	/	0.08	600	脱硫
3	活性碳（固体）	t	/	0.004	30	脱除二恶英
4	液氨	t	/	0.00533	40	脱硝

表 5.4.6-6 焚烧装置公用工程消耗表

序号	名称	规格	单位	消耗量		备注
				每小时	每年	
1	电	380V	kWh	1500	1125×10^4	
2	除氧水		m^3	3	24000	
3	循环冷却水	30℃	m^3	300	240×10^4	ΔT=10℃
4	仪表空气		Nm^3	150	112.5×10^4	焚烧系统用气
5	工厂空气		Nm^3	1000	750×10^4	焚烧系统用气
6	氮气		Nm^3	200	160×10^4	干化系统惰性化用气
7	中压蒸汽	1.0MPa	t	4	2000	焚烧炉检修时满足干化需求，干化凝结水回凝结管网（可以通过此等级的汽水损失进行调节）
8	燃料气		kg	218	174.4×10^4	燃料气管网（不包括污水处理系统产生的沼气）
9	生产用水		t	6	45000	
10	蒸汽	1.3MPa	t	-2.6	-20800	余热锅炉副产

5.4.6.6 主要污染源及污染物

焚烧装置在生产过程中产生的“三废”及噪声污染源详见表 5.4.6-7~表 5.4.6-10。

表 5.4.6-7 焚烧装置废气排放源及主要污染物

序号	排放源	排气类型	排放量(Nm^3/h)		排放规律	污染物 mg/m^3		温度(℃)	排气筒参数(m)		处理措施及排放去向
			正常值	最大值		排放速率（kg/h）	浓度（mg/Nm^3）		高度	直径	
1	烟囱	烟气	20000	22000	连续	NOx<4.8 烟尘<0.6 SO_2<4 HCl＜1 林格曼黑度<1 二噁英 <0.5TEQ	＜240 ＜30 ＜200 ＜50	110	50	1.0	大气

表 5.4.6-8　　焚烧装置废水排放源及主要污染物

序号	排放源	排放量(m^3/h)	排放规律	污染物组成 mg/L	处理措施及排放去向
1	离心机滤液	25.1	间断	COD500	生产污水处理系统
2	干化冷凝器	2.6	连续	COD2500	
3	碱洗塔	0.3	间断	COD500	
4	锅炉排污	0.4	连续	COD：50 TDS：17	废水处理及回用系统

表 5.4.6-9　　焚烧装置固废排放源及主要污染物

序号	编号	排放源	废渣名称	废物状态	排放规律	排放量(t/a)	污染物组成	类别及编号	处理措施及排放去向
1	S8-11	回转窑	残渣	固	连续	1800	重金属等	HW18	送大路工业园区危废处置中心
2	S8-12	回转窑	飞灰	固	连续	600		HW18	

表 5.4.6-10　　焚烧装置主要噪声污染源表

序号	噪声源	数量	噪声值 dB(A)	降噪措施	降噪后噪声值 dB(A)	备注
1	燃烧器	2	95	低噪声燃烧器	85	
2	鼓风机	1	95	消声器，隔声罩	85	
3	引风机	2	95	消声器，隔声罩	85	
4	泵	7	93	泵房	83	

5.4.7 暖通

⑴采暖

项目不设置集中采暖，个别冬季对温度有要求的建筑物，通过电热油汀或空调热泵机组来保证冬季室温。

⑵通风

一般不设置全面机械通风系统。对可能突然产生大量有害气体或爆炸危险性气体的生产厂房设置事故排风。

⑶空气调节

在满足工艺要求的条件下，当采用局部空气调节或局部区域空气调节能满足要求时，尽量采用局部空调；当局部空调不能满足工艺要求时，采用全室性空气调节。因本项目各空气调节冷负荷较分散，原则上不设置集中制冷站，根据空调需求就地采用风冷冷风（冷水）型空气调节机组。

5.4.8 维检修车间及办公区

本项目新建维检修车间，负责设施设备的维护工作。项目不新建办公楼及宿舍，均依托一期工程。

5.4.9 消防

项目园区设置低压消防水系统、稳高压消防水系统、泡沫消防系统、水喷雾灭火系统、蒸汽灭火系统、消防竖管、灭火器、消防站、火灾报警系统等消防设施。并设置消防站，占地160m×50m，定员54人。其中消防员40人，管理人员3人，其他11人，设置各类消防车辆9辆。

5.4.10 主要污染物与污染源

⑴废气

公用工程及辅助工程废气主要为热电装置锅炉废气、焚烧装置排放气和火炬排放气，主要污染为烟尘/粉尘、二氧化硫、氮氧化物，废气排放情况见表5.4.10-1。

⑵废水

公用工程及辅助工程废水主要为循环系统排污水、锅炉排污水及生活污水等，主要污染物为 TDS、COD 等，排放情况见表 5.4.10-2。

⑶固体废物

公用工程及辅助工程固体废物为锅炉灰渣、脱硫渣及脱硝废催化剂等，排放见表 5.4.10-3。

(4)噪声

噪声来自功率较大的泵及鼓风机。具体污染物排放见表 5.4.10-4。

表 5.4.10-1 公用工程及辅助工程废气排放一览表

编号	废气名称	废气排放量 (Nm^3/h)	主要污染物			排放规律	排放参数			治理措施及去向
			名称	速率 (kg/h)	浓度 (mg/Nm^3)		高度 (m)	内径 (m)	温度 (℃)	
G8-4	热电装置燃煤锅炉烟气	2050000（设计）	烟尘 SO_2 NH_3 NOx Hg	36.91 43.37 20.5 92.3 0.008	18 21.15 10 45 0.0039	连续	180	6.6/5.4	50	大气
G8-5	热电装置灰库	12000-24000	颗粒物	30	0.36-0.72	连续	15	0.4×5	常温	大气
G8-6	热电装置渣库	900-3600	颗粒物	30	0.027-0.108	连续	15	0.2×3	常温	大气
G8-7	热电装置燃气锅炉烟气	463000	NH_3 NOx	0.12 6.945	2.5 150	连续	25	1.5		大气
G8-8	焚烧炉烟气	正常 20000 最大 22000	烟尘 SO_2 HCl NOx	＜0.6 ＜4 ＜1 ＜4.8	＜30 ＜200 ＜50 ＜240	连续	50	1	110	大气

表 5.4.10-2 公用工程及辅助工程废水排放一览表

装置名称	编号	废水名称	废水排放量(m^3/h)	主要污染物 污染物及其浓度(mg/L)	排放规律	治理措施及去向
热电装置	W9-1	热电装置锅炉排污水	14.8	Na^+：6.5 Cl^-：10 TDS：17	连续	废水处理及回用装置
	W9-2	热电装置地面含油污水	20	COD：≤700 油：≤500ppm	间断	污水处理场
	W9-3	热电装置余热发电地面冲洗水	10	COD≤700	间断	污水处理场
焚烧炉	W9-4	焚烧炉离心机滤液	25.1	COD 500	连续	经废水池收集后去污水处理场
	W9-5	焚烧炉干化冷凝器	2.6	COD 2500	连续	经废水池收集后去污水处理场
	W9-6	焚烧炉碱洗塔	0.3	COD 500	连续	经废水池收集后去污水处理场
	W9-7	焚烧炉锅炉排污	0.4	COD 50	连续	废水处理及回用装置
火炬	W9-9	火炬气液分离罐排水及水封排水	1	COD 300-500 油 ≤500	间断	污水处理场
生活设施	W9-10	全厂绿化及地面冲洗水	20	ss ≤800 石油类 ≤500	间断	污水处理场
	W9-11	生活、化验水	27	COD 300-500	间断	污水处理场

表 5.4.10-3 公用工程固体废物排放一览表

装置名称	编号	固废名称	固废排放量(t/a)	主要成分	排放规律	固废类别	治理措施及去向
热电装置	S8-8	热电装置燃煤锅炉排渣	64960	SiO、CsO、MgO、煤渣	间断	一般固废	综合利用或送大路工业园区渣场
	S8-9	热电装置燃煤锅炉飞灰	584160	SiO、CsO、MgO、煤渣	间断	一般固废	
	S8-10	热电装置燃煤锅炉脱硝催化剂	210m^3	五氧化二矾	间断 2 年一次	危废	送大路工业园区危险废物处置中心
	S8-11	热电装置燃气锅炉脱硝催化剂	2m^3	五氧化二矾			
焚烧炉	S8-12	回转窑残渣	1800	重金属等	连续	HW18	
	S8-13	回转窑飞灰	600		连续	HW18	
生活设施	S8-14	生活垃圾	300	/	间断	生活垃圾	大路工业园区环卫部门统一处理

表 5.4.10-4 公用工程及辅助设施主要噪声源一览表

装置名称	设备名称	数量	噪声值 dB(A)		治理措施	排放规律	设备放置高度（m）
			治理前	治理后			
给排水系统	净水厂、污水厂鼓风机	12	98	90	减振、建筑物隔音	连续	
	第二第五循环水场（开式）冷却塔	5	/	75~80	/	连续	
	浓盐水结晶蒸发蒸汽压缩机	2	98	85	减振、隔音	连续	
	风机	11	98	75~85	减振、隔音	连续	
	机泵	263	90	75~85	减振、隔音	连续	
热电装置	锅炉排汽	5	120	100	消声器	间断	
	送风机及电机	10	110	85	隔声、减振	连续	
	中速磨煤机	20	94	85	隔声、减振	连续	
	给煤机	20	92	84	隔声、减振	连续	
	25MW 单抽背压式汽轮机	2	100	90	隔声、减振	连续	
	30MW 汽轮发电机	2	100	90	隔声、减振	连续	
	空气冷却器	2	96	85	隔声、减振	连续	
	45MW 余热抽凝式空冷汽轮机	4	100	90	隔声、减振	连续	
	50MW 汽轮发电机	4	100	90	隔声、减振	连续	
	余热锅炉空冷器	9	96	85	隔声、减振	连续	
	双轴搅拌机	5	95	85	隔声、减振	连续	
	风机	6	95	85	隔声、消声器	连续	
	各类泵	135	93	83	隔声、减振	连续	
火炬	火炬排气	4	130	110	消声器	间断	
焚烧炉	燃烧器	2	95	85	低噪声燃烧器	连续	

装置名称	设备名称	数量	噪声值 dB(A)		治理措施	排放规律	设备放置高度（m）
			治理前	治理后			
	鼓风机	1	95	85	消声器，隔声罩	连续	
	引风机	2	95	85	消声器，隔声罩	连续	
	泵	7	93	83	泵房	连续	

5.5 全厂平衡性分析

5.5.1 物料平衡

本项目的物料平衡见表 5.5-1 及图 5.5-1。

由图 5.5-1 可知，本项目以煤为原料，通过气化、变换、低温甲醇洗、硫回收、油品合成、油品加工等装置将煤转变为石脑油和柴油，同时副产液化石油气、液化天然气及混醇等副产品。

表 5.5-1　　全厂物料平衡表

项目	序号	名称	数值		备注
			kg/h	t/a	
进方	一	原料			
	1	原料煤	1104100	8832800	
	2	氧气	646200	5169600	
	3	小计	1750300	14002400	
	二	公用工程消耗			
	1	蒸汽	48450	387600	
	2	脱盐水	229180	1833440	
	3	除氧水	385000	3080000	
	4	氮气	198600	1588800	
	5	空气	176860	1414880	
	6	小计	1038090	8304720	
	三	化学品			
	1	气化装置分散剂（多元共聚物，液态）	70	560	
	2	气化装置絮凝剂（聚丙烯酰胺，粉粒）	8	64	
	3	净化装置甲醇	255	2040	
	4	净化装置氨水	3100	24800	
	5	油品合成装置催化剂	250	2000	
	6	油品合成装置硅藻土	10	80	
	7	油品合成装置白土	40	320	
	8	小计	3733	29864	
	四	现有工程酸性气	1900	15200	
		合计	2794023	22352184	
出方	一	产品			
	1	柴油	173630	1389040	
	2	稳定石脑油	60050	480400	
	3	液化石油气	22040	176320	

	4	液化天然气	13470	107760	
	5	轻醇	3770	30160	
	6	重醇	1710	13680	
	7	硫磺	5900	47200	
	8	硫酸铵	7300	58400	硫酸铵溶液，送热电站装置
		小计	287870	2302960	
	二	燃料气			
	1	油品合成脱碳闪蒸汽及尾气处理装置深冷分离单元燃料气	16270	130160	不包括硫磺回收及油品加工加热炉用的燃料气
		小计	16270	130160	
	三	排放及损失			
	1	废水排放	696320	5570560	
	2	废气排放	1416400	11331200	
	3	固体废物	187800	1502400	
	4	水气损失	5400	43200	
		小计	1809835	18447360	
		合计	2794023	22352184	

由表5.5-1及图5.5-1可知，本项目总进料量约为2235.22万吨/年，其中，原煤消耗量为883.28万吨/年，约占总进料量的39.52%，其余主要为氧气、蒸汽、氮气、脱盐水（包括锅炉给水）及空气（用于燃烧）等。本项目产品产出量约为215.35万吨/年，产品总收率（相对于总进料）约为9.63%，吨原煤产品收率约为24.38%。本项目油品（柴油+石脑）产量约为186.944万吨/年，吨原煤油品收率约为21.16%。本项目燃料产出量约为32.14万吨/年，吨原煤燃料收率约为3.64%。

本项目“三废”排放及损耗量为1844.736万吨/年，约占总进料量的82.5%。废气排放约占“三废”排放及损耗量的61.42%，其中油品合成排放的脱碳尾气排放量为135.41万吨/年，约占“三废”排放及损耗量的7.34%；低温甲醇洗装置排放释放气排放量为759.164万吨/年，约占“三废”排放及损耗量的41.15%；气化装置工艺废气排放量为210.464万吨/年，约占“三废”排放及损耗量的11.41%；硫回收装置尾气排放量为28.08万吨/年，约占“三废”排放及损耗量的1.52%；

本项目废水产生量约占“三废”排放及损耗量的30.20%，废水经处理后全部回用，不外排，固体废物产生量约占“三废”排放及损耗量的8.14%。

综上所述，本项目废气为主要流失途径，废水经深度处理后回用作循环水补充水和脱盐水站的补充水，固体废物渣主要为气化粗渣和细渣也可进行资源再利用。

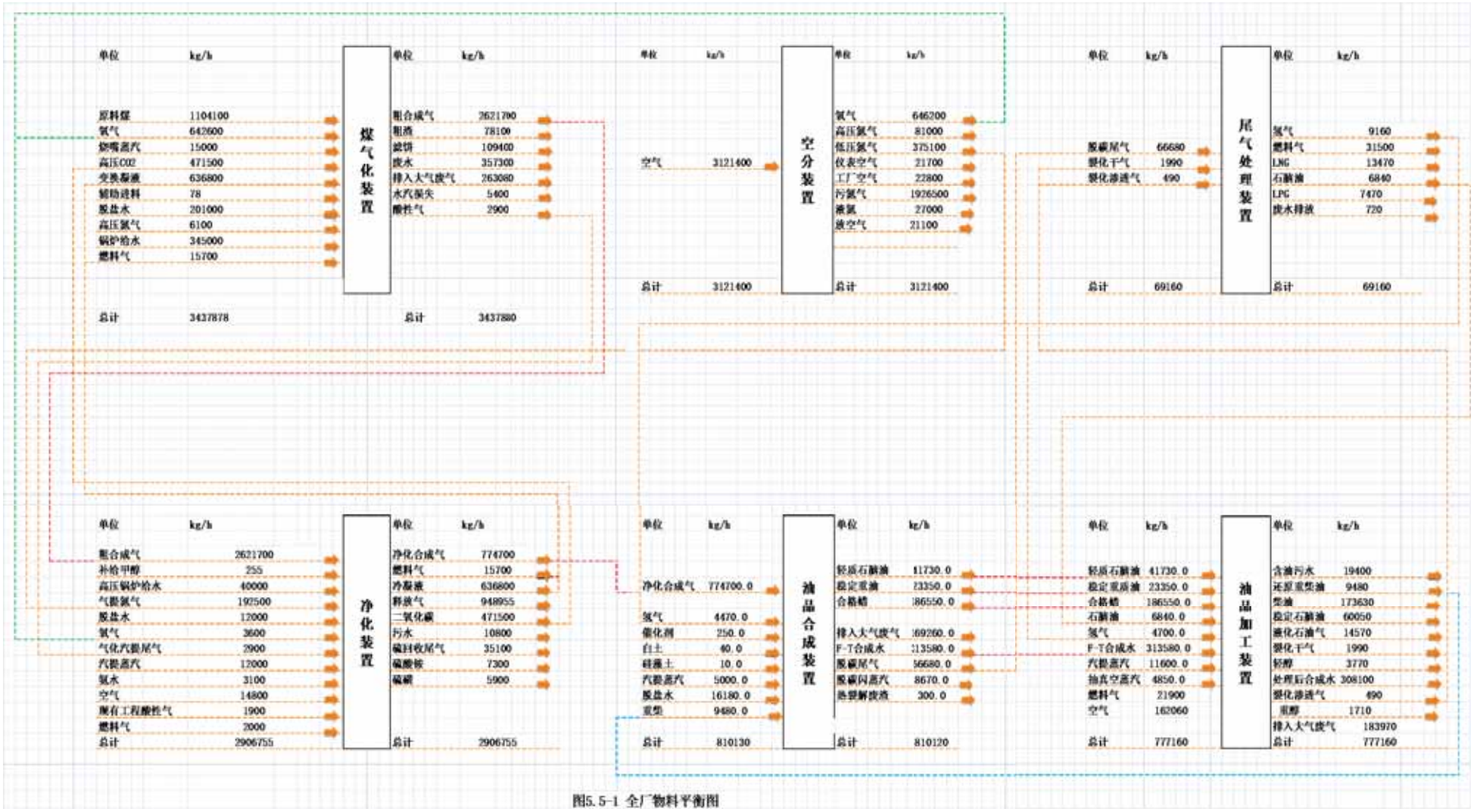


图5.5-1 全厂物料平衡图

5.5.2 蒸汽、凝液及锅炉给水平衡

⑴蒸汽平衡

根据各装置用汽需求，本项目供热系统划分为五个等级。

①超高压蒸汽

2086.7t/h(冬季)/1962.6 t/h(夏季)的超高压蒸汽（11.5MPaG，525℃）来源于热电装置 5 台×580t/h（4 开 1 备）超高压高温煤粉锅炉，用于压缩机驱动透平和气化装置工艺用汽，用汽设备分别是：5 台空分装置压缩机纯凝透平（功率为 5×54000kW），4 台净化装置 CO_2 压缩机透平（功率为 4×12422kW）及 2 台制冷丙烯压缩机透平（功率为 2×10820kW），4 台油品合成费托循环气压缩机透平（功率为 4×10900kW），1 台尾气处理装置 LNG 制冷压缩机透平（功率为 1×15400kW）及气化装置的烧嘴用汽。

②次高压蒸汽

次高压蒸汽（4.2MPaG，410℃）来源于热电装置高压抽背发电机（53.2t/h（夏）/55.7 t/h（冬））、净化装置 CO_2 压缩机透平抽汽及制冷丙烯压缩机透平抽汽分别为 154t/h 和 70t/h、燃气锅炉副产 60t/h，共计 337 t/h。用汽设备分别是：中压锅炉给水（功率为 1500kW）、高压锅炉给水（功率为 3600kW）、油品加工裂化循环气压缩机透平（功率为 3371kW）及精制循环气压缩机透平（功率为 1870kW）、尾气处理装置氢气压缩机透平（功率为 2718kW）及尾气处理装置燃料气压缩机透平（功率为 2718kW），以及一些工艺装置用汽，包括空分、油品合成及尾气处理等装置。

③中压蒸汽

中压蒸汽(2.8MPaG，232℃)全部来自于工艺装置的副产蒸汽，包括一氧化碳变换装置及费托合成装置的副产蒸汽（共计 1503t/h）。用汽单元主要是热电装置脱硫脱硝、空分装置、气化装置、油品合成装置及中压凝汽发电机组（功率为 4×45000kW）。

④低压蒸汽

低压蒸汽（1.0MPaG，240℃）全部来源装置区工艺装置的副产蒸汽和高压锅炉背压排汽，总计 217.6t/h（冬季）/244.6t/h（夏季）。该等级用汽设备主要是低温甲醇洗、硫回收、油品合成、油品加工及公用工程用汽。

⑤低低压蒸汽

低压蒸汽（0.5MPaG，159℃）来源装置区工艺装置的副产蒸汽、高压锅炉蒸汽和中压锅炉背压排汽及各类透平抽汽，总计 1200.7t/h（冬季）/1056t/h（夏季）。该等级用汽设备主要是油品加工、低温甲醇洗、硫回收装置等及公用工程用汽。

全厂蒸汽平衡见表 5.4.2-2 及表 5.4.2-3。

⑵化工区凝液平衡

全厂蒸汽凝液分为两种：透平凝液和工艺凝液。

透平凝液精制设计产水规模 2700m^3/h，工艺冷凝液处理产水规模 1500m^3。

工艺凝液精制制备采用“换热器+超微过滤器+纤维吸附罐+除铁过滤器+前置阳床+工艺凝液混床”工艺；透平凝液精制制备采用“换热器+大流量过滤器+透平凝液混床”工艺。

本项目凝液平衡见表 5.5-2。

表 5.5-2 全厂凝液平衡表单位：t/h

凝液名称	装置名称	数量		去向
		夏季	冬季	
透平凝液	空分	937.5	904.5	化学水站
	低温甲醇洗	172	168	
	制冷单元	76	74	
	尾气处理	61	58	
	中压凝汽发电机组	1105.5	1008.5	
	合计	2352	2213	
工艺凝液	气化	506.5	555.5	化学水站
	低温甲醇洗	122.5	122.5	
	硫回收	1.5	1.5	
	油品合成	321.2	327.7	
	尾气处理	23.4	23.4	
	油品加工	83.5	91.8	
	产品罐区	1.8	10.8	
	中间罐区	14.1	18.8	
	固体运输	2.7	18.6	
	燃气锅炉	1	1	
	污水处理系统（蒸发结晶）	19	19	
	火炬	3	6	

凝液名称	装置名称	数量		去向
		夏季	冬季	
	热电装置	0	16	
	热水站	0	60	
	蒸汽系统损失	72.6	78.2	
	合计	1172.8	1350.8	

⑶锅炉给水

化工区内工艺装置所需的锅炉给水及生产用除氧水由化工除氧器提供。本项目共设三台除氧器，为压力式除氧器，为各装置提供锅炉给水。脱盐水经化工界区内三台除氧器除氧后，经给水泵升压到不同压力等级，提供给各装置使用。

除氧器 A 设置在热电装置内，为热电装置锅炉提供锅炉给水，来自化学水站冷脱盐水与变换装置的非变换气换热后温度由 51.5℃升至 125℃进入除氧器 A，该除氧器脱盐水用量为 1672.2t/h（夏季）/1733 t/h（冬季），蒸汽用量为 315.4t/h（夏季）/378.4 t/h（冬季），提供锅炉给水为 1985.6 t/h（夏季）/2109.9 t/h（冬季）。

除氧器 B 设置在净化装置内，为变换、硫回收、气化、油品加工及焚烧炉置提供锅炉给水，来自化学水站冷脱盐水与变换装置的变换气换热后温度由 51.5℃升至 110℃进入除氧器 B，该除氧器脱盐水冬夏季用量均为 1277.1t/h，蒸汽用量均为 62.6t/h，提供锅炉给水为 1338.4 t/h。

除氧器 C 设置在油品合成内，为油品合成装置提供锅炉给水，来自化学水站冷脱盐水与变换装置的变换气换热后温度由 51.5℃升至 119℃进入除氧器 C，该除氧器脱盐水冬夏季用量均为 1157.5t/h，蒸汽用量均为 56.2t/h，提供锅炉给水为 1212.5 t/h。

本项目蒸汽、凝液及锅炉给水平衡（包括脱盐水）见图 5.5-2。

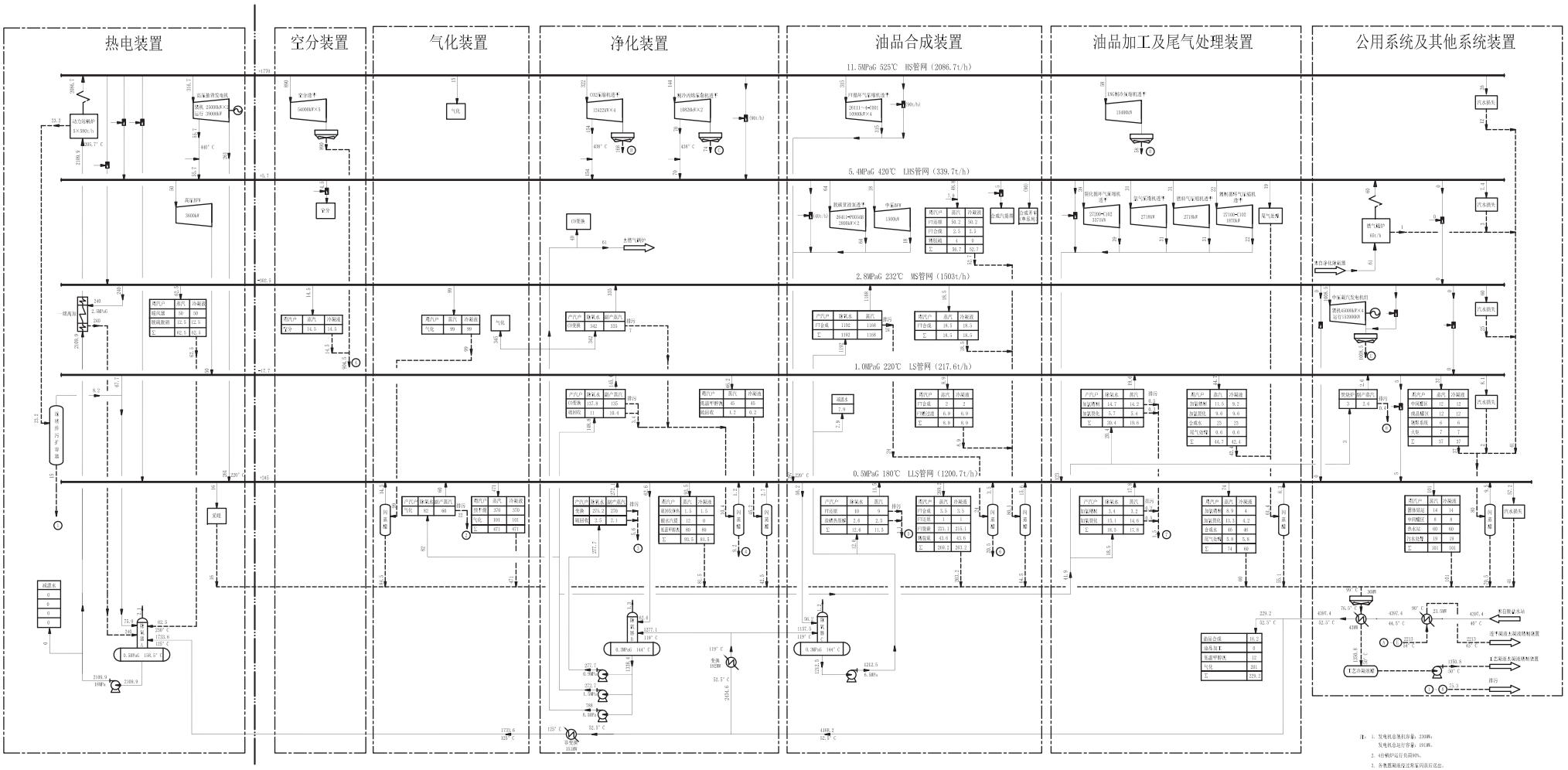


图5.5-2 全厂冬季蒸汽、凝液及锅炉给水平衡图

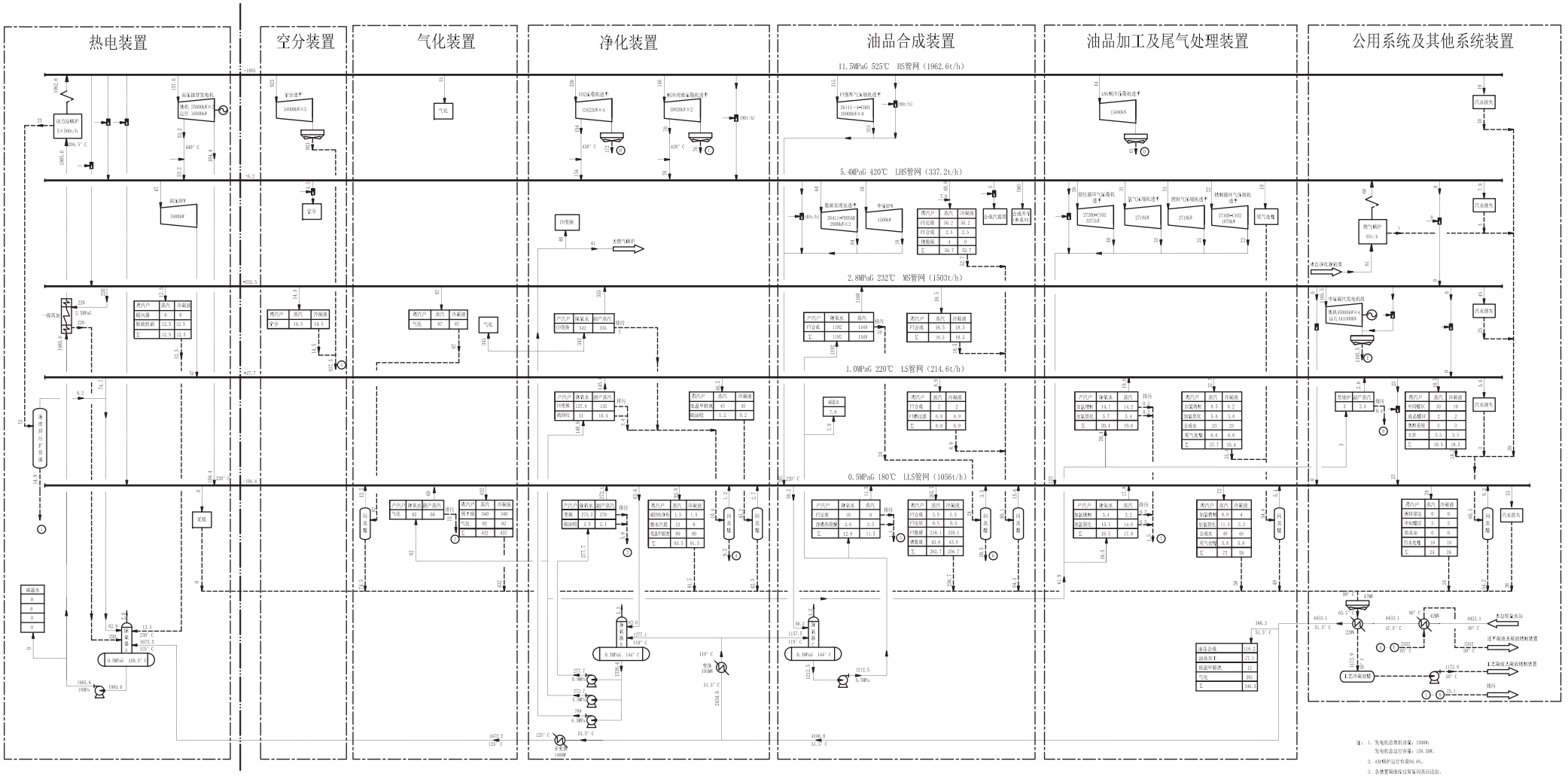


图5.5-2 全厂夏季蒸汽、凝液及锅炉给水平衡图

5.5.3 水平衡

根据“清污分流、污污分流、分质处理”的原则，厂区内排水系统划分为：生产污水系统、生活污水系统、含油污水系统、清净废水系统、污染雨水系统、清净区雨水系统。

全厂性污水处理设施分为：合成水处理、生产污水处理（包括含油污水预处理、污水生化及深度处理）、废水处理及回用（生化出水回用处理系统、清净废水回用处理系统、浓盐水回用处理系统、EP 纯化系统）、高含盐水蒸发结晶处理，及事故水收集与处理。

合成水处理用于单独处理油品加工装置排放的高浓度、低含盐合成废水，采用“厌氧+好氧（活性污泥法）+接触氧化+混凝沉淀+砂滤”工艺，出水作为脱盐水站的补水或循环水补充水。厌氧产生的沼气送焚烧炉燃烧处理。

生产污水处理用于处理本项目煤气化装置、低温甲醇洗、油品加工、固体废物焚烧系统（包括污泥脱水）等生产污水、生活污水、地面冲洗水及净水厂排水等。

循环水场冷却排污水、化学水站排水及锅炉排污以及生产污水处理系统出水进入废水处理及回用装置，废水处理及回用装置出水作为循环水的补充水和化学水站的补水，浓盐浆排入蒸发结晶中。

生活污水系统用于收集和输送厂区各装置及辅助设施的卫生间、浴室、餐厅等设施排出的生活污水和部分化验室废水，各装置及辅助设施的生活污水先经重力排入化粪池进行预处理，其上清液重力经厂区生活污水总管送污水处理场生化处理及回用系统进行处理；对生物处理有毒的化验污水（如强酸、强碱、有毒试剂等）单独收集后处理。

本项目夏/冬季全厂水平衡见表 5.5-3 及表 5.5-4。

本项目夏/冬季全厂水平衡见图 5.5-4 及表 5.5-5（正常工况）。本项目夏/冬季全厂水平衡见图 5.5-6 及表 5.5-7（设计保证工况）

表 5.5-3　　全厂水平衡一览表（夏季）　　单位：m^3/h

工程	装置名称		给水									排水												
			新鲜水	净化水		循环水	蒸汽	原料带水	重复用水				脱盐水(高温)	锅炉给水	物料带水	蒸汽	凝液		循环回水	废水				反应用水	损失
				脱盐水(低温)	除氧水				凝液	中水	装置间回用水	装置内回用水					透平凝液	蒸汽凝液		生活污水	生产废水	含油污水	清净废水		
主体工程	空分装置					27610	942										937.5		27610						4.5
	气化装置			201	427	17526.3	534	265	636.8(来自变换)			16			1037.3+0.7	72.5		506.5	17526.3		357.3		22		83.5
	净化装置	变换		4106.8（包括除氧水用量）		2711	12	1037.3			3.4		2829.7	543.4	4.4+636.8	678.6			2711		5.2		13.8	446.3	1.3
		低温甲醇洗		12		7962	451	4.4							3.4(去酸水汽提)	156.5	172	122.5	7962		5.6				7.4
		制冷				5334	146									70	76		5334						
		硫回收			13.5	22	2.7	0.7(来自气化)				3.3				12.7		1.5	22				1.0		5
		小计		4118.8	13.5	16029	611.7	1042.4			3.4	3.3	2829.7	543.4	644.6	917.8	248	124	16029		10.8		14.8	446.3	13.7
	油品合成装置			1273.7（其中1157.5含在高温脱盐水中）		3900	797.1					294.48			3.62	1595.6		321.2	3900			308.1(去油品加工)	21.6		115.16
	尾气处理装置					1350	148.4	0.74							0.02	64	61	23.4	1350			0.72			
	油品加工装置			17.1	38.9	3400	164.3	2.9			308.1					101.9		83.5	3400			19.4+308.1	1.5		17.1
	小计			4453.1	479.4	69815.3			636.8		311.5		2829.7				1246.5	1058.7	69815.3		368.1	328.22	59.9	446.3	233.96
储运系统	液体产品储存及运输					8	2									0.2		1.8	8						
	中间产品及化学品储存		1			10	15									0.9		14.1	10			1			
	固体运输系统		38				3									0.3		2.7			3.2				34.8
	小计		39			18	20									1.4		18.6	18		3.2	1			34.8
公用工程及辅助工程储运工程	热电装置（燃煤锅炉）			1672.2（包括在高温脱盐水中）		1934	282.9	41.5	12.5		178（来自脱盐水站）+6.11					1962.6			1934				14.8		215.81
	中压凝汽发电机组					2000	1105.5										1105.5		2000						
	燃气锅炉				61	5										60		1							
	第一循环水场			155.8																					155.8
	第二循环水场									80													8.1		71.9
	第三循环水场			117.6																					117.6
	第四循环水场			117.6																					117.6
	第五循环水场									155													15.7		139.3

	第六循环水场		21																				21
	焚烧炉	6		3	300		22（污泥）								2.6			300		28		0.4		
	化学水站	905.2						3524.9(包括透平凝液和蒸汽凝液)	953			4865.1		178									340		
	污水处理厂（蒸发+结晶）				600	19				31.8							19	600		2.4				0.5
	火炬					3.5									0.5		3							
	地面冲洗水及绿化	41																			20			21
	全厂生活设施	30																	27					3
	蒸汽系统损失					130.5									4.4		72.6							53.5
	不可预见水量	260																						
	净水厂	7																				7		
	小计	1249.2	412	61	4839					215.91					6.3	1105.5	95.6	4839	27	28	20	386		
	合计	1288.2	4865.1	540.4	74672.3	/	/	/	1188	528.4	/	/	/	/	/	2352	1172.9	74672.3	27	399.3	349.22	445.9	446.3	916.31

表 5.5-4　　全厂水平衡一览表（冬季）　　单位：m^3/h

工程	装置名称		给水									排水												
			新鲜水	净化水		循环水	蒸汽	原料带水	重复用水				脱盐水(高温)	锅炉给水	物料带水	蒸汽	凝液		循环回水	废水				反应用水	损失
				脱盐水(低温)	除氧水				凝液	中水	装置间回用水	装置内回用水					透平凝液	蒸汽凝液		生活污水	生产废水	含油污水	清净废水		
主体工程	空分装置					27610	909										904.5		27610						4.5
	气化装置			201	345	15933	667	265	636.8(来自变换)			16			1037.3+0.7	74.5		555.5	15933		357.3		22		83.5
	净化装置	变换		4168.2（包括除氧水用量）		2711	12	1037.3			3.4		2891.1	543.4	4.4+636.8	678.6			2711		5.2		13.8	446.3	1.3
		低温甲醇洗		12		7962	447	4.4							3.4(去酸水汽提)	156.5	168	122.5	7962		5.6				7.4
		制冷				5334	144									70	74		5334						
		硫回收			13.5	22	2.7	0.7(来自气化)				3.3				12.7		1.5	22				1.0		5
		小计		4180.2	13.5	16029	605.7	1042.4			3.4	3.3	2891.1	543.4	644.6	917.8	242	124	16029		10.8		14.8	446.3	13.7
	油品合成装置			1173.7（其中1157.5含在高温脱盐水中）		3900	803.6					294.48			3.62	1595.6		327.7	3900			308.1(去油品加工)	21.6		15.16

	尾气处理装置				1350	145.4	0.74							0.02	64	58	23.4	1350			0.72			
	油品加工装置			38.9	3400	173.3	2.9			308.1					102.6		91.8	3400			19.4+308.1	1.5		
	合计		4397.4	397.4	68222			636.8		311.5		2829.7				1204.5	1122.4	68222		368.1	328.22	59.9	446.3	116.86
储运系统	液体产品储存及运输				8	12									1.2		10.8	8						
	中间产品及化学品储存	1			10	20									1.2		18.8	10			1			
	固体运输系统	38				20									1.4		18.6			3.2				34.8
	小计	39			18	20									3.8	1204.5	48.2	18		3.2	1			34.8
公用工程及辅助工程储运工程	热电装置(燃煤锅炉)		1733.6（包括在高温脱盐水中）		1934	315.9	41.5	62.5		178（来自脱盐水站）+6.11					2086.7		16	1934				15		235.91
	中压凝汽发电机组				2000	1008.5										1008.5		2000						
	燃气锅炉			61	5										60		1							
	第一循环水场		32																					32
	第二循环水场								64													6.8		57.2
	第三循环水场		19.4																					19.4
	第四循环水场		21.1																					21.1
	第五循环水场								124													13.1		110.9
	第六循环水场		4.4																					4.4
	焚烧炉	6		3	300		22（污泥）								2.6			300		28		0.4		
	化学水站	433						3563.8(包括透平凝液和蒸汽凝液)	857.5			4474.3		178								202		
	污水处理厂（蒸发结晶）				600	19											19	600						
	火炬					7									1		6							
	地面冲洗水及绿化	41																			20			21
	全厂生活设施	30																	27					3
	蒸汽系统损失					158.7									4.8		78.2							75.7
	热水站					60											60							
	其它（减温水）																							
	不可预见水量	250																						
	净水厂	4																				4		
	小计		76.9	61	4839					184.11						1008.5	180.2	4839	27	28	20	386		595.31
	合计	773	4474.3	458.4	73079	/	/	/	1188	496.6	/	/	/	/	/	2213	1350.8	73079	27	399.3	349.22	445.9	446.3	746.97

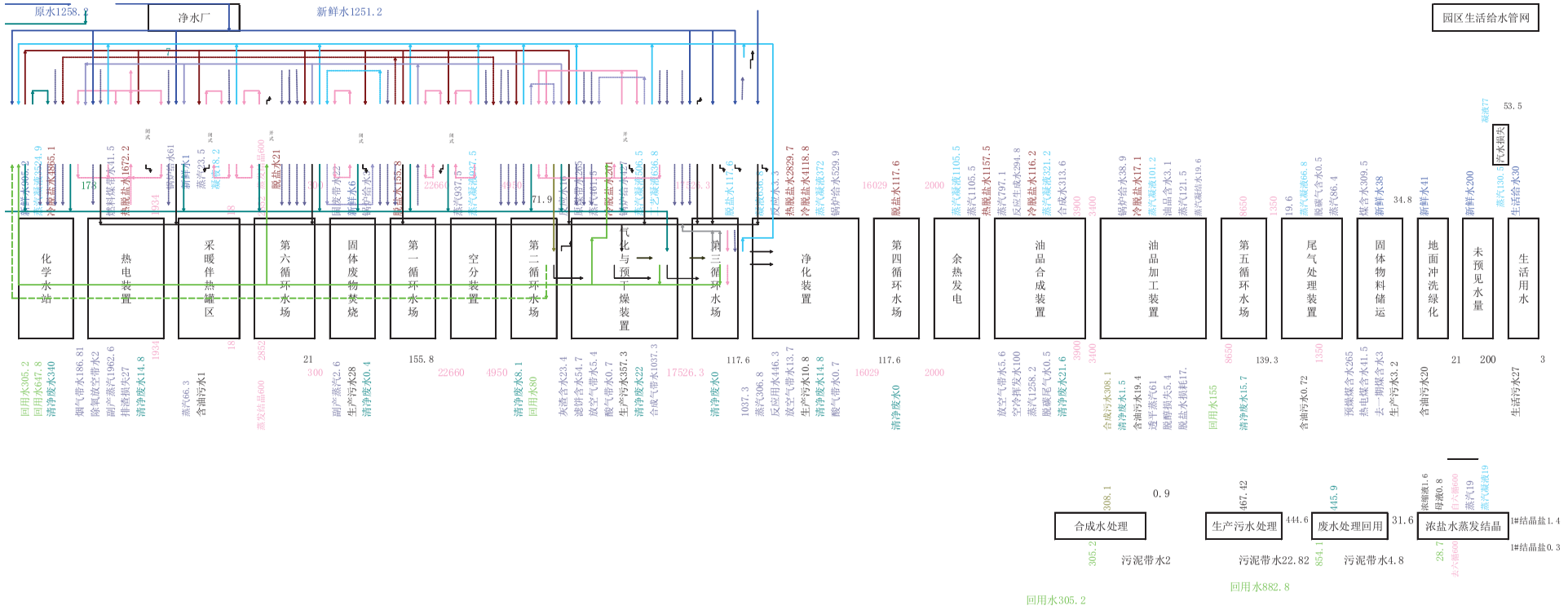


图 5.5-4　本项目夏季正常工况水平衡图单位：m^3/h

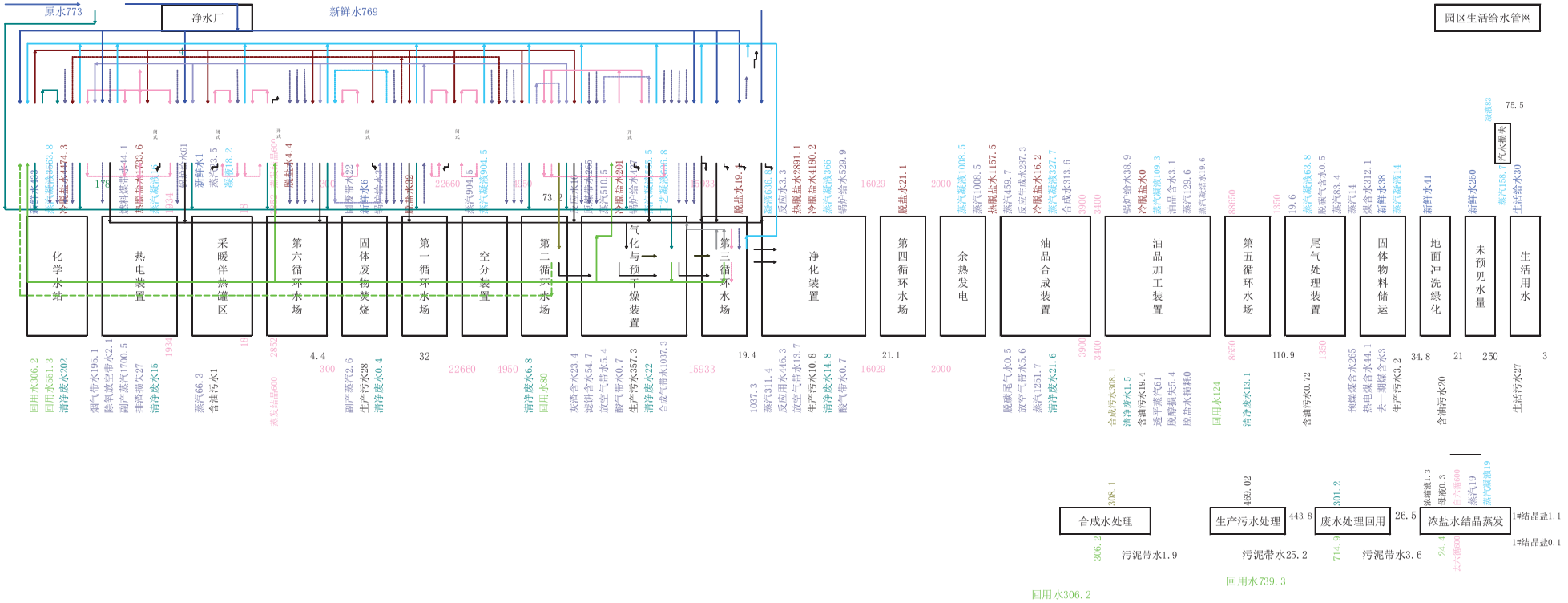


图 5.5-5　本项目冬季正常工况水平衡图单位：m^3/h

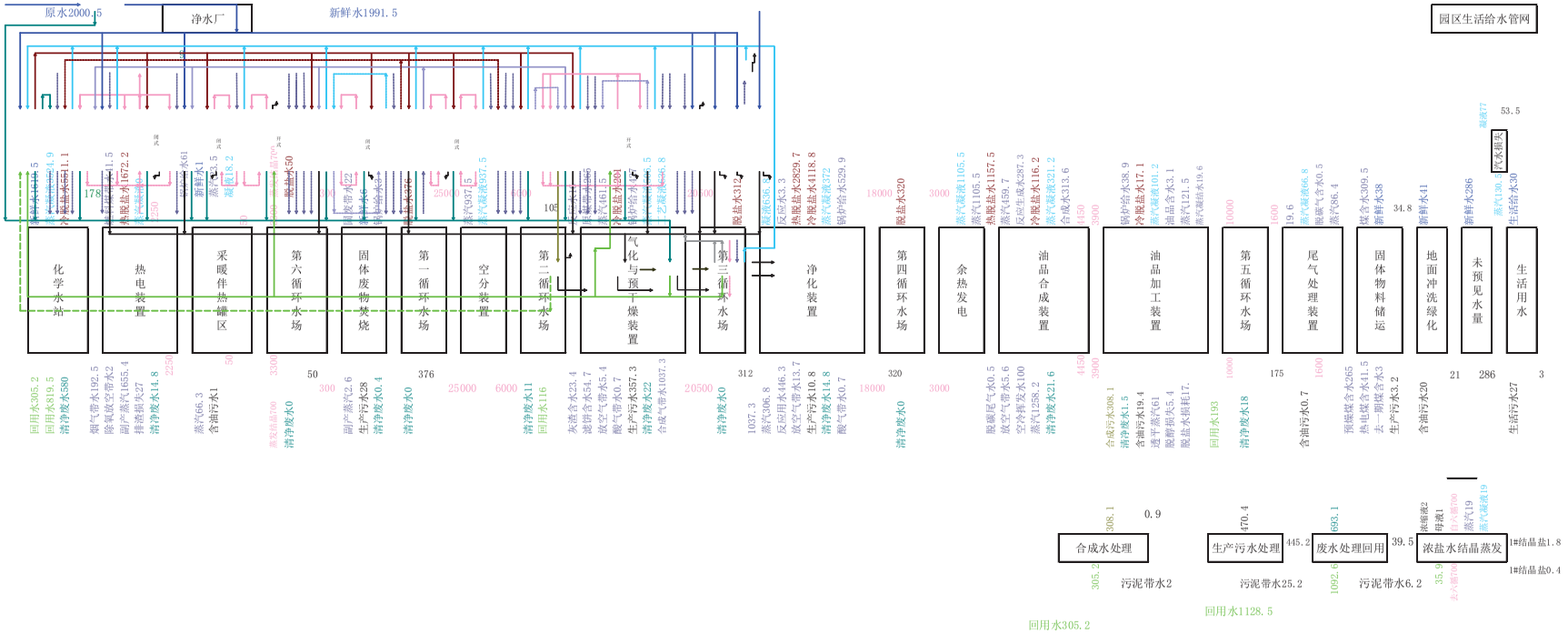


图 5.5-6　本项目夏季保证工况水平衡图单位：m^3/h

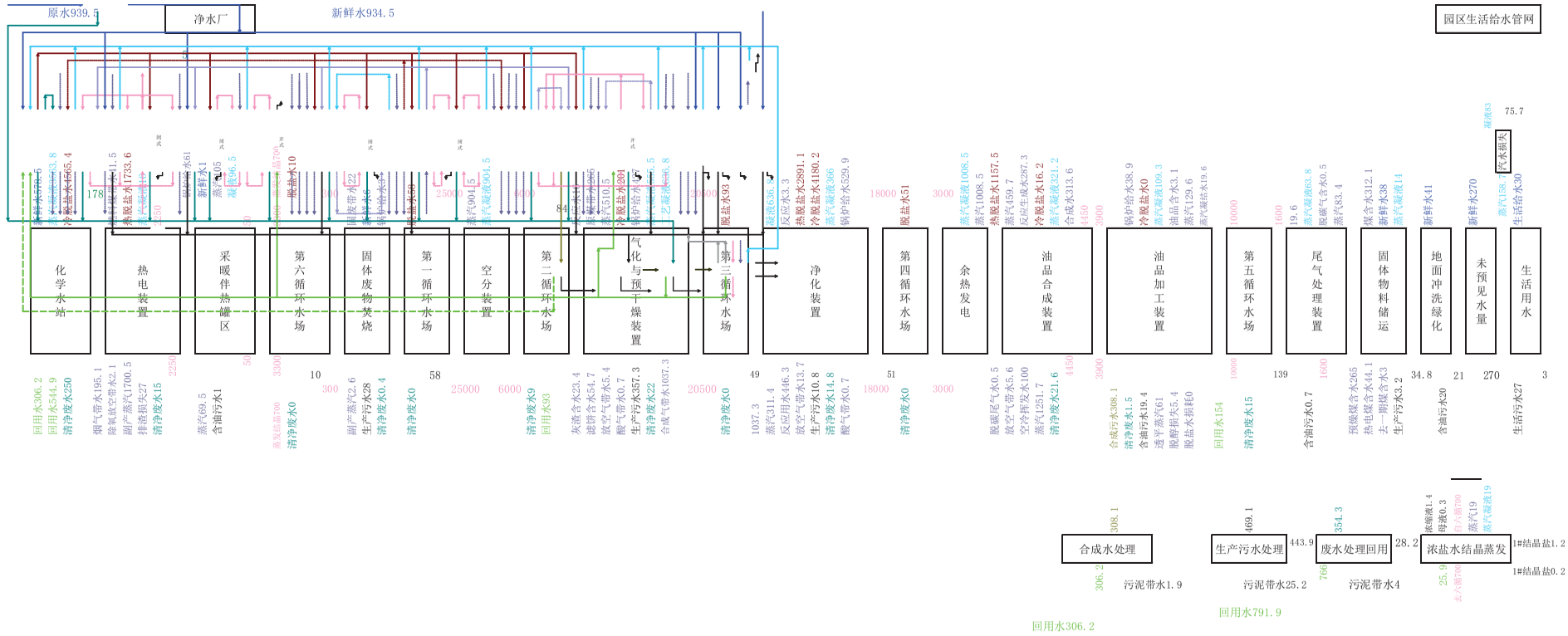


图 5.5-7　本项目冬季保证工况水平衡图单位：m^3/h

5.5.4 硫平衡

⑴拟建项目硫平衡

本项目所用的原料煤和燃料煤中均含硫。煤在加工或燃烧过程中，硫也随着被转化，并流向不同的物料或排入外环境中。本项目硫平衡见表 5.5-5 及图 5.5-8。

表 5.5-5 本项目原料煤硫平衡表

序号	项目		进料	出料		占总硫比例(%)
				(t/a)	kg/h	
1	原料煤带入(原料煤用量为 1104.11t/h(收到基)，折 883.28 万 t/a，折算成空干基用煤量为 975.5t/h，空干基全硫为 0.61%wt)		5951.77kg/h；47614.16t/a			
2	燃料煤带入(燃料煤用量为 308.26t/h(收到基)，折 246.61 万 t/a，收到基硫为 0.65%wt)		2003.69kg/h；16029.52t/a			
3	现有工程酸性气带入硫（气量为 1000Nm^3/h，H_2S：13.54mol%）		193.70kg/h；1549.6 t/a			
4	产品及副产品	硫磺		46807.44	5850.93	71.80
		硫酸铵		14160	1770	21.72
		油品		1.52	0.19	/
		小计		60968.96	7621.12	93.52
5	废气	气化装置捞渣机排放气		0.24	0.03	
		气化装置真空泵排放气		1.04	0.13	
		气化装置常压煤粉过滤器排放气		0.96	0.12	
		气化装置减压 CO_2 排放气		3.6	0.45	
		低温甲醇装置洗塔塔尾气		12	1.5	
		硫回收焚烧炉烟气		9.28	1.16	
		热电装置燃煤锅炉烟气		173.48	21.685	
		焚烧装置烟气		16	2	
		无组织排放气		0.8	0.1	
		小计		217.4	27.175	0.33
6	废渣	气化粗细渣		6.72	0.84	
		锅炉灰渣		3986.32	498.29	
		焚烧炉残渣		13.84	1.73	
		小计		4006.88	500.86	6.15
	合计		65193.28	65193.28		100

由表 5.5-5 可知，本项目原料煤及燃料煤中有近 93.52%的硫被回收变成副产品硫磺和硫酸铵，少量硫进入油品中；约有 0.33%的硫随废气进入大气，约有 6.15%的硫随废渣进入一般固体废物和危险废物中。

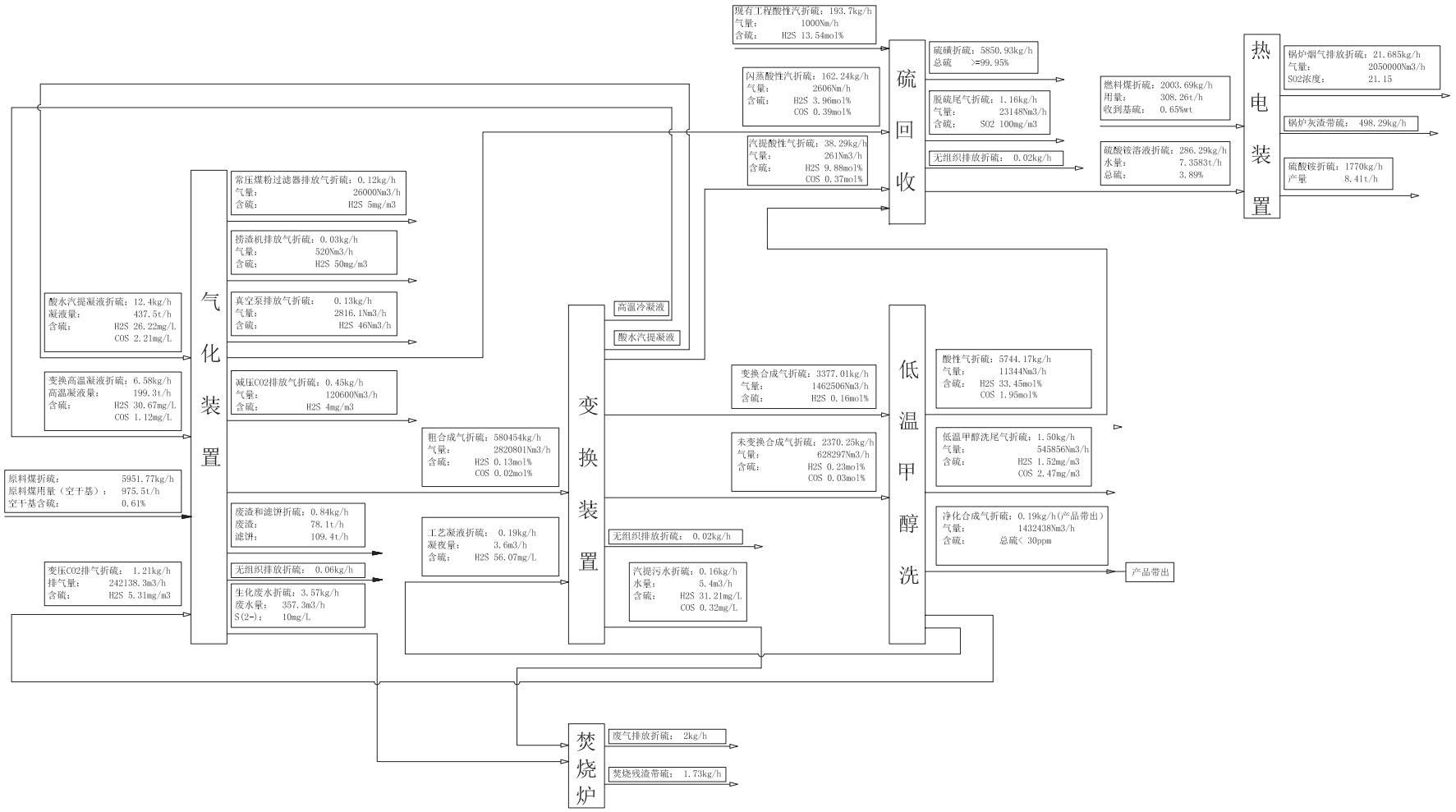

现有工程酸性汽折硫：193.7kg/h
气量：1000Nm/h
含硫：H2S 13.54mol%
闪蒸酸性汽折硫：162.24kg/h
气量：2606Nm/h
含硫：H2S 3.96mol%
COS 0.39mol%
汽提酸性气折硫：38.29kg/h
气量：261Nm3/h
含硫：H2S 9.88mol%
COS 0.37mol%
硫回收
硫磺折硫：5850.93kg/h
总硫 >=99.95%
脱硫尾气折硫：1.16kg/h
气量：23148Nm3/h
含硫：SO2 100mg/m3
无组织排放折硫：0.02kg/h
燃料煤折硫：2003.69kg/h
用量：308.26t/h
收到基硫：0.65%wt
硫酸铵溶液折硫：286.29kg/h
水量：7.3583t/h
总硫：3.89%
热电装置
锅炉烟气排放折硫：21.685kg/h
气量：2050000Nm3/h
SO2浓度：21.15
锅炉灰渣带硫：498.29kg/h
硫酸铵折硫：1770kg/h
产量 8.41t/h
常压煤粉过滤器排放气折硫：0.12kg/h
气量：26000Nm3/h
含硫：H2S 5mg/m3
捞渣机排放气折硫：0.03kg/h
气量：520Nm3/h
含硫：H2S 50mg/m3
真空泵排放气折硫：0.13kg/h
气量：2816.1Nm3/h
含硫：H2S 46Nm3/h
减压CO2排放气折硫：0.45kg/h
气量：120600Nm3/h
含硫：H2S 4mg/m3
酸水汽提凝液折硫：12.4kg/h
凝液量：437.5t/h
含硫：H2S 26.22mg/L
COS 2.21mg/L
变换高温凝液折硫：6.58kg/h
高温凝液量：199.3t/h
含硫：H2S 30.67mg/L
COS 1.12mg/L
原料煤折硫：5951.77kg/h
原料煤用量（空干基）：975.5t/h
空干基含硫：0.61%
变压CO2排气折硫：1.21kg/h
排气量：242138.3m3/h
含硫：H2S 5.31mg/m3
气化装置
粗合成气折硫：580454kg/h
气量：2820801Nm3/h
含硫：H2S 0.13mol%
COS 0.02mol%
废渣和滤饼折硫：0.84kg/h
废渣：78.1t/h
滤饼：109.4t/h
无组织排放折硫：0.06kg/h
生化废水折硫：3.57kg/h
废水量：357.3m3/h
S(2-)：10mg/L
工艺凝液折硫：0.19kg/h
凝夜量：3.6m3/h
含硫：H2S 56.07mg/L
高温冷凝液
酸水汽提凝液
变换装置
变换合成气折硫：3377.01kg/h
气量：1462506Nm3/h
含硫：H2S 0.16mol%
未变换合成气折硫：2370.25kg/h
气量：628297Nm3/h
含硫：H2S 0.23mol%
COS 0.03mol%
无组织排放折硫：0.02kg/h
汽提污水折硫：0.16kg/h
水量：5.4m3/h
含硫：H2S 31.21mg/L
COS 0.32mg/L
低温甲醇洗
酸性气折硫：5744.17kg/h
气量：11344Nm3/h
含硫：H2S 33.45mol%
COS 1.95mol%
低温甲醇洗尾气折硫：1.50kg/h
气量：545856Nm3/h
含硫：H2S 1.52mg/m3
COS 2.47mg/m3
净化合成气折硫：0.19kg/h(产品带出)
气量：1432438Nm3/h
含硫：总硫< 30ppm
产品带出
焚烧炉
废气排放折硫：2kg/h
焚烧残渣带硫：1.73kg/h

图5.5-8　全厂硫平衡图

5.5.5 碳平衡

⑴原料碳平衡

本项目原料碳平衡见表 5.5-6 及图 5.5-9。

表 5.5-6 本项目原料煤碳平衡表

序号	项目		进料(t/a)	出料(t/a)	占原料煤比例(%)
1	原料煤带入(原料煤用量为 1104.11t/h（收到基），折 883.28 万 t/a，折算成空干基用煤量为 975.5t/h，空干基碳为 59.02%wt)		4606800 (575.85t/h)	/	/
2	低温甲醇洗装置加入甲醇带入碳		800（0.1 t/h）		
3	现有工程酸性气带入		3200（0.4t/h）		
4	产品	成品油	/	1790400 (223.8t/h)	
		混醇	/	11360（1.42t/h）	
		小计	/	1801760	39.10
5	废气	气化装置减压二氧化碳排放气		518880（64.86t/h）	
		气化装置常压煤粉仓过滤器排放气	/	42640（5.33t/h）	
		气化装置其它工艺废气		400（0.05 t/h）	
		低温甲醇洗装置洗涤塔尾气	/	1640872（205.1t/h）	
		硫回收装置焚烧尾气（包括燃料气产生量）	/	40800（5.1 t/h）	
		油品加工加热炉烟气（为燃料气燃烧产生量）	/	92696（11.6 t/h）	
		油品合成脱碳再生气	/	374744（46.843t/h）	
		燃料气送公用工程	/	39048（4.881t/h）	用于燃气锅炉、火炬及焚烧炉
		小计		2750008	
6	固体废物	气化装置粗细渣	/	58960（7.37）	
7	合计		4610800	4610800	100

由表 5.5-6 及图 5.5-9 可知，本项目原料煤（收到基）消耗量为 1104.11t/h，折算成空干基煤量为 975.5kg/h，空干基含碳量为 59.02%wt，因此原料煤带入的

碳量为 575.85t/h。其中转变为产品折碳 1801760t/a，转化率为 39.10%（以碳计）；转变为工艺废气折碳 2750008t/a，占原料煤碳比例为 59.64%。由以上数据分析可知，原料煤中的碳大部分以 CO_2+CO 形式排入大气，主要排放二氧化碳工艺废气的装置主要有低温甲醇洗洗条塔尾气、油品合成脱碳再生气、油品加工加热炉烟气等，由于工艺废气中二氧化碳和一氧化碳组份较高，有利于二氧化碳综合利用。

⑵燃料碳平衡

本项目燃料煤用于锅炉，本项目燃料煤 246.61 万 t/a，收到基碳 43.35%，折碳 1069054.4t/a。其中烟气排放折碳 1067985.3t/a，占燃料煤碳比例为 99.9%，其余 0.1%的碳转化为锅炉灰渣。燃料碳平衡见表 5.5-7。

表 5.5-7 全厂燃料煤碳平衡表

序号	项目		进料(t/a)	出料(t/a)	占原料煤比例(%)
1	原料煤带入(收到基的含碳量为 43.35%wt)		1069054.4		
2	废气	锅炉烟气		1067985.3	99.9
3	固体废物	锅炉灰渣		1069.1	0.1
	合计		1069054.4	1069054.4	100

⑶二氧化碳排放量核算

根据工程分析及全厂碳平衡可知，本项目工艺装置排放二氧化碳有气化装置减压二氧化碳排放气、气化装置常压煤粉仓过滤器排放气、低温甲醇洗洗涤塔尾气、硫回收尾气、油品合成脱碳再生废气、油品合成加热炉烟气等；公用工程排放二氧化碳的有热电装置锅炉、燃气锅炉、火炬及焚烧炉等。二氧化碳排放情况汇总见表 5.5-8。

表 5.5-8 本项目二氧化碳排放汇总表

序号	装置名称及废气名称	二氧化碳排放量（吨/年）	备注
1	气化装置常压煤粉仓过滤器排放气	154720（19.34t/h）	CO_2：37.89mol%
2	气化装置减压二氧化碳排放气	1902560（237.82t/h）	CO_2 近似于 100
3	低温甲醇洗洗涤塔尾气	5992920（749.115t/h）	
4	硫回收装置焚烧尾气	149600（18.7t/h）	CO_2 近似于 100
5	油品合成脱碳再生废气	1373760（171.72 t/h）	
6	油品加工加热炉烟气	339856（42.482t/h）	CO_2 近似于 100

7	焚烧炉、燃气锅炉及火炬废气	143176（17.897t/h）	CO_2 近似于 100
8	热电装置燃煤锅炉	3915946.1	CO_2 近似于 100
9	合计	1397.3 万吨/年	

由表 5.5-8 可知，本项目二氧化碳排放量主要集中在气化装置减压二氧化碳排放气、低温甲醇洗装置洗涤塔尾气、油品合成脱碳再生废气及热电装置燃煤锅炉烟气中，由于工艺废气中二氧化碳和一氧化碳组份较高，低温甲醇洗装置洗涤塔尾气二氧化碳排放浓度约为 69.9%（V），油品合成脱碳再生废气二氧化碳排放浓度约为 94.03%（V），有利于二氧化碳综合利用。

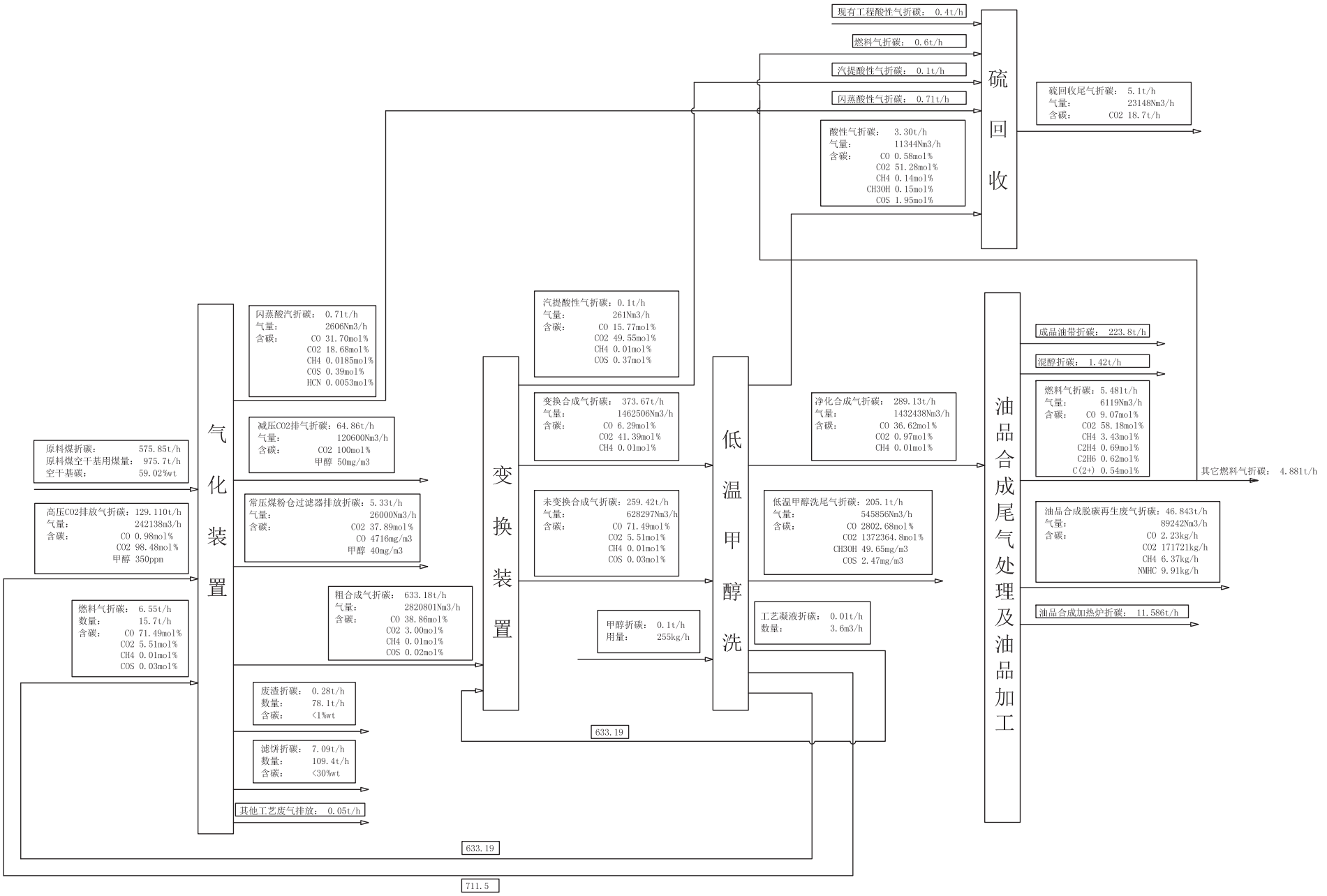

现有工程酸性气折碳： 0.4t/h
燃料气折碳： 0.6t/h
汽提酸性气折碳： 0.1t/h
闪蒸酸性气折碳： 0.71t/h
酸性气折碳： 3.30t/h
气量： 11344Nm3/h
含碳： CO 0.58mol%
CO2 51.28mol%
CH4 0.14mol%
CH3OH 0.15mol%
COS 1.95mol%
硫回收
硫回收尾气折碳： 5.1t/h
气量： 23148Nm3/h
含碳： CO2 18.7t/h
闪蒸酸汽折碳： 0.71t/h
气量： 2606Nm3/h
含碳： CO 31.70mol%
CO2 18.68mol%
CH4 0.0185mol%
COS 0.39mol%
HCN 0.0053mol%
汽提酸性气折碳：0.1t/h
气量： 261Nm3/h
含碳： CO 15.77mol%
CO2 49.55mol%
CH4 0.01mol%
COS 0.37mol%
成品油带折碳： 223.8t/h
混醇折碳： 1.42t/h
燃料气折碳：5.481t/h
气量： 6119Nm3/h
含碳： CO 9.07mol%
CO2 58.18mol%
CH4 3.43mol%
C2H4 0.69mol%
C2H6 0.62mol%
C(2+) 0.54mol%
其它燃料气折碳： 4.881t/h
减压CO2排气折碳：64.86t/h
气量： 120600Nm3/h
含碳： CO2 100mol%
甲醇 50mg/m3
变换合成气折碳： 373.67t/h
气量： 1462506Nm3/h
含碳： CO 6.29mol%
CO2 41.39mol%
CH4 0.01mol%
净化合成气折碳： 289.13t/h
气量： 1432438Nm3/h
含碳： CO 36.62mol%
CO2 0.97mol%
CH4 0.01mol%
原料煤折碳： 575.85t/h
原料煤空干基用煤量： 975.7t/h
空干基碳： 59.02%wt
气化装置
变换装置
低温甲醇洗
油品合成尾气处理及油品加工
常压煤粉仓过滤器排放折碳：5.33t/h
气量： 26000Nm3/h
含碳： CO2 37.89mol%
CO 4716mg/m3
甲醇 40mg/m3
未变换合成气折碳：259.42t/h
气量： 628297Nm3/h
含碳： CO 71.49mol%
CO2 5.51mol%
CH4 0.01mol%
COS 0.03mol%
低温甲醇洗尾气折碳：205.1t/h
气量： 545856Nm3/h
含碳： CO 2802.68mol%
CO2 1372364.8mol%
CH3OH 49.65mg/m3
COS 2.47mg/m3
油品合成脱碳再生废气折碳：46.843t/h
气量： 89242Nm3/h
含碳： CO 2.23kg/h
CO2 171721kg/h
CH4 6.37kg/h
NMHC 9.91kg/h
高压CO2排放气折碳：129.110t/h
气量： 242138m3/h
含碳： CO 0.98mol%
CO2 98.48mol%
甲醇 350ppm
粗合成气折碳： 633.18t/h
气量： 2820801Nm3/h
含碳： CO 38.86mol%
CO2 3.00mol%
CH4 0.01mol%
COS 0.02mol%
甲醇折碳： 0.1t/h
用量： 255kg/h
工艺凝液折碳： 0.01t/h
数量： 3.6m3/h
油品合成加热炉折碳： 11.586t/h
燃料气折碳： 6.55t/h
数量： 15.7t/h
含碳： CO 71.49mol%
CO2 5.51mol%
CH4 0.01mol%
COS 0.03mol%
废渣折碳： 0.28t/h
数量： 78.1t/h
含碳： <1%wt
633.19
滤饼折碳： 7.09t/h
数量： 109.4t/h
含碳： <30%wt
其他工艺废气排放： 0.05t/h
633.19
711.5

图5.5-9　　全厂碳平衡

5.5.6 燃料气平衡

本项目尾气处理装置、油品合成装置及生产污水处理系统将副产大量高热值燃料气，其中尾气处理装置深冷分离单元燃料气、油品合成装置副产脱碳闪蒸气，上述燃料气全部进入全厂的燃料气管网，将通过全厂燃料气管网供给油品加工装置加热炉、硫回收装置加热炉及燃气锅炉等。本项目的燃料平衡情况见表 5.5-9。

表 5.5-9　　全厂燃料平衡表

进方				出方			
装置名称	燃料名称	数量(kg/h)	热值(KJ/kg)	装置名称		数量（kg/h）	热值(KJ/kg)
尾气处理装置	深冷分离单元燃料气	31500	12642.7	油品加工	加热炉	21900	10788.3
油品合成	脱碳闪蒸气	8670	4050.8	硫回收装置	尾气焚烧	2000	
				燃气锅炉		15982	
				焚烧炉		218	
				火炬		70	
合计		40170	433365486KJ/h	合计		40170	433365486KJ/h

由表 5.5-9 可知，本项目产生的燃料气全部回用于装置，燃料气回用量为 40170kg/h（433365.486MJ/h），燃料气属于清洁能源，可以做到节约能源、降低成本、保护环境的目的。本项目采用燃料气作为燃料，其总热值为 433365.486MJ/h（346692.4 万 MJ/h），每年可节约标煤 11.82 万吨，符合清洁生产的要求。

5.5.7 汞平衡

本项目原料煤用量为 1104.11t/h（883.28 万 t/a），根据原料煤的煤质分析报告可知，原料煤的汞含量为 0.032μg/g，则原料煤含汞的量 0.27t/a；本项目燃料煤用量为 308.26t/h（平均量，246.61 万吨/年），根据燃料煤的煤质分析报告可知，燃料煤的汞含量为 0.086μg/g，则燃料煤含汞的量 0.212t/a；全厂汞平衡见表 5.5-10。

表 5.5-10 全厂汞平衡表

序号	项目	进料（t/a）	出料（t/a ）	比例（%）
1	原料煤带入(汞的含量 0.032μg/g)	0.283	-	
1.1	气化粗渣		0.0283	10

1.2	气化细渣		0.24	85
1.3	气化废水		0.01415	5
1.4	一氧化碳变换装置废催化剂		微量	保护床废吸附剂排放量 58.7m^3/次
	合计	0.283	0.283	100
2	燃料煤带入(汞的含量 0.086μg/g)	0.212	-	
2.1	锅炉灰渣及脱硫渣		0.1484	70
2.2	废气排放		0.0636	30
2.3	废水		微量	0
	合计	0.212	0.212	100

注：原料煤各物料汞的比例是参考专利商试验数据。

由表 5.2-10 可知，原料煤带入的汞大部分进入到气化的粗渣和细渣，这两部分所含汞占进料总汞的 95%；总进料汞的 5%进入废水中，经核算污水中的浓度约为 0.00495mg/L，满足《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一类污染物汞排放限值为 0.05mg/L 的要求。

燃料煤带入的汞大部分进入到锅炉灰渣及脱硫渣中，占进料的 70%；占进料 30%的汞以废气的形式排入大气中，经核算排气中汞的排放浓度为 0.0039mg/m^3，满足《火电厂大气污染物排放标准》(GB13223-2011)表 2 中汞排放限值为 0.03mg/m^3 的要求。

5.5.8 盐平衡

本项目夏季及冬季盐平衡分别见图 5.5-10 及图 5.5-11。

图 5.5-10　　全厂夏季盐平衡图

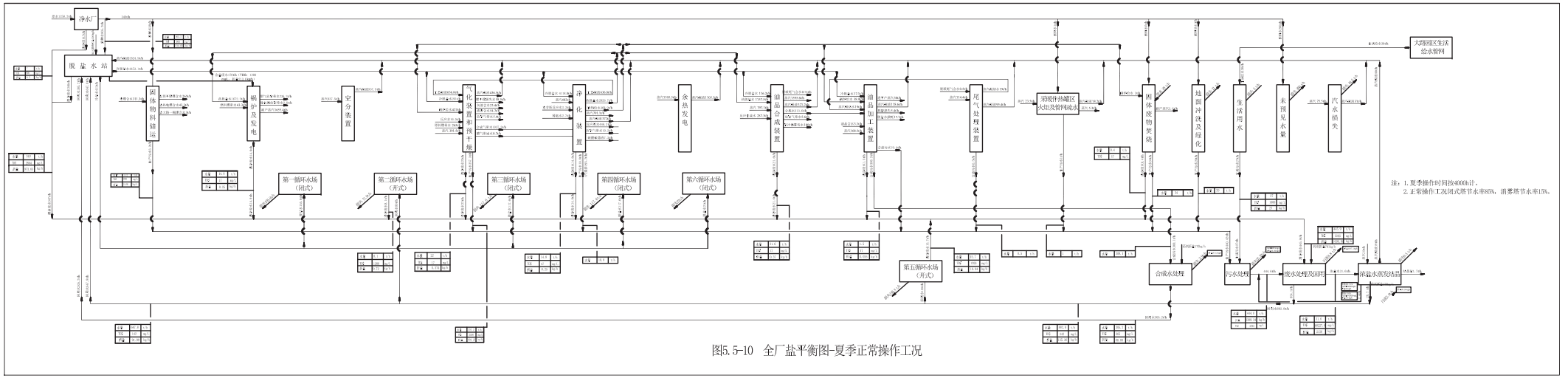


图5.5-10　全厂盐平衡图-夏季正常操作工况

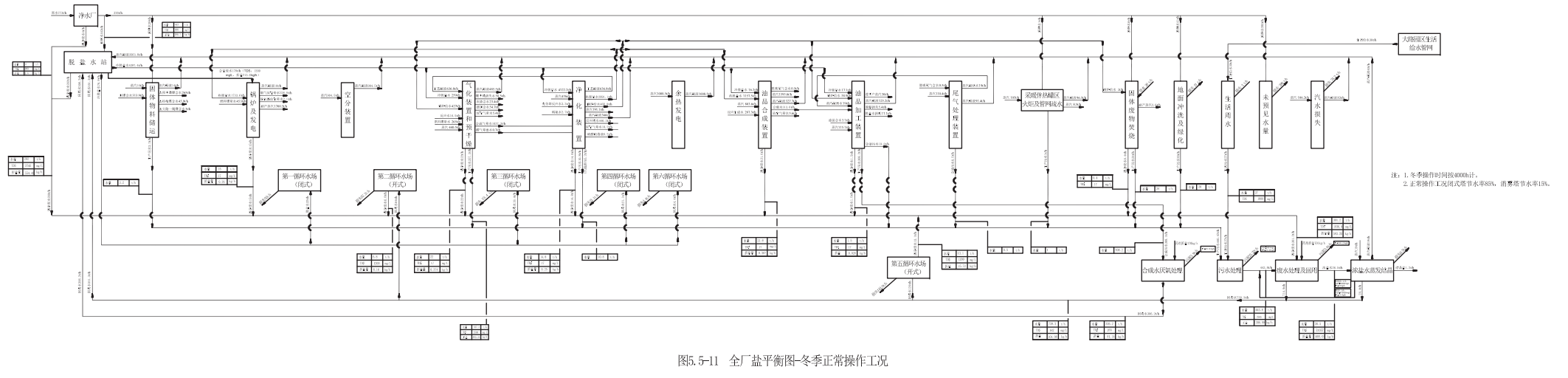


图5.5-11　全厂盐平衡图-冬季正常操作工况

5.6 全厂污染源分类及分析

5.6.1 废气污染源

⑴废气排放分类统计

本项目废气排放源包括有组织排放源和无组织排放源。项目废气排放源排放情况详见表 5.6.1-1。

①有组织排放源

本项目废气有组织排放源主要包括各生产装置的工艺废气、锅炉烟气、焚烧炉烟气等，主要污染物有 NO_x、烟尘/粉尘、氨、非甲烷总烃等。项目有组织排放源废气排放汇总情况见表 5.6.1-2。

从表 5.6.1-2 中可知，项目废气有组织排放源废气排放量为 331.94 万 Nm^3/h（$264.52\times10^8Nm^3/a$），氮氧化物排放量为 914.2t/a，二氧化硫排放量为 395.44t/a，烟尘/粉尘排放量为 369.33t/a，非甲烷总烃排放量 144.43t/a，硫化氢排放量为 12.8t/a，甲醇排放量为 273.12t/a，氯化氢排放量为 7.5t/a，氨排放量为 192.22t/a。

②无组织排放源

本项目废气无组织排放源主要包括在正常生产情况下，由于设备、法兰等接口密封处的允许泄漏率而产生的有害气体泄漏排放，主要污染物为氨。根据工程类比和专利商提供的数据，本项目无组织排放源废气排放汇总情况见表 5.6.1-3。从表 5.6.1-3 中可知，本项目废气无组织排放源，污染物一氧化碳排放量为 200.8t/a，硫化氢 0.437t/a，VOC_S373.8t/a，甲醇 42.4t/a，氨 0.664t/a，粉尘 3.2t/a。

表 5.6.1-1 本项目全厂废气汇总表

装置名称	单元名称	编号	废气名称	排放量(Nm^3/h)	污染物			排放规律	排放参数			治理措施	运行时数(h)	排放去向
					名称	浓度（mg/Nm^3）	速率(kg/h)		高度(m)	内径(mm)	温度(℃)			
气化装置	干燥制粉	G2-1	原煤仓过滤器排放气	5×2500	颗粒物	＜10	5×0.025	间断	52	400	常温	布袋除尘	2667	大气
		G2-2	干燥工序尾气	5×200	颗粒物	＜10	5×0.002	连续	53	100	95	布袋除尘	8000	大气
		G2-3	磨煤机尾气	5×16000	颗粒物	＜20	5×0.32	连续	55	750	100	布袋除尘	8000	大气
	煤粉加压输送	G2-4	常压煤粉仓过滤器排放气	10×2600	N_2 H_2 CO_2 CO 颗粒物 甲醇 H_2S	61.54mol% 0.19mol% 37.89mol% 4716 ＜20 ＜40 ＜5	10×1999.68 10×0.45 10×1934.4 10×12.26 10×0.05 10×0.104 10×0.013	连续	90	350	80~110	布袋除尘	8000	大气
		G2-5	减压 CO_2 排放气	120600	颗粒物 甲醇 H_2S	＜20 ＜50 ＜4	2.41 6.00 0.48	连续	105	1800	80	布袋除尘+水洗	8000	大气
	除渣	G2-6	捞渣机排放气	10×52	H_2O N_2 CO_2 H_2S NH_3	13.88mol% 80.80mol% 4.5mol% 50 6128	10×5.8 10×52.5 10×4.6 10×0.0026 10×0.3187	连续	73	150	80	/	8000	大气
		G2-7	捞渣机渣斗无组织排放气	/	H_2S NH_3 CO	/ / /	0.05 0.92 10	连续	面积=450m×75m		70	/	8000	大气
	黑水闪蒸	G2-8	闪蒸酸性气	2606	H_2O	34.10mol%	/	连	/	/	90	/	8000	硫回收单

					H_2 CO CO_2 H_2S COS N_2 Ar CH_4 HCl NH_3 HCN	10.66mol% 31.70mol% 18.68mol% 3.96mol% 0.39mol% 0.22mol% 0.23mol% 0.0185mol% 0.0373mol% 0.0028mol% 0.0053mol%		续						元
		G2-9	真空泵出口排放气	3×938.7	H_2O N_2 O_2 CO_2 H_2S H_2 CO	12.60mol% 69.18mol% 16.09mol% 2.08mol% 46 28 75	3×88.33 3×753.67 3×200.33 3×35.57 3×0.043 3×0.027 3×0.7	连续	37	200、200、150	60	/	8000	大气
	装置区		无组织排放	/	颗粒物 H_2S NH_3	/ / /	0.4 0.008 0.05	连续	面积=450m×486m			/	8000	大气
净化装置	酸水汽提单元	G3-1	酸性水汽提塔酸性气	正常 261 最大 350	NH_3 H_2S CO CO_2 H_2 N_2 COS CH_4 Ar HCN H_2O	0.67mol% 9.88mol% 15.77mol% 49.55mol% 7.49mol% 0.12mol% 0.37mol% 0.01mol% 0.19mol% 0.04mol% 15.91mol%	/	连续	/	/	82	/	8000	硫回收单元
	低温甲醇	G3-2	洗涤塔尾气	正常	H_2	347.01	2×94.71	连	150	2600	15		8000	大气

	洗单元			2×272928 最大 2×300221	CO CO_2 CH_3OH H_2S COS H_2O	2802.68 1372364.80 49.65 1.52 2.47 13495.13	2×764.93 2×374557.5 2×13.55 2×0.415 2×0.675 2×3683.21	续						
		G3-3	酸性气	正常 11344 最大 13615	CO H_2 CO_2 CH_4 N_2 H_2S COS HCN CH_3OH	0.58mol% 0.26mol% 51.28mol% 0.14mol% 12.13mol% 33.45mol% 1.95mol% 0.06mol% 0.15mol%	/	连续	/	/	25		8000	硫回收单元
		G3-4	高压 CO_2	正常 242138 最大 263000	CO H_2 CO_2 CH_3OH H_2S	0.98mol% 0.50mol% 98.49mol% ＜350ppm 5.31	/	连续	/	/	130		8000	返回气化装置
	硫回收单元	G3-5	脱硫塔入口气	正常 27931 最大 30724	SO_2 NO_X	20678 103	577.57 2.88	连续	/	/	300		8000	脱硫塔
		G3-6	硫回收尾气	正常 23148 最大 34780	SO_2 NH_3 NO_X	＜100 8 ＜100	2.31 0.19 2.31	连续	80	1000	55		8000	大气
	装置区		变换、低温甲醇洗单元无组织排放	/	CO H_2S NH_3 CH_3OH	/	25.1 0.02 0.02 5.3	连续	面积=624m×254m				8000	大气

					VOC_S		11.65						
	装置区		硫回收单元无组织排放	/	H_2S	/	0.02	连续	面积=194m×117m				8000	大气
油品合成	催化剂还原单元	G4-1	催化剂储仓废气	2×2000	颗粒物	20	0.08	间断	25	300	50	布袋除尘器	1 次/月，3h/次	大气
	脱碳单元	G4-2	脱碳单元闪蒸气	6119	H_2 CO CO_2 H_2O N_2 CH_4 C_2H_4 C_2H_6 C_2^+	28.28% 9.07% 58.18% 3.76% 1.20% 3.43% 0.69% 0.62% 0.54%	-	连续	-	-	-	/	8000	全厂燃料气管网
		G4-3	再生气分离器再生气	89242	H_2 CO CO_2 H_2O N_2 CH_4 NMHC	13.33 24.99 1924217.3 47341 3.7 71.38 111	1.19 2.23 171721 4224.8 0.33 6.37 9.9	连续	90	1400	50	/	8000	大气
	渣蜡热裂解单元	G4-4	加热炉烟气	9850	颗粒物 NOx	20 100	0.2 0.99	连续	40	800	130	/	8000	大气
	装置区		无组织排放		VOC_S		3.25	连续	面积：396×295=116820m^2			/	8000	大气
尾气处理装	再生器分离器及冷箱	G5-1	燃料气	31.5t/h	H_2 N_2 CO 烃类	32.23% 22.22% 37.33% 6.94%	/	连续	-	-	40	/	/	正常情况下送燃料气管网，事故时送高压火炬

置														系统
	装置区		无组织排放		VOC_S		0.83	连续	面积：120m×80m				8000	大气
油品加工装置	加氢精制单元	G6-1	加热炉烟气	正常 30186.02 最大 58338.93	NOx 烟尘	100 20	3.02 0.6	连续	60	2000	130	/	8000	大气
	加氢裂化单元	G6-2	加热炉烟气	正常 42102 最大 80222	NOx 烟尘	100 20	4.21 0.84	连续	60	2200	130	/	8000	大气
	装置区		无组织排放		VOC_S		1.25	连续	面积：205×235=48175m^2			/	8000	大气
储运系统	成品罐区	G7-1	无组织排放	9.20t/a+1.56 t/a	烃类			连续	面积：320000 m^2			/	8000	大气
	液体火车及汽车装卸系统	G7-2	无组织排放	99.23t/a	烃类、醇类			连续				/	8000	大气
	油气回收系统	G7-3	尾气	1000	烃类	935.5	0.936	间断	15	200	40	/	/	大气
	煤炭储运	G7-4	汽车卸煤间	39600	粉尘	8.57	0.792	连续	15	1200	常温	除尘器	8000	大气
		G7-5	火车受煤坑	36000	粉尘	12	0.432	连续	15	1200	常温		8000	大气
		G7-6	转载点	21000	粉尘	12	0.252	连续	15	800	常温		8000	大气
		G7-7	圆形筒仓	24000	粉尘	12	0.288	连续	15	800	常温		8000	大气
		G7-8	圆形煤场	6498	粉尘	5.54	0.036	连续	15	500	常温		8000	大气

给排水系统	合成水处理单元	G8-1	除臭系统排气	9800	NH_3 H_2S NMHC 臭气	0.5 0.06 120 10(无量纲)	0.0049 0.00058 1.176 /	连续	15	500	28	生物除臭	8000	大气
	生产水处理系统	G8-2	除臭系统排气	54288	NH_3 H_2S NMHC 臭气	0.5 0.06 120 10(无量纲)	0.027 0.00325 6.51 /	连续	15	1000	28			
	装置区	G8-3	无组织排放	/	H_2S NH_3 NMHC		0.0066 0.013 4.26	连续	面积=265 m×251 m +153 m×151m			/	8000	大气
热电装置	热电装置燃煤锅炉	G8-4	燃烧烟气	2050000(设计) 2957609（校核）	SO_2 NO_X 烟尘 NH_3 Hg	21.15 45 18 10 0.0039	43.37 92.3 36.91 20.5 0.008		180	6600/5400	50	氨法脱硫+SCR脱硝+除尘	8000	大气
		G8-5	热电装置灰库	12000-24000	粉尘	30	0.36-0.72	连续	15	400×5	常温	除尘	8000	大气
		G8-6	热电装置渣库	900-3600	粉尘	30	0.027-0.108	连续	15	200×3	常温	除尘	8000	大气
	热电装置燃气锅炉	G8-7	燃烧烟气	46300	NH_3 NOx	2.5 150	0.12 6.945	连续	25	1500	120	SCR脱硝	8000	大气
焚烧炉		G9-1	燃烧烟气	20000	NOx 烟尘 SO_2 HCl 林格曼黑度 二噁英	＜240 ＜30 ＜200 ＜50 <1 0.5TEQ	4.8 0.6 4 1 / /	连续	50	1000	110	氨法脱硫+除法	8000	大气

表 5.6.1-2 本项目有组织排放源废气排放汇总表

序号	装置(单元)名称	污染源名称	废气量		SO_2			氮氧化物			烟尘/粉尘			其它			备注
			$10^4Nm^3/h$	$10^8Nm^3/a$	t/a	kg/h	mg/m^3	t/a	kg/h	mg/m^3	t/a	kg/h	mg/m^3	t/a	kg/h	mg/m^3	
1	工艺装置																
1.1	气化装置	原煤仓过滤器排放气	1.25	0.33							0.33	0.125	10				间断
		干燥工序尾气	0.1	0.08							0.08	0.01	10				连续
		磨煤机尾气	8	6.4							12.8	1.6	20				连续
		常压煤粉仓过滤器排放气	2.6	2.08							4	0.5	20	甲醇：8.32 H_2S：1.04 CO：980.8	1.04 0.13 122.6	40 5 4716	连续
		减压 CO_2 排放气	12.06	9.65							19.28	2.41	20	甲醇：48 H_2S：3.84	6 0.48	50 4	连续
		捞渣机排放气	0.052	0.042										H_2S：0.21 NH_3：25.5	0.026 3.187	50 6128	连续
		真空泵出口排放气	0.28	0.22										H_2S：1.04 CO：16.8	0.13 2.1	46 75	
1.2	净化装置	低温甲醇洗尾气洗涤塔尾气	54.59	43.67										CO：12238.9 CH_3OH：216.8 H_2S：6.64 COS:10.8	1529.9 27.1 0.83 1.35	2803 49.65 1.52 2.47	连续
		硫回收尾气焚烧炉烟气	2.32	1.86	18.48	2.31	100	18.48	2.31	100				NH_3：1.52	0.19	8	连续
1.3	油品合成	催化剂储仓、加料罐废气	0.4	0.0015							0.003	0.08	20				间断
		再生气分离器再生气	8.92	7.14										CO：17.84 NMHC：79.2	2.23 9.9	25 111	连续
		渣蜡热裂解单元	0.985	0.79				7.92	0.99	100	1.6	0.2	20				
1.4	油品加工	加氢精制单元加热炉	3.02	2.42				24.16	3.02	100	4.8	0.6	20				连续
		加氢裂化单元加热炉	4.21	3.37				33.68	4.21	100	6.72	0.84	20				连续
2	储运系统																
2.1	中间罐区及装卸	油品回收系统	0.1	0.04										NMHC：3.744	0.936	935.5	间断
2.2	煤储运	汽车卸煤间	3.96	3.17							6.34	0.792	8.57				连续
2.3		火车受煤坑	3.6	2.88							3.46	0.432	12				连续
2.4		转载点	2.1	1.68							2.02	0.252	12				连续
2.5		圆形筒仓	2.4	1.92							2.31	0.288	12				连续
2.6		圆形煤场	0.65	0.52							0.29	0.036	5.54				连续
3	公用工程及辅助设施																
3.1	合成水处理单元	除臭系统	0.98	0.72										NH_3：0.039 H_2S：0.0046 NMHC：9.41	0.0049 0.00058 1.176	0.5 0.06 120	连续
3.2	生产水处理系统	除臭系统	5.43	4.34										NH_3：0.22 H_2S：0.026 NMHC：52.08	0.027 0.00325 6.51	0.5 0.06 120	连续

序号	装置(单元)名称	污染源名称	废气量		SO_2			氮氧化物			烟尘/粉尘			其它			备注
			$10^4Nm^3/h$	$10^8Nm^3/a$	t/a	kg/h	mg/m^3	t/a	kg/h	mg/m^3	t/a	kg/h	mg/m^3	t/a	kg/h	mg/m^3	
3.3	热电装置燃煤锅炉	燃烧烟气	205	164	346.96	43.37	21.15	738.4	92.3	45	295.28	36.92	18	Hg：0.064 NH_3：164	0.008 20.5	0.0039 10	连续
3.4		热电装置灰库	2.0	1.6							4.8	0.6	30				连续
3.5		热电装置渣库	0.3	0.24							0.72	0.09	30				
3.6	热电装置燃气锅炉	燃烧烟气	4.63	3.71				55.56	6.945	150				NH_3：0.96	0.12	2.5	连续
3.7	焚烧炉	燃烧烟气	2.0	1.6	30	4	200	36	4.8	240	4.5	0.6	30	HCl：7.5	1	50	连续
合计		连续	330.19	264.15													
		间断	1.75	0.37													
		全部	331.94	264.52	395.44			914.2			369.33(其中烟尘312.9)			NH_3：192.22 NMHC：144.43 甲醇：273.12 H_2S:12.8 HCL:7.5 CO:13254.34 Hg:0.064			

表 5.6.1-3　本项目无组织排放源废气排放汇总表

序号	装置（单元）名称	污染物排放量（t/a）							
		VOC_S	非甲烷总烃	硫化氢	CO	甲醇	氨	其它	计算依据
1	装置区								
1.1	煤气化			0.064			0.4	颗粒物：3.2	专利商提供
1.2	一氧化碳变换及低温甲醇洗	93.18		0.16	200.8	42.4	0.16		专利商提供
1.3	硫回收			0.16					专利商提供
1.4	油品合成	26.02							VOC_S 排放量估算指南
1.5	尾气处理	6.62							
1.6	油品合成	10							
	小计	135.82		0.384	200.8	42.4	0.56	颗粒物：3.2	
2	储运工程								
2.1	产品储罐	10.76	9.2						计算
2.2	装卸站	99.23	99.23						计算
	小计	108.43	108.43						
3	公用工程								
3.1	合成水处理单元及生产污水处理系统	34.12	34.12	0.053			0.104		计算（除臭系统按 80%收集率）
3.2	循环水场	92.16							VOC_S 排放量估算指南
3.3	火炬	1.546							
3.4	燃料气燃烧排出	0.15							
	小计	127.98	34.12	0.053			0.104		
合计		373.8	142.55	0.437	200.8	42.4	0.664	颗粒物：3.2	

⑵非正常工况废气排放分析

化工装置非正常工况下废气排放主要有三种情况：一是当发生突发性的停电、停水或事故而造成装置停车或局部停车，装置需进行放空；二是装置正常开、停车时需排放置换气体和放空气体；三是由于装置运行不稳定，为避免某些设备压力过高而造成事故，设备通过预设的安全阀或爆破膜泄压。各工艺装置及辅助设施火炬气泄放情况见表 5.6.1-4。本项目在设计时充分考虑了各项安全措施，各套装置均有向火炬排放的管线系统，所有可能因压力波动而引发事故的设备也都设有安全阀或爆破膜与火炬系统相连。

表5.6.1-4 本项目火炬气泄放情况见表

序号	火炬	服务的装置	最大排放量
1	富氢火炬	气化、净化、油品合成、油品加工装置富氢火炬气	1322.47t/h 1410635Nm^3/h
2	低压重烃火炬	冷冻站、液体物料储运、油品加工、尾气处理装置低压重烃气	546.78t/h 291940Nm^3/h
3	酸性气火炬（与氨火炬共用一个火炬头）	气化、净化、酸水汽提、硫回收单元酸性气（氨火炬用于液氨储罐）	38t/h 24404Nm^3/h（其中氨火炬12.2t/h 16075Nm^3/h）
4	低温火炬	冷箱及LNG储罐	130 t/h

本项目火炬气燃烧后的污染物排放情况见表 5.4.5-4。根据表 5.4.5-4 及综合考虑各装置的放空量及放空物料性质，选取气化装置最大放空火炬气量作为工艺废气非正常排放预测源强，放空参数见表 5.6.1-5。

表 5.6.1-5 非正常排放废气预测源强

序号	放空物料名称	放空量	持续时间	排放高度（m）	污染物排放量(kg)
1	酸性气火炬气(低温甲醇洗)	25918Nm^3/h	8h	120	SO_2：7764
2	富氢火炬气(低温甲醇洗)	1957066 Nm^3/h	44h	120	NOX：391.41

⑶VOC_S 排放量核算

根据中国汉洁环境工程有限公司于2014年8月11日到15日期间对伊泰一期（现有工程）的VOCs排放的监测结果，监测项目分为无组织排放和有组织排放两部分。一期工厂于7月下旬开展大修，8月1日重新开车，运行一周后达到满负

荷并且运行情况稳定。监测采样期间处于各装置运行状况较好的阶段，相应的VOCs排放应处于较低水平。

根据环保部环评司、环保部环境工程评估中心2014年5月《石化行业建设项目挥发性有机物（VOCs）排放量估算方法技术指南（试行）》（讨论稿，以下简称《指南》），从源强产生的角度，对石化行业VOCs污染源进行归类解析，按排放形式和排放工况将其分为11类，基本涵盖VOCs的排放过程，具体分类情况见表5.6.1-6。

表5.6.1-6石化行业VOCs 污染源归类解析

序号	过程解析	排放形式	排放工况
1	生产过程有组织工艺废气排放	有组织	正常
2	锅炉、加热炉等供热设施燃烧烟气排放	有组织	正常
3	非正常生产工况火炬燃烧排放	有组织	非正常
4	生产过程无组织工艺废气排放	无组织	正常
5	机泵、阀门、法兰等设备动、静密封处泄漏	无组织	正常
6	原料、半成品、产品储存及调和过程损失	无组织	正常
7	原料、产品装卸过程损失	无组织	正常
8	废水集输、储存和处理处置过程逸散	无组织	正常
9	采样过程损失	无组织	正常
10	冷水塔/循环水冷却系统逸散	无组织	正常
11	开停工、检维修过程损失	无组织	非正常
	合计		

注：不考虑事故工况。

根据拟建工程实际情况，VOCs排放源主要有：有组织工艺废气；机泵、阀门、法兰等设备动、静密封处泄漏；供热设施燃烧烟气排放；原料、半成品、产品储存及调和过程损失；原料、产品装卸过程损失；废水集输、储存和处理处置过程逸散；冷水塔/循环水冷却系统逸散；非正常生产工况火炬燃烧排放。详细计算过程如下。

①生产过程有组织工艺废气排放

本项目生产过程排放VOCs的有组织工艺废气主要有气化装置减压CO2排放气，净化装置酸性气脱除单元尾气洗涤塔排气，油品合成装置脱碳单元再生气、蜡过滤单元吹饼尾气，污水处理臭气系统废气，储运系统油气回收系统废气，各污染源VOCs排放量如表5.6.1-7。

表 5.6.1-7 本项目有组织工艺废气 VOC_S 排放一览表

项目	排气量（Nm^3/h）	VOCs 浓度（mg/Nm^3）	VOCs 排放量（kg/h）	VOCs 排放量（t/a）
主体装置				
气化装置减压 CO_2 排放气	120600	50	6.00	48.00
气化装置常压煤粉仓过滤器排气	2600×10	40	1.04	8.32
净化装置酸性气脱除单元尾气洗涤塔排气	545856	49.65	27.10	216.8
油品合成装置脱碳单元再生气	89242	110.93	9.90	79.20
公用工程				
合成水处理装置臭气系统废气	9800	120	1.18	9.41
生产污水臭气处理系统废气	54288	120	6.51	52.08
储运系统				
油气回收系统	1000	935.5	0.936	3.74（按 4000 小时计）
有组织工艺废气排放 VOCs 总量：417.55t/a				

由表 5.6.1-7 可知，本项目有组织工艺废气 VOCs 排放量为 417.55t/a。

②供热设施燃烧烟气排放

拟建项目燃烧烟气排放源主要有硫回收装置、油品加工装置、焚烧炉及火炬长明灯，共消耗燃料气41886Nm^3/h，根据《大气挥发性有机物排放源清单编制技术指南（试行）》，VOCs排放系数为0.00044g/m^3煤气，则燃烧烟气VOCs排放量为41886Nm^3/h×0.00044g/m^3×8000×10^{-6}=0.15t/a。

③机泵、阀门、法兰等设备动、静密封处泄漏

本项目设备泄漏计算主要根据《指南》中对机泵、阀门、法兰等生产设备泄漏排放量的估算方法。其中仪表连接、采样连接均包含在阀门数量中，压缩机密封和火炬系统相连不直接通大气。本项目采用EPA相关系数法计算设备泄漏产生的VOCs。

根据《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）对设备和管线组件泄漏污染控制要求“有机气体和挥发性有机液体流经的设备与管线组件，采用氢火焰离子化检测仪（以甲烷或丙烷为校正气体），泄漏检测值大于等于2000μmol/mol。其他挥发性有机物流经的设备与管线组件，采用氢火焰离子化检测仪（以甲烷或丙烷为校正气体），泄漏检测值大于等于500μmol/mol”，选择

筛选值SV=2000ppm（部分组件选择500ppm）对本项目设备泄漏进行估算，本项目设备重点控制组件统计及泄漏量统计见表5.6.1-8。

表 5.6.1-8 各装置设备泄漏 VOCs 排放表　　SV=2000ppm/500ppm*

装置名称	设备类型	相关式	数量	排放速率（kg/h）	排放速率（t/a）
净化装置	轻液体阀门	$6.41\times10^{-6}\times SV^{0.797}$	1390	3.81	30.47
	轻液体泵	$1.90\times10^{-5}\times SV^{0.824}$	50	0.50	3.99
	连接器	$3.05\times10^{-6}\times SV^{0.885}$	2884	7.34	58.72
	小计		4324	11.65	93.18
油品合成装置	气体阀门	$2.29\times10^{-6}\times SV^{0.746}$	796	0.53	4.23
	液体阀门	$2.29\times10^{-6}\times SV^{0.746}$	265	0.18	1.41
	液体阀门*	$2.29\times10^{-6}\times SV^{0.746}$	112	0.03	0.21
	泵密封	$5.03\times10^{-5}\times SV^{0.610}$	32	0.17	1.33
	泵密封*	$5.03\times10^{-5}\times SV^{0.610}$	7	0.02	0.12
	法兰	$4.61\times10^{-6}\times SV^{0.703}$	2189	2.11	16.89
	法兰*	$4.61\times10^{-6}\times SV^{0.703}$	237	0.23	1.83
	小计		3638	3.25	26.02
油品加工装置	气体阀门	$2.29\times10^{-6}\times SV^{0.746}$	118	0.08	0.63
	液体阀门	$2.29\times10^{-6}\times SV^{0.746}$	30	0.02	0.16
	液体阀门*	$2.29\times10^{-6}\times SV^{0.746}$	228	0.05	0.43
	泵密封	$5.03\times10^{-5}\times SV^{0.610}$	47	0.24	1.95
	泵密封*	$5.03\times10^{-5}\times SV^{0.610}$	10	0.02	0.18
	法兰	$4.61\times10^{-6}\times SV^{0.703}$	388	0.37	2.99
	法兰*	$4.61\times10^{-6}\times SV^{0.703}$	474	0.46	3.66
	小计		1295	1.25	10.00
尾气处理装置	气体阀门	$2.29\times10^{-6}\times SV^{0.746}$	253	0.17	1.34
	液体阀门	$2.29\times10^{-6}\times SV^{0.746}$	1	0.00	0.01
	液体阀门*	$2.29\times10^{-6}\times SV^{0.746}$	42	0.01	0.08
	泵密封	$5.03\times10^{-5}\times SV^{0.610}$	7	0.04	0.29
	泵密封*	$5.03\times10^{-5}\times SV^{0.610}$	4	0.01	0.07
	法兰	$4.61\times10^{-6}\times SV^{0.703}$	534	0.52	4.12
	法兰*	$4.61\times10^{-6}\times SV^{0.703}$	92	0.09	0.71
	小计		933	0.83	6.62
储运系统	泵密封	$5.03\times10^{-5}\times SV^{0.610}$	12	0.06	0.50
	泵密封*	$5.03\times10^{-5}\times SV^{0.610}$	8	0.02	0.14
	法兰	$4.61\times10^{-6}\times SV^{0.703}$	22	0.02	0.17
	法兰*	$4.61\times10^{-6}\times SV^{0.703}$	16	0.02	0.12
	小计		56	0.19	1.56
合计：137.39t/a					

注：《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）中对挥发性有机液体的定义为“任何能向大气释放挥发性有机物的符合以下任一条件的有机液体（1）20℃时，挥发性有机液体的正式蒸汽压大于 0.3kPa；（2）20℃时，混合物中，真实蒸汽压大于 0.3kPa 的纯有机化合物的总浓度等于或者高于 20%（重量比）。

注：气化装置采用煤粉炉工艺技术，气化温度高，基本不产生 VOCs，故计算不考虑气化装置。

根据上表，估算出本项目各装置设备VOCs重点控制组件泄漏量为137.39t/a。

④原料、半成品、产品储存及调和过程损失

储存过程中 VOCs 排放量采用《石油库节能设计导则》SH/T3002-2000EPA 中的计算公式，计算罐区的无组织排放结果见表 5.6.1-9，其中中间罐区的轻质油、重质油、重柴油、蜡等拱顶罐的收发作业、储存等产生的蒸发损耗导入油气回收系统进行处理，油气回收系统的回收效率为 98%。

表 5.6.1-9 中间罐区及产品罐区无组织排放

储罐	罐型	单罐大呼吸（kg/a）	单罐小呼吸（kg/a）	单罐容积及个数（m^3）	无组织排放总计（kg/a）	油气回收后排放量（kg/a）	总计（kg/a）
中间罐区							
轻质油	固定顶罐（拱顶罐）	18.701	50.305	600×4	276.024	5.52048	-（进油气回收）
重质油		20.081	398.85	1000×4	1675.724	33.51448	
重柴油		0.122	3.029	500×3	9.453	0.18906	
合格蜡		1.244	424.668	1000×1	425.912	8.51824	
合格蜡		3.733	983.052	3000×4	3947.14	78.9428	
降凝原料		1.001	86.012	1000×4	38.372	0.76744	
裂化尾油		8.797	44.212	1000×1	53.009	1.06018	
裂化尾油		26.390	102.346	3000×4	514.944	10.29888	
成品罐区							
石脑油	内浮顶罐	33.368	891.073	20000×4	3697.764	-	9197.57
柴油		59.500	380.669	50000×4	1760.676	-	
重醇		6.520	412.374	1000×2	837.788	-	
轻醇		11.088	656.659	2000×2	1335.494	-	
甲醇		0.554	782.37	4000×2	1565.848	-	
总计	9197.57						

由上表可知，罐区的无组织 VOCs 排放量为 9.198t/a。

⑤原料、产品装卸过程损失

油品装车损耗率估算采用《指南》中推荐的估算公式和系数：

$$L_L = 1.20 \times 10^{-4} \times \frac{P_t \cdot S \cdot M}{T}$$

式中：LL-装载损耗，千克/立方米；

S-饱和因子；

P-装载油品的真实蒸气压，帕；

M-蒸汽的分子量；

T-装载液体的温度，（摄氏度+273.15）。

具体计算过程见 5.3。装卸系统产生 VOCs 经油气回收回收后，排放的 VOCs 量为 99.231t/a。

⑥废水集输、储存和处理处置过程逸散

根据《指南》中基于废水产生量的排放系数办法，估算公式为：

E 废水 VOC =0.001×V 废水×Efi

其中：V 废水-进污水处理厂的废水量（m3/a）；Efi-排放系数，油水分离器排放系数和污水处理部分排放系数。

污水处理厂油水分离池部分排放系数为 0.6 kgVOCs/m^3 废水，污水处理(包括生化及后续处理设施等)排放系数为 0.005kgVOCs/m^3 废水。

本项目污水处理系统无组织 VOCs 排放计算过程如下：

合成及生化系统含油废水总量=（308+40.9）×8000=2791200t/a

生化系统及后续处理部分废水总量=（308+470）×8000=6224000 t/a

E 油水分离器 VOC=0.001×V 含油废水×Efi=0.001×2791200×0.6=1674.72 t/a

E 污水处理 VOC=0.001×V 生化废水×Efi=0.001×6224000×0.005=31.12 t/a

E 废水总 VOC=1705.84t/a

臭气系统收集效率按 98%考虑，则污水处理系统无组织 VOCs 排放量为 1705.84×2%=34.12t/a

⑦冷水塔/循环水冷却系统逸散

当在换热器或冷凝器发生少量或微量泄漏时，含 VOCs 的产品通过换热器裂缝从高压侧泄漏并污染冷却水。由于凉水塔的汽提作用和风吹逸散，VOCs 从冷却水中排入大气。

拟建项目共设置六个循环水场，其中只有第二、第五循环水场为开式循环水场，其余循环水场为闭式，在此不考虑其挥发量。根据《指南》中排放系数法，

循环冷却水 VOCs 排放系数为 0.00000072 吨/立方米，计算拟建项目循环水场 VOCs 排放量为：16000×0.00000072×8000=92.16t/a。

⑧火炬燃烧烟气

一般情况下，装置开、停工、检维修等非正常工况时的初期泄压、吹扫气导入火炬系统，燃烧过程中产生的和未经充分燃烧的VOCs 排入大气，可通过实测计算法或排放系数法估算。进入火炬的废气以设计量的70%计算。火炬燃烧燃气VOCs计算及统计见表5.6.1-10。

表 5.6.1-10 火炬燃烧烟气 VOCs 排放量

工况	火炬气排放量（Nm^3/h）	VOC 组分及含量（mol%）	去除效率	燃烧时间及频率	VOCs 排放量（t/a）
气化炉开车期间开车废气	564257	COS 0.018	98%	48h/a，1 年 1 次	0.183
气化炉开车酸性气	526	COS 0.3809	98%	72h/a，1 年 1 次	0.005
净化装置开车酸性气	7663	COS 1.42 CH_3OH 0.13	98%	8h/a，1 年 1 次	0.034
油品合成装置尾气脱碳单元开车废气	123.5t/h	C_2H_4 0.66 C_2H_6 1.44 C_3H_6 1.48 C_3H_8 0.43 C_4H_8 1.03 C_4H_{10} 0.27 C_5+ 0.86	98%	4h/a，1 年 1 次	1.323
合计					1.546

拟建项目开车期间火炬系统排放VOCs为1.546t/a。

⑨VOC_S 排放汇总

本项目VOCs统计见表5.6.1-11。

表5.6.1-11拟建项目VOCs排放量表

序号	过程解析	排放形式	排放量 t/a
1	生产过程有组织工艺废气排放	有组织	417.55
2	锅炉、加热炉等供热设施燃烧烟气排放	有组织	0.15
3	非正常生产工况火炬燃烧排放	有组织	1.546
4	生产过程无组织工艺废气排放	无组织	/
5	机泵、阀门、法兰等设备动、静密封处泄漏	无组织	137.39
6	原料、半成品、产品储存及调和过程损失	无组织	9.198
7	原料、产品装卸过程损失	无组织	99.231
8	废水集输、储存和处理处置过程逸散	无组织	34.12
9	采样过程损失	无组织	/

10	冷水塔/循环水冷却系统逸散	无组织	92.16
11	开停工、检维修过程损失	无组织	/
	合计		791.35

由表5.6.1-11可知，本项目共排放VOCs791.35t/a。

⑷达标排放分析

本项目废气有组织排放源的达标排放分析情况见表 5.6.1-12～5.6.1-7。

表 5.6.1-12 本项目工艺废气排放达标分析表

序号	装置及设施名称	废气名称	排放高度(m)	污染物名称	浓度(mg/Nm^3)		速率(kg/h)		达标分析	备注
					排放值	标准值	排放值	标准值		
1	煤气化	原煤仓过滤器排放气	52	颗粒物	10	120	0.025	65	达标	颗粒物执行《大气污染物排放标准》（GB16297-1996）二级标准；H_2S 及 NH_3 执行《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）二级标准；甲醇执行《石油化学工业污染物排放标准》（GB31571-2015）特别排放限值及《大气污染物排放标准》（GB16297-1996）二级标准；SO_2 及 NO_X 执行《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）特别排放限值及《大气污染物排放标准》（GB16297-1996）二级标准
		干燥工序尾气	53	颗粒物	10	120	0.002	67.5	达标	
		磨煤机尾气	55	颗粒物	20	120	0.32	72.5	达标	
		常压粉煤仓过滤器废气	90	颗粒物	20	120	0.13	191.25	达标	
				H_2S	5	/	0.013	11.65	达标	
				甲醇	40	50	0.104	225	达标	
		减压 CO_2 排放气	105	颗粒物	20	120	2.41	260.31	达标	
				甲醇	50	50	6.00	306.25	达标	
				H_2S	4	/	0.48	15.75	达标	
		捞渣机排放气	73	NH_3	6128	/	0.32	91.25	达标	
				H_2S	50	/	0.0026	7.86	达标	
		真空泵出口排气	37	H_2S	46	/	0.043	2	达标	
2	低温甲醇洗装置	低温甲醇洗洗涤塔尾气	150	甲醇	49.65	50	13.55	625	达标	
				H_2S	2.84	/	0.775	26.25	达标	
3	硫回收装置	焚烧尾气	50	NH_3	8	/	0.19	137.5	达标	
				SO_2	100	100	2.31	110	达标	
				NO_X	100	100	2.31	31	达标	

序号	装置及设施名称	废气名称	排放高度(m)	污染物名称	浓度(mg/Nm^3)		速率(kg/h)		达标分析	备注
					排放值	标准值	排放值	标准值		
4	油品合成装置	催化剂储仓、加料罐废气	25	颗粒物	20	20	0.08	-	达标	《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）特别排放限值
		再生气分离器废气	90	NMHC	111	120	9.9	506.3	达标	（GB16297-1996）二级标准
		渣蜡裂解炉烟气	NOx 颗粒物	100 20	100 20	-	-		达标	《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）特别排放限值
5	油品加工装置	加氢精制加热炉废气	60	NOx	120	100	3.02	/	达标	《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）特别排放限值
				烟尘	20	20	0.6	/	达标	
		加氢裂化加热炉废气	60	NOx	120	100	4.21	/	达标	
				烟尘	20	20	0.84	/	达标	
6	储运工程	中间罐区及装卸系统	15	NMHC	935.5	/	去除效率 98%	去除效率 97%	达标	
		煤炭储运汽车卸煤间	15	颗粒物	8.57	120	0.792	3.5	达标	（GB16297-1996）二级标准
		煤炭储运火车受煤坑	15	颗粒物	12	120	0.432	3.5	达标	
		煤炭储运转载点	15	颗粒物	12	120	0.252	3.5	达标	
		煤炭储运圆形筒仓	15	颗粒物	12	120	0.288	3.5	达标	
		煤炭储运圆形煤场	15	颗粒物	5.54	120	0.036	3.5	达标	
7	公用工程	锅炉飞灰库	15	颗粒物	30	120	0.36-0.72	3.5	达标	
		锅炉渣库	15	颗粒物	30	120	0.027-0.108	3.5	达标	

表 5.6.1-13 热电装置锅炉烟气排放达标分析表

序号	装置及设施名称	废气名称	排放高度(m)	污染物名称	浓度(mg/Nm^3)			速率(kg/h)		达标分析
					排放值	标准值（1）	标准值（2）	排放值	标准值	
1	热电装置	燃煤锅炉烟气	180	NO_x 烟尘 SO_2 NH_3 Hg	45 18 34.5 10 0.0039	100 20 50 / /	50 5 35 / /	92.3 36.91 43.37 20.5 0.008	-- -- --	达标
		燃气锅炉烟气	25	NH_3 NO_x	2.5 150	/ 150		0.12 6.95		达标

注：（1）为《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2011）表 2 标准中燃煤锅炉标准；（2）为《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2011）表 2 标准中以气体为燃料的锅炉或燃气轮机组标准；（3）燃气锅炉烟气执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 3 规定的大气污染物特别排放限值

表 5.6.1-14 危险废物焚烧炉烟气排放达标分析表

序号	名称	废气名称	排放高度(m)	污染物名称	浓度(mg/Nm^3)		达标分析
					排放值	标准值	
1	固体废物焚烧炉	焚烧炉烟气	50	烟尘 SO_2 NO_X 氯化氢	50 230 240 70	80 300 500 ＜70	达标

注：执行《危险废物焚烧污染物控制标准》（GB18484-2001），固体废物焚烧炉执行危险废物焚烧量为 300-2500kg/h 的标准限值。

由表 5.6.1-12 可知，本项目的工艺废气排放均达到《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）二级标准、《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）二级标准、《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）特别排放限值及《石油化学工业污染物排放标准》（GB31571-2015）特别排放限值

由表 5.6.1-13 可知，热电装置的燃煤动力中心锅炉烟气排放满足《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2011）表 2 标准中燃煤锅炉标准，其中二氧化硫和氮氧化物的排放浓度也满足《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2011）表 2 标准中以气体为燃料的锅炉或燃气轮机组标准。

由表 5.6.1-14 可知，固体废物焚烧炉烟气满足《危险废物焚烧污染物控制标准》（GB18484-2001）标准要求。

5.6.2 废水污染源

根据“清污分流、污污分流、分质处理”的原则，厂区内排水系统划分为：生产污水系统、生活污水系统、含油污水系统、清净废水系统、污染雨水系统、清净区雨水系统。

全厂性污水处理设施分为：合成水处理、生产污水处理（包括含油污水预处理、污水生化及深度处理）、废水处理及回用（生化出水回用处理系统、清净废水回用处理系统、浓盐水回用处理系统、EP 纯化系统）、高含盐水蒸发结晶处理，及事故水收集与处理。

本项目废水排放汇总情况见表 5.6.2-1。

⑴合成水处理单元

合成水处理单元处理废水来源于油品合成装置合成水，合成水排入油品加工装置进行处理，废水量为 308.1m^3/h，经处理后达到《炼油化工企业污水回用管理导则》（中石油，2012.6）初级再生水水质标准后，回用于化学水站或循环水场补充水，进入合成水处理单元废水情况见表 5.6.2-2。

表 5.6.2-2 合成水处理单元水质水量单位(mg/L)

装置名称	污水来源	水量 m^3/h	CODcr	BOD5	甲醇	TDS	pH	油
油品加工装置	合成废水	308.1	8000-12000	4000-6000	≤700	≤10	3-4	≤50
设计进水水质			15000				3-4	50
出水水质			≤40			≤300	6-9	≤1
出水水质中 NH_3-N≤1，TN≤15								

⑵生产污水处理系统

生产污水处理系统废水来源于气化装置废水、净化装置废水、油品加工装置废水等，废水量为 469.82(夏)t/h/469.04（冬）t/h，经处理后进入废水处理及回用系统进一步处理。生产污水处理系统废水情况见表 5.6.2-3。

⑶废水处理及回用系统

废水处理及回用系统废水来源于生产污水处理系统生化出水、循环排污水、化学水站排水及锅炉排污等。经处理后达到《炼油化工企业污水回用管理导则》（中石油，2012.6）初级再生水水质标准后，回用于化学水站或循环水场补充水。

⑷高盐水蒸发结晶处理系统

系统产生的冷凝水达到《炼油化工企业污水回用管理导则》（中石油，2012.6）优质再生水水质标准后，回用做循环水补充水或制脱盐水原水，蒸发母液反回生化系统处理。

表 5.6.2-1 本项目废水排放表汇总表

装置名称	单元名称	序号	废水名称	排放量(m^3/h)	污染物		排放规律	运行时数(h)	排放去向
					名称	浓度(mg/L)			
气化装置	黑水处理	W2-1	气化废水	正常 357.3 最大 420	氨氮 BOD COD TDS Cl^- pH CN^- TSS S^{2-}	≤300 ≤300 ≤900 ≤2500 ≤500 7~9 ≤10 ≤100 ≤10	连续	8000	生产污水处理系统
	公用系统	W2-2	锅炉排污	22	Na^+ Cl^- TDS	6.5 10 17	连续	8000	废水处理及回用装置
净化装置	变换单元	W3-1	锅炉排污	13.8	Na^+ Cl^- TDS	6.5 10 17	连续	8000	废水处理及回用装置
		W3-2	高温冷凝液	223.4（密度 892.2kg/m^3）	CO CO_2 H_2S COS NH_3	0.02 0.55 30.67 1.12 8.81	连续	8000	气化装置
		W3-3	低温冷凝液（包含洗氨塔废水）	422.6(密度 966.1kg/m^3)	CO H_2 CO_2 CH_4 Ar N_2 H_2S COS NH_3	21.35 1.52 457.53 0.02 0.71 0.19 86.86 2.92 137.53	连续	8000	酸水汽提单元汽提后送气化装置

					HCN	0.12			
	酸性水汽提	W3-4	汽提凝液	480.6(密度 910.5kg/m^3)	H_2S COS NH_3	26.22 2.21 27.32	连续	8000	气化装置
		W3-5	汽提污水	5.4(密度 970.4kg/m^3)	CO H_2 CO_2 Ar H_2S COS NH_3 HCN	0.36 0.02 87.16 0.09 31.21 0.32 13593.05 0.21	连续	8000	污水处理装置
	低温甲醇洗	W3-6	工艺凝液	3.6(密度 972.2kg/m^3)	NH_3 HCN H_2S	8213.26 3617.75 56.07	连续	8000	酸水汽提单元汽提后送气化装置
		W3-7	废水	正常 5.6 最大 6.2	甲醇	1000	连续	8000	生产污水处理系统
	硫回收	W3-8	锅炉排污	1.0	Na^+ Cl^- TDS	6.5 10 17	连续	8000	废水处理及回用装置
油品合成装置	蜡过滤单元	W4-1	汽包排污	21.6	TDS	17	连续	8000	废水处理及回用装置
	F-T 合成	W4-2	合成水	313.58	pH CODcr 石油类	3.1 41900 1003.2	连续	8000	油品加工装置合成水处理单元
		W4-3	机泵含油污水	正常 0 最大 10	CODcr BOD5 石油类	1000 700 10	间断	-	生产污水处理系统
	催化剂还原	W4-4	生产废水	正常 0 最大 5	CODcr	200	间断	-	生产污水处理系统
	蜡过滤	W4-5	生产废水	正常 0 最大 10	CODcr	250	间断	-	生产污水处理系统

尾气处理装置		W5-1	含油污水	0.72	COD 石油类	700 500	连续	8000	生产污水处理系统
		W5-2	泵排含油污水	正常 0 最大 2.6	COD 石油类	700 500	间断	-	
油品加工装置	加氢精制单元	W6-1	冷低分含油污水	正常 2.621 最大 3.362	pH COD 石油类	6~8 700 50	连续	8000	生产污水处理系统
		W6-2	分馏塔顶回流罐含油污水	正常 3.919 最大 5.182	pH COD 石油类	6~8 700 50	连续	8000	
		W6-3	减压塔顶罐含油污水	正常：3 最大 13.044	pH COD 石油类	6~8 700 100	连续	8000	
	加氢裂化单元	W6-4	分馏塔顶罐排含油污水	正常：6.602 最大：8.583	pH COD 石油类	6~8 700 100	连续	8000	
		W6-5	减压塔顶分水罐含油污水	正常：3.065 最大：3.985	pH COD 石油类	6~8 700 100	连续	8000	
		W6-6	富液压缩机出口分液罐含油污水	正常：0.184 最大：0.239	pH COD 石油类	6~8 700 100	连续	8000	
		W6-7	稳定塔回流罐含油污水	正常：0.003 最大：0.004	pH COD 石油类	6~8 700 100	连续	8000	
		W6-8	吸收脱吸塔抽水排含油污水	正常：0.016 最大：0.021	pH COD 石油类	6~8 700 50	连续	8000	
	加热器	W6-9	汽包排污	1.5	TDS	17	连续	8000	废水处理及回用装置
	合成水	W6-10	生产污水	308.1	pH CODcr	3~4 8000~12000	连续	8000	合成水处理单元

	处理单元				BOD 油 甲醇 乙醇 C3~C7 醇	4000~6000 50 700 200 100			
储运系统		W7-1	中间罐区冲洗水	≤10	COD 油 pH	≤700 100 6-8	间断	/	生产污水处理系统
		W7-2	中间罐区切油污水	≤10	COD 油 pH	≤700 100 6-8	间断	/	
		W7-3	成品罐区冲洗水	≤10	COD 油 pH	≤700 100 6-8	间断	/	
		W7-4	成品罐区切油污水	≤10	COD 油 pH	≤700 100 6-8	间断	/	
		W7-5	洗槽车站冲洗水	≤5	COD 油 pH	≤700 100 6-8	间断	/	
		W7-6	火车装车区冲洗水	≤2	COD 油 pH	≤700 100 6-8	间断	/	
		W7-7	汽车装车区冲洗水	≤2	COD 油 pH	≤700 100 6-8	间断	/	
		W7-8	煤炭储运生产污水	3.2	SS	800	连续	8000	
给排水系统		W8-1	净水厂沉淀池排污水	7（夏）/4（冬）	CODcr SS TDS	60 500 900	连续	8000	废水处理及回用系统

	W8-2	化学水处理系统超滤反冲洗排水/反渗透排水	178	CODcr SS TDS	15 10 1200	连续	8000	热电装置脱硫用水
	W8-3	化学水处理系统离子交换排水	340（夏）/202（冬）	CODcr TDS	20 2864(夏)/2745（冬）	连续	8000	废水处理及回用装置
	W8-4	第二循环水场（开式）排污水	8.1/6.8	CODcr SS TDS	60 20 1200	连续	8000	
	W8-5	第五循环水场（开式）排污水	15.7/13.1	CODcr SS TDS	60 20 1200	连续	8000	
热电装置	W9-1	热电装置锅炉排污水	14.8	Na^+ Cl^- TDS	6.5 10 17	连续	8000	废水处理及回用装置
	W9-2	热电装置地面含油污水	20	COD 油	≤700 ≤500	间断	/	生产污水处理系统
	W9-3	热电装置余热发电地面冲洗水	10	COD	≤700	间断	/	生产污水处理系统
焚烧炉	W9-4	焚烧炉离心机滤液	25.1	COD	500	连续	8000	生产污水处理系统
	W9-5	焚烧炉干化冷凝器	2.6	COD	2500	连续	8000	
	W9-6	焚烧炉碱洗塔	0.3	COD	500	连续	8000	生产污水处理系统
	W9-7	焚烧炉锅炉排污	0.4	COD TDS	50 17	连续	8000	废水处理及回用装置
火炬	W9-9	火炬气液分离罐排水及水封排水	1	COD 油	300-500 ≤500	间断	/	生产污水处理系统
生活设施	W9-10	全厂绿化及地面冲洗水	20	ss 石油类	≤800 ≤500	间断	/	生产污水处理系统
	W9-11	生活、化验水	27	COD	300-500	间断	/	

表 5.6.2-3 生产污水水质水量单位(mg/L)

装置名称	污水来源	水量（m^3/h）	COD	BOD	氨氮	TN	SS	TDS	pH	石油类
固体料储运	地面冲洗	3.2	≤500				≤800	≤1200		≤500
气化装置	生产污水	357.3	≤900	≤300	≤300		≤100	≤2500	6~9	
净化装置	汽提排污	5.2	44		NH_3:0.045-2% H_2S:31.2mg/L					
净化装置	含醇污水	5.6	1500							
油品加工	含油污水	19.4	≤700						6~9	≤500
尾气处理	含油污水	0.72	≤700						6~9	≤500
火炬/罐区	含油污水	1	≤700						6~9	≤500
固废焚烧	生产污水	28	≤700					≤2200	6~9	
地面冲洗	含油污水	20	≤500				≤800	≤1200	6~9	≤500
生活污水	生活污水	27	≤500	≤300	20~50			≤1000	6~9	
蒸发结晶	纯化有机浓液	1.6(夏)；1.3（冬）								
	蒸发母液	0.8(夏)；0.3（冬）								
合计		469.84(夏)；469.04（冬）								
进生化污水加权平均水质			852	245	284			2945		
加混醇补充碳源后水质			3080		284					
处理后出水水质			≤50	≤10	≤2	≤10	≤20	2945		≤0.5

5.6.3 固体废物污染源

⑴固体废物产生汇总

本项目产生的固体废物主要包括各类废催化剂、废吸附剂、工艺废液、工艺废渣、污泥、焚烧灰渣等。本项目固体废物产生汇总情况见表 5.6.3-1。

⑵固体废物分类统计

固体废物分类统计情况见表 5.6.3-2。

表 5.6.3-2 固体废物分类统计表

序号	固废类别	处理处置措施及数量（t/a）						
		综合利用	厂内焚烧处置	厂家回收	园区一般固体废物填埋场	有资质单位处置	交指定部门处理	总计
1	危险废物							
1.1	废催化剂及吸附剂			299.02		181.25		480.27
1.2	污水处理系统污泥及浮渣		198126					198126
1.3	渣蜡					2440		2440
1.4	各类包装			7				
	焚烧灰渣					2400		3375
2	一般工业固体废物							
2.1	气化渣及锅炉灰渣	2149120						2149120
2.2	废吸附剂				134.7			134.7
2.3	煤泥	153						153
2.4	结晶盐	11600						11600
2.5	废水再生回用装置污泥				**40515.2**			**40515.2**
3	生活垃圾						300	
	总计	2160873	198126	299.02	**40649.9**	**5021.25**	**300**	**2405276.17**

项目产生固体废物总产生量为 2405306t/a。一般工业固体废物产生量为 2201523t/a，其中 2160873t/a 进行综合利用，40650t/a 交由内蒙古准格尔旗大路新区工业基地工业灰渣综合治理项目进行处理。危险废物产生量为 203483t/a，其中由厂家回收 299.02t/a，厂内焚烧 198126t/a（转变为 2400t/a 焚烧灰渣），5050.25t/a 外委鄂尔多斯市大路工业园区危废处置项目进行处理（包含 2400t/a 焚烧灰渣）。生活垃圾 300t/a，交环卫部门进行处理。

表 5.6.3-1 全厂固体废物产生情况及排放去向汇总表

装置名称	单元名称	序号	固废名称	排放量(t/a)	主要组成(wt%)	分类及编号	排放规律	排放去向
空分装置	分子筛吸附器	S1-1	废分子筛	8.5	分子筛	一般固废	一次/10a	大路工业园区渣场
		S1-2	废氧化铝	7.5	Al_2O_3	一般固废	一次/10a	
气化装置	除渣	S2-1	气化废渣	624800	碳＜1（干基）；水＜30；渣等	一般固废	连续	综合利用或送大路工业园区渣场
	黑水处理	S2-2	过滤机滤饼	875200	碳＜30（干基）；水＜50；灰等	一般固废	连续	
净化装置	变换单元	S3-1	变换炉废催化剂	165	Co、Mo	危险固废，HW49	一次/3 年	厂家回收
		S3-2	变换炉废吸附剂	176	Al_2O_3、MgO		一次/3 年	送大路工业园区危废处置中心
	硫回收单元	S3-3	克劳斯反应器废催化剂	3.6	Al_2O_3		一次/4 年	
		S3-4	克劳斯反应器废催化剂	4.6	TiO_2		一次/4 年	厂家回收
油品合成装置	精脱硫单元	S4-1	废脱硫剂	164	Al_2O_3、助剂、氧化锌、氧化铜等	HW23	间断，3 年 1 次	厂家回收
	脱碳单元废活性炭	S4-2	废活性炭	168	活性炭	HW49	间断，1 小时 1 次	厂家回收
	渣蜡裂解单元废渣	S4-3	废渣	2440	废催化剂、废蜡	HW06	间断，7 天 1 次	送大路工业园区危废处置中心
	油品合成单元	S4-4	各类包装袋及废滤布	6.2	包装袋及各类残留物质	HW49	间断	送焚烧炉
尾气处理装置	分子吸附单元	S5-1	吸附剂	220	分子筛	一般工业固废	1 次/15 年	大路工业园区渣场
	PSA 单元	S5-2	吸附剂	906	合成沸石	一般工业固废	1 次/15 年	
油品加工装置	加氢精制单元精制反应器	S6-1	废瓷球	22.72	Al_2O_3、油	HW 06	3 年 1 次	送大路工业园区危废处置中心
		S6-2	废催化剂	18.51	Al_2O_3、NiO、油等	HW46	6 年 1 次	厂家回收

		S6-3	废保护剂	17.76	Al_2O_3、MoO_3、油等	HW46	3 年 1 次	厂家回收
	加氢精制单元原料油过滤器	S6-4	废布袋过滤器	0.2	特氟龙、蜡、油	HW46	3 月 1 次	焚烧炉
	加氢裂化单元裂化、降凝反应器	S6-5	废瓷球	26.35	Al_2O_3、油	HW 06	3 年 1 次	送大路工业园区危废处置中心
		S6-6	废催化剂	38.99	Al_2O_3、NiO、油等	HW 46	6 年 1 次	厂家回收
		S6-7	废保护剂	14.1	Al_2O_3、NiO、油等	HW46	3 年 1 次	厂家回收
	加氢裂化单元膜分离	S6-8	膜分离组件	3 个	聚砜、油	HW46	3 年 1 次	焚烧炉
储运系统	煤泥水处理车间	S7-1	煤泥	153	煤泥	间断	一般固废	晾干后送圆形料场用于配煤
给排水系统	净水厂脱水污泥机房	S8-1	污泥	2115.2	化学污泥	连续	一般固废	大路工业园区渣场
	合成水处理单元	S8-2	生化污泥	16000	生化污泥，含水 80%	连续	危废 HW39	送焚烧炉
		S8-3	油泥	346	油污，含水率 50%	连续	危废 HW08	送焚烧炉
	生产污水处理系统	S8-4	生化污泥	181550	生化污泥，含水 98%	连续	危废 HW39	送焚烧炉
		S8-5	油泥浮渣	230	浮渣，含水率 50%	连续	危废 HW08	送焚烧炉
	废水处理及回用系统	S8-6	化学污泥	38400	污泥污泥，含水 80%	连续	一般固废	大路工业园区渣场
	蒸发结晶系统	S8-7	结晶盐（分盐方案）	10000	NaCl	连续	一般固废	综合利用
				1600	Na_2SO_4	连续	一般固废	
			杂盐（无分盐方案）	27600	盐类	连续	危险废物	送园区危险废物处置中心

热电装置	燃煤锅炉	S8-8	炉渣	64960	SiO_2	连续	一般固废	综合利用或送大路工业园区渣场
	燃煤锅炉	S8-9	炉灰	584160	Al_2O_3 ,Fe_2O_3,CaO,MgO, K_2O,Na_2O,TiO_2,SO_3,C	连续		
	燃煤锅炉脱硝	S8-10	脱硝废催化剂	$210m^3$ 2年一次	五氧化二矾	间断	危险废物，HW49	送园区危险废物处置中心
	燃气锅炉脱硝	S8-11	脱硝废催化剂	$2m^3$ 2年一次	五氧化二矾	间断	危险废物，HW49	
焚烧炉	回转窑	S8-12	残渣	1800	重金属等	连续	HW18	
		S8-13	飞灰	600		连续	HW18	
全厂生活设施	生活垃圾	S8-14	生活垃圾	300	/	间断	/	大路工业园区环卫部门

5.6.4 噪声污染源

本项目产生主要噪声源包括各生产装置及辅助设施的裂解炉、加热炉、机泵、压缩机、鼓风机、空冷器等，以及事故工况火炬噪声、偶发蒸汽噪声等。本项目主要噪声源见表 5.6.4-1。

表 5.6.4-1　　本项目噪声源强表

装置名称	设备名称	数量	噪声值 dB(A)		治理措施	排放规律	设备放置高度（m）
			治理前	治理后			
空分装置	空压机	5	120	≤85	建筑物隔声、减震	连续	4
	增压机	5	105	≤85	建筑物隔声、减震	连续	4
	汽轮机	5	100	≤85	建筑物隔声	连续	4
	液氧内压缩泵	10	100	≤85	泵箱隔声	连续	1.5
	蒸汽喷射器	5	100	≤85	隔声	连续	4
	离心泵	20 开 15 备	90	≤85	泵箱隔声	连续	1.5
	液氮后备泵	4	90	≤85	隔声、减震	连续	1.5
	增压透平膨胀机组	5	105	≤85	建筑物隔声、减震	连续	4
	液体膨胀机	5	100	≤85	建筑物隔声、减震	连续	4
	主压缩机空气吸入口	5	90	≤75	消声	连续	4
	污氮放空口	5	90	≤85	消声	连续	4
	再生放空口	5	90	≤80	消声	连续	4
	螺杆压缩机	2	100	≤85	建筑物隔声、减震	间断	4
气化装置	磨煤机	5 开 1 备	100	≤85	建筑物隔声、减震	连续	4
	干燥循环风机	5 开 1 备	90	≤85	建筑物隔声、减震、消声	连续	4
	磨煤循环风机	5 开 1 备	90	≤85	建筑物隔声、减震、消声	连续	4
	磨煤干燥空冷器风机	20 开 4 备	90	≤85	建筑物隔声、减震	连续	2
	泵类	131 开 104 备	90	≤80	减震	连续	1.5
净化装置	变换单元泵类	12 开 9 备	90	≤85	建筑物隔声、减震	连续	1.5
	变换单元蒸汽放空	8	90	≤85	消声	连续	4

装置名称	设备名称	数量	噪声值 dB(A)		治理措施	排放规律	设备放置高度（m）
			治理前	治理后			
	低温甲醇洗单元循环气压缩机	1	110	≤90	减震、隔声罩	连续	4
	低温甲醇洗单元燃料气压缩机	1	110	≤90	减震、隔声罩	连续	4
	低温甲醇洗单元二氧化碳压缩机	4	110	≤90	建筑物隔声、减震	连续	4
	低温甲醇洗单元泵类	30 开 24 备	90	≤85	建筑物隔声、减震	连续	1.5
	冷冻单元丙烯压缩机	2	110	≤90	建筑物隔声、减震	连续	4
	冷冻单元汽轮机	2	100	≤85	建筑物隔声	连续	4
	冷冻单元泵类	6 开 6 备	90	≤85	建筑物隔声、减震	连续	1.5
	硫回收单元鼓风机	4 开 4 备	100	≤85	建筑物隔声、减震、消声	连续	4
	硫回收单元鼓泵类	2 开 2 备	90	≤85	建筑物隔声、减震	连续	1.5
油品合成装置	费托合成单元循环压缩机	4	95~98	80~83	减振、隔声	连续	
	费托合成单元释放气压缩机	2 开 1 备	92~95	77~80	减振、隔声	连续	
	费托合成单元汽包加药泵	12	82~84	67~69	减振、隔声	连续	
	费托合成单元稳定重质油泵	1 开 1 备	82~84	67~69	减振、隔声	连续	
	费托合成单元稳定蜡泵	1 开 1 备	82~84	67~69	减振、隔声	连续	
	费托合成单元轻质油泵	4 开 4 备	82~84	67~69	减振、隔声	连续	
	费托合成单元汽提凝液泵	1 开 1 备	82~84	67~69	减振、隔声	连续	
	费托合成单元合成水泵	4 开 4 备	82~84	67~69	减振、隔声	连续	
	催化剂还原单元循环气压缩机	2	95~98	80~83	减振、隔声	室外、连续	
	催化剂还原单元重柴泵	4 开 2 备	82~84	67~69	减振、隔声	连续	
	蜡过滤单元稳定蜡预涂泵	2 开 2 备	88~90	73~75	减振、隔声	连续	
	蜡过滤单元稳定蜡过滤泵	10	82~84	67~69	减振、隔声	连续	

装置名称	设备名称	数量	噪声值 dB(A)		治理措施	排放规律	设备放置高度（m）
			治理前	治理后			
	蜡过滤单元过滤蜡精滤泵	2 开 1 备	82~84	67~69	减振、隔声	连续	
	蜡过滤单元渣蜡预涂泵	1 开 1 备	82~84	67~69	减振、隔声	连续	
	蜡过滤单元渣蜡过滤泵	1 开 1 备	82~84	67~69	减振、隔声	连续	
	脱碳单元脱碳闪蒸气压缩机	1 开 1 备	95~98	80~83	减振、隔声	连续	
	脱碳单元净化气水洗泵	1 开 1 备	82~84	67~69	减振、隔声	连续	
	脱碳单元洗涤水循环泵	1 开 1 备	82~84	67~69	减振、隔声	连续	
	脱碳单元贫液泵	2 开 1 备	82~84	67~69	减振、隔声	连续	
	脱碳单元半贫液泵	2 开 1 备	82~84	67~69	减振、隔声	连续	
	渣蜡裂解单元洗油循环泵	2 开 2 备	82~84	67~69	减振、隔声	连续	
	渣蜡裂解单元中间油品泵	2 开 2 备	82~84	67~69	减振、隔声	连续	
	渣蜡裂解单元抽气泵	2	82~84	67~69	减振、隔声	连续	
	渣蜡裂解单元破碎机	2	100	≤85	布置于敞开式框架内	连续	
	渣蜡裂解单元振动筛	2	95	≤85	减振、隔声	连续	
	渣蜡裂解单元鼓风机	2	95	≤85	减振、隔声	连续	
	渣蜡裂解单元引风机	2	95	≤85	减振、隔声	连续	
	渣蜡裂解单元加热炉	2	89~92	74~77	减振、隔声、消声	消声	
尾气处理装置	空冷器	8	＞85	<85	低噪声设备	连续	
	压缩机	4 开 1 备	80~90	<85	减振、隔声	连续	
	泵类	8 开 6 备	80~90	<85	减振、隔声	连续	
油品加工装置	加氢精制单元精制空冷器	45	87~90	72~75	减振、隔声、消声	连续	
	加氢精制单元精制加热炉	3	87~90	72~75		连续	

装置名称	设备名称	数量	噪声值 dB(A)		治理措施	排放规律	设备放置高度（m）
			治理前	治理后			
	加氢精制单元机泵	27 开 20 备	85~88	70~73	减振、隔声	连续	
	加氢精制单元压缩机	2 开 1 备	90~93	75~78		连续	
	加氢裂化单元机泵	27 开 22 备	85~88	70~73	减振、隔声	连续	
	加氢裂化单元裂化进料加热炉	1	89~92	74~77	减振、隔声、消声	连续	
	加氢裂化单元减压塔进料加热炉	1	89~92	74~77		连续	
	加氢裂化单元分馏塔进料加热炉	1	83~85	68~70		连续	
	加氢裂化单元裂化空冷器	49	87~90	72~75		连续	
	加氢裂化单元压缩机	4 开 3 备	95~98	80~83	减振、隔声	连续	
	合成水处理单元机泵	15 开 13 备	85~88	70~73	减振、隔声	连续	
	合成水处理单元空冷器	46	87~90	72~75	减振、隔声、消声	连续	
储运系统	一体化加药装置	1	85	75	车间隔音，安装消声止回阀	连续	
	冲洗、降尘给水机组	1	85	75	车间隔音，安装消声止回阀	连续	
	生产给水机组	1	85	75	车间隔音，安装消声止回阀	连续	
	机泵	6	92	85	车间隔音	连续	
给排水系统	净水厂、污水厂鼓风机	12	98	90	减振、建筑物隔音	连续	
	第二第五循环水场（开式）冷却塔	5	/	75~80	/	连续	
	浓盐水结晶蒸发蒸汽压缩机	2	98	85	减振、隔音	连续	
	风机	11	98	75~85	减振、隔音	连续	
	机泵	263	90	75~85	减振、隔音	连续	
热电装置	锅炉排汽	5	120	100	消声器	间断	
	送风机及电机	10	110	85	隔声、减振	连续	

装置名称	设备名称	数量	噪声值 dB(A)		治理措施	排放规律	设备放置高度（m）
			治理前	治理后			
	中速磨煤机	20	94	85	隔声、减振	连续	
	给煤机	20	92	84	隔声、减振	连续	
	25MW 单抽背压式汽轮机	2	100	90	隔声、减振	连续	
	30MW 汽轮发电机	2	100	90	隔声、减振	连续	
	空气冷却器	2	96	85	隔声、减振	连续	
	45MW 余热抽凝式空冷汽轮机	4	100	90	隔声、减振	连续	
	50MW 汽轮发电机	4	100	90	隔声、减振	连续	
	余热锅炉空冷器	9	96	85	隔声、减振	连续	
	双轴搅拌机	5	95	85	隔声、减振	连续	
	风机	6	95	85	隔声、消声器	连续	
	各类泵	135	93	83	隔声、减振	连续	
火炬	火炬排气	4	130	110	消声器	间断	
焚烧炉	燃烧器	2	95	85	低噪声燃烧器	连续	
	鼓风机	1	95	85	消声器，隔声罩	连续	
	引风机	2	95	85	消声器，隔声罩	连续	
	泵	7	93	83	泵房	连续	

5.7 拟采取的治理措施

5.7.1 废气治理措施

⑴废气回收及综合利用

①回收燃料气

本项目尾气处理装置、油品合成装置及生产污水处理系统将副产大量高热值燃料气，其中尾气处理装置深冷分离单元燃料气、油品合成装置副产脱碳闪蒸气，上述燃料气全部进入全厂的燃料气管网，将通过全厂燃料气管网供给油品加工装置加热炉、硫回收装置加热炉及燃气锅炉等。

②硫磺回收

硫磺回收装置本身就是一项环保措施，将本项目中含 H_2S 的废气送入硫磺回收装置回收硫，可作为副产品外售。回收的酸性气主要来自以下装置：

A：气化装置闪蒸汽，含 H_2S、COS、CO，送硫磺回收装置回收硫。

B：一氧化碳变换装置酸性水汽提塔排放的酸性气含 H_2S、CO、NH_3、HCN 等污染物，送硫磺回收装置回收硫。

C：低温甲醇洗装置克劳斯气分离器排放的酸性气，含 H_2S、COS、CO、甲醇等，其中 H_2S 浓度大于 33.45%vol，经克劳斯气换热器复热后送硫回收装置回收硫。

硫磺回收装置首先通过二级克劳斯反应回收各装置酸性气中的硫，再通过尾气处理，即两级克劳斯+尾气焚烧+氨法脱硫的方式，继续减少含硫污染物的排放量，最终尾气焚烧炉烟气经烟囱达标排入大气。硫磺回收装置硫回收率可达 99.9%以上。

⑵废气除尘处理

煤气化装置煤仓排放的含尘废气通过仓顶设置的袋式过滤器除尘，除尘后的废气通过引风机经排气筒排入大气。

油品合成装置的费托合成催化剂在储存及加料过程中产生的粉尘，经布袋除尘器除尘后排入大气

⑶废气洗涤处理

①低温甲醇洗装置内设有尾气洗涤塔，对二氧化碳排放气用除盐水洗涤降低其中的甲醇、一氧化碳、硫化氢等污染物浓度，并回收甲醇，洗涤后的二氧化碳排放气再通过吸收塔顶设置的排气筒排入大气。

②低温甲醇洗装置返回气化装置的高压二氧化碳排放气经水洗涤塔洗涤后排入大气，洗涤塔尾气达标排入大气。

⑷恶臭物质治理

对于装置产生的恶臭首先采用当前先进、成熟、可靠的工艺技术，保证整个生产过程为密闭运行，从而降低恶臭产生量；在设计和采购过程中，应加强设备、储罐、管道、阀门等的密封性，防止恶臭物质的泄露。

对污水处理场的污水调节池、气浮设施、生化处理设施、污泥处理设施、污水缓冲池等产生的臭气进行加盖密闭后，引风收集进入除臭装置进行生物除臭处理。

⑸动力站锅炉烟气排放治理

本项目动力中心设 5 台 580t/h（4 开 1 备）高温高压煤粉锅炉，选用低硫、低灰、高燃值的煤作为燃料，降低污染物的产生量，并采取电袋除尘技术+炉外脱硫+选择性催化还原烟气脱硝法（SCR）工艺技术+低氮燃烧技术等，最终烟气经 180m 高烟囱达标排入大气。

⑹无组织排放控制

①各装置选用先进、成熟可靠的工艺技术，生产过程密闭；工艺管线及设备法兰的密封面和垫片适当提高密封等级，必要采用焊接连接；对转动设备进行有效的设计，尽可能防止烃类物料泄漏；搅拌设备的轴封选择泄漏率低的密封形式；设备、管线检修后进行气密性试验。

②罐区根据物料的性质合理选用储存设备，并采取压缩、保温、制冷等措施，以尽可能减少废气排放。

⑺非正常工况废气治理

为有效处理各装置开、停车及紧急情况下排放出来的可燃气体，项目在各相关装置内设置了火炬气收集系统（含火炬气分液罐），收集后的火炬气排放至全厂火炬总管，送全厂火炬进行燃烧处理。

5.7.2 废水治理措施

本项目全厂性污水处理设施分为：合成水处理、生产污水处理（包括含油污水预处理、污水生化及深度处理）、废水处理及回用（生化出水回用处理系统、清净废水回用处理系统、浓盐水回用处理系统、EP 纯化系统）、高含盐水蒸发结晶处理，及事故水收集与处理。

合成水处理用于单独处理油品加工装置排放的高浓度、低含盐合成废水，采用“厌氧+好氧（活性污泥法）+接触氧化+混凝沉淀+砂滤”工艺，出水作为脱盐水站的补水或循环水补充水。厌氧产生的沼气送焚烧炉燃烧处理。

生产污水处理用于处理本项目煤气化装置、低温甲醇洗、油品加工、固体废物焚烧系统（包括污泥脱水）等生产污水、生活污水、地面冲洗水及净水厂排水等。

循环水场冷却排污水、化学水站排水及锅炉排污以及生产污水处理系统出水进入废水处理及回用装置，废水处理及回用装置出水作为循环水的补充水和化学水站的补水，浓盐浆排入蒸发结晶中。

生活污水系统用于收集和输送厂区各装置及辅助设施的卫生间、浴室、餐厅等设施排出的生活污水和部分化验室废水，各装置及辅助设施的生活污水先经重力排入化粪池进行预处理，其上清液重力经厂区生活污水总管送污水处理场生化处理及回用系统进行处理；对生物处理有毒的化验污水（如强酸、强碱、有毒试剂等）单独收集后处理。

本项目将在界区内设置围堰或防火堤、污染雨水收集池等防控措施，并配套设置消防事故水池 1 座，分两格，每格有效容积 15000m^3，总有效容积 30000m^3。当发生火灾爆炸等事故时，本项目界区内产生的消防废水将通过生产废水系统排入事故水池。

5.7.3 固体废物处理/处置

本项目排放的固体废物主要有各种废催化剂、废吸附剂、废液等。能利用的固体废物将回收，对不能利用的固体废物将根据固废类别分别处置，废催化剂、废吸附剂等固体危险废物由厂家回收，生化污水、污水处理的浮渣及油品合成装置产生的包装等送自建焚烧炉处理，一般工业固体废物拟送大路工业园区渣场，生活垃圾交由工园区环卫部门统一处理。

5.7.4 噪声控制

本项目设计和采购时将选择低噪声设备，其次为采取隔音、消声、减振等措施，如将高噪声的压缩机等置于室内等，在设备基础上采取安装减振座、减振垫等办法，并在风机进出风管上安装消声材料等措施，以减轻项目噪声源对周围声环境的不利影响。另外，最后通过优化总图布置和绿化，减少厂界噪声影响。

5.7.5 绿化

本项目绿化面积将不小于 15%。绿化设计将根据当地自然条件、植物生态习性与防污功能，以及工厂生产特点和总平面布置图的要求，配合厂区竖向设计和管线综合设计进行。

5.7.6 环境保护投资

本项目环保设施投资约 296364 万元，占总投资的 11.1%。

5.8 污染物排放核算

⑴大气污染物

本项目废气经过污染治理，污染物排放得到有效削减，污染物排放量见表 5.8-1。由表 5.8-1 可知，本项目主要污染物 SO_2、NO_X、烟尘、工业粉尘及 VOC_S 经采取相应治理措施后，外排量分别为 395.44t/a、914.2t/a、312.9t/a、59.63t/a、791.35t/a。

表 5.8-1　　大气污染物产生量、削减量和外排量一览表

类别	污染物名称	产生量（t/a）	削减量（t/a）	排放量（t/a）	备注
废气	废气量	$264.52\times10^8Nm^3/a$	0	$264.52\times10^8Nm^3/a$	有组织排放及无组织排放
	SO_2	30663.1	30267.66	395.44	
	NOx	5135.51	4221.31	914.2	
	烟尘	492596.45	492283.55	312.9	
	粉尘	5646.2	5586.57	59.63	
	氨	192.88	0	192.88	
	硫化氢	13.24	0	13.24	
	甲醇	2040	1724.48	315.52	
	氯化氢	37.5	30	7.5	
	VOC_S	/	/	791.35	

⑵废水

本项目产生的废水经合成水处理单元、生产污水处理系统、废水处理及回用系统及蒸发结晶单元处理后，废水全部回用于循环水场和化学水站的补充水，无废水外排。

⑶固体废物

本项目固体废物经过污染治理，污染物排放得到有效处置，排放量为 0。固体废物排放量见表 5.8-2。

表 5.8-2 固体废物污染物产生量、削减量和外排量一览表

	污染物名称	产生量（t/a）	削减量（t/a）		排放量（t/a）
			综合利用	处置	
固体废物	危险废物	5320.27	0	5320.27	0
	一般工业固体废物	2201522.9	2160873	40649.9	0
	生活垃圾	300	0	305	0
	合计	3119003	2822523	296480	0

⑷“以新带老”后全厂污染物三笔帐

“以新带老”后全厂污染物三笔帐见表 5.8-3。

表 5.8-3“以新带老”后全厂污染物三笔帐核算表单位：t/a

污染因素	污染物	现有工程排放量	拟建工程产生量	拟建工程削减量	拟建工程排放量	“以新带老”削减量	技改后全厂排放量
废气	二氧化硫	547.76	30663.1	30267.66	395.44	327.77	615.43
	氮氧化物	332.64	5135.51	4221.31	914.2	0	1246.84
	烟尘	38.48	492596.45	492283.55	312.9	3.4	347.98

5.9 小结

⑴本项目是以煤为原料，先通过气化装置、净化装置装置生产净化合成气，再通过费托合成技术生产中间产品重油和轻质石脑油，再通过油品加工装置生产柴油、石脑油、液化石油气及混醇等产品。本项目主要建设内容为一套 200 万 t/a 油品合成装置和一套 200 万 t/a 油品加工装置，以及空分空压、动力中心、固体包装楼、总变电所、循环水场、污水处理场等辅助设施，同时将依托大路新区工业基地工业灰渣场。本项目总投资为 293.42 亿元人民币。

⑵本项目厂址位于内蒙古自治区鄂尔多斯市准格尔旗大路工业园南工业基地。工程占地面积约为 2.88km^2。总图布置充分考虑了项目特点和当地条件，做到功能分区清晰、工艺流程顺畅、物料管线短捷、便于管理，符合安全和环境保护要求，基本是合理的。

⑶本项目生产装置及辅助设施在工程上也采取了比较全面的环保治理措施。本项目环保设施投资约 296364 万元，约占工程总投资的 10.1%。经采取污染治理措施后，本项目外排的废气可做到达标排放，无外排的废水，产生的固体废物得到安全处置，主要噪声源能做到有效控制。

6 清洁生产与循环经济

清洁生产是实现经济和环境协调发展的最佳选择。为促进清洁生产，提高资源利用效率，减少和避免污染物产生，保护和改善环境，保障人体健康，促进经济和社会的可持续发展，国家制定了《中华人民共和国清洁生产促进法》，于2003年1月1日起施行，并于2012年2月29日进行了修订。

《中华人民共和国清洁生产促进法》要求新改扩建项目应进行环境影响评价，对原料使用、资源消耗、资源综合利用以及污染物产生与处置等方面进行分析论证，优先采用资源利用率高及污染物产生量少的清洁生产技术、工艺和设备。

内蒙古伊泰煤制油有限责任公司200万吨/年煤间接液化油品升级示范项目利用当地丰富的煤炭资源生产高附加值的化工产品，促进区域优势转化为产业优势，对于促进当地经济发展起到积极推动作用。针对本项目的特点，清洁生产分析主要从原料、产品选择、生产工艺、资源利用等方面阐述清洁生产的同时，还从单位产品物耗、能耗、水耗、污染产生等方面定量评价其清洁生产水平，寻找进一步实施清洁生产的途径。根据循环经济原则，进行社会、区域、企业不同层次的循环经济分析，为提高本项目循环经济水平提供科学依据。

6.1清洁生产设计基本原则

本项目的清洁生产设计充分体现在不断采取改进设计、使用清洁的能源和原料、采用先进的工艺技术与设备、改善管理、综合利用等措施，从源头削减污染，提高资源利用效率，减少或者避免生产、服务和产品使用过程中污染物的产生和排放，以减轻或者消除对人类健康和环境的危害。其核心是从源头做起、预防为主，通过全过程控制，促进经济与社会可持续发展。

本项目清洁生产原则如下：

⑴工艺路线选择坚持清洁生产技术原则，即生产工序少、工艺流程短、设备先进、生产效率高、原料利用率高、能源消耗少；

⑵避免使用有毒有害原材料，废水、废气、废渣生成量少；

⑶使用资源量大或价格低廉的原辅料，具有改变原料路线的灵活性；

⑷能够生产高技术含量、高附加值的产品。

本项目所采用的技术都经过认真比选，选择国内外先进技术，选择用水量、

废水产生量和污染物产生少的技术。

6.2原料、产品的清洁性分析

6.2.1原料的清洁性分析

⑴原料路线选择的清洁性分析

目前燃料油生产的主要原料为石油、煤，其中煤的投资成本相对较高，废物排放量相对较多，但是从资源储量和充分利用的角度来看，由于世界煤炭的储量远远超过石油，我国的情况更是如此，我国煤炭资源相对丰富，是世界上少数几个以煤为主要能源的国家，“缺油、少气、富煤”是我国的基本国情，煤炭资源是我国中长期发展中可以依靠的重要能源资源。

煤制油产业是煤炭清洁利用最为实际和可行的途径，煤炭中的硫可得到回收利用，生产的产品为无硫、无芳烃的清洁燃料，相比传统的煤直接燃烧方式，可大大降低对环境的污染。所以选择煤作为生产原料更符合国家产业政策和能源发展方向。

⑵原料煤的清洁性分析

本项目原料煤拟由伊泰塔拉壕煤矿供应，附近的李家壕煤矿做备用供给矿。塔拉壕煤矿和李家壕煤矿建设规模均为600万吨/年。两个矿的产能可以满足本项目所需的883.28万吨原料的需求。根据中国煤炭国家分类标准（GB5751-86），塔拉壕煤矿的煤类确定为不粘煤（BN31）及长焰煤（CY41）。井田内煤以为中水分（收到基水份24%）、低中灰（干基灰份10.32%）、低硫分（干燥无灰基硫为0.61%），特低磷、发热量较高（收到基低位发热量19.21 MJ/kg）的不粘煤及长焰煤为主，符合气化生产工艺对原料的要求。

内蒙古鄂尔多斯地区的煤田煤矿资源丰富，开采成本低，为拟建工程提供了可靠的资源保证与效益保证。拟建项目采用洁净的气化和净化技术大规模制取油，为煤炭的增值利用开辟了潜力巨大的前景。因此，本项目是对煤炭资源的洁净利用，符合清洁生产对原料选择的要求。

⑶燃料的清洁性分析

本项目的锅炉设计燃料煤，煤种灰分为25.79%，含硫量为0.65%，低位发热量为18.49MJ/kg，属于中灰分、低硫的中热值煤；校核煤种灰分为29%，含硫量

为0.90%，低位发热量为17.15MJ/kg，属于中灰分、低硫的中热值煤。本项目的燃料煤灰分低、硫分低，减少了燃烧后烟尘、SO_2、NO_x的产生量、排放量，属于清洁煤种。同时选用的燃料煤发热量较高，降低了燃料的消耗量。

⑷辅助材料

本项目生产过程中采用的辅助材料主要有分散剂、甲醇、FT合成催化剂、石灰石、盐酸、氢氧化钠、空分氧化铝、及催化剂等，为常规的化学原料，无环境毒性大、环境难降解的物质。

本项目的原料清洁性指标见表6.2-1。

表6.2-1　　拟建工程原材料清洁性指标一览表

序号	原材料指标	清洁生产状况
1	毒性	无毒或低毒，少量有毒
2	生态影响	较小
3	可再生性	良好
4	能源消耗	低
5	循环利用性	良好

综上所述，本项目采用的是清洁的原材料和能源，并能充分利用当地的煤炭资源，有效的节约了资源成本，生产出具有高附加值的化工产品，提高了煤炭资源的利用率，符合清洁生产要求。

6.2.2原料运输和贮存的清洁性分析

⑴原料的运输

本项目原料、燃料煤的运入厂内主要采用铁路运输，运输距离分别为164公里、70公里。厂外铁路为本项目的配套设施，主要包含自大路煤化工基地铁路专用线引入厂内的铁路线及厂内铁路的站场。本项目设置汽车卸煤系统和火车卸煤系统。汽车卸煤系统采用固定场所卸煤方式，火车卸煤系统采用底门开卸车方式。在铁路受煤坑及卸煤线的东侧西侧均设置除尘室。汽车卸煤线的西侧设置有楼梯间、除尘室和检修提升孔。

汽车和火车卸下的煤经皮带运送至圆形料场和圆形筒仓。圆形料场内存储的原料煤或燃料煤通过堆取料机和双向带式给煤机给入到地道内设置的配煤线或输煤线，通过转载运至二期准备车间或一期破碎间。每座筒仓下方设置一台环式

给煤机，将筒仓内的原料煤或燃料煤给入到筒仓下方布置的2条配煤线，通过转载，输送至一期系统破碎间。

在转运和破碎筛分时产生粉尘的工序设置除尘设备。故原料、燃料的输送系统符合清洁生产的要求。

⑵原料的贮存

本项目供煤系统使用3个直径110m圆形料场，每个容量为120000t。其中分别用于储存主原料煤、次要原料煤、燃料煤。

现有工程供煤系统设置的4个筒仓，在本项目供煤系统投产前，其中3个筒仓储存原料煤，一个筒仓储存燃料煤。本项目供煤系统投产后，4个筒仓均存储原料煤，燃料煤由本项目圆形料场提供。筒仓设置惰化系统，用来防止煤炭自燃，仓下给煤机采用环式给煤机能够有效防止堵仓。

为了减少煤尘对环境的污染，在煤贮运系统中设置净化除尘系统，以降低粉尘和保护环境。故原料、燃料的贮运系统是符合清洁生产要求的。

本项目主要原料煤中会夹带部分杂质，同时原料在储存、运输过程中存在一定损耗。因此，本工程要强化原料质量管理，把好质量检验、入库检查等几道关；辅助材料有液氨等危险化学药品，应派专人验质、专人管理，有效降低损耗；同时还要合理贮存，提高生产效率。

6.2.3产品的清洁性分析

本项目产品主要为柴油、石脑油、液化石油气（LPG）、液化天然气（LNG）等主产品，副产品为硫磺、轻混醇和重混醇醇等。各产品、副产品的规模及产品质量见表6.2-2。

表6.2-2　　产品及副产品规模、质量

产品名称	万吨/年	产品执行标准	产品质量
产品			
柴油	138.91	《煤基费托合成 柴油组分油》（GB/T29720-2013）	满足质量标准
石脑油	48.04		本项目石脑油产品品质具有烷烃含量高达97%，几乎全为正构烷烃，硫、

产品名称	万吨/年	产品执行标准	产品质量
			芳烃和金属含量极低的特点。
LPG	17.63	《液化石油气》（GB11174-2011）	满足质量
LNG	10.77	《天然气》（GB17820-2012）	满足一类标准
小计	215.35		
副产品			
轻混醇	3.02	-	由多种醇组合而成的混合物，不含水份，使用起来比较方便，效果显著，价格低廉。该品主要用于制作防冻液、无水压入泥浆料、溶剂等。
重混醇	1.37	-	-
硫酸铵	6.73	-	-
硫磺	4.68	《工业硫磺》（GB/T2449.1-2014）	优等品
小计	15.8		

⑴柴油

柴油是本项目的主要产品，与传统炼厂柴油相比，拟建项目柴油产品具有如下特点：

高十六烷值；

几乎不含硫和芳烃；

密度低。

拟建项目柴油产品质量与F-T合成柴油企业标准普通柴油和柴油国家标准对比分析见表6.2-3。由表6.2-3可知，拟建项目柴油产品满足《煤基费托合成柴油组分油》（GB/T29720-2013）。与《车用柴油（V）》（GB19147-2013）相比，大部分指标满足国V标准，仅润滑性、十六烷值、密度不满足该标准。

作为车用燃料将大大降低汽车尾气所含氮氧化合物、固体悬浮颗粒物、未然烃及一氧化碳等污染物排放。因此，总体来讲本项目的柴油产品是清洁产品。

表6.2.3 F-T合成柴油企业标准和柴油国家标准对比表

序号	分析项目	本项目		《煤基费托合成 柴油组分油》GB/T29720-2013		《车用柴油（V）》（GB19147-2013）	
		技术指标		技术指标		技术指标	
		0 号	-20 号	0 号	-20 号	0 号	-20 号
1	色度，号不大于	1.5		1.5		-	
2	氧化安定性（以总不溶计）mg/100mL	≤1.0		≤1.0		≤2.5	
3	硫含量， mg/kg	Ⅰ级 ≤5		Ⅰ级 ≤5		≤10	
		Ⅱ级 ≤5.1～8.0		Ⅱ级 ≤5.1～8.0			
4	酸度（以 KOH 计），mg/100ml	≤ 7		≤ 7		≤ 7	
5	10%残炭， %	≤ 0.1		≤ 0.1		≤ 0.3	
6	灰分， %	≤ 0.01		≤ 0.01		≤ 0.01	
7	铜片腐蚀（50℃，3）级	≤ 1		≤ 1		≤ 1	
8	水分，（v/v）	痕迹		痕迹		痕迹	
9	机械杂质	无		无		无	
10	润滑性，磨痕直径（60℃），μm	≤ 680		≤ 680		≤ 460	
11	运动粘度 20℃ mm^2/s	1.8～8.0		1.8～8.0		3.0～8.0	2.0～8.0
12	凝点，℃	≤ 0	≤ -20	≤ 0	≤ -20	≤ 0	≤ -20
13	闪点（闭口），℃	≥ 55	≥ 50	≥ 55	≥ 50	≥ 55	≥ 50
14	十六烷值	≥60		≥60		≥51	≥47
15	馏程，℃						
	50%	≤ 300		≤ 300		≤ 300	
	90%	≤ 355		≤ 355		≤ 355	
	95%	≤ 365		≤ 365		≤ 365	
16	多换芳烃含量（质量分数），%	≤ 1		≤ 1		≤ 11	
17	密度（20℃），kg/m^3	≥750		≥750		810～850	790～840

⑵石脑油

拟建项目的石脑油产品具有如下特点：

烷烃含量高达97%，且几乎全为正构烷烃；

几乎不含硫、芳烃和金属污染物。

⑶液化石油气

拟建项目的液化石油气产品质量见表6.2-4。由表，可知本项目的LPG产品达到国家标准GB11174-2011，总硫含量低，可减少燃烧产物污染。因此，本项目的LPG产品是清洁产品。

表6.2-4　　本项目液化石油气质量和国家质量标准对比

序号	项目	本项目	GB11174-2011
1	密度,(15℃),kg/m^3	报告	报告
2	蒸汽压（37.8℃），kPa	不大于1380	不大于1380
	组分		
3	C3烃类组分（体积分数）/ % C4/C4及以上烃类组分（体积分数）/ % C3+C4及C4以上烃类组分（体积分数）/ % C5及C5以上烃类组分（体积分数）/ %	不小于 95 不大于3.0	不小于 95 不大于3.0
4	蒸发残留物	不大于0.05	不大于0.05
5	油渍观察	通过	通过
6	铜片腐蚀，级	不大于1	不大于1
7	硫含量, mg/m^3	≤ 343	≤ 343
8	硫化氢，层析法，mg/m^3	10	10
9	游离水，%	无	无

⑷液化天然气

天然气的主要成份是甲烷，是最简单的烷烃，也是有机物中最简单的稳定化合物，无色、无味、无毒的可燃气体，属于优质的清洁能源。本项目的LNG产品中甲烷含量大于75%，高位发热值≥38.0 MJ /Nm^3，各项质量指标符合《天然气》（GB17820-2012）国家质量一类标准见表6.2-5。

表6.2-5　　本项目液化天然气质量和国家质量标准对比

序号	项目		一类	二类	三类	本项目	备注
1	高位发热量（MJ/m^3）	≥	36.0	31.4	31.4	38.0	一类
2	总硫（以硫计）（mg/m^3）	≤	60	200	350	30	一类

序号	项目		一类	二类	三类	本项目	备注
3	硫化氢（mg/m^3）	≤	6	20	350	＜5	一类
4	二氧化碳（体积%）	≤	2.0	3.0	-	≤0.1	一类
5	水露点℃	≤	在交接点压力下，比输送条件下最低环境温度低5℃。				

⑸硫磺

为本项目主要副产品之一，主要成分为单质硫，为淡黄色脆性结晶或粉末，有特殊臭味，属于中度危害毒性。本项目副产品硫磺符合《工业硫磺》国家标准（GB2449-2006）中优等品指标。

综上所述，本项目的产品附加值高，市场销路好，其产品质量均达到国家标准。产品清洁性指标见表6.2.6。

表6.2.6　　产品清洁性指标一览表

序号	产品指标	清洁生产状况
1	生产过程	较清洁
2	销售	对环境无影响
3	使用	对环境影响较小
4	回收和综合利用	容易、有价值
5	降解程度	在自然界易降解、无害
6	产品毒性	低毒

因此，从生产过程、销售、使用、回收和综合利用、降解程度、产品毒性等方面分析，本项目的产品符合清洁生产的要求。

6.2.4产品运输和贮存的清洁性分析

本项目产品出厂方式为铁路和公路运输。在公路、铁路运输的过程中尽量保持路况和车况的良好状态，合理的调节运输时间，将运输过程中可能对周围环境的影响降低到最小限度。

6.3生产工艺先进行分析

6.3.1总加工流程合理性分析

⑴加工规模大型化

煤间接液化工厂的经济性与生产规模密切相关，设计规模达到一定程度才能

获得经济效益，规模过大或过小都不是经济规模，南非SASOL 公司目前的SASOLII 和SASOLIII 的产能已均达到8 万桶/天，约300 万吨/年。国外权威机构对间接液化工艺技术经济评价资料表明，单个煤基多联产厂的经济规模在5~14万桶/天范围，相对投资差别缩小，为经济规模。本项目设计规模为200万吨/年煤制油项目，经济规模合理。同时一些国家出台的煤化工产业政策也对生产规模进行了限制，根据发改产业[2011]635 号“国家发展改革委关于规范煤化工产业有序发展的通知”中的要求，禁止建设年产100 万吨及以下煤制油项目，本项目加工规模符合规定要求。

⑵总加工流程的合理性

结合建设地的煤种特点，通过对煤基多联产工艺进行技术的先进性及可靠性、经济可行性等方面的综合分析比较，本项目选择干粉煤煤气化技术，以及具有我国自主知识产权的中科合成油技术有限公司的高温浆态床F-T合成油成套技术（HTSFTP®工艺）。考虑到本项目属于煤基多联产这一全新行业的首批产业化项目，在整个工程实施过程中需要避免加工流程太长、产品品种太多造成额外的复杂性。为此，本阶段只考虑煤基多联产过程的三个主导产品，柴油、石脑油和少量LPG。同时考虑到煤基多联产过程产品特点有利于发展下游多种石化产品，为此，在油品加工流程上进行综合考虑，预留下游产品多元化开发接口，以便在本项目主产品投产运行稳定后，逐步根据市场环境扩展下游化学品产业链。

根据我国柴油缺少、需求量大、市场缺口大的基本特点，本项目产品定位为最大限度地生产柴油产品，高温浆态床F-T 合成工艺产物主要是轻质、重质馏分油和蜡，以及少量的含氧化合物。随着中科合成油技术有限公司核心F-T 合成技术的不断进步，在F-T 合成反应产物中合成水量大，且成份复杂，因此本项目采用中和、蒸馏及膜分离技术，提取合成水中的有用物质，处理完的合成水作为循环水的补充水，既解决了合成废水带来的环境问题，又增加了全系统的经济效益。本项目在油品加工装置中对流程进行合理优化，将加氢精制和加氢裂化的分馏系统分开设置，为后续产品多样化奠定了基础。

6.3.2空分装置工艺方案的选择

根据本项目全厂物料平衡，本工程需要约 449,827Nm^3/h 高压氧气供粉煤加压气化，需要约 3500Nm^3/h 氧气供尾气制氢装置，总氧耗量为 453,327Nm^3/h，

氧气需要量大，需要多套空分装置制取。

按照目前国内空分装置运行状况和空分设备厂的制造能力，80,000Nm^3/h（O_2）等级以下的空分装置基本已经可以国产化，除压缩机组和几个关键设备需要进口外，其余设备可由国内空分成套商成套，而且已经有了生产运行的业绩。国外知名空分厂家的设计和生产能力已达 100,000Nm^3/h（O_2）空分等级。国外的空分厂家法液空、林德、APCI 均有此等级的空分业绩，且技术成熟可靠。近几年，国外空分设备厂在中国均成立了生产基地，绝大部分静设备均可在国内完成生产制造，如：林德集团在杭州成立了林德工程（杭州）有限公司负责详细设计，在大连成立了林德工程（大连）有限公司负责静设备的制造。法液空在杭州成立了液化空气（杭州）有限公司负责详细设计和设备制造。因此国内市场现在基本形成了 50,000Nm^3/h（O_2）等级以下的空分装置以国内空分厂占主导；50,000Nm^3/h（O_2）~80,000Nm^3/h（O_2）等级空分装置国内空分厂和国外空分厂竞争日趋激烈；80,000Nm^3/h（O_2）等级以上的空分装置以国外空分厂占主导的格局，但国内空分厂家（杭氧）也具有相当的竞争力，但暂无 10 万 Nm^3/h（O_2）等级以上空分装置运行业绩。

掌握并广泛应用空气分离制氧技术的国外厂商较多，其中拥有世界上最新型的大型空气分离技术的成套供货商有：德国林德公司、法国液体空气公司、美国空气产品和化学品公司等，这些公司都有多套大型空分装置运行的经验，并且都有一些自有的专利技术。

综上所述，本项目空分装置应采用进口或合作制造的产品，同时为了保证装置能够长、满、优连续生产，对国内不能生产或产品质量不稳定的关键设备加以引进。如：大型机组的主机、膨胀机、低温泵、关键仪表、特殊材料和特殊阀门等。

从空分装置的规模效应上考虑，适宜选择大型空分装置，一次投资低、能耗低，从稳定性和可靠性上考虑，宜选择成熟、可靠并有运行业绩的大型空分装置，根据本项目的氧气需求量，选用 5 套 105,000 Nm^3/h 的空分装置。空分装置采用全低压分子筛净化吸附、空气增压、增压制动透平膨胀机制冷、氧内压缩流程。专利技术拟采用林德、法液空、美国 APCI 公司或国内杭氧公司技术。

6.3.3气化装置工艺方案的选择

目前以煤为原料生产合成气，国内外气化技术有固定床气化、流化床气化、气流床气化及熔融床气化技术。

⑴固定床气化

固定床气化技术以块煤或煤焦为原料，煤从炉顶加入，气化剂由炉底送入，气化过程中煤粒在气化炉内逐渐并缓慢向下移动，也称移动床。包括常压固定床气化和加压固定床气化，典型的固定床气化炉有UGI气化炉、Lurgi加压气化炉、熔融排渣的BGL气化炉等，较为成熟的为鲁奇（Lurgi）碎煤加压气化，国内经过多年运行，已基本掌握操作及技术管理等，通过实践、摸索已获得技改成功，使鲁奇炉实现了长周期稳定运行。鲁奇炉的碳转化率在90%左右，蒸汽消耗量较大。煤气中CH_4含量高，有效成分（$CO+H_2$）含量低，煤气中焦油及酚含量高，导致与鲁奇炉配套的低温甲醇洗流程复杂。同时废水中氰化物含量高，污水处理流程长，工艺复杂，不宜用来生产合成油的原料气。同时废水中氰化物含量高，污水处理流程长，工艺复杂，不宜用来生产合成油的原料气。

⑵流化床气化

流化床气化又称为沸腾床气化，其以小颗粒煤为气化原料，在自下而上的气化剂作用下形成流化床并发生反应，其温度保持在1000℃以下，以预防灰熔化后与炉床里的物质发生结聚。流化床气化技术主要有温克勒（Winkler）、高温温克勒（HTW）、U-Gas、恩德炉粉煤气化、灰熔聚气化、循环流化床（CFB）输送床（KBR）气化炉等。国内已形成具有自主知识产权的灰融聚流化床，且成功投入商业运行。流化床气化存在碳转化率低，产品合成气中有效气CO+H2组成低等特点，在目前环保和能效要求高的情况下，不宜用来生产合成油的原料气。目前循环流化床主要用于电站锅炉。

⑶熔融床气化技术

熔融床气化也称熔浴床气化或熔融流态床气化，其特点是粉煤和气化剂以切线方向高速喷入1600~1700℃高温熔池内，池内熔融物保持高速旋转，在高温下完成气化反应。该技术并未完全商业化。

⑷气流床气化

气流床气化炉属于第三代先进的煤气化技术，是一种并流式气化，煤碳细粉

或煤浆经喷嘴进入气化炉，在气化剂作用下发生气化反应，反应温度在1200~1800℃高温，残渣以熔渣或液态渣的形式排出。气流床气化炉的高温、高压、混合较好的特点决定了它有在单位时间、单位体积内提高生产能力的潜能，符合高效、大型化的趋势。气流床所用煤种比固定床和流化床所用煤种的范围更广泛，同时使用纯氧作氧化剂可以使气化效率更高。

气流床煤气化炉从进料方式上有干粉煤进料和水煤浆进料，从喷嘴设置上有顶部单喷嘴、顶部多喷嘴及下部多喷嘴。典型代表性有如下几种：

K-T 炉：常压气化、干粉进料、以氧气为气化剂，加压的K-T 炉演变为Shell炉；

Shell 气化炉、GSP 气化炉、HT-L 航天气化炉和宁煤炉：加压气化、干粉进料、以氧气为气化剂；

ABB-CE 气化炉：加压气化、干粉进料、以空气为气化剂；

TEXACO 气化炉、新型对置式多喷嘴水煤浆加压气化：湿法水煤浆进料、加压气化、以氧气为气化剂。

对于本项目适合的为加压气化，以氧气为气化剂的气化技术。加压气流床气化技术可概括为三种典型流程：干粉煤废锅流程、干粉煤激冷流程及水煤浆激冷流程。三种技术的工艺参数见表6.3-1。

表6.3-1　　三种气化工艺技术参数比较

序号	项目	干粉煤气化废锅技术	干粉煤气化激冷技术	水煤浆气化技术
1	气化煤种	褐煤到无烟煤全部煤种、石油焦，灰融性<1500℃，灰分 8-20%	褐煤到无烟煤全部煤种，石油焦、油渣、生物质，灰融性<1500℃，灰分 8-20%	烟煤、无烟煤、油渣，水煤浆浓度>58%，灰融性<1400℃，灰分<15%
2	气化温度/℃	1350～1600	1350～1600	1300～1400
3	气化压力/MpaG	2.0～4.0	2.0～4.5	2.8～8.7
4	气化炉特点	干粉煤进料，下部多喷嘴对喷，承压外壳内有水冷壁，废锅流程，充分回收副产蒸汽，材质碳钢、合金钢、不锈钢	干粉煤进料，顶部单烧嘴，承压外壳内有水冷壁，激冷流程，由水冷壁回收少量蒸汽，除喷嘴外材质全为碳钢	水煤浆供料，顶部单喷嘴，热壁，Al_2O_3-Cr_2O_3-ZrO_2耐火衬里，冷激或废，锅流程，除喷嘴外全为碳钢
5	耐火砖或水冷壁寿命	20a	20a	1a
6	气化剂	氧气+蒸汽	氧气+蒸汽	氧气

序号	项目	干粉煤气化废锅技术	干粉煤气化激冷技术	水煤浆气化技术
7	进料方式	干法/煤粉	干法/煤粉	湿法/水煤浆
		粉煤锁斗系统复杂，要求防爆	粉煤锁斗系统复杂，要求防爆	系统简单，操作方便
8	有效气含量/%	90～93	90～92	～80
9	比煤耗/t/KNm^3	600	600	630
10	比氧耗/Nm^3/KNm^3	340	361	410
11	碳转化率/%	99	＞98	90～96（四喷嘴 99%）
12	冷煤气效率/%	83.3	80	73
13	单炉最大投煤量/t/d	3000	2000	2400
14	操作弹性/%	50～120	50～120	70～110
15	备用气化炉	不需要	不需要	需要
16	下游变换工艺选择	灵活性差	选择范围宽	适中
17	投资	高	适中	低
18	专利商	Shell 气化炉	GSP 气化炉、HT-L 航天气化炉和 NCG 宁煤炉	TEXACO 气化炉

各种气化工艺有自身优势与特点，从能效、技术性能指标、投资等角度，干粉煤气激冷技术更适合于本项目。目前干粉煤激冷技术的气化炉主要有国外GSP气化炉、科林气化炉、国内的NCG（宁煤炉）和HT-L（航天炉）。

基于国产化和本项目融资角度考虑，本项目确定采用国内煤气化技术。国内宁煤炉、航天炉都是消化吸收国外技术并消除GSP 技术带灰问题，且关键设备基本实现国产化。航天炉和宁煤炉相比，两种炉型的水冷壁设置方案有些差别，航天炉在水冷壁副产蒸汽，导致水冷壁挂渣均匀程度不如宁煤炉，因此从大型航天炉（日投煤1500 吨）的运行情况看，气化温度偏低，导致灰渣比偏大，C 转化率偏低；另外从已投产单台炉规模上来说，宁煤炉的规模大，对应本项目产能，宁煤炉需要10 台，航天炉需要12 台，因此，本项目考虑采用宁煤炉。

6.3.4净化装置工艺方案的选择

⑴变换单元

一氧化碳变换技术的发展取决于变换催化剂的性能。变换催化剂的性能决定了变换工艺的流程配置及工艺先进性。典型的催化剂和变换工艺可归纳为：

①Co-Mo系变换催化剂

Co-Mo系催化剂变换工艺，操作温度在230～500℃，称为宽温耐硫变换工艺。Co-Mo系催化剂操作温区较宽，原料气经变换后CO可降至1.0%以下。如果Co-Mo系变换串联在中温变换后一般称其为低温耐硫变换。低温耐硫变换催化剂操作温度一般在180～240℃，原料气经变换后CO可降至0.3%左右，Co-Mo系变换催化剂的抗硫毒能力极强，对总硫含量无上限要求，同时对水/气比的要求也较宽松。

②Fe-Cr系变换催化剂

Fe-Cr系催化剂变换工艺，操作温度在320～500℃，称为高温变换工艺。其操作温度较高，原料气在高水/气比下经变换后仍有3%左右的CO，变换催化剂的抗硫毒能力差，适用于总硫含量在0.1%以下的气体，有最低水/气比要求。

③Cu-Zn系变换催化剂

Cu-Zn系催化剂变换工艺，操作温度在190～280℃，称为低温变换工艺。这种工艺要求变换温升较小，通常串联在高温变换工艺之后，将3～5%左右的CO降低到0.3%以下。Cu-Zn系变换催化剂的抗硫毒能力极差，适用于总硫含量低于0.1 ppm的气体，因此，必须要求原料气先脱硫再变换。

原料气的性质影响到变换催化剂的选择。不论上游煤气化是采用何种气化工艺，产生的粗合成气中均含有一定数量的H_2S。若选择Fe-Cr系催化剂，要求首先脱除粗合成气中的硫，则流程组合的顺序即为“脱硫＋一氧化碳变换＋脱碳”，脱硫和脱碳分置于一氧化碳变换单元的上、下游，导致脱硫脱碳工艺流程复杂、设备数量较多、能量消耗较高；同时流程之中粗合成气冷而复热，出现“冷热病”，能量利用不尽合理，不利于热量回收。因此本项目不宜采用Fe-Cr系催化剂。

而Cu-Zn系低温变换工艺一般在天然气流程中使用，由于其原料气中硫含量极低，通常串联在中、高温变换工艺之后，将3%左右的CO降低到0.3%以下，因此也不宜采用Cu-Zn系催化剂。

若采用宽温耐硫变换工艺，使用Co-Mo系催化剂，则流程组合的顺序即为“一氧化碳变换＋脱硫＋脱碳”。这样的流程组合，可以将脱硫脱碳安排在一个工序内进行。流程之中粗合成气由热至冷，利于热量回收。

综上所述，本可研推荐一氧化碳变换采用宽温耐硫变换工艺，使用Co-Mo系催化剂。

⑵低温甲醇洗单元

酸性气体脱除的主要任务包含两个方面，一方面是脱除原料气中的H_2S及有

机硫；另一方面是脱除CO_2。

脱硫方法有干法脱硫和湿法脱硫两种。干法脱硫一般采用固体脱硫剂脱除少量硫，属精脱硫范畴，有活性炭、改性活性炭和氧化锌等方法。湿法脱硫，一般可分为物理吸收和化学吸收两种，常用物理吸收方法有低温甲醇洗、NHD（聚乙二醇二甲醚）工艺等；常用的化学吸收方法有栲胶、ADA、MDEA 工艺等。

脱除CO_2 技术，根据操作过程的特点和机理，基本上分为化学吸收法、物理吸收法和物理化学吸收法三大类。化学吸收法常用于CO_2 分压较低的原料气处理，常用的工艺有烷基醇胺法、热钾碱法、苯菲尔法等。物理吸收法常用于高CO_2 分压的原料气处理，主要工艺有碳酸丙烯酯法、NHD 法和低温甲醇洗法等。物理化学吸收法常用于中等CO_2 分压的原料气处理，在大型原料气处理也较常使用，常用的工艺有MDEA 法等。

本项目原料气特点是气量大、气体中CO_2 含量高、分压高，原料气中除含有H_2S 外还含有一定量的COS。采用一般的化学及物理化学吸收法时，溶剂的循环量大，能耗高，所以适合选用物理吸收法脱除酸性气体。物理吸收法有两种具有代表性工艺，即NHD 和低温甲醇洗工艺，工艺特点比较、分析见表6.3-2及表6.3-3。

表6.3-2　　NHD与低温甲醇洗工艺特点对比

序号	对比 工艺项目	NHD	低温甲醇洗
1	吸收能力和溶剂循环量	吸收操作温度-5℃--60℃，吸收能力的差异导致NHD净化装置溶液输送能耗增加；不能脱除含石脑油的气体中的石脑油	吸收操作温度-35℃--55℃，酸性气体在甲醇中的溶解度高于在NHD溶液的四倍多，溶剂循环量约为NHD的25%，可以净化含石脑油的气体
2	有效气体损失和净化度	损失H_2大约为总H_2量的0.39%，净化后气体中CO_2＜20ppm，H_2S＜5ppm，在NHD工艺后还需要增加精脱硫装置	损失H_2大约为总H_2量的0.12%，净化后气体中CO_2＜20ppm，H_2S＜0.1ppm
3	再生温度	溶剂再生温度较高，NHD溶剂再生能耗的蒸汽量大大高于低温甲醇洗工艺再生蒸汽的能耗	再生温度较低，再生蒸汽消耗量小
4	溶剂热稳定性及化学稳定性	热稳定性和化学稳定性较好，但是由于该溶剂是一种多组份混合物，高温对NHD溶剂的热稳定性是不利的	低温甲醇洗所使用的甲醇溶剂有良好的化学稳定性和热稳定性；在操作温度下长期使用其化学、物理性质无任何变化
5	溶剂价格及来源	生产合格的NHD溶剂厂家不是很多，价格为18000元/t左右	甲醇生产厂家普遍，甲醇价格为3800元/t左右
6	工艺技术的成	NHD净化工艺主要应用于中	工艺可靠，在与本工程工艺条件

	熟可靠性	小合成氨或制合成气装置中，其建成的工业装置，最大为年产18万吨合成氨装置，还没有更大能力合成氨装置的业绩	类似的工业装置中有很多成功的应用业绩，在工艺技术上是有保证的

表6.3-3　　NHD与低温甲醇洗工艺技术对比表

项目	工艺技术名称					
工艺名称	NHD工艺			低温甲醇洗		备注
单元装置	脱硫	脱碳	制冷	脱硫脱碳	制冷	
1.装置能力	1000t/d甲醇			1000t/d甲醇		
2.装置性能						
⑴溶液循环量m^3/h	850	1210		350		
⑵净化气指标CO_2浓度		20ppm		20ppm		
⑶净化气指标H_2S浓度	5ppm			0.1ppm		
⑷有机硫脱除能力	较差			强		
⑸流程配置	脱硫+干法脱硫+脱碳			同时脱硫脱碳		
3.装置消耗						以吨甲醇计
⑴低压蒸汽kg	470			190		
⑵循环冷却水m^3	40		15	10	35	
⑶电kWh	34	49	12	21	39.5	
⑷低压氮气Nm^3		510		290		
⑸损失原料H_2Nm^3	3.8	3.9		3.2		
4.操作费用元	35.86	112.07	5.7	69.95	17.6	
合计元	153.63			87.55		
5. 装置投资万元	4565	3043	507	9782	1184	
合计万元	8115			10966		
6.付现费用	188.63			132.55		以吨甲醇计
⑴操作费用元	153.63			87.55		
⑵修理费用元	28.4			38.4		3.5%的投资
⑶管理费用元	6.6			6.6		

根据以上分析可知：

聚乙二醇二甲醚法的主要特点：溶剂对CO_2、H_2S等均有较强的吸收能力，但对COS的吸收能力较弱，需增加水解装置，且工艺须将脱硫和脱碳分开进行，

使得流程较复杂；溶剂的吸收能力比甲醇小，溶剂循环量比较大，能耗较大；溶剂为多组份混合物，高温对溶剂的稳定性不利，在溶剂再生时需要加入水或水蒸汽；溶剂较贵，目前市场价格为甲醇的7～10倍；氢损失达0.4%左右，比低温甲醇洗法高；净化后合成气中CO_2≤400ppm，H_2S≤1ppm，一般需增加精脱硫装置，才能满足甲醇合成对总S≤0.1ppm的要求。

低温甲醇洗法的主要特点：在低温条件下操作，溶剂甲醇对CO_2、H_2S、COS的溶解度较高，甲醇溶液的循环量小，装置能耗较低；溶剂对CO_2、H_2S的选择性较好，脱硫脱碳可在2个吸收塔或同一个塔内分段选择性进行；合成气净化度高，合成气中CO_2≤20ppm，H_2S≤0.1ppm，纯度达99%以上；溶剂甲醇具有良好的化学稳定性和热稳定性，补充量小，且价格便宜，购买方便。

可见，本项目采用低温甲醇洗工艺进行酸性气体脱除，符合清洁生产对工艺选择的要求。

⑶酸性水汽提单元

来自一氧化碳变换单元和低温甲醇洗单元的工艺凝液中含浓度较高的NH_3、H_2S、CO_2等杂质，如不进行预处理，会形成盐类结晶，容易造成管道等堵塞。严重时甚至使下游装置无法运行。因此设置酸水汽提单元，用来处理这些工艺凝液。

目前，较为常用的汽提工艺主要有单塔低压汽提、单塔加压侧线抽出汽提、双塔加压汽提，三种汽提工艺的对比见表6.3-4。

表6.3-4　　汽提工艺比较表

项目	单塔低压汽提	单塔加压侧线抽出汽提	双塔加压汽提
技术成熟可靠程度	可靠	可靠	可靠
工艺流程	简单	较复杂	复杂
是否回收液氨	不回收	回收	回收
相对投资	约 0.6 倍	基准	约 1.2 倍
占地面积	小	较大	大
蒸汽单耗	低	高	较高
酸气质量	酸性气为硫化氢和氨的混合物	酸性气中氨含量低	酸性气中氨含量较低
净化水质量	较好	好	好

由上表可见，单塔低压汽提工艺投资最少、蒸汽消耗最低，而且满足全厂对酸水汽提单元的要求，同时塔顶的酸性气可以送至硫回收单元处理。因此本可研

暂推荐采用单塔低压汽提的工艺。

⑷CO_2压缩单元

CO_2压缩单元正常处理气为$24.2\times10^4Nm^3/h$，最大处理气量为$26.3\times10^4Nm^3/h$。如果选用国内机组，需要设置四台CO_2压缩机组，单台机组处理气量$6.6\times10^4\ Nm^3/h$，若选用国外机组，需要设置两台CO_2压缩机组，单台机组处理气量13.2×10^4 Nm3/h。依据上述两个方案对比见表6.3-5。

表6.3-5　　国内、外CO_2压缩方案对比表

项目		国内	国外
业绩		单系列 CO2 压缩机最大处理气量 7.7×10^4 Nm^3/h	单台机组处理 $13.2\times10^4Nm^3/h$ CO2
投资		1.96 亿	1.6 亿人民币
供货周期		12 个月	14.5 个月
控制方式		最少设置六条旁路调节，来应对开停车，减负荷工况，才能逐一切出或者切入压缩机	可以与低温甲醇洗一一对应，仅设置一条旁路调节，来应对开停车，减负荷工况
操作弹性比较	正常工况	全负荷运行	全负荷运行
	开车及低负荷运转	能耗损失小，运行可靠性高	致能耗损失较大，运行可靠性较低
占地		40×18m	32×16m.

从表6.3-5可以看出，选用两台进口CO_2压缩机组在投资及占地有一定的优势，但是在单元开车或单元低负荷运行时，其能耗损失较大，运行可靠性下降，严重时可能造成压缩机组停车，全厂被迫减产，导致不必要的经济损失。并且设备制造和供货周期较长。以支持国产化技术前提下，根据目前国内技术制造水平，本项目选用四台国内压缩机组的方案。

⑸硫回收单元

目前，在工业上应用较多、规模较大的硫磺回收技术主要可归类为以下几类：Claus +还原吸收（如SSR，Claus+Scot，Claus+Lo-cat 等）、低温Claus 工艺（如Clinsulf）、Claus+催化氧化工艺（如SuperClaus、EuroClaus）等。对以上三类硫回收技术的典型工艺进行比较，见表6.3-6。

表6.3-6　　硫回收工艺技术对比表

序号	比较内容	Claus+还原吸收	低温Claus	Claus+催化氧化
		SSR	Clinsulf	SuperClaus
1	制硫燃烧炉	需要	无制硫燃烧	需要
2	尾气焚烧炉	需要	需要	需要
3	催化反应器	国产	专利设备，需要进口	国产
4	催化剂来源	国产	国产	进口
5	公用工程消耗	大	小	较大
6	操作灵活性	高	低温Claus	较高
7	装置可靠性	高	低温Claus	较高
8	运行业绩	多，国内30多套装置	少，如淮化集团	较多，如凤凰大化肥、兖矿贵州50 万吨合成氨等
9	总硫回收率	99.80%	99.00%	99.00%
10	适用规模	中大型	中小型，受关键专利设备限制	中型

目前国家对于环保的标准越来越高，可以预见对于硫回收单元的尾气排放标准将会进一步提高。所以硫回收工艺技术的选择的关键点在于硫回收单元的尾气排放是否达标，在硫回收技术选择时，必须要求选用的技术具有非常高的总硫回收率，才可保证排放尾气达标。

克劳斯+催化氧化工艺及低温（亚露点）克劳斯工艺，其总硫回收率一般在可达99.2~99.5%，总硫回收率低于克劳斯+尾气还原吸收工艺和克劳斯+尾气氨法脱硫工艺，并且排放的尾气不能满足国内现行标准，所以不作为推荐的工艺技术。结合本项目情况，对克劳斯+尾气氨法脱硫（EADS）工艺和克劳斯+尾气还原吸收（Scot）工艺进行具体的比较分析，详见6.3-7。

表6.3-7　　技术方案比较表

工艺方案	尾气氨法脱硫（EADS）工艺方案	尾气还原吸收（Scot）工艺方案
主要设备	两级克劳斯硫回收设备、脱硫塔， 1 级泵， 2 级泵，氧化风机等	两级克劳斯硫回收设备、加氢反应器，再热炉，急冷塔，吸收塔，溶剂再生系统，贫液泵，富液泵，换热器等
硫磺回收率（%）	95	99.92
总硫回收率（%）	99.96	99.92

工艺方案	尾气氨法脱硫（EADS）工艺方案	尾气还原吸收（Scot）工艺方案
硫磺回收量（t/d）	2×70	2×73.6
硫酸铵回收量（t/d）	26.9	---
溶剂	稀氨水	MDEA
投资	基数	1.2 倍
运行成本	基数	1.1 倍
效益	基数	0.95 倍
尾气 SO_2 浓度（mg/Nm^3）	≤100	～400
技术风险	无	无

克劳斯+尾气氨法脱硫（EADS）工艺投资和运行成本较低。与克劳斯+尾气还原吸收（Scot）工艺相比，没有了加氢转化、有机胺吸收解析等装置，采用低能耗短流程氨法脱硫工艺净化克劳斯尾气，投资较尾气还原吸收（Scot）工艺低20%，运行成本较尾气还原吸收（Scot）工艺低10%。

与克劳斯+尾气还原吸收（Scot）工艺相比，克劳斯+尾气氨法脱硫（EADS）工艺装置占地小。由于取消了急冷塔、吸收塔以及再生塔等大型设备，而只用一个脱硫塔，因此占地面积大大减小。

克劳斯+尾气氨法脱硫（EADS）工艺负荷波动适应性强、系统可靠性提高。一体化的脱硫设计，可灵活调节前后脱硫负荷，调节副产硫磺及硫铵的比例，产品适应市场的能力增强，显著降低运行成本。

克劳斯+尾气氨法脱硫（EADS）工艺环保指标实现最严排放。硫回收区的尾气二氧化硫排放可满足100mg/Nm3的排放要求（远优于目前标准要求的300-400mg/Nm3）。

综上所述，本项目采用克劳斯+尾气氨法脱硫（EADS）工艺更先进，符合清洁生产对工艺选择的要求。

⑹丙烯制冷单元

工业上常用的制冷流程有吸收制冷流程和压缩制冷流程。

吸收制冷是采用吸收剂吸收制冷剂，然后分离、冷凝、节流、蒸发（提供冷量）等过程组成制冷循环，为用户提供冷量，适用于有大量低位余热的工厂。

压缩制冷是将制冷剂通过制冷压缩机及辅机由压缩、冷凝、节流、蒸发(提

供冷量)四个过程组成制冷循环，为用户提供冷量，多采压缩机压缩。

工业吸收制冷通常采用溴化锂溶液或氨溶液，压缩制冷通常采用氨、乙烯、丙烯、氟利昂等作为工作介质，最常用的工艺有氨水吸收制冷、氨压缩制冷及丙烯压缩制冷。

从本质上来说吸收与压缩制冷均利用制冷剂的汽化潜热获得冷量，氨水吸收制冷、氨压缩制冷及丙烯压缩制流程的经济制冷温度见表6.3-8。

表6.3-8　　各制冷流程经济制冷温度

制冷流程	氨水吸收	氨压缩	丙烯压缩
制冷温度，℃	＋10～－20 或更低（多级）	－5～－40	－25～－45

氨水吸收制冷流程需要大量的低位余热来提供热量；同时也需要采用大量循环冷却水来移除热量，实现制冷剂与吸收剂的分离。氨水吸收制冷流程循环冷却水的消耗为~15500t/h，远高于压缩制冷流程。若要产生-40℃的低温，需采用双级氨水吸收制冷，此时流程较为复杂，在公用工程消耗、设备投资及运行的稳定性等方面均不及压缩制冷流程。故氨水吸收制冷流程不适用于本项目。

丙烯压缩制冷与氨压缩制冷流程的对比见表6.3-9。

表6.3-9　　丙烯压缩制冷与氨压缩制冷流程对比表

项目	氨压缩	丙烯压缩
驱动机	蒸汽透平	蒸汽透平
压缩机结构	双缸（高、低压缸）	单缸
制冷量，kW	16305×2	16305×2
制冷剂循环量，Nm3/h	65665×2	84055×2
蒸发温度，℃	-40	-40
蒸发压力，MPaG	-0.029	0.04
冷凝温度，℃	40	40
功率，kW	10140×2	10820×2
循环水耗，m3/h	2770×2	2667×2
投资	约 1.2 倍	基准

通过上表，可以看出本项目采用的丙烯离心式压缩机制冷同氨压缩制冷机相比具有以下优点：

①循环冷却水消耗少：相同制冷能力的氨压缩机比丙烯压缩机蒸汽压缩功率稍低，但是氨制冷流程的循环冷却水消耗略高于丙烯制冷流程；

②蒸发压力为正：在-40℃蒸发温度下，丙烯系统低压侧为正压，而氨系统为负压，长期运行在负压状态，空气容易进入制冷系统造成制冷效率降低；

③压缩比低：氨作为制冷剂需要的压缩比为丙烯的一倍，较高的压比容易导致压缩机内漏，也会造成制冷系统的制冷效率降低；

④投资小：氨压缩制冷与丙烯制冷相比投资要高出约1.2倍，另外还需要设立独立的氨火炬，此项投资约200万元。

6.3.5油品合成装置工艺方案的选择

⑴费托合成单元

本项目费托合成单元及催化剂还原单元采用国内自主知识产权的高温浆态床F-T合成技术HTSFTP®。

中科合成油技术有限公司全面掌握了以浆态床费托合成催化剂、反应器和工艺技术为核心的煤炭间接液化成套技术，形成了完全自主知识产权的煤炭间接液化技术。其技术特点如下：

①高活性高温费托费托合成催化剂SynFT-Ⅱ®及相应的浆态床反应器技术；

②高温浆态床工艺比低温浆态床工艺具有催化剂更高的活性，吨催化剂产油量大，催化剂装载量少，副产蒸汽等级高等优点，即在催化剂活性，使用寿命和空速等方面表现出更好的性能；

③独特的浆态床反应器设计实现了从中间试验到示范装置高达200倍产能的成功放大。反应器结构设计合理，具有良好的换热和液固分离能力，完全实现了自动化控制，运行可靠平稳；

④过程集成完全建立在目前最为先进的煤气化技术基础之上，实现了高的煤炭间接液化能源转化效率；

⑤系统运行稳定，产物分布合理，关键的单元工艺及集成工艺技术可靠。

催化剂还原单元设计采用的工艺技术来源是以中科合成油技术有限公司开发的催化剂SynFT-Ⅱ®为核心的催化剂预处理技术，其核心技术是系列浆态床铁系催化剂技术。基于SynFT-Ⅱ®催化剂的预处理技术经过了合成油工业示范装置的生产运行验证，并获得了能够满足工业装置设计的基础数据。

⑵蜡过滤单元

在浆态床F-T蜡的纯化方面没有公开的成熟工业化技术信息。在美国能源部

早期（1980～1990年）的研发工作中进行了大量的浆态床抽出蜡的纯化研究，先后进行了沉淀分离、吸附分离、精密过滤分离和磁约束分离等方法的研究，但是，从公布的报告结果来看，早期的开发工作基本上不具备工业化的条件，主要是纯化的精度太低或代价太高。

中科合成油技术有限公司在2000年就开始了对粗分离蜡纯化的工艺技术开发，先后对吸附分离、磁约束分离、助滤剂存在下的过滤分离等工艺技术进行了系统开发，形成了一整套分离纯化工艺，使得精分离后的产品达到固含量小于2 ppm 的水平，该成套技术具有操作稳定性好、弹性大和工艺简单等特点，同时大大降低了过程的建设和操作成本，该技术已经在示范厂经过长期运行的考验，取得了良好的效果。

⑶脱碳单元

脱碳单元采用南化院“低供热源变压再生脱碳工艺”。

从费托合成反应器出来分离了油品后的循环气中，烃类的含量占15%~32%，CO_2的含量近30% ，并含有少量的醛、酮、醇和酸等含氧有机物，要求脱碳后气体中CO_2≤1%，且尽可能减少脱碳过程的烃类损失。针对物流特点和工艺要求，需要采用的脱碳工艺技术应具有以下特点：

①脱碳工艺应尽可能避免轻油进入脱碳系统；

②避免流股中少量含氧化合物等对脱碳溶剂的破坏作用；

③具有高脱碳的选择性，能有效降低烃类的损失。

目前工业生产中循环气脱碳方法有很多，按照其吸收原理分为物理吸收、化学吸收和物理—化学吸收方法。化学脱碳法具有循环气净化度较高，CO_2回收率高等优点，是循环气脱碳的首选工艺技术。目前世界上应用于工业装置的化学脱碳法，主要有两种，一种是以碳酸钾溶液为基础，另一种是以醇胺类溶液为基础。这两种化学洗涤法均需添加活化剂或促进剂以提高对CO_2的吸收能力和解吸能力，采用从工艺气体回收的热量或低压蒸汽对富液进行加热再生。

选择脱碳工艺时通常根据混合气体的组成和CO_2的浓度（分压），以及脱碳后气体中允许残留的CO_2指标来确定工艺技术。由于从费托合成反应器排出的分离化学品后的循环气中，烃类的含量占15%～32%，特别是采用铁基催化剂时，烯烃和C4以上的重烃组分比较多，还有少量的醛、酮、醇和酸等含氧有机物，因此，在选择脱碳工艺时，主要考虑如下三方面因素：

①脱碳工艺的“烃损失”

由于在循环气中，烃类的含量约占32%，必须减少脱碳过程的烃类损失。国外专家对各种脱碳方法进行优缺点和适应性的比较，结果见表6.3-10，碳酸钾脱碳工艺烃损失最低，约为0.8 % 。因此从烃损失方面考虑，碳酸钾脱碳工艺优于其它工艺技术。

表6.3-10　　烃损失比较

脱碳工艺	烃损失 %
胺法	1.2
碳酸钾法	0.8
物理溶剂法	100
混合溶剂法	9.9
膜分离	烃损失无法接受

②溶液的吸收能力

热碳酸钾脱碳工艺最初是由美国矿物局作为“煤合成液体燃料的费托合成”技术的一部分进行开发而发展起来的。在热钾碱工艺中，CO_2的吸收、解吸过程是在碳酸钾水溶液中的可逆反应。由于该反应进行比较缓慢，必须加入某些物质作为活化剂对反应起到催化作用，以提高反应过程的传质速率和溶液的吸收能力。传统的活化剂有As_2O_3、硼酸等无机盐及二乙醇胺、氨基乙酸等有机胺类活化剂。近年来又相继开发出一些更加高效的活化剂，南化集团研究院的均相活化“H-Cat”，运行结果表明：添加新型催化剂比原有的Benfield溶液吸收能力提高16.9%，再生热耗降低22.8%，达到了美国UOP 公司ACT-1和Exxon公司Flexsorb HP的技术水平。

因此，针对费托合成尾气的气体组成，采用“活化热碳酸钾法”脱除费托合成循环气中CO_2时，采用南化集团研究院的“低供热源变压再生脱碳工艺”可有效降低溶液的循环量及消耗。

③再生热耗

热钾碱脱碳工艺已被广泛用于合成气、天然气、制氢等工业气体的净化，热钾碱脱碳工艺具有溶液吸收能力强、净化度高、再生气CO_2纯度高、溶液性质稳定等优点，但是再生热耗高是碳酸钾脱碳工艺主要的缺点。针对费托合成循环气脱碳，如果采用典型的美国UOP 公司Benfield催化热碳酸钾脱碳工艺，溶液再生

热耗约为112.36 kJ/mol；而采用南化集团研究院开发的“低供热源变压再生工艺”则可以大幅度降低脱碳溶液的再生蒸汽消耗，其再生热耗低于74.9 kJ/mol。南化院“低供热源变压再生脱碳工艺”针对成循环气体的组成，开发了独特的工艺流程和溶剂添加活化剂，溶剂再生蒸汽消耗比国外典型的热钾碱脱碳工艺降低30%以上，装置投产以来脱碳效果良好。

综上所诉，本项目合成装置脱碳单元采用南化院“低供热源变压再生脱碳工艺”符合清洁生产要求。

⑷精脱硫单元

应用于工业生产的脱硫技术，根据脱硫剂的物理形态的不同，可分为干法脱硫和湿法脱硫两种。干法脱硫是用固体吸收剂吸收原料气中的硫化物，一般只有当原料气中硫化氢质量浓度不高，标准状态下在3～5g/m^3才使用，而且干法脱硫可以把硫脱至极精细的程度。湿法脱硫通常应用于需要脱除大量无机硫的场所。本单元的原料为低温甲醇洗后的合成气，总硫含量为0.1 ppm，为满足费托合成反应要求，需要将硫含量进一步脱至小于0.05 ppm，属于气体精细脱硫，故应采用干法脱硫技术。

工业上常用的干法脱硫有氧化锌脱硫法、氧化铁脱硫法和活性炭脱硫法，分别是以氧化锌、氧化铁和活性炭为脱硫剂，来吸收原料气中的硫化物。其中，活性炭脱硫剂仅限于有氧的情况下使用，无氧时脱硫能力很低，故不适用于本单元。与氧化铁脱硫相比，氧化锌脱硫技术对工艺条件的要求比较宽松，在比较宽的温度范围内达到精脱硫的要求，故本单元采用氧化锌脱硫法。

⑸渣蜡热裂解单元

本项目为回收蜡渣中的蜡产品，设置了过滤渣蜡热裂解单元，通过对蜡渣进行高温裂解的处理方法回收油品。

过滤渣蜡热裂解装置的主体设备为裂解炉（回转窑），国内主流设备主要有以下三种：立式裂解炉、连续旋转裂解炉、卧式返混回转窑。立式裂解炉放大效应明显，同时在裂解过程中原料焦化现象比较严重，国内已基本淘汰了这种热裂解装备。连续旋转裂解炉与卧式返混回转窑的对比见表6.3-11。

连续旋转裂解炉的热风系统虽然考虑了综合利用，但由于转炉部分的分配结构限制，传热系数低，热效率偏低。由于炉体后端自动排渣和气体分离的需要，在旋转筒体上采用填料密封，密封面积大，可靠性、安全性较差。

本项目选用的卧式返混回转窑的热利用率高、易于实现大型化、可达到较高自动化水平。

表6.3-11　　连续旋转裂解炉与卧式返混回转窑工作特点对比表

项目	连续旋转裂解炉	卧式返混回转窑
工作特点	a.连续化进料，排渣连续化，可维持裂解过程不间断进行。 b.配备了一定数量的控制装备，但水平相对较低。 c.涉及的电机部分均可实现变频调节。 d.热源：煤、油、气均可，尾气回用燃烧。 f.裂解炉以外设加热炉，避免明火直接接触设备。 e.装备可实施性强，可以实现大型化的处理过程。	a.连续化进料，排渣连续化，可维持裂解过程不间断进行。 b.自控水平高，方便操作。 c.初始工况燃烧液化气，正常工况尾气回用燃烧。 d.裂解残渣与原料直接返混，提高热利用率，升温速度快。 e.裂解炉以外设加热炉，避免明火直接接触设备。 f.装备可实施性强，可以实现大型化的处理过程。

6.3.6尾气处理装置工艺方案的选择

结合 F-T 合成尾气特点，较为合理的尾气处理方案有以下两种：

⑴深冷分离方案

深冷分离方案以深冷分离工艺为核心，主要目的为充分回收脱碳尾气中的烃类组分，并为油品加工和 F-T 合成装置提供氢气。深冷分离方案包括分子筛吸附、PSA、深冷分离以及稳定部分等单元，其工艺流程见图6.3-1。

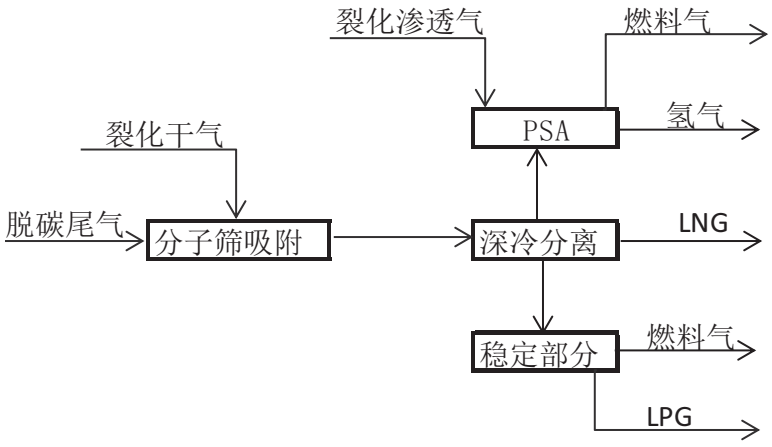


图6.3-1　　深冷分离方案流程图

⑵尾气转化方案

尾气转化方案以低温油洗和尾气转化为核心，主要目的为制取大量的氢气，以及回收 LPG、石脑油。尾气转化方案包括低温油洗、尾气转化、尾气变换、尾气脱碳、膜分离、PSA 等单元，其工艺流程见图6.3-2。

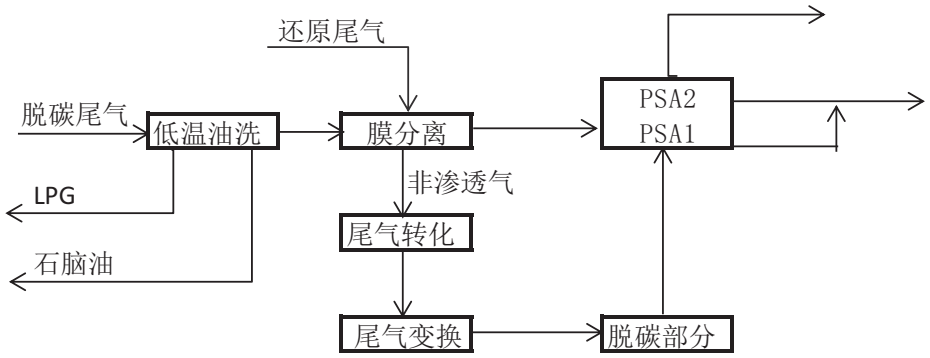


图6.3-2　尾气转化方案流程图

两种方案的投资以及产品方案对比见表6.3-12、6.3-13。

表6.3-12　　两种方案的投资对比表

深冷分离		尾气转化	
组成部分	投资（亿元）	组成部分	投资（亿元）
预处理单元	0.175	低温油洗	3.73
深冷分离单元	1.4	尾气制氢	4.4
稳定单元	0.65		
PSA 单元	0.88		
LNG 罐区及装卸系统	0.58		
小计	3.685	小计	8.31

表6.3-13　　两种方案的产品对比表

产品	单位	深冷分离方案	尾气转化方案
柴油	万吨/年	138.91	142.38
LPG	万吨/年	17.63	18.07
石脑油	万吨/年	48.04	49.24
LNG	万吨/年	10.77	0
合计	万吨/年	215.35	209.69

由以上对比可知，深冷分离方案的投资低于尾气转化方案，而产品总量高于尾气转化方案。因此，本项目尾气处理方案选用的深冷分离方案相比尾气转化方案更先进。

6.3.7油品加工装置工艺方案的选择

油品加工装置包括加氢精制、加氢裂化、合成水处理等三个单元。

⑴加氢精制

加氢反应部分的换热流程通常有两种：一种为单相换热，炉后混油，另一种为混相换热，部分炉前混氢。炉后混油特点是加热炉只走氢气，不用担心炉管结焦，工程设计简单，换热器冷流走壳程时，在某些情况下选材要求略低等，但炉后混油的缺点：

①油、氢气单独与反应产物换热，传热系数小；换热流程复杂，换热器传热温差小造成高压换热器需要的传热面积大，投资高。

②炉后混油炉管中只走单相氢气，介质出口温度高，炉管表面温度也高，相应烟气温度高。

③由于炉管中只走氢气，一旦循环氢压缩机故障就会出现“断流”现象。

炉前混氢不仅解决了炉后混油的缺点，而且简化了流程，减少了换热面积，节省投资。国内已经完全掌握了加热炉两路两相流的分配问题。当装置规模比较大的时候，推荐采用部分炉前混氢，即部分氢气在换热器前混氢，另外一部分在加热炉后混合，既具有炉前混氢的优点，也可以很好的解决加热炉设计瓶颈。

综上所述，加氢精制单元选择完全炉前混氢方案，加氢裂化单元裂化部分选择部分炉前混氢方案，降凝部分选择完全炉前混氢流程。

⑵加氢反应产物分离部分

加氢裂化单元和加氢精制单元选用热高分流程。加氢反应产物分离流程通常有两种：一种为冷高分流程；另一种为热高分流程。通常全部的反应产物经过空冷器后进行气液分离叫做冷高分方案；而全部反应产物在空冷器前在某温度下先进行一次气液分离，闪蒸出的油气再经换热空冷后进行二次分离，称之为热高分方案。热高分方案具有如下优点：

①换热量大大减少，减少高压换热器面积。

②空冷负荷减少，空冷面积大大减少。

③生成油分馏的换热和加热炉负荷降低。

④费托合成油中部分蜡凝点高，必须在降到一定温度前进行一次汽液分离。

⑤可以避免冷高分的乳化，特别是在开停工期间的乳化。

⑥降低装置的能耗。

采用热高分的缺点：

①一定程度上降低了循环氢的纯度。

②流程较复杂，增加一个高分系统。

③一定程度上增加了氢气损失。

由于加氢精制单元和加氢裂化单元处理量较大，从节能和节省高压冷换面积角度考虑，热高分方案较经济。

⑶合成水处理单元

合成水处理单元主要处理费托单元合成水，有效降低煤间接液化过程的水耗，并通过回收合成水中的醇类，进一步提高煤液化烃类收率。合成水处理单元采用蒸馏技术，合成水进入醇分离塔进行脱醇，经过脱水提浓后的混醇产品送往罐区，脱醇合成水送往污水处理装置。

综上所述，油品加工装置符合清洁生产要求。

本项目各装置采用的工艺及技术先进性汇总见表6.3-14。

表6.3-14　　各装置工艺技术先进性汇总表

序号	装置名称	生产技术	先进性分析
1	空分装置	选择进口或合作制造的大型空分装置	一次投资低、能耗低，成熟、可靠并有运行业绩
2	煤气化装置	蒸汽管回转预干燥和	回收原煤蒸发的水分、安全性高、系统放空气量小
		热风炉煤粉干燥	
		宁煤炉粉煤加压气化技术（主要）	①对煤种适应性广泛；维修量少，运转周期长，可靠性高；②气化温度高，碳转化率高，甲烷含量极少，不含重烃，有效气体含量高；③喷嘴使用周期长，供料系统安全可靠
3	净化装置	变换：耐硫宽温部分变换	根据粗合成气成分特点，选择宽温耐硫变换工艺，为保证H_2/CO 的比值在1.7左右，选择部分变换工艺
		净化：低温甲醇洗	①适用于大规模、高CO_2含量原料气净化；②溶剂循环量小；③脱硫效果好；④溶剂再生能耗低；⑤具有良好的化学稳定性和热稳定性⑥甲醇生产厂家普遍、价格低廉；⑦工艺可靠，有大型工业化应用的业绩
		制冷：丙烯压缩制冷	①全压缩工艺相比压缩吸收混合工艺，工艺简单，投资低，能耗相对较低；②丙烯压缩工艺相比氨压缩工艺，能耗相当，投资较低。因此选择丙烯

序号	装置名称	生产技术	先进性分析
			压缩制冷工艺。
		硫回收：克劳斯＋尾气焚烧+氨法脱硫尾气处理	从溶液循环量、选择性、净化度、操作费用、装置投资等诸方面进行比较，“克劳斯＋尾气焚烧+氨法脱硫”工艺具有优势，实现二氧化硫排放量最小化，节省了装置投资
4	油品合成装置	国内自主知识产权的中科公司高温浆态床F-T 合成工艺	①处理气量大，单台反应器生产能力高，易实现装置大型化；②催化剂活性和选择性高；③反应器结构简单；④系统运行稳定；⑤产品结构合理；⑥产品品质好，符合高标准环保要求
5	尾气处理	套膜分离系统+深冷分离系统+PSA系统组合式工艺	技术成熟可靠，能耗较低
6	油品加工装置	加氢精制单元和加氢裂化单元加氢反应产物分离：热高分方案	相比冷高分流程，处理气量大，能耗低，经济性好

6.4节能减排分析

6.4.1主要减排目标

⑴国家“十二五”节能减排目标

根据《中华人民共和国国民经济和社会发展第十二个五年规划纲要》的要求，至“十二五”末单位国内生产总值能源消耗要降低16%。根据《节能中长期专项规划》，2020年我国每万元GDP能耗下降到1.54吨标煤。根据《节能减排“十二五”综合性工作方案》，到2015年，全国万元国内生产总值能耗下降到0.869吨标准煤（按2005年价格计算），比2010年的1.034吨标准煤下降16%，比2005年的1.276吨标准煤下降32%。根据《工业节能“十二五”规划》，到2015年，规模以上工业增加值能耗比2010年要下降21%左右。

《中华人民共和国国民经济和社会发展第十二个五年规划纲要》提出：单位工业增加值用水量降低30%，农业灌溉用水有效利用系数提高到0.53。非化石能源占一次能源消费比重达到11.4%。单位国内生产总值能源消耗降低16%，单位国内生产总值二氧化碳排放降低17%。主要污染物排放总量显著减少，化学需氧量、二氧化硫排放分别减少8%，氨氮、氮氧化物排放分别减少10%。森林覆盖率提高到21.66%，森林蓄积量增加6亿立方米。

⑵内蒙古“十二五”节能减排目标

《内蒙古自治区“十二五”节能减排规划》提出，内蒙古节能减排的总体目

标是：1）能源消耗水平明显下降。到2015年，全区单位地区生产总值能耗下降到1.63吨标准煤/万元，比2010年下降15%，年均节能率为3.2%，五年累计节约能源6000万吨标准煤左右。能源消费结构不断优化，非化石能源占一次能源消费总量比重达到5%。2）要污染物排放总量持续下降。全区化学需氧量(含工业、生活、农业)排放量控制在85.9万吨以内，比2010年的92.1万吨下降6.7%(其中工业和生活排放量下降7.5%)；氨氮(含工业、生活、农业)排放量控制在4.9万吨以内，比2010年的5.4万吨下降9.7%(其中工业和生活排放量下降9.5%)；二氧化硫排放量控制在134.4万吨以内，比2010年的139.7万吨下降3.8%；氮氧化物排放总量控制在123.8万吨以内，比2010年的131.4万吨下降5.8%。

⑶鄂尔多斯“十二五”节能减排目标

工业目标：到2015年，万元工业增加值能耗由2.6483吨标准煤下降到2.1716吨标准煤，比“十一五”末期降低18%，年均降低率为3.89%。

总体目标。到2015年，基本建立符合市情和市场规律的节能目标约束体系、节能政策支持体系、节能监督管理体系、节能技术服务体系和节能文化促进体系，节能管理达到国内先进水平。全市万元GDP能耗下降到1.335吨标准煤（按2005年价格计算），比2010年的1.5895吨标准煤降低16%，年平均降速为3.4%。

旗区目标：根据各旗区能源消费情况，对节能目标实施分类监管、区别对待。到2015年，达拉特旗、准格尔旗和鄂托克旗累计下降17%，年均降低3.66%；杭锦旗和乌审旗累计下降16%，年均降低3.43%；东胜区、伊金霍洛旗和鄂托克前旗累计下降15%，年均降低3.2%。

主要工业产品单位能耗指标：到2015年，主要工业产品单位能耗指标总体达到全自治区平均水平，其中70%达到全自治区先进水平，30%达到全国先进水平。

主要耗能设备能效指标：到2015年，现有主要耗能设备通过技术改造能源效率达到全自治区先进水平，新增主要耗能设备能源效率达到或接近全国先进水平，其中火电、煤化工、煤制油、装备制造及新兴产业等达到国际先进水平。

⑷大路园区清洁生产要求

《大路工业园区总体规划环境影响报告书》中对工业园区引入项目提出清洁生产要求见表6.4-1。

表6.4-1　　工业园区`引入项目清洁生产要求

行业	清洁生产水平要求
铝冶炼	《清洁生产标准——电解铝业》（HJ/T187-2006） 《清洁生产标准——氧化铝业》（HJ 473-2009）二级标准以上
电力	《火电行业清洁生产评价指标体系（试行）》（发改委2007年第24号公告）
水泥	《清洁生产标准——水泥行业》（HJ467-2006）二级标准以上
合成氨	《清洁生产标准——氮肥制造业》（HJ/T188-2006）二级标准以上
其他行业	国内同行业清洁生产先进水平以上

本次评价要求大路工业园区明确引入项目准入条件，入区项目必须符合国家产业政策、园区产业定位，以及安全生产、环境保护和相关法律法规要求，严格执行准入条件，促进园区可持续发展。产业准入条件见表6.4-2。

表6.4-2　　产业准入条件参照表

规划产业	
煤制油、煤制气、煤制烯烃、煤制二甲醚、煤制乙二醇示范煤化工行业	禁止建设年产50万吨及以下煤经甲醇制烯烃项目，年产100万吨及以下煤制甲醇项目，年产100万吨及以下煤制二甲醚项目，年产100万吨及以下煤制油项目，年产20亿立方米及以下煤制天然气项目，年产20万吨及以下煤制乙二醇项目。 引入项目应满足《产业结构调整指导目录（2013年本）》和《国家发展改革委关于规范煤化工产业有序发展的通知》（发改产业[2011]635号）等政策规定。
合成氨	新建合成氨生产装置，单系列生产规模应不低于600吨/日（综合利用和联产项目除外），净化单元和合成单元为单系列，造气炉按需设置。以煤为原料配套尿素的新建合成氨装置应采用连续气化工艺。
氧化铝	氧化铝项目为《产业结构调整指导目录（2013年本）》鼓励类：有色金属类中的高铝粉煤灰提取氧化铝
热电行业	单机容量在50兆瓦至200兆瓦以下的热电机组，其热电比年平均应大于50%；除大型石化、化工、钢铁和造纸等企业外，限制为单一企业服务的热电联产项目建设。热电联产项目中，优先安排背压型热电联产机组。以蒸汽为供热介质的一般按8公里考虑，在8公里范围内不重复规划建设此类热电项目。
水泥行业	符合《水泥工业产业政策》，优先引入日产4000吨及以上规模新型干法水泥项目，规模大于60万吨/年的水泥粉磨站，余热必须进行回收利用；禁止引入干法中空窑、湿法窑、机立窑项目。 新项目水泥熟料烧成热耗要低于105公斤标煤/吨熟料，水泥综合电耗小于90千瓦时/吨水泥；石灰石储量服务年限必须满足30年以上；废气粉尘排放浓度小于50毫克/标准立方米。
禁止引入	
总体要求	不符合国家产业政策项目、不符合园区产业定位项目、废水经处理达不到污水处理厂进水水质标准项目；清洁生产水平不能满足要求项目。

6.4.2工程能耗分析

本次评价采用物耗指标、能耗指标、“三废指标”三个指标来分析本项目的节能减排水平。将本项目的设计指标与现有工程的实际运行数据、伊泰伊犁能源有限公司540万吨/年（首期100万吨）煤制油项目、山西潞安高硫煤清洁利用油化电热一体化示范项目、宁煤400万吨煤制油三个项目境影响报告书的设计数据进行对比分析。

6.4.2.1各装置的能耗核算

⑴空分装置

空分装置的综合能耗为5899.47 MJ/t产品，具体见表6.4-3。

表6.4-3　　空分装置综合能耗表

序号	名称	单位	消耗定额（/t产品）	能耗（MJ/t 产品)
1	空气	t	2.66	3.11
2	电	kWh	10.65	126.10
3	循环冷却水	t	23.52	98.55
4	超高压蒸汽（11.5MPaG，525℃）	t	1.73	6663.96
5	次高压蒸汽（5.4MPaG，420℃）	t	0.0038	14.00
6	中压蒸汽（2.8MPaG，232℃）	t	0.012	38.18
7	透平冷凝液	t	-6.73	-1028.41
8	工艺冷凝液	t	-0.05	-16.01
合计				5899.47

注：消耗定额中产品量按 1173.8t/h 计（包括氧气、氮气、仪表空气及工厂空气）。

⑵气化置综合能耗

煤气化装置的综合能耗为9461.29 MJ/t产品，具体见表6.4-4。

表6.4-4　　气化装置综合能耗表

序号	名称	单位	消耗定额（/t 产品）	能耗（MJ/t 产品)
1	煤	t	0.2772	8124.18
2	氧气	t	0.25	1.57
3	高压 CO_2	t	0.18	1.13
4	高压蒸汽（11.5MPaG，525℃）	t	0.006	23.11
5	中压蒸汽（2.8MPaG，232℃）	t	0.0355	112.96
6	低压蒸汽（0.5MPaG，180℃）	t	0.144	397.87
7	蒸汽凝液	t	-0.2	-30.56
8	变换凝液	t	0.24	76.87

序号	名称	单位	消耗定额	能耗
			（/t 产品）	（MJ/t 产品)
9	循环水	t	6.39	26.77
10	脱盐水	t	0.077	7.42
11	锅炉给水水	t	0.16	61.63
12	电	kWh	18.51	201.57
13	燃料气	MJ	103.53	103.53
14	氮气	Nm^3	55.31	347.35
15	仪表空气	Nm^3	2.71	4.31
16	工厂空气	Nm^3	1.35	1.58
总计				9461.29

注：消耗定额中产品量按 1173.8t/h 计（包括氧气、氮气、仪表空气及工厂空气）。

⑶净化装置

①变换单元

变换单元的综合能耗为-321.55 MJ/t产品，具体指标见表6.4-5。

表6.4-5　　变换单元综合能耗表

序号	名称及规格		单位	消耗定额	能耗
				t 产品	（MJ/t 产品)
1	电		kW	1.4	16.58
2	循环冷却水		t	1.33	128.08
3	锅炉给水		t	0.46	177.19
4	蒸汽	中压蒸汽（2.8MPaG，232℃）	t	-0.07	-257.88
5		低压蒸汽（1.0MPaG，220℃）	t	-0.066	-210.01
6		低压蒸汽（0.5MPaG，180℃）	t	-0.1	-276.30
7	氮气		Nm^3	15.97	100.29
8	仪表空气		Nm^3	0.32	0.51
合计					-321.55

注：消耗定额中产品量按变换气+未变换气2034.8t/h计

②低温甲醇洗单元

低温甲醇洗单元的综合能耗为2479.11 MJ/t产品，具体指标见表6.4-6。

表6.4-6 低温甲醇洗单元综合能耗表

序号	名称及规格		单位	消耗定额（/t产品）	能耗 （MJ/t产品）
1	循环水		t	10.29	43.12
2	脱盐水		t	0.016	1.54
4	电		kW	19.34	210.61
5	蒸汽	高压蒸汽（11.5MPaG，525℃）	t	0.42	1617.84
		次高压蒸汽（5.4MPaG，420℃）	t	-0.2	-736.80
		低压蒸汽（1.0MPaG，220℃）	t	0.058	184.56
6	凝液	透平凝液（54℃）	t	-0.22	-70.46
		蒸汽凝液（99℃）	t	-0.16	-24.45
7	低压氮气		t	199.38	1252.11
8	仪表空气		t	0.66	1.05
合计					2479.11

注：消耗定额中产品量按净化合成气773.9t/h计

③制冷单元

制冷单元的综合能耗为135.27 MJ/t产品，具体指标见表6.4-7。

表6.4-7 制冷单元综合能耗表

序号	名称及规格	单位	消耗定额（/t 产品）	能耗（MJ/t 产品）
1	循环水	t	6.89	28.87
2	电	kW	1.14	13.50
3	高压蒸汽（11.5MPaG，525℃）	t	0.19	731.88
4	次高压蒸汽（5.4MPaG，420℃）	t	-0.09	-331.56
5	透平凝液	t	-0.96	-307.49
6	工厂空气，0.5 MPaG	Nm^3	0.065	0.08
合计				135.27

④硫回收单元

硫回收单元的综合能耗为-9007.28 MJ/t产品，具体指标见表6.4-8。

表6.4-8 硫回收单元综合能耗表

序号	名称及规格	单位	消耗定额(/t 产品）	能耗（MJ/t产品）
1	循环水	t	3.72	15.59
2	锅炉给水	t	2.28	878.23
3.00	电	kW	124.75	1477.04

序号	名称及规格	单位	消耗定额(/t 产品)	能耗（MJ/t 产品）
4	低低压蒸汽（0.5MPaG，180℃）	t	-0.14	-386.82
5	低压蒸汽（1.0MPaG，220℃）	t	-3.46	-11009.72
6	蒸汽凝液	t	-0.25	-38.20
7	仪表空气	Nm^3	33.90	53.90
8	脱盐水	t	0.03	2.70
合计			-9007.28	

注：消耗定额中产品量按硫磺5.851t/h计。

⑷油品合成装置

油品合成装置的综合能耗为-9327.96 MJ/t产品，具体指标见表6.4-9。

表6.4-9　　油品合成装置综合能耗表

序号	名称及规格		单位	消耗定额	能耗
				/吨产品	（MJ/t 产品)
1	循环冷却水		t	15.50	64.95
2	脱盐水		t	5.06	487.28
3	蒸汽	11.5MPa	t	1.25	4815.00
4		5.4MPa	t	0.54	2080.08
5		2.8MPa	t	0.07	257.88
6		1.0MPa	t	0.04	125.12
7		0.5MPa	t	1.28	3536.64
8	蒸汽	2.8MPa	t	-4.64	-17093.76
9		0.5MPa	t	-1.70	-4697.10
10	凝液		t	-1.29	-197.11
11	氮气		Nm^3	1.59	9.99
12	仪表空气		Nm^3	15.18	24.14
13	电		kW	106.33	1258.95
合计					-9327.96

⑸尾气处理装置

尾气处理装置的综合能耗为1572.28 MJ/t产品，具体见表6.4-10。

表6.4-10　　尾气处理装置综合能耗表

序号	名称		单位	消耗定额	能耗
				/t 产品	（MJ/t 产品)
1	循环冷却水		t	15.78	66.12
2	蒸汽	11.5MPa	t	0.70	2696.40
3		5.4MPa	t	0.95	3659.40
4		1.0MPa	t	0.01	31.82
5		0.5MPa	t	0.07	193.41
6	副产蒸汽	0.5MPa	t	-0.75	-2072.25

序号	名称	单位	消耗定额 /t 产品	能耗 （MJ/t 产品)
7	透平凝液	t	-0.34	-108.90
8	工艺凝液	t	-0.70	-224.20
9	仪表空气	Nm^3	4.44	7.06
10	氮气	Nm^3	1.60	10.05
11	电	kW	55.64	658.78
合计				4917.68

⑹油品加工装置

油品加工装置的综合能耗为2765.42 MJ/t产品，具体见表6.4-11。

表6.4-11　　油品加工装置综合能耗表

序号	名称		单位	消耗定额 /t 产品	能耗 （MJ/t 产品)
2	循环冷却水		t	13.4	56.15
3	除氧水		t	0.15	57.78
4	脱盐水		t	0.07	6.74
5	蒸汽	5.5MPa	t	0.24	924.48
6		1.0MPa	t	0.16	509.12
7		0.5MPa	t	0.265	732.20
8	蒸汽	1.0MPa	t	-0.09	-286.38
9		0.5MPa	t	-0.31	-856.53
10	凝液		t	-0.345	-110.50
13	仪表空气		Nm^3	3.94	6.26
	氮气		Nm^3	4.18	26.25
14	电		kWh	64.56	703.06
15	燃料气		t	0.09	996.80
合计					2765.42

6.4.2.2项目的节能措施

选择先进的工艺技术是提高能源利用效率的前提；优化全厂总加工流程，强化装置间的联合是提高能量利用率的有效途径；增加节能和节水单元和装置投资是提高综合能源效率的有效手段；优化换热网络，提高加热炉效率，充分利用低温位热源是节能的有力保证。

采取的全厂综合节能措施：

①采用油化的工艺路线、最大化的装置规模和设备尺寸；

②采用优化的热能回收和利用方式；

③充分回收和合理利用生产过程中的可燃尾气和可燃液体；

④空冷器的充分应用；

⑤自控设计中，对能耗比较大的流量仪表尽量采用节能型产品；

⑥采用新型节能型机泵并进行合理选型，以提高效率、降低能耗；

⑦合理利用工厂蒸汽资源，避免使用大容量的电机做驱动机。

各工艺装置的采用的节能措施见表6.4-12。

表6.4-12　　各工艺装置的节能措施汇总表

序号	装置		节能措施	效果评估
1	空分		采用合理的空气循环膨胀流程	从源头上节省了投资，降低了总能耗
2			空气压缩机和循环空气压缩机和汽轮机组成单系列一拖二驱动	整体效率高，运行稳定，节省投资成本及能耗
3			主换热器采用高低压组合板式换热器	提高操作和运行的方便性，降低了能耗
4			低压塔和压力塔平行落地布置	降低了两塔之间传质的阻力降，降低了所需空压机的出口压力，大大降低了能耗
5			分馏塔低压塔采用填料塔	减小了压力损失，降低了能耗
6			分子筛采用立式径向流单层床吸附器	吸附器再生阻力下降，再生温度降低，节约了再生能耗
7			汽轮机表面冷却器采用空冷型	利用空气散热，节约了大量的循环水
9			装置内设液体膨胀机	膨胀制冷，具有显著的节能效果，同时设备带有发电机，发电反馈电网
10			内压缩流程采用变频高压液氧泵	提高了生产效率，降低了设备的维护和运行费用
11			空冷器分机均设置变频器	可根据不同的环境温度调节风机的负荷，在环境温度较低时可关停部分风机，达到节能降耗的目的
12	气化	干燥制粉装置	采用高效换热器	提高换热强度，降低水和蒸汽用量
13			采用计算机集散控制系统(DCS)	对主要生产工艺操作参数实施油化控制
14			减少系统散热，加强设备及管道的隔热和保温	提高了装置及系统的热回收率
15		粉煤气化	优化煤气化的操作条件	提高气化过程的碳转化率
16			粗煤气含油大量饱和水蒸气，满足变换工序的蒸汽需要	使变换不需要额外的蒸汽补给
17			黑水的低品位预热采用逐级闪蒸	闪蒸汽用于预热系统的循环灰水，充分回收热能
18			反应室水冷壁系统采用闭式循环	副产低压饱和蒸汽可供煤气化装置使用
19			选用高效率和高效节能电机	提高设备率
20			需调速的电机采用变频调速	有效节能
21	净化	变换	采用等温变化流程	

序号	装置		节能措施	效果评估
22			利用低温位热量加热锅炉给水和脱盐水	使热量得到最大限度的利用和最大限度的减少循环用水量
23		低温甲醇洗	低温甲醇洗脱除酸性气体	能耗较其它脱除工艺低
24			采用变换气与非变换气分别吸收	降低整个装置的能耗
25			采用绕管式换热器	可控制换热器冷端较小的温差，使换热充分，降低冷量消耗
26			CO2 产品塔抽出部分冷甲醇进行升温循环	提高 CO2 的回收率，为 CO2 铺集与贮存创造条件
27			再沸器的蒸汽冷凝液直接返回变化除氧器	充分利用蒸汽冷凝液的废热能
28		制冷单元和 CO_2 压缩单元	压缩机采用大型离心压缩机-蒸汽透平联合机组	运行平稳，操作简单，维修工作量小，连续运行周期长，运行费用低，经济效益高
29			透平凝汽采用空冷	节省循环水
30		硫回收	采用合理的能量匹配	减少装置运行的风险，降低装置的能耗
31			采用新型的催化剂	降低了在线加热炉的使用，降低了能耗
32			采用贫富液换热器，使用贫胺液对去热电装置再生塔的富胺液进行预热	有效利用了贫液的热量，减少了加热蒸汽的用量
33			根据热源的不同，有分类的产出不同品味的蒸汽	有效的回收热量
34		酸水汽提	汽提塔的低温进料利用汽提塔底部的高温液预热	较少了塔底蒸汽的消耗，节省了循环水的消耗，同时减少了返回气化的酸性气量
35	油品合成		采用自主知识产权的浆态床反应器	降低了反应器内部的阻力降
36			汽液分离器及换热设备在设计选型时着重考虑低压降	节约了动力消耗，减少循环压缩机的操作费用
37			采用难化院开发的低供热源变压再生脱碳工艺	大幅度降低脱碳溶液的再生蒸汽消耗
38			采用可调式音速喷射器，根据生产负荷，选择可调式亚音速喷射器的操作条件，达到最佳的喷射效果	充分利用了加压再生塔塔顶解吸出来的 CO2 再生气去引射常压再生塔，抽吸 CO2，降低 CO2 分压，增大溶液的解吸能力，减少半贫液再生蒸汽的需求量。
39			通过贫液闪蒸槽，将带压的高温贫液闪蒸气作为常压再生塔中半贫液气体使用	减少了半贫液再生蒸气的用量
40	油品加工		部分换特旗采用双壳程高效换热器	大大提高了换热效率，节省换热面积，加强了换热深度，充分回收热量
41			油化加氢精制单元和加氢裂化单元分馏流程，分馏塔设置中段回流	回收热能
42			加热炉设置烟气余热回收系	使总热效率达 92%以上

序号	装置	节能措施	效果评估
		统	
43		采用新型保温材料	减少散热损失
44		设置蒸汽发生器	回收部分热量
45		分馏塔加热炉前设置闪蒸罐	闪蒸后气体直接进入分馏塔，节省能耗
46		选择节能电气设备	
47		选用非硫化催化剂	在操作中不需要补充硫化剂，降低了能耗和物耗
48		选用空气冷却器	节省用水
49		在塔器设计中，采用高效浮阀塔盘和优质填料	提高分离精度，降低了回流比和塔底重沸器热负荷
50		各级凝结水进行逐级闪蒸回收蒸汽	有效地利用余热，降低了能耗
51	尾气处理	选用深冷分离方案	减少了再尾气转化过程造成的能量损失
52		采用混合制冷循环+空分装置副产的液氮补充冷量	减少了动设备数量，减少了电耗和能耗
53		冷箱内的换热器采用板翅式换热器	换热效率高，节省空间，有效利用能量
54		在塔顶设计中，采用高效浮阀塔盘和填料	提高分离经度，降低了回流比和塔底重沸器热负荷
55		泵采用不同的叶轮、叶片	提高效率
56		选用高效、保温性能良好的保冷材料	减少冷量的损失
57		合理选用高效、节能型电气设备	降低能耗

6.4.3能耗指标及分析

6.4.3.1主要能效指标

内蒙古伊泰煤制油有限责任公司200万吨/年煤炭间接液化示范项目的主要目标产品为化学品，包括LNG、LPG、石脑油、柴油等产品，混醇、硫磺产品为本项目的副产品。

⑴项目年综合能耗

根据《综合能耗计算通则》（GB/T2589-2008），综合能耗是指用单位的统计报告期内实际消耗的各种能源物质量，按规定的计算方法和单位分别折算后的综合。对企业，综合能耗是指统计报告期内，主要生产系统、辅助生产系统和附属生产系统的综合能耗之和。

能量的当量值是指按照物理学电热当量、热功当量、电功当量换算的各种能

源所含实际能量。

能量的等价值是指生产单位数量的二次能源或耗能工质所消耗的各种能源折算成一次能源的能量。

项目能源消费量=原料煤+燃料煤+新鲜水+电

项目能源消耗量=项目能源消费量-项目年能源加工转换产出合计

即：

=（原料煤+燃料煤+新鲜水+电）-（柴油+石脑油+LPG+LNG+轻醇+重醇）

本项目的综合能耗核算见表6.4-13。

表6.4-13　　项目综合能耗

序号	能源名称		年需要量		折标煤系数		折标煤	折能耗
			单位	消耗量	单位	数值	tce/a	MJ/a
一	输入能量							
1	原料煤		万 t	883.28	tce/万 t	6560.31	5794590	169822045
2	燃料煤		万 t	265.86	tce/万 t	5851.13	1555581	45589418
3	新鲜水		万 t	812.50	tce/万 t	0.86	696	20407
4	电	当量值	万 kWh	26.88	tce/万 kWh	1.23	33	968
		等价值			tce/万 kWh	3.18	85	2505
能源消费量						当量值	7350900	215432838
						等价值	7350953	215434375
二	有效能量							
1	柴油		万 t	138.91	tce/万 t	14571.00	-2024058	-59319056.38
2	石脑油		万 t	48.04	tce/万 t	15443.41	-741901	-21742904.81
3	LPG		万 t	17.64	tce/万 t	17143	-302403	-8862510.654
4	LNG		万 t	10.77	tce/万 t	16654.35	-179367	-5256718.912
5	轻醇		万 t	3.02	tce/万 t	8447.13	-25510	-747631.3175
6	重醇		万 t	1.37	tce/万 t	10751.36	-14729	-431673.4473
						小计	-3287969	-96360495.52
能源消耗量						当量值	4062932	119072342
						等价值	4062984	119073879

⑵产品单位产量综合能耗

产品单位产量综合能耗是指统计报告期内，综合能耗与期内用能单位总产值或工业增加值的比值。

产品单位产量综合能耗=（（原料煤+燃料煤+新鲜水+电）-（柴油+石脑油+LPG+LNG+轻醇+重醇））/（柴油+石脑油+LPG+LNG）产量

本项目的单位产品综合能耗见表6.4-14。

表6.4-14　　单位产品综合能耗

序号	能源名称		年需要量		折标煤系数		折标煤	折能耗
			单位	消耗量	单位	数值	tce/a	MJ/a
一	输入能量							
1	原料煤		万 t	883.28	tce/万 t	6560.31	5794590	169822045
2	燃料煤		万 t	265.86	tce/万 t	5851.13	1555581	45589418
3	新鲜水		万 t	812.50	tce/万 t	0.86	696	20407
4	电	当量值	万 kWh	26.88	tce/万 kWh	1.23	33	968
		等价值			tce/万 kWh	3.18	85	2505
					合计	当量值	7350900	215432838
						等价值	7350953	215434375
二	有效能量							
1	柴油		万 t	138.91	tce/万 t	14571.00	2024058	59319056.38
2	石脑油		万 t	48.04	tce/万 t	15443.41	741901	21742904.81
3	LPG		万 t	17.64	tce/万 t	17143	302403	8862510.654
4	LNG		万 t	10.77	tce/万 t	16654.35	179367	5256718.912
5	轻醇		万 t	3.02	tce/万 t	8447.13	25510	747631.3175
6	重醇		万 t	1.37	tce/万 t	10751.36	14729	431673.4473
						合计	3287969	96360495.52
三	油品年产量		万 t	215.36				
四	单位产品综合能耗	当量值	tce/油	1.88658				
		等价值		1.88660				

⑶单位产值综合能耗

单位产值综合能耗是指统计报告期内，综合能耗与期内用能单位总产或工业增加值的比值。

单位产值综合能耗=（（原料煤+燃料煤+新鲜水+电）-（柴油+石脑油+LPG+LNG+轻醇+重醇））/总产值

本项目的单位产值的综合能耗核算见表6.4-15。

表6.4-15　　单位产值综合能耗

序号	能源名称		年需要量		折标煤系数		折标煤	折能耗
			单位	消耗量	单位	数值	tce/a	MJ/a
一	输入能量							
1	原料煤		万 t	883.28	tce/万 t	6560.31	5794590	169822045
2	燃料煤		万 t	265.86	tce/万 t	5851.13	1555581	45589418
3	新鲜水		万 t	812.50	tce/万 t	0.86	696	20407
4	电	当量值	万 kWh	26.88	tce/万 kWh	1.23	33	968
		等价值			tce/万 kWh	3.18	85	2505
					合计	当量值	7350900	215432838

序号	能源名称		年需要量		折标煤系数		折标煤	折能耗
			单位	消耗量	单位	数值	tce/a	MJ/a
						等价值	7350953	215434375
二	有效能量							
1	柴油		万 t	138.91	tce/万 t	14571.00	2024058	59319056.4
2	石脑油		万 t	48.04	tce/万 t	15443.41	741901	21742904.8
3	LPG		万 t	17.64	tce/万 t	17143	302403	8862510.65
4	LNG		万 t	10.77	tce/万 t	16654.35	179367	5256718.91
5	轻醇		万 t	3.02	tce/万 t	8447.13	25510	747631.318
6	重醇		万 t	1.37	tce/万 t	10751.36	14729	431673.447
						合计	3287969	96360495.5
三	项目工业总产值		万元	1270000				
四	单位产品综合能耗	当量值	tce/万元	3.19916				
		等价值		3.19920				

⑷能效与单位油品煤耗及水耗

能效（%）=能源产出总量/能源投入总量

单位油品煤耗（tce/t油品）=（能源投入总量-副产品总量）/主产品产量

新鲜水耗（t/t标煤）=新鲜水量/主产品量（折标煤）

本项目的能效、煤耗及水耗核算见表6.4-16。

表6.4-16　　能效、煤耗及水耗

序号	能源名称		年需要量		折标煤系数		折标煤	折能耗
			单位	消耗量	单位	数值	tce/a	MJ/a
一	输入能量							
1	原料煤		万 t	883.28	tce/万 t	6560.31	5794590	169822044.97
2	燃料煤		万 t	265.86	tce/万 t	5851.13	1555581	45589417.57
3	新鲜水		万 t	812.50	tce/万 t	0.86	696	20406.83
4	电	当量值	万 kWh	26.88	tce/万 kWh	1.23	33	968.24
		等价值			tce/万 kWh	3.18	85	2505.29
					合计	当量值	7350900	215432837.62
						等价值	7350953	215434374.67
二	有效能量							
1	柴油		万 t	138.91	tce/万 t	14571.00	2024058	59319056.38
2	石脑油		万 t	48.04	tce/万 t	15443.41	741901	21742904.81
3	LPG		万 t	17.64	tce/万 t	17143	302403	8862510.65
4	LNG		万 t	10.77	tce/万 t	16654.35	179367	5256718.91
5	轻醇		万 t	3.02	tce/万 t	8447.13	25510	747631.32
6	重醇		万 t	1.37	tce/万 t	10751.36	14729	431673.45
						合计	3287969	96360495.52
三	油品产量		万 t	215.36				
	副产品能源总量		tce/a	40240				
四								

1	能效	%	44.73
2	单位油品煤耗（折标煤）	tce/t 油品	3.39
3	新鲜水耗	t/t 标煤	2.50

6.4.3.2项目能耗分析

⑴同类项目对比分析

煤制油项目的主要物耗为原煤消耗和新鲜水消耗，本次评价从生产规模、物耗、水耗、综合能效等方面，将本项目与现有工程、伊泰伊犁能源有限公司540万吨/年（首期100万吨）煤制油项目、山西潞安高硫煤清洁利用油化电热一体化示范项目、宁煤400万吨煤制油项目进行对比分析，见表6. 4-17。

表6.4-17　　本项目与其他项目的物耗、能效等指标对比表

序号	项目	规模	原煤	新鲜水	综合能效
	单位	t	t（标煤）/t(油品)	t/t(油品)	%
1	本项目	200	3.41	3.77	44.73
2	现有工程	16	3.48	13.45	40.53
3	伊泰伊犁能源有限公司 540 万吨/年（首期 100 万吨）煤制油项目	100	3.8	8.25	42.18
4	山西潞安高硫煤清洁利用油化电热一体化示范项目	180	2.01	4.64	43.13
5	宁煤 400 万吨煤制油	400	3.09	6.71	42.2

由上表数据可知，本项目在采用了先进的工艺和高效的节能措施后，综合能效最高。煤耗方面，本项目低于现有工程和伊泰伊犁能源有限公司540万吨/年（首期100万吨）煤制油项目，高于山西潞安高硫煤清洁利用油化电热一体化示范项目和宁煤400万吨煤制油项目。在新鲜水消耗方面，本项目明显低于其它四个项目，主要是本项目为商业化大规模生产，优化了水资源利用方案，建设了密闭循环水冷却系统，优化了蒸汽的梯阶利用和冷凝水的回收利用，大大节约了水资源的消耗。

⑵国家相关政策要求的达标分析

《“十二五”煤炭深加工示范项目规划》中指出，煤炭深加工示范项目建成投产后，能源利用效率、煤炭和水资源消耗指标应明显优于“十一五”期间同类示范项目的水平。该规划中 “十二五”煤炭深加工示范项目能效和资源消耗指标”从项目能耗、煤耗及新鲜水耗三个方面对煤间接液化项目做了规定，原则上

要达到表6.4-18 中的基本要求，部分示范项目将达到或超过先进值。

表6.4-18 能效和资源消耗对比表

项目	项目能效		煤耗（折标煤）		新鲜水耗	
	基本要求	先进值	基本要求	先进值	基本要求	先进值
“十二五”期间煤炭深加工示范项目能效和资源消耗指标	≥42%	≥47%	《3.6 吨/吨油品	《3.4 吨/吨油品	《2.75 吨/吨标煤	《2 吨/吨标煤
本项目能效和资源消耗指标	44.73%		3.39		2.5	

由表6.2-18可知，以上数据表明，本项目的能源利用率、单位产品煤耗及新鲜水耗均符合《“十二五”煤炭深加工示范项目能效和资源消耗指标》的各项要求，其中煤耗达到先进值要求。

《关于规范煤制燃料示范工作的指导意见》（征求意见考）（国能综科技[2015]69号）中规定煤制油示范项目（费托合成路线）能效≥42%，生产1吨油品煤耗≤3.7吨标煤、新鲜水用量≤7.0t/t油品。本项目的能效为44.73%，煤耗为3.39t（标煤）/t油品，新鲜水用量为3.77 t/t油品，三项指标均满足上述要求。

6.4.4“三废”指标分析

本项目污染物经环保设施处理后全部可满足达标排放要求，SO_2排放量为397.44t/a，NO_x排放量为916.6t/a，烟粉尘排放量为372.84t/a。

本项目和其他项目的废气对比数据详见表6.4-19。

表6.4-19 吨油品三废指标对比分析

序号	项目	单位	本项目	现有工程	伊泰伊犁能源有限公司 540 万吨/年（首期 100 万吨）煤制油项目	山西潞安高硫煤清洁利用油化电热一体化示范项目
1	废气量	Nm^3/t	12264.12	--	23504.47	41225.28
2	烟粉尘	kg/t（油品）	0.17	0.35	0.15	0.26
3	二氧化硫	kg/t（油品）	0.18	2.45	0.25	0.26
4	氮氧化物	kg/t（油品）	0.43	2.70	0.86	0.93

根据上表数据可知：本项目废气的各项排放指标均较低，仅烟粉尘的单位油品排放量高于伊泰伊犁能源有限公司540万吨/年（首期100万吨）煤制油项目。

这主要是由于：

⑴本项目为规模化商业生产，规模放大使项目的物耗、能耗和水耗指标大幅下降，污染物排放指标进一步减小；

(2)本项目在一期项目的基础上，从工艺设计和环保治理措施上进行了优化，减少了污染物的排放。

6.5节水分析

6.5.1 项目节水措施

本项目用水以节流优先、治污为本，提高用水效率。在设计过程中，根据各工艺系统对水量和水质的要求，合理安排全厂用水、排水，建立合理的水量平衡系统，做到一水多用，废水回用，减少全厂耗水量。采用如下的节水措施：

⑴尽量采用空冷达到节水目的

本项目在适合采用空冷的位置，尽量采用空冷器，节水效果明显。工艺空冷器和透平空冷器总的热负荷为2307MW，如果这些热负荷采用循环冷却水来冷却，需要的循环水量为198370m3/h，如果采用常规开式循环冷却水系统，则蒸发损失及风吹损失的水量约2539t/h，本项目每年油品产量215.36 万吨，相当于每吨油品增加水耗9.4 吨。因此，本项目采用的空冷器节水量为2031 万吨/年，吨油品节水量9.4 吨，节水效果显著。

⑵合成废水综合利用达到节水目的

本项目结合国内丙烯酸装置废水处理经验，对合成水处理工艺进行了改进，即采用厌氧处理技术来处理合成废水。合成废水采用该处理工艺，解决费托合成水处理的一大难题，降低了合成废水处理的运行成本，处理后的合成水指标优于新鲜水指标，可直接回用到脱盐水制备系统；由于该工艺加碱量非常少，降低了后续“零排放”工艺，对水脱盐的负担；在实际运行过程，经过进一步摸索，有可能不需要加碱即可以稳定操作，这样处理后的合成水不再含盐，可以直接回用的煤气化装置，作为洗涤水用，替代气化装置补充的脱盐水。采用本示范工艺较合成水预处理加碱工艺可以每年节省氢氧化钠（100%）9600 吨，相当于NaOH 溶液（30%）3.2 万吨/年，每年节约运行成本8640 万元。该处理工艺每天沼气的产生量约为5 万Nm^3/d（CH_4 浓度为50~55%），该沼气用于固废焚烧系统，节省固废焚烧系统燃料气消耗。

该合成废水处理系统工程投资12319 万元。直接运行成本约2.91 元人民币/吨合成废水。该措施可节水305.2t/h，244 万吨/年，相当于吨油品节水1.13 吨，节水效果非常显著。

⑶循环冷却水系统采用的节水措施

闭式循环水系统外循环水量小，内循环不消耗循环水，节水效果明显，本项目优先考虑闭式循环水系统。结合总图布置和各装置循环水用量，全厂设置6座循环水场，采用间冷开式和间冷闭式系统，共设置4套闭式循环水系统，2套开式循环水系统。本项目闭式冷却水系统的投资及主要消耗与常规开式冷却水系统的对比见表6.5-1。

表6.5-1　　本项目循环水系统与常规开式循环水系统消耗对比

项目	单位	增湿型闭式冷却水塔	常规开式冷却水塔	消雾开式冷却水塔	备注
循环水量	m^3/h	61072.3	61072.3	13600	
投资	万元	60209	11220	7812	
蒸发及泄漏损失水量	万吨/年	195.56	783.104	151.72	包含蒸发及管网损失
排污量	万吨/年		78.23	17.48	
电耗	kwh/h	28780	17534	3920	
节水率		85%	0	15%	指蒸发损失
药剂消耗	t/a		895	200	主要药剂

从上表可以看出，本项目采用增湿型闭式冷却水塔节水率达到587.5万吨/年，折合吨油品节水量2.7吨/吨油品，节水效果显著。

本项目对于不宜采用闭式冷却水系统的地方，采用了节水型开式消雾塔，该塔水的损失量为151.7万吨/年，和常规开式冷却水塔比，节水量为23.3万吨/年，折合吨油品节水量为0.11吨/吨油品。

⑷采用合理的原煤预干燥工艺达到节水目的

本项目原料煤含水率为 24%，按原煤消耗量计算，原料煤带入工厂的水为265t/h。本项采用蒸汽流化床的预干燥技术，直接利用蒸汽将原煤含水率降低到4%，该技术是循环蒸汽将原煤流化成浮动状态，在浮动床设置列管用低压蒸汽补充热源，使原煤中水进入流化蒸汽中，流化蒸汽温度约105℃，流化蒸汽温度低，

不会产生其他气体，流化蒸汽基本全部为水蒸汽，比较干净易回收，经过旋风+布袋除尘后，利用空冷器冷却即可将干净的水回收回来，回收水量约230t/h。

本项目将该水直接补充到煤气化装置作为洗涤水用，因为该水质不含盐，优于煤气化装置灰水系统回用的洗涤水，减少了煤气化装置补充的脱盐水量。

将原煤带来水的回收利用，等于节省项目的水耗，节水量为230t/h，每年节省水量184万吨/年，折合每吨油品的节水量为0.85t/t 油品。

⑸污水处理采用“零”排放工艺达到节水目的

根据本项目污水水质特点，本项目污水处理系统包括：合成水处理、生产污水处理、废水处理及回用、高含盐水蒸发及结晶共四个处理系统。

本项目油品合成废水进入合成废水处理系统处理后回用于化学水站补水；其它生产装置产生的工艺废水、地面冲洗水及初期雨水送生产污水处理系统处理；生产污水处理系统出水与循环排污水、化学水站排水进入废水处理回用系统进一步处理，出水作为循环水场和化学水站补水；废水处理及回用系统产生浓盐水送高含盐水蒸发结晶系统进行分盐处理；污水系统产生的污泥送厂内焚烧装置处理。采用上述污水处理工艺，确保污水全部回用，实现“零”排放

⑹其他辅助节水措施

①烟气脱硫、锅炉排渣用水采用脱盐水站的清净废水，减少了新鲜水用量；

②工艺压缩机蒸汽透平冷凝液全部回收至冷凝液精制单元；

③工艺冷凝液全部回收至冷凝液精制单元；

④工艺装置产生的酸水经酸水汽提装置处理后送气化装置回用；

⑤工艺装置蒸汽汽包排污水送污水处理站处理后回用；

⑥工艺装置污染区域地面冲洗水和初期雨水送污水处理站处理后回用；

⑦项目开车前冲洗废水，停工排水、事故排水全部收集到事故水暂存池，经过处理后回用；

⑧本项目对用水进行分质管理，根据不同装置对用水水质的不同要求分质供水。对生产装置排出的废水经处理尽可能回用作生产用水，减少一次用水量。

6.5.2水耗指标核算

本项目的设计坚持“节流优先，制污为本，提高用水效率”的工业节水方针，合理用水，循环用水，提高了用水效率。

内蒙古伊泰煤制油有限责任公司200万吨/年煤炭间接液化示范项目新鲜水消耗为812.5 万m^3/a，油品产量为215.36 万t/a，单位耗水量为3.77 m^3水/吨油品。各水耗指标计算见下：

⑴全厂工业水重复利用率R

本项目设计全厂总用水量60830.42 万m^3/a，循环水正常使用量为59100.52万m^3/a，回用水正常水量为893.40 万m^3/a。全厂水重复利用率为：

$$R=\frac{V_r}{V_t}=\frac{59100.52+893.40}{60830.42}\times 100\%=98.62\%$$

式中：R—重复利用率（可简称复用率），%；

V_r—重复利用水量（包括循环用水量和串联用水量），m^3；

V_t—生产过程中总用水量，为V_r与V_f之和，m^3；V_f为生产过程取水量，m^3。

⑵循环水回用率r_c

在一定的计量时间内，循环水量与循环水总用量之比为循环水回用率。本项目设计冬季间接冷却水循环量为74672.3 m^3/h，夏季间接冷却水循环量为73079 m^3/h。冬季循环系统总用水量为74749.2 m^3/h，夏季循环系统总用水量为73491 m^3/h，冷却水循环率为：

冬季：

$$r_c=\frac{V_{cr}}{V_t}\times 100\%=\frac{74672.3}{74749.2}\times 100\%=99.89\%$$

夏季：

$$r_c=\frac{V_{cr}}{V_t}\times 100\%=\frac{73079}{73491}\times 100\%=99.43\%$$

式中：r_c—冷却水循环率，%；

V_{cr}—冷却水循环量，m^3；

V_t—冷却水总用水量，为循环量与新水量之和，m^3。

经计算，全厂冬季冷却水循环率为 99.89%，夏季冷却水循环率为 99.43%。超过了《节水型城市目标导则》考核指标—间接冷却水循环率≥95%的要求，达到了国内较为先进的水平。

⑶新鲜水利用系数K_f

本项目夏季全厂用新鲜水正常水量为1258.2m³/h，生产废水经处理后达标回用，其中装置污泥等带水损失29.32m³/h，蒸发量为1.4m³/h。冬季全厂用新鲜水正常水量为773m³/h，生产废水经处理后达标回用，其中装置污泥等带水损失30.8m³/h，蒸发量为1.4m³/h。全厂的新水利用率为：

夏季：

$$K_f = \frac{Q_{x,s}}{Q_{x,z}} \times 100\% = \frac{1258.2 - 29.32 - 1.4}{1258.2} = 0.9756$$

冬季：

$$K_f = \frac{Q_{x,s}}{Q_{x,z}} \times 100\% = \frac{773 - 30.8 - 1.4}{773} = 0.9583$$

式中：K_f—全厂新水利用率；

$Q_{x,z}$—全厂取用新鲜水量，m³/h；

$Q_{x,s}$—全厂实际耗水量，m³/h。

⑷单位油品用水量V_{ui}

本项目已批复的正常情况下年取水量为812.5万m³/a。本项目主产品量为215.36万t/a，则单位油品的用水量为：

$$V_{ui} = \frac{V_i}{Q} = \frac{812.5}{215.36} = 3.77 m^3/t油$$

式中：V_{ui}—单位产品新水量，m³/t油；

V—全厂用新鲜水量总和，万m³；

Q—年生产主产品总量，万t。

6.5.3水耗指标分析

⑴综合用水率

项目依据各用水单元对水量、水质的不同要求，设计中尽量做到循环用水、分级供水、一水多用，对各用水装置实行定额管理，提高水的利用效率。本项目一次水用量为812.5万/a，生产用水采用分质分级供水，使水资源得到有效利用；同时通过设置完善的污废水收集、处理、回用系统，使水的重复利用达到了98.62%，循环水回用率达99%以上，各项用水指标符合《建设部关于印发<节水型企业（单位）目标导则>的通知》（城建[199745号]）中》的要求，达到国际、国内先进

水平，符合国家有关节水的产业政策要求。

⑵同类项目比较

本项目与国内四个煤制油项目的新鲜水用量、单位产品新鲜水耗、循环水重复利用率的等指标进行比较，见表6.5-1。本项目的单位产品新鲜水耗最低，水重复利用率也较高，仅低与潞安潞安高硫煤清洁利用油化电热一体化示范项目0.06个百分点。

表6.5-1　　本项目与同类项目用水指标比较

序号	企业名称	规模	新鲜水用量 10^4 m^3/a	单位产品新鲜水耗	水重复利用率
		t	10^4 m^3/a	t/t(油品)	%
1	本项目	200	812.50	3.77	98.62
2	现有工程	16	-	13.45	-
3	伊泰伊犁能源有限公司540万吨/年（首期100万吨）煤制油项目	100	838.00	8.25	98.31
4	山西潞安高硫煤清洁利用油化电热一体化示范项目	180	835.54	4.64	98.68
5	宁煤400万吨煤制油	400	2608.00	6.71	98.11

⑶国家相关政策要求的达标分析

根据本项目的特点，分别参考《全国水资源综合规划》、《煤化工行业清洁生产与循环经济技术政策》、《煤炭深加工示范项目规划》中的指标，对本项目的水耗进行分析。详见表6.5-2。

表6.5-2　　本项目与相关政策要求的达标分析

指标	单位	来源	标准要求		本项目	达标分析
万元工业增加值取水量	m^3/万元	《全国水资源综合规划》	≤65（2020年标准）		10.74	是
循环水回用率	%	《煤化工行业清洁生产与循环经济技术政策》	＞90			是
新鲜水耗	t/t标煤	《煤炭深加工示范项目规划》	基本要求	≤2.75	2.5	是
			先进	≤2		否

6.6二氧化碳排放与回收利用

本项目CO_2排放源主要有：气化装置常压煤粉仓过滤器排放气、气化装置减压二氧化碳排放气、低温甲醇洗洗涤塔尾气、硫回收装置焚烧尾气、油品合成脱碳再生废气、油品加工加热炉烟气、焚烧炉、燃气锅炉及火炬废气、热电装置燃煤锅炉烟气。

经核算，本项目CO_2排放量总计1397.3万t/a。根据目前调研的情况分析，制约CO_2综合利用因素是多方面的，包括政策、技术、经济、市场、观念等层面，其中市场需求、相关政策及废气中CO_2的浓度等是主要因素。针对本项目，本阶段考虑抛弃法直接外排。

建设单位积极通过碳汇林途径减少CO_2排放。碳汇林建设规模、情况，及碳减排量计算等相关描述及分析详见17.1.6。

6.7环境监测与环境管理体系

环境监测可以提供有关污染物排放和环境质量的科学依据，有利于及时发现环境问题，并尽快作出判断、解决问题，环境管理可以减少环境事故出现的机率，并针对出现的环境问题进一步完善环境管理制度以避免环境问题的重复发生。环境监测和环境管理体系是对项目建成投产后污染物控制的有效手段，是环境保护系统必不可缺的保障环节。

本项目将建立完整的环境监测和环境管理体系，其中在环境监测方面本项目根据国家有关要求建设三级化工企业环境保护监测站，制定完善的环境监测大纲；在环境管理方面，本项目综合职业卫生、安全与环境保护管理的要求，建立统一的HSE体系，符合当今环境管理发展的要求。

本项目的环境监测与管理体系为清洁生产的实施提供有力保证。

6.8循环经济分析

6.8.1概述

“可持续发展”是指既满足当代人需要，又不对后代满足其需要的能力构成危害的发展。可持续发展定义为：可持续发展的根本点就是经济社会的发展与资源环境相协调，其核心在于生态与经济相协调。可持续发展即谋求在经济发展、

环境保护和生活质量的提高之间实现有机平衡的一种发展。

可持续发展包含：

⑴可持续发展并不否定经济增长，但需要重新审视经济增长方式；

⑵可持续发展以自然资源为基础，同环境承载能力相协调；

⑶可持续发展以提高人民生活水平为目标；

⑷可持续发展承认并要体现出环境资源的价值。

可持续发展的关键是处理好经济发展与资源环境的关系。经济发展与资源环境二者相互促进而又彼此制约，一方面，资源环境是经济发展的前提，只有保持资源环境不被破坏，才能保证经济的持续快速发展；另一方面，持续快速的经济发展又为资源环境的保护提供技术保证和物质基础。可持续发展战略的要求如下：

⑴人类以人与自然相和谐的方式去生产；

⑵把环境与发展作为一个相容整体出发，制定出社会、经济可持续发展的政策；

⑶发展社会科学技术、改革生产力方式和能源结构；

⑷以不损害环境为前提，控制适度的消费和工业发展的生态规模；

⑸从环境与发展最佳相容性出发确定其管理目标和优先次序；

⑹加强和发展资源环境保护的管理；

⑺发展绿色文明和生态文化。

循环经济作为一种新的生产方式，它是在生态环境成为经济增长制约要素、良好的生态环境成为一种公共财富阶段的一种新的技术经济范式，是建立在人类生存条件和福利平等基础上的以全体社会成员生活福利最大化为目标的一种新的经济形态。“资源消费→产品→再生资源”闭环型物质流动模式，资源消耗的减量化、再利用和资源再生化都仅仅是其技术经济范式的表征。其本质是对人类生产关系进行调整，其目标是追求可持续发展。

循环经济的技术主体要求在传统工业经济的线性技术范式基础上，增加反馈机制。在微观层次上，要求企业纵向延长生产链条，从生产产品延伸到废旧产品回收处理和再生；横向技术体系拓宽，将生产过程中产生的废物进行回收利用和无害处理。在宏观层次上，要求整个社会技术体系实现网络化，使资源实现跨产业循环利用，综合对废物进行产业化无害处理。循环经济的技术体系以提高资源利用效率为基础，以资源的再生、循环利用和无害处理为手段，以经济社会可持

续发展为目标，推进生态环境保护。作为科学技术发展方向的高技术发展既关注经济增长和国防目标，也将环境保护和资源再生利用作为重点领域。这实质上是在技术范式革命的基础上实现人与自然的和谐，建立一种新的经济发展模式。

循环经济是一种生态经济，它要求运用生态学规律来指导人类社会的经济活动，提倡的是一种与环境和谐的经济发展模式，要求把经济活动组织成一个“资源——产品——再生资源”的反馈流程，其特征是低开采、高利用、低排放，所有的物质和能量要能在这个不断进行的经济循环中得到合理和持久的利用，以把经济活动对自然环境的影响降低到可能小的程度。

循环经济主要有三大原则，即“减量化、再利用、资源再生化”。 减量化原则针对的是输入端，旨在减少进入生产和消费过程中物质和能源流量，对废物的产生，是通过预防的方式而不是末端治理的方式来加以避免的；再利用原则属于过程性方法属于过程性方法，目的是延长产品和服务的时间强度，也就是说，尽可能多次或多种方式的使用物品，避免物品过早的成为垃圾；资源再生化原则是针对输出端，把废物再次变成资源以减少最终处理量，资源再生化能够减少垃圾的产生，制成使用能源较少的新产品。

现阶段我国在推动生产领域的循环经济工作中应抓好三项工作：一是以落实《清洁生产促进法》及《循环经济促进法》为契机，重点抓好企业清洁工作，这对解决我国进入新的重化工时期所引起的新一轮环境污染高峰问题非常关键；二是大力培育和发展工业废弃资源利用产业；三是因地制宜以市场利益机制和经济政策为手段促进生态工业园区建设和生态农业发展。

6.8.2循环链分析

⑴项目本身循环

①燃料气回收利用

本项目尾气处理装置、油品合成装置及生产污水处理系统将副产大量高热值燃料气，其中尾气处理装置深冷分离单元燃料气、油品合成装置副产脱碳闪蒸气，上述燃料气全部进入全厂的燃料气管网，将通过全厂燃料气管网供给气化装置的热风炉和油品加工装置的加热炉。

本项目产生的燃料气全部回用于装置，燃料气回用量为40170kg/h（433365.486MJ/h），燃料气属于清洁能源，可以做到节约能源、降低成本、保

护环境的目的。本项目采用燃料气作为燃料，其总热值为433365.486MJ/h（346692.4万MJ/h），每年可节约标煤11.82万吨，符合清洁生产的要求。

②尾气回收

低温甲醇洗单元产生的高压CO_2载气，主要含有硫化氢、甲醇等污染物，送至气化装置输送煤粉。

污水处理场厌氧工艺在处理有机物的同时产生沼气，产生的沼气首先经脱水脱硫处理，然后送至沼气储柜，最后经风机送焚烧炉作燃料。

③余热发电

各等级副产蒸汽并入相应等级的蒸汽管网利用。其中FT合成装置及变化装置副产大量的中压饱和蒸汽，除部分用于少量工艺加热用户和热电装置锅炉给水加热器外，多余的蒸汽用来发电。

④废水回用

本项目用水按照“一水多用，梯级用水”的原则，废水在厂内实现资源回收利用。为节约新水耗量，减少排污，本项目设废水处理及回用装置一座，进水来自全厂清净废水和经污水处理场处理后达标的生化污水。产水将作为循环水系统补水及制脱盐水原水。废水处理及回用包括：生化出水回用系统、清净废水回用系统、浓盐水处理系统和纯化系统。

煤化工废水具有含盐量高、污染物种类多、组分复杂、杂质离子难去除等特点，因此要实现废水零排放，需对整套废水处理系统做到统筹考虑、系统优化设计，让每个工艺单元充分发挥各自的作用，具体水处理工艺流程见17.2.2.4。

⑵区域循环

①资源转化

本项目充分利用当地丰富的煤炭资源，通过“洁净煤”技术发展煤化工产品，既有利于实现当地丰富的煤炭资源优势转化经济优势，又避免煤炭燃烧产生的污染，保护当地环境。

将西北部内陆丰富的煤炭资源就地转化后，送往能源相对匮乏的，且能源需求量大的京津冀地区，实现资源能源跨区域合理配置，符合循环经济理念。

②酸性气回收

本项目排放的含硫气体主要包括酸性水汽提单元的汽提酸性气和低温甲醇洗单元的酸性气，工艺方案中设置硫回收单元，采用克劳斯+尾气氨法脱硫

（EADS）处理技术回收两股含硫气体中的硫组分，生产硫磺副产品外售，回收资源的同时创造经济价值。

③固废综合利用

本项目在生产过程中产生的固体废物，按“资源化、减量化、无害化”的原则，根进行处置等。废催化剂和保护剂等危险废物厂家回收或送有资质的单位，气化炉渣和锅炉炉渣等一般固废综合利用或送园区渣场综合利用，最终本项目固废综合利用率为89.85%。

6.8小结

本项目在设计中充分体现了清洁生产理念和循环经济理念，工艺技术先进，达到国际先进水平：

⑴本项目原辅材料选择符合清洁生产原则，产品属于清洁产品；总加工流程合理，充分体现了清洁生产理念，加工规模为200 万吨/年，达到大型化规模经济。自动控制信息系统先进，保证了装置安全、可靠、稳定、高质量、高效的运行。

⑵本项目所包括的6套化工装置均进行了详尽的国内外工艺路线比选。比选的基本原则是：产品纯度高、产品收率高、物耗能耗少、三废排放少、国内配套容易、操作稳定方便等。本项目从工艺装置设计上采取了一系列的节能措施。

