

长堤油田、五号桩油田、桩西油田
开发工程

环境影响报告书

（第一册 共二册）

（公示版）

浙江省环境科技有限公司

Zhejiang Environment Technology Co., Ltd.

国环评证：甲字第 2003 号

二〇一八年十一月

概 述

一、项目由来

胜利油田是中国石油化工股份有限公司下属的第一大油气田，工作区域分为东西两个部分，东部主要分布在山东省东营、滨州、德州、济南、潍坊、淄博、聊城、烟台等 8 个市的 28 个县（区）内，主体位于黄河下游的东营市。按地质构造区划，山东省境内可供找油找气的勘探区域属于渤海湾盆地，主要有济阳、昌潍、胶莱、临清、鲁西南等 5 个坳陷，取得探矿权面积 $4.06 \times 10^4 \text{km}^2$ ，其中济阳坳陷和浅海地区是胜利油田勘探开发的主战场。西部主要分布在新疆、内蒙古、青海、甘肃、宁夏等 5 个省（自治区），涉及准噶尔、吐哈等 11 个盆地。

1961 年 4 月 16 日，东营村附近的华 8 井获得日产 81t 油流，从而发现了胜利油田。1962 年 9 月 23 日，营 2 井获得日产 555t 的高产油流，展现了黄河三角洲区块良好的勘探开发潜力。石油是重要的战略性资源，我国对石油的需求与日俱增，1964 年，中共中央正式批准组织华北石油勘探会战，将山东东营地区作为重点区域，展开了大规模的石油勘探和开发建设会战。黄河三角洲是胜利油田的主战场，自上世纪 80 年代起，随着国家经济快速发展对能源需求的日益增加，胜利油田勘探开发开始向黄河三角洲油藏丰富的滩涂与极浅海海域推进，主要经历了三个阶段：一是围堤造陆，按陆地模式进行开发；二是在潮间带区域，按照开敞式模式进行开发；三是在极浅海区域，采取“海油陆采”方式进行开发。经过五十多年开发，胜利油田连续 20 年年均产量稳定在 $2700 \times 10^4 \text{t}$ 以上，为保障国家能源安全、促进国民经济发展做出了重要贡献，成为黄河三角洲开发的强大推动力，也是黄河三角洲兴起的重要引擎。目前，胜利油田滩涂与极浅海区域累计探明含油面积 351km^2 ，地质储量 $2.3 \times 10^8 \text{t}$ ，年原油产量 180 多万吨。

胜利油田按照“1987 年国务院有关石油勘探开发和渔业生产两者兼顾的指示精神”和石油部要求，于 1989 年组织开展了胜利油田浅海滩涂石油勘探开发区域环境影响评价，1993 年 12 月国家环境保护局批复了《胜利油田滩海油区石油勘探开发环境影响报告书》（环监[1993]678 号），该报告书评价范围陆域包括北起马颊河口、南至潍河口，总面积约 $1.3 \times 10^4 \text{km}^2$ 。海域包括沿马颊河口至潍河口 609km 海岸线、水深 15m 以浅海域，总面积为 8246km^2 ，涵盖了目前滩海油田开发的所有区域。胜利油田将该报告书及批复意见作为滩海油区石油勘探开发中进行规划、设计及施工、开采阶段环境保护管理的依据。胜利油田滩海油田开发已经取得了国家环保主管部门的区域环评批复，符合当时国家环保要求。

2010 年 11 月 29 日山东省公布了划定的海岸线，要求地方海洋渔业部门加强滩海设施环保监督管理。2014 年 8 月，国家海洋局办公室向国家海洋局北海分局下发通知（《国家海洋局办公室关于胜利油田海洋石油勘探开发工程涉及海洋环境保护行政审批有关问题的批复》）要求将滩海油田海岸线向海一侧的潮间带单井全部纳入海洋工程管理，环评手续以国家海洋局审批为准。2016 年 12 月 14 日，国家海洋局下发了《关于转发〈环境保护部关于以改善环境质量为核心 加强环境影响评价管理的通知〉的通知》（国海环字[2016]652 号）要求：严格按照“三个一批”（完善备案一批、整顿规范一批、关停退出一批）开展未批先建项目分离处置工作，对于 2016 年 11 月 7 日新修订的《海洋环境保护法》生效前已建成的项目，符合海洋功能区划、海洋生态红线制度、国家产业调整政策、海洋环境影响可接受等条件的，准予备案并纳入日常管理。2017 年 8 月 15 日，国家海洋局生态环境保护司就北海分局《关于北海区未批先建海洋石油勘探开发建设项目清单及处置意见的报告》以《关于海洋石油勘探开发“未批先建”项目清理整顿有关问题的函》（海环函[2017]183 号）进行了回函，指出：启动海洋石油勘探开发“未批先建”项目清理整顿工作；符合条件的相关企业申请备案，编制海洋石油勘探开发项目现状环境影响评估报告报国家海洋局审查。

2017 年 8 月胜利油田分公司按照国家海洋局《关于海洋石油勘探开发“未批先建”项目清理整顿有关问题的函》（海环函[2017]183 号）文件要求，委托浙江省环境科技有限公司（原浙江环科环境咨询有限公司）开展《长堤油田、五号桩油田、桩西油田开发工程现状环境影响评估报告》，并于 2017 年 10 月 24 日将本工程海洋现状环境影响评估报告上报至国家海洋局。2018 年年初国务院发布了《国务院机构改革方案》，组建生态环境部，将海洋环境保护职能划入生态环境部。由于机构改革的原因，国家海洋局未对上报的《长堤油田、五号桩油田、桩西油田开发工程现状环境影响评估报告》进行审批。2018 年 7 月 20 日，生态环境部办公厅《关于加强“未批先建”海洋工程建设项目环境影响评价管理工作的通知》（环办海洋函[2018]705 号）指出：建设单位主动报批海洋工程环境影响报告书（表）的，有审批权的部门应当受理，并根据有关法律法规和《意见》《通知》的相关规定做出审批决定。按照环办海洋函[2018]705 号文件要求，胜利油田分公司委托浙江省环境科技有限公司开展长堤油田、五号桩油田、桩西油田开发工程环境影响评价工作（环评委托书见附件 1），并在认真研究工程建设内容和进行现状调查的基础上编制了《长堤油田、五号桩油田、桩西油田开发工程环境影响报告书》。

按照 2010 年山东省最新划定的海岸线和近几年海岸线变化情况，中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司对长堤油田、五号桩油田和桩西油田（山东黄河三角洲国家级自然保护区外部分）辖区内海岸线向海一侧油田设施重新进行了核对，共排查出 215 口油水井及其辅助设施处于海岸线向海一侧。215 口油水井建设历程较长，自 1975 年 1 月开始建设第 1 口井，一直延续到 2014 年 11 月。主要包括报废井 31 口（具体见附表），在用井 184 口（其中油井 147 口、注水井 37 口）。本次评价内容主要包含在用油水井及配套辅助设施，不包含报废井。评价内容具体包括：各类井 184 口（其中油井 147 口、注水井 37 口）、站场 24 座，其中计量站/混输泵站 14 座、配水间/单体泵房/增压泵房 8 座、注水站 2 座；管线 56.5678km，其中油气集输管线 36.3054km、注水管线 20.2624km；道路 69.538km、电力线/电缆 1.55km、生活点 2 处。

二、工作过程

根据《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）和《海洋工程环境影响评价技术导则》（GB/T19485-2014）等相关技术规范的要求，本项目环境影响评价的工作过程如图 1。

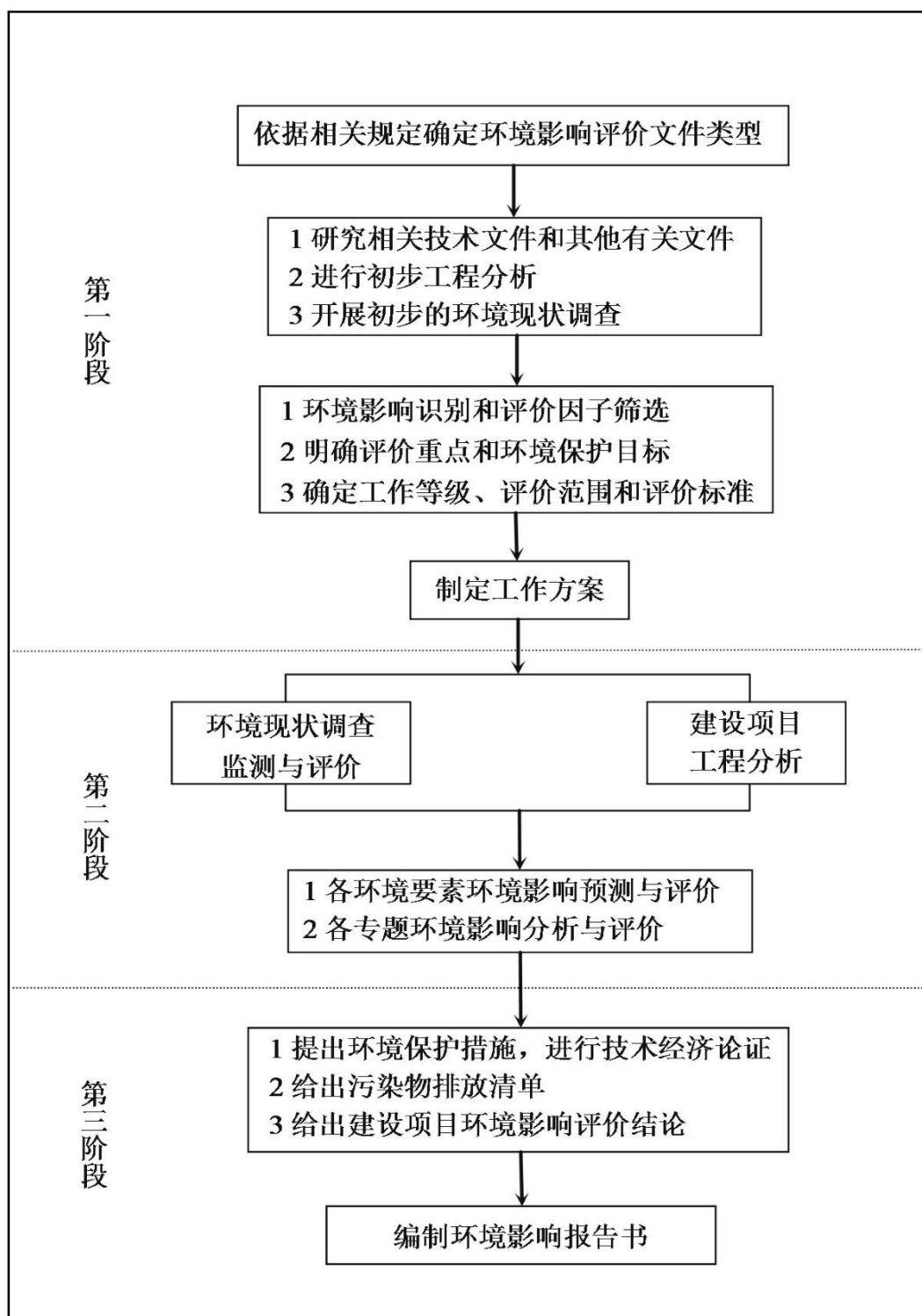


图1 环境影响评价工作程序

主要开展的工作如下：

1、在调研项目建设背景、建设运行基本情况的基础上，进行了初步工程分析；同时对项目建设区域进行实地踏勘和调研，了解项目区域周围情况，完成环境影响因素识别、评价因子筛选、评价重点和主要环境保护目标确定等工作，并

以此确定评价工作等级、评价范围和评价标准。

2、确定评价工作等级后，在调查评价范围内的环境状况，按照《海洋工程环境影响评价技术导则》（GB/ T19485-2014）要求进行了秋季和冬季 2 次海洋现状调查，并收集了春季海洋调查资料。

3、从相关法律法规、产业政策、海洋主体功能区划、海洋功能区划、海洋生态红线、相关海洋发展规划等多方面分析项目运营的符合性。

4、通过调查工程运营期在油气生产、集输等过程污染物的产生排放情况，对海洋水文动力、水质、沉积物生态环境等造成的影响，已采取生态环境保护措施的可行性、有效性进行分析评价。

5、分析工程运营期可能发生的油气泄漏事故对工程周围渔业资源以及重点岸线处的自然保护区、海水养殖区等环境敏感目标的潜在影响，风险防范与应急对策。

6、指导建设单位制订公众参与调查方案，开展公众参与调查。

7、完成环境影响评价报告编制。

三、分析判定的相关情况

1、本工程为《产业结构调整指导目录（2011 年本）》（2013 年修正）中鼓励类项目，符合国家产业政策；

2、本工程符合《全国海洋主体功能区规划》（2015 年）、《山东省海洋主体功能区规划》（2017 年）的要求；

3、本工程符合《全国海洋功能区划（2011-2020 年）》（2012 年）、《山东省海洋功能区划（2011-2020 年）》（国函[2012]165 号）、《东营市海洋功能区划（2013-2020 年）》（鲁政字[2015]290 号）、《山东省近岸海域环境功能区划》（2016 年 5 月 17 日）等海洋功能区划要求；

4、本工程产生的污染物均得以妥善的处置，不排海，符合《渤海环境保护总体规划》（2008~2020 年）；

5、本工程产生的废水、固废等污染物均不排海，符合《山东省渤海海洋生态红线区划定方案（2013—2020 年）》（鲁政办字[2013]39 号）的要求；

6、本工程符合《全国海洋经济发展“十三五”规划》（2017 年 5 月）、《山东半岛蓝色经济区发展规划》（国发[2011]1 号）、《山东省“十三五”海洋经济发展规划》（鲁发改农经[2016]1320 号）、《黄河三角洲高效生态经济区发展规划》（发改地区[2009]3027 号）等相关规划的要求。

四、关注的主要环境问题及环境影响

本项目关注的主要环境问题及环境影响如下：

- 1、本项目周边海洋环境现状；
- 2、本项目与相关法律法规、产业政策、海洋主体功能区划、海洋功能区划、海洋生态红线、相关海洋发展规划的符合性；
- 3、本项目油气生产、集输等过程污染物的产生排放情况；
- 4、本项目的地质性溢油风险；
- 5、环境保护措施及污染防治措施的可行性。

五、环境影响评价的主要结论

本项目选址符合《全国海洋主体功能区规划》（2015 年）、《山东海洋主体功能区规划》（鲁政发[2017]22 号）、《全国海洋功能区划（2011-2020 年）》（2012 年）、《东营市海洋功能区划（2013-2020 年）》（2016 年修订）、《山东省渤海海洋生态红线区划定方案（2013-2020 年）》，符合《山东省海洋环境保护规划》，符合国家的产业政策。项目选址总体上与《山东省海洋功能区划（2011-2020 年）》相协调。经调查，施工期未发生污染物超标排放现象；本工程主要位于防潮大堤内，运营期不向海洋排放污染物，海洋环境影响可接受，在采取安全防范措施和突发环境事件应急预案、落实各项安全环保措施并执行完整以及确保风险防范和应急措施切实有效的前提下，满足国家相关环境保护和安全法规、标准的要求，本项目的环境风险可控。综上所述，从环境保护角度分析，本项目运营是可行的。

目录

_Toc531201099

1 总则	1
1.1 编制依据	1
1.2 评价标准	5
1.3 环境影响要素识别和评价因子筛选	10
1.4 评价内容与评价工作重点	13
1.5 评价等级	14
1.6 评价范围	15
1.7 污染控制与环境保护目标	17
2 工程概况	25
2.1 总体情况	25
2.2 桩西油田	29
2.3 五号桩油田	42
2.4 长堤油田	61
2.5 总体流程	80
2.6 依托情况及能力分析	81
2.7 注采平衡	88
2.8 工程用海情况汇总	90
2.9 劳动定员汇总	91
2.10 环保投资	91
3 工程符合性分析	93
3.1 工程与海洋主体功能区规划符合性分析	93
3.2 工程与海洋功能区划符合性分析	95
3.3 工程与海洋环境保护规划符合性分析	107
3.4 工程与海洋生态红线符合性分析	109
3.5 工程与产业政策及相关规划符合性分析	111
3.6 工程与石油行业法律法规及规划符合性分析	113

3.7 相关海洋管理法规、手续的执行情况.....	119
3.8 环境影响可接受性分析.....	125
4 工程回顾性评价	127
4.1 污染物处置方式.....	127
4.2 环保设施运行情况.....	175
4.3 生产工艺先进性回顾评价（清洁生产回顾评价）.....	196
5 区域自然环境和社会经济概况	202
6 环境现状调查与评价	202
7 环境影响预测与评价	202
7.1 水文动力环境影响预测评价.....	202
7.2 地形地貌与冲淤环境影响预测评价.....	213
7.3 海水水质环境影响预测与评价.....	214
7.4 海洋沉积物环境影响预测与评价.....	215
7.5 海洋生态环境与生物资源影响预测与评价.....	215
8 生态建设方案	224
8.1 生态建设方案.....	224
8.2 海洋生态评估.....	228
8.3 生态补偿.....	233
9 环境风险事故防范及应急措施分析	235
9.1 环境风险事故防范及应急措施分析.....	235
9.2 地质性溢油风险事故防范及应急措施分析.....	286
10 总量控制、环境管理与环境监测计划	310
10.1 总量控制.....	310
10.2 环境保护管理.....	313
10.3 环境监测.....	315
11 结论.....	317
11.1 工程概况.....	317
11.2 符合性分析结论.....	317
11.3 工程回顾性评价结论.....	318

11.4 环境现状调查与评价.....	320
11.5 环境影响预测与评价.....	321
11.6 生态建设方案结论.....	322
11.7 环境风险事故防范及应急措施分析结论.....	322
11.8 总量控制、环境管理与环境监测计划结论.....	324
11.9 公众参与说明.....	324
11.10 结论.....	325
12 附件.....	326

1 总则

1.1 编制依据

1.1.1 国家有关法律法规

- (1) 《中华人民共和国环境保护法》(主席令 2014 年第 9 号);
- (2) 《中华人民共和国海洋环境保护法》(2016 年 11 月 7 日);
- (3) 《中华人民共和国海域使用管理法》(2001 年 10 月 27 日);
- (4) 《中华人民共和国环境影响评价法》(主席令 2016 年第 48 号);
- (5) 《中华人民共和国渔业法》(2013 年);
- (6) 《中华人民共和国海上交通安全法》(2016 年);
- (7) 《中华人民共和国水污染防治法》(2017 年 6 月);
- (8) 《中华人民共和国环境噪声污染防治法》(主席令 1996 年第 77 号);
- (9) 《中华人民共和国大气污染防治法》(主席令 2015 年第 31 号);
- (10) 《中华人民共和国突发事件应对法》(主席令 2007 年第 69 号);
- (11) 《中华人民共和国节约能源法》(主席令 2016 年第 48 号);
- (12) 《中华人民共和国循环经济促进法》(主席令 2008 年第 4 号);
- (13) 《中华人民共和国清洁生产促进法》(主席令 2012 年第 54 号);
- (14) 《中华人民共和国野生动物保护法》(2016 年 7 月 2 日);
- (15) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》(主席令 2016 年第 57 号);
- (16) 《海洋工程环境影响评价管理规定》(国海规范[2017]7 号);
- (17) 《中华人民共和国海洋倾废管理条例》(1985 年 4 月, 2017 年修正);
- (18) 《中华人民共和国防治陆源污染物污染损害海洋环境管理条例》(1990 年);
- (19) 《防治海洋工程建设项目污染损害海洋环境管理条例》(2018 年 3 月 19 日);
- (20) 《防治船舶污染海洋环境管理条例》(2017 年);
- (21) 《中华人民共和国水生野生动物保护实施条例》(2013 年 12 月 7 日);
- (22) 《沿海海域船舶排污设备铅封管理规定》(2007 年 5 月 1 日);
- (23) 《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例》(1983 年 12 月 29 日);

-
- (24) 《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例实施办法》(2016 年 1 月);
- (25) 《海洋自然保护区管理办法》(1995 年 5 月 29 日);
- (26) 《海洋特别保护区管理办法》(2010 年 8 月 31 日);
- (27) 《近岸海域环境功能区管理办法》(1999 年 12 月 10 日);
- (28) 《国家重点保护野生动物名录》(2003 年 2 月 21 日);
- (29) 《全国生态功能区划(修编版)》(2015 年 11 月);
- (30) 《中华人民共和国野生植物保护条例》(2017 年 10 月 7 日);
- (31) 《国家海洋局生态环境保护司关于海洋石油勘探开发“未批先建”项目清理整顿有关问题的函》(海环函[2017]183 号);
- (32) 《产业结构调整指导目录(2011 年本)》(2013 年修正);
- (33) 《关于加强国家重点生态功能区环境保护和管理的意见》(环发[2013]16 号);
- (34) 《国务院关于进一步加强对海洋管理工作若干问题的通知》(国发[2004]24 号);
- (35) 《关于印发〈进一步加强海洋石油勘探开发环境保护工作意见〉的通知》(国海环字[2006]426 号);
- (36) 《关于规范区域建设用海规划环境影响评价工作的意见》(国海发[2011]45 号);
- (37) 《国家海洋局关于转发〈环境保护部关于以改善环境质量为核心 加强环境影响评价管理的通知〉的通知》(国海环字[2016]652 号);
- (38) 《国务院办公厅关于加强湿地保护管理的通知》(2004 年 6 月 26 日);
- (39) 《关于加强“未批先建”建设项目环境影响评价管理工作的通知》(环办环评[2018]18 号);
- (40) 《关于建设项目“未批先建”违法行为法律适用问题的意见》(环政法函[2018]31 号);
- (41) 《关于加强“未批先建”海洋工程建设项目环境影响评价管理工作的通知》(环办海洋函[2018]705 号)。

1.1.2 地方有关法律法规

- (1) 《山东省环境保护条例》(2011 年 7 月 24 日);
- (2) 《山东省海洋环境保护条例》(2016 年 3 月 30 日);

- (3) 《山东省实施〈中华人民共和国环境影响评价法〉办法》(2005 年 11 月 25 日);
- (4) 《山东省湿地保护办法》(山东省人民政府令第 257 号, 2013 年 3 月 1 日起施行);
- (5) 《山东省生物多样性保护战略与行动计划(2011-2030 年)》(鲁环发[2014]107 号);
- (6) 《关于加快推进生态文明建设的实施方案》(鲁发[2016]11 号);
- (7) 《山东省海洋生态补偿管理办法》(鲁财综[2016]7 号);
- (8) 《山东省人民政府关于印发山东省海洋主体功能区规划的通知》(鲁政发[2017]22 号);
- (9) 《东营市人民政府办公室关于加强建设项目环境保护管理工作的通知》(东政办发[2006]51 号)。

1.1.3 相关规划

- (1) 《全国海洋主体功能区规划》(2015 年);
- (2) 《全国海洋功能区划(2011-2020 年)》(2012 年);
- (3) 《全国海洋经济发展“十三五”规划》(2017 年 5 月);
- (4) 《山东省海洋功能区划(2011-2020 年)》;
- (5) 《山东省海洋环境保护规划》(2008-2020);
- (6) 《渤海环境保护总体规划》(2008~2020 年);
- (7) 《山东省渤海海洋生态红线区划定方案(2013-2020 年)》(鲁政办字[2013]39 号);
- (8) 《山东省自然保护区发展规划(2008-2020 年)》(2009 年 11 月);
- (9) 《山东省生态环境建设与保护规划纲要》(2001 年);
- (10) 《山东省重点生态功能保护区规划(2008-2020)》;
- (11) 《黄河三角洲高效生态经济区发展规划》(2009 年 12 月 1 日);
- (12) 《山东省海洋生态文明建设规划(2016-2020 年)》(鲁海渔[2016]49 号);
- (13) 《山东省人民政府关于印发山东省主体功能区规划的通知》(鲁政发[2013]3 号);
- (14) 《山东半岛蓝色经济区发展规划》;
- (15) 《山东省海洋经济“十三五”发展规划》;

- (16) 《东营市海洋功能区划（2013-2020 年）》（2016 年 5 月）；
- (17) 《东营市矿产资源总体规划》（2006~2020）。

1.1.4 技术导则与规范

- (1) 《海洋工程环境影响评价技术导则》（GB/T 19485-2014）；
- (2) 《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ 2.1-2016）；
- (3) 《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB 4914-2008）；
- (4) 《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T 169-2004）；
- (5) 《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）；
- (6) 《环境影响评价技术导则 地面水环境》（HJ/T 2.3-93）；
- (7) 《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ 2.4-2009）；
- (8) 《海洋油气勘探开发工程环境影响评价技术规范》；
- (9) 《海洋监测规范》（GB 17378-2007）；
- (10) 《海洋调查规范》（GB/T 12763-2007）；
- (11) 《近岸海域环境监测规范》（HJ 442-2008）；
- (12) 《用海建设项目海洋生态损失补偿评估技术导则》（DB37/T 1448-2015）；
- (13) 《国家海洋局生态环境保护司关于海洋石油勘探开发“未批先建”项目清理整顿有关问题的函》（海环函[2017]183 号）；
- (14) 《山东省海洋生态损害赔偿和损失补偿评估方法》（DB37/T 1448-2009）；
- (15) 《第二次全国海洋污染基线调查技术规程》（第二分册）；
- (16) 《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》；
- (17) 《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》（SC/T 9110-2007）；
- (18) 《建设项目海洋环境影响跟踪监测技术规程》（国家海洋局，2002 年 4 月）；
- (19) 《国家海洋局海洋生态文明建设实施方案》（2015-2020 年）（2015 年 7 月）；
- (20) 《国家海洋局海洋石油勘探开发溢油应急预案》（2015 年 4 月 3 日）；
- (21) 《国家海洋局关于印发〈海洋生态损害评估技术指南（试行）〉的通知》（国海环字[2013]58 号）；
- (22) 《突发环境事件应急监测技术规范》（HJ 589-2010）；
- (23) 《海洋石油勘探开发污染物生物毒性》（GB 18420-2009）；

- (24) 《海水水质标准》(GB 3097-1997);
- (25) 《海洋沉积物质量》(GB 18668-2002);
- (26) 《海洋生物质量》(GB 18421-2001);
- (27) 《渔业水质标准》(GB 11607-1989);
- (28) 《船舶污染物排放标准》(GB 3552-1983)。

1.1.5 其他依据

- (1) 《废弃井及长停井处置指南》(SY/T 6646-2006);
- (2) 《废弃井封井处置规范》(Q/SH 0653-2015);
- (3) 《中国石油化工股份有限公司废弃井管理办法》(石化股份油[2016]140号);
- (4) 《石油天然气开采业污染防治技术政策》(2012年3月7日);
- (5) 《海洋弃井作业规范》(SY/T 6845-2011)。

1.2 评价标准

1.2.1 海洋环境质量标准

根据《山东省海洋功能区划(2011-2020年)》中对工程临近功能区海洋环境保护目标要求,确定本工程海水水质、沉积物和海洋生物的环境质量标准,详见表 1.2-1。

表 1.2-1 项目区域海洋功能区分布及海洋环境质量标准

序号	油田名称	功能区代码	功能区名称	海水水质	沉积物	海洋生物
1	桩西油田、长堤油田、五号桩油田	A3-2	东营港经济技术开发区工业与城镇建设区	三类	二类	二类
2		B1-1	滨州-东营北近海农渔业区	二类	一类	一类

图 1.2 - 1 海洋功能区划

1.2.1.1 海水水质质量标准

表 1.2-2 海水水质评价标准（单位：mg/L，其中 pH 无量纲）

指标	一类标准	二类标准	三类标准	四类标准
pH	7.8~8.5	7.8~8.5	6.8~8.8	6.8~8.8
悬浮物	人为增量 ≤ 10	人为增量 ≤ 10	人为增量 ≤ 100	人为增量 ≤ 150
DO	> 6	> 5	> 4	> 3
COD	≤ 2	≤ 3	≤ 4	≤ 5
无机氮	≤ 0.20	≤ 0.30	≤ 0.40	≤ 0.50
活性磷酸盐	≤ 0.015	≤ 0.030	≤ 0.030	≤ 0.045
汞	≤ 0.00005	≤ 0.0002	≤ 0.0002	≤ 0.0005
镉	≤ 0.001	≤ 0.005	≤ 0.010	≤ 0.010
铅	≤ 0.001	≤ 0.005	≤ 0.010	≤ 0.050
总铬	≤ 0.05	≤ 0.10	≤ 0.20	≤ 0.50
砷	≤ 0.020	≤ 0.030	≤ 0.050	≤ 0.050
铜	≤ 0.005	≤ 0.010	≤ 0.050	≤ 0.050
锌	≤ 0.020	≤ 0.050	≤ 0.10	≤ 0.50
石油类	≤ 0.05	≤ 0.05	≤ 0.30	≤ 0.50
挥发性酚	≤ 0.005	≤ 0.005	≤ 0.010	≤ 0.050

1.2.1.2 海洋沉积物质量标准

表 1.2-3 沉积物评价标准

项目	有机碳 (10^{-2})	石油类 (10^{-6})	硫化物 (10^{-6})	铜 (10^{-6})	铅 (10^{-6})	锌 (10^{-6})	镉 (10^{-6})	铬 (10^{-6})	汞 (10^{-6})	砷 (10^{-6})
一类标准	≤ 2.0	≤ 500.0	≤ 300.0	≤ 35.0	≤ 60.0	≤ 150.0	≤ 0.50	≤ 80.0	≤ 0.20	≤ 20.0
二类标准	≤ 3.0	≤ 1000.0	≤ 500.0	≤ 100.0	≤ 130.0	≤ 350.0	≤ 1.50	≤ 150.0	≤ 0.50	≤ 65.0

1.2.1.3 海洋生物体质量标准

贝类（双壳类）生物体内污染物质含量评价标准采用《海洋生物质量》（GB 18421-2001）规定的一~三类标准值；软体动物、鱼类和甲壳类体内污染物质（除石油烃外）含量评价标准采用《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》中规定的生物质量标准，石油烃含量的评价标准采用《第二次全国海洋污染基线调查技术规程》（第二分册）中规定的生物质量标准。海洋贝类、软体动物、甲壳类和

鱼类的生物质量各评价因子标准值见表 1.4-4。

表 1.2-4 海洋生物质量标准值（鲜重）（单位：mg/kg）

编号	项目	贝类（双壳类）			软体动物	甲壳类	鱼类
		一类	二类	三类			
1	铬≤	0.5	2.0	6.0	5.5	2.0	2.0
2	铜≤	10	25	50（牡蛎 100）	100	100	20
3	锌≤	20	50	100（牡蛎 500）	250	150	40
4	砷≤	1.0	5.0	8.0	10	8	5
5	镉≤	0.2	2.0	5.0	5.5	2.0	0.6
6	总汞≤	0.05	0.10	0.30	0.3	0.2	0.3
7	铅≤	0.1	2.0	6.0	10	2.0	2.0
8	石油烃≤	15	50	80	20	20	20

1.2.2 近岸陆域环境质量标准

1.2.2.1 环境空气质量标准

SO₂、NO₂、PM₁₀、TSP、PM_{2.5} 执行《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）二级标准；非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》中推荐值（2.0mg/m³）；H₂S 参照《工业企业设计卫生标准》（TJ 36-79）中居住区大气中有害物质的最高容许浓度 0.01mg/m³。各项污染物浓度限值见表 1.2-5。

表 1.2-5 环境空气各项污染物浓度限值（单位：mg/m³）

序号	污染物名称	取值时间	标准值	
			一级	二级
1	SO ₂	年平均	0.020	0.060
		24 小时平均	0.050	0.150
		1 小时平均	0.150	0.500
2	NO ₂	年平均	0.040	0.040
		24 小时平均	0.080	0.080
		1 小时平均	0.200	0.200
3	可吸入颗粒物 PM ₁₀	年平均	0.040	0.070
		24 小时平均	0.05	0.150
4	TSP	年平均	0.080	0.200
		24 小时平均	0.120	0.300
5	细颗粒物 PM _{2.5}	年平均	0.015	0.035
		24 小时平均	0.035	0.075
6	非甲烷总烃	一次浓度	2.0	
7	H ₂ S	一次浓度	0.01	

1.2.2.2 声环境质量标准

本工程执行《声环境质量标准》(GB 3096-2008)中的 3 类区标准(昼间 65dB (A), 夜间 55dB (A))。

1.2.3 污染物排放标准

1.2.3.1 水污染物排放标准

本工程生产废水经处理达标后回注,用于油田注水开发,不排海;生活污水排至旱厕,定期清掏并拉运至陆上用作农肥,不外排至海域。

回注水水质需达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T 5329-2012)标准,详见表 1.2-6。

表 1.2-6 《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T 5329-2012)

序号	控制指标	标准值
1	悬浮固体含量, mg/L	≤ 30.0
2	悬浮物颗粒直径中值, μm	≤ 5.0
3	含油量, mg/L	≤ 50.0
4	平均腐蚀率, mm/年	≤ 0.076
5	SRB, 个/mL	≤ 25
6	IB, 个/mL	$n \times 10^4$
7	TGB, 个/mL	$n \times 10^4$

1.2.3.2 固体废弃物排放标准

本工程施工期产生的固体废物主要包括钻井固废、建筑垃圾、生活垃圾等;运营期产生的固体废物主要包括油泥砂、生活垃圾等。

一般工业固体废物执行《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》(GB 18599-2001)及其修改单(环境保护部公告 2013 年 第 36 号);危险废物贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》及其修改单(环境保护部公告 2013 年 第 36 号)。

1.2.3.3 大气污染物排放标准

加热炉废气执行《山东省锅炉大气污染物排放标准》(DB37/ 2374-2013)表 2 中燃气锅炉标准及超低排放第 2 号修改单(SO_2 50mg/m³, NO_x 200mg/m³, 烟尘 10mg/m³),多功能罐废气执行《山东省区域性大气污染物综合排放标准》(DB37/

2376-2013) (SO_2 200mg/m³, NO_x 200mg/m³, 烟尘 20mg/m³)。

非甲烷总烃: 执行《大气污染物综合排放标准》(GB 16297-1996) 中非甲烷总烃无组织排放周界外浓度限值 (4.0mg/m³)。

表 1.2-7 大气污染物排放标准

序号	污染物名称	加热炉	多功能罐	井场厂界
1	烟尘 (mg/m ³)	10	20	/
2	SO_2 (mg/m ³)	50	200	/
3	NO_x (以 NO_2 计) (mg/m ³)	200	200	/
4	非甲烷总烃 (mg/m ³)	/	/	4

1.2.3.4 噪声排放标准

本工程执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008) 中的 3 类区标准 (昼间 65dB (A), 夜间 55dB (A))。

1.3 环境影响要素识别和评价因子筛选

1.3.1 环境影响要素识别

根据项目工程特征和区域环境特征, 对本工程建设可能产生的环境问题进行识别与筛选, 结果见表 1.3-1。

表 1.3-1 环境影响要素识别一览表

开发阶段	污染物	主要污染因子	排放方式	影响对象	影响程度
施工期	钻井废水	石油烃	运回联合站、废液站处理达标后回注	—	无
	管道试压废水	悬浮物		地表水	小
	船舶污水	石油烃		—	无
	生活污水	COD、氨氮	排至旱厕, 清掏	—	无
	一般钻井固废	废弃泥浆、钻井岩屑	就地固化	—	无
	含油钻井固废	石油类、废弃泥浆、钻井岩屑	由有危废资质的单位处置	—	无
	生活垃圾	生活垃圾	收集, 环卫部门清运	—	无
	施工扬尘、施工机械废气	SS、 NO 、 C_mH_n	自然扩散	环境空气	小
	施工机械噪声	噪声	自然排放	施工人员	小

1 总则

开发阶段	污染物	主要污染因子	排放方式	影响对象	影响程度
运营期	油田采出水、作业废水	石油类	经联合站污水处理系统处理达标后回注地层	—	无
	生活污水	COD、氨氮	排至旱厕	—	无
	油泥砂	石油类	委托资质单位处置	—	无
	生活垃圾	石油类	收集，环卫部门清运	—	无
	加热炉、多功能罐废气	SO ₂ 、NO _x	排入大气	大气环境	小
	无组织排放废气	非甲烷总烃、H ₂ S	排入大气	大气环境	小
	抽油机噪声	噪声	自然排放	职工	小
	注水泵噪声		自然排放	职工	小
	通井机等设备噪声		自然排放	职工	小
	泵类噪声		自然排放	职工	小

1.3.2 评价因子筛选

1) 环境质量现状评价因子

根据《海洋工程环境影响评价技术导则》(GB/T 19485-2014)的有关要求,结合本工程污染物排放特征和项目所在地环境特征,确定本工程环境评价因子见表 1.3-2。

表 1.3-2 环境质量现状评价

序号	工作内容		评价因子
海域环境	水质	现状调查与评价	水温、pH、盐度、溶解氧、悬浮物、化学需氧量、石油类、活性磷酸盐、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、氨氮、挥发性酚、硫化物、重金属（总汞、铜、铅、镉、锌、铬、砷）、阴离子表面活性剂、多环芳烃
	沉积物	现状调查与评价	有机碳、硫化物、石油类、重金属（铜、铅、锌、铬、总汞、镉、砷、硒）、挥发性酚、粒度
	生物体质量	现状调查与评价	鱼类、甲壳类、双壳贝类、软体类优势种体内石油烃、重金属（ C_r 、 P_b 、As、Hg、Cu、Zn、 C_d ）
	生物生态	现状调查与评价	叶绿素 a、初级生产力、浮游植物、浮游动物（含鱼卵、仔稚鱼）、底栖生物
	水文动力	现状调查与评价	潮位、潮流流向、潮流流速、潮流的动力形式
	渔业资源	现状调查与评价	鱼类、虾类、蟹类、头足类、鱼卵和仔鱼的种类、数量分布优势种；渔业捕捞种类组成、数量分布、生态类群、主要种类组成及生物学特征、主要经济幼鱼比例、渔获量、资源密度及现存资源量；调查附近海域的渔业生产现状
	地形地貌与冲淤环境	现状调查与评价	海洋水深地形测量
	潮间带	现状调查与评价	生物种类、优势种、生物量、密度、物种多样性
陆域环境	大气环境	现状监测与评价	SO_2 、 NO_2 、 PM_{10} 、TSP、 $PM_{2.5}$ 、 H_2S 、非甲烷总烃、总烃
	地表水	现状监测与评价	pH、溶解氧、COD、BOD、氨氮、总氮、总磷、氟化物、铬（六价）、铅、挥发性酚、石油类、硫化物、氯化物、氰化物、砷、汞
	声环境	现状监测与评价	等效连续 A 声级

2) 环境影响预测因子

根据海域周围环境特征和工程自身特点，选取以下内容进行预测分析：工程建设后输油管道的风险分析，发生事故时的井喷、溢油对环境的影响分析等，详见表 1.3-3。

表 1.3-3 环境影响预测因子

序号	预测内容	预测因子	影响对象
1	输油管道的风险分析	石油类	海域
2	井喷、溢油对环境的影响分析	石油烃	海域、周围环境

序号	预测内容	预测因子	影响对象
3	事故状态下对大气环境的影响	SO ₂ 和CO	大气环境

1.4 评价内容与评价工作重点

1.4.1 评价内容

通过对本工程的工程分析，明确本工程污染物的产生与排放特征、污染物的产生量及排放量，设定海洋环境质量调查以及影响预测与评价专题：

1) 通过对评价海域的水文动力、水质、沉积物、生物生态、渔业资源、地形地貌和冲淤环境等要素的调查与分析，给出评价区域的环境质量现状评价；

2) 通过收集评价海域的水文动力、水质、沉积物、生物生态、渔业资源、地形地貌和冲淤环境等历史资料，回顾海域环境质量变化情况；

3) 通过系统的工程分析，确定钻井、采油、油气集输过程中主要污染源，根据运营台账核算源强，并对项目运营可能发生的事故风险进行辨识；

4) 对该项目的施工期、运营期对环境造成的影响进行回顾性分析，阐明该项目污染物排放以及事故发生时对周围环境可能发生的影响；

5) 对重点污染源提出可行的污染防治及清洁生产措施，对各类事故风险提出预防及补救措施，使该项目对周围环境的不利影响降至最低；

6) 评价本工程对“达标排放”原则的符合性；针对本工程的达标排放措施提出环境保护改进的意见和建议；

7) 为该项目运营和闭井期的环境管理提供科学依据。

1.4.2 评价工作重点

由于本工程已经全部建成投入使用，依据本工程的特点和评价海域环境特征，结合工程分析识别出的环境影响因子和环境影响因素识别结果，确定出本工程的环境影响评价的重点为：

1) 通过评价区域海洋环境现状调查和收集历史调查资料，对工程区周边环境现状进行评价和回顾分析；

2) 通过梳理项目所在区域海洋主体功能区划、海洋功能区划、海洋环境保护规划、海洋生态红线、相关法律法规，对本工程建设的符合性进行分析；

3) 通过现场踏勘，资料收集对工程建设时序、建设规模、生产设施运营情况、平面布置、污染防治措施及施工期环境影响进行回顾性评价；

4) 通过调查工程运营期在油气生产、集输等过程污染物的产生排放情况，对海洋水文动力、水质、沉积物生态环境等造成的影响，已采取生态环境保护措施的可行性、有效性进行分析评价；

5) 工程运营期可能发生的油气泄漏事故对工程周围渔业资源以及重点岸线处的自然保护区等环境敏感目标的潜在影响，风险防范与应急对策；

6) 地质性溢油风险分析与评价；

7) 生态环境保护对策、措施及分析。

1.5 评价等级

1.5.1 海上工程环境影响评价工作等级

本次评价主要包括桩西油田、长堤油田、五号桩油田 3 个油田的各类井 184 口，其中在用油井 147 口（拉油井 11 口、管输井 136 口）、在用水井 37 口；油气集输支干线长度 19.76km。设施均位于潮间带区域，根据产能统计情况，年产量 $6.83 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

根据《海洋工程环境影响评价技术导则》（GB/T 19485-2014），依据本项目规模及所在区域敏感性确定本项目水文动力、水质、沉积物、生态环境的评价等级，其中地形地貌与冲淤环境评价等级参照《海洋油气勘探开发工程环境影响评价技术规范》确定，具体如表 1.5-1。

表 1.5-1 本项目评价等级

工程名称	工程规模	工程所在海域和生态环境类型	单项海洋环境影响评价等级				
			水文动力环境	水质环境	沉积物环境	生态环境	冲淤环境
长堤油田、五号桩油田、桩西油田开发工程环境影响报告书	年产能 $6.83 \times 10^4 \text{t/a}$ ；油气集输支干线长度 19.76km；用海面积 $160.8415 \times 10^4 \text{m}^2$	其他海域	3	3	3	2	3

根据《海洋工程环境影响评价技术导则》（GB/T 19485-2014）关于评价等级的判定要求，本项目的海洋环境影响评价等级为 2 级。

1.5.2 环境风险评价等级

本项目的危险物质为原油,属于易燃物质,工程不涉及敏感区域。因此,根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ/T 169-2014)的要求,环境风险评价等级定为二级。

1.6 评价范围

根据《海洋工程环境影响评价技术导则》(GB/T 19485-2014),结合《海洋油气勘探开发工程环境影响评价技术规范》,评价范围为以工程最外缘为起点外扩 15km,西侧到岸。

图 1.6 - 1 长堤油田、五号桩油田、桩西油田开发工程评价范围图

1.7 污染控制与环境保护目标

1.7.1 污染控制与环境保护目标分布

本工程周边污染控制及环境保护目标见表 1.7-1 及图 1.7 - 1。

表 1.7-1 评价范围内环境敏感目标统计

序号	敏感区名称	方位	建立时间	主要保对象	距离
1	辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区 (莱州湾实验区、莱州湾核心区)	/	2007 年	中国名对虾、小黄鱼、三疣梭子蟹、真鲷、花鲈	最近约 1km
2	黄河口文蛤国家级水产种质资源保护区	/	2011 年	黄河口文蛤	最近约 3km
3	海水养殖业 (见表 1.7-2)	N	/	海水养殖业	最近约 10m
4	山东黄河三角洲国家级自然保护区	W	1992 年	新生湿地生态系统和珍稀、濒危鸟类	最近约 2km
5	东营黄河口生态国家级海洋特别保护区	SE	2008 年	黄河口生态系统及生物物种多样	最近约 6.6km
6	东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区	NW	2008 年	半滑舌鳎及近岸海洋生态系统	最近约 23.1km
7	黄河口半滑舌鳎国家级水产种质资源保护区	NW	2008 年	半滑舌鳎	最近约 27.6km
8	东营河口浅海贝类生态国家级海洋特别保护区	NW	2008 年	文蛤、浅海贝类及其物种多样性	最近约 33.5km

图 1.7 - 1 工程周边敏感目标分布情况

1.7.2 简介

1.7.2.1 国家级水产种质保护区

1) 辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区

辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区包含辽东湾、渤海湾和莱州湾 3 部分，本项目主要位于莱州湾部分。

辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区总面积为 7124km²，其中核心区面积为 1710km²，实验区面积为 5414km²，核心区包括以下三个区域：

核心一区：是由 6 个拐点顺次连线所围的海域，面积为 66.7km²（主要保护对象有真鲷、花鲈、三疣梭子蟹）。拐点坐标分别为（119° 47′ 10″ E, 37° 19′ 45″ N；119° 44′ 57″ E, 37° 26′ 48″ N；119° 48′ 49″ E, 37° 28′ 01″ N；119° 50′ 26″ E, 37° 24′ 09″ N；119° 48′ 08″ E, 37° 23′ 21″ N；119° 49′ 22″ E, 37° 20′ 18″ N）。

核心二区：是由 4 个拐点顺次连线所围的海域，面积为 40km²（主要保护对象有三疣梭子蟹）。拐点坐标分别为（119° 29′ 50″ E, 37° 13′ 01″ N；119° 29′ 50″ E, 37° 16′ 54″ N；119° 33′ 24″ E, 37° 16′ 57″ N；119° 33′ 48″ E, 37° 13′ 01″ N）。

核心三区：是由 3 个拐点顺次连线与西侧海岸线（海岸线北起东营市黄河口镇，经海河入海口、小清河入海口，南至潍坊市白浪河入海口）所围的海域，面积为 1603km²（主要保护对象有中国明对虾、文蛤、中国毛虾）。拐点坐标分别为（119° 00′ 00″ E, 37° 57′ 00″ N；119° 10′ 00″ E, 37° 54′ 00″ N；119° 10′ 00″ E, 37° 09′ 10″ N）。

莱州湾实验区：是由 4 个拐点顺次连线与南面的海岸线（即大潮平均高潮痕迹线）所围的海域（不包括其中的 3 个核心区）。拐点坐标分别为（118° 58′ 30″ E, 38° 00′ 00″ N；119° 20′ 00″ E, 38° 00′ 00″ N；119° 20′ 00″ E, 37° 40′ 00″ N；120° 18′ 03″ E, 37° 40′ 00″ N）。

海岸线北起山东省东营市孤岛镇向南经黄河口镇、黄河入海口、小清河入海口，以白浪河入海口为拐点，向东经潍河、胶莱河入海口到莱州市虎头崖镇转向东北经三山岛刁龙咀、莘庄镇、黄山馆镇，北至龙口市矾姆岛南侧。主要保护对象有中国明对虾、小黄鱼、三疣梭子蟹、真鲷、花鲈，另外还有蓝点马鲛、口虾蛄、半滑舌鳎、文蛤、青蛤、中国毛虾。栖息地的其他物种包括银鲳、黄鲫、青鳞沙丁鱼、鲚、凤鲚、鳎、鳎、赤鼻棱鳎、玉筋鱼、黄姑鱼、白姑鱼、叫姑鱼、棘头梅童、鲛等渔业种类。

2) 黄河口文蛤国家级水产种质资源保护区

黄河口文蛤国家级水产种质资源保护区总面积 2188.9hm²。核心区面积为 778.4hm²，是由 4 个拐点顺次连线围成的海域，拐点坐标分别为(119° 00′ 58.43″ E, 38° 00′ 39.24″ N; 119° 02′ 24.64″ E, 38° 00′ 55.29″ N; 119° 03′ 08.20″ E, 37° 58′ 56.07″ N; 119° 01′ 43.82″ E, 37° 58′ 48.27″ N)。实验区面积 1410.5hm²，是核心区以外与 4 个拐点顺次连线围成的海域之间的区域，拐点坐标分别为 (119° 00′ 43.30″ E, 38° 00′ 51.17″ N; 119° 03′ 27.46″ E, 38° 01′ 16.39″ N; 119° 04′ 46.79″ E, 37° 58′ 42.31″ N; 119° 01′ 42.45″ E, 37° 58′ 12.96″ N)。特别保护期为每年 3~8 月，主要保护对象为黄河口文蛤等。

3) 黄河口半滑舌鲷国家级水产种质资源保护区

黄河口半滑舌鲷国家级水产种质资源保护区总面积为 10075.44hm²，其中核心区面积为 4120.11hm²，实验区面积 5955.33hm²。核心区特别保护期为 6 月 1 日至 10 月 31 日。保护区位于渤海湾山东省东营市利津县近海海域，是由 6 个拐点顺次连线围成的区域，拐点坐标分别为：(118° 38′ 58.56″ E, 38° 12′ 30.00″ N; 118° 38′ 58.56″ E, 38° 07′ 57.00″ N; 118° 36′ 13.10″ E, 38° 07′ 57.00″ N; 118° 36′ 13.10″ E, 38° 05′ 30.78″ N; 118° 32′ 40.68″ E, 38° 05′ 30.78″ N; 118° 32′ 40.68″ E, 38° 12′ 30.00″ N)。核心区是由 6 个拐点顺次连线围成的海域，拐点坐标分别为：(118° 37′ 50.42″ E, 38° 11′ 40.77″ N; 118° 35′ 29.88″ E, 38° 08′ 46.23″ N; 118° 33′ 48.82″ E, 38° 06′ 46.37″ N; 118° 37′ 50.42″ E, 38° 08′ 46.23″ N; 118° 35′ 29.88″ E, 38° 06′ 46.37″ N; 118° 33′ 48.82″ E, 38° 11′ 40.77″ N)。实验区是保护区内除核心区以外的区域，由 12 个拐点顺次连线围成，拐点坐标分别为：(118° 38′ 58.56″ E, 38° 12′ 30.00″ N; 118° 38′ 58.56″ E, 38° 07′ 57.00″ N; 118° 36′ 13.10″ E, 38° 07′ 57.00″ N; 118° 36′ 13.10″ E, 38° 05′ 30.78″ N; 118° 32′ 40.68″ E, 38° 05′ 30.78″ N; 118° 32′ 40.68″ E, 38° 12′ 30.00″ N; 118° 37′ 50.42″ E, 38° 11′ 40.77″ N; 118° 35′ 29.88″ E, 38° 08′ 46.23″ N; 118° 33′ 48.82″ E, 38° 06′ 46.37″ N; 118° 37′ 50.42″ E, 38° 08′ 46.23″ N; 118° 35′ 29.88″ E, 38° 06′ 46.37″ N; 118° 33′ 48.82″ E, 38° 11′ 40.77″ N)。主要保护对象为半滑舌鲷，栖息的其它物种包括花鲈、梭鱼、鲷鱼、黑鲷、中国毛虾、三疣梭子蟹、文蛤、脉红螺等。

1.7.2.2 国家级海洋特别保护区

1) 东营河口浅海贝类生态国家级海洋特别保护区

东营河口浅海贝类生态国家级海洋特别保护区于 2008 年建立，位于渤海湾南岸黄河三角洲近岸海域，总面积 448.12km²，主要划分为重点保护区、适度利用区、生态资源恢复区等功能区，其中重点保护区 80.16km²，适度利用区 166.72km²，生态与资源恢复区 201.24km²，主要保护对象为文蛤等贝类及其栖息环境。该海洋特别保护区的建立，将有效地保护优良黄河口文蛤等底栖贝类种质资源免受环境污染和人为干扰的影响，从而促进文蛤等底栖贝类资源的恢复和增殖，改善海域环境质量，提高海域利用价值。

2) 黄河口生态国家级海洋特别保护区

东营黄河口国家级生态海洋特别保护区位于东营市垦利区东部黄河下游入海处的河口海区，总面积 926km²，主要保护对象为黄河口生态系统及生物物种多样性。该区具有丰富的石油、天然气、地热和卤虫等资源。

3) 东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区

东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区位于东营市垦利区北部海区，总面积达 9404hm²，主要划分为生态保护区、资源恢复区、环境整治区和开发利用区四个功能区，主要保护对象有半滑舌鳎等鱼类资源及其索饵、繁殖、洄游环境等。随着保护区建设的发展，有利于促进渔业产业化、良种化，修复与合理利用生物资源。

1.7.2.3 山东黄河三角洲国家级自然保护区

保护区性质：山东黄河三角洲国家级自然保护区于 1990 年经东营市人民政府批准建立，1991 年山东省人民政府批准建立省级自然保护区，1992 年经国务院批准晋升为国家级自然保护区。

保护区范围：2012 年，国家环保部同意对山东黄河三角洲国家级自然保护区进行功能调整（环办函[2012]1359 号），调整后的山东黄河三角洲国家级自然保护区总面积 153000hm²，其中核心区 59419hm²，缓冲区 11233hm²，实验区 82348hm²。调整后保护区设三处核心区，分别为黄河口管理站核心区、大汶流管理站核心区和一千二管理站核心区。黄河口管理站核心区边界从拐点（119° 10′ 4.59″ E，37° 45′ 58.93″ N）起，至拐点（119° 10′ 4.59″ E，37° 46′ 24.82″ N），沿低潮时海岸线至黄河西岸，沿黄河西岸至拐点（119° 10′ 4.59″ E，37° 45′ 58.93″ N）。大汶流管理站核心区边界从垦东 28 井起，经 121 海沟入海口、黄河北 2 号防台、黄河南内堤坝、黄河南内堤坝延伸 1000m 处、垦东 6 号计量站、1 号防台泄水闸南延 500m 处、中泄水闸南延 500m 处、环形鸟岛南 100m 处至大汶流海沟与南坝交界处，沿大汶流海沟左岸至低潮时海岸线，沿低潮时海岸线至黄河现行流路东岸，沿黄河现

行流路东岸至垦东 28 井。一千二管理站核心区边界以 13 个拐点连线为界, 拐点坐标分别为 ($118^{\circ} 40' 8.71'' E$, $38^{\circ} 07' 36.97'' N$; $118^{\circ} 40' 9.36'' E$, $38^{\circ} 08' 15.77'' N$; $118^{\circ} 42' 14.97'' E$, $38^{\circ} 08' 59.55'' N$; $118^{\circ} 43' 15.94'' E$, $38^{\circ} 08' 37.02'' N$; $118^{\circ} 43' 47.46'' E$, $38^{\circ} 07' 10.13'' N$; $118^{\circ} 42' 3.88'' E$, $38^{\circ} 05' 44.89'' N$; $118^{\circ} 40' 59.93'' E$, $38^{\circ} 05' 55.12'' N$; $118^{\circ} 41' 35.78'' E$, $38^{\circ} 03' 23.38'' N$; $118^{\circ} 42' 25.29'' E$, $38^{\circ} 04' 35.74'' N$; $118^{\circ} 44' 49.65'' E$, $38^{\circ} 04' 37.79'' N$; $118^{\circ} 46' 10.06'' E$, $38^{\circ} 04' 48.61'' N$; $118^{\circ} 45' 21.39'' E$, $38^{\circ} 06' 54.29'' N$; $118^{\circ} 45' 23.70'' E$, $38^{\circ} 07' 58.43'' N$)。

保护对象: 保护区的主要保护对象为新生湿地生态系统和珍稀、濒危鸟类。

1.7.2.4 海水养殖区

东营市海域位于我国第二大河黄河入海口, 管辖海域基本为黄河三角洲的水下部分, 其巨大的滩涂资源为海水养殖提供了有利条件, 主要养殖特色种类有海参、三疣梭子蟹、鲈鱼、半滑舌鳎、中国对虾、南美白对虾等。

东营市主要养殖用海类型为开放式养殖用海、围海养殖用海。养殖用海主要分布在东营市的北部及南部的东营区和广饶县海域, 用海总面积 68213.6hm^2 。东营市河口区和垦利区海域养殖区共 2 个, 包括: 河口-利津养殖区、东营港南养殖区。东营港南养殖区的基本情况见表 1.7-2。

表 1.7-2 东营港南养殖区基本情况一览表

功能区名称		东营港南养殖区		
功能区类型		养殖区	功能区代码	A1-3-2
所属一级类功能区名称		河口-利津农渔业区	一级类功能区代码	A1-3
地理范围		东营港区南部海域 四至: $118^{\circ} 58' 8.03'' \sim 119^{\circ} 19' 44.62'' E$; $37^{\circ} 54' 39.17'' \sim 38^{\circ} 9' 53.76'' N$		
面积 (hm^2)		42452	岸线长度 (m)	17640
开发利用现状		该区域近岸少部分海域开发为海水养殖, 大部分海域未开发利用。		
海域管理要求	用途管制	基本功能为养殖, 兼容油气、文体休闲娱乐功能。在船舶习惯航路和依法设置的锚地、航道及两侧缓冲区禁止养殖。需符合黄河河口综合治理规划和黄河入海流路规划, 满足黄河沉沙需求。加强渔业资源养护, 合理控制养殖密度。		
	用海方式控制	严格限制改变海域自然属性, 鼓励开放式用海, 允许适度进行人工岛、平台、后勤服务等基础设施建设。		
	整治修复	本区域可进行沿海防潮堤坝建设, 鼓励对人工岸线进行生态化改建。		
海洋环	生态保护	传统渔业资源的产卵场、索饵场、越冬场、洄游通道等。		

1 总则

功能区名称		东营港南养殖区
境保护 要求	重点目标	
	环境保护	加强海域污染防治和监测。油气资源开发注意保护海洋资源环境，防止溢油，避免对毗邻海洋保护区产生影响。海水水质不劣于二类标准，海洋沉积物质量和海洋生物质量不劣于一类标准。

2 工程概况

2.1 总体情况

项目名称：长堤油田、五号桩油田、桩西油田开发工程

建设性质：新建（已建成）

建设地点：山东省东营市河口区，详见图 2.1-1

工程类型：海洋油气勘探开发及其附属工程

建设单位：中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司

建设周期：本工程所有设施于 1985 年至今陆续建成并投入使用

工程建设情况：

本工程评价内容涉及桩西油田、五号桩油田、长堤油田 3 个油田，负责开发管理的胜利油田分公司二级单位包括桩西采油厂、东胜公司。

本次评价涉及的工程内容共包括各类井 184 口，在用油井 147 口（拉油井 11 口、管输井 136 口）、在用水井 37 口；站场 24 座，其中计量站/混输泵站 14 座、配水间/单体泵房/增压泵房 8 座、注水站 2 座；管线 56.5678km，其中油气集输管线 36.3054km、注水管线 20.2624km；道路 69.538km、电力线/电缆 1.55km、生活点 2 处。总体工程组成情况见表 2.1-1，工程布局见附图 1.1、依托工程见附图 1.2、附属设施见附图 1.3。



图 2.1-1 本工程地理位置示意图

1) 桩西油田

本工程桩西油田自 1995 年投入开发, 为水驱开发单元, 开发单位为桩西采油厂。已累计产液 $41.99 \times 10^4 \text{t}$, 累计产油 $9.27 \times 10^4 \text{t}$ 。采出液主要依托陆上桩 104 接转站、桩西联合站进行处理。

主要工程组成包括井 9 口 (油井 7 口、注水井 2 口)、计量站 1 座、配水间 1 座、单体泵房 1 座、单井管线 0.611km, 道路 3.658km、电力线 0.3km。

2) 五号桩油田

本工程五号桩油田自 1985 年投入开发, 开发单位为桩西采油厂、东胜公司 (2017 年底由于胜利油田分公司组织机构调整, 原先属于鲁明公司的油气水井及其附属设施移交给东胜公司)。已累计产液 $281.73 \times 10^4 \text{t}$ 、累计产油 $102.77 \times 10^4 \text{t}$ 。采出液主要依托陆上桩 104 接转站、桩西联合站进行处理。

主要工程内容包括各类井 130 口 (油井 109 口, 注水井 21 口)、计量站 6 座、配水间 1 座、单体泵房 3 座、注水站 1 座、生活点 2 处。单井管线 22.861km、支干线 15.38km, 道路 51.546km、电缆 0.7km。

3) 长堤油田

本工程长堤油田自 1987 年 11 月投入开发, 开发单位为桩西采油厂、东胜公司。已累计产液 $1402.15 \times 10^4 \text{t}$ 、累计产油 $67.34 \times 10^4 \text{t}$ 。采出液主要依托陆上桩 1 接转站、桩西联合站进行处理。

主要工程内容包括井 45 口 (油井 31 口、注水井 14 口)、计量站 7 座、单体泵房 1 座、增压泵房 1 座、注水站 1 座、单井管线 7.6264km、支干线 9.586km, 道路 14.334km、电缆 0.55km。

表 2.1-1 本工程总体工程组成

油田	单位	井			计量站/ 混输泵站 (座)	配水间/ 单体泵房/ 增压泵房 (座)	注水站 (座)	集油管线				注水管线				道路		电力线/电缆		生活点
		油井		水井 (口)				单井集油管线		集油支干线		单井注水管线		注水支干线						
		拉油 (口)	管输 (口)					数量 (条)	长度 (km)	数量 (条)	长度 (km)	数量 (条)	长度 (km)	数量 (条)	长度 (km)	数量 (条)	长度 (km)	(个)		
桩西油田	桩西采油厂	4	3	2	1	2	0	3	0.111	0	0	1	0.5	0	0	3	3.658	1	0.3	0
	小计	9			3			0.111				0.5				3	3.658	1	0.3	0
长堤油田	桩西采油厂	0	20	13	4	2	0	17	3.001	3	2.37	13	4.122	4	5.206	0	0	2	0.55	0
	小计	33			6			5.371				9.328				0	0	2	0.55	0
	东胜公司	0	11	1	3	0	1	8	0.5034	2	2.01	0	0	0	0	10	14.334	0	0	0
	小计	12			4			2.5134				0				10	14.33	0	0	0
	长堤油田 小计	0	31	14	7	2	1	25	3.5044	5	4.38	13	4.122	4	5.206	10	14.334	2	0.55	0
五号桩油 田	桩西采油厂	7	40	18	6	4	0	44	12.93	6	9.93	17	8.806	0	0	44	51.546	3	0.7	1
	小计	65			10			22.86				8.806				44	51.55	3	0.7	1
	东胜公司	0	62	3	0	0	1	0	0	1	5.45	3	1.125	0	0	0	0	0	0	1
	小计	65			1			5.45				1.125				0	0	0	0	1
	五号桩小计	7	102	21	6	4	1	44	12.93	7	15.38	20	9.931	0	0	44	51.546	3	0.7	2
分类小计		11	136	37	14	8	2	72	16.55	12	19.76	42	14.553	4	5.206	57	69.54	6	1.55	2
合计		184			24			36.3054				19.759				69.538		1.55		2

2.2 桩西油田

2.2.1 项目建成情况

2.2.1.1 油气资源概况

桩西油田区域构造属沾化凹陷东部，桩西—长堤—孤东隆起构造北端，即沾化、桩东、埕北三凹陷的交会处。南与五号桩油田、长堤油田相邻，西与老河口油田和飞雁滩油田相连，北与浅海埕岛油田相望。桩西油田涉海区主力含油层系为沙河街组（S1~S3 段），均为砂岩孔隙性储层，油藏埋深为 3100m~3300m。

本工程桩西油田主要区块为桩 19 单元，动用含油面积 0.8km^2 ，动用地质储量 $62 \times 10^4\text{t}$ ，可采储量 $13 \times 10^4\text{t}$ ，剩余可采储量 $5.836 \times 10^4\text{t}$ 。区块层位主要为沙河街组（S1~S3 段）。桩 19 块是一个四周被断层遮挡的地垒构造，区内地层西北低、东南高，东南高部位断层封堵，形成圈闭，属于岩性断块油藏。共钻遇 3 个含油层系：S1、S2、S3，其中主力油层为 S1、S2 段。砂体区域上呈南北向分布，厚度 15m~35m，向区块东、西两侧外围逐渐减薄至尖灭，分布较稳定。

桩 19 块属偏高温高压低孔低渗复杂断块稀油油藏，区块孔隙度 18%、渗透率为 $125.5 \times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 。该块原油性质较好，平均地面原油密度在 $0.8533\text{g}/\text{cm}^3 \sim 0.8689\text{g}/\text{cm}^3$ 之间，地面原油粘度 $2.51\text{mPa} \cdot \text{s}$ ，凝固点 33°C ，含硫 0.3%。地层水总矿化度 $5358\text{mg}/\text{L} \sim 8547\text{mg}/\text{L}$ 之间，氯离子含量 $765\text{mg}/\text{L} \sim 2662\text{mg}/\text{L}$ 之间， NaHCO_3 水型。

2.2.1.2 桩西油田开发历程

本次桩西油田滩海区块开发工程现评价涉及各类井 9 口，（其中油井 7 口、注水井 2 口）。

本项目自 1984 年建设第 1 口井以来，持续建设至 2014 年，从建设历程图中可以看出，桩西油田建设井比较零散，建设出现较为明显的 1 个峰值，为 1995 年。建设历程见图 2.2-1。

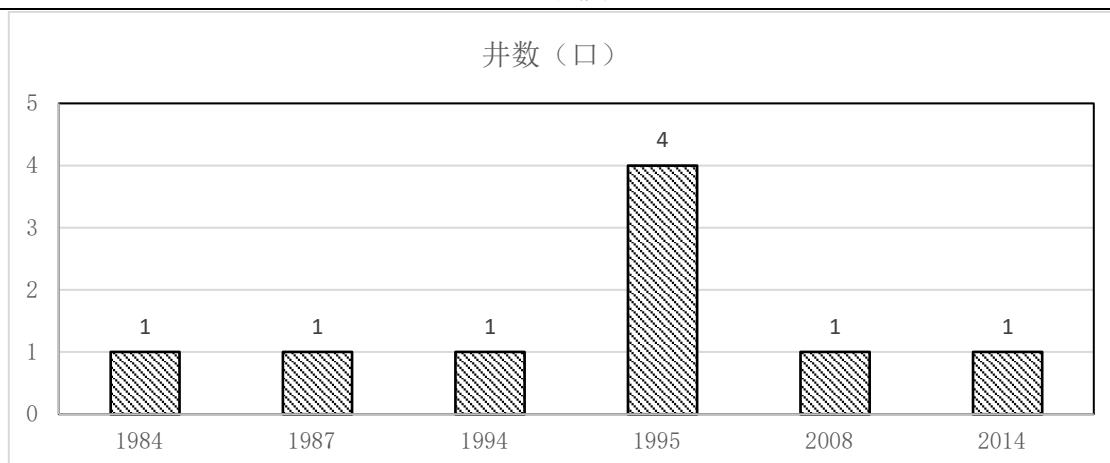


图 2.2-1 本项目各类井建设历程图

2.2.1.3 工程组成

桩西油田开发管理单位为桩西采油厂。

主要工程组成包括井 9 口（其中油井 7 口、注水井 2 口）、计量站 1 座、配水间 1 座、单体泵房 1 座、单井管线 0.611km，道路 3.658km、电力线 0.3km。

主要工程内容见表 2.2-1，工程布局见附图 1.4~附图 1.6。

表 2.2-1 桩西油田工程组成一览表

项目组成	工程名称	工程内容	
主体工程	井	共 9 口，其中油井 7 口（4 口单井拉油，3 口管输），注水井 2 口	
	油气集输	多功能罐	40m ³ 多功能罐 3 座
		计量站	1 座：桩 19 计量站
		单井集油管线	3 条、0.111km，采油井场与计量站之间管线
	注水系统	配水间	1 座，桩 424 配水间
		单体泵房	1 座，与桩 19 计量站合建
		单井注水管线	1 条，0.5km，注水井与配水间之间管线
辅助工程	电力设施	电缆	1 条，0.3km
	道路		3 条，3.658km
环保工程	生活污水		依托旱厕，定期外运不排海
	钻井固废处理		就地固化处理，其中含油钻井固废由胜利油田金岛实业有限责任公司处置
依托工程	油气集输		桩 104 净化站、桩 104 接转站
	采出液、采出气分离		依托桩 104 接转站、桩西联合站
	油田采出水		依托桩西联污水站处理后回注地层
	钻井废水处理		依托桩西长堤废液处理站
	作业废水处理		依托桩西长堤废液处理站

2 工程概况

项目组成	工程名称	工程内容
	油泥砂储存	依托桩西油泥砂贮存池
	油泥砂处理	委托胜利油田金岛实业有限责任公司

桩西油田工程设施现状见图 2.2-2。

	
桩 19 站台（油井、注水井、多功能罐、计量站、单体泵房）	
	
桩 19-1	桩 424 配水间

图 2.2-2 桩西油田工程设施现状照片

2.2.1.4 井

桩西油田包含各类井 9 口，其中油井 7 口（4 口单井拉油，3 口管输），注水井 2 口，详情见表 2.2-2。

表 2.2-2 桩西油田井场设施统计一览表

井型			井数（口）	直井（口）	水平井（口）	定向井（口）
生产井	油井	拉油	4	/	3	1
		管输	3	/	/	3
	注水井		2	2	/	/
	小计		9	2	3	4

2.2.1.5 站

桩西油田共有计量站 1 座、单体泵房 1 座、配水间 1 座，单体泵房及配水间均与计量站合建，统计信息见表 2.2-3。

表 2.2-3 桩西油田站场统计一览表

序号	站场名称	所在井台名称	面积（m ² ）	建成时间	运行状态	设备	采出液去向/注水来源	用海类型
1	桩 19 计量站 （计量房、单 体泵房）	桩 19 站台	已计入同井台面积	1995/5/17	在用	计量站：分离 器 单体泵房：阀 组	桩 104 接转站	沿岸海域
2	桩 424 配水间	桩 424 井组	已计入同井台面积	2001/9/1	停用	阀组	桩 104 接转站	沿岸海域

2.2.1.6 管线

桩西油田共有单井管线 4 条、0.611km，单井管线埋深 0.3m 左右。单井管线统计见表 2.2-4。

表 2.2-4 桩西油田单井管线统计表

计量站	单井管线				用海类型
	输送介质	数量（条）	长度（m）	外径（mm）	
19 计量站	采出液	1	50	76	沿岸海域
	采出液	2	61	89	沿岸海域
小计	/	3	111	/	/
桩 54 配水间阀组	水	1	500	68	沿岸海域
小计	/	1	500	/	/
合计	/	4	611	/	/

2.2.1.7 附属设施

1) 道路

桩西油田共有道路 3 条，3.658km，详情见表 2.2-5。

表 2.2-5 桩西油田道路设施统计表

序号	道路				
	宽度（m）	数量（条）	长度（km）	占地（m）	用海类型
1	18	1	3.288	59184	沿岸海域
2	8	1	0.217	1736	沿岸海域
3	8	1	0.153	1224	沿岸海域
合计	/	3	3.658	62144	/

2) 电力设施

桩西油田共有电缆 1 条，0.3km，详情见表 2.2-6。

表 2.2-6 桩西油田电力设施统计表

序号	设施名称	长度（km）	设施类型	运行状态	用海类型
1	桩 19 计量站 6kV 供电电缆	0.3	电缆	在用	沿岸海域

2.2.2 施工过程回顾

2.2.2.1 施工内容简介

本工程施工过程主要包括常规钻井、地面施工过程。

常规施工过程主要包括钻井工程、井下作业工程及地面工程。其中钻井工程包含钻前准备、钻进及钻完井；井下作业工程主要包括射孔、完井作业；地面工程主要包括井场设施安装、管线敷设、站场及附属设施建设等内容。

2.2.2.2 钻井工程

1) 钻井过程按其顺序可分为三个阶段，即钻前准备、钻进、钻完井。

(1) 钻前准备

修建通往井场的运输用路；根据井的深浅、设备的类型及设计的要求来平整场地，进行设备基础施工（包括钻机、井架、钻井泵等基础设备）；搬运、安装钻井设备；修建泥浆池。

(2) 钻进

利用钻机设备破碎地层形成井筒的工艺过程。本项目涉及井基本采用 2 开或 3 开结构，其基本工艺过程如下：

一开：从地面钻出较大井眼，到一定设计深度后下表层套管，然后进行固井，在套管和井壁之间的环形空间内注入水泥，将套管和地层固结在一起，水泥返高至地面；

二开：从表层套管内用较小一些的钻头继续钻进，若地层不复杂，则可直接钻到目的层后下油层套管，然后进行固井，在套管和井壁之间的环形空间内注入水泥，将套管和地层固结在一起。如果地层复杂，很难用钻井液控制时，则要下技术套管；

三开：从技术套管内再用小一些的钻头往下钻进至目的地层深度，下油层套管，而后进行固井，在套管和井壁之间的环形空间内注入水泥，将套管和地层固结在一起。

(3) 钻完井

钻完井是钻井工程的最后环节。钻井完成后，钻井队将钻井井场泥浆池中的钻井废弃泥浆和钻井岩屑进行就地固化处理，对钻井设备进行搬迁，准备下一口井的钻井工作。

2.2.2.3 井下作业工程

井下作业主要包括射孔、完井。

1) 射孔

射孔是采用特殊聚能器材进入井眼预定层位进行爆炸开孔让井下地层内流体进入孔眼的作业活动，本项目油井均采用套管固井射孔。

2) 完井

完井作业还包括下油管、装油管头和采油树，然后进行替喷、诱导油流使油气进入井眼，为下一步进行采油生产做准备。

2.2.2.4 地面工程

地面工程主要包括井场设施安装、管线敷设、站场及附属设施建设等内容。

1) 井场设施安装

主要包括抽油机、多功能罐等设施的建设安装。

2) 管线敷设

包括油、气、水等各类管线，主要施工流程包括测量定线→线路清理→修筑施工道路→开挖管沟→运管、布管、焊接、补口、补伤、防腐→下管入沟→试压、清管→覆土回填→恢复地貌、植被恢复。

3) 站场施工

站场主要包括计量站、配水间等建筑物建设。

4) 滩涂道路施工

滩涂道路施工先将已有土路清理表土，机械碾压，整平理坡后，四周采用一层土工布包裹，路肩及边坡采用片石砼防护。边坡防护结构自上而下为：片石砼、碎石垫层和土工布层。边坡基础采用片石砼；为了进行防护体的施工，需先在道路两侧设袋装土围堰。对于道路两侧存在潮沟的路段，施工结束后，将拆除的围堰所用袋装土回填至潮沟处。

5) 其他设施建设

主要包括电缆等设施建设。

2.2.3 施工油藏开采方案及产能情况

2.2.3.1 开采方案

本工程涉及的开发方式包括天然能量开发、注水等，以注水开发方式为主。

1) 天然能量开发

天然能量是指未经打开的封闭的油气层本身存在的压力能量，利用本身的能量进行开采。

2) 注水

注水开发是利用注水井把水注入油层，以补充和保持油层压力的措施称为注水。为了弥补原油采出后所造成的地下亏空，保持或提高油层压力，实现油田高产稳产，并获得较高的采收率，必须对油田进行注水。

3) 开发方式统计

本工程桩西油田主要开发方式统计情况见表 2.2-7。

表 2.2-7 本工程桩西油田开发方式统计

油田	历史开发方式	目前开发方式
桩西油田	注水+天然能量	注水

2.2.3.2 井下作业

油、水井在长期的生产过程中，不停顿地受到地下油、气、水的腐蚀，逐渐老化，出现各种不同类型的故障，导致油水井不能正常生产，甚至停产。因此，必须对出现问题与故障的油水井进行井下作业，井下作业内容主要有油水井维修、油层改造等。

油水井维修包括：冲砂、检泵、下泵、清防蜡、防砂、配注、堵水、封串、挤封、二次固井、打塞、钻塞、套管整形、修复、侧钻、打捞等作业，以达到恢复油井产能、封堵无效层以及其他井下故障处理的目的。

2.2.3.3 开发历程简述

桩西油田（山东黄河三角洲国家级自然保护区外部分）涉海区域自 1995 年投入开发，为水驱开发单元；该块最早投入的井桩 19-2，由于靠近油水边界，开井后放喷出水 20m^3 ，后期陆续投入 4 口油井（桩 19、19-1、19-X3、19-X4），其中位于构造高部位井（桩 19-X3、19-X4）投入效果较好，采用天然能量开发，地层能量下降较快；1999 年 2 月对桩 19-1、桩 19-2 进行转注，注水后地层能量得到有效恢复，因储层连通性好，油井含水迅速上升，为改善井组水驱效果，采取脉冲注水方案，井组产量实现了稳定。

2.2.3.4 产能回顾

桩西油田自投入开发以来，累计产量统计见表 2.2-8。

表 2.2-8 桩西油田产能统计

油田	桩西油田
二级单位	桩西采油厂
累产液 (10 ⁴ t)	41.99
累产油 (10 ⁴ t)	9.27

桩西油田 2008 年~2017 年产能统计见表 2.2-9 及图 2.2-3。

表 2.2-9 2008 年~2017 年产能统计

年份	年产液 (10 ⁴ t)	年产油 (10 ⁴ t)
2008	2.6884	0.312
2009	2.1017	0.1695
2010	1.9881	0.1132
2011	1.9291	0.1595
2012	2.0495	0.1011
2013	1.9525	0.1235
2014	2.2578	0.0927
2015	3.1707	0.1563
2016	3.3060	0.1070
2017	2.7143	0.1245

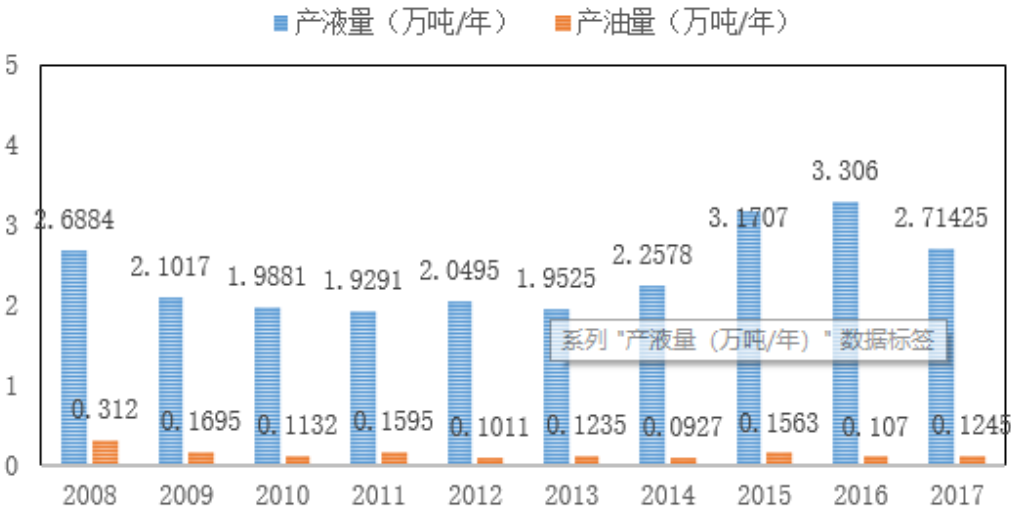


图 2.2-3 桩西油田近 10 年（2008 年~2017 年）产能柱状图

2.2.3.5 产能预测

桩西油田在用油井 7 口、注水井 2 口。未来 10 年产能预测情况见表 2.2-10。

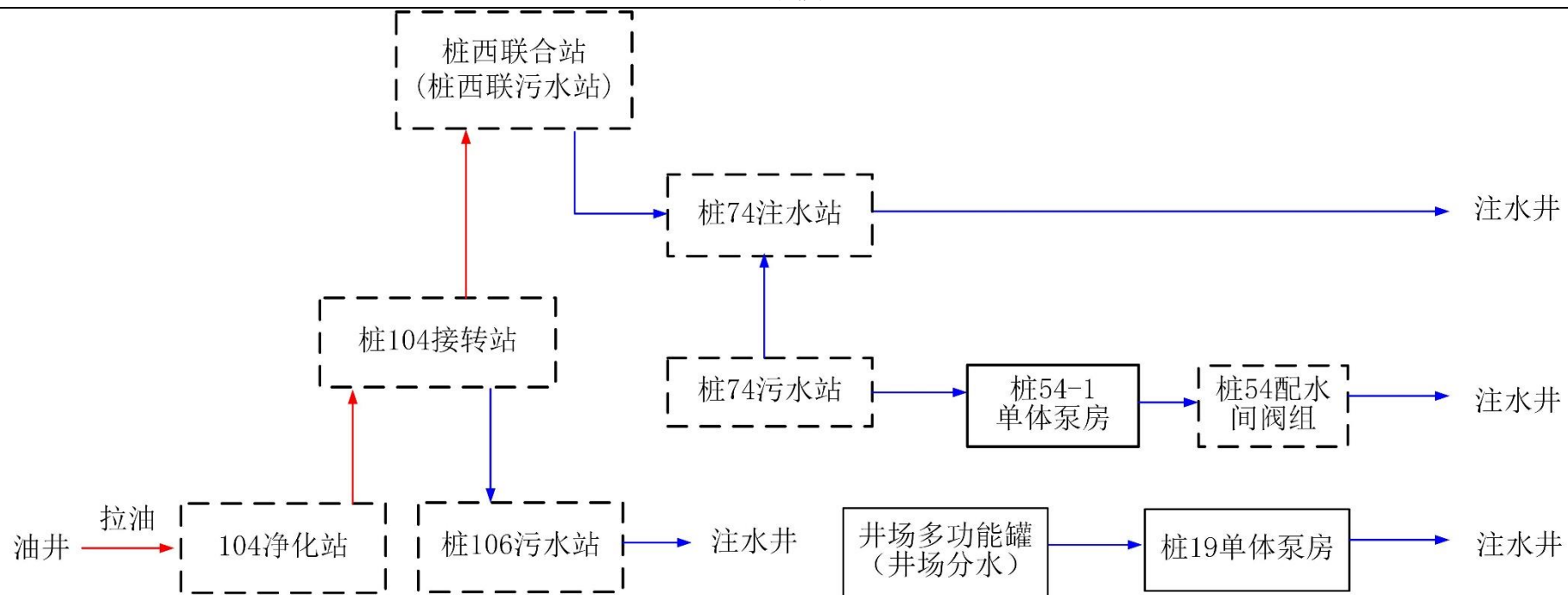
表 2.2-10 桩西油田未来 10 年产能预测一览表

年度	总井数 (口)	油井开井 (口)	油田			年产液 (10 ⁴ t)	年产油 (10 ⁴ t)	累产油 (10 ⁴ t)	累产液 (10 ⁴ t)	水井			
			日产液 (t)	日产油 (t)	含水 (%)					开井 (口)	单井日注 (m ³)	区块日注 (m ³)	年注水量 (10 ⁴ m ³)
1	9	7	72.70	3.70	94.91	2.18	0.11	0.11	2.18	2	50	100	3
2	9	7	75.20	3.30	95.61	2.26	0.10	0.21	4.44	2	50	100	3
3	9	7	81.80	3.00	96.33	2.46	0.09	0.30	6.90	2	50	100	3
4	9	7	89.40	2.80	96.87	2.68	0.08	0.38	9.58	2	50	100	3
5	9	7	99.70	2.60	97.39	2.99	0.08	0.46	12.57	2	50	100	3
6	9	7	111.40	2.50	97.76	3.34	0.07	0.53	15.91	2	50	100	3
7	9	7	128.70	2.30	98.21	3.86	0.07	0.60	19.77	2	50	100	3
8	9	7	155.90	2.20	98.59	4.68	0.07	0.67	24.45	2	50	100	3
9	9	7	204.90	2.10	98.98	6.15	0.06	0.73	30.60	2	50	100	3
10	9	7	240.90	2.00	99.17	7.23	0.06	0.79	37.83	2	50	100	3

2.2.4 物流集输方案

2.2.4.1 总体集输方案

本工程总体集输流程见图 2.2-4。



注：虚线框内为依托工程内容，实线框内为本工程内容。

图 2.2-4 总体集输流程示意图

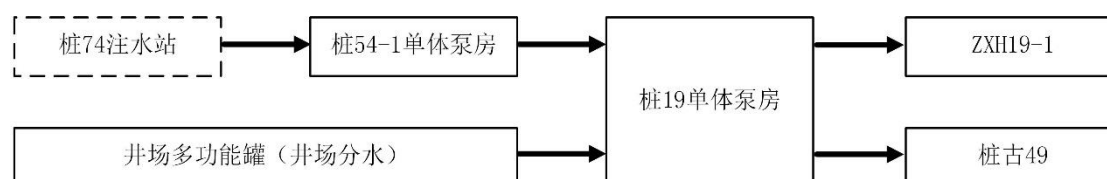
2.2.4.2 油气集输流程图



注：虚线框内为依托工程内容，实线框内为本工程内容。

图 2.2-5 桩西油田油气集输系统流程

2.2.4.3 注水流程图



注：虚线框内为依托工程内容，实线框内为本工程内容。

图 2.2-6 桩西油田注水系统流程

2.2.5 依托情况

本工程依托情况统计见表 2.2-11。

表 2.2-11 本工程依托情况一览表

油田	单位	采出液分离	油田采出水处理	油气集输站场	注水系统	废液处理站	油泥砂贮存场	油泥砂处理
桩西油田	桩西采油厂	104 接转站 桩西联合站	桩西联污水站	桩 104 净化站 桩 104 接转站	无	桩西长堤废液处理站	桩西油泥砂贮存池	胜利油田金岛实业有限责任公司

2.2.6 工程用海情况

桩西油田工程用海情况统计见表 2.2-12。

表 2.2-12 工程用海情况统计一览表

油田	单位	工程内容	沿岸海域（m ² ）
桩西油田	桩西采油厂	井台	27800
		站场	17137
		道路	62144
		管道	3055
合计			110136

2.2.7 劳动定员

桩西油田劳动定员共 7 人，统计情况见表 2.2-13。

表 2.2-13 劳动定员一览表

油田	单位	劳动定员（人）
桩西油田	桩西采油厂	7

2.3 五号桩油田

2.3.1 项目建成情况

2.3.1.1 油气资源概况

五号桩油田构造上位于孤北洼陷，属沾化凹陷东北部斜坡带上的次一级构造单元，西与埕东凸起相邻，南与孤岛凸起相接，东为长堤油田，北为桩西油田。是在中生界区域构造背景上发育起来的一个新生界断陷湖盆，为一东断西隆、北断南超的箕状洼陷。五号桩油田油藏埋深为 2700m~4000m。

东胜公司五号桩油田已探明储量 $900.28 \times 10^4 \text{t}$ ，可采储量 $120.3 \times 10^4 \text{t}$ ，剩余可采储量 $28.1 \times 10^4 \text{t}$ 。

桩西采油厂五号桩油田已探明储量 $863.55 \times 10^4 \text{t}$ ，动用地质储量 $756.55 \times 10^4 \text{t}$ ，可采储量 $108.86 \times 10^4 \text{t}$ ，剩余可采储量 $57.575 \times 10^4 \text{t}$ 。

主要含油层系为沙三段，油藏埋深 3000m~3750m，储层砂体主要成南北向展布，东西方向逐渐变薄，砂体厚度 8m~33m，孔隙度 13%~18.5%，渗透率 $6.5 \times 10^{-3} \mu \text{m}^2 \sim 45 \times 10^{-3} \mu \text{m}^2$ ，泥质含量 6.7%~13.6%，地面原油密度 $0.8375 \text{g/cm}^3 \sim 0.8593 \text{g/cm}^3$ ，地面原油粘度为 $5.38 \text{mPa} \cdot \text{s} \sim 29 \text{mPa} \cdot \text{s}$ ，含硫 0.06%~0.68%，凝固点 $26^\circ \text{C} \sim 39^\circ \text{C}$ 。

2.3.1.2 五号桩油田开发历程

本次五号桩油田滩海区块开发工程现评价涉及各类井 130 口（油井 109 口，注水井 21 口）。

本项目自 1980 年建设第 1 口井以来，持续建设至 2014 年，从建设历程图中可以看出建设出现较为明显的 2 个峰值，分别为 2001 年~2003 年、2011~2014 年。建设历程见图 2.3-1。

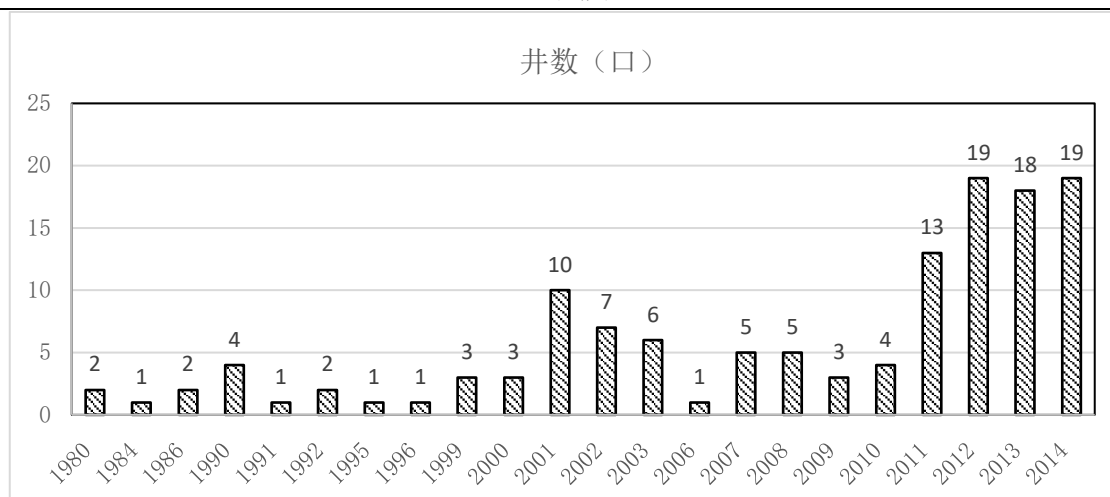


图 2.3-1 本项目各类井建设历程图

2.3.1.3 工程组成

本工程五号桩油田涉及管理单位包括桩西采油厂及东胜公司。

主要工程内容包括各类井 130 口(其中油井 109 口,注水井 21 口)、计量站 6 座、配水间 1 座、单体泵房 3 座、注水站 1 座、生活点 2 处。单井管线 22.861km、支干线 15.38km,道路 51.546km、电缆 0.7km。

