

中国石油天然气股份有限公司大港油田分
公司 2023 年页岩油产能建设项目
环境影响报告书

建设单位：中国石油天然气股份有限公司大港油田分公司

编制单位：华测生态环境科技（天津）有限公司

2024 年 8 月

目 录

1. 概述.....	1
1. 1. 项目由来.....	1
1. 2. 项目特点.....	2
1. 3. 环境影响评价的工作过程.....	2
1. 4. 分析判定情况.....	2
1. 5. 关注的主要环境问题及环境影响.....	3
1. 6. 环境影响报告书的主要结论.....	4
2. 总则.....	5
2. 1. 编制依据.....	5
2. 2. 评价目的及评价原则.....	8
2. 3. 评价重点.....	9
2. 4. 环境影响因素识别及评价因子筛选.....	9
2. 5. 评价等级和评价范围.....	12
2. 6. 主要环境保护目标.....	24
2. 7. 环境功能区划及评价标准.....	27
2. 8. 相关产业政策、规划、规范符合性分析.....	32
3. 现有工程概况.....	62
3. 1. 企业现状情况.....	62
3. 2. 第五采油厂油田勘探开发历程.....	64
3. 3. 工程现状.....	64
3. 4. 环评批复及验收情况.....	83
3. 5. 排污许可执行情况.....	84
3. 6. 现有环境风险防控及应急预案备案情况.....	84
3. 7. 现状污染源及达标排放情况.....	86
3. 8. 排污口规范化设置情况.....	88
3. 9. 日常监测执行情况.....	91
3. 10. 现有环境问题及解决方案.....	91
4. 本项目工程概况及工程分析.....	93
4. 1. 本项目基本情况.....	93
4. 2. 油气资源概况.....	96
4. 3. 钻井工程.....	错误!未定义书签。
4. 4. 采油工程.....	121
4. 5. 地面工程.....	122
4. 6. 工程占地.....	123
4. 7. 土石方平衡.....	124
4. 8. 公用工程.....	124
4. 9. 依托工程.....	127
4. 10. 工程分析.....	135
4. 11. 施工期污染源分析.....	145
4. 12. 运营期污染源分析.....	150
4. 13. 退役期污染源分析.....	153
4. 14. 清洁生产.....	153
4. 15. 总量控制分析.....	160

5. 环境质量现状调查与评价	161
5.1. 地理位置.....	161
5.2. 自然环境简况.....	162
5.3. 区域污染源调查.....	173
5.4. 环境质量现状调查与评价.....	173
6. 环境影响分析、预测与评价	243
6.1. 施工期影响分析.....	243
6.2. 运营期影响分析.....	243
6.3. 退役期影响分析.....	270
7. 环境风险评价	275
7.1. 现有工程环境风险回顾性评价.....	275
7.2. 评价等级判定.....	278
7.3. 环境敏感目标调查.....	279
7.4. 环境风险识别.....	279
7.5. 环境风险分析.....	281
7.6. 风险防范措施.....	283
7.7. 事故应急措施.....	287
7.8. 应急预案及应急监测.....	289
7.9. 环境风险评价结论.....	290
8. 环境保护措施可行性论证	292
8.1. 施工期环境保护措施可行性论证.....	292
8.2. 运营期环境保护措施及其可行性论证.....	300
8.3. 地下水、土壤环境保护措施.....	306
8.4. 退役期污染防治措施及其可行性论证.....	315
9. 环境经济损益分析	317
9.1. 环保投资分析.....	323
9.2. 经济效益分析.....	324
9.3. 社会效益分析.....	324
9.4. 环境经济损益分析.....	324
9.5. 结论.....	325
10. 环境管理与环境监测计划	326
10.1. 环境管理.....	326
10.2. 污染物排放清单.....	327
10.3. 企业环境信息公开及排污规范化要求.....	328
10.4. 环境监测.....	330
10.5. 环保措施及“三同时”验收.....	331
11. 环境影响评价结论	334
11.1. 建设项目情况.....	334
11.2. 环境质量现状调查与评价结论.....	335
11.3. 施工期环境影响及污染防治措施.....	336
11.4. 运营期环境影响及防治措施.....	337
11.5. 环境风险评价.....	338
11.6. 总量控制分析.....	339
11.7. 总体结论.....	339

附图：

附图 1 地理位置图

附图 2 本项目与生态保护区位置关系图

附图 3 本项目与天津市生态保护红线的相对位置关系图

附图 4-1 本项目大气、声环境评价范围及保护目标分布图

附图 4-2 本项目生态环境评价范围及保护目标分布图

附件：

附件 1 备案文件

附件 2 土地手续

附件 3 现有环保手续

附件 4 排污许可登记回执

附件 5 突发环境事件应急预案备案表

附件 6 补充监测报告

1. 概述

1.1. 项目由来

1.1.1. 企业概况

中国石油天然气股份有限公司大港油田分公司是中国石油所属的以油气勘探开发为主营业务的地区分公司，勘探开发范围地跨津、冀、鲁 25 个区、市、县。大港油田分公司下辖二级单位主要包括第一采油厂、第二采油厂、第三采油厂、第四采油厂、第五采油厂、第六采油厂、原油运销公司、天然气公司、勘探开发研究院、采油工艺研究院、石油工程研究院、天津储气库分公司、勘探事业部、新项目事业部等。

中国石油大港油田第五采油厂位于天津市滨海新区大港与河北省交界处，是中国石油天然气股份有限公司大港油田分公司（以下简称“大港油田公司”）下属的集采、注、输为一体的综合性单位。第五采油厂管辖着港西、周青庄、远景、六间房四个油田，共分为三个采油作业区，其中第一采油作业区下辖 6 个管理组，第二采油作业区下辖 6 个管理组，第三采油作业区下辖 5 个管理站及部分单井点。大港油田第五采油厂截止 2020 年，共探明地质储量 $10356.36 \times 10^4 \text{t}$ ，其中可采储量 $3410.3 \times 10^4 \text{t}$ ，累计产油 $2903.5 \times 10^4 \text{t}$ ，剩余可采储量 $506.8 \times 10^4 \text{t}$ 。第五采油厂现共有总井数 1399 口，其中油井 1016 口，水井 378 口，气井 5 口。

1.1.2. 项目背景

随着原油含水升高和自然递减，大港油田老区产量呈逐年下降的态势。按照国家的总体要求，大港油田未来十年还要持续一定的原油稳产规模，以保障国家原油战略安全。大港油田公司除了常规的油气开采，计划开展页岩油的开采工作，为大港油田稳产提供资源保障。

为评价页岩油开发情况，带动整个大港油田的页岩油产能开发进程，开启全新战略接替领域，中国石油天然气股份有限公司大港油田分公司拟在中国石油大港油田第五采油厂歧北次凹位实施“中国石油天然气股份有限公司大港油田分公司 2023 年页岩油产能建设项目”以下称“本项目”。

项目主要建设内容为在现有井场建设 5 口页岩油产能井（歧页 6-31-1、歧页 6-31-2、歧页 6-31-3、歧页 6-36-1、歧页 11-1-1），其中歧页 11-1-1 为勘探井转产能井。

本项目已全部建成，现建设单位主动补充申报该项目环评手续。

1.2. 项目特点

(1) 页岩油有效开采难度大，相对常规油藏而言，不能用常规方式开采（如直井开采等），目前主要用水平井+水力体积压裂技术开发方式。项目页岩油油井水平段较常规采油井偏长，受页岩特性影响，井眼轨迹控制难度较大；同时水平段钻进过程中存在钻压传递难、岩屑上返速率低、环空压耗高等问题。针对以上问题本次钻井过程拟采取激进式钻井参数设计、异形齿 PDC 钻头设计、旋转导向井眼轨迹控制、防磨减扭工具和旋转下套管工艺等技术。

(2) 项目不考虑重复压裂，采取施工期一次压裂补充能量的开发方式。

(3) 本项目开采的页岩油均为陆相页岩油中已经生成但尚未排除的那部分原油，故本项目页岩油成分等特征同本区块常规原油相似。

(4) 本项目使用水基泥浆，同时采用水基压裂液，有效减少危险废物产生。

1.3. 环境影响评价的工作过程

大港油田分公司委托华测生态环境科技（天津）有限公司承担该项目的环境影响评价工作。

在承接项目后，评价单位对现场进行了踏勘，开展了资料调研，了解了本项目地块现状及周边环境情况和敏感点的分布，并对项目地块环境质量现状进行了调查。

根据建设单位提供的工程技术资料和本项目的环境现状调查结果，环评报告编制技术单位熟悉和掌握了项目施工方案、运营方案及排污情况，查阅了相关的国家和地方产业政策，与建设单位交换了对项目工程及环保治理措施的意见。基于以上工作，技术人员开展了项目的工程分析、环境现状调查与评价、环境影响预测与评价、环保措施及其可行性分析、环境经济损益分析、环境管理和监测计划等章节的编制，完成了本环境影响报告书。

1.4. 分析判定情况

根据《中华人民共和国环境保护法》、《中华人民共和国环境影响评价法》和《建设项目环境保护管理条例》（国务院第 682 号令）等法律法规规定，项目需进行环境影响评价。根据《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》项目属于名录中“五、石油和天然气开采业”——“7 陆地石油开采”中的“页岩

油开采”，应编制环境影响报告书。

本项目为页岩油开采，属于《国民经济行业分类》（GB/T4754-2017）中“B07 石油和天然气开采业 B0711 陆地石油开采”。

根据中华人民共和国国家发展和改革委员会第 29 号《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，本项目属于“鼓励类”项目。

国家能源局于 2023 年 5 月 25 日通过《大港老区稳产项目（2023 年）》备案，项目代码 2305-000000-60-01-393069。本项目属于其中“页岩油油田新区产能建设项目”。

1.5. 关注的主要环境问题及环境影响

本评价重点关注项目施工过程以及实施后污染物对区域环境空气、地表水、地下水、土壤、生态的环境影响是否可接受，环境风险是否可防控，环保措施是否可行。

（1）废气

本项目施工期废气主要是地面工程施工活动产生的扬尘、运输车辆废气。运营期废气主要为井场集输过程中产生的无组织排放非甲烷总烃。本次评价主要关注以上大气污染物对大气环境的影响以及相应的大气污染防治措施的可行性和可靠性。

（2）废水

本项目施工期废水主要为钻井废水、洗井废水、压裂返排液和施工人员生活废水。运营期废水主要为采出水、井下作业废水。施工期主要关注各种废水和废液的收集、运输和处置；运营期关注处理后的采出水和井下作业废水依托处理设施的可行性。

（3）噪声

本项目施工期噪声主要来源于车辆运输、钻机、泥浆泵、压裂设备等，运营期主要为抽油机产生的噪声。环评中主要关注噪声的环境影响以及控制措施的可行性。

（4）固体废物

本项目施工期固体废物主要为废弃泥浆、钻井岩屑、油层岩屑、落地油（事故状态）、废弃防渗材料、生活垃圾等；运营期主要为落地油和废防渗材料。环

评主要关注废弃泥浆和钻井岩屑的收集运输，落地油和废防渗材料的产生、收集、处置过程。

（5）环境风险

本项目施工期环境风险主要是各种液体物料泄漏，井喷及其产生的次生灾害等；运营期主要环境风险为原油管道泄漏及其引发的次生灾害。环评主要关注风险防范措施和应急措施。

（6）生态环境

工程建设对生态的影响主要在施工期，施工过程对环境的影响主要来自井场建设等施工活动中施工机械、车辆等对土壤的扰动和植被的破坏。环评主要关注施工过程降低生态影响的措施。运营期不会对生态环境造成明显影响，需要重点关注农田生境恢复效果。

1.6. 环境影响报告书的主要结论

本项目的建设符合国家、行业颁布的相关产业政策、法规及规范；正常工况下，施工期和运营期对生态环境、大气环境、地表水环境、地下水环境、土壤环境和声环境影响小，不改变区域的环境功能。项目总体符合清洁生产要求，采取的环保措施可行。项目存在采出液泄漏、火灾爆炸等环境风险，评价结果表明，本项目突发环境事件的概率较低，环境风险潜势较低，在采取风险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，本项目的建设可行。

2. 总则

2.1. 编制依据

2.1.1. 环境保护法律

- (1) 《中华人民共和国环境保护法》，2015 年 1 月 1 日；
- (2) 《中华人民共和国环境影响评价法》，2018 年 12 月 29 日；
- (3) 《中华人民共和国大气污染防治法》，2018 年 10 月 26 日；
- (4) 《中华人民共和国水污染防治法》，2017 年 6 月 27 日修订；
- (5) 《中华人民共和国噪声污染防治法》，2022 年 06 月 05 日；
- (6) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》，2020 年 4 月修订；
- (7) 《中华人民共和国节约能源法》，2018 年 10 月 26 日修订；
- (8) 《中华人民共和国循环经济促进法》，2018 年 10 月 26 日修订；
- (9) 《中华人民共和国土壤污染防治法》，2019 年 1 月 1 日起实施；
- (10) 《中华人民共和国清洁生产促进法》，2018 年 10 月 26 日修订；
- (11) 《中华人民共和国土地管理法》，2020 年 1 月 1 日；
- (12) 《中华人民共和国野生动物保护法》，2018 年 10 月 26 日修订。

2.1.2. 国家环境保护法规、部门规章

- (1) 《国务院关于修改的决定》（国务院令 第 682 号，2017 年 7 月 16 日公布，2017 年 10 月 1 日实施）；
- (2) 《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》（生态环境部令 第 16 号，2020 年 11 月 30 日发布，2021 年 1 月 1 日实施）；
- (3) 《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》（环环评[2016]150 号，2016 年 10 月 26 日发布并实施）；
- (4) 《国家危险废物名录（2021 年版）》（生态环境部令 第 15 号，2020 年 11 月 5 日发布，2021 年 1 月 1 日实施）；
- (5) 《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》（公告 2021 年第 74 号）；
- (6) 《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令 第 4 号）；
- (7) 《石油天然气开采业污染防治技术政策》（公告 2012 年第 18 号）；
- (8) 《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）；

(9)《关于实施“三线一单”生态环境分区管控的指导意见(试行)》(环评评〔2021〕108号);

(10)《产业结构调整指导目录(2024年本)》;

(11)《市场准入负面清单(2022年版)》(发改体改规〔2022〕397号);

(11)关于发布《危险废物排除管理清单(2021年版)》的公告(公告2021年第66号);

(12)《自然资源部办公厅关于石油天然气用地政策的复函》(自然资办函〔2018〕1668号);

(13)《国家重点保护野生动物名录(2021版)》;

(14)《中华人民共和国土地管理法实施条例》(2021年9月);

(15)《关于规范临时用地管理的通知》(自然资规〔2021〕2号);

(16)《一般工业固体废物管理台账制定指南(试行)》(生态环境部公告2021年第82号);

(17)《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》;

(18)《“十四五”现代能源体系规划》(发改能源〔2022〕210号,2022年1月29日);

(19)《“十四五”土壤、地下水和农村生态环境保护规划》(2021年12月)。

2.1.3. 地方环境保护法规、规章

(1)《天津市生态环境保护“十四五”规划》(津政办发〔2022〕2号,2022年1月6日);

(2)《天津市滨海新区生态环境保护“十四五”规划》(津滨政发〔2022〕5号,2022年3月1日);

(3)《天津市矿产资源管理办法》(天津市第十七届人民代表大会常务委员会第七次会议,2018年12月14日修正);

(4)《天津市矿产资源规划(2021-2025)年》(津规资矿发〔2022〕155号);

(5)《天津市生态环境保护条例》(天津市第十七届人民代表大会第二次会议通过,2019年3月1日起施行);

(6)《天津市大气污染防治条例》(天津市第十七届人民代表大会常务委员

会第二十三次会议，2020 年 9 月 25 日修正）；

（7）《天津市人民政府关于印发天津市水污染防治工作方案的通知》（天津市人民政府（津政发[2015]37 号））；

（8）《天津市水污染防治条例》（天津市人民代表大会公告第 58 号，2020 年 9 月 25 日修正）；

（9）《市生态环境局关于印发〈天津市声环境功能区划（2022 年修订版）〉的通知》（津环气候[2022]93 号）；

（10）《天津市环境噪声污染防治管理办法》（天津市人民政府令第 5 号，2018 年 4 月 28 日修正）；

（11）《天津市危险废物污染防治办法》（天津市人民政府第 30 次常务会议修正，2004 年 7 月 1 日起实施）；

（12）《天津市土壤污染防治条例》（天津市人大常委会公告第三十八号，2020 年 1 月 1 日起施行）；

（13）《天津市人民政府办公厅关于印发天津市重污染天气应急预案的通知》（津政办发[2019]40 号）；

（14）《天津市人民政府关于印发天津市打好污染防治攻坚战八个作战计划的通知》（津政发[2018]18 号）；

（15）《天津市持续深入打好污染防治攻坚战 2024 年工作计划》；

（16）《滨海新区持续深入打好污染防治攻坚战 2024 年工作计划》；

（17）《天津市建设工程文明施工管理规定》（天津市人民政府令第 100 号，2018 年 4 月 12 日修改施行）；

（18）《关于加强我市排放口规范化整治工作的通知》（津环保监理[2002]71 号）；

（19）《关于发布〈天津市污染源排放口规范化技术要求〉的通知》（津环保监测[2007]57 号）；

（20）《市环保局关于进一步加强建设项目新增主要污染物排放量审核制度的通知》（津环保管[2013]23 号）；

（21）《市环保局关于环评文件落实与排污许可制衔接具体要求的通知》（津环保便函[2018]22 号）；

- (22)《天津市深入打好污染防治攻坚战行动方案》(2022 年 5 月 25 日);
- (23)《天津市国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》(津政发〔2021〕5 号, 2021 年 02 月 07 日);
- (24)《天津市主体功能区划》(津政发〔2012〕15 号);
- (25)《天津生态功能区划》;
- (26)《天津市人民政府关于做好生态保护红线管理工作的通知》(津政规〔2024〕5 号, 2024 年 08 月 01 日)。

2.1.4. 环境保护技术导则规范

- (1)《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》(HJ2.1-2016);
- (2)《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018);
- (3)《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018);
- (4)《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016);
- (5)《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2021);
- (6)《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022);
- (7)《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018);
- (8)《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018);
- (9)《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012);
- (10)《排污单位自行监测技术指南陆上石油天然气开采工业》(HJ1259-2022);
- (11)《地下水环境监测技术规范》(HJ164-2020);
- (12)《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》(HJ1259-2022)。

2.1.5. 其他文件

- (1) 现有工程环评及批复、验收监测报告及验收意见;
- (2) 环境质量现状监测报告;
- (3) 建设单位提供的其他资料。

2.2. 评价目的及评价原则

2.2.1. 评价目的

- (1) 通过环境现状监测与调查, 掌握本项目所在区域的自然环境、环境质量现状, 为环境影响评价提供依据。

(2) 针对本项目的特点和污染特征，确定主要污染因子和环境影响要素。

(3) 分析本项目对当地环境造成影响的范围和程度，并提出进一步避免或减轻污染的对策和建议。

(4) 分析本项目可能存在的环境风险，分析风险发生后可能影响的程度和范围，对本项目环境风险进行评估，并提出相应的风险防范和应急措施。

(5) 从技术、经济角度分析本项目采用污染治理措施的可行性，从环境保护的角度对本项目的建设是否可行做出明确的结论。

(6) 为主管部门提供决策依据，为设计工作规定防治措施，为环境管理提供科学依据。

2.2.2. 评价原则

突出环境影响评价的源头预防作用，坚持保护和改善环境质量。

(1) 依法评价

贯彻执行我国环境保护法律法规、标准、政策和规划等，优化项目建设，服务环境管理。

(2) 科学评价

规范环境影响评价法，科学分析项目建设对环境质量的影响。

(3) 突出重点

根据建设项目的工程内容及其特点，明确与环境要素间的作用效应关系，根据规划环境影响评价结论和审查意见，充分利用符合时效的数据资料及成果，对建设项目主要环境影响予以重点分析和评价。

2.3. 评价重点

针对该项目的实际情况，本次评价的重点是：

(1) 工程分析：判定工程施工期和运营期的环境影响因素和环境影响因子，确定主要污染源参数；

(2) 影响评价：施工期及运营期大气环境影响评价、地下水环境影响评价、土壤环境影响评价、固废环境影响评价、生态环境影响评价、环境风险评价；

(3) 环境保护措施经济技术论证：对项目拟采取的环境保护措施从经济可行性、技术可靠性两方面进行论证，针对不足提出切实可行的改进措施。

2.4. 环境影响因素识别及评价因子筛选

2.4.1. 环境影响因素识别

根据本工程主要污染源污染因子及区域环境特征，对项目实施后的主要环境影响要素进行识别，其结果见下表。

表 2.4-1 环境影响因素识别结果

工程活动 环境因素		施工期			运营期	退役期
		管道开挖、井场建设	设备安装	材料、废弃物运输	石油开采及集输	封井、井场清理
自然环境	环境空气	-2D	/	-1D	-1C	-1D
	地表水	/	/	/	/	/
	地下水	/	/	/	-1C	/
	声环境	-1D	-1D	-1D	-1C	-1D
	土壤环境	-1C	/	/	-1C	/
生态环境	野生动物	-1C	/	/	/	+1C
	植被	-1C	/	/	/	+1C
	生态系统	-2C	/	/	/	+1C

注：1、表中“+”表示正效益，“-”表示负效益；
2、表中数字表示影响的相对程度，“1”表示影响较小，“2”表示影响中等，“3”表示影响较大；
3、表中“D”表示短期影响，“C”表示长期影响。

由上表可知，本项目对环境的影响是多方面的，主要表现在钻井施工过程中产生的扬尘对环境空气的影响，钻井机械设备对井场周边居民产生的噪声影响，以及运营期对环境空气、声环境、土壤环境、地下水等自然环境的影响。生态影响主要体现在对植物、野生动物、生态系统的影响。

施工期的影响是局部的、短期的，并随着施工期的结束而消失。项目投入运营后对环境的影响是长期的，主要影响因素是生产过程中产生的废气、废水、噪声、固体废物等污染物的排放，对周围环境空气、地下水环境、土壤环境和声环境存在一定不利影响。闭井后对井场采取封井措施，对周边开展生态恢复治理工程，可能对周围产生轻微的噪声影响，但对环境空气、地下水、土壤、植被等生态环境产生长期的有利作用。

2.4.2. 评价因子筛选

根据环境影响要素识别结果，结合建设项目工程特征、排污种类、排污去向及周围地区环境质量概况，确定本次评价因子，评价因子见下表。

表 2.4-2 评价因子一览表

要素	评价类别	评价（预测）因子
----	------	----------

环境 空气	现状评价	常规因子：SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、CO、O ₃ 特征因子：非甲烷总烃	
	施工期	颗粒物、烃类	
	运营期	非甲烷总烃	
	退役期	颗粒物、烃类	
地下 水环 境	现状评价	(1) 八大离子为钾、钠、钙、镁、碳酸盐、重碳酸盐、氯化物、硫酸盐，共计 8 项。 (2) 基本水质因子为 pH、氨氮（以 N 计）、硝酸盐（以 N 计）、亚硝酸盐（以 N 计）、挥发性酚类（以苯酚计）、氰化物、砷、汞、铬（六价）、总硬度（以 CaCO ₃ 计）、铅、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量（COD _{Mn} 法，以 O ₂ 计）、总大肠菌群、菌落总数、氯化物、硫酸盐，共计 21 项。 (3) 特征因子为石油类、耗氧量（COD _{Mn} 法，以 O ₂ 计）、钠、氯化物、铁、铝、pH，共计 7 项。 (4) 此外，参照《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的相关内容，增加“表 1 地下水质量常规指标及限值”中“毒理学指标”其余未测指标和“表 2 地下水质量非常规指标及限值”中“毒理学指标”重金属指标，包括铜、锌、阴离子表面活性剂、硫化物、碘化物、硒、三氯甲烷、四氯化碳、苯、甲苯、铍、硼、钡、镍、钴、钼、银、铊，共计 18 项。	
	施工期、运营期预测因子	石油类	
声环境	现状评价、施工期、运营期、退役期	等效 A 声级	
固体 废物	施工期	废弃泥浆、钻井岩屑、生活垃圾、非含油废防渗材料、含油防渗材料、落地油。	
	运营期	落地油、废防渗材料。	
	退役期	地面设施拆除、封井、井场清理等产生的固体废物。	
土壤	现状评价	农用地	镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、pH、石油烃（C10-C40）
		建设用地	砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、蒽、茈、苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘、石油烃（C10-C40）、pH
	施工期、运营期、退役期		石油烃（C10-C40）

	期	
风险	施工期、运营期	大气：非甲烷总烃、次生 CO；地表水、地下水：石油类
生态	施工期、运营期、退役期	物种、生境、生物群落、生态系统、生物多样性、生态敏感区、自然景观、自然遗迹等

2.5. 评价等级和评价范围

2.5.1. 大气环境影响评价等级及范围

(1) P_i 的确定

根据《环境影响评价技术导则大气环境》(HJ2.2-2018)中评价等级的确定的原则，结合项目工程分析结果，选择正常排放的主要污染物及排放参数，采用附录 A 推荐模型中的 AERSCREEN 模式计算项目污染源的最大环境影响，然后按评价工作分级判据进行分级。污染物的最大地面质量浓度占标率 P_i 计算公式如下：

$$P_i = C_i / C_{oi} \times 100\%$$

式中：

P_i —第 i 个污染物的最大地面浓度占标率，%；

C_i —采用估算模式计算出的第 i 个污染物的最大地面浓度， mg/m^3 ；

C_{oi} —第 i 个污染物的环境空气质量标准，二级标准小时浓度， mg/m^3 。

(2) 评价等级判定表

大气环境影响评价工作等级按下表的分级判据进行划分。

表 2.5-1 评价等级判断表

评价工作等级	评价工作分级判据
一级	$P_{\max} \geq 10\%$
二级	$1\% \leq P_{\max} < 10\%$
三级	$P_{\max} < 1\%$

(3) 评价因子和评价标准

本项目各污染物的判定标准如下表所示。

表 2.5-2 评价因子和评价标准 单位： $(\mu\text{g}/\text{m}^3)$

评价因子	平均时段	标准值	标准来源
非甲烷总烃	1h 平均	2000	《大气污染物综合排放标准详解》选用标准

(4) 污染源参数

表 2.5-3 面源参数表

名称	面源起点坐标		面源海拔高度	面源长度	面源宽度	与正北向	面源有效排放	年排放小时数	排放工况	污染物排放速率/
	经度	纬度								

			/m	/m	/m	夹角/	高度/m	/h		(kg/h)
井场	117.390409	38.634647	4	50	90	15	5	8760	连续	非甲烷总烃 0.033

(5) 项目参数

估算模型所有参数见下表。

表 2.5-4 估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数(城市人口数)	/
最高环境温度		41.8
最低环境温度		-21.6
土地利用类型		农田
区域湿度条件		中等湿度
是否考虑地形	考虑地形	是
	地形数据分辨率(m)	/
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	否
	岸线距离/m	/
	岸线方向/°	/

(6) 评价工作等级确定

本评价采用《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录 A 所推荐的模型 AERSCREEN 模式,计算运营期废气污染物排放对周围环境的最大影响。污染源估算模型计算结果如下表所示。

表 2.5-5 污染源估算模型计算结果表

污染源名称	评价因子	评价标准($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	C_{max} ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	P_{max} (%)	$D_{10\%}$ (m)
井场	NMHC	2000.0	44.73	2.2365	/

本项目 P_{max} 最大值出现为矩形面源排放的 NMHCP_{max} 值为 2.2365%, C_{max} 为 $44.73 \mu\text{g}/\text{m}^3$ 。根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)分级判据,确定本项目大气环境影响评价工作等级为二级。

(7) 评价范围

本次环评大气评价范围是以井场为中心边长 5km 的矩形区域。

2.5.2. 地表水环境评价等级及范围

根据工程分析,本项目施工期的钻井废水、压裂返排液等由罐车拉运至大港油田原油运销公司废弃泥浆处理厂处理,处理后的水回注油层,不外排;运营期井场为无人值守井场,无新增生活污水。运营期采出水依托西二联合站污水处理

系统，经处理达标后回注油层，不外排。

根据《环境影响评价技术导则地表水环境》（HJ2.3-2018）中关于地表水环境影响评价工作分级要求，建设项目生产工艺中有废水产生，但作为回注水利用，不排放到外环境的，本项目地表水评价等级为三级 B，不设置评价范围。

2.5.3. 地下水环境评价等级及范围

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

（1）地下水环境影响评价项目类别

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）附录 A，本项目属于“P 石油、天然气”行业中“石油开采（37）”，“全部”，故本项目地下水环境影响评价项目类别判定为 I。

表 2.5-6 地下水环境影响评价行业分类表

环评类别 行业类别	报告书	报告表	地下水环境影响评价项目类别	
			报告书	报告表
P 石油、天然气				
37、石油开采	全部	/	I 类	

（2）地下水环境敏感程度

建设项目的地下水环境敏感程度可分为敏感、较敏感、不敏感三级，分级原则见下表。

表 2.5-7 地下水环境敏感程度分级

敏感程度	地下水环境敏感特征
敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建或规划的饮用水水源）准保护区；除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区，如热水、矿泉水、温泉等特征地下水资源保护区。
较敏感	集中式生活饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建或规划的饮用水水源）准保护区以外的径流补给区，未划定准保护区的集中式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；分散式饮用水水源地；特殊地下水资源（如矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等未列入上述敏感分级的环境敏感区 a。
不敏感	上述地区以外的其他地区
注：a “环境敏感区”是指《建设项目环境影响评价分类管理名录》中所界定的涉及地下水的环境敏感区。	

本项目厂址位于天津滨海新区大港地区太平村东约 3km 处，建设项目周边无

集中式饮用水水源地及分散式饮用水水源地等地下水环境敏感目标，建设项目场地的地下水环境敏感程度依照上表判定为不敏感。

(3) 地下水评价工作等级

评价工作等级的划分应依据建设项目行业分类和地下水环境敏感程度分级进行判定，可划分为一级、二级、三级，建设项目地下水环境影响评价工作等级划分见下表。

表 2.5-8 评价工程等级分级表

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

综合所述，本项目类别为 I 类项目，环境敏感程度为不敏感，故综合判断建设项目地下水环境影响评价工作等级为二级。

(4) 地下水环境调查评价范围

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016) 8.2.2 条，采用公式法确定项目调查评价范围如下：

$$L = \alpha \times K \times I \times T / n_e$$

式中：L—下游迁移距离，m；

α —变化系数， $\alpha \geq 1$ ，一般取 2；

K—渗透系数，m/d。

I—水力坡度，无量纲；

T—质点迁移天数，取值不小于 5000d；

n_e —有效孔隙度，无量纲。

参数选取过程：

α —变化系数， $\alpha \geq 1$ ，一般取 2；该数值由导则规范明确取值。

K—渗透系数，m/d。根据现有收集资料和本场地实测，本项目所在地层的除表层为杂填土外，其余均为淤泥质粉质粘土、粉质粘土、粉土等，经计算潜水含水层渗透系数为 0.08m/d。

I—水力坡度，根据本场地流场特征，取值为 0.2‰；

T—质点迁移天数，取值 7300d；

n_e ---有效孔隙度，按 0.10 取值。

按上式公示计算，L 下游迁移距离为 11.70m，场地两侧不小于 5.85m。计算值 L 小，无法反应该项目与周围环境的关系，因此在公式法计算结果基础上充分考虑附近地下水敏感点及水文地质特征，以地下水流场方向为主兼顾两侧，确定本次调查评价区范围：以场地用地红线为基线，场地西侧（上游）、北侧和南侧（两侧）、东侧侧（下游）外扩 200m，评价范围见下图。