⑶本项目能效44.73%，煤耗3.39 吨/吨油品，达到《“十二五”煤炭深加工示范项目规划》中项目能效和资源消耗指标的先进要求。项目水耗2.5 吨/吨标煤，达到《“十二五”煤炭深加工示范项目规划》中项目能效和资源消耗指标的基本要求。

⑷本项目在用水工艺流程上遵循节约、可靠、经济的原则，重视节水和提高水的利用率，采用空冷技术和闭式循环水方式，提高循环水的浓缩倍数，采用先进的水处理技术，最大限度回用生产污水。本项目工业水重复利用率为98.62%，全厂冬季冷却水循环率为99.89%，夏季冷却水循环率为99.43%。。

⑸针对本项目排放的“三废”均采用了技术可靠经济合理的污染治理措施，确保各类污染物达到排放，产生的影响是环境可接受的。

7 规划和政策符合性分析

7.1 政策符合性分析

7.1.1 项目准入政策符合性分析

⑴产业结构调整指导目录（2011年本）（2013年修正）

根据2013年2月16日国家发展改革委第21号令公布的《国家发展改革委关于修改<产业结构调整指导目录（2011年本）>有关条款的的决定》，本项目没有淘汰类和限制类的工艺装置。

⑵内蒙古自治区人民政府关于产业结构调整的指导意见

2013 年 11 月，内蒙古自治区人民政府发布《内蒙古自治区人民政府关于产业结构调整的指导意见》（内政发[2013]112 号）。意见中提到，自治区应以资源环境承载能力为基础，高起点、高标准加快发展现代煤化工产业。在东中西部水煤等要素组合条件较好的地区，积极稳妥推进煤制油、煤制气等示范工程建设，适时推进产业化，将自治区建成全国重要的现代煤化工生产示范基地。

本项目厂址所在的大路工业园区南工业基地是内蒙古自治区规划的重点工业园区之一，是按照一体化、基地化、大型化、现代化和集约化的原则及节能、降耗、循环经济理念开发建设的新型煤化工产业基地。本项目为国家大型煤制油商业化示范项目，建设符合自治区人民政府关于产业结构调整的指导意见。

⑶沿黄沿线经济带主导产业发展导入准则（2011年）

为促进内蒙古自治区产业结构优化升级，推进节能降耗，实现可持续发展，根据国家发布的产业结构调整相关指导意见，并结合内蒙古沿黄沿线经济带区域产业发展实际和产业发展规划，内蒙古自治区发改委以内政办发[2011]110 号文发布《沿黄沿线经济带主导产业发展导入准则（2011 年）》。该导则自公布之日起施行，期间如国家发布新的规定，则按国家新的规定执行。

内蒙古沿黄沿线经济带新型化学工业重点发展门类包括煤化工产业，其投资规模标准、投资强度标准、环境保护标准、技术水平标准见表 7.1-1，本项目参照执行。

表 7.1-1　　沿黄沿线经济带煤制油产业发展导入准则（部分）

投资规模标准	近期（2010-2015）100 万吨/年以上 中期（2016-2020）120 万吨/年以上 远期（2021-2030）150 万吨/年以上
技术水平标准	鼓励焦油加氢处理、煤焦油产品深加工等先进适用技术，鼓励引进低温甲醇洗技术、低压甲醇合成技术等
产值水耗标准	近期（2010-2015） 2.5（吨/吨） 中期（2016-2020） 2.2（吨/吨） 远期（2021-2030） 2.0（吨/吨）

⑷国家发展改革委办公厅关于内蒙古伊泰煤炭间接液化示范项目开展前期工作的复函（发改办能源[2013]3054号）（附件2）

2013年12月，国家发改委办公厅以发改办能源[2013]3054号文同意本项目开展前期工作。项目应承担大型煤炭分级液化技术和蓄热式转底炉低温干馏技术工业化应用，中科合成油公司百万吨级费托合成及油品加工成套技术和关键装备工业化应用等示范任务。项目如需新建配套热电站，应加强与化工装置的耦合集成，优化和充分利用各等级热能，按照“高效灵活、安全可靠、联合布置、辅助共用”的原则确定建设方案。

本项目承担了中科合成油公司百万吨级费托合成及油品加工成套技术和关键装备工业化应用的示范任务，且合成单元采用国内自主知识产权的高温浆态床F-T合成技术HTSFTP，催化剂还原单元设计采用的是以中科合成油技术有限公司开发的催化剂SynFT-I为核心的催化剂预处理技术，符合复函要求。

本项目未采用发改办能源[2013]3054号中要求的煤炭分级液化技术和蓄热式转底炉低温干馏技术，原因是现煤炭分级液化技术万吨级实验装置已建成，关键技术还需长期验证，待后期实验取得突破进展后再实施大型煤炭分级液化技术工业化应用。现蓄热式转底炉低温干馏技术尚无大型化运行业绩，待后期大型化技术成熟后再实施蓄热式转底炉低温干馏技术工业化应用。

7.1.2 煤化工产业政策符合性分析

⑴国务院关于促进煤炭工业健康发展的若干意见（国发[2005]18号）

为促进煤炭工业持续稳定健康发展，保障国民经济发展需要，国务院在2005年提出意见，应推进洁净煤技术产业化发展。发展改革委应制定规划，完善政策，组织建设示范工程，稳步实施煤炭液化、气化工程，带动以煤炭为基础的新型能

源化工产业发展。采用先进的燃煤和环保技术，提高煤炭利用效率，减少污染物排放。

⑵国家发展改革委关于加强煤化工项目建设管理促进产业健康发展的通知（发改工业[2006]1350号）

我国石油、天然气资源短缺，煤炭资源相对丰富，发展煤化工产业，有利于推动石油替代战略的实施，满足经济社会发展的需要。为统筹规划、合理布局、科学引导和规范煤化工产业的发展，国家发改委2006年提出了《国家发展改革委关于加强煤化工项目建设管理促进产业健康发展的通知》（发改工业〔2006〕1350号）。该通知中提出，各地区、各部门特别是主要煤炭生产省要高度重视煤化工产业发展工作，深刻认识盲目发展的危害性，认清形势、准确把握产业发展方向。用科学发展观统领产业发展全局，综合平衡各方面因素，深入开展科学论证，广泛听取各方面意见，正确处理产业发展速度、规模与资源、生态环境承受能力的关系，谨慎决策煤化工项目的建设，努力实现经济社会和谐发展。国土资源、环境保护、银行也要严把准入关，防范贷款风险。该通知中对各地区、各部门煤化工产业发展工作提出了若干要求，本项目对这些要求的落实情况见表7.1-2。

⑶国家发展改革委关于规范煤化工产业有序发展的通知（发改产业[2011]635号）

为应对产业风险、煤炭供需矛盾、以及节能减排的压力，并遏制地方仍存在不顾条件大上煤化工的问题，国家发改委于 2011 年发布通知，要求进一步规范煤化工产业有序发展。在严格产业准入政策，加强项目审批管理、强化要素资源配置和落实行政问责制等方面提出若干要求。本项目对通知中主要要求的落实情况详见表 7.1-3。

表7.1-2 《国家发展改革委关于加强煤化工项目建设管理促进产业健康发展的通知》对照情况一览表

序号	发改工业〔2006〕1350号通知要求		本项目情况	符合性
1	产业规划	煤化工产业涉及国民经济众多部门。国家将制定煤化工产业发展规划。各地区要结合当地实际，按照科学发展观的要求，认真做好煤化工产业区域发展规划的编制工作，加强产业发展引导。	本项目位于大路工业园区，内蒙古自治区发展和改革委员会以内发改产业字[2013]406号文对大路工业园区产业发展规划进行批复。	符合
2	产业布局	我国煤炭资源分布相对集中，消费市场分布较广。为促进煤炭产销区域平衡，鼓励煤炭资源接续区煤化工产业发展，适度安排供煤区煤化工项目的建设，限制调入区煤化工产业的发展（以本地高硫煤或劣质煤为原料的项目，以及二次加工项目除外）。	本项目厂址所在的内蒙古自治区鄂尔多斯市准格尔旗拥有丰富的煤炭资源，煤炭分布相对集中。本项目原料煤和燃料煤所在的塔拉壕煤矿和酸刺沟煤矿环评报告均已获得环保部批复。	符合
3	发展重点	稳步发展煤制油品、甲醇、二甲醚、烯烃等石油替代产品。	本项目以煤炭为原料，生产柴油、石脑油、LPG、LNG及副产品混醇等，属于煤制油品项目。	符合
4	煤炭使用	煤化工产业是煤炭深加工产业。煤化工产业的发展必须统筹兼顾煤炭工业可持续发展和相关产业对煤炭的需要。国家实行煤炭资源分类使用和优化配置政策。炼焦煤（包括气煤、肥煤、焦煤、瘦煤）优先用于煤焦化工业，褐煤和煤化程度较低的烟煤优先用于煤液化工业，优质和清洁煤炭资源优先用作发电、民用和工业炉窑的燃料，高硫煤等劣质煤主要用于煤气化工业。无烟块煤优先用于化肥工业。	本项目原料煤来自位于鄂尔多斯市东胜区的塔拉壕煤矿井田，具有低灰、低硫的特点。燃料煤来自位于准格尔东部矿区的酸刺沟井田，具有低硫、低灰、高燃值的特点。	符合
5	水资源平衡	除云南、贵州等地外，我国煤炭资源与水资源呈逆向分布。大部分煤化工产品耗水量较大。煤化工产业发展应“量水而行”，严禁挤占生活用水和农业用水发展煤化工产业。严格控制缺水地区煤气化和煤液化项目的建设。限制高耗水工艺和装备的应用，鼓励采用节水型工艺，大力提倡废水、中水、矿井水回用等煤化工技术。	根据《内蒙古自治区水利厅关于伊泰煤制油有限责任公司煤炭间接液化示范项目取用水的复函》（内水便函[2014]130号）（附件13）、《鄂尔多斯市人民政府关于同意调整解决内蒙古伊泰煤制油有限责任公司200万吨/年煤炭间接液化示范项目用水指标的批复》（鄂府函[2014]100号）（附件12）、《鄂尔多斯市人民政府关于商请调整我市一期水权转让项目用水指标及二期水权转让指标配置的函》（鄂府函[2012]269号）（附件11），基本同意本建设项目以水权转	符合

序号	发改工业〔2006〕1350号通知要求		本项目情况	符合性
			换方式取得用水指标。	
6	运输安全	我国煤炭资源主要分布在中西部地区，煤化工产品主要消费在东部沿海地区，产销区域分割。大部分液态或气态煤化工产品具有毒性或易燃易爆的性质。煤化工项目必须具有较高的产品安全运输保障。对不具备运输条件的煤化工项目应不予核准或备案。	本项目产品出厂方式为铁路和公路运输。其中LPG、石脑油、柴油、LNG90%采用铁路运输，10%采用公路运输；成品混醇全部采用公路运输。与公路相比，铁路运输的事故发生率较低，本项目主要通过铁路进行运输。设计中将保证运输容器完整性，并建立有效的事故应急方案，从而减少万一发生事故后产生的影响。	符合
7	环境保护	我国煤炭资源主要分布在生态环境比较脆弱的地区。煤化工产业对生态环境影响较大，生产过程要排出相当数量的废渣、废水和废气。按照发展循环经济，建立和谐社会的要求，煤化工项目必须达到废弃物减量化、资源化和无害化标准。对不能实现废弃物综合利用和无害化处理的煤化工项目应不予核准或备案。	本项目将采用先进的生产工艺，“三废”产生量相应减少。对于产生的“三废”，将采取相应的处理措施，使其达到减量化、资源化和无害化标准。产生的所有废渣将通过回收、综合利用、焚烧或填埋进行处置。	符合
8	技术政策	各地区要加大结构调整力度，促进产业优化升级。禁止核准或备案采用固定床间歇气化和直流冷却技术的煤气化项目。煤化工项目各项消耗指标必须达到国家（行业）标准或强制性规范要求。鼓励企业采用拥有自主知识产权的先进技术。	本项目气化采用干粉煤激冷气化技术，各项消耗指标满足“十二五”期间煤炭深加工示范项目能效和资源消耗指标基本要求，其中煤耗达到先进值要求。	符合
9	项目管理	加强项目建设管理，从严审核煤化工项目。按照《国务院投资体制改革决定》的精神，对煤制油、煤制烯烃和外商投资煤化工项目，按照有关规定严格实行核准制；严禁化整为零，违规审批，或将核准权限逐级下放。对实行备案的煤化工项目，各地区要按照省级人民政府制定的实施办法严把项目审核关。	本项目将严格实行核准制，所建的工艺装置及配套的公用工程将作为一个整体，报国家相关部门审批。	符合
10	风险防范	煤化工产业具有规模化、大型化、一体化、基地化的特征；技术含量高，投资强度大；对项目业主实力和社会依托条件要求较高。我国煤炭资源主要分布在经济社会发展水平相对较低的就中西部地区，依托条件相对较差。发展煤化工产业不仅要树立牢固的风险防范意识，更要有较强的风险防范能力。	本项目生产规模较大，产品种类较多，涉及一些危险化学品，存在潜在风险，对此将加强风险防范措施，提高风险防范意识，增强风险防范能力。	符合

表7.1-3 《国家发展改革委关于规范煤化工产业有序发展的通知》主要要求对照情况一览表

序号	发改产业〔2011〕635号通知要求		本项目情况	符合性
1	产业政策	加强项目审批管理，在新的核准目录出台之前，禁止建设年产100万吨及以下煤制油项目。	本项目为年产200万吨煤制油项目。	
2	产业规划	进一步加强煤化工生产要素资源配置，积极推动区域产业规划的环境影响评价和节能评估，严格项目环境评价审核和节能审查。	本项目位于大路工业园区，周边煤炭资源丰富，鄂尔多斯市人民政府以鄂府发[2015]35号文对大路工业园区总体规划进行批复，内蒙古自治区环境保护厅以内环字[2015]27号文对大路工业园区总体规划变更环评提出审查意见。	符合
3	产业布局	示范项目建设要按照石化产业的布局原则，实现园区化，建在煤炭和水资源条件具备的地区。	本项目位于大路工业园区内，园区产业规划、总体规划和规划环评已获得相关主管部门的批复和审查意见；本项目地处准格尔旗，周边煤炭资源富集；本项目水资源来自水权转换，条件具备。	符合
4	水资源	严禁挤占生活、生态和农业用水发展煤化工，对取水量已达到或超过控制指标的地区，暂停审批煤化工项目新增取水。	本项目用水指标来自于水权转换，项目水资源论证报告 获得黄委会批复。	符合
5	示范要求	示范项目的实施主要为了探索和开发出科学高效的煤化工技术，培育具有知识产权和竞争能力的市场主体。	本项目主要承担中科合成油公司百万吨级费托合成及油品加工成套技术等示范任务。	

⑷国务院关于进一步促进内蒙古经济社会又好又快发展的若干意见

2011年6月，国务院以国发[2011]21号文发布《关于进一步促进内蒙古经济社会又好又快发展的若干意见》。该意见指出，内蒙古自治区的战略定位是国家重要的能源基地、新型化工基地、有色金属生产加工基地和绿色农畜产品生产加工基地。应充分发挥煤炭资源优势，提高开发和深加工水平，以资源环境承载能力为基础，依据国家规划适度发展煤化工产业，优先布局升级示范项目，适时推进产业化，努力打造国家新型化工基地。在项目核准、资源配置等方面给予积极支持。同时，加快构建沿黄河、沿交通干线经济带，合理布局生产力，着力提升能源、新型化工、装备制造等产业水平，推进呼和浩特、包头、鄂尔多斯一体化发展。本项目建设符合该意见要求。

⑸国家能源局关于规范煤制油、煤制天然气产业科学有序发展的通知（国能科技[2014]339 号）

为了进一步规范煤制油（气）产业科学有序发展，国家能源局于 2014 年发布通知，煤制油（气）处于产业化示范阶段，要坚持统筹规划、科学布局、严格准入，在生态环境和水资源条件允许的前提下有序推进示范项目建设，适度发展产业规模。禁止建设年产 20 亿立方米及以下规模的煤制天然气项目和年产 100 万吨及以下规模的煤制油项目。

本项目为年产 200 万吨/年煤间接液化项目，位于大路工业园区南工业基地，周边煤炭资源丰富，根据《内蒙古自治区水利厅关于伊泰煤制油有限责任公司煤炭间接液化示范项目取用水的复函》、《鄂尔多斯市人民政府关于同意调整解决内蒙古伊泰煤制油有限责任公司 200 万吨/年煤炭间接液化示范项目用水指标的批复》、《鄂尔多斯市人民政府关于商请调整我市一期水权转让项目用水指标及二期水权转让指标配置的函》，《黄委关于内蒙古伊泰煤制油有限责任公司 200 万吨/年煤炭间接液化示范项目水资源论证报告书的批复》（黄水调[2015]323 号）（附件 19）同意本建设项目以水权转换方式取得用水指标。且国家发展改革委办公厅以《关于内蒙古伊泰煤炭间接液化示范项目开展前期工作的复函》同意本项目开展前期工作。因此，本项目符合该文件的相关要求。

⑹煤炭清洁高效利用行动计划（2015-2020 年）（国能煤炭[2015]141 号）

加快推动能源消费革命，进一步提高煤炭清洁高效利用水平，有效缓解资源环境压力，国家能源局于 2015 年 5 月发布《煤炭清洁高效利用行动计划

（2015-2020 年）》。

该计划中提到，要根据水资源、环境容量和生态承载力，在新疆、内蒙古、陕西、山西、宁夏等煤炭资源富集地区，科学推进鄂尔多斯、锡盟、晋北、晋中、晋东、陕北、宁东、哈密、准东等 9 个以电力外送为主的大型煤电基地建设。坚持规模化、大型化、一体化、园区化、集约化发展，禁止在《全国主体功能区规划》确定的限制和禁止开发重点生态功能区内建设现代煤化工项目。发展超低排放燃煤发电，推进煤电节能减排升级改造。推进废弃物资源化利用，减少污染物排放，开发脱硫石膏、粉煤灰大宗量规模化利用及精细化利用技术，积极推广粉煤灰和脱硫石膏在建筑材料、土壤改良等方面的综合利用。积极开展二氧化碳捕集、利用与封存技术研究和示范；鼓励现代煤化工企业与石油企业及相关行业合作，开展驱油、微藻吸收、地质封存等示范，为其它行业实施更大范围的碳减排积累经验。

本项目位于依法设立的大路工业园区南工业基地，是《全国主体功能区规划》的重点开发区域。热电装置燃煤锅炉执行“超低排放”，脱硫产生的硫酸铵外售，粉煤灰、锅炉渣等固废由准格尔旗大路煤化工基地开发有限责任公司接收后，先将其暂存于园区渣场内，后提供给园区粉煤灰提取氧化铝企业用作原料。建设单位通过碳汇林建设以减少本项目外排二氧化碳对生态环境的影响。符合上述文件要求。

⑺关于规范煤制燃料示范工作的指导意见（第二次征求意见稿）

为规范煤制燃料示范工作和示范项目建设，国家能源局综合司于 2015 年 3 月发布关于征求《关于规范煤制燃料示范工作的指导意见》的意见函，并于 7 月发布第二次征求意见稿。意见中指出，示范项目必须落实环境容量和排污去向，能效、资源消耗以及污染物排放等主要技术指标应符合法律法规规定的准入条件。应落实最严格水资源管理制度，坚持“量水而行”，严禁挤占生活用水、农业用水和生态用水，严禁取用地下水，鼓励利用矿井水、中水等非常规水资源，通过采用空气冷却、闭式循环、废水制浆等节水技术和装备，尽可能提高用水效率。

不在以下地区布局示范项目：

①已达到或超过污染物总量控制指标、水资源总量控制指标或能源消费量控制指标的地区。

②《全国主体功能区规划》中确定的限制和禁止开发重点生态功能区。各类

风景名胜区、自然保护区、饮用水源保护区、森林公园、地质公园、湿地公园以及其他需要特别保护的区域。

③城市规划区边界外、敏感区 5 公里以内，居民聚集区卫生防护距离范围内。

指导意见中对煤制油示范项目能效、煤耗、新鲜用水量、工业用水重复利用率等指标具体要求如下：

煤制油示范项目（费托合成路线）能效≥42%，生产 1 吨油品煤耗≤3.7 吨标煤、新鲜水用量≤7 吨。示范项目还应满足《煤直接液化制油单位产品能源消耗限额》（GB30178-2013）、单位产品取水定额、单位产品用水量等相关国家标准或行业标准。

示范项目选址的环保要求：

①示范项目必须布局在化工园区内，所在化工园区应符合相关规划要求，污水收集与处理、固废处置（含危险废物）、集中供热供气等公用基础设施齐备，环境监管能力匹配，环境风险可控，近五年内未发生过环境污染事件。

②项目所在区域无纳污水体时，应论证零排放措施的技术经济可行性，或采用其他合法可行的排污去向。

③项目所在区域无环境容量时，需以“淘汰落后产能、污染物全面减排、环境质量改善”为原则。

本项目布局于大路工业园区南工业基地，园区符合相关规划要求，是《全国主体功能区规划》中的重点开发区。本项目能效 44.73%，煤耗 3.39t/t 油品，新鲜水耗 2.5t/t 标煤，满足征求意见稿要求。

7.1.3 环保相关政策符合性分析

⑴《关于印发能源行业加强大气污染防治工作方案的通知》（发改能源[2014]506 号）

2014 年 3 月，国家发改委联合能源局、环保部下发了《关于印发能源行业加强大气污染防治工作方案的通知》，该通知提出：应加大火电、石化和燃煤锅炉污染治理力度，采用先进高效除尘、脱硫、脱硝技术；提高石化行业清洁生产水平，加强挥发性有机物排放控制和管理；全面推行 LDAR（泄漏检测与修复）技术改造，加强生产、储存和输送过程挥发性有机物泄漏的监测和监管；每小时 20 蒸吨及以上的燃煤锅炉要实施脱硫，燃煤锅炉现有除尘设施实施升级改造。并拓展新的成品油来源，发挥煤制油和生物燃料超低硫的优势，推进陕西榆林、内蒙古鄂尔多斯、山西长治等煤炭液化项目以及浙江舟山、江苏镇江、广东湛江等生物燃料项目建设，为京津冀及周边地区、长三角、珠三角等区域提供优于国 V 标准的清洁油品。

本项目锅炉采用脱硫脱销、高效除尘等措施，罐区及装卸站采用油气回收设施，并积极推行 LDAR 技术，各项环保措施符合该政策要求。

⑵关于印发石化行业挥发性有机物综合整治方案的通知（环发[2014]177 号）

2014 年 12 月，环保部下发了《关于印发石化行业挥发性有机物综合整治方案的通知》，其中明确规定：工艺废气应优先考虑生产系统内回收利用，难以回收利用的，应采用催化燃烧、热力焚烧等方式处理，处理效率应满足相关标准和要求；挥发性有机液体储存设施应在符合安全等相关规范的前提下，采用压力罐、低温罐、高效密封的浮顶罐或安装顶空联通置换油气回收装置的拱顶罐，其中苯、甲苯、二甲苯等危险化学品应在内浮顶罐基础上安装油气回收装置等处理设施；挥发性有机液体装卸应采取全密闭、液下装载等方式，严禁喷溅式装载。汽油、石脑油、煤油等高挥发性有机液体和苯、甲苯、二甲苯等危险化学品的装卸过程应优先采用高效油气回收措施；废水废液废渣收集、储存、处理处置过程中，应对逸散 VOCs 和产生异味的主要环节采取有效的密闭与收集措施，确保废气经收集处理后达到相关标准要求，禁止稀释排放；全面推行“泄漏检测与修复”。

本项目有组织 VOCs 排放主要为尾气脱碳单元 CO_2 排放气中非甲烷总烃的排放，为保证油品合成装置尾气处理单元放空再生气达标，脱碳单元增加二次闪

蒸工艺，二次闪蒸气大部分是 CO_2、H_2O，以及少量的 CO、H_2、烃类气体。闪蒸后的富液再进行解析再生，解析出的再生气送至 CO_2 吸收塔顶部放空，以减少烃类物质的排放。

本项目 VOCs 无组织排放源主要包括罐区、液体装卸、污水处理场等。罐区通过选择合适的罐型、采取氮封等措施减少有机物排放；中间罐区和液体装卸通过设置油气回收装置进行回收；污水处理场产生的废气通过加盖密闭收集，经引风管道、风机送至生物脱臭设施进行处理。综上，在实施泄漏检测与修复技术的前提下，本项目符合上述通知的要求。

⑶关于印发水污染防治行动计划的通知（国发[2015]17 号）

2015 年 4 月 2 日，国务院下发了《关于印发水污染防治行动计划的通知》，通知中提出：重大项目原则上布局在优化开发区和重点开发区，并符合城乡规划和土地利用总体规划。应合理确定发展布局、结构和规模。充分考虑水资源、水环境承载能力，以水定城、以水定地、以水定人、以水定产。鼓励钢铁、纺织印染、造纸、石油石化、化工、制革等高耗水企业废水深度处理回用。

本项目地处鄂尔多斯，根据《全国主体功能区划》和《内蒙古主体功能区划》，呼包鄂榆地区为 18 个国家层面的重点开发区域之一。本项目以水权转换方式取得用水指标，项目水资源论证报告已获得黄委会的批复。且本项目自建污水处理场，废水深度处理后回用。

⑷煤电节能减排升级与改造行动计划（2014-2020 年）（发改能源[2014]2093 号）

2014 年 9 月，国家发展改革委、环境保护部、国家能源局联合发布《关于印发<煤电节能减排升级与改造行动计划（2014-2020 年）>的通知》。文件要求全面落实“节约、清洁、安全”的能源战略方针，推行更严格能效环保标准，加快燃煤发电升级与改造，鼓励西部地区新建机组接近或达到燃气轮机组排放限值（即在基准氧含量 6%条件下，烟尘、二氧化硫、氮氧化物排放浓度分别不高于 10、35、50 毫克/立方米）。新建燃煤发电机组（含在建和项目已纳入国家火电建设规划的机组）应同步建设先进高效脱硫、脱硝和除尘设施，不得设置烟气旁路通道。

本项目热电装置燃煤锅炉采用先进高效脱硫、脱硝和除尘设施，执行燃煤轮机组排放限值，符合政策要求。

⑸关于贯彻实施国家主体功能区环境政策的若干意见（环发[2015]92 号）

2015 年 7 月 23 日，国家发改委和环境保护部联合发布《关于贯彻实施国家主体功能区环境政策的若干意见》，就贯彻实施国家主体功能区环境政策提出重要意见。

根据《全国主体功能区规划》和《内蒙古自治区主体功能区规划》，本项目所在地为国家重点开发区。根据该文件第六条对于重点开发区域的环境政策，要求切实加强城市环境管理，推动建立基于环境承载能力的城市环境功能分区管理制度；深化主要污染物排放总量控制和环境影响评价制度，排污许可允许的主要污染物排放量须满足国家主要污染物排放总量削减任务和区域环境质量标准要求。严格依法开展规划环境影响评价，探索建立区域污染物行业排放总量管理模式，在建设项目环评和规划环评中推进人群健康影响评价；加强环境综合整治，大力实施大气环境综合整治、水环境综合整治、土壤污染管治、环境噪声影响严重区管治等环境综合整治工程，严格化学品环境管理，强化城镇污水、垃圾收集与处理设施建设；强化环境风险管理，建立区域环境风险评估和风险防控制度。区域内以工业为主的开发区，要根据环境风险评估建立风险预警和风险控制机制，制定突发环境事件应急预案，针对高危企业开展环境污染健康影响评估，建设项目和现有企业开展环境风险评估和制定突发环境事件应急预案，强化对其相关工作的监管。切实落实环境分区管治，呼包鄂榆、关中—天水、兰州—西宁、宁夏沿黄、天山北坡等区域要严格限制高耗水行业发展，提高水资源利用效率。

本项目位于鄂尔多斯大路工业园区南工业基地，园区远离城市集中建设区，为依法设立的工业园区，总体规划及总体规划环评均已获得相关部门批复及审查。项目采用先进的废气、废水、固废、噪声治理措施，严格控制污染物达标排放。园区及项目均制定突发环境事件应急预案，强化风险防控制度。

因此，本项目建设符合上述政策要求。

7.1.4 供热设施产业政策符合性分析

本项目供热设施与产业政策符合性简要分析见表7.1-4，不依托园区集中供热的可行性分析详见7.3.4.1小节。

表 7.1-4　　供热设施与相关产业政策的关系

序号	相关文件	政策要求	供热设施实际	相容性

1	关于印发《关于发展热电联产的规定》的通知（计基础〔2000〕1268号）	总热效率年平均大于 45%。 单机容量在 50 兆瓦以下的热电机组，其热电比年平均应大于 100%；	本项目热电比为 10149.34%，总热效率为 86.32%	符合
2	《关于加强燃煤电厂二氧化硫污染防治工作的通知》 环发(2003)159 号	“两控区”内新、改、扩建燃煤电厂，同步配套建设脱硫设施。	本项目所在地不属于“两控区”内，锅炉系统采同步建设脱硫设施	符合
3	《国家发展改革委关于燃煤电站项目规划和建设有关要求的通知》 发改能源[2004]864 号	新建、扩建燃煤电站项目均应同步建设烟气脱硫设施，所有燃煤电站均要同步建设排放物在线连续监测装置	本热电装置同步建设脱硫设施和安装在线监测	符合
4	《国务院关于落实科学发展观加强环境保护的决定》 国发（2005）39 号	新（扩）建燃煤电厂除燃用特低硫煤的坑口电厂除外，必须同步建设脱硫设施或者采取其它降低二氧化硫排放量的措施	本项目锅炉烟气脱硫采用炉外氨法脱硫技术，烟气脱硝采用选择性催化还原反应（SCR）脱硝技术，烟气除尘采用布袋除尘工艺	符合
5	《热电联产和煤矸石综合利用发电项目建设管理暂行规定》 发改能源[2007]141 号	以工业热负荷为主的工业区应当尽可能集中规划建设，以实现集中供热。在已有热电厂的供热范围内，原则上不重复规划建设企业自备热电厂。除大型石化、化工、钢铁和造纸等企业外，限制为单一企业服务的热电联产项目建设。	本项目位于大路工业园区，根据工业区总体规划变更环评的调整建议，本项目所在的南工业基地大型煤化工企业可自建动力系统。本项目属于大型煤化工项目，且蒸汽等级为 5 个，因此本项目需要自建热电装置。	符合
6	《国务院关于印发大气污染防治行动计划的通知》 国发[2013]37 号	在化工、造纸、印染、制革、制药等产业集聚区，通过集中建设热电联产机组逐步淘汰分散燃煤锅炉。	本项目位于大路工业园区，根据工业区总体规划变更环评的调整建议，本项目所在的南工业基地大型煤化工企业可自建动力系统。本项目属于大型煤化工项目，且蒸汽等级为 5 个，因此本项目需要自建热电装置。	符合
		加快重点行业脱硫、脱硝、除尘改造工程建设。	本项目锅炉烟气脱硫采用炉外氨法脱硫技术，烟气脱硝采用选择性催化还原反应（SCR）脱硝技术，烟气除尘采用布袋除尘工艺	符合
		在石化行业开展“泄漏检测与修复”技术改造。限时完成加油站、	本项目储运系统将设置油气回收设施，	符合

		储油库、油罐车的油气回收治理。	并建立 LDAR 系统对挥发性有机物无组织排放进行控制	
7	《国家发展改革委办公厅关于内蒙古伊泰煤炭间接液化示范项目开展前期工作的复函》发改办能源[2013]3054 号	项目如需新建配套热电站，应加强与化工装置的耦合集成，优化和充分利用各等级热能，按照“高效灵活、安全可靠、联合布置、辅助共用”的原则确定建设方案。	本项目属于大型化工装置，为保证动力蒸汽连续长周期供应，在优化和充分利用各等级热能基础上，自建热电装置。	符合
8	《煤电节能减排升级与改造行动计划（2014-2020 年）》发改能源[2014]2093 号	鼓励西部地区新建机组接近或达到燃气轮机组排放限值。	本项目热电装置采用脱硫脱氮措施后，SO_2＜35mg/Nm^3，NO_X<50mg/m^3，符合《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223－2011）中重点地区燃气锅炉标准。烟尘＜20 mg/m^3，为应对更严格的标准，已预留湿式电除尘。	符合

7.2 规划符合性分析

7.2.1 国民经济规划符合性分析

⑴中华人民共和国国民经济和社会发展第十二个五年规划

在《中华人民共和国国民经济和社会发展第十二个五规划纲要》中指出，“要坚持走中国特色新型工业化道路，适应市场需求变化，根据科技进步新趋势，发挥我国产业在全球经济中的比较优势，发展结构优化、技术先进、清洁安全、附加值高、吸纳就业能力强的现代产业体系”；“石化行业要积极探索原料多元化发展新途径，重点发展高端石化产品”；“主要依托国内能源和矿产资源的重大项目，优先在中西部资源地布局”；“有序开展煤制液体燃料和煤基多联产研发示范，稳步推进产业化发展”；“坚持把深入实施西部大开发战略放在区域发展总体战略优先位置，在资源富集地区布局一批资源开发及深加工项目，建设国家重要能源、战略资源接续地和产业集聚区”；“坚持以线串点，推动呼包鄂榆等经济区加快发展”。

⑵内蒙古自治区国民经济和社会发展第十二个五年规划

《内蒙古自治区国民经济和社会发展第十二个五年规划纲要》中指出，“把新型煤化工、有色金属加工和装备制造业发展为新的支柱产业，积极培育新能源、新材料、新医药等战略性新兴产业”；“加快发展化学工业。按照统筹规划、合理布局、水煤组合的要求，加快煤制油、煤制气、煤制烯烃、煤制二甲醚、煤制乙二醇等五大国家示范工程产业化和二代煤化工示范建设，大力推进煤化工产品深加工，构建煤气化、液化、焦化等延伸加工循环产业链，建设国家新型煤化工产业基地”。

⑶鄂尔多斯市国民经济和社会发展第十二个五年规划

《鄂尔多斯市国民经济和社会发展第十二个五年规划纲要》指出，当地应加快产业升级改造，促进产业集群发展，推进资源集约利用，实现煤炭、电力、新型化工、煤层气和天然气的规模化、现代化、清洁化、低碳化发展，力争到 2015 年，建成集国家能源供应、新型煤基化工技术示范及生产、新能源开发利用和高碳能源低碳利用示范四大功能于一体的综合性能源化工基地。煤化工以五类新型煤化工示范产品为重点，优先发展煤制油，尽快做大生产规模，重点推进神华、伊泰煤制油二期项目建设，重点打造准格尔旗大路等 6 个新型化工园区。

⑷准格尔旗国民经济和社会发展第十二个五年规划

《准格尔旗国民经济和社会发展第十二个五年规划纲要》指出，将依托准格尔旗的资源禀赋及区位条件，结合准格尔旗经济、社会和生态环境保护的现状，“十二五”期间，重点打造大路煤基清洁能源化工循环产业示范区；示范区的主要产业是以煤为原料的洁净能源生产以及专用化工原料、合成新材料产品及副产品的深加工园区，到 2015 年初步形成煤制油及副产品深加工等 8 条产业链，重点支持伊泰煤制油等项目达产提能，集中精力打造 500 万吨煤制油、200 亿立方米煤制天然气、500 万吨醇、醚、烯烃及下游产品的现代煤化工基地。

本项目是煤制油项目，属于《内蒙古自治区国民经济和社会发展第十二个五年规划纲要》中五大国家示范工程产业，为《鄂尔多斯市国民经济和社会发展第十二个五年规划纲要》中重点发展的五类新型煤化工示范产品之一，同时也为《准格尔旗国民经济和社会发展第十二个五年规划》中的重点支持项目。因此，本项目建设符合各级国民经济和社会发展第十二个五年规划。

7.2.2 行业专项规划符合性分析

⑴煤炭工业发展“十二五”规划

国家发展改革委以发改能源[2012]640 号文发布《煤炭工业发展“十二五”规划》。规划指出，“在内蒙古、陕西、山西、云南、贵州、新疆等地选择煤种适宜、水资源相对丰富的地区，重点支持大型企业开展煤制油、煤制天然气、煤制烯烃、煤制乙二醇等升级示范工程建设，加快先进技术产业化应用。不断创新和完善技术，提高能源转化效率、降低水耗和煤耗、降低生产成本，增强竞争力。”本项目符合规划要求。

⑵洁净煤技术科技发展“十二五”专项规划

2012年3月，国家科学技术部以国科发计[2012]196号文发布《关于印发洁净煤技术科技发展“十二五”专项规划的通知》。煤基清洁燃料技术是指煤制清洁气体燃料、煤制油和化工品技术。规划中提到，对于先进煤转化技术，应结合实施煤制气体、液体燃料和化工品百万吨级工业示范，开发研究大型合成反应器、高效低成本催化剂、专用设备、油品加工催化剂和新工艺、新型催化合成、副产品综合利用等关键技术。

本项目合成单元采用国内自主知识产权的高温浆态床F-T合成技术HTSFTP，

催化剂还原单元设计采用的工艺技术是以中科合成油技术有限公司开发的催化剂SynFT-I为核心的催化剂预处理技术，其核心技术是系列浆态床铁系催化剂技术。符合该规划要求。

⑶石化和化学工业“十二五”发展规划

2011年12月，工业和信息化部发布《石化和化学工业“十二五”发展规划》。规划提出：“坚持结构调整。继续坚持原料多元化、上下游一体化、集约化、基地化发展模式。发展高端石化化工产品，提高差异化、高附加值产品比重，淘汰落后产能”。“加快化工新材料、石油替代、低碳环保等新兴产业技术的研发和产业化步伐”。“加大对行业可持续发展具有重要意义的基础性研究，做好技术储备，突破大型煤液化等煤化工关键技术”。

“煤制油、煤制天然气、煤制烯烃、煤制二甲醚、煤制乙二醇等现代煤化工项目要按照有关产业政策，综合考虑煤炭、水资源、生态环境、交通运输、地区经济发展情况及区域二氧化碳、节能和主要污染物减排指标等综合条件，在蒙、陕、新、宁、贵等重点产煤省区，适度布局，并采取集中集约、上下游一体化方式建设现代煤化工生产基地及煤电化热一体化示范基地”。

本项目地处内蒙古鄂尔多斯市大路工业园区，为煤制油项目，符合“石化和化学工业“十二五”发展规划》要求。

⑷能源发展“十二五”规划

2013年1月，国务院以国发[2013]2号文发布《能源发展“十二五”规划》。规划中指出：重点在中西部煤炭净调出省区，选择水资源相对丰富、配套基础条件好的重点开发区，建设煤基燃料、烯烃及多联产升级示范工程，探索符合我国国情的科技含量高、附加值高、产业链长的煤炭深加工产业发展模式，为适应未来能源更替和变革提供战略技术储备。

在该规划专栏4“十二五”时期能源加工转化建设重点的“煤炭深加工升级示范工程”中指出：在继续组织实施好宁夏宁东、陕西榆林、内蒙古鄂尔多斯、新疆伊犁等既有煤炭深加工项目的基础上，在新疆、内蒙古、陕西、山西、云南、贵州、安徽等部分综合配套条件比较好的地区，积极推进以煤炭液化、煤制气、煤制烯烃、煤基多联产、煤油气资源综合利用等为主要方向的大规模工程示范项目。

本项目地处内蒙古自治区鄂尔多斯市大路工业园区，项目建设符合《能源发

展“十二五”规划》要求。

⑸内蒙古自治区“十二五”工业和信息化发展规划

2011年2月，内蒙古自治区经济和信息化委员会发布《内蒙古自治区“十二五”工业和信息化发展规划》。规划中指出，加快煤化工高端化、集群化发展步伐，积极发展新型煤化工，打造精深加工产业链。“加快煤制油、煤制气、煤制烯烃、煤制二甲醚、煤制乙二醇等五大国家示范工程产业化，积极扩大示范规模，启动东、西部各500万吨煤制油项目可行性研究，到2015年，力争煤制油产能达到1000万吨。西部地区着力建设以呼包鄂为核心沿黄河沿交通干线重点产业带和城镇带，积极参与呼-包-银-榆经济一体化发展，以呼包鄂为核心，辐射带动乌兰察布、巴彦淖尔、乌海和阿拉善加快发展。促进神华集团、伊泰公司煤制油项目尽快达产并就地销售，稳定中部地区的成品油供应，缓解跨省区铁路调运成品油的压力。因此，本项目建设符合该规划要求。

⑹内蒙古自治区化学工业“十二五”发展规划

2012年2月，内蒙古自治区经济和信息化委员会以[2012]107号文发布《内蒙古自治区化学工业“十二五”发展规划》。规划中指出：“十二五”期间，煤化工在抓好已建成投产的煤制油、煤制烯烃、煤制乙二醇项目技术攻关、工艺设备改进优化、达产达标工作的同时，重点推进煤制油、煤制二甲醚、煤制烯烃、煤制乙二醇、煤制天然气等新型煤化工示范项目产业化进程，做大新型煤化工总量，延伸产业链，逐步形成煤—电—煤制油—煤制油深加工、煤制甲醇—甲醇燃料—甲醇下游产品及其精细化学品、煤—电—电石及其下游产品、煤焦化—联产化工产品—煤焦油深加工及其精细化学品、煤制苯胺及其下游精细化学品、煤制乙二醇及其下游产品等煤化工产业链和集群。

同时指出：煤制油重点布局在鄂尔多斯市、锡林郭勒盟、呼伦贝尔市、兴安盟，逐步建成以煤-电-煤制油-煤制油深加工为产业链的煤化工产业集群。本项目符合该规划要求。

⑺鄂尔多斯市煤炭工业发展“十二五”规划

2013年3月，鄂尔多斯市发改委发布《鄂尔多斯市煤炭工业发展“十二五”规划》。规划中指出，发展煤制甲烷气、煤制油产业，将成为我国替代天然气、石油进口的重要手段。应以国家建设大型煤炭基地为契机，建设“三个基地”——国家重要的煤炭生产基地、国家重要的电力生产基地和现代煤化工基地。做大做强

煤化工产业，推进总规模500万吨煤制油项目建设，形成现代煤化工产业集群。本项目符合该规划要求。

⑻鄂尔多斯市工业经济“十二五”总体发展规划（2011-2015年）

2011年7月，鄂尔多斯市经济和信息化委员会组织编制《鄂尔多斯市工业经济“十二五”总体发展规划》。规划中指出，本市在做好煤炭供应的同时，通过加工转换形成国家紧缺的液体和气体燃料，提供包括煤制油等新型能源产品，形成我国重要的煤炭供应、煤基化工、能源开发利用技术创新、能源战略储备四大中心。依托现有煤制油等示范项目已形成的技术基础，创建国家煤基能源化工产业技术创新试验示范先导区。

作为我国煤制油示范项目最集中的地区，全国四个煤制油项目，三个在鄂尔多斯。“十二五”期间，应以建设煤制油基地为目标，加快神华集团、伊泰煤间接液化项目二期工程建设。举全市之力，将大路工业园区打造成为世界级的煤化工园区，同时争取成为自治区级以上的循环经济示范园区。因此，本项目建设符合该规划要求。

7.2.3 地区发展规划符合性分析

⑴全国主体功能区规划

2011年6月8日公布的我国首个全国性国土空间开发规划《全国主体功能区规划》中指出，呼包鄂榆地区位于全国“两横三纵”城市化战略格局中包昆通道纵轴的北端，包括内蒙古自治区呼和浩特、包头、鄂尔多斯和陕西省榆林的部分地区。作为18个国家层面的重点开发区域之一，将其打造为全国重要的能源、煤化工基地。重点在能源资源富集的鄂尔多斯盆地，建设高效清洁大型能源输出地。

本项目建设符合全国主体功能区规划要求。

⑵西部大开发“十二五”规划

《西部大开发“十二五”规划》于 2012 年 2 月获得国务院正式批复，规划提出了西部发展的 11 个重点经济区，其中涉及到本项目所在地鄂尔多斯的是呼包银榆地区。规划的重点经济区布置图见图 7.2-1。

规划中还提到，应建设陕北、黄陇、神东、宁东、蒙东、云贵及新疆等大型煤炭基地，建设陕北、彬长、准东、鄂尔多斯、宁东、陇东、锡林郭勒、呼伦贝尔、贵州等大型煤电基地，有序开展煤制天然气、煤制液体燃料和煤基多联产示

范，稳步推进产业化发展。

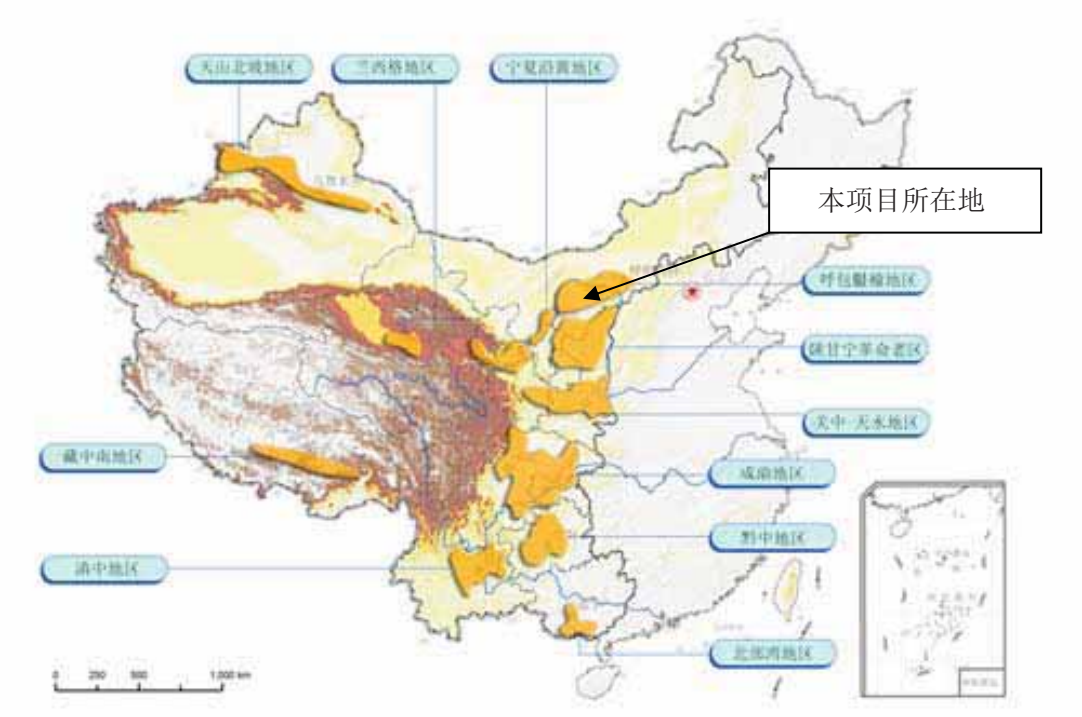


图 7.2-1　西部大开发规划重点经济区布置图

规划中指出，呼包银榆地区的规划定位为：全国重要的能源化工基地、农畜产品加工基地、新材料和原材料产业基地，北方地区重要的冶金和装备制造业基地。鄂尔多斯盆地要重点加大煤炭、石油、天然气、煤层气、页岩气等资源的勘查开发力度，着力推进大型煤电基地建设，适度有序发展石油化工和煤化工产业。科学布局煤制天然气、煤制液体燃料、煤基多联产示范升级项目，有序推进产业化发展。本项目建设符合西部大开发“十二五”规划。

⑶呼包银榆经济区发展规划（2012-2020年）

《呼包银榆经济区发展规划》于2012年11月获得国务院正式批准，规划涉及区域包括内蒙古自治区的呼和浩特市、包头市、鄂尔多斯市等，陕西省的榆林市，宁夏回族自治区的银川市等。规划空间布局为“从经济区资源禀赋、产业基础、生态状况和国家发展需要出发，按照统筹开发、合理布局、集约发展的原则，科学界定功能分区，促进形成两大城市群、六大产业带和三大重点生态治理区的空间格局。”

作为呼包鄂榆城市群及黄河两岸能源化工产业带的鄂尔多斯市是国家重要的能源、煤化工基地，新兴的现代服务业中心，应重点发展煤炭和现代煤化工产业。本项目符合该规划要求。

⑷内蒙古自治区主体功能区规划

由《内蒙古自治区主体功能区规划》得知，本项目所在的呼包鄂地区是国家级重点开发区域呼包鄂榆地区的主要组成部分，应引导呼包鄂三市城市间分工协作、产业错位发展，鄂尔多斯依托煤炭、天然气资源优势，建设鄂尔多斯能源和新型化工基地。内蒙古自治区重点开发区域分布图见图7.2-2、图7.2-3。本项目符合内蒙古主体功能区规划要求。



图 7.2-2　内蒙古自治区重点开发区域分布图

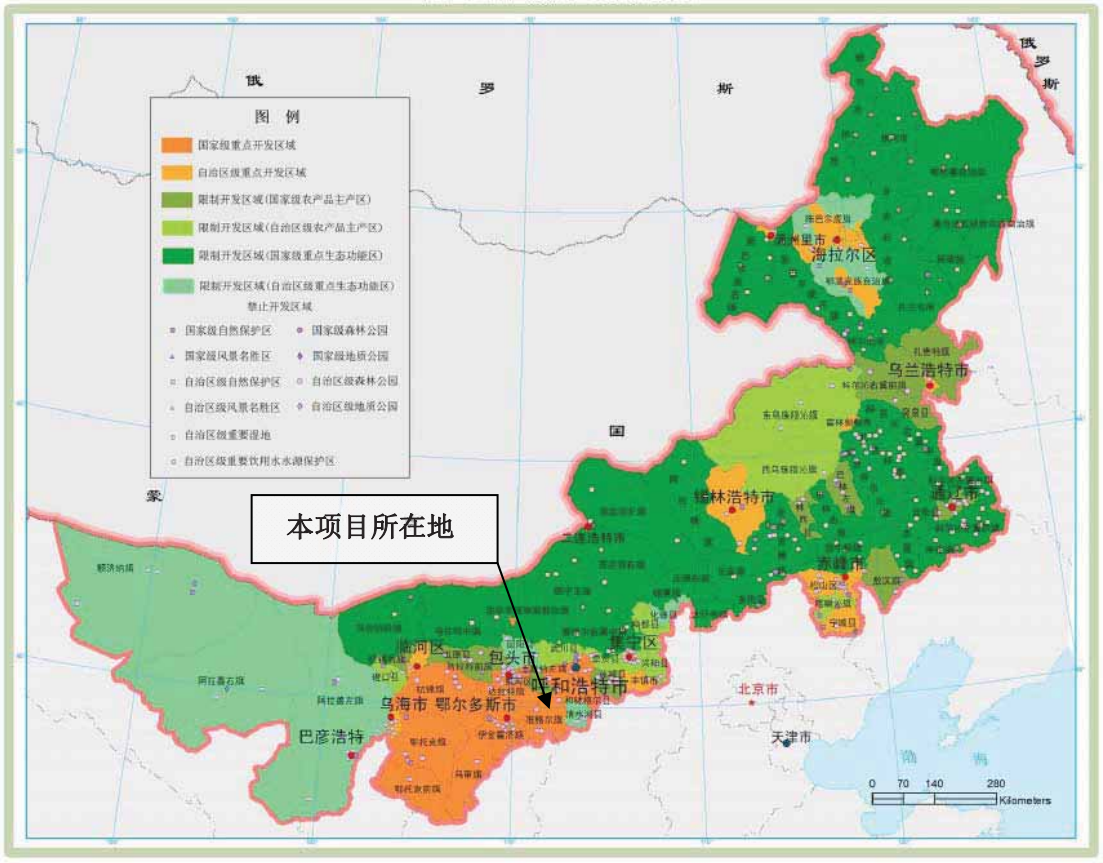


图 7.2-3　内蒙古自治区主体功能区划分总图

⑸内蒙古以呼包鄂为核心沿黄河沿交通干线经济带重点产业发展规划(2010-2020年)

该规划中指出，以呼包鄂为核心沿黄河沿交通干线经济带（以下简称西部经济区）包括呼和浩特市、包头市、鄂尔多斯市、乌兰察布市、巴彦淖尔市、乌海市和阿拉善盟的沿黄河、沿交通干线的39个旗县市区，是国家呼包鄂榆重点开发区域和呼包银经济带的重要组成部分。鄂尔多斯市应重点发展能源、重化工、装备制造及轻纺等劳动密集型产业，建成国家重要的能源重化工基地。内蒙古西部经济区产业布局情况如图7.2-4。

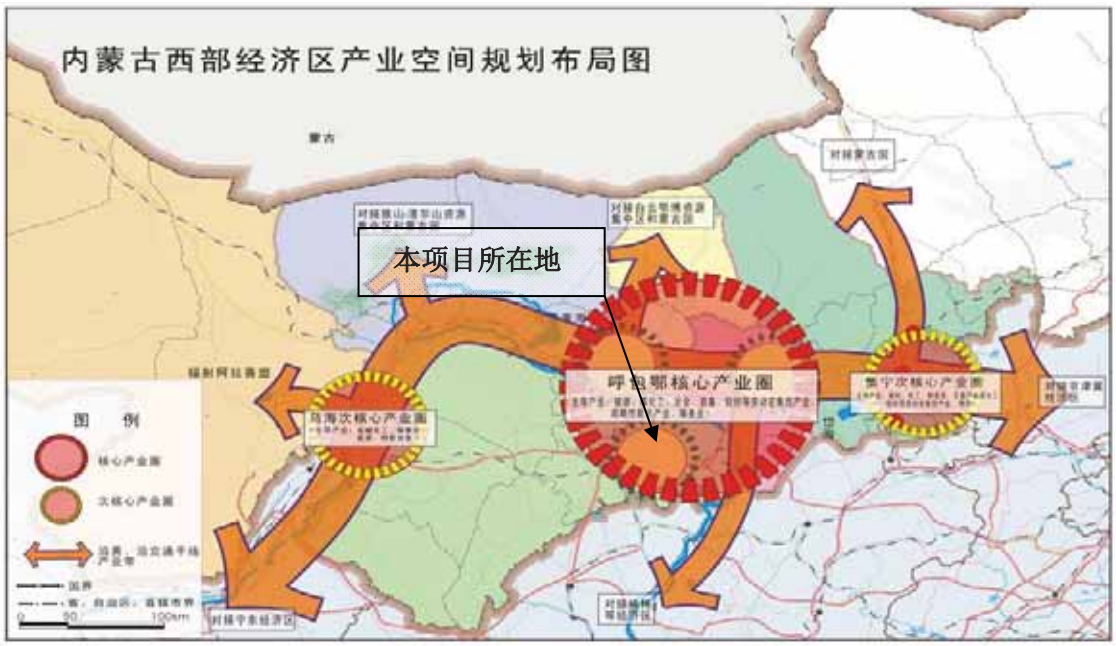


图 7.2-4　内蒙古西部经济区产业空间规划布局图

根据该规划，在盟市整合的基础上，自治区重点推动建设9个工业集中区和13个点状布局的重点工业园区。煤化工重点布局在大路工业园区、达拉特经济开发区、独贵特拉工业园区、上海庙工业园区，打造世界先进水平的煤化工园区；大路—托克托—清水河工业集中区为9个工业集中区之一。其中，大路园区重点发展煤制烯烃、煤制天然气、甲醇及下游产品等。内蒙古西部经济区工业集中区和重点园区规划布局详见图7.2-5。

本项目建设符合该规划产业布局要求。

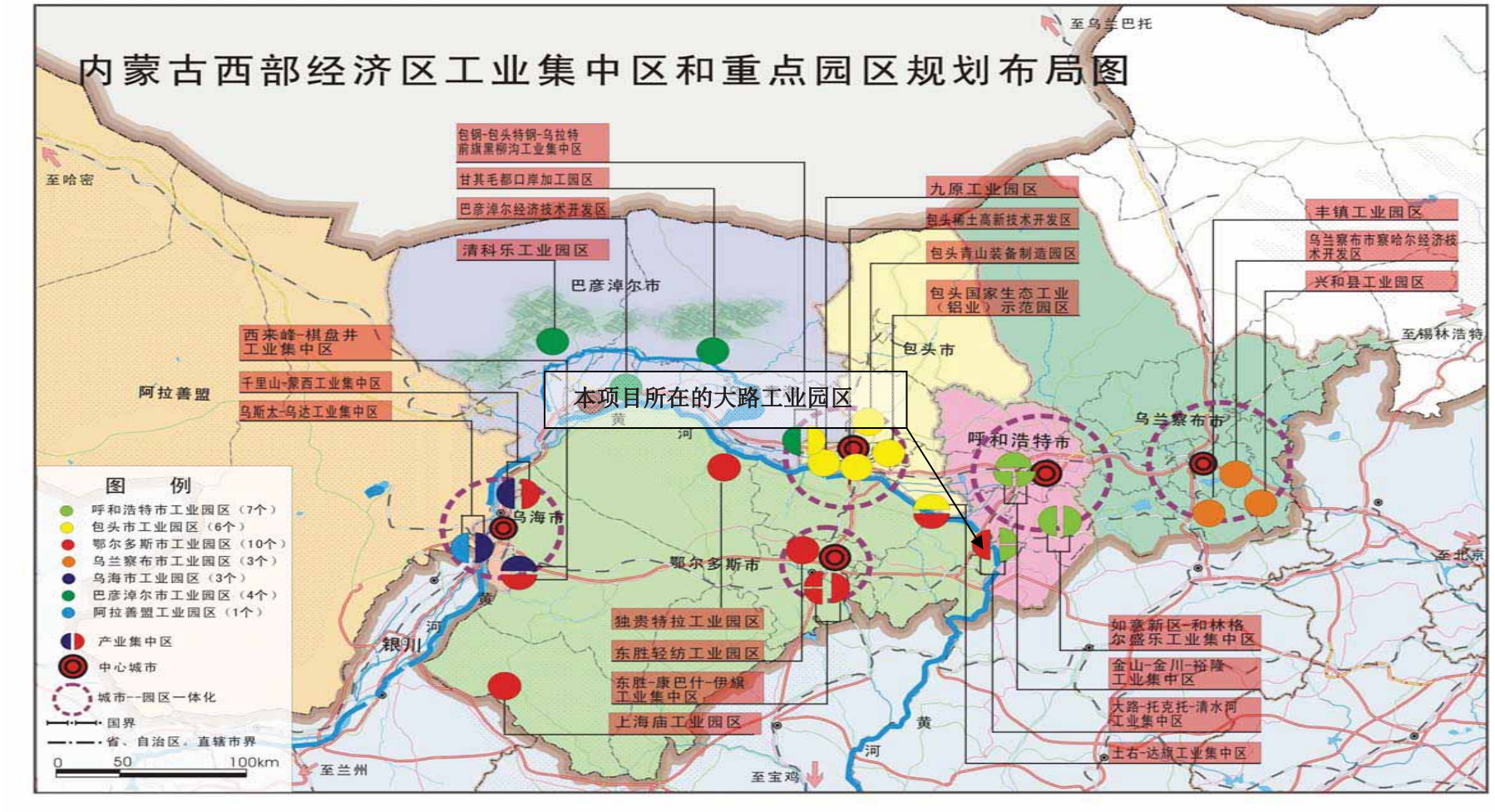


图 7.2-5　内蒙古西部经济区工业集中区和重点园区规划布局图

⑹内蒙古自治区现代煤化工生产示范基地发展规划（2013-2020）

内蒙古自治区人民政府以内政办发[2013]102号文发布《内蒙古自治区现代煤化工生产示范基地发展规划（2013-2020年）》。该规划是为深入实施自治区“8337”发展思路，把内蒙古建成全国重要的现代煤化工生产示范基地，依据国家有关产业政策和相关规划编制的。规划中提到，内蒙古地区具有煤炭资源赋存得天独厚、产业发展基础较好、水资源能够满足发展需求、资源开发转化成本低、地区环境空间容量较大等优势，有利于发展现代煤化工。

蒙西地区应将煤制油、煤制天然气、煤制烯烃、煤制乙二醇、煤制芳烃等现代煤化工项目重点布局在大路-托克托-清水河工业集中区。其中，伊泰集团应在大路工业园区的现有16万吨/年煤制油装置基础上，建设费托合成工艺百万吨级示范工程，进一步降低投资、煤耗和水耗，实现百万吨级装置产业化，实现年产200万吨油品。

蒙西地区工业用水主要通过黄河配水解决，区域内黄河工业用水指标已全部配置，只能通过水权转换解决。同时，蒙西地区应加快实施农业节水工程，置换工业用水，特别是鄂尔多斯市要加强与周边地区的煤水合作，保障现代煤化工用水需求。

因此，本项目建设符合该规划要求。

⑺鄂尔多斯市能源与重化工产业基地布局规划

《鄂尔多斯市能源与重化工产业基地布局规划》中指出，煤化工产业发展的重点平台产品包括：甲醇、二甲醚、煤制油、煤基烯烃、合成氨和焦炭。目前，在鄂尔多斯布局有国内最有影响的神华直接法煤制油项目（第一条108万t/a生产线已经建成投产）、伊泰间接法煤制油工业化项目以及中天合创300万t/a二甲醚项目等。

在“十二五”期间，主要煤化工产品发展目标是：甲醇规模达到445万t/a；二甲醚规模为1540万t/a；煤制油规模为1000万t/a；煤制烯烃规模为250万t/a；焦炭规模为600万t/a。鄂尔多斯能源重化工的产业布局要充分体现基地化、集约化和大型化，重点发展：准格尔旗的大路新区；乌审旗的纳林河新能源重化工工业园、乌审召生态化工园和图克新能源化工基地；伊金霍洛旗乌兰木伦重化工基地；达拉特旗的树林召经济开发区。本项目属于“十二五”期间鄂尔多斯重点煤化工项目，符合规划。

7.2.4 城市总体发展规划符合性分析

⑴内蒙古自治区呼包鄂城市群规划（2010-2020）

内蒙古自治区呼包鄂城市群规划（2010-2020）中提出，优先发展沿黄河产业带，构筑以呼包鄂为核心，以园区为载体，沿黄河沿交通干线集聚的沿黄产业带。能源、重化工等资源加工型产业要向沿黄河、沿交通干线工业园区集中布局。

对准格尔旗提出重点加强由“呼包走廊、包鄂走廊、东准走廊、呼准走廊”所构建的“井”字型空间廊道，城市群主要发展要素和产业空间围绕“井”字型空间结构展开布局，并提出将薛家湾镇建设成为华北地区重要的煤炭能源基地和电力供应基地，鄂尔多斯市市域副中心城市，重点引导发展煤电转化、煤化工，成为国家级煤化工研发生产中心和综合服务性城市。

该规划将大路区规划为呼包鄂城市群重点建设园区，重点发展煤化工产业，打造成为世界先进水平的煤化工园区。

⑵鄂尔多斯市城市总体规划（2011-2030）

在《鄂尔多斯市城市总体规划（2011-2030）》中提出，将准格尔旗薛家湾镇定义为鄂尔多斯市市域副中心城市，由鄂尔多斯市中心城区、树林召镇与薛家湾镇共同打造市域“增长三角”，重点引导发展煤电转化、煤化工，成为国家级煤化工研发生产中心和综合服务性城镇。同时，将重点打造沿黄沿交通干线经济带园区体系，推进大路、独贵塔拉等工业园区联合组建鄂尔多斯市沿黄能源化工基地。准格尔旗大路工业园区将重点发展煤制油、煤制气等煤化工产品及甲醇下游产品加工，加强与托县工业园区、清水河工业园区的产业互动，打造成为自治区级以上的循环经济示范园区。鄂尔多斯市域重点产业园区发展引导图见图

本项目符合鄂尔多斯市城市总体规划的要求。

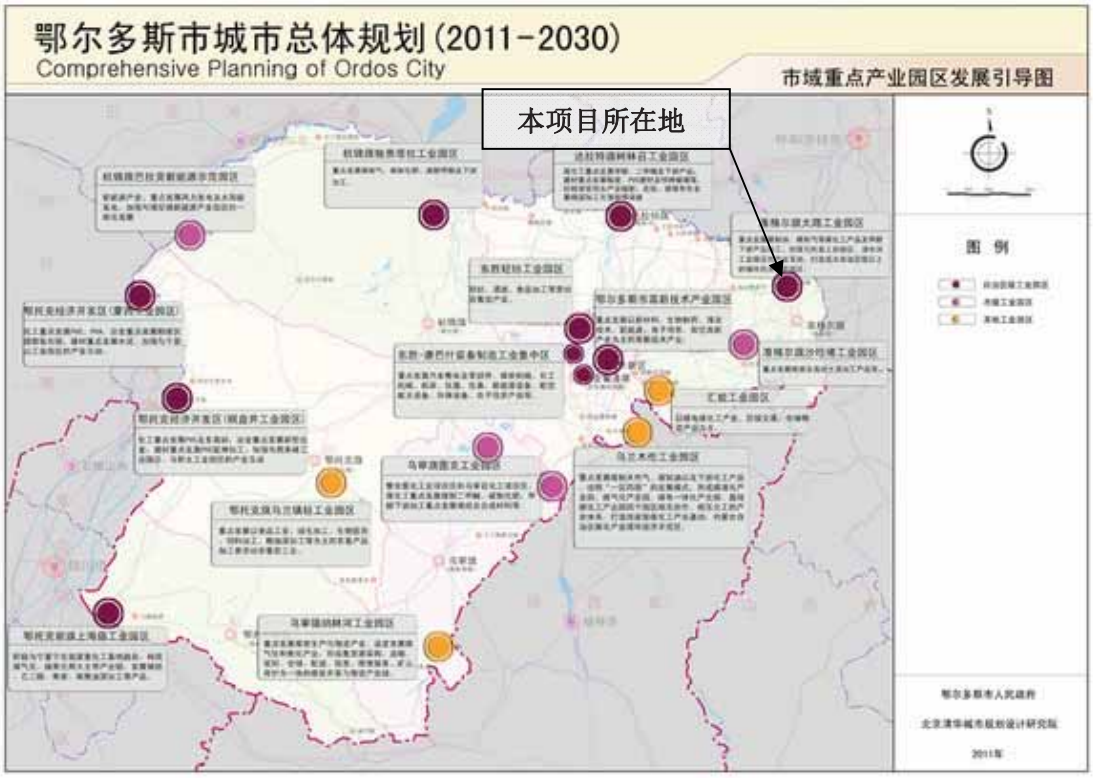


图 7.2-6　鄂尔多斯市重点产业园区发展引导图

⑶准格尔旗薛家湾镇城市总体规划（2012-2030）

2012 年，内蒙古城市规划市政设计研究院编制了《准格尔旗薛家湾镇城市总体规划（2012-2030 年）》。鄂尔多斯市人民政府以鄂府函[2013]240 号文发布对该规划的批复。根据准格尔旗的资源禀赋、区位条件，规划产业布局分为三大块：东部工业发展与城市建设重点区、西南工业发展与城市建设优化去及西北农牧业发展与生态涵养区。其中，东部工业发展与城市建设重点区范围包括大路区、薛家湾镇、大路镇、龙口镇，产业发展以煤炭、电力、煤化工、房地产为主，鼓励加工制造业以及建材等产业。东部工业发展与城市建设重点区之一为大路新区，由生活服务区、南煤化工基地、东工业基地、煤基清洁能源产业基地（即西工业基地）和煤电铝园区五部分组成。

规划中还指出，应依托大路工业园区的煤化工基地，按照“大型、系列、先进、集约”的产业发展方向，推动产业链延伸，打造煤化工和精细化工产业集群。重点发展煤制甲醇、煤制油等产业，推进煤化工下游产品烯烃、丁二醇、聚甲醛、二甲醚、醋酸等产品的开发。产业布局规划见图 7.2-7，空间规划见图 7.2-8，土地利用规划见图 7.2-9。

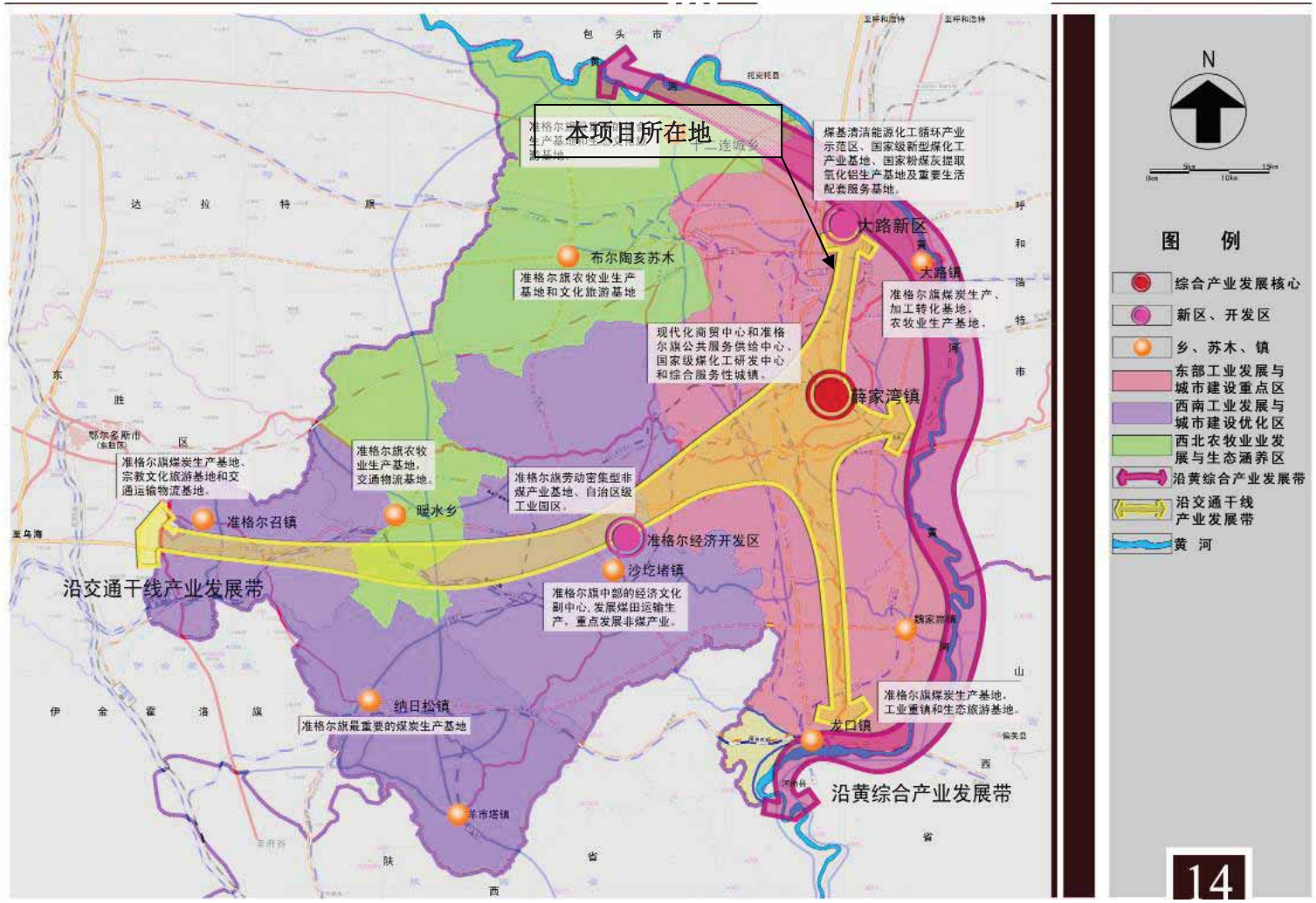


图 7.2-7　准格尔旗薛家湾镇城市总体规划产业布局规划图

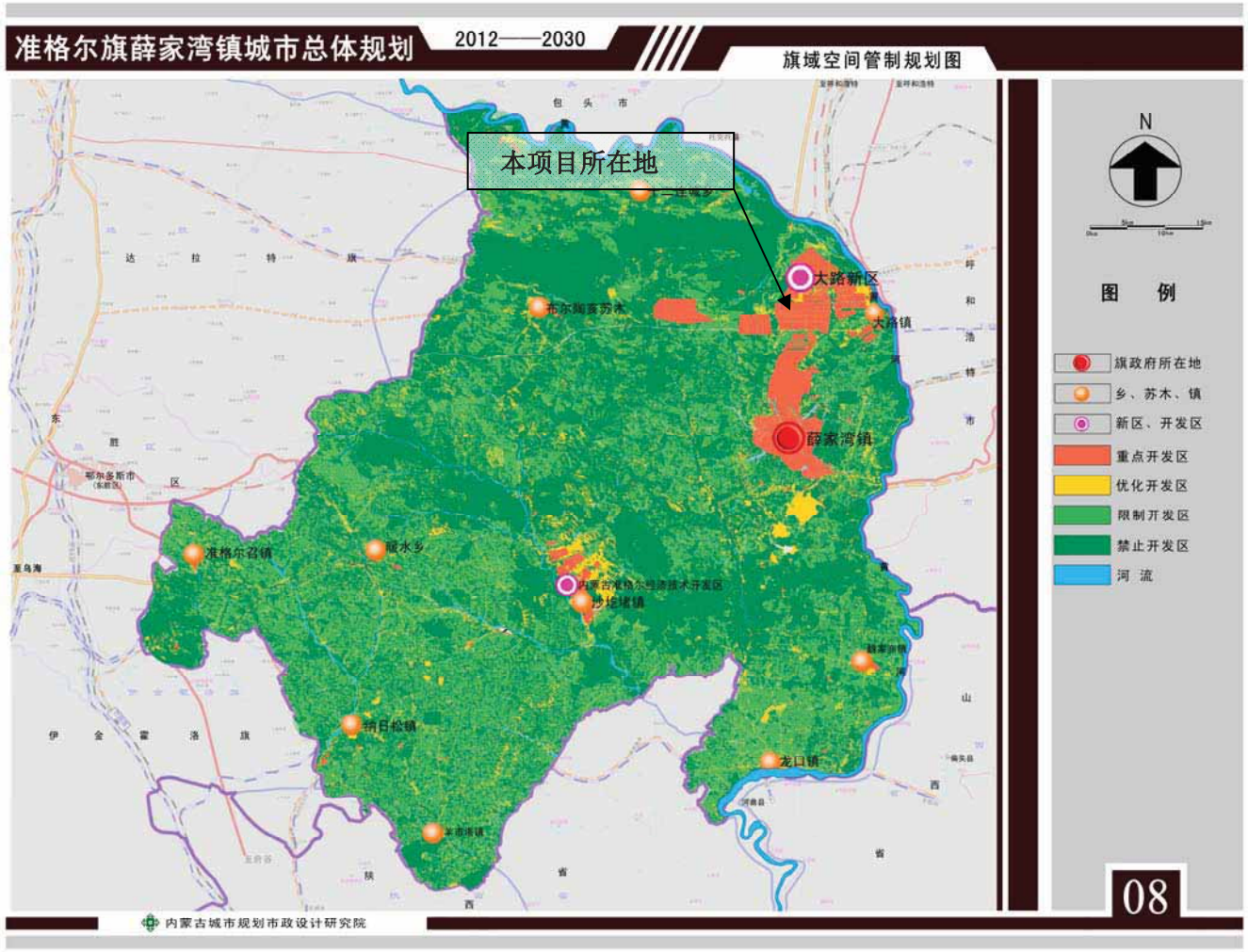


图 7.2-8　准格尔旗域空间管制规划图

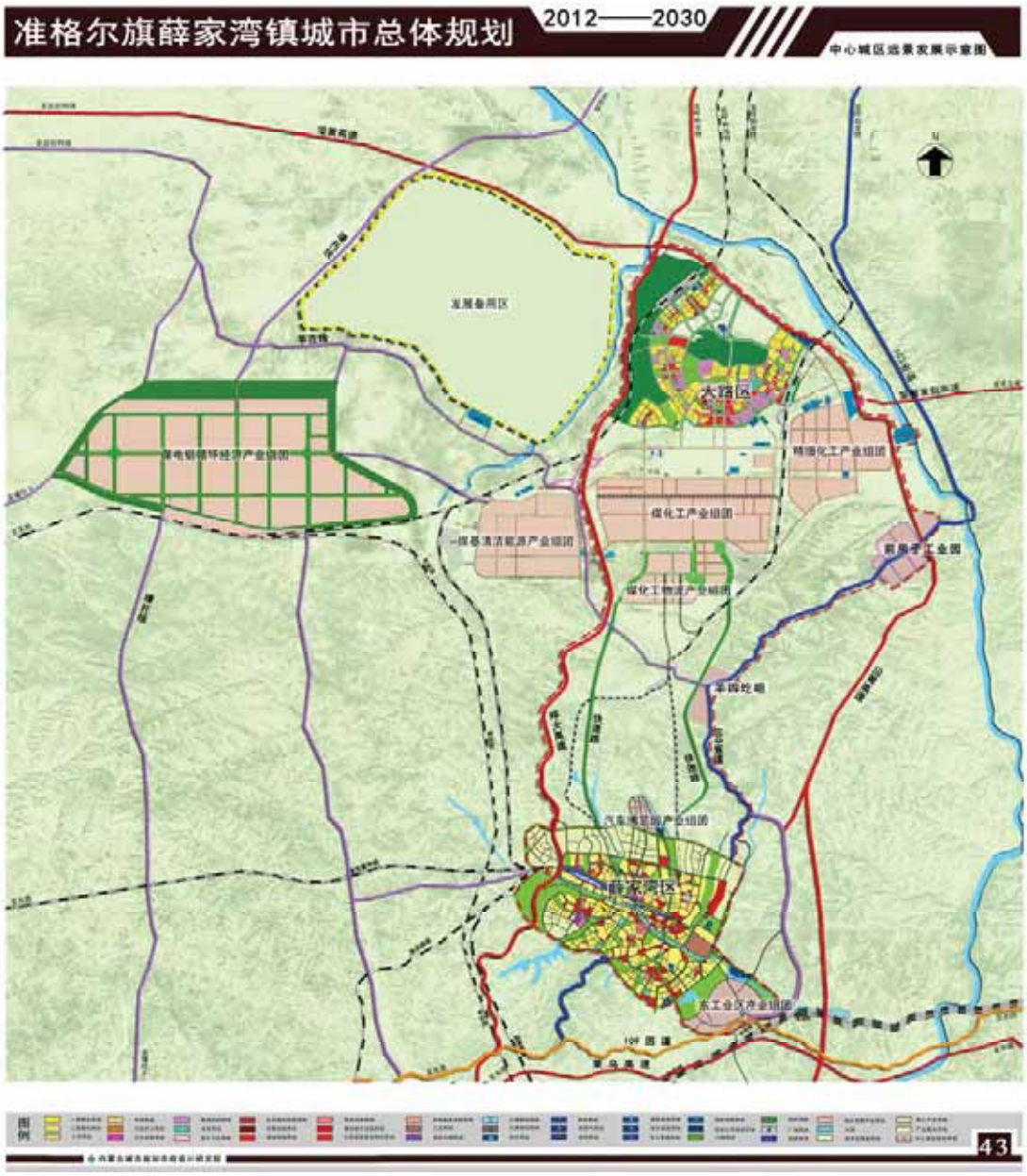


图 7.2-9　准格尔旗薛家湾镇城市总体规划土地利用规划图

项目选址在薛家湾镇城市总体规划的煤化工产业组团内，建设符合准格尔旗薛家湾镇城市总体规划的产业布局及土地利用规划要求。

7.2.5 土地利用规划符合性分析

⑴内蒙古自治区“十二五”土地利用与保护规划

根据《内蒙古自治区“十二五”土地利用与保护规划》，自治区工业实现区域内统筹发展，重点向沿黄河、沿交通干线的经济带布局，依托现有工业园区，实现工业项目向园区集中。本项目位于沿黄沿线的大路工业园区，符合规划。

⑵内蒙古土地利用总体规划（2006-2020）

根据《内蒙古土地利用总体规划（2006-2020）》，应调整区域土地利用布局，重点支持国家级和自治区级开发区建设和煤电基地建设、交通道路建设，提高开发区土地集约利用水平。并按照产业政策和建设国家能源基地的要求，为煤炭、电力、天然气和可再生能源产业的发展提供必要的用地空间。优先保障呼包鄂煤炭、油气能源产业基地建设。

⑶鄂尔多斯市土地利用总体规划（2006-2020）

根据《鄂尔多斯市土地利用总体规划（2006-2020）》中开发区及产业发展布局，鄂尔多斯市现有自治区级开发区 6 个，并发展了以中心城市为核心的产业集群，发展了大路、棋盘井、准格尔、康巴什、乌兰木伦等能源、重化工、机械制造、生物制药、建材、农畜林产品加工、物流等 12 大重点产业基地。其中，本项目所在的大路工业园区的主导产业及定位为：充分利用准格尔丰富的煤炭资源，发展煤化工和精细化工，建设国家重要的能源及重化工业基地。

本项目建设符合鄂尔多斯市土地利用总体规划要求。

⑷准格尔旗土地利用总体规划（2009-2020）

准格尔旗包括薛家湾镇、沙圪堵镇、大路镇、龙口镇、纳日松镇、准格尔召镇等。大路工业园厂址位于大路新区境内，北面、东面与黄河相依，距自治区首府呼和浩特市约 80 公里，南距旗委及政府所在地薛家湾约 40 公里。由于地处库布其沙漠边缘，规划区内现状用地多以沙地、荒地为主，仅在东孔兑沟流域分布有部分农用耕地及村镇建设用地。

准格尔旗人民政府于 2014 年对原《准格尔旗土地利用总体规划（2006-2020 年）》进行修编。该规划提出，准格尔旗煤炭、天然气、盐、煤层气、油页岩、高岭土等矿产资源极为丰富，而煤炭资源优势更为突出。规划期间要大力发展煤炭开采、电力及高载能工业，要延长产业链条，提高资源的附加值。重点发展准

格尔经济开发区、大路煤化工工业基地。

作为自治区煤炭主要产区，准旗今后 20 年的产业发展基本要按照资源开发与加工转化的主线展开，以煤液化、煤化工、煤转油、煤电一体化为重点，努力拉长煤转化产业链，促进煤转化工产业优化升级，培育新的经济增长点。

该规划附表 14“准格尔旗重点建设项目用地规划表”中提到，位于大路新区的内蒙古伊泰煤制油有限责任公司二期 180 万吨煤基合成油项目（现调整为规模 200 万吨/年）属于准格尔旗重点建设项目。因此，本项目建设符合《准格尔旗土地利用规划（2009-2020 年）规划要求。

7.2.6 环境保护规划符合性分析

⑴国家环境保护“十二五”规划

2011 年 12 月，国务院以国发[2011]42 号文发布《国家环境保护“十二五”规划》。规划中提出，应提高化工、冶金、建材等行业污染物排放标准和清洁生产评价指标；鼓励各地制定更加严格的污染物排放标准；加强石油石化、煤化工等行业 SO_2 和 NO_X 治理；新建燃煤锅炉要安装脱硫脱硝设施，现有燃煤锅炉要实施烟气脱硫；黄河中上游要重点推进渭河、汾河、湟水河等支流水污染防治，加强宁东、鄂尔多斯和陕北等能源化工基地的环境风险防控；加强石化行业生产、输送和存储过程挥发性有机污染物排放控制。本项目将严格按照国家相关规划和标准要求，严控 SO_2、NO_X、VOCs 及废水污染物排放。

⑵重点区域大气污染防治“十二五”规划

2012 年 10 月，《重点区域大气污染防治“十二五”规划》获得国务院批复（国函〔2012〕146 号）。本项目所在地虽不属于该规划中的重点区域，但本项目将通过建设先进的脱硫脱销除尘设施，采取低氮燃烧器，配套建设油气装置等一系列环保措施，严格控制 SO_2、NO_X、工业烟粉尘、挥发性有机物等污染物新增排放量。

⑶内蒙古自治区环境保护“十二五”规划

内蒙古自治区环境保护“十二五”规划提出要求，重点开发区要强化工业项目集中度，加强各类开发区和园区基础设施建设，防范环境风险，提高应急能力建设。新建燃煤机组综合脱硫效率 90%以上，综合脱硝效率达到 70%以上。本项目燃煤锅炉脱硫效率达 98.66%，脱硝效率达 85%，满足规划环保要求。

⑷内蒙古自治区人民政府关于贯彻落实大气污染防治行动计划的意见（内政发[2013]126号）

为落实国务院《大气污染防治行动计划》，内蒙古自治区人民政府发布《内蒙古自治区人民政府关于贯彻落实大气污染防治行动计划的意见》及实施计划。实施计划中提到，严格控制原煤输出量，提高煤炭就地转化率，变输煤为输电和油、气等清洁能源。全面改造工业燃煤锅炉，加强烟气治理，规模在20蒸吨/小时及以上锅炉应安装除尘、脱硫设施，开展挥发性有机物污染治理，推进加油站、储油库、油罐车油气回收改造工作。到2014年，全区新建储油库要同步建设油气治理设施。

本项目为煤制油项目，新建燃煤锅炉同步建设脱硫脱销除尘设施，且中间罐区和液体装卸站新建油气回收设施，符合地方规划要求。

⑸内蒙古自治区节能减排“十二五”总体规划

该规划提出，化学工业应提高行业准入标准，以大型煤化工企业为主体，加快建设大型循环经济园区，发挥园区和重点企业的示范作用，实现原料多元化、生产清洁化、产业集约化。到 2015 年，主要化工产品单位能耗达到国内先进水平。本项目能效 44.73%，煤耗 3.39 吨/吨油品、水耗 2.5 吨/吨标煤，以上数据表明，本项目的能源利用率、单位产品煤耗及新鲜水耗均符合《“十二五”煤炭深加工示范项目能效和资源消耗指标》的各项要求，其中煤耗达到先进值要求。

⑹鄂尔多斯市环境保护"十二五"规划

该规划提出，应树立坚持建设环境友好国家级新型能源化工基地的工业发展战略目标，调整煤化工行业结构，严格煤化工项目进入门槛，提高节水标准要求，重点通过推广工业节水技术，打造以“零水污染”为目标的新型煤化工产业园区。本项目污水处理系统主要包括装置内污水预处理、全厂性污水处理设施（包括含油污水预处理、生产污水预处理及主生化装置）、废水处理及回用装置、高含盐废水蒸发结晶处理，正常工况下，无废水排入外环境中。另外，本项目还设置一座浓盐水缓冲池及废水缓冲池，蒸发结晶设备或污水处理装置调试、运行及检修状况时用于临时储存废水。

⑺准格尔旗环境保护“十二五”规划

该规划提出，项目污水处理再生回用率达到 40%，工业用水重复利用率达到 65%；新建燃煤机组脱硫效率达到 95%以上，新建燃煤机组脱硝效率达到 70%以

上；固废综合利用率达到 30%以上。本项目重视节水和提高水的利用率，采用空冷技术和闭式循环水方式和先进的水处理技术，冷却水循环率冬季 99.89%，夏季 99.43%，工业水重复利用率为 98.62%。热电装置燃煤机组脱硫效率达 98.66%，脱硝效率到 85%，符合规划要求。园区锅炉灰渣由准格尔旗大路煤化工基地开发有限责任公司接收，暂时贮存于园区渣场，待该公司灰渣提取氧化铝项目建成后送其提取氧化铝，进一步提高综合利用率。

⑻环境功能区划

根据《大路工业园区总体规划环境影响报告书》，本项目所在区域属于二类环境空气质量功能区，环境空气执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准；地表水执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅲ类标准；地下水执行《地下水质量标准》（GB/T14848-93）III 类标准。声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 3 类标准。

本项目符合环境功能区划要求。

⑼全国生态功能区划

环境保护部以2008年第35号公告发布《全国生态功能区划》，以水源涵养、土壤保持、防风固沙、生物多样性保护和洪水调蓄5类主导生态调节功能为基础，在全国范围内，初步确定了50个重要生态服务功能区域。根据规划，准格尔旗所处地区为鄂尔多斯高原东部典型草原防风固沙三级功能区（I-03-07），主要生态问题是过度放牧、草地开垦、水资源不合理开发和过度利用导致植被退化、土地沙化。生态保护方向是建立生态功能保护区，发展圈养牧业，退耕还草，合理利用水资源。本项目将严格按照水权置换方案取水，合理利用水资源，并通过库布其沙漠碳汇林建设，增加当地防风固沙林面积。因此，本项目符合全国生态功能区划要求。

⑽内蒙古生态功能区划

根据《内蒙古生态功能区划》，项目区属于内蒙古高原中东部典型草原生态区(Ⅱ-1)，鄂尔多斯高原东部典型草原生态亚区（II-1-6），库布齐沙地东段沙地植被防风固沙生态屏障功能区（II-01-06-01）。该区域的主导功能是防风固沙，属于土壤风蚀沙化极敏感区域和生物多样性敏感区域。总体上对该区域的生态保护要求为合理利用水资源，保障生态用水，保护沙区湿地和植被。

本项目将严格按照水权置换方案取水，合理利用水资源，并通过库布其沙漠

碳汇林建设，增加当地防风固沙林面积。因此，本项目符合内蒙古生态功能区划要求。

7.3 园区规划、规划环评回顾及符合性分析

本项目位于大路工业园区，2005 年 8 月，内蒙古自治区人民政府办公厅以内政办字[2005]261 号文下发了《关于成立鄂尔多斯大路煤化工园区开发领导小组的通知》，标志着大路煤化工园区（现大路工业园区的前身）正式成立。该园区自 2006 年起历经多次规划和调整。经梳理，本项目相关的园区规划及规划环评情况见表 7.3-1。本节将重点阐述《大路工业园区总体规划变更环境影响报告书》及审查意见、《内蒙古大路工业园区总体规划(2014-2030)》及批复对本项目的支持性及相关要求。

表 7.3-1 大路工业园区规划及规划环评情况历史一览表

序号	规划/环评名称	编制单位	编制时间	规范范围	审批情况	与本项目关系
1	《内蒙古大路煤化工基地发展规划》	中石化上海工程有限公司	2006 年 1 月	基地规划面积 18.477 平方公里（备注：为现大路工业园南工业基地）	2006 年 12 月 12 日，内蒙古自治区发改委以内发改工字[2006]2214 号文（附件 11）对其规划进行批复	本项目在规划范围内
2	《内蒙古大路煤化工基地发展规划环境影响报告书》	中国环境科学研究院	2006 年	与大路工业园煤化工基地发展规划范围一致	2006 年 11 月 30 日，内蒙古自治区环境保护局以内环字[2006]407 号文（附件 12）对其报告书进行批复	本项目在规划范围内
3	《内蒙古自治区大路工业园产业发展规划》	中国国际工程咨询公司	2012 年 11 月	园区规划面积 170 平方公里，分“一区三基地”：（1）北部市政服务区，面积 30 平方公里； （2）南工业基地规划为煤化工基地（现大路工业园南工业基地），面积 58 平方公里； （3）东工业基地规划为煤基新材料及精细化工基地（现大路工业园东工业基地），面积 20 平方公里； （4）西工业基地规划为煤电铝循环产业基地，面积 62 平方公里。	2013 年 2 月，内蒙古自治区发展和改革委员会以内发改产业字[2013]406 号文（附件 14）对大路工业园产业发展规划进行批复	本项目在规划范围内
4	《大路工业园区总体规划环境影响报告书》（以《内蒙古	内蒙古环科院环境科技	2013 年 11 月	与大路工业园产业发展规划的规划范围一致	2014 年 2 月，内蒙古自治区环境保护厅以内	本项目在评价范围内

	自治区大路工业园产业发展规划》为依据编制	有限责任公司			环字[2014]18 号文（附件 15）对大路工业园区总规环评进行批复	
5	内蒙古大路工业园区总体规划(2014-2030)	内蒙古城市规划市政设计研究院	2015 年 2 月	总体规划控制范围为 223.36 平方公里。建设用地含东工业基地、南工业基地、西工业基地、煤电铝循环经济产业基地及煤炭物流基地	2015 年 3 月，鄂尔多斯市人民政府以鄂府发[2015]35 号文（附件 3）对大路工业园区总体规划进行批复	本项目在规划范围内
6	内蒙古大路工业园区总体规划变更环境影响报告书	内蒙古环科园环境科技有限责任公司	2015 年 4 月	总体规划控制范围为 223.36 平方公里。建设用地含东工业基地、南工业基地、西工业基地、煤电铝循环经济产业基地及煤炭物流基地	内蒙古自治区环境保护厅以内环字[2015]27 号文（附件 17）对大路工业园区总体规划变更环境影响报告书提出审查意见	本项目在评价范围内

7.3.1 内蒙古大路煤化工基地发展规划及规划环评

2006 年 1 月，受鄂尔多斯市发展和改革委员会委托，中石化上海工程有限公司完成了《内蒙古大路煤化工基地发展规划》的编制工作。同年 12 月 12 日，内蒙古自治区发改委以内发改工字[2006]2214 号文（附件 11）对其规划进行批复。规划中提到，大路新区煤化工基地的三大龙头装置的工艺技术为间接合成法煤制油、甲醇转化制乙烯/丙烯和甲醇转化制丙烯技术。基地的功能定位为以煤为原料的化工生产及以煤为原料的煤制油的生产。初期重点发展伊泰煤制油（48 万吨）、煤制甲醇（60 万吨）、甲醇制烯烃（甲醇/聚丙烯 120 万吨/37 万吨）、合成氨/尿素（30 万吨/50 万吨）产业。

2006 年，受鄂尔多斯市发展和改革委员会委托，中国环境科学研究院完成了《内蒙古大路煤化工基地发展规划环境影响报告书》的编制工作。同年 11 月 30 日，内蒙古自治区环境保护局以内环字[2006]407 号文（附件 12）对其报告书提出审查意见。原则同意该基地发展规划，规划中拟定的煤制油等目标产品符合国家产业政策和煤化工发展方向。

7.3.2 内蒙古自治区大路工业园产业发展规划及原总规环评

大路煤化工基地自 2005 年启动规划建设，随着国家产业政策和园区发展，园区的规划范围及产业定位也逐步发生调整。为符合自治区沿黄沿线详规及产业导入准则对大路园区的指导要求，满足大路园区与周边托克托、清水河建设统一工业集中区的要求，协调和规范整个大路工业园范围内在建的三个基地规划，使大路工业园保持总体规划的一致性，实现三个基地煤、电、水、路、环保、安全等多种资源的合理利用与衔接。2012 年，大路工业园区管委会委托中国国际工程咨询公司编制了《大路工业园产业发展规划》。该产业规划大幅扩大了园区的规划范围。

大路工业园区控制面积 350 平方公里，规划建设面积 170 平方公里，分“一区三基地”：北部市政服务区，面积 30 平方公里，规划建设内容为产学研基地、行政办公区、金融商务区和为企业配套的生活服务区；南工业基地规划为煤化工基地（原名：大路煤化工基地），面积 58 平方公里，重点发展煤制油、煤制气、煤制甲醇、二甲醚、煤制烯烃和煤制乙二醇等煤化工及下游产品深加工产业；东

工业基地规划为煤基新材料及精细化工基地，面积 20 平方公里，重点发展煤基新材料、精细化工及“三废”综合利用产业；西工业基地规划为煤电铝循环产业基地，面积 62 平方公里，重点发展煤—电—铝及下游产品深加工等相关产业。目前，大路煤化工基地共有 28 家企业入驻，引入项目 38 个，其中包括已建成的伊泰一期 16 万吨煤制油项目以及开展前期工作的伊泰二期 200 万吨煤制油项目。

2013 年 2 月，内蒙古自治区发展和改革委员会以内发改产业字[2013]406 号文（附件 14）对准格尔旗大路工业园区产业发展规划进行批复。2013 年 11 月，内蒙古环科园环境科技有限责任公司以此版产业发展规划为基础，编制完成《大路工业园区总体规划环境影响报告书》。2014 年 2 月，内蒙古自治区环境保护厅以内环字[2014]18 号文（附件 15）提出审查意见。

7.3.3 内蒙古大路工业园区总体规划（2014-2030）

2012 年 10 月，鄂尔多斯市人民政府发布鄂府函[2012]539 号文件（附件 13），对设立鄂尔多斯大路工业园区进行批复，标志着大路工业园区的正式设立。该批复文件要求准格尔旗人民政府应根据园区产业定位，加强建设和管理，充分发挥工业园区的辐射带动作用，促进地区经济繁荣发展，严格按照规划开发建设，力争建设成为投资环境一流、基础设施配套具有竞争优势的新型产业园区。

大路工业园区已被列入《内蒙古自治区以呼包鄂为核心沿黄沿交通干线经济带重点产业发展规划（2010-2020 年）》中重点推动建设的大路—托克托—清水河工业集中区。由于园区具有良好的区位优势和丰富的煤炭资源，致力于打造以煤化工为主体，以煤炭、电力为支撑的大型煤、电、化、铝一体化的大型洁净能源化工基地，是内蒙古自治区打造沿黄经济产业带的核心和龙头之一。

为了符合大路工业园区近年发展的实际情况，也为积极落实国家、内蒙古自治区发展战略，着力推动大路工业园区开发进程，2014 年底，内蒙古城市规划市政设计研究院着手《内蒙古大路工业园区总体规划（2014-2030）》编制工作。并于 2015 年 3 月获得鄂尔多斯市人民政府的批复（鄂府发[2015]35 号）（附件 16）。

⑴ 规划范围

本次规划范围为西至煤电铝循环经济产业基地西侧壕赖河；东至东工业基地东侧沿黄高速公路；北至煤电铝循环经济产业基地北侧牛场圪卜、南煤化工基地

北侧 1.4 公里处快速路、东工业基地北侧大南沟；南至煤电铝循环经济产业基地南侧混兑沟、南煤化工基地南侧沙卜图沟、东工业基地南侧孔兑沟。总体规划控制范围为 223.36 平方公里。

与上一版规划相比，市政区从园区控制范围调出，控制面积减少 126.64km^2，建设面积减少 30 km^2。

⑵ 规划时间

近期：2014-2020 年；

远期：2021-2030 年。

与上一版规划相比，远期规划年限由 2020 年延长至 2030 年。

⑶ 功能分区及用地布局

本次规划从空间上将园区分为东工业基地、南工业基地、西工业基地、煤电铝循环经济产业基地四个分区。

东工业基地：以发展精细化工及下游产品、多晶硅和物流为主，规划建设面积 18.31 km^2。

南工业基地：以发展煤制油、煤制甲醇、二甲醚、烯烃项目、煤制乙二醇等煤化工下游产品和煤炭物流为主，规划建设面积 37.93km^2（其中包括配套的煤炭物流基地 9.91km^2）。

西工业基地：以发展煤制天然气为主，规划建设面积 15.07 km^2。

煤电铝循环经济产业基地：以发展电力、粉煤灰提取氧化铝、电解铝、煤制气及煤化工综合利用产业为主，规划建设面积 55.84km^2。

与上一版规划相比，主导产业定位未发生变化。用地布局由上版的“一区三基地”变为“四基地”，面积也根据实际可用地进行了调整。将原有的“一区”调出，市政区将作为大路工业园区后勤保障基地，承担居住、金融商务、文化娱乐、行政办公及科研功能。

另外，本轮规划中西工业基地是指上版规划的南工业基地中煤制气区，煤电铝基地指上版规划中的西工业基地。

⑷ 产业定位与产业规模

结合自治区“8337”战略中所提出的“把内蒙古建成面向全国的清洁能源输出基地、全国重要的现代煤化工生产示范基地”，本次规划大路工业园区主要产业定位是煤炭深加工，重点发展清洁能源和煤化工产品，主要包括煤制油、煤制

气、煤制醇醚、烯烃及煤化工下游产品和精细化工产业，积极培育煤电铝循环经济产业。

大路工业园 2030 年发展的主产业规模目标是：煤化工产品 1000 万吨以上；煤制天然气 200 亿天然气；电力装机达到 1500 万千瓦；高铝粉煤灰提取氧化铝 550 万吨，铝材加工 275 万吨；园区总产值达到 2000 亿元以上。

与上一版规划相比，主导产业定位未发生变化。由于引入天津渤海化工年产 80 亿煤制天然气项目，煤制天然气年规模由 120 亿扩展到 200 亿。

总体规划范围及分区示意图见图 7.3-1，产业布局见图 7.3-2。

⑸ 近期重点规划项目

规划第九十九条提到，近期应重点落实的建设产业包括煤电铝基地神华氧化铝一期产业工程；西工业基地北控、中海油、河北建投三家各 40 亿方煤制气产业建设；南煤化工基地满世化肥产业建设，伊泰煤制油、久泰二期甲醇深加工项目，中电投烯烃项目，蒙泰煤矸石热电联产项目。

2015 年 6 月，鄂尔多斯市人民政府以鄂府函[2015]123 号发布《鄂尔多斯市人民政府关于大路煤化工基地煤化工产业发展规模调整情况的函》（附件 18），为进一步优化调整大路煤化工基地（大路工业园区）产业结构，将优先发展已取得同意开展前期工作“路条”的项目，鼓励煤基清洁能源等经济贡献大、环境影响小的产业落地建设。其中，煤制油产能调整到 416 万吨。本项目煤制油规模为 200 万吨，符合产能调整。



图 7.3-1 大路工业园区总体规划规划区范围及分区示意图

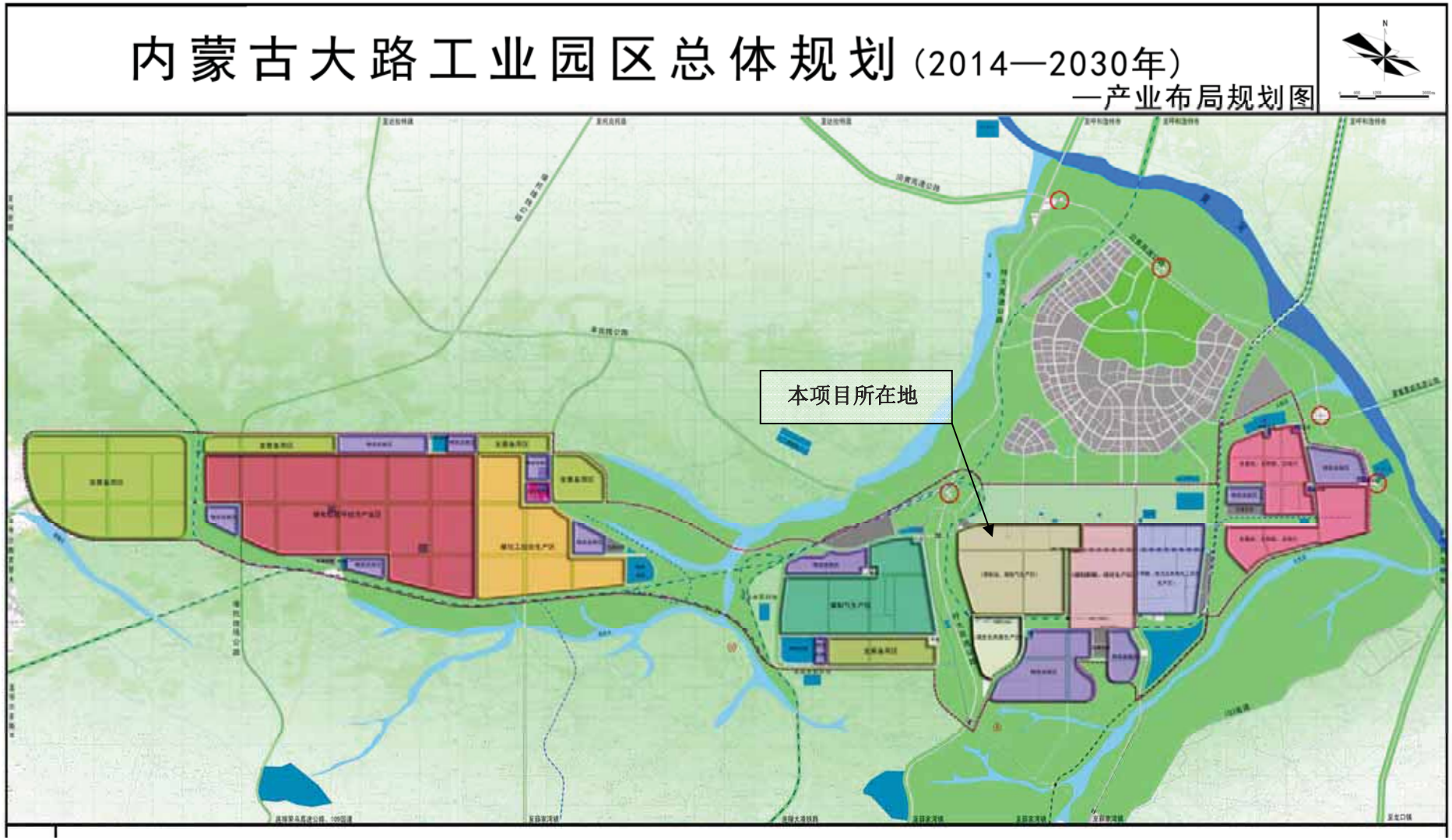


图 7.3-2 大路工业园区总体规划产业布局规划图

⑸环境保护规划

①废水治理

规划煤电铝基地、西工业基地分别独立建设污水厂，南工业基地与东工业基地共建污水厂（现有园区污水处理厂扩建），西工业基地企业内部建设污水处理厂。煤电铝基地处理规模 1.0 万 m3/d，西工业基地处理规模 7.70 万 m3/d，南煤化工基地与东工业基地处理规模 20.28 万 m3/d。污水处理工艺采用二级活性污泥法进行处理，由于园区属沿黄河流域，要求污水处理后水质要求达到一级 A 排放标准。所有生产和生活污水经过污水处理站进行生化处理后，与其他轻度污染的清净废水统一在回用水处理站进行回用水深度处理后做为循环水系统补充水，浓盐水经浓缩装置处理后，少量残渣利用蒸发塘进行自然蒸发处置。

②废渣治理

按照国家“十二五”规划的要求，一般工业固体废物优先进行综合利用，综合利用率不低于 75%。园区锅炉灰渣、气化灰渣等一般工业固废产生量大，应发展静脉产业，实现一般工业固废综合利用。含有贵重金属的废催化剂应由生产厂家回收利用并进行综合利用。

无法回收利用的废催化剂、废瓷球、废干燥剂、废污泥焚烧后的灰渣等，本身含有或因使用时表面吸附有《国家危险废物名录》中列入的成分，确定为危险废物，应送至有资质的危险废物处理单位进行焚烧处理。根据《关于污（废）水处理设施产生污泥危险特性鉴别有关意见的函》（环函[2010]129 号）的要求，污水处理厂污泥、浓盐水结晶后的结晶盐应作为危险废物进行处理，送有资质的危险废物处置单位进行安全填埋或焚烧处理。

根据园区总体规划，园区共规划建设渣场四处，其中南工业基地、西工业基地各 1 处，煤电铝基地 2 处；危废处置场 1 处，位于西工业基地一般固废渣场附近。

本项目建设符合大路工业园区总体规划中功能分区、产业布局和土地利用规划及环境保护的要求。

7.3.4 大路工业园区总体规划环评及审查意见

为进一步完善大路工业园区关于环境保护方面的内容，从战略高度研究规划与环境的协调性，2015 年 4 月，内蒙古环科园环境科技有限责任公司编制完成

了《内蒙古大路工业园区总体规划变更环境影响报告书》。2015 年 4 月 20 日，内蒙古自治区环保厅以内环字[2015]27 号文（附件 17）提出对该报告书的审查意见。

7.3.4.1 园区项目建设概况

大路工业园区现状建成区面积为 1775.63hm^2，其中现状建成工业用地 346.16hm^2，在建工业用地 1279.95hm^2，园区道路用地 141.98hm^2。目前，园区共引进项目 27 个，其中已建 11 个（生产 10 个），在建、停建及未建共 16 个，规划项目 25 个。入园项目基本情况见表 7.3-2。

表 7.3-2 大路工业园区已建、在建、规划项目基本情况

序号	项目名称	建设情况	环评文号	验收文号	备注
1	国电内蒙古晶阳能源有限公司年产 3000 吨多晶硅项目	建成投产	内环审[2009]66 号	正在验收	东工业基地
2	永杰公司一期 20 万吨结构板材项目	在建	鄂环监字[2011]1018		
3	天瑞物流公司国际陆港项目	在建	鄂环监字[2010]1109 号		
4	开滦公司 20 万吨乙二醇项目	未建			
5	开元铝业粉煤灰综合利用示范项目（1 万吨）	建成停产			
6	开元锦江集团 40 万吨粉煤灰提取氧化铝项目	未建	内环审[2012]219 号		
7	大唐一期 50 万吨氧化铝、26 万吨电解铝、15 万吨碳素深加工及配套 2×350MW 电厂一体化项目	未建			
8	通世泰 2×4800 吨/天水泥熟料项目	在建	内环审[2011]224 号		
9	特弘光学二期年产 6 万吨光学级 PAAM 颗粒、8 万吨 PAAM 基板及年产 600 万只灯具模组生产线	在建	内环审[2012]36 号		
10	伊泰一期年产 16 万吨煤基合成油项目	建成投产	内环字[2006]35 号 内环审[2010]139 号	内环验收[2010]102 号	南工业基地
11	久泰能源一期年产 100 万吨甲醇 10 万吨二甲醚项目	建成投产	环审[2008]206 号	环验[2011]345 号	
12	久泰二期 180 万吨甲醇深加工（60 万吨烯烃）项目	在建	内环审[2012]231 号		
13	久泰三期 50 万吨乙二醇项目	未建	内环审[2015]7 号		
14	三维一期 20 万吨甲醇项目	建成投产	内环字[2005]411 号	内环验[2012]138 号	
15	三维二期 14 万吨甲醇制稳定轻烃项目	建成试生产	鄂环评字[2014]206 号		
16	天润化肥 30 万吨合成氨、52 万吨尿素项目	建成投产	环审[2007]253 号	正在验收	
17	内蒙古东华能源有限责任公司一期 60 万吨甲醇项目	建成投产	内环字[2007]233 号 内环审[2013]208 号	内环验[2013]149 号	

序号	项目名称	建设情况	环评文号	验收文号	备注
18	东源煤铝年产 3000 吨粉煤灰制莫来石示范项目	在建	鄂环评字[2014]209 号		
19	特弘众普新光源科技有限公司 200K/月导光板示范项目（后期搬迁至东工业基地二期厂区）	建成投产	内环审[2012]36 号	正在验收	
20	华电年产 5000 吨氧化铝示范项目	停建			
21	蒙华能源 20 万吨甲醇、10 万吨芳烃项目	未建	内环字[2006]476 号		
22	中航黎明锦化机石化装备 6 万吨大型压力容器制造项目	建成投产	蒙环表[2006]103 号 内环审（表）[2009]154 号	内环验[2009]32 号	
23	中科合成油一期 1.2 万吨催化剂项目	建成未投产	内环审[2013]119 号		
24	西北能源一期 20 万吨甲醇项目	在建	内环审[2008]177 号		
25	蒙泰 2×300MW 煤矸石综合利用电厂项目	在建	环审[2010]292 号		
26	中铝一期年产 20 万吨粉煤灰提取氧化铝项目	停建			煤电铝基地
27	乾恒兴 120 万吨氧化铝项目	在建			
28	556 万 t/a 间接法煤制油项目（含本项目）	规划	环评中		南工业基地
29	200 亿 Nm^3/a 煤制天然气 SNG 项目（含建投通泰 40 亿立方米/年煤制天然气项目、北控 40 亿立方米/年煤制天然气项目）	规划	环评中		西工业基地
30	60 万 t/a 天然气液化 LNG 项目	规划			
31	650 万 t/a 煤制甲醇项目	规划			
32	10 万 t/a 二甲醚项目	规划			
33	200 万 t/a 甲醇制烯烃项目	规划			
34	30 万 t/a 聚乙烯项目	规划			
35	20 万 t/a 聚丙烯项目	规划			
36	60 万 t/a 乙二醇项目	规划			

序号	项目名称	建设情况	环评文号	验收文号	备注
37	20 万 t/aDMF 项目	规划			
38	50 万 t/a 芳烃项目	规划			
39	230 万 t/a 合成氨项目	规划			
40	402 万 t/a 尿素项目	规划			
41	4 万 t/aDMC 项目	规划			
42	40 万 t/a 煤焦油加氢项目	规划			
43	550 万 t/a 粉煤灰制氧化铝 1500 万 kw 配套电厂项目	规划			
44	275 万 t/a 电解铝及铝制品项目	规划			
45	1.5 万 t/a 多晶硅项目	规划			
46	2350MW 太阳能级硅片项目	规划			
47	60(5000K) 万 t/aPMMA 颗粒复合导光板项目	规划			
48	20 万 t/a 压力容器制造项目	规划			
49	40 万 t/a 复合材料结构板项目	规划			
50	300 万 t/a 水泥项目	规划			
51	2.4 亿块渣制砖项目	规划			
52	现代物流陆港项目	规划			

7.3.4.2 园区环保基础设施简析

⑴集中供热

①园区供热现状及规划

目前，园区内东工业基地仅有国电 3000 吨多晶硅项目建成投产，自建 2 台 75t/h 循环流化床锅炉解决生产热源。南工业基地现在已建成或在建的项目包括伊泰 16 万吨煤制油、久泰 100 万吨甲醇 10 万吨二甲醇、三维 20 万吨甲醇、天润 60 万吨甲醇、伊东东华 60 万吨甲醇、西北能源 30 万吨甲醇、易高煤化 30 万吨甲醇等项目，这些都是以煤气化为龙头的大型煤化工项目，具有工艺流线长、蒸汽消耗大、能耗高、技术复杂等特点，均自建供热热源。园区在特鸿光学东北部建成 2 台 40t/h 的临时供热锅炉，主要为市政区提供热源。待蒙泰 2×300MW 空冷煤矸石热电 2015 年建成后，将取缔现有 2 台 40t/h 的临时供热锅炉。

据调查，这些投产的以煤为原料的煤化工项目均是自备热电装置，动力站燃煤锅炉所产的高压蒸汽用于空分透平、大型工艺装置透平、发电透平的动力驱动，装置所需的中压、低压蒸汽来自上述透平的抽汽和背压排汽以及工艺装置副产蒸汽，并且通过调整发电量来适应工艺装置和锅炉产汽量的变化波动，实现全厂所用蒸汽的自身平衡；以上项目所配备锅炉均为 9.8MPaG 产汽参数，容量 130t/h~240t/h 不等。

由此可见，大路工业园区现在已建或在建的这些项目中自设的供热设施仅能满足本厂自身热负荷的需求，动力站煤锅炉没有富裕的高压蒸汽对外输送，而且中低压蒸汽基本上来自高压透平的抽汽和背压排汽，如果对外输送中低压蒸汽也会影响高压透平的正常工作，影响工艺生产，所以大路工业园区已建成或在建项目的供热设施不具备对外供热的能力，即本项目不能依托园区内已建成或在建项目提供热负荷。

而根据园区总体规划，南工业基地蒸汽负荷：2030 年需要蒸汽负荷为高压蒸汽 4190 t/h、中压蒸汽 415 t/h、低压蒸汽 3072 t/h。规划建设 20×480 t/h 高压燃煤锅炉（18 开 2 备），配套建设 2×C50-8.83/1.7 抽凝汽轮发电机组＋2×B25-8.83/5.0 背汽轮发电机组＋6×B50-8.83/1.7 背汽轮发电机组。汽轮发电机组满负荷发电量为 450MW。

对于南工业基地，规划变更环评提出建议，该基地不设集中热源，引入大型

煤化工企业自建动力车间，中小型企业应优先利用大型企业余热，或考虑利用电厂集中供热，或建设燃气锅炉。

②项目依托园区集中供热可行性分析

在不能依托园区内已建或在建项目的供热实施提供热负荷的情况下，考虑依托园区内集中供热，只能是在园区内的合理位置建立集中供热设施为周围拟建设项目提供热源。但在集中供热发展初期，往往是一个热源供应周围几个或多个热力用户，供热的风险很大。

A 高压蒸汽需求压力

根据项目可研报告，本项目化工装置高压蒸汽需求量在 1770～1805t/h 之间，考虑装置内空分透平选型压力需求（根据透平选型数据，主蒸汽进汽参数大于 8.5MPa 更为合适，机组选型成熟且效率最高），经过核算供至化工装置区域的高压蒸汽压力至少为 9.8MPa 以上。如果通过设置在本项目区域外的电厂锅炉供应，则至少需配置超高压参数锅炉（主汽参数为 13.73MPa、540℃）。根据目前国内电厂机炉运行情况，超高压参数锅炉对应配置的汽轮发电机组一般为再热机组（若不采用再热形式，汽轮机末几级蒸汽湿度较大，在运行过程中存在末几级叶片被水蚀的可能，将威胁汽轮发电机组的运行安全）；同时为保证主蒸汽和再热蒸汽流量的匹配，再热机组一般为单元制（1 炉配 1 机）。本项目装置高压蒸汽需求设备主要有 5 台空分透平、4 台 CO_2 压缩机透平、2 台制冷压缩机透平、4 台 FT 循环压缩机透平等，上述装置总用汽量在 1770～1805t/h 之间，上述高压蒸汽负荷需求量与南化工基地规划建设的 450MW 汽轮机对应锅炉容量不符，且高压蒸汽输送至本项目装置直接利用，对应锅炉无法采用再热锅炉。因此即使南工业基地设置大容量锅炉发电及供热系统，也会存在发电系统为单元制、供热系统为母管制，同时供至本项目装置的锅炉容量及型式与发电系统完全独立的情况，故通过园区设置热电联产机组为本项目装置供热并不适宜。

B 供热距离压力

考虑依托园区内集中供热，面临的另一巨大挑战是高压蒸汽的输送问题，根据总图的布置本项目装置占地为 3200m×1500m，高压蒸汽的主要用户空分装置的占地为 628m×195m，而且高压蒸汽管道采用进口 P91 材料，如果依靠大路园区的外部集中供热设施的动力站为本项目提供高压蒸汽，不仅高压蒸汽管道的输送距离增加，投资成本提高，据估计高压蒸汽管道每增加 1m 投资要增加 1 万元

以上；采用远距离输送高压蒸汽的压力损失、温度损失、疏水损失增大，供热的经济性、安全性、可靠性均比较差。据统计计算，对于高压蒸汽输送每 1000m 蒸汽的压力下降 0.5MPa，蒸汽透平的汽耗率增加 0.3%，蒸汽温度每降低 5℃，蒸汽透平的汽耗率增加 0.6%，因此对于功率几万千瓦的空分以及工艺压缩机透平来说能耗的增加是巨大的。其次工艺装置需要大量的 0.5MPaG 的低压饱和蒸汽，由于低压蒸汽比容大所以需要敷设多根大直径低压蒸汽管道，不仅带来施工困难而且增加了管廊和基础支撑的投资费用，而且远距离输送低压饱和蒸汽需要大量的疏水，造成较大的蒸汽能量损失。

C 副产蒸汽综合利用

根据煤制油项目工艺要求，工艺装置不仅需要热电负荷的供应，同时还将产生大量的副产蒸汽，副产蒸汽装置本身无法完全消耗，需送至电站作为加热蒸汽以综合利用；但如果热电站建设在本项目装置区域外，装置副产饱和蒸汽长距离输送成本高、经济性差、可靠性很低。

本项目根据化工装置热负荷、动力负荷及副产蒸汽的情况，综合考虑全厂供热和余热利用方案，确定全厂蒸汽分为五个等级，分别为 11.5 MPaG 高压蒸汽、5.4 MPaG 次高压蒸汽、2.8MPaG 中压蒸汽、1.0 MPaG 低压蒸汽和 0.5 MPaG 低低压蒸汽五个等级。根据全厂蒸汽平衡，本项目工艺生产装置各种正常负荷情况下需要热电装置锅炉主汽产量为 1781.7～2086.7t/h 之间，根据核算考虑采用 5 台 580t/h 锅炉方案。

D 发生故障风险大

在工艺装置负荷波动或用汽设备故障时，园区集中供热设施可能无法快速响应，不能够迅速根据管网压力波动情况进行调节，有较大可能会导致整个高压蒸汽管网超压，甚至可能导致热网停止供热，从而引起本项目的全部停运。

其次，不同热用户的用汽性质峰谷负荷的时间周期不同，都会导致供汽管网参数尤其是压力的较大波动，对于煤制油、煤制甲醇、煤制烯烃等大型的煤化工项目，是热动力-工艺联合工程，供热管网尤其是高压蒸汽管网，往往是空分透平以及大型工艺压缩机透平的蒸汽动力源，如果管网的压力波动值超过工艺透平的正常工作范围，轻则影响工艺透平的正常工作，重则引起全厂的停车，对于项目产生重大的损失。

综上分析，如果通过园区内设置的电厂来供应本项目的热、电负荷，在高压蒸汽的参数满足、装置副产蒸汽的综合利用、供热可靠性、安全性、调节灵敏性等方面均较难满足。对于这种热动力系统和化工装置紧密结合的特大型煤化工项目来说，依托园区内的供热实施集中供热，节省投资和环保收益是有限的，如果园区内的集中供热规划和管理不当，还可能造成投资成本的增加，对各化工装置操作的稳定性、可靠性和经济性产生不利的影响。

而如果在示范项目内设置配套热电装置，不仅工艺装置所需的高压蒸汽输送压损、温损低，同时装置副产各种类型饱和蒸汽也可得到充分利用。因此，本项目不适宜依托园区内区域电厂供应工艺热负荷需求；更适宜在项目内自行配套热电装置，以满足工艺装置的用汽、用电、消耗工艺装置副产蒸汽的需求。

从目前大路工业园区实施的项目来分析，本项目为最大供热用户，因此，可考虑将本项目供热设施作为大路工业园区的集中供热设施之一，由本项目供热设施向周边小的用户进行供热。由于周边项目的不确定性，本项目暂不考虑向周边用户供热，待周边项目条件确定后，本项目略为改造可向周边小型用户集中供热。

⑵集中供水

目前，大路工业园区工业水源为黄河水，目前由柳林滩供水工程供给。生活用水由大路工业园区自来水作为供应水源。

柳林滩供水工程由内蒙古准格尔旗黄河水务有限公司运营管理，取水口位于黄河右岸大路镇柳林沟入黄口下游 650 米，采用固定取水泵站+浮动泵船取水形式，经大南沟蓄水池调蓄后，由供水系统输送至项目区界外 1 米处，再经项目厂区内自设的净水厂处理后供给各用水系统。

本项目年取水量 1356 万立方米，其中生产年取水量 1338 万立方米，生活年取水量 18 万立方米，项目所用黄河水通过水权转让方式获得用水指标。

⑶园区污水处理厂

目前，南工业基地园区污水处理厂处理规模为 2×1.25 万 m^3/d，实际处理水量约 1 万吨/日，采用水解酸化+A^2O 生物处理+混凝沉淀过滤工艺，出水满足《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）一级 A 标准，全部排入大南沟水库，与黄河水混合后供企业使用。南工业基地高含盐水处理系统，用于回收企业排放的高含盐废水，投入运行规模为 2×0.5 万 m^3/d，实际处理水量约 9320 吨/日，采用混凝、沉淀+超滤+反渗透+蒸发塘工艺，处理后出水通过工业供水管

线输送至企业回用，滤后浓盐水排入蒸发塘自然干化处理。

根据大路工业园区各基地主导产业定位，以及大沟、呼准高速等对各基地的空间阻隔，煤电铝基地除发展煤电铝产业外，还将发展现代煤化工产业，建议生产废水产生量较大的煤制气等大型煤化工项目自建污水处理设施，配套应急浓盐水暂存池；下游延伸等小型煤化工项目自行建设废水预处理设施，达标后分质外排生化废水和高含盐水，园区集中污水处理厂分别建设生化处理设施、高含盐水处理设施，浓盐水采用多效蒸发处置。

南工业基地与东工业基地共用集中污水处理厂，在现有规模基础上根据需要进一步扩能。

今后园区污水处理厂生化处理系统同样仅接收生活污水和一般性有机生产废水，不接纳含盐废水，污水处理采用水解酸化+A^2O 生物处理+混凝沉淀过滤工艺可行。含盐水处理系统采用混凝沉淀+超滤+反渗透工艺，污水处理厂和高含盐水系统处理后的排水排入蒸发晾晒池。评价建议给蒸发塘配套多效蒸发装置或机械蒸发措施，严格按照《内蒙古自治区高盐水污染防治指导规范》（内政办发[2014]38 号）对现有蒸发池进行管理，远期逐步关停现有蒸发池。

⑷园区固体废物集中处理

根据最新园区总体规划，园区共规划建设集中固废处置设施四座，其中三座为一般工业固废废弃物填埋场，一座为危险废物填埋场。其中，拟建于煤电铝园区西北的煤电铝园区灰渣场，用以收集煤电铝园区无法综合利用的一般工业固体废弃物。

①园区现有渣场

园区现有渣场位于准格尔旗大路镇何家塔村蒙什兔沟，南工业基地东南侧。该灰渣场占地面积约 0.689km^3，包括填埋区、库区周围绿化、厂外截洪沟。灰渣场填埋区坐落于山坡与坡谷地带，属于山谷型灰渣填埋场。填埋场设计容积为 1700×10^4m^3，其中一期库容为 340 万 m^3，灰渣容量 1.3t/m^3，总堆灰量约 2210×10^4t，项目的设计达到《一般工业固体废物贮存、处置厂污染控制标准》的要求，并已于 2008 年取得环评批复，2009 年 7 月开工建设。截至 2014 年 11 月，该渣场已填埋 300 多万 t（占总容量的 13.6%）。目前，渣场被大路工业园区至薛家湾快速路分割，库容缩小，且园区规划项目固废产生量较大，将规划在西工业基地附近新建渣场。

②新建西区渣场

随着园区建设的高速发展，园区内的工业固废处理设施已远远落后于建设的发展。因此，拟在园区西工业基地南侧新建西区渣场，主要接收的一般固废包括锅炉灰渣、气化炉渣、污水处理厂污泥等Ⅰ、Ⅱ类工业固体废物。

新建西区渣场为大路工业园区配套建设的渣场，按照Ⅱ类一般工业固体废物进行设计，主要收集园区内的一般工业固废。项目总占地面积 2816113m^2，包括三个填埋区，填埋区总占地面积 1519836.5m^2，填埋总规模为 102308010m^3，计划服务年限约 7.5 年。其中填埋Ⅰ区面积 326278.9m^2，库容为 20304361m^3，可以满足2015-2017年库容需要，计划服务年限约2.0年；填埋Ⅱ区面积518224.6m^2，库容为 36938609m^3，可以满足 2018 年-2019 年库容需要，计划服务年限约 2.0 年；填埋III区面积 675333m^2，库容为 45065040m^3，可以满足 2020-2022 年上半年库容需要，计划服务年限约 3.5 年。

2015 年 3 月，鄂尔多斯市环保局以鄂环字[2015]145 号发布《鄂尔多斯市环境保护局关于内蒙古大路工业园西区一般工业废渣处理项目环境影响报告书的批复》，西区渣场拟将在园区现有渣场服务期满前正式投入运行，可满足本项目远期一般工业固体废物处置的需要。

③园区新建危险废物处置项目

园区危险废物处置项目厂址分为两部分，危废处理区和危废安全填埋场。工程总占地面积 414363m^2，其中危废处理区占地面积 300501m^2，危废安全填埋场占地面积 113862m^2。危废处理区位于西纬一路北侧，西经二路西侧，北临北环路，南侧紧邻三个煤制天然气项目，安全填埋场北距危废处理区约 8km，占地约 113862m^2。

新建危险废物处置项目总规模为 20 万 t/a，其中减量资源化处理率为 82.1%，安全填埋量约为 17.9%，服务 18 年以上。项目建设内容包括废结晶盐物化处理车间、干化系统、焚烧系统、无机盐综合利用系统及安全填埋场等。

2015 年 4 月，鄂尔多斯市环保局以鄂环评字[2015]169 号文发布《鄂尔多斯市环境保护局关于鄂尔多斯市大路工业园区危废处置项目环境影响报告书的批复》。

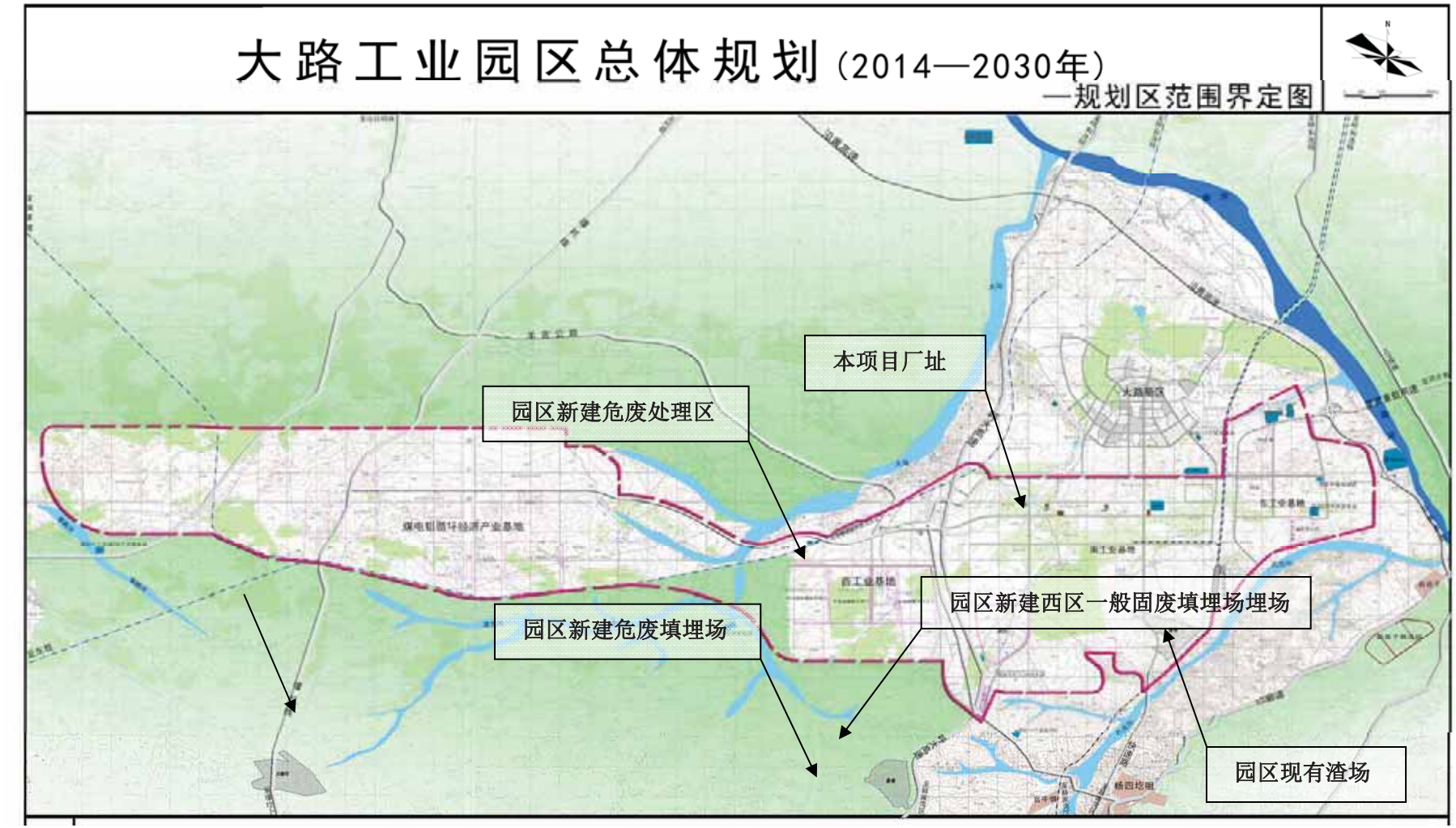


图 7.3-4 大路工业园区与本项目相关渣场位置示意图

7.3.4.3 总规环评结论及优化调整建议

大路工业园区为自治区级工业园区、双百亿工业园区和沿黄沿线重点工业园区。园区依托丰富的煤炭资源，致力于打造以煤化工为主体，以煤炭、电力为支撑的大型煤、电、化、铝一体化的大型洁净能源化工基地。同时注重节能环保、新材料、新能源等战略性新兴产业的培育，符合国家和地方经济发展总体战略要求。同时园区的选址符合生态功能区划、主体功能区划和城市总体规划，周边环境影响及生态敏感性均可控，选址合理。

在切实执行总规评价提出的环境保护对策措施，积极落实环境基础设施建设进度，严格按照园区产业定位与布局安排项目，在积极推进园区供水工程，对主要污染物总量控制，严格落实以水定产，园区的发展不会对区域资源环境承载造成明显压力，有利于推进地方经济社会的发展。从环境保护角度看，大路工业园区规划提出的开发建设方案按照总规评价建议调整后是可行的。

大路工业园区总体规划环评优化调整建议详见表 7.3-3。

表 7.3-3 大路工业园区总体规划环评优化调整建议一览表

要　点	规划情况	优化调整建议
产业定位	煤炭深加工，重点发展清洁能源和煤化工产品，主要包括煤制油、煤制气、煤制醇醚、烯烃及煤化工下游产品和精细化工产业，积极培育煤电铝循环经济产业。	园区产业定位较为合理，应根据煤电、多晶硅、电解铝、煤化工等产业政策要求，控制产业发展规模。
产业布局	园区包含东工业基地、南工业基地、西工业基地及煤电铝循环经济产业基地四个分区。 其中，南工业基地以发展煤制油、煤制甲醇、二甲醚、烯烃项目、煤制乙二醇等煤化工下游产品和煤炭物流为主，规划建设面积 37.93km^2（其中包括配套的煤炭物流基地 9.91km^2）。	南工业基地和西工业基地产业类型单一，重点发展煤化工及下游深加工产业，要求重点做好环境风险防范，防止对黄河支流造成事故污染；基地周边设 1.0km 的空间防范区，沿孔兑沟建设绿化景观带。该基地与北部大路城区现有 2.5km 区域设为安全隔离带，建设绿化防护带。 要求园区搬迁规划区内的卜尔洞壕、查干淖尔、场汉儿、刀尔计圪洞、阿拉不拉 5 个居民点，同时根据项目建设进度，先期搬迁卫生防护距离和大气环境防护距离内的居民点。
环境容量	/	1、大气容量：根据预测 2020 年园区二氧化硫排放总量为 3.9215 万 t/a，氮氧化物排放总量为 5.1152 万 t/a。园区两项主要污染物排放总量不能超出计算的环境容量，建议二氧化硫排放总量控制在 3.2641 万 t/a，氮氧化物排放总量控制在 2.1761 万 t/a。因此，二氧化硫排放量需削减 0.8041 万 t/a，氮氧化物排放总量需削减 3.0812 万 t/a。园区初步落实项目 SO_2 排放量为 1.3517 万 t/a，NOx 排放量为 1.9119 万 t/a，小于大气环境容量，余量分别为 1.9124 万 t/a 和 0.2642 万 t/a，建议园区优先发展已落地项目。今后引入项目新增 SO_2 和 NOx 排放量不能超出 1.9124 万 t/a 和 0.2642 万 t/a。 2、水容量：没有地表水排水去向，废水全部回用。
水资源	/	2020 年大路工业园区工业用水需求为 2.7543 亿 m^3/a（初步落实项目用水量 1.6873 亿 m^3/a）。园区规划水源中，柳林滩供水工程可供水量为 6026 万 m^3/a，西部供水工程供水量为 8400 万 m^3/a，再生水最大可利用量为

要　点	规划情况		优化调整建议
			12620 万 m^3/a，用水缺口约 497 万 m^3/a。 目前，入驻项目共取得黄河水权指标为 1.1946 亿 m^3/a，规划黄河取水工程供水能力还剩 2480 万 m^3/a，规划新增产能用水量需要依托跨盟市黄河水权转让指标及再生水来实现。大路工业园区性质为国家重要的煤化工生产示范区，自治区煤炭深加工产业主要载体，在总用水量不足的情况下，评价建议园区优先发展已落地项目。
环境基础设施	供水工程	生活用水水源：由官板乌素水源地及窑沟水源地供给。 生产用水水源：柳林滩供水工程设计年取用黄河水量为 7089 万 m^3。西部供水工程设计年取水量 9660 万 m^3。	不做调整
	排水工程	南煤化工基地与东工业基地共建污水处理厂，处理规模 20.28 万 m^3/d。	南煤化工基地与东工业基地共建集中污水处理厂，在现有规模基础上根据需要进一步扩能。 园区污水处理厂生化处理系统同样采用水解酸化+A^2O 生物处理+混凝沉淀过滤工艺可行。含盐水处理系统采用混凝沉淀+超滤+反渗透工艺。污水处理厂和高含盐水系统处理后的排水排入应急浓盐水暂存池。建议多效蒸发装置或机械蒸发措施，严格按照《内蒙古自治区高盐水污染防治指导规范》（内政办发[2014]38 号）对现有蒸发池进行管理，远期逐步关停现有蒸发池。
	集中供热	南工业基地：20×480 t/h 高压燃煤锅炉（18 开 2 备）	南工业基地大型煤化工企业自建动力车间，蒙泰 2×300MW 空冷煤矸石热电 2015 年建成后，取缔 2 台 40t/h 的临时供热锅炉。环评建议中小型企业供热方案：①优先利用大型企业余热；②可考虑利用电厂集中供热；③建设燃气锅炉。
	固废处置	共 4 处渣场，其中南煤化工基地、西工业	不做调整

要　点	规划情况		优化调整建议
		基地各 1 处，煤电铝基地 2 处；危废处置场 1 处。	
环境监测能力	/		环境监测委托地区有资质的环境监测机构，准格尔旗环境监测站或鄂尔多斯市环境监测站。
循环经济要求	/		重点做好余热利用、中水回用和固废综合利用。
清洁生产要求	/		国家已经颁布清洁生产标准行业，引入项目应达到二级标准以上；国家尚未颁布清洁生产标准的行业，引入项目应达到国内同行业清洁生产先进水平以上；现有入区项目，应按规定开展清洁生产审核。
项目引入要求	/		符合国家产业政策、园区产业定位，以及安全生产、环境保护和相关法律法规要求。引入项目重点评估水耗指标，优先引入节水型项目。
环境事故处置预案	/		编制园区环境事故应急处置预案，重点危险化学品使用、生产企业编制企业环境事故应急处置预案。污水处理厂建设足够容积的事故水池。

7.3.4.4 总规环评审查意见符合性分析

内蒙古自治区环境保护厅先后于 2014 年 2 月 24 日、2015 年 4 月 20 日，以内环字[2014]18 号文（附件 15）和内环字[2015]27 号文（附件 17）下发了《关于大路工业园区总体规划环境影响报告书的审查意见》（以下简称“审查意见”）和《关于内蒙古大路工业园区总体规划变更环境影响报告书的审查意见》（以下简称“变更审查意见”）。

《审查意见》认为报告书提出的区域污染控制和环境保护对策措施及规划调整意见总体可行。结合本意见的要求，可作为调整、完善工业园区总体规划和环境保护工作的指导性文件。

《变更审查意见》认为变更报告书提出的区域污染控制和环境保护对策措施、规划调整意见总体可行，原则同意本次规划修编将规划期限延长至 2030 年，园区控制面积调整为 223.36km^2，产业功能定位重点发展清洁能源和煤化工、培育煤电铝循环经济产业，用地布局调整为东工业基地（煤基新材料及精细化工区）、南工业基地（煤化工及下游产品深加工区）、西工业基地（煤制气区）和煤电铝循环经济产业基地，主要产品中煤制气规模增至 200 亿 m^3/a。此外，审查意见还对园区规划环评和项目环评的联动机制作出指示：“对本规划所包含的近 5 年内实施的项目，在开展环境影响评价时，应重点分析清洁生产和污染控制措施的可行性、可靠性，经有审批权的环境保护主管部门同意，环境质量现状等工作内容可以适当简化。

本项目建设与审查意见及变更审查意见相符性详见表 7.3-4。

表 7.3-4　　本项目建设与园区总规环评审查意见及变更审查意见相符性分析

总规环评审查意见要求	总规环评变更审查意见要求	本项目情况	符合性
严格遵循对该园区环境保护的总体要求，园区的产业定位要服从于《以呼包鄂为核心沿黄河沿交通干线经济带重点产业发展规划》及准格尔旗经济发展总体规划，要与当地环境保护等其他专项规划相协调，并遵循循环经济思想和清洁生产的指导思想，确保园区建设满足当地环境质量及资源承载能力要求。	严格遵循对该园区环境保护的总体要求。园区的开发建设要服从于自治区人民政府制定的《以呼包鄂为中心沿黄河沿交通干线经济圈重点产业发展规划》和鄂尔多斯市经济发展总体规划，并应与当地其他专项规划相协调。	本项目建设符合园区功能分区和产业定位，符合地方经济发展规划、城市总体规划、土地利用规划及当地各项专项规划。	符合
合理调整产业布局，原则同意《报告书》提出的关于产业布局的优化调整意见。依据产业向园区集中，生活设施依托城镇的思路，确立合理的产业园区范围。同时，应结合当地环境的敏感性以及煤化工等行业的准入条件，确定合理的防护距离，优化园区各分区产业布局。	落实《变更报告》对该园区的产业定位和布局规划调整建议，适度调整煤电铝、煤制油、合成氨等产业发展强度和时序。现已建成的行政办公和生活服务区应用绿化林带与生产区相隔离，工业区内的服务市政区应尽快搬迁。	本项目位于大路工业园区南工业基地，卫生防护距离执行《煤制气业卫生防护距离》（GB/T17222-2012）中煤气日储存量≤100t 的防护距离，为界区外 2200m。	符合
强化水资源的利用与保护，解决制约园区发展的瓶颈问题，应严格遵循“以水定规模”的原则，合理控制园区近、远期各产业的发展规模，并应通过督促企业实施空冷节水和提高反渗透装置水回收率（≥95%）改造等措施，最大限度减少园区高浓度含盐废水的产生；同时，应组织落实园区中水回用工程建设，加强对园区现有晾晒池的合理利用与风险防控管理。	优化园区环境保护基础设施建设与管理，积极引入第三方参与园区及企业污染治理。园区集中供热可分区、分期规划建设；园区污水处理设施的工艺、规模应充分考虑各基地水质特征就近、分质设置，并不得再规划建设高盐水晾晒池，现有晾晒池也应通过督促企业采用空冷节水、提高反渗透装置回收率、加大中水回用、减少高浓度含盐水外排量等方式逐步改造改变使用功能。	本项目工业水的重复利用率为 98.62%，浓盐水采用分盐方案，减少高浓度盐水外排。	符合
原则同意《报告书》对基础设施提出的调整	合理引入废渣综合利用辅助工程及服务性生产	本项目产生的一般固废将依托园区现有	符合

建议，加强园区固体废物管理，一般固体废物要立足综合利用，危险废物应集中送有资质的单位处理处置。	项目，根据有关规定和标准建设园区危险废物集中处置设施，鼓励依照惯例要求探索利用水泥回转窑协同处置危险废物的办法。	渣场及拟建西区渣场处理，危险固废将依托园区新建危废处理项目统一处理。	
要制定切实可行的环境风险应急预案，完善园区监测预警、应急防控和污染物集中处理设施建设。监督园区内企业落实环境风险防范措施，并组织定期对园区及周边地下水进行监测，防止发生环境污染事件。	要制定切实可行的环境风险应急预案，完善园区监测预警、应急防控建设，开展挥发性有机污染物排放长效控制与管理，监督园区内企业落实环境风险防范措施，并定期组织对园区及周边土壤和地下水进行监测，防止发生环境污染事件。	本项目有环境风险应急预案、环境风险防范措施，并在厂区下游共布设 18 个地下水水质监测点，采样频率为每月一次。	符合
	严格执行污染物排放总量控制制度。该园区的污染物排放总量必须实行“环境容量”和“目标总量”双重控制。园区主要污染物排放总量应符合总量控制要求，并确保环境质量达标。	本项目主要通过含尘废气除尘、锅炉烟气脱硫脱硝除尘、低氮燃烧技术、油气回收、硫磺回收等措施削减废气污染物中的 SO_2、NO_X、烟/粉尘排放量。项目主要排放污染物严格执行总量控制制度。	

加强环境监管及日常环境质量监测。重点企业排污口要设置在线监测系统并与环保部门联网。对偷排、超排的企业严格实施停产整顿措施，确保园区各企业污染物长期稳定达标排放。严格大气环境防护距离、卫生防护距离、安全防护距离的管理，为园区健康可持续发展奠定基础。		本项目在硫回收装置尾气焚烧炉出口处设 SO_2 在线监测；在焚烧炉出口处设置烟尘、SO_2、NOx、HCl 在线监测；在热电装置锅炉烟气出口处设 SO_2、NOx 和烟尘在线监测，并与当地环境保护管理部门联网。对于焚烧炉排气筒排放二噁英进行定期监测。对于无组织排放，将在厂界对非甲烷总烃、SO_2、NH_3、氯化氢等进行监测。并严格按照 900m 卫生防护距离进行管理。 本项目在污水生化处理及回用装置的出水口处，废水处理及回用系统出水口设 COD 在线监测仪表进行在线监测，污水处理场出口处设置采样监测点，测量水量、pH 和氨氮等。 本项目卫生防护距离执行《煤制气业卫生防护距离》（GB/T17222-2012）中煤气日储存量≤100t 的防护距离，为界区外 2200m。	符合

7.4 选址合理性分析

7.4.1 政策条件分析

对煤炭资源进行就地转化是自治区依托资源优势实现产业升级的重要举措，十二五期间，将重点按照水煤组合的要求，布局煤化工产业。大路工业园区已被列入《内蒙古以呼包鄂区为核心沿黄河沿交通干线经济带重点产业发展规划》，成为自治区重点推动建设的 22 个产业集中区和工业园区之一，园区的发展具有明显的政策优势。同时，根据对大路业园区周边园区的产业定位进行比较，并参考《内蒙古以呼包鄂区为核心沿黄河沿交通干线经济带重点产业发展规划》对各个工业园区的产业定位，总体上大路工业园区产业定位符合区域优势产业集中发展的要求，且主导发展产业符合自治区产业调控要求。

7.4.2 与周边工业区相关性分析

根据《内蒙古以呼包鄂为核心沿黄河沿交通干线经济带重点产业发展规划(2010-2020 年)》，在盟市整合的基础上，自治区将重点推动建设 9 个工业集中区和 13 个点状布局的重点工业园区。内蒙古沿黄沿线工业园区分布图详见图 7.4-1。上述规划中提出，煤化工重点布局在大路工业园区、达拉特旗工业园区、独贵特拉工业园区、上海庙工业园区。

其中，上海庙工业园区将构筑煤气化、煤焦化两大主导产业链，发展烯烃、乙二醇、焦炭、煤焦油深加工等产品。独贵特拉工业园区将重点发展甲醇、二甲醚、烯烃、醋酸、乙二醇、化肥等产品。达拉特旗工业园将重点发展建材、树脂加工、甲醇、二甲醚及下游产品。

大路工业园区属于大路—托克托—清水河工业集中区，三园区融合，将重点构筑煤化工、生物制药、粉煤灰综合利用、建材等产业链。

托克托工业园区是依托大唐托克托火力发电厂建设的工业园区，属自治区级开发区，是自治区级高新技术产业园区、循环经济示范区、全区农产品加工创业基地，被国家科技部命名为“火炬计划呼和浩特生物发酵特色产业基地”。

清水河工业园区地处喇嘛湾北端，与托克托工业园东区相毗邻。园区总规划面积 50 km^2，包括建成区、在建区和新规划区三部分。清水河园区产业定位以能

源及重化工项目为主导，辅以储运、冶炼、陶瓷、高岭土等产业。

大路工业园区重点发展煤制烯烃、煤制天然气、煤制油、甲醇及下游产品等。

托克托工业园规划依托现状电力能源、生物医药、冶金产业，继续做大做强，同时导入静脉产业，改善园区环境，以大路煤化工基地为依托，适时引入煤化工下游精深加工产业；清水河工业园规划依托两个相邻园区的产业规模效应，重点发展其下游深加工产业链，如精细化工、新型建材等。大路-托克托-清水河工业集中区相关性分析详见表 7.4-1。

表 7.4-1　大路—托克托—清水河工业集中区相关性分析一览表

园区	产业定位	发展方向
托电工业园区	电力能源工业为基础，以生物制药、金属冶炼和化工工业为主导产业，同时带动相关产业同步发展	重点发展生物医药、再生冶金及精细化工。生物医药产业发展基础较好，已形成一定规模，同时符合呼和浩特市重点产业发展方向，产业成长具有较大的市场空间；同时注重提升粉煤灰制取氧化铝等循环冶金产业规模。
清水河工业园区	以能源及重化工项目为主导，辅以储运、冶炼、陶瓷、高岭土等产业。	在现状基础上重点着重发展节能建材及精细化工产业。
大路工业园区	构建煤炭深加工、粉煤灰提取氧化铝以及铝后加工等产业。	以龙头企业带动，延伸产业链条，形成煤化工产业集群，向以煤化工为主导的综合园区转型。

因此，本项目厂址选择进入大路工业园区符合内蒙古对各园区的产业定位。



图 7.4-1　　内蒙古沿黄沿线工业园区分布图

7.4.3 项目选址区域条件分析

⑴煤炭资源

本项目位于大路工业园区南工业基地内。大路工业园区地处鄂尔多斯市准格尔旗东北部黄河二级台地、库布其沙漠东端，东、北与黄河相依、南邻孔兑沟、西接呼大高速公路，属呼包鄂金三角，是蒙晋陕能源富集地区的核心地带，丰富的煤炭资源，为煤化工的发展提供了得天独厚的优势条件。

⑵地质地形条件

根据本项目《选址研究报告》，场地没有进行场平，高程约在 1150.73~1168.08 米之间，最大高差 17.35m。根据外业勘探、原位测试结合土工试验等手段综合分析在勘探范围内所揭露基地地层从上到下依次为：层粉细砂（Q42+eol）、层细砂（Q4al+pl）、层粉质粘土（Q3）、层全风化砂岩（N）、强风化砂岩（N）、层泥岩（N）。根据《建筑抗震设计规范》（GB50011-2010）相关条文，鄂尔多斯市准格尔旗抗震设防烈度为 7 度，设计基本地震加速度值为 0.10g，设计地震分组为第三组。

⑶交通条件

项目所在地紧临呼包银和京津冀经济圈，周边交通条件优越，呼东高速公路、呼准铁路、沿黄公路和规划建设的鄂尔多斯沿黄铁路穿境而过，呼准铁路在大路工业园区南工业基地东边界建有货运站，产品及原料运输可接入基地铁路专用线；东侧 5 公里即为何家塔车站；项目选址西临羊吉公路和呼准高速，交通运输条件极为优越，极大地方便了拟建项目原料的运输及产品的输出。

⑷水源条件

本项目拟从大路工业园区工业供水管网上取水。大路工业园区已建成黄河柳林滩供水工程，其取水口位于黄河头道拐弯道下游末段右岸柳树沟入黄口下游约 650m 处，采用岸边固定式泵站从黄河提水，通过输水管道送至沉沙池预处理后进入蓄水池调蓄，而后进入净水厂进行处理，处理达到生产用水水质要求后加压提升供整个煤化工基地内各工业企业的生产用水。生活用水也由大路工业园区生活用水管网供给。

本项目拟通过对鄂尔多斯市黄河南岸灌域的部分灌区实施节水改造并调整种植结构，以提高农业用水效率，将节出的水量以有偿转让方式取得，在获得取水指标之后，以黄河干流地表水作为其取水水源。

7.4.4 生态环境敏感性分析

大路工业园区所处的准格尔旗东北部，属于《全国生态功能区划》中的鄂尔多斯高原东部典型草原防风固沙三级功能区（I-03-07）、《内蒙古生态功能区划》中的库布齐沙地东段沙地植被防风固沙生态屏障功能区（III-5-1）、《鄂尔多斯市生态功能区划》中的库布齐沙漠东段沙地植被防风固沙生态功能区和《准格尔旗生态功能区划》中的库布齐沙漠防风固沙林牧保护区，总体上对该区域的生态保护要求为合理利用水资源，保障生态用水，保护沙区湿地和植被，大路工业园区用水为黄河取水，不会对区域生态造成重大影响。

大路工业园区主要制约因素为水资源制约，在做好农业水权转换和引黄工业用水审批许可的基础上，园区严格以水定规模，限制工业取用地下水，不会对区域生态环境造成明显影响。

7.4.5 项目用地及选址的批复

2014 年 10 月，鄂尔多斯市东胜区集智建设项目管理有限公司完成本项目选址研究报告。选址位于薛家湾镇和大路新区之间的大路新区煤化工产业组团内西北地块，羊吉公路和呼准高速东侧，沿黄公路南侧，103 省道西侧。原呼准铁路西侧。

2014 年 7 月 14 日，内蒙古自治区国土资源厅以内国土资字[2014]433 号文发布《关于内蒙古伊泰煤炭间接液化示范项目建设用地的初审意见》，文中提到，本项目建设用地已列入鄂尔多斯市《准格尔旗土地利用总体规划（2009-2020 年）》，符合地方土地利用总体规划。项目建设用地拟使用鄂尔多斯市准格尔旗土地 236.7719 公顷，土地利用现状为：农用地 186.6126 公顷，其中，耕地 2.0234 公顷（非基本农田），林地 40.9343 公顷，草地 143.6849 公顷，建设用地 21.5818 公顷；未利用地 28.5775 公顷，用地规模符合国家《煤炭工程项目建设用地指标》要求。该项目拟占用耕地 2.0234 公顷，耕地面积占项目建设用地总规模的 0.85%。根据农用地质量分等定级成果，占用耕地质量等级 15 等。按照“数量相等，质

量相当”与“占水田补水田”的原则，项目建设单位与鄂尔多斯市鄂托克旗国土资源局签订了委托补充耕地协议，补充耕地位于鄂托克旗阿尔巴斯苏木赛乌素嘎查，验收文件为《鄂尔多斯市国土资源局关于鄂托克旗阿尔巴斯苏木乌素嘎查补充耕地储备库（一期）项目验收合格的通知》（鄂国土资发[2012]272 号），并在部土地整理复垦开发项目信息报备系统中备案，该项目已在耕地占补平衡动态监管系统中挂钩确认，占补平衡挂钩确认信息编号 150000201402615618。

2014 年 11 月 21 日，鄂尔多斯市规划局以鄂规字[2014]112 号文件《鄂尔多斯市规划局关于内蒙古伊泰煤制油有限责任公司 200 万吨/年煤炭间接液化项目规划选址的请示》同意本项目选址，项目建设符合准格尔薛家湾城市总体规划。2014 年 12 月 1 日，内蒙古自治区住房和城乡建设厅以内建规[2014]640 号文件《关于内蒙古伊泰煤制油有限责任公司 200 万吨/年煤炭间接液化示范项目选址的批复》，原则同意本项目选址。

2014 年 12 月 11 日，国土资源部以国土资预审字[2014]230 号文发布《关于内蒙古伊泰煤炭间接液化示范项目建设用地预审意见的复函》（附件 8），文中提到，本项目符合供地政策，项目用地已列入当地土地利用总体规划，原则同意通过用地预审。该项目拟用地总面积 236.77 公顷，其中农用地 186.81 公顷（含耕地 2.02 公顷，非基本农田），应按照国家相关规定，从严控制建设用地规模，占用耕地须补充数量和质量相当的耕地，切实做到占补平衡。

因由于本项目实际占地 288.18 公顷，建设单位与准格尔旗国土资源局于 2014 年签订国有建设用地使用权出让合同（附件 9），出让宗地位于大路工业园区煤化工基地，出让面积为 62.24 公顷。

另外，中国地震局以中震安评[2014]150 号文（附件 47）发布对本项目场地地震安全性评价报告的批复；本项目地址灾害危险性评估报告在内蒙古自治区国土资源厅备案（附件 48）；内蒙古自治区国土资源厅以内国土资函[2014]441 号发布《关于内蒙古伊泰煤制油有限责任公司 200 万吨/年煤间接液化油品工程拟选址用地范围内不压覆已查明重要矿产资源的函》（附件 45）；内蒙古自治区文化厅以内文物发[2014]311 号文发布《关于内蒙古伊泰煤制油有限责任公司 200 万吨/年煤间接液化示范工程文物调查意见的批复》（附件 46）。民航华北局以民

航华北函[2014]452 号文（附件 51）发布《关于本项目烟囱对鄂尔多斯机场净空安全影响的行业意见》。

根据上述分析，本项目选址符合当地城乡规划、产业规划、区域条件、场地条件等要求，项目选址具备可行性。

7.5 小结

7.5.1 相关政策与规划符合性分析小结

本次评价主要收集国家、内蒙古自治区、鄂尔多斯市和准格尔旗与大路工业园区相关的政策和各项规划，主要分析如下：

⑴从国家层面上，国家继续把实施西部大开发战略放在区域发展总体战略优先的位置，本项目所在的呼包银榆地区是西部发展的 11 个重点经济区之一，应科学布局煤制液体燃料项目。在《国务院关于进一步促进内蒙古经济社会又好又快发展的若干意见》中，将内蒙古定位为国家重要的能源基地、新型化工基地、有色金属生产加工基地和绿色农畜产品生产加工基地，应依据国家规划适度发展煤化工产业。《全国主体功能区规划》中指出，本项目所在的呼包鄂榆地区是 18 个国家层面的重点开发区域之一，将打造全国重要的能源、煤化工基地。大路工业园区构建煤炭深加工、粉煤灰提取氧化铝以及铝后加工、建材和综合利用三大产业链，形成“煤为基础、电为支撑、氧化铝为主导、互为补充”的循环经济产业集群，符合国家支持区域煤电、煤化工产业发展的总体战略导向。但区域水资源较为短缺，园区发展煤炭深加工产业，应优先考虑资源环境承载能力。

⑵从自治区层面上，内蒙古作为我国重要煤炭资源供应基地，应按照统筹规划、合理布局、水煤组合的要求，加快煤制油、煤制气、煤制烯烃、煤制二甲醚、煤制乙二醇等五大国家示范工程产业化和二代煤化工示范建设，大力推进煤化工产品深加工，建设国家新型煤化工产业基地。《内蒙古自治区以呼包鄂为核心沿黄河沿交通干线经济带重点产业发展详细规划》中已将大路工业园区列入重点推动建设的大路—托克托—清水河工业集中区，总体定位为建设以煤化工、精细化工、再生冶金循环产业、建材产业为主导的重化工业基地。因此，大路工业园区选择煤化工为主导产业的定位，符合自治区西部经济区和煤炭深加工产业发展的战略要求。

⑶从鄂尔多斯市层面上，该市煤炭资源非常丰富，但水资源相对短缺，发展煤化工产业最大的制约条件就是水资源。根据煤炭资源和水资源匹配条件，鄂尔多斯将煤化工产业重点布局在沿黄经济带，包括大路工业园区、达拉特工业园区、独贵塔拉工业园区和上海庙工业园区。

因此，大路工业园区选择煤化工为主导产业的定位，符合鄂尔多斯市的总体战略要求。

⑷从准格尔旗层面上，该旗的发展目标是集中打造 500 万吨煤制油、200 亿立方米煤制天然气、500 万吨醇、醚、烯烃及下游产品的现代煤化工基地。其中，大路工业园区将建立具有国际竞争力的新型煤化工产业基地，总体规划控制范围为 223.36 平方公里，建设用地含东工业基地、南煤化工基地、西工业基地、煤电铝循环经济产业基地及煤炭物流基地。大路工业园区为准格尔旗重点推动建设的煤化工产业集中区，符合地方经济发展规划。

国家发改委已以发改办能源[2013]3054 号文支持本项目开展前期工作，经过上述分析，本项目建设符合国家、内蒙古自治区、鄂尔多斯市、准格尔旗与大路工业园区相关的政策和各项规划。

7.5.2 项目选址符合性分析小结

本项目周边具有丰富的煤炭资源，具备优越的交通条件，园区配套的供水、供热、供电等基础设施齐全，为煤化工项目的发展奠定了良好的基础。项目选址区域无文物设施、未压覆已查明重要矿产，地质灾害属不发育区，作为工程建设场地是适宜的。

项目建设符合内蒙古自治区呼包鄂城市群规划、鄂尔多斯市城市总体规划、准格尔旗薛家湾镇城市总体规划、准格尔旗土地利用总体规划等一系列城乡规划。在落实各项环境保护措施、生态保护措施、风险防范措施后，拟建项目选址从环境保护角度考虑是可行的。

8 大气环境影响与预测

8.1 气象特征

8.1.1 气候概况

本项目所在区域深居内陆，远离海洋，具有显著的北温带气候特征，属于大陆性半干旱季风气候区西风带。冬季受蒙古高压控制严寒而漫长，夏季受太平洋副热带高压控制炎热而短暂。降水少、蒸发大；日照长，温差大。灾害性气候主要有干旱、大风、沙暴及干热风。

8.1.2 长期气象资料统计

本项目位于鄂尔多斯市准格尔旗大路工业园，拟建厂址位于准格尔旗气象站的 N 方位，距离 20.03 公里。准格尔旗气象站 2005 年从沙圪堵镇搬迁至薛家湾镇，正式资料使用年限为 2006 年 1 月至今.地理坐标为东经 111° 13′，北纬 39° 52′，地面标高 1221.4m，属国家级多要素自动气象观测站。项目所在区域近 30 年(沙圪堵 1984~2005，准格尔旗 2006~2013)的长期气象统计资料如下：

气象要素	单位	数值	发生时间
平均气温	℃	7.8	
最热月平均气温	℃	23.4	7月
最冷月平均气温	℃	-10.7	1月
极端最高气温	℃	40.4	
极端最低气温	℃	-30.4	
年平均气压	Kpa	893.9	
冬季平均气压	Kpa	898.3	
夏季平均气压	Kpa	886.8	
平均水汽压	Kpa	7.0	
最大水汽压	Kpa	8.4	
最小水汽压	Kpa	6.1	
平均相对湿度	%	53	
最大相对湿度	%	100	
最小相对湿度	%	0	
年平均降水量	mm	389.9	
年最大降水量	mm	531.7	
年最小降水量	mm	251.1	

日最大降水量	mm	91.1	
小时最大降水量	mm	58.4	
年平均蒸发量	mm	1951.4	
年最大蒸发量	mm	2284.7	
年最小蒸发量	mm	1617.7	
平均风速	m/s	1.7	
最大风速	m/s	21.3	
瞬时极大风速	m/s	32	
年主导风向		WNW	薛家湾镇
冬季主导风向		SSW	
夏季主导风向		WNW	
最大积雪深度	cm	15	
最大冻土深度	cm	>150	
年平均雷暴日数	d	33	
年平均冰雹日数	d	1.6	
年均沙尘暴日数	d	0.6	
年日照时数	h	2924.8	

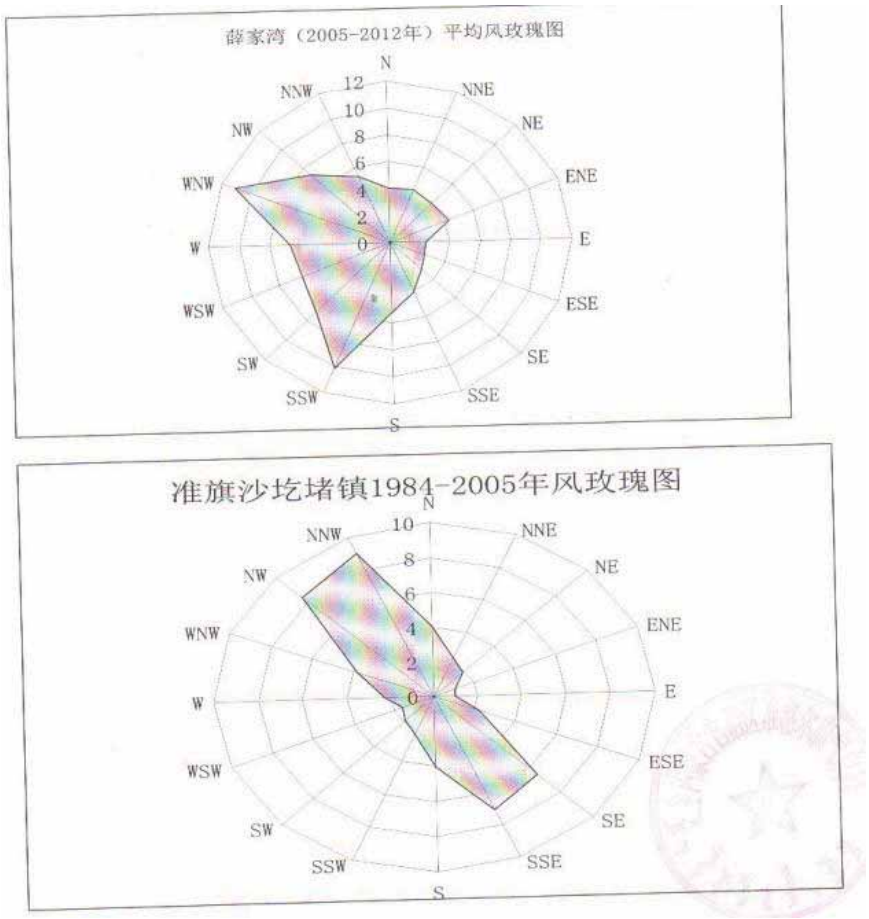


图 8.1-1 项目所在地长期年均风玫瑰图

8.1.3 2013 年气象资料统计

本次大气环境影响评价收集了准格尔旗气象站 2013 年的地面逐时气象观测资料。气象要素数据包括气温、气压、风向、风速、总云、低云、相对湿度等。2013 年气象资料的统计数据如下：

⑴气温

2013 年各月平均气温见表 8.1-4 和图 8.1-4，从数据上看，两个气象站 2013 年月平均气温相近且变化趋势基本一致。

表 8.1-4　　2013 年平均温度月变化统计表　　℃

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
准旗	-8.49	-3.9	4.69	9.1	18.34	21.11	22.21	21.37	15.74	9.12	-0.14	-6.73

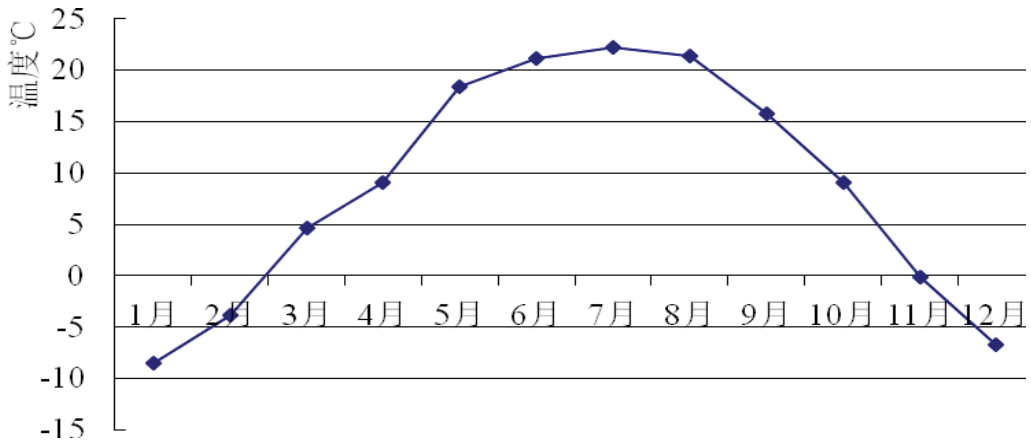


图 8.1-4　　2013 年月平均气温变化趋势图

⑵风速

2013 年气象站各月平均风速见表 8.1-5 和图 8.1-5；季小时风速的日变化见表 8.1-6 和图 8.1-6。

表 8.1-5　　2013 年准格尔旗平均风速月变化统计表　　m/s

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
准旗	1.13	1.82	1.95	2.63	2.1	1.71	1.02	1.39	1.06	1.17	1.41	1.16

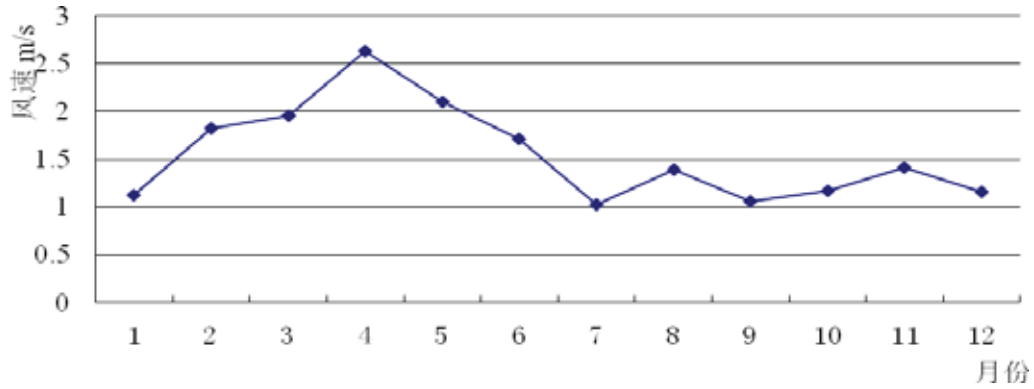


图 8.1-5　2013 年月准格尔旗平均风速变化趋势图

从统计数据可以看出，准格尔旗气象站每年 7 月至次年 1 月平均风速相近，在 1.0~1.5m/s 的范围内，2 月~6 月风速相对较大。

表 8.1-6　　2013 年准格尔旗季小时风速日变化统计表　　m/s

	1 时	2 时	3 时	4 时	5 时	6 时	7 时	8 时	9 时	10 时	11 时	12 时
春	1.28	1.22	1.25	1.19	1.19	1.14	1.21	1.48	2.06	2.66	2.91	3.2
夏	0.93	0.86	0.85	0.87	0.87	0.76	0.9	1.05	1.47	1.61	1.76	1.9
秋	0.73	0.78	0.83	0.74	0.68	0.57	0.68	0.76	1.06	1.48	1.64	1.96
冬	1.05	1	0.89	0.84	0.9	0.8	0.78	0.79	0.82	1.24	1.71	2.14
	13 时	14 时	15 时	16 时	17 时	18 时	19 时	20 时	21 时	22 时	23 时	24 时
春	3.43	3.68	3.77	3.84	3.62	3.1	2.75	2.08	1.88	1.66	1.43	1.3
夏	1.98	2.03	2.15	2.12	1.95	1.73	1.59	1.28	1.19	1.08	1.04	0.92
秋	2.14	2.21	2.2	2.02	1.65	1.26	1.04	1.04	0.9	1.01	0.89	0.85
冬	2.34	2.33	2.42	2.29	2.03	1.5	1.21	1.08	1.11	1.18	1.08	1.02

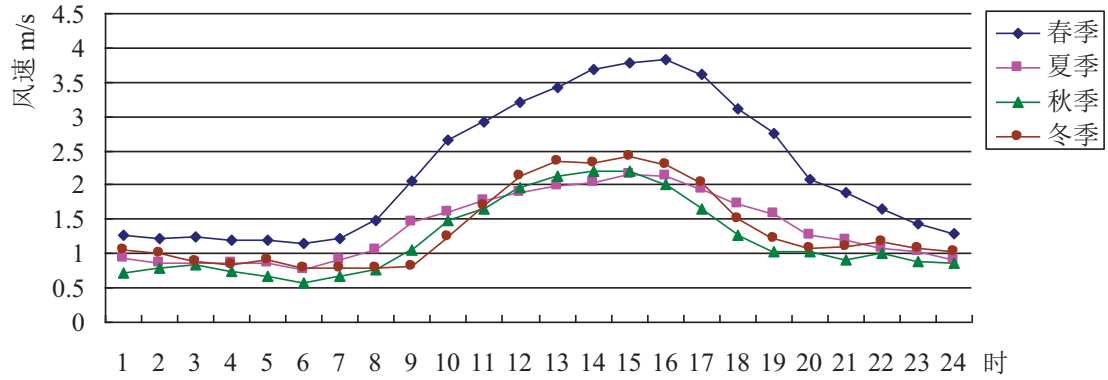


图 8.1-6　　2013 年准格尔旗气象站季小时风速日变化趋势图

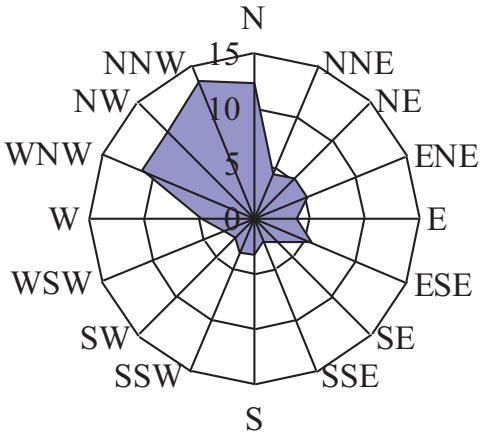
⑶年均风频及年均风频季变化

气象站 2013 年风向频率统计见表 8.1-7，季和年风向玫瑰图见图 8.1-7。

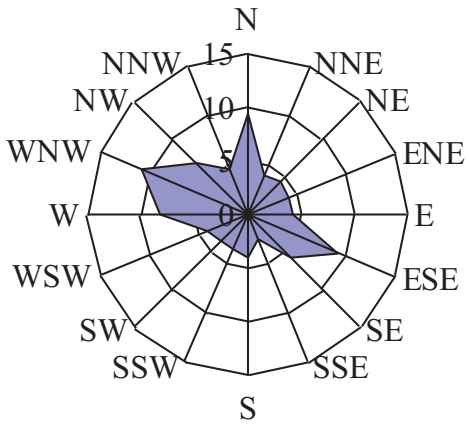
表 8.1-7　　2013 准格尔旗气象站风频统计表　　%

准旗	年	风向	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S
		频率	11.3	3.84	4.11	3.93	3.49	5.26	2.99	1.71	2.61
		风向	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	C*	
		频率	2.41	2.34	3.26	5.88	12.34	9.65	9.02	15.86	
	春	风向	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S
		频率	12.23	4.44	5.21	5.21	3.94	5.66	3.03	2.22	3.26
		风向	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	C*	
		频率	3.31	2.58	2.94	4.85	11.14	11.14	13.54	5.3	
	夏	风向	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S
		频率	9.38	3.99	4.39	4.17	4.3	9.28	5.8	2.58	4.03
		风向	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	C*	
		频率	3.44	3.4	4.3	8.24	11.01	6.66	4.66	10.37	
	秋	风向	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S
		频率	10.07	3.07	3.66	3.34	3.66	3.66	1.74	1.24	1.37
		风向	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	C*	
		频率	1.37	1.74	2.7	5.95	14.19	8.97	6.82	26.42	
	冬	风向	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S
		频率	13.56	3.84	3.15	2.96	2.04	2.36	1.34	0.79	1.76
		风向	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	C*	
		频率	1.48	1.62	3.1	4.44	13.06	11.85	11.06	21.57	

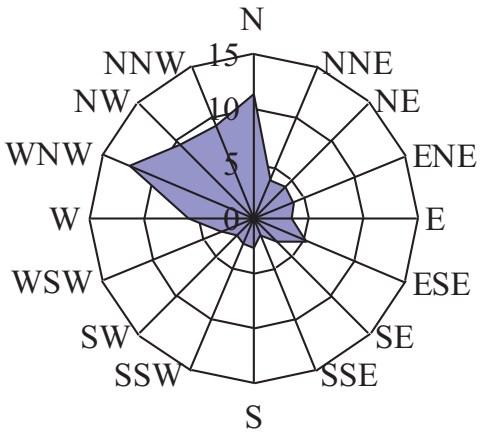
2013 年准格尔旗气象站年主导风向为 WNW-NW-NNW，主导风频为 31.01%，静风频率为 15.86%；春季主导风向为 WNW-NW-NNW，主导风频为 35.82%，静风频率为 5.30%；夏季无主导风向，WNW 风向出现频率最高，为 11.01%，静风频率为 10.37%；秋季无主导风向，WNW 风向出现频率最高，为 14.19%，静风频率为 26.42%；冬季主导风向为 WNW-NW-NNW，主导风频为 35.97%，静风频率为 21.57%。



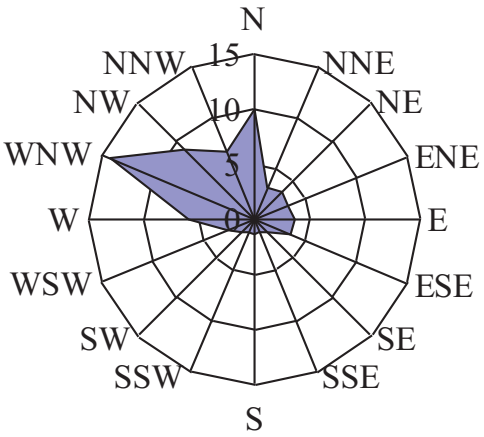
春季静风频率 5.30%



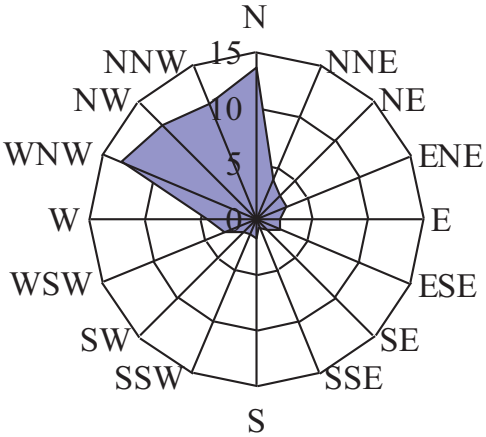
夏季静风频率 10.37%



全年静风频率 15.86%



秋季静风频率 26.42%



冬季静风频率 21.57%

图 8.1-7　准格尔旗气象站 2013 年风频玫瑰图

8.2 大气环境质量现状评价

本项目大气环境现状监测根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2008)的要求以及项目周边实际情况，共布设了 10 个大气现状监测点，于 2014 年 2 月 28 日~3 月 6 日(采暖期)、6 月 25 日~7 月 1 日(非采暖期)进行了两期

连续 7 天的环境空气质量现状监测，两次监测工作均由鄂尔多斯市环境监测中心站和泰州市环境监测站共同承担。两期监测期间，现有工程均为满负荷运行。

8.2.1 环境空气质量现状监测

⑴监测点位

根据长期气象统计数据，项目当地无明显主导风向，因此以最大频率风向 WNW 为轴向取上风向为 0°，在约 0°、45°、90°、135°、180°、225°、270°、315° 方向上各设置 1 个监测点，并在 WNW 风向下风向距离中心点不同距离加密布设 2 个监测点，具体监测点的位置根据实际情况稍有调整。同时，在现有工程厂界设置 4 个点监测无组织排放浓度。布点情况见表 8.2-1 及图 8.2-1。

表 8.2-1　　环境空气质量现状监测布点一览表

监测点	名称	人数	与项目厂址中心相对方位		备注
			方位	距离（km）	
1#	大路乡	48	W	约 3.2	
2#	苗家滩	210	NW	约 4.1	
3#	特拉不拉	210	N	约 3.2	
4#	工业园区管委会	360	NE	约 4.4	
5#	董家塔	208	E	约 8.3	
6#	放牛窑	420	E	约 10.1	
7#	何家塔村委会	7	SE	约 6.6	
8#	东孔兑村	420	S	约 8.6	
9#	庙圪驼	204	SW	约 4.4	
10#	厂址	/	/	/	
	现有项目厂界设 4 个无组织监测点		/	/	上风向 1 个，下风向 3 个，根据监测时的风向确定

*大路乡监测点位位于井坝窑子

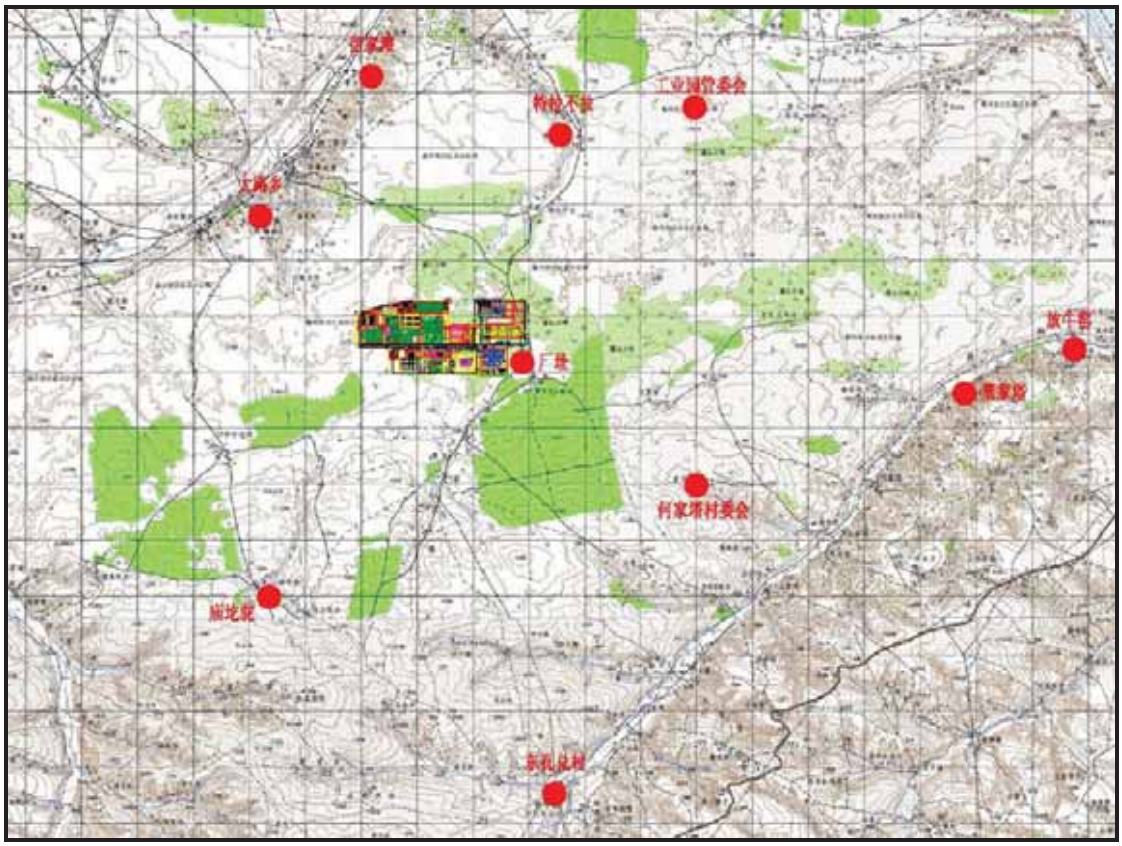


图 8.2-1　　大气现状监测点位图

⑵监测项目

监测内容分为常规污染物和特征污染物：

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

特征污染物：H_2S、NH_3、HCl、HCN、氟化物、非甲烷总烃、甲醇、VOCs、臭气浓度、苯、甲苯、二甲苯(邻、间、对)、BaP、汞、酚、二噁英。

监测内容见表 8.2-2。

表 8.2-2　　环境空气质量现状监测项目一览表

监测点	名称	监测因子	
		常规因子	特征因子
1#	大路乡	SO_2、NO_2、TSP、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3	H_2S、NH_3、HCl、HCN、氟化物、非甲烷总烃、甲醇、VOCs、臭气浓度、苯、甲苯、二甲苯(邻、间、对)、BaP、汞、酚。
2#	苗家滩	SO_2、NO_2、TSP、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3	
3#	特拉不拉	SO_2、NO_2、TSP、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3	
4#	园区管委会	SO_2、NO_2、TSP、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3	H_2S、NH_3、HCl、HCN、氟化物、非甲烷总烃、甲醇、VOCs、臭气浓度、苯、甲苯、二甲苯(邻、间、对)、BaP、汞、酚。
5#	董家塔	SO_2、NO_2、TSP、PM_{10}、	H_2S、NH_3、HCl、HCN、氟化物、非甲烷总烃、

监测点	名称	监测因子	
		常规因子	特征因子
		$PM_{2.5}$、CO、O_3	甲醇、VOCs、臭气浓度、苯、甲苯、二甲苯(邻、间、对)、BaP、汞、酚、二噁英。
6#	放牛窑	SO_2、NO_2、TSP、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3	
7#	何家塔管委会	SO_2、NO_2、TSP、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3	
8#	东孔兑村	SO_2、NO_2、TSP、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3	H_2S、NH_3、HCl、HCN、氟化物、非甲烷总烃、甲醇、VOCs、臭气浓度、苯、甲苯、二甲苯(邻、间、对)、BaP、汞、酚。
9#	庙圪驼	SO_2、NO_2、TSP、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3	
10#	厂址	SO_2、NO_2、TSP、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3	H_2S、NH_3、HCl、HCN、氟化物、非甲烷总烃、甲醇、VOCs、臭气浓度、苯、甲苯、二甲苯(邻、间、对)、BaP、汞、酚、二噁英。
11#	现有厂界监测点		氟化物、H_2S、NH_3、HCl、苯、甲苯、二甲苯、HCN、甲醇、臭气浓度、非甲烷总烃

⑶监测时间和频率

A．常规污染物

监测 SO_2、NO_2 的小时平均浓度和日均浓度。

监测 CO 和 O_3 的小时平均浓度；

监测 TSP、PM_{10}、$PM_{2.5}$ 的日均浓度；

常规污染物每个监测点连续监测 7 天。污染物小时浓度每天监测 8 次，监测时间为北京时间 02，05，08，11，14，17，20，23 时。

SO_2、NO_2、CO、O_3 小时平均浓度保证每小时 45min 采样时间。

SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$ 日均浓度保证每天 20 小时的采样时间；TSP 日均浓度保证每天 24 小时采样时间。

B．特征污染物

监测 H_2S、NH_3、HCl、氟化物、非甲烷总烃、甲醇、VOCs、臭气浓度、苯、甲苯、二甲苯(邻、间、对)、酚的小时浓度或一次浓度。

监测汞、HCN、BaP、氟化物、二噁英的日均浓度。

特征污染物在 5 个监测点连续监测 7 天，每天 8 次，监测时间为北京时间 02，05，08，11，14，17，20，23 时，小时浓度或一次浓度采样时间大于 45min，HCN 日均浓度监测时间为 20 小时，BaP 日均浓度监测时间为 24 小时。

C．现有项目厂界浓度

监测两期，连续监测 2 天，每天 4 次。监测因子包括氟化物、H_2S、NH_3、HCl、苯、甲苯、二甲苯、HCN、甲醇、臭气浓度、非甲烷总烃。

同期进行地面风向、风速、气温、气压等气象要素的观测。

⑷采样和分析方法

环境空气质量现状监测采样方法按《环境监测技术规范》（大气部分）要求实施，其中 VOCs 的测定按照《空气和废气分析监测方法第四版增补版大气预浓缩-气相色谱/质谱法》；污染物分析方法分别按《环境空气质量标准》（GB3095-2012）和《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中规定的分析方法执行；厂界浓度监测按照《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）附录 C、《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）和《大气污染物无组织排放监测技术导则》（HJ/T55-2000）的要求执行。监测分析的质控措施按有关采样分析的规定进行。各监测项目的分析方法见表 8.2-3。

表 8.2-3　　环境空气质量监测分析方法

分析项目	分析方法及来源	检出限
SO_2	甲醛吸收-副玫瑰苯胺分光光度法 HJ 482—2009	小时均值：0.007mg/m^3
		日均值：0.004mg/m^3
NO_2	盐酸萘乙二胺分光光度法 HJ 479—2009	小时均值：0.005mg/m^3
		日均值：0.003mg/m^3
NH_3	环境空气和废气 氨的测定 次氯酸钠-水杨酸分光光度法 HJ 534—2009	小时均值：0.004mg/m^3 采暖季
	环境空气和废气 氨的测定 纳氏试剂分光光度法 HJ 533-2009	小时均值：0.01mg/m^3 非采暖季
H_2S	亚甲基蓝分光光度法 《空气和废气监测分析方法》第四版增补版	小时均值：0.001mg/m^3
甲醇	变色酸比色法 《空气和废气监测分析方法》第四版增补版	小时均值：0.3mg/m^3
苯系物	采样罐采样大气预浓缩气相色谱—连击法 《空气和废气监测分析方法》第四版增补版	苯小时均值: 0.00020 mg/m^3 甲苯小时均值: 0.00025 mg/m^3 二甲苯小时均值: 0.00028 mg/m^3
氟化物	环境空气 氟化物的测定 滤膜采样氟离子选择电极法 HJ 480-2009	测定下限 0.9μg / m^3

分析项目	分析方法及来源	检出限
非甲烷总烃 总烃	气相色谱法 《空气和废气监测分析方法》第四版增补版	小时均值：0.2 mg/m^3
HCl	固定污染物排气中氯化氢的测定 硫氰酸汞分光光度法 HJ T27—1999	小时值：0.05mg/m3
酚	固定污染源排气中酚类化合物的测定 4-氨基安替比林分光光度法 HJ/T 32-1999	小时均值：0.01 mg/m^3
HCN	固定污染源排气中氰化氢的测定 异烟酸-吡唑啉酮分光光度法 HJ/T 28-1999	采样 30L 时： 0.002 mg/m^3
O_3	环境空气 臭氧的测定 靛蓝二磺酸钠分光光度法 HJ 504-2009	采样 30L 时： 0.010 mg/m^3
汞	环境空气 汞的测定 巯基棉富集-冷原子荧光分光光度法 (暂行)HJ/542-1999	3×10^{-6}mg/m^3
苯并芘	高效液相色谱法 HJ647-2013	5×10^{-5}μg/m^3
TSP	重量法 GB/T15432-95	0.001mg/m^3
PM_{10}	重量法 HJ 618-2011	0.010mg/m^3
$PM_{2.5}$	重量法 HJ 618-2011	0.010mg/m^3
二氟二氯甲烷	大气预浓缩-气相色谱/质谱法 《空气和废气分析监测方法第四版增补版》	0.0003 mg/m^3
氯甲烷		0.0001 mg/m^3
1,2-二氯-1,1,2,2-四氟乙烷		0.0005 mg/m^3
氯乙烯		0.0002 mg/m^3
溴甲烷		0.0003mg/m^3
氯乙烷		0.0002mg/m^3
一氟三氯甲烷		0.0004mg/m^3
1,1-二氯乙烯		0.0003mg/m^3
二氯甲烷		0.0002mg/m^3
1,1,2-三氟-1,2,2-三氯乙烷		0.0005mg/m^3
1,1-二氯乙烷		0.0003mg/m^3
顺-1,2-二氯乙烯		0.0003mg/m^3
三氯甲烷		0.0003mg/m^3
1,2-二氯乙烷		0.0003mg/m^3
1,1,1-三氯乙烷		0.0004mg/m^3
四氯化碳		0.0004mg/m^3
1,2-二氯丙烷		0.0003mg/m^3
三氯乙烯		0.0004mg/m^3
1-氯-2-溴乙烷		0.0004mg/m^3
顺-1,3-二氯丙烯		0.0003mg/m^3
反-1,3-二氯丙烯		0.0003mg/m^3
1,1,2-三氯乙烷		0.0004mg/m^3

分析项目	分析方法及来源	检出限
1,2-二溴乙烷		0.0005mg/m^3
四氯乙烯		0.0004mg/m^3
氯苯		0.0003mg/m^3
乙苯		0.0003mg/m^3
苯乙烯		0.0003mg/m^3
四氯乙烷		0.0005mg/m^3
1,3,5-三甲苯		0.0003mg/m^3
1,2,4-三甲苯		0.0003mg/m^3
1,3-二氯苯		0.0004mg/m^3
1,4-二氯苯		0.0004mg/m^3
1,2-二氯苯		0.0004mg/m^3
1,2,4-三氯苯		0.0005mg/m^3
一氧化碳	空气质量一氧化碳的测定 非分散红外法 GB9801-88	0.3mg/m^3
臭气浓度	三点比较式臭袋法 GB/T 14675-93	——
二噁英类	HJ 77.2-2008 环境空气和废气 二噁英类的测定 同位素稀释高分辨气相色谱-高分辨质谱法	——

⑸监测结果

环境空气质量监测结果统计见表 8.2-4~8.2-19。

表 8.2-4　　现状监测结果统计表 1　　(单位：mg/m^3)

监测时间	监测点	SO_2									
		小时浓度					日均浓度				
		个数	浓度范围	标准值	最大占标率	超标率%	个数	浓度范围	标准值	最大占标率%	超标率%
冬季监测	1#	56	0.012~0.033	0.5	6.60%	0	7	0.017~0.025	0.15	16.67%	0
	2#	56	0.006~0.039	0.5	7.80%	0	7	0.009~0.017	0.15	21.25%	0
	3#	56	0.010~0.026	0.5	5.20%	0	7	0.014~0.019	0.15	12.67%	0
	4#	56	0.015~0.034	0.5	6.80%	0	7	0.018~0.024	0.15	16.00%	0
	5#	56	0.013~0.031	0.5	6.20%	0	7	0.016~0.023	0.15	16.33%	0
	6#	56	0.014~0.031	0.5	6.20%	0	7	0.019~0.023	0.15	15.33%	0
	7#	56	0.012~0.050	0.5	10.0%	0	7	0.024~0.031	0.15	20.67%	0
	8#	56	0.012~0.042	0.5	8.40%	0	7	0.018~0.026	0.15	17.33%	0
	9#	56	0.010~0.034	0.5	6.80%	0	7	0.016~0.020	0.15	13.33%	0
	10#	56	0.014~0.038	0.5	7.60%	0	7	0.017~0.022	0.15	14.67%	0
夏季监测	1#	56	0.008~0.032	0.5	6.40%	0	7	0.015~0.021	0.15	14.00%	0
	2#	56	N.D.~0.020	0.5	4.00%	0	7	0.010~0.015	0.15	10.00%	0
	3#	56	N.D.~0.022	0.5	4.40%	0	7	0.014~0.018	0.15	12.00%	0
	4#	56	0.01~0.029	0.5	5.80%	0	7	0.016~0.020	0.15	13.33%	0
	5#	56	N.D.~0.029	0.5	5.80%	0	7	0.016~0.021	0.15	14.00%	0
	6#	56	0.009~0.028	0.5	5.60%	0	7	0.014~0.021	0.15	14.00%	0
	7#	56	0.009~0.028	0.5	5.60%	0	7	0.016~0.021	0.15	14.00%	0
	8#	56	0.009~0.034	0.5	6.80%	0	7	0.014~0.021	0.15	14.00%	0
	9#	56	N.D.~0.028	0.5	5.60%	0	7	0.012~0.015	0.15	10.00%	0
	10#	56	0.009~0.029	0.5	5.80%	0	7	0.016~0.019	0.15	12.67%	0

表 8.2-5　　现状监测结果统计表 2　　(单位：mg/m^3)

监测时间	监测点	NO_2									
		小时浓度					日均浓度				
		个数	浓度范围	标准值	最大占标率	超标率%	个数	浓度范围	标准值	最大占标率%	超标率%
冬季监测	1#	56	0.006~0.039	0.20	19.50%	0	7	0.013~0.016	0.08	20.00%	0
	2#	56	0.006~0.039	0.20	19.50%	0	7	0.009~0.015	0.08	18.75%	0
	3#	56	0.007~0.039	0.20	19.50%	0	7	0.010~0.016	0.08	20.00%	0
	4#	56	0.006~0.043	0.20	21.50%	0	7	0.013~0.019	0.08	23.75%	0
	5#	56	0.006~0.043	0.20	21.50%	0	7	0.013~0.016	0.08	20.00%	0
	6#	56	0.005~0.043	0.20	21.50%	0	7	0.009~0.024	0.08	17.50%	0
	7#	56	0.006~0.043	0.20	21.50%	0	7	0.015~0.018	0.08	22.50%	0
	8#	56	0.006~0.057	0.20	28.50%	0	7	0.011~0.018	0.08	22.50%	0
	9#	56	0.011~0.020	0.20	10.00%	0	7	0.013~0.016	0.08	20.00%	0
	10#	56	0.007~0.057	0.20	28.50%	0	7	0.012~0.022	0.08	27.50%	0
夏季监测	1#	56	0.007~0.019	0.20	9.50%	0	7	0.013~0.015	0.08	18.75%	0
	2#	56	0.007~0.017	0.20	8.50%	0	7	0.010~0.013	0.08	16.25%	0
	3#	56	0.009~0.019	0.20	9.50%	0	7	0.012~0.015	0.08	18.75%	0
	4#	56	0.009~0.022	0.20	11.00%	0	7	0.014~0.017	0.08	21.25%	0
	5#	56	0.007~0.020	0.20	10.00%	0	7	0.011~0.015	0.08	18.75%	0
	6#	56	0.006~0.018	0.20	9.00%	0	7	0.011~0.015	0.08	18.75%	0
	7#	56	0.007~0.019	0.20	9.50%	0	7	0.012~0.017	0.08	21.25%	0
	8#	56	0.007~0.019	0.20	9.50%	0	7	0.012~0.014	0.08	17.50%	0
	9#	56	0.007~0.018	0.20	9.00%	0	7	0.011~0.013	0.08	16.25%	0
	10#	56	0.010~0.022	0.20	11.00%	0	7	0.014~0.017	0.08	21.25%	0

表 8.2-6　　现状监测结果统计表 3　　(单位：mg/m^3)

监测时间	监测点	TSP 日均浓度					PM_{10} 日均浓度				
		个数	浓度范围	标准值	最大占标率	超标率%	个数	浓度范围	标准值	最大占标率%	超标率%
冬季监测	1#	7	0.249~0.284	0.30	94.67%	0	7	0.115~0.147	0.15	98.00%	0
	2#	7	0.216~0.279	0.30	93.00%	0	7	0.083~0.132	0.15	88.00%	0
	3#	7	0.164~0.265	0.30	88.33%	0	7	0.104~0.143	0.15	95.33%	0
	4#	7	0.207~0.278	0.30	92.67%	0	7	0.1~0.147	0.15	98.00%	0
	5#	7	0.197~0.255	0.30	85.00%	0	7	0.1~0.139	0.15	92.67%	0
	6#	7	0.208~0.275	0.30	91.67%	0	7	0.099~0.144	0.15	96.00%	0
	7#	7	0.175~0.261	0.30	87.00%	0	7	0.11~0.143	0.15	95.33%	0
	8#	7	0.208~0.281	0.30	93.67%	0	7	0.116~0.144	0.15	96.00%	0
	9#	7	0.224~0.283	0.30	94.33%	0	7	0.108~0.149	0.15	99.33%	0
	10#	7	0.211~0.275	0.30	92.00%	0	7	0.108~0.149	0.15	99.33%	0
夏季监测	1#	7	0.193~0.294	0.30	98.00%	0	7	0.074~0.141	0.15	94.00%	0
	2#	7	0.177~0.288	0.30	96.00%	0	7	0.101~0.147	0.15	98.00%	0
	3#	7	0.193~0.278	0.30	92.67%	0	7	0.101~0.139	0.15	92.67%	0
	4#	7	0.195~0.288	0.30	96.00%	0	7	0.110~0.142	0.15	94.67%	0
	5#	7	0.166~0.280	0.30	93.33%	0	7	0.078~0.143	0.15	95.33%	0
	6#	7	0.197~0.291	0.30	97.00%	0	7	0.099~0.139	0.15	92.67%	0
	7#	7	0.188~0.258	0.30	86.00%	0	7	0.091~0.144	0.15	96.00%	0
	8#	7	0.219~0.279	0.30	93.00%	0	7	0.100~0.149	0.15	99.33%	0
	9#	7	0.158~0.251	0.30	83.67%	0	7	0.094~0.142	0.15	94.67%	0
	10#	7	0.177~0.287	0.30	95.67%	0	7	0.096~0.145	0.15	96.67%	0

表 8.2-7　　现状监测结果统计表 4　　(单位：mg/m^3)

监测时间	监测点	CO 小时浓度					$PM_{2.5}$ 日均浓度				
		个数	浓度范围	标准值	最大占标率	超标率%	个数	浓度范围	标准值	最大占标率%	超标率%
冬季监测	1#	56	0.38~2.00	10	20.00%	0	7	0.041~0.075	0.075	100.00%	14.28%
	2#	56	0.41~2.00	10	20.00%	0	7	0.035~0.069	0.075	92.00%	0
	3#	56	0.40~1.99	10	19.90%	0	7	0.054~0.068	0.075	90.67%	0
	4#	56	0.40~1.97	10	19.97%	0	7	0.045~0.07	0.075	93.33%	0
	5#	56	0.39~1.97	10	19.97%	0	7	0.047~0.07	0.075	93.33%	0
	6#	56	0.38~2.00	10	20.00%	0	7	0.046~0.068	0.075	90.67%	0
	7#	56	0.42~1.83	10	18.30%	0	7	0.045~0.073	0.075	97.33%	0
	8#	56	0.49~1.96	10	19.60%	0	7	0.052~0.074	0.075	98.67%	0
	9#	56	0.52~1.96	10	19.60%	0	7	0.053~0.072	0.075	96.00%	0
	10#	56	0.42~1.98	10	19.80%	0	7	0.048~0.068	0.075	90.67%	0
夏季监测	1#	56	0.35~1.46	10	14.60%	0	7	0.050~0.072	0.075	96.00%	0
	2#	56	0.44~1.46	10	14.60%	0	7	0.033~0.062	0.075	82.67%	0
	3#	56	0.51~1.48	10	14.80%	0	7	0.049~0.073	0.075	97.33%	0
	4#	56	0.50~1.75	10	17.50%	0	7	0.040~0.072	0.075	96.00%	0
	5#	56	0.54~1.49	10	14.90%	0	7	0.030~0.070	0.075	93.33%	0
	6#	56	0.42~1.44	10	14.40%	0	7	0.050~0.067	0.075	89.33%	0
	7#	56	0.42~1.49	10	14.90%	0	7	0.048~0.073	0.075	97.33%	0
	8#	56	0.55~1.49	10	14.90%	0	7	0.041~0.072	0.075	96.00%	0
	9#	56	0.59~1.47	10	14.70%	0	7	0.047~0.070	0.075	93.33%	0
	10#	56	0.44~1.47	10	14.70%	0	7	0.038~0.073	0.075	97.33%	0

表 8.2-8　　现状监测结果统计表 5　　(单位：mg/m^3)

监测时间	监测点	O_3					NH_3				
		小时浓度					一次浓度				
		个数	浓度范围	标准值	最大占标率	超标率%	个数	浓度范围	标准值	最大占标率%	超标率%
冬季监测	1#	56	未检出~0.038	0.20	19.00%	0	56	0.005~0.021	0.20	10.50%	0
	2#	56	未检出~0.134	0.20	67.00%	0	56				
	3#	56	未检出~0.12	0.20	60.00%	0	56				
	4#	56	未检出~0.065	0.20	32.50%	0	56	0.005~0.023	0.20	11.50%	0
	5#	56	未检出~0.052	0.20	26.00%	0	56	0.006~0.026	0.20	13.00%	0
	6#	56	未检出~0.129	0.20	64.50%	0	56				
	7#	56	未检出~0.154	0.20	77.00%	0	56				
	8#	56	未检出~0.061	0.20	30.50%	0	56	0.006~0.025	0.20	12.50%	0
	9#	56	未检出~0.122	0.20	61.00%	0	56				
	10#	56	未检出~0.08	0.20	40.00%	0	56	0.006~0.031	0.20	15.50%	0
夏季监测	1#	56	0.012~0.135	0.20	67.50%	0	56	0.01~0.03	0.20	15.00%	0
	2#	56	0.014~0.123	0.20	61.50%	0	56				
	3#	56	0.012~0.108	0.20	54.00%	0	56				
	4#	56	0.010~0.123	0.20	61.50%	0	56	0.01~0.03	0.20	15.00%	0
	5#	56	0.011~0.118	0.20	59.00%	0	56	0.01~0.03	0.20	15.00%	0
	6#	56	0.012~0.096	0.20	48.00%	0	56				
	7#	56	0.012~0.092	0.20	46.00%	0	56				
	8#	56	0.012~0.085	0.20	42.20%	0	56	0.01~0.04	0.20	20.00%	0
	9#	56	0.012~0.090	0.20	45.00%	0	56				
	10#	56	0.010~0.088	0.20	44.00%	0	56	0.01~0.04	0.20	20.00%	0

表 8.2-9　　现状监测结果统计表 6　　(单位：μg//m^3)

监测时间	监测点	氟化物									
		小时浓度					日均浓度				
		个数	浓度范围	标准值	最大占标率	超标率%	个数	浓度范围	标准值	最大占标率%	超标率%
冬季监测	1#	56	0.35~1.47	20	7.35%	0	7	0.55~0.89	7	12.71%	0
	2#	56	0.32~1.71	20	8.55%	0	7	0.60~0.90	7	12.86%	0
	3#	56	0.28~1.64	20	8.20%	0	7	0.42~1.02	7	14.57%	0
	4#	56	0.40~1.38	20	6.90%	0	7	0.69~0.78	7	11.14%	0
	5#	56	0.35~1.53	20	7.65%	0	7	0.62~1.08	7	15.43%	0
	6#	56	0.34~1.60	20	8.00%	0	7	0.54~0.94	7	13.43%	0
	7#	56	0.32~1.48	20	7.40%	0	7	0.63~0.98	7	14.00%	0
	8#	56	0.33~1.87	20	9.35%	0	7	0.68~1.18	7	16.86%	0
	9#	56	0.28~1.69	20	8.45%	0	7	0.42~1.21	7	17.29%	0
	10#	56	0.44~1.45	20	7.25%	0	7	0.74~0.93	7	13.29%	0
夏季监测	1#	56	0.33~1.02	20	5.10%	0	7	0.51~0.75	7	10.71%	0
	2#	56	0.42~1.55	20	7.75%	0	7	0.60~0.83	7	11.86%	0
	3#	56	0.43~1.59	20	7.95%	0	7	0.61~0.83	7	11.86%	0
	4#	56	0.44~0.88	20	4.40%	0	7	0.65~0.83	7	11.86%	0
	5#	56	0.29~1.40	20	7.00%	0	7	0.51~0.84	7	12.00%	0
	6#	56	0.38~0.84	20	4.20%	0	7	0.65~0.71	7	10.14%	0
	7#	56	0.34~1.36	20	6.80%	0	7	0.63~0.77	7	11.00%	0
	8#	56	0.44~1.45	20	7.25%	0	7	0.62~0.79	7	11.29%	0
	9#	56	0.48~0.89	20	4.45%	0	7	0.65~0.83	7	11.86%	0
	10#	56	0.27~1.52	20	7.60%	0	7	0.47~0.80	7	11.43%	0

表 8.2-10　　现状监测结果统计表 7　　(单位：mg/m^3)

监测时间	监测点	总烃					甲醇				
		小时浓度					一次浓度				
		个数	浓度范围	标准值	最大占标率	超标率%	个数	浓度范围	标准值	最大占标率%	超标率%
冬季监测	1#	56	未检出	5.0	2.0%	0	7	未检出	3.00	5.0%	0
	4#	56	未检出	5.0	2.0%	0	7	未检出	3.00	5.0%	0
	5#	56	未检出	5.0	2.0%	0	7	未检出	3.00	5.0%	0
	8#	56	未检出	5.0	2.0%	0	7	未检出	3.00	5.0%	0
	10#	56	未检出	5.0	2.0%	0	7	未检出	3.00	5.0%	0
夏季监测	1#	56	未检出	5.0	2.0%	0	7	未检出	3.00	5.0%	0
	4#	56	未检出	5.0	2.0%	0	7	未检出	3.00	5.0%	0
	5#	56	未检出	5.0	2.0%	0	7	未检出	3.00	5.0%	0
	8#	56	未检出	5.0	2.0%	0	7	未检出	3.00	5.0%	0
	10#	56	未检出	5.0	2.0%	0	7	未检出	3.00	5.0%	0

表 8.2-11　　现状监测结果统计表 8　　(单位：mg/m^3)

监测时间	监测点	H_2S					HCN				
		一次浓度					日均浓度				
		个数	浓度范围	标准值	最大占标率	超标率%	个数	浓度范围	标准值	最大占标率%	超标率%
冬季监测	1#	56	未检出	0.01	5.0%	0	7	0.004~0.006	0.01	60.00%	0
	4#	56	未检出	0.01	5.0%	0	7	0.002~0.006	0.01	60.00%	0
	5#	56	未检出	0.01	5.0%	0	7	0.002~0.005	0.01	50.00%	0
	8#	56	未检出	0.01	5.0%	0	7	0.003~0.005	0.01	50.00%	0
	10#	56	未检出	0.01	5.0%	0	7	0.003~0.006	0.01	60.00%	0
夏季监测	1#	56	未检出~0.002	0.01	20.0%	0	7	未检出~0.006	0.01	60.00%	0
	4#	56	未检出~0.002	0.01	20.0%	0	7	未检出~0.008	0.01	80.00%	0
	5#	56	未检出~0.002	0.01	20.0%	0	7	未检出~0.007	0.01	70.00%	0
	8#	56	未检出	0.01	5.0%	0	7	未检出~0.007	0.01	70.00%	0
	10#	56	未检出~0.003	0.01	30.0%	0	7	未检出~0.004	0.01	40.00%	0

表 8.2-12　　现状监测结果统计表 9　　(单位：mg/m^3)

监测时间	监测点	HCl					NMHC				
		一次浓度					小时浓度				
		个数	浓度范围	标准值	最大占标率	超标率%	个数	浓度范围	标准值	最大占标率%	超标率%
冬季监测	1#	56	未检出	0.05	50%	0	56	未检出	2.0	5.0%	0
	4#	56	未检出	0.05	50%	0	56	未检出	2.0	5.0%	0
	5#	56	未检出	0.05	50%	0	56	未检出	2.0	5.0%	0
	8#	56	未检出	0.05	50%	0	56	未检出	2.0	5.0%	0
	10#	56	未检出	0.05	50%	0	56	未检出	2.0	5.0%	0
夏季监测	1#	56	未检出	0.05	50%	0	56	未检出	2.0	5.0%	0
	4#	56	未检出	0.05	50%	0	56	未检出	2.0	5.0%	0
	5#	56	未检出	0.05	50%	0	56	未检出	2.0	5.0%	0
	8#	56	未检出	0.05	50%	0	56	未检出	2.0	5.0%	0
	10#	56	未检出	0.05	50%	0	56	未检出	2.0	5.0%	0

表 8.2-13　　现状监测结果统计表 10　　(单位：mg/m^3)

监测时间	监测点	苯					甲苯				
		小时浓度					小时浓度				
		个数	浓度范围	标准值	最大占标率	超标率%	个数	浓度范围	标准值	最大占标率%	超标率%
冬季监测	1#	56	未检出	0.10	0.1%	0	56	未检出	0.60	0.02%	0
	4#	56	0.00174~0.00348	0.10	3.48%	0	56	未检出	0.60	0.02%	0
	5#	56	未检出	0.10	0.1%	0	56	未检出	0.60	0.02%	0
	8#	56	未检出	0.10	0.1%	0	56	未检出	0.60	0.02%	0
	10#	56	未检出	0.10	0.1%	0	56	未检出	0.60	0.02%	0
夏季监测	1#	56	未检出	0.10	0.1%	0	56	未检出	0.60	0.02%	0
	4#	56	未检出	0.10	0.1%	0	56	未检出	0.60	0.02%	0
	5#	56	未检出	0.10	0.1%	0	56	未检出	0.60	0.02%	0
	8#	56	未检出	0.10	0.1%	0	56	未检出	0.60	0.02%	0
	10#	56	未检出	0.10	0.1%	0	56	未检出	0.60	0.02%	0

表 8.2-14　　现状监测结果统计表 11　　(单位：mg/m^3)

监测时间	监测点	对二甲苯					间二甲苯				
		小时浓度					小时浓度				
		个数	浓度范围	标准值	最大占标率	超标率%	个数	浓度范围	标准值	最大占标率%	超标率%
冬季监测	1#	56	未检出	0.20	0.07%	0	56	未检出	0.20	0.07%	0
	4#	56	未检出	0.20	0.07%	0	56	未检出	0.20	0.07%	0
	5#	56	未检出	0.20	0.07%	0	56	未检出	0.20	0.07%	0
	8#	56	未检出	0.20	0.07%	0	56	未检出	0.20	0.07%	0
	10#	56	未检出	0.20	0.07%	0	56	未检出	0.20	0.07%	0
夏季监测	1#	56	未检出	0.20	0.07%	0	56	未检出	0.20	0.07%	0
	4#	56	未检出	0.20	0.07%	0	56	未检出	0.20	0.07%	0
	5#	56	未检出	0.20	0.07%	0	56	未检出	0.20	0.07%	0
	8#	56	未检出	0.20	0.07%	0	56	未检出	0.20	0.07%	0
	10#	56	未检出	0.20	0.07%	0	56	未检出	0.20	0.07%	0

表 8.2-15　　现状监测结果统计表 12　　(单位：mg/m^3)

监测时间	监测点	邻二甲苯					酚				
		小时浓度					一次浓度				
		个数	浓度范围	标准值	最大占标率	超标率%	个数	浓度范围	标准值	最大占标率%	超标率%
冬季监测	1#	56	未检出	0.20	0.07%	0	56	未检出	0.02	25%	0
	4#	56	未检出	0.20	0.07%	0	56	未检出	0.02	25%	0
	5#	56	未检出	0.20	0.07%	0	56	未检出	0.02	25%	0
	8#	56	未检出	0.20	0.07%	0	56	未检出	0.02	25%	0
	10#	56	未检出	0.20	0.07%	0	56	未检出	0.02	25%	0
夏季监测	1#	56	未检出	0.20	0.07%	0	56	未检出	0.02	25%	0
	4#	56	未检出	0.20	0.07%	0	56	未检出	0.02	25%	0
	5#	56	未检出	0.20	0.07%	0	56	未检出	0.02	25%	0
	8#	56	未检出	0.20	0.07%	0	56	未检出	0.02	25%	0
	10#	56	未检出	0.20	0.07%	0	56	未检出	0.02	25%	0

表 8.2-16　　现状监测结果统计表 13　　(单位：mg/m^3)

监测时间	监测点	Bap					汞				
		日均浓度					日均浓度				
		个数	浓度范围	标准值	最大占标率	超标率%	个数	浓度范围	标准值	最大占标率%	超标率%
冬季监测	1#	7	未检出	2.5×10^{-6} mg/m^3	1%	0	7	未检出	$300ng/m^3$	0.5%	0
	4#	7	未检出	2.5×10^{-6} mg/m^3	1%	0	7	未检出	$300ng/m^3$	0.5%	0
	5#	7	未检出	2.5×10^{-6} mg/m^3	1%	0	7	未检出	$300ng/m^3$	0.5%	0
	8#	7	未检出	2.5×10^{-6} mg/m^3	1%	0	7	未检出	$300ng/m^3$	0.5%	0
	10#	7	未检出	2.5×10^{-6} mg/m^3	1%	0	7	未检出	$300ng/m^3$	0.5%	0
夏季监测	1#	56	未检出	2.5×10^{-6} mg/m^3	1%	0	56	未检出	$300ng/m^3$	0.5%	0
	4#	56	未检出	2.5×10^{-6} mg/m^3	1%	0	56	未检出	$300ng/m^3$	0.5%	0
	5#	56	未检出	2.5×10^{-6} mg/m^3	1%	0	56	未检出	$300ng/m^3$	0.5%	0
	8#	56	未检出	2.5×10^{-6} mg/m^3	1%	0	56	未检出	$300ng/m^3$	0.5%	0
	10#	56	未检出	2.5×10^{-6} mg/m^3	1%	0	56	未检出	$300ng/m^3$	0.5%	0

表 8.2-17 现状监测结果统计表 14

监测时间	监测点	臭气浓度					二噁英类				
		一次浓度					《生物质发电项目环境影响评价文件审查的技术要点》提到参照日本年均浓度标准 0.6pgTEQ/ Nm^3				
		个数	浓度范围	标准值	最大占标率	超标率%	个数	浓度范围	标准值	最大占标率%	超标率%
冬季监测	1#	56	<10	/	/	/					
	4#	56	<10	/	/	/					
	5#	56	<10	/	/	/	2	0.14~0.25	0.6	41.67%	/
	8#	56	<10	/	/	/					
	10#	56	<10	/	/	/	2	0.10~0.14	0.6	23.33%	/
夏季监测	1#	56	<10	/	/	/					
	4#	56	<10	/	/	/					
	5#	56	<10	/	/	/					
	8#	56	<10	/	/	/					
	10#	56	<10	/	/	/					

表 8.2-18 现状监测结果统计表 15

污染物	监测时间	监测点				
		1#	4#	5#	8#	10#
二氟二氯甲烷	冬季监测	ND	ND	ND	ND	ND
	夏季监测	ND	ND	ND	ND	ND
氯甲烷	冬季监测	ND	ND	ND	ND	ND
	夏季监测	ND	ND	ND	ND	ND
1,2-二氯-1,1,2,2-四氟乙烷	冬季监测	ND	ND	ND	ND	ND
	夏季监测	ND	ND	ND	ND	ND
氯乙烯	冬季监测	ND	ND	ND	ND	ND
	夏季监测	ND	ND	ND	ND	ND
溴甲烷	冬季监测	ND	ND	ND	ND	ND
	夏季监测	ND	ND	ND	ND	ND
氯乙烷	冬季监测	ND	ND	ND	ND	ND
	夏季监测	ND	ND	ND	ND	ND
一氟三氯甲烷	冬季监测	ND	ND	ND	ND	ND
	夏季监测	ND	ND	ND	ND	ND
二氟二氯甲烷	冬季监测	ND	ND	ND	ND	ND
	夏季监测	ND	ND	ND	ND	ND
1,1-二氯乙烯	冬季监测	ND	ND	ND	ND	ND
	夏季监测	ND	ND	ND	ND	ND
二氯甲烷	冬季监测	ND	ND	ND	ND	ND
	夏季监测	ND	ND	ND	ND	ND
1,1,2-三氟-1,2,2-三氯乙烷	冬季监测	ND	ND	ND	ND	ND
	夏季监测	ND	ND	ND	ND	ND
1,1-二氯乙烷	冬季监测	ND	ND	ND	ND	ND
	夏季监测	ND	ND	ND	ND	ND
顺 -1,2- 二氯乙烯	冬季监测	ND	ND	ND	ND	ND
	夏季监测	ND	ND	ND	ND	ND
三氯甲烷	冬季监测	0.0003 ~0.0011	0.0003 ~0.0011	0.0003 ~0.0011	0.0028 ~0.0106	0.0028 ~0.0063
	夏季监测	0.0008 ~0.0027	0.0008 ~0.0027	0.0008 ~0.0027	0.0008 ~0.0027	0.0008 ~0.0027
1,2-二氯乙烷	冬季监测	ND	ND	ND	ND	ND
	夏季监测	ND	ND	ND	ND	ND
1,1,1-三氯乙烷	冬季监测	ND	ND	ND	ND	ND
	夏季监测	ND	ND	ND	ND	ND
四氯化碳	冬季监测	ND	ND	ND	ND	ND
	夏季监测	ND	ND	ND	ND	ND
1,2-二氯丙烷	冬季监测	ND	ND	ND	ND	ND
	夏季监测	ND	ND	ND	ND	ND
三氯乙烯	冬季监测	ND	ND	ND	ND	ND

污染物	监测时间	监测点				
		1#	4#	5#	8#	10#
	夏季监测	ND	ND	ND	ND	ND
1-氯-2-溴乙烷	冬季监测	ND	ND	ND	ND	ND
	夏季监测	ND	ND	ND	ND	ND
顺-1,3-二氯丙烯	冬季监测	ND	ND	ND	ND	ND
	夏季监测	ND	ND	ND	ND	ND
反-1,3-二氯丙烯	冬季监测	ND	ND	ND	ND	ND
	夏季监测	ND	ND	ND	ND	ND
1,1,2-三氯乙烷	冬季监测	ND	ND	ND	ND	ND
	夏季监测	ND	ND	ND	ND	ND
1,2-二溴乙烷	冬季监测	ND	ND	ND	ND	ND
	夏季监测	ND	ND	ND	ND	ND
四氯乙烯	冬季监测	ND	ND	ND	ND	ND
	夏季监测	ND	ND	ND	ND	ND
氯苯	冬季监测	ND	ND	ND	ND	ND
	夏季监测	ND	ND	ND	ND	ND
乙苯	冬季监测	ND	ND	ND	ND	ND
	夏季监测	ND	ND	ND	ND	ND
苯乙烯	冬季监测	ND	ND	ND	ND	ND
	夏季监测	ND	ND	ND	ND	ND
四氯乙烷	冬季监测	ND	ND	ND	ND	ND
	夏季监测	ND	ND	ND	ND	ND
1,3,5-三甲苯	冬季监测	ND	ND	ND	ND	ND
	夏季监测	ND	ND	ND	ND	ND
1,2,4-三甲苯	冬季监测	ND	ND	ND	ND	ND
	夏季监测	ND	ND	ND	ND	ND
1,3-二氯苯	冬季监测	ND	ND	ND	ND	ND
	夏季监测	ND	ND	ND	ND	ND
1,4-二氯苯	冬季监测	ND	ND	ND	ND	ND
	夏季监测	ND	ND	ND	ND	ND
1,2-二氯苯	冬季监测	ND	ND	ND	ND	ND
	夏季监测	ND	ND	ND	ND	ND
1,2,4-三氯苯	冬季监测	ND	ND	ND	ND	ND
	夏季监测	ND	ND	ND	ND	ND

表 8.2-19 现有厂界浓度监测值

污染物	监测时间	下风向最大浓度值			评价标准	最大占标率
NH_3	冬季监测	0.037			1.5 mg/m^3	2.50%
	夏季监测	0.050				1.33%
H_2S	冬季监测	未检出			0.06 mg/m^3	0.83%
	夏季监测	未检出				0.83%
臭气浓度	冬季监测	<10			20	25%
	夏季监测	<10				25%
NMHC	冬季监测	未检出			5.0 mg/m^3	2.00%
	夏季监测	未检出				2.00%
甲醇	冬季监测	未检出			15 mg/m^3	1.00%
	夏季监测	未检出				1.00%
HCl	冬季监测	未检出			0.25 mg/m^3	10.00%
	夏季监测	未检出				10.00%
HCN	冬季监测	0.007			0.03 mg/m^3	23.33%
	夏季监测	0.007				23.33%
苯	冬季监测	0.00310			0.5 mg/m^3	6.20%
	夏季监测	0.00230				4.60%
甲苯	冬季监测	0.14083			3.0 mg/m^3	4.69%
	夏季监测	0.09960				3.32%
间对-二甲苯	冬季监测	0.00705			1.5 mg/m^3	0.47%
	夏季监测	未检出				0.0093%
邻二甲苯	冬季监测	未检出			1.5 mg/m^3	0.0093%
	夏季监测	未检出				0.0093%
污染物	**监测时间**	**上风向浓度**	**下风向浓度**	**监控点与参照点浓度差值**	**评价标准**	**最大占标率**
氟化物	冬季监测	0.76	0.53~1.17	0~0.72	20 μg/m^3	3.60%
	夏季监测	0.75	0.59~1.37	0~0.92		4.60%

8.2.2 环境空气质量现状评价

⑴评价标准

根据内环函[2014]196 号文“内蒙古自治区环境保护厅关于确认内蒙古伊泰煤制油有限公司 200 万吨/年煤炭间接液化示范项目环境影响评价执行标准的函”，本项目大气环境评价执行《环境空气质量标准》(GB3095-2012)，国内尚无环境标准的特征污染物优先考虑《大气污染物综合排放标准详解》中环境质量标浓度取值，其次参考《工业企业设计标准》(TJ36-79)中居住区大气中有害物质的最高容许浓度、以及部分国外相关环境标准和数据。

各污染物厂界浓度分别执行《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表 1 现有污染源无组织排放监控浓度限值、《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)表 1 恶臭污染物厂界标准值以及《石油化学工业污染物排放标准》(GB31571-2015)表 7 浓度限值，详见表 8.2-20 和表 8.2-21。

表 8.2-20　　环境空气质量标准

污染物名称	浓度限值，μg/m^3			标准来源
	平均时间	一级	二级	
SO_2	年平均	20	60	《环境空气质量标准》(GB3095-2012)
	24 小时平均	50	150	
	1 小时平均	150	500	
NO_2	年平均	40	40	
	24 小时平均	80	80	
	1 小时平均	200	200	
CO	24 小时平均	4	4	
	1 小时平均	10	10	
O_3	日最大 8 小时平均	100	160	
	1 小时平均	160	200	
PM_{10}	年平均	40	70	
	24 小时平均	50	150	
$PM_{2.5}$	年平均	15	35	
	24 小时平均	35	75	
TSP	年平均	80	200	
	24 小时平均	120	300	
氮氧化物	年平均	50	50	
	24 小时平均	100	100	
	1 小时平均	250	250	
氟化物	24 小时平均	7	7	
	1 小时平均	20	20	
苯并芘(BaP)	年平均	0.001	0.001	
	24 小时平均	0.0025	0.0025	

H_2S	0.01 mg/m^3	《工业企业设计标准》(TJ36-79)中居住区大气中有害物质的最高容许浓度
NH_3	0.20 mg/m^3	
NMHC	2.0 mg/m^3	《大气污染物综合排放标准详解》中环境质量标浓度取值
HCl	0.05 mg/m^3	
Hg	0.0003 mg/m^3 (日均)	
CH_3OH	3.00 mg/m^3	
酚	0.02 mg/m^3	
苯	0.10 mg/m^3	
甲苯	0.60 mg/m^3	
二甲苯	0.20 mg/m^3	
HCN	0.01 mg/m^3 (日均)	
总烃	短期标准：5.0，长期标准：2.0	参考以色列标准
二噁英类	0.6pgTEQ/m^3	参考环发[2008]82 号“关于进一步加强生物质发电项目环境影响评价管理工作的通知”中提到二噁英评价标准参考日本年均浓度标准。

表 8.2-21　　无组织排放厂界浓度标准

污染物	标准值	标准来源
NH_3	1.5 mg/m^3	恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)
H_2S	0.06 mg/m^3	
臭气浓度	20	
甲醇	15 mg/m^3	《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表 1
HCN	0.03 mg/m^3	
氟化物	20 μg/m^3	
NMHC	4.0 mg/m^3	《石油化学工业污染物排放标准》(GB31571-2015)表 7
HCl	0.2 mg/m^3	
苯	0.4 mg/m^3	
甲苯	0.8 mg/m^3	
二甲苯	0.8 mg/m^3	

⑵评价方法

环境空气质量现状评价采用单因子单项指数法，计算公式如下：

$$P_i = \frac{C_i}{S_i}$$

式中：

P_i：单项因子单项指数；

C_i：第 i 种污染物的实测浓度，mg/m^3；

S_i：第 i 种污染物的评价标准，mg/m^3。

⑶评价结果

从监测数据可以看出，评价区域环境空气中 SO_2、NO_2、CO、O_3 的两期监测浓度均满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012)中二级标准的要求，具有较大的环境容量；TSP、PM_{10}、$PM_{2.5}$ 日均浓度在各个监测点占标率较高，其中 $PM_{2.5}$ 在大路乡出现超标情况，这与评价区域地貌为风沙草滩区，以半固定沙和固定沙为主，易于风吹引起沙尘有较为直接的关系。

特征污染物 NH_3、氟化物、H_2S、HCN、和二噁英在各监测点的环境本底值均符合相应的环境质量标准要求；VOCs 的 34 项污染物中仅三氯甲烷有检出，且浓度很低；总烃、甲醇、HCl、NMHC、苯、甲苯、二甲苯、酚、Bap、汞等特征污染物以及臭气浓度在各监测点均未能检出。

现有工程各种大气污染物的无组织排放在厂界的浓度均符合相应的《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)中的厂界标准和《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表 1 中无组织排放监控浓度限值，对厂界外环境影响较小。

8.2.3 大路园区大气环境例行监测

大路园区于 2014 年 5 月设立了大气环境污染物自动监测站，对 SO_2、NO_2、CO、O_3、PM_{10} 和 $PM_{2.5}$ 的日均浓度(O_3 为 8 小时平均浓度)进行了监测，2014 年 5 月~2015 年 5 月的监测数据统计见表 8.2-22:

表 8.2-22　　大路园区大气污染物例行监测日均浓度统计表

污染物	日均浓度 μg/m³				
	个数	浓度范围	标准值	最大占标率	超标率%
SO_2	365	1~91	150	60.67%	/
NO_2	365	0~43	80	53.75%	/
CO	365	0.030~2.572	4 mg/m³	64.30%	/
O_3 (8h)	365	11~232	160	145.00%	5.75%
PM_{10}	365	26~389	150	259.33%	7.67%
$PM_{2.5}$	365	6~115	75	153.33%	2.74%
污染物	年均浓度 μg/m³				
	浓度		标准值	占标率	
SO_2	19.69		60	32.82%	
NO_2	13.93		40	34.83%	
PM_{10}	88.27		70	126.10%	
$PM_{2.5}$	30.20		35	86.29%	

从园区例行监测数据统计来看，园区 SO_2、NO_2 和 CO 浓度值符合《环境空气质量标准》(GB3095-2012)中二级标准的要求，O_3 8 小时浓度值和 PM_{10}、$PM_{2.5}$

的日均浓度均出现超标情况，最大占标率分别为 145.00%、259.33%和 153.33%，超标天数分别为 21 天、28 天和 10 天。

SO_2、NO_2 、PM_{10} 和 $PM_{2.5}$ 四种污染物的年均浓度占标率分别为 32.82%、34.83%、126.10%和 86.29%，PM_{10} 年均浓度超过《环境空气质量标准》(GB3095-2012)中二级标准的要求，与当地地貌为风沙草滩区，以半固定沙和固定沙为主，易于引起沙尘有关。

8.2.4 准格尔旗大气环境例行监测

根据准格尔旗 2012.1~2015.4 的例行监测数据， SO_2、NO_2 和 PM_{10} 的各月日均浓度平均值见表 8.2-23 ，各月日均浓度趋势变化见图 8.2-2~8.2-4:

表 8.2-23　　例行监测污染物各月日均浓度统计表　　$\mu g/m^3$

时间		SO_2				NO_2				PM_{10}			
		浓度范围	最大占标率	超标率	平均浓度	浓度范围	最大占标率	超标率	平均浓度	浓度范围	最大占标率	超标率	平均浓度
2012 年	1 月	0.014~0.125	83.33%	/	0.038	ND~0.042	52.50%	/	0.023	0.013~0.519	346.00%	3.23%	0.083
	2 月	0.009~0.054	36.00%	/	0.028	ND~0.034	42.50%	/	0.004	0.033~0.094	62.67%	/	0.061
	3 月	0.003~0.054	36.00%	/	0.025	0.01~0.072	90.00%	/	0.042	0.019~0.482	321.33%	9.68%	0.076
	4 月	0.005~0.02	13.33%	/	0.014	0.017~0.056	70.00%	/	0.043	0.032~0.44	293.33%	13.33%	0.083
	5 月	0.008~0.039	26.00%	/	0.022	0.022~0.077	96.25%	/	0.04	0.031~0.293	195.33%	3.33%	0.058
	6 月	0.008~0.04	26.67%	/	0.027	0.005~0.055	68.75%	/	0.034	0.04~0.114	76.00%	/	0.059
	7 月	0.022~0.033	22.00%	/	0.027	0.023~0.041	51.25%	/	0.031	0.041~0.121	80.67%	/	0.055
	8 月	0.012~0.030	20.00%	/	0.022	0.013~0.064	80.00%	/	0.035	0.042~0.147	98.00%	/	0.058
	9 月	0.006~0.023	15.33%	/	0.017	0.013~0.040	50.00%	/	0.028	0.047~0.125	83.33%	/	0.065
	10 月	0.017~0.038	25.33%	/	0.028	0.010~0.047	58.75%	/	0.028	0.071~0.161	107.33%	3.23%	0.089
	11 月	0.014~0.042	28.00%	/	0.028	0.002~0.048	60.00%	/	0.027	0.101~0.392	261.33%	20.00%	0.14
	12 月	0.021~0.061	40.67%	/	0.036	0.026~0.077	96.25%	/	0.041	0.098~0.154	102.67%	3.23%	0.132
2013 年	1 月	0.023~0.063	42.00%	/	0.032	0.007~0.075	93.75%	/	0.032	0.051~0.096	64.00%	/	0.084
	2 月	0.026~0.100	66.67%	/	0.045	0 .001~0.078	97.50%	/	0.031	0.049~0.101	67.33%	/	0.082
	3 月	0.024~0.042	28.00%	/	0.033	0.007~0.090	112.50%	3.70%	0.038	0.054~0.158	105.33%	4.41%	0.085
	4 月	0.030~0.041	27.33%	/	0.036	0.002~0.066	82.50%	/	0.026	0.047~0.184	122.67%	23.33%	0.094

	5 月	0.032~0.045	30.00%	/	0.039	0.011~0.030	37.50%	/	0.021	0.045~0.31	206.67%	3.23%	0.06
	6 月	0.025~0.039	26.00%	/	0.03	0.011~0.031	38.75%	/	0.023	0.045~0.081	54.00%	/	0.051
	7 月	0.008~0.065	43.33%	/	0.029	0.009~0.056	70.00%	/	0.024	0.042~0.072	48.00%	/	0.052
	8 月	0.028~0.056	37.33%	/	0.036	0.021~0.057	71.25%	/	0.031	0.050~0.081	54.00%	/	0.07
	9 月	0.028~0.045	30.00%	/	0.033	0.024~0.04	50.00%	/	0.029	0.05~0.07	46.67%	/	0.062
	10 月	0.016~0.053	35.33%	/	0.035	0.019~0.085	106.25%	3.33%	0.037	0.046~0.074	49.33%	/	0.059
	11 月	0.03~0.052	34.67%	/	0.043	0.029~0.084	105.00%	3.70%	0.04	0.04~0.198	132.00%	7.41%	0.058
	12 月	0.047~0.088	58.67%	/	0.063	0.016~0.042	52.50%	/	0.033	0.050~0.17	113.33%	3.70%	0.1
2014 年	1 月	0.004~0.122	81.33%	/	0.034	0.01~0.038	47.50%	/	0.021	0.034~0.261	174.00%	6.45%	0.083
	2 月	0.004~0.035	23.33%	/	0.016	0.001~0.041	51.25%	/	0.019	0.026~0.12	80.00%	/	0.074
	3 月	0.004~0.036	24.00%	/	0.016	0.001~0.025	31.25%	/	0.015	0.03~0.242	161.33%	6.45%	0.074
	4 月	0.009~0.033	22.00%	/	0.022	0.011~0.036	45.00%	/	0.024	0.035~0.092	61.33%	/	0.064
	5 月	0.007~0.048	32.00%	/	0.027	0.004~0.030	37.50%	/	0.022	0.061~0.199	132.67%	16.00%	0.095
	6 月	0.002~0.040	26.67%	/	0.016	0.009~0.031	38.75%	/	0.021	0.024~0.096	64.00%	/	0.045
	7 月	0.010~0.031	20.67%	/	0.023	0.020~0.042	52.50%	/	0.029	0.035~0.099	66.00%	/	0.051
	8 月	0.019~0.035	23.33%	/	0.029	0.018~0.036	45.00%	/	0.028	0.036~0.24	160.00%	3.23%	0.07
	9 月	0.003~0.030	20.00%	/	0.018	0.011~0.049	61.25%	/	0.028	0.032~0.653	435.33%	4.35%	0.09
	10 月	0.002~0.024	16.00%	/	0.014	0.013~0.059	73.75%	/	0.04	0.044~0.19	126.67%	12.90%	0.105
	11 月	0.002~0.037	24.67%	/	0.018	0.007~0.058	72.50%	/	0.038	0.041~0.151	100.67%	3.33%	0.099
	12 月	0.003~0.054	36.00%	/	0.019	0.012~0.142	177.50%	3.33%	0.038	0.05~0.195	130.00%	25.81%	0.124
2015 年	1 月	0.002~0.050	33.33%	/	0.024	0.013~0.062	77.50%	/	0.040	0.045~0.195	130.00%	3.22%	0.098
	2 月	0.003~0.057	38.00%	/	0.018	0.007~0.043	53.75%	/	0.025	0.054~0.368	245.33%	17.86%	0.120
	3 月	0.002~0.026	17.33%	/	0.011	0.002~0.032	40.00%	/	0.016	0.047~0.249	166.00%	16.13%	0.104
	4 月	0.001~0.009	6.00%	/	0.004	0.003~0.024	30.00%	/	0.010	0.028~0.189	126.00%	6.67%	0.070

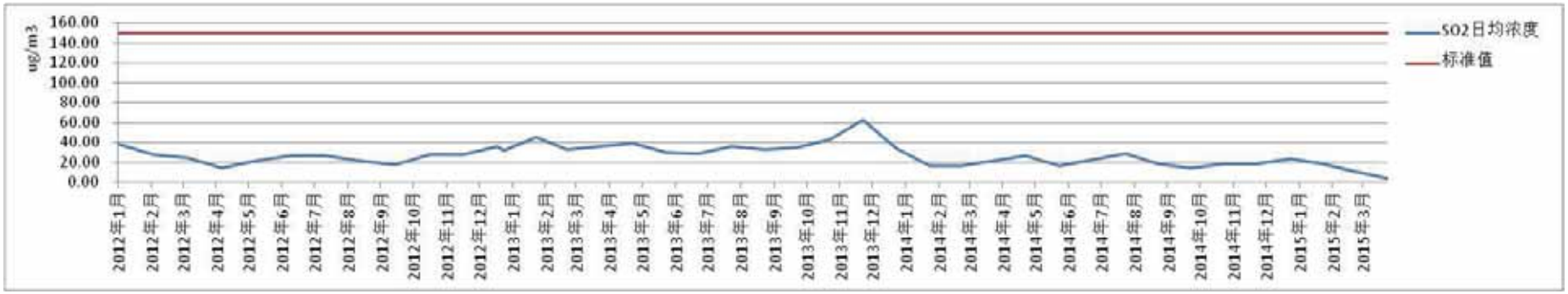


图 8.2-2　　准格尔旗 SO_2 日均浓度月趋势变化图

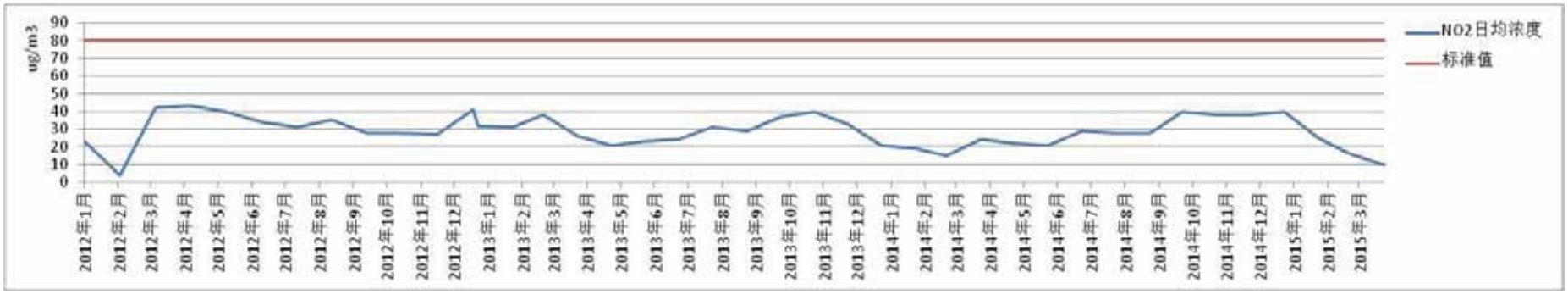


图 8.2-3　　准格尔旗 NO_2 日均浓度月趋势变化图

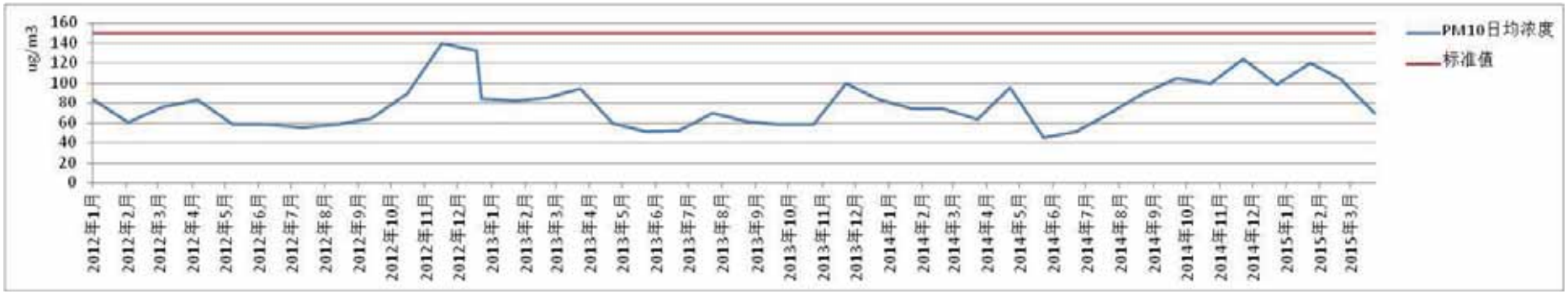


图 8.2-4　　准格尔旗 PM_{10} 日均浓度月趋势变化图

8.3 大气环境影响预测与评价

8.3.1 污染源参数

⑴污染源参数

本项目的废气排放源见表 8.3-1。

表8.3-1　　本项目大气污染源一览表

装置名称	单元名称	编号	废气名称	排放量(Nm^3/h)	污染物			排放规律	排放参数			治理措施	运行时数(h)	排放去向
					名称	浓度(mg/Nm^3)	速率(kg/h)		高度(m)	内径(mm)	温度(℃)			
气化装置	干燥制粉	G2-2	干燥工序尾气	5×200	颗粒物	＜10	5×0.002	连续	53	100	95	布袋除尘	8000	大气
		G2-3	磨煤机尾气	5×16000	颗粒物	＜20	5×0.32	连续	55	750	100	布袋除尘	8000	大气
	煤粉加压输送	G2-4	常压煤粉仓过滤器排放气	10×2600	N_2 H_2 CO_2 CO 颗粒物 甲醇 H_2S	61.54mol% 0.19mol% 37.89mol% 4716 ＜20 ＜40 ＜5	10×1999.68 10×0.45 10×1934.4 10×12.26 10×0.05 10×0.104 10×0.013	连续	90	350	80~110	布袋除尘	8000	大气
		G2-5	减压 CO_2 排放气	120600	颗粒物 甲醇 H_2S	＜20 ＜50 ＜4	2.41 6.00 0.48	连续	105	1800	80	布袋除尘+水洗	8000	大气
	除渣	G2-6	捞渣机排放气	10×52	H_2O N_2 CO_2 H_2S NH_3	13.88mol% 80.80mol% 4.5mol% 50 6128	10×5.8 10×52.5 10×4.6 10×0.0026 10×0.3187	连续	73	150	80	/	8000	大气
		G2-7	捞渣机渣斗无组织排放气	/	H_2S NH_3 CO	/ / /	0.05 0.92 10	连续	面积=450m×75m			/	8000	大气
	黑水闪蒸	G2-9	真空泵出口排放气	3×938.7	H_2O N_2 O_2 CO_2 H_2S H_2 CO	12.60mol% 69.18mol% 16.09mol% 2.08mol% 46 28 75	3×88.33 3×753.67 3×200.33 3×35.57 3×0.043 3×0.027 3×0.7	连续	37	200、200、150	60	/	8000	大气
	装置区	无组织排放		/	颗粒物 H_2S NH_3	/	0.4 0.008 0.05	连续	面积=450m×486m			/	8000	大气
净化装置	低温甲醇洗单元	G3-2	洗涤塔尾气	正常 2×272928 最大 2×300221	H_2 CO CO_2 CH_3OH H_2S COS	347.01 2802.68 1372364.80 49.65 1.52 2.47	2×94.71 2×764.93 2×374557.5 2×13.55 2×0.415 2×0.675	连续	150	2600	15		8000	大气

装置名称	单元名称	编号	废气名称	排放量(Nm^3/h)	污染物			排放规律	排放参数			治理措施	运行时数(h)	排放去向
					名称	浓度(mg/Nm^3)	速率(kg/h)		高度(m)	内径(mm)	温度(℃)			
					H_2O	13495.13	2×3683.21							
	硫回收单元	G3-6	硫回收尾气	正常 23148 最大 34780	SO_2 NH_3 NO_X	＜100 8 ＜100	2.31 0.19 2.31	连续	80	1000	55		8000	大气
	装置区		变换、低温甲醇洗单元无组织排放	/	CO H_2S NH_3 CH_3OH	/	25.1 0.02 0.02 5.3	连续	面积=624m×254m				8000	大气
	装置区		硫回收单元无组织排放	/	H_2S	/	0.02	连续	面积=194m×117m				8000	大气
油品合成	催化剂还原单元	G4-3	再生气分离器再生气	89242	H_2 CO CO_2 H_2O N_2 CH_4 NMHC	13.33 24.99 1924217.3 47341 3.7 71.38 111	1.19 2.23 171721 4224.8 0.33 6.37 9.9	连续	90	1400	50	/	8000	大气
	渣蜡热裂解单元	G4-4	加热炉烟气	9850	颗粒物 NOx	20 100	0.2 0.99	连续	40	800	130	/	8000	大气
	装置区	无组织排放			NMHC		5.44	连续	面积：396×295=116820m^2			/	8000	大气
尾气处理装置	装置区	无组织排放			NMHC		1.69	连续	面积：120m×80m			/	8000	大气
油品加工装置	加氢精制单元	G6-1	加热炉烟气	正常 30186.02 最大 58338.93	NOx 烟尘	100 20	3.02 0.6	连续	60	2000	130	/	8000	大气
	加氢裂化单元	G6-2	加热炉烟气	正常 42102 最大 80222	NOx 烟尘	100 20	4.21 0.84	连续	60	2200	130	/	8000	大气
	装置区	无组织排放			NMHC		2.17	连续	面积：205×235=48175m^2			/	8000	大气
储运系统	成品罐区	G7-1	无组织排放	9.20t/a	烃类			连续	面积：800×400=320000 m^2			/	8000	大气
	液体火车及汽车装卸系统	G7-2	无组织排放	99.23t/a	烃类、醇类			连续				/	8000	大气
	油气回收系统	G7-3	尾气	1000	烃类	935.5	0.936	间断	15	200	40	/	/	大气
	煤炭储运	G7-4	汽车卸煤间	39600	粉尘	8.57	0.792	连续	15	1200	常温	除尘器	8000	大气
		G7-5	火车受煤坑	36000	粉尘	12	0.432	连续	15	1200	常温		8000	大气
		G7-6	转载点	21000	粉尘	12	0.252	连续	15	800	常温		8000	大气
		G7-7	圆形筒仓	24000	粉尘	12	0.288	连续	15	800	常温		8000	大气
		G7-8	圆形煤场	6498	粉尘	5.54	0.036	连续	15	500	常温		8000	大气
给排水系统	合成水处理单元	G8-1	除臭系统排气	9800	NH_3 H_2S NMHC 臭气	0.5 0.06 120 10(无量纲)	0.0049 0.00058 1.176 /	连续	15	500	28	生物除臭	8000	大气
	生产水处理系统	G8-2	除臭系统排气	54288	NH_3 H_2S	0.5 0.06	0.027 0.00325	连续	15	1000	28			

装置名称	单元名称	编号	废气名称	排放量(Nm^3/h)	污染物			排放规律	排放参数			治理措施	运行时数(h)	排放去向
					名称	浓度(mg/Nm^3)	速率(kg/h)		高度(m)	内径(mm)	温度(℃)			
					NMHC 臭气	120 10(无量纲)	6.51 /							
	无组织	G8-3	/	/	H_2S NH_3 NMHC		0.0066 0.013 4.26	连续	面积=456 m×418 m			/	8000	大气
热电装置	热电装置燃煤锅炉	G8-4	燃烧烟气	2050000(设计) 2957609(校核)	SO_2 NO_X 烟尘 NH_3 Hg	21.15 45 18 10 0.0039	43.36 92.25 36.9 20.50 0.008	连续	180	6600 /5400	50	氨法脱硫+SCR 脱硝+除尘	8000	大气
		G8-5	热电装置灰库	12000-24000	粉尘	30	0.36-0.72	连续	15	1×5	常温	除尘	8000	大气
		G8-6	热电装置渣库	900-3600	粉尘	30	0.027-0.108	连续	15	0.1-0.2×3	常温	除尘	8000	大气
	热电装置燃气锅炉	G8-7	燃烧烟气	46300	NH_3 NOx	2.5 150	0.12 6.945	连续	25	1500	120	SCR 脱硝	8000	大气
焚烧炉		G9-1	燃烧烟气	20000	NOx 烟尘 SO_2 HCl 林格曼黑度 二噁英	＜240 ＜30 ＜200 ＜50 <1 0.5TEQ	4.8 0.6 4 1 / /	连续	50	1000	110	氨法脱硫+除法	8000	大气

8.3.2 大气影响评价等级及范围

本项目采用《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2008)推荐的SCREEN3 估算模式(2.01 版)对污染源进行估算并确定评价等级与范围。

⑴SCREEN3 估算模式参数选择

根据工程分析结果，对本项目排放的污染物的最大地面浓度占标率和第 i 个污染物的地面浓度达标准限值 10%所对应的最远距离 $D_{10\%}$用 SCREEN3 模式进行了估算。估算参数选择见表 8.3-3。不同污染物的估算结果见表 8.3-4~表 8.3-9。

表 8.3-3 SCREEN3 估算模式参数选择

参数名称	取值
城市/乡村	乡村
是否考虑建筑物下洗	N
是否选择全部的稳定度和风速组合	Y
是否使用计算点的自动间距	Y
最小和最大计算点的距离	100~20000 m
是否计算离散点	N
气温	281.6K
计算点的离地高度	0 m

从估算的结果来看，各污染源所排放的污染物一次最大地面浓度均不超过其环境质量标准。最大落地浓度占标率 P_i 中为 22.77%($10\%\leq P_i<80\%$)，对应 $D_{10\%}$为 4400m。根据大气导则为二级评价，评价范围是以成品罐区和液体装卸单元为中心，8.8 km×8.8 km 的矩形区域。由于本项目污染物种排放量较大，另外考虑到周围环境关心点的位置和主导风向，评价范围外扩为 20km×15km 的矩形区域。评价范围见图 8.3-1。

表 8.3-4 本项目大气污染源估算结果

污染源	污染因子	最大浓度落地距离(m)	最大落地浓度($\mu g/m^3$)	占标率(%)	D10%(m)
G2-2	TSP	273	0.242	0.03%	
G2-3	TSP	528	0.849	0.09%	
G2-4	CO	570	26.45	0.26%	
	TSP		0.108	0.01%	
	CH_3OH		0.225	0.01%	
	H_2S		0.028	0.28%	
G2-5	TSP	681	4.257	0.47%	
	CH_3OH		10.61	0.35%	
	H_2S		0.849	8.49%	
G2-6	H_2S	343	0.019	0.19%	
	NH_3		2.329	1.16%	
G2-7	H_2S	594	7.89	78.90%	4380
	NH_3		111.0	55.0%	4150
	CO		1580	15.80%	1250
G2-9	H_2S	210	0.877	8.77%	
	CO		14.277	0.14%	
G2 无组织	TSP	723	14.71	1.63%	
	H_2S		0.294	2.94%	
	NH_3		1.839	0.92%	
G3-2	CO	761	1238	12.38%	1100
	CH_3OH		21.92	0.73%	
	H_2S		1.288	12.88%	1100
G3-6	SO_2	479	7.695	1.54%	

污染源	污染因子	最大浓度落地距离(m)	最大落地浓度($\mu g/m^3$)	占标率(%)	D10%(m)
	NH_3		0.633	0.32%	
	NO_X		7.695	3.85%	
变换、净化无组织	CO	735	1307	13.07%	1600
	H_2S		1.041	10.41%	900
	NH_3		1.041	0.52%	
	CH_3OH		275.98	9.20%	
硫回收无组织	H_2S	581	2.298	22.98%	2000
G4-3	CO	678	3.973	0.04%	
	NMHC		17.638	0.88%	
G4-4	TSP	359	1.346	0.15%	
	NOx		6.75	3.38%	
G4 无组织	NMHC	665	278.8	13.94%	1600
尾气处理无组织	NMHC	322	272.8	13.64%	1000
G6-1	NOx	540	7.518	3.76%	
	PM10		1.493	0.33%	
G6-2	NOx	597	8.454	4.23%	
	PM10		1.687	0.37%	
油品加工无组织	NMHC	605	166	8.30%	
G7-1	VOCs	816	455.4	22.77%	**4400**
G7-2	VOCs				
G7-3	VOCs	201	85.95	4.30%	
G7-4	TSP	324	14.70	1.63%	
G7-5	TSP	308	8.834	0.98%	
G7-6	TSP	288	5.865	0.65%	
G7-7	TSP	308	5.892	0.65%	

污染源	污染因子	最大浓度落地距离(m)	最大落地浓度($\mu g/m^3$)	占标率(%)	D10%(m)
G7-8	TSP	286	1.69	0.19%	
G8-1	NH_3	287	0.153	0.08%	
	H_2S		0.018	0.18%	
	NMHC		36.72	1.84%	
G8-2	NH_3	313	0.305	3.05%	
	H_2S		0.037	0.02%	
	NMHC		73.61	3.68%	
G8-3	H_2S	707	0.261	0.13%	
	NH_3		0.512	5.12%	
	NMHC		168.2	8.41%	
G8-4	SO_2	1177	5.593	1.12%	
	NO_X		11.90	5.95%	
	PM10		4.76	1.06%	
	NH_3		2.644	1.32%	
	Hg		0.001	0.11%	
G8-5	TSP	318	18.4	2.04%	
G8-6	TSP	340	3.656	0.41%	
G8-7	NH_3	313	0.372	0.19%	
	NOx		21.52	10.76%	650
G9-1	NOx	451	18.93	9.47%	
	PM10		2.366	0.53%	
	SO_2		15.775	3.16%	
	HCl		3.944	7.89%	

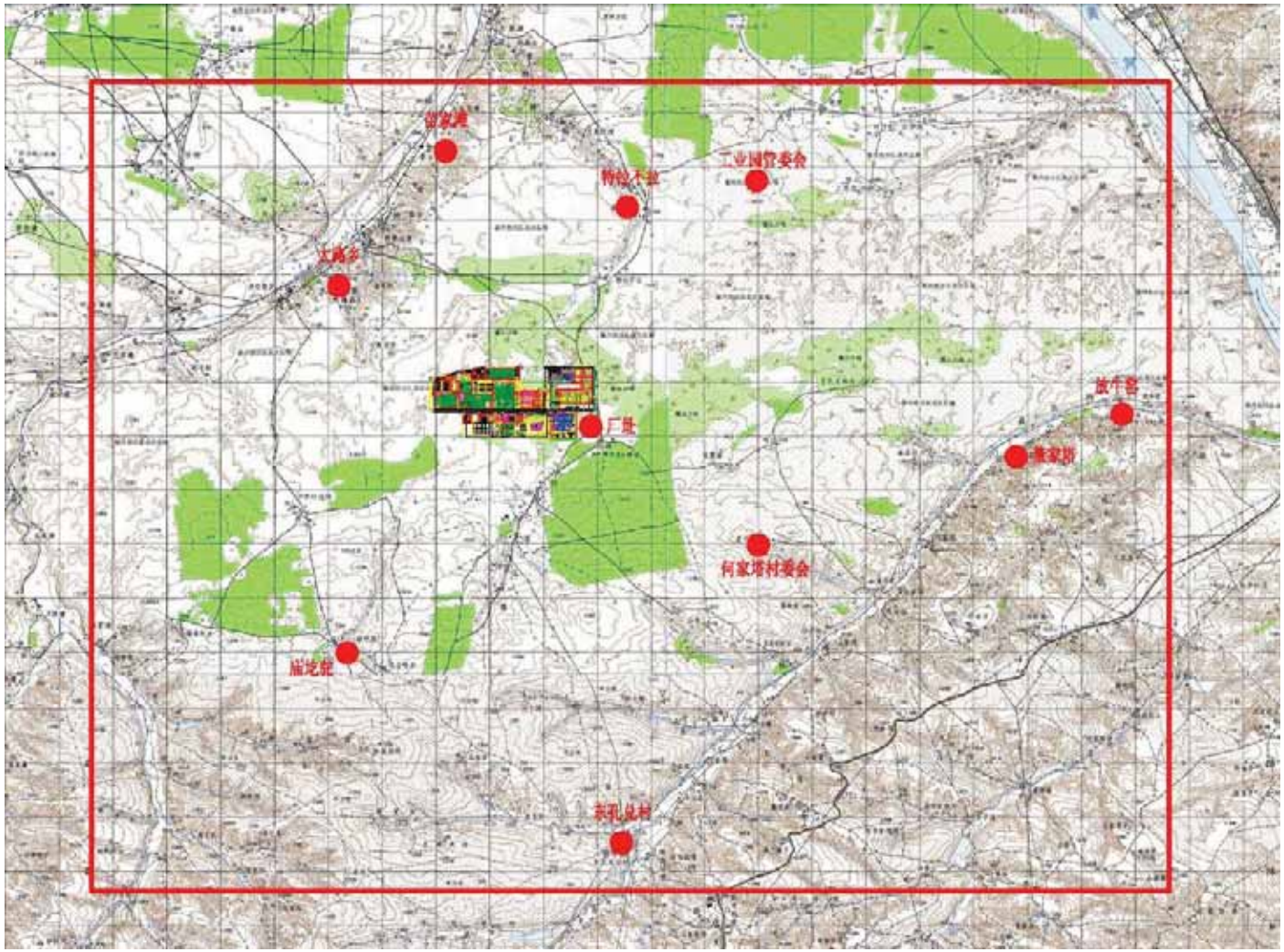


图 8.3-1　　本项目大气环境影响评价范围图

8.3.3 参数选取

⑴气象参数

常规地面气象观测资料选取准格尔旗气象站、托克托气象站 2013 年的常规气象监测资料，包括逐日逐时风向、风速、温度、气压、相对湿度、低云、降水等。高空气象模拟数据由环境保护部环境工程评估中心提供，该数据是基于使用国际共享数据源，采用 MM5 中尺度气象模拟系统进行高空气象模拟及预处理，所生成的高空气象模拟网格数据。所采用的气象站的地理位置坐标见表 8.3-10 及图 8.3-2。

表 8.3-10　　气象站的地理位置坐标

地面站地理位置		
气象站名称	地理位置	海拔
托克托县气象站(53467)	40°16’ N　111°11’E	1016 m
准格尔旗气象站(53553)	39°52’ N　111°13’ E	1221.4 m
使用高空气象模拟数据的位置		
气象网格号	网格中心点位置	备注
124098	40.10900°N 111.36100°E	
123098	40.13180°N 111.04000°E	
124097	39.86350°N 111.33000°E	



图 8.3-2　　本项目所采用的气象站地理位置图

⑵地形参数

本项目评价范围以38°32'27.73”N，109°57'56.34”E为左下角坐标，向东20km，向北15km，总面积300km^2，评价网格间距为100m，共计30351个网格点。项目地形采用SRTM 90m分辨率的地理高程数据。由于项目所在区域将来是工业区，所以全部扇区均土地利用类型均选用城镇模式。地表类型参数选取见表8.3-11，预测区域地形见图8.3-3。

表8.3-11 评价区域地表类型和参数

季 节	反照率	Bowen 比	地表粗糙度
春	0.35	1.5	1
夏	0.14	1	1
秋	0.16	2	1
冬	0.18	2	1

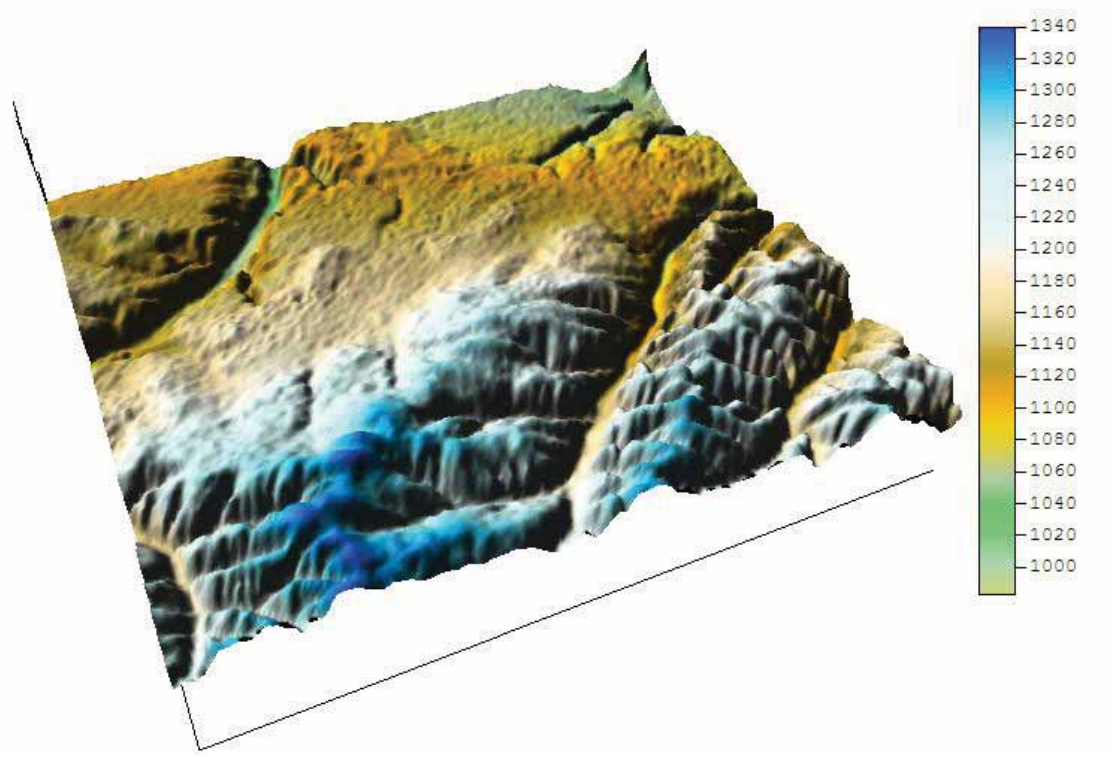


图8.3-3 评价区域地形图

⑶预测模式

除$PM_{2.5}$外，各大气污染物的预测采用Aermod模式；

$PM_{2.5}$的扩散模式采用CALPUFF模式，其中一次源强按PM_{10}源强的50%进行，考虑到SO_2、NOx生成的硫酸盐气溶胶和硝酸盐气溶胶(二次浓度)，在模拟中采用MESOPUFF Ⅱ化学转化模式。其中O_3和NH_3的冬季、夏季背景浓度分别取冬季和夏季监测的平均值，春季和秋季的背景浓度取两期监测值的平均值。

8.3.4 预测内容

根据工程分析，确定大气环境影响预测因子为 SO_2、NO_x、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、NMHC、NH_3、H_2S、HCl、Hg 和甲醇等。对预测因子在各网格点以及环境关心点的最大落地浓度进行了预测，并考虑了监测值与预测值的叠加。同时考虑项目无组织排放的大气污染物在厂界的预测浓度，以及对应的卫生防护距离和大气环境防护距离。预测内容详见表 8.3-12 和表 8.3-13。

表 8.3-12　　大气环境影响点源预测内容汇总表

预测内容	本项目贡献值			考虑在建拟建项目叠加	
	小时地面浓度	日均地面浓度	年均浓度	日均地面浓度	年均浓度
网格点	SO_2、NO_x、CO、NH_3、NMHC 等	SO_2、PM_{10}、NO_x、CO 等	SO_2、PM_{10}、NO_x 等	/	/
环境关心点*	SO_2、NO_x、CO、NH_3、NMHC 等	SO_2、PM_{10}、NO_x、CO 等	SO_2、PM_{10}、NO_x 等	SO_2、NO_x、PM_{10} 等	SO_2、NO_x、PM_{10} 等
预测值与监测值叠加	SO_2、NO_x、CO、NH_3、NMHC 等	/	/	/	/

*本项目环境关心点即现状监测点

表 8.3-13　　大气环境影响无组织排放预测内容汇总表

序号	预测项目	污染源	污染物
1	大气环境防护距离 卫生防护距离	各个装置生产区及罐区无组织排放	甲醇、NMHC、H_2S、NH_3 等

8.3.5 预测及评价

选用 2013 年的逐时气象资料，对本项目正常工况时排放的污染物在网格点和关心点处的小时平均、日均或年均地面浓度进行了预测，并与监测值进行了叠加。网格点处的最大小时、日均、年均浓度等值线以及典型气象条件下的网格点浓度分布见图 8.3-4~8.3-36。

(1) SO_2

本项目各网格点处 SO_2 的最大浓度见表 8.3-14，各关心点处 SO_2 的最大浓度见表 8.3-15，预测值与监测值的叠加见表 8.3-16。

表 8.3-14　　网格点处 SO_2 最大地面浓度统计表

项目	最大浓度 ($\mu g/m^3$)	标准 (mg/m^3)	占标率(%)	UTM 相对坐标(m)		出现时间
				X	Y	
小时浓度	39.194	0.50	7.84%	2152	-3856	2013/8/5　17 hr
	36.796	0.50	7.36%	2052	-3856	2013/8/5　17 hr
	34.347	0.50	6.87%	352	-5656	2013/7/5　18 hr
	33.502	0.50	6.70%	1752	-4256	2013/8/7　15 hr
	33.374	0.50	6.67%	1952	-3856	2013/9/2　16 hr
	32.845	0.50	6.57%	1852	-3856	2013/9/2　16 hr
	32.720	0.50	6.54%	2452	-3456	2013/7/6　17 hr
	32.302	0.50	6.46%	2352	-3456	2013/7/6　17 hr
	31.407	0.50	6.28%	1852	-3956	2013/9/2　16 hr
	31.318	0.50	6.26%	2152	-3956	2013/8/5　17 hr
日均浓度	5.596	0.15	3.73%	2152	-3856	2013/1/13　24 hr
	5.403	0.15	3.60%	2252	-3456	2013/1/13　24 hr
	5.270	0.15	3.51%	2252	-3556	2013/1/13　24 hr
	5.197	0.15	3.46%	2352	-3556	2013/1/13　24 hr
	5.149	0.15	3.43%	2152	-3456	2013/1/13　24 hr
	5.139	0.15	3.43%	2352	-3456	2013/1/13　24 hr
	5.048	0.15	3.37%	2252	-3356	2013/1/13　24 hr
	5.004	0.15	3.34%	2352	-3656	2013/1/13　24 hr
	5.002	0.15	3.33%	2052	-3856	2013/1/13　24 hr
	4.958	0.15	3.31%	2152	-3356	2013/1/13　24 hr
年均浓度	0.548	0.06	0.91%	3052	-3056	/
	0.546	0.06	0.91%	2952	-3056	/
	0.540	0.06	0.90%	3152	-3056	/
	0.537	0.06	0.90%	3052	-3156	/
	0.536	0.06	0.89%	3152	-3156	/
	0.532	0.06	0.89%	2852	-3056	/
	0.529	0.06	0.88%	2952	-3156	/
	0.529	0.06	0.88%	3252	-3156	/
	0.523	0.06	0.87%	2852	-3156	/
	0.517	0.06	0.86%	3052	-2956	/

在预测气象条件下，本项目 SO_2 小时地面最大浓度为 39.194$\mu g/m^3$，占评价标准的 7.84%，出现在 2013 年 8 月 5 日 17 时；日均地面最大浓度为 5.596$\mu g/m^3$，占评价标准的 3.73%，出现在 2013 年 1 月 13 日；年均最大浓度为 0.548$\mu g/m^3$，占评价标准的 0.91%。

表 8.3-15　　关心点处 SO_2 最大地面浓度统计表

序号	关心点名称	标准 (mg/m^3)	预测值 ($\mu g/m^3$)	占标率 (%)	出现时间
小时平均浓度					
1	厂址	0.50	2.819	0.56%	2013/2/13　01 hr
2	大路乡	0.50	2.768	0.55%	2013/5/2　23 hr
3	苗家滩	0.50	0.821	0.16%	2013/6/3　18 hr
4	特拉不拉	0.50	1.712	0.34%	2013/4/21　11 hr
5	工业园管委会	0.50	1.270	0.25%	2013/5/16　12 hr
6	庙圪驼	0.50	10.589	2.12%	2013/3/4　24 hr
7	东孔兑村	0.50	7.391	1.48%	2013/10/7　20 hr
8	何家塔村委会	0.50	2.316	0.46%	2013/7/29　17 hr
9	董家塔	0.50	1.177	0.24%	2013/6/28　14 hr
10	放牛窑	0.50	1.012	0.20%	2013/3/22　24 hr
日均浓度					
1	厂址	0.15	0.169	0.11%	2013/6/13　24 hr
2	大路乡	0.15	0.668	0.45%	2013/4/18　24 hr
3	苗家滩	0.15	0.046	0.03%	2013/6/3　24 hr
4	特拉不拉	0.15	0.155	0.10%	2013/5/26　24 hr
5	工业园管委会	0.15	0.071	0.05%	2013/5/16　24 hr
6	庙圪驼	0.15	1.086	0.72%	2013/10/28　24 hr
7	东孔兑村	0.15	0.754	0.50%	2013/3/25　24 hr
8	何家塔村委会	0.15	0.732	0.49%	2013/12/30　24 hr
9	董家塔	0.15	0.273	0.18%	2013/6/4　24 hr
10	放牛窑	0.15	0.185	0.12%	2013/6/4　24 hr
年均浓度					
1	厂址	0.06	0.013	0.02%	
2	大路乡	0.06	0.014	0.02%	
3	苗家滩	0.06	0.003	0.01%	
4	特拉不拉	0.06	0.006	0.01%	
5	工业园管委会	0.06	0.004	0.01%	
6	庙圪驼	0.06	0.105	0.18%	
7	东孔兑村	0.06	0.100	0.17%	
8	何家塔村委会	0.06	0.126	0.21%	
9	董家塔	0.06	0.029	0.05%	
10	放牛窑	0.06	0.019	0.03%	

在预测气象条件下，本项目 SO_2 贡献值在各关心点处最大小时地面浓度为 10.589$\mu g/m^3$，占评价标准的 2.12%，位于庙圪驼，出现在 2013 年 3 月 4 日 24 时；最大日均地面浓度为 1.086$\mu g/m^3$，占评价标准的 0.72%，位于庙圪驼，出现在 2013 年 10 月 28 日。最大年均地面浓度为 0.126$\mu g/m^3$，占评价标准的 0.21%，

位于何家塔村委会。

表 8.3-16　　各监测点 SO_2 预测值与监测值叠加结果

监测点名称	标准 (mg/m^3)	最大监测值 (mg/m^3)	最大预测值 ($\mu g/m^3$)	叠加值 ($\mu g/m^3$)	占标率(%)
小时平均浓度					
厂址	0.5	0.038	2.819	40.819	8.16%
大路乡	0.5	0.033	2.768	35.768	7.15%
苗家滩	0.5	0.039	0.821	39.821	7.96%
特拉不拉	0.5	0.026	1.712	27.712	5.54%
工业园区管委会	0.5	0.034	1.270	35.27	7.05%
庙圪驼	0.5	0.034	10.589	44.589	8.92%
东孔兑村	0.5	0.042	7.391	49.391	9.88%
何家塔村委会	0.5	0.050	2.316	52.316	10.46%
董家塔	0.5	0.031	1.177	32.177	6.44%
放牛窑	0.5	0.031	1.012	32.012	6.40%
日均浓度					
厂址	0.15	0.022	0.169	22.169	14.78%
大路乡	0.15	0.025	0.668	25.668	17.11%
苗家滩	0.15	0.017	0.046	17.046	11.36%
特拉不拉	0.15	0.019	0.155	19.155	12.77%
工业园区管委会	0.15	0.024	0.071	24.071	16.05%
庙圪驼	0.15	0.020	1.086	21.086	14.06%
东孔兑村	0.15	0.026	0.754	26.754	17.84%
何家塔村委会	0.15	0.031	0.732	31.732	21.15%
董家塔	0.15	0.023	0.273	23.273	15.52%
放牛窑	0.15	0.023	0.185	23.185	15.46%

在预测气象条件下，各关心点处最大预测值与最大监测值叠加后，SO_2 最大小时地面浓度为 52.316μg/m^3，占评价标准的 10.46%，位于何家塔村委会；最大日均地面浓度为 31.372μg/m^3，占评价标准的 21.15%，位于何家塔村委会。

⑵ NOx

本项目各网格点处 NOx 的最大浓度见表 8.3-17，各关心点处 NOx 的最大浓度见表 8.3-18，预测值与监测值的叠加见表 8.3-19。

表 8.3-17　　网格点处 NOx 最大地面浓度统计表

项目	最大浓度 ($\mu g/m^3$)	标准 (mg/m^3)	占标率(%)	UTM 相对坐标(m)		出现时间
				X	Y	
小时浓度	89.905	0.20	44.95%	2152	-3856	2013/8/5 17 hr
	86.179	0.20	43.09%	1852	-3856	2013/9/2 16 hr
	83.993	0.20	42.00%	2052	-3856	2013/8/5 17 hr
	82.133	0.20	41.07%	1952	-3856	2013/9/2 16 hr
	80.451	0.20	40.23%	1952	-3756	2013/9/2 16 hr
	77.417	0.20	38.71%	2052	-3756	2013/8/5 17 hr
	77.200	0.20	38.60%	1852	-3756	2013/9/2 16 hr
	76.637	0.20	38.32%	1752	-3856	2013/8/7 15 hr
	69.908	0.20	34.95%	2452	-3356	2013/7/6 17 hr
	69.475	0.20	34.74%	2352	-3356	2013/7/6 17 hr
日均浓度	14.794	0.08	18.49%	2152	-3856	2013/1/13 24 hr
	14.041	0.08	17.55%	1152	-756	2013/12/30 24 hr
	13.577	0.08	16.97%	2052	-3856	2013/1/13 24 hr
	13.310	0.08	16.64%	2152	-3356	2013/1/13 24 hr
	13.212	0.08	16.52%	2252	-3356	2013/1/13 24 hr
	13.113	0.08	16.39%	2152	-3456	2013/1/13 24 hr
	13.112	0.08	16.39%	2252	-3456	2013/1/13 24 hr
	12.897	0.08	16.12%	2252	-3556	2013/1/13 24 hr
	12.706	0.08	15.88%	1252	-856	2013/12/30 24 hr
	12.638	0.08	15.80%	2252	-3256	2013/1/13 24 hr
年均浓度	2.126	0.04	5.32%	952	-856	/
	1.850	0.04	4.63%	1052	-956	/
	1.848	0.04	4.62%	952	-956	/
	1.810	0.04	4.53%	1052	-856	/
	1.652	0.04	4.13%	1052	-1056	/
	1.614	0.04	4.04%	2852	-2156	/
	1.602	0.04	4.01%	2752	-2156	/
	1.580	0.04	3.95%	2752	-2056	/
	1.526	0.04	3.82%	1052	-1156	/
	1.518	0.04	3.80%	1152	-956	/

在预测气象条件下，本项目 NOx 小时地面最大浓度为 89.905$\mu g/m^3$，占评价标准的 44.95%，出现在 2013 年 8 月 5 日 17 时；日均地面最大浓度为 14.794$\mu g/m^3$，占评价标准的 18.49%，出现在 2013 年 1 月 13 日；年均最大浓度为 2.126$\mu g/m^3$，占评价标准的 5.32%。

表 8.3-18　　关心点处 NOx 最大地面浓度统计表

序号	关心点名称	标准 (mg/m^3)	预测值 ($\mu g/m^3$)	占标率 (%)	出现时间
小时平均浓度					
1	厂址	0.20	9.039	4.52%	2013/2/13　01 hr
2	大路乡	0.20	9.151	4.58%	2013/5/2　23 hr
3	苗家滩	0.20	2.591	1.30%	2013/5/24　13 hr
4	特拉不拉	0.20	4.874	2.44%	2013/4/21　11 hr
5	工业园区管委会	0.20	3.852	1.93%	2013/6/12　17 hr
6	庙圪驼	0.20	29.203	14.60%	2013/10/25　16 hr
7	东孔兑村	0.20	23.154	11.58%	2013/3/25　18 hr
8	何家塔村委会	0.20	10.216	5.11%	2013/9/2　17 hr
9	董家塔	0.20	4.456	2.23%	2013/6/3　14 hr
10	放牛窑	0.20	4.065	2.03%	2013/7/28　16 hr
日均浓度					
1	厂址	0.08	1.105	1.38%	2013/4/22　24 hr
2	大路乡	0.08	1.995	2.49%	2013/4/18　24 hr
3	苗家滩	0.08	0.166	0.21%	2013/6/3　24 hr
4	特拉不拉	0.08	0.490	0.61%	2013/5/26　24 hr
5	工业园区管委会	0.08	0.287	0.36%	2013/4/21　24 hr
6	庙圪驼	0.08	2.996	3.75%	2013/10/19　24 hr
7	东孔兑村	0.08	2.942	3.68%	2013/3/25　24 hr
8	何家塔村委会	0.08	2.069	2.59%	2013/9/1　24 hr
9	董家塔	0.08	0.665	0.83%	2013/8/9　24 hr
10	放牛窑	0.08	0.429	0.54%	2013/9/5　24 hr
年均浓度					
1	厂址	0.04	0.134	0.34%	/
2	大路乡	0.04	0.062	0.16%	/
3	苗家滩	0.04	0.013	0.03%	/
4	特拉不拉	0.04	0.027	0.07%	/
5	工业园区管委会	0.04	0.025	0.06%	/
6	庙圪驼	0.04	0.418	1.05%	/
7	东孔兑村	0.04	0.299	0.75%	/
8	何家塔村委会	0.04	0.548	1.37%	/
9	董家塔	0.04	0.121	0.30%	/
10	放牛窑	0.04	0.076	0.19%	/

在预测气象条件下，本项目 NOx 贡献值在各关心点处最大小时地面浓度为 29.203$\mu g/m^3$，占评价标准的 14.60%，位于庙圪驼，出现在 2013 年 10 月 25 日 16 时；最大日均地面浓度为 2.996$\mu g/m^3$，占评价标准的 3.75%，位于庙圪驼，出现在 2013 年 10 月 19 日；最大年均地面浓度为 0.548$\mu g/m^3$，占评价标准的 1.37%，位于何家塔村委会。

表 8.3-19　　各监测点 NOx 预测值与监测值叠加结果

监测点名称	标准 (mg/m^3)	最大监测值 (mg/m^3)	最大预测值 ($\mu g/m^3$)	叠加值 ($\mu g/m^3$)	占标率(%)
小时平均浓度					
厂址	0.20	0.057	9.039	66.039	33.02%
大路乡	0.20	0.039	9.151	48.151	24.08%
苗家滩	0.20	0.039	2.591	41.591	20.80%
特拉不拉	0.20	0.039	4.874	43.874	21.94%
工业园区管委会	0.20	0.043	3.852	46.852	23.43%
庙圪驼	0.20	0.020	29.203	49.203	24.60%
东孔兑村	0.20	0.057	23.154	80.154	40.08%
何家塔村委会	0.20	0.043	10.216	53.216	26.61%
董家塔	0.20	0.043	4.456	47.456	23.73%
放牛窑	0.20	0.043	4.065	47.065	23.53%
日均浓度					
厂址	0.08	0.022	1.105	23.105	28.88%
大路乡	0.08	0.016	1.995	17.995	22.49%
苗家滩	0.08	0.015	0.166	15.166	18.96%
特拉不拉	0.08	0.016	0.490	16.49	20.61%
工业园区管委会	0.08	0.019	0.287	19.287	24.11%
庙圪驼	0.08	0.016	2.996	18.996	23.75%
东孔兑村	0.08	0.018	2.942	20.942	26.18%
何家塔村委会	0.08	0.018	2.069	20.069	25.09%
董家塔	0.08	0.016	0.665	16.665	20.83%
放牛窑	0.08	0.024	0.429	24.429	30.54%

在预测气象条件下，各关心点处最大预测值与最大监测值叠加后，NOx 最大小时地面浓度为 80.154$\mu g/m^3$，占评价标准的 40.08%，位于东孔兑村；最大日均地面浓度为 24.429$\mu g/m^3$，占评价标准的 30.54%，位于放牛窑。

⑶CO

本项目各网格点处 CO 的最大浓度见表 8.3-20，各关心点处 CO 的最大浓度见表 8.3-21，预测值与监测值的叠加见表 8.3-22。

表 8.3-20　　网格点处 CO 最大地面浓度统计表

项目	最大浓度 ($\mu g/m^3$)	标准 (mg/m^3)	占标率(%)	UTM 相对坐标(m)		出现时间
				X	Y	
	7231.595	10	72.32%	-548	-5956	2013/10/8　23 hr
	7196.077	10	71.96%	-648	-5956	2013/10/8　23 hr