工程组成见表 2.3-1,工程布局见附图 1.6~附图 1.8。

表 2.3-1 五号桩油田工程组成表

项目组成	工程名称	工程内容	
主体工程	井	共 130 口,其中油井 109 口(单井拉油 7 口,管输 102 口),注水井 21 口	
		桩西	共 65 口,其中油井 47 口(单井拉油 7 口,管输 40 口),注水井 18 口
		东胜	共 65 口,其中油井 62 口(均为管输),注水井 3 口
	油气集输	多功能罐	桩西 40m ³ 多功能罐 3 座
		加热炉	桩西 井场: 45kW 加热炉 14 座、50kW 加热炉 7 座、80kW 加热炉 7 座 计量站: 80kW 加热炉 2 座、150kW 加热炉 2 座、230kW 加热炉 1 座、460kW 加热炉 2 座
		计量站	桩西 6 座
		单井集油管线	桩西 44 条、12.93km,采油井场与计量站、干线之间管线
		集油支干线	桩西 6 条、9.93km
			东胜 1 条、5.45km
	注水系统	配水间	桩西 1 座
		单体泵房	桩西 3 座
		注水站	东胜 1 座,为桩 23-17-X26 注水站

2 工程概况

项目组成	工程名称	工程内容	
	单井注水管线	桩西	17 条，8.806km，注水井与配水间、注水阀组之间管线
		东胜	3 条，1.125km，注水井与注水站之间管线
	电力设施	电缆	桩西 3 条，0.7km
	道路	桩西	44 条，51.546km
辅助工程	生活点	桩西	2 处
环保工程	生活污水	依托旱厕，定期外运不排海	
	钻井固废处理	就地固化处理，其中含油钻井固废由胜利油田金岛实业有限责任公司处置	
依托工程	油气集输	桩西	桩 104 净化站、桩 104 接转站、桩 52 接转站
		东胜	桩 52 接转站
	采出液、采出气分离	桩西	依托桩 104 接转站、桩西联合站
		东胜	桩西联合站
	油田采出水	桩西	依托桩 106 污水站、桩西联污水站处理后回注地层
		东胜	依托桩西联污水站
	钻井废水处理	桩西	依托桩西长堤废液处理站
		东胜	依托孤四联废液处理站
	作业废水处理	桩西	施工期依托长堤作业废液处理站，运营期作业废水通过集输流程进入污水站处理
		东胜	施工期依托孤四联废液处理站，运营期作业废水通过集输流程进入污水站处理
	油泥砂储存	依托桩西油泥砂贮存池	
	油泥砂处理	委托胜利油田金岛实业有限责任公司	
	注水站	桩西	桩 52 注水站、桩 64 注水站、桩 74 注水站

五号桩油田工程设施现状见图 2.3-2。



2 工程概况

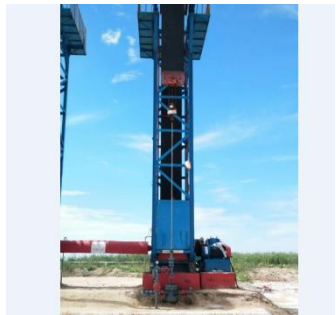
		
五号桩油田俯视		
		
油井（桩 606-6）	注水井（桩 54-2）	油井（桩 424-4）
		
计量站（423 计量站）	计量站（423 计量站设施）	配水间（723 配水间）
		
配水间（723 配水间设施）	泵房（421 泵房）	泵房（421 泵房设施）

图 2.3-2 五号桩油田工程设施现状照片

2.3.1.4 井

五号桩油田含各类井 130 口，其中油井 109 口（单井拉油 7 口，管输 102 口），注水井 21 口；其中桩西采油厂管辖 65 口，东胜公司管辖 65 口。五号桩油田各类井详情见表 2.3-2。

表 2.3-2 五号桩油田井场设施统计一览表

单位	井型			井数（口）	直井（口）	定向井（口）
桩西采油厂	生产井	油井	拉油	7	22	25
			管输	40		
		注水井		18	12	6
	桩西合计			65	34	31
东胜公司	生产井	油井	拉油	0	24	38
			管输	62		
		注水井		3	1	2
	东胜合计			65	25	40
五号桩油田合计				130	/	/

2.3.1.5 站

1) 计量站

五号桩油田计量站共 6 座，均由桩西采油厂管辖，计量站基本情况统计见表 2.3-3。

表 2.3-3 五号桩油田计量站设施

采油厂	序号	站场名称	所在井台名称	面积(m ²)	建成时间	运行状态	设备		加热炉参数				物流去向	用海类型
							名称	数量	规格(kW)	燃料类型	排气筒高度(m)	排气筒内径(m)		
桩西采油厂	1	423 计量站	桩 423-斜 1 井台	已计入井台	2005/9/1	停用	加热炉	1	80	伴生气	8	0.1	桩 52 接转站	沿岸海域
桩西采油厂	2	421 计量站	桩 421	已计入井台	2004/8/1	停用	加热炉	1	150	伴生气	8	0.15	桩 52 接转站	沿岸海域
桩西采油厂	3	54-1 计量站	桩 54-1	已计入井台	2008/8/1	在用	加热炉	2	460	伴生气	8	0.15	桩 52 接转站	沿岸海域
桩西采油厂	4	54-4 计量站	桩 54-4	已计入井台	2009/9/1	在用	加热炉	1	230	伴生气	8	0.15	桩 52 接转站	沿岸海域
桩西采油厂	5	707 计量站	/	已计入井台	2000/11/12	在用	加热炉	1	80	伴生气	8	0.1	桩 52 接转站	沿岸海域
桩西采油厂	6	723 计量站	桩 606-2 井台	已计入井台	2012/10/1	在用	加热炉	1	150	伴生气	8	0.15	桩 52 接转站	沿岸海域
合计	/	/	/	/	/	/	/	7	/	/	/	/	/	/

2) 配水间/单体泵房

五号桩油田配水间及单体泵房共 4 座，均由桩西采油厂管辖，基本情况统计见表 2.3-4。

表 2.3-4 五号桩油田配水间及单体泵房设施

采油厂	序号	站场名称	所在井台名称	面积 (m ²)	建成时间	运行状态	设备	注水来源	用海类型
桩西采油厂	1	723 配水间	桩 606-2	已计入井台	2012/10/1	停用	阀组	桩 74 注水站	沿岸海域
桩西采油厂	2	54-1 单体泵房 (掺水泵房合建)	桩 54-1	已计入井台	2008/8/1	在用	阀组	桩 74 注水站	沿岸海域
桩西采油厂	3	桩 421 单体泵房	桩 421	已计入井台	2001/6/1	在用	阀组	桩西联合站	沿岸海域
桩西采油厂	4	桩 702 单体泵房	桩 702-斜 9	已计入井台	2003/9/1	在用	阀组	桩 52 注水站	沿岸海域

3) 注水站

(1) 基本信息

五号桩油田内注水站共 1 座，为桩 23-17-X26 注水站，由东胜公司管辖，信息统计见表 2.3-5。

表 2.3-5 五号桩油田注水站统计

单位	序号	站场名称	面积 (m ²)	投产时间	运行状态	注水量 (m ³ /d)		注水来源	用海类型
						设计量	实际量		
东胜公司	1	桩 23-17-X26 注水站	与井组同台	2012/1/1	在用	120	45	桩 52 接转站	沿岸海域

(2) 工艺流程

桩 23-17-X26 注水站工艺流程见图 2.3-3。

图 2.3-3 注水站工艺流程图

(3) 平面布置图

桩 23-17-X26 注水站平面布置见图 2.3-4。

图 2.3-4 注水站平面布置图

(4) 主要设备

桩 23-17-X26 注水站主要设备统计情况见表 2.3-6。

表 2.3-6 桩 23-17-X26 注水站设备统计表

序号	名称及规格型号	单位	数量	备注
1	注水泵	台	3	开 1 备 2
2	注水罐 $V=20\text{m}^3$	座	1	在用
3	污水罐 $V=10\text{m}^3$	座	1	开 2 备 1

2.3.1.6 管线

五号桩油田共有单井管线 64 条、22.861km，其中桩西采油厂管辖 61 条、21.736km，东胜公司管辖 3 条、1.125km，单井管线埋深 0.3m 左右；支干线 7 条、15.38km，其中桩西采油厂管辖 6 条、9.93km，东胜公司管辖 1 条、5.45km，支干线埋深 0.5m~1.5m。单井管线统计见表 2.3-7，支干线统计见表 2.3-8。

表 2.3-7 五号桩油田单井管线统计

采油厂	计量站	单井管线				用海类型
		输送介质	数量（条）	长度（km）	管径（mm）	
桩西采油厂	干线	采出液	5	0.76	89	沿岸海域
桩西采油厂	421 计量站	采出液	1	0.5	89	沿岸海域
桩西采油厂	423 计量站	采出液	1	0.06	76	沿岸海域
桩西采油厂		采出液	2	0.11	89	沿岸海域
桩西采油厂	54-1 计量站	采出液	2	0.95	76	沿岸海域
桩西采油厂		采出液	2	0.34	89	沿岸海域
桩西采油厂	54-4 计量站	采出液	5	1.57	76	沿岸海域
桩西采油厂		采出液	5	2.36	89	沿岸海域
桩西采油厂	704 计量站	采出液	2	1.31	76	沿岸海域
桩西采油厂	707 计量站	采出液	4	2.6	76	沿岸海域
桩西采油厂	722 计量站	采出液	7	0.88	76	沿岸海域
桩西采油厂		采出液	1	1.1	89	沿岸海域
桩西采油厂	干线	采出液	6	0.31	76	沿岸海域
桩西采油厂	其他	采出液	1	0.08	89	沿岸海域
桩西采油厂	421 单体泵房	水	1	0.01	68	沿岸海域
桩西采油厂	53 注 1#泵房阀组	水	3	1.4	68	沿岸海域
桩西采油厂	53 注 3#泵房阀组	水	5	2.63	68	沿岸海域
桩西采油厂	702 泵房阀组	水	4	1.86	68	沿岸海域
桩西采油厂	大明阀组	水	2	0.276	68	沿岸海域

2 工程概况

采油厂	计量站	单井管线				用海类型
		输送介质	数量 (条)	长度 (km)	管径 (mm)	
桩西采油厂	桩 61-斜 N5 阀组 (室外)	水	1	0.03	68	沿岸海域
桩西采油厂		水	1	2.6	114	沿岸海域
桩西采油厂	小计	/	61	21.736	/	/
东胜公司	桩 23-17-X26 注水 站	水	1	0.025	114	沿岸海域
东胜公司		水	1	0.3	114	沿岸海域
东胜公司		水	1	0.8	114	沿岸海域
东胜公司	小计	/	3	1.125	/	/
合计		/	64	22.861	/	/

表 2.3-8 五号桩油田支干线管线统计

采油厂	序号	管线类型	管线名称	长度 (km)	管线外径 (mm)	输送介质	设计输送量 (10 ⁴ t)	运行状态	用海类型
桩西采油厂	1	集油支干线	423 计量站外输线	0.53	89	采出液	/	停用	沿岸海域
桩西采油厂	2	集油支干线	421 计量站外输线	2	114	采出液	1.5678	在用	沿岸海域
桩西采油厂	3	集油支干线	54-1 计量站外输线	5.6	159	采出液	0.3358	在用	沿岸海域
桩西采油厂	4	集油支干线	54-1 计量站外输线	0.75	114	采出液	1.9089	在用	沿岸海域
桩西采油厂	5	集油支干线	54-1 计量站外输线	0.55	114	采出液	2.1206	在用	沿岸海域
桩西采油厂	6	集油支干线	54-1 计量站外输线	0.5	114	采出液	2.117	在用	沿岸海域
小计	/	/	/	9.93	/	/	/	/	/
东胜公司	1	集油支干线	桩 30-桩 52 站外输支线	5.45	219	采出液	29.2	在用	沿岸海域
合计				15.38	/	/	/	/	/

2.3.1.7 附属设施

1) 道路

五号桩油田共有道路 44 条, 51.546km, 均由桩西采油厂管辖, 统计情况见表 2.3-9。

表 2.3-9 五号桩油田道路设施统计

采油厂	道路				
	宽度 (m)	数量 (条)	长度 (km)	占地 (m ²)	用海类型
桩西采油厂	36	1	4.826	173736	沿岸海域
桩西采油厂	8	40	37.162	297296	沿岸海域
桩西采油厂	18	3	9.558	172044	沿岸海域
合计		44	51.546	643076	/

2) 电力设施

五号桩油田共有电缆 3 条, 0.7km, 均由桩西采油厂管辖, 统计情况见表 2.3-10。

表 2.3-10 五号桩油田电力设施统计

采油厂	序号	设施名称	长度 (m)	设施类型	运行状态	项目占地
桩西采油厂	1	桩 53-斜 11 采二线 6KV 供电电缆	100	电缆	在用	沿岸海域
桩西采油厂	2	桩 423-斜 1 采二线 6KV 供电电缆	400	电缆	在用	沿岸海域
桩西采油厂	3	桩 62-4 采二线 6KV 供电电缆	200	电缆	在用	沿岸海域
小计	3	/	700	/	/	/

3) 附属设施

五号桩油田设生活点 2 处, 桩西采油厂生活点 1 处, 东胜公司生活点 1 处, 统计情况见表 2.3-11。

表 2.3-11 五号桩油田附属设施统计

单位	名称	投产时间	面积 (m ²)	主要设施	运行状态	用海类型
桩西采油厂	54-1 计量站生活区	2008 年	位于 54-1 计量站	宿舍、食堂等	在用	沿岸海域
东胜公司	桩 23 生活点	1995 年	5000	宿舍、食堂等	在用	沿岸海域

2.3.2 施工过程回顾

本工程施工过程主要包括常规钻井、地面施工过程，与桩西油田基本一致，在此不一一详述。

2.3.3 施工油藏开采方案及产能情况

2.3.3.1 开采方案

本工程涉及的开发方式包括天然能量开发、注水等，以注水开发方式为主。

1) 天然能量开发

天然能量是指未经打开的封闭的油气层本身存在的压力能量，利用本身的能量进行开采。

2) 注水

注水开发是利用注水井把水注入油层，以补充和保持油层压力的措施称为注水。为了弥补原油采出后所造成的地下亏空，保持或提高油层压力，实现油田高产稳产，并获得较高的采收率，必须对油田进行注水。

3) 开发方式统计

本工程五号桩油田主要开发方式统计情况见表 2.3-12。

表 2.3-12 本工程五号桩油田开发方式统计

油田	历史开发方式	目前开发方式
五号桩油田	注水+天然能量	注水

2.3.3.2 井下作业

油、水井在长期的生产过程中，不停顿地受到地下油、气、水的腐蚀，逐渐老化，出现各种不同类型的故障，导致油水井不能正常生产，甚至停产。因此，必须对出现问题与故障的油水井进行井下作业，井下作业内容主要有油水井维修、油层改造等。

油水井维修包括：冲砂、检泵、下泵、清防蜡、防砂、配注、堵水、封串、挤封、二次固井、打塞、钻塞、套管整形、修复、侧钻、打捞等作业，以达到恢复油井产能、封堵无效层以及其他井下故障处理的目的。

2.3.3.3 开发历程简述

五号桩油田于 1985 年投入开发，1989 年转注水开发，目前区块以注水开发为主。

2.3.3.4 产能回顾

五号桩油田自投入开发以来，累计产量统计见表 2.3-13。

表 2.3-13 五号桩油田产能统计

油田	五号桩油田	
二级单位	桩西采油厂	东胜
累产液 (10 ⁴ t)	182.74	98.99
累产油 (10 ⁴ t)	46.61	56.16

五号桩油田 2008 年~2017 年产能统计见表 2.3-14 及图 2.3-5。

表 2.3-14 2008 年~2017 年产能统计

年份	年产液 (10 ⁴ t)			年产油 (10 ⁴ t)		
	桩西采油厂	东胜公司	合计	桩西采油厂	东胜公司	合计
2008	10.473	3.8325	14.3055	2.128	2.2995	4.4275
2009	10.073	3.4675	13.5405	1.785	2.0805	3.8655
2010	9.965	3.6500	13.6150	1.926	2.1900	4.1160
2011	9.231	3.1025	12.3335	1.941	1.8615	3.8025
2012	13.328	4.9805	18.3085	3.255	2.9930	6.2480
2013	13.540	9.1250	22.6650	2.784	5.4750	8.2590
2014	15.570	8.6026	24.1726	2.110	5.1830	7.2930
2015	16.051	8.2125	24.2635	1.651	4.9275	6.5785
2016	14.205	6.5010	20.7060	1.158	3.9055	5.0635
2017	15.128	9.4047	24.5327	1.4045	5.0341	6.4386

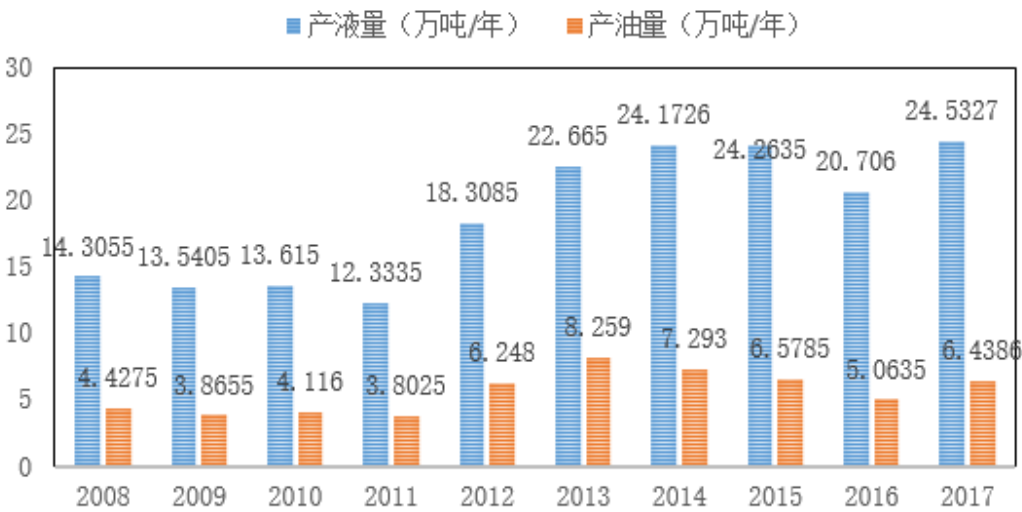


图 2.3-5 五号桩油田近 10 年（2008 年~2017 年）产能柱状图

2.3.3.5 产能预测

五号桩油田在用油井109口,注水井21口,未来10年产能预测情况见表2.3-15。

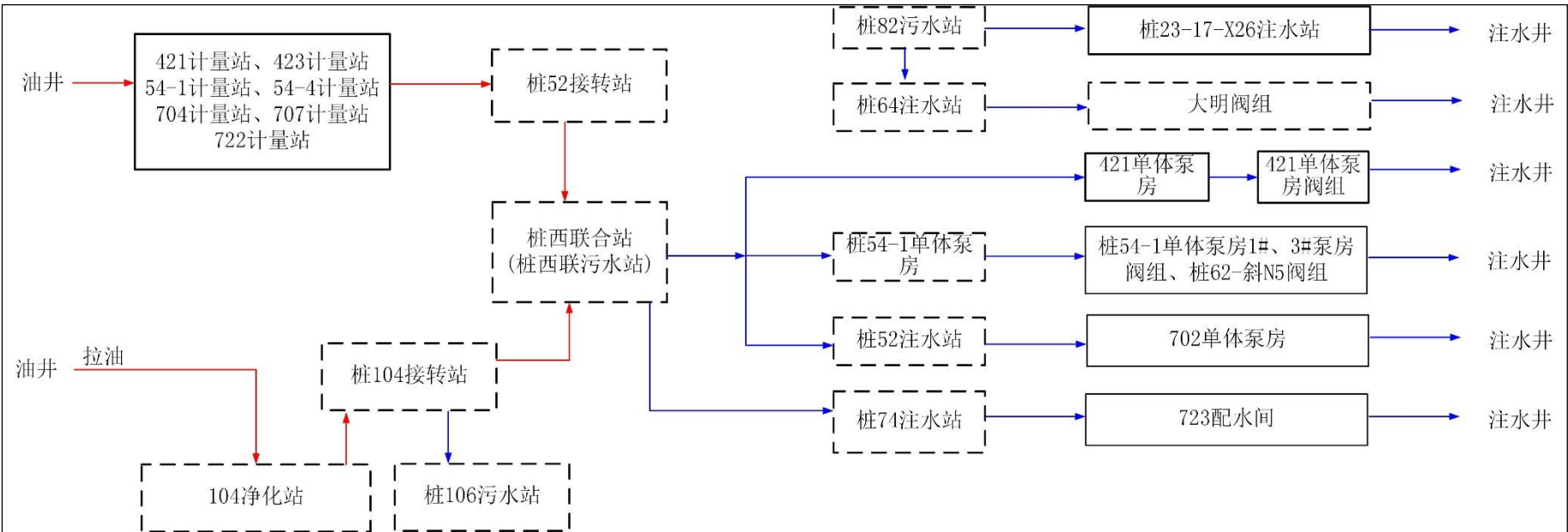
表 2.3-15 五号桩油田未来 10 年产能预测一览表

年 度	总井数 (口)	油井开井 (口)	油田			年产液 (10 ⁴ t)	年产油 (10 ⁴ t)	累产油 (10 ⁴ t)	累产液 (10 ⁴ t)	水井			
			日产液 (t)	日产油 (t)	含水 (%)					开井 (口)	单井日注 (m ³)	区块日注 (m ³)	年注水量 (10 ⁴ m ³)
1	110	91	596.20	144.40	75.78	18.41	4.60	4.60	18.41	19	43	495	13.50
2	110	91	579.60	132.30	77.17	17.87	4.20	8.80	36.28	19	42	492	13.50
3	108	89	561.70	117.90	79.01	17.29	3.75	12.54	53.57	19	41	489	13.50
4	108	89	555.70	107.10	80.73	17.09	3.41	15.95	70.66	19	41	489	13.50
5	104	86	552.30	95.30	82.74	16.96	3.04	19.00	87.62	18	42	486	13.50
6	104	86	557.80	87.60	84.30	17.10	2.80	21.79	104.72	18	45	536	15.00
7	101	83	567.40	79.20	86.04	17.36	2.51	24.30	122.08	18	43	530	15.00
8	100	82	594.30	72.30	87.83	18.13	2.30	26.60	140.21	18	43	530	15.00
9	98	81	636.60	65.90	89.65	19.37	2.10	28.70	159.59	17	49	580	16.50
10	97	80	712.50	60.70	91.48	21.63	1.92	30.62	181.22	17	53	630	18.00

2.3.4 物流集输方案

2.3.4.1 总体集输方案

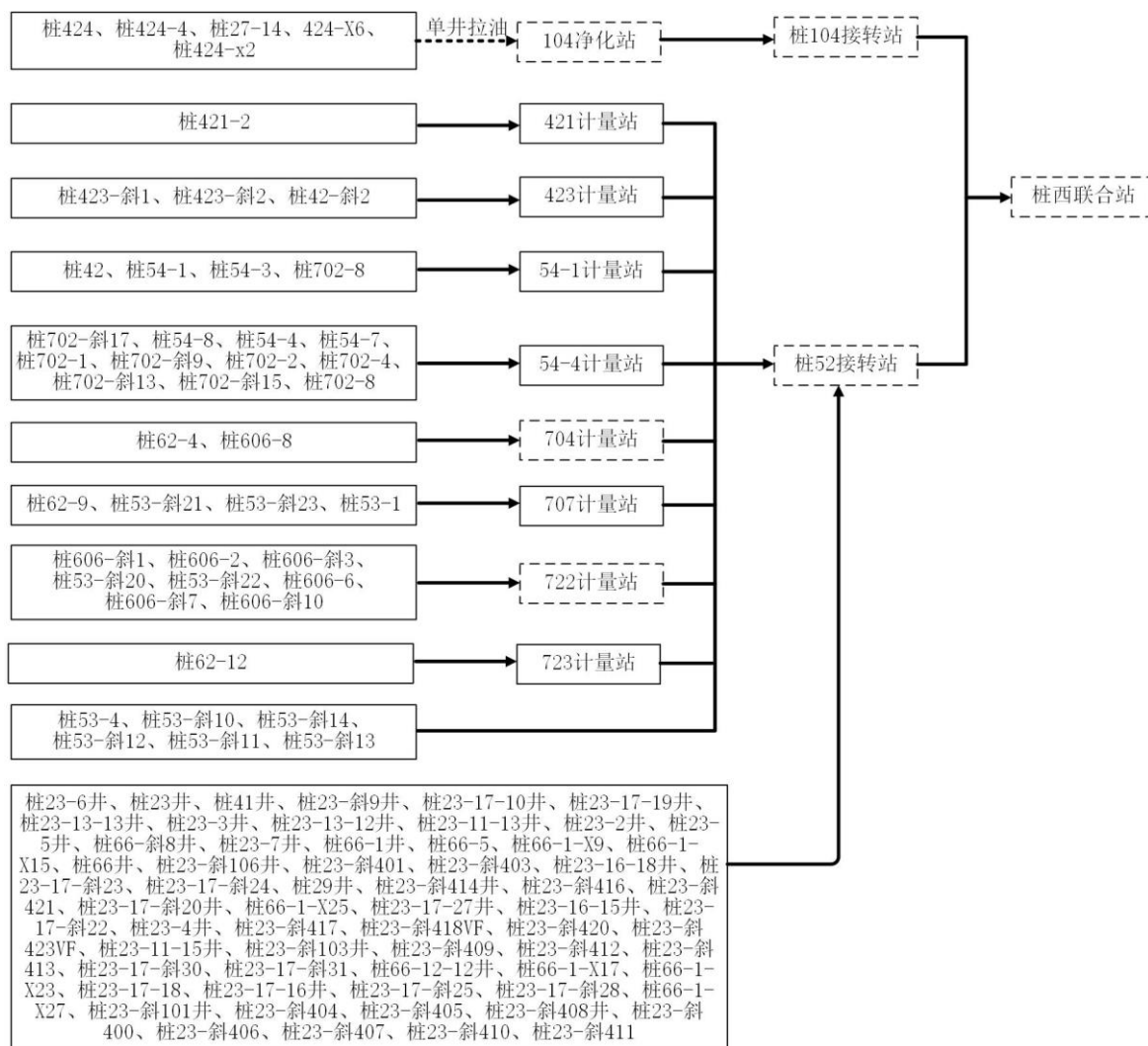
五号桩油田总体集输流程见图 2.3-6。



注：虚线框内为依托工程内容，实线框内为本工程内容。

图 2.3-6 总体集输流程示意图

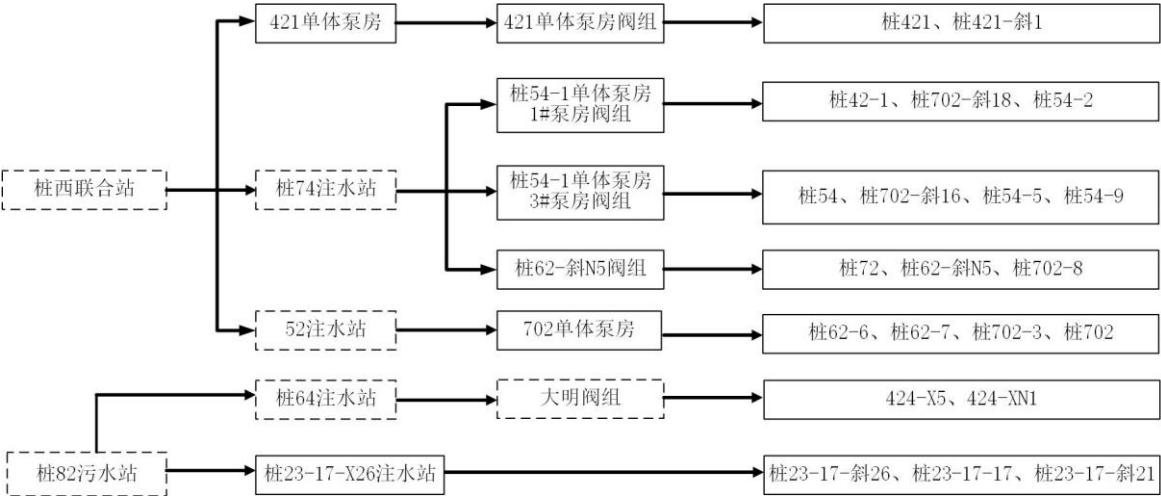
2.3.4.2 油气集输流程图



注：虚线框内为依托工程内容，实线框内为本工程内容。

图 2.3-7 五号桩油田油气集输系统流程

2.3.4.3 注水流程图



注：虚线框内为依托工程内容，实线框内为本工程内容。

图 2.3-8 五号桩油田注水系统流程

2.3.5 依托情况

五号桩油田依托情况统计见表 2.3-16。

表 2.3-16 本工程依托情况一览表

油田	单位	采出液分离	油田采出水处理	油气集输站场	注水系统	废液处理站	油泥砂贮存场	油泥砂处理
五号桩油田	桩西采油厂	桩 104 接转站桩西联合站	桩西联污水站 桩 106 污水站	桩 104 净化站 桩 104 接转站 桩 52 接转站	桩 52 注水站 桩 74 注水站 桩 64 注水站	桩西长堤废液处理站	桩西油泥砂贮存池	胜利油田金岛实业有限责任公司
	东胜公司	桩西联合站	桩西联污水站	桩 52 接转站	无	孤四联废液处理站		

2.3.6 工程用海情况

五号桩油田工程用海情况统计见表 2.3-17。

表 2.3-17 工程用海情况统计一览表

油田	单位	工程内容	沿岸海域（m ² ）
五号桩油田	桩西采油厂	井台	238458
		道路	643076
		队部	/
		管道	158330
	东胜公司	井台	52900
		队部	5000
		管道	32875
合计			1130639

2.3.7 劳动定员

五号桩油田劳动定员共 27 人，统计情况见表 2.3-18。

表 2.3-18 劳动定员一览表

油田	单位	劳动定员 (人)
五号桩油田	桩西采油厂	11
	东胜公司	16

2.4 长堤油田

2.4.1 项目建成情况

2.4.1.1 油气资源概况

长堤油田区域构造属于济阳坳陷沾化凹陷东北部，处于埕岛-桩西-长堤-孤东潜山披覆构造带中部。长堤油田滩海区自上而下共钻遇馆陶组、东营组、沙一段、沙二段、沙三段等 6 套含油层系，其中沙一段为生物灰岩，其余均为砂岩孔隙性储层。油藏埋深为 1450m~2870m。

东胜公司长堤油田已探明储量 $409.89 \times 10^4 \text{t}$ ，可采储量 $81.98 \times 10^4 \text{t}$ ，剩余可采储量 $17.3979 \times 10^4 \text{t}$ 。

桩西采油厂长堤油田已探明储量 $2286.56 \times 10^4 \text{t}$ ，动用地质储量 $2286.56 \times 10^4 \text{t}$ ，可采储量 $705.28 \times 10^4 \text{t}$ ，剩余可采储量 $501.05 \times 10^4 \text{t}$ 。

长堤油田油层物性较好，孔隙度 24%~32.3%，空气渗透率 $(229 \sim 1047) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，地面原油密度 $(0.8535 \sim 0.9797) \text{g/cm}^3$ ，地面原油粘度 $(10 \sim 751) \text{mPa} \cdot \text{s}$ 。

2.4.1.2 长堤油田开发历程

本次长堤油田滩海区块开发工程现评价涉及各类井 45 口（其中油井 31 口、注水井 14 口）。

本项目自 1984 年建设第 1 口井以来，持续建设至 2014 年，从建设历程图中可以看出建设出现较为明显的 3 个峰值，分别为 1984 年、1996 年和 2002 年。建设历程见图 2.4-1。

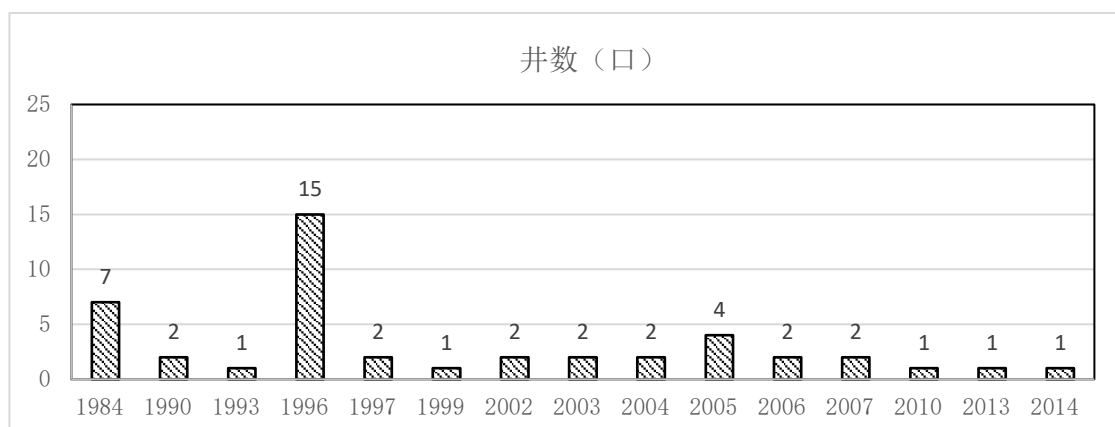


图 2.4-1 本项目各类井建设历程图

2.4.1.3 工程组成

本工程长堤油田内开发管理单位包括桩西采油厂、东胜公司。

主要工程内容包括井 45 口（其中油井 31 口、注水井 14 口）、注水站 1 座、计量站 7 座、单体泵房 1 座、增压泵房 1 座、单井管线 7.6264km、支干线 9.586km，道路 14.334km、电缆 0.55km。

工程组成见表 2.4-1，工程布局见附图 1.9～附图 1.12。

表 2.4-1 长堤油田工程组成表

项目组成	工程名称	工程内容		
主体工程	井	共 45 口，其中油井 31 口（均为管输），注水井 14 口		
		桩西	共 33 口，其中油井 20 口（均为管输），注水井 13 口	
		东胜	共 12 口，其中油井 11 口（均为管输）、注水井 1 口	
	油气集输	计量站	桩西	4 座
			东胜	3 座
		单井集油管线	桩西	17 条、3.001km，采油井场与计量站、干线之间管线
			东胜	8 条、0.5034km，采油井场与计量站之间管线
		集油支干线	桩西	3 条，2.37km
			东胜	2 条，2.01km
	注水系统	注水站	东胜	1 座
		单体泵房	桩西	1 座：桩 6-X2 单体泵房（与桩 1-49 计量站合建）
		增压泵房	桩西	1 座：桩 11-X7 增压泵房（位于 CTH11-1 井台）
		单井注水管线	桩西	13 条，4.122km，注水井与配水间之间管线
		注水支干线	桩西	4 条，5.206km
辅助工程	电力设施	电缆	桩西	2 条，0.55km
		道路	东胜	10 条，14.334km
环保工程	生活污水		依托旱厕，定期外运不排海	
	钻井固废处理		就地固化，其中含油钻井固废由胜利油田金岛实业有限责任公司处置	
依托工程	油气集输		均依托桩 1 接转站	
	采出液、采出气分离		均依托桩 1 接转站、桩西联合站	
	油田采出水		均依托桩 1 污水站、桩西联污水站处理后回注地层	
	钻井废水处理		均依托长堤废液处理站	
	作业废水处理	桩西	施工期依托桩西长堤废液处理站，运营期作业废水通过集输流程进入污水站处理	
		东胜	施工期依托桩西长堤废液处理站，运营期作业废水通过集输流程进入污水站处理	
	油泥砂储存		依托桩西油泥砂贮存池	
	油泥砂处理		委托胜利油田金岛实业有限责任公司处理	
	注水站		桩西	桩 1 注水站、桩 74 注水站

长堤油田工程设施现状见图 2.4-2。



图 2.4-2 长堤油田工程设施现状照片

2.4.1.4 井

长堤油田共有井 45 口，其中油井 31 口（均为管输），注水井 14 口，桩西采油厂管辖 33 口，东胜公司管辖 12 口。长堤油田各类井基本情况详见表 2.4-2。

表 2.4-2 长堤油田井场设施统计一览表

单位	井型			井数 (口)	直井 (口)	水平井 (口)	定向井 (口)
桩西采油 厂	生产井	油井	拉油	/	11	2	8
			管输	20			
		注水井			13	4	/
	桩西合计			33	15	2	17
东胜公司	生产井	油井	拉油	/	5	6	/
			管输	11			
		注水井			1	1	/
	东胜合计			12	6	6	/
长堤油田合计				45	/	/	/

2.4.1.5 站

长堤油田共有计量站 7 座，其中桩西采油厂管辖 4 座，东胜公司管辖 3 座；另有单体泵房 1 座（与桩 1-49 计量站合建）、增压泵房 1 座，均由桩西采油厂管辖。

1) 计量站

长堤油田计量站统计见表 2.4-3。

表 2.4-3 长堤油田计量站设施统计

采油厂	序号	站场名称	所在井台名称	面积 (m ²)	建成时间	运行状态	设备	采出液去向/注水来源	用海类型
桩西采油厂	1	桩 1-44 计量站	CTH1-44	已计入井台面积	2004/5/8	在用	分离器	桩 1 接转站	沿岸海域
桩西采油厂	2	桩 1-39 计量站	CTH1-39	已计入井台面积	1997/5/10	在用	分离器	桩 1 接转站	沿岸海域
桩西采油厂	3	桩 1-45C 计量站	CTH11-X32	已计入井台面积	2004/5/11	在用	分离器	桩 1 接转站	沿岸海域
桩西采油厂	4	桩 1-49 计量站	CTH1-49	已计入井台面积	2010/7/20	在用	分离器	桩 1 接转站	沿岸海域
东胜公司	5	金角 3 号计量站	桩 11 井台	已计入井台面积	1989/6/1	在用	分离器	桩西联合站	沿岸海域
东胜公司	6	金角 8 号计量站	桩 701 井台	已计入井台面积	2013/9/28	停用	分离器	桩西联合站	沿岸海域
东胜公司	7	金角 6 号计量站	桩 12-平 4	已计入井台面积	2008/12/25	在用	分离器	桩西联合站	沿岸海域

2) 单体泵房/增压泵房

长堤油田单体泵房/增压泵房设施统计见表 2.4-4。

表 2.4-4 长堤油田单体泵房/增压泵房设施统计

采油厂	序号	站场名称	所在井台名称	面积 (m ²)	建成时间	运行状态	设备	注水来源	用海类型
桩西采油厂	1	桩 6-X2 单体泵房	CTH1-49	已计入井台面积	2010/7/20	停用	注水泵	桩 1 接转站	沿岸海域
桩西采油厂	2	桩 11-X7 增压泵房	CTH11-1 井台	已计入井台面积	/	在用	增压泵	桩 1 接转站	沿岸海域

3) 注水站

(1) 基本情况

长提油田内注水站共 1 座，为金角 2 号注水站，见表 2.4-5。

表 2.4-5 2 号注水站信息统计

序号	站场名称	面积 (m ²)	投产时间	运行状态	注水量 (m ³ /d)		注水来源	项目占地
					设计量	实际量		
1	金角 2 号注水站	已计入井台面积	2010/1/5	运行	840	800	桩 1 接转站	沿岸海域

(2) 主要设备

金角 2 号注水站主要设备统计情况见表 2.4-6。

表 2.4-6 金角 2 号注水站设备统计表

序号	名称及规格型号	单位	数量	备注
1	柱塞注水泵 5ZS-33-16	台	2	/

2.4.1.6 管线

长堤油田共有单井管线 38 条、7.6264km，其中桩西采油厂管辖 30 条、7.123km，东胜公司管辖 8 条、0.5034km，单井管线埋深 0.3m；支干线 9 条、9.586km，其中桩西采油厂管辖 7 条、7.576km，东胜公司管辖 2 条、2.01km，支干线埋深 0.5m~1.5m。滩海陆岸井台进井道路一侧设涵管，管线沿路涵管敷设。单井管线统计见表 2.4-7，支干线统计见表 2.4-8。

表 2.4-7 长堤油田单井管线统计表

采油厂	计量站	单井管线				用海类型
		输送介质	数量（条）	长度（km）	外径（mm）	
桩西采油厂	139 计量站	采出液	4	2.4	89	沿岸海域
		采出液	1	0.05	89	沿岸海域
	1-45C 计量站	采出液	1	0.05	89	沿岸海域
	1-49 计量站	采出液	5	0.24	89	沿岸海域
	713 计量站	采出液	4	0.23	89	沿岸海域
	干线	采出液	2	0.031	89	沿岸海域
	桩 11-X7 增压泵	水	1	0.03	114	沿岸海域
	桩 1 注水站	水	2	1.72	89	沿岸海域
		水	6	1.851	114	沿岸海域
		水	2	0.411	140	沿岸海域
	桩 6-X2 单体泵	水	2	0.11	68	沿岸海域
	小计	/	30	7.123	/	/
东胜公司	桩 1-45C 计量站	采出液	1	0.1	89	沿岸海域
		采出液	1	0.05	89	沿岸海域
		采出液	1	0.06	89	沿岸海域

2 工程概况

采油厂	计量站	单井管线				用海类型
		输送介质	数量（条）	长度（km）	外径（mm）	
	金角 3 号计量站	采出液	1	0.0586	97	沿岸海域
采出液		1	0.0361	97	沿岸海域	
采出液		1	0.0715	97	沿岸海域	
采出液		1	0.0579	97	沿岸海域	
采出液		1	0.0693	97	沿岸海域	
合计		/	8	0.5034	/	/

表 2.4-8 长堤油田支干线管线统计表

采油厂	序号	管线类型	管线名称	长度（km）	管线外径（mm）	输送介质	设计输送量（10 ⁴ t）	运行状态	用海类型
桩西采油厂	1	集油支干线	1-39 计量站外输线	1.2	200	采出液	50.42	在用	沿岸海域
桩西采油厂	2	集油支干线	1-44 计量站外输线	1	114	采出液	24.55	在用	沿岸海域
桩西采油厂	3	集油支干线	1-49 计量站外输线	0.17	89	采出液	9.23	在用	沿岸海域
桩西采油厂	4	注水支干线	桩 1-43 阀组注水干线	1.7	168	污水	69.35	在用	沿岸海域
桩西采油厂	5	注水支干线	桩 1-39 计注水阀组干线	2.94	273	污水	222.65	在用	沿岸海域
桩西采油厂	6	注水支干线	桩 1-55 注水阀组干线	0.497	219	污水	135.05	在用	沿岸海域
桩西采油厂	7	注水支干线	桩 1-86 注水阀组干线	0.069	168	污水	109.5	在用	沿岸海域
小计	7	/	/	7.576	/	/	/	/	/
东胜公司	1	集油干线	桩 1-45 计量站-桩 1-39 计量站集油管线	1.12	100	采出液	5.1	在用	沿岸海域
东胜公司	2	集油干线	金角 3 号计量站-金角 6 号计量站集油管线	0.89	150	采出液	8.6	在用	沿岸海域
小计	2	/	/	2.01	/	/	/	/	/
合计	9	/	/	9.586	/	/	/	/	/

2.4.1.7 附属设施

1) 道路

长堤油田内共敷设道路 10 条，长度 14.334km，均由东胜公司负责管辖，道路基本情况统计见表 2.4-9。

表 2.4-9 长堤油田道路统计

采油厂	道路				
	宽度 (m)	数量 (条)	长度 (km)	占地 (m ²)	用海类型
东胜公司	18	1	2.464	44352	沿岸海域
东胜公司	8	1	0.17	1360	沿岸海域
东胜公司	8	1	1.599	12792	沿岸海域
东胜公司	8	1	2.252	18016	沿岸海域
东胜公司	8	1	2.675	21400	沿岸海域
东胜公司	8	1	0.838	6704	沿岸海域
东胜公司	8	1	0.497	3976	沿岸海域
东胜公司	8	1	0.639	5112	沿岸海域
东胜公司	8	1	2.097	16776	沿岸海域
东胜公司	8	1	1.103	8824	沿岸海域
合计	/	10	14.334	139312	/

2) 电缆

长堤油田内共敷设电缆 2 条，长度 0.55km，均由桩西采油厂负责管辖，统计情况见表 2.4-10。

表 2.4-10 长堤油田电缆统计

采油厂	序号	设施名称	长度 (km)	设施类型	运行状态	用海类型
桩西采油厂	1	1-44 计量站高压电缆	0.38	电缆	在用	沿岸海域
桩西采油厂	2	1-49 计量站高压电缆	0.17	电缆	在用	沿岸海域
合计	2	/	0.55	/	/	/

2.4.2 施工过程回顾

2.4.2.1 施工内容简介

本工程施工过程主要包括常规钻井、地面施工过程；漫水路及管线、滩海陆岸井台施工。

常规施工过程主要包括钻井工程、井下作业工程及地面工程，与桩西油田基本一致，在此不一一赘述。

滩海陆岸施工主要包括漫水路、滩海陆岸井台建设。

2.4.2.2 漫水路及管线施工方案

漫水路主要施工流程见图 2.4-3。

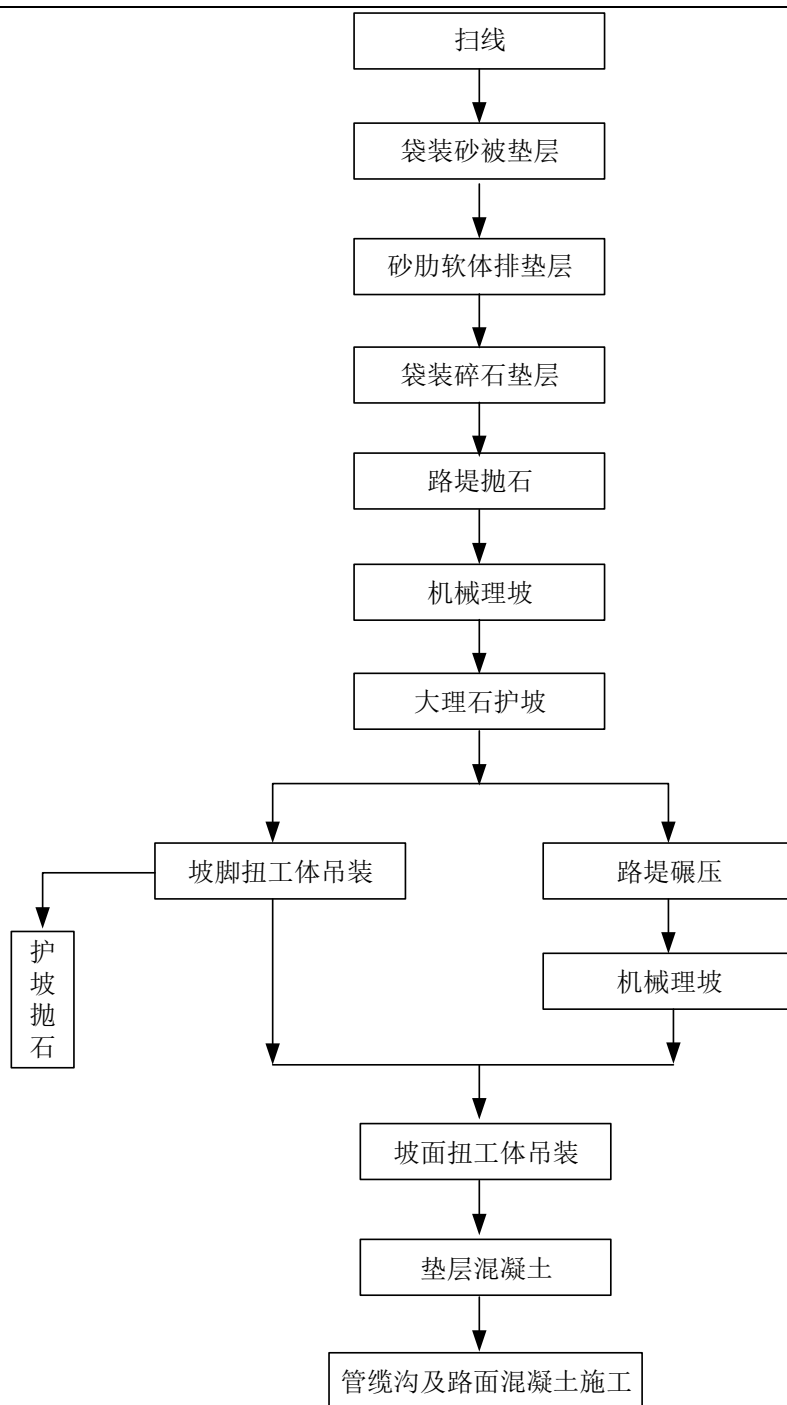


图 2.4-3 漫水路施工流程

1) 扫线

对路轴线位置两侧 40m 范围内对海底进行探摸，并对有块石或其它障碍物的地段进行清理，对海底局部高差较大的部位，采用砂袋进行处理。

2) 袋装砂被垫层施工

袋装砂被垫层沿路堤及护底宽度铺设，厚 50cm，采用铺排船施工。

3) 砂肋软体排垫层施工

砂肋软体排铺设于袋装砂被垫层上部，其宽度同袋装砂被，采用铺排船铺设。

4) 袋装碎石施工

在砂肋软体排上设碎石袋两层，袋装碎石施工采用专用船施工。

5) 路堤抛石

施工工艺流程：海上来料→驳船倒运→船只定位→抛石→机械整理→大块石防护→机械碾压。

6) 漫水路扭工体安装

扭工体在预制场预制并养护成型后，通过拖车运输至施工现场安装。

7) 现浇混凝土管缆沟

首先实施垫层混凝土，而后实施管缆沟砼浇筑、混凝土浇筑、养护、中砂填筑及混凝封顶。

8) 混凝土路面施工

包括现浇砼路面、漫水路路面下设干砌片石层、标志杆安装。

2.4.2.3 滩海陆岸井台

滩海陆岸井台主要施工流程见图 2.4-4。

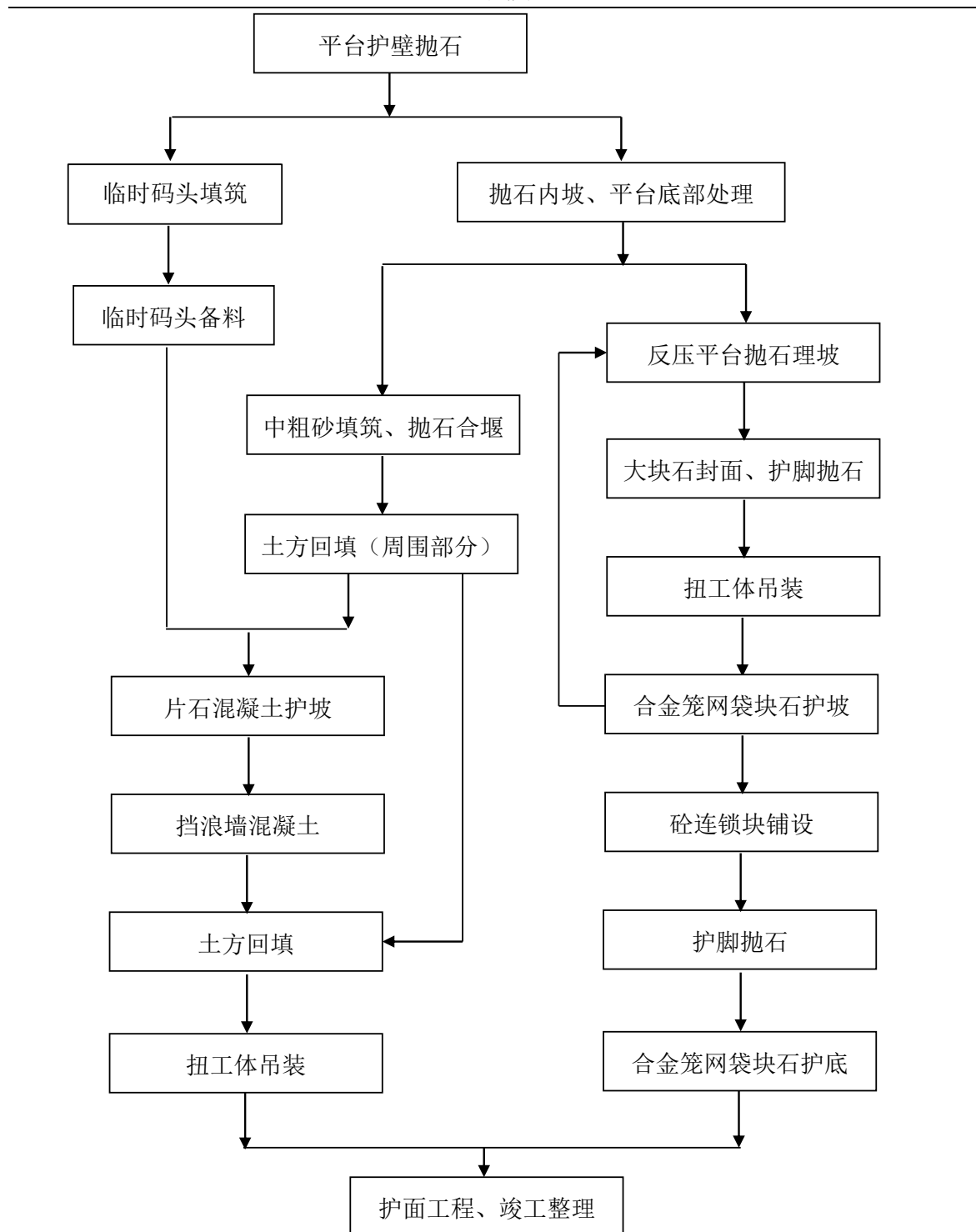


图 2.4-4 井台施工流程

1) 井台护壁抛石

抛填石料采用海上运输的方式运输到现场，石料运输船在离路 2km~3km 处的深水停泊，再用倒驳船倒运至施工位置抛填。

2) 混凝土连锁块铺设

井台四周设混凝土连锁块护底，采用铺排船施工。

3) 井台基底处理

井台基底铺设土工格栅及土工布各一层，土工织物铺设采用人工配合作业船只水上铺设。

4) 中粗砂填筑

井台内部中粗砂采用海上运输，采用带有自卸功能的小型运砂船将中粗砂倒运至施工现场，停靠在井台抛石岛壁外侧，通过自卸船上的传送带卸入井台内部，用高压水枪冲平。达到设计高程后，顶面整平压实。

5) 土方回填

取土场采用挖掘机备土晾晒，土方采用自卸车运输至施工现场，推土机推平整理，压路机配合进行碾压。

6) 片石混凝土护坡

混凝土由临时码头搅拌站拌合，自卸翻斗运输至施工位置直接倒入流槽，采用插入式振动棒振动。在混凝土浇注的过程中，由人工将片石摆放于混凝土中。片石放入后及时采用插入式振动棒振动，使片石和混凝土有效结合。

7) 现浇混凝土挡浪墙

包括基底处理、绑扎钢筋、立模板、混凝土浇筑。

8) 扭工体安装

扭工体在预制场预制并养护成型后，运输至施工现场安装。

9) 井台封顶

工序待钻井作业完成后施工，井台封顶采用 30cm 厚 M7.5 水泥砂浆砌片石，下垫 10cm 厚碎石。

2.4.3 施工油藏开采方案及产能情况

2.4.3.1 开采方案

本工程涉及的开发方式包括天然能量开发、注水等，以注水开发方式为主。

1) 天然能量开发

天然能量是指未经打开的封闭的油气层本身存在的压力能量，利用本身的能量进行开采。

2) 注水

注水开发是利用注水井把水注入油层，以补充和保持油层压力的措施称为注水。为了弥补原油采出后所造成的地下亏空，保持或提高油层压力，实现油田高产稳产，并获得较高的采收率，必须对油田进行注水。

3) 开发方式统计

本工程长堤油田主要开发方式统计情况见表 2.4-11。

表 2.4-11 本工程长堤油田开发方式统计

油田	历史开发方式	目前开发方式
长堤油田	天然能量+注水	天然能量+注水

2.4.3.2 井下作业

油、水井在长期的生产过程中，不停顿地受到地下油、气、水的腐蚀，逐渐老化，出现各种不同类型的故障，导致油水井不能正常生产，甚至停产。因此，必须对出现问题与故障的油水井进行井下作业，井下作业内容主要有油水井维修、油层改造等。

油水井维修包括：冲砂、检泵、下泵、清防蜡、防砂、配注、堵水、封串、挤封、二次固井、打塞、钻塞、套管整形、修复、侧钻、打捞等作业，以达到恢复油井产能、封堵无效层以及其他井下故障处理的目的。

2.4.3.3 开发历程简述

长堤油田自 1987 年 11 月投入开发，以天然能量开发为主，2012 年 4 月开始边外注水。目前长堤油田滩海区以天然能量开发为主，部分小层注水开发。

2.4.3.4 产能回顾

长堤油田自投入开发以来，累计产量统计见表 2.4-12。

表 2.4-12 长堤油田产能统计

油田	长堤油田	
二级单位	桩西采油厂	东胜
累产液 (10^4t)	1083.87	318.29
累产油 (10^4t)	48.45	18.89

长堤油田 2008 年~2017 年产能统计见表 2.4-13 及图 2.4-5。

表 2.4-13 2008 年~2017 年产能统计

年份	年产液 (10 ⁴ t)			年产油 (10 ⁴ t)		
	桩西采油厂	东胜公司	合计	桩西采油厂	东胜公司	合计
2008	72.6787	21.7523	94.4310	2.4489	0.8404	3.2893
2009	69.8182	14.0752	83.8934	2.4642	0.6446	3.1088
2010	68.6183	21.6611	90.2794	1.9512	0.5933	2.5445
2011	77.1006	22.0009	99.1015	1.8391	0.5526	2.3917
2012	82.4299	8.3985	90.8284	1.7576	0.2393	1.9969
2013	84.8144	19.4181	104.2325	2.0635	0.6250	2.6885
2014	83.2595	18.5985	101.8580	2.3340	0.4467	2.7807
2015	86.1366	24.2750	110.4116	2.0451	0.8504	2.8955
2016	64.4869	17.4459	81.9328	1.5445	0.4662	2.0107
2017	75.31175	43.1122	118.42375	1.7948	2.0894	3.8842

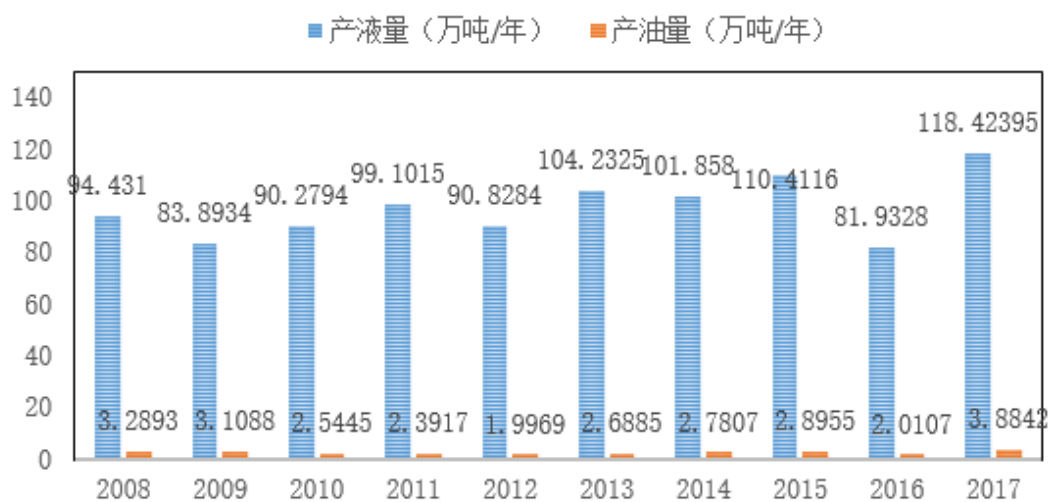


图 2.4-5 长堤油田近 10 年 (2008 年~2017 年) 产能柱状图

2.4.3.5 产能预测

长堤油田在用油井 32 口、注水井 14 口。未来 10 年产能预测情况见表 2.4-14。

表 2.4-14 长堤油田未来 10 年产能预测一览表

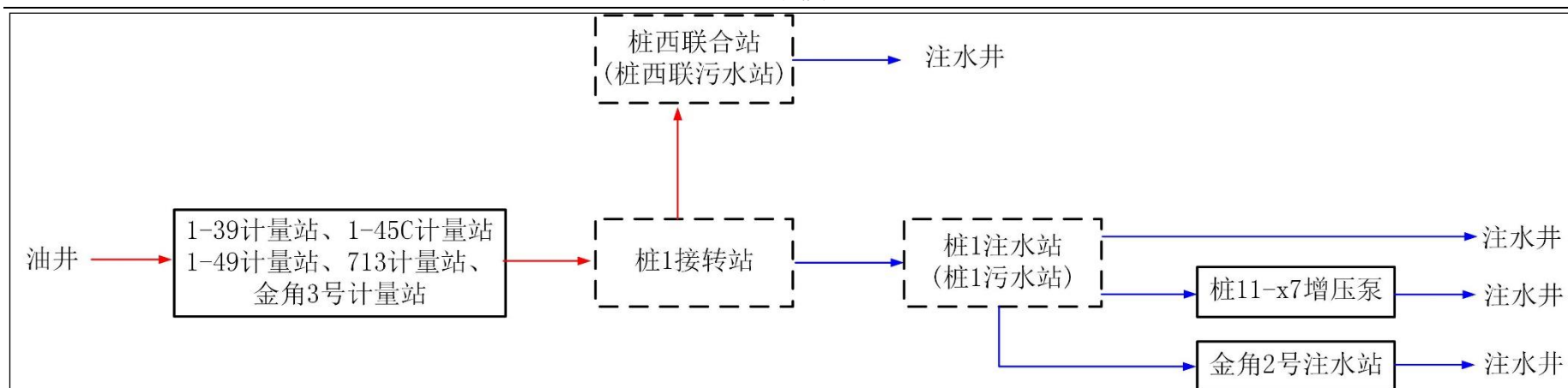
年 度	总井数 (口)	油井开 井 (口)	油田			年产液 (10 ⁴ t)	年产油 (10 ⁴ t)	累产油 (10 ⁴ t)	累产液 (10 ⁴ t)	水井			
			日产液 (t)	日产油 (t)	含水 (%)					开井 (口)	单井日注 (m ³)	区块日注 (m ³)	年注水量 (10 ⁴ m ³)
1	37	24	2388.40	48.09	97.99	80.10	1.62	1.62	80.10	13	588.33	7060	232.98
2	36	23	2336.40	45.18	98.07	78.38	1.52	3.14	158.48	13	590.00	7080	233.64
3	36	23	2326.40	41.30	98.22	78.05	1.38	4.52	236.53	13	666.67	8000	264.00
4	34	22	2276.40	38.60	98.30	76.40	1.30	5.82	312.93	12	700.00	7700	254.10
5	34	22	2306.40	35.90	98.44	77.39	1.20	7.02	390.32	12	701.82	7720	254.76
6	34	22	2306.40	32.30	98.60	77.39	1.08	8.10	467.71	12	704.55	7750	255.75
7	33	21	2276.40	30.80	98.65	76.40	1.03	9.13	544.11	12	701.82	7720	254.76
8	33	21	2296.40	29.30	98.72	77.06	0.99	10.11	621.17	12	700.00	7700	254.10
9	31	20	2256.40	27.90	98.76	75.74	0.93	11.04	696.91	11	740.00	7400	244.20
10	31	20	2266.40	25.50	98.87	76.07	0.86	11.90	772.98	11	730.00	7300	240.90

2.4.4 物流集输方案

2.4.4.1 总体集输方案

本工程总体集输流程见图 2.4-6。

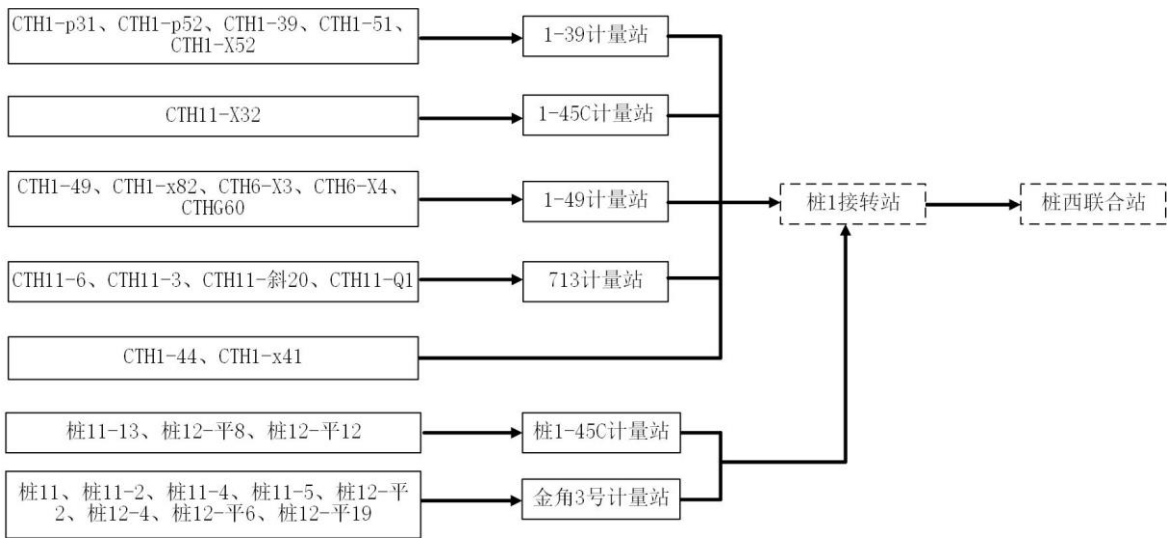
2 工程概况



注：虚线框内为依托工程内容，实线框内为本工程内容。

图 2.4-6 总体集输流程示意图

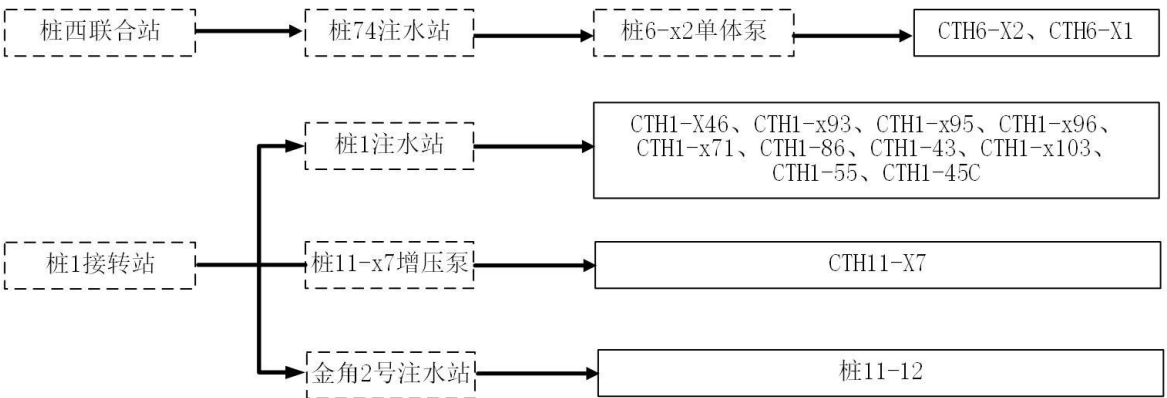
2.4.4.2 油气集输流程图



注：虚线框内为依托工程内容，实线框内为本工程内容。

图 2.4-7 长堤油田油气集输系统流程

2.4.4.3 注水流程图



注：虚线框内为依托工程内容，实线框内为本工程内容。

图 2.4-8 长堤油田注水系统流程

2.4.5 依托情况

长堤油田依托情况统计见表 2.4-15。

表 2.4-15 长堤油田依托情况一览表

油田	单位	采出液分离	油田采出水处理	油气集输站场	注水系统	废液处理站	油泥砂贮存场	油泥砂处理
长堤油田	桩西采油厂	桩西联合站	桩 1 污水站 桩西联污水站	桩 1 接转站	桩 1 注水站 桩 74 注水站	桩西长堤废液处理站	桩西油泥砂贮存池	胜利油田金岛实业有限责任公司
	东胜公司				无			

2.4.6 工程用海情况

长堤油田工程用海情况统计见表 2.4-16。

表 2.4-16 工程用海情况统计一览表

油田	单位	工程内容	沿岸海域（m ² ）
长堤油田	桩西采油厂	井台	60582.7
		管道	73495
	东胜公司	井台	22581
		道路	139312
		管道	71670
合计			367640.7

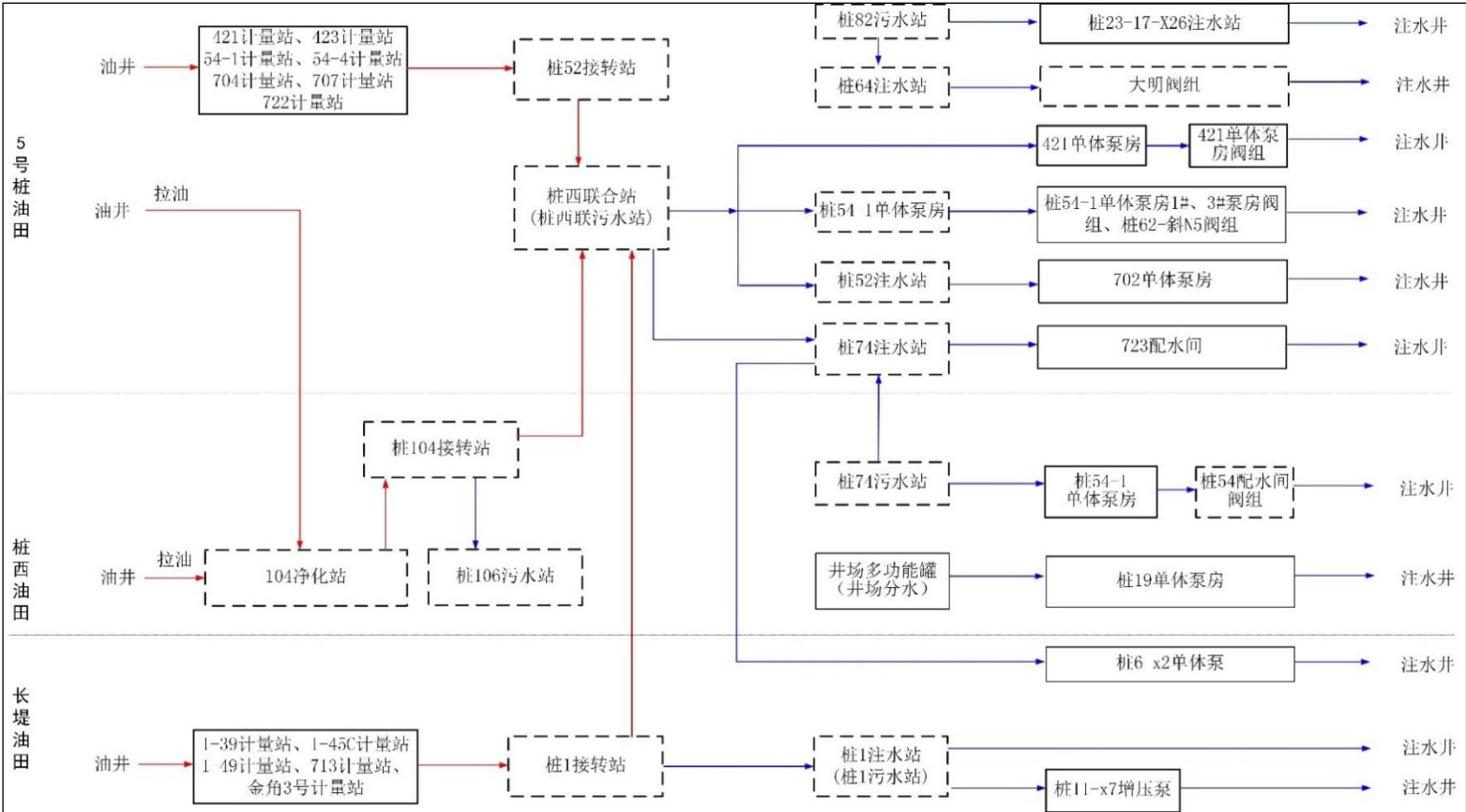
2.4.7 劳动定员

本工程劳动定员共 3 人，统计情况见表 2.4-17。

表 2.4-17 劳动定员一览表

油田	单位	劳动定员 (人)
长堤油田	东胜公司	0
	桩西采油厂	3

2.5 总体流程



注：虚线框内为依托工程内容，实线框内为本工程内容。

图 2.5-1 总体集输流程示意图

2.6 依托情况及能力分析

2.6.1 依托情况统计

本工程依托情况统计见表 2.6-1，依托设施三同时情况见表 2.6-2。

表 2.6-1 本工程依托情况一览表

油田	单位	采出液分离	油田采出水处理	油气集输站场	注水系统	废液处理站	油泥砂贮存场	油泥砂处理
桩西油田	桩西采油厂	104 接转站 桩西联合站	桩西联污水站	桩 104 净化站 桩 104 接转站	无	桩西长堤废液处理站	桩西油泥砂贮存池	胜利油田金岛实业有限责任公司
长堤油田	桩西采油厂	桩西联合站	桩 1 污水站 桩西联污水站	桩 1 接转站	桩 1 注水站 桩 74 注水站			
	东胜公司				无			
五号桩油田	桩西采油厂	桩 104 接转站 桩西联合站	桩西联污水站 桩 106 污水站	桩 104 净化站 桩 104 接转站 桩 52 接转站	桩 52 注水站 桩 74 注水站 桩 64 注水站	孤四联废液处理站		
	东胜公司	桩西联合站	桩西联污水站	桩 52 接转站	无			

表 2.6-2 本工程依托设施“三同时”情况一览表

序号	站场	环评批复单位	环评批复文号	环评批复时间	验收批复单位	验收批复文号	验收批复时间
1	桩 104 接转站	东营市环保局	东环发[2007]8 号	2007.01.16	东营市环保局	东环验[2009]5004 号	2009.02.25
2	桩西联合站 (桩 1 污水站)	东营市环保局	东环发[2007]8 号	2007.01.16	东营市环保局	东环验[2009]5004 号	2009.02.25
3	桩 104 净化站	东营市环保局	东环发[2007]8 号	2007.01.16	东营市环保局	东环验[2009]5004 号	2009.02.25
4	桩 1 接转站	河口区环保分局	东环河分建审[2015]071 号	2015.07.28	尚未完成验收	尚未完成验收	尚未完成验收
5	桩 52 接转站	东营市环保局	东环发[2007]8 号	2007.01.16	东营市环保局	东环验[2009]5004 号	2009.02.25
6	桩 106 污水站	东营市环保局	东环建审[2009]5010 号	2009.03.27	东营市环保局	东环验[2009]5048 号	2009.11.27
7	桩 1 注水站	东营市环保局	东环发[2007]8 号	2007.01.16	东营市环保局	东环验[2009]5004 号	2009.02.25
8	桩 74 注水站	东营市环保局	东环发[2007]8 号	2007.01.16	东营市环保局	东环验[2009]5004 号	2009.02.25
9	桩 52 注水站	东营市环保局	东环发[2007]8 号	2007.01.16	东营市环保局	东环验[2009]5004 号	2009.02.25
10	桩 64 注水站	东营市环保局	东环发[2007]8 号	2007.01.16	东营市环保局	东环验[2009]5004 号	2009.02.25
11	桩西长堤废液处理站	东营市环保局	东环河分建审[2016]056 号	2016.05.04	尚未完成验收	尚未完成验收	尚未完成验收
12	孤四联废液处理站	东营市环保局	东环建审[2006]520 号	2006.11.03	东营市环保局	环验[2008]5007 号	2008.03.13
13	桩西油泥砂贮存池	东营市环保局	东环建审[2006]512 号	2006.11.16	东营市环保局	东环验[2007]527 号	2007.12.25

2.6.2 联合站、接转站

2.6.2.1 基本信息

本工程依托联合站及接转站情况见表 2.6-3。

表 2.6-3 联合站、接转站基本信息统计表

序号	站场名称	所属单位	投产时间	功能设置	工艺流程	设计规模	实际运行规模
1	桩西联合站 (桩西联污水站)	桩西采油厂	1992.10	采出液脱水、原油稳定、油田采出水处理、原油外输	采出液处理:大罐沉降+二级分水+电脱水 污水处理:重力沉降+压力过滤	采出液:24000m ³ /d 原油:4000t/d 污水:20000m ³ /d	采出液:16012m ³ /d 原油:2685t/d 污水:13184m ³ /d
2	桩104接转站	桩西采油厂	1994.1	采出液加热、分水、原油外输	采出液处理:加热+三相分离脱水	采出液:8000m ³ /d 原油:4000t/d	采出液:4550m ³ /d 原油:758t/d
3	桩1接转站 (桩1污水站)	桩西采油厂	1989.7	采出液加热、分水、原油外输、油田采出水处理	采出液处理:三相分离脱水 污水处理:重力沉降	采出液:24000m ³ /d 原油:4000t/d 污水:24000m ³ /d	采出液:22300m ³ /d 原油:510t/d 污水:20080m ³ /d
4	桩52接转站	孤东采油厂	1995.12	采出液加热、原油外输	采出液处理:加热+两相分离	采出液:3000m ³ /d	采出液:2670m ³ /d
5	桩106接转站 (桩106污水站)	桩西采油厂	1989.7	采出液加热、分水、原油外输、油田采出水处理	采出液处理:加热+三相分离脱水 污水处理:气浮+过滤	采出液:18000m ³ /d 原油:4800t/d 污水:15000m ³ /d	采出液:13080m ³ /d 原油:758t/d 污水:10355m ³ /d

注:桩106接转站仅依托其污水处理系统,即桩106污水站。

2.6.2.2 能力分析

1) 桩104接转站

本工程五号桩油田、桩西油田共11口拉油井采出液卸油至桩104净化站而后输送至桩104接转站,经加热分水后输送至桩西联合站,分水后外输原油含水率约90%。桩104接转站处理能力分析见表2.6-4。

表 2.6-4 桩 104 接转站产能分析表

项目	设计处理能力	实际处理量	目前剩余处理量	拉油井 2016 年产能	未来 10 年最大产能	相比目前增加产能	是否可行
采出液处理 (m^3/d)	8000	4550	3450	84.7	238.31	153.61	可行
原油处理 (t/d)	4000	758	3242	5.60	12.26	6.66	可行

根据未来 10 年产能预测结果，本工程井进入桩 104 接转站的采出液最大产能为 $238.31\text{m}^3/\text{d}$ ，原油最大产能为 $12.26\text{t}/\text{d}$ 。相比 2016 年产能，采出液、原油处理量有所增加，但增加幅度在剩余能力范围内，因此，未来 10 年桩 104 接转站处理能力能够满足项目使用需求。

2) 桩 106 污水站

本工程五号桩油田、桩西油田拉油井采出液卸油至桩 104 净化站而后输送至桩 104 接转站进行预分水，分离水输送至桩 106 污水站进行处理。桩 106 污水站处理能力分析见表 2.6-5。

表 2.6-5 桩 106 污水站能力分析表

项目	设计处理能力	实际处理量	目前剩余处理量	2016 年处理拉油井分水量	未来 10 年最大分水量	相比目前增加量	是否可行
油田采出水处理 (m^3/d)	15000	10355	4645	2.87	7.31	4.44	可行

根据未来 10 年产能预测结果，本工程井进入桩 106 污水站量为 $7.31\text{m}^3/\text{d}$ ，相比 2016 年有所增加，但增加幅度在剩余能力范围内，因此，未来 10 年桩 106 污水站处理能力能够满足项目使用需求。

3) 桩 1 接转站

本工程长堤油田采出液输送至桩 1 接转站加热分水后输送至桩西联合站，分水后外输原油含水率约 80%。桩 1 接转站处理能力分析见表 2.6-6。

表 2.6-6 桩 1 接转站产能分析表

项目	设计处理能力	实际处理量	目前剩余处理量	长堤油田 2016 年产能	未来 10 年最大产能	相比目前增加产能	是否可行
采出液处理 (m^3/d)	24000	22300	1700	2333.60	2266.40	-67.2	可行
原油处理 (t/d)	4000	510	3490	56.00	48.09	-7.9	可行
油田采出水处理 (m^3/d)	24000	20080	3920	2277.61	2218.31	-59.30	可行

根据未来 10 年产能预测结果，本工程井进入桩 1 接转站的采出液最大产能为 $2266.40\text{m}^3/\text{d}$ ，原油最大产能为 $48.09\text{t}/\text{d}$ ，油田采出水最大产能为 $2218.31\text{m}^3/\text{d}$ 。相比 2016 年产能，采出液、原油处理量均有所降低，因此，未来 10 年桩 1 接转站处理能力能够满足项目使用需求。

4) 桩 52 接转站

本工程五号桩油田管输井采出液输送至桩 52 接转站加热后输送至桩西联合站，桩 52 接转站处理能力分析见表 2.6-7。

表 2.6-7 桩 52 接转站产能分析表

项目	设计处理能力	实际处理量	目前剩余处理量	五号桩油田 2016 年产能	未来 10 年最大产能	相比目前增加产能	是否可行
采出液处理 (m^3/d)	3000	2670	330	572.43	712.50	140.07	可行

根据未来 10 年产能预测结果，本工程井进入桩 52 接转站的采出液最大产能为 $712.50\text{m}^3/\text{d}$ ，相比 2016 年产能，采出液处理量有所增加，但增加幅度在剩余能力范围内，因此，未来 10 年桩 104 接转站处理能力能够满足项目使用需求。

5) 桩西联合站

本工程采出液经桩 104 接转站、桩 52 接转站、桩 1 接转站输送至桩西联合站。桩西联合站处理能力分析见表 2.6-8。

表 2.6-8 桩西联合站产能分析表

项目	设计处理能力	实际处理量	目前剩余处理量	2016 年产能	未来 10 年最大产能	相比目前增加产能	是否可行
采出液处理 (m^3/d)	24000	16012	7988	2993.41	2812.24	-181.17	可行
原油处理 (t/d)	4000	2685	1315	195.19	196.19	1.00	可行
油田采出水处理 (m^3/d)	20000	13184	6816	2798.22	2616.05	-182.17	可行

根据未来 10 年产能预测结果，桩西联合站接收本工程采出液最大量为 $2812.24\text{m}^3/\text{d}$ ，原油最大量为 $196.19\text{t}/\text{d}$ ，油田采出水最大量为 $2616.05\text{m}^3/\text{d}$ 。相比目前产能，采出液及油田采出水产量均有增加，但增加幅度在剩余能力范围内，因此，未来 10 年桩西联合站处理能力能够满足项目使用需求。

2.6.3 注水站

本工程依托注水站统计见表 2.6-9。

表 2.6-9 本工程依托注水站情况一览表

序号	名称	单位	投产时间	设计规模 (m^3/d)	实际运行规模 (m^3/d)
1	桩 1 注水站	桩西采油厂	2011 年	27500	20620
2	桩 52 注水站	桩西采油厂	1988 年	2100	880
3	桩 64 注水站	桩西采油厂	1992 年	3420	1617
4	桩 74 注水站	桩西采油厂	1992 年	3060	1081

2.6.4 废液处理站

本工程施工期钻井作业废水、管道试压废水依托废液处理站处理后排入污水站处理达标后用于注水开发，依托废液处理站统计情况见表 2.6-10。

表 2.6-10 依托废液处理站情况一览表

序号	名称	单位	投产时间	工艺流程	设计规模	实际处理量	去向
1	桩西长堤废液处理站	桩西采油厂	2017 年	分质接收、机械破胶+絮凝沉降	$15\text{m}^3/\text{h}$ ($108000\text{m}^3/\text{a}$)	2017 年 7~8 月： 2606m^3	长堤污水站
2	孤四联废液处理站	孤岛采油厂	2007 年	机械强化破胶+化学破稳沉降分离	$15\text{m}^3/\text{h}$ ($108000\text{m}^3/\text{a}$)	2016 年： 5950m^3	孤四联污水站

2.6.5 油泥砂贮存及处理

1) 油泥砂贮存

本工程油泥砂贮存依托情况统计见表 2.6-11。

表 2.6-11 油泥砂贮存依托设施一览表

序号	名称	单位	投产时间	设计贮存能力 (m^3)
1	桩西油泥砂贮存池	桩西采油厂	2006.3	2700

2) 油泥砂处理

本工程油泥砂处理主要依托胜利油田金岛实业有限责任公司。

胜利油田金岛实业有限责任公司是一家以服务油田生产、提供环保技术服务的油田改制企业，现有职工 1200 人，企业注册资本 4221.97 万元，拥有多年的油田环保工作经验。胜利油田金岛实业有限责任公司油泥砂清洗项目位于东营市河口区孤岛镇孤岛采油厂孤四联合站北部，用海面积 11600m²，主要有出砂器、洗砂器、搅拌罐、气浮罐、沉降罐等设备，采用加热均混、强力剪切、净化分离等工艺，年处理油泥砂 3 万余方。清洗分离产生的原油由孤岛采油厂统一回收，对分离后的沙子综合利用制作铺路砖。

胜利油田金岛实业有限责任公司危险废物经营许可证编号为鲁危证 27 号，经营危险废物的类别为 HW08。

2.7 注采平衡

本工程注采平衡见图 2.7-1。

2 工程概况

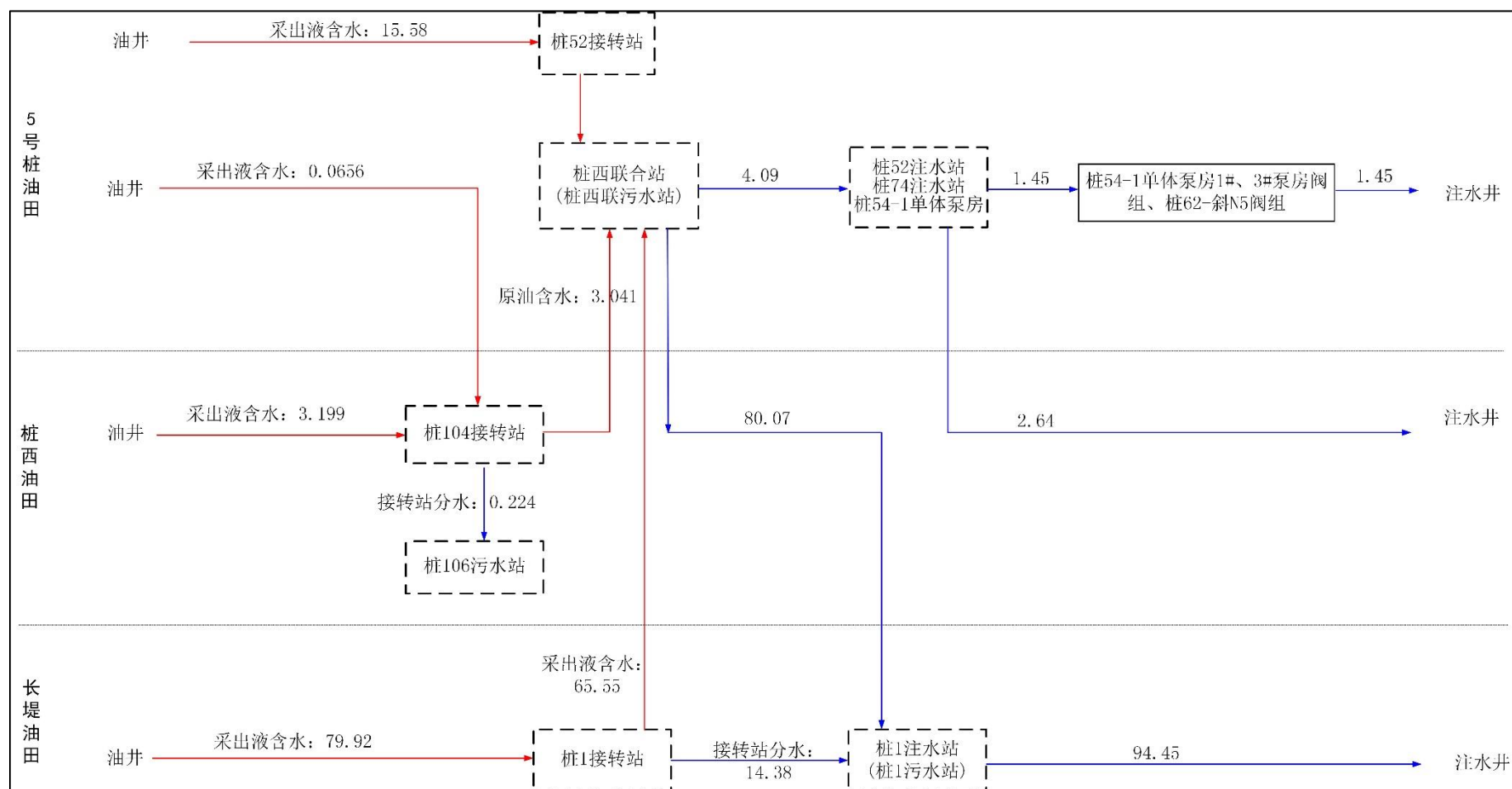


图 2.7-1 注采平衡示意图

2.8 工程用海情况汇总

2.8.1 工程用海面积

本工程用海情况统计见表 2.8-1。

表 2.8-1 工程用海情况统计一览表

油田	单位	工程内容	沿岸海域（m ² ）
桩西油田	桩西采油厂	井台	27800
		站场	17137
		道路	62144
		管道	3055
五号桩油田	桩西采油厂	井台	238458
		道路	643076
		队部	/
		管道	158330
	东胜公司	井台	52900
		队部	5000
		管道	32875
长堤油田	桩西采油厂	井台	60582. 7
		管道	73495
	东胜公司	井台	22581
		道路	139312
		管道	71670
合计			1608415. 7

2.8.2 工程用海合理性分析

1) 根据国家海洋局 2007 年发布的《关于加强海上人工岛建设用海管理的意见》(国海管字[2007]91 号):“建设海洋油气勘探开采作业所使用的人工岛的用海范围原则上控制在海图水深 3m 以浅海域”,根据附图 1.1,本工程所有井台及进井路均位于海图水深 3m 以浅海域,符合意见的要求。

2) 本工程大部分井台位于沿海陆域或滩涂区域,仅少数井台占用水面,采用修建滩海陆岸井台方式开采。本工程区域滩海陆岸井台及进井路所在海域海底地质表层有一层淤泥质粘土层,厚度约为 6m~8m,抗剪指数较低、压缩性大,工程地质差,含水量较高,对于修建海上钢结构井台极为不利,采用修建滩海陆岸井台开采方式,可以通过地基处理确保石油开采安全进行。同时对比钢结构井台,滩海陆岸井台开发方式更为经济。