图 2.5-1 地下水环境评价范围图

2.5.4. 声环境影响评价等级及范围

（1）声环境功能区划

根据《市生态环境局关于印发〈天津市声环境功能区划（2022 年修订版）〉的通知》（津环气候[2022]93 号），本项目属于其规定的 2 类声环境功能区。

（2）敏感目标噪声级增高量和受噪声影响人口数量

本项目周围 200m 范围内现状无声环境敏感目标。

(3) 评价工作等级判定

综合以上分析，按照按照《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2021) 中声环境影响评价等级划分原则，确定本工程声环境影响评价工作等级为二级。本次声环境评价范围为采油井场外 200m 范围。

2.5.5. 生态环境影响评价等级及范围

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022)，按以下原则确定评价等级：

表 2.5-9 生态环境影响评价确定原则

序号	确定原则	判定依据
1	涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境时，评价等级为一级	不涉及
2	涉及自然公园时，评价等级为二级	不涉及
3	涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级	不涉及
4	根据 HJ2.3 判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目，生态影响评价等级不低于二级	不涉及水文要素影响
5	根据 HJ610、HJ964 判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目，生态影响评价等级不低于二级	本项目不开采地下水，不会造成地下水水位影响；根据土壤污染途径为垂直入渗，影响范围不会超过井场范围，次范围内无天然林、公益林、湿地等生态保护目标。
6	当工程占地规模大于 20km ² 时（包括永久和临时占用陆域和水域），评价等级不低于二级；改扩建项目的占地范围以新增占地（包括陆域和水域）确定	占地规模小于 20km ²
7	除本条 1、2、3、4、5、6 以外的情况，评价等级为三级	本项目生态环境影响评价等级判定为三级
8	当评价等级判定同时符合上述多种情况时，应采用其中最高的评价等级	最高评价等级为三级

根据上表评价等级确定原则，本项目生态环境影响评价等级为三级。

依据《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022) 相关要求，生态影响评价应能够充分体现生态完整性和生物多样性保护要求，涵盖评价项目全部活动的直接影响区域和间接影响区域；矿山开采项目评价范围应涵盖开采区及其影响范围、各类场地及运输系统占地以及施工临时占地范围等。按项目边界外 2km 范围。

根据建设单位提供资料，本项目划定的边界范围详见图下图、项目边界范围顶点坐标详见表下表。

表 2.5-10 本项目边界范围顶点坐标

项目	类型	起点经度(E)	起点纬度(N)
项目边界	1	117° 23' 27.084"	38° 38' 06.153"
	2	117° 23' 24.336"	38° 38' 04.712"
	3	117° 23' 24.726"	38° 38' 04.037"
	4	117° 23' 21.588"	38° 38' 02.342"
	5	117° 23' 25.414"	38° 37' 56.126"
	6	117° 23' 31.815"	38° 37' 59.965"
	7	117° 23' 30.625"	38° 38' 01.655"
	8	117° 23' 28.089"	38° 38' 00.204"
	9	117° 23' 28.906"	38° 37' 59.300"
	10	117° 23' 26.482"	38° 37' 57.975"
	11	117° 23' 25.315"	38° 37' 59.287"
	12	117° 23' 27.727"	38° 38' 00.606"
	13	117° 23' 27.898"	38° 38' 00.416"
	14	117° 23' 28.604"	38° 38' 00.820"
	15	117° 23' 29.607"	38° 38' 01.394"
	16	117° 23' 28.421"	38° 38' 02.668"
	17	117° 23' 27.419"	38° 38' 02.095"
	18	117° 23' 27.168"	38° 38' 02.364"
	19	117° 23' 28.207"	38° 38' 02.942"
	20	117° 23' 27.913"	38° 38' 03.267"
	21	117° 23' 29.087"	38° 38' 03.930"
	22	117° 23' 28.942"	38° 38' 03.079"
	23	117° 23' 30.179"	38° 38' 01.721"
	24	117° 23' 30.399"	38° 38' 01.847"
	25	117° 23' 30.610"	38° 38' 02.040"
	26	117° 23' 30.621"	38° 38' 02.185"
	27	117° 23' 29.540"	38° 38' 03.414"



图 2.5-2 本项目边界范围



图 2.5-3 本项目生态环境影响评价范围

2.5.6. 环境风险评价等级及范围

按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B 对本项目涉及的危险物质进行风险识别。计算所涉及的每种危险物质在厂界内的最大存在总量与其在《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B 中对应临界量的比值 Q。

$$Q = \frac{q_1}{Q_1} + \frac{q_2}{Q_2} \dots \frac{q_n}{Q_n}$$

式中： $q_1, q_2, \dots, q_n$ ——每种危险物质的最大存在总量，t；

$Q_1, Q_2, \dots, Q_n$ ——每种危险物质的临界量，t。

当 $Q < 1$ 时，该项目环境风险潜势为 I。

当 $Q \geq 1$ 时，将 Q 值划分为： $1 \leq Q < 10$ ； $10 \leq Q < 100$ ； $Q \geq 100$ 。

表 2.5-11 建设项目 Q 值确定表

序号	井场	名称	风险物质	存储位置	存储方式	风险物质最大存储量 (t)	临界量 (t)	q_n/Q_n	备注
1	单井集油管线	原油	油类物质	井场内	采出罐	62.4	2500	0.025	施工期

注：1. 施工期井场设置两座高架卧式储罐对试油过程中的试油采出液进行储存，单个采出液储罐的最大储存量 40m^3 ，原油密度按 $0.78\text{t}/\text{m}^3$ 计算。

表 2.5-12 评价工作等级划分

环境风险潜势	IV、IV+	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析 a

a 是相对详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性的说明。见附录 A。

根据以上分析 $Q < 1$ ，该项目环境风险潜势为 I，项目环境风险评价工作等级为简单分析，不设置评价范围。

2.5.7. 土壤环境影响评价等级及范围

本项目为陆地石油开采项目，土壤环境影响主要体现在采油井场和管道原油集输过程中，有可能出现原油泄漏造成对土壤环境的垂直渗入风险。本项目根据污染源头、影响途径，判别项目属土壤污染影响型项目。

(1) 土壤环境影响评价项目类别

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 A，本项目属于“采矿业”行业中“金属矿、石油、页岩油开采”，故土壤环境影响评

价项目类别判定为 I 类。

表 2.5-13 土壤环境影响评价项目类别表

行业类别	项目类别			
	I 类	II 类	III 类	IV 类
采矿业	金属矿、石油、页岩油开采	/	/	/

(2) 占地规模

建设项目的占地规模分为大型($\geq 50\text{hm}^2$)、中型($5\sim 50\text{hm}^2$)、小型($\leq 5\text{hm}^2$)。本项目计划部署油井 5 口,涉及井场 1 座,占地面积为 3.8hm^2 ,占地规模为小型。

(3) 土壤环境敏感程度

建设项目所在地周边的土壤环境敏感程度分为敏感、较敏感、不敏感,判别依据见下表。

表 2.5-14 污染影响型敏感程度分级表

敏感程度	判别依据
敏感	建设项目周边存在耕地、园地、牧草地、饮用水水源地或居民区、学校、医院、疗养院、养老院等土壤环境敏感目标的
较敏感	建设项目周边存在其他土壤环境敏感目标的
不敏感	其他情况

项目所在地位于天津滨海新区大港地区太平村东约 3km 处,建设项目所在地周边存在耕地以及学校,因此根据上表确定本项目土壤环境敏感程度为敏感。

(4) 土壤环境影响评价工作等级

根据土壤环境影响评价项目类别、占地规模与敏感程度划分评价工作等级,详见下表。

表 2.5-15 污染影响型评价工作等级划分表

敏感程度 \ 占地规模	I 类			II 类			III 类		
	大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感	一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级
较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-
不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-	-
注:“—”标识可不开展土壤环境影响评价工作。									

综合所述,本项目类别为 I 类项目,占地规模为小型,环境敏感程度为敏感,故综合判断建设项目土壤环境影响评价工作等级为一级。

(5) 土壤环境调查评价范围

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）的相关规定，调查评价范围应包括建设项目可能影响的范围，能满足土壤环境影响预测和评价要求；改、扩建类建设项目的现状调查评价范围还应兼顾现有工程可能影响的范围。可参考下表确定。

表 2.5-16 土壤环境影响现状调查范围

评价工作等级	影响类型	调查范围 ^a	
		占地 ^b 范围内	占地范围外
一级	生态影响型	全部	5km 范围内
	污染影响型		1km 范围内
二级	生态影响型		2km 范围内
	污染影响型		0.2km 范围
三级	生态影响型		1km 范围
	污染影响型		0.05km 范围

a 涉及大气沉降途径影响的，可根据主导风向下风向的最大落地浓度点适当调整。

b 矿山类项目指开采区与各场地的占地；改、扩建类的指现有工程与拟建工程的占地。

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），本项目为污染影响型一级评价，参考《环境影响评价技术导则 土壤环境》（HJ964-2018），以项目的土壤调查评价范围为以整个厂区边界外延 1000m。项目评价范围见图下图。



图 2.5-4 土壤环境影响现状调查评价范围

2.5.8. 评价等级和评价范围汇总

表 2.5-17 各环境要素评价范围一览表

序号	环境要素	评价等级	评价范围
1	环境空气	二级	以井场为中心边长 5km 的矩形包络线区域
2	地表水	三级 B	主要评价水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价
3	地下水	二级	井场外扩 200m
4	声环境	二级	井场外扩 200m
5	生态环境	三级	井场外扩 2000m
6	土壤环境	一级	井场外扩 1000m
7	环境风险	简单分析	不设置评价范围

2.6. 主要环境保护目标

2.6.1. 大气环境保护目标

根据工程性质及周围环境特征，确定评价范围内的大气环境保护对象，详见下表。

表表 2.6-1 大气环境保护目标

序号	名称	坐标		保护对象	保护内容	环境功能区	相对厂址方位	相对厂界距离/m
		经度	纬度					
1	远景学校	117.384860102	38.631326089	学校	学校	二类区	SW	500
2	远景一村	117.376598898	38.627780777	居民	居民		SW	560
3	星晨里	117.367350641	38.628501566	居民	居民		SW	2000
4	红星村	117.363638464	38.627516736	居民	居民		SW	2200
5	北大港湿地自然保护区	117.405169789	38.641682304	鸟类、生态系统	自然保护区	一类区	S	130

2.6.2. 声环境保护目标

本项目井场边界 200m 范围内无声环境敏感目标，不设置声环境保护目标。

2.6.3. 生态环境保护目标

依据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）规定的生态敏感区和生态保护目标，根据现场踏勘，本项目评价范围内分布有北大港湿地自然保护区。

依据《关于发布国家重点保护湿地名录（第一批）的通知》（环然〔1994〕573 号，国家环保局），北大港湿地自然保护区属于国家重点保护湿地；依据《国家林业局和草原局公告》（2020 年第 15 号）（指定国际重要湿地），北大港湿地已列入《国际重要湿地名录》，成为我国 64 处国际重要湿地之一；依据《天津市人民政府关于发布天津市生态保护红线的通知》（津政发〔2018〕21 号），北大港湿地自然保护区属于津市生态保护红线空间基本格局“三区一带多点”中的“三区”之“南部团泊洼-北大港湿地区”。

北大港湿地自然保护区位于天津市滨海新区南部，属于“自然生态系统”类别中的“内陆湿地和水域生态系统类型”的自然保护区，以内陆湿地为主，同时含有部分浅海湿地。

天津市北大港湿地自然保护区总面积 35312.85 公顷，包括北大港水库、独流减河下游、钱圈水库、沙井子水库、李二湾及南侧用地、李二湾河口沿海滩涂。

其中，核心保护区 11266.1 公顷，一般控制区 24046.75 公顷，不再设置缓冲区。核心区范围包括钱圈水库、沙井子水库、李二湾、李二湾河口沿海滩涂、独流减河下游东部和西部区域。核心保护区主要承担保护功能，最大程度限制人为活动，核心保护区内实行严格保护，保持其生态系统和物种不受人为了的干扰，保持丰富的生物多样性。

核心保护区主要承担保护功能，最大程度限制人为活动，禁止任何单位和个人进入核心区；因科学研究的需要，必须进入核心区从事科学研究观测、调查活动的，应当事先向自然保护区管理机构提交申请和活动计划，并经自然保护区管理机构批准。

一般控制区在承担保护功能的基础上，兼顾科研、教育、游憩体验等公众服务功能，禁止开发性、生产性建设活动，无法避让且符合国土空间规划的线性基础设施建设等除外，可以进入从事科学试验、教学实习、参观考察、旅游以及驯化、繁殖珍稀、濒危野生动植物等活动。

北大港湿地自然保护区主要保护对象是湿地生态系统及其生物多样性包括鸟类和其他野生动物、珍稀濒危物种资源。主要保护对象主要分布在北大港水库与独流减河区域、李二湾及沿海滩涂区域、钱圈水库区域。

表 2.6-2 生态环境保护目标

序号	生态敏感点及保护目标名称	主要生态功能	本项目与保护目标相对空间位置关系	环境保护要求
1	北大港湿地自然保护区	饮用水源地、防洪、生态景观；调节气候，净化环境；候鸟及珍稀濒危物种栖息地	西、南 项目边界距离北大港湿地自然保护区最近距离约为 76m。	核心保护区主要承担保护功能，最大程度限制人为活动，禁止任何单位和个人进入核心区；因科学研究的需要，必须进入核心区从事科学研究观测、调查活动的，应当事先向自然保护区管理机构提交申请和活动计划，并经自然保护区管理机构批准。 一般控制区在承担保护功能的基础上，兼顾科研、教育、游憩体验等公众服务功能，禁止开发性、生产性建设活动，无法避让且符合国土空间规划的线性基础设施建设等除外，可以进入从事科学试验、教学实习、参观考察、旅游以及驯化、繁殖珍稀、濒危野生动植物等活动。

				严格执行国家生态保护红线的保护管理制度。
--	--	--	--	----------------------

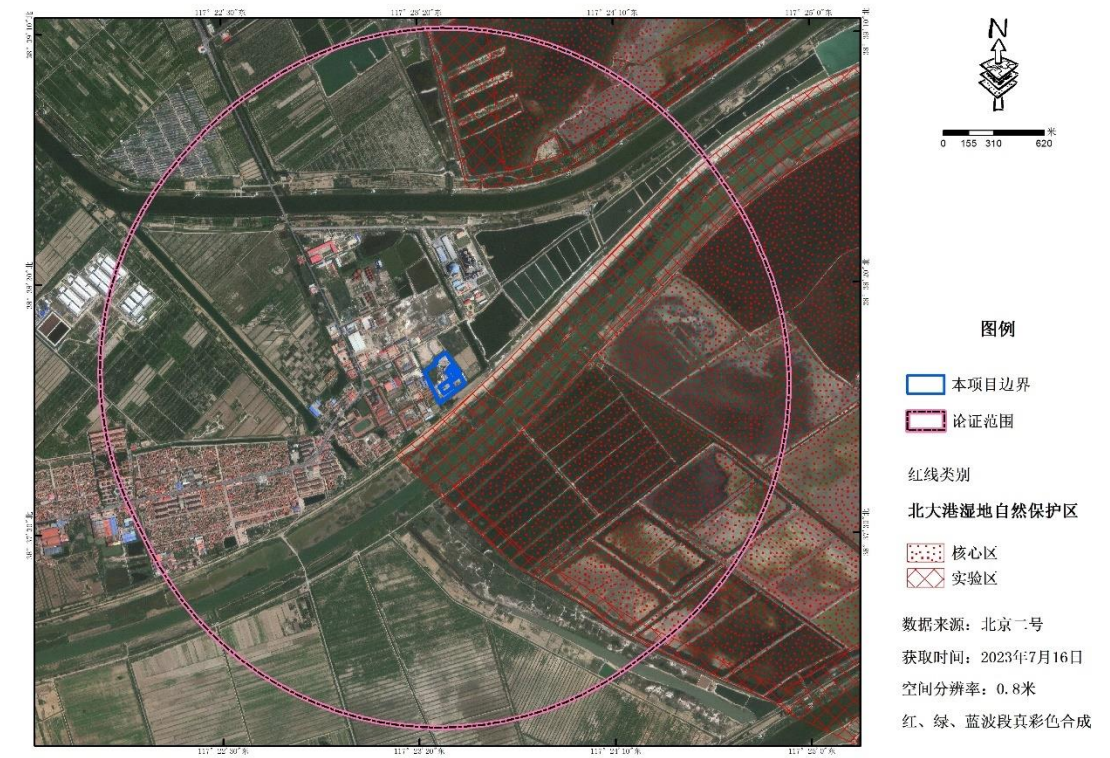


图 2.6-1 生态保护目标分布图



图 2.6-2 本项目与生态保护区位置关系图

2.6.4. 地下水环境保护目标

项目场地潜水含水组下的隔水底板主要岩性以粉质粘土为主，属极微透水级

别，且连续稳定分布，很好的将潜水与下伏的第一承压含水层隔断。场地内潜水与深层承压水含水层无直接水力联系。因此，根据建设项目工程特征，结合上述水文地质条件，确定本次项目地下水环境保护目标为浅层地下水的潜水含水层。

2.7. 环境功能区划及评价标准

2.7.1. 环境功能区划

根据区域大气环境功能区划，拟建工程所在区域环境空气质量功能区属于《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二类区；

根据《天津市深入打好污染防治攻坚战 2023 年工作计划》，子牙新河水质目标为 V 类。

根据《市生态环境局关于印发〈天津市声环境功能区划（2022 年修订版）〉的通知》（津环气候[2022]93 号），本项目属于其规定的 2 类声环境功能区。

区域地下水属于《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类区。

2.7.2. 环境质量标准

2.7.2.1. 环境空气

本项目所在区域的环境空气质量执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单限值，具体限值见下表。

表 2.7-1 环境空气质量标准

污染物名称	取值时间	浓度限值		单位	标准来源
		一级	二级		
SO ₂	年平均	20	60	ug/m ³	《环境空气质量标准》 （GB3095-2012）二级标准及修改单
	24小时平均	50	150	ug/m ³	
	1小时平均	150	500	ug/m ³	
NO ₂	年平均	40	40	ug/m ³	
	24小时平均	80	80	ug/m ³	
	1小时平均	200	200	ug/m ³	
PM ₁₀	年平均	40	70	ug/m ³	
	24小时平均	50	150	ug/m ³	
PM _{2.5}	年平均	15	35	ug/m ³	
	24小时平均	35	75	ug/m ³	
CO	24小时平均	4	4	mg/m ³	
	1小时平均	10	10	mg/m ³	
O ₃	日最大8小时平均	100	160	ug/m ³	
	1小时平均	160	200	ug/m ³	

TSP	年平均	80	200	ug/m ³	
	24小时平均	120	300	ug/m ³	
非甲烷总烃	1小时平均	2000	2000	ug/m ³	《大气污染物综合排放标准详解》

2.7.2.2. 地表水

子牙新河执行行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) V 类标准。

表 2.7-2 地表水环境质量标准 单位: mg/L

项目	IV 类
pH	6-9
COD _{cr}	≤40
BOD ₅	≤10
石油类	≤1.0
挥发酚	≤0.1
六价铬	≤0.1
氨氮	≤2.0
总磷	≤0.4

2.7.2.3. 地下水

地下水环境质量执行《地下水质量标准》(GB/T14846-2017) III类标准, 对于该标准中没有的指标, 石油类、总磷、总氮等参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002), 具体见下表。

表 2.7-3 地下水质量标准 单位: mg/L

序号	类别	I 类	II 类	III 类	IV 类	V 类	标准来源
1	pH 无量纲	6.5-8.5			5.5-6.5, 8.5-9	<5.5, >9	地下水质量标准 GB/T14846-2017
2	总硬度 (以 CaCO ₃ 计)	≤150	≤300	≤450	≤650	>650	
3	溶解性总固体	≤300	≤500	≤1000	≤2000	>2000	
4	硫酸盐	≤50	≤150	≤250	≤350	>350	
5	氯化物	≤50	≤150	≤250	≤350	>350	
6	铁	≤0.1	≤0.2	≤0.3	≤2.0	>2.0	
7	锰	≤0.05	≤0.05	≤0.10	≤1.50	>1.50	
8	挥发性酚类	≤0.001	≤0.001	≤0.002	≤0.01	>0.01	
9	阴离子表面活性剂	不得检出	≤0.1	≤0.3	≤0.3	>0.3	
10	耗氧量 (COD _m 法, 以 O ₂ 计)	≤1.0	≤2.0	≤3.0	≤10.0	>10.0	
11	氨氮 (以 N 计)	≤0.02	≤0.10	≤0.50	≤1.50	>1.50	
12	亚硝酸盐 (以 N 计)	≤0.01	≤0.10	≤1.00	≤4.80	>4.80	
13	硝酸盐 (以 N 计)	≤2.0	≤5.0	≤20.0	≤30.0	>30.0	

14	氰化物	≤0.001	≤0.01	≤0.05	≤0.1	>0.1	
15	氟化物	≤1.0	≤1.0	≤1.0	≤2.0	>2.0	
16	汞	≤0.0001	≤0.0001	≤0.001	≤0.002	>0.002	
17	镉	≤0.0001	≤0.001	≤0.005	≤0.01	>0.01	
18	六价铬	≤0.005	≤0.01	≤0.05	≤0.10	>0.10	
19	铅	≤0.005	≤0.005	≤0.01	≤0.10	>0.10	
20	砷	≤0.001	≤0.001	≤0.01	≤0.05	>0.05	
21	铝	≤0.01	≤0.05	≤0.20	≤0.20	>0.50	
22	钠	≤100	≤150	≤200	≤400	>400	
23	硫化物	≤0.005	≤0.01	≤0.02	≤0.1	>0.1	
24	锌	≤0.05	≤0.5	≤1	≤5	>0.5	
25	总磷	≤0.02	≤0.1	≤0.2	≤0.3	≤0.4	
26	总氮	≤0.2	≤0.5	≤1.0	≤1.5	≤2.0	
27	COD _{cr}	≤15	≤15	≤20	≤30	≤40	
28	石油类	≤0.05	≤0.05	≤0.05	≤0.5	≤1	地表水环 境质量标 准 GB3838- 2002

2.7.2.4. 声环境

项目井场执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区标准。

表 2.7-4 声环境质量标准

序号	昼间	夜间	标准来源
1	60dB (A)	50dB (A)	《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类

2.7.2.5. 土壤环境

根据《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018），规划用途为第一类用地的，参照第一类用地的筛选值和管制值；规划用途为第二类用地的，参照第二类用地的筛选值和管制值；规划用途不明的，适用第一类用地的筛选值和管制值。建设用地土壤中污染物含量等于或者低于风险筛选值的，建设用地土壤污染风险一般情况下可以忽略。

本项目建设用地类型属于工业用地，应使用第二类用地土壤风险筛选值和管制值对场地土壤进行判定，45 项基本项目筛选值及管制值详见下表。

表 2.7-5 建设用地土壤环境质量标准 单位 mg/kg

序号	污染物项目	筛选值	管制值
重金属和无机物			
1	砷	60	140
2	镉	65	172
3	铬（六价）	5.7	78
4	铜	18000	36000
5	铅	800	2500

6	汞	38	82
7	镍	900	2000
挥发性有机物			
8	四氯化碳	2.8	36
9	氯仿	0.9	10
10	氯甲烷	37	120
11	1,1-二氯乙烷	9	100
12	1,2-二氯乙烷	5	21
13	1,1-二氯乙烯	66	200
14	顺-1,2-二氯乙烯	596	2000
15	反-1,2-二氯乙烯	54	163
16	二氯甲烷	616	2000
17	1,2-二氯丙烷	5	47
18	1,1,1,2-四氯乙烷	10	100
19	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8	50
20	四氯乙烯	53	183
21	1,1,1-三氯乙烷	840	840
22	1,1,2-三氯乙烷	2.8	15
23	三氯乙烯	2.8	20
24	1,2,3-三氯丙烷	0.5	5
25	氯乙烯	0.43	4.3
26	苯	4	40
27	氯苯	270	1000
28	1,2-二氯苯	560	560
29	1,4-二氯苯	20	200
30	乙苯	28	280
31	苯乙烯	1290	1290
32	甲苯	1200	1200
33	间二甲苯+对二甲苯	570	570
34	邻二甲苯	640	640
半挥发性有机物			
35	硝基苯	76	760
36	苯胺	260	663
37	2-氯酚	2256	4500
38	苯并[a]蒽	15	151
39	苯并[a]芘	1.5	15
40	苯并[b]荧蒽	15	151
41	苯并[k]荧蒽	151	1500
42	蒽	1293	12900
43	二苯并[a,h]蒽	1.5	15
44	茚并[1,2,3-cd]芘	15	151
45	萘	70	700

46	石油烃 (C10-C40)	4500	9000
----	---------------	------	------

表 2.7-6 农用地土壤环境质量标准 单位 mg/kg

序号	污染物项目		风险筛选值			
			pH≤5.5	5.5<pH≤6.5	6.5<pH≤7.5	pH>7.5
1	镉	水田	0.3	0.4	0.6	0.8
		其他	0.3	0.3	0.3	0.6
2	汞	水田	0.5	0.5	0.6	1.0
		其他	1.3	1.8	2.4	3.4
3	砷	水田	30	30	25	20
		其他	40	40	30	25
4	铅	水田	80	100	140	240
		其他	70	90	120	170
5	铬	水田	250	250	300	350
		其他	150	150	200	250
6	铜	水田	150	150	200	200
		其他	50	50	100	100
7	镍		60	70	100	190
8	锌		200	200	250	300

2.7.3. 污染物排放标准

2.7.3.1. 废气

井场边界无组织挥发非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中“5.9 企业边界污染物控制要求”规定限值,井场内无组织非甲烷总烃执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019)附录 A.1 标准要求及《工业企业挥发性有机物排放控制标准》(DB12/524-2020)表 2 标准要求,具体如下。

表 2.7-7 本项目废气排放标准 单位: mg/m³

污染物	标准限值	限值含义	监控点位
非甲烷总烃	4	/	井场边界
	6	监控点处 1h 平均浓度值	采油树旁
	20	监控点处任意一次浓度值	

2.7.3.2. 废水

本项目施工期的钻井废水、压裂返排液等由罐车拉运至大港油田原油运销公司废弃泥浆处理厂处理,处理后的水回注油层,不外排;运营期井场为无人值守井场,无新增生活污水。运营期采出水依托港西油田作业二区西二联合站污处理系统,经处理达标后回注油层,不外排。

回注水水质执行《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)
标准表 1 推荐水质主要控制指标。

表 2.7-8 推荐水质主要控制标准

注入层平均空气渗透率, μm^2	≤ 0.01	$>0.04-\leq 0.05$	$>0.05-\leq 0.5$	$>0.5-\leq 1.5$	>1.5
悬浮固体含量, mg/L	≤ 1.0	≤ 2.0	≤ 5.0	≤ 10.0	≤ 30.0
悬浮物颗粒直径中值, μm	≤ 1.0	≤ 1.5	≤ 3.0	≤ 4.0	≤ 5.0
含油量, mg/L	≤ 5.0	≤ 6.0	≤ 15.0	≤ 30.0	≤ 50.0
SRB, 个/mL	≤ 5	≤ 10	≤ 25	≤ 25	≤ 25
IB, 个/mL	$n \times 10^2$	$n \times 10^2$	$n \times 10^3$	$n \times 10^4$	$n \times 10^4$
TGB, 个/mL	$n \times 10^2$	$n \times 10^2$	$n \times 10^3$	$n \times 10^4$	$n \times 10^4$

2.7.3.3. 噪声

(1) 施工期

施工期间排放噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011),
具体限值见下表。

表 2.7-9 建筑施工场界环境噪声排放标准 单位: dB(A)

昼间	夜间
70	55

(2) 运营期

运营期四侧厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)
2 类标准。具体限值见下表。

表 2.7-10 工业企业厂界环境噪声排放限值 单位: dB(A)

厂界	执行标准类别	时段	
		昼间	夜间
厂界	2 类	60	50

2.7.3.4. 固体废物

危险废物在厂内收集、暂存执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)和《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012), 一般工业固体废物贮存、处置符合《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)要求。

2.8. 相关产业政策、规划、规范符合性分析

2.8.1. 政策符合性分析

2.8.2. 产业政策符合性分析

本项目为页岩油开采，属于《国民经济行业分类》（GB/T4754-2017）中“B07 石油和天然气开采业 B0711 陆地石油开采”。

根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，本项目属于“鼓励类”项目。

对照《市场准入负面清单（2022 年版）》，本项目属于许可准入事项，建设单位已经取得采矿许可证。

综上，本项目项目符合国家和地方相关产业政策要求。

2.8.3. 国家及地方政策符合性分析

2.8.3.1. 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性分析

表 2.8-1 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性

政策要求	项目情况	符合性
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。	项目采用清洁生产工艺和技术，生产废水回用率达到 100%，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，因地制宜进行生态恢复与建设，实现绿色发展。	拟开展污染防治与生态保护的措施。拟推行清洁生产，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
（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。	本项目建设不涉及环境敏感区。	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。	项目采用丛式井组布设，合理规划减少占地；采用密闭拉油及输油工艺，减少油气损失；依托转油站及第三方企业对油气和固体废物进行处置。	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	本项目使用水基泥浆。	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、刮油的	井下作业带罐操作，落地油与受污染的土壤一起进行回收，对落地油的回	符合

器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到 100%	收率为 100%	
（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。	本项目不涉及油气勘探过程。	/
（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。	本项目使用水基泥浆，配备完善的固控设备；钻井过程产生的废水处理全部回用。	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。	本项目需要实施压裂施工。施工时压裂液集中配置，废压裂液、集中处置。压裂施工过程将采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施。	符合
（七）在开发过程中，适宜注水开采的油气田，应将采出水处理满足标准后回注；对于稠油注汽开采，鼓励采出水处理后回用于注汽锅炉。	采出水、井下作业废水经处理达标后回注油层。	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、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%。	项目采用密闭集输工艺，可有效降低烃类气体的挥发。	符合
（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 SO ₂ 排放。	本项目开发区块伴生气不含 H ₂ S，不涉及天然气脱硫净化。	/
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。	本项目油井均为水平井，可有效减少新增占地。	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。	本项目不涉及油气勘探。	/
（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。	本项目不涉及核磁共振测井及放射源。	/
（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。	本项目伴生气进天然气处理装置脱水处理后，进入现有输气干线。井场天然气放空管配套火炬。	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	在现有井场内建设，布设丛式井减少占地；根据开发区域的地下水流向，在井场下游设置地下水水质监测井。	符合

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。		
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标外排。在油气开发过程中，未回注的油气田采出水宜采用混凝气浮和生化处理相结合的方式。	污油、采出水全部进入依托的西二联合站污水处理站处理后用于注水开发，不外排。	符合
（二）在天然气净化过程中，鼓励采用 SO ₂ 尾气处理技术，提高去除效率。	本项目伴生气不含 H ₂ S，不涉及天然气脱硫。	/
（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、处置设施按照相关标准要求采取了防渗措施。	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（2021 版）》（2021 年 1 月 1 日）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。	本项目原油不落地。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达到 100%。	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。	正常工况下土壤不会受到污染，事故状态下，建设单位将启动应急预案及时处理受污染土壤。	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。	本项目使用环保型的油田化学剂、钻井液，使用水基泥浆；压裂液使用水基压裂液。	符合
（二）二氧化碳驱采油技术，低渗透地层的注水处理技术。	本项目不涉及二氧化碳驱采油技术。	/
（三）废弃钻井液、井下作业废水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。	本项目采用废弃钻井液、井下作业废水及含油污泥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。	建设单位加强了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	建立了环境保护人员培训制度，环境	符合