项目	最大浓度 (μg/m³)	标准 (mg/m³)	占标率(%)	UTM 相对坐标(m)		出现时间
				X	Y	
小时浓度	7136.114	10	71.36%	-648	-5656	2013/10/8 23 hr
	7058.448	10	70.58%	-548	-6056	2013/10/8 23 hr
	6980.101	10	69.80%	-548	-6156	2013/10/8 23 hr
	6968.011	10	69.68%	-648	-5856	2013/10/8 23 hr
	6895.241	10	68.95%	-748	-5656	2013/10/8 23 hr
	6845.073	10	68.45%	-648	-6156	2013/10/8 23 hr
	6825.953	10	68.26%	-548	-6256	2013/10/8 23 hr
	6823.494	10	68.23%	-648	-6056	2013/10/8 23 hr
日均浓度	821.571	4	20.54%	452	44	2013/4/19 24 hr
	778.890	4	19.47%	552	-256	2013/2/1 24 hr
	730.526	4	18.26%	552	-156	2013/9/5 24 hr
	699.916	4	17.50%	552	-56	2013/1/27 24 hr
	670.168	4	16.75%	452	144	2013/4/19 24 hr
	668.994	4	16.72%	52	-456	2013/1/2 24 hr
	666.838	4	16.67%	352	-256	2013/1/20 24 hr
	654.625	4	16.37%	-48	-456	2013/1/2 24 hr
	650.733	4	16.27%	652	-156	2013/10/31 24 hr
	647.165	4	16.18%	252	-456	2013/1/7 24 hr

在预测气象条件下，本项目 CO 小时地面最大浓度为 7231.595μg/m³，占评价标准的 72.32%，出现在 2013 年 10 月 8 日 23 时；日均地面最大浓度为 821.571μg/m³，占评价标准的 20.54%，出现在 2013 年 4 月 19 日。

表 8.3-21 关心点处 CO 最大地面浓度统计表

序号	关心点名称	标准 (mg/m³)	预测值 (μg/m³)	占标率 (%)	出现时间
小时平均浓度					
1	厂址	10	1155.709	11.56%	2013/10/31 23 hr
2	大路乡	10	561.304	5.61%	2013/9/29 14 hr
3	苗家滩	10	361.479	3.61%	2013/6/29 20 hr
4	特拉不拉	10	429.776	4.30%	2013/1/17 21 hr
5	工业园区管委会	10	276.121	2.76%	2013/10/5 23 hr
6	庙圪驼	10	150.344	1.50%	2013/8/29 14 hr
7	东孔兑村	10	192.324	1.92%	2013/9/2 16 hr
8	何家塔村委会	10	452.287	4.52%	2013/5/7 22 hr
9	董家塔	10	165.134	1.65%	2013/3/28 23 hr
10	放牛窑	10	131.008	1.31%	2013/3/14 18 hr
日均浓度					
1	厂址	4	133.153	3.33%	2013/10/31 24 hr
2	大路乡	4	67.307	1.68%	2013/2/23 24 hr
3	苗家滩	4	20.704	0.52%	2013/11/8 24 hr

序号	关心点名称	标准 (mg/m^3)	预测值 ($\mu g/m^3$)	占标率 (%)	出现时间
4	特拉不拉	4	35.045	0.88%	2013/12/13 24 hr
5	工业园区管委会	4	19.668	0.49%	2013/10/5 24 hr
6	庙圪驼	4	35.017	0.88%	2013/8/29 24 hr
7	东孔兑村	4	17.509	0.44%	2013/11/16 24 hr
8	何家塔村委会	4	49.787	1.24%	2013/11/5 24 hr
9	董家塔	4	19.141	0.48%	2013/10/21 24 hr
10	放牛窑	4	10.337	0.26%	2013/7/21 24 hr

在预测气象条件下，本项目 CO 贡献值在各关心点处最大小时地面浓度为 1155.709μg/m^3，占评价标准的 11.56%，位于厂址，出现在 2013 年 10 月 31 日 23 时；最大日均地面浓度为 133.153μg/m^3，占评价标准的 3.33%，位于厂址，出现在 2013 年 10 月 31 日。

表 8.3-22 各监测点 CO 预测值与监测值叠加结果

监测点名称	标准 (mg/m^3)	最大监测值 (mg/m^3)	最大预测值 ($\mu g/m^3$)	叠加值 (mg/m^3)	占标率(%)
小时平均浓度					
厂址	10	1.98	1155.709	3.136	31.36%
大路乡	10	2.00	561.304	2.561	25.61%
苗家滩	10	2.00	361.479	2.361	23.61%
特拉不拉	10	1.99	429.776	2.420	24.20%
工业园区管委会	10	1.97	276.121	2.246	22.46%
庙圪驼	10	1.96	150.344	2.110	21.10%
东孔兑村	10	1.96	192.324	2.152	21.52%
何家塔村委会	10	1.83	452.287	2.282	22.82%
董家塔	10	1.97	165.134	2.135	21.35%
放牛窑	10	2.00	131.008	2.131	21.31%

在预测气象条件下，各关心点处最大预测值与最大监测值叠加后，CO 最大小时地面浓度为 3.136mg/m^3，占评价标准的 31.36%，位于厂址。

⑷PM_{10}

本项目各网格点处 PM_{10} 的最大浓度见表 8.3-23，各关心点处 PM_{10} 的最大浓度见表 8.3-24，预测值与监测值的叠加见表 8.3-25。

表 8.3-23 网格点处 PM_{10} 最大地面浓度统计表

项目	最大浓度 ($\mu g/m^3$)	标准 (mg/m^3)	占标率(%)	UTM 相对坐标(m)		出现时间
				X	Y	
	1.278	0.15	0.85%	2152	-3956	2013/1/13 24 hr

项目	最大浓度 (μg/m³)	标准 (mg/m³)	占标率(%)	UTM 相对坐标(m)		出现时间
				X	Y	
日均浓度	1.271	0.15	0.85%	1952	-3956	2013/1/13 24 hr
	1.258	0.15	0.84%	2152	-4056	2013/1/13 24 hr
	1.236	0.15	0.82%	2152	-3856	2013/1/13 24 hr
	1.203	0.15	0.80%	2052	-3956	2013/1/13 24 hr
	1.195	0.15	0.80%	2252	-4056	2013/1/13 24 hr
	1.190	0.15	0.79%	2052	-3856	2013/1/13 24 hr
	1.182	0.15	0.79%	2052	-4056	2013/1/13 24 hr
	1.178	0.15	0.79%	1952	-4056	2013/1/13 24 hr
	1.173	0.15	0.78%	2252	-3956	2013/1/13 24 hr
年均浓度	0.162	0.07	0.23%	2952	-3056	
	0.161	0.07	0.23%	2852	-3056	
	0.161	0.07	0.23%	3052	-3056	
	0.159	0.07	0.23%	3052	-3156	
	0.158	0.07	0.23%	2852	-3156	
	0.158	0.07	0.23%	2952	-3156	
	0.157	0.07	0.22%	3152	-3156	
	0.157	0.07	0.22%	3152	-3056	
	0.156	0.07	0.22%	2752	-3156	
	0.154	0.07	0.22%	3252	-3156	

在预测气象条件下，本项目 PM_{10} 日均地面最大浓度为 1.278μg/m³，占评价标准的 0.85%，出现在 2013 年 1 月 13 日；年均地面最大浓度为 0.162μg/m³，占评价标准的 0.23%。

表 8.3-24　　关心点处 PM_{10} 最大地面浓度统计表

序号	关心点名称	标准 (mg/m³)	预测值 (μg/m³)	占标率 (%)	出现时间
日均浓度					
1	厂址	0.15	0.236	0.16%	2013/12/11 24 hr
2	大路乡	0.15	0.318	0.21%	2013/4/18 24 hr
3	苗家滩	0.15	0.025	0.02%	2013/6/15 24 hr
4	特拉不拉	0.15	0.035	0.02%	2013/6/13 24 hr
5	工业园区管委会	0.15	0.024	0.02%	2013/4/3 24 hr
6	庙圪驼	0.15	0.184	0.12%	2013/10/28 24 hr
7	东孔兑村	0.15	0.224	0.15%	2013/4/8 24 hr
8	何家塔村委会	0.15	0.305	0.20%	2013/12/30 24 hr
9	董家塔	0.15	0.145	0.10%	2013/6/4 24 hr
10	放牛窑	0.15	0.099	0.07%	2013/6/4 24 hr
年均浓度					
1	厂址	0.07	0.044	0.06%	
2	大路乡	0.07	0.006	0.01%	

序号	关心点名称	标准 (mg/m^3)	预测值 ($\mu g/m^3$)	占标率 (%)	出现时间
3	苗家滩	0.07	0.001	0.00%	
4	特拉不拉	0.07	0.002	0.00%	
5	工业园区管委会	0.07	0.002	0.00%	
6	庙圪驼	0.07	0.030	0.04%	
7	东孔兑村	0.07	0.033	0.05%	
8	何家塔村委会	0.07	0.044	0.06%	
9	董家塔	0.07	0.012	0.02%	
10	放牛窑	0.07	0.008	0.01%	

在预气象条件下，本项目 PM_{10} 贡献值在各关心点处最大日均地面浓度为 0.318$\mu g/m^3$，占评价标准的 0.21%，位于大路乡，出现在 2013 年 4 月 18 日；最大年均地面浓度为 0.044$\mu g/m^3$，占评价标准的 0.06%，位于厂址。

表 8.3-25　　各监测点 PM_{10} 预测值与监测值叠加结果

监测点名称	标准 (mg/m^3)	最大监测值 (mg/m^3)	最大预测值 ($\mu g/m^3$)	叠加值 ($\mu g/m^3$)	占标率(%)
日均浓度					
厂址	0.15	0.149	0.236	149.236	99.49%
大路乡	0.15	0.147	0.318	147.318	98.21%
苗家滩	0.15	0.147	0.025	147.025	98.02%
特拉不拉	0.15	0.143	0.035	143.035	95.36%
工业园区管委会	0.15	0.147	0.024	147.024	98.02%
庙圪驼	0.15	0.149	0.184	149.184	99.46%
东孔兑村	0.15	0.149	0.224	149.224	99.48%
何家塔村委会	0.15	0.144	0.305	144.305	96.20%
董家塔	0.15	0.143	0.145	143.145	95.43%
放牛窑	0.15	0.144	0.099	144.099	96.07%

在预测气象条件下，各关心点处最大预测值与最大监测值叠加后，PM_{10} 最大日均地面浓度为 149.236$\mu g/m^3$，占评价标准的 99.49%，位于厂址。

⑸CH_3OH

本项目各网格点处 CH_3OH 的最大浓度见表 8.3-26，各关心点处 CH_3OH 的最大浓度见表 8.3-27，预测值与监测值的叠加见表 8.3-28。

表 8.3-26　　网格点处 CH_3OH 最大地面浓度统计表

项目	最大浓度 ($\mu g/m^3$)	标准 (mg/m^3)	占标率(%)	UTM 相对坐标(m)		出现时间
				X	Y	
	1897.14	3.0	63.24%	452	-256	2013/11/7　09 hr
	1891.94	3.0	63.06%	-752	-229	2013/3/13　18 hr

项目	最大浓度 (μg/m³)	标准 (mg/m³)	占标率(%)	UTM 相对坐标(m)		出现时间
				X	Y	
日均浓度	1884.55	3.0	62.82%	-752	-219	2013/3/13 18 hr
	1866.91	3.0	62.23%	-752	-238	2013/3/13 18 hr
	1850.31	3.0	61.68%	-752	-209	2013/11/20 14 hr
	1834.49	3.0	61.15%	-753	-199	2013/11/20 14 hr
	1834.44	3.0	61.15%	-752	-248	2013/2/27 11 hr
	1811.25	3.0	60.38%	-448	-356	2013/8/12 23 hr
	1809.30	3.0	60.31%	-753	-189	2013/11/20 14 hr
	1802.44	3.0	60.08%	-751	-258	2013/2/27 11 hr
年均浓度	487.463	1.0	48.75%	252	-456	2013/1/7 24 hr
	476.231	1.0	47.62%	352	-456	2013/1/7 24 hr
	436.443	1.0	43.64%	152	-456	2013/1/7 24 hr
	434.415	1.0	43.44%	352	-356	2013/10/31 24 hr
	426.292	1.0	42.63%	252	-556	2013/12/26 24 hr
	424.337	1.0	42.43%	-148	-56	2013/9/16 24 hr
	420.616	1.0	42.06%	-248	-56	2013/9/16 24 hr
	419.758	1.0	41.98%	252	-56	2013/4/19 24 hr
	419.666	1.0	41.97%	252	44	2013/4/19 24 hr
	415.320	1.0	41.53%	452	-356	2013/10/31 24 hr

在预测气象条件下，本项目 CH_3OH 小时地面最大浓度为 1897.14μg/m³，占评价标准的 63.24%，出现在 2013 年 11 月 7 日 9 时；日均地面最大浓度为 487.463μg/m³，占评价标准的 48.75%，出现在 2013 年 1 月 7 日。

表 8.3-27　　关心点处 CH_3OH 最大地面浓度统计表

序号	关心点名称	标准 (mg/m³)	预测值 (μg/m³)	占标率 (%)	出现时间
小时平均浓度					
1	厂址	3.0	646.994	21.57%	2013/12/27 10 hr
2	大路乡	3.0	347.784	11.59%	2013/10/24 22 hr
3	苗家滩	3.0	198.653	6.62%	2013/6/29 20 hr
4	特拉不拉	3.0	225.540	7.52%	2013/1/17 21 hr
5	工业园区管委会	3.0	147.315	4.91%	2013/10/5 23 hr
6	庙圪驼	3.0	18.479	0.62%	2013/8/2 18 hr
7	东孔兑村	3.0	115.425	3.85%	2013/1/27 01 hr
8	何家塔村委会	3.0	265.936	8.86%	2013/12/21 23 hr
9	董家塔	3.0	88.208	2.94%	2013/3/28 23 hr
10	放牛窑	3.0	69.693	2.32%	2013/3/14 18 hr
日均浓度					
1	厂址	1.0	67.846	6.78%	2013/10/31 24 hr
2	大路乡	1.0	40.180	4.02%	2013/2/23 24 hr
3	苗家滩	1.0	11.724	1.17%	2013/1/10 24 hr

序号	关心点名称	标准 (mg/m^3)	预测值 ($\mu g/m^3$)	占标率 (%)	出现时间
4	特拉不拉	1.0	15.748	1.57%	2013/12/13 24 hr
5	工业园区管委会	1.0	10.216	1.02%	2013/10/5 24 hr
6	庙圪驼	1.0	2.088	0.21%	2013/6/17 24 hr
7	东孔兑村	1.0	6.413	0.64%	2013/1/27 24 hr
8	何家塔村委会	1.0	23.329	2.33%	2013/9/30 24 hr
9	董家塔	1.0	9.326	0.93%	2013/10/21 24 hr
10	放牛窑	1.0	4.877	0.49%	2013/8/7 24 hr

在预测气象条件下，本项目 CH_3OH 贡献值在各关心点处最大小时地面浓度为 646.994$\mu g/m^3$，占评价标准的 21.57%，位于厂址，出现在 2013 年 12 月 7 日 10 时；最大日均地面浓度为 67.846$\mu g/m^3$，占评价标准的 6.78%，位于厂址，出现在 2013 年 12 月 13 日。

表 8.3-28 各监测点 CH_3OH 预测值与监测值叠加结果

监测点名称	标准 (mg/m^3)	最大监测值 (mg/m^3)	最大预测值 ($\mu g/m^3$)	叠加值 ($\mu g/m^3$)	占标率(%)
小时平均浓度					
厂址	3.0	N.D.	646.994	796.994	26.57%
大路乡	3.0	N.D.	347.784	497.784	16.59%
工业园区管委会	3.0	N.D.	147.315	297.315	9.91%
董家塔	3.0	N.D.	88.208	238.208	7.94%
东孔兑村	3.0	N.D.	115.425	265.425	8.85%

*ND 按照检出限的一半进行叠加

在预测气象条件下，各关心点处最大预测值与最大监测值叠加后，CH_3OH 最大小时地面浓度为 796.994$\mu g/m^3$，占评价标准的 26.57%，位于厂址。

⑹H_2S

本项目各网格点处 H_2S 的最大浓度见表 8.3-29，各关心点处 H_2S 的最大浓度见表 8.3-30，预测值与监测值的叠加见表 8.3-31。

表 8.3-29 网格点处 H_2S 最大地面浓度统计表

项目	最大浓度 ($\mu g/m^3$)	标准 (mg/m^3)	占标率(%)	UTM 相对坐标(m)		出现时间
				X	Y	
小时	7.122	0.01	71.22%	-548	-5956	2013/10/8 23 hr
	7.030	0.01	70.30%	-648	-5956	2013/10/8 23 hr
	6.964	0.01	69.64%	-548	-6056	2013/10/8 23 hr
	6.942	0.01	69.42%	-648	-5656	2013/10/8 23 hr
	6.882	0.01	68.82%	-548	-6156	2013/10/8 23 hr

项目	最大浓度 (μg/m³)	标准 (mg/m³)	占标率(%)	UTM 相对坐标(m)		出现时间
				X	Y	
浓度	6.792	0.01	67.92%	-648	-5856	2013/10/8 23 hr
	6.734	0.01	67.34%	-548	-6256	2013/10/8 23 hr
	6.729	0.01	67.29%	-448	-5956	2013/10/8 23 hr
	6.702	0.01	67.02%	-1648	-6356	2013/8/20 19 hr
	6.700	0.01	67.00%	-648	-6156	2013/10/8 23 hr

在预测气象条件下，本项目 H_2S 小时地面最大浓度为 7.122μg/m³，占评价标准的 71.22%，出现在 2013 年 10 月 8 日 23 时。

表 8.3-30 关心点处 H_2S 最大地面浓度统计表

序号	关心点名称	标准 (mg/m³)	预测值 (μg/m³)	占标率 (%)	出现时间
小时平均浓度					
1	厂址	0.01	3.320	33.20%	2013/7/22 20 hr
2	大路乡	0.01	1.493	14.93%	2013/9/29 14 hr
3	苗家滩	0.01	1.248	12.48%	2013/7/26 14 hr
4	特拉不拉	0.01	1.348	13.48%	2013/7/18 14 hr
5	工业园区管委会	0.01	0.742	7.42%	2013/1/17 19 hr
6	庙圪驼	0.01	0.376	3.76%	2013/1/14 09 hr
7	东孔兑村	0.01	0.227	2.27%	2013/7/16 12 hr
8	何家塔村委会	0.01	1.300	13.00%	2013/12/21 23 hr
9	董家塔	0.01	0.562	5.62%	2013/6/14 19 hr
10	放牛窑	0.01	0.378	3.78%	2013/8/7 22 hr

在预测气象条件下，本项目 H_2S 贡献值在各关心点处最大小时地面浓度为 3.320μg/m³，占评价标准的 33.20%，位于厂址，出现在 2013 年 7 月 22 日 20 时。

表 8.3-31 各监测点 H_2S 预测值与监测值叠加结果

监测点名称	标准 (mg/m³)	最大监测值 (mg/m³)	最大预测值 (μg /m³)	叠加值 (μg/m³)	占标率(%)
小时平均浓度					
厂址	0.01	0.002	3.320	3.820	38.20%
大路乡	0.01	0.002	1.493	1.993	19.93%
工业园区管委会	0.01	0.002	0.742	1.242	12.42%
董家塔	0.01	0.002	0.562	1.062	10.62%
东孔兑村	0.01	N.D.	0.227	0.727	7.27%

在预测气象条件下，各关心点处最大预测值与最大监测值叠加后，H_2S 最大小时地面浓度为 3.820μg/m³，占评价标准的 38.20%，位于厂址。

⑺NH_3

本项目各网格点处 NH_3 的最大浓度见表 8.3-32，各关心点处 NH_3 的最大浓度见表 8.3-33，预测值与监测值的叠加见表 8.3-34。

表 8.3-32　　网格点处 NH_3 最大地面浓度统计表

项目	最大浓度 ($\mu g/m^3$)	标准 (mg/m^3)	占标率(%)	UTM 相对坐标(m)		出现时间
				X	Y	
小时浓度	32.924	0.2	16.46%	352	-56	2013/8/3　23 hr
	26.693	0.2	13.35%	352	-156	2013/3/1　10 hr
	26.614	0.2	13.31%	552	-56	2013/10/5　24 hr
	23.918	0.2	11.96%	252	-156	2013/8/9　23 hr
	23.352	0.2	11.68%	152	44	2013/10/8　24 hr
	22.240	0.2	11.12%	352	-256	2013/3/4　24 hr
	22.215	0.2	11.11%	552	-256	2013/10/12　20 hr
	21.802	0.2	10.90%	152	-256	2013/8/21　23 hr
	21.575	0.2	10.79%	152	-156	2013/8/9　23 hr
	21.411	0.2	10.71%	252	-56	2013/10/8　24 hr

在预测气象条件下，本项目 NH_3 小时地面最大浓度为 32.924$\mu g/m^3$，占评价标准的 16.46%，出现在 2013 年 8 月 3 日 23 时。

表 8.3-33　　关心点处 NH_3 最大地面浓度统计表

序号	关心点名称	标准 (mg/m^3)	预测值 ($\mu g/m^3$)	占标率 (%)	出现日期
小时平均浓度					
1	厂址	0.2	6.475	3.24%	2013/12/3　17 hr
2	大路乡	0.2	3.040	1.52%	2013/10/30　12 hr
3	苗家滩	0.2	2.530	1.27%	2013/10/15　13 hr
4	特拉不拉	0.2	2.574	1.29%	2013/7/18　14 hr
5	工业园区管委会	0.2	1.639	0.82%	2013/1/17　19 hr
6	庙圪驼	0.2	0.495	0.25%	2013/9/10　14 hr
7	东孔兑村	0.2	1.324	0.66%	2013/8/7　15 hr
8	何家塔村委会	0.2	2.537	1.27%	2013/7/7　13 hr
9	董家塔	0.2	0.998	0.50%	2013/3/28　23 hr
10	放牛窑	0.2	0.798	0.40%	2013/3/14　18 hr

在预测气象条件下，本项目 NH_3 贡献值在各关心点处最大小时地面浓度为 6.475$\mu g/m^3$，占评价标准的 3.24%，位于厂址，出现在 2013 年 12 月 3 日。

表 8.3-34　　各监测点 NH_3 预测值与监测值叠加结果

监测点名称	标准 (mg/m^3)	最大监测值 (mg/m^3)	最大预测值 ($\mu g/m^3$)	叠加值 ($\mu g/m^3$)	占标率(%)
小时平均浓度					
厂址	0.2	0.04	6.475	46.475	23.24%

大路乡	0.2	0.03	3.040	33.040	16.52%
工业园区管委会	0.2	0.03	1.639	31.639	15.82%
董家塔	0.2	0.03	0.998	30.998	15.50%
东孔兑村	0.2	0.04	1.324	41.324	20.66%

在预测气象条件下，各关心点处最大预测值与最大监测值叠加后，NH_3 最大小时地面浓度为 46.475μg/m^3，占评价标准的 23.24%，位于厂址。

⑻HCl

本项目各网格点处 HCl 的最大浓度见表 8.3-35，各关心点处 HCl 的最大浓度见表 8.3-36，预测值与监测值的叠加见表 8.3-37。

表 8.3-35　　网格点处 HCl 最大地面浓度统计表

项目	最大浓度 (μg/m^3)	标准 (mg/m^3)	占标率(%)	UTM 相对坐标(m)		出现时间
				X	Y	
小时浓度	9.391	0.05	18.78%	2152	-3856	2013/8/5　17 hr
	8.756	0.05	17.51%	2052	-3856	2013/8/5　17 hr
	8.144	0.05	16.29%	1952	-3856	2013/9/2　16 hr
	8.060	0.05	16.12%	1852	-3856	2013/9/2　16 hr
	7.591	0.05	15.18%	352	-5656	2013/7/5　18 hr
	7.192	0.05	14.38%	1752	-4256	2013/11/10　12 hr
	6.915	0.05	13.83%	352	-5756	2013/7/5　18 hr
	6.895	0.05	13.79%	1752	-3956	2013/8/7　15 hr
	6.815	0.05	13.63%	2452	-3356	2013/7/6　17 hr
	6.809	0.05	13.62%	2352	-3356	2013/7/6　17 hr
日均浓度	1.363	0.015	9.09%	2152	-3856	2013/1/13　24 hr
	1.261	0.015	8.41%	2252	-3456	2013/1/13　24 hr
	1.232	0.015	8.21%	2152	-3456	2013/1/13　24 hr
	1.231	0.015	8.21%	2252	-3556	2013/1/13　24 hr
	1.220	0.015	8.13%	2252	-3356	2013/1/13　24 hr
	1.215	0.015	8.10%	2052	-3856	2013/1/13　24 hr
	1.207	0.015	8.05%	2152	-3356	2013/1/13　24 hr
	1.177	0.015	7.85%	2352	-3656	2013/1/13　24 hr
	1.163	0.015	7.75%	2352	-3456	2013/1/13　24 hr
	1.138	0.015	7.59%	2152	-3556	2013/1/13　24 hr

在预测气象条件下，本项目 HCl 小时地面最大浓度为 9.391μg/m^3，占评价标准的 18.78%，出现在 2013 年 8 月 5 日 17 时；日均地面最大浓度为 1.363μg/m^3，占评价标准的 9.09%，出现在 2013 年 1 月 13 日。

表 8.3-36　　关心点处 HCl 最大地面浓度统计表

序号	关心点名称	标准 (mg/m^3)	预测值 ($\mu g/m^3$)	占标率 (%)	出现日期
小时平均浓度					
1	厂址	0.05	1.012	2.02%	2013/9/30　10 hr
2	大路乡	0.05	0.394	0.79%	2013/5/2　23 hr
3	苗家滩	0.05	0.136	0.27%	2013/6/3　18 hr
4	特拉不拉	0.05	0.339	0.68%	2013/4/3　12 hr
5	工业园区管委会	0.05	0.261	0.52%	2013/5/16　12 hr
6	庙圪驼	0.05	2.486	4.97%	2013/10/28　12 hr
7	东孔兑村	0.05	0.315	0.63%	2013/7/8　15 hr
8	何家塔村委会	0.05	0.434	0.87%	2013/9/9　13 hr
9	董家塔	0.05	0.229	0.46%	2013/6/12　16 hr
10	放牛窑	0.05	0.250	0.50%	2013/9/5　17 hr
日均浓度					
1	厂址	0.015	0.143	0.95%	2013/6/5　24 hr
2	大路乡	0.015	0.056	0.37%	2013/4/18　24 hr
3	苗家滩	0.015	0.008	0.05%	2013/6/3　24 hr
4	特拉不拉	0.015	0.034	0.23%	2013/5/26　24 hr
5	工业园区管委会	0.015	0.015	0.10%	2013/5/16　24 hr
6	庙圪驼	0.015	0.245	1.63%	2013/10/28　24 hr
7	东孔兑村	0.015	0.044	0.29%	2013/2/20　24 hr
8	何家塔村委会	0.015	0.077	0.51%	2013/12/30　24 hr
9	董家塔	0.015	0.024	0.16%	2013/8/14　24 hr
10	放牛窑	0.015	0.022	0.15%	2013/9/5　24 hr

在预测气象条件下，本项目 HCl 贡献值在各关心点处最大小时地面浓度为 2.486$\mu g/m^3$，占评价标准的 4.97%，位于庙圪驼，出现在 2013 年 10 月 28 日 12 时；最大日均浓度为 0.245$\mu g/m^3$，占评价标准的 1.63%，位于厂址，出现在 2013 年 10 月 28 日。

表 8.3-37　　各监测点 HCl 预测值与监测值叠加结果

监测点名称	标准 (mg/m^3)	最大监测值 (mg/m^3)	最大预测值 ($\mu g/m^3$)	叠加值 ($\mu g/m^3$)	占标率(%)
小时平均浓度					
厂址	0.05	N.D.	1.012	26.012	52.02%
大路乡	0.05	N.D.	0.394	25.394	50.79%
工业园区管委会	0.05	N.D.	0.261	25.261	50.52%
董家塔	0.05	N.D.	0.229	25.229	50.46%
东孔兑村	0.05	N.D.	0.315	25.315	50.63%

在预测气象条件下，各关心点处最大预测值与最大监测值叠加后，HCl 最大小时地面浓度为 26.012μg/m^3，占评价标准的 52.02%，位于厂址。

⑼NMHC

本项目各网格点处 NMHC 的最大浓度见表 8.3-38，各关心点处 NMHC 的最大浓度见表 8.3-39，预测值与监测值的叠加见表 8.3-40。

表 8.3-38　　网格点处 NMHC 最大地面浓度统计表

项目	最大浓度 (μg/m^3)	标准 (mg/m^3)	占标率(%)	UTM 相对坐标(m)		出现时间
				X	Y	
小时浓度	1798.87	2.0	89.94%	516925	4432922	2013/10/15　17 hr
	1795.14	2.0	89.76%	516825	4432922	2013/10/15　17 hr
	1786.69	2.0	89.33%	517025	4432922	2013/10/15　17 hr
	1769.83	2.0	88.49%	516725	4432922	2013/10/15　17 hr
	1763.48	2.0	88.17%	516825	4432822	2013/7/31　19 hr
	1748.83	2.0	87.44%	516725	4432822	2013/7/31　19 hr
	1722.07	2.0	86.10%	516925	4432822	2013/7/31　19 hr
	1705.65	2.0	85.28%	517125	4432922	2013/10/15　17 hr
	1702.59	2.0	85.13%	517225	4432922	2013/9/11　22 hr
	1695.87	2.0	84.79%	516625	4432922	2013/10/15　17 hr

在预测气象条件下，本项目 NMHC 小时地面最大浓度为 1798.87μg/m^3，占评价标准的 89.94%，出现在 2013 年 10 月 15 日 17 时。

表 8.3-39　　关心点处 NMHC 最大地面浓度统计表

序号	关心点名称	标准 (mg/m^3)	预测值 (μg/m^3)	占标率 (%)	出现日期
小时平均浓度					
1	厂址	2.0	835.50	41.78%	2013/7/7　14 hr
2	大路乡	2.0	381.42	19.07%	2013/2/23　20 hr
3	苗家滩	2.0	206.02	10.30%	2013/6/29　20 hr
4	特拉不拉	2.0	245.38	12.27%	2013/3/18　21 hr
5	工业园区管委会	2.0	213.63	10.68%	2013/1/12　17 hr
6	庙圪驼	2.0	16.17	0.81%	2013/7/18　20 hr
7	东孔兑村	2.0	122.97	6.15%	2013/1/27　01 hr
8	何家塔村委会	2.0	322.80	16.14%	2013/1/3　12 hr
9	董家塔	2.0	203.87	10.19%	2013/3/28　23 hr
10	放牛窑	2.0	163.82	8.19%	2013/3/14　18 hr

在预测气象条件下，本项目 NMHC 贡献值在各关心点处最大小时地面浓度为 835.50μg/m^3，占评价标准的 41.78%%，位于厂址，出现在 2013 年 7 月 7 日 14 时。

表 8.3-40　　各监测点 NMHC 预测值与监测值叠加结果

监测点名称	标准 (mg/m^3)	最大监测值 (mg/m^3)	最大预测值 ($\mu g/m^3$)	叠加值 ($\mu g/m^3$)	占标率(%)
小时平均浓度					
厂址	2.0	N.D.	835.50	935.50	46.78%
大路乡	2.0	N.D.	381.42	481.42	24.07%
工业园区管委会	2.0	N.D.	213.63	313.63	15.68%
董家塔	2.0	N.D.	203.87	303.87	15.19%
东孔兑村	2.0	N.D.	122.97	222.97	11.15%

在预测气象条件下，各关心点处最大预测值与最大监测值叠加后，NMHC 最大小时地面浓度为 935.50μg/m^3，占评价标准的 46.78%，位于厂址。

⑽Hg

本项目各网格点处 Hg 的最大浓度见表 8.3-41，各关心点处 Hg 的最大浓度见表 8.3-42，预测值与监测值的叠加见表 8.3-43。

表 8.3-41　　网格点处 Hg 最大地面浓度统计表

项目	最大浓度 ($\mu g/m^3$)	标准 ($\mu g/m^3$)	占标率(%)	UTM 相对坐标(m)		出现时间
				X	Y	
日均浓度	8.00E-05	0.3	0.03%	2352	-4256	2013/5/10　24 hr
	8.00E-05	0.3	0.03%	2252	-4156	2013/5/10　24 hr
	8.00E-05	0.3	0.03%	2352	-4156	2013/5/10　24 hr
	8.00E-05	0.3	0.03%	2452	-4156	2013/5/10　24 hr
	8.00E-05	0.3	0.03%	2152	-4056	2013/5/10　24 hr
	8.00E-05	0.3	0.03%	2252	-4056	2013/5/10　24 hr
	8.00E-05	0.3	0.03%	2352	-4056	2013/5/10　24 hr
	8.00E-05	0.3	0.03%	2452	-4056	2013/5/10　24 hr
	8.00E-05	0.3	0.03%	2152	-3956	2013/5/10　24 hr
	8.00E-05	0.3	0.03%	2252	-3956	2013/5/10　24 hr

在预测气象条件下，本项目 Hg 日均地面最大浓度为 8.00E-05μg/m^3，占评价标准的 0.03%，出现在 2013 年 5 月 10 日。

表 8.3-42　　关心点处 Hg 最大日均地面浓度统计表

序号	关心点名称	标准 ($\mu g/m^3$)	预测值 ($\mu g/m^3$)	占标率 (%)	出现日期
小时平均浓度					
1	厂址	0.3	0	0.000%	2013/8/4　24 hr
2	大路乡	0.3	3.00E-05	0.010%	2013/4/18　24 hr
3	苗家滩	0.3	0	0.000%	2013/4/15　24 hr
4	特拉不拉	0.3	0	0.000%	2013/4/15　24 hr
5	工业园区管委会	0.3	0	0.000%	2013/2/25　24 hr

序号	关心点名称	标准 (μg/m^3)	预测值 (μg/m^3)	占标率 (%)	出现日期
6	庙圪驼	0.3	2.00E-05	0.007%	2013/4/28 24 hr
7	东孔兑村	0.3	4.00E-05	0.013%	2013/4/8 24 hr
8	何家塔村委会	0.3	4.00E-05	0.013%	2013/2/12 24 hr
9	董家塔	0.3	2.00E-05	0.007%	2013/6/4 24 hr
10	放牛窑	0.3	2.00E-05	0.007%	2013/6/4 24 hr

在预测气象条件下，本项目 Hg 贡献值在各关心点处最大小时地面浓度为 4.00E-05μg/m^3，占评价标准的 0.013%，位于东孔兑村，出现在 2013 年 4 月 8 日。

表 8.3-43 各监测点 Hg 预测值与监测值叠加结果

监测点名称	标准 (mg/m^3)	最大监测值 (mg/m^3)	最大预测值 (μg /m^3)	叠加值 (μg/m^3)	占标率(%)
日均均浓度					
厂址	0.0003	N.D.	0	0.0015	0.50%
大路乡	0.0003	N.D.	0.00003	0.00153	0.51%
工业园区管委会	0.0003	N.D.	0	0.0015	0.50%
董家塔	0.0003	N.D.	0.00002	0.0015	0.50%
东孔兑村	0.0003	N.D.	0.00004	0. 00154	0.51%

在预测气象条件下，各关心点处最大预测值与最大监测值叠加后，Hg 最大日均浓度为 0.00154μg/m^3，占评价标准的 0.51%，位于东孔兑村。

⑾$PM_{2.5}$

本项目各网格点处 $PM_{2.5}$ 的最大浓度见表 8.3-44，各关心点处 PM_{10} 的最大浓度见表 8.3-45，预测值与监测值的叠加见表 8.3-46。

表 8.3-44 网格点处 $PM_{2.5}$ 最大地面浓度统计表

项目	最大一次浓度(μg/m^3)	最大 NO_3(μg/m^3)	最大 SO_4(μg/m^3)	合计 (μg/m^3)	标准 (mg/m^3)	占标率 (%)
日均浓度	0.049	0.046	0.070	0.165	0.15	0.110%
	0.049	0.045	0.070	0.164	0.15	0.109%
	0.049	0.045	0.070	0.164	0.15	0.109%
	0.048	0.045	0.070	0.163	0.15	0.109%
	0.048	0.045	0.069	0.162	0.15	0.108%
	0.048	0.045	0.069	0.162	0.15	0.108%
	0.048	0.045	0.069	0.162	0.15	0.108%
	0.048	0.045	0.069	0.162	0.15	0.108%
	0.048	0.044	0.069	0.161	0.15	0.107%
	0.048	0.044	0.069	0.161	0.15	0.107%

项目	最大一次浓度($\mu g/m^3$)	最大 NO_3($\mu g/m^3$)	最大 SO_4($\mu g/m^3$)	合计($\mu g/m^3$)	标准(mg/m^3)	占标率(%)
年均浓度	0.0014	0.00018	0.0013	0.00288	0.07	0.004%
	0.0009	0.00017	0.0013	0.00237	0.07	0.003%
	0.0007	0.00017	0.0013	0.00217	0.07	0.003%
	0.0007	0.00017	0.0013	0.00217	0.07	0.003%
	0.0007	0.00017	0.0013	0.00217	0.07	0.003%
	0.0006	0.00017	0.0013	0.00207	0.07	0.003%
	0.0005	0.00017	0.0013	0.00197	0.07	0.003%
	0.0005	0.00017	0.0013	0.00197	0.07	0.003%
	0.0005	0.00017	0.0013	0.00197	0.07	0.003%
	0.0005	0.00017	0.0013	0.00197	0.07	0.003%

在预测气象条件下，本项目 $PM_{2.5}$ 日均地面最大浓度为 0.165μg/m^3，占评价标准的 0.11%；年均地面最大浓度为 0.07μg/m^3，占评价标准的 0.004%。

表 8.3-45　　关心点处 $PM_{2.5}$ 最大地面浓度统计表

关心点名称	标准(mg/m^3)	一次浓度($\mu g/m^3$)	NO_3($\mu g/m^3$)	SO_4($\mu g/m^3$)	合计($\mu g/m^3$)	占标率(%)
日均浓度						
厂址	0.15	0.0026	0.017	0.033	0.053	0.04%
大路乡	0.15	0.0040	0.016	0.020	0.040	0.03%
苗家滩	0.15	0.0021	0.008	0.011	0.021	0.01%
特拉不拉	0.15	0.0050	0.012	0.026	0.043	0.03%
工业园区管委会	0.15	0.0038	0.009	0.015	0.028	0.02%
庙圪驼	0.15	0.0028	0.024	0.052	0.079	0.05%
东孔兑村	0.15	0.0019	0.004	0.010	0.016	0.01%
何家塔村委会	0.15	0.0020	0.032	0.012	0.046	0.03%
董家塔	0.15	0.0148	0.008	0.015	0.038	0.03%
放牛窑	0.15	0.0141	0.005	0.012	0.031	0.02%

在预气象条件下，本项目 $PM_{2.5}$ 贡献值在各关心点处最大日均地面浓度为 0.079μg/m^3，占评价标准的 0.05%，位于庙圪驼。

表 8.3-46　　各监测点 $PM_{2.5}$ 预测值与监测值叠加结果

监测点名称	标准(mg/m^3)	最大监测值(mg/m^3)	最大预测值($\mu g/m^3$)	叠加值($\mu g/m^3$)	占标率(%)
日均浓度					
厂址	0.15	0.073	0.053	0.073	97.40%
大路乡	0.15	0.075	0.04	0.075	100.05%

苗家滩	0.15	0.069	0.021	0.069	92.03%
特拉不拉	0.15	0.073	0.043	0.073	97.39%
工业园区管委会	0.15	0.072	0.028	0.072	96.04%
庙圪驼	0.15	0.072	0.079	0.072	96.11%
东孔兑村	0.15	0.074	0.016	0.074	98.69%
何家塔村委会	0.15	0.073	0.046	0.073	97.39%
董家塔	0.15	0.07	0.038	0.070	93.38%
放牛窑	0.15	0.068	0.031	0.068	90.71%

在预测气象条件下，各关心点处最大预测值与最大监测值叠加后，$PM_{2.5}$ 最大日均地面浓度为 0.075μg/m^3，占评价标准的 100.05%%，位于大路乡。

⑿ TSP

本项目各网格点处 TSP 的最大浓度见表 8.3-47，各关心点处 TSP 的最大浓度见表 8.3-48，预测值与监测值的叠加见表 8.3-49。

表 8.3-47　　网格点处 TSP 最大地面浓度统计表

项目	最大浓度 (μg/m^3)	标准 (mg/m^3)	占标率(%)	UTM 相对坐标(m)		出现时间
				X	Y	
日均浓度	30.974	0.3	10.32%	1152	-956	2013/5/5　24 hr
	28.496	0.3	9.50%	1252	-1056	2013/7/2　24 hr
	25.614	0.3	8.54%	1052	-956	2013/7/9　24 hr
	24.841	0.3	8.28%	952	-856	2013/7/9　24 hr
	24.418	0.3	8.14%	952	-956	2013/8/18　24 hr
	22.741	0.3	7.58%	929	-951	2013/8/18　24 hr
	22.093	0.3	7.36%	919	-951	2013/8/18　24 hr
	22.070	0.3	7.36%	1252	-1156	2013/7/16　24 hr
	21.766	0.3	7.26%	1052	-1056	2013/8/17　24 hr
	21.371	0.3	7.12%	1152	-856	2013/6/7　24 hr
年均浓度	6.313	0.2	3.16%	1252	-1156	
	5.735	0.2	2.87%	1152	-1156	
	5.724	0.2	2.86%	1252	-1056	
	4.852	0.2	2.43%	1352	-1156	
	4.110	0.2	2.06%	1352	-1056	
	3.851	0.2	1.93%	852	-356	
	3.779	0.2	1.89%	852	-256	
	3.662	0.2	1.83%	752	-356	
	3.635	0.2	1.82%	752	-256	
	3.576	0.2	1.79%	652	-356	

在预测气象条件下，本项目 TSP 日均地面最大浓度为 30.974μg/m^3，占评价标准的 10.32%，出现在 2013 年 5 月 5 日；年均地面最大浓度为 6.313μg/m^3，占

评价标准的 3.16%。

表 8.3-48　　关心点处 TSP 最大地面浓度统计表

序号	关心点名称	标准 (mg/m^3)	预测值 ($\mu g/m^3$)	占标率 (%)	出现时间
日均浓度					
1	厂址	0.3	2.921	0.97%	2013/9/1　24 hr
2	大路乡	0.3	0.804	0.27%	2013/9/16　24 hr
3	苗家滩	0.3	0.563	0.19%	2013/8/20　24 hr
4	特拉不拉	0.3	0.577	0.19%	2013/12/13　24 hr
5	工业园区管委会	0.3	0.354	0.12%	2013/10/5　24 hr
6	庙圪驼	0.3	0.239	0.08%	2013/10/25　24 hr
7	东孔兑村	0.3	1.062	0.35%	2013/3/25　24 hr
8	何家塔村委会	0.3	1.281	0.43%	2013/7/24　24 hr
9	董家塔	0.3	0.325	0.11%	2013/8/7　24 hr
10	放牛窑	0.3	0.224	0.07%	2013/8/7　24 hr
年均浓度					
1	厂址	0.2	0.971	0.49%	
2	大路乡	0.2	0.115	0.06%	
3	苗家滩	0.2	0.045	0.02%	
4	特拉不拉	0.2	0.075	0.04%	
5	工业园区管委会	0.2	0.043	0.02%	
6	庙圪驼	0.2	0.038	0.02%	
7	东孔兑村	0.2	0.059	0.03%	
8	何家塔村委会	0.2	0.251	0.13%	
9	董家塔	0.2	0.056	0.03%	
10	放牛窑	0.2	0.034	0.02%	

在预气象条件下，本项目 TSP 贡献值在各关心点处最大日均地面浓度为 2.921$\mu g/m^3$，占评价标准的 0.97%，位于厂址，出现在 2013 年 9 月 1 日；最大年均地面浓度为 0.971$\mu g/m^3$，占评价标准的 0.49%，位于厂址。

表 8.3-49　　各监测点 TSP 预测值与监测值叠加结果

监测点名称	标准 (mg/m^3)	最大监测值 (mg/m^3)	最大预测值 ($\mu g/m^3$)	叠加值 ($\mu g/m^3$)	占标率(%)
日均浓度					
厂址	0.3	0.287	0.236	287.236	95.75%
大路乡	0.3	0.294	0.318	294.318	98.11%
苗家滩	0.3	0.288	0.025	288.025	96.01%
特拉不拉	0.3	0.278	0.035	278.035	92.68%
工业园区管委会	0.3	0.288	0.024	288.024	96.01%
庙圪驼	0.3	0.283	0.184	283.184	94.39%

东孔兑村	0.3	0.281	0.224	281.224	93.74%
何家塔村委会	0.3	0.261	0.305	261.305	87.10%
董家塔	0.3	0.280	0.145	280.145	93.38%
放牛窑	0.3	0.291	0.099	291.099	97.03%

在预测气象条件下，各关心点处最大预测值与最大监测值叠加后，TSP 最大日均地面浓度为 294.318μg/m^3，占评价标准的 98.11%，位于大路乡。

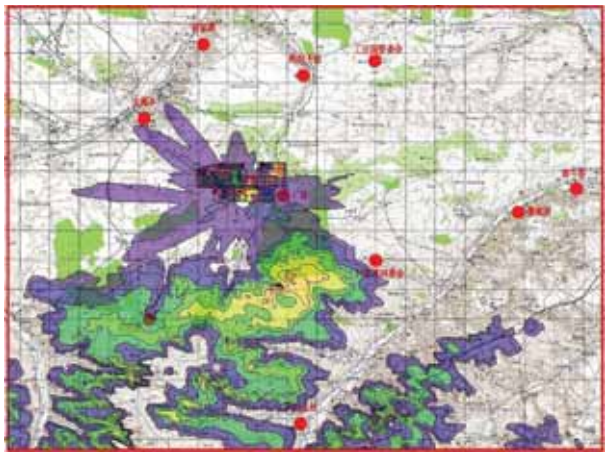


图 8.3-4　SO_2 最大小时落地浓度等值线图 (μg/m^3)

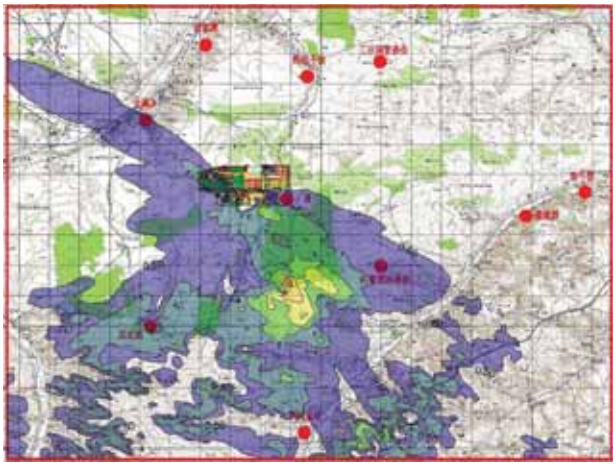


图 8.3-5　SO_2 最大日均落地浓度等值线图 (μg/m^3)



图 8.3-6　SO_2 最大年均落地浓度等值线图 (μg/m^3)

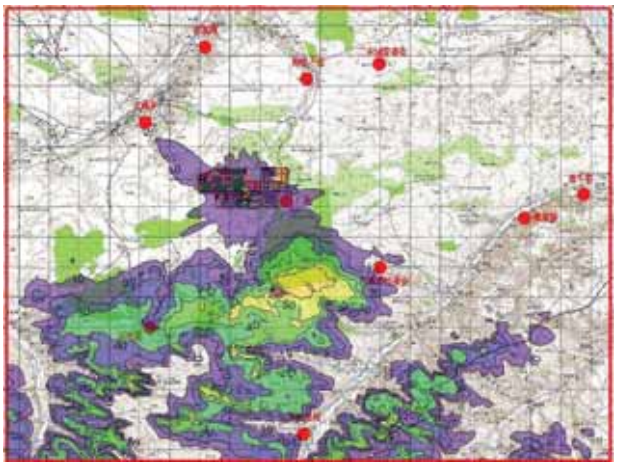


图 8.3-7　NOx 最大小时落地浓度等值线图(μg/m^3)

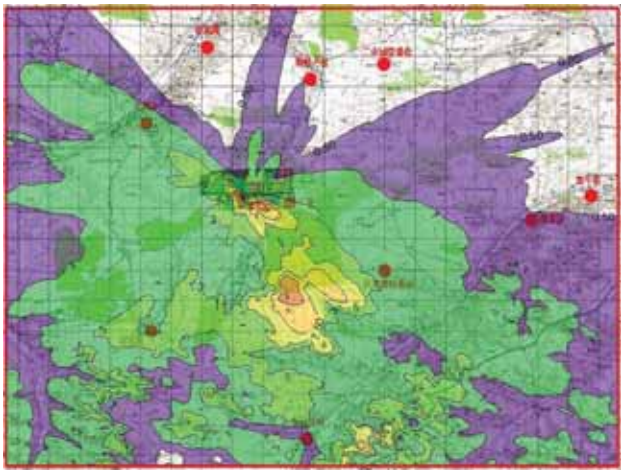


图 8.3-8　NOx 最大日均落地浓度等值线图 (μg/m^3)

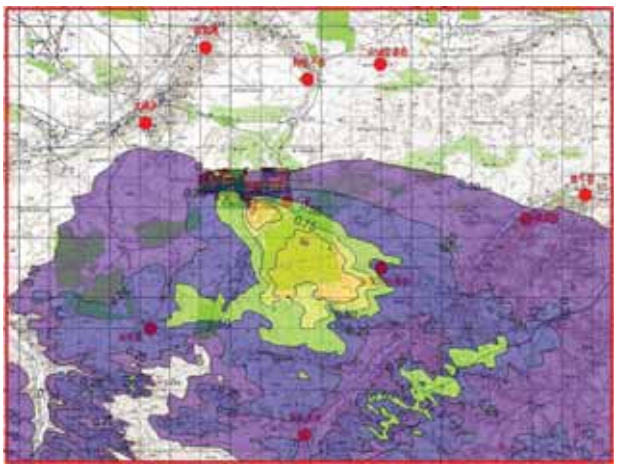


图 8.3-9　NOx 最大年均落地浓度等值线图(μg/m^3)

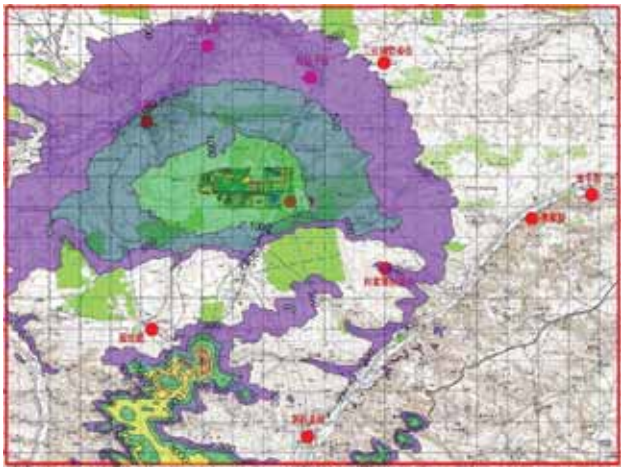


图 8.3-10 CO 最大小时落地浓度等值线图 (mg/m^3)

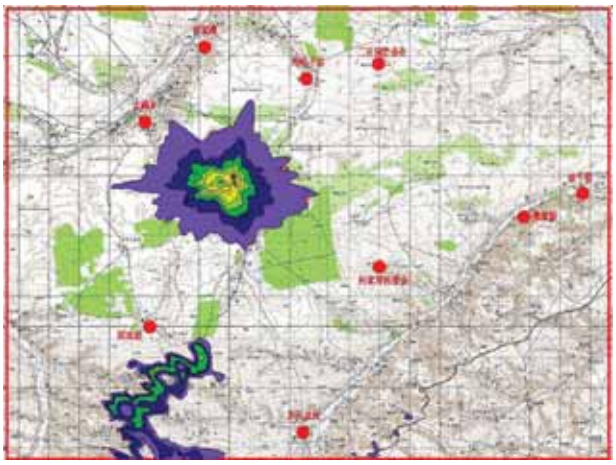


图 8.3-11 CO 最大日均落地浓度等值线图 (mg/m^3)

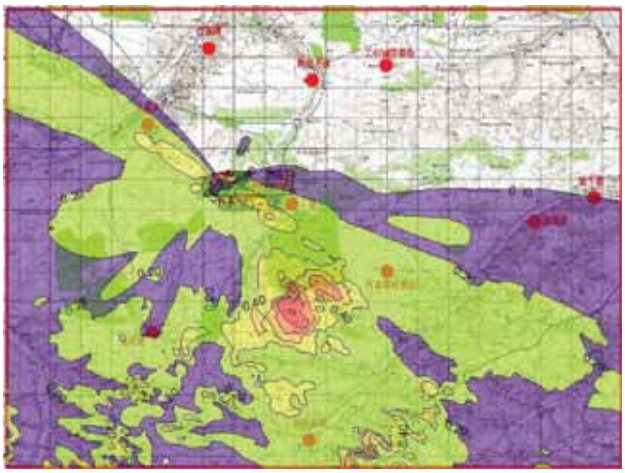


图 8.3-12 PM_{10} 最大日均落地浓度等值线图(μg/m^3)

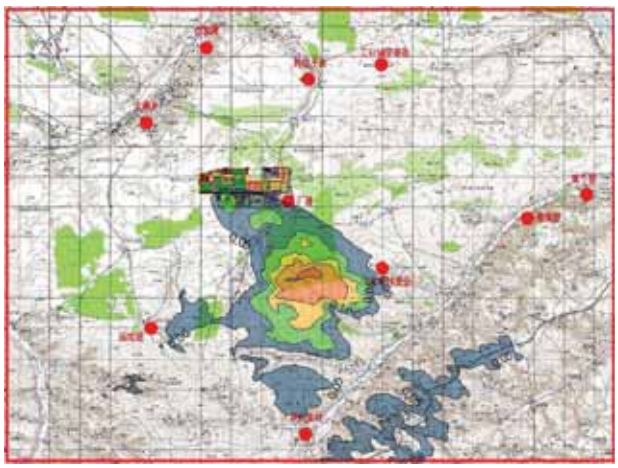


图 8.3-13 PM_{10} 最大年均落地浓度等值线图(μg/m^3)

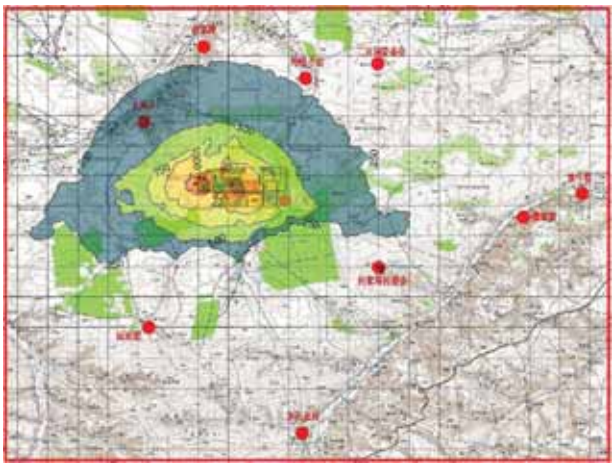


图 8.3-14 甲醇最大小时落地浓度等值线图(μg/m^3)

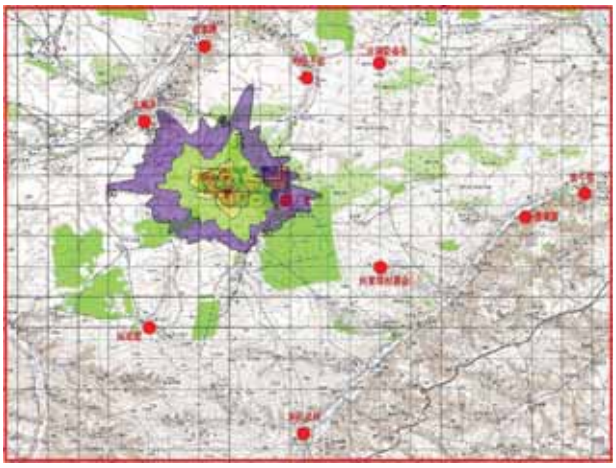


图 8.3-15 甲醇最大日均落地浓度等值线图(μg/m^3)

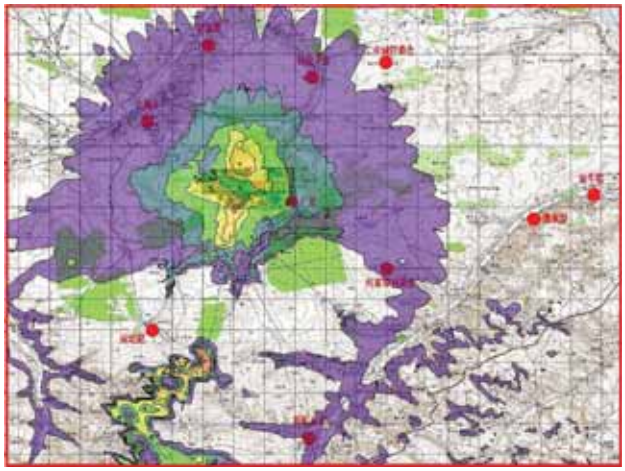


图 8.3-16　H_2S 最大小时落地浓度等值线图(μg/m^3)

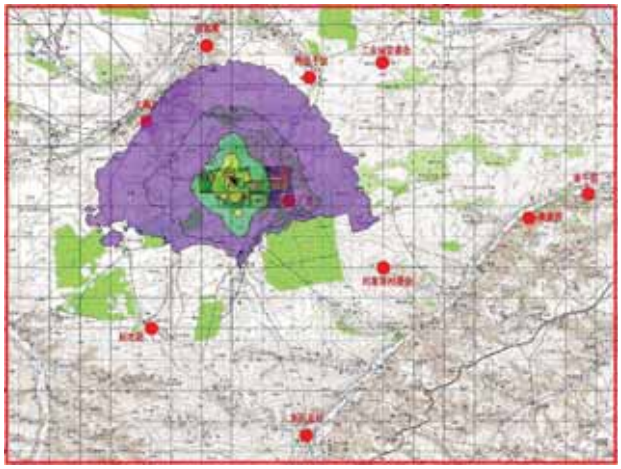


图 8.3-17　NH_3 最大小时落地浓度等值线图(μg/m^3)

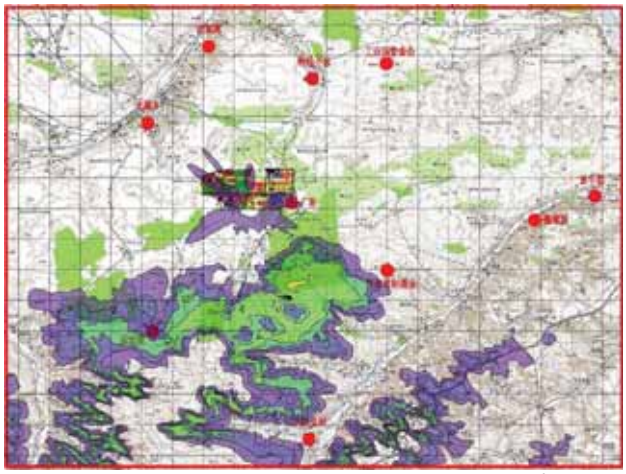


图 8.3-18　HCl 最大小时落地浓度等值线图(μg/m^3)

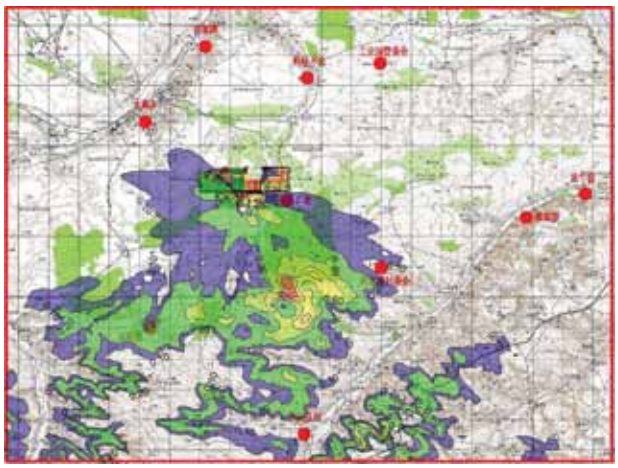


图 8.3-19　HCl 最大日均落地浓度等值线图(μg/m^3)

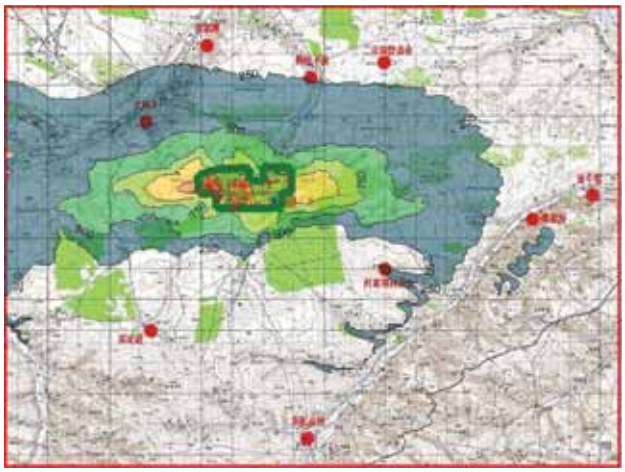


图 8.3-20　NMHC 最大小时落地浓度等值线图(μg/m^3)

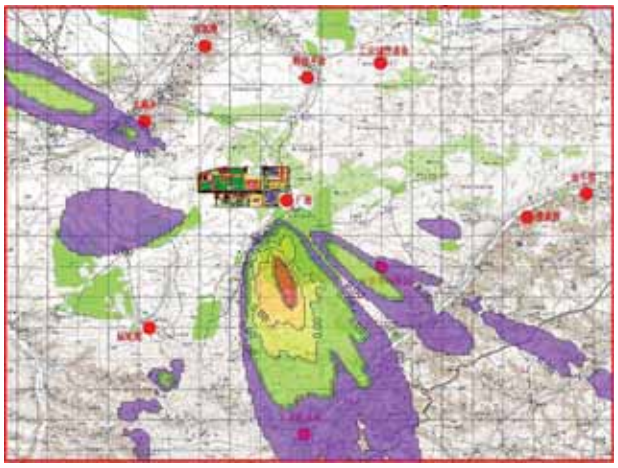


图 8.3-21　Hg 最大日均落地浓度等值线图(μg/m^3)

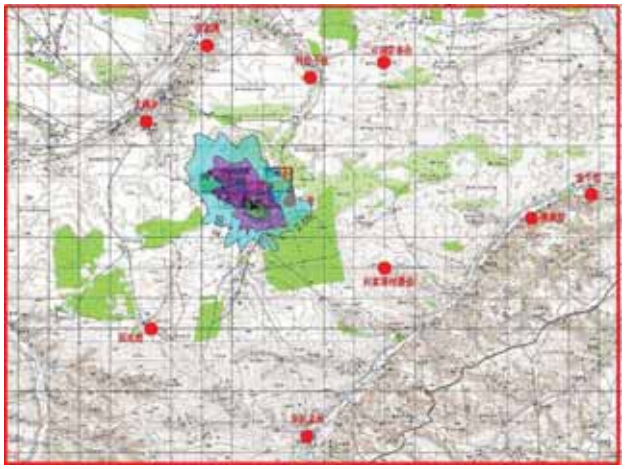


图 8.3-22　TSP 最大日均落地浓度等值线图(μg/m^3)

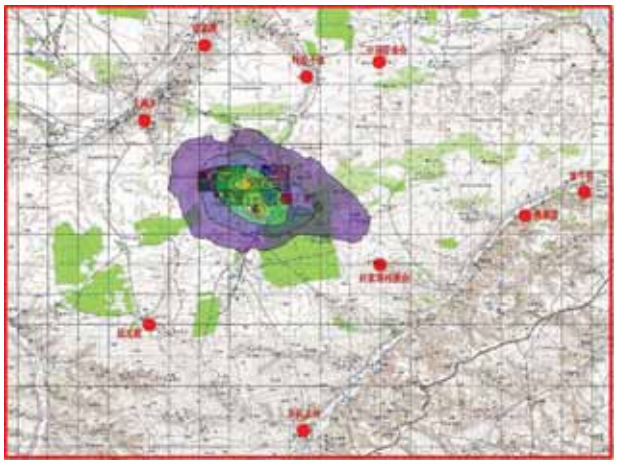


图 8.3-23　TSP 最大年均落地浓度等值线图(μg/m^3)

8.3.6 项目周边污染源叠加

(1) 区域在建污染源

经调查，区域内有一些已批在建拟建项目，以及建成后未正常运行的项目，在本次评价中将这些污染源进行叠加评价，此类项目名称统计见表 8.3-50,具体污染源强见表 8.3-51~8.3-70：

表 8.3-50　　项目周边在建拟建及未正常生产项目名称

性质	序号	项目名称
已批在建拟建	1	鄂尔多斯通世泰化工集团有限公司利用大唐粉煤灰提取氧化铝废渣建设 2×4800t/d 熟水泥生产线项目
	2	开元生态铝业有限公司粉煤灰综合利用示范项目
	3	久泰能源有限公司甲醇深加工项目
	4	内蒙古蒙泰不连沟煤业有限责任公司大路 2×300MW 煤矸石综合利用电厂
	5	鄂尔多斯市西北能源化工有限责任公司年产 20 万吨煤制甲醇项目
	6	鄂尔多斯市大路工业园区危废处置项目
	7	中科合成油内蒙古有限公司 48000 吨/年（一期工程 12000 吨/年）煤制油催化剂项目
	8	久泰能源（鄂尔多斯）有限公司年产 50 万吨乙二醇项目
	9	鄂尔多斯东源煤铝科技有限公司年产 3000 吨粉煤灰制莫来石、白炭黑项目
	10	满世能源化工有限责任公司劣质煤综合利用项目
	12	内蒙古开滦化工有限公司 2×20 万吨/年合成气制乙二醇、2×20 万吨/年煤焦油加氢多联产循环经济项目
	13	内蒙古三维煤化科技有限公司二期 14 万吨/年甲醇制烯烃项目
未正常生产	14	内蒙古天润化肥股份有限公司 30 万吨/年，合成氨 52 万吨/年尿素项目
	15	国电内蒙古晶阳能源有限公司年产 3000 吨多晶硅项目
	16	内蒙古东华能源有限责任公司一期年产 60 万吨甲醇项目

表 8.3-51　　区域在建源-通世泰氧化铝大气源强参数（点源）

序号	排放单元	速率	排气温度	台数	排气筒		单个源强（kg/h）			
		m/s	（℃）		高度 m	内径 m	PM_{10}	SO_2	NO_X	NO_2
P1.1	石灰石破碎	14.78	20	1	16	0.9	0.31			
P2.1	石灰石输送	12.63	20	1	7	0.5	0.08			
P2.2	石灰石预均化	12.63	20	1	30	0.5	0.08			
P3.1	硅钙渣预均化	11.70	20	1	7	0.45	0.16			
P3.2	硅钙渣输送	11.70	20	1	7	0.45	0.16			
P4.1	原煤破碎	16.04	20	1	15	0.63	0.12			
P5.1	原煤预均化	11.70	20	1	20	0.45	0.04			
P5.2	原煤输送	11.70	20	1	7	0.45	0.07			
P5.3	原煤仓	11.70	20	1	15	0.45	0.07			
P6.1.1	原料配料	12.59	20	4	26	0.56	0.21			
P6.1.2		12.59	20	4	26	0.56	0.2053			
P6.1.3		12.59	20	4	26	0.56	0.2053			
P6.1.4		12.59	20	4	26	0.56	0.2053			
P6.2.1		12.59	20	2	26	0.56	0.41			
P6.2.2		12.59	20	2	26	0.56	0.41			
P7.1.1		12.58	40	2	26	0.45	0.12			
P7.1.2		12.58	40	2	26	0.45	0.12			
P8.1.1	窑尾废气处理	16.84	120	2	105	4.2	32.22	22.99	100.13	90.12
P8.1.2		16.84	120	2	105	4.2	32.22	22.99	100.13	90.12
P9.1.1	生料均化	12.59	40	2	63	0.56	0.19			
P9.1.2		12.59	40	2	63	0.56	0.19			
P9.2.1	窑尾喂料	12.59	40	2	8	0.56	0.31			
P9.2.2		12.59	40	2	8	0.56	0.31			
P9.3		12.59	40	1	8	0.56	0.62			
P10.1.1	窑头废气处理	17.75	250	2	40	3.4	16.11			
P10.1.2		17.75	250	2	40	3.4	16.11			
P11.1.1	煤粉制备	14.07	75	2	37	1.4	1.62			
P11.1.2		14.07	75	2	37	1.4	1.62			
P11.2		11.70	60	1	29	0.45	0.35			
P11.3		11.70	60	1	29	0.45	0.35			
P12.1.1	熟料储存	18.79	60	2	43	0.71	0.70			
P12.1.2		18.79	60	2	43	0.71	0.70			
P12.2.1	熟料散装	12.59	40	6	7	0.56	0.25			
P12.2.2		12.59	40	6	7	0.56	0.25			
P12.2.3		12.59	40	6	7	0.56	0.25			
P12.2.4		12.59	40	6	7	0.56	0.25			
P12.2.5		12.59	40	6	7	0.56	0.25			
P12.2.6		12.59	40	6	7	0.56	0.25			
P12.3.1		12.63	40	5	7	0.5	0.20			
P12.3.2		12.63	40	5	7	0.5	0.20			
P12.3.3		12.63	40	5	7	0.5	0.20			
P12.3.4		12.63	40	5	7	0.5	0.20			
P12.3.5		12.63	40	5	7	0.5	0.20			
P13.1	石膏破碎	13.08	20	1	15	0.56	0.08			
P13.2	石膏输送	11.70	20	1	15	0.45	0.04			
P14.1.1	粉煤灰（混合材）	11.70	40	2	38	0.45	0.50			
P14.1.2		11.70	40	2	38	0.45	0.50			
P15.1.1	水泥配料	12.63	20	4	28	0.5	0.21			
P15.1.2		12.63	20	4	28	0.5	0.21			
P15.1.3		12.63	20	4	28	0.5	0.21			
P15.1.4		12.63	20	4	28	0.5	0.21			
P15.2.1		12.63	20	4	28	0.5	0.21			
P15.2.2		12.63	20	4	28	0.5	0.21			
P15.2.3		12.63	20	4	28	0.5	0.21			
P15.2.4		12.63	20	4	28	0.5	0.21			
P16.1.1	水泥粉磨	14.74	80	4	39	2.4	2.36			
P16.1.2		14.74	80	4	39	2.4	2.36			
P16.1.3		14.74	80	4	39	2.4	2.36			
P16.1.4		14.74	80	4	39	2.4	2.36			
P16.2.1		11.09	120	4	39	1.3	0.94			
P16.2.2		11.09	120	4	39	1.3	0.94			
P16.2.3		11.09	120	4	39	1.3	0.94			
P16.2.4		11.09	120	4	39	1.3	0.94			
P16.3.1	水泥输送	11.05	80	2	15	0.4	0.05			
P16.3.2		11.05	80	2	15	0.4	0.05			
P17.1.1	水泥储存	12.63	60	8	48	0.5	0.14			
P17.1.2		12.63	60	8	48	0.5	0.14			
P17.1.3		12.63	60	8	48	0.5	0.14			
P17.1.4		12.63	60	8	48	0.5	0.14			
P17.1.5		12.63	60	8	48	0.5	0.14			
P17.1.6		12.63	60	8	48	0.5	0.14			
P17.1.7		12.63	60	8	48	0.5	0.14			
P17.1.8		12.63	60	8	48	0.5	0.14			
P17.2.1		12.59	40	8	8	0.56	0.14			
P17.2.2		12.59	40	8	8	0.56	0.14			

序号	排放单元	速率	排气温度	台数	排气筒		单个源强（kg/h）			
		m/s	（℃）		高度 m	内径 m	PM_{10}	SO_2	NO_X	NO_2
P17.2.3		12.59	40	8	8	0.56	0.14			
P17.2.4		12.59	40	8	8	0.56	0.14			
P17.2.5		12.59	40	8	8	0.56	0.14			
P17.2.6		12.59	40	8	8	0.56	0.14			
P17.2.7		12.59	40	8	8	0.56	0.14			
P17.2.8		12.59	40	8	8	0.56	0.14			
P18.1.1		11.70	20	4	19	0.45	0.08			
P18.1.2		11.70	20	4	19	0.45	0.08			
P18.1.3		11.70	20	4	19	0.45	0.08			
P18.1.4	水泥包装	11.70	20	4	19	0.45	0.08			
P18.2.1		15.91	20	4	16	0.63	0.22			
P18.2.2		15.91	20	4	16	0.63	0.22			
P18.2.3		15.91	20	4	16	0.63	0.22			
P18.2.4		15.91	20	4	16	0.63	0.22			
P19.1.1		12.59	20	2	28	0.56	0.09			
P19.1.2		12.59	20	2	28	0.56	0.09			
P19.2.1	水泥汽车散装	11.79	20	8	15	0.3	0.05			
P19.2.2		11.79	20	8	15	0.3	0.05			
P19.2.3		11.79	20	8	15	0.3	0.05			
P19.2.4		11.79	20	8	15	0.3	0.05			
P19.2.5		11.79	20	8	15	0.3	0.05			
P19.2.6		11.79	20	8	15	0.3	0.05			
P19.2.7		11.79	20	8	15	0.3	0.05			
P19.2.8		11.79	20	8	15	0.3	0.05			

表 8.3-52　　区域在建源-通世泰氧化铝大气源强参数（面源）

序号	排放单元名称	长度（m）	宽度（m）	高度（m）	PM_{10} 排放源强
					（g/s）
A1	石膏卸车	1212	10	3	0.23
A2	原煤卸车	30	20	3	0.851
A3	砂岩、粘土、铁矿石	150	33	3	0.259
A4	粉煤灰	26	23.5	3	0.257
A5	袋装水泥装车	60	30	3	0.126
A6	矿区运输	1000	20	2	0.216
A7	矿区卸车	50	20	3	0.125

表 8.3-53　　区域在建源-开元粉煤灰大气源强参数

点源编号	点源名称	速率	排气温度	排气筒高度	排气筒内径	源强（kg/h）			
		m/s	℃	m	m	SO_2	Nox	PM_{10}	NH_3
P1.1	粉煤灰储运	15.7	20	25	0.7			1.61	
P2.1	粉煤灰磨细	12.0	20	25	0.5			0.68	
P3.1	粉煤灰除铁	12.0	20	25	0.5			0.68	
P4.1	熟料溶出	14.5	20	25	1			2.05	
P5.1	氧化铝仓及堆栈	14.7	20	25	0.4			0.53	
P6.1	石灰乳制备	16.3	20	15	0.2			0.15	
P7.1	白炭黑烘干	9.5	150	25	0.7	0.82	4.3		
P8.1	氢氧化铝输送	12.9	20	15	0.3			0.26	
P9.1	氢氧化铝焙烧	10.9	160	70	2.4	4.94	25.8	8.84	
P10.1	石灰窑	12.1	20	15	0.3			0.23	
P10.2		66.3	20	35	0.4	7.37	6.09		
P11.1	热风炉	37.4	140	90	2.7	49.46	61.66	9.37	38.16
P12.1	蒸汽锅炉房	8.5	140	120	2.4	8.85	9.73	1.75	6.84

表 8.3-54　　区域在建源-久泰甲醇大气源强参数（点源）

点源编号	点源名称		速率	排气温度	排气筒高度	排气筒内径	源强（kg/h）			
			m/s	℃	m	m	SO_2	Nox	NO_2	PM_{10}
P1.1	甲醇制烯烃单元	催化器再生烟气	21.3	20	65	0.8				4.25
P2.1	聚乙烯单元	混合器排气	0.2	20	40	0.3				0.005

点源编号	点源名称		速率	排气温度	排气筒高度	排气筒内径	源强（kg/h）			
			m/s	℃	m	m	SO_2	Nox	NO_2	PM_{10}
P2.2		添加剂倒带料斗排气	0.2	20	40	0.3				0.004
P2.3		造粒系统干燥器排气	8.1	20	40	0.3				0.21
P2.4		产品输送排气	5.0	20	40	0.3				0.13
P3.1	聚丙烯单元	混合器排气	0.3	20	40	0.3				0.007
P3.2		添加剂倒带料斗排气	0.2	20	40	0.3				0.005
P3.3		造粒系统干燥器排气	9.4	20	40	0.3				0.24
P3.4		产品输送排气	5.9	20	40	0.3				0.15
P4.1	锅炉烟气		10.8	120	150	4	48.22	103.96	93.56	12.65

表 8.3-55　　区域在建源-久泰甲醇大气源强参数（面源）

面源编号	面源名称	面源长度	面源宽度	面源高度	源强（kg/h）	
		m	m	m	H2S	NH3
JT-A-1	污水处理场	49	24	8	0.03	0.4

表 8.3-56　　区域在建源-蒙泰电厂大气源强参数

点源编号	点源名称	速率	排气温度	排气筒高度	排气筒内径	源强（kg/h）			
		m/s	℃	m	m	SO2	Nox	NO2	PM10
P1.1	锅炉烟气	15.8	398	210	7.5	648.3	503.1	452.79	111.0

表 8.3-57　　区域在建源-西北能源煤制甲醇大气源强参数（点源）

点源编号	点源名称	速率	排气温度	排气筒高度	排气筒内径	源强（kg/h）				
		m/s	℃	m	m	SO2	NOx	NO2	PM10	CO
P1.1	煤粉制备	1.2	20	20	0.5				0.1	
P1.2	锅炉烟气	2.2	135	120	4	43.8	28.8	25.94	3.8	
P1.3	汽提尾气	11.61	23.4	70	0.8					3.6
P1.4	除氧槽排放废气	2.6	100	33	0.5					11.5

表 8.3-58　　区域在建源-西北能源煤制甲醇大气源强参数（面源）

面源编号	面源名称	面源长度	面源宽度	面源高度	源强（kg/h）
		m	m	m	H2S
A1	气化区、变换区	37	73	15	0.126

表 8.3-59　　区域在建源-大路危废大气源强参数

编号	装置名称	废气名称	速率	排气温度	排气筒高度	排气筒内径	源强（kg/h）				
			m/s	℃	m	m	SO2	NOx	NO2	PM10	Hg
G1-4	废结晶盐物化	硫酸钠干燥尾气	11.79	25	20	0.30				0.15	
G1-5		硫酸钠包装尾气	11.79	25	20	0.30				0.15	
G1-6		氯化钠干燥尾气	17.68	25	20	0.20				0.10	
G1-7		氯化钠包装尾气	17.68	25	20	0.20				0.10	
G1-8		硝酸钠干燥尾气	8.84	25	20	0.20				0.05	
G1-9		硝酸钠包装尾气	8.84	25	20	0.20				0.05	
G2-1	干化车间	生石灰加料尾气	15.72	25	25	0.30				0.08	
G2-2		回转窑干燥尾气	12.85	120	40	1.00				0.73	
G2-3		干化污泥出口尾气	15.72	50	25	0.30				0.08	
G3-2	焚烧车间	焚烧烟气	12.85	60	120	1.00	7.26	18.16	16.34	2.36	0.004
G4-1	无机盐综合利用车间	原料储库、原煤仓废气	16.58	20	15	0.80				0.60	
G4-2		石灰石、无机盐调配仓废气	14.80	20	22	0.40				0.13	

G4-3		铁尾矿、硅石、粉煤灰调配仓废气	14.80	20	22	0.40				0.13	
G4-4		生料烘干烟气	11.05	85	25	1.20	2.57	15.75	14.18	1.35	
G4-5		煤磨烘干烟气	7.37	85	25	1.20	1.72	10.50	9.45	0.90	
G4-6		生料仓废气	9.91	20	28	0.40				0.09	
G6-1		锅炉废气	7.94	120	50	2.00	20.18	23.17	20.85	3.99	0.002
G6-3		转运站	10.34	20	20	0.15				0.05	
G6-4		筛碎系统	14.37	20	20	0.15				0.06	
G6-5	锅炉	煤仓间	11.64	20	20	0.20				0.09	
G6-6		灰库	8.06	20	20	0.05				0.004	
G6-7		渣仓	12.17	20	20	0.05				0.01	
G6-8		石灰石仓	15.47	20	20	0.08				0.02	

表 8.3-60　　区域在建源-中科合成油一期大气源强参数（点源）

点源编号	点源名称	速率	排气温度	排气筒高度	排气筒内径	评价因子源强（kg/h）		
		m/s	℃	m	m	NOx	NO2	PM10
ZK-P1	盐业制备尾气	3.91	20	30	0.6	0.70	0.63	
ZK-P2	喷雾干燥尾气	29.49	60	20	0.8			1.60
ZK-P3	热风炉烟气	23.41	120	25	0.4	1.06	0.95	
ZK-P4	焙烧尾气	33.22	120	25	0.3			0.42

表 8.3-61　　区域在建源-中科合成油一期大气源强参数（面源）

面源编号	面源名称	面源长度	面源宽度	面源高度	源强（kg/h）
		m	m	m	NH3
A1	氨无组织排放	10	30	15	0.7
A2	氨罐区无组织排放	20	30	15	0.001

表 8.3-62　　区域在建源-久泰乙二醇大气源强参数

点源编号	点源名称	速率	排气温度	排气筒高度	排气筒内径	评价因子源强（kg/h）				
		m/s	℃	m	m	SO2	NOx	NO2	PM10	CO
JT-P1-1	输送机转运点 1	15.72	20	20	0.3				0.12	
JT-P1-2	输送机转运点 2	15.72	20	20	0.3				0.12	
JT-P1-3	输送机转运点 3	15.72	20	20	0.3				0.12	
JT-P1-4	输送机转运点 4	15.72	20	20	0.3				0.12	
JT-P1-5	输送机转运点 5	15.72	20	20	0.3				0.12	
JT-P1-6	输送机转运点 6	15.72	20	20	0.3				0.12	
JT-P1-7	输送机转运点 7	15.72	20	20	0.3				0.12	
JT-P1-8	输送机转运点 8	15.72	20	20	0.3				0.12	
JT-P1-9	输送机转运点 9	15.72	20	20	0.3				0.12	
JT-P1-10	输送机转运点 10	15.72	20	20	0.3				0.12	
JT-P2-1	备煤筒仓排气 1	5.89	20	42	0.6				0.18	
JT-P2-2	备煤筒仓排气 2	5.89	20	42	0.6				0.18	
JT-P2-3	备煤筒仓排气 3	5.89	20	42	0.6				0.18	
JT-P2-4	备煤筒仓排气 4	5.89	20	42	0.6				0.18	
JT-P2-5	备煤筒仓排气 5	5.89	20	42	0.6				0.18	
JT-P2-6	备煤筒仓排气 6	5.89	20	42	0.6				0.18	
JT-P3-1	破碎楼废气 1	23.58	20	20	0.3				0.24	
JT-P3-2	破碎楼废气 2	23.58	20	20	0.3				0.24	
JT-P4-1	磨机前煤仓废气 1	15.72	20	20	0.3				0.12	
JT-P4-2	磨机前煤仓废气 2	15.72	20	20	0.3				0.12	
JT-P4-3	磨机前煤仓废气 3	15.72	20	20	0.3				0.12	
JT-P5-1	锅炉煤仓废气 1	15.72	20	20	0.3				0.16	
JT-P5-2	锅炉煤仓废气 2	15.72	20	20	0.3				0.16	
JT-P5-3	锅炉煤仓废气 3	15.72	20	20	0.3				0.16	
JT-P5-4	锅炉煤仓废气 4	15.72	20	20	0.3				0.16	
JT-P6	贮配煤仓废气	19.65	20	20	0.3				0.2	
JT-P7	煤储斗废气	7.86	20	20	0.3				0.06	
JT-P8	过热炉烟气	10.04	120	30	1.5		3.83	3.45	0.64	
JT-P9	干燥废气	7.86	20	15	0.3				0.1	
JT-P10	硫磺包装废气	5.89	20	20	0.3				0.03	
JT-P11-1	灰库除尘尾气 1	1.96	20	15	0.3				0.015	
JT-P11-2	灰库除尘尾气 2	1.96	20	15	0.3				0.015	

JT-P12	渣库除尘尾气	0.79	20	15	0.3				0.006	
JT-P13	石灰石粉仓除尘尾气	11.79	20	15	0.3				0.12	
JT-P14	锅炉烟气	5.17	150	150	6	45.87	31.58	28.42	12.93	
JT-P15	低温甲醇洗尾气	17.78	40	60	1.5					692.38

表 8.3-63　　区域在建源-东源煤铝大气源强参数

点源编号	点源名称	速率	排气温度	排气筒高度	排气筒内径	评价因子源强（kg/h）		
		m/s	℃	m	m	NOx	NO2	PM10
DY-P1	粉煤灰储运	11.79	25	20	0.3			0.15
DY-P2	回转窑	12.82	250	20	0.4			0.52
DY-P3	热风炉	2.21	140	15	0.4	0.13	0.12	
DY-P4	白炭黑喷雾干燥	8.84	140	15	0.4			0.20
DY-P5	锅炉房	3.04	140	20	0.8	0.79	0.71	

表 8.3-64　　区域在建源-满世能源大气源强参数（点源）

点源编号	点源名称	速率	排气温度	排气筒高度	排气筒内径	评价因子源强（kg/h）				
		m/s	℃	m	m	SO2	NOx	NO2	PM10	NH3
MS-P1-1	破碎楼排放气 1	8.73	25	30	0.3				0.09	
MS-P1-2	破碎楼排放气 2	8.73	25	30	0.3				0.09	
MS-P3-1	转运站排放气 1	10.61	25	20	0.2				0.04	
MS-P3-2	转运站排放气 2	10.61	25	20	0.2				0.04	
MS-P3-3	转运站排放气 3	10.61	25	20	0.2				0.04	
MS-P4-1	破碎仓废气 1	15.84	20	50	0.5				0.34	
MS-P4-2	破碎仓废气 2	15.84	20	50	0.5				0.34	
MS-P4-3	破碎仓废气 3	15.84	20	50	0.5				0.34	
MS-P4-4	破碎仓废气 4	15.84	20	50	0.5				0.34	
MS-P4-5	破碎仓废气 5	15.84	20	50	0.5				0.34	
MS-P4-6	破碎仓废气 6	15.84	20	50	0.5				0.34	
MS-P4-7	破碎仓废气 7	15.84	20	50	0.5				0.34	
MS-P4-8	破碎仓废气 8	15.84	20	50	0.5				0.34	
MS-P4-9	破碎仓废气 9	15.84	20	50	0.5				0.34	
MS-P5-1	干燥系统排放气 1	22.10	25	50	0.8				1.20	
MS-P5-2	干燥系统排放气 2	22.10	25	50	0.8				1.20	
MS-P5-3	干燥系统排放气 3	22.10	25	50	0.8				1.20	
MS-P5-4	干燥系统排放气 4	22.10	25	50	0.8				1.20	
MS-P5-5	干燥系统排放气 5	22.10	25	50	0.8				1.20	
MS-P5-6	干燥系统排放气 6	22.10	25	50	0.8				1.20	
MS-P5-7	干燥系统排放气 7	22.10	25	50	0.8				1.20	
MS-P5-8	干燥系统排放气 8	22.10	25	50	0.8				1.20	
MS-P5-9	干燥系统排放气 9	22.10	25	50	0.8				1.20	
MS-P5-10	干燥系统排放气 10	22.10	25	50	0.8				1.20	
MS-P5-11	干燥系统排放气 11	22.10	25	50	0.8				1.20	
MS-P5-12	干燥系统排放气 12	22.10	25	50	0.8				1.20	
MS-P6-1	成型系统排放气 1	19.91	25	50	1				1.69	
MS-P6-2	成型系统排放气 2	19.91	25	50	1				1.69	
MS-P6-3	成型系统排放气 3	19.91	25	50	1				1.69	
MS-P6-4	成型系统排放气 4	19.91	25	50	1				1.69	
MS-P6-5	成型系统排放气 5	19.91	25	50	1				1.69	
MS-P6-6	成型系统排放气 6	19.91	25	50	1				1.69	
MS-P6-7	成型系统排放气 7	19.91	25	50	1				1.69	
MS-P6-8	成型系统排放气 8	19.91	25	50	1				1.69	
MS-P6-9	成型系统排放气 9	19.91	25	50	1				1.69	
MS-P6-10	成型系统排放气 10	19.91	25	50	1				1.69	
MS-P7-1	煤仓排放气 1	8.29	25	50	0.8				0.45	
MS-P7-2	煤仓排放气 2	8.29	25	50	0.8				0.45	
MS-P9	硫回收尾气	12.91	140	50	1.1	23.02	6.63	5.97		
MS-P10-1	硫磺包装尾气 1	26.53	25	15	0.2				0.09	
MS-P10-2	硫磺包装尾气 2	26.53	25	15	0.2				0.09	
MS-P10-3	硫磺包装尾气 3	26.53	25	15	0.2				0.09	
MS-P10-4	硫磺包装尾气 4	26.53	25	15	0.2				0.09	
MS-P10-5	硫磺包装尾气 5	26.53	25	15	0.2				0.09	
MS-P11-1	包装楼尾气 1	15.03	25	40	0.4				0.34	
MS-P11-2	包装楼尾气 2	15.03	25	40	0.4				0.34	
MS-P11-3	包装楼尾气 3	15.03	25	40	0.4				0.34	
MS-P12-1	锅炉烟气 1	11.69	60	210	6.2	102.19	114.37	102.93	30.57	
MS-P12-2	锅炉烟气 2	11.69	60	210	6.2	102.19	114.37	102.93	30.57	
MS-P13	硫铵干燥系统	21.43	25	20	0.7				0.89	
MS-P14-1	灰库 1	14.93	25	20	0.3				0.12	
MS-P14-2	灰库 2	14.93	25	20	0.3				0.12	

点源编号	点源名称	速率	排气温度	排气筒高度	排气筒内径	评价因子源强（kg/h）				
		m/s	℃	m	m	SO2	NOx	NO2	PM10	NH3
MS-P15-1	渣库 1	7.07	25	20	0.5				0.75	
MS-P15-2	渣库 2	7.07	25	20	0.5				0.75	
MS-P15-3	渣库 3	7.07	25	20	0.5				0.75	
MS-P15-4	渣库 4	7.07	25	20	0.5				0.75	
MS-P15-5	渣库 5	7.07	25	20	0.5				0.75	
MS-P16	CO2 洗涤塔排放气	16.49	17.8	70	1.8					
MS-P17-1	尿素低压吸收塔尾气 1	20.78	45	60	0.2					0.69
MS-P17-2	尿素低压吸收塔尾气 2	20.78	45	60	0.2					0.69
MS-P17-3	尿素低压吸收塔尾气 3	20.78	45	60	0.2					0.69
MS-P17-4	尿素常压吸收塔尾气 1	0.51	45	60	0.2					0.55
MS-P18-1	尿素常压吸收塔尾气 2	0.51	45	60	0.2					0.55
MS-P18-2	尿素常压吸收塔尾气 3	0.51	45	60	0.2					0.55
MS-P18-3	尿素常压吸收塔尾气 4	0.51	45	60	0.2					0.55
MS-P19-1	大颗粒造粒废气 1	14.39	58	80	4.6					64.58
MS-P19-2	大颗粒造粒废气 2	14.39	58	80	4.6					64.58
MS-P19-3	大颗粒造粒废气 3	14.39	58	80	4.6					64.58

表 8.3-65　　区域在建源-满世能源大气源强参数（面源）

面源编号	面源名称	面源长度	面源宽度	面源高度	源强（kg/h）		
		m	m	m	BaP	H2S	NH3
MS-A1	焦油储槽	452	307	15	0.00005		
MS-A2	氨泵房	124	82	15			1
MS-A3	净化及硫回收	438	252	15		0.06	

表 8.3-66　　区域在建源-开滦化工大气源强参数

点源编号	点源名称	速率	排气温度	排气筒高度	排气筒内径	评价因子源强（kg/h）			
		m/s	℃	m	m	SO2	NOx	NO2	PM10
KL-P1	煤粉碎机室	11.27	15	15	0.4				0.26
KL-P2	半焦冷却器	11.27	25	15	0.4				0.26
KL-P3	半焦仓	4.42	20	15	0.4				0.20
KL-P4	余热锅炉	29.69	140	100	3.5	61.70	115.20	103.68	45.25
KL-P5	管式炉	1.12	120	35	0.6	0.61	0.23	0.21	
KL-P6	氨氧化及酯化反应尾气	0.67	100	30	0.5		0.05	0.04	
KL-P7	管式加热炉	2.59	120	40	0.8	0.84	0.31	0.28	
KL-P8	预分馏塔进料管式加热炉	0.86	120	40	0.8	0.28	0.10	0.09	
KL-P9	预分馏塔出料管式加热炉	0.86	120	40	0.8	0.28	0.10	0.09	

表 8.3-67　　区域在建源-天润化肥大气源强参数

点源编号	点源名称	速率	排气温度	排气筒高度	排气筒内径	评价因子源强（kg/h）				
		m/s	℃	m	m	SO2	NOx	NO2	PM10	H2S
TR-P1	煤浆制备	5.89	25	30	0.3				0.08	
TR-P2	石灰石粉料仓	3.32	25	20	0.4				0.08	
TR-P3	灰水处理除氧器	1.50	160	25	0.2					0.00026
TR-P4	硫回收焚烧炉气	3.52	340	30.3	0.75	2.80				
TR-P5	造粒塔排放气	1.20	50	86	12.6				26.84	
TR-P6	尿素储运包装系统排气	11.79	25	23.3	0.3				7.84	
TR-P7	锅炉烟气	4.97	130	150	5	43.00	105.30	94.77	11.93	

表 8.3-68　　区域在建源-三维烯烃大气源强参数

点源编号	点源名称	速率	排气温度	排气筒高度	排气筒内径	评价因子源强（kg/h）			
		m/s	℃	m	m	SO2	NOx	NO2	PM10
SW-P1	锅炉烟气	7.07	150	100	3	5.70	10.56	9.50	2.16

表 8.3-69　　区域已建未生产源-晶阳多晶硅大气源强参数

点源编号	点源名称	速率	排气温度	排气筒高度	排气筒内径	评价因子源强（kg/h）			
		m/s	℃	m	m	SO2	NOx	NO2	PM10
JY-P1	硅粉烘干和进料系统	4.91	70	15	0.6				0.025
JY-P2	锅炉烟气	10.85	120	100	1.8	37.26	45.46	40.91	3.32

表 8.3-70　　区域已建未生产源-东华甲醇大气源强参数

点源编号	点源名称	速率	排气温度	排气筒高度	排气筒内径	评价因子源强（kg/h）				
		m/s	℃	m	m	SO2	NOx	NO2	PM10	CO
DH-P1	原料煤粉布袋除尘	29.29	25	40	0.8				5.3	

DH-P2	硫回收 WSA 尾气	30.56	100	60	0.8	19.91	3.1	2.79		6.58
DH-P3	锅炉烟气	15.94	120	150	3.5	13.01	165.6	149.04		
DH-P4	低温甲醇洗	14.05	25	70	1.6					813

(2) 叠加后的预测结果

叠加该项目大气污染源后，本项目大气环境关心点的浓度值见表 8.3-71~8.3-73。

表 8.3-71 叠加在建拟建项目后关心点处 SO_2 最大地面浓度统计表

序号	关心点名称	标准（mg/m^3）	预测值（$\mu g/m^3$）	占标率（%）	出现日期
小时平均浓度					
日均浓度					
1	厂址	0.15	2.88	1.92%	2013/5/17/ 24 hr
2	大路乡	0.15	9.16	6.10%	2013/9/20/ 24 hr
3	苗家滩	0.15	3.06	2.04%	2013/8/31/ 24 hr
4	特拉不拉	0.15	5.30	3.54%	2013/8/26/ 24 hr
5	工业园区管委会	0.15	2.61	1.74%	2013/8/26/ 24 hr
6	庙圪驼	0.15	7.86	5.24%	2013/11/11/ 24 hr
7	东孔兑村	0.15	3.64	2.42%	2013/11/11/ 24 hr
8	何家塔村委会	0.15	3.12	2.08%	2013/7/3/ 24 hr
9	董家塔	0.15	2.88	1.92%	2013/7/3/ 24 hr
10	放牛窑	0.15	1.74	1.16%	2013/10/11/ 24 hr
年均浓度					
1	厂址	0.06	0.68	1.13%	
2	大路乡	0.06	0.37	0.62%	
3	苗家滩	0.06	0.27	0.44%	
4	特拉不拉	0.06	0.43	0.71%	
5	工业园区管委会	0.06	0.22	0.37%	
6	庙圪驼	0.06	0.71	1.19%	
7	东孔兑村	0.06	0.35	0.58%	
8	何家塔村委会	0.06	0.54	0.89%	
9	董家塔	0.06	0.28	0.47%	
10	放牛窑	0.06	0.17	0.28%	

叠加在建拟建项目后，在预测气象条件下 SO_2 在各关心点处最大日均地面浓度为 9.16$\mu g/m^3$，占评价标准的 6.10%，位于大路乡，出现在 2013 年 5 月 17 日。最大年均地面浓度为 0.68$\mu g/m^3$，占评价标准的 1.13%，位于厂址。

表 8.3-72 叠加在建拟建项目后关心点处 NOx 最大地面浓度统计表

序号	关心点名称	标准（mg/m^3）	预测值（$\mu g/m^3$）	占标率（%）	出现日期
日均浓度					
1	厂址	0.08	14.69	18.37%	2013/5/17/ 24 hr
2	大路乡	0.08	7.85	9.82%	2013/9/20/ 24 hr
3	苗家滩	0.08	3.30	4.13%	2013/9/17/ 24 hr
4	特拉不拉	0.08	4.73	5.91%	2013/8/26/ 24 hr
5	工业园区管委会	0.08	4.23	5.29%	2013/8/26/ 24 hr
6	庙圪驼	0.08	6.57	8.21%	2013/3/28/ 24 hr

序号	关心点名称	标准（mg/m^3）	预测值（μg/m^3）	占标率（%）	出现日期
7	东孔兑村	0.08	4.05	5.07%	2013/3/30/ 24 hr
8	何家塔村委会	0.08	4.95	6.19%	2013/11/10/ 24 hr
9	董家塔	0.08	3.86	4.83%	2013/11/23/ 24 hr
10	放牛窑	0.08	2.56	3.20%	2013/7/3/ 24 hr
年均浓度					
1	厂址	0.04	1.10	2.74%	
2	大路乡	0.04	0.43	1.06%	
3	苗家滩	0.04	0.32	0.81%	
4	特拉不拉	0.04	0.70	1.74%	
5	工业园区管委会	0.04	0.33	0.82%	
6	庙圪驼	0.04	0.75	1.87%	
7	东孔兑村	0.04	0.38	0.96%	
8	何家塔村委会	0.04	0.73	1.83%	
9	董家塔	0.04	0.44	1.09%	
10	放牛窑	0.04	0.24	0.61%	

叠加在建拟建项目后，在预测气象条件下 NO_x 在各关心点处最大日均地面浓度为 14.69μg/m^3，占评价标准的 18.37%，位于厂址，出现在 2013 年 5 月 17 日。最大年均地面浓度为 1.10μg/m^3，占评价标准的 2.74%，位于厂址。

表 8.3-73　　叠加在建拟建项目后关心点处 PM_{10} 最大地面浓度统计表

序号	关心点名称	标准（mg/m^3）	预测值（μg/m^3）	占标率（%）	出现日期
日均浓度					
1	厂址	0.15	8.91	5.94%	2013 年 5 月 17 日
2	大路乡	0.15	7.01	4.68%	2013 年 9 月 20 日
3	苗家滩	0.15	2.14	1.42%	2013 年 10 月 20 日
4	特拉不拉	0.15	3.30	2.20%	2013 年 11 月 12 日
5	工业园区管委会	0.15	1.60	1.07%	2013 年 12 月 22 日
6	庙圪驼	0.15	4.10	2.74%	2013 年 10 月 29 日
7	东孔兑村	0.15	2.31	1.54%	2013 年 7 月 4 日
8	何家塔村委会	0.15	6.22	4.15%	2013 年 1 月 4 日
9	董家塔	0.15	2.29	1.53%	2013 年 11 月 23 日
10	放牛窑	0.15	1.13	0.75%	2013 年 12 月 22 日
年均浓度					
1	厂址	0.06	0.81	1.35%	
2	大路乡	0.06	0.17	0.29%	
3	苗家滩	0.06	0.14	0.23%	
4	特拉不拉	0.06	0.30	0.50%	
5	工业园区管委会	0.06	0.14	0.23%	
6	庙圪驼	0.06	0.35	0.59%	
7	东孔兑村	0.06	0.18	0.30%	
8	何家塔村委会	0.06	0.40	0.67%	
9	董家塔	0.06	0.23	0.38%	
10	放牛窑	0.06	0.13	0.21%	

叠加在建拟建项目后，在预测气象条件下 PM10 在各关心点处最大日均地面浓度为 8.91μg/m3，占评价标准的 5.94%，位于厂址，出现在 2013 年 5 月 17 日。最大年均地面浓度为 0.81μg/m3，占评价标准的 1.35%，位于厂址。

8.3.7 无组织排放环境影响分析

装置区和罐区无组织排放污染物主要包括 H_2S、NH_3、甲醇、TSP 和 NMHC，浓度标准限值见表 8.3-74。沿厂界每隔 10m 均匀布设一个厂界关心点，涉及无组织排放的污染物在厂界关心点浓度见表 8.3-75~8.3-79。

表 8.3-74　　厂界浓度标准限值一览表

序号	污染物名称	标准限值，mg/m^3	标准来源
1	甲醇	12	《大气污染物综合排放标准》GB16297-1996 无组织排放监控浓度限值
2	NMHC	4	
3	硫化氢	0.06	《恶臭污染物排放标准》GB 14554-93 表 1 恶臭污染物厂界标准值
4	氨	1.5	
5	TSP	1.0	《石油化学工业污染物排放标准》（GB31571-2015）表 7 标准

表 8.3-75　　厂界甲醇最大浓度预测值

厂界点位	最大小时浓度（μg/m^3）	标准限值（mg/m^3）	占标率（%）	出现时间
1#	1891.94	12	9.73%	2013/3/13　18 hr
2#	1884.55	12	9.73%	2013/3/13　18 hr
3#	1866.91	12	9.74%	2013/3/13　18 hr
4#	1850.31	12	9.73%	2013/11/20　14 hr
5#	1834.49	12	9.74%	2013/11/20　14 hr
6#	1834.44	12	9.74%	2013/2/27　11 hr
7#	1809.30	12	9.74%	2013/11/20　14 hr
8#	1802.44	12	9.75%	2013/2/27　11 hr
9#	1776.04	12	9.75%	2013/11/20　14 hr
10#	1773.01	12	9.75%	2013/1/19　13 hr

表 8.3-76　　厂界 NMHC 最大浓度预测值

厂界点位	最大小时浓度（μg/m^3）	标准限值（mg/m^3）	占标率（%）	出现时间
1#	1807.32	4	45.18%	2013/2/27　11 hr
2#	1802.41	4	45.06%	2013/2/27　11 hr
3#	1797.31	4	44.93%	2013/10/15　17 hr
4#	1796.77	4	44.92%	2013/10/15　17 hr

厂界点位	最大小时浓度（μg/m^3）	标准限值（mg/m^3）	占标率（%）	出现时间
5#	1791.88	4	44.80%	2013/10/15 17 hr
6#	1787.86	4	44.70%	2013/9/11 22 hr
7#	1783.23	4	44.58%	2013/9/11 22 hr
8#	1774.68	4	44.37%	2013/9/11 22 hr
9#	1769.81	4	44.25%	2013/2/27 11 hr
10#	1763.65	4	44.09%	2013/9/11 22 hr

表 8.3-77 厂界 H_2S 最大浓度预测值

厂界点位	最大小时浓度（μg/m^3）	标准限值（mg/m^3）	占标率（%）	出现时间
1#	6.327	0.06	10.55%	2013/3/15 24 hr
2#	6.321	0.06	10.54%	2013/3/15 24 hr
3#	6.315	0.06	10.53%	2013/7/5 18 hr
4#	6.313	0.06	10.52%	2013/7/5 18 hr
5#	6.301	0.06	10.50%	2013/3/15 24 hr
6#	6.291	0.06	10.48%	2013/1/8 01 hr
7#	6.287	0.06	10.48%	2013/7/5 18 hr
8#	6.282	0.06	10.47%	2013/1/8 01 hr
9#	6.277	0.06	10.46%	2013/3/15 24 hr
10#	6.264	0.06	10.44%	2013/12/26 10 hr

表 8.3-78 厂界 NH_3 最大浓度预测值

厂界点位	最大小时浓度（μg/m^3）	标准限值（mg/m^3）	占标率（%）	出现时间
1#	20.446	1.5	1.36%	2013/3/14 24 hr
2#	20.389	1.5	1.36%	2013/3/14 24 hr
3#	20.286	1.5	1.35%	2013/3/14 24 hr
4#	20.154	1.5	1.34%	2013/3/14 24 hr
5#	20.081	1.5	1.34%	2013/6/27 20 hr
6#	19.959	1.5	1.33%	2013/7/26 14 hr
7#	19.911	1.5	1.33%	2013/7/26 14 hr
8#	19.893	1.5	1.33%	2013/11/8 10 hr
9#	19.822	1.5	1.32%	2013/1/30 24 hr
10#	19.808	1.5	1.32%	2013/8/20 22 hr

表 8.3-79 厂界 TSP 最大浓度预测值

厂界点位	最大小时浓度（μg/m^3）	标准限值（mg/m^3）	占标率（%）	出现时间
1#	150.87	1.0	15.09%	2013/7/11 14 hr
2#	146.27	1.0	14.63%	2013/7/11 14 hr
3#	139.38	1.0	13.94%	2013/7/11 14 hr
4#	135.15	1.0	13.51%	2013/6/29 22 hr

厂界点位	最大小时浓度（μg/m^3）	标准限值（mg/m^3）	占标率（%）	出现时间
5#	132.09	1.0	13.21%	2013/9/12 19 hr
6#	131.93	1.0	13.19%	2013/7/9 22 hr
7#	131.66	1.0	13.17%	2013/8/19 23 hr
8#	130.28	1.0	13.03%	2013/6/15 16 hr
9#	130.28	1.0	13.03%	2013/9/15 19 hr
10#	129.77	1.0	12.98%	2013/6/29 22 hr

8.4 大气环境防护距离估算

8.4.1 防护距离

⑴大气环境防护距离

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2008），大气环境防护距离是指为保护人群健康，减少正常排放条件下大气污染物对居住区的环境影响，在项目厂界以外设置的环境防护距离。采用推荐的模式估算的大气环境防护距离是以污染源中心点为起点的控制距离。

⑵卫生防护距离

卫生防护距离指无组织排放源所在的生产单元与居民区之间的距离。另根据《制定地方大气污染物排放标准的技术方法》（GB/T3840-1991）中卫生防护距离估算方法，卫生防护距离按下式计算：

$$\frac{Q_c}{C_m}=\frac{1}{A}(BL^C+0.25r^2)^{0.50}L^D$$

式中：

C_m—环境空气浓度限值（mg/m^3）；

L—卫生防护距离（m）；

r—有害气体无组织排放源所在生产单元的等效半径（m）；

A、B、C、D—卫生防护距离计算系数（按规定选取）；

Qc—有害气体无组织排放量可以达到的控制水平（kg/h）。

8.4.2 估算结果

本项目无组织排放主要为装置区无组织排放和罐区无组织排放。污染源及污染物的排放特征见表 8.3-1。估算的防护距离结果见表 8.4-1，项目包络线见图 8.4-1。

表 8.4-1 生产装置区无组织排放防护距离估算结果一览表

装置序号	装置名称	长度m	宽度m	面积m^2	污染物排放速率kg/h	环境标准 mg/m^3	大气环境防护距离m	计算值 m	卫生防护距离 m
1	捞渣机排放气	450	75	33750	CO：10 H_2S：0.05 NH_3：0.92	10 0.01 0.2	无超标点 无超标点 无超标点	13 106 96	50 200 100
2	煤气化	450	486	218700	TSP：0.4 H_2S：0.008 NH_3：0.05	0.30 0.01 0.2	无超标点 无超标点 无超标点	5 3 0	50 50 0
3	变换、低温甲醇洗	624	254	158496	甲醇：5.3 CO：25.1 H_2S：0.02 NH_3：0.02	3.0 10 0.01 0.2	无超标点 无超标点 无超标点 无超标点	10 16 12 0	50 50 50 0
4	硫磺回收	194	117	22698	H_2S：0.02	0.01	无超标点	42	50
5	油品合成	396	295	116820	NMHC:5.44	2.0	无超标点	22	50
6	尾气处理装置	120	80	9600	NMHC:1.69	2.0	无超标点	24	50
7	油品加工	235	205	48175	NMHC:2.17	2.0	无超标点	12	50
8	产品罐区及装卸	800	400	320000	NMHC:13.55	2.0	无超标点	37	50
9	给排水系统	456	418	190608	H_2S：0.033 NH_3：0.065 NMHC:4.26	0.01 0.2 2.0	无超标点 无超标点 无超标点	20 1 37	50 50 50

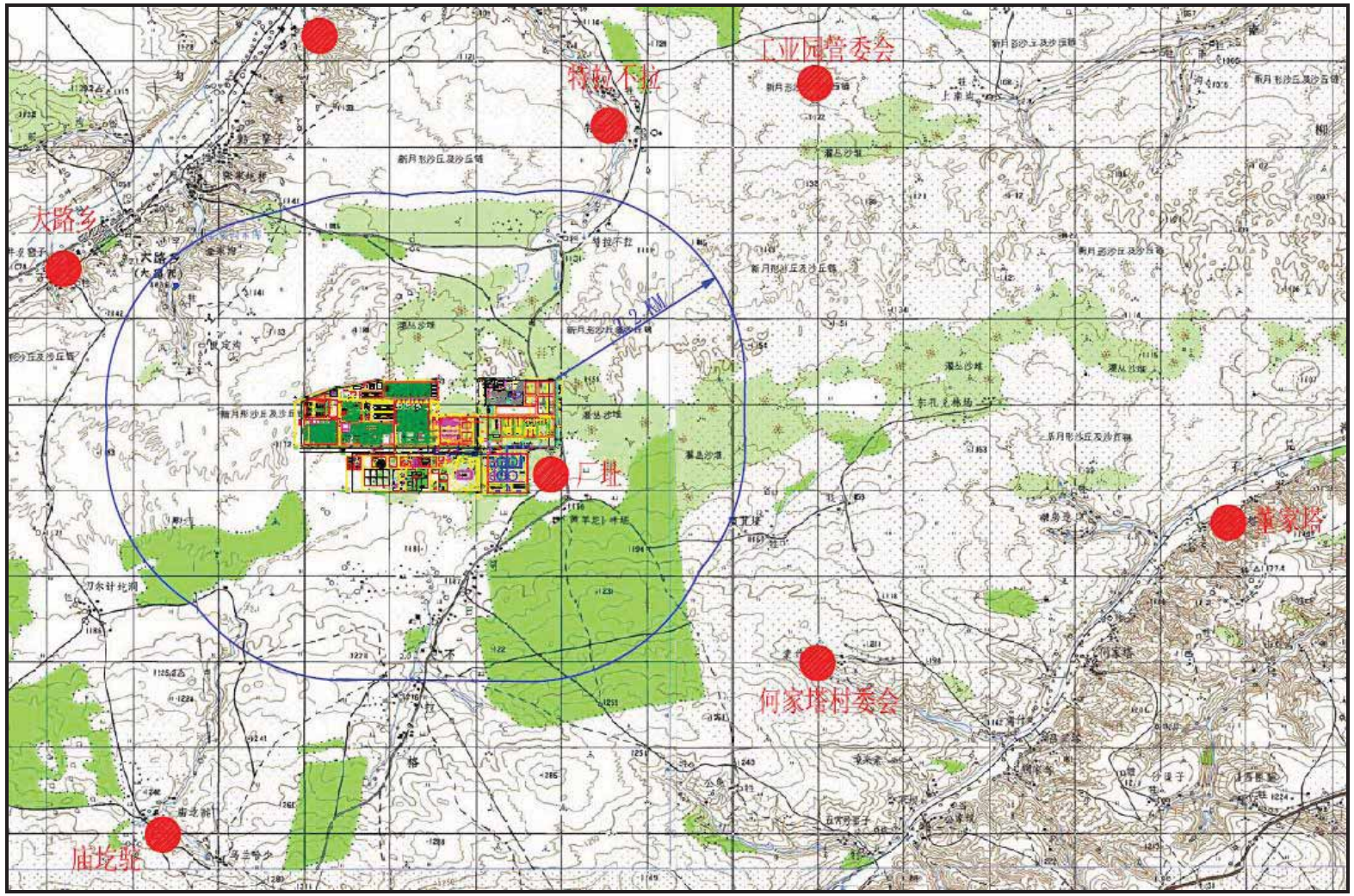


图 8.4-1　　项目卫生防护距离包络线图

由上表数据可知，本项目捞渣机无组织排放源的卫生防护距离最大，为200m。根据从严要求，本项目卫生防护距离执行《煤制气业卫生防护距离》（GB/T17222-2012）中煤气日储存量≤100t 的防护距离，为界区外 2200m。

8.4.3 总图布置合理性分析

正常工况下，本项目有组织及无组织直排大气的各种污染物在正常工况下，预测最大落地浓度均满足相应环境质量标准，污染物厂界浓度均符合相应的厂界浓度标准限值，大气环境防护距离也无超标点出现。因此，对环境空气质量的影响方面来看，在正常工况下项目的总图布置是合理可行的。

8.5 结论

环境空气质量现状调查结果表明，项目所在区域烟粉尘浓度较大，TSP 和 PM_{10} 监测浓度占标率较高，$PM_{2.5}$ 日均浓度在部分监测点位有超标现象， 其余污染物均符合相应质量标准的要求。

预测各种气象条件下，仅考虑本项目贡献值，正常工况排放的各种污染物在评价范围内各关心点处的小时浓度、日均浓度或年均浓度均满足相关标准要求；与最大监测值叠加后，除 $PM_{2.5}$ 外其余污染物均满足相应的环境质量标准。

项目无组织排放的大气污染物对周围环境影响较小，各装置的大气环境防护距离均无超标点出现，项目的卫生防护距离为 2200m。

9 地表水环境质量现状评价及影响分析

9.1 地表水环境质量现状调查及评价

9.1.1 项目所在地附近黄河段水质状况分析

项目厂址所在地区属黄河流域。黄河是准格尔旗唯一的过境河流，自蓿亥图乡入境，至马栅镇出境，流经准格尔旗段全长 197km。大路新区正处于黄河上、中游的交界处，附近头道拐到喇嘛湾（拐上）之间的黄河段是黄河上游的最末段。

本次评价收集了黄河头道拐、喇嘛湾监测断面 2012 年 3 月~2014 年 12 月的监测数据，监测断面位置见图 2.2-1，监测数据统计结果见表 9.1-1、表 9.1-2。

采用标准指数法对监测数据进行分析评价。

从表 9.1-1、表 9.1-2 中可知，黄河头道拐、喇嘛湾监测断面中的总氮均超过《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类湖、库标准限值，超标率为 100%，其中 2014 年最大超标倍数头道拐断面为 6.46 倍、喇嘛湾断面为 5.55 倍；其余监测因子均符合标准限值要求，但化学需氧量、生化需氧量、石油类、氨氮等监测因子最大值均接近或达到标准限值。可见，该段黄河已无环境容量。

表 9.1-1　　黄河头道拐监测断面水质监测数据统计和评价结果一览表　　（单位：pH 无量纲、水温 ℃、粪大肠菌群 个/L ，其余 mg/L）

监测时间	水温	pH	溶解氧	高锰酸盐指数	化学需氧量	生化需氧量	氨氮	氟化物	硫化物	氰化物	挥发酚	砷	汞	总磷	总氮	硒	铅	镉	铜	锌	六价铬	石油类	阴离子表面活性剂	粪大肠菌群
2012.3.1	0.8	7.76	10.2	4.1	16	3.2	0.342	0.415	0.005L	0.004L	0.0003L	0.0005L	0.00001L	0.111	***3.65***	0.0005L	0.001L	0.0001L	0.05L	0.02L	0.004L	0.04	0.05L	9200
2012.4.5	8.2	8.06	9.0	4.1	16	3.4	0.667	0.379	0.005L	0.004L	0.0003L	0.0005L	0.00001L	0.167	***3.24***	0.0005L	0.001L	0.0001L	0.05L	0.02L	0.004L	0.04	0.05L	3500
2012.5.2	16.8	8.09	9.1	4.9	16	3.4	0.266	0.400	0.005L	0.004L	0.0003L	0.0005L	0.00001L	0.176	***3.90***	0.0005L	0.0014	0.0001L	0.05L	0.02L	0.004L	0.04	0.05L	3500
2012.6.6	19.8	7.86	6.8	5.0	18	3.5	0.311	0.414	0.005L	0.004L	0.0003L	0.0005L	0.00001L	0.124	***3.66***	0.0005L	0.0026	0.0001L	0.05L	0.02L	0.004L	0.04	0.05L	3500
2012.7.5	24.2	8.05	6.0	5.0	15	3.6	0.121	0.412	0.005L	0.004L	0.0003L	0.0034	0.00001L	0.130	***3.93***	0.0005L	0.0048	0.0001L	0.05L	0.02L	0.004L	0.04	0.05L	3500
2012.8.1	23.6	8.08	6.4	5.0	16	3.4	0.079	0.389	0.005L	0.004L	0.0003L	0.0060	0.00001L	0.106	***4.02***	0.0005L	0.0028	0.0001L	0.05L	0.02L	0.004L	0.03	0.05L	1400
2012.9.4	18.2	7.97	6.8	5.0	17	3.4	0.057	0.449	0.005L	0.004L	0.0003L	0.0005L	0.00001L	0.069	***4.04***	0.0005L	0.0025	0.0001L	0.05L	0.02L	0.004L	0.04	0.05L	4900
2012.10.8	14.6	8.03	8.2	4.8	18	3.5	0.053	0.432	0.005L	0.004L	0.0003L	0.0005L	0.00001L	0.148	***3.34***	0.0005L	0.0025	0.0001L	0.05L	0.02L	0.004L	0.03	0.05L	9200
2012.11.5	8.4	8.18	10.8	4.9	18	3.0	0.274	0.418	0.005L	0.004L	0.0003L	0.0005L	0.00001L	0.186	***3.22***	0.0005L	0.0023	0.0001L	0.05L	0.02L	0.004L	0.04	0.05L	3500
2012.12.4	1.6	8.14	11.4	4.8	18	3.1	0.393	0.433	0.005L	0.004L	0.0003L	0.0005L	0.00001L	0.176	***3.95***	0.0005L	0.0019	0.0001L	0.05L	0.02L	0.004L	0.04	0.05L	2800
标准值（Ⅲ类）	/	6～9	5	6	20	4	1.0	1.0	0.2	0.2	0.005	0.05	0.0001	0.2	1.0	0.01	0.05	0.005	1.0	1.0	0.05	0.05	0.2	10000
标准指数	/	0.38～0.59	0.13～0.70	0.68～0.83	0.75～0.90	0.75～0.90	0.05～0.67	0.38～0.45	＜0.03	＜0.02	＜0.06	≤0.12	＜0.10	0.34～0.93	***3.22～4.04***	＜0.05	≤0.10	＜0.02	＜0.05	＜0.02	＜0.08	0.60～0.80	＜0.25	0.14～0.92
最大超标倍数	/	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	***3.04***	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013.3.4	1.3	8.22	11.5	2.9	18	3.3	0.693	0.402	0.005L	0.004L	0.0003L	0.0005L	0.00001L	0.129	***4.10***	0.0005L	0.001L	0.0001L	0.05L	0.02L	0.004L	0.04	0.05L	1700
2013.4.1	7.4	8.02	9.0	3.0	18	3.2	0.511	0.342	0.005L	0.004L	0.0003L	0.0005L	0.00001L	0.092	***3.30***	0.0005L	0.001L	0.0001L	0.05L	0.02L	0.004L	0.04	0.05L	1100
2013.5.6	19.6	8.20	7.7	3.2	19	3.2	0.330	0.379	0.005L	0.004L	0.0003L	0.0010	0.00001L	0.126	***3.60***	0.0005L	0.0013	0.0001L	0.05L	0.02L	0.004L	0.03	0.05L	7900
2013.6.3	20.7	7.81	6.6	3.4	18	3.4	0.583	0.469	0.005L	0.004L	0.0003L	0.0005L	0.00001L	0.083	***3.64***	0.0005L	0.0017	0.0001L	0.05L	0.02L	0.004L	0.03	0.05L	9400
2013.7.4	25.4	8.23	7.1	3.6	18	3.6	0.252	0.436	0.005L	0.004L	0.0003L	0.0008	0.00001L	0.043	***3.38***	0.0005L	0.001L	0.0001L	0.05L	0.02L	0.004L	0.04	0.05L	3300
2013.8.6	24.1	8.16	6.2	3.4	18	3.6	0.137	0.474	0.005L	0.004L	0.0003L	0.0005L	0.00001L	0.138	***3.50***	0.0005L	0.001L	0.0001L	0.05L	0.02L	0.004L	0.04	0.05L	7900
2013.9.2	21.4	8.04	6.7	2.8	18	3.4	0.328	0.398	0.005L	0.004L	0.0003L	0.0005L	0.00001L	0.154	***5.25***	0.0005L	0.001L	0.0001L	0.05L	0.02L	0.004L	0.03	0.05L	1700
2013.10.8	15.7	8.03	7.6	2.6	18	3.6	0.267	0.401	0.005L	0.004L	0.0003L	0.0005L	0.00001L	0.063	***3.77***	0.0005L	0.001L	0.0001L	0.05L	0.02L	0.004L	0.04	0.05L	2100
2013.11.4	7.5	8.16	10.8	3.2	18	3.4	0.510	0.424	0.005L	0.004L	0.0003L	0.0005L	0.00001L	0.081	***3.92***	0.0005L	0.001L	0.0001L	0.05L	0.02L	0.004L	0.04	0.05L	2600
2013.12.2	1.8	8.22	11.5	2.8	18	3.4	0.390	0.470	0.005L	0.004L	0.0003L	0.0005L	0.00001L	0.081	***3.82***	0.0005L	0.001L	0.0001L	0.05L	0.02L	0.004L	0.04	0.05L	2700
标准值（Ⅲ类）	/	6～9	5	6	20	4	1.0	1.0	0.2	0.2	0.005	0.05	0.0001	0.2	1.0	0.01	0.05	0.005	1.0	1.0	0.05	0.05	0.2	10000
标准指数	/	0.40～0.62	0.17～0.65	0.43～0.60	0.90～0.95	0.80～0.90	0.14～0.69	0.34～0.47	＜0.03	＜0.02	＜0.06	≤0.02	＜0.10	0.22～0.77	***3.30～5.25***	＜0.05	≤0.03	＜0.02	＜0.05	＜0.02	＜0.08	0.60～0.80	＜0.25	0.11～0.94
最大超标倍数	/	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	***4.25***	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014.3.6	2.4	8.20	11.0	3.2	18	3.6	0.590	0.363	0.005L	0.004L	0.0003L	0.0005L	0.00001L	0.104	***3.86***	0.0005L	0.001L	0.0001L	0.05L	0.02L	0.004L	0.04	0.05L	2600
2014.4.2	11.2	8.39	8.8	3.9	17	3.5	0.451	0.528	0.005L	0.004L	0.0003L	0.0005L	0.00001L	0.036	***4.78***	0.0005L	0.001L	0.0001L	0.05L	0.02L	0.004L	0.03	0.05L	2700
2014.5.4	12.2	8.32	9.2	2.7	18	3.4	0.208	0.499	0.005L	0.004L	0.0003L	0.0005L	0.00001L	0.092	***4.08***	0.0005L	0.001L	0.0001L	0.05L	0.02L	0.004L	0.03	0.05L	3300
2014.6.5	21.1	8.30	7.2	2.9	18	3.2	0.047	0.332	0.005L	0.004L	0.0003L	0.0012	0.00001L	0.102	***4.08***	0.0005L	0.001L	0.0001L	0.05L	0.02L	0.004L	0.04	0.05L	7000
2014.7.7	24.0	7.95	6.7	4.6	17	3.4	0.154	0.518	0.005L	0.004L	0.0003L	0.0012	0.00004L	0.094	***7.46***	0.0004L	0.001L	0.0001L	0.05L	0.02L	0.004L	0.04	0.05L	4900
2014.8.5	23.5	8.04	5.6	4.1	17	3.4	0.237	0.384	0.005L	0.004L	0.0003L	0.0009	0.00004L	0.094	***3.58***	0.0004L	0.001L	0.0001L	0.05L	0.02L	0.004L	0.04	0.05L	230
2014.9.1	18.9	8.09	7.6	2.8	16	4.0	0.166	0.326	0.005L	0.004L	0.0003L	0.0009	0.00004L	0.096	***3.15***	0.0004L	0.001L	0.0001L	0.05L	0.02L	0.004L	0.04	0.05L	490
2014.10.10	15.4	8.15	8.5	3.3	17	3.5	0.154	0.321	0.005L	0.004L	0.0003L	0.0008	0.00004L	0.100	***3.12***	0.0004L	0.001L	0.0001L	0.05L	0.02L	0.004L	0.04	0.05L	700
2014.11.6	6.8	8.18	10.2	3.6	17	3.7	0.165	0.404	0.005L	0.004L	0.0003L	0.0012	0.00004L	0.092	***3.34***	0.0004L	0.001L	0.0001L	0.05L	0.02L	0.004L	0.04	0.05L	460
2014.12.1	0.9	8.16	11.4	4.1	18	3.6	0.265	0.347	0.005L	0.004L	0.0003L	0.0009	0.00004L	0.122	***3.56***	0.0004L	0.001L	0.0001L	0.05L	0.02L	0.004L	0.04	0.05L	460
标准值（Ⅲ类）	/	6～9	5	6	20	4	1.0	1.0	0.2	0.2	0.005	0.05	0.0001	0.2	1.0	0.01	0.05	0.005	1.0	1.0	0.05	0.05	0.2	10000
标准指数	/	0.48～0.70	0.26～0.83	0.45～0.77	0.80～0.90	0.80～1.00	0.05～0.59	0.32～0.53	＜0.03	＜0.02	＜0.06	≤0.02	＜0.40	0.18～0.61	***3.12～7.46***	＜0.05	＜0.02	＜0.02	＜0.05	＜0.02	＜0.08	0.60～0.80	＜0.25	0.02～0.70
最大超标倍数	/	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	***6.46***	0	0	0	0	0	0	0	0	0

注：加 L 为最低检测浓度；粗斜体表示超标。

表 9.1-2　　黄河喇嘛湾监测断面水质监测数据统计和评价结果一览表　　（单位：pH 无量纲、水温 ℃、粪大肠菌群 个/L ，其余 mg/L）

监测时间	水温	pH	溶解氧	高锰酸盐指数	化学需氧量	生化需氧量	氨氮	氟化物	硫化物	氰化物	挥发酚	砷	汞	总磷	总氮	硒	铅	镉	铜	锌	六价铬	石油类	阴离子表面活性剂	粪大肠菌群
2012.3.1	1.2	7.82	10.2	4.1	15	3.2	0.338	0.396	0.005L	0.004L	0.0003L	0.0005L	0.00001L	0.110	***3.58***	0.0005L	0.0015	0.0001L	0.05L	0.02L	0.004L	0.04	0.05L	2200
2012.4.5	8.7	8.04	9.4	4.2	16	3.2	0.636	0.410	0.005L	0.004L	0.0003L	0.0005L	0.00001L	0.169	***3.33***	0.0005L	0.0018	0.0001L	0.05L	0.02L	0.004L	0.04	0.05L	3300
2012.5.2	17.3	8.07	7.9	4.9	17	3.4	0.214	0.430	0.005L	0.004L	0.0003L	0.0005L	0.00001L	0.181	***3.67***	0.0005L	0.0020	0.0001L	0.05L	0.02L	0.004L	0.04	0.05L	3500
2012.6.6	19.6	7.86	6.7	4.9	18	3.2	0.260	0.377	0.005L	0.004L	0.0003L	0.0005L	0.00001L	0.134	***3.68***	0.0005L	0.0021	0.0001L	0.05L	0.02L	0.004L	0.05	0.05L	5400
2012.7.5	25.0	8.00	6.0	5.0	15	3.2	0.072	0.400	0.005L	0.004L	0.0003L	0.0041	0.00001L	0.182	***3.67***	0.0005L	0.001L	0.0001L	0.05L	0.02L	0.004L	0.04	0.05L	3500
2012.8.1	23.4	7.99	6.3	5.0	16	2.6	0.071	0.371	0.005L	0.004L	0.0003L	0.0062	0.00001L	0.102	***3.69***	0.0005L	0.0023	0.0001L	0.05L	0.02L	0.004L	0.03	0.05L	2800
2012.9.4	20.7	7.85	7.7	5.1	18	2.6	0.066	0.432	0.005L	0.004L	0.0003L	0.0005L	0.00001L	0.170	***3.67***	0.0005L	0.0014	0.0001L	0.05L	0.02L	0.004L	0.04	0.05L	1700
2012.10.8	13.3	8.01	7.8	4.9	18	2.8	0.060	0.464	0.005L	0.004L	0.0003L	0.0005L	0.00001L	0.134	***3.30***	0.0005L	0.0017	0.0001L	0.05L	0.02L	0.004L	0.04	0.05L	3500
2012.11.5	9.6	7.99	11.3	4.9	18	2.8	0.251	0.432	0.005L	0.004L	0.0003L	0.0005L	0.00001L	0.180	***4.11***	0.0005L	0.001L	0.0001L	0.05L	0.02L	0.004L	0.05	0.05L	5400
2012.12.4	1.6	8.13	11.0	4.8	18	2.8	0.728	0.465	0.005L	0.004L	0.0003L	0.0005L	0.00001L	0.169	***4.06***	0.0005L	0.001L	0.0001L	0.05L	0.02L	0.004L	0.04	0.05L	3500
标准值（Ⅲ类）	/	6～9	5	6	20	4	1.0	1.0	0.2	0.2	0.005	0.05	0.0001	0.2	1.0	0.01	0.05	0.005	1.0	1.0	0.05	0.05	0.2	10000
标准指数	/	0.41～0.56	0.01～0.69	0.68～0.85	0.75～0.90	0.65～0.85	0.06～0.73	0.37～0.46	＜0.03	＜0.02	＜0.06	≤0.12	＜0.10	0.51～0.91	***3.30～4.06***	＜0.05	≤0.05	＜0.02	＜0.05	＜0.02	＜0.08	0.80～1.00	＜0.25	0.17～0.54
最大超标倍数	/	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	***3.06***	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013.3.4	1.1	8.13	11.2	3.0	18	2.7	0.815	0.418	0.005L	0.004L	0.0003L	0.0009	0.00001L	0.136	***4.11***	0.0005L	0.001L	0.0001L	0.05L	0.02L	0.004L	0.05	0.05L	1300
2013.4.1	7.8	8.06	9.2	2.6	18	2.7	0.484	0.366	0.005L	0.004L	0.0003L	0.0005L	0.00001L	0.068	***3.91***	0.0005L	0.001L	0.0001L	0.05L	0.02L	0.004L	0.04	0.05L	1300
2013.5.6	19.6	8.20	7.2	4.0	18	3.0	0.590	0.389	0.005L	0.004L	0.0003L	0.0011	0.00001L	0.181	***3.30***	0.0005L	0.001L	0.0001L	0.05L	0.02L	0.004L	0.04	0.05L	4600
2013.6.3	21.2	7.80	6.6	4.0	18	3.6	0.596	0.420	0.005L	0.004L	0.0003L	0.0005L	0.00001L	0.088	***3.46***	0.0005L	0.0014	0.0001L	0.05L	0.02L	0.004L	0.04	0.05L	3300
2013.7.8	24.7	8.06	6.2	4.0	18	3.2	0.107	0.396	0.005L	0.004L	0.0003L	0.0007	0.00001L	0.054	***3.57***	0.0005L	0.001L	0.0001L	0.05L	0.02L	0.004L	0.04	0.05L	4900
2013.8.6	24.1	8.20	6.3	3.4	18	3.4	0.092	0.477	0.005L	0.004L	0.0003L	0.0005L	0.00001L	0.182	***3.29***	0.0005L	0.001L	0.0001L	0.05L	0.02L	0.004L	0.04	0.05L	4900
2013.9.2	21.2	8.00	6.8	2.4	18	3.7	0.153	0.396	0.005L	0.004L	0.0003L	0.0005L	0.00001L	0.064	***5.80***	0.0005L	0.001L	0.0001L	0.05L	0.02L	0.004L	0.03	0.05L	1700
2013.10.8	15.1	7.96	8.1	2.6	18	3.6	0.250	0.397	0.005L	0.004L	0.0003L	0.0005L	0.00001L	0.075	***4.87***	0.0005L	0.001L	0.0001L	0.05L	0.02L	0.004L	0.03	0.05L	1700
2013.11.4	8.2	8.18	10.1	3.2	18	3.4	0.523	0.428	0.005L	0.004L	0.0003L	0.0005L	0.00001L	0.056	***3.80***	0.0005L	0.001L	0.0001L	0.05L	0.02L	0.004L	0.04	0.05L	2100
2013.12.2	0.6	8.18	11.9	3.2	18	3.6	0.408	0.472	0.005L	0.004L	0.0003L	0.0005L	0.00001L	0.057	***3.78***	0.0005L	0.001L	0.0001L	0.05L	0.02L	0.004L	0.04	0.05L	2200
标准值（Ⅲ类）	/	6～9	5	6	20	4	1.0	1.0	0.2	0.2	0.005	0.05	0.0001	0.2	1.0	0.01	0.05	0.005	1.0	1.0	0.05	0.05	0.2	10000
标准指数	/	0.40～0.60	0.25～0.64	0.40～0.67	0.90	0.68～0.92	0.09～0.82	0.37～0.48	＜0.03	＜0.02	＜0.06	≤0.02	＜0.10	0.27～0.91	***3.29～5.80***	＜0.05	≤0.03	＜0.02	＜0.05	＜0.02	＜0.08	0.80～1.00	＜0.25	0.13～0.49
最大超标倍数	/	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	***4.80***	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014.1.2	0.6	7.93	11.5	2.8	18	3.6	0.854	0.472	0.005L	0.004L	0.0003L	0.0007	0.00001L	0.065	***3.96***	0.0005L	0.001L	0.0001L	0.05L	0.02L	0.004L	0.04	0.05L	1700
2014.2.7	0.3	8.09	12.2	3.0	18	3.8	0.887	0.438	0.005L	0.004L	0.0003L	0.0010	0.00001L	0.092	***4.27***	0.0005L	0.001L	0.0001L	0.05L	0.02L	0.004L	0.05	0.05L	2600
2014.3.6	2.5	8.18	11.2	2.7	18	3.6	0.650	0.356	0.005L	0.004L	0.0003L	0.0010	0.00001L	0.084	***3.72***	0.0005L	0.001L	0.0001L	0.05L	0.02L	0.004L	0.04	0.05L	3300
2014.4.2	12.1	8.21	8.4	4.1	18	3.5	0.344	0.520	0.005L	0.004L	0.0003L	0.0005L	0.00001L	0.042	***4.40***	0.0005L	0.001L	0.0001L	0.05L	0.02L	0.004L	0.04	0.05L	4900
2014.5.4	12.6	8.29	9.4	3.0	17	3.4	0.486	0.494	0.005L	0.004L	0.0003L	0.0012	0.00001L	0.080	***4.09***	0.0005L	0.001L	0.0001L	0.05L	0.02L	0.004L	0.04	0.05L	3300
2014.6.5	19.7	8.05	7.4	3.7	18	3.4	0.379	0.363	0.005L	0.004L	0.0003L	0.0012	0.00001L	0.101	***4.08***	0.0005L	0.001L	0.0001L	0.05L	0.02L	0.004L	0.04	0.05L	4900
2014.7.7	23.7	8.05	6.4	4.0	17	3.4	0.118	0.392	0.005L	0.004L	0.0003L	0.0012	0.00004L	0.087	***6.55***	0.0004L	0.001L	0.0001L	0.05L	0.02L	0.004L	0.04	0.05L	7000
2014.8.5	23.3	8.12	5.9	4.4	16	3.3	0.262	0.306	0.005L	0.004L	0.0003L	0.0012	0.00004L	0.090	***3.65***	0.0004L	0.001L	0.0001L	0.05L	0.02L	0.004L	0.04	0.05L	1700
2014.9.1	19.3	8.13	7.3	4.2	17	3.6	0.125	0.354	0.005L	0.004L	0.0003L	0.0012	0.00004L	0.092	***3.37***	0.0004L	0.001L	0.0001L	0.05L	0.02L	0.004L	0.04	0.05L	2600
2014.10.10	15.1	8.12	8.4	3.7	17	3.5	0.126	0.344	0.005L	0.004L	0.0003L	0.0011	0.00004L	0.097	***3.21***	0.0004L	0.001L	0.0001L	0.05L	0.02L	0.004L	0.04	0.05L	2700
2014.11.6	7.3	8.14	10.4	4.0	17	3.6	0.124	0.346	0.005L	0.004L	0.0003L	0.0010	0.00004L	0.091	***3.31***	0.0004L	0.001L	0.0001L	0.05L	0.02L	0.004L	0.04	0.05L	2700
2014.12.1	0.9	8.15	11.6	4.3	17	3.5	0.220	0.332	0.005L	0.004L	0.0003L	0.0010	0.00004L	0.112	***3.63***	0.0004L	0.001L	0.0001L	0.05L	0.02L	0.004L	0.04	0.05L	2100
标准值（Ⅲ类）	/	6～9	5	6	20	4	1.0	1.0	0.2	0.2	0.005	0.05	0.0001	0.2	1.0	0.01	0.05	0.005	1.0	1.0	0.05	0.05	0.2	10000
标准指数	/	0.47～0.65	0.21～0.74	0.45～0.73	0.80～0.90	0.83～0.95	0.12～0.89	0.31～0.52	＜0.03	＜0.02	＜0.06	≤0.02	＜0.40	0.21～0.56	***3.21～6.55***	＜0.05	＜0.02	＜0.02	＜0.05	＜0.02	＜0.08	0.80～1.00	＜0.25	0.17～0.70
最大超标倍数	/	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	***5.55***	0	0	0	0	0	0	0	0	0

注：加 L 为最低检测浓度；粗斜体表示超标。

9.1.2 地表水环境质量现状调查及评价

为了解建设项目周边地表水体的环境质量现状，本次评价委托鄂尔多斯市环境保护中心监测站对周边地表水体进行了现场监测。

⑴监测断面设置

本次地表水现状调查共设置了 6 个地表水现状监测断面，其中黄河 4 个，黄河一级支流大沟、孔兑沟各 1 个，见图 1.1-3 及表 9.1-3。

表 9.1-3　　地表水监测断面设置一览表

河流	编号	监测断面位置	监测目标	水域功能
黄河	1#	大沟汇入口上游 500m	支流汇入口上游黄河水质现状	III类
黄河	2#	大沟汇入口下游 1000m	支流汇入口下游黄河水质现状	III类
黄河	3#	柳林滩供水工程取水口 500m	取水口黄河水质现状	III类
黄河	4#	孔兑沟汇入口下游 1000m	支流汇入口下游黄河水质现状	III类
大沟	5#	入黄口上游 500m	支流水质现状	参照III类
孔兑沟	6#	入黄口上游 500m	支流水质现状	参照III类

⑵监测时间

监测时间为 2014 年 3 月 28～30 日，连续监测 3 天，每天监测一次。

⑶监测项目和监测分析方法

监测项目包括 pH、CODcr、BOD_5、NH_3-N、总氮、总磷、高锰酸盐指数、溶解氧、悬浮物、石油类、挥发酚、氰化物、硫化物、氟化物、汞、镉、砷、铅、铜、锌、镍、六价铬、氯化物、硫酸盐、亚硝酸盐、溶解性总固体、水温、硝酸盐、甲醇、苯、甲苯、间/对二甲苯、邻二甲苯等。

按国家环保部《环境监测技术规范》和《水和废水检测分析方法》（第四版）、《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）规定进行，见表 9.1-4。

表 9.1-4　　地表水监测项目分析方法一览表

分析项目	测定方法	最低检出浓度
采样	采样方案设计技术规定 HJ495-2009	—
采样	采样技术指导 HJ494-2009	—
采样	水质样品的保存和管理技术规定 HJ 493—2009	—
水温	温度计或颠倒温度计测定法 GB 13195-91	0.1℃

pH 值	玻璃电极法 GB6920-86	0.1（PH 值）
悬浮物	重量法 GB11901-89	4mg/L
溶解性总固体	重量法 GB/T 5750.4-2006	—
硫化物	流动注射分光光度法 EHJ-ZYZD-FF-05（2013）	0.005mg/L
氰化物	流动注射分光光度法 EHJ-ZYZD-FF-02（2013）	0.001mg/L
硫酸盐	离子色谱法 HJ/T84-2001	0.09mg/L
氯化物	离子色谱法 HJ/T84-2001	0.02 mg/L
氟化物	离子色谱法 HJ/T84-2001	0.02mg/L
铜	ICP-AES 法《水和废水监测分析方法》（第四版增补版）	0.01mg/L
锌	ICP-AES 法《水和废水监测分析方法》（第四版增补版）	0.006mg/L
铅	原子吸收分光光度法 GB 7475-87	0.01mg/L
镉	ICP-AES 法《水和废水监测分析方法》（第四版增补版）	0.003mg/L
砷	原子荧光法《水和废水监测分析方法》（第四版增补版）	0.0001mg/L
汞	原子荧光法《水和废水监测分析方法》（第四版增补版）	0.01ug/L
镍	ICP-AES 法《水和废水监测分析方法》（第四版增补版）	0.01mg/L
六价铬	二苯碳酰二肼分光光度法 GB7467-87	0.004mg/L
溶解氧	碘量法 GB7489-87	0.2mg/L
化学需氧量	重铬酸盐法 GB11914-89	5mg/L
高锰酸盐指数	高锰酸盐指数酸性法 GB11892-89	0.5mg/L
生化需氧量	TrackII 仪器法 EHJ-ZYZD-FF-07（2013）	—
总磷	流动注射分光光度法 EHJ-ZYZD-FF-03（2013）	0.01mg/L
总氮	碱性过硫酸钾消解紫外分光光度法 HJ636-2012	0.050mg/L
氨氮	纳氏试剂分光光度法 HJ535-2009	0.025mg/L
硝酸盐氮	离子色谱法 HJ/T84-2001	0.08mg/L
亚硝酸盐氮	N-(1-萘基)-乙二胺光度法 GB7493-87	0.003mg/L
挥发酚	流动注射分光光度法 EHJ-ZYZD-FF-01（2013）	0.002mg/L
石油类	红外分光光度法 HJ 637-2012	0.04mg/L
苯	吹扫捕集/气相色谱-质谱法 HJ 639-2012	0.0014mg/L
甲苯	吹扫捕集/气相色谱-质谱法 HJ 639-2012	0.0014mg/L
甲醇	气相色谱法《空气和废气监测分析方法》(第四版增补版)	0.4mg/L

(4)监测结果

各监测断面的水质监测数据统计结果分别见表 9.1-5、表 9.1-6。

表 9.1-5　　黄河干流监测断面水质监测数据统计和评价结果一览表　　单位：mg/L（除注明外）

监测断面名称	项目	水温（℃）	pH 值（无量纲）	悬浮物	溶解性总固体	氰化物	硫化物	硫酸盐	氯化物	氟化物	铜	锌	铅	镉	砷	汞	镍	六价铬	溶解氧	化学需氧量	高锰酸盐指数	生化需氧量	氨氮	总氮	总磷	硝酸盐	亚硝酸盐	石油类	挥发酚	甲醇	苯	甲苯	间/对二甲苯	邻二甲苯
1#大沟汇入口上游500 m 黄河断面	2014.3.28	13	8.2	1148	794	0.001L	0.005L	248	166	0.523	0.01L	0.006L	0.01L	0.003L	1.53×10^{-3}	2.87×10^{-5}	0.01L	0.004L	5.7	14	2.7	***4.2***	0.472	***4.53***	0.08	3.59	0.003L	0.04L	0.002L	0.4L	0.0014L	0.0014L	0.0022L	0.0014L
	2014.3.29	13	8.2	1141	791	0.001L	0.005L	236	169	0.529	0.01L	0.006L	0.01L	0.003L	1.46×10^{-3}	2.57×10^{-5}	0.01L	0.004L	5.5	14	2.8	***4.4***	0.467	***4.55***	0.07	3.55	0.003L	0.04L	0.002L	0.4L	0.0014L	0.0014L	0.0022L	0.0014L
	2014.3.30	13	8.2	1137	788	0.001L	0.005L	241	172	0.526	0.01L	0.006L	0.01L	0.003L	1.57×10^{-3}	2.39×10^{-5}	0.01L	0.004L	5.5	14	2.9	***4.3***	0.475	***4.56***	0.08	3.56	0.003L	0.04L	0.002L	0.4L	0.0014L	0.0014L	0.0022L	0.0014L
	标准值(III 类)	/	6~9	/	/	0.2	0.2	250	250	1.0	1.0	1.0	0.05	0.005	0.05	0.0001	0.02	0.05	5	20	6	4	1.0	1.0	0.2	10	/	0.05	0.005	/	0.01	0.7	二甲苯 0.5	
	超标率(%)	/	0	/	/	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	0	100	0	0	/	0	0	/	0	0	0	
	标准指数	/	0.60	/	/	<0.005	<0.025	0.94~0.99	0.66~0.69	0.52~0.53	<0.01	<0.006	<0.20	<0.60	0.03	0.24~0.29	<0.50	<0.08	0.87~0.91	0.70	0.45~0.48	***1.05~1.10***	0.47~0.48	***4.53~4.56***	0.35~0.40	0.36	/	<0.80	<0.40	/	<0.14	<0.002	<0.0072	
	最大超标倍数	/	0	/	/	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	***0.10***	0	***3.56***	0	0	/	0	0	/	0	0	0	
2#大沟汇入口下游1000 m 黄河断面	2014.3.28	13	8.2	894	834	0.001L	0.005L	244	170	0.506	0.01L	0.006L	0.01L	0.003L	1.74×10^{-3}	2.92×10^{-5}	0.01L	0.004L	6.0	10	3.0	***4.3***	0.688	***3.70***	0.07	3.06	0.003L	0.04L	0.002L	0.4L	0.0014L	0.0014L	0.0022L	0.0014L
	2014.3.29	13	8.2	898	830	0.001L	0.005L	248	177	0.511	0.01L	0.006L	0.01L	0.003L	1.63×10^{-3}	3.64×10^{-5}	0.01L	0.004L	5.9	11	3.0	***4.3***	0.697	***3.71***	0.06	3.00	0.003L	0.04L	0.002L	0.4L	0.0014L	0.0014L	0.0022L	0.0014L
	2014.3.30	12	8.2	890	838	0.001L	0.005L	239	175	0.508	0.01L	0.006L	0.01L	0.003L	1.66×10^{-3}	5.26×10^{-5}	0.01L	0.004L	6.0	11	3.1	***4.2***	0.691	***3.67***	0.06	3.01	0.003L	0.04L	0.002L	0.4L	0.0014L	0.0014L	0.0022L	0.0014L
	标准值(III 类)	/	6~9	/	/	0.2	0.2	250	250	1.0	1.0	1.0	0.05	0.005	0.05	0.0001	0.02	0.05	5	20	6	4	1.0	1.0	0.2	10	/	0.05	0.005	/	0.01	0.7	二甲苯 0.5	
	超标率(%)	/	0	/	/	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	0	100	0	0	/	0	0	/	0	0	0	
	标准指数	/	0.60	/	/	<0.005	<0.025	0.96~0.99	0.68~0.71	0.51	<0.01	<0.006	<0.20	<0.60	0.03	0.29~0.53	<0.50	<0.08	0.82~0.86	0.50~0.55	0.50~0.52	***1.05~1.08***	0.69~0.70	***3.67~3.71***	0.30~0.35	0.30~0.31	/	<0.80	<0.40	/	<0.14	<0.002	<0.0072	
	最大超标倍数	/	0	/	/	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	***0.08***	0	***2.71***	0	0	/	0	0	/	0	0	0	
3#柳林滩供水工程取水口黄河断面	2014.3.28	13	8.2	535	808	0.001L	0.005L	247	164	0.510	0.01L	0.006L	0.01L	0.003L	2.09×10^{-3}	3.34×10^{-5}	0.01L	0.004L	5.8	10	2.3	3.9	0.653	***3.54***	0.07	2.96	0.003L	0.04L	0.002L	0.4L	0.0014L	0.0014L	0.0022L	0.0014L
	2014.3.29	12	8.2	531	812	0.001L	0.005L	245	160	0.516	0.01L	0.006L	0.01L	0.003L	1.92×10^{-3}	4.84×10^{-5}	0.01L	0.004L	5.7	10	2.5	4.0	0.645	***3.52***	0.07	2.90	0.003L	0.04L	0.002L	0.4L	0.0014L	0.0014L	0.0022L	0.0014L
	2014.3.30	12	8.2	538	803	0.001L	0.005L	240	168	0.519	0.01L	0.006L	0.01L	0.003L	1.91×10^{-3}	3.02×10^{-5}	0.01L	0.004L	5.6	10	2.4	4.0	0.650	***3.51***	0.07	2.94	0.003L	0.04L	0.002L	0.4L	0.0014L	0.0014L	0.0022L	0.0014L
	标准值(III 类)	/	6~9	/	/	0.2	0.2	250	250	1.0	1.0	1.0	0.05	0.005	0.05	0.0001	0.02	0.05	5	20	6	4	1.0	1.0	0.2	10	/	0.05	0.005	/	0.01	0.7	二甲苯 0.5	
	超标率(%)	/	0	/	/	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	0	0	/	0	0	/	0	0	0	
	标准指数	/	0.60	/	/	<0.005	<0.025	0.96~0.99	0.64~0.67	0.51~0.52	<0.01	<0.006	<0.20	<0.60	0.04	0.30~0.48	<0.50	<0.08	0.85~0.90	0.50	0.38~0.42	0.98~1.00	0.64~0.65	***3.51~3.54***	0.35	0.29~0.30	/	<0.80	<0.40	/	<0.14	<0.002	<0.0072	
	最大超标倍数	/	0	/	/	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	***2.54***	0	0	/	0	0	/	0	0	0	
4#孔兑沟汇入口下游1000 m 黄河断面	2014.3.28	13	8.2	387	930	0.001L	0.005L	249	166	0.495	0.01L	0.006L	0.01L	0.003L	1.42×10^{-3}	3.85×10^{-5}	0.01L	0.004L	5.8	11	3.9	***4.1***	0.781	***3.14***	0.10	2.86	0.003L	0.04L	0.002L	0.4L	0.0014L	0.0014L	0.0022L	0.0014L
	2014.3.29	13	8.2	389	933	0.001L	0.005L	242	174	0.502	0.01L	0.006L	0.01L	0.003L	1.35×10^{-3}	4.07×10^{-5}	0.01L	0.004L	5.7	11	4.1	***4.2***	0.776	***3.15***	0.11	2.74	0.003L	0.04L	0.002L	0.4L	0.0014L	0.0014L	0.0022L	0.0014L
	2014.3.30	13	8.2	392	926	0.001L	0.005L	246	171	0.500	0.01L	0.006L	0.01L	0.003L	1.48×10^{-3}	4.48×10^{-5}	0.01L	0.004L	5.7	10	4.0	***4.2***	0.776	***3.16***	0.09	2.77	0.003L	0.04L	0.002L	0.4L	0.0014L	0.0014L	0.0022L	0.0014L
	标准值(III 类)	/	6~9	/	/	0.2	0.2	250	250	1.0	1.0	1.0	0.05	0.005	0.05	0.0001	0.02	0.05	5	20	6	4	1.0	1.0	0.2	10	/	0.05	0.005	/	0.01	0.7	二甲苯 0.5	
	超标率(%)	/	0	/	/	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	0	100	0	0	/	0	0	/	0	0	0	
	标准指数	/	0.60	/	/	<0.005	<0.025	0.97~0.996	0.66~0.70	0.50	<0.01	<0.006	<0.20	<0.60	0.03	0.39~0.45	<0.50	<0.08	0.85~0.87	0.50~0.55	0.65~0.68	***1.03~1.05***	0.78	***3.14~3.16***	0.45~0.55	0.27~0.29	/	<0.80	<0.40	/	<0.14	<0.002	<0.0072	
	最大超标倍数	/	0	/	/	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	***0.05***	0	***2.16***	0	0	/	0	0	/	0	0	0	

注：加 L 为最低检测浓度；粗斜体表示超标。

表 9.1-6　　黄河支流大沟、孔兑沟水质监测数据统计和评价结果一览表　　单位：mg/L（除注明外）

监测断面名称	项目	水温（℃）	pH 值（无量纲）	悬浮物	溶解性总固体	氰化物	硫化物	硫酸盐	氯化物	氟化物	铜	锌	铅	镉	砷	汞	镍	六价铬	溶解氧	化学需氧量	高锰酸盐指数	生化需氧量	氨氮	总氮	总磷	硝酸盐	亚硝酸盐	石油类	挥发酚	甲醇	苯	甲苯	间/对二甲苯	邻二甲苯
5#大沟入黄口上游500 m大沟断面	2014.3.28	13	8.4	29	226	0.001L	0.005L	23.2	9.97	0.456	0.01L	0.006L	0.01L	0.003L	1.53×10^{-3}	5.70×10^{-5}	0.01L	0.004L	5.9	7	2.9	3.8	0.179	***1.05***	0.06	0.82	0.003L	0.04L	0.002L	0.4L	0.0014L	0.0014L	0.0022L	0.0014L
	2014.3.29	13	8.4	23	221	0.001L	0.005L	24.1	9.85	0.448	0.01L	0.006L	0.01L	0.003L	1.44×10^{-3}	6.04×10^{-5}	0.01L	0.004L	5.8	8	2.9	3.7	0.174	***1.04***	0.08	0.82	0.003L	0.04L	0.002L	0.4L	0.0014L	0.0014L	0.0022L	0.0014L
	2014.3.30	13	8.4	33	223	0.001L	0.005L	22.3	9.92	0.451	0.01L	0.006L	0.01L	0.003L	1.47×10^{-3}	6.81×10^{-5}	0.01L	0.004L	5.8	8	3.0	3.7	0.177	***1.05***	0.07	0.83	0.003L	0.04L	0.002L	0.4L	0.0014L	0.0014L	0.0022L	0.0014L
	标准值(III 类)	/	6~9	/	/	0.2	0.2	250	250	1.0	1.0	1.0	0.05	0.005	0.05	0.0001	0.02	0.05	5	20	6	4	1.0	1.0	0.2	10	/	0.05	0.005	/	0.01	0.7	二甲苯 0.5	
	超标率(%)	/	0	/	/	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	0	0	/	0	0	/	0	0	0	
	标准指数	/	0.70	/	/	<0.005	<0.025	0.09~0.10	0.04	0.45~0.46	<0.01	<0.006	<0.20	<0.60	0.03	0.57~0.58	<0.50	<0.08	0.84~0.85	0.35~0.40	0.48~0.50	0.93~0.95	0.17~0.18	***1.04~1.05***	0.30~0.40	0.08	/	<0.80	<0.40	/	<0.14	<0.002	<0.0072	
	最大超标倍数	/	0	/	/	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	***0.05***	0	0	/	0	0	/	0	0	0	
6#孔兑沟入黄口上游500 m孔兑沟断面	2014.3.28	13	8.4	562	684	0.001L	0.005L	127	141	0.979	0.01L	0.006L	0.01L	0.003L	1.55×10^{-3}	4.07×10^{-5}	0.01L	0.004L	5.7	9	3.1	3.6	0.584	***2.14***	0.08	2.11	0.003L	0.04L	0.002L	0.4L	0.0014L	0.0014L	0.0022L	0.0014L
	2014.3.29	13	8.4	566	682	0.001L	0.005L	144	150	0.985	0.01L	0.006L	0.01L	0.003L	1.52×10^{-3}	4.57×10^{-5}	0.01L	0.004L	5.8	9	2.9	3.8	0.576	***2.76***	0.06	2.10	0.003L	0.04L	0.002L	0.4L	0.0014L	0.0014L	0.0022L	0.0014L
	2014.3.30	13	8.4	560	686	0.001L	0.005L	136	146	0.980	0.01L	0.006L	0.01L	0.003L	1.59×10^{-3}	4.04×10^{-5}	0.01L	0.004L	5.9	8	3.0	3.7	0.574	***2.78***	0.08	2.05	0.003L	0.04L	0.002L	0.4L	0.0014L	0.0014L	0.0022L	0.0014L
	标准值(III 类)	/	6~9	/	/	0.2	0.2	250	250	1.0	1.0	1.0	0.05	0.005	0.05	0.0001	0.02	0.05	5	20	6	4	1.0	1.0	0.2	10	/	0.05	0.005	/	0.01	0.7	二甲苯 0.5	
	超标率(%)	/	0	/	/	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	0	0	/	0	0	/	0	0	0	
	标准指数	/		/	/	<0.005	<0.025	0.51~0.58	0.56~0.60	0.98	<0.01	<0.006	<0.20	<0.60	0.03	0.40~0.46	<0.50	<0.08	0.84~0.87	0.40~0.45	0.48~0.52	0.90~0.95	0.57~0.58	***2.14~2.78***	0.30~0.40	0.21	/	<0.80	<0.40	/	<0.14	<0.002	<0.0072	
	最大超标倍数	/	0	/	/	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	***1.78***	0	0	/	0	0	/	0	0	0	

注：加 L 为最低检测浓度；粗斜体表示超标。

⑸评价标准和评价方法

①评价标准

该段黄河干流为三类地表水体，评价标准执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）表 1 中Ⅲ类标准限值（其中总氮参照执行湖、库标准限值），硫酸盐、氯化物、硝酸盐参照执行表 2 集中式生活饮用水地表水源地补充项目标准限值，镍、苯、甲苯、二甲苯参照执行表 3 集中式生活饮用水地表水源地特定项目标准限值，具体标准限值见表 9.1-5。黄河一级支流大沟、孔兑沟参照执行三类地表水体，评价标准同黄河干流，具体标准限值见表 9.1-6。

②评价方法

评价方法采用标准指数法。

一般因子标准指数的计算公式为：

$$Si = Ci / Csi$$

式中：Si ------污染物单因子指数；

Ci ------ i 污染物的浓度值，mg/L；

$C s$ ------ i 污染物的评价标准值，mg/L。

溶解氧、pH 标准指数的计算公式为：

pH 标准指数的计算公式：

$$S_{pH\cdot j} = \frac{7.0 - pH_j}{7.0 - pH_{sd}} \qquad pH \le 7.0$$

$$S_{pH\cdot j} = \frac{pH_j - 7.0}{pH_{su} - 7.0} \qquad pH \ge 7.0$$

式中：$S_{pH\cdot j}$ ------ pH 单因子指数；

pH_j ------地面水 j 断面的 pH ；

pH_{sd} ------地表水水质标准中规定的 pH 下限；

pH_{su} ------地表水水质标准中规定的 pH 上限。

②溶解氧污染指数计算公式：

$$S_{DO_J} = \frac{\left|DO_f - DO_j\right|}{DO_f - DO_s} \qquad DO_j \ge DO_s$$

$$S_{DO_J} = 10 - 9\frac{DO_j}{DO_s} \qquad DO_j \le DO_s$$

式中：S_{DO_j}——j 点的溶解氧浓度标准型指数单元；

DO_f——饱和溶解氧浓度，计算公式为：

$$DO_f = \frac{468}{31.6+T}$$

T——水温，℃；（大气压力为 101kPa）

DOj——j 点的溶解氧浓度；

DOs——溶解氧的评价标准。

⑹评价结果与分析

地表水水质现状监测评价结果见表 9.1-5、表 9.1-6。

由表 9.1-5 可知：在黄河干流上设置的 4 个监测断面中，各监测断面的总氮监测值均超过《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III 类湖、库标准限值 1.0mg/L，超标率为 100%、最大超标倍数为 3.56 倍；有 3 个监测断面的生化需氧量监测值均超过 III 类标准限值 4mg/L，最大超标倍数为 0.10 倍，另 1 个监测断面生化需氧量的最大监测值也达到标准限值 4mg/L；其余监测因子均满足 III 类标准限值要求，但硫酸盐、溶解氧等监测值已接近标准限值。相关研究资料表明，随着黄河流域社会经济的快速发展，黄河流域工业生产和生活用水量急剧增加，废污水排放量也随之增大，加之沿途农业耕作大量使用化肥农药，也导致每年排入黄河的污染物量不断增加。黄河用水量增大，径流量减少，而进入的污染物量增加，使水体的环境容量和稀释自净能力降低，部分河段水质已不能满足水功能区划要求。

由表 9.1-6 可知：支流大沟、孔兑沟监测断面的总氮监测值均超过《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III 类湖、库标准限值 1.0mg/L，超标率为 100%，大沟、孔兑沟监测断面的最大超标倍数分别为 0.05 倍、1.78 倍；其余监测因子均满足 III 类标准限值要求，但生化需氧量、溶解氧等监测值已接近标准限值。支流大沟、孔兑沟沿岸分布有农田及村庄等，总氮超标可能与支流沿岸生活排放源、化肥农药使用等有关。

9.2 地表水环境影响分析

本项目正常工况排放的污水经处理后全部回用；非正常及事故工况排放的污水先采取截流、暂存等控制措施，恢复正常后通过适当加大污水处理力度使排放的污水也全部处理后回用，做到污水不外排。

①正常工况

本项目正常排放的废水主要有油品加工装置合成废水，煤气化、低温甲醇洗、油品加工、固体废物焚烧系统（包括污泥脱水）等生产污水、地面冲洗水、净水厂排水及生活污水，脱盐水站、开式循环水排水及其它清净废水等。

本项目采取的污水治理措施主要包括装置内污水预处理措施和全厂性污水处理措施两部分。

装置内污水预处理设施主要包括煤泥水预处理、气化黑水预处理、酸性水汽提、油品加工合成水预处理等设施。在煤泥水预处理单元，煤泥水经“沉淀+过滤”处理后回用作冲洗水，不外排；在气化黑水预处理单元，气化装置气化黑水经“闪蒸+絮凝沉淀”处理后，大部分在气化装置内循环使用，少部分送生产污水处理系统作进一步处理；在酸性水汽提单元，变换单元工艺冷凝液、低温甲醇洗单元洗氨水等工艺废水经“汽提”处理后，返回至气化装置使用；在油品合成水预处理单元，油品加工合成水通过“萃取精馏”回收合成水中的醇类，并降低外排合成废水中的污染物浓度。通过以上装置内的污水预处理措施，可有效减少污水排放量及降低污染物排放浓度，进而减少污水处理场处理负荷，降低污水处理场污染物处理难度。

全厂性污水处理设施主要包括合成水处理、生产污水处理（包括含油污水预处理、生化处理）、废水处理及回用（生化出水回用处理系统、清净废水回用处理系统、浓盐水回用处理系统、EP 纯化系统）、高含盐水蒸发结晶处理等设施。

合成水处理：油品加工合成废水采用“厌氧+好氧（活性污泥法）+接触氧化+混凝沉淀+砂滤”工艺进行处理，合格出水作为脱盐水站的补水。

生产污水处理：油品加工、尾气处理、火炬罐区含油污水及地面冲洗水等先进入含油污水预处理设施进行除油，然后送生化处理设施。预处理后的含油污水、煤气化装置气化污水及其它各装置生产污水、污泥干化废水、纯化浓缩液、蒸发母液等进入生化处理设施，采用“两级 A/O+臭氧氧化+曝气生物滤池”工艺进行

处理，出水水质达到一般膜系统有机物进水水质要求后，送废水处理及回用装置生化出水回用处理系统。

废水处理及回用：生化出水进入生化出水回用处理系统，采用“高密沉淀池+超滤+反渗透”工艺进行处理，出水达到回用标准后回用于开式循环水场补充水或脱盐水站原水补充水；反渗透浓水送浓盐水回用处理系统。脱盐水站、开式循环水排水及其它清净废水进入清净废水回用处理系统，采用“高密沉淀池+超滤+反渗透”工艺进行处理，出水达到回用标准后回用于开式循环水场补充水或脱盐水站原水补充水；反渗透浓水送浓盐水回用处理系统。生化出水回用处理系统、清净废水回用系统产生的浓盐水进入浓盐水回用处理系统，采用“高密沉淀池+超滤+树脂软化+反渗透”工艺进行处理，出水达到回用标准后回用于开式循环水场补充水或脱盐水站原水补充水；反渗透高盐水送 EP 纯化系统。在 EP 纯化系统，反渗透高盐水采用“有机浓缩系统+化学除杂+深度除杂+吸附氧化系统”工艺进行处理，产生的高盐水进入高含盐水蒸发结晶处理，有机浓缩系统产生的浓缩液返回生化处理装置。

高含盐水蒸发结晶处理：EP 纯化系统产生的高盐水采用“四效蒸发+闪发结晶”工艺进行处理，通过分段结晶产生的 NaCl 和 $NaSO_4$ 结晶盐包装后外售，混盐送园区危废填埋场处置，蒸发冷凝液达到回用标准后回用于开式循环水场补充水或脱盐水站原水补充水，蒸发母液返回生化处理装置。

根据清污分流的原则，项目设置了污染区雨水系统、清净雨水系统。各生产装置和辅助生产设施污染区内的雨水通过重力流排入各界区内设置的初期雨水池，再用泵加压后送至生产污水处理系统处理后回用。初期雨水池前设置溢流井，后期雨水溢流至清净雨水系统。清净雨水系统收集全厂未污染的雨水（包括污染区的后期雨水），以重力流地下管道形式分散、就近收集后进入雨水监控池。监控合格的雨水集中外排出厂，如果雨水监控不合格，则进入雨水暂存池后提升至生产污水处理系统处理。

通过全厂性污水治理措施，项目正常工况产生的污水（含污染雨水）处理后将全部回用，不外排地表水体。

②非正常工况

项目预试车期间及初次投料试车阶段的排水一般包括系统清洗水、冲洗水、化学清洗水、试压水、联动试车水等。项目有针对性地采取措施，如有序的组织

分系统进行清洗和冲洗；废水分类进行收集、处理，系统清洗及冲洗排水、化学清洗水送事故水暂存池，联动试车水回用作循环水补水或脱盐水制备的补水等，保证试车过程中废水能全部收集和回用。

项目开车在全厂污水处理系统已经投用的基础上才进行，即原则上生产装置开车前，污水处理系统需要调试完毕，满足可以接受污水的条件。合理组织开车次序，煤气化炉、油品合成反应器等逐个投用，生产污水处理系统负荷也逐步提升，最终达到正常运行负荷。

项目短期停车不需要排放污水，如果大检修停车，检修系统排水送事故水暂存池。工艺装置故障一般情况不需要排放污水，如果是个别设备维护需要排放废水，废水排放量较小，纳入装置停车废水工况中，排水送事故水暂存池。

污水处理系统（包括合成水处理系统、生产污水处理系统、废水处理及回用系统、高含盐水蒸发结晶处理系统）按多系列设置，并考虑一定的设计裕量，当各系统的某一系列出现故障时，充分利用剩余系列提高负荷进行处理，对不能完全处理的污水送事故暂存池或浓盐水暂存池暂存。当系统恢复正常，将污水打回污水处理系统进行处理。

为应对各种非工常况下废水的收集、暂存，本项目设置了事故水暂存池、浓盐水暂存池。事故水暂存池主要考虑项目预试车、开/停车、合成水处理系统/生产污水处理系统故障等期间的排水，确定其总容积为 360000m^3，分 8 格设计，每格 45000m^3；浓盐水暂存池主要考虑项目预试车、高含盐水蒸发结晶处理系统故障等期间的排水，确定其容积为 46000m^3，按 1 格设计。

根据各种非正常工况下的污水排放情况，本项目从管理、设计上采取针对性的治理措施，减少非正常发生概率，并制定环境风险应急预案，当非工常工况发生后，充分利用所设置的防控措施、污水处理系统、事故水暂存措施等手段，将污水控制在厂内，不外排。

③事故工况

为防范和控制石化企业发生事故时和事故处理过程中产生的物料泄漏，而造成事故（含物料）污水对周边水体环境污染和危害，本项目将根据《石油化工企业设计防火规范》（GB50160-2008）、中石化集团公司《水体污染防控紧急措施设计导则》等要求，建立水体污染防控设施。

在工艺装置出现一般事故，如管道、阀门泄漏等导致的液体物料泄漏，以及

冲洗排水等事故水将利用装置内部的初期雨水管道收集，在装置区排出口设置切换装置，事故水进入装置内初期雨水池，后期再经泵提升后送至生产污水处理系统处理。工艺装置发生重大事故导致大量液体物料排出，在初期雨水池无法收集的情况，事故水经装置内雨水管道收集后，排入全厂雨排水干管，通过切换事故水联络管上的阀门，将事故水排入消防事故池暂存，后期再经泵提升后送至生产污水处理系统处理或其他处理途径（如合成废水送回合成水处理单元处理）。罐区物料泄漏产生事故水的情况，将利用围堰和防火堤控制泄漏物料的转移，围堰和防火堤内泄漏的物料首先需要回收到污油罐，送工艺装置处理，最后剩余物料通过排水切换设施将泄漏的物料和废水排至消防事故池，后期再经泵提升送到至生产污水处理系统处理。

发生火灾事故工况下，有污染的各生产装置和辅助生产设施界区内消防排水、事故污水首先经装置区内初期雨水管线重力流排入各装置区内初期雨水池，水池前设置溢流井，初期雨水池储满后，事故水经溢流井排入全厂雨水管线，并通过开启消防事故池前入口阀门，进入消防事故池。事故后，将初期雨水池和消防事故池暂存的废水用泵排至生产污水处理系统处理。

生产装置根据污染物性质进行污染区划分，在污染区设置围堰以收集泄漏物料、事故水等，并将泄漏物料、事故水等导入初期雨水池；储罐设置防火堤或事故存液池。在有污染风险的各装置界区内设置初期雨水池，接收装置区与罐区围堰截留的事故水等，并送消防事故池。全厂设置消防事故池，作为全厂消防事故和其他重大事故时污染排水的储存、提升设施，将污染物控制在厂区范围内。消防事故池总有效容积 30000m^3，分两格，每格有效容积 15000m^3。

总之，本项目将根据各种工况的废水排放情况，针对性地采取污水处理措施，使产生的污水（含污染雨水）经处理后可全部回用，不外排地表水体。因此预计本项目建设对周边地表水体的影响较小。

9.3 小结

⑴根据地表水现状监测结果，该段黄河总氮监测值超过《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III 类湖、库标准限值；生化需氧量出现超标现象。表明该段黄河已无环境容量。

支流大沟、孔兑沟监测断面的总氮监测值均超过《地表水环境质量标准》

（GB3838-2002）III 类湖、库标准限值，其超标可能与支流沿岸生活排放源、化肥农药使用等有关。

⑵本项目按要求采取污水处理措施后，产生的污水（含污染雨水）经处理后可全部回用，不外排地表水体。因此预计本项目建设对周边地表水体的影响可接受。

10 地下水环境质量现状及影响分析

10.1 前言

10.1.1 项目位置及评价任务

⑴项目位置

拟建场地位于内蒙古自治区鄂尔多斯市准格尔旗大路工业园区，西距东胜区115km，北距呼和浩特约 80km，南距准格尔旗旗委及政府所在地—薛家湾镇约20km，西北距包头市 120km。拟建场地周边的主要公路有 103 省道，呼准铁路、呼准高速公路南北向穿过新区，呼准铁路在区内建有何家塔站，交通条件便利。拟建工程交通位置参见图 10.1-1。

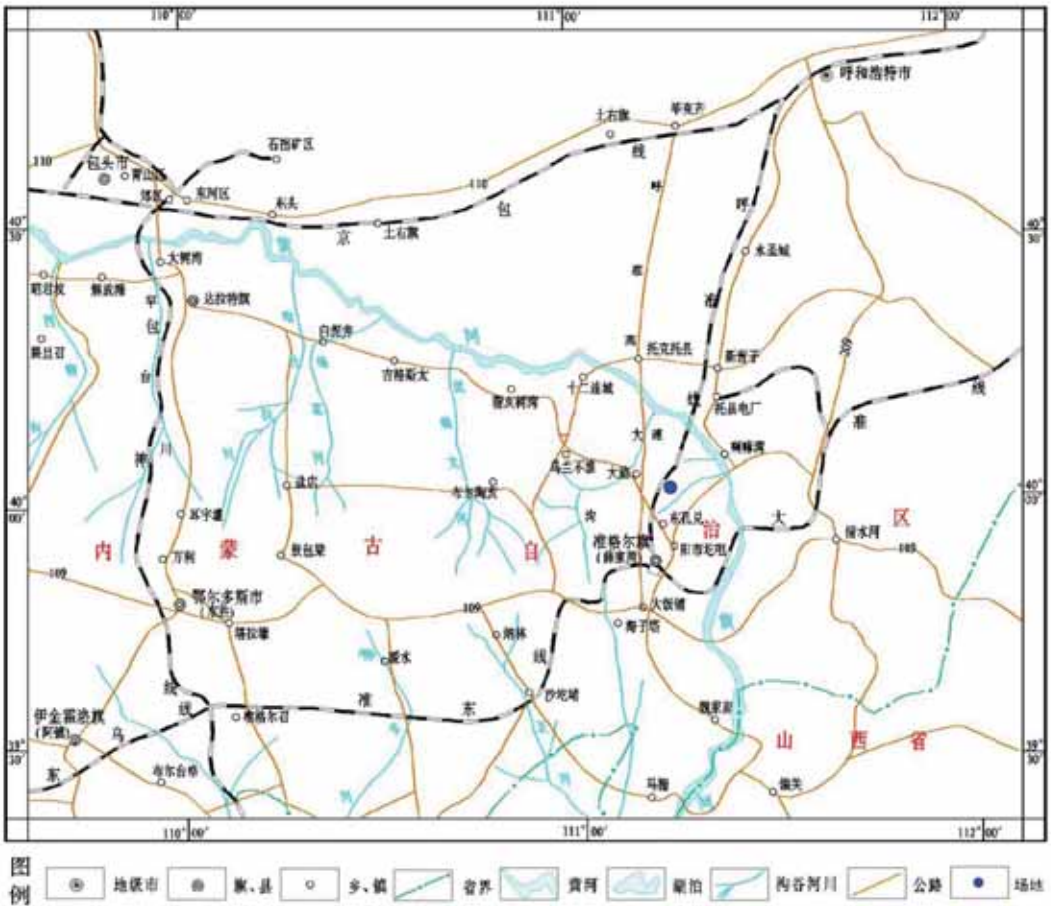


图 10.1-1 区域位置图

⑵评价任务

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2011）对地下水环境影响评价工作的要求，受中国寰球工程公司委托，北京宝地益联地质勘察有限

公司承担了内蒙古伊泰煤制油有限责任公司 200 万吨/年煤间接液化油品项目的地下水环境影响评价工作。

本次工作的基本任务包括：进行厂址及其周边地区的水文地质调查测绘，通过水文地质勘探工作基本查明评价区水文地质条件，对调查区的地下水环境质量现状进行分析评价。预测和评价建设项目实施过程中对地下水环境可能造成的直接影响和间接危害，并针对这种影响和危害提出防治对策，控制地下水环境恶化，保护地下水环境，为建设项目工程设计和环境管理提供科学依据。

10.1.2 编制依据及工作程序

⑴编制依据

①法规及规范

《中华人民共和国环境保护法》，2014.4 修订

《中华人民共和国环境影响评价法》，2002.10 修订

《中华人民共和国水污染防治法》，2008.2 修订

《中华人民共和国固体废物污染防治法》，2013.6 修订

《建设项目环境保护管理条例》，国务院第 253 号令，1998.11

《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2011）

《供水水文地质勘察规范》（GB50027-2001）

《地下水质量标准》（GB/T14848-93）

《生活饮用水卫生标准》（GB5749－2006）

《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）

《水利水电工程注水试验规程》（SL345-2007）

《区域水文地质工程地质环境地质综合勘察规范》（1:5 万）（GB/T14158—1993）

②技术资料

《伊泰煤制油有限责任公司 200 万吨/年煤炭间接液化示范项目可研报告》

《伊泰煤制油有限责任公司 200 万吨/年煤炭间接液化示范项目工程场地地震安全性评价报告》，内蒙古自治区地震工程研究勘察院，2014.7

《内蒙古伊泰煤制油有限责任公司 200 万吨/年煤间接液化油品示范项目地质灾害危险性评估报告》内蒙古自治区第一水文地质工程地质勘查院，2014.5

《内蒙古自治区准格尔旗大路新区水源地水文地质详查报告(比例尺1:50000)》，内蒙古自治区第二水文地质工程地质勘查院，2008.12

《内蒙古自治区大路煤化工基地发展规划环境影响评价项目堆渣场工程地质、水文地质勘察报告》，内蒙古自治区地质环境监测，2006.9

《内蒙古伊泰煤制油有限责任公司煤炭间接液化油品示范项目装置区厂东区岩土工程勘察报告(初勘)》，山西冶金岩土工程勘察总公司，2014.6

《内蒙古伊泰煤制油有限责任公司200 万吨/年煤间接液化油品升级示范项目岩土工程勘察报告》，山西冶金岩土工程勘察总公司，2014.6

《内蒙古伊泰煤制油有限责任公司200万吨/年煤间接液化油品升级示范项目岩土工程勘察报告(初勘)》，鄂尔多斯市地质工程勘察有限责任公司岩土总公司

《内蒙古伊泰煤制油有限责任公司新建精细化工品项目场区岩土工程勘察报告书(初勘)》，山西冶金岩土工程勘察总公司，2011.1

《准格尔旗大路新区南煤化工基地项目岩土工程勘察报告(初勘)》,中铁(石家庄）设计研究院有限公司，2013.10

《准格尔旗苏木乡镇集中式饮用水源保护区划定方案》,准格尔旗人民政府，2012.12

内蒙古伊泰煤制油有限责任公司 200 万吨/年煤间接液化油品升级示范项目环评《检测报告》，鄂尔多斯市环境保护中心监测站

⑵工作程序

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2011）相关要求，结合项目区基本水文地质条件，本项目地下水环境影响评价工作按初期准备、调查监测、预测评价和报告编写四个阶段进行(参见图 10.1-2)。

准备阶段：搜集和研究有关资料、法规文件；了解建设项目工程概况；进行初步工程分析；现场踏勘，对环境状况进行初步调查；初步分析建设项目对地下水环境的影响，初步确定评价工作等级和评价重点，并在此基础上编制地下水环境影响评价大纲。

现状调查与工程分析阶段：完成现场调查、地下水监测、取样分析化验、室内外试验和室内资料分析等工作，同时进行工程分析，确定评价工作等级和评价重点。

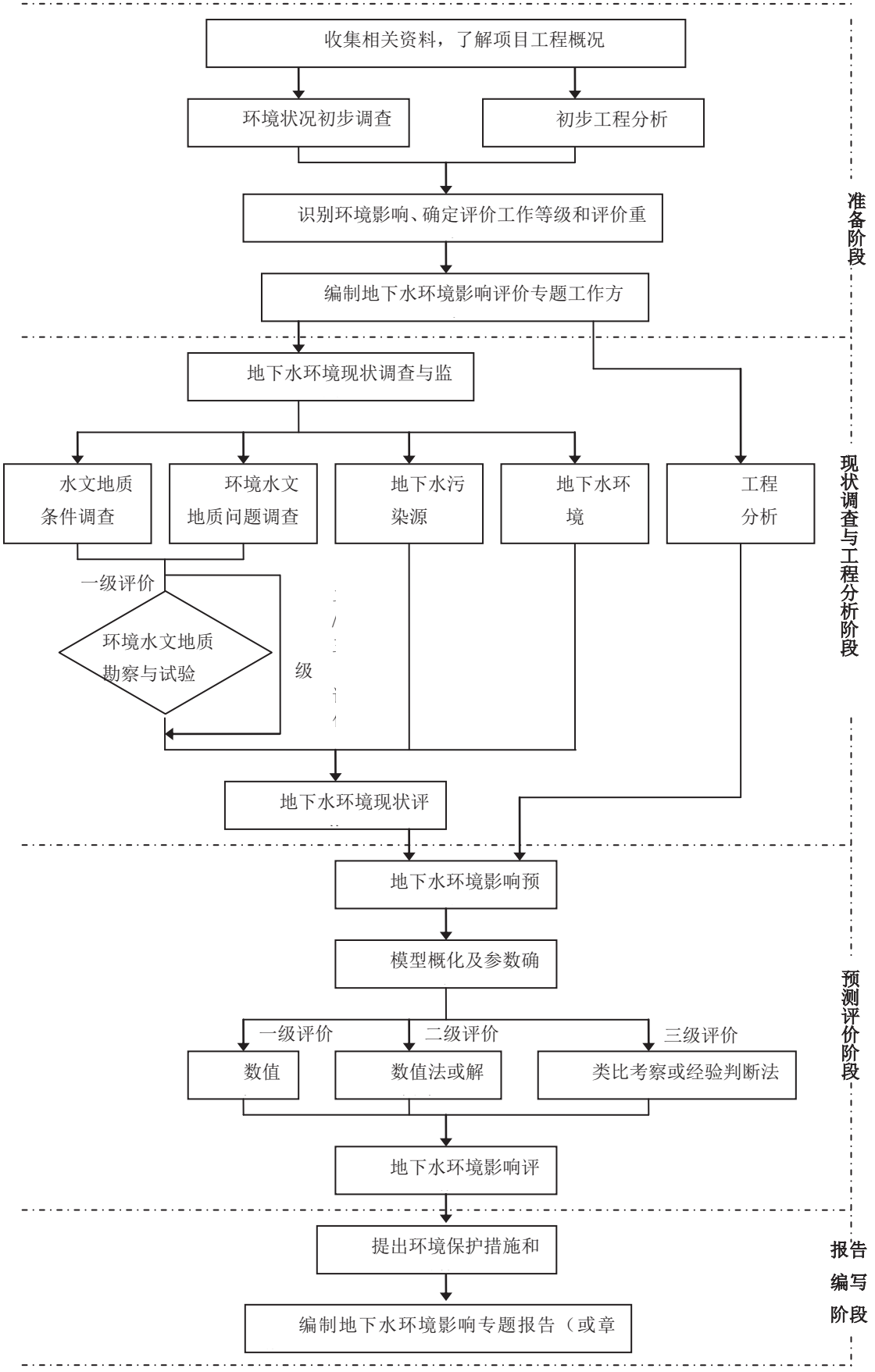


图 10.1-2 地下水环境影响评价工作程序框图

预测评价阶段：依据国家、地方有关地下水环境管理的法规及标准，进行地下水环境现状评价，地下水环境影响预测和评价。

报告编写阶段：综合分析各阶段成果，提出地下水环境保护措施与防治对策，编写地下水环境影响专题报告。

10.1.3 地下水功能及评价执行标准

⑴地下水功能

调查评价区潜水和承压水一般适宜饮用，通过现场调查走访，上述地下水也是分散居民浅井和园区水源地深井的饮用水取水层。因此，调查评价区地下水普遍具有饮用水功能。

⑵评价执行标准

依据评价区地下水功能，本项目地下水环境影响评价执行《地下水质量标准》(GB/T14848－93)Ⅲ类标准(参见表 10.1-1)。

表 10.1-1　　地下水质量标准

序号	项目	Ⅲ类
1	pH	6.5～8.5
2	总硬度(以 CzCO3,计)(mg/L)	≤450
3	溶解性总固体(mg/L)	≤1000
4	硫酸盐(mg/L)	≤250
5	氯化物(mg/L)	≤250
6	铁(Fe)(mg/L)	≤0.3
7	锰(Mn)(mg/L)	≤0.1
8	挥发性酚类(以苯酚计)(mg/L)	≤0.002
9	高锰酸盐指数(mg/L)	≤3.0
10	硝酸盐(以 N 计)(mg/L)	≤20

11	亚硝酸盐(以N计)(mg/L)	≤0.02
12	氨氮(NH4)(mg/L)	≤0.2
13	氟化物(mg/L)	≤1.0
14	氰化物(mg/L)	≤0.05
15	汞(Hg)(mg/L)	≤0.001
16	砷(As)(mg/L)	≤0.05
17	镉(Cd)(mg/L)	≤0.01
18	铬(六价)(Cr6+)(mg/L)	≤0.05
19	铅(Pb)(mg/L)	≤0.05
20	总大肠菌群(个/L)	≤3.0

10.1.4 项目类别及评价工作等级

⑴项目类别

本工程所在的大路工业园区工业用水水源为黄河水，园区将黄河水提升至大南沟水库内，经天然沉沙，再由园区给水泵站加压双线送至园区给水管网。

拟建工程生产用水不取用地下水，但在其建设、生产运行和服务期满后的各个过程中，可能造成地下水水质的污染，因此项目类别为Ⅰ类。

⑵评价工作等级

I类建设项目地下水环境影响评价工作等级的划分，应根据建设项目场地的包气带防污性能、含水层易污染特征、地下水环境敏感程度、污水排放量和污水水质复杂程度等指标确定。

①包气带防污性能

建设项目场地的包气带防污性能按包气带中岩(土)层的分布情况分为弱、中、强三级，分类原则见表10.1-2。

表10.1-2　　包气带防污性能分类

分级	包气带岩(土)的渗透性能

强	岩(土)层单层厚度 $M_b \geq 1.0m$，渗透系数 $K \leq 10^{-7}cm/s$，且分布连续、稳定
中	岩(土)层单层厚度 $0.5m \leq M_b < 1.0m$，渗透系数 $K \leq 10^{-7}cm/s$，且分布连续、稳定 岩(土)层单层厚度 $M_b \geq 1.0m$，渗透系数 $10^{-7} < K \leq 10^{-4}cm/s$，且分布连续、稳定
弱	岩(土)层不满足上述“强”和“中”条件

10.1.4 项目类别及评价工作等级

⑴项目类别

本工程所在的大路工业园区工业用水水源为黄河水，园区将黄河水提升至大南沟水库内，经天然沉沙，再由园区给水泵站加压双线送至园区给水管网。

拟建工程生产用水不取用地下水，但在其建设、生产运行和服务期满后的各个过程中，可能造成地下水水质的污染，因此项目类别为Ⅰ类。

⑵评价工作等级

I类建设项目地下水环境影响评价工作等级的划分，应根据建设项目场地的包气带防污性能、含水层易污染特征、地下水环境敏感程度、污水排放量和污水水质复杂程度等指标确定。

①包气带防污性能

建设项目场地的包气带防污性能按包气带中岩(土)层的分布情况分为弱、中、强三级，分类原则见表10.1-2。

表 10.1-2　　包气带防污性能分类

分级	包气带岩(土)的渗透性能
强	岩(土)层单层厚度 $M_b \geq 1.0m$，渗透系数 $K \leq 10^{-7}cm/s$，且分布连续、稳定
中	岩(土)层单层厚度 $0.5m \leq M_b < 1.0m$，渗透系数 $K \leq 10^{-7}cm/s$，且分布连续、稳定 岩(土)层单层厚度 $M_b \geq 1.0m$，渗透系数 $10^{-7} < K \leq 10^{-4}cm/s$，且分布连续、稳定
弱	岩(土)层不满足上述“强”和“中”条件

拟建项目场地包气带岩性以粉砂为主，垂向渗透系数 $> 1.0\times10^{-4}cm/s$。因此，包气带防污性能为“弱”。

②含水层易污染特征

建设项目场地的含水层易污染特征分为易、中、不易三级，分级原则见表10.1-3。

表 10.1-3　　含水层易污染特征分级

分级	项目场地所处位置与含水层易污染特征
易	潜水含水层且包气带岩性(如粗砂、砾石等)渗透性强的地区；地下水与地表水联系密切地区；不利于地下水中污染物稀释、自净的地区。

中	多含水层系统且层间水力联系较密切的地区。
不易	以上情形之外的其它地区。

拟建场地上部存在潜水含水层，包气带防渗性能弱。因此，含水层易污染特征为“易”。

③地下水敏感程度

建设项目场地的地下水敏感程度可分为敏感、较敏感、不敏感三级，分级原则见表10.1-4。

表10.1-4　　地下水敏感程度分级

分级	项目场地的地下水环境敏感特征
敏感	集中式饮用水水源地(包括已建的在用、备用、应急水源地，在建和规划的水源地)准保护区；除集中式饮用水水源地以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其它保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区。
较敏感	集中式饮用水水源地(包括已建的在用、备用、应急水源地，在建和规划的水源地)准保护区以外的补给径流区；特殊地下水资源(如矿泉水、温泉等) 保护区以外的分布区以及分散式居民饮用水水源等其它未列入上述敏感分级的环境敏感区。
不敏感	上述地区之外的其它地区。

拟建场地地下水径流下游方向有分散水源井及集中供水水源地存在。因此，项目场地地下水敏感程度为“敏感”。

④污水排放强度

建设项目污水排放强度可分为大、中、小三级，分级标准见表10.1-5。

表10.1-5　　污水排放量分级

分级	污水排放总量(m^3/d)
大	≥10000
中	1000～10000
小	≤1000

拟建项目污水产生量大于10000m^3/d。因此，其污水排放量为“大”。

⑤污水水质复杂程度

根据建设项目所排污水中污染物类型和需预测的污水水质指标数量，将污水水质分为复杂、中等、简单三级，分级原则见表10.1-6。

表10.1-6　　污水水质复杂程度分级

分级	污染物类型	污水水质指标(个)

复杂	污染物类型数≥2	需预测的水质指标≥6
中等	污染物类型数≥2	需预测的水质指标＜6
	污染物类型数=1	需预测的水质指标≥6
简单	污染物类型数=1	需预测的水质指标＜3

煤化工项目污染物包括常规、重金属和有机物等，需预测的水质指标较多。因此，污水水质复杂程度为“复杂”。

根据表 10.1-7 建设项目场地的包气带防污性能、含水层易污染特征、地下水敏感程度和建设项目污水排放量、污水水质复杂程度等指标综合判定，拟建项目地下水环境影响评价工作等级为一级。

表 10.1-7　　拟建项目地下水环境影响评价工作等级

评价级别	包气带防污性能	含水层易污染特征	地下水环境敏感程度	污水排放量	水质复杂程度
一级	弱	易	敏感	大	复杂

10.1.5 评价范围及保护目标

⑴评价范围

依据内蒙古伊泰煤制油有限责任公司 200 万吨/年煤间接液化油品项目场地位置、区域地质及水文地质条件、地形地貌特征和地下水保护目标等，为了说明地下水环境的基本状况，水文地质调查范围如下：东北侧以黄河为界，东南侧以孔兑沟为界，西侧以大沟为界，南侧以康家沟和沙卜图沟为界，水文地质调查范围为较完整的局部水文地质单元，面积约 260Km^2。具体位置参见图 10.1-3。

⑵保护目标

基地生活用水依托大路新区市政取用的地下水，水源地位于乌兰不浪以东至大路乡政府北侧的苗家滩一线，目前已打 10 眼深井，每眼井出水量在 1500m^3/d 左右，供应大路新区生活用水。拟建场地地下水径流下游方向的西湾、张家圪塄、大树湾、那林沟、特拉布拉和苗家滩等村社，分布有居民饮用水井。上述集中供水水源地及村社分布情况见图 10.1-3，各村社饮用水基本情况参见表 10.1-8。

表 10.1-8　　村社饮用水源基本情况表

村社	相对方位	距离（km）	户数	人数	水源井(口)	井深(m)
西湾	N	6.3	72	201	47	20-40
张家圪楞村	NW	2.9	95	220	2	150
大树湾	N	6.3	102	230	71	20-40
纳林沟	N	6.3	60	150	4	40-80
特拉不拉	N	3.6	90	210	50	40-120

村社	相对方位	距离（km）	户数	人数	水源井(口)	井深(m)
苗家滩	N	4.0	64	210	52	20-40

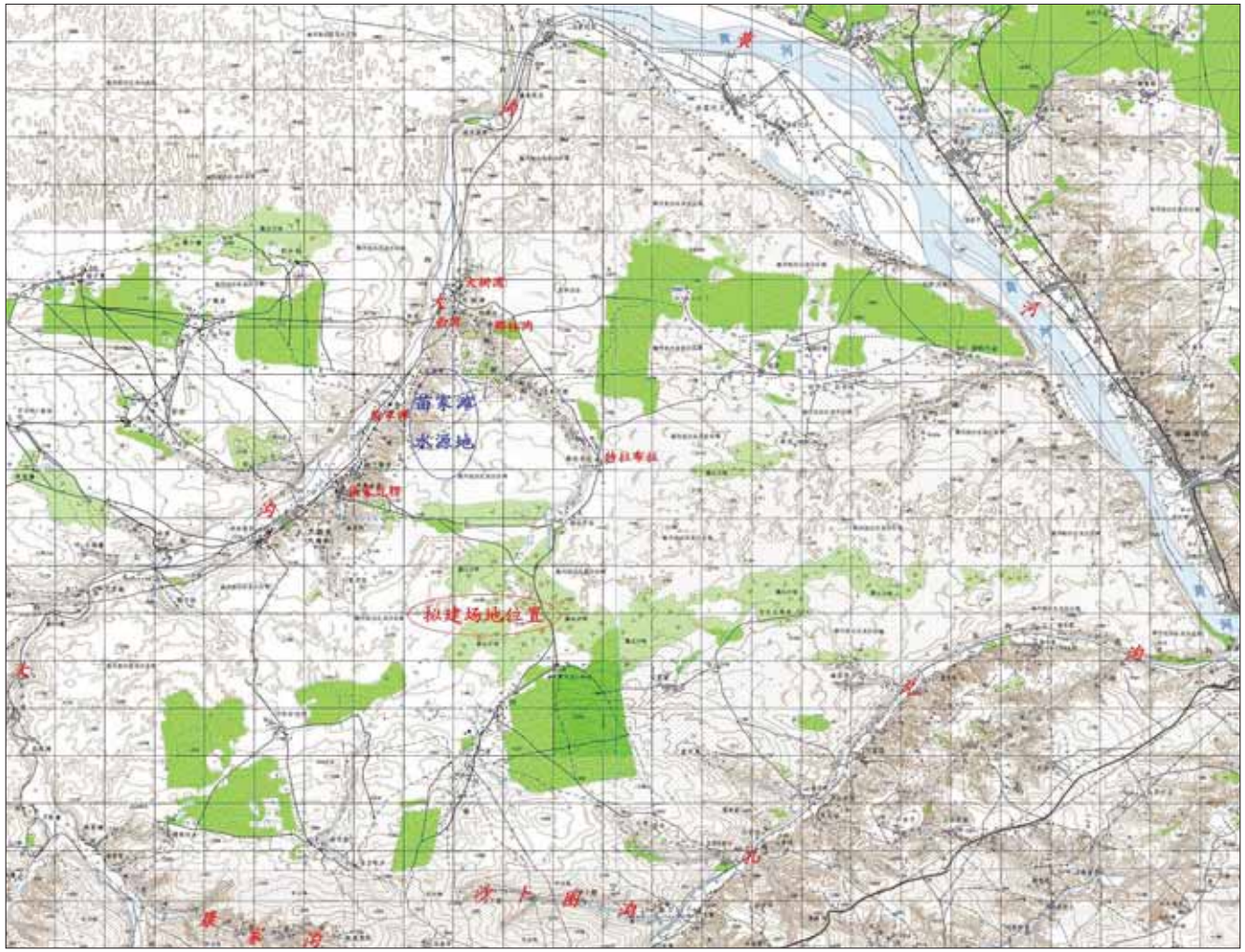


图 10.1-3　地下水环境调查评价范围及保护目标

10.2 项目概况与工程分析

10.2.1 项目概况

详见4拟建项目概况。

10.2.2 工程分析

详见5工程分析。

10.2.3 污染途径分析

⑴正常工况

正常工况下，即使没有采取特殊的防渗措施，按煤化工项目的建设规范要求，各厂房、车间、装置区也必须采取表面硬化处理，化学品原料、物料及污水输送管线、污废水处理装置、油罐区也是必须经过防渗防腐处理，根据化工项目多年的运行管理经验，正常工况下不应有污废水处理装置或其它物料暴露而发生渗漏至地下水的情景发生。

⑵事故工况

①一般事故工况

一般事故工况条件下，拟建工程地下水潜在污染源主要为装置单元的产物节点泄露、储运工程中储罐或池体的破损泄露、公用工程中废污水管网或循环水场所池体以及环保工程中水工构筑物池体的破损泄露。

A.装置单元产污环节

装置单元产污情况参见表10.2-1。

表10.2-1　　装置单元产污情况表

装置	产污单元	序号	废水名称	排放去向
空分装置	无废水排放			
气化装置	原煤预干燥	W2-1	预干燥回收水	废水回用装置
	黑水处理	W2-2	含氰废水	污水处理装置
净化装置	变换单元	W3-1	变换锅炉排污(清净废水)	送废水处理回用装置
	变换单元	W3-2	低温冷凝液	送酸水汽提
	变换单元	W3-3	高温冷凝液	送酸水汽提
	酸水汽提	W3-4	酸水汽提冷凝液	送气化装置
	酸水汽提	W3-5	酸水汽提氨水	送热电站脱硝补充用氨

	低温甲醇洗单元	W3-6	甲醇水分离塔排水(生产废水)	污水处理场
	低温甲醇洗单元	W3-7	洗氨塔废水	送酸水汽提
	硫回收单元	W3-8	硫回收酸水	送酸水汽提
	硫回收单元	W3-9	硫回收锅炉排污(清净废水)	送废水处理回用装置
油品合成装置	F-T 合成	W4-1	汽包排污	废水回用装置
		W4-2	合成水	油品加工装置 合成水处理单元
	催化剂还原	W4-3	汽包排污	废水回用装置
	蜡过滤	W4-4	汽包排污	废水回用装置
尾气处理装置	无废水排放			
油品加工装置	加氢精制单元	W6-1	含油污水	污水处理装置 含油污水预处理
		W6-2	汽包排污	废水回用装置
	加氢裂化单元	W6-3	含油污水	污水处理装置 含油污水预处理
		W6-4	汽包排污	废水回用装置
	合成水处理单元	W6-5	生产污水	污水处理装置 生产污水预处理
储运系统单元		W7-1	储运设施地面冲洗水	送污水处理厂含油污水系统
循环水场		W8-1	第一二三循环水场排污水	废水处理及回用装置
化学水站		W8-2	化学水站排污水	废水处理及回用装置
		W8-3	化学水站含油污水	污水处理装置处理
锅炉		W8-4	锅炉排污水	送空分循环水场
动力中心		W8-5	动力中心地面冲洗水	污水处理场
焚烧装置		W8-6	离心机滤液	经废水池收集后排污水场
		W8-7	干化冷凝器	
		W8-8	碱洗塔	
		W8-9	锅炉排污	

B.排水系统

排水系统划分为：生产污水系统、生活污水系统、含油污水系统、开式循环冷却回水系统、闭式循环冷却回水系统、清净废水系统、高含盐水系统、清净雨水系统及废水缓冲池。生产污水量正常排水量 822m^3/h；生活污水量正常排水量 27m^3/h；含油污水正常排水量 35.8m^3/h。

装置区、厂前区排放的生活污水进入生活污水管道，排至污水处理装置进行处理。油品加工装置排放的含油污水送含油污水预处理装置处理，含油污水预处理设计规模 50m^3/h，采用隔油和气浮工艺。煤气化装置的洗涤废水、低温甲醇洗

装置分离塔排污、设备及地面冲洗水及初期污染雨水送污水处理装置进行处理，污水处理装置设计规模 1000m³/h，拟采用 A/O+混凝沉淀+臭氧氧化+曝气生物滤池工艺。全厂循环水系统排污、化学水站排放的含盐水、各单元排出的清净废水及污水处理装置处理合格后的排水，经收集后进入废水处理及回用装置，处理及回用工艺采用纤维过滤器+UF+一级 RO+高效反渗透工艺流程，设计规模为 1800 m³/h。来自废水处理及回用装置排放的高含盐水进入浓盐水蒸发装置，采用多效蒸发工艺，设计规模为 120 m³/h，分两个系列。清净雨水系统收集厂区清净雨水，送消防事故水池，经检测没有污染后用泵提升用于厂区绿化带的补充水；如果检测有污染，用泵提升至污水处理装置进行处理。

C.污水处理系统

本工程废水主要来自气化装置、低温甲醇洗、预干燥、火炬、液体物料储运、油品合成、油品加工生活及化验、地面冲洗水等。污水总量正常 825.6m³/h，最大 1098m³/h。

根据各种排水的污染物种类特点可分为生产污水（正常433.6m³/h，最大521m³/h）、含油污水（正常392m³/h，最大577m³/h）。

本项目污水处理工艺原则流程框图如下：

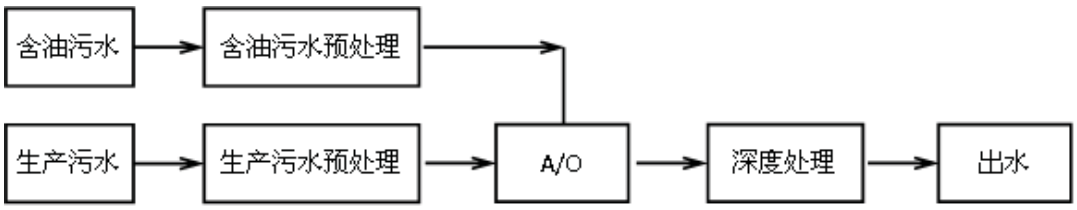


图10.2-1　　污水处理工艺原则流程框图

本项目污水处理场工艺流程框图见图10.2-2。

D.事故水池及缓冲池

本工程设置消防事故水池 1 座，分两格，每格有效容积 12500m³，总有效容积 25000m³，在事故时，收集可能被污染的消防废水及事故废水。

考虑蒸发结晶设备调试及运行过程中的检修状况，为保证浓盐水不外排，本项目设置浓盐水缓冲池一座，有效容积不小于 16×10⁴ m³，分 6 格设置。

考虑污水处理装置调试运行及菌种训化期间的污水排放，本项目设置废水缓冲池一座，有效容积不小于35×10⁴ m³，分8各设置。

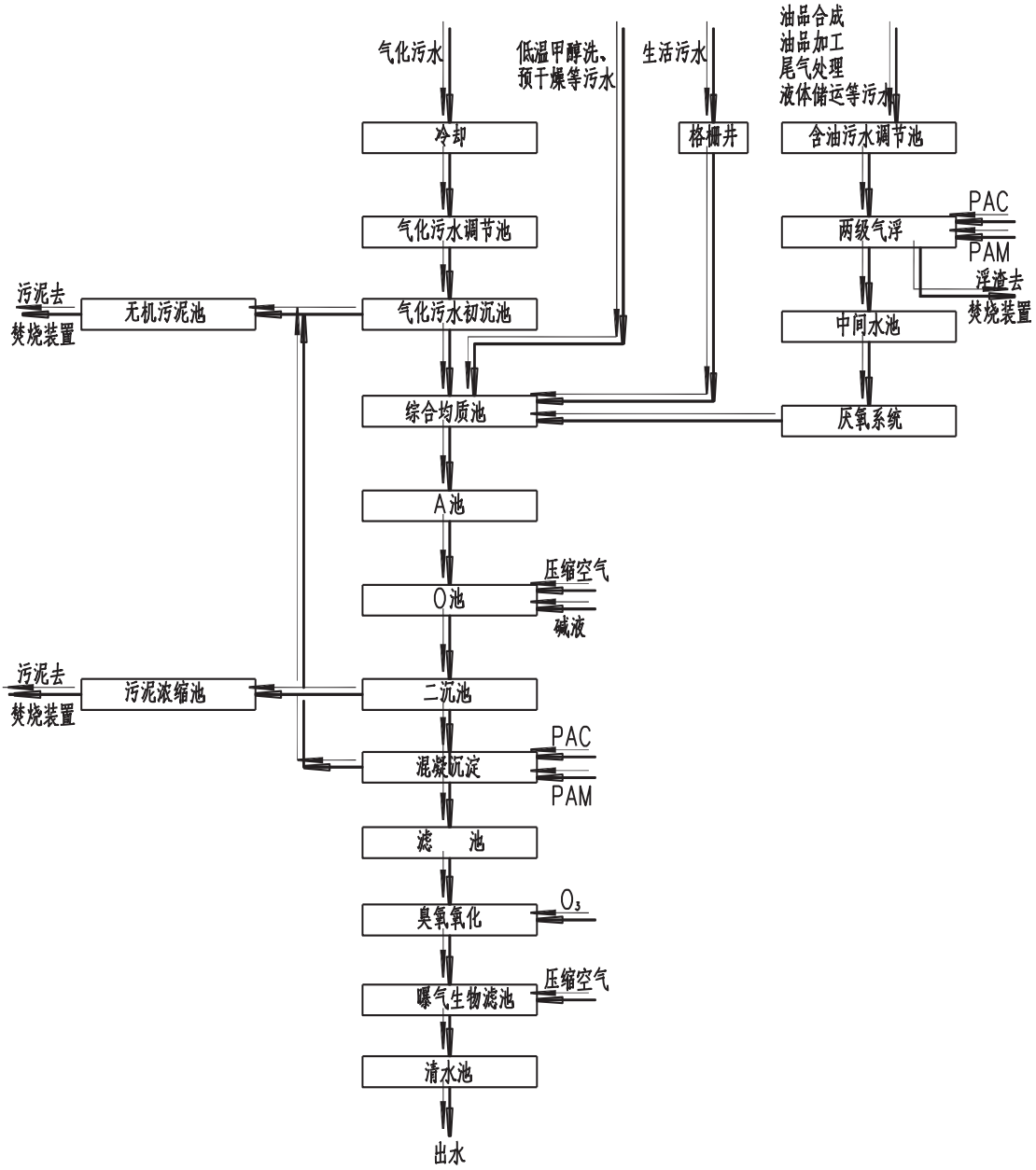


图10.2-2　　污水处理场工艺流程框图

E. 罐区

本项目罐区分为液体产品罐区、中间产品罐区及化学品罐区。

液体产品罐区储存柴油、石脑油、LPG、LNG及副产品混醇等，见表10.2-2。

表10.2-2　　液体产品罐区储罐一览表

序号	储罐名称	形态	储罐形式	周转量（万吨/年）	单罐容积(m^3)	储罐数量（个）	储存天数
1	LPG	液	球罐	16.0	3000	8	23.38
2	石脑油	液	内浮顶	40.0	10000	4	22.48
3	柴油	液	内浮顶	144.1	30000	4	22.48
4	LNG	液	球罐	10.4	3000	6	23.45
5	混醇	液	内浮顶	2.6	500	5	22.83

中间产品罐区暂时存放中间产品，见表10.2-3。

表10.2-3　　中间罐区储罐一览表

序号	储存介质		进料量 kg/h	储罐		储罐形式	装满系数	储存天数		备注
	名称	密度 kg/ m^3		容积 m^3	数量			设计	实际	
1	轻质油	686.04	56566	2000	3	内浮顶	0.9		2.7	间断
2	轻污油			1000	2	内浮顶/拱顶	0.9			间断
3	稳定重质油	738.86	28130	1000	3	拱顶	0.9		3.0	间断
4	重污油	729.9		1000	1	拱顶	0.9			间断
5	重柴油	760	36207	1000	3	拱顶	0.9		2.4	间断
6	稳定蜡	689.25	152251	3000	2	拱顶	0.9		1.0	间断
7	合格蜡	689	152251	3000	6	拱顶	0.9		3.1	连续
8	合成水	978.95	281409	2000	10	拱顶	0.9		2.6	连续
9	合成水切油罐			50	1	卧罐	0.9			间断

化学品罐区储存甲醇、丙烯、氨，见表10.2-4。

表 10.2-4　　化学品罐区储罐一览表

序号	储罐名称	储罐容积 m^3	初装量 t/次	用量 t/a	储罐数量	储罐型式	备 注
1	甲醇储罐	5000	4185.8	1951.8	2	内浮顶	
2	丙烯储罐	1000	200	1.7	1	球罐	
3	氨罐	800	-	-	2	球罐	

F.污染途径分析

由上述分析可知，在生产运行期间，只有装置单元、储运工程中储罐或池体、公用工程中废污水管网以及环保工程中水工构筑物等出现破损及生产原料发生跑、冒、滴、漏的事故工况下，如处理不当，污染物可能下渗影响地下水。

②风险事故

拟建项目涉及到的物料多数为具有易燃易爆、有毒有害特性的危险化学品，一旦发生火灾爆炸或泄漏事故，会对环境和人体健康造成危害。

A.重大危险源辨识

重大危险源辨识结果表明，生产装置区、罐区属于危险化学品重大危险源。

重大危险源辨识子系统危险性见表 10.2-5。

表 10.2-5　　重大危险源辨识子系统危险性一览表

序号	单元名称	危险化学品名称	临界量 Q (t)	最大在线量 q（t）	$q_1/Q_1+q_2/Q_2+\ldots\ldots+q_n/Q_n$
1	气化装置	合成气	20	1904t/h	＞1
2	净化装置	变换气	20	1535t/h	＞1
3	油品合成装置	精滤蜡	5000	152.25	＜1
		稳定重油	5000	28.13	
		轻质石脑油	200	56.57	
		合成水	5000	304.23	
		脱碳尾气	/	71.58	
4	油品加工装置	石脑油	200	50.04	＜1
		柴油	1000	180.16	
		液化石油气	50	20.02	
		混醇	1000	3.29	
5	尾气处理装置	氢气	5	10.06 t/h	＞1
		LNG	50	12.95 t/h	
		LPG+石脑油	200	15.79 t/h	
6	罐区	柴油	5000	22410	＞1
		石脑油	200	6750	
		LNG	50	1350	
		LPG	50	1560	
		混醇	500	400	
		轻质油	5000	1372	
		轻污油	5000	/	
		稳定重质油	5000	739	
		重污油	5000	730	
		重柴油	5000	760	
		稳定蜡	5000	2067	
		合格蜡	5000	2067	
		合成水	5000	1958	
		合成水切油罐	5000	48.95	
		甲醇	500	3950	
		丙烯	10	500	

B. 扩散途径

本项目潜在环境风险事故发生时，产生的有毒有害物质扩散途径详见表 10.2-6。

表10.2-6　　有毒有害物质扩散途径一览表

危险单元	风险事故类型	事故原因	扩散途径
生产装置	有毒有害气体泄漏	设备腐蚀泄漏、材质缺陷物料泄漏	进入环境空气
	火灾、爆炸	操作失误、设备腐蚀泄漏、材质缺陷物料泄漏、遇火源发生火灾、爆炸	进入环境空气，消防水携带物料进入土壤和地下水；火灾爆炸事故产生伴生二次污染
储运系统	有毒有害液体泄漏	设备腐蚀泄漏、材质缺陷物料泄漏	物料进入土壤和地下水，挥发进入环境空气
	有毒有害气体泄漏	设备腐蚀泄漏、材质缺陷物料泄漏	进入环境空气
	火灾、爆炸	操作失误、设备腐蚀泄漏、材质缺陷物料泄漏、遇火源发生火灾、爆炸	进入环境空气，消防水携带物料进入土壤和地下水；火灾爆炸事故产生伴生二次污染

风险事故处置措施及污染物输送途径见图 10.2-3。

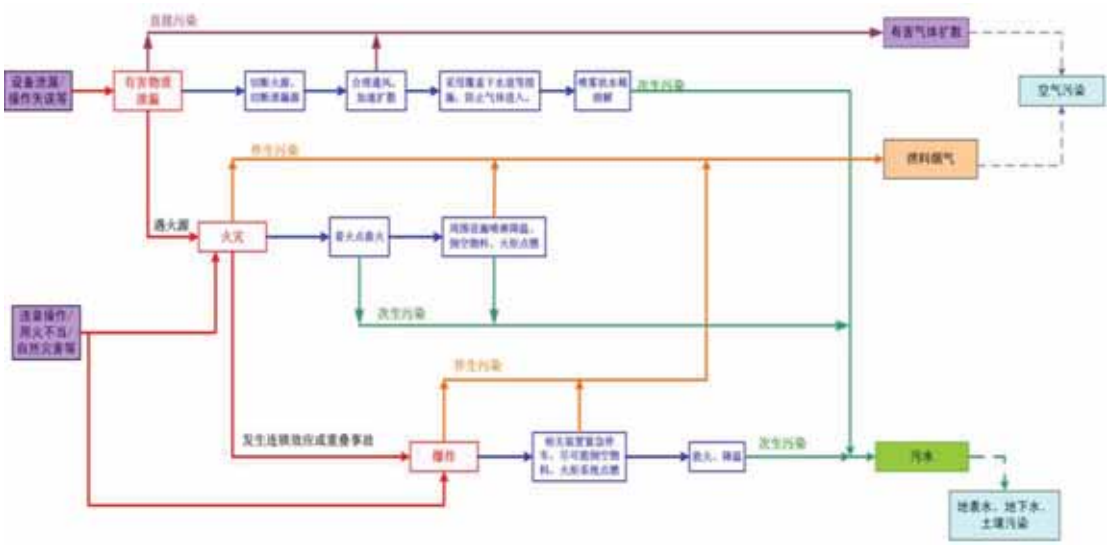


图 10.2-3 事故处置措施及危险物质污染途径

C.防控措施

当发生一般事故时，事故排水主要通过装置区或罐区的围堰收集，通过污染雨水排水系统进入污染雨水收集池，然后由泵提升后送综合污水处理场处理；当发生较大事故时，产生大量的事故排水，这些排水经污染雨水收集池收集后，剩余部分的事故排水则通过雨水管道，通过阀门切换，将其导入事故水池，然后由泵提升后送全厂综合污水处理场处理。

同时，项目投产运行后应加强应急演练，确保发生大型事故时能第一时间开启切换阀，将事故废水导入消防事故水池。项目业主应确保在非事故状态下不占用消防事故水池。如需占用，占用容积不得超过 1/3，并应设置在事故时可以紧

急排空的技术措施。

本项目全厂“三级防控”设置流程详见图 10.2-4。

D. 污染途径分析

由上述风险分析内容可知，在发生火灾或火灾爆炸事故状态下，喷洒水或稀释液会形成含污染物的废水，如果消防废水收集不当形成溢流，将可能造成土壤及地下水的污染。如果爆炸致使防渗层破损，则物料和消防废水将通过包气带造成地下水的污染。

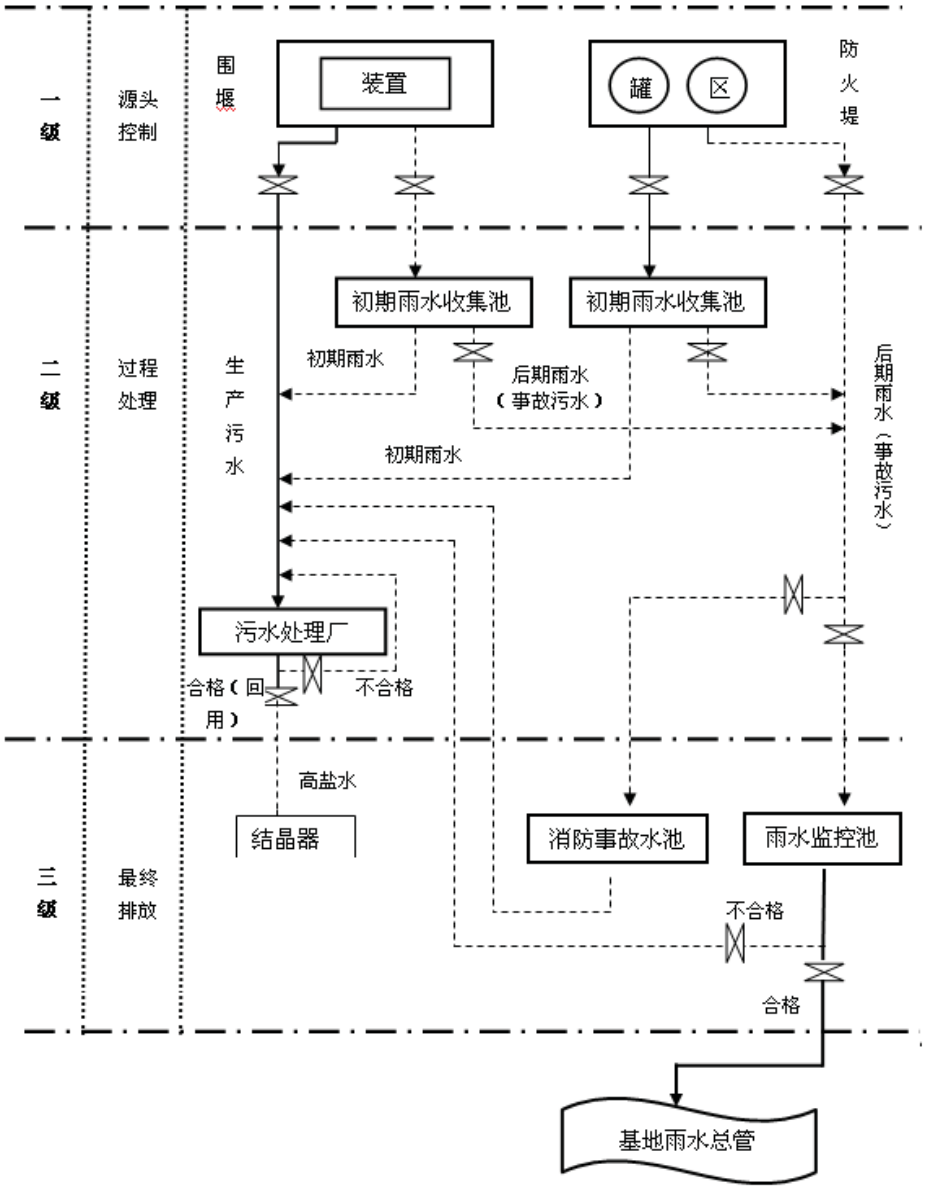


图 10.2-4　事故水三级防控系统示意图

10.2.4 环境影响识别

依据拟建工程污染源强及排放状况，通过可行性研究报告中提出的地下水环境保护措施等工程分析和地下水污染途径分析，结合拟建场地水文地质条件，地下水环境影响识别结果见表 10.2-7。

表 10.2-7　　地下水环境影响识别

水环境指标 / 建设行为			地下水水质与水温					
			常规指标污染	重金属污染	有机污染	放射性污染	热污染	冷污染
I 类建设项目	建设阶段		▲					
	运行阶段	一般事故	◆		◆			
		风险事故	■		■			
	服务期后		▲		▲			

注：▲轻度影响◆中度影响■重度影响

10.3 区域环境条件概述

10.3.1 自然地理

⑴地形地貌

工作区地势南高北低、西高东低，基本上为一向东北倾斜的斜坡地形。南部地势高耸，是区内大沟、柳林沟与南部混兑沟、十里长川、纳林川的分水岭。分水岭大致呈东西向延伸，山脊、山顶相连，海拔高程 1100～1400m。东西向分水岭以北属大沟流域，沟谷两岸为波状高原和风积沙地，大沟从区内自西南流向东北，谷底平坦，谷岸较陡，于区内西北角沟门附近汇入黄河。东北部属黄河冲积平原，呈狭长条带状沿黄河西南岸分布，地势低平，海拔 987～1020m。

区内地貌按成因可划分为构造剥蚀、堆积两大类，根据不同形态又可分为五个亚类，详见图 10.3-1、表 10.3-1 和照片 10.3-1～照片 10.3-4。

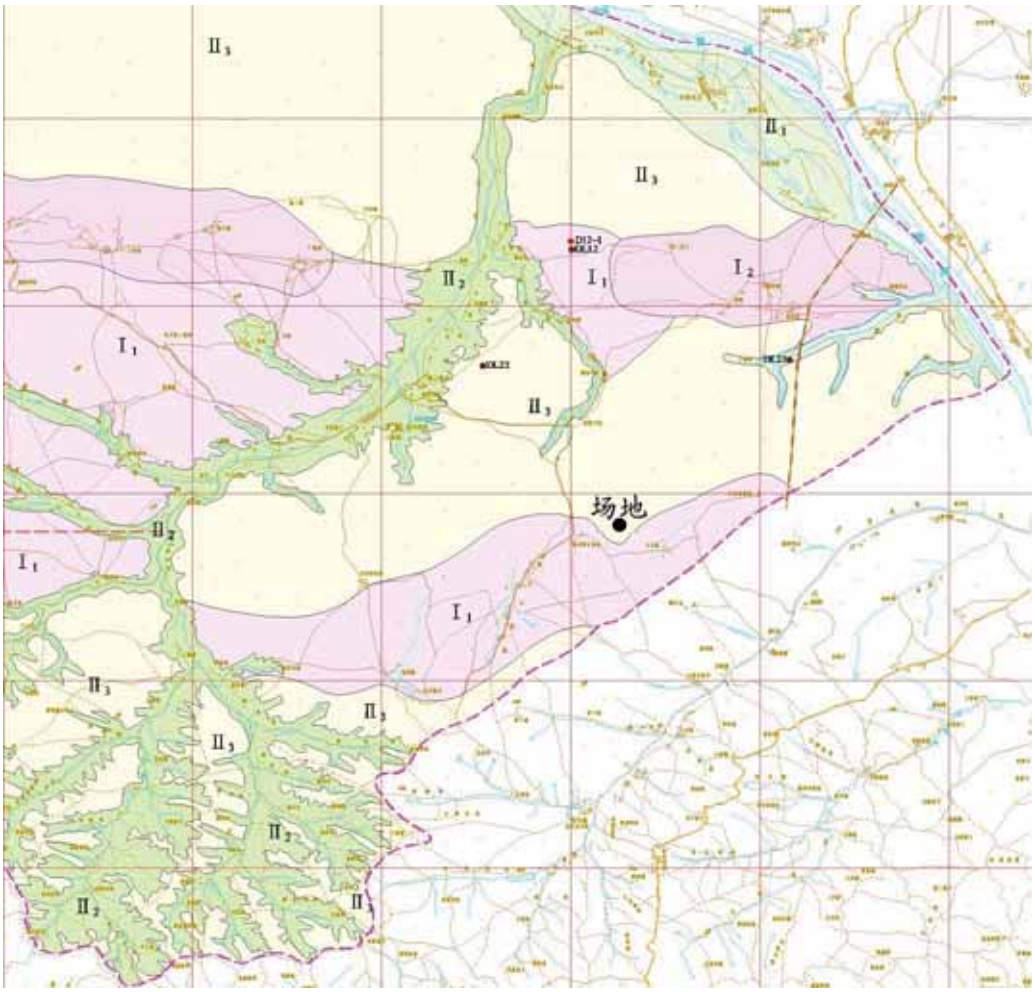


图 10.3-1 地形地貌图

表 10.3-1　　地貌说明表

成因类型	代号	形态类型	亚区代号	形态描述
构造剥蚀地貌	I	波状高原	I_1	分布于工作区中部和西南部，地形如大海的波涛，缓慢起伏，平坦宽阔，相对高差 5～30m，地面高程 1100～1260m。地表常有薄层风积砂覆盖，其下多为 N_2 棕红、紫红色粉砂质泥岩，南部部分地段风积砂下为 K_1d^1 黄绿色、灰白色砂岩。
		宽谷洼地	I_2	主要分布于工作区中东部，地势相对低洼，平坦宽阔，东西向延伸，长约 8km，宽约 2－5km，多被开垦成耕地、农田，种植玉米、土豆和林木。相对高差 2-5m，地面高程 1050—1200m。地表多为 QP_3s 灰黄色粉砂。
堆积地貌	II	冲积平原	II_1	分布于区内东北角的黄河西南岸，包括河漫滩、一级阶地和谷坡三个部分，河漫滩和一级阶地地势平坦，为冲积平原的主体，微向黄河倾斜，相对高差 1～5m，地面高程 985～1000m。地表为 Qh^{al} 灰黄色粉细砂。谷坡系黄河冲积平原的后缘，即鄂尔多斯高原的前缘，高差 50-70m，坡度 10-30°，向东北方倾斜。
		沟谷地形	II_2	主要为大沟及其支沟，另外尚有南沟等小沟。大沟发源于混兑沟、乌兰峁、头道嫣等地，由西南流向东北，汇入黄河，长约 35.4 km。上游沟谷深切，沟深 80～100m。谷底狭窄，宽 0.1～0.3km，谷坡 20～50°。中游沟谷深 50～60m，谷底宽 0.2～0.4km。下游谷深 40～60m，谷底平坦，宽约 0.2～0.6km。
		风积沙漠	II_3	是区内主要地貌类型，为库布其沙漠的东缘，由于近年来禁牧、圈养、飞播种草人工种树等综合措施，七十年代的新月形沙丘和沙丘链多变成固定半固定沙丘，成圆堆状、长垅状，高 5～40m，其上生长耐干旱植物，有植被稀少的新月形沙丘分布，地面高程 1000～1320m。



照片 10.3-1 波状高原



照片 10.3-2　宽谷洼地



照片 10.3-3　沟谷



照片 10.3-4　风积砂丘

⑵气候水文

①气候

大路新区位于北温带半干旱大陆性气候区，降水稀少，蒸发强烈。据准格尔旗气象站近四十三年的资料，年平均气温 7.3℃，年极端最低气温-30.9℃。多年平均降水量 391.3mm，降水多集中在 7、8、9 三个月，可占全年的 70%～75%，且降雨强度大，多暴雨，暴雨机遇 1-2 次/年(图 10.3-2)。干旱年份，即降水量相当同期平均值 51%-80%年份，平均三年一遇，尚无连年干旱的记载。年平均蒸发量 1993.3mm，最大 2436.2mm（1972 年），最小 1617.7mm（2003 年）。相对湿度 52%，绝对湿度 5.8 毫巴。

②水文

大路新区及其附近河流较为发育，大沟、南沟、柳林沟和孔兑沟四条黄河一级支流由西南向东北注入黄河，四条沟近似平行树枝状分布，黄河从区内北部和东部流过(图 10.3-3)。天然状态下区内地下水多向地表水体排泄,沟谷河流是区内大气降水、地表水、地下水的汇聚地，是水资源集中的地方。

A.黄河

黄河是我国第二大河，从区内东北侧自西北向东南流过。该段黄河属黄河中游区的上段，为峡谷式河道，两岸基岩裸露，河谷下切 50～100m，河面宽 500～800m，比降 1/5000～1/7000，黄河水位标高 984～987m。据位于准格尔旗十二连城的头道拐水文站资料，本段黄河多年平均径流量 248.2 亿 m^3，多年平均含沙量 5.75 kg/m^3,多年平均输沙量 1.428 亿 t。

B.大沟

大沟是黄河的一级支沟，控制面积 527.8km^2，全长 35.4km，干流段长度为 21.3km，河道比降 0.5%～1.0%，平均比降 0.62%，植被覆盖率在 50%～60%之间。它的主要支流发源于大路镇的老山沟村、常树梁村、刀劳窑村和布尔陶亥乡的只几壕村，流经尔圪气村、大沟村、召沟村，最后从小滩子村沟门汇入黄河。主要支流从上到下包括：老山沟、刀劳窑子沟、漫赖沟、尔圪气沟、唐纳沟、召沟、金家沟、纳林沟等。左岸和中下游沙丘（固定及半固定）区面积约 463.1km^2，降水时基本上不产生大的洪水。上游的老山沟和刀劳窑子沟大部分为丘陵区，总面积约 64.7km^2，是洪水的主要发源地，近几年的世行贷款和水保项目大量实施后，

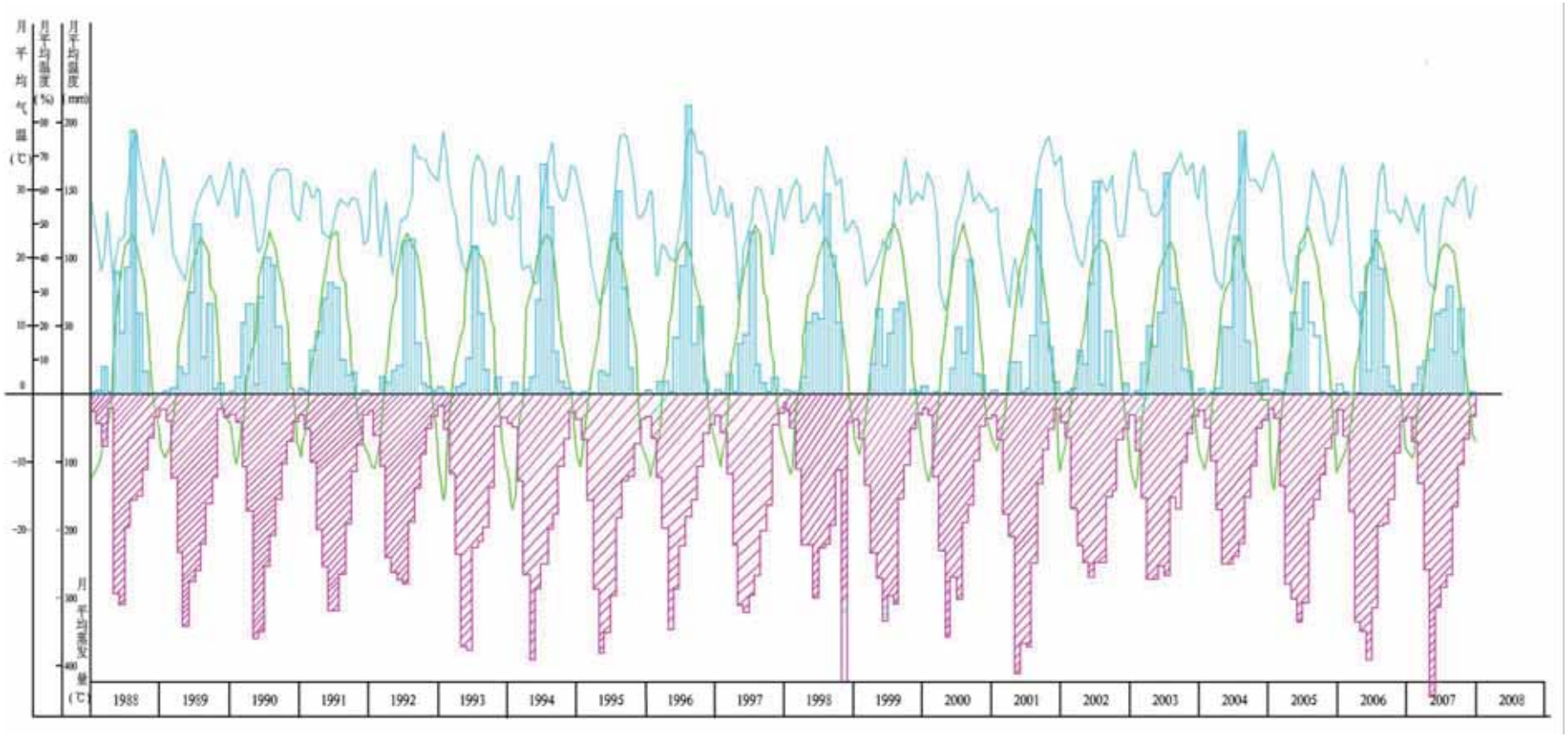


图 10.3-2　准格尔旗气象要素综合时程曲线图

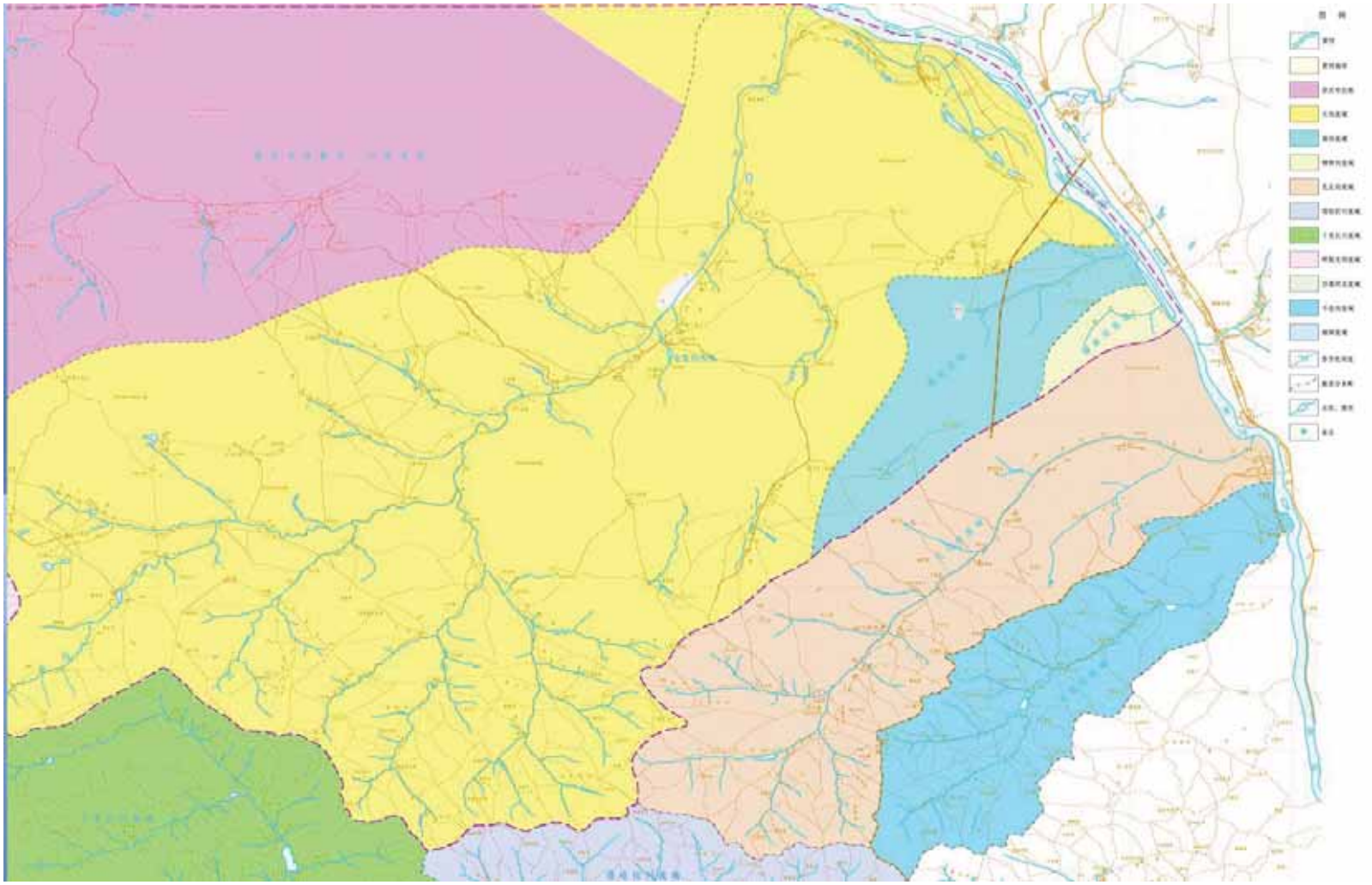


图 10.3-3　区域水系图

该地区的水土流失得到了有效的治理，植被覆盖率明显提高，洪水也得到了有效的控制。大沟流域多年平均天然径流量依据 1956～2000 年 45 年成果系列资料经年降水量～天然年径流量相关合理性分析确定为 2330 万 m^3。

C.南沟

南沟是黄河的一级支流，流域面积 46.5km^2，主沟长约 5.2km。发源于大路镇城壕村东北部的波状沙丘区，处于库布其沙漠的东边缘，地面高程在 1040～1080m 之间，沟底高程 990～1020m 左右，河道比降 1%～2%，地表全部为固定沙丘和沙地。近年来由于世行贷款项目和水保治理项目在该流域实施力度加大，流

域植被覆盖率已达到 70%以上，降水基本不产生洪水，可大部入渗，基流量不大。依据 1956～2000 年 45 年成果系列资料经年降水量～天然年径流量相关合理性分析，南沟流域多年平均天然年径流量为 205.3 万 m^3。

D.柳林沟

柳林沟是黄河的一级支流，总流域面积 9.6km^2，主沟长约 3.2km,发源于大路镇城壕村东部的波状沙丘区，地面高程 1050～1060m 之间，沟底高程 990～1010m，河道比降 1%左右。地表全部为固定沙丘和沙地，植被覆盖率 70%以上。柳林沟流域多年平均天然年径流量为 42.4 万 m^3。

(5)孔兑沟

孔兑沟又称准混兑沟，全长 23km，流域面积 126km^2，干流段长约 16km，平均比降 1.0%。它的主要支流发源于东孔兑镇的邦郎太村、东孔兑村和何家塔村，最后从前房子村流入黄河。主要支流从上到下包括：尔浩沟、史家沟、五当沟、长号窑子沟、蒙什兔沟、碾房沟和山拉沟等。全流域范围内左岸绝大多数地段为沙丘（流动、固定及半固定）区，面积 81km^2，降水时基本上不产生大的洪水。右岸大部分地区为黄土丘陵区，总面积 45km^2，是洪水的主要发源地。

(3)土壤植被

①土壤

区内土壤母岩大部分由中生代白垩系（K_1d^1）、新生代新近系（N_2）的砂岩、泥岩组成，上部多覆盖风积砂（Qh^{eol}）和湖积物（QP_3S），风积地貌最为发育。土壤类型可分为三个类型：

A.风沙土

风沙土是在风积砂母质上发育的土壤，分布广泛，是工作区内面积最大的土

类。风沙土漏水、漏肥、温差变化大，易干旱，水、肥、气、热因素极不协调，土壤肥力低劣，0-50cm 土层有机质平均含量仅 0.39%。只能生长耐旱、耐瘠的沙生植被，不宜垦为农田。

B.潮土

潮土广泛分布于沿河平原、丘间低地及冲沟的河漫滩、低阶地。潮土所处部位较低，地下水埋藏深度一般为 1-3m。潮土剖面由腐殖质层、氧化还原层及母质层三个基本层次组成。其特点是：土层深厚，肥力较高，有机质含量为 0.82%，水分状况也较好，适种作物广，产量普遍高。

C.粟钙土

仅在工作区南部少量分布。粟钙土剖面分化明显，各层过渡清晰。腐殖质层平均厚度 30cm，质地为沙壤土或轻壤土，表层 50cm 有机质平均 0.69%，全氮量平均 0.0439%，碳氮比 9.06，速效磷平均 2ppm，速效钾平均 58ppm，pH 值在 7.5-8.5 之间，代换量 8-13 毫克当量/100 克土。适宜种植喜温、耐旱、耐瘠薄作物。

②植被

工作区位于鄂尔多斯高原东北部，库布其沙漠东缘。天然植被属于高平原干草原沙地灌草丛和稀树干草原类型(图 10.3-4)。进一步可分为：

A.风积沙丘、波状高原沙地植被区

属于油蒿-中间锦鸡儿群丛、油蒿-沙柳群丛、油蒿-针茅-沙蓬群丛、油蒿-杂草群丛及刺猬草-杂草群丛，主要植物种类为油蒿、中间锦鸡儿、刺猬草、沙柳、针茅、沙蓬、杨树、杂草等，覆盖度 40%-60%，土壤类型风沙土，沙生旱生植物生长良好。

B.宽谷洼地低湿地植被区

属于苔草-杂草群丛及芨芨草-杂草群丛，主要植物种类有芨芨草、苔草、杂草、杨树等，覆盖度 60%-70%，土壤类型亦为风沙土，多被开垦成农田或耕地，农作物主要为玉米、土豆、胡麻。

C.黄河与大沟一级阶地低湿地植被区

属于寸草-芨芨草群丛，主要植物类型有寸草、芨芨草、柳树、杂草等，覆盖度 60%-80%，土壤类型为潮土，多被开垦成耕地，种植玉米、土豆。

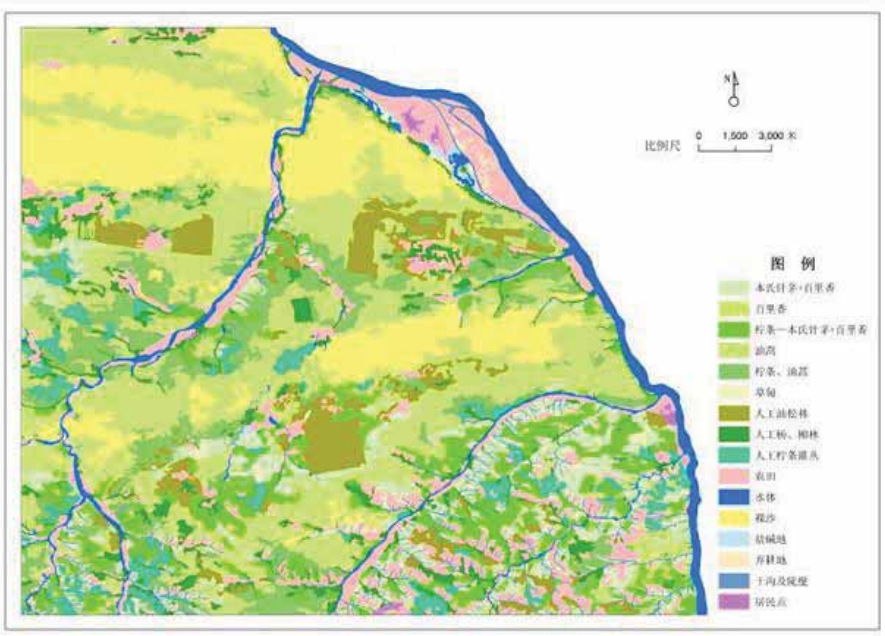


图 10.3-4　植被类型分区图

(4) 矿产资源

准格尔旗境内矿产资源丰富，被誉为内蒙古西部的“金三角”地带，煤炭总储量 544 亿吨，与煤伴生的高岭土储量超过 2 亿吨。此外，石灰石储量 1 亿多吨。资源储量可观，均具有较高的开发利用价值。

矿产资源主要有煤、铁、铝土、石英砂、油母页岩、耐火粘土、石灰石（图 10.3-5）。尤其是煤炭储量丰富，探明储量 363×10^8t，远景储量 600×10^8t，东部准格尔煤田是国家开采的五大露天煤矿之一。



图 10.3-5　矿产资源分布位置图

10.3.2 区域地质概况

⑴区域地质构造

①近场区地震地质概况

近场区大地构造处于华北块体的北部，新构造分区属鄂尔多斯隆起东北部与呼和断陷、吕梁隆起的交汇过渡地带，以黄河为界，西部为鄂尔多斯隆起主体部分，东部为吕梁隆起，北部为呼和断陷。现将近场区地震地质背景概述如下（图 10.3-6）。

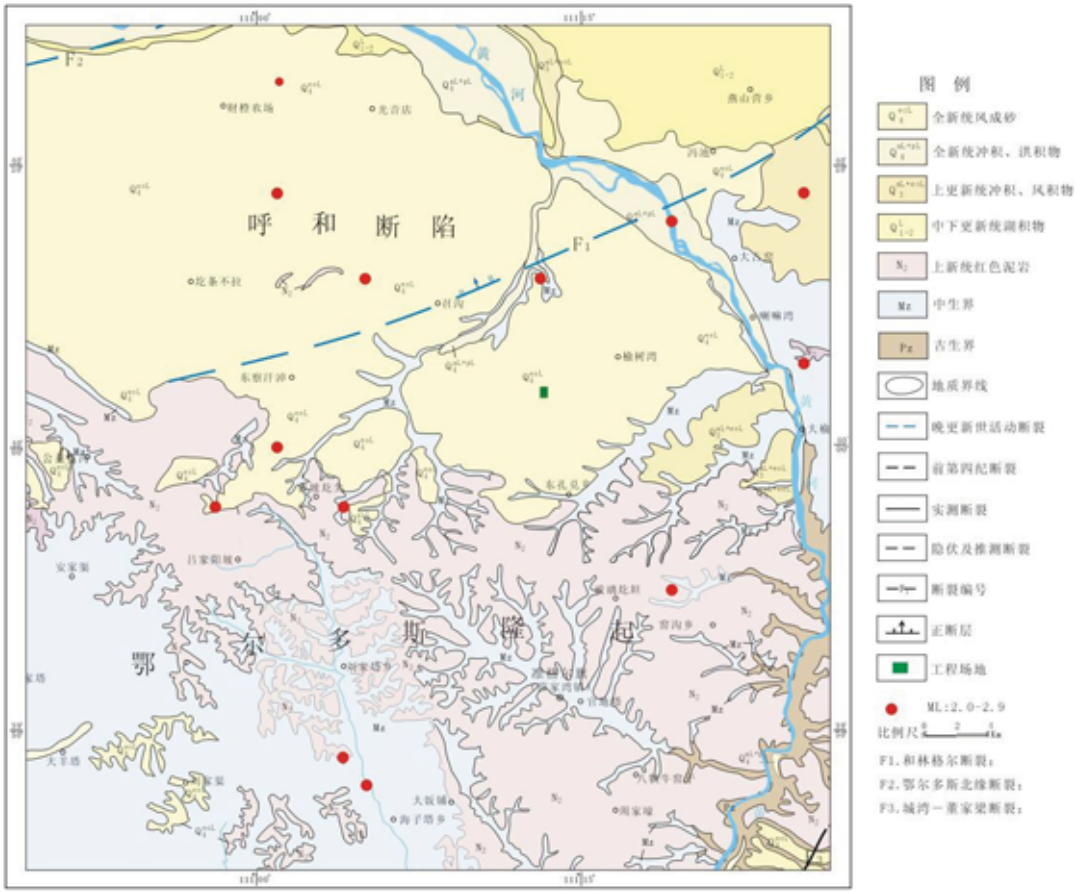
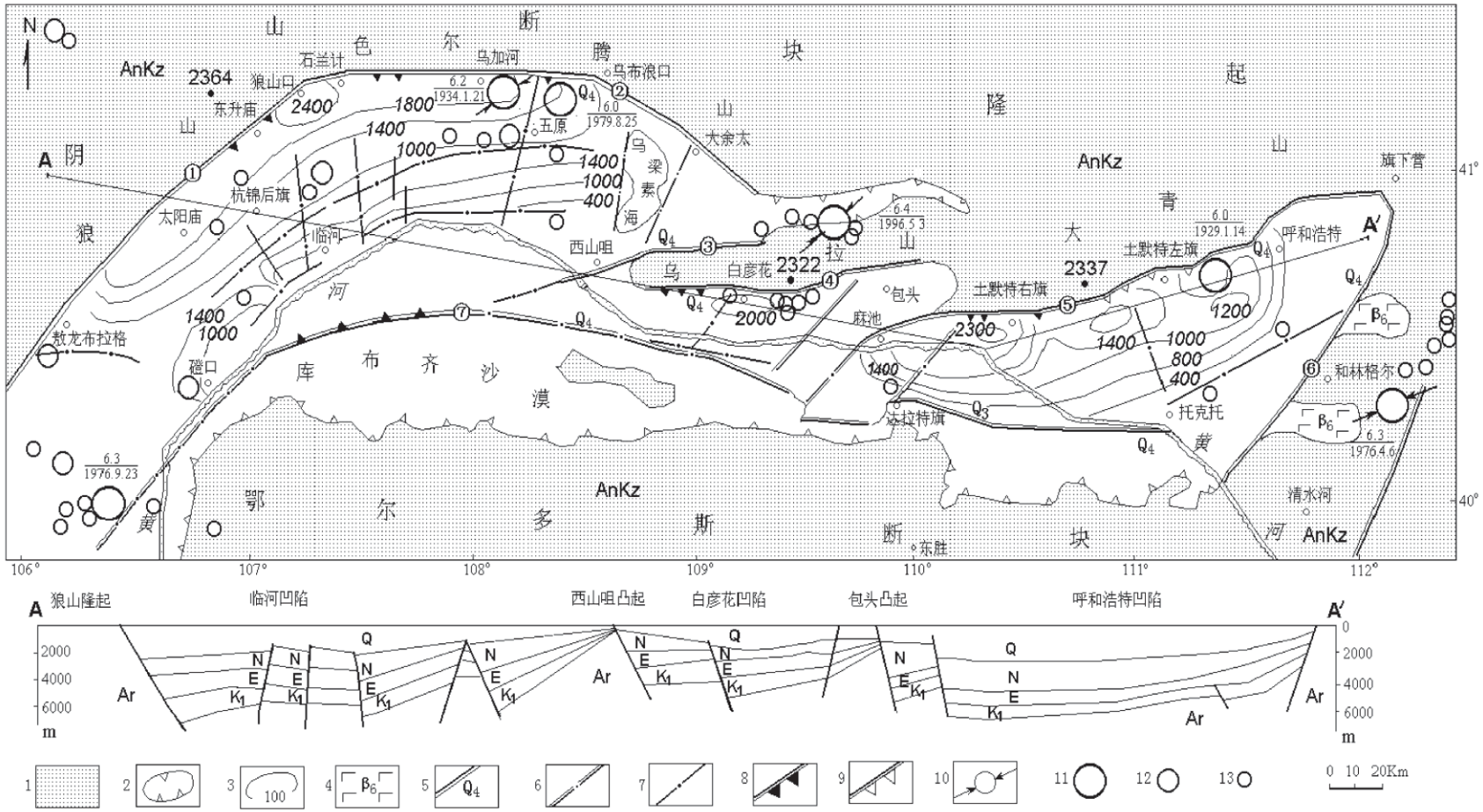


图 10.3-6　近场区地震构造图

呼和断陷位于河套断陷的东部，是河套断陷的一个次级断陷，呈近东西向展布于阴山隆起区与鄂尔多斯隆起区之间，长 150 余 km，宽 30～40km，地形平坦开阔，海拔 1000～1100m，总体地貌形态北高南低，东高西低。是银川—河套地震构造带的重要组成部分(参见图 10.3-7)。断陷从早第三纪晚期开始发育，晚第三纪是断陷发展的重要阶段，第三系沉积厚度达 5000m 以上。第四纪以来，断

陷活动仍然保持晚第三纪的特点，周边山地持续抬升，断陷继承性沉降，强度加



1. 隆起区；2. 第四纪盆地边界；3. 第四系等厚线（m）；4. 中新世玄武岩；5. 活动断裂及时代；6. 隐伏活动断裂；7. 隐伏断裂；
8. 断层崖；9. 断层三角面；10. 震源机制解主压应力方向；11. M_S=6.0-6.9；12. M_S=5.0-5.9；13. M_S=4.0-4.9
①. 狼山山前断裂；②. 色尔腾山山前断裂；③. 乌拉山北缘断裂；④. 乌拉山山前断裂；⑤. 大青山山前断裂；⑥. 和林格尔断裂；⑦. 鄂尔多斯北缘断裂

图 10.3-7　河套断陷地震构造示意图

大，第四系厚度达2300m。是鄂尔多斯周缘个断陷新生代沉积厚度次大的地段。该断陷盆地的新构造运动主要受大青山山前断裂、鄂尔多斯北缘断裂与和林格尔断裂控制，以沉降运动为主，盆地剖面形态西深东浅，北深南浅。现代地震活动水平较高，1920年毕克齐曾发生6.0级地震，上世纪七十年代至今，断陷还发生了一系列4级左右中小地震，这些地震的频繁发生使其成为华北地区十分引人注意的地震活动地段，是近场区主要的活动构造，属于次稳定区。

鄂尔多斯隆起规模大，内部构造简单，新构造运动微弱，总体上是以缓慢地整体抬升为主，内部差异升降运动很微弱，中生代地层仍保持近原始的水平状态。历史上无6级以上地震发生，是华北地区最为完整和稳定的构造单元。

吕梁隆起大致以黄河为界与鄂尔多斯隆起相邻。早第三纪时期，吕梁山与太行山隆起联为一体，在整体间歇性抬升的基础上自西向东发生掀斜翘起。上新世至第四纪，由于北北东向山西断陷带的形成和发展，使吕梁山与太行山隆起分离，形成一个单独的地质构造单元。吕梁山隆起主要以缓慢地间歇性隆升运动为主，新构造运动强度较弱，无6.0级以上地震发生，仅在大宁、蒲县发生过5.0和5.4级地震，属较稳定区。

②主要断裂构造

近场区地质构造比较简单，南部鄂尔多斯隆起区和东部吕梁隆起区构造形迹简单，褶皱构造和断裂构造均不发育，中生代地层仍保持近原始的水平状态。据野外调查，近场区只发育和林格尔一条规模较大，活动时代较新的断裂构造，南部隆起区断裂构造规模小，时代老。现将近场区主要断裂构造简述如下（图10.3-6）：

A.和林格尔断裂(F1)

位于近场区北部，北起呼和浩特市东的大窑村附近，经南店东、公喇嘛、台基、黑水泉，大致止于冯彦附近，冯彦以西，由于第四系覆盖断裂消失，但从地貌上看，断裂过黄河后继续向西南延伸至东察汗淖一带。断裂总体走向北东30～60°，倾向北西，倾角60°左右，全长约120km。该断裂为呼包断陷盆地东缘断裂。断裂位于托克托上更新统湖积台地与和林格尔隆起过渡带的缓坡处，地貌上反映不明显，断层露头很差，仅在保尔鹣佬村西冲沟中见其构造形迹。由图可见，上新统红土层残留着倾角60～70°的断层陡坎，其上被晚更新统河湖相黄绿色粉砂层夹钙板所覆。钙板层^{14}C年代为距今29701±930年，相当于晚更新世晚期。表

明断裂活动未触及到3万年左右以来的地层。在断裂西南冯彦一带，国家地震局地壳应力所曾作数条浅层地震剖面，结果表明和林格尔断裂形成于上新世晚期，晚更新世晚期以来没有活动。沿断裂两侧分布有许多钻孔，通过钻孔揭露的地层剖面可知，断裂形成于上新世晚期以后，断裂上覆晚更新统湖相地层连续稳定，是一条活动强度低且晚更新世晚期以来无明显活动的张性断裂。

和林格尔隆起与呼包端陷界线不明显，盆地与隆起呈过渡状态。超长电磁波探测结果显示和林格尔断裂是由数条西倾的北东向正断层组成宽约5～6km的断层带。断层晚更新世以来活动微弱，断裂附近有ML4.0级以上地震活动。断裂位于场地北侧，距场地5km以上，对场地稳定性无影响。

B.鄂尔多斯北缘断裂带(F2)

断裂位于近场区西北边缘。沿鄂尔多斯台地北缘延伸，是鄂尔多斯隆起与河套断陷的分界断裂，走向近东西，倾向北，倾角 51～70°，全长约 360km，西起蹬口向东经达拉特旗、托克托县后与和林格尔断裂交汇。断裂活动西强东弱，以倾滑运动为主兼左旋走滑运动，垂直断距一般为 300～350m。断裂多呈隐伏状态，地貌特征不甚明显，主要依靠物探、及遥感影象推测确定。达旗以西黄河南侧可见该断裂形成的高达 20～50m，由更新统组成的断层陡坎，还可见第四纪以来形成的河流发生同步左旋位错。乌兰村附近探槽剖面显示断层错断晚更新世砂砾石层和粘土粉细砂层，表明该断裂晚更新世时期有活动。达旗以东地貌特征不明显，钻孔资料显示断裂沿托克托湖积台地北侧延伸至和林格尔隆起西侧与和林格尔断裂汇合。推测断裂最新活动为晚更新世，强度不高。断裂距场地 20km 以上，对场地稳定性无影响。

C.城湾—董家梁断裂(F3)

位于近场区东南角，西起黄河东岸的城湾，东至清水河南，走向北东 40º 左右，倾向北西，倾角 50～70°，长 30～50km，正断层运动性质。断层两侧岩性明显不同，上盘岩性为山西组、太原组、本溪组的砂岩、页岩及中下奥陶统和上寒武统灰岩、白云岩及白云质灰岩，下盘地层为寒武系、奥陶系、灰岩、白云岩。断层线破碎带发育，断层三角面及摩棱岩化带保存完好。未发现第四纪以来活动证据，推测该断裂为前第四纪断裂，断裂位于近场区东南边缘，对场地稳定性无影响。

⑵区域地层

大路新区位于鄂尔多斯盆地东北角，是一个独立的相对完整的地下水系统，白垩系含水系统是一个东西两翼翘起向北倾伏的单斜自流斜地。区内出露地层主要有中生界白垩系下统保安群罗汉洞组（K_1lh）、泾川组（K_1jc）、东胜组（K_1d）和新生界新近系上新统（N_2）、第四系上更新统(QP_3S)、第四系上更新统—全新统冲积湖积层（Q_{3-4}^{al+l}）与全新统冲积洪积层（Q_h^{al+pl}）、冲积层(Q_h^{al})和风积层（Q_h^{eol}）（见图 10.3-8）。

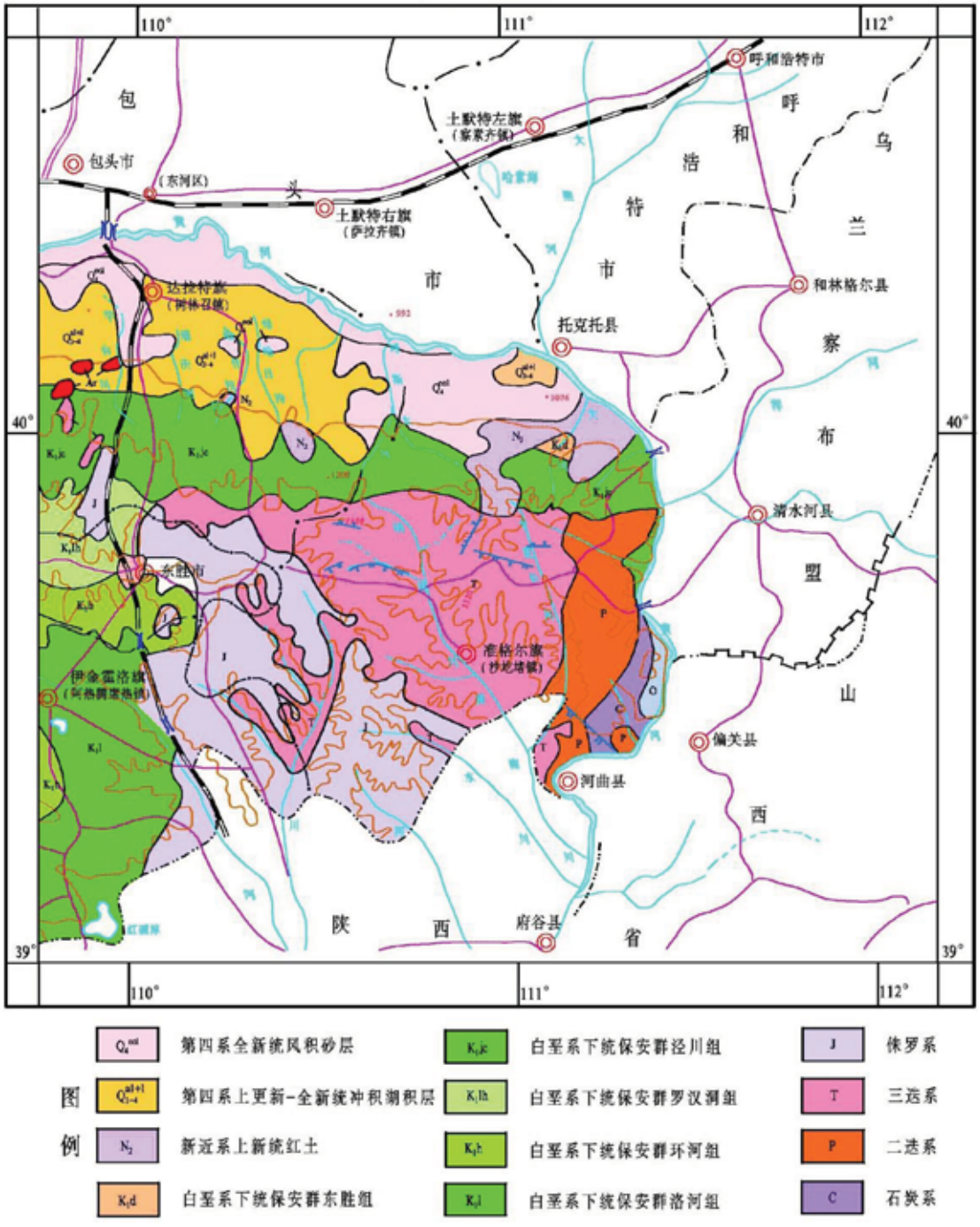


图 10.3-8　区域地质图

与本次评价工作关系密切的含水层组主要为白垩系东胜组和第四系地层，现将区域地层由老至新分叙如下：

①白垩系下统保安群罗汉洞组（K_1lh）

岩性为灰绿色、灰白色、紫红色含砾中细砂岩、粉细砂岩、粉砂质泥岩，构成 2～3 个不完整的韵律层。砂岩呈细粒结构，矿物成份以石英、长石为主，偶见少量的暗色矿物和云母，层状构造，泥质胶结，以充填式胶结为主，胶结程度良好，固结密实，透水性差，弱含水。砂岩中含砾石，砾石成份以石英岩为主，砾径 0.2～1.0cm。以往勘探工作揭露厚度 91.33～125.35m。

②白垩系下统保安群泾川组（K_1jc）

泾川组出露于调查评价区南部，大致在柳林沟、乌兰哈少、钟家滩、麻力奔、大院东以南，向北潜伏于东胜组地层之下，泾川组与下伏罗汉洞组地层假整合接触。岩性为砖红、紫红色和灰绿色各种粒级的长石砂岩、富长石砂岩、粉砂岩和泥岩等，夹少量砂砾岩，地层韵律明显。砾石成份简单，多为花岗岩和石英岩，砾径 2～3mm，分选性和磨圆度中等。砂岩呈中厚层状构造，中粗粒状结构，交错层理发育。粒径 0.1～0.2mm，矿物成份有钾微斜长石、条纹长石、石英以及碳酸岩物质等。长石含量 40%～65%，最高可达 80%，石英含量 10%～15%，胶结物多为泥钙质，胶结形式多为孔隙式，次为接触式。

本组地层含有似木贼、楔羊齿、尖叶杉等植物化石，下部偶见动物骨骼化石。在砂岩中含有硅化木。本段地层厚度稳定，层厚 197.55～275.49m，平均厚度 216.83m。

泾川组顶部为厚层泥岩、泥质粉砂岩，构成东胜组含水系统的隔水底板。

③白垩系下统保安群东胜组（K_1d^1）

该组地层呈东西向条带状出露，其南界为泾川组（K_1jc）北界，其北界大致在阿拉不拉、刀尔计圪洞、苏家湾、场汉那儿、西只几壕一线。南北宽约 2～4km，再往北多被上新统（N_2）棕紫红色粉砂质泥岩覆盖，仅在大沟及其支沟的谷坡出露，钻孔中普遍见及(照片 10. 3-5)。

岩性主要为黄绿色和灰白色含砾中粗粒长石砂岩，富长石砂岩和含砾长石砂岩等，夹薄层状紫色和灰绿色砂质泥岩和粉砂质泥岩。是一套多层状的、地层韵律明显、水平和交错层理发育的河床和河漫滩相沉积物。



照片 10.3-5　　东胜组露头

砾石成份多为花岗岩和石英岩，砾径 2～3mm，磨圆度中等，分选性差。砂岩成份为钾微斜长石、条纹长石、斜长石和石英等矿物。东胜组砂岩绝大部分为中粗粒结构，粒径 0.5～1mm 的占 35%～55%；在局部地段粒度变细为 0.05mm 左右。

东胜组砂岩粒度变化具有明显的规律性，其总的趋势是：由南向北粒度由粗变细；由西向东粒度由细变粗。分选性较差，磨圆度较差，泥钙质胶结，胶结类型多为接触式，孔隙式次之。

④新近系上新统（N_2）

新近系地层出露于区内南部沟谷及波状高原，分布广泛，向北被第四系地层覆盖。与下伏白垩系下统保安群地层呈角度不整合接触，岩性主要为紫红色和棕红色粉砂质泥岩及砂质泥岩，偶夹薄层透镜体状粉砂岩及粗砂岩，砂岩具有明显的水平层理(照片 10.3-6)。

本统地层厚度变化大（0～122m），总趋势是南薄北厚，东薄西厚，含有三棱象、无角犀和三趾马牙齿及其它动物化石。

本统地层由于泥岩厚度大，粘土矿物含量高（可达 70%～80%），质地致密，粘性大，因而构成了东胜组含水层的良好隔水顶板。



照片 10.3-6　　N_2露头

⑤第四系（Q）

第四系地层广泛分布于全区，不整合于各老地层之上，厚度变化大，发育不均。第四系地层划分为二统四组，分述于后：

A.上更新统萨拉乌素组（QP_3S）

主要分布于区内构造剥蚀宽谷洼地中，岩性为灰白和黄褐色细砂、粉砂和砂砾石层，夹薄层淤泥，砂砾石层松散，透水性好，层厚 0～20m 左右。

B.全新统（Qh）

冲积洪积层（Qh^{al-pl}）：主要分布于大沟沟谷，岩性主要为杂色砂砾石、中粗砂和淤泥层等。分选性差，磨圆度次圆～次棱角状，松散。层厚 3～10m。

冲积层（Qh^{al}）：主要分布于小滩、柳林滩等黄河冲积平原，岩性主要为灰黄色泥质粉砂、细砂，底部较粗，多为中粗砂，含砾砂，砂层中夹有淤泥，黄河冲积层分选性中等，磨圆度次圆～次棱角状，松散，厚度 10～45m。

风积层（Qh^{eol}）：区内广泛分布，为现代风积砂，其岩性为浅黄色粉细砂，磨圆度和分选性均好，堆积形成固定半固定丛草砂丘。层厚 0～22m 左右。

10.3.3 区域水文地质条件

⑴地下水类型及赋存特征

依据区域含水介质类型、含水层岩性特征、地下水赋存条件、水动力特征和地下水开采技术能力，将区内地下水划分为孔隙潜水和裂隙孔隙承压水两大类，从地下水系统的角度来看，亦即为孔隙潜水含水系统和裂隙孔隙承压水含水系统（参见图 10.3-9 至图 10.3-13）。

孔隙潜水主要赋存于第四系全新统冲积层、冲积洪积层、风积层与上更新统冲积湖积层等松散岩类，其次为新近系上新统、白垩系下统保安群砂岩出露或接近地表的裂隙孔隙中，以第四系全新统松散岩类含水层为主。裂隙孔隙承压水主要赋存于白垩系下统保安群东胜组、泾川组、罗汉洞组砂岩的裂隙孔隙中，以东胜组为主要含水岩组。

①孔隙潜水含水系统

孔隙潜水含水系统在区内北部广泛分布，但一般厚度不大，仅 1.5～15m，水量贫乏～中等，单井涌水量 1～500m^3/d，水质良好，矿化度小于 1g/L，多为 HCO_3-Ca·Mg 型水。

潜水水位埋藏明显受地形地貌控制，在大沟、南沟、柳林沟、孔兑沟和黄河漫滩以及风积沙丘的低洼地带，水位埋深小于 2m，在大沟、南沟、柳林沟、孔兑沟和黄河的阶地上水位埋深 2～5m；在波状高原较低处水位埋深 5～10m，在广阔的波状高原上水位埋深大于 10m，在高台梁地区水位埋深可大于 50m。

区内孔隙潜水含水系统地下水相对较丰富的地区有两个，即大沟冲积洪积层沟谷潜水含水子系统和小滩、柳林滩黄河岸边冲积层含水子系统。

A.大沟中下游第四系全新统冲积洪积沟谷潜水含水层

大沟中下游第四系全新统冲积洪积层沟谷潜水含水层位于后沙湾以北至大树湾一直到黄河岸边的沟门之间，大致南北向延伸，长约 11km。该段大沟的特点有三：即汇水面积大，沟谷松散层厚度大，地表常年有水。

冲积洪积沟谷潜水含水层呈宽谷条带状分布于大沟的河床、漫滩与阶地中，赋存孔隙潜水，本段大沟谷深 40～60m，谷底平坦，宽约 300～600m。含水层系河流相冲积洪积层，具明显的上细下粗的二元结构，上部为粉细砂、泥质细砂，下部为砂砾石，含砾粗砂等。松散层厚 5～15m，其中含水层厚 3.55～6.85m，水

位埋深 0.05～2.79m，水位标高 1023.49～1064.41m，单井涌水量 100～500m^3/d，

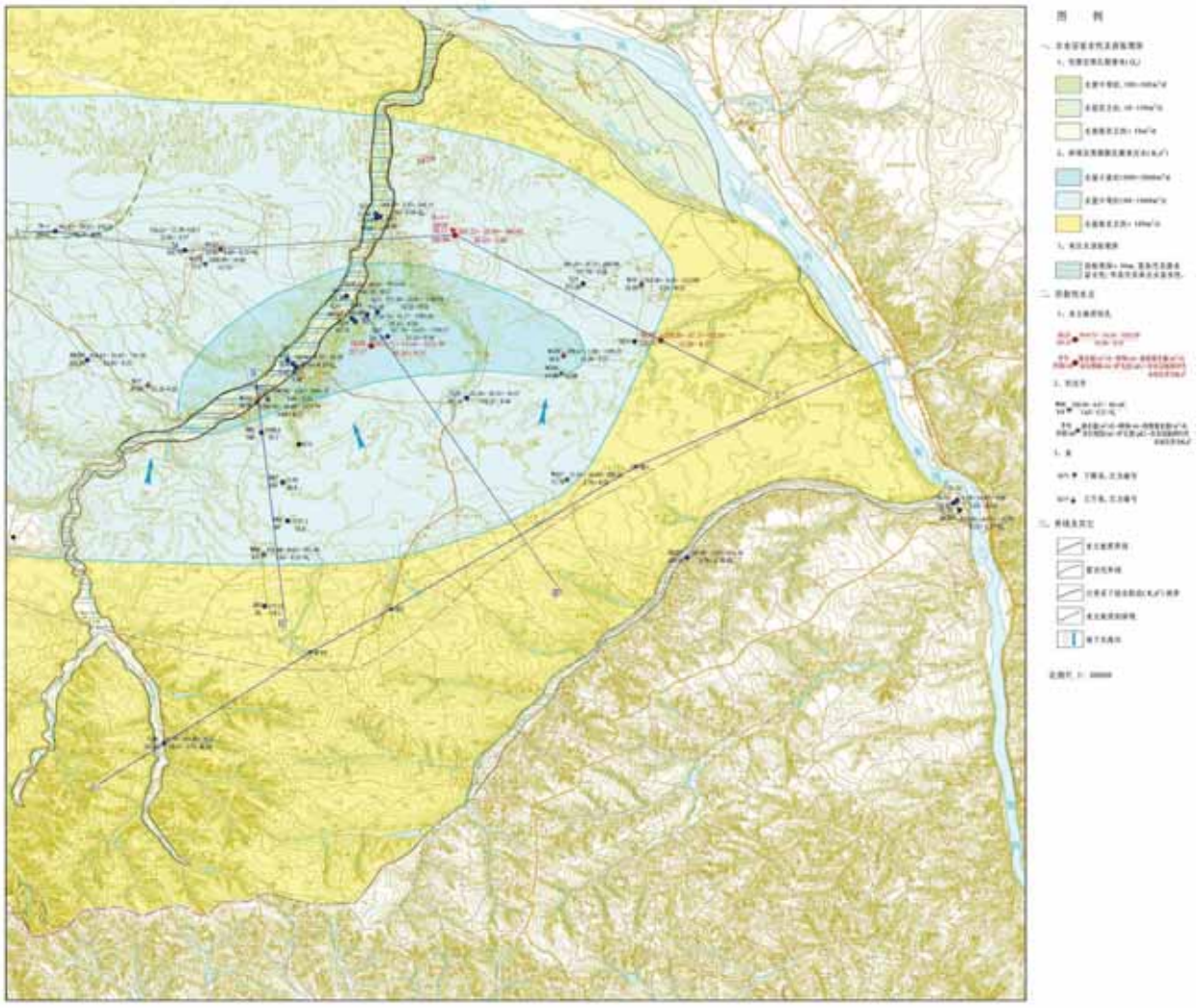


图 10.3-9　区域水文地质图

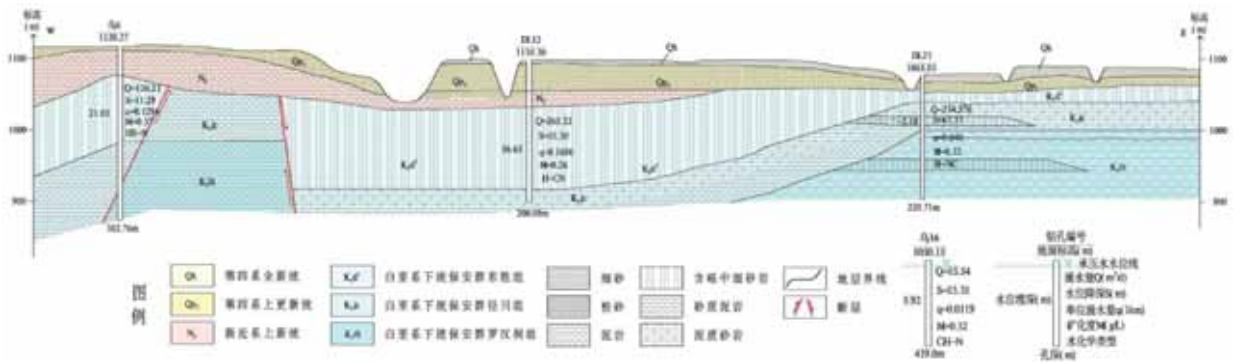


图 10.3-10　Ⅰ-Ⅰ′ 水文地质剖面图

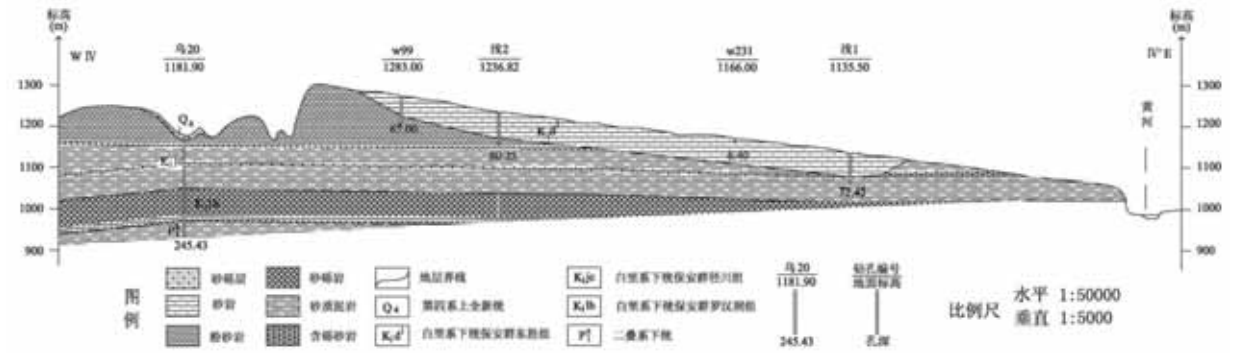


图 10.3-11　Ⅳ- Ⅳ′ 水文地质剖面图

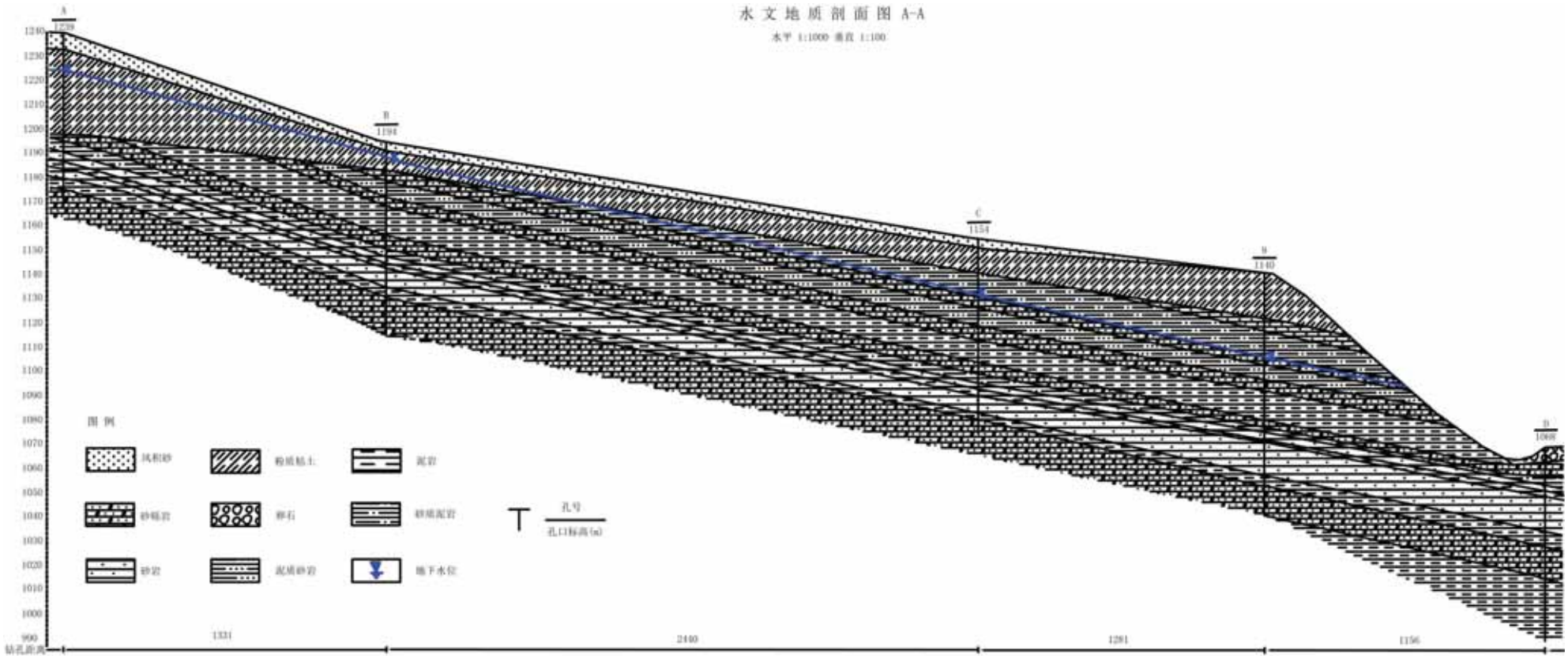


图 10.3-12　Ⅱ-Ⅱ′ 水文地质剖面图

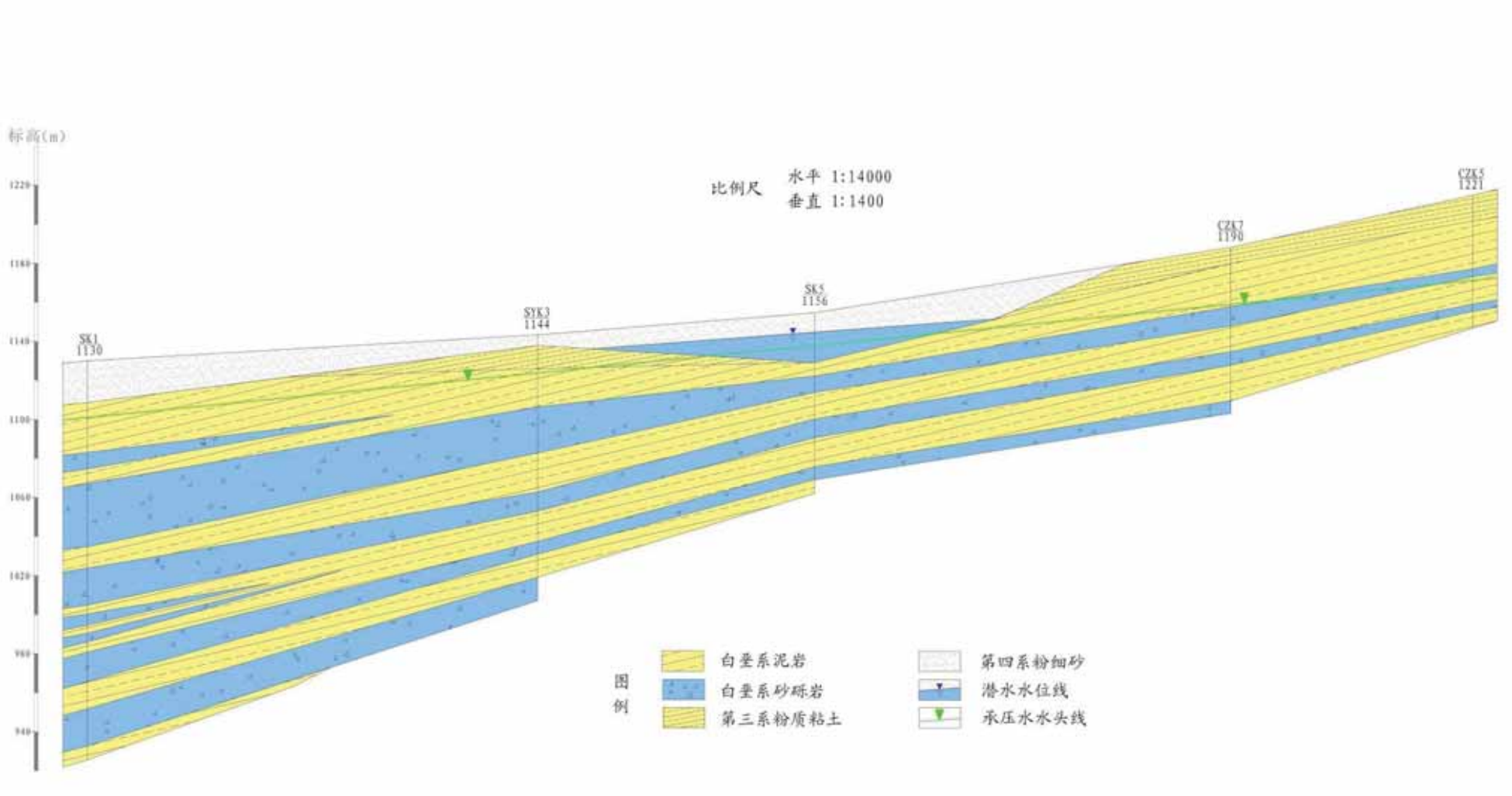


图 10.3-13　III-III′水文地质剖面图

富水性中等，底部砂砾石层为主要含水层，水质良好，多为 HCO_3-Ca·Mg 型水，矿化度 0.2～0.3g/L。近年受人工开采砂石的影响，有些地段含水层减薄，水量减少。大沟沟谷两侧与基底均为白垩系砂岩、泥岩，渗透性能相对较差，可视作隔水边界。包气带岩性多为粉细砂、含泥细砂，有利于大气降水的入渗补给，沟谷潜水含水层与大沟地表水存在密切的水力联系，开采地下水，引起水位下降后，大沟地表水将直接下渗补给地下水。