3) 本工程所有井台均没有占用岸线,部分进井道路与陆域道路连接处占用

岸线较小，对海域水深、地形地貌改变较小，对区域海洋生态系统的影响较小。

2.9 劳动定员汇总

本工程劳动定员共 37 人，统计情况见表 2.9-1。

表 2.9-1 劳动定员一览表

油田	单位	劳动定员（人）
长堤油田	东胜公司	0
	桩西采油厂	3
桩西油田	桩西采油厂	7
五号桩油田	桩西采油厂	11
	东胜公司	16
合计		37

2.10 环保投资

在油田开发的建设期及运营期，需要投入必要的资金用于钻井废水、废弃泥浆和岩屑等污染防治，还需要建设必要的环保设施及生态补偿金等。经统计，本项目环保设施投资约为 6755.6 万元；项目及投资见表 2.10-1。

表 2.10-1 环保设施投资情况一览表

类别	投资项目	基本内容	投资（万元）	备注
废气处理	套管气回收	油套连通装置	103.6	包括：套管气回收装置购置、安装、调试、维护等费用
	施工扬尘	围挡、洒水降尘	245.9	
废水处理	钻井废水、管道试压废水处理	钻井废水拉运至各废液处理站处理后进入污水处理系统，处理达标后回注，用于油田注水开发，不排海	652.9	废水拉运及处理费用
	施工期生活污水处理	施工期井场设置临时旱厕	91.3	临时旱厕建设费用
固体废物处理	钻井固废处理	设置泥浆池，临时储存钻井固废，为防止泥浆外溢，泥浆池作无害化防渗处理	1612.5	
噪声防治	噪声防治	选用低噪声设备、加强设备的维修保养	345.3	井场采用低噪声抽油机增加的费用等

2 工程概况

类别	投资项目	基本内容	投资 (万元)	备注
生态 恢复	生态恢复措施	对临时占地进行生态恢复、 水土保持	1784.0	施工临时用地的 恢复、水土保 持、海洋生态损 失等费用
环境 风险	风险防范措施	设备防腐、自控监测系统、 应急设施等	1920.1	
合计			6755.6	

3 工程符合性分析

3.1 工程与海洋主体功能区规划符合性分析

3.1.1 工程与《全国海洋主体功能区规划》(2015 年)符合性分析

2015 年 8 月 1 日,国务院发布了《国务院关于印发全国海洋主体功能区规划的通知》(国发[2015]42 号)。《全国海洋主体功能区规划》(2015 年)规划范围为我国内水和领海、专属经济区和大陆架及其他管辖海域(不包括港澳台地区)。本工程位于我国领海内,其海洋主体功能区按开发内容可分为产业与城镇建设、农渔业生产、生态环境服务三种功能。依据主体功能,将海洋空间划分为以下四类区域:

1) 优化开发区域,是指现有开发利用强度较高,资源环境约束较强,产业结构亟需调整和优化的海域。优化开发区域包括渤海湾、长江口及其两翼、珠江口及其两翼、北部湾、海峡西部以及辽东半岛、山东半岛、苏北、海南岛附近海域。

2) 重点开发区域,是指在沿海经济社会发展中具有重要地位,发展潜力较大,资源环境承载能力较强,可以进行高强度集中开发的海域。重点开发区域包括城镇建设用海区、港口和临港产业用海区、海洋工程和资源开发区。

3) 限制开发区域,是指以提供海洋水产品为主要功能的海域,包括用于保护海洋渔业资源和海洋生态功能的海域。限制开发区域包括海洋渔业保障区、海洋特别保护区和海岛及其周边海域。

4) 禁止开发区域,是指对维护海洋生物多样性,保护典型海洋生态系统具有重要作用的海域。禁止开发区域包括各级各类海洋自然保护区、领海基点所在岛礁等。

本工程 184 口井均位于优化开发区域的山东半岛海域。

优化开发区域的发展方向与开发原则是,优化沿岸海域空间布局,合理调整海域开发规模和时序,控制开发强度,严格实施围填海总量控制制度;推动海洋传统产业技术改造和优化升级,大力发展海洋高技术产业,积极发展现代海洋服务业,推动海洋产业结构向高端、高效、高附加值转变;推进海洋经济绿色发展,提高产业准入门槛,积极开发利用海洋可再生能源,增强海洋碳汇功能;严格控制陆源污染物排放,加强重点河口海湾污染整治和生态修复,规范入海排污口设置;有效保护自然岸线和典型海洋生态系统,提高海洋生态服务功能。

本工程已建成并正常运行多年,运营期不向海排放污染物,不会对自然岸线

和海洋生态系统产生影响，因此，本工程符合《全国海洋主体功能区规划》（2015年）的要求。本工程与全国海洋主体功能区规划符合性情况见表 3.1-1。通过分析可知，本工程符合《全国海洋主体功能区规划》（2015 年）中的要求。

表 3.1-1 本工程与全国海洋主体功能区规划符合性分析

区域	类别	相关要求	本工程情况	符合性
优化开发区域	山东半岛海域	优化近岸海域空间布局，合理调整海域开发规模和时序，控制开发强度，严格实施围填海总量控制制度；推动海洋传统产业技术改造和优化升级，大力发展海洋高技术产业，积极发展现代海洋服务业，推动海洋产业结构向高端、高效、高附加值转变；推进海洋经济绿色发展，提高产业准入门槛，积极开发利用海洋可再生能源，增强海洋碳汇功能；严格控制陆源污染物排放，加强重点河口海湾污染治理和生态修复，规范入海排污口设置；有效保护自然岸线和典型海洋生态系统，提高海洋生态服务功能。	本工程已建成并正常运行，运营期不向海排放污染物，不会对自然岸线和海洋生态系统产生影响。	符合

3.1.2 工程与《山东省海洋主体功能区规划》（2017 年）符合性分析

2017 年 8 月 25 日，山东省人民政府发布了《山东省海洋主体功能区规划》（2017 年）（鲁政发〔2017〕22 号）。规划将山东管理海域划分为优化开发区域、限制开发区域和重点开发区域、禁止开发区域四类海域空间。本工程位于东营市，属于限制开发区域，限制开发区域包括海洋渔业保障区和重点海洋生态功能区。

本工程位于海洋渔业保障区中的东营市河口区海域，该海域要求：合理规划利用滩涂资源，适度发展东营港以及临港高端物流制造等产业，发展海洋新能源、海洋油气资源等传统海洋产业，实施严格的产业准入环境标准。加强东营黄河口文蛤国家级水产种质资源保护区建设和管理。

本工程为已建工程，属于海洋油气资源开发项目。本工程已建成并正常运行多年，运营期不向海排放污染物，不会对沿岸海域环境产生影响，因此，本工程符合《山东省海洋主体功能区规划》（2017 年）的要求。本工程与《山东省海洋主体功能区规划》（2017 年）符合性情况见表 3.1-2。通过分析可知，本工程符合《山东省海洋主体功能区规划》（2017 年）中的要求。

表 3.1-2 本工程与《山东省海洋主体功能区规划》(2017 年)符合性分析

区域	类别	相关要求	本工程情况	符合性
限制开发区域	总体	开展增殖放流,改善渔业资源。建设高效健康生态养殖产业带,大力发展设施渔业,拓展深水养殖。推广健康养殖模式,推进标准化建设。大力发展水产品深加工。加强渔业资源保护,继续实行捕捞渔船数量和功率总量控制制度,严格执行伏季休渔制度,调整捕捞作业结构,促进渔业资源逐步恢复和合理利用。禁止实施围填海及可能截断洄游通道等开发活动,保障种质资源繁殖生长,提高种群数量和质量,减少入海河流陆源污染	本工程已建成并正常运行,运营期不向海排放污染物。	符合
	海洋渔业保障区	东营市河口区海域 合理规划利用滩涂资源,适度发展东营港以及临港高端物流制造等产业,发展海洋新能源、海洋油气资源等传统海洋产业,实施严格的产业准入环境标准。加强东营黄河口文蛤国家级水产种质资源保护区建设和管理。	本工程为已建工程,属于海洋油气资源开发项目,本工程已建成并正常运行多年,运营期不向海排放污染物,不会对黄河口文蛤国家级水产种质资源保护区产生影响	符合

3.2 工程与海洋功能区划符合性分析

3.2.1 《全国海洋功能区划(2011-2020 年)》(2012 年)符合性分析

2012 年,国务院批复了《全国海洋功能区划(2011-2020 年)》(2012 年),全国海洋功能分区共 8 个,包括农渔业区、港口航运区、工业与城镇用海区、矿产与能源区、旅游休闲娱乐区、海洋保护区、特殊利用区和保留区。

全国海域共划分为渤海、黄海、东海、南海和台湾以东海域共 5 大海区和 29 个重点海域,本工程位于渤海海区的黄河口与山东半岛西北部海域中的黄河口海域。

渤海海区实施最严格的围填海管理与控制政策,限制大规模围填海活动,降低环渤海区域经济增长对海域资源的过度消耗,节约集约利用海岸线和海域资源。实施最严格的环境保护政策,坚持陆海统筹、河海兼顾,有效控制陆海污染源,实施重点海域污染物排海总量控制制度,严格限制对渔业资源影响较大的涉渔用海工程的开工建设,修复渤海生态系统,逐步恢复双台子河口湿地生态功能,改善黄河、辽河等河口海域和近岸海域生态环境。严格控制新建高污染、高能耗、高生态风险和资源消耗型项目用海,加强海上油气勘探、开采的环境管理,防治

海上溢油、赤潮等重大海洋环境灾害和突发事件，建立渤海海洋环境预警机制和突发事件应对机制。维护渤海海峡区域航运水道交通安全，开展渤海海峡跨海通道研究。

黄河口与山东半岛西北部海域，包括冀鲁海域分界至蓬莱角毗邻海域，主要功能为海洋保护、农渔业、旅游休闲娱乐、工业与城镇用海。区域海洋开发应与黄河口地区防潮和防洪相协调；开展黄河三角洲河口滨海湿地、莱州湾海域综合整治与修复。区域实施污染物排海总量控制制度，改善海洋环境质量。

黄河口海域主要发展海洋保护和海洋渔业，加强以国家重要湿地、国家地质公园、海洋生物自然保护区、国家级海洋特别保护区、黄河入海口、水产种质资源保护区等为核心的海洋生态建设与保护，维护滨海湿地生态服务功能，保护古贝壳堤典型地质遗迹以及重要水产种质资源，维护生物多样性，促进生态环境改善，严格限制重化工业和高耗能、高污染的工业建设。

本工程主要内容已于国务院发布《国务院关于印发全国海洋主体功能区规划的通知》（国发[2015]42号）前建设完成，184口油水井中均建设于2015年8月之前。本工程运营期加强了环境管理，不向海排放污染物，不属于高污染、高能耗类型项目，同时制订了海上溢油应急预案并配备了相应的应急设施设备，本工程基本不会对沿岸海域环境造成影响，本工程与全国海洋主体功能区规划符合性情况见表3.2-1。

表 3.2-1 本工程与全国海洋功能区规划符合性分析

海区	类别		相关要求	本工程情况	符合性
渤海海区	总体		严格控制新建高污染、高能耗、高生态风险和资源消耗型项目用海，加强海上油气勘探、开采的环境管理，防治海上溢油、赤潮等重大海洋环境灾害和突发事件，建立渤海海洋环境预警机制和突发事件应对机制。	本工程已建成并正常运行多年，运营期加强了环境管理，不向海洋排放污染物，不属于高污染、高能耗类型项目，同时制订了海上溢油应急预案并配备了相应的应急设施设备，对海洋生物的繁殖生长影响不大。	符合
	黄河口与	总体	区域海洋开发应与黄河口地区防潮和防洪相协调；区域实施污染物排海总量控制制度，改善海洋环境质量。	本工程已建成并正常运行，运营期不向海洋排放污染物，不涉及排海总量控制。	符合

3 工程符合性分析

海区	类别		相关要求	本工程情况	符合性
	山东半岛西北部海域	黄河口海域	加强以国家重要湿地、国家地质公园、海洋生物自然保护区、国家级海洋特别保护区、黄河入海口、水产种质资源保护区等为核心的海洋生态建设与保护，维护滨海湿地生态服务功能，保护古贝壳堤典型地质遗迹以及重要水产种质资源，维护生物多样性，促进生态环境改善，严格限制重化工业和高耗能、高污染的工业建设。	本工程已建成并正常运行多年，运营期加强了环境管理，不向海洋排放污染物； 本工程不属于重化工业和高耗能、高污染的工业。	符合

由表 3.2-1 可以看出，本工程符合《全国海洋功能区划（2011-2020 年）》（2012 年）的要求。

3.2.2 《山东省海洋功能区划（2011-2020 年）》符合性分析

2012 年 10 月 10 日，国务院批准发布了《山东省海洋功能区划（2011-2020 年）》（国函[2012]165 号），全省区划海域总面积 47300km²。

本工程位于东营港南部工业与城镇用海区(A3-5)和河口-利津农渔业区(A1-3)，东营港南部工业与城镇用海区（A3-5）用途管制要求为工业与城镇用海，兼容旅游休闲娱乐等功能。河口-利津农渔业区（A1-3）用途管制要求为农渔业功能，兼容矿产与能源、旅游休闲娱乐等功能。本工程涉及基本功能区基本情况见表 3.2-2，与《山东省海洋功能区划（2011-2020 年）》符合性分析见表 3.2-3，在山东省海洋功能区划中的位置见图 3.2-1。

本工程为油气资源勘探开发工程，能够符合《山东省海洋功能区划（2011-2020 年）》中河口-利津农渔业区（A1-3）“兼容矿产与能源、旅游休闲娱乐等功能”的用途管制要求。《东营市海洋功能区划（2013—2020 年）》（2016 年修订）对东营港南部工业与城镇用海区（A3-5）用途管制要求进行修订，修订后管制要求为“基本功能为工业与城镇用海，兼容风景旅游、文体休闲娱乐、油气功能”，目前项目可以满足《东营市海洋功能区划（2013—2020 年）》（2016 年修订）用途管制要求。因此，本工程总体上与《山东省海洋功能区划（2011-2020 年）》相协调。

3 工程符合性分析

表 3.2-2 本工程涉及的基本功能区基本情况表

代码	功能区名称	地区	功能区类型	面积 (km ²)	岸段长度 (km)	用途管制	用海方式	海岸整治	重点 保护 目标	环境保护要求
A3-5	东营港南部工业与城镇用海区	东营	工业与城镇建设区	34.22	15.08	本区域基本功能为工业与城镇用海，兼容旅游休闲娱乐等功能。在基本功能未利用时允许开展渔业用海。控制围填海规模，并接受围填海计划指标控制。需符合黄河河口综合治理规划和黄河入海流路规划，满足黄河泥沙的需求。保障河口行洪安全，河口区域围海造地应当符合防洪规划	允许适度改变海域自然属性，鼓励采用人工岛、多突堤、区块组团等用海方式	优化围填海海岸景观	无	环境保护要求：加强海洋环境监测。河口实行陆源污染物入海总量控制，进行减排防治。海域开发前基本保持所在海域环境质量现状水平。开发利用期执行海水水质不劣于三类标准，海洋沉积物质量、海洋生物质量不劣于二类标准。
A1-3	河口-利津农渔业区	东营	农渔业区	749.46	21.41	本区域基本功能为农渔业功能，兼容矿产与能源、旅游休闲娱乐等功能。在船舶习惯航路和依法设置的锚地、航道及两侧缓冲区水域禁止养殖。需符合黄河河口综合治理规划和黄河入海流路规划，满足黄河泥沙的需求。加强渔业资源养护，控制捕捞强度。	允许渔港建设等适度改变海域自然属性的用海，鼓励开放式用海，允许小规模建设石油平台基座、油田后勤服务基础设施	本区域可进行沿海防潮堤坝建设，鼓励对人工岸线进行生态化改建	无	环境保护要求：加强海域污染防治和监测。油气资源开发注意保护海洋资源环境，防止溢油，避免对毗邻海洋保护区产生影响。渔业设施建设区海水水质不劣于二类（渔港区执行不劣于现状海水水质标准），海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于二类标准。其它海域海水水质不劣于二类标准，海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准。

表 3.2-3 本工程涉及的《山东省海洋功能区划（2011-2020 年）》符合性分析表

功能区	功能区类型	类别	相关要求		本工程情况	符合性
东营港南部工业与城镇用海区 A3-5	工业与城镇建设区	海域使用管理要求	用途管制	本区域基本功能为工业与城镇用海，兼容旅游休闲娱乐等功能。在基本功能未利用时允许开展渔业用海。控制围填海规模，并接受围填海计划指标控制。需符合黄河河口综合治理规划和黄河入海流路规划，满足黄河泥沙的需求。保障河口行洪安全，河口区域围海造地应当符合防洪规划。	本工程已建成并运行多年，位于该区域内共有 139 口井。 《东营市海洋功能区划（2013—2020 年）》（2016 年修订），将该区域用途管制变更为“基本功能为工业与城镇用海，兼容风景旅游、文体休闲娱乐、油气功能”，符合变更后的《东营市海洋功能区划（2013—2020 年）》（2016 年修订）。	符合
			用海方式	允许适度改变海域自然属性，鼓励采用人工岛、多突堤、区块组团等用海方式。	本工程所有设施均位于防潮大堤内，基本没有改变海域的自然属性。	符合
			海域整治	优化围填海海岸景观设计。	本工程已经建成所有设施均位于防潮大堤内，不会影响海域底质的稳定。	符合
		海洋环境保护要求	重点保护目标	无	——	——
			环境保护要求	加强海洋环境质量监测。河口实行陆源污染物入海总量控制，进行减排防治。海域开发前基本保持所在海域环境质量现状水平。开发利用期执行海水水质不劣于三类标准，海洋沉积物质量、海洋生物质量不劣于二类标准。	本工程运营过程中，所有的原料、物料、废弃物均输送至陆地处理，不向所在海域排放污染物，并采取了严格的环境保护措施及溢油应急防范措施。不会对所在海域的水质、沉积物、生物等造成影响。	符合

表 3.2-3 本工程涉及的《山东省海洋功能区划（2011-2020 年）》符合性分析表（续表）

功能区	功能区类型	类别	相关要求		本工程情况	符合性
河口-利津农渔业区 A1-3	农渔业区	海域使用管理要求	用途管制	本区域基本功能为农渔业功能， 兼容矿产与能源、旅游休闲娱乐等功能 。在船舶习惯航路和依法设置的锚地、航道及两侧缓冲区水域禁止养殖。需符合黄河河口综合治理规划和黄河入海流路规划，满足黄河沉沙的需求。加强渔业资源养护，控制捕捞强度。	本工程为油气勘探开发工程，有 45 口井位于该功能区划内，符合“兼容矿产与能源、旅游休闲娱乐等功能”的用途管制要求。	符合
			用海方式	允许渔港建设等适度改变海域自然属性的用海，鼓励开放式用海，允许小规模建设石油平台基座、油田后勤服务基础设施。	本工程不涉及大规模填海，设置了采油井台。	符合
		海洋环境保护要求	重点保护目标	保护海洋环境质量。	本工程不占用海洋保护区，工程已建成多年，运营期间所有污染物不排海，不会对生态保护区目标产生影响。	符合
			环境保护要求	加强海域污染防治和监测。油气资源开发注意保护海洋资源环境，防止溢油，避免对毗邻海洋保护区产生影响。渔业设施建设区海水水质不劣于二类（渔港区执行不劣于现状海水水质标准），海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于二类标准。其它海域海水水质不劣于二类标准，海洋沉积物质量和海洋生物质量均不劣于一类标准。	本工程运营过程中，所有的原料、物料、废弃物均输送至陆地处理，不向所在海域排放污染物，并采取了严格的环境保护措施及溢油应急防范措施。不会对所在海域的水质、沉积物、生物等造成影响。	符合

图 3.2 - 1 本工程在山东省海洋功能区划中的地理位置图

3.2.3 《山东省近岸海域环境功能区划》(2016 年 5 月 17 日)符合性分析

2016 年 5 月 17 日,山东省人民政府以鲁政字[2016]109 号文批复了《山东省近岸海域环境功能区划(2016-2020 年)》。

近岸海域环境功能区是为执行《海洋环境保护法》和《海水水质标准》,根据海域水体的使用功能和地方经济发展的需要对海域环境划定的按水质分类管理的区域。

第一类环境功能区,适用于海洋渔业水域,海上自然保护区、珍稀濒危海洋生物保护区及特殊海洋研究区域。

第二类环境功能区,适用于水产养殖区,海水浴场,人体直接接触海水的海上运动或娱乐区,以及与人类食用直接有关的工业用水区。

第三类环境功能区,适用于一般工业或城镇建设用水区,滨海风景旅游区。

第四类环境功能区,适用于海洋港口水域,海洋开发作业区。

对尚待开发的留用备择区,未来使用功能需要经过科学论证后确定,调整前依据现状使用功能并入上述环境功能区进行管理。

本工程所有工程设施位于第三类环境功能区,本工程已经建成并运行多年,且运行稳定,运营期加强了环境管理,不向海排放污染物,不会对海域水体使用功能造成影响,符合《山东省近岸海域环境功能区划(2016-2020)》的相关要求。

图 3.2-2 本工程在山东省近岸海域环境功能区划中的地理位置图

3.2.4 《东营市海洋功能区划（2013—2020 年）》（2016 年 5 月）符合性分析

2015 年 12 月 31 日，山东省人民政府以鲁政字[2015]290 号文批复了《东营市海洋功能区划（2013-2020 年）》，由于东营河口浅海贝类、东营莱州湾蛭类、东营广饶沙蚕等 3 处生态国家级海洋特别保护区的调整，2016 年 5 月，东营市人民政府调整了《东营市海洋功能区划（2013—2020 年）》（2016 年 5 月）。该区划共划分了 6 个一级类和 28 个海洋基本功能区。

本工程位于东营中心渔港渔业基础设施区（A1-3-1）和东营港南部工业与城镇用海区（A3-5），本工程为已建工程，能够满足《东营市海洋功能区划（2013—2020 年）》（2016 年修订）的要求。东营中心渔港渔业基础设施区（A1-3-1）、东营港南部工业与城镇用海区（A3-5）的基本情况见表 3.2-4～

表 3.2-5，本工程与《东营市海洋功能区划（2013—2020 年）》符合性分析见表 3.2-6，本工程在东营市海洋功能区划中的地理位置见图 3.2-3。

表 3.2-4 东营中心渔港渔业基础设施区基本情况一览表

功能区名称		东营中心渔港渔业基础设施区		
功能区类型		渔业基础设施区	功能区代码	A1-3-1
所属一级类功能区名称		河口-利津农渔业区	一级类功能区代码	A1-3
地理范围		河口区神仙沟南支流入海口处 四至：118° 56' 23.87" ~119° 1' 10.85" E; 38° 0' 37.68" ~38° 2' 37.90" N		
面积（hm ² ）		1100	岸线长度（m）	3770
开发利用现状		该区域目前为东营中心渔港。		
海域管理要求	用途管制	基本功能为渔业基础设施，兼容风景旅游、文体休闲娱乐、油气功能。渔业设施建设应合理规划利用岸线，严格执行海域使用申请审批制度。用海活动需符合黄河河口综合治理规划和黄河入海流路规划，满足黄河沉沙需求。		
	用海方式控制	渔港建设区允许适度改变海域自然属性，渔港内工程用海鼓励采用多突堤式透水构筑物方式。		
	整治修复	无。		
海洋环境保护要求	生态保护重点目标	无。		
	环境保护	严格监测渔船和渔业设施的倾倒、排污等活动，防止污染损害事故发生。禁止向渔港水域弃置、排放油类、油类混合物、回填料、废弃物和其它有毒有害物质。海水水质不劣于二类标准（渔港区不劣于现状海水水质标准），海洋沉积物质量和海洋生物质量不劣于二类标准。		
其它管理要求		无。		

表 3.2-5 东营港南部工业与城镇用海区基本情况一览表

功能区名称		东营港南部工业与城镇用海区			功 能 区 位 置 图
功能区类型		工业与城镇用海区	功能区代码	A3-5	
所属一级类功能区名称		东营港南部工业与城镇用海区	一级类功能区代码	A3-5	
地理范围		东营港南侧 四至：118° 52′ 57.40″ ~118° 59′ 15.47″ E； 38° 1′ 0.78″ ~38° 4′ 29.91″ N			
面积（hm ² ）		3422	岸线长度（m）	15080	功 能 区 范 围 图
开发利用现状		该区域外围已建设防潮堤，内部海域多用于油气开发。			
海域 管理 要求	用途管制	基本功能为工业与城镇用海，兼容风景旅游、文体休闲娱乐、油气功能。优先保障东营港开发区建设用海需求，在基本功能未利用时允许开展渔业用海。控制围填海规模，并接受围填海计划指标控制。需符合黄河河口综合治理规划和黄河入海流路规划，满足黄河沉沙需求。保障河口行洪安全，河口区域围海造地应当符合防洪规划。			
	用海方式控制	允许适度改变海域自然属性，鼓励采用人工岛、多突堤、区块组团等用海方式。			
	整治修复	优化围填海海岸景观设计。			
海洋 环境 保护 要求	生态保护重点目标	近岸湿地生态系统。			
	环境保护	加强海洋环境质量监测。河口实行陆源污染物入海总量控制，进行减排防治。海域开发前基本保持所在海域环境质量现状水平。开发利用期海水水质不劣于三类标准，海洋沉积物质量、海洋生物质量不劣于二类标准。			

图 3.2-3 本工程在东营市海洋功能区划中的地理位置图

表 3.2-6 本工程涉及的《东营市海洋功能区划（2013—2020 年）》符合性分析表

功能区	功能区类型	类别	相关要求		本工程情况	符合性
东营中心渔港渔业基础设施区 A1-3-1	渔业基础设施区	海域使用管理要求	用途管制	基本功能为渔业基础设施， 兼容风景旅游、文体休闲娱乐、油气功能 。渔业设施建设应合理规划利用岸线，严格执行海域使用申请审批制度。用海活动需符合黄河河口综合治理规划和黄河入海流路规划，满足黄河泥沙需求。	本工程为油气开发，有 26 口井位于该功能区划内，符合“ 容风景旅游、文体休闲娱乐、油气功能 ”的用途管制要求。	符合
			用海方式	渔港建设区允许适度改变海域自然属性，渔港内工程用海鼓励采用多突堤式透水构筑物方式。	本工程未改变海域的自然属性。	符合
			整治修复	无	——	——
		海洋环境保护要求	生态保护重点目标	无	——	——
			环境保护要求	严格监测渔船和渔业设施的倾倒、排污等活动，防止污染损害事故发生。禁止向渔港水域弃置、排放油类、油类混合物、回填物、废弃物和其它有毒有害物质。海水水质不劣于二类标准（渔港区不劣于现状海水水质标准），海洋沉积物质量和海洋生物质量不劣于二类标准。	本工程运营过程中，所有的原料、物料、废弃物均输送至陆地处理，不向所在海域排放污染物，并采取了严格的环境保护措施及溢油应急防范措施。不会对所在海域的水质、沉积物、生物等造成影响。	符合
东营港南部工	工业与城镇用	海域使用管理	用途管制	基本功能为工业与城镇用海， 兼容风景旅游、文体休闲娱乐、油气功能 。优先保障东营港开发区建设用海需求，在基本功能未利用时允许开展渔业用海。控制围填	本工程为油气开发，有 158 口井位于该功能区划内，符合“ 容风景旅游、文体休闲娱乐、油气功能 ”的用途管制要求。	符合

3 工程符合性分析

功能区	功能区类型	类别	相关要求		本工程情况	符合性
工业与城镇用海区 A3-5	海区	要求		海规模，并接受围填海计划指标控制。需符合黄河河口综合治理规划和黄河入海流路规划，满足黄河泥沙需求。保障河口行洪安全，河口区域围海造地应当符合防洪规划。		
			用海方式	允许适度改变海域自然属性，鼓励采用人工岛、多突堤、区块组团等用海方式。	本工程基本未改变海域的自然属性。	符合
			整治修复	优化围填海海岸景观设计。	本工程已经建成并运行多年，与区域海岸景观融为一体。	符合
	海洋环境保护要求	生态保护重点目标	近岸湿地生态系统。		本工程已经建成，运营期不排放污染物，不会对近岸湿地生态系统产生影响。	符合
		环境保护要求	加强海洋环境质量监测。河口实行陆源污染物入海总量控制，进行减排防治。海域开发前基本保持所在海域环境质量现状水平。开发利用期海水水质不劣于三类标准，海洋沉积物质量、海洋生物质量不劣于二类标准。		本工程运营过程中，所有的原料、物料、废弃物均输送至陆地处理，不向所在海域排放污染物，并采取了严格的环境保护措施及溢油应急防范措施。不会对所在海域的水质、沉积物、生物等造成影响。	

由表 3.2-6 分析可以看出，本工程为石油天然气勘探开发项目，符合《东营市海洋功能区划（2013-2020 年）》东营中心渔港渔业基础设施区（A1-3-1）“基本功能为渔业基础设施，兼容风景旅游、文体休闲娱乐、油气功能”的用途管制要求，符合东营港南部工业与城镇用海区（A3-5）“基本功能为工业与城镇用海，兼容风景旅游、文体休闲娱乐、油气功能”的用途管制要求。因此，本次评价认为本工程总体上与《东营市海洋功能区划（2013-2020 年）》要求相协调。

3.3 工程与海洋环境保护规划符合性分析

3.3.1 《山东省海洋环境保护规划》（2008-2020）符合性分析

2008 年 2 月，山东省出台了《山东省海洋环境保护规划》（2008-2020）（鲁政字[2008]176 号）。

规划第四章提出，海洋环境保护规划的总目标为“控制海洋污染和保护海洋

生态，减轻海洋环境灾害，维持海洋生态平衡和海洋资源可持续利用，以海洋环境保护促进经济社会的可持续发展。重要海洋生态系统得到有效保护，海洋生态示范区得到建设，污染物排放得到有效控制，主要海洋生态灾害得到有效防治，海洋功能区环境质量全面达标”。

关于海洋资源开发利用的环境保护管理，规划要求：“海洋矿产资源的勘探开发应选取有利于保护生态环境的方式，将其生产活动对生态环境的破坏减少到最低限度；禁止在海洋及海岛保护区、海洋及海岛特别保护区、防侵蚀岸段、防护林带毗邻海域及重要经济鱼类的产卵场、越冬场和索饵场开采海沙等固体矿产资源。

本工程属于石油天然气开采项目，未占用海洋保护区，不占用防护林带毗邻海域及重要经济鱼类的产卵场、越冬场和索饵场，在建设过程和生产过程中采取了一系列的防止海洋生态破坏和污染物防治措施，并制定了溢油应急防范措施。能够将其生产活动对生态环境的破坏减少到最低限度。符合规划对海洋矿产资源勘探开发的环境保护管理要求。

3.3.2 《渤海环境保护总体规划》（2008～2020 年）符合性分析

2009 年 1 月，国家发展和改革委员会会同环境保护部、住房和城乡建设部、水利部、国家海洋局，联合印发了《渤海环境保护总体规划》（2008～2020 年）。

为实现渤海环境保护的目标，渤海治理的主要任务是建立渤海海洋污染防治与生态修复、陆域污染源控制和综合治理、流域水资源和水环境综合管理与整治、渤海环境保护科技支撑、渤海海洋监测系统。

（一）加强重点环节和关键领域保护与防治，建立渤海污染防治与生态保护系统；

（二）面源点源防治联动，建立陆域污染源控制和综合治理系统；

（三）全面实施节水治污战略，建立流域水资源和水环境综合管理与整治系统；

（四）着力攻克关键技术，建立渤海环境保护科技支撑系统；

（五）强化责任分工与力量整合，建立渤海环境监测、预警和应急处置系统。

本工程属于石油天然气开采项目，在建设过程和生产过程中采取了一系列的防止海洋生态破坏和污染物防治措施，并制定了溢油应急防范措施。能够将其生产活动对生态环境的破坏减少到最低限度，符合《渤海环境保护总体规划》（2008～2020 年）的要求。

本工程在渤海环境保护总体规划范围内的位置见图 3.3-1。

图 3.3-1 工程在渤海环境保护总体规划范围内的位置示意图

3.4 工程与海洋生态红线符合性分析

2013 年 12 月，山东省人民政府发布了《山东省渤海海洋生态红线区划定方案（2013—2020 年）》（鲁政办字[2013]39 号），渤海海洋生态红线区分为禁止开发区和限制开发区。

本工程设施不涉及禁止开发区和限制开发区，因此本工程符合《山东省渤海海洋生态红线区划定方案（2013—2020 年）》（鲁政办字[2013]39 号）的要求。

本工程在渤海海洋生态红线区划的地理位置见图 3.4-1。

图 3.4-1 本工程在山东省渤海海洋生态红线中的地理位置图

3.5 工程与产业政策及相关规划符合性分析

3.5.1 产业政策符合性分析

根据《产业结构调整指导目录（2011 年本）》（2013 年修正），本工程属于鼓励类范围（第七类石油、天然气中的第 1 条常规石油、天然气勘探及开采和第 3 条原油、天然气、液化天然气、成品油的储运和管道输送设施及网络建设），项目的建设符合国家产业政策。

本工程不属于国务院规定关停的 15 类严重污染环境的“十五小”项目，不属于列入《第一批严重污染环境（大气）的淘汰工艺与设备名录》、《淘汰落后生产能力、工艺和产品的目录》（第一批、第二批、第三批）和《工商投资领域制止重复建设目录》的项目，因此本工程不违反国家有关产业政策。

3.5.2 《全国海洋经济发展“十三五”规划》（2017 年 5 月）符合性分析

2017 年 5 月，国家发展改革委发布了《全国海洋经济发展“十三五”规划》（2017 年 5 月），本工程位于北部海洋经济圈渤海湾沿岸及海域，该海域“十三五”时期要稳步推进渤海油气资源开发，提高现有油气田采收率。

《全国海洋经济发展“十三五”规划》（2017 年 5 月）调整优化海洋油气业，要求建立油气开发用海协调机制，继续推进近海油气勘探开发。进一步加大对海上稠油、低渗等难动用油气储量开发的支持力度。到 2020 年，新增探明海洋油气地质储量较快增长，海洋油气产量稳步增长。

本工程为近海油气勘探开发，近年来油气产量稳步增长，符合《全国海洋经济发展“十三五”规划》（2017 年 5 月）的要求。

3.5.3 《山东半岛蓝色经济区发展规划》符合性分析

2011 年 1 月，国家发展和改革委员会发布了《山东半岛蓝色经济区发展规划》（国发[2011]1 号），该规划将形成“一核、两极、三带、三组团”的总体开发框架。

本工程位于黄河三角洲高效生态海洋产业集聚区，黄河三角洲高效生态海洋产业集聚区是山东半岛蓝色经济区的重要增长极。该区域要求：发挥滩涂和油气矿产资源丰富的优势，培育壮大环境友好型的海洋产业。加强油气矿产等资源勘探开发，加快发展海洋先进装备制造业、环保产业；大力发展临港物流业、滨海生态旅游业等现代海洋服务业，培育具有高效生态特色的重要增长极。

《山东半岛蓝色经济区发展规划》(国发[2011]1号)在海洋能源矿产业发展中指出:加强对海洋石油和天然气、海底煤矿和金矿等资源的勘探和开发,建立重要海洋资源数据库。实施黄渤海油气、龙口煤田、莱州金矿、莱州湾卤水等开发工程,加强与中央企业的战略合作,规划建设国家重要的海洋油气、矿产开发和加工基地。

因此,本工程为油气矿产资源勘探开发工程,符合《山东半岛蓝色经济区发展规划》(国发[2011]1号)的要求。

3.5.4 《山东省海洋经济“十三五”发展规划》符合性分析

2016年12月,山东省发展和改革委员会和山东省海洋与渔业厅联合印发了《山东省“十三五”海洋经济发展规划》(鲁发改农经[2016]1320号)。该规划深入落实《山东半岛蓝色经济区发展规划》(国发[2011]1号)的“一核、两极、三带”的总体空间布局,黄河三角洲高效生态海洋产业集聚区作为其中1个重要增长极,东营市要积极发展健康养殖、海水利用、海洋油气开采等产业。本工程位于黄河三角洲高效生态海洋产业集聚区,属于海洋油气开采产业,符合《山东省海洋经济“十三五”发展规划》的要求。

3.5.5 《东营市矿产资源总体规划(2016-2020年)》符合性分析

本工程位于山东省东营市河口区,项目所在区域周边无地质遗迹、无风景名胜保护区和重点文物保护单位,本工程位于省规划重点开采区的东营油气区(CZ01),根据规划开发利用方向,规划期内,重点开采石油、天然气、地热、岩盐,本工程为石油、天然气开采工程,因此,本工程符合《东营市矿产资源总体规划(2016-2020年)》的要求。

3.5.6 《黄河三角洲高效生态经济区发展规划》符合性分析

2009年12月2日,国家发展改革委印发了《黄河三角洲高效生态经济区发展规划》(发改地区[2009]3027号),规划将形成核心保护区、控制开发区和集约开发区合理分布的总体框架。本工程位于控制开发区,控制开发区包括沿海岸线的浅海滩涂、高效生态农业区以及黄河现行和备用入海流路。本工程位于浅海滩涂,浅海滩涂要求充分考虑区域生态环境相对脆弱的特点,适度发展养殖业,有序发展原盐业,加快发展滨海旅游业,合理开发海水资源、滩海油田和风能,严禁发展重化工业。《黄河三角洲高效生态经济区发展规划》(发改地区[2009]3027

号)中“六、强化基础设施支撑 (三)推进能源设施建设”中指出:稳步发展石油,加强油田调整挖潜,稳定生产规模,加快油气管网和石油储备设施建设。本工程为滩海油田开发工程,符合《黄河三角洲高效生态经济区发展规划》的要求。

3.6 工程与石油行业法律法规及规划符合性分析

3.6.1 《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例》

1983年12月29日国务院发布了《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例》,其中第四条规定:企业或作业者在编制油(气)田总体开发方案的同时,必须编制海洋环境影响报告书。本工程已取得环评批复(环监[1993]678号、东环发[2007]8号和东环审[2014]114号),符合《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例》的要求。

本工程与《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例》符合性分析见表3.6-1。

表 3.6-1 与《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例》符合性分析

条款	条款内容	本工程情况	符合情况
第四条	企业或作业者在编制油(气)田总体开发方案的同时,必须编制海洋环境影响报告书,报中华人民共和国城乡建设环境保护部。城乡建设环境保护部会同国家海洋局和石油工业部,按照国家基本建设项目环境保护管理的规定组织审批。	中国石油天然气总公司于1989年组织开展了胜利油田浅海滩涂石油勘探开发区域环境影响评价,1993年12月国家环境保护局批复了《胜利油田滩海油区石油勘探开发区域环境影响报告书》(环监[1993]678号),该报告书评价范围陆域包括北起马颊河口、南至潍河口,海域为沿马颊河门口至潍河口609km海岸线,水深15m以内海域,包含项目所在区域。受早期法律法规变更、审批机关多头管理、海岸线变化等多种客观历史因素影响,不完全符合国家对海洋工程的最新要求。	符合
第七条	固定式和移动式平台的防污设备的要求: (一)应设置油水分离设备; (二)采油平台应设置含油污水处理设备,该设备处理后的污水含油量应达到	本工程运营期不向海洋排放污染物。	符合

3 工程符合性分析

条款	条款内容	本工程情况	符合情况
	国家排放标准； (三) 应设置排油监控装置； (四) 应设置残油、废油回收设施； (五) 应设置垃圾粉碎设备； (六) 上述设备应经中华人民共和国船舶检验机关检验合格，并获得有效证书。		
第十一条	固定式和移动式平台的含油污水，不得直接或稀释排放。经过处理后排放的污水，含油量必须符合国家有关含油污水排放标准。	油田采出水输送至陆上依托联合站处理后达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T 5329-2012) 标准后回注地层。	符合
第十二条	对其他废弃物的管理要求： (一) 残油、废油、油基泥浆、含油垃圾和其他有毒残液残渣，必须回收，不得排放或弃置入海； (二) 大量工业垃圾的弃置，按照海洋倾废的规定管理；零星工业垃圾，不得投弃于渔业水域和航道； (三) 生活垃圾，需要在距最近陆地十二海里以内投弃的，应经粉碎处理，粒径应小于二十五毫米。	本工程运营期不向海洋排放污染物。	符合
第十四条	海上储油设施、输油管线应符合防渗、防漏、防腐蚀的要求，并应经常检查，保持良好状态，防止发生漏油事故。	采取了防渗、防漏、防腐蚀措施，加强日常维护，有效的防止发生漏油事故。	符合
第十五条	海上试油应使油气通过燃烧器充分燃烧。对试油中落海的油类和油性混合物，应采取有效措施处理，并如实记录。	本工程运营期不向海洋排放污染物。	符合

经过分析，受早期法律法规变更、审批机关多头管理、海岸线变化等多种客观历史因素影响，工程建设不完全符合《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例》第四条相关要求，本工程建设 184 口井均取得了东营市环保局环评意见。本次环境影响评价批复后，可以满足《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例》第四条相关要求。

3.6.2 《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例实施办法》(国家海洋局令第 1 号，2016 年修改)

1990 年 9 月 20 日，国家海洋局发布了《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例实施办法》(国家海洋局令第 1 号)，2016 年 1 月 8 日，国土资源部以《国土资源部关于修改和废止部分规章的决定》(国土资源部令第 64 号)

对其进行了修改。

《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例实施办法》（国家海洋局令第1号，2016年修改）第六条规定：从事海洋石油开发者应在编制油（气）田总体开发方案的同时，按《条例》第五条规定的内容编报海洋环境影响报告书，并将经批准的环境影响报告书送交所处海区主管部门。生产中（含试生产）的油（气）田，根据开采规模的变化及环境质量状况，作业者应对环境影响报告书适时进行补充完善，并报主管部门审查。虽然本工程已取得环评批复（环监[1993]678号、东环发[2007]8号和东环审[2014]114号），但由于法律法规变更、审批机关多头管理、海岸线变化等多种客观历史因素影响，该环评已不符合国家对海洋工程的最新要求。本次环境影响评价完成后，本工程符合《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例实施办法》（国家海洋局令第1号，2016年修改）的要求。

3.6.3 《石油天然气开采业污染防治技术政策》（2012年3月7日）符合性分析

根据《石油天然气开采业污染防治技术政策》（2012年3月7日），到2015年末，行业新、改、扩建项目均采用清洁生产工艺和技术，工业废水回用率达到90%以上，工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到100%。本工程钻井废水回用率达到90%以上，工业固体废物资源化利用达到100%，符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》（2012年3月7日）的要求本工程与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的符合性分析见表3.6-2。

表 3.6-2 《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性分析一览表

文件要求	项目情况	符合情况
一、总则		
（三）到2015年末，行业新、改、扩建项目均采用清洁生产工艺和技术，工业废水回用率达到90%以上，工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到100%。要遏制重大、杜绝特别重大环境污染和生态破坏事故的发生。要逐步实现对行业排放的石油类污染物进行总量控制。	采用清洁生产工艺和技术，工业废水回用率达到100%，工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到100%。	符合
（四）石油天然气开采要坚持油气开发与环境保护并举，油气田整体开发与优化布局相结合，污染防治与生态保护并重。大力推行清洁生产，发展循环经济，强化末端治理，注重环境风险防范。	开展污染防治与生态保护的措施。推行清洁生产，发展循环经济，强化末端治理，注重环境风险防范，因地制宜进行生态恢复与建设，实现绿色发展。	符合

3 工程符合性分析

文件要求	项目情况	符合情况
范，因地制宜进行生态恢复与建设，实现绿色发展。		
（五）在环境敏感区进行石油天然气勘探、开采的，要在开发前对生态、环境影响进行充分论证，并严格执行环境影响评价文件的要求，积极采取缓解生态、环境破坏的措施。	中国石油天然气总公司于 1989 年组织开展了胜利油田浅海滩涂石油勘探开发区域环境影响评价，1993 年 12 月国家环境保护局批复了《胜利油田滩海油区石油勘探开发区域环境影响报告书》（环监[1993]678 号），该报告包含本工程所在区域。受早期法律法规变更、审批机关多头管理、海岸线变化等多种客观历史因素影响，不完全符合国家对海洋工程的最新要求。	本次评价后符合
二、清洁生产		
（一）油气田建设应总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置。	本工程为滚动开发项目，实行丛式井开采方式，优化了布局，减少了占地，油气集中处理，废物集中收集、处置。	符合
（二）油气田开发不得使用含有国际公约禁用化学物质的油气田化学剂，逐步淘汰微毒及以上油气田化学剂，鼓励使用无毒油气田化学剂。	使用环保型无毒无害的化学剂（钻井液等）。	符合
（三）在勘探开发过程中，应防止产生落地原油。其中井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到 100%。	原油不落地，通过防渗膜收集。井下作业过程中配备泄油器、刮油器等。	符合
（四）在油气勘探过程中，宜使用环保型炸药和可控震源，应采取防渗等措施预防燃料泄漏对环境的污染。	勘探期末对环境造成污染。	符合
（五）在钻井过程中，鼓励采用环境友好的钻井液体系；配备完善的固控设备，钻井液循环率达到 95%以上；钻井过程产生的废水应回用。	使用环保型钻井液体系；配备完善的固控设备，钻井液循环率达到 80%以上；钻井过程产生的废水回用。	符合
（六）在井下作业过程中，酸化液和压裂液宜集中配制，酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置，压裂放喷返排入罐率应达到 100%。酸化、压裂作业和试油（气）过程应采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施。	本工程不涉及酸化、压裂。	符合
（七）在开发过程中，适宜注水开采的油气田，应将油田采出水处理满足标准后回注；对于稠油注汽开采，鼓励油田采出水处理后回用于注汽锅炉。	油田采出水处理达标后回注。	符合
（八）在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。新建 3000m ³	部分油井通过集油管线串接后，输送至就近的阀组或者计量站，	符合

3 工程符合性分析

文件要求	项目情况	符合情况
及以上原油储罐应采用浮顶型式，新、改、扩建油气储罐应安装泄漏报警系统。新、改、扩建油气田油气集输损耗率不高于 0.5%，2010 年 12 月 31 日前建设的油气田油气集输损耗率不高于 0.8%。	然后通过现有管线输送至附近联合站。部分油井采出液进入井场设置的多功能罐，定期利用罐车将采出液拉运至联合站。油气损耗率低，不高于 0.8%。	
（九）在天然气净化过程中，应采用两级及以上克劳斯或其他实用高效的硫回收技术，在回收硫资源的同时，控制二氧化硫排放。	区块天然气不含硫，不涉及天然气净化。	——
三、生态保护		
（一）油气田建设宜布置丛式井组，采用多分支井、水平井、小孔钻井、空气钻井等钻井技术，以减少废物产生和占地。	布置丛式井组，减少了废物产生和占地。	符合
（二）在油气勘探过程中，应根据工区测线布设，合理规划行车线路和爆炸点，避让环境敏感区和环境敏感时间。对爆点地表应立即进行恢复。	本工程不涉及勘探过程，不涉及爆炸点。	——
（三）在测井过程中，鼓励应用核磁共振测井技术，减少生态破坏；运输测井放射源车辆应加装定位系统。	应用了核磁共振测井技术，减少了生态破坏；运输测井放射源车辆加装定位系统。	符合
（四）在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到 80%以上；站场放空天然气应充分燃烧。燃烧放空设施应避开鸟类迁徙通道。	伴生气设油套联通套管气回收装置。	符合
（五）在油气开发过程中，应采取措施减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复。井场周围应设置围堤或井界沟。应设立地下水水质监测井，加强对油气田地下水水质的监控，防止回注过程对地下水造成污染。	本工程制定了减轻生态影响、植被恢复的措施。	符合
（六）位于湿地自然保护区和鸟类迁徙通道上的油田、油井，若有较大的生态影响，应将电线、采油管线地下敷设。在油田作业区，应采取措施，保护零散自然湿地。	本工程不涉及湿地自然保护区和鸟类迁徙通道，油气集输管线地下敷设。	符合
（七）油气田退役前应进行环境影响后评价，油气田企业应按照后评价要求进行生态恢复。	退役前拟进行环境影响后评价，建设单位将按照后评价要求进行生态恢复。	符合
四、污染治理		
（一）在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达	污水处理达标后用于注水开发，不外排。	符合

3 工程符合性分析

文件要求	项目情况	符合情况
标外排。在油气开发过程中，未回注的油气田油田采出水宜采用凝析气浮和生化处理相结合的方式。		
（二）在天然气净化过程中，鼓励采用二氧化硫尾气处理技术，提高去除效率。	本工程不涉及天然气净化。	——
（三）固体废物收集、贮存、处理处置设施应按照国家要求采取防渗措施。试油（气）后应立即封闭废弃钻井液贮池。	固体废物收集、贮存、处理处置设施拟按照国家要求采取防渗措施。本工程不涉及试油（气）。	符合
（四）应回收落地原油，以及原油处理、废水处理产生的油泥（砂）等中的油类物质，含油污泥资源化利用率应达到 90%以上，残余固体废物应按照《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别，根据识别结果资源化利用或无害化处置。	本工程原油不落地。本工程投产后依托工程原油处理、废水处理产生的油泥（砂）、含油污泥资源化利用率达到 100%（委托有资质的单位回收利用）。	符合
（五）对受到油污染的土壤宜采取生物或物化方法进行修复。	土壤未受到油污染。	符合
五、鼓励研发的新技术		
（一）环境友好的油田化学剂、酸化液、压裂液、钻井液，酸化、压裂替代技术，钻井废物的随钻处理技术，提高天然气净化厂硫回收率技术。	使用环保型的油田化学剂、钻井液。	符合
（二）二氧化碳驱采油技术，低渗透地层的注水处理技术。	不涉及。	符合
（三）废弃钻井液、井下作业废液及含油污泥资源化利用和无害化处置技术，石油污染物的快速降解技术，受污染土壤、地下水的修复技术。	废弃钻井液、井下作业废液等采用资源化利用和无害化处置技术。	符合
六、运行管理与风险防范		
（一）油气田企业应制定环境保护管理规定，建立并运行健康、安全与环境管理体系。	制定了环境保护管理规定，建立并运行了健康、安全与环境管理体系。	符合
（二）加强油气田建设、勘探开发过程的环境监督管理。油气田建设过程应开展工程环境监理。	加强了油气田建设、勘探开发过程的环境监督管理。	符合
（三）在开发过程中，企业应加强油气井套管的检测和维护，防止油气泄漏污染地下水。	设置监测工艺，加强油气井套管的检测和维护，防止油气泄漏污染地下水。	符合
（四）油气田企业应建立环境保护人员培训制度，环境监测人员、统计人员、污染治理设施操作人员应经培训合格后上岗。	建立了环境保护人员培训制度，环境监测人员、统计人员、污染治理设施操作人员应经培训合格后上岗。	符合
（五）油气田企业应对勘探开发过程进行环境风险因素识别，制定突发环境事件应急预案并定期进行演练。应开展特	对勘探开发过程进行了环境风险因素识别，制定了突发环境事件应急预案并定期进行演练。开展	符合

3 工程符合性分析

文件要求	项目情况	符合情况
征污染物监测工作，采取环境风险防范和应急措施，防止发生由突发性油气泄漏产生的环境事故。	了特征污染物监测工作，采取环境风险防范和应急措施，防止发生由突发性油气泄漏产生的环境事故。	

3.7 相关海洋管理法规、手续的执行情况

3.7.1 相关法律执行情况

3.7.1.1 《中华人民共和国海洋环境保护法》

《中华人民共和国海洋环境保护法》于 1982 年 8 月 23 日第五届全国人民代表大会常务委员会第二十四次会议通过，分别于 1999 年 12 月 25 日第九届全国人民代表大会常务委员会第十三次会议、2013 年 12 月 28 日第十二届全国人民代表大会常务委员会第六次会议和 2016 年 11 月 07 日第十二届全国人民代表大会常务委员会进行 3 次修订。本工程与《中华人民共和国海洋环境保护法》符合性分析见表 3.7-1。

表 3.7-1 与《中华人民共和国海洋环境保护法》符合性分析

条款	条款内容	本工程情况	符合情况
第十二条	直接向海洋排放污染物的单位和个人，必须按照国家规定缴纳排污费。依照法律规定缴纳环境保护税的，不再缴纳排污费。 向海洋倾倒废弃物，必须按照国家规定缴纳倾倒费。 根据本法规定征收的排污费、倾倒费，必须用于海洋环境污染的整治，不得挪作他用。具体办法由国务院规定。	本工程运营期不向海洋排放污染物。	符合
第二十九条	向海域排放陆源污染物，必须严格执行国家或者地方规定的标准和有关规定。	本工程运营期不向海洋排放污染物。	符合
第四十七条	海洋工程建设项目必须符合全国海洋主体功能区规划、海洋功能区划、海洋环境保护规划和国家有关环境保护标准。海洋工程建设项目单位应当对海洋环境进行科学调查，编制海洋环境影响报告书（表），并在建设项目开工前，报海洋行政主管部门审查批准。 海洋行政主管部门在批准海洋环境影响报告书（表）之前，必须征求海事、渔业行政主管部门和军队环境保护部门的意见。	中国石油天然气总公司于 1989 年组织开展了胜利油田浅海滩涂石油勘探开发区域环境影响评价，1993 年 12 月国家环境保护局批复了《胜利油田滩海油区石油勘探开发区域环境影响报告书》（环监[1993]678 号），该报告书评价范围陆域包括北起马颊河口、南至潍河口，海	符合

3 工程符合性分析

条款	条款内容	本工程情况	符合情况
		域为沿马颊河门口至潍河口 609km 海岸线，水深 15m 以内海域，包含项目所在区域。本工程建设 184 口井均取得了东营市环保局环评意见。 受早期法律法规变更、审批机关多头管理、海岸线变化等多种客观历史因素影响，不完全符合国家对海洋工程的最新要求。本工程所有工程设施正在补办环评手续，批复后可符合该项要求	
第四十八条	海洋工程建设项目的环境保护设施，必须与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。环境保护设施未经海洋行政主管部门验收，或者经验收不合格的，建设项目不得投入生产或者使用。 拆除或者闲置环境保护设施，必须事先征得海洋行政主管部门的同意。	本工程建设的环保设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。	符合
第四十九条	海洋工程项目，不得使用含超标准放射性物质或者易溶出有毒有害物质的材料。	本工程建设时未使用含超标准放射性物质或者易溶出有毒有害物质的材料。	符合
第五十条	海洋工程项目需要爆破作业时，必须采取有效措施，保护海洋资源。 海洋石油勘探开发及输油过程中，必须采取有效措施，避免溢油事故的发生。	本工程开发过程中采取了有效措施，避免溢油事故的发生。	符合
第五十一条	海洋石油钻井船、钻井平台和采油平台的含油污水和油性混合物，必须经过处理达标后排放；残油、废油必须予以回收，不得排放入海。经回收处理后排放的，其含油量不得超过国家规定的标准。钻井所使用的油基泥浆和其他有毒复合泥浆不得排放入海。水基泥浆和无毒复合泥浆及钻屑的排放，必须符合国家有关规定。	本工程钻井过程泥浆和有毒有害物质未排海。	符合
第五十二条	海洋石油钻井船、钻井平台和采油平台及其有关海上设施，不得向海域处置含油的工业垃圾。处置其他工业垃圾，不得造成海洋环境污染。	本工程运营期不向海洋排放污染物。	符合
第五十三条	海上试油时，应当确保油气充分燃烧，油和油性混合物不得排放入海。	本工程试油时，未向海洋排放污染物。	符合
第五十四条	勘探开发海洋石油，必须按有关规定编制溢油应急计划，报国家海洋行政主管部门的海区派出机构备案。	本工程制定了溢油应急计划，已经在国家海洋行政主管部门的海区派出机构备案。	符合

经过分析,受早期法律法规变更、审批机关多头管理、海岸线变化等多种客观历史因素影响,工程建设不完全符合《中华人民共和国海洋环境保护法》第四十七条和第五十四条相关要求,本工程建设 184 口井均取得了东营市环保局环评意见,溢油应急方案已备案。

本次环境影响评价完成后,可以满足《中华人民共和国海洋环境保护法》第四十七条规定。

3.7.1.2 《防治海洋工程建设项目污染损害海洋环境管理条例》

2006 年 8 月 30 日,《防治海洋工程建设项目污染损害海洋环境管理条例》在国务院第 148 次常务会议通过,于 2018 年 3 月修订。本工程与《防治海洋工程建设项目污染损害海洋环境管理条例》符合性分析见表 3.7-2。

表 3.7-2 《防治海洋工程建设项目污染损害海洋环境管理条例》符合性分析表

条款	条款内容	本工程情况	符合情况
第五条	海洋工程的选址和建设应当符合海洋功能区划、海洋环境保护规划和国家有关环境保护标准,不得影响海洋功能区的环境质量或者损害相邻海域的功能。	总体上与洋功能区划相协调,符合海洋环境保护规划和国家有关环境保护标准,不影响海洋功能区的环境质量或者损害相邻海域的功能。	符合
第八条	国家实行海洋工程环境影响评价制度。海洋工程的环境影响评价,应当以工程对海洋环境和海洋资源的影响为重点进行综合分析、预测和评估,并提出相应的生态保护措施,预防、控制或者减轻工程对海洋环境和海洋资源造成的影响和破坏。海洋工程环境影响报告书应当依据海洋工程环境影响评价技术标准及其他相关环境保护标准编制。编制环境影响报告书应当使用符合国家海洋主管部门要求的调查、监测资料。	中国石油天然气总公司于 1989 年组织开展了胜利油田浅海滩涂石油勘探开发区域环境影响评价,1993 年 12 月国家环境保护局批复了《胜利油田滩海油区石油勘探开发区域环境影响报告书》(环监[1993]678 号),该报告书评价范围陆域包括北起马颊河口、南至潍河口,海域为沿马颊河门口至潍河口 609km 海岸线,水深 15m 以内海域,包含项目所在区域。本工程建设 184 口井均取得了东营市环保局环评意见。本项目工程设施正在补办海洋环评手续。	符合
第十五条	海洋工程的环境保护设施应当与主体工程	本工程建设的环保设施	符合

3 工程符合性分析

条款	条款内容	本工程情况	符合情况
	同时设计、同时施工、同时投产使用。	与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。	
第十七条	建设单位应当在海洋工程投入运行之日 30 个工作日前，向原核准该工程环境影响报告书的海洋主管部门申请环境保护设施的验收；海洋工程投入试运行的，应当自该工程投入试运行之日起 60 个工作日内，向原核准该工程环境影响报告书的海洋主管部门申请环境保护设施的验收。分期建设、分期投入运行的海洋工程，其相应的环境保护设施应当分期验收。	本工程正在补办环评手续，待环评批复后办理验收手续。	符合
第二十五条	海洋油气矿产资源勘探开发作业中应当配备油水分离设施、含油污水处理设备、排油监控装置、残油和废油回收设施、垃圾粉碎设备。 海洋油气矿产资源勘探开发作业中所使用的固定式平台、移动式平台、浮式储油装置、输油管线及其他辅助设施，应当符合防渗、防漏、防腐蚀的要求；作业单位应当经常检查，防止发生漏油事故。	本工程采用水基泥浆，含油废物委托有资质的单位处置，不向海洋排放污染物。	符合
第二十九条	海洋油气矿产资源勘探开发作业中产生的污染物的处置，应当遵守下列规定： （一）含油污水不得直接或者经稀释排放入海，应当经处理符合国家有关排放标准后再排放； （二）塑料制品、残油、废油、油基泥浆、含油垃圾和其他有毒有害残液残渣，不得直接排放或者弃置入海，应当集中储存在专门容器中，运回陆地处理。	本工程含油废物委托有资质的单位处置，不向海洋排放污染物。	符合
第三十条	严格控制向水基泥浆中添加油类，确需添加的，应当如实记录并向原核准该工程环境影响报告书的海洋主管部门报告添加油的种类和数量。禁止向海域排放含油量超过国家规定标准的水基泥浆和钻屑。	本工程施工期采用水基泥浆，不向海中排放污染物。	符合

本次环境影响评价批复后，可以满足《防治海洋工程建设项目污染损害海洋环境管理条例》第八条规定；环评批复后，开展环保验收，符合《防治海洋工程建设项目污染损害海洋环境管理条例》第十七条规定。

3.7.1.3 《水产种质资源保护区管理暂行办法》

《水产种质资源保护区管理暂行办法》是 2010 年 12 月 30 日经农业部第 12 次常务会议审议通过，用于资源保护区管理，自 2011 年 3 月 1 日起施行。本工

3 工程符合性分析

程与《水产种质资源保护区管理暂行办法》符合性分析见表 3.7-3。

表 3.7-3 与《水产种质资源保护区管理暂行办法》符合性分析

条款	条款内容	本工程情况	符合情况
第十七条	在水产种质资源保护区内从事修建水利工程、疏浚航道、建闸筑坝、勘探和开采矿产资源、港口建设等工程建设的,或者在水产种质资源保护区外从事可能损害保护区功能的工程建设活动的,应当按照国家有关规定编制建设项目对水产种质资源保护区的影响专题论证报告,并将其纳入环境影响评价报告书。	本工程位于水产种质资源保护区外,正常状况下不会对水产种质资源保护区产生影响。	符合
第二十一条	禁止在水产种质资源保护区内新建排污口。在水产种质资源保护区附近新建、改建、扩建排污口,应当保证保护区水体不受污染。	本工程均位于水产种质资源保护区外,工程运营期间污染物均不外排,不涉及排污口。	符合

3.7.2 环境影响评价执行情况

3.7.2.1 区域环评执行情况

中国石油天然气总公司按照“1987 年国务院有关石油勘探开发和渔业生产两者兼顾的指示精神”和石油部要求,于 1989 年组织开展了胜利油田浅海滩涂石油勘探开发区域环境影响评价,1993 年 12 月国家环境保护局批复了《胜利油田滩海油区石油勘探开发区域环境影响报告书》(环监[1993]678 号),该报告书评价范围陆域包括北起马颊河口、南至潍河口,总面积约 $1.3 \times 10^4 \text{km}^2$ 。海域包括沿马颊河口至潍河口 609km 海岸线、水深 15m 以浅海域,总面积为 8246km^2 ,涵盖了目前滩海油田开发的所有区域,包含了本项目所属长堤油田、五号桩油田、桩西油田。长堤油田、五号桩油田、桩西油田开发过程也将该报告书及批复意见作为滩海油区石油勘探开发中进行规划、设计及施工、开采阶段环境保护管理的依据,已经取得了国家环保主管部门的区域环评批复,符合当时国家环保要求。

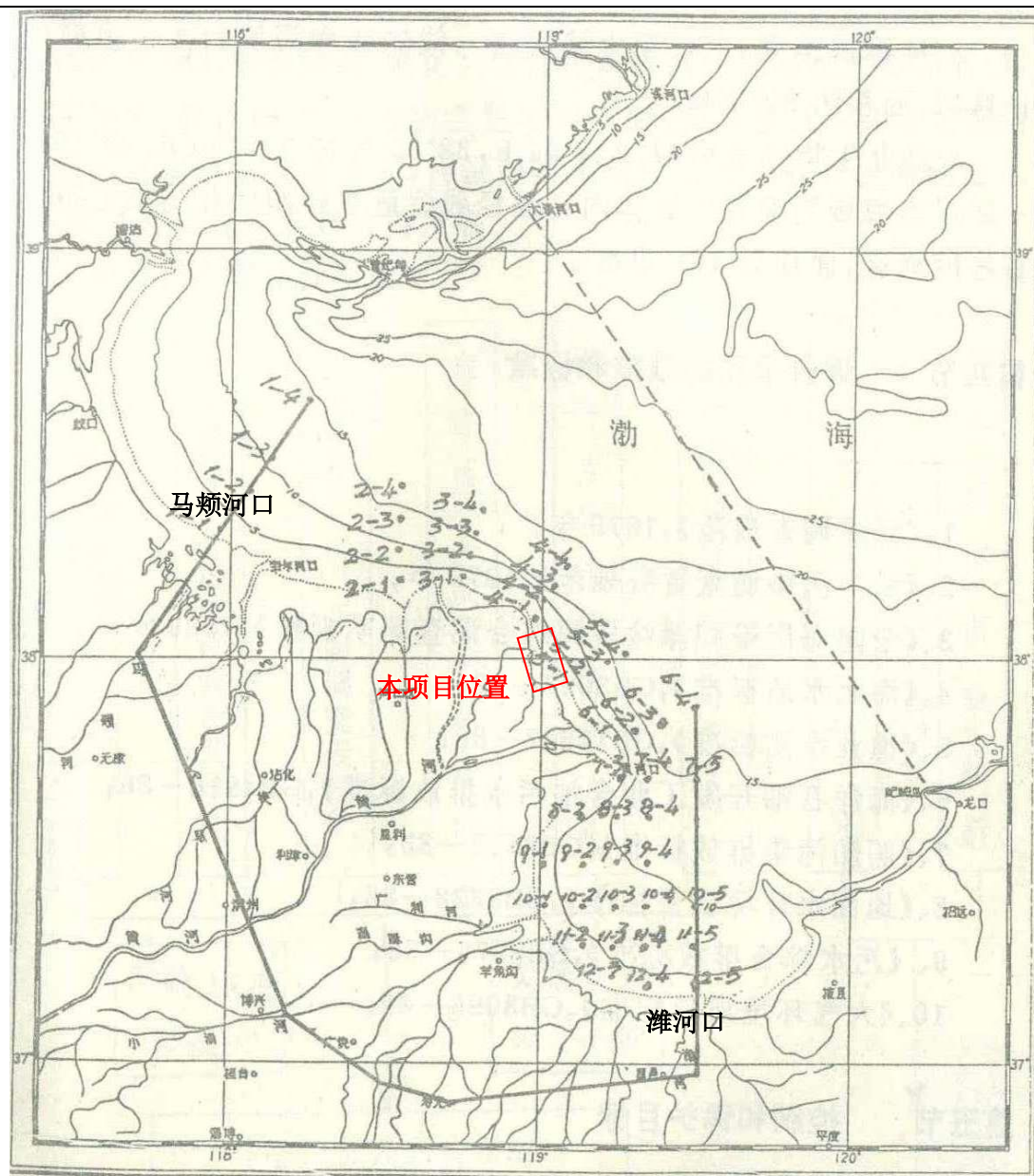


图 3.7-1 本项目与区域环境影响报告书评价范围位置关系图

3.7.2.2 项目环评执行情况

经调查，本工程 184 井均开展过环境影响评价，为具有东营市环保部门核准的环评报告书，详见表 3.7-4。

3 工程符合性分析

表 3.7-4 与地方海洋主管部门核准环评报告书情况汇总表

序号	时间段	取得地方海洋环评手续的数量（口）	取得地方环保部门环评手续的数量（口）	小计（口）
1	2010 年海岸线修测之前	0	114	114
2	2010 年海岸线修测之后	0	70	70
合计		0	184	215

根据《海洋工程环境影响评价管理规定》（国海规范[2017]7 号）、《国家海洋局海洋工程环境影响报告书核准程序》（海办发[2013]17 号），海洋矿产、油气、海砂资源勘探开发及其附属工程环境影响评价文件应由国家海洋局进行核准，本工程设施正在补办环评手续，批复后符合海洋工程环境影响评价管理制度。

3.7.3 土地证与海域证办理情况

2010 年 11 月 29 日，山东省海洋与渔业厅发布了《关于认真贯彻执行山东海岸线修测成果的通知》（鲁海渔[2010]168 号），要求认真执行海岸线修测成果。2010 年海岸线修测之前，在本工程所在区域内建有油、水井共计 114 口，其中 128 口取得了东营市、河口区国土资源局颁发的中华人民共和国国有土地使用证，7 口取得了东营市海洋与渔业局颁发的中华人民共和国海域使用权证书，8 口已缴费无证。

2010 年海岸线修测之后，在该区域新增油水井 72 口，均取得了东营市、河口区国土资源局颁发的中华人民共和国国有土地使用证。

本工程土地证与海域证办理情况表 3.7-5。

表 3.7-5 土地证、海域证办理情况汇总表

序号	时间段	土地证书数量（口）	海域证数量（口）	已缴费无证（口）	小计（口）
1	2010 年海岸线修测之前	105	0	8	113
2	2010 年海岸线修测之后	59	0	12	71
合计		164	0	20	184

本工程 184 口井中，具有土地证有 164 口，海域证 0 口，已缴费无证 20 口。

3.8 环境影响可接受性分析

本工程已施工完毕投入运营，施工期产生的钻井废水、管道试压废水、船舶

3 工程符合性分析

机舱含油污水、生活污水、钻井固废、生活垃圾均不排海。钻井废水、管道试压废水等均处理达标后用于油田注水开发，船舶机舱含油污水运回陆上接收处理，生活污水排至旱厕，定期清掏并拉运至陆上用作农肥，不含油钻井固废完井后就地固化填埋，含油钻井固废委托由胜利油田金岛实业有限责任公司处置，生活垃圾依托当地环卫部门处置。

本工程运营期产生的油田采出水、作业废水、生活污水、油泥砂、生活垃圾均不排海。油田采出水、作业废水等均处理达标后用于油田注水开发，生活污水排至旱厕，定期清掏并拉运至陆上用作农肥，油泥砂委托有资质的单位处理，生活垃圾依托当地环卫部门处置。

总之，建设单位在工程施工和生产运营过程中严格落实本报告中提出的各项环境保护措施和溢油风险防范措施的基础上，从环境保护角度讲，本工程是可行的。

4 工程回顾性评价

4.1 污染物处置方式

4.1.1 桩西油田

4.1.1.1 工程产污环节分析

1) 施工期主要产污环节回顾

本工程施工期均已结束，根据工程施工经验及相关台账记录，施工期主要污染物主要包括：钻井废水、管道试压废水、生活污水、钻井固废、建筑垃圾和施工废料、生活垃圾、施工扬尘、施工废气和施工噪声等。施工期产污环节见图 4.1-1。

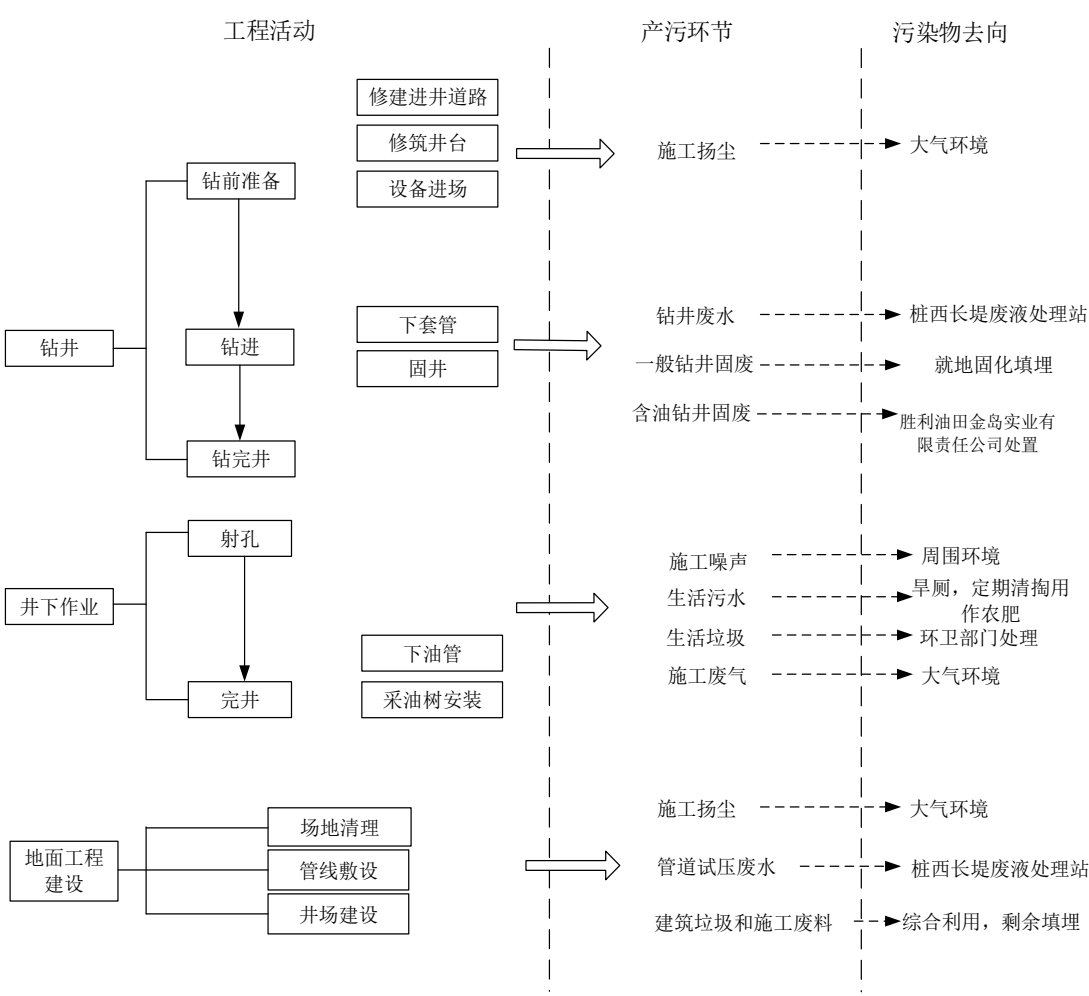


图 4.1-1 施工期工艺流程及产污环节图

2) 运营期主要产污环节回顾

本工程自投入开发以来，至今已运行多年，根据工程运行经验及相关台账记录，运营期主要污染物包括油田采出水、作业废水、生活污水、油泥砂、生活垃圾、烃类无组织挥发、多功能罐加热废气及噪声等。运营期主要产污环节见图 4.1-2。

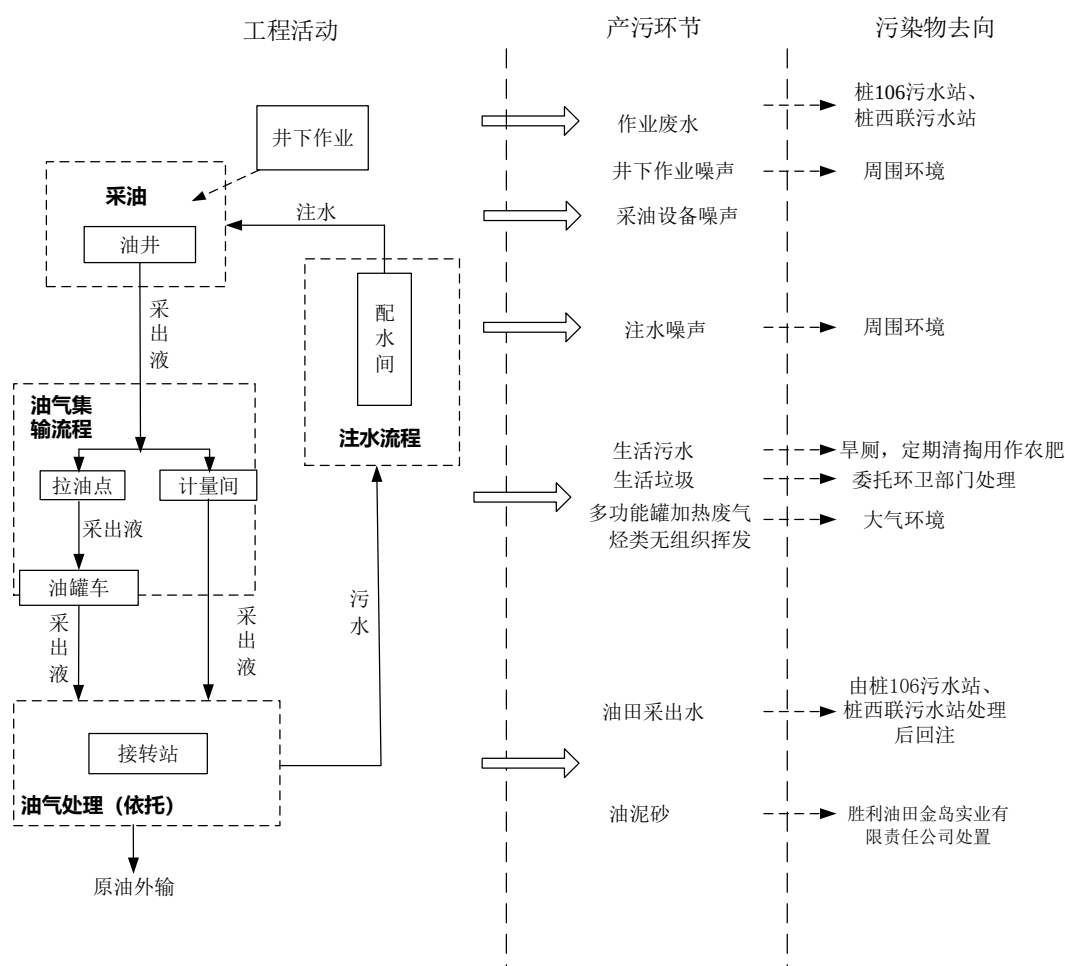


图 4.1-2 运营期工艺流程及产污环节图

4.1.1.2 施工期污染物产生及处置情况回顾

1) 生态环境影响

(1) 井场建设

本工程所在区域以沿岸海域为主，本工程管道主要沿路敷设，在道路一侧设置管道沟，输油管线、注水管线、输气管线同沟敷设。管沟开挖整个施工作业带范围内的土壤、生物和植被都会受到扰动或者破坏，尤其是在开挖管沟约 5m 的范围内，生态环境影响较大。

(2) 工程用海

桩西油田用海主要为井场、道路、计量站、配水间用海，均为永久用海。桩西油田用海总面积 $11.0136 \times 10^4 \text{m}^2$ 。用海类型主要为沿岸海域等。由于工程已运行多年，对海洋生态环境的影响已基本恢复。

2) 大气污染物

项目施工期废气污染源主要为施工扬尘、施工废气。

(1) 施工扬尘

本工程施工扬尘主要产生于：井场设施安装、管线敷设、站场及附属设施建设以及车辆运输过程。

施工期间产生的扬尘污染主要取决于施工作业方式、材料的堆放以及风力等因素，其中受风力的影响因素最大，随着风速的增大，施工扬尘的污染程度和超标范围也将随之增强和扩大。

汽车运输也会产生扬尘污染，其扬尘量、粒径大小等与多种因素如路面状况、车辆行驶速度、载重量和天气情况等相关。其中风速、风向等天气状况直接影响扬尘的传输方向和距离。由于汽车运输过程中产生的扬尘时间短、扬尘落地快，其影响范围主要集中在运输道路两侧。

根据调查，本工程施工期采取了合理化管理、控制作业面积、土堆适当喷水、土堆和建筑材料遮盖、围金属板、大风天停止作业等措施，施工扬尘对周围环境空气的影响很小。

(2) 施工废气

施工废气主要包括施工过程中车辆与机械废气和钻井柴油发动机废气。

① 车辆与机械废气

本工程井场设施安装、管线敷设、站场及附属设施过程中，有施工车辆与机械废气产生，主要污染物为 SO_2 、 NO_2 、 C_mH_n 等。由于废气量较小，且施工现场均在野外，有利于空气的扩散，同时废气污染源具有间歇性和流动性。因此，对局部地区的环境影响较轻。

② 钻井柴油发动机废气

项目钻井过程中废气污染源主要为井场钻机的柴油发动机排放的废气，钻井过程中钻机使用大功率柴油机带动，由于燃料燃烧向大气中排放废气，其中主要的污染物为总烃、 NO_2 、 SO_2 、烟尘等。

钻井期间排放的大气污染物已随钻井工程的结束而消失，未对周围环境造成

影响。

3) 水污染物

施工期水污染物主要包括钻井废水、管道试压废水和少量的生活污水。

(1) 钻井废水

本工程桩西油田共钻井 9 口，产生的钻井废水主要包括冲洗钻井设备产生的废水和冲洗钻井岩屑产生的废水，主要污染物为悬浮物、COD、石油类。根据运行经验，这部分废水进入泥浆池，固化处理前，将上部上清液抽出，拉运至桩西长堤废液处理站处理后进入污水处理系统，处理达标后回注，用于油田注水开发，不排海。

据钻井现场经验，一般单井每 1000m 进尺产生钻井废水量为 130m^3 。桩西油田共部署油水井 9 口，总进尺 31959m，则钻井废水量产生总量为 4154.67m^3 。其中 90% 随着钻井固废进入泥浆池进行固化处理，10% 上清液由罐车拉运至桩西长堤废液处理站进行处理，则桩西油田钻井废水拉运量为 415.467m^3 。

(2) 管道试压废水

试压用水一般采用清洁水。主要污染物为悬浮物，桩西油田共有单井管线 4 条、0.611km，经核算管道试压废水排放量约为 2.42m^3 ，管道试压废水与钻井废水一起拉运至桩西长堤废液处理站处理后进入污水处理系统，处理达标后回注，用于油田注水开发，不排海。

(3) 生活污水

项目开发建设期间生活污水主要来自井场设施安装、井下作业、管线敷设、站场及附属设施施工过程中施工人员产生的生活污水。主要污染物为 COD、氨氮。钻井井场、施工场地设置临时旱厕，生活污水排入旱厕，定期清掏并拉运至陆上用作农肥，不外排至海域。

4) 固体废物

项目施工期主要固体废物主要包括钻井固废、建筑垃圾、施工废料和生活垃圾。

(1) 钻井固废

钻井固废主要包括钻井过程中无法利用或钻井完工后的废弃泥浆和岩屑。钻井废弃泥浆是指钻井过程中无法利用或钻完井完工后弃置于泥浆池内的泥浆。本工程钻井过程采用水基钻井液，无有毒物质，可生物降解，主要成分是水、膨润土、氢氧化钠、聚丙烯酰胺干粉。钻井过程中泥浆在封闭的泥浆系统中循环使用，

能够实现泥浆最大限度回收再利用。

钻井泥浆及钻井岩屑的产生量均随着井深的改变而变化,根据胜利油田多年钻井经验及咨询行业专家,一般单井每 1000m 进尺产生一般钻井固废量为 200t,每口井钻至油层后产生的含油钻井固废约为 0.8t,桩西油田共部署油水井 9 口,总进尺 31959m,一般钻井固废产生量为 6391.8t,含油钻井固废为 7.2t。

一般钻井固废临时贮存于泥浆池中,池内铺设厚度大于 0.5mm 的防渗膜,一般钻井固废完井后就地固化填埋;钻至油层产生的含油钻井固废收集后委托胜利油田金岛实业有限责任公司处置处置。



图 4.1-3 恢复后的泥浆池现状

(2) 建筑垃圾和施工废料

施工期间产生的建筑垃圾主要是站场建设时产生,项目产生的建筑垃圾作为站场及道路基础的铺设。

施工废料主要包括管道焊接作业中产生废焊条、施工过程中产生的废混凝土等。施工废料部分可回收利用,剩余废料依托环卫部门清运。

(3) 生活垃圾

项目开发建设期间生活垃圾主要来自井场设施安装、井下作业、管线敷设、站场及附属设施施工现场。生活垃圾收集后委托当地环卫部门处理。

5) 噪声

本工程施工期噪声源包括钻机、柴油发电机、泥浆泵、机泵、挖掘机、推土机等设备。本工程施工期噪声统计表见表 4.1-1。

4 工程回顾性评价

表 4.1-1 本工程施工期噪声统计表

序号	施工项目	设备名称	噪声值 (dB (A))
1	钻井	钻机	100
		柴油发电机	105
		泥浆泵	95
		机泵	80
2	作业	混砂车	85
		仪表车	80
		管汇车	80
		提液泵	80
3	地面工程建设	挖掘机	92
		推土机	95

项目施工期加强了以下噪声控制措施：

(1) 合理安排施工时间

制定施工计划时，尽可能避免高噪声设备同时施工。同时，高噪声设备施工时间尽量安排在昼间，禁止夜间施工（但需连续作业的除外，夜间施工告知周围单位或居民）。

(2) 施工现场布局 and 施工设备

选用低噪声施工设备，从根本上降低源强。同时加强检查、维护和保养工作，减少运行振动噪声。整体设备安放稳固，并与地面保持良好接触，柴油发动机和各种机泵等安装消声隔音设施，最大限度地降低噪声源的噪声。

(3) 减少施工交通噪声

由于施工期间交通运输对环境影响较大，施工期间减少夜间运输量，限制大型载重车的车速，对运输车辆定期维修、养护，减少或杜绝鸣笛，合理安排运输路线。

6) 施工期污染物产生及排放情况汇总

表 4.1-2 施工期桩西油田污染物产生及排放情况一览表

项目	污染源	主要污染工序	污染物	产生量	排放量	主要处理措施及排放去向
废气	施工扬尘	管沟开挖、场地平整	扬尘	少量	少量	严格管理、控制作业面积、土堆喷水、土堆和建筑材料遮盖、围金属板、大风天停止作业
	施工废	车辆与机械	SO ₂ 、NO ₂ 、	少量	少量	采用符合国家规范要

4 工程回顾性评价

项目	污染源	主要污染工序	污染物	产生量	排放量	主要处理措施及排放去向
	气	废气	C _m H _n			求的车辆、设备及燃油
		钻井柴油发动机废气	烃类、SO ₂ 、NO ₂ 、烟尘	少量	少量	
废水	钻井废水	钻井过程	悬浮物、COD、石油类	415.467t	0	拉运至桩西长堤废液处理站处理后进入污水处理系统，处理达标后回注地层用于油田注水开发，不排海
	管道试压废水	管道试压	悬浮物	2.42t	0	
	生活污水	施工人员生活	COD、氨氮	少量	0	施工设置临时旱厕，定期清掏用作农肥
固废	一般钻井固废	钻井	钻屑、泥浆	6391.8t	0	就地固化填埋
	含油钻井固废	钻井	石油类、钻屑、泥浆	7.2t	0	由胜利油田金岛实业有限责任公司处置
	建筑垃圾和施工废料	施工建设过程	废焊条、废混凝土	少量	少量	回收利用，剩余废料依托环卫部门清运
	生活垃圾	施工人员生活	生活垃圾	少量	0	收集后委托环卫部门统一处理

4.1.1.3 运营期污染物产生及处置情况回顾

1) 水污染物

本工程运营期产生的废水主要包括作业废水、油田采出水和生活污水。

(1) 作业废水

井下作业用水主要包括修井作业产生的井筒循环液、井口返排水、冲洗水、冷却水（机械污水）。根据多年运行经验，每年单井修井 1 次，每次修井产生的废水量为 30m³，桩西油田在运行井 9 口（油井 7 口、注水井 2 口），则作业废水产生量为 270m³/a。作业废水通过集输流程进入污水站（部分依托桩 106 污水站，部分依托桩西联污水站）处理后回注，用于油田注水开发，不排海。

(2) 油田采出水

采出液通过集输流程进入接转站后进行油气水分离，分离出的水即为油田采出水，桩西油田的油田采出水依托桩 106 污水站、桩西联合站污水处理系统处理后回注，不排海。

根据 2008 年～2017 年统计数据，油田采出水产生量为 (1.7696～3.199) ×

10^4t/a 。本工程 2008 年~2017 年生产运行数据统计情况见表 4.1-3。

表 4.1-3 运营期生产数据情况统计

年度	产液量 (10^4t/a)	含水率 (%)	产油量 (10^4t/a)	油田采出水量 (10^4t/a)
2008	2.6884	88.39%	0.312	2.3764
2009	2.1017	91.94%	0.1695	1.9322
2010	1.9881	94.31%	0.1132	1.8749
2011	1.9291	91.73%	0.1595	1.7696
2012	2.0495	95.07%	0.1011	1.9484
2013	1.9525	93.67%	0.1235	1.8290
2014	2.2578	95.89%	0.0927	2.1651
2015	3.1707	95.07%	0.1563	3.0144
2016	3.306	96.76%	0.107	3.1990
2017	2.71425	95.48	0.1245	2.5898

(3) 生活污水

生产运营期间,实行 4 班 3 倒制。劳动定员 7 人,生活污水产生量按照 $30\text{L}/\text{人}\cdot\text{d}$ 计算,本工程桩西油田的生活污水产生量为 76.65m^3 ,生活污水排至旱厕,定期清掏并拉运至陆上用作农肥,不外排至海域。

2) 固体废物

本工程运营期间产生的固体废物主要有油泥砂和生活垃圾。

(1) 油泥砂

随着胜利油田进入注水深度开发阶段,采出原油中的含砂量越来越高,接转站、联合站、油罐、沉降罐、污水罐、隔油池都会产生大量含油泥砂。根据运行台账及油泥砂转运记录,对整个桩西采油厂的油泥砂进行统计,本次核算按照本项目井数占桩西采油厂总井数进行估算。本工程油泥砂产生量 26.25t/a (近三年平均),油泥砂台账见表 4.1-4。本工程产生的油泥砂暂存于桩西油泥砂贮存池,最终委托胜利油田金岛实业有限责任公司进行无害化处理。

表 4.1-4 近三年油泥砂台账一览表

月份	2015 年		2016 年		2017 年	
	全厂	本项目	全厂	本项目	全厂	本项目
1 月	387.00	2.49	399.46	2.57	154.5	1.0
2 月	365.00	2.34	416.72	2.68	202.2	1.3
3 月	362.00	2.32	432.78	2.78	152	1.0
4 月	416.00	2.67	448.59	2.88	200	1.3
5 月	442.86	2.84	439.37	2.82	127.6	0.8

4 工程回顾性评价

月份	2015 年		2016 年		2017 年	
	全厂	本项目	全厂	本项目	全厂	本项目
6 月	458.75	2.95	477.39	3.07	162.4	1.0
7 月	468.00	3.01	479.21	3.08	198.4	1.3
8 月	457.93	2.94	467.27	3.00	210	1.3
9 月	421.45	2.71	458.89	2.95	200.7	1.3
10 月	373.00	2.40	429.36	2.76	144.6	0.9
11 月	379.47	2.44	403.94	2.59	130.5	0.8
12 月	387.00	2.49	398.39	2.56	217.1	1.4

(2) 生活垃圾

生产运营期间，实行 4 班 3 倒。每人每天产生垃圾量按 0.5kg 计算，井场及站场产生的生活垃圾量为 1.28t/a。生活垃圾委托环卫部门统一处理。

3) 大气污染物

运营期间排放的废气主要有烃类无组织挥发、多功能罐加热废气。

(1) 烃类无组织挥发

生产过程中，采油井井口、计量间、联合站等油气集输、处理过程中均会有烃类无组织挥发。其中 60% 烃类损失集中在陆域联合站油气分离、处理及储存过程中。本工程沿岸海域涉及的井口、计量间损失约占总损失的 40%。

根据本工程的实际情况，选择了典型站场、井场，委托山东兰普检测技术有限公司（CMA：171512055405）于 2018 年 11 月 21 日～11 月 22 日对厂界非甲烷总烃、硫化氢进行了监测，无组织监测布点见表 4.1-5、图 4.1-4，监测数据见表 4.1-6。