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。	监测人员、统计人员、污染治理设施操作人员均经培训合格后上岗。	
(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。	建设单位制定突发环境事件应急预案并定期进行演练,并制定了特征污染物监测计划,按照计划定期开展地下水、土壤、井场边界废气的监测,同时采取了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。	符合

综上,本项目符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》(环保部公告 2012 年第 18 号)要求。

2.8.3.2. 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》符合性分析

表 2.8-2 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》符合性分析

通知要求	项目情况	符合性
二、深化项目环评“放管服”改革		
(四) 油气开采项目(含新开发和滚动开发项目)原则上应当以区块为单位开展环评(以下简称区块环评),一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险,提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价,对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的,应当论证其可行性和有效性。	本项目以井场为单位开展环评,本报告提出了有效的生态环境保护和环境风险防范措施;本项目对依托的采出水处理设施、固废处理设施等均论证了其可行性和有效性,项目依托处置可行。	符合
(五) 未确定产能建设规模的陆地油气开采新区块,建设勘探井应当依法编制环境影响报告表。海洋油气勘探工程应当填报环境影响登记表并进行备案。确定产能建设规模后,原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的,可以纳入区块环评。	本项目不涉及勘探井。	/
(六) 各级生态环境主管部门在审批区块环评时,不得违规设置或保留水土保持、规划选用地(用海)预审、行业或下级生态环境主管部门预审等前置条件。涉及自然保护地、饮用水水源保护区、生态保护红线等法定保护区域的,	本项目不涉及自然保护地、饮用水水源保护区、生态保护红线等区域。	/

在符合法律法规的前提下，主管部门意见不作为环评审批的前置条件。对于已纳入区块环评且未产生重大变动情形的单项工程，各级生态环境主管部门不得要求重复开展建设项目环评。		
三、强化生态环境保护措施		
（七）涉及向地表水体排放污染物的陆地油气开采项目，应当符合国家和地方污染物排放标准，满足重点污染物排放总量控制要求。涉及污染物排放的海洋油气开发项目，应当符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）等排放标准要求。	本项目废水依托现有西二联合站污水处理系统处理达标后回用于注水开发，不外排至地表水体，不涉及水污染物总量控制指标。	符合
（八）涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。	（1）项目所用回注水，为钻井废水、油田采出水、井下作业废水经处理系统处理后，标准满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）的废水，回注层位为现役油藏层位；（2）项目所用钻井液体系，已在工程分析章节体现，不含重金属等有毒有害物质。	符合
（九）油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式处理和综合利用设施，提高废弃油基浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。	本项目全部采用水基泥浆，钻井固废属于一般工业固体废物，本项目产生的固体废物全部按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。本项目环评按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》（2017 年 10 月 1 日）要求开展了评价。	符合
（十）陆地油气开采项目的建设单位应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水液面逸散、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放	项目开采过程、油气集输及依托转油站采出液处理过程均采用密闭流程；油井井口封闭，管线密闭，依托转油站内三相分离器、原油储罐、采出水处理系统均采用密闭流程，密闭系统内收集的伴生气排入转油站内加热炉作为燃料，能有效控制挥发性有机物排放。	符合
（十一）施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施。	项目施工期较短，报告中已提出施工过程中严格控制作业带，减少施工占地的措施，要求施工结束后及时进行恢复清理，落实报告中提出的生态保护措施，避免对区域生态环境造成影响。施工设备要求选用低噪声设备，避免扰民。项目依托已有供电系统，	符合

	线路就近延伸或 T 接至井区。	
(十二) 陆地油气长输管道项目, 原则上应当单独编制环评文件。油气长输管道及油气田内部集输管道应当优先避让环境敏感区, 并从穿越位置、穿越方式、施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面进行深入论证。高度关注项目安全事故带来的环境风险, 尽量远离沿线居民。	本项目不涉及长输管道。	/
(十三) 油气储存项目, 选址尽量远离环境敏感区。加强甲烷及挥发性有机物的泄漏检测, 落实地下水污染防治和跟踪监测要求, 采取有效措施做好环境风险防范与环境应急管理; 盐穴储气库项目还应当严格落实采卤造腔期和管道施工期的生态环境保护措施, 妥善处理采出水。	本项目不涉及油气储存。	/
(十四) 油气企业应当加强风险防控, 按规定编制突发环境事件应急预案, 报所在地生态环境主管部门备案。海洋油气勘探开发溢油应急预案。计划报相关海域生态环境监督管理局备案。	已编制有应急预案, 并按相关程序备案。	符合
四、加强事中事后监管		
(十五) 油气企业应当切实落实生态环境保护主体责任, 进一步健全生态环境保护管理体系和制度, 充分发挥企业内部生态环境保护部门作用, 健全健康、安全与环境 (HSE) 管理体系, 加强督促检查, 推动所属油气田落实规划、建设、运营、退役等环节生态环境保护措施。项目正式开工后, 油气开采企业应当每年向具有管辖权的生态环境主管部门书面报告工程实施或变动情况、生态环境保护工作情况, 涉及自然保护区和生态保护红线的, 应当说明工程实施的合法合规性和对自然生态系统、主要保护对象等的实际影响, 接受生态环境主管部门依法监管。	建设单位已经建立了完善的健康、安全与环境 (QHSE) 管理体系, 以加强督促检查, 推动所属油田落实规划、建设、运营、退役等环境的生态保护措施。本项目不涉及自然保护区和生态保护红线。	符合

综上, 本项目符合《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》(环办环评函[2019]910 号) 要求。

2.8.3.3. 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》符合性分析

表 2.8-3 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》符合性分析

规范要求	项目情况	符合性
5.2 矿容矿貌		
5.2.1 矿区按生产区、管理区、生活区等功能分区, 建立管理机构, 制订管理制度, 运行有序、	矿区按生产区、管理区 (办公区)、生活区等功能分区, 运行有序、管理规	符合

管理规范。	范。	
5.2.3 执行各类废弃物管理制度，固体废弃物按照规范堆放综合利用和处置，矿区废液污染物按照规范存储和处置。	建设单位已设置有各类废弃物管理制度。	符合
5.3 矿区绿化		
5.3.1 因地制宜绿化矿区，绿化应与周边自然环境和景观相协调，绿化植物搭配合理。	现有井场临时用地已采用本地常见植被进行绿化复垦，与周边景观协调搭配。	符合
5.3.2 矿区绿化覆盖率应达到 100%。	运营期占地内除进场道路、井场外均采用本地常见植被进行绿化。	
6.2 绿色开发		
6.2.2 集约节约利用土地资源，土地利用符合用地指标政策。	项目采用丛式井场布设方式减少占地，已取得土地使用手续，土地利用符合用地指标政策。	符合
6.2.3 应实施绿色钻井技术体系，科学选择钻井方式、环境友好型钻井液及井控措施，配备完善的固控系统，及时妥善处置钻井泥浆。	钻井过程选用环境友好型水基钻井液。钻井液经随钻不落地系统处理后回用；配备完善的固控措施。	符合
7.2 共生资源利用		
7.2.1 油田伴生气综合利用率最低指标要求：中高渗油藏不低于 90%，低渗-特低渗油藏不低于 70%。	项目伴生气加热炉使用，伴生气全部回收利用。	符合
7.3 废物处置与利用		
7.3.1 油气生产过程中产生的废液、废气、固体废物应建档分类管理，并清洁化、无害化处置，处置率应达到 100%	油气生产过程中废液、废气、固体废物全部分类建档。施工期、运营期产生的废水处理达标后全部回注、伴生气全部回收利用，固废全部合理处置，处理率 100%。	符合
7.3.2 油气生产过程中的采出水应清洁处理后循环利用；不能循环利用的，应达标排放、回注或采取其它有效利用方式。	采出水处理达标后回注油层，不外排。	符合
7.3.3 油气开采过程中产生的落地原油，应及时全部回收。	油气开采过程中产生的落地油全部及时进行回收，拉运至大港油田原油运销公司油泥砂处理厂处理。	符合

综上，本项目符合《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T0317-2018）要求。

2.8.4. 相关规划符合性分析

2.8.4.1. 与《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》符合性分析

《纲要》中第三节“构建现代能源体系”中明确“推进能源革命，建设清洁低碳、安全高效的能源体系，提高能源供给保障能力”，有序放开油气勘探开发

市场准入，加快深海、深层和非常规油气资源利用，推动油气增储上产。

本项目属于石油产能建设项目，滚动开发可促进石油稳产，提高能源供给保障能力，符合此《纲要》相关要求。

2.8.4.2. 与《天津市国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》符合性分析

《纲要》中第三节“构建现代能源体系”中明确“提升多元安全保障能力。稳定本地电力供应，大力提高外受电比重。推动“蒙电入津”特高压电网建设，优化电网网架结构，构建 500 千伏“目”字型扩大双环网，建设坚强局部电网，打造国内一流城市配电网。加大油气资源勘探开发，推动本地油田增储上产。加快天然气产供储销体系建设，拓展外部供应渠道，努力增加陆上气源，充分利用沿海液化天然气（LNG）资源，打造北方地区重要的 LNG 资源接收区，形成多方向多渠道供气格局。加强京津冀油气管网设施互联互通互济，强化石油、天然气主干管线建设，完善 C 型贯通高压管网架构，着力打造区域能源枢纽。”

本项目属于石油产能建设项目，滚动开发可促进石油稳产，提高能源供给保障能力，符合此《纲要》相关要求。

2.8.4.3. 与国家《“十四五”现代能源体系规划》符合性分析

《规划》中第六章“强化战略安全保障”中明确“增强油气供应能力”。加大国内油气勘探开发，坚持常非并举、海陆并重，强化重点盆地和海域油气基础地质调查和勘探，夯实资源接续基础。加快推进储量动用，抓好已开发油田“控递减”和“提高采收率”，推动老油气田稳产，加大新区产能建设力度，保障持续稳产增产。积极扩大非常规资源勘探开发，加快页岩油、页岩气、煤层气开发力度。石油产量稳中有升，力争 2022 年回升到 2 亿吨水平并较长时期稳产。天然气产量快速增长，力争 2025 年达到 2300 亿立方米以上。

本项目属于石油产能建设项目，滚动开发可实现已开发油田“控递减”和“提高采收率”，增强油气供应能力，符合此《规划》要求。

2.8.4.4. 与国家《“十四五”土壤、地下水和农村生态环境保护规划》符合性分析

《规划》中提到：防范工矿企业新增土壤污染。严格建设项目土壤环境影响评价制度。对涉及有毒有害物质可能造成土壤污染的新（改、扩）建项目，依法

进行环境影响评价，提出并落实防腐蚀、防渗漏、防遗撒等土壤污染防治具体措施。该项目依法进行环境影响评价，针对钻井平台、泥浆不落地区、高架储油罐等提出完善的防渗漏措施；针对事故产生的落地油及土壤，及时采取收集、处置，防治造成土壤污染。

推动实施绿色化改造。鼓励土壤污染重点监管单位因地制宜实施管道化、密闭化改造，重点区域防腐防渗改造，以及物料、污水管线架空建设和改造。项目在施工期、现状运营期对重点区域进行重点防渗，同时定期巡检，防止对土壤造成影响。

强化重点监管单位监管。动态更新土壤污染重点监管单位名录，监督全面落实土壤污染防治义务，依法纳入排污许可管理。建设单位按照土壤防治义务，已全面落实各种土壤防治措施，并纳入排污许可管理。

深入实施耕地分类管理。切实加大保护力度。依法将符合条件的优先保护类耕地划为永久基本农田，在永久基本农田集中区域，不得规划新建可能造成土壤污染的建设项目。

实施地下水污染风险管控。探索油气采出水回注地下水污染防治措施。项目针对地下水回注，注水井采用三层套管的方式建设，及时对套损井进行修复，不能修复的注水井注入水泥封堵、进行永久性封堵，定期巡查及监测，防止回注水对地下水造成影响。

因此，项目符合此《规划》要求。

2.8.4.5. 与《天津市生态环境保护“十四五”规划》符合性分析

《规划》中第三章“加快建立减污降碳协同推进机制”指出“加强源头防控协同。结合主体功能区定位、资源环境承载能力、碳达峰碳中和要求，完善“三线一单”生态环境分区管控体系，加快推进“三线一单”在政策制定、环境准入、园区管理、执法监管等方面的实施应用。”

本项目属于石油产能建设项目，符合天津市及滨海新区“三线一单”相关要求，符合此《规划》要求。

2.8.4.6. 与《天津市滨海新区生态环境保护“十四五”规划》符合性分析

《规划》指出通过落实滨海新区“三线一单”，划定并严守生态保护红线，明确环境质量底线和资源利用上线，制定生态环境准入清单，建立覆盖全地域生

态环境分区管控体系。以环境质量持续改善为目标，确保生态、水、大气、噪声环境空间管控已达标区环境质量不降低，环境空间管控的重点区、敏感区环境质量稳步提升。

本项目属于石油产能建设项目，符合天津市及滨海新区“三线一单”相关要求，符合此《规划》要求。

2.8.4.7. 与《天津市矿产资源规划（2021-2025）年》符合性分析

《规划》中第三章“总体布局”中指出“津城、滨城”双城区域，加强地热资源保护开发监测，合理控制开采规模，适度部署勘查开发工作；加强城市地下空间安全性评价。生态保护区，大运河核心监控区，高铁沿线两侧各 1 千米等范围内，以矿产资源保护为主，禁止新增矿产资源勘查开发行为；加强生态功能及重要工程地质安全性调查评价。

本项目属于石油产能建设项目，未涉及生态保护区，大运河核心监控区，高铁沿线两侧各 1 千米等范围内，符合此《规划》要求。

2.8.4.8. 与《天津市主体功能区划》符合性分析

根据《天津市主体功能区划》要求：重点开发区域是指经济基础条件较好、资源环境承载能力较强、发展潜力较大的滨海新区、国家级经济技术开发区等区域。在该区域要进一步完善基础设施，优化投资创业环境，加快大项目好项目建设，促进产业集群发展，逐步成为支撑区域经济发展的重要载体，经济快速增长区和崛起区，辐射带动北方地区经济发展的龙头地区。

一、区域范围和功能定位

（一）区域范围。重点开发区域包括：滨海新区（2270 平方公里），9 个国家级经济开发区，子牙循环经济产业区，海河教育园区。该区域总面积 2454.1 平方公里，占全市陆域面积的 20.6%。

（二）功能定位。重点开发区域的功能定位是：支撑全市经济发展的重要增长极，现代制造业和研发转化基地，重要的服务业和教育科研集聚区，循环经济示范区，辐射带动北方地区经济发展的龙头地区，改革开放先行试验区，我国北方对外开放的门户。

重点开发区域要以加快推进滨海新区开发开放为核心，以 9 个国家级经济开发区、子牙循环经济产业区、海河教育园区的开发建设为支撑，在优化结构、提

高效益、降低消耗、保护环境的基础上，着力增强自主创新能力，积极承接先进的高水平的产业转移，着力构筑高端化高质化高新化产业结构，成为先进生产要素集聚、科技研发转化能力突出、现代服务功能完善、投资创业环境一流、内外资源循环互动的地区。要进一步加强基础设施建设，优化服务功能布局，成为经济发达、功能完善、环境优美的地区。

二、重点任务

(一)全力推进滨海新区开发开放。紧紧围绕滨海新区功能定位，全面加快各功能区开发建设，深入推进综合配套改革，着力构筑领先优势，率先转变经济发展方式，不断增强对全市和区域发展的龙头带动作用，争创高端产业聚集区、科技创新领航区、生态文明示范区、改革开放先行区、和谐社会首善区，努力当好贯彻落实科学发展观的排头兵。

建设高水平的现代制造业和研发转化基地。瞄准国内外制造业发展前沿，顺应产业调整趋势，科学确定各产业功能区发展重点，尽快形成各具特色、优势互补的发展格局。加快建设高端产业聚集区，大力发展航空航天、石油化工、新能源、电子信息、汽车及装备制造、生物医药、海洋科技、节能环保等产业。推进国家创新型城区试点，加快聚集国家级和世界知名科研机构，搞好重大科技成果转化，成为科技创新领航区。

本项目位于滨海新区，属于重点开发区域。

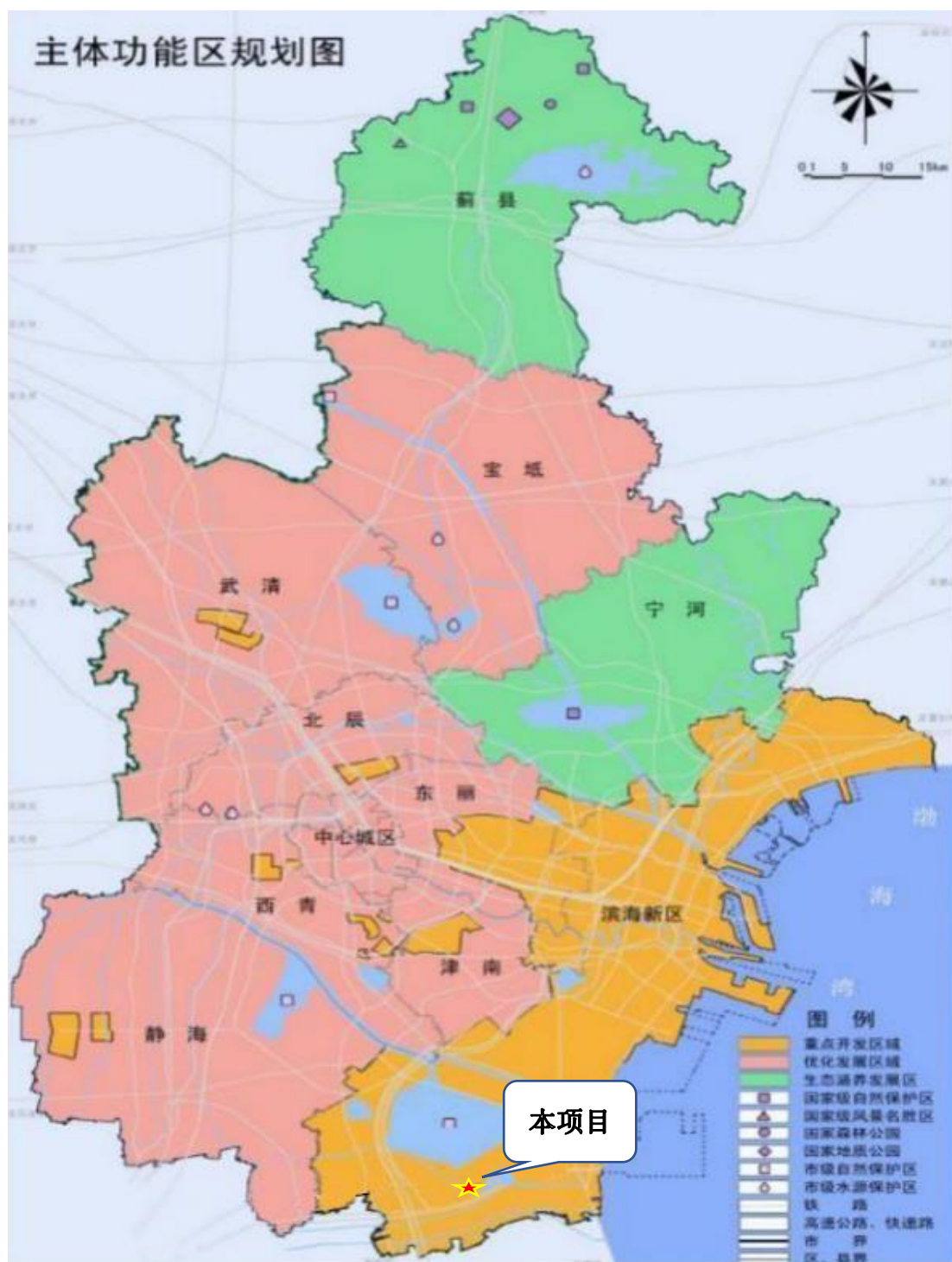


图 2.8-1 本项目在天津市主体功能区划图中的位置

2.8.4.9. 与《天津生态功能区划》符合性分析

根据《天津市生态功能区划》，天津市划分为 2 个生态区、7 个生态亚区、22 个生态功能区。

本项目评价区域的生态功能区如下：Ⅱ 城镇及城郊平原农业生态区；Ⅱ5 海

岸带综合利用生态亚区 II 5-2 滨海石化与海洋产业综合利用生态功能区。

表 2.8-4 区域生态功能区划简表

生态区	I 城镇及城郊平原农业生态区
生态亚区	II 5 海岸带综合利用生态
生态功能区	II 5-2 滨海石化与海洋产业综合利用生态功能区
所在区域与面积	塘沽南部及大港东部, 面积约为 360.9km ²
主要生态环境问题	地下水超采生态环境恶劣, 只有少量耐盐植物的生长
生态环境敏感性	土壤盐渍化
主要生态系统服务功能	石化工业海洋产业
保护措施与发展方向	建设和保护滨海防护林带, 保护岸线生态系统; 入海排污实现达标排放



图 2.8-2 本项目在天津市生态功能区划图中的位置

2.8.5. “三线一单” 符合性分析

2.8.5.1. 与天津市《关于实施“三线一单” 生态环境分区管控的意见》符合性分析

天津市人民政府发布的《关于实施“三线一单” 生态环境分区管控的意见》（津政规[2020]9 号，以下简称为意见）明确，全市共划分优先保护、重点管控、一般管控三类 311 个生态环境管控单元（区），其中陆域生态环境管控单元 281 个，近岸海域生态环境管控区 30 个。

根据意见，重点管控单元（区）指涉及水、大气、土壤、海洋及自然资源等资源环境要素重点管控的区域，共 180 个，其中陆域重点管控单元 165 个，主要包括中心城区、城镇开发区域、工业园区等开发强度高、污染排放强度大，以及环境问题相对集中的区域；近岸海域重点管控区 15 个，主要包括工业与城镇用海、港口及特殊利用区域。重点管控单元（区）以产业高质量发展和环境污染治理为主，加强污染物排放控制和环境风险防控，进一步提升资源利用效率。深入推进中心城区、城镇开发区域初期雨水收集处理及生活、交通等领域污染减排，严格管控城镇面源污染；优化工业园区空间布局，强化污染治理，促进产业转型升级改造；加强沿海区域环境风险防范。在重点管控单元有针对性地开展污染物排放控制和环境风险防控，重点解决生态环境突出问题，推动生态环境质量持续改善。

表 2.8-5 本项目与天津市“三线一单” 符合性分析一览表

《关于实施“三线一单” 生态环境分区管控的意见》（津政规[2020]9 号）		本项目情况	符合性
项目	要求		
划分生态环境管控单元（区）	重点管控单元（区）指涉及水、大气、土壤、海洋及自然资源等资源环境要素重点管控的区域，共 180 个，其中陆域重点管控单元 165 个，主要包括中心城区、城镇开发区域、工业园区等开发强度高、污染排放强度大，以及环境问题相对集中的区域；近岸海域重点管控区 15 个，主要包括工业与城镇用海、港口及特殊利用区域。	本项目位于滨海新区大港地区太平村东约 3km，属于重点管控单元-水环境重点管控单元。	符合
制定生态	重点管控单元（区）以产业高质	1、本项目采用可行的污染防治技术，运	符合

环境准入清单	量发展和环境污染治理为主，加强污染物排放控制和环境风险防范，进一步提升资源利用效率。深入推进中心城区、城镇开发区域初期雨水收集处理及生活、交通等领域污染减排，严格管控城镇面源污染；优化工业园区空间布局，强化污染治理，促进产业转型升级改造；加强沿海区域环境风险防范。	营期间废气，噪声能实现达标排放，废水经处理后回注，不外排，固体废物能够得到妥善处置，上述环境因子均不会对周边环境产生较大影响；同时本评价针对项目存在的环境风险进行了简要分析，提出在落实一系列事故防范措施，制定完备的环境风险应急预案和应急组织结构，保证事故防范措施等的前提下，本项目环境风险可防控。经分析，项目建设完成后不会造成当地环境质量的下降，因此不会触及环境质量底线。2、本项目营运过程中有一定量的电力、水资源等资源消耗，资源、能源消耗量较小，故不会触及资源利用上线。3、本项目主要从页岩油开采，不属于高消耗、高排放、高污染产业，因此不属于禁止引进项目。
--------	--	---

根据天津“三线一单”公众智能查询系统结果，本项目位于“滨海新区水环境农业重点管控单元”（ZH12011620026），具体管控要求如下：

表 2.8-6 本项目与滨海新区水环境农业重点管控单元生态环境准入清单符合性
分析一览表

滨海新区水环境农业重点管控单元环境准入清单		本项目情况	符合性
项目	要求		
空间布局约束	1. 根据养殖区域环境承载能力大小，养殖规模和密度得到科学合理确定，发挥沿海优势，打造海珍品设施养殖基地和大水面生态养殖区。	不涉及	/
	2. 优化水产养殖空间布局，明确限养区和禁养区。推进标准化健康养殖，深入推进健康养殖示范场建设，推广工厂化循环水养殖、池塘生态循环水养殖等技术，推行养殖尾水治理工程，实现养殖尾水达标排放或循环利用，改造海水工厂化循环水养殖车间，工厂化养殖用水循环利用率达到 80%以上。	不涉及	/
污染物排放管控	1. 重点排污单位完成自动在线监测系统安装并实现与环境主管部门联网。	不涉及	/
	2. 实施水产养殖尾水治理工程，执行国家水产养殖尾水污染物排放有关规定。开展养殖节水减排行动，充分利用进排水改造、动植物净化、人工湿地、稻渔综合种养等技术措施，开展规模化养殖场尾水处理，推动养殖尾水资源化利用或达标排放。	不涉及	/
	3. 规划保留村生活污水处理设施覆盖率达到 100%，实现农村生活污水达标排放或利用。	不涉及	/

环境风险防控	1. 根据国家优先控制化学品名录及有关要求，对高风险化学品生产、使用进行严格限制，并逐步淘汰替代。对全区范围内沿河、沿湖、沿水库工业企业企业严格落实环境风险防控措施，继续完善水污染应急预案。提高应急处置能力，稳妥处置突发水环境污染事件。	建设单位已制定环境风险应急预案，并配备相应应急物质。	符合
资源利用效率	1. 加快推进农业节水进程，在全区推广渠道防渗、微灌等节水灌溉技术，完善灌溉用水计量设施。	不涉及	/

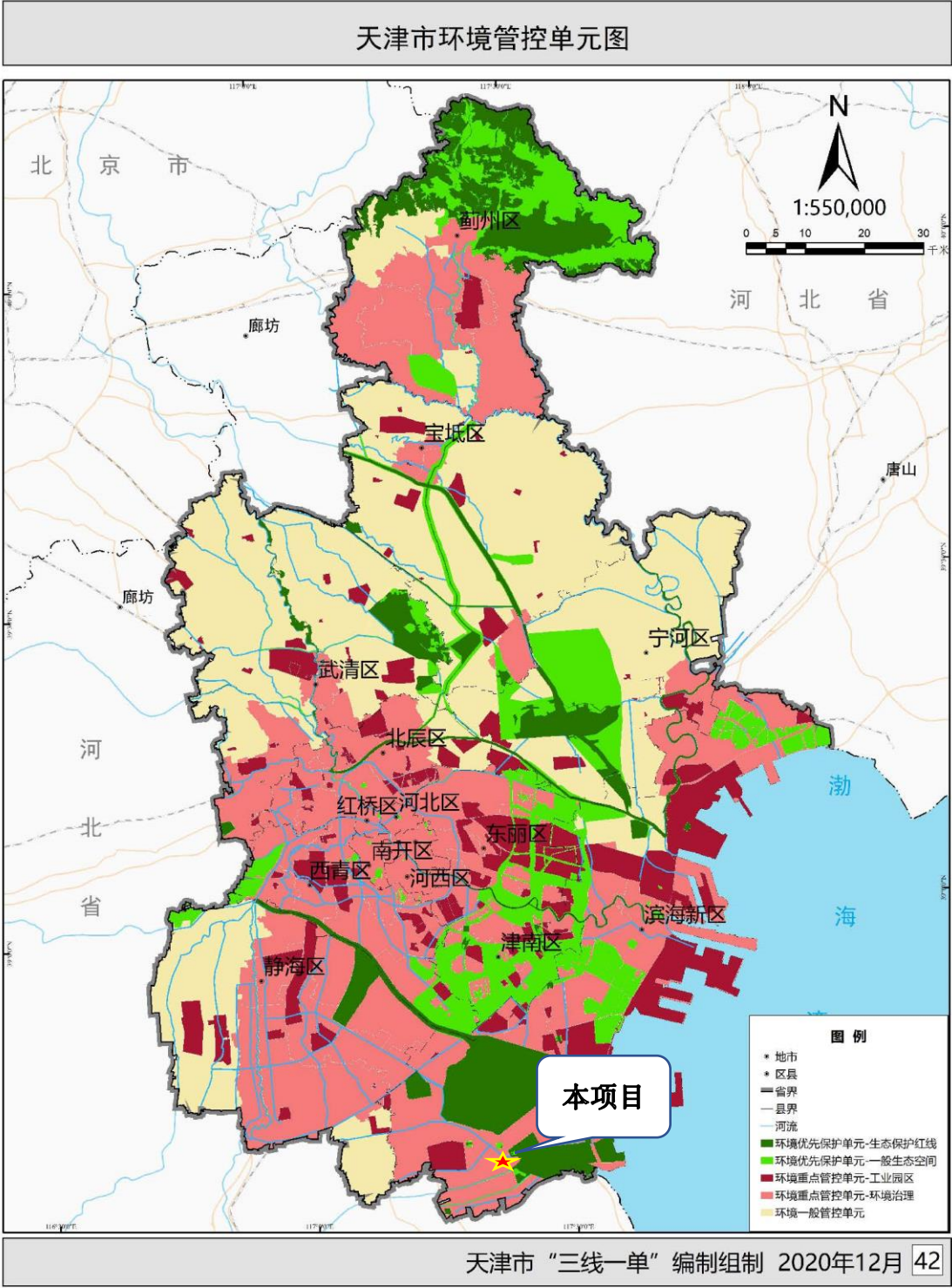


图 2.8-3 本项目与天津市“三线一单”管控单元位置关系图

2.8.5.2. 与《滨海新区生态环境准入清单（2021 版）》符合性分析

滨海新区生态环境准入清单包括总体生态环境准入清单和环境管控单元生态环境准入清单。本项目位于滨海新区大港地区太平村东约 3km，环境管控单元序号为 83（太平镇），属于重点管控（环境治理）单元，项目与滨海新区生态环境准入清单（2021 版）符合性分析见下表。