为了勘查大沟沟谷潜水水文地质条件，前人在张家圪塄和大树湾施工了两条水文地质剖面共 6 个水文地质钻孔，进行了两组带观测孔的抽水试验。以大树湾西北的乌 13 孔为例，含水层为杂色砂砾石层，含水层位置 0. 32～5.70m，含水层厚度 5.38m，水位埋深 0.32m，水位标高 1023.49m，抽水主孔降深 3.83m，涌水量 1.961L/s（169.43m^3/d），单位涌水量 0.512L/s·m，渗透系数 13.20m/d。经取样化验，水质良好，矿化度 0.25g/L，为 HCO_3-Ca·Mg·Na 型水，水温 8℃。

该含水层位于大沟沟谷中，是大沟流域大气降水、地表水、地下水的汇聚地。沟谷松散岩类含水层主要由砂砾石、含砾粗砂组成，孔隙发育，导水性好。见图 10.3-14 和图 10.3-15。

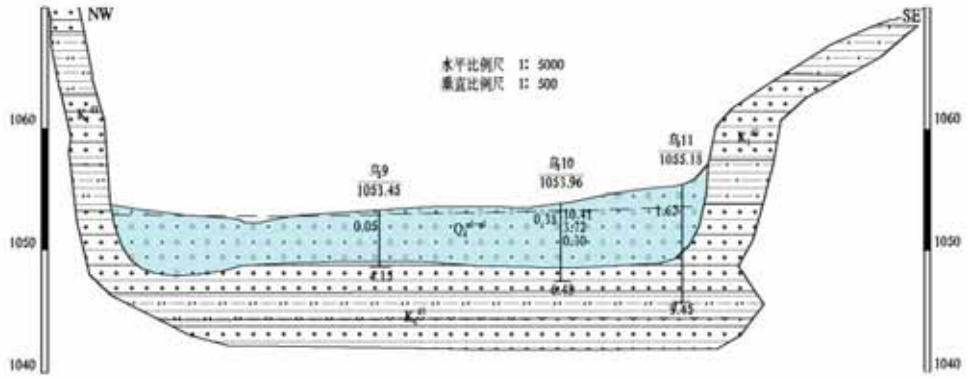


图 10.3-14　大沟中游张家圪塄段水文地质剖面

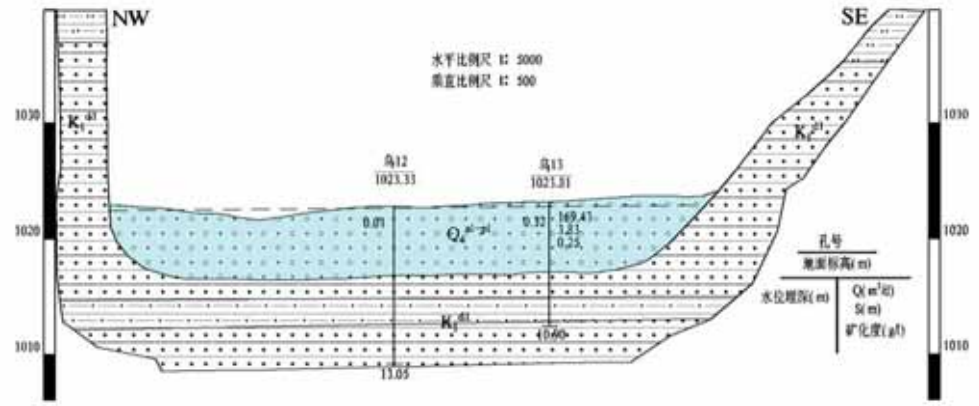


图 10.3-15　大沟中下游大树湾段水文地质剖面

B. 小滩、柳林滩黄河岸边第四系全新统冲积层潜水含水层

小滩、柳林滩黄河岸边第四系全新统冲积层潜水含水层分布于东北部与东部，呈狭长条带状沿黄河西南岸分布，组成了黄河的一级阶地和河漫滩，赋存孔隙潜水。该地段地势平坦，微向黄河倾斜，相对高差 1～5m，地面高程 985～1000m。

小滩北起白家圪旦，中经张家圪旦，向东南至红泥塔，黄河岸边线长 10.5km。小滩为一向东北凸出的黄河冲积平原，最宽处为 2km。柳林滩北起小南沟沟口北，南至柳林沟沟口，长约 2km，宽约 200～300m，为一狭窄的岸边滩地。本段黄河为峡谷型，两岸基岩相距 130m，河水湍急，不利于细颗粒物质的沉淀，黄河底部物质颗粒粗，有利于河水下渗，柳林滩虽然长仅 2km，但极其有利于傍河取黄河水。

黄河岸边第四系全新统冲积层潜水含水层岩性以灰黄色粉细砂、含砾中细砂、泥质粉砂为主，系黄河的现代河流相冲积物。含水层厚度 10～80m，水位埋深 0.2～2.0m，水位标高 987～990m，富水性中等，水质良好，矿化度小于 1g/L，该含水层与黄河存在密切联系。黄河与岸边地下水系统之间通常夹有一层低渗透性的粉砂、泥质粉细砂等河床底积物。本段黄河位于黄河晋蒙峡谷上游，河道宽 500～800m，比降 1/5000，河槽摆动不大，柳林滩是傍河取黄河水的有利地段。见图 10.3-16 和图 10.3-17。

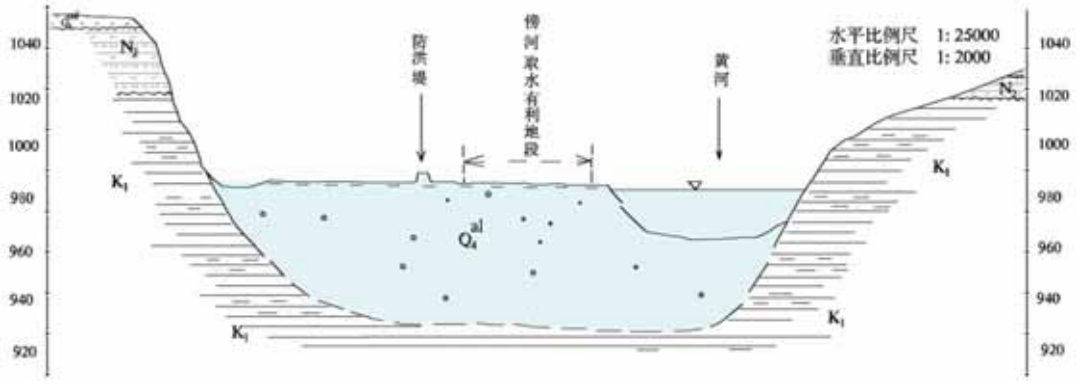


图 10.3-16　黄河小滩段水文地质剖面

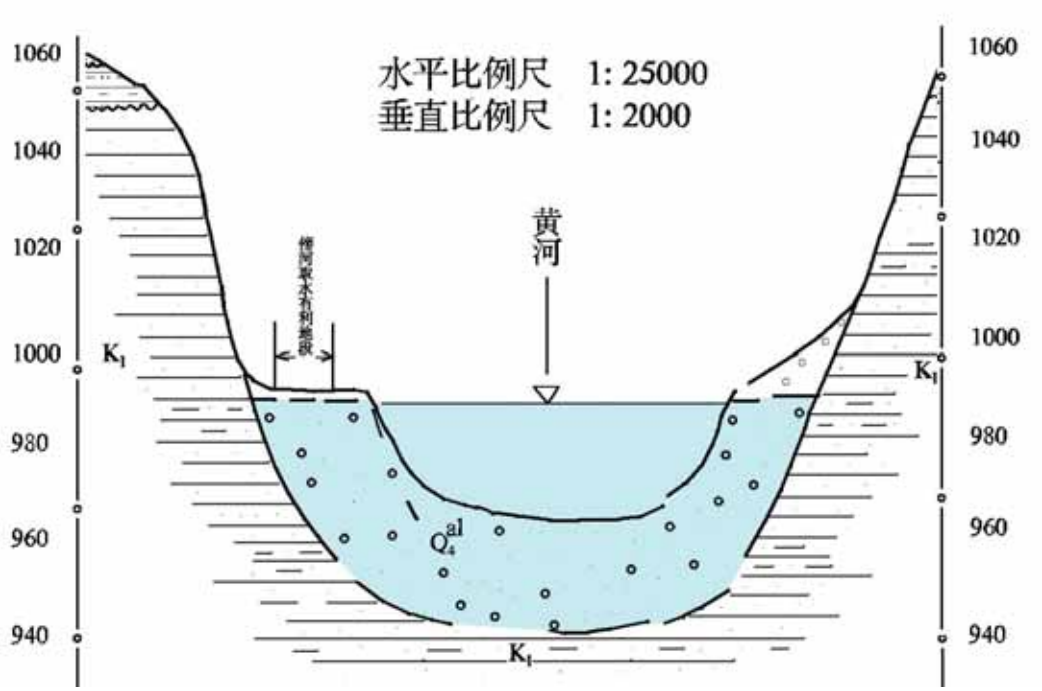


图 10.3-17　黄河柳林滩段水文地质剖面

C.第四系全新统风积层潜水含水层

风积砂分布于波状高原，系库布其沙漠的东缘。岩性为黄色粉细砂，厚度 1～20m。风积砂层分布不稳定，且厚度变化大，一般为透水不含水层，直接供水意义不大。其主要作用是吸收储存大气降水，减少地表洪水，增加对地下水的入渗补给。在新近系上新统（N_2）缺失的地区，风积砂层吸收大气降水后可直接补给区内主要孔隙裂隙含水层白垩系下统保安群东胜组地下水，使其成为孔隙裂隙承压水最重要的补给来源。

D.第四系上更新统萨拉乌苏组冲积洪积层潜水含水层

上更新统萨拉乌苏组冲积洪积层主要分布于构造剥蚀宽谷洼地中，赋存孔隙潜水。该组地层系河流湖泊相沉积层，由灰黄色粉细砂、砂质淤泥层等组成，厚度 10～20m，水位埋深 5～15m，水位标高 1054～1067m，单井涌水量 0.1～0.5L/s•m，富水性中等—贫乏，水质良好，矿化度小于 1g/L。

②裂隙孔隙承压水含水系统

裂隙孔隙承压水亦在全区广泛分布，但其富水性变化极大，仅东胜组水量丰富具有集中供水意义。

A.白垩系下统东胜组碎屑岩类裂隙孔隙承压水含水岩组

大路—乌兰不浪白垩系下统东胜组碎屑岩类裂隙孔隙承压水含水系统中的

较强迳流区，南起场汉那儿—敖尔圪气—黄羊圪卜林场，北至榆卜壕—四分地一线，即库布其沙漠南缘，宽约 10km；西起峁亥不拉格，东至张凹壕—东孔兑林场，长约 25km，面积 250km^2。调查评价区位于该区的中东部，白垩系下统东胜组含水层以上为新近系上新统泥岩广泛覆盖，组成东胜组承压水的顶板，下部为白垩系下统泾川组顶部泥岩，组成东胜组含水层的隔水底板，东胜组含水层是一个向北倾斜的单斜自流斜地。

岩性主要为黄绿色和灰白色含砾中粗粒长石砂岩，富长石砂岩和含砾长石砂岩等，夹薄层状紫色和灰绿色砂质泥岩和粉砂质泥岩。是一套多层状的、地层韵律明显、水平和交错层理发育的河床和河漫滩相沉积物。据 DL22 孔资料（参见图 10.3-18），共有含砾中粗砂岩、中砂岩、中细砂岩 12 层，厚度 127.67m，占东胜组总厚度的 60.5%。有砂质泥岩、粉砂质泥岩、粉砂岩 10 层，厚度 83.23m，占东胜组厚度的 39.5%。

砾石成份多为花岗岩和石英岩，砾径 2～3mm，磨圆度中等，分选性差。砂岩成份为钾微斜长石、条纹长石、斜长石和石英等矿物。东胜组砂岩绝大部分为中粗粒结构，粒径 0.5～1mm 的占 35%～55%；在局部地段粒度变细为 0.05mm 左右。

东胜组砂岩粒度变化具有明显的规律性，其总的趋势是：由南向北粒度由粗变细；由西向东粒度由细变粗。分选性较差，磨圆度差，泥钙质胶结，胶结类型多为接触式，孔隙式次之。

东胜组地层因长期遭受风化剥蚀作用，其保留厚度 10.94～239.44m，平均厚度 148.45m。

详查区中部东胜组砂岩层数多（7～19 层），厚度大（砂岩层总厚度 18.59～155.30m），且多为粗粒结构，分选性较好，胶结形式为接触式，胶结物多为泥钙质，易风化，因此岩性疏松，孔隙发育，储水性能好，导水性能好。含水层厚度 62.62～155.30m，水位埋深+61.68～34.60m，水位标高 1020～1146m，钻孔单位涌水量 0.13～0.741L/s·m，导水系数 0.913～87.43m^2/d，水质良好，矿化度小于 0.5g/L。该区地下水总体流向为从南向北，水力坡度 12‰。该含水层组的补给区位于调查评价区南部，位于东胜组出露区。其出露南界大致在柳林沟、乌兰哈少、钟家滩一线，该线以南东胜组地层遭受剥蚀破坏，已经缺失。该线以北至阿拉不拉、刀尔计圪洞、苏家湾一线，这一个东西向条带是东胜组出露区。该条

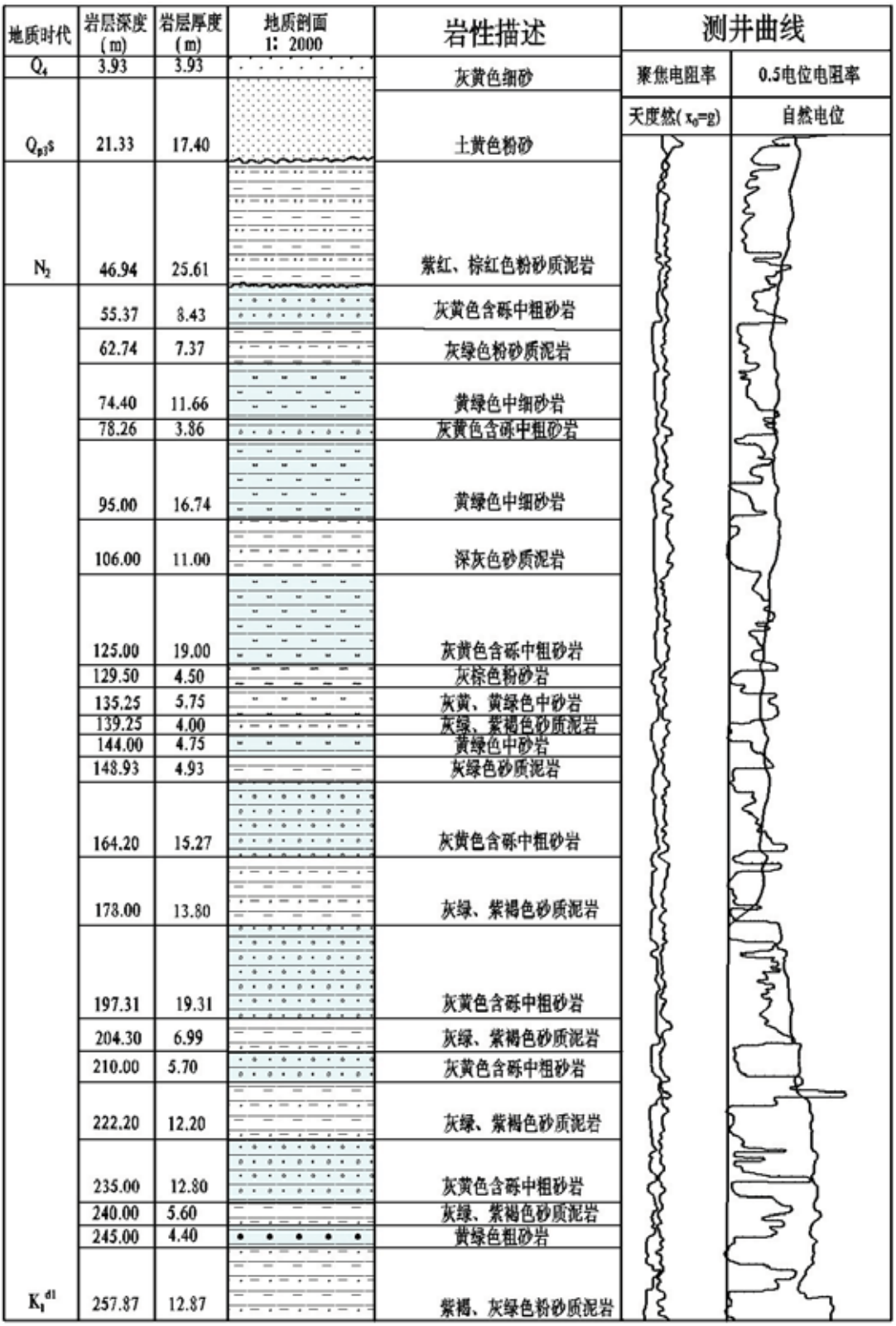


图 10.3-18　DL22 孔地层柱状图

带宽 2～4km，长约 45km，面积约 128km^2，是东胜组地下水系统的补给区。该区地势较高，海拔标高 1230～1270m。地面微向北倾，坡度约 2%。该区东胜组出露

地表，大部分地区其上都覆盖了第四系全新统风积砂层。风积砂层厚度 0～22m。大气降水经过风积砂层的吸收存储，形成潜水，可以较长时间地缓慢下渗补给东胜组含水层，大大增加了白垩系东胜组含水层的补给来源。补给区内东胜组含水层厚度 1～7m，主要为潜水，局部承压，水位标高 1226～1260m。

根据钻孔单位涌水量东胜组含水层富水性在水平方向上可划化为三个区，即Ⅰ区（富水性较强区单井涌水量大于 1000m^3/d）、Ⅱ区（富水性中等区单井涌水量 100-1000m^3/d）和Ⅲ区(富水性贫弱区单井涌水量小于 100m^3/d)。

Ⅰ区位于调查评价区中部西部，钻孔有乌 15、79-1、乌 17、乌 24、乌 25、DL22 等，正处于含水砂岩厚度最大，颗粒最粗地段，范围大体在较强径流区北部，单井涌水量大于 1000m^3/d。Ⅱ区基本在较强径流区南部，位于Ⅰ区外侧，钻孔有 DL21，单井涌水量在 100-1000m^3/d 之间。Ⅲ区位于Ⅱ区外侧，富水性极弱，钻孔有乌 1、乌 2，单井涌水量小于 100m^3/d(参见水文地质图)。

B.新近系上新统（N_2）砂质泥岩夹薄层砂岩潜水-承压水含水层

它是大路—乌兰不浪白垩系东胜组自流斜地含水系统的隔水顶板，即上部隔水边界。调查评价区北部广泛分布，厚度 0～122m，岩性为棕红、紫红色砂质泥岩，夹薄层灰白色中细砂岩，泥岩致密坚硬，为良好的隔水层。中间夹的薄层中细砂岩弱含水，单位涌水量 0.01～0.1L/s•m，水位埋深 10～20m，水质良好，矿化度小于 1g/L，可以勉强解决小型人畜零星用水。

C.白垩系下统保安群泾川组（K_1jc）裂隙-孔隙承压含水层

它是大路—乌兰不浪白垩系东胜组自流斜地含水系统的隔水底板，即下部隔水边界。该含水层厚 197.55-275.49m，平均 216.83m。由各种粒级的长石、富长石砂岩、粉砂岩及粘土岩组成，夹少量含砾砂岩。由于砂体厚度小，砂岩以孔隙式胶结为主，泥质、钙质胶结物多，胶结紧密，岩石较坚硬，孔隙度小，储水条件差。据 DL23 混合抽水资料，钻孔单位涌水量仅为 0.0002～0.011L/s•m，渗透系数 0.000345～0.02375m/d，水位标高 1054.04～1090.45 米。水质差，为 HCO_3•Cl•SO_4—Na 及 Cl•HCO_3•SO_4—Na 型水，矿化度 1.64～1.67g/l。该含水层无供水价值。

D.白垩系下统保安群罗汉洞组（K_1lh）裂隙-孔隙承压含水层

它是大路—乌兰不浪白垩系东胜组自流斜地含水系统的下部潜伏含水层。该含水层不整合于二迭、三迭、震旦系地层之上，厚 88.34～143.60m 以上。虽以

砂砾岩与砾质粗砂岩为主，但由于颗粒分选差，泥、钙质胶结物多，孔隙式胶结且胶结紧密，岩石坚硬，不利储水，钻孔单位涌水量为 0.0000352～0.000158L/s•m，渗透系数 0.000017～0.000091m/d。水位标高 985.92～1174.09m。水质为 HCO_3•Cl-Na、HCO_3-Na 型水，矿化度 0.225～0.807g/L。该含水层亦无供水价值。

⑵地下水补径排及动态特征

①地下水补径排特征

A.大沟中下游第四系全新统冲积洪积沟谷潜水含水层

该含水层天然状态下的补给来源主要有二，即当地的大气降水入渗与上游的侧向迳流。迳流方向为从上游向下游，从南向北，水力坡度与大沟沟谷纵向坡度一致，为 12‰。排泄方式主要为蒸发和侧向流出区外。

地下水动态明显受气候控制，雨季地下水位升高，旱季河水位下降，地下水位亦下降，年地下水位变幅为 0.2～0.8m。

B.小滩、柳林滩黄河岸边第四系全新统冲积洪积层潜水含水层

该含水层天然状态下主要接受大气降水入渗补给和西侧、西南侧地下水侧向径流补给。与黄河的关系是互补关系，即黄河涨水，河水位高于地下水位时，黄河水补给地下水。当黄河落水，河水位低于地下水位时，地下水补给黄河水。地下水的迳流方向主要是从上游向下游，即从北向南，同时向黄河迳流或从黄河向西侧、西南侧流动，排泄方式有蒸发及向黄河迳流两种方式。

地下水动态与黄河水关系密切，黄河涨水，地下水位也跟着升高：黄河落水，地下水位也跟着下降。黄河水位的升降受上游降雨和水库调节双重控制。

C.大路—乌兰不浪白垩系东胜组碎屑岩类裂隙孔隙承压水含水岩组

补给区位于调查评价区南部的白垩系东胜组出露地带，系一东西向展布的条带，长约 45km，宽约 2～4km。面积 128km^2。补给区东胜组砂岩以上广泛覆盖有第四系全新统风积细砂层，风积砂层松散，孔隙发育，能很好地吸收并储存大气降水，最大程度减少地表流失，然后长时间地补给下部白垩系地下水，计算地下水补给量可达 4.5 万 m^3/d。

地下水的迳流方向为从南向北，水力坡度 12‰，地下水的排泄为北部区顶托补给潜水，现状条件下区内多眼自流井，自流量达 1.05 万 m^3/d，为承压水的

主要排泄方式之一。大沟切割了白垩系东胜组含水层的顶部，亦有少量上升泉分布，是其排泄方式之一。

②地下水动态

A.潜水

动态类型属蒸发—开采型。雨季接受入渗补给，潜水水位上升，上升幅度 0.70～1.1m，水质相应淡化。随着埋深变浅、蒸发排泄加强，水位逐渐下降，降到一定埋深后，蒸发微弱，水位趋于稳定。由于人工常年开采，地下水位在 3-5 月旱季降至最低（参见图 10.3-19）。

B.承压水

白垩系东胜组碎屑岩类裂隙孔隙承压水含水岩组地下水动态类型属径流型。在南部露头区雨季接受大气降水入渗补给，水位抬升，雨后 1-2 天达到高峰，水位升幅可达 0.79～1.42m，以乌 5 孔的观测资料最为典型。露头区以北东胜组承压含水岩组上覆新近系上新统粉砂质泥岩，隔水性能良好，构造封闭好，天然状态下垂向补给与排泄量甚微，以水平方向径流补给排泄为主，地下水动态变化缓慢，水位变幅小于 1m。区内的 W233、W249 等观测点的资料都属于这种类型（图 10.3-20、图 10.3-21）。

大沟和黄河切割了白垩系东胜组顶部的地层，东胜组顶部的地下水以下降泉的形式出露，是其天然排泄通道。近 30 年来，在乌兰不浪、大沟、大路新区施工了多眼揭露东胜组的深机井，自流井和人工开采成为地下水新的排泄出路，含水系统原来的均衡遭到破坏，天然排泄量一部分转为人工排泄量，原来东胜组的下降泉现在已经很难寻觅。

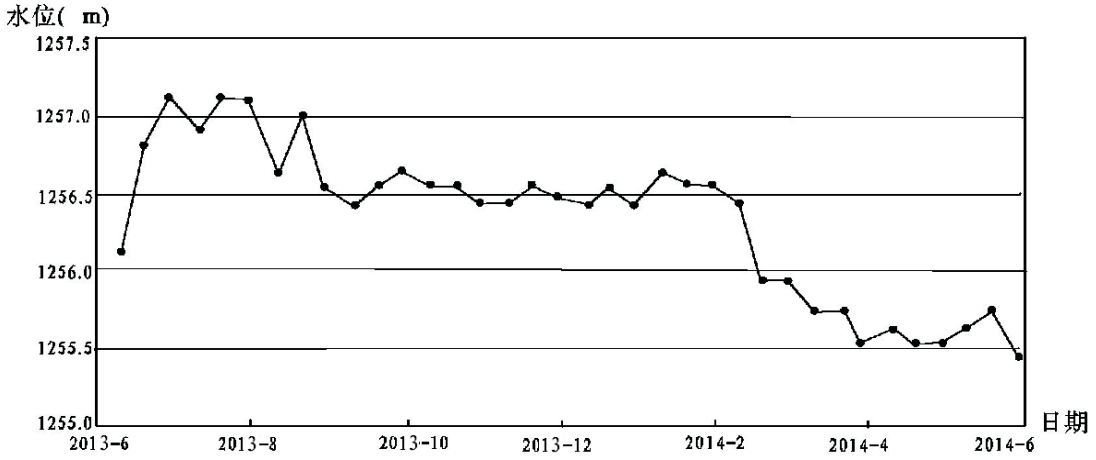


图 10.3-19　ZK5 观测孔水位变化过程线

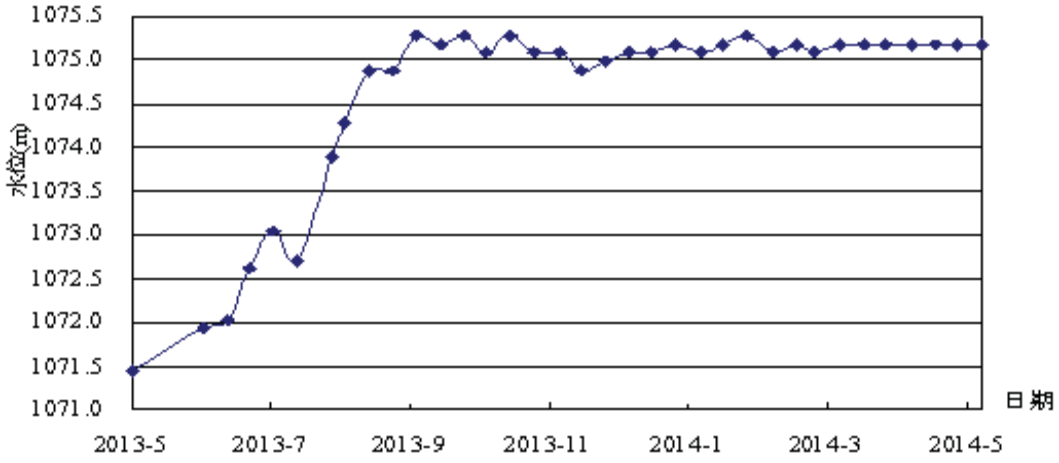


图 10.3-20　W233 观测孔水位变化过程线

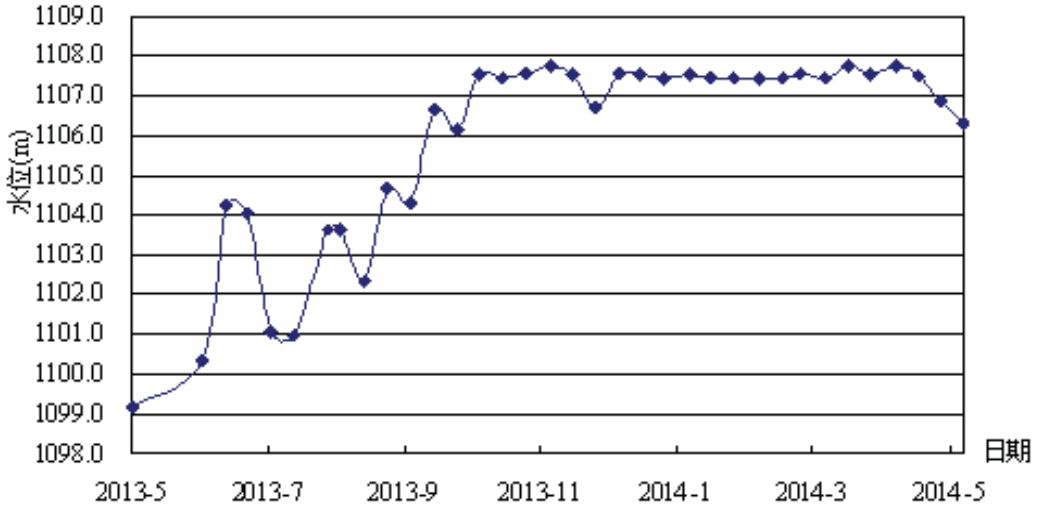


图 10.3-21　W249 观测孔地下水位动态变化过程线

⑶地下水化学特征

①大沟中下游第四系全新统冲积洪积沟谷潜水含水层

区内只有零星用户个别民井开采该含水层，因其与大沟地表水关系密切，故结合地表水水质分析资料共同叙述该含水层的水化学特征。

地下水化学成份阴离子含量以 HCO_3^-为主，每升水中含量 128.10～222.70mg，占阴离子总量的 69.54%～76.36%。其次为 SO_4^{2-}，每升中含量 9.6～30.30mg，占阴离子总量的 4.46%～13.78%，再次为 Cl^-和 CO_3^{2-}，每升水中含量 0～7.1mg，占阳离子总量的 4%。值得提出的是，每升水中含 NO_3^-6.0～30.0mg，占阴离子总数的 2.1%～10.72%。

地下水化学成份阳离子以 Ca^{2+}为主，每升水中含量 44.10～60.10mg，占阳离子总量的 45.18%～66.37%。其次为 Mg^{2+}和 Na^+，每升水中含量为 8.5～30.00mg，

占阳离子总数的27.72%和26.60%。水中含有少量的K^+和NH_4^+，每升水中含量0.6～0.04mg，占阳离子总量不足1%。

按派珀三线图解(参见图10.3-22)，其一般水化学特征为碱土金属离子超过碱金属离子，弱酸根超过强酸根，碳酸盐硬度超过50%。

按舒卡列夫分类，地下水属于5-A型，即矿化度小于1.5g/L的HCO_3-Ca·Mg·Na型，是沉积岩地区典型的溶滤水。

②小滩、柳林滩黄河岸边第四系冲积洪积层潜水含水层

水化学成份的特点是三种主要阴离子含量均超过25%，其中HCO_3^-含量219.70mg/L，占37.66%，Cl含量106.40 mg/L占31.38%，SO_4^{2-}含量139.30mg/L，占30.33%，含有少量NO_3^-为3.5mg/L，占0.63%。

三种主要阳离子含量也均超25%，其中Na^+含量83.60mg/L，占37.72%，Ca^{2+}含量62.10mg/L，占32.12%，Mg^{2+}含量56.10mg/L，占29.02%。

按舒卡列夫分类地下水属19-A型，即矿化度小于1.5g/L的HCO_3·Cl·SO_4—Na·Ca·Mg型，仍属于溶滤水，多种溶滤水混合后形成的。

按派珀三线图解，其一般水化学特征为碱土金属离子超过碱金属离子，强酸大于弱酸，任一对阴阳离子含量均不超过50毫克当量百分数。

③大路—乌兰不浪白垩系东胜组碎屑岩类裂隙孔隙承压水含水岩组

该含水岩组地下水阴离子以HCO_3^-为主，含量198.30～241.0mg/L，占阴离子总量的74.53%～83.51%。其次为SO_4^-，含量9.60～67.20mg/L，占阴离子总量的5.04%～18.3%；再次为Cl^-，含量8.90～24.80mg/L，占阴离子总量的5.42%～9.15%。个别井孔地下水中含有少量CO_3^{2-}和NO_3^-、NO_2^-。

该含水岩组地下水中阳离子以Na^+、Ca^{2+}为主，其中Na^+含量25.00～138.40mg/L，占阳离子总量的23.44%～78.69%；Ca^{2+}含量17.00～51.10mg/L，占阳离子总量的11.11%～54.84%。含量占第三位的是Mg^{2+}，含量8.50～12.80mg/L，占阳离子总量的9.15%～24.35%。个别井孔地下水中含少量Fe^{3+}。

按舒卡列夫分类地下水属4-A型、1-A型、7-A型，即HCO_3-Ca·Na型与HCO_3-Ca、HCO_3-Na型，矿化度小于1.5g/L，是沉积岩地区的溶滤水。

按派珀三线图解，其一般水化学特征为碱土金属离子超过碱金属离子，弱酸根超过强酸根，碳酸盐硬度超过50%。

该含水岩组地下水的成因是大气降水进入风积砂进入白垩系含水层，且径流

途径短，故水质好。

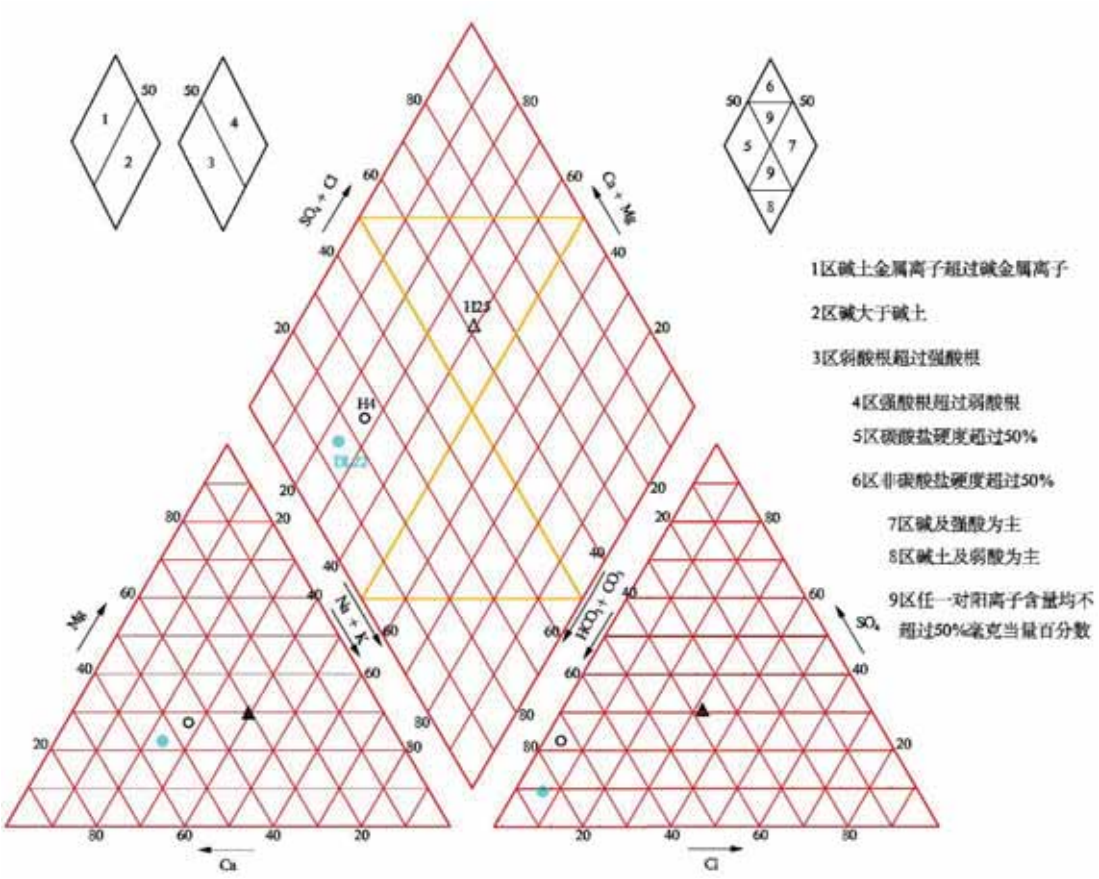


图 10.3-22　派珀三线图解〔A.M.Piper〕

10.3.4 环境水文地质概况

⑴环境水文地质问题

①地方病

地方病是与一定自然环境因素相联系的人群流行性病，与地质环境十分密切，所以被称之为“水土病”。该区域内的地方病主要有甲状腺肿、氟中毒二种，因属于非传入性的地因病，故又可称为地甲病、地氟病。

A.地甲病

大路新区及其外围属于重地甲病区(参见图 10.3-23)。地甲病即地方性甲状腺肿疾病，又称大脖子病，是因人体缺碘而引起甲状腺代偿性肿大。早期一般较轻，无自然症状，久病者呈巨大腺体，可大如婴儿头，下垂于颈下胸骨前，引起压迫症状，如气管受压等。

水碘含量与患病率关系密切，水碘含量越低，患病率越高。水土流失相对弱

的梁地，碘流失迁移量少，患病率相对较低；而沟头、沟川水土流失强烈，碘流失量大，患病率显著增高。

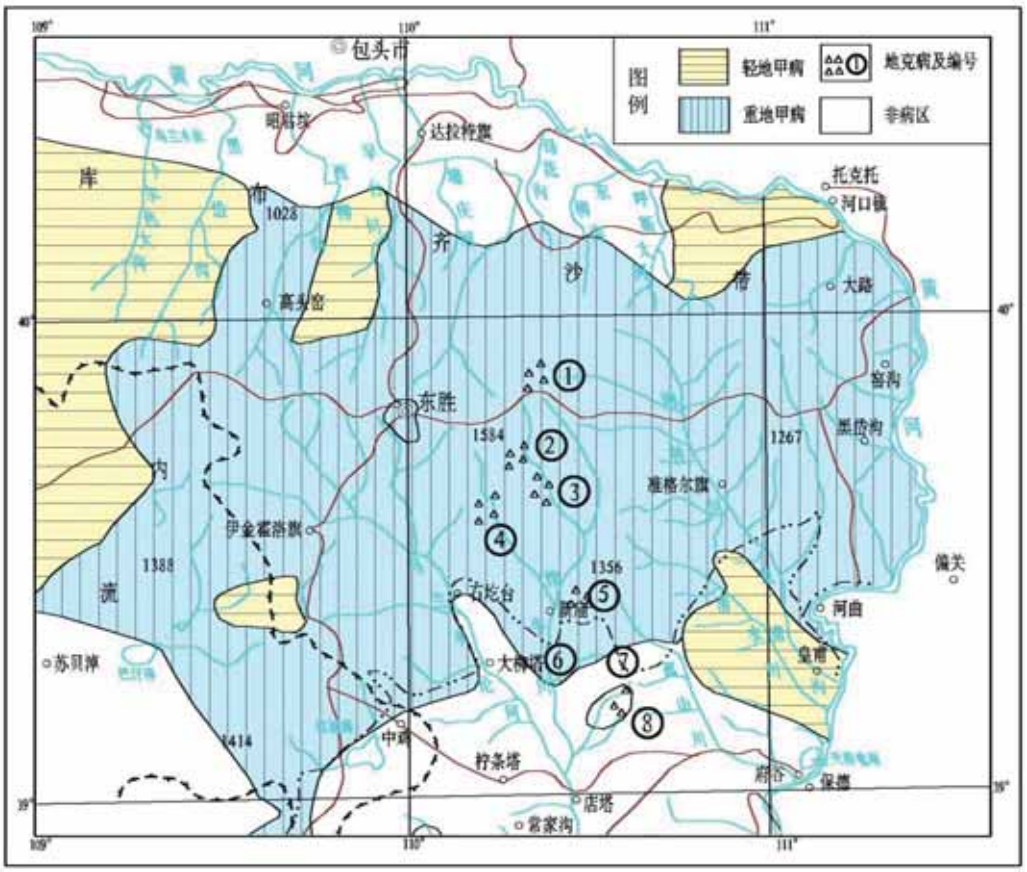


图 10.3-23　地甲病、地克病分布图

碘是挥发性强的元素，在远离海洋的半干旱地区，降水补碘少，气候干燥挥发失碘大，是造成大面积低碘环境的地理—气候原因。风力作用将吸附碘的粘土粒吹失，水力侵蚀将土壤中有限的碘迁移流失，这是造成严重缺碘环境的动力地质因素。

内蒙古自治区第二水文地质工程地质勘查院曾于 80 年代采取了水样、粮食样送中国科学院地理研究所地方病组，进行微量元素的分析和测定。环境缺碘是地甲病致病的重要因素。水土流失是造成严重缺碘环境的主要动力地质因素。另外病区内分布有大面积侏罗系煤系地层，水质较差，水的硬度较高，Ca^{2+}、SO_4^{2-}含量较高，特别是病区内钙含量过高，有碍于碘的吸收。

B. 地氟病

大路新区属于轻、中氟病区(参见图 10.3-24)。地氟病即地方性氟中毒疾病，俗称氟病，主要是因饮水中氟离子含量超过标准所致，即人体摄入过量的氟，长期蓄积，引起慢性中毒，重者导致全身性疾病，可分为氟骨症和氟斑牙两种症状。

氟骨症表现为人体骨骼系统发生病变，轻度患者关节疼痛难忍，劳动力减退，重度患者肢体变形，丧失劳动能力，行动不便。氟斑牙表现为牙齿变黄甚至变黑，轻者牙齿失去光泽，凹凸不平，重者牙齿变脆发酥，掉块脱落。

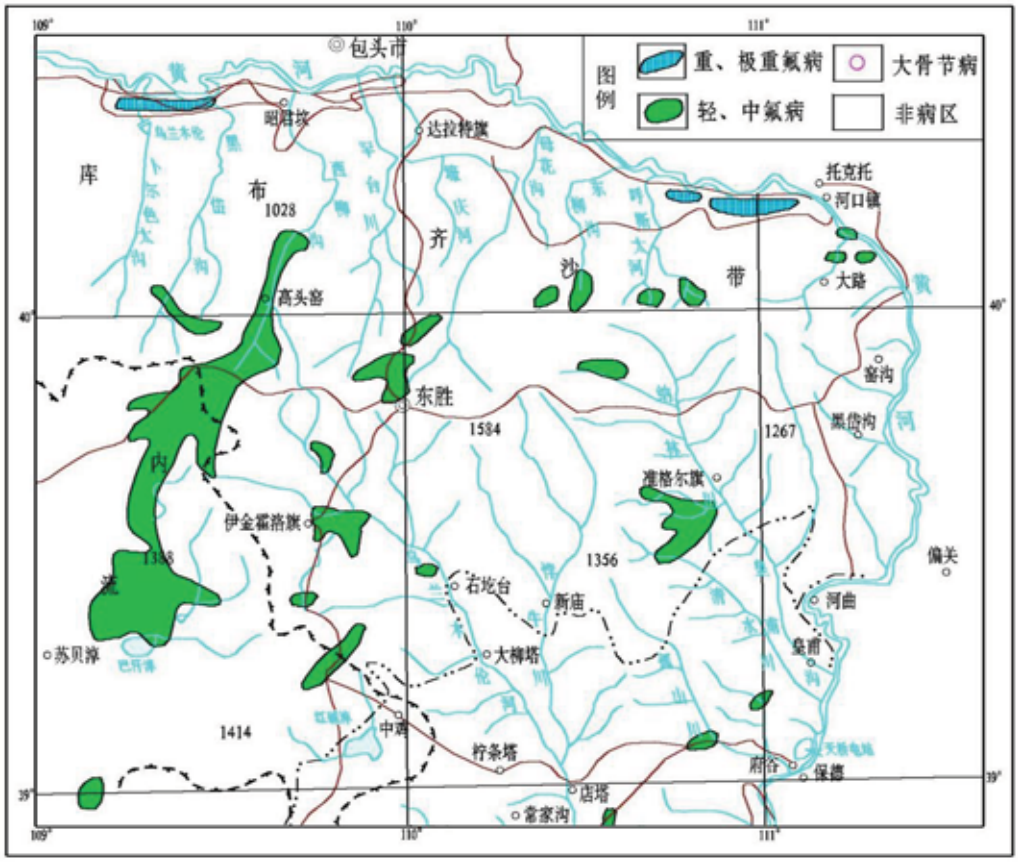


图 10.3-24　氟病、大骨节病分布图

氟进入人体是通过饮用水和食物而摄入的，食物中的氟含量高低取决于土壤中氟的含量，归结到底是氟在水中的存在形式。据大量的水质分析资料，区内地下水的 pH 值较高，一般为 7～9，属于碱性水，氟在碱性水中呈离子状态，易于氟的富集和被人体所吸收。

大路新区的病区属于高平原湖区轻、中氟病区，其特点是：围绕湖泊和沼泽地（时令性湖）形成许多环形轻、中氟病区，相邻的几个湖或有水力联系的成串的湖泊，其病区联成片，氟化物由湖泊水系携带而来，进入湖周浅藏的地下水中，这里的干燥度大，在强烈蒸发浓缩作用下，形成轻、中氟病区，而在湖泊水系的中上游则是大片的非病区。

②土壤次生盐渍化

调查区北部地下水位埋藏浅，迳流条件较差，再加上大量引用地表水灌溉，

潜水水位升高，土壤次生盐渍化强度加重，解决的主要途径是：统一规划、合理利用地表水、地下水资源，中上游地区以利用地表水为主，开采地下水主要用于生活及地表水丰、枯期变化引起的农业用水不足，下游地区以开发地下水为主，加大开发力度，同时，改变农业灌溉方式，井灌井排相结合，因地制宜，使土壤次生盐渍化逐步得到根治。

③土地沙化

鄂尔多斯高原的沙漠化进程，是在干燥气候和高原地质环境支配下发生发展的，人类历史时期的滥用草原、滥用土地资源加速了沙漠化进程，所以人类活动将在今后的沙漠化发展趋势中起主要作用。调查评价区现状沙漠化程度属于强度沙漠化类型（图 10.3-25），沙漠治理是大路新区开发建设的主要任务之一。

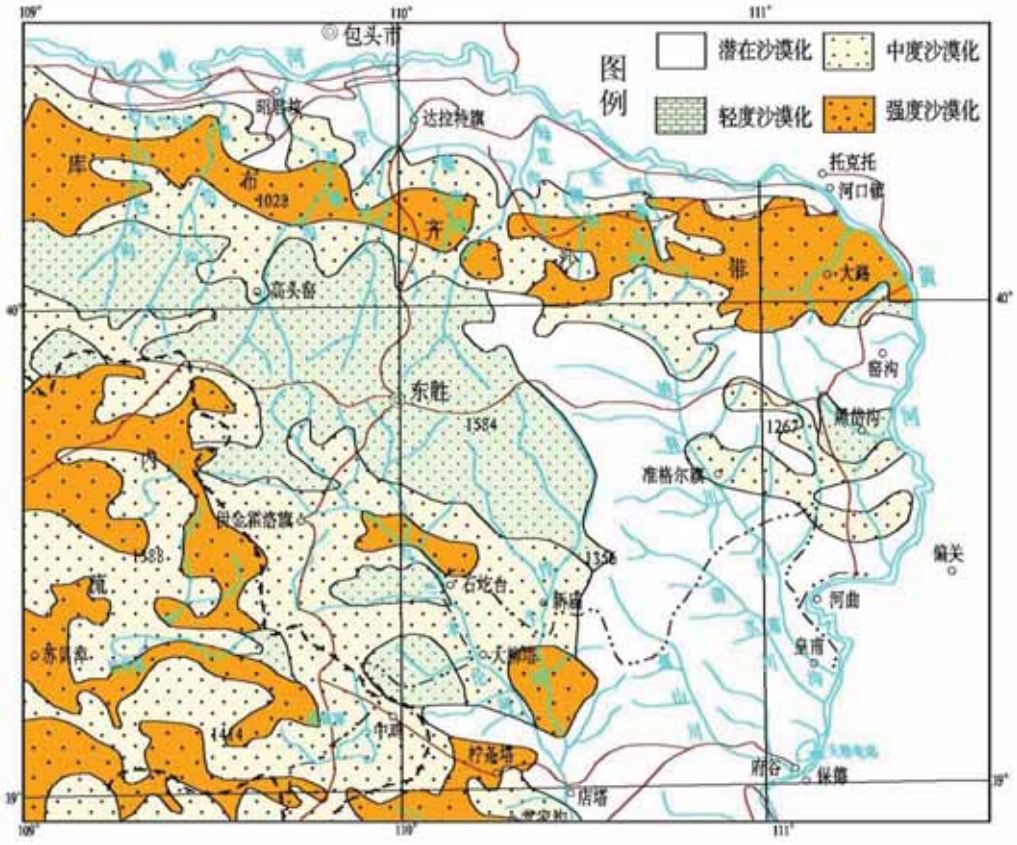


图 10.3-25　沙漠化程度现状略图

⑵集中供水水源地

①基本情况

准格尔旗大路新区大沟村苗家滩水源地位于大路新区，处于黄河流域。建成时间为2004年，归属于黄河水务公司，现有水源地有井10眼。水源地井深280米，

供水含水层为白垩系下统东胜组碎屑岩类裂隙孔隙承压水含水层，是大路—乌兰不浪地下水系统的东翼。含水层岩性为黄绿、灰绿色含砾中粗砂岩、细中砂岩，含水层厚度131.70～178.40m,水位埋深28.84～41.86m，水位标高1073.83～1089.89m。

②水源地功能及运行状况

准格尔旗大路新区大沟村苗家滩水源地服务城镇为大路新区，服务人口0.8万人，共有9口井供水。2011年实际取水量为18.4万吨/年。水源地出水通过加压泵站加压后经过压力输水管道输送到供水管网。

③保护区划定情况

保护区划定情况参见图10.3-26、表10.3-2和表10.3-3。

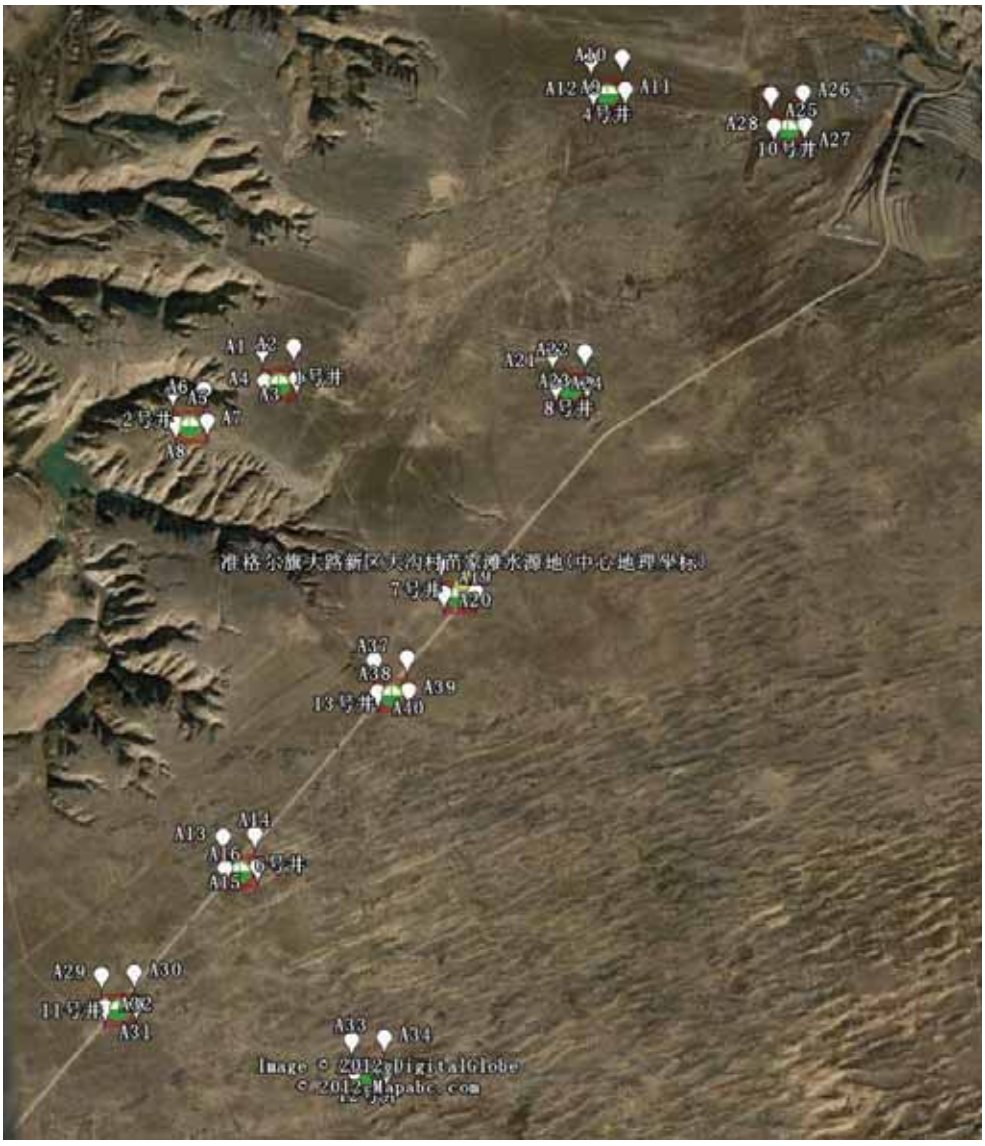


图10.3-26　水源保护区划定方案

表 10.3-2　　水源保护区详细情况

水源地总序号	所在行政区	水源地名称	保护区划定方案	
			一级保护	
			范围	面积区（km^2）
8	准格尔旗	大路新区大沟村苗家滩水源地	以水源井为圆心，半径为 30m 圆的外切正方形区域	0.0360

表 10.3-3　　水源保护区主要顶点以及拐点坐标表

水源地总序号	行政区	水源地名称	水源井原编号	界点编号	界点坐标	
					经度	纬度
8	准格尔旗	大路新区大沟村苗家滩水源地	1 号井一级保护区	A1	111°12'30.28"	40° 5'18.65"
				A2	111°12'32.80"	40° 5'18.68"
				A3	111°12'32.86"	40° 5'16.73"
				A4	111°12'30.32"	40° 5'16.71"
			2 号井一级保护区	A5	111°12'22.88"	40° 5'16.51"
				A6	111°12'25.40"	40° 5'16.49"
				A7	111°12'25.48"	40° 5'14.59"
				A8	111°12'22.93"	40° 5'14.53"
			4 号井一级保护区	A9	111°12'57.93"	40° 5'35.15"
				A10	111°13'0.44"	40° 5'35.18"
				A11	111°13'0.53"	40° 5'33.22"
				A12	111°12'57.96"	40° 5'33.22"
			6 号井一级保护区	A13	111°12'24.83"	40° 4'49.36"
				A14	111°12'27.34"	40° 4'49.40"
				A15	111°12'27.39"	40° 4'47.43"
				A16	111°12'24.83"	40° 4'47.44"
			7 号井一级保护区	A17	111°12'43.39"	40° 5'5.10"
				A18	111°12'45.96"	40° 5'5.11"
				A19	111°12'45.97"	40° 5'3.15"
				A20	111°12'43.45"	40° 5'3.16"
			8 号井一级保护区	A21	111°12'53.30"	40° 5'17.28"
				A22	111°12'55.88"	40° 5'17.27"
				A23	111°12'55.88"	40° 5'15.34"
				A24	111°12'53.40"	40° 5'15.33"
			10 号井一级保护区	A25	111°13'12.12"	40° 5'32.33"
				A26	111°13'14.74"	40° 5'32.36"
				A27	111°13'14.70"	40° 5'30.41"
				A28	111°13'12.22"	40° 5'30.39"
			11 号井一级保护区	A29	111°12'14.57"	40° 4'41.52"

				A30	111°12'17.16"	40° 4'41.53"
				A31	111°12'17.15"	40° 4'39.60"
				A32	111°12'14.68"	40° 4'39.57"
			12 号井一级保护区	A33	111°12'33.95"	40° 4'36.66"
				A34	111°12'36.53"	40° 4'36.67"
				A35	111°12'36.53"	40° 4'34.73"
				A36	111°12'34.05"	40° 4'34.71"
			13 号井一级保护区	A37	111°12'37.61"	40° 4'59.39"
				A38	111°12'40.22"	40° 4'59.42"
				A39	111°12'40.18"	40° 4'57.46"
				A40	111°12'37.72"	40° 4'57.45"

10.4 场地水文地质条件

10.4.1 项目场地概况

⑴场地位置

大路工业园区位于鄂尔多斯准格尔旗东北部，是内蒙古自治区规划建设的重点工业园区之一，园区按照一体化、基地化、大型化、现代化和集约化的原则及节能、降耗、环保、循环经济理念开发建设新型煤化工产业基地。园区规划控制面积 350km^2，规划建设面积 150km^2，分为南区、东区、西区、氧化铝区，即“一园四区”。 本项目位于大路工业园南区内，厂区占地面积为 4.03km^2，与工业园区的相对位置关系参见图 10.4-1。

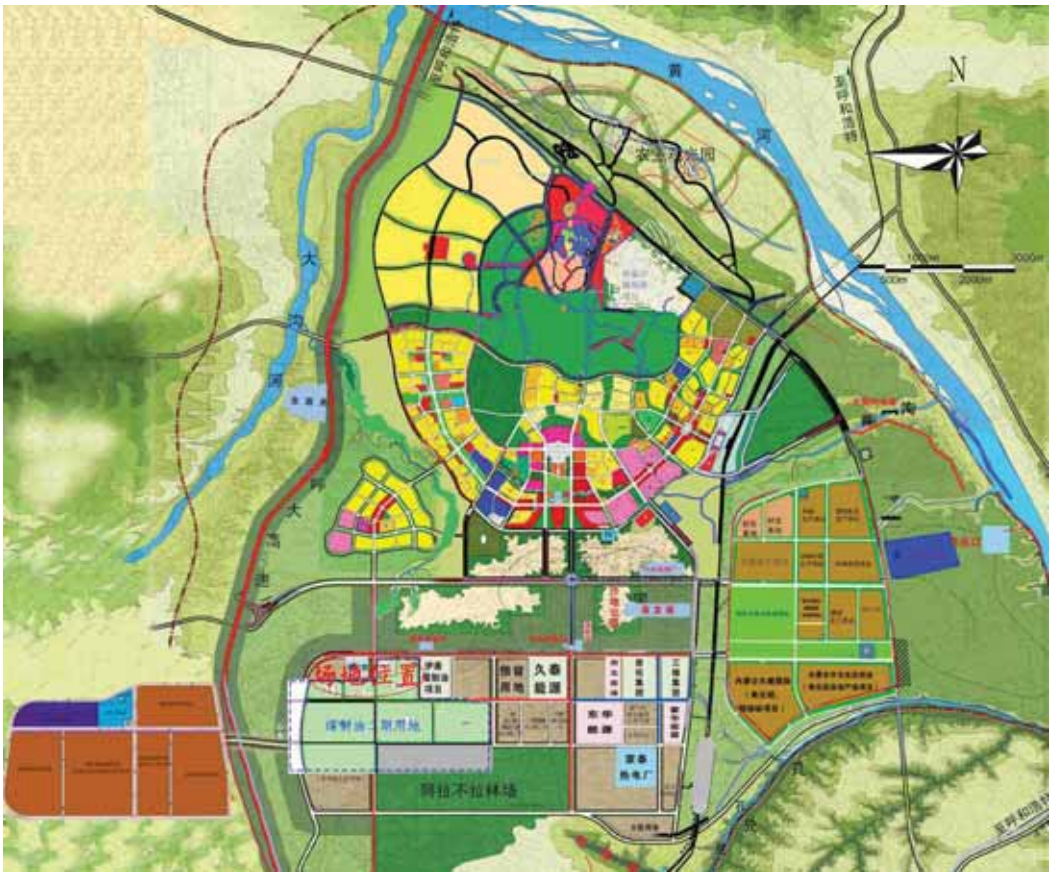


图 10.4-1　拟建工程与工业园区相对位置关系图

⑵场地条件综述

拟建场地位于鄂尔多斯波状高原和库布其沙漠的东缘，微地貌为丘陵地形与侵蚀堆积河谷河间地块的结合带，现状地表均被风积砂覆盖。纳林沟发源于场地南部的庙圪驼及阿日布拉格村一带，向北东方向发育，在场地中西部被风积砂掩

盖，至特拉布拉拐向北西，于大树湾村汇入大沟(图 10.4-2)。



图 10.4-2　纳林沟与场地位置关系图

拟建场地地形波状起伏，地面高程 1149.2～1182.0m。地貌按其形态特征为风积沙地，多为固定、半固定沙丘，沙丘多呈垄状，沙丘高度一般 1～3m，最高者可达 5m,沙丘宽一般在 20～30m,坡度较缓,坡度一般 15°～20°（照片 10.4-11）。



照片 10.4-1

依据场地地震安全性评价报告：近场区大地构造处于华北块体的北部，新构造分区属鄂尔多斯隆起东北部与呼和断陷、吕梁隆起的交汇过渡地带。近场区地质构造比较简单，断裂主要有鄂尔多斯北缘、和林格尔断裂，均为晚更新世活动断裂，未来百年有发生中强地震的可能性，历史地震对工程场地的最大影响烈度为Ⅵ度。工程场地不存在饱和砂土层，因此不会发生砂土液化现象。

依据场地岩土工程初勘报告：场区地质环境基本未遭破坏，地形地貌单一，地基稳定。勘察未发现对建筑物安全构成危害的不良地质灾害和地质作用，无区域性控震活动断裂带分布，环境工程地质条件简单，易于整治，场地稳定性较好。岩土工程特性良好，工程建设适宜性较好。实验结果表明，地基土对混凝土、钢筋混凝土均无腐蚀性。地下水属于 HCO_3^---Ca^{2+}--K^++Na^+型水，对混凝土不具腐蚀性，对钢筋混凝土结构不具腐蚀性。准格尔旗常年标准冻深为 1.50m。

依据场地地质灾害危险性评估报告：评估区现状条件下不发育崩塌、滑坡、泥石流、地面塌陷、地面沉降、地裂缝地质灾害，存在风蚀沙埋地质灾害，危害对象为地表植被，危害程度小，损失小，危险性小。评估区可能会引发、加剧和遭受风蚀沙埋地质灾害，危害对象主要为地表植被、施工人员、机械等，预测其发生的规模小，危害程度小，损失小，危险性小。综合评估认为，评估区为地质

灾害危险性小区，评估区作为建设场地适宜。

10.4.2 水文地质勘探

⑴钻探工作布置

受内蒙古伊泰煤制油有限责任公司委托，2014年3月，北京宝益地环工程技术咨询有限责任公司开展了内蒙古伊泰煤制油有限责任公司200万吨/年煤间接液化油品升级示范项目的水文地质勘察工作。本次水文地质勘察工作在拟建场地及周边共布置了18个水文地质勘探孔，孔深14-120m。水文地质勘探孔相对位置和基本情况参见图10.4-3和表10.4-1。

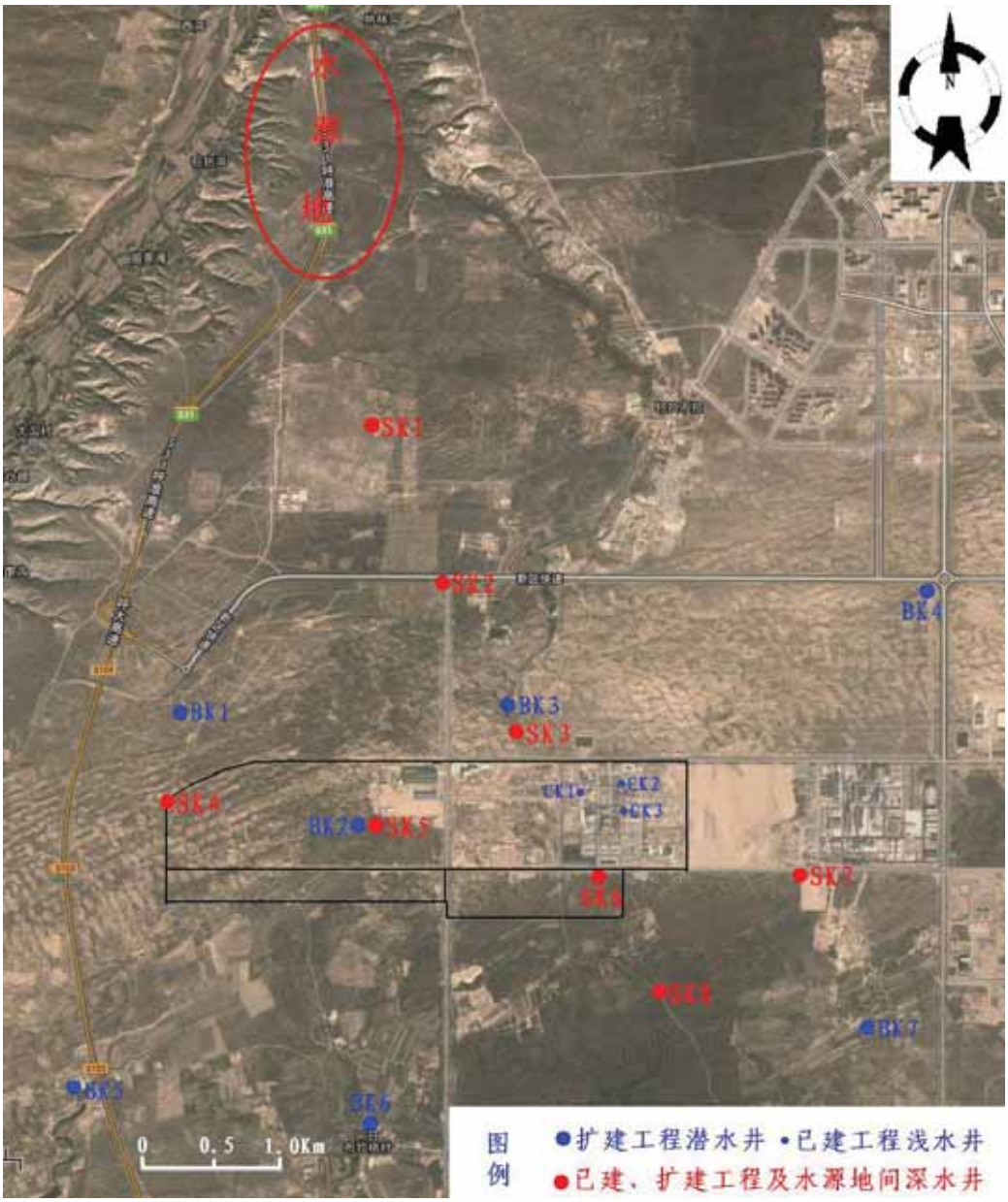


图10.4-3　水文地质勘探井分布位置图

表10.4-1 水文地质勘探孔基本情况表

序号	孔号	勘探层位	坐标		勘探孔相对位置	孔口标高(m)	孔深(m)	水位埋深(m)
			N	E				
1	SK1	基岩裂隙水	40° 4’20.50″	111° 13’11.61″	厂址与苗家滩水源地之间下游方向	1139	120	32.3
2	SK2		40° 3’53.61″	111° 13’34.83″		1143	100	20.38
3	SK3		40° 3’13.86″	111° 13’57.32″	拟建厂址	1152	120	26.2
4	SK4		40° 3’0.38″	111° 12’3.83″	拟建厂址西侧	1174	80	22.42
5	SK5		40° 2’56.29″	111° 13’10.16″	拟建厂址	1159	80	21.82
6	SK6		40° 2’40.54″	111° 14’9.19″	拟建厂址南侧	1156	70	23.47
7	SK7		40° 2’41.42″	111° 15’27.88″	拟建厂址东侧	1156	75	28.37
8	SK8		40° 2’13.07″	111° 14’40.57″	拟建厂址南侧上游方向	1185	70	22.76
9	BK1	孔隙潜水	40° 3’22.39″	111° 12’10.73″	拟建厂址西侧	1173	25	9.0
10	BK2		40° 2’55.90″	111° 13’3.21″	拟建厂址	1160	30	8.83
11	BK3		40° 3’18.24″	111° 13’56.74″	拟建厂址北侧下游方向	1148	28	3.05
12	BK4		40° 3’52.36″	111° 16’7.84″	拟建厂址东北	1130	24	4.57
13	BK5		40° 1’48.44″	111° 11’31.09″	拟建厂址西南	1183		3.26
14	BK6		40° 1’33.15″	111° 13’12.83″	拟建厂址南上游方向	1199	28	7.67
15	BK7		40° 2’5.95″	111° 15’33.87″	拟建厂址东南	1180	28	6.04
16	CK1		40° 3’2.41″	111° 14’14.15″	老厂区装置区下游方向	1152	16	5.4
17	CK2		40° 3’6.93″	111° 14’32.77″	老厂区污水处理厂下游方向	1150	16	4.8
18	CK3		40° 2’50.44″	111° 14’23.78″	老厂区储油罐下游方向	1152	14	3.3

为了充分了解拟建场地地层岩性分布特征，准确掌握浅层地下水赋存规律，明确不同含水层之间的水力联系，合理确定水文地质勘探孔位置，在编制本项目水文地质勘察方案及地下水环境影响评价专题报告时，共收集已建、扩建工程及周边区域岩土工程勘察报告7份，勘探范围见图10.4-4。

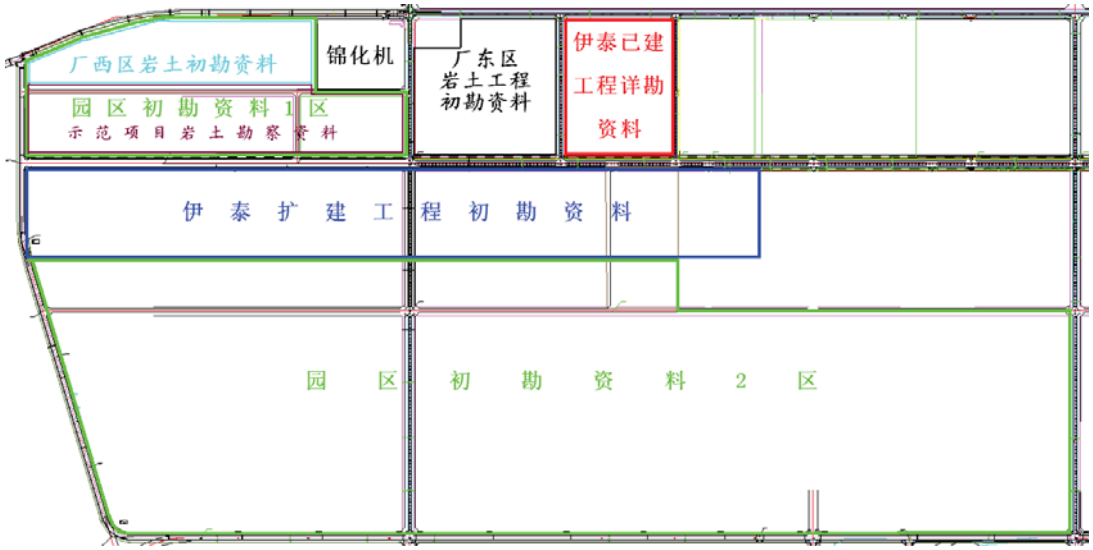


图10.4-4　收集工勘资料位置图

⑵地层岩性特征

根据现场勘探情况，本次勘察深度范围内场地地层主要由第四系人工填土及粉细砂；上新统粉土及粉质粘土；白垩系泥岩及砂砾岩组成，各岩土层的分布由新至老、从上而下依次为(图10.4-5至图10.4-7)：

①层人工填土（Q_4^{2ml}）：黄褐色、杂色，松散-稍密，稍湿，物质组成主要以粉细砂、粘土碎块、粉土碎块、全风化泥岩碎块、碎石、植物根系及人工弃物等为主，为近期场平填土，未经压实，未完成固结，密实度和均匀性均较差，工程性质差。

②层主要由②$_1$层粉细砂(Q_4^{eol})、②$_2$层粉细砂(Q_4^{al+pl})及②$_3$层粉细砂(Q_4^{al+pl})组成。

②$_1$层粉细砂：黄褐色、浅黄色，风积而成，松散～中密，稍湿～湿，砂质较纯，颗粒形状多为次棱角状，少为次圆状，磨园较差，矿物成分主要以长石、石英等为主。

②$_2$层粉细砂：黄褐色、淡黄色，稍密～中密，稍湿～湿，局部处于饱和状态，砂质较纯，颗粒形状多呈次圆状，磨圆度较好，矿物成分主要以长石、石英

地层编号	时代成因	层底深度	分层厚度	柱状图 1:250	岩土名称及其特征
②1	Q_4^{eol}	3.10	3.10	fx	粉细砂：褐黄色；均匀；松散-稍密；稍湿；砂质较纯，矿物成分主要由石英、长石组成。
②2	Q_4^{al+pl}	8.30	5.20	fx	粉细砂：褐黄色；均匀；稍密-中密；湿；砂质较纯，矿物成分主要由石英、长石组成。
②3		11.40	3.10	fx	粉细砂：褐黄色、浅黄色；均匀；中密-密实；湿；砂质较纯，矿物成分主要由石英、长石组成。
④	N^{al+pl}	15.40	4.00		粉土：灰褐色；均匀；密实；湿；质纯，局部含有少量的细砂颗粒，无光泽反应，稍有摇震反应，干强度及韧性中等偏低。
⑤		18.20	2.80		粉质粘土：红褐色；均匀；湿；可塑；质纯，局部含有少量的细砂颗粒，稍有光泽反应，无摇震反应，干强度及韧性中等偏高。
⑥	K	19.70	1.50		强风化砂砾岩：黄褐色；中粗砂粒结构，局部就有零星砾石颗粒，岩芯呈小短柱状-短柱状，敲击声沙哑。
⑦		25.10	5.40		强风化泥岩：青灰色；泥质结构，局部含有砂质成分，岩芯呈短柱状，敲击声沙哑。
⑦1		30.20	5.10		强风化砂砾岩：灰白色；中粗砂粒结构，局部就有零星砾石颗粒，岩芯呈小短柱状-短柱状，敲击声沙哑。
⑦		42.50	12.30		强风化泥岩：青灰色；泥质结构，局部含有砂质成分，岩芯呈短柱状，敲击声沙。
⑧		45.70	3.20		强风化砂砾岩：褐黄色；中粗砂粒结构，局部就有零星砾石颗粒，岩芯呈小短柱状-短柱状，敲击声沙哑。
⑨		52.10	6.40		中风化泥岩：灰绿色、红褐色；泥质结构，局部含有砂质成分，岩芯呈短柱状-长柱状。
⑩		1058.520	12.20		中风化砂砾岩：褐黄色；泥质结构，局部含有砂质成分，岩芯呈短柱状-长柱状。
⑪		1072.820	15.70		中风化泥岩：灰绿色、红褐色；泥质结构，局部含有砂质成分，岩芯呈短柱状-长柱状。

图 10.4-5　场地西部 SK4 钻孔柱状图

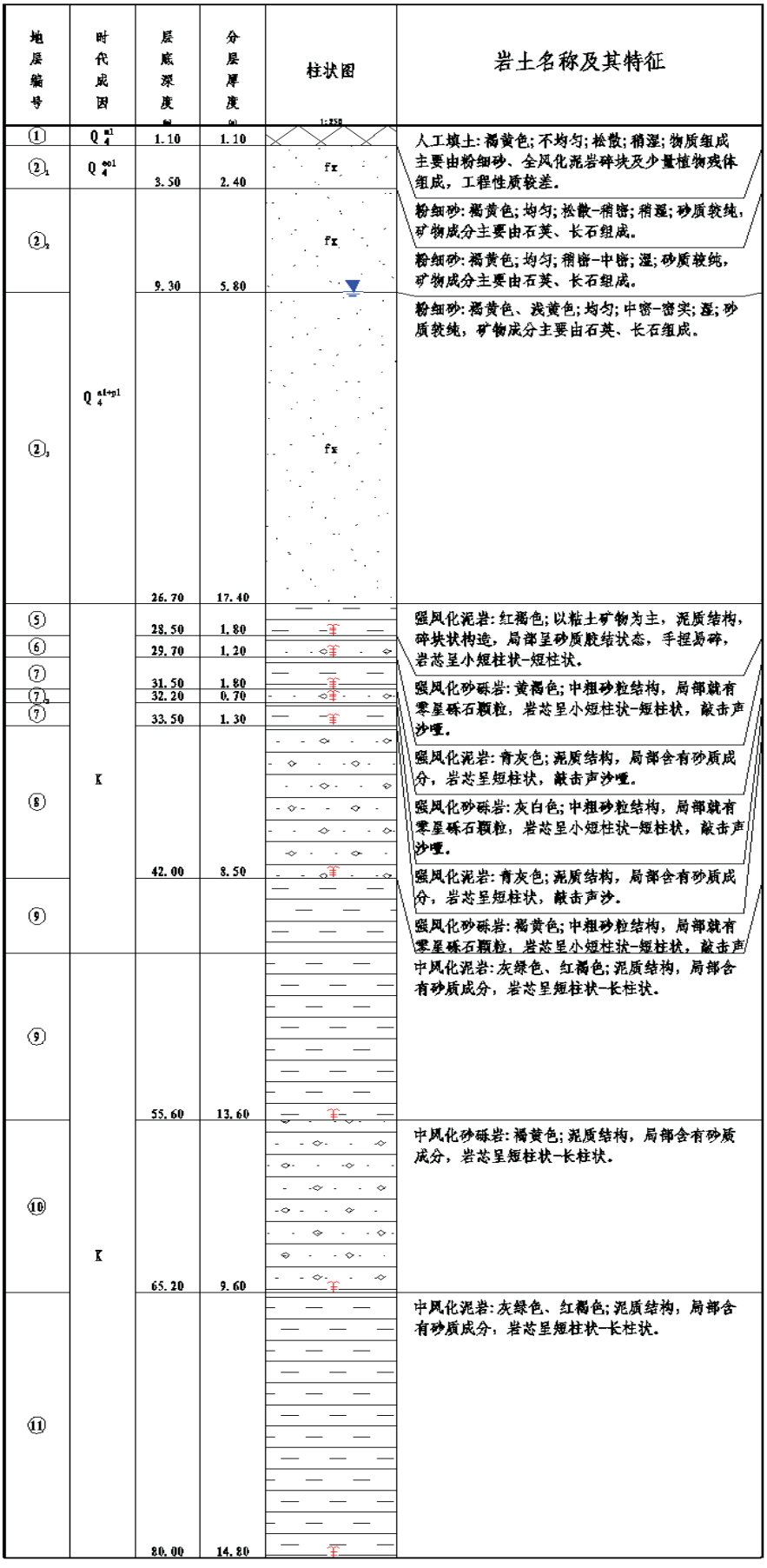


图 10.4-6　场地中部 SK5 钻孔柱状图

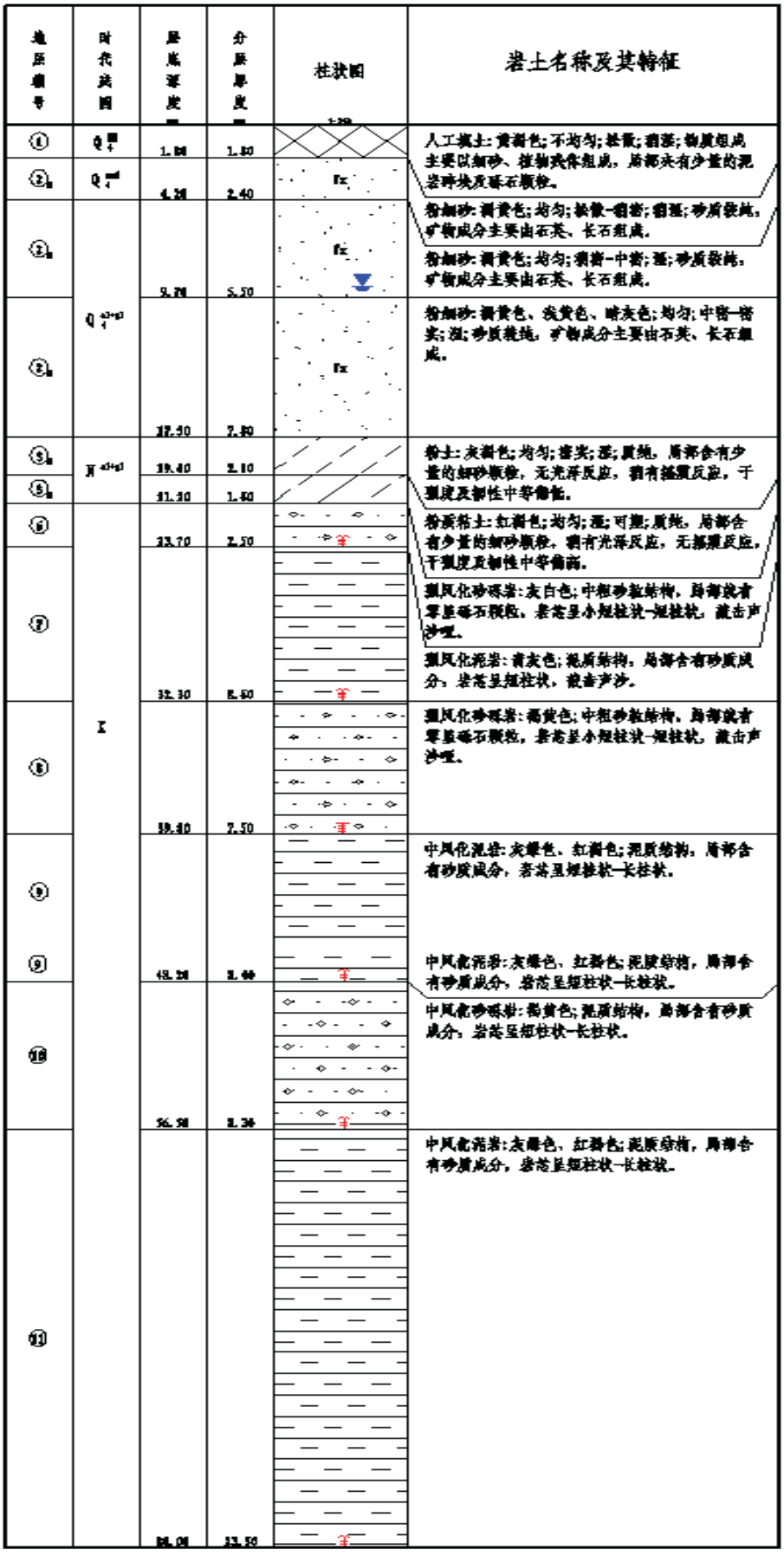


图 10.4-7　场地东部 SK6 钻孔柱状图

等为主，冲洪积成因。

②$_3$层粉细砂：褐黄色、浅黄色，中密～密实，湿～饱和，砂质较纯，矿物成分主要以长石、石英等为主，冲洪积成因。

③层主要由③$_1$(N_2^{al+pl})层粉土及③$_2$(N_2^{al+pl})层粉质粘土组成。

③$_1$层粉土：红褐色、棕红色，密实，湿，稍有摇震反应，无光泽反应，干强度及韧性中等偏低，结构较致密，局部含有少量的铁锰质锈斑。

③$_2$层粉质粘土：红褐色、深红色，密实，湿，稍有光泽反应，无摇震反应，干强度及韧性中等偏高，包含物有氧化物及铁锰质锈斑，冲洪积成因。

④层砂砾岩(K)：全～强风化，灰褐色、黄褐色，岩芯呈散体状，含泥量较大，手捏易碎，母岩成份以石英砂岩、砂岩为主，局部含有大直径砾石颗粒，粒径约2cm 左右，充填以粗砂、中砂颗粒，泥质胶结状态，岩芯呈散体状-小短柱状。

⑤层泥岩(K)：强风化，褐红色、棕红色、红绿色，结构基本破坏，风化裂隙较发育，用镐易挖，干钻不易钻进，岩芯呈小短柱状～短柱状，局部与砂砾岩呈互层状态。

⑥层砂砾岩(K)：强风化，黄褐色、灰白色，母岩成份以石英砂岩、砂岩为主，局部含有大直径砾石颗粒，粒径约2.5cm 左右，充填以粗砂颗粒，岩芯呈小短柱状-短柱状，敲击声沙哑，无回弹，浸水用手可掰开。

⑦层泥岩与砂砾岩互层(K)：强风化，褐红色、棕红色、红绿色，结构大部分破坏，风化裂隙较发育，用镐易挖，干钻不易钻进，岩芯呈小短柱状～短柱状，局部与砂砾岩呈互层状态，地层上部夹层⑦1 层砂砾岩，厚度约1.40m 左右，下部夹层⑦2 层砂砾岩，厚度约2.29m 左右，且在勘察场地范围内分布不均匀，仅个别勘探孔有所揭露。

⑧层砂砾岩(K)：强风化，黄褐色、灰白色，母岩成份以石英砂岩、砂岩为主，局部含有大直径砾石颗粒，粒径约2.0cm 左右，充填以粗砂颗粒，岩芯呈短柱状，敲击声沙哑，无回弹，浸水用手可掰开。

⑨层泥岩(K)：中风化，褐红色、棕红色、红绿色，结构部分破坏，风化裂隙较发育，用镐难挖，岩芯钻方可钻进，岩芯呈短柱状，现场锤击声不清脆，无回弹，轻易击碎，浸水指甲可划出印痕。

⑩层砂砾岩(K)：中风化，灰白色、黄褐色，母岩成份以石英砂岩、砂岩为主，局部含有粗砂岩夹层，岩芯呈短柱状～柱状，结构部分破坏，用镐难挖，岩芯钻方可钻进，现场敲击声不清脆，无回弹，较易击碎。

⑪层泥岩(K)：中风化，褐红色、红绿色，结构部分破坏，风化裂隙较发育，岩芯呈短柱状～柱状，现场锤击声不清脆，无回弹，轻易击碎，浸水指甲可划出印痕。该层在勘察场地深度范围内未穿透。

10.4.3 场地水文地质特征

⑴地下水类型及赋存特征

由上述水文地质及岩土工程勘探结果可知，厂址区地表以下 80.0m 深度范围内揭露的地层，主要由第四系、第三系和白垩系下统东胜组构成。

第四系地层主要由风积砂土和冲积砂土构成。风积砂在场地内广泛分布，岩性为土黄色粉细砂，地层厚度普遍较小，局部变化较大，一般为 0.5～13.0m，平均厚度 5.81m；受地形地貌、水文气象等因素制约，风积砂一般为透水不含水层，其主要作用是吸纳大气降水，减少地表洪水，增加对地下水的入渗补给，仅在丰水期形成局部上层滞水。

冲积砂土主要分布在已建场地中部以西至扩建场地西侧地区，即那林沟发育部位，为拟建场地松散岩类孔隙水赋存区，岩性主要为浅黄色粉细砂，层厚变化较大，为 0.5～23.2m，平均 5.82m，渗透系数 1.2×10^{-3}cm/s 左右。在锦化机厂址南侧，隐伏一条 NNE 向的基岩隆起带，将被风积砂充填的左右两条冲沟(古河道)分割。因潜水含水层沉积厚度有限，且以粉细砂为主，渗透性能一般，水量较贫乏，单井涌水量 10～60m^3/d，可解决小型人畜零星用水，水质良好，矿化度小于 1g/L，一般为 HCO_3-Ca·Na 型水。

第三系上新统粉土和粉质粘土为拟建场地潜水含水层的隔水底板，同时亦是下部孔隙裂隙承压含水层的隔水顶板。棕黄、棕红色粉质粘土(照片 10.4-2)呈硬塑～坚硬状态，水平层理清晰，在大部地段出现，局部分布不连续；该层土分布具有由北向南和由西向东厚度增大的特点，厚度变化较大，层厚 0.50～31.9m，平均厚度 5.89m。第三系棕红色粉砂质泥岩在拟建场地广泛分布，层顶起伏大，场地东南部和锦化机厂址东南侧地段埋藏较浅，其它地段埋藏较深，地层厚度

0.80-15.30m，平均厚度 8.74m；粉砂质泥岩(照片 10.4-3)具有水浸软化，失水致密坚硬的特征，为良好的隔水层，与上覆棕红色粉质粘土一起构成了白垩系东胜组自流斜地含水系统的隔水顶板。



照片 10.4-2　粉质粘土



照片 10.4-3　粉砂质泥岩

受纳林沟冲蚀作用影响，第四系粉质粘土和第三系粉砂质泥岩在冲沟发育条带局部缺失，致使上部第四系松散岩类孔隙潜水与下部白垩系东胜组孔隙裂隙承压水水力联系密切，使得上部潜水成为下部承压水的补给来源。

白垩系下统东胜组岩性主要为黄绿色、灰白色含砾粗砂岩和浅黄色、灰绿色中细砂岩等，夹层状紫色和灰绿色砂质泥岩和粉砂质泥岩。是一套向北倾斜的多层状、地层韵律明显、水平和交错层理发育的河床和河漫滩相沉积物，分选性较差，磨圆度一般，泥钙质胶结，胶结类型多为接触式，孔隙式次之。据拟建场地勘探资料，80m 深度内共有含砾粗砂岩 4 层，厚度 22m，占揭露东胜组总厚度的 35.6%。含砾粗砂岩等砂岩接受上游地下水和局部垂向潜水的补给，使其赋存孔隙裂隙承压水，从而构成东胜组内部的含水层，而其间的砂质泥岩则构成东胜组内部的隔水层。因拟建场地总体处于白垩系下统东胜组碎屑岩类孔隙裂隙承压水含水系统的补给径流区，含水层厚度有限，渗透系数 1.74×10^{-4}cm/s 左右，其富水性相对较贫乏，单井涌水量 50～120m^3/d，水质良好，为低矿化度淡水。

依据上述场地含水介质类型、含水层岩性特征、地下水赋存条件和水动力特征，将地下水划分为孔隙潜水和孔隙裂隙承压水两大类(参见图 10.4-8 至图 10.4-10)。

⑵地下水补径排及动态特征

拟建场地潜水含水层主要接受上游条带状冲沟发育区地下水侧向径流补给，同时接受大气降雨入渗、雨洪季节河水下渗和纳林沟两侧上层滞水的径流补给。

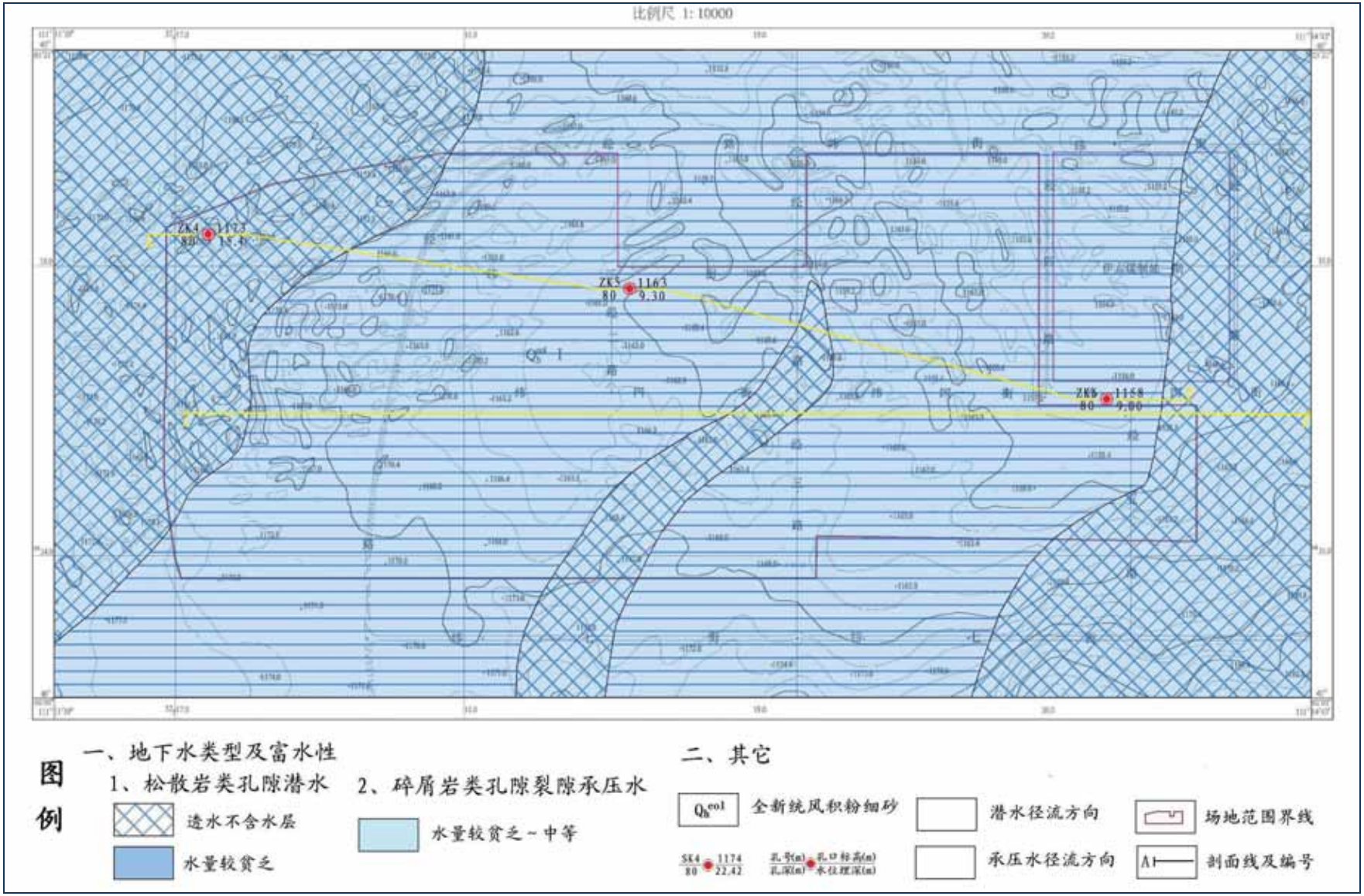


图 10.4-8　拟建场地水文地质图

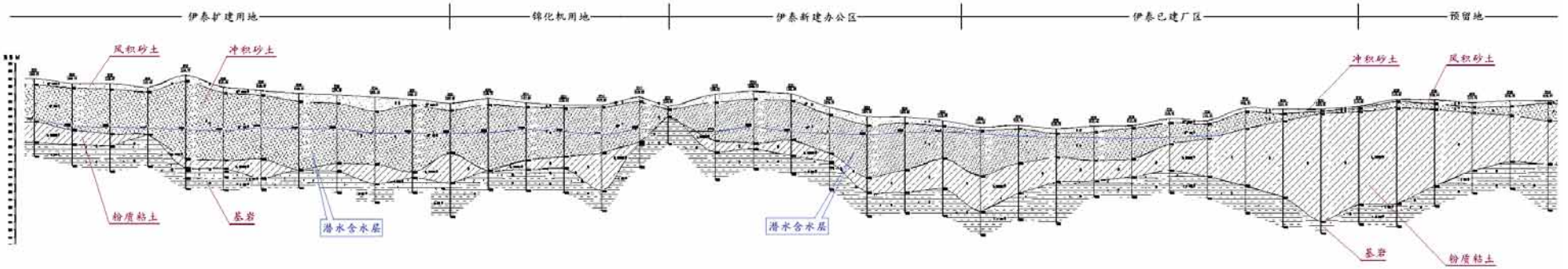


图 10.4-9　拟建场地 A-A′潜水含水层水文地质剖面图

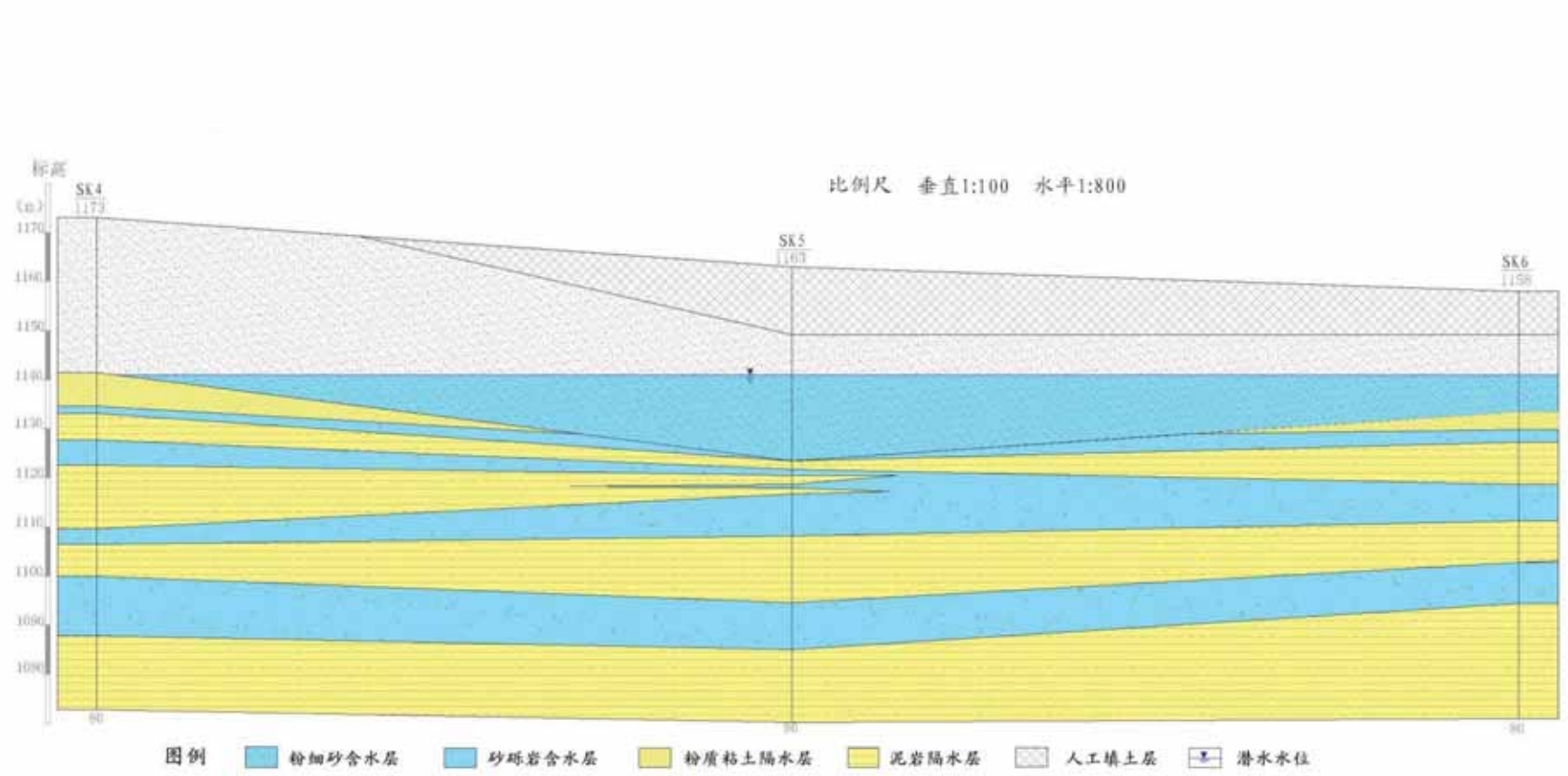


图 10.4-10 B-B′ 水文地质剖面图

依据现场水文地质勘探结果，潜水水位埋深3.0～14.8m，水力梯度1.5%左右。地下水整体径流方向与纳林沟发育方向一致，排泄去向主要为向北东方向侧向径流、下渗补给白垩系孔隙裂隙承压水和浅埋区的蒸发蒸腾作用。潜水水位随季节变化而波动，3月份的融雪使得地下水有所回升，5至6月份，随着降雨量的增大，地下水缓慢抬升，九月份达到最高，之后随着降雨量的减少而逐渐下降，一般至次年2月份达到最低，显示出降雨入渗-径流型动态特征。

孔隙裂隙承压水含水层主要接受上游地下水侧向径流补给，同时接受纳林沟潜水含水层条带状的下渗补给，沿向北倾斜的含水层向北偏西方向的大沟径流，水头埋深6.0～27.88m，水力梯度1.7%左右。其排泄去向为转换为大沟地表径流或人工深井开采。承压含水岩组上覆新近系粉质粘土和粉砂质泥岩，隔水性能良好，构造封闭好，除纳林沟沟谷地段外，垂向补给与排泄量甚微，以水平方向径流补给排泄为主，地下水动态变化缓慢，天然状态下水位变幅小于1.0m。

⑶地下水化学特征

拟建场地岩土工程勘察期间，在多个钻孔中采取地下水试样进行了简分析，分析结果表明：孔隙潜水pH值为7.57，SO_4^{2-}含量43.2mg/L，Cl^-含量28.4mg/L，HCO_3^-含量327.6mg/L，为HCO_3-Ca·Mg型水，矿化度224.6mg/L，水质良好。碎屑岩类孔隙裂隙水pH值为7.9，SO_4^{2-}含量45.4mg/L，Cl^-含量21.9mg/L，HCO_3^-含量322.4mg/L，为HCO_3-Ca·Mg型水，矿化度490.21mg/L，水质良好。

⑷研究目的含水层

由上述地下水类型及赋存特征可知，拟建项目场地浅表部赋存有松散岩类孔隙潜水和碎屑岩类孔隙裂隙承压水。孔隙潜水分布于场地中部纳林沟发育地段，包气带岩性主要为风积或冲积形成的粉细砂，天然防污性能较弱，潜水含水层易受污染。孔隙裂隙承压水在拟建场地内均有分布，承压含水层之上一般上覆有第三系棕红色粉质粘土和砂质泥岩，厚度在2.0～26.7m之间，平均厚度12.9m，垂向渗透系数在8.91×10^{-8}～5.27×10^{-6}cm/s之间，为良好的隔水层，构成了白垩系东胜组自流斜地含水系统的隔水顶板；但在纳林沟沟谷部位，受冲蚀作用影响，第三系粉质粘土和砂质泥岩缺失，致使上部潜水与下部承压水之间水力联系密切，上部潜水一旦遭受污染，其将成为下部承压水的污染源。

依据拟建场地地下水类型及水力联系特征，结合包气带天然防污性能，确定

本项目研究目的含水层为浅表部的第四系松散岩类孔隙潜水含水层和白垩系碎屑岩类孔隙裂隙承压水含水层。

10.4.4 水文地质试验

⑴包气带注水试验

通过钻探资料分析包气带岩性、厚度和连续性特征,通过注水试验测试包气带渗透性能，综合分析包气带的天然防渗性能，为场地地下水污染防止措施的设计提供科学依据。

①包气带特征

拟建工程场地包气带主要由第四系风积及冲积粉细砂和第三系粉土、粉质粘土构成，第四系粉细砂在厂区内均有分布，厚度 0.5～13.0m，平均厚度 5.81m。

②试验点选取

为了查明包气带渗透性能,本次在厂址区选取 5 个点进行包气带注水试验工作，试验点相对位置参见图 10.4-11。

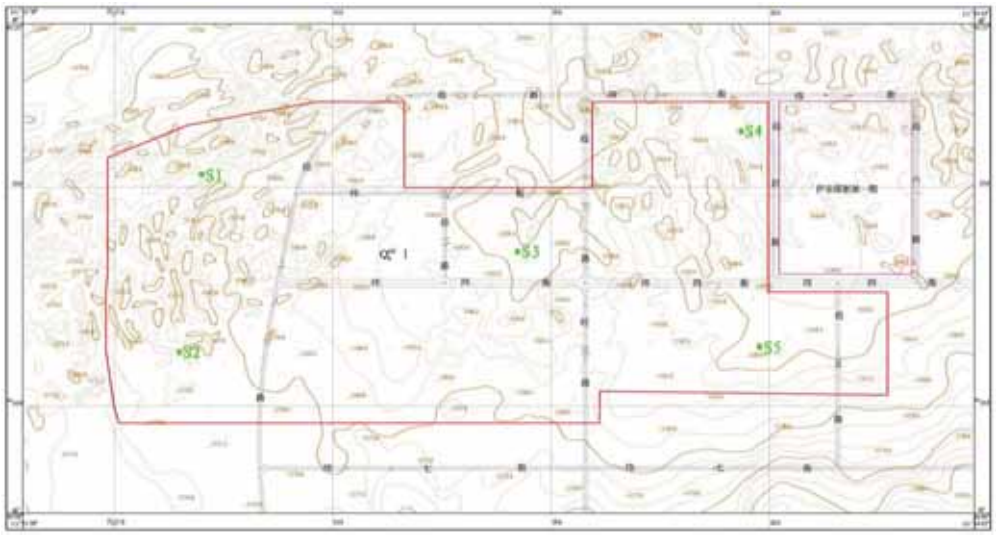


图 10.4-11　试坑注水试验点位置图

③试验方法

A.设备的安装

a.选定试验位置后，清除地表覆土，下挖一个 20cm 的注水试坑，清平坑底；

b.在注水试坑内放入高 20cm，直径 35.75cm 的铁环，环外用粘土充填压实，确保四周密闭不漏水；

c.在环底铺 2cm 厚的粒径 5-8mm 的粒料作缓冲层。

B. 注水试验

a. 向环内注水，保持环内水柱高度在 10cm 左右，并控制波动幅度不超过 0.5cm；

b. 开始每隔 5min 量测一次注水量，连续量测 5 次，以后每隔 20min 量测一次，连续量测 7 次；

c. 经计算，第 6 次和第 5 次注水量之差小于第 7 次注水量的 10%，试验结束。

④注水试验结果

单环注水试验按下列公式计算试验层的渗透系数：

$$K=16.67Q/F$$

式中 K---试验土层渗透系数，cm/s；

Q---最后一次注水量，L/min；

F---试环面积，cm^2。

包气带注水试验计算结果见表 10.4-2。

表 10.4-2 包气带单环注水试验成果计算表

试验位置	试环面积（cm^2）	水头高度（cm）	第 7 次注水量(L/min)	渗透系数（cm/s）
S1	1000	10	0.197	3.28×10^{-3}
S2			0.076	1.27×10^{-3}
S3			0.0517	8.62×10^{-4}
S4			0.290	4.83×10^{-3}
S5			0.0253	4.22×10^{-4}

⑵ 钻孔注水试验

①试验位置

相邻场地野外水文地质勘探期间，在 CK2、CK4、CK5 和 ZK5 号孔进行了钻孔常水头注水试验工作，从而求得不同含水层的渗透性能。试验孔结构参见图 10.4-12 至图 10.4-14。

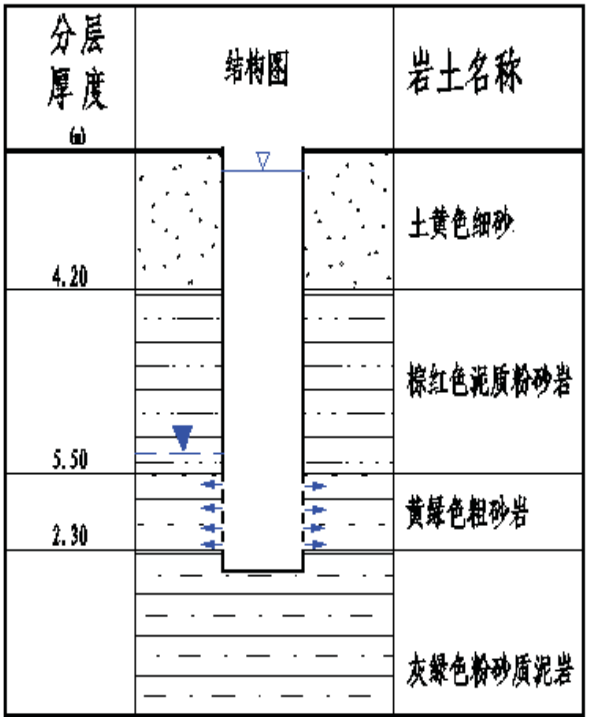


图 10.4-12　CK2 和 CK4 结构示意图

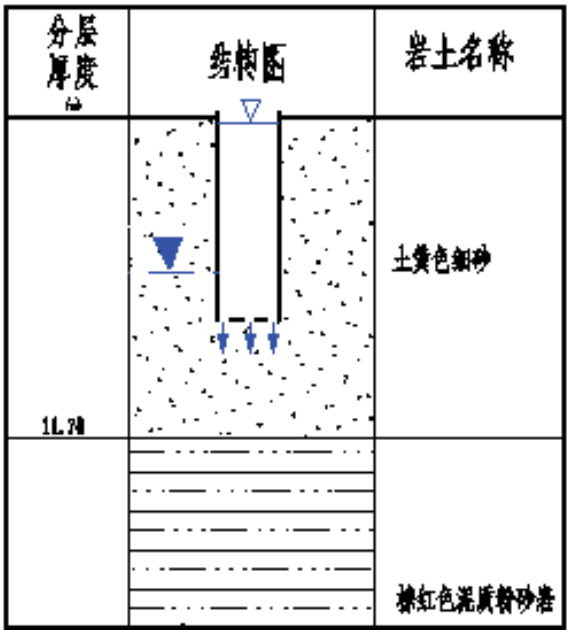


图 10.4-13　ZK5 结构示意图

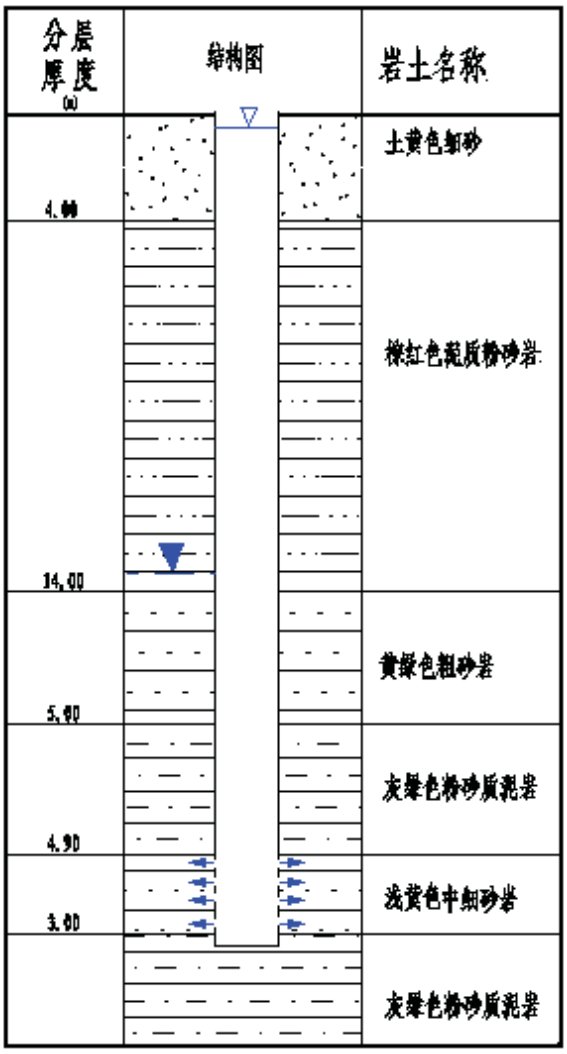


图 10.4-14　CK5 结构示意图

②注水试验

向套管内注入清水，当水位距离管口 5cm 时，用量桶量测注入水量并使水位保持不变。开始每隔 5min 量测一次，连续量测 5 次，以后每隔 20min 量测一次并连续量测 6 次。第 5 次与第 4 次的注入流量之差小于第 6 次注入流量的 10%，取第 6 次注入流量作为计算值。

③资料整理计算

因试验段均位于地下水位以下，渗透系数计算公式如下：

$$K=16.67Q/AH$$

式中　K---试验岩土层的渗透系数，cm/s；

Q---注入流量，L/min；

H---试验水头，cm；试验水位与地下水位之差；

A---形状系数，cm。

4 个钻孔不同含水层渗透系数计算结果见表 10.4-3。

表 10.4-3　　钻孔常水头注水试验计算结果

常水头注水试验		CK2	CK4	CK5	ZK5
注入流量(L/min)		10.19	7.357	2.067	5.22
试验水头(cm)		860	1600	1570	560
套管半径(cm)		7.6			
试段长度(cm)		230	180	300	/
形状系数(cm)		275.1	226.1	341.3	41.8
渗透系数	(cm/s)	7.18×10^{-4}	3.39×10^{-4}	6.43×10^{-5}	3.72×10^{-3}
	(m/d)	0.62	0.293	0.056	3.214

⑶钻孔抽水试验

内蒙古自治区第二水文地质工程地质勘查院在大路新区水源地水文地质详查期间，开展了多组抽水试验工作，其抽水试验成果如下：

①稳定流抽水试验

A.单孔稳定流抽水试验，利用抽水孔的水位下降资料计算渗透系数

对东胜组（K_1d^1）裂隙孔隙承压水含水岩组，选用承压水完整井公式：

$$K=\frac{Q}{2\pi sM}\ln\frac{R}{r}$$

式中：

K----含水层渗透系数（m/d）；

Q----抽水井出水量（m^3/d）；

s----抽水井中水位下降值（m）；

M----承压水含水层的厚度（m）；

R----影响半径（m），选用承压水经验公式 $R=10s\sqrt{K}$；

r----抽水孔过滤器的半径（m）。

符合该公式应用条件的井孔共有 24 个，有关参数及计算结果列于表 10.4-4 中。

表 10.4-4　　白垩系承压水含水层渗透系数计算表

孔号	Q（m^3/d）	s（m）	M（m）	R（m）	r（m）	K（m/d）
DL12	268.22	18.30	67.55	89.65	0.1075	0.24
DL21	304.22 519.20	14.23 24.55	51.49	81.75 151.34	0.1075	0.33 0.38

	737.05	34.87		223.48		0.41
DL23	95.50 163.40 234.58	27.26 47.90 67.37	47.30	74.15 135.48 195.26	0.133	0.074 0.080 0.084
ZK292	227.49 264.21	35.33 40.96	35.10	165.71 196.44	0.075	0.22 0.23
ZK296	392.17 485.40 616.03	13.98 17.78 21.67	87.91	88.88 106.68 133.58	0.075	0.36 0.36 0.38
乌 1	136.34	50.10	41.46	143.80	0.055	0.0824
乌 2	65.23	87.55	42.58	133.79	0.055	0.0235
乌 3	28.08	37.04	18.95	79.06	0.055	0.045
乌 16	63.94 81.22 85.54	50.46 67.84 83.38	37.70	103.41 122.25 155.11	0.055	0.042 0.038 0.034
79-4	71.539 78.797 86.40	44.01 48.53 53.71	49.11	90.73 95.47 106.37	0.074	0.0425 0.0387 0.0392

B.单孔稳定流抽水试验，利用观测孔和主孔的水位下降资料计算渗透系数

该试验类型主要在白垩系东胜组（K_1d^1）裂隙孔隙承压含水层中进行，故选用承压水完整井公式：

$$K = \frac{Q}{2\pi M(s_1 - s_2)} \ln \frac{r_2}{r_1}$$

式中：

s_1、s_2----1 号观测孔（或主孔）、2 号观测孔中的水位下降值（m）；

r_1、r_2 ----1 号观测孔（或主孔）、2 号观测孔至抽水孔的距离（m）。

其余符号意义同上。

符合该公式应用条件的共有 3 组孔，有关参数及计算结果列于表 10.4-5 中。

表 10.4-5　　渗透系数计算表

孔号	Q(m^3/d)	M(m)	s_1(m)	r_1(m)	S_2(m)	r_2(m)	K(m/d)	备注
DL12	268.22	67.55	18.30	0.1075	2.06	53.88	0.24	以 DL12-1 为观测孔
乌 24	2086.21	150.93	56.0	0.108	1.969	191	0.30	以乌 22 为观测孔
					2.703	409	0.34	以乌 25 为观测孔
乌 25	2186.35	178.40	43.302	0.105	14.951	191	0.52	以乌 22 为观测孔
					1.745	409	0.39	以乌 24 为观测孔

②非稳定流抽水试验

在抽水试验初期，保持流量稳定且按非稳定流抽水试验观测时间进行水位与

流量的观测，故可采用非稳定流计算公式求取水文地质参数。

A. 直线法

根据抽水试验资料在单对数纸上作 s-lgt 关系曲线，选择直线段，在时间 t 的对数坐标上截取一个对数周期，一个对数周期的降深差即为直线的斜率 i，并量出直线在横轴（s=0）上的截距 t。代入下式：

$$T=0.183\frac{Q}{i}$$

$$\mu^*=\frac{2.25Tt_0}{r^2}$$

符合该公式条件的共有 6 组，有关参数及计算结果列于表 10.4-7 中。

表 10.4-7　　直线法计算 T、μ*表

孔号	Q（m^3/d）	M（m）	i	T（m^2/d）	K（m/d）	t_0（d）	r（m）	μ*
DL12	268.22	67.55	1.3803	35.80	0.53	0.0862	53.88	2.39×10^{-4}
DL21	737.05	51.49	8.5224	15.96	0.31			
DL22	1914.71	131.70	2.4871	140.98	1.07			
DL23	234.58	47.30	10.149	4.26	0.09			
乌 24	2086.21	150.93		33.198	0.22			4.5×10^{-3}
乌 25	2186.35	178.40		43.156	0.24			3.5×10^{-4}

B. 配线法

根据抽水试验资料在透明双对数纸上作 S-t 关系曲线，将曲线重叠在标准曲线上，保持坐标轴平行，移动到二根曲线完全重合时为止。在重合的双对数纸上任选一点作为配合点，读出该点在二张对数纸上的相应坐标 W（u），$\frac{1}{u}$，s 和 t 值，代入下式：

$$T=\frac{0.08Q}{s}W(u)$$

$$u^*=\frac{4Tt}{r^2(\frac{1}{u})}$$

式中：μ*----储水系数（无量纲）

其余符号意义同前。

符合该公式应用条件的共有 3 组孔，有关参数及计算结果列于表 10.4-8 中。

表 10.4-8　　配线法计算水文地质参数表

参数 / 钻孔类型		Q（m^3/d）	M（m）	T（m^2/d）	a（m^2/d）	μ*	K（m/d）
抽水孔乌 24		2086.21	150.93				
参数计算	乌 22			100.876	7.99×10^{4}	1.43×10^{-3}	0.67
	乌 23			32.2	2.85×10^{3}	1.13×10^{-2}	0.21
	乌 24			40.486	3.71×10^{3}	1.27×10^{-2}	0.27
	乌 25			94.522	5.19×10^{4}	2.04×10^{-2}	0.63
抽水孔乌 25		2186.35	178.40				
参数计算	乌 22			38.304	1.15×10^{5}	3.36×10^{-4}	0.21
	乌 24			101.67	4.33×10^{4}	2.3×10^{-3}	0.57
	乌 25			55.629	7.04×10^{3}	7.9×10^{-3}	0.31
乌 24、乌 24 同时抽水		3801.77	164.67				
参数计算	乌 22			41.963	1.1×10^{5}	3.83×10^{-4}	0.25
	乌 23			45.17	2.5×10^{4}	1.83×10^{-3}	0.27
	乌 24			43.852	3.8×10^{2}	1.1×10^{-3}	0.27
	乌 25			43.956	1.3×10^{2}	3.3×10^{-1}	0.27
	乌 27			79.63	7.46×10^{4}	1.06×10^{-3}	0.48

C.水位恢复法

根据抽水试验水位恢复资料在单对数纸上作剩余降深 s′ ～（$1+\frac{t_p}{t_K}$）关系曲线，在横坐标 $1+\frac{t_p}{t_K}$ 上截取一个对数周期，一个对数周期的降深差即为斜率 i，代入下式：

$$T=0.183\frac{Q}{i}$$

符合该公式应用条件的共有 5 组，有关参数及计算结果列于表 10.4-9 中。

表 10.4-9　　水位恢复法计算渗透系数表

孔号	Q（m^3/d）	M（m）	i	T（m^2/d）	K（m/d）	备注
DL21	737.05	51.49	7.0096	19.05	0.37	
DL22	1914.71	131.70	2.0527	171.21	1.30	
DL23	234.58	47.30	9.7999	4.26	0.09	
乌 24	2086.21	150.93	9.60	39.769	0.26	
乌 25	2186.35	178.40	10.716	37.335	0.21	$\mu^*1.93\times10^{-3}$

10.5 地下水环境质量现状监测与评价

10.5.1 地下水环境现状监测

受中国寰球工程公司委托，鄂尔多斯市环境保护中心监测站于 2014 年 3 月、6 月和 9 月进行了拟建项目地下水现场采样和室内化验工作。

⑴监测点位

通过评价区现场踏勘调查，结合评价区水文地质条件、地下水流场特征、场地所处位置、保护目标分布情况和水文地质勘探成果，共选取地下水水质监测点 18 个。监测井具体位置参见图 10.5-1，各监测井基本情况参见表 10.5-1。

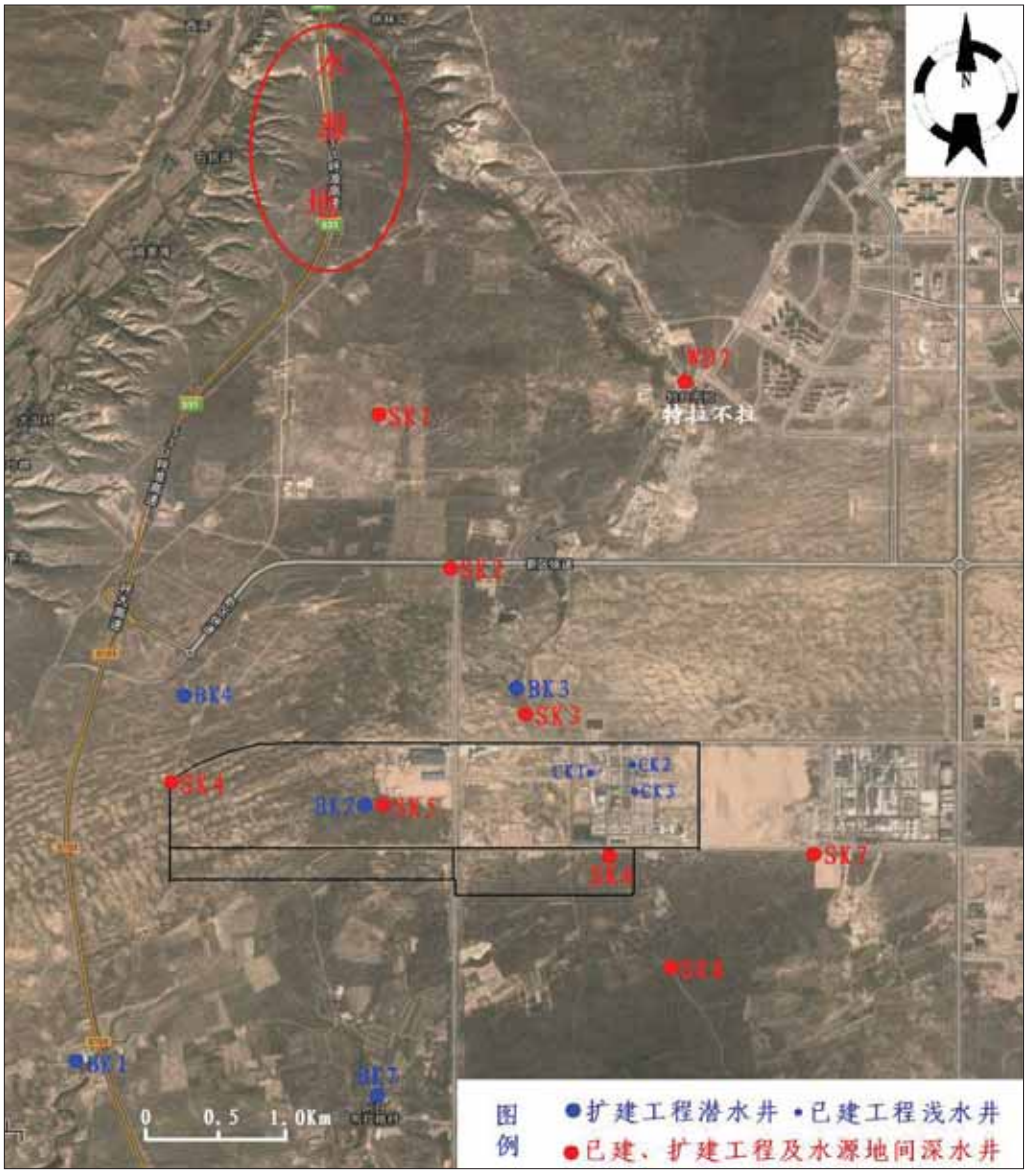


图 10.5-1　地下水水质现状监测点点位图

表 10.5-1　　地下水现状监测点基本情况表

孔号	类型	GPS 坐标		标高 (m)	井深 (m)	水位埋深 (m)
		N	E			
SK1	承压水	40° 4'24.50"	111° 13'34.61"	1139	120	32.3
SK2		40° 3'57.61"	111° 13'57.83"	1143	100	20.38
SK3		40° 3'17.86"	111° 14'20.32"	1152	120	26.2
SK4		40° 3'4.38"	111° 12'26.83"	1174	80	22.42
SK5		40° 3'0.29"	111° 13'33.16"	1159	80	21.82
SK6		40° 2'44.54"	111° 14'32.19"	1156	70	23.47
SK7		40° 2'45.42"	111° 15'50.88"	1156	75	28.37
SK8		40° 2'17.07"	111° 15'3.57"	1185	70	22.76
水源地		苗家滩水源地		--	230	39.7
WD7	混合	特拉不拉村		--	80	14.45
BK1	潜水	40° 3'26.39"	111° 12'33.73"	1173	25	9.0
BK2		40° 2'59.90"	111° 13'26.21"	1160	30	8.83
BK3		40° 3'22.24"	111° 14'19.74"	1148	28	3.05
BK4		40° 3'56.36"	111° 16'30.84"	1130	24	4.57
BK7		40° 2'9.95"	111° 15'56.87"	1180	28	6.04
CK1		40° 3'6.41"	111° 14'37.15"	1152	16	5.4
CK2		40° 3'10.93"	111° 14'55.77"	1150	16	4.8
CK3		40° 2'54.44"	111° 14'46.78"	1152	14	3.3

⑵监测项目

依据《地下水质量标准》(GB/T 14848-93)对地下水水质监测的要求，结合拟建项目废污水污染因子特征，确定地下水环境质量现状监测因子如下：pH 值、总硬度、溶解性总固体、高锰酸盐指数、氨氮、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、硫酸盐、氯化物、氟化物、硫化物、氰化物、铁、锰、铜、锌、铅、六价铬、镉、汞、砷、镍、钒、挥发酚、石油类、苯、甲苯、间，对-二甲苯、邻二甲苯、苯并芘和总大肠菌群，合计 31 项。

⑶监测及分析方法

样品的采集、保存、分析与质量控制均按《环境监测技术规范》进行。各监测项目监测分析方法详见 10.5-2。

表 10.5-2　　地下水环境质量监测分析方法一览表

分析项目	测定方法	检出限
采样	采样方案设计技术规定 HJ495-2009	—
采样	采样技术指导 HJ494-2009	—
采样	水质样品的保存和管理技术规定 HJ 493—2009	—
pH 值	玻璃电极法 GB6920-86	0.1（PH 值）
溶解性总固体	重量法 GB/T 5750.4-2006	—
硫化物	流动注射分光光度法 EHJ-ZYZD-FF-05（2013）	0.005mg/L
氰化物	流动注射分光光度法 EHJ-ZYZD-FF-02（2013）	0.001mg/L
硫酸盐	离子色谱法 HJ/T84-2001	0.09mg/L
氯化物	离子色谱法 HJ/T84-2001	0.02 mg/L
氟化物	离子色谱法 HJ/T84-2001	0.02mg/L
铜	ICP-AES 法《水和废水监测分析方法》（第四版增补版）	0.01mg/L
锌	ICP-AES 法《水和废水监测分析方法》（第四版增补版）	0.006mg/L
铅	原子吸收分光光度法 GB 7475-87	0.01mg/L
镉	ICP-AES 法《水和废水监测分析方法》（第四版增补版）	0.003mg/L
铁	ICP-AES 法《水和废水监测分析方法》（第四版增补版）	0.03mg/L
锰	ICP-AES 法《水和废水监测分析方法》（第四版增补版）	0.001mg/L
砷	原子荧光法 HJ694-2014	0.3μg/L
汞	原子荧光法 HJ694-2014	0.04μg/L
镍	ICP-AES 法《水和废水监测分析方法》（第四版增补版）	0.01mg/L
钒	ICP-AES 法《水和废水监测分析方法》（第四版增补版）	0.01mg/L
六价铬	二苯碳酰二肼分光光度法 GB7467-87	0.004mg/L
总硬度	EDTA 滴定法 GB7477-87	5mg/L
高锰酸盐指数	高锰酸盐指数酸性法 GB11892-89	0.5mg/L
氨氮	纳氏试剂分光光度法 HJ535-2009	0.025mg/L
硝酸盐氮	离子色谱法 HJ/T84-2001	0.08mg/L
亚硝酸盐氮	N-(1-萘基)-乙二胺光度法 GB7493-87	0.003mg/L
挥发酚	流动注射分光光度法 EHJ-ZYZD-FF-01（2013）	0.002mg/L
石油类	红外分光光度法 HJ 637-2012	0.04mg/L
苯	吹扫捕集/气相色谱-质谱法 HJ 639-2012	0.0014L
甲苯	吹扫捕集/气相色谱-质谱法 HJ 639-2012	0.0014L
总大肠菌群	多管发酵法《水和废水监测分析方法》（第四版增补版）	—

1.4 监测结果：地下水水质现状检测结果见表 10.5-3。

表 10.5-3　　地下水水质现状监测结果　　单位 mg/L（pH 值：无量纲，总大肠菌群：个/L）

监测数据 / 监测因子	SK1									SK2								
	3 月			6 月			9 月			3 月			6 月			9 月		
	28 日	29 日	30 日	26 日	27 日	28 日	9 日	10 日	11 日	28 日	29 日	30 日	26 日	27 日	28 日	9 日	10 日	11 日
pH 值	8	8	8	8.1	8.1	8.1	8.1	8.2	8.1	7.9	7.9	7.9	7.8	7.8	7.8	7.9	7.9	8
溶解性总固体	272	264	268	254	259	248	262	269	257	334	337	336	336	332	338	334	338	329
氰化物	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L
硫化物	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L
硫酸盐	16.5	16.8	16.4	18.5	19.6	17.8	18.6	18.8	18.5	27.3	28.8	28.4	27.2	26.9	26.7	28	28.4	28.6
氯化物	5.13	5.23	5.17	4.94	5.03	5.05	4.81	4.88	4.85	11.7	12.2	12.6	12.2	12.8	12.2	11.2	11.4	11.9
氟化物	0.34	0.36	0.35	0.39	0.38	0.38	0.35	0.36	0.35	0.41	0.45	0.43	0.55	0.51	0.53	0.3	0.31	0.32
铜	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
锌	0.006L	0.006L	0.006L	0.159	0.152	0.156	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L
铅	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
镉	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L
铁	0.18	0.17	0.19	0.12	0.11	0.11	0.18	0.13	0.15	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L
锰	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.082	0.081	0.079	0.063	0.056	0.06	0.053	0.052	0.053
砷	1.58×10^{-3}	1.60×10^{-3}	1.61×10^{-3}	2.31×10^{-3}	2.21×10^{-3}	2.28×10^{-3}	1.18×10^{-3}	1.23×10^{-3}	1.11×10^{-3}	1.66×10^{-3}	1.67×10^{-3}	1.72×10^{-3}	1.04×10^{-3}	1.06×10^{-3}	1.12×10^{-3}	1.19×10^{-3}	1.18×10^{-3}	1.23×10^{-3}
汞（L）	1.00×10^{-5}L	1.0×10^{-5}L	1.0×10^{-5}L	1.0×10^{-5}L	1.0×10^{-5}L	1.0×10^{-5}L	4.0×10^{-5}L	4.0×10^{-5}L	4.0×10^{-5}L	1.0×10^{-5}L	1.0×10^{-5}L	1.0×10^{-5}L	1.0×10^{-5}L	1.00×10^{-5}L	1.00×10^{-5}L	4.00×10^{-5}L	4.00×10^{-5}L	4.00×10^{-5}L
镍	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
钒	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
六价铬	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L
总硬度	160	157	159	157	158	159	148	149	150	242	240	244	249	250	250	249	248	246
高锰酸盐指数	1.4	1.5	1.4	1	1	1	1.5	1.4	1.4	1.2	1.3	1.3	1	1	1	1	1	0.9
氨氮	0.078	0.07	0.073	0.025L	0.025L	0.025L	0.025L	0.025L	0.025L	0.073	0.067	0.07	0.025L	0.025L	0.025L	0.025L	0.025L	0.025L
硝酸盐氮	5.33	5.3	5.32	4.98	5	5.03	4.97	4.95	4.91	0.35	0.36	0.34	0.16	0.2	0.19	0.62	0.63	0.62
亚硝酸盐氮	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L
挥发酚	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L
石油类	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
苯	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L
甲苯	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L
间，对-二甲苯	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L
邻二甲苯	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L
苯并芘(L)	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L
总大肠菌群	3	3	3	3	3	3	<3	<3	<3	3	3	3	<3	<3	<3	3	3	3

续表 10.5-3（1）　　地下水水质现状监测结果　　单位 mg/L（pH 值：无量纲，总大肠菌群：个/L）

监测数据 / 监测因子	SK3									SK4								
	3 月			6 月			9 月			3 月			6 月			9 月		
	28 日	29 日	30 日	28 日	29 日	30 日	28 日	29 日	30 日	28 日	29 日	30 日	28 日	29 日	30 日	28 日	29 日	30 日
pH 值	8.1	8.1	8.1	8.1	8.1	8.1	8	8.1	8	8.2	8.2	8.2	8	8.1	8	8.1	8.1	8.1
溶解性总固体	336	331	339	312	316	311	296	303	299	289	291	284	282	277	275	284	278	290
氰化物	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L
硫化物	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L
硫酸盐	45.7	46.3	46.1	45.5	44.8	45.2	49.8	50	50.4	10.8	12.1	12.3	13.7	14.5	14.2	11.1	11.4	11.5
氯化物	20.8	21.1	20.9	20.1	22.5	21.6	20.5	21.1	20.9	4.85	4.84	4.77	5.8	5.75	5.72	3.98	4.1	4.06
氟化物	0.46	0.42	0.44	0.39	0.41	0.4	0.42	0.42	0.43	0.41	0.42	0.42	0.48	0.49	0.48	0.46	0.48	0.47
铜	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
锌	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L
铅	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
镉	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L
铁	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L
锰	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.009	0.026	0.031	0.027	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L
砷	1.35×10^{-3}	1.48×10^{-3}	1.53×10^{-3}	8.49×10^{-4}	8.17×10^{-4}	8.43×10^{-4}	1.67×10^{-3}	1.63×10^{-3}	1.59×10^{-3}	1.68×10^{-3}	1.42×10^{-3}	1.35×10^{-3}	1.74×10^{-3}	1.78×10^{-3}	1.70×10^{-3}	1.81×10^{-3}	1.74×10^{-3}	1.71×10^{-3}
汞（L）	1.0×10^{-5}L	1.0×10^{-5}L	1.0×10^{-5}L	1.0×10^{-5}L	1.0×10^{-5}L	1.0×10^{-5}L	4.0×10^{-5}L	4.0×10^{-5}L	4.0×10^{-5}L	1.0×10^{-5}L	1.0×10^{-5}L	1.0×10^{-5}L	1.0×10^{-5}L	1.0×10^{-5}L	1.0×10^{-5}L	4.0×10^{-5}L	4.0×10^{-5}L	4.0×10^{-5}L
镍	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
钒	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
六价铬	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L
总硬度	202	209	204	208	212	211	196	197	195	193	192	190	189	191	192	191	186	189
高锰酸盐指数	0.9	0.9	1	1	0.9	0.9	1.1	1	1.1	1	1.1	1.1	1	0.9	1	1	1	1.1
氨氮	0.127	0.127	0.125	0.025L	0.025L	0.025L	0.179	0.177	0.177	0.07	0.062	0.067	0.166	0.172	0.169	0.025L	0.025L	0.025L
硝酸盐氮	2.91	2.9	2.92	3.88	3.84	3.86	1.3	1.33	1.31	7.08	7.09	7.05	7.08	7.1	7.06	6.9	6.91	6.94
亚硝酸盐氮	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L
挥发酚	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L
石油类	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
苯	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L
甲苯	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L
间，对-二甲苯	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L
邻二甲苯	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L
苯并芘(L)	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L
总大肠菌群	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3

续表 10.5-3（2）　　地下水水质现状监测结果　　单位 mg/L（pH 值：无量纲，总大肠菌群：个/L）

监测数据 / 监测因子	SK5									SK6								
	3 月			6 月			9 月			3 月			6 月			9 月		
	28 日	29 日	30 日	28 日	29 日	30 日	28 日	29 日	30 日	28 日	29 日	30 日	28 日	29 日	30 日	28 日	29 日	30 日
pH 值	8	8	8	8	8	8	8	8	8	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.8	7.8	7.8
溶解性总固体	361	358	362	351	356	353	352	347	341	468	459	464	462	467	465	461	467	463
氰化物	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L
硫化物	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L
硫酸盐	39.2	38.8	38.2	41.2	42	42.2	42.8	43	43.4	26.1	26.6	27	28.7	26.1	27.5	27.3	28.6	27.9
氯化物	25.2	23.7	24.4	26	27.5	27.2	26.7	26	26.7	28.1	29.3	28.2	41.6	38.5	39.4	36.8	35.4	35.6
氟化物	0.91	0.9	0.93	0.97	0.96	0.95	0.8	0.81	0.81	0.73	0.7	0.72	0.71	0.71	0.71	0.71	0.7	0.72
铜	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
锌	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L
铅	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
镉	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L
铁	0.22	0.21	0.24	0.21	0.19	0.18	0.22	0.21	0.25	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L
锰	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L
砷	1.48×10^{-3}	1.53×10^{-3}	1.46×10^{-3}	1.36×10^{-3}	1.29×10^{-3}	1.25×10^{-3}	1.85×10^{-3}	1.91×10^{-3}	2.00×10^{-3}	1.70×10^{-3}	1.76×10^{-3}	1.74×10^{-3}	6.91×10^{-4}	6.47×10^{-4}	6.80×10^{-4}	1.99×10^{-3}	1.90×10^{-3}	1.95×10^{-3}
汞（L）	1.0×10^{-5}L	1.0×10^{-5}L	1.0×10^{-5}L	1.0×10^{-5}L	1.0×10^{-5}L	1.0×10^{-5}L	4.0×10^{-5}L	4.0×10^{-5}L	4.0×10^{-5}L	1.0×10^{-5}L	1.0×10^{-5}L	1.0×10^{-5}L	1.0×10^{-5}L	1.0×10^{-5}L	1.0×10^{-5}L	4.0×10^{-5}L	4.0×10^{-5}L	4.0×10^{-5}L
镍	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
钒	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
六价铬	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L
总硬度	151	148	148	147	150	151	147	153	155	243	241	238	295	293	278	273	269	271
高锰酸盐指数	1.4	1.5	1.5	1	0.9	1	1.3	1.3	1.4	1.4	1.3	1.4	1	1	1	1	1	1
氨氮	0.059	0.064	0.056	0.025L	0.025L	0.025L	0.025L	0.025L	0.025L	0.084	0.078	0.081	0.025L	0.025L	0.025L	0.025L	0.025L	0.025L
硝酸盐氮	0.42	0.43	0.45	0.13	0.15	0.14	0.63	0.64	0.64	4.02	4.06	4.03	4.46	4.44	4.45	2.11	2.14	2.13
亚硝酸盐氮	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L
挥发酚	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L
石油类	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
苯	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L
甲苯	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L
间，对-二甲苯	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L
邻二甲苯	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L
苯并芘(L)	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L
总大肠菌群	3	3	3	<3	<3	<3	<3	<3	<3	<3	<3	<3	3	3	3	3	3	3

续表 10.5-3（3）　　地下水水质现状监测结果　　单位 mg/L（pH 值：无量纲，总大肠菌群：个/L）

监测数据 / 监测因子	SK7									SK8								
	3 月			6 月			9 月			3 月			6 月			9 月		
	28 日	29 日	30 日	28 日	29 日	30 日	28 日	29 日	30 日	28 日	29 日	30 日	28 日	29 日	30 日	28 日	29 日	30 日
pH 值	8	8	8	8	8	8	7.8	7.8	7.8	8.1	8.1	8.1	8	8	8	7.9	7.9	8
溶解性总固体	368	363	372	361	369	367	361	355	366	238	234	241	239	243	241	221	227	232
氰化物	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L
硫化物	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L
硫酸盐	52.8	53.2	52.5	62.3	61.8	61.9	70.1	72	71.5	12.5	13.6	13.1	13.5	13.6	13.2	12.9	13.3	13.5
氯化物	9.4	9.44	9.37	10.6	10.9	10.5	9.37	9.45	9.42	6.75	6.82	6.8	7.19	7.22	7.26	5.87	5.69	5.74
氟化物	0.69	0.66	0.67	0.63	0.61	0.65	0.61	0.6	0.62	0.72	0.7	0.71	0.78	0.75	0.76	0.72	0.71	0.71
铜	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
锌	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L
铅	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
镉	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L
铁	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L
锰	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L
砷	1.88×10^{-3}	1.94×10^{-3}	1.42×10^{-3}	3.04×10^{-4}	3.34×10^{-4}	3.72×10^{-4}	1.64×10^{-3}	1.58×10^{-3}	1.61×10^{-3}	1.71×10^{-3}	1.73×10^{-3}	1.81×10^{-3}	1.26×10^{-3}	1.29×10^{-3}	1.20×10^{-3}	1.63×10^{-3}	1.52×10^{-3}	1.46×10^{-3}
汞（L）	1.00×10^{-5} L	1.00×10^{-5} L	1.00×10^{-5} L	1.00×10^{-5} L	1.00×10^{-5} L	1.00×10^{-5} L	4.00×10^{-5} L	4.00×10^{-5} L	4.00×10^{-5} L	1.00×10^{-5} L	1.00×10^{-5} L	1.00×10^{-5} L	1.00×10^{-5} L	1.00×10^{-5} L	1.00×10^{-5} L	4.00×10^{-5} L	4.00×10^{-5} L	4.00×10^{-5} L
镍	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
钒	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
六价铬	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L
总硬度	259	255	253	256	260	259	280	276	274	176	179	178	167	163	162	164	163	165
高锰酸盐指数	0.9	1	0.9	1	1	0.9	0.8	0.8	0.8	1.1	1.2	1.1	1	0.9	1	0.8	0.8	0.8
氨氮	0.025L	0.025L	0.025L	0.025L	0.025L	0.025L	0.025L	0.025L	0.025L	0.095	0.089	0.089	0.025L	0.025L	0.025L	0.025L	0.025L	0.025L
硝酸盐氮	0.17	0.19	0.17	0.53	0.5	0.52	0.85	0.88	0.84	1.87	1.85	1.86	1.86	1.8	1.82	2.18	2.15	2.19
亚硝酸盐氮	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L
挥发酚	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L
石油类	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
苯	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L
甲苯	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L
间，对-二甲苯	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L
邻二甲苯	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L
苯并芘(L)	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L
总大肠菌群	＜3	＜3	＜3	＜3	＜3	＜3	3	3	3	3	3	3	＜3	＜3	＜3	3	3	3

续表 10.5-3（4）　　地下水水质现状监测结果　　单位 mg/L（pH 值：无量纲，总大肠菌群：个/L）

监测数据 / 监测因子	水源地									WD7								
	3 月			6 月			9 月			3 月			6 月			9 月		
	28 日	29 日	30 日	28 日	29 日	30 日	28 日	29 日	30 日	28 日	29 日	30 日	28 日	29 日	30 日	28 日	29 日	30 日
pH 值	8	8	8	8	8	8	8	8	8	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.8	7.8	7.8
溶解性总固体	276	273	283	276	282	273	272	278	283	286	284	288	301	296	290	262	267	271
氰化物	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L
硫化物	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L
硫酸盐	16.8	17.4	17.2	14.9	15.6	15.8	14.6	14	14.2	27.3	26.6	26.9	25.8	24.6	25	29.3	30	29.6
氯化物	7.34	7.44	7.35	7.54	7.66	7.42	5.83	5.91	5.99	9.96	9.88	9.89	11.9	11.2	10.7	10.1	10.9	11.2
氟化物	0.42	0.41	0.41	0.47	0.45	0.46	0.44	0.45	0.45	0.35	0.33	0.36	0.38	0.36	0.37	0.33	0.34	0.34
铜	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
锌	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L
铅	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
镉	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L
铁	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L
锰	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L
砷	1.62×10^{-3}	1.63×10^{-3}	1.65×10^{-3}	7.55×10^{-4}	7.67×10^{-4}	7.44×10^{-4}	1.03×10^{-3}	1.07×10^{-3}	1.12×10^{-3}	1.63×10^{-3}	1.66×10^{-3}	1.75×10^{-3}	1.83×10^{-3}	1.75×10^{-3}	1.82×10^{-3}	1.34×10^{-3}	1.37×10^{-3}	1.46×10^{-3}
汞（L）	1.00×10^{-5} L	1.00×10^{-5} L	1.00×10^{-5} L	1.00×10^{-5} L	1.00×10^{-5} L	1.00×10^{-5} L	4.00×10^{-5} L	4.00×10^{-5} L	4.00×10^{-5} L	1.00×10^{-5} L	1.00×10^{-5} L	1.00×10^{-5} L	1.00×10^{-5} L	1.00×10^{-5} L	1.00×10^{-5} L	4.00×10^{-5} L	4.00×10^{-5} L	4.00×10^{-5} L
镍	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
钒	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
六价铬	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L
总硬度	187	184	189	183	179	180	193	189	185	244	242	243	233	227	233	233	229	227
高锰酸盐指数	0.8	0.7	0.7	0.8	0.9	0.9	1	0.9	0.9	1.1	1	1.1	1	0.9	0.9	2	2	1.9
氨氮	0.025L	0.025L	0.025L	0.025L	0.025L	0.025L	0.025L	0.025L	0.025L	0.152	0.147	0.148	0.025L	0.025L	0.025L	0.025L	0.025L	0.025L
硝酸盐氮	3.63	3.55	3.59	4.11	4.05	4.06	3.42	3.4	3.44	1.15	1.1	1.12	2.02	1.87	1.94	1.62	1.6	1.67
亚硝酸盐氮	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L
挥发酚	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L
石油类	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
苯	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L
甲苯	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L
间，对-二甲苯	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L
邻二甲苯	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L
苯并芘(L)	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L
总大肠菌群	＜3	＜3	＜3	3	3	3	＜3	＜3	＜3	3	3	3	3	3	3	3	3	3

续表 10.5-3（5）　　地下水水质现状监测结果　　单位 mg/L（pH 值：无量纲，总大肠菌群：个/L）

监测数据 / 监测因子	BK1									BK2								
	3 月			6 月			9 月			3 月			6 月			9 月		
	28 日	29 日	30 日	28 日	29 日	30 日	28 日	29 日	30 日	28 日	29 日	30 日	28 日	29 日	30 日	28 日	29 日	30 日
pH 值	7.9	7.8	7.9	7.9	7.9	7.9	7.8	7.8	7.8	7.9	8	7.9	7.9	7.9	7.9	8	8	8
溶解性总固体	264	261	266	248	241	252	232	239	243	396	393	398	364	361	356	352	357	360
氰化物	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L
硫化物	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L
硫酸盐	11.3	11.8	11.6	12.7	13	12.8	11.9	12.6	12.9	39.8	40.3	41.1	32.2	33.9	32.5	45.1	46	45.9
氯化物	4.68	4.78	4.69	5.29	5.44	5.4	3.71	3.77	3.79	24.7	25.9	23.5	22.7	23.5	24	23.6	23.1	23.5
氟化物	0.28	0.29	0.27	0.3	0.32	0.3	0.29	0.28	0.26	0.53	0.5	0.52	0.63	0.64	0.64	0.4	0.44	0.45
铜	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
锌	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L
铅	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
镉	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L
铁	0.14	0.16	0.15	0.1	0.13	0.12	0.12	0.18	0.15	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L
锰	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L
砷	2.09×10^{-3}	1.92×10^{-3}	1.88×10^{-3}	1.37×10^{-3}	1.35×10^{-3}	1.30×10^{-3}	1.68×10^{-3}	1.70×10^{-3}	1.74×10^{-3}	1.76×10^{-3}	1.74×10^{-3}	1.65×10^{-3}	1.14×10^{-3}	1.11×10^{-3}	1.08×10^{-3}	1.32×10^{-3}	1.40×10^{-3}	1.45×10^{-3}
汞（L）	1.00×10^{-5} L	1.00×10^{-5} L	1.00×10^{-5} L	1.00×10^{-5} L	1.00×10^{-5} L	1.00×10^{-5} L	4.00×10^{-5} L	4.00×10^{-5} L	4.00×10^{-5} L	1.00×10^{-5} L	1.00×10^{-5} L	1.00×10^{-5} L	1.00×10^{-5} L	1.00×10^{-5} L	1.00×10^{-5} L	4.00×10^{-5} L	4.00×10^{-5} L	4.00×10^{-5} L
镍	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
钒	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
六价铬	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L
总硬度	195	193	197	189	194	190	180	178	182	168	173	170	168	163	165	176	184	184
高锰酸盐指数	1.2	1.2	1.3	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	1	1	1.1	1	1	1	0.9	1.2	1.3	1.2
氨氮	0.054	0.056	0.051	0.025L	0.025L	0.025L	0.025L	0.025L	0.025L	0.064	0.07	0.066	0.025L	0.025L	0.025L	0.025L	0.025L	0.025L
硝酸盐氮	8.08	8.1	8.06	7.86	7.77	7.82	7.68	7.65	7.66	0.1	0.11	0.12	0.15	0.17	0.17	2	2.14	2.16
亚硝酸盐氮	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L
挥发酚	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L
石油类	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
苯	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L
甲苯	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L
间，对-二甲苯	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L
邻二甲苯	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L
苯并芘(L)	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L
总大肠菌群	＜3	＜3	＜3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	<3	<3	<3	3	3	3

续表 10.5-3（6）　　地下水水质现状监测结果　　单位 mg/L（pH 值：无量纲，总大肠菌群：个/L）

监测数据 / 监测因子	BK3									BK4								
	3 月			6 月			9 月			3 月			6 月			9 月		
	28 日	29 日	30 日	28 日	29 日	30 日	28 日	29 日	30 日	28 日	29 日	30 日	28 日	29 日	30 日	28 日	29 日	30 日
pH 值	8.2	8.2	8.2	8.1	8.1	8.1	8	8.1	8	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9
溶解性总固体	320	315	318	318	316	322	322	318	315	274	266	268	278	269	274	272	279	268
氰化物	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L
硫化物	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L
硫酸盐	57.9	56.5	56.7	46.6	48.1	47.5	48.7	49.6	49.2	43.8	44.1	44.6	38.2	39.1	39.3	41.9	42	42.5
氯化物	36.9	37.8	37.2	19.6	21.5	22.7	28.2	28.5	28.1	43.3	44.1	44.5	42.7	42.5	42.7	43.7	43.8	43.8
氟化物	0.65	0.61	0.63	0.39	0.41	0.42	0.45	0.41	0.43	0.25	0.26	0.28	0.29	0.28	0.3	0.34	0.36	0.35
铜	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
锌	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.274	0.271	0.275	0.006L	0.006L	0.006L
铅	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
镉	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L
铁	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L
锰	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L
砷	1.73×10^{-3}	1.81×10^{-3}	1.70×10^{-3}	8.35×10^{-4}	8.62×10^{-4}	8.79×10^{-4}	1.47×10^{-3}	1.34×10^{-3}	1.31×10^{-3}	1.69×10^{-3}	1.70×10^{-3}	1.71×10^{-3}	8.42×10^{-4}	8.26×10^{-4}	8.31×10^{-4}	1.37×10^{-3}	1.26×10^{-3}	1.39×10^{-3}
汞（L）	1.00×10^{-5} L	1.00×10^{-5} L	1.00×10^{-5} L	1.00×10^{-5} L	1.00×10^{-5} L	1.00×10^{-5} L	4.00×10^{-5} L	4.00×10^{-5} L	4.00×10^{-5} L	1.00×10^{-5} L	1.00×10^{-5} L	1.00×10^{-5} L	1.00×10^{-5} L	1.00×10^{-5} L	1.00×10^{-5} L	4.00×10^{-5} L	4.00×10^{-5} L	4.00×10^{-5} L
镍	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
钒	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
六价铬	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L
总硬度	186	188	191	204	208	206	179	181	174	194	195	199	198	193	194	201	199	198
高锰酸盐指数	0.9	1	0.9	1	1	1	1.1	1.1	1.2	0.8	0.9	0.9	1	0.9	1	0.8	0.9	0.9
氨氮	0.07	0.064	0.062	0.087	0.09	0.09	0.163	0.166	0.166	0.051	0.054	0.051	0.025L	0.025L	0.025L	0.025L	0.025L	0.025L
硝酸盐氮	0.73	0.75	0.75	3.9	3.91	3.95	1.59	1.65	1.66	3.23	3.25	3.22	2.36	2.44	2.41	3.5	3.52	3.51
亚硝酸盐氮	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L
挥发酚	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L
石油类	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
苯	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L
甲苯	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L
间，对-二甲苯	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L
邻二甲苯	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L
苯并芘(L)	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L
总大肠菌群	3	3	3	<3	<3	<3	<3	<3	<3	<3	<3	<3	<3	<3	<3	<3	<3	<3

续表 10.5-3（7）　　地下水水质现状监测结果　　单位 mg/L（pH 值：无量纲，总大肠菌群：个/L）

监测数据 / 监测因子	BK7									CK1								
	3 月			6 月			9 月			3 月			6 月			9 月		
	28 日	29 日	30 日	28 日	29 日	30 日	28 日	29 日	30 日	28 日	29 日	30 日	28 日	29 日	30 日	28 日	29 日	30 日
pH 值	8	8	8	7.9	7.9	7.9	7.8	7.8	7.8	8	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9	7.9
溶解性总固体	254	259	250	234	241	227	221	227	228	771	762	768	762	758	751	773	779	768
氰化物	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L
硫化物	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L
硫酸盐	15.6	16.8	16.7	14.9	15.6	15.9	14.9	15.6	15.4	213	211	214	215	222	224	212	215	218
氯化物	7.56	7.62	7.69	6.86	6.95	6.92	5.55	5.66	5.53	160	161	159	175	185	189	165	160	162
氟化物	0.65	0.66	0.66	0.65	0.62	0.65	0.4	0.44	0.41	0.93	0.92	0.92	0.82	0.86	0.84	0.87	0.86	0.88
铜	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
锌	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L
铅	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
镉	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L
铁	0.04	0.06	0.05	0.06	0.07	0.06	0.05	0.06	0.05	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L
锰	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L
砷	1.63×10^{-3}	1.65×10^{-3}	1.70×10^{-3}	7.00×10^{-4}	6.54×10^{-4}	6.80×10^{-4}	1.92×10^{-3}	1.88×10^{-3}	1.92×10^{-3}	1.61×10^{-3}	1.57×10^{-3}	1.58×10^{-3}	5.82×10^{-4}	5.62×10^{-4}	5.50×10^{-4}	1.59×10^{-3}	1.56×10^{-3}	1.51×10^{-3}
汞（L）	1.00×10^{-5} L	1.00×10^{-5} L	1.00×10^{-5} L	1.00×10^{-5} L	1.00×10^{-5} L	1.00×10^{-5} L	4.00×10^{-5} L	4.00×10^{-5} L	4.00×10^{-5} L	1.00×10^{-5} L	1.00×10^{-5} L	1.00×10^{-5} L	1.00×10^{-5} L	1.00×10^{-5} L	1.00×10^{-5} L	4.00×10^{-5} L	4.00×10^{-5} L	4.00×10^{-5} L
镍	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
钒	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
六价铬	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L
总硬度	172	168	174	177	172	172	165	166	169	418	415	417	433	436	432	392	388	395
高锰酸盐指数	1	1	0.9	1	0.9	1	0.8	0.7	0.8	1.3	1.4	1.3	0.9	0.9	0.9	1.6	1.7	1.8
氨氮	0.025L	0.025L	0.025L	0.025L	0.025L	0.025L	0.025L	0.025L	0.025L	0.138	0.144	0.144	0.093	0.096	0.096	0.025L	0.025L	0.025L
硝酸盐氮	2.89	2.95	2.91	2.82	2.88	2.86	3.12	3.2	3.17	13.6	13.8	13.6	17.4	17.8	18.1	3.3	3.14	3.16
亚硝酸盐氮	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L
挥发酚	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L
石油类	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
苯	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L
甲苯	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L
间，对-二甲苯	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L
邻二甲苯	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L
苯并芘(L)	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L
总大肠菌群	3	3	3	3	3	3	3	3	3	<3	<3	<3	<3	<3	<3	<3	<3	<3

续表 10.5-3（8）　　地下水水质现状监测结果　　单位 mg/L（pH 值：无量纲，总大肠菌群：个/L）

监测数据 / 监测因子	CK2									CK3								
	3 月			6 月			9 月			3 月			6 月			9 月		
	28 日	29 日	30 日	28 日	29 日	30 日	28 日	29 日	30 日	28 日	29 日	30 日	28 日	29 日	30 日	28 日	29 日	30 日
pH 值	7.9	7.8	7.9	7.8	7.8	7.8	7.9	7.9	7.9	7.8	7.8	7.8	7.9	7.9	7.9	7.7	7.7	7.7
溶解性总固体	746	751	753	670	665	661	726	721	733	314	319	311	306	312	308	311	306	308
氰化物	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L
硫化物	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L	0.005L
硫酸盐	167	159	155	140	145	148	155	145	142	10.8	10	10.2	10.2	11.5	11.6	9.54	9.59	9.59
氯化物	108	111	110	86.5	88.2	87.1	95.6	96	95.8	10.7	10.9	10.4	10.3	10.5	11	8.98	9.06	9.07
氟化物	0.57	0.55	0.56	0.67	0.64	0.69	0.56	0.55	0.54	0.69	0.72	0.7	0.82	0.81	0.81	0.57	0.57	0.58
铜	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
锌	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.006L	0.051	0.052	0.054	0.006L	0.006L	0.006L
铅	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
镉	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L
铁	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L	0.03L
锰	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L
砷	1.60×10^{-3}	1.61×10^{-3}	1.62×10^{-3}	1.73×10^{-3}	1.75×10^{-3}	1.69×10^{-3}	1.75×10^{-3}	1.76×10^{-3}	1.71×10^{-3}	1.44×10^{-3}	1.47×10^{-3}	1.54×10^{-3}	9.96×10^{-4}	9.64×10^{-4}	9.80×10^{-4}	1.56×10^{-3}	1.45×10^{-3}	1.50×10^{-3}
汞（L）	1.00×10^{-5} L	1.00×10^{-5} L	1.00×10^{-5} L	1.00×10^{-5} L	1.00×10^{-5} L	1.00×10^{-5} L	4.00×10^{-5} L	4.00×10^{-5} L	4.00×10^{-5} L	1.00×10^{-5} L	1.00×10^{-5} L	1.00×10^{-5} L	1.00×10^{-5} L	1.00×10^{-5} L	1.00×10^{-5} L	4.00×10^{-5} L	4.00×10^{-5} L	4.00×10^{-5} L
镍	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
钒	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
六价铬	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L
总硬度	425	418	421	386	383	380	390	387	385	204	207	205	218	220	219	209	207	208
高锰酸盐指数	1.4	1.3	1.4	1	1	1	1.5	1.5	1.6	1.1	1.2	1.1	0.9	1	1	0.7	0.8	0.8
氨氮	0.084	0.078	0.078	0.025L	0.025L	0.025L	0.025L	0.025L	0.025L	0.114	0.119	0.118	0.181	0.189	0.188	0.025L	0.025L	0.025L
硝酸盐氮	14.5	13.9	14.1	12.8	13.6	13.4	12.6	12	12.4	4.45	4.41	4.4	4.33	4.16	4.23	4.59	4.6	4.63
亚硝酸盐氮	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L
挥发酚	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L
石油类	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
苯	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L
甲苯	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L
间，对-二甲苯	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L	0.0022L
邻二甲苯	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L
苯并芘(L)	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L	2.0×10^{-6}L
总大肠菌群	3	3	3	<3	<3	<3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3

10.5.2 地下水环境质量现状评价

⑴评价标准

地下水环境质量按《地下水环境质量标准》（GB/T14848-93）中的III类标准进行评价。上述标准未包括的监测因子，按《生活饮用水卫生标准》(GB5749-2006)和《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）的相关标准进行评价。具体评价标准见表 10.5-4。

表 10.5-4　　地下水环境质量评价标准

污染物名称	标准值	污染物名称	标准值	标准来源	
pH	6.5-8.5	挥发性酚类	≤0.002	GB/T14848-93 III类标准	
总硬度	≤450	铁	≤0.3		
溶解性总固体	≤1000	锰	≤0.1		
高锰酸盐指数	≤3.0	汞	≤0.001		
氨氮	≤0.2	砷	≤0.05		
硝酸盐氮	≤20	六价铬	≤0.05		
亚硝酸盐氮	≤0.02	镉	≤0.01		
硫酸盐	≤250	铅	≤0.05		
氯化物	≤250	锌	≤1.0		
氟化物	≤1.0	镍	≤0.05		
氰化物	≤0.05		≤3.0		
铜	≤1.0			GB5749-2006	表 1
甲苯	≤0.7	苯并(a)芘	≤0.00001		表 3
二甲苯	≤0.5	苯	≤0.01		
硫化物	≤0.02				
石油类	≤0.3				附录 A
钒	≤0.05			GB3838-2002	表 3

⑵评价方法

采用单因子标准指数法对各污染物进行评价：

$$S_I=C_I/\ C_{I,S}$$

式中：S_I---第 i 种污染物的标准指数；

C_I---第 i 种污染物的实测值（mg/L）；

$C_{I,S}$---第 i 种污染物的标准值（mg/L）。

PH 标准指数计算公式为：

$$S_{PH}=(7.0-pH)/(7.0-pH_{sd}) \qquad pH\leq 7.0$$

$$S_{PH}=(pH-7.0)/(pH_{su}-7.0) \qquad pH > 7.0$$

式中：PH-实测值；pH_{sd}-pH 标准的下限值；pH_{su}-pH 标准的上限值。

水质参数的标准指数大于 1 时，表明该水质参数超过了规定的水质标准，已经不能满足使用要求。

⑶评价结果

地下水环境质量现状评价统计结果见表 10.5-5。

⑷结果分析

依据表 10.5-5 地下水环境质量现状评价结果可知，拟建项目场地及周边地区地下水质良好，均能满足表 10.5-4 中评价标准要求。

表 10.5-5　　地下水环境质量现状评价结果一览表

监测数据 / 监测因子	SK1			SK2			SK3			SK4			SK5			SK6		
	平均值	最大值	最大标准指数	平均值	最大值	最大标准指数	平均值	最大值	最大标准指数	平均值	最大值	最大标准指数	平均值	最大值	最大标准指数	平均值	最大值	最大标准指数
pH 值	8.08	8.2	0.80	7.88	8	0.67	8.08	8.1	0.73	8.11	8.2	0.80	8.00	8	0.67	7.87	7.9	0.60
溶解性总固体	261.44	272	0.27	334.89	338	0.34	315.89	339	0.34	283.33	291	0.29	353.44	362	0.36	464.00	468	0.47
氰化物	--	—	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
硫化物	--	—	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
硫酸盐	17.94	19.6	0.08	27.81	28.8	0.12	47.09	50.4	0.20	12.40	14.5	0.06	41.20	43.4	0.17	27.31	28.7	0.11
氯化物	5.01	5.23	0.02	12.02	12.8	0.05	21.06	22.5	0.09	4.87	5.8	0.02	25.93	27.5	0.11	34.77	41.6	0.17
氟化物	0.36	0.39	0.39	0.42	0.55	0.55	0.42	0.46	0.46	0.46	0.49	0.49	0.89	0.97	0.97	0.71	0.73	0.73
铜	--	—	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
锌	--	0.159	0.16	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
铅	--	—	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
镉	--	—	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
铁	0.15	0.19	0.63	--	--	--	--	--	--	--	--	--	0.21	0.25	0.83	--	--	--
锰	--	—	--	0.06	0.082	0.82	--	0.031	0.31	--	--	--	--	--	--	--	--	--
砷	--	—	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
汞	--	—	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
镍	--	—	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
钒	--	—	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
六价铬	--	—	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
总硬度	155.22	160	0.36	246.44	250	0.56	203.78	212	0.47	190.33	193	0.43	150.00	155	0.34	266.78	295	0.66
高锰酸盐指数	1.29	1.5	0.50	1.08	1.3	0.43	0.98	1.1	0.37	1.02	1.1	0.37	1.26	1.5	0.50	1.12	1.4	0.47
氨氮	--	0.078	0.39	--	0.073	0.37	--	0.179	0.90	--	0.172	0.86	--	0.064	0.32	--	0.084	0.42
硝酸盐氮	5.09	5.33	0.27	0.39	0.63	0.03	2.69	3.88	0.19	7.02	7.1	0.36	0.40	0.64	0.03	3.54	4.46	0.22
亚硝酸盐氮	--	—	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
挥发酚	--	—	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
石油类	--	—	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
苯	--	—	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
甲苯	--	—	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
间，对-二甲苯	--	—	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
邻二甲苯	--	—	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
苯并芘(L)	--	—	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
总大肠菌群	--	3	1.00	--	3	1.00	3.00	3	1.00	3.00	3	1.00	--	3	1.00	--	3	1.00

续表 10.5-5（1）　　地下水环境质量现状评价结果一览表

监测数据 / 监测因子	SK7			SK8			水源地			WD7			BK1			BK2		
	平均值	最大值	最大标准指数	平均值	最大值	最大标准指数	平均值	最大值	最大标准指数	平均值	最大值	最大标准指数	平均值	最大值	最大标准指数	平均值	最大值	最大标准指数
pH 值	7.93	8	0.67	8.01	8.1	0.73	8.00	8	0.67	7.87	7.9	0.60	7.86	7.9	0.60	7.94	8	0.67
溶解性总固体	364.67	372	0.37	235.11	243	0.24	277.33	283	0.28	282.78	301	0.30	249.56	266	0.27	370.78	398	0.40
氰化物	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
硫化物	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
硫酸盐	62.01	72	0.29	13.24	13.6	0.05	15.61	17.4	0.07	27.23	30	0.12	12.29	13	0.05	39.64	46	0.18
氯化物	9.83	10.9	0.04	6.59	7.26	0.03	6.94	7.66	0.03	10.64	11.9	0.05	4.62	5.44	0.02	23.83	25.9	0.10
氟化物	0.64	0.69	0.69	0.73	0.78	0.78	0.44	0.47	0.47	0.35	0.38	0.38	0.29	0.32	0.32	0.53	0.64	0.64
铜	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
锌	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
铅	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
镉	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
铁	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	0.14	0.18	0.60	--	--	--
锰	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
砷	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
汞	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
镍	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
钒	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
六价铬	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
总硬度	263.56	280	0.62	168.56	179	0.40	185.44	193	0.43	234.56	244	0.54	188.67	197	0.44	172.33	184	0.41
高锰酸盐指数	0.90	1	0.33	0.97	1.2	0.40	0.84	1	0.33	1.32	2	0.67	1.02	1.3	0.43	1.08	1.3	0.43
氨氮	--	--	--	--	0.095	0.48	--	--	--	--	0.152	0.76	--	0.056	0.28	--	0.07	0.35
硝酸盐氮	0.52	0.88	0.04	1.95	2.19	0.11	3.69	4.11	0.21	1.57	2.02	0.10	7.85	8.1	0.41	0.79	2.16	0.11
亚硝酸盐氮	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
挥发酚	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
石油类	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
苯	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
甲苯	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
间，对-二甲苯	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
邻二甲苯	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
苯并芘(L)	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
总大肠菌群	--	3	1.00	--	3	1.00	--	3	1.00	3.00	3	1.00	--	3	1.00	--	3	1.00

续表 10.5-5（2）　　地下水环境质量现状评价结果一览表

监测数据 / 监测因子	BK3			BK4			BK7			CK1			CK2			CK3		
	平均值	最大值	最大标准指数	平均值	最大值	最大标准指数	平均值	最大值	最大标准指数	平均值	最大值	最大标准指数	平均值	最大值	最大标准指数	平均值	最大值	最大标准指数
pH 值	8.11	8.2	0.80	7.90	7.9	0.60	7.90	8	0.67	7.91	8	0.67	7.86	7.9	0.60	7.80	7.9	0.60
溶解性总固体	318.22	322	0.32	272.00	279	0.28	237.89	259	0.26	765.78	779	0.78	714.00	753	0.75	310.56	319	0.32
氰化物	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
硫化物	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
硫酸盐	51.20	57.9	0.23	41.72	44.6	0.18	15.71	16.8	0.07	216.00	224	0.90	150.67	167	0.67	10.34	11.6	0.05
氯化物	28.94	37.8	0.15	43.46	44.5	0.18	6.70	7.69	0.03	168.44	189	0.76	97.58	111	0.44	10.10	11	0.04
氟化物	0.49	0.65	0.65	0.30	0.36	0.36	0.57	0.66	0.66	0.88	0.93	0.93	0.59	0.69	0.69	0.70	0.82	0.82
铜	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
锌	--	--	--	0.27	0.275	0.28	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	0.054	0.05
铅	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
镉	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
铁	--	--	--	--	--	--	0.06	0.07	0.23	--	--	--	--	--	--	--	--	--
锰	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
砷	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
汞	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
镍	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
钒	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
六价铬	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
总硬度	190.78	208	0.46	196.78	201	0.45	170.56	177	0.39	414.00	436	0.97	397.22	425	0.94	210.78	220	0.49
高锰酸盐指数	1.02	1.2	0.40	0.90	1	0.33	0.90	1	0.33	1.31	1.8	0.60	1.30	1.6	0.53	0.96	1.2	0.40
氨氮	0.11	0.166	0.83	--	0.054	0.27	--	--	--	--	0.144	0.72	--	0.084	0.42	--	0.189	0.95
硝酸盐氮	2.10	3.95	0.20	3.05	3.52	0.18	2.98	3.2	0.16	11.54	18.1	0.91	13.26	14.5	0.73	4.42	4.63	0.23
亚硝酸盐氮	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
挥发酚	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
石油类	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
苯	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
甲苯	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
间，对-二甲苯	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
邻二甲苯	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
苯并芘(L)	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
总大肠菌群	--	3	1.00	--	--	--	3.00	3	1.00	--	--	--	--	3	1.00	3.00	3	1.00

10.6 地下水水动力场数值模拟

10.6.1 模拟区范围

评价区位于鄂尔多斯波状高原的最东北端，地处库布其沙漠的东边缘。地形总体呈西南高东北低之势，东北部靠近黄河的二级台地，地形起伏小；南部靠近丘陵区，地形起伏较大。

东南部为黄河，可作为定水头边界；黄河西南侧分布着南北两条黄河支流，也是较好的自然边界。依据上述区域水文地质特征，模拟区范围确定如下：东南、东北、西北三面河流为界，西南侧以分水岭高地作为隔水边界，模拟区面积约260km^2。模拟区分布位置参见图 10.6-1。



图 10.6-1　模拟区范围图

10.6.2 水文地质概念模型

建立地下水系统的概念模型，是根据建模的要求和具体的水文地质条件，对系统的主要因素和状态进行刻画，简化或忽略与系统目的无关的某些系统的要素和状态，以便于数学描述。

根据前述水文地质条件分析，将模拟区台地上部风积、冲积层和冲沟中的冲洪积松散孔隙介质组成的潜水含水层概化为第一含水层，将下部白垩系东胜组孔隙裂隙承压水概化为第二含水层，将第三系砂质泥岩概化为潜水含水层的隔水底板和承压含水层的隔水顶板。受台地上多条冲沟冲蚀作用影响，第三系砂质泥岩在冲沟发育地区呈条带状缺失，致使上部第四系松散岩类孔隙潜水与下部白垩系东胜组孔隙裂隙承压水水力联系密切，使得上部潜水成为下部承压水的补给来源。根据上述条件，结合资料的可获取程度，将各含水层概化为非均质各向同性介质。

根据前述水文地质资料分析，依据区域地下水位流场特征，结合评价区等水位线形态，确定模型区南部分水岭为零通量边界，东北部黄河为定水头边界，西侧大沟为河流排泄边界，东南侧孔兑沟为流线零通量边界。

模拟区上边界为潜水面，主要为大气降水入渗补给、蒸发等垂向水量交换。泾川组出露于拟建场地的南侧，大致在柳林沟、乌兰哈少一线以南，向北潜伏于东胜组地层之下；泾川组顶部为厚层状泥岩及泥质粉砂岩，构成东胜组含水系统的隔水底板，故将其底部概化为零通量边界。

项目区地下水接受大气降水和侧向径流补给，由南部经厂址区向西北部径流排泄，并最终排入大沟。地下水水位因降雨量大小和季节变化而变化，是时间的函数，因此可以概化为非稳定流。

综上所述，模拟区地下水系统的概念模型可概化成非均质各向同性、空间三维结构、非稳定地下水流系统。

10.6.3 水文地质参数分区

根据前述地质、水文地质条件的分析，结合区内岩土工程勘察、水文地质勘探资料及野外水文地质实验结果，对模拟区含水层进行参数分区，并针对不同岩性分别赋予不同的渗透系数和给水度值，分区结果见图 10.6-2、图 10.6-3 和表 10.6-1、表 10.6-2。

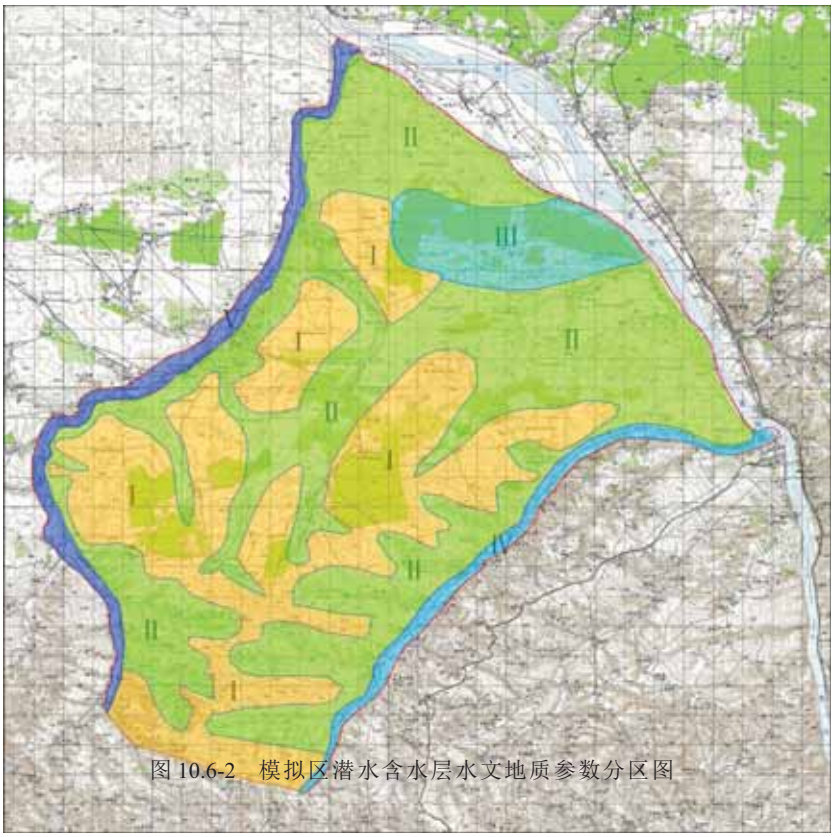


图 10.6-2　模拟区潜水含水层水文地质参数分区图

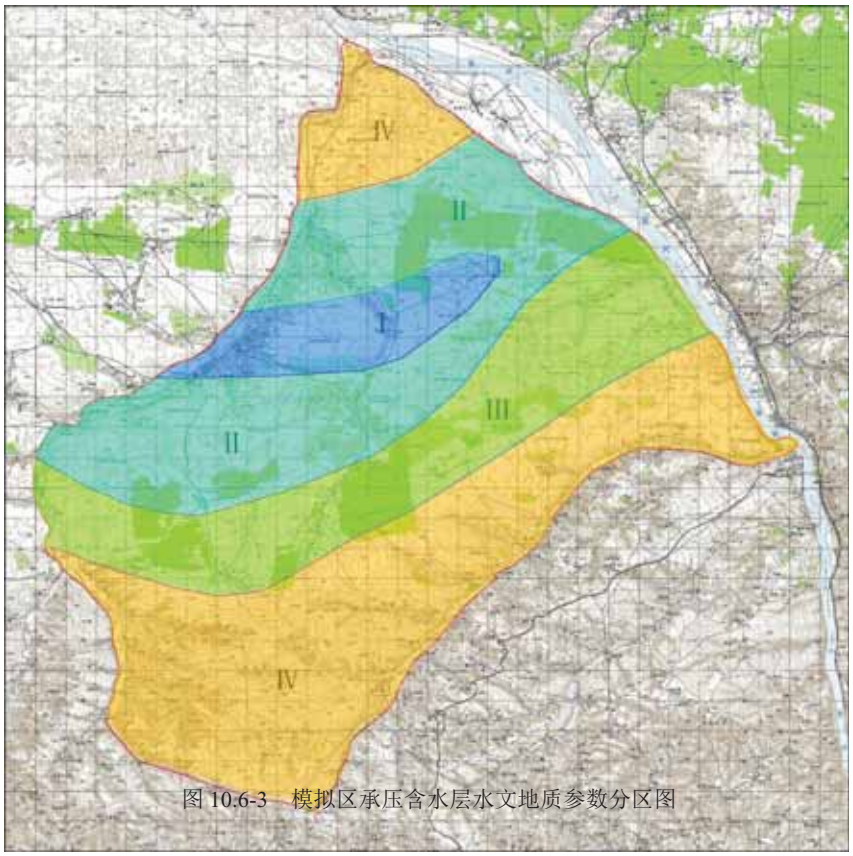


图 10.6-3　模拟区承压含水层水文地质参数分区图

表 10.6-1　　潜水含水层水文地质参数分区表

参数 \ 分区编号	I	II	III	IV	V
渗透系数(m/d)	0.18	3.21	7.34	16.56	26.4
给水度	0.15	0.2	0.22	0.23	0.24

表 10.6-2　　承压含水层水文地质参数分区表

参数 \ 分区编号	I	II	III	IV
渗透系数(m/d)	0.78	0.26	0.08	0.02
弹性释水系数	3.0×10^{-2}	2.5×10^{-2}	3.3×10^{-3}	2.0×10^{-5}

10.6.4 地下水动力场模拟预测

⑴地下水数值模型的建立

①数学模型

对于非均质、各向同性、空间三维结构、非稳定地下水流系统，可用如下微分方程的定解问题来描述：

$$\begin{cases} S\dfrac{\partial h}{\partial t}=\dfrac{\partial}{\partial x}\left(K\dfrac{\partial h}{\partial x}\right)+\dfrac{\partial}{\partial y}\left(K\dfrac{\partial h}{\partial y}\right)+\dfrac{\partial}{\partial z}\left(K\dfrac{\partial h}{\partial z}\right)+\varepsilon & x,y,z\in\Omega,\ t\geq 0 \\ \mu\dfrac{\partial h}{\partial t}=K\left(\dfrac{\partial h}{\partial x}\right)^2+K\left(\dfrac{\partial h}{\partial y}\right)^2+K\left(\dfrac{\partial h}{\partial z}\right)^2-\dfrac{\partial h}{\partial z}(K+p)+p & x,y,z\in\Gamma_0,\ t\geq 0 \\ h(x,y,z,t)\big|_{t=0}=h_0 & x,y,z\in\Omega,\ t\geq 0 \\ \dfrac{\partial h}{\partial \vec{n}}\Big|_{\Gamma_1}=0 & x,y,z\in\Gamma_1,\ t\geq 0 \\ K_n\dfrac{\partial h}{\partial \vec{n}}\Big|_{\Gamma_2}=q(x,y,t) & x,y,z\in\Gamma_2,\ t\geq 0 \\ \dfrac{(h_r-h)}{\sigma}-K_n\dfrac{\partial h}{\partial \vec{n}}\Big|_{\Gamma_3}=0 & x,y,z\in\Gamma_3,\ t\geq 0 \end{cases}$$

式中：

Ω－渗流区域；

h－含水层的水位标高（m）；

K－渗透系数（m/d）；

K_n－边界面法向方向的渗透系数（m/d）；

S－自由面以下含水层储水系数；

μ－潜水含水层在潜水面上的重力给水度；

ε－含水层的源汇项（1/d）；

p－潜水面的蒸发和降水等（1/d）；

h_0－含水层的初始水位分布（m）；

Γ_0－渗流区域的上边界，即地下水的自由表面；

Γ_1－渗流区域的水位边界；

Γ_2－渗流区域的流量边界；

ñ－边界面的法线方向；

q(x,y,z,t)－定义为二类边界的单宽流量（m^2/d.m），流入为正，流出为负，隔水边界为 0。

上述公式为三维地下水流数学模型的一般表达式。在模拟区数值模型中，没有混合边界。

②模拟期及初始条件设置

模拟时期为 2014 年 3 月 15 日到 2014 年 9 月 15 日，其中以 2014 年 3 月 15 日到 2014 年 6 月 15 日作为模型识别期、2014 年 6 月 16 日到 2014 年 9 月 15 日作为模型验证期，每个时间段内包括若干时间步长，时间步

表 10.6-3　　2014 年 3 月 15 日统测水位统计表

潜水观测井水位							
编号	X	Y	水位标高	编号	X	Y	水位标高
HSK3	19512968	4435123.2	1092.9	YCK1	19520246	4435184.2	1146.1
BZK5	19516421	4432910.1	1163.2	CSK2	19522684	4433574.8	1152.9
YBK1	19517319	4435793.2	1111.6	CSK5	19523481	4436857.5	1099.1
YBK2	19518565	4434979.1	1137.6	CSK6	19526547	4435927.8	1085.2
YBK3	19519832	4435671.3	1132.1	CSK7	19529432	4437984.6	1013.8
YBK6	19518799	4432427.4	1177.5	W216	19518274	4441946	1035.1
承压水观测井水位							
HSK1	19513039	4431428.6	1199.8	YSK3	19519846	4435536.3	1146.8
HSK2	19513136	4433817.3	1137.4	YSK4	19517157	4435113.9	1136.1

HSK5	19510992	4434751.2	1111.4	YSK5	19518730	4434991.5	1148.8
HSK6	19512133	4431948.7	1187.3	YSK6	19520130	4434509.3	1166.3
HSK7	19510954	4430529	1187.6	YSK8	19520876	4433664	1177.8
BZK1	19515379	4430952.5	1211.3	CZK3	19523519	4431855.1	1181.3
BZK2	19514159	4432525.6	1168.7	CZK4	19520454	4432939.6	1193.5
BZK4	19515438	4432708.2	1174.2	CZK5	19522141	4432739.5	1181.9
BZK6	19515436	4433718.3	1151.9	CZK6	19524594	4432934	1155.3
BZK8	19514609	4436150.2	1088.1	CZK9	19522540	4434666.6	1147.1
YSK1	19518758	4437588.9	1108.8	DL22	19517560	4438444.3	1084.2

长为模型自动控制，严格控制每次迭代的误差。

初始水位以 2014 年 3 月 15 日统测的动态观测孔观测水位为基础，对其余地区进行外推概化，然后按照内插法和外推法得到含水层的初始流场（参见表 10.6-3 和图 10.6-4、10.6-5）。

流量边界的水力梯度，依据模拟区地下水动态监测资料，按时段分别赋值。大气降水入渗补给、蒸发排泄源汇项依据气象服务站提供的观测资料，不同参数分区不同时段分别计算赋值。各项均换算成相应分区上的强度，然后分配到相应单元格。

苗家滩水源地依据《内蒙古准格尔旗大路工业园区规划水资源论证报告书》规划 2015 年可供水量为 0.7 万 m^3/d；规划 2020 年可供水量为 1.4 万 m^3；最大可供水量为 2.4 万 m^3/d；预测按最大可供水量计算。

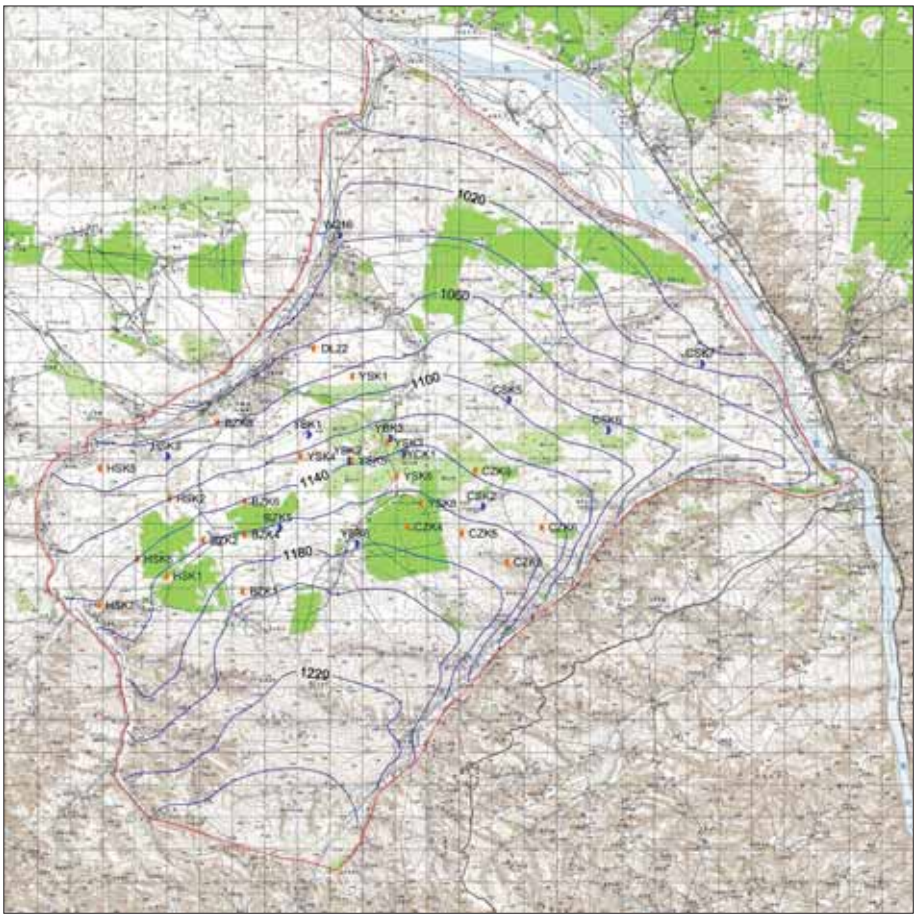


图 10.6-4　2014 年 3 月 15 日潜水初始流场图

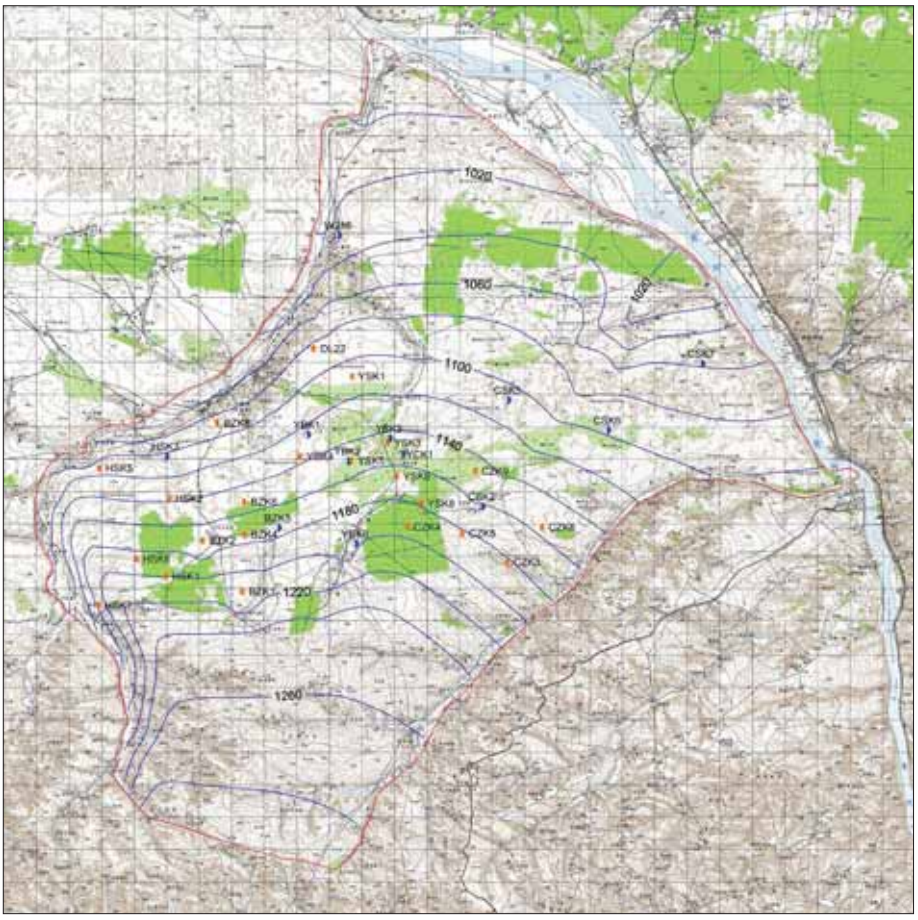


图 10.6-5　2014 年 3 月 15 日承压水初始流场图

⑵模拟软件选择及模拟区剖分

本次模拟采用 Waterloo 公司开发的三维地下水流及污染物运移模拟软件 Visaul Modflow 4.2 来模拟地下水流过程。本次模拟从垂向上分为三层。

地下水流模拟旨在为进一步模拟地下水中污染物迁移提供地下水流场等基础条件，为进一步预测拟建项目对地下水环境及其周边敏感点的影响提供科学依据。本次地下水数值模拟的目的是在地下水流场模拟的基础上预测厂区在正常和事故条件下，地下水污染的时空分布特征。模拟区单元网格剖分网格间距为 200m，剖分结果如图 10.6-6-10.6-8 所示。



图 10.6-6　模拟区网格剖分图

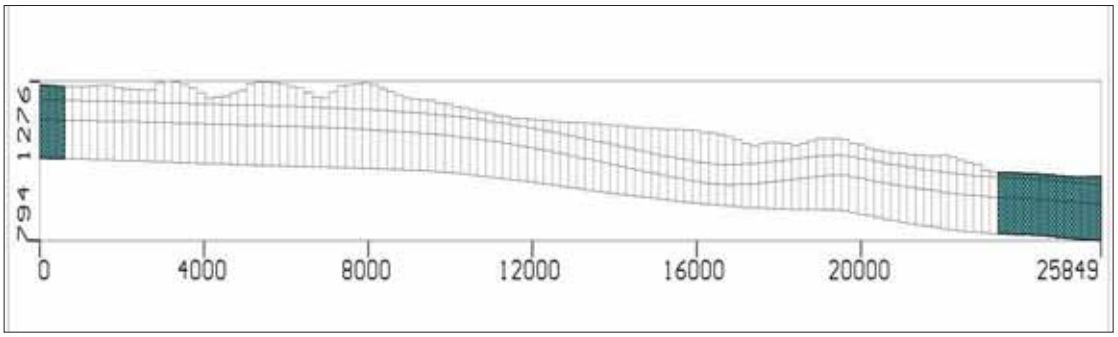


图 10.6-7　模拟区纵向剖分图

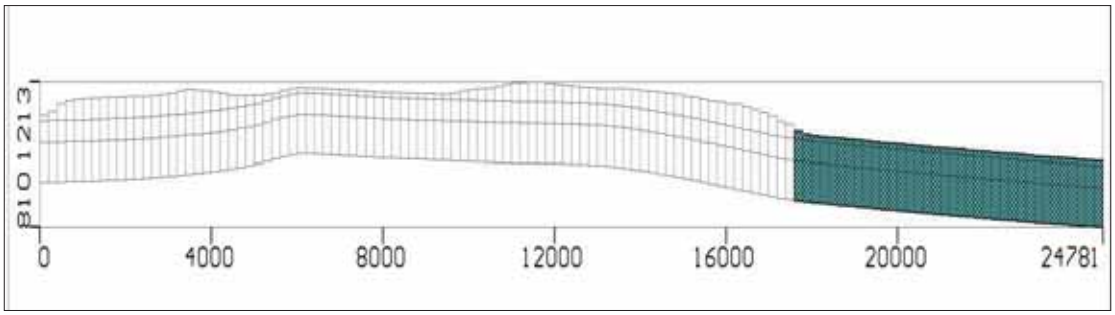


图 10.6-8　模拟区横向剖分图

⑶模型的识别与验证

模型的识别与验证过程是整个模拟中极为重要的一步工作，通常要在反复修改参数和调整某些源汇项基础上才能达到较为理想的拟合结果。此模型的识别与检验过程采用的方法称为试估—校正法，属于反求参数的间接方法之一。

表 10.6-4　　2014 年 6 月 15 日实测水位统计表

潜水观测井水位							
编号	X	Y	水位标高	编号	X	Y	水位标高
HSK3	19512968	4435123.2	1194.6	YCK1	19520246	4435184.2	1142.8
BZK5	19516421	4432910.1	1165.3	CSK2	19522684	4433574.8	1153.4
YBK1	19517319	4435793.2	1112.2	CSK5	19523481	4436857.5	1099.9
YBK2	19518565	4434979.1	1139.7	CSK6	19526547	4435927.8	1084.2
YBK3	19519832	4435671.3	1130.6	CSK7	19529432	4437984.6	1015.9
YBK6	19518799	4432427.4	1178.4	W216	19518274	4441946	1032.9
承压水观测井水位							
HSK1	19513039	4431428.6	1198.5	YSK3	19519846	4435536.3	1147.1
HSK2	19513136	4433817.3	1138.3	YSK4	19517157	4435113.9	1137.2
HSK5	19510992	4434751.2	1112.2	YSK5	19518730	4434991.5	1149.4
HSK6	19512133	4431948.7	1188.3	YSK6	19520130	4434509.3	1167.5
HSK7	19510954	4430529	1188.1	YSK8	19520876	4433664	1178.2
BZK1	19515379	4430952.5	1212.3	CZK3	19523519	4431855.1	1182.3
BZK2	19514159	4432525.6	1169.4	CZK4	19520454	4432939.6	1194.5
BZK4	19515438	4432708.2	1175.3	CZK5	19522141	4432739.5	1182.6
BZK6	19515436	4433718.3	1151.1	CZK6	19524594	4432934	1156.4
BZK8	19514609	4436150.2	1089.2	CZK9	19522540	4434666.6	1148.1

YSK1	19518758	4437588.9	1107.5	DL22	19517560	4438444.3	1085.1

运行计算程序，可得到这种水文地质概念模型在给定水文地质参数和各均衡项条件下的地下水位时空分布，通过拟合同时期的流场和长观孔的历时曲线，识别水文地质参数、边界值和其它均衡项，使建立的模型更加符合模拟区的水文地质条件。

模型的识别和验证主要遵循以下原则：①模拟的地下水流场要与实际地下水流场基本一致，即要求地下水模拟等值线与实测地下水位等值线形状相似；②模拟地下水的动态过程要与实测的动态过程基本相似，即要求模拟与实际地下水位过程线形状相似；③从均衡的角度出发，模拟的地下水均衡变化与实际要基本相符；④识别的水文地质参数要符合实际水文地质条件。根据以上四个原则，对模拟区地下水系统进行了识别和验证。通过反复调整参数和均衡量，识别水文地质条件，确定了模型结构、参数和均衡要素。

表 10.6-5　　2014 年 9 月 15 日实测水位统计表

潜水观测井水位							
编号	X	Y	水位标高	编号	X	Y	水位标高
HSK3	19512968	4435123.2	1095.4	YCK1	19520246	4435184.2	1143.8
BZK5	19516421	4432910.1	1166.2	CSK2	19522684	4433574.8	1154.5
YBK1	19517319	4435793.2	1113.1	CSK5	19523481	4436857.5	1100.7
YBK2	19518565	4434979.1	1140.5	CSK6	19526547	4435927.8	1085.2
YBK3	19519832	4435671.3	1131.5	CSK7	19529432	4437984.6	1016.9
YBK6	19518799	4432427.4	1179.4	W216	19518274	4441946	1032.1
承压水观测井水位							
HSK1	19513039	4431428.6	1199.8	YSK3	19519846	4435536.3	1146.3
HSK2	19513136	4433817.3	1137.4	YSK4	19517157	4435113.9	1138.1
HSK5	19510992	4434751.2	1111.5	YSK5	19518730	4434991.5	1149.9
HS	19512133	4431948.7	1189.4	YS	19520130	4434509.3	1166.2

K6				K6			
HSK7	19510954	4430529	1189.3	YSK8	19520876	4433664	1177.4
BZK1	19515379	4430952.5	1213.1	CZK3	19523519	4431855.1	1182.9
BZK2	19514159	4432525.6	1168.5	CZK4	19520454	4432939.6	1195.1
BZK4	19515438	4432708.2	1176.1	CZK5	19522141	4432739.5	1183.3
BZK6	19515436	4433718.3	1150.5	CZK6	19524594	4432934	1155.3
BZK8	19514609	4436150.2	1088.1	CZK9	19522540	4434666.6	1148.9
YSK1	19518758	4437588.9	1108.8	DL22	19517560	4438444.3	1086.1

含水层的水位过程线见图 6.9-6.10；含水层的模拟流场与实际流场对比见图 10.6-11-至图 10.6-14。

动态拟合结果表明，各观测点在各个时段的计算水位与观测水位拟合程度较好，拟合差小于 0.3m，反应了模型在水位随时间变化模拟比较准确。

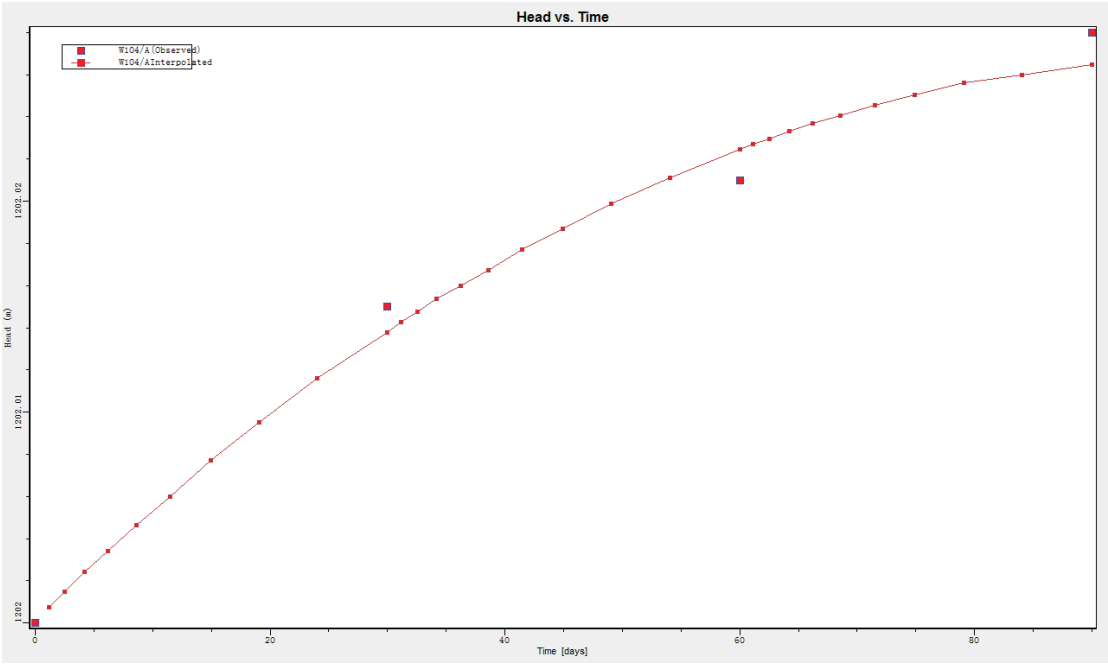


图 10.6-9　YBK6 号观测孔 20140315 至 20140615 水位拟合过程图

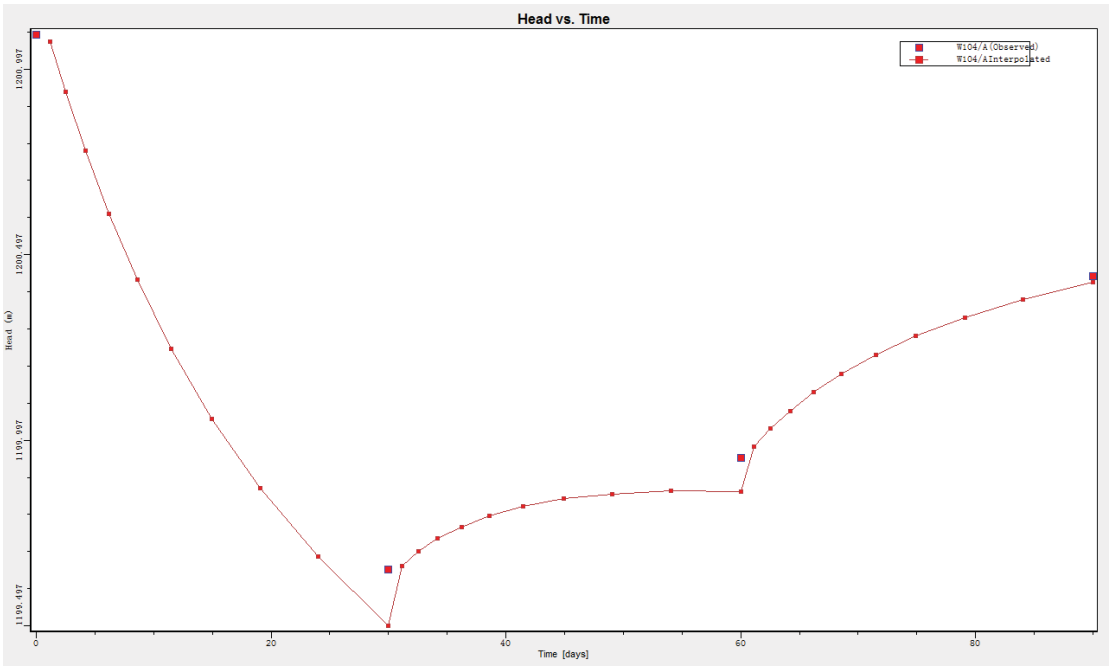


图 **10.6-10** YBK6 号观测孔 20140617 至 20140915 水位拟合过程图

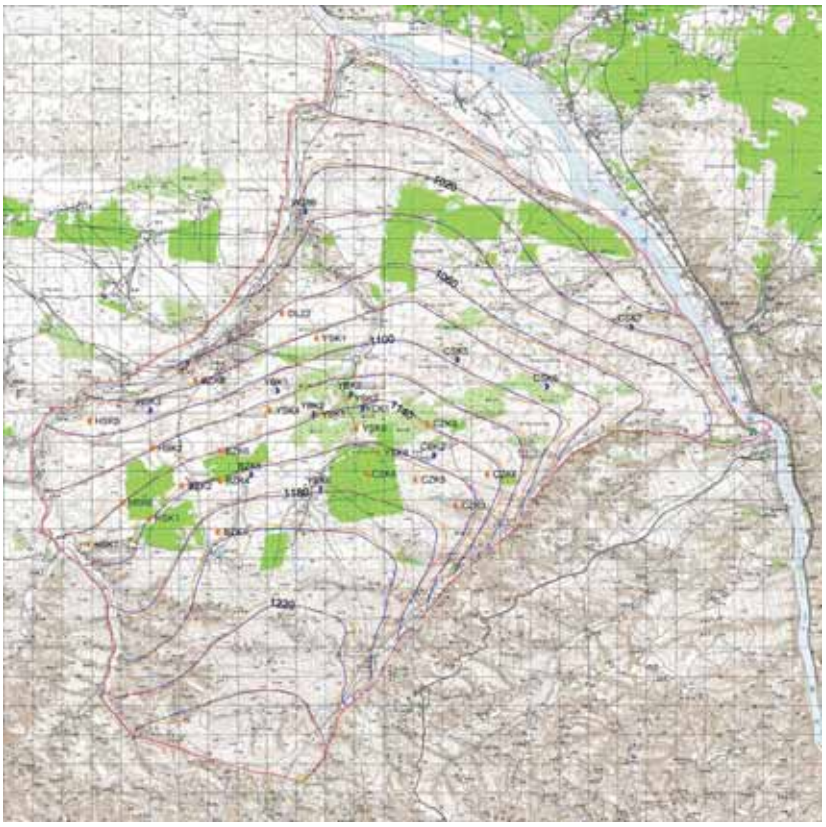


图 10.6-11　　2014 年 6 月 15 日潜水含水层流场拟合图

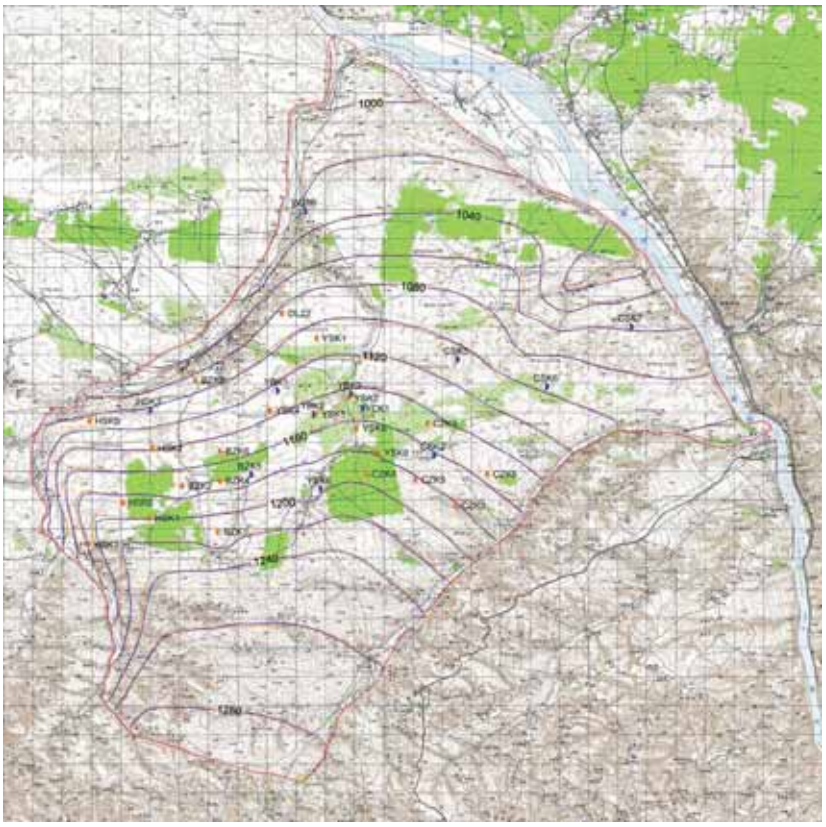


图 10.6-12　2014 年 6 月 15 日承压含水层流场拟合图

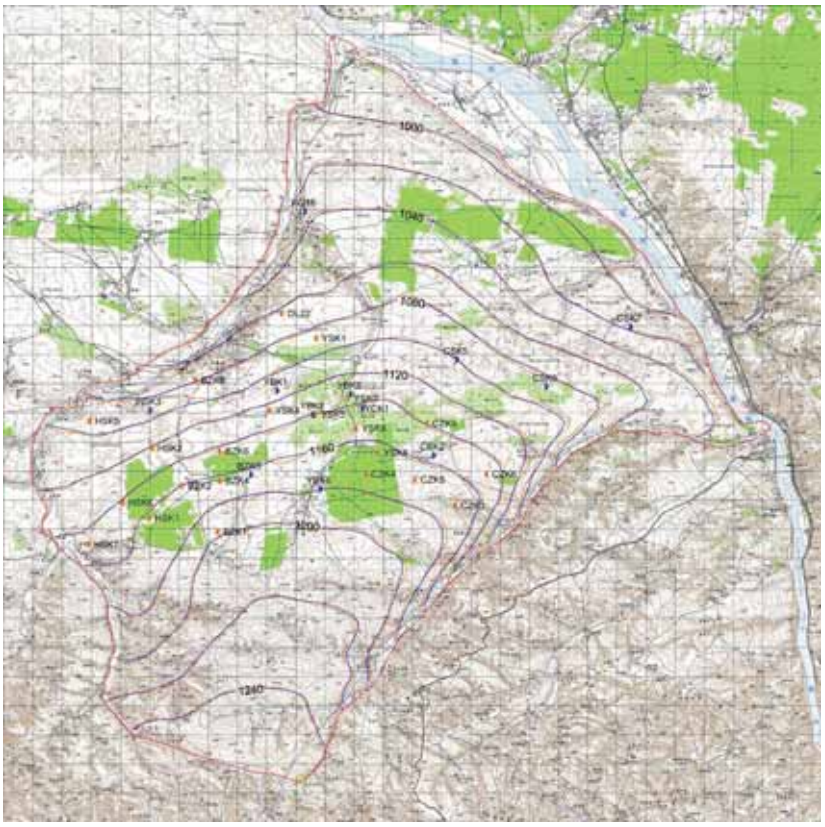


图 10.6-13　2014 年 9 月 15 日潜水含水层流场拟合图

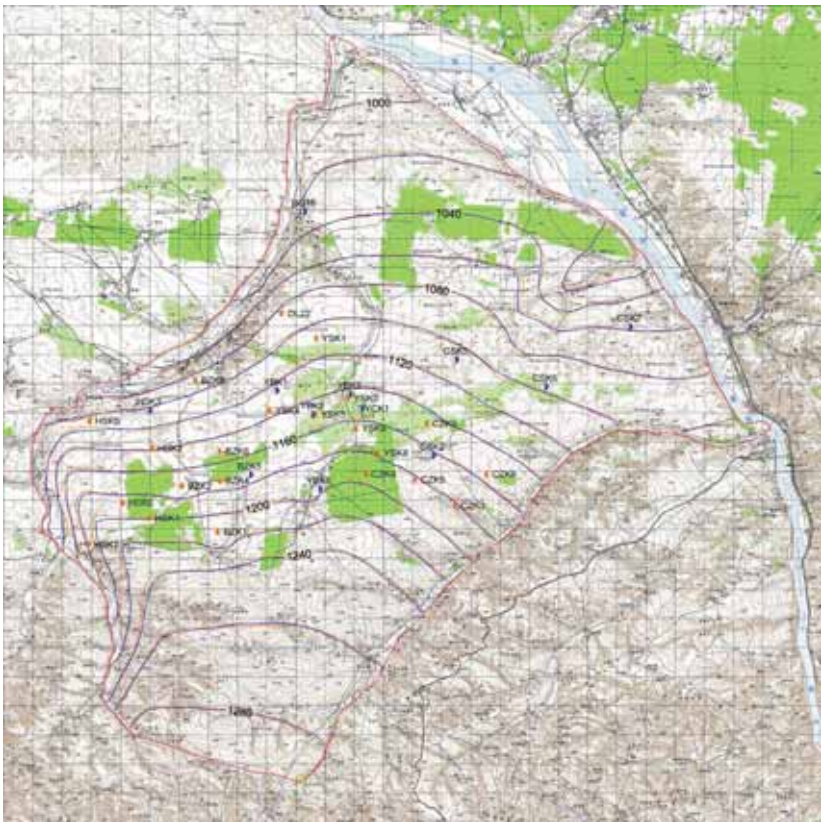


图 10.6-14　2014 年 9 月 15 日承压含水层流场拟合图

上述结果可见，所建立的模拟模型基本达到模型精度要求，符合水文地质条件，基本反映了地下水系统的水力特征，可利用模型进行地下水位预报。

⑷地下水流场预测

以上述识别和验证的模型为基础，系统分析了评价区多年大气降雨量和蒸发量的规律特征，在对模型进行动态赋值的基础上，进行了模拟区地下水流场的预测，预测时间从 2014 年 9 月到 2043 年 9 月，预测结果如图 10.6-15、图 10.6-16 所示。

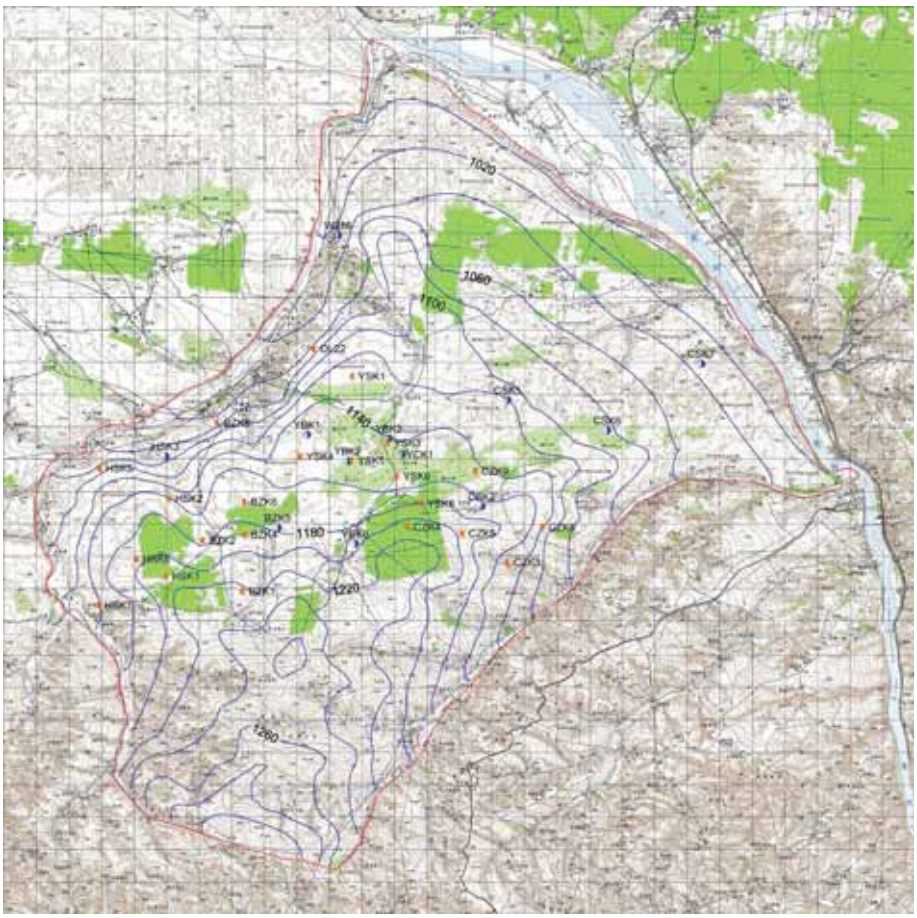


图 10.6-15　2043 年 9 月模拟区潜水预测流场图

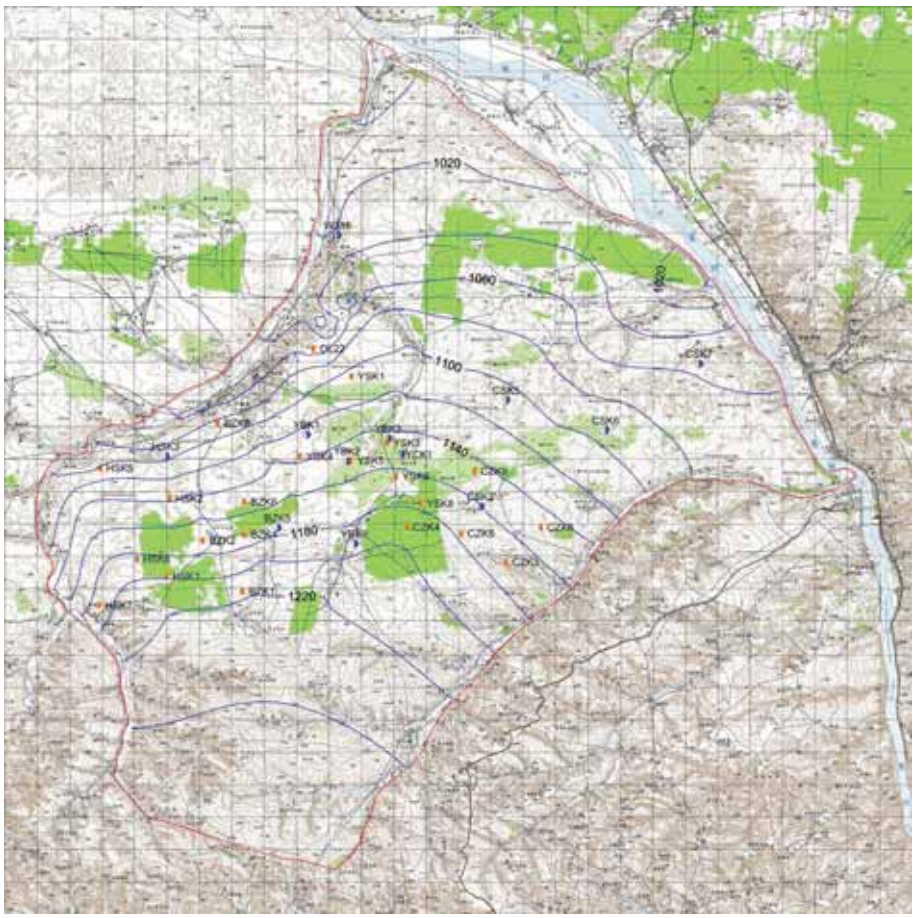


图 10.6-16　2043 年 9 月模拟区承压水预测流场图

10.7 地下水污染模拟预测

本次地下水污染模拟过程未考虑污染物在含水层中的吸附、挥发、生物化学反应，模型中各项参数予以保守性考虑。这样选择的理由是：

①从保守性角度考虑，假设污染质在运移中不与含水层介质发生反应，可以被认为是保守型污染质，只按保守型污染质来计算，即只考虑运移过程中的对流、弥散作用。

②有机污染物在地下水中的运移非常复杂，影响因素除对流、弥散作用以外，还存在物理、化学、微生物等作用，这些作用常常会使污染浓度衰减。目前国际上对这些作用参数的准确获取还存在着困难。

③在国际上有很多用保守型污染物作为模拟因子的环境质量评价的成功实例，保守型考虑符合工程设计的思想。

10.7.1 溶质运移数学模型

地下水中溶质运移的数学模型可表示为：

$$n_e \frac{\partial C}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x_i}(nD_{ij}\frac{\partial C}{\partial x_j}) - \frac{\partial}{\partial x_i}(nCV_i) \pm C'W$$

$$D_{ij} = \alpha_{ijmn}\frac{V_m V_n}{|V|}$$

其中：

αijmn -- 含水层的弥散度；

Vm ，Vn — 分别为 m 和 n 方向上的速度分量；

| v | — 速度模；

C — 模拟污染质的浓度；

ne — 有效孔隙度；

C′— 模拟污染质的源汇浓度；

W — 源汇单位面积上的通量；

Vi — 渗流速度；

C’— 源汇的污染质浓度；

联合求解水流方程和溶质运移方程即可获得污染物空间分布关系。

污染运移模型的参数设定主要是以野外试验为参考，由于存在“尺度效应”，因而借鉴前人室内物理模拟试验结果，根据国内外有关弥散系数选择的文献报导，结合本项目区水文地质条件特征，对污染物运移弥散参数进行识别，识别后的弥散系数分区同图 10.6-2、图 10.6-3，其弥散系数值见表 10.7-1。

表 10.7-1 模拟区各层弥散系数值统计表

层数代号	分区代号	弥散系数 D(m)	层数代号	分区代号	弥散系数 D(m)
Layer1	Ⅰ	1	Layer2		0.1
	Ⅱ	3	Layer3	Ⅰ	5
	Ⅲ	5		Ⅱ	4
	Ⅳ	6		Ⅲ	2
	Ⅴ	8		Ⅳ	3

10.7.2 地下水污染预测情景设定

依据本项目的实际情况给定地下水污染预测情景设定条件如下：

正常工况下，即使没有采取特殊的防渗措施，按石化装置的建设规范要求，装置区、罐区也必须是钢筋混凝土进行表面硬化处理，原料、物料及污水输送管线也是必须经过防腐防渗处理，因此，正常工况下不应有石油类或其它物料暴露而发生渗漏至地下水的情景发生。因此，本次模拟预测情景主要针对一般事故工况及风险事故工况进行设定。

⑴一般事故工况

一般事故工况主要指装置区或罐区硬化面出现破损，管线、储罐或污水收集处理池底部因腐蚀等其它原因出现漏洞等情景。

①泄漏点设定

根据化工企业的实际情况分析，如果是装置区或罐区等可视场所发生硬化面破损，即使有物料或污水等泄漏，建设单位必须及时采取措施，不可能任由物料或污水漫流渗漏、任其渗入地下水。因此，只在储罐、污水池等这些半地下非可视部位发生小面积渗漏时，才可能有少量物料通过漏点，逐步渗入土壤并可能进入地下水。

综合考虑拟建项目物料及废水的特性、装置设施的装备情况以及场地所在区域水文地质条件，本次评价一般事故工况泄漏点设定为：

Ⅰ—厂区南侧，浓盐水缓冲池池底泄漏；

Ⅱ—厂区南侧，含油废水调节池池底泄漏；

Ⅲ—厂址东北侧，柴油成品罐罐底泄漏；

Ⅳ—厂区中部，煤气化装置沉渣池池底泄漏；

Ⅴ—厂区西北侧，轻质油中间罐罐底泄漏。

预测情景一般事故工况泄漏点设定位置见图 10.7-1。

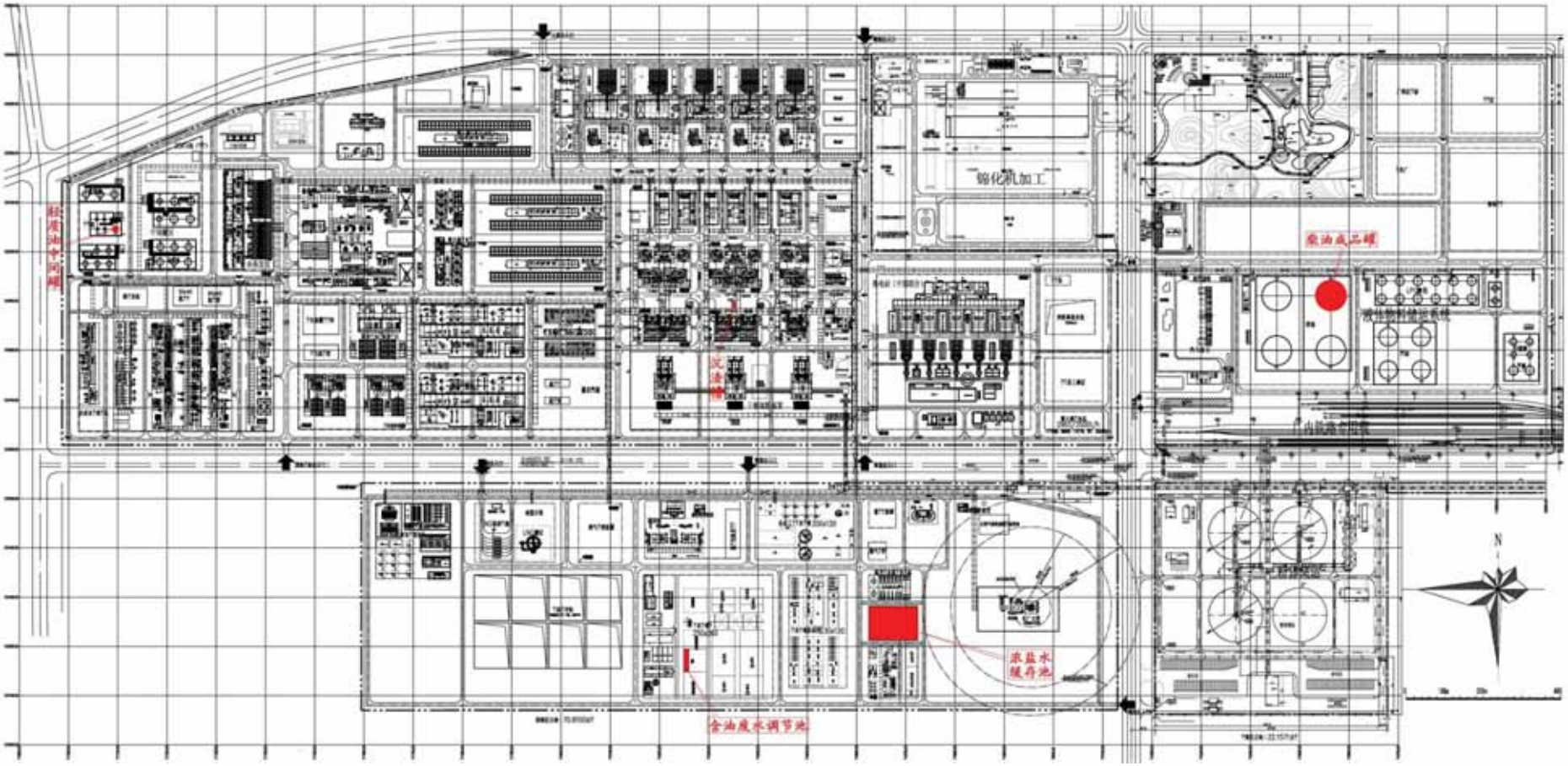


图 10.7-1　地下水污染预测泄漏点设定位置图

②一般事故工况源强设定

A.浓盐水缓冲池池底泄漏

浓盐水缓冲池用于蒸发结晶装置事故状态下浓盐水的暂存 ，位于厂区南侧，设置 1 格，尺寸为 84m×80m×7.5m，有效容积为 46000m^3，采用的钢筋混凝土结构。假定每 100m^2 上漏水点数不超过 7 处，单个漏水点的最大漏水量不大于 2.5L/d，则可能进入地下水的渗漏量为：

$$\frac{84\times80}{100}\times7\times2.5L/\mathrm{d}\times1\mathrm{kg}/L=1176\mathrm{kg}/\mathrm{d}$$

B.含油废水调节池池底泄漏

含油废水调节池，位于厂区南侧，尺寸为 26m×10m×8m ，采用的钢筋混凝土结构。COD 浓度 595mg/L、石油类为 500mg/L。假定每 100m^2 上漏水点数不超过 7 处，单个漏水点的最大漏水量不大于 2.5L/d，则可能进入地下水的渗漏量为：

$$\frac{26\times10}{100}\times7\times2.5L/\mathrm{d}\times1\mathrm{kg}/L=45.5\mathrm{kg}/\mathrm{d}$$

C.柴油储罐罐底泄漏

柴油成品储罐位于厂址东北侧，为内浮顶罐，材质为碳钢，柴油储罐参数见表 10.7-2。

表 10.7-2　　柴油储罐参数表

物料	周转量万 t/a	密度 kg/m^3	储存系数	储罐个数	单罐容积 m^3	储存天数	储罐形式	储存温度 ℃	储存压力 kPaA	尺寸		主要污染物
										直径 m	高度 m	
柴油	139	740	0.9	4	50000	26.1	内浮顶	50	13	60	20	柴油

本次评价储罐渗漏量主要参考美国石油协会标准（按 API581-2008 计算方法应用）相关计算公式进行计算，并类比同类项目。

A．渗透系数计算

某种流体渗透系数公式按（1）计算：

$$k_{h,\text{柴油}}=k_{h\ w\ a}\left(\frac{\rho_l}{e\ r\ \rho_w}\right)\left(\frac{\mu_{\mathrm{w}}}{\mu_{\ l}}\right)\text{----------(1}$$

$K_{h,\text{柴油}}$为柴油在某种土壤中的渗透系数

$K_{h,water}$ 为水在某种土壤中的渗透系数，根据地勘报告，本项目厂址土壤类型为沙土，根据现场渗水试验结果，渗透系数取 2.63×10^{-3}m/s。

ρ_l 柴油密度，取值为 740kg/m^3

ρw 水密度，取值为 1000kg/m^3

所以：

$$K_{h柴油}=2.63\times10^{-3}\times\left(\frac{0.74}{1}\right)\left(\frac{1.01\times10^{-3}}{0.0415}\right)\approx4.74\times10^{-5}\ \text{cm/s}$$

（说明：20℃时，水的动力粘度 μ_w 为 1.01×10^{-3}Pa.s，柴油的动力粘度为 0.0415Pa.s）

B.柴油渗漏量计算

API581-2008 给出的罐底渗漏速率计算公式如下：

当$Kn > C34d_n^2$时，

$$W_n=C_{33}\times\pi\times\left(\mathrm{d_n}/2\right)^2\times\mathrm{n_{rh,n}}\times\sqrt{2\times\mathrm{g}\times\mathrm{h_{iq}}}\text{ -------(2)}$$

当$K_n \le C_{34}d_n^2$时，

$$W_n=C_{35}\times C_{qo}\times d_n^{0.2}\times h_{liq}^{0.9}\times k_n^{0.74}\times n_{rh.n}\text{ ----------(3)}$$

其中：

dn：漏孔直径，因柴油罐较小，取值 3.175mm，见表 10.7-3。

$n_{rh,n}$：柴油储罐直径为 60m，漏孔个数取 3 个，见表 10.7-4。

h_{liq}：储罐液位高度。当储罐设置 RBP（release prevention barrier 释放预防屏障）时，h_{liq} 取值为 0.0762m，若没有，则按液位高度考虑。（API581-2008　7.3.3）。

K_h：柴油渗漏系数 4.74×10^{-5}m/s。

C_{q0}：与罐底土壤接触度有关的一个常数，储罐与土壤接触良好取 0.21，接触不好取 1.14。（一般情况取 0.21）

表 10.7-3　　释放孔直径的选择

序号	释放孔的大小	释放预防屏障	孔径范围（mm）	释放孔径（mm）
1	小	有	0-3.175	d_1=3.175
		无	0-12.7	d_1=12.7
2	中	无意义	0	d_2=0
		无意义	0	

序号	释放孔的大小	释放预防屏障	孔径范围（mm）	释放孔径（mm）
3	大	无意义	0	d_3=0
		无意义	0	
4	破裂	有	＞3.175	d_4=1000(D/4)

表 10.7-4　　根据罐直径选择漏孔个数

罐直径（m）	漏孔数		
	小	中	大
30.5	1	0	0
61.0	4	0	0
91.4	9	0	0

表 7-5　　SI and US Customary Conversion Factors for Equations

Conversion Factor	SI Units	US Customary Units
C_{30}	9.76×10^{-8}	6.43×10^{-7}
C_{31}	864	7200
C_{32}	0.543	107
C_{33}	0.0815	16.03
C_{34}	86.4	1.829×10^{5}
C_{35}	2.382	0.0259
C_{36}	30.5	100

$$C_{34}d_n^{\ 2} = 1.829\times10^{5}\times(3.175\times10^{-3})^2 = 1.84$$

Kn 柴油=4.74×10^{-5}m/s＜$C_{34}D_n^{\ 2}$

因此，采用公式(3)计算

按式（3）计算结果（h_{liq}取值为 0.0762m）

$$W_n = C_{35}\times C_{qo}\times d_n^{\ 0.2}\times h_{liq}^{\ 0.9}\times k_n^{\ 0.74}\times n_{rh.n}$$

$$W_n = 0.0259\times0.21\times\left(3.175\times10^{-3}\right)^{0.2}\times0.0762^{0.9}\times\left(4.74\times10^{-5}\right)^{0.74}\times3$$

$$\approx 3.21\times10^{-7}\ \mathrm{m^3/s}$$

则柴油渗漏速率为：

Q=$3.21\times10^{-7}$$m^3$/s×740kg/$m^3$×86400s/d

=20.52kg/d（全部为柴油来考虑）

④煤气化装置沉渣池

煤气化装置位于厂区中部，共有沉渣池 3 个，尺寸为 8m×6m，采用的钢筋混凝土结构。假定沉渣池底部出现开裂，裂缝长度为 6m，宽度为 2cm，包

气带垂向渗透系数为 8.62×10^{-4}cm/s，则可能进入地下水的渗漏量为：

6m×0.02m×1.0×0.745m/d=0.0894 m^3/d=89.4kg/d

⑤轻质油中间罐

轻质油中间罐，为低压储罐，主要材质为06Cr19Ni10。轻质油中间罐位于厂区西北侧，该储罐各参数见表10.7-6。

表 10.7-6　　一般事故工况地下水预测源强表

物料	周转量万 t/a	密度 kg/m^3	储存系数	储罐个数	单罐容积 m^3	储存天数	储罐形式	储存温度℃	储存压力 kPa	尺寸		主要污染物
										直径 m	高度 m	
轻质油	33.38	700	0.9	4	600	1.4	低压罐	40	130	6	21	轻质油

本次评价储罐渗漏量主要参考美国石油协会标准（按 API581-2008 计算方法应用）相关计算公式进行计算，并类比同类项目。

A．渗透系数计算

计算公式见公式（1），$K_{h,lw}$ 为水在某种土壤中的渗透系数，根据地勘报告及现场渗水试验，渗透系数取值为 3.28×10^{-3}m/s。ρ_l 轻质油密度，取值为 700kg/m^3

所以：

$$K_{h轻质油}=3.28\times10^{-3}\times\left(\frac{0.7}{1}\right)\left(\frac{1.01\times10^{-3}}{0.0415}\right)\approx5.59\times10^{-5}\ \text{cm/s}$$

（说明：20℃时，水的动力粘度 μ_w 为 1.01×10^{-3}Pa.s，轻质油的动力粘度参柴油的动力粘度为 0.0415Pa.s）

B.柴油渗漏量计算

计算公式参照公式（2），公式（3）。

其中：

dn：漏孔直径，因柴油罐较小，取值 3.175mm，见表 7-2。

$n_{rh,n}$：轻质油储罐直径为 6m，漏孔个数取 1 个，见表 7-3。

h_{liq}：储罐液位高度。当储罐设置 RBP（release prevention barrier 释放预防屏障）时，h_{liq} 取值为 0.0762m，若没有，则按液位高度考虑。（API581-2008　7.3.3）。

K_h：轻质油渗漏系数 5.59×10^{-5}m/s。

C_{q0}：与罐底土壤接触度有关的一个常数，储罐与土壤接触良好取 0.21，接

触不好取 1.14。（一般情况取 0.21）

$$C_{34}d_n^{\ 2} = 1.829\times10^{5}\times(3.175\times10^{-3})^{2} = 1.84$$

Kn 柴油=5.59×10^{-5}m/s＜$C_{34}D_n^{\ 2}$

因此，采用公式(3)计算

按式（3）计算结果（h_{liq} 取值为 0.0762m）

$$W_n = 0.0259\times0.21\times\left(3.175\times10^{-3}\right)^{0.2}\times0.0762^{0.9}\times\left(5.59\times10^{-5}\right)^{0.74}\times1$$

$$\approx 1.21\times10^{-7}\ \mathrm{m^3/s}$$

则轻质油渗漏速率为：

Q=$1.21\times10^{-7}$$m^3$/s×700kg/$m^3$×86400s/d

=7.32kg/d（全部为轻质油来考虑）

因此，一般事故工况下，通过储罐、污水水工构筑物等半地下非可视部位发生小面积渗漏时，可能进入地下水污染物的预测源强见表 7-7。

⑵风险事故工况

风险事故工况指发生柴油储罐火灾爆炸事故造成防渗层破坏，物料经过破坏的部位进入土壤及地下水的情景。

①泄漏点的设定

结合风险评价最大可信事故的判定，本次评价风险事故发生地点假定为柴油储罐（50000m^3）发生火灾爆炸事故。

②泄漏源强的设定

按柴油储罐爆炸导致其底座下面的防渗层突然破损考虑，防渗层破损半径设定为 5m，在爆炸发生后 6 小时内（相当于罐区消防设计火灾延续供水时间）地表柴油均被收集处理。则风险事故工况下柴油渗漏量计算如下：

渗漏面积=3.14×5m×5m=78.5m^2

按渗漏物料全部为柴油考虑，则一次事故渗漏进入地下的柴油量（体积）为：

W=柴油的渗透系数×渗滤面积×时间

=2.27m/d×78.5m^2×0.25 d =178.2m^3

一次事故柴油渗漏量为：

Q=178.2m^3×830kg/m^3=147906kg

因此，一般事故和风险事故工况下，通过污(废)水水工构筑物池底破裂、柴油储罐爆炸等大面积渗漏时，可能进入地下水污染物的预测源强见表 10.7-7。

表 10.7-7　　风险事故工况地下水预测源强表

情景设定	渗漏点	特征污染物	渗漏量 kg/d	浓度 mg/L	时间
一般事故	浓盐水缓冲池	TDS	1176	51717	30 天
	含油废水调节池	石油类	45.5	500	连续
	柴油储罐	石油类	20.52	7.4×10^5	连续
	气化装置沉渣池	CN^-	89.4	10	连续
	轻质油中间罐	石油类	7.32	7.0×10^5	连续
风险事故	柴油储罐	石油类	147906kg	7.4×10^5	瞬时

10.7.3 地下水污染预测及评价

本次模拟，根据拟建工程特点和风险分析情景设定主要污染源的分布位置，选定优先控制污染物，分别预测在一般事故工况情景和风险事故工况情景下，污染物在地下水中迁移过程，进一步分析污染物影响范围、超标范围和迁出厂区后浓度变化。其中，石油类超标范围参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)，氰化物、总溶解固体超标范围参照《地下水质量标准》(GB/T14848-93)。各类污染物的检出下限值参照常规仪器检测下限。拟采用污染物检出下限及其水质标准限值见表 10.7-8。

表 10.7-98　　拟采用污染物检出下限及其水质标准限值

模拟预测因子	检出下限值（mg/L)	标准限值（mg/L)
石油类	0.01	0.05
氰化物	0.001	0.05
TDS	1	1000

以下所有模拟预测结果中，红色范围表示地下水污染物浓度超过水质标准限

值，粉色范围表示污染物浓度可检出。以下根据设定的污染源位置和源强大小，对两种不同情景进行模拟预测，预测结果如下：

⑴一般事故工况情景预测

①浓盐水缓冲池池底泄漏地下水污染预测

浓盐水缓冲池特征污染物为总溶解固体 TDS，厂区内平均背景值为 350mg/L，本次预测为污染物浓度增加量，设定最低增加量为 1mg/L，当增加量超过 650mg/L 时，厂区内出现超标现象。据模型 30 年运行，污染物未对敏感点产生影响，承压含水层污染物浓度最高增加 0.25mg/L，潜水含水层第 4510 天污染物浓度增加低于 1mg/L，预测结果见图 10.7-2，。预测结果表明，渗漏发生 100 天后，潜水含水层总溶解固体 TDS 影响范围 204709m^2，最大运移距离 540m； 1000 天后，潜水含水层影响范围 319264m^2，最大运移距离 885m；5 年后，潜水含水层影响范围 279814m^2，最大运移距离 1078m；10 年后，潜水含水层影响范围 88402m^2，最大运移距离 1292m；详见表 10.7-9。

表 10.7-10　　浓盐水缓冲池池底泄漏污染预测结果表

污染年限	潜水			承压水		
	影响范围（m^2）	超标范围（m^2）	最大运移距离（m）	影响范围（m^2）	超标范围（m^2）	最大运移距离（m）
100d	204709	0	540	0	0	0
1000d	319264	0	885	0	0	0
5a	279814	0	1078	0	0	0
10a	88402	0	1292	0	0	0



（1）100 天污染晕运移分布图



（2）1000 天污染晕运移分布图



（3）5 年污染晕运移分布图



（4）10 年污染晕运移分布图

图 10.7-2 浓盐水缓冲池池底泄漏地下水污染承压含水层预测图

根据模拟区内观测孔浓度变化曲线（参见图 10.7-3），一般事故工况条件下，由于浓盐水缓冲池为短时间渗漏，污染物浓度随时间先增高后降低，位于污染源下游的潜水观测孔 YBK2 最先出现浓度波动，浓度最高增加 0.01mg/L，YBK3 观测孔浓度增加最多，达 0.23mg/L。承压含水层观测孔 YSK5 最高浓度增加 0.07mg/L。

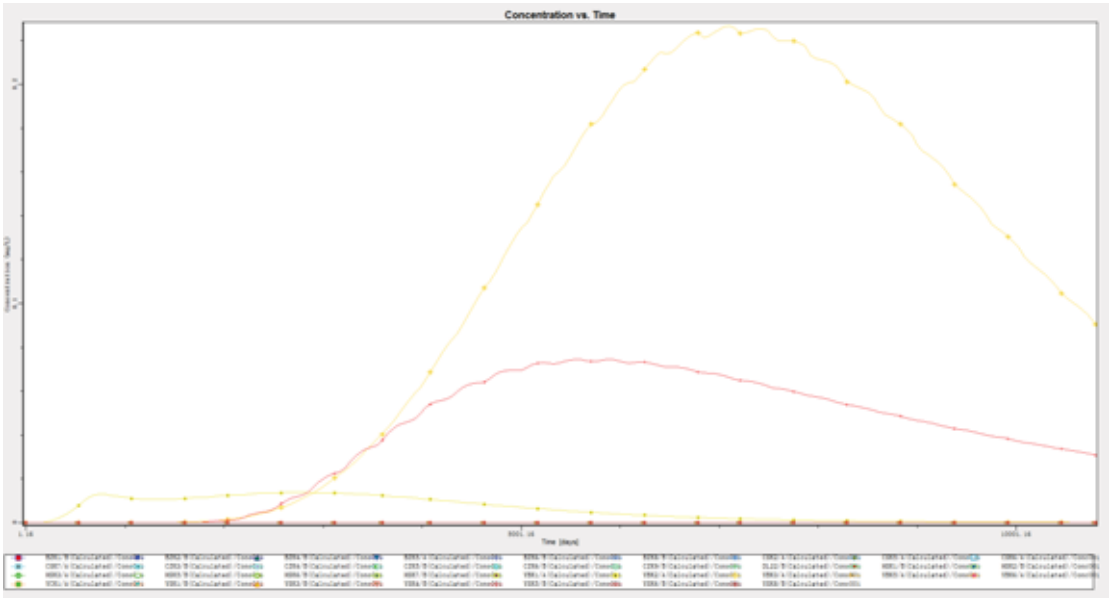


图 10.7-3 浓盐水缓冲池池底泄漏模拟区观测孔地下水污染浓度变化图

②含油废水调节池池底泄漏地下水污染预测

含油废水调节池池底泄露地下水污染预测结果见图 7-4 和图 7-5。预测结果表明，污染物未对下游特拉不拉及水源地造成影响，承压含水层第

3210 天出现检出现象，但未出现超标。渗漏发生 100 天后，潜水含水层石油类污染物影响范围 54108m^2，超标范围 0m^2，最大运移距离 184m；承压含水层影响范围 0m^2，最大运移距离 0m；1000 天后，潜水含水层污染物影响范围 294442m^2，超标范围 73866m^2，最大运移距离 355m；承压含水层影响范围 0m^2，最大运移距离 0m；5 年后，潜水含水层污染物影响范围 414468m^2，超标范围 136083m^2，最大运移距离 897m；承压含水层影响范围 0m^2，最大运移距离 0m；10 年后，潜水含水层污染物影响范围 607589m^2，超标范围 213746m^2，最大运移距离 1217m；承压含水层影响范围 8135m^2，最大运移距离 644m；20 年后，潜水含水层污染物影响范围 1017974m^2，超标范围 262471m^2，最大运移距离 1595m；承压含水层影响范围 263462m^2，最大运移距离 1043m；30 年后，潜水含水层污染物影响范围 1368048m^2，超标范围 290244m^2，最大运移距离 1917m；承压含水层影响范围 483023m^2，最大运移距离 1305m；详见表 10.7-10。

表 10.7-10　　含油废水调节池池底泄漏地下水污染预测结果表

污染年限	潜水			承压水		
	影响范围（m^2）	超标范围（m^2）	最大运移距离（m）	影响范围（m^2）	超标范围（m^2）	最大运移距离（m）
100d	54108	0	184	0	0	0
1000d	294442	73866	355	0	0	0
5a	414468	136083	897	0	0	0
10a	607589	213746	1217	8135	0	644
20a	1017974	262471	1595	263462	0	1043
30a	1368048	290244	1917	483023	0	1305

含油废水调节池池底泄露模拟区观测孔地下水污染浓度变化情况见图 10.7-6，浓度变化曲线表明，一般事故工况条件下，距离污染源最近的潜水观测孔 YBK2 第 3150 天，污染物浓度才有检出，最高浓度达 0.046mg/L，未出现超标现象；承压观测孔污染物未检出。据模型 30 年运行情况，潜水污染浓度最高可达 0.3mg/L，承压水为 0.06 mg/L，刚刚超标。



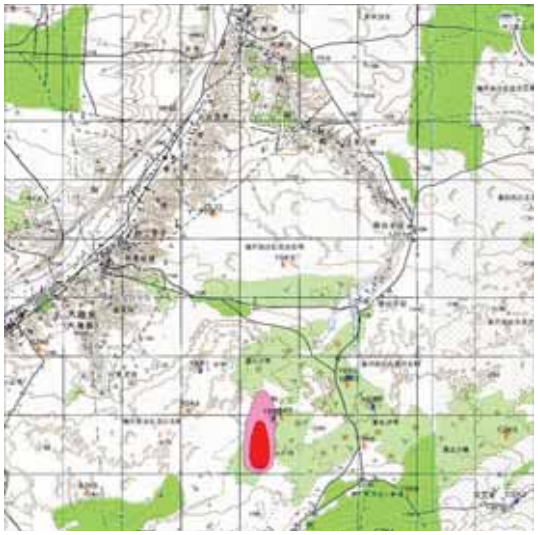
（1）100 天污染晕运移分布图



（2）1000 天污染晕运移分布图



（3）5 年污染晕运移分布图



（4）10 年污染晕运移分布图



（5）20 年污染晕运移分布图



（6）30 年污染晕运移分布图

图 10.7-4 含油废水调节池池底泄露地下水潜水污染预测图



（1）10 年污染晕运移分布图



（2）20 年污染晕运移分布图



（3）30 年污染晕运移分布图

图 10.7-5 含油废水调节池池底泄露地下水承压水污染预测图

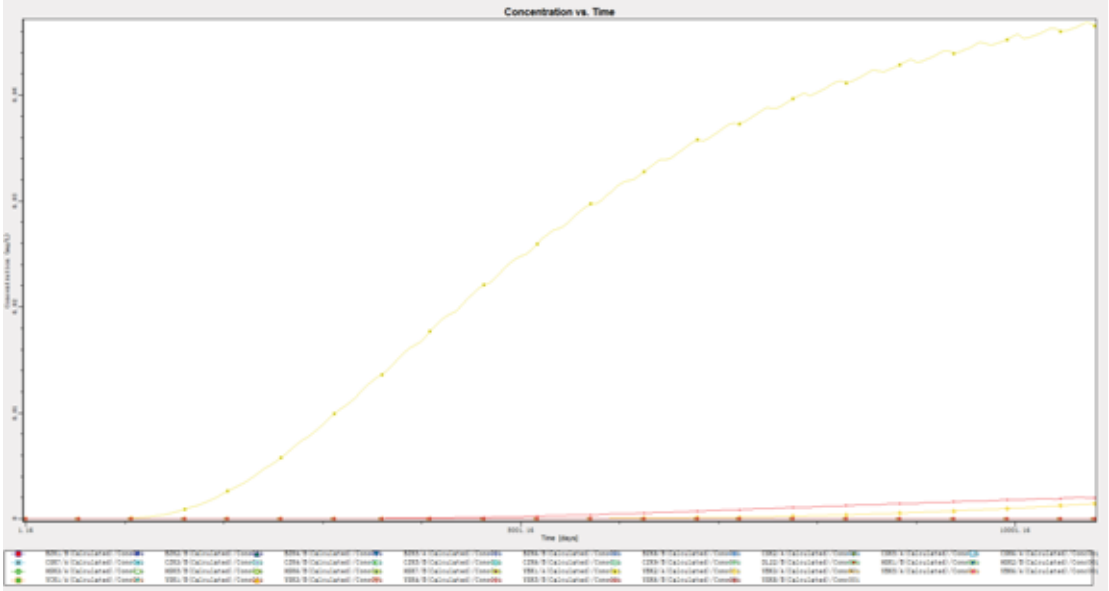
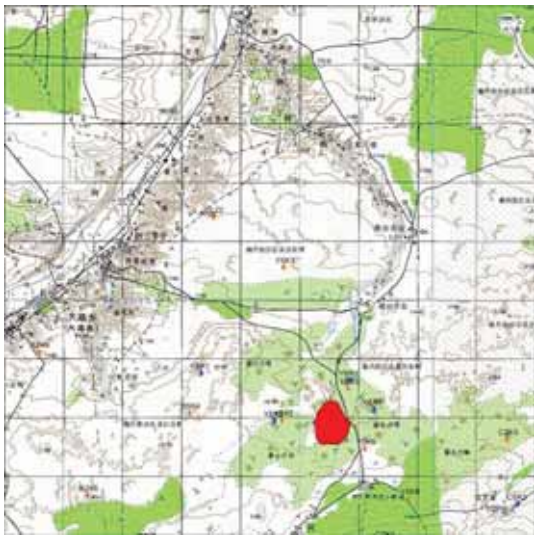


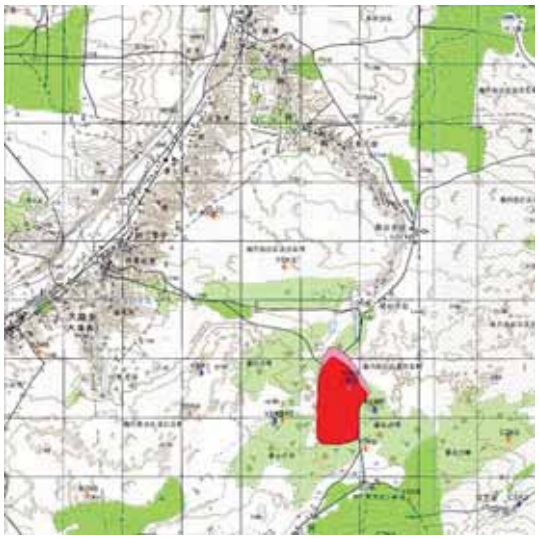
图 10.7-6 含油废水调节池池底泄露模拟区观测孔地下水污染浓度变化图

③柴油储罐罐底泄漏地下水污染预测

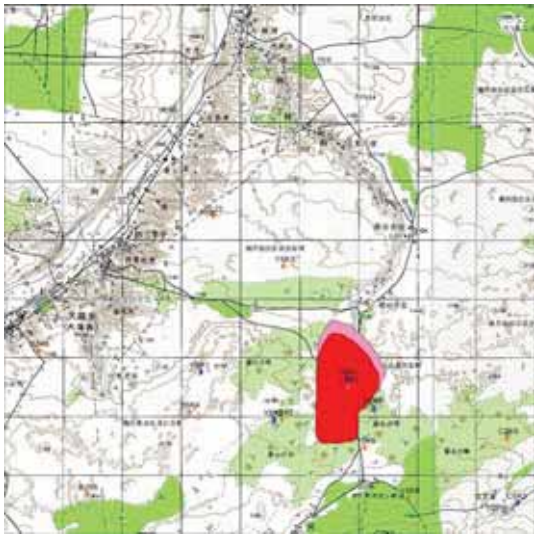
柴油储罐罐底泄露地下水污染预测结果见图 10.7-7 和 10.7-8。预测结果表明，潜水含水层特征污染物第 6150 天运移至下游敏感点特拉不拉，承压含水层第 7200 天出现检出，未对水源地造成直接影响。渗漏发生 100 天后，潜水含水层石油类污染物影响范围 346697m^2，超标范围 324031 m^2，最大运移距离 695m；承压含水层污染物影响范围 0m^2，超标范围 0 m^2，最大运移距离 0m；1000 天后，潜水含水层污染物影响范围 1092019m^2，超标范围 948226 m^2，最大运移距离 1597m；承压含水层污染物影响范围 0m^2，超标范围 0 m^2，最大运移距离 0m；5 年后，潜水含水层污染物影响范围 1758393m^2，超标范围 1484484 m^2，最大运移距离 2017m；承压含水层污染物影响范围 9408m^2，超标范围 0 m^2，最大运移距离 1891m；10 年后，潜水含水层污染物影响范围 3193183m^2，超标范围 2688600 m^2，最大运移距离 2811m；承压含水层污染物影响范围 272082m^2，超标范围 0 m^2，最大运移距离 2291m；20 后，潜水含水层污染物影响范围 5890619m^2，超标范围 4936214m^2，最大运移距离 4400m；承压含水层污染物影响范围 1912186m^2，超标范围 1249756m^2，最大运移距离 3745m；30 年后，潜水含水层污染物影响范围 8220801m^2，超标范围 6932245 m^2，最大运移距离 5293m；承压含水层污染物影响范围 4481911m^2，超标范围 3134212 m^2，最大运移距离 5063m；详见表 10.7-11。



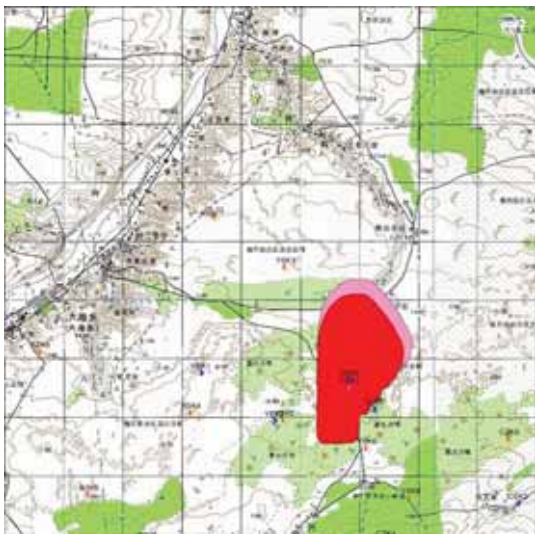
（1）100 天污染晕运移分布图



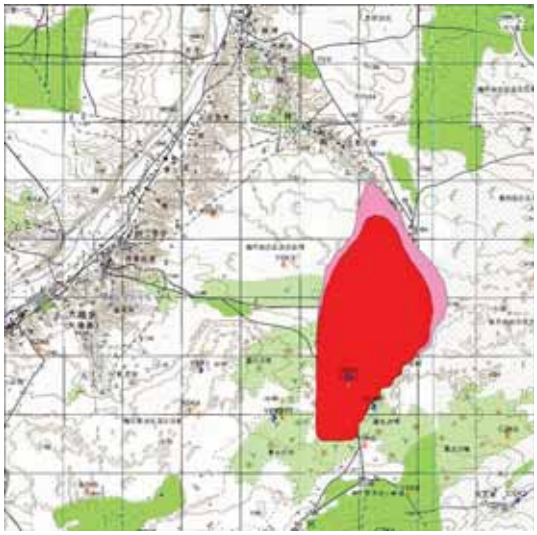
（2）1000 天污染晕运移分布图



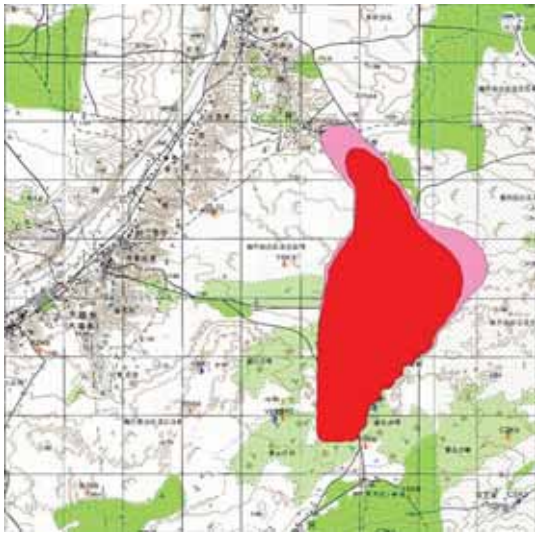
（3）5 年污染晕运移分布图



（4）10 年污染晕运移分布图



（5）20 年污染晕运移分布图



（6）30 年污染晕运移分布图

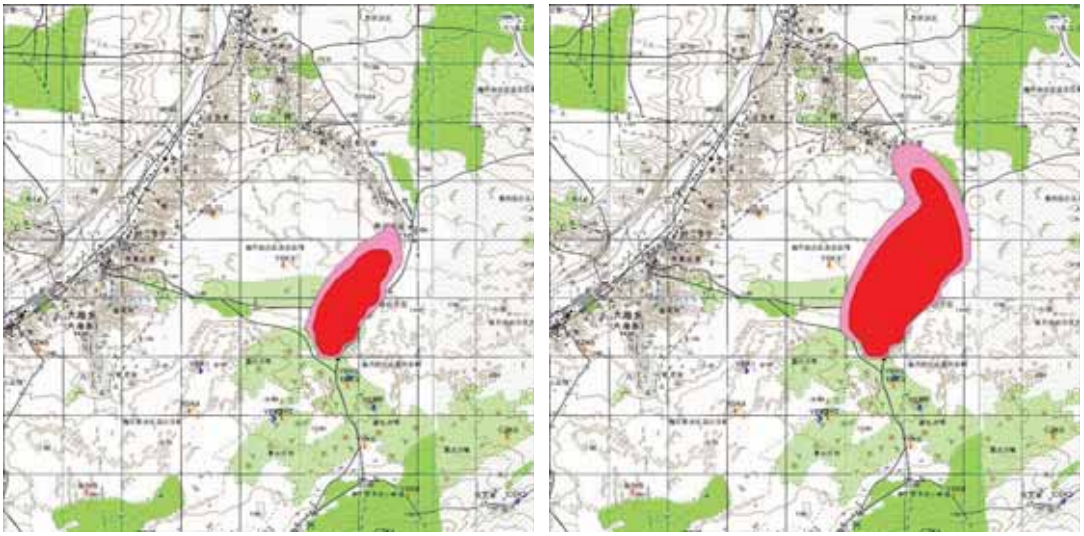
图 10.7-7 柴油储罐罐底泄露地下水潜水污染预测图



（1）5 年污染晕运移分布图



（2）10 年污染晕运移分布图



（3）20 年污染晕运移分布图　　（4）30 年污染晕运移分布图

图 10.7-8 柴油储罐罐底泄露地下水承压水污染预测图

表 10.7-11　　柴油储罐罐底泄露地下水污染预测结果表

污染年限	潜水			承压水		
	影响范围（m^2）	超标范围（m^2）	最大运移距离（m）	影响范围（m^2）	超标范围（m^2）	最大运移距离（m）
100d	346697	324031	695	0	0	0
1000d	1092019	948226	1597	0	0	0
5a	1758393	1484484	2017	9408	0	1891
10a	3193183	2688600	2811	272082	0	2291
20a	5890619	4936214	4400	1912186	1249756	3745
30a	8220801	6932245	5293	4481911	3134212	5063

柴油储罐罐底泄露模拟区观测孔地下水污染浓度变化情况见图 10.7-9，浓度变化曲线表明，一般事故工况条件下，污染源下游潜水观测孔 YBK3 第 460 天出现检出，第 600 天出现超标现象，最高浓度达 37.13mg/L，超标近 740 倍。根据 30 年模型运行，潜水污染物浓度最高为 120mg/L；承压水污染物浓度最高为 3.5mg/L，柴油储罐罐底泄露对地下水影响极大。

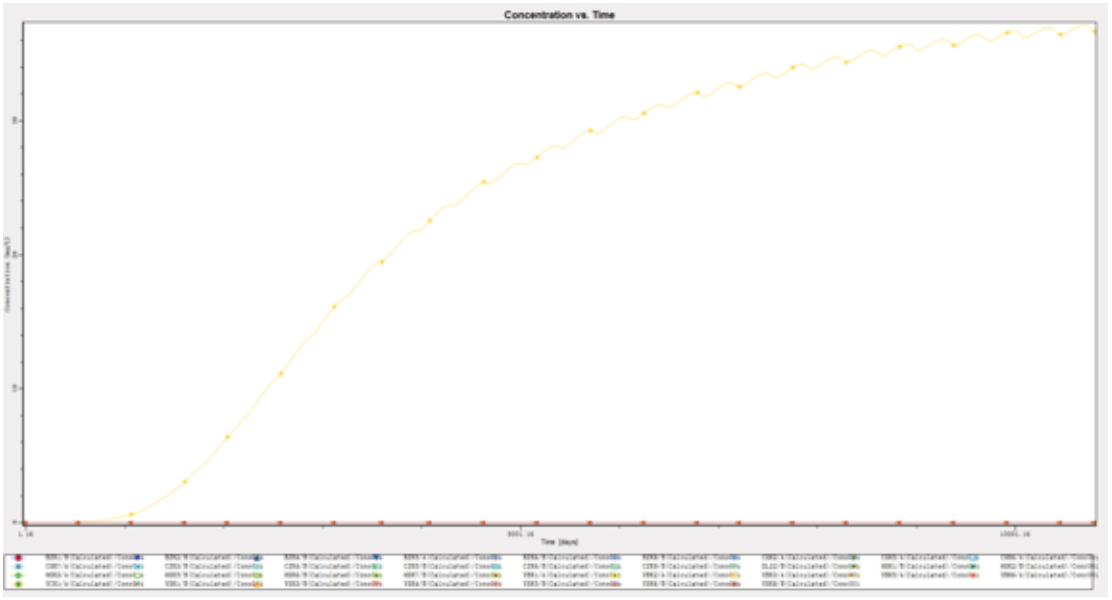


图 10.7-9 柴油储罐罐底泄露模拟区观测孔地下水污染浓度变化图

④煤气化装置黑水澄清槽泄漏地下水污染预测

气化装置沉渣池渗漏地下水污染预测结果见图 10.7-10 和 10.7-11。预测结果表明，模拟期内未出现超标现象，未对下游敏感点造成影响，承压含水层第 3100 天出现检出。渗漏发生 300 天后，潜水含水层氰化物污染物影响范围 61253m^2，最大运移距离 230m，承压含水层污染物影响范围 0m^2，最大运移距离 0m；1000 天后，潜水含水层污染物影响范围 137023m^2，最大运移距离 456m，承压含水层污染物影响范围 0m^2，最大运移距离 0m；5 年后，潜水含水层污染物影响范围 204483m^2，最大运移距离 649m，承压含水层污染物影响范围 0m^2，最大运移距离 0m；10 年后，潜水含水层污染物影响范围 307934m^2，最大运移距离 849m，承压含水层污染物影响范围 15804m^2，最大运移距离 175m；20 年后，潜水含水层污染物影响范围 462702m^2，最大运移距离 1001m，承压含水层污染物影响范围 112643m^2，最大运移距离 398m；30 年后，潜水含水层污染物影响范围 581421m^2，最大运移距离 1153m，承压含水层污染物影响范围 199768m^2，最大运移距离 587m；详见表 10.7-12。



（1）300 天污染晕运移分布图



（2）1000 天污染晕运移分布图



（3）5 年污染晕运移分布图



（4）10 年污染晕运移分布图



（5）20 年污染晕运移分布图



（6）30 年污染晕运移分布图

图 10.7-10 气化装置沉渣池渗漏地下水潜水污染预测图



（1）10 年污染晕运移分布图



（2）20 年污染晕运移分布图



（3）30 年污染晕运移分布图

图 10.7-11 气化装置沉渣池渗漏地下水承压水污染预测图

表 10.7-12 气化装置沉渣池渗漏地下水污染预测结果表

污染年限	潜水			承压水		
	影响范围（m^2）	超标范围（m^2）	最大运移距离（m）	影响范围（m^2）	超标范围（m^2）	最大运移距离（m）
300d	61253	0	230	0	0	0
1000d	137023	0	456	0	0	0
5a	204483	0	649	0	0	0
10a	307934	0	849	15804	0	175
20a	462702	0	1001	112643	0	398
30a	581421	0	1153	199768	0	587

气化装置沉渣池渗漏模拟区观测孔地下水污染浓度变化情况见图 10.7-12，浓度变化曲线表明，一般事故工况条件下，处于污染源下游的潜水观测孔 YBK2 第 2980 天出现检出，最大浓度达 0.0021mg/L，未超标。据模型运行 30 年潜水

含水层污染物最高浓度为 0.007mg/L，承压含水层最高浓度为 0.003mg/L，均未出现超标现象。

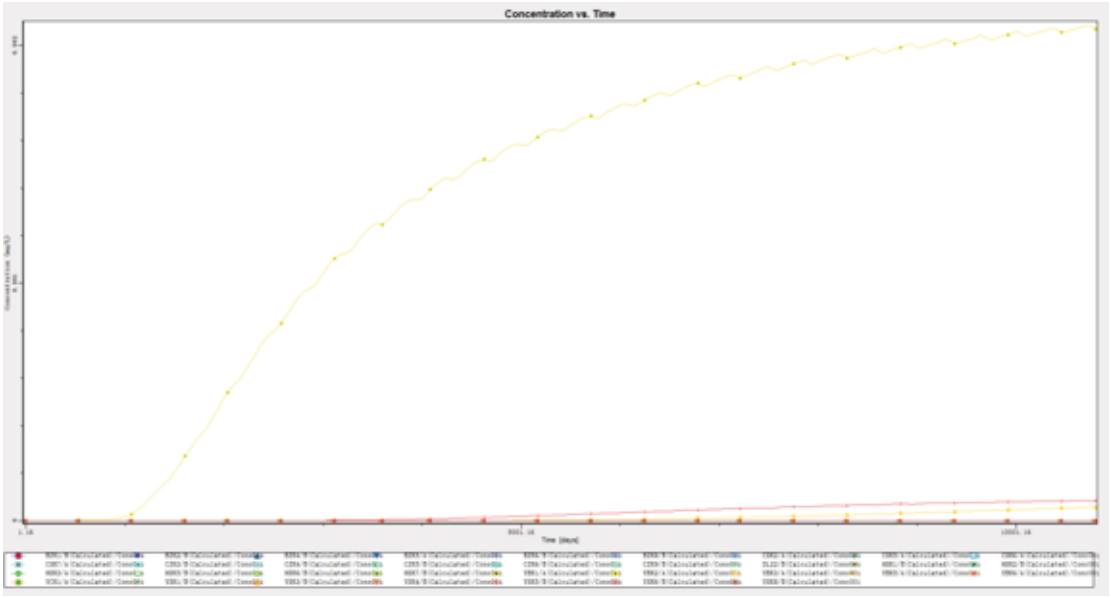


图 10.7-12 气化装置沉渣池渗漏模拟区观测孔地下水污染浓度变化图

⑤轻质油中间罐泄露地下水污染预测

轻质油中间罐泄露地下水污染预测结果见图 10.7-13 和沟，承压含水层第 8150 天运移至大沟。渗漏发生 100 天后，潜水 10.7-14。预测结果表明，潜水含水层特征污染物第 5100 天运移至下游大含水层石油类污染物影响范围 291207m^2，超标范围 267077 m^2，最大运移距离 436m，承压含水层污染物影响范围 0m^2，超标范围 0 m^2，最大运移距离 0m；1000 天后，潜水含水层污染物影响范围 861037m^2，超标范围 716711 m^2，最大运移距离 1199m，承压含水层污染物影响范围 54389m^2，超标范围 0 m^2，最大运移距离 884m；5 年后，潜水含水层污染物影响范围 1477280m^2，超标范围 1208326 m^2，最大运移距离 1616m，承压含水层污染物影响范围 220818m^2，超标范围 75659 m^2，最大运移距离 1084m；10 年后，潜水含水层污染物影响范围 2859524m^2，超标范围 2276222 m^2，最大运移距离 2629m，承压含水层污染物影响范围 790586m^2，超标范围 545791 m^2，最大运移距离 1505m；20 年后，潜水含水层污染物影响范围 6200535m^2，超标范围 4844444 m^2，最大运移距离 4264m，承压含水层污染物影响范围 2504836m^2，超标范围 1931143 m^2，最大运移距离 2606m；30 年后，潜水含水层污染物影响范围 8302386m^2，超标范围 6639491 m^2，最大运移距离 5524m，承压含水层污

染物影响范围 5263844m^2，超标范围 3763998 m^2，最大运移距离 4772m；详见表 10.7-13。

表 10.7-13　　轻质油中间罐泄露地下水污染预测结果表

污染年限	潜水			承压水		
	影响范围（m^2）	超标范围（m^2）	最大运移距离（m）	影响范围（m^2）	超标范围（m^2）	最大运移距离（m）
100d	291207	267077	436	0	0	0
1000d	861037	716711	1199	54389	0	884
5a	1477280	1208326	1616	220818	75659	1084
10a	2859524	2276222	2629	790586	545791	1505
20a	6200535	4844444	4264	2504836	1931143	2606
30a	8302386	6639491	5524	5263844	3763998	4772

轻质油中间罐泄露模拟区观测孔地下水污染浓度变化情况见图 10.7-15，浓度变化曲线表明，一般事故工况条件下，处于污染源下游的潜水观测孔 YBK1，承压观测孔 BZK8 出现浓度波动，但未达到检出标准。据模型运行 30 年潜水含水层污染物最高浓度为 60mg/L，超标近 1200 倍；承压含水层最高浓度为 9mg/L。

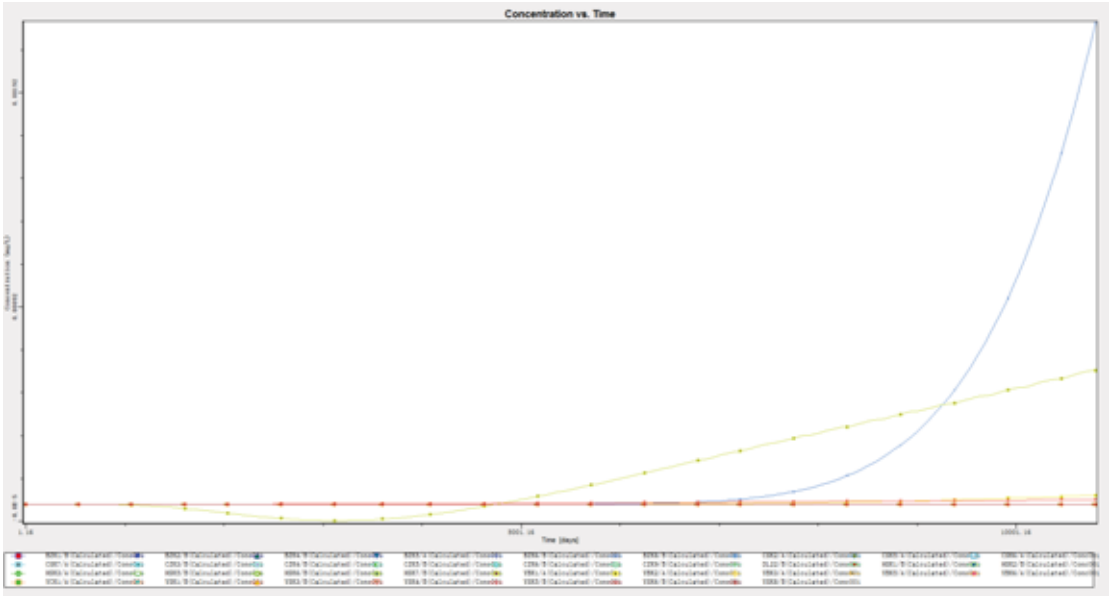


图 10.7-15 轻质油中间罐泄露模拟区观测孔地下水污染浓度变化图



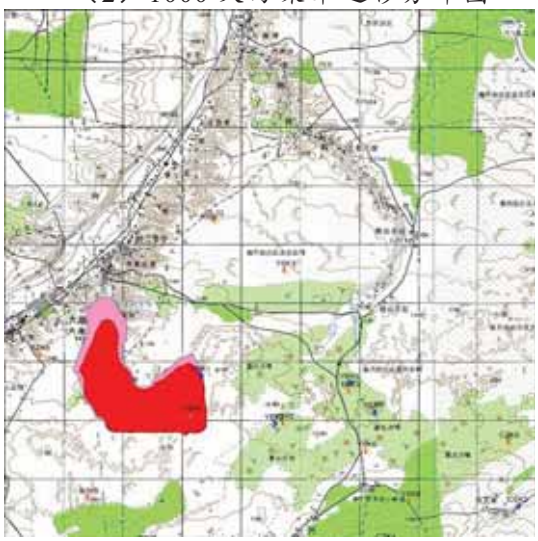
（1）100 天污染晕运移分布图



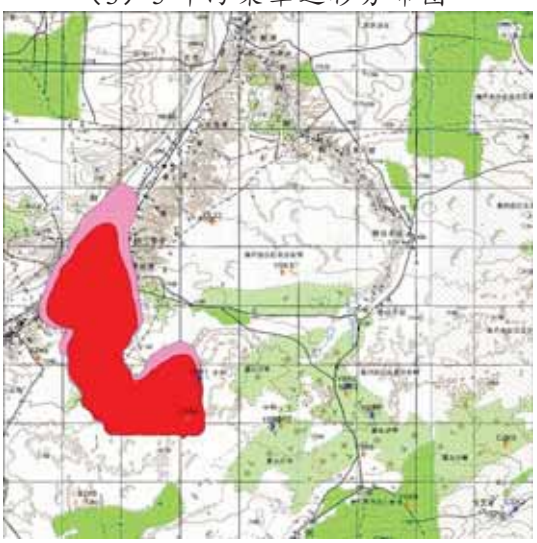
（2）1000 天污染晕运移分布图



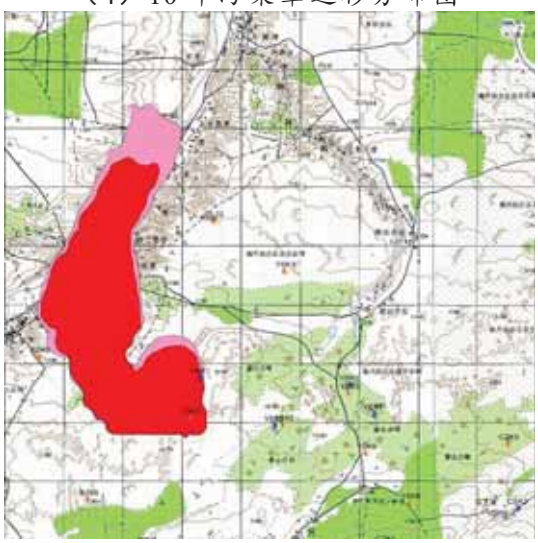
（3）5 年污染晕运移分布图



（4）10 年污染晕运移分布图



（5）20 年污染晕运移分布图

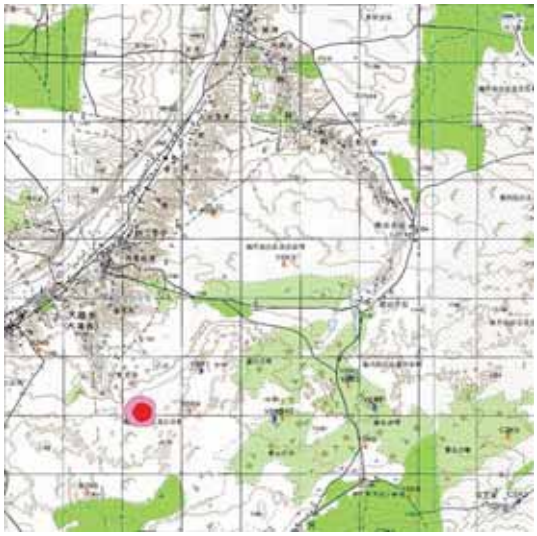


（6）30 年污染晕运移分布图

图 10.7-13 轻质油中间罐泄露地下水潜水污染预测图



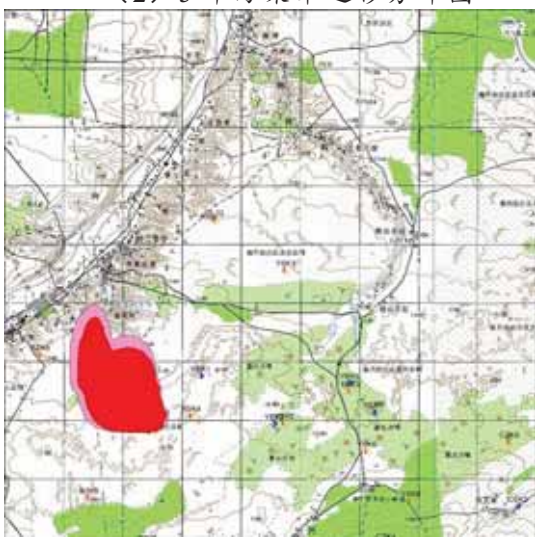
（1）1000 天污染晕运移分布图



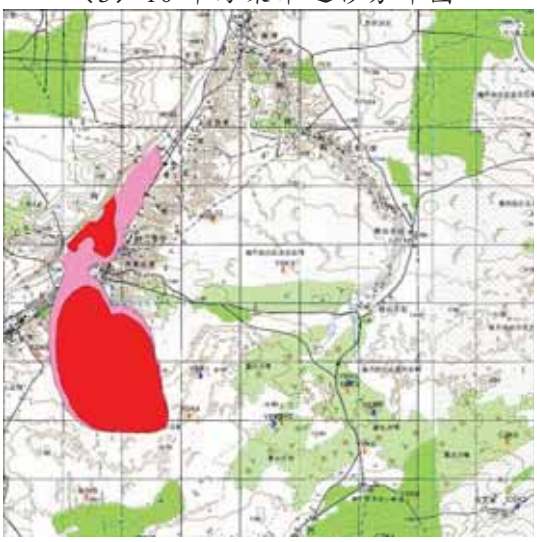
（2）5 年污染晕运移分布图



（3）10 年污染晕运移分布图



（4）20 年污染晕运移分布图



（5）30 年污染晕运移分布图

图 7-14 轻质油中间罐泄露地下水承压水污染预测图

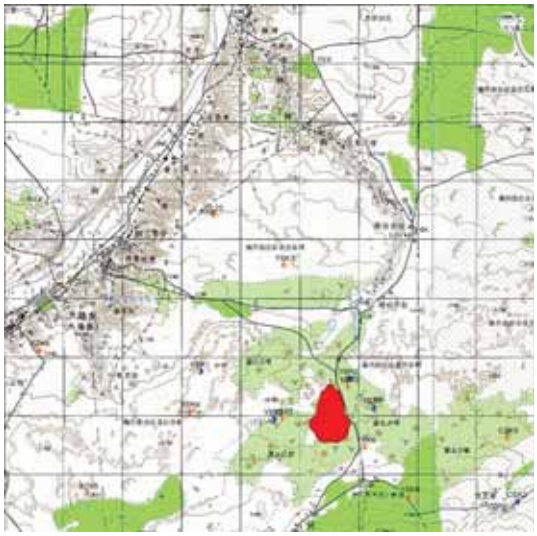
⑵风险事故工况下情景预测

柴油储罐爆炸后，地下水污染预测结果见图 10.7-16 和图 10.7-17，模拟

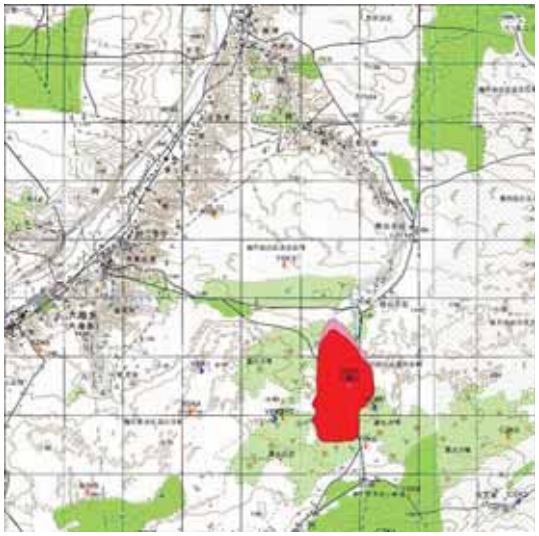
结果显示，潜水含水层特征污染物第 4150 天运移至敏感点特拉不拉，承压含水层第 1650 天出现检出，第 6340 天运移至特拉不拉。风险事故发生 100 天后，潜水含水层中石油类污染影响范围 451147m^2，超标范围 449568m^2，最大运移距离 911m，承压含水层影响范围 0m^2，超标范围 0m^2，最大运移距离 0m；1000 天后，潜水含水层影响范围 1552925m^2，超标范围 1424700m^2，最大运移距离 2026m，承压含水层影响范围 0m^2，超标范围 0m^2，最大运移距离 0m；5 年后，潜水含水层影响范围 2499368m^2，超标范围 2206842m^2，最大运移距离 2458m，承压含水层影响范围 30641m^2，超标范围 0m^2，最大运移距离 1913m；10 年后，潜水含水层影响范围 4318702m^2，超标范围 3737818m^2，最大运移距离 3287m，承压含水层影响范围 901557m^2，超标范围 529735m^2，最大运移距离 2783m；20 年后，潜水含水层影响范围 7355451m^2，超标范围 6330258m^2，最大运移距离 4941m，承压含水层影响范围 3306081m^2，超标范围 2406274m^2，最大运移距离 4583m；30 年后，潜水含水层影响范围 10054521m^2，超标范围 8177747m^2，最大运移距离 5776m，承压含水层影响范围 6725217m^2，超标范围 5097413m^2，最大运移距离 5445m；详见表 10.7-14。