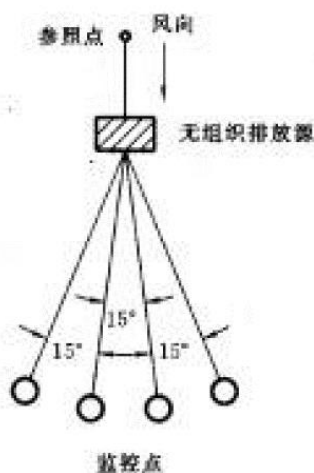


图 4.1-4 场界无组织监测布点示意图

4 工程回顾性评价

表 4.1-5 无组织监测点位设置情况表

监测 点位	采油厂名称	监测点位名称	井场类别
1#	桩西采油厂	桩 19 站台	丛式井场，与桩 19 计量站同台
2#		桩古 23	单井井场

表 4.1-6 典型站场、井场无组织排放监测数据

监测 点位	监测时 间	非甲烷总烃浓度 (mg/m ³)				硫化氢浓度 (mg/m ³)			
		上风 向	下风向 1	下风向 2	下风向 3	上风向	下风向 1	下风向 2	下风向 3
1# 11.21	第一次	0.59	1.46	1.33	1.37	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005
	第二次	0.58	1.56	1.72	1.26	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005
	第三次	0.42	1.89	1.80	1.55	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005
	第四次	0.43	1.79	1.76	1.04	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005
2# 11.22	第一次	0.48	1.89	1.60	1.45	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005
	第二次	0.42	0.98	1.05	1.83	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005
	第三次	0.47	1.65	1.49	0.92	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005
	第四次	0.48	1.70	1.27	1.60	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005
3# 11.21	第一次	0.66	1.15	1.82	1.56	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005
	第二次	0.55	0.98	1.56	1.53	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005
	第三次	0.53	1.56	1.70	1.77	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005
	第四次	0.39	1.43	1.01	1.55	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005
4# 11.22	第一次	0.51	1.78	1.27	1.45	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005
	第二次	0.50	1.67	1.24	1.06	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005
	第三次	0.59	1.73	1.19	1.68	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005
	第四次	0.41	1.32	1.45	1.73	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005

从表 4.1-6 可以看出，各井场、站场厂界非甲烷总烃能够达到《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）中非甲烷总烃无组织排放监控浓度限值（4.0mg/m³）；厂界硫化氢均未检出，能够达到《恶臭污染物排放标准》（GB 14554-93）厂界标准值要求（0.03mg/m³）。

根据类比调查，结合各油田的经验数据并咨询行业专家，无组织挥发轻烃量计算公式如下：

$$G_{\text{损耗}} = M \times \lambda \times \rho \times \eta \times \beta$$

式中：G_{损耗}——轻烃（油气）损耗量，kg/a；

M——油井产油能力，t/a；

λ——气油比，m³/t，桩西油田平均气油比 54.78m³/t；

ρ——井口挥发轻烃的密度，kg/m³，本项目伴生气密度 1.1094kg/m³；

4 工程回顾性评价

η ——油气集输系统损耗率，‰，本项目取 5‰；

β ——井口、计量站挥发轻烃占油气集输系统总损耗的百分比，本项目取 40%。

无组织挥发非甲烷总烃量计算公式如下：

$$G_{\text{非甲烷总烃损耗}} = G_{\text{轻烃损耗}} \times \alpha$$

式中： α ——伴生气中非甲烷总烃的质量百分比含量，桩西油田为 58.60%（伴生气组成见表 4.1-7）。

桩西油田 2017 年产油量 1245t。经计算，烃类挥发总量为 0.076t/a，其中非甲烷总烃为 0.040t/a。

表 4.1-7 桩西油田伴生气组成一览表

组成	O ₂	N ₂	CO ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	其他	相对密度	气油比
	%	%	%	%	%	%	%	%		m ³ /t
比例	2.04	7.95	5.3	67.05	5.85	5.72	4.14	1.95	0.86	54.78

注：表中数据为体积分数，伴生气不含硫化氢。

(2) 多功能罐加热废气

本工程桩西油田共设置 40m³多功能罐 3 座，见表 4.1-8。

表 4.1-8 多功能罐统计结果

井台	所在井场	容积 (m ³)	数量 (个)	排气筒高度 (m)	排气筒内径 (m)
桩 19 站 台	桩 19-X3	40	1	15	0.219
	桩 19-X4	40	1	15	0.219
	桩 19-XN5	40	1	15	0.219

山东兰普检测技术有限公司（CMA：171512055405）于 2018 年 11 月 21 日～2018 年 11 月 22 日对桩 19 站台 2 座典型多功能罐进行了监测（每天监测 3 次），监测结果见表 4.1-9。

表 4.1-9 多功能罐监测结果

监测点 位编号	监测时间	监测频次	烟尘 (mg/m ³)	二氧化硫 (mg/m ³)	氮氧化物 (mg/m ³)	实测氧含 量 (%)	烟温 (℃)
1#多功 能罐	2018 年 11 月 21 日	1	6.2	15	44	7.8	165
		2	8.4	12	30	7.8	165
		3	9.8	19	41	7.8	165

4 工程回顾性评价

监测点 位编号	监测时间	监测频次	烟尘 (mg/m ³)	二氧化硫 (mg/m ³)	氮氧化物 (mg/m ³)	实测氧含 量 (%)	烟温 (℃)
		最大值	9.8	19	44		
	2018 年 11 月 22 日	1	9.4	26	53	8.5	175
		2	9.2	29	57	8.5	175
		3	8.3	20	51	8.5	175
		最大值	9.4	29	57		

实际运行过程中，多功能罐仅在拉油罐车装油前加热 0.5h，加热采用罐中的原油伴生气为燃料。桩西油田共有拉油井 11 口，总拉油次数约 121 次。经计算，多功能罐废气污染物排放量为：SO₂ 0.012t/a、烟尘为 0.0037t/a、氮氧化物为 0.025t/a。

表 4.1-10 多功能罐排放废气及污染物情况

油田	废气量	SO ₂		NO _x		烟尘	
	10 ⁴ Nm ³ /a	mg/m ³	t/a	mg/m ³	t/a	mg/m ³	t/a
桩西油田	33	0.012	67	0.025	9.9	0.0037	33

4) 噪声

项目运营期噪声源主要为采油、作业噪声和油气集输，噪声源统计情况见表 4.1-11。

表 4.1-11 项目运营期噪声源统计表

序号	噪声类型	设备名称	噪声值 (dB (A))		备注
			降噪前	降噪后	
1	采油噪声	抽油机	70	70	/
2	井下作业噪声	通井车	100	100	/
3		机泵	80	80	/
4	油气集输噪声	泵	80	68	泵房隔声降噪后

本工程对噪声主要采取控制噪声源与隔断噪声传播途径相结合的办法，以控制噪声对厂界外声环境的影响，主要控制措施如下：

(1) 声源治理：在满足工艺设计的前提下，选用了低噪声型号的生产设备。

(2) 基础减振：为防止振动产生的噪声污染，在泵类等设备设置了单独的基础设施。

4 工程回顾性评价

(3) 厂房隔声: 本工程将注水泵等噪声较大的设备置于室内进行隔声处理。

本次评价委托山东兰普检测技术有限公司 (CMA: 171512055405) 于 2018 年 11 月 21 日~11 月 22 日对典型井场、站场进行了厂界噪声监测, 布点情况详见表 4.1-12。

表 4.1-12 典型井场、站场噪声监测布点

点位编号	监测位置名称	监测点位类型	具体监测位置
1#	桩 19 站台	井场、站场合建	东南西北场界外 1m
2#	桩古 23	井场	东南西北场界外 1m

各个站场、井场厂界噪声监测结果详见表 4.1-13。

表 4.1-13 各井场、站场噪声现状监测结果

监测点位	检测地点	检测日期	昼间 Leq	夜间 Leq
1#	厂界东	2018. 11. 21	55.0	46.7
	厂界南		54.2	46.9
	厂界西		54.0	47.3
	厂界北		53.3	46.5
	厂界东	2018. 11. 22	54.6	47.6
	厂界南		53.9	47.0
	厂界西		54.8	46.9
	厂界北		53.1	47.2
2#	厂界东	2018. 11. 21	54.3	47.7
	厂界南		54.5	46.9
	厂界西		55.0	47.3
	厂界北		53.9	47.1
	厂界东	2018. 11. 22	54.6	47.9
	厂界南		55.1	46.5
	厂界西		54.7	46.9
	厂界北		55.2	47.3

根据监测结果, 典型井场、站场厂界处能够达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008) 中 2 类标准要求, 各井场、站场噪声对周边声环境影响较小。

5) 运营期污染物产生及排放情况汇总

运营期间, 桩西油田污染物产生及排放情况汇总见表 4.1-14。

表 4.1-14 运营期桩西油田各污染物排放情况一览表

项目	污染源	主要污染工序	污染物	产生量	排放量	主要处理措施及排放去向
废气	烃类无组织挥发	采油	非甲烷总烃	0.040t/a	0.040t/a	加强日常运行管理
	多功能罐加热废气	多功能罐	废气量	37.32 $\times 10^4 \text{Nm}^3/\text{a}$	37.32 $\times 10^4 \text{Nm}^3/\text{a}$	采用伴生气为燃料，通过排气筒排放
			SO ₂	0.012t/a	0.012t/a	
			烟尘	0.0037t/a	0.0037t/a	
			NO _x	0.025 t/a	0.025 t/a	
废水	作业废水	井下作业	悬浮物、COD、石油类	270m ³ /a	0	通过集输流程进入桩 106 污水站、桩西联污水站处理后回注地层用于油田注水开发，不排海
	油田采出水	油气处理	COD、石油类等	(1.7696~3.199) $\times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$	0	
	生活污水	COD、氨氮	COD、氨氮	76.65m ³ /a	0	进入旱厕，定期清掏用作农肥
固废	油泥砂	含油泥砂	含油泥砂	26.25t/a	0	委托胜利油田金岛实业有限责任公司处置
	生活垃圾	生活垃圾	生活垃圾	1.28t/a	0	委托当地环卫部门处理
噪声	采油、作业噪声			70~100dB (A)	70~100dB (A)	/

4.1.1.4 非正常工况

本工程为海洋油气资源开发项目，油井一旦投入采油会一直处于运行状态，除非发生风险事故（事故状态下的影响见风险评价章节）。多功能罐采用的是清洁的伴生气，因此，不存在开停工、检修等状态。另外，桩西采油厂具备完善的事故应急预案及风险防范措施，定期巡线。因此，发生事故的的概率很低。

运行过程中，项目集油和注水管线可能由于腐蚀、老化或其他原因破损泄漏，会污染管线周围的土壤，形成油泥砂。发生事故后应及时维修，并将被污染的土壤挖出作为油泥砂，最终委托有资质单位进行无害化处理。

4.1.2 五号桩油田

4.1.2.1 工程产污环节分析

1) 施工期主要产污环节回顾

本工程施工期均已结束，根据工程施工经验及相关台账记录，施工期主要污染物主要包括：钻井废水、管道试压废水、生活污水、钻井固废、建筑垃圾和施工废料、生活垃圾、施工扬尘、施工废气和施工噪声等。施工期产污环节见图 4.1-5。

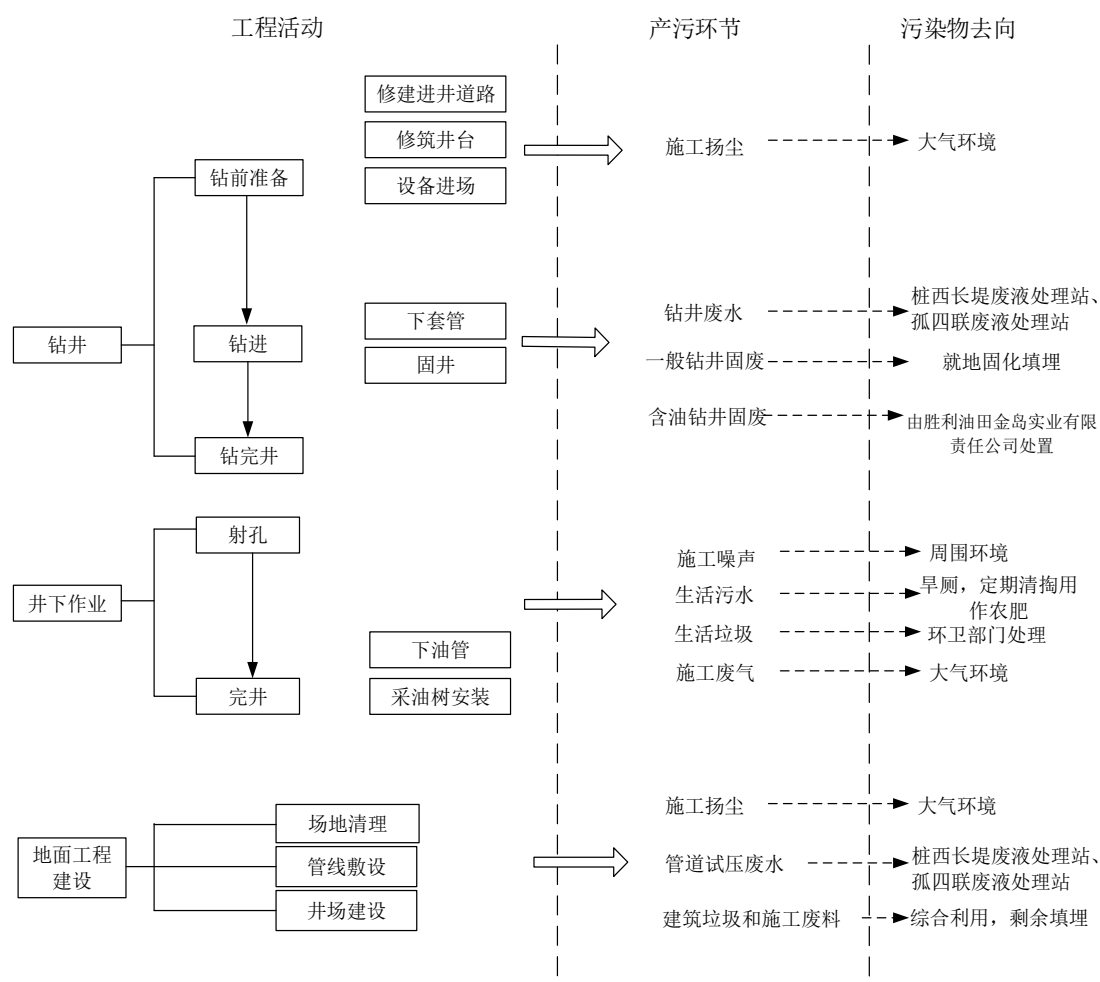


图 4.1-5 施工期工艺流程及产污环节图

2) 运营期主要产污环节回顾

本工程自投入开发以来，至今已运行多年，根据工程运行经验及相关台账记录，运营期主要污染物包括油田采出水、作业废水、生活污水、油泥砂、生活垃圾、烃类无组织挥发、多功能罐加热废气、计量站及井场加热炉废气及噪声等。运营期主要产污环节见图 4.1-6。

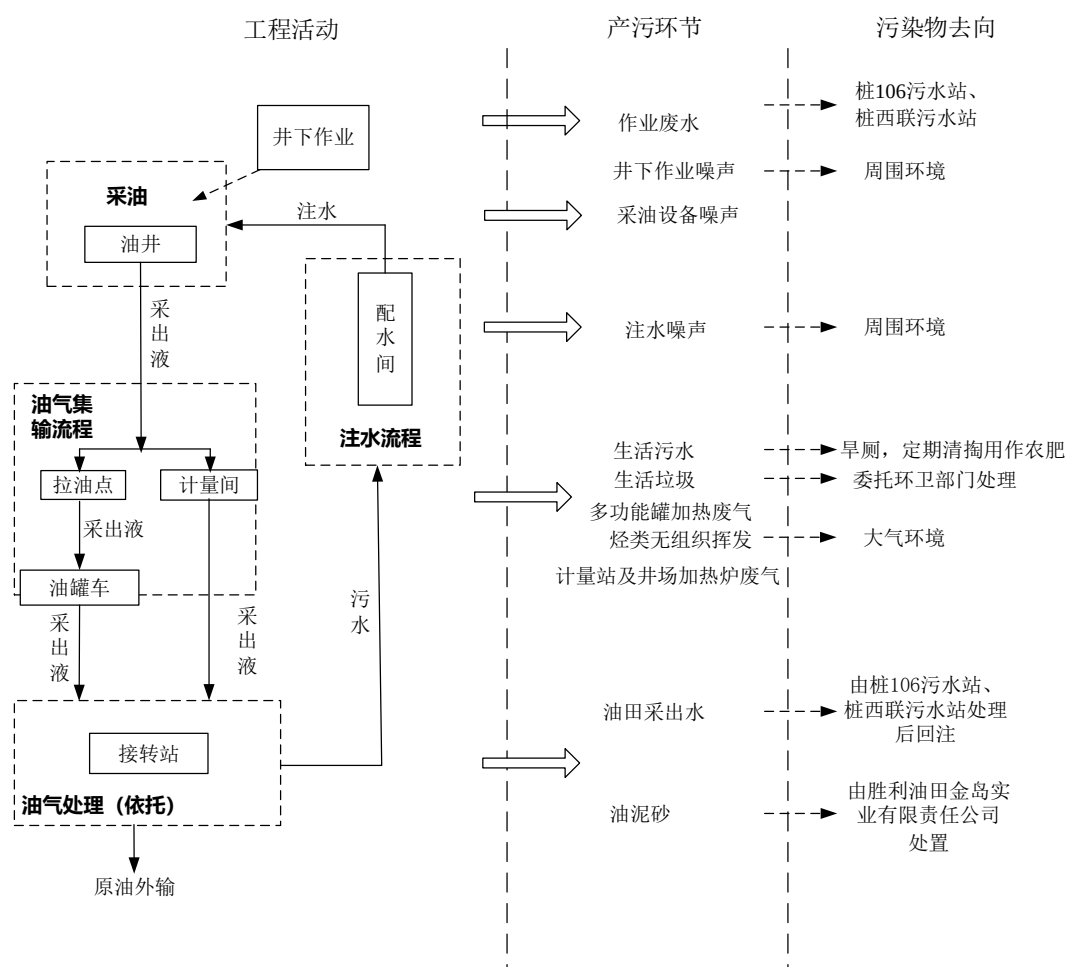


图 4.1-6 运营期工艺流程及产污环节图

4.1.2.2 施工期污染物产生及处置情况回顾

1) 生态环境影响

(1) 井场建设

本工程所在区域以沿岸海域为主，本工程管道主要沿路敷设，在道路一侧设置管道沟，输油管线、注水管线、输气管线同沟敷设。管沟开挖整个施工作业带范围内的土壤、生物和植被都会受到扰动或者破坏，尤其是在开挖管沟约 5m 的范围内，生态环境影响较大。

(2) 工程用海

五号桩油田用海总面积 $112.86 \times 10^4 \text{m}^2$ ，用海类型主要为沿岸海域。由于工程已运行多年，对海洋生态环境的影响已基本恢复。

2) 大气污染物

项目施工期废气污染源主要为施工扬尘、施工废气，与桩西油田基本一致，在此不一一赘述。

3) 水污染物

施工期水污染物主要包括钻井废水、管道试压废水和少量的生活污水。

(1) 钻井废水

本工程五号桩油田共钻井 130 口，产生的钻井废水主要包括冲洗钻井设备产生的废水和冲洗钻井岩屑产生的废水，主要污染物为悬浮物、COD、石油类。根据运行经验，这部分废水进入泥浆池，泥浆池固化处理前，将上部上清液抽出，拉运至各废液处理站（其中：桩西油田：依托桩西长堤废液处理站；东胜公司：依托孤四联废液处理站）处理后进入污水处理系统，处理达标后回注，用于油田注水开发，不排海。

据钻井现场经验，一般单井每 1000m 进尺产生钻井废水量为 130m^3 。5 号桩油田共部署油水井 130 口，总进尺 470765.75m，则钻井废水量产生总量为 61199.55m^3 。其中 90% 随着钻井固废进入泥浆池进行固化处理，10% 上清液由罐车拉运至桩西长堤废液处理站及孤四联废液处理站进行处理，则五号桩油田钻井废水拉运量为 6119.55m^3 。

(2) 管道试压废水

试压用水一般采用清洁水，主要污染物为悬浮物，五号桩油田共有单井管线 64 条、22.861km；支干线 7 条、15.38km，经核算管道试压废水排放量约为 486.38m^3 。管道试压废水与钻井废水一起拉运至各废液处理站（其中：桩西油田：依托桩西长堤废液处理站；东胜公司：依托孤四联废液处理站）处理后进入污水处理系统，处理达标后回注，用于油田注水开发，不排海。

(3) 生活污水

项目开发建设期间生活污水主要来自井场设施安装、井下作业、管线敷设、站场及附属设施施工过程中施工人员产生的生活污水。主要污染物为 COD、氨氮。钻井井场设置临时旱厕，生活污水排至旱厕，定期清掏并拉运至陆上用作农肥，不外排至海域。

4) 固体废物

项目施工期主要固体废物主要包括钻井固废、建筑垃圾、施工废料和生活垃圾。

(1) 钻井固废

钻井固废主要包括钻井过程中无法利用或钻井完工后的废弃泥浆和岩屑。钻井废弃泥浆是指钻井过程中无法利用或钻完井完工后弃置于泥浆池内的泥浆。本工程钻井过程采用水基钻井液，无有毒物质，可生物降解，主要成分是水、膨润土、氢氧化钠、聚丙烯酰胺干粉。钻井过程中泥浆在封闭的泥浆系统中循环使用，能够实现泥浆最大限度回收再利用。

钻井泥浆及钻井岩屑的产生量均随着井深的改变而变化，根据胜利油田多年钻井经验及咨询行业专家，一般单井每 1000m 进尺产生一般钻井固废量为 200t，每口井钻至油层后产生的含油钻井固废约为 0.8t，五号桩油田共部署油水井 130 口，总进尺 470765.75m，一般钻井固废产生量为 94153.15t，含油钻井固废为 104t。

一般钻井固废完井后就地固化填埋；钻至油层产生的含油钻井固废收集后委托胜利油田金岛实业有限责任公司处置。

(2) 建筑垃圾和施工废料

施工期间产生的建筑垃圾主要是站场建设时产生，项目产生的建筑垃圾作为站场及道路基础的铺设。

施工废料主要包括管道焊接作业中产生废焊条、施工过程中产生的废混凝土等。施工废料部分可回收利用，剩余废料依托环卫部门清运。

(3) 生活垃圾

项目开发建设期间生活垃圾主要来自井场设施安装、井下作业、管线敷设、站场及附属设施施工现场。生活垃圾委托当地环卫部门处理。

5) 噪声

本工程施工期噪声源包括钻机、柴油发电机、泥浆泵、机泵、挖掘机、推土机等设备。本工程施工期噪声统计表见表 4.1-15。

表 4.1-15 本工程施工期噪声统计表

序号	施工项目	设备名称	噪声值 (dB (A))
1	钻井	钻机	100
		柴油发电机	105
		泥浆泵	95
		机泵	80
2	作业	混砂车	85
		仪表车	80
		管汇车	80

4 工程回顾性评价

序号	施工项目	设备名称	噪声值 (dB (A))
		提液泵	80
3	地面工程建设	挖掘机	92
		推土机	95

项目施工期加强了以下噪声控制措施：

(1) 合理安排施工时间

制定施工计划时，尽可能避免高噪声设备同时施工。同时，高噪声设备施工时间尽量安排在昼间，禁止夜间施工（但需连续作业的除外，夜间施工告知周围单位或居民）。

(2) 施工现场布局 and 施工设备

选用低噪声施工设备，从根本上降低源强。同时加强检查、维护和保养工作，减少运行振动噪声。整体设备安放稳固，并与地面保持良好接触，柴油发动机和各种机泵等安装消声隔音设施，最大限度地降低噪声源的噪声。

(3) 减少施工交通噪声

由于施工期间交通运输对环境影响较大，施工期间减少夜间运输量，限制大型载重车的车速，对运输车辆定期维修、养护，减少或杜绝鸣笛，合理安排运输路线。

6) 施工期污染物产生及排放情况汇总

表 4.1-16 施工期五号桩油田各污染物排放情况一览表

项目	污染源	主要污染工序	污染物	产生量	排放量	主要处理措施及排放去向
废气	施工扬尘	管沟开挖、场地平整	扬尘	少量	少量	严格管理、控制作业面积、土堆喷水、土堆和建筑材料遮盖、围金属板、大风天停止作业
	施工废气	车辆与机械废气	SO ₂ 、NO ₂ 、C _m H _n	少量	少量	采用符合国家规范要求的车辆、设备及燃油
		钻井柴油发动机废气	烃类、SO ₂ 、NO ₂ 、烟尘	少量	少量	
废水	钻井废水	钻井过程	悬浮物、COD、石油类	6119.95t	0	拉运至桩西长堤、孤四联废液处理站处理后进入污水处理系统，处理达标后回注地层用于油田注水开发，不排海
	管道试压废水	管道试压	悬浮物	486.38t	0	

4 工程回顾性评价

项目	污染源	主要污染工序	污染物	产生量	排放量	主要处理措施及排放去向
	生活污水	施工人员生活	COD、氨氮	少量	0	施工设置临时旱厕，定期清掏用作农肥
固废	一般钻井固废	钻井	钻屑、泥浆	94153.15t	0	就地固化填埋
	含油钻井固废	钻井	石油类、钻屑、泥浆	104t	0	由胜利油田金岛实业有限责任公司处置
	建筑垃圾和施工废料	施工建设过程	废焊条、废混凝土	少量	少量	回收利用，剩余废料依托环卫部门清运
	生活垃圾	施工人员生活	生活垃圾	少量	0	收集后委托环卫部门统一处理

4.1.2.3 运营期污染物产生及处置情况回顾

1) 水污染物

本工程运营期产生的废水主要包括作业废水、油田采出水和生活污水。

(1) 作业废水

井下作业用水主要包括修井作业产生的井筒循环液、井口返排水、冲洗水、冷却水（机械污水）。每次修井产生的废水量为 30m^3 ，按每年单井修井 1 次计算。本工程包含各类井 130 口（油井 109 口、注水井 21 口），则作业废水产生量为 3900m^3 ，根据多年运行经验，作业废水通过集输流程进入污水站（部分依托桩 106 污水站，部分依托桩西联污水站）处理后回注，用于油田注水开发，不排海。

(2) 油田采出水

采出液通过集输流程进入接转站后进行油气水分离，分离出的水即为油田采出水，五号桩油田的油田采出水依托桩 106 污水站、桩西联合站污水处理系统处理后回注，不排海。

根据 2008 年～2017 年统计数据，油田采出水产生量为 $(8.531\sim 18.0941)\times 10^4\text{t/a}$ 。本工程 2008 年～2017 年生产运行数据统计情况见表 4.1-17。

表 4.1-17 运营期生产数据情况统计

年度	产液量 (10^4t/a)	含水率 (%)	产油量 (10^4t/a)	油田采出水量 (10^4t/a)
2008	14.3055	69.05%	4.4275	9.878
2009	13.5405	71.45%	3.8655	9.675
2010	13.615	69.77%	4.116	9.499
2011	12.3335	69.17%	3.8025	8.531

4 工程回顾性评价

年度	产液量 (10 ⁴ t/a)	含水率 (%)	产油量 (10 ⁴ t/a)	油田采出水量 (10 ⁴ t/a)
2012	18.3085	65.87%	6.248	12.0605
2013	22.665	63.56%	8.259	14.406
2014	24.1726	69.83%	7.293	16.8796
2015	24.2635	72.89%	6.5785	17.685
2016	20.706	75.55%	5.0635	15.6425
2017	24.5327	73.76%	6.4386	18.0941

(3) 生活污水

本工程生产运营期间，实行 4 班 3 倒制。劳动定员 27 人，生活污水产生量按照 30L/人·d 计算，本工程五号桩油田的生活污水产生量为 295.65m³。生活污水排至旱厕，定期清掏并拉运至陆上用作农肥，不外排至海域。

2) 固体废物

本工程运营期间产生的固体废物主要有油泥砂和生活垃圾。

(1) 油泥砂

随着胜利油田进入注水深度开发阶段，采出原油中的含砂量越来越高，接转站、联合站、油罐、沉降罐、污水罐、隔油池都会产生大量含油泥砂。根据运行台账及油泥砂转运记录，对整个桩西采油厂的油泥砂进行统计（东胜公司油泥砂储存均依托桩西采油厂），本次核算按照本项目井数占桩西采油厂总井数进行估算。本工程油泥砂产生量 380.94t/a（近三年平均），油泥砂台账见表 4.1-18。本工程产生的油泥砂暂存于桩西油泥沙贮存池，最终委托胜利油田金岛实业有限责任公司进行无害化处理。

表 4.1-18 近三年油泥砂台账一览表

月份	2015 年		2016 年		2017 年	
	全厂	本工程	全厂	本工程	全厂	本工程
1 月	387.00	36.04	399.46	37.20	154.5	14.4
2 月	365.00	33.99	416.72	38.81	202.2	18.8
3 月	362.00	33.71	432.78	40.30	152	14.2
4 月	416.00	38.74	448.59	41.78	200	18.6
5 月	442.86	41.24	439.37	40.92	127.6	11.9
6 月	458.75	42.72	477.39	44.46	162.4	15.1
7 月	468.00	43.58	479.21	44.63	198.4	18.5
8 月	457.93	42.65	467.27	43.52	210	19.6
9 月	421.45	39.25	458.89	42.74	200.7	18.7
10 月	373.00	34.74	429.36	39.99	144.6	13.5

4 工程回顾性评价

月份	2015 年		2016 年		2017 年	
	全厂	本工程	全厂	本工程	全厂	本工程
11 月	379.47	35.34	403.94	37.62	130.5	12.2
12 月	387.00	36.04	398.39	37.10	217.1	20.2

(2) 生活垃圾

本工程生产运营期间，实行 4 班 3 倒。每人每天产生垃圾量按 0.5kg 计算，则生活垃圾产生量为 4.93t/a，生活垃圾委托环卫部门统一处理。

3) 大气污染物

本工程排放的废气主要有烃类无组织挥发、多功能罐加热废气、计量站加热炉废气、井场加热炉废气。

(1) 烃类无组织挥发

生产过程中，采油井井口、计量间、联合站等油气集输、处理过程中均会有烃类无组织挥发。其中 60% 烃类损失集中在陆域联合站油气分离、处理及储存过程中。本工程沿岸海域涉及的井口、计量间损失约占总损失的 40%。

根据本工程的实际情况，选择了典型站场、井场，委托山东兰普检测技术有限公司（CMA：171512055405）于 2018 年 11 月 11 日～11 月 14 日对厂界非甲烷总烃、硫化氢进行了监测，无组织监测布点见表 4.1-5、图 4.1-4，监测数据见表 4.1-6。

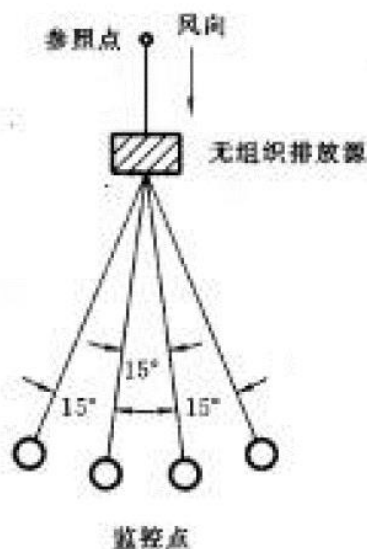


图 4.1-7 场界无组织监测布点示意图

4 工程回顾性评价

表 4.1-19 无组织监测点位设置情况表

监测 点位	采油厂名称	监测点位名称	井场类别
1#	桩西采油厂	707 计量间	计量站
2#		桩 424 井组	丛式井场
3#		桩 62-9 井	单井井场

表 4.1-20 典型站场、井场无组织排放监测数据

监测 点位	监测 时间	非甲烷总烃浓度 (mg/m ³)				硫化氢浓度 (mg/m ³)			
		上风 向	下风向 1	下风向 2	下风向 3	上风向	下风向 1	下风向 2	下风向 3
1# 11.23	第一次	0.59	1.51	1.11	1.93	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005
	第二次	0.56	1.16	1.52	1.40	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005
	第三次	0.57	1.17	1.57	1.12	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005
	第四次	0.51	1.50	1.55	1.80	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005
1# 11.24	第一次	0.51	1.56	1.63	1.37	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005
	第二次	0.61	1.65	1.58	1.08	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005
	第三次	0.56	1.15	1.48	1.67	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005
	第四次	0.68	1.64	1.28	1.30	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005
2# 11.23	第一次	0.56	1.09	1.50	1.20	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005
	第二次	0.60	1.26	1.58	1.34	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005
	第三次	0.46	1.14	1.34	1.21	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005
	第四次	0.73	1.62	1.60	1.19	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005
2# 11.24	第一次	0.65	1.78	1.40	1.40	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005
	第二次	0.47	1.69	1.25	1.73	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005
	第三次	0.52	1.53	1.18	1.44	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005
	第四次	0.44	1.18	1.58	1.66	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005
3# 11.23	第一次	0.56	1.30	1.66	1.01	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005
	第二次	0.71	0.93	1.40	1.44	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005
	第三次	0.57	1.46	1.51	1.65	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005
	第四次	0.51	1.18	1.25	1.02	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005

4 工程回顾性评价

监测 点位	监测 时间	非甲烷总烃浓度 (mg/m ³)				硫化氢浓度 (mg/m ³)			
		上风 向	下风向 1	下风向 2	下风向 3	上风向	下风向 1	下风向 2	下风向 3
4# 11.24	第一 次	0.81	1.67	1.59	1.50	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005
	第二 次	0.46	1.34	1.69	1.63	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005
	第三 次	0.65	1.27	1.56	1.14	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005
	第四 次	0.61	1.58	1.42	1.43	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005

从表 4.1-6 可以看出,各井场、站场厂界非甲烷总烃能够达到《大气污染物综合排放标准》(GB 16297-1996)中非甲烷总烃无组织排放监控浓度限值(4.0mg/m³);厂界硫化氢未检出或者检出浓度很低,能够达到《恶臭污染物排放标准》(GB 14554-93)厂界标准值要求(0.03mg/m³)。

根据类比调查,结合各油田的经验数据并咨询行业专家,无组织挥发轻烃量计算公式如下:

$$G_{\text{损耗}} = M \times \lambda \times \rho \times \eta \times \beta$$

式中: $G_{\text{损耗}}$ ——轻烃(油气)损耗量, kg/a;

M ——油井产油能力, t/a;

λ ——气油比, m³/t, 5 号桩油田平均气油比 71.2m³/t;

ρ ——井口挥发轻烃的密度, kg/m³, 本项目伴生气密度 1.098kg/m³;

η ——油气集输系统损耗率, %, 本项目取 5%;

β ——井口、计量站挥发轻烃占油气集输系统总损耗的百分比, 本项目取 40%。

无组织挥发非甲烷总烃量计算公式如下:

$$G_{\text{非甲烷总烃损耗}} = G_{\text{轻烃损耗}} \times \alpha$$

式中: α ——伴生气中非甲烷总烃的质量百分比含量, 5 号桩油田为 69.36% (伴生气组成见表 4.1-21)。

5 号桩油田 2017 年产油量 6.4386×10^4 t, 其中桩西采油厂产量 1.4045×10^4 t, 东胜公司产量 5.0341×10^4 t。经计算, 桩西采油厂烃类挥发总量为 1.098t/a, 其中非甲烷总烃为 0.762t/a; 东胜公司烃类挥发总量为 3.584t/a, 其中非甲烷总烃为 2.486t/a。

4 工程回顾性评价

表 4.1-21 5 号桩油田伴生气组成一览表

组成	O ₂	N ₂	CO ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	其他	相对密度	气油比
	%	%	%	%	%	%	%	%		m ³ /t
比例	5.99	21.79	9.96	47.89	6.87	4.1	1.86	1.54	0.8512	71.2

注：表中数据为体积分数，伴生气不含硫化氢。

(2) 多功能罐加热废气

本工程五号桩油田共设置 40m³多功能罐 3 座，见表 4.1-22。

表 4.1-22 多功能罐统计结果

井台	所在井场	容积 (m ³)	数量 (个)	排气筒高度 (m)	排气筒内径 (m)
桩 424 井组	桩 424	40	2	15	0.219
	桩 27-14	40	1	15	0.219

实际运行过程中，多功能罐仅在拉油罐车装油前加热 0.5h，加热采用罐中的原油伴生气为燃料。5 号桩油田共有拉油井 7 口，总拉油次数约 101 次。多功能罐废气类比桩西油田多能罐废气监测数据。经计算，多功能罐废气污染物排放量为：SO₂ 0.010t/a、烟尘为 0.0031t/a、氮氧化物为 0.021t/a。

表 4.1-23 多功能罐排放废气及污染物情况

油田	废气量	SO ₂		NO _x		烟尘	
	10 ⁴ Nm ³ /a	mg/m ³	t/a	mg/m ³	t/a	mg/m ³	t/a
5 号桩油田	30.98	33	0.010	67	0.021	9.9	0.0031

(3) 加热炉废气

本工程五号桩油田设井场加热炉 28 台、计量站加热炉 7 台，见表 4.1-24。

表 4.1-24 加热炉统计表

类型	所在位置	功率 (kW)	数量 (个)	排气筒高度 (m)	排气筒内径 (m)
计量站加热炉	423 计量站	80	1	8	0.1
	421 计量站	150	1	8	0.15
	54-1 计量站	460	2	8	0.15
	54-4 计量站	230	1	8	0.15
	707 计量站	80	1	8	0.1
	723 计量站	150	1	8	0.15
井场加热炉	桩 42-斜 2 井	80	1	8	0.159
	桩 702-斜 17	50	1	8	0.159
	桩 54-8	80	1	8	0.159

4 工程回顾性评价

类型	所在位置	功率 (kW)	数量 (个)	排气筒高度 (m)	排气筒内径 (m)
	桩 54-7	45	1	8	0.159
	桩 702-1	45	2	8	0.159
	桩 702-斜 9	45	1	8	0.159
	桩 702-2	80	1	8	0.159
	桩 702-4	50	1	8	0.159
	桩 53-4	50	1	8	0.159
	桩 62-9	80	2	8	0.159
	桩 42	80	1	8	0.159
	桩 54-3	45	2	8	0.159
	桩 62-4	45	1	8	0.159
	桩 606-斜 1	45	2	8	0.159
	桩 53-斜 20	50	1	8	0.159
	桩 606-斜 10	50	1	8	0.159
	桩 53-斜 10	45	1	8	0.159
	桩 53-斜 12	50	1	8	0.159
	桩 702-斜 13	80	1	8	0.159
	桩 702-8	45	1	8	0.159
	桩 53-斜 21	50	1	8	0.159
	桩 53-1	45	1	8	0.159
	桩 606-8	45	2	8	0.159

山东兰普检测技术有限公司（CMA：171512055405）于 2018 年 11 月 21 日～11 月 26 日对 5 号桩油田典型井场及计量站的加热炉进行了监测（每台监测 2d，每天监测 3 次），监测布点情况见表 4.1-25，监测结果见表 4.1-26。

表 4.1-25 加热炉监测布点情况

监测点位 编号	二级单位 名称	监测点位名称	加热炉功率 (kW)	燃料类型
1#	桩西采油厂	桩 54-3 井台加热炉	45	伴生气
2#	桩西采油厂	桩 54-3 井中途加热炉	45	伴生气
3#	桩西采油厂	606-6 井台加热炉	45	伴生气
4#	桩西采油厂	桩 53-4 井台加热炉	50	伴生气
5#	桩西采油厂	723 计量站加热炉	150	伴生气
6#	桩西采油厂	桩 702-4 井台加热炉	50	伴生气
7#	桩西采油厂	421 计量站加热炉	150	伴生气
8#	桩西采油厂	桩 53-斜 10 井台加热炉	45	伴生气
9#	桩西采油厂	桩 53-斜 12 井台加热炉	150	伴生气
10#	桩西采油厂	桩 606-8 井台加热炉	45	伴生气
11#	桩西采油厂	421-2 井台加热炉	45	伴生气

4 工程回顾性评价

表 4.1-26 加热炉废气监测数据

点位	监测时间	2018 年 11 月 25 日			2018 年 11 月 26 日			最大值
1#	监测频率	第 1 次	第 2 次	第 3 次	第 1 次	第 2 次	第 3 次	
	颗粒物	7.6	9.4	8.9	7	8.1	9.4	9.4
	SO ₂	25	22	27	24	18	21	27
	NO _x	67	79	85	90	87	80	90
	实测氧含量 (%)	14.1	14.1	14.1	14.5	14.5	14.5	/
	烟温 (°C)	70	70	70	70	70	70	/
点位	监测时间	2018 年 11 月 25 日			2018 年 11 月 26 日			最大值
2#	监测频率	第 1 次	第 2 次	第 3 次	第 1 次	第 2 次	第 3 次	
	颗粒物	8	6.8	9.2	8.6	7.3	9.2	9.2
	SO ₂	11	8	11	12	9	15	15
	NO _x	84	75	66	76	71	90	90
	实测氧含量 (%)	15.1	15.1	15.1	15.5	15.5	15.5	/
	烟温 (°C)	69	69	69	54	54	54	/
点位	监测时间	2018 年 11 月 25 日			2018 年 11 月 26 日			最大值
3	监测频率	第 1 次	第 2 次	第 3 次	第 1 次	第 2 次	第 3 次	
	颗粒物	9.1	6.4	6.7	6.9	6.5	8.8	9.1
	SO ₂	36	32	36	34	36	38	38
	NO _x	80	81	93	80	86	90	93
	实测氧含量 (%)	13.9	13.9	13.9	11.9	11.9	11.9	/
	烟温 (°C)	89	89	89	89	89	89	/
点位	监测时间	2018 年 11 月 25 日			2018 年 11 月 26 日			最大值
4	监测频率	第 1 次	第 2 次	第 3 次	第 1 次	第 2 次	第 3 次	
	颗粒物	9.6	7.7	8.2	6.2	8.1	9.4	9.6
	SO ₂	23	35	25	27	34	25	35
	NO _x	97	86	87	83	83	81	97
	实测氧含量 (%)	13.5	13.5	13.5	12.8	12.8	12.8	/
	烟温 (°C)	65	65	65	73	73	73	/
点位	监测时间	2018 年 11 月 23 日			2018 年 11 月 24 日			最大值
5	监测频率	第 1 次	第 2 次	第 3 次	第 1 次	第 2 次	第 3 次	
	颗粒物	9.1	8.6	9.4	9.8	9.8	9.6	9.8
	SO ₂	16	15	11	19	12	14	19
	NO _x	79	79	72	84	91	95	95
	实测氧含量 (%)	10.6	10.6	10.6	11.2	11.2	11.2	/
	烟温 (°C)	138	138	138	144	144	144	/
点位	监测时间	2018 年 11 月 21 日			2018 年 11 月 22 日			最大值
6	监测频率	第 1 次	第 2 次	第 3 次	第 1 次	第 2 次	第 3 次	
	颗粒物	9.2	7.9	9.4	9.7	5.9	8.6	9.7
	SO ₂	29	23	35	28	34	32	35
	NO _x	98	88	87	71	85	81	98
	实测氧含量 (%)	12.1	12.1	12.1	11.8	11.8	11.8	/
	烟温 (°C)	72	72	72	66	66	66	/
点位	监测时间	2018 年 11 月 25 日			2018 年 11 月 26 日			最大值
7	监测频率	第 1 次	第 2 次	第 3 次	第 1 次	第 2 次	第 3 次	
	颗粒物	5.7	9.6	7.7	8.3	9.5	7.8	9.6
	SO ₂	13	17	22	26	21	31	31
	NO _x	55	59	70	63	72	70	72

4 工程回顾性评价

	实测氧含量 (%)	10.3	10.3	10.3	11.1	11.1	11.1	/
	烟温 (°C)	115	115	115	101	101	101	/
点位	监测时间	2018 年 11 月 21 日			2018 年 11 月 22 日			最大值
9	监测频率	第 1 次	第 2 次	第 3 次	第 1 次	第 2 次	第 3 次	
	颗粒物	8.8	8.1	6.3	6.8	7.3	8.6	
	SO ₂	7	6	<3	<3	7	10	
	NO _x	34	29	38	29	47	39	
	实测氧含量 (%)	13.2	13.2	13.2	14.3	14.3	14.3	
	烟温 (°C)	88	88	88	85	85	85	
点位	监测时间	2018 年 11 月 23 日			2018 年 11 月 24 日			最大值
10	监测频率	第 1 次	第 2 次	第 3 次	第 1 次	第 2 次	第 3 次	
	颗粒物	7.4	8.6	7.8	7.3	7.3	8.1	
	SO ₂	19	15	11	12	<3	<3	
	NO _x	89	71	59	78	58	52	
	实测氧含量 (%)	16.5	16.5	16.5	16.9	16.9	16.9	
	烟温 (°C)	168	168	168	164	164	164	
点位	监测时间	2018 年 11 月 25 日			2018 年 11 月 26 日			最大值
11	监测频率	第 1 次	第 2 次	第 3 次	第 1 次	第 2 次	第 3 次	
	颗粒物	8.6	7.3	7.6	9.7	9.7	8.1	
	SO ₂	10	<3	<3	<3	<3	<3	
	NO _x	36	30	43	36	30	42	
	实测氧含量 (%)	15.7	15.7	15.7	15.2	15.2	15.2	
	烟温 (°C)	61	61	61	55	55	55	

由表 4.1-26 可以看出：五号桩油田加热炉废气烟尘浓度为 $5.7\text{mg}/\text{m}^3 \sim 9.8\text{mg}/\text{m}^3$ ，SO₂ 浓度为未检出 $\sim 38\text{mg}/\text{m}^3$ ，NO_x 浓度为 $20\text{mg}/\text{m}^3 \sim 98\text{mg}/\text{m}^3$ ，均能够达到《山东省锅炉大气污染物排放标准》（DB37/2374-2013）及超低排放 2 号修改单中标准要求（烟尘 $10\text{mg}/\text{m}^3$ ，SO₂ $50\text{mg}/\text{m}^3$ ，NO_x $200\text{mg}/\text{m}^3$ ）。

加热炉年运行时间 300d，经计算，五号桩油田加热炉排放废气中：SO₂ 排放量为 1.255t/a，氮氧化物排放量为 3.554t/a，颗粒物排放量为 0.362t/a。

表 4.1-27 五号桩油田计量站加热炉废气及污染物产生情况表

加热炉类型		井场加热炉		计量站加热炉				合计
		45kW	50kW	80kW	150kW	230kW	460kW	
加热炉数量 (台)		14	7	9	2	1	2	35
废气量 (10^4m^3)		743.395	412.997	849.594	353.998	271.398	1085.593	3716.975
颗粒物	浓度 (mg/m^3)	9.7	9.7	9.7	9.8	9.8	9.8	/
	排放量 (t/a)	0.072	0.040	0.082	0.035	0.027	0.106	0.362
SO ₂	浓度 (mg/m^3)	38.0	35.0	35.00	31.0	31.0	31.0	/
	排放量 (t/a)	0.282	0.145	0.297	0.110	0.084	0.337	1.255
NO _x		93.0	98.0	98.0	95.0	95.0	95.0	/

4 工程回顾性评价

加热炉类型	井场加热炉		计量站加热炉				合计
	45kW	50kW	80kW	150kW	230kW	460kW	
排放量 (t/a)	0.691	0.405	0.833	0.336	0.258	1.031	3.554

4) 噪声

项目运营期噪声源主要为采油、作业噪声和油气集输，噪声源统计情况见表 4.1-28。

表 4.1-28 项目运营期噪声源统计表

序号	噪声类型	设备名称	噪声值 (dB (A))		备注
			降噪前	降噪后	
1	采油噪声	抽油机	70	70	/
2	井下作业噪声	通井车	100	100	/
3		机泵	80	80	/
4	油气集输噪声	泵	80	68	泵房隔声降噪后

本工程对噪声主要采取控制噪声源与隔断噪声传播途径相结合的办法，以控制噪声对厂界外声环境的影响，主要控制措施如下：

(1) 声源治理：在满足工艺设计的前提下，选用了低噪声型号的生产设备。

(2) 基础减振：为防止振动产生的噪声污染，在泵类等设备设置了单独的基础设施。

(3) 厂房隔声：本工程将注水泵等噪声较大的设备置于室内进行隔声处理，并且采用了双层门窗隔声，减小了噪声的扩散和传播。

本次评价委托山东兰普检测技术有限公司（CMA：171512055405）于 2018 年 11 月 11 日~11 月 12 日对典型井场、站场进行了厂界噪声监测，布点情况详见表 4.1-29。

表 4.1-29 典型井场、站场噪声监测布点

点位编号	监测位置名称	监测点位类型	具体监测位置
1#	桩 62-9 井台	井场	东南西北场界外 1m
2#	桩 424 井组	井场	东南西北场界外 1m
3#	707 计量站	计量站	东南西北场界外 1m

各个站场、井场厂界噪声监测结果详见表 4.1-30。

4 工程回顾性评价

表 4.1-30 各井场、站场噪声现状监测结果（单位：dB（A））

检测地点	检测地点	点位	检测日期	昼间 Leq	夜间 Leq
桩 424 井组	厂界东	1#	2018. 11. 23	52. 2	47. 9
	厂界南	2#		53. 3	47. 1
	厂界西	3#		53. 1	47. 9
	厂界北	4#		53. 2	46. 4
	厂界东	1#	2018. 11. 24	52. 5	47. 7
	厂界南	2#		53. 4	47. 3
	厂界西	3#		53. 2	45. 5
	厂界北	4#		53. 6	48. 0
桩 62-9	厂界东	1#	2018. 11. 23	51. 9	46. 6
	厂界南	2#		52. 7	47. 1
	厂界西	3#		51. 4	47. 8
	厂界北	4#		52. 0	47. 2
	厂界东	1#	2017. 11. 24	51. 6	46. 1
	厂界南	2#		51. 9	45. 8
	厂界西	3#		52. 4	46. 9
	厂界北	4#		52. 2	47. 3
707 计量站	厂界东	1#	2018. 11. 23	52. 2	46. 7
	厂界南	2#		53. 9	45. 4
	厂界西	3#		53. 4	45. 7
	厂界北	4#		53. 6	46. 3
	厂界东	1#	2018. 11. 24	52. 8	47. 7
	厂界南	2#		51. 9	47. 9
	厂界西	3#		52. 3	48. 1
	厂界北	4#		51. 7	47. 6

根据监测结果，典型井场、站场厂界处能够达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中 2 类标准要求，各井场、站场噪声对周边声环境影响较小。

5) 运营期污染物产生及排放情况汇总

4 工程回顾性评价

表 4.1-31 运营期五号桩油田各污染物排放情况一览表

项目	污染源	主要污染工序	污染物	产生量	排放量	主要处理措施及排放去向
废气	烃类无组织挥发	采油	烃类气体	3.248t/a	3.248t/a	加强日常运行管理
	多功能罐加热废气	多功能罐	废气量	$30.98 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{a}$	$30.98 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{a}$	采用伴生气为燃料，通过排气筒排放
			SO ₂	0.010t/a	0.010t/a	
			烟尘	0.0031t/a	0.0031t/a	
			NO _x	0.021t/a	0.021t/a	
	加热炉废气	加热炉	废气	$3716.976 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{a}$	$3716.976 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{a}$	采用伴生气为燃料，通过排气筒排放
			SO ₂	1.255t/a	1.255t/a	
			烟尘	0.362t/a	0.362t/a	
			NO _x	3.554t/a	3.554t/a	
废水	作业废水	井下作业	悬浮物、COD、石油类	3900t/a	0	通过集输流程进入桩 106 污水站、桩西联污水站处理后回注地层用于油田注水开发，不排海
	油田采出水	油气处理	COD、石油类等	$(8.531 \sim 18.0941) \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$	0	
	生活污水	COD、氨氮	COD、氨氮	295.65m ³ /a	0	
固废	油泥砂	含油泥砂	含油泥砂	380.94t/a	0	委托胜利油田金岛实业有限责任公司处置
	生活垃圾	生活垃圾	生活垃圾	4.93t/a	0	委托当地环卫部门处理
噪声	采油、作业噪声			(70~100) dB(A)	(70~100) dB(A)	/

4.1.2.4 非正常工况

本工程为海洋油气资源开发项目，油井一旦投入采油会一直处于运行状态，除非发生风险事故（事故状态下的影响见风险评价章节）。多功能罐、加热炉采用的是清洁的伴生气，因此，不存在开停工、检修等状态。另外，桩西采油厂、东胜公司具备完善的事故应急预案及风险防范措施，定期巡线。因此，发生事故的概率很低。

运行过程中，项目集油和注水管线可能由于腐蚀、老化或其他原因破损泄漏，会污染管线周围的土壤，形成油泥砂。发生事故后应及时维修，并将被污染的土

壤挖出作为油泥砂，最终委托有资质单位进行无害化处理。

4.1.3 长堤油田

4.1.3.1 工程产污环节分析

1) 施工期主要产污环节回顾

本工程施工期均已结束，根据工程施工经验及相关台账记录，施工期主要污染物主要包括：钻井废水、管道试压废水、船舶机舱含油污水、生活污水、钻井固废、建筑垃圾和施工废料、生活垃圾、施工扬尘、施工废气和施工噪声等。施工期产污环节见图 4.1-8。

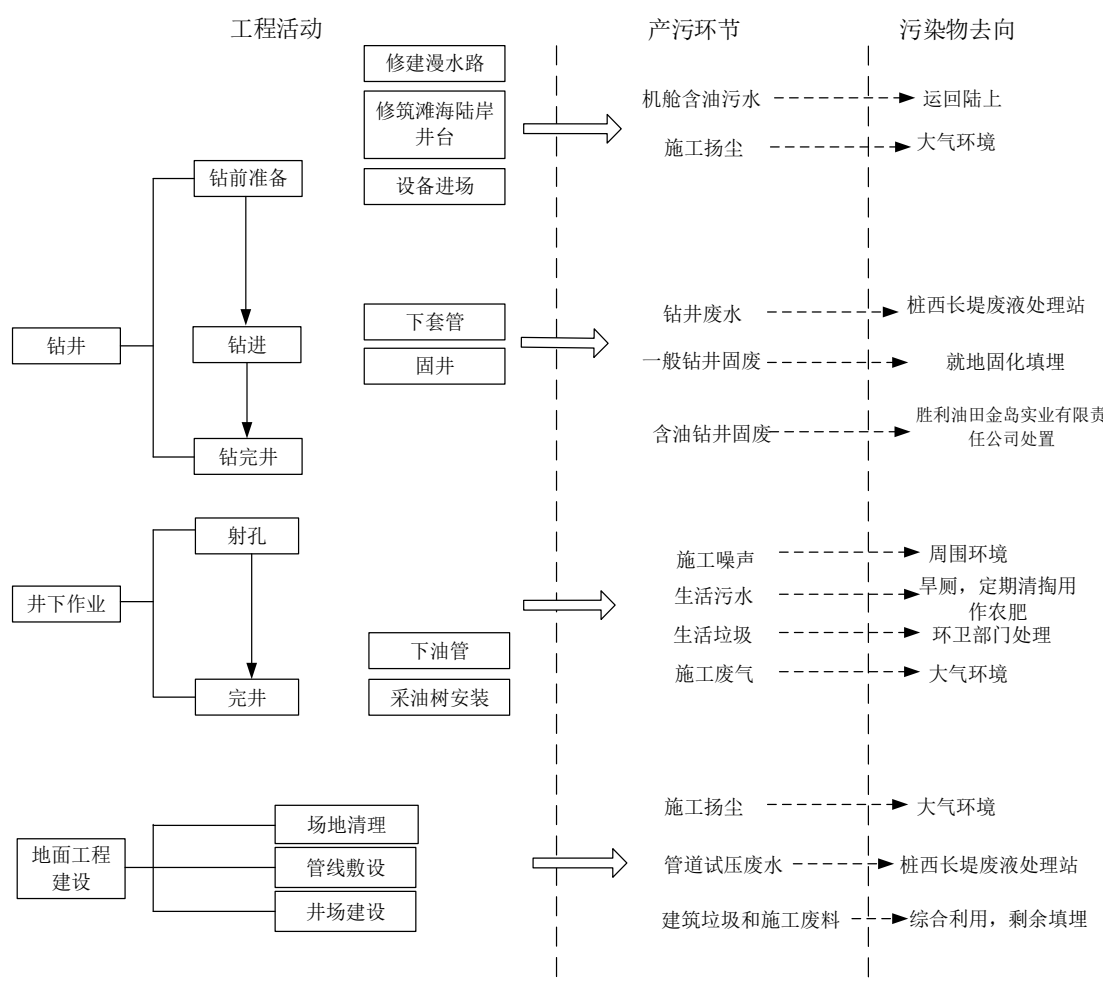


图 4.1-8 施工期工艺流程及产污环节图

2) 运营期主要产污环节回顾

本工程自投入开发以来，至今已运行多年，根据工程运行经验及相关台账记录，运营期主要污染物包括油田采出水、作业废水、生活污水、油泥砂、生活垃

圾、烃类无组织挥发及噪声等。运营期主要产污环节见图 4.1-9。

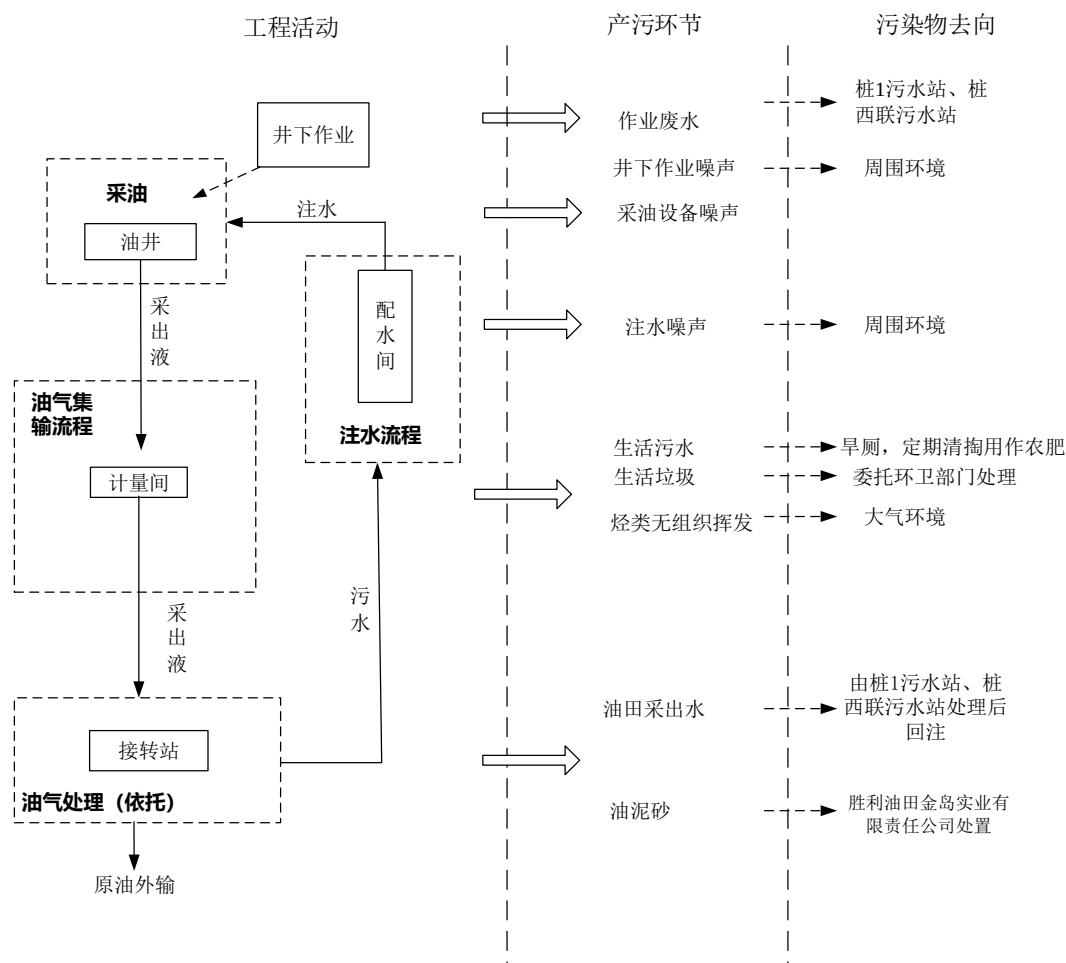


图 4.1-9 运营期工艺流程及产污环节图

4.1.3.2 施工期污染物产生及处置情况回顾

1) 生态环境影响

(1) 漫水路、滩海陆岸井台、滩涂井场建设

本工程所在区域以沿岸海域为主，滩海陆岸井台建设需要修筑漫水路。本工程管道主要沿路敷设，在道路一侧设置管道沟，输油管线、注水管线、输气管线同沟敷设。修筑漫水路及滩海陆岸井台建设时会扰动海水，产生大量的悬浮泥沙，会增大局部水体消光系数降低光线射深度和海水的透光率，从而削减了海水真光层厚度，在一定程度上影响水体中的初级生产力和浮游植物的生长与繁殖，降低海洋初级生产力。同时以浮游植物为饵料的浮游动物也会相应减少，因而影响整个生物链的各个环节。另外，在该海域栖息、生产的一些地方性种类，悬浮物影

响了他们的正常分布和洄游规律,使其产生回避行为。但影响区域较小,强度弱,不会对海洋渔业造成明显的影响。

(2) 工程用海

长堤油田用海总面积 $52.346 \times 10^4 \text{m}^2$,用海类型主要为沿岸海域。永久用海将改变海域使用功能,对海洋生态环境产生不可逆的影响。临时用海在施工期对海洋生态环境的影响较大,由于工程已运行多年,对海洋生态环境的影响已基本恢复。

2) 大气污染物

项目施工期废气污染源主要为施工扬尘、施工废气,与桩西油田基本一致,在此不一一赘述。

3) 水污染物

施工期水污染物主要包括钻井废水、管道试压废水、船舶机舱含油污水和少量的生活污水。

(1) 钻井废水

本工程长堤油田共钻井 60 口,产生的钻井废水主要包括冲洗钻井设备产生的废水和冲洗钻井岩屑产生的废水,主要污染物为悬浮物、COD、石油类。根据运行经验,这部分废水进入泥浆池,泥浆池固化处理前,将上部上清液抽出,拉运至桩西长堤废液处理站处理后进入污水处理系统,处理达标后回注,用于油田注水开发,不排海。

据钻井现场经验,一般单井每 1000m 进尺产生钻井废水量为 130m^3 。长堤油田共部署油水井 45 口,总进尺 110208.89m,则钻井废水量产生总量为 14327.16m^3 。其中 90%随着钻井固废进入泥浆池进行固化处理,10%上清液由罐车拉运至桩西长堤废液处理站进行处理,则长堤油田钻井废水拉运量为 1432.7m^3 。

(2) 管道试压废水

试压用水一般采用清洁水,主要污染物为悬浮物,共有单井管线 38 条、7.6264km,支干线 9 条、9.586km,经核算管道试压废水排放量约为 362.1m^3 。管道试压废水与钻井废水一起拉运至桩西长堤废液处理站处理后进入污水处理系统,处理达标后回注,用于油田注水开发,不排海。

(3) 船舶机舱含油污水

本工程漫水路及滩海陆岸井台建设时,需要专用船舶,会产生少量的机舱含油污水,运回陆上接收处理。

(4) 生活污水

项目开发建设期间生活污水主要来自滩海陆岸井台、漫水路、井场设施安装、井下作业、管线敷设、站场及附属设施施工过程中施工人员产生的生活污水。钻井井场设置临时旱厕，生活污水排至旱厕，定期清掏并拉运至陆上用作农肥，不外排至海域。

4) 固体废物

项目施工期主要固体废物主要包括悬浮泥沙、钻井固废、建筑垃圾、施工废料和生活垃圾。

(1) 悬浮泥沙

本工程滩海陆岸井台及漫水路建设过程中，考虑临时围堰抛石挤淤过程产生少量的悬浮泥沙。悬浮泥沙通过自然沉降方式回落，对海洋生态及海洋环境造成的影响较小。

(2) 钻井固废

钻井固废主要包括钻井过程中无法利用或钻井完工后的废弃泥浆和岩屑。钻井废弃泥浆是指钻井过程中无法利用或钻完井完工后弃置于泥浆池内的泥浆。本工程钻井过程采用水基钻井液，无有毒物质，可生物降解，主要成分是水、膨润土、氢氧化钠、聚丙烯酰胺干粉。钻井过程中泥浆在封闭的泥浆系统中循环使用，能够实现泥浆最大限度回收再利用。

长堤油田共钻井 60 口，钻井固废临时贮存于泥浆池中，池内铺设厚度大于 0.5mm 的防渗膜，一般钻井固废完井后就地固化填埋；钻至油层产生的含油钻井固废收集后委托胜利油田金岛实业有限责任公司处置。

钻井泥浆及钻井岩屑的产生量均随着井深的改变而变化，根据胜利油田多年钻井经验及咨询行业专家，一般单井每 1000m 进尺产生一般钻井固废量为 200t，每口井钻至油层后产生的含油钻井固废约为 0.8t，长堤油田共部署油水井 45 口，总进尺 110208.89m，一般钻井固废产生量为 22041.78t，含油钻井固废为 36t。

(3) 建筑垃圾和施工废料

施工期间产生的建筑垃圾主要是滩海陆岸井台、站场建设时产生，项目产生的建筑垃圾作为站场及漫水道路基础的铺设。

施工废料主要包括管道焊接作业中产生废焊条、施工过程中产生的废混凝土等。施工废料部分可回收利用，剩余废料依托环卫部门清运。

(4) 生活垃圾

4 工程回顾性评价

项目开发建设期间生活垃圾主要来自滩海陆岸井台、漫水路、井场设施安装、井下作业、管线敷设、站场及附属设施施工现场。生活垃圾委托当地环卫部门处理。

5) 噪声

本工程施工期噪声源包括钻机、柴油发电机、泥浆泵、机泵、挖掘机、推土机等设备。本工程施工期噪声统计表见表 4.1-32。

表 4.1-32 本工程施工期噪声统计表

序号	施工项目	设备名称	噪声值 (dB (A))
1	滩海陆岸井台	挖掘机	92
		推土机	95
2	漫水路	挖掘机	92
		推土机	95
3	钻井	钻机	100
		柴油发电机	105
		泥浆泵	95
		机泵	80
4	作业	混砂车	85
		仪表车	80
		管汇车	80
		提液泵	80
5	地面工程建设	挖掘机	92
		推土机	95

项目施工期加强了以下噪声控制措施：

(1) 合理安排施工时间

制定施工计划时，尽可能避免高噪声设备同时施工。同时，高噪声设备施工时间尽量安排在昼间，禁止夜间施工（但需连续作业的除外，夜间施工告知周围单位或居民）。

(2) 施工现场布局 and 施工设备

选用低噪声施工设备，从根本上降低源强。同时加强检查、维护和保养工作，减少运行振动噪声。整体设备安放稳固，并与地面保持良好接触，柴油发动机和各种机泵等安装消声隔音设施，最大限度地降低噪声源的噪声。

(3) 减少施工交通噪声

由于施工期间交通运输对环境影响较大，施工期间减少夜间运输量，限制大

4 工程回顾性评价

型载重车的车速，对运输车辆定期维修、养护，减少或杜绝鸣笛，合理安排运输路线。

6) 施工期污染物产生及排放情况汇总

表 4.1-33 施工期长堤油田各污染物排放情况一览表

项目	污染源	主要污染工序	污染物	产生量	排放量	主要处理措施及排放去向
废气	施工扬尘	管沟开挖、场地平整	扬尘	少量	少量	严格管理、控制作业面积、土堆喷水、土堆和建筑材料遮盖、围金属板、大风天停止作业
	施工废气	车辆与机械废气	SO ₂ 、NO ₂ 、C _m H _n	少量	少量	采用符合国家规范要求的车辆、设备及燃油
		钻井柴油发动机废气	烃类、SO ₂ 、NO ₂ 、烟尘	少量	少量	
废水	钻井废水	钻井过程	悬浮物、COD、石油类	1432.72t	0	拉运至桩西长堤废液处理站处理后进入污水处理系统，处理达标后回注地层用于油田注水开发，不排海
	管道试压废水	管道试压	悬浮物	362.1t	0	
	船舶机舱含油污水	船舶施工	石油类	少量	0	运回陆上处理
	生活污水	施工人员生活	COD、氨氮	少量	0	施工设置临时旱厕，定期清掏用作农肥
固废	悬浮泥沙	漫水路、滩海陆岸井台建设	SS	少量	0	自然沉降
	一般钻井固废	钻井	钻屑、泥浆	22041.78t	0	就地固化填埋
	含油钻井固废	钻井	石油类、钻屑、泥浆	36t	0	由胜利油田金岛实业有限责任公司处置
	建筑垃圾和施工废料	施工建设过程	废焊条、废混凝土	少量	少量	回收利用，剩余废料依托环卫部门清运
	生活垃圾	施工人员生活	生活垃圾	少量	0	收集后委托环卫部门统一处理

4.1.3.3 运营期污染物产生及处置情况回顾

1) 水污染物

本工程运营期产生的废水主要包括作业废水、油田采出水和生活污水。

(1) 作业废水

井下作业用水主要包括修井作业产生的井筒循环液、井口返排水、冲洗水、冷却水（机械污水）。根据多年运行经验，每次修井产生的废水量为 30m^3 ，按每年单井修井 1 次计算。本工程运营期的各类井 45 口（油井 31 口、注水井 14 口），则作业废水产生量为 1350m^3 ，作业废水通过集输流程进入污水站（部分依托桩 1 污水站，部分依托桩西联污水站）处理后回注，用于油田注水开发，不排海。

（2）油田采出水

采出液通过集输流程进入接转站后进行油气水分离，分离出的水即为油田采出水，长堤油田的油田采出水依托桩 1 污水站、桩西联合站污水处理系统处理后回注，不排海。

根据 2008 年～2017 年统计数据，油田采出水产生量为 $(79.9221\sim114.53955)\times10^4\text{t/a}$ 。本工程 2008 年～2017 年生产运行数据统计情况见表 4.1-34。

表 4.1-34 运营期生产数据情况统计

年度	产液量 (10^4t/a)	含水率 (%)	产油量 (10^4t/a)	油田采出水量 (10^4t/a)
2008	94.4310	83.95	3.2893	91.1417
2009	83.8934	85.47	3.1088	80.7846
2010	90.2794	84.18	2.5445	87.7349
2011	99.1015	85.35	2.3917	96.7098
2012	90.8284	86.55	1.9969	88.8315
2013	104.2325	85.20	2.6885	101.544
2014	101.8580	82.25	2.7807	99.0773
2015	110.4116	83.82	2.8955	107.5161
2016	81.9328	85.23	2.0107	79.9221
2017	118.42375	96.72	3.8842	114.5396

（3）生活污水

本工程生产运营期间，实行 4 班 3 倒制。劳动定员 3 人，生活污水产生量按照 $30\text{L}/\text{人}\cdot\text{d}$ 计算，本工程长堤油田的生活污水产生量为 32.85m^3 。生活污水排至旱厕，定期清掏并拉运至陆上用作农肥，不外排至海域。

2) 固体废物

本工程运营期间产生的固体废物主要有油泥砂和生活垃圾。

（1）油泥砂

随着胜利油田进入注水深度开发阶段，采出原油中的含砂量越来越高，接转站、联合站、油罐、沉降罐、污水罐、隔油池都会产生大量含油泥砂。根据运行台账及油泥砂转运记录，对整个桩西采油厂的油泥砂进行统计，本次核算按照本

4 工程回顾性评价

项目井数占桩西采油厂总井数进行估算。本工程油泥砂产生量 119.98t/a（近三年平均），油泥砂台账见表 4.1-35。本工程产生的油泥砂暂存于桩西油泥沙贮存池，最终委托胜利油田金岛实业有限责任公司进行无害化处理。

表 4.1-35 近三年油泥砂台账一览表（t/a）

月份	2015 年		2016 年		2017 年	
	全厂	本项目	全厂	本项目	全厂	本项目
1 月	387	11.38	399.46	11.75	154.5	4.57
2 月	365	10.70	416.72	12.25	202.2	5.94
3 月	362	10.61	432.78	12.71	152	4.57
4 月	416	12.21	448.59	13.17	200	5.94
5 月	442.86	12.98	439.37	12.89	127.6	3.66
6 月	458.75	13.49	477.39	14.03	162.4	4.57
7 月	468	13.76	479.21	14.08	198.4	5.94
8 月	457.93	13.44	467.27	13.71	210	5.94
9 月	421.45	12.39	458.89	13.49	200.7	5.94
10 月	373	10.97	429.36	12.62	144.6	4.11
11 月	379.47	11.15	403.94	11.84	130.5	3.66
12 月	387	11.38	398.39	11.70	217.1	6.40

（2）生活垃圾

本工程生产运营期间，实行 4 班 3 倒。每人每天产生垃圾量按 0.5kg 计算，则生活垃圾产生量为 0.55t/a。生活垃圾委托环卫部门统一处理。

3) 大气污染物

本工程排放的废气主要为烃类无组织挥发。

生产过程中，采油井井口、计量间、联合站等油气集输、处理过程中均会有烃类无组织挥发。其中 60%烃类损失集中在陆域联合站油气分离、处理及储存过程中。本工程沿岸海域涉及的井口、计量间损失约占总损失的 40%。

根据本工程的实际情况，选择了典型站场、井场，委托山东兰普检测技术有限公司（CMA：171512055405）于 2018 年 11 月 11 日～11 月 14 日对厂界非甲烷总烃、硫化氢进行了监测，无组织监测布点见表 4.1-5、图 4.1-4，监测数据见表 4.1-6。

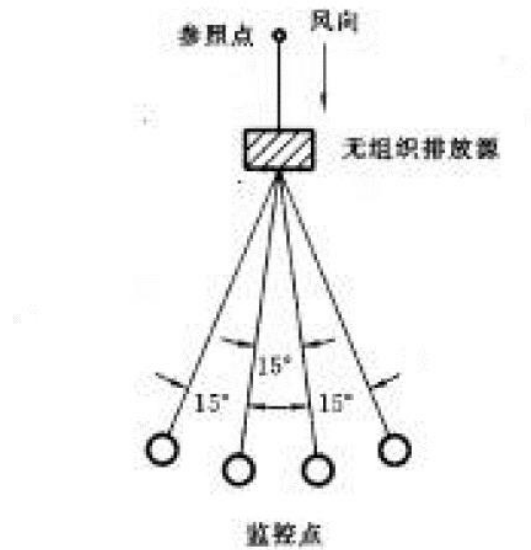


图 4.1-10 场界无组织监测布点示意图

表 4.1-36 无组织监测点位设置情况表

监测点位编号	采油厂名称	监测点位名称	井场类别
1#	桩西采油厂	CTH1-p52	单井井场
2#		CTH1-49 井台	丛式井场
3#		桩 1-44 计量站	计量站

表 4.1-37 典型站场、井场无组织排放监测数据

监测 点位	监测 时间	非甲烷总烃浓度 (mg/m³)				硫化氢浓度 (mg/m³)			
		上风 向	下风向 1	下风向 2	下风向 3	上风向	下风向 1	下风向 2	下风向 3
1# 11.21	第一次	0.61	1.13	1.62	0.98	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005
	第二次	0.37	1.50	0.95	1.68	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005
	第三次	0.62	1.09	1.47	1.63	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005
	第四次	0.57	0.98	1.50	1.11	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005
1# 11.22	第一次	0.50	1.11	1.12	1.65	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005
	第二次	0.57	1.02	0.98	1.17	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005
	第三次	0.68	1.81	1.56	1.08	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005
	第四次	0.52	1.20	1.65	1.23	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005
2# 11.21	第一次	0.74	0.98	1.79	1.55	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005
	第二	0.65	1.33	0.97	1.60	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005

4 工程回顾性评价

监测 点位	监测 时间	非甲烷总烃浓度 (mg/m ³)				硫化氢浓度 (mg/m ³)			
		上风 向	下风向 1	下风向 2	下风向 3	上风向	下风向 1	下风向 2	下风向 3
	次								
	第三次	0.73	1.56	1.35	1.66	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005
	第四次	0.71	1.31	1.58	0.96	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005
2# 11.22	第一次	0.40	1.09	0.99	1.52	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005
	第二次	0.58	1.55	1.06	0.97	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005
	第三次	0.57	1.21	1.76	1.11	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005
	第四次	0.42	1.47	1.11	1.77	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005
3# 11.23	第一次	0.47	1.20	1.60	1.09	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005
	第二次	0.69	1.17	1.72	1.51	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005
	第三次	0.45	1.58	1.79	0.91	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005
	第四次	0.49	1.62	1.05	1.33	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005
2# 11.24	第一次	0.59	1.37	1.76	1.71	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005
	第二次	0.74	1.41	1.12	1.40	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005
	第三次	0.55	1.83	1.66	1.51	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005
	第四次	0.54	1.61	1.60	1.86	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005

根据类比调查,结合各油田的经验数据并咨询行业专家,无组织挥发轻烃量计算公式如下:

$$G_{\text{损耗}} = M \times \lambda \times \rho \times \eta \times \beta$$

式中: $G_{\text{损耗}}$ ——轻烃(油气)损耗量, kg/a;

M ——油井产油能力, t/a;

λ ——气油比, m³/t, 长堤油田平均气油比 37.64m³/t;

ρ ——井口挥发轻烃的密度, kg/m³, 本项目伴生气密度 1.1011kg/m³;

η ——油气集输系统损耗率, %, 本项目取 5%;

β ——井口、计量站挥发轻烃占油气集输系统总损耗的百分比, 本项目取 40%。

无组织挥发非甲烷总烃量计算公式如下:

$$G_{\text{非甲烷总烃损耗}} = G_{\text{轻烃损耗}} \times \alpha$$

式中： α ——伴生气中非甲烷总烃的质量百分比含量，长堤油田为 69.36%（伴生气组成见表 4.1-21）。

长堤油田 2017 年产油量 $3.8842 \times 10^4 \text{t}$ ，其中桩西采油厂产量 $1.7948 \times 10^4 \text{t}$ ，东胜公司产量 $2.0894 \times 10^4 \text{t}$ 。经计算，桩西采油厂烃类挥发总量为 0.74t/a，其中非甲烷总烃为 0.39t/a；东胜公司烃类挥发总量为 0.79t/a，其中非甲烷总烃为 0.41t/a。

表 4.1-38 长堤油田伴生气组成一览表

组成	O ₂	N ₂	CO ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	其他	相对密度	气油比 m ³ /t
	%	%	%	%	%	%	%	%		
比例	0.71	3.63	6.58	67.27	10.64	6.27	3.47	1.43	0.8536	37.64

注：表中数据为体积分数，伴生气不含硫化氢。

4) 噪声

项目运营期主要噪声源为采油、作业噪声和油气集输，噪声源统计见表 4.1-39。

表 4.1-39 项目运营期噪声源统计表

序号	噪声类型	设备名称	噪声值 (dB (A))		备注
			降噪前	降噪后	
1	采油噪声	抽油机	70	70	/
2	井下作业噪声	通井车	100	100	/
3		机泵	80	80	/
4	油气集输噪声	泵	80	68	泵房隔声降噪后

本工程对噪声主要采取控制噪声源与隔断噪声传播途径相结合的办法，以控制噪声对厂界外声环境的影响，主要控制措施如下：

(1) 声源治理：在满足工艺设计的前提下，选用了低噪声型号的生产设备。

(2) 基础减振：为防止振动产生的噪声污染，在泵类等设备设置了单独的基础设施。

(3) 厂房隔声：本工程将注水泵等噪声较大的设备置于室内进行隔声处理，并且采用了双层门窗隔声，减小了噪声的扩散和传播。

本次评价委托山东兰普检测技术有限公司（CMA：171512055405）于 2018 年

4 工程回顾性评价

11 月 21 日~11 月 24 日对典型井场、站场进行了厂界噪声监测，布点情况详见表 4.1-12。

表 4.1-40 典型井场、站场噪声监测布点

点位编号	监测位置名称	监测点位类型	具体监测位置
1#	CTH1-p52 井台	井场	东南西北场界外 1m
2#	CTH1-49 井台	井场	东南西北场界外 1m
3#	桩 1-44 计量站	计量站	东南西北场界外 1m

各个站场、井场厂界噪声监测结果详见表 4.1-41。

表 4.1-41 各井场、站场噪声现状监测结果

检测地点	检测地点	检测日期	昼间 Leq	夜间 Leq
1#	厂界东	2018.11.21	54.3	47.7
	厂界南		54.5	46.9
	厂界西		55.0	47.3
	厂界北		53.9	47.1
	厂界东	2018.11.22	54.6	47.6
	厂界南		55.1	47.0
	厂界西		54.7	46.9
	厂界北		55.2	47.2
2#	厂界东	2018.11.21	52.8	46.2
	厂界南		51.9	46.9
	厂界西		52.6	45.5
	厂界北		53.1	45.8
	厂界东	2018.11.22	52.6	46.5
	厂界南		53.5	47.0
	厂界西		52.8	46.9
	厂界北		53.1	47.0
3#	厂界东	2018.11.23	51.6	46.2
	厂界南		51.6	46.7
	厂界西		50.9	46.5
	厂界北		52.8	46.2
	厂界东	2018.11.24	52.4	46.9

4 工程回顾性评价

检测地点	检测地点	检测日期	昼间 Leq	夜间 Leq
	厂界南		51.6	45.5
	厂界西		51.2	47.0
	厂界北		52.8	46.6

根据监测结果，典型井场、站场厂界处能够达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中 2 类标准要求，各井场、站场噪声对周边声环境影响较小。

5) 运营期污染物产生及排放情况汇总

表 4.1-42 运营期长堤油田各污染物排放情况一览表

项目	污染源	主要污染工序	污染物	产生量	排放量	主要处理措施及排放去向
废气	烃类无组织挥发	采油	烃类气体	0.80t/a	0.80t/a	加强日常运行管理
废水	作业废水	井下作业	悬浮物、COD、石油类	1350m ³ /a	0	通过集输流程进入桩 1 污水站、桩西联污水站处理后回注地层用于油田注水开发，不排海
	油田采出水	油气处理	COD、石油类等	(79.9221~114.53955) × 10 ⁴ m ³	0	
	生活污水	COD、氨氮	COD、氨氮	32.85m ³ /a	0	进入旱厕，定期清掏用作农肥
固废	油泥砂	含油泥砂	含油泥砂	119.98t/a	0	由胜利油田金岛实业有限责任公司处置
	生活垃圾	生活垃圾	生活垃圾	0.55t/a	0	委托当地环卫部门处理
噪声	采油、作业噪声			70~100dB (A)	70~100dB (A)	/

4.1.3.4 非正常工况

本工程为海洋油气资源开发项目，油井一旦投入采油会一直处于运行状态，除非发生风险事故（事故状态下的影响见风险评价章节）。加热炉采用的是清洁的伴生气，因此，不存在开停工、检修等状态。另外，桩西采油厂、东胜公司具备完善的事故应急预案及风险防范措施，定期巡线。因此，发生事故的概率很低。

运行过程中，项目集油和注水管线可能由于腐蚀、老化或其他原因破损泄漏，会污染管线周围的土壤，形成油泥砂。发生事故后应及时维修，并将被污染的土

壤挖出作为油泥砂，最终委托有资质单位进行无害化处理。

4.1.4 各阶段污染物排放情况汇总

项目施工期、运营期污染物排放情况见表 4.1-43～表 4.1-44。

4 工程回顾性评价

表 4.1-43 本工程施工期污染物产生及排放情况汇总表

项目	污染源	主要污染工序	污染物	产生量	产生浓度	排放量	排放浓度	主要处理措施及排放去向
废气	施工扬尘	管沟开挖、场地平整	扬尘	少量	/	少量	/	采取合理化管理、控制作业面积、土堆适当喷水、土堆和建筑材料遮盖、围金属板、大风天停止作业等措施
	施工废气	车辆与机械废气	SO ₂ 、NO ₂ 、C _m H _n	少量	/	少量	/	采用符合国家规范要求的车辆、设备及燃油
		钻井柴油发动机废气	烃类、SO ₂ 、NO ₂ 、烟尘	少量	/	少量	/	
废水	钻井废水	钻井过程	悬浮物、COD、石油类	796831.37t	/	0	/	拉运至各废液处理站处理后进入污水处理系统，处理达标后回注，用于油田注水开发，不排海
	管道试压废水	管道试压	悬浮物	850.9t	/	0	/	与钻井废水一起拉运至各废液处理站处理后进入污水处理系统，处理达标后回注，用于油田注水开发，不排海
	机舱含油污水	船舶施工	石油类	少量	/	0	/	运回陆上接收处理
	生活污水	站场人员生活	悬浮物、COD	少量	/	0	/	施工设置临时旱厕，生活污水排至旱厕，定期清掏并拉运至陆上用作农肥，不排海
固废	一般钻井固废	钻井	钻屑、泥浆	122586.73t	/	0	/	钻井固废临时贮存于泥浆池中，池内铺设厚度大于 0.5mm 的防渗膜，钻井固废就地固化填埋

4 工程回顾性评价

项目	污染源	主要污染工序	污染物	产生量	产生浓度	排放量	排放浓度	主要处理措施及排放去向
	含油钻井固废	钻井	石油类、钻屑、泥浆	147.2t	/	0	/	委托胜利油田金岛实业有限责任公司处置
	悬浮泥沙	漫水路、滩海陆岸井台建设	SS	少量	/	少量	/	自然沉降
	建筑垃圾和施工废料	施工建设过程	废焊条、废混凝土	少量	/	0	/	回收利用，剩余废料依托环卫部门清运
	生活垃圾	施工人员生活	生活垃圾	少量	/	0	/	收集后委托环卫部门统一处理

表 4.1-44 本工程运营期污染物产生及排放情况汇总表

项目	污染源	主要污染工序	污染物	产生量	产生浓度	排放量	排放浓度	主要处理措施及排放去向
废气	轻烃的无组织挥发	采油、集输	非甲烷总烃	4.091t/a	/	4.091t/a	/	加强日常运行管理
	多功能罐加热废气	多功能罐	废气	$68.31 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{a}$	/	$68.31 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{a}$	/	采用伴生气为燃料，通过排气筒排放
			SO ₂	0.023t	33.0mg/m ³	0.023t	33.0mg/m ³	
			烟尘	0.0068t	9.9mg/m ³	0.0068t	9.9mg/m ³	
			NO _x	0.046t	67.0mg/m ³	0.046t	67.0mg/m ³	
	加热炉废气	加热炉	废气	$3716.975 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{a}$	/	$3716.975 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{a}$	/	采用伴生气为燃料，通过排气筒排放
			SO ₂	1.255t/a	31.0mg/m ³	1.255t/a	31.0mg/m ³	
			烟尘	0.362t/a	9.8mg/m ³	0.362t/a	9.8mg/m ³	
			NO _x	3.554t/a	95.0mg/m ³	3.554t/a	95.0mg/m ³	

4 工程回顾性评价

项目	污染源	主要污染工序	污染物	产生量	产生浓度	排放量	排放浓度	主要处理措施及排放去向
废水	作业废水	井下作业	悬浮物、COD、石油类	5520t/a	/	0	/	通过集输流程进入各污水站处理后回注，用于油田注水开发，不排海
	油田采出水	油气处理	COD、石油类、悬浮物	$(90.2227 \sim 135.83265) \times 10^4 \text{t}$	/	0	/	油田采出水依托各污水站处理达标后回注，不排海
	生活污水	生活污水	COD、氨氮	$405.15 \text{m}^3/\text{a}$	/	0	/	进入旱厕，定期由当地农民清掏用作农肥
固废	油泥砂	油气处理	含油泥砂	527.57t/a	/	0	/	站场产生的油泥砂暂存于桩西油泥沙贮存池，最终委托胜利油田金岛实业有限责任公司处进行无害化处理
	生活垃圾	工作人员生活	生活垃圾	6.76t/a	/	0	/	收集后委托环卫部门统一处理

4.2 环保设施运行情况

4.2.1 环保设施运行情况

4.2.1.1 施工期环保设施运行情况

项目目前已经建成，本次环评对建设阶段污染防治措施进行回顾。

施工期产生的主要污染物有钻井废水、生活污水、机舱含油污水、钻井固废、生活垃圾。

1) 钻井固废处理措施

(1) 处理措施

建设项目在钻井过程中产生的一般钻井固废（包括钻屑、废弃泥浆），井场就地固化填埋；钻至油层产生的含油钻井固废收集后委托胜利油田金岛实业有限责任公司处置。

(2) 不含油钻井固废固化处理合理性

① 《国家危险废物名录（2016 版）》

根据《国家危险废物名录（2016 版）》HW08 废矿物油废物 石油开采 071-002-08 以矿物油为连续相配制钻井泥浆用于石油开采所产生的废钻井泥浆 属于危险废物。

本项目所使用的钻井泥浆为水基泥浆，不属于以矿物油为连续相配制的钻井泥浆，不属于危险废物。

② 钻井固废固化处理后浸出液监测

中国石化股份胜利油田分公司技术监测中心（胜利石油管理局环境监测总站）于 2013 年 5 月对河口采油厂钻井固废固化处理后浸出液的监测结果（报告编号：（2013）环（监）字第 T-015 号）见表 4.2-1。

表 4.2-1 钻井固废固化处理后浸出液^①监测结果表

监测项目	分析方法	方法来源	单位	监测结果		标准限值 ^②	是否达标
				义 171-1	义 182		
COD	重铬酸盐法	GB/T11914-1989	mg/L	14.3	21.9	150	达标
石油类	红外分光光度法	HJ637-2012	mg/L	0.04L ^③	0.45	10	达标
pH	玻璃电极法	GB/T6920-1986	无量纲	6.59	6.54	6~9	达标
六价铬	二苯碳酰二肼分光光度法	GB/T7467-1987	mg/L	0.004L	0.004L	0.5	达标
汞	原子荧光光度法	水和废水监测分析方法	μg/L	0.29	0.07	0.05	达标
铅	原子吸收分光光	GB/T7475-	mg/L	0.2L	0.2L	1.0	达标

4 工程回顾性评价

监测项目	分析方法	方法来源	单位	监测结果		标准限值 ^②	是否达标
				义 171-1	义 182		
	度法	1987					
镉	原子吸收分光光度法	GB/T7475-1987	mg/L	0.05L	0.05L	0.1	达标
砷	原子荧光光度法	水和废水监测分析方法	μg/L	0.5L	0.5L	0.5	达标
总铬	高锰酸钾氧化-二苯碳酰二肼分光光度法	GB/T7466-1987	mg/L	0.007	0.007	1.5	达标
氯化物	硝酸银滴定法	GB/T11896-1989	mg/L	456.3	772.7	250	超标