表 2.8-7 本项目与滨海新区总体生态环境准入清单符合性分析一览表

滨海新区总体生态环境准入清单		本项目情况	符合性
项目	要求		
空间布局约束	1. 生态保护红线内，自然保护地核心保护区原则上禁止人为活动，其他区域严格禁止开发性、生产性建设活动，在符合现行法律法规前提下，除国家重大战略项目外，仅允许对生态功能不造成破坏的有限人为活动，主要包括：零星的原住民在不扩大现有建设用地和耕地规模前提下，修缮生产生活设施，保留生活必需的少量种植、放牧、捕捞、养殖；因国家重大能源资源安全需要开展的战略性能源资源勘查，公益性自然资源调查和地质勘查；自然资源、生态环境监测和执法包括水文水资源监测及涉水违法事件的查处等，灾害防治和应急抢险活动；经依法批准进行的非破坏性科学研究观测、标本采集；经依法批准的考古调查发掘和文物保护活动；不破坏生态功能的适度参观旅游和相关的必要公共设施建设；必须且无法避让、符合县级以上国土空间规划的线性基础设施建设、防洪和供水设施建设与运行维护；重要生态修复工程。	本项目位于滨海新区大港地区太平村东约 3km，不属于生态保护红线内。	符合
	2. 生物多样性维护生态保护红线、地质遗迹-贝壳堤生态保护红线依据《中华人民共和国自然保护区条例》、《天津市湿地保护条例》、《自然生态空间用途管制办法（试行）》等进行管理。		符合
	3. 河滨岸带生态保护红线依据《天津市河道管理条例》、《天津市规划控制线管理规定》、《天津市水污染防治条例》等进行管理。		符合
	4. 水源涵养生态保护红线依据《饮用水水源保护区污染防治管理规定》等进行管理。		符合
	5. 自然保护区依据《中华人民共和国自然保护区条例》、《天津市永久性保护生态区域管理规定》、《天津市湿地保护条例》、《天津市蓄滞洪区管理条例》等进行管理。		符合
	6. 饮用水源保护区严格执行《中华人民共和国水污染防治法》、《饮用水水源保护区污染防治管理规定》、《天津市水污染防		符合

治条例》等法律法规。		
7. 水库依据《天津市湿地保护条例》、《天津市水污染防治条例》、《天津市市管水库管理和保护范围规定》等进行管理。		符合
8. 盐田依据《天津市盐业管理条例》等进行管理。		符合
9. 公园、森林公园依据《天津市公园条例》、《天津市绿化条例》、《天津市规划控制线管理规定》、《天津市城市规划管理技术规定》等进行管理。		符合
10. 河流及其滨岸带（一级河道）依据《天津市永久性保护生态区域管理规定》、《天津市河道管理条例》、《天津市水污染防治条例》等进行管理。		符合
11. 涉及天津市永久性保护生态区域的严格执行《天津市永久性保护生态区域管理规定》。		符合
12. 天津市双城中间绿色生态屏障区依据《天津市绿色生态屏障管控地区管理若干规定》进行管理。		符合
13. 新建炼化项目、化工项目全部进入南港工业区。根据天津市石化产业调整相关政策动态更新。	不涉及	/
14. 新建炼油、乙烯、芳烃项目严格按照《石化产业规划布局方案（修订）》的要求执行。	不涉及	/
15. 严格执行国家产业政策和准入标准，实行生态环境准入清单制度，禁止新建、扩建高污染工业项目。	本项目属于陆地石油开采，不属于高污染项目。	符合
16. 严格执行国家关于淘汰严重污染生态环境的产品、工艺、设备的规定，推动落后产能退出。	本项目使用水基泥浆。	符合
17. 新建排放重点大气污染物的工业项目，应当按照有利于减排、资源循环利用和集中治理的原则，集中安排在工业园区建设。	不涉及	/
18. 新建、扩建“两高”项目应采用先进适用的工艺技术和装备，单位产品物耗、能耗、水耗等达到清洁生产先进水平，依法制定并严格落实防治土壤与地下水污染的措施。	本项目属于陆地石油开采，不属于“两高”项目。	符合
19. “两高”项目暂按煤电、石化、煤化工、钢铁、焦化、建材、有色、化工 8 个行业类别统计，具体包括但不限于石油炼制，石油化工，现代煤化工，焦化（含兰炭），煤电，长流程钢铁，独立烧结、球团，铁合金，合成氨，铜、铝、铅、锌、硅等冶炼，水泥、玻璃、陶瓷、石灰、耐火材料、保温材料、砖瓦等建材行业，制药、农药等行业新建、改建、扩建项目；其他行业涉煤及煤制品、石油焦、渣油、重油等高污染燃料使用工业炉窑、锅炉的项目，后续对“两高”范围如有明确规定的，从其规定。	本项目属于陆地石油开采，不属于“两高”项目。	符合

	20. 严禁钢铁、焦化、电解铝、铸造、水泥和平板玻璃等行业新增产能。	不涉及	/
	21. 禁止新建、扩建制浆造纸、制革、染料、农药合成等严重污染水环境的生产项目。	不涉及	/
	22. 对未按规定建成污水集中处理设施或未安装在线监控的，以及污水集中处理设施不达标，一律暂停审批或撤销其增加水污染物排放的建设项目。	不涉及	/
	23. 严格控制沿海产业发展，海岸线向陆一侧 1 公里和海河干流岸线两侧 1 公里范围内不得新上化学原料药制造和印染项目，已有项目要制定搬迁或改造计划并向社会公开。	不涉及	/
	24. 严把新增高耗能产能及项目准入关。严格执行钢铁、水泥、平板玻璃和铸造行业产能置换实施办法。	本项目属于陆地石油开采，不属于高耗能项目。	符合
	25. 严格控制新建燃煤工业项目，实行耗煤项目减量替代，禁止配套建设自备燃煤电站。	不涉及	/
	26. 推进园区外企业向工业园区聚集，原则上不再审批工业园区外新建、改建、扩建新增水污染物的工业项目。	不涉及	/
	27. 列入建设用地土壤污染风险管控和修复名录的地块，不得作为住宅、公共管理与公共服务用地。	不涉及	/
	28. 在优先保护类耕地集中区域，禁止新建化工、金属制品业、黑色金属冶炼、石油开采、石油加工、造纸、化学纤维制造业、生物制药、原油成品油及危化品仓储、制革等行业企业，现有相关行业企业要采用新技术、新工艺，实施提标升级改造。	本项目位于滨海新区大港地区太平村东约 3km，不涉及优先保护类耕地集中区域	符合
	29. 不符合规划用地土壤环境质量要求的污染地块，严格限制开发利用。	不涉及	/
	30. 严守生态红线，在红线区域内严格实施土地用途管制和产业退出制度。	本项目位于滨海新区大港地区太平村东约 3km，不属于生态保护红线内。	符合
	31. 严格执行相关行业企业布局选址要求，禁止在居民区、学校、医疗和养老机构等周边新建有色金属冶炼、焦化、石油加工、造纸、生物制药等行业企业，现有相关行业企业要采用新技术、新工艺加快提标升级改造。推进渤天化、大沽化等污染较重企业搬迁改造，有序搬迁或依法关闭对土壤造成严重污染的其他现有企业。	本项目属于陆地石油开采。	符合
污 染	32. 新改扩建项目必须严格执行污染物排放等量或倍量替代，严格落实国家大气污染物特别排放限值要求。	本项目不新增污染物排放总量。	符合

物 排 放 管 控	33. 严格执行废气、废水、噪声、固体废物等国家、地方污染物排放标准。	本项目严格执行国家及天津市相关排放标准。	符合
	34. 实施氮磷排放总量控制，实行新建、改建、扩建项目氮磷总量指标减量替代	本项目不涉及废水排放。	符合
	35. 严格执行《船舶水污染物排放控制标准》，加强船舶污染排放监管。	不涉及	/
	36. 水库周边、河道两侧等重点区域的村庄，应当建设污水集中处理设施。	不涉及	/
	37. 建设工业园区，应当同步配套建设污水集中处理设施，并安装自动在线监控设施。	不涉及	/
	38. 直接向水体排放污染物的，其主要污染物还应当符合相应水功能区的水环境质量标准限值。水产养殖排水直接排入水体的，应当符合受纳水体水功能区的水环境质量标准。	本项目废水经处理后回注，不外排。	符合
	39. 新建、改建和扩建的规模化养殖场应当同步建设畜禽粪便污水处理设施。	不涉及	/
	40. 严格控制污染物新增排放量，对超过重点污染物排放总量控制指标的区域，暂停审批新增重点水污染物排放总量的项目。	本项目废水经处理后回注，不外排。	符合
	41. 依法关闭或搬迁禁养区内的畜禽养殖场（小区）和养殖专业户。新建、改建、扩建规模化畜禽养殖场（小区）要实施雨污分流、粪便污水资源化利用。	不涉及	/
	42. 以 NO _x 和 VOCs 管控为核心，着力推进 PM _{2.5} 和 O ₃ 协同治理	不涉及	/
	43. 新建、改建、扩建项目须落实 SO ₂ 、NO _x 和 VOCs 等污染物排放总量倍量替代要求。用于建设项目的“可替代总量指标”原则上来源于国家或天津市认定的减排项目。	本项目不新增污染物排放总量。	符合
	44. 深入推进运输结构调整，提高天津港铁路货运能力，优化城市公交车辆，持续推广应用新能源汽车。	不涉及	/
	45. 深入绿色港口建设。明确天津港大气污染物（扬尘、细颗粒物、NO _x 、VOCs）总量减排要求，优化运输结构及布局，强化柴油货车管控，加强港区扬尘整治，强化清洁低碳用能。	不涉及	/
	46. 深入开展重点行业治理减排，对工业炉窑、废物焚烧设施和锅炉及直燃机实施深度治理。	不涉及	/
	47. 深化 VOCs 污染防治。持续加大源头控制力度，推动重点行业综合治理，落实无组织排放控制要求，开展 VOCs 物料储罐治理，加强 VOCs 重点行业企业监管。	本项目采出液使用密闭输送管道。	符合
	48. 严格管控机动车等移动源污染。推进老旧车治理淘汰，强化机动车维修企业监管，优化交通疏导，加强油品供应管理，推进油气回收治理，强化在用非道路移动机械污染防治，加强船舶污染防治。	不涉及	/

环境 风险 防 控	49. 深化扬尘等面源污染综合治理。加强施工扬尘、道路扬尘、裸地及堆场扬尘综合治理，强化精细化管理措施。	本项目施工期采用相应措施降低施工扬尘。	符合
	50. 强化土壤污染防治，实施农用地分类管理，实施建设用地准入管理。	本项目采用“泥浆不落地”技术，井下作业带罐操作	符合
	51. 生产、使用、贮存、运输、回收、处置、排放有毒有害物质的单位和个人，应当采取有效措施，防止有毒有害物质渗漏、流失、扬散，避免土壤受到污染。	不涉及	/
	52. 严格执行重金属污染物排放标准，落实国家确定的相关总量控制指标，加大监督检查力度，对整改后仍不达标的企业，依法责令其停业、关闭，并将企业名单向社会公开。	不涉及	/
	53. 严格涉重金属建设项目环境准入，实施重金属污染物总量控制，坚持减量替代或等量置换原则，控制新建项目重金属新增排放量。	不涉及	/
	54. 评估有毒有害化学品在生态环境中的风险状况，严格限制高风险化学品生产、使用、进出口，并逐步淘汰、替代。	不涉及	/
	55. 加快生活垃圾处理设施建设，进一步优化设施布局，推进垃圾资源化利用，大力发展垃圾焚烧发电	不涉及	/
	56. 工业固体废物堆存场所建成防扬散、防流失、防渗漏设施。	产生的钻井泥饼和钻井岩屑处理过程全部在成套设备内进行，不与地面直接接触，产生泥饼和岩屑委托大港油田原油运销公司废弃泥浆处理厂处理。	符合
	57. 加强对电子废物、废轮胎、废塑料等再生利用活动监管。	不涉及	/
	58. 完善环境应急协调联动机制，建设环境应急物资储备库，监督指导企业建立环境应急装备和储备物资	建设单位已制定环境风险应急预案，并配备相应应急物质。	符合

资源 利用 效率	59. 2025 年底，形成完善的生活垃圾分类制度体系；健全符合本市实际的生活垃圾分类投放、分类收集、分类运输、分类处理系统；居民生活垃圾分类习惯普遍形成。	不涉及	/
	60. 建设和运行污水集中处理设施、固体废物处置设施，应当依照法律法规和相关标准的要求，采取措施防止土壤污染。	不涉及	/
	61. 海河等主要河流沿岸严格控制石油加工、化学原料和化学制品制造、医药制造、化学纤维制造、有色金属冶炼、纺织印染等生产装置及危险化学品仓储设施环境风险。	不涉及	/
	62. 城市总体规划、土地利用规划、控制性详细规划等应以污染地块名录及其开发利用的负面清单为重要依据，充分考虑污染地块的环境风险，合理确定土地的规划用途。	不涉及	/
	63. 严格管理危险废物的贮存、运输及处理处置，加强对危险废物处理处置单位的监管。	危险废物严格按照相应标准、规范处置。	符合
	64. 高污染燃料禁燃区范围执行《天津市人民政府关于扩大高污染燃料禁燃区范围的通告》（津政发〔2018〕25 号）；对高污染燃料禁燃区内禁止燃用的燃料组合执行《高污染燃料目录》（国环规大气〔2017〕2 号）中 II 类（较严）和 III 类（严格）管控要求	现有联合站加热炉采用伴生气作为燃料。	符合
	65. 在高污染燃料禁燃区内，新建、改建、扩建项目禁止使用煤和重油、渣油、石油焦等高污染燃料。高污染燃料禁燃区内已建的燃煤电厂和企业事业单位及其他生产经营者使用高污染燃料的锅炉、窑炉，应当按照市或者区人民政府规定的期限改用天然气等清洁能源、并网或者拆除，国家另有规定的除外。		符合
	66. 能源、工业、交通、建筑等重点领域，以及钢铁、建材、有色、化工、石化、电力等重点行业，应当采取措施控制和减少碳排放，符合国家和本市规定的碳排放强度要求，并且不得超过规定的碳排放总量控制指标。		符合
	67. 能源和产业结构得到进一步优化，工业、农业、城乡建设、交通运输等重点领域控制温室气体排放取得明显成效，推动碳排放 2025 年左右达到峰值，钢铁、电力等行业率先达峰。		符合
	68. 建设一批低碳城（镇）、低碳园区、低碳社区和低碳商业试点。	不涉及	/
	69. 通过绿色工厂、绿色园区等建设提升低碳发展水平；通过推广绿色产品、绿色交通、绿色建筑等践行绿色低碳生活方式；鼓励开展生态种植、生态养殖，探索实施农业领域碳减排。	不涉及	/
	70. 严格执行《天津市节约用水条例》、《天津市实行最严格水资源管理制度考核暂行办法》、《天津市实施〈中华人民共和国水法〉办法》，加强用水管控。	本项目采出水经处理后回注油层。	符合
	71. 加强用水定额和计划用水管理。严格落实《高耗水工艺、技术和装备淘汰目录（第一批）》，严格电力、纺织、造纸、石化、化工等高耗水行业用水定额管理。		符合

72. 鼓励工业节水技术推广和应用，按照《国家鼓励的工业节水工艺、技术和装备目录（2019 年）》，围绕钢铁、石化化工等重点行业企业，加快国家鼓励的先进节水技术、工艺和装备推广应用。		符合
73. 严格执行《天津市地方标准（DB12/T697—2019）工业产品取水定额》标准，重点对火力发电和精炼石油产品制造业两个重点行业进行用水定额管控。		符合
74. 严格控制开采地下水，禁止工农业生产及服务业新增取用地下水。《天津市取水许可管理规定》75. 开展河湖水系连通，加强水域水量调度管理。合理调度水利工程，不断优化调水路径，充分利用污水处理厂达标出水，实施河道、水库、湿地生态环境补	本项目不开采地下水	符合
76. 到 2025 年，城市公共供水管网漏损率控制在 8.5%以内；非常规水资源利用率不低于 40%；海淡水产能资源利用率不低于 60%。	不涉及	/
77. 地面沉降量大于 50 毫米的地面沉降严重的地区和高铁、高速、南水北调输水干渠等重大工程两侧 200 米区域范围内全面禁采地下水。	不涉及	/
78. 2025 年和 2035 年执行《天津市滨海新区国土空间总体规划》中关于建设用地总量的相关要求。	根据建设单位提供的	符合
79. 严格执行《天津市滨海新区国土空间总体规划》的空间布局、建设用地约束管控要求、坚守建设用地规模底线、落实土地用途管制制度。	土地证，本项目井场占地属于“地质勘探用地”	符合
80. 自然岸线保有量不低于 18 公里，自然岸线保有率不低于	不涉及	/
81. 严控新增围填海，严格执行国家重大战略用海审批程序，开展现状调查，加快处理围填海历史遗留问题。	不涉及	/

表 2.8-8 本项目与环境管控单元生态环境准入清单符合性分析一览表

环境管控单元重点管控（环境治理）环境准入清单--（太平镇）		本项目情况	符合性
项目	要求		
空间布局约束	1. 执行总体生态环境准入清单空间布局约束准入要求。	/	符合
污染物排放管控	2. 执行总体生态环境准入清单污染物排放管控准入要求。	/	符合
	3. 完善雨污排水配套设施建设，实现污水应收尽收。	本项目废水经处理后回注油层，不外排	符合
	4. 推进标准化健康养殖，深入推进健康养殖示范场建设，推广工厂化循环水养殖、池塘生态循环水养殖等技	不涉及	符合

	术，推行养殖尾水治理工程，实现养殖尾水达标排放或循环利用，改造海水工厂化循环水养殖车间，工厂化养殖用水循环利用率达到 80%以上		
	5. 规模畜禽养殖场粪污处理设施装备配套率达到 100%。实行散养密集区畜禽粪污水分户收集、集中处理。	不涉及	/
	6. 加强农业面源污染防治，推广测土配方施肥，加大农膜回收利用。	不涉及	/
环境风险防控	7. 执行总体生态环境准入清单环境风险防控准入要求。	/	/
	8. 加强对企业危险化学品及危险废物的环境管理及风险防控。	危险废物严格按照相应标准、规范处置。	符合
资源利用效率	9. 执行总体生态环境准入清单资源利用效率准入要求。	/	符合

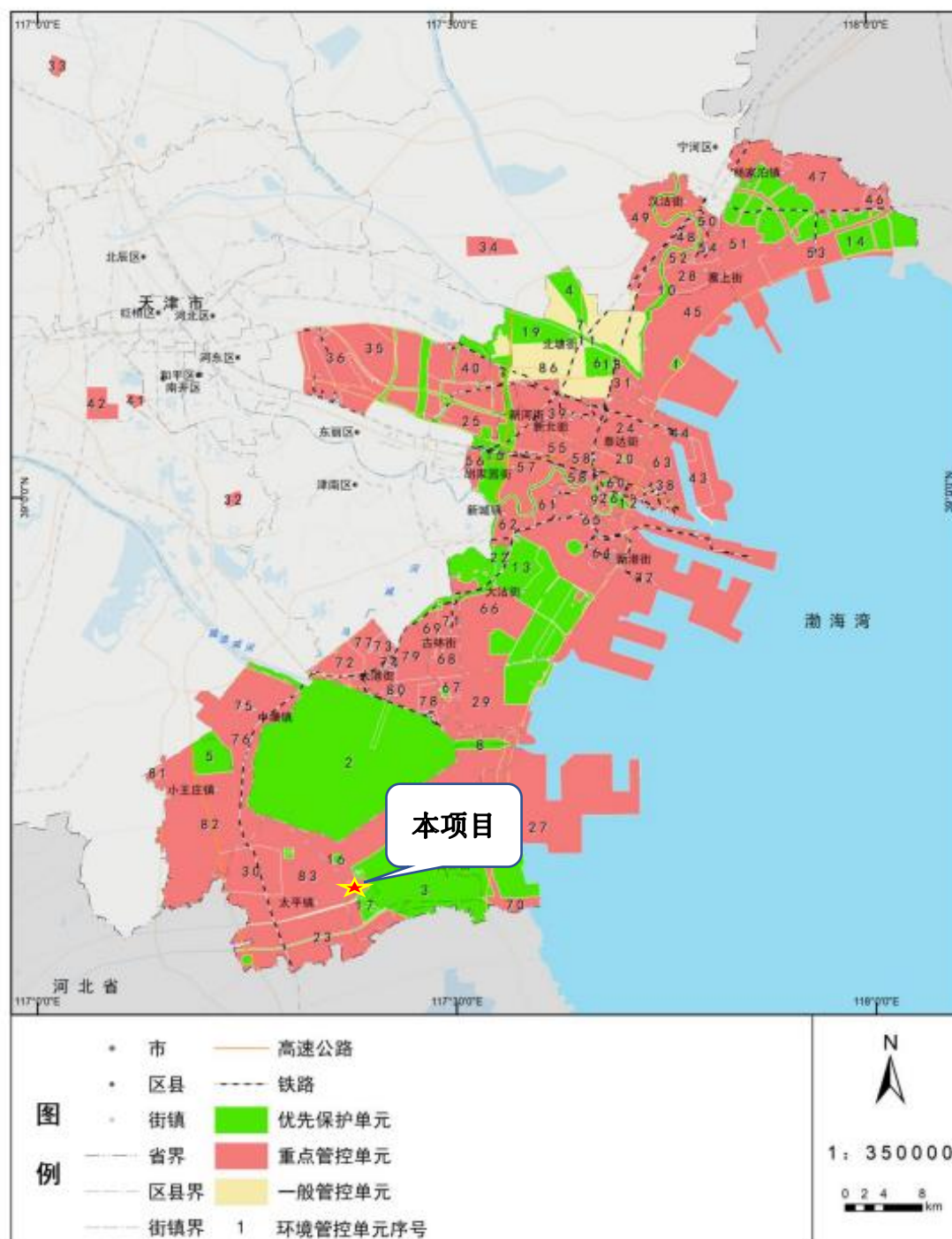


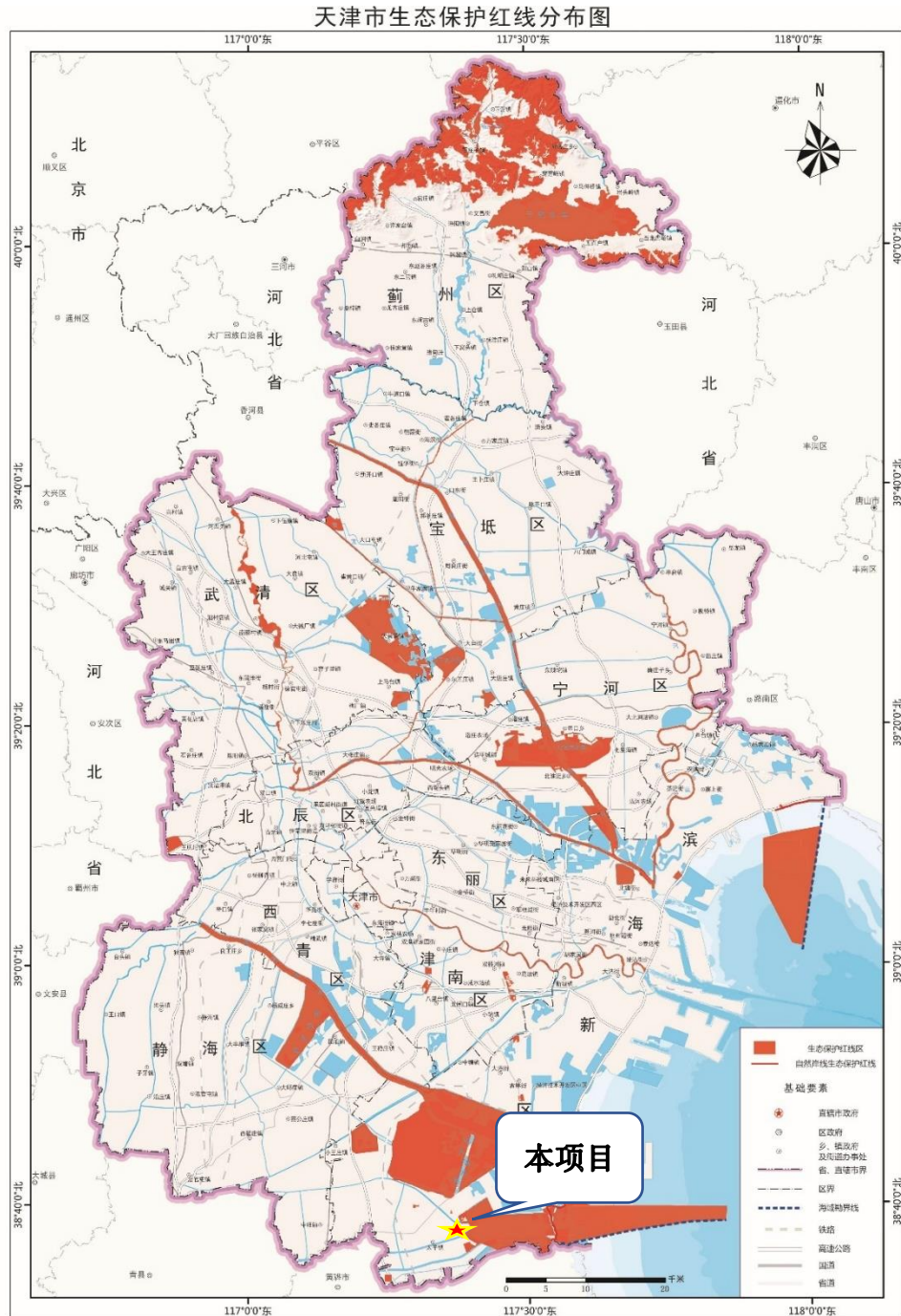
图 2.8-4 本项目与滨海新区“三线一单”管控单元位置关系图

2.8.5.3. 与生态保护红线符合性分析

根据《天津市人民政府关于发布天津市生态保护红线的通知》（津政发[2018]21 号），天津市划定陆域生态保护红线面积 1195km²；海洋生态红线区面积 219.79km²；自然岸线合计 18.63km。本项目位于本项目位于滨海新区大港地区太平村东约 3km。

对照《天津市人民政府关于发布天津市生态保护红线的通知》（津政发[2018]21 号），本项目不涉及占用天津市生态保护红线。本项目距离最近的生态保护红线为项目南侧约 76m 的北大港湿地自然保护区。

本项目与天津市生态保护红线位置关系详见下图。



2.8.6. 自然保护区相关保护法规、政策符合性分析

表 2.8-8 本项目与自然保护区相关保护法规、政策符合性分析

相关要求	项目情况	符合性
《中华人民共和国自然保护区条例》		
第十八条自然保护区可以分为核心区、缓冲区和实验区。自然保护区内保存完好的天然状态的生态系统以及珍稀、濒危动植物的集中分布地，应当划为核心区，禁止任何单位和个人进入；除依照本条例第二十七条的规定经批准外，也不允许进入从事科学研究活动。核心区外围可以划定一定面积的缓冲区，只准进入从事科学研究观测活动。缓冲区外围划为实验区，可以进入从事科学试验、教学实习、参观考察、旅游以及驯化、繁殖珍稀、濒危野生动植物等活动。原批准建立自然保护区的人民政府认为必要时，可以在自然保护区的外围划定一定面积的外围保护地带。	根据《天津市人民政府关于同意天津市北大港湿地自然保护区范围及功能区调整的批复》（津政函[2022]122 号）中指出，核心区 11266.1 公顷，实验区 24046.75 公顷，不再设置缓冲区。核心区范围包括钱圈水库、沙井子水库、李二湾、李二湾河口沿海滩涂、独流减河下游东部和西部区域。本项目井场距北大港湿地自然保护区实验区最近距离为 76m。	符合
第二十六条禁止在自然保护区内进行砍伐、放牧、狩猎、捕捞、采药、开垦、烧荒、开矿、采石、挖沙等活动；但是，法律、行政法规另有规定的除外。	本项目井场距北大港湿地自然保护区实验区最近距离为 76m。	符合
《中华人民共和国湿地保护法》		
第十九条国家严格控制占用湿地。禁止占用国家重要湿地，国家重大项目、防灾减灾项目、重要水利及保护设施项目、湿地保护项目等除外。建设项目选址、选线应当避让湿地，无法避让的应当尽量减少占用，并采取必要措施减轻对湿地生态功能的不利影响。建设项目规划选址、选线审批或者核准时，涉及国家重要湿地的，应当征求国务院林业草原主管部门的意见；涉及省级重要湿地或者一般湿地的，应当按照管理权限，征求县级以上地方人民政府授权的部门的意见。	本项目井场距北大港湿地自然保护区实验区最近距离为 76m。	符合
第二十条建设项目确需临时占用湿地的，应当依照《中华人民共和国土地管理法》、《中华人民共和国水法》、《中华人民共和国森林法》、《中华人民共和国草原法》、《中华人民共和国海域使用管理法》等有关法律法规的规定办理。临时占用湿地的期限一般不得超过二年，并不得在临时占用的湿地上修建永久性建筑物。临时占用湿地期满后一年内，用地单位或者个人应当恢复湿地面积和生态条件。	根据建设单位提供的资料，本项目在现有井场建设，不占用湿地。	符合
第二十八条禁止下列破坏湿地及其生态功能的行为： （一）开（围）垦、排干自然湿地，永久性截断自然湿地水源；（二）擅自填埋自然湿地，擅自采砂、采矿、取土；（三）排放不符合水污染物排放标准的工业废水、生活污水及其他污染湿地的废水、污水，倾倒、堆放、丢弃、	本项目为页岩油开采，废水经处理后回注油层，不外排。	符合

遗撒固体废物；（四）过度放牧或者滥采野生植物，过度捕捞或者灭绝式捕捞，过度施肥、投药、投放饵料等污染湿地的种植养殖行为；（五）其他破坏湿地及其生态功能的行为。		
《天津市湿地保护条例》		
第二十一条在列入本市重要湿地名录的湿地内禁止从事下列活动：（一）猎捕野生动物、采挖野生植物；（二）挖砂、取土、开垦、围垦、烧荒；（三）填埋、排干湿地；（四）取用或者截断湿地水源；（五）倾倒垃圾，排放生活污水、工业废水；（六）引进外来物种；（七）破坏湿地保护监测设施、设备；（八）其他破坏湿地及其生态功能的活动。从事前款所列活动，法律、法规另有规定的从其规定。	本项目为页岩油开采，废水经处理后回注油层，不外排。	符合



图 2.8-6 北大港湿地自然保护区范围及功能区

3. 现有工程概况

3.1. 企业现状情况

大港油田公司下辖多个二级单位，本项目涉及的远景油田为其下属二级单位第五采油厂所辖的四个油田之一。因此，本次评价对第五采油厂进行企业概况论述。

大港油田第五采油厂位于天津市滨海新区大港与河北省交界处，是大港油田公司下属的集采、注、输为一体的综合性单位。大港油田第五采油厂地下油田以地质单元划分可分为港西、周青庄、远景、六间房四个油田，为加强地面设施管理，第五采油厂以三个联合站（西一联、西二联和南三联）为中心，划分了三个采油作业区，每个采油作业区下设若干管理组。

第五采油厂所辖油田及联合站区域位置情况见下图。



图 3.1-1 第五采油厂区域位置图

大港油田第五采油厂截止 2022 年，共探明地质储量 $10356.36 \times 10^4 \text{t}$ ，其中可采储量 $3410.3 \times 10^4 \text{t}$ ，累计产油 $2903.5 \times 10^4 \text{t}$ ，剩余可采储量 $506.8 \times 10^4 \text{t}$ 。第五采油厂现共有总井数 1399 口，其中油井 1016 口，水井 378 口，气井 5 口。