表 10.7-14 柴油储罐爆炸情景地下水污染预测结果表

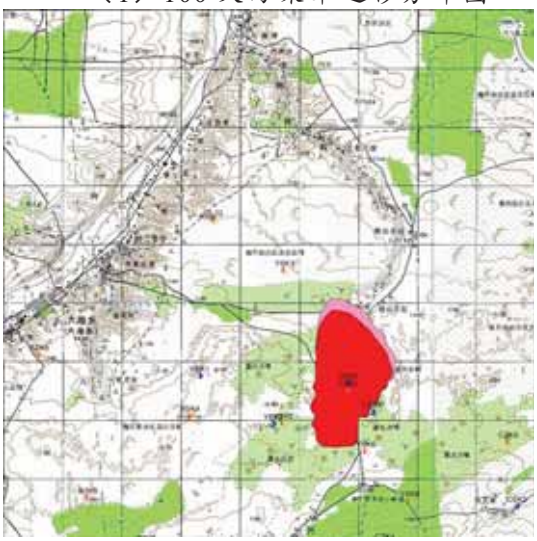
污染年限	潜水			承压水		
	影响范围（m^2）	超标范围（m^2）	最大运移距离（m）	影响范围（m^2）	超标范围（m^2）	最大运移距离（m）
100d	451147	449568	911	0	0	0
1000d	1552925	1424700	2026	0	0	0
5a	2499368	2206842	2458	30641	0	1913
10a	4318702	3737818	3287	901557	529735	2783
20a	7355451	6330258	4941	3306081	2406274	4583
30a	10054521	8177747	5776	6725217	5097413	5445



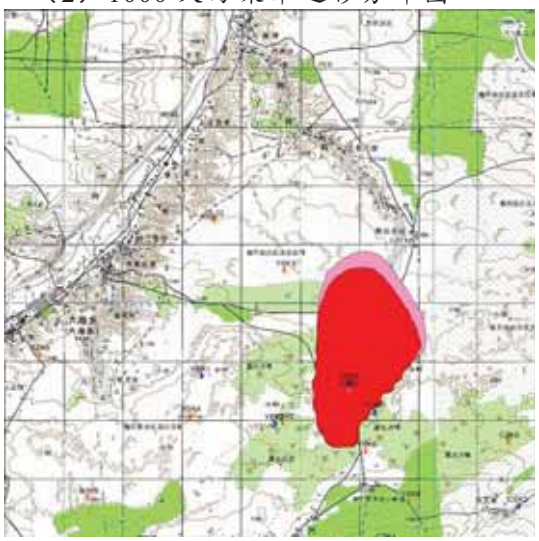
（1）100 天污染晕运移分布图



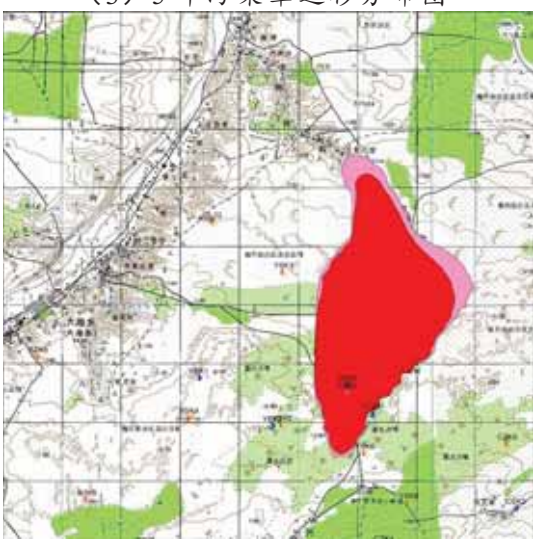
（2）1000 天污染晕运移分布图



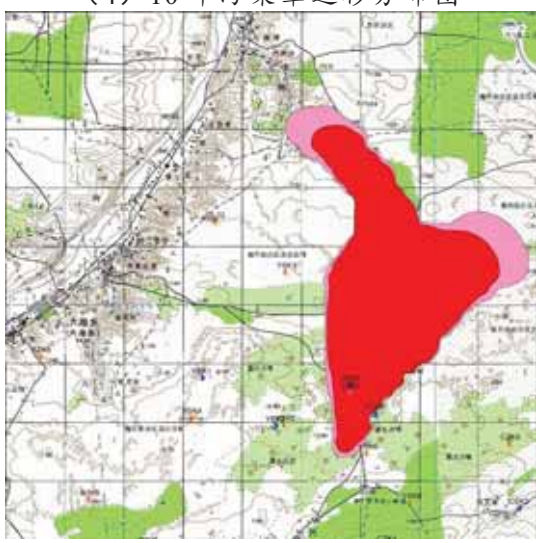
（3）5 年污染晕运移分布图



（4）10 年污染晕运移分布图



（5）20 年污染晕运移分布图



（6）30 年污染晕运移分布图

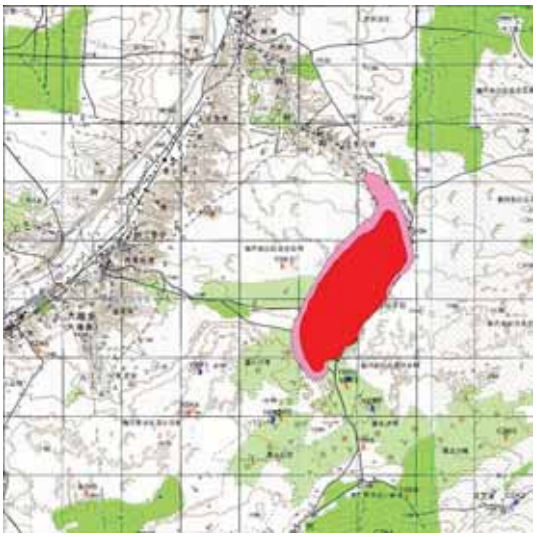
图 7-16 柴油储罐爆炸后地下水潜水污染预测图



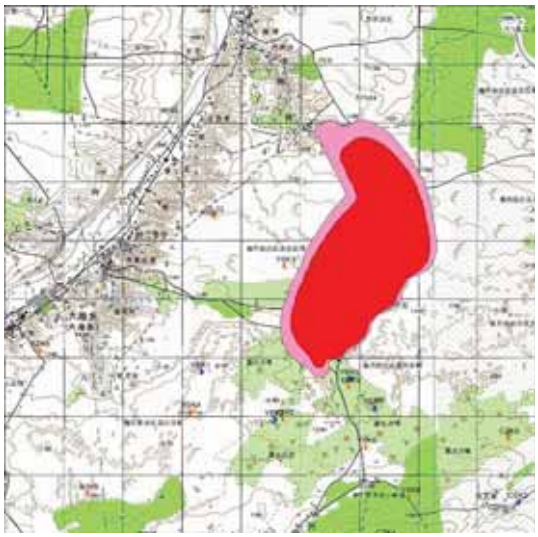
（1）5 年污染晕运移分布图



（2）10 年污染晕运移分布图



（3）20 年污染晕运移分布图



（4）30 年污染晕运移分布图

图 7-17 柴油储罐爆炸后地下水承压水污染预测图

此情景下游厂区边界地下水污染物浓度变化情况见图 10.7-18。浓度变化曲线表明，处于污染源下游的潜水观测孔 YBK3 第 2600 天浓度达到最高，为 75.32mg/L，之后污染浓度逐渐降低，直至检出下以下。爆炸后污染晕中心随着水流向下游运移，污染晕范围随着时间推移不断扩大。潜水含水层污染物浓度随着时间推移先增大后缩小，最高达 1600mg/L；承压含水层第 3000 天出现检出，最高浓度达 12mg/L。

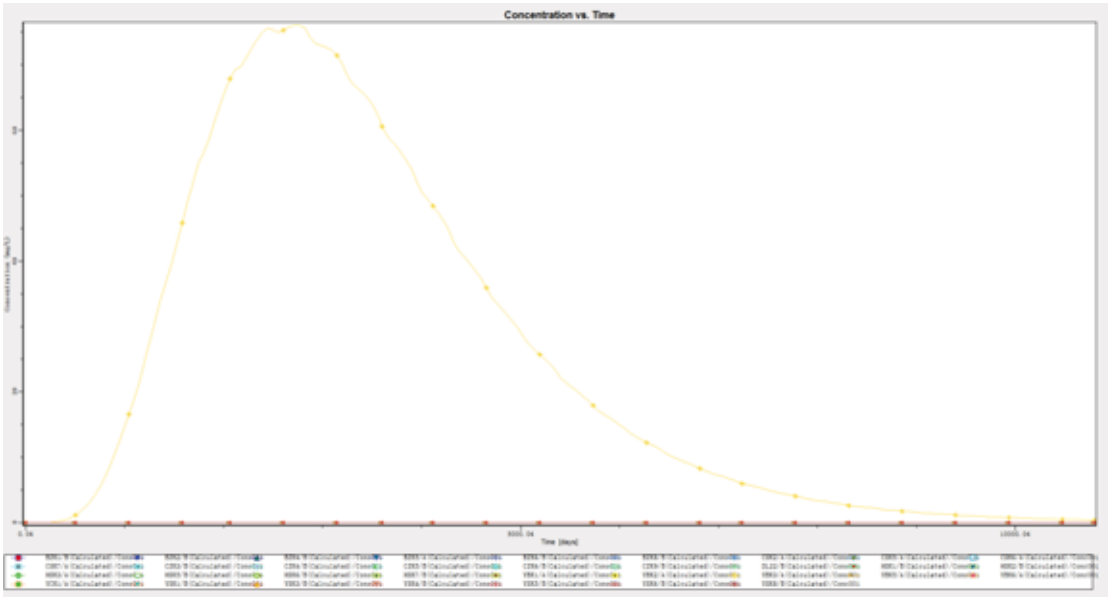


图 7-18 气化油储罐发生爆炸后模拟区观测孔地下水污染物浓度变化图

由此可见，一旦发生风险，所造成的影响将长期存在，且其所造成的污染要远远大于发生渗漏所带来的影响。

10.7.4 地下水污染预测评价

（1）比较不同情景地下水污染预测结果可以发现：按给定源强，污染物在不同场地地下水迁移差异显著，就一般事故工况情景而言，模拟结束（30 年）后，不同渗漏情景最大迁移距离是轻质油中间储罐泄露>柴油储罐泄露>含油废水调节池泄露>浓盐水缓冲池泄露>气化装置沉渣池泄露，且承压含水层受到污染程度较轻或未受到污染，这些都是由场地水文地质条件和污染源性质共同所决定的，因此，在采取防渗措施时，应考虑污染源自身性质同时结合场地水文地质条件。

（2）研究区潜水含水层主要赋存在沟域两侧，岩性为砂类土，其给水度、渗透系数相对下层粉质粘土而言均较大，因此污染物在孔隙介质中运移速率大于下层。承压含水层为风化砂岩孔隙裂隙含水层，仅在沟域处存在天窗与潜水沟通，因此此处易受到污染。其他区域粉质粘土和泥岩构成隔水性能较好的隔水层，因此不易受到污染。

（3）风险状况下，柴油储罐爆炸造成的危害严重，地下水污染预测结果表明，污染晕随着时间推移不断扩大，污染晕中心随着水流向下游迁移。至 30 年模型计算末期，污染物浓度仍严重超标，因此，如若发生爆炸事

故，应即刻采取有效的应急措施，以保护地下水环境，避免发生地下水污染后长期难以修复的困境。

10.8 地下水污染监控与应急措施

本项目为特大型煤化工项目，在原辅材料及产品的储存、输送、生产和污水处理过程中，各种有毒有害原辅材料、中间物料、产品及污染物有可能发生泄漏（含跑、冒、滴、漏），如不采取合理的防治措施，则污染物有可能渗入地下水，从而影响地下水环境。为针对项目可能发生的地下水污染，本项目地下水污染防治措施将按照“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全方位进行控制。

10.8.1 污染监控措施

⑴地下水监测计划

为了及时准确地掌握拟建厂址及下游地区地下水环境质量状况和地下水体中污染物的动态变化，内蒙古伊泰煤制油有限责任公司 200 万吨/年煤间接液化油品升级示范项目拟建立覆盖全厂的地下水长期监控系统，包括科学、合理地设置地下水污染监控井，建立完善的监测制度，配备先进的检测仪器和设备，以便及时发现并及时控制。

本项目地下水环境监测主要参考《地下水环境监测技术规范》（HJ/T164-2004），结合研究区含水层系统和地下水径流系统特征，考虑潜在污染源、环境保护目标等因素，依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2011）相关要求布置地下水监测点。

⑵地下水监测原则

①重点污染防治区加密监测原则；

②以浅层地下水监测为主的原则；

③上、下游同步对比监测原则；

④水质监测项目参照《地下水质量标准》相关要求和潜在污染源特征污染因子确定，各监测井可依据监测目的的不同适当增加和减少监测项目。厂安全环保部门设立地下水动态监测小组，专人负责监测。

⑶监测井布置

通过分析拟建场地岩土工程勘察资料可知，拟建场地大部分位于被风积砂覆盖的纳林沟上，潜水含水层底板为粉质粘土、泥岩或砂岩，松散岩类孔隙

水含水层呈现出由两侧向中间逐渐增厚并趋于平缓的态势，含水层厚度一般在 0.0～16.0m 之间，局部超过 20.0m。场地北侧岩土工程剖面线位置及岩土工程剖面图参见图 10.8-1 至图 10.8-6。

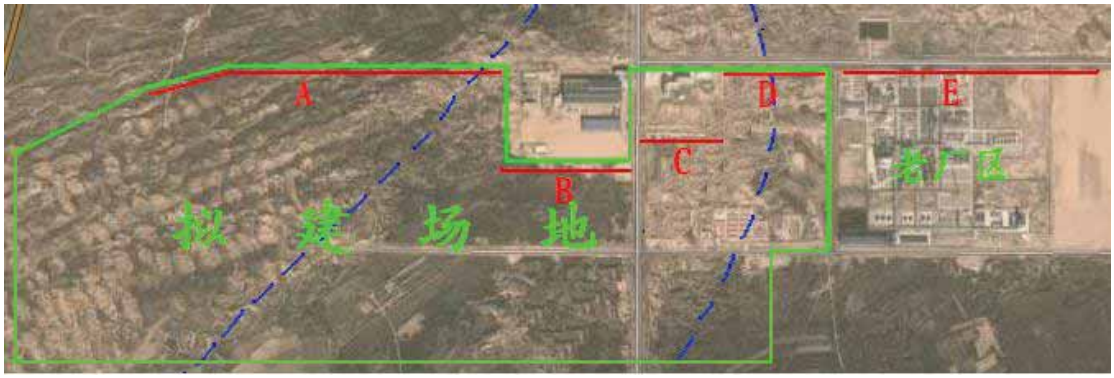


图 10.8-1　场地北侧岩性剖面分段位置图

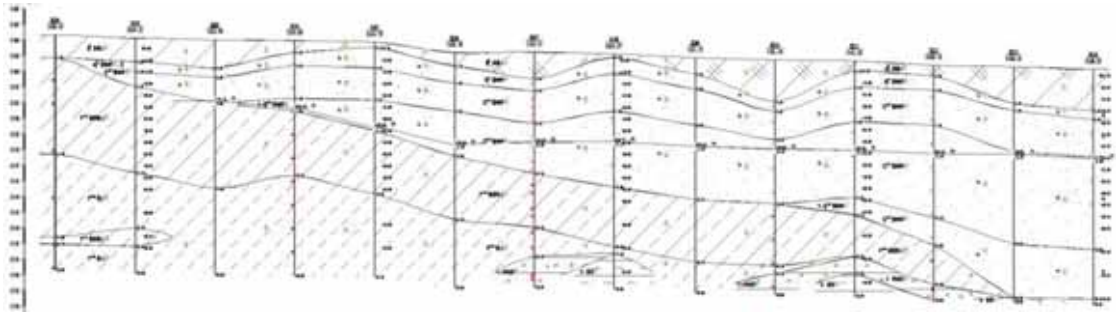


图 10.8-2　场地北侧 A 段岩性剖面图

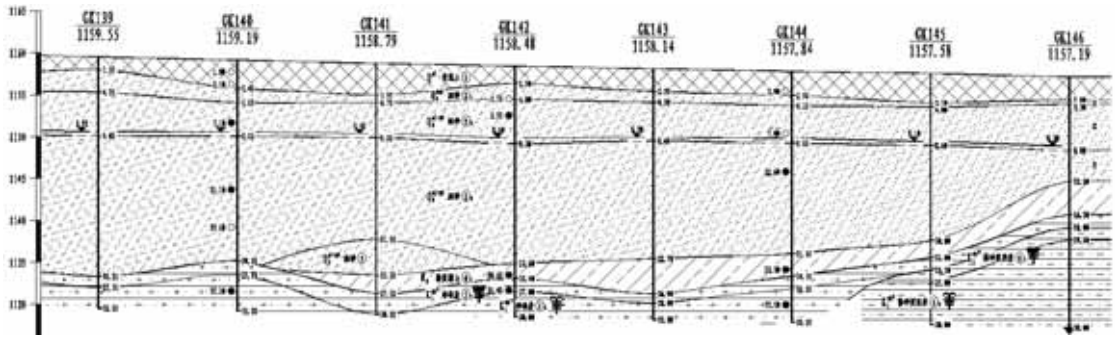


图 10.8-3　场地北侧 B 段岩性剖面图

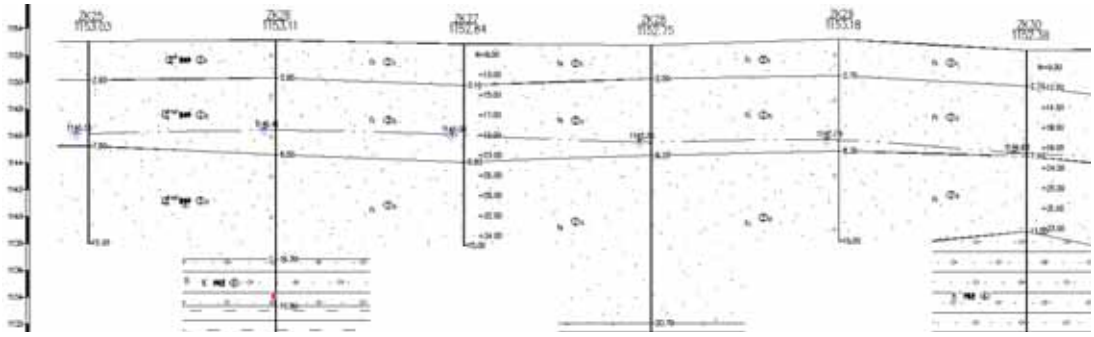


图 10.8-4　场地北侧 C 段岩性剖面图

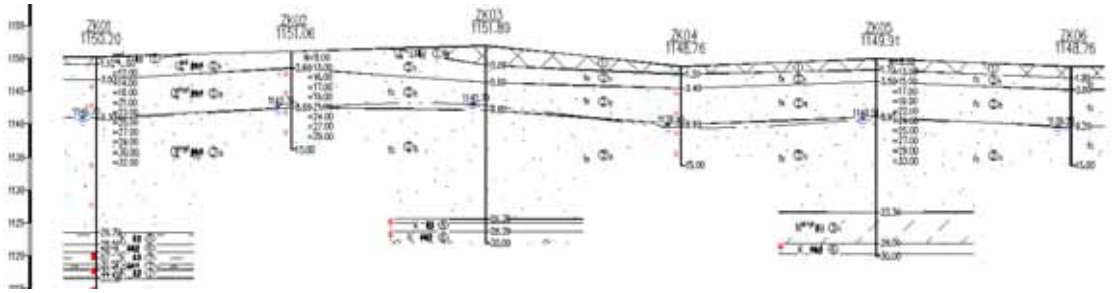


图 10.8-5　场地北侧 D 段岩性剖面图

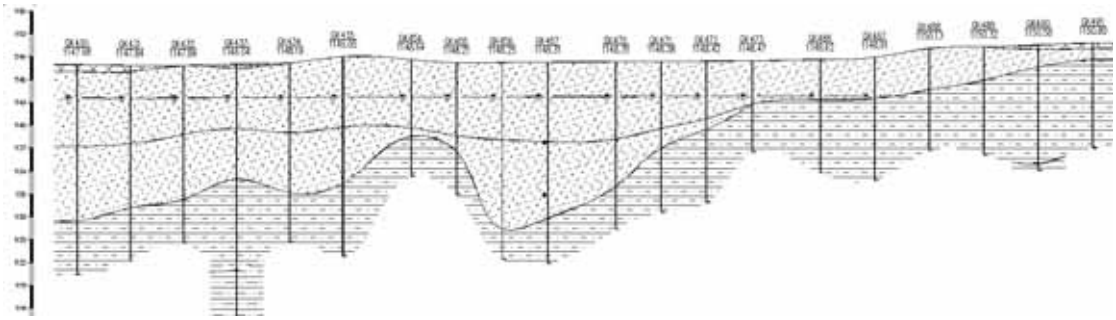


图 10.8-6　场地北侧 E 段岩性剖面图

根据地下水监控原则，结合研究区水文地质条件，在内蒙古伊泰煤制油有限责任公司 200 万吨/年煤间接液化油品升级示范项目场地及周边共布设地下水水质监测井 14 眼，其中一期厂址区 4 眼，二期厂址区 5 眼，厂址上游 2 眼，厂址下游 3 眼。地下水监测孔位置、监测计划、孔深、监测井结构、监测层位、监测项目、监测频率等详见图 10.8-7、图 10.8-8 和表 10.8-1。



图 10.8-7　厂外地下水径流下游方向监测井位置图

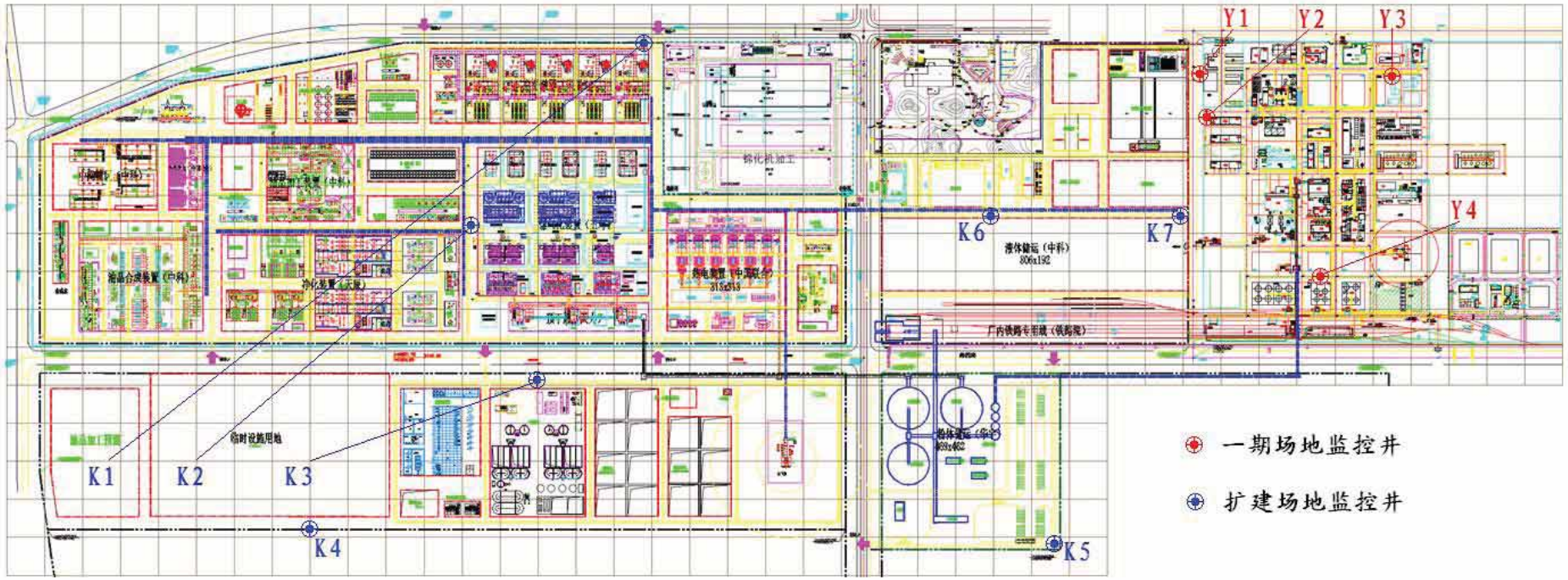


图 10.8-8　厂内及上游地下水监测井位置图

表 10.8-1　　地下水监测计划一览表

场地	孔号	地点	孔深(m)	井孔结构	监测层位	监测频率	监测项目	监测单位	备注
一期场地	Y1	厂区西门外	15～20（穿透砂层 2.0m 即可终孔）	除应急抽水井外，管径 160mm，孔口以下 3.0m(或至潜水面）采用粘土或水泥止水，下部为滤水管。孔底设 1.0m 沉砂管。	松散岩类孔隙潜水	每季度采样 1 次	PH 值 总硬度 氨氮 硝酸盐氮 亚硝酸盐氮 硫化物 氰化物 挥发酚 铅 镉 砷 汞 六价铬 石油类 苯系物	由厂化验室负责地下水定期取样和化验工作。	已有水井（如破坏需再成井）
	Y2	中水回用西北角							
	Y3	污水处理厂下游							
	Y4	油罐灌区下游							
二期场地	K1	空分、煤气化装置下游							应急抽水井，管径不小于 217mm。
	K2	净化装置下游							
	K3	污水处理厂下游							
	K6	液体储运场地下游							
	K7								
场地上游	K4	纳林沟西支沟							背景值监测井
	K5	纳林沟东支沟							
场地下游	W1	场地下游 455m							已有水井（如破坏需再成井）
	W2	场地下游 1590m							
	W3	场地下游 2840m							

⑷监测数据管理

上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向厂安全环保部门汇报，对于常规监测数据应该进行公开，特别是对项目所在区域的居民进行公开，满足法律中关于知情权的要求。如发现异常或发生事故，加密监测频次，改为每天监测一次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

10.8.2 地下水污染应急措施

⑴ 地下水污染应急治理程序

针对应急工作需要，参照“场地环境保护标准体系”的相关技术导则，结合地下水污染治理的技术特点，制定地下水污染应急治理程序见图 10.8-9。

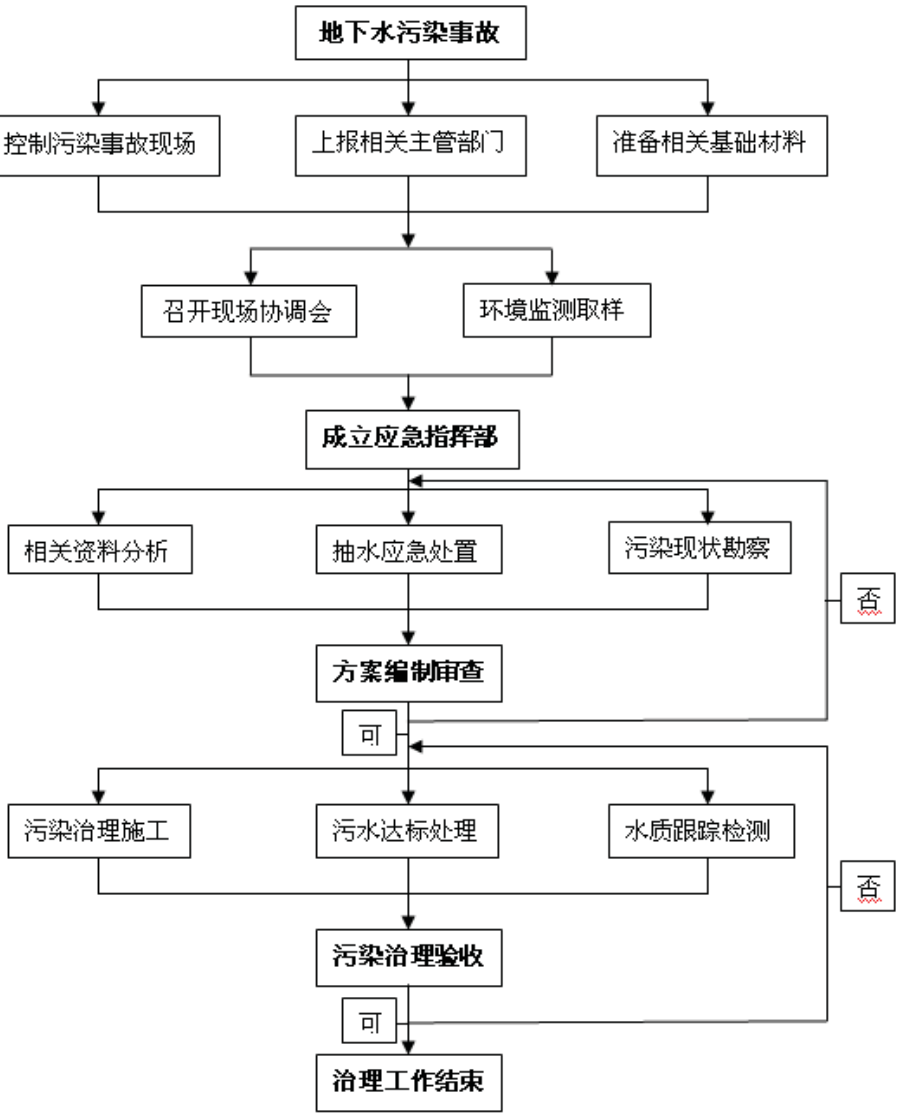


图 10.8-9　地下水污染应急治理程序框图

⑵ 地下水污染治理措施

①地下水污染治理技术

地下水污染治理技术归纳起来主要有：物理处理法、水动力控制法、抽出处理法、原位处理法等。

A. 物理法

物理法是用物理的手段对受污染地下水进行治理的一种方法，概括起来又可分为：①屏蔽法，在地下建立各种物理屏障，将受污染水体圈闭起来，以防止污染物进一步扩散蔓延；②被动收集法，在地下水流的下游挖一条足够深的沟道，在沟内布置收集系统，将水面漂浮的污染物质如油类污染物等收集起来，或将所有受污染地下水收集起来以便处理的一种方法，被动收集法在处理轻质污染物(如油类等)时得到过广泛的应用。

B. 水动力控制法

水动力控制法是利用井群系统，通过抽水或向含水层注水，人为地改变地下水的水力梯度，从而将受污染水体与清洁水体分隔开来。根据井群系统布置方式的不同，水力控制法又可分为上游分水岭法和下游分水岭法。

C. 抽出处理法

抽出处理法是当前应用很普遍的一种方法，可根据污染物类型和处理费用来选用，大致可分为三类：①物理法，包括吸附法、重力分离法、过滤法、反渗透法、气吹法和焚烧法等；②化学法，包括混凝沉淀法、氧化还原法、离子交换法和中和法等；③生物法，包括活性污泥法、生物膜法、厌氧消化法和土壤处置法等。受污染地下水抽出后的处理方法与地表水的处理相同，需要指出的是，在受污染地下水的抽出处理中，井群系统的建立是关键，井群系统要能控制整个受污染水体的流动。

D. 原位处理法

原位处理法是地下水污染治理技术研究的热点，不但处理费用相对节省，而且还可减少地表处理设施，最大程度地减少污染物的暴露，减少对环境的扰动，是一种很有前景的地下水污染治理技术，大致可分为两类：①物理化学处理法，包括加药法、渗透性处理床、土壤改性法、冲洗法和射频放电加热法等；②生物处理法，包括生物气冲技术、溶气水供氧技术、过氧化氢供氧技术等。

②建议治理措施

内蒙古伊泰煤制油有限责任公司 200 万吨/年煤间接液化油品升级示范项目厂址区大部分地区赋存松散岩类孔隙潜水，含水层岩性以粉细砂为主，渗透系数 3.2×10^{-3}cm/s 左右，含水层厚度一般在 0.0～16.0m 之间，水力梯度 1.5%，当发生污染事故时，污染物的运移速度相对较快，因此建议采取如下污染治理措施。

A.一旦发生地下水污染事故，应立即启动应急预案。

B.查明并切断污染源。

C.增加地下水水质监测频次，当地下水中污染物存在增高趋势时，启动应急抽水井。

D.进一步探明地下水污染深度、范围和污染程度。

E.依据探明的地下水污染情况和污染场地的岩性特征，合理布置抽水井的深度及间距，并进行试抽工作。

F.依据抽水设计方案进行施工，抽取被污染的地下水体，并依据各井孔出水情况进行调整。

G.将抽取的地下水进行集中收集处理，并送实验室进行化验分析。

H.当地下水中的特征污染物浓度满足地下水功能区划的标准后，逐步停止井点抽水，并进行土壤修复治理工作。

I.因拟建场地大部分位于被风积砂覆盖的纳林沟上，污染物的运移速度相对较快。当出现较大风险事故时，如局地治理措施不能有效控制地下水污染时，应本着红线控制原则，在场地北侧布置污染物截获井(参见图 10.8-10)。依据已收集的场地岩土工程勘察资料，结合水文、地形地貌等特征分析，场地北侧中部偏东位置，应存在纳林西沟和纳林东沟局部分水岭。因此，当西侧场地出现不能局地控制的地下水污染时，应在局部分水岭西侧布置污染物截获井；当东侧场地出现不能局地控制的地下水污染时，应在局部分水岭东侧布置污染物截获井。因潜水含水层岩性以粉细砂为主，且厚度相对较薄，因此应采用口径尽可能大的截获井，间距控制在 50m 左右。

③应注意的问题

地下水污染的治理相对于地表水来说更加复杂，在进行具体的治理时，还需要考虑以下因素：

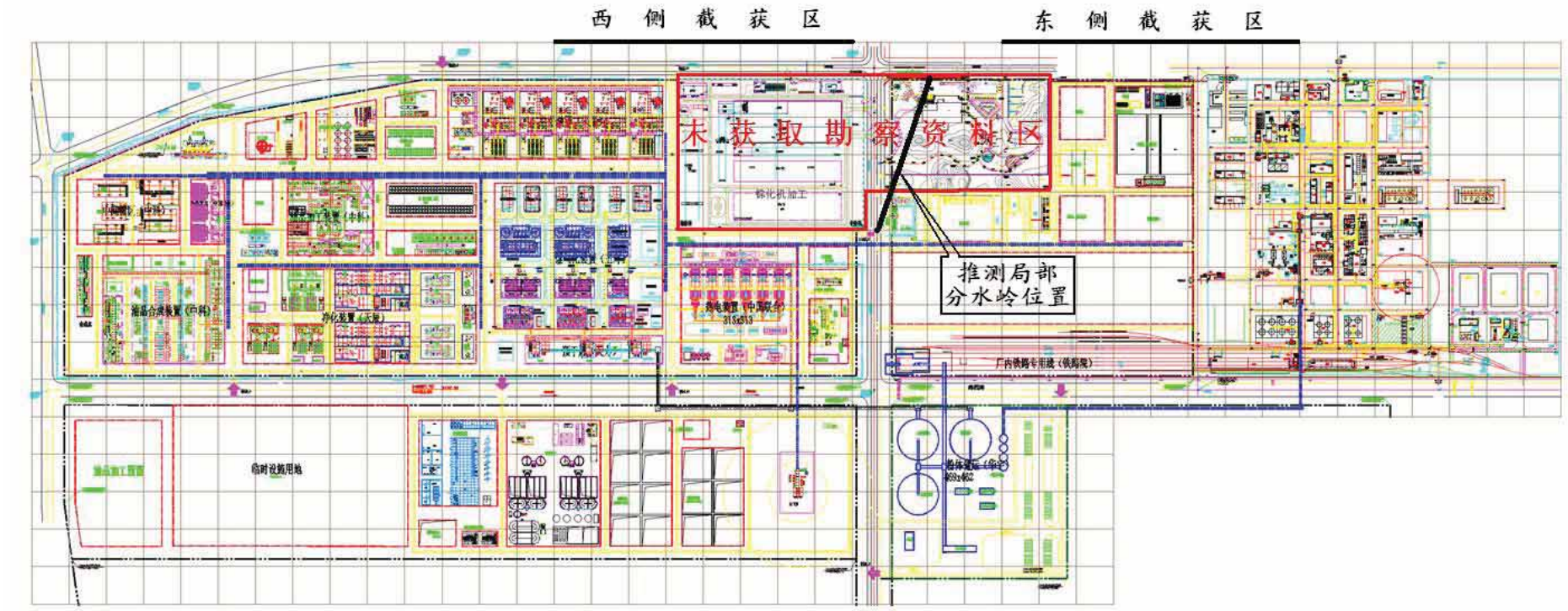


图 10.8-10　截获井位置示意图

A. 在具体的地下水污染治理中，往往要多种技术结合使用。一般在治理初期，先使用物理法或水动力控制法将污染区封闭，然后尽量收集纯污染物如油类等，最后再使用抽出处理法或原位法进行治理。

B. 因为污染区域的水文地质条件和地球化学特性都会影响到地下水污染的治理，因此地下水污染的治理通常要以水文地质工作为前提。

C. 受污染地下水的修复往往还要包括土壤的修复。地下水和土壤是相互作用的，如果只治理了受污染的地下水而不治理土壤，由于雨水的淋滤或地下水位的波动，污染物会再次进入地下水体，形成交叉污染，使地下水的治理前功尽弃。

D. 在地下水污染治理过程中，地表水的截流也是一个需要考虑的问题，要防止地表水补给地下水，以免加大治理工作量。

10.9 结论与建议

10.9.1 结论

⑴地下水评价工作等级

依据建设项目场地的包气带防污性能、含水层易污染特征、地下水敏感程度和建设项目污水排放量、污水水质复杂程度等指标综合判定，拟建项目场地地下水环境影响评价工作等级为一级。

⑵水文地质条件综述

依据区域含水介质类型、含水层岩性特征、地下水赋存条件、水动力特征和地下水开采技术能力，将区内地下水划分为孔隙潜水和裂隙孔隙承压水两大类，从地下水系统的角度来看，亦即为孔隙潜水含水系统和裂隙孔隙承压水含水系统。孔隙潜水主要赋存于第四系全新统冲积层、冲积洪积层、风积层与上更新统冲积湖积层等松散岩类，其次为新近系上新统、白垩系下统保安群砂岩出露或接近地表的裂隙孔隙中，以第四系全新统松散岩类含水层为主。裂隙孔隙承压水主要赋存于白垩系下统保安群东胜组、泾川组、罗汉洞组砂岩的裂隙孔隙中，以东胜组为主要含水岩组。

厂址区地表以下 80.0m 深度范围内揭露的地层，主要由第四系、第三系和白垩系下统东胜组构成。风积砂一般为透水不含水层，其主要作用是吸纳大气降水，减少地表洪水，增加对地下水的入渗补给，仅在丰水期形成局部上层滞水。冲积砂土为拟建场地松散岩类孔隙水赋存区，岩性主要为浅黄色粉细砂，渗透性能一般，水量较贫乏，单井涌水量 10～60m^3/d。白垩系下统东胜组是一套向北倾斜的多层状、地层韵律明显、水平和交错层理发育的河床和河漫滩相沉积物。因拟建场地总体处于白垩系下统东胜组碎屑岩类孔隙裂隙承压水含水系统的补给径流区，含水层厚度有限，渗透系数 1.74×10^{-4}cm/s 左右，其富水性相对较贫乏，单井涌水量 50～120m^3/d。

受纳林沟冲蚀作用影响，第四系粉质粘土和第三系粉砂质泥岩在冲沟发育条带局部缺失，致使上部第四系松散岩类孔隙潜水与下部白垩系东胜组孔隙裂隙承压水水力联系密切，使得上部潜水成为下部承压水的补给来源。

⑶地下水环境质量现状评价

依据地下水环境质量现状评价结果可知，拟建项目场地及周边地区地下水质良好，均能满足评价标准要求。

⑷地下水环境影响预测评价

地下水污染预测结果表明：

①比较不同情景地下水污染预测结果可以发现：按给定源强，污染物在不同场地地下水迁移差异显著，就一般事故工况情景而言，模拟结束（30年）后，不同渗漏情景最大迁移距离是轻质油中间储罐泄露>柴油储罐泄露>含油废水调节池泄露>浓盐水缓冲池泄露>气化装置沉渣池泄露，且承压含水层受到污染程度较轻或未受到污染，这些都是由场地水文地质条件和污染源性质共同所决定的，因此，在采取防渗措施时，应考虑污染源自身性质同时结合场地水文地质条件。

②研究区潜水含水层主要赋存在沟域两侧，岩性为砂类土，其给水度、渗透系数相对下层粉质粘土而言均较大，因此污染物在孔隙介质中运移速率大于下层。承压含水层为风化砂岩孔隙裂隙含水层，仅在沟域处存在天窗与潜水沟通，因此此处易受到污染。其他区域粉质粘土和泥岩构成隔水性能较好的隔水层，因此不易受到污染。

③风险状况下，柴油储罐爆炸造成的危害严重，地下水污染预测结果表明，污染晕随着时间推移不断扩大，污染晕中心随着水流向下游迁移。至 30 年模型计算末期，污染物浓度仍严重超标，因此，如若发生爆炸事故，应即刻采取有效的应急措施，以保护地下水环境，避免发生地下水污染后长期难以修复的困境。

⑸选址可行性分析

拟建场地大部分位于被风积砂覆盖的纳林沟上，包气带防污性能弱，潜水含水层易受污染，地下水径流下游方向有分散水源井及集中供水水源地存在，地下水环境敏感。

为了防止本项目的建设对地下水造成污染，需加强从原料产品储存、装卸、运输、生产过程、污染处理设施等全过程控制各种有毒有害原辅材料、中间材料、产品泄漏（含跑、冒、滴、漏），同时对有害物质可能泄漏到地面的区域采取有效防渗措施，阻止其渗入地下水中，即从源头到末端全方位采取控制措施。

按照“源头控制、分区防渗、污染监控、应急响应”的原则，在制定并给出切实可行的应急供水方案的基础上，拟建场地选址原则可行。

10.9.2 建议

①地下水污染具有不易发现和一旦污染很难治理的特点，因此，防止地下水污染应遵循源头控制、防止渗漏、污染监测及事故应急处理的主动及被动防渗相结合的原则。

②地下水污染情况勘察是一项专业性很强的工作，一旦发生污染事故，应委托具有水文地质勘察资质的单位查明地下水污染情况。

③待项目场地详细岩土工程勘察工作结束后，将锦化机场地、新建办公区场地及扩建场地的详勘资料发至我公司，技术人员将依据详勘资料确定东、西纳林支沟之间局部分水岭的确切位置。

11 声环境现状及影响预测评价

11.1 声环境现状调查与评价

11.1.1 监测点位

本项目委托鄂尔多斯环境保护中心监测站，沿拟建厂界外1m顺时针方向设监测点，现有项目和拟建项目厂界四周设19个监测点（均匀布设），监测点布置图见图11.1-1。

选取距离现有项目和拟建项目较近的阿日布拉格村东社（位于项目南1.4km）作环境噪声影响分析，并作为噪声本底值监测点。目前阿日布拉格村东社已全部搬迁，无人居住。已搬迁证明见附件62。

主要噪声源及监测布置图见下图11.1-1。

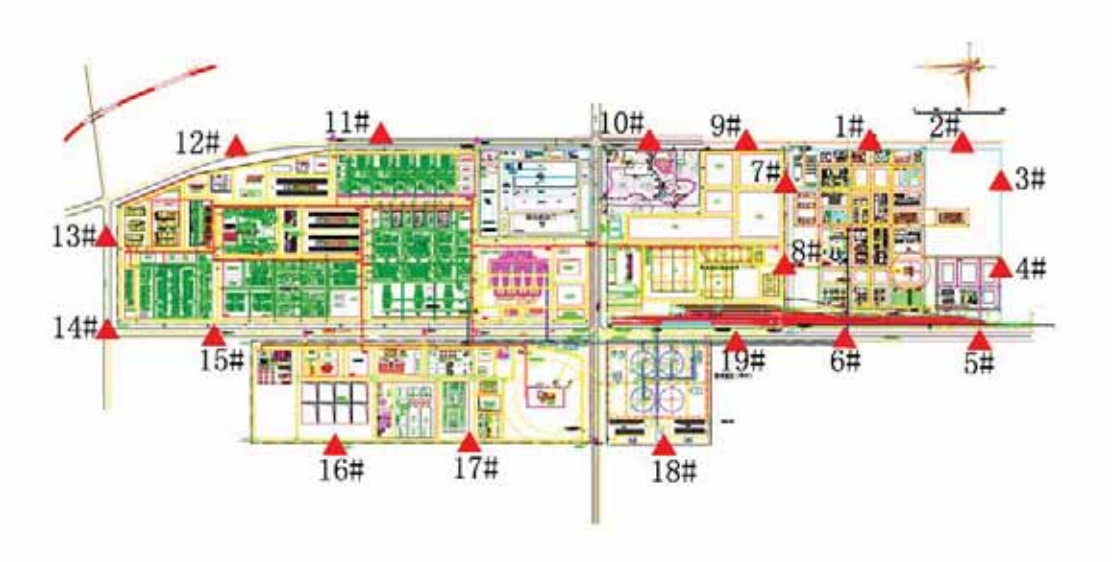


图11.1-1监测点布置图

11.1.2 监测日期及时段

监测日期为2014年6月25日和6月26日，具体监测时间为昼间6:00-22:00，夜间22:00-6:00。监测两天，每天监测两次（昼、夜各一次），测量等效连续A声级L_{Aeq}。

11.1.3 监测方法和监测仪器

厂界噪声监测方法按照《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2009）、《声环境质量标准》（GB3096-2008）和《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）监测方法进行。监测仪器使用经校准的符合标准要求的声级计。

11.1.4 监测结果与评价

拟建厂界噪声监测结果见表 11.1-1。

表 11.1-1　　噪声环境监测结果　　单位：dB(A)

编号	监测结果			
	2014 年 6 月 25 日		2014 年 6 月 26 日	
	昼间	夜间	昼间	夜间
1#	51.5	50.7	50.8	48.2
2#	54.4	52.2	56.1	50.0
3#	55.8	53.5	57.0	51.7
4#	54.8	53.9	55.4	50.3
5#	54.3	52.5	53.5	51.5
6#	51.3	51.2	56.1	52.2
7#	52.8	49.7	50.4	48.9
8#	45.9	51.6	53.5	50.5
9#	45.5	45.4	50.7	48.5
10#	43.9	43.7	50.6	46.2
11#	41.5	37.6	44.0	43.4
12#	41.9	38.4	42.1	41.0
13#	44.0	38.8	40.5	38.1
14#	42.1	39.5	41.5	36.6
15#	44.9	41.2	44.1	40.5
16#	42.1	41.9	42.4	41.1
17#	44.9	41.8	47.9	46.2
18#	46.4	44.7	50.2	47.9
19#	48.6	47.3	48.2	47.2
评价标准	执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）3 类标准，即昼间≤65，夜间≤55			

由表 11.1-1 可知，各监测点噪声值，昼间噪声值在 40.5~57 dB（A）之间，夜间噪声值在 36.6~53.9 dB（A），均符合《声环境质量标准》（GB3096-2008）

中 3 类标准：昼间≤65 dB（A），夜间≤55dB（A）的要求。

环境敏感目标噪声监测结果见表 11.1-2。

表 11.1-2　　环境敏感目标噪声监测结果　　单位：dB(A)

编号	监测结果			
	2014 年 6 月 25 日		2014 年 6 月 26 日	
	昼间	夜间	昼间	夜间
阿日布拉格村东社	47.0	45.7	50.2	44.1
评价标准	执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准，即昼间≤60，夜间≤50			

由表 11.1-2 可知，阿日布拉格村东社的昼间噪声为 47.0~50.2 dB（A），夜间噪声 44.1~45.7 dB(A)，两日的监测结果均符合《声环境质量标准》(GB3096-2008）中 2 类标准：昼间≤60 dB（A），夜间≤50dB（A）的要求。

11.2 噪声环境影响预测与评价

11.2.1 声源情况分析

根据工程分析，本项目主要噪声源来自各生产装置及辅助设施的大型机泵、压缩机、风机、空冷器、加热炉等。设备参数及噪声排放见第五章表 5.6.4-1，平面布置图见第四章图 4.5-1。

11.2.2 噪声环境影响预测

⑴预测模式

噪声预测模式采用《环境影响评价技术导则—声环境》（HJ2.4-2009）中推荐的 CADNA/A4.2 软件预测模式预测噪声。

⑵预测参数与结果

本项目噪声评价等级为二级，选择噪声现状的监测点为预测计算点。

在实际中，厂区内各声源所在的厂房、围墙结构的屏蔽效应，厂内其它建筑物的屏蔽作用、空气吸收及地面效应等都会影响各声源的传播，在预测时假设最不利条件，即所有噪声源同时运行，在噪声预测中都予以考虑。

综合距离因素、屏蔽因素，应用环境保护部评估中心推荐使用的 CADNA/A 噪声软件，计算全厂主要噪声源不同距离处的等效 A 声级，以 5dB(A)间隔的等

值线绘制正常运营期的噪声等效 A 声级预测分布图，见图 11.2-1。

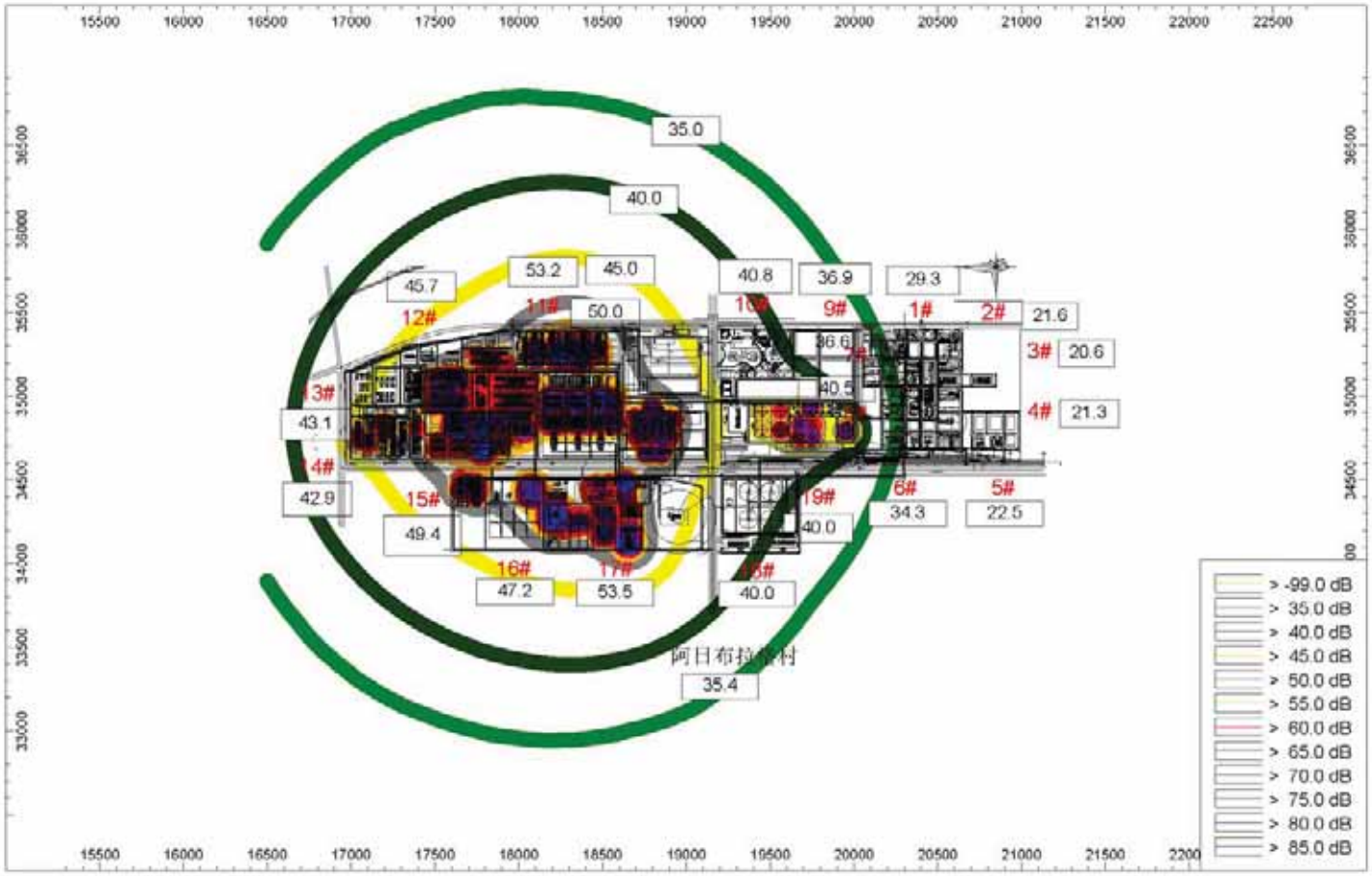


图 11.2-2 正常运行时噪声等值线图

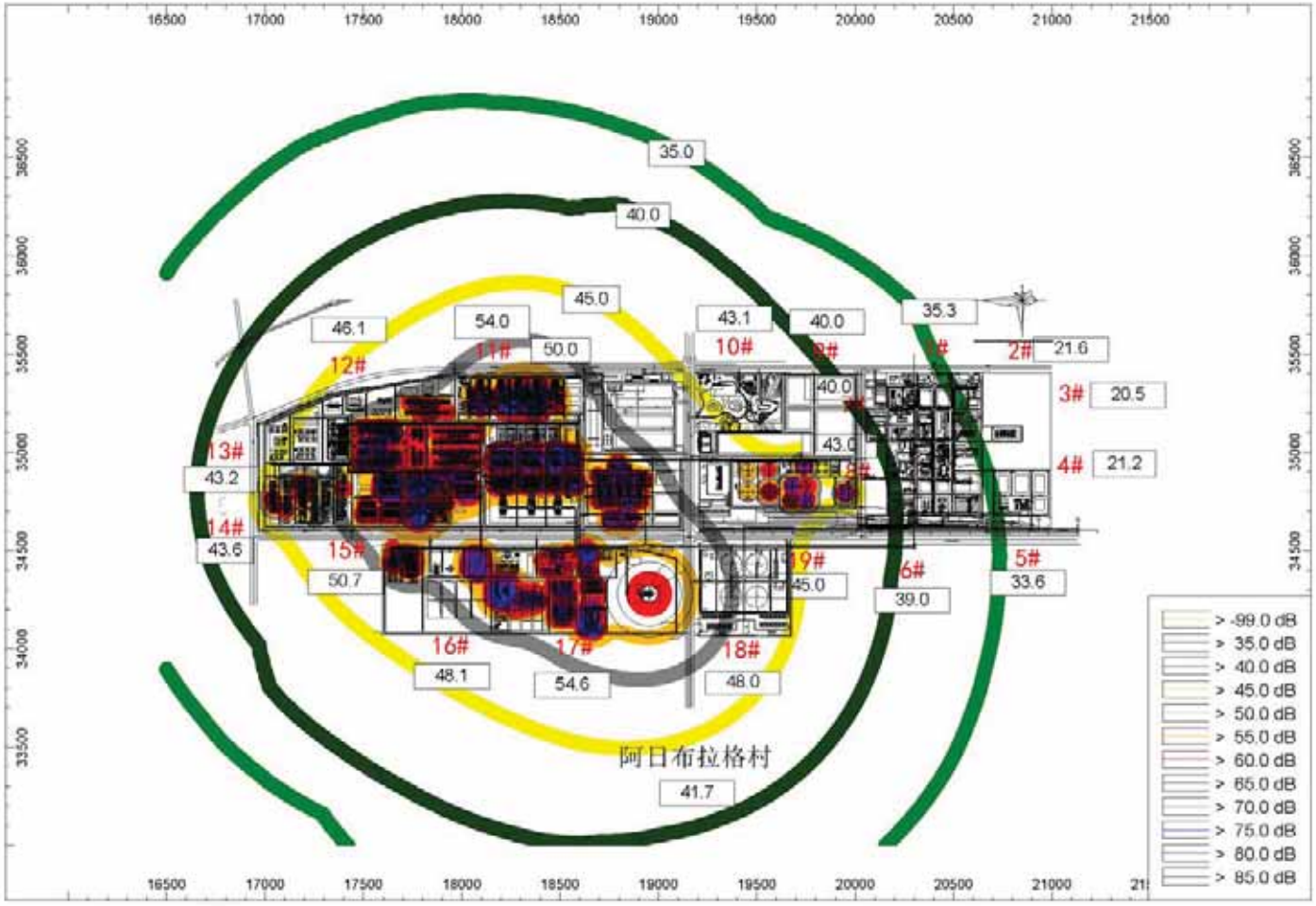


图 11.2-3　　正常运行并同时有偶发噪声时噪声等值线图

11.2.3 噪声环境影响评价

(1)评价方法

本次评价采用预测值与评价标准直接比较的方法。

(2)评价结果

将敏感点的预测值与现状监测值进行叠加，得到各控制点的噪声值，与《声环境质量标准》（GB3096-2008）3 类直接比较；将拟建厂界噪声预测值与《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 3 类直接比较，预测结果见下表。

A：正常运行时敏感点的噪声预测值见下表 11.2-2。

表 11.2-2　　正常运行时敏感点的噪声预测评价结果

噪声预测点	噪声预测值 dB(A)	现状背景值 dB(A)		预测叠加值 dB(A)		评价标准 dB(A)		评价结果		备注
		昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	
阿日布拉格村东社	35.4	48.6	44.9	48.7	45.4	60	50	达标	达标	《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类

注：其中现状背景噪声值采用 2 日监测值的算数平均值。

由上表可知，阿日布拉格村东社的昼间、夜间噪声均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类声环境功能区（昼间 LAeq≤60dB（A），夜间 LAeq≤50dB（A））标准的要求，见图 11.2-2。

正常运行时厂界噪声预测值见下表 11.2-3。

表 11.2-3　　正常运行时拟建厂界噪声预测评价结果

噪声预测点	噪声预测值 dB(A)	评价标准 dB(A)		评价结果		备注
		昼间	夜间	昼间	夜间	
1#	29.3	65	55	达标	达标	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 3 类
2#	21.6			达标	达标	
3#	20.6			达标	达标	
4#	21.3			达标	达标	
5#	22.5			达标	达标	
6#	34.3			达标	达标	
7#	36.6			达标	达标	
8#	40.5			达标	达标	
9#	36.9			达标	达标	

10#	40.8			达标	达标	
11#	53.2			达标	达标	
12#	45.7			达标	达标	
13#	43.1			达标	达标	
14#	42.9			达标	达标	
15#	49.4			达标	达标	
16#	47.2			达标	达标	
17#	53.5			达标	达标	
18#	40.0			达标	达标	
19#	40.0			达标	达标	

上表可知，本项目正常运行时，监测点昼夜间的噪声均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 3 类声环境功能区标准(昼间 LAeq≤65dB（A），夜间 LAeq≤55dB（A））的要求，见图 11.2-2。

B：有偶发噪声时（即火炬噪声）

当本项目有火炬系统噪声时的噪声预测结果见表 11.2-4。

表 11.2-4　　火炬噪声预测结果

噪声源	与声源的距离				
距离(m)	50	100	150	200	208.4
噪声值	60.4	58.8	57.2	55.5	54.9

由上表可知，火炬噪声随距离的增加不断衰减的过程，火炬位于厂界的南侧，距离南厂界 208.4m，火炬运行时，南厂界的噪声值为 54.9 dB(A)，符合《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 3 类中“夜间偶发噪声的最大声级超过限值的幅度不得高于 15 dB(A)”的要求。

当有偶发噪声时敏感点的噪声预测值见下表 11.2-5。

表 11.2-5　　敏感点的噪声预测评价结果

噪声预测点	噪声预测值 dB(A)	现状背景值 dB(A)		预测叠加值 dB(A)		评价标准 dB(A)		评价结果		备注
		昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	
阿日布拉格村东社	40.6	48.6	44.9	49.2	46.3	65	55	达标	达标	《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类

距离南厂界最近的阿日布拉格村东社（距南厂界 1.4km），由上表可知，在有火炬噪声运行时，阿日布拉格村东社噪声值为 40.6dB(A)，满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类声环境功能区(昼间 LAeq≤60dB(A)，夜间 LAeq≤50dB

（A））标准的要求。

C：当项目正常运行时，并同时发生偶发噪声时。预测结果见图 11.2-3。

敏感点的噪声预测值见下表 11.2-6。

表 11.2-6　　正常运行及偶发噪声发生时噪声预测评价结果

噪声预测点	噪声预测值 dB(A)	现状背景值 dB(A)		预测叠加值 dB(A)		评价标准 dB(A)		评价结果	
		昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
阿日布拉格村东社	41.7	48.6	44.9	49.4	46.6	65	55	达标	达标

注：其中现状背景噪声值采用 2 日监测值的算数平均值。

由上表可知，当项目正常运行时，并同时发生火炬噪声时，阿日布拉格村东社的噪声值满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类声环境功能区（昼间 LAeq≤60dB（A），夜间 LAeq≤50dB（A））标准的要求。

正常运行及偶发噪声发生时厂界噪声预测值见下表 11.2-7。

表 11.2-7　　正常运行及偶发噪声发生时拟建厂界噪声预测评价结果

噪声预测点	噪声预测值 dB(A)	评价标准 dB(A)		评价结果		备注
		昼间	夜间	昼间	夜间	
1#	35.3	65	55	达标	达标	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 3 类
2#	21.6			达标	达标	
3#	20.5			达标	达标	
4#	21.2			达标	达标	
5#	33.6			达标	达标	
6#	39.0			达标	达标	
7#	40.0			达标	达标	
8#	43.0			达标	达标	
9#	40.0			达标	达标	
10#	43.1			达标	达标	
11#	54.0			达标	达标	
12#	46.1			达标	达标	
13#	43.2			达标	达标	
14#	43.6			达标	达标	
15#	50.7			达标	达标	
16#	48.1			达标	达标	
17#	54.6			达标	达标	
18#	48.0			达标	达标	

19#	45.0			达标	达标	

由表 11.2-7 可知，当本项目正常运行时并同有偶发噪声产生时，监测点昼间、夜间噪声均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 3 类声环境功能区标准（昼间 LAeq≤65dB（A），夜间 LAeq≤55dB（A））的要求。

综上所述，偶发的噪声源对厂界的影响有限，厂界内的偶发噪声均符合《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中“夜间偶发噪声的最大声级超过限值的幅度不得高于 15 dB(A)”的要求，。有偶发噪声时，敏感点昼间、夜间噪声均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准要求（昼间 LAeq≤60dB（A），夜间 LAeq≤50dB（A））标准的要求。

11.3 小结

⑴声环境现状

拟建厂界各监测点昼夜间噪声均符合《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 3 类标准：昼间≤65dB（A），夜间≤55 dB（A）的要求。

阿日布拉格村东社的昼间噪声符合《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准：昼间≤60dB（A），夜间≤50dB（A）的要求。

⑵运营期噪声影响预测与评价结论

① 当项目正常运行时

本项目正常运行时，厂区四周监测点昼夜间的噪声均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 3 类声环境功能区标准（昼间 LAeq≤65dB（A），夜间 LAeq≤55dB（A））的要求。

当项目正常运行时，阿日布拉格村东社的昼间、夜间噪声均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类声环境功能区（昼间 LAeq≤60dB（A），夜间 LAeq≤50dB（A））标准的要求。

② 当项目只有偶发噪声发生时（即火炬噪声）

偶发的噪声源对厂界的影响非常有限，厂界内的偶发噪声均符合《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中夜间偶发噪声的最大声级超过限值的幅度不得高于 15 dB(A)”的要求。

③ 当项目正常运行并同时发生偶发噪声时

当本项目正常运行时并同有偶发噪声产生时，厂区四周监测点昼间、夜间噪

声均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 3 类声环境功能区标准（昼间 LAeq≤65dB（A），夜间 LAeq≤55dB（A））的要求。

当项目正常运行并同时发生火炬噪声时，阿日布拉格村东社的噪声值满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类声环境功能区（昼间 LAeq≤60dB（A），夜间 LAeq≤50dB（A））标准的要求。

⑶施工期噪声影响评价

项目建设施工噪声主要来源于施工机械，噪声均符合《建筑施工场界噪声限值》（GB12523-90）的标准。

⑷减噪措施与建议

建议加强厂界绿化，合理布局使高噪声设备远离厂界，尽量减少夜间噪声的排汽的次数，采取减振降噪措施，如墙体加厚或加隔声棉等，并选取低噪声设备，以降低工程运行时噪声对周围环境的影响。

12 固体废物环境影响分析

本专题将根据工程分析提供的固体废物产生情况，分析本项目固体废物处置方案的合理性和可行性。

12.1 固体废物分类

根据《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》、《国家危险废物名录》（环保部、发改委第 1 号令）及相关鉴别标准，将本项目产生的固体废物分为危险废物、一般工业固体废物和生活垃圾。

根据工程分析，本项目固体废物产生量约 240.53 万 t/a。

12.1.1 危险废物

本项目产生的危险废物量为 20.35 万 t/a（含焚烧炉焚烧后的灰渣 2400t/a），见表 12.1-1，占本项目固废总量的 8.46%。危险废物主要为各装置产生的废催化剂、污水处理场产生的生化污泥和结晶盐、渣蜡、各类废包装，及焚烧炉灰渣等，危废类别主要涉及 HW06、HW08、HW13、HW18、HW23、HW46、HW49 等。

12.1.2 一般工业固体废物

本项目产生的一般工业固体废物量为 220.15 万 t/a，占本项目固废总量的 91.53%见表 12.1-1。一般工业固体废物为废吸附剂、废分子筛、气化粗渣、污水处理场回用水处理污泥和净水厂污泥、锅炉灰渣、滤饼等。参考行业有关的文献资料和调研成果，确定项目除水处理过程产生的污泥为I类一般工业固废外，其余均为 II 类一般工业固废。

12.1.3 生活垃圾

本项目产生的生活垃圾量为 300 t/a，占本项目固废总量的 0.01%。

表 12.1.1 项目固废排放表

编号	装置名称	固废名称	排放量（t/a）		排放物组成	固废类型	排放规律	治理措施及去向
			单次排放	平均年排放				
危险废物								
S3-1	净化装置 变换单元	CO 变换炉废催化剂	165	55	Co、Mo	HW23	一次/3 年	厂家回收
S3-4	净化装置 硫回收单元	硫回收反应器废克劳斯催化剂	4.6	1.15	TiO_2	HW23	一次/4 年	
S4-1	油品合成装置 精脱硫单元	精脱硫单元废脱硫剂	164	54.67	Al_2O_3、助剂、氧化锌、氧化铜等	HW23	一次/3 年	
S4-2	油品合成装置 脱碳单元	废活性炭	168	168	50%蜡、50%催化剂	HW49	间断，1 小时 1 次	
S6-2	油品加工装置 加氢精制单元	精制反应器废催化剂	18.51	3.08	Al_2O_3、NiO、油等	HW46	一次/6 年	
S6-3	油品加工装置 加氢精制单元	精制反应器废保护剂	17.76	5.92	Al_2O_3、MoO_3、油等	HW46	一次/3 年	
S6-6	油品加工装置 加氢裂化单元	裂化降凝反应器废催化剂	38.99	6.50	Al_2O_3、NiO、油等	HW 46	一次/6 年	
S6-7	油品加工装置 加氢裂化单元	裂化降凝反应器废保护剂	14.1	4.7	Al_2O_3、NiO、油等	HW46	一次/3 年	
S3-2	净化装置 变换单元	CO 变换炉废催化剂	176	59	Al_2O_3、MgO	HW 49	一次/3 年	送大路工业园区危险废物处置中心处理
S3-3	净化装置 硫回收单元	硫回收反应器废克劳斯催化剂	3.6	0.9	Al_2O_3	HW49	一次/4 年	
S4-3	油品合成装置 渣蜡裂解单元	废渣	2440	2440	催化剂、废蜡、SiO2	HW06	1 次/7 天	

编号	装置名称	固废名称	排放量（t/a）		排放物组成	固废类型	排放规律	治理措施
S6-1	油品加工装置 加氢精制单元	精制反应器废瓷球	22.72	7.57	Al_2O_3、油	HW 06	一次/3 年	
S6-5	油品加工装置 加氢裂化单元	裂化降凝反应器废瓷球	26.35	8.78	Al_2O_3、油	HW 06	一次/3 年	
S8-10	公用工程 热电装置	热电装置脱硝催化剂	208	104	五氧化二矾	HW49	一次/2 年	
S8-11	公用工程 燃气锅炉	燃气锅炉脱硝催化剂	2	1	五氧化二矾	HW49	一次/2 年	
S8-12	公用工程 固废处理装置	固废处理装置转窑残渣	1800	1800	重金属	HW18	连续	
S8-13	公用工程 固废处理装置	固废处理装置飞灰	600	600	重金属	HW18	连续	
S4-4	油品合成装置	各类包装袋及废滤布	6.2	6.2	包装袋及各类残留物质	HW49	间断	送厂内焚烧炉焚烧
S6-4	油品加工装置 加氢精制单元	原料油过滤器废布袋过滤器	0.2	0.8	特氟龙、蜡、油	HW46	一次/3 月	
S6-8	油品加工装置 加氢精制单元	废膜分离组件	3 个	-	聚砜、油	HW46	一次/3 年	
S8-2	公用工程 污水处理场	合成水处理生化污泥	16000	16000	生化污泥，含水 80%	HW39	连续	
S8-3	公用工程 污水处理场	合成水处理单元油泥	346	346	含水率 50%，油泥	HW08	间断	
S8-4	公用工程 污水处理场	生产污水处理生化污泥	181550	181550	生化污泥，含水率 98%	HW39	连续	
S8-5	公用工程 污水处理场	生产污水处理装置油泥浮渣	230	230	含水率 50%，油泥	HW08	间断	

编号	装置名称	固废名称		排放量（t/a）		排放物组成	固废类型	排放规律	治理措施
一般工业固废									
S2-1	气化装置 除渣单元	气化废渣		624800	624800	碳＜1（干基）；水＜30；渣等	一般固废	连续	综合利用
S2-2	气化装置 黑水处理	过滤机滤饼		875200	875200	碳＜30（干基）；水＜50；灰等	一般固废	连续	
S7-1	储运工程 固体物料储运系统	煤泥水处理车间冲洗废水处理产生的煤泥		153	153	煤泥	一般固废	间断	
S8-7	公用工程 污水处理场	结晶盐	NaCl	10000	10000	NaCl	一般固废	连续	
			Na_2SO_4	1600	1600	Na_2SO_4	一般固废	连续	
		分盐装置失效时项目产生的杂盐		27600	27600	NaCl、Na_2SO_4、重金属等杂质	HW49	连续	
S8-8	公用工程 热电装置	锅炉排渣		64960（设计） 78480（校核）	64960（设计） 78480（校核）	SiO、CsO、MgO、煤渣	一般工业固废	连续	
S8-9	公用工程 热电装置	锅炉排灰		584160（设计） 705680（校核）	584160（设计） 705680（校核）	SiO、CsO、MgO、煤渣	一般工业固废	连续	
S1-1	空分装置	废分子筛		85	8.5	分子筛	一般固废	一次/10a	大路工业园区渣场填埋
S1-2	空分装置	废氧化铝		75	7.5	Al_2O_3	一般固废	一次/10a	
S5-1	尾气处理装置 分子吸附单元	吸附剂		220	73.4	分子筛	一般固废	1 次/3 年	
S5-2	尾气处理装置 PSA 单元	吸附剂		906	45.3	合成沸石	一般固废	1 次/20 年	

编号	装置名称	固废名称	排放量（t/a）		排放物组成	固废类型	排放规律	治理措施
S8-6	公用工程 污水处理场	回用水处理污泥	38400	38400	污泥污泥，含水 80%	一般固废	连续	
S8-1	公用工程 污水处理场	净水厂化学污泥	2115.2	2115.2	80%含水率	一般固废	连续	
生活垃圾								
S8-14	生活垃圾	生活垃圾	300	300		生活垃圾	间断	园区环卫部门处理
小计		项目产生固体废物总产生量为 2405277t/a。一般工业固体废物产生量为 2201523t/a，其中 2160873t/a 进行综合利用，40650t/a 送至大路工业园区渣场填埋。危险废物产生量为 203454t/a，其中由厂家回收 299.02t/a，厂内焚烧 198126t/a（转变为焚烧灰渣 2400t/a），5021.25t/a 外委鄂尔多斯市大路工业园区危废处置项目进行处理（包含 2400t/a 焚烧灰渣）。生活垃圾 300t/a，交环卫部门进行处理。（以设计煤种计）						

12.2 固体废物处置方案

根据固体废物污染环境的防治原则，根据所产生的固体废物的不同性质，首先考虑厂家回收、综合利用，其次采用厂界内焚烧，最后外委处理处置。本项目固体废物处置方案见表 12.2-1。

12.3 固体废物环境影响分析

12.3.1 贮存设施

⑴危险废物临时贮存设施

项目设置危险废物临时贮存库，占地 2000m^2，用于各装置排放的废催化剂、废脱硫剂、废包装袋等危险固体废物在回收、焚烧或经其他方法处置前的临时存放，设计存储周期为 20 天。危废临时贮存间的混凝土基础做防渗处理，防渗层采用 2mm 厚的防渗材料，保证渗透系数≤10^{-10}cm/s，并采用环氧树脂做防腐防渗处理。危废的贮存场所设置明显标志；贮存场所内禁止混放不相容危险废物。

项目危险废物临时贮存库设置在厂内，项目厂区位置地广人稀，厂区占地为工业用地。本地区地震烈度不超过 7 级。因此危废临时贮存库符合《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及修改单对选址的要求。

本危废临时贮存库参照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）的要求进行设计，因此设计上满足要求。

危废临时贮存库基础进行防渗和防腐处理，并按要求设置标志和进行管理，因此在堆放标准方面也满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）的要求。

所以本项目危险废物临时贮存设施可靠，贮存环节对环境产生影响较小。

⑵灰渣贮存设施

项目热电装置产生的炉灰和炉渣，临时存放在项目自建灰渣库中。

① 飞灰库

项目设直径 12m，高 33m，有效容积约 2000m^3 的飞灰库 5 座，共可贮灰约 8000t。

每座灰库库顶设布袋除尘器 1 台，以排出气力输送系统的尾气和卸灰气化气。库顶配套布袋除尘器除尘效率＞99.9%，从而确保除尘器出风口气体含尘量

≤20 mg/Nm^3。

每座灰库设压力/真空释放阀 1 台，以保证灰库及设备的安全运行。

灰库为混凝土平底结构，为使灰库排料流畅，在库底布置气化槽，设置气化风机和气化风电加热装置。灰库区域设置气化风机房，配置气化风机 6 台，5 用 1 备。空气电加热器布置在灰库的操作层。

本项目共 5 座灰库，每座灰库出灰均按干出灰装车和湿出灰装车两种方式设计，干灰装车设备为散装机，湿灰装车设备为双轴搅拌机，设计能力均为 200t/h。

② 渣库

本项目热电装置建设直径 8m，高 24m，有效容积约 400m^3 的渣库 3 座，每座渣库可贮渣约 320t。1#和 2#锅炉合用配置 1 座渣库，3#和 4#锅炉合用 1 座渣库，5#锅炉配置 1 座渣库。

每座渣库库顶设布袋除尘器 1 台，以排出渣库的尾气和卸渣气化气。库顶配套布袋除尘器除尘效率＞99.9％，从而确保除尘器出风口气体含尘量≤30 mg/Nm^3。

渣库为锥底钢结构，为使渣库排料流畅，在库底布置仓壁振动器。

本项目共 3 座渣库，每座渣库出口均按干渣装车和湿渣装车两种方式设计，干渣装车设备为散装机，湿渣装车设备为双轴搅拌机，设计能力均为 100t/h。

12.3.2 综合利用

⑴危险废物

可综合利用的危险固废见表 12.1-1。

拟建项目危险废物的综合利用方式主要为厂家回收。项目在生产过程中定期更换一定量的废催化剂，其中有些含贵重金属或涉及专利技术，由催化剂厂家进行回收。废催化剂在卸出之前均经充分吹扫，以尽量除去附着在上面的原料物料。

此外，油品加工装置合成水处理单元更换下来的合成水处理反渗透膜组件废膜也由厂家进行回收。

厂家负责回收的危险废物共计 299.02t/a。

⑵一般工业固体废物

可综合利用的一般固废见表 12.1-1。

本项目一般工业固废的综合利用主要为制建材和提炼氧化铝。

项目污水处理厂产生的结晶盐经分盐后产品为氯化钠和硫酸钠供计11600t/a，可作为工业盐外售。

项目锅炉产生的粉煤灰 584160t/a（校核煤种：705680t/a），锅炉渣 64960t/a（校核煤种：78480t/a），气化炉渣和滤饼 1500000t/a，总计 2149120t/a（校核煤种：2284160t/a），由准格尔旗大路煤化工基地开发有限责任公司接收，暂时贮存于园区渣场，待该公司灰渣提取氧化铝项目建成后送其提取氧化铝。

⑶一般固废综合利用可行性分析

①工业盐

项目污水处理厂产生的结晶盐经分盐后产品为符合 GB/T 5462-2003《工业盐》和 GB/T 6009-2003《工业无水硫酸钠》标准的工业盐，可以外售，综合利用途径可行。

②提取氧化铝

本项目与准格尔旗大路煤化工基地开发有限责任公司签订了接收2284160t/a（以校核煤种计）灰渣的意向书。准格尔旗大路煤化工基地开发有限责任公司接收灰渣后，先将其暂存于园区渣场内，后提供给园区粉煤灰提取氧化铝企业用作原料。

准格尔旗大路煤化工基地开发有限责任公司成立于 2008 年 8 月，由准旗国资公司，东方路桥集团公司出资组建，后政府全部回购其股份,其后，鄂尔多斯市国资公司先后投入 2 亿元人民币,占 48.8%股权,现公司注册资金增至 4.1 亿元。负责开发建设和管理大路煤化工基地基础设施项目。

大路煤电铝循环经济基地位于大路工业园区西 20 公里，规划建设面积 62 平方公里。基地规划规模分为近期（2015 年）和远期（2020 年），近期规划建设年产氧化铝 550 万吨、电解铝 275 万吨、铝加工及下游产品深加工产品 275 万吨。远期规划建设年产氧化铝 800 万吨、电解铝 400 万吨、铝加工及下游产品深加工产品 400 万吨。

根据大路工业园区总体规划环评，截止 2013 年 11 月，南工业基地的华电年产 5.5 万吨氧化铝示范项目、东源煤电 1 万吨氧化铝示范项目，东工业基地开元 1 万吨氧化铝示范项目、大唐一期 50 万吨氧化铝-26 万吨电解铝-15 万吨碳素深加工一体化项目及配套 2×350MW 动力车间项目等已开工建设。此外，东工业区

的开元 40 万吨氧化铝项目，西工业基地的神华一期年产 100 万吨氧化铝项目、乾恒兴 120 万吨氧化铝项目、同晟粉煤灰综合利用年产 100 万吨氧化铝项目、中铝一期 20 万吨氧化铝项目、华电一期 20 万吨氧化铝项目、大唐年产 100 万吨氧化铝及深加工一体化项目等均在开展前期工作。因此可以满足本项目 2149120t/a 灰渣的处理量。

根据本项目燃料煤煤质分析报告，设计煤种灰分中的氧化铝含量为 43.43%（36.19%，校核煤种），符合煤灰提取氧化铝工艺对灰渣氧化铝含量的质量要求。

12.3.3 厂内处置设施

⑴危险废物厂内处置

本项目场内设置焚烧单元以处理部分生产装置产生的危险废物。

①焚烧装置

焚烧单元包括污泥干化设施及焚烧设施，干化设施年运行 8000 小时，焚烧设施年运行 7500 小时计。生产规模见表 12.3.3-1（与表 5.4.6-1 相同）。

表 12.3.3-1　　焚烧装置生产规模

装置名称	设施名称	处理能力	备注
焚烧装置	污泥干化	污泥脱水处理能力：200000t/a	进料含水率 98%
		污泥干化能力：36000t/a	109t/d 污泥，进料含水率 80%
	焚烧设施	焚烧能力：12010t/a，	按 38.5t/d 设计。 其中包括：干化后污泥：12000 t/a (36t/d，进料含水率 40%) 各工艺装置包装袋：6.214t/a

①焚烧单元工艺流程简述

危险废物由运输车运进装置区内进行称重和登记，并按性质进行分类，确定存放和进料方式后装入专用危废存储容器。规则物料装入标准的桶/袋内待配伍后经提升机送回转窑进料口；不规则或散装废物送废物存储坑待破碎后由抓斗送入进料口；罐底污泥送地下污泥料仓进行贮存，可通过螺旋卸料机和卸料泵送回转窑污泥喷枪。

来自本项目污水处理场的含水率为 98%的污泥通过管道和车辆分别输送到本装置的二个污泥储罐内，再泵送至离心脱水机进行脱水。脱水后含水率 80%的污泥送干化机进料缓冲料仓，污水送污水处理场处理。

脱水后的污泥和现有工程送来的示范工程的泥饼进入干化机后，转子将其高速离心到内壁上，紧贴着圆柱形的内壁形成一个薄层。干化后污泥含固率控制在 60%。

污泥经干化机干化后含水率约为 40%，经冷却后由螺旋输送机及斗提机送回转窑固废进料口待处理。焚烧炉停运时污泥可排至垃圾斗以便外运处理。污泥蒸发出的水汽经洗涤塔冷凝，冷凝液在塔内循环，不凝汽送二燃室焚烧处理（焚烧炉检修时送污水场臭气处理装置处理）。为避免臭气泄漏到环境中，干化系统为微负压状态。

各种固废经不同方式进入焚烧炉，废物在回转窑中受热干燥、破碎、氧化分解、燃烧，焚烧后的残渣在窑低端排出炉外。焚烧炉采用 LPG 助燃，焚烧温度 1100℃，烟气停留时间大于 2s，焚毁去除率≥99.99%，焚烧残渣的热灼减率＜5%。回转窑在负压下操作，可以防止炉内有害烟气从密封处泄漏。在一燃室内没有燃烧完全的气态有机物随烟气进入二次燃烧室继续进行燃烧（1100℃）。二燃室高温烟气经热回收系统后降温至 500℃，采用 SNCR 工艺进行脱硝，并在急冷塔中喷淋石灰浆进行脱硫，此时烟气温度降至 200℃。烟气随后进入布袋除尘器。在布袋除尘器上游的烟道管上设有活性炭粉投加点，以吸附烟气中的重金属和二恶英。在布袋除尘器中，烟尘、活性炭粉末、颗粒物等被布袋拦截、收集，由袋室下方漏斗经旋转阀排出后输送至灰仓。经布袋除尘器过滤后的烟气由顶部进入碱洗塔，通过碱液的洗涤，将烟气中 SOx、HCl 等酸性物质进一步去除。碱洗后的烟气经换热后经由一座 50m 高的烟囱排入大气。烟囱上设有连续排放监测系统(CEMS)的取样口，CEMS 将监测和记录烟气的下列组分：烟尘、一氧化碳(CO)、总烃(THC)、氮氧化物(NOx)、SO_2、HCl 等。

详细流程描述及流程图见 5.4.6 章节描述。

②焚烧单元污染物排放

焚烧装置污染物排放见表 12.3.3-2

表 12.3.3-2　　焚烧装置污染物排放

废气污染物									
序号	排放源	排放量(Nm^3/h)		排放规律	污染物 mg/m^3	排放温度(℃)	排气筒参数(m)		处理措施及排放去向
		正常值	最大值				高度	直径	
1	焚烧烟气	20000	22000	连续	SO_2<200 HCl<50 NOx<240 烟尘＜30	110	50	1.0	大气
废水污染物									
序号	排放源	排放量(m^3/h)		排放规律	污染物组成 mg/l	处理措施及排放去向			
		正常值	最大值						
1	离心机滤液	25.1		间断	COD 500	经废水池收集后排污水场			
2	干化冷凝器	2.6		连续	COD 2500	经废水池收集后排污水场			
3	碱洗塔	0.3		间断	COD500	经废水池收集后排污水场			
4	锅炉排污	0.4		连续	COD 50	经废水池收集后排污水场			
固体废物									
1	转窑残渣	0.24t/h		连续		外送有资质单位处理			
2	锅炉、半干塔、布袋除尘器等排放的的飞灰	0.08t/h		连续		外送有资质单位处理			

焚烧炉在设计时以《危险废物焚烧污染控制标准》(GB 18484-2001)中的要求为设计依据，因此焚烧炉自身满足《危险废物焚烧污染控制标准》。

⑵ 焚烧固废的组成及量

送焚烧单元的固体废物见表 12.3.3-3。

表 12.3.3-3　　进入焚烧装置的固废一览表

序号	废物来源	废物名称	数量（t/a）	主要成份及含量	运输方式	储存方式	处理方式
需进行污泥干化的固废							
1	污水场	生化污泥	181550	98% H_2O，微生物，无机悬浮物，少量烃类、油类	管道	污泥储罐	脱水、干化后焚烧 干化后焚烧
2	示范工程污水处理场	污水处理场排放污泥	117	80% H_2O，微生物，无机悬浮物，少量烃类、油类	车运	-	
3	污水场	合成水处理生化污泥	16000	80% H_2O，微生物，无机悬浮物，少量烃类、油类	管道	污泥储罐	干化后焚烧

小计（t/a）			197667				
直接进入焚烧炉的固废							
4	污水场	合成水处理单元及生产污水处理单元油泥浮渣	576	50% H_2O，油泥浮渣	管道	污泥储罐	直接焚烧
5	油品合成装置	FT 合成单元磷酸盐包装袋	0.084	内塑外编袋 7 天一次	汽车	装袋/桶装	直接焚烧
6		尾气脱碳单元包装袋	2.58	残留活化剂、碳酸钾、活性炭、聚乙烯包装，间断	汽车	装袋/桶装	直接焚烧
7		蜡过滤单元包装袋	1.65	聚乙烯包装，间断	汽车	装袋/桶装	直接焚烧
8		精脱硫单元包装袋	1.7	聚乙烯、残留脱硫剂 3 年一次	汽车	装袋/桶装	直接焚烧
9		废滤布	0.8	特氟龙 3 月一次	汽车	装袋/桶装	直接焚烧
小计（t/a）			582.814				

项目直接进入焚烧炉的固体废物为油泥浮渣和油品合成装置产生的废包装袋共计 582.814t/a，先经过干化处理再送焚烧炉焚烧的污泥 197667t/a。

⑶ 焚烧可行性分析

本项目自建焚烧炉设计焚烧能力为 12010t/a，并设置配套的污泥脱水、干化设施，其中污泥脱水设施设计处理能力为 200000t/a，污泥干化设施设计处理能力 36000t/a。

来自污水处理场的污泥为含水率 98%的生化污泥共计 181550t/a，经脱水，变为含水率 80% 的污泥 18155t/a, 与合成水处理生化污泥及浮渣 16000t/a、及示范工程送来的 117t/a 泥饼合并，共计 34272t/a，进行干化，使其含水率降至 40%，总质量变为 11424t（每年)。污泥经处理后送焚烧炉进行焚烧。

此外，还有油泥浮渣 576t/a、废包装袋 6.814t/a（总计 582.814t/a）的物料直接送焚烧炉进行焚烧。因此焚烧炉需焚烧的固体废物总计 12006.814t/a，焚烧炉的设计能力（12010t/a）可以满足项目固废处理的需要。

12.3.4 外委处置

⑴危险废物

① 外委处置的危险废物

项目需外委处理的危险废物总计 5021.25t/a，其中包括各类废催化剂、废吸附剂 181.25t/a、焚烧炉产生的灰渣 2400t/a 及废蜡渣 2440t/a。此外，当结晶盐系统失效时，全厂 27600t/a 的杂盐也需要外送处理。详细数据见表 12.1-1。项目已与管理运行鄂尔多斯市大路工业园区危废处置项目的北控环保签订了危废接收意向书（见附件 37），同时园区管委会对本项目渣蜡和杂盐处置做出了承诺函（见附件 38），项目产生的所有危废均由北控环保负责妥善处理。

北控环保采用 BOT 方式负责建设管理和运行鄂尔多斯市大路工业园区危废处置项目。该项目处理总规模为 200000t/a，其中减量资源化处理率为 94%，安全填埋量约为 6%，服务期 25 年以上。项目处理车间总体规划如下：

a. 废结晶盐物化处理车间：处理规模为 13.2×10^4t/a，产生：结晶盐 10.8×10^4t/a， 沉淀盐 4.8 万 t/a、有机浓缩液 3.2 万 t/a。

b. 干化系统：处理生化污泥 3.6×10^4t/a、有机浓缩液 3.2×10^4t/a、沉淀盐 4.8×10^4t/a，产生干化工业污泥：7.4×10^4t/a（水分：15%）

c. 焚烧系统：焚烧处理 9×10^4t/a，（其中干化工业污泥 7.4×10^4t/a、废催化剂 1.5×10^4t/a、含矿物油废物 0.1×10^4t/a），产生：无机盐 3.78×10^4t/a，飞灰 1×10^4t/a。

d. 无机盐综合利用：处理无机盐：3.78×10^4t/a，产生水泥生料：8.60×10^4t/a;

e. 安全填埋：填埋飞灰量：约 1×10^4t/a，设置 2 座 20×10^4t/刚性填埋场。

该项目于 2014 年 9 月 19 日取得鄂尔多斯大路煤化工基地经济发展局发布的项目核准批复；2014 年 12 月完成可研专家评审；预计 2015 年 1 月进行项目总承包招标；2015 年 2 月初步设计及评审；2015 年 3 月-6 月进行施工图设计；2015 年 7 月-2016 年 12 月进行项目建设；2017 年 1 月进入试生产；2017 年 9 月项目验收，办理正式生产许可证。

由此，本项目 181.25t/a 各类废催化剂、废吸附剂，焚烧炉产生的灰渣 2400t/及 2440t/a 废渣蜡可以被该园区危废处置项目妥善处置。

⑵一般工业固体废物

① 外委处置的一般工业固废

本项目需外委处理的一般工业固废主要为生产过程中产生的废吸附剂、废分子筛、污水处理场产生的回用水处理污泥等共计 40650t/a，包括废分子筛、吸附剂等 135t/a，污水处理场产生的回用水处理污泥及净水厂产生的化学污泥 40515t/a，详见表 12.1-1。这些一般工业固体废物将送至园区渣场填埋。

②外委处置可行性分析

本项目产生的废分子筛、废吸附剂、气化废渣及热电装置燃煤锅炉灰渣等拟送园区渣场进行填埋处理。园区管委会对本项目一般固废处置的承诺函见附件 35。本项目依托的园区渣场有两个，一个为大路新区工业基地工业灰渣综合治理项目（以下简称园区现有渣场），该渣场已投产运营；另一渣场为大路工业园西区一般工业废渣处理项目（以下简称园区西区渣场），该渣场已获得环评批复，计划 2017 年建成投产。本项目一般固废送两个渣场处置的可行性分析如下：

根据 2008 年 8 月现有渣场的环评，现有渣场位于准格尔旗大路镇何家塔村蒙什兔沟。该灰渣场占地面积约 0.689km^3，其中库区占地 0.593km^3，包括填埋区、库区周围绿化、厂外截洪沟。灰渣场填埋区坐落于山坡与坡谷地带，属于山谷型灰渣填埋场。填埋谷为三面环山的荒谷，为土体山，库区高差约 64m，相应单位面积库容量较大。填埋场设计容积为 1700×10^{4}m^3，灰渣容量 1.3t/m^3，堆灰量约 2210×10^{4}t，该渣场的设计中已考虑到需填埋园区煤化工项目的灰渣产生量。项目的设计达到《一般工业固体废物贮存、处置厂污染控制标准》的要求，并已于 2008 年取得环评批复，2009 年 7 月开工建设，目前已投产运营。

截至 2014 年 11 月，该渣场已填埋 300 多万吨（占总容量的 13.6%），据此推算，若不进行综合利用，该渣场还可服役 5.36 年。本项目预计 2017 年建成投产，因此现有渣场可以接收本项目的一般固废。根据现有渣场环评报告数据，2015 年预计园区需填埋灰渣 24.85 万吨（不经综合利用，以下同），2016 年预计园区需填埋灰渣 240.85 万吨，2017 年预计园区需填埋灰渣 425.02 万吨，2018 年预计园区需填埋灰渣 435.04 万吨，2019 年预计园区需填埋灰渣 615.04 万吨。据此推算，若不进行综合利用，该渣场至多可服役至 2019 年中期。本项目预计 2017 年建成投产，因此现有渣场还可利用 2 年。待现有渣场已填满而不能接收本项目

固废时，本项目一般固废将送至园区西区渣场。园区西区渣场建设期为 18 个月，园区管委会已出具承诺书（见附件 35），承诺在现有渣场填满前保证西区渣场建成并运行，并满足本项目灰渣的处理需求。

大路工业园区于 2014 年规划建设园区西区渣场，并于 2014 年 3 月完成该渣场项目的可研编制，2014 年 5 月 9 日鄂尔多斯大路煤化工基地经济发展局给予可研批复（鄂大发字[2014]106 号）。2015 年 4 月西区渣场环境影响环境影响评价完成，2015 年 3 月 26 日获得鄂尔多斯环保局的环评批复（鄂环评字[2015]145 号）园区现有渣场和园区西区渣场位置图见总论章节。

园区西区渣场位于准格尔旗大路新区西部场地东侧，紧邻呼大高速及 X618(杨吉线)，场址范围为已批复的西区渣场南侧沟壑以及其下游区域。渣场废渣填埋区建设内容包括：① I 类工业废物填埋区部分包括场地平整、渗沥液收集导排系统、调节池、拦渣坝、分区土堤、封场覆盖等。② II 类工业废物填埋区部分分别包括场地平整、防渗系统、渗沥液收集导排系统、渗沥液调节池、拦渣坝、分区土堤、封场覆盖等。③综合处理区，为远期预留发展用地，主要预留为废渣的综合利用。其中：I 类渣场平均填埋规模为 840×10^4t/a，II 类渣场平均填埋规模 280×10^4t/a。

该渣场可研中对园区灰渣产生量的预测为：2015 年以前，I 类废渣需处理量约 $345.33\times10^4m^3$，但 2018 年则增至 $2047.89\times10^4m^3$，主要是因为 2016 年至 2017 年园区煤制气项目产生了大量锅炉灰渣和气化炉渣。该预测数据较准确。基于该预测，计算出渣场的服役期为：I 类渣场填埋库容总共为 12820 万 m^3，使用年限约 15 年（2014～2028）；II 类渣场填埋库容总共为 3260 万 m^3，使用年限约 17 年（2014～2030）。因此，在内蒙古准格尔旗大路新区工业基地工业灰渣综合治理项目（现有渣场）服役期满后，该渣场可以作为本项目一般工业固废的处理途径。

⑶生活垃圾

根据工程分析，本项目每年产生生活垃圾 300 吨，将由园区环卫部门负责收集处理。

12.4 固废汇总

本项目产生固体废物、处理措施及数量汇总见表 12.4-1 所示。

表 12.4-1　　本项目产生固体废物及处理措施一览表*

序号	固废类别	处置方法 （t/a）						总计（t/a）
		综合利用或外售	厂家回收	厂内焚烧	园区渣场填埋	送有资质单位	交环卫部门	
1	**危险废物**							
1.1	废催化剂及吸附剂等	0	299.02	0	0	181.25	0	480.27
1.4	污水处理场污泥及油泥浮渣	0	0	198126	0	0	0	198126
1.5	渣蜡	0	0	0	0	2440	0	2440
1.6	各类包装、塑料袋等	0	0	7	0	0	0	7
1.7	焚烧炉灰渣	0	0	0	0	2400	0	2400
	小计	**0**	**299.02**	**198133**	**0**	**5021.25**	**0**	203453.27
2	**一般工业固废**							
2.1	废催化剂、废瓷球、废分子筛、等	0	0	0	134.7	0	0	134.7
2.2	锅炉灰渣、气化粗渣、过滤滤饼等	2149120	0	0	0	0	0	2149120
2.3	煤泥	153	0	0	0	0	0	153
2.4	结晶盐	11600	0	0		0	0	11600
2.5	污水处理场化学污泥	0	0	0	40515.2	0	0	40515.2
	小计	**2160873**	**0**	**0**	**40649.9**	**0**	**0**	2201522.9
3	**生活垃圾**							
3.1	生活垃圾	0	0	0	0	0	300	300
	小计	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**300**	**300**
4	**总计**							
	总量（t/a）	**2160873**	**299.02**	**198133**	**40649.9**	**5021.25**	**300**	**2405276.17**

		可综合利用	**需处理**	
		2161172.02	**244104.15**	**2405276.17**
	百分率（%）	**89.85**	**10.15**	**100**

* 设计煤种计

12.5 小结

⑴ 本项目产生固体废物（废液）根据《国家危险废物名录》（国家环境保护部、发改委第 1 号令）及相关鉴别标准进行分类，将本项目需要外送处置的工业固体废物（废液）分为危险废物和一般固体废物两类，其中危险废物 203454t/a（含焚烧炉焚烧后的废物 2400t/a），一般固体废物 2201523t/a。项目产生生活垃圾 300t/a，共计 2405277t /a。

⑵ 本项目产生的固体废物种类较多，对于具有回收利用价值的固废优先考虑回收或综合利用，如送厂家回收、送第三方回收利用等。项目产生可被综合利用的可利用固废 2161172t/a，占所有固废产生量的 89.85%。

⑶ 对于不能回收利用的固体废物，可采取外委填埋处置等措施。

⑷ 全厂生活垃圾将由环卫部门统一处理。

因此，本项目没有固废外排至环境，对周围环境影响很小。

13生态环境影响分析

13.1概述

本项目的建设，必然要占地、开挖动土、扰动破坏周围植被、土壤等，在一定程度上人为改变了环境中的物质循环过程，打破了原有生态系统的平衡状态，可能使原有的生态环境结构或状态发生一定程度的变化。因此，必须对项目进行生态环境影响分析。旨在调查分析现有生态系统特点的基础上，寻求一种开发建设活动与生态环境的最佳协调方式，以期既能保证项目建设顺利进行，又能把项目建设对生态环境的负面影响降低到最小程度，使二者有机结合起来，实现“以人为本”的可持续发展。

13.1.1评价目的

⑴通对项目所在地区生态环境现状的调查和评价，分析区域的主要生态环境问题。

⑵针对项目建设的生态影响，结合当地自然、经济、社会条件，提出避免、减缓不利影响，恢复、改善生态环境的可行对策，为项目建设、工程设计及环境管理部门进行生态环境监控和管理、决策提供科学依据。

13.1.2评价原则

根据本项目生态环境影响的特点和保护要求，评价中应遵循以下基本原则：

⑴注重保护土地、生物、水等自然资源，重点分析项目临时占地和永久占地、施工期水土流失、运行期“三废”排放对周围生态环境的影响；

⑵遵循生态保护的基本原理，科学地认识生态系统，识别敏感生态保护目标，分析生态影响，同时寻求符合生态规律的保护措施，提高生态保护的有效性；

⑶以翔实可靠的生态环境现状调查为基础，以科学、先进的分析统计方法为手段，通过对评价区生态系统的整体性认识，综合评价本项目对当地生态系统的结构和功能所产生的影响，进而寻求相应的保护生态系统完整性的有效途径和措施；

⑷贯彻执行环境保护的政策和法规；

⑸综合考虑环境与社会经济的协调发展关系。

13.1.3评价等级与评价内容

本项目拟建在内蒙古准格尔旗大路工业园区工业用地区域内，属于一般区域。项目永久占地2.88 km^2，工程占地面积大于2km^2小于20 km^2，周围无特殊生态敏感区和重点生态敏感区，因此确定生态环境影响评价等级为三级。以项目厂址中心为圆点向四个方向各外扩5km的正方形作为本次生态评价范围，见图1.5-1。

13.2生态环境现状调查与评价

13.2.1地形、地貌分布特征

⑴地形

以ASTER_GDEM为数据源，制作评价范围内的地形图（图13.2-1），生态评价范围内地势也呈现南高北低的特点，海拔范围为1044～1294米，高程差约为250米。其中厂区内最高海拔为1181米，高程落差约为31米。

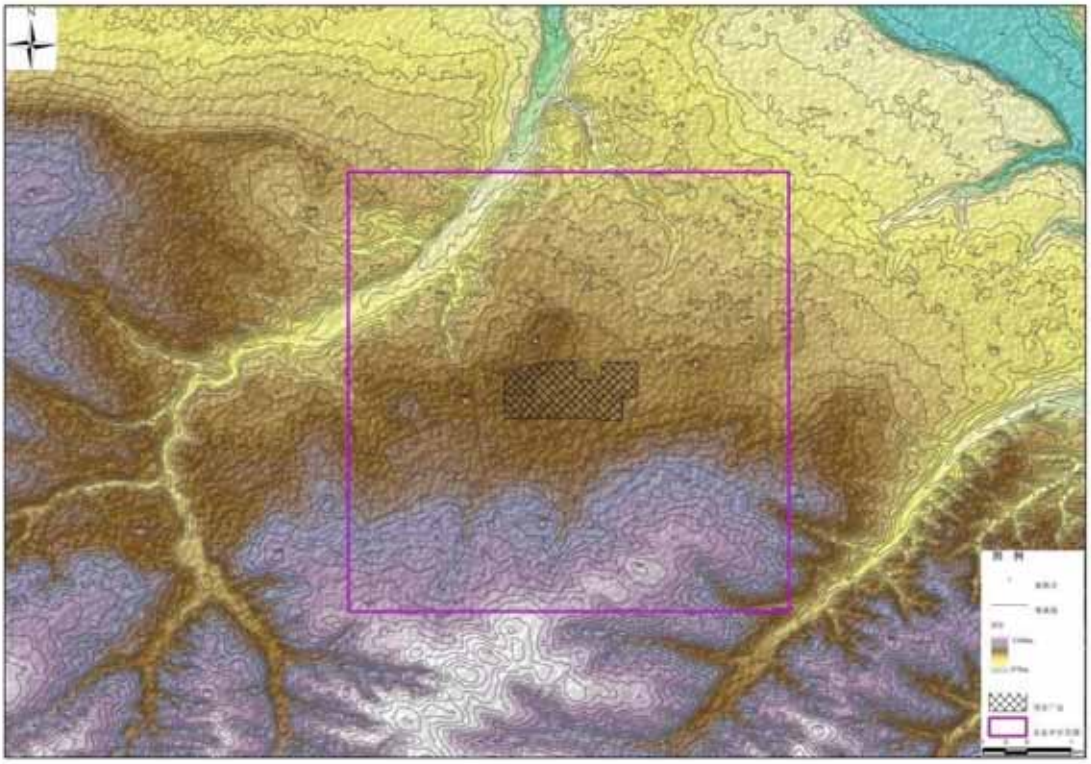


图13.2-1　地形图

⑵地貌

根据中国1:100万地貌数据，生态评价范围的地貌类型分布见图13.2-2。生态评价范围内共有6种地貌类型，分别为中海拔半固定草灌丛沙堆、中海拔固定草灌丛沙堆、中海拔固定缓起伏沙地、中海拔河谷平原、中海拔流动格状沙丘和沙丘链、中海拔流动新月形沙丘和沙丘链，见表13.2-1。以中海拔半固定草灌丛沙堆和中海拔固定草灌丛沙堆两种类型为主，二者面积之和约占生态评价范围的70%。其中厂区内有中海拔流动格状沙丘和沙丘链、中海拔半固定草灌丛沙堆和中海拔固定草灌丛沙堆3种地貌类型，且以流动格状沙丘和沙丘链为主要类型。

表13.2-1　　生态评价范围地貌类型统计表

序号	类型	面积（km^2）
1	中海拔半固定草灌丛沙堆	52.89
2	中海拔固定草灌丛沙堆	17.31
3	中海拔固定缓起伏沙地	9.85
4	中海拔河谷平原	3.85
5	中海拔流动格状沙丘和沙丘链	14.61
6	中海拔流动新月形沙丘和沙丘链	1.56

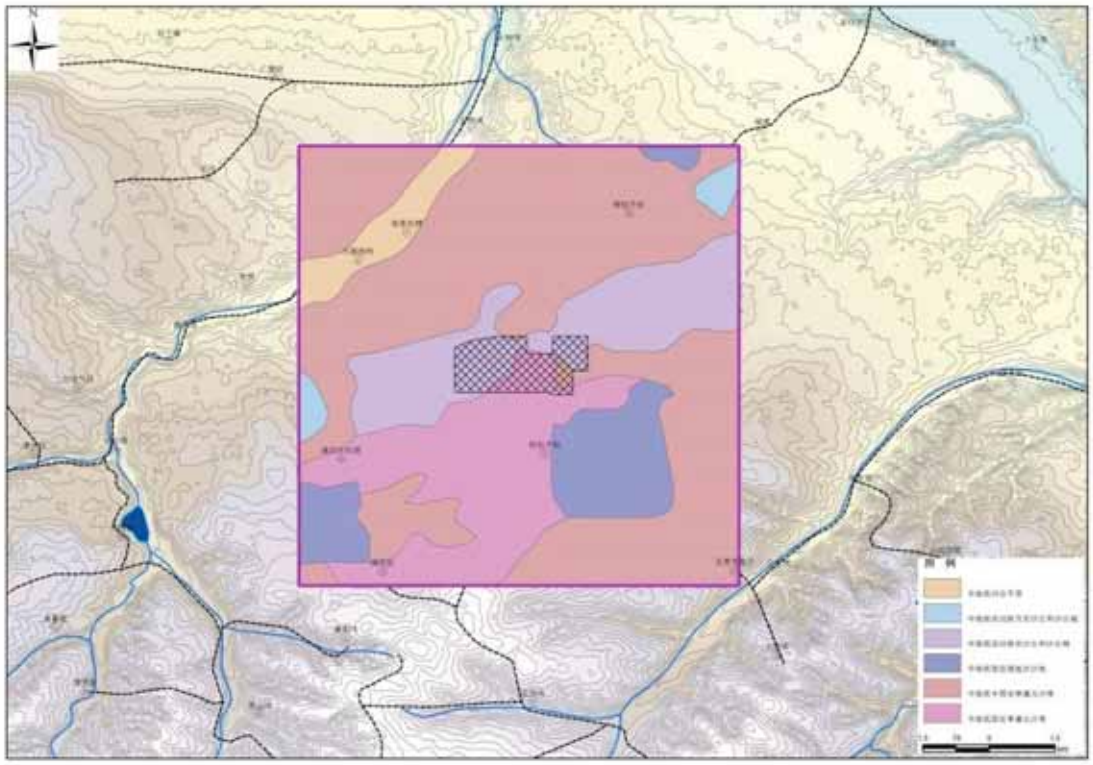


图13.2-2　地貌图

13.2.2土地利用现状分析

根据从准格尔旗国土资源局搜集到的土地利用二调数据（2012年），制作生态评价范围内的土地利用图，见图13.2-3。各土地利用类型的面积统计见表13.2-2，其中有林地的面积最大，约占评价范围的20%。厂区内主要以草地为主，天然牧草地和其它草地类型约占生态评价范围的50%。

表13.2-2　　生态评价范围土地利用类型统计表

地类	面积（km^2）	地类	面积（km^2）
建制镇	7.48	天然牧草地	28.87
村庄	0.79	人工牧草地	1.67
旱地	5.31	其它草地	6.75
水浇地	0.25	坑塘水面	0.10
有林地	20.90	内陆滩涂	0.64
灌木林地	13.70	公路用地	0.68
其它林地	5.76	铁路用地	0.02
采矿用地	1.70	沙地	5.49
设施农用地	0.02	裸地	0.06



图13.2-3　土地利用图

13.2.3植被分布现状分析

准格尔旗属于干旱草原区，自然植被类型受地形地貌、气候条件和人工选择的影响，分为干草原植被、草甸草原植被、沙生植被和森林植被四种类型。干草原植被是准格尔旗境内的主要植被类型，广泛分布于黄土丘陵和沙页岩丘陵和梁峁与沟坡地上；草甸草原植被主要分布在黄河南岸冲积平原，丘间洼地及大河河谷两侧低湿地上；沙生植被主要分布在旗内北部的库布齐沙漠和西端毛乌素沙地的东沿地段及黄土丘陵的片沙区；森林植被目前主要在龙口镇的黄河边上以及大路镇的西北部。森林覆盖率仅为16.87%。

大路镇属于干旱草原区，自然植被类型受地形地貌、气候条件和人工选择的影响，干草原植被是大路镇的主要植被类型，广泛分布于黄土丘陵和沙页岩丘陵和梁峁与沟坡地上；其次是沙生植被，主要分布在旗内北部的库布齐沙漠和西端毛乌素沙地的东沿地段及黄土丘陵的片沙区。

评价区常见沙地植物包括：沙柳、锦鸡儿、油蒿、沙米、虫实、猪毛菜、苦菜、拂子茅、碱蓬、砂蓝刺头、地肤等灌木、草本和木本植物。其中流动沙地的植被覆盖度很小或者几乎没有植被覆盖；部分流动沙丘下部和丘间低地生长有籽蒿和猪毛菜、沙米、沙鞭、苦菜等沙地先锋植物；随着沙丘逐渐被沙地先锋植物固定，植被也由半灌木、草本逐渐向演化为地带性的灌木、半灌木、草本。半固定沙丘以猪毛菜、沙米、沙鞭、虫实、披碱草等草本为主，半固定的沙丘顶部、沙丘中上主要是沙米和披碱草，草本覆盖度达到10%～25%，平缓沙地的披碱草覆盖度相对较高；固定沙丘以沙柳、柠条、油蒿等灌木、半灌木为主，籽蒿、沙米、沙鞭、披碱草等草本植物也分布较广。

13.2.4动物分布现状调查

拟建项目评价区植被类型主要是以油蒿所建群的沙生半灌木群落和沙地沙柳灌木群落，从植物群落本身的重要价值来看并不是很高，但防风固沙的作用很大。在沙区，分布在固定或半固定沙地上的植被一旦被破坏，靠自然恢复非常困难，尽管是发生在局部或更小的地块，植被破口在自然状态下也会迅速扩大，逐渐会变为流动或半流动沙地。

在固定和半固定沙地植被进行扰动活动，很容易形成植被破口，如果不采取

植被破口锁边工程（生物锁边为主、工程锁边为辅），破口将会扩大，导致固定沙地向半固定和流动沙地发展。因此，减少对沙地植被的扰动和对扰动区域进行植被恢复非常重要。

现场勘探期间，在厂区周边未发现珍稀保护植物及其群落类型；评价区内偶尔有路过的重点保护动物名录中的野生动物，包括鸿雁、鸳鸯及鹰等，但未发现它们的重要栖息繁殖地，剩余动物种类主要为区域内常见的鸟类及爬行动物等，常见的鸟类有麻雀、喜鹊、野鸽等；常见爬行类动物有蜥蜴、蛇等；常见兽类有野兔、野鼠等；常见的两栖类动物包括青蛙、蟾蜍等。

13.2.5土壤分布与监测评价

准格尔旗沙性土壤类型主要有固定风沙土、半固定风沙土和流动风沙土。其次还有淡栗钙土、草甸栗钙土、浅色潮土、砒砂岩等。大路工业园区处于黄土高原边缘地带，大部分区域被黄土覆盖，部分为风积沙覆盖。

⑴土壤类型

根据100万土壤数据库中的土壤类型矢量数据，生态评价范围土壤类型为草原风沙土和淡栗褐土两大类，其中草原风沙土面积较大，为91.85km^2。厂区内均为草原风沙土（图13.2-4）。

①草原风沙土

草原风沙土剖面无明显的腐殖质层和淋溶淀积层，一般由薄而淡的腐殖质层和深厚的母质层组成，剖面构型为A-C或C型。流动阶段土壤剖面分异不明显，呈灰黄色或淡黄色，单粒状结构。固定和半固定阶段的土壤剖面层次有微弱的分化，腐殖质层（A）厚10到30厘米，地表有厚0.1毫米的褐色结皮层，棕色或灰棕色，弱块状结构。母质层（C）深厚，黄色。淡黄色或灰白色，单粒状结构。通体壤质砂土，无石灰反应，半数以上的沙丘已固定或半固定，土壤发育较荒漠风沙土为好，剖面发生分异，多为A-C型。草原风沙土地区干燥度1.50-3.50，植被以早生灌木、半灌木为主，并伴生一定数量的草本植物，覆盖率20%-50%。



图13.2-4　土壤类型分布图

②淡栗褐土

淡栗褐土的质地轻粗，母质特征较明显，表土层有机质含量低，心、底土层的含量更少。通体强石灰反应，碳酸钙含量较高，在70-120克每千克之间，土壤阳离于交换量较低，为7-10me/100g。全剖面中二氧化硅、三氧化铁、铝的含量接近，氧化钙则以心、底土层中为高。淡栗褐土是栗褐土土类中发育差和肥力最低的一个亚类。淡栗褐土所在区域一般生境条件很差，气温低，而且风沙大，风蚀严重。自然植被为早生灌丛草原，覆盖率低。

⑵土壤现状监测

①监测项目与方法

为了掌握项目项目厂区土壤的背景值，本次评价在厂区周围布设了6个土壤监测点，分别为：现有厂区气化装置区（1#）、现有厂区污水处理厂（2#）、拟建项目气化装置区（3#）、拟建项目油品合成区（4#）、拟建项目公用工程区（5#）、拟建厂区外有林地（6#）。

具体监测项目及监测方法见表13.2-3，监测1期。

表13.2-3　　监测项目及监测方法

分析项目	测定方法	最低检出浓度
采样	土壤环境监测技术规范 HJ/T166-2004	—
pH值	玻璃电极法 GB6920-86	0.1（PH值）
氰化物	土壤 氰化物的测定 分光光度法（环保部征求意见稿）	0.01L
挥发酚	流动注射-分光光度法 EHJ-ZYZD-FF-01(2013)	0.01L
铜	ICP法 展览会用地土壤环境质量评价标准（暂行） HJ350-2007	0.1mg/kg
苯	顶空/气相色谱-质谱法HJ642-2013	1.6ug/Kg
锌	ICP法 展览会用地土壤环境质量评价标准（暂行） HJ350-2007	0.1mg/kg
铅	ICP法 展览会用地土壤环境质量评价标准（暂行） HJ350-2007	1.0mg/kg
甲苯	顶空/气相色谱-质谱法HJ642-2013	2.0ug/Kg
间，对二甲苯	顶空/气相色谱-质谱法HJ642-2013	3.6ug/Kg
镉	土壤质量铅、镉的测定原子吸收分光光度法 GB/T17141-1997	0.01mg/kg
砷	原子荧光法 GB/T 22105.2 - 2008	0.01mg/kg
汞	原子荧光法 GB/T 22105.1 - 2008	0.002mg/kg
邻-二甲苯	顶空/气相色谱-质谱法HJ642-2013	1.3 ug/Kg
镍	ICP法 展览会用地土壤环境质量评价标准（暂行） HJ350-2007	1.00mg/kg
铬	ICP法 展览会用地土壤环境质量评价标准（暂行） HJ350-2007	0.4mg/kg
石油类	土壤 石油类的测定 红外分光光度法（环保部征求意见）	4.6mg/kg

②评价标准及评价方法

A：评价标准

评价标准见表13.2-4。

表13.2-4　　土壤环境质量标准单位：mg/kg（pH除外）

项目	标准值：三级标准	标准
pH	＞6.5	《土壤环境质量标准》GB15618-1995 三级
镉	≤1.0	
汞	≤1.5	
砷	≤40	
铜	≤400	
铅	≤500	
铬	≤300	
锌	≤500	
镍	≤200	

B：评价方法

采用单因子指数法。

$$P_{ij} = C_{ij} / C_{si}$$

式中：P_{ij}—第i项评价因子在j点的单因子指数；

C_{ij}—第i项评价因子在j点的实测浓度（mg/kg）；

C_{si}—第i项评价因子的评价标准值（mg/kg）。

当单因子指数大于1时，表示该土壤超过了规定的质量标准。

③监测数据

监测时间为：2014年3月30日。

监测数据见表13.2-5。

④监测结果分析

评价结果见表13.2-6。

表13.2-5 土壤环境质量现状监测结果单位：mg/kg(pH除外)

项目采样点		测定结果 单位：mg/kg(特殊项目除外)															
		pH值（无量纲）	氰化物	铜	锌	铅	镉	砷	汞	镍	铬	酚	石油类	苯	甲苯	邻-二甲苯	间，对-二甲苯
1#	0-20cm	8.7	0.01L	10.3	25.1	35.4	0.115	6.95	0.0122	20.5	16.5	0.01L	4.6L	1.6L	2.0L	1.3L	3.6L
	20-60cm	8.9	0.01L	11.3	21.3	30.2	0.136	6.89	0.0099	25.6	17.3	0.01L	4.6L	1.6L	2.0L	1.3L	3.6L
	60-100cm	9	0.01L	13.4	27.3	36.2	0.154	7.18	0.0089	27.1	21.3	0.01L	4.6L	1.6L	2.0L	1.3L	3.6L
2#	0-20cm	9	0.01L	16.2	33.6	34.8	0.119	7.09	0.0115	26.5	22.6	0.01L	4.6L	1.6L	2.0L	1.3L	3.6L
	20-60cm	9.2	0.01L	11.2	35.9	36.1	0.124	6.93	0.011	21.3	24.5	0.01L	4.6L	1.6L	2.0L	1.3L	3.6L
	60-100cm	9.3	0.01L	14.1	23.1	30.5	0.154	6.79	0.0105	27.3	23.1	0.01L	4.6L	1.6L	2.0L	1.3L	3.6L
3#	0-20cm	9	0.01L	15.1	27.4	41.2	0.112	7.43	0.0127	19.5	24.3	0.01L	4.6L	1.6L	2.0L	1.3L	3.6L
	20-60cm	9.1	0.01L	18.1	20.4	43.6	0.146	7.12	0.0123	18.5	25.1	0.01L	4.6L	1.6L	2.0L	1.3L	3.6L
	60-100cm	9.1	0.01L	11.2	26.1	45.8	0.108	6.88	0.0133	21.2	20.3	0.01L	4.6L	1.6L	2.0L	1.3L	3.6L
4#	0-20cm	9	0.01L	13.5	24.9	35.8	0.137	7.59	0.017	35.6	35.2	0.01L	4.6L	1.6L	2.0L	1.3L	3.6L
	20-60cm	8.9	0.01L	15.4	27.1	34.2	0.111	7.37	0.0162	34.1	34.1	0.01L	4.6L	1.6L	2.0L	1.3L	3.6L
	60-100cm	8.9	0.01L	16.3	20.6	30.2	0.105	7.32	0.016	41.2	32.6	0.01L	4.6L	1.6L	2.0L	1.3L	3.6L
5#	0-20cm	9.1	0.01L	18.3	25.9	26.5	0.137	6.67	0.011	42.1	25.1	0.01L	4.6L	1.6L	2.0L	1.3L	3.6L
	20-60cm	9.1	0.01L	14.2	20.6	31.6	0.196	6.51	0.0105	38.5	29.4	0.01L	4.6L	1.6L	2.0L	1.3L	3.6L
	60-100cm	9	0.01L	15.9	19.5	34.5	0.214	6.94	0.0102	32.4	26	0.01L	4.6L	1.6L	2.0L	1.3L	3.6L
6#	0-20cm	8.9	0.01L	17	30.5	40.6	0.135	6.77	0.0091	32.5	19.1	0.01L	4.6L	1.6L	2.0L	1.3L	3.6L
	20-60cm	8.9	0.01L	13.6	34.1	43.1	0.166	7.41	0.0112	34.6	15.3	0.01L	4.6L	1.6L	2.0L	1.3L	3.6L
	60-100cm	8.9	0.01L	17.3	39.4	48.1	0.184	7.5	0.0102	33.2	17.2	0.01L	4.6L	1.6L	2.0L	1.3L	3.6L

表13.2-6　　土壤环境质量现状评价结果表

项目监测点		铜	锌	铅	镉	砷	汞	镍	铬
1#	0-20cm	0.0258	0.0502	0.0708	0.0003	0.1738	0.0081	0.1025	0.0550
	20-60cm	0.0283	0.0426	0.0604	0.0003	0.1723	0.0066	0.1280	0.0577
	60-100cm	0.0335	0.0546	0.0724	0.0004	0.1795	0.0059	0.1355	0.0710
2#	0-20cm	0.0405	0.0672	0.0696	0.0003	0.1773	0.0077	0.1325	0.0753
	20-60cm	0.0280	0.0718	0.0722	0.0003	0.1733	0.0073	0.1065	0.0817
	60-100cm	0.0353	0.0462	0.0610	0.0004	0.1698	0.0070	0.1365	0.0770
3#	0-20cm	0.0378	0.0548	0.0824	0.0003	0.1858	0.0085	0.0975	0.0810
	20-60cm	0.0453	0.0408	0.0872	0.0004	0.1780	0.0082	0.0925	0.0837
	60-100cm	0.0280	0.0522	0.0916	0.0003	0.1720	0.0089	0.1060	0.0677
4#	0-20cm	0.0338	0.0498	0.0716	0.0003	0.1898	0.0113	0.1780	0.1173
	20-60cm	0.0385	0.0542	0.0684	0.0003	0.1843	0.0108	0.1705	0.1137
	60-100cm	0.0408	0.0412	0.0604	0.0003	0.1830	0.0107	0.2060	0.1087
5#	0-20cm	0.0458	0.0518	0.0530	0.0003	0.1668	0.0073	0.2105	0.0837
	20-60cm	0.0355	0.0412	0.0632	0.0005	0.1628	0.0070	0.1925	0.0980
	60-100cm	0.0398	0.0390	0.0690	0.0005	0.1735	0.0068	0.1620	0.0867
6#	0-20cm	0.0425	0.0610	0.0812	0.0003	0.1693	0.0061	0.1625	0.0637
	20-60cm	0.0340	0.0682	0.0862	0.0004	0.1853	0.0075	0.1730	0.0510
	60-100cm	0.0433	0.0788	0.0962	0.0005	0.1875	0.0068	0.1660	0.0573

由表13.2-6可以看出，2014年6个土壤监测点监测值均小于《土壤环境质量标准》(GB15618-1995)三级标准。

13.2.5生态敏感性

根据中国生态系统与生态功能区划数据库中《内蒙古生态功能区划》，项目区属于内蒙古高原中东部典型草原生态区(Ⅱ-1),鄂尔多斯高原东部典型草原生态亚区（II-1-6），库布齐沙地东段沙地植被防风固沙生态屏障功能区（II-01-06-01）。该区域的主导功能是防风固沙，属于土壤风蚀沙化极敏感区域和生物多样性敏感区域 。总体上对该区域的生态保护要求为合理利用水资源，保障生态用水，保护沙区湿地和植被。

13.3生态环境影响分析

项目位于库布齐沙漠东边缘地带，黄河南岸二级台地之上，区域气候干旱，降雨量少，蒸发量大，生态环境较为脆弱。目前面临的主要生态问题是受不利的气候、土壤、地形等因素作用影响，区域土地沙化、植被退化相对严重。

本项目属生产类项目，对生态环境的影响来自建设期（含施工准备期和植被自然恢复期）和运行期两个时段。

建设期包括三部分：施工准备期、施工期和植被自然恢复期。在工程施工期，从工程筹建准备进行场地平整，修筑场内外道路、临建设施，到主体工程开挖施工过程，在这一时段内，由于施工扰动和破坏原地貌，土壤植被及水土保持设施遭到破坏，不但导致土壤结构破坏，林草、耕地毁坏，对当地脆弱生态环境造成破坏，而且还由于施工过程中降低表层土壤的抗蚀性，施工还形成了挖损面，产生大量弃土弃渣，易造成严重的水土流失。

在植被自然恢复期，开挖扰动地表、占压土地和损坏林草植被的施工活动基本停止，因施工活动可能产生水土流失的各种因素在各项水土保持措施实施后逐渐消失，并且随着时间的推移各项水土保持措施功能日益得到发挥，生态环境将逐步得到恢复和改善，水土流失量逐渐减少直至达到新的稳定状态。但考虑到运营初期各项措施的水土保持功能还未完全发挥作用，也可能造成一定程度的水土流失。

生产运行期，由于各建设区水土流失防治措施的实施完善和植被自然恢复，本项目建设新增的水土流失将得到有效控制，逐步趋于稳定，因此，生产运行期主要生态问题应是工艺废气排放、固废的不合理堆放，也将产生新的生态问题，

如对周边动植物的损伤和水土流失。

因此，本项目生态影响评价重点关注本项目建设期的生态扰动和干扰，运行期废气排放对周围生态影响的问题。

13.3.1施工期的生态环境影响

⑴土地利用格局影响分析

本项目的开发建设对土地利用的影响有主要是土地剥离使原有土地利用类型发生根本性改变。根据格尔旗国土资源局搜集到的土地利用二调数据，项目厂区内的土地利用类型见表13.3-1。项目建成后，厂区土地利用类型全部变为工业用地。因此，项目建成后对厂区内的土地利用格局发生变化较大，景观多样性减少，厂区内牧草地和林地的减少也改变了原有的植被景观，同时辅助交通设施的建设也一定程度减弱了同类景观内部生物之间连通性。

但是从区域角度来分析，项目建成后生态影响评价区的土地利用类型变化较小，不会改变区域土地利用的结构，土地利用类型仍以草地和灌木林地为主，其同样也不会对宏观景观结构产生大的影响。

表13.3-1　　项目厂区用地情况一览表

地类	面积（km^2）	百分比
村庄	0.0082	0.24%
公路用地	0.0313	0.92%
灌木林地	0.7036	20.63%
建制镇	0.2336	6.85%
其它草地	0.5182	15.20%
其它林地	0.0299	0.88%
人工牧草地	0.2145	6.29%
沙地	0.1422	4.17%
天然牧草地	1.3921	40.82%
有林地	0.1392	4.08%
总计	3.4129	100.00%

⑵植被覆盖度的影响

本项目建设对植被的影响主要是项目占地造成植被面积减少，影响植被生长。项目在建设期对植被的影响主要是施工期征用土地、临时用地、取弃土占地及机械碾压、施工人员践踏等破坏施工区域内的植被，损失一定的生物量，并破坏和影响施工作业区周围环境的植被覆盖率和数量分布。项目建设临时占地将干

扰和破坏影响范围内的植物生长，影响区域内的植被群落种类组成和数量分布，降低了区域植被覆盖度和生物多样指数。因而在施工过程中要注意保护植被，减少植被破坏面积，同时，按照植被补偿的原则，在区域内尽快恢复同样生物量和面积的植被。

项目建设占地对植被的破坏是永久性的，这部分植被将永远失去生产能力，带之而来的是工业生产。项目建成后，厂区及其周边地区土地利用格局的变化，会改变该区域自然系统的生产力。由于草地等自然生态系统面积缩小，导致自然系统生产力降低，但通过人工绿地的建设等措施，同时大力开展水土流失防治与治理等生态工程建设，这些都会增加自然系统的生产力，综合考虑这些因素，区域自然系统净第一性生产力的降低对于维护评价区及周边的生态完整性会产生一定的负面影响。

由于项目厂区面积相对于整个区域又较小，只要合理布局、加强环境管理和生态恢复与建设，就能够有效地减缓园区建设带来的负面影响。项目建成后会采取各种生态恢复和补偿措施，减少的生产力会由人工系统或人工-自然复合生态系统得到补偿，因此，对整个评价区自然系统生产力的影响不会太大。

⑶野生动物影响

本项目占用野生动物生境，各种车辆和机械噪声惊扰野生动物，大量的施工人员也会干扰野生动物的生存，甚至捕猎野生动物。区内最容易受到影响的野生动物主要有鸟类、兽类和爬行类。

占地对野生动物的影响是最直接的占用其生境，导致生境碎化。地表植被的破坏，必将对野生动物的生存与繁衍产生不利影响，使其群落组成和数量发生变化。生境被占用后，鸟类和兽类大都另觅生境，避开影响。生境被占用对爬行类影响最大，爬行类活动范围较小，在占地范围内的个体大多会死亡，仅有存在于用地边缘带的个体可能归避。由于工程占地的数量有限，占评价区总面积的比例极小，生境占用的直接影响也是极小的。可能受阻隔影响的野生动物主要是兽类，在现场调查中未见到较大的兽类。

鸟类和兽类还容易受到噪声的惊扰。除喜鹊、家燕、麻雀之外，大多数鸟类会对噪声比较敏感，大量资料表明，噪声对鸟类的繁殖期影响最大，会引起鸟类产卵量和孵化率下降。源强为80 dB(A)的施工机械噪声源，对鸟类的影响范围可以达到200m，影响程度随距离加大逐渐减弱。此外，施工过程中，人为干扰如施

工人员滥捕乱猎等现象的出现，将直接影响到这一地区的某些野生动物种群数量。这种影响通过加强对施工人员的宣传教育和管理得到消除。

总之，项目施工期不会使评价区野生动物物种数发生变化，其种群数量也不会发生明显变化。况且，评价区野生动物种类较少，缺少大型野生哺乳动物，现有的野生动物多为一些常见的鸟类、啮齿类及昆虫等。只要加强对施工人员的管理，不会造成大的负面影响。

⑷土壤环境影响

开发建设项目造成的区域内土壤侵蚀程度的增加，对水土资源的可持续利用有着很大的影响，土壤质地对土壤侵蚀和其他土壤退化作用非常敏感。开发建设项目过程中产生的大型裸露土体表面由于植被覆盖度较低，浅层土壤松散，在强降雨击溅和风蚀力的作用下，土壤质地和组分会发生急剧变化，土壤特性恶化。

土壤侵蚀过程的加剧还会影响该区域土壤中营养物质的特性。项目的开发建设使得该区域内土壤的pH值、土壤中的有机碳（SOC）和P含量下降。项目工程可能会导致很多的水土流失敏感点出现多层次、多元化、多相的有机质和营养物质的迁移。

项目建成后，裸露地面得到硬化，绿化工作随之展开，水土得到保持，绿化用地范围内的土壤环境得到改善，土壤肥力增加，土壤侵蚀将会大量减少。

⑸水土流失影响分析

项目建设期间由于施工机械碾压、材料的堆放、施工人员践踏、临时占地、弃土、弃渣的堆放等，可能会造成一定区域内植被破坏，加剧水土流失。根据《内蒙古伊泰煤制油有限责任公司200万吨/年煤间接液化油品项目水土保持方案报告书》中水土流失预测计算结果，若不采取任何防治措施，本项目建设期（含自然恢复期）可能造成的水土流失总量为166231.8t，新增水土流失量为61017.08t。新增侵蚀以风力侵蚀为主，施工期为本工程水土流失重点防治时段，产生水土流失的重点部位在生产装置区及厂区内道路。因此为了减少建设期间对土地的扰动，降低水土流失，施工过程中应做好施工场地的规划，明确弃土弃渣点和施工范围，尽可能减少施工影响范围，减轻对地表植被和土壤的破坏；施工结束后应及时采取植被恢复措施，一般1 年内可基本恢复原有土地利用功能，能够提高水土保持能力。

13.2.2运营期的生态环境影响

工程营运期对周围生态环境的影响主要表现在以下几方面:

⑴对土壤的污染

有机污染物会对土壤造成污染，但随着工程技术的推广，工厂周边及专用道路沿线土壤污染的影响很小，可以忽略不计。

⑵废气对植物的影响

本项目运营期所产生的主要废气是 SO_2、NOx、烟尘/粉尘、烃类等，根据工程设计，采用可燃气回收、废气洗涤处理、供热站锅炉烟气治理等措施，使运营期大气污染物最大落地浓度满足环境空气质量标准。

已有研究表明，大气中 SO_2 含量不超过 0.3~0.65 mg/m^3，NO_x 含量不超过 0.15~0.24 mg/m^3，一般不会对植物的生理产生损伤。

大气环境影响预测结果显示，评价区内 SO_2 日均浓度最大值为 0.0056mg/m^3，NO_2 日均浓度最大值为 0.014mg/m^3，分别占影响植物浓度限值的 1.87%、9.33%、。

根据大气预测结果，各种气象条件下本项目的污染物在各监测点处的小时浓度、日均浓度、年均浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准要求。

综上所述，本项目运营期的大气污染物不会对评价区内的植物生长产生较大的影响。

⑶废水对生态环境的影响

本项目污水处理系统主要包括污水处理场（含油污水预处理含在污水处理场内）、废水处理及回用、浓盐水结晶蒸发。

含油污水经过预处理后，同生产、生活污水一同送往污水处理场，处理后的合格水与循环水排污水、化学水站排出的含盐水再经废水处理及回用装置处理后，产生的回用水送往化学水站、循环水场等用水点，产生的高含盐水送往浓盐水蒸发系统（超滤产生的浓水返回污水处理）；浓盐水蒸发系统产生的淡水回用，产生的超高含盐水送往结晶器。因此，本项目无废水外排，对周边生态环境影响较小。

⑷固体废弃物对生态环境的影响

本项目固体废物在综合利用的前提下，按固体废物分类，分别有针对性的进

行安全处理和处置，因此本项目产生的固体废物对周围环境影响较小。

13.4生态保护措施

13.4.1植被保护措施

加强区内现有植被的保护，严厉禁止项目非法占地、盲目扩张等不合理活动，减缓对地表覆被的破坏。施工期在土石方工程设计时尽量做到移挖作填，减少取弃土（渣）场等临时用地，取弃土渣场。在开挖土地时，尽量减少开挖面积、破坏硬化地面，禁止车辆随意驶离道路，随意碾压地表砾幕。通过严格的用地管理减少对地表砾幕、结皮的破坏。提出合理可行的基地绿化方案，企业厂区内选择能够适应当地气候、土壤、水分及灌溉条件的植物进行绿化，如梭梭、柽柳。绿化方案的设计应根据区域实际情况而定，使绿化充分发挥其生态保护作用，将建设期的生态环境影响降低到最低程度。

13.4.2野生动物保护措施

项目建成后地表植被类型及盖度发生变化，可能减少一些动物的食物来源，对野生动物的食物源造成影响。因此环评建议在项目建设的同时采取积极措施减少对植被的破坏，并尽量恢复植被覆盖度，保证野生动物有充足的食物来源，同时在进行项目建设过程中应对员工进行宣传教育和管理，严禁施工人员破坏野生动物的栖息环境，防止滥捕乱猎等现象的发生，杜绝人为因素对动物生物的干扰破坏。

13.4.3水土保持措施

本项目水土保持措施采用工程措施和植物措施并举，临时措施与永久措施相结合。充分发挥工程措施的控制性和时效性，保证在短时期内遏制或减少水土流失，再利用植物措施和土地整治措施蓄水保土，达到有效防治水土流失和绿化美化环境的要求。水土保持措施的详细内容见水土保持章节，具体措施如下：

⑴严格落实水土保持方案措施，施工结束后，施工道路进行土地平整、植被恢复；施工营地在施工结束后进行施工迹地恢复，及时清理生活垃圾，做好土地平整和植被恢复措施。

⑵加强对护坡的绿化，因地制宜种树种草，降低地表土壤侵蚀强度。

⑶工程措施与生物措施相结合，以工程措施为主导，积极发挥生物措施的水保功能。

13.4.4加强环保意识

施工期间加强环境保护管理工作，防止施工期废水、扬尘和噪声对周围生态环境产生的不利影响。特别是要加强废水管线的生态环境保护，最大限度地控制施工区扰动范围，按照“边施工，边修整”的原则，及时恢复扰动区的生态环境。落实施工期各项环保措施，严格控制施工占地，施工结束后应及时进行土地恢复和绿化。

13.4.5生态环境管理和监控计划

由于项目区生态环境脆弱，易受干扰，且生态恢复较困难。因此需在该区开展生态环境管理和监控。生态环境管理和监控是政府环境保护机构依据国家和地方制订的有关自然资源和生态保护的法律、法规、条例、技术规范、标准等所进行的行政工作，应成为本项目日常工作的一个重要组成部分。因此项目所属园区的相关部门应加强对项目区的观测和调查，为采取保护措施提供基础数据。

⑴建议园区设置生态观测站，为将来能够准确预测项目的生态影响和采取预防治理措施提供基础数据。

⑵对项目建成后的影响进行定期的调查，并建立各敏感项目影响调查档案。

⑶地方环保部门应加强项目生态治理工作的监督管理。

13.5小结

本项目对生态环境的主要影响表现在项目建设阶段。施工活动会使原有天然植被被破坏，增加区域内的水土流失，但由于评价区内无国家重点保护的植物，在采取一定的保护措施后，本项目不会影响该区域内植物物种的种类，不会使评价区内植物群落的种类组成发生变化，也不会造成某一物种的消失，但会造成一些植物物种数量的减少。

根据工程设计，通过有效的减污措施，使运营期大气污染物排放量较小，工

程营运期，对项目周边及专用道路沿线的土壤、农作物及沙生植物污染的影响将很小，正常运行一般不会影响区域内生物的正常活动。

项目地处库布齐沙地东段，生态环境脆弱，区域土壤侵蚀类型以风蚀为主，项目建成之后由于施工期间会对评价区内地表造成人为干扰，一些区域地表板结层会受到破坏，局部地区土壤侵蚀强度有所增加。项目建设区生态环境目前处于一种相对稳定状态，但这种稳定极为脆弱，一旦遭到破坏，很难自行恢复。建设区较为严重的水土流失如不得到及时有效控制，会导致风蚀沙化加剧，因此本项目应采取相应的植被补偿与恢复措施，以将工程运营期的生态环境影响的程度降到最小。

14水土保持方案

按照《建设项目环境保护管理条例》以及《中华人民共和国水土保持法》的规定，建设单位委托水利部水土保持植物开发管理中心进行了《内蒙古伊泰煤制油有限责任公司200万吨/年煤间接液化油品项目水土保持方案报告书》的编制和报审，本章内容引自该报告。该报告的批复见附件29。

14.1水土流失及防治现状

14.1.1水土流失现状

准格尔旗地处鄂尔多斯高原东部，北、东、东南三面为黄河环抱，处于西北黄土高原的边缘地带，属典型的丘陵沟壑区。海拔在820m～1585m之间，相对高差为200m左右。境内丘陵起伏，沟壑纵横。北部沿黄河一带有少量的冲积平原；平原以南为库布齐沙漠，由西向东横贯其中；东部及南部是黄土丘陵，西部为丘陵沟壑的土石山区。准格尔旗是自治区水土流失最严重的地区，区内土壤侵蚀面积7535km^2，其中水力侵蚀面积5346.58km^2，风力侵蚀面积1616.91km^2，工程侵蚀11.27km^2。

项目区地处库布齐沙漠的东南边缘，为风沙地貌，植被覆盖度35%左右，根据《土壤侵蚀分类分级标准》（SL190-2007），容许土壤流失量为1000t/km^2•a。根据《准格尔旗土壤侵蚀图》，结合已建的内蒙古伊泰煤制油有限责任公司48万t/a (一期16万t/a)煤基合成油项目水土保持监测资料，经过综合分析，项目区土壤侵蚀类型以风力侵蚀为主，属于中度侵蚀区。原地貌土壤水力侵蚀模数为1500t/km^2·a，土壤风力侵蚀模数3500t/ km^2·a。

根据《水利部办公厅关于印发<全国水土保持规划国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果>的通知》（办水保[2013]188号）及《内蒙古自治区人民政府关于划分水土流失重点防治区的通告》（内政发［1999］62号），该区为黄河多沙粗沙国家级水土流失重点治理区，内蒙古自治区水土流失重点治理区和重点监督区。

14.1.2水土保持现状

准格尔旗是一个生态脆弱的旗县，生态条件极其复杂，新中国成立以来一直属于全国水土流失重点治理旗县之一。准格尔旗水土保持局按照“分区发展”战略，提出了水土保持“五个结合”和“三个服务”的总体思路。五个结合是：水保治理要与城镇工业园区建设相结合，与公路铁路建设相结合，与生态产业和生态移民工程相结合，与现代农牧园区建设相结合，与矿区建设相结合。三个服务是：水保工作服务于准旗工业建设、“三农”工作和城镇建设。

经过几十年的水土保持治理，准格尔旗已取得了很大的成绩，在黄土丘陵沟壑区逐步形成了以小流域为单元的综合治理模式，开展了水土保持林、经济林、人工种草为主的生态建设，有效地遏制了准格尔旗人为水土流失的发生，有力地促进了生态环境的可持续发展。

大路工业园区自2004年底开始开发建设以来，对区域内水土流失及风沙治理工作投入力度较大，大规模实施了周边生态防护林、道路两侧绿化、隔离带绿化等，截至目前，在新区规划控制范围（230 km^2）内已新增水土保持措施治理面积达34.75km^2，其中在基础设施建设用地范围（105 km^2）内已完成面积为11.02km^2，其余为呼准铁路和呼准高速公路两侧以及入驻企业场区范围内完成面积23.73km^2，有效减少了区内水土流失面积及危害。

14.1.3本地区同类工程水土保持防治经验

根据本地区同类工程经验，已建的内蒙古伊泰煤制油有限责任公司 48 万 t/a (一期 16 万 t/a)煤基合成油项目已于 2010 年 3 月 9 日由内蒙古自治区水利厅下发了水土保持设施竣工验收意见函（内水便函[2010]58 号），其有关水土流失防治经验本项目都可以进行借鉴。

⑴工程措施

现有工程的水土保持工程措施主要布设在工业场地及场外道路，工程措施主要有浆砌石挡土墙、浆砌石截排水沟、工业场地硬化。

以上的各项措施切合当地实际，能够发挥较好的水土保持功能。本工程可借鉴的工程措施有：在厂区内临时中转堆土场修建挡土墙、截排水沟。

⑵植物措施

植物措施中以林草措施为主，利用工程措施拦蓄地表径流便于植物生长的特点，形成综合的防治体系。利用植物根系对土壤的固结作用防治水土流失，改善生态环境。

经过十几年的试验研究和一期工程水土保持措施的实施中，确定了适于本地区生长的树种、草种有：云杉、国槐、桧柏、侧（桧）柏绿篱、樟子松、油松、旱柳、新疆杨、小叶杨、连翘、珍珠梅、丁香、沙地柏、玫瑰、早熟禾、野牛草、羊胡子草等。

14.2防治责任范围及防治分区

14.2.1防治责任范围

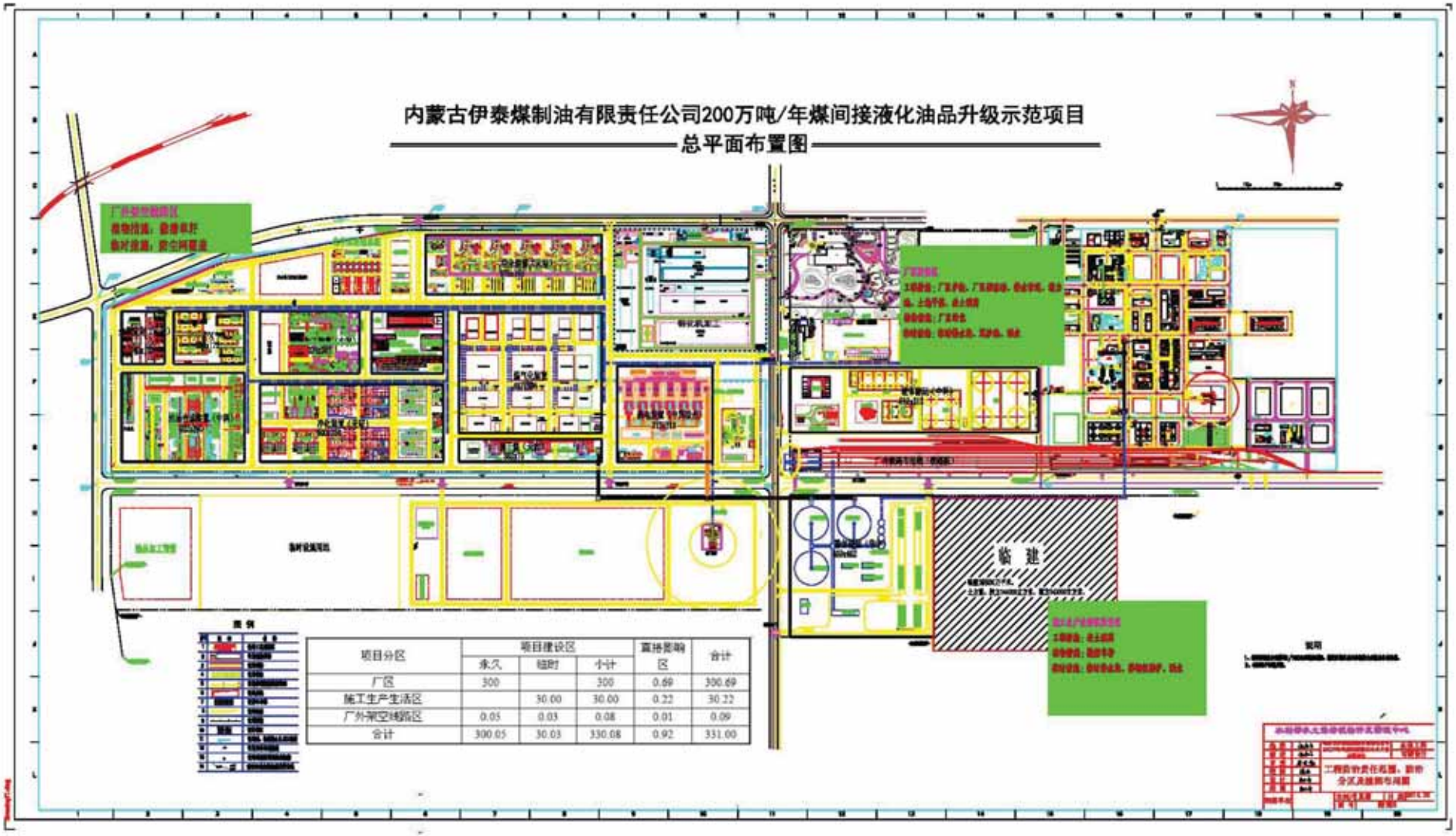
本工程防治责任范围主要包括项目建设区及直接影响区，防治责任范围总面积为331.00hm^2，其中项目建设区面积为330.08hm^2，直接影响区面积为0.92hm^2。见表14.2-1。

表14.2-1　　水土流失防治责任范围面积统计表　　单位：hm^2

项目分区	项目建设区			直接影响区	合计
	永久	临时	小计		
厂区	300		300	0.69	300.69
施工生产生活区		30.00	30.00	0.22	30.22
厂外架空线路区	0.05	0.03	0.08	0.01	0.09
合计	300.05	30.03	330.08	0.92	331.00

14.2.2水土流失防治分区

根据本期工程项目的特点、项目建设运行过程对水土流失的影响、区域自然条件、各单项工程功能差异以及不同场地的水土流失特征、土地整治后的发展利用方向、水土流失防治重点等因素，确定水土流失防治分区。经分析研究，项目区共划分为以下三个防治分区。项目区水土流失防治分区见图14.2-1。



项目分区	项目建设区			直接影响区	合计
	永久	临时	小计		
厂区	300		300	0.69	300.69
施工生产生活区		30.00	30.00	0.22	30.22
厂外架空线路区	0.05	0.03	0.08	0.01	0.09
合计	300.05	30.03	330.08	0.92	331.00

图 14.2-1 水土流失防治分区图

14.3水土流失预测

14.3.1水土流失预测范围与时段

根据内蒙古伊泰煤制油有限责任公司200万吨/年煤间接液化油品项目的总体布局及项目特点，结合现场踏勘与实地调绘，新增水土流失预测范围为项目建设区扰动区域，包括：厂区、施工生产生活区、厂外架空线路区，面积为330.08hm^2。

根据本项目的特点、施工方法及施工轮廓进度，确定水土流失预测时段为工程建设期。工程建设期包括项目施工期和自然恢复期。

工程建设区是水土流失的重点预测区，项目基建期作为水土流失的重点预测时段。根据最新的工程资料，本项目水土流失预测时段划分详见表14.3-1。

表14.3-1　　项目基建期水土流失预测时段表　　单位：年

序号	工程名称	施工期（含施工准备期）		自然恢复期
		施工时间	预测时段	
1	厂区	2016.3~2019.3	3	3
2	施工生产生活区	2016.3~2019.3	3	3

14.3.2水土流失预测内容

根据《开发建设项目水土保持技术规范》规定及拟建工程的特点，确定本工程水土保持方案水土流失预测的内容，主要包括以下 5 个方面：原地貌、土地及植被破坏情况的预测；损坏水土保持设施面积的预测；可能产生的弃渣量预测；可能造成水土流失量的预测；可能造成水土流失危害的预测。

14.3.3水土流失预测结果

⑴原地貌、植被损害情况

根据工程可研报告，对本项目进行实地考察，调查在建设期开挖扰动地表、占压土地和损坏林草植被的程度，在此基础上对项目区各土地类型面积反复进行量算和统计。统计结果表明，工程建设区扰动、破坏原地貌及植被总面积为330.08hm^2。

⑵损坏水土保持设施

项目建设损坏水土保持设施数量是指上述工程占地内因建设活动造成植被

毁坏、占压，基本农田被占用或毁坏，其它水土保持设施的破坏面积或数量。项目损坏的水土保持设施数量通过地形地貌、植被状况调查与分析确定。本项目建设过程中损坏的水土保持设施为被扰动、压埋的原地貌、植被等。经分析统计，本工程损坏水土保持设施的面积为330.08hm^2。详见表14.3-2。

表14.3-2　　工程建设损坏水土保持设施面积表　　单位：hm^2

序号	工程名称		占地性质		占地类型	小计
			永久占地	临时占地	半固定沙地	
1	厂区	行政福利区	10.65		10.65	10.65
		厂内道路	21.75		21.75	21.75
		绿化面积	39.06		39.06	39.06
		生产设施面积	206.87		206.87	206.87
		厂内输煤设施	21.67		21.67	21.67
		小计	300		300	300
2	施工生产生活区			30	30	30
3	厂外架空线路区		0.05	0.03	0.08	0.08
4	合计		300.05	30.03	330.08	330.08

⑶可能产生渣量的预测

①基建期弃土量预测。根据工程土石方平衡结果，本工程土石方开挖总量255万m^3，土石方填筑总量为255万m^3。

②运行期弃灰渣量预测.本项目运行期的弃土、弃渣主要为生产过程中排弃的灰渣，本项目生产过程中产生的部分废催化剂、废瓷球、废活性炭、气化废渣、锅炉产生的灰渣等共计2618124t/a，将送内蒙古准格尔旗大路新区工业基地工业灰渣综合治理项目进行填埋处理。其中动力中心锅炉灰渣共计1171748t/a（动力中心产生的炉灰703048t/a和炉渣468700t/a）为暂存渣场，待有合适利用途径后利用。考虑到废渣不能全部综合利用时，需设备用渣场，按照大路新区总体规划，在其南侧约4km处设置统一的废渣场，本工程产生的废渣全部送往大路新区废渣场集中堆放，由大路新区管委会统一管理，并负责治理。

⑷可能造成新增水土流失量的预测

本项目建设期（含自然恢复期）可能造成的水土流失总量为166231.8t，新增水土流失量为61017.08t。预测结果见表14.3-3。

表14.3-3　　工程建设期水土流失预测表

预测单元		预测时段		侵蚀模数背景值（t/km^2.a）		扰动后侵蚀模数（t/km^2.a）		侵蚀面积（hm^2）	侵蚀时间（a）	背景流失量（t）		预测流失量（t）		新增流失量（t）	
				水蚀	风蚀	水蚀	风蚀			水蚀	风蚀	水蚀	风蚀	水蚀	风蚀
厂区	建设区	施工期		1500	3500	3000	5100	300	3	13500	31500	27000	45900	13500	14400
		自然恢复期	第1年	1500	3500	3000	5100	39.06	1	585.9	1367.1	1171.8	1992.06	585.9	624.96
			第2年	1500	3500	2400	4500	39.06	1	585.9	1367.1	937.44	1757.7	351.54	390.6
			第3年	1500	3500	1200	2500	39.06	1	585.9	1367.1	468.72	976.5	0	0
		小计								15257.7	35601.3	29577.96	50626.26	14437.44	15415.56
	临时堆土区	施工期		1500	3500	3000	5100	5.70	3	256.5	598.5	513	872.1	256.5	273.6
	合计									29014.2	67699.8	57090.96	97398.36	28193.94	30089.16
施工生产生活区	建设期	施工期		1500	3500	2500	4500	30	3	1350	3150	2250	4050	900	900
		自然恢复期	第1年	1500	3500	2500	4500	30	1	450	1050	750	1350	300	300
			第2年	1500	3500	2100	4000	30	1	450	1050	630	1200	180	150
			第3年	1500	3500	1500	3500	30	1	450	1050	450	1050	0	0
		小计								1350	3150	1830	3600	480	450
	合计									2700	6300	4080	7650	1380	1350
厂外架空线路区	建设期	施工期		1500	3500	3000	5100	0.08	0.5	1.2	2.8	2.4	4.08	1.2	1.28
		自然恢复期	第1年	1500	3500	3000	5100	0.03	1	0.45	1.05	0.9	1.53	0.45	0.48
			第2年	1500	3500	2400	4500	0.03	1	0.45	1.05	0.72	1.35	0.27	0.3
			第3年	1500	3500	1500	3500	0.03	1	0.45	1.05	0.45	1.05	0	0
		小计								1.35	3.15	2.07	3.93	0.72	0.78
	合计									2.55	5.95	4.47	8.01	1.92	2.06
总计										31716.75	74005.75	61175.43	105056.37	29575.86	31441.22

⑸可能造成的水土流失危害

本工程在建设与运行过程中如果不采取有效的防护措施，原地面水土流失加剧，造成的水土流失会使本区域的生态环境退化，降低环境容量。

对环境的影响主要表现为施工过程中基础开挖和临时堆土，对地面扰动大，改变和破坏了本区域原有地貌、植被和土壤结构，在不同程度上对原有水土保持设施造成破坏。形成的松散堆积体和裸露地表，使土地原有的固土抗蚀能力减弱，水土流失量相应增加。如不采取有效的水土保持防护措施进行预防和治理，当发生区域常见的强降雨并形成较大的地表径流时，溅蚀、细沟侵蚀均可产生严重的水土流失，影响正常施工、生产和本区域生态环境状况。

14.4水土流失预测综合分析

通过对工程建设中水土流失类型、分布及水土流失量进行综合分析预测，主要预测结论如下：工程建设总占地面积330.08hm^2；本工程建设扰动地表面积330.08hm^2；本工程年弃灰渣总量为1936856t/a；本项目预测期可能造成的水土流失总量为166231.8t。

根据预测结果可知，建设期厂区新增流失量为58283.1t，占全部工程新增流失量的95.52%，施工生产生活区新增流失量为2730t，占全部工程新增流失量的4.47%，厂外架空线路区新增流失量为3.98t，占全部工程新增流失量的0.01%。可见建设期厂区是本方案治理与监测的重点区域。

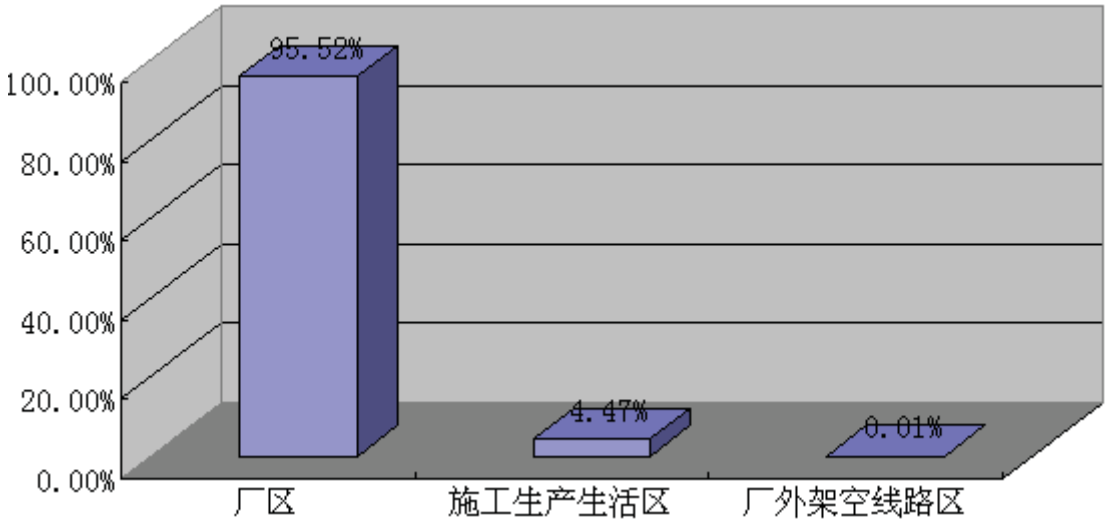


图14.4-1　各区水土流失量所占百分比柱状图

14.5水土流失防治目标及防治措施布设

14.5.1水土流失防治目标

⑴预防和治理厂区建设过程中产生的新的水土流失；

⑵防治厂区运行期给周边环境造成的影响；

⑶水土保持设施既要满足工程安全与生产的需要，又要兼顾生态环境的改善，形成生产与生态环境协调发展的良性循环；

⑷充分合理利用水土资源，提高可利用土地的生产力。

除了以上的目标外，根据《开发建设项目水土保持技术规范》（GB50433-2008）的规定，开发建设项目水土流失防治及其措施总体布局应遵循下列规定：

⑴应控制和减少对原地貌、地表植被、水系的扰动和损毁，保护原地表植被、表土及结皮层，减少占用水、土资源，提高利用效率。

⑵开挖、排弃、堆垫的场地必须采取拦挡、护坡、截排水及其他整治措施。

⑶弃土（石、渣）应综合利用，不能利用的应集中堆放在专门的存放地，并按“先拦后弃”的原则采取拦挡措施，不得在江河、湖泊、建成水库及河道管理范围内布设弃土（石、渣）场。

⑷施工过程必须有临时防护措施。

⑸施工迹地应及时进行土地整治，采取水土保持措施，恢复其利用功能。

根据《水利部办公厅关于印发<全国水土保持规划国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果>的通知》（办水保[2013]188号）及《内蒙古自治区人民政府关于划分水土流失重点防治区的通告》（内政发［1999］62号），该区为国家级重点治理区（黄河多沙粗沙国家级水土流失重点治理区），也为内蒙古自治区水土流失重点治理区和重点监督区。根据《开发建设项目水土流失防治标准》（GB50434-2008）的规定，本工程水土流失防治标准执行建设生产类项目一级防治标准。在方案设计期的具体防治目标详见表14.5-1。

表14.5-1　　本工程水土流失防治目标计算表

分类	规范标准			按降水量修正	按土壤侵蚀强度修正	按地形修正	采用标准		
	施工期	试运行期	生产运行期				施工期	试运行期	生产运行期
扰动土地整治率(%)	*	95	>95	0	0	0	*	95	>95
水土流失总治理度(%)	*	90	>90	0	0	0	*	90	>90
土壤流失控制比	0.7	0.8	0.7	0	0	0	0.7	0.8	0.7
拦渣率(%)	95	98	98	0	0	0	95	98	98
林草植被恢复率(%)	*	97	97	0	0	0	*	97	97
林草覆盖率(%)	*	25	>25	0	0	0	*	20	>25

注：该主体为能源化工项目，由于主体对项目区硬化地面有特殊要求，本工程林草覆盖率降低为20%。

14.5.2水土保持防治措施及工程量

为了防治工程建设所产生的水土流失，减少对周边地区的影响，在本项目主体工程设计中及水土保持方案编制中提出了多种措施进行综合治理。各防治分区的防护措施为：

⑴厂区防治区

厂区护坡3404m^3，厂区内挡土墙4900m^3，排水管道长16000m，消力池1座，施工结束后土地平整60.81hm^2，表土剥离39.06hm^2；厂区绿化39.06hm^2；施工过程中设临时排水沟980m，沉沙池1座，并进行洒水降尘6300m^3。

⑵施工生产生活防治区

施工生产生活区表土剥离30.00hm^2；撒播草籽（披碱草）30.00hm^2，共绿化面积30.00hm^2；区内设临时排水沟长750m，施工过程中对施工生产生活区进行彩钢板拦挡1643m，并进行洒水降尘6300m^3。

⑶厂外架空线路防治区

施工需临时占地0.03hm^2，施工结束后进行全面整地，撒播草籽0.03hm^2,；施工过程中对临时堆土进行防尘网苫盖1000m^2。

14.6水土保持监测

据《开发建设项目水土保持技术规范》和《水土保持监测技术规程》，本项目为建设生产类项目，监测时段应该分为建设期（包括施工期和自然恢复期）和设计水平年。建设期为从工程施工准备期2014年7月开始至2017年3月投运生产，

设计水平年为2018年，运行期指生产投产到方案服务期末。本工程监测时段为4.5年。

监测分区原则上应与工程项目水土流失防治分区一致。根据本工程特点及水土流失防治分区结果，监测分区均与工程水土流失防治分区相一致。初步选定4个监测点，分别位于厂区临时堆土区、厂区施工区、施工生产生活区、厂外架空线路区。工程建设中水土保持监测点的布设可根据工程实施情况，由水土保持监测单位在水土保持监测实施方案中具体落实。

监测内容主要包括水土保持生态环境变化监测、水土流失动态监测、水土保持措施防治效果监测、水土流失危害监测及重大水土流失事件监测等五大类。

各区域的风蚀监测主要安排在大风季节冬、春及秋末，水蚀监测主要安排在雨季。监测内容、方法及频次见表14.6-1和表14.6-2。

表14.6-1　　水土保持定位监测内容和方法

时段	监测点位	监测内容	监测方法	监测时段	监测频次
建设期	厂区2个点位（厂区临时堆土区、厂区施工区）；施工生产生活区1个点位；厂外架空线路区1个点位。共4个点位。	监测水力侵蚀的单位面积侵蚀量	径流小区法、桩钉法	2014年7月-2017年3月	6-9月每10天监测1次，其它月每1个月监测1次，大雨（大于30mm/24h）加测1次，大风加测（≥17m/s）。
设计水平年	厂区2个点位（厂区临时堆土区、厂区施工区）；施工生产生活区1个点位；厂外架空线路区1个点位。共4个点位。	监测水力侵蚀的单位面积侵蚀量	径流小区法、桩钉法	2017年8月-2018年12月	每1个月监测1次，大雨，（大于30mm/24h）加测1次，大风加测（≥17m/s）。

表14.6-2　　水土保持调查监测内容和方法

时段	监测范围	监测内容	监测方法	监测频次
建设期	防治责任范围内的各区域	扰动地表面积、破坏植被面积	GPS定位仪实地勘测	在施工前、中、后各监测一次
		挖、填方量，弃土弃渣量	地形测量法	在施工前、中、后各监测一次
		林草成活率、保存率、林草覆盖度	标准地样方调查法	每年春秋两季各测定一次
		各类永久防护工程的实施效果	巡查监测	工程实施初期和完工使用后各监测一次
		临时防护工程	巡查监测	投入使用期间的每年5-9月各监测一次
设计水平年	实施植物措施的区	扰动地表面积、破坏植被面积	GPS定位仪实地勘测	在施工前、中、后各监测一次

	域	灰渣排放量	地形测量法	在施工前、中、后各监测一次
		林草成活率、保存率、林草覆盖度	标准地样方调查法	每年春秋两季各测定一次
		各类永久防护工程的实施效果	巡查监测	工程实施初期和完工使用后各监测一次
		临时防护工程	巡查监测	投入使用期间的每年5-9月各监测一次

14.7投资估算及效益分析

14.7.1水土保持投资概述

本工程水土保持估算总投资2995.11万元，其中工程措施954.99万元，植物措施880.84万元，临时工程82.42万元，独立费用284.53万元（其中水土保持监理费60.00万元，水土保持监测费77.17万元），基本预备费132.17万元，水土保持补偿费660.16万元。详见表14.7-1.

表14.7-1　　水土保持总投资估算表　　单位：万元

编号	工程或费用名称	建安工程费	植物措施		设备费	独立费用	合计
			栽植费	种苗费			
	第一部分　工程措施	954.99					954.99
一	厂区	887.11					887.11
二	施工生产生活区	67.88					67.88
	第二部分　植物措施		352.34	528.51			880.84
一	厂区		349.24	523.87			873.11
二	施工生产生活区		3.08	4.62			7.70
三	厂外架空线路区		0.01	0.02			0.03
	第三部分　临时工程						82.42
一	厂区						22.32
二	施工生产生活区						30.04
三	厂外架空线路区						2.53
四	其它临时工程						27.54
	一至三部分合计						1918.25
	第四部分　独立费用					284.53	284.53
一	建设管理费					38.36	38.36
二	科研勘测设计费					55	55
三	水土保持监理费					60	60
四	水土保持监测费					77.17	77.17
五	水土保持设施竣工验收技术评估报告编制费费					54	54
	一至四部分合计						2202.78

	基本预备费						132.17
	水土保持补偿费						660.16
总投资							2995.11

14.7.2水土保持损益分析

⑴土地资源分析

由于厂区基础设施集中连片，施工场地紧凑。临时性占地在施工结束后恢复土地原来的性质，返还当地。由于本期为新建能源项目，占地及配套基础设施由大路新区统一规划配置，避免了大量的水土流失。

⑵水资源分析

本项目为建设生产类项目，主要的水资源消耗为施工用水和生产用水，在施工过程中总耗水量不大，使用的水资源对当地生产、生活、生态用水基本没有什么影响，不会出现因水资源过量开采、不合理利用，导致生态退化、水土流失加剧的情况。

⑶生态环境分析

为了保护项目区的自然环境、水土资源，在施工过程中，尽量少破坏自然地貌。工程建设后，临时占地等恢复原地表功能，使工程建设形成的裸露土地恢复其原有的水土保持功能，保护地表免受水力侵蚀，可有效削弱其外营力作用。

⑷水土保持功能分析

本项目占地面积集中，占地类型为半固定沙地，且对地表扰动进行了有效的防护，施工期结束后，很快就恢复成为原地貌功能，侵蚀强度保持在允许值范围内，变化范围不大，项目区为国家级水土流失重点治理区，注重施工过程中的水土保持措施体系的建设，提高防护措施设计标准，可以保证水土流失较为轻微，因此本项目水土保持功能损失较少。

⑸水土保持成本分析

本项目水土保持总投资为2995.11万元，占项目总投资的0.12%。本项目单位治理面积投资为11.22万元/hm2。本项目治理单位流失量的水土保持投资为222.82元/t。

14.8小结

本工程水土流失防治责任范围总面积为331.00hm^2，项目建设区总占地330.08hm^2，其中永久占地300.05hm^2，临时占地30.03hm^2；直接影响区面积0.92hm^2。

根据预测，本工程建设扰动地貌、损坏土地和植被面积共计330.08hm^2，全部为损坏的水土保持设施面积。如不采取水土保持措施，建设期（含自然恢复期）是水土流失重点时段，可能造成的水土流失总量为166231.8t，新增水土流失量为61017.08t。厂区是本方案产生水土流失的重点部位。本项目建设可能造成的水土流失危害主要是对周边生态环境及工农业生产环境的影响，只要认真落实本水保方案布设的各项措施，在施工过程中加强临时防护措施，水土流失危害基本可以消除。

从水土保持角度评价，项目建设是可行的。

15施工期环境影响分析

本项目施工期作业内容主要是场地平整，储罐和设备地基和基础施工，罐体施工，工艺管道及泵房的施工、调试和试车，共五个阶段，各施工阶段均对环境有一定影响。

15.1施工工程量及施工计划

本项目位于大路工业园区南工业基地”，按照功能厂区分为五大功能区：工艺装置区、公用工程区、储运系统区、辅助生产设施区、行政办公及生活服务设施区。

15.1.1施工工程量

本工程包括厂区、施工生产生活区、厂外架空线路区等。总计项目占地288.18hm^2。

施工期主要发生的土石方工程为：场地平整、主厂房基础开挖填筑、循环水管线开挖、厂内道路工程开挖填筑，施工场地临时设施基础开挖，厂外架空线路土方开挖填筑等。

本项目土石方挖填总量为510万m^3，其中开挖总量255万m^3，土石方填筑总量为255万m^3。

15.1.2施工计划

⑴施工工序

按照施工方案，本项目的主要施工工序如下：

①首先进行厂区的“四通一平”工作，即先建设厂内供电、供水以及通讯等工程。

②施工准备结束后进行电厂厂区、厂房以及贮灰场灰堤等的建设。

③主厂房及厂区其他设施土建施工结束后进行设备安装、调试及运转。

⑵工程进度与安排

本项目计划2016年3月开始施工准备，2016年6月主厂房土方开挖， 2019年3月机组投产，总工期36个月。各分项工程进度计划见表15.1-1。

表15.1-1 各项目工程进度表

分区		施工进度											
		2016年			2017年				2018年				2019年
		2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1
厂区	土建施工												
	设备安装调试												
施工生产生活区													

15.2施工期环境影响分析

15.2.1施工期大气环境影响分析

本项目施工期对大气环境影响最大的主要是施工作业引起的扬尘，其次为运输车辆及一些动力设备使用燃料油产生的NOx、CO等.。

（1）扬尘对大气环境的影响分析

扬尘主要是挖土机、推土机等施工机械在挖掘、堆放、清运土方及回填、场地平整时产生，同时运输、施工车辆行驶也会造成地面扬尘。扬尘起尘量与许多因素有关，风速越大、地表裸露面积越大、颗粒越小、沙土的含水率越低，扬尘的产生量就越大。在不同气象条件下，扬尘影响分析结果表明：在一般气象条件下，平均风速1.5～3m/s的情况下，建筑工地下风向TSP浓度为上风向对照点的2.0～2.5倍。如果不采取防护措施，300m以内将会受到扬尘的严重影响；采用一般的防护措施，150m内会有影响；在做好施工期扬尘的防护措施下施工，下风向50m处的TSP浓度会小于0.3mg/m^3，符合《环境空气质量标准》(GB3095-2012)二级标准要求。

运输车辆扬尘的产生量及扬尘污染程度与车辆的运输力方式、路面状况、天气条件等因素关系密切，类比调查在施工过程中拉、运、卸、平土石方过程其周围产生的 TSP 的平均值可达到 0.768mg/m^3。

施工扬尘最大产生时间将出现在土方阶段，由于该阶段裸露浮土较多，产尘量较大，如果施工工地采取封闭施工，受施工扬尘影响范围不大，主要为施工场地周围及下风向的部分地区；在结构、装修阶段，主要是车辆行驶、混凝土搅拌等产生的扬尘，但产生量相对较低。

综上所述，建筑工地扬尘对环境空气的影响范围主要是在工地围墙外 100m

以内：下风向一侧 0～50m 为重污染带；50～150m 为较重污染带；大于 150m 为轻污染带，可见施工产生的扬尘主要对施工人员会有一定影响，应采取必要的降尘措施和个人防护措施。

（2）机械车辆和动力设备尾气对大气环境的影响分析

施工期施工机械与运输车辆相对集中，运输车辆多为大动力柴油发动机，由于荷载重，尾气排放量大，排出尾气中的CO、NO_X、非甲烷总烃、SO_2和TSP等污染物将直接进入大气。将增加施工路段和运输道路沿线的空气污染物排放，影响到沿线空气质量，但车辆废气排放是小范围的短期影响。

15.2.2施工期水环境影响分析

施工期废水主要有施工生产废水和施工人员的生活污水。

（1）施工期生产废水

施工生产废水包括砂石冲洗水，砼养护水、场地冲洗水以及机械设备运转的冷却水和洗涤水、混凝土搅拌机及输送系统冲洗废水，这部分废水含有少量的油污和泥砂。

（2）施工期生活污水

施工期有相当数量的施工人员、管理人员开赴现场，这些工作人员产生的生活外水，排入水体后也会造成污染。施工人员生活用水量按每人每天50L计，污水产出系数0.85，施工人员高峰时按每日用工23000人计算，则生活污水量最高约977.5m^3/d，主要污染物有COD、BOD_5和油类等，直接外排会对地表水体造成污染。

15.2.3施工期固体废弃物影响分析

施工期固体废物主要包括施工人员生活垃圾、施工期间产生的建筑垃圾等。

(1)生活垃圾对环境的影响

施工人员的日常活动将产生一定量的生活垃圾，平均每人排放生活垃圾约0.8～1.2kg/d，施工期间人员高峰时每日用工约23000人，生活垃圾产生量最多约27600kg/d，这些生活垃圾经分类、统一收集后，定期由园区环卫部门统一处理，不会对周围环境造成明显的影响。

(2)建筑垃圾对环境的影响

建筑垃圾主要包括施工过程地基处理和建材损耗、装修阶段产生的少量砂土石块、水泥、废金属、钢筋、铁丝、废电线、废光缆，抛弃在现场的破损工具、零件、容器甚至报废的机械等等。建筑垃圾在采取有计划的堆放，按要求分类处置、综合回收利用后，对环境影响小。

15.2.4施工期环境噪声影响分析

施工期间常见的主要噪声污染源为施工机械、运输车辆等产生的噪声，其主要噪声值（测量点距源5m）见表15.2-2。采用点源衰减模式，不考虑声屏障、空气吸收等衰减。预测出主要施工机械在不同距离处的衰减值，预测计算结果见表15.2-3。将预测结果与《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）对照可以看出，昼间距离工地40m，夜间距300m可以满足建筑施工厂界噪声限值的要求，另外建筑材料的运输将使通向工地的公路车流量增加，产生交通噪声将会给运输线路沿途产生一定的声环境的影响。通常施工场地上有多台不同种类的施工机械同时作业，它们的辐射声级将叠加。增加量视种类、数量、相对分布的距离等因素而不同，通常比最强声级的机械单台作业时增加1～8dB(A)。由于附近村庄距离施工边界均在1000m以外，因此厂区施工产生的噪声不会对附近的村庄产生影响。

表15.2-2　　施工机械产噪声值一览表

序号	设备名称	噪声值,dB(A)	序号	设备名称	噪声值,dB(A)
1	装载机	90	5	夯土机	90
2	挖掘机	90	6	混凝土振捣机	105
3	推土机	86	7	电锯、电刨	75～105
4	混凝土搅拌机	79	8	运输车辆	85～90

表15.2-3　　各主要施工机械在不同距离处的贡献值

序号	设备名称	不同距离处噪声贡献值,(dB(A))					施工阶段
		40m	100m	200m	300m	500m	
1	装载机	72	64	58	54	50	地基挖掘
2	挖掘机	72	64	58	54	50	
3	推土机	68	60	54	50	46	
4	混凝土搅拌机	72	64	58	54	50	
5	夯土机	73	65	59	55	51	结构

6	混凝土振捣机	47	39	33	29	25	
7	电锯、电刨	73	65	55	50	46	
8	运输车辆	62	54	48	44	40	

15.2.5施工期生态环境影响分析

（1）对植被及生物多样性的影响

本项目建设对植被的影响主要包括两个方面：项目占地造成植被面积减少，影响植被生长。地表植被的破坏，必将对野生动物的生存与繁衍产生不利影响，使其群落组成和数量发生变化。但是在人工诱导自然恢复发生作用后，生态环境的改善将结束这种负面的影响。根据生态适应性原理，会产生与之相应的种群与群落，增加生态系统物种的多样性。

（2）工程建设对地表物质结构的影响

本工程建设中的土地平整、道路基础挖填、建筑挖填、材料堆放、弃土弃渣排放，施工机械通行、施工人员生活等一系列生产活动，难免损坏原地貌、原状土壤结构和植被，使地表抗侵蚀能力降低。施工结束后，在按设计方案及时实施场地绿化方案后，地表抗侵蚀能力将有所恢复。

15.3施工期环境保护措施及建议

15.3.1大气污染防治措施

施工期作业粉尘均属于开放性非固定源扬尘，要完全加以控制是比较困难的，可以从管理、施工方法和技术装备方面采取一定的措施，如：

（1）加强施工管理

提倡文明、集中、快速施工，避免施工现场长时间、大范围的扬尘。应组织各类施工器械、建筑材料尽量按照固定场所分类停放和堆存。

（2）改进施工方法

在采用自动倾卸砂、碎石等散粒材料时，注意封闭现场，以免大量粉尘飞扬污染环境。长期堆放在户外的散粒建筑材料，如砂、碎石等场地，应采用雨布覆盖或经常洒水保持湿润，减少扬尘。若需要用少量混凝土，需在现场搅拌时，须在混凝土搅拌机旁设有围档（如用塑料布、帆布等），减少水泥向周围扩散。在

施工作业时，如开挖、回填方土等，应通过适当洒水使作业面保持一定的湿度，防止造成粉尘污染环境。风速过大时，应停止开挖、回填施工，对堆存回填土和粉状建材采取遮盖措施。施工场地出入口，配备专门的清洗设备和人员，负责对出入工地的运输车辆及时冲洗，不得携带泥土驶出施工工地；同时，对施工点周围应采取绿化及地面临时硬化等防尘措施。

（3）加强车辆管理

施工机械和车辆必须使用国家机动车标准燃料，且施工结束后即撤离现场，以减缓施工机械和车辆尾气对周围环境空气的影响。

施工车辆应有良好车况，使用合格柴汽油，减少尾气排放。运输车辆严禁装载过量，应保持车辆出入口路面清洁、湿润，并尽量减缓行驶车速，以减少汽车车轮与路面接触而引起的地面扬尘污染，尽量采取蓬布遮盖等密封措施，减少沿途抛洒，减少运输过程中的扬尘。及时清扫散落在路面上的泥土与建筑材料，施工便道和伴行道定期洒水。

15.3.2水污染防治措施

施工期生产废水和生活污水若不妥善处理将会造成一定的环境污染。本项目施工期的生产和生活废水将依托现有工程的污水处理厂处理，处理后达标排放，避免施工污水对环境的影响。

15.3.3固体废物防治措施

本项目施工期固体废物主要为施工人员的生活垃圾和施工建筑垃圾。在施工过程中，应对各类垃圾分类堆放、分类处理，所有废物应及时堆放在规定的地点，禁止乱堆乱放、随便倾倒。另外，要及时清理、回收堆放处的废物，避免出现脏乱等现象。

厂区施工中生活垃圾主要为施工人员日常生活中产生的纸张、废包装材料、食物残渣等生活垃圾。采用定点集中收集，由当地环卫部门统一处理。

施工过程产生的建筑垃圾属一般固体废物，应及时收集，可再生利用的进行回收利用；其它无回收利用价值的建筑垃圾，由当地环卫部门处理。对施工过程产生的边角料、焊头等金属类废弃物，在施工现场不随意丢弃，每个焊接作业点

配备铁桶或纸箱，收集金属类废弃物，施工结束后集中回收处置。

15.3.4噪声控制对策

为最大限度地减少噪声对环境的影响，建议施工期采用以下噪声防治措施：

（1）在施工的结构阶段和装修阶段，对建筑物外部采用围挡，减轻施工噪声对外环境的影响；在地基处理阶段，可采取隔振或防振等措施。

（2）合理安排施工作业时间，尽量避免高噪声设备同时施工。夜间施工应向当地环保部门申请，并按规定的要求控制施工作业时间，避免出现夜间扰民现象。白天宜尽量集中在一段时间内施工，以缩短噪声污染周期，减少对周围环境的影响。

（3）降低设备声级，尽量选用低噪声机械设备或带隔声、消声的设备，同时做好施工机械的维护和保养，有效降低机械设备运转的噪声源强。

15.3.5生态保护措施

本项目在施工期造成的生态环境影响主要是由于施工机械、车辆、人员活动等对土壤扰动、土地利用功能和自然植被等的破坏，进而造成地表形态改变，加之植被减少、土壤裸露、水流冲击，从而易导致水土流失发生。因此，生态环境保护的对策是避让、减缓和补偿，重点在于工程施工阶段避免或减缓对生态的破坏和影响，以及施工结束后的生态恢复措施。在对生态环境的防护和恢复上，工程已考虑采取多种措施。

（1）施工时采取分层开挖、分层堆放、分层回填的方式，采取水土保持防治措施，施工后对周边进行平整、恢复地貌。

（2）合理规划设计，尽量利用已有道路，少建和不建施工便道。

（3）施工中产生的开挖量与回填量基本持平，施工结束后没有弃土。

上述措施只要严格执行，就可以从总体上减轻工程建设对周边生态环境的影响。采取上述措施之外，还应针对不同区段的环境特点，采取相应的环境保护和恢复措施。

15.3.6施工期环境保护管理措施

本项目施工期环境保护管理工作主要指建立管理机构和实施有效管理两方

面。

在项目建设期，项目业主应设立项目HSE管理机构，配备相应数量环境管理工程师，负责施工期环境保护管理。环境管理机构的主要职责为：贯彻执行国家环境保护的方针、政策、法律和法规；组织制订建设期环境保护的规章制度和标准，并督促检查其执行；审定、落实并督促实施生态恢复和污染治理方案，监督生态恢复、污染治理资金和物资的使用；监督检查保护生态环境和防止污染设施与项目主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用的执行情况；收集归档相关环境保护文件及环境保护工程的技术资料；协调处理项目建设过程与地方政府、部门、群众等在环境保护方面的问题，批准对外的环境保护合同、协议，调查处理建设中的环境破坏和污染事故；组织开展环境保护的科研、宣传教育和培训工作。

选择环保业绩优秀的施工承包方，并在承包合同中明确规定有关环境保护条款，可以有效地。施工期对环境的破坏程度与施工承包方的素质和管理水平有很大关系，在工程招投标工程中，对施工承包方的选择，除考虑实力、人员素质和技术装备等方面外，还要考虑施工承包方的HSE表现，应优先选择那些HSE管理水平高、环保业绩好的单位。在承包合同中应明确规定有关环境保护条款，如承包施工段的主要环境保护目标，应采取的水、气、声、生态保护及水土保持措施等，将环保工作的执行情况作为工程验收的标准之一等。

在项目的施工期，落实工程环境监理。环境监理人员应具备环境监理人员资质，熟悉国家环境法律、法规和政策，了解当地环保部门的要求和环境标准；接受过HSE专门培训，有较长的从事环保工作的经历；并具有一定的现场施工经验。

15.4小结

本项目施工期阶段，大气污染源主要为施工扬尘和施工设备尾气，产生的废水主要为生活污水和施工废水，产生的固体废物主要为生活垃圾和施工垃圾、主要噪声污染源为建筑机械工具噪声和运输车辆噪声，对厂址地区环境生态带来的不利影响主要体现在植被覆盖度的减少、水土流失加剧等两个方面。

采取的主要保护措施为：对于施工扬尘应在施工管理、施工方法和技术装备方面采取一定的措施，如加强施工管理、改进施工方法、采用先进技术装备、加

强车辆管理等；对于本工程施工期的生产废水和生活污水，均送至现有工程的污水处理厂处理；对于施工期的生活垃圾和建筑垃圾，应分类堆放和管理，施工生活垃圾将由环卫部门统一处理，建筑垃圾及时收集，可再生利用的进行回收利用，无回收利用价值的垃圾由当地环卫部门统一处理；对于本工程施工期噪声，应加强施工管理，严格控制作业时间，特别是夜间施工作业；针对施工期的特点，采取边施工边绿化、加强管理、弃土定点堆放、建筑材料加盖蓬布、及时洒水，尽量少占用土地等一系列措施可最大限度降低施工期对生态环境的影响；本项目施工过程中水土保持防治措施应与主体工程进度协调、同步建设，临时防护措施要在施工前布设，保护生态环境，注意施工安全；加强施工环境监理工作，强化建设项目全过程管理。

16 环境风险评价

16.1 总则

16.1.1 评价目的

本项目属于大型煤化工项目，生产工艺复杂，涉及的物料主要包括柴油、石脑油、LPG、LNG，并副产轻醇、重醇、硫铵等副产品，包含多种有毒有害、易燃易爆物质。依据《化学品环境风险防控“十二五”规划》，煤制油项目属于新型煤化工，为风险重点防控行业。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2004）的有关规定，并遵照《关于开展涉及易燃易爆危险品建设项目环境风险排查和整改的通知》（环办[2010]111 号）、《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》（环发[2012]77 号）、《关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知》（环发[2012]98 号）和《化学品环境风险防控“十二五”规划》的精神，本次环境风险评价采用对项目风险识别、风险分析和对环境后果计算等方法进行环境风险评价，提出合理可行的减少环境风险的事故应急措施及应急预案，为项目设计和环境管理提供资料和依据，以使项目事故率、损失和环境影响达到可接受水平。

16.1.2 评价内容

本项目为新建的煤化工项目，根据《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》（环发[2012]77 号文）、98 号文等的要求，本次环境风险评价包括以下内容：

⑴从环境风险源、扩散途径、保护目标三方面识别环境风险。环境风险识别应包括生产设施和危险物质的识别，有毒有害物质扩散途径的识别（大气环境、水环境、土壤、生态）以及可能受影响的环境保护目标的识别。

⑵科学开展环境风险预测。环境风险预测设定的最大可信事故应包括项目施工、营运等过程中生产设施发生火灾、爆炸，危险物质发生泄漏等事故，并充分考虑伴生/次生的危险物质等，从大气、地表水、地下水、土壤、生态及事故伴生、次生危害等环境危害方面考虑并预测评价突发环境事件对环境的影响范围和程度。

⑶提出合理有效的环境风险防范和应急措施。结合风险预测结论，有针对性地提出环境风险防范和应急措施，并对措施的合理性和有效性进行充分论证。

16.1.3 评价工作程序

本项目环境风险评价主要过程包括风险识别、源项分析、后果计算、风险评价、风险管理、应急措施等。评价工作程序见图 16.1-1。

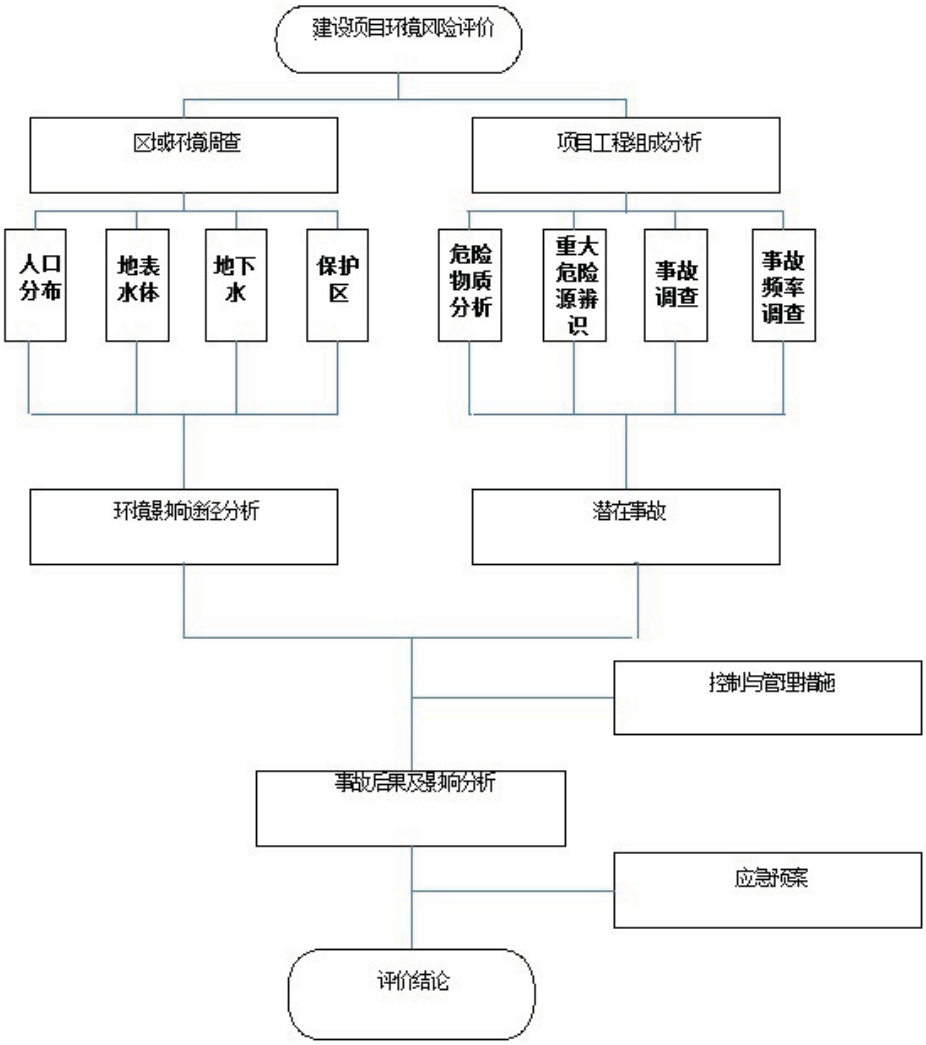


图 16.1-1　风险评价工作程序图

16.1.4 评价工作等级

根据《首批/第二批重点监管的危险化学品名录》，本项目中的氨、液化石油气、硫化氢、石脑油、氢、二氧化硫、一氧化碳、甲醇、丙烯为重点监管的物质。《重点监管危险化工工艺目录（2013 完整版）》中本项目加氢工艺、新型煤化工气化工艺为需要重点监管的危险化工工艺。由此可知，本项目生产过程中绝大多

数原料、半成品、产品、助剂等物料属易燃、易爆的液体和气体，并含有高毒物质，属于极度和高度危害物质。生产过程工艺发生事故的危害性大，后果严重。根据表 16.3-12 重大危险源辨识可知，本项目存在重大危险源，且项目选址周围存在尔圪气村、大沟村、何家塔村等环境敏感点。因此将本项目环境风险评价等级确定为一级。

16.1.5 评价的基本内容

评价内容包括现有及在建工程环境风险回顾性分析评价、风险识别、源项分析、后果计算、风险计算和评价，提出环境风险防范措施及突发环境事件应急预案。

16.1.6 评价范围

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2004）中评价范围的确定原则，本项目大气环境风险一级评价范围确定为厂界外 5km 范围区域。具体区域范围见图 1.6-1 风险评价范围及敏感点分布图。

16.2 现有工程环境风险回顾性分析评价

根据《内蒙古伊泰煤制油有限责任公司 48 万吨/年一期 16 万吨/年煤制油项目环境影响报告书风险评价专题报告》，进行本项目现有及在建工程环境风险回顾性分析与评价。项目运行过程中存在着泄漏、火灾爆炸风险，必须严格按照有关规范标准的要求对生产工艺过程、储罐、相应环保设施进行监控和管理。在认真落实工程拟采取的安全措施及评价所提出的安全设施和安全对策后，工程的事故对周围影响是基本可以接受的。

现有工程的生产装置主要包括备煤工段、空分工段、合成气制备工段、水煤气变换、净化工段、硫回收、制冷、氢回收装置、合成技术、加氢、水溶性含氧化合物分离、二氧化碳脱除、油吸收。

16.2.1 现有工程物料危险性分析

现有工程中主要物料有原料气（$CO+H_2$）、硫化氢等，产品为柴油、石脑油和 LPG，同时副产硫磺、混和燃料和燃料气；原料和产品均属于易燃、易爆危险品，硫化氢和燃料气等属于有毒物料；在生产过程中，由于设备和管道的密封

原因和意外事故，可能导致工艺介质泄漏，污染大气环境，甚至可能产生燃烧和爆炸事故，危害人身安全，破坏生产。

原料气（$CO+H_2$）、柴油、石脑油、LPG 和副产品等属于易燃、易爆物质，具有火灾爆炸危险。

甲醇、原料气（$CO+H_2$）和硫化氢等具有一定的毒性。

根据现有工程物料的火灾爆炸危险性、毒性，一旦发生意外事故将造成对人员、财产、环境的危害。从现有工程物料的活在爆炸危险性和物料毒性分析，主要危险物料既存在发生火灾爆炸事故的可能，又存在发生有毒物料泄漏造成人员中毒伤亡的灾难性事故。当发生火灾爆炸事故时，在发生事故地点较近的范围内将受到严重影响和破坏，也存在人员伤亡的可能性。当发生有毒物料泄漏事故时，有毒物料将在大气中扩散，对周围的人员具有中毒、死亡等的可能性。

表 16.2-1 现有工程主要物料理化及燃爆特性一览表

序号	名称	物态	理化性质					燃爆特性			
			相对密度		沸点（℃）	饱和蒸汽压（kPa）	燃烧热（kJ/mol）	闪点（℃）	引燃温度（℃）	爆炸极限（vol%）	火灾危险分类
			(空气=1)	(水=1)							
1	氢气	气	0.07	0.07/-252℃	-252.8	13.33	241	＜-50	400	4.1-74.1	甲
2	一氧化碳	气	0.97	0.79	-191.4	-309	283.0	＜-50	610	12.5-75.6	乙
3	甲醇	液	1.11	0.79	64.8	12.33	727	11	385	5.5-44.0	甲 B
4	硫化氢	气	1.19	/	-60.4	2026.5	/	<-50	260	4.3-45.5	甲
5	石脑油	液	/	0.789	120~200	/	/	-2	350	1.1~8.7	甲 B
6	硫磺	固	/	2.0	444.6	0.13	/	207	232	爆炸下限 2.3	乙
7	柴油	液	/	/	/	/	/	45	/	1.5~4.5	丙 A
8	液化石油气	液	/	/	/	/	/	-74	426~537	5~33	甲 A
9	氨	液	0.6	0.82/-79℃	-33.5	506.62	/	/	651	15.7-27.4	乙 A

注：①表中数据来自《危险化学品安全技术全书》(化学工业出版社)；②火灾危险分类根据《石油化工企业设计防火规范》（GB50160-2008）。

表 16.2-2　　现有工程主要物料的毒理性质一览表

序号	名称	健康危害	毒性			危害程度
			LC_{50} (ppm)	LD_{50} (mg/kg)	IDLH (ppm)	
1	氨	低浓度氨对粘膜有刺激作用，高浓度可造成组织溶解坏死。液氨或高浓度氨可致眼灼伤；液氨可致皮肤灼伤。	2000，4 小时，大鼠吸入	350，大鼠经口	300	II
2	硫化氢	强烈的神经毒物，对粘膜有强烈刺激作用。	406，大鼠吸入	/	100	II
3	一氧化碳	在血中与血红蛋白结合而造成组织缺氧。	1784，4 小时，大鼠吸入	/	1200	II
4	甲醇	对中枢神经系统有麻醉作用；对视神经和视网膜有特殊选择作用，引起病变；可致代谢性酸中毒。	82776，4 小时，大鼠吸入	5628，大鼠经口；15800，兔经皮	6000	III

注：①危害程度根据《职业性接触毒物危害程度分级》（GBZ230-2010），Ⅰ级为极度危害、Ⅱ级为高度危害、Ⅲ级为中度危害、Ⅳ级为轻度危害；
②IDLH 数据来自美国国家职业安全卫生研究所网站
http://www.cdc.gov/niosh/idlh/intridl4.html

16.2.1.1 各单元危险源辨识

根据危险源辨识结果，安全风险及事故类型如下：

空分单元：因氮气泄漏导致人员窒息伤亡；因氧气泄漏引起火灾爆炸，造成人员伤亡和设备损坏，因传动设备噪声太高产生危害，低温液体泄漏造成人员冻伤事故。

输煤单元：因是皮带输送可能发生煤粉尘着火爆炸；皮带可能会造出机械伤害。

锅炉单元：锅炉属于压力容器，2 台锅炉产蒸汽量 200t/h，如发生超压运行或安全装置失效可引起锅炉爆炸，造成人员伤亡和设备损坏事故。

气化单元：因粗煤气泄漏且气化框架封闭引起气化炉着火爆炸和人员一氧化碳中毒窒息，因气化炉开车过程控制不好引发过氧爆炸事故，造成人员伤亡、设备损坏和环境污染。

净化单元：因硫化氢、一氧化碳、氢气、甲醇、液氨泄漏引起人员中毒或着火爆炸，造成人员伤亡、设备损坏和环境污染。

合成单元：浆态床反应器密闭运行时，如原料气（主要成分）中混入空气，

可造成设备爆炸。分离器、换热器及管路出现重质蜡和馏分油等泄漏，易引发火灾，造成人员伤亡、设备损坏和环境污染。

油品加工单元：因氢气、轻质馏分油、重质馏分油、重质蜡发生泄漏引起着火、爆炸事故，造成人员伤亡、设备损坏和环境污染。

储运单元：储存液化石油气、石脑油和柴油，一旦发生泄漏可引起着火爆炸，造成人员伤亡、设备损坏和环境污染。

电气单元：电气设备漏电、接地不良、雷击等诱发触电事故。

检修车间：安装维修设备时可能发生机械伤害、高处坠落、物体打击、起重伤害等事故，造成人员受伤。

其他伤害：由作业环境不良或自然灾害等引发的其他伤害。

16.2.1.2 重大危险源的确定及分布

根据生产、使用、储存危险化学品的品种、数量、危险性质及可能引起重大事故的特点，依据《危险化学品重大危险源辨识》和参考《重大危险源安全评价报告》等相关内容，确定以下 9 个危险场所（设备）为公司重大危险源。

①合成装置区：压力管道、压力容器重大危险源。

②脱碳/油洗/制氢装置区：压力管道、压力容器重大危险源。

③中间罐区：危险化学品重大危险源。

④锅炉房：锅炉重大危险源。

⑤液化气罐区：危险化学品重大危险源。

⑥柴油罐区：危险化学品重大危险源。石脑油储罐区：危险化学品重大危险源。油品加工装置区：压力管道、压力容器重大危险源。

⑦气化装置区：压力管道、压力容器重大危险源。

⑧净化装置区：压力管道、压力容器、危险化学品重大危险源。

⑨空分装置区：压力容器重大危险源。

其中气化车间净化装置区、合成车间合成装置区、液化石油气储罐区为三级重大危险源；气化车间气化装置区、公用工程车间锅炉装置区为四级重大危险源。

上述重大危险源目标全部在现场进行了标识，明确了责任人，提出了防范

措施。内蒙古伊泰煤制油有限责任公司消防、气防站平面分布图及重大危险源分布和紧急疏散路线平面图见图 16.2-1 及图 16.2-2。

16.2.1.3 有毒有害物质扩散途径及可能受影响的环境保护目标的识别

⑴生产装置 CO 泄漏

CO 发生泄漏事故 30 分钟之内，毒性 LC_{50} 浓度范围最大在 F 稳定度下扩散到下风向 473m。短时间接触容许浓度范围在 F 稳定度下扩大至下风向约 3512m 左右。F 稳定度情况下，毒性 LC_{50} 浓度范围约在 500m 左右，影响主要在厂区内，对厂内职工可能会造成大的影响。当事故发生后，通过自动监测装置以及报警装置报警后，在短时间内，厂内职工可以疏散到致死区域外；短时间接触容许浓度扩散到了 3.5km 左右，在此区域内主要有两处居民区，其中碾坊圪旦距厂址约在 2.5km 左右。上南构距厂址约 3.5km 左右。当事故发生后，应紧急通知下风向居民进行疏散。

⑵Claus 硫回收装置 H_2S 泄漏

根据风险事故分析确定的风险事故排放源强，预测风险事故最大排放量的 H_2S 对大气环境的影响程度，出现 H_2S 泄漏事故后，H_2S 从泄漏点向四周扩散，在周围 100m～1000m 的范围内形成高浓度污染区，并随距离的增大而逐渐衰减；在一定的稳定度和同一距离时，污染物浓度随风速增大而减小。

通过风险预测评价结果，在厂址周围 1000m 的范围内不应规划和建设居民区。按照准格尔旗大路新区煤化工总体规划，居民区离现有工程厂址约 1800m，在实际建设中，应按照现有规划进行建设，要保证与现有工程厂址的安全防护距离。

⑶液化石油气储罐爆炸事故

现有工程出现火灾、爆炸事故下，主要燃烧产物对大气环境的污染以及消防水对地表水、地下水环境造成污染。本拟建厂址距黄河直线距离约 11km 左右，消防用水处理措施不当、不及时，很可能排入黄河造成大的污染。一期工程确定一次消防最大用水量为 6307m^3，需设应急水池，容积为可以容纳一次消防最大用水量约为 6307m^3，用于接受出现事故时的消防水。当发生火灾时，消防水通过排水沟、导流槽进入应急水池。然后进行污水达标处理。坚决避免通

过雨水系统排入环境中，污染黄河以及厂址周边地下水环境。通过严格措施、管理不会对黄河造成污染。项目储罐区的泡沫灭火系统采用斗固定式灭火系统，泡沫液为氟蛋白泡沫液，采用液上泡沫喷射的形式。泡沫混合液由消防车提供，在罐区的防火堤外设有带闷盖的管牙接口供消防车用。

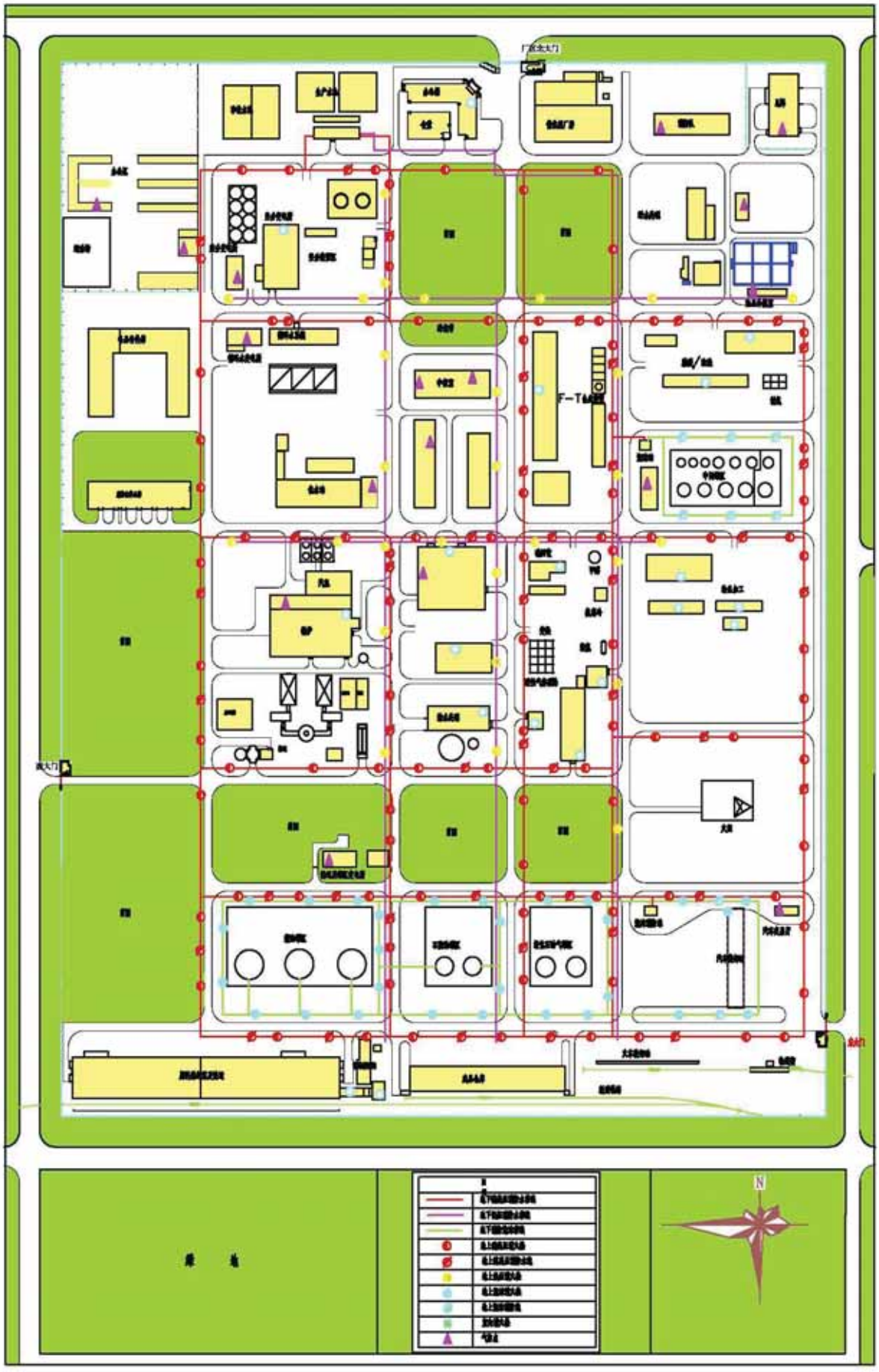


图 16.2-1　内蒙古伊泰煤制油有限责任公司消防、气防站平面分布图

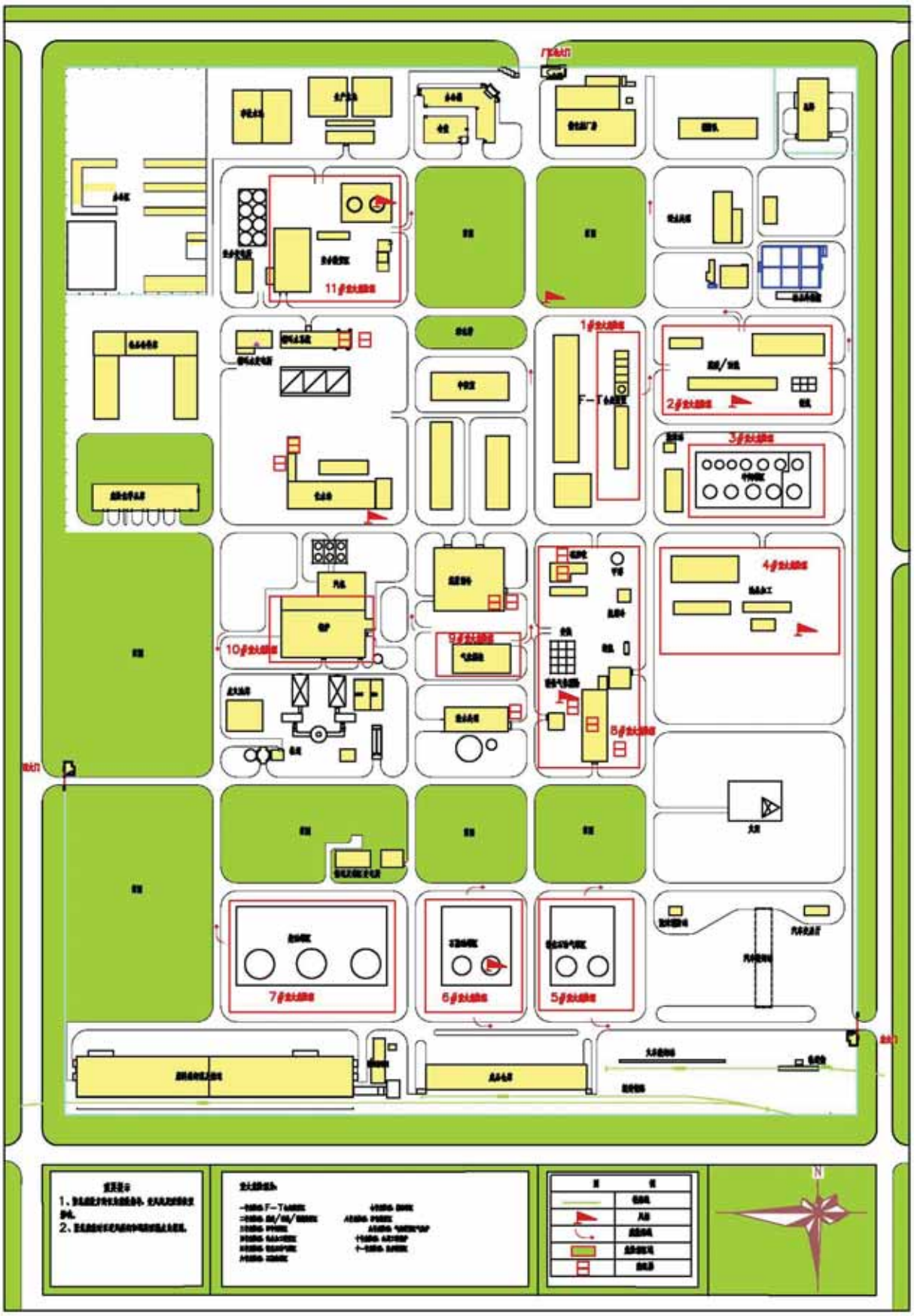


图 16.2-2　内蒙古伊泰煤制油有限责任公司重大危险源分布和紧急疏散路线平面图

16.2.2 现有工程历年事故调查

2009 年 4 月 8 日凌晨，煤制油公司中间罐区由于重质污油罐在初次进油时流速过快，产生静电引发内爆起火，使生产装置被迫停车。从 4 月 11 日开始，煤制油项目进入全面检修和技改阶段。针对一次试车过程中暴露出的问题，煤制油公司对安全技术规程、工艺技术规程、岗位操作规程和试车方案等进行严格审核，对各类事故预案进行了认真审核、完善，完成了重大危险源的登记、审核、建档、申报、监控等工作，进行了多次消防实战演练及事故演练，极大地提高了员工应急救援能力。同时，公司进行消防整改，配置了相应的消防设施和专业人员。2009 年，煤制油公司完成了技改检修项目 310 余项，解决了装置试车暴露出的问题。

经过四个月的技术改造，2009 年 8 月 20 日煤制油二次开车正式启动，9 月 17 日产出合格成品油。

16.2.3 现有工程环境风险防范和应急措施

16.2.3.1 现有工程危险化学品泄漏处理方案

根据内蒙古伊泰煤制油有限责任公司 2011 年 9 月颁布的《生产安全事故应急救援预案》，包含以下内容：

①发生危险化学品泄漏事故，操作人员要采取从源头关闭进料阀，最大限度地降低物料对外泄漏。

②进入泄漏现场进行救援时，应做好个人安全防护，必须佩戴防护器材，应急处理时严禁单独行动，要有专人监护，必要时用水枪、水炮保护。

③泄漏的危险化学品属于易燃易爆的，设定隔离区，封闭事故现场。封闭区域严禁火种、禁止未戴阻火器的车辆进入，紧急疏散转移隔离区内所有无关人员。危险化学品泄漏引发火灾事故，同时启动《火灾事故专项应急预案》。

④泄漏危险化学品是有毒的（氨、甲醇、一氧化碳、硫化氢），应使用专用防化服、空气呼吸器。根据有毒物监测情况，设定隔离区，封闭事故现场。组织现场人员紧急疏散，远离事故区域，撤离至安全地点并清点人数。

⑤当泄漏物形成蒸汽云，立即喷射雾状水，加速气体向高空扩散。对于易燃

物，可以在现场喷射大量的水蒸气或氮气，破坏燃烧条件。对于液体泄漏，为降低有毒物向大气的蒸发速度，可用泡沫覆盖外泄的物料，在其表面形成覆盖层，抑制其蒸发。

⑥控制泄漏源，防止次生灾害发生。泄漏部位和范围确定后，采用合适的材料和技术手段堵住漏点，无效后局部或全部停车。实时监测空气中有毒物质的浓度，及时调整隔离区的范围。

⑦严防水体污染。危险化学品小量泄漏：收集于容器中。大量泄漏：立即用消防泡沫液覆盖。必要时启动《突发环保事件专项应急预案》，构筑围墙，用泵将泄漏物抽入事故储罐，封堵清净下水井，严控污染进一步扩大。

⑧如发现有人中毒，应急救援人员必须佩戴空气呼吸器且 2 人以上进入现场危险区搜救，将患者转移空气新鲜处，保持呼吸道通畅，及时给氧、必要时进行人工呼吸或心脏按摩。

⑨如发生危险化学品皮肤污染，脱去污染的衣服，用流动清水冲洗，冲洗要及时、彻底、反复多次，头面部灼伤时，要注意咽、耳、鼻、口腔等部位的清洗。

⑩发生人员烧伤，用常压水冲洗降温，迅速将衣服脱去（衣服与皮肤粘连时，用剪刀将衣服剪去），用清洁布覆盖创伤面，避免伤口污染。不要随意将水泡弄破。患者口渴时，可适当饮淡盐水或含盐饮料。

现场处理后，拨打救护电话 8891（或送厂区医务室），医务人员赶到，视情况将受伤、中毒人员送往医院抢救。

16.2.3.2 现有工程三级防控分析

在《竣工验收环保监察报告》中说明，现有工程新建事故水池在厂区的东北方向，事故水池按照环评要求进行了建设，长×宽×高为 44×40×4.3m（包括中间隔断），容积为 7568m^3，有效容积 6000m^3，用于收集消防事故废水。并在成品油罐区（柴油、石脑油、液化气）和原料区（烧碱、盐酸、甲醇）都建有围堰。



事故水池


中间罐区


泡沫消防站

图 16.2-3　现有工程风险防范措施图片

16.2.3.3 现有环境风险事故监测系统

通过现场巡检和主控室监盘及可燃气、有害气体、火灾监测系统，对运行的压力容器、管道及现场可燃气、有害气体泄漏情况进行实时监控，随时掌握运行情况，发现问题，及时采取措施。设备管理部门对锅炉压力容器、安全附件等按规定定期检验，确保其处于安全状态。公司针对重大危险源和易燃易爆场所分别安装了视频监控装置、可燃气体检测仪、报警仪，火灾报警仪、自动喷淋系统和自动泡沫覆盖系统，对可燃气体、液体、煤粉等危险物质的泄漏、着火、爆炸形成有效的监控。

16.2.3.4 现有工程环境影响报告及环保竣工验收批复意见的执行情况

根据《内蒙古自治区环境保护厅关于内蒙古伊泰煤制油有限责任公司年产48万吨（一期16万吨/年）煤制油环评变更的批复》（内环审[2010]139号）中对现有工程的要求，说明现有工程涉及环境风险内容的落实情况，详见表16.2-3。

表16.2-3　现有工程环境影响报告关于环境风险部分审批意见落实情况

序号	批复意见	执行情况

序号	批复意见	执行情况
1	应严格按区域风险应急预案制定并落实本公司环境风险事故防范措施。	执行《内蒙古伊泰煤制油有限责任公司生产安全事故应急救援预案（2011年版）》
2	设置的工艺废水、初期雨水和消防水等收集设施及事故排放池确保足够的容量，杜绝事故污水排放。	各生产工段污水根据水质不同进行预处理后排入污水处理系统。生活以及化验污水、前期雨水等进调节池混合后进污水处理系统。《竣工验收环保监察报告》中说明一期消防事故水池容积为7568m^3，有效容积6000m^3
3	在危险化学品储存区和使用装置、罐区周围设置的围堰和事故井，应确保能够有效防止泄漏物料进入环境。	在油品罐区，均分别设置围堰，其有效容积为单个最大贮罐的容量，柴油灌区围堰面积设计为3000m^2，石脑油灌区围堰面积为2000m^2，高度设计1.2m。在灌区设有导液沟，使泄漏液体能顺利地流出罐区并自流入应急池内。

根据《内蒙古自治区环境保护厅关于内蒙古伊泰煤制油有限责任公司年产48万吨/年煤基合成油项目一期16万吨/年工程竣工环境保护验收的意见》（内环验[2010]102号），现有项目环境验收报告关于环境风险部分审批意见落实情况见表16.2-4。

表16.2-4　　现有工程环境验收报告关于环境风险部分审批意见落实情况

序号	验收意见	执行情况
1	进一步完善环境风险应急预案并报内蒙古环境保护厅备案。	《内蒙古伊泰煤制油有限责任公司生产安全事故应急救援预案（2011年版）》已报由鄂尔多斯市环境监测支队备案（备案编号1506002015001）
2	落实防控措施并加强演练	根据已经备案的《内蒙古伊泰煤制油有限责任公司生产安全事故应急救援预案（2011年版）》进行相关防控措施并进行演练。

具体现有装置风险防范措施的完善见第三章现有工程回顾性评价章节。

16.3 风险识别

风险识别范围包括生产过程所涉及的物质危险性识别和生产设施危险性风险识别。

物质危险性识别范围：主要原材料、辅助材料、燃料、中间产品、最终产品以及发生次生灾害产生的污染物等。

生产设施风险识别范围：主要生产装置、储运系统、公用工程系统及辅助生产设施等。

16.3.1 物质危险性识别

本项目属于大型煤化工项目，原料、辅助材料、中间产品及产品涉及的物料种类较多，按《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T 169-2004）对项目所涉及的有毒有害、易燃易爆物质进行危险性识别和综合评价。

⑴易燃、易爆物质

《危险化学品目录》（2015版）中的危险化学品包括氨、丙醇、丙酮、丙烷、丙烯、二氧化硫。根据《危险货物品名表》（GB12268-2012），甲烷、丙烷、乙烯、丙烯、液化石油气等属于易燃气体；一氧化碳、氨、硫化氢属于毒性气体，且具有易燃性，二氧化硫具有毒性及助燃性；甲醇、丙醇、戊醇、丙酮、轻质油等属于易燃液体；硫磺属于易燃固体；氰化氢属于毒害品；HCl、NaOH、次氯酸钠属于腐蚀性物质。根据《国家重点监管的危险化学品名录》，氨、液化石油气、硫化氢、石脑油、氢、氰化氢、二氧化硫、一氧化碳、甲醇、丙烯、甲烷、乙烷、乙烯为重点监管的危险化学品。本项目主要物料理化及燃爆特性一览表见表16.3-1。

⑵有毒、有害物质

据《职业性接触毒物危害程度分级》(GBZ 230-2010)，氨、硫化氢、一氧化碳属于Ⅱ级（高度危害）有毒物质，甲醇、盐酸属于Ⅲ级（中度危害）有毒物质。主要物料的毒理性质见表 16.3-2。

丙酮、盐酸、次氯酸钠、硫酸为《易制毒化学品管理条例》（2005 年）中易制毒的化学品。

氨、硫化氢、氰化氢和一氧化碳被列入《高毒物品名录》（2003 年版）。

一氧化碳、二氧化硫属于我国经选择的优先登记的有毒化学品，甲醇、氨属于我国潜在有毒化学品优先登记名单。

⑶事故伴生/次生危害物质

在发生火灾爆炸事故情况下，主要气态伴生/次生危害物质为烃类及其它易燃物质燃烧、不完全燃烧所产生的浓烟、CO、SO_2等有毒有害气体以及大量的碳氢化合物。主要液态伴生/次生危害物质为泄漏的有毒有害物料及火灾爆炸事故扑救中产生的消防废水。

⑷环境风险评价因素筛选

根据物质危险性分析及环境中毒性扩散对人体和环境的危害风险较大等原因，筛选出硫化氢、氨、一氧化碳、二氧化硫和甲醇作为环境风险评价因子，具体情况见表16.3-3。

表 16.3-1　　主要物料理化及燃爆特性一览表

序号	名称	物态	理化性质					燃爆特性				危险特性
			相对密度		沸点（℃）	饱和蒸汽压（kPa）	燃烧热（kJ/mol）	闪点（℃）	引燃温度（℃）	爆炸极限（vol%）	火灾危险分类	
			(空气=1)	(水=1)								
1	氢气	气	0.07	0.07/-252℃	-252.8	13.33	241	＜-50	400	4.1-74.1	甲	与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热或明火即爆炸。气体比空气轻，在室内使用和储存时，漏气上升滞留屋顶不易排出，遇火星会引起爆炸
2	一氧化碳	气	0.97	0.79	-191.4	-309	283.0	＜-50	610	12.5-75.6	乙	与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。一氧化碳在血中与血红蛋白结合而造成组织缺氧。
3	丙烯	气	1.48	0.5	-47.7	602.88	2049	-108	455	1.0~15	甲 A	易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物。遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。单纯窒息剂及轻度麻醉剂，人吸入丙烯可引起意识丧失，长期接触可引起头昏、乏力、全身不适、思维不集中
4	甲烷	气	0.6	0.42/-164℃	-161.5	53.32	890.31	-188	538	5.3-15.0	甲	易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险
5	甲醇	液	1.11	0.79	64.8	12.33	727	11	385	5.5-44.0	甲 B	高度易燃，蒸气与空气能形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。对中枢神经系统有麻醉作用；对视神经和视网膜有特殊选择作用，引起病变；可致代射性酸中毒
6	氨	液	0.6	0.82/-79℃	-33.5	506.62	/	/	651	15.7-27.4	乙 A	与空气能形成爆炸性混合物；对眼、呼吸道粘膜有强烈刺激和腐蚀作用。急性氨中毒引起眼和呼吸道刺激症状，支气管炎或支气管周围炎，肺炎，重度中毒者可发生中毒性肺水肿。可致眼和皮肤灼伤
7	硫化氢	气	1.19	/	-60.4	2026.5	/	<-50	260	4.3-45.5	甲	极易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热引起燃烧爆炸。强烈的神经毒物，对粘膜有强烈刺激作用
8	二氧化硫	气	2.26	1.43	-10	338.42	/	/	/	/	乙	有毒气体，若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险
9	二氧化碳	气	1.53	1.56/-79℃	-78.5/升华	1013.25	/	/	/	/	戊	在低浓度时，对呼吸中枢呈兴奋作用，高浓度时则产生抑制甚至麻痹作用
10	氧气	气	1.43	1.14/-183℃	-183.1	506.62	/	/	/	/	乙	氧化剂，助燃
11	氮气	气	0.97	0.81/-196℃	-195.6	1026.42	/	/	/	/	戊	空气中氮气含量过高，使吸入气氧分压下降，引起缺氧窒息
12	石脑油	液	/	0.789	120~200	/	/	-2	350	1.1~8.7	甲 B	蒸汽能与空气形成爆炸性混合物，蒸汽比空气重，能扩散到相当远，遇到火源会燃烧，并把火焰向相反方向引回

序号	名称	物态	理化性质					燃爆特性				危险特性
			相对密度		沸点（℃）	饱和蒸汽压（kPa）	燃烧热（kJ/mol）	闪点（℃）	引燃温度（℃）	爆炸极限（vol%）	火灾危险分类	
			(空气=1)	(水=1)								
13	硫磺	固	/	2.0	444.6	0.13	/	207	232	爆炸下限 2.3	乙	粉尘或蒸气与空气或氧化剂混合形成爆炸性混合物。因其能在肠内部分转化为硫化氢而被吸收，故大量口服可致硫化氢中毒。本品可引起眼结膜炎、皮肤湿疹
14	NaOH	液	/	2.12	1390	0.13	/		/	/	乙	本品不会燃烧，遇水和水蒸气大量放热，形成腐蚀性溶液，与酸发生中和反应并放热，具有强腐蚀性。
15	液化石油气	液	/	/	/	/	/	-74	426~537	5~33	甲 A	极易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源或明火有燃烧爆炸危险。主要侵犯中枢神经系统。急性液化气轻度中毒主要表现为头昏、头痛、咳嗽、食欲减退、乏力、失眠等；重者失去知觉、小便失禁、呼吸变浅变慢。
16	乙烷	气	1.05	0.45	-88.6	3850	-1558.3	-135	472	3~12.5	甲 A	易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险
17	乙烯	气	0.98	0.61	-104	4083.4	-1323.8	-135	450	2.7~36	甲 A	易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物。遇明火、高热或与氧化剂接触，有引起燃烧爆炸的危险
18	丙烷	气	1.6	0.58	-42.1	840	-2217.8	-104	450	2.1~9.5	甲 B	易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险
19	轻质油	液	/	0.85	282~338			38	257		乙 A	高度易燃，蒸汽与空气能形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。石脑油蒸气可引起眼及上呼吸道刺激症状，如浓度过高，几分钟即可引起呼吸困难、紫绀等缺氧症状
20	丙醇	液	2.1	0.8	97.1	2.0	-2021.3	15	371	2.1~13.5	甲 B	易燃，其蒸气与空气可形成爆炸性混合物。接触高浓度蒸气出现头痛、倦睡、共济失调以及眼、鼻、喉刺激症状。口服可致恶心、呕吐、腹痛、腹泻、倦睡、昏迷甚至死亡。长期皮肤接触可致皮肤干燥、皲裂。
21	戊醇	液	3.04	0.82	137.5	0.13	-3316.2	33	300	1.2~10.5	乙 A	其蒸气或雾对眼睛、皮肤、粘膜和上呼吸道有刺激作用。还可引起头痛、眩晕、呼吸困难、、恶心、呕吐、腹泻等；严重者有复视、耳聋、谵妄，有时出现高铁血红蛋白血症
22	丙酮	液	2.00	0.80	56.5	24	-1788.7	-18	465	2.2~13.0	甲 B	为对中枢神经系统的麻醉作用，对眼、鼻、喉有刺激性。长期接触该品出现眩晕、灼烧感、咽炎、支气管炎、乏力、易激动等。皮肤长期反复接触可致皮炎

序号	名称	物态	理化性质					燃爆特性				危险特性
			相对密度		沸点（℃）	饱和蒸汽压（kPa）	燃烧热（kJ/mol）	闪点（℃）	引燃温度（℃）	爆炸极限（vol%）	火灾危险分类	
			(空气=1)	(水=1)								
23	重醇	液		0.82607	72~112（注②）	12（注③）	24499（注④）	<28			甲 B	高度易燃，蒸气与空气能形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。对中枢神经系统有麻醉作用；对视神经和视网膜有特殊选择作用，引起病变；可致代射性酸中毒
24	轻醇	液	/	0.77704	68~74（注 1）	24（注 2）	23183（注 3）	<28			甲 B	高度易燃，蒸气与空气能形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。对中枢神经系统有麻醉作用；对视神经和视网膜有特殊选择作用，引起病变；可致代射性酸中毒
25	盐酸	液	1.26	1.20	108.6（20%）	30.66/21℃	/	/	/	/	/	/
26	次氯酸钠	液	/	1.21	40	/	/	/	/	/	乙	/
27	氰化氢	气	0.93	0.69	25.7	82.46	/	-17.8	538	5.6~40	甲	抑制呼吸酶，造成细胞内窒息

注：①表中数据来自《危险化学品安全技术全书》(化学工业出版社)；②火灾危险分类根据《石油化工企业设计防火规范》（GB50160-2008）。
②在 101KPa 下。
③在 40℃下。
④此轻醇、重醇的燃烧热值仅为某一典型组成下的典型值。

表 16.3-2　　主要物料的毒理性质一览表

序号	名称	健康危害	毒性			危害程度
			LC_{50} (ppm)	LD_{50} (mg/kg)	IDLH (ppm)	
1	氨	低浓度氨对粘膜有刺激作用，高浓度可造成组织溶解坏死。液氨或高浓度氨可致眼灼伤；液氨可致皮肤灼伤。	2000，4 小时，大鼠吸入	350，大鼠经口	300	II
2	硫化氢	强烈的神经毒物，对粘膜有强烈刺激作用。	406，大鼠吸入	/	100	II
3	一氧化碳	在血中与血红蛋白结合而造成组织缺氧。	1784，4 小时，大鼠吸入	/	1200	II
4	二氧化硫	对眼及呼吸道粘膜有强烈的刺激作用。大量吸入可引起肺水肿、喉水肿、声带痉挛而致窒息。	2520，1 小时，大鼠吸入	/	100	III
5	甲醇	对中枢神经系统有麻醉作用；对视神经和视网膜有特殊选择作用，引起病变；可致代谢性酸中毒。	82776，4 小时，大鼠吸入	5628，大鼠经口；15800，兔经皮	6000	III
6	氰化氢	抑制呼吸酶，造成细胞内窒息	0.24mg/L（48h），黑头呆鱼		50	I

注：①危害程度根据《职业性接触毒物危害程度分级》（GBZ230-2010），Ⅰ级为极度危害、Ⅱ级为高度危害、Ⅲ级为中度危害、Ⅳ级为轻度危害；
②IDLH 数据来自美国国家职业安全卫生研究所网站
http://www.cdc.gov/niosh/idlh/intridl4.html
③氰化氢量极小，不考虑作为评价因子。

表16.3-3　　评价因子筛选一览表

	毒物分级	物质名称	筛选物质	筛选原因
有毒物质	II	CO、H_2S、NH_3	CO、H_2S、甲醇	毒性大、量大
	III	甲醇、SO_2		
恶臭物质	II	H_2S、NH_3	NH_3、H_2S	恶臭
二次污染物质	II	柴油	CO、SO_2	二次污染

16.3.2 生产设施危险性识别

16.3.2.1 生产装置风险识别

⑴风险识别

① 气化装置

根据《国家安全监管总局关于公布第二批重点监管危险化工工艺目录和调整首批重点监管危险化工工艺中部分典型工艺的通知》（安监总管三[2013]3 号）中

《第二批重点监管危险化工工艺目录》，煤气化装置煤气化工艺为第二批重点监管的新型煤化工工艺。煤气化工艺的危险性如下：

a. 反应介质涉及一氧化碳、氢气、甲烷等易燃气体，具有燃爆危险性；

b. 反应过程多为高温、高压过程，易发生工艺介质泄漏，引发火灾、爆炸和一氧化碳中毒事故；

c. 反应过程可能形成爆炸性混合气体；

d. 多数煤化工新工艺反应速度快，放热量大，易造成反应失控。

②净化装置

根据《国家安全监管总局关于公布第二批重点监管危险化工工艺目录和调整首批重点监管危险化工工艺中部分典型工艺的通知》（安监总管三[2013]3 号）中《调整的首批重点监管危险化工工艺中的部分典型工艺》，克劳斯法气体脱硫属于“氧化工艺”的典型工艺。

工艺特性如下：

a. 反应原料及产品具有燃爆危险性；

b. 反应气相组成容易达到爆炸极限，具有闪爆危险。

③油品合成

根据《国家安全监管总局关于公布第二批重点监管危险化工工艺目录和调整首批重点监管危险化工工艺中部分典型工艺的通知》（安监总管三〔2013〕3 号）中《第二批重点监管危险化工工艺目录》，油品合成装置费托合成油工艺为第二批重点监管的危险化工工艺。费托合成危险工艺的危险性如下：

a. 反应介质涉及一氧化碳、氢气、甲烷、乙烯、丙烯等易燃气体，具有燃爆危险性；

b. 反应过程多为高温、高压过程，易发生工艺介质泄漏，引发火灾、爆炸和一氧化碳中毒事故；

c. 反应过程可能形成爆炸性混合气体；

d. 多数煤化工新工艺反应速度快，放热量大，易造成反应失控。

④油品加工

根据《国家安全监管总局关于公布首批重点监管的危险化工工艺目录的通知》（安监总管三[2009]116 号），油品加工装置的加氢精制及加氢裂化为首批重

点监管的危险化工工艺。加氢工艺为放热反应，主要工艺危险性包括：

a. 反应物料具有燃爆危险性，氢气的爆炸极限为 4%~75%，具有高燃爆危险特性。

b. 加氢为强烈的放热反应，氢气在高温高压下与钢材接触，钢材内的碳分子易与氢气发生反应生成碳氢化合物，使钢制设备强度降低，发生氢脆。

c. 加氢反应尾气中有未完全反应的氢气和其他杂质在排放时易引发着火或爆炸。

裂化工艺为高温吸热反应，主要工艺危险性包括：

a. 在高温（高压）下进行反应，装置内的物料温度一般超过其自燃点，若漏出会立即引起火灾。

b. 炉管内壁结焦会使流体阻力增加，影响传热，当焦层达到一定厚度时，因炉管壁温度过高，而不能继续运行下去，必须进行清焦，否则会烧穿炉管，裂解气外泄，引起裂解炉爆炸。

c. 如果燃料系统大幅度波动，燃料气压力过低，则可能造成裂解炉烧嘴回火，使烧嘴烧坏，甚至会引起爆炸。

从本项目物料的火灾爆炸危险性和毒性物料分析，主要危险物料既存在发生火灾爆炸事故的可能，又可能发生有毒物料泄漏造成人员中毒伤亡的灾难性事故。由于生产过程具有高温、高压特点，对设备及相应管道的承压、密封和耐腐蚀的要求都很高，并且大部分装置均为甲类生产装置，一旦发生火灾爆炸事故，在发生事故地点较近的范围内将受到严重的影响和破坏，同时存在人员伤亡的可能性。当发生有毒物料泄漏事故时，有毒物料将在大气中扩散，周围的人员有发生中毒、死亡的可能性。同时，煤粉在空气中达到一定浓度，在外界高温、碰撞、摩擦、振动、明火、电火花的作用下会引起爆炸，爆炸后产生的气浪会使沉积的粉尘飞扬，造成二次爆炸事故。

生产装置系统危险源分布、重大危险源辨识情况列于表16.3-4。

表 16.3-4 生产装置主要危险有害部位及风险类型

序号	装置名称	主要危险有害部位	数量（台）	温度（℃）	压力（MPa）	主要危险介质	火灾危险类别	风险类型			可能造成的危害
								火灾	爆炸	毒物扩散	
1	空分装置	空气过滤器	5	/	/	原料空气	/	/	/	/	/
		空气增压机	5	/	/	净化后的空气	/	/	/	/	/
		分子筛吸附器	10	250	0.7	原料空气	/	/	/	/	/
		压力塔	5	-200	0.7	净化后的空气，N_2、富氧液空	/	/	√	/	/
		过冷器	5	/	/	富氧液空、N_2	/	/	√	/	/
		低压塔	5	-200	0.15	精馏过的富氧液空、污氮、纯液氧	/	/	/	/	/
2	气化装置	煤粉仓	10	180	-0.0015/0.008	煤粉	丙	√	√		消防水携带物料进入土壤和地下水；火灾爆炸事故产生伴生二次污染
		煤粉锁斗	24	150	6.2	煤粉、高压 CO_2	丙	√	√		消防水携带物料进入土壤和地下水；火灾爆炸事故产生伴生二次污染
		气化炉	11	270	4.5	煤浆、氧气、粗合成气（H_2、CO、CO_2 及水蒸汽等）、液态熔渣	甲	√	√	√	污染物进入环境空气，消防水携带物料进入土壤和地下水；火灾爆炸事故产生伴生二次污染

序号	装置名称	主要危险有害部位	数量（台）	温度（℃）	压力（MPa）	主要危险介质	火灾危险类别	风险类型			可能造成的危害
								火灾	爆炸	毒物扩散	
		水洗塔	1	206.3	4.1	粗合成气	甲	√	√	√	污染物进入环境空气，消防水携带物料进入土壤和地下水；火灾爆炸事故产生伴生二次污染
		合成气洗涤塔	10	250	5.1	粗煤气、合成气	甲	√	√	√	污染物进入环境空气，消防水携带物料进入土壤和地下水；火灾爆炸事故产生伴生二次污染
3	净化装置	一氧化碳变换单元等温变换炉	4	240~300	4.4	CO、H_2	甲	√	√	√	污染物进入环境空气，消防水携带物料进入土壤和地下水；火灾爆炸事故产生伴生二次污染
		低温甲醇洗单元甲醇/水分离塔	2	-20~180	-0.1/0.6	甲醇	甲	√	√	√	污染物进入环境空气，消防水携带物料进入土壤和地下水；火灾爆炸事故产生伴生二次污染
		丙烯制冷单元丙烯压缩机	2	出口：89	出口：1.7	丙烯	甲	√	√	/	消防水携带物料进入土壤和地下水；火灾爆炸事故产生伴生二次污染
		硫回收单元一级/二级冷凝器	共 4	150/160	0.5MPa	硫、H_2S、SO_2	甲	√	√	√	污染物进入环境空气，消防水携带物料进入土壤和地下水；火灾爆炸事故产生伴生二次污染

序号	装置名称	主要危险有害部位	数量（台）	温度（℃）	压力（MPa）	主要危险介质	火灾危险类别	风险类型			可能造成的危害
								火灾	爆炸	毒物扩散	
4	油品合成装置	费托合成反应器	4	/	/	合成气/蜡油	甲	√	√	/	消防水携带物料进入土壤和地下水；火灾爆炸事故产生伴生二次污染
		还原反应器	2	280	4.4	还原净化气、还原循环气	丙	√	√	/	消防水携带物料进入土壤和地下水；火灾爆炸事故产生伴生二次污染
		加压再生塔	1	/	/	CO_2、热钾碱溶液	/	/	/	/	/
5	油品加工装置	加氢精制反应器	1	365	8	石脑油、柴油、H_2、H_2S	甲	√	√	√	污染物进入环境空气，消防水携带物料进入土壤和地下水；火灾爆炸事故产生伴生二次污染
		加氢裂化反应器	1	390/400	8.0/7.25	氢气、柴油、液化气、石脑油	甲	√	√	/	消防水携带物料进入土壤和地下水；火灾爆炸事故产生伴生二次污染
		降凝反应器	1	38./390	7.65/7.05	柴油	甲	√	√	/	消防水携带物料进入土壤和地下水；火灾爆炸事故产生伴生二次污染
		醇分离塔	1	103/116	0.07/0.13	混醇	甲	√	√	√	污染物进入环境空气，消防水携带物料进入土壤和地下水；火灾爆炸事故产生伴生二次污染

序号	装置名称	主要危险有害部位	数量（台）	温度（℃）	压力（MPa）	主要危险介质	火灾危险类别	风险类型			可能造成的危害
								火灾	爆炸	毒物扩散	
6	尾气处理装置	膜分离器	1	/	/	H_2	甲	/	√	/	消防水携带物料进入土壤和地下水；火灾爆炸事故产生伴生二次污染
		液化换热器	/	/	/	CO	甲	√	√	√	污染物进入环境空气，消防水携带物料进入土壤和地下水；火灾爆炸事故产生伴生二次污染
		脱氢塔	1	-162	0.15	LNG	甲	√	√	/	消防水携带物料进入土壤和地下水；火灾爆炸事故产生伴生二次污染

⑵生产系统危险性分析

① 生产工艺具有高温和高压的特点，某些介质具有强烈的腐蚀性，有很强的化学灼伤和毒害作用，会降低设备寿命并诱发风险事故。当设备壁厚减薄、变脆，若检修不及时，受压容器及设备经常会因承受不了设计压力而发生泄漏、爆炸，造成火灾和中毒事故的发生。

② 由于本项目规模大，各生产装置具有高度自动化、密闭化、连续化的特点，流程中贮存，使用和输送物料量大，因而对岗位操作人员的素质要求高，要求严格，既要熟练地进行操作，不允许操作失误，又要对本岗位的各种仪表、设备等进行常规的巡回检查，以便发现生产过程中的异常问题，并及时处理。

③ 误操作和对仪表、设备巡回检查的不认真等都可能造成风险事故的发生。此外，由于操作人员责任心不强，违反操作规程，容易发生跑料事故，造成人员发生中毒和环境污染事故，跑料事故在煤化工企业是比较常见的事故，严重能导致火灾、爆炸恶性事故的发生。

④ 本项目设置各种反应器、塔类、压缩机、风机、换热器输送泵以及储存原料、中间产品和产品的储罐等多种类型化工设备，在运行中需要经常进行维护保养，否则也容易引起不正常运行，会导致生产事故和引发严重风险事故。根据对危险设备的危险性识别，厂内的生产设备涉及到较多的易燃易爆物质，整体危险性较高，且随着园区的发展，厂区附近可能布局其他企业，因此必须对火灾爆炸、有毒物质泄漏事故做定量预测。根据生产装置分系统危险单元主要设施危险性及重大危险源辨识一览表中装置物质和工艺条件对比，对危险装置进行筛选，筛选结果见表16.3-5。

表16.3-5　　本项目生产系统危险装置筛选结果一览表

被筛选装置	筛选结果	筛选理由
空分装置、气化装置 净化装置、油品合成装置 尾气制氢装置、油品加工装置	气化装置、净化装置、油品合成装置、油品加工装置	Σqi/Qi数值＞1，见表16.3-12；，且都为危险化工工艺，具体分析见16.3.2.1⑴风险识别部分

16.3.2.2 储运系统风险识别

⑴储罐风险识别

液体物料储存分为化学品罐区、中间罐区、成品罐区和液氨储罐区，分别用来用于接收和储存化学原料、中间产品、最终产品及液氨。储罐基本情况见表16.3-6。

表16.3-6 储运罐区基本情况一览表

装置名称	物质名称	储罐类型	工艺参数		装填系数	密度t/m^3	单罐容积m^3	个数	单罐存储量t
			温度℃	压力MPa					
化学品罐区	丙烯	球罐	50	1.56	0.9	0.5	1000	1	500
中间罐区	轻质油	低压罐	40	0.08	0.9	0.7	600	4	378
	轻污油	固定顶罐	40	常压	0.9	0.7	1000	1	630
	重质油	固定顶罐	60	常压	0.9	0.75	1000	4	675
	降凝原料	固定顶罐	60	常压	0.9	0.75	1000	4	675
	重污油	固定顶罐	60	常压	0.9	0.8	1000	1	720
	重柴油	固定顶罐	60	常压	0.9	0.76	500	3	342
	合格蜡	固定顶罐	180	常压	0.9	0.73	1000	1	657
		固定顶罐	180	常压	0.9	0.73	3000	4	1971
	裂化尾油	固定顶罐	180	常压	0.9	0.73	1000	1	657
		固定顶罐	180	常压	0.9	0.73	3000	4	1971
	污蜡	固定顶罐	180	常压	0.9	0.66	3000	2	1782
	合成水	固定顶罐	40	常压	0.9	0.98	2000	6	1764
	合成水切油罐	卧式罐	40	常压	0.9	0.7	50	1	31.5
成品罐区	柴油	内浮顶	50	常压	0.9	0.740	50000	4	33300
	石脑油	内浮顶	40	常压	0.9	0.670	20000	4	12060
	LPG	球罐	40	0.8	0.9	0.517	3000	12	1396
	重醇	内浮顶	40	常压	0.9	0.826	1000	2	743
	轻醇	内浮顶	40	常压	0.9	0.777	2000	2	1399
	甲醇	内浮顶	40	常压	0.9	0.794	4000	2	2858

从表中可以看出，本项目储罐存储量大，且储存的介质多为易燃易爆物质，一旦发生事故后果严重，危害巨大。在生产运行中存在着由于静电积聚、设备失修、管道接口/阀门/机泵等泄漏、误操作和明火引起火灾爆炸事故的可能性以及由于设备故障、失效等造成有毒物料泄漏的可能性，从而引发环境事故。

⑵ 储运系统危险性分析

本项目储运过程存在的危险因素较多，主要风险特征及风险因素分析见表16.3-7，储运系统危险储罐筛选结果见表16.3-8。

表16.3-7　　本项目储运过程主要风险特征

设施名称	重要部位和薄弱环节	风险因素分析	
		可能发生事故	潜在危害
储罐	1.储罐和连接的管线及阀门 2.球罐管件和开口部位 3.储罐安全阀等阀门 4.储罐接地线、避雷针等	1.壳件出口部位断裂 2.阀破损 3.接地不良、静电火花	有毒物质外泄 火灾、爆炸

表16.3-8　　本项目储运系统危险储罐筛选结果一览表

储罐中物质	筛选结果	筛选理由
柴油、石脑油、LNG、LPG、混醇、轻质油、轻污油、稳定重质油、重污油、重柴油、稳定蜡、合格蜡、合成水、甲醇、丙烯、	柴油储罐、甲醇储罐	①柴油罐储存量大，发生火灾爆炸事故对周围环境的二次污染严重； ②甲醇相对毒性较大，且容易因火灾引发二次污染

⑶运输风险识别

本项目产品出厂方式为铁路和公路运输。铁路运力按照 LPG、石脑油、柴油全年产量的 100%进行考虑，公路运力按照石脑油和柴油全年产量的 20%考虑，LPG 的 39%考虑，轻醇、重醇全年产量的 100%采用公路运输。

危险化学品在公路运输过程中，由于设备缺陷、撞击、挤压等原因，盛装易燃、易爆危险品的容器及相关辅助设施有可能被击穿或破裂、损坏导致泄漏，进而导致火灾、爆炸等重大事故发生。另外，危险化学品公路运输车辆有时必须通过人口聚集的区域，从而对沿途的居民、行人、其他车辆及设施等构成潜在的巨大威胁，一旦发生事故将会造成较大范围的人员伤亡和财产损失。

由交通事故引发的环境污染属于突发环境污染事故，其没有固定的排放方式和排放途径，事故发生的时间、地点、环境具有很大的不确定性，发生突然，在瞬时或短时间内大量的排出污染物质，易对环境造成污染。

16.3.2.3 公用工程及辅助设施风险识别

锅炉烟气采用 SCR 脱硝工艺，拟采用液氨作为还原剂并采用氨法脱硫。氨供应系统由于管道、阀门的意外破损、爆裂将导致氨气大量泄漏，若未采取安全措施，容易引起火灾、爆炸和中毒事故的发生。液氨的危险性表现在两个方面，一是易引起火灾爆炸事故，即储罐破裂泄漏，遇火源发生的火灾爆炸；二是中毒事故，若泄漏后的液氨迅速蒸发为氨气，未遇火源，高浓度氨气漂浮在空气中，人在短时间内吸入高浓度氨气，可引起急性中毒，同时随着氨气的扩散，污染环境，危害人的身体健康。

火炬作为重要的安全与环保设施之一，用于处理生产装置和辅助设施在正常生产、事故、开停车及紧急状况下排放的可燃性气体，以保护设备和人身安全。一旦发生外部空气通过火炬头末端的敞口、管道和管件上的不严密处漏入火炬系统中，或系统中没有余压使空气吸入，或生产装置中含有助燃气体的介质排放入火炬系统，或火炬系统管线发生堵塞，均可能造成火炬系统爆炸。火炬系统燃烧时产生的辐射热会导致处于火炬影响区域内的设备、管道表面温度升高，人员亦会受到热辐射伤害。当排放的可燃气体或蒸气在火炬中燃烧时，若火炬管或火炬喷头设计不当，或喷出的气体流速控制不当，会发生回火，或使火焰脱离火炬产生飞火。液体从火炬带出会下“火雨”，而存在火灾危险。

公用工程和辅助生产设施主要危险有害部位及风险类型见表16.3-9。

表 16.3-9　公用工程和辅助生产设施主要危险有害部位及风险类型

序号	装置名称	主要危险介质	火灾危险类别	风险类型			可能造成的危害
				火灾	爆炸	毒物扩散	
1	热电装置	氨水、二氧化硫、氮氧化物	乙	/	/	√	消防水携带物料进入土壤和地下水
2	焚烧装置	沼气储柜1000m³（50%甲烷，40%二氧化碳、7.96%氮、2%氨、0.04%硫化氢）、氢氧化钠	甲	√	√	√	污染物进入环境空气，消防水携带物料进入土壤和地下水；火灾爆炸事故产生伴生二次污染

表16.3-10　本项目公用工程及辅助生产设施危险装置筛选结果一览表

被筛选装置	筛选结果	筛选理由
热电装置、焚烧装置	热电装置	Σqi/Qi数值＞1，见表16.3-12

16.3.2.4 管线风险识别

本项目厂外管线仅包括伊泰煤制油公司现有16万吨/年煤制油示范项目的酸性气管线到本项目硫回收装置的管线，此外无其他厂外管线。厂外酸性气管线参数见表16.3-11。

表16.3-11　厂外酸性气管线参数一览表

管道起止点		物料	操作条件		设计条件		管径DN mm
起	止		温度℃	压力 MPaG	温度℃	压力 MPaG	
一期甲醇洗	硫回收装置	酸性气	25	0.2	120	0.4	150

其他厂内管线主要为与装置或与储罐相连接的管道。厂内管线的风险分析具体见各生产装置及罐区部分。

16.3.3 重大危险源辨识

根据《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2009），危险化学品重大危险源是指长期地或临时地生产、加工、使用或储存危险化学品，且危险化学品的数量等于或超过临界量的单元。单元是指一个（套）生产装置、设施或场所，或同属于一个生产经营单位的且边缘距离小于500m的几个（套）生产装置、设施或场所。

标准中根据危险化学品的危险特性和数量，给出危险化学品的名称及其临界量。重大危险源的辨识指标有两种情况：

①单元内存在的危险化学品为单一品种，则该危险化学品的数量即为单元内危险化学品的总量，若等于或超过相应的临界量，则定为重大危险源。

②单元内存在的危险化学品为多品种时，则按下式计算，若满足下式，则定为重大危险源。

$$q_1/Q_1+ q_2/Q_2……+ q_n/Q_n≥1$$

式中：$q_1.q_2…$，q_n 为每种危险化学品实际存在量，t；

$Q_1. Q_2…Q_n$ 为与各危险化学品相对应的临界量，t。

根据标准中“单元”的定义，并结合项目工艺流程、总图运输布置情况，将生产装置区和储罐区划分为两个单元进行辨识，具体辨识情况见表 16.3-12。

重大危险源分布情况见图16.3-1。

表16.3-12 生产系统重大危险源辨识子系统危险性一览表

序号	单元划分	单元名称	危险化学品名称	临界量 Q(t)	最大在线量 q（t）	危险指数（q/Q）	$q_1/Q_1+q_2/Q_2+\ldots\ldots+q_n/Q_n$	
1	生产装置	气化装置	煤气	20	49.5	2.475	2.5＞1	＞1
			CO	10	0.13	0.013		
			硫化氢	5	0.054	0.0108		
		净化装置	煤气	20	780.13	39	110.5＞1	
			丙烯	10	400	40.0		
			乙烷	10	0.008	0.0008		
			甲醇	500	10608	21.216		
			硫化氢	5	6.323	1.2646		
			氨	10	0.0005	0.0001		
			硫磺	200	1800	9.0		
		油品合成装置	H_2	5	17.65	3.53	8.033＞1	
			CO	10	29.69	2.969		
			CH_4	50	4.69	0.0938		
			C_2H_6	10	4.83	0.483		
			C_3H_6	10	5.03	0.503		
			C_4H_8	10	4.06	0.406		
			轻质油	1000	48.14	0.0481		
		油品加工装置	H_2	5	3.653	0.731	1.58＞1	
			CO	10	0.043	0.004		
			CH_4	50	1.0596	0.021		
			C_2H_6	10	0.4198	0.042		

序号	单元划分	单元名称	危险化学品名称	临界量 Q(t)	最大在线量 q（t）	危险指数（q/Q）	$q_1/Q_1+q_2/Q_2+\ldots\ldots+q_n/Q_n$	
			C_3H_8	10	2.1534	0.215		
			C_4H_{10}	10	1.1934	0.119		
			石脑油	1000	104.37	0.104		
			甲醇	500	9.44	0.019		
			丙醇	1000	9.152	0.009		
			戊醇	5000	2.252	0.0005		
			LPG	50	15.7	0.314		
		尾气处理装置	H_2	5	0.2	0.04		
			CO	10	0.4	0.04		
			CH_4	50	0.25	0.005		
			C_2H_6	10	0.1	0.01	0.115＜1	
			C_3H_6	10	0.1	0.01		
			LPG	10	0.1	0.01		
			石脑油	1000	0.1	0.0001		
2	罐区	化学储罐	丙烯	10	500	50	50＞1	＞1
		中间产品储罐	轻质油	5000	378	0.0756	2.45＞1	
			轻污油	5000	630	0.126		
			重质油	5000	675	0.135		
			降凝原料	5000	675	0.135		
			重污油	5000	720	0.144		
			重柴油	5000	342	0.0684		
			合格蜡	5000	657	0.1314		
			稳定重质油	5000	1971	0.3942		

序号	单元划分	单元名称	危险化学品名称	临界量 Q(t)	最大在线量 q（t）	危险指数（q/Q）	$q_1/Q_1+q_2/Q_2+\ldots\ldots+q_n/Q_n$	
			裂化尾油	5000	657	0.1314		
			重柴油	5000	1971	0.3942		
			污蜡	5000	1782	0.3564		
			合成水	5000	1764	0.3528		
			合成水切油罐	5000	31.5	0.0063		
		成品罐区	柴油	10	33300	3330	3428.22＞1	
			石脑油	200	12060	60.3		
			LPG	50	1396	27.92		
			重醇	500	743	1.486		
			轻醇	500	1399	2.798		
			甲醇	500	2858	5.716		
3	公用工程及辅助设施	热电装置液氨储罐	液氨	10	150	15	15＞1	＞1
		焚烧装置	SO_2	20	<0.004	0.0002	0.00025＜1	
			HCl＜1	20	＜0.001	0.00005		

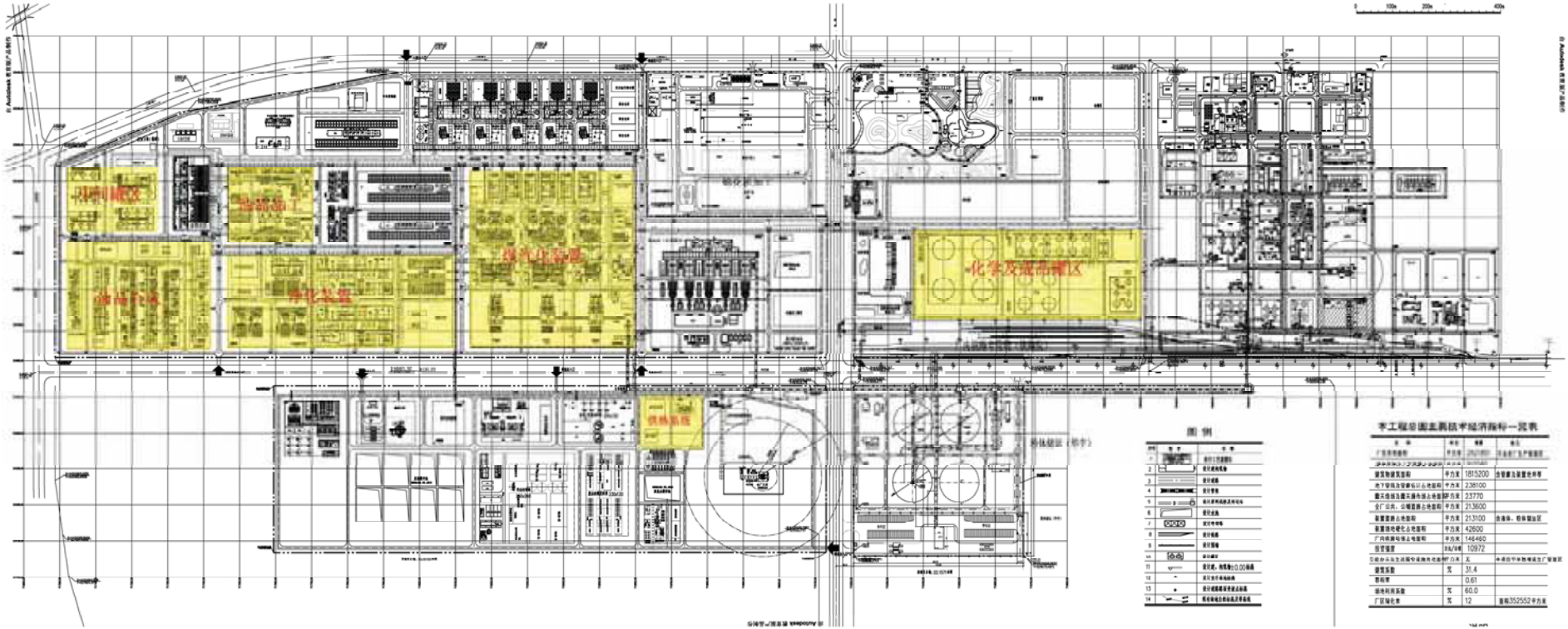


图16.3-1　危险化学品重大危险源分布图

16.3.4 事故分析

16.3.4.1 事故影响环境的途径

⑴火灾

发生火灾时，燃烧火焰的温度高，火势蔓延迅速，并放出大量的辐射热，对火源周围的人员、设备、建构筑物成极大的威胁。

易燃物质燃烧放出大量辐射热的同时，还散发出大量的浓烟。它是由燃烧物质释放出的高温蒸气和毒气、被分解和凝聚的未燃物质和被火焰加热而带入上升气流中的大量空气等三种物质的混合物。它不但含有大量的热量，而且还含有蒸气、有毒气体和弥散的固体微粒，对火场周围人员的生命安全和周围的大气环境质量造成污染和破坏。

⑵爆炸

爆炸和燃烧本质上都是可燃物质在空气中的氧化反应，爆炸与燃烧的区别在于氧化速度的不同。决定氧化速度的因素是在点火前可燃物与助燃物是否按一定比例均匀混合。由于燃烧速度快，热量来不及散失，温度急剧上升，气体因高热而急剧膨胀就成为爆炸。爆炸对周围环境造成的破坏主要有爆炸震荡、冲击波、造成新火灾等。

⑶有毒物质泄漏

本项目涉及的有毒物质中，氨、硫化氢属于恶臭污染物，一旦释放到大气中会引起人们不愉快及损坏生活环境。氨、硫化氢、一氧化碳属于高度危害物质，甲醇、二氧化硫、硫酸属于中度危害物质。有毒物质一旦泄漏会进入环境空气，造成环境污染。另外，消防水携带物料进入土壤和地下水，会污染土壤和地下水。有毒有害物质扩散途径见表 16.3-13。

表16.3-13　　有毒有害物质扩散途径一览表

风险事故类型	事故原因	扩散途径
有毒有害液体泄漏	设备腐蚀泄漏、材质缺陷物料泄漏	物料进入土壤和地下水，挥发进入环境空气
有毒有害气体泄漏	设备腐蚀泄漏、材质缺陷物料泄漏	进入环境空气
火灾、爆炸	操作失误、设备腐蚀泄漏、材质缺陷物料泄漏、遇火源发生火	进入环境空气，消防水携带物料进入土壤和地下水；火灾爆炸事故产

风险事故类型	事故原因	扩散途径
	灾、爆炸	生伴生二次污染

本项目潜在环境风险事故发生时，产生的有毒有害物质扩散途径详见表16.3-10。拟建项目毒害物质扩散途径主要有以下几个方面：

大气扩散：有毒有害物质泄漏后直接进入大气环境或挥发进入大气环境，或者易燃易爆物质泄漏发生火灾爆炸事故时伴生污染物进行大气环境，通过大气扩散对项目周围环境造成危害。

水环境扩散：拟建项目易燃易爆物质发生火灾事故时产生的消防废水或者泄漏的液态烃未能得到有效收集而进入清净下水系统或雨排系统，通过排水系统排放入外界水体，对外界水环境造成影响。

土壤扩散：拟建项目液态危险物质泄漏后聚积地面，通过地面渗透进入土壤/地下含水层，对土壤环境/地下水环境造成风险事故。

本项目发生事故时可能影响环境的途径见图 16.3-2。

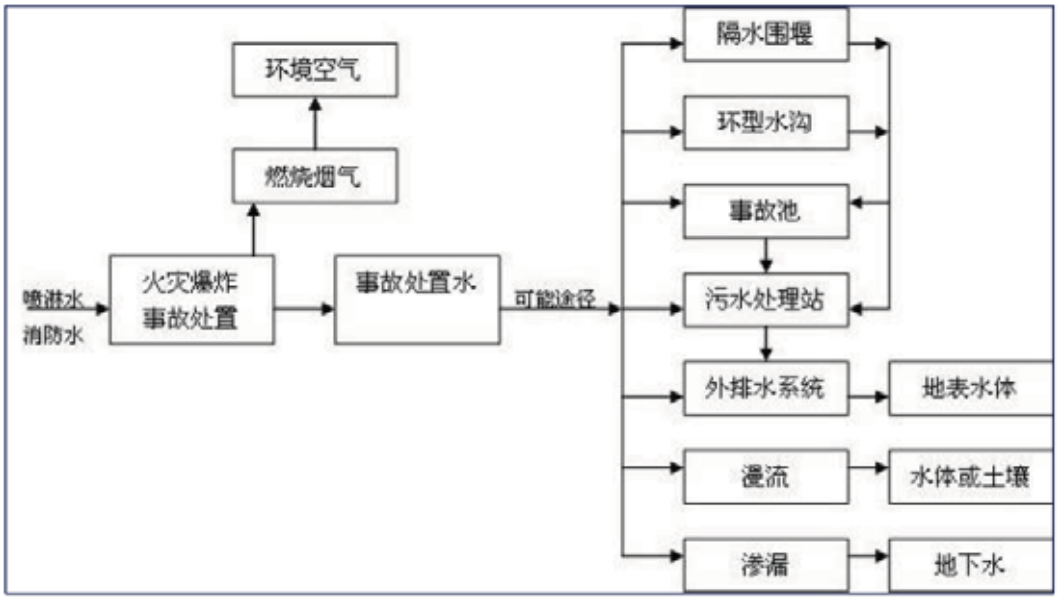


图 16.3-2　事故影响环境途径图

16.3.4.2 事故的伴生/次生污染与继发事故

火灾和爆炸事故存在引起继发事故和次生灾害的可能性。由原发事故引发的继发事故可能有几种情况：

⑴火灾爆炸引起其它装置或设施破坏

火灾爆炸情况下，爆炸后产生的大量碎片，会导致爆炸区域周围一定范围

内生产设施的破坏，引起其中的物料泄漏。如果该物料为易燃物料，则该物料由于事故源的燃烧产生的热辐射、爆炸的余热或飞溅火种会引发新的火灾。

⑵火灾产生的浓烟及有毒气体扩散

油品燃烧在放出大量辐射热的同时，还散发出大量的浓烟、CO 和 SO_2 等有毒有害气体，对火场周围人员的生命安全和周围的大气环境质量造成污染和破坏。

⑶液体物料泄漏或消防废水进入水体

工艺装置或储存设施发生泄漏后，在未被引燃发生火灾爆炸的情况下，液体物料如不能被妥善控制会存在通过污水系统排放至外环境的可能性。

而在火灾爆炸事故的扑救中，会产生的大量的消防废水，其中可能含有大量的油品、物料和使用的化学药剂，并可能含有毒有害物料。如果该废水经雨水排放系统排放至外环境，可能造成环境污染。

16.3.5 环境保护目标

通过实地调查，风险评价范围内村庄均在大路镇，大路镇下辖行政村和社区，各行政村又分为众多公社。主要保护环境目标见表 16.3-14 及表 16.3-15。风险评价范围及敏感点分布见第一章。

表 16.3-14　　环境风险主要保护目标

行政村	公社	与厂区相对方位	与厂区距离（km）	户数	人数
尔圪气村	前沟	NW	4.1	76	198
	阳坡	NW	4.5	67	148
	腮不拉	W	3.5	89	196
大沟村	张家圪楞村	NW	2.9	95	220
	特拉不拉	N	2.6	90	210
	伊泰家园	NE	3.4	434	868
小摊村	苗家滩	N	4.1	64	210
何家塔村	刀尔计圪洞村	SW	2.7	61	132
	庙圪驼村	SW	4.0	65	204
	阿日布拉格村西社	SW	2.7	58	194
	蒙什兔	SE	4.5	10	21
	公兔	SE	4.5	20	49
工业园区管委会	/	NE	4.4	/	360

表 16.3-15　　地表水主要保护目标

地表水体	与厂区相对方位	与厂区距离（km）
大南沟	NE	4.5

16.4 国内外风险事故调查

16.4.1 国内重大事故统计及原因调查

⑴国内事故统计

针对国内石油化工厂发生的49起重大事故，事故原因、频率分析见表16.4-1。

表16.4-1　　国内石油化工厂事故原因、频率分析

序号	事故原因	事故起数	事故频率%
1	违章操作、误操作	23	46.9
2	设备缺陷、故障	12	24.5
3	安全设施不全	5	10.2
4	阀门法兰泄漏	3	6.1
5	仪表电气故障	2	4.1
6	管道破裂泄漏	2	4.1
7	静电	2	4.1

⑵国内事故原因调查

根据上述国内外石油化工厂事故统计数据，分析如下：

①石油化工厂由于原料、产品等均为易燃易爆物质，工艺复杂、设备庞大，又是在高温高压下操作，一旦泄漏扩散易发生事故，且事故损失巨大，所以预防事故的发生，保证安全生产极为重要。

②国外石化厂设备故障引发的事故占23.5%，管道泄漏引发的事故占20.6%，阀门法兰泄漏引发的事故占14.7%，共58.8%；国内石化厂管道破裂泄漏占4.1%，阀门法兰泄漏占6.1%，设备故障、缺陷占24.5%，共计34.7%，明显少于国外。

国外事故统计中没有违章操作这一项，误操作占17.6%，国内误操作、违章操作共占46.9%，如此大的比例差距，除国内操作人员的责任心不强，违章操作确有发生外，国内外在事故统计方法上也不同。

③国内违章操作、误操作占46.9%，既有人的责任心不强或操作失误的原因，也有发生事故的潜在原因。国内石油化工厂发生的许多事故都是由多种因素造成的，用系统安全工程方法去分析，就要从设计源头抓起，从建设的施工质量是否埋下了隐患、工艺是否成熟、工艺操作条件和操作规程制定是否合理、设备选型

和制造有无缺陷、自保联锁和安全设施是否齐全好用，以及人的责任心和操作技能能否胜任等方面综合分析，找出原因，制定或完善整改措施，预防事故再次发生。如果不从事故链上找出各个环节可能存在的隐患和问题，只侧重于追查最后导致事故发生的责任，不利于从根本上杜绝事故的发生。

16.4.2 国外重大事故统计及原因调查

美国 J&Marsh&Mclennan 咨询公司编辑的《世界石油化工行业近 30 年来发生的 100 例重大财产损失事故汇编（18 版）》，共收录了 100 例重大火灾爆炸事故，其分布情况如图 16.4-1。其中，石油化工厂占 34 例，可见石油化工厂发生重大事故的频率是很高的。世界最大的 10 例财产损失事故见表 16.4-2。这 10 起事故都为蒸气云爆炸，财产损失均过亿美元，其中石油化工厂占 3 起。34 例石油化工厂重大事故的发生原因、频率见表 16.4-3。

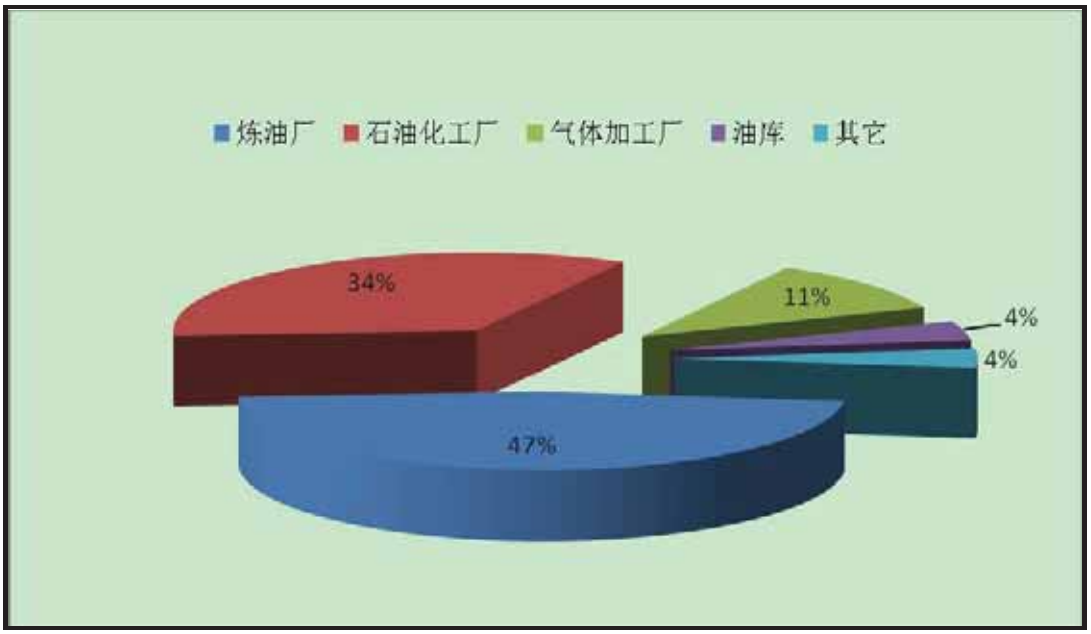


图 16.4-1　100 例重大灾害事故分布情况

16.4-2　　1968-1977 年世界石油化工行业最大的 10 例财产损失事故

日期	国家	工厂类型	事故类型	损失价值（百万，以美元计）
88-10-23	美国（得克萨斯州）	石油化工厂	蒸气云爆炸	812
88-05-05	美国（路易斯安娜州）	炼油化工厂	蒸气云爆炸	314
92-11-09	法国	炼油化工厂	蒸气云爆炸	297
97-12-25	印度尼西亚	液化气厂	蒸气云爆炸	275
87-11-14	美国（得克萨斯州）	石油化工厂	蒸气云爆炸	274

日期	国家	工厂类型	事故类型	损失价值（百万，以美元计）
84-07-23	美国（伊利诺伊州）	炼油厂	蒸气云爆炸	257
74-06-01	日本	炼油厂	蒸气云爆炸	183
74-06-01	英国	石油化工厂	蒸气云爆炸	170
77-03-04	卡塔尔	液化气厂	蒸气云爆炸	167
96-07-26	墨西哥	液化气厂	蒸气云爆炸	l39

表 16.4-3　　国外石油化工厂事故原因、频率分析

序号	事故原因	事故起数	事故频率%
1	设备故障	8	23.5
2	管线破裂泄漏	7	20.6
3	误操作	6	17.6
4	仪表电气故障	5	14.8
5	阀门、法兰泄漏	5	14.7
6	容器破裂泄漏	2	5.9
7	意外灾害	1	2.9

16.4.3 煤化工装置典型事故调查

本次评价对煤化工项目同类国内外装置及其辅助装置发生的风险事故进行了调查，调查结果见表16.4-4。

根据对煤化工同类装置的典型事故案例分析，各类事故中主要原因多为违章操作。因此，应在日常的管理中加强对员工的培训和严格执行相应的管理规定。

表16.4-4　　煤化工装置事故案例表

装置	事故时间	事故地点	事故原因	事故后果
空分装置	2009.7	无锡市某钢铁公司	在未完全确认冷箱内温度是否降到具备安全作业条件的情况下，开箱扒砂作业，造成冷箱断裂，空分装置倒塌	3 人死亡，8 人受伤
气化装置	2003	内蒙古某合成氨厂	内蒙古某合成氨厂气化炉 B 炉因操作员未按规章制度操作造成泄漏	发生火灾
	2007.7	南京某公司德士古水煤浆气化装置	因操作人员开车期间忘关煤浆槽出口冲洗水阀，导致冲洗水不断进入煤浆管道，致使煤浆浓度下降，发生过氧爆炸事故。	发生爆炸
	2008.2.13	南京某化工厂德士古水煤浆气化装置	一名新员工将正在运行的气化炉煤浆管线上的导淋打开，管内煤浆喷出，导致系统过氧爆炸，烧嘴及煤浆管线炸毁	1 人死亡
净化装置	2000.1.21	某化工厂酸性水装置	酸性水系统停车，操作人员未按规定对有关管线进行排液处理，导致进料管线	2 人死亡 7 人中毒

装置	事故时间	事故地点	事故原因	事故后果
			内酸性水排完后，硫化氢其它经进料管线排出，迅速弥漫整个泵房	
	2006.4.25	南京某化工厂净化装置	工人违规在禁火区使用喷灯熔焊电缆接电线，导致明火与泄漏的可燃气体接触，致使 1#电除尘器发生爆炸	4 人死亡、1 人受伤
	2007.1.19	克拉玛依某石化公司硫磺回收装置	硫磺回收装置停工检修时，炉体与反应器未用盲板隔离，导致反应器内保护氮气通过工艺管线窜入炉膛，车间技术员在进炉检查内部衬里时，因氮气窒息而死	1 人死亡
油品合成/加工装置	2005.5.11	乌鲁木齐某石化公司	加氢车间对柴油加氢装置进行停工检修时，与低压瓦斯防空分液罐相连的新氢罐底部排液阀门内漏，造成含高浓度硫化氢的低压瓦斯进入新氢罐，从断开的法兰处排出	5 人中毒
尾气处理装置	2005.5.20	某制氢装置	加氢车间制氢装置 PSA 单元由于 T1401F 的 2F 程控阀垫片吡开，液压油大量泄漏，PSA 停车联锁动作，外供氢气中断	液压程控阀损坏，液压油大量泄漏
储运	2004.6.22	盘锦市某石化公司	一辆运送废渣的车辆违规私自在宋家村一小工厂院内坑池排放，造成硫化氢泄漏	120 人中毒
	2005.12.1	英国赫默尔亨普斯特德镇	因违章操作，造成油罐已有并发生爆炸	8 人死亡、43 人受伤

16.4.4 本项目装置典型事故调查

⑴煤气化

2013 年 4 月 6 日 11：43 分许，位于哈密地区伊吾县工业园区的新疆广汇新能源有限公司，在煤制气试生产过程中，B 煤气水槽回收装置发生一起因爆裂引起火灾的较大安全生产事故，造成 B 煤气水槽爆裂烧毁，周边其它生产设施、设备受到不同程度损坏，未造成人员伤亡，直接经济损失 4100 多万元。

2008 年2 月13 日8 时55 分，南京化学工业公司合成氨部煤气化装置（采用德士古加压气化工艺）煤浆泵出口至气化炉段管线发生爆炸。事故中1 人死亡，3 人重伤，3 人轻伤。事故造成煤浆泵出口到气化炉的煤浆管线炸碎，附近电缆桥架及电缆损坏，灰水罐、滤液罐、火炬放空线、原水管线等不同程度砸损、泄漏。事故的直接原因是操作工误将正在运行的煤浆泵出口导淋阀打开，煤浆泄出，使进入烧嘴的水煤浆流量、压力瞬间下降，导致进入气化炉的氧气和炉膛内的高温、高压工艺气从烧嘴煤浆环隙倒窜到煤浆管线，达到混合气体的爆炸极限而发

生爆炸。

2007 年 7 月，南京惠生公司因操作人员操作失误，开车期间忘关煤浆槽出口冲洗水阀，以致不断有冲洗水进入煤浆管道，致使煤浆浓度下降，发生过氧爆炸事故，使洗气塔地基损坏，抬高二十厘米左右，内件严重损坏。

2008 年 2 月 13 日，南京大化新年上班第一天，一名新员工带一名临时工到现场做倒炉准备，将正在运行的气化炉煤浆管线上的导淋打开，管内煤浆喷出，导致系统过氧爆炸，烧嘴及煤浆管线炸毁，造成一死多伤的严重事故。

⑵净化装置

1993 年 2 月 21 日，抚顺石化公司石油二厂南催化裂化装置精制工段酸性水系统停车，对各有关管线进行防冻排液处理防冻。按规定应将酸性水泵向汽提塔进料管线上的阀门关上，将酸性水泵的出口阀和出口排凝阀打开排液。操作人员未关管线上的阀门，就打开泵出口阀和排凝阀排液，排放过程中又无人进行监护。在进料管线内酸性水排放完后，汽提塔内压力为 0.24MPa,浓度为 67%的硫化氢气体经过进料管线从酸性水泵的排凝阀处排出，迅速弥漫整个泵房。此时，在该厂泵房更衣室的 4 名劳务女工，准备打扫泵房卫生，一出来，立即被硫化氢气体熏倒，中毒窒息倒地，最远的离更衣室门 3m，最近的离门仅 1.5m。9 时 25 分，被人发现，立即抢救。抢救中又有 9 人不同程度的硫化氢中毒。4 名劳务女工抢救无效死亡。

⑶罐区

2005 年 1 月 30 日晚 8 时许，榆林市天然气化工厂灌装车间工业甲醇外泄，厂区一隅霎时成一片火海，停靠在待装区的 6 辆甲醇罐车被烧毁。火灾是由于一辆甲醇罐车装甲醇时过量，发生外溢，流到南大门外的待装区后着火，并迅速形成一道 100 多米长的火墙。停在待装区内的 6 辆甲醇罐车也被引燃，共有 36 只轮胎被烧损。

哈尔滨理工大学林其彪硕士学位论文《液氨泄漏事故模拟及扩散影响研究》称，根据安监总局公布的事故统计显示：从2002年至2009年底，发生液氨泄漏造成人员伤亡的事故总计 10 起，其中死亡 36 人，重伤 19 人，轻伤 286 人。

16.5 风险事故源项分析

根据风险识别结果，对火灾、爆炸及泄漏进行事故源项的确定。

⑴液体泄漏速率、气体泄漏速率和泄漏液体蒸发量的计算采用风险导则推荐方法，借助 DNV PHAST（6.7 版）软件得出计算结果；

⑵物质泄漏事件的考虑，在有控制措施的条件下，一般按 5~30 分钟计；

⑶泄漏物质形成的液池面积以不超过泄漏单元的围堰（堤）内面积计；

⑷气象条件选择静风风速 1.0m/s 和年平均风速 2.3m/s，D 类稳定度和 F 类稳定度。

16.5.1 事故源项的设定

16.5.1.1 事故源项的选择

⑴物质危险性因子选择

最大可信事故指事故所造成的危害在所有预测的事故中最严重，并且发生该事故的概率不为0。根据16.3.1章物质危险性识别重大危险源的物质危险特性及有毒有害特性可知，本项目评价因子的筛选见表16.5-1。

表16.5-1　　评价因子筛选一览表

有毒物质	毒物分级	物质名称	筛选物质	筛选原因
	II	CO、H_2S、NH_3	CO、H_2S、甲醇	毒性大、量大
	III	甲醇、SO_2		
恶臭物质	I	H_2S、NH_3	NH_3、H_2S	恶臭
二次污染物质	I	柴油	CO、SO_2	二次污染

根据重大危险源辨识及国内外风险事故分析结论、16.4.4章现有工程及本项目装置典型事故调查进行危险装置的选择，并参考园区及现有工程事故源项的选择。

⑵本项目危险装置的选择

参考 16.4.4 章节本项目装置典型事故调查，及根据 16.3.2 生产设施危险性识别确定事故源项。本项目危险装置筛选见表 16.5-2。

表16.5-2　　本项目危险装置筛选结果一览表

被筛选装置	筛选结果	筛选理由
生产装置		
空分装置、气化装置 净化装置、油品合成装置 尾气制氢装置、油品加工装置	气化装置、净化装置、油品合成装置、油品加工装置	Σqi/Qi数值＞1，见表16.3-12；，且都为危险化工工艺，具体分析见16.3.2.1⑴风险识别部分
储运系统		
柴油、石脑油、LNG、LPG、	柴油储罐、甲醇储罐	①柴油罐储存量大，发生火灾

被筛选装置	筛选结果	筛选理由
生产装置		
混醇、轻质油、轻污油、稳定重质油、重污油、重柴油、稳定蜡、合格蜡、合成水、甲醇、丙烯、		爆炸事故对周围环境的二次污染严重； ②甲醇相对毒性较大，且容易因火灾引发二次污染
公用工程及辅助生产设施		
热电装置、焚烧装置	热电装置	热电装置燃煤锅炉系统中含有氨储罐，Σqi/Qi数值＞1，见表16.3-12
	厂外管线	
厂外酸性气管线	厂外酸性气管线	是含有硫化氢的厂外管线

连接硫回收单元的酸性气管线有3段，具体参数见表16.5-3。

表16.5-3　　酸性气管线参数一览表

管道起止点		物料	操作条件		酸性气进料	H_2S湿基浓度v%	设计条件		管径DN mm
起	止		温度℃	压力MPaG			温度℃	压力MPaG	
一期甲醇洗	硫回收装置	酸性气	25	0.2	1850	13.54	120	0.4	150
净化装置	硫回收装置	酸性气	30	0.14	19642	9.88	120	0.4	300
煤气化装置	硫回收装置	酸性气	90	0.1	2935	3.96	120	0.4	200

经预测净化装置到硫回收装置的酸性气泄漏影响范围最大。因此对于酸性气管线的预测选择净化装置到硫回收装置的管线泄漏。

⑶现有危险装置事故源项的选择

现有工程装置的事故源项分析的装置主要为生产装置CO的泄漏，Claus硫回收装置H_2S的泄漏。具体内容见现有工程回顾性评价中16.2.1.3有毒有害物质扩散途径及可能受影响的环境保护目标的识别部分。