备注：（1）对①的说明：浸出液制备，风干样品与水 1：10（W/W）比例浸出 24h。

（2）对②的说明：COD、石油类、pH 参照《污水综合排放标准》（GB 8978-1996）中“表 4 二级标准”要求；氯化物参照《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）中表 2 集中式生活饮用水地表水源地补充项目；其它指标参照《污水综合排放标准》（GB 8978-1996）中“表 1 第一类污染物最高允许排放浓度”。

（3）对③的说明：监测结果如果小于最低检出浓度时，以最低检出浓度加 L 表示。

数据表明，采用现场固化填埋法处理钻井固废时，其风干后土壤浸出液的除氯化物外，其他指标能够满足参照执行的《污水综合排放标准》（GB 8978-1996）相应限值要求。本项目区域土壤与河口地区土壤相似，均属盐碱性土地，本身盐成分较高，因此氯化物超标是土壤本底值较高所致。因此，采用现场固化填埋法处理钻井固废是可行的。

2) 钻井废水处理措施

钻井过程中产生的钻井废水拉运至各废液处理站处理后进入污水处理系统，处理达标后回注地层用于油田注水开发，不排海。

3) 船舶机舱含油污水处理措施

机舱含油污水根据“渤海海域船舶铅封程序规定”，海上作业船舶所产生的机舱含油污水全部运回陆地处理。

4) 生活污水处理措施

项目施工过程中设置临时旱厕，生活污水排入旱厕，定期清掏并拉运至陆上用作农肥，不外排至海域。

5) 生活垃圾处理措施

项目施工期产生的生活垃圾委托环卫部门统一处理。

4.2.1.2 运营期环保设施运行情况

1) 油田采出水处理

桩西油田的油田采出水依托桩 106 污水站、桩西联合站污水处理系统处理后回注，不排海。

五号桩油田的油田采出水依托桩 106 污水站、桩西联合站污水处理系统处理后回注，不排海。

长堤油田的油田采出水依托桩 1 污水站、桩西联合站污水处理系统处理后回注，不排海。

(1) 桩 106 污水站

①油田采出水处理工艺

桩 106 接转站投产于 1989 年 7 月，目前采用“气浮+过滤”污水处理工艺。设计能力 $1.5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，主要功能设置“采出液加热、分水、原油外输、油田采出水处理”。桩 106 接转站污水处理工艺流程见图 4.2 - 1。

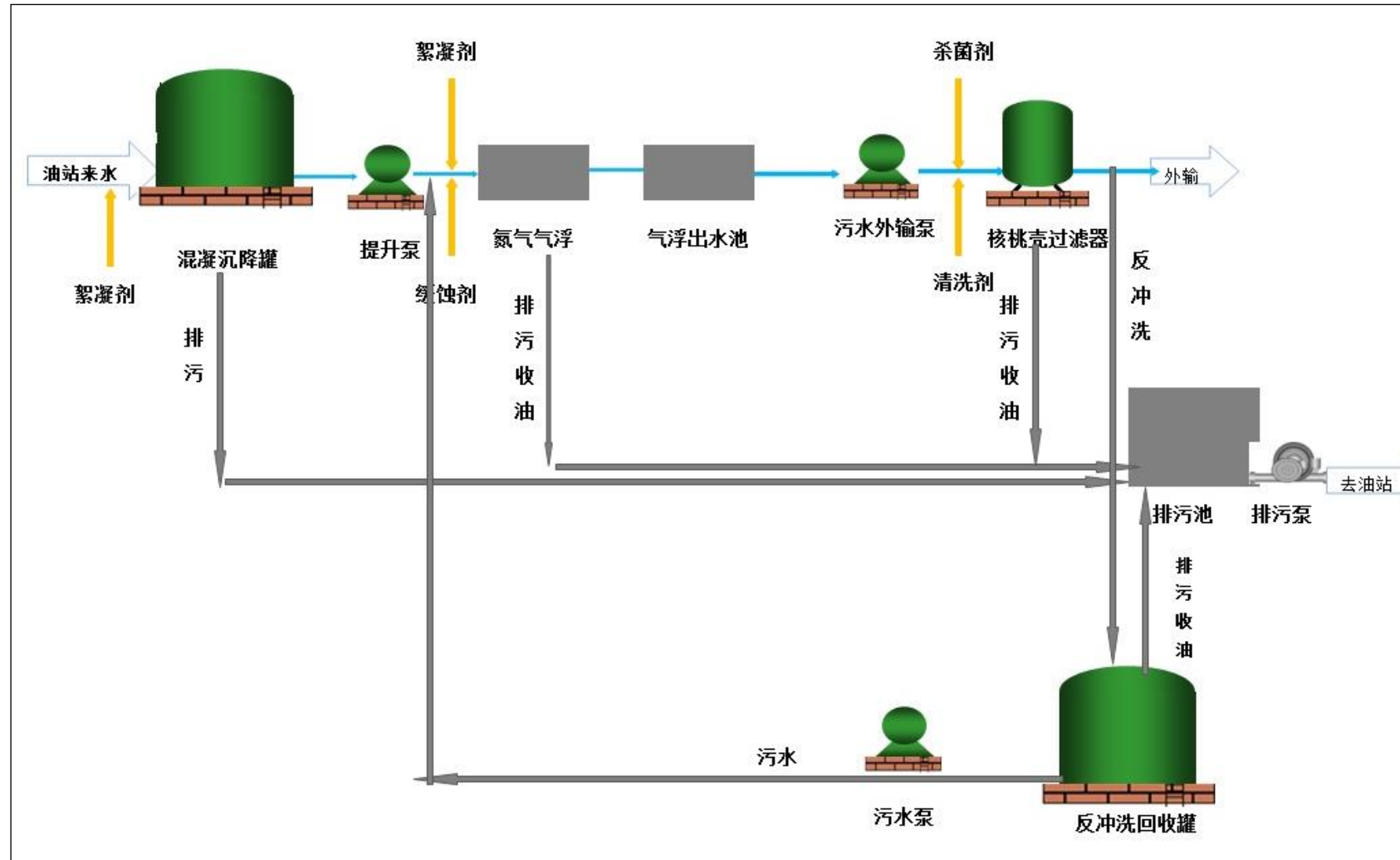


图 4.2 - 1 桩 106 接转站污水处理流程图

②桩 106 接转站污水处理能力

桩 106 接转站设计处理能力见表 4.2-2。

表 4.2-2 桩 106 接转站设计处理能力

项目	处理能力	本工程最大产能	处理能力是否可行
油田采出水处理 m ³ /d	15000	7.31	可行

根据表 4.2-2 可知，桩 106 接转站油田采出水设计处理能力为 $1.5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，工程实施后最大产能为 $7.31 \text{m}^3/\text{d}$ ，可满足相关要求。

(2) 桩西联合站

①油田采出水处理工艺

桩西联合站投产于 1992 年 10 月，目前采用“重力沉降+压力过滤”污水处理工艺。设计能力 $2.0 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，主要功能设置“采出液脱水、原油稳定、油田采出水处理、原油外输”。桩西联合站污水处理工艺流程见图 4.2-2。

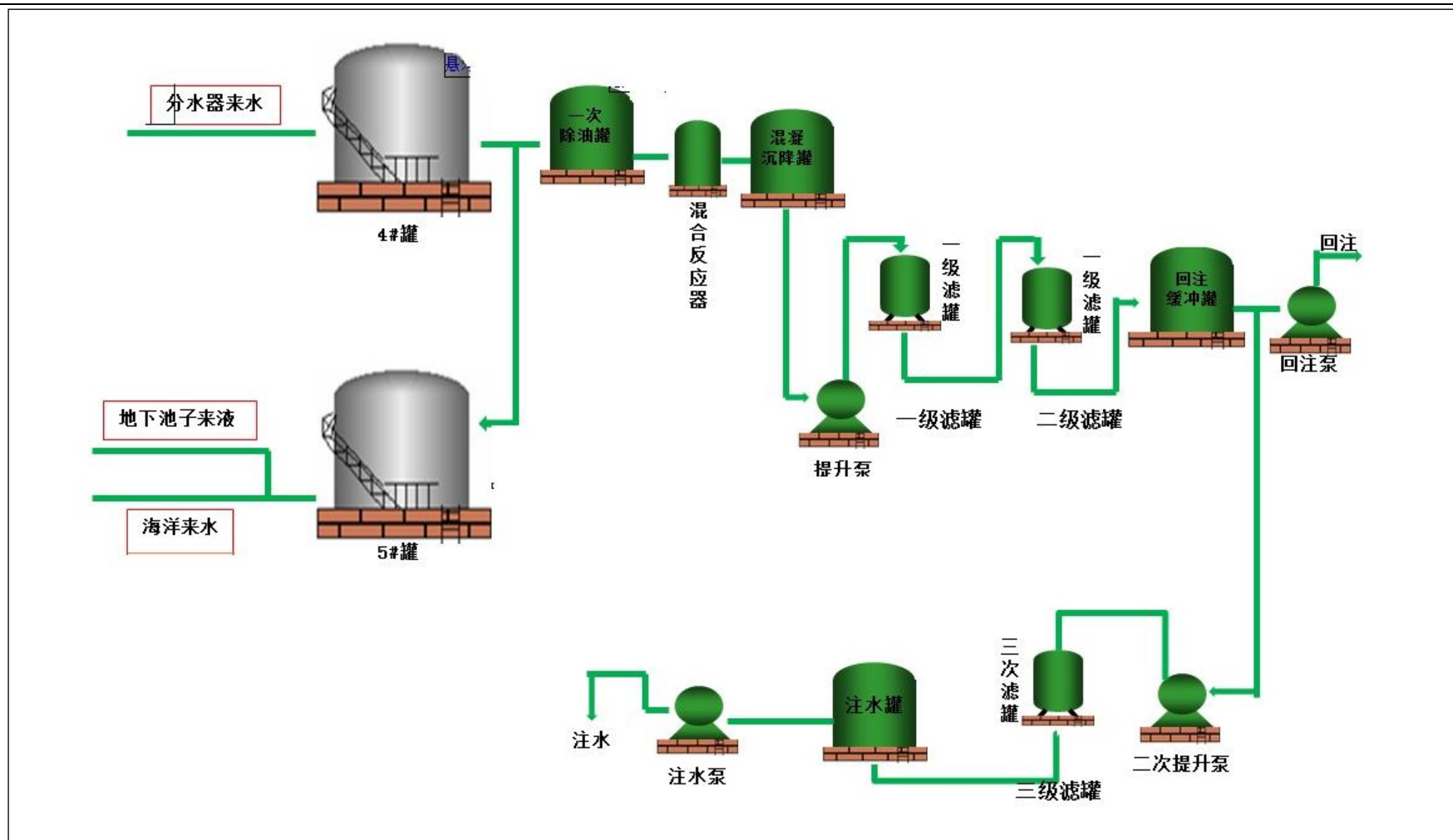


图 4.2-2 桩西联合站污水处理流程图

②桩西联合站污水处理能力

桩西联合站设计处理能力见表 4.2-3。

表 4.2-3 桩西联合站设计处理能力

项目	处理能力	本工程最大产能	处理能力是否可行
采出液处理 m^3/d	24000	2812.24	可行
原油处理 t/d	4000	196.19	可行
油田采出水处理 m^3/d	20000	2616.05	可行

根据表 4.2-3 桩西联合站油田采出水设计处理能力为 $2.0 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，工程实施后最大产能为 $2616.05 \text{m}^3/\text{d}$ ，可满足相关要求。

(3) 桩 1 污水站

①油田采出水处理工艺

桩 1 污水站投产于 1989 年 7 月，目前采用“重力沉降”污水处理工艺。设计能力 $2.0 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，主要功能设置“采出液加热、分水、原油外输、油田采出水处理”。桩 1 污水站污水处理工艺流程见图 4.2-3。

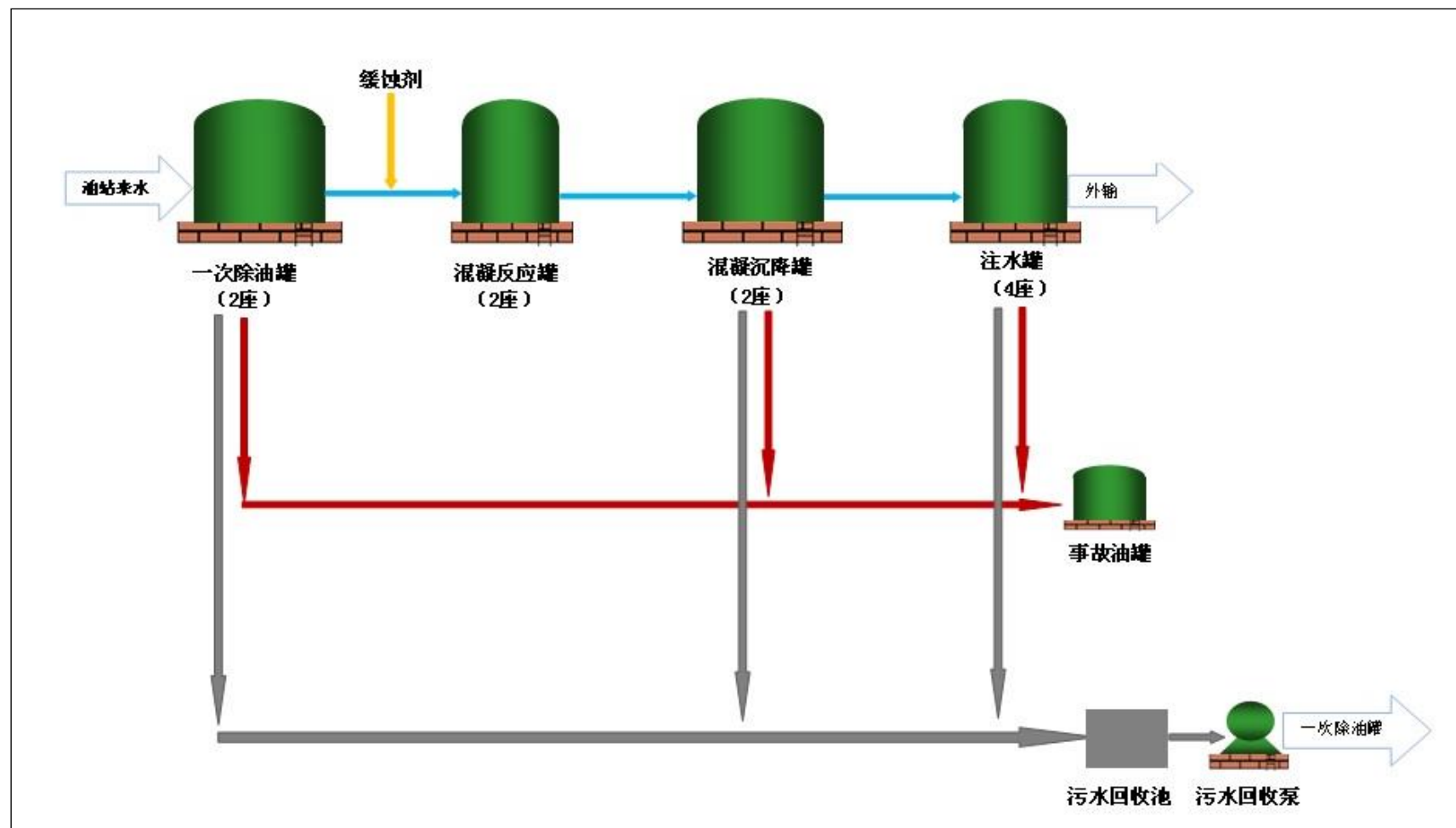


图 4.2-3 桩 1 污水站污水处理流程图

②桩 1 污水站污水处理能力

桩 1 污水站设计处理能力见表 4.2-4。

表 4.2-4 桩 1 污水站设计处理能力

项目	处理能力	本工程最大产能	处理能力是否可行
采出液处理 m^3/d	24000	2218.31	可行

根据表 4.2-4 桩 1 污水站油田采出水设计处理能力为 $2.0 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，工程实施后最大产能为 $2218.31 \text{m}^3/\text{d}$ ，可满足相关要求。

2) 作业废水处理

井下作业废水主要包括修井作业产生的井筒循环液、井口返排水、冲洗水、冷却水（机械污水）。

桩西油田产生的作业废水通过集输流程进入污水站（部分依托桩 106 污水站，部分依托桩西联污水站）处理后回注，用于油田注水开发，不排海。

五号桩油田产生的作业废水通过集输流程进入污水站（部分依托桩 106 污水站，部分依托桩西联污水站）处理后回注，用于油田注水开发，不排海。

长堤油田产生的作业废水通过集输流程进入污水站（部分依托桩 1 污水站，部分依托桩西联污水站）处理后回注，用于油田注水开发，不排海。

3) 生活污水处理

本工程生产运营期间，实行 4 班 3 倒制，均不设食堂。生活污水排至旱厕，定期清掏并拉运至陆上用作农肥，不外排至海域。

4) 油泥砂环保措施

(1) 技术可靠性分析

桩西油田、五号桩油田、长堤油田产生的油泥砂均拉运到桩西油泥砂贮存池，临时贮存，最终委托胜利油田金岛实业有限责任公司进行无害化处置。

桩西油泥砂贮存场设计容积为 2700m^3 ，油泥砂贮存池池底和池壁均采取防渗措施，贮存池顶部设有防雨棚。池内铺设厚度大于 0.5mm 的防渗膜，防渗系数 $< 10^{-7} \text{cm/s}$ ，满足防渗要求。桩西油泥砂贮存池仅作为暂存，待暂存量至一定程度后，委托胜利油田金岛实业有限责任公司拉运、处置，能够满足要求。

胜利油田金岛实业有限责任公司是一家以服务油田生产、提供环保技术服务的油田改制企业，现有职工 1200 人，企业注册资本 4221.97 万元，拥有多年的油田环保工作经验。胜利油田金岛实业有限责任公司油泥砂清洗项目位于东营市河口区孤岛镇孤岛采油厂孤四联合站北部，用海面积 11600m^2 ，主要有出砂器、洗砂器、搅拌罐、

气浮罐、沉降罐等设备，采用加热均混、强力剪切、净化分离等工艺，年处理油泥砂 3 万余方。清洗分离产生的原油由孤岛采油厂统一回收，对分离后的沙子综合利用制作铺路砖。

胜利油田金岛实业有限责任公司危险废物经营许可证编号为鲁危证 27 号，经营危险废物的类别为 HW08。

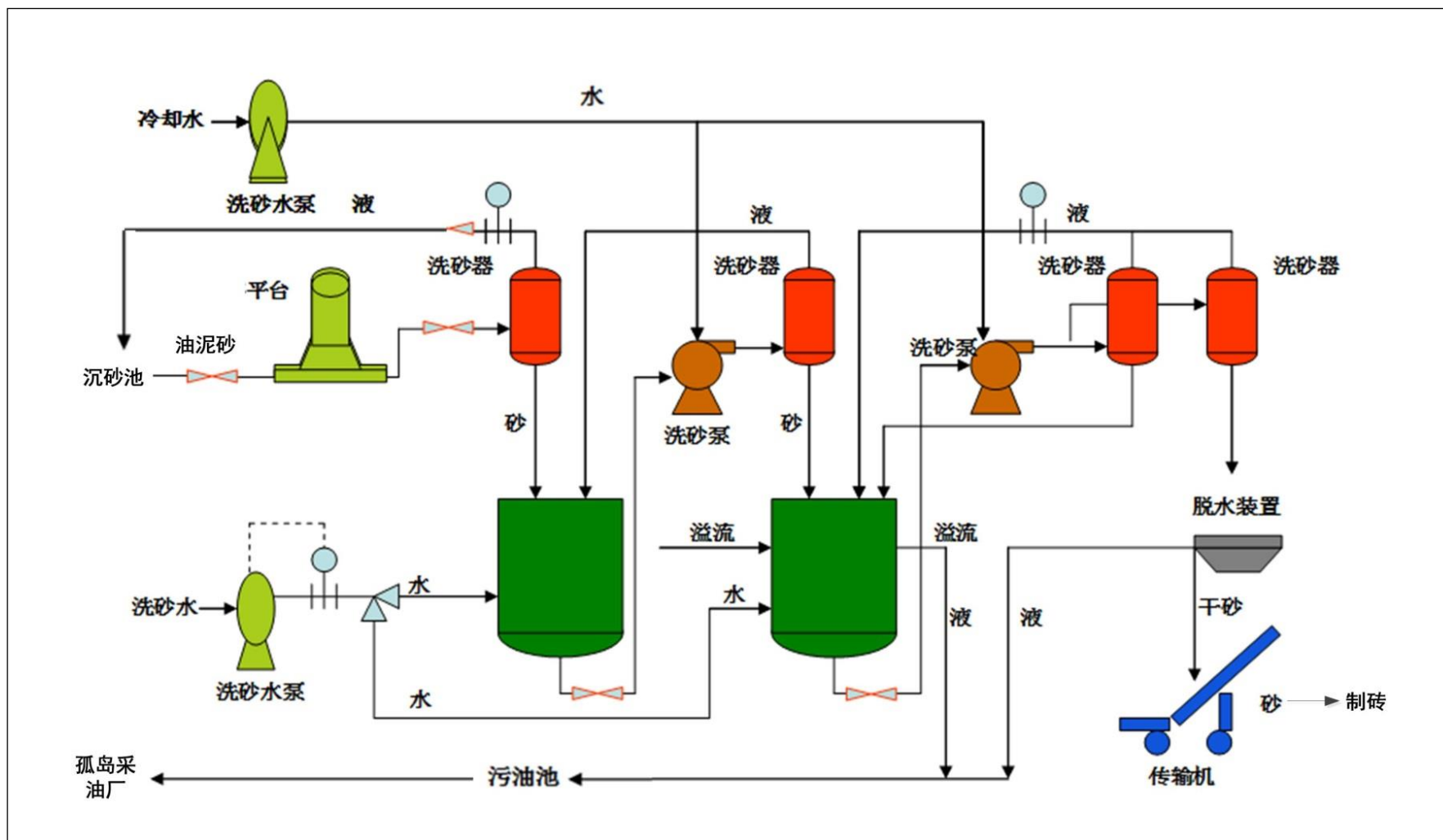


图 4.2-4 胜利油田金岛实业有限责任公司油泥砂处理流程示意图

因此，本工程桩西油田、五号桩油田、长堤油田产生的油泥砂委托胜利油田金岛实业有限责任公司（已签订协议）综合利用，无论在技术上还是环境保护方面都是可行的。

（2）经济可行性分析

油泥砂处置费用为 110 元/t，按油泥砂产生量 527.57t/a 计，每年油泥砂处理费用为 5.80 万元，投资较小，在经济上是可行的。各油田油泥砂处理费用具体见表 4.2-5。

表 4.2-5 各油田油泥砂处理费用一览表

油田	油泥砂量（t）	单位处理费用（元/t）	总费用（万元）
桩西	26.65	110	0.29
五号桩	380.94	110	4.19
长堤	119.98	110	1.32
总计	527.57	/	5.80

5）生活垃圾

本工程产生的生活垃圾收集后由环卫部门统一进行回收利用或处置。

6）噪声环保措施

本工程对噪声主要采取控制噪声源与隔断噪声传播途径相结合的办法，以控制噪声对厂界外声环境的影响，主要控制措施如下：

（1）声源治理：在满足工艺设计的前提下，选用了低噪声型号的生产设备。

（2）基础减振：为防止振动产生的噪声污染，在泵类等设备设置了单独的基础设施。

（3）厂房隔声：本工程将注水泵等噪声较大的设备置于室内进行隔声处理。

7）生态环保措施

（1）加强对油气集输管线和油气储存设备的巡查、检测、维修，采取有效的防腐措施，防止油气泄漏事故发生，污染周围土壤、植被。

（2）要严格防止溢油的发生，并配有完备的溢油应急方案和措施，一旦发生溢油，能够及时有效的将影响范围控制在最小，减少环境污染和产量损失。

4.2.2 达标情况

1）桩 106 污水站污水处理系统达标情况

根据桩 106 接转站 2016 年~2018 年运行数据,可知桩 106 接转站污水出水水质各指标均达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T 5329-2012)中的相关标准要求,回注水水质基本可满足要求。

4 工程回顾性评价

表 4.2-6 桩 106 接转站含油生产水监测结果

年份	月份	含油量			悬浮固体含量			SRB 菌			平均腐蚀率			悬浮物颗粒直径中值		
		标准	实测	达标情况	标准	实测	达标情况	标准	实测	达标情况	标准	实测	达标情况	标准	实测	达标情况
		mg/L	mg/L		mg/L	mg/L		个/mL	个/mL		mm/a	mm/a		μ m	μ m	
2016 年	1 月	30	1.6	达标	10	4.3	达标	25	25	达标	0.076	0.019	达标	4.0	1.8	达标
	2 月	30	0.7	达标	10	2.6	达标	25	25	达标	0.076	0.028	达标	4.0	2.0	达标
	3 月	30	0.6	达标	10	1.2	达标	25	25	达标	0.076	0.013	达标	4.0	1.5	达标
	4 月	30	1.2	达标	10	5.8	达标	25	25	达标	0.076	0.031	达标	4.0	2.2	达标
	5 月	30	1.5	达标	10	4.2	达标	25	25	达标	0.076	0.015	达标	4.0	1.7	达标
	6 月	30	1.8	达标	10	8.2	达标	25	20	达标	0.076	0.008	达标	4.0	1.6	达标
	7 月	30	0.9	达标	10	1.1	达标	25	20	达标	0.076	0.015	达标	4.0	2.4	达标
	8 月	30	2.5	达标	10	5.4	达标	25	2.5	达标	0.076	0.010	达标	4.0	1.5	达标
	9 月	30	0.8	达标	10	3.4	达标	25	25	达标	0.076	0.005	达标	4.0	1.6	达标
	10 月	30	1.0	达标	10	1.5	达标	25	25	达标	0.076	0.009	达标	4.0	1.5	达标
	11 月	30	1.5	达标	10	0.9	达标	25	25	达标	0.076	0.047	达标	4.0	1.5	达标
	12 月	30	1.8	达标	10	1.4	达标	25	25	达标	0.076	0.023	达标	4.0	2.0	达标
2017 年	1 月	30	1.6	达标	10	3.0	达标	25	25	达标	0.076	0.072	达标	4.0	2.0	达标
	2 月	30	1.1	达标	10	1.8	达标	25	25	达标	0.076	0.039	达标	4.0	2.0	达标
	3 月	30	0.6	达标	10	1.4	达标	25	25	达标	0.076	0.032	达标	4.0	1.5	达标
	4 月	30	12.3	达标	10	1.0	达标	25	25	达标	0.076	0.013	达标	4.0	2.2	达标
	5 月	30	3.0	达标	10	1.0	达标	25	25	达标	0.076	0.007	达标	4.0	1.4	达标
	6 月	30	0.9	达标	10	1.4	达标	25	25	达标	0.076	0.011	达标	4.0	2.2	达标

4 工程回顾性评价

年份	月份	含油量			悬浮固体含量			SRB 菌			平均腐蚀率			悬浮物颗粒直径中值		
		标准	实测	达标情况	标准	实测	达标情况	标准	实测	达标情况	标准	实测	达标情况	标准	实测	达标情况
		mg/L	mg/L		mg/L	mg/L		个/mL	个/mL		mm/a	mm/a		μ m	μ m	
	7 月	30	6.1	达标	10	9.4	达标	25	25	达标	0.076	0.045	达标	4.0	2.3	达标
	8 月	30	4.6	达标	10	3.4	达标	25	25	达标	0.076	0.024	达标	4.0	1.4	达标
	9 月	30	2.7	达标	10	5.4	达标	25	25	达标	0.076	0.027	达标	4.0	1.6	达标
	10 月	30	1.9	达标	10	3.0	达标	25	24	达标	0.076	0.021	达标	4.0	1.4	达标
	11 月	30	1.5	达标	10	1.6	达标	25	22	达标	0.076	0.023	达标	4.0	1.4	达标
	12 月	30	0.5	达标	10	1.0	达标	25	25	达标	0.076	0.026	达标	4.0	1.4	达标
2018 年	1 月	30	1.8	达标	10	1.4	达标	25	25	达标	0.076	0.026	达标	4.0	3.1	达标
	2 月	30	8.2	达标	10	2.2	达标	25	25	达标	0.076	0.015	达标	4.0	3.7	达标
	3 月	30	10.6	达标	10	3.4	达标	25	23	达标	0.076	0.019	达标	4.0	3.8	达标
	4 月	30	15.4	达标	10	8.6	达标	25	25	达标	0.076	0.027	达标	4.0	3.2	达标
	5 月	30	0.5	达标	10	0.3	达标	25	24	达标	0.076	0.033	达标	4.0	3.7	达标
	6 月	30	12.1	达标	10	7.0	达标	25	25	达标	0.076	0.016	达标	4.0	3.8	达标
	7 月	30	15.5	达标	10	4.5	达标	25	25	达标	0.076	0.010	达标	4.0	3.6	达标

2) 桩西联合站污水处理系统达标情况

根据桩西联合站 2016 年~2018 年运行数据,可知桩西联合站污水出水水质各指标均达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T 5329-2012)中的相关标准要求,回注水水质基本可满足要求。

4 工程回顾性评价

表 4.2-7 桩西联合站含油生产水监测结果

年份	月份	含油量			悬浮固体含量			SRB 菌			平均腐蚀率			悬浮物颗粒直径中值		
		标准	实测	达标情	标准	实测	达标情	标准	实测	达标情况	标准	实测	达标情	标准	实测	达标情
		mg/L	mg/L	况	mg/L	mg/L	况	个/mL	个/mL		mm/a	mm/a	况	μ m	μ m	况
2016 年	1 月	15	2.3	达标	5	2.6	达标	25	25	达标	0.076	0.011	达标	3.0	1.4	达标
	2 月	15	2.6	达标	5	2.8	达标	25	25	达标	0.076	0.006	达标	3.0	1.3	达标
	3 月	15	1.0	达标	5	2.3	达标	25	6	达标	0.076	0.011	达标	3.0	1.4	达标
	4 月	15	0.7	达标	5	3.4	达标	25	25	达标	0.076	0.006	达标	3.0	1.3	达标
	5 月	15	5.5	达标	5	3.0	达标	25	25	达标	0.076	0.007	达标	3.0	1.6	达标
	6 月	15	2.0	达标	5	2.8	达标	25	6	达标	0.076	0.005	达标	3.0	1.5	达标
	7 月	15	1.3	达标	5	3.0	达标	25	25	达标	0.076	0.002	达标	3.0	1.5	达标
	8 月	15	0.4	达标	5	3.5	达标	25	25	达标	0.076	0.024	达标	3.0	1.7	达标
	9 月	15	3.7	达标	5	1.8	达标	25	25	达标	0.076	0.021	达标	3.0	1.8	达标
	10 月	15	1.6	达标	5	1.7	达标	25	25	达标	0.076	0.015	达标	3.0	1.4	达标
	11 月	15	0.6	达标	5	0.6	达标	25	25	达标	0.076	0.051	达标	3.0	1.7	达标
	12 月	15	2.4	达标	5	2.2	达标	25	25	达标	0.076	0.023	达标	3.0	1.7	达标
2017 年	1 月	15	1.7	达标	5	1.4	达标	25	25	达标	0.076	0.015	达标	3.0	1.5	达标
	2 月	15	1.5	达标	5	3.4	达标	25	25	达标	0.076	0.008	达标	3.0	1.4	达标
	3 月	15	0.6	达标	5	1.8	达标	25	25	达标	0.076	0.014	达标	3.0	1.7	达标
	4 月	15	0.4	达标	5	0.6	达标	25	25	达标	0.076	0.071	达标	3.0	1.7	达标
	5 月	15	3.9	达标	5	2.2	达标	25	25	达标	0.076	0.066	达标	3.0	1.6	达标
	6 月	15	1.4	达标	5	1.0	达标	25	25	达标	0.076	0.032	达标	3.0	1.7	达标
	7 月	15	0.4	达标	5	3.8	达标	25	25	达标	0.076	0.025	达标	3.0	1.7	达标

4 工程回顾性评价

年份	月份	含油量			悬浮固体含量			SRB 菌			平均腐蚀率			悬浮物颗粒直径中值		
		标准	实测	达标情况	标准	实测	达标情况	标准	实测	达标情况	标准	实测	达标情况	标准	实测	达标情况
		mg/L	mg/L		mg/L	mg/L		个/mL	个/mL		mm/a	mm/a		μ m	μ m	
	8 月	15	3.1	达标	5	2.6	达标	25	25	达标	0.076	0.026	达标	3.0	1.3	达标
	9 月	15	1.0	达标	5	1.8	达标	25	25	达标	0.076	0.023	达标	3.0	1.6	达标
	10 月	15	0.6	达标	5	1.8	达标	25	25	达标	0.076	0.019	达标	3.0	1.0	达标
	11 月	15	0.5	达标	5	1.4	达标	25	25	达标	0.076	0.027	达标	3.0	1.4	达标
	12 月	15	0.5	达标	5	0.6	达标	25	25	达标	0.076	0.059	达标	3.0	1.3	达标
2018 年	1 月	15	0.4	达标	5	1.1	达标	25	6	达标	0.076	0.015	达标	3.0	1.2	达标
	2 月	15	3.1	达标	5	1.1	达标	25	25	达标	0.076	0.012	达标	3.0	2.5	达标
	3 月	15	2.0	达标	5	1.8	达标	25	25	达标	0.076	0.039	达标	3.0	1.6	达标
	4 月	15	1.6	达标	5	1.3	达标	25	25	达标	0.076	0.006	达标	3.0	1.4	达标
	5 月	15	1.3	达标	5	1.2	达标	25	25	达标	0.076	0.031	达标	3.0	1.4	达标
	6 月	15	0.5	达标	5	1.6	达标	25	25	达标	0.076	0.045	达标	3.0	1.5	达标
	7 月	15	2.1	达标	5	1.8	达标	25	25	达标	0.076	0.046	达标	3.0	1.5	达标

3) 桩 1 污水站

根据桩 1 污水站 2016 年~2018 年运行数据,可知桩 1 污水站污水出水水质各指标均达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T 5329-2012)中的相关标准要求,回注水水质基本可满足要求。

4 工程回顾性评价

表 4.2-8 桩 1 污水站含油生产水监测结果

年份	月份	含油量			悬浮固体含量			SRB 菌			平均腐蚀率			悬浮物颗粒直径中值		
		标准	实测	达标情况	标准	实测	达标情况	标准	实测	达标情况	标准	实测	达标情况	标准	实测	达标情况
		mg/L	mg/L		mg/L	mg/L		个/mL	个/mL		mm/a	mm/a		μ m	μ m	
2016 年	1 月	30	15.9	达标	10	7.1	达标	25	25	达标	0.076	0.062	达标	4.0	3.5	达标
	2 月	30	10.8	达标	10	3.8	达标	25	6	达标	0.076	0.042	达标	4.0	3.4	达标
	3 月	30	12.5	达标	10	6.2	达标	25	25	达标	0.076	0.008	达标	4.0	1.6	达标
	4 月	30	17.4	达标	10	5.8	达标	25	2.5	达标	0.076	0.066	达标	4.0	2.8	达标
	5 月	30	19.2	达标	10	1.8	达标	25	25	达标	0.076	0.059	达标	4.0	1.8	达标
	6 月	30	13.3	达标	10	7.8	达标	25	25	达标	0.076	0.010	达标	4.0	2.4	达标
	7 月	30	24.4	达标	10	6.6	达标	25	6	达标	0.076	0.009	达标	4.0	2.6	达标
	8 月	30	9.7	达标	10	9.0	达标	25	6	达标	0.076	0.013	达标	4.0	2.5	达标
	9 月	30	13.6	达标	10	2.6	达标	25	6	达标	0.076	0.028	达标	4.0	2.6	达标
	10 月	30	24.6	达标	10	6.2	达标	25	25	达标	0.076	0.006	达标	4.0	1.5	达标
	11 月	30	13.2	达标	10	1.0	达标	25	25	达标	0.076	0.043	达标	4.0	1.6	达标
	12 月	30	0.4	达标	10	6.6	达标	25	25	达标	0.076	0.035	达标	4.0	1.5	达标
2017 年	1 月	30	5.6	达标	10	0.9	达标	25	25	达标	0.076	0.046	达标	4.0	1.7	达标
	2 月	30	20.5	达标	10	7.0	达标	25	6	达标	0.076	0.038	达标	4.0	1.5	达标
	3 月	30	9.7	达标	10	2.7	达标	25	25	达标	0.076	0.016	达标	4.0	1.4	达标
	4 月	30	5.0	达标	10	0.6	达标	25	25	达标	0.076	0.013	达标	4.0	2.9	达标
	5 月	30	8.6	达标	10	3.5	达标	25	25	达标	0.076	0.006	达标	4.0	3.2	达标
	6 月	30	15.7	达标	10	1.5	达标	25	25	达标	0.076	0.022	达标	4.0	2.8	达标
	7 月	30	1.1	达标	10	7.8	达标	25	25	达标	0.076	0.043	达标	4.0	2.7	达标
	8 月	30	1.5	达标	10	3.4	达标	25	25	达标	0.076	0.006	达标	4.0	2.4	达标
	9 月	30	2.6	达标	10	2.9	达标	25	25	达标	0.076	0.003	达标	4.0	2.3	达标

4 工程回顾性评价

年份	月份	含油量			悬浮固体含量			SRB 菌			平均腐蚀率			悬浮物颗粒直径中值		
		标准	实测	达标情况	标准	实测	达标情况	标准	实测	达标情况	标准	实测	达标情况	标准	实测	达标情况
		mg/L	mg/L		mg/L	mg/L		个/mL	个/mL		mm/a	mm/a		μ m	μ m	
	10 月	30	3.9	达标	10	4.6	达标	25	25	达标	0.076	0.004	达标	4.0	2.8	达标
	11 月	30	4.4	达标	10	1.4	达标	25	25	达标	0.076	0.010	达标	4.0	3.2	达标
	12 月	30	6.5	达标	10	2.8	达标	25	25	达标	0.076	0.048	达标	4.0	1.7	达标
2018 年	1 月	30	2.6	达标	10	1.6	达标	25	25	达标	0.076	0.008	达标	4.0	2.5	达标
	2 月	30	1.5	达标	10	0.6	达标	25	6	达标	0.076	0.027	达标	4.0	2.1	达标
	3 月	30	0.6	达标	10	2.2	达标	25	25	达标	0.076	0.011	达标	4.0	2.4	达标
	4 月	30	1.1	达标	10	0.5	达标	25	25	达标	0.076	0.014	达标	4.0	1.4	达标
	5 月	30	2.0	达标	10	1.0	达标	25	25	达标	0.076	0.011	达标	4.0	1.4	达标
	6 月	30	0.7	达标	10	2.1	达标	25	6	达标	0.076	0.006	达标	4.0	2.6	达标
	7 月	30	4.3	达标	10	3.9	达标	25	25	达标	0.076	0.020	达标	4.0	3.6	达标

4.2.3 环保设施存在的问题及整改方案和整改时限

本工程环保设施运行稳定，建议加强设备维护，及时对设备进行巡检，提高人员的管理水平和操作技能。

4.3 生产工艺先进性回顾评价（清洁生产回顾评价）

4.3.1 钻井工程生产工艺先进性回顾

1) 资源能源利用

随着胜利油田分公司的发展，水基型钻井泥浆逐渐替代了油基泥浆，不含重金属和难降解无机物，减少了对环境的影响；提高了泥浆循环再利用率，可达到90%，减少配置泥浆的新鲜水消耗；严格控制柴油发动机油耗。

2) 生产工艺与设备

随着电力设备的快速发展，目前胜利油田分公司多采用网电钻机，减少柴油的使用量，进而降低燃油过程对周围环境的影响；采用钢制泥浆配置池，防止泄漏对土壤产生影响；选用质量合格的井身及固井设备。

3) 生产过程

采用丛式井布置，减少项目施工占地，降低项目对生态环境的影响。例如：五号桩油田桩424井台采用的丛式井布置，井台上共设置9口井，极大地减少了项目占地。

4) 污染物产生

采用丛式井布置，同台井使用同一个泥浆池，提高泥浆再循环利用率，从而相应的减少钻井废水和钻井固废的产生量。

5) 废物处理与综合利用

钻井废水、管道试压废水全部拉运至各废液处理站处理后进入到污水处理系统，处理达标后用于油田注水开发，不外排；船舶机舱含油污水运回陆上接收处理；生活污水进入旱厕，由当地农民清掏用作农肥，零排放；钻井固废临时贮存于泥浆池中，池内铺设厚度大于0.5mm的防渗膜，钻井固废就地固化填埋，其中含油钻井固废由胜利油田金岛实业有限责任公司处置，零排放；生活垃圾委托当地环卫部门处理，零排放。

6) 环境管理

污染物达标排放；制定了污染应急预案；设有兼职环保管理人员；环境管理制度健全，原始记录及统计数据齐全有效。

本工程钻井过程清洁生产技术指标见表 4.3-1。

表 4.3-1 钻井工程清洁生产技术指标

清洁生产指标等级	一级	二级	三级	桩西油田	五号桩油田	长堤油田
一、生产工艺与装备要求						
1、使用的钻井液	使用环境无害化钻井液	使用低毒钻井液	不使用混油钻井液	使用环境无害化钻井液		
2、钻井液循环系统	具备，且配有专门泥浆罐，泥浆不落地	具备	具备	具备，且配有专门泥浆罐，泥浆不落地		
3、井身质量合格率	100%			100%		
4、固井质量合格率	100%			100%		
5、井控装置	具备，包括全套封井器	具备	具备	具备，包括全套封井器		
二、资源能源利用指标						
1、油耗（kg/m进尺）	≤30	≤35	≤40	≤30		
2、新鲜水消耗（t/100m进尺）	≤15	≤20	≤30	≤20		
三、污染物产生指标						
1、钻井废水（t/100m进尺）	≤20	≤25	≤35	≤20		
2、废弃泥浆（t/100m进尺）	≤10	≤12	≤15	≤12		
四、废物回收利用						
1、泥浆再利用率	≥50%	≥30%	≥20%	≥60%		
2、泥浆无害化处理率	≥80%	≥50%	≥30%	100%		

从上表可知，本工程钻井工程除新鲜水消耗、废弃泥浆产生指标达到集团公司清洁生产二级水平外，其余指标均达到集团公司清洁生产一级水平。

4.3.2 采油工程生产工艺先进性回顾

1) 资源能源利用

采用 700 型皮带抽油机，该设备机采效率高；全部采用污水站处理达标的油田采出水回注驱油，不涉及新鲜水耗。

2) 生产工艺与设备

采用防泄漏监控系统，有效防止泄漏并及时发现；绝大部分的原油采用密闭集输流程（仅有极少量的油井采用单井拉油，其中桩西油田 4 口、五号桩油田 7 口）。

3) 生产过程

随着胜利油田分公司四化建设的推进，基本实现无人值守，节省了人力、物力消耗。

4) 污染物产生

多功能罐、加热炉采用清洁燃料（低硫伴生气），相应减少了污染物的排放。

5) 废物处理与综合利用

采油现场无可见落地油污；作业废水、油田采出水均经处理达标后全部回注，零排放；生活污水进入旱厕，由当地农民清掏用作农肥；事故油泥砂全部委托有资质单位处理，不排海；生活垃圾委托当地环卫部门处理，不排海。

6) 环境管理

污染物达标排放；制定了污染应急预案；设有兼职环保管理人员；环境管理制度健全，原始记录及统计数据齐全有效。

本工程采油工程清洁生产指标见表 4.3-2。

表 4.3-2 采油清洁生产技术指标考核表

指标	一级	二级	三级	桩西油田	五号桩油田	长堤油田
一、生产工艺与装备要求						
1、防泄漏监控系统	所有生产干线	重点生产干线		所有生产干线		
2、原油集输流程	密闭		半密闭	半密闭	半密闭	半密闭
二、资源能源利用指标						
1、机采系统效率	≥28%	26%～27%	24%～25%	26%～27%		
2、加热炉平均效率	≥78%	75%～77%	72%～74%	≥80%		
3、新鲜水耗（t/t 原油）	≤3.0	≤5.0	≤7.0	0		
4、油气生产综合能耗（kg 标煤/t 采出液）	≤35	≤40	≤50	≤35		

4 工程回顾性评价

指标	一级	二级	三级	桩西油田	五号桩油田	长堤油田
三、污染物产生指标						
1、COD 排放量 (kg/10 ⁴ t 油)	≤10	≤50	≤100	0		
2、石油类排放量 (kg/10 ⁴ t 油)	≤1	≤5	≤10	0		
四、废物回收利用指标						
1、落地油回收	现场无可见落地油污	现场有零星油渍	现场无浸没油污	现场无可见落地油污		

根据上表，本工程采油工程除机采系统效率指标达到集团公司清洁生产二级水平外，其余指标均达到集团公司清洁生产一级水平。

4.3.3 集输系统生产工艺先进性回顾

1) 资源能源利用

采用单管加热密闭集输工艺，不采用掺水输送集输，加热炉平均效率 80%，不涉及新鲜水耗。

2) 生产工艺与设备

采用密闭流程，单井拉油量小于总油量 5%；随着胜利油田分公司四化建设的推进，井台、配水间等全部装置运营有自动化控制系统，采用示功图计量，节省人力、物力消耗；具备不外排生产条件和工艺。

3) 生产过程

采用密闭流程，原油损耗低。

4) 污染物产生

采用单管加热密闭集输工艺，减少井口非甲烷总烃挥发量，原油损耗较小；多功能罐、加热炉采用清洁燃料（低硫伴生气），相应减少了污染物的排放；作业废液、油田采出水经处理达标后全部回注，零排放，生活污水进入旱厕，由当地农民清掏用作农肥，零排放。

5) 废物处理与综合利用

油田采出水回注率 100%；油泥砂全部委托有资质单位处理，不外排，处理率 100%。

6) 环境管理

定期巡线，对存在泄漏隐患的管线及时更换，将对环境的影响降至最低。

本工程集输系统清洁生产指标见表 4.3-3。

表 4.3-3 集输系统清洁生产技术指标考核表

清洁生产指标等级	一级	二级	三级	桩西油田	五号桩油田	长堤油田
一、生产工艺与装备要求						
1、原油集输流程	全密闭流程，并具有轻烃回收装置	密闭流程，部分有轻烃回收装置，单井拉油量小于总油量 5%	密闭流程，部分有轻烃回收装置，单井拉油量小于总油量 10%	密闭流程，单井拉油量小于总油量 5%	密闭流程，单井拉油量小于总油量 5%	全密闭流程
2、设备	全部装置运营有自动化控制系统	主体部分自动化运营	小部分设施能自动化运营	全部装置运营有自动化控制系统		
3、污染防治措施	具备不外排生产条件和工艺	基本具备	具备污染处理措施	具备不外排生产条件和工艺		
二、资源能源利用指标						
1、加热炉平均效率	≥78%	75～77%	72～74%	≥80%		
2、清水用量（m ³ /10 ⁴ t 油）	<100	<150	<200	0		
三、污染物产生指标						
1、原油损耗率	≤0.4%	≤0.45%	≤0.5%	≤0.45%		
2、COD 排放量（kg/10 ⁴ t 油）	≤10	≤50	≤100	0		
3、石油类排放量（kg/10 ⁴ t 油）	≤1	≤5	≤10	0		
4、SO ₂ 排放量（kg/10 ⁴ t 油）	<1	<10	<100	<1		
5、噪声排放	符合相关标准			达标排放		
四、废物回收利用						
1、可回收轻烃利用率	≥90%	≥80%	≥70%	100%		
2、含油污水回注率	≥99.9%	≥99.5%	≥99%	100%		

4 工程回顾性评价

清洁生产指标等级	一级	二级	三级	桩西油田	五号桩油田	长堤油田
3、油泥沙无害化处理率	100%			100%		

根据上表，本工程集输系统除原油损耗率指标达到集团公司清洁生产二级水平外，其余指标均达到集团公司清洁生产一级水平。

4.3.4 小结

1) 结论

本工程在钻井、采油、集输等多方面均采取了大量的清洁生产工艺装备，减少了资源、能源的消耗，削减了废物的产生量，为油田持续、稳定、清洁开发打下了坚实的基础；在环境管理方面，项目对能源资源消耗和污染物产生实行严格的定额管理，考核机制健全；建立并运营了健康、安全 and 环境（HSE）管理体系。

本工程的清洁生产各项评定指标，绝大多数可以达到一级水平，全部达到清洁生产二级以上水平，表明本工程的清洁生产水平属于国内清洁生产先进水平。

2) 建议

根据项目生产实际及有关清洁生产指标的要求（废弃泥浆产生、机采系统效率等两项指标达到二级水平），针对性的提出以下清洁生产措施。

加强节能降耗：管线外作保温，减少热能损失；选用高效加热炉，降低能源消耗；变压器安装于负荷中心位置，采用低损耗变压器，减少变压损耗；合理确定供配电线路导线和电缆的截面，降低线路损耗；采用高效节能灯，选择类型、额定功率合适的电机，达到节省电能的目的；散热器选用符合国家现行标准的节能型产品。

5 区域自然环境和社会经济概况

6 环境现状调查与评价

7 环境影响预测与评价

7.1 水文动力环境影响预测评价

7.1.1 水动力计算模型

潮流是最重要的水动力因素，潮流数值计算是研究评价海域现状潮流场及预测潮流场分布的一个重要手段，是海洋环境影响评价工作的基础。在此基础上可以预测水体污染和溢油事故。

评价采用由美籍华人陈长胜博士所领导的美国麻省理工学院达特茅斯校区的海洋生态动力模型实验室和美国伍兹霍尔海洋研究所的 Beardsley 博士共同开发出来的三维有限体积海岸、海洋数值模式 FVCOM (An Unstructured Grid, Finite-Volume Coastal Ocean Model)。该模式在水平方向上采用无结构化的三角形网格，垂直方向采用坐标变换，数值方法采用有限体积法(finite-volume)，可以对自由表面的三维原始控制方程进行模拟。FVCOM 的主要控制方程包括动量方程、连续方程、盐度扩散方程、温度扩散方程、状态方程等，采用 Mellor-Yamada 2.5 阶湍流封闭方案用于计算垂直混合，采用 Smagorinsky 湍流封闭模式用于计算水平混合。另外 FVCOM 还包含三维干/湿网格处理模块，质点跟踪模块，以及泥沙输运模块等。

该工程所在海域岸线曲折，采用 FVCOM 能较好地拟合岸线。

7.1.1.1 模型控制方程

本模型垂向采用坐标变换，坐标变换被定义为：

$$\sigma = \frac{z - \zeta}{H + \zeta} = \frac{z - \zeta}{D} \quad (7.1-1)$$

在 σ 坐标变换下，模式的控制方程组可写为：

$$\frac{\partial \zeta}{\partial t} + \frac{\partial Du}{\partial x} + \frac{\partial Dv}{\partial y} + \frac{\partial \omega}{\partial \sigma} = 0 \quad (7.1-2)$$

$$\begin{aligned} & \frac{\partial D}{\partial t} + \frac{\partial u^2 D}{\partial x} + \frac{\partial uvD}{\partial y} + \frac{\partial u\omega}{\partial \sigma} - fvD \\ &= -gD \frac{\partial \zeta}{\partial x} - \frac{gD}{\rho_0} \left[\frac{\partial}{\partial x} \left(D \int_{\sigma}^0 \rho d\sigma' \right) + \sigma \rho \frac{\partial D}{\partial x} \right] + \frac{1}{D} \frac{\partial}{\partial \sigma} \left(K_m \frac{\partial u}{\partial \sigma} \right) + DF_x \end{aligned} \quad (7.1-3)$$

$$\begin{aligned} & \frac{\partial vD}{\partial t} + \frac{\partial uvD}{\partial x} + \frac{\partial v^2 D}{\partial y} + \frac{\partial v\omega}{\partial \sigma} + fuD \\ &= -gD \frac{\partial \zeta}{\partial y} - \frac{gD}{\rho_0} \left[\frac{\partial}{\partial y} \left(D \int_{\sigma}^0 \rho d\sigma' \right) + \sigma \rho \frac{\partial D}{\partial y} \right] + \frac{1}{D} \frac{\partial}{\partial \sigma} \left(K_m \frac{\partial v}{\partial \sigma} \right) + DF_y \end{aligned} \quad (7.1-4)$$

$$\frac{\partial \theta D}{\partial t} + \frac{\partial \theta u D}{\partial x} + \frac{\partial \theta v D}{\partial y} + \frac{\partial \theta \omega}{\partial \sigma} = \frac{1}{D} \frac{\partial}{\partial \sigma} \left(K_h \frac{\partial \theta}{\partial \sigma} \right) + D\hat{H} + DF_{\theta} \quad (7.1-5)$$

$$\frac{\partial s D}{\partial t} + \frac{\partial s u D}{\partial x} + \frac{\partial s v D}{\partial y} + \frac{\partial s \omega}{\partial \sigma} = \frac{1}{D} \frac{\partial}{\partial \sigma} \left(K_h \frac{\partial s}{\partial \sigma} \right) + DF_s \quad (7.1-6)$$

$$\rho = \rho(\theta, s) \quad (7.1-7)$$

其中水平扩散项被定义为：

$$DF_x \approx \frac{\partial}{\partial x} \left[2A_m H \frac{\partial u}{\partial x} \right] + \frac{\partial}{\partial y} \left[A_m H \left(\frac{\partial u}{\partial y} + \frac{\partial v}{\partial x} \right) \right] \quad (7.1-8)$$

$$DF_y \approx \frac{\partial}{\partial x} \left[A_m H \left(\frac{\partial u}{\partial y} + \frac{\partial v}{\partial x} \right) \right] + \frac{\partial}{\partial y} \left[2A_m H \frac{\partial v}{\partial y} \right] \quad (7.1-9)$$

$$D(F_{\theta}, F_s, F_{q^2}, F_{q^2 l}) \approx \left[\frac{\partial}{\partial x} \left(A_h H \frac{\partial}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(A_h H \frac{\partial}{\partial y} \right) \right] (\theta, s, q^2, q^2 l) \quad (7.1-10)$$

式中， A_m 、 A_h 分别为水平涡动粘性系数和热扩散系数； $D = H + \zeta$ ； f 为科氏参数 K_m 为垂向湍粘滞系数； ω 为坐标变换后的垂向速度。

1) 湍封闭方案

(1) 水平涡动粘性系数和热扩散系数

$$A_m = 0.5C\Omega^u \sqrt{\left(\frac{\partial u}{\partial x} \right)^2 + 0.5 \left(\frac{\partial v}{\partial x} + \frac{\partial u}{\partial y} \right)^2 + \left(\frac{\partial v}{\partial y} \right)^2} \quad (7.1-11)$$

$$A_h = \frac{0.5C\Omega^\zeta}{P_r} \sqrt{\left(\frac{\partial u}{\partial x}\right)^2 + 0.5\left(\frac{\partial v}{\partial x} + \frac{\partial u}{\partial y}\right)^2 + \left(\frac{\partial v}{\partial y}\right)^2} \quad (7.1-12)$$

(2) 垂直涡动粘性系数和热扩散系数的确定

MY-2.5 模型:

$$\begin{aligned} \frac{\partial q^2 D}{\partial t} + \frac{\partial u q^2 D}{\partial x} + \frac{\partial v q^2 D}{\partial y} + \frac{\partial \omega q^2 D}{\partial \sigma} &= \frac{\partial}{\partial \sigma} \left(\frac{K_q}{D} \frac{\partial q^2}{\partial \sigma} \right) + \frac{2K_M}{D} \\ &\left[\left(\frac{\partial u}{\partial \sigma} \right)^2 + \left(\frac{\partial v}{\partial \sigma} \right)^2 \right] + \frac{2g}{\rho_0} K_H \frac{\partial \rho}{\partial \sigma} - \frac{2Dq^2}{A_1} + \frac{\partial}{\partial x} \left(DA_H \frac{\partial q^2}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(DA_H \frac{\partial q^2}{\partial y} \right) \end{aligned} \quad (7.1-13)$$

13)

$$\begin{aligned} \frac{\partial q^2 l D}{\partial t} + \frac{\partial u q^2 l D}{\partial x} + \frac{\partial v q^2 l D}{\partial y} + \frac{\partial \omega q^2 l D}{\partial \sigma} &= \frac{\partial}{\partial \sigma} \left(\frac{K_q}{D} \frac{\partial q^2 l}{\partial \sigma} \right) + \frac{E_1 l K_M}{D} \\ &\left[\left(\frac{\partial u}{\partial \sigma} \right)^2 + \left(\frac{\partial v}{\partial \sigma} \right)^2 \right] + \frac{l E_1 g}{\rho_0} K_H \frac{\partial \rho}{\partial \sigma} - \frac{Dq^3}{B_1} \bar{W} + \frac{\partial}{\partial x} \left(DA_H \frac{\partial q^2 l}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(DA_H \frac{\partial q^2 l}{\partial y} \right) \end{aligned} \quad (7.1-14)$$

14)

式中, $\frac{q^2}{2}$ 为湍流动能; l 为湍流宏观尺度。

2) 差分方法

对潮汐、潮流的模拟, FVCOM 模式采用有限体积的方法, FVCOM 用积分的方式通过计算非重叠水平三角形控制体的通量来解控制方程, 这种有限体积方法很好地将有限元 (finite-element) 方法处理海湾岸边界复杂曲折的优点和有限差分方法简单的离散结构、高效的计算效率结合起来, 并且对于近岸、河口具有复杂地形、岸界的区域来说, 它更好的保证了质量、动量、盐度和热量的守恒性。

3) 边界和自由条件

(1) 自由表面边界条件 $\sigma \rightarrow 0$

$$\begin{aligned} \left(\frac{\partial u}{\partial \sigma}, \frac{\partial v}{\partial \sigma} \right) &= \frac{D}{\rho_0 K_m} (\tau_{sx}, \tau_{sy}), \omega = 0, \frac{\partial \theta}{\partial \sigma} = \frac{D}{\rho_c K_h} [Q_n(x, y, t) - SW(x, y, 0, t)] \\ \frac{\partial s}{\partial \sigma} &= -\frac{s(P-E)D}{K_h} \end{aligned} \quad (7.1-15)$$

对于纯天文潮, 风应力 $\bar{\tau}_s = 0$, 表面热通量 $Q_n(x, y, t) = 0$, 短波辐射 $SW(x, y, 0, t) = 0$, 蒸发 $E = 0$, 降水 $P = 0$ 。

(2) 在近海底处边界条件 $\sigma = -1$

$$\left(\frac{\partial u}{\partial \sigma}, \frac{\partial v}{\partial \sigma}\right) = \frac{D}{\rho_0 K_m} (\tau_{bx}, \tau_{by}), \omega = 0, \frac{\partial \theta}{\partial \sigma} = \frac{A_H D \tan \alpha}{K_h - A_H \tan^2 \alpha} \frac{\partial \theta}{\partial n}$$

$$\frac{\partial S}{\partial \sigma} = \frac{A_H D \tan \alpha}{K_h - A_H \tan^2 \alpha} \frac{\partial S}{\partial n}$$

(7.1-

16)

$$\text{式中, } (\tau_{bx}, \tau_{by}) = C_d \sqrt{u^2 + v^2} (u, v), \text{ 其中 } C_d = \max \left(\frac{\kappa^2}{\left(\ln \left(\frac{z_{ab}}{z_0} \right) \right)^2}, 0.0025 \right),$$

$\kappa = 0.4$ 是 Karman 常数, z_0 是海底粗糙度, z_{ab} 是离海底最近网格与海底的距离。

(3) 岸边界条件

$$V_{\bar{n}}(x, y, \sigma, t) = 0; \frac{\partial \theta}{\partial n} = 0; \frac{\partial s}{\partial n} = 0 \quad (7.1-17)$$

其中, $\bar{n}$ 为岸线外法线方向。

7.1.1.2 模型设置

1) 计算域

模型模拟的渤海海域具体范围如图 7.1-1 所示。

2) 网格设置

水动力模型采用无结构的三角形网格系统, 考虑到实测的流速数据, 将垂直方向分为 5 层, 大海域网格系统如图 7.1-1 所示。

模型采用三角形网格剖分计算域, 本项目工程岸线段网格分辨率最小为 32m (见图 7.1-2)。大海域计算域内共有 21292 个结点 (node), 37882 个三角形单元 (cell), 具体见图 7.1-3。

3) 水深和岸界

海域的岸线和水深地形充分考虑了近年来工程建设对岸线和水深变化的影响, 主要依据为中国人民解放军司令部航海保证部的海图数据, 大海域水深地形见图 7.1-3, 项目所处区域水深地形见图 7.1-4。

4) 大海域模型水边界输入

边界上采用潮汐调和常数预报开边界水位, 为了与实测资料对比, 数值模型计算时间涵盖了现场观测时段。

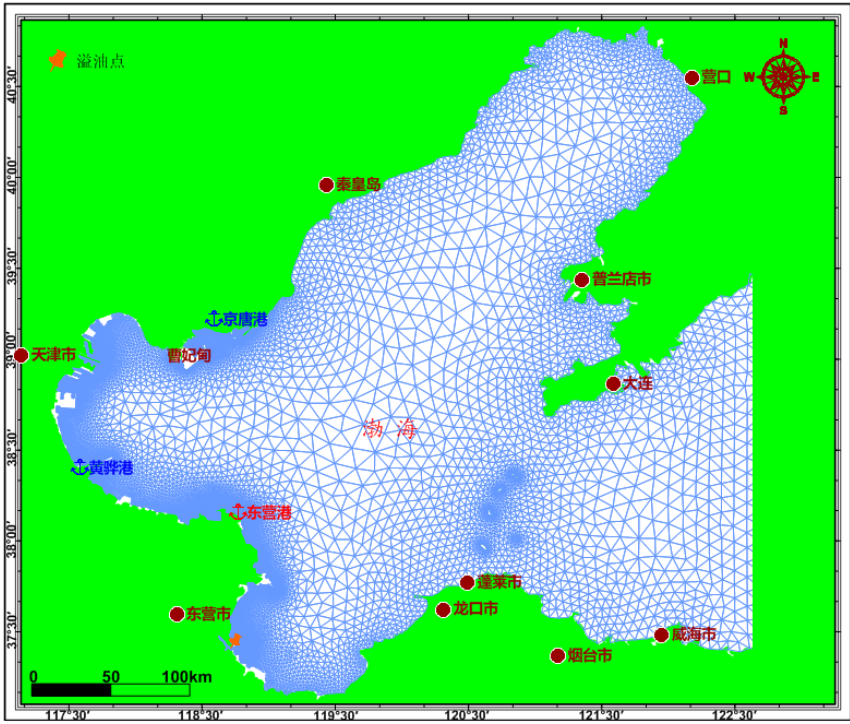


图 7.1-1 大海域计算网格

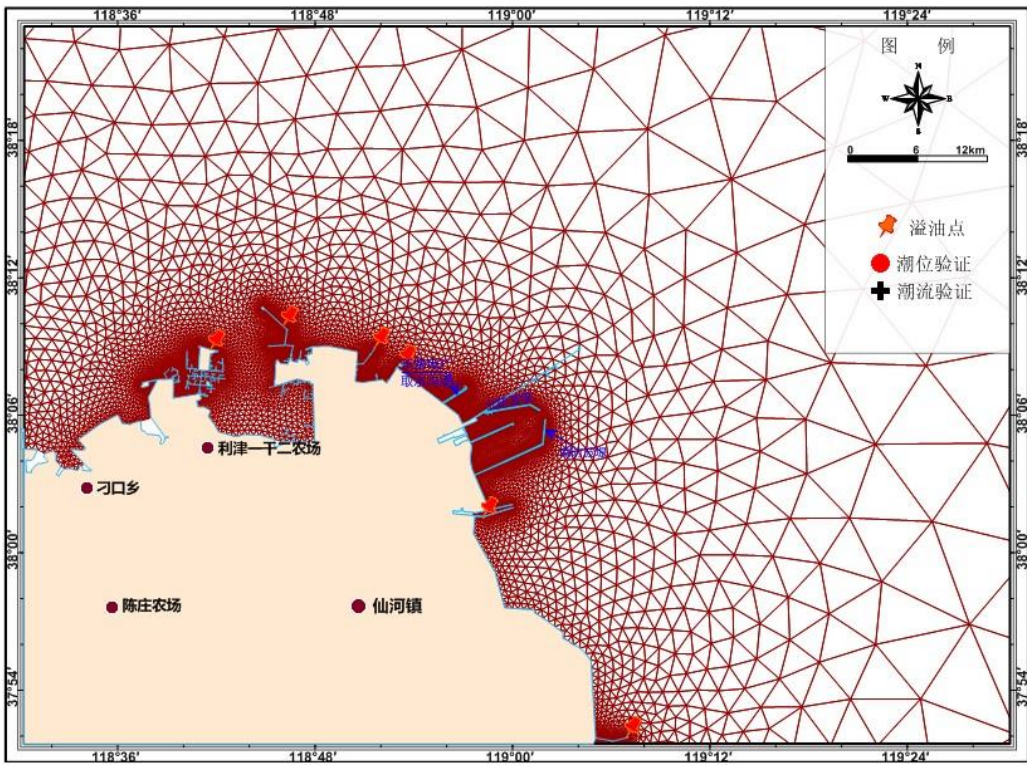


图 7.1-2 东营现状海域网格

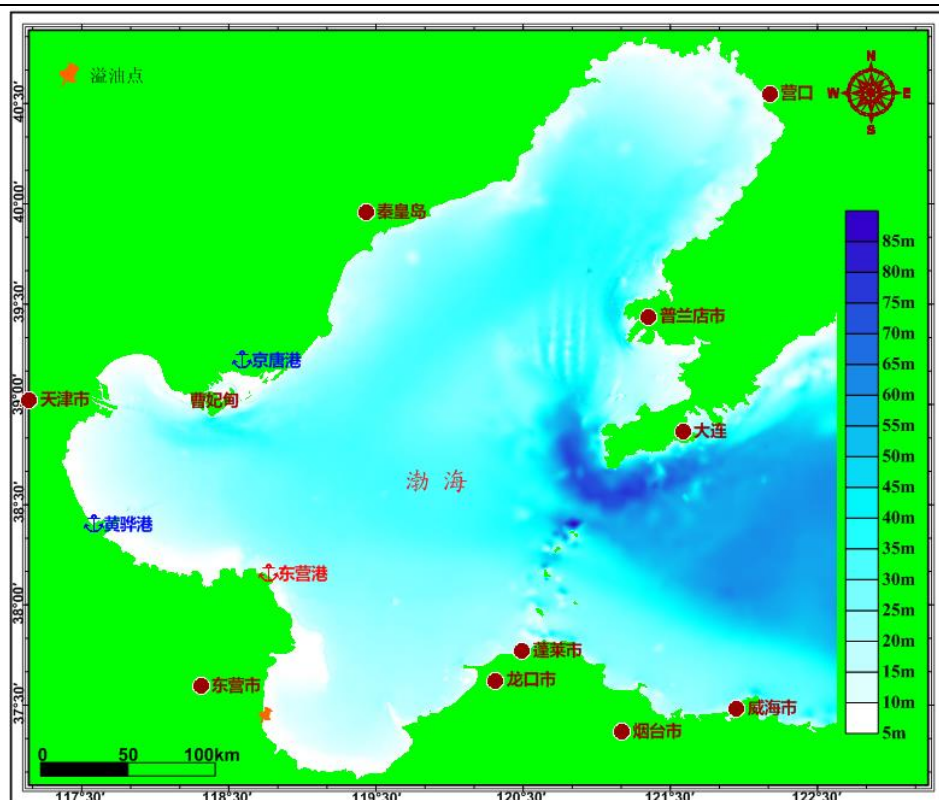


图 7.1-3 大海域水深地形图

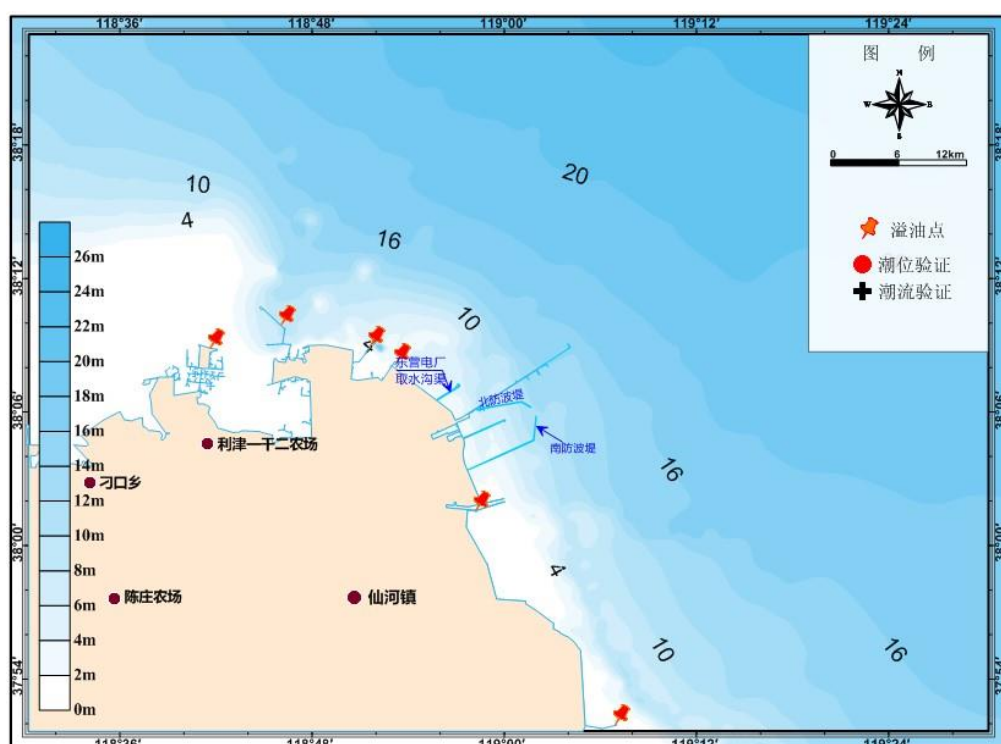


图 7.1-4 调查海域现状水深地形图

针对本海区的特点选取 M2、S2、K1、O1 四大主要分潮预报的边界潮位来驱动模式，计算公式如下：

$$\eta = \sum_{i=1}^4 f_i h_i \cos(\omega_i t + v_{0i} + u_i - g_i), i=1,2,3,4$$

其中， η 为水位， h_i 、 g_i 为第 i 个分潮的调和常数， ω_i 为分潮的角速度， t 为时间， f_i 为分潮的交点因子， v_{0i} 为分潮的天文初位相， u_i 为分潮的交点订正角。

5) 初始条件

模式为正压，水温场和盐度场取为常数，分别为 20℃ 和 32PSU。初始的水位场和流速场均为 0。

6) 计算时间步长

在工程岸线段，水平分辨率最小可以达到 32m，为使模式稳定，需要满足 CFL 条件，选取外模时间步长：1.0s，内模时间步长为 10s。为了配合模型结果与两组观测资料（大潮期）进行验证，模型计算的时间分别设置为 2009 年 4 月 23 日 9 时至 2015 年 4 月 28 日 8 时以及 2015 年 7 月 27 日 16 时至 2015 年 8 月 1 日 15 时，每 6min 输出一组数据。前 4 天用于数值模式的稳定时间，输出后面的数据进行分析、计算与验证。

在本次数值模拟中，蒸发、降水、径流量等因素没有顾及。

7) 潮流潮位验证

为验证所建潮流模型的模拟精度，验证资料取 2015 年 7 月 31 日 16:00~8 月 1 日 15:00 在东营市邻近海域设置的 6 个潮流监测点位以及 1 个潮位监测点（图 7.1-5）。由 6 个点位的潮流（图 7.1-6）和 1 个点位的潮位验证结果（图 7.1-7）可以得出，模拟海域潮流与实测潮流之间吻合良好。对比可知观测期间计算潮流与实测潮流在各个时刻均有良好的一致性。验证表明模型能够较准确的模拟出最大流发生时刻、转流时间以及潮流性质，潮流场模拟的重现度良好。计算潮流流速和流向变化趋势与实测潮流一致，但也有一定的差异，造成这种差异的原因有两个方面：一是因为计算潮流只能反映计算网格（水体柱）的流速，虽然三角形网格相对于正交网格可以更为接近实测流点，但仍然与其空间位置存在偏差；二是实测资料包含了风及温盐等动力过程，而模式仅为潮汐过程，并没有考虑表面风和斜压所造成的流动。通过流速流向图的比较表明潮流模式的计算结果是可信的，模拟结果能较好地体现该海域的潮汐潮流特征。

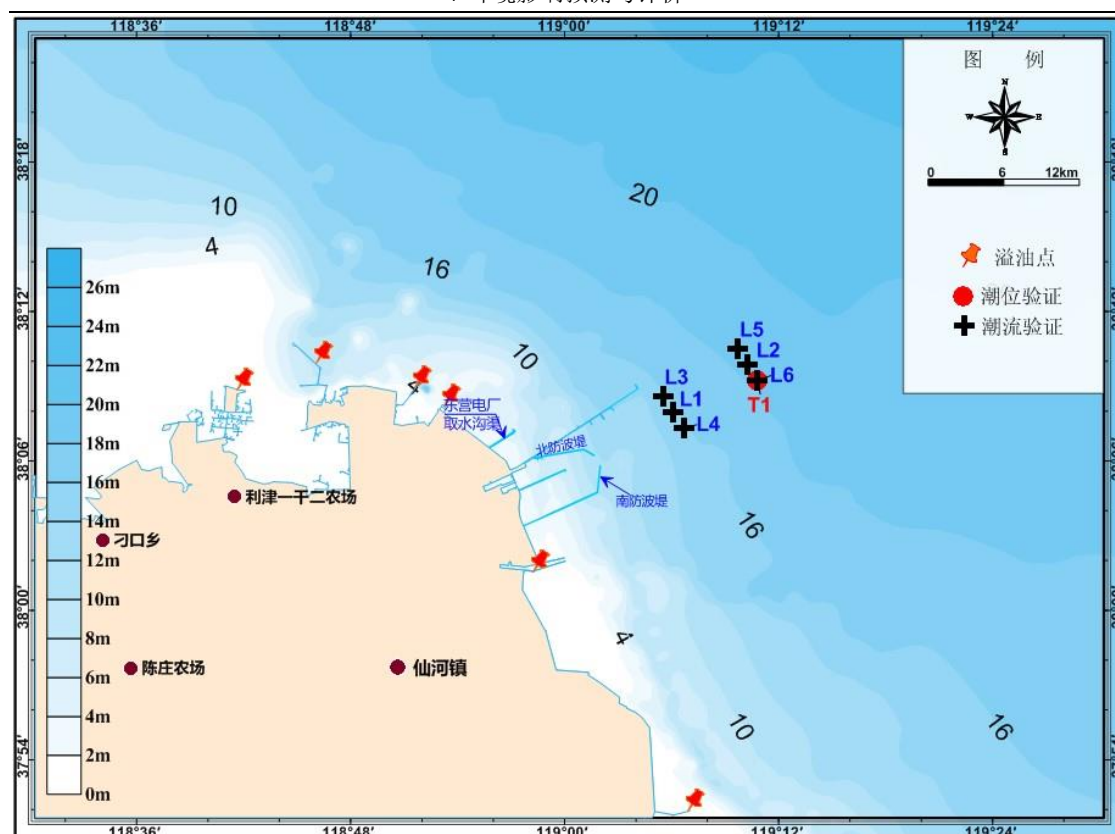
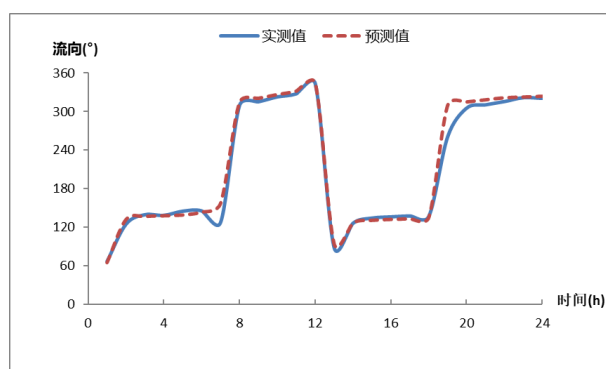
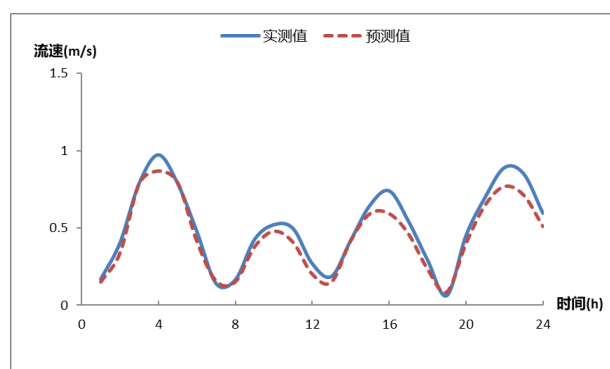
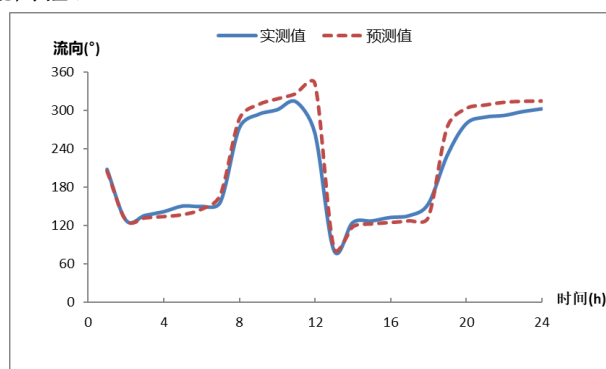
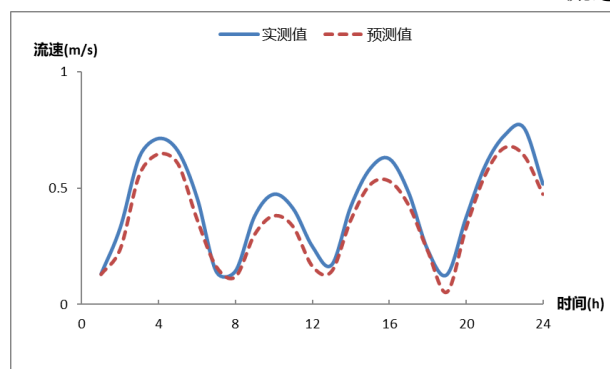


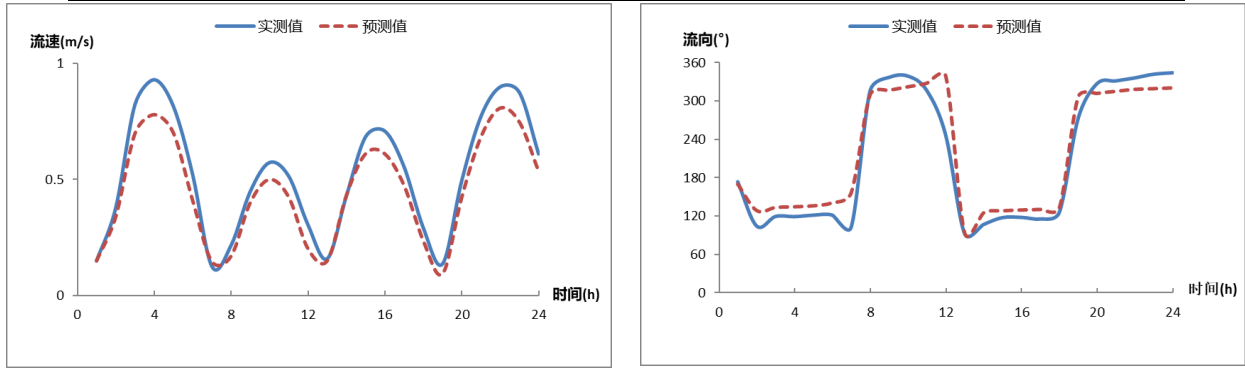
图 7.1-5 潮流潮位验证点



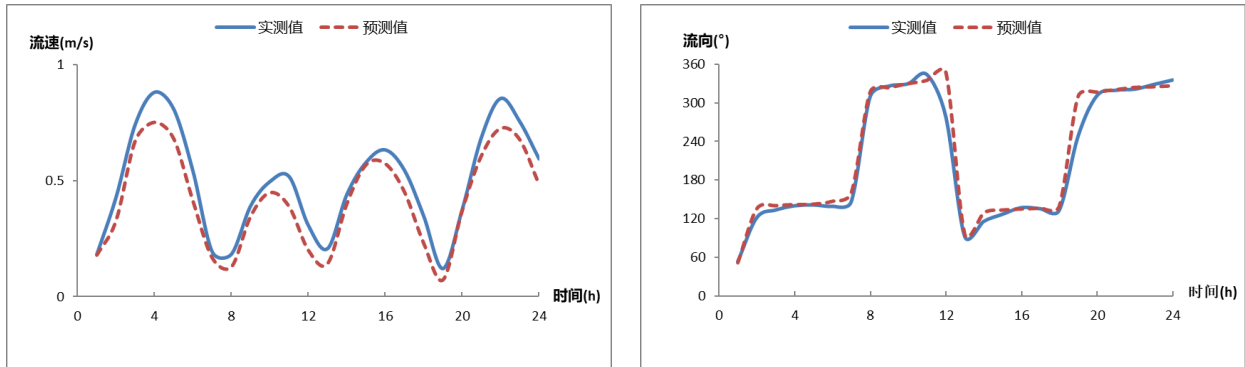
L1 流速流向验证



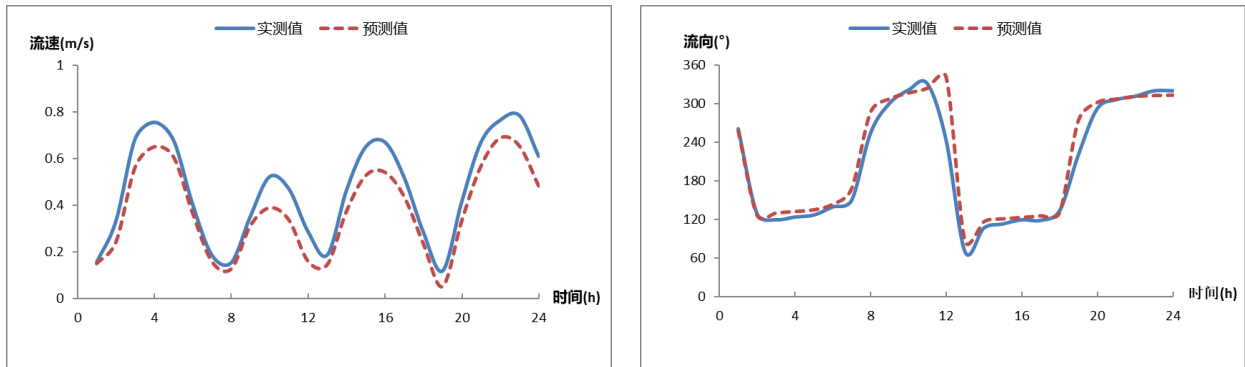
L2 流速流向验证



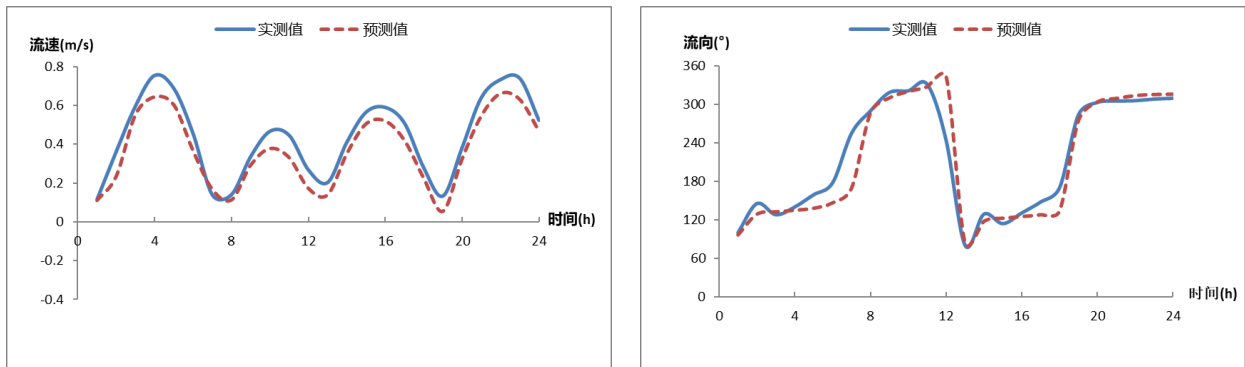
L3 流速流向验证



L4 流速流向验证



L5 流速流向验证



L6 流速流向验证

图 7.1-6 潮流验证 (左: 流速; 右: 流向)

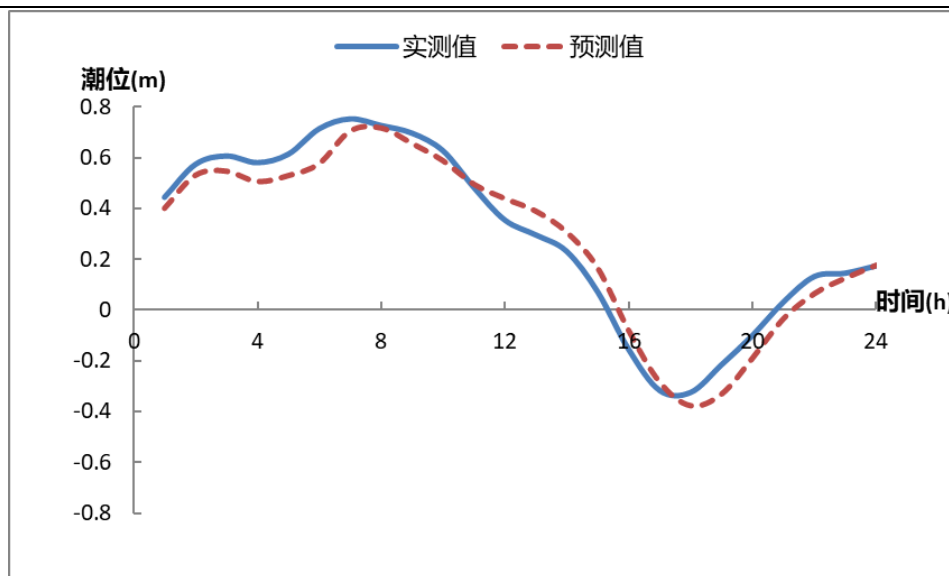


图 7.1-7 潮位计算值与实测值对比

7.1.2 潮流场分析

图 7.1-8 为本项目所处海域及其邻近海域的现状涨急潮流场。由图 7.1-8 可见，涨急时，潮流自东南向西北方向流动，流向为 NW 向，东营港南北防波堤、大唐电厂取水渠等非透水性构筑物向海一侧端头处的流速较大；从图中可以看出，大部分海域的涨急流速在 0.8m/s 左右，老河口 819 计量站北侧海域的潮流流速最大，可达 1.28m/s，近岸区域的潮流大多小于 20cm/s，二、三突堤及南、北防波堤围成的港池内大部分海域的流速小于 5cm/s。老河口 292-斜 3 井台、桩西 139-x10 井台、老河口 819 计量站附近海域的流速在 0.15m/s 左右；孤东 01#~75#计量站附近海域的流速较小，最大不超过 2cm/s；飞雁滩埭 126-斜 7 井台附近海域涨潮时处于裸露状态，无流速。

图 7.1-9 为广利港区现状落急潮流场。由图可见，落急时，潮流流向与涨急时刻相反，为 SE 向，东营港南北防波堤、大唐电厂取水渠等非透水性构筑物向海一侧端头处的流速较大；从图中可以看出，大部分海域的落急流速在 0.7m/s 左右，其中老河口 819 计量站北侧海域的潮流流速最大，可达 0.97m/s，近岸区域的潮流大多小于 20cm/s，二、三突堤及南、北防波堤围成的港池内大部分海域的流速小于 5cm/s。飞雁滩埭 126-斜 7 井台、老河口 292-斜 3 井台、桩西 139-x10 井台、孤东 01#~75#计量站附近海域的流速在 0.15m/s 左右；老河口 819 计量站附近海域的流速最大，可达 0.32m/s。