图 3.1-2 第五采油厂现有产能建设表

所属采油作业区	井位统计				作业状态	采出液去向
	总井数	油井	水井（含注聚井）	气井		
第一采油作业区	672	485	182	5	运行 598 口，长停 74 口	西一联合站
第二采油作业区	627	474	151	2	运行 574 口，长停 53 口	西二联合站
第三采油作业区	104	57	47	0	运行 76 口，长停 26 口	南三站
合计	1403	1016	380	7	/	

下面分别介绍港西、周青庄、远景、六间房四个油田的基本情况。

3.1.1. 港西油田油气资源概况

港西油田 1979 年首次上报石油地质储量，以后随着开发工作不断深入，经多次计算，截至 2016 年底，共上报含油面积 36.2km^2 ，地质储量 $8353.93 \times 10^4 \text{t}$ 。

港西油田位于北大港构造带西端，油藏埋深 602-1995m。港西油田：油气比为 $23 \text{m}^3/\text{t}$ ，原油密度 $0.9236 \text{g}/\text{cm}^3$ ，原油粘度 $142.5 \text{MPa} \cdot \text{s}$ ，凝固点 $-21 \sim -28.5^\circ \text{C}$ ，含蜡量 8.1%，含硫量 0.0463-0.8481%，胶质沥青含量 17%。地层水水型 NaHCO_3 ，总矿化度 $9009 \text{mg}/\text{L}$ ，氯根 $1244 \text{mg}/\text{L}$ 。

3.1.2. 周青庄油田油气资源概况

截止 2016 年底，周青庄油田共上报探明含油面积 16.64km^2 ，探明地质储量 $1410.9 \times 10^4 \text{t}$ ，可采储量 $244.8 \times 10^4 \text{t}$ 。

周青庄油田位于港西断层与南大港凸起所夹持的埕块内，油气比为 $22 \text{m}^3/\text{t}$ ，原油密度 $0.8528 \text{g}/\text{cm}^3$ ，原油粘度 $8.96 \text{MPa} \cdot \text{s}$ ，凝固点 24°C ，含蜡量 12.5%，胶质沥青含量 8.9%。地层水水型 NaHCO_3 ，总矿化度 $12406 \text{mg}/\text{L}$ ，氯根 $5523 \text{mg}/\text{L}$ 。

3.1.3. 远景油田油气资源概况

远景油田 2016 年上报探明储量，探明含油面积 1.73km^2 ，探明地质储量 $141.45 \times 10^4 \text{t}$ ，可采储量 $45.25 \times 10^4 \text{t}$ 。远景油田位于渤海湾盆地黄骅坳陷歧口凹陷西侧，油藏类型为岩性油藏。油气比为 $35 \text{m}^3/\text{t}$ ，原油密度 $0.9507 \text{g}/\text{cm}^3$ ，原油粘度 50°C 时 $264 \text{MPa} \cdot \text{s}$ ，凝固点 -30°C 以下，含蜡量 0.36%，含硫量 0.26%，胶质

沥青含量 35.32%。地层水水型 NaHCO_3 ，总矿化度 3376mg/L，氯根 1064mg/L。

3.1.4. 六间房油田油气资源概况

根据大港油田勘探开发研究院储量室估算，六间房油田新增探明三级储量 $299 \times 10^4 \text{t}$ ，新增探明石油地质储量均未动用，可采储量 $45 \times 10^4 \text{t}$ 。

六间房油田位于黄骅坳陷北大港构造带西部，六间房油田油藏类型主要为构造控制断块油藏。原始地层压力为 45.42MPa，饱和压力 17.2MPa，地饱压差 28.22MPa，六间房原始油气比为 $105 \text{m}^3/\text{t}$ ，地下原油密度 $0.7194 \text{g}/\text{cm}^3$ 。统计 28 个油层资料，沙河街组脱气原油密度 $0.8409 \sim 0.8875 \text{g}/\text{cm}^3$ ，平均 $0.854 \text{g}/\text{cm}^3$ ； 50°C 时地层原油粘度 $4.34 \sim 23.59 \text{MPa} \cdot \text{s}$ ，平均为 $7.83 \text{MPa} \cdot \text{s}$ ；凝固点 $23 \sim 37^\circ\text{C}$ ，平均 28.3°C ；含蜡量 $2.02\% \sim 20.13\%$ ，平均 7.8%；胶质沥青含量 $4.48 \sim 20.13\%$ ，平均为 7.8%。

3.2. 第五采油厂油田勘探开发历程

（1）港西油田

港西油田开发经历了开发准备、全面开发、油田调整、精细开发四个阶段。开发准备阶段（1965 年 2 月～1968 年 3 月）；全面开发阶段（1968 年 3 月～1979 年 2 月）；油田开发调整阶段（1979 年 2 月～2000 年 1 月）；精细开发阶段（2000 年 1 月～目前）。

（2）周青庄油田

周青庄油田开发经历了弹性开采、注水开发、注采完善、滚动扩边四个开发阶段。弹性开发阶段（1970 年 9 月～1975 年 5 月）；注水开发阶段（1975 年 6 月～1978 年 6 月）；完善采注井网开发阶段（1978 年 7 月～1992 年 5 月）；滚动扩边开发阶段（1992 年 6 月～目前）。

（3）远景油田

远景油田自 1991 年在探井港 52 在陶馆见到良好的工业油气流后，开始开发至今。

（4）六间房油田六间房油田自 1964 年进行地震勘探，至 1970 年钻探 3 口钻井，但该区域地址断块较复杂，开发程度较低，目前共动用 2 个开发单元。

3.3. 工程现状

第五采油厂油井主要采用新型单井在线计量技术，计量后采用串接或环状流

程直接 T 接到输油干线上。因此，第五采油厂地面依托设施主要为联合站、接转站、集油干线、注水干线、供电系统、道路等，废弃钻井泥浆、井下作业废液依托中国石油大港油田原油运销公司废弃泥浆处理作业区；油泥砂依托中国石油大港油田原油运销公司油泥砂处理作业区。下面分别对其进行介绍。

3.3.1. 联合站

采出液经接转站分别输送最终到达西一联合站、西二联合站和南三联合站处理，油水分离后产生的污水经联合站污水处理设施处理后回注。

三个联合站采出液和污水处理能力详见下表。第五采油厂目前处于稳产阶段。

表 3.3-1 联合站污水处理能力统计表

名称	设计来液处理能力 (m ³ /d)	现处理来液量 (m ³ /d)	来液处理余量 (m ³ /d)	设计污水处理能力 (m ³ /d)	现处理污水量 (m ³ /d)	污水处理余量 (m ³ /d)
西一联合站	12000	10346	1654	13000	9578	3422
西二联合站	16000	12308	3692	13000	11000	2000
南三联合站	1600	900	700	1500	800	700

表 3.3-2 第五采油厂注水能力统计表

设计注水能力 m ³ /d	现实际注水量 m ³ /d	注水能力余量 m ³ /d
37000	21000	16000

3.3.1.1. 西一联合站

西一联合站始建于 1970 年，该站设计能力为：系统来液处理能力 12000m³/d，原油处理 2000m³/d，原油外输 9000m³/d，污水处理 13000m³/d，污水回注 10000m³/d。

(1) 原油处理系统

西一联合站来油主要包括 4 部分，其中井上来液经分离缓冲罐处理后，油田伴生气进入气包，经天然气干燥器处理后用于加热炉、发电机燃料，剩余部分进入气阀组。处理后的井上来液与西三转、49 站、西二联来液经计量、加药后（所加药剂为 KYST-1 型油水双脱剂，日加药量为 80-160kg/d，浓度为 10-30PPm），由脱水加热炉加热，加药后（所加药剂为 KYST-6 型油水双脱剂，日加药量为 100-140kg/d，浓度为 40-80PPm），然后进入 6#储罐油水分离，脱水后的原油与南线油进入万方罐暂存（库存范围在 4200-12000t），经计量、加热炉加热后输送到港

东联合站（外输油含水 $\leq 1.0\%$ ）。

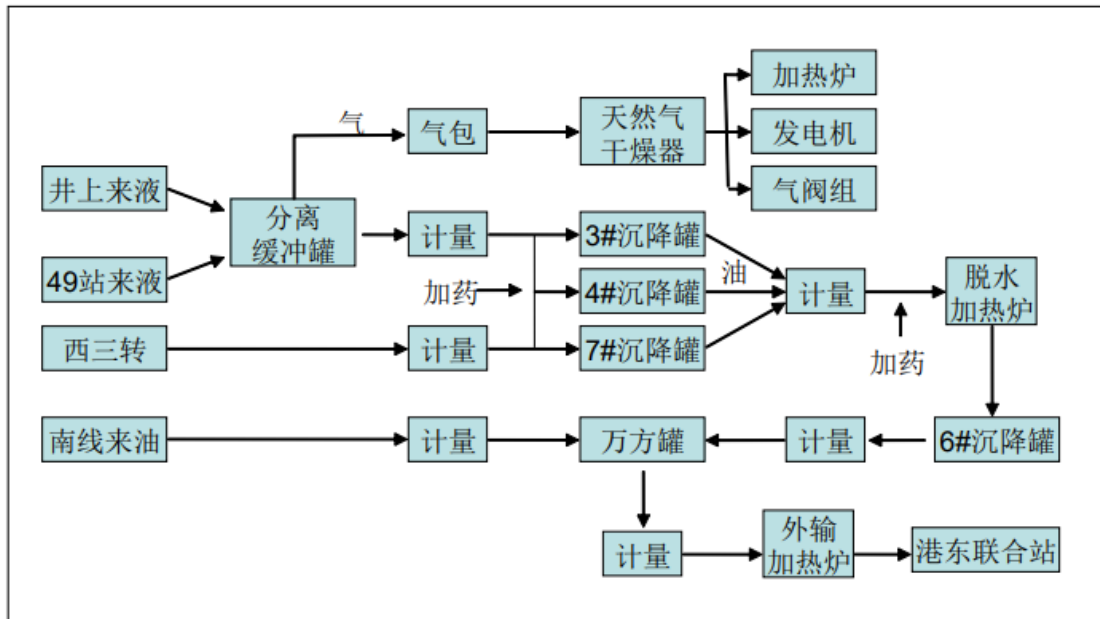


图 3.3-1 原油处理流程图

（2）污水处理系统

井上来液进入西一联合站暂存过程产生的沉降水与原油脱水加热过程产生的沉降水一并进入 5#污水沉降罐，5#污水沉降罐中的表层浮油由泵回输送至 4#沉降罐再处理，沉降污水进入一次除油罐和二次除油罐处理。

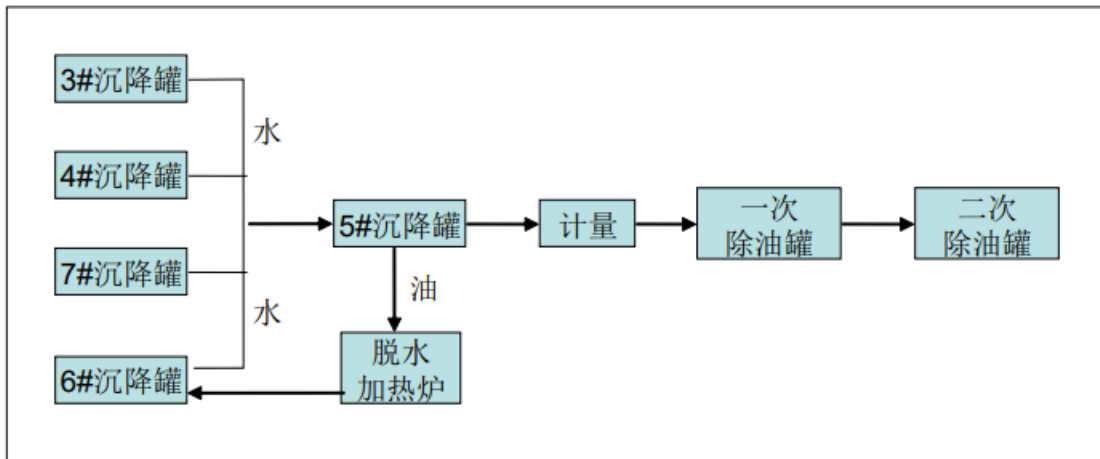


图 3.3-2 西一联污水处理系统流程图

（3）注水、掺水系统

除油罐来水一部分污水进入掺水罐，计量后输送到各井区；另一部分进入注水罐，计量后输送到各井区。

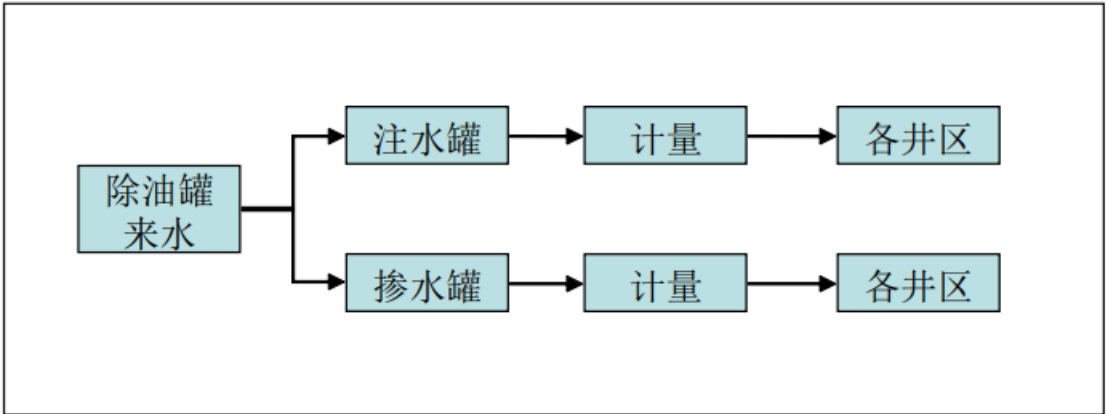


图 3.3-3 注水、掺水系统流程图

目前西一联合站正在进行污水处理改造，采用多功能一体化油田污水处理工艺，采用新的处理工艺后，根据建设方提供出水水质可以达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准要求。

（4）工艺设施运行现状

西一联合站目前工艺设施均正常运行，现状照片如下：



1#压缩机	1#注水罐
	
1#除油罐	2#分离缓冲罐
	
2#加热炉	2#万方罐
	
2#压缩机	2#注水罐
	
2#除油罐	3#沉降罐
	
3#加热炉	3#压缩机

	
4#沉降罐	4#加热炉
	
5#沉降罐	5#加热炉
	
6#沉降罐	7#沉降罐
	
大沉砂池	干燥器
	
立式分离器	污水回收池

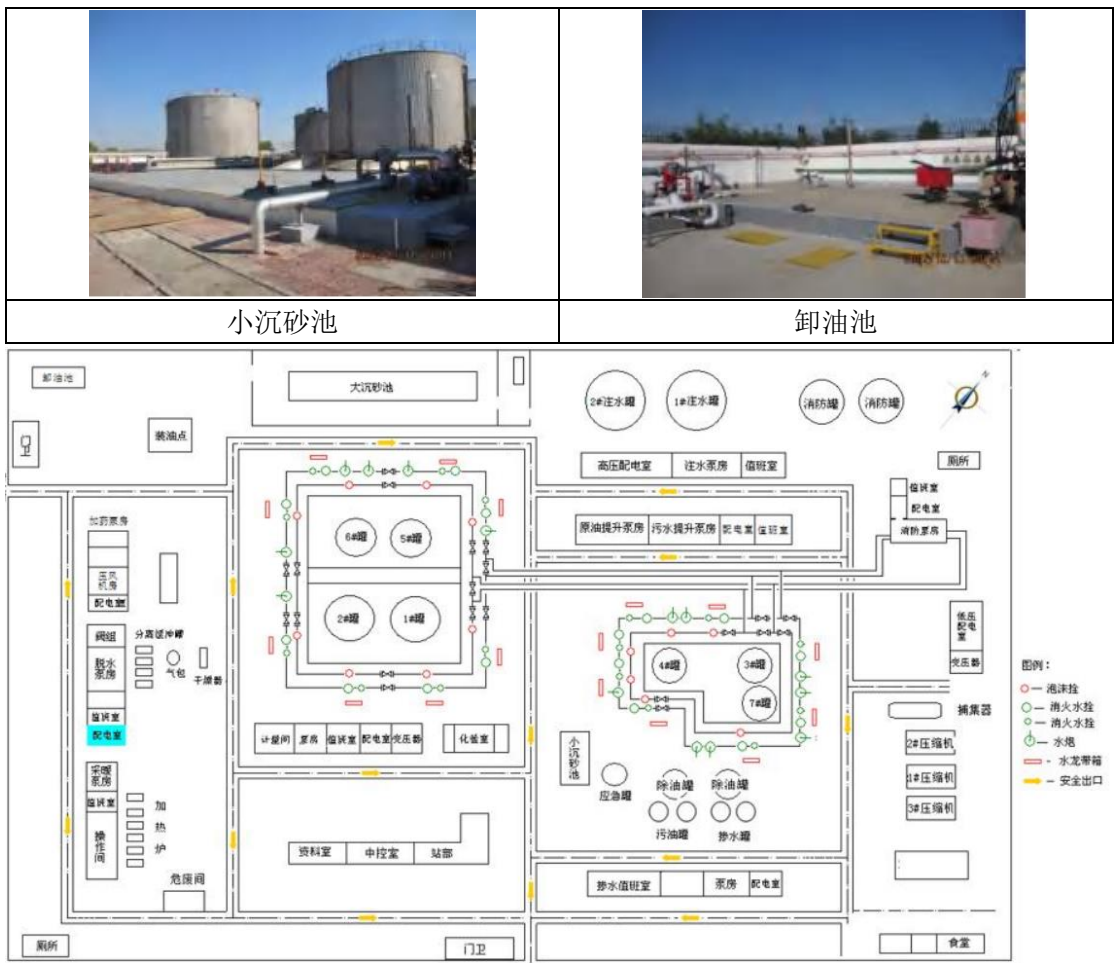


图 3.3-4 西一联平面布置图

3.3.1.2. 西二联合站

西二联联合站始建于 1989 年，是一座兼油气分离、原油脱水、污水处理、注水等设施的综合性联合站，担负着港西作业二区油、气、水处理任务。现有集输工艺设备建于 2014 年，并于 2015 年正式投入运行，设计来液分离量为 15450m³/d，天然气分离量为 35000Nm³/d；污水处理站于 1990 年 11 月投产，设计污水处理能力 13000m³/d；注水站于 1989 年 6 月投产，设计注水能力 13000m³/d。

(1) 原油处理系统

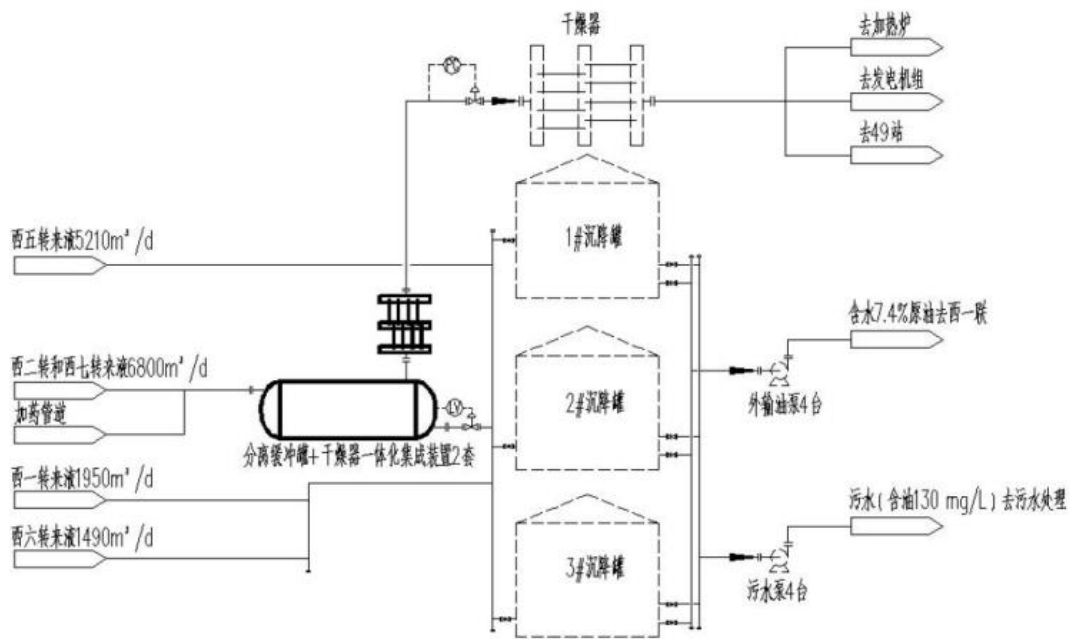


图 3.3-5 西二联原油处理流程图

(2) 污水处理系统

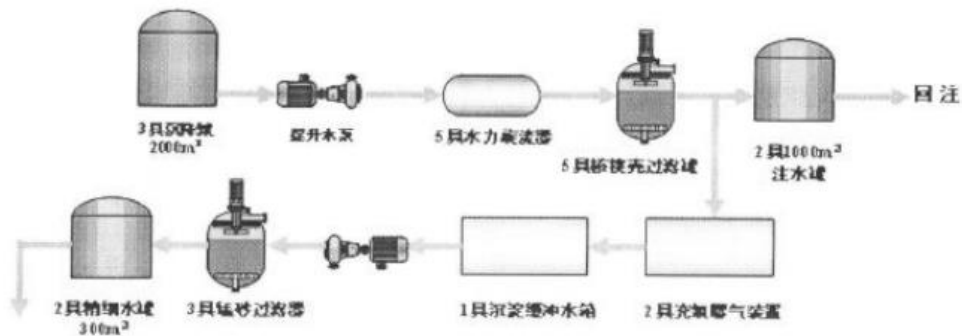


图 3.3-6 西二联污水处理系统流程图

(3) 注水、掺水系统

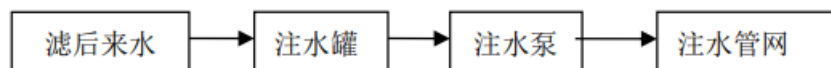


图 3.3-7 西二联注水系统流程图

西二联目前执行《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》SY/T5329-2012 标准要求。

(4) 工艺设施运行现状

西二联合站目前工艺设施均正常运行，现状照片如下：

	
沉降罐	大沉砂池
	
干燥器	核桃壳过滤器
	
加热炉	精细水罐
	

锰砂过滤器	曝气池和沉淀池
	
污水调节池	旋流器
	
一体化缓冲罐	注水罐

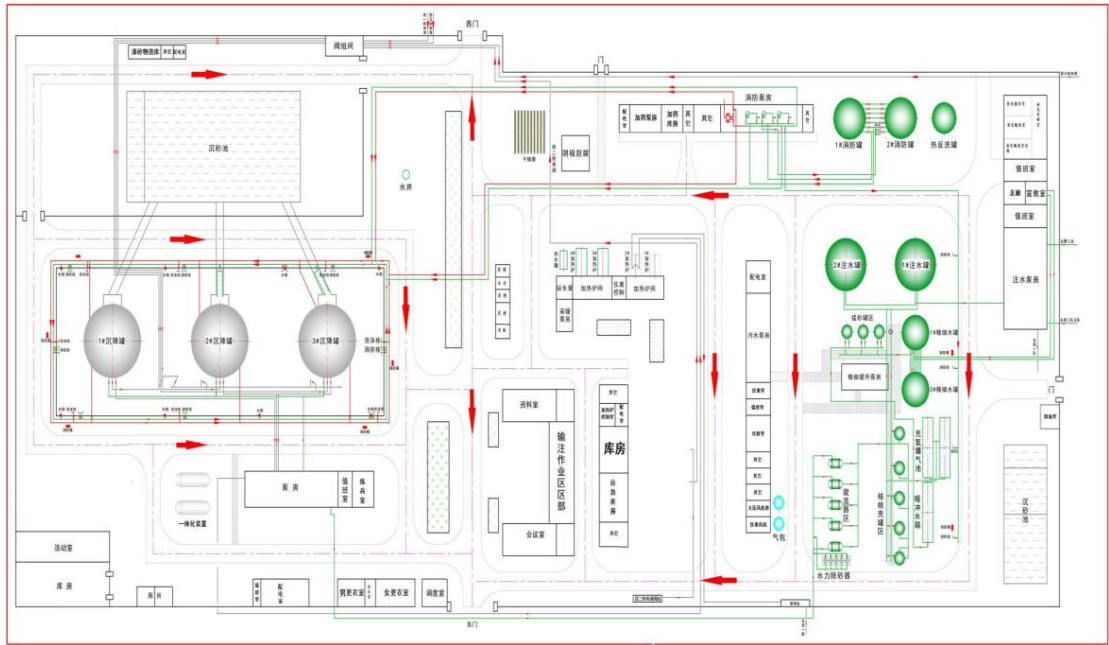


图 3.3-8 西二联合站平面布置图

3.3.1.3. 南三联和站

南三站始建于 1972 年，是周青庄油田的处理中心，具有油气分离、原油脱

水、污水处理等功能。现有原油处理系统设备建于 2014 年，并于 2015 年正式投入运行，来液处理能力 $2000\text{m}^3/\text{d}$ ，天然气分离能力 $10000\text{Nm}^3/\text{d}$ ，污水设计处理能力 $2000\text{m}^3/\text{d}$ ，注水设计能力 $840\text{m}^3/\text{d}$ 。

(1) 原油处理系统

来油经系统阀组进入一级原油一体化处理装置，油田伴生气经天然气干燥器处理后用于加热炉、发电机燃料，剩余部分进入气阀组。原油加药后（脱水药剂：名称 KYST-3 最佳破乳温度控制在 50°C – 60°C ，加药浓度为 35–50ppm），经脱水泵提升后，进入加热炉加热，然后进入二级原油一体化装置，分离后的原油进 2 具储油罐，分离出的污水进污水处理站。

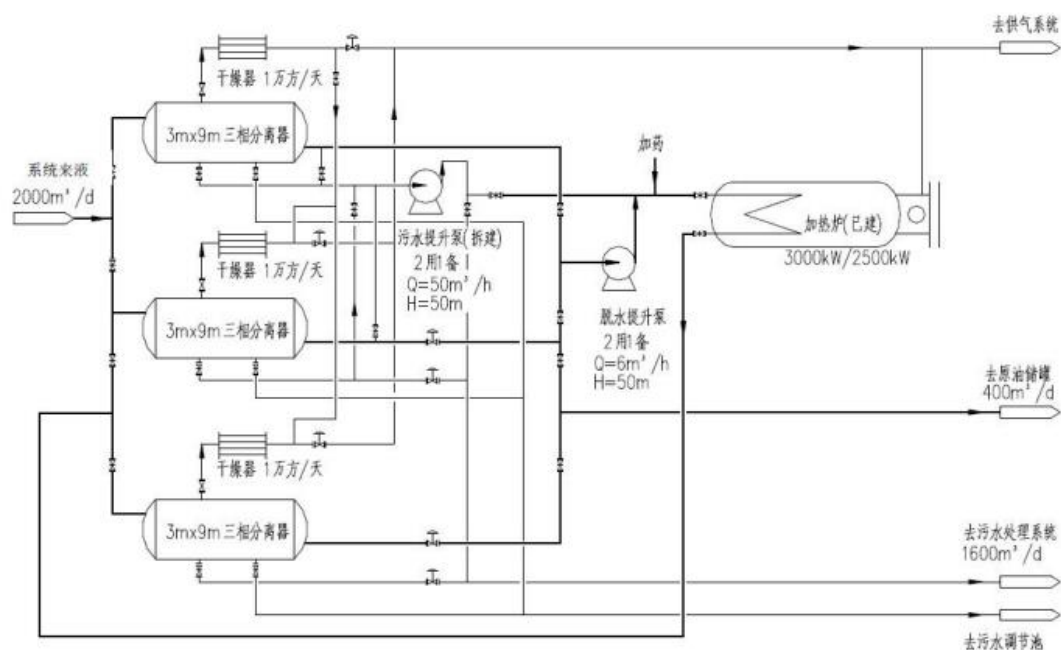


图 3.3-9 南三站原油处理流程图

(2) 污水处理系统

脱水站来污水首先进入涡凹气浮，在涡凹气浮进行加药（所加药剂为 PAM\ PAC）刮渣处理后，经提升泵进入流沙过滤器，处理后的污水进入污水罐。

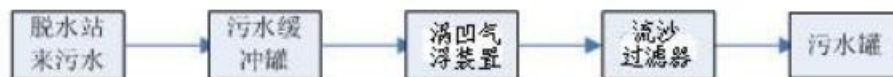


图 3.3-10 南三站污水处理系统流程图

(3) 注水、掺水系统

污水储罐中部分污水经掺水泵加压后，经计量输入到井区掺水；剩余部分污

水和清水经注水泵加压后，输送到各井区。

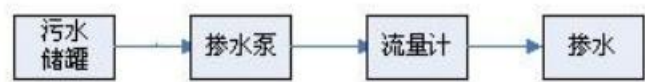


图 3.3-11 南三站掺水系统流程图



图 3.3-11 南三站注水系统流程图

南三站注水水质执行企标标准《注水水质指标》（Q/SYDG2022-2013）。

（4）工艺设施运行现状

南三联合站目前工艺设施均正常运行，现状照片如下：

	
百方罐	调节池
	
干燥器	缓冲罐

	
加热炉	流砂过滤器
	
清水罐	涡凹气浮
	
原油储罐	渣油池

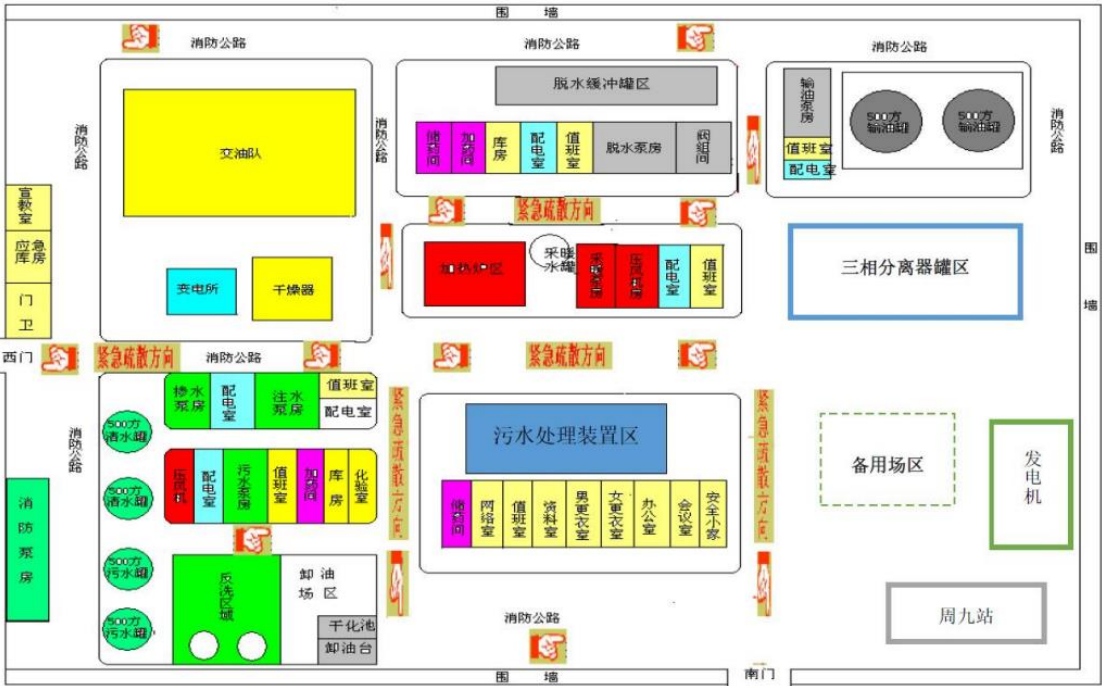


图 3.3-12 南三站平面布置图

3.3.2. 接转站

各井场所产气液经通过单井管道、集油支线、集油干线输送至接转站，在接转站经过气液砂分离后，采出液通过油外输管道输送至各个联合站，天然气通过天然气干线输送至各联合站、砂粒暂存于清砂池中，最终运往各个联合站的油泥沙暂存池。