⑷园区规划环评事故源项的选择

《内蒙古大路工业园区总体规划变更环境影响报告书》（内环字[2015]27 号）描述，“以年产 40 亿 m^3 煤制天然气项目为例，项目最大可信事故包括 CO 泄漏事故、硫化氢泄漏事故、液氨泄漏事故、甲醇泄漏事故、甲烷泄漏事故、石脑油储罐发生火灾爆炸事故造成的二次污染。”

⑸其他

根据 16.4 中对于国内外风险事故的调查，尤其是本项目装置的典型事故。

16.5.1.2 筛选结果

①煤气化装置水洗塔塔顶出口管线发生 20%管径破裂，在 15 分钟内泄漏得到完全控制。

②净化装置硫回收单元之间管线100%发生断裂，酸性气直接进入环境空气向周围环境扩散。截断阀关闭时间以15min计。

③成品罐区50000立方米柴油储罐接口管线破裂，溢出的柴油覆盖整个防火堤隔堤内，并引起隔堤面积内的大面积火灾燃烧，火灾持续30分钟得到有效控制，燃烧烟气中次生的SO_2、CO对周边环境产生影响。

④化学品罐区 4000 立方米甲醇储罐接口管线破裂，溢出的甲醇覆盖整个防火堤内，甲醇在防火堤内形成质量蒸发向周围环境扩散。事故发生后 30 分钟内泄漏得到完全控制。

⑤热电装置液氨储罐 500 立方米氨罐接口管线破裂，溢出的液氨在事故发生后 30 分钟内泄漏得到完全控制。

16.5.2 事故源项的确定

⑴ 气化装置 CO 泄漏事故

① 情境分析

CO 泄漏最大可信事故设定为水洗塔塔顶出口管线破裂事故。

由于粗合成气输送管道内径为 600mm，属于大内径管道，泄漏过程中很难发生全管径断裂，拟采用 20%管径断裂作为计算依据。在估算 CO 的源项时，截断阀关闭时间以 15min 计。

② 泄漏量的计算

假定气化装置水洗塔塔顶出口管线发生破裂，导致粗合成气（摩尔百分比：CO为38.86%、 H_2为11.95%、CO_2为3.00%和H_2O为45.75%）发生泄漏，管线直径为600mm，操作温度：206℃，操作压力：3.8MPa。H_2S 泄漏事故源强见表16.5-4。

表 16.5-4　　水洗塔塔顶出口管线破裂事故源项一览表

事故发生点	直径	操作条件	泄漏速度	释放时间	释放高度	事故工况
事故工况	600mm	206℃ 3.8MPa	60.38 kg/s	5min	5m	管径20%破裂

⑵ 净化装置硫回收单元 H2S 泄漏事故

①情景分析

在生产或使用有毒气体的生产装置和储运设施的区域内，有毒气体或含有可燃气体的有毒气体泄漏时，有毒气体的浓度可能达到最高容许浓度时，设置有毒气体检测器。有毒气体的检测系统采用两级报警，且报警信号发送至有人值守的控制室进行声光报警。一旦有毒气体发生泄漏，信号将送至控制室，立即报警，及时处理。

在估算H_2S 的源项时，截断阀关闭时间以15min 计，由于H_2S 毒性较大直径较小，计算时考虑全管径断裂。

② 泄漏量的计算

根据事故统计、装置自身安全设计补偿等，酸性气管线是H_2S泄漏的事故多发地。根据可行性研究，酸性气管线直径300mm，操作温度：30℃，操作压力：0.14MPa。H_2S 泄漏事故源强见表16.5-5。

表16.5-5　　净化装置至硫回收单元H_2S环境风险事故源强一览表

事故发生点	直径	操作条件	泄漏速度	释放时间	释放高度	事故工况
事故工况	300mm	30℃ 0.14MPa	35.36kg/s	5min	5.0m	管径100%断裂

⑶ 柴油储罐泄漏

根据物质的危险性及储存量综合考虑，选择1座50000立方米柴油储罐为泄漏源，假设50000立方米柴油储罐管线连接处发生泄漏，溢出柴油覆盖整个防火堤隔堤内，并引起隔堤面积内的大面积火灾燃烧，柴油密度830公斤/立方米，平均含硫量S=0.005%。按全破裂计算，柴油储罐液池面积为32758平方米，液池等效半径为102米。

根据煤炭工业出版社《安全评价》，柴油的沸点高于环境温度，因此，其燃烧速度可根据下式进行计算：

$$m_f = 0.001\ H_C / \{ C_p\ (T_b - T_a) + H \}$$

式中：

m_f—液体单位表面积燃烧速度，kg/(m^2·s)；

H_C—液体燃烧热；柴油取42.7×106J/kg；

C_p—液体的比定压热容；柴油取2480J/(kg·K)；

T_b—液体的沸点，柴油取583K；

T_a—环境温度，本项目计算取293K；

H—液体在常压沸点下的蒸发热（气化热），本项目柴油取240×10^3J/kg。

计算得柴油的燃烧速度为0.0445kg/(m^2·s)。

①CO 产生量估算

一氧化碳产生量的计算公式：

$$G_{CO}=2330qCQ$$

式中：

G_{CO}——CO 的产生量，kg/s；

C——物质中碳的含量%；取85%；

q——化学不完全燃烧值，取5%；

Q——参与燃烧的物质量（t/s）。

柴油的燃烧速率取 0.0445kg/m^2 ·s，燃烧面积按液池有效面积计算，即32758m^2，则参与燃烧的最大柴油的量为 1.46t/s。一氧化碳产生量为 25.5kg/s。若 60 分钟后火灾被扑灭，则 CO 的产生量为 92t。

②SO_2 产生量估算

本项目柴油的含硫率极低＜1ppm，因此不对柴油储罐发生泄漏产生的二氧化硫的二次污染进行预测。

本项目柴油储罐火灾爆炸事故大气污染源数据见表16.5-6。

表16.5-6　　本项目柴油储罐泄漏发生火灾燃烧烟气预测源强一览表

储罐尺寸	50000m^3
温度	50℃
压力	常压
事故类型	防火堤内流散火灾
质量燃烧速率kg/(m^2·s)	0.0445
CO的源强（kg/s）	25.5
SO_2的源强（kg/s）	0.03
源强高度（m）	≤5
燃烧时间min	60

⑷ 甲醇储罐泄漏

假定化学品罐区甲醇储罐接管处发生断裂，泄漏的甲醇沿防火堤漫延，形成一定厚度的液池在空气中蒸发扩散。

甲醇储罐容积为 4000m^3，储存系数按 0.9 计，单罐最大储存量为 2858t。储罐周围设置了防火堤，防火堤面积 5760m^2。

按最不利情况，30 分钟后即可控制泄漏。计算出事故源项列于表 16.5-7。

表 16.5-7　　甲醇储罐泄漏事故源项一览表

储罐尺寸	4000m^3
储存条件	40℃、常压
接管口径	400mm
接管温度、压力	常温、0.2MPa
泄漏孔径	100%断裂
泄漏时间	30min
泄漏速率	1598kg/s
释放高度	1m

⑸ 氨罐泄漏

每个液氨储罐容积为 500m^3，储存系数按 0.8 计。防火堤面积 712 ㎡，防火堤高度 1m。

按最不利情况，30 分钟后即可控制泄漏。液氨在 4.7℃时的饱和蒸汽压为 506.62kPa，属于较易挥发物质，因此泄漏的液氨主要为闪蒸蒸发。假定化学品罐区氨罐接管处发生破裂。

$$Q_L = C_d A \rho \sqrt{\frac{2(P-P_0)}{\rho} + 2gh}$$

式中：

Q_L——液体泄漏速度，kg/s；

C_d——液体泄漏系数，此值常用 0.6-0.64。

A——裂口面积，m^2；

P——容器内介质压力，Pa；

P_0——环境压力，Pa；

ρ——液体密度，kg/m^3；

g——重力加速度。

h ——裂口之上液位高度，m。

泄漏状况由事故类比调查和项目事故防范设计措施以及厂方的应急处理能力设定，通常发生储罐泄漏事故后通过报警、堵漏、喷淋等措施，30 分钟后可控制事故。事故源项列于表 16.5-8。液氨液池蒸发速率与时间的关系见图 16.5-1。

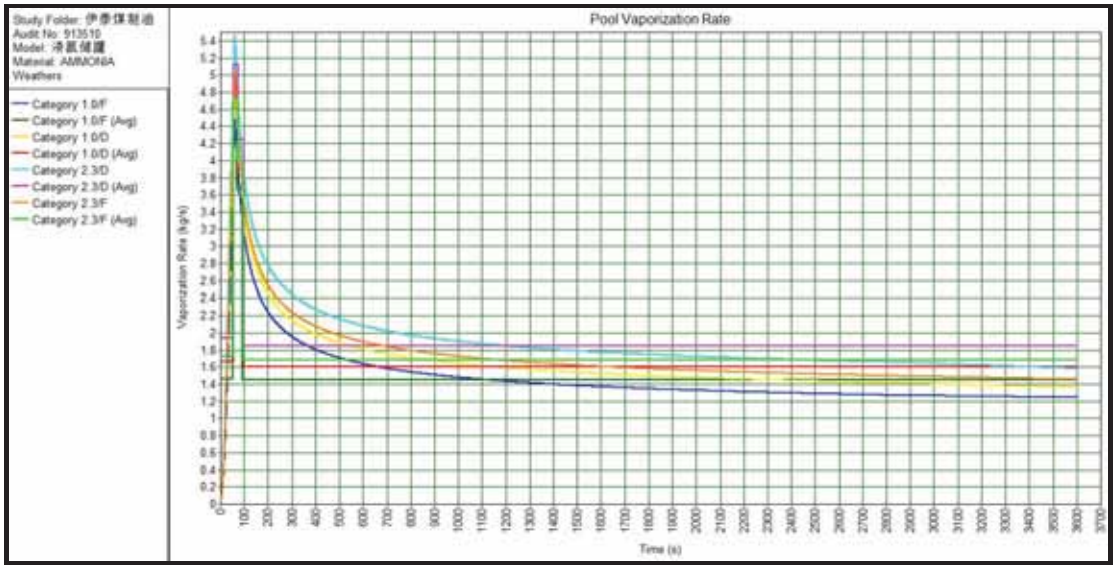


图16.5-1　液氨泄漏的液池蒸发速率与时间的关系

表 16.5-8　　液氨储罐泄漏事故源项一览表

储存条件	常温、1.6MPaG
泄漏孔径	80mm
泄漏时间	泄漏 15min，蒸发 30min
泄漏速率	5.5kg/s（液池蒸发速率）
泄漏速率	84.1kg/s（管径 100%破裂的泄漏速率）
释放高度	1m
液面以上高度	3.9m

16.6 后果计算

最大可信事故源项是对所识别选出的最大可信事故源、危险物质在最大可信事故情况下泄漏时间和泄漏量的设定。DNV 是世界知名船级社及认证机构，DNV 风险分析技术的应用和相关的健康、安全和环境咨询服务在世界上是具有领先地位，尤其是在陆上和海上的石油和天然气开采与石油化工加工领域。很多的组织、政府、大型的国际石化公司、化工企业、电力和运输行业都寻求 DNV 的专业服务。DNV 已经开发出了具有知识产权的技术和软件以支持其在健康、安全和环境（HSE）咨询以及风险评估方面的服务。根据《石化装置定量风险评估指南》（中国石油化工股份有限公司青岛安全工程研究院编著），其对国内外定量风险评估软件首推 DNV 软件。本评价选用 DNV 公司 PHAST 软件（6.7 版）进行物质后果的计算。

引发环境风险事故发生的基本原因是能量与物质的失控。本项目如果设备损坏或操作失误将可能引起易燃易爆物质大量释放。不同的危险物质具有不同的事

故形态，即使是同一物质，在不同环境、条件下也可能表现出不同的事故形态。

通过事件树分析确定设备设施泄漏后可能产生的各种事故后果类型。不同理化性质的物料、不同操作压力及温度产生的事故后果类型差别较大，主要划分为三类：

- 高压可燃物料泄漏；
- 常压可燃物料泄漏；
- 毒性不可燃物料泄漏。

当持续泄漏的高压可燃物料被立即点燃（如管线泄漏或孔的泄漏）时，将会形成喷射火。如果泄漏的物料没有被立即点燃，将形成可燃蒸气云，在风的作用下漂移并开始扩散。在不同的环境因素（受限程度和环境特性引起的扰动）下可能引发闪火或蒸气云爆炸。池火是由泄漏的可燃液态物料形成可燃液池后被点燃而成的。物料泄漏后不管是否被点燃，毒性物料都会产生中毒事故后果。

LC_{50} 为半致死浓度。IDLH 为立即威胁生命和健康浓度，指有害环境中空气污染物浓度达到某种危险水平（如可致命、可永久损害健康或可使人立即丧失逃生能力）。具体分析和其他分析如下事件树。

三类泄漏的事件树分别如图 16.6-1～16.6-3。

⑴高压可燃物料泄漏事件树

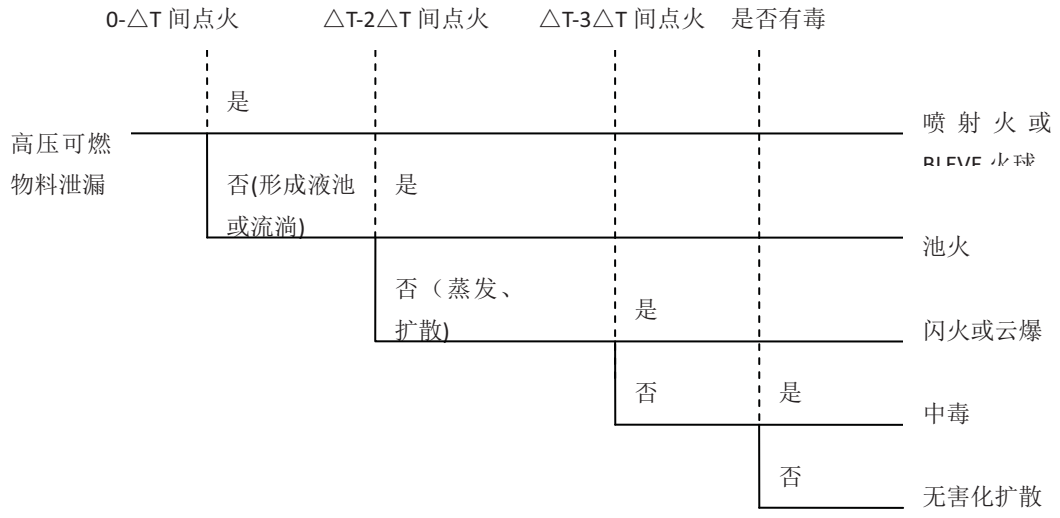


图 16.6-1　高压可燃物料泄漏事件树

⑵常压可燃物料泄漏事件树

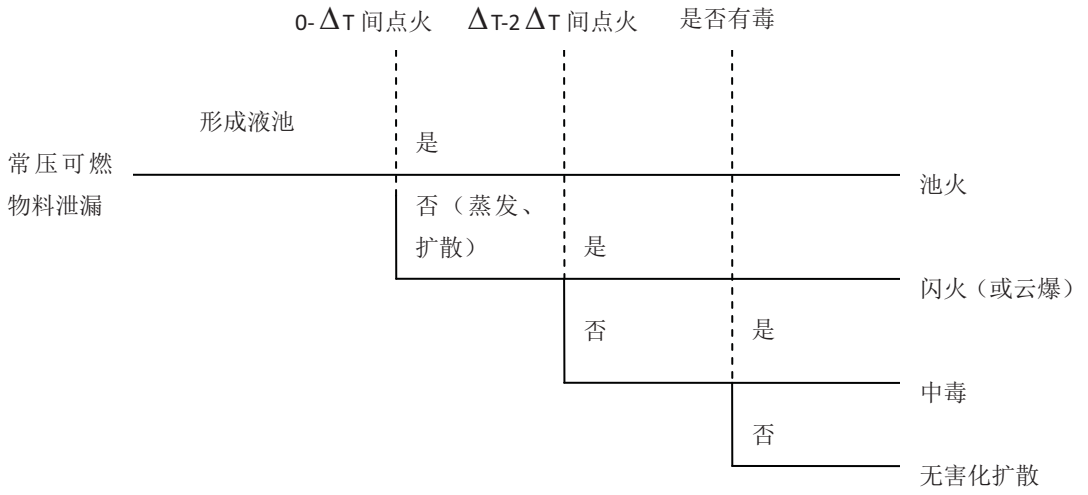


图 16.6-2　常压可燃物料泄漏事件树

⑶毒性不可燃物料的泄漏事件树

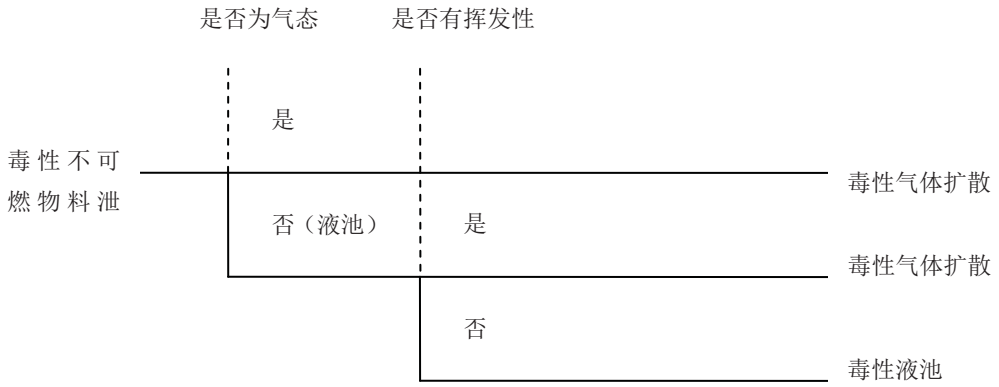


图 16.6-3　毒性不可燃物料泄漏事件树

对事故后果的分析通常是在一系列假设前提下进行的。由于火灾爆炸事故的影响范围主要集中在厂界内，而环境风险更关心的是事故对厂界外的影响，因此，对于毒性可燃物料，主要考虑其未被点燃的情况下气体扩散的环境影响；对于油品，主要考虑其发生大面积池火灾事故条件下，燃烧产生的 SO_2 和不完全燃烧产生 CO 对环境的影响。

16.6.1 有毒有害物质在大气中的扩散

16.6.1.1 参考指标

有毒物质危险性情况见表 16.6-1。

表 16.6-1　　有毒物质危险性

	序号	LD_{50}(大鼠经口) mg/kg	LD_{50}(大鼠经皮) mg/kg	LC_{50}（小鼠吸入，4 小时） mg/L
有毒物质	1	＜5	＜1	＜0.01
	2	5＜LD_{50}＜25	10＜LD_{50}＜50	0.1＜LC_{50}＜0.5
	3	25＜LD_{50}＜200	50＜LD_{50}＜400	0.5＜LC_{50}＜2

在风险事故情况下，污染物大量排放，但历时很短，所造成大气环境中污染物的高浓度持续时间也短，人群接触有毒物质的特点是突发性时间接触，因此采用半致死浓度（LC_{50}）及立即威胁生命和健康浓度（IDLH）作为事故排放时影响评价标准。评价中采用的毒物危害浓度限值见表 16.6-2。

表 16.6-2　　物料危害浓度限值

化学物质		LC_{50}	Adjusted LC_{50} (30 min)	IDLH (20℃,30min)
中文	英文	ppm	ppm	ppm
二氧化硫	SO_2	2520（大鼠吸入，1h）	3150	100
氨	Ammonia	2000（大鼠吸入，4h）	5660	300
硫化氢	Hydrogen sulfide	406（大鼠吸入）	1141	100
一氧化碳	Carbonmonoxide	1784（大鼠吸入，4h）	3568	1200
甲醇	Methyl alcohol	64000（大鼠吸入，4h）	128000	6000

注：①LC_{50}-半数致死浓度，是指在动物急性毒性试验中,使受试动物半数死亡的毒物浓度。

②IDLH-立即威胁生命和健康浓度，是指环境中空气污染物浓度达到某种危险水平，可致命，或永久损害健康，或可使人立即丧失逃生能力。

③IDLH 和 Adjusted LC_{50}（30min）数据来自美国国家职业安全卫生研究所(NIOSH)网站： http://www.cdc.gov/niosh/idlh/intridl4.html

16.6.1.2 气化装置 CO 泄漏事故预测结果

不同气象条件下煤气化装置合成气管线泄漏一氧化碳气体扩散浓度计算结果见表 16.6-3，一氧化碳气体扩散影响范围见图 16.6-4~16.6-5。

表 16.6-3　　气化装置预测结果表

风险类型	事故类型	评价指标	下风向最远距离，m			
			1m/s，D 类稳定度	1m/s，F 类稳定度	2.3m/s，D 类稳定度	2.3m/s，F 类稳定度
毒性泄漏	地面	LC_{50} 浓度（3568ppm）	121	121	124	126
		IDLH 浓度 (1200ppm)	176	173	202	191

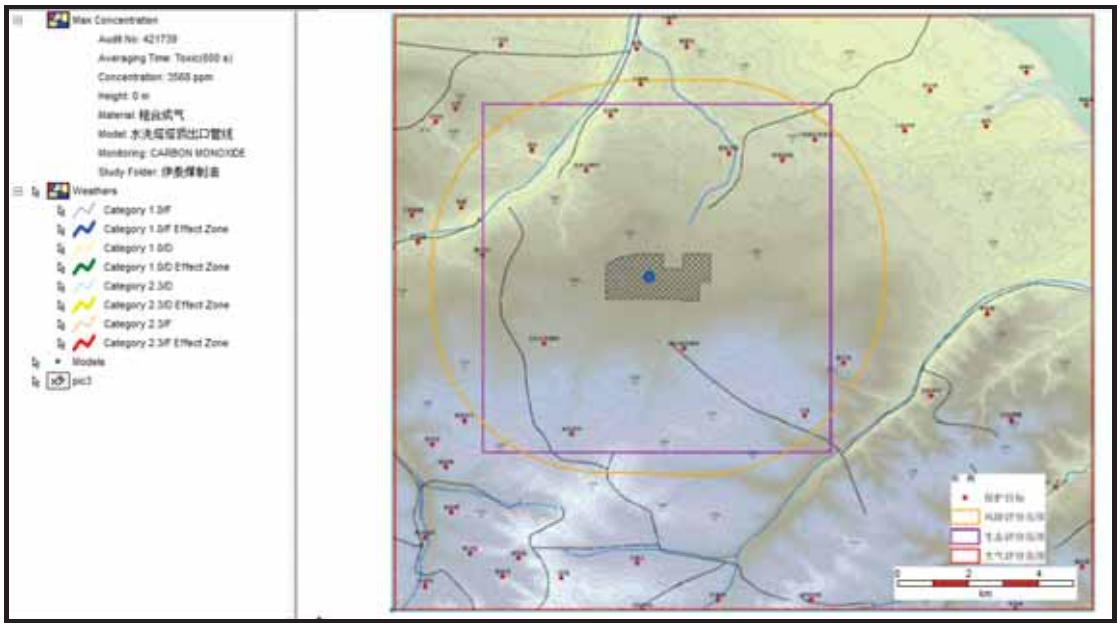


图 16.6-4　煤气化装置 LC_{50} 地面浓度分布范围

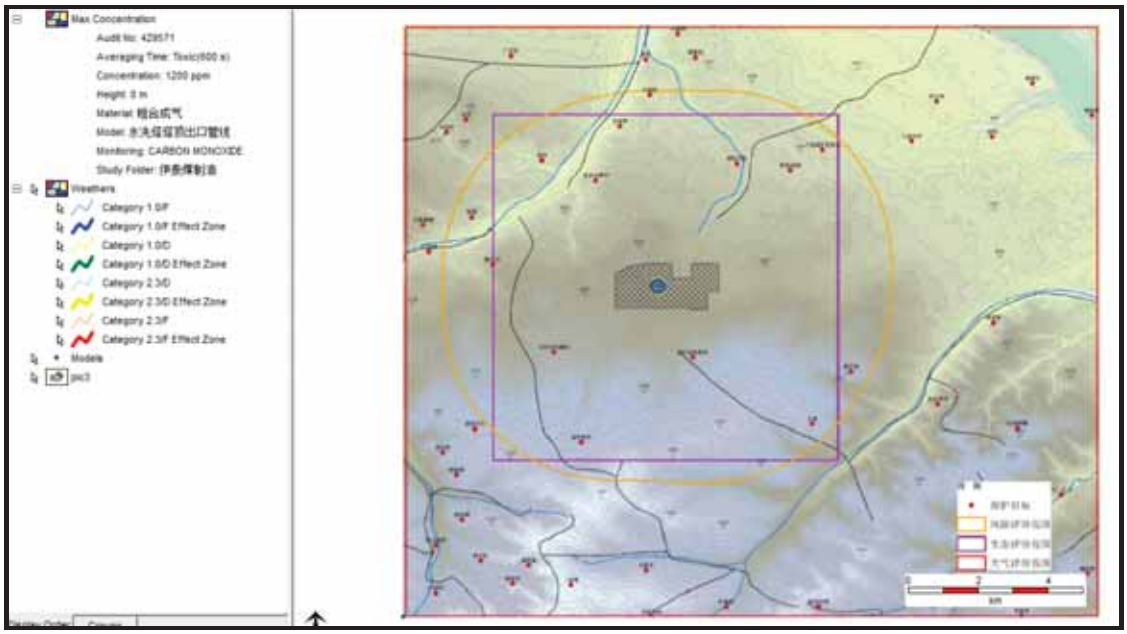


图 16.6-5　煤气化装置 IDLH 地面浓度分布范围

由预测结果可知 LC_{50} 包络线范围可导致 126m 范围内的人员受到伤害，此范围内没有环境保护目标。IDLH 包络线范围可导致 202m 范围内的人员受到伤害，此范围内没有环境保护目标。

16.6.1.3 净化装置 H_2S 泄漏事故预测结果

不同气象条件下酸性气管线泄漏硫化氢气体扩散浓度计算结果见表 16.6-4，硫化氢的 IDLH 地面浓度分布见图 16.6-6~16.6-7。

表 16.6-4　　净化装置预测结果表

风险类型	事故类型	评价指标	下风向最远距离，m			
			1m/s，D 类稳定度	1m/s，F 类稳定度	2.3m/s，D 类稳定度	2.3m/s，F 类稳定度
毒性泄漏	地面	LC_{50} 浓度（1141ppm）	450	435	455	480
		IDLH 浓度 (100ppm)	1090	1060	1200	1230

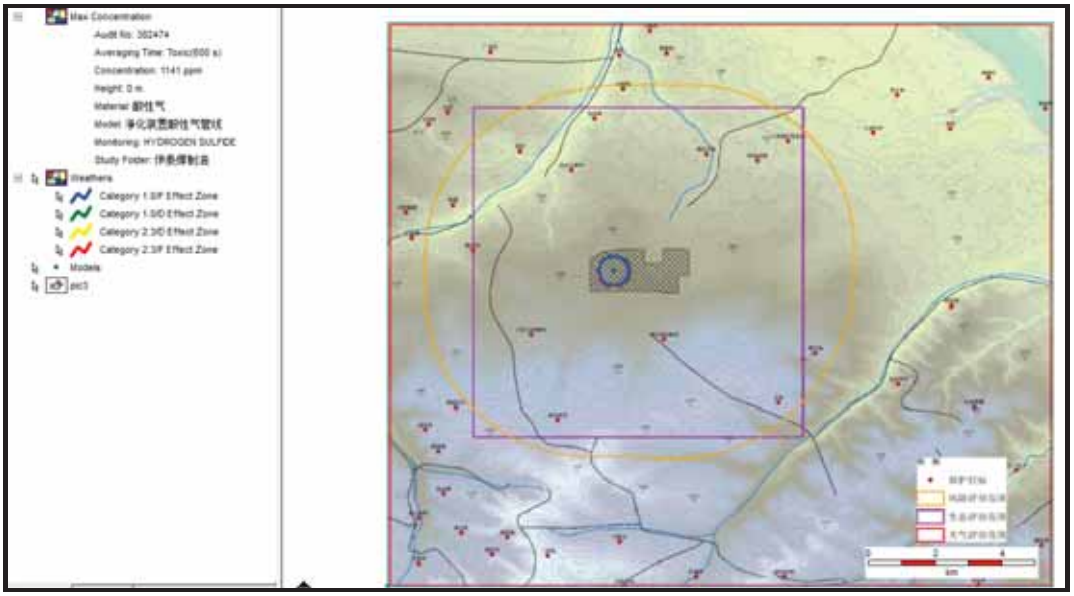


图 16.6-6　净化装置 LC_{50} 地面浓度分布范围

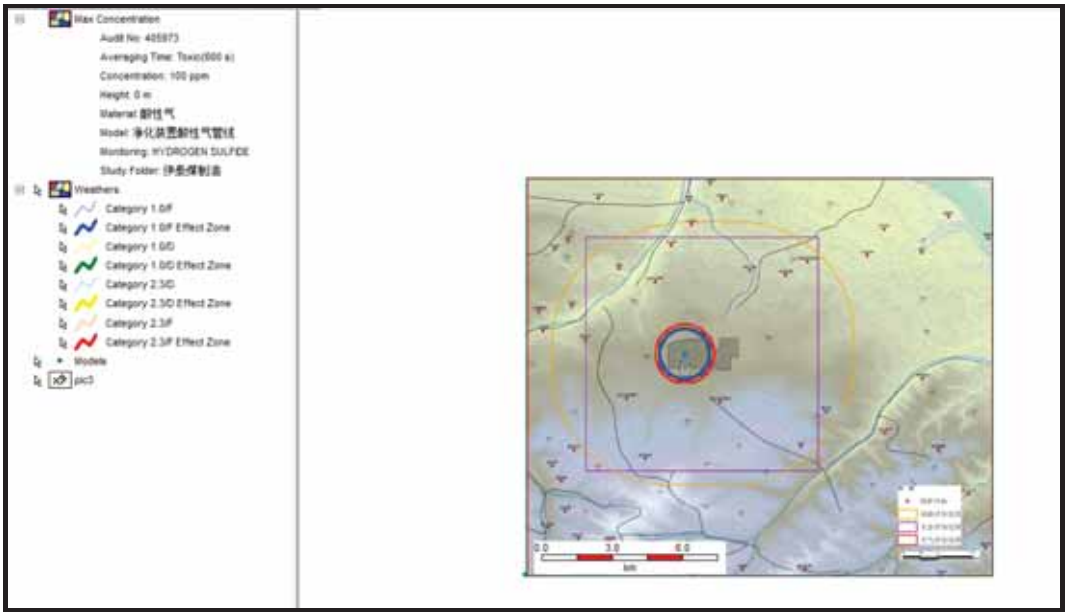


图 16.6-7　净化装置 IDLH 地面浓度分布范围

由预测结果可知 LC_{50} 包络线范围可导致 480m 范围内的人员受到伤害，此

范围内没有环境保护目标。IDLH 包络线范围可导致 1230m 范围内的人员受到伤害，此范围内没有环境保护目标。

16.6.1.4 柴油储罐火灾事故预测结果

柴油储罐发生火灾事故伴生 CO 气体在不同气象条件下的影响范围见表 16.6-5，LC_{50} 地面浓度分布见图 16.6-8，IDLH 地面浓度分布见图 16.6-9。

表 16.6-5　　火灾伴生 CO 预测结果表

事故类型	评价指标	下方向距离，m			
		1.0m/s，D 类稳定度	1.0m/s，F 类稳定度	2.3m/s，D 类稳定度	2.3m/s，F 类稳定度
CO 的地面浓度	LC_{50} 浓度（3568ppm）	520	1442	300	967
	IDLH 浓度(1200ppm)	623	1754	362	1171

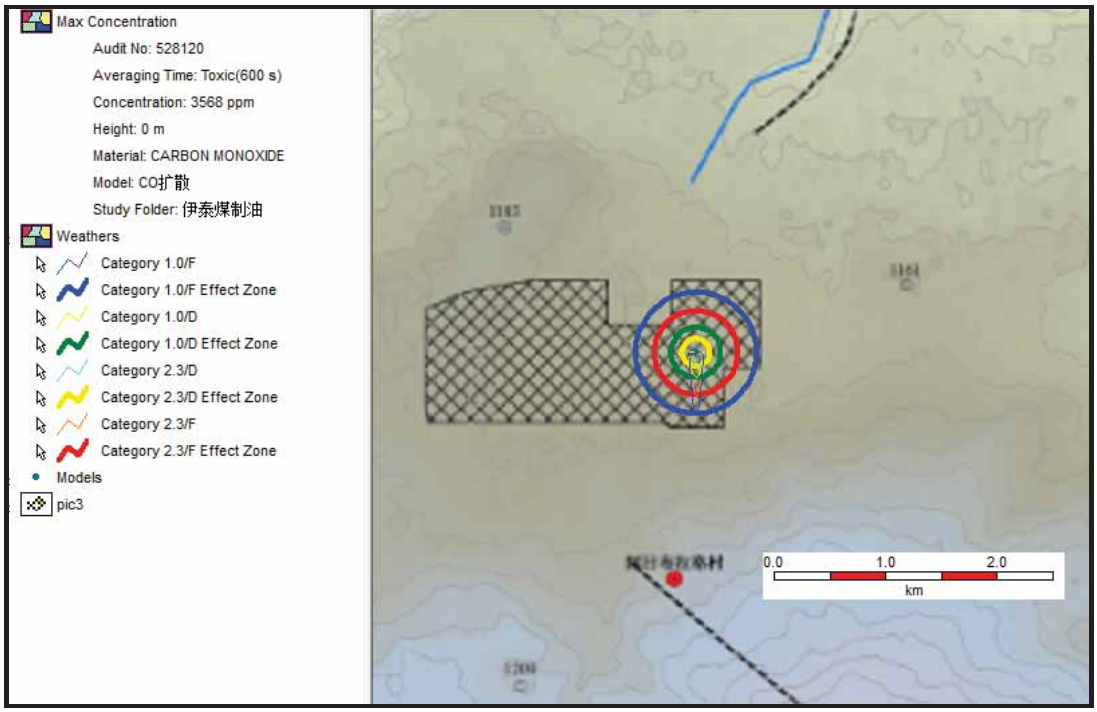


图 16.6-8　一氧化碳的 LC_{50} 地面浓度分布范围

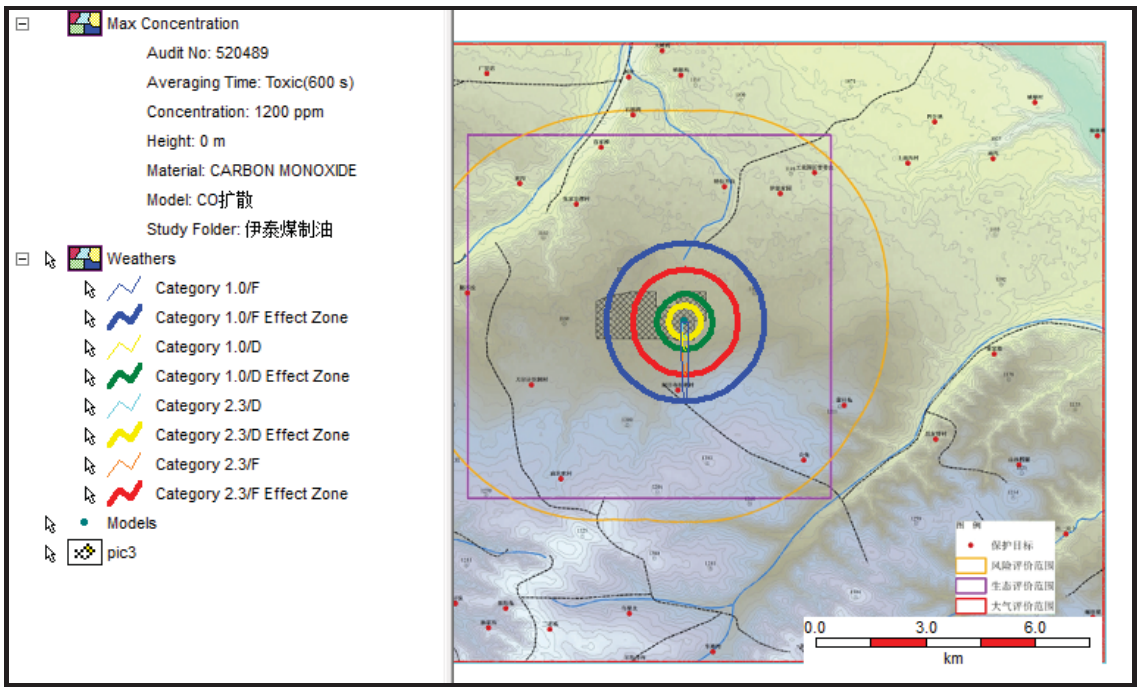


图 16.6-9　一氧化碳的 IDLH 地面浓度分布范围

LC_{50} 包络线范围可导致 1442m 范围内的人员受到伤害，此范围内没有环境保护目标。IDLH 包络线范围可导致 1754m 范围内的人员受到伤害，此范围内没有环境保护目标。

16.6.1.5 甲醇储罐泄漏事故预测结果

不同气象条件下甲醇泄漏影响的预测结果见表 16.6-6，甲醇扩散影响范围见图 16.6-10~16.6-11。

表 16.6-6　　甲醇储罐预测结果表

风险类型	事故类型	评价指标	下风向最远距离，m			
			1m/s，D 类稳定度	1m/s，F 类稳定度	2.3m/s，D 类稳定度	2.3m/s，F 类稳定度
毒性泄漏	地面	LC_{50} 浓度（128000ppm）	24	24	24	24
		IDLH 浓度（6000ppm）	139	157	148	105

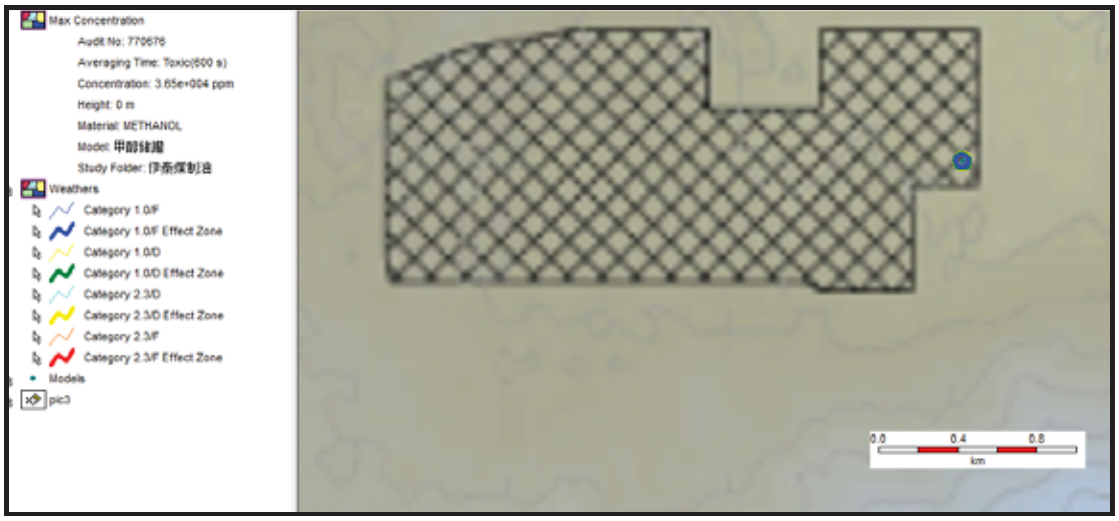


图 16.6-10　甲醇储罐的 LC_{50} 地面浓度分布范围

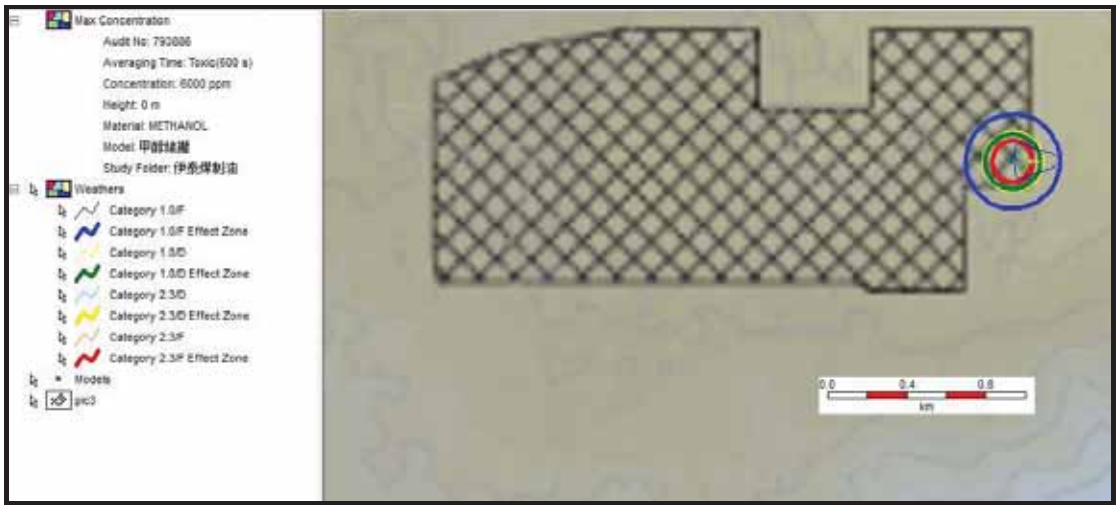


图 16.6-11　甲醇储罐的 IDLH 地面浓度分布范围

由预测结果可知 LC_{50} 包络线范围可导致 24m 范围内的人员受到伤害，此范围内没有环境保护目标。IDLH 包络线范围可导致 157m 范围内的人员受到伤害，此范围内没有环境保护目标。

16.6.1.6 氨罐泄漏事故预测结果

不同气象条件下液氨泄漏影响的预测结果见表 16.6-7，液氨扩散影响范围见图 16.6-12~16.6-13。

表 16.6-7　　氨罐预测结果表

风险类型	事故类型	评价指标	下风向最远距离，m			
			1m/s，D 类稳定度	1m/s，F 类稳定度	2.3m/s，D 类稳定度	2.3m/s，F 类稳定度
毒	地	LC_{50} 浓度	666	649	710	757

风险类型	事故类型	评价指标	下风向最远距离，m			
			1m/s，D 类稳定度	1m/s，F 类稳定度	2.3m/s，D 类稳定度	2.3m/s，F 类稳定度
性泄漏	面	（5660ppm）				
		IDLH 浓度（300ppm）	2448	3444	2016	4213

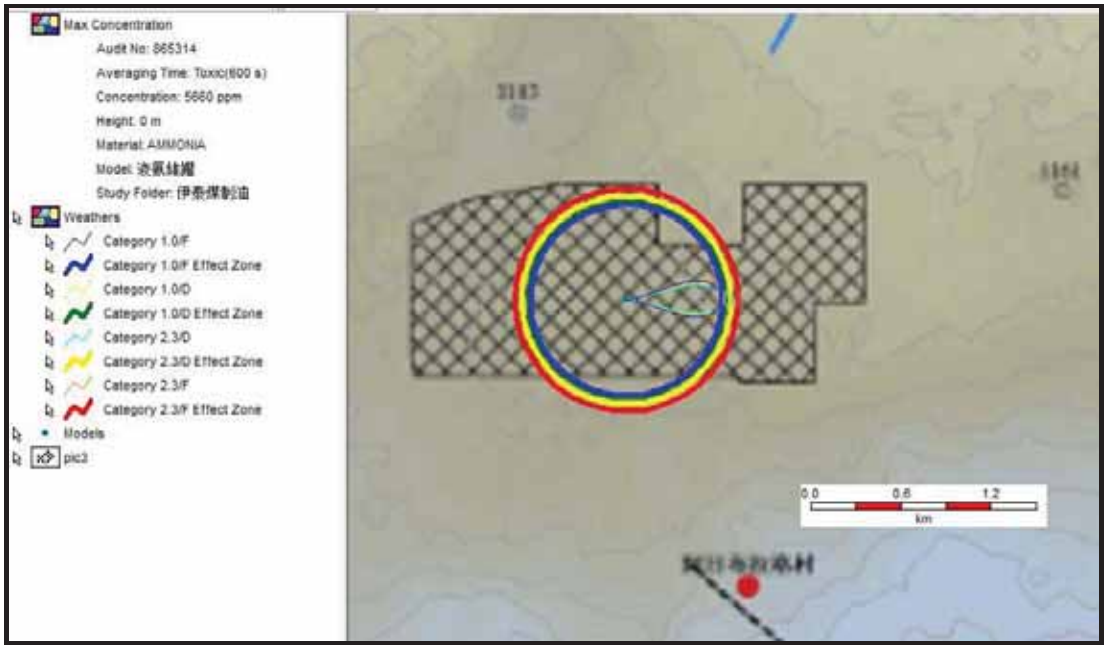


图 16.6-12　氨罐的 LC_{50} 地面浓度分布范围

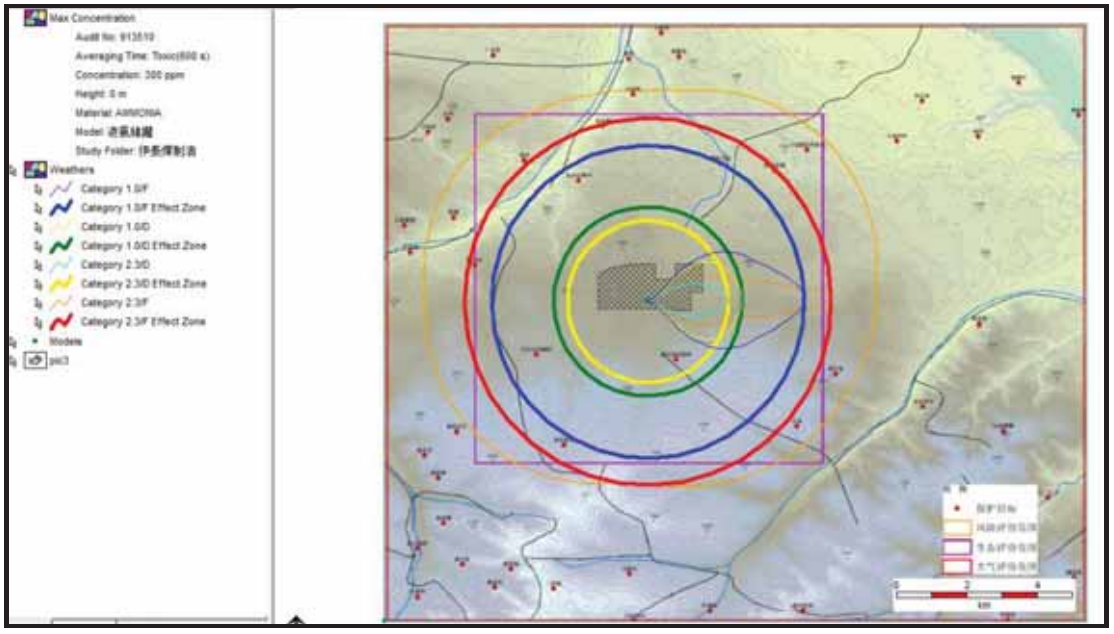


图 16.6-13　氨罐的 IDLH 地面浓度分布范围

由预测结果可知 LC_{50} 包络线范围可导致 757m 范围内的人员受到伤害，此范围内无环境敏感点。IDLH 包络线范围可导致 4213m 范围内的人员受到影响，此范围内包括风险评价范围内可能影响所有的村庄。

16.6.2 有毒有害物质在水环境中的迁移

本项目作为大型煤化工工程工艺流程长、操作复杂、且多为高温高压。在企业生产、储运过程中事故工况因素多而且复杂。

根据本项目《大路规划新区水资源论证报告》，大南沟是黄河的一级支流，流域面积 46.5km^2，主沟长约 5.2km。发源于大路乡城壕村东北部的波状沙丘区，全流域范围均处于库布其沙漠的东边缘，地面高程在 1040~1080 之间，沟底高程 1000~1020m 左右，河道纵比降 1~2%，地表全部为固定沙丘和平沙地。近年来由于世行贷款项目和水保治理项目在该流域实施力度加大，该流域范围植被覆盖率已达到 90%以上，降雨基本上可全部入渗，基流量较大。

本项目厂址高程为约在 1150.73~1168.08 米之间，高于大南沟，在事故状态下有可能重力进入地表水体。同时，大南沟为黄河的一级支流，最终去向为黄河，黄河的高程约为 978m。

在厂区发生火灾、爆炸及泄漏事故时，如厂区和园区没有任何防控措施，根据项目厂址与黄河之间的高程差，事故水有可能进入黄河。

为避免事故水对黄河造成影响，事故水在厂内三级防控、园区雨水池与污水处理厂及大南沟水库大坝的控制引导下进行消防事故废水流向及水量的控制。

16.6.3 有毒有害物质在地下水环境中的迁移

地下水环境风险预测内容详见第十章地下水评价专题。

16.6.4 有毒有害物质在土壤环境中的迁移

本项目发生泄漏事故时，泄漏物料会影响土壤中的微生物生存，造成土壤的盐碱化，破坏土壤的结构，增加土壤中石油类污染物，对土壤环境造成局部斑块状的影响。

16.6.5 有毒有害物质在生态植被环境中的迁移

本项目的事故泄漏物料通过大气环境的携带，进入到周围环境中去，为生态植被所吸收。如植被可能出现部分叶片、脉间呈不规则的点状或带状坏死区。

16.6.6 事故伴生/次生污染物向环境的转移

当发生事故时会同时产生伴生/次生污染物，这些污染物于前所述有可能通过大气、水排放系统等进入环境。当发生事故时同时可能产生伴生/次生污染物情况列于表16.6-8。

表 16.6-8　　本项目事故伴生/次生污染物一览表

事故类型及毒害物		伴生污染物	次生污染物
柴油/石脑油	火灾爆炸	烃类蒸汽	H_2S、SO_2、CO、烟尘等
	泄漏	二次火灾	排水系统污染
甲醇	火灾爆炸	甲醇蒸汽	烟尘等
	泄漏	二次火灾	排水系统污染

16.7 环境风险防范控制措施

16.7.1 总体风险防控措施

⑴ 工艺

拟建项目采用先进的费托合成技术，由中科合成油技术有限公司开发的具有自主知识产权的高温浆态床费托合成工艺，高温浆态床费托合成技术是近年来我国自主原创的特色鲜明的先进的费托合成工艺技术，所属的催化剂体系在活性方面已经突破了原有的技术界限。费托合成采用高效的催化剂，催化剂预处理能耗低，并且生产的费托合成液态烃质量高，提高了能源利用率。另外，采用先进的煤气化技术，可以大幅度提高全厂能源利用率。

⑵ 总图

根据总图布置的特定原则，充分利用厂区所在位置的自然地形地貌，因地制宜的对自然地形加以改造。在满足场地不受山洪、内涝、生产及运输的条件下，根据风向等自然因素合理规划布置厂区平面及竖向。

总图布置方案使防爆区与非防爆区分隔，将人员活动较为频繁的区域与生产区分隔，可以保证人员及生产安全，降低事故发生概率。将污水处理及罐区布置

在地势最低处，一旦罐区泄漏也不会污染厂区其他部分，减少事故危害范围。

根据《内蒙古伊泰煤制油有限责任公司200万吨/年煤炭间接液化示范项目选址研究报告》及其相关批复（内建规[2014]640号），报告中提到选址位于薛家湾镇和大路新区之间的大路新区煤化工产业组团内西北地块，羊吉公路和呼准高速东侧，沿黄公路南侧，103省道西侧。原呼准铁路西侧。准格尔旗常年主导风向为西北风和东南风，所以项目的选址位置对居民区的环境影响较小。

⑶ 自动控制

拟建项目的监视、控制和管理将采用分散型控制系统（Distribution Control System-DCS）及子系统完成，并建有中心控制室（Center Control Room - CCR）进行集中操作和管理；鄂尔多斯市沿黄经济带煤炭清洁高效综合利用项目为大型煤化工综合性项目采用中心控制室、现场控制室和装置级现场机柜室（Field Rack Room-FAR）分离设置方式。

在中心控制室（CCR）操作区域内分别设置分散型控制系统（DCS）、安全仪表系统（SIS）、气体监视系统（GDS）、火灾报警系统（FAS）以及辅助操作台（配有紧急停车控制按钮及外报警灯），对全厂各装置正常操作、开车、停车、和异常条件时，进行统一的控制、监测、报警及报表输出等操作。

DCS 系统将完成对全厂各装置的工艺参数进行监视、报警和过程控制。DCS 人机操作界面(操作站)还可同时监视其它系统的信息，如安全仪表系统（SIS）、可燃和有毒气体检测系统（GDS）、压缩机组控制系统（CCS）等。

安全仪表保护系统（Safety Instrumented System – SIS）独立于 DCS 系统和其它子系统单独设置，SIS 系统和辅助操作台的紧急停车控制按钮，用于实现全厂各装置的安全联锁停车的控制，以确保人员及生产装置、重要机组和关键设备的安全。

可燃和有毒气体检测系统（Gas Detection System – GDS）、FAS 系统将对全厂各装置区域内的可燃气体、有毒气体、火灾报警、重要的被监视区域及其消防联动进行统一监视和控制。

⑷ 电气设计安全防范措施

为保证一级负荷中特别重要负荷用电，在生产消防水变电所设置全厂应急电源，设 1 台 800kW 的柴油发电机组，给发电机盘车、凝结水泵、压缩机盘车、

油泵、消防水泵等提供应急电源；仪表 DCS 系统、PLC 控制系统、电气监控系统、火灾报警系统等采用 UPS/EPS 作为应急电源；应急照明采用自带电池的分散供电等。

所有电气设备均应按负荷大小、环境条件、电压、电流及断流能力进行选择，按短路电流大小进行动热稳定校验。在确保供电安全可靠的前提下，尽量采用先进成熟的技术和设备。35kV、10kV 等级电气设备分断能力控制在 31.5kA；0.4kV 等级电气设备分断能力控制在 50kA。

10kV 电缆按短路电流热稳定来校验，低压电缆按额定电流来选择，防爆设备按防爆介质的级别和组别来选择，电缆桥架选用高防腐复合型桥架或铝合金桥架。

⑸ 建筑结构

由于本项目属于化工生产行业，有大量的腐蚀、易燃、易爆介质的存在，防腐、防火是结构设计的重要组成部分，故对于某些受到腐蚀介质作用的装置，需要考虑结构的防腐，具体做法应按《工业建筑防腐蚀设计规定》中的有关规定及建筑设计要求执行。钢结构的防火应符合《建筑设计防火规范》、《石油化工企业钢结构防火保护技术规范》等的有关规定。

甲类生产厂房应按规定满足泄压面积的要求，优先采用轻质墙体、轻质屋盖泄压，轻质屋盖和轻质墙体自重不宜超过 60kg/m^2。其次应采用门、窗泄压。

噪声防治按国家颁发的《工业企业噪声控制设计规范》（GBJ87-85）执行。

所有建筑确定其抗震设防类别以及各抗震设防类别建筑的抗震设防标准，均应符合《建筑工程抗震设防分类标准》（GB50223）和《石油化工建（构）筑物抗震设防分类标准》（GB50453）的要求。

⑹ 气防站

拟建项目拟在厂前区设立消防气防站，气防站的任务是对有毒、窒息性工作场所进行监护和对中毒和其它事故的现场进行抢救工作，以及会同安全卫生部门和生产车间对职工进行防毒知识教育，组织事故抢救演习，负责防毒器具的发放、管理、维护、检验。建议厂区设置职业卫生监测站，按规定对有毒、窒息性工作场所进行监测，保证作业人员安全和预防职业病。

⑺ 消防及火灾报警系统

根据项目特点，主要采取了如下消防设施：低压消防水系统、稳高压消防水系统、泡沫消防系统、水喷雾灭火系统、蒸汽灭火系统、消防竖管、灭火器、消防站、火灾报警系统等。

① 水消防系统

全厂消防给水系统分为稳高压消防给水系统和低压消防给水系统。稳高压消防给水系统主要供给生产装置区、罐区和部分重要的辅助生产设施（如空分装置），其他辅助生产设施的消防水由低压消防给水系统供给。

② 泡沫消防系统

根据总图布置，本项目设置 4 座泡沫站，每条线的中间罐区各设 1 座泡沫站，共 3 座；成品和原料罐区设 1 座泡沫站。主要用于罐区油品储罐的泡沫消防。

③ 蒸汽灭火系统

在合成、加工单元、含油污水预处理单元的隔油池、事故水池的集油池内设置蒸汽灭火设施。包括加热炉的炉膛底部设固定式蒸汽灭火管线，装置内管廊下设置软管站，布置在管廊下，装置内甲、乙类设备、构架等处均敷设固定式蒸汽筛孔管灭火系统，每条筛孔管的蒸汽管道从“蒸汽分配管”引出，并在墙的一侧设半固定式消防蒸汽接头。

④ 灭火器设置

为满足本装置扑救初期火灾的要求，在装置区内的各生产单元的厂房内、生产框架的平台等处均设置了手提式干粉灭火器，推车式干粉灭火器以及二氧化碳灭火器。

⑤ 氮气灭火隔离系统

罐区要在呼吸阀下部直管段加设隔离氮气。

⑥ 消防事故处置

由于本项目在装置区内设置消防事故水池，一旦发生事故，确保污染物不外排，事故水池总容积为 30000 m^3。

⑦ 机动消防

依据《石油化工企业设计防火规范》（GB50160-2008），本项目设置 1 座特勤消防站。建筑面积 3600m^2，配备各类消防车辆、各种消防器材、通讯器材

及火灾报警设施；在消防站一侧留有足够的训练场地，场地设置训练塔。消防站周围设有环形通道。消防站占地 160x50m，定员 54 人。其中消防员 40 人，管理人员 3 人，其他 11 人。

⑧ 火灾报警系统

本项目设置了一套独立的火灾报警系统。由主火灾报警控制器、区域火灾报警控制器和火灾探测器等组成。

主火灾报警控制器设置在中央控制室，在综合楼设置区域火灾报警控制器及楼层火灾显示盘，在合成、气化、空分等装置区域设立的控制室设置区域火灾报警控制器。各控制器之间采用光纤连接，组成环形网。

在区域报警控制器上只能对连接在本控制器探测回路上的探测点进行编程和控制。全厂火警系统总容量不低于 5000 个地址点。

手动联动盘采用硬线连接，只用于泡沫喷淋系统和消防水泵的远程监视和控制，容量不少于 128 路。对其他消防系统的联锁控制功能可以利用联动输入/输出模块，通过软件编程来实现。

一旦火情发生，指挥调度中心内火警主控制器和着火点所在区域的区域报警控制器会立即显示报警信息并启动声光报警器报警，各岗位值班或巡检人员可以通过消防专用电话、无线对讲话机、调度话机和行政管理电话分机与各控制室、指挥调度中心值班人员联系，指挥调度中心值班人员接警并确认后，使用消防报警专用电话拨“119”向消防站报警。

在办公室、变电室、控制室、电缆夹层等室内安全区域，采用感温探测器、感烟探测器、缆式感温探测器和手动报警按钮。并使用室内声光报警器作为警报设施。在有爆炸危险性的装置区域内：设置本质安全型室内或室外手动报警按钮。安全栅安装在安全区内。由安全栅至现场本安型手动报警按钮的线路采用本安电缆穿钢管或沿电缆桥架敷设。

在空分、煤气化、合成等装置单元设置防爆型手动报警按钮，在罐区单元，超过 5 万立方米的罐还需设置光纤光栅传感探测器。

本火警系统设有编码声光报警器，以保证当探测器、手动报警按钮和信号输入模块等动作时，所有声光报警器将立即自动启动。

与其他系统的联锁功能：火警系统与自动水喷淋系统、防排烟系统和防火卷

帘门等等具有自动联锁功能，在火警情况下，会自动关闭或开启相关设备。而泡沫喷淋系统和消防泵，则需要在火灾报警主控制器上设置手动联动盘，以实现远程手动监控。

火警系统还与扩音对讲系统之间设置联动接口，当火情发生时，火警系统会向扩音对讲系统发出一个干接点报警信号。扩音对讲系统接警后会自动播发一条预先录制好的报警信息。

供电要求：平时各火警控制器均采用 AC220V/50 Hz 应急回路（或 UPS）供电，当交流供电中断（或 UPS 失效）时采用自带备用电池供电。

16.7.2 事故水风险防范措施

16.7.2.1 厂内事故水防控措施

内蒙古伊泰煤制油有限责任公司年产 48 万吨（一期 16 万吨/年）煤制油项目位于内蒙古自治区鄂尔多斯市准格尔旗大路新区规划的煤化工为主的综合性园区内，地处大路新区的西南，距黄河约 11km。

⑴本项目工艺装置事故状态

本项目应设事故水缓冲池，用以收集各装置事故状态下排水，其中生产装置出现事故状态下排水水质异常波动时，导致所排放的污水与设计值有较大出入的污水不能进入污水处理场，此时污水先切换至事故水缓冲池贮存，然后用泵有序送至污水处理场处理。

⑵本项目污水处理场事故

污水处理场生化系统共分 4 个系列，根据经验，通常一般的生化故障可在 10~15 天左右处理完毕，生化系统可恢复。但对于生化系统较大事故故障，最长需要 1~2 个月的时间恢复。据此估算事故水缓冲池容积。

事故水缓冲池在装置开车初期起到暂存清洗、冲洗废水作用；在全厂运行期间，事故水缓冲池起到暂存工艺装置事故状态排水作用，同时负担污水处理场事故状态下全厂污水暂存作用。

本项目夏季正常废水量为 947m³/h，污水处理场设计规模 1200m³/h，在正常情况下尚有约 253m³/h 调节能力，事故缓冲池设置 260m³/h 的废水泵将废水送回污水处理场，预估在 50~60 天内将事故水缓冲池内废水全部处理完毕。

⑶装置、罐区火灾事故

事故工况下，有污染的各生产装置和辅助生产设施界区内的消防排水、事故污水首先经装置区内初期雨水管线重力流排入各装置区内初期雨水池，水池前设置溢流井，初期雨水池储满后，事故水经溢流井排入全厂雨水管线，并通过开启事故池前入口阀门，进入消防事故池，事故后将初期雨水池和消防事故池暂存的废水用泵排至污水处理场处理。

⑷"三级防控措施"

① 一级防控措施

工艺生产装置根据污染物性质进行污染区划分，污染区设置围堰拦截收集污染排水。将初期雨水、地面冲洗水、检修可能产生的含油污水和污染消防排水导入各装置界区的初期雨水池及消防事故水池。

可燃液体储罐设置防火堤或事故存液池，防火堤和事故存液池有效容积不小于罐组内 1 个最大储罐的容积。

非可燃液体，但对水体环境有危害的储罐设置围堰或事故存液池，围堰或事故存液池有效容积不小于罐组内 1 个最大储罐的容积。

在一般事故时利用围堰和防火堤控制泄漏物料的转移，防止泄漏物料及污染消防排水造成的环境污染。

② 二级防控措施

本项目在有污染风险的各装置界区内设置初期雨水池，接收装置区与罐区围堰截留的事故水。降雨及较大事故时利用全厂雨水系统作为事故排污管道，通过事故水联络管上的闸门切换将含油污水、污染消防排水和泄漏物料导入消防事故水池。

正常情况下，雨水干管上闸门打开，联络管上闸门关闭，全厂清净雨水经雨排水管线收集后排出项目界区。事故状态下，雨排水干管上闸门关闭，联络管上闸门打开，事故水经雨排水管网收集后经联络管排入消防事故水池暂存。通过开启和关闭不同雨排水干管上切换井中的闸门，可实现不同区域事故水的单独切换。

各装置内污染区与非污染区的雨水分别收集。污染区的初期雨水通过设置在设备区四周的围堰排水沟汇集，再通过管道进入各装置区初期雨水池。各装置内

非污染区及其他辅助设施的清净雨水直接就近排入全厂雨水系统。经泵提升与生产污水一并排入全厂生产污水系统。

③ 三级防控措施

在各装置界区内自设初期雨水池的基础上，本项目设置消防事故水池。该事故水池作为全厂消防事故和其他重大事故时污染排水的储存、提升设施，将污染物控制在厂区范围内。后期送污水处理场处理。

根据《化工建设项目环境保护设计规范》（GB50483-2009）和中国石油天然气集团公司企业标准《事故状态下水体污染的预防与控制技术要求》（Q/SY1190-2013）的要求，事故储存设施总有效容积计算公式为：

$$V_{总}=（V_1+V_2-V_3）_{max}+V_4+V_5$$

$$V_2=\sum Q_{消} t_{消}$$

$$V_5=10qF$$

$$q=q_a/n$$

V_1——收集系统范围内发生事故的罐组或装置的物料量，m^3。

V_2——发生事故的储罐或装置的消防水量，m^3；

$Q_{消}$——发生事故的储罐或装置的同时使用的消防设施给水流量，m^3/h；

$t_{消}$——消防设施对应的设计消防历时，h；

V_3——发生事故时可以转输到其他储存或处理设施的物料量，m^3；

V_4——发生事故时仍必须进入该收集系统的生产废水量，m^3；

V_5——发生事故时可能进入该收集系统的降雨量，m^3；

q——降雨强度，mm；按平均日降雨量；

q_a——年平均降雨量，mm；

n——年平均降雨日数；

F——必须进入事故废水收集系统的雨水汇水面积，ha。

根据相关规范，本项目厂区同一时间火灾处数按 2 处计，一处为 LPG 罐区、一处为油品合成装置。

LPG 罐消防用水量 550L/s，火灾延续供水时间 6h，一次灭火用水量 11880m^3；油品合成装置消防用水量 450L/s，火灾延续供水时间 3h，一次灭火用水量 4860m^3；LPG 罐区围堰内可储存消防水量 5363m^3；LPG 罐区发生事故时，经初步核算，可能受影响区域为液体物料储运系统，受影响区域汇水面积 15.6ha；油

品合成装置发生事故时，经初步核算，可能受影响区域为中间罐区、油品合成装置、油品加工装置、全厂总变电所、净化装置、煤气化装置、热电装置，上述区域汇水面积 78.5ha；合计可能受影响区域的汇水面积总和 94.1ha；合计本项目一次最大消防废水量为 16021.8m³。

由表 16.7-1 可知，本项目设置消防事故水池 1 座，分两格，每格有效容积 15000m³，总有效容积 30000m³。本项目的事故水池容积能满足事故储存要求。

表16.7-1　　本项目事故池有效容积可行性分析表

符号	意义	取值依据	
V1	事故的一个罐组或一套装置的物料量	按照柴油储罐物料全部泄漏进行考虑。	50000
V2	事故的储罐或装置的消防水量，$V_2=\sum Q_{消}t_{消}$	最大消防用水量为550L/s，火灾延续供水时间6小时。	11880
V3	发生事故时可以转输到其他储存或处理设施的物料量	罐区防火堤有效容积按最大罐容积设计柴油储罐液池面积为32758平方米，高度1.61m	52740
V4	发生事故时仍必须进入该收集系统的生产废水量	仅有开式循环水按单次排水计算总排水量中最大的第五循环水场总容量约5000 m³计算	5000
V5	发生事故时可能进入该收集系统的降雨量：V5＝10qF，q=qa/n	n—年平均降雨日数为73天 F—必须进入事故废水收集系统的雨水汇水面积，为288.18hm²。 qa=401.6mm	15853
V总	V总=（V1＋V2－V3）max＋V4+V5	（V1＋V2－V3）max是指对收集系统范围内不同罐组或装置分别计算，取其中最大值	29993
V事故池			30000
可依托性		29993＜30000	可依托

如消防事故水池发生事故或特殊情况超过消防事故水池容积时，可进入事故水缓冲池进行暂存处理，如事故水缓冲池发生特殊情况时再可进入浓盐水缓冲池进行暂存处理。

本项目全厂“三级防控”设置流程详见图16.7-1。

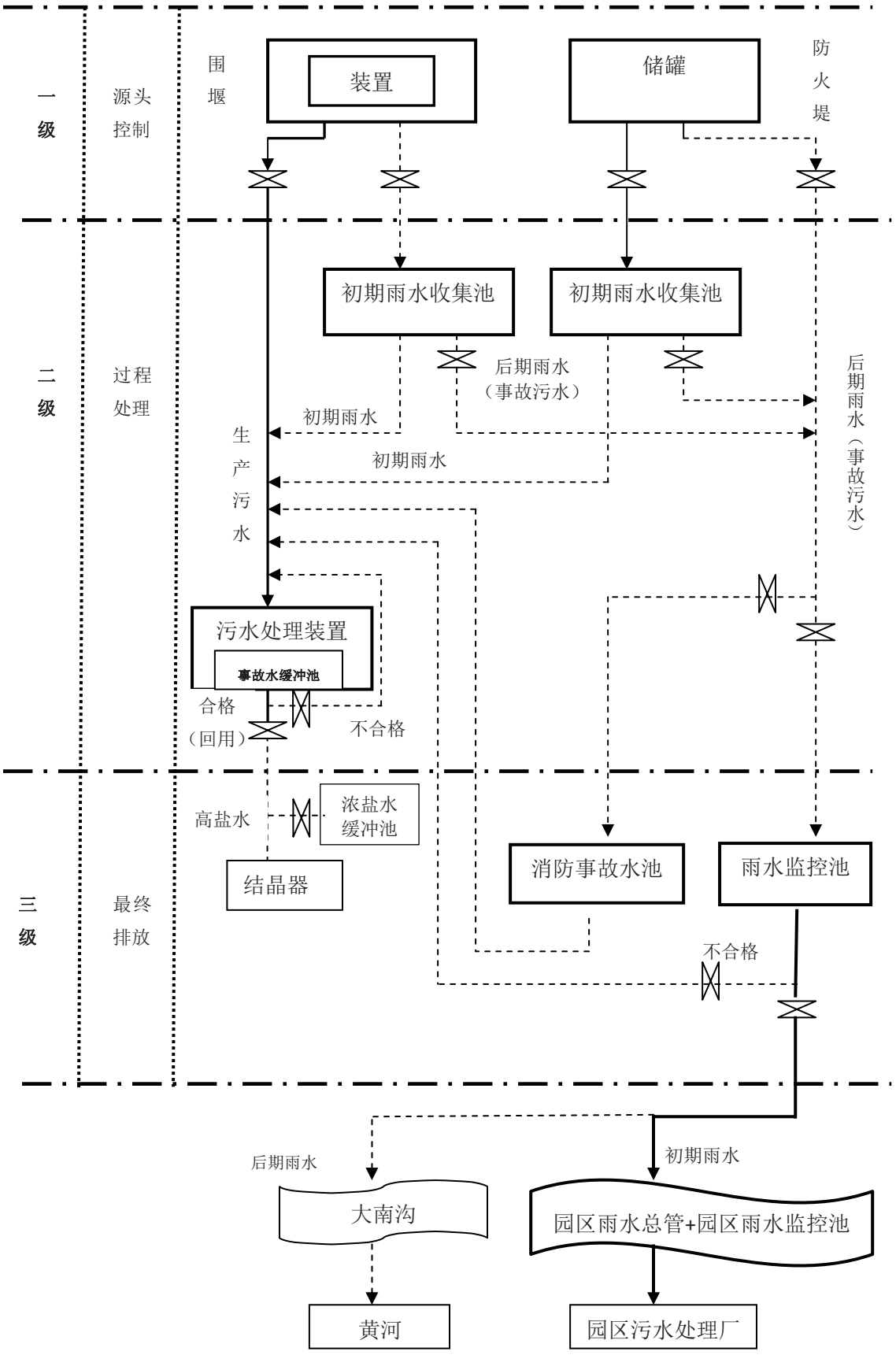


图 16.7-1　事故水三级防控系统示意图

16.7.2.2 园区事故水防控措施

事故水经厂区三级防控后进入园区雨水总管、园区雨水监控池再到进入园区污水处理厂，根据《准格尔旗大路工业园区南煤化工基地控制性详细规划》可知，“大路工业园区南煤化工基地雨水管网分为三个片区系统，各片区雨水均可通过管网重力排放，初期雨水分别汇流进入相应的各片区雨水监控池，然后通过 DN500 输水管排至园区污水处理厂进行处理。后期雨水可通过雨水管网直接排放至园区东北侧的大南沟中”。

①园区雨排水管网及雨水监控池

本项目易燃易爆物质发生火灾事故时产生的消防废水或者泄漏的液态烃未能得到有效收集而进入清净下水系统或雨排系统或在后期雨水（事故水）收集当中，事故一：消防事故水池的阀门失效或关闭；事故二：厂区内本应初期雨水进入园区雨水监控池、后期雨水进入大南沟的阀门失效或关闭。如果这两类事故同时发生，事故水则进入大南沟。但这两类事故同时发生的可能性很小，事故水在厂区内即可得到控制。

若只有事故一发生，可将事故水引流至园区雨水监控池。在本项目去往污水处理厂的污染雨水的雨水管线路途当中，布置 4 个园区雨水监控池，依次用于存储消防废水或者泄漏的液体烃，从而减轻进入园区污水处理厂的负担，也可做应急处理，园区污水处理厂的排放去向为大南沟，大南沟通过坝阻挡，最终去向为黄河。本项目事故水到园区污水处理场具体路径见图 16.7-2。

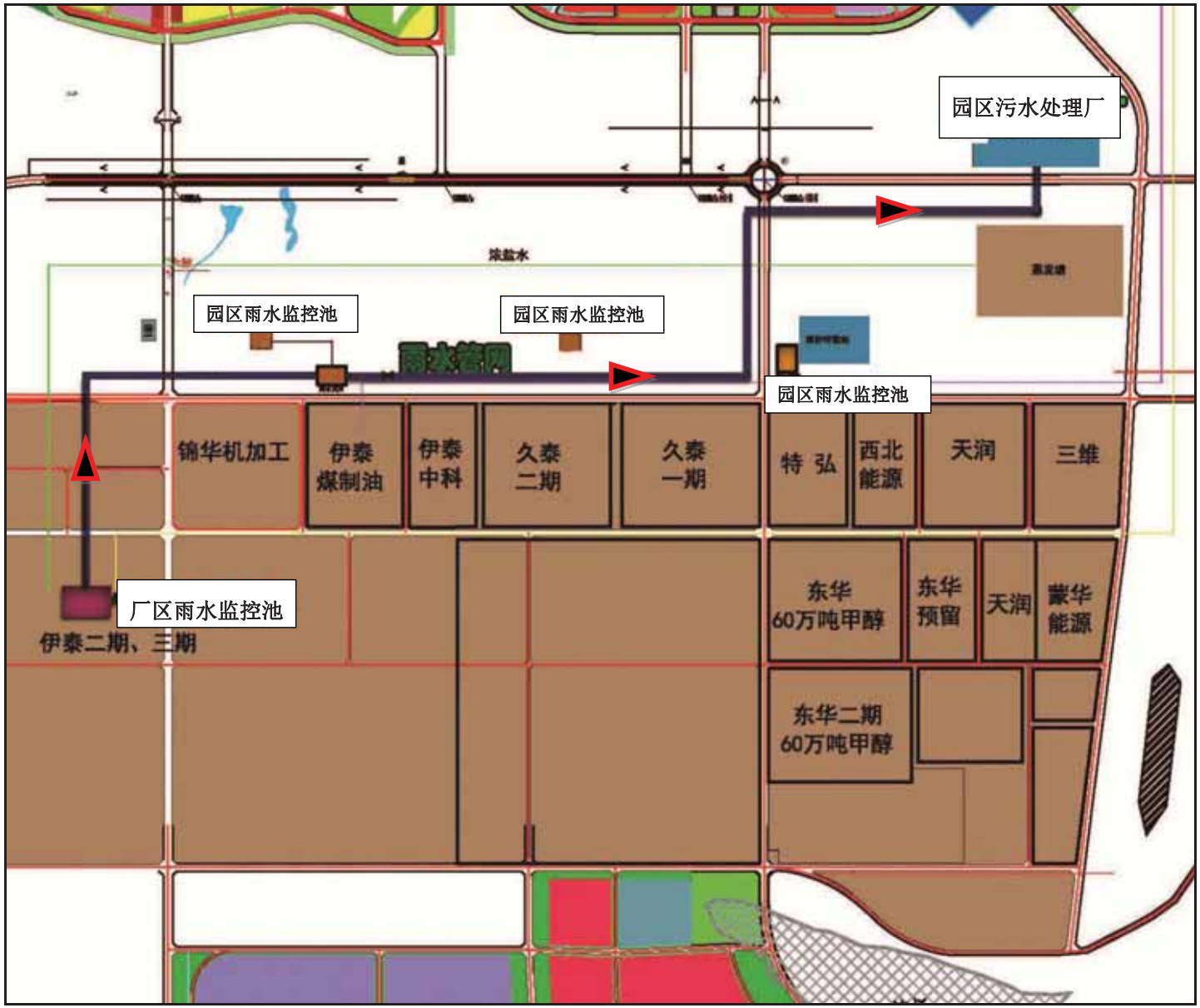


图 16.7-2　事故水路径方案图

②事故水直接进入周围水体

正常情况下，厂区产生的后期雨水会进入大南沟，但是当本项目当消防事故水瞬时流量过大或伴随遭遇强极端天气时，事故水可重力流入厂区周围的排洪沟，避免事故水四处漫流，污染突然及地下水，并且方便收集处理。根据园区规划描述“东部紧邻黄河，西部为大沟河，周边分布大沟、纳林沟、大南沟、孔兑沟、混兑沟等防洪排水河道。大路工业园区现状未建防洪工程，规划用地范围内受洪水危险较小”。依据图 13.2-1 地形图、图 1.6-3 水文地质调查评价范围示意图可知，本项目厂址南部高程大于北部高程，西部高于东部，由此分析，本项目事故水可能进入大南沟，大南沟距离本项目约为 4.5km，为黄河的一级支流。大南沟水库设一道大坝，作为阻挡事故水进入黄河的防线。

若按规划建设完成防洪工程后，事故水将被导流至防洪排水河道，降低进入周围水体的风险。

16.7.2.3 事故水在运营管理方面的防范措施

① 制定严格有序的开车方案；做到开车阶段废水有组织、有序排放，从废水的产生阶段合理控制；

② 全厂严格执行污水处理场接管标准，对超过接管标准的污水采取必要的缓冲暂存措施，减小污水处理场受到的冲击或破坏；

③ 将系统清洗和冲洗排水、系统化学清洗排水和试压、联动试车排水分开收集、处理和回用；

④ 加强项目建设中的监控和管理，把好设备和管线安装前的预处理关、设备和管线规范安装关设备和管线吹扫关，通过对项目建设过程中的监控和管理，缩短各系统的水清洗和冲洗时间，减少排水量；

⑤ 制定项目建设和试车中用、排水管理制度，设专门管理岗位进行管理，杜绝无组织的用、排水。系统水清洗、冲洗、化学清洗、试压、联动试车必须编制详细的方案，明确用、排水量和排水点，由专人负责落实措施是否到位；

⑥ 在项目建设中优先建设各类排水收集池、暂存池和各排水回收系统，投资概算中考虑临时排放管线的费用，满足系统水清洗、冲洗、化学清洗、试压、联动试车时的排水需要；

⑦ 操作人员应严格遵守有关的规章制度，加强巡查，发现问题及时解决，

避免造成不良后果；

⑧ 对于应用频率较低的事故水切换阀门及部分管线，应加强管理和维护；

⑨ 管理人员和操作人员应熟知厂区事故水处理系统各个组成的功能和设置情况，保证出现事故情况是能够迅速响应；

⑩ 企业应针对可能发生的事故水外泄情况，为迅速、有序地开展应急行动而预先制定行动方案。应急预案的编制和内容可参考环保部《石油化工企业环境应急预案编制指南》中的相关要求。

16.7.2.4 废水污染事故的处置程序

①当发生废水大量外排事故或事故池液位超过警戒液位，达到Ⅰ级应急启动条件时，调度室立即向应急救援指挥中心报告，按照领导指令启动Ⅰ级应急响应；

②调度室应做好应急准备，防止超标污水外排；

③发现废水造成环境污染，应尽快查明污染源，通知排污车间切断污染源，将废水引入到事故水池；

④通知环境监测组人员进行化验，通过化验确定废水中所含污染物质、种类和危害性，尽快制定出一套行之有效的治理措施；

⑤确定危害：确定污染范围，判断对厂区和周边地区造成的污染程度。若造成周边地区严重污染应急中心向大路环保局报告，并进行警戒隔离；

⑥制定行动计划，控制污染进一步扩大，指挥部对污染事故制定行动计划，对污染源进行控制，减少人员中毒、水体污染事故进一步扩大；

⑦如遇火灾，灭火过程中产生的废水，或污水处理系统出现故障时产生的废水，废水排放量较大，此时将废水排放到厂区事故水池，事故水池容纳不下的时候，根据事故情况，向大路环保局申请将外排废水排入园区污水处理厂，由园区统一处理；

⑧环境监测组对事故水池外排口进行连续分析监测，数据符合《污水综合排放标准》二级标准，或者事故水池液位降低到 90%以下时，关闭事故水池启闭机，结束应急响应。并向大路环保局提交书面报告。

16.7.3 地下水风险防范措施

地下水环境风险预测内容详见第十章第八节地下水评价专题中的地下水污

染监控与应急措施及污染治理措施17.5章节地下水污染防治措施。

16.7.4 土壤风险防范措施

本项目厂区内除了绿化用地以外，其它全部都是混凝土路面，基本没有直接裸露的土壤存在，因此，本项目发生物料泄漏时对厂区内的土壤影响有限，事故后及时控制基本不会对厂区内的土壤造成严重污染。

事故泄漏物料对厂区外部的土壤污染更低，其对土壤的污染主要是由泄漏到大气环境中的事故污染物沉降到土壤中引起的。但是项目事故泄漏污染物总量不高，而且是属于短期事故，通过大气沉降对厂界外土壤造成污染的可能性很小。

在发生泄漏事故时，由于装置区、罐区采取防渗措施和事故应急物料回收措施，因此基本不会对装置区、罐区及其边界造成土壤污染。

同时本项目在设计和建设过程中加强风险事故防范设施的建设，以降低风险事故的概率，即便在发生风险事故时也能够及时有效地对有害物质进行处置。

16.7.5 生态植被风险防范措施

事故泄漏的污染物由于量少和存在时间短等因素，不会发生生态植被因为项目风险事故而引发的大面积变异、枯萎、死亡等现象发生，泄漏污染物对厂界内的植被造成的影响也是短期的，通过一段时间的更新和人工补充后，厂区绿化植被可以恢复到事故前的状态。

16.7.6 事故伴生/次生污染物风险防范措施

当发生事故时同时可能产生伴生/次生污染物的防范情况列于表16.7-2。

表 16.7-2　　本项目事故伴生/次生污染物一览表

事故类型及毒害物		伴生污染物	次生污染物	防范措施
柴油/石脑油	火灾爆炸	烃类蒸汽	H_2S、SO_2、CO、烟尘等	喷淋，水幕
	泄漏	二次火灾	排水系统污染	消除积聚，清理排水系统
甲醇	火灾爆炸	甲醇蒸汽	烟尘等	喷淋，水幕
	泄漏	二次火灾	排水系统污染	消除积聚，清理排水系统

在发生事故时充分关注事故同时产生伴生/次生污染物是非常重要的，其防范措施基本同处理事故污染物的防范措施一样。但采取消除措施时要针对所产生的伴生/次生污染物分别选用不同的消解剂。

16.8 环境风险评价

16.8.1 风险评价标准

⑴最大可信事故概率

最大可信事故中管线事故概率参照表 16.8-1 中的概率。

表 16.8-1　　用于重大危险源定量风险评价的泄漏概率表

部件类型	泄漏模式	泄漏概率	数据来源
容器	泄漏孔径 1mm	5.00E-4a^{-1}	DNV
	泄漏孔径 10mm	1.00E-5a^{-1}	Crossthwaite et al
	泄漏孔径 50mm	5.00E-6a^{-1}	Crossthwaite et al
	整体破裂	1.00E-6a^{-1}	Crossthwaite et al
	整体破裂(压力容器)	6.50E-5a^{-1}	COVO Study
内径≤50mm 的管道	泄漏孔径 1mm	5.70E-5($m•a^{-1}$)	DNV
	全管径泄漏	8.80E-7($m•a^{-1}$)	COVO Study
50mm<内径≤150mm 的管道	泄漏孔径 1mm	2.00E-5($m•a^{-1}$)	DNV
	全管径泄漏	2.60E-7($m•a^{-1}$)	COVO Study
内径〉150mm 的管道	泄漏孔径 1mm	1.10E-5($m•a^{-1}$)	DNV
	全管径泄漏	8.80E-8($m•a^{-1}$)	COVO Study

储罐的风险事故概率是在结合了历史统计情况和国内其它评价单位所作的环境风险评价报告中有关石化行业的风险事故概率情况而作出的。

从国内外储罐事故统计资料看，根据 1998 年的调查材料统计，储罐着火几率很低，年平均着火几率为 0.0448‰，即为 4.48×10^{-5} 次/年。

中国环境科学研究院的《某公司 1000 万吨/年炼油系统改造及第三轮乙烯改扩建工程风险分析专题报告》、中国石油天然气华东勘察设计研究院的《某公司 550 万吨/年原油加工工程环境风险评价专篇》和大连理工大学的《30 万吨原油码头环境风险评价专题报告》等。这些报告中提出石油化工项目，特别是石化企业储运系统的环境风险事件概率为 $1.0\sim8.7\times10^{-5}$ 之间。评价中环境风险事故概率取值一般为 $1.0\sim8.7\times10^{-5}$ 次/年。

综合以上分析，保守考虑，本次评价确定储罐发生事故的概率取为 8.7×10^{-5} 次/年。

表 8-2　　最大可信事故概率

序号	危险物质	最大可信事故类别	事故概率

1	NH_3	液氨管线断裂，NH_3 泄漏	8.7×10^{-5}

⑵最大可接受水平值

风险的单位多采用“死亡/年”。安全和风险是相伴而生的，风险事故的发生频率不可能为零。通常事故危害所致风险水平可分为最大可接受水平和可忽略水平。表 16.8-3 列出了一些机构和研究者推荐的最大可接受风险水平和可忽略水平。

表 16.8-3　　最大可接受水平和可忽略水平的推荐值

机构/研究者	最大可接受水平(a^{-1})	可忽略水平(a^{-1})	备注
瑞典环境保护局	1×10^{-6}		化学污染物
荷兰建设和环境部	1×10^{-6}	1×10^{-8}	化学污染物
英国皇家协会	1×10^{-6}	1×10^{-7}	
Miljostyrelsen(丹麦)	1×10^{-6}		化学污染物
Travis 等(美国)	1×10^{-6}		

对于社会公众而言最大可接受风险不应高于常见的风险值。在工业和其它活动中，各种风险水平及其可接受程度见表 16.8-4。一般而言，环境风险值的可接受程度，对有毒有害工业以自然灾害风险值，即 10^{-6}/a 为背景值。

表 16.8-4　　各种风险水平及其可接受程度

风险值（死亡/a）	危险性	可接受程度
10^{-3} 数量级	操作危险性特别高，相当于人的自然死亡率	不可接受
10^{-4} 数量级	操作危险性中等	必须立即采取措施改进
10^{-5} 数量级	与游泳事故和煤气中毒事故属同一量级	人们对此关心，愿采取措施预防
10^{-6} 数量级	相当于地震和天灾的风险	人们并不关心这类事故发生
10^{-7}～10^{-8} 数量级	相当于陨石坠落伤人	没有人愿为这种事故投资加以预防

《危险化学品生产、储存装置个人可接受风险标准和社会可接受风险标准（试行）》给出的我国个人可接受风险标准见表 16.8-5，社会可接受风险标准见图 16.8-1。

表 16.8-5　　我国个人可接受风险标准值

防护目标	个人可接受风险标准（概率值）	
	新建装置（每年）≤	在役装置（每年）≤

防护目标	个人可接受风险标准（概率值）	
	新建装置（每年）≤	在役装置（每年）≤
低密度人员场所（人数＜30 人）：单个或少量暴露人员。	1×10^{-5}	3×10^{-5}
1.居住类高密度场所（30 人≤人数＜100 人）：居民区、宾馆、度假村等； 2.公众聚集类高密度场所（30 人≤人数＜100 人）：办公场所、商场、饭店、娱乐场所等。	3×10^{-6}	1×10^{-5}
1.高敏感场所：学校、医院、幼儿园、养老院、监狱等； 2.重要目标：军事禁区、军事管理区、文物保护单位等； 3.特殊高密度场所（人数≥100 人）：大型体育场、交通枢纽、露天市场、居住区、宾馆、度假村、办公场所、商场、饭店、娱乐场所等。	3×10^{-7}	3×10^{-6}

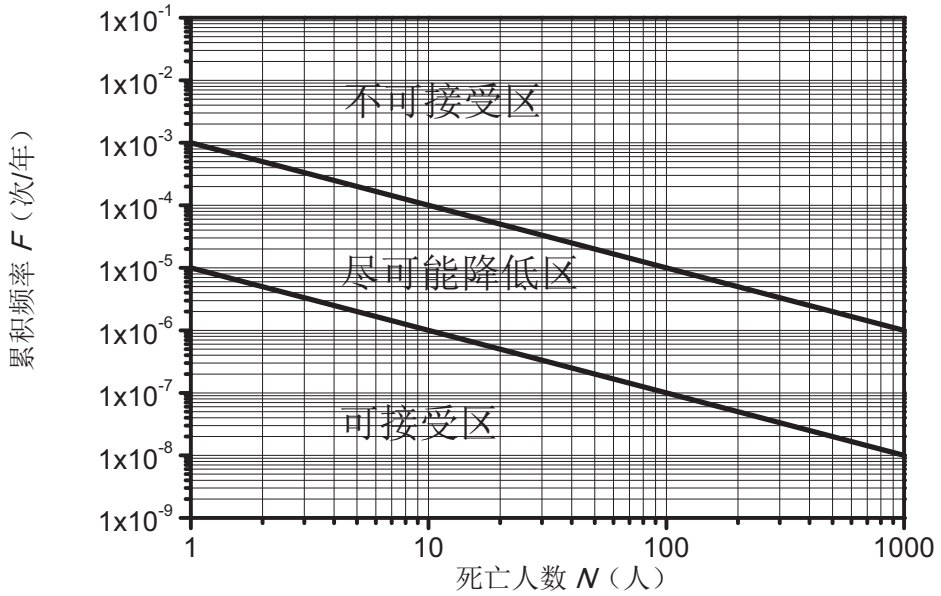


图 16.8-1　我国社会可接受风险标准图

而在化工行业，其风险可接受水平根据《化工装备事故分析与预防》及相关统计可知，风险值可接受水平为为 8.33×10^{-5} 人/年。

16.8.2 风险评价

风险值是风险评价表征量，包括事故的发生概率和事故的危害程度。

$$R = P \cdot C$$

式中：

R ——某一最大可信事故的环境风险值；

P ——最大可信事故概率（事故数/单位时间）；

C ——最大可信事故造成的危害程度（后果/事故）。

暴露于有毒有害物质气团下、无任何防护的人员，因物质毒性而导致死亡的概率可按下式估算：

$$Pr = a + b\ln\left[C^n \cdot t\right]$$

$$P_E = 0.5 \times \left[1 + erf\left(\frac{Pr - 5}{\sqrt{2}}\right)\right]$$

式中：

P_E——人员吸入毒性物质而导致急性死亡的概率；

P_r——对应于死亡概率的概率值；

a,b,n——与毒物性质有关的参数；

C——接触的浓度，mg/m^3；

t——暴露时间，min。

从事故后果预测结果可以看出，氨罐管线破裂导致液氨泄漏扩散事故，不仅会影响到厂界内人员，还会对厂界外的环境保护目标产生影响，且在所有假定的最大可信事故中 LC_{50} 浓度影响范围相对较大，在对所有事故源进行预测后证明其对人群的影响范围最大。因此，选取硫化氢泄漏事故进行风险计算。

氨罐管线破裂导致液氨泄漏导致液氨泄漏扩散事故，风险源下风向各点液氨的 Pr 值见图 16.8-2，死亡概率 P_E 值见图 16.8-3。

由 P_E 值图可知，在最不利气象条件下（1m/s 风速，F 类稳定度），风险源下风向出现 100%死亡概率的最远距离可达 170m，此范围内无村庄和保护目标；出现 50%死亡概率的最远距离可达 700m（2.3m/s 风速，F 类稳定度），此范围内无村庄；出现 10%死亡概率的最远距离可达 1200m（1m/s 风速，F 类稳定度）。出现 1%死亡概率的最远距离可达 2100m。

事故场景造成的死亡概率小于 1%时，在风险评价时可不予考虑。由死亡概率 P_E 图可知，在最不利气象条件下，风险源下风向约 2100m 处的死亡概率 P_E 值为 1%。此范围内无村庄和保护目标，因此致死风险可接受。

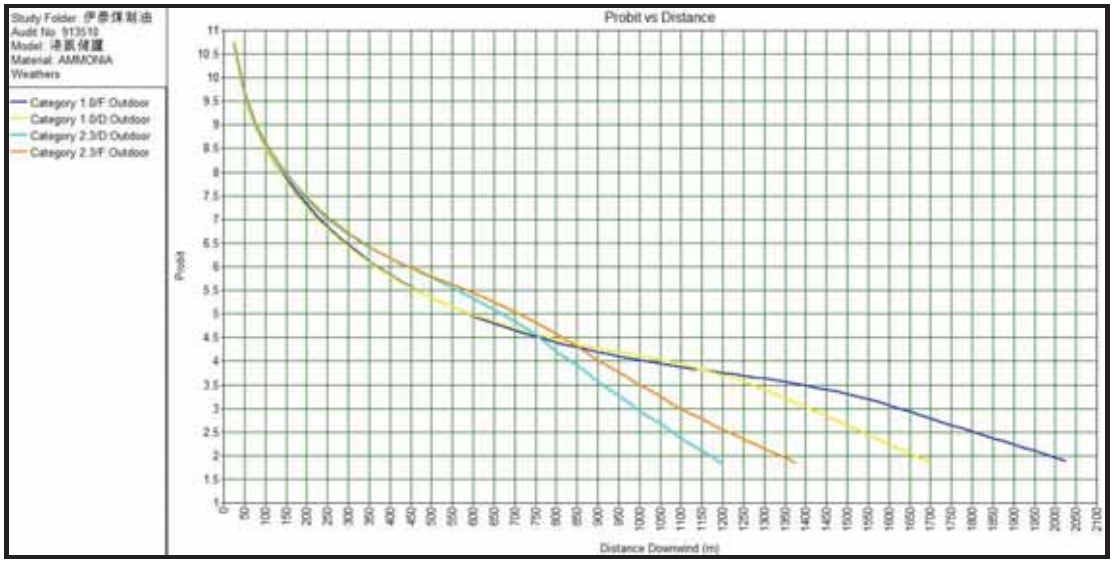


图 16.8-2　氨罐泄漏事故 P_r 值

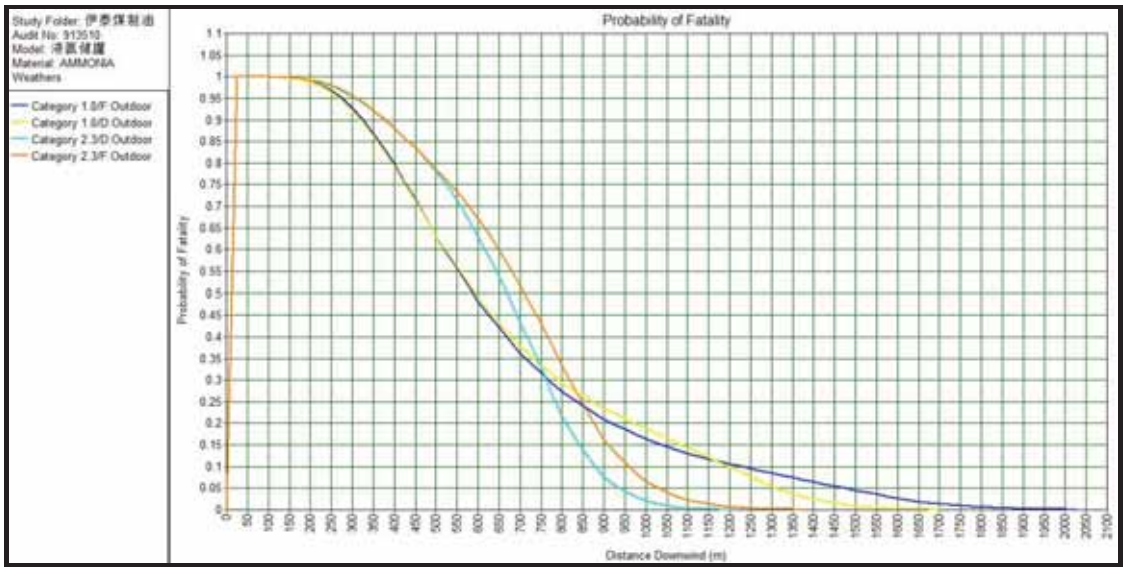


图 16.8-3　氨罐泄漏事故 P_E 值

16.9 环境风险管理体系

本项目为确保生产稳定运行、防止安全生产事故、环境污染事故发生，拟采取以下防范发生火灾、爆炸、泄漏以及其它可能发生的伴生环境污染的措施和环境风险事故监控措施，同时制定相应的环境风险事故应急预案，以便在发生环境风险事故时及时采取相应有效应急处理措施，控制风险事故影响扩大，保护环境安全。

16.9.1 风险防范措施“三同时”检查内容

结合环办（2010）13 号《关于开展全国重点行业企业环境风险及化学品检查工作的通知》有关内容，风险防范措施应包括围堰、地面防渗、气/液体泄漏检测报警系统、泄漏气体吸收装置、专用排泄沟/管、事故应急池、清净下水排放切换阀、清净下水排水缓冲池等；应急处置及救援资源包括个人防护装备器材、消防设施、堵漏、收集器材/设备、应急监测设备、应急救援物资等。

风险防范措施、应急处置及救援资源和应急预案应列入环保设施竣工验收“三同时”检查内容，具体见表 16.9-1。

表 16.9-1　　风险防范措施“三同时”检查内容

序号	投资项目	内容
1	事故水	事故水收集系统
2	基础防渗	生产装置及储罐区防渗
3	消防设施	消防站、泡沫站、消防水泵等
4	仪器、仪表	可燃、有毒气体在线监测仪、报警仪
5	应急预案	环境应急预案编制、演练
6	应急监测	各监测仪器
7	应急防护设施	个人防护、应急救援物资、医疗器材

16.9.2 应急预案

16.9.2.1 现有工程应急物资及应急预案

⑴应急物资

应急预案内容主要包括预案的应急事件分级、适用范围、预案组织体系与职责、预防和预警、应急响应、应急保障及后期处置等内容。公司根据应急救援的需要配备了大量的应急物资，详见表 16.9-2。

表 16.9-2　　应急救援物资装备清单

序号	装备名称	单位	数量	主要用途
1	消防车	台	6	事故现场抢险、灭火
2	救护车	台	1	运送救护人员和伤员
3	救援担架	个	2	运送伤员

序号	装备名称	单位	数量	主要用途
4	急救箱	套	2	伤员急救
5	调度通讯系统	套	1	救援指挥和通信联络
6	固定电话	部	310	通信联络
7	防爆对讲机	部	275	救援指挥和通信联络
8	多种气体检测仪	台	58	事故地点气体测定
9	红外测温仪	台	30	探测温度
10	消防栓	套	199	灭火及冷却
11	灭火器	台	1020	灭初期火灾
12	空气呼吸器	台	107	现场救护和应急作业
13	紧急逃生器	只	1000	紧急逃生
14	防氨过滤式滤毒罐	个	270	现场救护和人员逃生
15	防甲醇过滤式滤毒罐	个	120	现场救护和人员逃生
16	防 CO 过滤式滤毒罐	个	220	现场救护和人员逃生
17	防酸性气体滤毒罐	个	280	现场救护和人员逃生
18	防毒面具	个	281	现场救护和人员逃生
19	滤毒罐面具连接软管	根	291	现场救护和人员逃生
20	10m 长管面具	套	23	有限空间作业
21	20m 送风长管面具	套	28	有限空间作业
22	隔热服	套	41	高温抢险和作业
23	隔热鞋	双	41	高温抢险和作业
24	空气填充泵	台	1	空气呼吸器充气
25	空气瓶	个	5	备用
26	柴油发电机	台	1	备用电源

序号	装备名称	单位	数量	主要用途
27	消防避火服	套	3	灭火救援
28	消防防化服	套	6	半封闭防化学品腐蚀
29	重型防化服	套	2	封闭式防化学品腐蚀
30	防爆服	套	2	爆炸场所防护
31	开门器	个	2	紧急救援开门
32	动力切割器	台	2	紧急情况切割
33	手提液压机动泵	台	1	供剪扩器扩张器的动力
34	剪扩器	个	1	用于剪切螺纹钢等钢材
35	扩张器	个	1	扩张被挤压变形的物体
36	手提式强光照明灯	具	21	浓烟或光线度较暗情况下使用
37	移动供气源	套	1	紧急情况下延长供气时间
38	带压堵漏工具	套	2	泄漏时进行带压堵漏

⑵救援队伍

①公司成立专职消防队伍，共有消防官兵 42 人。

②建立各车间应急机构，公司级应急机构一个 。

③公司成立医疗机构，共有医护人员 6 人。

④外部应急力量，距离煤制油 3 公里处成立了大路新区消防特勤站。

⑤主要消防队伍成员明细、业余消防队伍明细见附件六。

⑶技术保障

公司设立化工、设备、环保、电力、医疗等专家组，并和自治区应急救援专家库建立信息系统，开展安全事故预警、预测、预防和应急处置技术研究。

⑷现有应急预案分析

内蒙古伊泰煤制油有限责任公司《生产安全事故应急救援预案》（2011.9）对照环保部颁布的《石油化工企业环境应急预案编制指南》（2010.1）的规定，本应急预案在以下几个方面需要进行完善：

①应急预案关系说明：明确应急预案与内部企业应急预案和外部其他应急预案的关系，并辅相应的关系图，表述预案之间的横向关联及上下衔接关系；

②应急监测：明确紧急情况下企业应按事发地人民政府环保部门要求，配合开展工作。明确应急监测方案，包括污染现场、实验室应急监测方法、仪器、药剂。突发环境事件发生时企业环境监测机构要立即开展应急监测，在政府部门到达后，则配合政府部门相关机构进行监测。

③受灾群众的安全防护：制定群众安全防护措施、疏散措施及患者医疗救护方案等。

16.9.2.2 本项目企业级应急预案

⑴ 本项目应急预案的基本要求

拟建项目生产和储运系统一旦发生事故，需要采取工程应急措施，控制和减小事故危害。如果一旦有毒有害物质泄漏至环境，必须按事先拟定的应急方案进行紧急处理。应急预案内容列于表 16.9-3。

表 16.9-3　　突发事故应急预案

序号	项目	内容及要求
1	危险源概况	详述危险源类型、数量及其分布
2	应急计划区	装置区、贮罐区、邻区
3	应急组织	工厂：厂指挥部—负责现场全面指挥；专业救援队伍—负责事故控制、救援、善后处理 地区：地区指挥部—负责工厂附近地区全面指挥、救援、管制、疏散；专业救援队伍—负责对厂专业救援队伍的支援
4	应急状态分类及应急响应程序	规定事故的级别及相应的应急分类响应程序
5	应急设施、设备与材料	生产装置及罐区：防火灾、爆炸事故应急设施、设备与材料，主要为消防器材；防有毒有害物质外溢、扩散，主要是抗溶性泡沫、干粉、二氧化碳、喷淋设备等
6	应急通讯、通知和交通	应急状态下的通讯方式、通知方式和交通保障、管制
7	应急环境监测及事故后评估	由专业队伍负责对事故现场进行侦察监测，对事故性质、参数与后果进行评估，为指挥部门提供决策依据
8	应急防范措施、清除泄漏措施方法和器材	事故现场：控制事故、防止扩大、蔓延及链锁反应；清除现场泄漏物，降低危害，相应的设施器材配备 邻近区域：控制和清除污染措施及相应设备配备
9	应急剂量控制、撤离组织计划、医疗救护与公众健康	事故现场：事故处理人员对毒物的应急剂量控制制定、现场及邻近装置人员撤离组织计划及救护 工厂邻近区：受事故影响的邻近区域人员及公众对毒物应急剂量控制制定、撤离组织计划及救护

序号	项目	内容及要求
10	应急状态终止与恢复措施	规定应急状态终止程序；事故现场善后处理，恢复措施邻近区域解除事故警戒及善后恢复措施
11	人员培训与演练	应急计划制定后，平时安排人员培训与演练
12	公众教育和信息	对工厂邻近地区开展公众教育、培训和发布有关信息
13	记录和报告	设置应急事故专门记录，建档案和专门报告制度，设专门部门和负责管理
14	附件	与应急事故有关的多种附件材料的准备和形成

①针对区域产业结构和布局特点，企业的应急预案应注意与基地、地方政府环境风险应急预案的衔接与联动。需要对周围居民区撤离时，要请求环保、公安、民政等部门协助，妥善安排撤离人员的生活。撤离后要对影响区进行环境监测，当环境恢复到功能区划的要求，并经过环保、卫生等部门的同意，事故得到有效控制的前提下，可以安排撤离人员返回。

②应急预案应有环境应急监测内容，并结合本项目实际情况选择相关仪器设备。若发生事故，应根据事故波及范围确定监测方案，监测人员应在有必要的防护措施和保证安全的情况下进入处理现场采样。此外，监测方案应根据事故的具体情况由指挥部作调整和安排。

③厂区内应设置明显的安全标志，建立风向标。应急预案应满足国家环境保护总局的相关要求。

④事故处理中，区域内土壤将受到污染，有被污染的处置材料（如砂土等）及消防废水产生。将刮取受污染的表土及被污染的处置材料（如砂土）委托具有危废处置资质的单位对其处理。

⑤应急预案应明确分级响应条件和分级救援，一级预案为厂内事故预案，即发生的事故为各重大危险源因管道阀门接头泄漏仅局限在厂区范围内对周边及其他地区没有影响，只要启动此预案即能利用本单位应急救援力量制止事故。二级预案是所发生的事故为各重大危险源储罐破裂或爆炸造成泄漏，但泄漏量估计波及周边范围内居民，为此必须启动此预案，并迅速通知周边社区街道、派出所及地方政府，并启动二级预案，不失时机地进行应急救援。三级预案是所发生的事故为各重大危险源储罐破裂或爆炸造成大量泄漏时需立即启动此预案，可立即拨打 110 或 120，联动政府请求立即派外部支援力量，同时出动消防车沿周边喊话，疏散居民。

⑵ 建立伊泰企业事故应急救援体系

企业编制《内蒙古伊泰煤制油有限责任公司生产安全事故应急救援预案》：具体内容详见《内蒙古伊泰煤制油有限责任公司生产安全事故应急救援预案》。

① 组织机构和职责

A:组织机构

公司建立生产安全事故应急救援组织，成立应急领导小组，由公司领导和相关部门、单位领导组成。领导小组下设应急中心和13个专业组。组织机构网络图见图16.9-1。

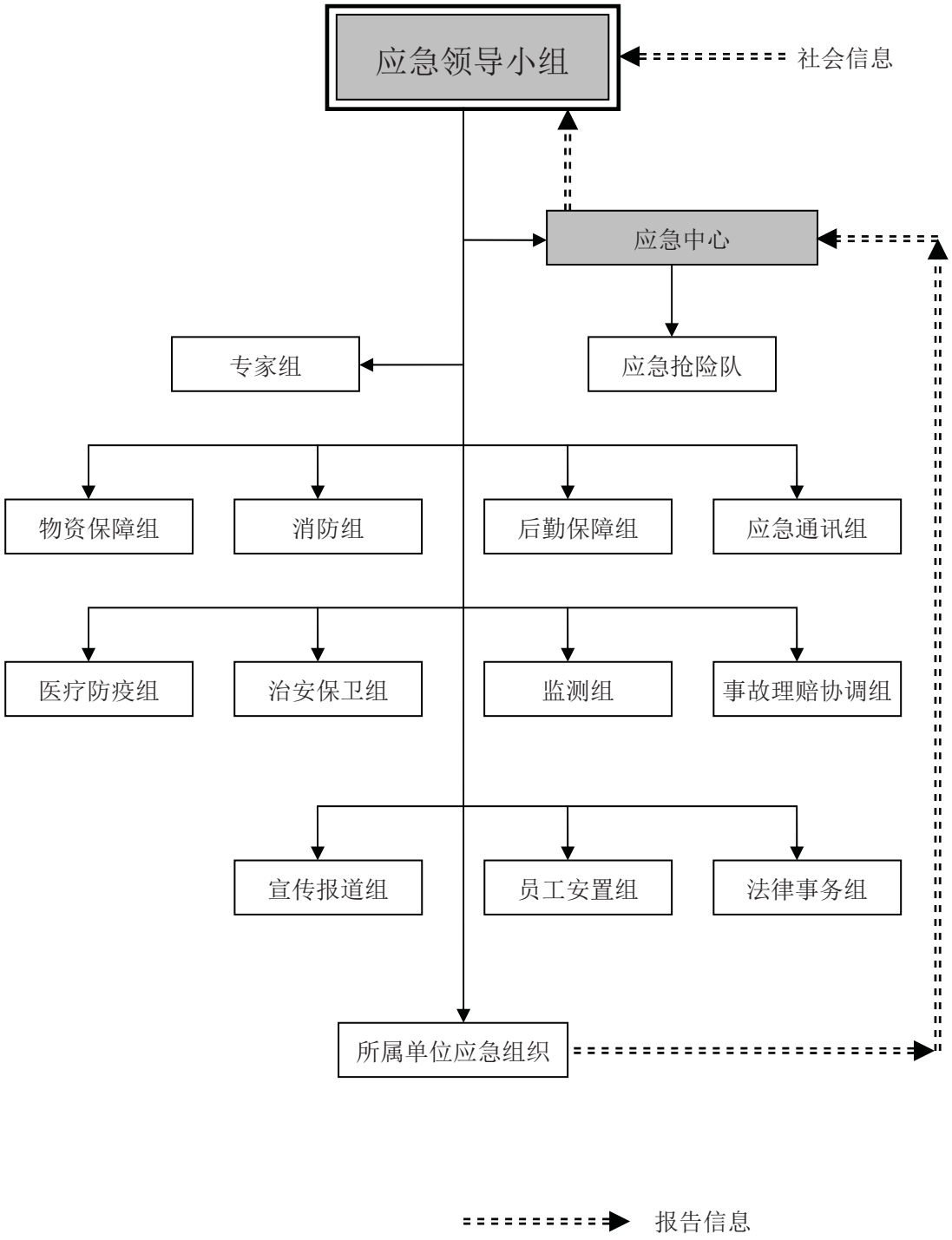


图16.9-1　组织机构网络图

② 预防与预警

A:危险源监控

通过现场巡检和主控室监盘及可燃气、有害气体、火灾监测系统，对运行的压力容器、管道及现场可燃气、有害气体泄漏情况进行实时监控，随时掌握运行情况，发现问题，及时采取措施。设备管理部门对锅炉压力容器、安全附件等按

规定定期检验，确保其处于安全状态。公司针对重大危险源和易燃易爆场所分别安装了视频监控装置、可燃气体检测仪、报警仪，火灾报警仪、自动喷淋系统和自动泡沫覆盖系统，对可燃气体、液体、煤粉等危险物质的泄漏、着火、爆炸形成有效的监控。

B:预防与应急准备

公司的决策机构、主要负责人应予以保证公司重大危险源应当具备的安全生产条件所必须的资金投入。加强工艺管理，严格执行工艺纪律和工艺指标控制，杜绝“三违”现象，防止操作事故的发生。加强生产过程控制和分析，严密监控生产中工艺参数变化，一旦出现异常应及时分析原因并调整。搞好设备管理、维护保养和检修工作，防止因设备失修而产生爆炸、跑、冒、滴、漏现象造成事故。列入公司技改项目，及时消除隐患，避免事故发生。

C:监测与预警

预警原则：发生低级别的危急事件，启动低级别应急响应，同时作好高级别的预警和准备。发生三级应急响应事件时，立即启动三级应急响应，执行《现场处置方案》进行二级应急响应预警。发生二级应急响应事件时，立即启动二级应急响应，执行《专项预案》进行一级应急响应预警。发生一级应急响应事件时，立即启动一级应急响应，执行《综合预案》，各专业组进入预警状态。

⑶ 突发环保事件专项预案

根据环境保护部发布的《石油化工企业环境应急预案编制指南》（2010年1月）的编制环境应急预案。

① 废水污染事故的处置程序

A:当发生废水大量外排事故或事故池液位超过警戒液位，达到Ⅰ级应急启动条件时，调度室立即向应急救援指挥中心报告，按照领导指令启动Ⅰ级应急响应。

B:调度室应做好应急准备，防止超标污水外排。

C:发现废水造成环境污染，应尽快查明污染源，通知排污车间切断污染源，将废水引入到事故水池。

D:通知环境监测组人员进行化验，通过化验确定废水中所含污染物质、种类和危害性，尽快制定出一套行之有效的治理措施。

E:确定危害：确定污染范围，判断对厂区和周边地区造成的污染程度。若造

成周边地区严重污染应急中心向大路环保局报告，并进行警戒隔离。

F:制定行动计划，控制污染进一步扩大，指挥部对污染事故制定行动计划，对污染源进行控制，减少人员中毒、水体污染事故进一步扩大。

G:如遇火灾，灭火过程中产生的废水，或污水处理系统出现故障时产生的废水，废水排放量较大，此时将废水排放到厂区事故水池，事故水池容纳不下的时候，根据事故情况，向大路环保局申请将外排废水排入园区污水处理厂，由园区统一处理。

H:环境监测组对事故水池外排口进行连续分析监测，数据符合《污水综合排放标准》二级标准，或者事故水池液位降低到90%以下时，关闭事故水池启闭机，结束应急响应。并向大路环保局提交书面报告

② 噪声、大气污染、固体废物事故的处置程序

A:公司接到相关方关于噪声、大气污染、固体废物处置等情况投诉时，质量环保部视情况的严重程度逐级报告。

B:质量环保部、生产部、环境监测组赶赴污染事故现场，采集样品或即时监测，确认事故造成环境总体污染状态后，向公司领导及时汇报。

C:公司指令产污单位采取有效措施降低污染。

③ 次生灾害防范

制定次生灾害防范措施，现场监测方案，现场人员撤离方案，防止人员中毒或引发次生环境事件。

⑷ 区域应急预案

地方政府应编制《化工园区消防和区域生产安全专项规划》，提高基地预防和抵御火灾及其它灾害的能力，提高基地的安全保障度。本公司的应急预案也必须与区域事故应急预案相衔接，充分利用社会的救援力量。包括消防中队、应急环境监测等。

如果事故超出地市或省级人民政府处置能力、跨省(区、市)的突发环境事件等，预案规定，应及时向上一级有关部门和地方各级人民政府及其相关部门汇报，环境应急指挥部，负责指导、协调应急处置工作，并按照属地为主，分级响应的原则，由事件发生地省级人民政府成立现场应急救援指挥部，具体组织实施有关处置工作。

16.9.2.3 园区级应急预案

⑴事件分级。

按照突发环境事件严重性和紧急程度，突发环境事件分为特别重大环境事件（Ⅰ级）、重大环境事件（Ⅱ级）、较大环境事件（Ⅲ级）、一般环境事件（Ⅳ级）四级。

⑵组织指挥与职责

①组织机构。

大路煤化工基地突发环境事件应急处理组织体系由突发环境事件应急工作领导小组、环境应急工作办公室和突发环境事件应急现场指挥部组成。

为保障突发环境污染事件的应急处理，成立以管委会分管副主任为组长，党政办主任为副组长，财政局、社会事业局、环保分局、大路医院、园林局、规划办、发展局、安监分局、派出所、国土分局、执法局、消防中队、党政办以及发生突发环境事件企业的行政“一把手”为成员的大路煤化工基地突发环境事件应急工作领导小组。大路煤化工基地突发环境事件应急工作领导小组（下称应急工作领导小组）下设应急工作办公室、事故处理组、资金保障组、设备物资供应组、人员救治组、公安警戒组、新闻发布组、善后工作组八个工作组。

应急工作领导小组的职责：组织领导各成员单位开展工作，建立和完善环境应急预警机制，根据实际情况决定是否启动突发环境事件应急预案；按照有关规定和程序向大路煤化工基地管委会和市环境保护行政主管部门报告有关突发环境事件以及应急处置情况；在突发环境事件发生后，加强突发环境事件的现场指挥、调度，确保突发环境事件防范应急工作的有序进行；及时采取有效措施对突发环境事件引发的环境污染进行治理，防止污染蔓延；想方设法解决并保证突发事件应急处理资金和救灾物资及时到位；认真组织开展伤员救治、预防警戒、应急宣传和善后处理等工作，统一发布环境污染治理情况及应急处理信息。

应急工作办公室负责突发环境事件应急的日常工作。办公室主任由大路煤化工基地环保分局局长兼任。

事故处理组由环保分局、安监分局、执法局、消防大队和发生突发环境事件的企业组成，组长为环保分局局长，副组长为安监局、执法局、消防中队一名副局长，工作人员从以上单位抽调。其职责：负责组织开展突发环境事件的现场处

置、调查和影响评估，同时进行调查、取样、监测、查处，防止事件蔓延和扩展，组织善后的环境恢复等工作；负责对环境污染事件现场进行采样监测，并针对污染事件对周围环境的影响进行跟踪监测，在 24 小时内出具相应的监测报告，给污染事件的处理提供科学依据；做好环境污染事件发生地群众的疏散和转移工作。

资金保障组由财政局、国土分局、建设局组成，组长为财政局局长，副组长为国土分局、建设局一名副局长，工作人员从以上单位抽调。其职责：安排一定数额的资金作为每年的突发环境事件应急处置经费，将日常监督管理经费纳入年度财政预算，保证应急资金的及时到位，做好突发环境事件应急准备工作。

设备物资供应组由财政局、环保分局、园林局组成，组长为财政局局局长，副组长为环保分局、园林局一名副局长，工作人员从以上单位抽调。其职责：在突发环境事件发生后，保障污染治理设备、应急设施和救灾物资的供应，做好受灾群众的生活救助和突发环境事件的应急工作。

人员救治组由大路医院、社会事业局组成，组长为大路医院院长，副组长为社会事业局一名副局长，工作人员从以上单位抽调。其职责：积极组织医疗卫生技术力量开展受伤人员的医疗救护和伤亡人员医学鉴定工作，对受到严重伤害的人员进行及时抢救。

公安警戒组由派出所及发生突发环境污染事件的企业组成，组长为派出所所长，副组长为相关企业主要负责人，工作人员从以上单位抽调。其职责：加强对污染事件现场警戒，同时对较大污染区域进行划线警示，避免群众受到污染伤害。

新闻发布组由党政办组成，组长为党政办主任，工作人员从以党政办抽调。其职责：加大对突发污染事件的报道，做好污染事件应急处理的情况发布工作，同时要对做好预防污染伤害的宣传教育工作，努力提高人民群众防治污染的能力。

善后工作组由社会事业局、环保分局、园林局、发展局、安监分局、规划办和发生事故的企业组成，组长为社会事业局局长，副组长为环保分局、园林局、发展局、安监分局、规划办一名副局长，工作人员从以上单位抽调。其职责：突发环境事件发生后，加强污染源的控制，消除污染危害，特别是加强农业污染、水污染的控制和善后处理工作；负责环境污染范围的安全供水保障工作；做好死

亡人员的遗体处理工作；做好有毒有害物质的处置和安全运输工作。

突发环境事件应急现场指挥部（以下简称应急现场指挥部）是应对具体污染事件的临时性指挥机构，由应急工作办公室组织有关部门与人员并报大路煤化工基地应急工作领导小组批准而成立。

②专家组。

组织突发环境事件咨询专家组。主要职责是参与突发环境事件应急工作；指导突发环境事件应急处置工作；对事件级别进行评估，对采取的应急措施提出建议和进行技术指导，为大路煤化工基地环境应急领导小组的决策提供科学依据。

⑶预防和预警

①信息监测。

A. 环保分局按照“早发现、早报告、早处置”的原则，开展对全园区常规环境监测数据及污染源信息、数据收集、综合分析和风险评估工作。

B. 环保分局应及时向上级环保部门、可能造成影响的毗邻地区环保部门进行信息传报，突发环境事件相关单位应及时公开或向环保部门传报、提供可能造成环境事件或环境事件处理所需信息。

②预防工作。

A. 开展污染源、放射源和生物物种资源调查。对各类污染源进行普查，掌握全园区污染源的产生、种类及分布情况，了解国内外有关技术信息、进展情况和形势动态，提出相应的对策和意见。

B. 开展突发环境事件的假设、分析和风险评价工作，完善各类突发环境事件应急预案。

C. 加强环境应急科研工作。研究并建立我园区环境污染扩散数字模型，组织开发研制环境应急管理系统软件。

③预警分级。

突发环境事件的预警分为四级，预警级别由低级到高级，依次用蓝色、黄色、橙色和红色表示。根据事态的发展情况和采取措施的效果，预警可以升级、降级或解除。

④预警及措施。

进入预警状态后，大路煤化工基地管委会应采取以下措施：

A. 立即启动相关应急预案。

B. 发布预警公告。Ⅳ级预警（一般环境事件）的预警信号为蓝色，由大路煤化工基地管委会负责发布。

C. 转移、撤离或者疏散可能受到危害的人员，并进行妥善安置。

D. 指令环境应急人员进入应急状态，环境监测部门立即开展应急监测，随时掌握并报告事态进展情况。

E. 针对突发事件可能造成的危害，封闭、隔离或者限制使用有关场所，中止可能导致危害扩大的行为和活动。

F. 调集环境应急所需物资和设备，确保应急保障工作。

⑤预警支持系统。

A. 建立环境安全预警系统。建立重点污染源排污状况实时监控信息系统、突发事件预警系统、区域环境安全评价科学预警系统、核与辐射事故预警信息系统等。

B. 建立环境应急资料库。建立突发环境事件应急处理数据库系统、生态安全数据库系统、突发事件专家决策支持系统、环境恢复周期检测反馈评估系统、辐射事件数据库系统。

C. 建立应急指挥技术平台系统。根据需要，建立有关类别环境事件专业协调指挥中心及通信技术保障系统。

⑷应急响应

①分级响应机制。

突发环境事件应急响应坚持属地为主的原则，大路煤化工基地管委会和大路煤化工基地应急工作领导小组按照有关规定全面负责突发环境事件应急处置工作，市环境应急工作领导小组根据情况进行协调和支援。

②应急响应程序。

A. 接到突发环境事件报告后，大路煤化工基地应急工作领导小组根据实际情况启动应急预案。迅速组织环境监察应急、环境监测应急队伍和有关人员到达突发环境事件现场，进行环境应急监测，污染源调查、污染源控制、污染源转移、污染消除、人员撤离、受染区域划定，同时分析突发环境事件的发展趋势，提出应急处置工作建议。

B. 开通各级环境应急指挥机构、现场应急指挥部的通信联系，随时掌握事件进展情况。

C. 派出相关应急救援力量和专家赶赴现场参加、指导现场应急救援，必要时请求调集事发地周边地区专业应急力量实施增援。

D. 通知有关专家组成咨询专家组，分析情况。根据专家的建议，通知相关应急救援力量随时待命，为事发地或相关专业应急指挥机构提供技术支持。

E. 根据突发环境事件的级别，报告上级政府及环保部门，启动相应级别的应急预案。

F. 紧急调集和征集有关人员、物资、交通工具以及相关设备、装备；进行现场隔离、受污染区域的确定与封锁；保证应急处理所需的物资、经费；组织相关部门协助环保局做好应急处置工作；做好舆论宣传工作，保证突发环境事件应急处置工作的顺利进行。

③信息报送和处理。

A. 报告时限和程序。

a.突发环境事件责任单位和责任人以及负有监管责任的单位发现突发环境事件后，应在 1 小时内向大路煤化工基地管委会报告，同时向上一级相关专业主管部门报告。紧急情况下，可以越级上报。

b.事发地环保部门，在确认重大（II 级）环境事件后，1 小时内报告自治区相关专业主管部门，特别重大（I 级）环境事件立即报告国务院相关专业主管部门，并通报其他相关部门。

c.事发地人民政府应在接到报告后 1 小时内向上一级人民政府报告。

d.对特别重大（I 级）和重大（II 级）突发环境事件，可直接向自治区人民政府报告。

B. 报告方式与内容。

突发环境事件的报告分为初报、续报和处理结果报告三类。

初报从发现事件后起 1 小时内上报；续报在查清有关基本情况后随时上报；处理结果报告在事件处理完毕后立即上报。

a.初报可用电话直接报告，内容主要包括：环境事件的类型、发生时间、地点、污染源、主要污染物质、人员受害情况、捕杀或砍伐国家重点保护的野生动

植物的名称和数量、自然保护区受损面积及程度、事件潜在的危害程度、转化方式趋向等初步情况。

b.续报可通过网络或书面报告，在初报的基础上报告有关确切数据，事件发生的原因、过程进展情况及采取的应急措施等基本情况。

c.处理结果报告采用书面报告，在初报、续报的基础上，报告处理事件的措施、过程和结果，事件潜在或间接的危害、社会影响、处理后的遗留问题，参加处理工作的有关部门和工作内容，出具有关危害与损失的证明文件等详细情况。

④指挥与协调。

A. 指挥和协调机制。

a.大路煤化工基地应急工作领导小组根据突发环境事件的情况，协调有关部门和周边地区及其应急机构、救援队伍参与应急处置。

b.大路煤化工基地应急工作办公室组织有关人员和专家，运用指挥决策系统，迅速对事件信息进行分析、评估，提出应急处置方案和建议，供现场指挥部决策参考。

c.应急现场指挥部，在大路煤化工基地应急工作领导小组的领导下具体负责指挥事件现场的应急处置工作。

d.发生环境事件的有关部门、单位要及时、主动向大路煤化工基地应急工作领导小组提供应急救援有关的基础资料。

B. 指挥和协调主要内容。

a.提出现场应急行动原则要求；

b.派出有关专家和人员参与应急现场指挥部的应急指挥工作；

c.协调各级、各专业应急力量实施应急救援行动；

d.及时向大路煤化工基地管委会或上级人民政府报告应急行动的进展情况；

e.协调加强受威胁的周边地区危险源的监控；

f.建立现场警戒区和交通管制区域，确定重点防护区域；

g.根据现场监测结果，确定受灾群众返回时间。

⑤应急监测。

环保分局环境污染应急监测队伍在大路煤化工基地应急工作领导小组的领导下负责组织协调突发环境事件地区环境应急监测工作。

A. 根据突发环境事件污染物的扩散速度和事件发生地的水文、气象和地域等要素特点，布设相应数量的监测点位。

B. 根据监测结果，综合分析突发环境事件污染变化趋势，并通过专家咨询和讨论等方式，预测并报告突发环境事件的发展情况和污染物的变化情况，作为突发环境事件应急决策的依据。

⑥信息发布。

大路煤化工基地应急工作领导小组负责突发环境事件信息对外统一发布工作。突发事件发生后，大路煤化工基地应急工作领导小组要及时发布准确、权威信息，正确引导社会舆论。

⑦安全防护。

A. 应急人员的安全防护。现场处置人员应根据不同类型环境事故的特点，佩戴相应的专业防护装备，采取安全防护措施，严格执行应急人员进入和离开事发现场的程序。

B. 受灾群众的安全防护。现场应急指挥部负责组织群众的安全防护工作，主要工作内容如下：

根据突发环境事件的性质、特点，向群众告知应采取的安全防护措施；根据事发时当地的水文、气象、地理环境、人员密集度等，确定群众疏散的方式，指定有关部门组织群众安全疏散撤离；在事发地安全边界以外，设立紧急避难场所。

⑧应急终止。

A. 应急终止的条件。

符合下列条件的，即满足应急终止条件：

a.事件现场得到控制，事件发生条件已经消除；

b.污染源的泄漏或释放已降至规定限值以内；

c.事件所造成的危害已经被彻底消除，无继发可能；

d.事件现场的各种专业应急处置行动已无继续的必要；

e.已采取必要的防护措施保护公众再次免受危害，并使事件可能引起的中长期影响趋于合理且尽量低的水平。

B. 应急终止后的行动。

a.大路煤化工基地应急工作领导小组指导有关部门及突发环境事件单位查

找事件原因，防止类似问题的重复出现。

b.大路煤化工基地环保分局负责编制特别重大、重大环境事件总结报告，于应急终止后上报。

c.应急过程评价。由大路煤化工基地应急工作领导小组办公室组织有关专家，会同事发地企业组织实施。

d.根据实践经验，大路煤化工基地环保分局负责组织对应急预案进行评估，并及时修订环境应急预案。

e.参加应急行动的部门负责组织、指导环境应急队伍维护、保养应急仪器设备，使之始终保持良好的技术状态。

⑸应急保障

①资金保障。

突发环境事件应急所需经费，由大路煤化工基地应急工作领导小组根据突发环境事件应急需要，提出项目支出预算报大路煤化工基地管委会审批后列支。

②装备保障。

大路煤化工基地环保分局要充分发挥职能作用，在积极发挥现有监测、检验、鉴定力量的基础上，根据工作需要和职责要求，建立和完善环境、生态安全数据库系统，加强危险化学品检验、鉴定和监测设备建设，增加应急处置、快速机动和自身防护装备、物资等的储备，不断提高应急监测、动态监控的能力，保证在发生环境事件时能有效防止对环境的污染和扩散。

③通信保障。

大路煤化工基地环保分局要建立和完善环境安全应急指挥系统、环境应急处置全园区联动系统和环境安全科学预警系统，配备必要的有线、无线通讯器材，确保本预案启动时大路煤化工基地应急工作领导小组和有关部门及现场处置工作的联络畅通。

④人力资源保障。

大路煤化工基地环保分局要建立突发环境事件应急队伍，加强应急队伍的建设，提高其应对突发事件的素质和能力；对我园区境内大中型化工等企业应急队伍进行组织和培训，形成由大路煤化工基地环保分局与相关企业组成的环境应急网络，保证在突发事件发生后，能迅速参与并完成抢救、排险、监测等现场处置

工作。

⑤技术保障。

建立环境安全预警系统，组建环境专家组，确保在事件发生后相关环境专家能迅速到位，为指挥决策提供服务；建立环境应急数据库；建立健全各专业环境应急队伍、地区专业机构及相关企业专业技术队伍，确保能随时投入或提供技术支援和后续支援。

⑥宣传、培训与演练。

A. 大路煤化工基地环保分局应采取多种形式，加强环境保护科普宣传教育，增加公众预防环境污染事件的常识，增强防范意识和相关心理准备，提高公众的防范能力和自救、互救能力。

B. 大路煤化工基地环保分局及各专业主管部门、有关企业应加强环境事件专业技术人员的日常培训，以及重要目标工作人员的培训和管理，培养一批训练有素的环境应急处置、检验、监测等专门人才。

C. 大路煤化工基地环保分局按照环境应急预案，定期组织不同类型的环境应急实战演练，提高防范和处置突发环境事件的技能，增强实战能力。

⑦应急能力评价。

为保障环境应急体系始终处于良好的战备状态，并实现持续改进。对环境应急机构的设置、环境应急制度和工作程序的建立与执行情况、队伍的建设和人员培训考核情况、应急装备和经费管理使用情况等，在环境应急能力评价体系中实行自上而下的监督、检查和考核工作机制。

⑹后期处置

①善后处置。

大路煤化工基地管委会有关部门应做好受灾人员的安置工作，组织有关专家对受灾范围进行科学评估，提出补偿和对遭受破坏的生态环境进行恢复的建议。

②保险。

建立突发环境事件社会保险机制。鼓励对环境应急工作人员办理意外伤害保险；可能引起环境污染的企、事业单位，要依法办理相关责任险或其他险种。

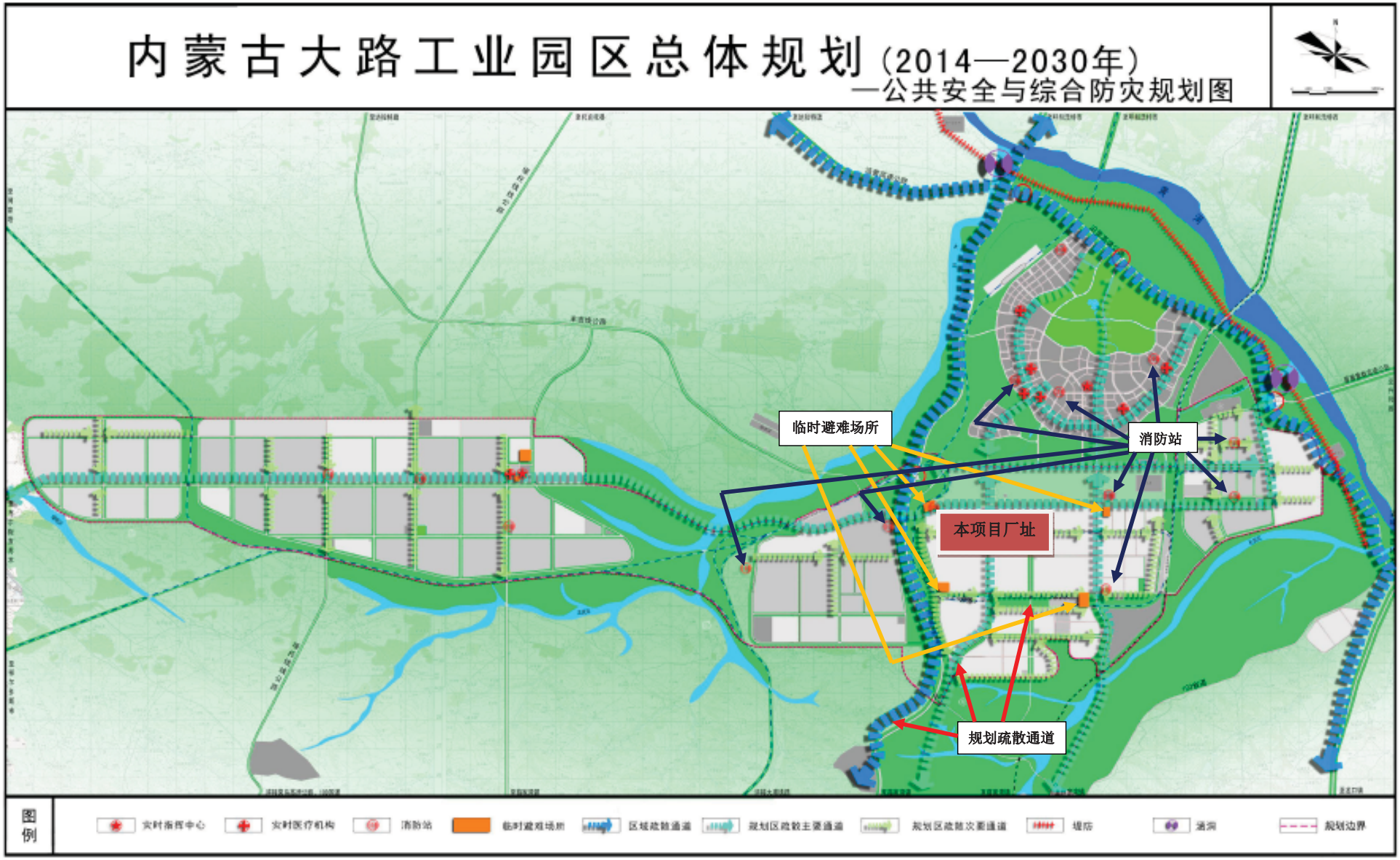


图 16.9-2　园区公共安全与防灾规划图

16.9.2.4 环境风险防范区设置范围及建议

在假定的最大可信事故中，液氨管线泄漏事故的影响范围最大。在最不利气象条件下，风险源下风向 4213m 范围。由于园区内企业相对密集，且环境保护目标较多，使得单个企业的重大事故会波及相邻企业，可能引发灾难性的事故多米诺效应。因此，建议将此范围设为环境风险防范区，即以液氨储罐为中心，半径 4.2km 的圆形区域，面积共计约 55.4km^2。

建议企业针对本项目进一步修订完善已有环境应急预案或编制本项目单独的环境应急预案，在修订/编制环境应急预案时参考环境风险防范区的范围划定警戒区，事故时风险防范区内的人群应作为紧急撤离目标。

需要对周围环境保护目标紧急撤离时，应请求政府环保、公安等部门协助，在政府部门的统一指挥下，按指令组织与事故应急救援无关的人员和周边群众进行紧急疏散，迅速撤离到指定的安全地点。紧急疏散时应注意：

⑴必要时采取佩戴呼吸器具、佩戴个人防护用品或采用其他简易有效的防护措施（戴防护眼镜或用浸湿毛巾捂住口鼻、减少皮肤外露等各种措施进行自身防护）。

⑵应向上风向、高地势转移，迅速撤出危险区域可能受到危害的人员（在上风向无撤离通道时，也应避免沿下风向撤离），并由专人引导和护送疏散人员到安全区域，在疏散或撤离的路线上设立哨位，指明疏散、撤离的方向。

⑶按照设定的危险区域，设立警戒线，并在通往事故现场的主要干道上实行交通管制。

⑷在污染区域和可能污染区域立即进行布点监测，根据监测数据及时调整疏散范围。

⑸为受灾群众提供避难场所以及必要的基本生活保障，配合政府部门进行受灾群众的医疗救助、疾病控制、生活救助。

16.10 风险评价结论与建议

16.10.1 项目选址及重大危险源区域布置的合理性和可行性

根据《内蒙古伊泰煤制油有限责任公司200万吨/年煤炭间接液化示范项目选

址研究报告》及其相关批复（内建规[2014]640号），报告中提到选址位于薛家湾镇和大路新区之间的大路工业园区南工业基地，羊吉公路和呼准高速东侧，沿黄公路南侧，103省道西侧。原呼准铁路西侧。准格尔旗常年主导风向为西北风和东南风，所以项目的选址位置对居民区的环境影响较小。

16.10.2 重大危险源的类别及其危险性主要分析结果

本项目属于大型煤化工项目，生产工艺复杂，涉及的物料包括液化石油气、石脑油、柴油、一氧化碳、硫化氢以及氨气等多种有毒有害、易燃易爆物质。本次评价按《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T 169-2004）对项目所涉及的有毒有害、易燃易爆物质进行危险性识别和综合评价。生产系统按6套装置划分为6个子系统，以气化装置、净化装置为危险单元；储运设施系统以罐区为危险单元；辨识结果：本项目生产、储运系统、公用工程及辅助工程存在重大危险源。

16.10.3 环境敏感区与环境风险的制约性

本项目主要风险事故为火灾、爆炸及有毒有害物质泄漏。根据重大危险源的主要工艺参数、物质危险特性、有毒有害特性，以及国内外化工风险事故的调查分析，同时结合本项目所在区域环境敏感点的特征及分布，确定本次评价环境风险最大可信事故的五个预测源项。综合气象条件下（不同风向、风速和稳定度等）气化装置 CO 泄漏、酸性气管线 H_2S 泄漏、柴油储罐连接处管线泄漏着火次生 CO 的发生、甲醇储罐泄漏及氨罐发生的泄漏事故。半致死浓度最大影响范围为 757 米（氨罐管线泄漏），IDLH 最大范围为 4213 米（氨罐管线泄漏），以 4213 米为半径设置为紧急撤离范围。

选取液氨管线破裂导致液氨泄漏扩散事故进行风险计算，在最不利气象条件下（1m/s 风速，F 类稳定度），风险源下风向出现 100%死亡概率的最远距离可达 170m，此范围内无村庄和保护目标；出现 50%死亡概率的最远距离可达 700m（2.3m/s 风速，F 类稳定度），此范围内无村庄；出现 10%死亡概率的最远距离可达 1200m（1m/s 风速，F 类稳定度），此范围内无村庄；出现 1%死亡概率的最远距离可达 2100m，此范围内无村庄，因此本项目的环境风险水平是可以接受的。

16.10.4 环境风险防范措施和应急预案

为了预防环境风险，本项目在设计中有针对性地采取了事故预防、事故预警、事故应急处置等措施，主要包括总图布置和建筑安全措施、防雷和防静电措施、自动控制措施、检测及报警措施、消防安全措施、水体污染三级防控措施等。

建设单位应确保环境风险防范措施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用。风险防范措施、应急处置及救援资源和应急预案应纳入环保设施竣工验收“三同时”检查内容。

建议企业参照环办[2010]号<关于印发《石油化工企业环境应急预案编制指南》的通知>和环发[2010]113号《突发环境事件应急预案管理暂行办法》的规定，并根据现有工程的应急预案进行更新和完善。应急预案应当相互协调，并与能源基地应急预案相互衔接。项目业主应充分利用区域安全、环境保护等资源，不断完善应急救援体系，确保应急预案具有针对性和可操作性。同时，本项目的应急预案应与园区的应急预案相衔接，体现“分类管理，分级响应，区域联动”的原则，与所在园区突发环境事件应急预案相衔接。

应急预案建议补充事故水进入大南沟及黄河等地标水体的应急措施。

16.10.5 环境风险评价结论

风险评价的结果表明，在落实各项环保措施和本评价所列出的各项环境风险防范措施、有效的应急预案，加强风险管理的条件下，项目的环境风险是可以接受的。

17 污染治理措施评述

本项目废气治理措施主要包括除尘、水洗、低氮燃烧、氨法脱硫、SCR 脱硝、活性炭吸附油气回收、生物除臭等；废水治理措施主要发包括装置内废水预处理、全厂性污水处理设施（包括含油污水预处理、气化废水预处理及主生化装置）、废水处理及回用装置、高含盐废水蒸发结晶处理。固体废物/废液处理措施主要包括综合利用、填埋、焚烧、外委有资质单位处置等。

17.1 废气治理措施

17.1.1 废气治理措施汇总

本项目主要废气治理措施见图 17.1-1。

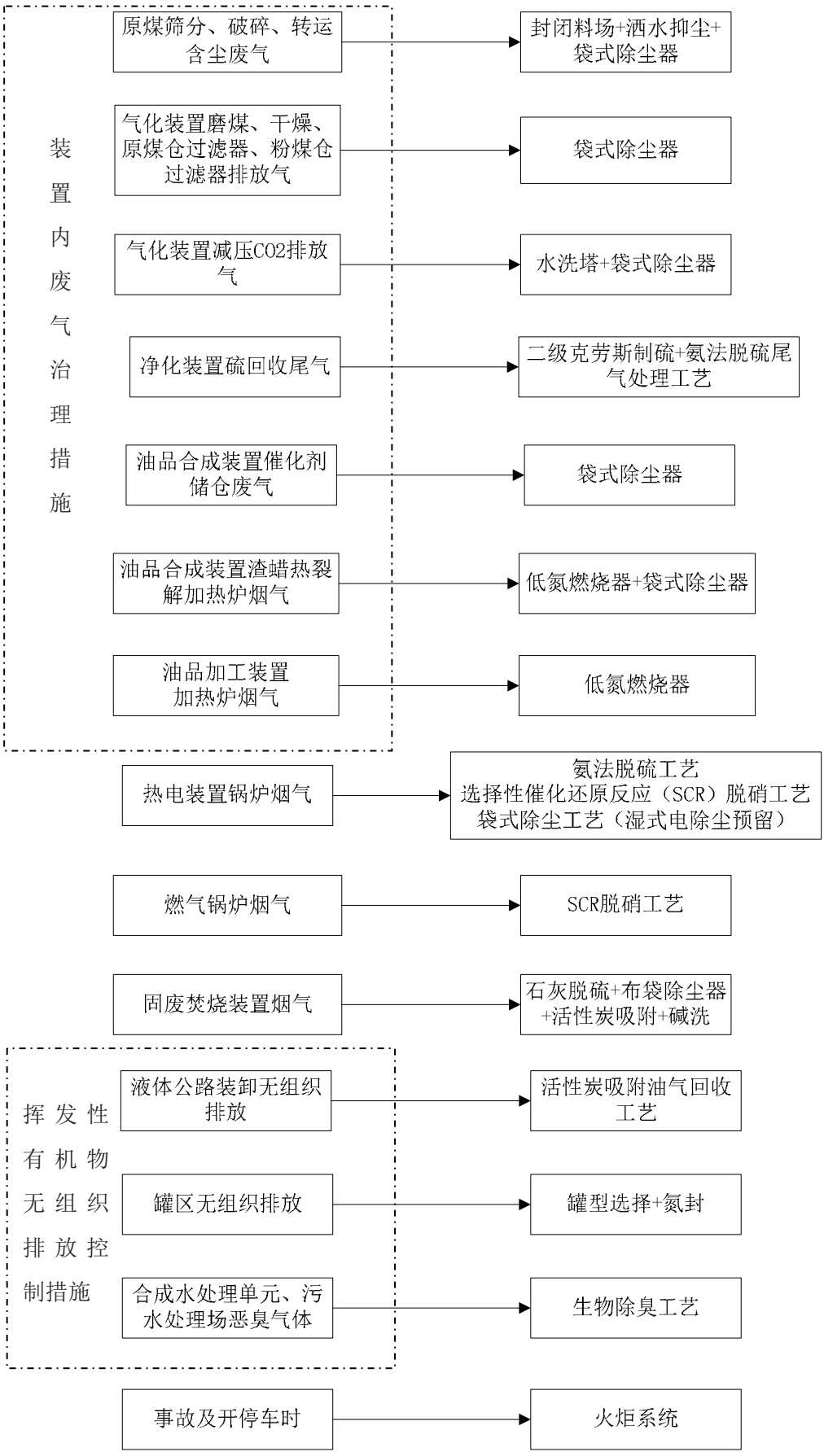


图 17.1-1　本项目主要废气治理措施示意图

17.1.2 装置内废气治理措施

17.1.2.1 煤炭储运含尘废气

本项目的煤炭储运系统由铁路卸煤系统、汽车卸煤系统、储煤系统和上煤系统组成。共设置 3 座封闭式圆形料场，原料煤由带式输送机从圆形料场送至气化装置，燃料煤由带式输送机从圆形料场送至锅炉。储运系统主要废气来自带式输送机、转载点、堆取料机及圆形料场，主要污染物为粉尘，采取的粉尘控制措施包括：

⑴采用大型全封闭圆形料场及其设备，技术先进，控制水平高，环保性能突出，可有效减少煤场无组织排放；为保证圆筒仓的安全，设有筒仓充氮惰化系统，在线监测仓内煤及空气状况；

⑵对有大量煤尘产生的翻车机卸料口及起尘点较为集中的翻车机房（地下部分）、汽车卸煤间（地下部分），设计采用超声波雾化抑尘装置，防止含尘空气向室内散发。超声波制雾机组就地设置；

⑶原煤在筛分、破碎、转载过程中易产生煤尘，设计在原煤转载处及原煤落煤点设有袋式除尘器；

⑷在加盖的原料煤及燃料煤圆形储煤场内，设计采用射雾器向场内工作点喷射水雾以抑制煤尘飞扬。

⑸）在翻车机房（地下部分）、汽车受煤坑（地下部分）及储煤场输煤地道等地下建筑物内，设计采用组合式空气处理机组送风，斜流风机排风的方式，改善室内工作环境，地道通风量按夏季换气次数不少于 15 次/h，受煤坑内通风量按夏季换气次数不少于 12 次/h。

通过上述措施，可有效的减少原煤在储存、卸载及转运过程中的粉尘排放量。汽车卸煤间、受煤坑房、转载点、圆形筒仓、圆形料场处废气各通过一座 15m 排气筒排放大气，粉尘排放浓度及排放速率均满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）二级标准限值要求。

17.1.2.2 气化装置废气

⑴废气来源及排放措施

①干燥制粉单元废气

干燥制粉单元干燥工艺拟采用山东天力干燥股份有限公司拥有的常压过热蒸汽内加热流化床干燥专利技术，磨煤工艺拟采用德国莱歇有限公司的莱歇磨煤制粉专利技术。共配备（5+1）套内加热流化床和莱歇磨机。

来自原煤皮带的原料煤分配到 3 个干燥系列的 6 个原煤仓中，原煤仓上部设置有原煤仓过滤器，以收集原料煤从埋刮板输送机上卸下时扬起的煤粉，原煤仓过滤器收集的煤粉定时清除并卸入到原煤仓中。原煤仓过滤器排放气（G2-1）通过 5 座 52m 高烟囱排入大气中。

原料煤进入内加热流化床，其中煤粉经旋风除尘器和布袋除尘器过滤收集后通过排料阀排出至磨煤装置。干燥过程中煤粉脱出的水分，经旋风除尘器和布袋除尘器过滤后，一部分进入空冷工序冷凝回收，空冷塔的不凝气（G2-2）通过 5 座 53m 烟囱排入大气中。

莱歇磨机煤粉制备及烘干系统包含 6 套完全相同的工艺生产线，来自流化床干燥机的原煤在轻微的负压和惰性气氛下被磨粉和烘干。研磨合格的煤粉在氮气的携带下经过分离器分离后送至下游的袋式除尘器中，分离后的大部分洁净氮气作为循环风送入磨机，其余的带有湿度的空气（G2-3）通过 5 座 55m 烟囱被排入大气。

干燥制粉单元排放废气的主要污染物为颗粒物，通过设置袋式除尘器，颗粒物浓度为 20mg/Nm^3，满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表 2 新污染源二级标准限值的要求。

②粉煤气化单元

装置共设有 10+1 台气化炉，每台气化炉的给料系统由一个煤粉仓、两个煤粉锁斗和一个煤粉给料罐组成。各煤仓加煤及煤仓里的煤经过煤锁进入气化炉的过程中，会产生含有粉尘的废气和气化炉经煤锁逸出的少量粗煤气。本项目选择气化炉并采用煤锁泄压措施，可有效减少煤锁气的排放。来自干燥制粉的煤粉进料管线切线向煤粉仓顶部送料，煤粉仓中的输送气（G2-4）通过袋式除尘器除尘后经 10 座 90m 烟囱排放至大气，使颗粒物浓度＜20mg/Nm^3，满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表 2 新污染源二级标准限值的要求。

粉煤气化炉在输送粉煤过程中，除开车阶段使用高压氮气作为载气外，其余均使用来自低温甲醇洗单元的 CO_2 作为加压气体。粉煤锁斗的 CO_2 排放气（G2-5）排至 CO_2 水洗塔，通过袋式除尘器除尘、循环水洗涤甲醇后，经 1 座 105m 烟囱

排入大气。使甲醇浓度＜50mg/Nm^3，颗粒物浓度＜20mg/Nm^3，满足《石油化学工业污染物排放标准》（GB31571-2015）和《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表 2 新污染源二级标准限值的要求。

③除渣单元

气化装置除渣单元捞渣机排放气（G2-6）主要污染物为 H_2S、NH_3，通过 10 座 73m 排气筒排入大气中，排放速率满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）标准要求。捞渣机渣斗无组织排放气（G2-7）排入大气。

④黑水闪蒸单元

气化装置黑水闪蒸单元（G2-8）闪蒸酸性气，主要成分包括 H_2、CO、CO_2、H_2S、COS 等，送至硫回收单元。真空泵出口排放气（G2-9）主要污染物为 H_2S、CO 等，通过 3 座 37m 排气筒排入大气中，排放速率满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）标准要求。

⑵袋式除尘器优点及可行性分析

袋式除尘器是一种干式滤尘装置，属高效除尘设备，它适用于捕集细小、干燥、非纤维性粉尘，具有以下优点：

①处理风量的范围广，小的仅数立方米/分，大的可达数万立方米/分，适用范围广；

②除尘效率高，一般在 99%以上，除尘器出口气体含尘浓度在数几十毫克/立方米之内，对亚微米粒径的细尘有较高的分级效率，减少大气污染物的排放；

③结构简单，维护操作方便；

④在保证同样高除尘效率的前提下，造价低于电除尘器；

⑤采用玻璃纤维、聚四氟乙烯、P84 等耐高温滤料时，可在 200℃以上的高温条件下运行；

⑥对粉尘的特性不敏感，不受粉尘及电阻的影响。

根据《袋式除尘工程通用技术规范》（HJ2020-2012），袋式除尘工艺选用取决于污染物的特性。对于含尘空气的净化及项目在水资源缺乏地区或严寒地区，应优先采用袋式除尘工艺。因此，本项目气化装置含尘废气选择袋式除尘器进行除尘是合理的。

⑶利用 CO_2 作为载气排放处理措施分析

粉煤气化炉在输送粉煤过程中，为了减少氮气的用量，利用了低温甲醇洗单

元的 CO_2 作为载气。为了避免载气排放对于环境的影响，设计上利用净化后准备放空的二氧化碳气，部分二氧化碳进行了回用，总体上减少了二氧化碳气的排放。工程采用净化后纯度较高的二氧化碳排放气，以控制载气中有害气体的排放，可有效降低载气中甲醇、硫化氢等污染物对环境带来的影响。

17.1.2.3 净化装置废气

气化装置生产的粗煤气经 CO 变换后，采用低温甲醇洗脱除酸性气中的酸性气，脱除的硫化物去硫回收装置回收硫磺，脱除的 CO_2 经洗涤后排入大气。

⑴低温甲醇洗单元尾气

低温甲醇洗（Rectisol）是 20 世纪 50 年代初德国林德(Linde)公司和鲁奇(Lurgi)公司联合开发的一种气体净化工艺。该工艺为典型物理吸收法，是以冷甲醇为吸收溶剂，利用甲醇在低温下对酸性气体溶解度极大的特性，脱除原料气中的酸性气体。在－30℃下，H_2S 在甲醇中的溶解度为 CO_2 的 6.1 倍，因此能选择性脱除 H_2S。该工艺气体净化度高，可将变换气中 CO_2 脱至小于 20ppm，H_2S 小于 0.1ppm，气体的脱硫和脱碳可在同一个塔内分段、选择性地进行。低温甲醇洗工艺技术成熟，在工业上拥有很好的应用业绩，被广泛应用于国内外合成氨、合成甲醇及其他羰基合成、城市煤气、工业制氢和天然气脱硫等气体净化装置中。

本项目净化装置低温甲醇洗单元设有两个系列，产生的净化合成气送至油品合成装置，产生的高压 CO_2 载气（G3-4），送至气化装置输送煤粉。产生的尾气（G3-2），主要成分是 CO_2，主要污染物为少量硫化氢、COS、甲醇等。低温甲醇洗装置本身设置有专门水洗塔来控制废气中的甲醇含量，为满足更为严格的环保要求，水洗塔的运行参数将随之调整。

类比同类项目可知，在不利用 CO_2 时，甲醇洗尾气一般采用高空排放的方式处理。本项目低温甲醇洗单元尾气通过 2 座 110m 排气筒排入大气，甲醇排放浓度＜50mg/Nm^3，H_2S（含 COS 折算值）排放速率为 1.31kg/h，分别满足《石油化学工业污染物排放标准》（GB31571-2015）及《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）二级标准的要求。

⑵硫回收单元尾气

①酸性气来源

本项目配套建设总设计规模为 7.05 万吨/年硫回收单元，设 2 个系列，单系

列规模为 3.525 万吨/年，操作弹性范围为 30%~150%。每个系列各配置一套氨法脱硫系统，硫回收单元正常产量为 4.7 万吨/年硫磺，正常生成 5.9 万吨/年硫酸铵送至锅炉脱硫系统副产硫酸铵。正常情况下，单元生产负荷为设计能力的 67%。当其中一个系列发生事故时，另一系列满负荷运行，以避免含 H_2S 气体直接排入大气。

硫回收单元主要回收新建气化装置闪蒸酸性气（G2-8）、酸水汽提单元酸性气（G3-1）、低温甲醇洗单元浓缩的含硫化氢酸性气（G3-3），以及现有工程低温甲醇洗单元酸性气，生产副产品硫磺，硫磺回收率约为 95.33%，总硫回收率约为 99.98%。

②硫回收工艺比选

克劳斯工艺是最早工业化的固定床催化氧化法硫回收技术，其最大的特点是流程简单、设备少、占地少、投资省、回收的硫磺纯度高。对于硫化氢含量高的富酸性气，设有二个反应段的克劳斯装置理论上的回收率为 96%，设有三个反应段的克劳斯装置理论上的硫回收率为 98%。但在实际上，由于受到各种条件的限制，硫的回收率只能达到 94～97%。而硫化氢含量在 25%v 左右的酸性气，硫回收率将更低。造成硫回收率低的原因，除了催化剂失活外，主要受到以下几个方面因素的限制：

a）热力学因素限制了硫的转化率；

b）水汽含量增加，相应降低了过程气中硫化氢和二氧化硫的浓度；

c）由于发生副反应，生成了一些难以转化的硫化合物；

d）对空气和酸气的配比调节控制的局限和滞后；

随着越来越严格的限制污染物排放的要求，为了降低克劳斯尾气中的硫含量及总排放量，出现了许多种改进型硫回收工艺。目前，在工业上应用较多、规模较大的硫回收技术主要可归类为以下几类：克劳斯+催化氧化工艺、低温克劳斯工艺法、克劳斯+尾气还原吸收法、克劳斯+尾气氨法脱硫工艺等。

A 克劳斯+催化氧化工艺

克劳斯+催化氧化工艺是在常规克劳斯反应后，对克劳斯尾气采用特殊的催化剂进行进一步的选择性催化氧化，从而提高总硫回收率。该工艺采用特殊的选择性氧化催化剂，直接将 H_2S 氧化为元素硫。超级克劳斯工艺有两种，一种是 Superclaus-99，另一种是 Superclaus-99.5。Superclaus-99 工艺是在克劳斯工艺的

第二级转化器后设置一台 Superclaus 反应器，使总硫回收率达 99%。这种工艺中超级克劳斯反应器处理的是不经加氢处理的克劳斯尾气。Superclaus-99.5 与 Super- claus-99 不同之处是在第二级转化器和超级克劳斯反应器间设置一台加氢反应器，先将没有反应的二氧化硫都还原成硫化氢，这样总硫回收率可以提高到 99.5%。

B 低温克劳斯工艺

克劳斯反应是一个可逆的放热反应，因此降低反应温度对平衡的硫转化率有利，但温度降低，反应的速度也同时减慢了，但是采用合适的催化剂就可以加速这个反应。该工艺的核心是 Linde 公司开发的内冷式反应器。该反应器分为两部分，入口部分允许反应温度迅速上升以提高反应速度。下部分使反应器出口温度降至接近于硫的露点温度，使克劳斯反应尽可能接近其理论值。该反应器使用的是常规克劳斯催化剂，装置的总硫回收率可以达到 94～95%，与两级催化转化的克劳斯装置相当，但该工艺比传统克劳斯工艺节省 20%的装置投资费用。如果使用 Linde 公司最新开发的 Clinsulf－DO 工艺或 Clinsulf－SDP 工艺，则不但可以节省投资，还可以提高硫回收率到 99.2%，而不用再设置尾气处理装置。但该工艺的缺点是需要极为严格地控制 H_2S/SO_2 的比例为 2：1，任何的偏离都将导致硫回收率的降低。

C 克劳斯+尾气还原吸收工艺

克劳斯硫回收工艺经过几十年的发展，目前其硫回收率已接近其热力学平衡值，达 94~99%，但其尾气中硫化物浓度仍达 0.8~2.8%，对于规模较大的硫回收单元来说，如果直接将燃烧尾气排放，既浪费了大量硫资源，也污染了环境，因此，需对尾气进一步净化吸收处理。

为进一步回收硫磺，先将克劳斯尾气进行加氢还原成 H_2S，再用溶液进行吸收。物理吸收和物理化学吸收的过程为溶剂的贫液依据物理或物理化学原理吸收加氢还原后的 H_2S 尾气，富液经再生塔再生循环使用，再生解析后的高浓度 H_2S 气体返回硫回收单元上游，再一次经热反应和克劳斯反应回收单质硫，总硫回收率高达 99.92%，较为常用的吸收剂如甲基二乙醇胺（MDEA）等。

D 硫回收+氨法脱硫工艺

克劳斯尾气进入焚烧炉内燃烧，H_2S 被燃烧为 SO_2，高温烟气经回收余热后进入脱硫塔，经洗涤降温、吸收 SO_2、除雾后的净烟气经排气筒排放。尾气中的

二氧化硫被吸收，形成的亚硫酸铵溶液，经氧化得到一定浓度的硫酸铵溶液，生产副产品硫酸铵。总硫回收率高达 99.96%。

目前，随着国家对于环保的标准越来越高，可以预见对于硫回收单元的尾气排放标准将会进一步提高。所以硫回收工艺技术的选择的关键点在于硫回收单元的尾气排放是否达标，在硫回收技术选择时，必须要求选用的技术具有非常高的总硫回收率，才可保证排放尾气达标。

克劳斯+催化氧化工艺及低温克劳斯工艺，其总硫回收率一般在可达 99.2~99.5%，总硫回收率低于克劳斯+尾气还原吸收工艺和克劳斯+尾气氨法脱硫工艺，并且排放的尾气不能满足国内现行标准，所以不作为推荐的工艺技术。以下结合本项目情况，对克劳斯+尾气氨法脱硫（EADS）工艺和克劳斯+尾气还原吸收（Scot）工艺进行具体的比较分析，详见表 17.1-1。

表 17.1-1　　尾气还原吸收及尾气氨法脱硫工艺对比表

工艺方案	尾气氨法脱硫工艺	尾气还原吸收工艺
主要设备	两级克劳斯硫回收设备、脱硫塔，1级泵， 2级泵，氧化风机等	两级克劳斯硫回收设备、加氢反应器，再热炉，急冷塔，吸收塔，溶剂再生系统，贫液泵，富液泵，换热器等
硫磺回收率%	95	99.92
总硫回收率%	99.96	99.92
硫磺回收量 t/d	2×70	2×73.6
硫酸铵回收量 t/d	26.9	--
溶剂	稀氨水	MDEA
投资	基数	1.2 倍
运行成本	基数	1.1 倍
效益	基数	0.95 倍
尾气 SO_2 浓度 mg/Nm^3	≤100	400
技术风险	无	无
标准满足情况	可满足新标准	可满足新标准

由上表可知，与克劳斯+尾气还原吸收（Scot）工艺相比，克劳斯+氨法脱硫吸收工艺具有以下优势：

1）流程短，投资和运行成本显著降低。与传统 Claus +还原吸收工艺相比，没有了加氢转化、有机胺吸收解析等装置，采用低能耗短流程的塔内饱和结晶氨

法脱硫工艺净化硫回收尾气，投资和运行成本可降低 20-30%。

2）装置占地小，Claus +氨法脱硫工艺方案与传统 Claus +还原吸收工艺相比。由于取消了急冷塔、吸收塔以及再生塔等大型设备，而只用一个脱硫塔，因此占地面积大大减小，占地面积约为传统克劳斯法的 70~80%

3）负荷波动适应性强、系统可靠性提高。一体化的脱硫设计，可灵活调节前后脱硫负荷，调节副产硫磺及硫铵化肥的比例，产品适应市场的能力增强，显著降低运行成本。

4）环保指标实现最严排放。

除上述优势以外，本项目拟选用江南环保的氨法脱硫工艺还有效地解决了氨逃逸及气溶胶问题。目前，采用该法实际运行的项目的氨逃逸浓度皆小于 8mg/Nm^3，氨回收率达 97%。

综上所述，为满足日益严格的环保标准，本项目硫回收单元采用二级克劳斯制硫+尾气氨法脱硫处理工艺技术。

⑶氨法脱硫工艺实例

采用氨法脱硫工艺部分运行实例详见表 17.1-2。

表 17.1-2　　氨法脱硫工艺实例

序号	公司名称	规模（硫磺+硫酸铵 t/d）	SO_2排放 (mg/Nm^3)	备注
1	伊犁新天煤化工有限责任公司	130+26	50	未运行
2	内蒙古博大实地化学有限公司	140+28	100	运行
3	大唐国际阜新煤制天然气有限责任公司	150+30	50	未运行
4	兖矿国泰化工有限公司	60+18	50	运行
5	陕西中化益业能源投资有限公司	60+20	100	未运行
6	大唐国际克什克腾煤制天然气有限责任公司	160+35（一期）	50	运行
7	内蒙康乃尔化学工业有限公司	10.8 +2.4	80	未运行

⑷可行性分析

本项目将采用氨法脱硫工艺对尾气进一步进行脱硫处理。第二级克劳斯反应器后尾气经分液后与酸性水汽提的酸性气进入为焚烧炉中燃烧，将其中的 H_2S 和硫化物转换为 SO_2，烟气经废热过路回收余热后进入烟气脱硫装置。烟气在脱硫塔中经洗涤降温、吸收 SO_2、除雾后经排气筒排入大气。生成的硫酸铵溶液，

送至锅炉脱硫系统，与锅炉脱硫后溶液经过脱水结晶生产硫酸铵产品。氨洗后硫回收尾气（G3-6）中主要污染物浓度或排放速率分别为：NH_3＜8mg/Nm^3，SO_2＜100mg/Nm^3，NO_X100mg/Nm^3，满足《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015），通过 1 座 80m 排气筒排入大气。

本项目设置硫回收单元，不仅减少了酸性气的排放，还生成硫磺和硫酸铵产品，实现了资源的再回收利用。在煤化工及石化行业，克劳斯硫回收已是大量应用的成熟工艺，技术上可行，氨法洗涤也大量运用在锅炉烟气脱硫中。因此，本项目采用二级克劳斯制硫+氨法脱硫尾气处理工艺可行。

17.1.2.4 油品合成装置废气

⑴催化剂还原单元含尘废气

油品合成费托合成催化剂，在储存及加料过程中产生的含尘废气（G4-1），经布袋除尘器除尘后，除尘效率达 99.4%，除尘后 TSP≤20mg/Nm^3，经 2 座 25m 高排气筒排入大气。污染物排放符合《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）特别排放限值要求。

⑵脱碳单元再生气分离器再生气

为保证油品合成装置尾气处理单元放空再生气环保达标，脱碳单元增加二次闪蒸工艺，具体为吸收 CO_2 后的富液再经过富液闪蒸槽一次闪蒸后，再在加压再生塔顶部二次闪蒸段进行二次闪蒸。二次闪蒸气（G4-2）大部分是 CO_2、H_2O，以及少量的 CO、H_2、烃类气体。闪蒸后的富液再进行解析再生，解析出的再生气（G4-3）送至 CO_2 吸收塔顶部放空，主要污染物为非甲烷总烃，浓度为 110.93mg/Nm^3，经 1 座 90m 高排气筒排入大气，满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）二级标准要求。出加压再生塔顶的热二次闪蒸气经冷却、回收凝液、加压后与闪蒸槽顶部一次闪蒸气混合后，进入燃料气管网。

⑶渣蜡热裂解单元加热炉烟气

渣蜡热裂解单元加热炉使用自产燃料气，为降低烟气中 NOx 的排放指标，根据《大气污染物治理工程技术导致》（HJ2000-2010）中“控制燃烧产生的氮氧化物应优先采用低氮燃烧技术”的原则，该加热炉设置低氮燃烧器。加热炉烟气（G4-4）主要污染物为颗粒物和 NO_X，经旋风分离器粗除尘后冷却，冷却后的烟气经布袋除尘器二次除尘，除尘后颗粒物浓度 20mg/Nm^3，NO_X 浓度

100mg/Nm^3，经 1 座 40m 高排气筒排入大气，符合《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）特别排放限值要求。

17.1.2.5 尾气处理装置废气

正常工况下尾气处理装置无有害废气产生，事故状态下脱碳净化气、裂化干气、裂化渗透气送全厂高压富烃火炬系统燃烧处理，混合冷剂废气送全厂低温火炬系统燃烧处理，详见本章 17.1.6 小节。PSA 单元产生的燃料气送全厂燃料气管网。

17.1.2.6 油品加工装置废气

油品加工装置主要废气污染源为加氢精制单元加热炉烟气（G6-1）及加氢裂化单元加热炉烟气（G6-2）。加氢精制单元加热炉烟气来自加氢精制单元的精制反应原料加热炉、精制分馏塔进料加热炉、精制减压塔进料加热炉，加氢裂化单元加热炉烟气来自加氢裂化单元的裂化反应进料加热炉、重柴油加热炉、裂化分馏塔。

本项目加热炉燃料来自全厂燃料气管网，全部自产，其来源包括：油品合成装置的脱碳闪蒸气，油品加工装置加氢裂化单元吸收脱吸塔产生的裂化干气，尾气处理装置的PSA解析气。自产燃料气主要可燃组分为为H_2、CO及烃类物质。

燃料气属于清洁能源，自产燃料气中几乎不含灰分等杂质，燃烧过程中的烟尘产生量非常少，且在各单元副产的燃料气中，基本不含硫，属于低硫燃料。为进一步降低烟气中NO_x的排放浓度，根据《大气污染物治理工程技术导则》（HJ2000-2010）中“控制燃烧产生的氮氧化物应优先采用低氮燃烧技术”的原则，本项目各加热炉将采用低氮燃烧器。低氮燃烧技术，可有效控制燃烧过程中温度型NO_x的生成，减少NO_x的排放量约30~50％，可控制各加热炉的烟气中NO_x排放浓度在100 mg/Nm^{3}以下。

油品加工装置加氢精制单元所有加热炉烟气统一合并由60米高排气筒排放，加氢裂化单元加热炉烟气统一由60米高排气筒排放。加热炉烟气中主要污染物为烟尘20 mg/Nm^3、NO_x100 mg/Nm^3，满足《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）特别排放限值标准要求。

综上所述，本项目各加热炉采用自产燃料气作燃料，实现了全厂副产燃料气的热值综合利用，由于自产燃料气属清洁燃料，在辅以低氮燃烧技术，有效的实

现了污染物排放的源头控制，治理措施可行有效。

17.1.3 锅炉废气治理措施

17.1.3.1 热电装置燃煤锅炉烟气脱硫脱硝除尘措施

本项目热电装置装置设计规模为配套热电装置为5×580t/h 超高压高温煤粉锅炉＋2×CB25 抽背式汽轮发电机组。余热电站为4×N45 余热利用凝汽式空冷汽轮发电机组。

锅炉烟气脱硫采用炉外氨法脱硫工艺，烟气脱硝采用选择性催化还原反应（SCR）脱硝工艺，烟气除尘根据环保装置“统筹规划、分步实施”的原则，按重点地区设置布袋除尘器，预留湿式静电除尘器。5台锅炉共用两座180m烟囱，并采取集束烟囱排放。

17.1.3.1.1 脱硫

⑴脱硫技术现状

烟气脱硫技术开发于 20 世纪 60 年代，到 70 年代后期已出现两百多种脱硫技术，到 80 年代，各种脱硫技术在竞争中不断完善。按阶段可分为燃烧前脱硫、燃烧中脱硫和燃烧后脱硫。烟气脱硫技术按其脱硫方式以及脱硫反应物的形态可分为湿法、干法及半干法三大类。湿法脱硫技术主要包括石灰石-石膏法、双碱法、镁法、氨法、海水法等；干法脱硫技术主要包括循环流化床脱硫技术、增湿灰循环烟气脱硫技术等；半干法主要包括循环悬浮式半干法、喷雾干燥、炉内喷钙/增湿活化脱硫技术等。

尽管各国开发的烟气脱硫方法很多，但真正进行工业应用的方法仅有限的十几种：石灰石－石膏法、氨法、MgO 法，海水法等。石灰石-石膏法是目前世界上应用比较广泛的工艺，约占全部烟气脱硫装置的 90%以上，其特点是工艺成熟，吸收剂来源广泛；循环流化床和增湿灰循环烟气脱硫技术通常适用于中小机组和老机组改造，需要使用高活性的石灰，吸收剂不易获得，在 SO_2 浓度较高时，其脱硫效率不能保证。海水脱硫工艺仅适用于沿海地区燃用中低硫煤的电厂。镁法脱硫工艺较为成熟，脱硫效率有保障，但其吸收剂价格较高，同时副产物回收困难。

氨法脱硫技术属新型清洁技术之一，尽管技术起步较晚，但具有脱硫效率高、工艺简单，占地少，能耗低、投资、运行及维护成本低、无二次污染、可资源化

回收SO_2生成硫酸铵等优势，能满足循环经济要求。

⑵脱硫技术比选

随着近两年环保形势的日趋严峻，2014年9月12日，国家发改委、国家环保部、国家能源局联合发布“发改能源[2014]2093.号”——《关于印发‘煤电节能减排升级与改造行动计划（2014-2020年）’的通知》，文件鼓励西部地区新建机组接近或达到《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2011）中燃气轮机组排放限值，本项目锅炉将采用“超低排放”方案。

根据本项目煤质资料，设计煤种入口SO_2浓度为1578mg/Nm^3，校核煤种入口SO_2浓度为2357mg/Nm^3，为确保锅炉烟气中二氧化硫排放浓度＜35mg/Nm^{3}的超低排放要求，本项目热电装置脱硫效率应在98.66%以上。

目前，石灰石-石膏法脱硫与氨法脱硫是应用最多的脱硫工艺，以下将主要对高效石灰石-石膏法、氨法烟气脱硫工艺进行对比研究。

①技术性能及投资占地对比

表 17.1-3　　两种脱硫方法技术性能及投资占地对比表

序号	指标名称	氨法	高效石灰石-石膏法
1	设计脱硫效率(%)	≥98.7	≥98.7
2	拓展脱硫能力	有一定拓展空间	基本达上限
3	技术成熟度	较为成熟，有较多燃高硫煤项目采用此工艺。其难点不在于高脱硫能力，而在于实现高脱硫效率的同时控制住气溶胶及氨逃逸在一定范围内。	近几年新出现工艺，技术基本成熟，有一定业绩。脱硫能力基本达上限。
4	脱硫产物	硫酸铵	含水10%石膏
5	脱硫产物利用	主要作为化肥销售，300～500元/吨	品质较好石膏可综合利用；部分工程实施后，石膏品质不佳，一般直接抛弃。
6	长周期运行稳定性	具有长周期稳定性，可达到热电装置稳定运行8000h的要求	长周期稳定性相比氨法低，很难达到热电装置稳定运行8000h的要求
7	脱硫剂	99.6%液氨	92.6%石灰石
8	脱硫剂来源	外购，价格～3000元/t	外购，价格～160元/t
9	脱硫剂预处理系统及危险程度	液氨储罐/重大危险源	制粉、制浆系统/常规工艺设备
10	废水	无	设有废水处理装置
11	运行电耗	低	高
12	综合运行成本	高	低
13	初期投资（万元）	～150元/kW	～130元/kW

14	占地	相当	相当

②消耗指标及运行成本对比

按照本项目全厂蒸汽平衡数据，热电装置燃煤锅炉平均产汽量为2024.65t/h，此时脱硫装置相关消耗指标及运行成本分析如下表。

表 17.1-4　　两种脱硫方法相关消耗指标及运行成本对比表

序号	指标名称	氨法	高效石灰石-石膏法
1	脱硫产物 单价	硫酸铵(7.22t/h) -400元/t	含水10%石膏(10.77t/h) 10元/t
2	工艺水消耗 单价	131.2t/h 4.5元/t	139.2t/h 4.5元/t
3	电耗 单价	3160kWh/h 0.49元/kWh	3931kWh/h 0.49元/kWh
4	蒸汽消耗 单价	3.6t/h 120元/t	0t/h 120元/t
5	仪用压缩空气 单价	90 Nm^3/h 0.15元/Nm^3	60 Nm^3/h 0.15元/Nm^3
6	脱硫剂消耗 单价	99.6%液氨(2.04t/h) 3000元/t	92.6%石灰石(6.146 t/h) 160元/t
7	包装袋 单价	145个/h 2元/个	0个/h 2元/个
8	劳动定员（人）	15	10
9	小时运行成本（元）	6106.3	3652.7
10	年运行成本（元）	4885.04万元	2922.16万元

③综合分析

由表17.1-2、表17.1-3可知，氨法脱硫技术近几年得到快速发展，有一定的运行业绩，同时实际运行情况也较为良好，属于较为成熟工艺。常规石灰石-石膏法脱硫技术较为成熟，现阶段为了满足超低排放而采用的新技术也已陆续投入运行，属于基本成熟的工艺。两种脱硫工艺均能满足本项目对脱硫装置脱硫效率的要求。但氨法脱硫工艺还具有下述优势：

氨法脱硫系统不产生废渣、废水等污染物，对于周围环境的污染非常小，属于较为环保的工艺；石灰石-石膏法脱硫产物石膏多直接抛弃易造成污染且产生部分废水，对于周围环境的影响较大。

氨法脱硫能力较高，在满足本项目脱硫要求的基础上，还具有一定的拓展能力；而石灰石-石膏法已达到脱硫能力上限。

氨法烟气脱硫工艺化学吸收反应过程为气液接触反应，较石灰石-石膏法烟

气脱硫工艺的气固反应更快，更易实现较高的脱硫效率；同时采用更小的液气比，可大大降低能耗并减小脱硫吸收塔设备尺寸。

氨法反应过程中无固体不溶物，基本不会产生设备、管道堵塞现象，可大大减轻浆液对设备的磨损。相比石灰石-石膏法更具有优势。

氨法系统中脱硫、脱硝可同时进行，具有10%～30%甚至更高的脱硝效率，且可与SCR脱硝装置公用一套氨储存及供应系统，方便统一管理和维护。而石灰石-石膏法则无此特性。

氨法脱硫工艺系统的长周期稳定运行较石灰石-石膏法更加可靠，其年运行小时数可达8000h，能够与化工装置运行特性相适应，系统检修维护与配套锅炉能够同步。

相对于现阶段国家越来越严格的污染物排放要求，氨法脱硫工艺适应能力更强。本项目由于烟气脱硫设施停运将相应的停运对应的锅炉系统，故脱硫系统的稳定长周期运行要求高。

综合考虑投资及占地因素，氨法脱硫系统相比石灰石-石膏法初期投资约高15%。按照现有液氨(3000元/吨)及硫铵市场价格，氨法脱硫较石灰石-石膏法年运行成本高2000万元左右。

综上所述，氨法脱硫工艺最明显优势在于“能够生成硫酸铵化肥，实现变废为宝；不产生废水，有较高的社会效益；脱硫效率更高；长周期稳定运行的可靠性更高；脱硫、脱硝可同时进行，公用一套氨储存及供应系统”，同时存在初期投资及运行成本高、控制存在气溶胶液及氨逃逸难度较高的缺点。石灰石-石膏法脱硫工艺优点为初期投资及运行成本相对较低，但存在脱硫效率相对较低、工艺系统复杂、易对环境产生石膏及废水的长期污染、长周期运行稳定性较差的缺点。

本项目热电装置为化工装置的配套设施，不仅需考虑投资成本因素，也需要考虑对外部环境因素的影响，同时对于装置的可靠性、安全性也具有更高的要求，年运行小时高达8000h。同时相对于国家越来越严格的污染物排放要求，在脱硫系统效率上需考虑一定预留空间；另外由于脱硫系统与锅炉配套设置，因此在长周期稳定运行的要求上应与锅炉同步。在上述方面，氨法脱硫系统更具有优势。

⑶氨法脱硫工艺原理

氨法脱硫采用氨水吸收烟气中的SO_2形成的亚硫酸铵溶液，经氧化、浓缩、

结晶，得到一定固含量的硫酸铵浆液。一定固含量的硫酸铵浆液，再经旋流器、离心机、干燥机后，得到水分<1%的硫酸铵，再进入包装机包装即可得到商品硫酸铵。其流程简图如图17.1-2所示。

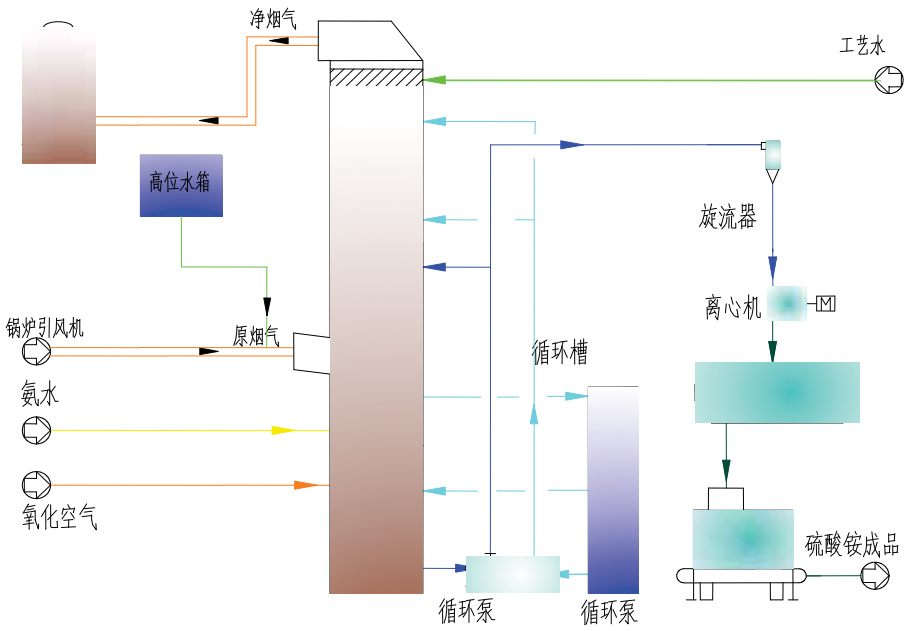


图 17.1-2　氨法脱硫工艺流程简图

其主要过程包括：吸收、氧化和硫铵回收三个过程。具体分述如下：

a. 烟气吸收

氨法脱硫即用含氨溶液通过喷淋与烟气接触，吸收烟气中的二氧化硫，最终生成亚硫酸铵。反应过程可基本表述为：烟气中的二氧化硫与烟气接触时首先被水吸收，生成氢离子、亚硫酸氢根离子与亚硫酸根离子，然后氢离子与氨水溶于水后生成的氢氧根结合生成水分子，由于氢离子与氢氧根离子不断消耗，使二氧化硫溶于水与氨溶于水的反应得以持续进行，烟气中的二氧化硫得以吸收净化。吸收反应式如下：

$$SO_2 + H_2O \rightarrow H^+ + HSO_3^-$$

$$HSO_3^- \rightarrow H^+ + SO_3^{2-}$$

$$NH_3 + H_2O \rightarrow NH_3 \cdot H_2O$$

$$NH_3 \cdot H_2O \rightarrow NH_4^+ + OH^-$$

$$H^+ + OH^- \rightarrow H_2O$$

b. 氧化

在烟气吸收过程中形成的HSO_3^-、SO_3^{2-} 需氧化为SO_4^{2-}，反应在专门设计的多功能氧化器中进行，反应式如下：

$$4HSO_3^- + 3O_2 \rightarrow 4SO_4^{2-} + 2H_2O$$

$$2SO_3^{2-} + O_2 \rightarrow 2SO_4^{2-}$$

c. 硫酸铵回收

脱硫吸收的生成物分散溶解于溶剂水中，经氧化后，基本成为水—铵离子—硫酸根离子体系，在浓缩阶段溶剂水逐步被蒸发，当达到硫酸铵饱和度后发生下列反应并析出，使脱硫反应生成的硫酸铵得以回收：

$$2NH_4^+ + SO_4^{2-} \rightarrow (NH_4^+)_2 SO_4\downarrow$$

⑷氨法脱硫运用实例

近年来，国内氨法脱硫通过不断的技术进步，如强化气液均布、优化内件冲洗设计、增大循环量、在线溶液过滤除尘、优化材质选择、强化防腐施工质量管理等综合措施，已成功解决了过去氨法脱硫装置经常出现的塔内结巴堵塞、塔外磨损腐蚀严重、氯离子富集、硫铵品质差等技术问题。最长的脱硫系统运行周期已达到 1 年以上。如华鲁恒升、中煤图克等脱硫装置。

初步统计，国内投运和在建的氨法脱硫工程有 150 项左右，其中投运的近百项。近 3 年来，国内有较多的大型石化、煤化工企业的燃煤锅炉烟气都采用了氨法脱硫工艺，如中石化的齐鲁石化热电厂 8 台 410t/h 锅炉，中石化中天合创煤制烯烃工程 5 台 490t/h 锅炉，神华新疆煤基新材料项目 4 台 480t/h 锅炉、神华宁煤 400 万吨煤制油 10 台 640t/h 锅炉等项目。已投运的脱硫装置燃煤含硫量从 0.3% 到 8%，烟气量从 60000Nm^3/h 到 2080000Nm^3/h，适用于国内大中小型燃煤锅炉。部分实例详见表 17.1-5。

表 17.1-5　　氨法脱硫工程实例

序号	工程名称	脱硫塔规格/数量	烟气量 Nm^3/h	投产时间	脱硫效率	所在地	SO_2 排放浓度 mg/Nm^3
1	3×75t/h 锅炉烟气氨法脱硫装置	脱硫塔：φ7500×32000mm（综合塔工艺）	35.7 万	2009.12	96.6%	山东济宁	实测值 18
2	1×35t/h+2×75t/h 锅炉烟气氨法脱硫装置	脱硫塔：φ6700×32000mm（综合塔工艺）	28.69 万	2009.12	97.5%	山东兖州	实测值 22
3	3×75t/h 锅炉烟气	脱硫塔：	29.75 万	2009.	97.37	山东	实测值

序号	工程名称	脱硫塔规格/数量	烟气量 Nm^3/h	投产时间	脱硫效率	所在地	SO_2 排放浓度 mg/Nm^3
	氨法脱硫装置	φ7500×32000mm（综合塔工艺）		12	%	邹城	25
4	1×240t/h 锅炉烟气氨法脱硫装置	脱硫塔：φ6500×28000mm（综合塔工艺）	32 万	2011.07	98%	内蒙古呼伦贝尔	实测值 18.5
5	2×130t/h+3×75t/h 锅炉氨法脱硫装置	脱硫塔：φ10500mm×33000mm	118.4 万	2012.11	97-99%	江苏张家港	实测值 37～50
6	2×210t/h 锅炉氨法脱硫装置	/	41 万	2008	95%	乌鲁木齐石化	实测值 6
7	4×220t/h+1×410t/h 锅炉氨法脱硫装置	两台脱硫塔	105.9 万	2008	99.2%	扬子石化	实测值 9.5
8	4×480t/h 锅炉氨法脱硫装置（性能测试）	/	34.9 万	2014	97.2%	中煤鄂尔多斯	实测值 23.75

综上所述，本项目热电装置煤粉锅炉采用氨法脱硫工艺，该技术成熟可靠、脱硫效率高、副产品（硫酸铵）可综合利用。脱硫一次建成后，根据环保部门的实际排放要求，通过适当增加吸收段喷淋层的投运层数、增设循环管道系统、抬高吸收塔等方式，保证脱硫效率达98.66%。锅炉烟气出口SO_2浓度为31.6mg/Nm^3，符合《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223－2011）中重点地区燃气锅炉SO_2<35mg/m^3的限值要求。

17.1.3.1.2 氨法脱硫氨逃逸及气溶胶控制

氨法脱硫采用氨（水）为脱硫剂，由于氨的活性高，且氨法脱硫都采用了多级循环（机理与湿钙法的双循环或托盘技术类似）设计，在较低能耗下很容易实现>99%的脱硫效率或 SO_2<35mg/Nm^3 的排放指标，这已被国内众多的工程实例证明。但运用氨法脱硫技术，还应注意脱除 SO_2 的同时控制氨逃逸和气溶胶的排放。

游离氨是指由于氨的挥发性引起，受投入氨过量等工艺及操作因素的影响，净烟气中存在未参与吸收反应的氨，用脱硫后净烟气中携带游离氨的量(氨逃逸浓度)表示。氨法烟气脱硫中气溶胶主要是指反应生成的铵盐类微小颗粒，成分是硫酸铵及亚硫酸铵。气溶胶的影响最终表征为对烟气出口中的颗粒物（烟尘）

浓度的影响。

国家环保部在《火电厂烟气脱硫工程技术规范 氨法》（HJ 2001-2010）中明确规定氨逃逸量应小于 10mg/Nm^3。目前，锅炉烟气脱硫采用氨法脱硫技术的个别案例出现了氨逃逸超标问题。氨法脱硫的技术核心是控制氨逃逸和气溶胶的生成。控制氨逃逸和气溶胶的措施相辅相成，主要包括：

1）合理的工艺流程安排。

合理的工艺控制反应条件。

高效的氧化设计硫铵氧化率达到 99%。

2）合理的设备结构设计。

合理的塔直径以控制塔内气速在合理范围内。

必要的喷淋层间距及塔高度以保证烟气的停留时间和气液接触效果。

3）设置细微颗粒物控制系统。

装置设置细微颗粒物控制系统，对脱硫后烟气细微颗粒物的处理，减少雾滴及细微颗粒物等排放。

4）塔顶设置多级高效屋脊式除雾器。

在塔内设有自主开发的多级屋脊式高效除雾器，可保证吸收塔出口净烟气携带液滴含量（干态）不大于 40 mg/Nm^3。从而更有效地控制氨逃逸和气溶胶，同时也保证了较高的氨回收利用率。

江南环保超声波脱硫除尘一体化超低排放技术（以下简称一体化技术）是在脱硫塔内通过塔内件的优化设计，不但完成脱硫功能，同时完成对烟气中颗粒物的控制、洗涤、捕集功能，保证脱硫塔出口烟气达到超低排放要求的专利技术。示范工程已在宁波万华 410t/h 燃煤锅炉上建成并于 2015 年 6 月初投运，并通过了地方环保监测部门的性能检测和认可。此外上市公司华鲁恒升 410t/h 锅炉、辽阳国成热电 3 台 440t/h 锅炉等大型脱硫工程均采用了此技术，将于近期投运。

脱硫除尘一体化技术具有的优点是：

1）实施简单，可在现有脱硫系统上进行相应配套改造，投资低、可靠性高、运行简单经济。

2）可稳定提升脱硫装置的脱硫效率达 99%以上，二氧化硫浓度在 35mg/Nm3 以下的超低排放指标。

3）在无需湿电配套下，能控制脱硫出口烟气中尘（细微颗粒物）的含量在

5mg/Nm^3 以下，完全消除了烟气拖尾和白烟现象，减轻湿烟气对周边环境的影响。

本项目在吸收塔设计上采用有效防范措施，采用分段吸收，严格控制气体流速，使得SO_2的吸收氧化反应在液相中进行，防止在气相反应生成气溶胶。针对该事宜，建设单位对几个运行案例进行调研，调研结果如下：.

中石化齐鲁石化分公司热电厂位于山东省淄博市临淄区。该公司与石化项目配套的供热及供电工程包括8台410t/h国产高温高压粉煤锅炉。该公司1~4#锅炉配套的氨法脱硫装置2010年投运，采用2炉一塔设计、由武汉凯迪公司设计建设，由于投运后氨逃逸和气溶胶严重，2012年选择了江南环保进行改造。该脱硫工程被国家环保部列入《2014年国家鼓励发展的环境保护技术目录（工业烟气治理领域）》“氨硫酸铵法烟气脱硫技术”的示范工程。技术特点：采用三级喷淋脱硫、高效除雾、强化液气分布等解决了氨法脱硫的氨逃逸、塔易堵、无法长期稳定运行等问题，氨回收率高。

根据该脱硫工程2013年3月的168小时性能考核报告，不同烟气温度下脱硫塔入塔处SO2含量为1381-3601mg/Nm^3，出塔处烟气中SO2浓度为23-96mg/Nm^3，脱硫率≥98%。出口处烟气中NH_3浓度≤1 mg/Nm^3，氨回收率≥96.5%。出口处烟气中烟尘浓度为3-19 mg/Nm^3。

江苏华昌的氨排放浓度在线监测值为0.02mg/Nm^3；河南晋煤天庆煤化工有限责任公司氨排放浓度在线监测值为3.5 mg/Nm^3；扬子石化热电锅炉氨排放浓度的在线监测值为5.0 mg/Nm^3；伊犁川宁生物技术有限公司的热电工程氨排放浓度在线监测值为1.22 mg/Nm^3，均满足氨逃逸浓度＜10 mg/Nm^{3}要求。

从调研结果来看氨逃逸超标问题不是氨法脱硫的普遍化问题，因此，在设计中充分考虑防范措施，操作中严格把控，可以满足现行环保指标要求。

综上所述，本项目热电装置选择氨法脱硫工艺技术经济可行。

17.1.3.1.3 脱硝

⑴脱硝技术选择

降低NO_X排放主要有两种措施。一是控制燃烧过程中NO_X的生成，即低NO_X燃烧技术；二是对生成的NO_X进行处理，即烟气脱硝技术。

锅炉燃烧过程产生的氮氧化物 NO_X 按其生成机理可分为热力型 NO_X、快速型 NO_X 和燃料型 NO_X。热力型 NO_X 是燃烧用空气中所含的 N_2 在高温时氧化生

成的；快速型 NO_X 是燃料燃烧分解时所产生的中间产物与 N_2 反应生成的；燃料型 NO_X 是燃料中所含有机氮化合物在燃烧时氧化生成的。

锅炉燃烧部分应采用低氮燃烧技术，低氮燃烧部分主要采用低氮燃烧器和分级配风两种技术，不设置燃料分级再燃技术。低氮燃烧器和分级配风技术组合可把燃烧过程产生的氮氧化物控制在 300mg/Nm^3 以内。为满足超低排放的要求，还应选择烟气脱硝技术。

烟气脱硝技术是在低 NO_X 燃烧技术的基础上，进一步降低氮氧化物排放。目前通行的烟气脱硝工艺大致可分为干法、半干法和湿法三类。较为成熟的方法为选择性催化还原法（SCR）和选择性非催化还原法（SNCR）以及 SCR/SNCR 联合法均属干法工艺。其它工艺主要有液体吸收法、微生物法、活性碳吸附法、等离子法等。这些方法或效率不高，或处于实验室研究阶段，难以投入大规模应用。对于目前应用比较广泛的三种还原脱硝技术，其对比情况详见表 17.1-6。

表 17.1-6　　三种还原脱硝工艺的比较

项目	SCR	SNCR	SCR/SNCR 混合型
还原剂	氨或尿素	尿素或氨	尿素或氨
反应温度	320-400℃	850-1250℃	前段：850-1250℃ 后段：320-400℃
催化剂	成分 TIO_2，V_2O_5，WO_3	不使用	后段加装，成分同前
脱硝效率	70-90%	大型机组25-40%，小型机组配合低氮燃烧器、分级燃烧器可达80%	40-90%
反应剂喷射位置	多选择于省煤器与SCR反应器间烟道内	通常炉膛内喷射	炉膛壁面上设置2~3层喷嘴
SO_2/SO_3 氧化	会导致SO_2/SO_3 氧化	不会导致SO_2/SO_3 氧化	SO_2/SO_3 氧化较SCR低
对空气预热器影响	催化剂中V、Mn、Fe 等多种金属会起氧化催化作用，SO_2/SO_3 氧化率较高，氨与SO_3 易形成硫酸氢铵造成堵塞或腐蚀	不会因催化剂导SO_2/SO_3 氧化，造成堵塞或腐蚀的机会为三者最低	SO_2/SO_3 氧化率和造成堵塞或腐蚀的机会较SCR 低
系统压力损失	催化剂会造成较大的压力损失	没有压力损失	催化剂用量较SCR小，压力损失相对较低
催化剂吹灰	需布置多层吹灰器	无	最多布置一层
燃料影响	高灰分会磨耗催化剂，碱金属氧化物会使催化剂钝化	无影响	因催化剂用量低，影响较SCR低
锅炉影响	受省煤器出口烟气温度影响	受炉膛内烟气流速、温度分布及氮氧化物分布影响	

项目	SCR	SNCR	SCR/SNCR 混合型
投资运行费	很高	低	较高
占地空间	大（增加大型催化剂反应器和供氨尿素系统）	小（无需增加催化剂反应器）	较小（需增加一小型催化剂反应器）

综上所述，虽然SCR 脱硝工艺占地空间大、投资和运行费用较高，但其脱硝效率高，反应温度低，技术成熟可靠，二次污染小。又由于本项目脱硝按照国家重点地区排放要求进行设计，同时考虑到“超低排放”新限值（50mg/Nm^3）的要求，因此对锅炉脱硝设备提出了更加严格的要求。因此，本项目选择SCR 脱硝工艺。

⑵SCR 法工艺原理

SCR烟气脱硝工艺是指在催化剂和氧气存在的条件下，在较低的温度范围（280~420℃）内，利用脱硝还原剂（NH_3）有选择地将烟气中的大部分NOx还原成无害N_2和水来减少NOx排放的技术。因为整个反应具有选择性和需要催化剂存在，故称之为选择性催化还原反应（SCR）。

主要反应如下：

$$4\ NO + 4\ NH_3 + O_2 \rightarrow 4\ N_2 + 6\ H_2O$$

$$NO + NO_2 + 2\ NH_3 \rightarrow 2\ N_2 + 3\ H_2O$$

$$6\ NO_2 + 8\ NH_3 \rightarrow 7\ N_2 + 12\ H_2O$$

SCR法烟气脱硝系统主要包括液氨卸料储存系统、脱硝氨气制备及输送系统和脱硝反应系统、其它辅助系统等几个部分。本项目脱硝还原剂采用液氨，液氨外购后用槽罐汽车运输至热电站厂区域外南侧液氨站储存。脱硝用液氨卸料储存系统与脱硫装置共用，主要包括液氨储罐、卸料压缩机、液氨输送泵等设备。

脱硝氨气制备车间，主要设备包括液氨蒸发槽、氨气缓冲槽、氨气稀释槽等。热电站5台锅炉共用1套脱硝氨气制备系统。氨气制备系统设有氨气收集稀释系统，稀释槽所排氨水进入废水池，由废水泵输送至脱硫系统利用。脱硝反应系统主要设备包括SCR催化反应器、喷氨系统和稀释空气供应系统部分。

本项目SCR系统设在锅炉省煤器与空预器之间，脱硝装置催化剂考虑装设2层，1用1备；催化剂运行正常后按照2年更换1层考虑。

⑶SCR脱硝工艺实例

SCR脱硝技术成熟可靠，目前在国内大容量机组上大量采用，采用该技术方

案，脱硝率达到80%是比较稳定可靠的。脱硝一次建成后，可根据环保部门的实际排放要求，通过增大喷氨量、缩短每层催化剂更换年限，提高脱硝效率达85%，以满足《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2011）中重点地区燃气锅炉NO_X<50mg/m^3的限值要求。

广东省环境监测中心2014年11月编制的《国电肇庆大旺2×300MW 级“上大压小”热电联供项目脱硫脱硝除尘设施竣工环境保护验收监测报告》中对锅炉烟气SCR 脱硝效率监测结果显示：2 号机组锅炉烟气的脱硝效率范围为88.3%~89.6%，氮氧化物最大值为40mg/m^3。

中国环境监测总站2013年3月编制的《大唐清苑热电项目（2×300MW）竣工环境保护验收监测报告》中对2#锅炉脱硝系统污染物监测结果显示，脱硝效率范围为87.18%~88.75%，最大排放浓度为49mg/m^3。

《福建大唐国际宁德发电有限责任公司烟气脱硝系统性能试验报告》对1号机组脱硝系统污染物监测结果显示，脱硝效率为83.02%，NO_X排放浓度为48mg/m^3。2号机组脱硝效率为82.44%，NO_X排放浓度为35mg/m^3。3号机组脱硝效率为83.30%，NO_X排放浓度为46.5mg/m^3。

综上所述，本项目采用SCR脱硝工艺是合理的，且技术可行。

17.1.3.1.4 除尘

目前，锅炉烟气除尘装置的选择以电除尘器、布袋除尘器为主。

电除尘器能捕集 1um 以下的细微粉尘，且处理烟气量大，可用于高温（可高达 500℃）、高压和高湿（相对湿度可达 100%）的场合，能连续运转，并能实现自动化。但电除尘器对粉尘的比电阻比较敏感，除尘效率并不稳定，一般对比电阻小于 10^4～10^5Ω·cm 或大于 10^{10}～10^{11}Ω·cm 的粉尘，若不采取一定措施，除尘效率将受到影响。而对粉尘比电阻范围在 10^4～10^{11}Ω·cm 范围内的粉尘除尘，电除尘器的除尘效率最高可以达到 98%左右，较适用于排放要求在 100mg/m^3 以下的地区。若要提高效率，则需要增加电场数，使得设备庞大，占地面积增加较多。

相比电除尘器，袋式除尘器的除尘效率更高，并且对人体有严重影响的重金属粒子及亚微米级尘粒的捕集更为有效。袋式除尘器高效的过滤机理决定了它不受燃烧煤种物化性质变化的影响，具有稳定的除尘效率，性能稳定可靠，对负荷变化适应性好，运行管理简便，占地面积小。

鉴于本项目烟尘排放浓度控制要求高的特殊需要，设计推荐烟气除尘选用布袋除尘器，除尘器出口含尘浓度按照不大于20mg/Nm^{3}选型。为应对环保部门对烟尘排放浓度执行<5mg/m^{3}的限值要求，本项目将预留更进一步除尘的设备（暂按湿式电除尘器考虑）扩建场地及条件。因湿式电除尘器与布袋除尘器分离布置，分期改造仅对净烟道进行改造，难度不大。

17.1.3.1.5 锅炉“超低排放”工程实例

①浙能浙江嘉华发电有限公司超低排放改造项目

浙能集团在全国率先提出了“燃煤机组烟气超低排放”的概念，并由浙江天地环保工程有限公司创新性的开发、设计了“多种污染物高效协同脱除集成技术”。从而有效降低烟尘（$PM_{2.5}$）、SO_2、NO_X等烟气排放主要控制污染物浓度，使其达到或优于燃气机组的排放标准限值，并有效降低汞和SO_3的排放浓度，同时有效消除“白烟”和“石膏雨”等现象。

2014年，该厂共完成三台机组（两台百万、一台60万）的超低排放改造工作。其中，4号机组是浙能集团首台实现烟气超低排放改造的600MW机组。三台机组经超低排放改造投运后，一直保持安全可靠稳定运行。浙能集团委托中国环境监测总站于6月30日—7月8日对7、8号机组在不同负荷、不同硫份煤种运行工况下进行了全面、细致的验收监测，委托浙江省环境监测中心于12月23日—24日对4号机组在不同负荷运行工况下进行了验收监测，数据详见表17.1-7。

表17.1-7　　浙能嘉华电厂4、7、8号机组超低排放验收监测数据

机组	监测日期	烟尘	SO_2	NO_X	汞及其化合物
8 号	6.3（100%负荷）	1.25	9.02	20.58	1.29
	7.1（100%负荷）	0.425	7.87	23.13	1.31
	7.3（75%负荷）	3.58	8.76	27.67	0.723
	7.4（75%负荷）	1.45	8.87	16.01	0.653
7 号	7.5（75%负荷）	1.25	11.81	13.15	2.18
	7.6（75%负荷）	1.78	9.92	12.35	1.25
	7.7（100%负荷）	N.D	16.83	15.59	1.78
	7.8（100%负荷）	0.875	13.38	31.75	1.65
4 号	12.23（100%负荷）	1.27/1.30	11.2/11.0	22.1/19.8	
	12.24（75%负荷）	1.15/1.18	5.68/5.64	20.4/20.2	

由上表可以看出，烟气超低排放改造后的各项指标均达到并优于天然气机组的排放标准限值。

②神华国华舟山电厂4号机组“近零排放”改造

为满足更高标准的环保要求，神华国华舟山电厂协同4号燃煤发电机组进行“近零排放”改造。

舟山电厂4号机采用4+1型旋转电极式电除尘器，即前四电场为常规电场，末电场为旋转电极电极电场；一台炉配1台双室单电场湿式电除尘器。脱硫改造通过增加吸收塔内喷淋水流量，加大吸收塔径减缓烟气流速以增加气液接触时间等措施提高脱硫效率。脱硝方案采用最先进的低氮燃烧器，在炉内做到低氮燃烧，通过在炉膛的不同高度布置紧凑燃尽风和高位燃尽风，将炉膛分成三个相对独立的部分：初始燃烧区、NOx 还原区和燃料燃尽区。这种改进的空气分级方法通过优化每个区域的过量空气系数，在有效降低NOx排放的同时能最大限度地提高燃烧效率，并防止炉内沾污、结渣、高温腐蚀，降低炉膛出口烟温偏。

2015年6月18日至24日期间，电厂4号机组进行168小时满负荷试运行监测，6月20日，浙江省环境监测中心对该机组进行第三方独立烟气监测，该电厂4号机组“近零排放”方案实施后污染物排放数据详见表17.1-8、表17.1-9。

表17.1-8　　神华国华电厂4号机组168满负荷试运行期间监测数据

指标	6.18	6.19	6.20	6.21	6.22	6.23	6.24	均值
烟尘（mg/Nm^3）	2.12	2.10	2.28	1.82	2.17	2.41	2.08	2.14
SO_2（mg/Nm^3）	1.77	1.54	1.91	1.04	1.33	1.52	1.73	1.55
NO_X（mg/Nm^3）	24.21	23.49	23.49	23.22	32.57	31.64	23.75	26.16

表17.1-9　　神华国华电厂4号机组第三方监测数据

指标	6 月 20 日省环保部门监测值	DCS 在线显示值	特别排放限值	燃气排放限值
烟尘（mg/Nm^3）	2.55	2.19	20	5
SO_2	2.86	2.08	50	35

（mg/Nm^3）				
NO_X（mg/Nm^3）	20.5	23.63	100	50

由上表可以看出，近零排放改造后烟气中各项指标均达到并优于天然气机组的排放标准限值。

③浙江大唐乌沙山发电有限责任公司4×600MW燃煤发电机组改造

浙江大唐乌沙山发电有限责任公司位于浙江省东部沿海的宁波市象山县西周镇境内，装机规模为4×600MW超临界国产燃煤发电机组，2006年实现“一年四投”，并网发电。为应对国家、省政府对火力发电越来越高的环保要求以及电厂自身的需求，须对影响环保指标的关键设备，如除尘器、吸收塔、燃烧器等进行全面改造，以降低污染物排放，实现“超清洁”排放。

公司同步设计建设了“石灰石-石膏”湿法脱硫系统、高效静电除尘器，4号机组还同步设计安装了SCR脱硝装置。

1）脱硝改造方案

为了保证超低氮改造后锅炉整体燃烧效率，对6台磨煤机进行动静态旋转分离器改造，提高锅炉煤粉燃尽率，保证磨煤机出口5管均匀性，在同等情况下提高磨煤机出力。

6层煤粉燃烧器改造为新型旋流燃烧器，将靠近两侧墙的12只燃烧器（含前墙最下层等离子点火燃烧器）向炉膛中心偏置。

新增加的燃尽风燃烧器设计为“内直外旋”摆动燃烧器，燃尽风摆动、燃尽风直流风量手动调节，并设置新的燃尽风（OFA）燃烧器喷口管屏；目的是加强、增加燃尽风覆盖度，减少CO排放和减少锅炉结渣、高温区锅炉水冷壁高温腐蚀现象发生。

在两侧墙原来吹灰器位置加装侧墙缝隙贴壁风，侧墙缝隙贴壁风由主燃烧器区热二次风道上取出，采用独立风箱、风道，调节挡板控制。配合加装侧墙缝隙贴壁风的风箱、风道，并设置新的侧燃尽风燃烧器喷口管屏。

通过增加一层催化剂，实现三层催化剂运行，将SCR的脱硝效率由原设计的75%提高到86.5%，SCR阻力约增加150Pa。对SCR进行流场模拟，对喷氨格栅进行改造。

通过上述改造措施，锅炉本体的NOx排放浓度小于240mg/Nm^3，采用改进SCR脱硝方案后NOx排放浓度小于27 mg/Nm^3。

2）脱硫改造方案

根据#4机组的烟气脱硫工程，原采用石灰石—石膏湿法烟气脱硫工艺，采用空塔喷淋技术，设置三层喷淋层，设计脱硫效率≥96%。按原设计，脱硫系统入口SO2的浓度约为1000 mg/Nm^3，脱硫效率为96％。根据提供的检测数据，脱硫效率基本稳定在96％左右，SO_2的排放在35mg/Nm^{3}左右。

通过对原吸收塔进行改造，包括抬高吸收塔喷淋区、增加喷淋层、增加循环泵、采用低流量高压力的喷嘴、增加喷嘴布置密度、提高喷淋覆盖率、保证循环停留时间、采用一级管式+双层屋脊式除雾器等措施，使得改造后整套FGD设计脱硫效率不小于98.67%，且SO_2排放浓度最低能控制到10mg/Nm^{3}以内。

3）除尘改造方案

原#4机组同步配置双室五电场静电除尘器，由浙江菲达环保设计供货，投产以来，经过对电控系统改造，电除尘各项指标均能满足原排放标准要求。对静电电除尘器进行一、二、三电场高频电源和五电场脉冲电源的改造，使电除尘器出口烟尘浓度保证值不大于20mg/Nm^3。

除尘改造是在脱硫吸收塔后加装管式湿式电除尘器，入口烟尘浓度27mg/Nm^3，静电除尘器出口烟尘浓度≤15mg/m^3，湿式电除尘器出口排放烟尘浓度≤2mg/m^3。

17.1.3.1.6 烟囱参数论证

综上所述，本项目热电装置锅炉烟气流程为：锅炉炉膛出口→省煤器→SCR烟气脱硝装置→空预器→布袋除尘器→引风机→氨法烟气脱硫装置→烟囱。

热电站5台锅炉共设置1座烟囱，高180m。烟囱内设2根排放内筒，1根内筒排放1~2#锅炉烟气，排放内筒直径为5.4m，烟囱出口流速为20.36 m/s；另外一个内筒排放3~5#锅炉烟气，排放内筒直径为6.6m，烟囱出口烟气流速为20.44m/s，上述两个内筒烟气排放流速小于21m/s 的带水流速极限。

经脱硝、除尘、脱硫处理达标的烟气，再经180m 高的烟囱排放，以进一步稀释污染物的落地浓度。烟囱出口烟气温度约为50℃。

⑴烟囱高度 180m，参照《火力发电厂设计技术规程》（DL5000-2000）的规定，烟囱高度应高于厂区内最高建筑物高度的 2-2.5 倍。本项目烟囱高度符合规

程要求。

⑵根据《制定地方大气污染物排放标准的技术方法》（GB/T3840-1991）及当地多年平均风速，可计算烟气出口高度处环境平均风速约 2.3m/s。本项目烟囱出口烟气流速约为 20m/s，远大于环境平均风速的 1.5 倍，因此本项目烟囱内径设计是合理的。

⑶根据计算，锅炉烟气排放满足《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2011）要求。此外，利用高烟囱增大烟囱有效抬升高度，是降低污染物落地浓度的措施之一。根据本次评价中大气环境影响预测结果，热电装置正常生产时，按烟囱设计高度 180m 计算，各废气污染物小时平均浓度、日均浓度值未超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准限值。因此烟囱高度 180m 是合适的。

17.1.3.2 灰渣库除尘措施

热电装置还存在少量粉尘污染，粉尘污染主要存在于燃烧输送系统的扬尘和细粉撒落，这些扬尘点主要为主厂房运煤层上的各卸料点、灰库、渣库。全厂设有 5 座灰库、3 座渣库。灰、渣库底均设干、湿灰（渣）排出口，灰渣进行综合利用时可以采用密闭罐车装运；或对灰渣进行适当加湿后装车外运，送灰渣填埋场进行填埋处理。

本设计的防尘措施主要有：在落差大的落煤管上设置缓冲锁气器，在扬尘点局部采用密闭罩，同时采用干式除尘器进行收尘净化；对于输煤层地面撒落的粉尘污染，在主厂房运煤层设有水冲洗装置，冲洗后的污水汇集至沉淀池沉淀处理后回用；灰、渣均为密封输送，同时每座灰、渣库库顶设置布袋除尘器和压力/真空释放阀各 1 台，以保证灰、渣库的除尘效果及设备的安全运行，防治粉尘飞扬。

经上述措施后，以达到《火力发电厂采暖通风与空气调节设计技术规程》（DL/T5035-2004）中各车间内含尘最高允许浓度 10mg/Nm^3 标准，除尘后的排放气含尘浓低于 30mg/Nm^3，满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）二级标准限值要求。

17.1.3.3 燃气锅炉烟气治理措施

由于煤气化装置磨煤机不需要再设置热风炉干燥系统，导致原供给气化磨煤

干燥单元用的燃料气有所富余。故因此本项目考虑设置一台燃料气锅炉，燃烧富余的燃料气制取 5.5MPa，425℃次高压蒸汽，实现全厂燃料气和蒸汽的平衡。另外全厂开工时，此燃料气锅炉也可作为启动锅炉使用。

燃气锅炉烟气流程为：锅炉→省煤器→SCR 烟气脱硝装置→空预器→引风机→烟囱。

本装置烟气污染物主要来自于燃气锅炉燃烧过程和烟气脱硝过程，其主要污染物成分为 NO_X、NH_3 等。针对这些污染物在本设计中采取了以下措施：

1）本锅炉选用燃气锅炉，燃烧温度高达 1350℃~1450℃，在采用低氮燃烧器的情况下，燃烧过程中因高温生成的热力型 NOx 生成浓度约为 250mg/Nm^3。故在锅炉尾部省煤器及空预器之间设置有 SCR 烟气脱硝装置，设计脱硝效率高于 40%。经上述措施后，锅炉系统排放的烟气 NOx 浓度将小于 150mg/Nm^3，符合《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）重点地区的排放限值要求。

2）SCR 脱硝装置会有微量氨逃逸，在《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中，未对烟气中的氨排放浓度做出限制要求；本项目设计氨逃逸浓度按照《火电厂烟气脱硝工程技术规范选择性催化还原法》（HJ562-2010）的要求执行（小于 2.5mg/Nm^3）。

3）燃气锅炉设置 1 座烟囱，高 25m，上口直径为 1.5m，烟囱出口烟气流速为 14.6m/s，小于 21m/s 的带水流速极限。

经脱硝处理达标的烟气，经 25m 高的烟囱排放，进一步稀释污染物的落地浓度。

17.1.4 无组织排放治理措施

本项目挥发性有机物无组织排放废气主要来自于罐区储罐、液体装卸过程、污水处理场及各装置阀门、管线、泵等在运行中因跑、冒、滴、漏逸散到大气中的废气等。

17.1.4.1 罐区储罐无组织排放控制

本项目主要液体产品有柴油、石脑油、LPG、及副产品混醇等，在产品罐区进行储存，总计 26 个罐。其中 LPG 采用球罐，球罐为压力储罐，无大小呼吸气。柴油、石脑油、混醇等轻质油品储罐采用高效密封的内浮顶罐，与拱顶罐相比可减少 90％以上的油气挥发。另外，储罐还采用氮封，可相对减少 50%的气体挥

发损失。

17.1.4.2 装置区无组织排放控制

挥发性有机物无组织排放是指各装置阀门、管线、泵等在运行中及采样过程中因跑、冒、滴、漏逸散到大气中的废气。其排放量与操作管理水平、设备状况等有很大关系。可通过选用先进的设备和加强管理来降低其排放量。以保证本项目烃类排放符合国家标准的要求。主要措施有：

①工艺管线

在材料上选择耐腐蚀的材料以及可靠的密封技术；提高输送苯类物质的工艺管线的等级；含有苯类物质的工艺管线，除与阀门、仪表、设备等连接可采用法兰外，螺纹连接管道均采用密封焊；所有输送含苯类物质的工艺管线和设备的排净口都用管帽或法兰盖或丝堵堵上。

②设备

盛装苯类介质的设备法兰及接管法兰的密封面和垫片提高密封等级，必要时宜采用焊接连接。输送含苯的工艺物流的泵选用屏蔽泵或具有双端面机械密封的泵。

③采样

装置中含苯物料的采样，应采用特殊密闭采样系统，可使物料密闭循环回系统；其他采样装置含烃物料的采样均采用常规密闭采样器，塔顶不凝气均予以回收。

④建立 LDAR 系统

建立 LDAR（泄漏检测与修复）系统，加强装置生产、输送和储存过程挥发性有机物泄漏的监测和监管，对泄漏率超过标准的进行维修或更换，对项目运行全周期进行挥发性有机物无组织排放控制。

挥发性有机物流经泵、压缩机、阀门、开口阀或开口管线、法兰及其他连接件、泄压设备、取样连接系统等设备与管线组件时，应进行泄漏检测与控制。

其中，泵、压缩机、阀门、开口阀或开口管线、气体/蒸汽泄压设备、取样连接系统每 3 个月检测一次；法兰及其他连接件、其他密封设备每 6 个月检测一次；对于挥发性有机物流经的初次开工开始运转的设备和管线组件，应在开工后 30 日内对其进行第一次检测；挥发性有机液体流经的设备和管线组件每周应进

行目视观察，检查器密封处是否出现滴液迹象。

当出现以下情况时，则认定发生了泄漏：

有机气体和挥发性有机液体流经的设备与管线组件，采用氢火焰离子化检测仪（以甲烷或丙烷为校正气体），泄漏检测值大于等于 2000 μ mol/mol；其他挥发性有机物流经的设备与管线组件，采用氢火焰离子化检测仪（以甲烷或丙烷为校正气体），泄漏检测值大于等于 500 μ mol/mol。

一旦检测到泄漏时，在可行条件下应尽快维修，一般不晚于发现泄漏后 15 日。首次维修不应晚于检测到泄漏后五日，首次尝试维修应当包括（但不限于）以下措施：拧紧密封螺母或压盖、在设计压力及温度下密封冲洗。若检测到泄漏后，在不关闭工艺单元的条件下，在 15 日内进行维修技术上不可行，则可以延迟维修，但不应晚于最近一个停工期。

泄漏检测应记录检测时间、检测仪器读数，修复时应记录修复时间和确认已完成修复的时间，记录修复后检测仪器读数，记录应保存一年以上。

⑤停工、检修阶段

根据各停工检修装置特点，分别采用冷、热水或酸、碱浸泡、洗涤处理，使用氮气吹扫放火炬，以及用蒸气吹扫或密闭蒸罐，热空气吹扫等措施，减少挥发性有机物排放。吹扫蒸气进冷凝器冷凝，不凝气或热吹扫空气作进一步处理。管道检修后进行气密性试验。

17.1.4.3 液体装车油气回收

⑴液体装车油气回收设施

本项目液体产品主要有柴油、石脑油、LPG 及副产品混醇等，产品出厂方式为铁路和公路运输，铁路运力按照 LPG、石脑油、柴油全年产量的 100%进行考虑，公路运力按照石脑油和柴油全年产量的 20%考虑，LPG 的 39%考虑，轻醇、重醇全年产量的 100%采用公路运输。

为减少液体产品装车时的无组织排放，均采用鹤管装车，汽车装车全部选择底部装油，同时设置下装式无泄漏快速接头，汽车装车设置 13 个鹤位。火车装车设 84 个鹤位。

另外，本项目在公路装车设施处设置一套活性炭油气回收系统，回收汽车装车系统和火车装车系统产生的石脑油蒸汽。油气回收系统设计处理能力为1000m^3/h，设计油气回收率为98%以上。

⑵油气回收工艺选择

油气回收工艺主要有吸收法、直接冷凝法、吸附法、膜分离法和直接燃烧法五种技术。吸附法是目前主流的油气回收工艺之一，应用广泛。其工艺原理为：油气通过充填吸附剂的吸附器，其中的烃类被吸附剂吸附，净化后的空气由活性炭吸附器顶部的出口排向大气。吸附过程在常温下进行，吸附达到一定的饱和度后，需进行再生。再生方式为真空泵脱附和空气吹扫。再生过程中脱附出的油气再用油品进行吸收。目前吸附剂一般选用活性碳，该工艺回收效率高，对低浓油气具有很强的吸附能力，适用于排放标准严格的油气处理，常作为深度净化或最终控制手段。且装置结构简单、易于维修、自动化程度高、工作可靠。

⑶油气回收工艺流程

在装车地点产生的油气通过密闭鹤管进入油气回收装置，油气的回收主要由两个吸附罐完成，罐内装有吸附油气的专用活性炭。当活性炭吸附量达到饱和时，利用抽真空的方式将烃类从炭床中抽出，为下一次吸附做准备。装车油气首先通过管路和阀门进入到一个吸附罐内，即处于“吸附”状态，而另一个吸附罐则通过真空泵进行“再生”。两个吸附罐同时工作，保证对连续的油气及时进行回收处理。当一个吸附罐吸附油气达到饱和后，立即转入“再生”操作（即脱附阶段），另一个吸附罐进入下一个“吸附”状态，循环反复。

活性炭的再生需要通过两个阶段完成。首先，吸附罐抽真空，达到一定真空度时，所吸附的烃从炭床中分离出来。为了尽可能将炭床中吸附的烃清除干净，引入少量空气对炭床上可能残留的烃进行反吹。真空泵解析出来的高浓度烃类气体从吸收塔的下部进入，将新鲜石脑油从吸收塔的顶部喷淋而下，两者上下逆流进行充分接触，烃便被吸收在新鲜的石脑油中。少量未被石脑油吸收的烃，通过吸收塔顶部排出，再次进入吸附罐。

如果装车停止，所有功能都处于待命状态，两个炭床都将完成再生过程。处于待命状态时，装置可以随时启动，当下次装车开始时，系统自动启动。厂内油气回收装置回收的不合格石脑油通过不合格石脑油泵送至中间罐区轻污油储罐待回炼。油气回收流程见图17.1-3。

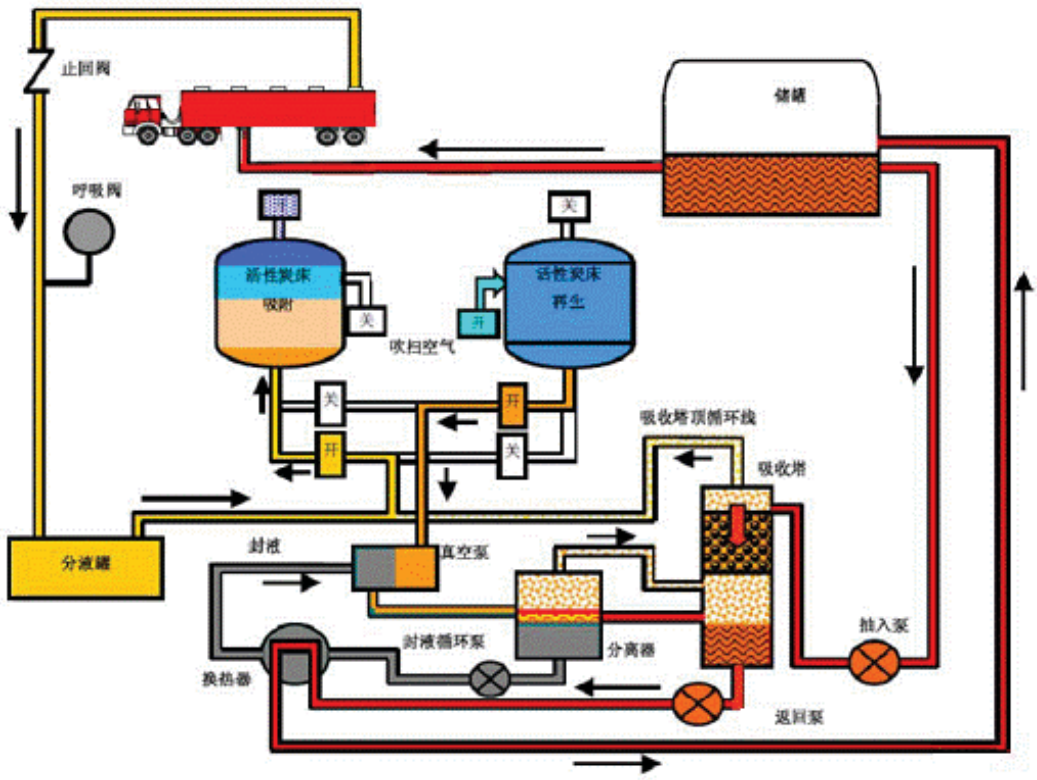


图 17.1-3　油气回收系统工艺流程简图

17.1.5 恶臭气体控制

17.1.5.1 合成水处理单元臭气处理

为防止处理过程中废水中有毒、有害气体逸出对操作人员及全厂职工的身体影响，合成水处理单元设置了两套除臭系统，一套设计臭气处理能力 6000m^3/h，对调节池、事故池、调配池臭气进行收集处理，一套设计臭气处理能力 4000m^3/h，对废水池、污泥池、污泥浓缩池、污泥脱水间臭气进行收集处理，处理后废气分别通过 15m 高的排气筒排入大气，主要污染物 NH_3、H_2S、臭气浓度满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-1993）中的标准要求。

除臭系统选用了生物滤池，废气中的吸收和生物降解同时发生在一个反应装置中。该装置是在其填料上方喷淋循环液，并在循环液中接种了经污染物驯化的微生物菌种。含有污染物的臭气进入生物滤池，当废气通过附有生物膜的填料层时，气体中的恶臭物质溶于水，被循环液和附着在填料表面上的的生物吸附、吸收，达到气体净化的目的，净化后的气体通过排气口排放。

其污染物去除的实质是以臭气作为营养物质被微生物吸收、代谢及利用。这

一过程是微生物的相互协调的过程，由物理、化学、物理化学以及生物化学反应所组成。生物除臭可以表达为：污染物+O_2→细胞代谢物+ CO_2+ H_2O。

合成废水中含有挥发酸，除臭装置按照调节池、事故池和调配池考虑。设计事故池尺寸为 20×20×6.5m、调节池尺寸为 30×20×6.5m、调配池尺寸为 10×10×6.5m，由于各水池水位有变化，按照水池上方空余空间 2m，换风次数 4 次/h。

17.1.5.2 污水处理场生化系统臭气处理

为减少本项目污水处理过程中的恶臭气体排放，污水处理场生化处理单元将配套设置恶臭气体收集及治理设施，减轻对环境的污染。

⑴ 技术比选

目前，国内污水处理厂恶臭气体收集、处理技术和设备多种多样，包括物理吸附法、化学洗涤法、生物法、等离子处理法、植物液处理法及催化燃烧法等。

等离子体法是利用高频高压静电特殊脉冲放电产生高密度高能活性离子，高能活性离子与臭气接触，打开臭气分子化学键，分解成二氧化碳和水，从而使气体达到净化的目的。该方法处理设备体积相对较小，自重轻，适用于布置紧凑、场地狭小等场合，但设备一次性投入成本较大，运行维护成本较高。

植物液处理法是利用天然植物除味液吸附臭气中的异味分子，并与异味分子发生聚合、分解等化学反应，使之失去臭味。植物液现场空间雾化处理适用于空间难以封闭场合的臭气控制或改善操作环境，植物液除臭控制设备可根据臭气浓度、成分、环境条件等在实际工况选择连续或间歇雾化。该方法设备安装简便，建设周期短，投资低，但效率低，且天然植物除味液属于消耗产品，后续运行费用高。

催化燃烧法是一种通过热氧化消除有机物废气污染物的方法，有机废气在温度 200～500℃和滞留时间 0.3～0.5s 的条件下被催化燃烧，分解为 CO_2 和 H_2O，适用于浓度较高的有机废气。运行工艺条件较为复杂，成本较高。

除上述三种方法外，国内污水处理厂工艺技术最为成熟，运用最为广泛的仍是物理吸附法、化学洗涤法和生物除臭法。三种恶臭气体收集、处理技术的对比分析结果详见表 17.1-10。

表 17.1-10　　恶臭气体收集、处理技术的对比分析表

项目	生物法	化学洗涤法	活性炭吸附法
除臭原理	利用自然界细菌和微生物对臭气的吸附、吸收、消化和降解过程来自然除臭。	利用酸、碱性气体的化学反应去除恶臭气体。例如硫化氢、甲硫醇、甲硫醚、二硫化碳等强酸性气体用氢氧化钠去除，氨气等碱性气体用硫酸去除。	经过活化的碳体内部形成许多孔道，具有很大的比表面积，表面弱电力可以吸收并在自身内保存臭气物质，而具有处理异味气体的功能。
系统组成	1 气体收集输送系统：构筑物封闭加盖、管路、风机组成； 2.加湿控温系统：加湿塔＋水泵＋加热/降温器； 3.生物过滤洗涤系统； 4.检测控制系统。	1.洗涤塔； 2.塔内填料； 3.填料支撑装置； 4.液体分布器； 5.循环泵； 6.加药及监控系统； 7.除雾装置。	1.活性炭吸收器； 2.防腐风机； 3.排风扇； 4. 耐腐蚀排放管道阀门； 5.差压计； 6.控制面板。
工艺过程	恶臭气体在适宜条件下通过长满微生物的固体载体（填料），恶臭物质先被吸收、微生物氧化分解，完成废气的除臭过程。	需处理气体进入洗涤塔，在填料中与化学吸收液混合发生化学反应生成没有臭味的物质，完成除臭的过程。	需处理的含恶臭物质的气体通过活性炭吸收器，气体得到净化，完成气体除臭过程。
特点	优点：绿色除臭方法，不产生二次污染，操作维护简单、自动化操作、无需人工值守，运行稳定，抗冲击负荷能力强。 缺点：占地面积大，需定期更换填料。	优点：系统安装简便，安装高度低；系统自动化程度高、维修方便；处理效率高；系统压力损失小，运行能耗低。 缺点：产生化学吸收废液，还需对废液进行处理。	优点：处理气量灵活多变；能够使用于低温环境、间断、连续操作方便、能耗少、维护简便。 缺点：活性炭需要再生或定期更换。
H_2S 去除率	95%	98%以上	95%
适用范围	污水处理厂、排污泵站、垃圾处理、石油化工等。	适合各行业的工业尾气治理。	处理低浓度的石油化工、造纸、制药等工业废气。
投资	低	高	高
运行费用	低	较高	较高
污水处理厂适用性	采用	可用	可用

综上所述，采用活性炭、沸石等多孔介质的物理吸附法，工艺简单，一次性投入少，但介质寿命短（一旦饱和需再生或更换），处理效率不稳定，宜用于进气浓度较低的除臭处理，对高浓度臭气处理效率较低。化学洗涤法利用化学药液与臭气分子发生化学反应，生成无臭物质，以达到除臭目的。该方法见效快，但运行费用高，且存在二次污染。在三种主要除臭技术中，生物除臭法除臭效率高、处理彻底、操作简便、无二次污染、运行费用低，被称为是一项绿色除臭技术。

该工艺方法以其低成本、高效率、较成熟的应用技术而被广泛采用。也是本项目的拟选工艺。

本项目废气处理系统利用经过驯化后的微生物将恶臭物质氧化分解成为无臭的水和二氧化碳，或者其他简单物质，从而达到脱臭的目的。微生物在氧化分解污染物的过程中，还同时将恶臭物质转化为自身的营养物，微生物得以产生新细胞，继续繁殖。

⑵ 除臭系统设计

①设计规模

污水处理场生化单元设置两套生物除臭系统，单套处理规模 28000 m^3/h，用于集中处理生活污水前处理格栅间、集水井，废水调节池、均衡池、隔油池、气浮装置、生化 A 池、污泥浓缩池等产生的臭气。恶臭气体中有害成分为 H_2S、NH_3、甲硫醇等。各单元臭气量详见表 17.1-11。

其中，在初期雨水调节池、合成废水调节池、综合调节池、生化 A 池顶部加固定盖板，池顶设吸风管；在格栅井、气浮设备顶部安装活动盖板，侧壁设吸风管，吸风管与除臭引风机相连。设定空气交换量为 3 次/h，保证内部空间为微负压状态，防止气味逸散。污泥脱水机房采用离心脱水机和配套的污泥输送机，离心脱水机为封闭结构，输送机采取加盖设计，污泥干化车间的设备采取局部封闭措施，减少臭气扩散。

表 17.1-11　　各单元臭气量统计

序号	单元名称	单元容积（m^3）	换气次数（次/小时）	换气系数	臭气量（m^3/h）
1	有机含氨废水调节池	19872	1	0.5	9936
2	含油废水调节池	2080	1	0.5	1040
3	均衡池	7280	1	0.5	3640
4	隔油池	320	1	0.5	160
5	GEM高效气浮机	320	1	0.5	160
6	一级反硝化池	59248	1	0.5	29624
7	二级反硝化池	20608	1	0.5	10304
8	污泥浓缩池	1065	1	0.5	532
9	合计				55396

②臭气组分及设计浓度

臭气组分及设计进气浓度如下：

硫化氢≤30mg/m^3

氨≤10mg/m^3

臭气浓度≤10000

③臭气处理工艺

臭气处理系统采用填料充填式生物法处理。有机废气和恶臭气体先通过对构筑物的封闭加盖收集系统收集后与加盖水池收集的气体在风机的负压作用下有机废气进入生物预洗涤系统。在生物预洗涤器中，部分有机废气和含氨类恶臭气体能得到去除，并且能调节气体温度、湿度和浓度，然后在风机的作用下进入生物过滤器，生物过滤是在适宜的条件下，利用载体填料表面积上生长的微生物的作用脱臭。输送过来的处理臭气在适宜的条件下通过长满微生物的固体载体(填料)，气味物质先被填料吸收，然后被填料上的微生物氧化分解成二氧化碳和水，完成废气的除臭过程，固体载体上生长的微生物承担了物质转换的任务。经过生物过滤器，将恶臭污染物去除之后排放。处理后 H_2S≤0.06mg/m^3，NH_3≤1.5mg/m^3 臭气浓度≤20，满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）的相关要求。

⑶ 生物除臭技术实例

油庆阳石化公司污水处理厂采用高效生物滤池系统处理炼油污水产生的臭气。处理后总风量 10314m^3/h，设计处理风量 10000 m^3/h，自 2010 年 10 月 15 日起运行至今。根据监测结果，NH_3 的进气浓度在 13~16mg/m^3，排放浓度为 0.8~1.1mg/m^3，H_2S 的进气浓度在 36~45mg/m^3，排放浓度为 0.02~0.04mg/m^3，臭气浓度的进气浓度为 3700~4700，排放浓度为 14~16。

上海石化股份有限公司是拥有从原油到化工、腈纶、塑料等主要产品的生产厂以及热电、机修、自来水、污水处理厂等辅助厂和 4 个装卸运输系统的大型石化企业。污水处理厂为该公司的辅助厂之一，运行规模已达到约 18.88 万 m^3/d。自 2006 年至 2010 年分期建设生物滤池的除臭工艺以来，该工程臭气量合计约 7 万 m^3/h，监测数据表明，H_2S 去除率平均为 89%、NH_3 去除率平均为 98%、苯去除率平均为 99.94%、苯乙烯的去除率平均为 99.88%。

综上所述，本项目拟采用的生物过滤除臭技术成熟、可靠，投资低、运行费用低，处理过程洁净，不产生二次污染，从国内目前普遍应用的实例和技术经济可行性来看，较适合本项目的污水处理场的除臭处理，技术经济可行。

17.1.5.3 沼气处理

本项目厌氧工艺在处理有机物的同时产生沼气，产生的沼气首先经脱水脱硫处理，然后送至沼气储柜，最后经风机送至固废焚烧装置作为燃料进行利用。

17.1.6 CO_2 利用

⑴ 本项目 CO_2 排放源

本项目 CO_2 排放源主要有：气化装置常压煤粉仓过滤器排放气、气化装置减压二氧化碳排放气、低温甲醇洗洗涤塔尾气、硫回收装置焚烧尾气、油品合成脱碳再生废气、油品加工加热炉烟气、焚烧炉、燃气锅炉及火炬废气、热电装置燃煤锅炉烟气。

经核算，本项目 CO_2 排放量总计 1397.3 万 t/a。

⑵ CO_2 综合利用途径分析

目前，国内外处理 CO_2 的方法主要有：抛弃法，即对开发利用价值不高的废气，直接排入大气；封存法，即将 CO_2 收集后注入封闭性能良好的岩石层保存，该法必须有足够大的供 CO_2 贮存的地下空间，并应有良好的封闭性能，否则 CO_2 会缓慢溢出，起不到封存的目的；综合利用，即对 CO_2 进行转化利用，目前 CO_2 已广泛应用于食品工业（主要用于食品冷冻、冷藏、灭菌、防霉、保鲜等）、化学工业（如生产尿素、碳酸盐、可降解塑料等）、石油开采（如用作油田助采剂，通过回注油田以提高原油采油率等）、机械加工业（如焊接保护气等）等。

虽然世界各国都极为重视 CO_2 的减排工作，并积极开展回收和转化 CO_2 的研究，特别是美国、加拿大、英国、日本等一些发达国家，还通过立法及国家财政支持引导加快 CO_2 转化利用工作的开展，但目前世界上 CO_2 的利用率仍较低。据统计，目前全球 CO_2 排放量在 185 亿吨/年至 242 亿吨/年，只有 1 亿吨/年得到利用，利用率不足 0.5%。世界上 CO_2 的利用主要是物理应用，约占 60%，其中油田三次采油占 35%、制冷占 10%、碳酸饮料占 5%、其他占 10%；化学应用约占 40%，主要用于生产各种化学品。目前，CO_2 用量最大的是气体 CO_2 （主要用于提高油田石油采收率），其次是液体 CO_2，固体（干冰）CO_2 较少。

目前，我国 CO_2 排放量已经超过 30 亿吨/年，占世界排放量的 10%以上，居世界第二位，但 CO_2 利用率很低，仅有 0.025%左右。目前 CO_2 主要的消费市场

包括饮料行业约占 30%，CO_2 气体保护焊接约占 20%，食品加工行业（主要用于食品冷冻、冷藏、灭菌、防霉、保鲜等）约占 15%。

根据目前调研的情况分析，制约 CO_2 综合利用因素是多方面的，包括政策、技术、经济、市场、观念等层面，其中市场需求、相关政策及废气中 CO_2 的浓度等是主要因素。针对本项目，本阶段考虑抛弃法直接外排。

⑶ 本项目碳汇林建设

同时，建设单位也在积极通过碳汇林途径减少 CO_2 排放。2011 年，位于库布齐沙漠腹地东西长 24 公里，南北宽 14 公里，总面积 50 万亩的碳汇林一期工程启动，经过近四年的建设，已建成“一横三纵”全长 71.6 公里的四条主干道，0.8 万亩护路沙障，种植完成约 35 万亩灌木、30 万株乔木，累计投资约 1.5 亿元。未来还将计划投资 10 亿元建设 150 万亩碳汇林基地。

碳汇林种植树种主要以沙柳、红柳、旱杨等为主，构筑林、灌、草立体防治体系，一方面减少了 CO_2 排放，另一方面也极大地增加了库布齐沙漠防风固沙能力，创造了良好的生态环境。

2015 年 4 月，由内蒙古农业大学编制完成《内蒙古伊泰煤炭股份有限公司碳汇造林一期工程碳汇计量报告》。一期工程实施以来，已新增造林面积 342769 亩，封沙育林面积 109711 亩，湿地保护面积 7066 亩，沙障治理面积 47409 亩，新建种苗基地 1 处。

项目组在杭锦旗进行了实地调查，库布其沙漠腹地以及伊泰碳汇林一期工程基地周围的林地长势良好。项目计量与监测按照《造林项目碳汇计量与监测指南》要求，遵循碳汇计量的保守性、透明性、可比性、确定性、经济型五个原则，通过实地勘测、文献查阅和综合项目实际情况研究，依据公式计算项目碳储量变化量。

通过计算得出，杨树共 37 万株，计入期为 20 年的总固二氧化碳量为 102107.4 吨，平均每年固二氧化碳量为 5105.37 吨；沙柳面积共 2.27 万 hm^2，计入期 20 年总固二氧化碳量为 7717075.4 吨，平均每年固二氧化碳量为 385853.77 吨，平均每年每公顷固二氧化碳量 17.0 吨；红柳面积共 335.97 hm^2，计入期 20 年总固二氧化碳量为 96833.2 吨，平均每年固二氧化碳量为 4841.66 吨，平均每年每公顷固二氧化碳量 14.41 吨。根据杨树、沙柳、红柳平均每年固二氧化碳量，对计入期为 20 年的总固二氧化碳量进行估算，得到伊泰碳汇林一期工程计入期 20 年

的总固二氧化碳量为 7916016 吨。

碳汇林项目的建设，不仅具有很好的碳汇积累作用，而且有助于促进当地生物多样性保护、涵养水源、沙丘固定和防止土壤退化，具有促进地方经济社会可持续发展等多种效益。

17.1.7 全厂可燃性气体排放系统

本项目设置全厂火炬系统，处理厂区内各个单元正常排放和事故排放时排向火炬的可燃性气体。本项目不同装置火炬气排放量大，成分复杂，既有主要成分为CO、CO_2、H_2、N_2等的合成气，也有主要组分为碳氢化合物的烃类排放气，还有含H_2S的对环境污染严重的酸性气体。

本项目火炬系统的设计，应保证排向火炬的排放气体能稳定地燃烧，且燃烧充分，易燃和有害物质尽可能完全转变为不燃和无害物质；并设有可靠的长明灯或其他可靠的点燃装置，做到火炬气随来随烧而不致未经燃烧即排空；从而使其燃烧后的排放满足环保要求，做到对环境的影响降至最低。

17.1.7.1 火炬系统设置

为保证工艺装置、压力储罐等设施发生各种事故时可燃性气体的安全排放，根据各装置排放量、排放介质等因素，本项目火炬系统分设5个系统，分别为富氢火炬系统、低压重烃火炬系统、酸性气火炬系统、氨火炬系统和低温火炬系统。其中，富烃火炬、低压重烃火炬、酸性气火炬和低温火炬筒体共用一座火炬塔架，火炬塔架高度120m。

火炬处理能力应根据每一种事故工况下，按照影响系统尺寸最大的某个装置排放量的100%与其余装置排放量的30%之和计算，但不应低于该系统中两个不同装置最大单点排放的总量，两者取大值。

17.1.7.2 可燃气体燃烧

⑴ 富烃火炬系统

低压富氢火炬排放管网最大排放量为99.18t/h，高压富氢火炬排放管网最大排放量为1322.47t/h，火炬头处理量不考虑叠加，按照1322.47t/h设计。

富氢火炬主要用来处理来自气化、净化、油品合成、油品加工装置的火炬排放气，主要由氢气、一氧化碳、二氧化碳、水蒸汽等组成，热值较低。另外，净

化装置、油品合成装置、合成水处理单元所排放的富氢火炬气，压力较低，无法排入高压富氢火炬排放系统，须单独设置1根火炬排放管线，进入火炬界区经过各自的分液罐和水封罐后并入高压富氢火炬系统，共用一个火炬头。

⑵低压重烃火炬系统

低压重烃火炬排放系统最大排放量为546.78t/h，火炬排放气以重烃为主。

低压重烃火炬系统主要处理来自冷冻站、液体物料储运、油品加工装置、尾气处理装置的火炬气，主要是丙烯、LPG、天然气、C4等烃类，热值较高，需要蒸汽消烟。为了避免正常生产时重烃火炬系统的跑冒滴漏形成的少量重烃火炬气在火炬头发生闷烧而损坏火炬头，建议可将此连续的少量重烃火炬气引管至酸性气火炬气火炬系统进行处理。

⑶酸性气火炬系统

酸性气排放管网最大排放量为38t/h，含氨酸性气最大排放量为21.8t/h，火炬头处理量不考虑叠加，按照38t/h设计。从各自管网分别进入火炬界区，经过分液罐后，通过一个火炬筒体在一个火炬头燃烧。

酸性气火炬系统用来处理来自气化、净化、硫回收的酸性火炬气。其中来自酸水气提的酸性气由于除了含有H2S、CO2等酸性气成分以外，还含有1.54%的氨，为了避免与酸气在火炬气管路中形成铵盐，堵塞管道，需单独设置一根管线排放至酸性气火炬，全程伴热。两根酸性气火炬气管共用一个火炬头。

⑷氨火炬系统

氨火炬排放系统最大排放量为12.2t/h，用来处理来自液氨储罐的火炬泄放气，此火炬气主要是液氨储罐发生火灾的安全阀泄放气，正常操作工况及正常维护状况下的液氨储罐泄放气采用吸收法处理。

⑸低温火炬系统

低温火炬排放系统最大排放量为120t/h，火炬排放气为冷箱里排放出来的低温制冷剂。低温火炬气系统处理尾气处理装置循环冷剂压缩机事故工况下的泄放气和低温LNG储罐储存的液体发生翻滚工况时泄放的闪蒸汽。

17.1.8 固废焚烧装置烟气治理

⑴固废焚烧装置工艺流程

本项目生化污泥、油泥浮渣等危险废物的产生量较大，为实现固废减量化，

项目拟自建固废焚烧装置，对废物的焚烧在一燃室（转窑）和二燃室中完成。二燃室的高温烟气进入废热锅炉以回收余热，从废热锅炉出来的烟气进入半干塔，塔顶设有石灰浆喷枪，通过石灰浆对烟气进行降温处理及初步脱硫处理，喷入的浆液与烟气迅速混合后蒸发，浆液量保证烟气温度在1秒内由500℃降至200℃以下。在紧急情况下，也可喷入新鲜水进行降温。在半干塔中，大部分酸性气体及颗粒物质被吸收，以固体形态从半干塔底部排出，并最终被输送至灰仓，定期外送处置。

烟气随后进入布袋除尘器，在布袋除尘器上游的烟道管上设有活性炭粉投加点，以吸附烟气中的重金属和二恶英。在布袋除尘器中，烟尘、活性炭粉末、颗粒物等被布袋拦截、收集，由袋室下方漏斗经旋转阀排出后输送至灰仓。

经布袋除尘器过滤后的烟气由顶部进入碱洗塔，通过碱液的洗涤，将烟气中SOx、HCl等酸性物质进一步去除。洗涤液由循环泵从碱洗塔底部提升至顶部，与烟气同向流过塔内填料层，使烟气与洗涤液充分接触。

碱洗处理后的烟气经除雾器后进入汽-气换热器，由蒸汽加热升温至约130℃。引风机用于输送烟气通过整个烟气处理系统，并由二燃室压力控制引风机变频器，调节风机转速，实现回转窑、二燃室、烟气处理系统稳定的负压操作。引风机出来的烟气经由一座50m高的烟囱排入大气。其主要污染物烟尘浓度30mg/Nm^3、SO_2为200 mg/Nm^3、氯化氢为50 mg/Nm^3、NO_X为240 mg/Nm^{3}的排放浓度符合《危险废物焚烧污染控制标准》（GB18484-2001）的要求。

⑵ 固废焚烧装置工程实例

①上海市固体废物处置中心

上海市固体废物处置中心是上海城市建设投资开发公司投资建设的重大环保基础设施，是上海市唯一具备危险废物填埋能力、规模最大的集约化固体废物污染防治设施。该工程建设内容主要包括回转窑、二燃室、急冷塔、烟气处理系统，设计的处置规模为 72 吨/天，处理量 2 万吨/年，连续运转天数 180 天以上，年运转总天数超过 300 天。项目处理废物主要为医疗垃圾，并具备处理工业危险废物能力。项目烟气净化系统，采用急冷+循环流化床+布袋除尘器+湿式洗涤工艺，燃烧效率 99.9%，焚毁去除率 99.99%，热酌减率＜5%，焚烧炉运行过程中保证系统处于负压状态，避免有害气体逸出。

通过实际监测，固废焚烧装置烟气中烟尘浓度为4.4mg/Nm^3，CO浓度为5.6

mg/Nm^3，NO_X浓度为68 mg/Nm^3，SO_2浓度为16 mg/Nm^3，氯化氢浓度为4.2 mg/Nm^3，主要污染物排放浓度符合《危险废物焚烧污染控制标准》（GB18484-2001）的要求。

②中石油独山子石化项目工业废物处理装置

中石油独山子石化改扩建炼油及新建乙烯项目中，全厂区生产过程产生的废物种类复杂、数量庞大，具有固体/半固体和液体/气体多种形态，有毒有害成分及重金属含量高。为此，配套建设了工业废物处理装置（焚烧炉），负责处理全部工程建成后生产操作过程中产生的无法回收利用的废油、废液、废渣，以及污水处理场脱水后的三泥（隔油池底泥+浮选池浮渣+剩余活性污泥）。该装置年处理危险工业废物 1.7 万吨，分为污泥浓缩、脱水及贮存单元、污泥干化单元、SMP 单元、废液贮存单元、窑头进料单元、焚烧单元、废热锅炉、烟气处理单元和碱洗单元。

根据中国环境监测总站于 2012 年 7 月对本项目的竣工环保验收监测报告，焚烧炉烟气中烟尘、SO_2、NO_X、CO 及二噁英最大平均排放浓度及林格曼黑度均满足《危险废物焚烧污染物控制标准》（GB18484-2001）。

综上所述，本项目自建固废焚烧装置，并采用烟气处理系统，满足环保要求，技术可行。

17.1.9 挥发性有机物治理措施

⑴大力推进清洁生产

项目优先选用低挥发性原辅材料、先进密闭的生产工艺，强化生产、输送、进出料、干燥以及采样等易泄漏环节的密闭性，加强无组织废气的收集和有效处理。

⑵全面推行“泄漏检测与修复”

本项目建立“泄漏检测与修复”管理制度，细化工作程序、检测方法、检测频率、泄漏浓度限值、修复要求等关键要素，对密封点设置编号和标识，泄漏超标的密封点要及时修复。建立信息管理平台，全面分析泄漏点信息，对易泄漏环节制定针对性改进措施，通过源头控制减少VOCs泄漏排放。

⑶对有组织排放的治理措施

本项目有组织VOC排放主要为尾气脱碳单元CO_2中非甲烷总烃的排放，为保

证油品合成装置尾气处理单元放空再生气环保达标，脱碳单元增加二次闪蒸工艺，具体为吸收CO_2后的富液再经过富液闪蒸槽一次闪蒸后，再在加压再生塔顶部二次闪蒸段进行二次闪蒸，二次闪蒸气大部分是CO_2、H_2O，以及少量的CO、H_2、烃类气体。闪蒸后的富液再进行解析再生，解析出的再生气送至CO_2吸收塔顶部放空，满足《石油炼制工业污染物排放标准》（31570-2015）和《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）二级标准对非甲烷总烃的要求。出加压再生塔顶的热二次闪蒸气经冷却、回收凝液、加压后与闪蒸槽顶部一次闪蒸气混合后，进入燃料气管网。

⑷严格控制储存、装卸损失

挥发性有机液体储存设施应在符合安全等相关规范的前提下，采用压力罐、低温罐、高效密封的顶罐或安装顶空联通置换油气回收装置的拱顶罐，挥发性有机液体装卸应采取全密闭、液下装载等方式，严禁喷溅式装载。石脑油等高挥发性有机液体采用高效油气回收措施。

⑸强化废水废液废渣系统逸散废气治理

废水废液废渣收集、储存、处理处置过程中，应对逸散VOCs和产生异味的主要环节采取有效的密闭与收集措施，确保废气经收集处理后达到相关标准要求，禁止稀释排放。

⑹加强非正常工况污染控制

制定开停车、检维修、生产异常等非正常工况的操作规程和污染控制措施。企业的开停车、检维修等计划性操作应在实施前向环境保护主管部门备案，实施过程中加强环境监管，事后进行评估；非计划性操作应严格控制污染，杜绝事故性排放，事后及时评估并向环境保护主管部门报告。为避免形成二次污染，催化燃烧、热力焚烧等产生的废气以及吸附、吸收、冷凝等产生的有机废水应处理后达标排放，更换吸附剂等过程应做好操作信息记录，废吸附剂应按相关要求妥善处置。

⑺建立VOCs 管理体系

本项目将VOCs 的治理与监控纳入日常生产管理体系。建立基础数据与过程管理的动态档案、VOCs 污染防治设施运行台账，制定“泄漏检测与修复”、监测和治理等方面的管理制度，制定突发性VOCs 泄漏防范和处置措施，纳入企业应急预案。有组织废气排放安装在线连续监控系统，厂界安装特征污染物环境监测

设施，并与当地环境保护主管部门联网。企业应在污染源归类的基础上对VOCs排放和削减情况进行统计，按年度估算各类污染源排放量，通过现场监测或物料衡算等方法分析各类污染源VOCs 物质成分，定期向当地环境保护主管部门报送VOCs 排放和削减情况。VOCs 排放和削减情况暂以总挥发性有机物计，并附VOCs 和有毒有害物质清单；本项目应分别明确VOCs和有毒有害物质每种物质的排放量。有组织排放应明确排气筒（烟囱）数量、位置，污染物种类、排放量、浓度、排放规律和估算方法、达标排放情况等基本信息；无组织排放应明确排放位置、排放规律、排放量估算方法、厂界监测数据及达标排放情况等基本信息。VOCs 污染治理设施应明确年度运行情况、处理效率、排放浓度和削减量等。

17.2 废水治理措施评述

本项目污水处理主要包括装置内污水预处理措施及全厂性污水处理措施两部分。

装置内污水预处理主要有：煤泥水预处理单元、气化黑水预处理单元、酸性水汽提单元、油品加工合成水预处理单元。

全厂性污水处理措施主要有：合成水处理、生产污水处理、废水处理及回用、高含盐水蒸发结晶处理，及事故水收集与处理。

经处理后，大部分水回用做循环水补充水或脱盐水站补水，污水中的盐份结晶为工业级 NaCl 和 Na_2SO_4，外售。项目无废水外排。

本节是在本项目可研及本项目《废水零排放及结晶盐资源化综合利用技术方案》（深圳能源资源综合开发有限公司，2015.8）的基础上编制。

17.2.1 装置内污水预处理

为减少污水处理场负荷，降低污水处理场污染物处理难度，本项目在部分装置内设置预处理措施。

17.2.1.1 煤储运系统煤泥水预处理

本项目煤储运将设置煤泥水处理车间，用以处理汽车卸煤间、煤仓仓下、带式输送机地道及栈桥等集水池中收集的地面冲洗水，主要污染物为煤尘等悬浮物，废水经“沉淀、过滤”处理后回用作冲洗水，不外排废水。

当煤储运装置各个栈桥、转运站打扫卫生产生地面冲洗废水时，地面冲洗废水由各个转运站收集后，排入煤泥水处理车间沉淀池内，经预沉后用滗水器排入澄清池，再通过提升泵将澄清池内澄清水提升至高效污水净化器，经高效污水净化器处理后达到清水回用标准，再排放到清水池中，作为生产清水继续重复使用。高效污水器排放的煤泥返回沉淀池用电动单梁抓斗机清理晾干后运至圆形料场用于配煤。

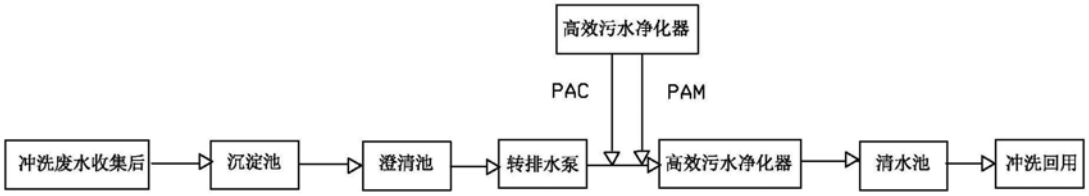


图 17.2-1　　煤泥水处理流程示意图

17.2.1.2 气化装置黑水预处理

来自气化炉激冷室的黑水、洗涤塔底部的黑水经过三级闪蒸浓缩后，回收酸性气送至硫回收装置，闪蒸浓缩后的黑水通过闪蒸泵送到澄清槽中。在澄清槽的顶部，投配絮凝剂，含有固体颗粒的黑水与絮凝剂溶液先充分混合以增强沉降效果。澄清槽的澄清水溢流到循环水罐中。固体含量为 10%左右的灰浆通过泥浆泵从澄清槽输送到过滤机中。利用真空带式过滤机将黑水中的沉淀物分离出。滤饼送出装置外综合利用或填埋。

为了保持系统的盐分平衡，循环水罐中的灰水除小部分排放外，绝大部分循环使用。外排废水经废水冷却器冷却后送至污水处理场。排至污水处理场处理的灰水排水量为 357.3 m^3/h，排水水质：氨氮≤300mg/L，BOD≤300mg/L，COD≤900 mg/L，TDS≤2500 mg/L，Cl^-≤500 mg/L，CN^-≤10mg/L，S^{2-}≤10mg/L，TSS≤100 mg/L。

本项目采用宁煤激冷流程干粉煤气化技术，配套黑水处理流程已有成功应用实例，技术可行。

17.2.1.3 酸性水预处理

净化装置中设置酸性水汽提单元，主要处理变换单元高低温凝液、低温甲醇洗单元洗氨废水、硫回收单元酸性水，主要污染物包括 H_2S、COS、NH_3 等。

酸性水进入脱气罐脱除油气并换热至 95℃后进入二氧化碳汽提塔，自上而下流动。由氨汽提塔顶来热气流作为热源，将含 CO_2、H_2S 等成分的酸性气自塔顶汽提分出。罐顶分出的酸性气与脱气罐脱除的油气一起在塔顶压力控制下送入硫回收装置。

氨汽提塔内，在低压蒸汽提供热源产生的汽提作用下，含 NH_3 酸性气自塔顶分出后送硫回收装置，汽提后的氨水送热电装置作为脱硝用氨的补充，汽提凝液回用至气化装置。

酸性水汽提在炼油项目中已大量应用、成熟的工艺，技术可行。

17.2.1.4 合成水预处理

油品加工装置中设有合成水处理单元，主要处理油品合成装置费托单元合成水，通过回收合成水中的醇类，进一步提高煤液化烃类收率。从醇分离塔塔顶得到的混醇送至醇提浓部分，塔釜得到的合成废水送至合成水处理装置。

合成水处理单元采用蒸馏技术，来自醇分离塔顶的混醇和自乙二醇回收塔底的乙二醇进入萃取精馏塔。从萃取精馏塔塔顶得到的轻醇以及经重醇分水罐分离出的重醇送至成品罐区，经重醇分水罐分离出的水返回进料部分，从乙二醇回收塔底得到的乙二醇返回萃取精馏塔。处理后的合成水送污水处理场合成水预处理装置。

脱醇后的合成水排放量 308.2 m^3/h，主要污染物浓度为 pH 3-4，COD 8000-12000mg/L，BOD_5 4000-6000mg/L，石油类 50 mg/L，甲醇 700mg/L，乙醇 200mg/L。该废水 COD 值高，无法满足污水处理场好氧处理要求，需经厌氧处理降低其 COD 值，具体工艺详见 17.2.2.