东营所处海域潮流形态主要为往复流，并且为不规则半日潮区。

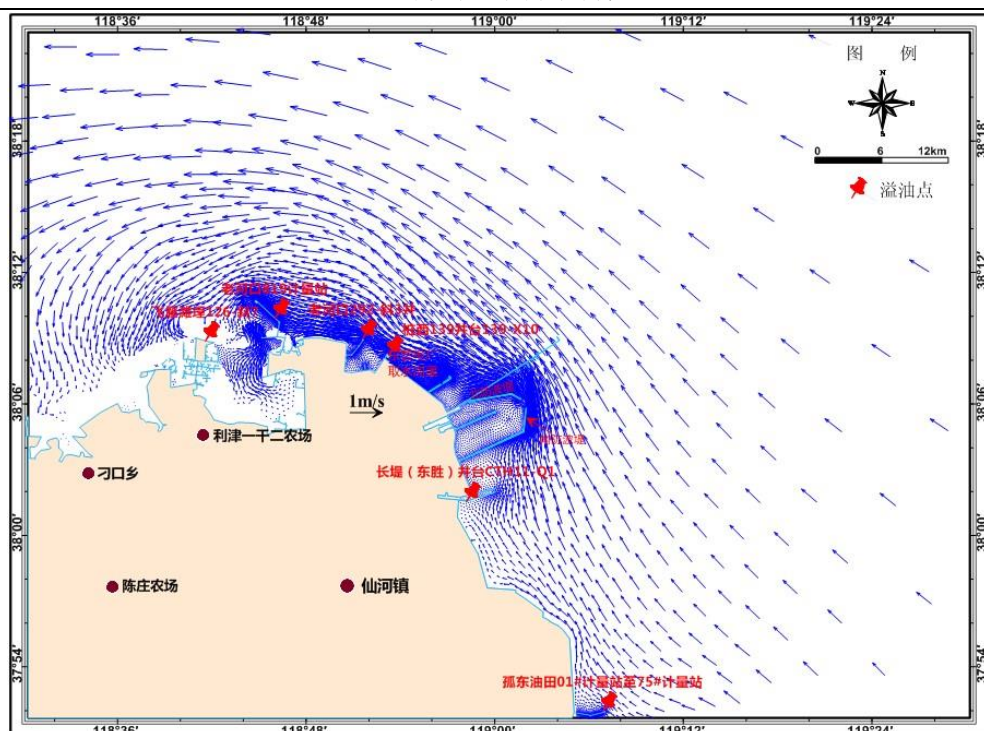


图 7.1-8 工程所处海域的涨急潮流场

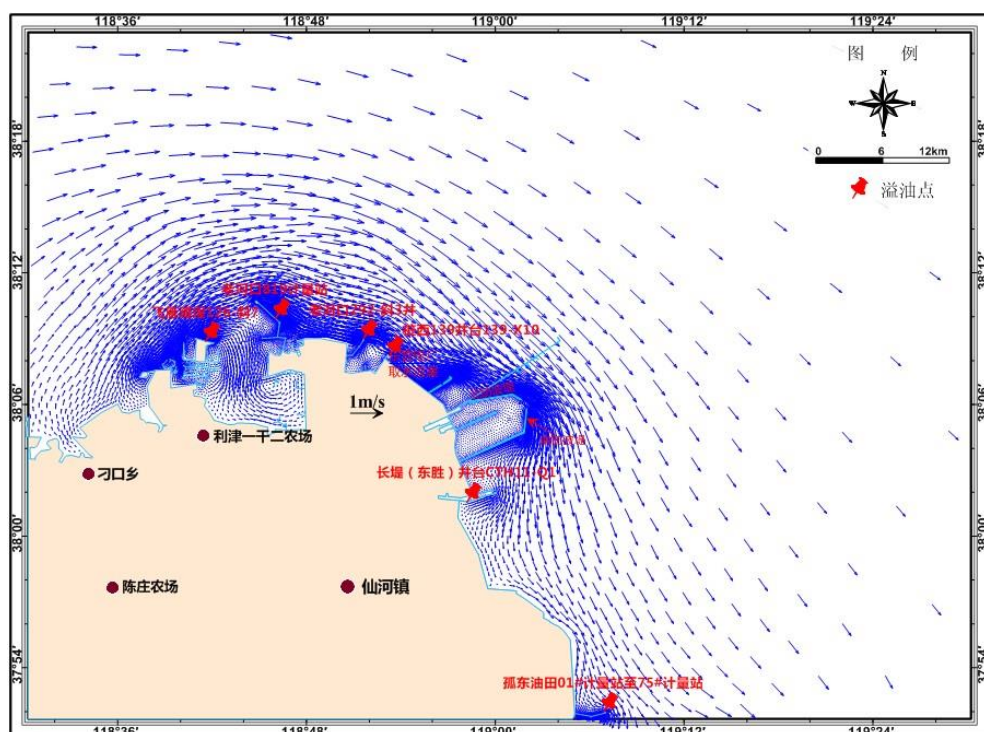


图 7.1-9 工程所处海域的落急潮流场

7.1.3 工程对流场的影响分析

本项目包含油水井 184 口及附属设施,主要位于东营港开发区防潮堤内和神仙沟两岸,项目工程与主要构筑物关系见图 7.1-10。工程对外海潮流场不会产生明显影响。因此,本项目运行对海洋水文动力环境现状的影响较小。



图 7.1-10 项目工程与主要构筑物关系图

7.2 地形地貌与冲淤环境影响预测评价

根据第 6 章对本项目所处海域地形地貌与冲淤环境的现状调查,本项目大多数井台建于已趋于平衡稳定的黄河三角洲陆上三角洲平原,不会对黄河三角洲总体冲淤形势造成影响,对局部区域地形地貌的影响相对黄河三角洲大尺度泥沙堆积和侵蚀态势来说可忽略。

本项目包含油水井 184 口及附属设施,主要位于东营港开发区防潮堤内和神仙沟两岸,东营港平均潮高 1.8m,高高潮为 2.7m,最大高潮线近似为岸线所在位置,即如图 7.2-1 所示。工程对防潮大堤内地形地貌与冲淤的影响较小,与防潮大堤外海域不连通,周围海域的地形地貌已趋于平衡状态,不会对项目周边海域地形地貌与冲淤造成影响。

7 环境影响预测与评价

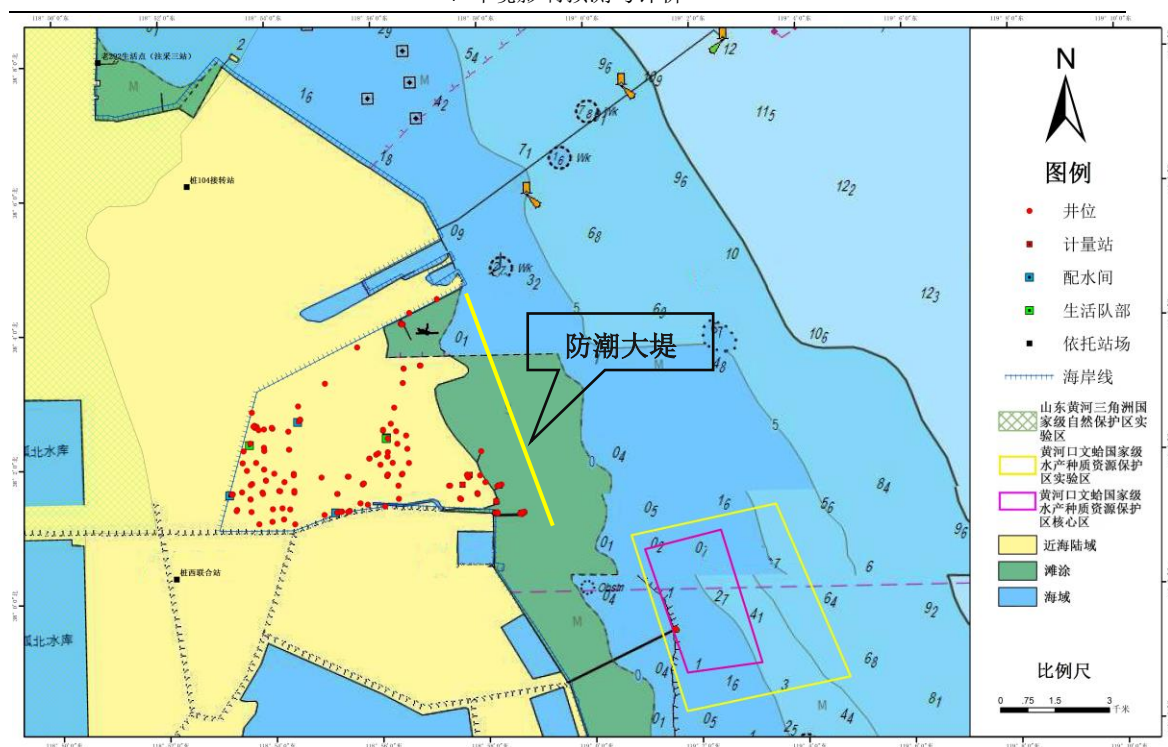


图 7.2-1 工程所处海域地形示意图

7.3 海水水质环境影响预测与评价

7.3.1 施工期对水质环境影响评价

施工期钻井过程中产生的钻井废水、管道试压废水均处理达标后回注用于油田注水开发，不排海；海上施工产生的船舶机舱含油污水运回陆上接收处理，不排海；生活污水排入临时旱厕，定期清掏并拉运至陆上用作农肥，不排海。

施工期产生的废水均不排海，且施工期均已结束，从现状调查结果来看，工程施工期对周边海水水质影响较小。

7.3.2 运营期对水质环境影响评价

工程运营阶段产生的作业废水、油田采出水通过集输流程进入桩西联污水站处理后回注地层用于油田注水开发，不排海；生活污水排至旱厕，定期清掏用作农肥。

本项目已运营多年，工程主要位于防潮堤工程内和神仙沟两岸，且有神仙沟防潮闸（全年几乎常闭，除风暴潮外）阻挡，工程运营阶段产生的废水均不排海，从现状调查结果来看，正常状况下对工程周边的海水水质环境不产生影响。

综上所述,评价区域在形成陆域的滩涂上,主要工程内容均位于东营港开发区防潮大堤内,工程运行过程不向海洋排放废水、废渣,正常状况下对工程周边的海水水质环境不产生影响。特别的,受台风“温比亚”影响,2018年8月18日12时至20日06时河口区累计平均降水量291.9mm,降雨导致地势低洼处积水严重,行洪压力大,泄洪困难,土壤含水量饱和,站台稍受影响,但预警之前已做好关井措施,不会对水环境造成影响。

7.4 海洋沉积物环境影响预测与评价

根据工程分析,工程运营期产生的含油生产水输送到陆上处理后进入污水处理系统,处理达标后回注地层用于油田注水开发,整个生产过程没有含油生产水排海。运营期产生的生活垃圾、工业垃圾运回陆地处理,生活污水排入旱厕,定期外运不排海。

本项目主要位于防潮堤工程内和神仙沟两岸,评价区域主要在形成陆域的滩涂上,对工程周边的沉积物环境不产生影响。

7.5 海洋生态环境与生物资源影响预测与评价

7.5.1 海洋生态环境的影响分析

本项目对生态环境的影响包括井台、进井路敷设产生悬浮物对浮游生物、渔业资源等的影响以及井台、进井路和井场道路永久占地对底栖生物、潮间带生物造成的影响。工程运营期生产活动均在人工陆地内进行,产生的各类污染物均采取妥善的处理和处置措施,不排海,运营阶段对工程所在海域生态环境影响较小。

7.5.1.1 工程对浮游生物的影响

工程平台、进海路抛石等活动引起海底泥沙再悬浮,吹填排水中也含有高浓度悬浮物,使施工作业点、排水点周围水体中产生大量的悬浮物,形成一定范围的悬浮物高密度分布区域,从而引起水体悬浮物浓度增加,降低水体透光率,造成水体浮游植物生产力下降。从食物链角度看,初级生产力下降,必将影响正常食物链的传递,最终导致水域可利用生物资源量下降。一般而言,悬浮物的浓度增加量10mg/L以下时,水体中的浮游植物不会受到影响;当悬浮物的浓度增加量在10mg/L~50mg/L时,浮游植物将会受到轻微的影响;而当悬浮物浓度增加量在50mg/L以上时,浮游植物会受到较大的影响,特别是中心区域,悬浮物含量较高,海水透光性极差,浮游植物生长将受显著抑制。

徐兆礼等对悬沙影响浮游植物的问题进行了多项研究,其中长江口悬沙牟氏角毛藻 生长影响的动态试验和静态试验研究表明:牟氏角毛藻的生长速度随悬沙浓度增大而逐渐减少,悬沙对浮游植物的影响非常显著,而且悬沙一旦产生,即便是浓度不大,也影响水体的透明度,从而影响浮游植物的光合作用,对浮游植物生长起到抑制作用。徐兆礼等人的研究结果还表明:悬沙对浮游植物的影响有两个方面,一是悬沙影响水体的透明度,从而影响浮游植物的光合作用,对浮游植物生长起到抑制作用;二是底泥中存在的污染物,这些污染物从底泥中析出,造成水体二次污染,进而对浮游植物生长产生影响。根据徐兆礼开展的实验研究,长江口疏浚弃土悬沙对微绿球藻和牟氏角毛藻的生长有一定的抑制作用,试验结果表明,当水体中含沙量持续 96h 达到 3g/L 时,藻类生长速率降低 20%~30%。但当作业停止,悬沙迅速沉淀,水体变清,藻类生长可恢复正常。

同样,施工作业对浮游动物最主要影响是水体中增加的悬浮物,水体的浑浊度增大。悬浮物对浮游动物的影响与悬浮物的粒径、浓度等有关。具体影响反映在浮游动物的生长率、存活率、摄食率、丰度、生产量及群落结构等方面。浮游动物受影响程度和范围与浮游植物相似。

李纯厚等所做的悬浮物毒性试验表明,悬浮相对浮游甲壳类的致毒效应明显。22.0℃~24.0℃试验水温时,悬浮相对卤虫无节幼体和浮游桡足类的急性毒性试验结果分别为:96h LC_{50} 为 71.6mg/L (卤虫无节幼体),48h LC_{50} 为 61.3mg/L (浮游桡足类)。

王金秋等研究表明,培养液中加入 7mg/mL~9mg/mL 的弃土悬沙,褶皱臂尾轮虫种群的存活率呈显著和极显著差异,即高浓度的悬沙,可降低该轮虫的存活率,从而导致其种群增长率显著和极显著地降低,说明该浓度弃土悬沙是该轮虫的敏感浓度阈值,低于这一浓度则对该轮虫无显著影响。

类比类似工程情况,大于 50mg/L 浓度悬浮物影响最大距离约为 320m,大于 100mg/L 浓度悬浮物影响最大距离约为 250m。根据工程范围计算,施工悬浮物 > 10mg/L 的范围约 1.6km²,大于 50mg/L 的范围约 0.9km²,大于 100mg/L 的范围约 0.14km²。引起的浮游植物的生物损失率按 30%计,该海域浮游植物细胞个数按工程周边海域平均值 10×10^4 个/m³ 计 (2006 年),场区悬浮物影响区域平均水深按 2.5m 计,则工程施工将引起浮游植物受损的数量约 1.2×10^{11} 个。

浮游动物按工程周边海域平均生物量 355.1mg/m³ 计 (2006 年),生物损失率按 50%计,则工程将造成浮游动物损失量 0.71t。施工过程引起的入海悬浮泥沙

是暂时的。随着工程施工结束，泥沙通过沉降作用，水质将逐渐恢复，浮游生物会逐渐恢复正常。

7.5.1.2 工程对潮间带生物的影响

本项目建设对潮间带生物最主要的影响是站场、井台、进井路等工程毁坏了潮间带生物的栖息地，使潮间带生物栖息环境受到了影响，并且可直接导致潮间带生物死亡。本项目井台、站场、道路位于滩涂，该工程对该区域的占用导致当年该区域及附近一定范围内潮间带生物全部损失，并将长期占用该区域潮间带生物的生存空间，导致该部分区域范围内潮间带生物永久损失。本项目永久占用滩涂导致潮间带生物全部损失的面积统计见表 7.5-1。

表 7.5-1 本项目永久占用近岸海域的设施统计

油田	单位	工程内容	近岸海域（m ² ）
桩西油田	桩西采油厂	井台	27800
		站场	17137
		道路	62144
		管道	3055
五号桩油田	桩西采油厂	井台	238458
		道路	643076
		队部	/
		管道	158330
	东胜公司	井台	52900
		队部	5000
		管道	32875
长堤油田	桩西采油厂	井台	60582.7
		管道	73495
	东胜公司	井台	22581
		道路	139312
		管道	71670
合计			1608415.7

7.5.1.3 工程对海洋资源的影响

施工产生的悬浮物可以阻塞鱼类的鳃组织，造成其呼吸困难，严重的可能会引起死亡。对渔业资源会产生一定的影响。悬浮物对渔业资源的影响除可产生直接致死效应外，还存在间接、慢性的影响，例如：①造成生物栖息环境的改变或

破坏，引起食物链和生态结构的逐步变化，导致生物多样性和生物丰度下降；②造成水体中溶解氧、透光度和可视性下降，使光合作用强度和初级生产力发生变化，进而影响水生动物的生长和发育；③混浊的水体使某些种类的游动、觅食、躲避致害、抵抗疾病和繁殖的能力下降，降低生物群体的更新能力等。

此外，施工对渔业的影响还体现在浮游动物与浮游植物食物供应所受到的影响上。浮游植物和浮游动物是海洋生物的初级和次级生产力，施工过程会对浮游植物和浮游动物的生长产生不利影响，严重时甚至会导致死亡。部分鱼类是以浮游植物为食，而且这些种类多为定置性种类，活动能力较弱，工程施工期就会对其生长产生不利影响。因此，从食物链的角度考虑，施工不可避免对鱼类和虾类的存活与生长产生明显的抑制作用，对渔业资源带来一定负面影响。

再者就是，本工程运营期含油生产水运回陆上处理不排海，本工程运营期不会引起悬浮物浓度和石油类浓度的改变，不会改变海洋生态和渔业资源的生存环境，不会对海洋生态和渔业资源产生影响。据统计，本项目项目后期运营过程中不会新增其他用海工程，污染物均得到妥善回收或合理处置，不会产生新的海洋生态环境影响，但是目前存在的对海洋生态环境影响将持续存在。

7.5.2 海洋生物资源损害评估

7.5.2.1 生物损失量评估方法

生物量损失计算参照中华人民共和国农业部发布的水产行业标准《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》中的有关规定进行。

1) 占用水域造成的生物资源损失

工程建设需要占用渔业水域，使渔业水域功能被破坏或海洋生物资源栖息地丧失。各种类生物资源损害量评估按公式（7.5-1）计算：

$$W_i = D_i \times S_i \dots\dots\dots (7.5-1)$$

式中：

W_i ——第 i 种类生物资源受损量，单位为尾、个、千克（kg）；

D_i ——评估区域内第 i 种类生物资源密度，单位为尾（个）每平方千米[尾（个）/km²]、尾（个）每立方千米[尾（个）/km³]、千克每平方千米（kg/km²）；

S_i ——第 i 种类生物占用的渔业水域面积或体积，单位为平方千米（km²）或立方千米（km³）。

2) 悬沙造成的生物资源损失

污染物扩散范围内对海洋生物资源的损害评估，分一次性损害和持续性损害。施工期间产生的悬浮泥沙浓度增量在区域存在时间少于 15d 的按一次性平均受损量评估。

悬浮泥沙对海洋生物资源损害，按公式（7.5-2）计算：

$$W_i = \sum_{j=1}^n D_{ij} \times S_j \times K_{ij} \dots\dots\dots (6.5-2)$$

式中： W_i ——第 i 种类生物资源一次性平均损失量，单位为（尾）、个（个）、千克（kg）；

D_{ij} ——某一污染物第 j 类浓度增量区第 i 种类生物资源密度，单位为尾平方千米（尾/ km^2 ）、个平方千米（个/ km^2 ）、千克平方千米（kg/ km^2 ）；

S_j ——某一污染物第 j 类浓度增量区面积，单位为平方千米（ km^2 ）；

K_{ij} ——某一污染物第 j 类浓度增量区第 i 种类生物资源损失率，单位为百分之（%）；生物资源损失率取值参见表 7.5-2。

n ——某一污染物浓度增量分区总数

施工期间产生的悬浮泥沙浓度增量在区域存在时间多于 15 天的按持续性累计受损量评估，计算以年为单位。

$$M_i = W_i \times T \quad (6.5-3)$$

式中：

M_i ——第 i 种类生物资源累计损害量，单位为（尾）、个（个）、千克（kg）；

W_i ——第 i 种类生物资源一次平均损害量，单位为（尾）、个（个）、千克（kg）；

T ——污染物浓度增量影响的持续周期数（以年实际影响天数除以 15），单位为个（个）。

本工程污染物对各类生物损失率见表 7.5-2。

表 7.5-2 污染物对各类生物损失率

污染物 i 的超标倍数 (B_i)	各类生物损失率 (%)		
	鱼卵和仔稚鱼	成体	幼体
$B_i \leq 1$ 倍	5	1	5
$1 < B_i \leq 4$ 倍	10	5	10
$4 < B_i \leq 9$ 倍	30	10	30
$B_i \geq 9$ 倍	50	20	50

7.5.2.2 海洋生物资源损失计算参数

根据现状调查情况,本次评价选取全海域的调查结果代表工程区及其周边的生物现状。计算水深取 3m,详细计算参数见表 7.5-3。

表 7.5-3 项目海域资源密度概况

种类	调查时间	密度或生物量			计算取值
		属性	单位	数量	
底栖生物①	春季	生物量	g/m^2	28.35	23.425
	秋季	生物量	g/m^2	18.5	
潮间带生物②	/	生物量	g/m^2	37.41	37.41
鱼卵	春季	密度	$\text{粒}/\text{m}^3$	3.81	2.012
	春季、秋季	密度	$\text{粒}/\text{m}^3$	0.214	
仔稚鱼	春季	密度	$\text{尾}/\text{m}^3$	0.02	0.051
	秋季	密度	$\text{尾}/\text{m}^3$	0.082	
幼鱼③	春季、秋季	密度	$\text{尾}/\text{km}^2$	6338	6338
鱼类成体	秋季	重量密度	kg/km^2	59.4	59.4
软体动物	秋季	重量密度	kg/km^2	48.79	48.79
甲壳类	秋季	重量密度	kg/km^2	49.83	49.83

备注:①底栖生物选取 2016 年春季、2017 年秋季调查结果的平均值作为生态损失的计算依据;②潮间带生物参照附近海域近年来的调查数据;③由于现状调查无幼鱼资料,本次选取 2013 年春、秋两季的平均值作为生态损失的计算依据。

7.5.2.3 工程占用海域造成的海洋生物资源损失

本工程占用潮间带,其中海洋生物资源因栖息地被破坏而死亡,因此损失率均按 100%计算。据统计,本工程占用潮间带面积 78637m^2 ,工程占海面积统计情况见表 7.5-4。

表 7.5-4 工程占海面积

油田名称	潮间带 (m^2)
桩西油田	21822
长堤	56815
小计	78637

工程占用海域造成的海洋生物资源损失量计算见表 7.5-5。

表 7.5-5 工程占用海域造成的海洋生物资源损失量

种类	密度		影响面积 (10^4m^2)	损失量	
	单位	数量		单位	数量
鱼卵	粒/ m^3	2.012	9.32	10^4 粒	47.47
仔稚鱼	尾/ m^3	0.051		10^4 尾	1.20
幼鱼	尾/ km^2	6338		10^4 尾	0.15
鱼类成体	kg/km^2	59.4		kg	4.67
软体动物	kg/km^2	48.79		kg	3.84
甲壳类	kg/km^2	49.83		kg	3.92
潮间带生物	g/m^2	37.41		t	2.94

根据中数据,工程造成潮间带生物损失量 2.94t,造成鱼卵损失量 47.47×10^4 粒,造成仔稚鱼损失量 1.2×10^4 尾,造成幼鱼损失量 0.15×10^4 尾,造成鱼类、软体动物、甲壳类损失量分别为 4.67kg、3.84kg、3.92kg。

7.5.2.4 悬浮泥沙造成的海洋生物资源损失

一般而言,悬浮物含量增加量 $\leq 10\text{mg/L}$ 时,悬浮物超过《海水水质标准》(GB 3097-1997)一、二类标准值 0~1 倍,该面积内鱼卵、仔稚鱼和幼鱼损失率按 5% 计算,渔业资源按照 1% 计算;悬浮物含量增加量为 $10\text{mg/L} \sim 50\text{mg/L}$ 时,超过《海水水质标准》(GB 3097-1997)一、二类标准值 1~4 倍,该面积内鱼卵、仔稚鱼和幼鱼损失率按 10% 计算,渔业资源按照 5% 计算;悬浮物含量增加量为 $50\text{mg/L} \sim 100\text{mg/L}$ 时,超过《海水水质标准》(GB 3097-1997)一、二类标准值 4~9 倍,该面积内鱼卵、仔稚鱼和幼鱼损失率按 30% 计算,渔业资源按照 10% 计算;悬浮物含量增加量为 $> 100\text{mg/L}$ 时,超过《海水水质标准》(GB 3097-1997)一、二类标准值 > 9 ,该面积内鱼卵、仔稚鱼和幼鱼损失率按 50% 计算,渔业资源按照 20% 计算。

类比类似工程情况,本工程施工期悬浮物含量增加量 $\leq 10\text{mg/L}$ 的面积为 1.613km^2 ,悬浮物含量增加量为 $10\text{mg/L} \sim 50\text{mg/L}$ 的面积为 0.714km^2 ,悬浮物含量增加量为 $50\text{mg/L} \sim 100\text{mg/L}$ 时,影响范围最大距离约为 320m,面积为 0.469km^2 ;悬浮物含量增加量为 $> 100\text{mg/L}$ 时悬浮物影响范围最大近距离约为 250m,面积为 0.402km^2 。

按公式估算本工程施工过程中悬浮泥沙扩散对海洋生物资源造成的损失见表 7.5-6。

表 7.5-6 悬浮泥沙造成的海洋生物资源损失量

种类	影响面积 (km ²)		生物密度		损失率 (%)	损失量	
			单位	数量		损失量	合计
鱼卵	≤10mg/L	1.613	粒/m ³	2.012	5	486803.4	298.03×10 ⁴ 粒
	(10~50) mg/L	0.714			10	430970.4	
	(50~100) mg/L	0.469			30	849265.2	
	>100mg/L	0.402			50	1213236	
仔稚鱼	≤10mg/L	1.613	尾/m ³	0.051	5	12339.45	7.55×10 ⁴ 尾
	(10~50) mg/L	0.714			10	10924.2	
	(50~100) mg/L	0.469			30	21527.1	
	>100mg/L	0.402			50	30753	
幼鱼	≤10mg/L	1.613	尾/km ²	6338	5	51115.97	31.29×10 ⁴ 尾
	(10~50) mg/L	0.714			10	45253.32	
	(50~100) mg/L	0.469			30	89175.66	
	>100mg/L	0.402			50	127393.8	
鱼类成体	≤10mg/L	1.613	kg/km ²	59.4	1	287.44	3192.10kg
	(10~50) mg/L	0.714			5	636.17	
	(50~100) mg/L	0.469			10	835.76	
	>100mg/L	0.402			20	1432.73	
软体动物	≤10mg/L	1.613	kg/km ²	48.79	1	236.09	2621.93kg
	(10~50) mg/L	0.714			5	522.54	
	(50~100) mg/L	0.469			10	686.48	
	>100mg/L	0.402			20	1176.81	
甲壳类	≤10mg/L	1.613	kg/km ²	49.83	1	241.13	2677.81kg
	(10~50) mg/L	0.714			5	533.68	
	(50~100) mg/L	0.469			10	701.11	
	>100mg/L	0.402			20	1201.90	

本工程运营期正常工况下无污染物排放入海,因此按照以上计算结果,工程造成的海洋生物资源损失量为:鱼卵损失量 298.03×10⁴粒、仔稚鱼损失量 7.55×10⁴尾、幼鱼损失量 31.29×10⁴尾、鱼类成体损失量 3192.10kg、软体动物损失量 2621.93kg、甲壳类损失量 2677.81kg。

7.5.2.5 小结

综上,本工程造成的海洋生物资源损失总量如表 7.5-7 所示,其中,潮间带生物损失总量 2.94t,鱼卵损失总量 345.49×10⁴粒、仔稚鱼损失总量 8.76×10⁴

尾、幼鱼损失总量 31.44×10^4 尾、鱼类成体损失总量 3196.77kg、软体动物损失总量 2625.76kg、甲壳类损失量 2681.73kg。

表 7.5-7 海洋生物资源损失总量

种类	单位	占用海域损失	悬浮泥沙	合计
鱼卵	10^4 粒	47.47	298.03	345.49
仔稚鱼	10^4 尾	1.20	7.55	8.76
幼鱼	10^4 尾	0.15	31.29	31.44
鱼类成体	kg	4.67	3192.10	3196.77
软体动物	kg	3.84	2621.93	2625.76
甲壳类	kg	3.92	2677.81	2681.73
潮间带生物	t	2.94	/	2.94

8 生态建设方案

2015 年 7 月，国家海洋局印发《国家海洋局海洋生态文明建设实施方案》（2015-2020 年）（简称《实施方案》），要求各单位把落实《实施方案》当作“十三五”期间海洋事业发展的重要基础性工作抓实抓牢，将海洋生态文明建设贯穿于海洋事业发展的全过程和各方面，推动海洋生态文明建设上水平、见实效。根据《实施方案》中的相关要求，本工程生态建设方案从以下几个方面进行阐述。

8.1 生态建设方案

8.1.1 与规划等顶层设计相符合

根据工程与《全国海洋功能区划功能区划（2011-2020）》（2012 年）、《山东省海洋功能区划（2011-2020）》、《东营市海洋功能区划（2013-2020 年）》（2016 年修订）、《全国海洋主体功能区规划》（2015 年）、《山东省海洋主体功能区规划》（2017 年）（鲁政发[2017]22 号）、《山东省渤海海洋生态红线区划定方案（2013—2020 年）》（鲁政办字[2013]39 号）、《产业结构调整指导目录（2011 年本）》（2013 年修正）、《全国海洋经济发展“十三五”规划》（2017 年 5 月）、《山东半岛蓝色经济区发展规划》与《山东省海洋经济“十三五”发展规划》等的符合性分析结果可知，本工程与工程所在海域的功能定位兼容，符合其海域使用管理要求，符合国家产业政策，不占用海洋生态红线区，与其规划的相关定位相符合。

8.1.2 污染物源头控制及有效处置

本工程已投入运营，根据污染物处置方式调研情况可知，本工程施工期、运营期均不向海洋排放污染物。

施工期产生的钻井废水、管道试压废水、生活污水、钻井固废、生活垃圾均不排海。钻井废水、管道试压废水等均处理达标后用于油田注水开发；生活污水进入旱厕，定期清掏并拉运至陆上用作农肥；钻井固废就地固化处置；生活垃圾收集依托当地环卫部门处置。

运营期产生的油田采出水、作业废水、生活污水、油泥砂、生活垃圾均不排海。油田采出水、作业废水等均处理达标后用于油田注水开发；生活污水进入旱厕，定期清掏并拉运至陆上用作农肥；油泥砂委托有资质的单位处理；生活垃圾依托当地环卫部门处置。

综上所述，本工程施工期、运营期产生的污染物均得到了妥善的处理与处置，

不向工程所在海域排放污染物，实现了污染物源头控制要求。

8.1.3 项目用海的生态适宜性

本工程已运行多年，绝大多数油气水井、道路、电力线等设施均位于沿海陆域及滩涂上，仅部分滩海陆岸井台及道路占用海域，占用沿岸海域面积为 $160.84 \times 10^4 \text{m}^2$ 。据调查，本工程涉及的 184 口井中，具有土地证的 164 口；另外，本工程自投产以来在该区域正常运行多年，本项目所在区域对应的岸线较长，但本项目点状分布于所在区域内，主要工程距离岸线相对较远，本项目运行不会对目前项目所在区域自然岸线造成较大影响。

表 8.1-1 工程用海情况统计一览表

油田	单位	工程内容	沿岸海域（m ² ）
桩西油田	桩西采油厂	井台	27800
		站场	17137
		道路	62144
		管道	3055
五号桩油田	桩西采油厂	井台	238458
		道路	643076
		队部	/
		管道	158330
	东胜公司	井台	52900
		队部	5000
		管道	32875
长堤油田	桩西采油厂	井台	60582. 7
		管道	73495
	东胜公司	井台	22581
		道路	139312
		管道	71670
合计			1608415. 7

8.1.4 溢油应急响应

本工程桩西油田、五号桩油田、长堤油田开发区域绝大多数设施位于滩涂内，工程周围主要环境保护目标主要为工程海域周围的滩涂和浅海水产养殖区等环境敏感区。即使工程开发过程中发生溢油，由于工程距离海水较远，工程溢油后影响海域的可能性较小。

长堤油田部分海油陆采井台位于海域。建设单位已照《中华人民共和国海洋环境保护法》、《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例》和《国家

海洋局海洋石油勘探开发溢油应急预案》的相关规定，编写了溢油应急计划并取得备案，本工程的工程内容已包含在该溢油应急计划中。国家海洋局于 2015 年 4 月 3 日发布了《国家海洋局海洋石油勘探开发溢油应急预案》，建设单位应当对溢油应急计划进行修编，与上述应急预案相衔接，并将修编后的溢油应急计划重新上报海洋主管部门备案，同时按照修编后的溢油应急计划开展好各种溢油应急准备和响应工作。

应急计划的主要内容应包括作业区情况、应急组织体系、溢油风险分析、事故处置方案和溢油应急能力等。

8.1.5 海洋监测方案

1) 海洋环境质量回顾

本次评价收集了 1989 年 5 月和 8 月两个航次浅海水质调查、沉积物调查、生物生态现状调查、6 月一次滩涂调查的结果及上世纪 80 年代渔业资源现状调查资料，作为工程建设前的本底数据。

本次评价还收集了近 3 年工程海域海水水质、生态与生物资源的调查数据及近 5 年沉积物、水文动力、地形地貌与冲淤等历史资料，作为工程运营过程中的数据资料。

2) 海洋现状监测

本次评价于 2017 年 9 月及 2018 年 2 月对工程海域环境质量进行了秋冬两季现状调查。调查内容包括海域水质、沉积物、海洋生物生态（潮间带生物、渔业资源）、水文动力、地形地貌与冲淤，调查单位为中国海洋大学，并编制了环境质量现状调查与分析报告，用以说明本项目评价期间海洋环境现状。

3) 跟踪监测

(1) 监测范围及站位布设

根据《建设项目海洋环境影响跟踪监测技术规程》，布点如下：

断面布设：垂直于纵向（潮流主流方向）设 1 个断面，其中经过长堤油田、五号桩油田所处海域中心点为主断面，在主断面两侧各设 1 个断面。

站位布设：在每个断面上设测站 4 个，共计 12 个测站，其中主断面上设连续测站 4 个。

(2) 监测内容

水质：水温、pH、盐度、溶解氧、悬浮物、化学需氧量、石油类、活性磷酸盐、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、氨氮、硫化物、重金属（总汞、铜、铅、镉、锌、

铬、砷)。

沉积物：有机碳、硫化物、石油类、重金属（铜、铅、锌、铬、总汞、镉、砷、硒）、粒度。

海洋生态环境：叶绿素 a、初级生产力、浮游植物、浮游动物（含鱼卵、仔稚鱼）、底栖生物。

生物质量：鱼类、甲壳类、双壳贝类、软体类优势种体内石油烃、重金属（Cr、Pb、As、Hg、Cu、Zn、Cd）。

潮间带：潮间带生物种类、优势种、生物量、密度、物种多样性。

（3）监测方法与频次

跟踪监测调查与分析方法按《海洋调查规范》（GB/T 12763）和《海洋监测规范》（GB 17378）执行；建议按照《建设项目海洋环境影响跟踪监测技术规程》，以及《海洋油气勘探开发工程环境影响评价技术规范》对于监测频次的要求，每 3 年开展一次。

（4）监测单位资质要求：海洋环境跟踪监测应选择有资质单位进行，提交有 CMA 认证的监测报告。

表 8.1-2 跟踪监测调查要素及调查项目

序号	单项环境要素	调查站位/ 断面数量	调查项目
1	海洋水质	12	水温、pH、盐度、溶解氧、悬浮物、化学需氧量、石油类、活性磷酸盐、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、氨氮、硫化物、重金属（总汞、铜、铅、镉、锌、铬、砷）、阴离子表面活性剂、多环芳烃
2	海洋沉积物	6	有机碳、硫化物、石油类、重金属（铜、铅、锌、铬、总汞、镉、砷、硒）、粒度
3	海洋生物生态环境	8	叶绿素 a、初级生产力、浮游植物、浮游动物（含鱼卵、仔稚鱼）、底栖生物
4	海洋生物体质量	8	鱼类、甲壳类、双壳贝类、软体类优势种体内石油烃、重金属（Cr、Pb、As、Hg、Cu、Zn、Cd）
5	渔业资源现状	8	鱼类、虾类、蟹类、头足类、鱼卵和仔鱼的种类、数量分布优势种；渔业捕捞种类组成、数量分布、生态类群、主要种类组成及生物学特征、主要经济幼鱼比例、渔获量、资源密度及现存资源量；调查附近海域的渔业生产现状
6	潮间带	1	潮间带生物种类、优势种、生物量、密度、物种多样性

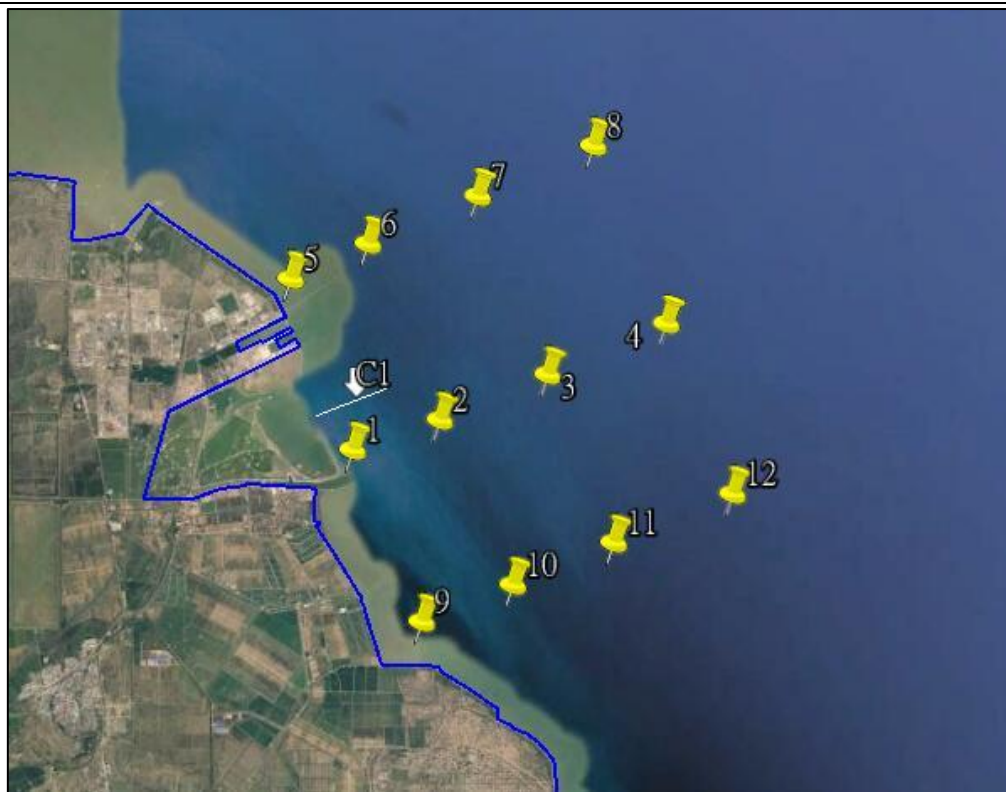


图 8.1-1 跟踪监测站位分布图

8.2 海洋生态评估

8.2.1 海洋生态损害分析

本次评价所涉及的工程内容已全部建成投产，根据 2013 年 8 月海洋局颁布的《海洋生态损害评估技术指南》（试行）中的相关阐述，本工程施工期对海洋生态损害进行回顾性分析，主要体现在以下方面：

1) 工程占用海域、施工期悬浮泥沙对水质、沉积物的影响，从而导致海洋生物资源损失。

工程施工期间，海油陆采井台及道路等的建设使周围海水中悬浮物增大，增加海水浑浊度。一方面影响浮游植物的光合作用，在一定程度上影响水体的浮游植物的生长与繁殖；另一方面，由于悬浮物快速下沉，有部分浮游植物被携带而随之下沉，使水体中浮游植物遭受一定的损害。

施工阶段海水浑浊度的增加，也会减少透光层的厚度，使生物合成量减少，同时对浮游植物生长繁殖造成不利，进一步影响了浮游动物的摄食能力和摄食量，从而也影响了浮游动物的生长和繁殖。

工程施工改变了原有的沉积环境，破坏了底栖生物的栖息地，对鱼卵、仔稚鱼、幼鱼、头足类幼体、虾类幼体和蟹类幼体及渔业资源成体造成的生物量损失。

2) 油田开发工程形成后造成海洋服务功能（环境容量）的损失。

根据《海洋生态资本评估技术导则》（GB/T 28058-2011），海洋生态系统服务功能主要包括海洋供给服务、海洋调节服务、海洋文化服务、海洋支持服务共 4 个部分。海洋供给服务评估指标主要考虑渔业供给（养殖生产、捕捞生产）和氧气生产，本工程处于滩涂及极浅海区域，周边主要为浅海水产养殖区；海洋调节服务评估主要考虑气候调节和废弃物处理，本工程废弃物均不排至海域；休闲娱乐服务评估主要考虑评估海域以自然海洋景观为主体的海洋旅游景区，本工程桩西油田、五号桩油田、长堤油田均不处于旅游景区，本工程所处海域未设置专门的实验场所或科研基地；海洋支持服务评估内容主要考虑物种多样性维持、生态系统多样性维持，本工程占用海域面积较小，不会对海洋物种多样性造成较大影响。

8.2.2 海洋生态损失补偿评估

8.2.2.1 受损海域

本工程 184 口油水井及其附属设施建设区域主要为滩涂，工程建设对邻近海域的影响较小，根据实际情况，在核算本工程海洋生态损失及生态补偿金时不予以考虑邻近海域的影响，只考虑本工程占用海域。

8.2.2.2 海洋生态资本基准值

本工程所在海域均属东营海域，东营海域海洋生物资源基准值 0.0080 万元/公顷，海洋生态系统服务基准值 1.6500 万元/公顷。

表 8.2-1 本工程涉及海域海洋生态资本基准值

评价海区	东营海区
海洋生物资源基准值（万元/公顷）	0.008
海洋生态系统服务基准值（万元/公顷·年）	1.65

8.2.2.3 损害系数

本工程建设设施属于不透水构筑物，施工期和使用期生物资源损害系数和生态系统服务损害系数均取 1.0，详见表 8.2-2。

表 8.2-2 本项目施工期和使用期建设项目占用海域生态损害系数

时期	生物资源损害系数	生态系统服务损害系数
施工期	1.00	1.00
使用期	1.00	1.00

8.2.2.4 损害期限

本工程损害期限包括施工期和使用期，分别为 0.17 年（60 天）和 19.83 年。

8.2.2.5 海洋生态损失

1) 占用海域生态损失评估

占用海域生态损失： $EL_0 = LLR_0 + LES_0$

占用生物资源损失： $LLR_0 = S_0 \times VLR_0 \times DLR_0$

占用生态系统服务损失： $LES_0 = S_0 \times VES_0 \times DES_0 \times T_0$

式中：

LLR_0 —用海建设项目占用海域生物资源损失，单位：万元；

LES_0 —用海建设项目占用海域生态系统服务损失，单位：万元；

S_0 —用海建设项目占用海域面积，单位：公顷；

VLR_0 —用海建设项目占用海域生物资源基准值，单位：万元/公顷；

DLR_0 —用海建设项目占用海域生物资源损害系数，无量纲；

VES_0 —用海建设项目占用海域生态系统服务基准值，单位：万元/公顷·年；

DES_0 —用海建设项目占用海域生态系统服务损害系数，无量纲；

T_0 —占用海域损害期限，单位：年。

经测算本工程占用海域生态损失为 5062.664 万元。

表 8.2-3 本工程占用海域生态损失估算表

项目	符号	单位	其他海域
本项目占用海域	S_0	公顷	160.8416
占用海域生物资源基准值	VLR_0	万元/公顷	0.008
占用海域生物资源损害系数	DLR_0		1
占用生物资源损失	LLR_0	万元	1.2867
占用海域生态系统服务基准值	VES_0	万元/公顷	1.65
占用海域生态系统服务损害系数	DES_0		1
占用损害期限	T_0	年	20
占用生态系统服务损失	LES_0	万元	5307.773
海域生态损失	EL_0	万元	5309.060

2) 临近影响海域生态损失评估

本工程不考虑邻近海域的影响，邻近影响海域生态损失为 0。

3) 总生态损失

用海建设项目的总生态损失包括占用海域生态损失和邻近影响海域生态损失。

$$EL_T = EL_0 + EL_1$$

式中：

EL_T —总生态损失，单位：万元；

EL_0 —建设项目占用海域生态损失，单位：万元；

EL_1 —建设项目邻近影响海域生态损失，单位：万元。

因此，本工程总生态损失为占用海域生态损失，核算金额为 5309.060 万元。

8.2.2.6 综合补偿系数

用海建设项目的综合补偿系数等于基准补偿系数、政策调整系数和附加补偿系数之和。

$$CC = C_B + C_P + C_E$$

式中：

CC —综合补偿系数，无量纲；

C_B —基准补偿系数，无量纲；

C_P —政策调整系数，无量纲；

C_E —附加补偿系数，无量纲。

本工程用海属于海洋油气业用海，基准补偿系数为 0.35；本工程属于鼓励类，政策调整系数为-0.1。因此，本工程综合补偿系数为 0.25。

表 8.2-4 本工程附加补偿系数

项目	其他海域
基准补偿系数	0.35
政策调整系数	-0.1
附加补偿系数	0
综合补偿系数	0.25

8.2.2.7 海洋生态损失补偿资金

本次生态损失补偿资金计算方法主要依据为《用海建设项目海洋生态损失补偿 评估技术导则》(DB37/T 1448-2015)。

用海建设项目的生态损失补偿资金等于总生态损失乘以综合补偿系数。计算公式如下：

$$EC = EL_T \times CC$$

式中：

EC--生态损失补偿资金，单位：万元；

EL_T--总生态损失，单位：万元；

CC--综合补偿系数，无量纲。

本项目生态补偿金为海洋生态损失乘以综合补偿系数，合计为 1327.265 万元，其他海域补偿资金 5309.060 万元。

表 8.2-5 本工程生态损失补偿资金

项目	其他海域	合计
综合补偿系数	0.25	——
海域生态损失（万元）	5309.060	5309.060
生态损失补偿资金（万元）	1327.265	1327.265

各采油厂生态损失补偿资金统计清单如下，其中桩西采油厂补偿资金为 1059.618 万元；东胜公司补偿资金为 267.644 万元。

表 8.2-6 各采油厂生态损失补偿资金统计清单

采油厂	油田	占用其他海域 (hm ²)	生态损失补偿资金 (万元)	各采油厂小计 (万元)
桩西采油厂	桩西油田	11.0136	90.884	1059.618
	五号桩油田	103.986	858.092	
	长堤油田	13.40777	110.641	
东胜公司	五号桩油田	9.0775	74.908	267.644
	长堤油田	23.3563	192.736	
合计（万元）				1327.261

根据各二级单位财务统计显示，截至目前桩西采油厂向东营市国土资源局东营港经济开发区分局缴纳征地费 100.0978 万元，鲁明公司向东营市国土部分缴纳土地税 170.23518 万元、征地费 78.673528 万元。

表 8.2-7 本工程已交纳的费用统计情况

序号	二级单位	费用项目	补偿费用（万元）	
			费用明细	小计
1	桩西采油厂	征地费	100.0978	100.0978
2	鲁明公司	土地税	170.23518	248.908708
		征地费	78.673528	
合计			349.006508	349.006508

注：鲁明公司设施现已转交东胜公司。

8.3 生态补偿

8.3.1 海洋生态保护及修复措施

本工程大多数设施位于滩涂内，不对海洋生态造成损失。部分位于海域的井台及道路建设过程中不可避免的对海洋生物造成一定的影响，但鉴于建设阶段已经结束，且不可避免的对海洋生物造成一定的影响，建议建设单位与相关管理部门进行沟通，对其产生的损失进行生态补偿，并在后续的生产过程中对海洋生态进行修复或参与到相关修复工作中，建议采取以下措施进行保护或者参与修复工作：

1) 支持保护区的基础建设

本项目附近有多个海洋保护区，距离工程区较近的保护区主要是：山东黄河三角洲国家级自然保护区、黄河口文蛤国家级水产种质资源保护区、辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区，建议建设单位积极参与相关保护区的基础设施建设，包括保护区内各类保护物种的监视、监测功能建设、种苗繁育中心建设、保护区科研交流中心建设等。

2) 支持海洋生态环境基础科学研究

鉴于项目所在海域属于中上层鱼类产卵场、底层鱼类产卵场、绵鲷产卵场、三疣梭子蟹索饵场、毛虾产卵场，建议建设单位与相关大学和科研机构进行合作，积极支持、资助与海洋生态环境保护的相关基础科学研究，包括海洋生态系统研究、海洋生态功能研究、海洋生态多样性研究、海洋生态环境调查等基础科研课题与工作，从基础科研角度对海洋生态环境进行保护。

3) 支持海洋主管部门生态保护宣传教育基地的建设

近年来，由于海洋渔业的过度开发捕捞、各种非法及违规捕捞作业的屡禁不止、水产养殖业的不规范生产管理以及对海洋资源的无序无度开发等原因，造成许多鱼种的野生鱼苗数量急剧下降，滨海湿地环境受到严重破坏等。为提高海洋

生态保护意识，普及相关法律法规知识，建议建设单位支持海洋主管部门建立海洋生态保护宣传教育基地，开展以海洋生态环境保护为主题的宣传教育活动，向公众介绍保护区、保护物种的科普知识、宣传海洋生态保护相关的法律、法规及生物多样性保护的重要性，唤起社会各阶层广泛参与水生野生动物的保护工作，提高公众的海洋生态环境保护意识。

4) 对海洋生物修复采取增殖放流的措施进行

建设单位还应根据工程建设对海洋生态环境可能造成的影响，结合工程所在海域的海洋生物种类分布特征和目前人工育苗、增殖放流技术，对工程附近海域损失的海洋生物资源投入资金加以修复。建议按照等量生态补偿原则，损失多少补偿多少，主要采取增殖放流进行生态补偿。增殖放流工作应坚持增殖与保护并重的原则，增殖放流品种的选择应遵循生物多样性、生物安全、技术可行和兼顾效益原则。设增殖放流领导小组，根据农业部水生生物增殖放流规划、资金安排等，结合山东省省渔业环境容量、苗种供应等实际，组织相关部门拟定增殖放流计划。增殖放流的主要品种、数量和规格、季节、地点等将根据最终的渔业增殖放流实施方案来确定。

8.3.2 海洋生态补偿措施

基于上述分析，本工程设生态补偿资金对工程施工及运营过程中造成的海洋生物资源、海洋生态等损失进行补偿，并纳入工程环保投资，主要用于海洋生物资源的增殖放流、海洋生物资源的养护与管理、人工鱼礁及相关研究、监测工作等，使海洋生物资源和海洋生态环境得到尽快恢复和可持续利用。

9 环境风险事故防范及应急措施分析

9.1 环境风险事故防范及应急措施分析

9.1.1 概述

9.1.1.1 评价说明

本工程部分位于滩涂，部分位于海域，因此，本工程按照滩涂和海域分别进行预测评价。

9.1.1.2 评价目的

本工程环境风险评价的主要目的为：

- 1) 回顾工程施工和运营期间发生的风险事故，并分析事故产生的原因及根据事故所采取的防范措施，对其有效性进行评价。
- 2) 分析可能遇到的环境风险，并对其影响进行预测分析。
- 3) 对风险防范措施的可行性进行分析。

9.1.1.3 评价等级、范围及保护目标

1) 重大危险源辨识

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ/T169-2004)，结合本工程特点，将本工程截止阀之间管存量最大的外输管段、井场多功能罐（共涉及 3 个井台，11 口生产井，多功能罐均为 40m^3 ）分别进行重大危险源辨识。分别见表 9.1-1、表 9.1-2。

根据《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2009），本工程原油临界量为 1000t，天然气临界量为 50t。

表 9.1-1 井场重大危险源辨识结果一览表

名称	纯原油量 (t)	风险物质	临界量 (t)	q/Q	是否构成重大危险源
单井拉油井场	11.5	原油	1000	0.011	否

注：1) 单井拉油井场选择含油率高的五号桩油田桩 27-14 井，含油率为 33.33%。

2) 五号桩油田原油密度取 $0.8611\text{t}/\text{m}^3$ 。

由表 9.1-1 可知，单井拉油井场未构成重大危险源。

表 9.1-2 管线重大危险源辨识结果一览表

管线名称	管道内 介质	风险物质	在线量 (t)	临界量 (t)	q/Q	是否构成重 大危险源
54-1 计量站外输线	采出液	原油	17.21	1000	0.02	否

注：上表中 54-1 计量站外输线在线量为纯原油量。

由表 9.1-2 可知，本工程管线均未构成重大危险源。

2) 评价等级

(1) 工作等级划分标准

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ/T 169-2004) 规定，风险评价的级别划分主要依据评价项目的物质危险性和功能单元中的重大危险源判定结果以及项目所在地环境敏感程度等因素，按表 9.1-3 划分。

表 9.1-3 环境风险评价工作级别

项目	剧毒危险性物质	一般毒性 危险性物质	可燃易燃 危险性物质	爆炸危险性物质
重大危险源	一	二	一	一
非重大危险源	二	二	二	二
环境敏感地区	一	一	一	一

(2) 本工程评价工作等级判定

根据本工程涉及易燃物质原油和伴生天然气，但不位于环境敏感区，因此，本工程环境风险评价等级为二级。

3) 评价范围

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ/T169-2004) 要求，大气环境影响一级评价范围为距离源点不低于 3km 的范围，因此，本工程环境风险评价范围是以各井场为中心点，各自外延半径 3km，所形成的圆形区域作为本次风险评价的评价范围。

4) 环境保护目标

本工程环境保护目标详见 1.9 节。

9.1.2 工程风险事故回顾

本工程自运营以来，未发生井喷事故。由于管线腐蚀穿孔等原因，偶有采出液泄漏事故发生，泄漏范围均控制在井场范围之内，未对海域环境造成影响。管线泄漏事故统计见表 9.1-4。

表 9.1-4 溢油事故统计

序号	单位名称	事故名称	事故地点	事故发生时间	事故描述及原因	事故的后果及处置
1	桩西采油厂	桩 421-2 单井管线破损溢油	桩 421-2 井场内	2017 年 8 月 11 日 13:12~15:33 泄漏持续时间 2.3h	单井管线在井场上穿孔造成溢油	溢油量为 0.2t, 井场污染约 100m ² 。溢油后启动环境应急预案, 对溢油及时进行回收。维修 101 站对管线破漏部分进行换管处理
2	桩西采油厂	桩 1-49 单井管线破损溢油	桩 1-49 井台内	2017 年 8 月 28 日 泄漏持续时间 1h	1-49 单井管线自然破损	溢油量 0.1t, 井组站台污染 50m ² , 溢油后启动环境应急预案, 对溢油及时进行回收, 并对管线进行了补漏恢复
3	东胜公司	金角采油管理区 桩 12-平 4 单井 管线穿孔	桩 12-平 4 井场	2016 年 5 月 3 日 7: 00~ 7: 27 泄漏时间约 0.5h	单井管线腐蚀有砂眼造成渗漏	溢油量为 0.1t, 溢油后启动应急预案, 对溢油进行回收, 并对管线进行了补漏恢复
4	东胜公司	金角采油管理区 2 号注水站	金角 2 号注水站	2017 年 7 月 17 日 15: 20~16: 08 泄漏事件约 0.7h	注水泵房内来水管线砂眼穿孔	泄漏联合站处理污水约 16m ³ , 泄漏液大部分进出缓冲池, 对泄漏液进行回收, 并对管线进行了补漏恢复

9.1.3 工程环境风险预测分析

9.1.3.1 风险识别

本工程所处滩海区域，附近分布众多海产养殖、盐池，一旦发生溢油污染，若不能及时控制就会对养殖区、盐池造成较大影响。

1) 物质风险识别

本工程所涉及的主要物质包括原油（以采出液形式存在）、原油伴生气，其危险有害特性及安全技术分析详见表 9.1-5。

表 9.1-5 本工程危险化学品危险类别一览表

序号	危险化学品名称	危险货物编号	物质危险性
1	原油	1267	第 3 类易燃液体
2	原油伴生气	1971	第 2.1 项易燃气体

2) 生产过程风险识别

(1) 作业过程风险识别

生产阶段在修井作业中，尤其是对地层压力较高的井进行作业时，由于修井液比重失调、防喷措施不当及其他误操作等原因，可能导致发生井涌，若不及时控制或控制不当，可能引发井喷事故。伴随井喷释放的有油品和大量烃类物质，当烃类物质聚集到爆炸浓度后，遇明火可能引发平台火灾、爆炸。

在修井作业时重型物体坠落砸、碰采油树或井口等设施或者管线老化、保养不当等也容易造成井喷或井口失控。

除此之外，井下作业废液的泄漏事故也会造成井场附近局部的环境污染。

(2) 储油过程风险识别

桩西油田、5 号桩油田、长堤油田共涉及 11 口单井拉油井，井场设置多功能罐（均为 40m³）。一旦多功能罐燃烧、爆炸、破裂等一系列连锁反应发生时，如果处理不当，均会造成溢油事故。其中多功能罐附近如果发生火灾，由于长期高温，可能对罐阀门等关键部位造成伤害，使其扭曲变形，出现溢油事故；若火灾不能及时发现、控制就会发生爆炸，进而使罐破裂，导致原油泄漏；另外某些极端天气会对储油罐造成威胁，有可能导致罐破裂，如台风、地震和风暴潮等。

(3) 集输过程风险识别

油田油气集输是把井口采出油用地下管道输入到站场储油罐的工艺过程。

油田内部采用的油气集输管道系统受环境中各种自然因素的作用，同时管道

本身从管材制造、制管、施工、运行操作和管理等都可能存在缺陷和失误，当其作用效果超过一定限度时，就可能导致事故的发生。

集输过程中常见的事故有集油管线因腐蚀穿孔而造成原油泄漏；冬季运行时管线因保温性能差等原因发生冻堵、管线破裂；人为破坏导致管道泄漏，主要针对管线路由附近的挖掘施工，若无警示标志或施工人员大意，大开挖、大型机械碾压等过程容易损坏管线，并导致其破裂。泄漏的原油、伴生气遇点火源发生火灾、爆炸事故。

因管线及设备腐蚀穿孔引起的油、水管线泄漏事故多发生在油田投产若干年后，发生事故时，将有一定量的原油、含油污水溢出，造成环境污染。由于发生油、气、水管线泄漏多在生产后期，而且事故发生时，管线的压力变化很容易发现，通常能及时采取适当的处理措施，使造成的污染控制在局部环境中，而不会造成大面积的区域性污染。

（4）注水过程风险识别

注水是采用高压泵通过注水井把水注入油层以保持油层压力，并达到以水驱油，提高采收率的目的。注水系统发生事故一般分两种情况，一是管道、设备因腐蚀穿孔造成泄漏，二是注水井井壁因固井质量不好或腐蚀穿孔使注入水漏失到地下水层。

（5）罐车拉运过程风险识别

本工程部分井场采用罐车拉运的方式外运，可能因翻车、漏油、油罐冒罐等原因造成溢油事故。泄漏的原油、伴生气遇点火源发生火灾、爆炸事故。

（6）溢油入海风险识别

井涌或井喷、油气管线泄漏、油罐车泄漏、含油污水泄漏，可能流至海域，污染海洋环境，对海洋资源造成较大影响。

3）风险类型

本工程主要事故风险类型、来源及危害见表 9.1-6。

表 9.1-6 本工程主要事故风险类型、来源及环境影响

事故类型	来源	主要污染物	环境影响
井涌或井喷	井下作业	石油类、伴生气	油品挥发，污染大气； 对生态环境、海洋资源造成较大影响； 对海水水质造成影响
油气管线泄漏	油气集输管线、储油设施	石油类、伴生气	油品挥发，污染大气； 对生态环境、海洋资源造成较大影响

9 环境风险事故防范及应急措施分析

事故类型	来源	主要污染物	环境影响
			响； 对海水水质造成影响
油罐车泄漏	单井油罐车	石油类、伴生气	油品挥发，污染大气； 对生态环境、海洋资源造成较大影响； 对海水水质造成影响
火灾爆炸	油气集输管线	CO、SO ₂	污染大气； 破坏植被； 伴生气及泄漏物质不完全燃烧产生的有害气体可能对附近人群、动植物造成危害
含油污水泄漏	注水管线、注水井	石油类	对生态环境、海洋资源造成影响； 对海水水质造成影响
溢油入海	井涌或井喷、油气管线泄漏、油罐车泄漏、含油污水泄漏	石油类	污染海洋环境，对海洋资源造成较大影响

9.1.3.2 源项分析

1) 最大可信事故

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ/T169-2004)定义，最大可信事故是指在所有预测的概率不为零的事故中，对环境（或健康）危害最严重的重大事故；重大事故是指导致有毒有害物泄漏的火灾、爆炸和有毒有害物泄漏事故，给公众带来严重危害。

通过危险因素识别和分析，确定最大可信事故：井涌或井喷、采出液管线泄漏事故、多功能罐泄漏及火灾。

2) 事故概率

(1) 井涌或井喷事故概率

生产阶段在修井过程中，存在发生井涌和井喷的可能性。当地层压力过高且防井喷措施不当时，首先出现井涌现象，一旦控制不当，将有大量原油和天然气喷出，引发井喷。井喷时有大量烃类气体释放，聚集到爆炸浓度后遇明火将发生火灾、爆炸，对周围生态环境产生严重威胁。井喷一般都是由于井壁坍塌或者是地层压力下降而自然停止喷射。

挪威科学和工业研究基金会（SINTEF）海洋石油井喷数据库（SINTEF

Offshore Blowout Database) 统计分析了从 1980 年 1 月 1 日到 2005 年 1 月 1 日在美国墨西哥湾外大陆架、英国大陆架、挪威海域等海洋石油开发过程中发生的事故数据。常规井的井涌或井喷概率见表 9.1-7。

表 9.1-7 常规井的井涌或井喷概率

井别	事故频率		
	井涌	井喷	单位
生产井	2.9×10^{-6}	2.6×10^{-6}	次/(井·a)
注水井	—	2.4×10^{-6}	次/(井·a)

本工程共有在用油井 147 口、在用水井 37 口。本工程发生井涌或井喷的概率主要考虑风险最高年份，具体见表 9.1-8。

表 9.1-8 本工程常规井的井涌或井喷概率

井别	井数	事故概率(次/年)	
		井涌	井喷
生产井	147	4.26×10^{-4}	3.82×10^{-4}
注水井	37	—	8.88×10^{-5}
合计	184		4.71×10^{-4}

井喷事故一旦发生，其后果往往无法预料，而且对周围生态环境及人群生命健康产生严重威胁，可能会导致严重环境污染事故。

我国自 1966 年至 2004 年底先后在渤海、东海、南海钻井 2112 口，仅在钻勘探井时发生过 4 次井喷，在生产井中尚未发生过井喷事故。本工程运营期间井下作业可能发生井喷事故，因此生产井的井喷事故概率应至少低一个数量级，因此生产井的井喷事故概率小于 3.82×10^{-5} 。按照对环境的影响程度，环境风险级别依次分为 A、B、C、D 四级。A 级表示对环境影响严重，其次为 B 和 C，D 级表示对环境无影响。井喷事故环境风险分析树见图 9.1-1。

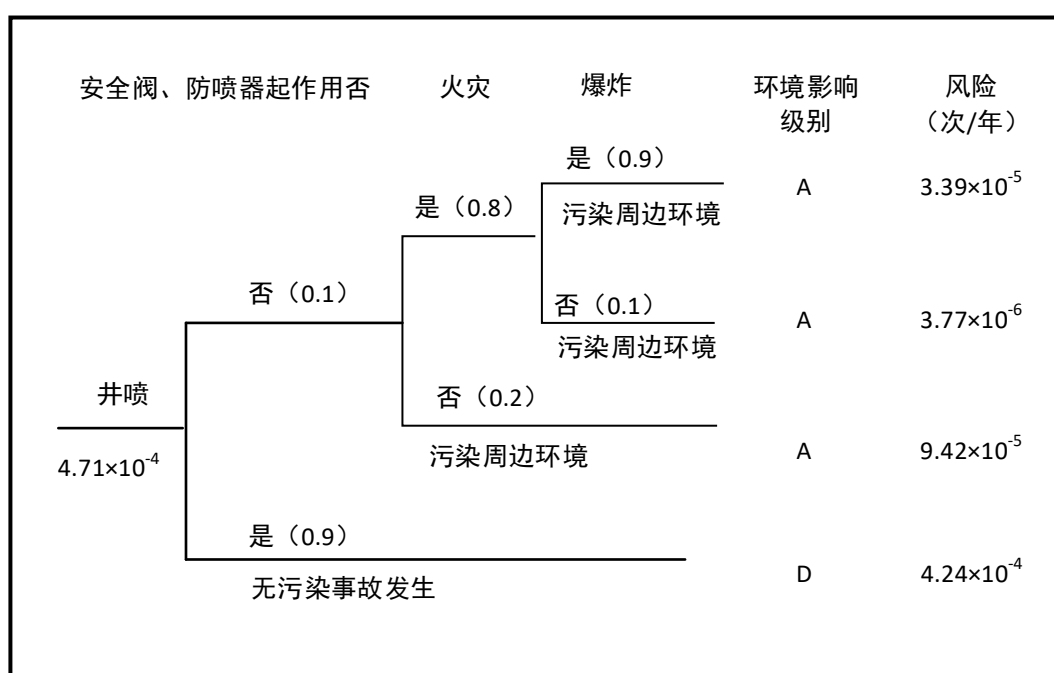


图 9.1-1 井喷事故环境风险分析树

在井喷事故中，大多数情况下，井下安全阀、井口防喷器都起到了防止事故性溢油的作用，此时环境影响级别为 D 级，即无污染事故发生，在发生井喷而未发生火灾情况下，井喷物将污染周边环境，故环境风险级别为 A。当井喷引起火灾和爆炸事故时，虽然部分井喷物被燃烧，减少了进入大气和海洋的总量，但是火灾和爆炸事故将可能引起事故升级，因此井喷而导致火灾和爆炸时的环境风险级别也为 A。

通过图 9.1-1 的井喷事故风险树分析得出，井喷事故发生率为 4.71×10^{-3} 次。而且在井喷事故中，大多数情况下（90%），井下安全阀、井口防喷器都起到了防止事故性溢油的作用，其风险发生次数为 4.24×10^{-3} 次/a。发生 A 级环境风险事故的次数为 4.71×10^{-4} 次/a。

由于工程位于沿岸海域，发生井喷时会对周边滩涂环境造成影响，也可能造成海洋污染，但是由于胜利油田已经在东营经营多年，对油层压力分布规律已掌握，储层物性及基本特征已基本清楚。所以该开发区井喷溢油造成的环境污染的风险概率低于上述数据。

（2）集输管线泄漏概率

管线泄漏事故主要指的是油气在集输过程中因为管线自身腐蚀、人为破坏等原因造成的管线破裂、油气泄漏。

美国的管道事故数据包括液体、输气和配气管道。根据 DOT 对重大管道事故的统计数据,2005 年~2010 年每 1000km 管道年均事故率为:液体管道 0.42 次、输气管道 0.17 次、配气管道 0.02 次。加拿大 CPEA 的油气管道统计数据表明,2006 年~2011 年 1000km 管道年均事故率为 0.177 次。欧洲 EGIG 对其所辖输气管道泄漏事故的统计数据表明,2006 年~2010 年每 1000km 管道年均事故率为 0.162 次。Concawe 对其所辖的输油管道泄漏事故的统计数据表明,2006 年~2010 年每 1000km 管道年均事故率为 0.25。管理泄漏事故概率见表 9.1-9。

表 9.1-9 管道泄漏概率 (次/(1000km·a))

类别	美国重大管道事故 (DOT2005~ 2010)	欧洲管道泄漏事故 (EGIG, concawe 2006~2010)	加拿大管道事故 (CPEA 2006~ 2011)	Concawe (2006~ 2011)	平均
输油 管道	0.42	0.25	0.177	0.25	0.27

由于我国管道安全发展水平较发达国家水平有一定差距,但本工程均为短距离运输,所以取其平均值为本工程管线泄漏发生概率:输油管道为 0.27 次/(1000km·a)。

本工程共有采出液管线 36.3054km。本工程管线泄漏概率具体见表 9.1-10。

表 9.1-10 本工程管线泄漏概率

管道类型	泄漏概率 (次/ (1000km·a))	管线长度 (km)	泄漏概率 (次/a)
采出液管道	0.27	36.3054	9.80×10^{-2}

管线破裂事故一旦发生,其后果往往无法预料,而且对周围生态环境产生严重威胁,同时也会导致严重环境污染事故。管线泄漏事故环境风险分析树见图 9.1-2。

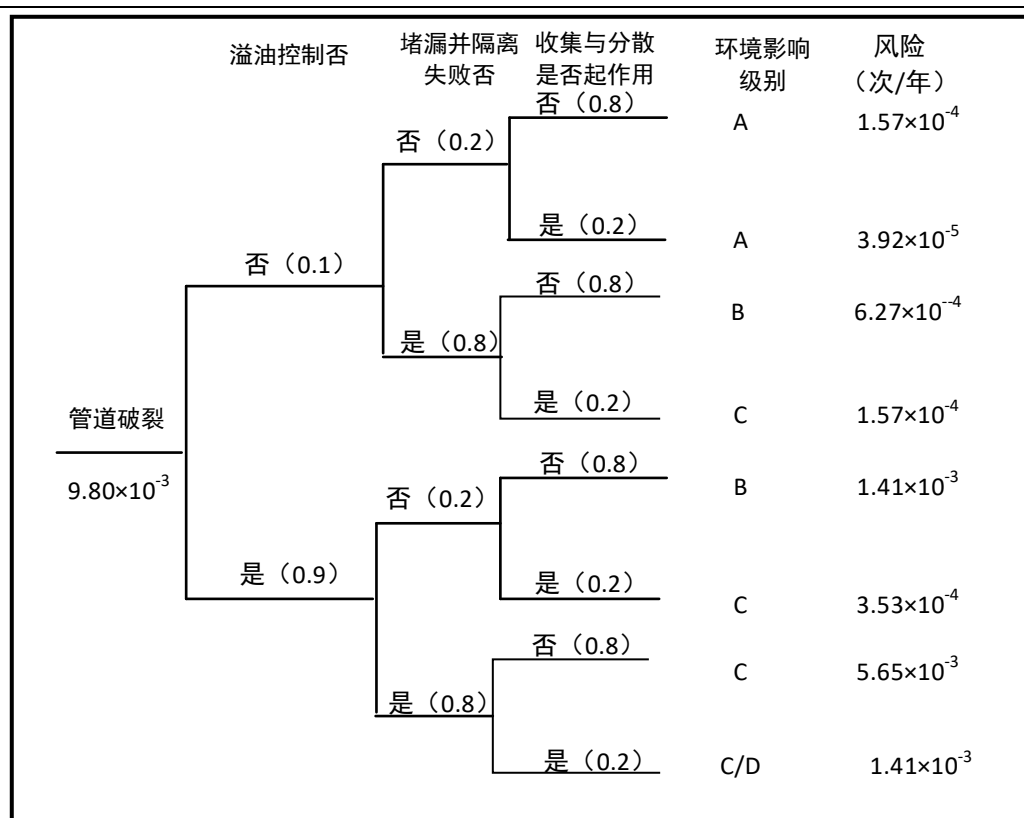


图 9.1-2 管线泄漏事故环境风险分析树

由图 9.1-2 可知，风险分析树给出了最大泄漏风险下的环境污染情况，管道泄漏介质主要为原油、天然气。溢油如不及时进行控制有可能发生火灾、爆炸，可能对周边环境造成程度较大的影响。多数情况下堵漏和隔离措施能够起到控制原油扩散的作用，当堵漏与隔离不起作用时才会出现 A 级环境风险，如果泄漏得不到控制，会出现 A 级环境风险，其风险概率为 1.96×10^{-4} 次/年。

(3) 多功能罐泄漏概率

本次环评事故发生概率类比《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018) 中附录 E 中提供的事故概率推荐值，详见表 9.1-11。

表 9.1-11 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
反应器/工艺储罐/气体储罐/塔器	泄漏孔径为 10mm 孔径	$1.00 \times 10^{-4}/a$
	10min 内储罐泄露完	$5.00 \times 10^{-6}/a$
	储罐全破裂	$5.00 \times 10^{-6}/a$
常压单包容储罐	泄漏孔径为 10mm 孔径	$1.00 \times 10^{-4}/a$
	10min 内储罐泄露完	$5.00 \times 10^{-6}/a$
	储罐全破裂	$5.00 \times 10^{-6}/a$
常压双包容储罐	泄漏孔径为 10mm 孔径	$1.00 \times 10^{-4}/a$

部件类型	泄漏模式	泄漏概率
	10min 内储罐泄露完	$1.25 \times 10^{-8}/a$
	储罐全破裂	$1.25 \times 10^{-8}/a$
常压全包容储罐	储罐全破裂	$1 \times 10^{-8}/a$
内径 $\leq 75\text{mm}$ 的管道	泄漏孔径为 10%孔径	$5.0 \times 10^{-6} (/m \cdot a)$
	全管径泄漏	$1.0 \times 10^{-6} (/m \cdot a)$
$75\text{mm} < \text{内径} \leq 150\text{mm}$ 的管道	泄漏孔径为 10%孔径	$2.0 \times 10^{-6} (/m \cdot a)$
	全管径泄漏	$3.0 \times 10^{-7} (/m \cdot a)$
内径 $> 150\text{mm}$ 的管道	泄漏孔径为 10%孔径 (最大 50mm)	$1.10 \times 10^{-5} (/m \cdot a)$
	全管径泄漏	$8.80 \times 10^{-8} (/m \cdot a)$

参照《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018)，多功能罐属压力容器，按工艺储罐整体破裂考虑，概率为 $5 \times 10^{-6}/\text{年}$ 。

3) 风险源项

(1) 滩涂工程源项

①井喷、管线溢油、多功能罐泄漏位置的选择

A. 选择管径最大，长度最长，管输量较大，风险事故发生概率较大的五号桩油田 54-1 计量站外输线作为管线溢油点。

B. 选择距离海洋较近的、含油率高的五号桩油田桩 27-14 单井拉油作为多功能罐泄漏点。

②采出液管线泄漏

A. 泄漏物质选取

本工程管线发生泄漏时泄漏的物质包括原油（采出液）和伴生气，设定最大可信事故为原油（采出液）泄漏事故，同时会有原油伴生气随泄漏原油一起释放。

B. 泄漏源、泄漏方式及泄漏事故规模的选取

a. 泄漏源：原油（采出液）输送管道。

b. 泄漏方式：连续性液态泄漏。

c. 泄漏事故规模：选定管径最大、长度最高的飞雁滩油田 46#阀组-接转站集油干线，根据同类工程泄漏事故案例及风险评价指导原则，假定全管径泄漏。

C. 泄漏时运行状态的选取

根据本工程特点，假定管线正在满负荷输送采出液，即输送管道内充满采出液。

D. 泄漏速率及泄漏量计算

在实际生产过程中，由于采取了压力检测与控制等措施，加之作业现场有人员巡视，发现泄漏时会及时采取关停措施，关停时间一般不超过 30min。

一般发生此类事故的处理措施：管线发生泄漏时可迅速关停采油机，并关停管段间的阀门以阻止泄漏点上游原油继续输送，且避免下游原油倒流。

综上，本次风险评价管线发生泄漏时采出液的泄漏量包括两部分：

a. 30min 内管线输送液量 Q_1

管线输送量为 $74.2\text{m}^3/\text{d}$ 。管线发生泄漏时，30min 内采出液泄漏量为 1.55t，含油率为 6.76%，泄漏纯原油量为 0.10t。

b. 管段内存采出液的泄漏量 Q_2

本次评价的破裂管线内径 0.147m，长 5.6km，根据实际运营经验，该尺寸的管道全管径破裂时其内采出液 30min 内可全部泄漏出。采出液密度约为 $850\text{kg}/\text{m}^3$ ，则采出液泄漏量为 87.31t，含油率为 6.76%，纯原油泄漏量为 5.90t。

因此，本工程最大可信事故发生时，30min 内发现并采取控制措施后，泄漏至环境的纯原油量为 6.00t，详见表 9.1-12。

表 9.1-12 泄漏量模拟计算结果

项目	假定事故发生后 至关停时间 (min)	截断之前泄 漏量 Q_1 (t)	关停后集油干线管存 量 Q_2 (t)	管道总泄漏量 Q_1+Q_2 (t)
采出液	30	1.55	87.31	88.85
纯原油	30	0.10	5.90	6.00

从上表中可以看出，管道一旦发生泄漏事故，会有原油以采出液形式泄漏出来，这些物料会在地面流淌并扩散，既对环境造成污染，也对人体健康造成危害，也会为火灾事故的发生埋下隐患。

同时，原油伴生气会随着原油泄漏而释放至地面，考虑到地面空气扩散，释放至地面的原油伴生气不可能大量聚集，但会对事故现场空气环境产生一定影响，局部大气中烃类浓度可能高出正常情况的数倍或更多。但产生火灾爆炸的可能性极小，建设单位必须对此可能性风险制定相应防范措施。

③多功能罐泄漏及火灾次生污染物

A. 多功能罐位置

选取含油率高的五号桩油田桩 27-14 井场。

B. 泄漏量

多功能罐容量为 40m^3 ，最大泄漏量为 40m^3 。

C. 原油燃烧速率

原油的燃烧速率参考以下数值：重油的燃烧速率为 $78.1\text{kg}/(\text{m}^2\cdot\text{h})$ ，汽油的

燃烧速率为 $92\text{kg}/(\text{m}^2\cdot\text{h})$ ，两项取均值为 $85\text{kg}/(\text{m}^2\cdot\text{h})$ 。

本工程原油的性质与重油相似，燃烧速率按重油的燃烧速率，为 $78.1\text{kg}/(\text{m}^2\cdot\text{h})$ 考虑，多功能罐泄漏后发生火灾事故时，原油燃烧速度约为 7.81t/h 。

D. 次生 CO 产生量计算模式及产生量

根据《环境风险评价导则（征求意见稿）》，火灾伴生/次生中一氧化碳产生量的计算公式如下：

$$G_{\text{CO}}=2330\times q\times C$$

式中：

G_{CO} —一氧化碳的产生量， g/kg ；

C —物质中碳的质量百分比含量，%，取 85%；

q —化学不完全燃烧值，%，取 5%~20%。

根据上述公示计算 CO 的产生量：

$$G_{\text{CO}}=2330\times q\times C=2330\times 85\%\times 10\%=198.1\text{g/kg}$$

$$30\text{min 产生的 CO 量}=21384\times 198.1/1000=4236.17\text{kg}$$

则多功能罐泄漏发生火灾事故后产生 CO 量为 4236.17kg 。

E. 次生 SO₂ 的产生量计算模式及产生量

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（征求意见稿），火灾伴生/次生中 SO₂ 产生量的计算公式如下：

$$G_{\text{SO}_2}=2BS$$

式中：

G_{SO_2} —SO₂ 排放速率， kg/h ；

B —物质燃烧量， kg/h ；

S —物质硫含量，%。

该区块原油硫含量最大为 0.68%，原油罐泄漏引发火灾次生 SO₂ 产生量：

$$G_{\text{SO}_2}=2BC=2\times 78100\times 0.68\%=1062.2\text{kg/h}。$$

（2）海域工程风险源项

①井喷、管线溢油、多功能罐泄漏位置的选择

A. 选择距离海洋较近，产能高的 CTH11-Q1 井作为井喷事故点。

B. 选择距离海洋较近，长度较长，风险事故发生概率较大的 3 号计量站-6 号计量站集油管线作为管线溢油点。考虑到管线近海域侧风险事故影响范围较大，因此选择管线近海洋处作为溢油预测点。

②源强

A. 井喷事故源强：油井井涌/井喷事故溢油量参照 2016 年胜利油田环境风险评估和隐患排查，井涌/井喷泄漏至环境的采出液约为 1t~101t，本次评价考虑最不利影响，按井涌/井喷泄漏量 101t 考虑，井喷位置及源强见表 9.1-13。

B. 管道事故溢油源强：源强计算方法同滩涂管道泄漏源强，管线溢油位置及源强见表 9.1-14。

表 9.1-13 井喷位置及源强

油田	井台	井号	经度	纬度	含油率	采出液 泄漏量 (t)	进入环 境的原 油量 (t)
长堤油田	CTH11-1 井台	CTH11-Q1	118° 58' 39.29" 东	38° 1' 13.23" 北	3.00%	101	3.0

表 9.1-14 管道溢油位置和溢油源强的选取

油田	管线名称	经度	纬度	含油率	采出液 泄漏量 (t)	溢油量 (t)
长堤油田	3 号计量站-6 号计量站集油管线	118° 58' 36.53" 东	38° 1' 14.44" 北	3.00%	11.16	0.33

注：本工程原油密度取 850kg/m³。

9.1.3.3 滩涂工程事故影响分析

1) 管线泄漏影响分析

(1) 对环境空气的影响分析

采出液管线泄漏事故发生时，其中的轻烃组分逐渐挥发进入大气，会对事故现场空气环境产生影响，因为项目区域常年风速较大，气体较易得到扩散。因此，原油泄漏事故对空气环境影响较小。

泄漏的原油一旦着火，会对周围产生热辐射危害；也可能在扩散过程中着火或爆炸，对周围造成冲击波危害；同时因燃烧产生的 SO₂、烟尘、CO 会造成周围大气环境污染。

(2) 对土壤的污染和影响

管线泄漏出的是原油和水混合物，由于原油会渗透到土壤中，杀死土壤中的微生物，从而改变土壤成分，改变地表生态，遭受污染的地区可能在几十年甚至

上百年的时间内都会寸草不生。许多研究表明，一些石油烃类进入动物体内后，对哺乳类动物及人类有致癌、致畸等作用。因此，一旦出现管线泄漏要及时清理被污染的土壤。

（3）对养殖池、盐池的影响分析

本工程滩涂工程位于滩涂区，周围分布有较多的养殖池、盐池，原油大规模泄漏可对养殖池、盐池造成污染。污染严重者导致养殖生物发生病害和死亡，给养殖者造成巨大的经济损失；污染轻者会导致石油烃的某些成分在海产品中积累，影响海产品的品质，并通过食物链，危害人类健康。

原油泄漏事故发生时，生产单位会按照应急预案及时关闭生产管线，采取现场污染物治理措施，事故产生的油泥砂交由有资质单位处理。因为处理时间短，产生的影响小，不进行定量分析。

（4）对水环境的影响分析

管线泄漏事故发生时，在非雨天且泄漏点距水体较远的前提下，因为原油的粘稠特性，流动缓慢，一般情况下不会直接污染地表水体。在本工程中，可以认为原油泄漏事故对地表水体影响较小，不进行定量分析。

原油泄漏事故发生时，生产单位会按照应急预案及时关闭生产管线，采取现场污染物治理措施，事故产生的油泥砂交由有资质单位处理。

（5）溢油对海域的影响

本工程油田开发工程位于滩涂，即使工程开发过程中发生溢油，由于工程距离海水较远，工程溢油后影响海域的可能性较小。

（6）对生态的影响分析

本工程位于滩涂区，泄漏的原油会对周围的植被造成影响，原油黏附于枝叶，阻止植物进行光合作用，可使植物枯萎死亡；在土壤中粘附于植物根系，可阻止植物吸收水分和矿物质而死亡。总之，采出液泄漏会引起植被退化，会改变生态系统各组成成份的生态位置，改变群落组成、生态系统结构及对人类的服务功能，对生态系统产生显在与潜在的累积影响。需要对事故采出液污染扩散面积进行定量测算。

采用渗透性地表扩散模式（aisbeck 和 Mohtadi, 1975）计算污染面积，如下式所示：

$$S=53.5 \alpha V^{0.89}$$

式中： α —土壤阻隔系数，取 1.2；

S —污染面积, m^2 ;

V —泄漏体积, m^3 。

泄漏污染面积如表 9.1-15 所示。

表 9.1-15 采出液管线泄漏污染面积

管线名称	管线类型	采出液泄漏量 (t)	污染面积 (m^2)	污染半径 (m)
54-1 计量站外输线	采出液管线	88.85	3482.13	33.30

从表中数据可以看出, 原油污染半径为 33.30m、污染面积 3482.13m^2 。滩涂原油管线位于滩涂区, 原油泄漏会对生态环境产生不利影响。

采出液管道泄漏事故发生时, 生产单位会按照应急预案及时关井、关泵, 采取现场污染物治理措施, 将受污染的土壤委托有危废处理资质的单位进行无害化处置, 可将滩涂区的影响降至最低。

(7) 对滩涂的影响

当管线泄漏时, 原油及采出液对滩涂养殖造成影响, 重者造成养殖生物病害死亡, 轻者影响海产品的品质, 通过食物链危害人类健康。

2) 井喷事故影响分析

(1) 对环境空气的影响分析

发生井喷后, 若不能及时采取措施制止, 即发生井喷失控, 致使大量原油和伴生气从井口敞喷进入环境当中, 伴生气在喷射过程中若遇明火则会引发火灾和爆炸等危害极大的事故。伴生气喷射最大的可能是形成垂直喷射, 初始喷射由于井筒内有压井液柱, 因此喷出的伴生气中携带大量的压井液, 将危害周围的大气环境。

事故性释放的伴生气可能立即着火, 形成喷射燃烧, 对周围产生热辐射危害; 也可能在扩散过程中着火或爆炸, 产生的次生污染物污染环境; 或者经扩散稀释低于爆炸极限下限, 未着火, 仅污染周围环境空气。

(2) 对土壤的污染和影响

若井喷喷出的是原油和水混合物, 由于原油会迅速渗透到土壤中, 杀死土壤中的微生物, 从而改变土壤成分, 改变地表生态, 遭受污染的地区可能在几十年甚至上百年的时间内都会寸草不生。许多研究表明, 一些石油烃类进入动物体内后, 对哺乳类动物及人类有致癌、致畸等作用。井喷喷出的伴生气点火燃烧时将会对放喷点处及周边的土壤造成严重的危害和影响, 一旦出现井喷要及时清理被

污染的土壤。

(3) 对养殖池、盐池的影响分析

本工程滩涂工程主要位于围塘养殖区及盐池区，井喷事故可能造成周围养殖池、盐池的污染，重者造成养殖生物病害死亡，轻者影响海产品的品质，通过食物链危害人类健康。

(4) 对水环境的影响分析

井喷事故发生时，在非雨天且泄漏点距水体较远的前提下，因为原油的粘稠特性，流动缓慢，一般情况下不会直接污染地表水体。在本工程中，可以认为原油泄漏事故对地表水体影响较小。

(5) 溢油对海域的影响

本工程油田开发工程位于滩涂，即使工程开发过程中发生溢油，由于工程距离海水较远，工程溢油后影响海域的可能性较小。

(6) 对生态的影响

当井喷发生时，一般都会喷出一定量的压井液，使放喷口周边的植物受到一定程度的污染；对喷出的伴生气进行点火燃烧，将产生强大的热辐射，进而造成热辐射污染，使周边的植物受到灼伤。喷出的原油会对周围的植被造成影响，原油黏附于枝叶，阻止植物进行光合作用，可使植物枯萎死亡；在土壤中粘附于植物根系，可阻止植物吸收水分和矿物质而死亡。

(7) 对滩涂的影响

当井喷发生时，喷出的压井液，对滩涂养殖造成影响，重者造成养殖生物病害死亡，轻者影响海产品的品质，通过食物链危害人类健康。

3) 多功能罐泄漏事故影响分析

(1) 对环境空气的影响分析

多功能罐泄漏事故发生时，其中的轻烃组分逐渐挥发进入大气，会对事故现场空气环境产生影响，因为工程区域常年风速较大，气体较易得到扩散。因此，原油泄漏事故对空气环境影响较小。

(2) 对生态的影响分析

多功能罐位于桩 27-14 井场，采用渗透性地表扩散模式(aisbeck 和 Mohtadi, 1975) 计算污染面积，如下式所示：

$$S=53.5 \alpha V^{0.89}$$

式中： α —土壤阻隔系数，取 1.2；

S—污染面积, m^2 ;

V—泄漏体积, m^3 。

泄漏污染面积如表 9.1-16 所示。

表 9.1-16 多功能罐泄漏污染面积

井场名称	采出液泄漏量 (m^3)	污染面积 (m^2)	污染半径 (m)
桩 27-14 井	40	1711.47	23.35

从表中数据可以看出, 原油污染半径为 23.35m、污染面积 1711.47 m^2 。多功能罐位于滩涂区, 与井场边界最近距离为 27m, 因此, 泄漏后对保护区、海域造成污染的可能性较小。

多功能罐泄漏事故发生时, 生产单位会按照应急预案及时关井, 采取现场污染物治理措施, 将受污染的土壤委托有危废处理资质的单位进行无害化处置, 可将周围生态环境的影响降至最低。

(3) 对滩涂的影响

当多功能罐泄漏时, 采出液可能会流至井场外, 对滩涂养殖造成影响, 海产品通过食物链危害人类健康。

4) 多功能罐泄漏火灾次生污染物影响分析

(1) CO 、 SO_2 在大气中的扩散预测模式

CO 、 SO_2 在大气中的扩散采用《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ/T 169-2004) 中多烟团模式, 对设定事故状态下的各污染物在不同风向风速和稳定度下的浓度分布进行预测。

$$C(x, y, o) = \frac{2Q}{(2\pi)^{3/2} \sigma_x \sigma_y \sigma_z} \exp\left[-\frac{(x-x_o)^2}{2\sigma_x^2}\right] \exp\left[-\frac{(y-y_o)^2}{2\sigma_y^2}\right] \exp\left[-\frac{z_o^2}{2\sigma_z^2}\right]$$

式中: $C(x, y, o)$ —下风向地面 (x, y) 坐标处的空气中污染物浓度 (mg/m^3);

x_o, y_o, z_o — t 时刻烟团中心坐标;

Q —事故期间烟团的排放量;

$\sigma_x, \sigma_y, \sigma_z$ —为 X, Y, Z 方向的扩散参数 (m)。常取 $\sigma_x = \sigma_y$ 。

(2) CO 在大气中的扩散预测

① 预测参数

火灾事故次生 CO 在大气中的扩散预测参数见表 9.1-17。

表 9.1-17 次生 CO 在大气中的扩散预测参数

类型	排放速率 (kg/s)	废气温度 (℃)	持续排放时 间 (min)	面源有效高 度 (m)
面源	2.35	800	30	1.4
预测模型	烟团间隔时间 (s)	环境温度 (℃)	大气压力 (Pa)	半致死浓度 (mg/m ³)
多烟团	10	25	101325	2069
立即威胁生命和健康浓度 IDLH (mg/m ³)	短间接接触容 许浓度 PC- stel (mg/m ³)			
1700	30			

②预测结果

出现事故后,在不同风速、稳定度、时间条件下,多功能罐火灾事故次生 CO 预测浓度情况见表 9.1-18。

表 9.1-18 次生 CO 的影响范围 (事故后 30min)

天气条件	最大落地 浓度 (mg/m ³)	最大落地浓 度出现距离 (m)	半致死 浓度范围 (m)	短间接接触 容许浓度 Pc-stel 范 围 (m)	立即威胁生命 和健康浓度 IDLH 范围 (m)
D 稳定度静小风 (0.5m/s)	42823.00	4.9	55.6	453.7	61.5
E 稳定度静小风 (0.5m/s)	27719.88	9	72.3	567	80
F 稳定度静小风 (0.5m/s)	20184.75	11.4	84.7	649.3	93.9
D 稳定度 有风 (1.5m/s)	35107.47	12.3	160.9	2072.90	185.7
E 稳定度 有风 (1.5m/s)	55959.18	11.0	286.6	2083.30	331.7
F 稳定度 有风 (1.5m/s)	61976.94	11.0	337	2107.30	389.9
D 稳定度平均风 速 (3.4m/s)	13826.13	27.7	87.8	1427.10	95.1
E 稳定度平均风 速 (3.4m/s)	26387.99	24.9	146.8	2836.10	174