第五采油厂现建有 11 座接转站，其中周八站现处于关停状态，周九站位于南三站之内，生产设备已经与南三站合建，周九站内只保留了阀组间。

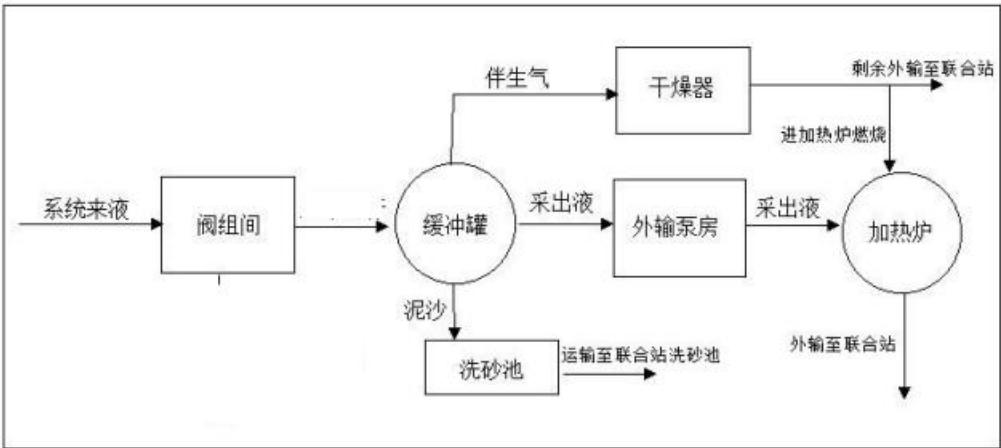


图 3.3-13 接转站工艺流程图

表 3.3-3 接转站一览表

序号	所属作业区	名称	建成时间	占地面积 m ²	主要功能	设计处理 液量 m ³ /d	实际处理 液量 m ³ /d	末站
1	第一采油 作业区	西三计量接转 站	1993 年 5 月	9780	气液砂分离、 外输加热	5040	4647	西一联 合站
2	第一采油 作业区	远景接转站	2010 年 1 月	2267	外输加热	/	/	西二联 合站
3		西一接转油站	2001 年 11 月	1200	气液砂分离	4800	3228	
4		西五转油站	1991 年 9 月	2400	气液砂分离、 外输加热	2400	1468	
5		西六接转油站	1995 年 12 月	2800	气液砂分离	1560	974	
6		51 计量接转 油站	2003 年 1 月	2520	气液砂分离、 外输加热	280	280	
7	第三采油 作业区	周二站	2013 年 4 月	2000	气液分离、外 输加热	200	73	南三站
8		周九站	2000 年	200	/	/	/	
9		周四站	1986 年	2475	外输加热	/	/	
10		周三站	1976 年	4800	外输加热	/	/	
11		周八站	/	1000	/	/	/	

目前各接转站的工艺设施除远景接转站加热炉、港西 51 站的防空池已停用外，均正常运行，照片如下。



	
西三转卸油池	西三转应急罐
	
远景接转站防空池	远景接转站缓冲罐
	
远景接转站加热炉（停用）	西一转防空池
	
西一转干燥器	西一转缓冲罐
	
西一转清砂池	港西 51 站防空池（停用）
	
港西 51 站干燥器	港西 51 站真空炉

3.3.3. 集油干线、注水干线

第五采油厂所辖油田经过多年开发与建设，港西、周青庄、远景、六间房油田地区集输管网及地面处理设施基本完善。目前，上述油田已经完成了优化简化工程，油、水井“T”接或串接在集输干管或注水干管上生产。各井场内油井分别由单井管线 T 接至集输干线，管道均采用埋地敷设，管顶距地面不小于 0.8m。集油管道和注水管道外部防腐采用特加强级沥青防腐。输油管线装有管道防泄漏监测报警智能管理系统。截止 2021 年底，第五采油厂建有配套集输管道（不含单井管道）60 条，包括输油管线 43 条，输气管线 5 条，回注管线 12 条，总长 167.571km。

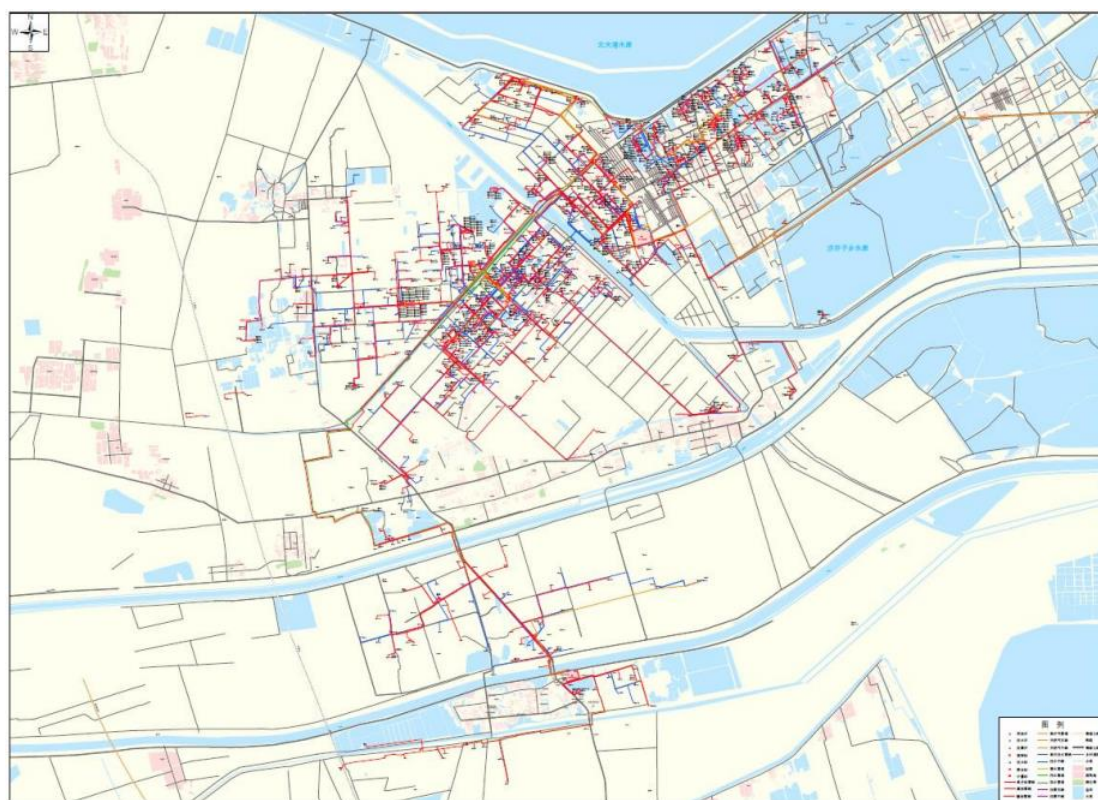


图 3.3-14 第五采油厂油气水集输干线管网图

3.3.4. 供电

全厂电源取自 4 座 35kv 变电站和 1 个简易变电站，分别为：新世纪变电所、港西变电所、西二变电所、周青庄变电所和西 52 井区简易变。

3.3.5. 给排水

第五采油厂生活用水依托区域配套的自来水管网，油田回注水全部来自处理后的油田采出水；第五采油厂生产废水经联合站污水处理达标后全部回注。

3.3.6. 原油运销公司废弃泥浆处理厂

中国石油大港油田原油运销公司为大港油田公司二级单位。位于第一采油厂港东联合站西北侧，于 2008 年建成投入运行，采用隔油、絮凝强氧化、过滤等物化处理工艺，年处理废弃钻井液与井下作业废液 38 万 m³/a。

通过处理后，形成的泥饼可以作为渣土铺垫井场使用；产生的高盐浓水可定期拉运至泥浆公司用于重新配置泥浆；产生的清水可用作采油回注水；收集的原油送联合大站进行回收。

3.3.7. 原油运销公司油泥砂处理厂

大港油田于 2008 年在港东联合站北侧建成原油运销公司油泥砂泥砂处理作业区，采用均质、破乳、水洗及超声波综合净化处理工艺，对大港油田各二级单位产生的油泥、油砂进行治理，回收其中的原油，实现对油泥的资源化、无害化转变。处理后的砂含油 1%，泥含油 3%，均可达到国家环保部门规定的技术指标。处理后固体废物的浸出液污染物指标达到了石油类小于 5mg/L、化学需氧量小于 60mg/L 的一级标准。净化处理装置处理后的油、水分别进港东联合站油水系统进行循环利用，泥砂进行工业回填，最终实现油泥、油砂的无害化处理及综合利用，彻底消除因油泥、油砂形成的环保隐患。

3.3.8. 其他设施

第五采油厂经过多年开发与建设，已经建立了完善的地面办公区。五厂目前无生活区，员工在天津大港区居住，上班乘坐公司通勤车。办公区设有食堂，只有中午开放，食堂采用天然气做能源，配备了高效油烟净化装置。对环境的影响很小。

表 3.3-4 现有办公生活保障设施一览表

序号	单位（站点）	建成时间	主要建设内容
1	第一采油作业区	第一采油作业区大院	办公楼、食堂、库房
		管理一组站点	办公场所、库房
		管理二、六组站点	办公场所、库房
		管理三组站点	办公场所、库房
		管理四组站点	办公场所、库房
		管理五组站点	办公场所、库房
2	第二采油作业区	第一采油作业区大院	办公楼、食堂、库房
		管理一组站点	办公场所、库房
		管理二组站点	办公场所、库房
		管理三组站点	办公场所、库房
		管理四组站点	办公场所、库房

		油水井管理五组	2009 年	办公场所、库房
--	--	---------	--------	---------

3.3.9. 页岩油开发历程

随着原油含水升高和自然递减，大港油田老区产量呈逐年下降的态势。按照国家的总体要求，大港油田还要持续一定的原油稳产规模，以保障国家原油战略安全。大港油田公司除了常规的油气勘探外，还开展了页岩油的勘探工作，为大港油田稳产提供资源保障。

2019 年以来，歧口凹陷页岩油共完钻水平井 7 口，平均井深 4940m。

表 3.3-5 现有页岩油井基本情况

井号	完钻时间	完钻井深 (m)	完钻垂深 (m)	水平段长 (m)	完钻层位	最大井斜 (°)	机械钻速 (m/h)	钻井周期 (d)	钻完井周期 (d)
歧页 2H	2019.05.06	4788	2943	1630	沙一下	83.46	8.21	89.06	96.58
歧页 10-1-1	2020.02.19	3998	3501	617	沙三段	87.20	6.16	69.37	81.41
滨 56-1H	2020.07.14	4658	3635	900	沙三段	86.24	10.04	46.88	58.25
歧页 1H	2021.03.26	5280	3802	1271	沙一下	88.55	8.45	94.83	113.21
歧页 11-1-1	2022.01.19	5321	3792	1500	沙三段	90.35	7.21	82.92	98.73
歧页 12-1-1	2022.04.18	4922	3902	888	沙一下	83.42	5.74	86.29	91.79
歧页 5-36-1	2022.12.15	5617	3889	1764	沙三段	90.20	9.57	73.96	100.21

本项目主要涉及“歧页 11-1-1”，为勘探井转产能井。该井于 2021 年实施了《大港油田新项目事业部天津地区 2021 年勘探评价项目》。于 2021 年 11 月 11 日，取得项目环评批复“津滨审批二室准[2021]255 号”。于 2022 年 5 月完成了自主环保验收。

该项目主要建设内容为在现有井场实施 2 口页岩油勘探井。具体工程内容如下。

表 3.3-6 项目工程内容

井号	选址	井型	勘探目的	开钻时间	完钻时间
歧页 11-1-1	港 G52 井场	三开水平井	预探沙三 1 页岩油 C1 富集层，探索水平井产能情况	2021.12	2022.2
滨 56-1H	滨 56 井场	三开定向井	开发歧页 10-1-1 沙三 1 油组 C1 甜点油藏	2022.1	2022.2

港 G52 井场目前生产常规油井 8 口，外输泵增压后进系统生产，日产液 48.38m³/d，日产油 4.09t/d，日产气 200m³/d。

表 3.3-7 港 G52 井场现状生产情况

序号	井号	液量 (m ³ /d)	油量 (t/d)	含水 (%)	气量 (m ³ /d)	油压 (MPa)	套压 (MPa)	回压 (MPa)	备注
1	港 52-1	7.61	0.53	93.1	/	0.27	0.2	0.27	/
2	港 52-5	21.2	0.98	95.4	/	0.27	0.2	0.27	/
3	港 52-7	18.9	2.57	86.4	/	0.27	0.2	0.27	/
4	港 G52-2	0	0	/	/	0	0	/	不出，关井
5	房 1-6	0.67	0.01	99	200	0.2	0.2	0.18	三天间开
6	歧北 101X1	0	0	/	/	/	/	/	进系统放压
7	房 15-13	0	0	/	/	/	/	/	进系统放压
8	港 52-6	0	0	/	/	/	/	/	高含水关井
合计		48.38	4.09	91.5	200	/	/	/	/

3.4. 环评批复及验收情况

第五采油厂开发最早可追溯到 1965 年，各期产能建设环评及验收情况如下表。

表 3.4-1 前期环保手续履行情况

序号	项目名称	环评批复文号及时间	验收批复文号及时间
1	中国石油大港油田第五采油厂产能建设项目（2012-2015 年）	津滨环容许可函 [2014]10 号	一阶段-津滨审批投准 [2014]83 号； 2014.6.9 二阶段-津滨审批环准 [2015]332 号； 2015.7.15 三阶段-津滨审批环准 [2017]3 号； 2017.1.5
2	中国石油大港油田第五采油厂产能建设项目（2016 年）	津滨审批环准 [2017]104 号	津滨审批环准 [2018]232 号；2018.7.18
3	中国石油大港油田第五采油厂 2017-2020 年产能建设项目	津滨审批环准 [2017]212 号	一阶段-自主验收 2018.12.14 二阶段-自主验收 2019.12.23 三阶段-自主验收 2021.5.24 四阶段-自主验收 2021.12.7
4	中国石油大港油田第五	津滨审批环准	一阶段-自主验收 2019.12.23

	采油厂 2018-2020 年产能建设项目	[2018]308 号	二阶段-自主验收 2021. 5. 24 三阶段-自主验收 2021. 12. 7
5	中国石油大港油田第五采油厂 2021-2025 年产能建设项目	津滨审批二室准 [2022]234 号	一阶段-自主验收 2023. 12. 13

3.5. 排污许可执行情况

根据《固定污染源排污许可分类管理名录（2019 年版）》，中国石油大港油田第五采油厂属于登记管理，目前企业已进行了排污许可登记（911200007182589087032Z）。

3.6. 现有环境风险防控及应急预案备案情况

3.6.1. 现有环境风险管理制度

3.6.2. 现有环境风险管理制度

大港油田公司建立并定期修订 QHSE 管理体系，具备健全的安全、环境管理制度。第五采油厂为大港油田公司所属二级单位，其环境风险管理在大港油田公司环境风险管理框架指导下进行。

第五采油厂结合实际制定了突发环境事件专项应急预案，并完成备案。针对各项施工，各施工单位均编制有《项目 QHSE 工作计划书》、《项目 HSE 作业计划书》，并定期组织应急演练。在每口生产井施工现场派遣监督员，负责现场安全监督；监察按设计施工情况及按 QHSE 计划书操作情况。现场施工小队设置应急组织及人员；施工单位所属公司设置应急组织及抢险救援队伍。

第五采油厂建立了完善的信息报告制度，制度规定突发环境事件时，在启动本单位应急预案的同时，迅速按照大港油田公司总体应急预案中应急报告程序框图规定的程序向应急指挥中心办公室报告，最多不超过半小时。

3.6.3. 现有环境风险防控措施

（1）井喷事故主要风险预防措施

a、设计、生产中采取有效预防措施，严格遵守井下作业安全规定，在井口安装防喷器和控制装置，杜绝井喷的发生。

b、使用的泥浆参数必须符合地质技术的规定要求。泥浆比重和粘度要经常进行检查，罐内每周不得少于一次。

c、在井下作业之前，在井场周围划分高压区和低压区，高压泵、高压汇管、井口装置等高压设备均布置于高压区内，施工过程中，高压区无关人员全部撤离，

并设置安全警戒岗。

d、油井正常生产过程严格按照相关要求配备井口防喷盒等防喷设施，敏感井安装防喷卡子、光杆断脱密封装置等。

e、根据油井分布情况，按照规范要求设置井场或油井周围防污染挡墙，控制泄漏原油在防污染挡墙范围内，根据周边敏感区域类型合理确定防污染挡墙高度。

（2）原油集输（联合站等地面站场）泄漏事故主要风险预防措施

a、严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。

b、加强设备、管线防腐维护，按规定进行设备维修、保养及时更换易损及老化部件，防止原油和天然气泄漏事故的发生。

c、落实雨、污分流设施，禁止生产和生活污水排入雨水系统，建立雨水收集和监控系统，防止受污染雨水排入外环境。

d、原油罐区按相关要求设计防火堤和隔堤，防火堤内雨水排水系统设置截断阀门，建立事故废水防控体系，保证事故状态下受污染雨水和含油污水能够得到有效收集和合理处置。

e、按要求配备毒性气体泄漏监控预警和紧急处置装置。

f、合理设置油气进站、出站阀门，定期维护，一旦发生泄漏采取相应停产措施后，紧急关闭阀门。

g、设置火炬等紧急放空系统，降低事故状态下废气对外环境影响。

（3）原油集输（集输管线）泄漏事故主要风险预防措施

a、集输管线敷设前，加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。

b、定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患。

c、加强管线防腐维护，按规定进行设备维修、保养及时更换易损及老化部件，防止原油和天然气泄漏事故的发生。

d、在环境敏感区域设置防污染挡墙，并进行定期检查、维护、更新。

e、外输管线装有管线泄漏监测，采用流量计比对法进行监控预警。

f、油气集输管线均设置紧急截断阀门，一旦发生泄漏采取相应停产措施后，

紧急关闭阀门。

g、定期对管线进行巡视监控，不断加强管线和警戒标志的管理工作，在集输管线的敷设线路上设置永久性标志，包括里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等。

h、加强对集输管线的监督管理，根据《石油、天然气管道保护条例》，禁止任何单位和个人从事下列危及管道及其附属设施安全的行为：在管道中心线两侧及附属设

施场区外各 50m 范围内，爆破、燃放爆竹和修筑大型工程；在管道中心线两侧各 5m 范围内，取土、挖塘、采石、盖房、建温室、垒家畜棚圈和修筑其他建筑物；在管道中心线两侧各 5m 范围内种植深根植物。

3.6.4. 突发环境事件应急预案备案情况

根据生态环境主管部门的要求，自 2018 年，中国石油天然气股份有限公司大港油田分公司下辖的二级单位开始编制突发环境事件应急预案并备案，其中本项目实施二级单位（中国石油大港油田第五采油厂）已于 2021 年 12 月 16 日更新了突发环境事件应急预案并取得了天津市滨海新区生态环境局的备案文件（备案号：120116-2021-026-M）。

3.7. 现状污染源及达标排放情况

3.7.1. 废气

第五采油厂排放的废气主要为燃气加热炉排放的烟气、联合站无组织排放的非甲烷总烃。委托“大港油田检测监督评价中心”对联合站及接转站加热炉排放废气及联合站无组织排放的非甲烷总烃进行例行监测，收集了 2023 年 2 月第五采油厂各联合站加热炉废气的监测数据，排放情况见下表。

表 3.7-1 加热炉废气监测结果

监测地点	位置	燃料类型	烟尘 (mg/m^3)	SO_2 (mg/m^3)	NO_x (mg/m^3)
西一联合站	2#	天然气	2.2	ND	45
	3#		3.8	ND	35
	4#		2.2	ND	107
	5#		2.8	ND	12
西二联合站	1#	天然气	5.2	ND	45
	2#		2.2	ND	68
南三站	2#	天然气	1.5	ND	88
	4#		2.7	ND	131

标准值	20	50	300
-----	----	----	-----

西一联合站、西二联合站、南三站的加热炉废气污染物浓度均满足 DB12/556-2015《工业炉窑大气污染物排放标准》中相应标准限值，达标排放。

本评价收集了 2023 年 5 月西一联合站、西二联合站、南三站周边非甲烷总烃的监测数据，具体如下表所示：

表 3.7-2 各联合站非甲烷总烃监测结果 单位：mg/m³

联合站	上风向	下风向	标准值
西一联合站	0.11	0.24-0.40	4
西二联合站	0.24	0.13-0.25	4
南三联合站	0.34	0.30-0.37	4

第五采油厂各联合站非甲烷总烃无组织排放浓度可满足相应标准的限值要求。

3.7.2. 废水

第五采油厂钻井废水经沉淀上清液运至西一联污水处理站、西二联污水处理站或南三站污水处理站处理达标后回注地层。底层泥浆以及井下作业废水由罐车拉运至原油运销公司废弃泥浆处理作业区处理。油田采出水经现有的集输管线输送至西一联、西二联及南三站进行分离处理，分离处理后全部回注，无工艺废水外排。污水处理效果可以满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)的要求（即含油量≤30mg/l，悬浮固体含量≤10.0mg/l，悬浮物颗粒直径中值≤4.0 μm）。2022 年 1 月监测数据如下表所示。

表 3.7-3 回注水水质数据一览表

站名	取样点	取样时间	含油量	控制指标	悬浮固体含量	控制指标	粒径中值	控制指标	SRB	控制指标	腐生菌 TGB	控制指标	铁细菌	控制指标	综合水质达标率
			mg/L		mg/L		μm		个/mL		个/mL		个/mL		
西一联	注水泵进口	1.20	36	≤40	20	≤20	3.34	5	110	≤110	7000	n×10 ⁴	11000	n×10 ⁴	100
西二联	注水泵进口	1.20	36		15		4.39		2.5		250		11000		
南三站	注水泵进口	1.20	6		10		1.86		25		700		11000		

3.7.3. 噪声

收集了第五采油厂各联合站 2023 年 5 月昼间、夜间厂界噪声例行监测数据，详见下表。从表中数据可以看出，各联合站昼间厂界噪声均可以满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的 2 类区标准要求。因此厂界噪声对周围环境的影响很小。

表 3.7-4 各联合站厂界噪声监测结果统计表 单位：dB（A）

厂界 联合站	时间	东	南	西	北	标准
西一联	昼间	55	57	54	54	60
西二联		56	58	56	54	
南三站		55	56	55	54	
西一联	夜间	45	47	44	42	50
西二联		48	47	45	44	
南三站		46	47	46	44	

3.7.4. 固体废物

第五采油厂现有工程运营过程产生的固体废物主要为：站场清罐产生的油泥砂及井场产生的落地油，收集至站场的沉砂池暂存，最后运至大港油田原油运销公司油泥砂处理作业区处理。此外，采油厂运营过程中还产生含油沾染物、废油漆桶、机油桶、废矿物油、废试剂瓶等危险废物，临时贮存于 3 个危险废物暂存间，定期交有资质单位处置。现有危险废物暂存间情况如下：

表 3.7-5 第五采油厂现有危废暂存间情况一览表

贮存场所名称	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	位置	占地面积	贮存方式	贮存能力	贮存周期
1#危废暂存间	含油沾染物	HW49	900-041-49	作业一区 14 站	20m ²	桶装密闭	12t	不大于 6 个月
2#危废暂存间	含油沾染物	HW49	900-041-49	作业二区作业二组	40m ²	桶装密闭	12t	
	废油漆桶	HW49	900-041-49			托盘盛放	4t	
	机油桶	HW49	900-041-49			托盘盛放	4t	
	废矿物油	HW08	900-249-08			桶装密闭	2t	
	废试剂瓶	HW49	900-041-49			桶装密闭	2t	
3#危废暂存间	含油沾染物	HW49	900-041-49	作业三区南三站	14m ²	桶装密闭	3t	
	废油漆桶	HW49	900-041-49			托盘盛放	2t	
	机油桶	HW49	900-041-49			托盘盛放	2t	
	废矿物油	HW08	900-249-08			桶装密闭	0.5t	
	废试剂瓶	HW49	900-041-49			桶装密闭	0.5t	

3.8. 排污口规范化设置情况

第五采油厂各排污口均已按照《关于加强我市排放口规范化整治工作的通知》（津环保监理[2002]71 号）和《关于发布〈天津市污染源排放口规范化技术要求〉的通知》（津环保监测[2007]57 号）的要求进行了规范化设置，照片如下：

3.8.1. 西一联

	
5#加热炉	4#加热炉
	
3#加热炉	2#加热炉
	
1#加热炉	危废间

3.8.2. 西二联

	
4#加热炉	2#加热炉

3.8.3. 南三站

	
4#加热炉	2#加热炉
	
危废间	

3.8.4. 作业一区危废间

	
作业一区危废间	作业一区危废间

3.8.5. 作业二区危废间

	
作业二区危废间外部	作业二区危废间内部

3.9. 日常监测执行情况

第五采油厂各排污口均按照《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）的相关要求定期进行监测，监测结果由专人收集，统一管理并存档。具体监测要求及执行情况见下表。

表 3.9-1 第五采油厂日常监测执行情况

站场名称	监测点位	监测要求		执行情况
		监测因子	监测频次	
西一联合站	1#-5#加热炉	烟尘、SO ₂ 、NO _x	每季度一次	按要求进行监测
	污水处理站出口	含油量、悬浮固体含量、粒径中值、SRB、TGB、铁细菌	每季度一次	按要求进行监测
	厂界	非甲烷总烃	每季度一次	按要求进行监测
		噪声	每季度一次	按要求进行监测
西二联合站	1#、2#加热炉	烟尘、SO ₂ 、NO _x	每季度一次	按要求进行监测
	污水处理站出口	含油量、悬浮固体含量、粒径中值、SRB、TGB、铁细菌	每季度一次	按要求进行监测
	厂界	非甲烷总烃	每季度一次	按要求进行监测
		噪声	每季度一次	按要求进行监测
南三站	2#、4#加热炉	烟尘、SO ₂ 、NO _x	每季度一次	按要求进行监测
	污水处理站出口	含油量、悬浮固体含量、粒径中值、SRB、TGB、铁细菌	每季度一次	按要求进行监测
	厂界	非甲烷总烃	每季度一次	按要求进行监测
		噪声	每季度一次	按要求进行监测
西三转	1#、2#加热炉	烟尘、SO ₂ 、NO _x	每季度一次	按要求进行监测
特征井场	厂界	非甲烷总烃	每半年一次	未按要求进行
		噪声	每半年一次	

3.10. 现有环境问题及解决方案

3.10.1. 现有主要环境问题

（1）根据《中国石油大港油田第五采油厂 2021-2025 年产能建设项目环境影响报告》，要求产能实施过程中逐步对现有井进行井口固化及井场硬化，该措

施正逐步完善中，尚未全部落实，现有井场内仍存在采油井未进行井口固化、场地硬化，如遇降水或突发环境事件，井上原油落入地表，下渗污染地下水，不符合《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中的防渗要求。



图 3.10-1 部分井场现状照片

（2）西一联合站、西二联合站的大沉砂池未进行加盖密闭，且西二联合站的大沉砂池防渗措施未落实到位。



图 3.10-2 西一联大沉砂池 图 3.10-3 西二连大沉砂池

3.10.2. 解决方案

（1）继续按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）要求完善地下水防渗措施，完成现有油井的井口固化、井场硬化，最大限度降低油井开发对地下水的污染。

（2）建设单位拟停用西一联合站与西二联合站的大沉砂池，罐底油泥采油即产即清运的方式处理。

4. 本项目工程概况及工程分析

4.1. 本项目基本情况

- (1) 项目名称：2023 年页岩油产能建设项目
- (2) 建设性质：扩建
- (3) 建设单位：中国石油天然气股份有限公司大港油田分公司
- (4) 建设地点：滨海新区大港地区太平村东约 3km 处。
- (5) 工程投资：本项目总投资 1.38 亿元，其中环保投资为 350 万元，占总投资的 2.54%。
- (6) 劳动定员：本项目井场均为无人值守，定时巡检，依托现有人员，不新增劳动定员。
- (7) 建设内容：本项目拟建设 5 口页岩油产能井（歧页 6-31-1、歧页 6-31-2、歧页 6-31-3、歧页 6-36-1、歧页 11-1-1），其中歧页 11-1-1 为勘探井转产能井。
- (8) 开采方式：本项目采油井均采用“水平井+水力体积压裂”的油藏开采方式。
- (9) 开采规模：新建产能 4.15 万 t/a，现有区块内油井受油田采储比、油田含水率上升、油井产能自然衰减等因素影响，项目建成后中国石油大港油田第五采油厂总产量基本保持平衡。
- (10) 工程实施计划：本项目已全部建成。

4.1.1. 主要工程技术指标

表 4.1-1 工程主要技术指标一览表

序号	指标	单位	数量
1	建设规模	10 ⁴ t/a	4.15
2	动用可采资源储量	10 ⁴ t/a	142
3	产品方案		
4	采油井	口	5
5	采收率	%	7.2
6	综合含水率	%	65
7	开采方式及层位		
8	开采方式	/	水平井+水力体积压裂
9	开采层位	/	沙三段
10	管道工程		
11	新建单井集油管线	m	600

12	占地面积		
13	临时占地	m ²	33124.7
14	永久占地	m ²	11972
15	投资情况		
16	总投资	万元	13800
17	环保投资	万元	350

4.1.2. 工程概况

工程概况见下表。

表 4.1-2 本项目工程内容一览表

工程内容		建设内容
主体工程	钻前工程	①钻前工段包括施工井场地面平整、井场基础建设、钻井设备搬运和安装、配套设施布置与建设、设备调试等。②井场主要构筑物包括机房、钻台、库房、辅助用房及临休房等。③井场主要设备、设施包括钻机、钻井控制系统、泥浆不落地系统、供配电系统、监测及报警装置等。
	钻井工程	共布设 5 口油井，其中歧页 6-31-1、歧页 6-31-2、歧页 6-31-3、歧页 6-36-1 采用水平井+水力体积压裂的开发方式，歧页 11-1-1 为勘探井转产能井。钻井过程包括钻井、钻进、测井、固井，固井后进行射孔完井，采用水基钻井液。钻井结束后对施工井场的钻井平台、辅助用房、泥浆不落地系统、抽油机安装完毕后对生活区等进行拆除。
	储层改造工程	本项目不涉及酸化，压裂液采用滑溜水压裂液体系
	油气集输工程	只建设单井管线 0.6km，不涉及集输干线的建设，埋地铺设。
环保工程	废气	施工期：①扬尘：施工场地内定期洒水抑尘，管线开挖出的土石方覆盖抑尘网，湿式作业等措施。②运输车辆废气：井场分布稀疏，车辆运输间隔较大；污染物产生为间断性、不连续排放。③焊接使用无毒低尘焊条。
		运营期：井场采用定压阀回收套管气；采出液（原油及伴生气）采用全密闭管线集输减少烃类排放。
	废水	施工期：①水基泥浆经随钻处理系统处理后的分离水，大部分回用于钻井泥浆稀释调配过程，剩余部分同洗井废水一起由罐车运至大港油田原油运销公司废弃泥浆处理厂处理之后回注油层。②生活废水场地内泼洒抑尘；施工场地设临时防渗厕所，定期清掏。③压裂返排液通过罐车运送到港油田原油运销公司废弃泥浆处理厂处理之后回注油层。
		运营期：采出水经西二联合站采出水处理系统，依托现有回注系统回注油层。 井下作业为带罐作业，采用罐车将井下作业废水运至大港油田原油运销公司废弃泥浆处理厂处理达标后回注含油层。
	噪声	施工期：使用低噪声机械设备；合理布置施工现场，合理安排作业时间。
		运营期：抽油机等设备选用低噪声设备；注意对设备的维护保养，保证设备保持在最佳运行状态，降低噪声源强度；定期对井场进行巡检，发