17.2.2 全厂性污水处理措施

17.2.2.1 概述

根据“清污分流、污污分治”的原则，本项目排水系统划分为：生活污水系统、生产污水系统、含油污水系统、清净废水系统、污染区雨水系统、清净雨水系统。全厂性污水处理设施分为：合成水处理、生产污水处理（包括含油污水预处理、污水生化及深度处理）、废水处理及回用（生化出水回用处理系统、清净废水回用处理系统、浓盐水回用处理系统、EP 纯化系统）、高含盐水蒸发结晶处理，及事故水收集与处理。

⑴ 合成水处理

用于单独处理油品加工装置排放的高浓度、低含盐合成废水，排水量 308.1m^3/h，设计规模 390m^3/h。采用“厌氧+好氧（活性污泥法）+接触氧化+混凝沉淀+砂滤”工艺，出水作为脱盐水站的补水或循环水补充水。厌氧产生的沼气送焚烧炉燃烧处理。合成水处理产生的臭气经收集处理后达标排放。

⑵ 生产污水处理

用于处理本项目煤气化装置、低温甲醇洗、油品加工、固体废物焚烧系统（包括污泥脱水）等生产污水、生活污水、地面冲洗水及净水厂排水等。

①含油污水预处理

油品加工、尾气处理、火炬罐区含油污水，及地面冲洗水，采用“气浮+除油过滤器”工艺除油后，送后续生化处理。排水量：正常 44.32m^3/h，设计规模：60m^3/h。

隔油、气浮产生的油泥、浮渣经收集后送焚烧炉焚烧处理。

②生化处理

预处理后的含油污水、煤气化排有机含氨污水，及其它各装置生产污水、污泥干化废水、纯化浓缩液、蒸发母液等，一起进生化装置处理，排水量：正常 469.82m^3/h，设计规模：800m^3/h。采用“两级 A/O+臭氧氧化+曝气生物滤池”工艺处理，出水水质达到一般膜系统有机物进水水质要求，即 COD≤40mg/l，氨氮≤2mg/l 等后，送废水处理及回用装置进一步处理。如出水不合格，则经收集后返回生化处理。

生化污泥经浓缩后送焚烧系统干化、焚烧处理。

⑶ 废水处理及回用

①生化出水回用处理系统

生化出水采用“高密沉淀池+超滤+反渗透”工艺处理，出水达到《炼油化工企业污水回用管理导则》（中石油，2012.6）初级再生水水质标准后，回用于开式循环水场补充水或脱盐水站原水补充水。

生化出水量正常 444.6 m^3/h，设计规模：800m^3/h。

反渗透浓水送浓盐水回用处理系统进一步处理。

高密度沉淀产生的污泥经脱水后外送填埋处理。

②清净废水回用处理系统

用于处理脱盐水站、开式循环水排水、及其它清净废水，采用“高密沉淀池+超滤+反渗透”工艺处理，出水达到《炼油化工企业污水回用管理导则》（中石油，2012.6）初级再生水水质标准后，回用于开式循环水场补充水或脱盐水站原水补充水。

清净废水正常工况夏季水量 446m^3/h，设计保证工况夏季水量 693 m^3/h，设计规模：700 m^3/h。

反渗透浓水送浓盐水回用处理系统进一步处理。

高密度沉淀产生的污泥经脱水后外送填埋处理。

③浓盐水回用处理系统

用于处理生化出水回用、清净废水回用系统产生的浓盐水，采用“高密沉淀池+超滤+树脂软化+反渗透”工艺处理，出水达到《炼油化工企业污水回用管理导则》（中石油，2012.6）初级再生水水质标准后，回用于开式循环水场补充水或脱盐水站原水补充水。

浓盐水正常工况夏季水量 224m^3/h，设计保证工况夏季水量 286m^3/h，设计规模：376 m^3/h。

反渗透浓水送 EP 纯化系统进一步处理。

高密度沉淀产生的污泥经脱水后外送填埋处理。

④EP 纯化系统

用于处理浓盐水回用系统产生的高盐水，采用“有机浓缩系统+化学除杂+深度除杂+吸附氧化系统”处理，去除水中 COD、氨氮、及碳酸氢根、钙、镁等后，送 ESC 蒸发分离结晶系统。

高盐水量 31.6m^3/h，设计规模：54m^3/h。

有机浓缩系统产生的浓缩液约 1.6 m^3/h，返回生化系统处理。

化学除杂产生的污泥外送填埋。

⑷ 高含盐水蒸发及结晶

用于处理经 EP 纯化预处理后的浓盐水回用处理系统产生的高盐水，采用“四效蒸发+闪发结晶”工艺处理，对高盐水进行蒸发、浓缩和结晶，通过分段结晶技术将 NaCl 和 $NaSO_4$ 分别结晶，分别达到《工业盐》（GB/T 5462-2003）和《工业无水硫酸钠》（GB/T 6009-2014）的要求，NaCl 约 1.4t/a，$NaSO_4$ 约 0.3t/a（夏季正常工况），分别结晶包装外售。

在分盐不能正常运行时，产生的混盐送园区危废填埋场填埋。

高盐水夏季正常产生量 31.6m^3/h，EP 纯化系统设计规模：54m^3/h，按设计水量校核，蒸发结晶系统设计规模为 60 m^3/h，分两个系列，单系列 30 m^3/h。

蒸发冷凝液达到《炼油化工企业污水回用管理导则》（中石油，2012.6）优级再生水水质标准后，回用于开式循环水场补充水或脱盐水站原水补充水。

蒸发母液约 0.8m^3/h，返回生化系统处理。

17.2.2.2 合成水处理

⑴设计规模及设计进、出水水质

合成水为费托合成的副产物，富含醇、有机酸、醛、酯等，COD 高，约为 8000~12000mg/l，pH:3~4，几乎不含盐类，因此，宜单独处理后回用做脱盐水站原水补充水或开式循环水场补充水。

合成水水量 308.1 m^3/h，设计规模：390 m^3/h。进水水质详见下表。

表17.2-1 合成水处理进水水质表

装置名称	污染源	排放量（m3/h）	主要组分		
			名称	排水浓度（mg/L）	设计进水水质（mg/L）
油品加工装置	合成废水	308.1	pH CODcr BOD5 油 甲醇 乙醇 C3~C7 温度 TDS	3~4 8000~12000 最大15000 4000~6000 ＜50 700 200 100	3~4 ≤15000 ≤50 35~40℃ ≤10

合成水处理出水达到《炼油化工企业污水回用管理导则》（中石油，2012.6）初级再生水水质标准后，回用至脱盐水站的补水或循环冷却水补水，设计出水水

质主要指标详见下表。

表 17.2-2　　合成水处理出水水质表

序号	项目	单位	数值
1	pH	无量纲	6~9
2	COD_{Cr}	mg/L	≤40
3	NH_3-N	mg/L	≤5
4	TN	mg/L	≤15
5	溶解性总固体	mg/L	≤300
	油	mg/L	≤1

表 17.2-3　　主要污染物各阶段设计去除率表

工艺	项目	CODcr	BOD_5
调节池	进水	15000	7500
	出水	15000	7500
	去除率	/	/
CEAB反应器	进水	15000	7500
	出水	1500-750	750~550
	去除率	90~95%	90~93%
曝气池+二沉池	进水	1500~750	750~550
	出水	225-75	75~27.5
	去除率	85~90%	90~95%
接触氧化+混凝沉淀	进水	225~75	75~27.5
	出水	70~30	15~5
	去除率	70~80%	80~90%
过滤	进水	70~30	15~5
	出水	40~20	10
	去除率	40-10%	5%
回用标准		50	-

⑵水质特点分析

由表 17.2-1 及参考同行业同类企业污水排放状况等资料分析，本项目合成水水质特点如下：

● 油品加工装置排放的合成工艺废水是经过了提醇除油后的排水，水中的醇类、石油类和烷烃等物质得到了很好的分离，但在反应过程中产生的酸、醛、酮、部分残余醇类化合物和其它有机污染物仍保留在水相中，主要由含氧的有机化合物（如甲醇、乙酸、丙酮等）贡献，长链（5C+）、较难降解含氧化合物（醚类、酯类）在废水中所占组分相对较小，因此废水中*有机污*

染物质浓度高，pH 值较低，可生化降解性较好；

- 反应在高温的条件下进行，排放废水水温较高，经过生产装置区内的换热器换热后排水温度在 35~40℃左右；
- 生产过程中未引入无机盐，该股废水中基本不含盐分等其它杂质，可经深度降解有机污染物质后，直接回用至循环冷却补水单元；
- 污水中含有少量的氮磷，无法满足生化工艺的处理技术要求，***需定期投加氮磷等营养物质***。

由以上分析可知，合成水宜单独处理后回用，且因 COD、油浓度较高，宜除油后进行厌氧处理，再生化处理。

⑶处理工艺选择

① 除油工艺选择

除油工艺一般有隔油和气浮。

隔油一般去除油大于 60 微米，适于污水中油浓度较高的污水初步除油。对比表 17.2-1，合成水中油浓度<50mg/L，油浓度不高，且在装置内经萃取提醇处理，水中油颗粒相对较小，因此适合采用气浮工艺除油。

目前常用的气浮处理法主要有溶气气浮和涡凹气浮。

涡凹气浮是利用机械加压，真空充气的气浮原理，能够有效去除废水中的悬浮油类物质和 SS。污水首先进入气浮机的小型曝气段，该装置是利用空气运输管底部散气叶轮的高速旋转在水中形成一个真空区，液面上的空气被输入到水中，微气泡随时产生，由于气水混合物和液体之间的不平衡，产生一个垂直向上的浮力，将固体悬浮物带到水面，到达水面后，悬浮物便依靠这些气泡支撑和维持在水面上，并通过呈辐射状的气流推力来清除。浮在水面上的悬浮物被刮渣机连续的沿着液面运动将其清除。刮渣机是由一个无级调速器来回驱动，通过链条传动，刮板沿着气浮槽的整个宽度水平移动，将固体悬浮物推至由专用的摆线针轮减速机驱动的螺旋输送机中，将其悬浮物送入容器后面排除。净化后的污水在排放之前先经金属板下方的出口进入溢流槽随之排出。

溶气气浮系统作为废水理化处理的一个单元，是一种理想的固液分离装置，适合于分离密度接近于水的悬浮物及油脂。通过对水施加 0.2~0.3MPa 的相对压力(即表压)，并通入空气，使空气溶于水中，呈饱和状态，然后再将这一含有饱和气体的溶气水，通过特殊的减压释放系统，骤然将压力降至大气压力，使溶气

水中的空气以微气泡的形式大量释放出来。这些气泡附着在悬浮物或液态颗粒上，使其密度降低而浮起至池面并浓缩，再通过自动除沫装置刮除。澄清液从池底排放出，这样便达到固液分离的目的。主要去除乳化油和溶解胶体类污染物，气浮过程中由于悬浮物的去除可使废水中的 CODcr 一定程度下降。

该工艺中投加的药剂为无机高分子絮凝剂与有机高分子助凝剂的复配物，其中絮凝剂以铝基无机高分子药剂为主，可以根据需要复配部分铁基絮凝剂及硫酸盐絮凝剂，助凝剂为有机高分子助凝剂，此种复配药剂当确定好投药点和投加时间时，能使 COD 的去除效果较常规方法提高 10~30%。

溶气气浮系统采用高效防堵塞释气头。最大优点是安装了反冲洗装置，释放头不堵塞，这就解决了一般气泡释放头的最大弊端，从而体现我们的溶气气浮系统运行连续稳定、维修问题少、处理效率高的优良品质。另外释气头的溶气效果也是气浮效果好坏的关键。本项目采用高效防堵塞释气头可以使溶气水在待处理水体中形成雾状扩散气泡，处理效果优良，气泡直径为 10~40μm。

根据本项目的具体情况，对溶气气浮与涡凹气浮进行综合比较，详见下表：

表 17.2-4　　两种气浮对比表

项目	溶气气浮	涡凹气浮
电耗	稍大	较小
加药量	PAC 40~60mg/L PAM 1~3mg/L	PAC 50~100mg/L PAM 2~5mg/L
占地面积	小，12.5x6m	大,21x6m
适宜范围	较广泛	广泛，含油、悬浮物较高不适用
出水水质	SS≤10～20mg/L oil≤10～15 mg/L	SS≤20～50mg/L oil≤30 mg/L
气泡大小	30～50μm	60～80μm
操作	全自动	简单
溶气控制	较简单	较难

涡凹气浮在石化企业的应用业绩广泛，运行稳定，投资较低，但其属中大气泡的气浮设备，多用于一级气浮；溶气气浮气泡较小，出水油含量和悬浮物浓度较低，多用于二级气浮。

综上所述，本项目拟采用溶气气浮工艺，保证悬浮物及油的去除效果，为生化处理提供较好的进水条件。

② 厌氧处理工艺选择

合成废水中有机物含量很高，是一股有机物含量大大超过生活污水的工业废水，采用好氧法就显得能耗太多，很不经济。因此，对于高浓度有机废水一般采

用厌氧处理工艺。即在无氧的条件下，由兼性菌及专性厌氧细菌降解有机物，最终产物是二氧化碳和甲烷气体。厌氧生物处理具有高效低耗的特点，因此比好氧生物处理技术更具优越性。

厌氧生物处理是一个复杂的微生物化学过程，依靠三大主要类群的细菌，即水解产酸细菌，产氢产乙酸细菌和产甲烷细菌的联合作用完成，因而可将厌氧消化过程划分为三个连续阶段，既水解酸化阶段、产氢产乙酸阶段和产甲烷阶段。

第一阶段为水解酸化阶段：复杂的大分子、不溶性有机物先在细胞外酶的作用下水解为小分子、溶解性有机物，然后转入细胞体内，分解产生挥发性有机酸、醇类、醛类等。这个阶段主要产生较高级脂肪酸。

第二阶段为产氢产乙酸阶段：在产氢产乙酸细菌的作用下，第一阶段产生的各种有机酸和醇类被分解转化成乙酸和 H_2，在降解奇数碳素有机酸时还形成 CO_2。

第三阶段为产甲烷阶段：产甲烷细菌将乙酸（乙酸盐）、CO_2 和 H_2 等转化为甲烷。此过程由两类生理功能截然不同的产甲烷菌完成，一类把 H_2 和 CO_2 转化成甲烷，另一类从乙酸或乙酸盐脱羧产生 CH_4，前者约占总量的 1/3，后者约占 2/3。

上述三个阶段的反应速度依废水性质而异，在含纤维素、半纤维素、果胶和脂类等污染物为主的废水中，水解作用易成为速度限制步骤；简单的糖类、淀粉、氨基酸和一般的蛋白质均能被微生物迅速分解，对含这类有机物为主的废水，产甲烷反应易成为限速阶段。

厌氧消化三阶段的模式如下图所示。

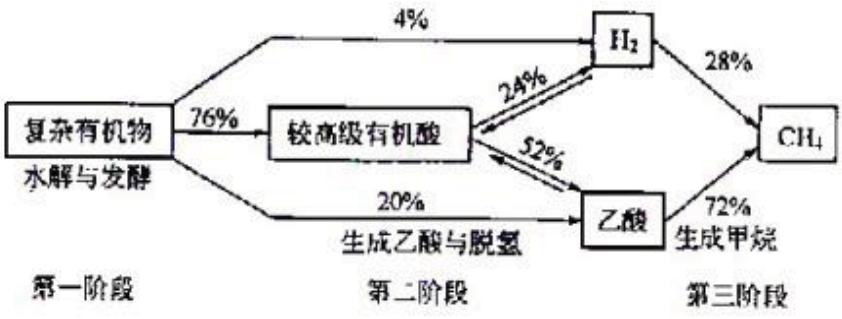


图 17.2-1　有机物厌氧消化三阶段模式图

虽然厌氧消化过程从理论上可分为以上 3 个阶段，但是在厌氧反应器中，这 3 个阶段是同时进行的，并保持某种程度的动态平衡，这种动态平衡一旦被 pH

值、温度、有机负荷等外加因素所破坏，则首先将使产甲烷阶段受到抑制，其结果会导致低级脂肪酸的积存和厌氧进程的异常变化，甚至会导致整个厌氧消化过程停滞。

在高浓度废水处理工艺中，厌氧工艺是污水处理工艺的核心。因其设计及运行的好坏将直接影响到后续好氧工艺的运行，也将影响到最终出水是否达标排放，因此厌氧工艺的选择与设计十分关键。厌氧反应既有传统的反应器又有现代高效反应器，这些工艺又可分为厌氧悬浮生长的厌氧接触生长工艺。其中第一代反应器有：普通厌氧消化池、厌氧接触工艺等。第二代厌氧反应器中，典型代表有：厌氧滤池（AF）、上流式厌氧污泥床（UASB）、下行式固定膜反应器（DSFF）、厌氧附着膜膨胀床反应器（AAFEB）、厌氧流化床（AFB）。

在传统第二代厌氧反应器基础上，***循环膨胀床厌氧反应器（Circulated Expanded Anaerobic Bed，简称 CEAB）***（已通过中国石油和化学工业联合会的科学技术成果鉴定会，成果登记号 H2012009），是一种较高效的厌氧生物反应器，已经在石油化工、煤化工、精细化工等高浓有机废水的处理方面取得了很好的处理效果，是目前水处理领域技术含量较高的反应器。

相比较而言，此厌氧反应器具有一些突出的优点：

- 有机负荷居第二代反应器之首，水力负荷能满足要求；
- 污泥颗粒化后使反应器耐不利条件的冲击能力增强；
- 用于将污泥或流出液人工回流的机械搅拌一般维持在最低限度，甚至可完全取消。尤其是颗粒污泥反应器，由于颗粒污泥的密度较小，在适度的水力负荷范围内，可以靠反应器内产生的气体来实现污泥与基质的充分混合及接触。因此，可节省搅拌和回流污泥所需的设备和能耗；
- 在反应器上部设置了气-固-液三相分离器，对沉降良好的污泥或颗粒污泥可以自行分离沉降并返回反应器主体，不须附设沉淀分离、辅助脱气装置及回流污泥设备，简化了工艺，节约了投资和运行费用。
- 在反应器内不需抽回填料和载体，提高了容积利用率，避免了堵塞问题。

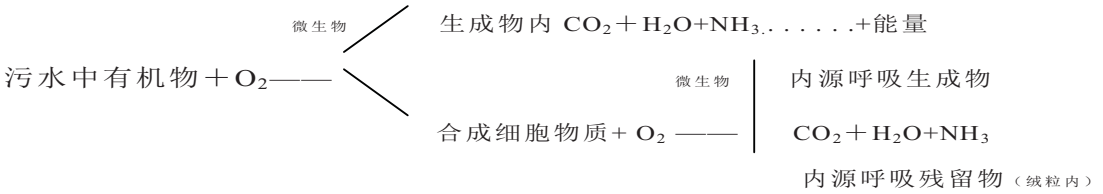
通过上述比较分析，结合本项目废水污染物浓度较高的特点，本方案决定采用目前较为成熟稳定、已经获得广泛认可的 CEAB 厌氧反应器作为合成水的厌氧处理工艺。

高流速的液体可增加污水系统进水区的扰动，增加污泥与进水有机物之间的接触，有利于提高去除率。但如果流速过高，反应器中的污泥可能会被冲刷出反应器，不能保持足够多的生物量，影响反应器的运行稳定性和高效性。因此，***选择先进的 CRS 循环系统，对提高反应器的处理效率显得尤为重要。***

本项目设计的废水处理工艺，***是以稳定可靠的循环膨胀床厌氧反应器 CEAB 为基础，配以先进的 CRS 循环系统，来实现对废水中有机污染物质的高去除率。***

②好氧处理工艺选择

好氧生化法是利用水中好氧微生物的新陈代谢作用，降解水中的有机污染物，达到净化水质、消除污染的目的。其反应通式可表达为：



在有氧条件下，由好氧微生物降解污水中的有机物，最终产物是水和二氧化碳，好氧生化法作为无害化和高效化的方法被推广应用。

好氧生物处理主要分为生物膜法和活性污泥法两大类：

生物膜法：具有单位体积内生物量大、对进水中污染物变化的适应能力较强、没有污泥膨胀、无需污泥回流的优点，适合于污染物浓度较高的废水的处理。但是其缺点在于处理精度低，出水水质偏高，对难以被生物降解的物质的吸附能力较差。

活性污泥法：是世界范围内应用最广的好氧处理工艺，其优点在于处理精度高于生物膜法，池内的污泥絮体可以吸附一定难以被生物快速降解的物质，并随剩余污泥排出，因此出水水质可以达到较高的标准，是一种可以做到近乎彻底的处理工艺。缺点在于需要的处理池容积较大，对不同污染物种类突然改变的适应能力弱于生物膜法。

而选择活性污泥法作为本项目的好氧生化处理工艺，与其他工艺相比，优势非常明显，具体内容见下表：

表 17.2-5　　好氧生化处理工艺对比表

项　目		活性污泥工艺	MBR 工艺	生物接触氧化工艺
投资费用	土建工程	土建量最大	无须二沉池，池体一般较深，土建量稍大	土建量大
	征地费	占地最大，征地费最多	占地稍大，征地费较多	占地较小
	总投资	最小	最大	稍大
运行费用	水头损失	约 0.5~1m	约 3~5m	约 1~1.5m
	污泥回流	50~100%	不需污泥回流	不需污泥回流
	曝气量	大	最大	比活性污泥法低 10~20%
	电耗	较高	最高	较高
	总运行成本	较高	最高	较高
工艺效果	出水水质	满足排放标准要求	满足回用标准要求	满足排放标准要求
	产泥量	产泥量稍大，污泥稳定性稍差	产泥量小，污泥相对稳定	产泥量一般，污泥相对稳定
	有无污泥膨胀	容易产生，需加生物选择性物质防止	容易产生，不影响工艺情况	容易产生，需加生物选择性物质防止
	流量变化的影响	受沉淀速度限制有一定影响	受每个处理单元的可接纳容积限制，影响较大	受沉淀速度限制有一定影响
	冲击负荷的影响	池容决定了承受冲击负荷的能力	污泥浓度较高，决定了承受冲击负荷的能力较强	池容决定了承受冲击负荷的能力，较强
运行管理	自动化程度（随着计算机技术的发展，自控系统的投资不需很大）	连续进水系统，可实现供氧量和回流比的自动调节	阀门和机泵可实现供氧量和产水、化学清洗的自动控制	连续进水系统，可实现供氧量和回流比的自动调节
	日常维护和巡视	厂区面积大，设备分散，微孔曝气头容易堵塞，维护巡视量较大	膜元件易损，受进水水质影响，需经常性清洗，维护量大	厂区面积大，设备分散，微孔曝气头容易堵塞，填料挂膜生长后容易形成水力短流，维护巡视量最大
	大修	需停一条线进行大修，时间长，对处理水量和出水水质有影响	需进行离线清洗或更换膜元件，对处理水量和出水水质影响较小	需停一条线进行大修，时间长，对处理水量和出水水质有影响
	操作、管理人员	较少	很少	较多

项　目		活性污泥工艺	MBR 工艺	生物接触氧化工艺
	正常的增加处理量	扩建时所需增加个数，所需占地和土建工程量最大	模块结构，扩建相对常规工艺容易，受占地和土建工作量影响，工期较短	扩建时所需增加个数，所需占地和土建工程量大

在充分地比较了生物膜法、活性污泥法和膜生物反应器 MBR 的各自特点后，结合好氧进水污染物负荷仍较大、出水水质要求高的实际情况，为节省工程建设投资，在保护处理效果的基础上，合成水处理单元好氧处理工艺采用“活性污泥法。”

⑷处理工艺流程简述

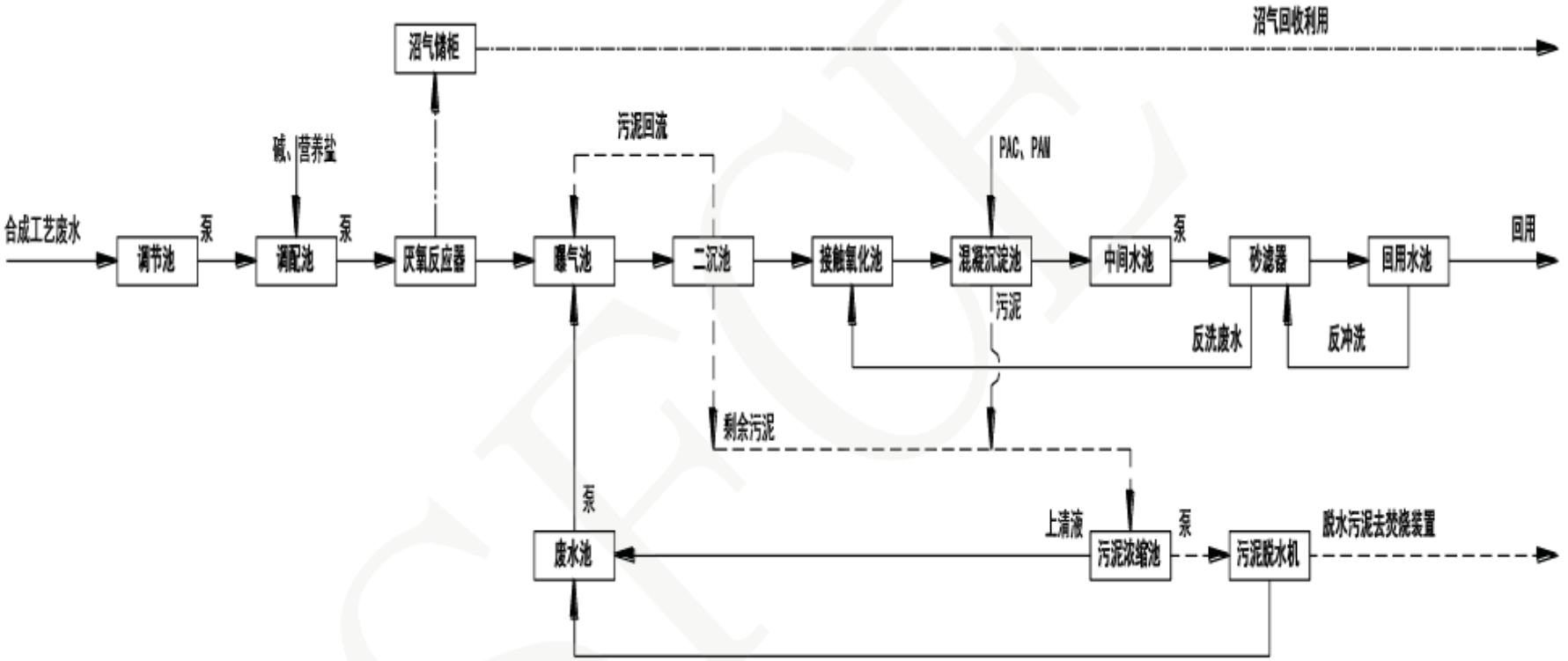


图 17.2-2　　合成水处理工艺流程框图

①预处理单元

预处理单元主要包括调节池、事故池、气浮池、调配池及辅助加药装置。

厂区内油品加工装置排放的合成工艺废水在经提醇除油后排入调节池内，在池内调节水量水质稳定后，再经泵提升进入气浮反应器，除油后自流入调配池。然后在调配池内调节废水 pH 值、投加一定量的营养物质后，使得废水满足进入后续生化处理单元的水质条件。

生产装置内排放的不合格生产废水排入本系统事故池内，然后经泵适量均匀汇入后续处理单元。

②生化处理单元

经过调配混合后废水由水泵提升至厌氧反应器。厌氧生化处理装置采用新型厌氧反应器 CEAB 高效厌氧反应器，该装置通过厌氧微生物的降解作用可以去除废水中大部分的有机污染物，同时降解了大部分废水中的有毒有害物质，提高污水可生化性。

厌氧反应器出水自流入曝气池。在曝气池中有较高的污泥浓度，通过曝气增加水中的溶解氧，同时水气搅拌保证微生物与污水进行充分接触，促进微生物的生长。利用微生物的生物降解功能，将废水中的大部分有机污染物质彻底降解为 CO_2 和 H_2O，能够得到很好的出水水质。曝气池出水进入二沉池，沉淀池的作用是进一步去除生化后的出水夹带的悬浮物。

通过重力分离原理进行泥水分离，上清液自流入接触氧化池,通过生物膜进一步降低 COD 后，通过混凝沉淀进入中间水池。并通过提升泵升入砂滤器，通过过滤去除细小悬浮物后进入回用水池，用于循环水补充水或脱盐水站原水补充水。

③污泥处理

生化处理单元产生的剩余污泥进入污泥池内，然后经泵提升进入污泥浓缩池，经重力浓缩处理后，由污泥泵输送至污泥脱水系统，脱水污泥外运处理。污泥浓缩池上清液、污泥脱水机的压滤液与冲洗水回流至曝气池继续处理。

预计本项目最大规模时每天脱水污泥的产生量约为 2t/h（含水率以 80%计）。

污泥采用带式污泥脱水机脱水后送固废焚烧装置焚烧。

④沼气处理

厌氧工艺最大的特点就是在处理有机物的同时，产生沼气，产生的沼气首先

经脱水处理，然后送至沼气储柜，最后经风机送至界外作为燃料进行利用。

预计本项目最大规模时每天沼气的产生量约为 5 万 Nm^3/d（CH_4 浓度为 50~55%）。

沼气排放量：正常 50000m^3/d，最大 75000 m^3/d，最小 35000 m^3/d

压力：3~5kPa

温度：25~35℃

组成：CH_4：50~55%，CO_2：44~49%，H_2O 约 1%，其它有机物：微量

⑤臭气处理

为防止处理过程中废水中有毒、有害气体逸出对操作人员及全厂职工的身体影响，本项目合成水处理工程设 2 套除臭系统：调节池、事故池、调配池设置 1 套除臭装置，处理规模 6000m^3/h；废水池、污泥池、污泥浓缩池、污泥脱水间设置 1 套除臭装置，处理规模 4000 m^3/h。经两套除臭装置处理后废气中污染物达到《恶臭污染物排放标准》（GB14554-1993）及《石油化学污染物排放标准》（GB 31571-2015）中的标准要求后，分别经 15m 高排气筒排入大气。

除臭系统采用生物滤池，废气中的吸收和生物降解同时发生在一个反应装置中。该装置是在其填料上方喷淋循环液，再循环液中接种了经污染物驯化的微生物菌种。含有污染物的臭气进入生物滤池，当废气通过附有生物膜的填料层时，气体中的恶臭物质溶于水，被循环液和附着在填料表面上的生物吸附、吸收，达到气体净化的目的，净化后的气体通过排气口排放。

⑥主要建构筑物、设备及消耗

合成水处理单元主要建构筑物和主要设备分别见下表。

表 17.2-6　　合成水处理单元主要建构筑物一览表

序号	名称	规格（m）	单位	数量	备注
一	构筑物				
1	调节池	30×20×6.5m(H有效=6.0m)	座	1	半地下钢砼加盖板
2	调配池	10×10×6.5m(H有效=6m)	座	1	半地下钢砼防腐加盖板
3	曝气池	80×30×5.5m(H有效=5m)	座	2	半地下钢砼
4	二沉池	Ø24×4.8m(H有效=4.3m)	座	2	半地下钢砼
5	接触氧化池	30×30×6.5m(H有效=6m)	座	2	半地下钢砼
6	混凝沉淀池	10×18×4.5m(H有效=4m)	座	2	半地下钢砼
7	中间水池	10×10×4.5m(H有效=4m)	座	1	半地下钢砼防腐加盖板
8	回用水池	20×10×4.5m(H有效=4m)	座	1	半地下钢砼防腐加盖板

序号	名称	规格（m）	单位	数量	备注
9	污泥池	10×5×3.0m(H有效=2m)	座	1	半地下钢砼防腐加盖板
10	污泥浓缩池	Ø12×6.5m(H有效=6m)	座	1	半地下钢砼
11	废水池	10×10×5m(H有效=4m)	座	1	地下钢砼加盖板
12	事故池	20×20×6.5m(H有效=6.0m)	座	1	半地下钢砼加盖板
二	建筑物				
1	变配电间	L×B×H=12×9×4.5m	座	1	框架
2	值班控制室	L×B×H=9×6×4.5m	座	1	框架
3	加药间	L×B×H=15×9×4.5m	座	1	框架
4	污泥脱水间	L×B×H=12×9×4.5m	座	1	框架
5	污泥储间	L×B×H=9×6×9m	座	1	两层，框架
6	鼓风机棚	L×B×H=30×5×4m	座	1	钢构
7	过滤间	L×B×H=45×9×6.5m	座	1	框架

表 17.2-7　　合成水处理单元主要设备一览表

序号	名称	规格/型号	单位	数量	备注
1	原水提升泵	衬氟化工泵，Q=200m^3/h，H=12m，N=18.5kW	台	3	2用1备
2	潜水搅拌机	N=4kW	台	4	
3	调配池搅拌泵	衬氟化工泵，Q=150m^3/h，H=8m，N=7.5kW	台	2	1用1备
4	厌氧提升泵	衬氟化工泵，Q=200m^3/h，H=25m，N=30kW	台	3	2用1备
5	厌氧反应器	Ø16×18m	座	8	碳钢防腐+
6	厌氧循环泵	离心泵，Q=420m^3/h，H=15m，N=37kW	台	12	8用4备
7	微孔曝气器	Ø215	个	12800	ABS+EPDM
8	鼓风机	离心风机，Q=80m^3/min，P=58.8KPa，N=132kW	台	5	3用2备
9	周边传动刮泥机	半桥式，池径24m，N=0.75kW，周边线速2m/min	台	2	液下不锈钢
10	鼓风机	离心风机，Q=66.7m^3/min，P=68.8KPa，N=75kW	台	3	2用1备
11	桨式搅拌机	D=2m，N=7.5kW	台	2	液下不锈钢
12	框式搅拌机	D=5m，N=1.5kW	台	2	液下不锈钢
13	过滤提升泵	离心泵，Q=400m^3/h，H=25m，N=45kW	台	2	1用1备
14	过滤器	D=3.2m	台	8	
15	反洗风机	罗茨风机，Q=6.7m3/min，P=58.8KPa，N=15kW	台	2	1用1备
16	反洗泵	离心泵，Q=250m3/h，H=25m，N=30kW	台	2	1用1备
17	回用水泵	离心泵，Q=400m3/h，H=15m，N=37kW	台	2	1用1备

18	潜水搅拌机	N=4kW	台	1	
19	污泥回流泵	离心泵，Q=200m3/h，H=20m，N=22kW	台	3	2用1备
20	剩余污泥泵	离心泵，Q=60m3/h，H=20m，N=7.5kW	台	2	1用1备
21	中心传动污泥浓缩机	池径12m，N=0.75kW，周边线速2m/min	台	1	液下不锈钢
22	污泥进料泵	螺杆泵，Q=20m3/h，H=60m，N=5.5kW	台	2	
23	转鼓浓缩带式压滤机	处理量：20m3/h，进料污泥浓度98%，带宽1500mm，N=3kW	台	2	
24	反冲洗水泵	离心泵，Q=30m3/h，H=66m，N=11kW	台	2	
25	无轴螺旋输送机	输送量：5m3/h，N=1.5kW，L=10m	台	1	不锈钢
26	沼气储柜	V=1000m3	台	1	PVDF，包括阻火器等
27	水封罐	Ø800mm	台	1	碳钢防腐
28	沼气风机	罗茨风机，Q=44m3/min，P=30kPa，N=45kW	台	2	1用1备，防爆电机
29	除臭系统	处理量：6000m^3/h	套	1	成套
30	除臭系统	处理量：4000m^3/h	套	1	成套
31	加药设备		套	1	成套

合成水处理消耗表如下：

表 17.2-8　　合成水处理主要化学品和公用工程消耗表

序号	名称	规格	单位	数值
1	**处理能力**		m^3/h	390
2	**年操作时间**		h	8760
3	**主要化学品消耗**			
3.1	烧碱	液体，30%	kg/d	3000
3.2	尿素	固体，46%	kg/d	2500
3.3	磷酸盐	固体，含磷 17.5%，重过磷酸钙 40%	kg/d	1000
3.4	铁盐	固体，97%	kg/d	300
3.5	PAM	固体，阳离子型	kg/d	25
3.6	PAM	固体，阴离子	kg/d	9.6
3.7	PAC	固体	kg/d	480
4	**主要公用工程消耗**			
4.1	**工业水**		T/d	65
4.2	**供电**			
4.2.1	需要容量	10kV	kW	1968
4.2.2	年耗电量	10kV	10^4kW.h	731.9

(5)中试试验情况

为保证处理工艺选择的可行性及可靠性，本项目对经过除油和脱醇工艺处理后的费托合成过程中所产生的副产物水（即脱醇合成水）进行了中试试验。详述如下：

①水质条件和规模

试验用脱醇合成水水质见下表。

表 17.2-9　　试验用脱醇合成水水质表

编号	项目	单位	数值	编号	项目	单位	数值
1	COD	mg/L	8000.00~15000.00	6	Fe	mg/L	70.00~200.00
2	pH	/	3.20~3.50	7	SO42-	mg/L	40~45
3	氨氮	mg/L	25.00~35.00	8	SS	mg/L	28.00
4	TP	mg/L	1	9	TDS	mg/L	800.00
5	Cl-	mg/L	未检出	10	石油类	mg/L	7~20

试验规模：系统进水：$Q_{进}$== 5 L/h；

系统产水能力：$Q_{出}$= 5 L/h

②试验工艺流程

本中试试验主要采用“混沉预处理+厌氧+好氧+沉淀”，考察厌氧工艺及好氧工艺的处理效果。工艺流程图如下：

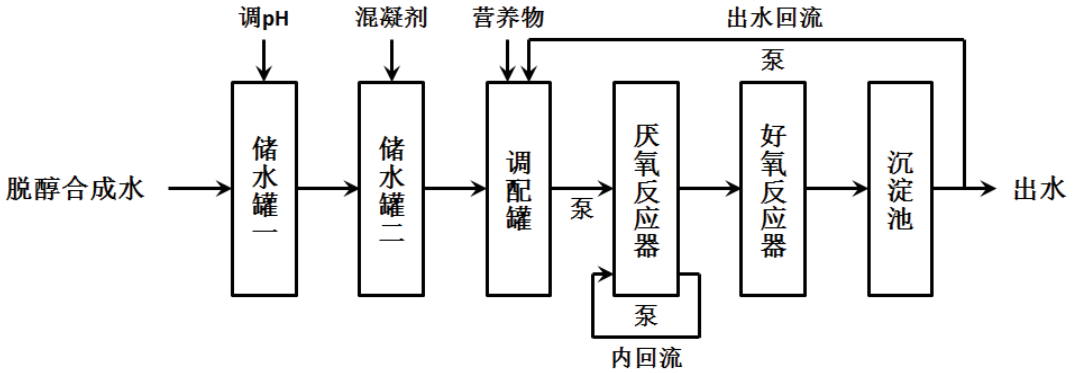


图 17.2-3　　中试试验工艺流程框图

流程说明：

脱醇合成水进入储水池一，利用 NaOH 调节进水 pH。将储水罐一中调节完 pH 的废水进入储水罐二进行混凝沉淀处理，投加混凝剂进行间歇混凝沉淀，收集混凝出水，测定指标；混凝出水进入调配罐，按比例投加营养物质。根据负荷要求，采用好氧出水对调配罐中的厌氧进水进行稀释。由提升泵将调配罐中的水泵入厌氧反应器，根据厌氧条件的要求，采用蒸汽伴热方法，使厌氧反应的温度保持在 35℃~40℃，收集厌氧出水，测定相关指标。厌氧反应器出水进入好氧反

应器进行好氧处理，其出水进入沉淀池进行泥水分离，部分出水回流至调配罐，污泥回流泵将污泥打回好氧反应器，收集沉淀池出水，测定相关指标。

③试验内容

A、污泥接种

反应器启动需要接种污泥，最好采用同类废水或成分相近废水处理系统排出的剩余污泥。

本中试试验厌氧污泥采用北京中科国益环保工程有限公司提供的特种颗粒污泥；好氧污泥采用内蒙古伊泰煤制油有限责任公司污水处理站二沉池中的剩余污泥。

B、反应器的启动和运行

厌氧反应器启动初期进水主要以自来水加少量生产废水为主，然后逐步增大生产废水进水量，稳步提升负荷。

厌氧反应器启动的同时，好氧系统同时开始启动。好氧反应器的进水即厌氧反应器的出水。随着厌氧反应器负荷的提升，厌氧出水的 COD 会逐渐提高，好氧反应器也就随着提高。

每天通过化验数据对系统在启动及运行过程中各反应器的状态进行分析，并在需要的时候进行工艺上的调整。

当反应器中污泥增长时，应适当排放剩余污泥。

C、反应器的优化

本中试实验采用推流式和完全混合式相结合的新型厌氧反应器，对反应器的优化提供了优良的条件。

在厌氧反应器稳定运行之后，好氧反应器同样运行稳定，通过对进水水质、水力停留时间等参数的调节，确定反应器的最大负荷，并使反应器达到最优运行状态。

④试验结论与分析

A、通过对调节 pH 后的脱醇合成水进行混凝沉淀处理，其进出水 COD 基本上没有变化，出水 Fe 含量减低 40%左右。

B、厌氧工艺处理对脱醇合成水的 COD 去除效果明显，出水 COD 在 200mg/L 左右，**去除率高达 95%以上**；在处理过程中，厌氧微生物还原脱醇合成水中的硝态氮，使出水氨氮较进水氨氮变高，属于正常现象；出水 pH 较为稳定，维持

在 7.2~7.3，**进水 pH 的降低至 3.80，大大降低了中和加药量**。

C、好氧工艺处理厌氧出水，使得 COD 进一步降低，出水 COD 在 45mg/L 以下，好氧出水氨氮基本维持在 1mg/L 左右，对氨氮的去除效果明显。

⑹可行性分析

从表 17.2-1 可知，油品加工污水 COD 为 8000～12000mg/L。通常污水中 COD 浓度低于 4000mg/L 时，可以直接好氧处理，可见，此股污水首先采用厌氧单独预处理是合理的。

本项目拟采用的 CEAB 厌氧技术主要应用于高浓度有机废水，主要类似工程业绩如下：

表 17.2-10　　CEAB 厌氧工程实例

序号	工程名称	设计进水水质	设计出水水质	主体工艺
1	平湖石化有限责任公司 32 万吨丙烯酸及 30 万吨酯项目废水处理工程	$COD_{Cr} \leq 60000$ pH 2-3	$COD_{Cr} \leq 450$ pH 6-9	厌氧 CEAB +好氧
2	中石油吉林石化公司电石厂丙烯酸及酯废水治理项目	$COD_{Cr} \leq 50000$ pH 2-3	$COD_{Cr} \leq 1000$ pH 6-9	厌氧 CEAB
3	山东开泰石化丙烯酸有限公司丙烯酸及酯类废水处理工程	$COD_{Cr} \leq 71400$ pH 2-3	$COD_{Cr} \leq 300$ pH 6-9	厌氧 CEAB +好氧
4	江苏三碟化工有限公司丙烯酸废水处理工程	$COD_{Cr} \leq 80000$ pH 2-3	$COD_{Cr} \leq 150$ pH 6-9	厌氧 CEAB +好氧+接触氧化
5	山东正和集团股份有限公司丙烯酸及酯废水处理站扩能工程（二期）	$COD_{Cr} \leq 70000$ pH 2-3	$COD_{Cr} \leq 400$ pH 6-9	厌氧 CEAB +好氧
6	山东正和集团股份有限公司丙烯酸及酯废水处理工程（一期）	$COD_{Cr} \leq 60000$ pH 2-3	$COD_{Cr} \leq 400$ pH 6-9	厌氧 CEAB +好氧

污水的厌氧处理工艺通常有：厌氧接触工艺、厌氧生物滤池（Anaerobic Filter，简称 AF）、厌氧硫化床反应器（Anaerobic Filter Bed Reactor，简称 AFBR）、升流式厌氧污泥床（Upflow Anaerobic Sludge Bed，简称 UASB）、膨胀颗粒污泥床（Expanded Granular Sludge Bed，简称 EGSB），及 UASB 的一些改进工艺 IC 反应器等。不同厌氧工艺通常的 COD 设计容积负荷及去除率比较见下表。

表 17.2-11　　不同厌氧工艺比较表

工艺	设计 COD 容积负荷 kg COD/m^3/d	去除率%

厌氧接触	4~5	40~85
AF	5~12	60~80
AFBR	8~20	70~90
UASB	5~150*	70~95
EGSB	9~16.5	75~95%
本设计 CEAB	3-4	90-95%

结合中试试验结果及 CEAB 厌氧工程实例可见可知，采用 CEAB 厌氧反应器，预处理低 pH、高浓度有机污水油品加工污水，设计 COD 容积负荷 3~4 kgCOD/m^3•d，设计负荷较低，达到 90-95％的 COD 去除率是可行的。合成废水中几乎无盐类，pH 调节变化不大，出水中 TDS 浓度低，厌氧出水再经好氧、混凝过滤进一步去除 COD、氨氮和悬浮物后，出水水质达到《炼油化工企业污水回用管理导则》（中石油，2012.6）初级再生水水质标准后，单独回用做循环水补充水或脱盐水站原水补水，工艺技术合理、可行。

17.2.2.3 生产污水处理

⑴设计规模及设计进、出水水质

本项目生产污水主要来自煤气化装置、净化装置、油品加工、尾气处理、焚烧系统（包括污泥脱水）、固体物料储运、生活及化验、地面冲洗水、及净水厂排泥水，及纯化浓缩液、蒸发母液。各股生产污水水质如下表。

污水总排放量夏季正常 469.82m^3/h，其中水量最大的为气化污水 357.3 m^3/h。气化污水的 TDS 设计值为 2500mg/L，气化污水排水量和所采用的煤质关系密切：为了使气化装置灰水系统能稳定运行，经常会加大污水排放量降低灰水循环系统的 TDS 浓度，从目前伊泰煤制油公司 16 万吨/年煤制油示范装置运行情况看，该污水的 TDS 控制在 1400mg/L 以下才能使气化装置灰水系统稳定运行。因此，本项目适当加大生产污水处理规模，气化装置排水量按 1.8 倍，其它污水按 1.25 倍考虑，总水量约 784 m^3/h，因此，确定生产污水处理设计规模：800 m^3/h，分两组运行，每组处理规模为 400 m^3/h。

表 17.2-12　　污水排放一览表　　单位：mg/L

序号	装置名称	污水来源	水量，m^3/h	COD	BOD	氨氮	SS	TDS	pH	油	CN-	备注
1	固体物料储运	地面冲洗	3.2	≤500			≤800	≤1200		≤500		进含油污水预处理
2	气化装置	生产污水	357.3	≤900	≤300	≤300	≤100	≤2500	6~9			进生化处理
3	净化变换	汽提排污	5.2	44		NH3:0.045-2% H2S:31.2mg/L						进生化处理
4	净化低温甲醇洗	含醇污水	5.6	甲醇含量＜1000								进生化处理
5	油品加工	含油污水	19.4	≤700					6~9	≤500		进含油污水预处理
6	尾气处理	含油污水	0.72	≤700					6~9	≤500		进含油污水预处理
7	罐区	含油污水	1	≤700					6~9	≤500		进含油污水预处理
8	固体废物焚烧	生产污水	28	≤700				≤2200	6~9			进生化处理
9	地面冲洗	含油污水	20	≤500			≤800	≤1200	6~9	≤500		进含油污水预处理
10	生活污水		27	≤500	≤300	20~50		≤1000	6~9			进生化处理
11	纯化浓缩液		夏1.6/冬1.3					50000				进生化处理
12	回流母液		夏0.8/冬0.3					470000				
13	含油污水加权平均		44.32									进含油污水预处理
14	进生化污水加权平均		469.82	852	245	284		2945				
15	加混醇补充碳源后水质			3080		284						

表 17.2-13　　各阶段主要污染物设计去除率及出水水质

项目		CODcr (mg/L)	NH_3-N (mg/L)	硝酸盐氮 (mg/L)	石油类 (mg/L)	氰根 (mg/L)
一、含油废水						
隔油+气浮	进水	595			500	
	出水	595			50	
	去除率				90%	
二、综合废水（包括除油预处理的含油废水、有机含氨废水、纯化浓缩液及蒸发母液混合废水）						
加混醇补充碳源前综合废水		852	284	24	5	1.5
加混醇补充碳源后综合废水		3080	284	24	5	1.5
二级 A/O 系统	进水	3080	284	24	5	1.5
	出水	60	2	7	0.5	0.15
	去除率	98.1%	99.3%	58%	90%	90%
臭氧氧化+BAF	进水	60	2	7	0.5	0.15
	出水	<50	<2	<5	<0.5	0.15
	去除率	>17%		>28%		
出水要求		≤50	≤2	≤7	≤0.5	

说明：因为所有生产污水混合后平均 COD 浓度为 852 mg/l，平均氨氮浓度为 284mg/l。COD/氨氮比值为 3，为了保证生化处理系统的总氮去除效果，需要在生产废水中补充碳源将 COD/总氮比值提升至 10。本方案采用混醇来补充碳源。

表 17.2-14　　设计出水水质　　单位：mg/L

pH	CODcr	BOD5	NH_3-N	硝酸盐氮	总氮	石油类	SS	TDS
6-9	≤50	≤10	≤2	≤7	≤10	≤0.5	≤20	2945

⑵水质特点分析

由表 17.2-12 可见，本项目生产污水处理系统进水主要分三大类：含油污水、有机含氨污水（主要为气化污水）和其它低浓度污水。水质特点如下：

- 本项目采用粉煤气化工艺，气化温度高，产生的气化废水中不含酚类、杂环类等难生化降解有机物，**B/C 比高，可生化性好**。
- 净化装置有 5.2m^3/h 气提排污废水产生，该废水中的氨氮含量为 0.045-2%，该废水与其它废水混合后的综合废水氨氮浓度为 284mg/l，而综合废水中 COD 为 852mg/l，综合废水 COD 与氨氮比值只有 3:1，**氨氮浓度高，C/N 比例失调**。若要保证生化出水中的硝酸根浓度控制在 30mg/以下，生化工艺需要非常高的反硝化效率，也就要求综合废水中 COD 与氨氮比值

要控制在 10:1 左右。与氨氮相比，综合废水中 COD 缺少严重，因此**需要补充碳源**。

● 有 44.1m^3/h 的含油污水，含油浓度高达 500mg/l，为保证生化效果，进入生化前需要进行除油预处理。

⑶处理工艺选择

①含油污水预处理工艺选择

含油污水中的油类、固体悬浮物、硫化物以及部分难降解的大分子有机物都会影响生化处理装置的运行，可通过物化预处理的方法加以去除。

由表 17.2-11 可知，本项目含油污水中油浓度高达 500mg/L，显然采用一级除油无法满足生化进水对油类要求。目前通常采用“隔油+气浮”工艺处理。

隔油池主要有平流式隔油池、平行板式隔油池及斜板式隔油池，三种隔油工艺对比如下：

表 17.2-15　　三种隔油工艺对比表

序号	项目	平流式	平行板式	斜板式
1	除油效率（%）	60~70	70~80	70~80
2	占地面积	大	中	小
3	可能除去的最小油滴粒径（μm）	100~150	60	60
4	最小油滴的浮上速（mm/s）	0.9	0.2	0.2
5	分离油的去除方式	刮板及集油管集油	利用压差自动流入管内	集油管集油
6	泥渣除去方式	刮泥机将泥渣集中到泥渣斗	用移动式的吸泥软管或刮泥设备排除	重力排泥
7	平行板的清洗	没有	定期清洗	定期清洗
8	防火防臭措施	浮油与大气相通，有着火危险臭气散发	表面为清水不易着火臭气也不多	有着火危险臭气比较少
9	管理维护	简单	复杂	复杂
10	施工难度	简单	较复杂	复杂
11	附属设备	刮油刮泥机	卷扬机、清洗设备及装平行板用的单轨吊车	没有
12	基建费用	低	高	较低

由上表可知，斜板式隔油池有除油效率高、占地小等优点，因此，本项目拟采用斜板式隔油池作为一级除油工艺。

气浮主要有溶气气浮和涡凹气浮，如17.2.2.2节除油工艺选择中所述，溶气气浮更适合于本项目水质物点。本项目拟采用GEM高效溶气气浮。GEM气浮的

关键原理是涡流三相混合技术，即集溶气、差速搅拌、絮体加气、颗粒附着、溶气晶核生成和气泡释放于一体。因此，与一般溶气气浮相比，GEM高效气浮有如下优点：

- GEM直接在废水中完成加压溶气过程：化学药剂直接投回至溶气水中，所形成絮体在高压形态下为固液气三态混合物，一旦压力降低，絮体中的溶气慢慢释放长大，将絮体中的水分挤出，絮体含水率显著降低的同时其自身比重越来越轻，可以不借外边在几秒内自行上浮；
- GEM代表了一种全新的溶气浮选技术，各项特性全面超越传统溶气气浮：如更高的污染物处理负荷（10倍以上），更少的浮渣产量和极小占地面积（可节省90%面积）；
- 投加的化学药品几乎被完全利用（节省药品）；
- 浮渣含水率降低（泥量少）
- 浮渣几乎全部上浮，处理效率高。

因此，本项目拟采用“斜板隔油气+GEM高效气浮”做为除油预处理工艺。

②生化处理工艺选择

目前常用的有机含氮废水的处理方法有氧化沟法、SBR 法、A/O 法等。

A、氧化沟工艺

氧化沟是活性污泥法的一种改型，其曝气池呈封闭沟渠型，污水和活性污泥混合液在其中不断的循环流动，所以也叫“循环曝气池”或“无终端曝气系统”，运行稳定，除磷脱氮效果好，但氧化沟通常在延时条件下运行，水力停留时间长，一般在 10～40 小时之间，有机负荷为 0.05～0.15kgBOD5/(kgVSS.d)，平均流速大于 0.3m/s，占地面积较大，相对投资较高。

B、SBR 工艺

SBR 是传统活性污泥法的一种变形，它的反应机制及污染物去除机制与传统活性污泥法基本相同，但通过时间的控制，工艺流程简单，投资少，操作方便，通过生物降解能稳定去除碳源、氨氮、磷等优点，但采用低负荷的 SBR 反应器停留时间较长时，如果周期变换频繁，则沉淀和滗水的时间在整个周期中的比例就会增加，如果增加的时间大大超过了传统的曝气池+二沉池系统的停留时间，则整个系统就会不经济，且 SBR 工艺构筑物容积利用率低，控制系统复杂。

C、A/O 工艺

A/O 处理技术也属于活性污泥处理技术，其原理是，在 A 池（缺氧池）微生物将利用原废水中的有机物直接作为有机碳源，将从 O 池（好氧池）中回流回来的含有硝酸盐和亚硝酸盐的混合液中的硝酸盐和亚硝酸盐反硝化成为氮气。在 A 池中由于反硝化反应而产生的碱度可以随出水进入 O 池，补偿硝化反应过程中所需消耗碱度的一半左右。在 A 池，微生物还将难降解的大分子有机物分解为小分子易降解物质，具有反硝化、水解和降解部分有机物的作用；在 O 池（好氧池）中，反硝化过程中残留的有机物得以进一步去除，同时氨氮转化为硝酸盐氮和亚硝酸盐氮。

A/O 工艺具有高效的脱氮、脱硝效果，在反硝化脱硝时，同时降解有机物，使需氧量大大降少，是节能型的生物处理技术。为了维持较高的硝化率，反应停留时间较普通活性污泥法长，污泥沉降性能好，污泥增长率低，剩余污泥少，沉降性能好。

A/O 工艺又分为一级 A/O 工艺和二级 A/O 工艺，二级 A/O 工艺比一级 A/O 工艺节能，并具有更高效的脱硝效果。

三种生化处理工艺对比见下表。

表 17.2-16　　三种生化工艺比较表

序号	指标	氧化沟（OD）	A/O 工艺	序批式活性污泥法（SBR）
一	工艺方案对比	工艺多用于城镇污水处理，适用于中小型城市污水处理厂。对于难降解物质去除率有限	主要用于难处理的工业企业污水，在化工石化企业污水处理中普遍采用。一般适用于较大规模，具有较高运行管理水平的污水处理厂。	工艺多用于城镇污水处理，一般用于小中型污水处理厂。对于难降解物质去除率有限
二	经济参数对比	设备简单，投资及运行费用低	流程较简单，但运行较复杂、操作要求较高，工程投资及运行费用略高。	处理流程简单，构筑物少，节约投资投资省、占地少、运行费用低、可不设初沉池、二沉池、剩余及回流污泥泵房
三	综合参数对比	出水水质好、抗冲击负荷能力强、除磷脱氮效率高、污泥易稳定、能耗省、便于自动化控制简易、运行方便	具有较高的去除效率、缺氧反硝化过程对污染物具有较高的降解效率、具有较高的容积负荷、耐负荷冲击能力强	简单、剩余污泥处置麻烦少、耐有机负荷和毒物负荷冲击，运行方式灵活，由于是静止沉淀，因此出水效果好、厌（缺）氧和好氧过程交替发生、泥龄短、活性高，有很好的脱氮除磷效果
四	风险	不适合化工废水处理，处理效果不稳	主要用于难处理的工业企业污水，处理效	不适合化工废水处理，处理效果不稳定。不可选，有风险

序号	指标	氧化沟（OD）	A/O 工艺	序批式活性污泥法（SBR）
	分析	定。 不可选，有风险	果稳定可靠	

对于煤化工废水而言，由于氨氮浓度较高，为保证后续回用处理中回用水品质及浓缩液蒸发结晶处理中结晶盐的品质，要求生化处理工艺对废水中氨氮和硝酸盐氮降解较为彻底，因此宜采用二级 A/O 工艺。

③深度处理工艺选择

深度处理工艺主要有曝气生物滤池和生物接触氧化工艺。

A、曝气生物滤池

曝气生物滤池（Biological Aerated Filter，简称 BAF），是上世纪 80 年代末在欧美发展起来的一种新型生物膜法污水处理工艺。

曝气生物滤池反应器为周期运行，从开始过滤到反冲洗完毕为一个完整的周期。经预处理的污水从滤池底部进入，在滤池底部进行曝气。在反应器中，有机物被微生物氧化分解，NH_3-N 被氧化成 NO_3-N，另外由于在生物膜的内部存在厌氧/兼氧环境，在硝化的同时实现部分反硝化。在无脱 N 要求的情况下，从滤池顶部的出水可直接排出系统，一部分留做反冲洗之用。

随着过滤的进行，由于填料表面新产生的生物量越来越多，截留的 SS 不断增加，在开始阶段水头损失增加缓慢，当固体物质积累达到一定程度，堵塞滤层，并且阻止气泡的释放，将会导致水头损失很快达到极限，此时进入反冲洗再生，以去除滤床内过量的生物膜及 SS，恢复处理能力。

该工艺具有去除 SS、COD、BOD、硝化、脱氮、除磷、AOX（有害物质）的作用，其特点是集生物氧化和截留悬浮固体于一体，与普通活性污泥法相比，具有有机负荷高、占地面积小、投资低、不会产生污泥膨胀、氧传输效率高、出水水质好等优点，但它对进水 SS 要求较严（一般要求 SS≤100mg/L ，最好 SS≤60mg/L），因此对进水需要进行预处理。同时，它的反冲洗水量、水头损失都较大。

B、生物接触氧化工艺

生物接触氧化工艺（Bio-Contact Oxidation）开创于上世纪 70 年代，分为分流式和直流式，国内一般多采用直流式的接触氧化池。

生物接触氧化池由浸没在污水中的填料和人工曝气系统构成的生物处理工

艺。在有氧的条件下，污水与填料表面的生物膜反复接触，使污水获得净化。生物接触氧化法是一种介于活性污泥法与生物滤池之间的生物膜法工艺，其特点是在池内设置填料，池底曝气对污水进行充氧，并使池体内污水处于流动状态，以保证污水与污水中的填料充分接触，避免生物接触氧化池中存在污水与填料接触不均。该法中微生物所需氧由鼓风曝气供给，主要由曝气鼓风机和专用曝气器组成，生物膜生长至一定厚度后，填料壁的微生物会因缺氧而进行厌氧代谢，产生的气体及曝气形成的冲刷作用会造成生物膜的脱落，并促进新生物膜的生长，此时，脱落的生物膜将随出水流出池外。

生物接触氧化法由于填料比表面积大，池内充氧条件良好，池内单位容积的生物固体量较高，因此，生物接触氧化池具有较高的容积负荷。由于生物接触氧化池内生物固体量多，水流完全混合，故对水质水量的骤变有较强的适应能力。剩余污泥量少，不存在污泥膨胀问题，运行管理简便。但生物接触氧化的布水和曝气不易均匀，部分脱落生物膜会造成出水中的悬浮固体浓度较高，需后接沉淀池。

综上所述，曝气生物滤池和生物接触氧化由于滤料/填料种类、布水方式、运行方式、气水比等的差异，曝气生物滤池的出水水质（尤其是 SS）一般要优于生物接触氧化工艺。由于本项目对出水 BOD、氨氮、SS 等指标控制比较严格，因此选择曝气生物滤池作为深度处理工艺。

本项目污水经生化处理后，各污染物浓度较低，且污水中 BOD 绝大部分被降解，可生化性减低，因此，在深度处理前需提高污水可生化性，出于安全考虑，目前煤化工项目污水深度处理均采用臭氧氧化法提高生化出水可生化性，本项目也拟采用臭氧氧化法。即深度处理采用“臭氧氧化+BAF”工艺。

⑷工艺流程简述

生产污水处理流程示意图如下。

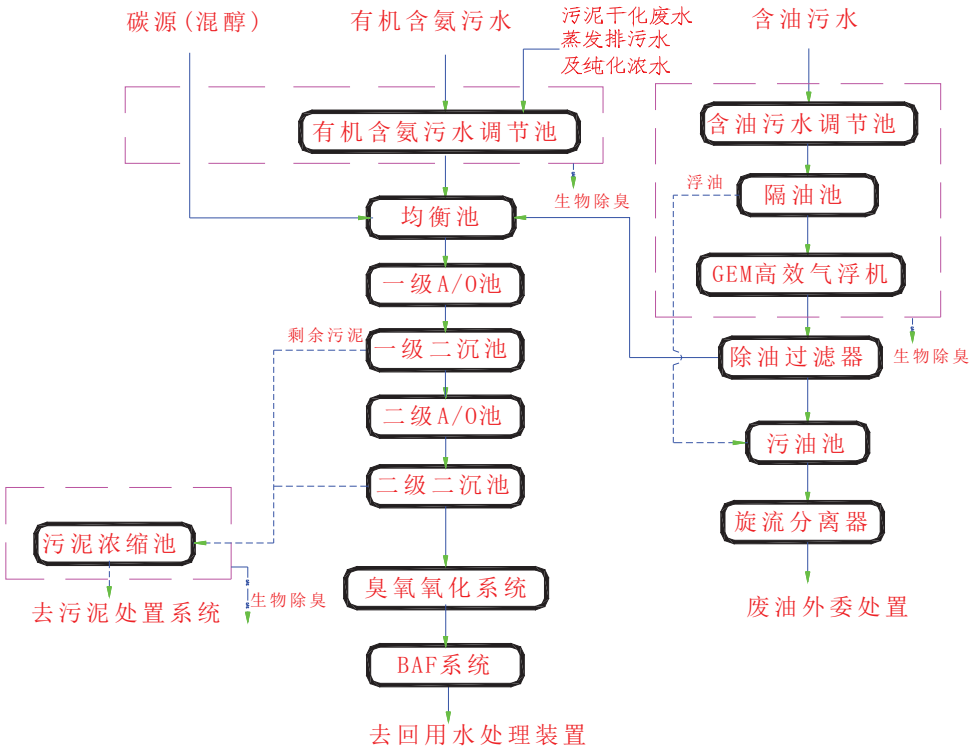


图 17.2-4　　生产污水流程示意图

①含油废水预处理

含油废水通过格栅井中格栅分离出废水中较大杂物后在调节池中实现均质均量。调节池提升泵出水先通过斜板隔油池去除粒径较大的浮上油，然后经过 GEM 高效气浮机去除油滴粒径较小的分散油和乳化油，同时分离出废水中的部分悬浮物。最后通过除油过滤器进行滤油处理后，出水含油浓度降至 15 mg/l 以下后进入均衡池。隔油池分离出来的废油经旋流分离器脱水后，送固体废物处理系统焚烧处理。

②两级 A/O 处理

经预处理后的含油废水、有机含氨废水、蒸发系统排出的母液及作为补充碳源的混醇在均衡池混合并实现均质均量。

均衡池中混合废水经过 A/O 进水泵提升，通过布水系统依次进入一级 A/O、一级二沉池、二级 A/O、二级二沉池处理系统。在 A 池，在兼氧菌作用下，污水中的大分子有机物得到一定程度的消解，成为酸、醇等有利于后段的好氧处理的小分子的有机物，回流污水中的硝酸盐、亚硝酸盐在反硝化细菌作用下发生反硝化反应生成 N_2 而实现脱氮的目的。A 池出水自流进入 O 池。在 O 池，有机物

在好氧菌的作用下分解为二氧化碳和水，氨氮则在硝化菌和亚硝化菌作用下转化为硝酸盐和亚硝酸盐。一级二沉池和二级二沉池均为辐流式沉淀，二级二沉池沉淀出水进入回用水处理系统。第一级别 A/O 消化液回流比控制在 800%，污泥回流控制在 100%，一级总氮去除率为 90%。第二级别 A/O 消化液回流比控制在 800%，污泥回流控制在 100%，二级总氮去除率为 90%。两级 A/O 停留时间为 129h。辐流式沉淀池表面符合为 0.8m^3/m^2.h。一级二沉池单个尺寸为 φ25m×5m，共 2 个。二级二沉池单个尺寸为 φ25m×5m，共 2 个。

③臭氧氧化

两级 A/O 出水进行臭氧氧化处理。通过臭氧的强氧化作用，将废水中残存的大分子难降解有机物转化成易降解小分子有机物，提高废水的可生化性，为后续曝气生物滤池去除有机物创造有利条件。同时，通过臭氧氧化还能同时去除部分有机物。

④BAF（曝气生物滤池 ）

臭氧氧化出水进入曝气生物滤池，进一步去除水中污染物。

曝气生物滤池，（是一种采用颗粒滤料固定生物膜的好氧或缺氧生物反应器，该工艺集生物接触氧化与悬浮物滤床截留功能于一体，是国际上兴起的污水处理新技术。在欧美和日本等国家已有上千座大小各异的污水处理厂应用了这种工艺。它可广泛应用于有机废水处理，具有去除 SS、CODcr、BOD、硝化与反硝化、脱氮除磷、除去 AOX 的作用，其最大特点是集生物氧化和截留悬浮固定于一体，并节省了后续二次沉淀池。

⑤除臭系统

污水处理单元设置两套生物除臭系统，单套处理规模 28000m^3/h，用于集中处理生活污水前处理格栅间、集水井、废水调节池、隔油池、气浮装置、生化 A 池、污泥浓缩池等产生的臭气，实际臭气量 55396m^3/h。

经处理后的臭气满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）及《石油化学污染物排放标准》（GB 31571-2015）标准后，经 15m 高排气筒排入大气。

本臭气处理系统采用填料充填式生物法处理。废水处理过程中产生的臭气通过收集系统进行收集后，通过离心风机输送至预洗涤器中进行喷淋加湿，在预洗涤器中去除臭气中部分氨类、硫化氢和臭气中的固体污染物，并调节臭气中的温度和湿度，为后续生物滤池创造条件。通过预洗涤器喷淋加湿后，臭气进入填料

生物池，通过湿润、多孔和充满活性微生物的滤层，在滤层中的微生物对臭气中的恶臭物质进行吸附、吸收和降解，完成除臭过程。经过净化后尾气经 15m 高排气筒达标排放。

填料生物池法除臭工艺是一种安全可靠的处理方法，除臭效率大于90%，其原理是废水处理运行中散发的臭气经收集系统收集后集中送到生物滤池除臭装置处理，臭气通过湿润、多孔和充满活性微生物的滤层，利用微生物细胞对恶臭物质的吸附、吸收和降解功能，以及微生物的细胞个体小、表面积大、吸附性强、代谢类型多样的特点，将恶臭物质吸附后分解成CO2、H2O、H2SO4、HNO3等简单无机物。

表 17.2-17　　生产污水处理主要建构筑物一览表

序号	名称	主要参数	单位	数量	备注
1	有机含氨废水调节池	54m×46m×8m	座	1	钢筋混凝土
2	含油废水调节池	26m×10m×8m	座	1	钢筋混凝土
3	均衡池	35m×23m×8m	座	1	碳钢+防腐
4	一级反硝化池	停留时间：32h 尺寸：46m×46m×7m NO_3-N污泥负荷: 0.08kgNO_3-N/kgMLSS.d 污泥浓度：3000mg/l	座	2	钢筋混凝土
5	一级硝化池	停留时间：64h 尺寸：92m×46m×7m COD污泥负荷: 0.39kgCOD/kgMLSS.d NH_3-N污泥负荷: 0.04NH_3-N/kgMLSS.d 污泥浓度：3000mg/l 一级硝化液回流比：800%	座	2	钢筋混凝土
6	一级二沉池	停留时间：4h 尺寸：Φ25m×5m 表面负荷0.8 m^3/m^2.d 污泥回流比：100%	座	2	钢筋混凝土
7	二级反硝化池	停留时间：11h 尺寸：16m×46m×7m NO_3-N污泥负荷: 0.03kgNO_3-N/kgMLSS.d 污泥浓度：3000mg/l	座	2	钢筋混凝土
8	二级硝化池	停留时间：22h 尺寸：32m×46m×7m COD污泥负荷: 0.11kgCOD/kgMLSS.d NH3-N负荷: 0.01kgNH_3-N/kgMLSS.d 污泥浓度：3000mg/l	座	2	钢筋混凝土

		二级硝化液回流比：800%			
9	二级二沉池	停留时间：4h 表面负荷0.8 $m^3/m^2.d$ 单个尺寸：Φ25m×5m 污泥回流比：100%	座	2	钢筋混凝土
10	污泥浓缩池	停留时间：12h 单个尺寸：Φ16m×5m	座	1	钢筋混凝土

表 17.2-18　　生产污水处理主要设备一览表

编号	设备名称	数量	备注
1	隔油池刮泥机	1台	
2	GEM高效气浮机	2台	
3	除油过滤器	1台	
4	曝气风机	8台	
5	潜水搅拌机	10台	
6	二沉池刮泥机	4台	
7	污泥浓缩池刮泥机	1台	
8	生物除臭系统	2套	
9	水泵	46台	
10	曝气器	24套	
11	加药系统	5套	

表 17.2-19　　生产污水处理主要消耗表

序号	名称	规格	数量	单位
1	装机功率		5000	KWh
2	运行功率		4000	KWh
3	PAC	废水处理用	20	吨/年
4	PAM	废水处理用，阴离子，1000万分子量以上	2	吨/年
5	除臭药剂		10	吨/年

⑸伊泰现有污水处理装置运行情况

伊泰现有污水处理装置的设计规模为 100m^3/h，污水来源主要有气化污水、变换、酸性气脱除工艺废水、罐区等含油污水、地面冲洗水及生活污水等。污水组成及类别基本与本项目类似。

①进、出水水质

进水：含油废水　　石油类：≤200mg/l

不含油废水　　pH：　7～9　　NH_3-N：≤220mg/l

CODcr：≤800mg/l　　BOD_5：≤300 mg/l

SS：　≤200mg/l　　氰化物：＜ 2mg/l

出水：经本装置处理后的废水首先达到二级排放标准，然后经深度处理后满足装置回用的要求。因此本项目处理出水有两种水质指标，一种为达到《污水综合排放标准》（GB8987－1996）中的二级标准，水质标准如下：

CODcr ≤ 120mg/L　　BOD_5 ≤ 30mg/L

NH_3-N ≤ 50mg/L　　pH　6～9

SS　≤ 150mg/L　　石油类 ≤ 10mg/L

另一种为达到循环水补充水水质标准，水质标准如下：

CODcr ≤ 30mg/L　　BOD5 ≤ 10mg/L

NH3-N ≤ 10mg/L　　pH　6～9

SS　≤ 5mg/L　　石油类　微量

②工艺流程

伊泰现有污水处理装置工艺流程简图如下：

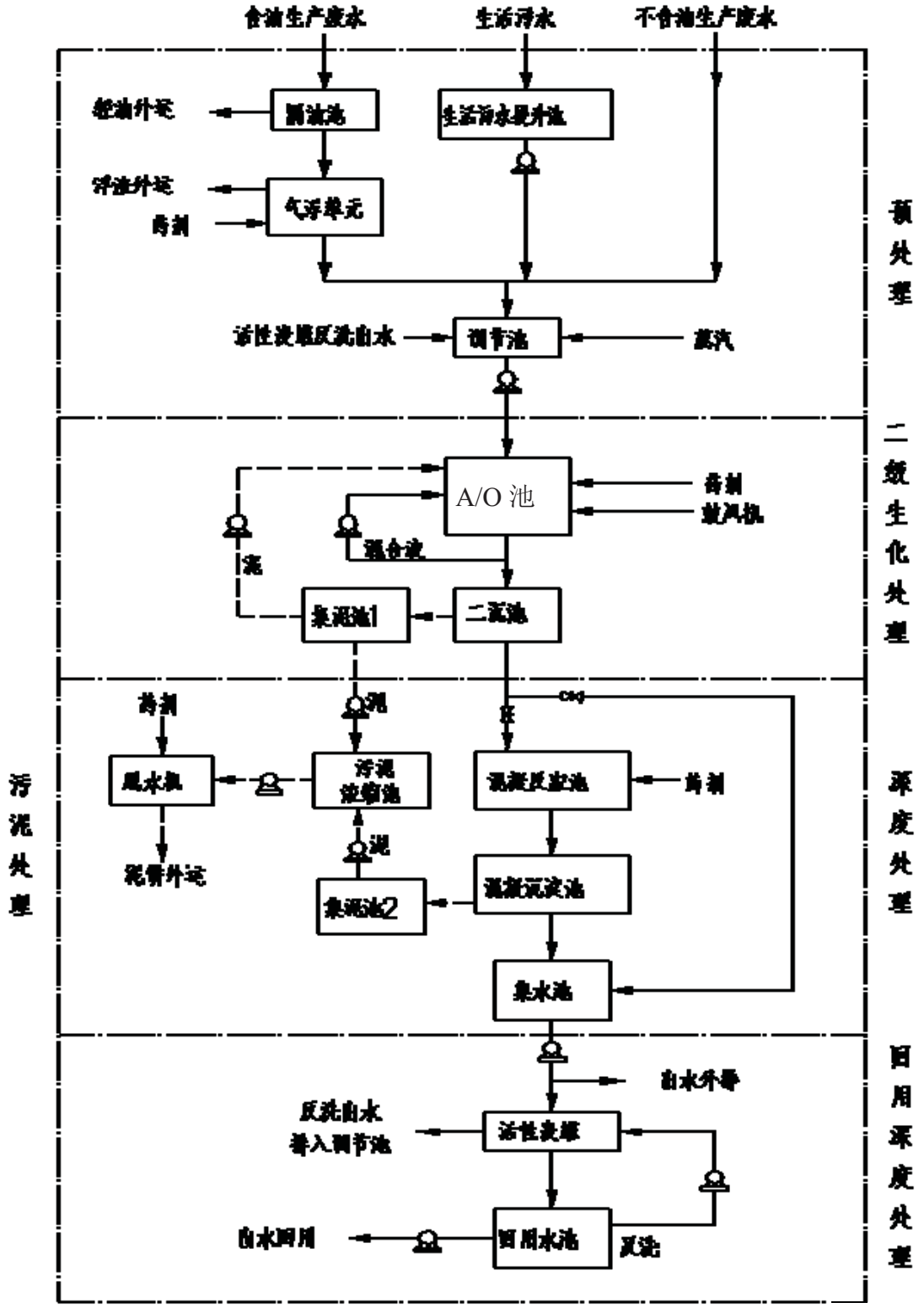


图 17.2-5　　伊泰现有污水处理流程示意图

生活污水经格栅截留大颗粒悬浮物后，进入污水提升池提升后流入调节池；正常情况下不含油废水直接自流入调节池，含油生产废水经隔油池和气浮单元去除油和悬浮物后，自流进入调节池；如遇事故或装置检修，各生产废水需进入事

故池。回用处理段的活性炭过滤吸附罐反洗出水也回流入调节池；各股水在调节池内进行水质水量的调节。调节池内的污水经过泵提升送入 A/O 池。在 A/O 池中，利用微生物的新陈代谢作用去除污水中的大部份污染物，如 CODcr、BOD5、NH_3-N 等。A/O 池出水经二沉池泥水分离后，活性污泥回流到缺氧池，回流比为 100%。上清液自流依次进入混合反应池、混凝沉淀池，混凝沉淀池上清液自流进入集水池暂存，此时污水达到排放标准。达标污水经提升后入活性炭过滤吸附罐，去除污水中的悬浮物和长链难降解有机物，活性炭罐出水入集水池暂存，出水回用。

整个废水处理系统产生的污泥主要有二沉池污泥和混凝沉淀池污泥，这些污泥浓缩后，通过污泥螺杆泵送入带压机进行脱水处理，泥饼外运处置。

系统主要产油点为隔油沉淀池分离出的轻油，由煤制油厂回收处理。

③运行监测结果

鄂尔多斯监测站 2014 年 1～4 季度均对伊泰现有污水处理装置进、出水水质进行了监测，详见附件 32 监测报告。监测数据统计如下表。

表 17.2-20　　伊泰现有污水处理装置监测数据统计表

项目	1 季度					
	2014.1.15			2014.1.16		
	进水	出水	去除率	进水	出水	去除率
流量，m3/h	93	93		93	93	
BOD，mg/l	224	4.6	97.9%	256	4.9	98.1%
COD，mg/l	700	11	98.4%	708	11	98.4%
石油类，mg/l	3.3	0.05	98.5%	3.53	0.07	98.0%
NH3-N，mg/l	177.3	2.95	98.3%	175.9	2.91	98.3%
总氮，mg/l	233.8	4.84	97.9%	232.3	4.79	97.9%
氰化物，mg/l	0.098	0.007	92.9%	0.107	0.007	93.5%
TDS，mg/l	1413	1306	7.6%	1404	1294	7.8%
全盐量，mg/l	1393	1239	11.1%	1383	1217	12.0%
SS，mg/l	307	9	97.1%	322	8	97.5%

续表 17.2-20

项目	2 季度					
	2014.4.15			2014.1.16		
	进水	出水	去除率	进水	出水	去除率
流量，m3/h	93	93		93	93	
BOD，mg/l	16.2	7.4	54.3%	16.1	7.6	52.8%

COD，mg/l	550	11	98.0%	542	12	97.8%
石油类，mg/l	3.46	0.14	96.0%	3.64	0.09	97.5%
NH3-N，mg/l	141.8	3.364	97.6%	141.3	3.423	97.6%
总氮，mg/l	234.8	10.5	95.5%	231.1	11.1	95.2%
氰化物，mg/l	0.134	0.015	88.8%	0.126	0.016	87.3%
TDS，mg/l	2257	2184	3.2%	2229	2132	4.4%
全盐量，mg/l	2235	2156	3.5%	2208	2104	4.7%
SS，mg/l	637	7	98.9%	660	8	98.8%

续表 17.2-20

项目	3 季度					
	2014.8.4			2014.8.5		
	进水	出水	去除率	进水	出水	去除率
流量，m3/h	98	98		98	98	
BOD,mg/l	39.5	6.4	83.8%	39.3	6.4	83.7%
COD,mg/l	623	22	96.5%	616	23	96.3%
石油类,mg/l	3.03	0.1	96.7%	3.2	0.14	95.6%
NH3-N,mg/l	167.7	4.545	97.3%	168.7	4.654	97.2%
总氮,mg/l	196.7	12.8	93.5%	195.8	12.5	93.6%
氰化物,mg/l	0.2	0.001L	/	0.193	0.001L	/
TDS,mg/l	2002	1894	5.4%	2037	1944	4.6%
全盐量,mg/l	1825	1732	5.1%	1855	1777	4.2%
SS,mg/l	436	13	97.0%	472	14	97.0%

续表 17.2-20

项目	4 季度					
	2014.11.14			2014.1.15		
	进水	出水	去除率	进水	出水	去除率
流量，m3/h	98	98		98	98	
BOD,mg/l	123	9.9	92.0%	127	9.2	92.8%
COD,mg/l	740	23	96.9%	742	22	97.0%
石油类,mg/l	5.38	0.35	93.5%	5.49	0.32	94.2%
NH3-N,mg/l	217.1	2.316	98.9%	219.6	2.331	98.9%
总氮,mg/l	338.1	12.5	96.3%	342.8	12.6	96.3%
氰化物,mg/l	0.001L	0.001L	/	0.001L	0.001L	/
TDS,mg/l	2016	1913	5.1%	2045	1945	4.9%
全盐量,mg/l	1866	1738	6.9%	1836	1784	2.8%
SS,mg/l	480	15	96.9%	448	16	96.4%

由上述表可知，伊泰现有污水处理装置出水 COD 稳定在 30mg/L 以下，总氮<15mg/L，氨氮<5mg/L，COD 去除率 96.3-98.4%，总氮去除率 93.5-97.9%，

氨氮去除率 97.2-98.9%。

2015.8.20～26，伊泰公司对现有污水处理装置调节池、二沉池及出水的COD、氨氮分别进行了监测，监测结果统计如下：

表 17.2-21　　2015 年伊泰自测数据统计表

监测时间	COD				
	调节池, mg/l	二沉池, mg/l	A/O 去除率,%	出水, mg/l	混凝沉淀+活性炭去除率,%
2015.08.20	326	27	91.7%	23	14.8%
2015.08.21	303	15	95.0%	14	6.7%
2015.08.22	456	10	97.8%	4	60.0%
2015.08.23	435	29	93.3%	25	13.8%
2015.08.24	381	11	97.1%	8	27.3%
2015.08.25	453	23	94.9%	20	13.0%
2015.08.26	507	18	96.4%	17	5.6%

续表 17.2-21

监测时间	NH_3-N				
	调节池, mg/l	二沉池, mg/l	A/O 去除率,%	出水, mg/l	混凝沉淀+活性炭去除率,%
2015.08.20	209	6.88	96.7%	0.81	88.2%
2015.08.21	184	6.88	96.3%	0.13	98.1%
2015.08.22	207	5.09	97.5%	0.10	98.0%
2015.08.23	209	3.36	98.4%	0.18	94.6%
2015.08.24	209	1.59	99.2%	0.48	69.8%
2015.08.25	210	5.92	97.2%	0.23	96.1%
2015.08.26	190	2.32	98.8%	0.28	87.9%

由上表可知，监测期间，A/O 池去 COD 的去除率为 91.7-97.8%，对氨氮的去降率 96.3-98.8%；混凝沉淀+活性炭对氨氮的去除率>70%，对 COD 的去除率相对不稳定，但出水 COD 稳定在 30mg/L 以下。

⑸ 类似煤化工项目污水处理工艺及运行情况

本项目气化采用的是“宁煤炉”，宁煤炉是在消化吸收 GSP 粉煤气化技术的基础上，通过十年水煤浆与干煤粉煤气化工艺的摸索，开发的气化技术。其气化温度 1350-1600℃，

目前在国内以煤为原料的先进可靠具有商业化业绩的气化方法主要有：固定床气化（典型的有鲁奇（Lurgi）碎煤加压气化、BGL 溶渣气化）、气流床气化（典型的有 Shell 气化炉—废锅流程，GSP 气化炉、航天炉和宁煤炉—激冷流程）、

水煤浆加压气化法（典型的有德士古 Texaco）。

碎煤加压气化，以鲁奇炉为例，进料要求为 5～50 mm 的弱黏结性块煤，反应炉的操作温度低（1100 ℃～1300 ℃）,煤在炉内停留时间长达 1 h，气化强度低，因而产生的粗煤气组分复杂，含有焦油、高碳氢化合物（体积分数约 1%）、甲烷（体积分数约 10%）、氰化物及氨等，因而产生的废水成分复杂，污染程度高，特性为高氨氮（~400 mg/L）、高 COD（~4000 mg/L）、高酚（~600 mg/L）、高石油类（~200 mg/L）。

水煤浆加压气化法，以德士古水煤浆加压气化为例，其工艺是由美国德士古开发公司研发的。该炉进料为 60%~65%水煤浆，反应炉的操作温度较高（1300 ℃～1400 ℃）,气化强度较高，碳转化率高，煤气中有效成分高（$CO+H_2$）[24]，杂质少，因而产生的废水相对较洁净，有机污染程度低，废水特性为高氨氮（约 500 mg/L）。

气流床气化即干煤粉加压气化，以 Shell 和 GSP 技术为例，都是煤粉、氧气有蒸汽在加压条件下进入气化炉内，在极短的时间内，完成升温、挥发分脱除、裂解、燃烧及转化等一系列物理和化学过程[25]。碳转化率可达 98%左右，产品气中甲烷含量低，有效气体分数高达 90%；产生的气化废水水质相对洁净，有机污染程度低，废水特性为高氨氮（~300 mg/L）、高氰化物（~50 mg/L）。

由上述分析可以看出，几种煤气化技术所产废水以碎煤加压气化排水成分最为复杂、处理难度也最高。粉煤气化废水水质相对洁净，有机污染程度低，较易处理。而本项目采用的宁煤炉，据宁煤项目实际监测气化出水水质，氰化物浓度<10 mg/L，进一步降低了废水处理难度。

目前国内煤化工项目污水处理运行较好的为中煤图克项目，采用 BGL 溶渣气化，废水水质与鲁奇碎煤加压气化类似，水质较差：进水 COD 约 4000mg/L，氨氮约 250mg/L，总酚 700 mg/L，油<70 mg/L。采用“气浮+EC 厌氧塔+BE 生物增效+改良 A/O+高密沉淀池+臭氧氧化+BAF”工艺。出水 COD<50 mg/L，氨氮<5 mg/L。

而对比表 17.2-13 本项目进水水质，COD 约 852mg/L，氨氮约 284mg/L，氰化物 1.5 mg/L，几乎无酚类和石油类。可见，本项目生产污水处理不需要进行厌氧处理，采用类似工艺“两级 A/O+臭氧氧化+曝气生物滤池”，可以保证出水出水 COD<50 mg/L。

⑺可行性分析

①含油污水除油预处理可行性

本项目含油污水石油类浓度相对较高（约 500mg/L），因此，为保证后续好氧生化处理效果，采用一定预处理措施除油是必须的选择。

本项目采用“斜板隔油池+GME 高效溶气气浮”串联结合的工艺去除污水中油类物质。该工艺节约占地、出水稳定。涡凹气浮是利用曝气机底部的散气叶轮高速旋转形成真空区，空气通过曝气机输气管进入真空区被分割成微气泡，与污水充分混合，将水中粒径为 0.25～25μm 的浮化油、分散油或水中悬浮颗粒附在气泡上，随气沟一起上浮到液面并加以回收，处理后的污水含油量通常可以小于 50mg/L。溶气气浮是取部分处理后出水将空气通过泵及空压机加压溶于其中，在减至常压经释放器放出微气泡与污水混合，使乳化油、分散油、杂质颗粒粘附于气泡上，浮至液面并回以回收。溶气气浮对乳化油的去除率大 90%，浮出水含油量可以控制在 5mg/l 以下。因此，本项目采用“涡凹气浮+溶气气浮”串联工艺去除含油污水中的油类，去除率>95%技术上是可行的，出水油<5mg/l。

②生化装置工艺可行性

由表 17.2-13 可知，未补充碳源前进生化装置的污水 COD：852mg/l，氨氮：284mg/l。因此，选用能除氨氮的生化工艺是合理的。

A/O 是处理含氨污水的成熟好氧生化工艺。

硝化和反硝化过程是除氨的必须途径。通过控制 A/O 工艺中的回流比，从而控制泥龄，可以实际总氮去除率 90％以上（数据来自《给水排水设计手册》第 5 册城镇排水）。因此，本项采用两级 A/O 工艺，一级 A/O 反硝化池设计停留时间 32h，硝态氮污泥负荷 0.08kg NO_3-N /（kgMLSS.d）；硝化池设计停留时间 64h，COD 污泥负荷 0.39kgCOD/（kgMLSS.d），氨氮污泥负荷 0.04kg 氨氮/（kgMLSS.d），污泥浓度 3000mg/L，硝化液回流比 800%。二级 A/O 反硝化池设计停留时间 11h，硝态氮污泥负荷 0.03kg NO_3-N/（kgMLSS.d）；硝化池设计停留时间 22h，COD 污泥负荷 0.11kgCOD/（kgMLSS.d），氨氮污泥负荷 0.01kg 氨氮/（kgMLSS.d），污泥浓度 3000mg/L，硝化液回流比 800%。两级 A/O 设计负荷均较低，对比伊泰现有污水装置运行情况可知，A/O 出水 COD<60mg/l，氨氮<2 mg/l，技术上是可行的。

由于生化出水要控制总氮<10mg/l，实际是需要控制出水硝态氮浓度，因此，

需加大硝化液回流比，强化反硝化段作用，将回流硝化液中的硝态氮经反硝经作用降解成氮气去除，从而降低出水总氮浓度。本项目设计两级 A/O 均采用 800%的硝化液回流比，回流量较大，理论上达到 45~50%的去除率是可行的，实际运行时要加强 A/O 运行参数的监控，以确保出水总氮符合要求。

经两级 A/O 处理后，废水中可生化的 COD 大部分已去除，出水进入混凝沉淀池，通过物化法进一步去除废水中不可生化的 COD、色度及难降解的悬浮物，再经过滤去除悬浮物，工艺选择是合理的，同时也利于提高污水的 B/C 比，利于后续进一步去除污染物。

③深度处理工艺可行性

臭氧能够有效的氧化分解废水中的有机物和氨氮，具有接触时间短、处理效率高、不受温度影响等特点，并具有杀菌、除臭、除味、脱色等功能。臭氧之所以表现出强氧化性，是因为分子中的氧原子具有强烈的亲电子或亲质子性，臭氧分解产生的新生态氧原子也具有很高的氧化活性。但是，臭氧与有机物反应具有选择性，不易将所有有机物彻底分解为 CO_2 和 H_2O，常与其它工艺联合，如活性炭、膜等。

曝气生物滤池，附着在滤料上的生物膜组成丰富，并有空间分布，生物量大且有相当大的区别。对于向下流曝气生物滤池，在反应器的上部，异养微生物为优势菌，碳污染物（COD、BOD_5、SS）主要在这里被去除；而在池的下部，自养菌如硝化细菌占优势，氨氮被硝化。在生物膜的内部以及部分填料之间的缝隙，还存在兼性微生物。因此在一个池子中可发生碳污染物的去除，硝化反应和反硝化反应。德国 Philipp Muller 公司曾对三种污水处理工艺进行对比，见下表：

表 17.2-22　　不同工艺处理出水水质比较表

处理工艺	BOD_5 /(mg/l)	COD /(mg/l)	NH_4^+-N 浓度 /(mg/l)	N 浓度 /(mg/l)	P 浓度 /(mg/l)	SS 浓度 /(mg/l)
传统活性污泥法	15	75	5	18	1	10
混合法	<10	<60	<2	<10	<1	<10
全 BIOFOR	<10	<60	<2	<10	<1	<10

注：BIOFOR 为德国 Philipp Muller 公司的曝气生物滤池工艺。

可见，通过臭氧氧化+曝气生物滤池，COD 去除率达到 17%，氨氮进一步降低，即出水 COD<50mg/l、氨氮<2mg/l 技术上是可行的。

综上分析，对照伊泰现有污水处理装置工艺及运行监测数据，及中煤图克污水处理运行情况，本项目污水处理场采用“两级 A/O+臭氧氧化+BAF”的工艺流程，可以满足设计去除效率和出水控制指标要求，技术可行。

17.2.2.4 废水处理及回用

为节约新水耗量，减少排污，本项目设废水处理及回用装置一座，进水来自全厂清净废水和经污水处理场处理后达标的生化污水。产水将作为循环水系统补水及制脱盐水原水。

废水处理及回用包括：生化出水回用系统、清净废水回用系统、浓盐水处理系统和纯化系统。

煤化工废水具有含盐量高、污染物种类多、组分复杂、杂质离子难去除等特点，因此要实现废水零排放，需对整套废水处理系统做到统筹考虑、系统优化设计，让每个工艺单元充分发挥各自的作用；因此，废水回用系统总体设计原则如下：

- 通过独特的预处理工艺，较彻底的去除浓盐水中的结垢因子和杂质离子，提高膜浓缩单元的产水率，同时尽量减少膜组的清洗周期；
- 通过合理的反渗透设计，尽可能提高系统回收率，降低后续处理设施规模，降低整体系统投资与运行费用。

17.2.2.4.1 废水回用工艺选择

废水回用常规工艺为：预处理+UF+RO，本项目拟采用 BAT 工艺：一级预处理+UF+RO+二级预处理+UF+RO。两种工艺主要性能对比如下：

表 17.2-23　　常规废水回用工艺与 BAT 工艺对比表

类别	预处理+UF+RO	一级预处理+UF+RO+ 二级预处理+UF+RO
回用率	65%-75%	>95%
钙、镁、硅	单级预处理，对于硬度、碱度、总硅控制难以达到较好的控制，难以达到较高的回收率。	逐级预处理去除硬度、碱度、总硅，确保较高回用率。
Ba、Sr、Ca及Mg的硫酸盐和氟化物	这些物质在常规的RO系统中是靠投加阻垢剂来控制的，若加药出现故障或结垢物质超出控制范围，导致系统难以正常运行。	逐级预处理去除这部分物质降低这些物质的含量，确保较好回用率。
重金属	Al、Fe、Mn等重金属即使很少，也会很快堵住膜而影响RO系统的正常运作，被金属堵塞的膜很难清洗，需要低pH清洗。	多级预处理中确保去除了重金属，因此不会有重金属的污染。

运行费用	不存在PH的大幅度高低调整，减少药剂使用，运行费用减低。	不存在大幅度PH的高低调整，减少药剂使用，运行费用减低。
膜元件寿命	频繁的膜清洗对膜元件损伤大，降低膜使用寿命。	采用抗污染耐清洗膜元件，清洗频率低，使用寿命长。
效果	回收效率低，使得后续投资运行费用高	回收效率高，降低后续投资运行费用

由上表可知，与常规回用工艺相比，BAT工艺有如下优点：

- 回收率高；
- 减少污堵结垢的可能；
- 停机及保养时间短；
- 低运行成本。

因此，本项目拟采用 BAT 回用处理工艺。

17.2.2.4.1 生化出水回用系统

①设计进、出水水质水量

经污水处理场处理后达标的生化污水进入生化出水回用系统处理。生化出水回用系统设计规模与生产污水处理系统匹配，即设计规模：800m3/h。出水回用做循环水补充水或脱盐水站原水，产生的浓盐水送浓盐水回用系统进一步处理。设计进、出水水质水量如下表。

表 17.2-24　　生化出水回用系统设计进水水质

名称	夏季/设计	TDS	COD	钠	钾	钙	镁
单位	m^3/h	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l
数量	444.6/800	1948	40	305	54	300	42
名称	NH_3-N	氯	硫酸根	碳酸氢根	硝酸根	氟	总硅
单位	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l
数量	2	653	69	275	30	130	86

表 17.2-25　　生化出水回用系统设计出水水质、水量

名称	夏季/设计	TDS	COD	钠	钾	钙	镁
单位	m^3/h	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l
数量	333.5/600	70-90	7	20-30	2	1	1
名称	NH_3-N	氯	硫酸根	碳酸氢根	硝酸根	氟	总硅
单位	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l
数量	1	30-40	4-6	5	1	1	1

系统设计回用率：75%，设计回用水量：600 m^3/h。

②工艺流程

本项目采用“高密度沉淀池+超滤+反渗透”工艺处理达标生化污水。

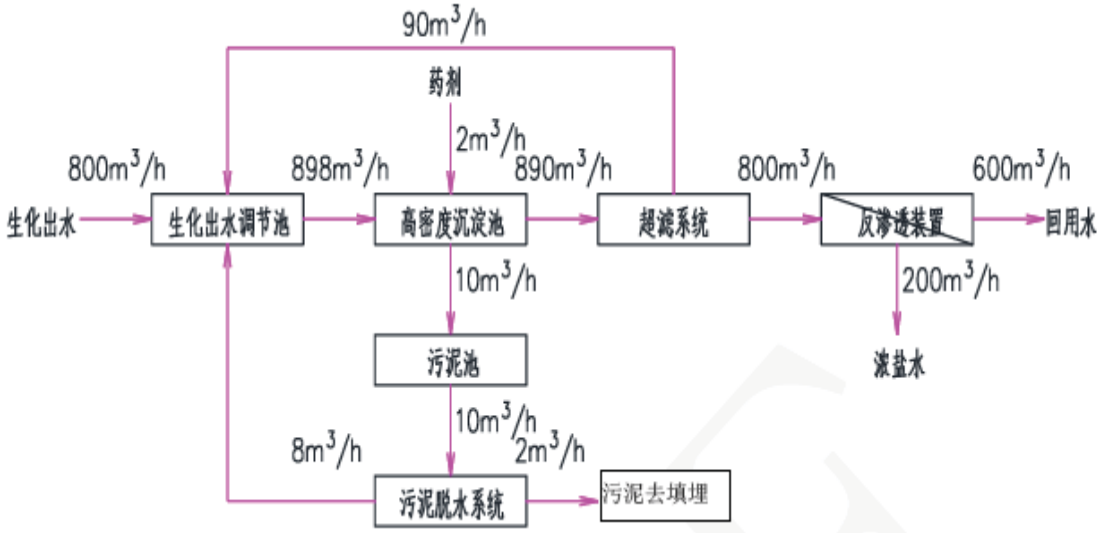


图 17.2-6　　生化出水回用系统流程框图

流程说明：

A、预处理工段

生化系统达标污水经管线进入本装置的调节水池后，进行水量和水质的调节，调节池停留时间 2h。根据废水的特点，需对进水进行软化处理。本项目采用片碱—纯碱软化工艺。通过向原水中投加片碱和纯碱以去除水中的硬度、碱度、氟离子、总硅，经高密度沉淀池（共 1 台，单台处理能力 Q=900m^3/h）后，水中的硬度可降至 0.5mmol/L、碱度可降至 2-6mmol/L。

B、过滤工段

软化出水经泵加压送入过滤池，以去除其中的细小颗粒、大颗粒有机物等，滤池设两座，单座处理能力 Q=450m^3/h，保证出水浊度小于 5NTU，滤速为 8-12m/h。反冲洗方式采用气水联合反冲洗，其中设计汽水联合冲洗时气洗强度为 13L/s*m^2，水冲强度为 4L/ s*m^2，单独水洗强度 8 L/ s*m^2。

C、超滤工段

滤池出水经超滤原水池暂存后由泵加压送入超滤系统，进超滤系统前，通过投加盐酸回调 PH 至中性偏酸性，超滤系统共设 4 个系列并联运行，系统产水率不低于 90%。超滤膜材质采用亲水性 PVDF，外压式中空纤维膜，采用错流过滤方式，膜通量 40-45Lmh，出水 SDI≤3。

D、反渗透工段

超滤出水进入超滤产水池，再经反渗透增压泵（5 台，4 用 1 备，Q=200m^3/h，

H=30m）送至反渗透装置。反渗透装置设置 4 个系列，每系列包括保安过滤器 1 台，过滤精度 5μm，以免极少的细小颗粒物划伤高压泵叶轮或对 RO 膜造成不利影响；变频高压泵 1 台，Q=200m^3/h，H=160m；单系列反渗透系统出力 150m^3/h。反渗透系统产水率约 75%，稳定脱盐率不低于 97%，运行通量不大于 19Lmh。反渗透产水送至回用水池，出水满足回用要求，可作为回用水至各个用水点。

产生浓盐水进入后续浓盐水处理单元。

本工段配杀菌剂加药系统、阻垢剂加药系统、还原剂加药系统、RO 清洗系统、RO 反冲洗系统等。

表 17.2-26　　生化出水回用系统主要建构筑物一览表

序号	设备名称	型号规格	数量	单位	材质
1	设备综合车间（共用）	20×100×6m	1	座	砖混或钢结构
2	废水收集调节池	20×20× 5.5m	1	座	钢砼
3	反应池1	2.18×2.18× 5.79m	1	座	钢砼
4	反应池2	5.64×5.64× 5.79m	1	座	钢砼
5	澄清池	8.23×8.23× 5.79	1	座	钢砼
6	污泥池	5×5× 5.5m	1	座	钢砼
7	滤池	10×10× 5.5m	2	套	钢砼
8	超滤原水池	20×20× 5.5m	1	座	钢砼
9	超滤产水池A	20×10× 5.5m	1	座	钢砼
10	膜清洗废液池	5×5× 3m	1	座	钢砼防腐
11	回用水池	20×20× 5.5m	1	座	钢砼
12	药剂间（生化出水回用、清净废水回用、浓盐水回用、EP纯化共用）	20×55× 6m	1	座	砖混或钢结构

表 17.2-27　　生化出水回用系统主要设备表

序号	设备名称	型号规格	数量	单位
1	生化出水收集调节系统	900m^3/h	1	套
2	高密度澄清池	900m^3/h	1	套
3	过滤系统	450m^3/h	2	套
4	超滤系统	产水 200m^3/h	4	套
5	RO 系统	产水 150m^3/h	4	套
6	PFS 自动泡药机	共用	1	套
7	PAM 自动泡药机	共用	1	套
8	碳酸钠自动溶药系统	共用	1	套
9	盐酸卧式储罐	共用	1	套

序号	设备名称	型号规格	数量	单位
10	氢氧化钠卧式储槽	共用	1	套
11	杀菌剂储槽	共用	1	套
12	阻垢剂储槽	共用	1	套
13	还原剂储槽	共用	1	套
14	物化污泥处理系统	$15m^3/h$	1	套
15	控制系统		1	套

③可行性分析

本项目生化出水色度、COD 等均较低，但该水仍高含硅、含碱度、硬度等物质，对后续反渗透回用系统运行存在结垢污堵风险，故设置高密度沉淀池去除上述结垢污堵因子，确保后续回用系统安全运行是合理的选择。

由于本废水碱度远远高于硬度，故高密度沉淀池采用石灰法，通过 pH 监控投加氢氧化钙，去除废水中的镁离子、总硅等污染因子，使其形成沉淀分离出来，沉淀过程，絮凝物的网捕吸附部分有机物，使有机物跟污泥带走部分。

高密度沉淀池主要的技术是载体絮凝技术，这是一种快速沉淀技术，其特点是在混凝阶段投加高密度的不溶介质颗粒，利用介质的重力沉降及载体的吸附作用加快絮体的“生长”及沉淀。

美国对载体絮凝的定义是通过使用不断循环的介质颗粒和各种化学药剂强化絮体吸附从而改善水中悬浮物沉降性能的物化处理工艺。其工作原理是首先向水中投加混凝剂，使水中的悬浮物及胶体颗粒脱稳，然后投加高分子助凝剂和密度较大的载体颗粒，使脱稳后的杂质颗粒以载体为絮核，通过高分子链的架桥吸附作用以及微砂颗粒的沉积网捕作用，快速生成密度较大的矾花，从而大大缩短沉降时间，提高澄清池的处理能力，并有效应对高冲击负荷。

与传统絮凝工艺相比，该技术具有以下优点。

- 占地面积节省：该技术表面负荷可达常规沉淀池 10-20 倍，大大减少了构筑物占地面积，减低构筑物建筑投资；
- 投加药剂量省：本系统采用污泥回流，提高药剂使用效率，节省药剂使用量；
- 出水水质佳，耐冲击负荷能力强：高密池底部污泥浓度高达 20-50g/l，是常规沉淀的 4-10 倍，从而吸附沉淀效果更佳，使得出水水质更好的

同时，耐冲击负荷的能力也增强；

- 污泥量小：高密池排出污泥含固率高，因而外排至污泥浓缩池水量少，减低脱水系统处理负荷，减少投资。

超滤是一种加压膜分离技术，即在一定的压力下，使小分子溶质和溶剂穿过一定孔径的特制的薄膜，而使大分子溶质不能透过，留在膜的一边，从而使大分子物质得到了部分的纯化。超滤原理也是一种膜分离过程原理，超滤利用一种压力活性膜，在外界推动力(压力)作用下截留水中胶体、颗粒和分子量相对较高的物质，而水和小的溶质颗粒透过膜的分离过程。通过膜表面的微孔筛选截留大分子有机物。当被处理水借助于外界压力的作用以一定的流速通过膜表面时，水分子和分子量小于 300—500 的溶质透过膜，而大于膜孔的微粒、大分子等由于筛分作用被截留，从而使水得到净化。也就是说，当水通过超滤膜后，可将水中含有的大部分胶体硅除去，同时可去除大量的有机物等。

超滤是一种膜分离技术，(UItrafil-tration 简称 UF)。能够将溶液净化，分离或者浓缩。超滤是介于微滤与纳滤之间，且三者之间无明显的分界线。一般来说，超滤膜的孔径在 0.05 um–1 nm 之间，操作压力为 0.1–0.5 Mpa。主要用于截留去除水中的悬浮物、胶体、微粒、细菌和病毒等大分子物质。超滤膜根据膜材料，可分为有机膜和无机膜。按膜的外型，又可分为：平板式、管式、毛细管式、中空纤维和多孔式。目前家用超滤净水器，多以中空膜为主。

超滤膜的工作以筛分机理为主，以工作压力和膜的孔径大小来进行水的净化处理。以中空纤维为例，以进水方式可分为外压式：原水从膜丝外进入，净水从膜丝内制取。反之则为内压式。内压式的工作压力较外压式要低。超滤膜在饮用水深度处理，工业用超纯水和溶液浓缩分离等许多领域中，得到了广泛应用。

高密度沉淀池出水进入回用原水池，然后提升经过过滤系统，对废水进行初步过滤，去除废水中的大部分 SS，延长超滤系统清洗周期，使超滤系统长期稳定运行，并通过投加盐酸 pH 回调，使水中碳酸根大部分以碳酸氢根离子存在，并调整至进膜较合适的 PH，然后进入超滤系统；超滤系统去除废水中剩余的 SS 及胶体，使 RO 系统系统长期稳定运行，超滤产水进入超滤产水池，超滤系统利用超滤产水反洗，反洗水回至调节池去除 SS 后循环处理。超滤系统出水浊度 <3NTU。

超滤系统产水进入反渗透系统进行浓缩，回收率在 75%左右，浓缩液 TDS

约 8000mg/l。

反渗透膜元件的脱盐率在其制造成形就已确定，脱盐率的高低取决于膜元件表面超薄脱盐层致密度，脱盐层越致密脱盐率越高，同产水量越低。反渗透对不同物质的脱盐率主要由物质的结构和分子量决定，对高价离子及复杂单价离子的脱盐率可以超过 99%，对单价离子如：钠离子、钾离子、氯离子的脱盐率稍低，但也超过了 98%；对分子量大于 100 的机物脱除率也可以到 98%，但对作出了量小于 100 的机物脱除率较低。由此可见，本项目设计一级反渗透 97%的脱盐率，相对是有保障的，技术可行。“软化+UF+ RO”已是目前成熟的处理达标生化污水的除盐工艺，有大量工程实例，经济合理。反渗透设计产水率 75%也是常规反渗透产水率，技术过关。

17.2.2.4.1 清净废水回用系统

①设计进、出水水质水量

本项目清净废水进入清净废水回用系统处理。清净废水正常工况夏季水量 446m^3/h，设计保证工况夏季水量 693m^3/h，本系统设计规模：700m^3/h。出水回用做循环水补充水或脱盐水站原水，产生的浓盐水送浓盐水回用系统进一步处理。设计进、出水水质水量如下表。

表 17.2-28　　清净废水回用系统设计进水水质

名称	pH	TDS	COD	钠	钾	钙	镁
单位		mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l
数量	6-9	1300-2271	45	297-398	13-30	71-190	25-62
名称	NH_3-N	氯	硫酸根	碳酸氢根	硝酸根	氟	总硅
单位	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l
数量	14	439-524	120-342	257-539	44-119	5	23-58

表 17.2-29　　清净废水回用系统设计出水水质

名称	pH	TDS	COD	钠	钾	钙	镁
单位		mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l
数量	6-9	74-96	6	23-29	1	1	1
名称	NH_3-N	氯	硫酸根	碳酸氢根	硝酸根	氟	总硅
单位	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l
数量	1	26-28	5-14	15	2-6	1	1

系统设计回用率：75%，设计回用水量：526 m^3/h。回用于循环水补充水或脱盐水站原水。

②工艺流程

本项目采用“高密度沉淀池+超滤+反渗透”工艺处理清净废水。

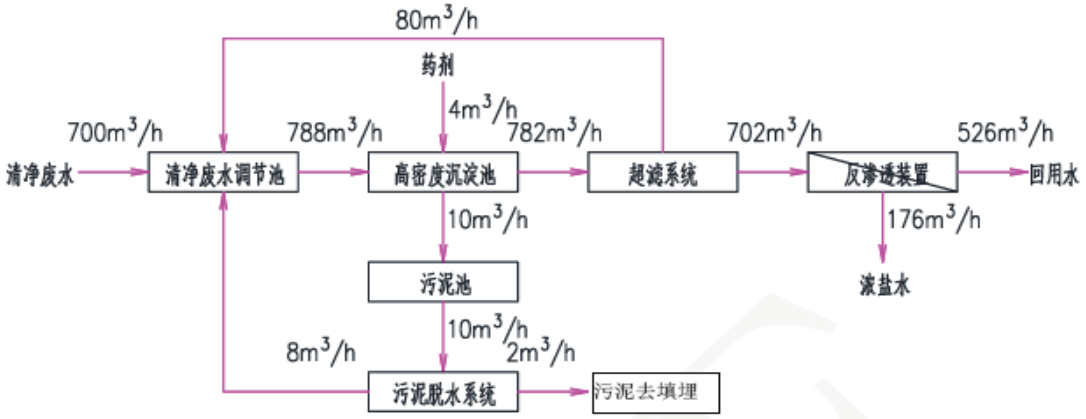


图 17.2-7　　清净废水回用工艺流程框图

流程说明：

A、预处理工段

污水处理场达标污水经地下管线进入本装置的调节水池后，进行水量和水质的调节，调节池停留时间 6h。根据废水的特点，需对进水进行软化处理。本项目采用片碱—纯碱软化工艺。通过向原水中投加片碱和纯碱以去除水中的硬度、碱度、氟离子、总硅，经高密度沉淀池（共 1 台，单台处理能力 Q=800m^3/h）后，水中的硬度可降至 0.5mmol/L、碱度可降至 2-6mmol/L。

B、过滤工段

软化出水经泵加压送入过滤池，以去除其中的细小颗粒、大颗粒有机物等，滤池设两座，单座处理能力 Q=400m^3/h，保证出水浊度小于 5NTU，滤速为 8-12m/h。反冲洗方式采用气水联合反冲洗，其中设计汽水联合冲洗时气洗强度为 13L/s*m^2，水冲强度为 4L/ s*m^2，单独水洗强度 8 L/ s*m^2。

C、超滤工段

滤池出水经超滤原水池暂存后由泵加压送入超滤系统，进超滤系统前，通过投加盐酸回调 PH 至中性偏酸性，超滤系统共设 4 个系列并联运行，系统产水率不低于 90%。超滤膜材质采用亲水性 PVDF，外压式中空纤维膜，采用错流过滤方式，膜通量 40-45Lmh，出水 SDI≤3。

D、反渗透工段

超滤出水进入超滤产水池，再经反渗透增压泵（5 台，4 用 1 备，Q=180m^3/h，H=30m）送至反渗透装置。反渗透装置设置 4 个系列，每系列包括保安过滤器 1

台，过滤精度 5μm，以免极少的细小颗粒物划伤高压泵叶轮或对 RO 膜造成不利影响；变频高压泵 1 台，Q=180m^3/h，H=160m；单系列反渗透系统出力 132m^3/h。反渗透系统产水率约 75%，稳定脱盐率不低于 97%，运行通量不大于 19Lmh。反渗透产水送至回用水池，出水满足回用要求，可作为回用水至各个用水点。

产生浓盐水进入后续浓盐水处理单元。

本工段配杀菌剂加药系统、阻垢剂加药系统、还原剂加药系统、RO 清洗系统、RO 反冲洗系统等。

表 17.2-30　　清净废水回用系统主要建构筑物一览表

序号	设备名称	型号规格	数量	单位	材质
1	废水收集调节池	20×20× 5.5m	1	座	钢砼
2	反应池1	2.18×2.18× 5.79m	1	座	钢砼
3	反应池2	5.64×5.64× 5.79m	1	座	钢砼
4	澄清池	8.23×8.23× 5.79	1	座	钢砼
5	污泥池	5×5× 5.5m	1	座	钢砼
6	滤池	10×10× 5.5m	2	套	钢砼
7	超滤原水池	20×20× 5.5m	1	座	钢砼
8	超滤产水池	20×10× 5.5m	1	座	钢砼
9	膜清洗废液池	5×5× 3m	1	座	钢砼防腐
10	回用水池	20×20× 5.5m	1	座	钢砼

表 17.2-31　　清净废水回用系统主要设备表

序号	设备名称	型号规格	数量	单位
1	清净废水收集调节系统	800m^3/h	1	套
2	高密度澄清池	800m^3/h	1	套
3	过滤系统	400m^3/h	2	套
4	超滤系统	产水 175m^3/h	4	套
5	RO 系统	产水 132m^3/h	4	套
6	PFC 自动泡药机	共用	1	套
7	PAM 自动泡药机	共用	1	套
8	碳酸钠自动溶药系统	共用	1	套
9	盐酸卧式储罐	共用	1	套
10	氢氧化钠卧式储槽	共用	1	套
11	杀菌剂储槽	共用	1	套
12	阻垢剂储槽	共用	1	套
13	还原剂储槽	共用	1	套
14	物化污泥处理系统	15m^3/h	1	套
15	控制系统		1	套

③可行性分析

清净废水回用系统工艺与生化出水回用系统类似，可行性分析不再赘述。

17.2.2.4.1 浓盐水回用处理系统

①设计进、出水水质水量

生化出水回用系统和清净废水回用系统的浓盐水，均进入浓盐水回用处理系统。浓盐水回用系统设计规模与生化回用、清净废水回用设计规模相匹配，确定设计规模：376m^3/h。出水回用做循环水补充水或脱盐水站原水，产生的高盐水送 EP 纯化系统进一步处理。设计进、出水水质水量如下表。

表 17.2-32　　浓盐水回用系统设计进水水质

名称	pH	TDS	COD	钠	钾	钙	镁
单位		mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l
数量	6-9	7143-8904	154	2286-2876	138	116	27-29
名称	NH_3-N	氯	硫酸根	碳酸氢根	硝酸根	氟	总硅
单位	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l
数量	30-34	3000-3393	432-960	842-933	136-282	28-30	10

表 17.2-33　　浓盐水水回用系统设计出水水质

名称	pH	TDS	COD	钠	钾	钙	镁
单位		mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l
数量	6-9	340-420	14	123-151	7	1	1
名称	NH_3-N	氯	硫酸根	碳酸氢根	硝酸根	氟	总硅
单位	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l
数量	1-2	173-192	21-48	6	7-14	1	1

系统设计回用率：>87%，设计回用水量：327 m^3/h。

②工艺流程

本项目采用“高密度沉淀池+超滤+树脂软化+反渗透”工艺处理浓盐水。

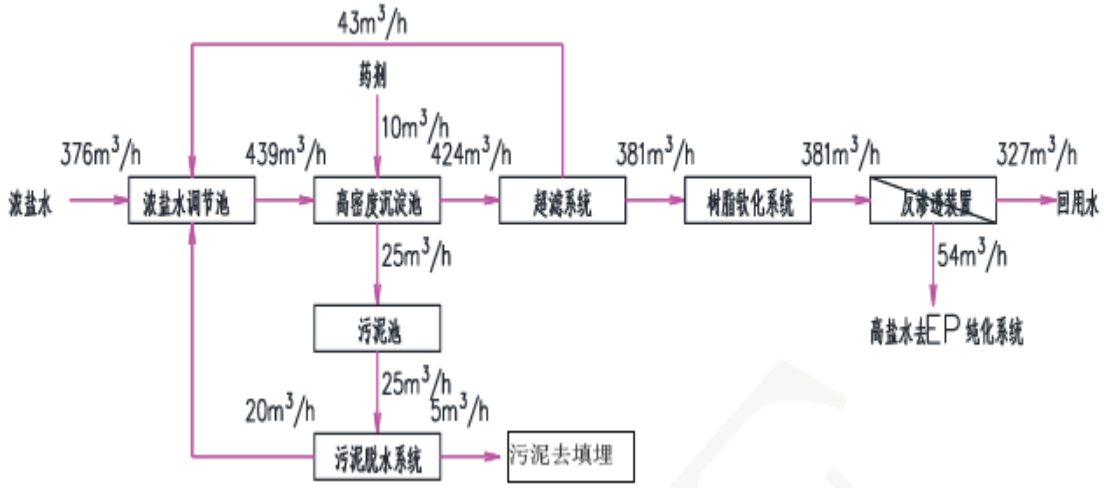


图 17.2-8　　浓盐水回用工艺流程框图—可研

流程说明：

A、预处理工段

浓盐水排入浓盐水收集池后，进行水量和水质的调节，调节池停留时间 2h。根据废水的特点，需对进水进行软化处理。本项目采用石灰—纯碱软化工艺。通过向原水中投加石灰和纯碱以去除水中的硬度、碱度、氟离子、总硅，经高密度沉淀池（共 2 台，单台处理能力 Q=450m^3/h）后，水中的硬度可降至 0.5mmol/L、碱度可降至 2-4mmol/L。

B、过滤工段

软化出水经泵加压送入过滤池，以去除其中的细小颗粒、大颗粒有机物等，滤池设两座，单座处理能力 Q=220m^3/h，保证出水浊度小于 5NTU，滤速为 8-12m/h。反冲洗方式采用气水联合反冲洗，其中设计汽水联合冲洗时气洗强度为 13L/s*m^2，水冲强度为 4L/ s*m^2，单独水洗强度 8 L/ s*m^2。

C、超滤工段

滤池出水经超滤原水池暂存后由泵加压送入超滤系统，进超滤系统前，通过投加盐酸回调 PH，超滤系统共设 2 个系列并联运行，系统产水率不低于 90%。超滤膜材质采用亲水性 PVDF，外压式中空纤维膜，采用错流过滤方式，膜通量 40-45Lmh，出水 SDI≤3。

D、软化系统

软化系统采用离子交换，硬度去除采用阳离子交换器，共设 5 台，材质碳钢衬胶，单台直径为 2500mm，去除硬度。产水去除硬度后进入软化产水池。

E、反渗透工段

反渗透采用一级 3 段设计。

软化产水池高盐水经一二段反渗透增压泵（4 台，3 用 1 备，Q=130m^3/h，H=30m）送至反渗透装置。一、二段反渗透装置设置 3 个系列，每系列包括保安过滤器 1 台，过滤精度 5μm，以免极少的细小颗粒物划伤高压泵叶轮或对 RO 膜造成不利影响；变频高压泵 1 台，Q=130m^3/h，H=200m；段间增压泵 1 套；单系列反渗透系统出力 90m^3/h。反渗透系统产水率约 85%，稳定脱盐率不低于 97%，一段运行通量不大于 20Lmh，二段运行通量不大于 15Lmh。

一二段浓水经三段反渗透增压泵（3 台，2 用 1 备，Q=55m3/h，H=30m）送到反渗透装置。三段反渗透装置设置 1 个系列，每系列包括保安过滤器 1 台，过滤精度 5μm，以免极少的细小颗粒物划伤高压泵叶轮或对 RO 膜造成不利影响；变频高压泵 1 台，Q=55m^3/h，H=400m；能量回收装置 1 套，将四段浓水能量回收用于三段进水增压；单系列反渗透系统出力 33m3/h，反渗透系统产水率约 50%，稳定脱盐率不低于 97%，三段运行通量不大于 15Lmh。

反渗透产水送至回用水池，可作为回用水至各个用水点。

反渗透浓缩液作为高盐水送至高盐水池，进入纯化系统处理。

本工段配阻垢剂加药系统、杀菌剂加药系统、还原剂加药系统、RO 清洗系统、RO 反冲洗系统等。

表 17.2-34　　浓盐水回用系统主要建构筑物一览表

序号	设备名称	型号规格	数量	单位	材质
1	废水收集调节池	20×20× 5.5m	1	座	钢砼防腐
2	反应池1	2.18×2.18× 5.79m	2	座	钢砼防腐
3	反应池2	5.64×5.64× 5.79m	2	座	钢砼防腐
4	澄清池	8.23×8.23× 5.79	2	座	钢砼防腐
5	污泥池	5×5× 5.5m	1	座	钢砼防腐
6	滤池	10×10× 5.5m	2	套	钢砼防腐
7	超滤原水池	20×20× 5.5m	1	座	钢砼防腐
8	超滤产水池	20×10× 5.5m	1	座	钢砼防腐
9	软化产水池	10×10× 5.5m	1	座	钢砼防腐
10	回用水池	20×10× 5.5m	1	座	钢砼防腐
11	再生液收集池	5×5× 3m	1	座	钢砼防腐
12	RO浓水池1	10×10× 5.5m	1	座	钢砼防腐

表 17.2-35　　浓盐水回用系统主要设备表

序号	设备名称	型号规格	数量	单位
1	浓盐水收集调节系统	440m^3/h	1	套
2	高密度澄清池	450m^3/h	2	套
3	过滤系统	220m^3/h	2	套
4	超滤系统	产水 190m^3/h	2	套
5	软化系统	100m^3/h	5	套
6	RO 系统 1	产水 90m^3/h	3	套
7	RO 系统 2	产水 33m^3/h	3	套
8	PFS 自动泡药机	共用	1	套
9	PAM 自动泡药机	共用	1	套
10	石灰自动溶药系统	共用	1	套
11	碳酸钠自动溶药系统	共用	1	套
12	盐酸卧式储罐	共用	1	套
13	氢氧化钠卧式储槽	共用	1	套
14	杀菌剂储槽	共用	1	套
15	阻垢剂储槽	共用	1	套
16	还原剂储槽		1	套
17	物化污泥处理系统	30m^3/h	1	套
18	控制系统		1	套

③ 可行性分析

本系统进水中 TDS 浓度较高，因此，流程中增加了阳离子树脂软化单元，以去除水中的硬度，即钙、镁等离子。

根据《工业用水软化除盐设计规范》（GB/T50109-2014），弱酸阳离子交换器常单独用于去除水中碳酸盐硬度，且出水水质碱度<50mg/L（CaCO3）。可见，对比表 17.2-24~25 中水质本系统在反渗透前加阳离子树脂软化，可进一步去除水中硬度，利于后续反渗透的运行，工艺选择合理。

其它可行性类似生化出水回用系统可行性，不再赘述。

17.2.2.4.1 EP 纯化系统

浓盐水回用系统产生的高盐水送 EP 纯化系统处理，设计规模与前述处理系统匹配，即设计规模：54m^3/h。纯化后的高盐水送蒸发结晶系统，纯化有机浓缩液返回生化系统处理。设计进、出水水质见下表。

①设计进、出水水质

表 17.2-36　　EP 纯化系统设计进水水质

名称	pH	TDS	COD	钠	钾	钙	镁
单位		mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l
数量	6-9	46500-57352	893-902	16876-20604	935	7	7
名称	NH_3-N	氯	硫酸根	碳酸氢根	硝酸根	氟	总硅
单位	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l
数量	202-229	23692-26232	2922-6500	834	924-1907	34	68

表 17.2-37　　EP 纯化系统设计出水水质

名称	pH	TDS	COD	钠	钾	钙	镁
单位		mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l
数量	6-9	42153-51717	150	16876-20604	935	1	1
名称	NH_3-N	氯	硫酸根	碳酸氢根	硝酸根	氟	总硅
单位	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l
数量	5	23692-26232	2922-6500	5	924-1907	20	20

②工艺流程

本项目采用“有机浓缩+化学除杂+深度除杂+吸附氧化系统”工艺处理高盐水。

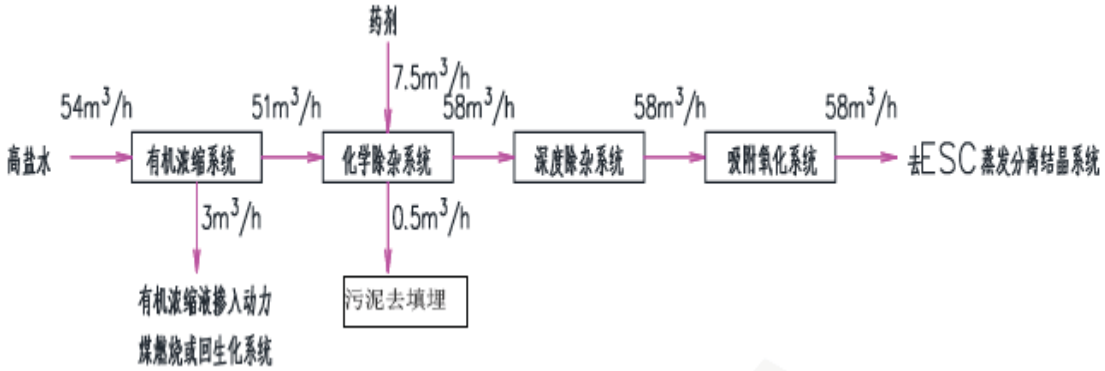


图 17.2-9　　EP 纯化系统工艺流程框图

流程说明：

蒸发预处理（纯化）系统将废水中剩余微量杂质进一步去除分离（氟、硅、钙、镁、COD 等），浓缩分离单元利用物化方法将盐水中大分子有机物聚集成更大的个体，将之高倍浓缩去除，高倍浓缩的 COD 废水（TDS 基本不浓缩）回流至生化污泥池（经氧化处理提高可生化性）或送燃煤锅炉焚烧处理，浓缩分离后的出水再经化学除杂、深度除杂和氧化系统，以去除盐水中残留的以及蒸发浓

缩后富集的硬度、Si、碱度、F、COD 等杂质，保证随后的蒸发结晶系统能够长期稳定运行，并保证蒸发结晶盐能达到国家产品标准。纯化系统包含有机浓缩分离单元，杂质离子的分离和深度去除单元以及高效氧化单元等，不仅能够保障将大分子有机物（主要是不可生化的大分子显色有机物，小分子有机物经生化和氧化可以去除）的充分浓缩分离，而且保障尽可能少的盐分回到前端处理系统，不仅能够脱除钙镁氟硅、碳酸根、磷酸根等杂质，而且能够充分脱色、高效氧化残留的小分子有机物，从而保障结晶盐的纯度、色度以及有机物含量。

表 17.2-38　　EP 纯化系统主要建构筑物一览表

序号	设备名称	型号规格	数量	单位	材质
1	高盐水池	10×5× 5.5m	1	座	钢砼防腐
2	缓冲池1	5×5× 5.5m	1	座	钢砼防腐
3	氧化池1	5×5× 5.5m	1	座	钢砼防腐
4	纯化产水池	10×5× 5.5m	1	座	钢砼防腐
5	反应池1	2.18×2.18× 5.79m	2	座	钢砼防腐
6	反应池2	5.64×5.64× 5.79m	2	座	钢砼防腐
8	滤池系统D	5×5× 5.5m	1	套	钢砼防腐
9	污泥中转池C	5×5× 5.5m	1	座	钢砼防腐
10	超滤原水池D	10×5× 5.5m	1	座	钢砼防腐
11	超滤产水池D	5×5× 5.5m	1	座	钢砼防腐
12	纯化浓水池	10×5× 5.5m	1	座	钢砼防腐
13	氧化池2	5×5× 5.5m	1	座	钢砼防腐
14	蒸发原水池	20×10× 5.5m	1	座	钢砼防腐

表 17.2-39　　EP 纯化系统主要设备表

序号	设备名称	型号规格	数量	单位
1	有机浓缩系统	55m^3/h	1	套
2	化学除杂系统	60m^3/h	2	套
3	深度除杂系统	60m^3/h	1	套
4	吸附氧化系统	60m^3/h	1	套
5	控制系统		1	套
6	药剂系统	共用		

生化出水回用系统、清净废水回用系统、浓盐水回用系统、EP 纯化系统总消耗见下表。

表 17.2-40　　废水回用系统消耗表

序号	名称	规格	数量	单位
一	装机功率		4900	KWh
二	运行功率		4050	KWh
三	药剂			
1	氢氧化钠	99%	3250	吨/年
2	氢氧化钙	85%	3285	吨/年
3	碳酸钠	99%	134	吨/年
4	PFS	废水处理用	474	吨/年
5	PAM	废水处理用，阴离子，1000万分子量以上	47	吨/年
6	盐酸	30%	9558	吨/年
7	柠檬酸	50%	7	吨/年
8	RO还原剂	RO专用	112	吨/年
9	RO阻垢剂	RO专用	67	吨/年
10	RO杀菌剂	非氧化性	67	吨/年
11	RO酸性清洗剂	RO专用	18	吨/年
12	RO碱性清洗剂	RO专用	18	吨/年
13	PAM	污泥处理用，阳离子	45	吨/年

③可行性分析

EP 纯化系统不仅能够脱除钙镁氟硅、碳酸根、磷酸根等杂质，而且能够充分脱色、高效氧化残留的小分子有机物，从而保障结晶盐的纯度、色度以及有机物含量。

难降解有机物的去除：煤化工高盐水产生的结晶盐白度基本受其中大分子难降解有机物的影响。分盐工艺中的纯化单元膜分离部分，就是将大分子有机物通过物化方法再行整合，使之大部分聚集在纯化浓缩液中去除，透过液再经后续氧化、吸附单元彻底去除，使进入蒸发结晶器的高盐水中 COD 在 100mg/L 左右。经大路园区蒸发塘中试实验、伊泰、图克、克旗、宁煤等几个煤化工浓盐水实验室小试证实并参考其他行业含难降解有机物高盐水纯化技术工业化实施的运行实例，本项目纯化技术去除煤化工废水中难降解有机物是完全可行的，从而保证结晶盐中有机物含量（白度指标）。

各杂质离子的去除：本技术方案中通过前处理及纯化技术中的化学沉淀、离子交换、吸附等技术手段，可以去除水中的钙镁离子、重金属离子、其他杂质离子等污染物。且这些技术在制盐行业卤水净化过程中得到广泛应用，能够保证结

晶盐中上述物质的去除效果。中试实验、小试结果也已证实。

④ 工程实例

纯化系统已在类似行业浓盐水处理中得到成功工业化应用（垃圾渗沥液处理），运行稳定性非常好。

2014 年通过深圳市高新技术产业协会组织的技术鉴定。从 2012 年开始至今，已在垃圾渗沥液处理行业得到广泛工业化应用：

A、已投运单位有：

深圳老虎坑垃圾焚烧厂渗沥液处理（1745m3/d）

北控环保涞阳垃圾焚烧厂渗沥液处理（220m3/d）

杭州新世纪临安垃圾焚烧厂渗沥液处理（150m3/d）

上海城投宁波垃圾填埋场渗滤液处理（880m3/d）

B、在建项目有：

绿色动力天津蓟县垃圾焚烧厂渗沥液处理（190m3/d）

光大环保吴江垃圾焚烧厂渗沥液处理（400m3/d）

上海城投南京江北垃圾焚烧厂渗沥液处理（1000m3/d）

上海城投松江垃圾焚烧厂渗沥液处理（800m3/d）

上海城投福建漳州垃圾焚烧厂渗沥液处理（200m3/d）

纯化系统各单元均可模块化组合，且已在工程实际中大规模应用，所以在煤化工废水处理中的工程可靠性很强。

17.2.2.5 高含盐水蒸发及结晶

本项目采用“四效蒸发结晶+闪发结晶”，对废水处理及回用装置产生的高含盐水进行蒸发结晶，本着“高温析出硫酸钠、低温析出氯化钠”的原则，通过分段结晶技术将 NaCl 和 Na_2SO_4 分别结晶，且控制产生的 NaCl 和 Na_2SO_4 结晶在纯度和白度上满足工业盐标准，即，NaCl 达到《工业盐》（GB/T5462-2003）标准，Na_2SO_4 达到《工业无水硫酸钠》（GB/T6009-2014）标准，全部包装外售，真正实现结晶盐的资源化利用；系统产生的冷凝水达到《炼油化工企业污水回用管理导则》（中石油，2012.6）优质再生水水质标准后，回用做循环水补充水或制脱盐水原水，蒸发母液反回生化系统处理。

在分盐不能正常运行的情况下，产生的混盐作为危废送往大路工业园区危废

处置中心。

⑴设计规模、进水水质、水量

废水处理及回用装置产生的高含盐水按设计水量约为 56m^3/h，含盐量约42153~51717mg/L。

经蒸发结晶后产水 28.7m^3/h，做循环水补充水或制脱盐水原水；产生 1.4t/h 工业级 NaCl，0.3t/h 工级业 Na_2SO_4 包装外售；蒸发母液约 0.8 m^3/h 返回生化系统处理。

从系统的长期、安全、连续、稳定运行考虑，蒸发结晶系统设备按 60m^3/h 的处理规模配置，分 2 个系列并联运行，每系列处理能力 30m^3/h。

表17.2-40　　蒸发结晶系统进水水质表

名称	PH	TDS	COD	钠	钾	钙	镁
单位		mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l
数量	6~9	42153~51717	150	16876~20604	935	1	1
名称	NH3-N	氯	硫酸根	碳酸氢根	硝酸根	氟	总硅
单位	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l	mg/l
数量	5	23692~26232	2922~6500	5	924~1907	20	20

表17.2-42　　蒸发结晶系统出水水质表

序号	参数	单位	蒸发冷凝水水质
1	PH	—	6.5-7.2
2	电导率	us/cm	≤30
3	总溶解固体（TDS）	NTU	≤20
4	浊度	NTU	≤0.3
5	总悬浮固体(TSS)	mg/l	≤0.1
6	总硬度（以CaCO3计）	mg/l	≤3
7	碱度（以CaCO3计）	mg/l	≤20
8	BOD	mg/l	≤2
9	COD_{Mn}	mg/l	≤10
10	氯化物	mg/l	≤10
11	磷酸盐（以P计）	mg/l	<0.1
12	硅（以SiO2计）	mg/l	<1
13	铁	mg/l	<0.02
14	锰	mg/l	<0.01
15	油	mg/l	<0.3

⑵处理工艺选择

针对高浓盐水的蒸发处理，目前主要可采用四效蒸发结晶系统、MVR 机械蒸汽压缩蒸发结晶系统、三效蒸发+单效结晶系统、MVR 蒸发浓缩+单效蒸发结晶系统等四种工艺。其中，三效蒸发+单效结晶系统一般应用于蒸发前处理不彻底的工况，出杂盐，且单效结晶器采用两套系统并联，能耗较高；MVR 蒸发浓缩+单效蒸发结晶系统运行费用高；MVR 机械蒸汽压缩蒸发结晶系统具有投资略高、运行费用低、负荷调节范围低、存在一定故障率，可维护性差等特点；而四效蒸发结晶系统具有投资较少、运行费用略高、负荷调节范围大、运行稳定等特点。针对处理 TDS 为 50000mg/L 的煤化工行业浓盐水，四种工艺对比表如下：

表 17.2-43　　蒸发结晶工艺比较表

序号	工艺方案	电耗 kw.h/t水	蒸汽耗量 t蒸汽/t水	备注
1	四效蒸发浓缩结晶工艺	18	0.3	可调节性强、操作维护方便，主要用于有富余蒸汽或蒸汽价格低、电价高的场合
2	三效蒸发浓缩+单效蒸发结晶工艺	18	0.65	能耗高，可调节性强、操作维护方便，主要考虑系统防结垢设置；系统产生的是杂盐
3	MVR蒸发浓缩+单效蒸发结晶技术	35	0.25	能耗高，蒸汽压缩机调节余量小，操作维护不便，主要考虑系统防结垢设置
4	MVR蒸发浓缩+MVR蒸发结晶技术	40~45	0	蒸汽压缩机调节余量小、操作维护不便、后期维护成本高，主要应用于无蒸汽或蒸汽价格高、电价低的场合

根据以上常见的不同蒸发浓缩结晶工艺工艺技术方案比较，以及考虑到废水处理系统的稳定性对整个煤化工项目的正常运行有较大影响，且本项目能够提供富裕蒸汽（低压蒸汽（0.5MPa（A））价格 80 元/t、电价 0.423 元/kwh），因此，本项目拟采用“四效蒸发结晶+闪发结晶”工艺处理高含盐水，并本着“高温析出硫酸钠、低温析出氯化钠”的原则系统实现结晶盐的分段结晶。

⑶工艺流程

①物料流程：纯化后的高盐水经多效蒸发系统产生的冷凝水预热后，进入Ⅳ效蒸发罐，依次转料进入Ⅲ效、Ⅱ效、Ⅰ效逐步浓缩；

②NaCl 结晶和分离流程：将Ⅰ效蒸发罐内的料液转料至闪发罐、析盐罐，经闪发降温、浓缩，使 NaCl 在析盐罐（50~60℃）内结晶析出；NaCl 浆液经增稠、离心、干燥，干燥后的 NaCl 晶体含水率<1%、纯度>97.5%、白度>82，满足《工业盐》（GB/T 5462-2003）标准，经包装机打包后作为工业盐外售，实现

资源化利用；

③Na_2SO_4结晶和分离流程：析盐罐析出NaCl后的上清液转料至Ⅰ效蒸发罐，使 Na_2SO_4 在Ⅰ效蒸发罐（100~110℃）内结晶、析出；Na_2SO_4 浆液经增稠、离心、干燥，干燥后的 Na_2SO_4 晶体含水率<1%、纯度>97%、白度>82，满足 GB/T 6009-2014《工业无水硫酸钠》标准，经包装机打包后作为工业硫酸钠外售，实现资源化利用；

④蒸汽流程：多效蒸发结晶工艺单元加热蒸汽采用厂区来绝压 0.5MPa 的过饱和蒸汽作为Ⅰ效蒸发罐热源，Ⅱ~Ⅳ效的加热热源采用前一效产生的二次蒸汽；NaCl 和 Na_2SO_4 结晶盐的干燥用气采用厂区来低压蒸汽；蒸汽耗量约 0.31t 蒸汽/t 蒸发进水，34t/h（基数按 110t/h 考虑）；干燥用气约 150kg/h；

⑤冷凝水流程：Ⅰ效蒸发罐新蒸汽冷凝水换热后，送回主厂区凝结水箱回用；Ⅰ~Ⅳ效蒸发罐二次蒸汽冷凝水，经预热系统热量回收后，达标回用；

⑥母液回流和排放流程：为了确保 NaCl 和 Na_2SO_4 晶体分别在析盐罐和Ⅰ效蒸发罐内析出，且纯度、白度满足工业级要求，需将析盐罐内的母液转料回流至Ⅰ效蒸发罐内，使两个罐内 NaCl 和 Na_2SO_4 的浓度均达到一定的平衡值，但又不会共析；此外，系统通过不断的浓缩和回流，使高盐水中的 NO_3^-、HCO_3^-、Ca^{2+}、Mg^{2+}、COD 等杂质离子得到不断的浓缩和富集，为了保证 NaCl 和 Na_2SO_4 的纯度和白度，需将母液一部分排放至生化系统和蒸发预处理系统，对杂质离子进行部分去除和再处理。

蒸发结晶的流程简图见下图。

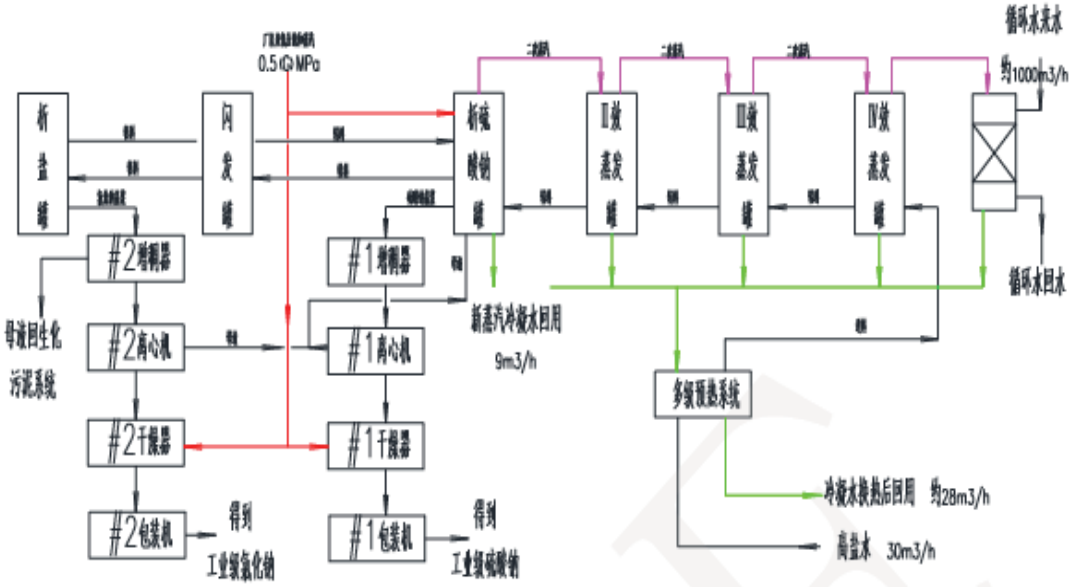


图 17.2-10　　蒸发结晶工艺流程简图

蒸发结晶主要建构筑物、设备及消耗详见下表。

表 17.2-44　　蒸发结晶单元主要建构筑物一览表

序号	主要构筑物名称	规格	数量	单位	备注
1	浓盐水蒸发结晶车间	64×50×24m，4层； 占地面积3200m2	1	座	

表 17.2-45　　蒸发结晶单元主要设备一览表

序号	设备名称	型号规格	材质	数量	单位	备注
1	蒸发进水泵		过流部件：双相不锈钢2205，	4	台	变频
2	蒸发进水预热器	板式预热器	板片材质Ti Gr.2	2	组	
3	一效蒸发罐	强制循环蒸发器	壳体：316L SS； 换热管：TA10；管板：2507	2	套	
4	一效循环泵	轴流泵	过流部件：双相不锈钢2507	2	台	变频
5	二效蒸发罐	强制循环蒸发器	壳体：316L SS； 换热管：TA10；管板：2507	2	套	
6	二效循环泵	轴流泵	过流部件：双相不锈钢2507	2	台	变频
7	三效蒸发罐	强制循环蒸发器	壳体：316L SS； 换热管：TA3；管板：2507	2	套	
8	三效循环泵	轴流泵	过流部件：双相不锈钢2507	2	台	变频
9	四效蒸发罐	强制循环蒸发器	壳体：316L SS； 换热管：TA3；管板：2507	2	套	
10	四效循环泵	轴流泵	过流部件：双相不锈钢2507	2	台	变频
11	闪发罐	强制循环闪发罐	壳体：316L SS； 换热管：TA3；管板：2507	2	套	
12	闪发罐循环泵	轴流泵	过流部件：双相不锈钢2507	2	台	变频

13	析盐罐	强制循环析盐罐	壳体：316L SS； 换热管：TA10；管板：2507	2	套	
14	排硝泵	化工离心泵	过流部件：双相不锈钢2507	4	台	
15	硝增稠器		双相不锈钢2507	2	台	
16	硝离心机		过流部件：1.4429	2	台	
17	硝包装机	半自动包装机	不锈钢316L	2	台	
18	四效至三效转料泵	化工流程泵	过流部件：双相不锈钢2205	4	台	
19	三效至二效转料泵	化工流程泵	过流部件：双相不锈钢2205	4	台	
20	二效至一效转料泵	化工流程泵	过流部件：双相不锈钢2507	4	台	
21	析盐罐至一效转料泵	化工流程泵	过流部件：双相不锈钢2205	4	台	
22	排盐泵	化工流程泵	过流部件：双相不锈钢2205	4	台	
23	盐增稠器		双相不锈钢2507	2	台	
24	盐离心机		过流部件：1.4429	2	台	
25	盐包装机	半自动包装机	不锈钢316L	2	台	
26	滤液桶 带搅拌器		滤液桶材质双相钢2205，搅拌器2507	2	台	
27	滤液泵	化工流程泵	过流部件：双相不锈钢2205	4	台	
28	冷凝水箱（卧式）		不锈钢304	2	台	
29	冷凝水泵	离心泵	过流部件：不锈钢304	4	台	
30	密封水泵	离心泵	过流部件：不锈钢304	2	台	
31	干燥器		过流部件：不锈钢316	4	套	

表 17.2-46　　蒸发结晶单元公用工程消耗表

序号	名称	规格	数量	单位
1	低压饱和蒸汽	0.5MPa（a）	19	t/h
2	循环水	压力≥0.5MPa（表压）进口温度≤32℃；温差≥8℃	1000	m3/h
3	装机功率		1500	KWh
4	运行功率		1080	KWh

⑷试验情况

本项目分盐技术提供商--深能源对鄂尔多斯大路煤化工园区蒸发塘浓盐水和中水回用厂浓盐水进行了中试试验，并对煤化工废水进行了小试纯化试验。

①大路工业园中试试验

中试各段进水水质情况见下表。

表 17.2-47　　大路工业园中试试验情况表

类　别	pH	电导	COD	总硬	钙硬	镁硬	总硅	CO_3^{2-}	SO_4^{2-}	HCO_3^-	TDS
		us/cm	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L
原水	8-9.5	5800-6200	40-180	1000-1400	500-900	400-600	<40	50-100	750-850	100-260	4000-4500
超滤系统出水	6.5-7.5	6500-7500	<40	<50	<50	<20	<5	<1	750-850	<150	/
软化系统 1 出水	6.5-7.5	6500-7500	<40	<5	<5	<5	<5	<1	750-850	<150	/
分离膜 1 浓水	6.5-7.5	>25000	<200	<25	<25	<5	<25	<20	3000-3500	<700	>16000
分离膜 1 产水（回用水）	6.5-7.5	<600	<5	/	/	/	/	/	90-150	<20	<400
软化系统 2 出水	6.5-7.5	>25000	<200	<5	<5	<5	<25	<20	3000-3500	<700	>16000
分离膜 2 浓水	6.5-9	>68000	<500	<5	<5	<5	<75	<80	10000-13000	<1800	>54000
分离膜 2 产水（回用水）	6.5-9	<900	<10	/	/	/	/	/	270-360	<20	<600
纯化浓水	6.5-9	>65000	<4000	<5	<5	<5	<20	<80	18000-22000	<1800	>50000
纯化产水（蒸发器进水）	/	>65000	<100	<5	<5	<5	<20	<1	9000-11000	20	64500

续表 17.2-47

类　　别	色度	K	Na	Ba	Se	Cl	F	NO_3^-
		mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L
原水	<5	50	879	0.437	6.28	921	2.66	26
超滤系统出水	/	/	/	/	/	1240	/	/
软化系统 1 出水	/	54	1340	/	/	/	/	/
分离膜 1 浓水	/	116	4770	/	/	5620	/	/
分离膜 1 产水（回用水）	/	/	/	/	/	/	/	/
软化系统 2 出水	/	/	/	/	/	/	/	/
分离膜 2 浓水	200	617	18800	0.041	^ 0.04	19800	/	/
分离膜 2 产水（回用水）	/	/	/	/	/	/	/	/
纯化浓水	800~1000	/	/	/	/	/		/
纯化产水除杂氧化（蒸发器进水）	<5	672	19800	0.016	未检出	21000	10	420

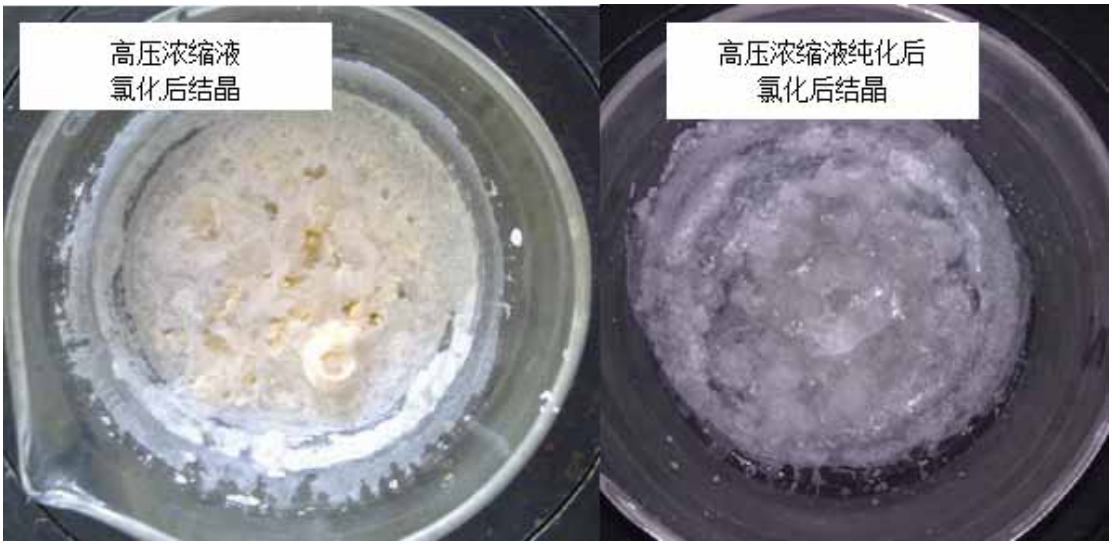
中试设备及情况图片如下：



中试设备图



蒸发预处理（纯化）前后结晶盐对比



蒸发预处理（纯化）前后结晶盐对比

②某煤化工废水纯化小试试验情况

小试各阶段产水照片下图。



高盐水浓水　　浓水氧化　　高盐水　　纯化产水　　产水氧化

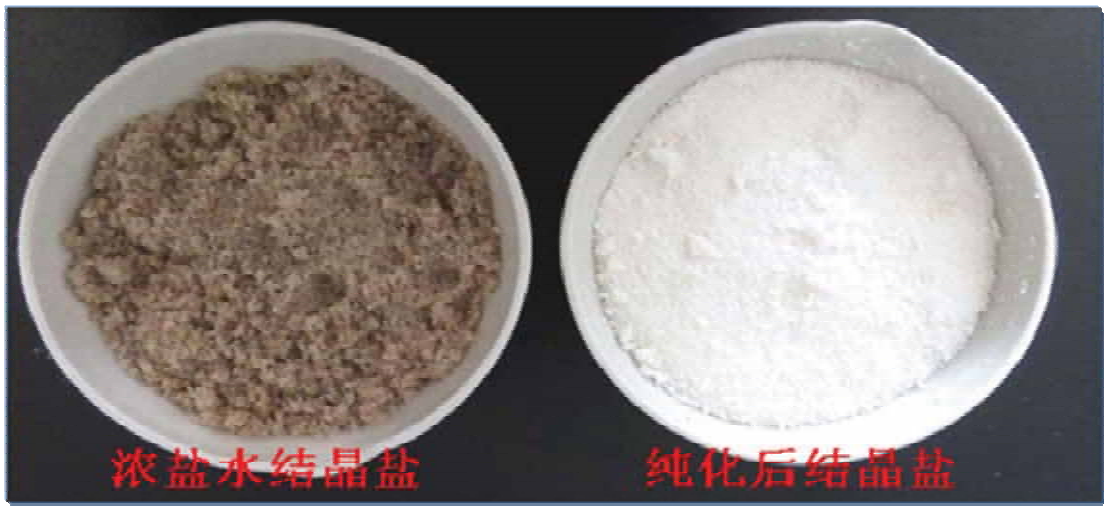
上图中各股废水蒸发结晶的盐样品见下图。



③某煤化工废水纯化小试试验情况

另外，深能源对碎煤气化工艺高含盐废水经纯化后蒸发结晶盐进行试验，并得到初步试验数据和盐分组分等数据。





本次小试结果分析如下：

- 初步实验数据结果证明，碎煤气化工艺高含盐废水经纯化后蒸发结晶盐中 TO 含量很低，完全满足工业化使用的要求，重金属、有机物含量小于检出限。
- 从目前实现效果看，纯化处理后蒸发结晶产生的混盐其有机物含量（白度指标体现）较天津某氯碱化工厂所用工业盐更低。

⑹ 煤化工分盐工程实例

目前煤化工行业尚未有一家实现浓盐水真正意义上的“零排放“（即水和结晶盐实现回用），都是以结晶杂盐盐泥或浓缩盐水的方式排出到蒸发塘，给环境带来重大污染和环境风险。而煤化工行业目前没有达到结晶盐分离回用要求的工程实例，那么采用在其他行业已经实现水和结晶盐分离、水质和处理难点类似、能够稳定运行、并已经过煤化工废水实验验证的工艺路线是唯一的出路。

深能源已在燃煤电厂脱硫废水和垃圾沥滤液行业实现“废水和结晶盐零排放”，尤其垃圾沥滤液处理难度较之煤化工废水更高，并且河源电厂脱硫废水处理项目是截止目前唯一通过环保部验收的“零排放”项目。本项目纯化技术、四效蒸发结晶系统和结晶盐分离技术在宝安垃圾焚烧厂沥滤液处理项目、以及南山、武汉、盐田等垃圾焚烧厂中已得到成功运用。为确保工艺的可靠，深能源还自行投资进行大量煤化工废水处理实验，对于煤化工废水实现“水和结晶盐零排放”深圳能源具有十足的信心。

①燃煤电厂脱硫废水零排放项目

表 17.2-48　　脱硫废水原水水质

序号	项目	单位	指标	备注
1	水量	m^3/h	22	设计 $22m^3/h$，最大出力 $25m^3/h$
2	pH	~	5.1～7.1	
3	悬浮物(SS)	mg/L	约 10000	
4	化学需氧量(COD)	mg/L	～200	
5	氨氮	mg/L	～30	
6	硫化物	mg/L	～50	
7	氟化物	mg/L	～50	
8	氯根离子(Cl^-)	mg/L	12000～20000	
9	硫酸根离子(SO_4^{2-})	mg/L	约 6000	
10	溶解性总固体（TDS）	mg/L	28000～56000	
11	全硅(SiO_2)	mg/L	～200	

12	总铁(Fe)	mg/L	30～50	
13	总汞(Hg)	mg/L	1	
14	总镉(Cd)	mg/L	1	
15	总铬(Cr)	mg/L	3	
16	总砷(As)	mg/L	1	
17	总铅(Pb)	mg/L	1	
18	总镍(Ni)	mg/L	1	
19	总锌(Zn)	mg/L	2	
20	钠离子(Na^+)	mg/L	5000～10000	
21	钙离子(Ca^{2+})	mg/L	1200～2400	
22	镁离子(Mg^{2+})	mg/L	约 5000	

表 17.2-49　　脱硫废水零排放系统产生结晶盐品质

序号	项目名称	检验结果	备注
	结晶盐产量	13t/d	按负荷 22m^3/h 考虑
1	钠（Na，%）	39	
2	钙（Ca，%）	0.48	
3	镁（Mg，%）	<0.002	
4	氯离子（以 NaCl 计，%）	98.5	
5	硫酸盐（以 SO_4^{2-} 计，%）	0.10	
6	碳酸盐（以 CO_3^{2-} 计，%）	0.13	
7	硝酸盐（以 NO_3^- 计，%）	0.08	
8	硅酸盐（以 SiO_3^{2-} 计，%）	0.007	

表 17.2-50　　结晶盐中重金属含量

序号	监测项目	检验结果（mg/L）	监测依据
1	铜	<0.05	GBT5085.3-2007
2	锌	<0.05	
3	镉	<0.05	
4	铅	<0.05	
5	总铬	<0.05	
6	六价铬	<0.05	GBT15555.4-1995
7	烷基汞	<0.01	GBT14204-1993
8	汞	<0.01	GBT5085.3-1999
9	钡	<0.05	
10	镍	<0.05	
11	银	<0.05	
12	砷	<0.05	
13	硒	<0.05	
14	无机氟化物	<1.0	
15	氰化物（以 CN 计）	<0.05	





燃煤电厂脱硫废水水样及结晶盐样品



②垃圾沥滤液零排放项目

表 17.2-51　　垃圾沥滤液纯化效果表

序号	项目	单位	主要工艺段指标			
			沥滤液原水	纯化进水	纯化出水（蒸发进水）	纯化浓液
1	pH	~	5～6.5	6.5~8.0	6.0~8.0	6.5~8.0
2	SS	mg/L	～10000	1.58	0.08	15.2
3	COD	mg/L	50000～80000	420	120	2516
4	TDS	mg/L	32200	57380	56810	62600
5	电导率	ms/cm	21	71732	71015	78240



纯化技术在沥滤液处理应用效果二

（MBR 出水高倍提浓后形成的腐殖酸，纯化处理后蒸发结晶盐）



纯化系统工程应用情况



纯化技术在沥滤液处理应用效果一

（MBR 出水色度较煤化工生化出水要高很多，难降解有机物约也高 3~8 倍）



纯化技术在沥滤液处理应用效果二（浓盐水进蒸发前进行纯化）

⑹可行性分析

①NaCl 和 Na_2SO_4 分离原理

根据 NaCl 和 Na_2SO_4 在水中不同温度下的的溶解度的差异，控制析盐罐处于高温段，并控制其中 NaCl 浓度不超过设定浓度，此时随着蒸发进行 Na_2SO_4 将大量析出，结晶盐分离后干燥包装，为成品 Na_2SO_4；析盐罐排出液送到低温的析盐罐，此时 Na_2SO_4 溶解度上升处于不饱和状态，NaCl 过饱和而析出，结晶盐分离后干燥包装，为成品 NaCl；析盐罐排出液再送回析盐罐升温蒸发，此时 Na_2SO_4 又过饱和析出，而 NaCl 处于不饱和状态，析出结晶盐为 Na_2SO_4。如此

循环往复，使 NaCl 和 Na_2SO_4 得以分离。定期从析盐罐中排出少量浓缩液，将长期积累的有机物、Si、Ca、Mg、K 等送往纯化系统进行精制处理。

NaCl 和 Na_2SO_4 分段结晶的相图如下：

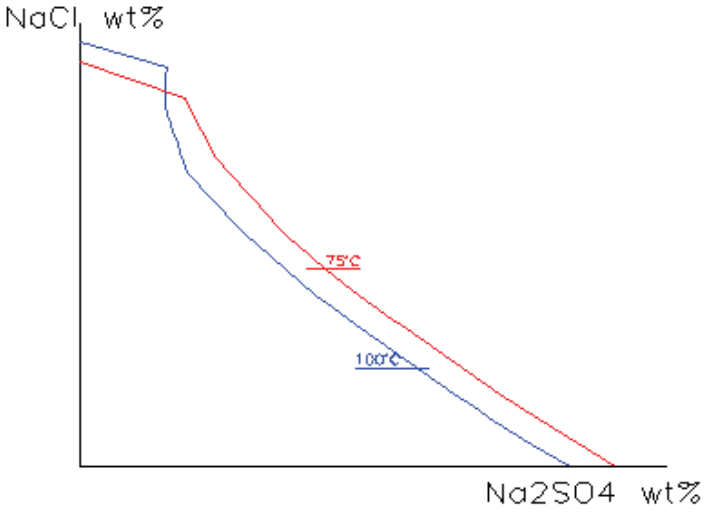


图 17.2-11　　NaCl 和 Na_2SO_4 分段结晶的相图

本项目采用的技术在国内某垃圾沥滤液处理项目已得到成功应用，且已针对煤化工行业废水已做过多次试验，积累了大量数据，处理效果达到预期，试验结果非常圆满。包括鄂尔多斯大路工业园区蒸发塘浓盐水和污水厂中水回用浓盐水“零排放”中试试验、中煤图克废水“零排放”试验、伊泰大路一期废水“零排放”试验、宁煤废水“零排放”试验。本项目采用的技术正在进行煤化工废水“零排放”技术工艺路线方面的专利申请，目前已经获得 12 项专利申请号。

下图为采用本项目技术对高含盐废水纯化预处理各段水水质照片。



上图从左到右依次为：高含盐废水，氧化系统 2 出水、高盐水、纯化产水。可见，通过纯化系统后，纯化系统产水色度无色透明。

高含盐废水中主要污染物是盐类，浓度约 51717mg/L，本项目为达到最大限度污水回用的目标，采用物理法，用蒸发和结晶工艺处理此股废水，分离污水中的盐分从原理上是可行的。

NaCl 在水中的溶解度是随温度升高而降低。而 Na_2SO_4 在水中的溶解度是小于 32.4 度时，溶解度随温度升高而升高；大于 32.4 度时，溶解度随温度升高而降低。

因此，根据 NaCl 和 Na_2SO_4 在水中不同温度下的的溶解度的差异，控制析硝罐处于高温段，并控制其中 NaCl 浓度不超过设定浓度，此时随着蒸发进行 Na_2SO_4 将大量析出，结晶盐分离后干燥包装，为成品 Na_2SO_4；析硝罐排出液送到低温的析盐罐，此时 Na_2SO_4 溶解度上升处于不饱和状态，NaCl 过饱和而析出，结晶盐分离后干燥包装，为成品 NaCl；析盐罐排出液再送回析硝罐升温蒸发，此时 Na_2SO_4 又过饱和析出，而 NaCl 处于不饱和状态，析出结晶盐为 Na_2SO_4。如此循环往复，使 NaCl 和 Na_2SO_4 得以分离，原理上是可行的。定期从析盐罐中排出少量浓缩液，将长期积累的有机物、Si、Ca、Mg、K 等送往纯化系统进行精制处理。



上图为结晶盐情况，下排左侧为采用本项目技术产生的结晶盐，下排右侧为工业结晶盐，由照片可以看出，本技术产生的结晶盐可以达到工业结晶盐要求的

白度。

制盐行业热法盐硝联产工艺，已大规模运用数十年，其蒸发水量规模和制盐规模也大于煤化工浓盐水进行盐硝联产所需的规模，即使卤水中离子浓度和比例发生重大变化，通过调整运行参数，能够连续稳定生产硫酸钠纯度达到 98.5%、氯化钠纯度大于 99%的工业盐。如上海太平洋（淮安）元明粉有限公司。

杂质如硝酸根、有机物、氟、硅、硬度、碱度、重金属等随着蒸发结晶的进行逐步富集，从蒸发罐中连续排出少量蒸发母液返回前段处理（包括生化、物化工艺段），如宝安沥滤液处理项目、河源电厂脱硫废水零排放项目。

综上所述，本项目采用蒸发、结晶处理高含盐废水，生产工业标准 NaCl 和 Na_2SO_4，实现结晶盐的资源化、“变废为宝”，技术上是可行的。但通常蒸发和结晶处理高含盐废水成本较高，建议下一阶段，通过对不同专利商设备及工艺参数的选择，优化工艺设计，降低运行成本。

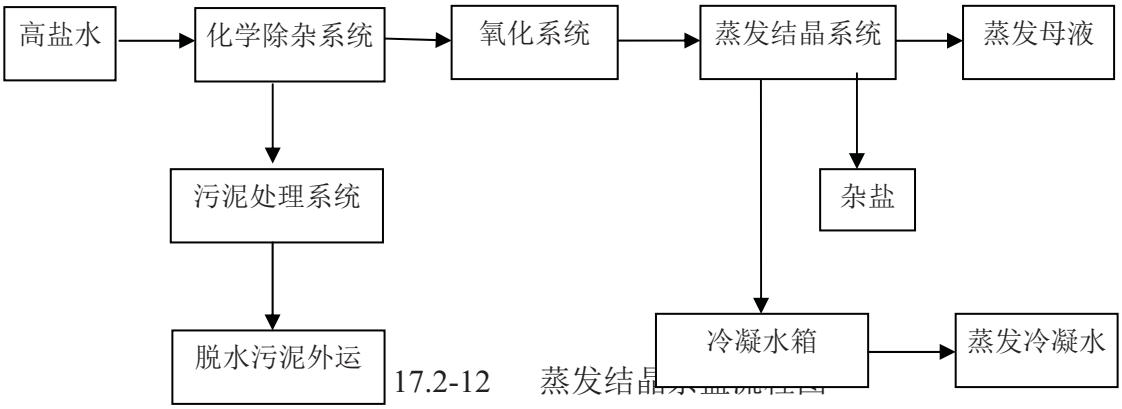
可靠性分析：分盐的目的是实现结晶盐能够有合适的用户，以实现资源化。而各行业用户企业对进厂工业盐标准也与国家标准有区别（国标是推荐性标准）。以氯碱化工行业为例（如天津、青海氯碱纯碱厂进厂工业盐），从指标看，其纯度要求低于国家标准中精制工业盐指标，从外观看，其白度较之煤化工浓盐水纯化后蒸发结晶形成的结晶盐为差。因此，即使本项目运行中出现水质波动等原因而造成分出的工业盐品质低于国家标准，基本仍能为企业所接受，能够实现资源化利用。

即使考虑极端情况，产生的工业盐部分时段纯度远低于国家工业盐和氯碱化工企业用盐标准，仍能实现资源化。如印染行业所用促染剂的硫酸钠约为 30%、氯化钠约为 70%左右；其他如钢铁、塑料等行业也能使用，达不到氯碱化工行业标准的结晶盐仍能资源化。

⑺ 产混盐方案

分盐蒸发结晶系统即使出现最极端情况，纯化系统短期内无法投入使用，浓缩后的高浓盐水未经纯化直接进入蒸发结晶，此时只需将蒸发结晶装置析硝罐（一效蒸发罐）之后的分盐系统隔离（即闪蒸罐、析盐罐等），析硝罐中蒸发结晶即可产生混盐，切换非常方便。极端情况下产生的杂盐量夏季约 1.88t/h，冬季约 1.32 t/h，年产生量为 1.28 万吨，全部送危废中心进行安全处置。

工艺流程如下：



17.2-12　蒸发结晶杂盐流程图

①杂盐及蒸发母液的处理方案

蒸发结晶系统极端情况下产生的杂盐及蒸发母液送危废中心进行安全处理。

②杂盐类物质的来源及组成分析

煤化工高浓盐水结晶杂盐渣是有机、无机污染物的复合体，其组成与煤种、补充新鲜水、生产工艺和水处理系统（生化处理、循环水系统等投加药剂）等密切相关，目前无法给出具体组成。另外国内也没有典型的或者实际的煤化工高浓盐水结晶杂盐渣样品可供分析参考。根据可研原水设计水质、生化处理单元进水水质、生化系统及循环水系统投加药剂等，杂盐渣中含有：Na+、Ca2+、Mg2+、Cl-、SO42-、NO3-、NH4+、HCO3-、CN-、磷、硅、铜、铁、铝、酚、有毒有害重金属等（汞 Hg、铬 Cr、铅 Pb、镉 Cd、砷 As）等成分。目前，结晶杂盐按照危险废物处理处置。

17.2.3 污水三级防控措施

根据国家安全生产监督管理总局、国家环境保护总局文件《关于督促化工企业切实做好几项安全环保重点工作的紧急通知》（安监总危化[2006]10 号）的有关要求，参考中石化集团公司《水体污染防控紧急措施设计导则》，在新建的大型石油化工企业和石油化工装置应建立水体污染防控设施，以防范和控制石化企业发生事故时和事故处理过程中产生的物料泄漏，而造成事故（含化工物料）污水对周边水体环境污染和危害。

17.2.3.1 装置、罐区物料泄漏

工艺装置一般故障，如管道、阀门泄漏等导致的液体物料泄漏，以及冲洗排水等事故水可利用装置内部的初期雨水管道收集，在装置区排出口设置切换装

置，事故水进入装置内初期雨水池。后期经泵提升后送至生产污水处理系统处理。

工艺装置重大故障导致大量液体物料排出，初期雨水池无法收集的情况，事故水需经装置内雨水管道收集后，排入全厂雨排水干管，通过切换事故水联络管上的阀门，将事故水排入消防事故水池暂存。后期经泵提升后送至生产污水处理系统处理或其他处理途径（合成废水送回合成水处理单元处理）。

罐区物料泄漏产生事故水的情况，应利用围堰和防火堤控制泄漏物料的转移。围堰和防火堤内泄漏的物料首先需要回收到污油罐，送工艺装置处理，最后剩余物料通过排水切换设施将泄漏的物料和废水排至事故池。后期经泵提升送到至生产污水处理系统处理。

17.2.3.2 装置、罐区火灾事故

事故工况下，有污染的各生产装置和辅助生产设施界区内消防排水、事故污水首先经装置区内初期雨水管线重力流排入各装置区内初期雨水池，水池前设置溢流井，初期雨水池储满后，事故水经溢流井排入全厂雨水管线，并通过开启事故池前入口阀门，进入消防事故池。事故后，将初期雨水池和消防事故池暂存的废水用泵排至生产污水处理系统处理。

⑴一级防控措施

工艺生产装置根据污染物性质进行污染区划分，污染区设置围堰收集污染排水。将初期污染雨水、地面冲洗水、检修可能产生的含油污水和污染消防排水导入各装置界区的初期雨水池及消防事故水池。

可燃液体储罐设置防火堤或事故存液池，防火堤和事故存液池有效容积不小于罐组内 1 个最大储罐的容积。

非可燃液体，但对水体环境有危害物质的储罐设置围堰或事故存液池，围堰或事故存液池有效容积不小于罐组内 1 个最大储罐的容积。

在一般事故时利用围堰和防火堤控制泄漏物料的转移，防止泄漏物料及污染消防排水造成的环境污染。

⑵二级防控措施

本项目在有污染风险的各装置界区内设置初期雨水池，接收装置区与罐区围堰截留的事故水。降雨及较大事故时利用潜在污染雨水系统管道作为事故排污管道，将含油污水、污染消防排水和泄漏物料导入消防事故水池。

正常情况下，雨水干管上闸门打开，联络管上闸门关闭，全厂清净雨水经雨排水管线收集后排出项目界区。事故状态下，雨排水干管上闸门关闭，联络管上闸门打开，事故水经雨排水管网收集后经联络管排入消防事故水池暂存。通过开启和关闭不同雨排水干管上切换井中的闸门，可实现不同区域事故水的单独切换。

各装置内污染区与非污染区的雨水分别收集。污染区的初期雨水通过设置在设备区四周的围堰排水沟汇集，再通过管道进入各装置区初期雨水池。

各装置内非污染区及其它辅助设施的清净雨水直接就近排入全厂雨水系统。

各装置区初期雨水总量按照各装置污染区面积乘以 20mm 降雨深度计算，在装置内汇集后排至各装置区内初期雨水池，经泵提升与生产污水一并排入全厂生产污水系统。

⑶三级防控措施

在各装置界区内自设初期雨水池的基础上，设置全厂事故水池。该事故水池作为全厂消防事故和其他重大事故时污染排水的储存、提升设施，将污染物控制在厂区范围内。

本项目设置消防事故水池 1 座，分两格，每格有效容积 15000m^3，总有效容积 30000m^3，在事故时，收集可能被污染的消防废水及事故废水。

根据中国石油化工集团公司《水体污染防控紧急措施设计导则》中事故储存设施总有效容积的规定，核算本项目消防事故池容积，详见环境风险章节。

17.2.4 非正常工况污水控制措施

本节是在本项目可研及开车方案专题报告基础上编制。

17.2.4.1 预试车期间及首次开车期间废水收集

⑴废水来源

预试车期间及初次投料试车阶段的排水一般包括：系统清洗水、冲洗水、化学清洗水、试压水、联动试车水，其中最大量的是系统清洗水、冲洗水、化学清洗水，最难处理的是化学清洗水。应有针对性的采取措施，保证试车中废水能基本全部收集和回用，具体措施包括：

①将系统清洗和冲洗排水、系统化学清洗排水和试压、联动试车排水分开收集、处理和回用。

②系统试压、清洗和冲洗排水水质特点是杂质和悬浮物高、水量大、易处理，其中属开式循环水系统清洗时的排水量最大。根据各系统清洗和冲洗排水的规模，有序的组织分系统进行清洗和冲洗，收集后送事故缓冲池暂存。

③系统化学清洗的排水全部先收集到事故水缓冲池暂存，待生化系统开车后送生化系统处理后回用。

④联动试车的排水水质特点是干净、量小，因大部分用的是一级脱盐水，一般可直接用于循环水补水或脱盐水制备的补水。将此部分排水集中收集到生产消防水池，可边收集边送循环水或脱盐水制备回用。

⑵控制措施

首次开车前的废水根据水质特点决定其去向。

①系统试压、一般清洗水

该来源于生产水，水质特点是悬浮物高，易于处理，将该水收集到事故水暂存池，由于清洗、试压是分阶段进行，该水在本项目污水处理系统没有投用前，可以先送到本厂东侧的 16 万吨/年煤制油示范厂来处理，处理后再打回系统重复利用，这样仅需要考虑一个最大系统的冲洗水暂存，本项目最大清洗水来自循环水系统，最大的一个闭式循环水系统，每次清洗排水量约 11400m^3，按 3 次清洗考虑，需要占用的事故水暂存池容积约 35000m^3。本项目设置了 4 个闭式循环水系统，循环水系统冲洗水总量约 10×10^4 m^3，另外全厂还有其他大量管道需要冲洗，需要冲洗管道的总容积，目前阶段很难确定，因此，全部冲洗水的总量很难确定。预试车阶段一般为 6 个月，在此期间要完成系统的水压试验及冲洗，往往该阶段全厂水系统还没有全部投入运行，因此冲洗水暂时不能回用，如果不考虑将该废水送现有 16 万吨/年煤制油厂处理后循环使用，预计需要占用事故水暂存池容积约 $35\times10^4m^3$。

②联动试车排水

联动试车的排水水质特点是干净、量小，因大部分用的是一级脱盐水，一般可直接用于循环水补水或脱盐水制备的补水。将此部分排水集中收集到生产消防水池，可边收集边送循环水或脱盐水制备回用。

③化学清洗水

该水主要是酸性、碱洗废水，该水质难于处理，建议先收集到事故水暂存池，再送到专门处理厂处理，或待本项目污水处理系统投用后，根据水质情况逐量加

入本项目的污水处理系统进行处理，因此该水需要单独储存。

初步核算本项目化学清洗水量见下表，表中看出其中 740m^3 化学清洗水属于危险废物，建议送专门厂处理，另外 37000 m^3 属于含盐废水，可以暂存，等本项目污水处理系统运行时进行处理，该废水占用浓盐水暂存池容量约 37000m^3。

表 17.2-52 化学清洗水排放表

序号	装置	内容	排放量	水质	排放规律及频次	处理方式
1	气化	开车前氧气管道酸洗钝化	酸洗液的中和废液：50m3/h（总350m³）	酸洗液的中和废液：NAF 1~3%	管子酸洗钝化后一次排放	按照危险废物处理
			钝化液的中和废液：50m³/h（总350m³）	钝化液的中和废液：NaHSO4 1~3%		
		开车前油管路酸洗钝化	酸洗液的中和废液：20m³/h（总20m³）	酸洗液的中和废液：NAF 1~3%	管子酸洗钝化后一次排放	按照危险废物处理
			钝化液的中和废液：20m³/h（总20m³）	钝化液的中和废液：NaHSO4 1~3%		
2	低温甲醇洗	绕管换热器冲洗水	最大45m³/h	酸洗废水：2wt%柠檬酸溶液	绕管换热器出现沉积物时清洗壳程后一次排放	碱液中和并送污水处理
3	制冷单元	油管路冲洗水	最大20m³/h	酸洗废水：5wt%盐酸溶液	油管路酸洗后一次排放	按照危险废物处理
4	CO_2 压缩	油管路冲洗水	最大25m³/h	酸洗废水：5wt%盐酸溶液	油管路酸洗后一次排放	按照危险废物处理
5	油品合成	酸洗废水、碱洗废水、水洗废水、水压试验	酸洗、碱洗、水洗废水各150m³/h 水压试验130m³/h	酸洗废水：3~5%草酸（wt%）溶液；碱洗废水：3~4%NaOH（wt%）溶液或Na_2CO_3溶液；水洗废水：含少量残留在设备和管壁的NaOH。	仅首次开车排放。排放顺序为：碱洗废水，酸洗废水、碱洗废水、水洗废水，排放总量依次为16000m³。	建议送至事故水池
6	开式循环水	化学清洗预膜	第二循环水场总容量约2000m³ 第五循环水场总容量约5000m³	含酸、含盐废水	按三次排水计算总排水量21000m³	建议送至事故水池

17.2.4.2 开车生产废水处理

⑴开车方案说明

本项目初步确定的开车方案为：

①建立全厂水系统的运行

将全厂净水厂、脱盐水系统、污水处理系统、循环水系统投用；

②蒸汽管网的建立

启动一台锅炉，将全厂蒸汽管网建立起来；持续时间 12h；

③空分装置投用

启动第一套空分装置，持续时间 48h；

④煤气化装置开车

待空分装置稳定，产出合格氧气、氮气产品后，启动第一台气化炉，第一台气化炉生产合成气放到火炬燃烧；第一台气化炉稳定后，启动第二台气化炉，持续时间 48h；

⑤净化装置开车

两台气化炉稳定后，向下游净化装置导气，启动第一系列的净化装置（运行负荷 40%），在此期间需要启动第二台锅炉，确保动力蒸汽的供应，持续时间 48h；

⑥下游系统开车

净化装置产出合格合成气后，向油品合成装置导气，启动油品合成装置，油品加工做好准备接收油品合成物料，通过全厂 20%的负荷将全厂流程打通，持续时间 4 天；

⑦负荷提升

全厂流程打通后，足台启动第 3-10 台气化炉，逐步将全厂负荷提升到满负荷运行。

⑵开车生产废水处理

本项目开车是在全厂污水处理系统已经投用的基础上才进行开车，原则上，生产装置开车前，污水处理系统需要调试完毕，满足可以接受污水的条件。生产污水处理系统在调试期间不需要占用事故水暂存池，生产污水处理生化系统

的设计规模为 800m^3/h（两个系列），开车期间煤气化装置投用两台气化炉，污水排放量 72m^3/h，因此开车期间不会对生产污水处理系统造成冲击，煤气化装置开车废水可以直接排到生产污水处理系统，随煤气化装置气化炉的逐个投用，生产污水处理系统负荷逐步提升，最终达到正常运行负荷。对于合成废水处理系统，设计规模为 390m^3/h，分四个系列，工艺装置开车前需要先利用本项目相邻的 16 万吨/年煤制油示范厂的合成水，将该系统调试好，满足可以接收合成废水条件。本项目开车时，合成废水排放量约为 1 台合成反应器的合成废水量，约 77m^3/h，是合成废水处理系统设计负荷的 20%，不会对合成废水处理系统造成冲击，开车期间合成废水可以直接送到合成废水处理系统进行处理，随工艺装置逐步提升负荷，合成废水处理系统逐步适应合成废水量的增加，最终达到运行负荷。因此开车期间的生产污水及合成废水均可以直接送到相应的污水处理装置，不占用事故水暂存池容积。

17.2.4.3 装置停车生产废水处理

本项目短期停车不需要排放污水，如果是大检修停车，需要考虑检修系统排水的暂存。装置检修最大排水量来自循环水系统储存的水，六个循环水场存水总量约 40000 m³，其他水系统储水总量按 20000 m³ 考虑，最苛刻情况需要占用事故水暂存池容量为 60000 m³。

17.2.4.4 工艺装置故障

工艺装置故障一般情况不需要排放污水，如果是个别设备维护需要排放废水，废水排放量较小，可以纳入装置停车废水工况中。本项目工艺装置正常生产情况最大污水排放来自煤气化装置，每台气化炉污水排放量 36 m^3/h，共计 10 台气化炉运行。某过程曾发生过由于排水温度过高导致生化处理系统细菌死亡现象，因此，本项目气化装置每 4 台气化炉共用 1 台废水冷却器，共设置 3 台废水冷却器（两大一小），将煤气化装置废水冷却后排到污水处理系统；当废水冷却器故障时禁止排到污水处理系统，而是将超温废水排到事故水暂存池。废水冷却器故障，故障排水量为 144m^3/h，故障检修期按 20 天考虑，总的排水量 69120m^3，该水需要占用事故水暂存池容积 69120m^3。

17.2.4.5 合成水处理系统故障

本项目合成水处理采用厌氧处理工艺，处理后合成水回用到脱盐水制备系统。合成水处理系统设置一个事故池（2400 m^3），一个调节池（3600 m^3），当来水不合格时，将合成水切换到事故池，而后通知上游工艺系统进行操作调整，事故池存储时间约 8 小时，上游合成水处理工艺主要的精馏系统，8 小时之内完全可以调整正常，因此上游水质不合格不需要占用全厂设置的事故水暂存池容积。

合成水处理系统本身出现故障，需要将部分合成水排到事故水暂存池，本合成水处理系统按四个系列设置，总处理合成水能力是 390m^3/h，合成水正常排入量为 308m^3/h，设计裕量约 26%。合成水生化处理分厌氧系统和好氧系统，系统出现一般故障恢复时间比较短：厌氧系统一般两周，好氧系统一周可以恢复正常。如果出现严重故障导致细菌死亡，则需重新进行调试，周期比较长，厌氧需要 4-6 个月，好氧 2-3 个月。按一个系列厌氧出现严重故障考虑，恢复周期按 4 个月考虑，当一个系列出现严重故障时，其他 3 个系列满负荷运行可处理合成水 292m^3/h，则需要外排到事故水暂存池的水量为 16 m^3/h，四个月合计排量 46000m^3。当系统恢复正常，将事故水暂存池的合成水打回系统进行处理，需要 24 天可以处理完毕。该故障占用事故水暂存池的容积约 46000 m^3。

17.2.4.6 生产污水处理系统故障

本项目生产污水处理系统采用 A/O 工艺，主要处理煤气化及少量其他装置的生产污水，本污水处理系统设置 2 个系列，每个系列的处理能力为 400m^3/h，正常操作排入本系统的污水量约 480m^3/h，由于气化装置排污水量不稳定，因此该污水处理系统设计了较大裕量。本系统可能出现的最大故障为生化细菌死亡，因此依据该故障来考虑事故水暂存池的占用容积，按一个系列出现严重故障，即细菌死亡来考虑，这种情况下，还有一个系列维持正常生产，需要将 80m^3/h 的生产污水排到事故水暂存池，生化系统恢复期按 3 个月考虑，总的排到事故水暂存池的污水量为 172800 m^3/h，当系统恢复正常，将该水在打回污水处理系统，需要 23 天可以将暂存生产废水处理完毕，该故障占用事故水暂存池

容积约 172800 m^3。

17.2.4.7 废水处理及回用系统故障

本项目废水处理及回用系统主要采用“超滤+反渗透”工艺，主要处理生产污水处理系统生化处理后的回用废水及各装置的排来的清净废水。

本项目生化污水量 469m^3/h，生化污水反渗透设计规模为 800m^3/h，分四个系列，每个系列处理能力 200m^3/h，当一个系列故障，其他三个系列完全可以处理全部污水。

本项目清净废水量 446 m^3/h，生化污水反渗透设计规模为 700m^3/h，分四个系列，每个系列处理能力 175m^3/h，当一个系列故障，其他三个系列完全可以处理全部清净废水。

本项目反渗透来浓盐水量 223m^3/h，浓盐水反渗透设计规模为 376m^3/h，分三个系列，每个系列处理能力 125m^3/h，当一个系列故障，其他两个系列完全可以处理全部浓盐水。

综上所述，该工序任何一个系列出故障，其余系列完全可以处理全部水量，该工序不需要占用事故水暂存池容积。

17.2.4.8 浓盐水蒸发及结晶系统故障

本系统采用多效蒸发及分段结晶工艺，主要处理高浓盐水，将高浓盐水中的盐结晶出来作为产品销售，蒸发出的水回用到生产系统中，实现污水的“零”排放。

本系统的设计能力为处理浓盐水 60m^3/h，分两个系列设置，每个系列处理能力 30m^3/h，正常排入该系统的浓盐水为 31.6m^3/h，设计裕量约 89%，本系统从目前已运行的类似系统来看，较容易出现故障，每年故障期约 1~2 个月。但本项目采用了深圳能源开发有限公司的技术，高盐水经前处理和纯化处理后，四效蒸发结晶系统可保持长期稳定运行，采用该技术的河源电厂脱硫废水“零排放”的四效蒸发结晶系统已连续稳定运行接近 5 年，因蒸发系统故障或结垢停机检修次数仅 3 次，且检修时间不超过 3 天。按实际运行业绩来说，不需要考虑高浓盐水暂存池，为了安全可靠，真正实现“零”排放，本项目仍考虑了

两个月故障期的高浓盐水暂存池容积，当一个系列故障，另外一个系列满负荷运行，设计保证工况高浓盐水最大量 39.5m^3/h，其中需 9.5m^3/h 的高浓盐水排到高浓盐水暂存池，1.5 个月的排放量为 15390m^3，当系统恢复后 31 天可以将暂存高浓盐水处理完毕，考虑占用高浓盐水暂存池容积约 15390m^3。如果考虑两个系列同时故障，排放速率按最大量 39.5m^3/h 考虑，故障期按 1.5 个月考虑，高浓盐水排放量 42660m^3，系统恢复后 87 天可将暂存的高浓盐水处理完毕，这样占用高浓盐水暂存池的容积为 42660m^3。

17.2.4.9 事故防控与应对

综合考虑本项目工艺装置事故状态、开停车状态、消防事故状态以及污水处理场事故状态、回收水事故状态、蒸发结晶装置情况，项目应在设计、施工、管理过程中，采取有效措施，减小事故发生几率。并制定应急预案，事故发生后，充分利用所设置的防控措施、污水处理系统、事故水暂存措施等截流、处理手段，将污染控制在厂内。项目应设置事故暂存池、浓盐水暂存池、消防事故水池，用以应对各种事故工况下废水的收集、暂存。

⑴ 事故水暂存池

基于预试车期间、试车期间（17.2.4.1 节）考虑，事故水暂存池需要有效容积为：350000 m^3；

基于停车工况考虑（17.2.4.3 节），事故水暂存池需要的有效容积为 60000m^3；

基于工艺装置故障考虑（17.2.4.4 节），事故水暂存池的有效容积为 69120m^3；

基于生产污水处理系统故障（17.2.4.6 节），事故水暂存池需要的有效容积为 172800m^3；

由于停车工况和其他工况不会同时发生，不需要叠加；工艺装置事故工况下，废水没有排到污水处理系统，所以不能和污水处理故障工况叠加；事故工况和预试车不在一个阶段，也不叠加。因此，以上四种情况不会同时发生，因此不考虑叠加，确定事故水暂存池的总容积为 360000m^3，分 8 格设计，每格 45000m^3。

⑵ 浓盐水暂存池

基于预试车期间、试车期间（17.2.4.1 节）及高浓盐水蒸发系统故障（17.2.4.8 节），两种工况不同时发生，高浓盐水总量为 42660m^3，确定高浓盐水暂存池容积为 46000m^3，按 1 格设计。

⑶ 消防事故水池

本项目设置消防事故水池 1 座，分两格，每格有效容积 15000m^3，总有效容积 30000m^3，在事故时，收集可能被污染的消防废水及事故废水。消防事故池容积核算详见环境风险章节。

表 17.2-52　　非正常工况各类排水收集池、暂存池一览表

序号	名称	作用	有效容积（m³）	规格（长×宽×深m）	数量（座）	备注
1	消防事故水池	收集可能被污染的消防废水及事故水	15000	70×50×5	2	收集一次最大消防废水量
2	有机含氨废水调节池	收集气化装置、固废焚烧（活性污泥脱水）、蒸发结晶排水、纯化浓水	17400	54×46×8m	1	按停留时间40小时考虑，设在污水处理场内
3	均衡池	预处理后的含氨废水、含油污水及混醇均质	6000	35×23×8m	1	按停留时间7.5小时考虑，设在污水处理场内
4	含油污水调节池	收集油品合成、油品加工实验装置、油品加工、液体物料储运、地面冲洗水	1800	26×10×8m	1	按停留时间40小时水量考虑，设在污水处理场内
5	合成污水调节池	收集合成水处理装置排水	3600	30×20×6.5m	1	按污水量12小时水量考虑，设在合成水处理场内
6	合成污水事故池	收集不合格合成水	2400	20×20×6.5m	1	按污水量8小时水量考虑，设在合成水处理场内
7	事故水暂	收集非正常工况下全厂排水	45000	80×80×7.5m	8	设在厂区内，分8格设置

序号	名称	作用	有效容积（m^3）	规格（长×宽×深m）	数量（座）	备注
	存池					
8	高浓盐水暂存池	用于蒸发结晶装置事故状态下浓盐水的暂存	46000	84×80×7.5m	1	设在厂区内，分1格设置

17.2.4.10 某煤气化装置运行实例

某煤化工项目，采用 GSP 气化工艺。气化炉开车过程约 1-2h，在此过程中，外排废水量保持不变，由流量调节阀按设定流量进行控制，补水进入到系统内的循环水罐，循环水罐的液位由液位调节阀进行控制。

表 17.2-53　　某煤气化装置开车期间废水排放情况

		1h	2h	3h	4h	5h	6h	7h	8h	9h	10h	11h	12h
第一台炉开车	负荷%	60	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
	水量 m^3/h	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
第二台炉开车	负荷%	60	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
	水量 m^3/h	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
第三台炉开车	负荷%	60	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
	水量 m^3/h	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25

气化排水水质一直比较稳定，下表是该气化装置出口实际监测数据。

表 17.2-54　　某煤气化装置排水监测数据

采样时间	CODcr (mg/L)	NH_3-N (mg/L)	S^{2-} (mg/L)	Cl^- (mg/L)	CN^-(mg/L)
2013.5.6	668	105.00	3.55	296.74	0.54
2013.5.7	787	208.00	2.31	216.58	1.48
2013.5.8	710	71.00	0.52	238.53	1.21
2013.5.9	770	161.00	2.28	254.63	1.21
2013.5.10	368	33.00	0.41	102.44	2.55
2013.5.11	824	76.00	0.43	270.72	0.13
2013.5.12	1200	78.00	0.55	282.80	1.15

2013.5.13	854	82.00	0.73	248.77	2.01
2013.5.14	857	80.00	0.74	308.77	3.63
2013.5.15	895	71.00	0.59	294.14	1.21
2013.5.16	788	86.00	0.55	305.11	0.94
2013.5.17	894	88.00	0.66	345.36	0.40
2013.5.18	986	85.00	0.61	351.21	0.81
2013.5.19	847	123.00	0.60	342.43	0.67
2013.5.20	311	31.00	0.12	112.68	0.94

该项目开车所用时间短，排水稳定，在生化系统预先调试稳定情况下，不需事故水暂存池

17.3 固体废物污染防治措施

17.3.1 固废分类处理概述

根据《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》、国家环境保护部、发改委第 1 号令《国家危险废物名录》及相关鉴别标准，可将固体废物（废液）分为危险废物、一般固体废物和生活垃圾。

本项目固废的分类及处置情况汇总见表 17.3-1。

表 17.3-1 本项目产生固体废物及处理措施一览表

序号	固废类别	处置方法 （t/a）						总计（t/a）
		综合利用或外售	厂家回收	厂内焚烧	园区渣场填埋	送有资质单位	交环卫部门处理	
1	**危险废物**							
1.1	废催化剂及吸附剂等	0	299.02	0	0	181.25	0	480.27
1.2	污水处理生化污泥、油泥浮渣、化学污泥等	0	0	198126	0	0	0	198126
1.3	渣蜡	0	0	0	0	2440	0	2440
1.4	各类包装、塑料袋等	0	0	7	0	0	0	7
1.5	焚烧炉灰渣	0	0	0	0	2400	0	2400
	小计	**0**	**299.02**	**198133**	**0**	**5021.25**	**0**	**203453.27**
2	**一般工业固废**							
2.1	废催化剂、废瓷球、废分子筛	0	0	0	134.7	0	0	134.7
2.2	锅炉灰渣、气化粗渣、过滤滤饼等	2149120	0	0	0	0	0	2149120
2.3	煤泥	153	0	0	0	0	0	153
2.4	结晶盐	11600	0	0		0	0	11600
2.5	污水处理场化学污泥	0	0	0	40515.2	0	0	40515.2
	小计	**2160873**	**0**	**0**	**40649.9**	**0**	**0**	**2201522.9**
3	**生活垃圾**							
3.1	生活垃圾	-	-	-	-	-	300	300
	小计	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**300**	**300**
4	**总计**							

	总量（t/a）	**2160873**	**299.02**	**198133**	**40649.9**	**5021.25**	**300**	**2405276.17**
		可综合利用		**需处理**				
		2161172.02		**244133.15**				**2405276.17**
	百分率（%）	**89.85**		**10.15**				**100**

拟建项目在生产过程中产生的固体废物，按“资源化、减量化、无害化”的原则，根据其性质按类别进行回收或综合利用、厂内焚烧、园区渣场填埋、送有资质单位处置等，最终实现无固体废物直接排入环境的目标。

本项目固废总产生量共计 2405276.17t/a，其中危险废物 203453.27t/a，一般固体废物 2201522.9t/a，生活垃圾 300t/a。

17.3.2 综合利用

《国家中长期科学和技术发展规划纲要（2006-2020 年）》指明了环境科技发展思路，提出了“综合治污与废物循环利用”优先主题。《大宗工业固体废物综合利用“十二五”发展规划》、《废物资源化科技工程“十二五”专项规划》均对工业固体废物的资源化利用提出的相应规划和要求。

17.3.2.1 厂家回收

本项目将本着上述规划的综合治理和循环利用精神，拟建项在生产过程中定期将更换一定量的废催化剂，其中有些含贵重金属或涉及专利技术，由催化剂厂家进行回收。废催化剂在卸出之前均经充分吹扫，以尽量除去附着在上面的原料物料。

厂家负责回收的废催化剂共计 299.02t/a。

17.3.2.2 综合利用或外售

本项目产生煤泥共计 153t/a，返回至煤仓。

热电装置锅炉灰渣、气化装置粗渣、过滤滤饼等，共计 2149120t/a，由准格尔旗大路煤化工基地开发有限责任公司接收，暂时贮存于园区渣场，待该公司灰渣提取氧化铝项目建成后送其提取氧化铝。

结晶盐采用分段结晶技术后生成 NaCl 和 Na_2SO_4 共计 11600$t_{/a}$，可外售。

17.3.3 厂内固废处置措施

17.3.3.1 厂内临时贮存措施

⑴飞灰库

本项目建设直径为 12 米、高 33 米的飞灰库 5 座，每座几何容积约 2000m^3，5 座灰库共可贮存粉煤灰约 8000t。每座灰库库顶设布袋除尘器 1 台。除灰系统设计从省煤器、空预器和布袋除尘器灰斗的出灰口开始，用气力输送方式把飞灰

送至飞灰库贮存。

⑵渣库

本项目建设直径 8m，高 24m，容积约 400m^3 的渣库 3 座，可贮渣约 960t。每座渣库库顶设布袋除尘器 1 台。除渣系统的设计从锅炉的炉底排渣口开始，用冷渣器对炉渣进行冷却后用埋刮板输送机输送，然后用斗式提升机输送至渣库暂存。

⑶危险废物临时贮存库

为防止危险废物在厂内暂存时，造成环境污染事件，本项目将设置危废临时贮存库，占地面积为 2000m^2，设计存储周期为 20 天。危废临时贮存间的混凝土基础做防渗处理，防渗层采用 2mm 厚的防渗材料，保证渗透系数≤10^{-10}cm/s，并采用环氧树脂做防腐防渗处理。危废的贮存场所设置明显标志，贮存场所内禁止混放不相容危险废物。来自界外装置区的固体废物多数为规则物料，装入标准的桶/袋内，由卡车运送到本装置区，经检验、分类后存放在危废储存仓库中，再经配伍后由叉车送入焚烧炉进料厂房，通过提升机，废物连同包装桶或包装袋一起送入转窑的固体废物进料口。

危险废物收集、储存、运输、处置过程均按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）设计和管理，避免发生污染事故。

17.3.3.2 固体废物焚烧装置

本项目自建固体废物焚烧装置处置部分危险废物，主要包括污水处理场产生的生化污泥、合成水处理生化污泥及油泥浮渣、罐区储罐罐底油泥、油品合成装置包装袋等。固废焚烧装置包括污泥干化设施及焚烧设施，干化设施年运行 8000 小时，焚烧设施年运行 7500 小时计。其中，污泥脱水处理能力为 200000t/a，污泥干化能力为 36000t/a，焚烧能力为 12010t/a。

来自污水处理场含水率 98%的活性污泥及油泥浮渣先贮存在两个污泥储罐中，再泵送至脱水机依靠离心机高速旋转产生的离心力对污泥进行固液分离脱水，泥饼从离心机锥端排出，滤后液从另一端排出。在离心脱水机前的污泥管线中，将自动投加絮凝剂以提高污泥的脱水效果。污泥储罐的上清液和离心机滤后液均重力排入废水池，送至污水处理场处理，脱水后含水率 80%的污泥由废水泵送至干化机的进料缓冲料仓。

污泥干化单元由污泥干燥、干化产品输送及储存、工艺气体冷凝及排放三个

部分组成。污泥进入干化机后，转子将其高速离心到内壁上，紧贴着圆柱形的内壁形成一个薄层。干燥器内的热交换主要是依靠污泥与圆柱形容器同轴的夹套中的蒸汽热传导实现。干化机为密闭系统，并维持微负压，以防止机内气体外溢。干化后污泥含水率控制在 40%。污泥经处理后送焚烧炉进行焚烧。

废物的焚烧在一燃室（转窑）和二燃室中完成。各种废物从回转窑的高端进入，燃烧空气与废物同向接触，废物在回转窑中受热干燥、破碎、氧化分解、燃烧，焚烧烟气进入二燃室。回转窑在负压下操作，可以防止炉内有害烟气从密封处泄漏。

在一燃室内没有燃烧完全的气态有机物随烟气进入二次燃烧室继续进行燃烧，二燃室燃烧器也为多燃料燃烧器，可适应燃料气、高热值废液的燃烧，燃料气作为点火气。焚烧炉通过控制温度、SCR脱硝、石灰浆脱硫、布袋除尘、活性炭吸附、碱洗等措施，减少烟尘、SO_2、NO_X、HCl等废气污染物的排放。

焚烧装置技术可行性详见 12.3.3 焚烧可行性分析。

17.3.4 厂外固废处置措施

17.3.4.1 园区渣场

本项目生产过程中产生的部分废催化剂、废瓷球、污水处理场产生的回用水处理污泥等一般工业固体废物，共计 40649.9t/a，将依托大路工业园区现有渣场进行填埋处理。另外，大路西区渣场已通过环评，待园区现有渣场填满后，将依托大路工业园区西区渣场填埋。

现有渣场及西区渣场库容及填埋可行性详见 12.3.4 小节。

17.3.4.2 外送有资质单位安全处置

本项目不能回收利用的废催化剂、吸附剂、焚烧炉灰渣、渣蜡等危险废物需要外委有资质单位进行处理，总计 5021.25t/a。项目已与管理运行鄂尔多斯市大路工业园区危废处置项目的北控环保签订了危废接收意向书，项目产生的所有危废均由北控环保负责妥善处理。

北控环保采用 BOT 方式负责建设管理和运行鄂尔多斯市大路工业园区危废处置项目。该项目处理总规模为 200000t/a，其中减量资源化处理率为 94%，安全填埋量约为 6%，服务期 25 年以上。项目处理车间包括废结晶盐物化处理车间、干化系统、焚烧系统、无机盐综合利用系统、安全填埋系统。该项目于 2014 年

9 月 19 日取得鄂尔多斯大路煤化工基地经济发展局发布的项目核准批复，预计 2017 年 9 月项目验收，办理正式生产许可证。

17.4 噪声控制措施

本项目主要噪声源包括磨煤机、风机、压缩机、各类泵、空冷器、汽包防控、蒸汽放空等，应采取如下降噪声措施，以减少噪声污染。

⑴火炬噪声治理

对火炬头加消声器，以减少其噪声。

⑵空分装置

噪声治理首先从控制噪声源入手，工艺设计时选择低噪声设备，噪音设备，放空管道加消声器，同时建筑物隔声处理。空压机采用室内布置，空分压缩机采取包扎隔音措施。

⑶干燥制粉装置

本装置的噪声源主要为磨煤机、风机和泵类 在设备选型上，选用装备先进的低噪音设备，并采取适当的降噪措施，如机组基础设置衬垫，使之与建筑结构隔开。并保持设备处于良好的运转状态，经常进行保养，添加润滑油，减少摩擦力，降低噪声。振动较大的设备与管道连接采用柔性连接方式，以防止振动产生噪音。将噪声较大的设备布置在厂房内；安全阀排放口设消声器或安全阀排放管设隔音层，气体进出口安装消音器。

⑷煤气化装置

本装置的噪声源主要为压缩机和各类泵。在满足工艺设计的前提下，设计时应对高噪音设备各类大功率泵体、风机等运转设备尽量选用低噪声的产品。将高噪设备如磨煤机、各种泵、风机布置在厂房内。在设备安装时应注意保证平衡，并采取减振基础。泵房大功率泵安装时可采取减振基础。风机设减振台座、风机进出口采取软连接，并且风机及前后管道采取隔声措施。

⑸净化装置

本项目噪声治理从工艺过程着手，减少噪声源，在设备选型过程中选用先进的低噪声设备，在设计中对于主要产生噪声的设备设有隔音操作室。对于主要产生噪声的大型设备设隔音墙、吸声板等，以减弱车间内噪声。

⑹油品合成装置

本装置噪声主要来自空冷器、压缩机、机泵、汽包放空和蒸汽放空。空冷器应选择满足设计要求且低噪声的设备。循环气压缩机布置在厂房内，释放气压

缩机露天布置。汽包循环水泵、半贫液泵和贫液泵布置在泵房内，重柴加料泵露天布置。压缩机厂房和机泵泵房均采取隔声结构，压缩机和机泵（汽包循环水泵、半贫液泵和贫泵）配备相应型式的隔声罩；隔声罩罩体与厂房、泵房地面接触处采取密封和减振措施，压缩机与厂房、机泵与泵房的地面接触处均采取基础减震措施。露天布置的压缩机和机泵设置隔声罩。对于室外布置的汽包放空和蒸汽放空，应在相应放空部位设置消声器。

⑺油品加工装置

本装置噪声主要来自加热炉、压缩机、空冷器、机泵、汽包放空和蒸汽放空。对于室外设置的加热炉、空冷器应选择满足设计要求且低噪声的设备。压缩机均布置在厂房内，采取隔声结构；各压缩机配备相应型式的隔声罩；隔声罩罩体与厂房地面接触处采取密封和减振措施，压缩机与厂房的地面接触处采取基础减震措施。汽包放空和蒸汽放空在相应放空部位设置消声器。

⑻尾气处理装置

在满足工艺设计要求的前提下，本装置的工艺管线应选择合适的流速，管道截面无突变，管道连接采用顺流走向，管道与强烈振动的设备连接，如管道与泵或风机连接时采用柔性连接，管道穿越建（构）筑物时应采取适当的隔声措施。

⑼热电装置

生产区与操作区分开布置，生产区采用机械化和自动化生产，采用分散型控制系统（DCS）进行集中监视、控制及管理，一般工艺参数报警与联锁均在 DCS 系统中实现。操作工大多数时间在控制室用仪表控制，实现远距离控制，减少操作人员接触噪声的时间。热电装置汽机房、除氧跨、煤仓跨、锅炉房、引风机房、脱硫吸收区泵、风机房、脱硫硫铵厂房等易产生噪声污染的设备区域，均采用室内布置，有效降低了厂区范围内噪声污染。对于接触高噪声的生产运行、巡检人员，将发放防噪耳塞。在所有强噪声区域入口处，均设置警示标识，警示所有人员进入此区域必须佩带耳塞。

设备订货时按国家噪声标准向设备制造厂家提出噪声控制值，并作为设备考核的重要因素。一般主机设备、辅机设备噪声控制在 85dB（A）以下。汽轮发电机组均设有隔声罩；风机、给水泵等均采用室内布置，并根据需求设置隔音措施。为减轻锅炉点火或事故状态时短时间对空排汽所产生的强噪声对热电装置周围的影响，在锅炉升火排汽、安全阀排汽出口装设小孔消音器。为降低汽轮机

启动排汽、PCV 阀短时间对空排汽所产生的强噪音对热电装置周围的影响，在排汽出口装设小孔消音器。在锅炉一次风机、二次风机进口处设置消音器，在风、烟道与风机接口处采用软性接头，并在风、烟管道上适当设置加强筋增强刚度、改变钢板振动频率等措施以减少振动噪声。

管道设计中合理选择支吊架、合理选择管道流速及管径，以降低汽（气）流振动噪声。合理设计风烟管道、物料输送管道，减少流动噪声的产生与传递。对引风机及烟道、热风道进行保温隔音。

⑽燃气锅炉

设备订货时按国家噪声标准向设备制造厂家提出噪声控制值，并作为设备考核的重要因素。为减轻锅炉点火或事故状态时短时间对空排汽所产生的强噪声对装置周围的影响，在锅炉升火排汽、安全阀排汽出口、锅炉鼓风机、引风机进口处装设消音器。合理设计风烟管道、物料输送管道，减少流动噪声的产生与传递。对引风机及烟道、热风道进行保温隔音。

另外，在总平面布置时利用地形、厂房、声源方向性及绿化植物吸收噪声的作用等因素进行合理布局，充分考虑综合治理的作用来降低噪声污染，在厂区围墙周围设防护林带，种植高大树木，避免工厂噪声对外环境的影响，同时也可美化环境。

17.5 地下水污染防治措施

为了防止本项目的建设对地下水造成污染，从原料产品储存、装卸、运输、生产过程、污染处理设施等全过程控制各种有毒有害原辅材料、中间材料、产品泄漏（含跑、冒、滴、漏），同时对有害物质可能泄漏到地面的区域采取防渗措施，阻止其渗入地下水中，即从源头到末端全方位采取控制措施。

17.5.1 原则

本项目地下水污染防治措施遵循以下原则：

⑴主动与被动防渗设计相结合的原则，源头控制和防渗工程并重，各污染防治区采取地上污染地上防治、地下污染地下防治的设计原则。

⑵以《环境影响评价技术导则 地下水环境》为依据，按照“源头控制、分区防渗、污染监控、应急响应”，突出饮用水安全的原则确定。

⑶主要参照《石油化工防渗工程技术规范》（GB/T50934-2013），提出本项目地下水污染防治措施建议。

⑷一般工业固体废物、危险废物的贮存、处置和填埋过程中的地下水污染防治分别执行《一般固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB18599-2001）和《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及相应的修改单要求。

⑸坚持分区管理和控制原则，根据场址所在地的工程地质条件、水文地质条件和全厂可能发生泄漏的物料性质、数量，参照相关标准要求在各工艺装置、辅助工程设施及公用工程设施的布置设计方案中严格划分非污染防治区、污染防治区，防渗设计依据不同类别的污染防治分区采取相应的防渗方案。

⑹体现“优先可视化”原则，在满足工程和防渗层结构标准要求的前提下，尽量在地表面实施防渗措施，便于泄漏物质的收集、及时发现破损的防渗层。

⑺实施重点区域地下水污染监控系统，包括建立完善的监测制度、配备先进的检测仪器和设备、科学、合理设置地下水污染监控井，及时发现污染、及时控制；

⑻应急响应措施，包括一旦发现地下水污染事故，立即启动应急预案、采取应急措施控制地下水污染，并使污染得到治理。

17.5.2 污染防治分区

为了避免无法控制的跑冒滴漏和事故时的泄漏对地下水造成污染，本项目在采取积极主动的地下水防污措施基础上，采取地面防渗工程，将滴落或泄漏至地面的有毒有害化工液体介质阻隔在地面上，并设置收集系统，将其收集后送至处理系统进行相应的处理。

本项目根据石油化工工程物料或者污染物泄漏的途径和生产功能单元所处的位置，厂区可划分为非污染防治区、一般污染防治区和重点污染防治区。划分原则如下：

非污染防治区：是指没有地下水环境污染物泄漏、或者虽然有污染物与包气带地表接触，但是不会对地下水环境造成不利影响或者影响微小的的区域或部位。主要包括企业的管理区、集中控制区等辅助区域，企业装置区以外的系统管廊区（除系统管廊集中阀门区的地面外）的地面和雨水明沟（长期处于无水状态）等。

一般污染防治区：是指有地下水环境污染物泄漏，但对地下水环境影响较小的区域或部位；或对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后，可及时发现和处理的区域。主要包括架空设备、容器、管道、地面、明沟等。一般污染防治区可以采取低于重点污染防治区要求的防渗措施。

重点污染防治区：是指有地下水环境污染物泄漏并且其污染地下水环境的风险较大的区域或者部位；或对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后，不易及时发现和处理的区域或部位。主要包括地下管道、地下容器（储罐）、（半）地下污水池、油品储罐的罐基础等。重点污染防治区应当采取较为严格的防渗措施。

典型污染防治分区根据厂区污染防治分区的划分原则，结合工艺装置（单元）的特点和部位以及物料与污染物的性质，将本项目按工艺装置区、储运工程区、公用工程区和辅助工程区等不同功能区进行了针对性的污染防治分区，典型污染防治分区表如表 17.5-1。

表 17.5-1　　本项目典型污染防治分区

序号	工程区	污染防治区域及部位	防渗分区等级	备注
主体装置工程区				
1	埋地管道	污水（初期雨水）、污油、各种溶剂等埋地管道	重点	

2	地下罐	各种地下污油罐、废溶剂罐、碱渣罐、烯烃罐等基础的底板及壁板	重点	
3	生产污水井及各种污水池	生产污水的检查井、水封井、渗漏液检查井、污水池和初期雨水提升池底板及壁板	重点	
4	生产污水预处理	污水预处理池（含初期雨水池）的底板及壁板	重点	
5	储焦池	储焦池的底板及壁板	重点	
6	液硫池	液硫池的底板及壁板	一般	
7	生产污水沟	机泵边沟、压缩机的油站、除盐水站边沟和污水	一般	
8	地面	围堰内地面	一般	对于接触腐蚀性介质的地面，需要考虑防腐
储运工程区				
9	原料油、轻质油品、液体化工品等储罐区	环墙式和护坡式罐基础	重点	对于储存液硫、沥青、重质油等常温条件下不能流动的罐，可不采取特殊防渗措施。
		承台式罐基础	一般	
		储罐到防火堤之间的地面及防火堤	一般	
10	油泵及油品计量站	油泵及油品计量站界区内的地面	一般	
11	铁路、汽车装卸车	装卸车栈台界区内的地面	一般	
12	油气回收设施	油气回收设施界区内的地面	一般	
13	铁路槽车洗罐站	洗罐站界区内的地面	一般	
14	地下罐	地下凝液罐、污油罐、废溶剂罐等基础的底板及壁板	重点	
15	埋地管道	生产污水、污油、溶剂等埋地管道	重点	
16	系统管廊	系统管廊集中阀门区的地面	一般	
公用工程区				
17	热电装置湿法除灰	储灰池的底板及壁板，冲灰沟的底板及壁板	重点	
18	热电装置锅炉事故油池	事故油池的底板及壁板	重点	
19	热电装置排污池、地坑	排污池及地坑的底板及壁板	重点	
20	变电所事故油池	事故油池的底板及壁板	重点	
21	化学水处理站酸碱罐区	环墙式和护坡式罐基础	重点	
		承台式罐基础	一般	
		酸碱罐到围堰之间地面及围堰	一般	
22	化学水处理站酸碱中和池及排水沟	酸碱中和池的底板及壁板，排水沟的底板及壁板	重点	

23	化学水处理站水处理厂房	水处理厂房内的地面	一般	
24	循环水场排污水池	排污水池的底板及壁板	重点	
25	循环水场冷却塔底水池及吸水池	塔底水池及吸水池的底板及壁板	一般	
26	循环水场加药间	房间内的地面	一般	
27	雨水监控池	雨水监控池的底板及壁板	一般	
28	事故水池	事故水池的底板及壁板	一般	
29	污水处理场埋地高浓度工艺污水管道	埋地高浓度工艺污水管道	重点	
30	污水处理场调节罐、隔油罐和污油罐	环墙式和护坡式罐基础	重点	
		承台式罐基础	一般	
		罐到防火堤之间地面及防火堤	一般	
31	生产污水、污油、污泥池，沉淀池、污水井	调节池、均质池、隔油池、气浮池、生化池、污油池、油泥池、浮渣池、沉淀池、和污泥池的底板及壁板；检查井、水封井和检漏井的底板及壁板	重点	
32	污泥储存池	污泥储存池的底板及壁板	重点	
33	污泥焚烧	污泥焚烧界区内的地面	一般	
		污泥干化及储存场所	重点	
辅助工程区				
34	散装且溶于水的原料及产品仓库	仓库内的地面	一般	
35	液体化学品库	化学品库的室内地面	一般	

根据不同污染防治分区的防渗要求，采用相应的防渗设计方案。

一般污染防治区防渗层的防渗性能应不低于 1.5m 厚、渗透系数为 1.0×10^{-7}cm/s 的粘土层的防渗性能。

重点污染防治区防渗层的防渗性能应不低于 6.0m 厚、渗透系数为 1.0×10^{-7}cm/s 的粘土层的防渗性能。

对固体废物暂存场的设计，应严格按国家现行标准规范执行。

非污染区可不做防渗设计。

石油项目防渗工程的设计使用年限应不低于其防护主体（如设备、管道及建、构筑物）的设计使用年限；正常条件下，设计年限内的防渗工程不应对地下水环境造成污染。

17.5.3 污染防治措施

⑴主动防治措施

对产生的废水进行合理的治理和综合利用，以先进工艺、管道、设备、污水储存，尽可能从源头上减少可能污染物产生；严格按照国家相关规范要求，对工艺、管道、设备、污水储存及处理构筑物采取相应的措施，以防止和降低可能污染物的跑、冒、滴、漏，将废水泄漏的环境风险事故降低到最低程度；装置区域内易产生泄漏的设备应尽可能按其物料的物性分类集中布置，对于不同物料性质的区域，应分别设置围堰，围堰内应设置排水地漏，分类收集围堰内的排水，围堰地面应采用不渗透的材料铺砌；储存和输送有毒有害介质的设备和管线排液阀门设为双阀，设备及管道排放出的各种含有毒有害介质液体设置专门的废液收集系统，并设置在装置界区内；优化排水系统设计，工艺废水、初期污染雨水等在厂区内收集后通过管道送厂区污水处理场处理；管道铺设尽量采用“可视化”原则，做到污染物“早发现、早处理”，以减少由于埋地管道泄漏而可能造成的地下水污染，生产主装置生产废水管道全部沿地上的管廊铺设。

物料储存罐区除应按照《石油化工企业设计防火规范》（GB50160-2008） 和《储罐区防火堤设计规范》（GB50351-2005）的要求设置防火堤外，防火堤的地面和围堤还应进行防止渗漏处理；储存、输送酸、碱等强腐蚀性化学物料的区域应设置围堰，围堰的容积应能够容纳最大罐的全部容积。其围堰和地面应作防腐和防渗处理。围堰内的废水应排至中和池进行中和处理，中和池应设高液位报警；装置区内临时固体废物暂存区应根据其性质分别按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）和《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB18599-2001）设计。检修、拆卸时必须采取措施，集中收集，不得任意排放；产废水管道采用重力收集，压力输送。污水处理进出管线采用防渗管沟敷设。

埋地的废水管道材料宜采用铸铁管，接口为 T 型滑入式接口。

排水系统上的集水坑、污水池、化粪池、雨水口、检查井、水封井等所有构筑物均应采用防渗的钢筋混凝土结构并做防渗层保护，对于穿过这些构筑物壁的管道与埋件，应预先设置，防水套管与埋件应与构筑物同时施工，套管环缝隙应采用不透水的柔性材料填塞；严禁现场钻孔凿洞。

⑵被动防治措施

全厂除绿化区外，均应采取水泥硬化措施，在此基础上，根据厂区各生产、生活功能单元可能产生污染的地区，划分为重点污染防治区、一般污染防治区。对厂区可能泄漏污染物的地面进行防渗处理，可有效防治污染物渗入地下，并及

时地将泄漏/渗漏的污染物收集并进行集中处理。

1）厂区内污染区应采用铺砌地面，铺砌地坪采用抗渗钢钎维混凝土，铺砌地坪的胀缝和缩缝应采用防渗柔性材料填塞。污染区铺砌地面边缘应设置不低于15cm 的围堰。污染区的地面应坡向排水口，最小排水坡度不宜小于 0.5%；

2）厂区内污染区铺砌地坪应采用不小于 15cm 厚 C30 混凝土面层，抗渗等级为 P8，掺多锚点钢纤维（掺量通过试验确定），渗透系数不低于 1.0×10^{-8}cm/s）。

3）厂房内有可能发生物料或化学药品或含有污染物的介质泄漏的地面应按污染区地面处理，地面坡向集水点的坡度不得小于 0.01。地面与墙、柱、设备基础等交接处应做翻边；

4）厂房内污染区的排水沟应采用钢筋混凝土结构；

5）储存污水或污染雨水的构筑物应采用防渗钢筋混凝土结构，混凝土强度等级不低于 C30，抗渗等级不低于 P8；

6）混凝土含碱量最大限值应符合《混凝土碱含量限值标准》CECS53 的规定，并且混凝土不得采用氯盐作为防冻、早强的掺合料。主要采取的污染防治措施如下：

a）罐区地面采用水泥硬化和严格防渗、防腐和防爆措施，罐区周围须设置具有强防渗性的围堰和集水沟；

b）罐区、装置区及危废暂存场所基础防渗需从上至下依次采用“沥青砂绝缘层+砂垫层+长丝无纺土工布+2mm 厚 HDPE 防渗膜（渗透系数≤1.0×10^{-10}cm/s）+长丝无纺土工布+1.0m 厚度粘土或原土夯实”的防渗方式；

c）厂区污水处理站、回用水处理站、初期雨水收集池混凝土池体采用防渗钢筋混凝土，池体内表面涂刷水泥基渗透结晶型防渗涂料（渗透系数≤1.0×10^{-12}cm/s）；

d）污水管道尽量架空铺设，如采用地下管道，应加强地下管道及设施的固化和密封，采用防腐蚀、防爆材料，防止发生沉降引起渗漏，并按明渠明沟敷设。埋地管道防渗需依次采用“中粗砂回填+长丝无纺土工布+2mm 厚 HDPE 土工膜+长丝无纺土工布+中砂垫层+原土夯实”的结构进行防渗。

e）对于一般污染防治区，如汽车装卸栈台、维修、原煤储运等。主要采取的污染防治措施如下：抗渗钢纤维混凝土面层中掺水泥基渗透结晶型防水剂，其下铺砌砂石基层，原土夯实，可达到防渗的目的。对于混凝土中间的伸缩缝和与

实体基础的缝隙，通过填充柔性材料达到防渗的目的，渗透系数≤1.0×10^{-7}cm/s。

17.5.4 地下水污染监控

为了及时准确地掌握厂址周围地下水环境污染控制状况，应建立地下水监控体系，包括建立完善的监测制度、配备先进的检测仪器和设备、科学、合理设置地下水污染监控井，及时发现污染、及时控制。通过地下水污染监控井的监测数据反馈，及时发现地下水污染情况，为启动地下水应急措施提供信息保障。

17.5.5 应急响应措施

本项目应制定专门的地下水风险事故应急响应预案，明确风险事故状态下应采取的封闭、截留等措施，提出防止受污染的地下水扩散和对受污染的地下水进行治理的具体方案。

根据当地多年降水情况，在工业场地内配置相应的初期雨水收集池，对厂区内前 10~15min 雨水进行收集，并送入污水处理站进行处理，处理后全部利用。对于 10~15min 后雨水的排放，采用暗管排水方式，排到厂区雨排水管网，最终进入园区雨水管网。

通过采取以上严格的防渗措施和雨水收集处理后，可有效控制渗漏环节，从而避免跑、冒、滴、漏现象的发生，以最大程度的减少工程建设对附近地下水环境的污染。

17.6“以新带老”环保措施

17.6.1 现有工程硫回收尾气治理

鄂大管发[2015]18 号文《关于园区硫化氢区域削减方案的通知中》提出，伊泰现有工程硫回收应进行改造。一期现有工程硫回收单元采用络合铁脱硫设施，所产生的硫回收尾气送至火炬燃烧处理，是全厂一个较大的污染源。本次新建硫回收装置后，一期现有工程的硫回收尾气将送至本项目硫回收装置，新建硫回收装置总设计规模为 7.05 万吨/年硫磺产品，余量可满足一期现有工程硫回收尾气处理，符合文件要求。

17.6.2 现有工程新建煤筒仓

根据《内蒙古伊泰煤制油有限责任公司年产 48 万吨/年（一期 16 万吨/年）煤制油环评变更报告》，现有工程将原环评报告中的 4 个筒煤仓改建为 6000m^3 的封闭煤棚。根据《内蒙古伊泰煤制油有限责任公司年产 48 万吨煤制油项目现有工程（16 万吨/年）竣工验收环保监察报告》，现有工程除建设 6000m^3 的封闭煤棚外，为确保冬季用煤稳定，在封闭煤棚东侧建设了临时储煤场，规模为 92m×142m，防风抑尘网建设高度为 10m，地面用水泥进行了硬化措施。

为满足对厂内无组织排放废气的控制要求，本次将拆除临时储煤场，并将新建四座直径为 22m 的圆形筒仓，确保现有工程冬季用煤稳定。圆形筒仓单仓储量 9000t。四座圆形筒仓其中两座存储主原料煤、一座存储次原料煤、一座存储燃料煤。

鄂大管发[2014]37 号文《关于园区烟粉尘减排工作方案的通知》中提出应削减原封闭煤场粉尘排放量，本项目新建煤筒仓后，可满足要求。

17.7 厂区绿化

本项目厂区绿化布置原则如下：

在不妨碍工艺装置、储运设施等散发的有害气体的扩散，不妨碍道路行车安全和不妨碍生产操作、设备检修、消防作业和物料运输的前提下，充分利用通道、零星空地及预留地进行厂区绿化。

厂区绿化植物的选择应根据工艺装置、生产厂房或设施的生产特点、防火、

防爆和卫生、环保要求，选择具有抗污、净化能力、有利于安全生产的、易于成活、养护管理方便的相应植物。

17.8 施工期污染治理措施

⑴废水治理措施

设置污水收集池，施工营地生活污水收集后送现有工程污水处理场处理。洗车槽处设沉淀池，并随时清理。

⑵扬尘治理措施

坚持工完场洁，施工垃圾随时清理。

土方施工，车辆出场时，必须清洗车轮，斗内夯实。外运建筑垃圾杂物时车顶必须加覆盖物。加强门前三包和入口处清扫，施工范围路段应经常洒水，保持路面湿润。

现场搅拌水泥、石灰等拌合物尽量选择能够避风或背风地带进行工作。建筑物料定点堆放并加覆盖物。

⑶噪声治理措施

采用性能良好的机械设备，认真做好机械的维护和保养工作，减少施工中发出的噪音；合理安排机器设备的工作时间。夜间施工严禁使用噪声大的设备。必要时采取消音、隔音措施；合理安排施工车辆出入线路，尽量避开办公楼、教学楼等公共场所，车辆行驶要求平稳慢速，对于改道时要有明确的行使标志。

⑷废气治理措施

所有施工机械（挖土机、汽车、发电机等）必须做好废气排放检测工作，对不符合废气排放检测标准的机械不得使用。

⑸防止有毒、有害物品的污染

严格控制有毒、有害物品的使用，特别是对于现场操作的工人，要进行严格的培训，并做好用后现场的清理工作。严格控制污染来源和流向。

⑹固废污染防治措施

①施工项目用地范围内的生活垃圾设置指定堆放点，不得在围墙外堆放或随意倾倒，最后交环卫部门集中处理。

②对施工期间的固体废物应分类定点堆放，分类处理。

③施工期间产生的废钢材等固体废料应予回收利用。

⑺生态保护措施

①植被保护措施

加强区内现有植被的保护，严厉禁止项目非法占地、盲目扩张等不合理活动，减缓对地表覆被的破坏。施工期在土石方工程设计时尽量做到移挖作填，减少取弃土（渣）场等临时用地，取弃土渣场。在开挖土地时，尽量减少开挖面积、破坏硬化地面，禁止车辆随意驶离道路，随意碾压地表砾幕。通过严格的用地管理减少对地表砾幕、结皮的破坏。提出合理可行的基地绿化方案，企业厂区内选择能够适应当地气候、土壤、水分及灌溉条件的植物进行绿化，如梭梭、柽柳。绿化方案的设计应根据区域实际情况而定，使绿化充分发挥其生态保护作用，将建设期的生态环境影响降低到最低程度。

②野生动物保护措施

项目建成后地表植被类型及盖度发生变化，可能减少一些动物的食物来源，对野生动物的食物源造成影响。因此环评建议在项目建设的同时采取积极措施减少对植被的破坏，并尽量恢复植被覆盖度，保证野生动物有充足的食物来源，同时在进行项目建设过程中应对员工进行宣传教育和管理，严禁施工人员破坏野生动物的栖息环境，防止滥捕乱猎等现象的发生，杜绝人为因素对动物生物的干扰破坏。

③水土保持措施

本项目水土保持措施采用工程措施和植物措施并举，临时措施与永久措施相结合。充分发挥工程措施的控制性和时效性，保证在短时期内遏制或减少水土流失，再利用植物措施和土地整治措施蓄水保土，达到有效防治水土流失和绿化美化环境的要求。水土保持措施的详细内容见水土保持章节，具体措施如下：

1）严格落实水土保持方案措施，施工结束后，施工道路进行土地平整、植被恢复；施工营地在施工结束后进行施工迹地恢复，及时清理生活垃圾，做好土地平整和植被恢复措施。

2）加强对护坡的绿化，因地制宜种树种草，降低地表土壤侵蚀强度。

3）工程措施与生物措施相结合，以工程措施为主导，积极发挥生物措施的水保功能。

⑻其他环保措施

建立环境保护管理小组，做好日常环境管理，并建立环保管理资料。建立健

全环境工作管理条例，施工组织设计中应有相应环保内容。对地下管线应妥善保护，不明管线应事先探明，不允许野蛮施工作业。建立公众投诉电话，主动接受群众监督。

综上所述，本项目在施工建设阶段会对周围环境产生一定的影响，但通过上述措施，严格管理，文明施工，精心组织，可将各种环境影响因素降低到最低限度。

17.9 环保治理设施“三同时”

本项目全厂环保设施主要包括装置内预处理设施、硫回收、除尘、脱硫脱销、污水处理场、废水回用、蒸发结晶、焚烧炉、固废暂存与处置、防噪减振措施、地下水防渗措施、以及厂区绿化等。

环保治理设施在项目建设竣工后，进行“三同时”验收，验收合格工厂才能生产运行。本项目采取的环保治理措施“三同时”汇总见表 17.9-1。

表 17.9-1 环保措施“三同时”一览表

类别	主要设施/设备	内容说明	处理功能及要求	备注
废气治理措施	硫回收	采用二级克劳斯制硫+氨法脱硫尾气处理工艺技术回收含硫废气，生产副产品硫磺。	通过克劳斯反应回收各装置酸性气中的硫，尾气经焚烧后用氨法洗涤工艺对尾气进行脱硫处理，减少含硫污染物的排放量。总硫回收率达 99.96%。	
	油气回收	公路装车设施设置一套活性炭油气回收系统，采用吸附法，吸收装卸的石脑油蒸汽及中间产品罐区的轻质油、重质油、重柴油、合格蜡及裂化尾油等储罐的排放气。	回收易挥发油品装车时散发的油气，减少无组织排放量，设计油气回收率为 98%以上。	
	燃料气回收	设有燃料气收集系统用于油品加工装置加热炉、气化装置热风炉燃料利用。	回收油品加工装置、油品合成装置、尾气处理装置中富含 H_2、CO 及烃类物质排放气，汇入燃料气管网，减少了可燃废气的排放。	
	CO_2 利用	建设库布齐沙漠碳汇林一期工程。	现已成林约 35 万亩，每年可减少 39.58 万吨 CO_2 排放。	
	加热炉烟气	各加热炉采用低氮燃烧器，有效控制燃烧过程中温度型 NO_x 的生成。	满足《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）特别排放限值标准要求。	
	固废焚烧装置烟气	通过石灰浆对烟气进行降温初步脱硫处理，进入布袋除尘器，在布袋除尘器上游的烟道管上设有活性炭粉投加点，以吸附烟气中的重金属和二噁英。随后进入碱洗塔将烟气中 SOx、HCl 等酸性物质进一步去除。	满足《危险废物焚烧污染控制标准》（GB18484-2014）征求意见稿的要求	

类别	主要设施/设备	内容说明	处理功能及要求	备注
	废气除尘/洗涤设施	⑴对有大量煤尘产生的翻车机卸料口及起尘点较为集中的翻车机房、汽车卸煤间，设计采用超声波雾化抑尘装置； ⑵在原煤转载处及原煤落煤点设有布袋除尘器 ⑶在封闭圆形料场设计采用射雾器抑制煤尘飞扬； ⑷每座灰库库顶设布袋除尘器 1 台，渣库库顶设布袋除尘器 1 台； ⑸煤气化装置中的含尘废气污染源主要包括磨煤及干燥工艺尾气、原煤仓放空过滤器废气、粉煤仓过滤器排空气等废气，通过设置布袋除尘器去除，对于含有甲醇的 CO_2 排放气，还设置水洗塔进行水洗处理； ⑹净化装置低温甲醇洗单元通过设置水洗塔进行水洗处理； ⑺油品合成费托合成催化剂储仓排气经布袋除尘器处理； ⑻燃煤锅炉烟气采用布袋除尘，除尘效率达 99.95%。并预留湿式电除尘。	排气符合《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 中二级标准、《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）特别排放限值要求的规定。 锅炉烟气满足《火电厂大气污染物排放标准》（GB13271-2001）中对重点地区烟尘排放低于 20 mg/Nm^3 的要求。	
	燃煤锅炉脱硝、脱硫设施	热电装置锅炉采用炉外烟气氨法脱硫方案，脱硫效率达 98.66%。 脱硝采用选择性催化还原反应（SCR）技术，脱硝效率达 85%。	锅炉烟气中 SO_2、NO_X 满足《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223－2011）重点地区新建燃气锅炉标准要求。	
	燃气锅炉	采用低氮燃烧器及 SCR 烟气脱硝技术	NOx 浓度将小于 150mg/Nm^3，符合《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）重点地区的排放限值要求。	

类别	主要设施/设备		内容说明	处理功能及要求	备注
	火炬		火炬系统分设 5 个系统，分别为富氢火炬系统、低压重烃火炬系统、酸性气火炬系统、氨火炬系统和低温火炬系统。	保证工艺装置、压力储罐等设施发生各种事故时可燃性气体的安全排放。	工艺的一部分，同时也作为废气处理措施。
	罐区无组织控制措施		LPG 采用球罐，柴油、石脑油、混醇等轻质油品储罐采用内浮顶罐，与拱顶罐相比可减少 90％以上的油气挥发。另外，储罐还采用氮封，可相对减少 50%的气体挥发损失。	采用合理罐型以减少罐区大小呼吸引起的无组织排放。	
	污水处理场废气控制措施	污水处理场恶臭气体控制措施	设置两套生物除臭装置，单套处理规模 28000 m^3/h，采用生物过滤法处理本项目污水处理场臭气。	处理后 H_2S、NH_3、臭气浓度满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）的相关要求。	
		合成水处理恶臭气体控制措施	设置两套生物除臭装置，处理能力共计 10000m3/h，处理合成水处理单元臭气。	处理后 H_2S、NH_3、臭气浓度满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）的相关要求。	
		厌氧工艺沼气控制措施	经脱水脱硫处理，然后送至沼气储柜，最后经风机送至固废焚烧装置作为燃料。		
废水治理措施	装置内预处理措施	煤泥水预处理	煤储运系统设置煤泥水处理车间，废水经“沉淀、过滤”处理后回用作冲洗水。	减少污水处理站负荷，降低全厂性污水处理场污染物处理难度。	
		黑水预处理	气化装置内设有黑水处理单元，通过闪蒸、分离、加入絮凝剂等方式进行预处理，澄清后的灰水大部分循环送回工艺，一部分灰水送入污水处理场再处理。		
		酸性水预处理	净化装置内设置酸性水汽提单元，汽提后的酸性气送硫回收装置生产硫磺，汽提处理后的冷凝液送往气化装置回用，汽提后的氨水送热电站作为脱硝用氨的补充。		

类别	主要设施/设备			内容说明	处理功能及要求	备注
		合成水预处理单元		油品加工装置内设置合成水预处理单元，主要处理费托单元合成水，并通过回收合成水中的醇类，进一步提高煤液化烃类收率。合成水处理单元采用蒸馏技术，合成水进入醇分离塔进行脱醇，经过脱水提浓后的混醇产品送往罐区，脱醇合成水送往全厂污水处理场合成水处理装置处理。		
	全厂性	合成水处理		设计规模 390m^3/h，采用“厌氧+好氧（活性污泥法）+接触氧化+混凝沉淀+砂滤”工艺，出水作为脱盐水站的补水或循环水补充水。	用于单独处理油品加工装置排放的高浓度、低含盐合成废水	
		生产污水处理	含油污水预处理	设计规模：60m^3/h，采用“气浮+除油过滤器”工艺除油后，送后续生化处理。	处理油品加工、尾气处理、火炬罐区含油污水，及地面冲洗水。去除大部分油类，降低生化处理负荷。	
			生化处理	设计规模：800m^3/h，采用“两级 A/O+臭氧氧化+曝气生物滤池”工艺处理，出水水质达到一般膜系统有机物进水水质要求，即 COD≤40mg/l，氨氮≤2mg/l 等后，送废水处理及回用装置进一步处理。	处理预处理后的含油污水、煤气化排有机含氨污水，及其它各装置生产污水、污泥干化废水、纯化浓缩液、蒸发母液等	
		废水处理及回用	生化出水回用处理	设计规模：800m^3/h，生化出水采用“高密沉淀池+超滤+反渗透”工艺处理，出水回用于开式循环水场补充水或脱盐水站原水补充水，反渗透浓水送浓盐水回用处理系统进一步处理。	出水达到《炼油化工企业污水回用管理导则》（中石油，2012.6）初级再生水水质标准后回用。	
			清净废水回用处理	设计规模：700 m^3/h，采用“高密沉淀池+超滤+反渗透”工艺处理，出水回用于开式循环水场补充水或脱盐水站原水补充水。反渗透浓水送浓盐水回用处理系统进一步处理	用于处理脱盐水站、开式循环水排水、及其它清净废水，出水达到《炼油化工企业污水回用管理导则》（中石油，2012.6）初级再生水水质标准后回用。	

类别	主要设施/设备			内容说明	处理功能及要求	备注
			浓盐水回用处理	设计规模：376 m^3/h，采用“高密沉淀池+超滤+树脂软化+反渗透”工艺处理，出水回用于开式循环水场补充水或脱盐水站原水补充水。反渗透浓水送 EP 纯化系统进一步处理。	用于处理生化出水回用、清净废水回用系统产生的浓盐水，出水达到《炼油化工企业污水回用管理导则》（中石油，2012.6）初级再生水水质标准后回用。	
			EP 纯化系统	设计规模：54m^3/h，采用“有机浓缩系统+化学除杂+深度除杂+吸附氧化系统”处理，去除水中 COD、氨氮、及碳酸氢根、钙、镁等后，送 ESC 蒸发分离结晶系统。有机浓缩系统产生的浓缩液返回生化系统处理。	用于处理浓盐水回用系统产生的高盐水。	
		高含盐废水蒸发及结晶		蒸发结晶系统设备按 60m^3/h 的处理规模配置，分 2 个系列并联运行，每系列处理能力 30m^3/h。采用“四效蒸发+闪发结晶”工艺处理，对高盐水进行蒸发、浓缩和结晶，通过分段结晶技术将 NaCl 和 $NaSO_4$ 分别结晶。	用于处理经 EP 纯化预处理后的浓盐水回用处理系统产生的高盐水。通过分段结晶技术将 NaCl 和 $NaSO_4$ 分别结晶，分别达到《工业盐》（GB/T 5462-2003）和《工业无水硫酸钠》（GB/T 6009-2014）的要求。	
		污水三级防控措施		包括第一级防控（装置区围堰、罐区围堤）、第二级防控（装置区、罐区初期雨水池）、第三级防控（全厂消防事故水池，有效容积 30000m^3，分两格设计。	防止事故状态下工艺物料泄露、事故消防水、生产废水外泄。	
		非正常工况污水控制措施		有机含氨废水调节池：有效容积 17400m^3； 均衡池：有效容积 6000 m^3； 含油污水调节池：有效容积 1800 m^3； 合成污水调节池：有效容积 3600 m^3； 合成污水事故池：有效容积 2400 m^3； 事故水咎存池：有效容积 36×10^4 m^3，分 8 格设计； 高浓盐水暂存池：有效容积 46000m^3。	防止装置开停车、试运行状况、污水处理场及蒸发结晶装置运行不稳定时废水外排。	
固废治理措施	厂内热电装置飞灰库			飞灰库 5 座，每座几何容积约 2000m^3。	用于锅炉飞灰的临时贮存。	
	厂内热电装置渣库			渣库 3 座，每座几何容积约 400m^3。	用于锅炉渣的临时贮存。	

类别	主要设施/设备		内容说明	处理功能及要求	备注
	危险废物临时贮存库		危险废物临时贮存库 1 座，占地面积 2000m²。	用于各装置排放的废催化剂、废脱硫剂、废包装袋等危险固体废物在厂家回收前的临时存放。按相关要求做防渗处理。	
	固废焚烧装置		设焚烧炉 1 座，设计焚烧能力为 12010t/a，并设置配套的污泥脱水、干化设施。	主要处理油品合成单元产生的含有各类残留的包装袋，以及污水处理场产生的活性污泥及油泥浮渣。	
噪声治理措施	隔声罩、消音器等		消声、减振、隔音罩。	减小噪声污染。	
地下水防渗措施	防渗层		全厂可划分为非污染防治区、一般污染防治区和重点污染防治区。	参照防渗标准和规范，结合目前施工过程中的可操作性和技术水平，针对不同的防渗区域采用典型防渗措施。	
“以新带老”环保措施	现有工程硫回收尾气治理		现有工程硫回收单元采用络合铁脱硫设施，所产生的硫回收尾气送至火炬燃烧处理。本次新建硫回收装置后，一期现有工程的酸性气将送至本项目硫回收装置	新建硫回收装置总设计规模为 7.05 万吨/年硫磺产品，余量可满足一期现有工程硫回收尾气处理。	
	现有工程新建煤筒仓		现有工程将原环评报告中的 4 个筒煤仓改建为 6000m³ 的封闭煤棚，并在封闭煤棚东侧建设了临时储煤场。本次将拆除临时储煤场，并将为一期现有工程新建四座直径为 22m 的圆形筒仓，确保现有工程冬季用煤稳定。		
其他环保措施	环境监测	废气	在厂界处对非甲烷总烃、SO_2、NH_3、氯化氢、硫化氢、颗粒物、氮氧化物、甲醇、CO、TVOC、臭气浓度等定期进行无组织监控； 其他废气排气口应进行定期监测。		本项目环境监测工作依托现有工程监测站，对

类别	主要设施/设备		内容说明	处理功能及要求	备注
			在硫回收装置废气出口处设 SO_2 在线监测；在热电装置锅炉烟气出口处设 SO_2、烟尘、NO_X 等污染物的在线监测；在固废焚烧炉出口处设置烟尘、SO_2、NO_X、CO、氯化氢等污染物的在线监测；并与当地环境保护管理部门联网。对于焚烧炉排气筒排放二噁英、烟气黑度、重金属及其化合物应进行定期监测。		厂内废水、废气、废渣、噪声排放源及厂界污染物浓度进行监测。
		废水	对各装置污水排放口、污水处理场各单元进出口设立取样监测点，每日监测一次，监控污水处理场运行情况；雨水排放口设立在线监测。		
		地下水	在厂区下游共布设 18 个地下水水质监测点，其中厂址区 7 个，厂址外围 11 个。水质采样频率为每月一次。监测项目包括 pH 值、总硬度、溶解性总固体、高锰酸盐指数、氨氮、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、硫酸盐、氯化物、氟化物、硫化物、氰化物、铁、锰、铜、锌、铅、六价铬、镉、汞、砷、镍、钒、挥发酚、石油类、苯、甲苯、间，对-二甲苯、邻二甲苯、苯并芘和总大肠菌群等。		
		固废	在固废堆放至厂内固废暂存库及运输至厂外处理时，测量固体废物总量，并对产生的固体废物总量进行分类统计、记录、存档。		
		土壤	厂址边界外对重金属进行定期监测。		
		噪声	厂区各方向边界处监测，每季至少一次。		
	建立 LDAR（泄漏检测与修复）系统		加强装置生产、输送和储存过程挥发性有机物泄漏的监测和监管，对流经泵、压缩机、阀门、开口阀及开口管线、法兰及其他连接件、泄压设备、取样连接系统、密封设备等定期进行泄漏检测与控制。各类型组件检测周期应符合《石油化学工业污染物排放标准》（GB31571-2015）要求。		

类别	主要设施/设备	内容说明	处理功能及要求	备注
	绿化	根据相关规范，在厂区四周、厂区道路两侧、厂区内裸露地面，充分利用通道、零星空地进行厂区绿化，绿化率为 10%。		

18 总量控制分析

根据《环境影响评价技术导则　总纲》（HJ2.1-2011），本项目污染物排放总量的计算原则为“在建设项目正常运行，满足环境质量要求、污染物达标排放及清洁生产的前提下，按照节能减排的原则给出主要污染物排放量。”

18.1 总量控制因子

根据《关于印发“十二五”节能减排综合性工作方案的通知》（国发[2011]26号），“十二五”期间国家对 COD、氨氮、SO_2 和 NO_X 四种污染物实行总量控制。

根据《国务院关于印发大气污染防治行动计划的通知》（国发[2013]37 号），大气污染防治行动计划要求“严格实施污染物排放总量控制，将二氧化硫、NOx、烟粉尘和挥发性有机物排放是否符合总量控制要求作为建设项目环境影响评价审批的前置条件。”

结合本项目大气污染物排放情况，确定本项目大气污染物总量控制因子为 SO_2 和 NO_X。

本项目产生的废水处理后回用，不外排地表水体，因此，对本项目废水污染物 COD、氨氮进行总量控制分析，不申请总量控制指标。同时，对本项目固体废物进行总量控制分析。

18.2 主要污染物排放总量计算

18.2.1 SO_2、NO_X 排放量计算

本项目在正常工况下排放 SO_2、NO_X 的废气污染源主要有热电装置锅炉烟气、硫磺回收装置尾气、焚烧炉烟气、油品合成及油品加工加热炉烟气等。

⑴热动力装置燃煤锅炉烟气

根据《建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法（试行）》（环发[2014]197 号），热动力装置锅炉烟气所需替代的 SO_2 和 NO_X 排放总量采用绩效办法核定。

本项目位于内蒙古鄂尔多斯市准格尔旗大路工业园区，不属于高硫煤地区，

也不属于环境保护部公告 2013 年第 14 号规定的重点地区。本项目热电装置拟 5 台 580t/h 超高压高温煤粉锅炉＋2×CB25 抽背机组，装机容量为 50MW；余热电站：4×N45 余热利用凝汽式直接空冷机组，装机容量为 180MW。热电装置总装机容量为 230MW。

①发电部分 SO_2、NO_X 排放量计算

本项目为煤制油工程，属煤化工项目。为保障装置生产运行安全，热电装置需保障项目蒸汽用量，发电机组运转时数必须为 8000 小时，因此按项目每年发电运行 8000h 取值。SO_2、NO_X 排放绩效值 GPSi 均按 0.35g/kWh 计。发电部分 SO_2、NO_X 排放量计算如下：

$Mi=CAPi\times8000\times GPSi\times10^{-3}=230\times8000\times0.35\times10^{-3}=644t/a$

②供热部分 SO_2、NO_X 排放量计算

热电装置设 5 台锅炉，则装机容量为 2900t/h（5×580t/h），85%为燃煤锅炉最安全经济运行负荷，单位热焓值为 2696.12MJ/t，年运行时间为 8000h。发电需用热量为 $230\times8000\times3600=6.62\times10^{9}MJ/a$，供热部分用热量为 $2900\times85\%\times2696.12\times8000-6.62\times10^{9}=4.65\times10^{10}MJ/a$。$SO_2$、$NO_X$ 排放绩效值 GPSi 均按 0.35g/kWh 计。供热部分 SO_2、NO_X 排放量计算如下：

$Di=Hi\times0.278\times0.3=4.65\times10^{10}\times0.278\times0.3=3882060366kWh$

$Mi= Di/1000\times GPSi\times10^{-3}=3882060366\times0.35\times10^{-6}=1358.7t/a$

③热动力装置锅炉烟气 SO_2、NO_X 绩效允许排放量计算

根据以上发电部分、供热部分的 SO_2、NO_X 排放量，计算热动力装置锅炉烟气绩效允许排放量均为：

644+1358.7=2002.7t/a

④热动力装置锅炉烟气 SO_2、NO_X 实际排放量计算

热电装置锅炉燃料煤中硫按校核煤种收到基硫含量 0.90%（校核煤种）计算，热电装置锅炉烟气除尘采用布袋除尘器方案，除尘效率按 99.9%计算；烟气脱硝采用 SCR 脱硝技术，脱硝效率按 85%计算；烟气脱硫采用氨法脱硫，脱硫效率按 98.66%计算，则热电装置锅炉烟气 SO_2、NO_X 的实际排放量分别为 517.9t/a、1064.7t/a，见表 18.2-1。

表 18.2-1　　热电装置锅炉烟气 SO_2、NO_X 实际排放量计算表

污染源	干烟气排放量 (Nm^3/h)	治理前污染物		治理措施	治理后污染物		
		排放浓度 (mg/Nm^3)	排放速率 (kg/h)		排放浓度 (mg/Nm^3)	排放速率 (kg/h)	排放量(t/a)
热电装置锅炉烟气(校核)	2957609	SO_2：1633.5 NOx：300 烟尘：185589.1	4831.3 887.3 548900	布袋除尘，99.99%；SCR 脱硝，脱硝效率 85%；氨法脱硫，脱硫效率不低于 98.66%。	31.6 45 18.6	64.74 133.09 54.89	517.9 1064.7 439.1

热动力装置锅炉烟气 SO_2、NO_X 实际排放量均满足绩效要求，见表 18.2-2。因此，采用热电装置锅炉烟气中二 SO_2、NO_X 的实际排放量计算污染物排放总量。

表 18.2-2　　热电装置锅炉烟气 SO_2、NO_X 排放与绩效值对比

项目	锅炉烟气实际排放量 (t/a)	绩效允许排放量 (t/a)	是否满足绩效要求
SO_2	517.9	2002.7	满足
NO_X	1064.7	2002.7	满足

⑵热动力装置燃气锅炉烟气

本项目燃气锅炉采用清洁燃料气作为燃料，锅炉烟气量为46300 Nm^3/h，经SCR脱硝后NOx浓度约150mg/Nm^3，排放速率为6.945kg/h，NOx年排放量约55.56 t/a。

⑶硫回收装置尾气焚烧炉烟气

硫磺回收装置尾气采用氨法脱硫，气氨法脱硫的脱硫效率按99.5%计算，则尾气焚烧炉烟气SO_2、NOx均为排放量为27.82t/a，见表18.2-3。

表 18.2-3　　硫磺回收尾气焚烧炉烟气 SO_2、NOx 排放量计算表

污染源	干烟气排放量 (Nm^3/h)	治理前污染物		治理措施	治理后污染物		
		排放浓度 (mg/Nm^3)	排放速率(kg/h)		排放浓度 (mg/Nm^3)	排放速率(kg/h)	排放量 (t/a)
硫磺回收尾气	23148	SO_2：20678 NOx：103	577.6 2.88	氨法脱硫，脱硫效率 99.5%	SO_2：100 NOx：100 NH_3：8	2.31 2.31 0.19	18.48 18.48 1.52

⑷油品合成装置

油品合成装置的渣蜡热裂解单元加热炉采用清洁燃料气作为燃料，加热炉烟气量为9850Nm^3/h，NOx浓度约100mg/Nm^3，排放速率为0.99kg/h，NOx年排放量

约7.92t/a。

⑸油品加工装置

油品加工装置的加氢精制单元加热炉和加氢裂化单元加热炉采用清洁燃料气作为燃料，加热炉烟气量分别为30186.02Nm^3/h和42102Nm^3/h，NOx浓度约100mg/Nm^3，排放速率分别为3.02kg/h和4.21kg/h，NOx年排放量约25.6t/a和33.68t/a。

⑹焚烧炉烟气

本项目设置一台固体焚烧炉，焚烧烟气经处理后，烟气量为20000Nm^3/h，SO_2浓度为200mg/Nm^3、排放速率为4kg/h、年排放量约32t/a；NOx浓度为240mg/Nm^3、排放速率4.8kg/h、年排放量约38.4t/a。

⑺SO_2、NOx 排放量汇总

根据以上计算，本项目SO2、NOx排放量分别为810.72t/a、1309.08t/a，见表18.2-4。

表 18.2-4　　SO_2、NOx 排放量统计表

污染源名称	污染物	年排放量（t/a）
热电装置锅炉烟气	SO_2	517.9
	NOx	1064.74
燃气锅炉烟气	NOx	55.56
硫磺回收尾气焚烧炉烟气	SO_2	27.82
	NOx	27.82
油品合成装置	NOx	7.92
油品加工装置	NOx	59.28
焚烧炉	SO_2	32
	NOx	38.4
合计	SO_2	577.7
	NOx	1253.7

18.2.2 烟/粉尘排放量计算

本项目排至大气的含烟/粉尘废气主要为气化装置的原煤仓过滤器排放气、干燥工序尾气、磨煤机尾气、常压煤粉仓过滤器排放气、减压CO_2排放气；油品合成装置的催化剂储仓和加料罐废气、渣蜡热裂解单元废气；油品加工装置的加热炉废气；煤储运废气；热电装置燃煤锅炉烟气和灰渣库排放气；燃气锅炉烟气；

焚烧炉烟气及厂区无组织含尘排放气。经统计，本项目烟/粉尘排放量为516.4吨/年（其中烟尘456.8吨/年，粉尘59.6吨/年），具体排放情况见表18.2-5。

表 18.2-5　　烟/粉尘排放量统计表

装置名称	污染源名称	烟尘/粉尘排放量			备注
		排放量（t/a）	速率（kg/h）	浓度（mg/m^3）	
气化装置	原煤仓过滤器排放气	0.33	0.125	10	间断
	干燥工序尾气	0.08	0.01	10	连续
	磨煤机尾气	12.8	1.6	20	连续
	常压煤粉仓过滤器排放气	4	0.5	20	连续
	减压 CO_2 排放气	19.28	2.41	20	连续
油品合成	催化剂储仓、加料罐废气	0.003	0.08	20	间断
	渣蜡热裂解单元废气	1.6	0.2	20	
油品加工	加氢精制单元加热炉废气	4.8	0.6	20	连续
	加氢裂化单元加热炉废气	6.72	0.84	20	连续
煤储运	汽车卸煤间	6.34	0.792	8.57	连续
	火车受煤坑	3.46	0.432	12	连续
	转载点	2.02	0.252	12	连续
	圆形筒仓	2.31	0.288	12	连续
	圆形煤场	0.29	0.036	5.54	连续
热电装置燃煤锅炉	燃烧烟气	439.1	54.89	18.6	连续
	热电装置灰库	4.8	0.6	30	连续
	热电装置渣库	0.72	0.09	30	
焚烧炉	燃烧烟气	4.5	0.6	30	连续
无组织排放		3.2			
合计		516.4 （其中烟尘 456.8t/a，粉尘 59.6 t/a）			

18.2.3 挥发性有机物（VOCs）排放总量计算

根据中国汉洁环境工程有限公司于2014年8月11日到15日期间对伊泰一期（现有工程）的VOCs排放的监测结果，监测项目分为无组织排放和有组织排放两部分。一期工厂于7月下旬开展大修，8月1日重新开车，运行一周后达到满负荷并且运行情况稳定。监测采样期间处于各装置运行状况较好的阶段，相应的VOCs排放应处于较低水平。

根据环保部环评司、环保部环境工程评估中心2014年5月《石化行业建设项

目挥发性有机物（VOCs）排放量估算方法技术指南（试行）》（讨论稿，以下简称《指南》），从源强产生的角度，对石化行业VOCs污染源进行归类解析，按排放形式和排放工况将其分为11类，基本涵盖VOCs的排放过程。

根据拟建工程实际情况，VOCs排放源主要有：有组织工艺废气；机泵、阀门、法兰等设备动、静密封处泄漏；供热设施燃烧烟气排放；原料、半成品、产品储存及调和过程损失；原料、产品装卸过程损失；废水集输、储存和处理处置过程逸散；冷水塔/循环水冷却系统逸散；非正常生产工况火炬燃烧排放。详细计算过程见第5章工程分析章节。

具体分类情况及计算结果见表18.2-6。

表18.2-6　　本项目VOCs 污染源计算结果

序号	过程解析	排放量 t/a	排放形式	排放工况
1	生产过程有组织工艺废气排放	417.55	有组织	正常
2	锅炉、加热炉等供热设施燃烧烟气排放	0.15	有组织	正常
3	非正常生产工况火炬燃烧排放	1.546	有组织	非正常
4	生产过程无组织工艺废气排放	/	无组织	正常
5	机泵、阀门、法兰等设备动、静密封处泄漏	137.39	无组织	正常
6	原料、半成品、产品储存及调和过程损失	9.198	无组织	正常
7	原料、产品装卸过程损失	99.231	无组织	正常
8	废水集输、储存和处理处置过程逸散	34.12	无组织	正常
9	采样过程损失	/	无组织	正常
10	冷水塔/循环水冷却系统逸散	92.16	无组织	正常
11	开停工、检维修过程损失	/	无组织	非正常
	合计	791.35		

注：不考虑事故工况。

18.2.4 非正常工况废气排放计算

本项目将富氢火炬气中气化装置开车合成气 48h 排放的废气作为计算非正常工况废气排放总量。废气排放量为 1103994Nm^3/h，SO_2 和 NOx 的排放浓度分别为 2103 mg/Nm^3、200 mg/Nm^3，排放量为 111.4t/a 和 10.6t/a。

18.3 废气排放总量核算

18.3.1 本项目废气总量核算

本项目各装置废气排放总量核算见表 18.3-1。

表 18.3-1 本项目废气排放总量核算表

污染源名称	SO_2	NOx	烟/粉尘	VOCs
工艺装置	59.8	189.0	77.3	791.35
燃煤锅炉	517.9	1064.7	439.1	
非正常工况	111.4	10.6	/	
合计	689.1	1264.3	516.3	791.35

18.3.2 全厂废气污染物排放统计

全厂污染物外排量统计见表 18.3-2。

表 18.3-2 改扩建工程实施后全厂污染物外排量统计表

污染物名称	单位	现有工程	本项目	“以新带老”削减量	总排放量
SO_2	t/a	547.8	689.1	327.77	909.1
NOx	t/a	332.64	1264.3	/	1596.9
烟/粉尘	t/a	63.08	516.3	3.4	575.9
VOCs	t/a	/	791.35	/	791.35

18.4 项目污染物排放总量的核算及来源分析

全厂大气污染物总量控制因子以及总量建议指标见表 18.4-1。

表 18.4-1 污染物排放总量指标 单位：t/a

污染物		现有工程	现有工程总量指标	本项目排放量			本项目总量建议指标
废气污染物	SO_2	547.8	650.51	工艺部分	59.8	合计：689.1	**689.1**
				动力部分	517.9		
				非正常工况	111.4		
	NOx	332.5	/	工艺部分	189.0	合计：1264.3	**1264.3**
				动力部分	1064.7		
				非正常工况	10.6		
	烟/粉尘	63.08	109	516.3			**516.3**
	VOCs	/	/	791.35			**791.4**

由表 18.4-1 可知，现有工程 SO_2 排放源只有锅炉和火炬，计算得 SO_2 放量为 547.8t/a；烟尘排放量为 63.08t/a。 2011 年 7 月 20 日内蒙古环境保护厅向内蒙古伊泰煤制油有限责任公司下发了排污许可证（有效期三年），证书编号为 1500100028，许可排放量分别为：SO_2 控制排放总量 650.51t/a、烟尘控制排放总量 109t/a。现有工程均满足排污许可量。

本项目 SO_2、NOx、烟/粉尘、VOCs 建议总量指标为 689.1t/a、1264.3t/a、516.3t/a 和 791.4t/a。本项目总量指标来源于内环发[2014]174 号文《内蒙古自治区环境保护厅关于内蒙古伊泰煤制油有限责任公司 200 万吨/年煤间接液化油品升级示范项目主要污染物排放总量指标的报告》，文件指出本项目 SO_2 从 2012 年包钢集团削减 2.13 万吨中分配；NO_X 动力部分从 2014 年上半年鄂尔多斯电力有限责任公司 3#、4#机组削减 1378.1 吨中分配，工艺部分从 2012 年关停包头华鼎铜业发展有限公司削减 400 吨中分配，因此能够满足本项目总量指标。

18.6 与工业园区总量控制要求的符合性

根据 2014 年内蒙古自治区环境科学研究院《大路工业园区总体规划环境影响报告书》，园区产业结构调整后，园区二氧化硫排放总量为 15177t/a，氮氧化物排放总量为 21433t/a。

本项目废气污染物总量分别占大路工业园区 SO_2、NO_2 总量控制指标的 4.5%、5.9%。由此可见，本项目废气污染物排放符合大路工业园区废气污染物总量控制要求。

18.7 小结

本项目 SO_2、NOx、烟/粉尘、VOCs 建议总量指标分别为 689.1t/a、1264.3t/a、516.3t/a 和 791.4t/a。本项目投产后采取相应的治理措施，生产污染能够得到有效的控制。企业本身应积极推行清洁生产，从源头上减少污染物排放量，实现全面达标工程的目标，来满足总量控制的要求。

19 区域环境及资源承载力分析

19.1 环境承载力分析

19.1.1 大气环境承载力分析

⑴园区大气环境容量

根据《制定地方大气污染物排放标准的技术方法》（GB/T13201-91）中推荐的确定区域大气污染物允许排放量的 A 值法，计算评价区的大气污染物环境容量。在区域尺度上，应用 A 值法预测区域大气污染物允许排放总量具有简单易行的特点，目前该方法作为主要的区域尺度大气环境容量分析模型被广泛应用

计算结果具体见下表。

表 19.1-1　　大路工业园区环境容量（单位：10^4t/a）

名称	SO_2	NO_2
园区规划区允许排放量	3.2641	2.1761
低架源允许排放量	0.6528	0.4352

⑵大气环境承载力分析

根据大路工业园区规划产业项目估算，2020 年园区二氧化硫排放总量为 3.9215 万 t/a，氮氧化物排放总量为 5.1152 万 t/a。两项主要大气污染物排放量均超出采用 A 值法计算的环境容量，需要进行削减，其中二氧化硫排放量需削减 0.6574 万 t/a，氮氧化物排放总量需削减 2.9391 万 t/a。园区大气环境容量利用情况见表 19.1-2

表 19.1-2　　园区大气环境容量利用情况（单位：10^4t/a）

名称	SO_2		NO_2	
	环境容量	排放量	环境容量	排放量
现状	3.2641	0.25	2.1761	0.38
2020 年	3.2641	4.0682	2.1761	5.2573

根据《鄂尔多斯市“十二五”节能降耗和主要污染物减排工作方案》，准格尔旗 2015 年二氧化硫排放总量控制在 30307 t，氮氧化物排放总量控制在 30493 t。根据《准格尔旗“十二五”主要污染物减排实施方案》，准格尔旗“十二五”期间电

力行业脱硫减排二氧化硫量为 10983t，脱硝减排氮氧化物量为 31984 t；电力结构减排二氧化硫量为 3962 t，氮氧化物量为 2365 t；水泥行业低氮燃烧减排氮氧化物量为 123 t。全旗总减排量为二氧化硫 14675 t/a，氮氧化物 34472 t/a。

大路工业园区现状二氧化硫和氮氧化物排放量较小，随着项目的不断引入，两项主要污染物的排放量将增加，其新增排污指标需从区域角度进行综合匹配，但排放总量不能超出 A 值法计算的环境容量。

为了减少大路工业园区企业二氧化硫和氮氧化物的排放量，园区拟对现有产业结构进行优化调整。2015 年 6 月 19 日，鄂尔多斯市人民政府以鄂府函[2015]123 号文下发了《关于大路煤化工基地煤化工产业发展规模调整情况的函》，对项目所在园区的产业及规模进行了优化调整。大路工业园区产业结构优化调整前后，二氧化硫和氮氧化物的排放量对比情况下 19.1-3。

表 19.1-3　　大路工业园区计划优化调整产业结构前后项目大气污染物排放量

序号	项目名称	单位	调整前			调整后		
			产业规模	二氧化硫排放量（t/a）	氮氧化物排放量（t/a）	产业规模	二氧化硫排放量（t/a）	氮氧化物排放量（t/a）
1	间接法煤制油	万吨/年	556	278	750	416	257	690
2	煤制天然气（含配套动力锅炉）	亿标立方米/年	200	3500	5000	200	3500	5000
3	煤制甲醇	万吨/年	650	60	160	220	20	54
4	二甲醚	万吨/年	10			10		
5	甲醇制烯烃	万吨/年	200	0	15	210	0	30
6	聚乙烯	万吨/年	30			23.1		
7	聚丙烯	万吨/年	20			36.9		
8	乙二醇	万吨/年	60			100		
9	芳烃	万吨/年	50	83	100	100	166	200
10	合成氨/尿素（含动力锅炉）	万吨/年	230/402	1973	2255	30/52	336	560
11	煤焦油加氢	万吨/年	40	14	16	40	14	16
12	粉煤灰制氧化铝（含动力锅炉）	万吨/年	550	10070	9130	40	543	818
13	电解铝及铝制品	万吨/年	275			0	0	0
14	电厂	万 kW.h	1500	15905	24994	600	6360	9996
15	压力容器制造	万吨/年	20	0	0	20	0	0

序号	项目名称	单位	调整前			调整后		
			产业规模	二氧化硫排放量（t/a）	氮氧化物排放量（t/a）	产业规模	二氧化硫排放量（t/a）	氮氧化物排放量（t/a）
16	复合材料结构板	万吨/年	40	0	0	40	0	0
17	水泥	万吨/年	300	160	1200	0	0	0
18	制砖	亿块/年	2.4	0	0	2.4	0	0
19	DMC	万吨/年	4	0	0	4	0	0
20	多晶硅（含动力车间）	万吨/年	1.5	1505	1275	0.3	301	255
21	太阳能级硅片	MW/年	2350	0	0	2350	0	0
22	PMMA 颗粒复合导光板	K/年	60	0	0	60	0	0
23	供热动力设施	吨/时	15682	7134	7678	6682	3680	3814
合　计				40682	52573		15177	21433

由表 19.1-3 可知，大路工业园区产业结构调整后，SO_2 的排放量比调整前减少了 25505t/a，NOx 的排放量比调整前减少了 31140t/a。同时，园区产业结构调整后，园区二氧化硫排放总量为 15177t/a，氮氧化物排放总量为 21433t/a，均满足大路工业园区环境容量。本项目废气污染物总量分别占大路工业园区 SO_2、NO_2 总量控制指标的 4.5%、5.9%。

此外，鄂尔多斯市人民政府正在积极推进国家清洁能源输出基地和现代煤化工生产示范基地，已委托专业机构针对区域开发决策和规划、生态环境承载力及制约因素、产业结构调整等问题开展课题研究，力争把鄂尔多斯市建设成为国家清洁能源输出基地和现代煤化工生产示范基地。

19.1.2 水环境

本项目在正常工况下不外排污水，因此不涉及水环境容量问题。

19.2 资源承载力分析

19.2.1 水资源

本项目建设单位委托黄河勘测规划设计有限公司编制了《内蒙古伊泰煤制油有限责任公司 200 万吨/年煤炭间接液化示范项目水资源论证报告书》，2015 年 8 月 10 日获得水利部黄河水利委员会的批复（黄水调[2015]323 号）。本内容主要摘自《内蒙古伊泰煤制油有限责任公司 200 万吨/年煤炭间接液化示范项目水资源论证报告书》。

19.2.1.1 取水方案

⑴生产取水

本项目位于内蒙古准格尔旗大路工业园区，生产用水以黄河干流地表水作为供水水源，由大路工业园区已建成的黄河柳林滩供水工程供给。黄河柳林滩供水工程取水口位于黄河右岸大路镇柳林沟入黄口下游 650m 处，黄河水采用固定取水泵站+浮动泵船形式提取，用输水管道送至沉沙池预处理后进入大南沟蓄水池调蓄，而后进入大路工业园区净水厂处理，经处理后加压提升经园区供水管网送至本项目界区外 1m 处，再经项目自设的厂内净水场处理后供给各用水系统使用。

本项目黄河水取水指标通过对鄂尔多斯市黄河南岸灌域的部分灌区实施节

水改造并调整种植结构，提高农业用水效率，将节出的水量以有偿转让方式取得。

⑵生活取水

本项目生活用水由大路工业园区自来水系统供给，大路工业园区自来水系统取水水源地为苏计沟水源地、永兴店水源地、窑沟水源地和官板乌素水源地，均为地下水。本项目生活用水从园区自来水管网就近接入，经本项目生活水池调节后用泵加压后通过生活用水管网供给各生活用水点。

水利部黄河水利委员会已以《黄河关于内蒙古伊泰煤制油有限责任公司 200 万吨/年煤炭间接液化示范项目水资源论证报告书的批复》（黄水调[2015]323 号）同意“该项目年取水量 1356 万立方米，其中生产年取水量 1338 万立方米，生活年取水量 18 万立方米。本项目所用黄河水通过水权转让方式获得用水指标，并占用鄂尔多斯一期水权转让指标 450 万立方米/年，二期水权转让指标 888 万立方米/年”。

19.2.1.2 取用水合理性分析

⑴取水合理性

①产业政策相符性

本项目以当地丰富的煤炭资源为基础，采用具有我国自主知识产权的煤间接液化技术，建设大型煤制油产业项目，对促进国产化技术发展以及实现产业化、规模化生产具有较大意义。该项目的建设符合我国能源安全的基本国情，对于调整和优化我国能源结构、缓解国内石油短缺的矛盾、增强我国应对国际石油风险的能力、保证我国能源的战略安全具有重大意义。同时，本项目位于内蒙古自治区鄂尔多斯市，是我国西部大开发的重要地区，项目的建设可以充分发挥西部地区的资源优势，促进西部地区资源优势向经济优势转化，调整西部地区的产业结构，带动内蒙古资源富集地区的经济发展和产业链延伸，增加就业机会，对落实中央的西部大开发战略，加快西部经济的发展具有较大的现实意义。因此，本项目建设符合国家和地方产业政策及当地经济发展规划等。

②水资源条件相符性

本建设项目位于鄂尔多斯市准格尔旗大路工业园区内。

A、当地地表水

准格尔旗内的地表水系均属于黄河流域。由于降水的空间分布不均匀和下垫面产汇条件的差异，境内地表水资源空间分布极不均匀，产流区主要分布在准格

尔旗西、南的纳林川、悖牛川及十里长川的三大河沟，流域面积占全旗总流域面积的 58.5%，其径流量占全旗总径流量的 93%，其中以悖牛川流域产流量最大。大路工业园区位于准格尔旗的东北部，境内及附近的河沟较小，径流量小，含沙量大，且均属于黄河一级支流，难以利用。而产流较大的纳林川、悖牛川及十里长川距大路园区较远，河沟含沙量高，径流年际变化大，年内分配不均匀，地表水多以洪水的形式出现，三大河沟 7～9 月份径流量占年净流量的 75.7%左右，来水保证率低，利用条件差，河沟不具备修建大型控制性工程的条件，难以满足需水量大、用水保证率高的用水户用水需求。因此，准格尔旗当地地表水不能作为本项目生产用水水源。

B、黄河过境水

依据 1987 年国务院《黄河可供水量分配方案》和内蒙古自治区人民政府内政字[2004]379 号文《内蒙古自治区人民政府关于分配黄河水初始水权有关事宜的通知》，南水北调西线工程生效以前，正常来水年份黄河可供水量 370 亿 m^3，其中内蒙古自治区分配水量为 58.6 亿 m^3，相应鄂尔多斯市分配水量 7.0 亿 m^3，其它年份按照同比例丰增枯减、多年调节水库蓄丰补枯的原则确定可耗用的黄河地表水量。

C、非常规水资源

当地非常规水资源主要包括再生水和矿井排水。据统计，准格尔旗现有污水处理厂 2 座，分别为神华准格尔能源有限公司薛家湾镇污水处理厂和大路新区污水处理厂。薛家湾镇污水处理厂设计处理能力为 3.75 万 m^3/d，根据准格尔旗取水许可证发放情况，其再生水量已全部配置给其他企业；大路新区污水处理厂现状处理规模为 3 万 m^3/d，规划建设规模为 9 万 m^3/d，根据《大路工业园区污水处理厂规划》，大路新区污水处理厂处理后的再生水作为部分火电厂的生产用水、园区绿化及道路喷洒用水等。因此，再生水无法作为本项目的供水水源。准格尔旗煤炭资源较丰富，境内准格尔矿区已投产综采煤矿 64 座，煤炭产量 1.29 亿 t。准格尔旗煤层埋深一般为 50～300m，煤系地层水文地质条件简单，主要为基岩孔隙水，富水性较差，该矿区平均矿井水排水系数仅为 0.18。根据准格尔矿区规划及《鄂尔多斯煤电基地规划水资源论证报告书》，2020 年准格尔旗煤炭开采量达到 1.68 亿 t，因煤炭开采产生的矿井水量约为 3552 万 m^3，在优先满足矿井排水矿区采选的自用水量及部分电厂生产用水后，已无多余可供水量。此外，由于

矿井实际涌水量与设计涌水量一般存在一定偏差，规划及在建中的矿井涌水量存在不确定性，难以满足煤化工项目 97%的供水保证率要求。因此，本项目不宜采用矿井水作为取水水源。

D、地下水

按照国家产业政策和水资源优化配置原则，地下水仅用于居民生活用水及特殊行业用水。本项目位于大路工业园区煤化工基地西区，属于《内蒙古准格尔旗大路工业园区规划水资源论证报告书》中大路工业园区规划水平年新增用水项目，其生活用水拟由园区生活供水管网统一供给。根据《内蒙古自治区水利厅关于准格尔旗大路工业园区规划水资源论证报告书的函》（内水资[2013]107 号），大路工业园区现状生活取水水源为苗家滩水源地地下水，年取水量为 7.66 万 m^3。但由于苗家滩水源地距园区批准建设的国家重点清洁能源生产项目仅 5km，项目建成投产后对水源地可能存在安全隐患，需确定新的水源。内蒙古自治区人民政府以“内蒙古自治区人民政府关于增补窑沟和官板乌素水源地为大路煤化工基地水源地的批复”（内政字[2014]283 号）同意“大路煤化工基地项目建成投产后关闭苗家滩水源地并撤消该水源保护区。同时，启用官板乌素水源地为大路煤化工基地饮用水水源，窑沟水源地为备用水源”。根据《准格尔旗水务局关于同意内蒙古科源水务有限公司向鄂尔多斯大路煤化工基地提供生活用水的函》（准水函[2014]78 号），原则同意采用苏计沟、永兴店、官板乌素和窑沟水源地作为鄂尔多斯大路煤化工基地生活用水的水源。以上四个水源地均位于准格尔旗薛家湾镇东部，现已实现并网供水，并网后设计供水能力为 2199.5 万 t/年，现状实际供水量约 415.6 万 t/年，供水余量可满足鄂尔多斯大路煤化工基地 312 万 t/年的生活需水量，该供水方案预计于 2017 年建成。

根据以上分析，当地地表水、再生水及矿井水均不满足本项目生产取水要求，只能通过水权转换方式取得黄河水指标来作为本项目生产用水水源；本项目生活用水水源为苏计沟、永兴店、官半乌素和窑沟水源地，由园区生活供水管网统一供给。本项目取水与水资源条件相符。

③水资源规划的相符性

A、符合区域水资源规划及水权转换规划有关要求

本项目位于内蒙古自治区鄂尔多斯市境内。内蒙古黄河流域是水资源最缺乏的区域，年降水量在 130mm～400mm，地表水资源主要为过境黄河水，引黄水

量占内蒙古黄河流域总用水量的 75%左右。目前内蒙古自治区已没有黄河流域地表水量余额指标，区内新增工业项目取用黄河地表水需通过水权转让方式获得取水指标。

根据《鄂尔多斯市人民政府关于同意调整解决内蒙古伊泰煤制油有限责任公司 200 万吨/年煤炭间接液化示范项目用水指标的批复》（鄂府函[2014]100 号）及《鄂尔多斯市人民政府关于商请调整我市一期水权转让项目用水指标及二期水权转让指标配置的函》（鄂府函[2012]269 号），同意本项目以水权转换方式取得黄河水指标。因此，本项目取水符合区域水资源管理和水权转让有关规划要求。

B、符合大路工业园区水资源规划和配置要求

本项目位于大路工业园区内，大路工业园区位于鄂尔多斯市准格尔旗东北部，是列入内蒙古自治区以呼包鄂为核心沿黄河沿交通干线经济带发展规划的重点园区之一。该园区规划建设面积 170km^2，分为“一区三基地”，即北部市政服务区、南煤化工基地、东煤基新材料及精细化工基地和西煤电铝循环产业基地。目前已入驻企业 31 家，引进实施重点工业项目 41 个，本项目为 2020 年水平年大路工业园区拟建项目之一。大路工业园区规划水资源论证已通过内蒙古自治区水利厅批复。

根据《内蒙古自治区水利厅关于准格尔旗大路工业园区规划水资源论证报告书的函》（内水资[2013]107 号文），同意该园区通过水权转换方式取得的黄河地表水和园区污水处理厂再生水作为园区总体规划生产用水水源，其中本建设项目所在的煤化工基地西区供水主要由黄河水满足。因此，本项目取水符合大路工业园区水资源规划和配置要求。

⑵水源配置的合理性

本项目拟通过对鄂尔多斯黄河南岸灌区实施节水型灌区建设，将腾出水量以水权转让方式取得，在获得取水指标后以黄河干流地表水做为项目生产用水水源。项目取水符合用水总量控制指标，符合鄂尔多斯市及大路工业园区水源配置方案，且内蒙古自治区水利厅以《内蒙古自治区水利厅关于伊泰煤制油有限责任公司煤炭间接液化示范项目取用水的复函》（内水便函[2014]130 号）同意本项目以黄河干流地表水作为生产用水水源，鄂尔多斯市也已通过调整一期水权指标及配置二期水权指标满足本建设项目用水需求；本项目位于大路工业园区煤化工基地西区，生活用水由园区生活供水管网统一供给，根据“准格尔旗水务局关于同

意内蒙古科源水务有限公司向鄂尔多斯大路煤化工基地提供生活用水的函”（准水函[2014]78 号），原则同意采用苏计沟、永兴店、官半乌素和窑沟水源地作为鄂尔多斯大路煤化工基地生活用水水源。因此，项目水源配置是合理的。

⑶工艺技术的合理性

本项目以煤为原料，通过煤气化生成粗合成气，粗合成气再经变换、净化工序为油品合成提供合格的合成气，最终合成气经油品合成、油品加工等工序生产柴油、石脑油、LPG、LNG 等化学品及燃料，生产装置主要包括空分、煤气化、净化、油品合成、油品加工、尾气处理等，生产工艺包括煤气化、油品合成和油品加工等关键工艺技术，其中煤气化采用宁煤炉干粉煤加压气化技术，油品合成和油品加工均采用高温浆态床费托（F-T）合成技术及产品加工技术（HTSFTP®）。

宁煤炉干粉煤加压气化技术属气流床干粉煤气化技术，代表着洁净煤技术的发展方向，技术优点主要表现在燃烧反应迅速、具有更高的气化效率和碳转化率，煤中的矿物质成为熔渣离开气化炉污染小，合成气热值高，单炉产气量大、气化压力高、效率高，工艺成熟可靠。中科合成油技术有限公司研发的拥有自主知识产权的高温浆态床 F-T 合成工艺系统集成技术（HTSFTP®），已在内蒙古伊泰、潞安以及神华集团 16~18 万吨/年合成油示范装置取得长期稳定满负荷运行成功经验，该技术对促进国产化技术发展以及实现产业化、规模化生产具有较大意义。本项目其余装置均采用国内外先进的工艺技术。同时，本项目配套建设的污水处理及回用装置，所有废污水经处理达标后全部回用，最大程度地提高了水资源的利用率。

可见，本项目采用的工艺技术是合理的。

⑷用水的合理性

核定后，本项目夏季总用新水量 2009m^3/h，其中生产用新水量 1990m^3/h，生活用新水量 19m^3/h；冬季全厂总用新水量 944m^3/h，其中生产用新水量 925m^3/h，生活用新水量 19m^3/h。生产用水按年操作 8000h 计，年用水量为 1166 万 m^3；生活用水按全年 365d 计，年用水量 17 万 m^3。项目总用新鲜水量为 1182 万 m^3。考虑 13%的沿程输水损失（含沉沙池及蓄水池蒸发、渗漏及管道输送等损失），则核定后项目生产取水量为 1338 万 m^3/a；生活用水 17 万 m^3/a 由大路工业园区生活水管网直接供水，输水损失按 5%考虑，则生活取水量为 18 万 m^3/a。核定后建设项目年取水总量为 1356 万 m^3/a。

本项目单位合成油品新水量为 5.5m^3/t。根据国家能源局《关于规范煤制燃料示范工作的指导意见》（征求意见稿），煤制油示范项目（费托合成路线）要求单位产品新鲜水耗不超过 7m^3/t。可见，本项目单位产品新鲜水量满足要求。

内蒙古伊泰集团一期年产 16 万 t 煤制油示范项目主要产品有柴油、石脑油、LPG、煤基合成蜡、液体石蜡等，2014 年主要产品产量为 17.83 万 t，单位产品新水量约 20.1 m^3/t，本项目单位合成油品新水量仅占约 1/4；在建的兖矿榆林 100 万 t/a 煤间接液化制油工业示范项目，单位合成油品新水量为 11.81m^3/t，本项目单位合成油品新水量相比低约 53%；宁夏沙索煤炭间接液化项目与本项目工艺方案类似，单位合成油品新水量为 6.50m^3/t，本项目单位合成油品新水量相比低约 15%。比较结果详见表 19.2.1-9。

表 19.2.1-9　　与类似项目单位合成油品用水量情况对照表

建设项目名称	合成油品规模（万t/a）	耗新鲜水总量（万m^3/a）	吨合成油品新水量（m^3/t）	主要产品
本项目	215.35	1176	5.5	柴油、石脑油、液化气（LPG）
伊泰集团一期年产16万t煤制油示范项目	17.83	358.62	20.1	
兖矿榆林100万t/a煤间接液化制油工业示范项目	109.50	1293.2	11.81	
宁夏沙索煤炭间接液化项目	409.12	2660.16	6.50	

根据国家能源局《关于规范煤制燃料示范工作的指导意见》（征求意见稿），煤制油示范项目（费托合成路线）生产 1 吨油品煤耗要求≤3.7 吨标煤。本项目生产吨油品耗标煤 3.41 吨，满足该规划要求。

《中国石油化工集团公司暨股份公司工业水管理制度》要求我国石油化工业用水重复利用率应大于 95%；《关于规范煤制燃料示范工作的指导意见》（征求意见稿）要求工业用水重复利用率不小于 97%。本工程夏季全厂用水重复利用率为 97.6%，冬季全厂用水重复利用率为 98.5%，均高于相关规定标准，全厂水的重复利用水平较高。

《节水型城市目标导则》要求冷却水循环率应大于 95%；《关于规范煤制燃料示范工作的指导意见》（征求意见稿）要求冷却水循环利用率不小于 98%。本项目夏季、冬季冷却水循环率为 98.4%和 99.5%，均高于上述要求指标。

本项目设计用水指标与国家标准或行业规定对照结果见表 19.2.1-10。

表 19.2.1-10　　项目设计用水指标与国家标准或行业规定对照表

指标	设计值	国家标准或行业规定	依据	满足程度
单位产品新鲜水耗（m^3/t）	5.5	≤7	《关于规范煤制燃料示范工作的指导意见》（征求意见稿）2015.2	符合
吨油品耗标煤（t/t）	3.41	≤3.7	《关于规范煤制燃料示范工作的指导意见》（征求意见稿）2015.2	符合
设计全厂用水重复利用率（%）	夏季：97.6 冬季：98.5	≥97	《关于规范煤制燃料示范工作的指导意见》（征求意见稿）2015.2	符合
冷却水循环率（%）	夏季：98.4 冬季：99.5	≥98	《关于规范煤制燃料示范工作的指导意见》（征求意见稿）2015.2	符合

19.2.1.3 地表水取水水源论证

⑴供水水源工程概况

本建设项目位于准格尔旗大路工业园区，园区现状供水工程为已建的黄河柳林滩供水工程。本建设项目拟从园区供水母管上引接支管供项目生产使用。

黄河柳林滩供水工程是大路工业园区工业供水的主干工程，位于大路工业园区东部，包括取水工程、沉沙调蓄工程、净水厂和输水工程，由内蒙古天河水务有限公司运行管理。2009 年内蒙古自治区发改委以“关于对内蒙古准格尔旗能源基地黄河柳林滩供水工程核准的批复”（内发改农字[2009]1796 号）批复柳林滩供水工程取水规模 7089 万 m^3，供水规模 6026 万 m^3。

柳林滩供水工程取水口位于黄河中游河口镇～万家寨段的黄河右岸、内蒙古准格尔旗大路乡，取水口上距头道拐水文站 41km，下距万家寨水利枢纽 73km。取水工程包括一座固定取水泵站和一艘浮箱式取水泵船。据内蒙古天河水务有限公司提供的资料，目前柳林滩供水工程实际建成取水能力已经达到 50 万 m^3/d，年总取水能力 1.8 亿 m^3/a。

沉沙调蓄工程采用大南沟河上的大南沟水库。大南沟水库位于准格尔旗大路乡城壕村的大南沟入黄口，坝址距黄河 1.5km。大南沟水库为小（1）型水库，水源主要为黄河柳林滩供水工程取的黄河水，总库容 858 万 m^3，正常蓄水位 1045.95m，兴利库容 539 万 m^3。水库工程任务以供水为主，供水范围为准格尔旗大路工业园区内的工业企业。

净水厂位于准格尔旗大南沟水库右岸，一期工程于 2010 年投产，二期工程于 2014 年建成投入使用。三期工程土地已征用，施工图已完成，可随着企业用水量的增加随时开工建设。

输水工程包括柳林滩取水口至大南沟水库、大南沟水库至净水厂、净水厂至大路工业园区输水管线工程等。目前已建成柳林滩取水口至大南沟水库 DN1400、DN800、DN600 三条输水管线；大南沟水库竖井泵站至净水厂 DN1000 双线、DN500 双线共四条输水管线；净水厂至工业园区 DN1000 双线、DN315 双线、DN800、DN400 共六条输水管线。

⑵取水可靠性分析

①泥沙对取水的影响分析

本项目为黄河柳林滩供水工程的用水户。在柳林滩供水工程设计时，根据泵站运行的要求，确定取水口日平均含沙量大于 15kg/m^3 时停止取水。据对 1969 年～2009 年泥沙测验结果分析，大含沙量发生的日期一般在 7 月～9 月，大于 15kg/m^3 连续发生的天数最大为 4d（1986 年 7 月 7 日至 10 日）。

根据柳林滩供水工程设计资料，在多沙期考虑泵站避沙峰停机，由大南沟水池调节水量对用水户供水，由大南沟蓄水池兴利库容 539 万 m3，可以满足高含沙停机时供水区内所有用水户的取用水要求。

②凌汛期取水可靠性分析

根据头道拐水文站冰情资料统计，头道拐河段冬季流凌最早为 11 月 6 日，最晚为 11 月 25 日。冰封期最早为 11 月 14 日，最晚为 1 月 25 日，流凌天数为 1d～75d，平均 28d。春季开河最早为 3 月 14 日，最晚为 3 月 31 日，流冰天数 2d～14d，平均 6d。冰冻天数为 62d～134d，平均 97d。冰冻期最大冰厚 1.12m，历年最大冰厚平均值为 0.72m。

根据黄河头道拐水文站冰情资料和河道情况，该河段一般不会出现冰坝，但水库回水末端容易发生冰塞及冰坝。当万家寨水库库前水位为 977m 时，柳林滩供水工程取水口水位为 987m，完全能保证项目取水要求。同时即使取水口位置有冰层覆盖，取水工程也可以采取有效措施，在冰层下面取水。因此，冰情不会对黄河柳林滩供水工程取水构成影响。

③枯水期取水可靠性分析

根据《内蒙古准格尔旗能源基地黄河柳林滩供水工程可行性研究报告（北部

近期供水区）》，柳林滩供水工程采用岸边固定式泵站从黄河提水，泵站设计最低运行水位 981.2m，对应黄河干流流量为 50m^3/s，考虑头道拐水文站至柳林滩取水断面区间用水 10.4m^3/s，反推至头道拐水文站断面对应流量为 60.4m^3/s。

根据 1969 年～2009 年头道拐断面枯水期连续 n 日小于 60.4m^3/s 的水量统计分析，小于 60.4m^3/s 的最大连续天数为 33d（1987 年 5 月 10 日至 1987 年 6 月 11 日）。柳林滩供水工程内的大南沟蓄水池兴利库容为 539 万 m^3，可以提供用水户最大 37d 用水需求，大于连续 22d 的枯水期水量需求。

头道拐水文站 97%保证率来水流量为 75.1m^3/s，考虑头道拐水文站至柳林滩供水工程取水口区间用水 10.4m^3/s 后，取水口断面流量为 64.7m^3/s，大于泵站设计最低运行水位对应的流量 50m^3/s，因此，取水口水位在黄河特枯水期 97%保证率下的水位高于工程最不利下包线水位。

因此，柳林滩取水泵站工程在枯水期取水不受影响。

④柳林滩供水工程取水口规模可靠性分析

根据统计，目前大路工业园区内拟利用柳林滩供水工程供水的项目中有 10 个项目水资源论证取得黄委批复，总批复水量 9232.01 万 m^3；目前大路工业园区通过内蒙古自治区水利厅批复项目有 2 个，年取水量为 663.79 万 m^3，因此目前通过内蒙古自治区和黄委批复的项目年取水量为 9895.8 万 m^3，见表 19.2.1-1。

表 19.2.1-1　　黄河柳林滩供水工程已建及规划供水对象取水量统计表

序号	批复情况	项目名称	取水量	批复文件	项目进展
1	黄委批复	内蒙古伊泰集团有限公司**48**万吨/年煤基合成油项目一期（**16**万吨/年）工程	**283.53**	黄水调**[2008]56**号	**2009**年投产
2		久泰能源内蒙古有限公司年产**100**万吨甲醇、**10**万吨二甲醚项目	**1014.51**	黄水调**[2008]47**号	**2010**年投产
3		内蒙古奈伦集团股份有限公司**30**万吨/年合成氨、**52**万吨/年尿素工程	**217.5**	黄水调**[2009]87**号	**2013**年投产
4		内蒙古蒙泰不连沟煤业公司大路（**2×300MW**空冷机组）煤矸石综合利用电厂	**188.47**	黄水调**[2010]11**号	在建
5		内蒙古开滦化工有限公司**2×20**万吨/年合成气制乙二醇、**2×20**万吨/年煤焦油加氢多联产循环经济项目一期工程	**596.91**	黄水调**[2011]68**号	前期阶段
6		久泰能源（准格尔）有限公司甲醇深加工项目	**316.78**	黄水调**[2014]192**号	在建

7		国电内蒙古晶阳能源有限公司年产**3000**吨多晶硅项目	**444.4**	黄水调**[2014]338**号	前期阶段
8		内蒙古北控京泰能源发展有限公司**40**亿立方米/年煤制天然气项目	**2047.63**	黄水调**[2015]119**号	前期阶段
9		中国海油鄂尔多斯**40**亿标方/年煤制天然气项目	**2041.01**	黄水调**[2015]167**号	前期阶段
10		内蒙古准格尔旗煤炭清洁高效综合利用示范项目建投通泰**40**亿立方米/年煤制天然气项目	**2081.27**	黄水调**[2015]169**号	前期阶段
		小计	**9232.01**		
1	内蒙古自治区批复	内蒙古三维煤化科技有限公司**20**万吨/年甲醇项目	**220.79**	内水资**[2014]19**号	**2012**年投产
2		内蒙古东华能源有限公司一期年产**60**万吨煤制甲醇项目	**443**	内水资**[2014]120**号	前期阶段
		小计	**663.79**		
		合计	**9895.8**		

2015 年 8 月 14 日水利部黄河水利委员会以“黄委关于内蒙古准格尔旗能源基地黄河（柳林滩）供水工程水资源论证报告书的批复”（黄水调[2015]327 号）同意“该供水工程以黄河干流地表水作为取水水源，供水对象为准格尔旗大路工业园区内已经配置黄河水权转让指标的工业项目，并以工业项目已配置的黄河水权转让指标 11938.6 万立方米作为本工程规划水平年 2020 年论证的引黄取水规模，工程设计取水流量为 5.35 立方米每秒”。扣除已通过黄委和内蒙古自治区水利厅批复项目的水指标 9895.8 万 m^3/a，柳林滩供水工程剩余的引黄取水规模为 2042.8 万 m^3/a，完全可以满足本项目取水需求。

根据柳林滩供水工程的运行管理单位内蒙古天河水务有限公司提供资料，目前柳林滩供水工程实际建成取水能力已经达到 50 万 m^3/d（平均为 5.79m^3/s），其实际取水能力也可完全可以满足本项目 1338 万 m^3/a 取水需求。

本项目业主内蒙古伊泰煤制油有限责任公司已与负责园区供水的内蒙古天河水务有限公司签订供用水意向协议书。

可见，黄河柳林滩供水工程的供水能力可以满足本项目的要求。

19.2.1.4 地下水取水水源论证

内蒙古准格尔旗大路工业园区现状生活取水水源为苗家滩水源地地下水，现状年取水量 7.66 万 m^3。该水源地位于大路煤化工基地规划区内，2004 年建成，

现有水源井 10 眼，井深 280m，年可供水量 876 万 m^3（2.4 万 m^3/d）。由于苗家滩水源地距园区批准的国家重点能源生产项目（河北建设投资集团 40 亿 m3/a 煤制气等 4 个项目）仅 5km，这些项目虽不在水源地保护区内，但建成投产后对水源地可能存在安全隐患，为安全起见，需确定新的水源。内蒙古自治区人民政府以“内蒙古自治区人民政府关于增补窑沟和官板乌素水源地为大路煤化工基地水源地的批复”（内政字[2014]283 号）同意“大路煤化工基地项目建成投产后关闭苗家滩水源地并撤消该水源保护区。同时，启用官板乌素水源地为大路煤化工基地饮用水水源，窑沟水源地为备用水源”。根据《准格尔旗水务局关于同意内蒙古科源水务有限公司向鄂尔多斯大路煤化工基地提供生活用水的函》（准水涵[2014]78 号），原则同意采用苏计沟水源地、永兴店水源地、窑沟水源地和官板乌素水源地地下水作为大路工业园区生活用水的水源。

苏计沟水源地位于薛家湾镇苏计沟村，2005 年建成，水源地有深井 8 眼，服务区域为薛家湾镇，地下水型水源地，于 2011 年获得准格尔旗水务局批准，许可年取水量 730 万 m3（取水（准地）字 2011 第 0011 号）。

永兴店水源地位于薛家湾镇张家圪旦社区永兴店，2004 年建成，现有水源井 7 眼，井深 430m，服务区域为薛家湾镇，是岩溶裂隙型地下水饮用水源地，于 2011 年获得准格尔旗水务局批准，许可年取水量 912.5 万 m^3（取水（准地）字 2011 第 0008 号）。

窑沟水源地位于准格尔旗薛家湾镇窑沟草场，2004 年建成，现有水源井 6 眼，井深 600m，服务区域为大路镇羊市圪咀、玻璃圪旦，是岩溶裂隙地下饮用水水源地，于 2011 年获得准格尔旗水务局批准，许可年取水量 259 万 m^3（取水（准地）字 2011 第 0007 号）。

管板乌素水源地位于薛家湾镇官板乌素村，2010 年建成，现有水源井 2 眼，井深 600m，服务区域为薛家湾镇，是岩溶裂隙地下饮用水水源地，于 2011 年获得准格尔旗水务局批准，许可年取水量 298 万 m^3（取水（准地）字 2011 第 0013 号）。

以上四个水源地已实现并网供水，设计总供水能力 2199.5 万 m^3/a，现状实际供水量 415.6 万 m^3/a，剩余可供水量 1783.9 万 m^3/a，可满足本项目用水要求。同时根据水质监测资料，四个水源地水质均满足《生活饮用水卫生标准》（GB5749－2006）规范要求，可满足本项目生活用水要求。

19.2.1.5 取水影响分析

⑴对区域水资源的影响

①对区域水资源可利用量及其配置方案的影响

本项目取水指标是通过对鄂尔多斯市黄河南岸灌域的部分灌区实施节水改造和种植结构调整，提高农业用水效率，将节出的水量以有偿转让方式取得，项目取水在黄河取水指标范围内，不增加新的取水量。同时，根据黄河头道拐水文站 1969 年～2009 年实测径流资料统计，该站多年平均实测径流量为 191.7 亿 m^3，其中多年平均汛期实测径流量 90.4 亿 m^3。本项目生产年平均取黄河水量 1338 万 m^3，占头道拐水文站断面多年平均实测径流量的 0.07%，所占比重极小。因此，项目取水基本不会对鄂尔多斯市地表、地下水资源可利用量构成实质性影响。

根据《鄂尔多斯市人民政府关于同意调整解决内蒙古伊泰煤制油有限责任公司 200 万吨/年煤炭间接液化示范项目用水指标的批复》（鄂府函[2014]100 号）和《鄂尔多斯市人民政府关于商请调整我市一期水权转让项目用水指标及二期水权转让指标配置的函》（鄂府函[2012]269 号），同意通过对鄂尔多斯市黄河南岸灌域实施节水改造和种植结构调整，提高农业用水效率，将节出的水量以有偿转让方式取得，其中一期取用转让水量 450 万 m^3/a，二期取用转让水量 888 万 m^3/a，项目取水符合区域水资源规划配置。

②对水文情势的影响

考虑到本项目取用黄河水量是由水权转让而得，因此对水文情势的影响主要是分析对鄂尔多斯市黄河南岸灌区进行取水水权指标转让后该河段水量的变化。

鄂尔多斯市黄河南岸灌区农业灌溉用水主要集中在每年的 5 月上旬～11 月下旬，用水过程呈阶段性，而水权转让后工业用水按月平均计算，引水过程是连续且稳定的，在农业灌溉期间由于对输水渠道进行了节水改造，取水量减少，灌区少引的水量大于同期企业的取水量，将使灌区以下河段径流量有微量的增加，可减小灌溉高峰期下游河道内的取用水矛盾；在非灌溉期，连续的工业取水过程可能导致该河段引黄水量增加，河段径流量轻微减少，对取水口下游河段流量过程有一定影响。

根据对头道拐站历年实测日平均流量进行分析，对应 97%保证率的日平均流量为 75.1m^3/s，本项目拟从黄河取水流量为 0.42m^3/s，远小于枯水年枯水期头道拐断面流量，因此分析认为项目取用黄河地表水对下游水文情势影响不大。

③对水功能区纳污能力的影响

本项目通过水权转让方式获得取水指标。由于农业灌溉用水过程与工业用水过程不一致，农业灌溉用水主要集中在每年的 5 月～11 月，工业用水引水过程是连续且稳定的。本项目实施后，5 月～11 月工业用水小于原灌溉用水，因此该时段进入下游的水量增加，其他月份由于新增工业用水，进入下游水量减少。

项目取水后，农业灌溉高峰期 5 月～11 月每天取水量消减，取水量的减少有利于河道自身净化与纳污能力的增强。由于工程生效前后总的取水量不变，相应于非灌溉期，工程取水使河道水量减少，但由于本项目取水量占该断面黄河干流水量很少（0.07%），对干流水量影响甚微。因此本项目取水对下游河道纳污能力基本无影响。

④对黄河南岸灌区农业用水的影响

本项目拟通过水权转让方式获得取水指标，出让水权的区域为鄂尔多斯市黄河南岸灌域的部分灌区。通过对鄂尔多斯市黄河南岸灌区采取节水改造和种植结构调整等节水措施，将节出的农业水量有偿转让给本项目使用。水权转让的实施，使工业项目为灌区增加节水改造投资，加快灌区节水改造建设步伐，减少渠道输水损失，提高灌溉水利用系数，促进区域农业用水向节水、高效的方向发展，实现水资源的合理利用和优化配置。

根据《鄂尔多斯市黄河南岸灌区向内蒙古伊泰煤制油有限责任公司 200 万吨/年煤间接液化油品项目水权转让可行性研究报告》，本建设项目节水改造以黄河南岸灌区巴拉亥、建设、独贵灌域喷、滴灌工程为本次建设范围，并配置树林召、恩格贝、建设灌域种植业调整面积。鄂尔多斯市黄河南岸灌区巴拉亥、建设、独贵灌域喷灌、滴灌农业灌溉保证率为 85%，枯水年份引水指标应同比例削减，由于水权已转让给本项目，而本项目的用水保证率要求达到 97%以上，在保证水权转让水量的情况下，正常来水年份对灌区农业用水没有影响，枯水年份则必须减少农业用水，因此可能造成灌区部分农田得不到有效灌溉，使农作物减产而造成损失。

⑵水权转让对水权转让区及周边环境的影响

2004 年按照水利部《关于内蒙古宁夏黄河干流水权转换试点工作的指导意见》，在水利部、黄河水利委员会的指导和支持下，内蒙古自治区编制了《内蒙古自治区黄河水权转换总体规划报告》，2005 年 4 月黄河水利委员会对规划进行

了批复。按黄河水利委员会的部署首先在鄂尔多斯南岸自流灌区开展了水权转换试点工程建设，由用水企业出资对灌区节水工程进行建设，根据工程节水量考虑一定安全裕量后转给工业。根据水权转换总体安排，水权转换一期工程建设项目全部安排在自流灌区范围内。自流灌区位于鄂尔多斯市黄河南岸灌区上游区的杭锦旗境内，由昌汉白、牧业、巴拉亥、建设四个灌域组成，现状灌溉面积 32 万亩，全部引黄河水灌溉。一期工程从 2005 年开始实施建设，2010 年 1 月通过内蒙古自治区水利厅组织的竣工验收，2012 年 3 月通过黄河水利委员会的核验。在实施一期水权转让节水工程完成 $1.3\times10^8 m^3$ 水量指标转换取得显著成效和多赢效果的基础上，按照鄂尔多斯市全面推进引黄灌区现代农业建设新的目标、任务及要求，对南岸引黄灌区进行全面规划，并提出了《鄂尔多斯市引黄灌区水权转让暨现代农业高效节水工程规划》（下称《二期规划》），并于 2009 年 3 月通过了黄委会审查并批复。《二期规划》通过对现有扬水灌域泵站与渠道的整合与调整、完善配套渠系节水改造工程、引进先进的喷滴灌高效节水技术设备、发展设施农业、进行畦田改造、全面配套建设现代管理信息化系统，对引黄灌区进行以节水为中心的高效节水技术装备和改造配套建设，提升灌区的灌溉水平和农业生产水平，为现代农业建设目标的全面实现奠定基础，促进引黄灌区农村农业向集约化、现代化发展。根据《二期规划》确定的规划范围及规模，2009 年 9 月编制了《鄂尔多斯市引黄灌区水权转让暨现代农业高效节水工程可行性研究报告》，并通过了黄委会的审查。

本项目黄河取水指标通过一期水权转换及二期水权转换获得，由于一期转让工程已完成。因此，本项目取水对转让区的影响主要针对二期转让水量对应的鄂尔多斯市黄河南岸灌区进行。本节内容主要摘自《鄂尔多斯市引黄灌区水权转让暨现代农业高效节水工程可行性研究报告》的环境影响评价篇。

①对地表水影响分析

A、灌区取用黄河水水质不能完全满足III类标准，有少数项目超标，但可满足农业灌溉用水要求，灌区内没有污染源存在，灌溉用水由衬砌渠道输送过程中吸收了光热和灰尘，水质没有发生改变。

B、灌区现状存在土壤盐渍化现象，主体工程设计采用灌溉水通过土壤下渗，然后由沟道排出的方式带走土壤中多余盐分，以降低土壤盐渍化程度，排水承泄

区为黄河。这种方法虽然可在一定程度上改善土壤盐渍化现象，但是由于排水矿化度较高，将对黄河局部水质造成一定程度的污染影响。

C、灌区农作物种植由于化肥和农药的施加，会有部分残留物随排水沟道进入河流。过量化肥流入水中，会使水中藻类迅速生长繁殖，增加水体污染负荷，影响水体水质。对农作物施用农药，仅有约 10 %～20 %的药剂附着在农作物上，1 %～4 %接触到目标害虫，5 %～30 %的药剂漂游于空中，降落到陆地土壤上的农药通过下渗随排水进入河流中，影响水体水质及水生生物。

②对地下水资源影响分析

参照灌区一期水权转让工程实施后地下水位变化研究成果，根据《内蒙古黄河南岸灌区水平衡测试资料》（鄂尔多斯市水文勘测局，2007.10），分别选取其中 2#井（朝凯村站）、7#井（白音村站）、12#井（红旗站）、14#井（碱柜村站）2006～2008 年测试资料进行分析，各测站地下水位变化情况详见图 19.2.1-1～19.2.1-4，逐月平均地下水位变幅综合统计详见图 19.2.1-5～19.2.1-6。