由上表可知,多功能罐泄漏时,原油不完全燃烧产生的 CO,产生的半致死浓度范围半径是 286.6m,紧急撤离半径为 389.9m,应急监测半径为 2836.10m。紧急撤离范围内无住户。多功能罐泄漏并火灾事故下伴生 CO 环境风险防范区域详见图 9.1-3。

9 环境风险事故防范及应急措施分析

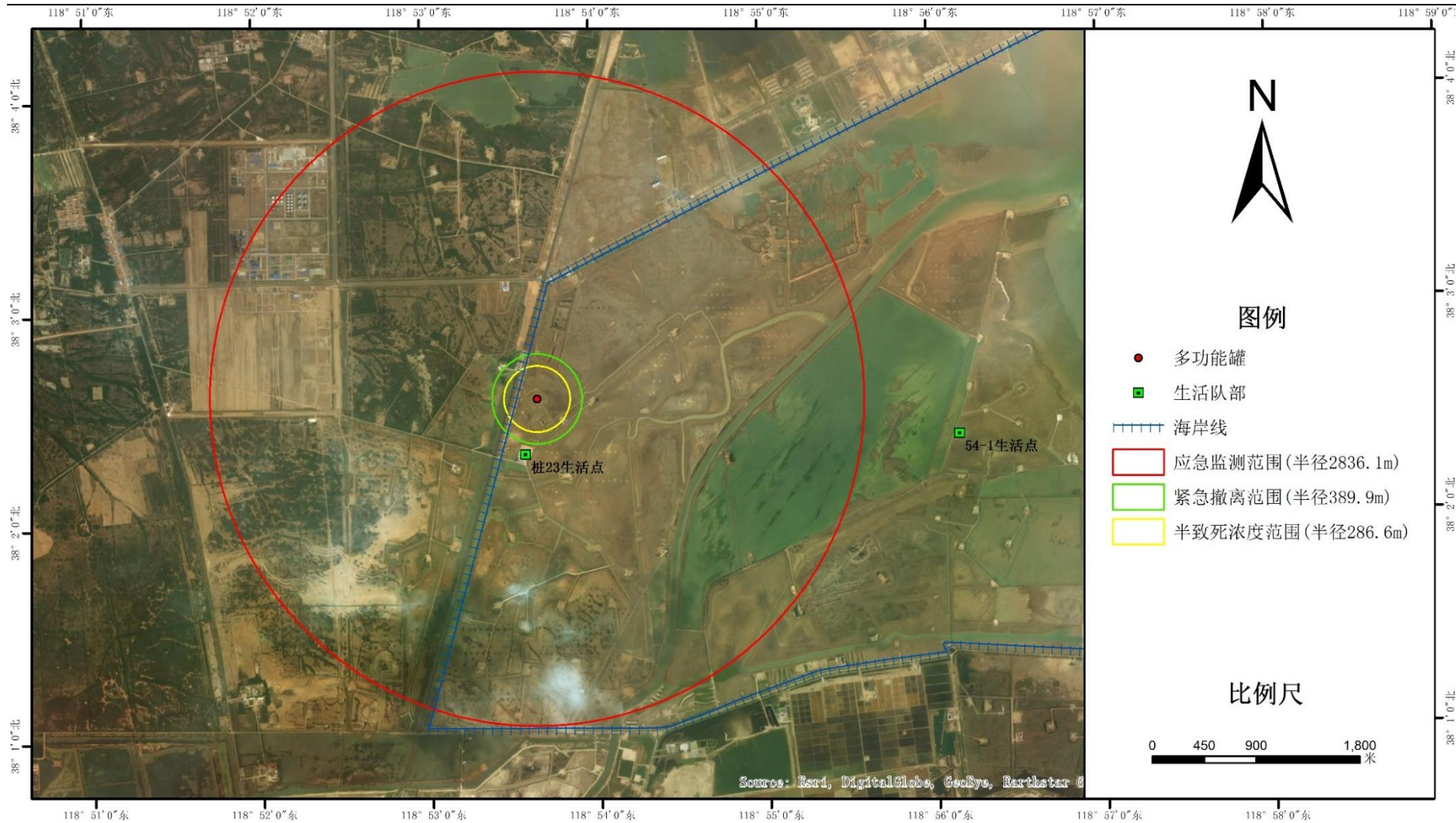


图 9.1-3 多功能罐泄漏并火灾事故下伴生 CO 环境风险防范区域图

(3) SO₂在大气中的扩散预测

①预测参数

火灾事故次生 SO₂在大气中的扩散预测参数见表 9.1-19。

表 9.1-19 次生 SO₂在大气中的扩散预测参数

类型	排放速率 (kg/s)	废气温度 (°C)	持续排放时间 (min)	面源有效高度 (m)
面源	0.295	800	30	1.4
预测模型	烟团间隔时间 (s)	环境温度 (°C)	大气压力 (Pa)	半致死浓度 (mg/m ³)
多烟团	10	25	101325	6600
立即威胁生命和健康浓度 IDLH (mg/m ³)	短时间接触容许浓度 PC-stel (mg/m ³)			
270	10			

②预测结果

出现事故后,在不同风速、稳定度、时间条件下,多功能罐火灾事故次生 SO₂预测浓度情况见表 9.1-20。

表 9.1-20 火灾次生 SO₂的影响范围 (事故后 30min)

天气条件	最大落地浓度 (mg/m ³)	最大落地浓度出现距离 (m)	半致死浓度范围 (m)	立即威胁生命和健康浓度 IDLH 范围 (m)	短时间接触容许浓度 PC-stel 范围 (m)
D 稳定度 静小风 (0.5m/s)	18071.0	3.9	9.9	52.6	271.1
E 稳定度 静小风 (0.5m/s)	19881.7	3.4	11.3	66.6	337.7
F 稳定度 静小风 (0.5m/s)	12758.3	3.9	12.8	78.6	394.3
D 稳定度 有风 (1.5m/s)	11130.6	10.9	12.7	182.2	1401.9
E 稳定度 有风 (1.5m/s)	21253.0	9.1	19.8	342.7	1674.6
F 稳定度 有风 (1.5m/s)	24262.6	9.1	28.2	402.5	1705.5
D 稳定度平均风速 (3.4m/s)	3438.3	24.5	——	102.5	858.9
E 稳定度平均风速 (3.4m/s)	8387.0	20.5	22.0	190.0	1685.7
F 稳定度平均风速 (3.4m/s)	10304.8	20.6	22.4	223.7	2198.3

由上表可知，多功能罐泄漏时，原油燃烧产生的 SO_2 最大半致死浓度范围半径是 28.2m，紧急撤离半径为 402.5m，应急监测半径为 2198.3m。紧急撤离范围内无住户。多功能罐泄漏并火灾事故下伴生 SO_2 环境风险防范区域详见图 9.1 - 4。

9 环境风险事故防范及应急措施分析

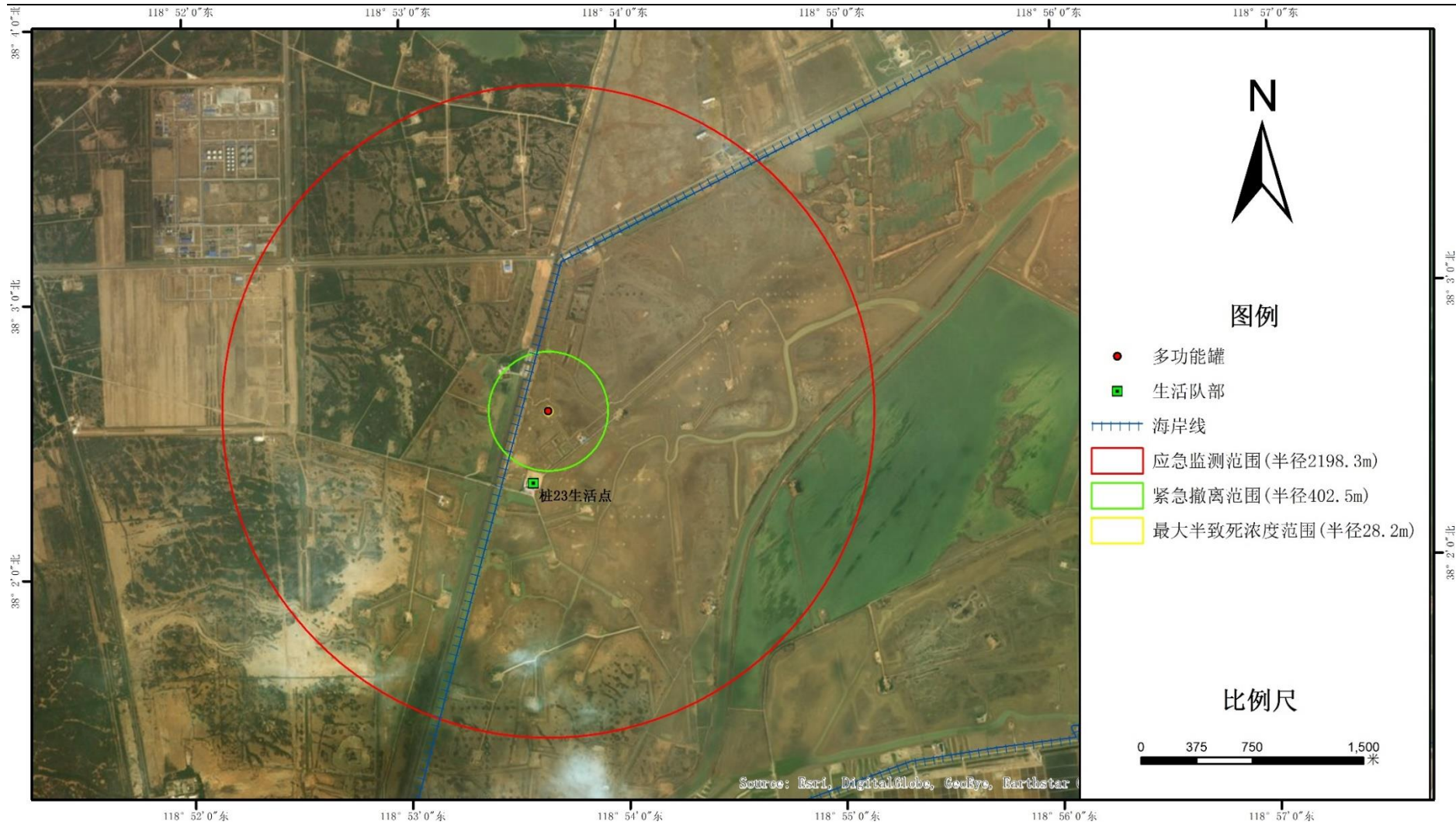


图 9.1 - 4 多功能罐泄漏并火灾事故下伴生 SO₂ 环境风险防范区域图

9.1.3.4 环境风险值的计算

五号桩油田桩 27-14 井场多功能罐原油火灾不完全燃烧产生的 CO、SO₂，最大的半致死浓度范围半径是 286.6m，紧急撤离半径为 402.5m，应急监测半径为 2836.10m。井场东南 410m 处为桩 23 生活点（16 人），多功能罐发生火灾时，应进行应急监测。井场半致死浓度范围内无住户，因此，本工程滩涂工程事故风险水平可控。

9.1.3.5 海域工程风险预测分析

1) 溢油风险事故影响评价

(1) 溢油的物理与化学变化过程

① 对流与扩散原理

溢油在水面上运动主要是通过对流与扩散进行的。对流主要受制于油膜上方的风与油膜下方的水流。溢油的扩展是重力、惯性力、摩擦力、粘性与表面张力之间的动力学平衡导致的现象。风对油膜的影响表现为风所产生的漂流。一般采用风漂流流速等于风速的 3%。油膜的扩散（或扩宽）也是极为复杂的过程。对此 Bonit（1992）与 Fay（1969、1971）有详细的研究。但这些研究多局限于静止水面上的油膜，油膜的扩展分为 3 个阶段：惯性阶段、粘性阶段和表面张力阶段。

② 蒸发

1/2~2/3 的溢油在几小时与一天的时间内会蒸发掉。由于蒸发，油膜的物理与化学性质将产生重要的变化。由于蒸发依赖于多种因素。而且这些因素又在随时发生变化，要准确地计算蒸发率是困难的。进入海洋的溢油的蒸发速率与油的类型、风速、温度以及溢油面积等因素有关。现采用 Mackay 和 Leinonen 提出的模型，计算溢油的蒸发量。蒸发通量为：

$$E_f = K_e C_i P_i / RT (\text{mole} \cdot \text{cm}^{-2} \cdot \text{sec}^{-1}) \quad (7.1.2.1)$$

式中： K_e —蒸发油质量变化系数；

C_i —溢油中第 i 种组分的浓度，mole/e；

P_i —一定温度下，第 i 种组分的蒸汽压力；

R —普通气体常数；

T —油面上的空气温度，° K。

③ 溶解

溶解于水的碳氢化合物对于水中生物系统存在着潜在毒性，但溢油的溶解不会达到百

分之几的程度，所以从溢油量损失的观点看他们是无关紧要的。这说明在分析油膜的运动时可以不考虑溶解率。

④垂直扩散或垂直运输

垂向分散作用对油膜寿命的评估也是必不可少的。垂向分散率的大小主要取决海况，但也受到溢油相关参数的影响，比如溢油的厚度、溢油属性（密度、表面张力和粘度等）。乳化过程对溢油寿命造成的重大影响在于其所造成的溢油粘度的猛增以及含水率的增加导致的溢油厚度的增大。

⑤乳化乳胶的形成

重质原油具有较高的粘性，一般形成较稳定的乳胶状油，而沥青烯与高分子量蜡的存在在乳胶的形成密切相关。溢油的含水率（乳化率）往往是采用何种溢油应急器材的重要依据。由于溢油的乳化作用，溢油的粘度会逐渐升高，甚至能高达 $130000 \sim 170000 \text{ mm}^2/\text{s}$ ，影响了溢油应急器材的性能。因此，溢油含水率的计算在溢油预测中尤为重要。由于水包油形成“巧克力冻”的机理尚不明确，本文仅计算油包水混合物中的含水率。含水率的计算，较为广泛使用的是 Mackay et al. (1980) 提出的计算公式：

$$\frac{dF_{\text{wv}}}{dt} = K_{\text{w}}(1+W)^2 \left(1 - \frac{F_{\text{wv}}}{F_{\text{wv}}^{\text{Final}}}\right) \quad (7.1.2.2)$$

式中： F_{wv} ——乳化液中水的体积分数；

K_{w} ——是一个经验常数，其取值在 1.0e^{-6} 和 2.0e^{-6} 之间，本文中取为 1.6e^{-6} (NOAA, 1994)；

W ——海表面 10m 以上的风速；

$F_{\text{wv}}^{\text{Final}}$ ——该种油品最终能形成的最大含水率，其取值一般建立在实验室数据之上。

⑥沉积

各种形式的油都有可能被沉积物颗粒吸附沉于水底或粘结在岸边。在淤泥质沉积物中油的渗透是最小的，只有上层几厘米才会受到影响。

总之，对流与扩散是影响溢油的最重要的过程，他们能改变油膜的位置；蒸发和其它的变化过程在溢油风险预报中亦应尽可能考虑，但是要全面地对溢油风险作出预测，目前还很困难，尤其是对于生态系统的影响需进行大量的现场实验与理论分析工作。本评价报告只是通过溢油的对流与扩散的数值模型给出溢油油膜分布的大致轮廓，从这些轮廓可以预测到溢油的最大危害可能出现在什么地方，以及它所能影响的海域范围，旨在为溢油应急决策提供技术参考。

(2) 油膜轨迹预测

① 泄漏油油膜中心点运移轨迹计算

海流在风作用下, 形成风生流。计算海流、风共生流可采用下述 2 种方法之一, 视具体情况选择之, 即:

A. 在水流动量方程中计及风应力;

B. 采用 Houtt 经验公式:

$$\vec{V}_t = \vec{V}_{ot} + \vec{V}_{水流} + b\vec{V}_{风}$$

式中: V_{ot} ——油膜扩散速度, $V_{ot}=0$;

b ——风对油膜运动的作用系数, 它主要取决于风、石油类、海水性质、水温等 (取值介于 0.01~0.03);

$\vec{V}_{水流}$ ——水体的表面流速, 它与垂线平均流速有一定的关系, 主要取决于流速在垂向的分布, 计算中取: $\vec{V}_{水流} = (1.2 \sim 1.3) V_{垂线平均}$ 。

在算得海流、风共生流场的基础上, 再进行 Lagrange 无质量标记点运动轨迹追踪计算。Lagrange 质点追踪计算是研究污染物排放后, 长历时地随海流游荡的最终去向, 它是分析排污效果优劣的重要手段之一, 也可对生物的影响评价提供基本资料。

Lagrange 质点追踪计算可描述污染物质随水流在水域中运动的轨迹:

$$\bar{U}_L = [\bar{X}(\bar{x}_0, t+T) - \bar{X}(\bar{x}_0, t_0)]/T = \frac{1}{T} \int_{t_0}^{t_0+T} U_L(\bar{x}_0, t) dt \quad (4.4.4)$$

点位代表油膜中心位置, 计算公式为:

$$X_i(t_N) = X_i(t_{N-1}) \int_{t_{N-1}}^{t_N} \{U_e[X_i(t_{N-1}), t] + \int_{t_{N-1}}^{t_N} U_e[X_i(t_{n-1}), t'] dt' \cdot \nabla U_e[X_i(t_{N-1}), t]\} dt$$

式中: $U_e(x, y, t)$ ——欧拉流速, 下脚标 i 为无质量标记点点号, 其初始位置为 (X_i, t_0) ;

t ——时刻; N ——时步; ∇ ——梯度算子。

利用三节点等参数三角元面积坐标, 易于求得新点位的插值流速。最终可求得不同时刻溢油油膜中心位置。

② 油膜扩散直径和扩散面积的计算

建设工程项目发生的燃料油泄漏事故, 模拟石油类的泄漏过程, 大体上可分为 3 个阶段, 即:

A. 浮射流阶段;

B. 溢油控制阶段；

C. 溢油漂移、输运、扩散阶段。

根据数学模型得出不同时刻溢油油膜中心位置后，再按 P. C. Blokker 提出的油膜扩散直径的经验计算公式，进一步预测油膜的扩散范围：

$$D_t^3 - D_0^3 = \frac{24}{\pi} k(d_w - d_0) \frac{d_0}{d_w} V_0 t$$

式中： t —时间，min；

D_t, D_0 —分别为油膜在 t 时刻扩散的直径和初始直径，m；

k —系数；

d_w, d_0 —分别为水和燃料油的比重；

V_0 —计算泄漏燃料油量， m^3 。

(3) “油粒子”法

油粒子法，顾名思义就是将连续的溢油离散成许多粒子，对这些粒子在欧拉流场下进行追踪。在计算过程中，每个粒子将被赋予一定的属性，比如位置、粘度、密度、抵岸或者悬浮状态等，在模拟结束时，通过计算和分析油粒子的属性来获得对溢油事件的定量或者定性描述。“油粒子法”的提出，突破了以对流扩散为主的传统方法，并且避免在数值计算过程中的“数值振荡”，是溢油模式更新换代的转折点。

计算中油粒子的数目对计算结果精度的影响是非常明显的。为了模拟湍动扩散效应，必须采用大量的油粒子以获得较为准确的结果。一般来说，精度随着粒子数目的平方根的变化而变化。

油粒子的数目主要由以下几个因素决定：

- ①模拟时间的长短；
- ②粒子扩展尺度的期望值；
- ③用于统计油粒子数的网格空间不长；
- ④溢油量；
- ⑤垂向分层情况；
- ⑥计算域的最小水深。

从更深的意义上来说，持续排放所采用的粒子数会比瞬时排放的多。

模拟的精度一般采用最小浓度（厚度）来表示，该浓度（厚度）由单个粒子在一个计算网格单元表征。最小浓度为单个粒子的质量除以其所处的网格的体积，其计算式表示如下：

$$C_{\min} = \frac{m_{\text{particle}}}{A_{\text{cell}} \times h_{\text{layer}}} = \frac{M_{\text{total}}}{N_{\text{total}} \times A_{\text{cell}} \times h_{\text{layer}}} \quad (7.1.2.1)$$

式中： $C_{\min}$ ——最小浓度；

m_{particle} ——每个油粒子的体积；

A_{cell} ——网格单元的面积；

h_{layer} ——局部水层的厚度。

(4) 溢油初始参数设置与条件

模型的初始参数设置包括动力参数、油品参数设置、溢油位置选取等。动力参数设置主要包括风应力系数及风偏向角的取值，其中，风应力系数的取值一般在 2%~6%之间，而风偏向角的取值范围为 10~40°。此外，风偏向角还应依赖于模拟海域的科氏力效应，鉴于本次计算海域纬度跨度较小，科氏力效应对风偏向角的影响可忽略不计，因此，在计算过程中，将风偏向角设为常数。

油品参数设置主要确定油品的初始属性值，包括倾点、密度、粘度、API 以及油品在蒸馏曲线中的蒸发百分比及其相应的组分沸点温度，这部分资料主要参考 ADIOS2 中的油品数据库。

通过潮流模型，预测出研究海域的潮流场，为溢油模拟预测提供水动力条件，选择高潮和低潮 2 个具有代表性的时刻作为溢油初始时间。

①溢油事故位置

根据前述源项分析章节，溢油事故发生的具体位置见图 9.1-5。

②溢油事故源强

各溢油事故发生点的源强见表 9.1-21。

③事故环境条件

根据工程附近气象站的风场气象资料，对工程海域气象特征进行统计分析。常风向为 SSE，发生概率为 14%。

按照相关要求，在对工程附近气象站的历史风场资料分析的基础上，选择 SSE（主频风）、ESE（不利风）、SE（不利风）、NW（不利风）、WNW（不利风）以及静风条件作为本次溢油事故模拟的特征风场。其中，常风向对应的风速以平均风速考量；不利风向的选择则以尽可能多地危害敏感目标为依据，其风速值则选取该风向下的历史风速最大值。按照风潮组合情况共 36 种预测方案。此外，本海区年平均气温为 15.0℃。

事故模拟情景见表 9.1-21。

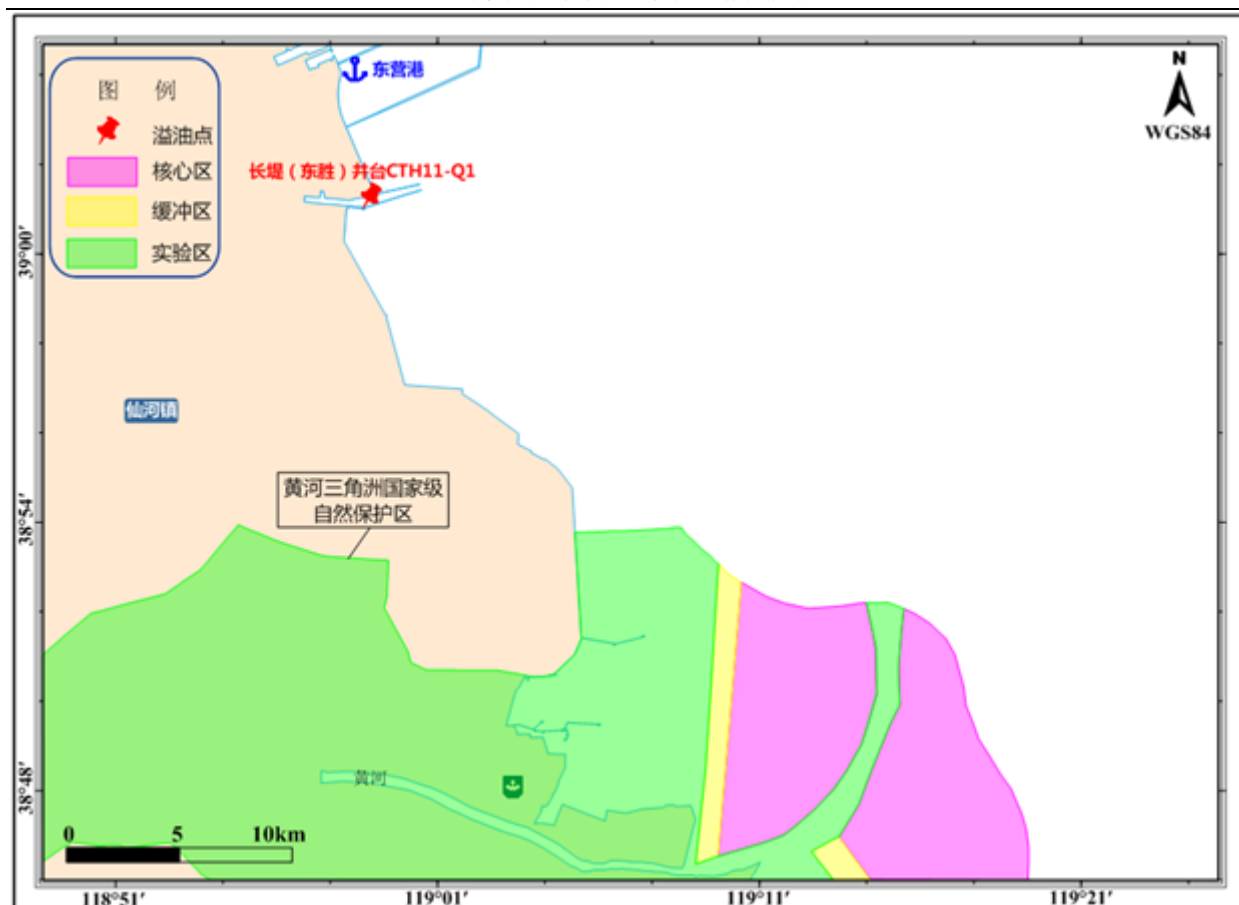


图 9.1-5 溢油点和敏感目标分布

表 9.1-21 事故模拟情景及参数表

源强信息	潮时	高、低潮
	泄漏量	10.0t
	泄漏点	长堤（东胜）井台 CTH11-Q1
气象 海况 条件	不利风向	NW
	风速	21.0m/s
	定常风向	SSE
	风速	4.3 m/s
油品 属性 参数	平均温度	15.0℃
	密度	850 kg/m ³ (20° C)
	API	24.5
	运动粘度	130mm ² /s
	相对温度	38℃
过程 参数	倾点	7.0℃
	风偏向角	10°
	风应力系数	0.03

海上溢油的运动及变化受其物理、化学和生物等过程的影响，而这些过程又与石油类的性质、海洋水动力环境及海洋气象环境等密切相关。溢油事故发生后，溢油应急部门将

会迅速采取应急措施,从保守角度考虑以及为溢油应急部门的溢油应急提供技术依据,本报告预测了不同工况条件下发生的溢油事件在 48h 内溢油的时空分布变化情况。

(5) 长堤(东胜) CTH11-Q1 井台溢油事故预测与分析

①高潮时溢油

A. 高潮时 SSE 风向下溢油

如图 9.1-6 所示,溢油发生后,受防波堤的阻隔作用加之溢油发生点位于近岸,输移力度较弱,溢油仅在防波堤附近运动。溢油不会对评价范围内的敏感目标造成污染。

B. 高潮时 NW 风向下溢油

如图 9.1-7 所示,在 NW 强风的主导作用下,溢油径直朝东南方向运动,10h 时主体部分溢油抵岸,但大部分溢油可继续运动;约 13h 时,溢油可抵达山东黄河三角洲国家级自然保护区(实验区)内;17h 时、18h 时,溢油可相继进入其缓冲区和核心区内;约 25h,溢油可逸出南部评价区域。

C. 高潮时静风条件下溢油

从显示的溢油轨迹及扫海范围图可以看出,静风时的油膜运动轨迹整体上在防波堤南部海域运动,溢油影响的范围较为有限。从图 9.1-8 可以看出,溢油最远可运动至防波堤堤头位置,对评价范围内的敏感目标无影响。

②低潮时溢油

A. 低潮时 SSE 风向下溢油

如图 9.1-9 所示,与高潮时类似,溢油仅在防波堤附近运动。溢油不会对评价范围内的敏感目标造成污染。

B. 低潮时 NW 风向下溢油

如图 9.1-10 所示,在 NW 强风的主导作用下,溢油径直朝东南方向运动,6h 时主体部分溢油抵岸,但其他部分溢油可继续运动;约 10h 时,溢油可抵达山东黄河三角洲国家级自然保护区(实验区)内;14h 后,溢油可相继进入其缓冲区和核心区内;约 21h,溢油可逸出南部评价区域。

C. 低潮时静风条件下溢油

与高潮时类似,溢油整体上在防波堤南部海域运动,溢油影响的范围较为有限。从图 9.1-11 可以看出,溢油最远可运动至防波堤堤头位置,对评价范围内的敏感目标无影响。

(6) 溢油路径和扫海面积

海上溢油在运动的同时还进行着蒸发、溶解、乳化、沉降以及浮油和海岸线的相互作用等过程,溢油的总量、组成、性质均发生着变化。其中蒸发是溢油质量传输过程的主要

部分，特别是轻质原油或成品油如汽油、柴油等。蒸发与油膜的性质、扩散面积有关，也跟风速、海况、海—气温差以及太阳辐射强度有关，结合溢油性质、风况以及溢油的扩展面积计算溢油的残油量。

不同事故情境下航道溢油残油量、油膜厚度扫海面积变化见表 9.1-22~表 9.1-23。

本次模拟将溢油的非动力过程与溢油的动力过程紧密联系，如蒸发和溶解模型就需要任何时刻油膜的面积，而面积的计算就是根据动力过程计算所得的粒子位置通过一定的算法计算得来，此外，密度、粘度的变化也是溢油计算中不可忽略的过程。

根据表 9.1-22~表 9.1-23 的结果，本次溢油预测的燃油为炼油，因此蒸发和垂向分散为溢油损失的关键过程。但是随着时间的增长，单位时间内的蒸发损失量也随之减少，这是可能由两个原因造成。第一，乳化过程导致溢油粘度的猛增，使得溢油形成油-水乳状物和水-油乳状物，进而使溢油的蒸发暴露程度减小，也即暴露面积减小，从而使得蒸发损失量变小；其次，蒸发损失量在前十几个小时之内，增加较快，随后其曲线增加的趋势减缓，这可能是由溢油中可蒸发损失组分减小造成的。而相比于炼油，蒸发百分比总体较小的原因则与其组分构成有关。从航道发生的溢油在各种工况下的静风和其他风向下溢油的残余量对比中可以看出，在相同海水温度下，溢油在海面上的衰减最敏感的因素是风速，风速增加则物质转移系数增大，溢油的蒸发量也随之加大。其次，影响蒸发的另一主要因素为单位时间内的瞬时扩展面积。

在本模式中考虑了另一风化过程—溶解过程，其是在一定能量的搅动下，溢油中的一些石油烃组分进入海水中的过程。溶解量和速率取决于石油的组成和物理性质、油膜扩展度、水温和水的湍流度以及油的乳化程度等。在影响溶解的环境因素中，风速和海况显得尤为重要。但溶解量较蒸发量小得多，通常仅是蒸发量的百分之几。溶解是溢油发生后活动最短的过程，明显有效时间主要在一小时左右。其后相对蒸发而言是可以忽略的。

此外，综合表中的数据还可以看出，溢油的扫海面积除了受海况影响之外（例如风和流的夹角等），还与起始溢油量有关。

大部分工况下的溢油事故的油膜厚度随时间的减小而减小，主要由于油膜扩散面积的增加以及油量减少所致；小部分油膜厚度可能会有先减小后增加的现象，可能的原因为抵岸使得局部油膜重叠，扩展面积减小。

表 9.1-22 长堤（东胜）CTH11-Q1 溢油残油量和扫海面积随时间的变化（高潮时）

时间 (h)	静风			SSE（主频风）			NW（不利风向）		
	残油量（t）	扫海面积（km ² ）	油膜厚度（μm）	残油量（t）	扫海面积（km ² ）	油膜厚度（μm）	残油量（t）	扫海面积（km ² ）	油膜厚度（μm）
高潮时	0	10.00	0	0	10.00	0	0	10.00	0
	1	8.82	0.38	39.15	8.50	0.29	63.53	7.35	1.71
	2	8.19	0.63	17.32	—	—	—	6.70	4.02
	4	7.51	1.08	8.95	—	—	—	5.95	10.53
	6	7.07	1.50	5.43	—	—	—	5.54	15.59
	8	6.70	2.18	3.37	—	—	—	5.14	19.89
	10	6.43	2.56	3.11	—	—	—	4.65	27.22
	12	6.21	3.10	2.26	—	—	—	—	—
	14	6.02	3.69	2.25	—	—	—	—	—
	16	5.85	4.07	1.70	—	—	—	—	—
	18	5.69	4.50	1.49	—	—	—	—	—
	20	5.55	5.17	1.23	—	—	—	—	—
	22	5.41	6.00	1.14	—	—	—	—	—
	24	5.30	6.75	1.21	—	—	—	—	—
	26	5.20	7.26	1.15	—	—	—	—	—
	28	5.12	7.67	1.11	—	—	—	—	—
	30	5.04	8.25	0.97	—	—	—	—	—
	32	4.96	8.97	0.86	—	—	—	—	—
	34	4.89	9.33	0.89	—	—	—	—	—
	36	4.83	9.92	0.88	—	—	—	—	—
	38	4.78	10.50	0.77	—	—	—	—	—
	40	4.73	11.07	0.74	—	—	—	—	—
	42	4.67	12.35	0.65	—	—	—	—	—
	44	4.62	13.72	0.54	—	—	—	—	—
	46	4.56	14.58	0.54	—	—	—	—	—
	48	4.52	15.63	0.60	—	—	—	—	—

表 9.1-23 长堤（东胜）CTH11-Q1 溢油残油量和扫海面积随时间的变化（低潮时）

时间（h）		静风			SSE（主频风）			NW（不利风向）		
		残油量（t）	扫海面积（km ² ）	油膜厚度（μm）	残油量（t）	扫海面积（km ² ）	油膜厚度（μm）	残油量（t）	扫海面积（km ² ）	油膜厚度（μm）
低潮时	0	10.00	0	0	10.00	0	0	10.00	0	0
	1	8.84	0.40	40.51	8.58	0.24	87.07	7.30	1.80	16.20
	2	8.18	0.72	16.14	7.98	0.40	33.72	6.64	4.59	6.66
	4	7.47	1.21	7.96	——	——	——	5.89	10.66	3.61
	6	7.01	1.75	4.16	——	——	——	5.51	14.40	3.43
	8	6.63	2.52	2.80	——	——	——	——	——	——
	10	6.33	3.19	2.24	——	——	——	——	——	——
	12	6.09	3.57	2.04	——	——	——	——	——	——
	14	5.89	4.29	1.75	——	——	——	——	——	——
	16	5.70	4.99	1.40	——	——	——	——	——	——
	18	5.53	6.03	1.36	——	——	——	——	——	——
	20	5.40	6.86	1.33	——	——	——	——	——	——
	22	5.28	7.26	1.19	——	——	——	——	——	——
	24	5.17	7.74	1.09	——	——	——	——	——	——
	26	5.07	8.30	0.93	——	——	——	——	——	——
	28	4.98	8.86	0.86	——	——	——	——	——	——
	30	4.90	9.22	0.86	——	——	——	——	——	——
	32	4.82	9.72	0.82	——	——	——	——	——	——
	34	4.75	10.39	0.71	——	——	——	——	——	——
	36	4.69	11.70	0.62	——	——	——	——	——	——
	38	4.61	13.92	0.50	——	——	——	——	——	——
	40	4.54	15.18	0.49	——	——	——	——	——	——
	42	4.48	15.95	0.52	——	——	——	——	——	——
	44	4.43	17.50	0.55	——	——	——	——	——	——
	46	4.39	18.85	0.52	——	——	——	——	——	——
	48	4.35	19.37	0.47	——	——	——	——	——	——

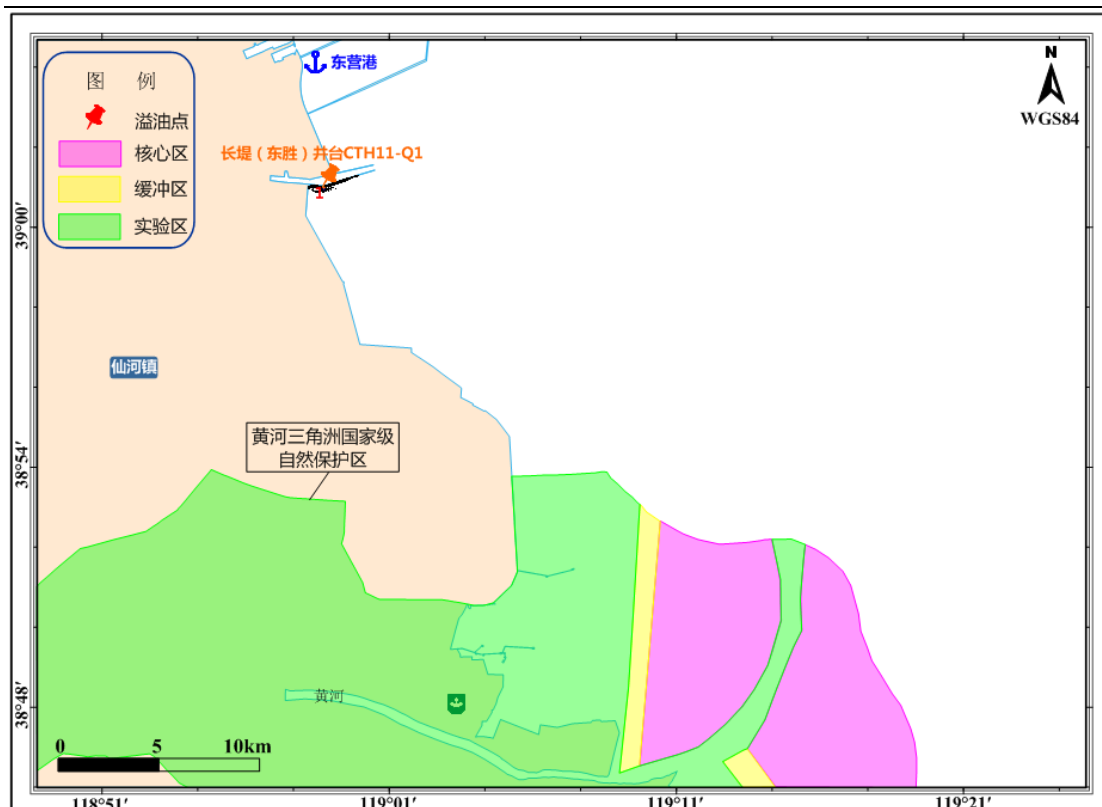


图 9.1-6 长堤 CTH11-Q1 井台 SSE 高潮时溢油轨迹

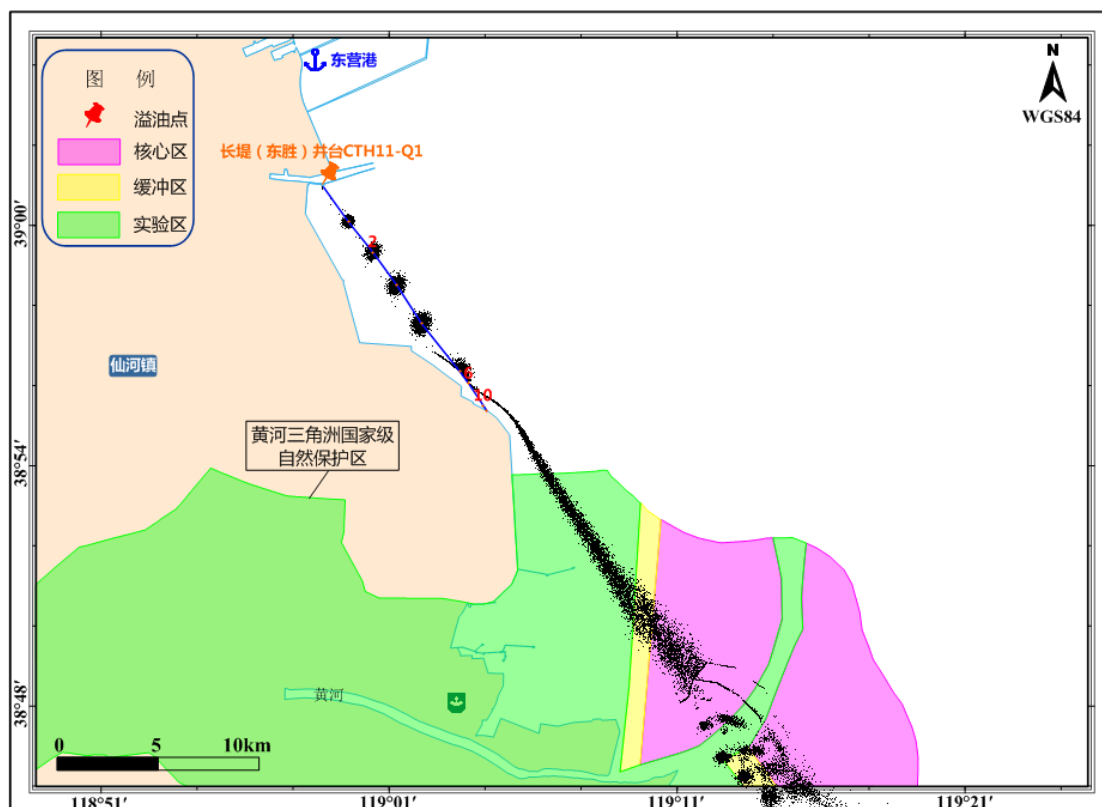


图 9.1-7 长堤 CTH11-Q1 井台 NW (不利风向) 高潮时溢油轨迹

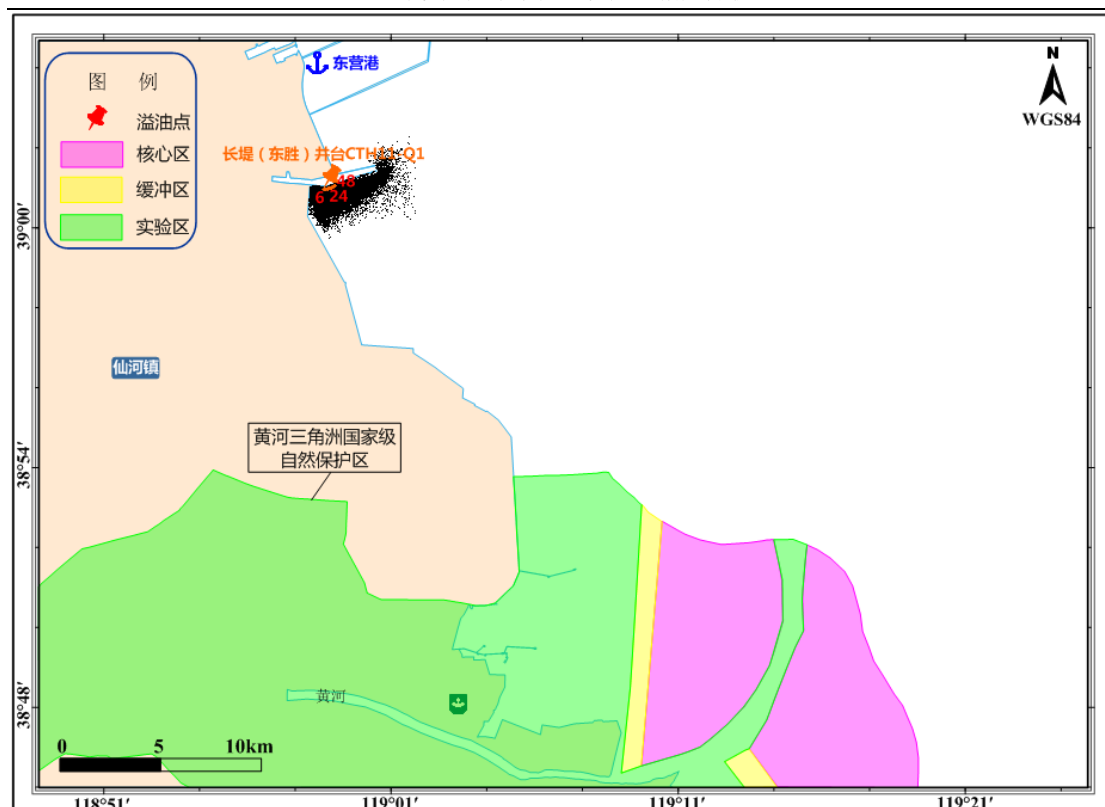


图 9.1 - 8 长堤 CTH11-Q1 井台静风高潮时溢油轨迹

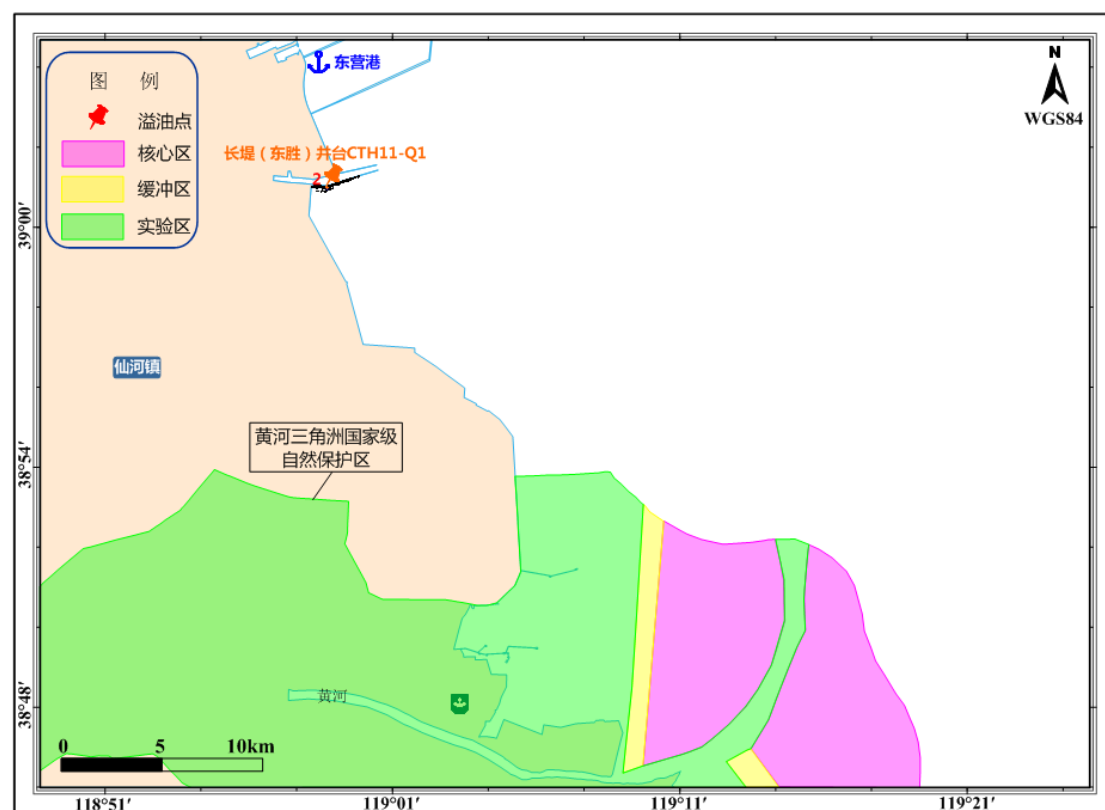


图 9.1 - 9 长堤 CTH11-Q1 井台 SSE 低潮时溢油轨迹

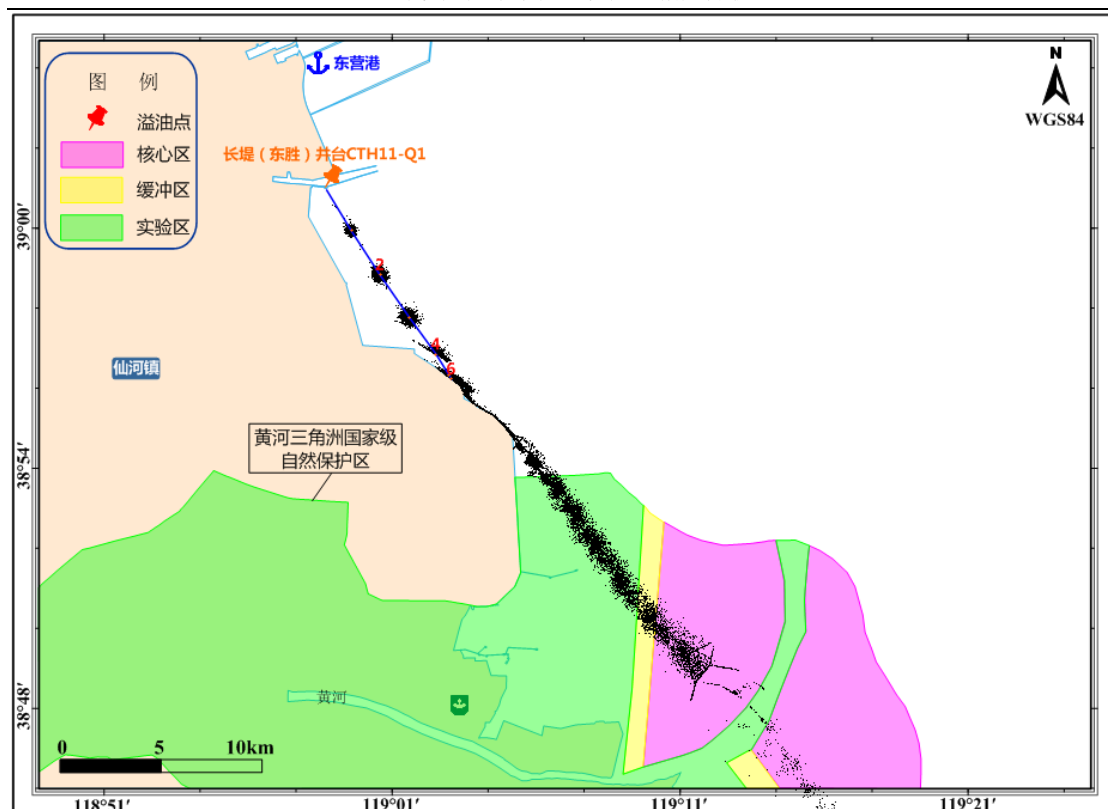


图 9.1 - 10 长堤 CTH11-Q1 井台 NW (不利风向) 低潮时溢油轨迹

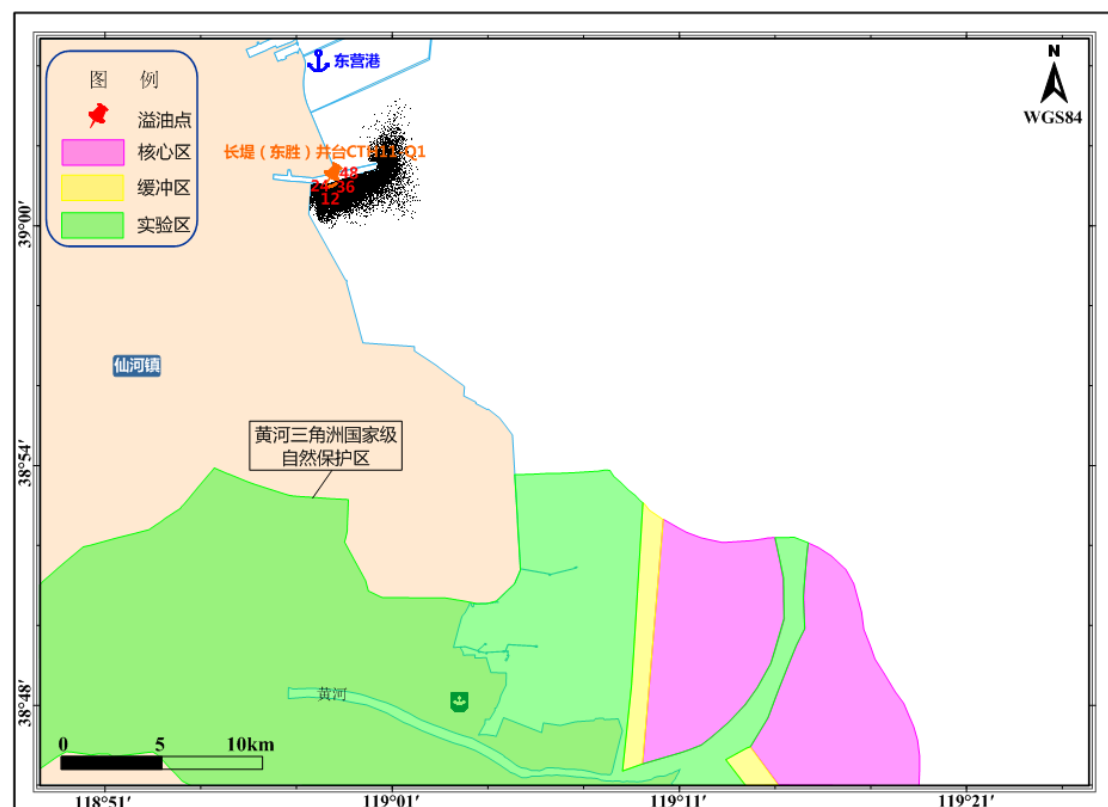


图 9.1-11 长堤 CTH11-Q1 井台静风低潮时溢油轨迹

2) 溢油污染事故对水生生态的影响

国内外许多的研究表明高浓度的石油会使鱼卵、仔幼鱼短时间内中毒死亡，低浓度的长期亚急性毒性可干扰鱼类摄食和繁殖，其毒性随石油组分的不同而有差异。

(1) 对鱼类的急性毒性测试

根据近年来对几种不同的长江鱼类仔鱼的毒性试验结果表明，石油类对鲤鱼仔鱼 96h LC_{50} 值为 0.5~3.0mg/L，因此污染带瞬时高浓度排放（即事故性排放）可导致急性中毒死鱼事故。

(2) 石油类在鱼体内的蓄积残留分析

污染因子石油类在鱼体中的积累和残留可引起鱼类慢性中毒而带来长效应的污染影响，这种影响不仅可引起鱼类资源的变动，甚至会引起鱼类种质的变异。鱼类一旦与油分子接触就会在短时间内发生油臭，从而影响其食用价值。以 20 号燃料油为例，当石油类浓度为 0.01mg/L 时，7 天之内就能对大部分的鱼、虾产生油味，30d 内会使绝大多数鱼类产生异味。

(3) 对浮游植物的影响

实验证明石油会破坏浮游植物细胞，损坏叶绿素及干扰气体交换，从而妨碍它们的光合作用。这种破坏作用程度取决于石油的类型、浓度及浮游植物的种类。根据国内外许多毒性实验结果表明，作为鱼、虾类饵料基础的浮游植物，对各类石油类的耐受能力都很低。一般浮游植物石油急性中毒致死浓度为 0.1~10.0mg/L，一般为 1.0~3.6mg/L，对于更敏感的种类，油浓度低于 0.1mg/L 时，也会妨碍细胞的分裂和生长的速率。

(4) 对浮游动物的影响

浮游动物石油急性中毒致死浓度范围一般为 0.1~15mg/L，而且通过不同浓度的石油类环境对桡足类幼体的影响实验表明，永久性（终生性）浮游动物幼体的敏感性大于阶段性（临时性）的底栖生物幼体，而它们各自的幼体的敏感性又大于成体。

根据所述，石油类对水生生物产生中毒影响的浓度阈值普遍较低，因此项目营运期一旦发生溢油污染，将会造成污染水域内鱼类急性中毒和鱼的致突变性等，对浮游植物和动物也会产生一定的中毒影响，严重的影响将会造成部分鱼类、水生动植物中毒死亡事故。

3) 溢油事故对山东黄河三角洲国家级自然保护区的影响

从预测结果可以看出,长堤(东胜)CTH11-Q1 井台溢油点不会对黄河三角洲自然保护区造成重大污染。长堤(东胜)CTH11-Q1 井台 NW 低潮时溢油可在 10 小时进入山东黄河三角洲国家级自然保护区, 但仅对其造成轻度影响。

4) 溢油事故环境影响后果分析

以溢油对水域环境(海面和水体)及岸线的污染作为石油类的代表性环境风险,根据海面油膜厚度、水体油品含量和着岸溢油量作为的评价指标,采用《中国海上船舶溢油应急计划》研究中的影响评价指标判断影响程度(表 9.1-24),进行环境风险定性、定量评价。

表 9.1-24 溢油归宿状态六级环境污染影响程度的评价指标

影响程度 归宿状态		极重污 染	严重污 染	中度污 染	轻度污 染	一般影 响	轻度影 响
海面油膜厚 度	μm	>50	25~50	8~25	4~8	2~4	1~2
	颜色	深色	暗色-较深 色	亮带-浅暗 色	能分辨轮 廓	银屏色	难分辨

各预测方案下溢油事故对周围环境中敏感目标的危害程度如表 9.1-25 所示。本次溢油预测损害评价采用 6 种风向、36 种工况计算溢油对敏感目标的污染和危害。长堤(东胜)CTH11-Q1 井台发生溢油事故时溢油不会对山东黄河三角洲国家级自然保护区或其他敏感目标造成污染,最大危害程度仅为轻度影响。

表 9.1-25 长堤(东胜)CTH11-Q1 井台溢油事故环境影响统计

风向	溢油时 刻	抵达地点	影响环境 敏感区	抵达敏感目标后 油膜厚度 (μm)	危害 程度
SSE	高潮时	溢油仅在防波堤附近运动	——	——	——
	低潮时	溢油仅在防波堤附近运动	——	——	——
NW	高潮时	10 小时主体部分溢油抵岸; 约 13 小时,溢油可抵达山东 黄河三角洲国家级自然保护区 (实验区)内;17 小时、18 小时,溢油可相继进入其缓 冲区和核心区内	山东黄河三 角洲国家级 自然保护区 实验区/缓 冲区/核心 区	<1/<1/<1	无影 响/无 影响/ 无影 响
	低潮时	6 小时主体部分溢油抵岸; 约 10 小时,溢油可抵达山东 黄河三角洲国家级自然保护区 (实验区)内;14 小时、15 小时,溢油可相继进入其缓 冲区和核心区内	山东黄河三 角洲国家级 自然保护区 实验区/缓 冲区/核心 区	1.73/1.36/1.04	轻度 影响/ 轻度 影响/ 轻度 影响
静 风	高潮时	整体上在防波堤南部海域运动	——	——	——
	低潮时	整体上在防波堤南部海域运动	——	——	——

9.1.4 工程环境风险防范措施可行性分析

9.1.4.1 工程环境风险防范措施

1) 环境风险防范措施

(1) 选址、总图布置

本工程位于滩涂, 8km 范围内无居民; 站场总平面布置符合防范事故的要求。

(2) 工艺、自动控制设计安全防范措施

胜利油田采用 SCADA 系统对站场的数据采集、监视、控制、安全保护、计量及运行管理等任务, 并通过网络与油库管理系统、消防监控系统通讯。

在可能存在可燃气体泄漏的场所, 设置可燃气体探测器, 监测可燃气体浓度。

(3) 防雷、防静电接地

油气集输装置均做防雷、防静电接地, 接地电阻小于 $10\ \Omega$, 地下接地网连接成环行。

(4) 消防

油气集输系统采用固定式低倍数泡沫(抗溶性水成膜)灭火系统和固定式消防冷却水系统。

站场设室外消火栓, 控制室设手提二氧化碳灭火器, 其他场所配置移动式磷酸铵盐干粉灭火器。

(5) 井喷事故防范措施

①严格执行《关于印发〈中国石化石油与天然气井井控管理规定〉的通知》(中国石化安[2011]907 号)及《关于印发〈胜利石油管理局 胜利油田分公司井下作业(滩涂)井控工作细则〉等 4 个规范性文件的通知》(胜油局发[2011]247 号)等规定。

②修井时, 在井口上安装防喷器和控制装置, 防止井喷事故发生。

(6) 管线、多功能罐泄漏防范措施

为尽量避免管线及设备破裂事故的发生, 减轻泄漏事故对环境的影响, 应该采取以下的安全环保措施:

①管理措施

A. 管线敷设线路应设置永久性标志, 提醒人们在管线两侧 20m~50m 范围内进行各项施工活动时注意保护管线, 减少由此可能造成的事故。

B. 严禁在管道线路两侧 50m 范围内修筑大型工程, 在 10m 范围内禁止种植乔木、灌木及其它深根植物。

C. 加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

D. 按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件。

②加强防腐措施

A. 根据工程设备、容器和埋地管线所处的不同环境，采用相应的涂层防腐体系。

B. 外输管线采用扩口连接环氧粉末内防腐，管线局部加保护套管，套管防腐采用特加强防腐沥青。

C. 建立防腐监测系统，随时监测介质的腐蚀状况，了解和掌握区域系统的腐蚀原因，有针对性地制定、调整和优化腐蚀控制措施。

③加强施工质量监督，保证施工质量符合建设标准。

(7) 注水风险防范措施

本工程存在注水风险的地方：注水站、配水间、注水管线。发生突发性事故的诱发因素很多，其中被认为重要的因素有以下 2 个方面：①超压运行；②站内流程腐蚀严重。

①注水站风险

A. 超压运行

注水泵站超压运行易造成管线穿孔、设备损坏、房屋受损、水体污染等情况，存在较大的安全环保隐患。

控制措施：现对所有注水站严格按照要求在设计压力下安全运行，严格杜绝出现超压运行的情况。

B. 站内流程腐蚀严重

部分注水站由于投产时间长，设备仪表老化，流程腐蚀严重，频繁穿孔，如控制不当极易造成房屋受损、水体污染等情况。

控制措施：一是及时对腐蚀严重管线及闸门进行更换，二是加强巡检力度，杜绝出现安全环保事故。

②配水间风险

A. 超压运行

配水间超压运行易造成管线穿孔、设备损坏、房屋受损、水体污染等情况，存在较大的安全环保隐患。

控制措施：现对所有配水间严格按照要求在设计压力下安全运行，严格杜绝出现超压运行的情况。

B. 站内流程腐蚀严重

部分配水间由于投产时间长，设备仪表老化，流程腐蚀严重，频繁穿孔，如控制不当极易造成房屋受损、水体污染和流程穿孔等情况。

控制措施：一是及时对腐蚀严重管线及闸门进行更换，二是加强巡检力度，杜绝出现安全环保事故。

③注水管线风险

A. 超压运行

注水管网超压运行易造成管线穿孔、房屋受损、水体污染等情况，存在较大的安全环保隐患。

控制措施：现对所有注水管线严格按照要求在设计压力下安全运行，严格杜绝出现超压运行的情况。

B. 管线腐蚀严重

注水管线流程管网、设备由于投产时间较长，由于油田生产的特殊性，以及自然环境（地处滩海）、投资资金、养殖开发等条件的制约，造成大部分管网老化腐蚀严重，穿孔频繁。部分管网由于养殖开发，目前多处悬空，有的被养殖池占压，造成维护困难，安全隐患大。

控制措施：一是及时对腐蚀严重管线进行更换，二是加强巡检力度，杜绝出现环保安全事故。

2) 溢油事故应急处理措施

(1) 制定溢油应急预案

本工程开发生产期间的海上溢油应急力量由胜利油田组织并实施。

桩西采油厂按照《中华人民共和国海洋环境保护法》、《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例》和《国家海洋局海洋石油勘探开发溢油应急预案》的相关规定，编写了海洋石油生产溢油应急计划，本工程的工程内容已包含在该溢油应急计划中。溢油应急计划已在国家海洋局北海分局进行备案，详见附件。

国家海洋局于 2015 年 4 月 3 日发布了《国家海洋局海洋石油勘探开发溢油应急预案》，建设单位应当对溢油应急计划进行修编，与上述应急预案相衔接，并将修编后的溢油应急计划重新上报海洋主管部门备案，同时按照修编后的溢油应急计划开展好各种溢油应急准备和响应工作。

应急计划的主要内容应包括作业区情况、应急组织体系、溢油风险分析、事

故处置方案和溢油应急能力等。

(2) 组织机构

胜利油田应急指挥中心是海上石油开发生产期间的海上溢油应急处置与应急管理的最高指挥决策机构，负责指挥溢油事故的处置和应急管理工作。

海上石油生产作业的溢油应急组织机构组成如图 9.1 - 12 所示，由胜利油田溢油应急指挥中心、现场应急指挥部、现场溢油应急小组三级组成。

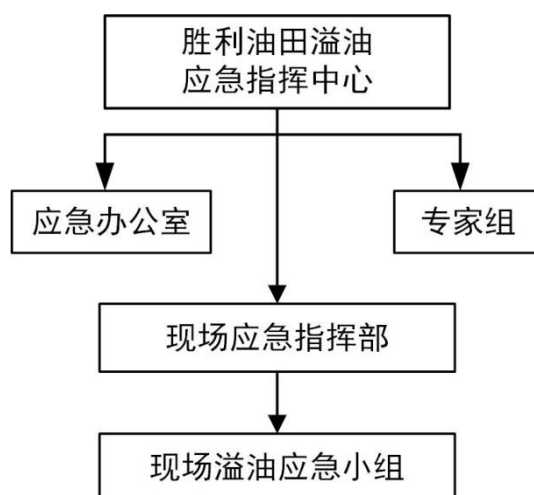


图 9.1 - 12 溢油应急组织机构框图

(3) 溢油事故的报告

溢油事故一旦发生，首先应立即切断油源，溢油事故报告程序如图 9.1 - 13。

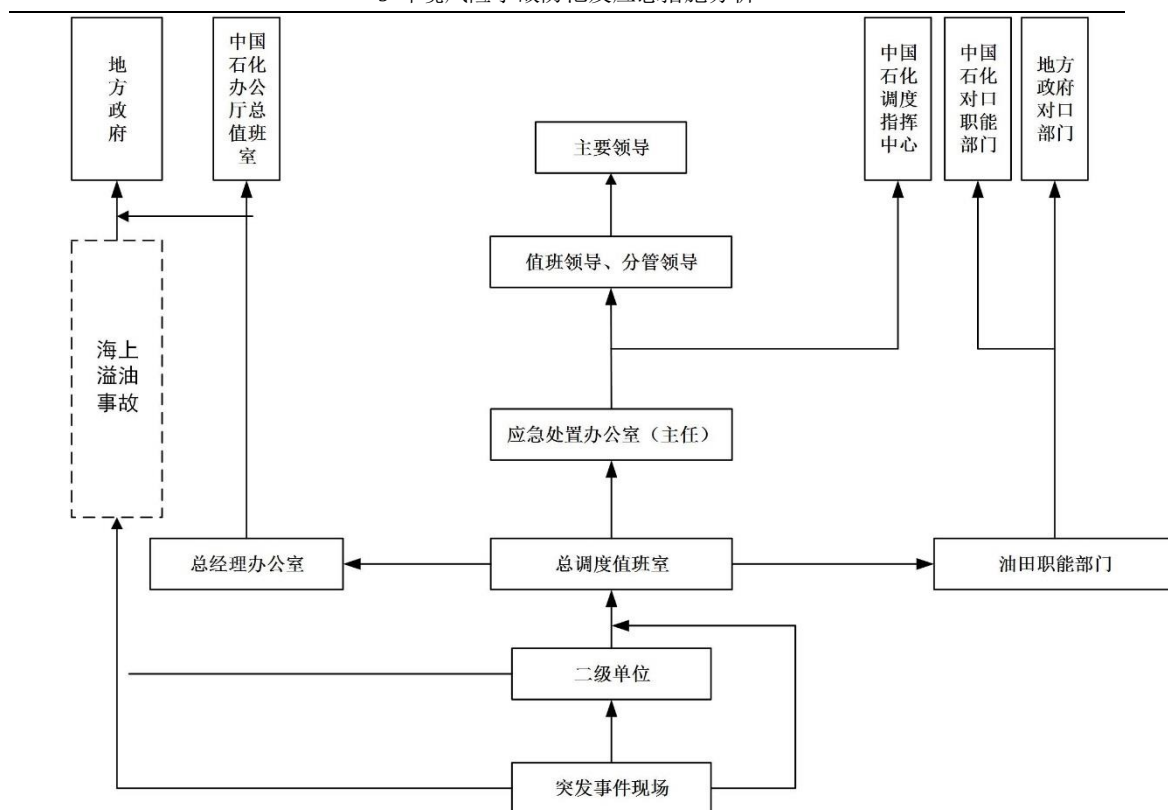


图 9.1-13 溢油事故报告程序图

（4）溢油反应程序

溢油事故的应急程序是根据事故类型的大小不同而定。不同规模的溢油需要不同的级别、应急设备和人员。根据《国家海洋局海洋石油勘探开发溢油应急预案》的规定，溢油事故分为特别重大、重大、较大和一般四种类型。

①特别重大溢油事故，是指溢油 1000t 以上的海洋石油勘探开发溢油事故；

②重大溢油事故，是指溢油 500t 至 1000t（含）的海洋石油勘探开发溢油事故；

③较大溢油事故，是指溢油 100t 至 500t（含）的海洋石油勘探开发溢油事故；

④一般溢油事故，是指溢油 0.1t 至 100t（含）的海洋石油勘探开发溢油事故。

对应《国家海洋局海洋石油勘探开发溢油应急预案》中的溢油事故分类，将应急响应设定为 I 级、II 级、III 级和 IV 级四个等级。发生特别重大、重大溢油事故后，由国家海洋局分别启动 I 级、II 级应急响应，海区分局组织成立现场指挥部，由国家海洋局统一指挥。同时，国家海洋局报告国家重大海上溢油应急处置

部际联席会议，提请启动国家重大海上溢油应急处置预案。发生较大、一般溢油事故后，国家海洋局海区分局分别启动Ⅲ级、Ⅳ级应急响应，负责分局溢油应急响应工作的组织、指挥、实施及信息发布等工作。

（5）海上溢油的处理

根据溢油应急响应普遍经验，在某些特殊天气条件及情况下，溢油围控和机械回收作业无法进行，或会增加潜在危险，这时不采取溢油回收作业。此类限制条件和情况包括：海上现场风速达到或超过 6 级；海上现场海浪高度超过 2m；其它潜在火灾、爆炸等安全因素。

海上溢油的处理效果除了由溢油应急力量的强弱、能否有效快速调用、天气海况因素决定以外，溢油的性质也是影响海上回收和处理效果的重要因素。因此，当海上发现溢油时，应迅速分析判断溢油的性质组分等，然后根据有关技术要求、操作规程和应急预案快速、恰当调用合适的应急力量参与应急反应行动。

①围栏法

油溢到水面后，在自身重力和风、流以及其他因素的作用下会迅速扩散和漂移。因此，溢油应急反应的首要任务是尽快采取有效措施，控制溢油，阻止其进一步扩散和漂移，以减少水域污染范围，减轻污染损害程度。这种将溢油控制在较小范围并阻止其进一步扩散和漂移所采取的措施称为溢油围控。

正规的围油栏在构造上分为浮体、垂帘和重物三部分。浮体部分浮在水面，防止浮油越过；垂帘位于浮体下面，形成围栏，防止油从下面溢走；重物垂在垂帘下面，使其保持垂直稳定。在较平静的水域正确使用围油栏，能够有效地防止浮油进一步扩散。但在有波浪的情况下，当浪头涌起的时候，浮油可能被冲过围油栏，使收集在围油栏内的浮油被冲走，当风浪很大时，用锚定位的围油栏常常会没入水中。不管何种形式的围油栏，都要靠机械方法来回收栏内的浮油，且最终回收的油水，都需采取进一步分离措施并且要防止产生火灾或爆炸的危险。

围油栏对溢油的围控、导流和防范作用，要通过适当的布放形式来实现。在开阔水域布放围油栏，主要采用两船拖带和三船拖带方式，具体还要根据实际情况而定。

A. 两船拖带之“J”型

需要用两艘船。一艘作为主拖船，用于拖带围油栏较短的一端，同时存放所需的回收设备和回收作业人员；另一艘作为辅拖船，用于拖带围油栏较长的一端。围油栏的长度需要 200m~400m。从主拖船至 J 形底部之间围油栏的长度为 20m~

40m，撇油器放置在 J 形的底部。围油栏要尽可能紧靠在主拖船的一侧（10m～20m），以便于撇油器或其它回收设备的操作。

为了获得并保持理想的围油栏底部形状，可以通过拉动连接围油栏与船舶之间的绳索，对围油栏底部的形状进行适当的调整。

在进行两船拖带作业时，一般情况下，主拖船为指挥船，主拖船应根据溢油围扫情况及时、准确地向辅拖船发出指令，辅拖船应注意随时与主拖船保持良好的通信联络，严格按照指令及时调整航向和航速，只有这样才能时刻保持良好的 J 型围扫形式，达到理想的溢油回收效果。

B. 两船拖带之“U”型

U 形拖带由三艘船来完成。拖带时，在前面两艘拖带船同时并进的同时，第三艘船舶则应根据两艘拖船行进的速度，始终处于 U 形的底部外侧，利用撇油器对 U 形底部聚集的油膜进行回收作业。此种形式的围扫作业，回收量较大。

②吸附法

回收水面浮油，主要采用吸油性能良好的亲油材料。制作吸油材料的原料有高分子材料、无机材料和纤维。对于聚合物用的比较多的是由聚丙烯或聚亚安酯做的人工合成吸收剂。它的抗水性能和亲油性能都很好，但是最大的缺点是用后不能生物降解。作为溢油清洁物质，很多天然吸收剂，如棉花、羊毛、乳草属植物、木丝绵和麦秆等，都已广泛被研究。比起人工吸收剂，这些天然材料都有很好的吸收能力，但是它们也会吸收水分，这在海洋油污染使用上是一个缺陷。

胜利油田针对原油的回收以机械回收为主，届时回收船或其它油田的溢油回收设备可被动员到溢油现场，所有回收设备的最终选用将视原油的性质而定，并就现有设备的有效使用，溢油回收现场责任人应随时保持与胜利油田溢油应急指挥中心的联系。当天气和海况不允许使用机械回收的方法收油，或机械回收完毕后仍有剩余残油时，可考虑采用化学方法处理，即利用经检验合格的消油剂。

（6）滩海溢油的处理

①滩海溢油应首先使用机械回收。清除油污的措施由溢油的类型及其化学特性、扩散情况、气象等条件而定。根据油的扩散情况、理化特性，采取清污措施。清污力量应尽可能地集中起来。如油污事故阻碍交通堵塞、发生其他事故的危险或妨碍清污作业，应采取适当的措施。如果溢出有毒油类，为了防止第二次灾害，如发生火灾、爆炸和毒气散出等，在清污作业过程中应采取预防措施，如利用毒气探测器检测危险区域和严禁使用明火等。

②残余溢油强制消除：水上溢油，用机械或人工方式清除被污染的水草等，用机械方法或人工方式进行铲除受污染的淤泥，吸附冲刷遭污染的岸壁等，在使用上面措施仍难以消除时，可使用化学处理利用少量溢油分散剂对油进行分解，但同时要综合考虑作业条件、气象和水况、自然环境等条件，也可使用现场焚烧法将残余溢油强制消除；使用消油剂时，应按照《海洋石油勘探开发化学消油剂使用规定》要求实施。

（7）油田自身溢油应急能力

①东胜公司

东胜公司溢油应急物资配备情况见表 9.1-26。

表 9.1-26 东胜公司溢油应急物资配备情况

序号	名称	单位	数量
1	塑料布	kg	50
2	编织袋	条	300
3	吸油毡	包	4
4	铁锹	把	10
5	钢丝钳	把	1
6	救生衣	件	20
7	救生圈	个	6
8	逃生绳	m	30

②桩西采油厂

桩西采油厂溢油应急物资配备情况见表 9.1-27。

表 9.1-27 桩西采油厂溢油应急物资配备情况

序号	名称	单位	数量
1	吸油毡	包	5
2	围油栏	m	40
3	救生圈	个	20
4	救生衣	件	20
5	潜水泵	台	3
6	抽水泵	台	2

（8）外借溢油应急能力

①胜利油田海洋应急中心

胜利油田海洋应急中心应急物资配备情况见表 9.1-28。

表 9.1-28 胜利油田海洋应急中心应急救援物资与装备保障配置

序号	名 称	型 号	数 量
1	滩海盘式收油机	OP18	5 台
2	浮油回收船	GML-8	1 艘
3	下行带式收油机	DXS15	2 台
4	溢油与垃圾回收模块	MS200	1 台/套
5	多功能收油机	LMS	1 台
6	侧挂式收油机	LSC-3C	1 台
7	海洋鬼怪收油机	HU/0400-050	2 台
8	微型真空系统	CS/5195-012	3 台
9	岩石收油机	LRC	3 台
10	外海收油机	LFF-2C	1 台
11	劳模船用侧挂式收油机	LSC-3C	1 台
12	动态斜面侧挂式收油机	DIP402	1 台
13	充气式围油栏	QW2000	1000m
14	充气式围油栏	QW2000	400m
15	橡胶充气式围油栏	WX1500	400m
16	柔性快速布放围油栏	WGV900R	400m
17	固体式围油栏	GW1500	600m
18	固体式围油栏	GW900	480m
19	防火围油栏	FW900	920m
20	远海 2000 充气式围油栏	远海 2000	800m
21	滩涂式围油栏系统	WQJ900T	1200m
22	岸滩围油栏	WQV-600T	1000m
23	大型远海充气式围油栏	WQJ2000	2000m
24	格栅型围油栏	BOM301	1200m
25	胜利油田海域溢油应急预测预警系统		1 台/套
26	溢油定位跟踪浮标及远程溢油监视系统	OSSBS	1 台/套
27	清洗车	4203V	2 台
28	清洗车	5003V	1 台
29	清洗车	38A2VA	1 台
30	清洗车	BLG STAR-C	2 台
31	高温高压清洗机	IDAC 473560PTIMA CMP 1714	2 台
32	多功能电加热即热式融冰油污清洗蒸汽机	QXCY-8	4 台
33	喷洒机	PSC40	2 台
34	喷洒机	PSC40	2 台
35	喷洒机	PSC40	2 台
36	喷洒机	PSC40	10 台
37	喷洒机	PSD40	5 台
38	喷洒臂	PSB80	1 台
39	喷洒臂	PSB150	2 台
40	喷洒臂	PSBD150	2 台
41	叉车	CPCD80-2	1 台

9 环境风险事故防范及应急措施分析

序号	名 称	型 号	数量
42	牵引车	Q25A	1 台
43	牵引车	QD50	1 台
44	内燃平衡重式叉车	CPCD120	1 台
45	内燃牵引车	QYCD60	1 台
46	平板拖车	TCP100	1 台
47	真空泵	M25D	1 台
48	全方位自动遥控升降工作灯	CQY6801	1 台/套
49	轻便储油罐	QG3	1 套
50	浮动储油囊	FN15	2 套
51	浮动油囊	FN5	4 套
52	轻便储油罐	QG9	5 套
53	轻便储油罐	QG9	2 套
54	液压潜水泵	KMA333	1 台/套
55	复合式气体检测报警仪	PGM4	1 台
56	复合式智能型检测报警仪	MX2100	1 台
57	手动叉车	2T	1 台
58	手动叉车	2.5T	3 台
59	手动叉车	1.5T	1 台
60	压榨设备	NEWPIG RNG202	2 套

②海洋石油船舶中心船舶的配置

海洋石油船舶中心目前拥有具备安全守护与应急救援能力的各类船舶 13 艘，拥有专职溢油回收船 3 艘，污液回收船 1 艘，构成了海上救助、救援、海上溢油等事件应急反应的重要力量（详见表 9.1-29），起到了重要的物质保证作用。专职溢油回收船-胜利 212 船、胜利 241 船、胜利 503 船的溢油应急设备分别见表 9.1-30～表 9.1-32。

表 9.1-29 海洋石油船舶中心溢油应急船舶的配置

船名	航速 (节)	吃水 (m)		消防能力 (m ³ /h)	航区	备 注
		空船	满载			
SL212	11.5	1.93	2.50		近海	溢油回收船
SL503	12	2.27	2.95		近海	溢油回收船
SL291	16	3.33	5.80	7200	无限	多用途工作船
SL292	15	4.80	5.70	2400	无限	多用途工作船
SL281	15	4.80	5.70	2400	无限	多用途工作船
SL262	14	2.93	5.10		近海	拖轮
SL261	14	2.93	5.10		近海	拖轮
SL253	14	3.00	4.00	2400	近海	拖轮
SL252	14	3.00	4.00	2400	近海	拖轮

9 环境风险事故防范及应急措施分析

船名	航速 (节)	吃水 (m)		消防能力 (m ³ /h)	航区	备 注
		空船	满载			
SL251	14	3.37	4.00	2400	近海	破冰型多用途拖轮
SL241	14	2.40	3.50	1200	近海	溢油回收船
SL242	13	2.76	3.70		近海	拖轮
SL233	12.6	2.10	3.08	2400	近海	消防拖轮
SL232	13.5	1.75	2.25	380	近海	拖轮
SL221	12.9	1.60	2.16		近海	浅拖
SL211	11	1.40	1.80		近海	浅拖
SL617	8	1.80	2.00		近海	油污回收船

表 9.1-30 胜利 212 船溢油应急设备明细

序号	设备名称	设备型号	数量
1	吸油毡	PT-2	200kg
2	吸油拖栏	XTL-Y220	200kg
3	溢油分散剂	GM-2	100kg

表 9.1-31 胜利 241 船溢油应急设备明细

序号	设备名称	设备型号	数量
1	吸油毡	PT-2	200kg
2	吸油拖栏	XTL-Y220	200kg
3	溢油分散剂	GM-2	100kg
4	侧挂式收油机	LSC-3C	1 台/套
5	柔性围油栏	WGV900R	1 台/套
6	轻便储油罐	QG9	2 套

表 9.1-32 胜利 503 船溢油应急设备明细

序号	设备名称	设备型号	数量
1	吸油毡	PT-2	200kg
2	吸油拖栏	XTL-Y220	200kg
3	溢油分散剂	GM-2	100kg
4	溢油与垃圾回收模块	MS200	1 台/套

③胜利油田外部可借用溢油应急能力

位于渤海海域的海上救助、溢油应急力量较强，在发生大型溢油事故或胜利

油田所属应急力量、溢油所需的设备、人员难以有效应付时，可以申请支援的附近应急力量主要有：烟台海事局、中海石油环保服务有限公司（COES）（溢油应急设备见表 9.1-33）、中国石油海上应急救援响应中心等单位。

表 9.1-33 中海石油环保服务有限公司（COES）溢油应急资源

序号	设备名称	生产厂家	规格型号	数量	性能	存放地
1	撇油器	LAMOR 公司	LSC-4	1 套	80m ³ /h	塘沽基地
2	撇油器	LAMOR 公司	Minimax10	1 套	10m ³ /h	塘沽基地
3	撇油器	LAMOR 公司	Minimax100	1 套	100m ³ /h	塘沽基地
4	撇油器	RO-CLEAN 公司	ALLIGATOR100	1 套	60m ³ /h	塘沽基地
5	撇油器	青岛光明	ZK30 真空式	1 套	大于 3m ³ /h	塘沽基地
6	动力装置	LAMOR 公司	LPP53	2 套	功率 53kW，风冷柴油机	塘沽基地
7	动力装置	LAMOR 公司	LPP20	1 套	功率 21kW，风冷柴油机	塘沽基地
8	动力装置	LAMOR 公司	LPP6	1 套	功率 4.6kW，风冷柴油机	塘沽基地
9	动力装置	RO-CLEAN 公司	DSPP50	1 套	功率 50kW，风冷柴油机	塘沽基地
10	围油栏	DESMI 公司	RO-BOOM1500	400m	吃水 0.7m，干舷 0.5m	塘沽基地
11	围油栏	LAMOR 公司	FOB1000	400m	吃水 0.35m，干舷 0.65m	塘沽基地
12	消油剂喷洒装置	青岛光明	PSB80	2 套	喷洒 4.8m ³ /h	塘沽基地
13	储油囊	DESMI 公司	10m ³	1 套	储油 10m ³ /套	塘沽基地
14	储油罐	LAMOR 公司	9m ³	2 套	储油 9m ³ /套	塘沽基地
15	储油囊	青岛光明	FN10 浮动油囊	1 套	储油 10m ³ /套	塘沽基地
16	储油罐	青岛光明	QG5	2 套	储油 5m ³ /套	塘沽基地
17	储油罐	青岛光明	QG9	2 套	储油 9m ³ /套	塘沽基地
18	储油罐	大港泓锋泰公司	HFT007L	5 套	储油 7m ³ /套	塘沽基地
19	清洗机	LAMOR 公司	HDS 1000DE	2 套	产生高压热水或蒸汽	塘沽基地
20	吸油拖栏	青岛华海	XTL-Y220	200m	吸油能力 22kg/m	塘沽基地
21	撇油器	LAMOR 公司	LMS 多功能	1 套	60m ³ /h	龙口基地
22	撇油器	LAMOR 公司	Minimax20	1 套	20m ³ /h	龙口基地
23	撇油器	青岛光明	ZK30 真空式	1 套	大于 3m ³ /h	龙口基地
24	动力装置	LAMOR 公司	LPP53	1 套	功率 53kW，风冷柴油机	龙口基地

9 环境风险事故防范及应急措施分析

序号	设备名称	生产厂家	规格型号	数量	性能	存放地
25	动力装置	LAMOR 公司	LPP30	1 套	功率 35kW, 风冷 柴油机	龙口基地
26	围油栏	青岛光明	QW1500	400m	吃水 0.75m, 干 舷 0.50m	龙口基地
27	围油栏	青岛光明	GWJ800	200m	吃水 0.28m, 干 舷 0.45m	龙口基地
28	储油囊	青岛光明	FN10 浮动油 囊	3 套	储油 10m ³ /套	龙口基地
29	储油囊	青岛光明	FN5 浮动油囊	1 套	储油 5m ³ /套	龙口基地
30	储油罐	青岛光明	QG5	1 套	储油 5m ³ /套	龙口基地
31	清洗机	LAMOR 公司	HDS 1000DE	1 套	产生高压热水或 蒸汽	龙口基地
32	消油剂喷 洒装置	青岛光明	PSB40	1 套	喷洒 2.4t/h	龙口基地
33	储油罐	大港泓锋泰公 司	HFT007L	3 套	储油 7m ³ /套	龙口基地
34	撇油器	LAMOR 公司	LSC-4	1 套	80m ³ /h	绥中基地
35	撇油器	LAMOR 公司	LMS 多功能	1 套	60m ³ /h	绥中基地
36	撇油器	LAMOR 公司	Minimax10	1 套	10m ³ /h	绥中基地
37	撇油器	VIKOMA 公司	MINI-VAC	1 套	11m ³ /h	绥中基地
38	围油栏	汉海公司	HRA1500	400m	吃水 0.7m, 干舷 0.5m	绥中基地
39	动力装置	LAMOR 公司	LPP30	1 套	功率 35kW, 风冷 柴油机	绥中基地
40	动力装置	LAMOR 公司	LPP53	1 套	功率 53kW, 风冷 柴油机	绥中基地
41	动力装置	LAMOR 公司	LPP50D	2 套	功率 53kW, 风冷 柴油机	绥中基地
42	动力装置	LAMOR 公司	LPP6	1 套	功率 4.6kW, 风 冷柴油机	绥中基地
43	围油栏	青岛光明	GWJ800	200m	吃水 0.28m, 干 舷 0.45m	绥中基地
44	消油剂喷 洒装置	青岛华海	PS80	1 套	喷洒 4.8m ³ /h	绥中基地
45	清洗机	LAMOR 公司	HDS 1000DE	1 套	产生高压热水或 蒸汽	绥中基地
46	储油罐	青岛光明	QG5	2 套	储油 5m ³ /套	绥中基地
47	吸油拖栏	青岛华海	XTL-Y220	200m	吸油能力 22kg/m	绥中基地

(9) 外借溢油应急力量到达时间

①中国石化胜利油田溢油设备存放基地（桩西海港）、胜利油田海洋应急中心船舶中心基地（龙口码头）到达本工程生产作业区的航行时间分别为 4h~5h

及 5h~6h。加上 2h 的陆地动员时间，从路上基地到达本工程作业现场的反应时间分别为 6h~7h 以及 7h~8h。

②胜利油田“SL 212 船”和“SL 503 船”是中国石化胜利油田专门建造的专业溢油应急船，常年在胜利油田海域巡查。在溢油应急行动中，该船可以直接从海上赶往事发地点投入溢油应急，并可立即投入溢油应急、回收或抢险救援，可以节省陆地动员和装船时间 2h 左右。

③中海石油环保服务有限公司（COES）的基地也在塘沽，因此中海石油环保服务有限公司到油田作业海域的应急反应时间约为 6h~7h。

9.1.4.2 风险防范措施可行性分析

本工程主要潜在风险事故为火灾、井喷、管道泄漏等。桩西采油厂已编制与环境风险有关的突发环境事件应急预案，建立了应急组织机构，制定了分级条件、预防与预警机制、应急处置措施，衔接了应急救援机构，配备了相应的应急物资等应急保障，运营期间未发生环境污染事故，风险防范措施基本可行。

由于桩西油田桩 19 站台、五号桩油田桩 424 井组均设有单井拉油罐，单井拉油罐、井场周围均无围堰，一旦泄漏可能会流出井场进入周围养殖池、海水造成污染，因此建议多功能罐周围按相关标准规范设置围堰。

9.2 地质性溢油风险事故防范及应急措施分析

9.2.1 钻井过程中溢油风险因素及防范措施回顾

钻井过程是易发生溢油事故的主要阶段之一。钻井工程方面，溢油的风险主要来自于钻碰邻井套管、表套深度及套管完好性、水泥返高及固井质量等方面。认清钻井过程中的风险因素，制定一个严谨科学的钻井设计和施工方案，是顺利施工的重要保证。同时，严格执行井控操作规范、规章制度，是顺利施工的重要保证。

9.2.1.1 钻井过程中的风险因素

1) 井涌和井喷

井喷主要是在钻井作业中，地层流体（石油、天然气、水等）的压力大于井内压力而大量涌入井筒，并从井口无控制地喷出的现象。浅层气也是诱发井喷失控的主要原因之一。浅层气埋藏在浅部地层，一般为蕴藏在海床面以下 800m 范围内未胶结地层中的天然气。浅层气分布在平原组、明化镇组等地层，埋深在 150~