		现异常响动及时处理。
	固废	施工期：①钻井泥浆经“随钻不落地固液分离处理系统”处理后产生的钻井泥饼和钻井岩屑；处理过程全部在成套设备内进行，不与地面直接接触。钻井固废委托大港油田原油运销公司废弃泥浆处理厂处理。②落地油运送至大港油田原油运销公司油泥砂净化处理厂处理。③废防渗材料由施工单位统一回收。④生活垃圾集中收集后统一运输至环卫部门指定地点处置。 运营期：非正常工况下产生的落地油运送至大港油田原油运销公司油泥砂净化处理厂；废防渗材料送资质单位。
公辅工程	道路	主干路已经形成，本项目依托现有道路。
	给供水	①生产用水由水罐车运到水罐区；生活用水由桶装水提供。 施工期生活污水主要为盥洗废水，直接泼洒场地抑尘，另外施工营地临时防渗环保厕所，定期清掏。 洗井废水、井下作业废水采用罐车运至大港油田原油运销公司废弃泥浆处理厂处理达标后回注含油层，不外排
	供热	施工期生活区采取电采暖，运营期生产用热由联合站加热炉提供。
	供电	施工期采用电网供给；运营期依托现有电网。
	生态恢复	对施工期占用土地进行表土留存、表层苫盖，分层回填，整平翻松，恢复植被。做到工完、料净、场地清。
退役工程	油井退役	针对进入退役期的油井进行封井处理。
	管线退役	报废的管线进行管线退役。
	生态恢复	对占地范围进行土地平整，根据土地复垦方案并结合周边区域的自然现状进行植被恢复，使其恢复到相对自然的状态。
依托工程	西二联合站	西二联联合站始建于 1989 年，是一座兼油气分离、原油脱水、污水处理、注水等设施的综合性联合站，担负着港西作业二区油、气、水处理任务。 ●油气处理系统采用“一体化处理装置+沉降罐”脱水工艺，处理后的原油外输至西一联合站。油气处理系统建有分离缓冲罐 2 具（$\Phi 3 \times 12\text{m}$），设计处理能力 $15450\text{m}^3/\text{d}$。 ●采出水处理系统采用水力旋流器+核桃壳过滤处理工艺，处理后合格水回注地层，设计处理能力为 $13000\text{m}^3/\text{d}$。 天然气干燥后供加热炉和发电机使用，其余外输至西一联合站，设计处理能力 $3.5 \times 10^4\text{m}^3/\text{d}$。
	大港油田原油运销公司废弃泥浆处理厂	大港油田原油运销公司废弃泥浆处理厂位于第一采油厂港东联合站西北侧，于 2008 年建成投运。 废弃泥浆设计处理能力 $38 \times 10^4\text{m}^3/\text{a}$，废液设计处理能力 $800\text{m}^3/\text{d}$。 处理后的达标废水回注油层，产生的泥饼综合利用于大港油田公司内铺路等。
	大港油田原油运销公司油泥砂净化处理厂	大港油田原油运销公司油泥砂净化处理厂主要担负大港油田北部地区油田钻采输等生产过程中所产生的含油泥砂和落地油的处理任务，主体工艺采用多种物理、化学洗涤技术对油泥砂进行清洗处理，回收其中的原油。净化处理装置处理后的油、水分别进港东联合站油水系统进行循

		循环利用，泥砂进行井场铺路、建筑施工等综合利用，最终实现油泥、油砂的无害化处理及综合利用，彻底消除因油泥、油砂形成的环保隐患。目前，油泥砂净化处理厂处理规模为 8m ³ /h，年处理能力 13346m ³ 。
	管线	依托现有工程，本次不新增集油干线与支线及注水干线与支线。
	危废暂存间	依托现有 2#危废暂存间，主要用于第五采油厂作业二区危险废物暂存，占地面积 40m ² 。

4.2. 油气资源概况

4.2.1. 矿界范围

本项目涉及 1 个采矿权津冀渤海湾盆地黄骅坳陷滨海石油开采，矿区面积 162.534 平方公里，开采规模 50 万吨/年，开采深度为 2700m-4000m。本次项目所有井位均位于该矿权规定的矿权范围内，开采深度在 3373-3920m 之间，位于采矿证规定开采范围内。

表 4.2-1 本项目涉及采矿范围情况一览表

矿山名称	开采矿种	矿区面积	生产规模	开采深度	采矿许可证号	有效期限
津冀渤海湾盆地黄骅坳陷滨海石油开采	石油	62.543 平方千米	20 万吨/年	2700m-4000m	0200001910022	自 2019 年 8 月 14 日至 2049 年 8 月 14 日

4.2.2. 油气概况

4.2.2.1. 区域地质特点

大港油田歧北次凹位于黄骅坳陷孔店~羊三木凸起与歧口主凹之间，是夹持于滨海断裂系与南大港断层之间的大型宽缓斜坡。自上而下共发育有明化镇、馆陶、东营、沙一、沙二、沙三、中生界、二叠系和奥陶系等十套含油气层系。其中沙三段、沙一下页岩层系发育，主要目的层沙三段页岩层系埋藏埋深 3000-4950m，最大沉积厚度 450m，利用质量含油率法评价歧口沙三段页岩油资源量 21.5×10^8 t，具有良好的增储上产前景。

本项目位于歧北次凹西南缘歧北斜坡区，南北夹持于滨海断层、南大港断层之间，西为孔店凸起，向东延伸到歧口主凹。含油层系为古近系沙河街组沙三 1 油组，沙三 1 页岩具有“三高一低”特征，即高频纹层、高长英质、高有机质、低粘土质，微-纳米孔隙群集式发育，既利于生油、又利于滞留油的赋存。岩心分析证实，沙三 1 以纹层状混合质页岩为主，夹灰云岩页岩，长英质含量 32.6%、碳酸盐岩含量 37.6%、黏土含量 27.1%，岩心观察纹层厚度 2-10mm。页岩储集空间类型多样，粒间孔、晶间孔、黏土矿物孔等无机孔占主导，其次是层理缝和微

97

系数范围为 1.36-1.65。凹陷内大部分地区均处于超压系统内，且向凹陷中心方向，地层压力系数具有逐渐增大的趋势。其中歧页 10-1-1 井 C1 层系测静压 47.06MPa，中部垂深 3472.75m，压力系数 1.4，房 1 井 C1 层系测静压 40.14MPa，中部垂深 3018.8m，压力系数 1.36，预计先试验区歧页 11-1-1 区块井地层压力系数 1.3-1.5，为异常高压油藏。

4.2.2.2. 勘探开发简史

2008-2011 年，按照“精细研究、精细勘探、整体部署、滚动优化”的思路，在歧北次凹先后部署实施 31 口探井，其中滨 27、滨 34×1、滨 56×1 井在沙三 1C1 页岩层系获得工业油流。为了进一步探索页岩油的形成条件与勘探潜力，评价预测甜点分布，2015-2017 年优选直井房 38×1 井和滨 60-56 井开展老井复查，房 38×1 井 C3、C5、C6 甜点层压后日产油 25.6t，日产气 6321m³，滨 60-56 井 C1、C2 甜点层压后日产油 20.2t，两口老井均获工业油流，歧口沙三段页岩油勘探实现重要突破。

2019-2020 年按照老井试油控平面、水平井提产的原则，寻求大发现、大突破，针对歧口沙三段 C1 甜点层部署先导试验水平井歧页 10-1-1 和滨 56-1H 井，歧页 10-1-1 井未压裂试油 22m，最高日产油达 115.2m³，日产气 5891m³，试采初期 5mm 油嘴自喷，日产油 47.09t，日产气 4590m³，日产水 3.01m³，累产油 694t。滨 56-1H 井压裂水平段长 877m，放喷第 2 天见油，2mm 油嘴放喷最高日产油 36.5t，已生产 742 天，2022.12.12 日关井待作业，关井前 44mm 泵排日产油 4.16t，含水 44%，累产油 8075t，累产残液 6430 方，返排率 24.55%，明确了歧北次凹沙三段是页岩油发育富集区，具备工业油流生产能力。

2021 年通过进一步精选钻探箱体、优化井方位，长水平段提产，针对沙三 1C1 甜点实施的歧页 11-1-1 井压裂水平段长 1417m，投产后获高产稳产，钻塞后 3mm 油嘴放喷最高日产油 45.8t，截止 2023 年 2 月 18 日自喷生产 288 天，油压 17.3MPa，3mm 油嘴控压生产，日产油 18.31t，含水 64%，累产油 7880t，累产残液 11256m³，返排率 24.94%，产量高于滨 56-1H，6 个月平均日产油大于 30t，具备效益开发试验潜力。

本项目优选歧北次凹歧页 11-1-1 井区沙三 1C1 甜点开展先导试验，S1*平均 6.5mg/g，TOC 平均 2.7%，脆性指数平均 72%，各项指标优越、投产效果好，采用

一套层系开发，探索长水平段井、穿断层水平井、新老井防干扰、井组效益开发等相关技术，推动歧北次凹沙三段页岩油增储与效益建产。

4.2.2.3. 油藏地质特点

(1) 沉积特征

歧口凹陷沙三段沉积期早期，在强烈断裂活动影响下形成凹陷相间明显的构造格局，沉积范围相对较小，受沧县隆起、港西凸起、孔店-羊三木凸起物源供给影响，碎屑物质供应充足，以三角洲与远岸水下扇沉积为主，砂体十分发育。至沙三1油组沉积早期，歧口凹陷发育稳定湖盆，随着湖平面持续上升，扇三角洲和远岸水下扇等砂体分布范围有所减小，由盆地边缘往中心，水体深度逐渐增加，沉积物颗粒逐渐减小，从而在扇体前端和侧缘的半深湖亚相广泛发育细粒沉积；沙三1油组沉积后期为沙三段高位沉积期，湖平面逐渐下降，港西凸起和南大港潜山出露地表，遭受剥蚀，砂体发育范围有所扩张，孔店-羊三木凸起为歧北斜坡东侧提供了碎屑物质，发育辫状河三角洲前缘砂体沉积，近物源地区以发育长英质页岩为主，沿湖湾区，灰云质页岩发育，半深湖地区发育混合质页岩，半深湖-深湖是页岩油气的富集区。

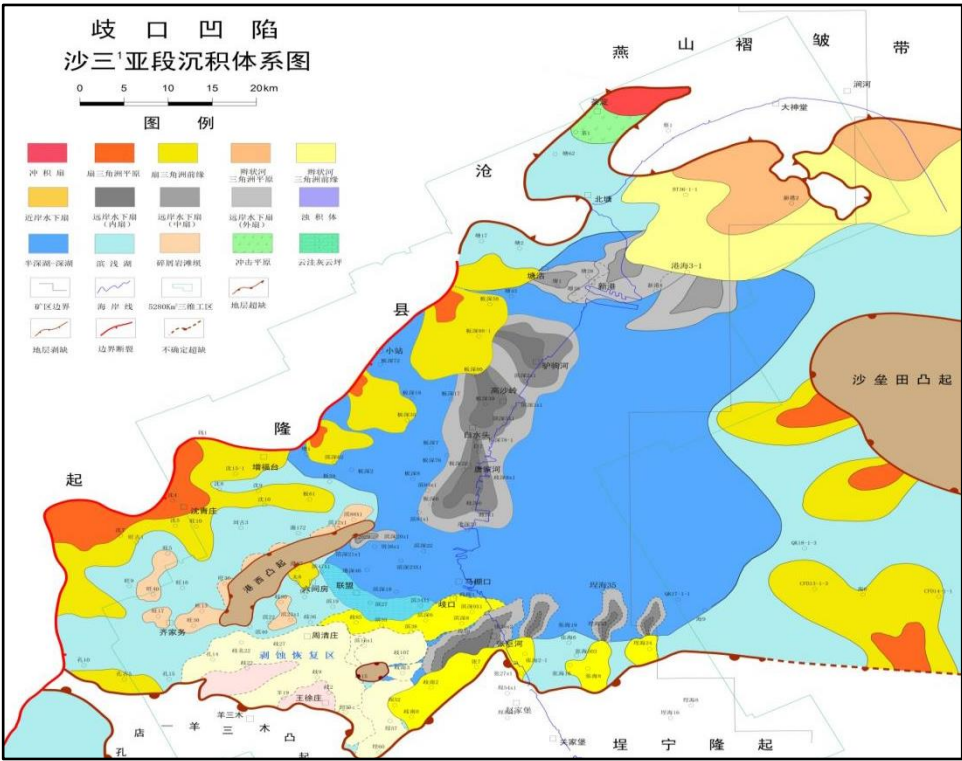


图 4.2-3 歧口凹陷沙三1亚段沉积体系图

(2) 地层特征

沙三段地层在斜坡区内均有分布，沙三 1 上部地层沉积时，湖盆明显抬升收缩，气候逐渐干旱。干旱环境的麻黄粉属逐渐发育，湖盆水矿化度增加，湖水逐渐变浅，直至露出水面，遭受剥蚀。此环境下的沉积物地层水矿化度高于下伏地层的深灰色泥岩灰砂岩，夹有白云质灰岩等钙质层薄层。泥岩电阻基值明显低于下伏沙三 1 下部地层，以低阻泥岩段底作为沙三 1 上部底界特征明显。

沙三 1 纵向上划分 6 个甜点 C1-C6，平面上分布稳定，甜点埋深 3000~4950m，厚度 150~450m。典型标志层的特征：C1 为上高阻段，自然伽马齿状低值，AC-DEN 曲线交汇呈红绿交互，顶部为较强地震反射；C3 段沙三 1 的最大湖泛期沉积，自然伽马值最低，碳酸盐岩含量最低；C6 为下高阻段，自然伽马齿状低值，AC-DEN 曲线交汇呈红绿交互，顶部为全区稳定强反射。其它层特征：C2 为局部低阻低 GR、局部齿化 GR 和较高电阻，AC-DEN 曲线交汇呈红绿交互；C4、C5 表现为加积特征，GR 呈齿化高值，根据 GR 和 RT 特征区分或等分。

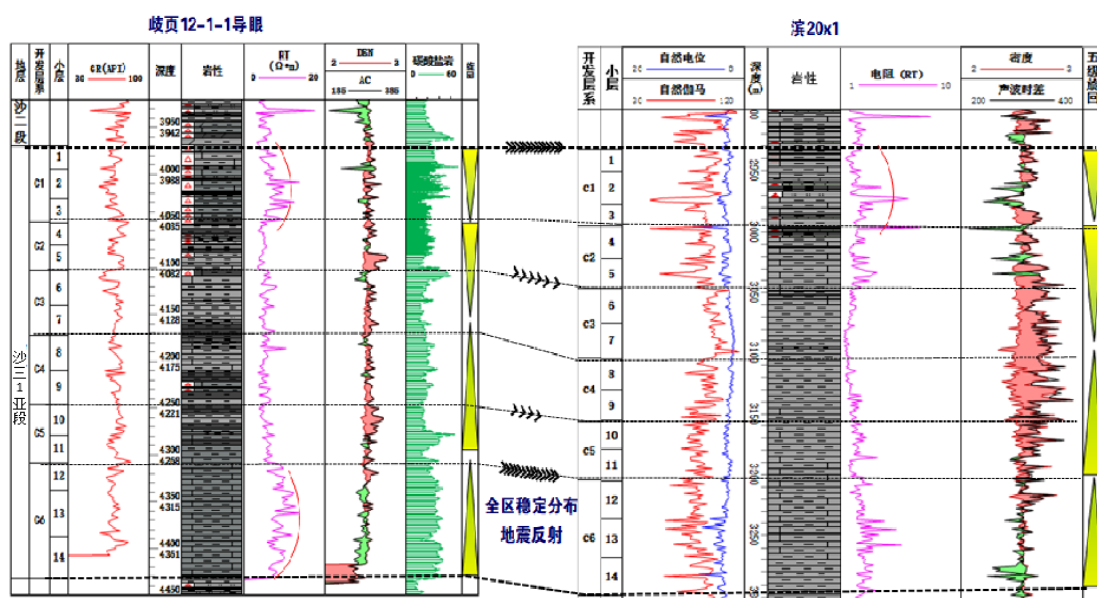


图 4.2-4 歧口凹陷沙三 1 歧页 12-1-1 导眼—滨 20x1 地层对比图

在沙三段老井钻遇页岩油有 26 口，C1 地层分布稳定，南薄北厚，在歧页 11-1-1—歧页 12-1-1 之间地层厚度大，歧页 12-1-1 导眼井 C1 层段厚度 75m，南部到滨深 8 井区地层变薄 27m。C1 地层由西到东地层厚度 50-80m，多口直井试油获工业油流，房 1 井 C1 试油 7mm 油嘴自喷，日产油 4.5t，日产气 583m³，累产油 57t，累产气 56734m³；水平井歧页 11-1-1 获高产稳产，2022 年 5 月 5 日放

喷，放喷当天见油，最高日产油 45.8t，已自喷生产 218 天，截至 12 月 10 日 3mm 油嘴自喷生产，压力 19.4MPa，控压生产，日产油 26.09t，累产油 6540t，返排率 20.46%。

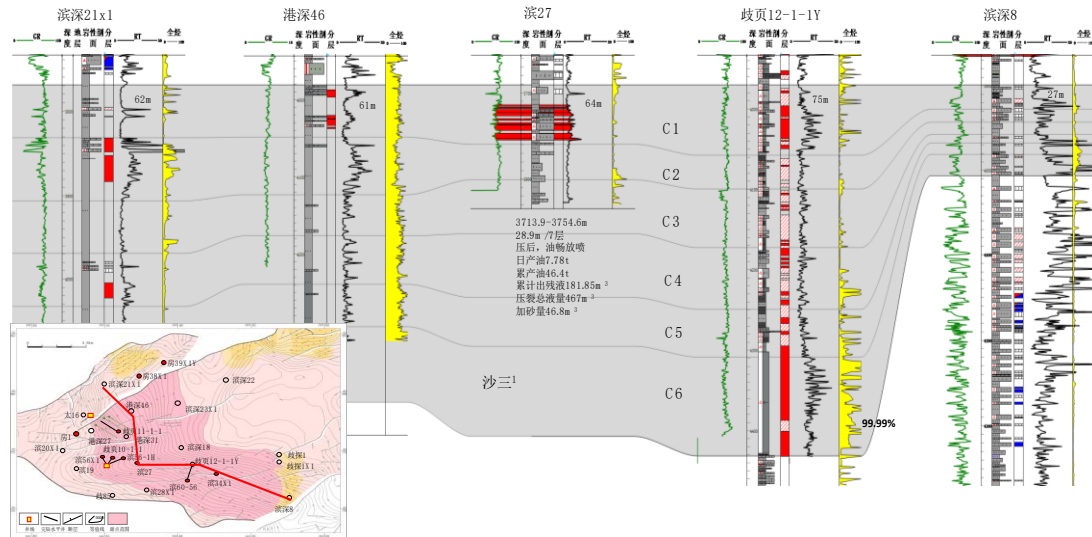


图 4.2-5 房 1--滨深 8 井沙三段地层对比图

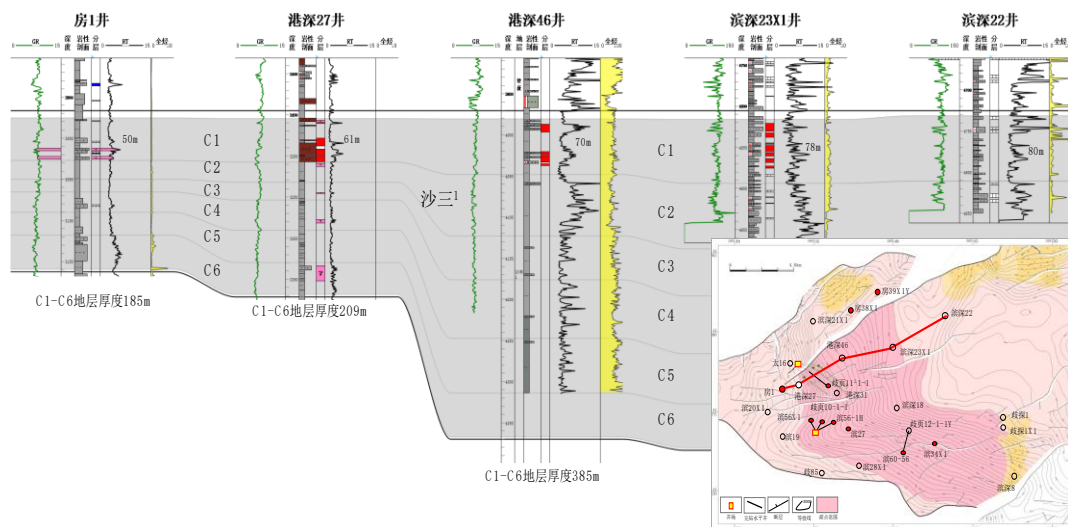


图 4.2-6 房 1--滨深 22 井沙三段地层对比图

(3) 构造特征

歧口凹陷可分为 5 个负向构造单元和 6 个正向构造单元。5 个负向构造单元分别为板桥次凹、北塘次凹、歧北次凹、歧南次凹和歧口主凹，6 个正向构造单元分别为塘沽—新港潜山构造带、南大港潜山构造带、北大港潜山构造带、埕北断阶带、滨海 I 号断裂构造带、涧南潜山构造带。

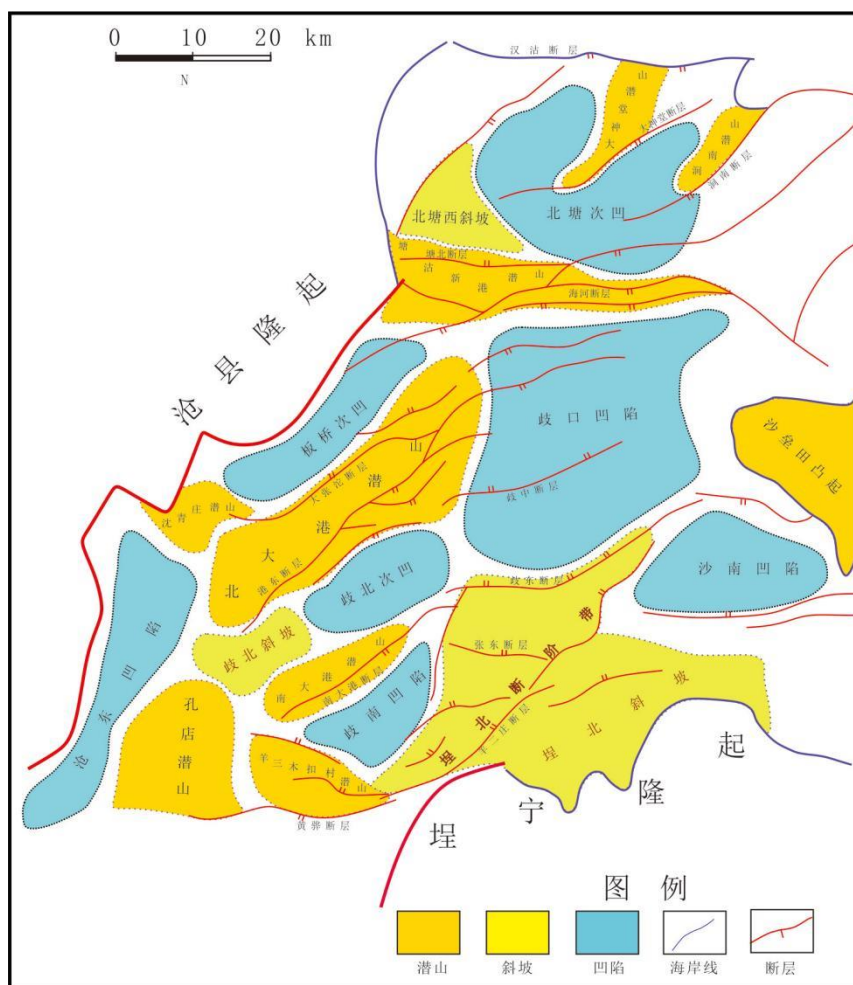


图 4.2-7 岐口凹陷第三系底界构造单元划分图

岐口凹陷内部斜坡非常发育，各斜坡区围绕岐口主凹呈半月状分布。在外部结构上，岐口凹陷表现为“凹陷多，凸起少”的特点，在新生代的裂陷阶段，分布于岐口凹陷的各级次凹受中部主凹的影响，各级次凹向整个凹陷中心下伏倾斜，形成大面积分布的斜坡构造，各类斜坡占整个凹陷面积的 75%。根据各斜坡区位置、斜坡内部结构构造等特征，将岐口凹陷分为歧南斜坡区、歧北斜坡区、板桥斜坡区、埕北断坡斜坡区、北塘斜坡区以及岐口主凹，各级次凹之间发育潜山构造带，主次凹间连接处为水下的低隆起。

歧北斜坡是以三级挠曲斜坡为主要特点的大型缓坡，古凸起逐步隆升与凹陷持续沉降及边界断裂活动控制了斜坡区的形成与演化，形成高、中、低斜坡区，具有坡折、古地貌控砂特征。高斜坡位于孔店凸起东缘，为孔店凸起遭受风化侵蚀而形成的侵蚀斜坡；中斜坡夹持于南大港断层与滨海断层之间，发育大型挠曲坡折，坡折带下部有明显的地层和砂体增厚现象；低斜坡受帚状展布的滨海断层

控制，具有继承性发育特点的斜坡构造。

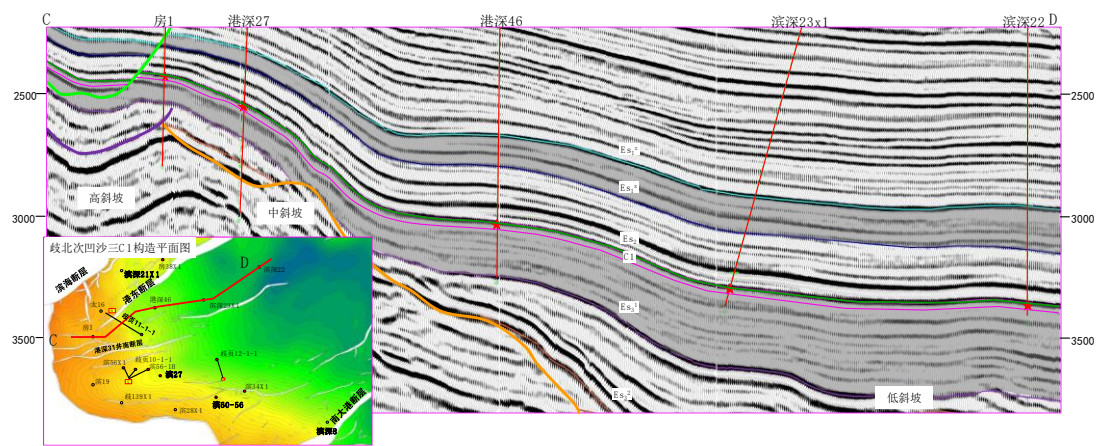


图 4.2-8 歧北斜坡房 1-港深 27-港深 46-滨深 23X1-滨深连井地震剖面

歧北斜坡倾向为北东向，西北及东南方向各发育一组走向与斜坡倾向一致的断层：滨海断层与南大港断层，周缘共发育 3 个盆内凸起：港西凸起、孔店凸起和羊三木凸起，勘探面积约 830km²。其中，歧北低斜坡区发育多套优质烃源岩，其有机质丰度高、类型好、分布面积广，为页岩油勘探的重点地区。

(4) 储层特征

①矿物组成及岩石类型

●矿物组成特征

沙三 1 油组 C1 甜点主要由白云石、方解石等碳酸盐岩矿物，石英、长石（钾长石、斜长石）等长英质矿物，伊利石、绿泥石等粘土矿物以及方沸石、黄铁矿、菱铁矿等盆内自生矿物，共计 10 余种矿物共同组成。其中碳酸盐岩矿物相对含量平均 37.6%，长英质矿物相对含量平均 32.6%，粘土矿物对含量平均 27.1%。

表 4.2-2 歧北次凹沙三 1 油组 C1 细粒沉积岩 XRD 矿物组成

层位		全岩矿物含量（%）							
		黏土	石英	长石	方解石	白云石	铁白云石	黄铁矿	菱铁矿
沙三段 C1	区间	11~40.1	12~36.6	4~13	10~43	3~14	2.6~49.3	0~18	0~12
	平均值	27.1	24.3	8.3	24	4.2	9.4	2.2	1

●岩性分类

歧页 12-1-1 导眼井沙三段取心段全岩分析显示，沙三段页岩矿物组成复杂，但三大类矿物平均含量相近，以混合质页岩为主。其中长英质矿物的相对含量为 32.6%，其中石英矿物含量 12-36.6%，平均含量 24.3%，长石矿物含量 4-13%，平

均含量 8.3%；碳酸盐岩矿物的相对含量为 37.6%，其中方解石含量 10-43%，平均 24%，白云石含量 3-14%，平均含量 4.2%，铁白云石含量 2.6-49.3%，平均含量 9.4%；黏土矿物的相对含量为 27.1%。根据黏土矿物 X 射线衍射分析数据可知，歧北次凹沙三段页岩黏土矿物以伊蒙混层和伊利石为主。伊蒙混层的平均含量为 56%，伊利石的平均含量为 37.78%，绿泥石的平均含量为 5.83%，高岭石的平均含量为 0.4%。以碳酸盐岩、粘土和长英质为三端元，对 C1 甜点细粒沉积岩进行定名分类，表明沙三段以混合质页岩为主。