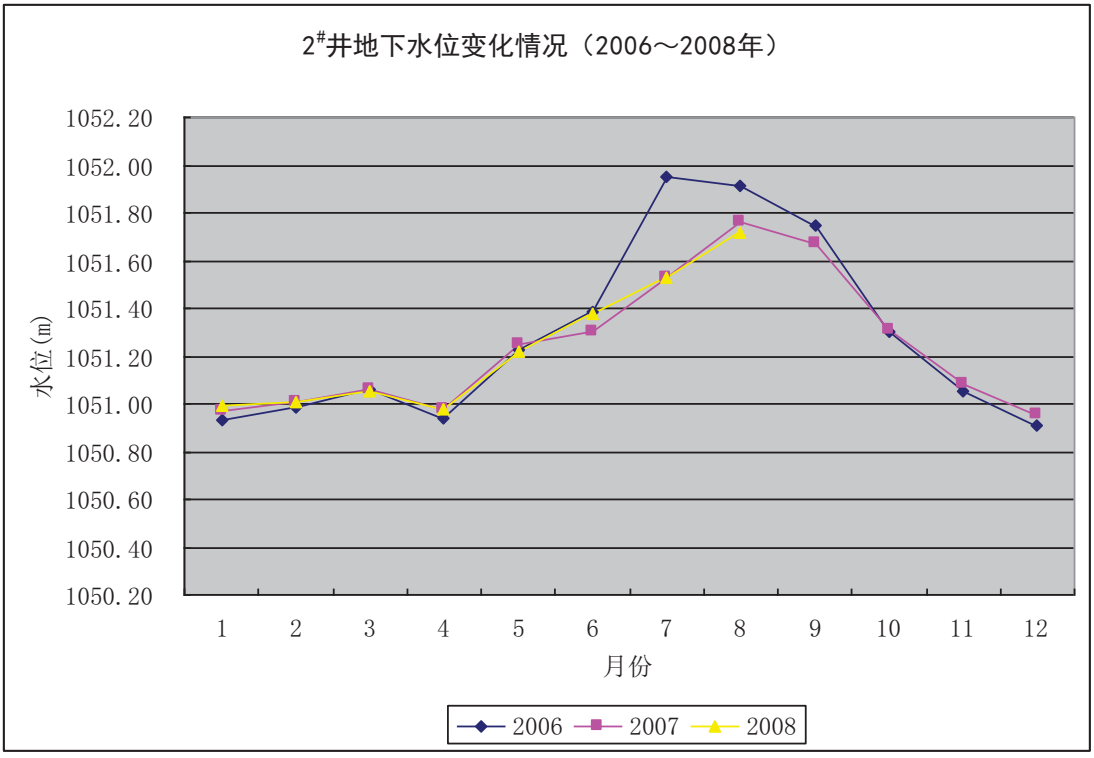


图 19.2.1-1　　2#井地下水位变化情况（2006～2008 年）

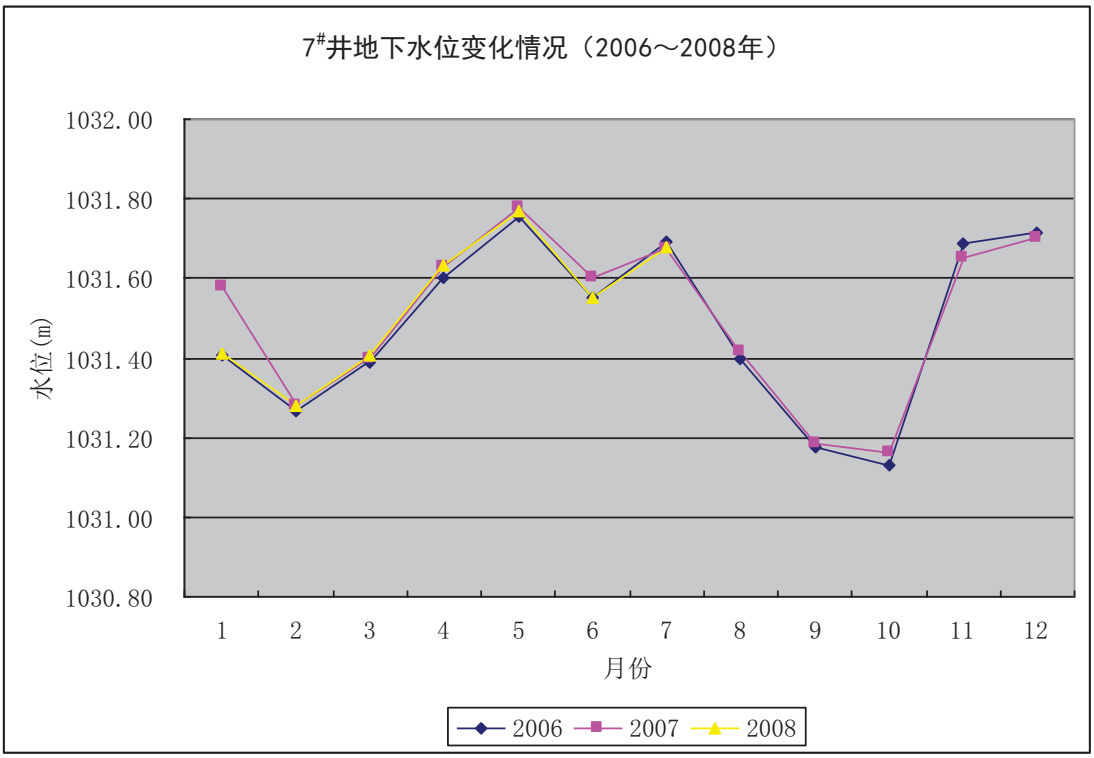


图 19.2.1-2　　7#井地下水位变化情况（2006～2008 年）

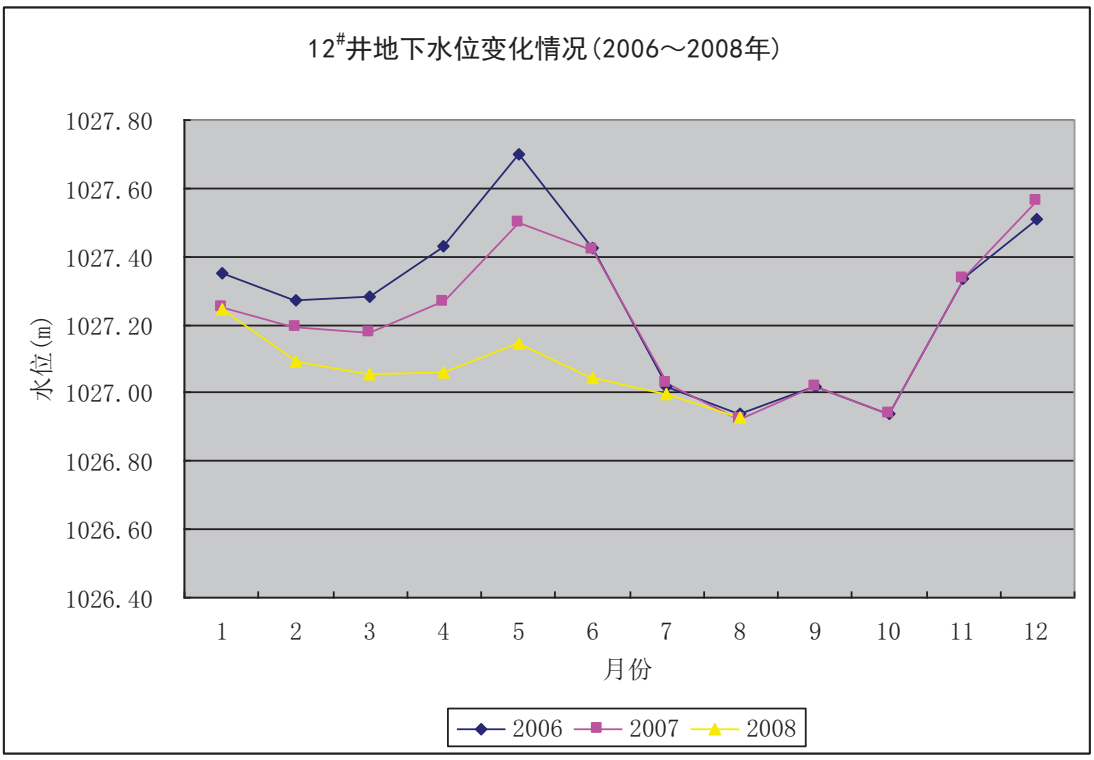


图 19.2.1-3　　12#井地下水位变化情况（2006～2008 年）

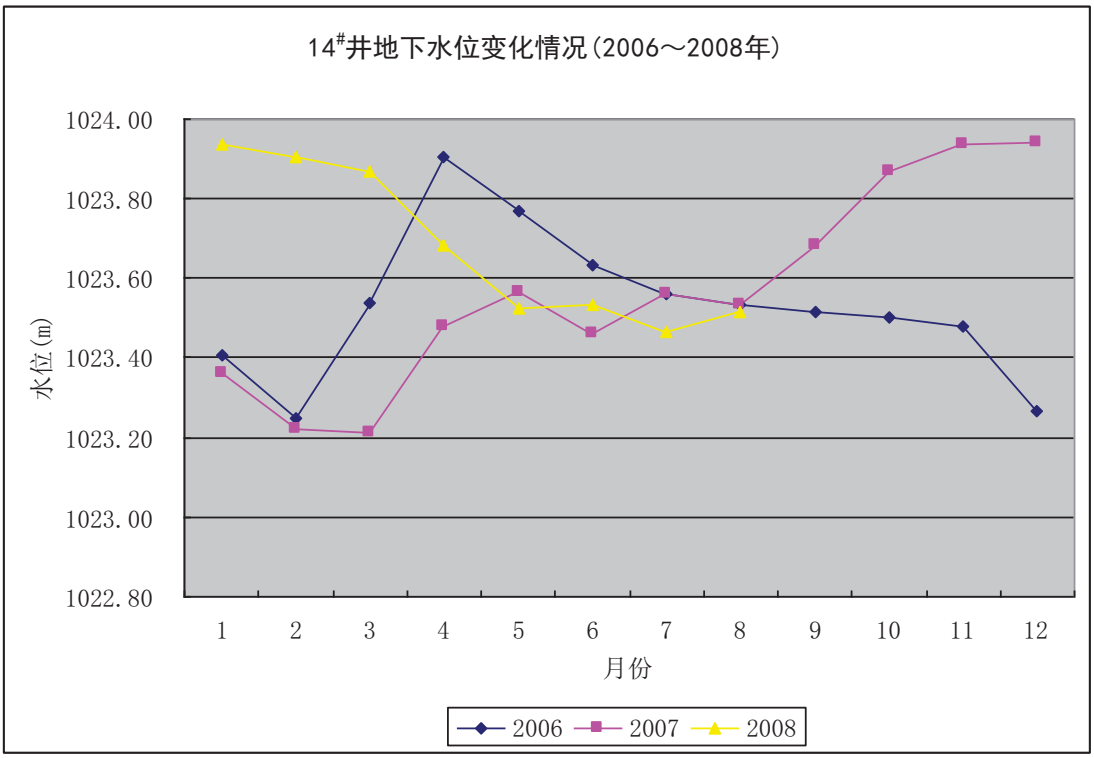


图 19.2.1-4　　14#井地下水位变化情况（2006～2008 年）

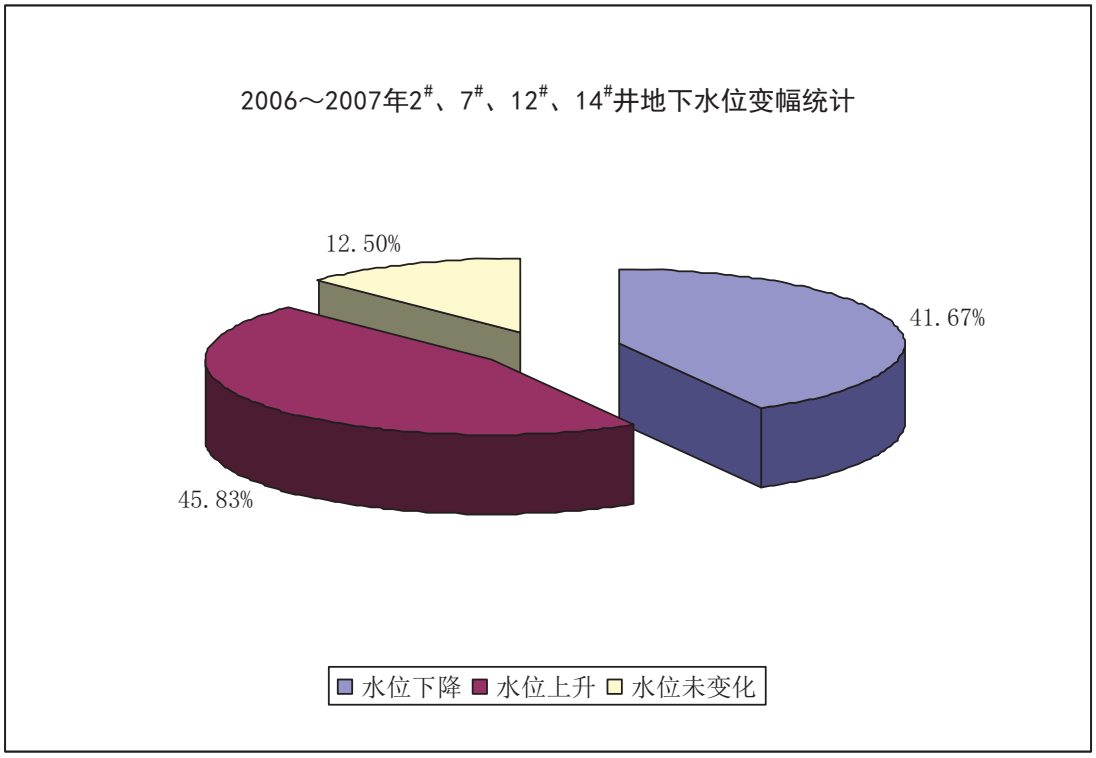


图 19.2.1-5　　2006～2007 年 2#、7#、12#、14#井逐月平均地下水位变幅统计

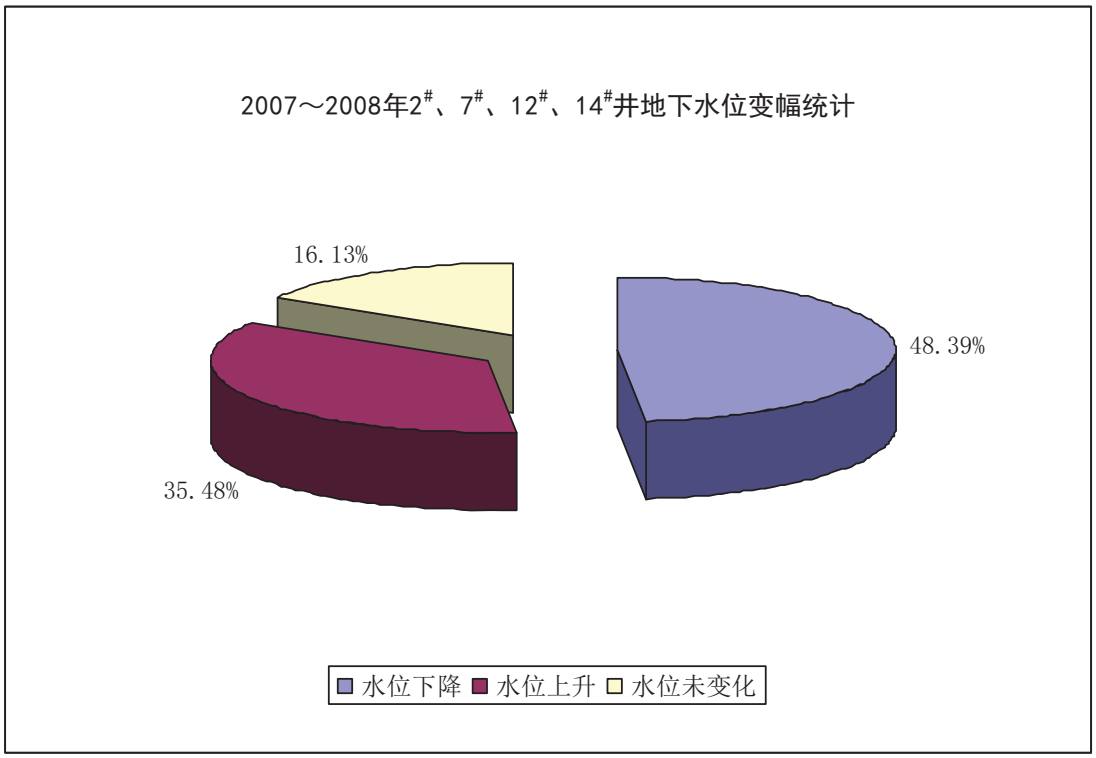


图 19.2.1-6　　2007～2008 年 2#、7#、12#、14#井逐月平均地下水位变幅统计

从各测站地下水位变化情况分析图来看，一期灌区实施前后地下水水位变化不大，地下水流向与黄河流向总体一致。从图 19.2.1-5～19.2.1-6 来看，2006～2007 年 4 个测站逐月平均地下水位统计数据中下降占 41.67 %，下降幅度 0.01～0.42 m，地下水位上升占45.83 %，上升幅度0.01～0.68 m，水位未变化占12.50 %；2007～2008 年 4 个观测站逐月平均地下水位统计数据中下降占 48.39 %，下降幅度 0.01～0.37 m，地下水位上升占 35.48 %，上升幅度 0.01～0.69 m，水位未变化占 16.13 %。

经以上分析可知，灌区实施水权转让前后地下水位变化不大，且地下水位下降还可起到缓解灌区土壤盐渍化的作用。灌区排水设施不断排泄地下水，循环速度加快使地下水循环条件和地下水水质变得更好。灌区工程对部分现状渠道进行衬砌达到节水目的的同时，也减少了渠道水对地下水的补充。

③土壤环境影响分析

灌区现状存在土壤盐渍化现象。通过渠道衬砌节水改造工程，减少了输水过程中的渗漏损失，相应地减少了对地下水的补给量，地下水位降低，灌区积水面积减少，从而使灌区内一部分地区的水面蒸发转变为浅层地下水蒸发，减少了水

面蒸发和潜水蒸发等无效蒸发量，可改善土壤盐碱化状况。另外，工程设计通过排水沟不断排泄地下水的方式也可改善土壤盐渍化现象。

施用农药时，大部分农药将降落于地表。附着在作物体表的农药，也会因风吹雨淋而降落至地表。另外，浸种、拌种等施药方式，则使农药直接进入土中。还有除草剂的土壤处理，杀菌剂的土壤消毒等，更是直接施药于土壤中。农药对农田的污染程度与作物种类、栽培情况有关。栽培管理水平和复种指数较高的农田，由于用药较多，其农药污染程度也较严重。本项目如不能严格选择农药品种和严格控制农药施用量，忽视对农药使用的严格管理，则会发生残留农药污染土壤，并通过食物链进入人、畜体内，对之产生毒害现象。

长期过量和连续使用化肥，将向土壤中引入非主要营养成分，如硫铵中的硫酸根，氯铵中的氯根等，这些成分将会破坏土壤溶液的胶体平衡，造成土壤物理性状恶化，从而降低土壤的生产性能。

渠道衬砌虽减少了对地下水的补充，但因此减轻了土壤盐碱化危害；喷灌可以有效抑制地表蒸发和植被层的蒸腾作用，对土壤水的保持更加有利，喷灌在土壤湿度饱和后才会形成地下径流，而其他传统灌溉方式则是土壤湿度与地下径流的形成同步增长。土壤长期定点滴灌，会使土壤湿润区与干燥区的交界处盐分聚集有可能产生土壤次生盐碱化。

④生态影响分析

2005 年，鄂尔多斯市开始实施南岸灌区水权转让一期工程，一期工程水权转换的工程建设为巴拉亥和建设灌域，为此本次评价利用 2005、2013 年这两个灌域的遥感影像，说明近几年生态现状变化，分析变化趋势。

选用美国 NASA 的陆地卫星（Landsat）的多光谱影像，空间分辨率为 30 米，接收日期本别为 2005 年 6 月 7 日（Landsat5）、2013 年 6 月 1 日（Landsat8），波段合成为 R3G2B1，获得自然彩色合成图像，图像的色彩与原地区或景物的实际色彩基本保持一致。

灌区 2005、2008 年遥感影像图分别见图 19.2-6～图 19.2-7。

与 2005 年相比，2013 年鄂尔多斯市黄河南岸灌区的巴拉亥和建设灌域建设用地增加明显，农业用地、鱼塘、滩涂面积也有所增加，未利用土地减少，可反映出八年来区域经济建设活动的进展，湿地面积的增加表明该地区生态环境的逐步好转，也从另一个方面佐证了水权置换对于环境的有利影响。由以上分析可以

看出，水权置换工作自 2005 年开始在南岸灌区试点以来，除土地利用结构变化以外，随着水权转换节水工程的实施，农业用水效率和土地质量也有所提高。

水权转换二期项目将提高引水能力，满足灌区节水要求，在很大程度上改善本区农业生态环境，有利于农业的稳产、高产。

⑤社会环境影响分析

通过灌区节水水权转换，能进一步解决鄂尔多斯部分重点工业项目用水，使灌溉浪费的水资源向高产出、高效益的工业转移，实现水资源的优化配置、高效合理利用，能有效缓减鄂尔多斯地区工业用水紧张矛盾，确保一批重点工业项目的上马建设，促进地区国民经济的快速发展。通过水权转换一期工程节水效果表明，每转换 $1m^3$ 水将为鄂尔多斯市财政贡献 25.5 元，也就充分说明水权转换二期工程将促进鄂尔多斯地区国民经济更快速、健康的发展。

⑥施工环境影响分析

规划实施时在施工期将排放一定量的生活污水和机械废水，产生机械、交通噪声和扬尘等，造成水质、噪声和大气污染，对生态环境产生干扰；同时施工开挖、弃土弃渣、占地等活动将破坏植被，新增水土流失。这些污染和破坏将对工程影响区的环境产生一定影响。

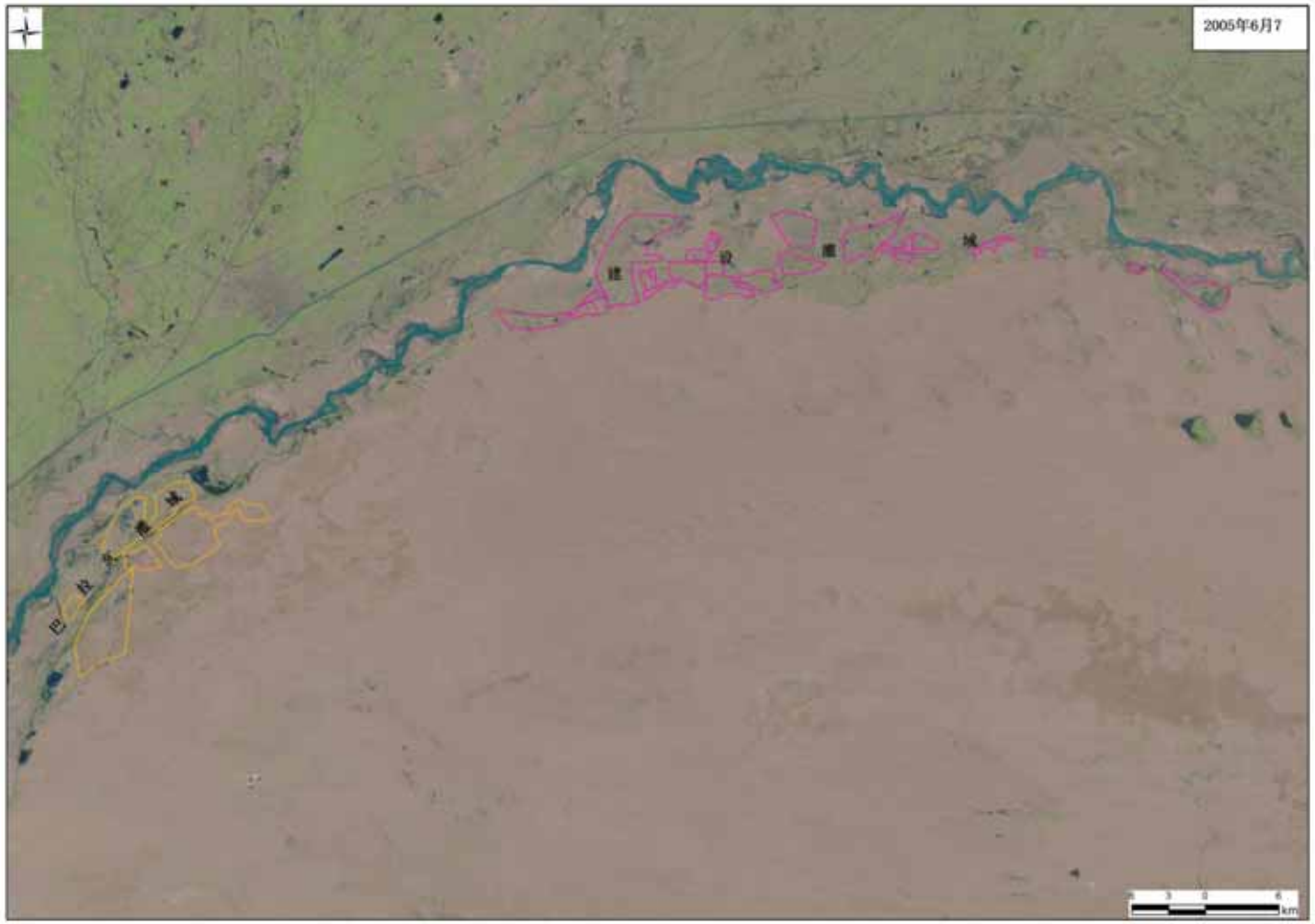


图 19.2-6　2005 年南岸灌区遥感影像图



图 19.2-6　2013 年南岸灌区遥感影像图

⑶对其他用水户权益的影响

本项目用水指标是在内蒙古鄂尔多斯市黄河南岸灌区取水指标内进行调整解决，通过水权有偿转让方式获得，不新增黄河取水量，而且取水量占黄河头道拐水文站断面来水量比例很小（0.07%），且项目无退水排入黄河，对黄河水质影响甚微。因此，本项目取水不会对该河段其他已批准的用水户权益造成影响。

19.2.2 煤炭资源

准格尔旗地域辽阔，资源丰富。含煤面积为 2824 平方公里，已探明储量 544 亿吨，占鄂尔多斯市已探明储量的 88.3%，且地质构造简单、埋藏浅、煤层厚、低瓦斯、易开采，发热量在 6000 大卡/千克左右，为优质动力煤和化工煤。准格尔旗煤矿现有产能 2000 多万吨/年，“十二五”准格尔旗规划建设矿井 8 处，规划产能为 6700 万吨/年，预计到“十二五”末，准格尔旗煤矿产能将达到 8700 万吨/年。因此，根据鄂尔多斯市和准格尔旗目前煤炭供应能力和“十二五”煤炭产能建设情况，完全可以满足本项目发展的需求。

本项目原料煤用量 883.28 万吨/年，塔拉壕煤矿矿井批复的煤矿为 600 万 t/a，不足部分由李家壕煤矿提供；塔拉壕煤矿预计 2016 年 6 月正式生产，年产 600 万吨全部供本项目，不够部分由李家壕煤矿补充。由内蒙古伊泰煤炭股份有限公司开发建设的塔拉壕煤矿井田位于内蒙古自治区鄂尔多斯市东胜区境内，行政区划隶属东胜区塔拉壕镇。井田在东胜区政府所在地的正东方向，相距约 18km。井田范围由 6 个拐点圈定，井田为一不规则形状，南北长最大 6.9km，东西宽最大 6.4km，面积为 42.62km^2。资源储量共计 876.56Mt，其中探明的内蕴经济资源量（331）361.55Mt，控制的内蕴经济资源量（332）366.68Mt，推断的内蕴经济资源量（333）148.33Mt。根据中国煤炭国家分类标准（GB5751-86），煤类确定为不粘煤（BN31）及长焰煤（CY41）。2-2 上、3-1、5-1 煤层以不粘煤为主，其次为长焰煤。4-1 煤层为不粘煤及长焰煤。6-1 中、6-2 中煤层为不粘煤，少数为长焰煤。井田内煤为中水分、特低灰~低灰、低硫分为主，特低磷、发热量较高的不粘煤及长焰煤，是良好的民用及动力用煤，适用于火力发电、各种工业锅炉、蒸气机车等，也可在建材工业、化学工业中作焙烧材料。井田西部 15km 处有包（包头）～神（神木）铁路、210 国道（包头～南宁）呈南北向通过，109 国道（北京～拉萨）从井田内北部呈东西向通过，东南 50km 有准（准格尔）～东（东

胜）铁路东西向通过，包（包头）～府（府谷）二级公路在井田西部边界纵贯南北。主要的铁路和公路均在鄂尔多斯市东胜区交汇。

李家壕离塔拉壕煤矿直线距离 16 公里（西南方向），井田为一多边形，南北长约 9km，东西宽约 8 km，面积约 67.65km^2。井田地理坐标为：东经：110°01′00″～110°06′30″，北纬：39°43′45″～39°48′40″。矿井设计规模 6.00Mt/a，煤炭外运可以通过铁路和公路运出。矿井地处鄂尔多斯市东胜区，在本矿井工业场地以西直线距离约 2km 处，有包（头）～神（木）铁路以南北向通过，并设有敖包沟站；在中北部有 G109 国道和包（头）～府（谷）二级公路(S213)从井田穿过，因而矿井有良好的外部运输条件。

本项目燃料煤来自位于准格尔东部矿区的酸刺沟井田。酸刺沟井田位于准格尔东部矿区，井田开采范围 41.42 平方公里，矿井设计生产能力为 1200 万吨/年。矿井已经国家发展改革委核准建设，2010 年底已经国家能源局验收投产；完全可以满足本项目所需 265.86 万吨燃料煤的供给。

19.3 小结

⑴大气环境承载力

园区产业结构调整后，园区二氧化硫排放总量为 15177t/a，氮氧化物排放总量为 21433t/a，均满足大路工业园区环境容量。本项目废气污染物总量分别占大路工业园区 SO_2、NO_2 总量控制指标的 4.5%、5.9%。

⑵水资源承载力

本项目位于内蒙古准格尔旗大路工业园区，生产用水以黄河干流地表水作为供水水源，由大路工业园区已建成的黄河柳林滩供水工程供给，黄河水取水指标通过对鄂尔多斯市黄河南岸灌域的部分灌区实施节水改造并调整种植结构，提高农业用水效率，将节出的水量以有偿转让方式取得。本项目生活用水由大路工业园区自来水系统供给，大路工业园区自来水系统取水水源地为苏计沟水源地、永兴店水源地、窑沟水源地和官板乌素水源地，均为地下水。

本项目建设符合国家和地方产业政策及当地经济发展规划，本项目取水符合当地用水总量控制指标，符合鄂尔多斯市及大路工业园区水源配置方案，且内蒙古自治区水利厅以《内蒙古自治区水利厅关于伊泰煤制油有限责任公司煤炭间接液化示范项目取用水的复函》（内水便函[2014]130 号）同意本项目以黄河干流地

表水作为生产用水水源，鄂尔多斯市也已通过调整一期水权指标及配置二期水权指标满足本建设项目用水需求。本项目用水指标较先进，用水合理。

本项目生产用水由黄河柳林滩供水工程取水口取水，取水水源可靠。

本项目取水基本不会对鄂尔多斯市地表、地下水资源构成实质性影响，对下游水文情势影响不大；本项目通过水权转让方式获得取水指标，不新增黄河取水量，且取水量占上游来水量比例很水，工程取水后没有退水影响，对黄河水质影响轻微，取水也不会对该河段其他已批准的水户造成影响。

水利部黄河水利委员会已以“黄河关于内蒙古伊泰煤制油有限责任公司 200 万吨/年煤炭间接液化示范项目水资源论证报告书的批复”（黄水调[2015]323 号）同意“该项目年取水量 1356 万立方米，其中生产年取水量 1338 万立方米，生活年取水量 18 万立方米”。

⑶煤炭资源

本项目原料煤用量 883.28 万吨/年，塔拉壕煤矿矿井批复的煤矿为 600 万 t/a，不足部分由李家壕煤矿提供；本项目燃料煤用量 256.86 万吨/年，准格尔东部矿区的酸刺沟井田对本项目的承载率为 0.22，均可满足本项目煤炭需求量。

20 环境管理和监测

20.1 环境管理

20.1.1 环境管理机构

环境管理的基本原则是“清洁生产”、“达标排放”、“总量控制”，通过对工厂的物流、工艺、能耗、水耗、设备运行、治理措施、环保监控等方面的管理，达到目标与责任、效益与发展统一，因此本项目建成后，必须设置企业内部的环境管理机构，由企业法人代表主管负责，并有专人分管和配备专职环保人员。其主要职责是：

⑴贯彻执行国家、地方有关环境保护的方针政策、法律法规、标准和企业主管部门的相关要求，并根据本单位的实际情况，组织制定、修改并监督执行本单位的环境保护规章制度。

⑵制定或协助主管部门制定并组织实施环境保护规划和年度计划。

⑶监督检查本单位环境保护设施的运行情况和污染源污染物排放情况。

⑷领导和组织本单位的环境监测，建立污染源档案，为全厂环境保护数据资料统计、各污染源治理提供基础数据。

⑸组织开展本单位的环境教育和环保技术培训，提高企业员工环境保护意识；参与组织制定事故防范应急预案并定期组织演练，提高企业处置环境污染事故的能力。

⑹监督“三同时”制度的执行情况，确保环境保护设施与主体工程同时设计、同时施工、同时运行，有效地控制污染。

环境管理机构还应定期进行环境审计，回顾总结企业投产后一定时期内污染物排放达标与否，环境管理计划实施情况，存在的问题和建议等，同时组织进行污染控制技术的调研，不断吸收国内外相关行业的先进技术，改善和提高企业环境管理水平和污染控制效果，使企业对环境的影响降到最低程度。

20.1.2 施工期的环境管理与环境监理

施工期的环境管理主要是对对施工单位提出要求，明确责任，督促施工单位

采取有效措施减少施工过程中地面扬尘、建筑粉尘、施工机械尾气和废水排放对大气、地表水环境的污染；要求施工单位采取有效措施减少噪声对周围环境的影响；定期检查，督促施工单位按要求回填处理建筑垃圾，收集和处理施工废渣和生活垃圾；项目建成后，应全面检查施工现场的环境恢复情况。

施工期的环境管理实行环境监理制度，根据《中华人民共和国环境保护法》、《建设项目环境保护管理条例》、《内蒙古自治区环境保护厅关于进一步加强建设项目环境管理工作的通知》等法规要求，在施工期间聘请有资质的工程环境监理单位负责环境监理工作，对项目厂址进行现场监督，以确保各项环保工程的施工质量和环境保护措施的落实，并纳入到整体工程监理当中。

具体的环境监理人员情况、环境监理工作程序和环境监理工作方式及方法等内容见本报告书第14章“施工期环境影响分析”专题。

20.1.3 运行期的环境管理

⑴项目转入运行期，应由环保部门、建设单位共同参与验收，检查环保设施是否按“三同时”进行。

⑵加强环保设施的管理，定期检查环保设施的运行情况，排除故障，保证环保设施正常运转。

⑶制定环境监测计划，督促检查内部环境监测机构或委托当地环境监测机构对各污染源、污染治理设施进行监测；配合当地环境监测机构按有关规定实施的环境监督监测工作。

⑷加强厂区的绿化管理，保证厂区绿化面积达到设计提出的绿化要求。

20.2 环境监测

环境监测工作，通过对开工后“三废”排放情况进行监测，及时准确地掌握环境质量和污染源动态，为生产和环境管理提供全面、充分可靠的科学依据。

20.2.1 环境监测机构

本项目环境监测工作依托一期工程的监测站，本项目不再建立单独的监测站。完成本项目监测，一期环境监测站需要配置的仪器设备见表20.2-1。

表20.2-1　　环境监测站主要环境监测仪器、设备表

序号	名称	台（套）数	用途
1	万分之一分析天平	3-5	称重
2	十万分之一分析天平	1-2	称重
3	pH电位计	1-2	测定污水样品中的pH值
4	电热干燥箱	1	干燥
5	分光光度计	2-3	分析样品
6	气相色谱仪	3-4	分析样品
7	自动电位滴定仪	2-3	分析样品
8	原子吸收分光光度计	1	分析样品
9	COD快速测定仪	3	测定污水样品中的COD
10	BOD分析仪	3	测定污水样品中的BOD
11	生化培养箱	1	测定污水样品中的BOD_5
12	离子选择电极	2-3	分析样品
13	便携式烟道气分析仪	2	测定烟气污染物
14	烟道气分析仪（CO、NO_X、SO_2、O_2、CO_2）	2	测定烟气中的CO、NO_X、SO_2、O_2、CO_2
15	大气自动采样器	3-5	大气采样
16	粉尘采样仪	3-5	粉尘采样
17	风向、风速仪	1	测定风向和风速
18	CO测定仪	1	测定废气中的CO
19	声级计	10	测定厂区内主要噪声源、车间及厂界噪声强度
20	计算机	4	监测及分析数据处理
21	水质采样器	10	采样
22	实验器皿、实验台		样品处理及分析
23	TOC测定仪	2	分析污水中有机物
24	水大容量自动采样仪	1	采样用
25	油分测定仪	1	分析污水中油
26	显微镜	1	污水处理
27	手持型LDAR系统	1	大气监测

环境监测站的主要任务如下：

⑴对工厂废水、废气、废渣、噪声排放源及厂界污染物浓度进行监测，分析排放的污染物是否符合国家和地方规定的排放标准。

⑵对厂内“三废”治理设施进行监测，了解其运行情况。

⑶在发生环境污染事故时，开展或配合有关机构开展环境应急监测，为环境污染事故处理提供依据。

⑷建立环境监测数据档案，为企业环境管理和污染控制提供依据，为地方或

企业上级环境监测管理部门提供环境监测统计资料。

20.2.2 监测计划

⑴废气监测

按《固定源废气监测技术规范》（HJ/T397-2007）、《固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法》（GB/T16157-1996）、《大气污染物无组织排放监测技术导则》（HJ/T55-2001）、《石油化工企业排气筒（管）采样口设计规范》（SH3056-1994）等标准规范的要求，排气筒（烟囱）应设置便于采样、监测的采样口和采样监测平台。废气排放口须安装烟（废）在线监测，并与环境保护管理部门联网，对于无组织排放，将在厂界对非甲烷总烃、SO_2、NH_3、氯化氢、硫化氢、颗粒物、氮氧化物、甲醇、CO、VOC和恶臭进行无组织监控，无组织监测点的布设应在厂界处，布设原则、方法及参照点均根据 GB16297-1996、GB14554-93的有关规定确定。

在硫回收装置的尾气焚烧炉出口处设二氧化硫的在线监测；在焚烧炉出口处设置烟尘、二氧化硫、氮氧化物、氯化氢在线监测；在动力中心锅炉烟气出口处设二氧化硫、烟尘和氮氧化物的在线监测，并与当地环境保护管理部门联网。对于焚烧炉排气筒排放二噁英进行定期监测。

具体废气监测点位、项目及频次见表20.2-2。

⑵废水监测

按《地表水和污水监测技术规范》（HJ/T91-2002）等标准的要求，对各装置污水排放口、污水处理场进出口、全厂污水排放口、雨水排放口等设立监测取样井（孔），定期采样监测；全厂污水排放口还应设废水在线监测系统，并与当地环境保护管理部门联网。

在线监测：在污水生化处理及回用装置的出水口处，废水处理及回用系统出水口设COD在线监测仪表，对COD进行在线监测，污水处理场出口处设置采样监测点，测量水量、pH和氨氮等。

废水监测点位、项目及频次见表20.2-2。

⑶固体废物监测

厂内设置废渣临时堆放场，堆放场设有围栏和明显标示，公司将分散的生活

垃圾和工业废渣按废物分类包装，然后用货车运走。在运走前测量固体废物总量，并对产生的固体废物总量进行分类统计、记录、存档。

⑷噪声监测

噪声监测为厂区边界监测，每季至少一次，发现超标，应采取相应措施。噪声监测可以由厂内监测人员完成，但需要配备至少2个声级计。监测项目、监测频率和监测点的位置见表20.2-2。

记录噪声的监测数据并统计、存档。

⑸地下水监测

地下水水质监测点拟在厂区下游共布设 18 个地下水水质监测点，其中厂址区 7 个，厂址外围 11 个。水质采样频率为每月一次。监测项目包括 pH 值、总硬度、溶解性总固体、高锰酸盐指数、氨氮、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、硫酸盐、氯化物、氟化物、硫化物、氰化物、铁、锰、铜、锌、铅、六价铬、镉、汞、砷、镍、钒、挥发酚、石油类、苯、甲苯、间，对-二甲苯、邻二甲苯、苯并芘和总大肠菌群等。具体监测计划详见地下水报告。

⑹土壤监测

土壤监测将对重金属进行定期监测，在厂址区域设一个监测点。监测数据记录并统计、存档。

⑺危废暂存监测

危险废物临时暂存场所设有围栏和明显标示，定期将危险废物分类包装，然后用货车运走。在运走前测量固体废物总量，并对产生的固体废物总量进行分类统计、记录、存档。

地下水监测计划见地下水专题报告。

表 20.2-2　　本项目环境监测计划

监测位置	监测项目	监测频率	备注
一、废气			
气化装置磨煤及干燥工艺尾气烟道	烟尘	在生产装置及处理设施正常工况下，日常监控；在非正常工况和事故排放期，应进行监测	按《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）和《固定污染源连续检测技术要求和检测方法》（HJ/T397-2007）规定执行
气化装置放空过滤器烟道	烟尘		
气化装置粉煤仓过滤器烟道	烟尘、甲醇		
气化装置常压粉煤仓过滤器烟道	烟尘		

监测位置	监测项目	监测频率	备注
气化装置捞渣机排气烟道	NH_3、H_2S	1次/一季度	
气化装置真空泵出口	NH_3、H_2S、CO	1次/一季度	
净化装置低温甲醇洗单元释放气	NH_3、H_2S+COS、CO、甲醇	1次/一季度	
硫回收装置的尾气焚烧炉	设SO_2在线监测	在线监测	
油品合成装置 催化剂还原单元排放口	烟尘	在生产装置及处理设施正常工况下，日常监控；在非正常工况和事故排放期，应进行监测	
油品合成装置蜡过滤单元稳定蜡及渣蜡吹饼尾气排口	NMHC	1次/一季度	
油品合成装置脱碳单元脱碳闪蒸罐排气口	CO	1次/一季度	
油品合成装置在生气分离器排气口	甲烷、NMHC	1次/一季度	
油品加工装置加氢精制加热炉烟道	NOx、烟尘	1次/一季度	《工业窑炉大气污染物排放标准》（GB9078-1996）及《固定污染源连续检测技术要求和检测方法》（HJ/T397-2007）规定执行
油品加工装置加氢裂化加热炉烟道	NOx、烟尘	1次/一季度	
焚烧炉	在线监测：CO_2、CO、HCl、NOx、SO_2、烟尘、NH_3、氧气含量 定期监测：重金属、二噁英	在线监测	按《危险废物焚烧控制标准》（GB18484-2001）规定执行
圆形煤场排气口	粉尘	在生产装置及处理设施正常工况下，日常监控；在非正常工况和事故排放期，应进行监测	按《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）和《固定污染源连续检测技术要求和检测方法》（HJ/T397-2007）规定执行
炉前仓排放气烟道	粉尘		
石灰石贮仓排气烟道	粉尘		
灰库排气口	粉尘		
渣库排气口	粉尘		
热电装置锅炉烟气	SO_2、烟尘、NOx、含氧量	在线监测	按火电厂环境监测技术规范和国家有关监测规范进行

监测位置	监测项目	监测频率	备注
无组织排放监测点：厂界	NMHC、SO_2、NH_3、氯化氢、H_2S、粉尘、NOx、甲醇、CO、TVOC	1次/季	按《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）规定执行
	臭气	1次/季	按《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）规定执行
二、废水			
污水处理场废水进口	在线监测：污水流量、BOD、COD_{Cr}、pH、悬浮物 定期监测氯离子	在生产装置及处理设施正常工况下，至少3次/d；在非正常工况和事故排放时，应进行监测。	按《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准（部分指标执行更严格标准）规定执行
三、噪声			
厂界各方向边界设1点	昼/夜噪声值，等效A声级	1次/季	按《环境影响评价技术导则声环境》(HJ2.4-2009）和《工业企业厂界环境噪声排放标准(12348-2008）规定执行
四、土壤			
厂址区域设一个点	重金属	定期监测	按《土壤环境监测技术规范》（HJ/T166-2006）规定执行

⑻事故应急环境监测方案

事故应急环境监测方案作为应急预案的一部分，在发生环境事故时，必须及时进行环境监测。公司应制定环境应急监测制度和计划，包括监测机构及职责、监测人员及装备配置、监测任务（危险源及环境要素、项目、布点、方法、频率等）、监测质量保证等内容，以适应环境应急监测工作的需要。事故应急监测也可委托地方监测部门进行。在发生事故时，公司应及时通知监测部门开展监测工作，并协助地方人民政府开展相关应急监测工作，编制应急监测报告。

根据监测结果，综合分析突发环境事件污染变化趋势，并通过专家咨询和讨论的方式，预测并报告环境事件的发展情况和污染物的变化情况，作为环境事件应急决策的依据。

应急监测报告的主要内容至少应包括：

①事故发生的时间，接到通知的时间，到达现场监测的时间；

②事故发生的具体位置及主要污染物的名称；

③监测实施方案，包括采样点位、监测项目与频次、监测方法等；

④事故原因及伤亡损失情况的初步分析；

⑤主要污染物的流失量、浓度及影响范围的初步估算；

⑥简要说明污染物的有害特性、可能产生的危害及处理处置建议；

⑦附现场示意图及录像或照片（有条件的情况下）。

20.3 排污口标志

排放一般污染物排污口（源），设置提示式标志牌，排放有毒有害等污染物的排污口设置警告式标志牌。

标志牌设置位置在排污口（采样点）附近且醒目处。高度为标注牌上缘离地面2m。排污口附近1m范围内无建筑物，设立式标志牌。

规范化排污口的有关设置（如图形标志、计量装置、监控装置等）属环保设施，建设单位负责日常的维护保养，任何单位和个人不得擅自拆除，如需变更的需报环境监理部门同意并办理变更手续。见表20.3-1。

表20.3-1　　排放口规范化图形标志

序号	提示图形符号 背景颜色：绿色 图形颜色：白色	警告图像符号 背景颜色：黄色 图形颜色：黑色	名称	功能
1			废气排放口	表示废气向大气排放
2			一般固体废物储存	表示固废储存处置场所
			危险固体废物储存	表示固废储存处置场所

3			噪声源	表示噪声向外环境排放

20.4 建议

LDAR 泄漏检测与修复技术是在化工企业中对生产全过程进行控制的系统工程，该技术采用固定或移动监测设备，监测化工企业各类反应釜、原料输送管道、泵、压缩机、阀门、法兰等易产生挥发性有机物泄漏处，并修复超过一定浓度的泄漏检测处，从而达到控制原料泄漏对环境造成污染，是国际上较先进的化工废气检测技术。

《大气污染防治行动计划》提出的“在石化、有机化工、表面涂装、包装印刷等行业实施挥发性有机物综合整治，在石化行业开展‘泄漏检测与修复’技术改造”，标志着在炼化企业实施 LDAR 程序已经被环保部认可是控制 VOCs 排放的有效技术。

建议借鉴环境空气质量及重点废气污染源在线监测及数据上传环保主管部门的管理模式，规范化、制度化、专业化 LDAR 程序实施及其远程监控是炼化企业 VOCs 排放控制的主要发展趋势。

此外，建议企业在生产期对本项目周围环境进行跟踪监测。

21 环境经济损益分析

21.1 经济效益分析

本项目投资估算包括新建200万吨/年煤间接液化油品工艺装置及配套的储运工程、公用工程、辅助生产设施及厂外工程等在内的建设投资、建设期借款利息及流动资金，工程总投资为2934231万元，具体经济指标情况详见表21.1.1。

由表21.1-1可以看出，项目全部投资（所得税后）财务内部收益率为10.73%，高于行业基准值10.03%。全投资财务净现值311610万元（税后），资本金净利润率24.63％。可见，该项目建成将带来较好的经济效益。

表21.1-1　　本项目综合技术经济指标表

序号	项目	单位	数量
1	总投资（报批）	万元	2934231
2	建设投资	万元	2672005
3	建设期利息	万元	209723
4	流动资金	万元	52503
5	年均销售收入（含增值税）	万元	1460980
6	年均销售收入（不含增值税）	万元	1252418
7	总成本费用	万元	674611
8	增值税	万元	135846
9	消费税	万元	293201
10	城市维护建设税	万元	21452
11	教育费附加税	万元	12871
12	年均利润总额	万元	241701
13	年均所得税	万元	36255
14	总投资利润率	%	9.67
15	资本金净利润率	%	24.63
16	全投资回收期Ⅰ（税前）	年	9.71
17	全投资内部收益率Ⅰ（税前）	%	12.05
18	全投资净现值Ⅰ（税前）	万元	570906
19	全投资投资回收期Ⅱ（税后）	年	10.27
20	全投资内部收益率Ⅱ（税后）	%	10.73
21	全投资财务净现值Ⅱ（税后）	万元	311610

21.2 社会效益分析

21.2.1 准格尔旗社会、经济概况

准格尔旗总人口27.6万人，辖1个自治区级开发区（准格尔经济开发区）、1个新区（大路新区）、8个乡镇、1个苏木，居住着蒙、汉、回、满、藏、壮、达斡尔、鄂温克、鄂伦春等14个民族。大路工业园区在大路镇辖区内。

2012年，准格尔旗全地区生产总值（GDP）为1000.4亿元，按可比价格计算，比上年增长15.4%。财政总收入242.93亿元，增长10.4%。全年实现工业增加值589.56亿元，增长17.6%。煤炭行业全年累计实现工业产值986.84亿元，增长14.2%。准格尔旗煤化工产业迅猛增长，成为拉动全旗工业增长的新动力，全年煤化工产值达48.23亿元，增长73.7%。大中型企业是全旗工业经济的主力军，全旗20户大中型企业累计完成工业产值762.34亿元，增长4.2%，占全旗规模以上工业产值的66.3%。

21.2.2 工程对社会经济发展的直接贡献

根据项目的综合技术经济数据，本项目投产后对准格尔旗的年均直接贡献量见表21.2-2。

表21.2-2　　本项目对准格尔旗的经济贡献量

社会经济指标	单位	贡献数量，万元	备　注
国民生产总值	万元	200691	财政收入+工资总额
工业总产值	万元	1252418	销售收入
财政收入	万元	172101	所得税+增值税
职工工资总额	万元	28590	
就业人数	人	1906	

从表21.2-2中可以看出，工程的建设投产对准格尔旗的经济发展的有一定的贡献量。以准格尔旗2012年为基准，工程投产后，准格尔旗的主要技术指标国内生产总值、煤化工工业产值、财政收入将分别增加2.17%、75.2%、7.43%，由此可见，本项目建成后，不仅对当地的国民生产总值和财政收入有一定的贡献，更是在煤化工工业产值中作出了巨大贡献，并且带动了当地的就业。

21.2.3 工程对社会经济发展的间接贡献

鄂尔多斯大路煤化工基地目前规划有多项煤化工项目，本项目的建设将使基

地向产品多元化、优质化转变，同时树立循环经济的理念，优化配置生产要素，努力实现经济社会、生态环境和资源的协调发展，以丰富的煤炭资源优势为依托，实现煤炭的就地转化、延长产业链，对推动能源化工基地建设意义重大。

煤制油产业是煤炭清洁利用最为实际和可行的途径，煤制油过程中85%的CO_2已经在油品生产过程中完成捕获，为碳排放的彻底控制创造了先决条件，煤炭中的硫可得到回收利用，生产的油品为无硫、无氮、无芳烃的清洁燃料，相比传统的煤直接燃烧方式，可大大降低对环境的污染，实现我国国民经济的健康可持续发展，另外，本项目的能源利用效率达到44.73%，和目前现有的煤化工项目相比优势明显，是实现循环经济最好的方式。

21.3 环境经济损益分析

21.3.1 工程环保投资

根据《石油化工企业环境保护规范》（SH3024-95）的规定，环保投资的计算方法为：为防治污染、保护环境所设的装置、设备和设施，其投资全部计入环境保护投资；生产需要又为环境保护服务的设施，其投资部分计入环境保护投资。本项目环境保护设施包括各装置及公用辅助工程的”三废”及噪声治理、环境风险防范、绿化、环境监测等。项目环保总投资 2934231 万元，环保投资占总投资的 10.1%。环保设施及投资表见表 21.3-1。

表 21.3-1　　环保投资一览表

废物类型	环保设施名称	投资（万元/年）	备注
废气治理	原煤及灰渣储运除尘设施	1800	
	煤气化装置除尘器	2973	
	费托合成除尘	5045	
	硫磺回收	16915	
	低温甲醇洗工艺尾气洗涤	2910	
	火炬及火炬气回收设施系统	77472	
	锅炉烟气脱硫脱硝装置	44728	
	油气回收	3000	
	排气筒及烟囱	2000	
	低氮燃烧器	1000	
	CO2 回收系统	2400	
	油品合成装置焚烧炉	1000	

废物类型	环保设施名称	投资（万元/年）	备注
	燃料气回收系统	1000	
	罐区无组织控制	500	
	污水处理场恶臭气体控制	500	
	小计	163243	
废水治理	污水处理场	16000	
	废水回用处理	15000	
	高含盐水蒸发与结晶、分盐治理措施	27000	
	排污池、排水管网、调节池等	8000	
	酸性水汽提	1800	
	合成水处理	9000	
	煤气化渣水处理	300	
	煤泥水处理	3000	
	黑水预处理	2000	
	小计	82100	
固废治理	一般工业固体废物临时贮库	300	
	危险废物临时贮库	200	
	厂内动力中心渣库	1500	
	厂内动力中心飞灰库	1000	
	危险废物处理费	1500	
	一般固废填埋处置费	8137	
	全厂焚烧炉	24000	
	小计	36637	
噪声	消声、隔声、减振等设施	6000	包含在设备费用当中
地下水污染控制	厂区防渗工程	2800	
	地下水监测井	10	
	小计	2810	
环境风险控制	事故水池	2000	
	装置围堰、罐区围堰	474	
	事故污水应急切换	200	
	应急监测设施	700	
	小计	3374	
其他	以“新”带来环保措施	5000	
	污染源监测及管理	400	
	建立 LDAR（泄漏检测与修复）系统（设施+管理平台）	800	
	绿化	500	

废物类型	环保设施名称	投资（万元/年）	备注
	水土保持	500	
	小计	6400	
合计		296364	

21.3.2 “三废”综合利用收益与治理的成本

⑴“三废”综合利用收益

环保设施投入使用后，除了可减少污染物的排放量外，还可回收部分可利用的资源，因此具有一定的经济效益。由于间接效益难以估算，因而在此仅计算直接经济效益，主要是项目回收利用的各种废物所获得的经济收入。本项目环保投资的经济收入见表21.3-2。

表21.3-2　　环保投资的经济收入

序号	项目	数量（吨/年）	单价（元/吨）	年收益（万元/年）
1	回用污水	8934000	2.5	2233.5
2	回用硫磺	46800	1200	5616
3	回收燃料	321360	180	5784.48
4	副产硫酸铵	67280	3700	24893.6
5	回收工业用盐	11600	300	348
	合计			38875.6

从表21.3-2中可以看出，本项目投产后，其环保设施所获得的综合利用直接经济效益每年可达38875.6万元。

⑵环保年费用成本

环保年费用指环保设施的设备折旧费、维修、运行费、排污费及其它费用。参照工程设计资料和实际类比调查资料，估算出工程环保设施的运行费。参照工程采用的经济评价参数，计算出环保设施的设备折旧费、维修费及其它费用。按当地的排污收费标准及工程分析结果估算出本项目的排污费。工程满负荷运行时的环保年费用估算约22698.31万元，见表21.3-3。

表21.3-3　　工程环保设施年费用表　　单位：万元

废物类型	环保设施名称	折旧或分摊费用	运行费	年费用
废气	原煤及灰渣储运除尘设施	116.40	23.28	139.68

废物类型	环保设施名称	折旧或分摊费用	运行费	年费用
治理	煤气化装置除尘器	192.25	38.45	230.70
	费托合成除尘	326.24	65.25	391.49
	硫磺回收	1093.84	218.77	1312.60
	低温甲醇洗工艺尾气洗涤	188.18	37.64	225.82
	火炬及火炬气回收设施系统	5009.86	1001.97	6011.83
	锅炉烟气脱硫脱硝装置	2892.41	578.48	3470.89
	油气回收	194.00	38.80	232.80
	排气筒及烟囱	129.33	25.87	155.20
	低氮燃烧器	64.67	12.93	77.60
	CO_2 回收系统	155.20	31.04	186.24
	油品合成装置焚烧炉	64.67	12.93	77.60
	燃料气回收系统	64.67	12.93	77.60
	罐区无组织控制	32.33	6.47	38.80
	污水处理场恶臭气体控制	32.33	6.47	38.80
	小计	10556.38	2111.28	12667.66
废水治理	污水处理场	1034.67	206.93	1241.60
	废水回用处理	970.00	194.00	1164.00
	高含盐水蒸发与结晶、分盐治理措施	1746.00	349.20	2095.20
	排污池、排水管网、调节池等	517.33	103.47	620.80
	酸性水汽提	116.40	23.28	139.68
	合成水处理	582.00	116.40	698.40
	煤气化渣水处理	19.40	3.88	23.28
	煤泥水处理	194.00	38.80	232.80
	黑水预处理	129.33	25.87	155.20
	小计	5179.80	1035.96	6215.76
固废治理	一般工业固体废物临时贮库	19.40	3.88	23.28
	危险废物临时贮库	12.93	2.59	15.52
	厂内动力中心渣库	97.00	19.40	116.40
	厂内动力中心飞灰库	64.67	12.93	77.60
	危险废物处理费	97.00	19.40	116.40
	一般固废填埋处置费	526.19	105.24	631.43
	全厂焚烧炉	1552.00	310.40	1862.40
	小计	2369.19	473.84	2843.03
噪声	消声、隔声、减振等设施	388.00	77.60	465.60
地下水污染控制	厂区防渗工程	181.07	36.21	217.28
	地下水监测井	0.65	0.13	0.78
	小计	181.71	36.34	218.06
环境风险	事故水池	129.33	25.87	155.20

废物类型	环保设施名称	折旧或分摊费用	运行费	年费用
控制	装置围堰、罐区围堰	30.65	6.13	36.78
	事故污水应急切换	12.93	2.59	15.52
	应急监测设施	45.27	9.05	54.32
	小计	218.19	43.64	261.82
	以“新”带来环保措施	323.33	64.67	388.00
其他	污染源监测及管理	25.87	5.17	31.04
	建立 LDAR（泄漏检测与修复）系统	51.73	10.35	62.08
	绿化	32.33	6.47	38.80
	水土保持	32.33	6.47	38.80
	小计	25.87	5.17	26.38
合计		19035.54	3807.11	22842.65

注：折旧年限取15年，残值率取3%（来自项目可研中财务分析）

⑶本项目环保年净效益

环保年净效益=环保年收益-环保年费用

根据上述结论，本项目建成投产后，环保经效益为：

38875.6-22842.65=16032.95万元

环保措施带来的收益高于环保年费用，环保年经效益为正值。

21.3.3 环境经济技术指标

一般来说，对于建设项目进行环境分析的方法主要有：费用—效果法、费用—效益法、工程环境经济技术指标对比法等，根据本项目的特点及实际状况，下面采用工程环境经济技术指标对比法进行环境经济分析。

选择的环境经济技术指标为：万元产值排水量、万元产值排气量、环保投资比列。其中：

万元产值排水量＝废水排放总量/工业总产值

万元产值排气量＝废气排放总量/工业总产值

环保投资比例＝（环保投资/建设投资）×100

式中：

废水排放总量——本项目进污水处理站的废水总量

工业总产值——销售收入

该项目的环境经济技术指标见表21.3-4。

表21.3-4　　本项目环境经济技术指标

项目		单位	本项目（二期）	一期指标
拟建工程	环保投资	万元	2934231	8851.18
	建设投资	万元	2672005	185715
	环保投资比例	%	10.1	4.77
工业总产值		10^4元/a	1252418	/
废水排放总量		10^4t/a	0	/
废气排放总量		10^8m^3/a	264.12	/
万元产值排水量		t/万元	0	/
万元产值排气量		m^3/万元	21088.9	/

可见，本项目投产后，年实际销售收入1252418万元/年，使地方产业结构得到调整和优化。

本项目万元产值排水和排气量分别为0t和21088.9m^3，废水经处理后回用，对外环境达到零排放；废气经过除尘、脱硫、脱硝等措施全部达标排放。

21.4 小结

本项目环保投资的环境效益显著，大大减少了工程排污，有利于保护周围环境和人群的健康，较好地体现了环保投资的环境效益。本项目投产后，环保总投资296364万元，环保投资占总投资的10.1%。，本项目万元产值排水和排气量分别为0t和21088.9m^3，废水经处理后回用，对外环境达到零排放；废气经过除尘、脱硫、脱硝等措施全部达标排放。

可见，本项目的投产可取得广泛的社会效益、良好的经济效益，同时可满足环境要求。

22 公众参与

公众参与是建设项目环境影响评价的重要组成部分，通过与当地公众的联系与沟通，使公众了解并有效介入工程的建设和环境影响评价过程，获取公众对项目建成前后在项目环保方面的意见和要求，为项目的实施提供科学决策依据。

根据《环境影响评价公众参与暂行办法》（环发［2006］28 号）、《企业事业单位环境信息公开办法》（环境保护部令第 31 号）以及《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》（环发［2012］77 号）、《关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知》（环发［2012］98 号）等文件规定，遵循“真实性、广泛性、公正性”原则，本次环评通过在报纸、网站以及基层组织信息公告栏中向公众公告本项目的环境影响信息，同时通过发放公众参与调查表、组织公众参与座谈会等方法进行公众意见调查收集。

22.1 建设项目环境信息公开

22.1.1 建设项目第一次信息公示

建设单位于 2014 年 2 月 10 日在大路工业园区网站（http://www.dlmhg.gov.cn/dlmhg/zhuzhan/index.html）、2 月 13 日在《内蒙古日报》上刊载了第一次公示信息，公示情况如图 22.1-1~2。

第一次信息公示内容主要包括：建设项目名称及概要，建设单位的名称和联系方式，承担评价工作的环境影响评价机构的名称和联系方式，环境影响评价的工作程序和主要工作内容，公众提出意见的主要方式等，公示内容见表 22.1-1。



内蒙古日报 3 要闻 YAOWEN 责任编辑：海燕 版式策划：杨杰 图片制作：安宁 2014年2月13日 星期四

内蒙古伊泰煤制油有限责任公司 200 万吨 / 年煤间接液化油品升级示范项目环境影响报告书第一次公示信息

法国达能

总结经验 再接再厉

图 22.1-1 《内蒙古日报》第一次公示截图



图 22.1-2　大路工业园网站第一次公示截图

表 22.1-1 第一次公示信息内容

内蒙古伊泰煤制油有限责任公司 200 万吨/年煤间接液化油品升级示范项目
环境影响报告书第一次公示信息

一．建设项目名称及概要

1. 建设项目名称

内蒙古伊泰煤制油有限责任公司200万吨/年煤间接液化油品升级示范项目

2.项目概要

内蒙古伊泰集团是以煤炭生产、经营为主业的大型现代化能源企业，公司为中国企业 500 强、全国煤炭企业百强之一。

伊泰集团 2005 年在鄂尔多斯市准格尔旗大路煤化工基地建设国内第一个煤间接液化示范厂，并于 2009 年成功投料试车，项目设计一期生产规模为年产 16 万吨，产品为 LPG，石脑油和柴油，目前装置已平稳运行 4 年多时间，为伊泰大规模煤炭间接液化项目的建设和生产运营提供了良好的技术和基础保障。

在一期示范项目基础上，内蒙古伊泰集团煤制油有限责任公司拟建设 200 万吨/年煤间接液化油品升级示范项目，本项目位于原伊泰煤制油（16 万吨/年）场区的西部，本项目占地 288.18 公顷，总投资 293.42 亿元，建设期 3 年。建设内容包括空分、气化、净化、油品合成、油品加工、PSA 等主要工艺装置，同时建设与工艺生产装置相配套的公用工程装置及全厂性工程，主要产品为年产柴油 139 万吨、石脑油 49 万吨、LPG18 万吨、LNG10 万吨，并副产轻醇、重醇、硫磺等。

根据《中华人民共和国环境影响评价法》、《建设项目环境保护管理条例》等法律法规要求，受建设单位委托，中国寰球工程公司开展以上新建项目的环境影响评价工作。

二．建设项目业主单位名称及联系方式

1.建设项目业主单位名称

内蒙古伊泰煤制油有限责任公司

2.联系方式

联系人：樊先生 地址：内蒙古准格尔旗大路工业园区 邮编 010300 电话：0477-4608835 传真：0477-4608825 Emali：fanguodong0908@163.com

三．环境影响评价工作承担单位名称及联系方式

1. 环境影响评价工作承担单位

中国寰球工程公司 环评证书编号：国环评证甲字第 1008 号

2. 联系方式

联系人：王女士 地址：北京市朝阳区来广营创达二路 1 号邮编 100012 电话：010-58676729 传真：010-64457575E-mail：wangwei1295@hqcec.com

四 环境影响评价的工作程序和主要工作内容

1．工作程序

本次评价将在充分调查拟建厂址周围环境特点和研究本项目工程资料的基础上，以国家、地方环境保护法规为依据，按《环境影响评价技术导则》中的环境影响评价工作程序、内容和技术要求开展评价工作;根据《中华人民共和国环境保护法》、《中华人民共和国环境影响评价法》、《建设项目环境保护管理条例》等，按照《环境影响评价公众参与暂行办法》等要求，进行本项目的公众参与工作。除上网公示外，还将在当地发放调查问卷，征询公众意见，欢迎社会各界人士积极参与。

主要工作程序为：接受建设单位委托---工程资料收集、现场勘察、交流---编制环境影响评价工作方案---现场详细调查和环境现状监测---编制环境影响报告书---专家技术评估和报告书评审---报告书报送相关环保部门审批。

2．主要工作内容

收集相关法律、法规，分析本项目是否满足环境功能区划、城市总体规划、行业发展规划等要求；通过对建设项目所在地区周围环境现状的调查和环境质量现状监测，掌握项目所在区域的自然环境、社会环境特点以及环境质量现状；以项目建设单位提供的工程资料为基础，进行详细的工程分析，清洁生产水平分析，环境保护措施分析，有针对性地提出适合拟建项目清洁生产和环保措施的改进建议；进行环境影响预测，根据预测结果明确本项目对大气、水、噪声和生态的影响，提出卫生防护距离（环境防护距离）；进行环境风险评价，提出事故防范措施，为工程设计和安全生产提供依据；制定环境监测和管理，加强控制本项目主要废气和废水污染物的排放总量，满足国家和地方节能减排的要求；环评单位还将协助业主做好公众参与工作，了解并体现当地居民对本项目的意见和建议。

五 征求公众意见的主要事项（包括但不局限于）

1．对项目所在地区的环境质量是否满意？最关注的环境问题是什么？
2．从当地经济发展和环境保护的角度出发，对该项目持何种态度？
3. 对该项目建设和运行带来的何种环境问题最关注？
4. 对项目采取哪方面环境保护措施最关心？
5. 对本工程建设的环境保护措施和环保管理有何具体意见和建议？
6. 与本项目有关的其它意见或建议。

六 公众提出意见的主要方式

希望公众以信函、电话、邮件、来访等方式向建设项目业主单位、环评工作承担单位提出自己的意见，也可以向辖区环保局（环保厅）反映意见。如果愿意，可以同时留下基本情况（单位或住址、文化程度、职业、联系方式等），以便进行回访。

22.1.2 建设项目第二次信息公示

建设单位于 2014 年 11 月 18 日在《内蒙古日报》、11 月 19 日在大路工业园区网站（http://www.dlmhg.gov.cn/dlmhg/zhuzhan/gggs/20141119/693.html）进行了本项目第二次公示信息，在本项目周边乡镇公开场所张贴了本项目公示内容，同时在大路园区管委会及项目建设单位准备了环评报告书简本以供公众查阅。

本项目第二次信息公示内容为：

建设项目情况简述；

建设项目对环境可能造成的影响；

预防或者减轻不良环境影响的对策和措施；

项目实施可能产生的环境风险及相应的环境风险防范和应急措施；

本项目环境影响评价初步结论；

公众查阅环境影响报告书简本的方式和期限、以及公众认为必要时向建设单位或者其委托的环境影响评价机构索取补充信息的方式和期限、征求公众意见的范围和主要事项、征求公众意见的具体形式、公众提出意见的起止时间。

本项目环评报告书简本主要内容为：

建设项目概况：项目背景，项目基本情况，建设内容；

建设项目对环境可能造成的影响：大气环境影响，地表水环境影响，对地下水环境的影响，固体废物对环境的影响，噪声对环境的影响，生态环境影响，环境风险；

预防或者减轻不良环境影响的对策和措施：废气治理措施，废水治理措施，固体废物治理措施，噪声治理措施，防治污染地下水的措施，“以新带老”环保措施，生态治理措施，施工期污染治理措施；

环境管理与监测；

环境保护投资；

初步结论与建议。

《内蒙古日报》公示情况如图 22.1-3；

各村镇公开场所公告栏张贴公示信息如图 22.1-4；

大路工业园区网站公示情况如图 22.1-5 所示；

第二次公示内容见表 22.1-2。



练好技术再就业

便民办税春风行动

自治区国税局“三级示范”带动规范落实

内蒙古伊泰煤制油有限责任公司200万吨/年煤间接液化油品项目环境影响评价公众参与第二次公示信息

图 22.1-3　　《内蒙古日报》第二次公示截图



图 22.1-4　　各村镇公开场所公告栏张贴公示信息


大路工业园
DALU INDUSTRIAL PARK
首页 | 新闻 | 政务 | 投资 | 企业 | 生活 | 学习 |

政务
- 领导之窗
- 机构职能
- 公告公示
- 领导讲话
- 信息公告
- 重要文件

数字园区入口
鄂尔多斯干部培训网络学院分院
婚恋交友入口

公告公示
首页 > 政务 > 公告公示

内蒙古伊泰煤制油有限责任公司200万吨/年煤间接液化油品项目环境影响评价公众参与第二次公示信息

内蒙古伊泰煤制油有限责任公司拟建设200万吨/年煤间接液化油品项目，根据《中华人民共和国环境影响评价法》和《环境影响评价公众参与暂行办法》（环发2006[28号]）的有关规定，开展项目环境影响评价公众参与第二次公示，以听取社会各界对该项目的环境影响及有关环境保护工作的意见和建议。

1. 建设项目情况

拟建项目位于内蒙古准格尔旗大路工业园区，占地约3km2，工程总投资323.6亿元。项目以煤为原料生产石脑油、柴油及液化天然气产品，副产混醇、硫磺，总规模200万吨/年。主工艺装置包括空分、气化、净化、油品合成、油品加工、尾气处理等，配套建设给排水、供电、动力中心、储运、污水处理、火炬、废水缓冲池等公用工程及辅助设施。项目依托园区渣场。

2. 建设项目对环境可能造成的影响

本项目正常工况有组织及无组织废气均能达标排放，经预测，本项目建成后不会改变所在区域环境空气质量功能。
本项目正常工况下无废水外排，在非正常和事故工况下可能产生的废水经缓冲池收集，经处理后回用。项目不向地表水体排放污水。项目防渗措施满足规范要求，正常工况下，不会对地下水造成污染。
经预测，项目建成后厂界和周围环境敏感点噪声均满足环境功能区要求。
项目固体废物按减量化、无害化的要求分类处置，没有固体废弃物直排外环境。
厂区建设在规划的大路工业园区内，对区域生态的影响较小。
本项目生产过程中涉及危险化学品，存在火灾、爆炸和有毒有害物质泄漏等风险，通过采取控制措施，风险概率在行业可接受范围内。

3 预防或者减轻不良环境影响的对策和措施

废气治理

本项目锅炉烟气采用炉内石灰石脱硫加炉外氨法脱硫，SCR脱硝，电袋除尘和湿式电除尘，工艺单元酸性气送硫回收装置副产硫磺；含尘废气采取袋式除尘；易挥发油品储存采用浮顶罐；污水处理场无组织废气密闭收集后采用生物除臭工艺处理；油品装车设置油气回收系统。

污水处理

气化、净化、油品加工装置污水经装置内预处理后送污水处理场。全厂生产污水和生活污水送污水场经生化处理和中水回用装置深度处理。动力中心和循环水系统排放的清净废水送中水回用装置处理。中水回用装置产水用作循环水系统和脱盐水系统补充水，高浓盐水经蒸发、结晶装置处理后产品水回用。

噪声控制

在设备选型中采用低噪声设备，并采用隔声、减震、消声、隔离室等措施控制噪声。

固体废物处置

项目部分废催化剂送厂家回收，无回收价值的废催化剂、焚烧飞灰、盐泥外委有资质的单位处置，污水场污泥送焚烧炉处理，锅炉灰渣等一般固体废物综合利用，剩余部分送园区渣场填埋处置。

地下水污染防治

按照“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应进行全面控制，采取分区防渗措施、监控措施、应急措施，实现地下水污染防控。

生态环境保护

项目施工期加强管理，减少对生态环境的破坏，运营期在厂区周围、辅助区及道路两侧等可绿化之处植树种草，美化周围环境。

风险防控

设计采用本质安全的工艺和设备，设计采用DCS控制系统，自动检测、报警、紧急切断及紧急停车系统，防火、防爆、防中毒等事故处理系统，降低环境风险发生的可能性，并对可能的影响进行实时监控。制定厂级、园区级应急预案，建立事故应急联动机制，可将环境风险事故的影响控制在可接受范围内。

4. 环境影响报告书评价结论

本项目的建设符合国家、地方相关的政策法规、发展规划、行业专项规划、城市总体规划、环境功能区规划等要求。项目采用先进的工艺技术，强化节能减排，采用的污染治理措施技术经济可行，经处理后污染物可达标排放。经预测和分析，本项目排放污染物对大气、声环境、水环境及生态环境等的影响较小，本项目建成不会改变所在区域环境功能区的质量。在认真落实本项目清洁生产、环保措施及生态保护措施、环境风险防范措施等各项措施的前提下，从环境保护的角度，本建设项目是可行的。

5. 查阅环境影响报告书简本的方式

自公示之日起10个工作日内，如果需要本项目环境影响报告书简本，可到内蒙古准格尔旗大路工业园区伊泰煤制油公司办公楼质量环保部查阅相关信息或查阅大陆工业园区网站。

6. 征求公众意见的范围和主要事项

征求公众意见在准格尔旗范围内进行，主要事项包括（但不限于）：
对项目所在地区的环境质量是否满意？最关注的环境问题是什么？
从当地经济发展和环境保护的角度出发，对该项目持何种态度？
对该项目建设和运行带来的何种环境问题最关注（空气、地表水、地下水、土壤、噪声、生态、风险）？
对项目采取哪方面环境保护措施最关心？
对本工程建设的环境保护措施和环保管理有何具体意见和建议？
与本项目有关的其它意见或建议。

7. 征求公众意见形式、时间和联系方式

公众可以信函、电话、邮件、来访等方式向建设项目业主单位、环评单位提出意见、建议，同时留下基本情况（单位或住址、联系方式等），公众提出意见的起止时间为公告起十个工作日内，具体联系方式如下：
建设单位联系方式
联系人，樊先生
地址：内蒙古准格尔旗大路工业园区 （邮编010300）
电话：0477-4608835
传真：0477-4608825
Email：fanguodong0908@163.com
环评单位联系方式
中国寰球工程公司
环评证书编号：国环评证甲字第1008号
联系人，王女士
地址：北京市朝阳区来广营高科技产业园创达二路1号 （邮编100012）
电话：010-58676729
传真：010-64457575
E-mail：rainriver2004@126.com

大路工业园 DALU INDUSTRIAL PARK
主办：鄂尔多斯大路工业园 电话：0477-3971185 传真：0477-3971185
Copyright 2014 www.dlshg.gov.cn All Rights Reserved 京ICP备13024384号-3
支持：北京优木乐视科技有限公司

图 22.1-5 大路工业园网站第二次公示截图

表 22.1-2 本项目第二次公示信息

内蒙古伊泰煤制油有限责任公司 200 万吨/年煤间接液化油品项目
环境影响评价公众参与第二次公示信息

内蒙古伊泰煤制油有限责任公司拟建设 200 万吨/年煤间接液化油品项目，根据《中华人民共和国环境影响评价法》和《环境影响评价公众参与暂行办法》（环发 2006[28 号]）的有关规定，开展项目环境影响评价公众参与第二次公示，以听取社会各界对该项目的环境影响及有关环境保护工作的意见和建议。

1. 建设项目情况

拟建项目位于内蒙古准格尔旗大路工业园区，占地 288.18 公顷，工程总投资 293.42 亿元。项目以煤为原料生产石脑油、柴油及液化天然气产品，副产混醇、硫磺，总规模 200 万吨/年。主工艺装置包括空分、气化、净化、油品合成、油品加工、尾气处理等，配套建设给排水、供电、动力中心、储运、污水处理、火炬、废水缓冲池等公用工程及辅助设施，项目依托园区渣场。

2. 建设项目对环境可能造成的影响

本项目正常工况有组织及无组织废气均能达标排放，经预测，本项目建成后不会改变所在区域环境空气质量功能。

本项目正常工况下无废水外排；在非正常和事故工况下可能产生的废水经缓冲池收集，经处理后回用。项目不向地表水体排放污水。项目防渗措施满足规范要求，正常工况下，不会对地下水造成污染。

经预测，项目建成后厂界和周围环境敏感点噪声均满足环境功能区要求。

项目固体废物按减量化、无害化的要求分类处置，没有固体废弃物直排外环境。

厂区建设在规划的大路工业园区内，对区域生态的影响较小。

本项目生产过程中涉及危险化学品，存在火灾、爆炸和有毒有害物质泄漏等风险，通过采取控制措施，风险概率在行业可接受范围内。

3 预防或者减轻不良环境影响的对策和措施

废气治理

本项目锅炉烟气采用炉内石灰石脱硫加炉外氨法脱硫，SCR 脱硝，电袋除尘和湿式电除尘；工艺单元酸性气送硫回收装置副产硫磺；含尘废气采取袋式除尘；易挥发油品储存采用浮顶罐；污水处理场无组织废气密闭收集后采用生物除臭工艺处理；油品装车设置油气回收系统。

污水处理

气化、净化、油品加工装置污水经装置内预处理后送污水处理场。全厂生产污水和生活污水送污水场经生化处理和中水回用装置深度处理。动力中心和循环水系统排放的清净废水送中水回用装置处理。中水回用装置产水用作循环水系统和脱盐水系统补充水，高浓盐水经蒸发、结晶装置处理后产品水回用。

噪声控制

在设备选型中采用低噪声设备，并采用隔声、减震、消声、隔离室等措施控制噪声。

固体废物处置

项目部分废催化剂送厂家回收，无回收价值的废催化剂、焚烧飞灰、盐泥外委有资质的单位处置，污水场污泥送焚烧炉处理，锅炉灰渣等一般固体废物综合利用，剩余部分送园区渣场填埋处置。

地下水污染防治

按照“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应进行全面控制，采取分区防渗措施、监控措施、应急措施，实现地下水污染防控。

生态环境保护

项目施工期加强管理，减少对生态环境的破坏，运营期在厂区周围、辅助区及道路两侧等可绿化之处植树种草，美化周围环境。

风险防控

设计采用本质安全的工艺和设备，设计采用 DCS 控制系统，自动检测、报警、紧急切断及紧急停车系统，防火、防爆、防中毒等事故处理系统，降低环境风险发生的可能性，并对可能的影响进行实时监控。制定厂级、园区级应急预案，建立事故应急联动机制，可将环境风险事故的影响控制在可接受范围内。

4. 环境影响报告书评价结论

本项目的建设符合国家、地方相关的政策法规、发展规划、行业专项规划、城市总体规划、环境功能区规划等要求。项目采用先进的工艺技术，强化节能减排，采用的污染治理措施技术经济可行，经处理后污染物可达标排放。经预测和分析，本项目排放污染物对大气、声环境、水环境及生态环境等的影响较小，本项目建成不会改变所在区域环境功能区的质量。在认真落实本项目清洁生产、环保措施及生态保护措施、环境风险防范措施等各项措施的前提下，从环境保护的角度，本建设项目是可行的。

5. 查阅环境影响报告书简本的方式

自公示之日起 10 个工作日内，如果需要本项目环境影响报告书简本，可到内蒙古准格尔旗大路工业园区伊泰煤制油公司办公楼质量环保部查阅相关信息或查阅大陆工业园区网站。

6. 征求公众意见的范围和主要事项

征求公众意见在准格尔旗范围内进行，主要事项包括（但不限于）：

对项目所在地区的环境质量是否满意？最关注的环境问题是什么？

从当地经济发展和环境保护的角度出发，对该项目持何种态度？

对该项目建设和运行带来的何种环境问题最关注（空气、地表水、地下水、土壤、噪声、生态、风险）？

7. 征求公众意见形式、时间和联系方式

公众可以信函、电话、邮件、来访等方式向建设项目业主单位、环评单位提出意见、建议，同时留下基本情况（单位或住址、联系方式等），公众提出意见的起止时间为公告起十个工作日内，具体联系方式如下：

建设单位联系方式

联系人：樊先生

地址：内蒙古准格尔旗大路工业园区 （邮编 010300）

电话：0477-4608835

传真：0477-4608825

Emali：fanguodong0908@163.com

环评单位联系方式

中国寰球工程公司

环评证书编号：国环评证甲字第 1008 号

联系人：王女士

地址：北京市朝阳区来广营高科技产业园创达二路 1 号 （邮编 100012）

电话：010-58676729

传真：010-64457575

E-mail：rainriver2004@126.com

22.1.3 建设项目环评报告全本公示

环评单位于 2015 年 9 月 15 日在大路工业园区网站（http://www.dlmhg.gov.cn/dlmhg/zhuzhan/gggs/20150915/909.html）刊载了本项目环评报告书全本公示信息，提供全本下载，并对报告书全本中涉及保密不予公示的部分内容进行了说明，全本公示情况见图 22.1-6。



图 22.1-6　大路工业园网站环评全本公示情况截图

22.2 公众意见调查

22.2.1 公众参与座谈会

⑴座谈会时间地点

本项目于 2014 年 11 月 18 日在大路园区管委会召开了内蒙古伊泰煤制油有限责任公司 200 万吨/年煤间接液化油品项目公众参与座谈会。

⑵参会单位

参加座谈会的代表来自准格尔旗政府各部门、大路园区管委各局办、大路镇、薛家湾镇政府各部门、大路镇、薛家湾镇各单位团体、本项目周边各村镇代表及人大代表参会，参会单位及团体见表 22.2-1。

表 22.2-1　　公众参与座谈会参会单位

序号	单位名称
1	旗政府办公室、环保局、水务局、发改局、规划局、土地局、信访局、教育局
2	人大代表
3	大路园区管委会环保局、发展局、规划办、国土局、大路派出所
4	大路镇政府、大路中心医院、大路小学、职业中学
5	薛家湾镇政府、准格尔旗中蒙医院、薛家湾小学
6	阳市圪咀、东孔兑村、大沟村、城壕村、何家塔村、阿日不拉东、西社、植机壕张家圪塄
7	天河水务公司、久泰能源公司、天润化肥、伊东东华、锦化机公司

⑶座谈会议程及主要内容

座谈会上建设单位介绍了项目的基本情况，环评单位介绍了项目对环境可能造成的影响、预防减轻不良环境影响的对策和措施、公众调查范围和主要内容等，随后各方代表先后对关心的问题进行提问，园区管委会、建设单位和环评单位对相关问题进行了解答和说明，之后各方代表对项目提出了意见和建议。

座谈会上，管委会还对调查表的发放工作做了统筹安排，并由环评单位对公众参与调查表做了详细解释说明。

⑷座谈会主要意见建议

座谈会上各方代表提出的主要意见和建议主要有：

大路工业园区个别入驻企业有夜间偷排现象，造成夜间空气有臭味；

个别入驻企业有噪声扰民现象；

井水水位有下降现象，水质不如园区成立前好；

入原企业招收本地农民工名额较少，希望多解决本地居民就业。

园区管委会和建设单位认真听取代表的意见，分别就相关问题作出了解释：

管委会环保局说明恶臭主要出现在阴天或刮风降雨天气，有时受临近托县药厂生产谷氨酸时产生的臭气影响，为加强监督，环保局投入 80 万元建设在线监测平台和监测预警系统，定期在准格尔日报、网站公布污染物监测结果，承诺进一步加强地下水防渗、监控和风险防范体系的建设。

建设单位并承诺将在建设期和运营期都做好环保工作，并为周边村民安排更多的就业名额。

座谈会现场情况如图 22.2-1。



图 22.2-1 公众参与座谈会

22.2.2 发放公众调查表发放

本项目于 2014 年 11 月 19 日~21 日进行了公众意见问卷调查，问卷调查由建设单位组织，大路管委协调，环评单位配合完成。

公众调查表分为团体调查表和个人调查表，调查表均附有本项目简介及可能的环境影响、治理措施等内容，调查内容见公众意见统计分析中相关表格内容。

本次调查发放个人调查表 400 份，回收有效调查表 387 份；发放团体调查表 26 份，回收有效调查表 26 份；本次调查共计发放调查表 426 份，回收有效调查表 413 份，有效调查表回收率 97%。

调查表发放及受访者情况见图 22.2-2。



图 22.2-2 调查表发放及受访者照片

22.2.3 公众意见统计分析

对回收的《公众意见调查表》从相关信息发布与公开、当地环境问题与评价项目的环境影响、受访者对建设项目的态度及关注问题等进行统计和分析。

①调查样本个人情况

本次公众参与调查受访者的性别、年龄、文化程度等个人情况见表 22.2-2。

表 22.2-2 公众参与调查对象基本情况统计表 （基于个人问卷）

基 本 情 况		人数（人）	比例（%）
性 别	男	221	57.1
	女	166	42.9
年 龄	20 岁以下	0	0
	21～40 岁	174	44.9
	41～60 岁	193	49.8
	61 岁以上	20	5.2
文化程度	初中及初中以下	148	38.2
	高中及中专	168	43.4
	大专及大专以上	71	18.3
职业	农民	168	43.4
	职工	59	15.2
	个体经营者	23	5.9

基　本　情　况		人数（人）	比例（%）
	教师、医生	56	14.5
	公务员	58	14.9
	其他	23	5.9
工作或居住地与项目距离	2 公里以内	154	39.8
	2-5 公里	119	30.7
	5-10 公里	77	19.8
	10 公里以外	37	9.6
收入来源	种植	113	29.1
	养殖	51	13.2
	个体经营	23	5.9
	工资收入	169	43.6
	其它	31	8
家庭饮食方面费用占总收入百分比	60%以上	64	16.5
	41～59%	156	40.3
	21～40%	115	29.7
	20%以下	41	10.6
	20%以下	11	2.8

统计分析表明，本次公参调查样本中，农民、企业职工、个体经营者、教师医生、公务员及其它人员的比例分别为 43.4%、15.2%、5.9%、14.5%、14.9%、5.9%，受访者工作、居住地距本项目距离 70%在 5 公里以内，样本代表性较好。

⑵公众对本项目了解情况

公众对拟建项目了解程度等方面进行了调查，详见见表 22.2-3。

表 22.2-3　　公众对本项目了解情况　　（团体与个人合计）

基　本　情　况		人数	比例（%）
您是否知道本项目的建设信息？如知道，您是从哪方面得知的？	①没有听说	57	13.8
	②报纸、电视广播、网络	63	15.2
	③企业告之	88	21.3
	④本次调查	127	30.7
	⑤民间信息	80	19.3
您对本项目的环境保护信息公示的满意程度	①对项目环保信息的公示比较全面，非常满意	75	18.2
	②按照有关规定公示本项目有关环保信息，比较满意	162	39.2
	③一般	161	38.9
	④不满意	15	3.6
您对本项目的了解程度	①不了解	105	25.4
	②一般	241	58.3
	③比较了解	49	11.8
	④很了解	18	4.3

统计分析表明，只有 13.8%的受访者不知道到项目相关信息，86.2%的受访者通过媒体、企业告知、民间信息和本次调查等渠道事先获取拟建项目信息；对拟建项目环保信息公示表示非常满意、满意的受访者比例为 57.4%；表示一般的受访者比例为 38.9%，不满意者为 3.6%。

③当地环境质量现状

公众对当地环境质量现状评价统计结果见表 22.2-4。

表 22.2-4　　公众对当地环境质量现状评价　　（团体与个人合计）

题 目		选 项	人数	百分比
（可多选）您认为目前造成工作（或居住）地区环境影响的主要原因是什么？		①气候恶劣	94	22.7
		②环境脆弱	238	57.6
		③资源匮乏	32	7.7
		④人为破坏	151	36.5
		⑤生态破坏	114	27.6
		⑥其他	43	10.4
您对工作（或居住）地区的环境质量现状满意程度	环境空气	①满意	91	22
		②较满意	223	53.9
		③不满意	99	23.9
	水环境	①满意	122	29.5
		②较满意	208	50.4
		③不满意	83	20.1
	声环境	①满意	151	36.5
		②较满意	210	50.8
		③不满意	52	12.6
	生态环境（水土及植被）	①满意	119	28.8
		②较满意	231	55.9
		③不满意	62	15

统计结果显示，分别有 75.9%、79.9%、87.3%和 84.7%受访者评价当地空气环境、水环境、声环境和生态环境认为满意或者较满意，认为目前造成工作（或居住）地区环境影响的主要原因是环境脆弱（57.6%）和人为破坏（36.5%）。

④本项目建设的意义及影响

公众对本项目建设的意义、影响的认识见表 22.2-5。

表 22.2-5　　本项目建设的意义及影响的认识　　（团体与个人合计）

题 目	选 项	人数	百分比
（可多选）您认为本项目的建设意义有哪些？	①填补了云南省及周边地区聚丙烯产业的空白，环节国内聚丙烯	164	39.7

	原料供应紧张，带动相关企业的发展		
	②延伸炼油产业链，提高资源利用率，在发展经济的同时保护当地环境	197	47.7
	③提供就业，增加收入	243	58.8
	④没有意义	12	2.9
	⑤不清楚	25	6.1
	⑥其它（请在备注中具体说明）	4	0.1
（可多选）您认为本项目的建设的影响有哪些？	①污染且耗费水、煤炭等资源	90	21.7
	②破坏生态且不能恢复	73	17.6
	③流动人口增加	131	31.7
	④轻微污染	219	53
	⑤无污染	25	6
	⑥不清楚	34	8.2
	⑦其它（请在备注中具体说明）	2	0.04
对于本项目的建设，您最关心的问题是什么？	①提供就业机会	136	32.9
	②增加收入	121	29.3
	③环境质量的变化	152	36.8
	④其它（请在备注中具体说明）	4	0.1
您是否了解当前本地区环境保护方面计划	①不了解	135	32.6
	②一般	196	47.5
	③比较了解	68	16.5
	④很了解	14	3.4
您对在本地区建设项目应该遵守的环境保护的法规、标准是否了解	①不了解	127	30.7
	②一般	204	49.4
	③比较了解	74	17.9
	④很了解	8	1.9
您最希望本地区如何发展？	①为环保不再发展	18	4.3
	②单纯发展农业	16	3.8
	③科学发展建设新型工业	339	82.1
	④单纯发展旅游业	4	0.1
	⑤其它（在备注中具体说明）	10	2.4

统计结果显示，对本项目建设最为关注的问题分别是环境质量变化（36.8%）、提供就业机会（32.9%）和增加收入（29.3%）； 53%的受访者认为对本地区环境有轻微影响； 82.1%的受访者希望本地区科学发展，建设新型工业。

⑤对本项目对周边环境的影响

受访者认为本项目对周边环境的影响统计结果见表 22.2-6。

表 22.2-6　　本项目对周边环境的影响　　（团体与个人合计）

题　目		选　项	人数	百分比
您认为本项目对工作（或居住）地区环境的影响程度	环境空气	①严重污染	25	6.1
		②较大污染	75	18.2
		③一般	156	37.7
		④轻微污染	116	28
		⑤无污染	41	9.9
	水环境	①严重污染	21	5.1
		②较大污染	66	15.9
		③一般	177	42.8
		④轻微污染	98	23.7
		⑤无污染	51	12.3
	声环境	①严重污染	13	3.1
		②较大污染	20	4.8
		③一般	190	46
		④轻微污染	132	31.9
		⑤无污染	58	14
	水土流失及植被破坏	①严重，且不可恢复	53	12.8
		②一般，且可以恢复	252	61
		③轻微，且不用采取措施	108	26.1
对本项目建设您最担心的环境问题是 **（可多选）**		①大气污染	263	63.6
		②水污染	115	27.8
		③噪声污染	75	18.1
		④固体废物	82	19.8
		⑤水土流失及植被破坏	57	13.8
		⑥环境风险事故	65	15.7
		⑦其他（在备注中具体说明）	5	1.2
您认为本项目在建设和运营过程中应采取或加强哪方面的环保措施？ **（可多选）**		①废水治理	251	60.7
		②废气治理	258	62.4
		③降噪	89	21.5
		④固体废物处置	113	27.3
		⑤水土保持与植被恢复	105	25.4
		⑥风险防范及应急	71	17.2
		⑦其它（请在备注中具体说明）	0	0

统计结果显示，对本项目的建设，受访者最关心的前三个环境问题依次为大气污染（63.6%）、水污染 27.8%、固体废物（19.8%）。

⑥受访者对建设项目的态度

受访者对建设项目态度的调查结果见表 22.2-7。

表 22.2-7　　对本项目建设的态度　　（团体与个人合计）

题　目	选　项	人数	百分比
对本项目实施后的环保措施和日常管理，您最关心的问题是（可多选）	①无环保措施	52	12.6
	②环保措施不运行	190	46
	③管理不严	139	33.6
	④设备事故	23	5.6
	⑤其它（请在备注中具体说明）	9	2.2
您认为本项目建成投产后对周边居民居住生活环境的影响程度	①很大影响，不可接受	45	10.9
	②影响比较小，可接受	230	55.7
	③轻微或无影响，可忽略	68	16.5
	④其它（请在备注中具体说明）	9	2.2
	⑤不清楚	61	14.5
如果本项目对环境影响满足国家环保标准和要求，您对本项目建设的态度是	①支持	362	87.6
	②无所谓	45	10.9
	③不支持（请在备注中具体说明）	6	1.5

统计结果显示，受访者对对本项目实施后的环保措施和日常管理方面最关心的问题依次是：环保设施不运行（46%）、管理不严（33.6%）、无环保措施（12.6%）和设备故障（5.6%）。

在回收的调查表中有 6 名受访者不支持本项目，主要原因为：

认为项目会对本地环境造成不良影响，不愿本地环境遭到污染和破坏。

对 9 名持反对意见的受访者进行了回访，在对持反对意见受访者再次详细说明项目情况、项目环保措施以及本项目对环境可能造成的影响后，回访后 6 名受访者仍持反对意见，3 名受访者改变态度表示支持，并重新填写了调查表。

最后统计结果表明，85.7%的受访者对本项目表示支持，10.5%受访者持无所谓的态度，1.4%受访者不支持本项目建设。

22.2.4 公众意见整理反馈

本项目在回收的调查表中有 76 份提出意见、要求和建议，占回收问卷的比例为 18.4%，将公众意见进行整理归类，详见表 22.2-8。

表 22.2-8　　公众意见与建议整理及采纳情况

序号	意见与建议内容	提出者类型	是否采纳	采纳后有关措施或不采纳的理由
1	建设单位多安排周边村民就业	周边村民	是	建设单位将增加本地居民招工名额
2	严格执行国家自治区市旗里的环保相关要求	行政部门人员	是	建设单位将配合环保部门，严格执行国家、旗、市相关环保标准要求

3	加大环保投入，严格按照国家相关要求配备环保设备	群众 行政部门人员	是	建设单位将采用先进和完善污染治理设备，确保达标排放
4	环保设备不能随意关停，要加强监督检查	行政部门人员 群众	是	建设单位保证环保措施正常有效运行，安装在线监测仪器以便监管
5	治理好废气、废水，减少大气污染和废水排放	群众 行政部门人员	是	建设单位将采用先进和完善的大气和水污染治理措施，确保达标排放
6	关注生态保护，项目建设注重植被保护和防沙防尘工作	群众	是	建设单位将在建设和运行期做好绿化工作，减少扬尘，保护好项目周边生态环境
7	做好固废等垃圾处理，避免污染环境	群众 行政部门人员	是	建设单位与废弃物综合利用的企业进行合作，做到废弃物的综合利用，做到无害化处理
8	严格遵守国家环保标准，注意噪音不要扰民	群众 行政部门人员	是	建设单位将在建设和运营期，采取一切可能措施，合理安排施工时间，对噪声设备进行降噪、隔音、减振等措施，确保不噪声扰民
9	加强日常管理与监督，杜绝偷排乱排等现象	群众 行政部门人员	是	建设单位将严格管理，环保机构加强监督检查，严肃查处。
10	严格执行环保要求和三同时制度，建成运行后污染治理设施必须稳定运行，实现达标排放	群众 行政部门人员	是	建设单位的大气治理、污水处理等环保设施与项目同时建设，确保运行好实现达标排放。

对本次调查中公众提出的意见、建议，将分类归纳反馈给业主、设计等部门，并在今后项目实施过程的各个环节中加以认真落实。

22.3 公众参与四性分析

22.3.1 程序合法性

建设单位于 2014 年 2 月 8 日出具了本项目环境影响评价工作的委托书，环评单位在接受委托后，于 2014 年 2 月 10 日在鄂尔多斯市大路工业园网站上进行了环境影响评价第一次信息公示，于 2014 年 2 月 13 日在《内蒙古日报》上对本项目进行了第一次报纸公示。

环评单位在得到环评报告书初步结论后于 2014 年 11 月 18 日在《内蒙古日报》进行了第二次报纸公示和现场张贴公告，于 11 月 19 日在鄂尔多斯市大路工业园网站进行了第二次网络公示，同时在大路园管委会及项目建设单位准备了环评报告书简本以供公众查阅。

建设单位于 2014 年 11 月 18 日在大路工业区管委会多功能会议室举办了公众参与单位代表座谈会，并进行了团体和个人调查表的发放，征求公众意见。

本项目环评报告书于 2015 年 9 月 15 日在大路工业园区管委会网站进行了全本公示，提供环评报告全本下载，并对报告书全本中涉及保密不予公示的部分内

容进行了说明。

本项目公众参与工作符合《环境影响评价公众参与暂行办法》中程序要求。

22.3.2 形式有效性

本项目进行了三次公众参与工作。

第一次公众参与：进行了纸质媒体、网络公示、敏感点村镇公告栏现场张贴公示等工作；

第二次公众参与：进行了纸质媒体公示、网络公示、敏感点村镇公告栏现场张贴、召开公众参与座谈会、进行团体和个人走访调查、公开环境影响报告书简本等工作；

第三次公众参与：进行了环评报告全本公示，提供环评报告全本下载，并对报告书全本中涉及保密不予公示的部分内容进行了说明。

本项目公众参与形式符合《环境影响评价公众参与暂行办法》中相关要求。

22.3.3 对象代表性

⑴抽样方法

抽样方法采用分类抽样和随机抽样相结合的抽样方法。

针对本项目周边所直接或间接涉及的人群划分类别，对同一类群体内部采取随机抽样，使群体总体内每一个个体有相等的概率被抽到，抽样方法科学合理。

⑵抽样范围

本次调查抽样范围主要涵盖项目评价范围内敏感目标，如项目厂址周边乡村、居民点，以及厂址所在的大路工业园区、大路镇的居民区、企事业单位，对项目可能产生间接影响的准格尔旗政府所在地薛家湾镇也纳入抽样调查范围。

团体调查表发放详见表 22.3-1。

表 22.3-1　　团体调查表发放情况

序号	团体名称	发放	回收
1	旗环保局、水务局、发改局、规划局、国土局、信访局、教育局	7	7
2	园区环保局、经济发展局、规划办、国土局、社会事业局、派出所	6	6
3	大路镇、大路中心医院、职业高中、大路小学、天河水务公司	5	5
4	薛家湾镇、薛家湾世纪中学、薛家湾小学	3	3
5	阳市圪咀、东孔兑村、大沟村、城壕村、何家塔村	5	5
合计		26	26

个人调查表发放详见表 22.3-2。

表 22.3-2　　个人调查表发放情况

序号	单位	发放	回收
1	准格尔旗政府各部门、人大	23	23
2	大路园区管委会	23	22
3	大路镇	15	15
4	大路派出所	4	4
5	大路医院	15	15
6	大路小学	15	15
7	天河水务、久泰能源、易高科技、天润化肥、伊东东华、锦化机	35	35
8	旗职业高中	16	16
9	大路水红花居民区	30	30
10	薛家湾镇	30	29
11	薛家湾小学	20	18
12	旗世纪中学	15	13
13	旗中蒙医院	15	14
14	城壕村	15	13
15	阳市圪咀	25	24
16	东孔兑村	24	23
17	大沟村	8	8
18	特不特拉村	15	14
19	张家圪塄	15	14
20	何家塔村	7	7
21	阿日不拉	29	29
22	植机壕	6	6
合计		400	387

⑶调查样本类别

本次公参调查抽样涵盖的人群类别包括：周边乡村的村民、政府工作人员、人大代表、企业职工、学校师生、医院医生、城镇居民、工商从业人员、个体户等，样本类别齐全，样本具有广泛性和代表性。

综上所述，本项目公众参与调查抽样方法科学合理，样本涵盖范围广，数量充分，类别齐全，本项目公众参与调查代表性较好。

本项目公参调查样本分布见示意图 22.3-1。

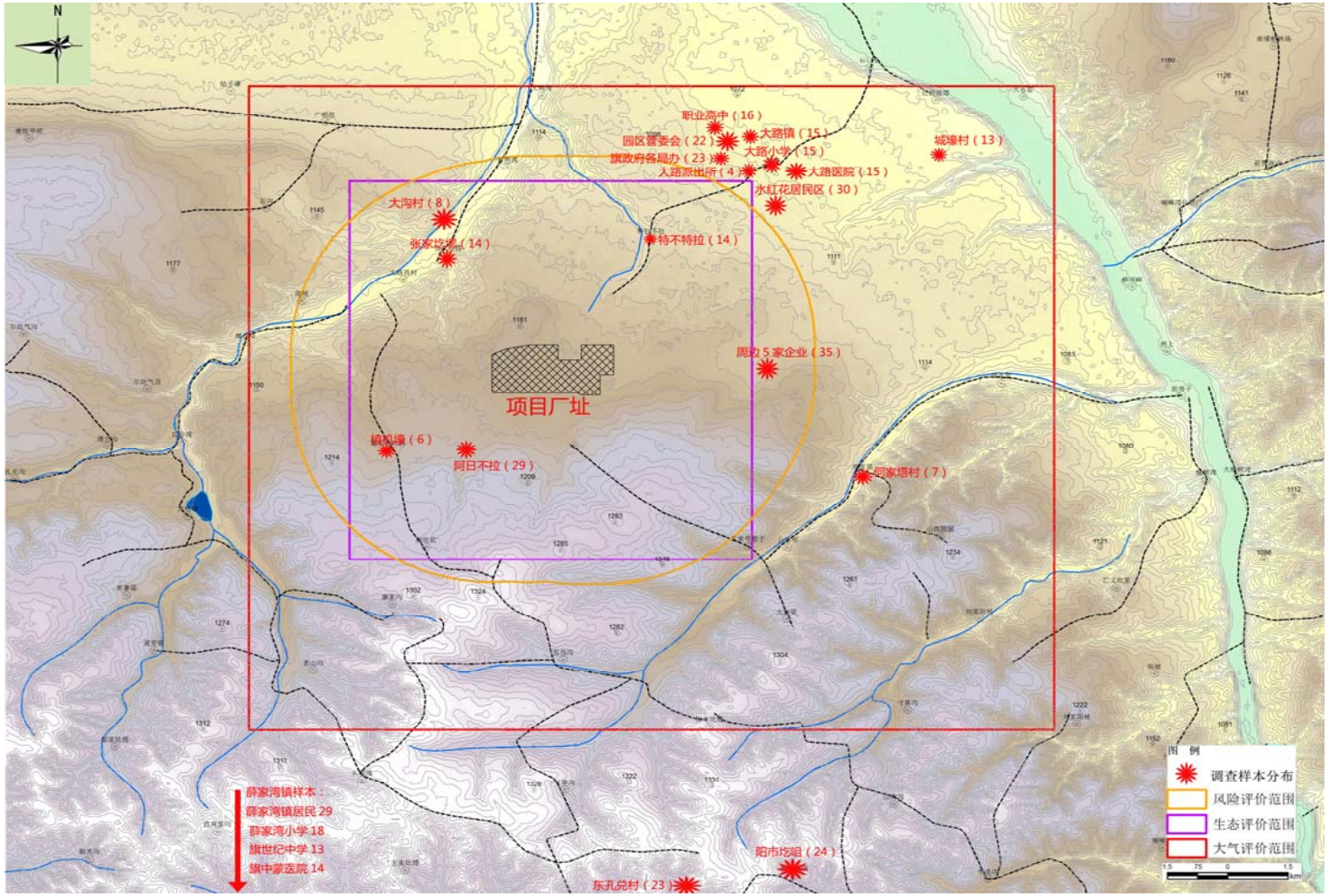


图 22.3-1 公众参与调查样本分布示意图

22.3.4 结果真实性

本项目各项公众参与团体问卷调查工作中，各单位代表在听取了本项目环境影响评价工作汇报后，代表其所属团体单位认真回复问卷，各单位均在其问卷上加盖了公章，代表了被调查单位的意愿。

本项目各项公众参与个人问卷调查工作中，环评单位走访了项目周边受影响区域内各个敏感点，发放调查问卷并耐心给当地群众讲解，个人问卷均留有被调查人联系电话和住址，并对个别问卷中不清楚或有问题之处进行了核实。

本项目公参调查得到准格尔旗政府和园区管委会的重视和支持，并协同建设单位和环评单位对公参调查做了大量协调工作，园区管委会邀请了人大代表及周边十余个乡村及各企事业单位代表召开公众参与座谈会，广泛征求各界代表意见；同时调查表发放人员认真负责，样本调查工作组织安排有序，调查表填写认真踏实，回收样本问卷质量较好，其中团体调查表上均加盖了单位公章。

22.4 小结

通过本专题评价，得出如下结论：

⑴本项目按国家有关规定进行建设项目环境影响信息公示，公示途径有内蒙古日报、大路园区网站，发放、张贴项目介绍材料，编制环评简本，在当地进行宣传，并进行项目环评全本公示等，符合建设项目环境影响信息公示相关要求。

⑵本次公众参与调查共向项目建设周边地区发放 426 份调查表，其中个人文件 400 份，团体调查表 26 份；回收有效个人调查表 387 份，回收有效团体调查表 26 份，共计回收 413 份有效调查表，有效调查表回收率总计为 97%。调查范围为本项目直接和间接影响范围内的乡村及企事业单位团体；调查对象为周围乡村村民、企事业单位职工、政府管理部门工作人员、个体经营者等。本次调查范围涵盖较为全面，调查对象类别较为齐全，调查具有较好的代表性和真实性。

⑶调查表统计分析表明， 87.6%的受访者支持本项目建设，对拟建项目持无所谓态度的比例为 10.9%，持反对态度的比例为 1.4%，受访公众最关心的环境问题为环保设施不运行。

⑷对本次调查中公众提出的意见、建议，将分类归纳反馈给业主、设计等部门，并在今后的项目实施过程的各个环节中加以认真落实。

23.社会环境影响评价

23.1 社会环境概况

准格尔旗位于鄂尔多斯市东部，北与包头市、东与呼和浩特市隔黄河相望，东南、南部与山西省的偏关县与河曲县以河为界，西南与陕西省的府谷县接壤，西部与伊金霍洛旗、东胜区、达拉特旗搭界，总面积 7692 平方公里。全旗现设 1 个自治区级开发区、1 个市级煤化工基地，辖 1 个苏木、2 个乡、6 个镇、4 个街道，有 3 个嘎查、156 个村、23 个社区。2014 年年末，准格尔旗全旗户籍总人口 32.04 万人，常住人口 37.18 万人，其中户籍出生人口 4592 人，死亡人口 1412 人，户籍人口自然增长率为 9.9‰。

准格尔旗经济在鄂尔多斯市及内蒙古西部占有重要地位，近年来更有了长足的发展。2014 年，全旗地区生产总值（GDP）达到 1106.72 亿元，增长 8.0%。第一产业实现增加值 9.37 亿元，增长 3.8%；第二产业实现增加值 693.02 亿元，增长 9.9%；第三产业实现增加值 404.33 亿元，增长 4.7%。经济结构比例为 0.9:62.6:36.5。人均 GDP 由上年的 285473 元（约合 4.67 万美元）增加到 298790 元（约合 4.88 万美元），增长 4.7%。其中煤炭行业全年累计实现工业产值 869.51 亿元，同比增长 2.0%，占规模以上工业总产值的 81.3%。煤化工产业迅猛增长，成为拉动全旗工业增长的新动力，大中型企业仍然是全旗工业经济的主力军，全旗 29 户大中型企业占全旗规模以上工业总产值的 81.8%。

本项目位于大路煤化工工业园区，大路工业园区地处准格尔旗大路镇，根据《大路工业园区总体规划（2014-2030 年）》，大路工业园园区性质为“国家重要的煤化工生产示范区，内蒙古自治区煤炭深加工产业主要载体，以发展现代煤化工、精细化工和煤电铝一体化等清洁能源为主的能源化工循环经济园区”。园区建设用地（含东工业基地、南工业基地、西工业基地及煤电铝循环经济产业基地）总计为 12717.19 公顷，其中本项目所在的西工业基地建设用地为 1507.45 公顷。目前，园区共引进项目 26 个，其中已建 11 个（生产 10 个），在建 15 个。

大路镇位于准格尔旗东部，全镇总面积 731.4 km^2(其中大路新区控规 232Km^2)，辖 13 个行政村、1 个居委，居民户数为 4723 户，全镇总人口为 17048 人，占全旗总人口的 5.32%，常住人口 18121 人；18 岁～65 岁常住人口共计 12169 人，占大路镇总人口的 67.15%。

23.2 社会环境影响因素分析

本项目为大型煤制油化工项目，项目的建设对于调整和优化内蒙古自治区能源结构、缓解石油短缺的矛盾、保障能源安全有重要的现实作用，项目建设期间和建成后都将对内蒙古自治区、鄂尔多斯市的经济社会发展产生较大的影响，影响的区域主要涉及鄂尔多斯市，直接影响区域为准格尔旗大路镇，对本项目的社会环境影响因素进行汇总分析，详见表 23.2-1。

表 23.2-1　　本项目社会环境影响因素汇总分析

序号	影响因素	分析
1	征地拆迁	本工程占用土地位于大路煤化工区内，土地的性质为工业用地，项目不涉及征收征用农民土地，且无动迁人口，场地上无搬迁设施。
2	移民安置	本项目不涉移民及安置房。
3	管线及绿化迁移	本项目建设场地上无设施，项目施工区较空旷，不涉及管线搬迁及绿化迁移问题。
4	文物、古迹	一期 16 万吨项目已经对本区进行过勘察，再根据对项目区实地勘察，初步判断项目区内不涉及文物、古迹、墓地破坏和迁移。
5	文化/日常生活	通过实地走访及对大路煤化工区园区管委会了解，项目所在地无特殊地方传统文化，但项目建设对周边日常生活会有一定影响
6	宗教/习俗	通过实地走访及对大路煤化工区园区管委会了解，项目所在地没有特殊的宗教信仰和风俗习惯，项目对当地宗教风俗影响较小
7	招工就业	建设和运行期需招收员工，可解决项目周边部分居民就业。
8	群众收入	可增加群众收入，提高生活质量
9	政府税收	可增加政府税收和财政收入
10	能源结构	可优化能源结构，促进煤炭资源清洁利用
11	公共设施	工业园区规划和基础配套设施已开工建设，为入园企业配套的教育、卫生、商住、休闲、娱乐等社会事业服务设施由政府建设。
12	流动人口	项目建设期大量施工人员以及项目运行期吸引的周边流动人口增多，可能会造成一定的影响。
13	商业活动	施工期和运行期会增加大量人员，对当地商业经营有促进作用。
14	交通安全	施工作业活动会增加道路的车流量，施工运输作业可能会对当地交通产生影响，并对地方居民安全出行产生一定的影响。
15	人体健康	本项目对人体健康的影响甚微，详见人群健康评价小节 23.5。
16	社会治安	基于施工期工作人员具有临时性的特点，及投产后将直接产生大批就业岗位，由于施工队伍及运行人员的流动性、来源、文化素质、年龄分布的不确定性等问题，可能会对当地社会治安产生一定影响。
17	媒体舆论	在项目公示期间未收到负面的反馈信息，当地媒体无负面报道。

23.3 社会环境正面影响

⑴ 优化能源结构，煤炭资源清洁利用

从宏观而言，本项目的建设对调整和优化内蒙自治区能源结构有积极作用，

作为区域能源清洁转换的示范，对内蒙古自治区实现煤炭资源高效清洁利用，促进煤化工产业的持续、健康发展都具有十分重要的战略意义。

⑵ 促进经济增长，推动地区社会发展

本项目总投资超过三百亿元，项目建成后，预计年销售收入可达 145 亿元，利税 30 多亿元，将极大地推动鄂尔多斯市、准格尔旗及大路镇的经济、社会发展，项目启动后引发的一系列发展所带来的政府利税增长也将反哺社会基础设施及服务条件的改善，带动教育、医疗卫生、交通运输、建筑、餐饮服务等行业发展，提升地区现代化水平，也有力于促进该地区现代农牧业的发展。

⑶ 提供就业机会，提高居民收入

本项目作为大型煤制油示范项目，也是人才、技术、资金密集型项目，本项目无疑将为当地提供较多就业机会。项目在施工建设期内将需要消耗大量的劳动力，企业投入生产后也将需要一定数量的劳动力（如工程技术人员、安保、卫生、后勤等），对促进本地大学生就业、吸纳当地农民工有积极作用，同时，项目对当地服务行业、运输业、建筑业等行业的发展也是积极促进，这些行业的发展也将为当地提供一定数量的就业机会。

伴随就业机会的拓宽增加相一致的就是当地居民及农户收入的增加，对于一直以传统农牧业为主的准格尔旗和大路镇而言，必将对其经济结构及百姓的生计产生积极的影响，提高该地区居民生活水平，利于周边农牧民早日步入小康生活。

23.4 社会环境负面影响及对策

⑴ 安全和治安

本项目施工期和营运期均需大量员工，基于施工期工作人员具有临时性的特点，再加上项目建成投产后将直接产生大批就业岗位，由于项目施工队伍及项目投产工作人员的流动性、来源、文化素质、年龄分布的不确定性等问题，若疏于管理，会对当地的社会治安和公共安全产生一定的不良影响。

对策措施：施工期应加强对施工外来人员的法制教育，教导全体员工遵纪守法，并应当将聘用的外来人员信息报送公安机关，以便公安部门及时掌握信息并进行有效的管理。同时，配合公安部门加强对施工外来人口的管理，项目建设方可组建一支由精干人员组成的项目治安管理队伍与政府相关部门密切配合，深入居民具体做好矛盾化解工作，营造良好治安环境。

⑵ 运输与交通

本项目建设施工及运营过程中，大型机具进出场地和大量的材料、土方运输将对本地路网形成较大的压力，也会对行人造成安全隐患。另一方面，施工车辆产生的扬尘、噪声等对周边居民的生活质量也会造成一定的影响。

运输与交通负面影响应对化解措施：建设单位需加强与当地公安交通管理部门的沟通，及时分析和预测可能出现的交通方面社会稳定风险，注重及时发现和观察细微矛盾的出现（例如经常出现堵车的路段，易发生交通事故的路段），提出更加优化的交通运输方案，并且在运输高峰期及超宽超长设备运输时，请求交通管理部门协助疏导。

⑶ 传统文化和风俗习惯

作为大型煤化工项目的在当地的建设和运营，会对当地居民生活的各方面或多或少产生影响，因此也有可能会与项目当地周边农牧民的传统文化、风俗习惯和生活规律产生冲突，有可能引起当地农牧民在心理和行为上的不适感。

传统文化和风俗习惯负面影响应对化解措施：建设单位应通过实地走访，了解项目所在地的地方传统文化及生活习惯，借助当地基层组织，多与当地居民沟通交流，树立尊重当地居民风俗习惯的意识，还可通过招收的本地员工作为企业与本地居民沟通交流的桥梁，适时开展联谊活动，增加相互了解，融洽相互关系，将本项目可能引起的所在地群众的传统文化和风俗习惯的负面影响减低到最小。

23.5 项目实施对当地人群健康影响

23.5.1 当地人口情况

本项目位于大路镇大路煤化工工业园区，大路镇全镇总人口为 17048 人，占全旗总人口的 5.32%，常住人口 18121 人；18 岁~65 岁常住人口共计 12169 人，占大路镇总人口的 67.15%。

23.5.2 传染病发病情况

根据准格尔旗疾病预防控制中心上报给准格尔旗卫生局的《准格尔旗 2014 年法定管理传染病疫情及突发公共卫生事件监测情况分析》(准疾控发[2015) 53 号)报告， 2014 年法定报告传染病报告发病 1792 例，报告发病率为 471.56/10 万，与去年同期相比下降 36.75%；无死亡病例报告，去年报告死亡病例 2 例。其中，无甲类传染病报告；乙类报告发病 1259 例，报告发病率为 331.31/10 万，与去年同期相比上升 11.12%，占报告传染病总数的 70.26%。无死亡病例报告；

丙类报告发病 533 例，报告发病率为 140.26/10 万，与去年同期相比下降 68.65%，占报告传染病总数的 29.74%，无死亡病例报告。

传染病发病位次：乙类传染病发病居前五位的是乙肝、猩红热、梅毒、肺结核、淋病；丙类传染病发病数居前五的是手足口病、流行性腮腺炎、其它感染性腹泻病、急性出血性结膜炎、风疹，无传染病死亡病例。

根据《准格尔旗 2014 年法定管理传染病疫情及突发公共卫生事件监测情况分析》，准格尔旗重点疫情主要有：猩红热，布病，流行性腮腺炎和手足口病。

23.5.3 地方性非传染性疾病状况

根据《准格尔旗开展重点地方病防治规划(2011-2015 年)终期考核评估自查工作总结》报告显示：当地主要的非传染性地方病为地方性氟中毒和碘缺乏病。

病区通过近年来乡镇合并、移民、实施防氟改水有关项目等，现有病区村 69 个，其中：轻病区村 30 个，中病区村 33 个，重病区村 6 个，受威胁人口 13891 人，氟斑牙患者 5410 人，氟骨癌患者 2405 人，部分人群已饮用到安全卫生水，病区氟含量呈现逐年下降的态势。

通过多年来采取以食盐加碘为主的综合性防治措施，碘缺乏病防治工作取得很大成就。地方性甲状腺肿大的发病率正在逐年下降，儿童智力水平有了明显的提高，未发现新发克汀病患者。2010 年，经准格尔旗消除 IDD 终期目标评估组的评估，各项指标达到了消除碘缺乏病的标准，经内蒙古自治区专家组结果判定实现了消除碘缺乏病终期评估目标。

23.5.4 地方性职业病情况

按照卫生部关于《国家职业病重点监督监测工作》安排的要求，2014 年准格尔旗疾控中心组织开展了煤工尘肺哨点监测工作，据此工作形成(2014 年准格尔旗重点职业病(煤工尘肺)哨点监测工作总结》报告。报告显示：准格尔旗重点职业病为尘肺病，主要患病人群为煤炭工业从业人员，由于长期接触煤尘对肺功能造成程度不同的影响。

监测共涉及 16 家煤矿企业，其中中型企业 2 家，小型企业 14 家，共监　　测从业人员 1814 人，监测覆盖率达 64%。共发现疑似并报鄂尔多斯市疾控中心确诊煤工尘肺 191 例，患病率为 10．53%，患者年龄集中在 39-55 岁之间，接害工龄从 1 年到 20 年不等。所检测的工人中共发现肺结核患者 2 例，由于该病症与尘肺病可互相加重病情，已对两名工人做出调离粉尘作业的建议。

监测结果表明，各企业均按相关要求成立了职业病防治领导机构，制定了相应的职业卫生管理制度，职业卫生操作规程及职业病危害事故应急预案，准格尔旗疾控中心对各企业职业卫生状况实施监督，指导企业建立《职业卫生档案》。

23.5.5 慢性病发病情况

根据所搜集准格尔旗大路镇中心卫生院所编制的慢性病工作报表，大路镇居民的慢性病监测情况如下：大路镇辖区内常住居民 18121 人，已建档人数为 16034 人，建档率 88.50%。主要的慢性病症有冠心病、脑卒中、肿瘤、高血压、糖尿病和精神疾病等。2014 年大路镇 18 岁以上居民高血压患病率 10.64%，血压控制率 92.0%。糖尿病患病率为 2.47%，血糖控制率 91.5%，各项慢性疾病患病率等指标无特殊性。

23.5.6 死亡统计

准格尔旗疾病预防控制中心编制的《2014 年准格尔旗报告人口死亡信息统计分析报告》对该旗内居民死亡情况进行了统计分析。

该报告显示：2014 年，准格尔旗各医疗机构通过《人口死亡信息登记管理系统》报告死亡病例 794 例(按死者生前住址)，报告死亡率为 2.52%。

准格尔旗 2014 年居民病伤死亡原因居前五位的疾病为：心脏病，恶性肿瘤，脑血管病，呼吸系统疾病和损伤及中毒；其死亡率依次为 0.69%。、0.47%。、0.38%。、0.31%。和 0.26%，主要的死因构成：心脏病占总死亡人数的 27.33%，恶性肿瘤占总死亡数的 18.64%，脑血管病站总死亡数的 14.99%，三者合计达总死亡人数的 60.96%。

23.5.7 医疗卫生与健康质量

当地生活饮用水为浅层地下水为主，目前随着防氟改水措施的实施，部分人群已经饮用上安全卫生水。

本项目所在大路镇，设有大路镇中心卫生院 1 所，该乡所辖各行政村设置村卫生室，另有一定数量个体医疗机构保障居民健康。

23.5.8 建设项目与健康危害相关物质分析

在本项目运行过程中，与人群健康有关的物质主要包括：

二氧化硫、烟尘(粉尘)、氮氧物、硫化氢、氨、一氧化碳、甲醇等。

本评价将对以上各类物质进行人群健康影响分析。

⑴二氧化硫

二氧化硫易被湿润的粘膜表面吸收生成亚硫酸、硫酸，对眼及呼吸道粘膜有强烈的刺激作用，大量吸入可引起肺水肿、喉水肿、声带痉挛而致窒息。

急性中毒：轻度中毒时，发生流泪、畏光、咳嗽，咽、喉灼痛等；严重中毒可在数小时内发生肺水肿；极高浓度吸入可引起反射性声门痉挛而致窒息，皮肤或眼接触发生炎症或灼伤。

慢性影响：长期低浓度接触，可有头痛、头昏、乏力等全身症状以及慢性鼻炎、咽喉炎、支气管炎、嗅觉及味觉减退等。

大气中二氧化硫浓度在 0.5ppm 以上对人体已有潜在影响；在 1~3ppm 时多数人开始感到刺激；在 400~500ppm 时人会出现溃疡和肺水肿直至窒息死亡。

⑵烟尘(粉尘)

粒径 10um 以上的颗粒物，会被挡在人的鼻子外面；粒径在 2.5um 至 10um 之间的颗粒物，能够进入上呼吸道，但部分可通过痰液等排出体外，对人体健康危害相对较小；而粒径在 2.5um 以下的细颗粒物，被吸入人体后会进入支气管，干扰肺部的气体交换，引发包括哮喘、支气管炎和心血管病等方面的疾病。这些颗粒还可以通过支气管和肺泡进入血液，其中的有害气体、重金属等溶解在血液中，对人体健康的伤害更大。

资料表明：当空气中 PM2.5 的浓度长期高于 10ug/m^3，就会带来死亡风险的上升。浓度每增加 l0ug/m^3，总死亡风险上升 4%，心肺疾病带来的死亡风险上升 6%，肺癌带来的死亡风险上升 8%。

⑶氮氧化物

氮氧化物具有腐蚀性和生理刺激作用，呼吸系统有问题的人如哮喘患者，较易受二氧化氮的影响，对儿童来说，可能会造成肺部发育受损，长期吸入可能会导致肺部构造改变。

⑷硫化氢

硫化氢是强烈的神经性、窒息性毒物，硫化氢能阻断细胞内呼吸链，造成组织和细胞缺氧，表现为中枢神经系统症状和窒息。

急性中毒：短期内吸入高浓度硫化氢后出现流泪、眼痛、畏光、视物模糊、流涕、咳嗽、胸闷、头痛、头晕、乏力、意识模糊等。部分患者可有心肌损害。重者可出现脑水肿、肺水肿。极高浓度(1000mg/m^3 以上)时可在数秒钟内突然昏迷，呼吸和心跳骤停，发生闪电型死亡；高浓度接触眼结膜发生水肿和角膜溃疡；

长期低浓度接触，可能引起神经衰弱综合征和植物神经功能紊乱。

人吸入(70~150mg/m^3)/(1~2h)，出现呼吸道及眼刺激症状，硫化氢可以麻痹嗅觉神经，吸 2~5min 后不再闻到臭气。吸入(300mg/m^3)/lh，6~8min 出现眼急性刺激症状，稍长时间接触引起肺水肿。

⑸氨

氨是一种无色气体，有强烈的刺激气味，同时它还具有腐蚀性等危险性质。轻度吸入氨中毒：表现有鼻炎、咽炎、喉痛、发音嘶哑。严重时可咯血及肺水肿，呼吸困难、咯白色或血性泡沫痰。急性氨中毒：主要表现为呼吸道粘膜刺激和灼伤，严重时剧咳，咯大量粉红色泡沫样痰，气急、心悸、呼吸困难，或出现急性呼吸窘迫综合症、较重的气胸和纵隔气肿等。严重氨中毒：出现喉头水肿、声门狭窄以及呼吸道粘膜脱落，可造成气管阻塞，引起窒息，个别病人吸入极浓的氨气可发生呼吸心跳停止。

人对氨的嗅觉阈为 0.5~2mg/m^3，空气中氨浓度 67.2mg/m^3 时，人体接触 45 分钟会出现口鼻刺激，眼睛灼痛；浓度为 1750~3500/m^3 时，人体接触 30 分钟会危及生命。

⑹一氧化碳

一氧化碳为无色无味的有毒气体，能与血红蛋白结合，妨碍其输氧功能，造成缺氧症，当空气中一氧化碳浓度为 400mg/m^3 时，会出现头痛、恶心、虚脱等症。浓度达 1000mg/m^3 以上时，出现昏迷、痉挛以至于死亡，可能严重损害心脏和中枢神经系统，会有后遗症，一氧化碳可能令孕妇胎儿产生严重的不良影响。

另外，一氧化碳有燃烧和爆炸的危险，燃点 605℃，能与空气形成爆炸性混合物，爆炸极限为 12.5~74.2%。

⑺甲醇

甲醇为无色有酒精气味易挥发的液体，甲醇的毒性对人体的神经系统和血液系统影响最大，它经消化道、呼吸道或皮肤摄入都会产生毒性反应，甲醇蒸气能损害人的呼吸道粘膜和视力。

急性中毒症状有：头疼、恶心、胃痛、疲倦、视力模糊以至失明，继而呼吸困难，最终导致呼吸中枢麻痹而死亡。慢性中毒反应为：眩晕、昏睡、头痛、耳鸣、视力减退、消化障碍。甲醇摄入量超过 4 克就会出现中毒反应，误服一小杯超过 10 克就能造成双目失明，饮入量大造成死亡。

致死量为 30 毫升以上，甲醇在体内不易排出，会发生蓄积，在体内氧化生成甲醛和甲酸也都有毒性。

23.5.9 人群健康调查结果与影响分析

人群健康调查结果显示：该地区因地理位置因素和地质原因引发地方性氟中毒病症，以及环境缺碘引发碘缺乏病，煤炭行业从业人员存在煤工尘肺职业病症；除此外的人群健康指标和其它地区相比无明显差异，无特殊性。其中：碘缺乏病通过综合防治措施的应用现已得到有效控制，各项指标达到了消除碘缺乏病的标准；氟中毒病区实施防氟改水等项目，部分人群已引用到安全卫生水，病区氟含量呈现逐年下降的态势；煤工尘肺主要与煤炭开采过程中的粉尘污染物有关，未发现其它与建设项目主要污染物相关的疾病。

本项目的建设实施不会增加新的人群健康损害类别；根据评价，废水零排放，大气污染物排放符合国家环境质量标准，其对社会环境中人群健康的影响甚微，人群健康状况将基本保持现状水平。

23.6 社会风险分析

建设单位委托众拓企业管理咨询有限公司于 2014 年 7 月编制完成《内蒙古伊泰煤制油有限责任公司 200 万吨/年煤间接液化油品升级示范项目社会稳定风险评估报告》，该报告于 2014 年 7 月 30 得到准格尔旗人民政府的函复：《准格尔旗人民政府关于内蒙古伊泰煤制油有限责任公司 200 万吨/年煤间接液化油品升级示范项目社会稳定风险评估报告备案的函》（准政函[2014]186 号）；并于 2014 年 8 月 4 日得到鄂尔多斯市维稳办复函：《关于对《准格尔旗任命政府关于内蒙古伊泰煤制油有限责任公司 200 万吨/年煤间接液化项目社会稳定风险评估报告备案的函》（准证函[2014]186 号）的复函》（鄂稳办函[2014]19 号）。现将本项目社会风险评估报告的相关内容及结论引述如下。

23.6.1 项目主要风险因素

报告针对项目政策规划和审批程序、征地拆迁及补偿、技术和经济方案、生态环境影响、项目建设管理、经济社会影响、施工安全及社会治安、媒体舆论导向等等方面的主要社会稳定风险进行识别，提出本项目主要风险因素有：

工程技术方案风险、大气污染物排放风险、水体污染物排放风险、危险废物风险、固体废弃物风险、事故风险、资源合理利用风险、流动人口管理风险、周

边交通影响风险及社会治安和公共安全风险等主要风险因素。

该项目社会稳定风险等级综合评定为低风险等级，在项日实施过程中可能个别群众不满意，有引发矛盾冲突的可能。经分析显示，大多数人对于本项目的建设持支持态度，表示项目的建设比较安全，认为项目的建设会增加当地经济收入，提供就业机会。最为关注的问题集中在项目的建设对周边生态环境的影响与治安问题，这也是影响社会稳定风险的重要因素。

23.6.2 主要的风险防范与化解措施

在针对本项目的社会稳定风险情况做出缜密分析后，提出工程技术方案风险防范与化措施、大气污染物排放风险防范与化措施、水体污染物排放风险防范与化措施、危险废物风险防范与化措施、固体废弃物风险防范与化措施、事故风险防范与化措施、资源合理利用风险防范与化措施、流动人口管理风险防范与化措施、周边交通影响风险防范于化解措施、社会治安和公共安全风险防范与化措施。

其中针对社会风险的应对措施具体有：

⑴ 资源合理利用风险防范与化解措施

①根据鄂尔多斯市和准格尔旗目前煤炭供应能力和“十二五”煤炭产能建设情况，完全可以满足本项目发展的需求，但在项目资源购进与资源运输过程中要严格控制对周边区域的影响，避免与周边民众发生不必要的矛盾冲突，如有不稳定因素及时上报公司及当地政府。

②本项目的建设是对当地及周边资源的有效利用，是清洁能源转化的示范工程。使资源得到更加有效合理的利用，提升产值，对于当地资源既是有效利用也是合理保护，可有效的减少资源外流促进当地经济发展。但在运营生产过程中，要坚持国家规划发展纲要中对于煤炭资源合理综合利用的指导意见，积极研究开发新的循环利用体系，严格按照国家相关标准进行程序化煤炭深加工处理，杜绝资源利用而引起的不稳定社会因素。

③对于项目应做好政策宣传工作，使当地百姓充分了解项目的合理性和可行性，让百姓了解项目的实施响应了国家能源发展要求、符合国家政策法规，同时也可以为地方经济发展带来利益。使项目可以获得当地绝大多数百姓的认可。在项目征地问题上，除了宣传征地政策工作外，需要对当地百姓的具体困难和要求给予关注，为他们解决失地的后顾之忧，同时注意对当地百姓的心理疏导工作，排除由于项目带来的心理变化，项目运行可以组织员工与百姓互动，获取当地农

牧民的信任和好感。对于农牧民出现的其他问题和要求，企业不能解决，要及时上报政府，并通过政府及时处理和化解。

⑵流动人口管理风险防范与化解措施

当地公安部门按照有关规定加强对外来人口的管理和社会治安管理工作，打击违法犯罪活动，营造良好的治安环境；开展形式多样、内容丰富的“地企共建”活动，增进了解与友谊，共同构建和谐社会，如雇佣外来人口施工，必须按要求做到以下几点：

①严格实行暂住证管理制度：全市所有建筑工地的流动人员必须由施工企业统一到工程辖区派出所办理暂住证，并将暂住证办理情况填写到工人信息卡中。未办理暂住证的一律不得在建筑工地从事施工作业和后勤工作，任何单位不得招用未办理暂住证的流动入员。

②严格落实建筑工人信息卡管理制度：施工企业要对进入建筑工地的所有从业人员进行登记造册，登记内容包括工人的身份证号码、籍贯、工种、技术等级、进出场时间等信息；工地工人宿舍中必须建立工人信息卡，信息卡应填写建筑工人姓名、性别，从进场到离场时间段内与施工企业之间存在的劳动用工关系，工人技能培训及所取得的技能等级，工人本人的身份证号、籍贯及家庭联系方式，办理的流动人口暂住证情况，工资发放记录及企业负责人联系电话等信息。

⑶ 周边交通影响风险防范与化解措施

项目建设与项目运营期间会有大量的车辆出入项目地厂区，将增加当地车流量，在一定程度上影响当地原有交通秩序，可能会与当地农牧民造成一定影响，项目施工单位与项目运营单位要严格按照当地交通秩序行车，遵守交通法规，尽量避开高峰时段出车，不随意在人群密集区鸣笛。对于行车道路，严格遵守道路交通安全法规行驶，尽量走园区规划的运煤路线，不得碾压草场、毁坏原有道路，不得贪图捷径随意开辟路段，与当地农牧民造成不必要地冲突。

⑷社会治安和公共安全风险防范与化解措施

①当地维稳、信访等政府有关部门要认真做好信访和矛盾纠纷排查工作，密切关注极少数村民可能因对项目不满意引发的上访、闹访、煽动群众、示威等动向，第一时间采取教育、说服、化解等措施，将问题消除在萌芽状态。同时定期召开工程项目治安环境分析会议，分析总结项目建设过程中的治安问题，进一步强化措施、落实责任，为该项目建设营造良好的治安环境。

②建设单位应紧密联系依靠区政府和相关居民组织，采取预防为主的治安防范措施，加强施工人员法制教育和管理工作，充分尊重当地群众生活习惯、宗教信仰和风俗特点；施工单位及时兑现人员工资，若出现拖欠，项目单位在劳动部门的配合下，有权代扣施工单位工程结算款用于发放施工人员尤其是民工工资。

③针对治安问题在日常工作中，除与当地居民多沟通交流外，还应注重与当地政府有关部门沟通交流和可通情况，及时分析和预测可能出现的不确定问题，采取预防或防范措施，注重及时观察和发现细微矛盾的出现，及时采取相应措施加以解决，预防矛盾的积累和集中爆发。同时在地方政府的领导下，根据有关规定和要求，组建专门机构，并配备相应人员，处理相关事务，切实维护社会稳定，化解相关风险。

④有效的执行落实必须贯彻于整个项目过程中，要严格按照相关的方案和措施进行操作，避免私自修改简化，加强执行过程中的监督管理，建立完善的考核体制和责任制度，强有力的执行是维护社会问题的前提保障，项目单位负责检查监督各项目防范工作的落实情况，发现问题及时通告，监督完善。

⑤宣传部门加强媒体正面宣传加大舆论正面引导，建立健全媒体的联系机制，充分利用网络、报刊、广播等多种传媒体制，积极拓展宣传渠道协助调动新闻媒体力量全面正面的宣传项目建设的背景及意义，对项目进行科学宣传，合理引导群众对该项目的心理态度，同时加强信息的公开透明，营造健康良好的舆论环境，维护当地治安环境。

23.6.3 项目社会风险评估结论

经综合分析，在通过落实相关风险防范于化解措施后，本项目建设社会稳定风险综合风险指数为 0.112，低于社会稳定综合风险指数评判标准 0.36，项目社会风险评估为低风险等级。

在积极落实相应的宣传解释、风险防范与化解措施以后，项目的社会稳定风险将会得到有效控制或降低，不会影响到项目的建设实施。

建设单位及政府部门应加强项目建设及运营过程中社会稳定风险的全程跟踪，及时发现新的社会稳定风险隐患，调整完善相应的防范、化解措施和应急预案，更好的维护社会稳定和谐发展。

24 结论与建议

24.1.政策与规划的符合性

24.1.1 准入政策符合性

国家发改委办公厅以发改办能源[2013]3054 号文同意本项目开展前期工作。

本项目所有装置均不属于 2013 年 2 月 16 日国家发展改革委第 21 号令公布的《国家发展改革委关于修改<产业结构调整指导目录（2011 年本）>有关条款的的决定》中淘汰类和限制类的生产装置。

根据内蒙古自治区人民政府发布《内蒙古自治区人民政府关于产业结构调整的指导意见》（内政发[2013]112 号），本项目厂址所在的大路工业园区是内蒙古自治区规划的重点工业园区之一，是按照一体化、基地化、大型化、现代化和集约化的原则及节能、降耗、循环经济理念开发建设的新型煤化工产业基地。本项目为国家大型煤制油商业化示范项目，建设符合自治区人民政府关于产业结构调整的指导意见。

24.1.2 煤化工产业政策与规划符合性

通过本项目与《国务院关于促进煤炭工业健康发展的若干意见（国发[2005]18 号）》、《国家发展改革委关于加强煤化工项目建设管理促进产业健康发展的通知（发改工业[2006]1350 号）》、《国家发展改革委关于规范煤化工产业有序发展的通知（发改产业[2011]635 号）》、《国家能源局关于规范煤制油、煤制天然气产业科学有序发展的通知（国能科技[2014]339 号）》、《煤炭清洁高效利用行动计划（2015-2020 年）（国能煤炭[2015]141 号）》等煤化工产业政策符合性分析可知，本项目为年产 200 万吨/年煤间接液化项目，以煤炭为原料，生产柴油、石脑油、LPG、LNG 及副产品混醇等。项目位于依法设立的大路工业园区南工业基地，属于《全国主体功能区规划》的重点开发区域。原料煤和燃料煤分别来自厂址附近的塔拉壕煤矿和准格尔东部矿区的酸刺沟煤矿，两个煤矿环评报告均已获得环保部批复。本项目以水权转换方式取得用水指标，气化采用干粉煤激冷气化技术，各项消耗指标满足“十二五”期间煤炭深加工示范项目能效和资源消耗指标基本要求，其中煤耗达到先进值要求。对于产生的“三废”，采取相应的处理措施，废气均达标排放，废水全部回用不外排，固废首先进行回收、综合利用，

不能利用的进行焚烧或填埋。因此本项目符合煤化工产业政策的相关要求。

24.1.3 环保政策与规划符合性

本项目以水权转换方式取得用水指标，项目水资源论证报告已获得黄委会的批复，项目自建污水处理场，废水深度处理后全部回用；本项目热电装置燃煤锅炉采用脱硫脱销、高效除尘等措施，罐区及装卸站采用油气回收设施，积极推行LDAR 技术，废气均达标排放；固体废物首先综合利用，不能利用的由项目自建焚烧炉焚烧或外送填埋。园区及项目均制定突发环境事件应急预案，强化风险防控制度。因此本项目符合《关于印发能源行业加强大气污染防治工作方案的通知》（发改能源[2014]506 号）、《关于印发石化行业挥发性有机物综合整治方案的通知》（环发[2014]177 号）、《国务院关于印发大气污染防治行动计划的通知》(国发[2013]37 号)、《关于印发水污染防治行动计划的通知》（国发[2015]17 号）、《煤电节能减排升级与改造行动计划（2014-2020 年）》（发改能源[2014]2093 号）、《关于贯彻实施国家主体功能区环境政策的若干意见》（环发[2015]92 号）及当地环保政策和“十二五”环保规划的相关要求。

24.1.4 选址的可行性

本项目位于鄂尔多斯大路工业园区南工业基地，占地 288.18 公顷，占用的土地已得到国土资源部和准格尔旗国土资源局的批准。本项目厂址属于薛家湾镇城市总体规划的煤化工产业组团，建设用地符合鄂尔多斯市城市总体规划、准格尔旗薛家湾镇城市总体规划及土地利用规划相关要求。用地规模符合国家《煤炭工程项目建设用地指标》要求。

24.2 污染物达标情况及治理措施

24.2.1 工程内容

本项目由主体工程、储运工程、辅助设施、公用工程及环保工程组成。

本项目的主体工程共由 6 套装置组成，包括空分装置、气化装置、净化装置、油品合成装置、油品加工装置、尾气处理装置。主要原料为煤，来自塔拉壕煤矿和李家壕煤矿，经过气化、一氧化碳变换、低温甲醇洗、硫回收等反应后，得到变换后的氢气和一氧化碳，再进入油品合成装置制备中间的油品并副产脱碳尾气，中间油品送油品加工装置制成产品后外售，脱碳尾气送尾气处理

装置处理。

储运工程包括煤储运、罐区、化学品仓库、固体废物储存及运输系统。

辅助生产设施包括中央控制室、中央化验室（含环境监测站）、消防系统、火炬、维修等。

公用工程包括空压站、给排水系统、变配电、电信和动力中心。

环保工程主要包括固体废物暂存场、灰库、渣库、焚烧炉、污水处理系统及排水管网。

本项目依托外部的工程主要为园区供水、园区渣场、园区危废处置中心和供电外线输入系统。

24.2.2 污染物排放情况

24.2.2.1 废气排放情况

主体工程排放大气污染物主要有二氧化硫、硫化氢、甲醇、氮氧化物、VOCs、烟/粉尘等。

辅助工程大气排放源主要为输煤系统、罐区、装卸站及火炬系统，主要污染物为烃类、氮氧化物等。

公用工程的热电装置是本项目主要大气污染源之一，主要大气污染物为烟尘、二氧化硫、氮氧化物、汞等。

环保工程排放的废气主要为焚烧装置烟气，主要污染物为二氧化硫、氮氧化物等；污水处理场除臭系统排放的恶臭气体，主要污染物为氨、硫化氢、非甲烷总烃等。

24.2.2.2 废水排放情况

本项目产生的废水有生产污水、污染雨水、生活污水以及消防废水等，根据污水水质特点和污水处理方法及回用目标，这些废水分类为含油污水、生化污水及含盐污水。

含油污水包括油品加工装置的含油废水、低温甲醇洗装置的废水、地面冲洗水、储运系统废水，含油污水经预处理后与其它生化废水一并进入生化处理系统；其它生化废水包括气化废水、焚烧装置排污水、生活污水、净水厂排污水等。生化废水经处理后进入废水回用装置进一步处理，进入废水回用装置的废水包括生化尾水、循环排污水、化学水站排污水，经废水回用装置处理后（达到优质再生

水回用水质）作为循环水场和化学水站的补充水，浓盐浆排入蒸发结晶，经分盐方案处理后，产生的回用水作为循环水场和化学水站的补充水，产生的固态盐进行综合利用。

24.2.2.3 固体废物产生情况

本项目产生的固体废物分为危险废物、一般固体废物、生活垃圾，其中危险废物 20.35 万 t/a（含焚烧炉焚烧后的灰渣 0.24 万 t/a），一般固体废物 220.15 万 t/a，生活垃圾约 300t/a。固体废物产生量共计 240.53 万 t /a。

本项目产生的危险废物共 20.35 万 t/a（含焚烧炉焚烧后的灰渣 0.24 万 t/a），主要为废催化剂、污水处理场生化污泥和分盐不成功时产生的杂盐、油品合成的裂解渣蜡、各类废包装袋、焚烧炉灰渣等。

本项目产生的一般工业固体废物量为 220.15 万 t/a，主要为废吸附剂、废分子筛、气化粗渣、污水处理场蒸发结晶后的结晶盐、回用水处理污泥和净水厂污泥、锅炉灰渣等。

生活垃圾约 300t/a。

24.2.2.4 噪声排放源

本项目主要噪声源来自各生产装置及辅助设施的大型机泵、压缩机、风机、热电装置燃煤锅炉、燃气锅炉、火炬等。

24.2.2.5 生态环境

本项目对生态环境的影响主要发生在项目建设阶段。施工活动会使原有天然植被破坏，增加区域内的水土流失，通过采取一定的生态保护措施后（如减少临时占地、控制施工作业带、恢复植被、防止水土流失措施等），本项目建设期对生态环境的影响会相应减小。

本项目占地面积约为 288.18hm^2，为永久占地，项目运行过程中将产生废气、废水、固体废物、噪声等，会对周围的生态环境带来不利影响，同时景观格局也会发生变化。通过采取“三废”和噪声治理措施，植被恢复、加强绿化等措施后，项目运行后对生态环境的影响相应减小。

24.2.3 污染物治理措施

24.2.3.1 废气治理措施

⑴废气回收及综合利用

①回收燃料气

本项目尾气处理装置、油品合成装置及生产污水处理系统将副产大量高热值燃料气，其中尾气处理装置深冷分离单元燃料气、油品合成装置副产脱碳闪蒸气，上述燃料气全部进入全厂的燃料气管网，将通过全厂燃料气管网供给油品加工装置加热炉、硫回收装置加热炉及燃气锅炉等。

②硫磺回收

硫磺回收装置本身就是一项环保措施，将本项目中含 H_2S 的废气送入硫磺回收装置回收硫，可作为副产品外售。回收的酸性气主要来自以下装置：

A：气化装置闪蒸汽，含 H_2S、COS、CO，送硫磺回收装置回收硫。

B：一氧化碳变换装置酸性水汽提塔排放的酸性气含 H_2S、CO、NH_3、HCN 等污染物，送硫磺回收装置回收硫。

C：低温甲醇洗装置克劳斯气分离器排放的酸性气，含 H_2S、COS、CO、甲醇等，其中 H_2S 浓度大于 33.45%vol，经克劳斯气换热器复热后送硫回收装置回收硫。

硫磺回收装置首先通过二级克劳斯反应回收各装置酸性气中的硫，再通过尾气处理，即两级克劳斯+尾气焚烧+氨法脱硫的方式，继续减少含硫污染物的排放量，最终尾气焚烧炉烟气经烟囱达标排入大气。硫磺回收装置硫回收率可达 99.9%以上。

⑵废气除尘处理

煤气化装置煤仓排放的含尘废气通过仓顶设置的袋式过滤器除尘，除尘后的废气通过引风机经排气筒排入大气。

油品合成装置的费托合成催化剂在储存及加料过程中产生的粉尘，经布袋除尘器除尘后排入大气。

⑶废气洗涤处理

①低温甲醇洗装置内设有尾气洗涤塔，对二氧化碳排放气用除盐水洗涤降低其中的甲醇、一氧化碳、硫化氢等污染物浓度，并回收甲醇，洗涤后的二氧化碳排放气再通过吸收塔顶设置的排气筒排入大气。

②低温甲醇洗装置返回气化装置的高压二氧化碳排放气经水洗涤塔洗涤后排入大气，洗涤塔尾气达标排入大气。

⑷恶臭物质治理

对于装置产生的恶臭首先采用当前先进、成熟、可靠的工艺技术，保证整个生产过程为密闭运行，从而降低恶臭产生量；在设计和采购过程中，应加强设备、储罐、管道、阀门等的密封性，防止恶臭物质的泄露。

对污水处理场的污水调节池、气浮设施、生化处理设施、污泥处理设施、污水缓冲池等产生的臭气进行加盖密闭后，引风收集进入除臭装置进行生物除臭处理。

⑸热电装置燃煤锅炉烟气排放治理

本项目热电装置设 5 台 580t/h（4 开 1 备）高温高压煤粉锅炉，选用低硫、低灰、高燃值的煤作为燃料，降低污染物的产生量，并采取电袋除尘技术+炉外氨法脱硫+选择性催化还原烟气脱硝法（SCR）工艺技术+低氮燃烧技术等，最终烟气经 180m 高烟囱达标排入大气。热电装置燃煤锅炉脱硫效率为 98.66%，脱硝效率为 85%。

⑹无组织排放控制

①各装置选用先进、成熟可靠的工艺技术，生产过程密闭；工艺管线及设备法兰的密封面和垫片适当提高密封等级，必要采用焊接连接；对转动设备进行有效的设计，尽可能防止烃类物料泄漏；搅拌设备的轴封选择泄漏率低的密封形式；设备、管线检修后进行气密性试验。

②罐区根据物料的性质合理选用储存设备，并采取压缩、保温、制冷等措施，以尽可能减少废气排放。

⑺非正常工况废气治理

为有效处理各装置开、停车及紧急情况下排放出来的可燃气体，项目在各相关装置内设置了火炬气收集系统（含火炬气分液罐），收集后的火炬气排放至全厂火炬总管，送全厂火炬进行燃烧处理。

24.2.3.2 废水治理措施

⑴装置内污水预处理

为减少污水处理场负荷，降低污水处理场污染物处理难度，本项目在部分装置内设置预处理措施。

①煤储运系统煤泥水预处理

本项目煤储运将设置煤泥水处理车间，用以处理汽车卸煤间、煤仓仓下、带式输送机地道及栈桥等集水池中收集的地面冲洗水，主要污染物为煤尘等悬浮物，废水经“沉淀、过滤”处理后回用作冲洗水，不外排废水。

②气化装置黑水预处理

来自气化炉激冷室的黑水、洗涤塔底部的黑水经过三级闪蒸浓缩后，回收酸性送至硫回收装置，闪蒸浓缩后的黑水通过闪蒸泵送到澄清槽中。在澄清槽的顶部，投配絮凝剂，含有固体颗粒的黑水与絮凝剂溶液先充分混合以增强沉降效果。澄清槽的澄清水溢流到循环水罐中。固体含量为 10%左右的灰浆通过泥浆泵从澄清槽输送到过滤机中。利用真空带式过滤机将黑水中的沉淀物分离出。滤饼送出装置外综合利用或填埋。为了保持系统的盐分平衡，循环水罐中的灰水除小部分排放外，绝大部分循环使用。外排废水经废水冷却器冷却后送至污水处理场。

③酸性水预处理

净化装置中设置酸性水汽提单元，主要处理变换单元高低温凝液、低温甲醇洗单元洗氨废水、硫回收单元酸性水，主要污染物包括 H_2S、COS、NH_3 等。汽提后的，氨水送热电装置作为脱硝用氨的补充，汽提凝液回用至气化装置，酸性气自塔顶分出后送硫回收装置。

④合成水预处理

油品加工装置中设有合成水处理单元，主要处理油品合成装置费托单元合成水，通过回收合成水中的醇类，进一步提高煤液化烃类收率。从醇分离塔塔顶得到的混醇送至醇提浓部分，塔釜得到的合成废水送至合成水处理装置。

⑵全厂性污水处理措施

本项目全厂性污水处理设施分为：合成水处理、生产污水处理（包括含油污水预处理、污水生化及深度处理）、废水处理及回用（生化出水回用处理系统、清净废水回用处理系统、浓盐水回用处理系统、EP 纯化系统）、高含盐水蒸发结晶处理，及事故水收集与处理。

合成水处理用于单独处理油品加工装置排放的高浓度、低含盐合成废水，采用“厌氧+好氧（活性污泥法）+接触氧化+混凝沉淀+砂滤”工艺，出水作为脱盐水站的补水或循环水补充水。厌氧产生的沼气送焚烧炉燃烧处理。

生产污水处理用于处理本项目煤气化装置、低温甲醇洗、油品加工、固体废物焚烧系统（包括污泥脱水）等生产污水、生活污水、地面冲洗水及净水厂排水

等。

循环水场冷却排污水、化学水站排水及锅炉排污以及生产污水处理系统出水进入废水处理及回用装置，废水处理及回用装置出水作为循环水的补充水和化学水站的补水，浓盐浆排入蒸发结晶中，经蒸发结晶分盐后，结晶盐外售。

生活污水系统用于收集和输送厂区各装置及辅助设施的卫生间、浴室、餐厅等设施排出的生活污水和部分化验室废水，各装置及辅助设施的生活污水先经重力排入化粪池进行预处理，其上清液重力经厂区生活污水总管送污水处理场生化处理及回用系统进行处理；对生物处理有毒的化验污水（如强酸、强碱、有毒试剂等）单独收集后处理。

本项目将在界区内设置围堰或防火堤、污染雨水收集池等防控措施，并配套设置消防事故水池 1 座，分两格，每格有效容积 15000m^3，总有效容积 30000m^3。当发生火灾爆炸等事故时，本项目界区内产生的消防废水将通过生产废水系统排入事故水池。

24.2.3.3 固体废物治理措施

本项目产生的危险废物共 20.35 万 t/a（含焚烧炉焚烧后的灰渣 0.24 万 t/a），其中废催化剂等首先考虑厂家回收，厂家回收量约 299.02t/a；不能回收的送大路工业园区危废处置中心填埋；污水处理场生化污泥和各类废包装袋送本项目的焚烧炉焚烧，焚烧固废量约 19.81 万 t/a，焚烧后的灰渣以及油品合成的裂解渣蜡、分盐不成功时产生的杂盐等将送至大路工业园区危废处置中心填埋，外送处理量约为 0.50 万 t/a（包括焚烧炉焚烧后的灰渣 0.24 万 t/a）。

本项目产生的一般工业固体废物量为 220.15 万 t/a，其中气化炉灰渣、热电装置燃煤锅炉灰渣、污水处理场结晶盐等共约 216.09 万 t/a，送至园区渣场暂存后综合利用；废吸附剂、废分子筛、污水处理场回用水处理污泥和净水厂污泥共约 4.07 万 t/a，外送园区渣场填埋。

生活垃圾约 300t/a，由环卫部门处理。

24.2.3.4 噪声治理措施

本着控制噪声源的原则，在设备选型时应尽量选用低噪设备，并要求供应商采取必要的措施，如隔声罩、消音器，控制设备噪声。对确实无法满足要求的设备，应采取隔声、消声、减振等噪声综合治理措施，如对大功率压缩机，可在设备进口和出口管线上设置消音器，以降低噪声水平。

在总体平面布置上合理布置，充分利用建筑物、绿化的屏障作用和距离衰减作用，以达到降噪要求。高噪声设备尽量隔离布置在室内。高噪声工作场所应设置单独操作间。为避免人员受到噪声损害，通过岗位操作管理，严格规定高噪车间不可长期停留。对必须在高噪声环境中作业的人员应配备个人防护用品。

24.2.3.5 地下水治理措施

⑴源头控制措施

选择先进、成熟、可靠的工艺技术和较清洁的原辅材料，并对产生的废物进行合理的回用和治理，尽可能从源头上减少污染物排放；严格按照国家相关规范要求，对工艺、管道、设备、污水储存及处理构筑物采取相应的措施，防止和减少污染物的跑、冒、滴、漏，将污染物泄漏的环境风险事故降到最低程度；优化排水系统设计，工艺废水、地面冲洗废水、初期污染雨水等在界区内收集及预处理后送全厂污水处理场处理。

⑵分区防治措施

对厂内可能泄漏污染物的污染区地面进行防渗处理，以及时地将泄漏/渗漏的污染物收集起来进行处理，从而有效防止洒落地面的污染物渗入地下。根据厂区各生产功能单元可能泄漏至地面区域的污染物性质和生产单元的构筑方式，将厂区划分为不同等级的污染防治区，针对不同的分区采取不同的防渗措施。

⑶污染监控措施

建立覆盖厂区及厂界边的地下水污染监控体系，包括在厂内及厂界周围设置一定数量的地下水污染监控井，建立完善的监测制度、配备一定数量的检测仪器和设备，做到能及时发现地下水污染。

⑷应急响应措施

将地下水污染事故纳入全厂事故应急预案中，在一旦发现地下水受到污染时，能立即启动应急预案、采取相应的应急措施，避免污染事故扩大，并尽快消除污染。

24.2.3.6 生态治理措施

施工期采取的生态治理措施：施工期尽量减少施工占地，控制施工作业带范围；尽量做到取弃土平衡，减少取土、弃土对地表的破坏和影响。开挖过程中要分层取土、分层堆放、分层回填；施工时应尽量减少对植被的破坏和对野生动物

生境的干扰；严格落实水土保持方案的措施要求，做到有效防治水土流失；加强施工期间环境保护管理工作，增强施工人员的环保意识。

运营期采取的生态治理措施：通过采取“三废”治理措施和噪声控制措施、植被恢复、加强厂区绿化等措施，项目运行后对生态环境的影响会相应减小

24.2.3.7 “以新带老”环保措施

内蒙古伊泰煤制油有限责任公司年产 48 万吨/年煤基合成油项目一期 16 万吨/年工程为现有工程（以下简称现有工程），位于本项目东侧。现有工程于 2010 年 12 月完成竣工环保验收，目前已运行。本项目将采取“以新代老”措施，解决和落实现有工程存在问题。本项目“以新代老”措施如下：

⑴新建储煤料场及筒仓

本项目设置 3 座直径Φ110m 的圆形料场及四座Φ22m 的圆形筒仓，三个圆形料场储量共计 360000t，四座圆形筒仓储量共计 36000t。在本项目建设前期，四座圆形筒仓负责向现有工程供给原料煤和燃料煤，其中两座存储主原料煤、一座存储次原料煤、一座存储燃料煤。待圆形料场投入使用后，四座圆形筒仓全部存储原料煤供给现有工程使用，全厂燃料煤全部由燃料煤圆形料场提供。现有工程临时储煤场停止使用。

⑵现有装置酸性气送二期硫回收装置

现有工程硫回收装置硫磺回收率低，部分酸性气需要送酸性气火炬燃烧处理，现有变换装置氨汽提塔酸性气也送酸性气火炬燃烧处理，二氧化硫排放量大。本项目建成后，现有工程酸性气将送本项目硫回收装置处理，现有工程硫回收装置关闭。本项目硫回收装置规模为 7.05 万吨/年，实际产量为 4.68 万吨/年，已为现有工程预留规模。拟建项目建成后现有工程二氧化硫可削减 125.84t/a。

⑶现有污水处理场泥饼去本项目焚烧装置

现有工程污水处理场排放泥饼目前送锅炉掺烧，不符合现行标准规范的要求，本项目投产后，现有工程污水处理厂产生的泥饼送本项目焚烧装置焚烧。

24.3 清洁生产水平

本项目贯彻了科学发展观和循环经济理念，在清洁生产方面全面达到了国内先进水平，主体装置达到国际先进水平，主要表现在以下几方面：

⑴本项目的化工装置均进行了详尽的国内外工艺路线比选。比选的基本原则

是：产品纯度高、产品收率高、物耗能耗少、三废排放少、国内配套容易、操作稳定方便等。

⑵本项目能效 44.73%，煤耗 3.39 吨/吨油品，达到《“十二五”煤炭深加工示范项目规划》中项目能效和资源消耗指标的先进要求。项目水耗 2.5 吨/吨标煤，达到《“十二五”煤炭深加工示范项目规划》中项目能效和资源消耗指标的基本要求。

⑶本项目原辅材料选择符合清洁生产原则，产品属于清洁产品；本项目使用低硫、低灰份的煤作为原料及燃料用煤，降低污染物的产生量，同时考虑尽量使用自产燃料气；本项目普遍使用了节能设备和工艺。总加工流程合理，充分体现了清洁生产理念，加工规模为 200 万吨/年煤制油，达到大型化规模经济。自动控制信息系统先进，保证了装置安全、可靠、稳定、高质量、高效的运行。

⑷本项目在用水工艺流程上遵循节约、可靠、经济的原则，重视节水和提高水的利用率，采用空冷技术和闭式循环水方式，提高循环水的浓缩倍数，采用先进的水处理技术，生产污水全部回用。本项目工业水重复利用率为 98.62%，全厂冬季冷却水循环率为 99.89%，夏季冷却水循环率为 99.43%。。

⑸本项目采用了技术可靠经济合理的污染治理措施，降低“三废”产生量，确保各类污染物达到排放。

24.4 总量控制指标合理性分析

⑴大气污染物总量

本项目废气经过污染治理，污染物排放得到有效削减， SO_2、NOx、烟/粉尘、VOCs 建议总量指标分别为 689.1t/a、1264.3t/a、516.4t/a 和 791.4t/a。

本项目污染物 SO_2、氮氧化物总量有合理的来源，已经得到内蒙古自治区环境保护厅的确认，能够满足总量控制的要求；烟/粉尘和挥发性有机物总量来源已经得到鄂尔多斯市环境保护局的确认。

⑵废水总量

本项目在正常工况及非正常工况下产生的废水全部回用，不外排，所以不涉及废水总量。

⑶固体废物总量

本项目产生的固体废物总量为 240.53 万 t /a，其中危险废物 20.35 万 t/a（含

焚烧炉焚烧后的灰渣 0.24 万 t/a)，一般固体废物 220.15 万 t/a，生活垃圾约 300t/a。所有固体废物经厂家回收、综合利用、焚烧、填埋等措施后全部得到有效处置，不直接排入环境。

24.5 环境质量现状

24.5.1 环境空气质量现状

本项目在厂址及周边区域设立 10 个大气现状监测点，由鄂尔多斯市环境保护中心监测站于 2014 年 2 月 28 日~3 月 6 日(采暖期)、6 月 25 日~7 月 1 日(非采暖期)进行了两期连续 7 天的环境空气质量现状监测。

项目所在区域烟粉尘浓度较大，TSP 和 PM_{10} 监测浓度已接近标准限值，$PM_{2.5}$ 日均浓度在部分监测点位有超标现象，超标率 14.28%。其余污染物均符合《环境空气质量标准》(GB3095-2012)二级标准及相应质量标准要求。TSP、PM_{10} 和 $PM_{2.5}$ 浓度较高可能与评价区域地貌有关，该区域为风沙草滩区，以半固定沙和固定沙为主，易于风吹引起沙尘。

现有工程各种大气污染物的无组织排放厂界浓度均符合相应的《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)中的厂界标准和《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表 1 中无组织排放监控浓度限值，对厂界外环境影响较小。

24.5.2 地表水环境质量现状

本项目委托鄂尔多斯市环境保护中心监测站对厂址段黄河干流和黄河一级支流大沟河、孔兑沟的 6 个监测断面进行了一期现状监测，监测时间为 2014 年 3 月 28～30 日。6 个监测断面水质监测指标中总氮均超过《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类湖、库标准限值 1.0mg/L，超标率为 100%，最大超标倍数为 3.56 倍，总氮超标可能与河流沿岸生活排放源、化肥农药使用等有关。

在黄河干流上设置的 4 个监测断面中，有 3 个监测断面的生化需氧量监测值均超过III类标准限值 4mg/L，最大超标倍数为 0.10 倍，另 1 个监测断面生化需氧量的最大监测值也达到标准限值 4mg/L；除总氮和生化需氧量外，其余监测因子均满足III类标准限值要求，硫酸盐、溶解氧等监测值已接近标准限值。

在支流大沟、孔兑沟的 2 个监测断面中，除总氮全部超标外，其余监测因子均满足III类标准限值要求，生化需氧量、溶解氧等监测值已接近标准限值。

24.5.3 地下水环境质量现状

通过评价区现场踏勘调查，结合评价区水文地质条件、地下水流场特征、场地所处位置、保护目标分布情况和水文地质勘探成果，共选取地下水水质监测点 18 个，委托鄂尔多斯市环境保护中心监测站于 2014 年 3 月 26-28 日、6 月 26-28 日和 9 月 26-28 日进行三期监测，监测因子包括：pH 值、总硬度、溶解性总固体、高锰酸盐指数、氨氮、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、硫酸盐、氯化物、氟化物、硫化物、氰化物、铁、锰、铜、锌、铅、六价铬、镉、汞、砷、镍、钒、挥发酚、石油类、苯、甲苯、间，对-二甲苯、邻二甲苯、苯并芘和总大肠菌群，合计 31 项。

地下水现状评价采用《地下水环境质量标准》（GB/T14848-93）中的III类标准，该标准未包括的监测因子按《生活饮用水卫生标准》(GB5749-2006) 和《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）的相关标准进行评价。根据现状监测结果及现状评价可知，本项目厂址及周边地区地下水质良好，监测因子均能满足相关标准要求。

24.5.4 声环境质量现状

本项目委托鄂尔多斯市环境保护中心监测站对现有工程厂界四周、本项目厂界四周、附近村庄的噪声本底值进行监测，监测时间为 2014 年 6 月 25 日和 26 日，根据监测结果可知，厂界各监测点昼间、夜间噪声均符合《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 3 类标准。环境保护目标阿日布拉格东社噪声监测结果昼间、夜间噪声均符合《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准。

24.5.5 土壤环境质量现状

本项目在现有工程厂区内、本项目厂区内、厂区外林地处设置了 6 个土壤监测点，并委托鄂尔多斯市环境保护中心监测站于 2014 年 3 月 30 日进行监测，从监测结果可知， 6 个土壤监测点中铜、锌、铅、镉、砷、汞、镍和铬的监测值均满足《土壤环境质量标准》(GB15618-1995)三级标准要求，其它监测项目（如氰化物、挥发酚、苯、甲苯、二甲苯、石油类）暂无评价标准，留作背景值。

24.6 环境影响预测与评价

24.6.1 大气环境影响预测及评价

本项目大气预测中，常规地面气象观测资料选取准格尔旗气象站、托克托气象站 2013 年的常规气象监测资料，高空气象模拟数据由环境保护部环境工程评估中心提供，该数据是基于使用国际共享数据源，采用 MM5 中尺度气象模拟系统进行高空气象模拟及预处理，所生成的高空气象模拟网格数据。

大气环境影响预测因子为 SO_2、NO_x、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、NMHC、NH_3、H_2S、HCl、Hg 和甲醇等。除 $PM_{2.5}$ 外，各大气污染物的预测采用 Aermod 模式，$PM_{2.5}$ 的扩散模式采用 CALPUFF 模式。评价网格间距为 100m，共计 30351 个网格点。

经预测，在各种气象条件下，本项目各预测因子的贡献值、正常工况排放的各种污染物在评价范围内各关心点处的小时浓度、日均浓度或年均浓度均满足相关标准要求；与最大监测值叠加后，除 $PM_{2.5}$ 外其余污染物均满足相应的环境质量标准。本项目 $PM_{2.5}$ 日均地面最大浓度为 0.165μg/m^3，占评价标准的 0.11%；年均地面最大浓度为 0.07μg/m^3，占评价标准的 0.004%，但由于该区域 $PM_{2.5}$ 本底值较高，各关心点处最大预测值与最大监测值叠加后，$PM_{2.5}$ 最大日均地面浓度为 0.075μg/m^3，占评价标准的 100.05%%，位于大路乡。

项目无组织排放的大气污染物对周围环境影响较小，各装置的大气环境防护距离均无超标点出现，项目的卫生防护距离为 2200m。在卫生防护距离内无居民点。

24.6.2 地表水环境影响评价

本项目产生的污水（含污染雨水）经污水处理场处理后可全部回用，不外排地表水体。因此预计本项目建设对周边地表水体的影响可接受。

24.6.3 地表下水环境影响预测及评价

本次地下水模拟预测情景分为一般事故工况和风险事故工况，其中一般事故工况泄漏点设定为：①浓盐水缓冲池池底泄漏（厂区南侧），②含油废水调节池池底泄漏（厂区南侧），③柴油成品罐罐底泄漏（厂址东北侧），④煤气化装置沉渣池池底泄漏（厂区中部），⑤轻质油中间罐罐底泄漏（厂区西北侧）；风险事故工况下情景预测为柴油储罐爆炸。预测结论如下：

（1）比较不同情景地下水污染预测结果可以发现：按给定源强，污染物在不同场地地下水迁移差异显著，就一般事故工况情景而言，模拟结束（30 年）后，不同渗漏情景最大迁移距离是轻质油中间储罐泄露>柴油储罐泄露>含油废水调节池泄露>浓盐水缓冲池泄露>气化装置沉渣池泄露，且承压含水层受到污染程度较轻或未受到污染，这些都是由场地水文地质条件和污染源性质共同所决定的，因此，在采取防渗措施时，应考虑污染源自身性质同时结合场地水文地质条件。

（2）研究区潜水含水层主要赋存在沟域两侧，岩性为砂类土，其给水度、渗透系数相对下层粉质粘土而言均较大，因此污染物在孔隙介质中运移速率大于下层。承压含水层为风化砂岩孔隙裂隙含水层，仅在沟域处存在天窗与潜水沟通，因此此处易受到污染。其他区域粉质粘土和泥岩构成隔水性能较好的隔水层，因此不易受到污染。

（3）风险状况下，柴油储罐爆炸造成的危害严重，地下水污染预测结果表明，污染晕随着时间推移不断扩大，污染晕中心随着水流向下游迁移。至 30 年模型计算末期，污染物浓度仍严重超标，因此，如若发生爆炸事故，应即刻采取有效的应急措施，以保护地下水环境，避免发生地下水污染后长期难以修复的困境。

24.6.4 固体废物环境影响分析

本项目产生的固体废物有废催化剂、废吸附剂、污水处理场污泥、气化灰渣、热电装置燃煤锅炉灰渣、焚烧炉灰渣等，固体废物产生量共计 240.53 万 t /a。根据《国家危险废物名录》（国家环境保护部、发改委第 1 号令）及相关鉴别标准，本项目固废分为危险废物、一般固体废物、生活垃圾，其中危险废物 20.35 万 t/a（含焚烧炉焚烧后的灰渣 0.24 万 t/a），一般固体废物 220.15 万 t/a，生活垃圾约 300t/a。

本项目产生的固体废物种类较多，对于具有回收利用价值的固废优先考虑回收或综合利用，如含金属催化剂由厂家回收，气化灰渣和热电装置燃煤锅炉灰渣送园区渣场暂存后综合利用，污水处理场蒸发结晶的结晶盐外售；对于不能回收利用的固废将进行妥善处理，如污水处理场生化污泥和各类废包装袋送本项目的焚烧炉焚烧，焚烧后的灰渣以及油品合成的裂解渣蜡等危险废物送至大路工业园

区危废处置中心填埋，废吸附剂、废分子筛、污水处理场回用水处理污泥和净水厂污泥等一般固废外送园区渣场填埋。

全厂生活垃圾将由环卫部门统一处理。

因此，本项目产生的固废不直接外排至环境，对周围环境影响较小。

24.6.5 声环境影响分析

本次评价噪声预测采用《环境影响评价技术导则—声环境》（HJ2.4-2009）中推荐的 CADNA/A4.2 软件。选择噪声现状的监测点作为预测计算点，预测项目运行时对声环境的影响。

（1）项目正常运行时

本项目正常运行时，厂区四周监测点昼夜间的噪声贡献值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 3 类声环境功能区标准要求；阿日布拉格村东社的昼间、夜间噪声预测值均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类声环境功能区要求。

（2）当项目只有偶发噪声发生时（即火炬噪声）

偶发的噪声源对厂界的影响非常有限，经预测和评价，厂界偶发噪声均符合《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中“夜间偶发噪声的最大声级超过限值的幅度不得高于 15 dB(A)”的要求。

（3）当项目正常运行并同时发生偶发噪声时

当本项目正常运行并同有偶发噪声产生时，厂区四周监测点昼间、夜间噪声贡献值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 3 类声环境功能区标准要求；阿日布拉格村东社的噪声预测值满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类声环境功能区标准要求。

24.6.6 生态环境影响分析

本项目位于鄂尔多斯大路工业园区南工业基地，占地 288.18 公顷，厂址区地貌类型主要为流动格状沙丘和沙丘链，占地类型主要为林地和草地，土壤类型为草原风沙土。

本项目对生态环境的影响主要发生在项目建设阶段，由于施工期地表开挖、人为活动等造成地表植被破坏、水土流失、野生动物生境受到破坏等。经本项目水土保持方案报告书预测结果，若不采取任何防治措施，本项目建设期（含自然恢复期）

可能造成的水土流失总量为 166231.8t，新增水土流失量为 61017.08t。新增侵蚀以风力侵蚀为主，施工期为本项目水土流失重点防治时段，本项目将采取边施工边绿化、加强管理、弃土定点堆放、建筑材料加盖蓬布、及时洒水，尽量少占用土地等一系列措施可最大限度降低施工期对生态环境的影响。

项目建成后厂区内景观格局将发生改变，由原有的草地景观变为石化装置景观。项目运行后，厂区排放污染物将对周围生态环境带来不利影响，本项目将采取环保措施减少向环境中排放的污染物，降低对周围区域生态环境的不利影响。

24.6.7 施工期环境影响分析

（1）施工期大气环境影响

本项目施工期废气污染源主要为施工扬尘和施工车辆尾气，通过采取建筑材料加盖蓬布、边施工边绿化、及时洒水、加强车辆管理和施工管理等措施，控制施工废气对环境的影响。周围村庄距离本项目厂址较远，基本不会受到施工期废气排放的影响。

（2）施工期地表水环境影响

本项目施工期产生的废水主要为和施工废水，送至现有污水处理场进行处理。施工废水不直接排至周围地表水体中，对地表水环境影响较小。

（3）施工期固体废物环境影响

本项目施工期产生的固体废水为建筑垃圾和生活垃圾。首先应分类堆放和管理，建筑垃圾尽量回收利用，不能利用的由当地环卫部门统一处理。施工生活垃圾统一收集后由环卫部门处理。施工期固体废物不直接排入环境，对周围环境影响较小。

（4）施工噪声环境影响

本项目施工期噪声源建筑机械设备噪声和运输车辆噪声。经预测，昼间距离施工厂区 40m，夜间距施工厂区 300m 可以满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）限值要求，本项目将通过加强施工管理，严格控制作业时间（特别是夜间施工作业），减少施工噪声对周围环境的影响，且厂区周围 2.2km 内没有居民，施工期噪声对周围敏感点影响较小。

24.7 环境风险评价

本项目属于大型煤化工项目，生产工艺复杂，涉及的物料包括原煤、液化石

油气、石脑油、柴油、硫磺、氢气、一氧化碳、硫化氢以及氨等多种有毒有害、易燃易爆物质。本次评价按《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T 169-2004）对项目所涉及的有毒有害、易燃易爆物质进行危险性识别和综合评价。通过危险源辨识，本项目生产、储运系统、公用工程及辅助工程存在重大危险源。

本次环境风险评价最大可信事故有五个预测源项，包括气化装置 CO 泄漏、酸性气管线 H_2S 泄漏、柴油储罐罐底泄漏着火次生 CO 的发生、甲醇储罐泄漏、氨罐发生的泄漏事故。经预测，本项目环境风险半致死浓度最大影响范围为 757 米（氨罐管线泄漏），IDLH 最大范围为 4213 米（氨罐管线泄漏），以 4213 米为半径设置为紧急撤离范围。经预测，在最不利气象条件下，本项目风险源下风向约 2100m 处的死亡概率 P_E 值为 1%。此范围内无村庄和保护目标，因此致死风险可接受。

为了预防环境风险，本项目在设计中有针对性地采取了事故预防、事故预警、事故应急处置等措施，主要包括总图布置和建筑安全措施、防雷和防静电措施、自动控制措施、检测及报警措施、消防安全措施、水体污染三级防控措施等。本项目建立的水体污染三级防控措施包括：第一级防控由装置区、罐区分别设置围堰、防火堤组成；第二级防控为厂区内各初期雨水池。第三级为本项目消防事故水池，共 1 座，分两格，每格有效容积 15000m^3，总有效容积 30000m^3，经计算本项目一次最大消防废水量为 16021.8m^3。因此本项目的事故水池容积能满足事故储存要求。同时，本项目的应急预案应与园区、区域的应急预案相衔接，体现“分类管理，分级响应，区域联动”的原则，与所在区域突发环境事件应急预案相衔接。

24.8 区域环境及资源承载力分析

⑴大气环境承载力

为进一步优化调整大路煤化工基地（大路工业园区）产业结构，2015 年 6 月鄂尔多斯市人民政府以鄂府函[2015]123 号发布《鄂尔多斯市人民政府关于大路煤化工基地煤化工产业发展规模调整情况的函》），其中煤制油产能调整到 416 万吨。根据鄂府函[2015]123 号文中，园区产业结构调整后园区二氧化硫排放总量为 15177t/a，氮氧化物排放总量为 21433t/a。经本项目工程分析章

节计算，本项目二氧化硫、氮氧化物排放总量分别为 689.1t/a、1264.3t/a，分别占大路工业园区 SO_2、NO_2 总量控制指标的 4.5%、5.9%。

⑵水资源承载力

本项目位于内蒙古准格尔旗大路工业园区，生产用水以黄河干流地表水作为供水水源，由大路工业园区已建成的黄河柳林滩供水工程供给，黄河水取水指标通过对鄂尔多斯市黄河南岸灌域的部分灌区实施节水改造并调整种植结构，提高农业用水效率，将节出的水量以有偿转让方式取得。本项目生活用水由大路工业园区自来水系统供给，大路工业园区自来水系统取水水源地为苏计沟水源地、永兴店水源地、窑沟水源地和官板乌素水源地，均为地下水。

本项目建设符合国家和地方产业政策及当地经济发展规划，本项目取水符合当地用水总量控制指标，符合鄂尔多斯市及大路工业园区水源配置方案，且内蒙古自治区水利厅以《内蒙古自治区水利厅关于伊泰煤制油有限责任公司煤炭间接液化示范项目取用水的复函》（内水便函[2014]130 号）同意本项目以黄河干流地表水作为生产用水水源，鄂尔多斯市也已通过调整一期水权指标及配置二期水权指标满足本建设项目用水需求。本项目用水指标较先进，用水合理。本项目生产用水由黄河柳林滩供水工程取水口取水，取水水源可靠。

本项目取水基本不会对鄂尔多斯市地表、地下水资源构成实质性影响，对下游水文情势影响不大；本项目通过水权转让方式获得取水指标，不新增黄河取水量，且取水量占上游来水量比例很水，工程取水后没有退水影响，对黄河水质影响轻微，取水也不会对该河段其他已批准的水户造成影响。

水利部黄河水利委员会已以“黄河关于内蒙古伊泰煤制油有限责任公司 200 万吨/年煤炭间接液化示范项目水资源论证报告书的批复”（黄水调[2015]323 号）同意“该项目年取水量 1356 万立方米，其中生产年取水量 1338 万立方米，生活年取水量 18 万立方米”。

⑶煤炭资源

本项目原料煤用量 883.28 万吨/年，主要来自塔拉壕煤矿，不足部分由李家壕煤矿补充。塔拉壕煤矿已获取环评批复，设计煤矿产量为 600 万 t/a；李家壕煤矿已运行。

本项目燃料煤用量 265.86 万吨/年，来自准格尔东部矿区的酸刺沟井田，刺沟井田已获取环评批复，设计生产能力为 1200 万吨/年，对本项目的承载率为

0.22，可满足本项目煤炭需求量。

24.9 公众参与

本项目公众参与采取项目信息公示、问卷调查、座谈会、简本公示、全本公示等方式进行。

⑴项目信息公示

按《环境影响评价公众参与暂行办法》的规定，安排两次信息公示，分别为：

①第一次信息公示：建设单位于 2014 年 2 月 10 日在大路工业园区网站（http://www.dlmhg.gov.cn/dlmhg/zhuzhan/index.html）、2 月 13 日在内蒙古日报上刊载了第一次公示信息。

②第二次信息公示：建设单位于 2014 年 11 月 18 日和 19 日分别在内蒙古日报和大路工业园区网站（http://www.dlmhg.gov.cn/dlmhg/zhuzhan/index.html）公示了本项目信息，同时在本项目周边乡镇公开场所张贴了本项目公示内容。

⑵座谈会和问卷调查

建设单位于 2014 年 11 月 18 日在大路园区管委会召开了本项目项目公众参与座谈会，并于 11 月 19 日~21 日进行了公众意见问卷调查。

本次公众参与调查共向项目建设周边地区发放 426 份调查表，其中个人文件 400 份，团体调查表 26 份；回收有效个人调查表 387 份，回收有效团体调查表 26 份，共计回收 413 份有效调查表，有效调查表回收率总计为 97%。调查范围为本项目直接和简介影响范围内的乡村及企事业单位团体，调查对象为周围乡村村民、企事业单位职工、政府管理部门工作人员、个体经营者等，本次调查范围涵盖较为全面，调查对象类别较为齐全，调查具有较好的代表性。调查表统计分析表明， 88.3%的受访者支持本项目建设，对拟建项目持无所谓态度的比例为 10.9%，持反对态度的比例为 0.7%。受访公众最关心的环境问题为环保设施不运行。

⑶简本公示和全本公示

本项目于 2014 年 11 月 18 日大路工业园区网站（http://www.dlmhg.gov.cn/dlmhg/zhuzhan/index.html）进行了环评报告书简本公示，同时建设单位准备了环评报告书简本以供公众查阅。2015 年 9 月 15 日，本

项目环评报告书在大路工业园区网站（http://www.dlmhg.gov.cn/dlmhg/zhuzhan/gggs/）进行了全本公示。

24.10 综合评价结论

综合分析，本项目的建设符合国家发展的总体规划、符合国家有关专项发展规划和区域发展规划，符合国家和地方相关产业政策的要求，满足国家相应行业准入条件，与内蒙古自治区和鄂尔多斯市国民经济和社会发展“十二五”规划、行业专项规划、地区发展规划、城市总体规划等相衔接，有利于自治区资源的高品质开发和利用，实现资源优势向产业优势和经济优势的转变。本项目采用先进的工艺技术，发展循环经济和清洁生产，强化节能减排，从源头上控制污染物的产生。采用的污染治理措施技术可靠、经济可行，经处理后污染物可全部达标排放。经大气、地下水、风险预测及各专题环境影响分析，本项目排放的污染物对大气、声环境、水环境及生态环境等的影响不会改变所在区域环境功能区的质量。本项目环境风险水平可接受。因此，在认真落实取水来源、清洁生产、环境和生态保护措施、环境风险防范措施、环境管理等各项措施的前提下，从环境保护的角度本建设项目是可行的。

24.11 建议

⑴建议本项目尽早落实分盐中试实验及实验结果，确定分盐的综合利用方案 。

⑵建议园区制定企业排放档案，从区域角度统筹策划，要求相关企业采取规定措施，减少 H2S、NH3、VOCs 等污染物的无组织排放；加大监测和监管力度。

⑶建议园区尽快落实园区渣场灰渣综合利用方案。

⑷建议园区尽快完成规划调整方案及其环评，以利于本项目的顺利开展。

甲方合同

编号：YTMZY-ZH[2014]012

乙方合同

编号：

签字日期：

签字地点：

内蒙古伊泰煤制油有限责任公司

200万吨/年煤间接液化油品升级示范项目

环境影响报告书编制

技术服务合同

技术服务合同

甲　方：内蒙古伊泰煤制油有限责任公司

住所地：内蒙古鄂尔多斯市大路开发区

法定代表人（负责人）：齐亚平

乙　方：中国寰球工程公司

住所地：北京市朝阳区创达二路 1 号

法定代表人（负责人）：汪世宏

鉴于：　内蒙古伊泰煤制油有限责任公司（以下简称“甲方”）拟对内蒙古伊泰煤制油有限责任公司 200 万吨/年煤间接液化油品升级示范项目（以下简称“建设项目”）开展环境影响进行评价，中国寰球工程公司（以下简称“乙方”）具有相应资质和能力，并愿意承担甲方项目环境影响评价技术服务工作。

为此，甲、乙双方经平等协商一致，达成协议如下：

一、合同文件

合同文件各部分构成合同整体，并互相补充和解释，如有冲突和矛盾，双方友好协商。

二、工作范围、要求和进度

1.工作范围：

建设项目名称：内蒙古伊泰煤制油有限责任公司 200 万吨/年煤间接液化油品升级示范项目。

【本页无正文，为签字页】

甲 方：内蒙古伊泰煤制油有限责任公司

法定代表人：

或

授权代表人：

乙 方：中国寰球工程公司

法定代表人：

或

授权代表人：

国家发展和改革委员会办公厅文件

发改办能源〔2013〕3054号

国家发展改革委办公厅关于内蒙古伊泰煤炭间接液化示范项目开展前期工作的复函

内蒙古自治区发展改革委：

你委《关于内蒙古伊泰煤制油有限责任公司200万吨/年煤间接液化油品项目开展前期工作的请示》（内发改源字〔2013〕1900号）收悉。经研究，现函复如下：

一、为促进国内自主煤炭液化技术产业化，进一步提升煤炭资源转换效率和综合利用水平，加快成品油质量升级进程，支持内蒙古伊泰煤炭间接液化示范项目开展前期工作。

二、项目位于内蒙古自治区鄂尔多斯市准格尔旗大路工业园，由内蒙古伊泰煤制油有限责任公司建设，拟建设规模为年产200

万吨油品及其它副产品，主要建设内容包括：分级液化、低温干馏、煤气化、费托合成及油品加工等主体化工装置以及动力岛等相关公用和辅助工程。

三、项目主要承担大型煤炭分级液化技术和蓄热式转底炉低温干馏技术工业化应用，中科合成油公司百万吨级费托合成及油品加工成套技术和关键装备工业化应用等示范任务。

四、项目单位应制定详细的示范方案和工作计划，组织技术开发、工程设计等单位开展必要的研究、开发及试验工作，科学论证拟示范的工艺、技术和装备的可行性，优先选择具有自主技术（或选用自主技术）的工程公司。项目单位应制定并上报设备自主化方案，经批准后实施。

五、项目单位可按照《国家能源局综合司关于开展电力用户与发电企业直接交易有关事项的通知》（国能综监管[2013]258号）要求，向内蒙古自治区政府相关部门申请电力直接交易。如需新建配套热电站，应加强与化工装置的耦合集成，优化和充分利用各等级热能，按照“高效灵活、安全可靠、联合布置、辅助共用”的原则确定建设方案。

六、请你委协助项目单位落实用煤、用水、用电、交通运输等条件，做好项目的土地使用、水土保持、安全、环评、应急处理预案、节能降耗、资源综合利用等工作，取得国土、环保、水利、信贷等支持性文件后，按程序报我委核准。

请据此开展前期工作。

（此页无正文）

国家发展改革委办公厅

2013年12月16日

抄送：国土资源部、环境保护部、水利部、交通运输部、商务部、中国人民银行，安全监管总局，国家电网公司

内蒙古自治区环境保护厅

内环函〔2014〕196号

内蒙古自治区环境保护厅
关于确认内蒙古伊泰煤制油有限公司200万吨/年煤炭间接液化示范项目环境影响评价执行标准的函

中国寰球工程公司：

你公司《关于确认内蒙古伊泰煤制油有限责任公司200万吨/年煤炭间接液化示范项目环境影响评价执行标准的申请》（寰球公司函〔2014〕96号）收悉。根据项目所在地区环境功能区划要求，并征求鄂尔多斯市环境保护局的意见（鄂环标字〔2014〕67号），原则同意按你公司申请应用评价标准，并确认如下：

一、环境质量标准

（一）《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准，特征污染物苯、二甲苯、H_2S、NH_3、汞执行《工艺企业设计卫生标

准》（TJ36-79）居住区大气中有害物质的最高允许浓度，非甲烷总烃评价依据《大气污染物综合排放标准详解》中的背景浓度，总烃参照以色列国家环境质量标准。

（二）《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准。

（三）《地下水质量标准》（GB/T14848-93）中的III类标准。

（四）《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类、3 类标准。

（五）《土壤环境质量标准》（GB15618-1995）三级标准。

二、污染物排放标准

（一）《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）二级标准。

（二）《工业炉窑大气污染物排放标准》（GB9078-1996）二级标准。

（三）《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2011）表 2 标准。考虑到项目所在地区排污总量指标有限，以及建设周期较长存在环境标准提高等因素，建议锅炉环保设施建设一步到位，采用大气污染物特殊排放限值燃煤锅炉标准。

（四）《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）二级新改扩建标准。

（五）《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）

3类标准。

（六）《建筑施工厂界噪声排放标准》（GB12523-2011）。

（七）《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB18599-2001）及其修改单的有关要求。

（八）《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及其修改单的有关要求。

（九）危险废物焚烧污染控制标准（GB18484-2001）。

内蒙古自治区环境保护厅

2014年9月15日

中国寰球工程公司

关于内蒙古伊泰煤炭间接液化示范项目环境影响评价执行标准的函

内蒙古自治区环境保护厅：

内蒙古伊泰煤制油有限责任公司拟在内蒙古自治区鄂尔多斯市大路煤化工基地建设内蒙古伊泰煤制油有限责任公司 200 万吨/年煤炭间接液化示范项目，受其委托，我公司承接了该项目环境影响评价工作，现呈报编制该项目环境影响评价拟执行标准，请审批。

函复为盼。

附件：内蒙古伊泰煤炭间接液化示范项目环境影响评价执行标准

2014 年 8 月 18 日

（联系人：倪 秀 010-58675160 ）

附件

内蒙古伊泰煤炭间接液化示范项目
环境影响评价执行标准

一、环境质量标准

1、环境空气

常规污染物质量评价执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准。特征污染物苯、二甲苯、H_2S、NH_3、汞评价参照《工业企业设计标准》（TJ36-79）中居住区大气中有害物质的最高容许浓度执行；甲苯评价参照前苏联居住区大气污染物最高允许浓度标准执行；非甲烷总烃评价依据《大气污染物综合排放标准详解》中的背景浓度执行；TVOC 评价参照以色列标准执行，详见表 1。

表 1　　环境空气质量标准

序号	污染物名称	取值时间	浓度限值	标准来源
			二级标准 μg/m³	
1	SO_2	年平均	60	GB3095-2012
		日平均	150	
		1 小时平均	500	
2	NO_2	年平均	40	
		日平均	80	
		1 小时平均	200	
3	TSP	年平均	200	
		日平均	300	
4	PM_{10}	年平均	70	
		日平均	150	
5	$PM_{2.5}$	年平均	35	
		日平均	75	
6	CO	日平均	4 mg/m³	
		1 小时平均	10 mg/m³	
7	臭氧	1 小时平均	200	
8	氟化物	日平均	7	
		1 小时平均	20	
9	苯并芘	日平均	0.0025	

序号	污染物名称	取值时间	浓度限值	标准来源
			二级标准 μg/m³	
10	H_2S	一次	0.01 mg/m³	TJ36-79 中居住区最高容许浓度
11	NH_3	一次	0.20 mg/m³	
12	甲醇	一次	3.00 mg/m³	
13	氯化氢	一次	0.05 mg/m³	
14	汞	日均	0.0003 mg/m³	
15	酚	一次	0.02	
16	HCN	日均	0.01	前苏联居民区大气有害物质最大允许浓度
17	非甲烷总烃	1 小时平均	2.0 mg/m³	大气污染物综合排放标准详解
18	苯	一次	0.10 mg/m³	
19	甲苯	一次	0.60 mg/m³	
20	二甲苯	一次	0.20 mg/m³	
21	TVOC	短期标准	5.0 mg/m³	参考以色列总烃标准

2、地表水环境

地表水环境执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）的III类（黄河）标准，选用的具体标准值分别见表 2。

表 2　　地表水质量标准　　单位：mg/L（pH 除外）

序号	污染物名称	标准值III类	标准来源
1	pH 值	6~9	GB3838-2002
2	氨氮	≤1.0	
3	氯化物	≤250	
4	硫酸盐	≤250	
5	BOD_5	≤4	
6	COD_{cr}	≤20	
7	石油类	≤0.05	
8	硫化物	≤0.2	
9	挥发酚	≤0.005	
10	氰化物	≤1.0	
11	砷	≤0.05	
12	氟化物	≤0.2	
13	高锰酸盐指数	≤6	
14	总磷	≤0.2	
15	砷	≤0.05	

3、地下水质量

地下水质量现状评价执行《地下水质量标准》（GB/T14848-93）的III类标准，GB/T14848-1993 中未列的标准参照执行《生活饮用水卫生标准》（GB5749-2006）。选用的具体标准值见表 3。

表 3　　地下水质量标准　　单位：mg/L（pH 除外）

项 目	标准限值	标准来源
pH	6.5~8.5	GB/T14848-1993《地下水质量标准》III类
总硬度	≤450	
高锰酸盐指数	≤3.0	
氨氮	≤0.2	
挥发性酚类（以苯酚计）	≤0.002	
氰化物	≤1.0	
氟化物	≤0.05	
As	≤0.05	
Hg	≤0.001	
Cd	≤0.01	
Cr^{6+}	≤0.05	
总大肠菌群（个/L）	≤3.0	
石油类	0.3	《生活饮用水卫生标准》GB5749-2006
甲苯	0.7	
硫化物	0.02	
苯	0.01	
二甲苯	0.5	
钠	200	

(4)声环境

声环境质量执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 3 类和 2 类标准，选用的具体标准值见表 4。

表 4　　声环境标准　　单位：dB(A)

类别	标准值		标准来源
	昼间	夜间	
2 类（居民点）	60	50	GB3096-2008
3 类（厂区）	65	55	

(5)土壤环境质量

土壤环境质量执行《土壤环境质量标准》（GB15618-1995）中的三级标准，选用的具体标准值见表 5。

表 5　　土壤环境质量标准　　单位：mg/kg（pH 除外）

项目	标准值：三级标准	标准
pH	>6.5	GB15618-1995
砷（旱地）	≤40	
汞	≤1.5	
铬	≤300	
铅	≤500	
镉	≤1.0	
铜	≤400	
锌	≤500	
镍	≤200	

二、污染物排放标准

1、废气

各类工艺废气及氧化炉尾气排放执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）二级标准；各类加热炉烟气排放执行《工业炉窑大气污染物排放标准》（GB9078-1996）二级标准；锅炉烟气执行《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2011）表 2 标准；恶臭污染物排放执行《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）二级标准；危险焚烧炉采用《危险废物焚烧污染控制标准》（GB18484-2001）。

废气排放标准见表 6。危险废物焚烧的具体要求见表 7 及表 8。

表 6　　大气污染物排放标准

污染源	污染物	最高允许排放浓度（mg/m^3）	最高允许排放速率（kg/h）		无组织排放监控浓度限值		标准来源
			排气筒高度（m）	二级	监控点	浓度（mg/m^3）	
动力站锅炉	烟尘	30	/	/	/	/	《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2011）表 1
	SO_2	100	/	/	/	/	
	NOx	100	/	/	/	/	
	汞及其化合物	0.03	/	/	/	/	
各类加热炉	烟尘	200	/	/	/	/	《工业炉窑大气污染物排放标准》（GB9078-1996）二级标准
	SO_2	850	/	/	/	/	
其它工艺废气	颗粒物	120	20	5.9	周界外浓度最高点	1.0	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）二级标准
			30	23			
			40	39			
			50	60			

			60	85			
	非甲烷总烃	120	15	10	周界外浓度最高点	4.0	
			20	17			
			30	53			
			40	100			
	苯	12	15	0.50	周界外浓度最高点	0.40	
			20	0.90			
			30	2.9			
			40	5.6			
	甲苯	40	15	3.1	周界外浓度最高点	2.4	
			20	5.2			
			30	18			
			40	30			
	二甲苯	70	15	1.0	周界外浓度最高点	1.2	
			20	1.7			
			30	5.9			
			40	10			
	甲醇	190	15	5.1	周界外浓度最高点	12	
			20	8.6			
			30	29			
			40	50			
	H_2S	/	15	0.33	周界外浓度最高点	0.06	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）二级标准
			20	0.58			
			30	1.3			
			40	2.3			
	氨	/	15	4.9	周界外浓度最高点	1.5	
			20	8.7			
			25	14			
			30	20			
			35	27			
			40	35			

表 7　　危险废物焚烧炉技术性能指标

类型	焚烧炉温度，℃	烟气停留时间，s	燃烧效率，%	焚毁去除率，%	焚烧残渣的热灼减率，%
危险废物	≥1100	≥2.0	≥99.9	≥99.99	<5

表 8　　危险废物焚烧污染控制标准　　单位：mg/m^3

序号	污染物	不同焚烧容量时的最高允许排放浓度限值			
		≤300kg/h	300～2500kg/h		≥2500kg/h
1	排气筒高度（m）	25	300～200kg/h：35	2000～2500kg/h：45	50
2	烟气黑度	林格曼 I 级			
3	烟尘	100	80		65
4	CO	100	80		80
5	SO_2	400	300		200
6	HF	9.0	7.0		5.0
7	HCl	100	70		60
8	NO_X（以 NO_2 计）	500			
9	汞及其化合物（以 Hg 计）	0.1			
10	镉及其化合物（以 Cd 计）	0.1			
11	二噁英类	0.5TEQng/m^3			

2、废水

本项目生产装置产生的工艺废水、地面冲洗水及初期雨水送配套建设的污水处理装置处理，处理后的尾水再进入废水处理及回用系统进一步处理，污水处理装置出水水质见表 9；循环排污水、化学水站排水及污水处理系统尾水等含盐废水送废水处理及回用系统处理，处理合格的水送回用水系统回用，浓盐浆送浓盐水蒸发系统，不外排入环境水体。污水处理装置出水指标见表 9。

表 9　　污水处理装置出水水质控制指标　　单位：mg/L

序号	参数	单位	控制指标
1	pH	—	6–9
2	CODcr	mg/L	≤60
3	BOD5	mg/L	≤30
4	NH_3-N	mg/L	≤15
5	SS	mg/L	≤70
6	石油类	mg/L	≤10

3、噪声

运营期厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 3 类标准，施工期噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011），具体标准值分别见表 10、表 11。

表 10　　厂界噪声标准　　单位：dB(A)

类别	标准值		标准来源
	昼	夜	
3 类	65	55	GB12348-2008

表 11　　建筑施工场界噪声限值　　单位：dB(A)

标准值		标准来源
昼	夜	
70	55	GB12523-2011

4、固体废物

危险废物分类执行《国家危险废物名录》（环保部、发改委令第 1 号）及其相关鉴别标准；一般固体废物贮存、处理/处置执行《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB18599-2001）及修改单。危险废物贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及修改单。危险废物焚烧执行《危险废物焚烧污染控制标准》（GB18484-2001），其中，具体指标见表 12 和表 13。

表 12　　焚烧炉的技术性能指标

废物类型	焚烧炉温度（℃）	烟气停留时间（s）	燃烧效率（%）	焚烧去除率（%）	焚烧残渣的热灼减率（%）
危险废物	≥1100	≥2.0	≥99.9	≥99.99	<5
多氯联苯	≥1200	≥2.0	≥99.9	≥99.9999	<5
医院临床废物	≥850	≥1.0	≥99.9	≥99.99	<5

表 13　　危险废物焚烧炉大气污染物排放限值

序号	污染物	不同焚烧容量时的最高允许排放浓度限值		
		≤300(kg/h)	300~2500（kg/h）	≥2500(kg/h)
1	烟气浓度	格林曼 I 级		
2	烟尘	100	80	65

3	一氧化碳（CO）	100	80	80
4	二氧化硫（SO2）	400	300	200
5	氟化氢（HF）	9.0	7.0	5.0
6	氯化氢（HCl）	100	70	60
7	氮氧化物（以 NO2 计）	500		
8	汞及其化合物（以 Hg 计）	0.1		
9	镉及其化合物（以 Cd 计）	0.1		
10	砷、镍及其化合物（以 As+Ni 计）	1.0		
11	铅及其化合物（以 Pb 计）	1.0		
12	铬、锡、锑、铜、锰及其化合物（以 Cr+Sn+Sb+Cu+Mn 计）	4.0		
13	二噁英类	0.5 TEQng/m^3		

附件 4

内蒙古自治区环境保护厅

内环函〔2015〕189 号

内蒙古自治区环境保护厅
关于补充确认内蒙古伊泰煤制油有限公司 200 万吨/年煤炭间接液化项目环境影响评价执行标准的函

中国寰球工程公司：

你公司《关于内蒙古伊泰煤炭间接液化示范项目拟补充采用环境影响评价执行标准的函》收悉。根据项目所在地区环境功能区划要求，并征求鄂尔多斯市环境保护局的意见（鄂环标字〔2015〕26 号），同意在污染物排放标准中新增《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中表 3 规定的燃气锅炉大气污染物特别排放标准限值，《石油化学工业污染物排放标准》（GB31571-2015）表 5、表 6 和表 7 中相应规定限值，以及《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）表 4、表 5 中相

应规定限值。其它标准仍按照《内蒙古自治区环境保护厅关于确认内蒙古伊泰煤制油有限公司200万吨/年煤炭间接液化示范项目环境影响评价执行标准的函》（内环函〔2014〕99号）执行。

内蒙古自治区环境保护厅

2015年9月18日

中国寰球工程公司

关于内蒙古伊泰煤炭间接液化示范项目拟补充采用环境影响评价执行标准的函

内蒙古自治区环境保护厅：

内蒙古伊泰煤制油有限责任公司拟在内蒙古自治区鄂尔多斯市大路煤化工基地建设内蒙古伊泰煤制油有限责任公司 200 万吨/年煤炭间接液化示范项目，受其委托，我公司承接了该项目环境影响评价工作。2014 年 9 月 15 日内蒙古自治区环境保护厅以内环函[2014]196 号文批准了本项目环评执行的标准。

目前，由于本项目工艺进行了调整，为保证全厂燃料气和蒸汽的平衡，本项目新增 1 台 65t/h 燃气锅炉。现申请该锅炉执行《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)中表 3 规定的大气污染物特别排放限值。

由于《石油炼制工业污染物排放标准》(GB31570-2015)和《石油化学工业污染物排放标准》(GB31571-2015)于 2015 年 7 月 1 日起实施，对部分本项目排放的同类污染物有更严格的要求，考虑项目建设周期较长，存在环境标准提高等因素，现补充申请以上两标准作为本项目环境影响评价的参考标准。

函复为盼。

附件：内蒙古伊泰煤炭间接液化示范项目拟补充采用环境影响评价执行标准

2015年6月24日

（联系人：中国寰球工程公司　王琼　010-58676710）

中国寰球工程公司总经理办公室　　2015年6月24日印制

附件

内蒙古伊泰煤炭间接液化示范项目环境影响评价执行的补充标准

一、本项目新建 1 台 65t/h 燃气锅炉执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 3 规定的大气污染物特别排放限值，具体标准值见表 1。

表 1　　新增锅炉大气污染物特别排放限值　　单位：mg/m^3

污染物项目	限值（燃气锅炉）	污染物排放监控位置
颗粒物	20	烟囱或烟道
二氧化硫	50	
氮氧化物	150	
烟气黑度（林格曼黑度，级）	≤1	烟囱排放口

二、本项目有组织废气中颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、苯、甲苯、二甲苯、非甲烷总烃、氯化氢、氟化氢、氯气、废气有机特征污染物等参考执行《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）中表 4 和《石油化学污染物排放标准》（GB31571-2015）中表 5、表 6 规定的大气污染物特别排放限值。无组织排放废气参考执行《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）表 5 和《石油化学污染物排放标准》（GB31571-2015）中表 7 规定的限值。具体标准值见表 2。

表 2　　大气污染物排放参考执行标准　　单位：mg/m^3

序号	污染物项目	工艺加热炉	酸性气回收装置	废水处理有机废气收集处理装置	有机废气排放口 (1)	污染物排放监控位置	标准名称
1	颗粒物	20	—	—	—	车间或生产设施排气筒	《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）中表 4 标准
2	二氧化硫	50	100	—	—		
3	氮氧化物	100	—	—	—		
4	苯	—	—	4	—		
5	甲苯	—	—	15	—		
6	二甲苯	—	—	20	—		
7	非甲烷总烃	—	—-	120	去除效率≥97%		

序号	污染物项目	工艺加热炉	有机废气排放口		污染物排放监控位置	
			含卤代烃有机废气(1)	其它有机废气(1)		
1	颗粒物	20	—	—	车间或生产设施排气筒	《石油化学污染物排放标准》（GB31571-2015）中表 5 标准
2	二氧化硫	50	—	—		
3	氮氧化物	100	—	—		
4	非甲烷总烃	—	去除效率≥97%	去除效率≥97%		
5	氯化氢	—	30	—		
6	氟化氢	—	5.0	—		
7	氯气	—	5.0	—		
8	废气有机特征污染物	甲醇：50 苯：4 甲苯：15 二甲苯：20 氰化氢：1.9 二噁英类：0.1ng-TEQ/m^3				《石油化学污染物排放标准》（GB31571-2015）中表 6 标准
注：（1）有机废气中若含有颗粒物、二氧化硫或氮氧化物，执行工艺加热炉相应污染物控制要求。						
企业边界大气污染物浓度限值		颗粒物：1.0 氯化氢：0.2 苯：0.4 甲苯：0.8 二甲苯：0.8 非甲烷总烃：4.0				《石油炼制工业污染物排放标准》（GB31570-2015）表 5 和《石油化学污染物排放标准》（GB31571-2015）中表 7 标准

附件5

内蒙古自治区环境保护厅文件

内环发〔2014〕174号　　签发人：王军朴

内蒙古自治区环境保护厅
关于内蒙古伊泰煤制油有限责任公司
200万吨/年煤间接液化油品升级
示范项目主要污染物排放
总量指标的报告

环境保护部：

内蒙古伊泰煤制油有限责任公司拟建设200万吨/年煤间接液化油品升级示范项目。根据其《环境影响评价报告书》测算，项目年新增排放二氧化硫1567.6吨、氮氧化物1606.6吨，其中动力部分分别为1406.3吨和1357.6吨，工艺部分为161.3吨和248.97吨。我厅核定本项目主要污染物指标来源为，二氧化硫从2012年包钢集团削减2.13万吨中分配；氮氧化物动力部分从

2014 年上半年鄂尔多斯电力有限责任公司 3#、4#机组削减1378.1 吨中分配，工艺部分从 2012 年关停包头华鼎铜业发展有限公司削减 400 吨中分配。该项目拟新增二氧化硫和氮氧化物总量指标将通过交易方式有偿取得排污权。

请环保部予以核准。

内蒙古自治区环境保护厅

2014 年 10 月 10 日

内蒙古自治区环境保护厅办公室　　2014 年 10 月 11 日印发

附件 6



鄂尔多斯市环境保护局文件

鄂环报〔2015〕236 号　　签发人：董介中

鄂尔多斯市环境保护局
关于内蒙古伊泰煤制油有限责任公司
200 万吨/年煤炭间接液化示范项目
污染物烟尘、粉尘、挥发性
有机物确认意见的报告

内蒙古自治区环境保护厅：

根据建设项目环境影响评价单位的计算结果，经我局计算确认，本项目新增烟尘、粉尘、挥发性有机物排放总量分别为456.8 吨/年、59.6 吨/年、791.35 吨/年。由于国家烟尘、粉尘、挥发性有机物总量核算细则尚未出台，按照建设项目主要污染物

排放总量指标管理办法的要求参照执行。目前，我市已开展烟尘、粉尘、挥发性有机物总量控制工作，我局同意该项目烟尘、粉尘和挥发性有机物总量指标从我市区域减排量替代给出。由于大路煤化工基地年均值PM_{10}超标，按2倍削减量进行烟粉尘区域削减，该项目倍量削减量为1032.8吨/年，烟尘总量指标913.6吨/年从2014年内蒙古鄂尔多斯电力有限公司2号机组减排量(6789.7吨)给出，此前未给出总量指标，给出本项目总量指标后，剩余烟尘总量指标5876.1吨;粉尘总量指标119.2吨/年从大路煤化工基地的内蒙古东华能源有限责任公司年产60万吨甲醇项目减排量给出，此前给出1个新上项目总量指标，剩余粉尘总量750.8吨，给出本项目总量指标后，剩余粉尘指标631.6吨。挥发性有机物总量从预计削减总量给出（我市2015年483家挥发性有机物排放企业排放总量为2.0563万吨，根据环保部《关于印发石化行业挥发性有机物综合整治方案>的通知》(环发[2014]177号）文件要求，至2017年VOCs排放总量削减30%以上，可削减6168.96吨)。

鄂尔多斯市环境保护局

2015年9月17日

抄送：鄂尔多斯大路煤化工基地环境保护局

鄂尔多斯市环境保护局办公室　　2015年9月17日印发

ᠥᠪᠥᠷ ᠮᠣᠩᠭᠣᠯ ᠥᠪᠥᠷᠲᠡᠭᠡᠨ ᠵᠠᠰᠠᠭᠬᠤ ᠪᠤᠯᠤᠨ ᠬᠠᠷᠢᠭᠤᠯᠠᠯ ᠵᠠᠰᠠᠭ ᠭᠠᠵᠠᠷ

内蒙古自治区环境保护局

内环字〔2006〕407号

内蒙古自治区环境保护局
关于大路煤化工基地发展规划环境影响报告书的审查意见

鄂尔多斯市人民政府:

你单位报送的《大路煤化工基地发展规划环境影响报告书》（以下简称“规划环评”）收悉。我局组织有关部门、专家、公众和地方环境保护行政主管部门对报告书进行了审查。根据本基地的定位、布局、结构、规模，综合各方面意见，经研究，对“规划环评”提出如下审查意见:

一、规划环评结论总体可信

1、拟建的大路煤化工基地位于鄂尔多斯市准格尔旗大路镇境内，规划占地 18.4771 平方千米。基地规划充分考虑国家政策，以大基地、高水平、大工业、大物流，全面规划、协调发展，建设世界一流煤化工基地为指导思想，以保护所在地区生态环境，保证空气、水、土地、植被等免遭污染，合理开发自然资源为先决条件，利用鄂尔多斯的煤炭资源优势，依托现已确定的核心项目展开相应的产业链规划，按照一体化的理念，合理布局龙头项目、公用工程和下游产业，在基地内形成循环经济产业加工链。基地将以循序渐进、滚动开发方式进行建设，

最终形成年煤炭转化量达2000万吨、年产值超500亿元的世界一流煤化工基地。

基地拟引进煤化工项目17个，其中近期5个、中期7个、远期5个。

基地规划建设比较完备、统一的供水、排水、供电、供热、通讯、工业气体供应、安全消防等系统，集约利用土地、节约资金、提高资源利用率、集中控制污染源和处理污染物。

2、规划环评对基地的定位、布局、结构、规模从环境保护角度进行了分析论证，对规划实施后可能造成的环境影响进行了分析、预测和评估，评价思路遵从了《内蒙古自治区国民经济和社会发展第十一个五年规划纲要战略环境影响评价》提出的总体构想。

规划环评中选用的治理技术，能够保证基地内项目生产过程中排放的大气污染物控制在允许的总量范围内；废水经过处理后回用，实现零排放的方案可信度较高；废渣处理利用方案和处置场所的选址符合有关要求；生态保护与恢复措施可操作性较强。

规划环评中提出采用高技术手段，按照“煤-电-化工-液体燃料”的产品发展方向，延伸产业链、提高附加值，将改变当地传统的 “资源-煤炭-燃料”粗放式经营模式。规划实施优化了煤化工产业结构，体现了发展循环经济，构建资源节约型、环境友好型社会的指导思想。

水资源保证率是基地规划能否落实的制约因素，规划环评提出的水资源利用方案可保证近期项目的实施，中、远期水资源接续方案基本能够实现，基地建设规模和由此带来的环境影响是可以接受的。

3、在保障环评提出的相关措施的条件下，从环境保护角度考虑，大路煤化工基地发展规划可行。我局同意将《大路煤化工基地发展规划环境影响报告书》附送规划审批机关参阅。

二、对大路煤化工基地发展规划的几点建议

1、公用工程一体化是控制基地环境污染的主要措施，目前基地基础设施建设速度滞后于近期入驻的项目进度。为了基地建设能够扎扎实实迈开脚步，可以考虑由先期进驻的项目自行建设高起点、新技术、上规模、覆盖基地部分服务功能的公共设施和环境保护设施。今后基地建设同类设施应对规划做出必要的调整，注意规模适度，并应按照市场经济法则统一调度运行，防止因环境保护设施运行成本过高而走入停开偷排的道路。

2、已经得到合法审批的项目，要按照获批的环境影响报告书及批复要求落实环境保护措施；对于规划中拟定但尚未获批的项目，应该按照国家有关政策严格执行准入条件。

3、基地的环境容量为重要资源，应该严格限制入驻项目污染物排放总量，不得突破总量控制指标。基地管理机构应加快污染源集中控制和污染物集中治理工程的建设进度，保障后续入驻项目有必要的环境接纳空间。

4、基地管理机构应协调有关部门，出台发展循环经济、鼓励废物综合利用的相关政策，在资源配置、资金保障、税收政策、行政审批等方面予以倾斜，吸引投资者投资建设固体废物综合利用项目。

5、基地北部边界与大路新区南界相距 3 千米，基地管理机构应与大路新区进行有效协商，进一步优化企业和集中居民区的布局，使重大风险源与居民点的分隔距离满足 4 千米的要求，提高事故风险防范能力。

6、基地公用工程一体化、废水零排放的环境保护规划在执行环节中会遇到许多困难，特别是引进项目具有一定的不确定性，更会增加环境保护措施的实施难度，基地应保证其在设计、建设、运行管理过程中的资金投入，加强基地环境管理机构建设，注重培训有关人员，以保证基地各项环境保护措施能够得到认真落实。

三、基地建设中应该注意的环境保护事项。

1、基地管理机构应当根据国家、地区经济发展状况、科学技术水平和基地内项目实施情况，适时组织环境影响跟踪评价，以使规划实施与国家环境保护要求同步。

2、基地管理机构应在分期入驻的各个企业之间进行妥善协调，实现基础设施、环境保护设施共享，避免环境保护工程重复建设、污染源分散治理情况的发生。

3、基地和各个入驻项目的环境保护设施均应与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用，基地和项目的环境保护设施竣工后，可分期、分段申请验收。基地内建设项目竣工验收仍然按照《建设项目竣工环境保护验收管理办法》的规定执行。

二〇〇六年十一月三十日

主题词：环保　规划环评　报告书　审查意见

抄送：鄂尔多斯市环境保护局，准格尔旗环境保护局。

内蒙古自治区环境保护局办公室　　2006 年 12 月 4 日印发

共印 15 份

ᠥᠪᠥᠷ ᠮᠣᠩᠭᠣᠯ ᠵᠢᠪᠬᠡᠯᠡᠭᠡᠲᠦ ᠤᠷᠴᠢᠨ ᠤ ᠠᠰᠠᠭᠤᠳᠠᠯ ᠬᠠᠮᠭᠠᠭᠠᠯᠠᠬᠤ ᠲᠠᠩᠰᠠᠭ ᠤᠨ ᠪᠢᠴᠢᠭ

内蒙古自治区环境保护厅文件

内环字〔2014〕18号

内蒙古自治区环境保护厅
关于大路工业园区总体规划环境影响报告书的审查意见

大路新区管委会:

你单位上报的《大路工业园区总体规划环境影响报告书》(以下简称《报告书》)收悉。我厅组织有关部门代表和专家对《报告书》进行了审查。经研究，提出审查意见如下:

一、在认真落实《报告书》提出的各项环保对策措施和本意见有关要求的前提下，同意按照本次规划修编确定的四至范围，建设以煤炭深加工、粉煤灰提取氧化铝以及铝后加工、建材和综合利用为主导产业的大路工业园区。园区规划建设面积 170 平

方公里，分为“一区三基地”，其中北部市政服务区面积为 30 平方公里，南工业基地面积为 58 平方公里，东工业基地面积为 20 平方公里，西工业基地面积为 62 平方公里。规划期限为 2012-2020 年，其中近期至 2015 年，远期至 2020 年。

二、《报告书》提出的区域污染控制和环境保护对策措施及规划调整意见总体可行，结合本意见的要求，可作为调整、完善工业园区总体规划和环境保护工作的指导性文件。

三、在园区规划和建设中应做好以下工作:

（一）严格遵循对该园区环境保护的总体要求。园区的产业定位要服从于《以呼包鄂为核心沿黄河沿交通干线经济带重点产业发展规划》及准格尔旗经济发展总体规划，要与当地环境保护等其它专项规划相协调，并遵循循环经济思想和清洁生产的指导思想，确保园区建设满足当地环境质量及资源承载能力要求。

（二）合理调整产业布局。原则同意《报告书》提出的关于产业布局的优化调整意见。依据产业向园区集中，生活设施依托城镇的思路，确立合理的产业园区范围。同时，应结合当地环境的敏感性以及煤化工等行业的准入条件，确定合理的防护距离，优化园区各分区产业布局。

（三）强化水资源的利用与保护，解决制约园区发展的瓶颈问题。应严格遵循“以水定规模”的原则，合理控制园区近、远期各产业的发展规模；并应通过督促企业实施空冷节水和提高反渗透装置水回收率（≥95%）改造等措施，最大限度减少园区高浓度含盐水的产生；同时，应组织落实园区中水回用工程建设，加强对园区现有晾晒池的合理利用与风险防控管理。

（四）原则同意《报告书》对基础设施提出的调整建议。加强园区固体废物管理，一般固体废物要立足综合利用，危险废物应集中送有资质的单位处理处置。

（五）要制定切实可行的环境风险应急预案，完善园区监测预警、应急防控和污染物集中处理设施建设。监督园区内企业落实环境风险防范措施，并组织定期对园区及周边地下水进行监测，防止发生环境污染事件。

（六）加强环境监管及日常环境质量监测。重点企业排污口要设置在线监测系统并与环保部门联网。对偷排、超排的企业严格实施停产整顿措施，确保园区各企业污染物长期稳定达标排放。严格大气环境防护距离、卫生防护距离、安全防护距离的管理，为园区健康可持续发展奠定基础。

四、在总体规划实施过程中，应按规定进行环境影响跟踪评

价及规划修编的环评变更。对本规划中所包含的近期（5年内）建设项目，在开展环境影响评价时，应重点分析清洁生产水平和污染控制措施的可行性、可靠性，经有审批权的环境保护主管部门同意，环境质量现状等工作内容可以适当简化。

内蒙古自治区环境保护厅

2014年2月24日

抄送：鄂尔多斯市环境保护局，准格尔旗环境保护局，内蒙古环科园环境科技有限责任公司。

内蒙古自治区环境保护厅办公室　　2014年2月27日印发

ᠥᠪᠥᠷ ᠮᠣᠩᠭᠣᠯ ᠵᠢᠷᠤᠭ ᠤᠨ ᠥᠪᠴᠢᠯᠡᠯ ᠬᠠᠮᠭᠠᠭᠠᠯᠠᠯ ᠤᠨ ᠠᠵᠢᠯ ᠤᠨ ᠶᠡᠬᠡ ᠬᠤᠪᠢᠶᠠᠷᠠᠯ ᠤᠨ ᠠᠷᠭ ᠤᠨ ᠪᠢᠴᠢᠭ

内蒙古自治区环境保护厅文件

内环字〔2015〕27号

内蒙古自治区环境保护厅
关于内蒙古大路工业园区总体规划变更环境影响报告书的审查意见

鄂尔多斯大路煤化工基地管理委员会:

你单位提交的《内蒙古大路工业园区总体规划变更环境影响报告书》(以下简称《变更报告》)收悉。我厅组织有关部门代表和专家对《变更报告》进行了审查,经研究,提出审查意见如下:

一、《变更报告》提出的区域污染控制和环境保护对策措施、规划调整意见总体可行,原则同意本次规划修编将规划期限延长至2030年,园区控制面积调整为223.36Km^2,产业功能定位重点发展清洁能源和煤化工、培育煤电铝循环经济产业,用地布局调整为东工业基地(煤基新材料及精细化工区)、南工业基地(煤

化工及下游产品深加工区）、西工业基地（煤制气区）和煤电铝循环经济产业基地，主要产品中煤制气规模增至200亿m^3/a。

二、在规划优化调整及园区建设中还应做好以下工作：

（一）严格遵循对该园区环境保护的总体要求。园区的开发建设要服从于自治区人民政府制定的《以呼包鄂为中心沿黄河沿交通干线经济圈重点产业发展规划》和鄂尔多斯市经济发展总体规划，并要与当地其它专项规划相协调。

（二）落实《变更报告》对该园区的产业定位和布局规划调整建议，适度调整煤电铝、煤制油、合成氨等产业发展强度和时序，特别是近期应按国家化解过剩产能具体要求不再新建电解铝项目。现已建成的行政办公和生活服务区应用绿化林带与生产区相隔离，工业区内的服务市政区应尽快搬迁。

（三）优化园区环境保护基础设施建设与管理。应本着“谁污染、谁治理”与“谁污染、谁付费”相结合原则，积极引入第三方参与园区及企业污染治理。园区集中供热可分区、分期规划建设；园区污水处理设施的工艺、规模应充分考虑各基地水质特征就近、分质设置，并不得再规划建设高盐水晾晒池，现有晾晒池也应通过督促企业采用空冷节水、提高反渗透装置回收率、加大中水回用、减少高浓度含盐水外排量等方式逐步改造改变使用功能；合理引入废渣综合利用辅助工程及服务性生产项目，根据有关规定和标准建设园区危险废物集中处置设施，鼓励依照管理

要求探索利用水泥回转窑协同处置危险废物的办法。

（四）严格执行污染物排放总量控制制度。该园区的污染物排放总量必须实行“环境容量”和“目标总量”双重控制，空气环境质量执行《环境空气质量标准》（GB3095-1996）二级标准，地下水质量执行《地下水质量标准》（GB/T14848-93）III类标准限值。园区主要污染物排放总量应符合地方总量控制要求，并确保环境质量达标。

（五）要制定切实可行的环境风险应急预案，完善园区监测预警、应急防控设施建设，开展挥发性有机污染物排放长效控制与管理，监督园区内企业落实环境风险防范措施，并定期组织对园区及周边土壤和地下水进行监测，防止发生环境污染事件。

三、在规划实施过程中，应按规定进行环境影响跟踪评价及修编的环评变更。对本规划中所包含的近5年内实施的项目，在开展环境影响评价时，应重点分析清洁生产和污染控制措施的可行性、可靠性，经有审批权的环境保护行政主管部门同意，环境质量现状等工作内容可适当简化。

内蒙古自治区环境保护厅

2015年4月20日

抄送：自治区发改委、经信委，鄂尔多斯环保局、发改委、经信委，准格尔旗环保局，大路煤化基地经济发展局，内蒙古环科园环境科技有限责任公司。

内蒙古自治区环境保护厅办公室　　2015 年 4 月 20 日印发

ᠥᠷᠳᠥᠰ ᠬᠣᠲᠠ ᠵᠠᠰᠠᠭ ᠤᠨ ᠵᠠᠰᠤᠭ ᠲᠤᠭᠠᠯᠠᠭᠴᠢ ᠶᠡᠬᠡ ᠬᠣᠲᠠ

鄂尔多斯市人民政府

鄂府函〔2015〕123号

鄂尔多斯市人民政府关于大路煤化工基地煤化工产业发展规模调整情况的函

环境保护部环境影响评价司：

为进一步优化调整大路煤化工基地产业结构，促进产业优化升级，经我市综合分析研究，将严格按照大路煤化工基地产业规划和规划环评要求，优先发展已取得同意开展前期工作“路条”的项目，鼓励煤基清洁能源等经济贡献大、环境影响小的产业落地建设。调整后的大路煤化工基地产业发展规模为煤制油产能416万吨、煤制天然气产能200亿立方米、煤制甲醇产能220万吨、煤制二甲醚产能10万吨、煤制烯烃产能210万吨、煤制乙二醇产能100万吨、芳烃产能100万吨、尿素产能52万吨，电力装机容量600万千瓦，就地转化原煤超1亿吨。大路煤化工基地产业规模调整后，与原规划规模相比，二氧化硫排放总量削减25505吨/年，氮氧化物排放总量削减31140吨/年（详见附件），能有效保障大路煤化工

基地在资源和环境承载力范围内的持续健康发展。

附件：大路煤化工基地优化调整产业规模前后大气污染物排放总量情况



鄂尔多斯市人民政府

2015年6月10日

附件

大路煤化工基地优化调整产业规模前后大气污染物排放总量情况

序号	项目名称	单位	调整前			调整后		
			产业规模	二氧化硫排放量（吨/年）	氮氧化物排放量（吨/年）	产业规模	二氧化硫排放量（吨/年）	氮氧化物排放量（吨/年）
1	间接法煤制油	万吨/年	556	278	750	416	257	690
2	煤制天然气（含配套动力锅炉）	亿标立方米/年	200	3500	5000	200	3500	5000
3	煤制甲醇	万吨/年	650	60	160	220	20	54
4	二甲醚	万吨/年	10			10		
5	甲醇制烯烃	万吨/年	200	0	15	210	0	30
6	聚乙烯	万吨/年	30			23.1		
7	聚丙烯	万吨/年	20			36.9		
8	乙二醇	万吨/年	60			100		
9	芳烃	万吨/年	50	83	100	100	166	200
10	合成氨/尿素（含动力锅炉）	万吨/年	230/402	1973	2255	30/52	336	560
11	煤焦油加氢	万吨/年	40	14	16	40	14	16
12	粉煤灰制氧化铝（含动力锅炉）	万吨/年	550	10070	9130	40	543	818
13	电解铝及铝制品	万吨/年	275			0	0	0

序号	项目名称	单位	调整前			调整后		
			产业规模	二氧化硫排放量（吨/年）	氮氧化物排放量（吨/年）	产业规模	二氧化硫排放量（吨/年）	氮氧化物排放量（吨/年）
14	电厂	万kw.h	1500	15905	24994	600	6360	9996
15	压力容器制造	万吨/年	20	0	0	20	0	0
16	复合材料结构板	万吨/年	40	0	0	40	0	0
17	水泥	万吨/年	300	160	1200	0	0	0
18	制砖	亿块/年	2.4	0	0	2.4	0	0
19	DMC（团状膜塑料）	万吨/年	4	0	0	4	0	0
20	多晶硅（含动力车间）	万吨/年	1.5	1505	1275	0.3	301	255
21	太阳能级硅片	兆瓦/年	2350	0	0	2350	0	0
22	PMMA（聚甲基丙烯酸甲酯）颗粒复合导光板	K/年	60	0	0	60	0	0
23	供热动力设施	吨/时	15682	7134	7678	6682	3680	3814
合计				40682	52573		15177	21433

中华人民共和国环境保护部

环审〔2009〕404号

关于内蒙古伊泰煤炭股份有限公司塔拉壕矿井环境影响报告书的批复

内蒙古伊泰煤炭股份有限公司：

你公司《关于塔拉壕煤矿〈环境影响评价报告书〉申报的请示》（伊泰煤发〔2009〕20号）收悉。经研究，批复如下：

一、该项目位于内蒙古自治区鄂尔多斯市东胜区塔拉壕镇，属于国家规划的13个大型煤炭基地中的神东基地万利矿区，井田面积约42.62平方公里，首采区位于井田中部，面积约7.65平方公里。建设内容主要包括矿井及选煤厂，设计规模均为600万吨/年，矿井服务年限70.1年，采用斜一立井综合开拓方式。配套建设运煤与运矸道路2.4公里、地面生产系统（工业场地30

公顷、风井场0.8公顷、直径30米煤仓7个)、矿井水处理站(规模130立方米/小时)、生活污水处理站(规模130立方米/小时)、锅炉房(规模24吨/小时)及行政福利设施等。

该项目符合国家产业政策、矿区规划和当地"十一五"规划,在全面落实报告书提出的各项生态保护及污染防治措施和本批复要求后,我部同意你公司按照报告书中所列建设项目的性质、规模、地点、环境保护措施进行项目建设。

二、项目建设和运行管理中应重点做好的工作

(一)该项目区内土地以牧草地为主,施工期应严格控制占地面积,做好土地复垦和植被重建工作。严格履行生态补偿机制,保证补偿措施和资金的落实。建立地表变形—沉陷的监测和修复计划,按开采时序及时搬迁贾家坡等10个受开采沉陷影响的村庄,对109国道、地下光缆、包头至府谷公路留设保护煤柱,确保居民生产和生活不受影响。

(二)长期进行地下水动态监测,重点加强铜匠川水源地补给区第四系含水层及居民饮用水水井水位、水质监测,制定供水应急方案,及时解决因采煤导致居民生产、生活用水困难问题,并将监测结果和应急措施及时上报地方环境保护主管部门。应优先采用保护性开采技术,减少采煤对地下水资源的影响。

（三）做好废水处理和回收利用工作。生活污水处理后全部回用，煤泥水一级闭路循环，不外排。矿井水经处理后全部用于井下洒水、地面洒水和选煤厂生产补充水。

（四）矿井掘进矸石回填采空区和井下废旧巷道，洗选矸石用于修路、填沟造地或用作建材，锅炉灰渣用于铺路或用作建材。生活垃圾统一收集交当地环卫部门处置。

（五）合理安排施工时间，优化工业场地布局，夜间休息时间不得在敏感点附近施工，落实密闭罩、吸声体等噪声措施，保证运营期各厂界噪声值满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348—2008)中的2类标准。

（六）落实大气防治措施。原煤及产品煤采用筒仓存储，破碎车间设置袋式除尘器，运煤栈桥全封闭，各转载产尘点设置喷雾洒水装置，矸石堆场、进场公路定时洒水降尘，锅炉排放应满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271—2001)二类区Ⅱ时段标准。

三、项目建设必须严格执行环境保护设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用的环境保护“三同时”制度，落实各项环保措施。

（一）施工设计阶段应落实环境保护设计，重新核定环境保护投资概算。施工期应开展工程环境监理工作。

（二）试运营前应向内蒙古自治区环境保护厅书面提交试运行申请，经检查同意后方可进行试运营。试运营期间，必须按规定程序申请环保设施竣工验收，验收合格后，该项目方可正式投入运营。

（三）首采区开采完成后开展环境影响后评价，报我部审查。

四、我部委托内蒙古自治区环境保护厅负责该项目施工期间的环境保护监督检查工作。你公司应在收到本批复20个工作日内，将批复后的环境影响报告书分别送内蒙古自治区环境保护厅及鄂尔多斯市环境保护局。

中华人民共和国环境保护部

二〇〇九年九月八日

主题词：环保　煤炭　环评　报告书　批复

抄　送：国家发展和改革委员会，中国国际工程咨询公司，内蒙古自治区环境保护厅，鄂尔多斯市环境保护局，中国环境科学研究院，环境保护部环境工程评估中心。

环境保护部　　2009年9月8日印发

国家环境保护总局

环审〔2006〕294号

关于神华集团包头矿业有限责任公司李家壕煤矿建设项目环境影响报告书的批复

神华集团包头矿业有限责任公司：

你公司《关于申请对〈神华集团李家壕矿井(6.00Mt/a)环境影响报告书〉进行评审的报告》(包煤发〔2005〕191号)收悉，经研究，现批复如下：

一、该项目位于内蒙古自治区鄂尔多斯市东胜区，国家规划的万利矿区境内，为新建工程。井田面积约67.65平方公里，可采储量5.82亿吨。设计生产能力600万吨/年。项目建设内容包括新建矿井、设计生产能力600万吨/年的选煤厂、储煤系统、排矸系统、矿井水和生活污水处理站以及道路、锅炉房等。配套建设与主

规模相应的选煤厂、给排水、供热等公用工程和铁路站线、联络公路等储运工程。项目采用长壁综合机械化采煤法，符合国家产业政策和矿区规划，在全面落实报告书提出的各项生态保护及污染防治措施后，环境不利影响能够得到缓解和控制。从环境保护角度，我局同意你公司按照报告书中所列建设项目的性质、规模、地点、环境保护措施进行建设。

二、项目建设和开采过程中应重点做好的工作

（一）项目所在地沙漠化严重，生态系统抗冲击能力脆弱。应制定并落实生态修复和综合整治规划，加强地表沉陷区的生态监测，进行动态治理。对沉陷台阶或地表裂缝及时整平、填充、补植，保证植被恢复和林木的正常生长，减轻水土流失和生态破坏。对109国道、在建的绕城公路、输电线路、流铜匠川河、部分村庄等区域应留设足够的保护煤柱。需搬迁的8个村庄，在项目投产前做好搬迁安置，确保居民生产、生活不受影响。

（二）落实水资源保护和综合利用措施。该区域浅层地下水贫乏，应加强保护和动态监测，采取措施确保三台基川汇水通道畅通。矿井水经处理后，全部回用于选煤厂和井下消防。生活污水经地埋式污水处理系统处理后，作为选煤厂补充用水、或用于绿化，不外排。选煤厂煤泥水为一级闭路循环，不外排。

（三）综合利用煤矸石。施工期掘进矸石应全部用于工业广场

及场外道路填方，生产期掘进矸石不出井，洗选矸石应全部用于神华集团神东电力有限责任公司所属矸石电厂。控制临时排矸场的矸石堆存量，防止矸石自燃、扬尘和溃坝。

（四）初步设计阶段进一步细化环境保护设施，在环保篇章中落实防止生态破坏和环境污染的各项措施及投资。开展工程环境监理工作，在施工招标文件、施工合同和工程监理招标文件中明确环保条款和责任，定期向地方环保部门提交工程环境监理报告。

三、项目建设必须执行配套的环境保护设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用的环境保护“三同时”制度。项目竣工后，你公司必须按规定程序申请环保设施竣工验收，验收合格后，该项目方可正式投入运营或生产。

四、我局委托内蒙古自治区环境保护局负责该项目施工期间的环境保护监督检查工作。

环境保护部

二〇〇六年六月二十一日

主题词:环保 煤矿 环评 报告书 批复

抄 送:国家发展和改革委员会,中国国际工程咨询公司,内蒙古自治区环境保护局,鄂尔多斯市环境保护局,内蒙古自治区环境科学研究院,国家环境保护总局环境工程评估中心。

国家环境保护总局 2006年6月23日印发

(4)

国家环境保护总局

环审〔2005〕946号

关于内蒙古伊泰煤炭股份有限公司酸刺沟矿井环境影响报告书的批复

内蒙古伊泰煤炭股份有限公司：

你公司《关于报批酸刺沟矿井项目环境影响报告书的请示》（伊泰煤发〔2005〕82号）收悉。经研究，现批复如下：

该新建矿井位于鄂尔多斯市准格尔旗哈岱高勒乡，属于准格尔煤田。井田开采范围41.43平方公里，矿井设计生产能力为1200万吨/年。工程主要包括新建矿井、铁路专用线、场外道路和公辅工程。该项目符合国家产业政策。因此，我局同意你公司按照报告书中所列建设项目的性质、规模、地点、环境保护对策措施及下述要求进行项目建设。

91

一、项目建设应重点做好以下工作：

（一）工程所在区域以森林、草原和农田生态系统为主。要结合项目所在区域的环境特征，编制生态系统恢复规划，对沉陷区土地整治应以复垦为首选目标，不能复垦的耕地土地，应全部恢复林草覆盖。土地整理和生态恢复所需资金由你公司负责。受工程建设影响的8个自然村庄应一次搬迁安置到位。

（二）矿井水经净化处理后全部回用，部分用做选煤场生产补充水，剩余用于井下消防洒水，不外排。选煤煤泥水实现闭路循环不得外排。

（三）提高矸石综合利用率。矸石排放由沟里向外分段堆存，将矸石排至沟底后，由推土机推平、压实，使矸石堆保持密实。在矸石排放至离沟顶1.0米左右时覆盖1.0米厚黄土，植树绿化。

（四）矸石堆场适时喷水，防止起尘。施工场地和运输道路定时洒水抑尘，减少物料露天堆放，运输车辆要覆盖蓬布。

（五）铁路专用线和公路施工要合理安排时间，在环境敏感点集中区域禁止夜间施工，避免使用高噪声施工机械设备。加强运营期公路和铁路沿线敏感点噪声监测，对噪声超标的要采取有效措施，确保不产生噪声扰民纠纷。

（六）初步设计阶段进一步细化环境保护设施，根据“不欠新

帐、多还旧帐”的原则，在环保篇章中落实防止生态破坏和环境污染的各项措施及投资概算。开展工程环境监理工作，在施工招标文件、施工合同和工程监理招标文件中明确环保条款和责任，定期向地方环保部门提交工程环境监理报告。

二、项目建设必须严格执行配套建设的环境保护设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用的环境保护“三同时”制度。项目竣工后，你公司必须按规定程序申请环保设施竣工验收。验收合格后，该项目方可正式投入运营或生产。

三、我局委托内蒙古自治区环境保护局负责该项目施工期间的环境保护监督检查工作。

国家环境保护总局

二〇〇五年十二月二日

主题词：环保　煤炭　环评　报告书　批复

抄　送：国家发展和改革委员会，中国国际工程咨询公司，内蒙古自治区环境保护局，内蒙古自治区环境科学研究院，国家环境保护总局环境工程评估中心。

国家环境保护总局　　2005年12月6日印发

鄂尔多斯市环境保护局

鄂环评字〔2015〕145号

鄂尔多斯市环境保护局
关于内蒙古大路工业园西区一般工业废渣处理项目环境影响报告书的批复

准格尔旗大路煤化工基地开发有限责任公司：

你公司报送的由鄂尔多斯市环境科学研究所编制的《内蒙古大路工业园西区一般工业废渣处理项目环境影响报告书》（以下简称《报告书》）及鄂尔多斯大路煤化工基地环境保护局的初审意见（鄂大环审〔2015〕2号）收悉。经研究，批复如下：

一、该项目位于大路工业园区西区南侧，为大路工业园区配套建设的渣场，按照II类一般工业固体废物进行设计，主要收集园区内的一般工业固废。项目总占地面积2816113m^2，包括3个填埋区，填埋区总占地面积1519836.5m^2，填埋总规模为102308010m^3，计划服务年限约7.5年。其中填埋I区面积326278.9m^2，库容为20304361m^3，可以满足2015-2017年库容需要，计划服务年限约2.0年；填埋II区面积518224.6m^2，库容为36938609m^3，可以满足2018年-2019年库容需要，计划服务年限约2.0年；填埋III区面积675333m^2，库容为45065040m^3，可

以满足2020年-2022年上半年库容需要，计划服务年限约3.5年。项目总投资估算为264103.42万元，其中环保投资为127283万元。

《报告书》认为，在全面落实各项生态环境保护和环境污染防治措施的前提下，项目建设对环境的不利影响能够得到一定的缓解和控制。因此，我局原则同意你公司按照《报告书》中所列的建设项目性质、规模、地点、环境保护措施进行建设。

二、项目建设和运行管理中应重点做好如下工作

1、加强施工期环境管理。严格按照设计要求施工，控制施工范围，尽量减少对植被和土壤的扰动。剥离表土单独堆存，封场后用于覆土及植被恢复。认真落实《报告书》中提出的施工期污染防治及生态治理措施。

2、落实水环境保护措施。按照《报告书》的要求进行渣场防渗工程建设，渣场填埋区的边坡和场底须做严格的防渗处理。作好填埋场渗滤液导排、收集系统的维护和定期检测，确保渗滤液综合系统的正常运行。渗滤液经收集后用于渣场洒水抑尘。填埋区四周建设截水沟和导水渠。生活污水经污水沉淀池沉淀处理后，定期运往园区污水处理厂处理，不得外排。建立地下水动态监测系统，在渣场周围设观测井进行跟踪观测。派专人对渣场进行经常性巡护，严防对地下水造成污染。在替代苗家滩水源地的新水源地投入使用前，本项目不得投入使用。

3、认真落实大气污染防治措施。项目采用电取暖，不得新建锅炉房。渣场周围设置环场防尘板，作业区设置移动式防尘板，

填埋区之间设置分区拦渣坝，及时对边坡进行绿化。废渣在运输时保持一定的湿度，用封闭式专用车运输至填埋场，对进场道路及场内道路进行硬化。进入渣场的灰渣及时进行分层压实平整和洒水抑尘。做好卫生防护距离及3#坝坝址下游居民搬迁工作。

4、应采取妥善控制措施，确保厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准要求。

5、妥善处置各类固体废弃物。生活垃圾和渗滤液调节池沉淀渣集中收集后，交由当地环卫部门处置，不得乱倒。禁止生活垃圾、危险废物、医疗废物混入工业废渣进入本项目填埋场。

6、严格按照《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB18599-2001）的要求进行全场封场。

7、建设单位须强化环境风险防范。制定环境风险应急预案，落实环境风险事故防范措施，提高事故风险防范和污染控制能力，并建立与地方政府的应急联动机制。

8、开展施工期环境监理。在项目动工前，建设单位要与环境监理机构签订环境监理合同，定期向我局上报工程环境监理工作进展情况。

三、项目的污染防治设施必须与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用。项目竣工后应按规定程序申请竣工环境保护验收，验收合格后方可正式投入生产。

四、你公司应在收到本批复20日内，将《报告书》（报批版）及批复文件送至鄂尔多斯大路煤化工基地环境保护局，我局委托鄂尔多斯大路煤化工基地环境保护局负责该项目的日常监管工作。

五、该项目从批准之日起超过5年方决定开工建设，其环评文件应重新审核。如果项目的建设地点、规模、防治污染和防止生态破坏的措施等发生重大变化时，需重新报批环评文件。

鄂尔多斯市环境保护局

2015年3月26日

抄送：鄂尔多斯大路煤化工基地环境保护局，市环境监察支队，鄂尔多斯市环境科学研究所

鄂尔多斯市环境保护局办公室　　2015年3月26日印发

鄂尔多斯市环境保护局

鄂环评字〔2015〕169号

鄂尔多斯市环境保护局
关于鄂尔多斯市大路工业园区危废处置项目环境影响报告书的批复

鄂尔多斯市北控环保科技有限公司：

你公司报送的由鄂尔多斯市环境科学研究所编制的《鄂尔多斯市大路工业园区危废处置项目环境影响报告书》（以下简称《报告书》）及鄂尔多斯大路煤化工基地环境保护局的初审意见（鄂大环审〔2015〕3号）收悉。经研究，现批复如下：

一、项目位于准格尔旗大路工业园区。项目厂址分为两部分：危废处理区、危废安全填埋场。工程总占地面积414363m^2，其中危废处理区占地面积300501m^2，危废安全填埋场占地面积113862m^2。本项目处理危险废物规模为20万t/a，其中减量资源化处理率为82.1%，安全填埋量约为17.9%，服务18年以上。本项目建设内容包括废结晶盐物化处理车间、干化系统、焚烧系统、无机盐综合利用系统、安全填埋场等。项目总投资128212万元，其中环保投资2556万元。

《报告书》认为，在全面落实各项生态环境保护和环境污染防治措施的前提下，项目建设对环境的不利影响能够得到一定的

缓解和控制。因此，我局原则同意你公司按照《报告书》中所列的建设项目性质、规模、地点、工艺、环境保护措施进行建设。

二、项目建设与运行管理中应重点做好的工作：

1、加强施工期环境管理。施工区界设围墙或遮挡物；地基挖掘产生的弃土应及时处理；运输车辆不得超载，进入施工场地应低速行驶或限速行驶；定期对施工现场及道路进行洒水；临时道路和施工场地应硬化；严禁在施工现场焚烧垃圾；散发有害气体、粉尘的施工过程，要采用密闭的生产设备和生产工艺，并安装通风、吸尘和净化、回收设施。加强对施工车辆的检修和维护，严禁使用超期服役和尾气超标的车辆。

2、认真落实《报告书》中提出的大气污染防治措施。废结晶盐通过密闭专用车辆运输入场，储存于专门的密闭仓库内。盐水脱气尾气、氧化脱色尾气、蒸发器不凝气分别通过集气装置收集后经排气筒排放，执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）以及《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中相关要求。硫酸钠、氯化钠和硝酸钠干燥和包装尾气、生石灰加料尾气、干化污泥出料尾气经除尘处理后，排放须满足《大气污染物综合排放标准》中新污染源二级标准。回转干燥窑产生的水蒸气通过喷淋洗涤和冷凝后，冷凝液去水处理装置，不凝气排放执行《工业炉窑大气污染物排放标准》（GB9078-1996）、《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）以及《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）。热解炉烟气、焚烧烟气进入危险废物焚烧烟气处理系统，排放须满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）及《危险废物焚烧污染控制标准》

（GB18484-2001）要求。原料储库储仓及调配仓产生的废气、生料烘干尾气及煤磨烘干烟气经除尘处理后，排放须满足《水泥工业大气污染物排放标准》（GB4915-2013）中相应标准要求。锅炉烟气经炉内喷钙脱硫+布袋除尘器处理后，排放须满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中燃煤锅炉的相关要求。项目设置全封闭贮煤场，转运站、筛碎系统、煤仓间、石灰石仓、灰库及渣仓设置集尘罩和除尘器，通过采取以上措施，确保粉尘排放满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）要求。飞灰、无机盐使用全封闭灌装车辆运至填埋场，填埋作业过程中采用移动式收尘器，收集的飞灰经回灰孔排入填埋单元。

3、强化废水处理与回用，实行雨污分流、清污分流。生活污水经厂内化粪池、地埋式污水处理站处理后，夏季用于厂区绿化，冬季用于急冷塔用水。工艺废水全部循环利用。清净下水（含盐）全部进入化盐系统。厂区内受污染的初期雨水经过有组织收集后排入事故水池，分批次返回物化单元化盐工段。项目产生的各类废水均不得外排。

4、应采取妥善控制措施，确保厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）3 类标准要求。

5、妥善处置各类固体废弃物。锅炉灰部分回用于生料制备，其余部分与热解炉灰渣、锅炉渣外售综合利用。锅炉系统回收煤尘作为燃料返回锅炉系统。项目产生的废吸附填料、废树脂、废膜、飞灰、无机盐、无机盐系统回收粉尘属于危险固废，其中废吸附填料、废树脂、废膜返回本项目焚烧系统；飞灰、无机盐及填埋场回收粉尘送至本项目填埋场填埋处置；无机盐系统回收粉

尘全部返回生料系统。生活垃圾集中收集后，交由当地环卫部门处置，不得乱倒。

6、建设单位须强化环境风险防范。制定环境风险应急预案，落实环境风险事故防范措施，提高事故风险防范和污染控制能力。

三、项目建设必须严格执行环境保护“三同时”制度，认真开展施工期环境监理工作。项目竣工后，按照规定程序申请竣工环境保护验收，经验收合格后，方可正式投入运行。

四、你公司应在收到本批复20日内，将《报告书》（报批版）及批复文件送至鄂尔多斯大路煤化工基地环境保护局，我局委托基地环境保护局负责该项目的日常监管工作。

五、该项目从批准之日起超过5年方决定开工建设，其环评文件应重新审核。如果项目建设地点、规模、工艺、防治污染和防止生态破坏的措施等发生重大变化时，需重新报批环评文件。

鄂尔多斯市环境保护局

2015年4月15日

抄送：鄂尔多斯大路煤化工基地环境保护局，市环境监察支队，鄂尔多斯市环境科学研究所。

鄂尔多斯市环境保护局办公室　　2015年4月15日印发

内蒙古伊泰煤制油有限责任公司200万吨/年煤间接液化油品项目

环评报告公众参与座谈会会议纪要

本项目于2014年11月18日在大路园区管委会召开了内蒙古伊泰煤制油有限责任公司200万吨/年煤间接液化油品项目公众参与座谈会，参加座谈会的代表来自准格尔旗政府各部门、大路园区管委各局办、大路镇、薛家湾镇政府各部门、大路镇、薛家湾镇各单位团体、本项目周边各村镇代表及人大代表参会，参会单位及人员见表22.2-1。

表22.2 -1　　公众参与座谈会参会单位

序号	单位名称
1	旗政府办公室、环保局、水务局、发改局、规划局、土地局、信访局、教育局
2	人大代表
3	大路园区管委会环保局、发展局、规划办、国土局、大路派出所
4	大路镇政府、大路中心医院、大路小学、职业中学
5	薛家湾镇政府、准格尔旗中蒙医院、薛家湾小学
6	阳市圪咀、东孔兑村、大沟村、城壕村、何家塔村 阿日不拉东、西社、植机壕、张家圪塄
7	天河水务公司、久泰能源公司、天润化肥、伊东东华、锦化机公司

座谈会上建设单位介绍了项目的基本情况，环评单位介绍了项目对环境可能造成的影响、预防减轻不良环境影响的对策和措施、公众调查范围和主要内容等，随后各方代表先后对关心的问题进行提问，园区管委会、建设单位和环评单位对相关问题进行了解答和说明，之后各方代表对项目提出了意见和建议。

座谈会上，管委会还对调查表的发放工作做了统筹安排，并由环评单位对公众参与调查表做了详细解释说明。



公众参与座谈会会场

座谈会上各方代表提出的主要意见和建议主要有：

大路工业园区个别入驻企业有夜间偷排现象，造成夜间空气有臭味，且个别入驻企业有噪声扰民现象；

周边大沟村代表反映井水水位有下降现象，水质不如园区成立前好；

周边乡村代表均提出本项目投产后，要安排更多附近村民就业；

园区管委会和建设单位认真听取代表的意见，分别就相关问题作出了解释。

管委会环保局说明恶臭主要出现在阴天或刮风降雨天气，有时受临近托县药厂生产谷氨酸时产生的臭气影响，为加强监督，环保局投入 80 万元建设在线监测平台和监测预警系统，定期在准格尔日报、网站公布污染物监测结果，承诺进一步加强地下水防渗、监控和风险防范体系的建设。

建设单位并承诺将在建设期和运营期都做好环保工作，并为周边村民安排更多的就业名额。

大路

会议名称：伊泰煤制油公司200万吨/年煤间接液化油品项目环评公众参与座谈会

会议地点：大路工业园管委会　　会议时间：2014.11.18

序号	姓名	单位	职务/职称	电话	备注
1	王铁柱	薛家湾镇政府	王铁柱（副镇长）	18048396329	
2	胡瑞芳	大路镇政府	胡瑞芳（环保员）	13847751852	
3	保扣柔	大路派出所	教导员	13847724786	
4	王宝荣	大路中心医院	副院长	18947209166	
5	安全员	准格尔旗职业中学	团委副书记	15947279891	
6	副主任	大路小学	支部书记	13384773823	
7	王杰	天河水务公司	生产部部长	13847733885	
8	刘金财	久泰能源公司	行政部助理	15704929042	
9	郭和敬	易高科技公司	行政助理	15149068930	
10	李希生	天润化肥公司	行政部副部长	13847728211	
11		伊东东华公司			
12	苏建冬	锦化机	安全环保科长	15248499836	
13	刘一鹏	锦化机	安监主管处	4853623	

会议名称：伊泰煤制油公司200万吨/年煤间接液化油品项目环评公众参与座谈会

会议地点：大路工业园管委会　　会议时间：2019.11.18

序号	姓名	单位	职务/职称	电话	备注
1	殷成宏	阳市圪咀	书记	15764770999	
2	刘二军	东孔兑村	副主任	13948176148	
3	张海明	大沟村	支部书记	13847751351	
4	贺二虎	何家塔村	支部书记	13847736419	
5	李振成	城壕村	支书	15947729502	
6	陈三虎	特拉不拉村	社长	13754172983	
7	郭存仁	张家圪堎	社长	15894964275	
8	王保云	阿拉不拉东社	社长	13947982191	
9	张东刚	阿拉不拉西社	社长	18067740567	
10	乌兰柱	植机壕	社长	13347063366	
11					
12					
13					

会议名称：伊泰煤制油公司200万吨/年煤间接液化油品项目环评公众参与座谈会

会议地点：大路地回族会　　会议时间：2014.11.18

序号	姓名	单位	职务/职称	电话	备注
1	杨[illegible]	大路[illegible]基地管委会	副书记	15947599282	
2	[illegible]贺[illegible]	人大代表			
3				13764770999	
4					
5					
6					
7					
8					
9					
10					
11					
12					
13					

会议名称：伊泰煤制油公司200万吨/年煤间接液化油品项目环评公众参与座谈会

会议地点：大路工业园管委会　　会议时间：2014.11.18.

序号	姓名	单位	职务/职称	电话	备注
1		准格尔旗政府办公室			
2	高七亮	准格尔旗环保局 ✓	总工程师	13904775137	
3	和荣杰	准格尔旗水务局	副局长	13604771039	
4	侯小龙	准格尔旗发改局√	准格尔特派员	13848798882	
5	付志民	准格尔旗规划局√	副局长	13194136311	
6	杨生贵	准格尔旗土地局√	局长	13847979209	
7	杨世勇	准格尔旗信访局	副局长	13948674347	
8	王国华	准格尔旗教育局	工会主席	13947709670	
9	韩云清	管委会环保局	监督管理股长	15332852519	
10	陈拴明	管委会发展局	副局长	15049497557	
11	张光伟	管委会规划局办	主任	13616818333	
12	侯云峰	管委会国土局	副局长	13947788145	
13					
14					

EHJ-03-18.1

项目编号 EHJ-XZQ-2014-021

监 测 报 告

项目名称：内蒙古伊泰煤制油有限责任公司 200 万吨/年煤间接液化油品升级示范项目环境影响评价现状监测

委托单位：中国寰球工程公司

鄂尔多斯市环境保护中心监测站

2014 年 3 月 18 日

EHJ-03-18.1

201300562907U
有效期2013年01月06日

项目编号 EHJ-XZQ-2014-056

监 测 报 告

项目名称：内蒙古伊泰煤制油有限责任公司 200 万吨/年煤间接液化油品升级示范项目环境影响评价现状监测

委托单位：中国寰球工程公司

鄂尔多斯市环境保护中心监测站

2014 年 7 月 30 日

EHJ-03-18.1

201300502070
有效期2016年01月06日

项目编号：EHJ-XZS-2014-021

监 测 报 告

项目名称：内蒙古伊泰煤制油有限责任公司 200 万吨/年煤间接液化油品升级示范项目环评水及土壤环境质量现状监测

委托单位：中国寰球工程公司

鄂尔多斯市环境保护中心监测站

2014 年 4 月 11 日

EHJ-03-18.1

项目编号：EHJ-XZS-2014-056

监 测 报 告

项目名称：内蒙古伊泰煤制油有限责任公司 200 万吨/年煤间接液化油品升级示范项目环评地下水环境质量现状监测

委托单位：中国寰球工程公司

鄂尔多斯市环境保护中心监测站

2014 年 7 月 11 日

EHJ-03-18.1

项目编号：EHJ-XZS-2014-084

监 测 报 告

项目名称：内蒙古伊泰煤制油有限责任公司 200 万吨/年煤间接液化油品升级示范项目环评地下水环境质量现状监测

委托单位：中国寰球工程公司

鄂尔多斯市环境保护中心监测站

2014 年 9 月 23 日

2012100647U

泰州市环境监测中心站

监　测　报　告

泰环监（二噁英）字（2014）第（037）号

监测类别　委托监测

项目名称　环境空气

受检单位　内蒙古伊泰煤制油有限责任公司

泰州市环境监测中心站 业务专用章 3212010911184

地址：泰州市永晖路 18 号　　邮编：225300　　电话：86195700

二〇一四年四月三日

2012100647U

泰州市环境监测中心站

监　　测　　报　　告

泰环监（二噁英）字（2014）第（066）号

监测类别　　委　托　监　测

项目名称　　环境空气

受检单位　　内蒙古伊泰煤制油有限责任公司

地址：泰州市永晖路 18 号　　邮编：225300　　电话：0523-86195733

二〇一四年七月二十日

EHJ-03-18.1
2013050207U

项目编号 EHJ-WTS-2014-007

监 测 报 告

项目名称：鄂尔多斯市伊泰煤制油废水委托监测

委托单位：鄂尔多斯市伊泰集团有限公司

鄂尔多斯市环境保护中心监测站

2014 年 1 月 20 日

EHJ-03-18.1

201305020TU

有效期2015年01月05日

项目编号 EHJ-WTS-2014-054

监 测 报 告

项目名称：鄂尔多斯市伊泰煤制油废水委托监测

委托单位：鄂尔多斯市伊泰集团有限公司

鄂尔多斯市环境保护中心监测站

2014 年 4 月 21 日

EHJ-03-18.1

项目编号 EHJ-WTS-2014-142

监 测 报 告

项目名称：鄂尔多斯市伊泰煤制油废水委托监测

委托单位：鄂尔多斯市伊泰集团有限公司

鄂尔多斯市环境保护[illegible]监测站

2014 年 8 月 16 日

EHJ-03-18.1

项目编号 EHJ-WTS-2014-217

监 测 报 告

项目名称：鄂尔多斯市伊泰煤制油废水委托监测

委托单位：鄂尔多斯市伊泰集团有限公司

鄂尔多斯市环境保护中心监测站

2014 年 11 月 25 日

EHJ-03-18.1

报告编号 EYQWQ2013-121

监 测 报 告

项目名称：内蒙古伊泰煤制油有限责任公司污染源监测

委托单位：内蒙古伊泰煤制油有限责任公司

鄂尔多斯市环境保护中心监测站

2013 年 3 月 14 日

EHJ-03-18.1

报告编号 EZQWQ2013-147

监 测 报 告

项目名称：内蒙古伊泰煤制油有限责任公司污染源监测

委托单位：内蒙古伊泰煤制油有限责任公司

鄂尔多斯市环境保护中心监测站

2013年6月20日

EHJ-03-18.1

报告编号 EZQWQ2013-309

监 测 报 告

项目名称：内蒙古伊泰煤制油有限责任公司污染源监测

委托单位：内蒙古伊泰煤制油有限责任公司

鄂尔多斯市环境保护中心监测站

2013年9月25日

EHJ-03-18.1

报告编号 EZQWQ2013-477

监 测 报 告

项目名称：内蒙古伊泰煤制油有限责任公司污染源监测

委托单位：内蒙古伊泰煤制油有限责任公司

鄂尔多斯市环境保护中心监测站

2013 年 10 月 20 日

ᠥᠪᠥᠷ ᠮᠣᠩᠭᠣᠯ ᠵᠢᠪᠬᠡ ᠤᠨ ᠥᠪᠴᠡᠭᠡᠲᠡᠨ ᠤ ᠰᠠᠭᠤᠷᠢᠨ ᠭᠠᠵᠠᠷ ᠤᠨ ᠭᠠᠵᠠᠷ ᠤᠨ ᠠᠰᠠᠭᠤᠳᠠᠯ ᠤᠨ ᠶᠠᠮᠤᠨ

内蒙古自治区环境保护局

内环字〔2006〕35号

内蒙古自治区环境保护局
关于内蒙古伊泰集团有限公司48万吨/年煤基合成油项目一期16万吨/年建设项目环境影响报告书的批复

内蒙古伊泰集团有限公司：

你公司报送的《内蒙古伊泰集团有限公司48万吨/年煤基合成油项目一期16万吨/年建设项目环境影响报告书》收悉。我局组织有关专家和地方环境保护行政主管部门对报告书进行了审查。经研究，批复如下：

一、本工程拟选址于鄂尔多斯市准格尔旗大路新区，规划中以煤化工项目为主的综合性园区内。本期主要建设内容包括：主要生产装置及相应配套的公用工程设施、辅助设施和生活服务设施。工程总投资 185715×10^4 元，项目建成后，形成 16×10^4 t/a 煤基合成油的生产能力。

本项目为新建工程。项目选址符合当地城镇总体规划，生产工艺和规模符合国家产业政策和清洁生产要求及能源战略要求。我局同意按照“报告书”中所列建设项目地点、性质、规模、生产工艺、环境保护对策措施及下述要求进行建设。

二、项目建设中应重点做好以下工作：

1、各工段尾气经治理设施处理后，外排大气污染物要达到《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）新污染源二级标准；H_2S 须达到《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）厂界二级标准。锅炉大气污染物排放须达到《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2003）第 3 时段标准。

2、生产废水经处理后，在各个生产环节中尽量循环利用，余量方可排入园区污水处理厂。

3、严格按照《固体废物污染环境防治法》的相关规定，实施固体废物分类处理、处置。

釜残液等危险废物送危险废物处置中心处置，废催化剂送交生产厂家处理，临时堆存危险废物场所建设和容器规格须达到《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）的要求，并建立严格的管理制度，确保环境安全。

燃煤灰渣应立足于综合利用，暂时无法利用部分及污泥等一般固废送自建的渣场分格填埋，渣场要按照《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB18599-2001）II 类场标准进行建设。

4、选用低噪声设备，采取消音、隔声等措施，减缓噪声对外环境的影响，确保厂界噪声符合《工业企业厂界噪声标准》（GB12348-90）中的III类标准。

5、加强工艺控制和物流管理，杜绝跑冒滴漏现象的发生，保证生产有效平稳地进行；加强危险原料、中间产品和终端产品在贮存、运输、包装、输送管线和生产等各个环节的管理，制定严密的事故防范应急预案，提高事故风险防范和污染控制能力，并将应对措施以适当的方式告之公众。

6、加强施工期间的环境保护管理，防止工程建设和物资运输过程中发生污染事故和扰民事件，保护生态环境。

7、按照国家和地方有关规定设置规范的污染物排放口、贮存（处置）场，安装流量计量、污水在线自动监测系统。

8、建设单位应与园区管理机构进行有效协调，保证园区污水处理厂与本项目同步建设。在园区污水处理厂建成并具备接纳、处理污水能力之前不得开工生产。

9、建设单位须委托第三方对本项目建设进行环境工程监理，监理文件作为本项目验收的重要依据之一。

10、工程的污染防治设施必须与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用。

三、项目竣工后，建设单位要按规定程序提出试生产申请，以便进行环境保护竣工验收，验收合格后，方可正式生产。

我局委托鄂尔多斯市环境保护局对该项目施工期间的环境保护工作进行监督检查。

二〇〇六年二月二十日

主题词：环保　化工　环评　报告书　批复

抄送：鄂尔多斯市环境保护局，准格尔旗环境保护局。

内蒙古自治区环境保护局办公室　2006年2月20日印发

打字：刘广宇　　校对：董英华　　共印10份

ᠥᠪᠥᠷ ᠮᠣᠩᠭᠣᠯ ᠥᠪᠥᠷᠲᠡᠭᠡᠨ ᠤ ᠤᠷᠴᠠᠨ ᠬᠣᠷᠢᠶᠠᠯᠠᠬᠤ ᠶᠠᠮᠤᠨ

内蒙古自治区环境保护厅

内环审〔2010〕139号

内蒙古自治区环境保护厅
关于内蒙古伊泰煤制油有限责任公司年产48万吨(一期16万吨/年)煤制油环评变更的批复

内蒙古伊泰煤制油有限责任公司:

你公司报送的《内蒙古伊泰煤制油有限责任公司年产48万吨(一期16万吨/年)煤制油环评变更报告》(以下简称《变更报告》)收悉。原内蒙古自治区环境保护局以内环字[2006]35号文件对此项目进行过批复。

建设单位拟进行项目变更,将原项目主体生产设施中GSP煤气化工艺改为多元料浆气化、Claus硫回收改为络合铁湿法脱硫;公辅设施中空分装置、循环水站和脱盐水站、供汽锅炉规模增大,新建中水回用设施,其中空分装置改用分子筛净化、增压膨胀流程的进口设备,原设计同时运行的2×75t/h锅炉改为一开一备运行的2×200t/h锅炉,4个筒煤仓改建为6000㎡的封闭煤棚;环保工程中污水处理规模由80m³/h增至100m³/h,污水处理工程工艺由A²/O改为SDN。变更工程总投资185715万元,其中环保投资为8851.18万元。

根据《变更报告》和技术评估结论,发生上述变更后,燃料煤用量增加10.59万吨/年,新鲜水用量增加83.1m³/h,主要污染物二氧化硫排放量增加712.4吨/年、化学需氧量增加2.49吨/年,从环境保护角度分析变更方案基本可行,我厅原则同意按《变更报告》备案内容进行建设,并要求你公司在项目建设和运营中应重点做好以下工作:

(一)变更工程在建设中，要严格遵循国家产业政策的有关规定，工艺与装备、资源和能源消耗、环保等指标均要符合清洁生产要求。

(二)按《变更报告》提出的方案完善废气治理措施，煤浆制备系统各产尘点应建设除尘效率不低于99.9%的高效除尘器；配套渣水处理高温闪蒸气、变换单元和硫回收尾气的收集装置，确保上述气体全部进入火炬系统。封闭贮煤棚，配套喷水抑尘设施。各排气源应配置适宜高度排气筒，确保工艺废气污染物排放满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）新污染源二级标准限值要求，相应工段H_2S排放达到《恶臭污染物综合排放标准》（GB14554-93）二级标准，工艺废气中二氧化硫年排放量控制在126吨以内。

改建的2×200t/h循环流化床锅炉，采用一开一备的运行方式，同步建设布袋除尘（除尘效率≥99.8%）和炉内喷钙脱硫设施(脱硫效率≥80%)。须严格控制入炉煤质(含硫率≤0.86%)，确保锅炉烟气污染物排放达到《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2003）3时段标准限值，锅炉烟气中二氧化硫年排放量控制在714吨以内。

(三)本项目产生的75m^3/h生产废水和生活污水全部送入厂内自建污水处理站，经处理后：其中的35m^3/h回用作循环水系统补充水，剩余部分与脱盐水站排出的40m^3/h高盐水一并送回用水装置进一步处理，作为循环水系统补水回用率应不低于75%，其余可排入园区晾晒池。应进一步采取措施妥善处理循环水系统排污水，严禁直排。

(四)应统筹公司内部的固体废物处理、处置，按固体废物的性质与产生量调整处置措施。严格按《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）完善厂内危废临时堆场的建设与管理，送厂家回收的应落实安全运输措施，其它的须全部送有资质的危废处置单位进行安全处置。一般工业固废应首先立足综合利用，严禁随意排放。

(五)应严格按区域风险应急预案制定并落实本公司环境风险事故防范措施。设置的工艺废水、初期雨水和消防水等收集设施及事故排放池应确保足够的容量，杜绝事故污水排放。在危险化学品贮存区和使用装置、罐区周围设置的围堰和事故井，应确保能够有效防止泄漏物料进入环境。落实装置试车、开停

车、设备故障等废气污染防治措施，确保达标排放。强化生产设备、物料输送系统的气密性控制，严防跑、冒、滴、漏现象的发生。

(六)按照国家规定设置规范的污染物排放口，安装废气、废水在线监测装置，并与当地环保部门联网。

(七)鉴于本期工程建设的实际情况，要求你公司尽快按规定程序向我厅申请环境保护竣工验收，验收合格后，方可正式生产。

(八)我厅委托鄂尔多斯市环境保护局和准格尔旗环境保护局负责本期工程的各项环境保护对策措施落实情况的监督检查工作。

二〇一〇年七月十二日

主题词：环保　项目　环评　变更　批复

抄送：鄂尔多斯市环境保护局，准格尔旗环境保护局，内蒙古自治区西部环保督查中心，内蒙古自治区环境科学研究院。

内蒙古自治区环境保护厅办公室　2010年7月13日印发

共印20份

内蒙古自治区环境保护厅

内环验〔2010〕102号

内蒙古自治区环境保护厅
关于内蒙古伊泰煤制油有限责任公司年产48万吨/年煤基合成油项目一期16万吨/年工程竣工环境保护验收的意见

内蒙古伊泰煤制油有限责任公司：

你公司《关于内蒙古伊泰煤制油有限责任公司年产48万吨/年煤基合成油项目一期16万吨/年工程进行竣工环境保护验收的申请》和内蒙古环境监测中心站提供的验收监测报告及相关验收材料收悉，我厅会同内蒙古自治区西部环境保护督查中心、鄂尔多斯市环境保护局、准格尔旗环境保护局对该项目进行了环境保护现场检查及验收，经研究，提出验收意见如下：

一、内蒙古伊泰煤制油有限责任公司年产48万吨/年煤基合成油项目一期16万吨/年工程位于鄂尔多斯市准格尔旗大路煤化工基地，原内蒙古自治区环境保护局于2006年2月20日批复了工程环境影响报告书（内环字〔2006〕35号）。工程于2006年5月开工建设，2008年12月竣工，2009年3月投入试生产，2010年7月内蒙古自治区环境保护厅批复了工程环境影响变更报告书（内环字〔2010〕139号）。工程建设内容包括贮备煤系统、煤气化、变换、净化、费托合成、脱碳、油品加工、油洗、氢回收、硫回收、空分、供热、制冷工艺、罐区、污水处理、循环水站、脱盐水站及其它公辅工程等，总投资为18.6亿元，其

中环保投资约 8851.18 万元，占总投资的 4.76%。

二、项目原料煤建设了封闭式储煤棚，临时储煤场建设防风抑尘网；储煤、输送系统等配备布袋除尘器并设置洒水喷淋装置；酸性气体除脱单元尾气经尾气洗涤塔洗涤后经 20 米高排气筒排入大气；2 台 200 吨循环流化床锅炉（一开一备）采用炉内喷钙脱硫，烟气通过布袋除尘器进行处理后，经 120 米高烟囱排入大气；硫回收采用络合铁湿法脱硫技术；一氧化碳、烃类、烷类、氢气回收送燃料系统。渣水处理高温闪蒸气、变换单元氨汽提塔工艺废气、硫回收单元净化器分离器排气等工艺废气排入火炬系统燃烧。本工程的气化洗涤灰水、净化系统产生的废水、合成系统产生的废水、加氢系统废水和生活化验污水进入生化污水处理站处理，采用 SDN（强制硝化/反硝化）处理工艺，处理能力为 100 吨/小时，处理后废水主要用于生产系统、厂区浇洒绿化、冲洗及煤场喷淋，设置了 6000 立方米的工艺废水事故池；高盐水排入基地晾晒池。采取了隔声、消声等降噪措施；气化灰渣用于制砖；生化污泥、锅炉灰渣、生活垃圾送基地灰渣场安全填埋；废催化剂产生后全部交由有资质的厂家回收处理。公司环保管理机构健全，环保规章制度完善，制定了环境污染事故应急预案，安装了锅炉烟气和污水在线监测设备。

三、验收监测结果表明：项目备煤除尘器出口颗粒物最大排放浓度、最大排放速率监测结果满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中新污染源二级标准的要求。脱氧水槽洗涤器出口硫化氢、真空泵分离器出口硫化氢、酸性气体尾气洗涤塔出口硫化氢最大排放速率监测结果均满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表二的限值要求。锅炉除尘器出口烟尘、二氧化硫、氮氧化物最大排放浓度、最大排放速率监测结果均满足《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2003）III时段的限值要求。油品加工过热炉排气筒出口二氧化硫未检出，氮氧化物最大排放浓度、最大排放速率，蒸汽过热炉排气筒出口二氧化硫、氮氧化物最大排放浓度、最大排放速率，非甲烷总烃最大排放浓度、最

大排放速率，无组织排放监控点TSP、二氧化硫、氮氧化物、非甲烷总烃监测结果均满足《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）限值要求。含氰化物车间排口两天监测结果氰化物最大日均值满足《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准的限值要求。污水处理厂出口监测结果pH值、COD、硫化物、氨氮、氰化物、石油类、挥发酚、磷酸盐（以p计）、苯、甲苯、二甲苯最大日均值均满足《污水综合排放标准》（GB8978-1996）一级标准的限值要求。含盐污水排入基地蒸发塘。地下水监测结果均满足《地下水环境质量标准》（GB/T14848-93）III类标准的限值要求。厂界昼间和夜间噪声监测值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348－2008）3类标准的限值要求。气化炉渣年产约5.8万吨，出售到准格尔旗华锐工贸有限责任公司用于制作免烧砖；锅炉灰渣（7万吨/年）和生活垃圾（260吨/年）、污水处理厂产生的生化污泥（116吨/年）运至基地灰渣场处置。项目产生的危险废物主要为废催化剂，全部交由有资质的厂家回收处理。根据验收监测结果及物料核算，本项目SO_2排放量为650.51t/a，符合环评批复值要求（840t/a）。100%的公众对工程的环境保护工作表示满意或基本满意。项目建设和试运营期间当地环保部门未接到相关环保投诉。

四、 内蒙古伊泰煤制油有限责任公司年产48万吨/年煤基合成油项目一期16万吨/年工程执行了环境影响评价制度，基本落实了环评及批复要求的各项环保措施；各项主要污染物排放达到国家相关标准和要求，我厅同意该项目通过竣工环境保护验收。

五、项目投运后要做好以下工作：

1、进一步完善环境风险应急预案并报内蒙古环境保护厅备案。落实防控措施并加强演练。

2、采取有效措施，做好各工段废水产生与综合利用的平衡。积极寻求对排入园区污水处理厂晾晒池高盐水的处理措施。严禁高盐水等废水排入外环境。

3、污水处理厂出口及高盐水排放口安装流量计。定期对在线监测装置进行数据校核并尽快与环保部门联网。

4、积极寻求排入酸性气体火炬尾气的综合利用途径，减少二氧化硫排放量。

5、提高灰渣综合利用率，减少排放量。

6、加强环保设施的运行管理和日常维护，完善环保设施运行台账，确保各项污染物长期稳定达标排放。

六、请鄂尔多斯市环境保护局和准格尔旗环境保护局做好项目运行期间的环境监督管理工作。

二〇一〇年十二月二十一日

主题词：环保　建设项目　验收　意见

抄送：鄂尔多斯市环境保护局，准格尔旗环境保护局。

内蒙古自治区环境保护厅办公室　2010年12月23日印发

共印18份

鄂尔多斯市环境保护局

鄂环评字〔2013〕245号

鄂尔多斯市环境保护局
关于内蒙古伊泰煤制油有限责任公司费托合成水综合利用项目环境影响报告表的批复

内蒙古伊泰煤制油有限责任公司：

你公司报送的由鄂尔多斯市环境科学研究所编制的《内蒙古伊泰煤制油有限责任公司费托合成水综合利用项目环境影响报告表》（以下简称报告表）及准格尔旗大路煤化工基地环境保护分局初审意见（准大环发[2013]41号）收悉。经审核，现批复如下：

一、该项目位于准格尔旗大路煤化工基地，拟将伊泰煤制油项目产生的费托合成废水综合利用。工程占地面积2000m^2，处理规模为30t/h。总投资2000万元，其中环保投资为1720万元。本项目的建设可有效回收利用煤制油项目费托合成水，减少外排污水量，符合国家产业政策，我局原则同意按照报告表中所列的建设项目性质、规模、地点、环境保护措施进行建设。

二、建设单位在认真落实报告表中提出的污染防治和生态保护措施的同时，重点做好如下工作：

1、你单位应加强施工期环境管理，在土石方开挖过程中应严格按照设计要求施工，尽可能缩小施工活动范围，减少对植被和土壤的破坏。

2、各种施工活动应严格控制在施工区域内，须配备洒水车等防尘设备，有效控制施工期土石方开挖、物料装卸、运输、拌和等过程中的扬尘污染。物料堆场等的选址应远离居民区等环境

敏感目标，距离居民点上风向200m以外。

3、施工人员产生的废水和生活垃圾要集中收集统一处理。

4、须选用低噪声施工机械，采用有效措施控制施工期噪声污染。在环境敏感点附近，禁止夜间从事高噪声施工作业和物料运输，防止噪声扰民。确有需要施行夜间作业的，须提前经准格尔旗大路煤化工基地环境保护分局批准，并对外公示。施工结束后，须尽快对施工营地和临时占地进行植被恢复。

5、运营期厂区供暖依托煤制油项目，不得新建锅炉；羧酸钙生产工序产生的浓液送伊泰煤制油项目制水煤浆工序，不得外排；设备冲洗废水排入伊泰煤制油项目污水处理系统，不得外排。

6、运营期厂界噪声须达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的3类标准限值。

三、本工程污染防治设施必须与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用。项目建成后，按规定程序向我局申请试生产和环境保护竣工验收，验收合格后方可正式投入使用。

四、你单位应在收到本批复20日内，将报告表（报批版）及批复文件送至准格尔旗大路煤化工基地环境保护分局，我局委托准格尔旗大路煤化工基地环境保护分局负责该项目的日常监管工作。

五、该项目从批准之日起超过5年，方决定开工建设，其环评文件应重新审核。如果建设性质、地点、规模、环境保护措施等发生变化时，需重新报批环评文件。

鄂尔多斯市环境保护局

2013年7月9日

抄送：准格尔旗大路煤化工基地环境保护分局、市环境监察支队

鄂尔多斯市环境保护局办公室　　2013年7月9日印发

鄂尔多斯市环境保护局

鄂环评字〔2014〕122号

鄂尔多斯市环境保护局
关于内蒙古伊泰煤制油有限责任公司300㎥/h外排污水净化回用项目环境影响报告表的批复

内蒙古伊泰煤制油有限责任公司：

你公司报送的由河北奇正环境科技有限公司编制的《内蒙古伊泰煤制油有限责任公司300m³/h外排污水净化回用项目环境影响报告表》（以下简称《报告表》）和鄂尔多斯大路煤化工基地环境保护局初审意见（鄂大环审〔2014〕4号）收悉。经审核，批复如下：

一、该项目位于准格尔旗大路新区伊泰煤制油项目厂区内，项目占地面积7000m²，处理规模为300m³/h。建设内容包括水处理车间、原水池、污泥浓缩池、澄清池和污泥脱水间等。项目总投资2300万元，全部为环保投资。

《报告表》认为，在全面落实各项生态环境保护和环境污染防治措施的前提下，项目建设对环境的不利影响能够得到一定的缓解和控制。因此，我局原则同意你公司按照《报告表》中所列的建设项目性质、规模、地点、环境保护措施进行建设。

二、项目建设与运行管理中应重点做好的工作：

1、加强施工期环境管理，严格按照设计要求施工，尽可能缩小施工活动范围，减少对植被和土壤的破坏。各种施工活动应严格控制在施工区域内，须配备洒水车等防尘设备，有效控制施工期土石方开挖、物料装卸、运输、拌和等过程中的扬尘污染。物料堆场等的选址应远离环境敏感目标，距离居民点上风向200m以外。施工期产生的废水和固体废弃物要集中收集统一处

置。

2、认真落实《报告表》提出的大气污染防治措施，石灰储罐和碳酸钠储罐分别设置布袋除尘器，处理后的粉尘排放须满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表 2 中二级标准要求。

3、强化废水处理与回用，实行雨污分流、清污分流。地面冲洗废水、次生膜过滤废水、反渗透冲洗废水、变孔隙过滤器反冲洗废水、浓缩和压滤废水全部返回原水池，不得外排；浓缩盐水全部送大路新区浓盐水处理站处理。各类废水均不得外排。

4、应采取妥善控制措施，确保厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）3 类标准要求。

5、做好固体废弃物分类处置。脱水后泥饼暂存于污泥处理间泥斗内，定期运往大路新区灰渣填埋场填埋；变孔隙过滤器产生的滤渣全部送入污泥浓缩池作进一步处理；布袋除尘器产生的除尘灰全部回用于生产；废滤膜全部由生产厂家回收处理。

6、按照《报告表》的要求做好厂区周围的硬化、绿化工作。

三、项目建设必须严格执行环境保护“三同时”制度，认真开展施工期环境监理工作。项目竣工后，你公司必须按照规定程序向我局申请试生产和竣工环境保护验收，验收合格后，项目方可正式投入运行。

四、你公司应在收到本批复 20 日内，将《报告表》（报批版）及批复文件送至鄂尔多斯大路煤化工基地环境保护局，我局委托基地环境保护局负责该项目的日常监管工作。

五、该项目从批准之日起超过 5 年方决定开工建设，其环评文件应重新审核。如果建设地点、规模、防治污染和防止生态破坏的措施等发生重大变化时，需重新报批环评文件。

鄂尔多斯市环境保护局

2014 年 7 月 4 日

抄送：鄂尔多斯大路煤化工基地环境保护局，市环境监察支队。

鄂尔多斯市环境保护局办公室　　2014 年 7 月 4 日印发

鄂尔多斯市环境保护局

鄂环评字〔2014〕205号

鄂尔多斯市环境保护局
关于内蒙古伊泰煤制油有限责任公司2×200t/h锅炉烟气脱硫工程环境影响报告表的批复

内蒙古伊泰煤制油有限责任公司：

你公司报送的由河北奇正环境科技有限公司编制的《内蒙古伊泰煤制油有限责任公司2×200t/h锅炉烟气脱硫工程环境影响报告表》（以下简称《报告表》）及鄂尔多斯大路煤化工基地环境保护局的初审意见（鄂大环审〔2014〕11号）收悉。经研究，批复如下：

一、该项目位于准格尔旗大路新区煤化工基地内蒙古伊泰煤制油有限责任公司厂区内，建设单位拟对锅炉进行烟气脱硫改造，改造内容包括新增一套脱硫塔及相关设施。项目总投资2100万元，全部为环保投资。

《报告表》认为，在全面落实各项生态环境保护和环境污染防治措施的前提下，项目建设对环境的不利影响能够得到一定的缓解和控制。因此，我局原则同意你公司按照《报告表》中所列的建设项目性质、规模、地点、环境保护措施进行建设。

二、项目建设与运行管理中应重点做好的工作：

1、应加强施工期环境管理，设备安装过程中应严格按照设计要求施工，尽可能缩小施工活动范围，并及时采取场地洒水等

措施，减少裸露土地面积和扬尘；施工场地四周必须建立围档，防止扬尘污染；施工期产生的废水和固体废弃物要集中收集统一处置。

2、认真落实《报告表》提出的大气污染防治措施。改造完成后，烟气中污染物的排放须满足《火电厂大气污染物排放标准》(GB13223-2011)表1中标准限值要求；生石灰由密闭罐装车运至厂内，贮存于全封闭的粉仓内，仓顶设一台布袋除尘器，粉尘的排放须满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中标准限值要求。

3、应采取妥善控制措施，确保厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）3类标准要求。

4、妥善处置固体废弃物。项目产生的所有生产固废全部外售综合利用，不得外排。

三、项目建设必须严格执行环境保护“三同时”制度。项目竣工后，你公司必须按照规定程序申请竣工环境保护验收，验收合格后，项目方可正式投入运行。

四、你公司应在收到本批复20日内，将《报告表》（报批版）及批复文件送至鄂尔多斯大路煤化工基地环境保护局，我局委托基地环境保护局负责该项目的日常监管工作。

五、该项目从批准之日起超过5年方决定开工建设，其环评文件应重新审核。如果项目建设地点、工艺、防治污染的措施等发生重大变化时，需重新报批环评文件。

鄂尔多斯市环境保护局

2014年12月8日

抄送：鄂尔多斯大路煤化工基地环境保护局，市环境监察支队。

鄂尔多斯市环境保护局办公室　　2014年12月8日印发