900m。浅层气井喷的直接原因包括:①钻井液密度偏低,或钻遇压力异常的浅层气层。②起钻时泵入钻井液量不足,或起钻抽汲“拔活塞”。③井漏引起井内液柱压力降低。④停泵静止时间过长,气体通过扩散作用侵入井眼,积聚形成气柱,逐渐上升,体积不断膨胀,最终导致井喷发生。⑤固井期间由于泵入低密度的冲洗液、隔离液,井内液柱压力降低;候凝时,水泥浆随着稠化凝固产生“失重”现象,使井内液柱压力降低,导致井喷。

2) 井漏

井漏是在钻进过程中钻井液设计不合理或对地层认识不清,导致钻井液漏入地层的现象,不仅对油层产生污染,影响产能;而且严重影响固井质量,造成固井质量不合格,同时由于泥浆漏失严重或者泥浆失重,将可能使井筒内液柱压力与地层压力不平衡而引发溢流及井喷失控。

3) 油水窜层

在未进行油气田开发的地区,地下埋藏的油气水资源按所处地层和埋藏条件在一定的范围内达到动态平衡,各自有其埋藏部位运移通道。它们在地下所处的地层大都由不透水层隔开,没有外来动力,一般不会使其发生窜层物流交换。

钻井破坏了圈闭内的动力平衡,也为浅层地层和深层地层之间建立了联系的通路。如果固井质量不好,油气可能进入水层地层而随浅层中的潜水运移流动。潜水的液面和大气是连通的,进入浅层地层中的油随时随处可能溢出地面,也可随潜水的流向流动,在较大的范围内传播,使得所有和该处潜水连通的下游地层都有可能受到油气污染的影响。因地下水受到污染多是由地下水循环引起的,保持原有浅层可用地下水的埋藏条件和循环运移通路不受干扰,油田开发就不会对地下水环境带来不利影响。

9.2.1.2 各油田钻井过程中溢油风险防范措施

在钻井过程中依据油藏特征和海洋石油作业法规的要求,对井身结构、钻井液、固井及钻井工程配套方案进行严谨的设计,制定钻井过程中井控管理措施和应急预案,确保钻井过程中的溢油发生。通过调研,本工程五号桩油田、长堤油田、桩西油田钻井过程中未发生过溢油事故。

1) 五号桩油田

五号桩油田是一个具有多套含油层系的复式油藏,储层物性差异大,油层非均质性严重,钻井工程涉及到喷射钻井、定向井、侧钻井等钻井技术,根据储层特点和不同钻井技术,设计不同的井深结构、泥浆及钻井液体系,有效防止了钻

井事故发生。

(1) 井身结构设计中的溢油风险防范措施

井身结构的设计原则：一是有效地保护油层，油层不受钻井液污染；二是能避免井漏、井喷、井塌、卡钻等复杂情况的发生，为全井安全、优质、快速、经济地完成钻井工作创造条件；三是钻下部地层时，所选钻井液密度产生的液柱压力不会压漏上一层套管鞋处的裸露地层；四是下套管过程中井内钻井液液柱压力和孔隙压力间的压差不会引起压差卡套管事故；五是能尽力减少施工技术难度，保障安全钻井；六是要有利于提高钻井速度，缩短建井周期，减小生产成本。

五号桩油田主要开发层系为沙三下段岩性油藏。沙三下段岩性油藏又分为第一套和第二套两套油层，沙三下第一套油藏埋藏深度 3150m~3300m，原始地层压力 32.1MPa~43.87MPa，压力系数为 1.0~1.2，地温梯度 4℃/100m，油层温度 130℃，为常温、常压系统，采用二开的井身结构，套管程序主要采用外径 Φ 339.7 表层套管+外径 Φ 139.7 油层套管（图 9.2-1）。

沙三下第二套油藏埋藏深度 3500m~3600m，原始地层压力 43.87MPa~49.09MPa，压力系数为 1.4~1.6，地温梯度（3.4~5.5）℃/100m，地层温度 132℃~175℃，为常温—高温、高压系统。设计三开的井身结构，套管程序主要采用外径 Φ 339.7 表层套管+外径 Φ 244.5 技术套管+外径 Φ 139.7 尾管（图 9.2-2）。

东营组地层中含有渗透性较好的砂岩层无法承受液柱压力导致漏失，为保证钻井安全施工的需要，技术套管下深下至东营组中部。针对地层水矿化度高，腐蚀性等问题，油层套管采用套管阳极保护、套管接箍保护环等防腐措施，提高套管的安全适用寿命。

图 9.2-1 二开典型井井身结构示意图

图 9.2-2 三开典型井井身结构示意图

(2) 钻井液体系设计中的溢油风险防范措施

钻井液体系的选择遵循以下依据：一是钻井液体系应与储层配伍，避免储层伤害；二是钻井液体系和性能参数确保井眼质量和施工安全，满足提高钻井速度要求；三是钻井液施工应满足后期完井、开采工艺的需求，确保油井产能最大化；四是在满足油气层保护要求和保证施工安全的前提下，进行经济优选。

根据储层特点选择聚合醇钻井液体系，聚合醇钻井液不仅在防塌、稳定井壁方面显示了较好的优越性，提高了钻井速度，而且抑制储层中粘土分散，防止水

锁造成的油气层污染问题等。进入油气层前，调整好钻井完井液性能，在油气层钻进过程中要根据进尺情况，及时补充油层保护剂，保持其在钻井液中的含量。在钻开油层前 100m 加入油溶树脂保护剂，对油层起到了屏蔽暂堵作用，有效地保护油层。2001 年推广应用了新型的阳离子乳化沥青保护剂，提高了井壁泥饼的质量，起到了封堵、桥架、防塌、防膨、降失水的作用，减少了油气层的损害程度。

（3）固井设计中的溢油风险防范措施

根据五号桩油田不同油藏类型及不同开发阶段需要采用不同的固井方式。开发初期采用 G 级水泥常规固井方式，水泥返高至油层顶以上 200m，尾管返至悬挂器位置。进入高含水阶段后，油水井套管腐蚀损坏严重，损坏部位大多在水泥返高以上，采用 G 级水泥常规固井和漂珠水泥浆、泡沫水泥浆固井，水泥浆返至地面。随着深井、定向井等完井技术发展，由于裸眼井段的油层分布距离长，要求水泥浆封固段长。采取了分级注水泥工艺和变密度固井工艺技术，降低因水泥浆大段失漏引起高压地层流体外窜的风险。

本工程五号桩油田涉及 130 口井，其中 116 口井固井合格、14 口井固井质量优，固井质量合格率 100%（见表 9.2-1）。优质的固井质量有效防止层间水窜，大大降低了溢油风险。

表 9.2-1 五号桩油田井固井质量统计表

序号	二级单位	井号	建成时间 (年/月/日)	水泥返高 (m)	固井质量
1	东胜公司	桩 23-11-13	2009/12/8	2048	合格
2	东胜公司	桩 23-11-15	2011/10/28		合格
3	东胜公司	桩 23-13-13	2009/10/8	0	合格
4	东胜公司	桩 23-17-10	2011/9/16	2018	合格
5	东胜公司	桩 23-17-16	2011/9/7	1844	合格
6	东胜公司	桩 23-17-17	2014/3/30	2405	合格
7	东胜公司	桩 23-17-18	2011/8/5	2101	合格
8	东胜公司	桩 23-17-19	2011/10/14	2180	合格
9	东胜公司	桩 23-17-斜 20	2011/8/9		合格
10	东胜公司	桩 23-17-斜 30	2011/4/28	1550	合格
11	东胜公司	桩 23-3	2010/8/2	1173	合格
12	东胜公司	桩 23-4	2007/9/10	554	合格
13	东胜公司	桩 23-5	2007/5/28	465	合格
14	东胜公司	桩 23-7	2007/6/21		合格

9 环境风险事故防范及应急措施分析

序号	二级单位	井号	建成时间 (年/月/日)	水泥返高 (m)	固井质量
15	东胜公司	桩 23	2006/10/3	0	合格
16	东胜公司	桩 23-斜 101	2012/12/18	2148	合格
17	东胜公司	桩 23-斜 411	2013/10/4	2253	合格
18	东胜公司	桩 23-斜 412	2013/6/12	2400	合格
19	东胜公司	桩 23-斜 9	2008/7/15	0	合格
20	东胜公司	桩 29	2008/5/4	2646	合格
21	东胜公司	桩 66-1	2008/7/8	2903	合格
22	东胜公司	桩 66-斜 8	2008/9/19	0	合格
23	东胜公司	桩 23-17-27	2011/10/8	0	合格
24	东胜公司	桩 23-17-斜 21	2012/11/10	0	合格
25	东胜公司	桩 23-17-斜 22	2014/3/29	0	合格
26	东胜公司	桩 23-17-斜 23	2012/4/14	0	合格
27	东胜公司	桩 23-17-斜 24	2012/5/10	0	合格
28	东胜公司	桩 23-17-斜 25	2012/4/6	0	合格
29	东胜公司	桩 23-17-斜 26	2012/9/10	0	合格
30	东胜公司	桩 23-17-斜 28	2013/10/25	0	合格
31	东胜公司	桩 23-17-斜 31	2014/3/27	0	合格
32	东胜公司	桩 23-斜 103	2013/9/8	0	合格
33	东胜公司	桩 23-斜 106	2012/5/11	0	合格
34	东胜公司	桩 23-斜 400	2014/3/16	0	合格
35	东胜公司	桩 23-斜 401	2013/12/5	0	合格
36	东胜公司	桩 23-斜 403	2012/5/21	0	合格
37	东胜公司	桩 23-斜 404	2013/2/11	0	合格
38	东胜公司	桩 23-斜 407	2014/3/8	0	合格
39	东胜公司	桩 23-斜 408	2014/3/16	0	合格
40	东胜公司	桩 23-斜 409	2012/9/4	0	合格
41	东胜公司	桩 23-斜 410	2014/3/20	0	合格
42	东胜公司	桩 23-斜 413	2013/11/18	0	合格
43	东胜公司	桩 23-斜 414	2013/5/6	0	合格
44	东胜公司	桩 23-斜 416	2012/9/4	2264	合格
45	东胜公司	桩 23-斜 417	2012/6/28	0	合格
46	东胜公司	桩 23-斜 418VF	2013/5/30	0	合格
47	东胜公司	桩 23-斜 420	2012/7/8	0	合格
48	东胜公司	桩 23-斜 421	2012/7/30	0	合格
49	东胜公司	桩 23-斜 423VF	2013/11/9	0	合格
50	东胜公司	桩 66-1-斜 15	2014/8/6	0	合格

9 环境风险事故防范及应急措施分析

序号	二级单位	井号	建成时间 (年/月/日)	水泥返高 (m)	固井质量
51	东胜公司	桩 66-1-斜 17	2012/12/18	0	合格
52	东胜公司	桩 66-1-斜 23	2012/11/23	0	合格
53	东胜公司	桩 66-1-斜 25	2013/9/29	0	合格
54	东胜公司	桩 66-1-斜 27	2013/10/25	0	合格
55	东胜公司	桩 66-1-斜 9	2014/8/25	8	合格
56	东胜公司	桩 23-斜 405	2012/12/14	0	合格
57	东胜公司	桩 23-斜 406	2014/3/16	0	合格
58	桩西采油厂	桩 424-斜 5	2013/3/21	0	合格
59	桩西采油厂	桩 424-斜 6	2013/3/21	0	合格
60	桩西采油厂	桩 424-斜更 1	2013/3/21	0	合格
61	桩西采油厂	桩 27-斜 23	2013/4/5	0	合格
62	桩西采油厂	桩 27-14	1999/1/31	1296	合格
63	桩西采油厂	桩 421	1992/3/6	1425	合格
64	桩西采油厂	桩 42-1	1999/10/24	2057	合格
65	桩西采油厂	桩 421-2	2001/8/24	1913	合格
66	桩西采油厂	桩 421-斜 1	2001/4/12	1804	合格
67	桩西采油厂	桩 421-斜 5	2013/10/4	0	合格
68	桩西采油厂	桩 423-斜 1	2001/1/3	1572	合格
69	桩西采油厂	桩 423-斜 2	2001/1/3	834	合格
70	桩西采油厂	桩 424-4	2002/6/21	2013	合格
71	桩西采油厂	桩 424-斜 2	2001/9/1	2172	合格
72	桩西采油厂	桩 424	2000/10/18	1950	合格
73	桩西采油厂	桩 42-斜 2	2001/1/3	1983	合格
74	桩西采油厂	桩 53-4	2001/7/20	1383	合格
75	桩西采油厂	桩 53-斜 10	2014/3/25	1673	合格
76	桩西采油厂	桩 53-斜 11	2014/8/13	0	合格
77	桩西采油厂	桩 53-斜 12	2014/8/13	0	合格
78	桩西采油厂	桩 53-斜 13	2014/8/13	0	合格
79	桩西采油厂	桩 53-斜 14	2014/3/25	0	合格
80	桩西采油厂	桩 53-斜 20	2014/7/16	0	合格
81	桩西采油厂	桩 53-斜 21	1990/4/7	0	合格
82	桩西采油厂	桩 53-斜 22	2014/7/16	0	合格
83	桩西采油厂	桩 53-斜 23	1990/4/7	0	合格
84	桩西采油厂	桩 54	1980/6/6	2700	合格
85	桩西采油厂	桩 54-1	2000/9/16	1804	合格
86	桩西采油厂	桩 54-2	2000/12/31	1780	合格

9 环境风险事故防范及应急措施分析

序号	二级单位	井号	建成时间 (年/月/日)	水泥返高 (m)	固井质量
87	桩西采油厂	桩 54-3	2001/5/27	1764	合格
88	桩西采油厂	桩 54-4	2001/5/24	2035	合格
89	桩西采油厂	桩 54-5	2001/9/25	1936	合格
90	桩西采油厂	桩 54-7	2002/5/31	1968	合格
91	桩西采油厂	桩 54-8	2002/9/3	2051	合格
92	桩西采油厂	桩 54-9	2002/10/24	1977	合格
93	桩西采油厂	桩 606-2	2011/11/4	3062	合格
94	桩西采油厂	桩 606-6	2012/11/2	0	合格
95	桩西采油厂	桩 606-8	2013/7/25	1996	合格
96	桩西采油厂	桩 606-斜 1	2010/10/4	0	合格
97	桩西采油厂	桩 606-斜 10	2012/11/2	0	合格
98	桩西采油厂	桩 606-斜 3	2011/11/4	3225	合格
99	桩西采油厂	桩 606-斜 7	2012/11/2	0	合格
100	桩西采油厂	桩 62-4	1995/12/22	1547	合格
101	桩西采油厂	桩 62-6	1986/11/13	2470	合格
102	桩西采油厂	桩 66-4	1992/1/30	2343	合格
103	桩西采油厂	桩 702	2002/5/31	1850	合格
104	桩西采油厂	桩 702-1	2003/2/12	1729	合格
105	桩西采油厂	桩 702-2	2003/5/24	1704	合格
106	桩西采油厂	桩 702-3	2003/3/29	1853	合格
107	桩西采油厂	桩 702-4	2003/7/21	1551	合格
108	桩西采油厂	桩 702-8	2010/5/17	1691	合格
109	桩西采油厂	桩 702-斜 13	2014/6/9	2192	合格
110	桩西采油厂	桩 702-斜 15	2014/6/9	2027	合格
111	桩西采油厂	桩 702-斜 16	1980/6/6	1850	合格
112	桩西采油厂	桩 702-斜 17	2002/9/3	2128	合格
113	桩西采油厂	桩 702-斜 7	2010/5/17	1877	合格
114	桩西采油厂	桩 702-斜 9	2003/5/24	1334	合格
115	桩西采油厂	桩 42	1999/6/19	1705	合格
116	桩西采油厂	桩 702-斜 18	2002/9/3	0	合格
117	东胜公司	桩 23-13-12	2008/11/4	0	优
118	东胜公司	桩 23-16-15	2011/10/17	0	优
119	东胜公司	桩 23-16-18	2011/5/17	0	优
120	东胜公司	桩 23-2	2007/5/6	0	优
121	东胜公司	桩 23-6	2007/6/14	1800	优
122	东胜公司	桩 41	2009/12/1	0	优

序号	二级单位	井号	建成时间 (年/月/日)	水泥返高 (m)	固井质量
123	东胜公司	桩 66-12-12	2011/7/19	2654	优
124	东胜公司	桩 66-5	2003/6/1	1865	优
125	桩西采油厂	桩 53-1	1990/4/7	2308	优
126	桩西采油厂	桩 62-12	1991/1/28	2545	优
127	桩西采油厂	桩 62-7	1986/11/18	1706	优
128	桩西采油厂	桩 62-9	1996/7/2	2162	优
129	桩西采油厂	桩 62-斜更 5	1990/4/7	1865	优
130	桩西采油厂	桩 72	1984/4/25	2955	优

2) 长堤油田

(1) 井身结构设计中的溢油风险防范措施

井身结构的设计原则：一是有效地保护油层，油层不受钻井液污染；二是能避免井漏、井喷、井塌、卡钻等复杂情况的发生，为全井安全、优质、快速、经济地完成钻井工作创造条件；三是钻下部地层时，所选钻井液密度产生的液柱压力不会压漏上一层套管鞋处的裸露地层；四是下套管过程中井内钻井液液柱压力和孔隙压力间的压差不会引起压差卡套管事故；五是能尽力减少施工技术难度，保障安全钻井；六是要有利于提高钻井速度，缩短建井周期，减小生产成本。

长堤油田地处海堤内陆，为实现海堤外油藏的开发，对受地面条件限制、不能打直井开采的油层，采用海堤附近或者修建人工岛定向钻井技术。随着钻井技术的不断进步，水平井钻井工艺技术得到应用。2000 年以来在水平井钻井工艺的基础上，实施分支水平井钻井技术，利用 LWD（无线随钻测量）地质导向技术及相配套的井下工具，优化井身轨道，保证了井眼轨迹在油层内穿行，有效地增加油气层的泄露面积，见到了良好的开发效果。

根据长堤油田不同井深、不同井型、不同油气藏类型，采用不同的井身结构。对于馆陶组油藏，完钻井深小于 2000m 的直井或定向井，采用外径 $\Phi 339.7$ 表层套管+外径 $\Phi 177.8$ 的油层套管（图 9.2-3）；大位移井，采用外径 $\Phi 508$ 表层套管+外径 $\Phi 273$ 技术套管+外径 $\Phi 177.8$ 油层套管（图 9.2-4）；东营组、沙河街组油藏，井深 2900~3500m 的井，采用外径 $\Phi 339.7$ 表层套管+外径 $\Phi 139.7$ 的油层套管（图 9.2-5）；深井或大位移井，为确保施工安全顺利，采用外径 $\Phi 508$ 导管+外径 $\Phi 339.7$ 表层套管+外径 $\Phi 244.5$ 技术套管+外径 $\Phi 139.7$ 油层套管（图 9.2-6）。

图 9.2-3 馆陶组二开典型井井身结构 图 9.2-4 馆陶组三开典型井井身结构

图 9.2-5 沙河街组二开典型井井身结构 图 9.2-6 沙河街组三开典型井井身结构

(2) 钻井液体系设计中的溢油风险防范措施

钻井液体系的选择遵循以下依据：一是钻井液体系应与储层配伍，避免储层伤害；二是钻井液体系和性能参数确保井眼质量和施工安全，满足提高钻井速度要求；三是钻井液施工应满足后期完井、开采工艺的需求，确保油井产能最大化；四是在满足油气层保护要求和保证施工安全的前提下，进行经济优选。

根据储层特点选择聚合醇钻井液体系，聚合醇钻井液不仅在防塌、稳定井壁方面显示了较好的优越性，提高了钻井速度，而且抑制储层中粘土分散，防止水锁造成的油气层污染问题等。进入油气层前，调整好钻井完井液性能，在钻进油气层过程中要根据进尺情况，及时补充油层保护剂，保持其在钻井液中的含量。在钻开油层前 100m 加入油溶树脂保护剂，对油层起到了屏蔽暂堵作用，有效地保护油层。2001 年推广应用了新型的阳离子乳化沥青保护剂，提高了井壁泥饼的质量，起到了封堵、桥架、防塌、防膨、降失水的作用，减少了油气层的损害程度。

(3) 固井设计中的溢油风险防范措施

长堤油田早期多采用常规固井方式，随着水平井、大位移井等特殊工艺井增加和提高固井质量、保护油气层的需要，采用了分级、低密度、大位移等固井技术。在水泥浆中加入降失水剂、膨胀剂等添加剂，严格控制水泥浆中的自由水含量，最大限度降低水泥浆的滤失量；在水平段、大井斜段优化采用刚性扶正器和弹性扶正器配置，确保套管尽量居中，保证固井质量。

本工程长堤油田共有 45 口井，其中 41 口井固井合格、4 口井固井质量优，固井合格率 100%（见表 9.2-2）。

表 9.2-2 长堤油田井固井质量分类表

序号	二级单位	井号	井别	建成时间 (年/月/日)	水泥返高(m)	固井质量
1	东胜公司	桩 11	油井	1990/10/1	1495	合格
2	东胜公司	桩 11-2	油井	1990/2/16	1581	合格
3	东胜公司	桩 11-4	油井	1996/5/11	1119	合格
4	东胜公司	桩 12-平 12	油井	2006/7/22	399.5	合格

9 环境风险事故防范及应急措施分析

序号	二级单位	井号	井别	建成时间 (年/月/日)	水泥返高(m)	固井质量
5	东胜公司	桩 12-平 2	油井	2003/6/1	1122.3	合格
6	东胜公司	桩 12-平 8	油井	2006/7/22	879	合格
7	东胜公司	桩 12-平 4	油井	2004/6/18	0	合格
8	东胜公司	桩 12-平 6	油井	2005/8/26	0	合格
9	东胜公司	桩 11-12	注水井	1997/8/27	0	合格
10	东胜公司	桩 12-平 19	油井	2014/5/21	0	合格
11	桩西采油厂	桩 11-1	油井	1984/3/29	0	合格
12	桩西采油厂	桩 1-43	水井	1996/5/15	597	合格
13	桩西采油厂	桩 1-45C	水井	2003/7/20	556	合格
14	桩西采油厂	桩 1-55	水井	1997/5/30	1212	合格
15	桩西采油厂	桩 1-86	水井	#####	0	合格
16	桩西采油厂	桩 1-斜 103	水井	1996/5/15	0	合格
17	桩西采油厂	桩 1-斜 46	水井	1984/3/29	284	合格
18	桩西采油厂	桩 1-斜 71	水井	#####	553	合格
19	桩西采油厂	桩 1-斜 93	水井	1996/8/29	0	合格
20	桩西采油厂	桩 1-斜 95	水井	1996/8/29	0	合格
21	桩西采油厂	桩 1-斜 96	水井	#####	0	合格
22	桩西采油厂	桩 6-斜 1	水井	2004/11/4	716.1	合格
23	桩西采油厂	桩 6-斜 2	水井	2005/5/4	1077	合格
24	桩西采油厂	桩 11-3	油井	1984/3/29	1077.2	合格
25	桩西采油厂	桩 11-6	油井	1984/3/29	2427.3	合格
26	桩西采油厂	桩 11-Q1	油井	1984/3/29	933.4	合格
27	桩西采油厂	桩 11-斜 20	油井	1984/3/29	0	合格
28	桩西采油厂	桩 1-39	油井	1996/4/20	619	合格
29	桩西采油厂	桩 1-44	油井	2002/6/7	250.6	合格
30	桩西采油厂	桩 1-49	油井	1996/8/29	1294	合格
31	桩西采油厂	桩 1-50	油井	1996/7/4	995	合格
32	桩西采油厂	桩 1-51	油井	1996/9/30	972	合格
33	桩西采油厂	桩 1-平 31	油井	2007/6/30	0	合格
34	桩西采油厂	桩 1-平 52	油井	2007/6/30	576	合格
35	桩西采油厂	桩 1-斜 41	油井	2002/6/7	469	合格
36	桩西采油厂	桩 1-斜 52	油井	#####	936	合格
37	桩西采油厂	桩 1-斜 82	油井	1996/8/29	751	合格
38	桩西采油厂	桩 6-斜 3	油井	2005/7/11	519.2	合格
39	桩西采油厂	桩 6-斜 4	油井	2005/8/5	904	合格
40	桩西采油厂	桩 古 60	油井	2010/5/3	0	合格

9 环境风险事故防范及应急措施分析

序号	二级单位	井号	井别	建成时间 (年/月/日)	水泥返高(m)	固井质量
41	桩西采油厂	桩 11-斜 32	油井	2013-2-22	0	合格
42	东胜公司	桩 11-13	油井	1999/2/9	0	优
43	东胜公司	桩 11-5	油井	1993/4/2	1022	优
44	桩西采油厂	桩 11-斜 7	水井	1984/3/29	1138	优
45	桩西采油厂	桩 1-42	油井	1996/5/27	1266	优

3) 桩西油田

(1) 井身结构设计中的溢油风险防范

井身结构的设计原则：一是有效地保护油层，油层不受钻井液污染；二是能避免井漏、井喷、井塌、卡钻等复杂情况的发生，为全井安全、优质、快速、经济地完成钻井工作创造条件；三是钻下部地层时，所选钻井液密度产生的液柱压力不会压漏上一层套管鞋处的裸露地层；四是下套管过程中井内钻井液液柱压力和孔隙压力间的压差不会引起压差卡套管事故；五是能尽力减少施工技术难度，保障安全钻井；六是要有利于提高钻井速度，缩短建井周期，减小生产成本。

完钻井深小于 2000m 的直井或定向井，采用外径 $\Phi 339.7$ 表层套管+外径 $\Phi 177.8$ 的油层套管（图 9.2-7）。对于井深 2900m~3500m 的井，采用外径 $\Phi 339.7$ 表层套管+外径 $\Phi 139.7$ 的油层套管（图 9.2-8）。对于深井或大位移井，为确保施工安全顺利，采用外径 $\Phi 508$ 导管+外径 $\Phi 339.7$ 表层套管+外径 $\Phi 244.5$ 技术套管+外径 $\Phi 139.7$ 油层套管（图 9.2-9）。为节约钻井成本，大位移井采用外径 $\Phi 508$ 表层套管+外径 $\Phi 273$ 技术套管+外径 $\Phi 177.8$ 油层套管（图 9.2-10）。1993 年以来，桩西古潜山钻井采用四开挂尾管（筛管）井身结构，即外径 $\Phi 508.0$ 导管+外径 $\Phi 339.7$ 表层套管+外径 $\Phi 177.8$ 技术套管+外径 $\Phi 139.7$ 尾管或筛管的井深结构（图 9.2-10）。

图 9.2-7 井深小于 2000m 井身结构 图 9.2-8 井深大于 2900 井井身结构

图 9.2-9 深井大位移井井身结构示意图 图 9.2-10 大位移井井身结构示意图

(2) 钻井液体系设计中的溢油风险防范

钻井过程中一方面要防止地层坍塌而采用较高密度的钻井液体系，同时也要尽量避免因钻井液密度过大而造成的油层污染。

为降低油气层损害程度，初期主要采用油溶树脂保护剂，打开油层前 100m 加入，对油层起到了屏蔽暂堵作用，有效地保护油层。1997 年在中、深井推广应用聚合醇防塌钻井液体系钻井液，在防塌、稳定井壁方面显示了较好的优越性，提高了钻井速度，而且在抑制储层中粘土分散，防止水锁造成的油气层污染问题等方面，取得较好的效果。2001 年 11 月推广应用了新型的阳离子乳化沥青保护剂，提高了井壁泥饼的质量，起到了封堵、桥架、防塌、防膨、降失水的作用，减少了油气层的损害程度。2003 年，发展应用了聚合物防塌泥浆体系，不仅保证了井眼稳定、钻井顺利施工，而且有效地提高了油层保护效果。

(3) 固井设计中的溢油风险防范

桩西油田多采用常规固井方式，随着水平井、大位移井等特殊工艺井提高固井质量、保护油气层的需要，采用了分级、低密度、大位移等固井技术。在某些深井完井中，由于裸眼井段的油层分布距离长，要求水泥浆封固段长。为预防上部未封固段套管腐蚀及套变等特殊工艺需求，采取了分级注水泥工艺，使水泥浆返至地面；对于大位移井固井，应用了套管扶正器和漂浮接箍、水泥浆体系、紊流与塞流复合顶替等工艺技术措施，满足了固井质量的要求。2003 年以来，桩斜 139 块稠油油藏的开发，为防止高温高压注蒸汽开采，造成套管膨胀挤压损坏，使用石英砂水泥浆体系，并加入热稳定剂，固井水泥浆返至地面；为尽量降低固井漏失造成的油层污染，完钻井均采用稠油热采固井技术，上部封固段采用低密度水泥浆，有效提高了油井的使用寿命。

本工程桩西油田共有 9 口井（表 9.2-3），其中 6 口井固井合格、3 口井固井质量优，固井合格率 100%。

表 9.2-3 本工程桩西油田井固井质量统计表

序号	二级单位	井号	井别	建成时间(年/月/日)	水泥返高(m)	固井质量
1	桩西采油厂	桩古 23	油井	1984/7/26	2735.5	合格
2	桩西采油厂	桩 19	油井	1994/9/18	1643.0	合格
3	桩西采油厂	桩 19-斜更 5	油井	2014/11/8	2205.8	合格
4	桩西采油厂	桩古 50	油井	1987/6/18	0	合格
5	桩西采油厂	桩 182	油井	1995/1/16	0	合格
6	桩西采油厂	桩 19-1	水井	1995/3/14	1632.0	合格
7	桩西采油厂	桩 19-斜 3	油井	1995/5/17	1804.5	优
8	桩西采油厂	桩 19-斜 4	油井	1995/5/24	1781.0	优
9	桩西采油厂	桩古 49	水井	2008/2/12	0	优

9.2.2 开发过程中地质溢油风险及防范措施

9.2.2.1 开发过程中地质溢油风险

1) 断裂系统

油田含油构造内的断层，可能成为地层流体逸散至海底的通道。为了提高油田采收率，大部分油藏开发需补充地层能量，注水或注气是目前主要的地层能量补充方式。一旦注入水或气造成局部地层超压，引起岩石性质和地应力改变，原有断层可能会被诱发复活，会致使附近断层处于不稳定状况，原油将可能沿断层面纵向运移到地表。断层复活必须具备两个条件：①断层面充水，并有一定高的压力，断层面润滑有利于岩块活动；②断层面两侧压力不平衡，达到足以移动岩块的能量。断层顶部距离地表的距离及断层的封堵性是影响溢油的重要地质因素。

开发过程中，如果油藏注水开发，且注水井距离断层较近，易引起断层附近压力变化，诱发断层复活，导致原油沿断层面纵向运移到地表。所以，油藏在开发过程中应避免断层附近部署注水井，一般距离断层 100m 之外。

2) 储层特征

储层对溢油的影响主要有以下三方面。

一是生储盖组合。生储盖组合是指地层剖面中紧密相邻的包括生油层、储集层和盖层的一个有规律的组合。厚度大的盖层一般分布比较稳定，易形成区域性的盖层，不易被小断层错断，不易形成连通的微裂缝。相反，如果地层上覆属于厚度薄或未固结成岩的松散沉积物，将导致断层封闭性差，如果开采作业操作不当出现地层超压，流体极易通过断层直达地表，造成溢油事故。

二是储层物性。特别是注水开发油藏，物性好，渗透率高的储层有利于注水，以较低的注水压力注入大量的水，满足油藏需要，相反如果物性较差，需要的注水压力较高，注水压力能压破地层或压力延伸到地面的裂缝面。

三是储层连续性。注水开发的油藏，储层连续性是决定水驱效果的关键。储层连续性好，易形成有效的注采对应关系，开发效果较好，连续性差的储层，可能造成只采不注或者只注不采的现象，特别是只注不采区域易形成异常高压区，增加溢油风险。

3) 压力水平

地层压力保持水平是反映在该地层压力水平下是否满足排液量的需要。合理的地层压力水平不仅可以取得较高的采收率，而且降低了补充地层能力的难度。

根据油藏地质特征设计井口注入压力，控制注入量，保证注入后的油藏压力不高于地层的原始压力，同时也要低于地层破裂压力值。高于破裂压力注入，可能会导致地层产生裂缝而引起溢油现象；注入井流压高于原始断层压力，可能激活断层引发地层流体沿该断层发生纵向窜流；另外，异常高压容易造成套坏井发生溢油。

可能造成异常高压的因素较多，对于注水开发油藏，主要包括以下三个方面：

一是注水水质。在注水过程中，如果回注水达不到与地层特征相匹配的标准，注水工作可能不能正常运行，甚至伤害油层，降低吸水能力，影响注水开发效果，严重者可能发生回注水中的杂质堵塞地层孔隙的现象，导致局部含油层压力过高，从而发生溢油事故；

二是注采比不合理。注采比是表征油田注水开发过程中注采平衡的状况，反映产液量、注水量与地层压力之间联系的一个综合性指标。合理的注采比是保持合理的地层压力，使油田具有旺盛产液、产油能力，降低无效能耗并取得较高原油采收率的保证，同时保持合理的注采比，可对地层压力进行有效的控制，防止地层破裂。注采比过高会导致油层压力过高，从而发生溢油事故；

三是注入方式。注水方式分为笼统注水和分层注水。笼统注水方式是指在井口采用同一压力且不对应各注水层进行分置处理。该方法的优点是操作简单，成本较低，适合注水层间非均质性不强的储层。对于层间非均质性较强的油藏，笼统注水会造成“无效注水”，从而对地下各层压力缺乏控制，在对一些地层产生驱油作用的同时，对另外一些地层则有可能产生异常高压，破坏断层封堵性，发生溢油污染。

9.2.2.2 与溢油相关的地质因素及防范措施

1) 五号桩油田

(1) 断裂系统及井网部署

本工程五号桩油田的区块主要分布在五号桩油田的东北部（图 9.2 - 11），构造上处于五号桩断层的下降盘，开发层位主要是沙河街组油层。

图 9.2 - 11 五号桩油田涉海保护区构造位置图

五号桩断层为五号桩油田与长堤油田的分界断层，南北向延伸 7km，沙三段

底断距达 400m，发育于中生代末期，古新世、始新世活动强烈，中新世末期基本停止活动。从过五号桩油田和长堤油田的东西向地震剖面（图 9.2-12）来看，五号桩断层在 0.9s 处消失折算深度将近 950m，未通至地表。在该断层的上、下盘发现沙河街组含油区块，说明该断层具有封堵性。并且该油田其他断层纵向上活跃至东下段消亡，距离滩海地表超过 2000m，加之区内油藏主要为沙河街组，油藏天然能量较弱，距离地表较远，因而，该断层本身不存在溢油风险。

另外，井网部署也充分考虑了开发对断层影响，为避免开发过程注水诱发断层活动，引发地质溢油，该油田注水井距离断层在 100m 以外（图 9.2-13）。

图 9.2-12 过五号桩油田东西向地震剖面

图 9.2-13 五号桩油田主要注水区块构造井位图

表 9.2-4 五号桩油田断层附近注水井距断层距离统计表

序号	二级单位	油田	井名	井别	距离断层距离（m）
1	桩西采油厂	五号桩油田	桩 424-斜 5	注水井	915
2	桩西采油厂	五号桩油田	桩 424-斜更 1	注水井	428
3	桩西采油厂	五号桩油田	桩 421	注水井	102
4	桩西采油厂	五号桩油田	桩 421-斜 1	注水井	125
5	桩西采油厂	五号桩油田	桩 42-1	注水井	210
6	桩西采油厂	五号桩油田	桩 702-斜 18	注水井	387
7	桩西采油厂	五号桩油田	桩 54	注水井	450
8	桩西采油厂	五号桩油田	桩 702-斜 16	注水井	452
9	桩西采油厂	五号桩油田	桩 702-3	注水井	105
10	桩西采油厂	五号桩油田	桩 54-2	注水井	102
11	桩西采油厂	五号桩油田	桩 54-5	注水井	106
12	桩西采油厂	五号桩油田	桩 54-9	注水井	438
13	桩西采油厂	五号桩油田	桩 702	注水井	120
14	桩西采油厂	五号桩油田	桩 62-6	注水井	352
15	桩西采油厂	五号桩油田	桩 62-7	注水井	108

（2）储层特征

生储盖组合：孤北洼陷烃源岩厚度大、埋藏深、分布范围广，属 I 类高成熟生油岩，具有很强的生油能力，为五号桩油田的第三系油藏提供了丰富的油源。

沙三段、沙四段泥岩平面上分布稳定，连续性好；纵向上泥岩呈厚层状，是洼陷内封闭油气的良好盖层。沙三下段和沙四上段作为储层，组成一套砂泥岩储盖组合，有利于油气的聚集和保存。五号桩油田油藏最高运移至东营组，且上覆盖层多为厚层泥岩、油泥岩，封闭性较好，加之上部东营组、馆陶组、明化镇组、平原组泥岩发育，地层厚度 2700m，且断裂不发育，有效的阻止了油气的向上运移，不存在溢油的风险。

储层物性及连续性：本工程五号桩油田区块储层连续性较好，但物性差。对于低渗透储层主要是注水开发，特低渗的桩 23 块实施天然能量开发，避免了因注入压力过高造成压裂地层的风险。

(3) 压力状况

本工程五号桩油田桩 53 块、桩 54 块、桩 62 块、桩 606 块、桩 702 块为注水开发区块，其中桩 606 块原始地层压力系数 1.52，为高压系统，其他区块原始地层压力系数 1.0~1.2 为常压系统。目前监测地层压力保持水平 41%~94%（表 9.2-5），均低于原始地层压力。

注水区正注水井 15 口，12 口井按照油藏开发需要合格注水，3 口井欠注，不存在超注井（表 9.2-6），不会造成异常高压区。水井注入油压 10.8MPa~28.0MPa，沙二段原始地层压力 28.9MPa，沙三下第一套油藏原始地层压力 32.10MPa~43.87MPa。沙三下第二套油藏原始地层压力 43.87MPa~49.09MPa，注入压力小于地层的原始压力，不可能激活断层引发地层流体沿断层发生纵向窜流。

油田平均破裂压力为 63.5MPa 左右，目前水井注入压力远小于该压力，因此，注水过程中不会造成地层破裂，不存在溢油风险。

表 9.2-5 五号桩油田保部分井压力状况统计表

井号	测压日期 (年/月/日)	时间 (年)	生产层位	油层压力 (MPa)	原始地层 压力 (MPa)	压力保持 水平 (%)
桩 53-4	2016/6/1	2017	Es ₃ ^下	30.71	49.1	63
桩 53-斜 20	2016/12/17	2017	Es ₃ ^上	30.37	32.2	94
桩 53-斜 21	2016/1/13	2017	Es ₃ ^上	26.28	32.2	82
桩 606-6	2016/11/12	2017	Es ₄ ^上	20.26	50.0	41
桩 702-斜 13	2016/12/25	2017	Es ₂	22.67	30.0	76
桩 702-斜 9	2016/9/3	2017	Es ₂	21.23	30.0	71

表 9.2-6 五号桩油田注水井注入状况统计表

9 环境风险事故防范及应急措施分析

序号	井号	日期 (年月)	泵压 (MPa)	油压 (MPa)	日配注水 量 (m ³)	日注水量 (m ³)	备注
1	桩 62-斜更 5	201708	31.5	24.0	20	20	合格
2	桩 421	201708	29.0	27.0	100	82	合格
3	桩 702	201708	29.0	28.0	50	48	合格
4	桩 702-3	201708	29.0	28.0	70	72	合格
5	桩 72	201708	31.5	22.0	100	88	合格
6	桩 42-1	201708	31.5	22.2	30	30	合格
7	桩 54	201708	31.5	10.5	30	29	合格
8	桩 54-5	201708	31.5	30.5	40	38	合格
9	桩 702-斜 7	201708	31.5	25.1	40	38	合格
10	桩 702-斜 16	201708	31.5	24.5	20	22	合格
11	桩 23-17-斜 21	201708	19.0	18.0	15	13	合格
12	桩 23-17-斜 26	201708	19.0	16.0	15	15	合格
13	桩 54-9	201708	31.5	18.0	70	19	欠注
14	桩 702-斜 18	201708	31.5	25.5	70	19	欠注
15	桩 23-17-17	201708	19.0	18.0	15	9	欠注
平均			28.5	21.6	46	36	

桩 23 块和桩 66-1 块主要是天然能量开发，压力下降较大，统计有动液面资料的油井 56 口，动液面 1612m~2452m，平均 2271m（表 9.2-7），单井日产液量 1.72t~14.32t，平均日产液量仅有 4.34t，目前地层亏空大，压力保持水平 50% 以下，处于低压状态。

表 9.2-7 五号桩油田桩 23 块、桩 66-1 块油井生产情况统计表

井号	日期 (年月)	层位	日产液 (t)	日产油 (t)	含水率 (%)	动液面 (m)
桩 23-11-13	201708	Es ₃ ^下 2	4.43	2.55	42.54	2369
桩 23-11-15	201708	Es ₃ ^下 2	3.90	2.91	25.42	2272
桩 23-13-12	201708	Es ₃ ^下 2	2.45	1.22	50.00	2364
桩 23-13-13	201708	Es ₃ ^下 2	3.34	1.52	54.46	2270
桩 23-16-15	201708	Es ₃ ^下 2	3.84	2.28	40.52	2284
桩 23-17-10	201708	Es ₃ ^下 2	2.45	1.09	55.41	2333
桩 23-17-16	201708	Es ₃ ^下 2	1.92	0.99	48.28	2276
桩 23-17-18	201708	Es ₃ ^下 2	4.20	1.50	64.29	2361
桩 23-17-19	201708	Es ₃ ^下 2	2.88	2.12	26.44	2301
桩 23-17-27	201708	Es ₃ ^下 2	5.06	3.44	32.03	2153

9 环境风险事故防范及应急措施分析

井号	日期 (年月)	层位	日产液 (t)	日产油 (t)	含水率 (%)	动液面 (m)
桩 23-17-斜 20	201708	Es ₃ ^下 2	3.01	1.42	52.75	2349
桩 23-17-斜 22	201708	Es ₃ ^下	5.06	2.18	56.86	2263
桩 23-17-斜 23	201708	Es ₃ ^下	5.26	2.19	58.33	2289
桩 23-17-斜 24	201708	Es ₃ ^下 2	4.14	1.26	69.60	2236
桩 23-17-斜 25	201708	Es ₃ ^下	3.51	1.82	48.11	2199
桩 23-17-斜 28	201708	Es ₃ ^下	3.41	1.69	50.49	2321
桩 23-17-斜 30	201708	Es ₃ ^下	3.27	2.35	28.28	2299
桩 23-17-斜 31	201708	Es ₃ ^下	1.72	0.88	48.84	2341
桩 23-2	201708	Es ₃ ^下 2	2.78	1.42	48.81	2310
桩 23-2	201708	Es ₃ ^下 2	2.78	1.42	48.81	2310
桩 23-3	201708	Es ₃ ^下 2	4.45	1.08	75.61	2259
桩 23-5	201708	Es ₃ ^下 2	2.32	0.69	70.00	2321
桩 23-7	201708	Es ₃ ^下 2	2.88	1.95	32.18	2238
桩 23 井	201708	Es ₃ ^下 2				2336
桩 23-斜 101	201708	Es ₃ ^下 2	3.85	2.42	37.14	2319
桩 23-斜 103	201708	Es ₃ ^下	2.38	1.32	44.44	2267
桩 23-斜 106	201708	Es ₃ ^下	13.75	4.13	69.94	2259
桩 23-斜 400	201708	Es ₃ ^下	4.18	2.29	45.24	2375
桩 23-斜 401	201708	Es ₃ ^下 2	12.34	1.50	87.88	1612
桩 23-斜 403	201708	Es ₃ ^下	14.32	8.00	44.14	2304
桩 23-斜 404	201708	Es ₃ ^下	5.43	2.61	51.83	2357
桩 23-斜 405	201708	Es ₃ ^下 2 ⁴	2.97	1.54	48.15	2224
桩 23-斜 406	201708	Es ₃ ^下 2 ⁴	6.45	1.99	69.12	2115
桩 23-斜 407	201708	Es ₃ ^下	10.20	3.51	65.53	1807
桩 23-斜 408	201708	Es ₃ ^下	5.00	2.15	56.95	2315
桩 23-斜 409	201708	Es ₃ ^下	6.58	3.61	45.23	2362
桩 23-斜 410	201708	Es ₃ ^下	8.62	5.19	39.78	2452
桩 23-斜 411	201708	Es ₃ ^下	3.33	1.16	65.00	2018
桩 23-斜 412	201708	Es ₃ ^下	3.16	1.53	51.72	2299
桩 23-斜 413	201708	Es ₃ ^下 2	2.81	1.49	47.06	2305
桩 23-斜 414	201708	Es ₃ ^下 2	3.94	1.89	52.10	2319
桩 23-斜 416	201708	Es ₃ ^下	3.75	2.26	39.82	2359
桩 23-斜 417	201708	Es ₃ ^下	5.33	2.42	54.66	2361
桩 23-斜 418	201708	Es ₃ ^下	2.91	1.52	47.73	2294
桩 23-斜 420	201708	Es ₃ ^下	4.33	2.68	38.17	2306
桩 23-斜 421	201708	Es ₃ ^下	4.33	2.68	38.17	2306

9 环境风险事故防范及应急措施分析

井号	日期 (年月)	层位	日产液 (t)	日产油 (t)	含水率 (%)	动液面 (m)
桩 23-斜 423	201708	Es ₃ ^下 2	3.74	1.72	53.98	2305
桩 66-12-12	201708	Es ₃ ^下 2	4.30	2.09	51.28	2275
桩 66-1-X15	201708	Es ₃ ^下 2	4.66	3.64	21.99	2308
桩 66-1-X17	201708	Es ₃ ^下 2	2.18	1.65	24.24	2216
桩 66-1-X23	201708	Es ₃ ^下 2	3.08	1.49	51.61	2209
桩 66-1-X25	201708	Es ₃ ^下 1 ⁺	1.98	0.96	51.67	2304
桩 66-1-X27	201708	Es ₃ ^下	2.31	1.98	14.29	2263
桩 66-1-X9	201708	Es ₃ ^下 2	2.99	1.79	40.00	2297
桩 66-1	201708	Es ₃ ^下 1	3.78	1.49	60.53	2396
桩 66-斜 8	201708	Es ₃ ^下 2	2.15	1.52	29.23	2223
平均			4.37	2.11	48.48	2271

2) 长堤油田

(1) 断裂系统及井网部署

本工程长堤油田的区块主要分布在长堤油田的东部（图 9.2-14），构造上处于长堤断层的上升盘，开发层位主要是馆陶组、沙河街组油层。

从过桩 11 井地震剖面（图 9.2-15）来看，长堤油田受五号桩断层和长堤断层切割形成长堤二台阶的构造格局。长堤断层南北向延伸达 20km，沙三段底断距达 200m，发育于古生代，中生代活动强烈，上新世基本停止活动，在地震剖面上断层在 0.8s 处消失折算深度将近 850m，未通至地表。在该断层的上、下盘发现多个馆陶组、东营组、沙河街组、中生界含油区块，说明该断层具有封堵性。

开发过程中，靠近断层部署油井，水井一般距离断层 100m 以外（图 9.2-16），综合分析，油田存在断层溢油风险较小。

图 9.2-14 长堤油田构造位置图

图 9.2-15 过长堤油田东西向地震剖面

图 9.2-16 长堤油田构造井位图

表 9.2-8 长堤油田断层附近注水井距断层距离统计表

序号	二级单位	油田	井名	井别	距离断层距离 (m)
1	桩西采油厂	长堤油田	桩 11-斜 7	注水井	705
2	东胜公司	长堤油田	桩 11-12	注水井	102
3	桩西采油厂	长堤油田	桩 1-43	注水井	950
4	桩西采油厂	长堤油田	桩 1-45 侧	注水井	330
5	桩西采油厂	长堤油田	桩 1-55	注水井	98
6	桩西采油厂	长堤油田	桩 1-86	注水井	220
7	桩西采油厂	长堤油田	桩 1-斜 103	注水井	1350
8	桩西采油厂	长堤油田	桩 1-斜 46	注水井	96
9	桩西采油厂	长堤油田	桩 1-斜 71	注水井	180
10	桩西采油厂	长堤油田	桩 1-斜 93	注水井	560
11	桩西采油厂	长堤油田	桩 1-斜 95	注水井	240
12	桩西采油厂	长堤油田	桩 1-斜 96	注水井	100
13	桩西采油厂	长堤油田	桩 6-斜 1	注水井	223
14	桩西采油厂	长堤油田	桩 6-斜 2	注水井	175

(2) 生储盖组合

该区馆上段为河流相沉积，砂岩储层物性良好；馆下段、沙河街组厚层砂岩与断层匹配，为良好油源通道，明化镇组厚层泥岩为区域性盖层。盖层岩性以棕红色泥岩为主，夹薄层透镜状粉砂岩及细砂岩，地层厚度一般在 700m 以上，其下部为一套粉砂岩，厚度一般在 10m~20m。明化镇组与馆陶组呈整合接触，有效的阻止了油气的向上运移，不存在溢油的风险。

桩 1 块馆上段、桩 12 块馆下段、桩 1-60 块东上段油层为河流相沉积，砂岩厚度大，均质性较好，大都为正韵律沉积特点，砂体大面积分布，砂体厚度 4m~16m。平均孔隙度 31.3%~32.3%，平均空气渗透率 $(1048\sim3279.3) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，属于特高孔、特高渗储层，边底水能量强，多数采用天然能量开发，不会存在异常高压区。

桩 11 块、桩斜 47 块沙一段、桩 6-斜 1 块沙三段为滨浅湖相沉积，砂体厚度 4m~25m，连通性好。平均孔隙度为 16.8%~23.8%，平均渗透率为 $10.2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 \sim 51.6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，属于中孔、中低渗储层，注水开发，连通性好，不存在只注不采状况，不会形成异常高压区。

(3) 压力状况

长堤油田涉海在产区块主要是桩 1 块馆陶组、桩 11 块沙一段，原始地层压力系数 0.92~1.01，为常压系统。一直主要以边底水天然能量开发为主，目前测压资料显示，压力保持水平 57%~99%，平均 87.7%（表 10.2-4），整体处于常压状态，不存在地质性溢油风险。

目前长堤油田开水井 9 口，大部分为消化污水，注入压力 6.3MPa~11.5MPa（表 10.2-5），油藏原始地层压力最小 14.1MPa 左右。根据目前压力折算为注水井井底流压，最高井底流压为 25.3MPa，该区的平均地层破裂压力为 29.3MPa，最高井底流压 25.3MPa 低于破裂压力 4MPa。因此注水过程中不会造成地层破裂，不存在溢油风险。

表 9.2-9 本工程长堤油田部分井压力统计表

序号	井号	测压日期 (年/月/日)	生产层位	油层压力 (MPa)	原始地层压力 (MPa)	压力保持水平 (%)
1	桩 11-斜 41	2016/11/14	Ed _上 5	19.86	20.8	95.5
2	桩 1-平 44	2016/8/30	Ed _上 6	20.21	20.8	97.2
3	桩 1-平 20	2016/12/11	Ng10	15.49	18.7	82.8
4	桩 1-平 14	2016/1/25	Ng2	12.92	15.0	86.1
5	桩 1-平 17	2016/1/28	Ng3	14.25	15.0	95.0
6	桩 1-平 6	2016/10/24	Ng3	14.86	15.0	99.1
7	桩 1-28	2016/10/17	Ng4	12.91	15.0	86.1
8	桩 1-7	2016/10/25	Ng5、Ng6	13.82	15.0	92.1
9	桩 11-斜 32	2016/6/30	Ng6	12.46	15.0	83.1
10	桩 1-平 87	2016/1/10	Ng9	15.19	18.7	81.2
11	桩 1-斜 66	2016/12/10	Ng _上	14.37	15.0	95.8
12	桩 1-57	2016/10/6	Ng _上	13.70	15.0	91.3
13	桩 1-更 64	2016/10/17	Ng _上	14.01	15.0	93.4
14	桩 1-平 85	2016/11/28	Ng _下	15.24	18.7	81.5
15	桩 1-平 89	2016/1/22	Ng _下	15.28	18.7	81.7
16	桩 1-斜 76	2016/10/15	Ng _下	18.20	18.7	97.3
17	桩 1-侧 65	2016/8/10	Ng _下	17.83	18.7	95.3
18	桩 11-斜 37	2016/8/29	Ng _下	15.84	18.7	84.7
19	桩 11-斜 40	2016/11/6	Ng _下	16.87	18.7	90.2
20	桩 1-平 45	2016/12/28	Ng _下	17.41	18.7	93.1
21	桩 11-6	2016/7/1	Es ₁	14.84	26.0	57.1
22	桩 11-斜 20	2016/5/21	Es ₁	18.92	26.0	72.8

表 9.2-10 本工程长堤油田注水井统计表

9 环境风险事故防范及应急措施分析

序号	井号	日期 (年月)	泵压 (MPa)	油压 (MPa)	套压 (MPa)	日配注水 量 (m ³)	日注水 量 (m ³)
1	桩 1-55	201708	11.4	10.9	0.0	700	717
2	桩 1-斜 71	201708	12.0	6.3	5.5	800	776
3	桩 1-斜 95	201708	11.5	11.5	11.3	600	598
4	桩 1-斜 96	201708	11.4	11.3	10.1	800	801
5	桩 1-86	201708	11.1	10.9	10.5	600	559
6	桩 1-斜 93	201708	8.4	8.3	7.5	700	723
7	桩 1-斜 103	201708	11.7	10.3	8.0	900	833
8	桩 1-45 侧	201708	11.2	9.2	8.0	800	802
9	桩 1-斜 46	201708	8.9	8.9	0.3	400	356

3) 桩西油田

(1) 断裂系统及开发井网部署

本工程桩西油田的区块主要分布在桩西油田的东南部桩 19 块(图 9.2 - 17),构造上处于桩南断层的上升盘,开发层位主要是沙河街组油层。

从过桩西油田的南北向地震剖面(图 9.2 - 18)来看,桩西油田发育两条二级断层,南界断层为桩南断层,北部断层为桩北断层。

桩南断层近东西走向,向西转为北东,延伸约 14km,断层中部落差小,东、西部落差相对较大,最大落差达 2km。该断层在古生代、中生代活动强烈,中新世末期停止活动。在地震剖面上断层在 1.0s 处消失折算深度将近 1100m,未通至地表。在该断层的上、下盘发现馆陶组、东营组、沙河街组、中生界、古生界含油区块,说明该断层具有封堵性。

桩北断层近东西走向,向东转为北西,延伸约 13km,在古生代、中生代活动强烈,中新世停止活动。在地震剖面上断层在 1.2s 处消失折算深度将近 1300m,未通至地表。在该断层的上、下盘发现东营组、沙河街组、中生界、古生界含油区块,说明该断层具有封堵性。因此桩北断层不存在溢油风险。

目前油田有 2 口注水井,属于桩 19 块,距离断层 150m 以外(图 9.2 - 19),砂体连通性较好,注水不会形成异常高压,综合分析,该油田不存在断层溢油风险。

图 9.2 - 17 桩西油田区构造位置图

图 9.2 - 18 过桩西油田的南北向地震剖面

图 9.2 - 19 桩西油田构造井位图

表 9.2-11 桩西油田近注水井距断层距离统计表

序号	二级单位	油田	井名	井别	距离断层距离 (m)
1	桩西采油厂	桩西油田	桩斜 H19-1	注水井	168
2	桩西采油厂	桩西油田	桩古 49 井	注水井	215

(2) 生储盖组合

该区油源丰富, 桩西潜山周边沉积的沙三段、东下段是一套深水湖相暗色泥岩沉积, 全区分布, 但厚度变化较大, 由四周的几百米向潜山顶部减薄至几十米。馆陶组、东营组为河流相沉积的砂岩, 全区分布, 沙二段为滨浅湖相砂、泥沉积, 地层厚度和岩性变化都较大, 四周低部位厚, 岩性粗, 向潜山顶部厚度薄岩性细, 泥质增多, 地层厚度由几十米减薄至几米, 接近尖灭区相变为灰质砂岩或生物介壳灰岩。明化镇组泥岩、东下段泥岩、沙一段深水湖相暗色泥质岩全区分布, 明化镇组、东下段泥岩厚度一般在上百米, 沙一段泥岩厚度一般在 20m~50m, 为该区良好的区域盖层, 岩性以泥岩为主, 有效的阻止了油气的向上运移, 不存在溢油的风险。

储层物性及连续性: 本工程桩西油田 (山东黄河三角洲国家级自然保护区外部分) 主要区块是桩 19 块, 区块物性好, 孔隙度 18%、渗透率为 $125.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。初期采用天然能量开发, 目前 2 口井桩 19-1、桩 19-2 注水, 因储层连通性好, 油井含水迅速上升, 采取脉冲注水方案, 不会形成高压区。

(3) 地层压力

本工程桩西油田共有油井 8 口, 目前开井 3 口, 主要开发层系沙二段, 日产液量 15.3t~43.1t, 动液面 1021m~1460m, 平均动液面 1178m (表 9.2-12), 动液面较深, 说明能量不足, 处于低压区, 不存在地质性溢油风险。

目前区域内, 沙二段油藏平均注入压力为 19MPa。区域内沙二段有 2 口注水井 (桩 19-1、桩 19-2), 注水压力分别为 19.0MPa、19.5MPa (表 9.2-13), 折算井底流压 45.6MPa, 低于地层破裂压力 50.5MPa。因此注水过程中不会造成地层破裂, 不存在溢油风险。

表 9.2-12 本工程桩西油田油井统计表

井号	层位	日产液 (t)	日产油 (t)	含水率 (%)	动液面 (m)
桩 19-斜 3	Es ₂ ~Es ₃	15.3	0.9	94.1	1460
桩 19-斜 4	Es ₂	18.3	0.6	96.7	1021
桩 19-斜更 5	Es ₂	43.1	2.0	95.4	1052

9 环境风险事故防范及应急措施分析

平均		25.6	1.2	95.4	1178
----	--	------	-----	------	------

表 9.2-13 本工程桩西油田注水井统计表

序号	井号	日期 (年月)	泵压 (MPa)	油压 (MPa)	套压 (MPa)	日配注水量 (m ³)	日注水量 (m ³)
1	桩 19-1	201708	20.0	19.0	0.0	100	95
2	桩 19-2	201708	20.0	19.5	5.5	120	118

9.2.3 小结

通过对本工程桩西油田、长堤油田、五号桩油田 3 个油田历史钻井过程中溢油风险防范措施的回顾和目前注水及压力状况的分析，结合区块的地质特征，最终得出以下结论：

1) 钻井过程

各油田在钻采过程中根据油田不同储层特点，制定了针对性井身结构、钻井液体系和固井方案，所有固井质量均达到合格，钻井过程中未发生过溢油事故。

2) 断裂系统

油藏最高运移至馆陶组，且上覆盖层多为厚层泥岩、油泥岩，封闭性较好，加上上部明化镇组、平原组泥岩发育，地层厚度 1300m。区域内断层活跃至馆上段消亡，距离滩海地表超过 900m，未形成“通天断层”，不存在通过断层溢油的风险。

3) 储层特征

各区块油层上部均有区域性的盖层，厚度大，不会被小断层错断或者形成连通的微裂缝。储层连续性较好，天然能量开发或注水开发多年，不存在憋压状况，不存在溢油风险。

4) 压力状况

目前 3 个油田压力均处于低压和常压水平，在多年的开发过程不断进行注采调整，不存在局部异常高压区，并对套漏井采取封井措施，地质溢油风险较小；注水区块注入压力小于地层的原始压力和地层的破裂压力，不会激活断层或压破地层引发地层流体沿断层发生纵向窜流，不存在地质溢油风险。

总之，通过对本工程桩西油田、长堤油田、五号桩油田 3 个油田的地质特征和压力状况分析，认为断层和储层条件不存在地质溢油的条件；油田整体处于低压和常压状况，不存在异常高压造成地质溢油的风险；并且各油田每年均制定油水井的压力监测方案，了解地层压力变化，可及时发现问题，能够有效控制溢油事故的发生。

10 总量控制、环境管理与环境监测计划

10.1 总量控制

10.1.1 排污总量控制制度

排污总量控制（或简称为总量控制），是指根据一个地区的自然环境特点和自净能力，依据环境质量标准，控制污染源的排放总量，把污染物负荷总量控制在自然环境的承载能力范围之内。《建设项目环境保护管理条例》（中华人民共和国国务院令 第 253 号）第三条规定：“建设产生污染的建设项目，必须遵守污染物排放的国家标准和地方标准；在实施重点污染物排放总量控制的区域内，还必须符合重点污染物排放总量控制的要求。”

国家提出的“总量控制”实际上是区域性的，当局部不可避免地增加污染物排放时，应对同行业或区域内进行污染物排放量削减，使区域内污染源排放负荷控制在一定数量内，使污染物的受纳水体、空气等的环境质量可达到规定的环境目标。

实施污染物总量控制是考核各级政府和企业环境保护目标责任制的重要指标，也是改善环境质量的具体措施之一。目前，国家实施污染物总量控制的基本原则是：由各级政府层层分界、下达区域控制指标，各级政府在根据辖区内企业发展状况和污染防治规划情况，给企业分解、下达具体控制指标。

10.1.2 污染物排放情况

根据工程分析，确定本工程运营期主要污染物排放种类、排放方式和排放量，详见表 10.1-1。

表 10.1-1 运营期污染物产生与排放情况一览表

运行时段	污染物类型	污染物种类	产生量	处理方式和去向	削减量	排放量
运营期	废气	非甲烷总烃	4.091t/a	加强日常运行管理	0	4.091t/a
		SO ₂	1.277t/a	加热炉、多功能罐均采用清洁能源天然气为燃料	0	1.277t/a
		NO _x	3.600t/a		0	3.600t/a
		烟尘	0.369t/a		0	0.369t/a
	废水	生产废水（油田采出水、作业废水等）	(90.2227~135.83265) × 10 ⁴ t/a	处理达标后回注，用于油田注水开发	(90.2227~135.83265) × 10 ⁴ t/a	0
		生活污水	405.15m ³ /a	排至旱厕，定期清掏用作农肥，不外排至海域	405.15m ³ /a	0
		作业废水	5520t/a		5520t/a	0
	固废	油泥砂	527.57t/a	暂存于桩西油泥沙贮存池，最终委托胜利油田金岛实业有限责任公司进行无害化处理	527.57t/a	0
		生活垃圾	6.76t/a	收集后委托当地环卫部门统一处理。	6.76t/a	0

10.1.3 总量控制污染物筛选

海洋环境保护法中规定，在重点海域建立并实施排污总量控制制度，确定主要污染物排海总量控制指标，并对主要污染源分配排放控制数量。但尚没有具体实施办法和方案。因此，本工程参照陆域总量控制的受控污染物种类。

根据本工程的特征污染物和所在海域环境现状，选择海域总量控制的受控污染物为二氧化硫、氮氧化物、挥发性有机物。

10.1.4 排污总量控制分析

根据以上分析内容，本工程运营期总量控制污染物来自加热炉、多功能罐燃烧天然气排放废气中 SO_2 、 NO_x 、颗粒物及工程运行过程中产生的挥发性有机物。 SO_2 排放量为 1.277t/a， NO_x 排放量为 3.600t/a，颗粒物排放量为 0.369t/a，挥发性有机物（非甲烷总烃）排放量为 4.091t/a。

表 10.1-2 本工程污染物排放总量汇总

单位	油田	SO_2 (t/a)	NO_x (t/a)	颗粒物 (t/a)	非甲烷总烃量 (t/a)
桩西采油厂	桩西油田	0.012	0.025	0.0037	0.040
	5号桩油田	1.265	3.575	0.3653	0.762
	长堤	/	/	/	0.39
小计		1.277	3.600	0.369	1.192
东胜	5号桩油田	/	/	/	2.486
	长堤	/	/	/	0.41
小计		/	/		2.899
合计		1.277	3.600	0.369	4.091

10.2 环境保护管理

10.2.1 现有环境管理机构及人员设置

本工程勘探开发区域涉及中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司桩西采油厂、东胜公司 2 家二级单位。胜利油田分公司非常重视环保工作，分公司把保护环境、实现绿色低碳发展作为提升核心竞争力的主要措施来抓，建立了环保管理、监管、督查、检测的全覆盖网络。油田成立了由党政主要领导任组长的 QHSE 委员会，成员为油田分管领导和机关部门负责人，设立污染治理与减排项目组、海上管理与应急项目组和清洁生产领导小组，统筹负责油田环境保护工作的管理；油田不断健全环保监管机构，理顺规范职能，设立安全环保处作为环保监管机构，下设环境管理科、污染治理科、海上管理科（负责海上安全环保）等 3 个环保业务科室，专业管理人员 10 人。为加强油田环保督查力度，油田成立安全环保督查中心，成员 30 人，主要负责对油田生产现场环保管理情况进行监督检查，并对查出问题提出整改时限和要求。各二级单位（采油厂或者油公司）设有 QHSE 管理科，配备专职环保管理人员，成立安全环保监督站，负责本单位生产现场日常环保检查。根据目前运行实际情况来看，上述人员配备基本能够满足要求，现有的环境管理机构基本能够满足日常工作和环境管理要求。

桩西油田由桩西采油管理三区负责管理，长堤油田由桩西采油管理二区负责管理（少数设施由东胜公司金角采油管理区负责管理），五号桩油田由桩西采油管理一区、三区负责管理（少数设施由东胜公司金角采油管理区负责管理），其监测项目列入桩西采油厂环境年度监测计划。

10.2.2 环保管理机构的职责

1) 运营期的环境管理职责

（1）贯彻执行国家、海洋局及油田有关部门和地方政府有关环境保护的方针、政策、法律和法规，制定环境保护管理制度，环境保护责任落实到各基层部门，并监督执行；

（2）根据实际需要，组织和配合编制环境保护规划，制定年度环保工作计划并组织实施；

（3）认真执行建设项目环境影响评价制度和“三同时”制度，并对执行情况负责。监督项目建设过程中环境工程的实施情况，必要时向上级提出报告；

(4) 组织环境监测, 掌握建设项目周边的生态和环境演变趋势, 提出防治建议并上报上级;

(5) 监督检查本工程各区块各项环境保护设施的运转, 组织环保人员技术培训和学习有关环保知识;

(6) 建立区块环境保护档案, 进行环境统计工作, 及时准确上报环境报表;

(7) 负责区块环境污染和生态纠纷的处理, 提出处理意见, 及时向有关部门报告;

(8) 组织环境保护宣传活动, 推广先进技术和管理经验, 提高全体职工的环境意识。

2) 开发后期管理

根据油田开发规律, 一般油井在投产一定周期后, 不可避免的面临减产、停产、报废的过程, 为了解决开发后期可能引发的环境问题, 必须对报废井采取安全、环境友好的处置方式。

对于报废井, 在将地面设备回收以后, 必须采取封井措施, 彻底杜绝报废井憋压跑油污染。报废管线必须及时回收, 并采取措施不得造成管线内油水的外溢污染。

永久建筑在开发结束停用后, 必须拆除, 设备收回, 建筑垃圾外运出环境敏感区, 恢复海洋环境。

10.2.3 环境管理制度

中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司桩西采油厂、东胜公司等均根据国家 and 地方的有关环保政策和要求建立并执行下列环保管理制度:

1) 环保会议制度

每月召开一次安全环保例会, 分析总结安全生产和安全、环保制度执行情况; 查找安全环保问题和隐患, 制定相应的安全环保措施; 传达上级有关指示和安全、防火及环保等方面的文件。

2) 环保宣传教育制度

充分利用各种宣传工具, 通过各种渠道, 积极及时地宣传国家有关安全环保管理规定和安全环保知识, 对所有工作人员进行安全环保知识教育, 提出安全环保要求, 讲清注意事项。

3) 环保检查制度

采油厂每月对海上生产设施进行安全环保抽查, 各部门不定期地进行安全生

产和环境保护自检，检查存在的隐患和问题，及时加以妥善处理或向有关领导汇报，提出整改措施和计划。每年都采取综合检查和专项检查相结合、监督检查与自我检查相结合、定期检查与动态检查相结合等方式，进行全方位、全过程的安全环保监管。综合检查方面，落实巡回检查、“日、周、月”检、夜查、要害部位专项检查和节前检查。突出抓好问题整改复查为主要内容的检查，促进了安全环保管理整体水平的提升。

4) 环境保护千分制风险管控责任考核制度

构建“经营绩效+风险管控责任”绩效管理机制的统一部署，参考集团公司《企业环境绩效评价工作指南（试行）》，结合胜利油田环境保护工作实际，制订了环境保护千分制风险管控责任考核办法，对油田二级单位环境管理做到了全覆盖考核。

5) 报表制度

(1) 对含油污水、其他生产废水和生活污水收集处理后达标回注，建立报表制度，严格污水处理的管理，防止污水未经处理或超标回注。

(2) 勘探石油要按规程操作，若出现异常情况，要及时检查、检修，并作相应记录。

以上各项的记录报表要归档，以备检查。

6) 事故风险的预防与监控制度

包括制定事故应急预案，对事故隐患进行监控，强化专业人员岗位职能培训，建立安全信息系统等。

7) 执行岗位责任制度

细化岗位责任，并按岗位职责定期检查、总结，并提出整改措施。

8) 其他制度

建设项目环评及“三同时”管理、污染物治理等制度。

10.3 环境监测

10.3.1 现有环境监测计划

胜利油田分公司设立胜利油田环境监测总站及8个二级环境监测站，按照油田年度监测计划，开展环境监测工作，分公司每年都发布年度监测计划，主要包括环境质量监测、污染源及污染治理设施运行效果监测等。

10.3.2 环境监测计划

本工程的环境监测计划依据《建设项目海洋环境影响跟踪监测技术规程》制定。

1) 污染源监测计划

本工程所有污水均不排海。油田采出水等生产废水均依托陆地现有设施处理达标后回注用于油田注水开发，生活污水进入旱厕，定期清掏并拉运至陆上用作农肥。

2) 环境质量监测计划

由于本工程已运行多年，所有污水均不排海，根据工程特点，本次评价主要针对海水水质、生态环境、沉积物环境、地形地貌与冲淤环境制定监测计划。监测项目、监测范围和站位布设原则根据本项目现状调查进行(不包括加密站位)，海洋环境质量监测单位应选择国家海洋行政主管部门认可的监测单位。

3) 事故监测计划

配合政府部门对防污染设备的检查工作，以及在事故状态下配合有关部门作好对事故的跟踪监测。

发生溢油事故时除在常规监测站位进行水质监测外，根据事故性质、事故影响的大小，视具体情况增加对海洋生态环境、海洋生物质量、沉积物环境的监测，站位布设根据实际情况进行调整。可采用有偿服务的方式委托海洋行政主管部门认可的监测单位开展环境事故跟踪监测。

11 结论

11.1 工程概况

本次评价涉及中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司桩西油田、五号桩油田、长堤油田 3 个油田、各类井 184 口，其中在用油井 147 口（拉油井 11 口、管输井 136 口）、在用水井 37 口；站场 24 座，其中计量站/混输泵站 14 座、配水间/单体泵房/增压泵房 8 座、注水站 2 座；管线 56.5678km，其中油气集输管线 36.3054km、注水管线 20.2624km；道路 69.538km、电力线/电缆 1.55km、生活点 2 处。拟对 184 口在用井（在用油井 147 口、在用水井 37 口）及配套站场、管线、电力线实施补办环评手续。

11.2 符合性分析结论

1) 本工程符合《全国海洋主体功能区规划》（2015 年）、《山东省海洋主体功能区规划》（2017 年）的要求；

2) 本工程符合《全国海洋功能区划（2011-2020 年）》（2012 年）、《山东省海洋功能区划（2011-2020 年）》（国函[2012]165 号）、《东营市海洋功能区划（2013-2020 年）》（鲁政字[2015]290 号）、《山东省近岸海域环境功能区划》（2016 年 5 月 17 日）等海洋功能区划要求；

3) 本工程产生的污染物均得以妥善的处置，不排海，符合《渤海环境保护总体规划》（2008~2020 年）；

4) 本工程产生的废水、固废等污染物均不排海，符合《山东省渤海海洋生态红线区划定方案（2013—2020 年）》（鲁政办字[2013]39 号）的要求；

5) 本工程为《产业结构调整指导目录（2011 年本）》（2013 年修正）中鼓励类项目，符合国家产业政策；

6) 本工程符合《全国海洋经济发展“十三五”规划》（2017 年 5 月）、《山东半岛蓝色经济区发展规划》（国发[2011]1 号）、《山东省“十三五”海洋经济发展规划》（鲁发改农经[2016]1320 号）、《黄河三角洲高效生态经济区发展规划》（发改地区[2009]3027 号）等相关规划的要求；

7) 工程施工和生产运营过程中严格落实本报告中提出的各项环境保护措施和溢油风险防范措施的基础上，从环境保护角度讲，本项目是可行的。

11.3 工程回顾性评价结论

11.3.1 污染物处置方式

11.3.1.1 桩西油田

桩西油田施工期钻井废水、管道试压废水由罐车拉运至桩西长堤废液处理站处理后进入污水处理系统，处理达标后回注地层用于油田注水开发，不排海；生活污水排至旱厕，定期清掏并拉运至陆上用作农肥，不排海；不含油的一般钻井固废就地固化填埋；含油钻井固废收集后委托胜利油田金岛实业有限责任公司处置；建筑垃圾和施工废料部分可回收利用，部分作为站场及道路基础的铺设，剩余废料依托环卫部门清运；生活垃圾委托当地环卫部门处理；施工扬尘、施工废气及施工噪声影响均为暂时的，待施工结束后即消失。

桩西油田运营期产生的油田采出水、作业废水通过集输流程进入污水站（部分依托桩 106 污水站，部分依托桩西联污水站）处理后回注，用于油田注水开发，不排海；生活污水排至旱厕，定期清掏并拉运至陆上用作农肥，不排海；油泥砂暂存于桩西油泥砂贮存池，最终委托胜利油田金岛实业有限责任公司进行无害化处置；生活垃圾收集后由环卫部门统一处置；多功能罐采用原油伴生气为燃料，燃烧废气能够达标排放；运营期噪声源为采油、作业噪声和油气集输，能够满足相应标准。

11.3.1.2 五号桩油田

五号桩油田施工期钻井废水、管道试压废水由罐车拉运至各废液处理站处理后进入污水处理系统，处理达标后回注地层用于油田注水开发，不排海；生活污水排至旱厕，定期清掏并拉运至陆上用作农肥，不排海；不含油的一般钻井固废就地固化填埋；含油钻井固废收集后委托胜利油田金岛实业有限责任公司处置；建筑垃圾和施工废料部分可回收利用，部分作为站场及道路基础的铺设，剩余废料依托环卫部门清运；生活垃圾委托当地环卫部门处理；施工扬尘、施工废气及施工噪声影响均为暂时的，待施工结束后即消失。

五号桩油田运营期产生的油田采出水、作业废水通过集输流程进入污水站（部分依托桩 106 污水站，部分依托桩西联污水站）处理后回注，用于油田注水开发，不排海；生活污水排至旱厕，定期清掏并拉运至陆上用作农肥，不排海；油泥砂暂存于桩西油泥砂贮存池，最终委托胜利油田金岛实业有限责任公司进行无害化处置；生活垃圾收集后由环卫部门统一处置；多功能罐及加热炉采用原油伴生气为燃料，燃烧废气能够达标排放；运营期噪声源为采油、作业噪声和油气集输，能够满足相应标准。

11.3.1.3 长堤油田

长堤油田施工期钻井废水、管道试压废水由罐车拉运至各废液处理站处理后进入污水处理系统，处理达标后回注地层用于油田注水开发，不排海；船舶机舱含油污水运回陆上接收处理；生活污水排至旱厕，定期清掏并拉运至陆上用作农肥，不排海；不含油的一般钻井固废就地固化填埋；含油钻井固废收集后委托胜利油田金岛实业有限责任公司处置；建筑垃圾和施工废料部分可回收利用，部分作为站场及道路基础的铺设，剩余废料依托环卫部门清运；生活垃圾委托当地环卫部门处理；施工扬尘、施工废气及施工噪声影响均为暂时的，待施工结束后即消失。

长堤油田运营期产生的油田采出水、作业废水通过集输流程进入污水站（部分依托桩 1 污水站，部分依托桩西联污水站）处理后回注，用于油田注水开发，不排海；生活污水排至旱厕，定期清掏并拉运至陆上用作农肥，不排海；油泥砂暂存于桩西油泥砂贮存池，最终委托胜利油田金岛实业有限责任公司进行无害化处置；生活垃圾收集后由环卫部门统一处置；烃类无组织挥发，挥发量较小，对环境的影响很小；运营期噪声源为采油、作业噪声和油气集输，能够满足相应标准。

11.3.2 环保设施运行情况

1) 根据第 4 章工程回顾性评价章节，可知本工程施工期、运营期产生的污染物均能得到妥善处理和处置，环保措施可行。

2) 根据桩 106 接转站、桩西联合站、桩 1 污水站的 2015 年~2017 年运行数据，可知桩 106 接转站、桩西联合站、桩 1 污水站的污水出水水质各指标均达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012) 中的相关标准要求，回注水水质基本可满足要求。

3) 目前本工程环保设施运行稳定，建议加强设备维护，及时对设备进行巡检，提高人员的管理水平和操作技能。

11.3.3 生产工艺先进性回顾评价结论

本工程在钻井、采油、集输等多方面均采取了大量的清洁生产工艺装备，减少了资源、能源的消耗，削减了废物的产生量，为油田持续、稳定、清洁开发打下了坚实的基础；在环境管理方面，项目对能源资源消耗和污染物产生实行严格的定额管理，考核机制健全；建立并运营了健康、安全和环境（HSE）管理体系。本工程的清洁生产各项评定指标绝大多数可以达到一级水平，全部达到清洁生产二级以上水平，表明本项目的清洁生产水平属于国内清洁生产先进水平。

11.4 环境现状调查与评价

1) 冬季水质现状: 评价海域内, 一、二、四类区符合《海水水质标准》(GB 3097-1997) 相应类别标准, 符合海洋功能区划要求; 三类区除局部磷酸盐超《海水水质标准》(GB 3097-1997) 三类标准外, 基本符合海洋功能区划要求。

秋季水质: 评价海域海水质量除个别站位评价因子外, 其余都低于《海水水质标准》(GB 3097-1997) 标准中相应的质量标准, 满足海域使用功能要求, 评价海域的水质质量状况良好。

2) 冬季生物质量现状: 本次调查所取各种海洋生物, 其体内重金属和石油类的含量, 符合其栖息地海洋功能区相应生物质量要求。汞、镉、石油类、锌可能是一类区贝类的重要潜在污染物。

秋季生物质量现状: 评价结果表明绝大部分甲壳类和鱼类监测的重金属要素未出现超出《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》标准, 仅有 Cr 在半滑舌鲷(4#) 中检出, 超标率为 5.26%; Cu 在日本关公蟹(20#) 中检出超标(超标率为 3.95%) 以及金属 Pb 在斑尾复虾虎鱼(20#) 中超标(超标率为 3.95%); 石油烃未超过《第二次全国海洋污染基线调查技术规程》中规定的质量标准。

3) 冬季渔业资源: 2018 年 2 月调查, 渔获物重量和尾数多样性指数(H') 的平均值均小于 3。多数站位在 2.0~3.0 之间, 综合各项生态指标, 该海域渔业生态环境质量尚可, 反映出渔业资源生物物种相对较少, 资源密度不高, 优势物种优势度明显, 但均匀度较好。除去季节对优势种的影响外, 可见该水域群落结构稳定, 适合渔业资源生物生长、繁育。本调查期间没有发现珍稀或濒危生物物种。

秋季渔业资源: 秋季调查共捕获游泳动物 35 种, 隶属于鱼类、甲壳类、软体动物 3 个门类; 其中, 鱼类出现的种类最多。游泳动物相对资源密度为 83.49kg/km²~259.02kg/km², 平均值为 139.76kg/km²; 优势种 6 种, 分别为鹰爪虾, 脉红螺, 日本蟳, 方氏云鳎, 口虾蛄, 斑尾复虾虎鱼; 多样性指数变化范围是 2.42~3.54, 平均值为 3.17。均匀度指数的范围是 0.68~0.99, 平均值为 0.89。物种丰富度指数变化范围是 1.75~4.14, 平均值为 3.0。此外, 并未采获鱼卵, 采获仔稚鱼 4 种, 分别为青鳞小沙丁, 虾虎鱼 sp., 中颌棱鲷, 鱧。

4) 秋季现状调查各站位评价因子均小于 1, 低于《海洋沉积物质量》标准中相应的质量标准。满足海域使用功能要求, 评价海域的沉积物质量状况良好。

11.5 环境影响预测与评价

11.5.1 水文动力影响分析

项目附近海区潮流属半日潮流，除受无潮点影响之外，呈明显的东南到西北向的往复流；流场在岸边受地形的影响较为明显，出现沿岸流。 $-8\sim-15\text{m}$ 等深线区域为强潮流区。 -8m 等深线以内，随深度的变浅流速逐渐变小，至 -4m 等深线处流速已明显降低。该海区西北向流速大于东南向流速，平均约大10%。

11.5.2 地形地貌与冲淤环境影响预测与评价结论

本工程大多数井台建于已趋于平衡稳定的黄河三角洲陆上三角洲平原，且主要位于东营港开发区防潮堤内和神仙沟两岸，与防潮大堤外海域不连通，对项目周边海域地形地貌与冲淤造成影响甚微。

11.5.3 海水水质环境影响分析结论

本工程施工期产生的废水均不排海，且施工期均已结束，从现状调查结果来看，工程施工期对周边海水水质影响较小。

本项目已运营多年，工程主要位于防潮堤工程内和神仙沟两岸，且有神仙沟防潮闸（全年几乎常闭，除风暴潮外）阻挡，工程运营阶段产生的废水均不排海，从现状调查结果来看，正常状况下对工程周边的海水水质环境不产生影响。

评价区域在形成陆域的滩涂上，主要工程内容均位于东营港开发区防潮大堤内，工程运行过程不向海洋排放废水、废渣，正常状况下对工程周边的海水水质环境不产生影响。

11.5.4 海洋沉积物环境影响分析结论

工程运营期产生的含油生产水输送到陆上处理后进入污水处理系统，处理达标后回注地层用于油田注水开发，整个生产过程没有含油生产水排海。运营期产生的生活垃圾、工业垃圾运回陆地处理，生活污水排入旱厕，定期外运不排海。

本项目主要位于防潮堤工程内和神仙沟两岸，评价区域主要在形成陆域的滩涂上，对工程周边的沉积物环境不产生影响。

11.5.5 海洋生态环境与生物资源影响与评价结论

本项目对生态环境的影响包括井台、进井路敷设产生悬浮物对浮游生物、渔业资源等的影响以及井台、进井路和井场道路永久占地对底栖生物、潮间带生物造成的影

响。工程运营期生产活动均在人工陆地内进行，产生的各类污染物均采取妥善的处理和处置措施，不排海，运营阶段对工程所在海域生态环境影响较小。

11.6 生态建设方案结论

1) 本工程与工程所在海域的功能定位兼容，符合其海域使用管理要求，符合国家产业政策，不占用海洋生态红线区，与其规划的相关定位相符合。

2) 本工程施工期、运营期产生的污染物均得到了妥善的处理与处置，不向工程所在海域排放污染物，实现了污染物源头控制要求。

3) 本工程已运行多年，工程用海类型为沿岸海域。工程用海总面积为 $160.84 \times 10^4 \text{m}^2$ ，工程占用面积较小。

4) 本工程制定了有效的溢油应急计划，应急计划的主要内容应包括作业区情况、应急组织体系、溢油风险分析、事故处置方案和溢油应急能力等。

5) 本工程制订了跟踪监测方案，监测内容包括海水水质、沉积物、海洋生态环境、生物质量及潮间带生物等。

6) 根据计算分析，本工程生态补偿金为 1325.611 万元。截至目前桩西采油厂向东营市国土资源局东营港经济开发区分局缴纳征地费 100.0978 万元，鲁明公司向东营市国土部分缴纳土地税 170.23518 万元、征地费 78.673528 万元。

7) 本工程设生态补偿资金对工程施工及运营过程中造成的海洋生物资源、海洋生态等损失进行补偿，并纳入工程环保投资，主要用于海洋生物资源的增殖放流、海洋生物资源的养护与管理、人工鱼礁及相关研究、监测工作等，使海洋生物资源和海洋生态环境得到尽快恢复和可持续利用。

11.7 环境风险事故防范及应急措施分析结论

11.7.1 环境风险事故防范及应急措施分析结论

1) 本工程涉及易燃易爆物质主要为原油和伴生气，不构成重大危险源。环境风险评价等级为二级，评价范围为工程周边外延半径 3km 的圆形叠加区域。

2) 本工程主要潜在风险事故为火灾、井喷、井漏、管道泄漏等。桩西采油厂、东胜公司已编制与环境风险有关的突发环境事件应急预案，建立了应急组织机构，制定了分级条件、预防与预警机制、应急处置措施，衔接了应急救援机构，配备了相应的应急物资等应急保障，能满足本项目的环境风险要求。

3) 经预测，长堤（东胜）CTH11-Q1 井台发生溢油事故时溢油不会对山东黄河三

角洲国家级自然保护区或其他敏感目标造成污染，最大危害程度仅为轻度影响。在采取风险防范措施和事故应急预案、溢油应急计划，落实各项安全环保措施并执行完整以及确保风险防范和应急措施切实有效的前提下，本工程环境风险可控。

4) 建设单位应不断完善各突发环境事件应急预案及溢油应急计划，建立健全环境应急预案演练制度，并根据实际需要和情势变化，及时修订环境应急预案及溢油应急计划。

11.7.2 地质性溢油风险分析与评价结论

通过对 3 个油田历史钻井过程中溢油风险防范措施的回顾和目前注水及压力状况的分析，结合区块的地质特征，最终得出以下结论：

1) 钻井过程

各油田在钻采过程中根据油田不同储层特点，制定了针对性井身结构、钻井液体系和固井方案，所有固井质量均达到合格，钻井过程中未发生过溢油事故。

2) 断裂系统

油藏最高运移至馆陶组，且上覆盖层多为厚层泥岩、油泥岩，封闭性较好，加上上部明化镇组、平原组泥岩发育，地层厚度 1300m。区域内断层活跃至馆上段消亡，距离滩海地表超过 900m，未形成“通天断层”，不存在通过断层溢油的风险。

3) 储层特征

各区块油层上部均有区域性的盖层，厚度大，不会被小断层错断或者形成连通的微裂缝。储层连续性较好，天然能量开发或注水开发多年，不存在憋压状况，不存在溢油风险。

4) 压力状况

目前 3 个油田压力均处于低压和常压水平，在多年的开发过程不断进行注采调整，不存在局部异常高压区，并对套漏井采取封井措施，地质溢油风险较小；注水区块注入压力小于地层的原始压力和地层的破裂压力，不会激活断层或压破地层引发地层流体沿断层发生纵向窜流，不存在地质溢油风险。

总之，通过对 3 个油田的地质特征和压力状况分析，认为断层和储层条件不存在地质溢油的条件；油田整体处于低压和常压状况，不存在异常高压造成地质溢油的风险；并且各油田每年均制定油水井的压力监测方案，了解地层压力变化，可及时发现问题，能够有效控制溢油事故的发生。

11.8 总量控制、环境管理与环境监测计划结论

11.8.1 总量控制结论

本工程运营期总量控制污染物来自加热炉、多功能罐燃烧天然气排放废气中 SO_2 、 NO_x 、颗粒物及工程运行过程中产生的挥发性有机物。 SO_2 排放量为 1.277t/a, NO_x 排放量为 3.600t/a, 颗粒物排放量为 0.369t/a, 挥发性有机物（非甲烷总烃）排放量为 4.091t/a。

11.8.2 环境管理结论

1) 桩西油田由桩西采油管理三区负责管理, 长堤油田由桩西采油管理二区负责管理(少数设施由东胜公司金角采油管理区负责管理), 五号桩油田由桩西采油管理一区、三区负责管理(少数设施由东胜公司金角采油管理区负责管理), 其监测项目列入桩西采油厂环境年度监测计划。

2) 中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司桩西采油厂、东胜公司等均根据国家 and 地方的有关环保政策和要求建立并执行下列环保管理制度: 环保会议制度、环保宣传教育制度、环保检查制度、环境保护千分制风险管控责任考核制度、报表制度、事故风险的预防与监控制度、执行岗位责任制度等。

11.8.3 环境监测计划结论

1) 胜利油田分公司设立胜利油田环境监测总站及 8 个二级环境监测站, 按照油田年度监测计划, 开展环境监测工作, 分公司每年都发布年度监测计划, 主要包括环境质量监测、污染源及污染治理设施运行效果监测等。

2) 本工程的环境监测计划依据《建设项目海洋环境影响跟踪监测技术规程》制定, 主要包括污染源监测计划、环境质量监测计划、事故监测计划。

11.9 公众参与说明

建设单位于 2018 年 9 月 26 日~2018 年 10 月 12 日在山东在线网站进行了第一次公示(网址: <http://www.onlinesd.cn/sy/2018-09-26/75724.html>); 于 2018 年 9 月 28 日于山东科技报进行了第一次公示; 于 2018 年 9 月 29 日在周边村庄进行了现场公示。建设单位于 2018 年 10 月 18 日~2018 年 10 月 31 日在齐鲁晚报网站进行了第二次公示(网址: <http://dezhou.qlwb.com.cn/2018/1018/1356163.shtml>), 于 2018 年 10 月 18 日于山东法制报进行了第二次公示; 于 2018 年 11 月 9 日在周边村庄进行了现场公示, 同期进行了公众参与调查工作。

本次公众参与采取网络公示、现场公示及发放公众参与调查表的方式开展，同时保持信息反馈通道处于公开畅通状态。被调查者基本可以反映建设地区周边群众的意见，受调查的公众 100%支持工程运营。

11.10 结论

本工程符合《全国海洋主体功能区规划》（2015 年）、《全国海洋功能区划（2011-2020 年）》（2012 年）、《山东省海洋功能区划（2011-2020 年）》（国函[2012]165 号）、《东营市海洋功能区划（2013-2020 年）》（鲁政字[2015]290 号）等相关规划及政策要求，属于国家鼓励类建设项目，符合国家的产业政策和能源政策。工程产生的污染物均得以妥善的处置，不排海；工程采用的施工设备、工艺和节能、减排对策措施符合清洁生产的要求。现状调查结果表明，评估海域的海水、沉积物和生物环境质量现状较好，工程施工对附近海域的水质、海洋生态及渔业资源均会造成一定影响，但其影响属于短期和可恢复性质。经调查，施工期未发生污染物超标排放现象；运营期污染物均得到了切实有效的处理，在落实好本报告书提出的各项污染防治措施的前提下，环境影响较小，本工程建设可行。

12 附件