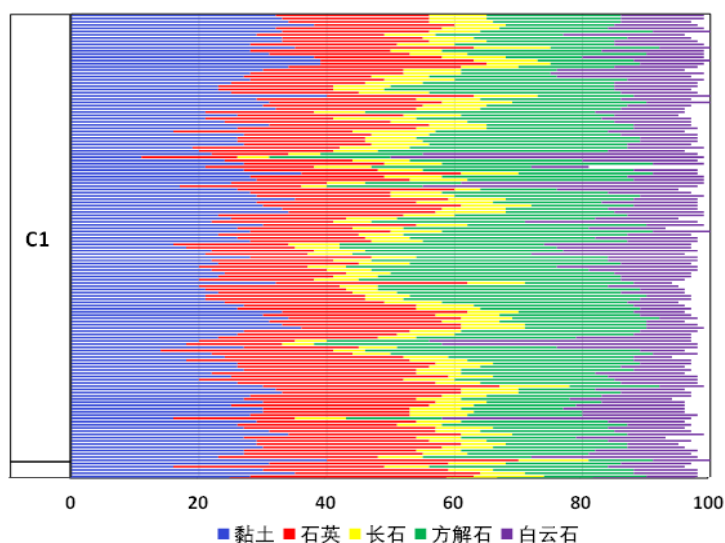


图 4.2-9 歧页 12-1-1 导眼井沙三段矿物含量图

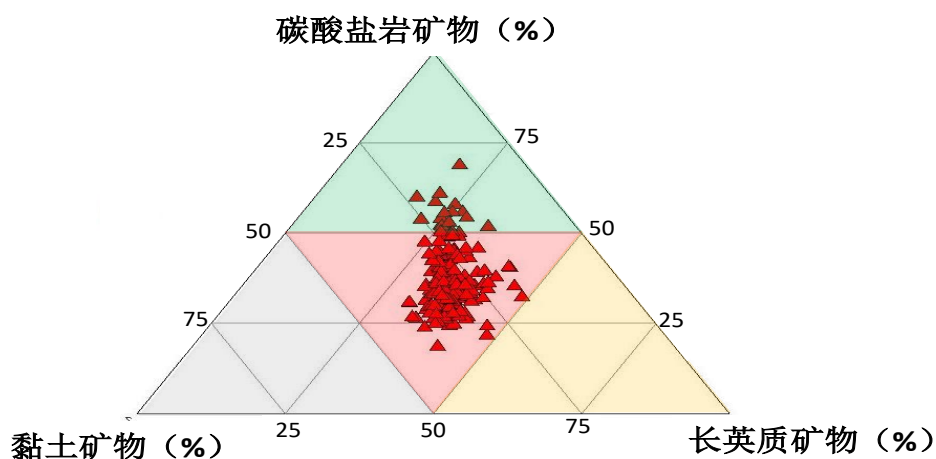


图 4.2-10 歧页 12-1-1 导眼井沙三 1C1 三端元岩石分类+结构构造岩性划分方案

据滨 56×1、滨 27、歧页 10-1-1 和滨 56-1H 等 4 口井的薄片鉴定，C1 甜点储层以灰云质页岩、混合质页岩夹薄层泥粉晶白云岩、亮晶生物（灰）云岩等

岩性为主，镜下可见泥质纹层搅乱、生物碎屑、鲕等高能沉积指示，受陆源碎屑侵扰，常见碎屑物质混染。

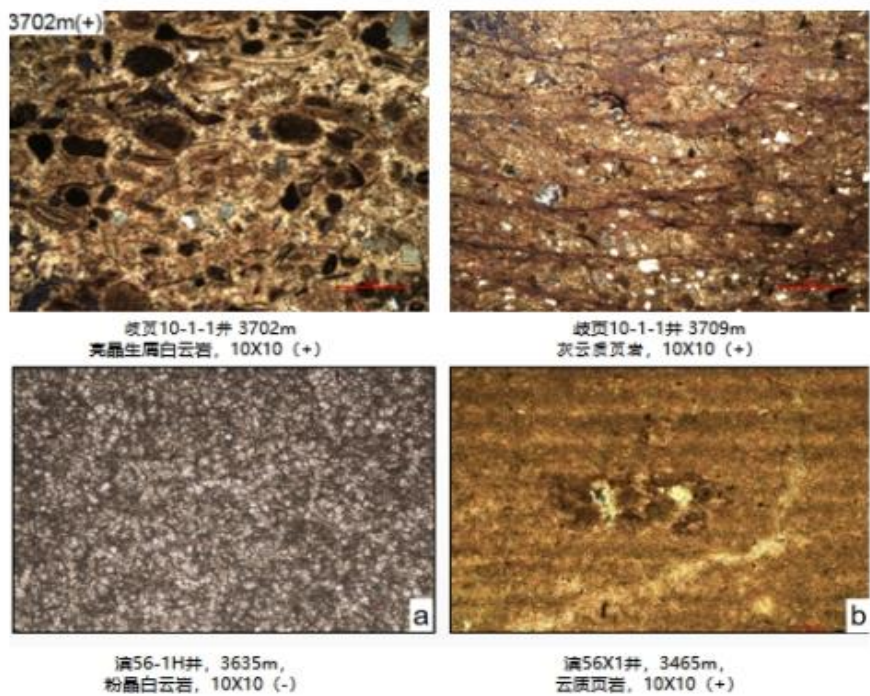


图 4.2-11 歧北斜坡 C1 甜点岩性薄片

●脆性

歧口沙三段页岩脆性矿物含量高，平均为 71.12%，压裂易形成缝网。

沙三段泥页岩黏土矿物以伊/蒙间层为主，蒙脱石主要以伊/蒙间层形式存在，为膨胀性低的脆性页岩。歧页 12-1-1 导眼井泥页岩样品伊/蒙间层平均含量为 56%，伊利石平均值含量为 37.8%，绿泥石平均含量为 5.8%，高岭石平均含量为 0.4%。

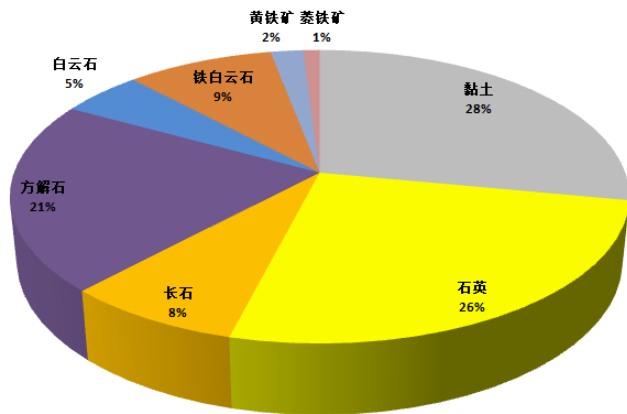


图 4.2-12 歧北次凹沙三 1 油组 C1 脆性指数

②储集物性及空间类型

●储集物性特征

碳酸盐岩储层发育程度与岩性密切相关，储层物性随着颗粒粒径的增加逐渐变好。受白云石化作用、溶蚀作用、破裂作用等影响，研究区储集空间类型包括孔隙和裂缝，其中孔隙主要为次生孔隙，同时可见原生孔隙晶间孔，裂缝主要包括成岩缝和构造缝。歧页 12-1-1 导眼井通过 40 个样品分析化验，沙三段页岩的平均孔隙度为 4.1%，平均气体渗透率 $0.242 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，按非碎屑岩基质孔隙度评价为低孔、低渗型储层。

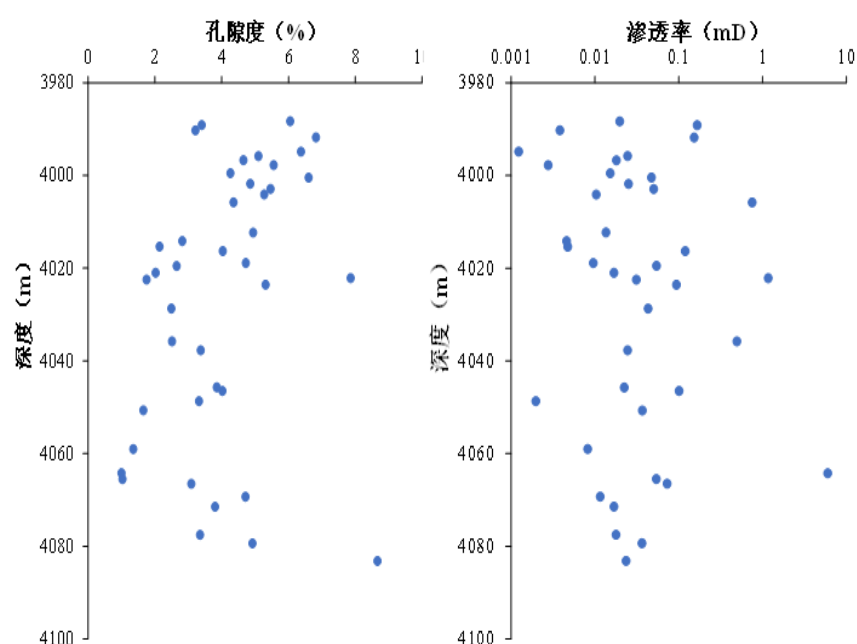


图 4.2-13 歧北次凹歧页 12-1-1 导眼井孔隙度渗透率图

●储集空间类型及大小

沙三储集空间多样，储集空间类型多样，无机孔占主导、微裂缝常见。通过大视域扫描电镜分析表明，歧北次凹沙三 1 主要储集空间为基质孔隙和（微）裂缝，发育次生溶蚀孔、残余粒间微孔、矿物晶间孔等无机孔隙，此外还发育有机质孔，孔隙类型多样，孔隙多为微孔-介孔。以无机孔隙为主（无机孔为主，无机缝次之），无机孔与无机缝占比高达 69.5%。高压压汞测试表明，沙三段页岩孔径主要集中在 90-300nm 之间，油气主要赋存在矿物纹层的粒间孔及层理缝中。

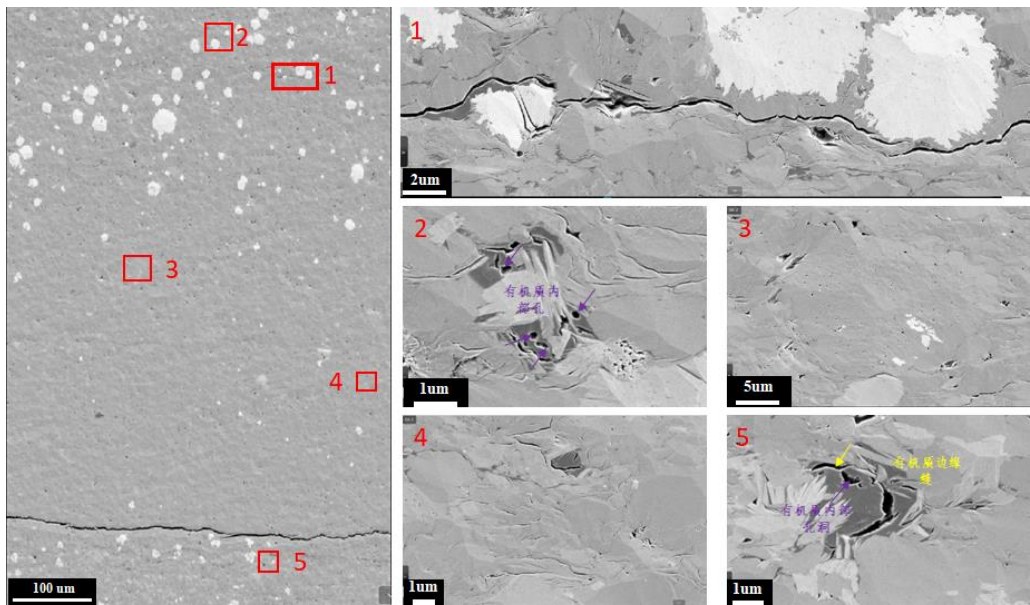


图 4.2-14 歧页 12-1-1 导眼井岩心大视域扫描电镜图

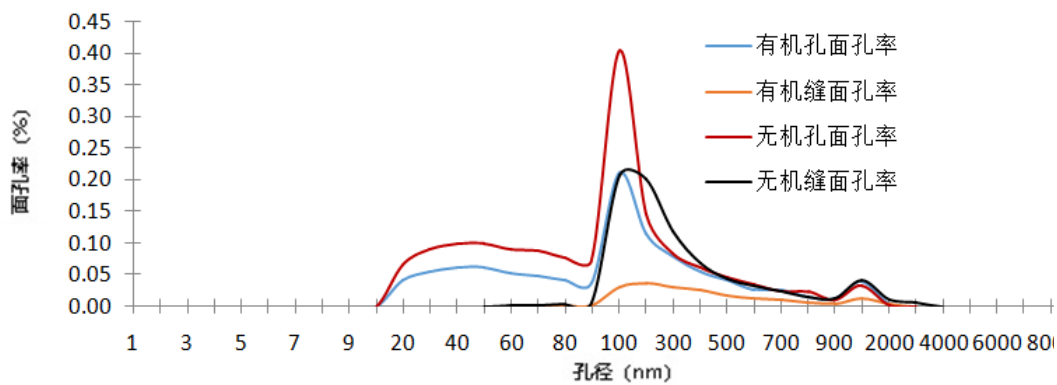


图 4.2-15 歧北斜坡沙三段孔径与面孔率关系图

(3) 含油性

在沙三 1 油组 C1 甜点钻遇井在岩屑录井中，通过氯仿滴照，均见到良好的油斑、荧光显示，2020 年钻探滨 56-1H 井，3788-4212m 录井见油斑显示 169m/12 层，油迹显示 66m/5 层，气测最高 99.83%，解释油层 231.4m/11 层，同时在荧光薄片观察中，见黄色、黄褐色荧光，亮度强-中强，均显示了沙三 1 油组 C1 甜点良好的含油性。2022 在歧北斜坡沙三 1C1 实施的歧页 11-1-1 井，3790-5321m，录井见荧光显示 1513.5m/28 层，气测异常最高 100%，通过荧光薄片和大视域扫描电镜观察，油气主要赋存里矿物层理及层理缝中（图 1-14）。沙三 1 油组 C1 甜点 S1*含量 1-12.5mg/g，平均 5.6%，含油性好。歧页 12-1-1 导眼井沙三段保压密闭取心段 S1*含量较高，介于 1.11-8.06mg/g，平均为 6.5mg/g，占比主要介

于 60%-80%。

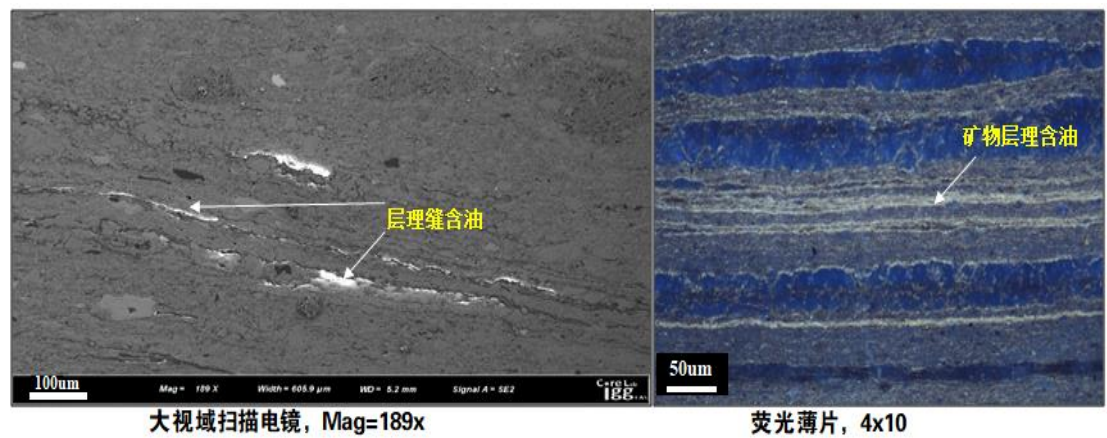


图 4.2-16 歧页 12-1-1 导眼井大视域扫描电镜和荧光薄片照片

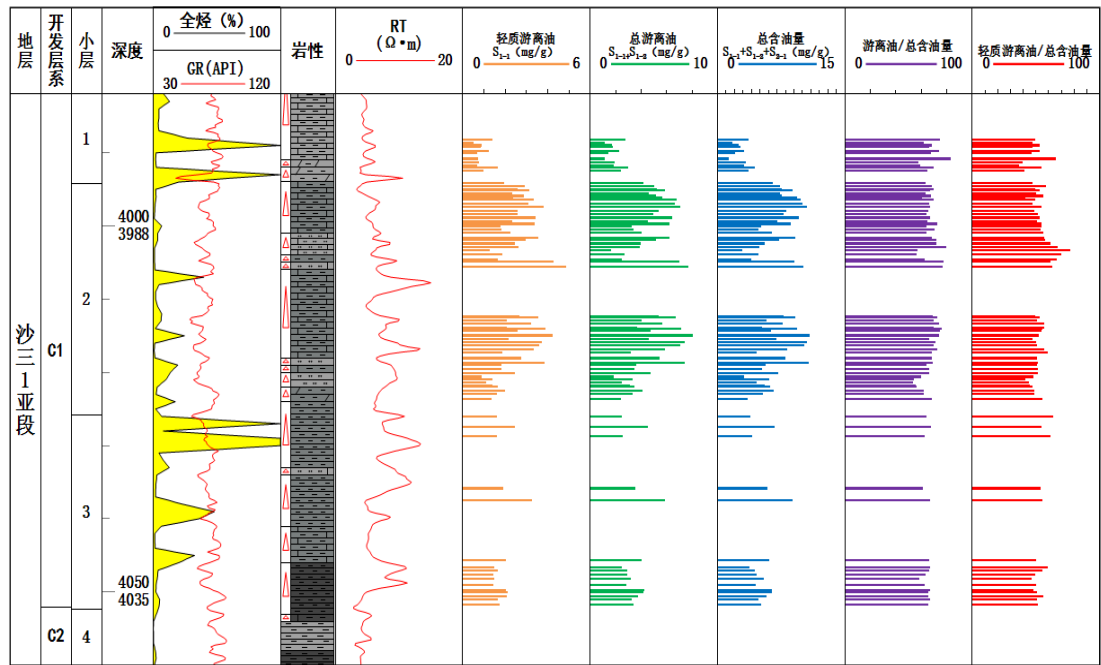


图 4.2-17 歧页 12-1-1 导眼井多温阶热解不同赋存状态油定量分析结果

歧北次凹歧北斜坡以沙三段和沙一段为主力生烃层系，该层系具有厚度大，平面展布面积大的特征。基于歧页 12-1-1 导眼井沙三 1C1 甜点 71.29m 取心的岩性精细描述及五大项 2106 样次分析联测，结合电阻率、Ro、13 口井 1381 样次录井分析化验修正 TOC、S1 恢复等值线图，建立甜点评价标准，落实 I 类甜点厚度>10m、S1*>6mg/g、TOC>2%、Ro>0.7%的 I 类甜点面积 47.1km²，利用质量含油率法计算资源 3158×10⁴t。平面展布上看厚度中心主要集中在港深 46 到滨 27 井区以及滨 32×1 井区。

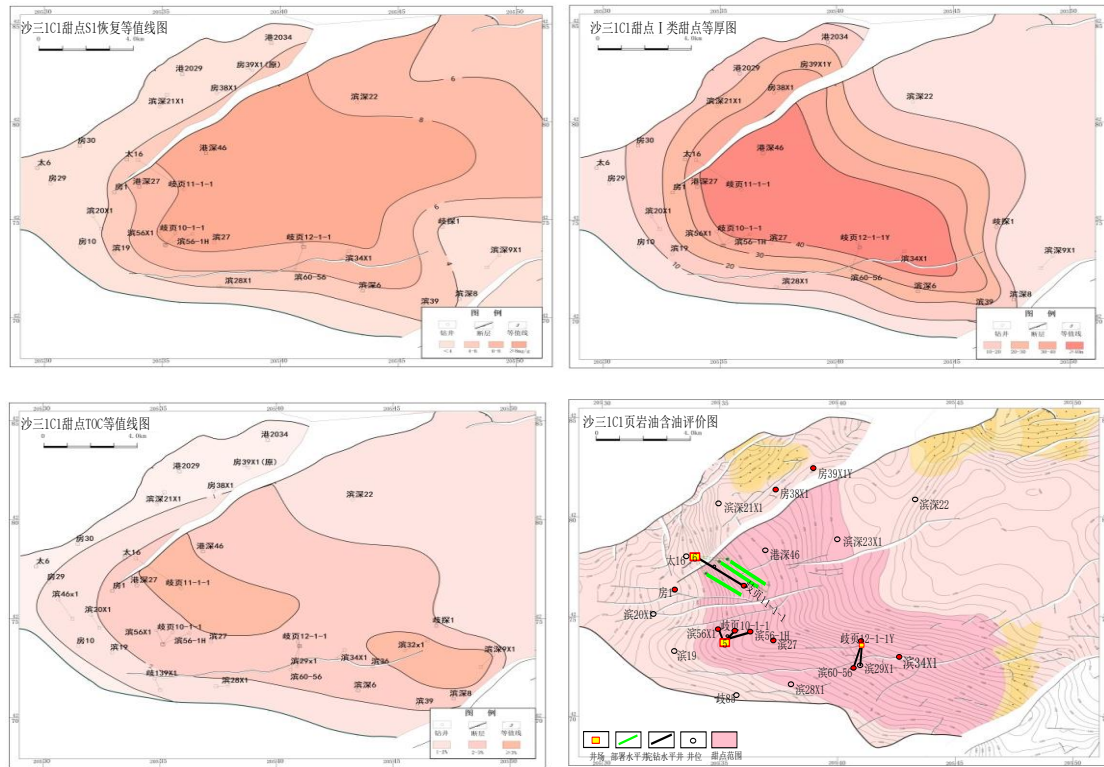


图 4.2-18 沙三 1C1 甜点单因素平面分布图

(4) 地应力方向与裂缝展布规律

通过对全区 XMAC 测井及压裂裂缝监测资料分析，歧北地区沙三 1C1 主应力方向为北东 25° – 63° ，试验区歧页 11-1-1 井压裂裂缝方位北东 16° – 38° ，平均北东 25° 。不同断块最大水平主应力方向存在小幅度变化。

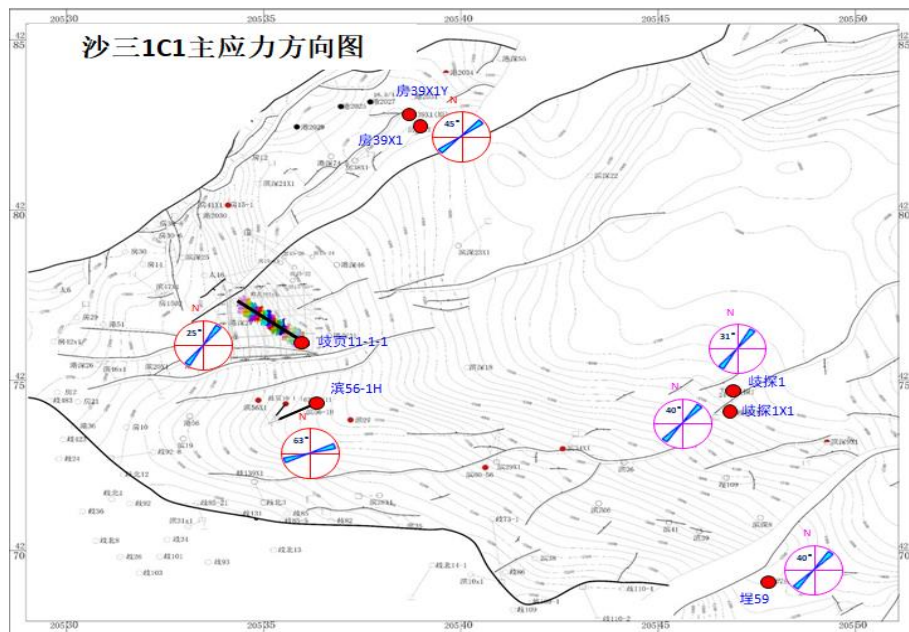


图 4.2-19 歧北次凹沙三 C1 主应力分布图

总体上歧北次凹沙三段发育复杂网状裂缝，在地应力作用下分呈两种裂缝带交错分布，其中主裂缝带方向北东 45-70°，次裂缝带方向北西 5-40°，且裂缝在坡折带及断裂两侧相对更为发育。

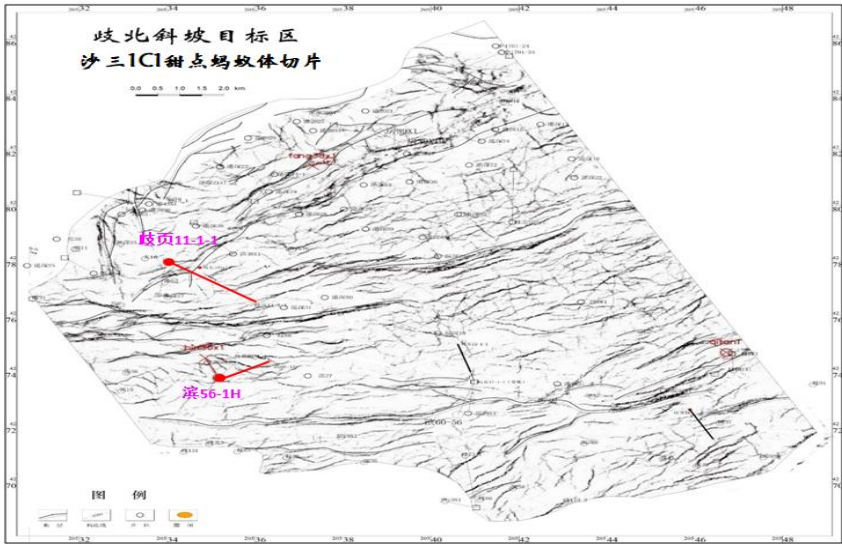


图 4.2-20 沙三 1C1 甜点蚂蚁体切片

(5) 流体性质

歧口沙三段页岩油属于中轻质低粘原油。地面原油密度 0.81-0.88g/cm³，50℃ 粘度 2.17-27.05mPa.s，平均含蜡量 15%，平均含胶量 13.8%（表 1-4）。沙三段页岩层系无明显含水特征，目前采出水均含较高比例压裂液，其中歧页 10-1-1 井 C1 水型分析为氯化钙型（该井未压裂）。

表 4.2-3 歧北次凹沙三段页岩油流体性质统计表

地区	甜点段	井号	原油性质				
			相对密度	粘度	凝固点	含蜡量	含胶量
			(20℃)	(mPa.s)	(℃)	(%)	(%)
歧北斜坡	C3、C5、C6	房 38X1	0.8256	3 (50℃)	11	14.89	9.06
	C3	房 39X1	0.8331	3.42 (50℃)	20	19.33	13.26
	C1	滨 56X1	0.8627	9.24 (80℃)	30	20.22	18.5
	C1	歧页 10-1-1	0.8814	27.05 (50℃)	23	14.19	25.5
	C1	滨 27	0.8634	14.67 (50℃)	32	8.62	20.2

	C1、C2	滨 60-56	0.8564	9.65（50℃）	26	16.41	14.8
	C1	滨 34X1	0.8188	3.56（50℃）	20	19.96	5.83
	C1	滨深 9X1	0.8103	2.17（50℃）	10	7.83	12.11
	C1	滨 56-1H	0.8567	21.7（50℃）	30		
			0.846	10.9（50℃）	26		
	C1	歧页 11-1-1	0.8746	18.1（50℃）	32	16.37	27.4
			0.8752	19.36（50℃）	32	15.56	27.66

(6) 油藏类型

歧页 11-1-1 区块沙三 1C1 油藏埋深 3000m-4200m，油藏中深 3750m。单井试油压裂后日产油 7.78t~102t，C1 最优甜点厚度 25-30m 左右。试验区内歧页 11-1-1 井沙三 1C1 获得高产，最高日产油 45.8t，已自喷生产 288 天，2023.02.18 日 3mm 油嘴放喷，压力 17.3MPa，控压生产，日产油 18.31t，累产油 7880 吨，返排率 24.94%，6 个月平均日产油大于 30t。

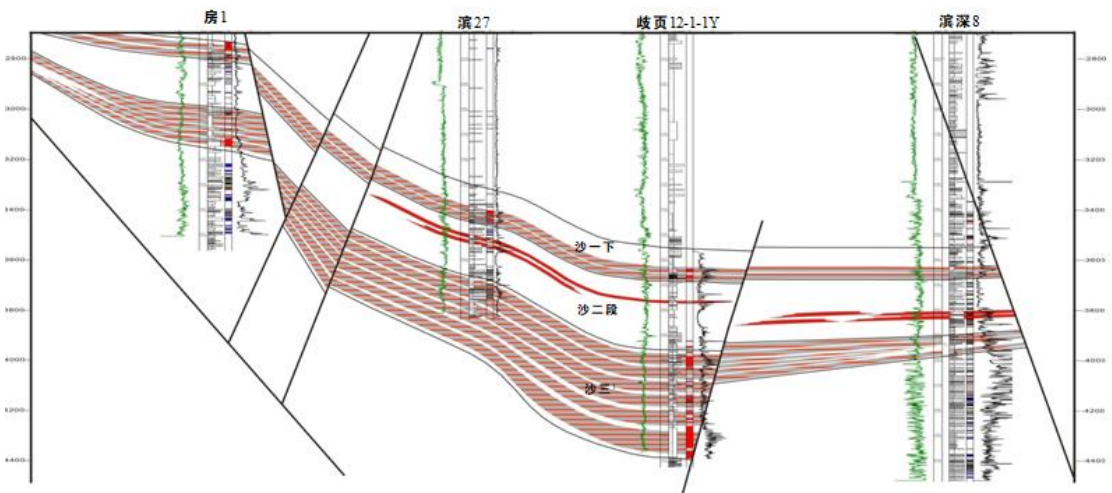


图 4.2-21 房 1-滨深 8 井 C1 甜点油藏剖面

4.3. 主体工程

4.3.1. 钻前工程

钻前工程主要建设内容包括施工便道建设、井场平整等内容，具体建设内容及工程量如下表所示。

表 4.3-1 井场钻前工程主要内容和工程量一览表

序号	名称	建设内容
1	井场	根据井场平面布置，首先对井场进行初步平整，同时对各撬装化装置基础进行地面夯实。

2	道路	主干路已经形成，依托现有道路。
---	----	-----------------

本项目钻前工程主要施工设备见下表

表 4.3-2 井场钻前工程施工所用机械一览表

设备或部件名称	规格型号	单位	数量
挖掘机	/	辆	1
推土机	/	辆	1

4.3.2. 钻井工程

4.3.2.1. 设计规模

本项目新钻油井 4 口，1 口勘探井转产能井。预计新建产 4.15 万 t/a，本次产能井依托现有集输干线；详细情况见下表：

表 4.3-3 产能井基本情况一览表

开采断块	井场	井号	井别	坐标		井型	井身结构	井控储量 (10 ⁴ t)	入窗点 垂深 (m)	水平 段长 (m)	压裂水平 段长 (m)	完钻 井深 (m)	新建产 能 (10 ⁴ t)	集输情 况	备注	总进尺 (m)	依托 联合 站
北次凹沙三1C1甜点	房15-13	歧页 6-31-1	采油井	117.3913	38.6344	水平井	三开	44	3373	1780	1780	5459	0.84	管线集输	新建	2.35×10 ⁴	西二联
		歧页 6-31-2				水平井	三开	49	3783	2000	2000	6130	0.92	管线集输	新建		
		歧页 6-31-3				水平井	三开	49	3906	2000	1800	6467	0.85	管线集输	新建		
		歧页 6-36-1				水平井	三开	49	3920	1072	1050	5430	0.82	管线集输	新建		
		歧页 11-1-1				水平井	/	40	/	/	/	/	0.72	管线集输	勘探井转产能井		

4.3.2.2. 钻探工程方案简介

4.3.2.2.1. 井身结构

本项目采油井井型主要为水平井，井深结构见下表。

表 4.3-4 产能井基本情况一览表

开钻次序	套管尺寸	设计说明
一开	339.7	封固平原组及部分明化镇组地层，安装井口装置，为下部安全钻井提供条件。
二开	244.5	封固孔一段注水层及以上地层，为三开安全钻进提供条件。
三开	139.7	生产套管按设计深度下入。

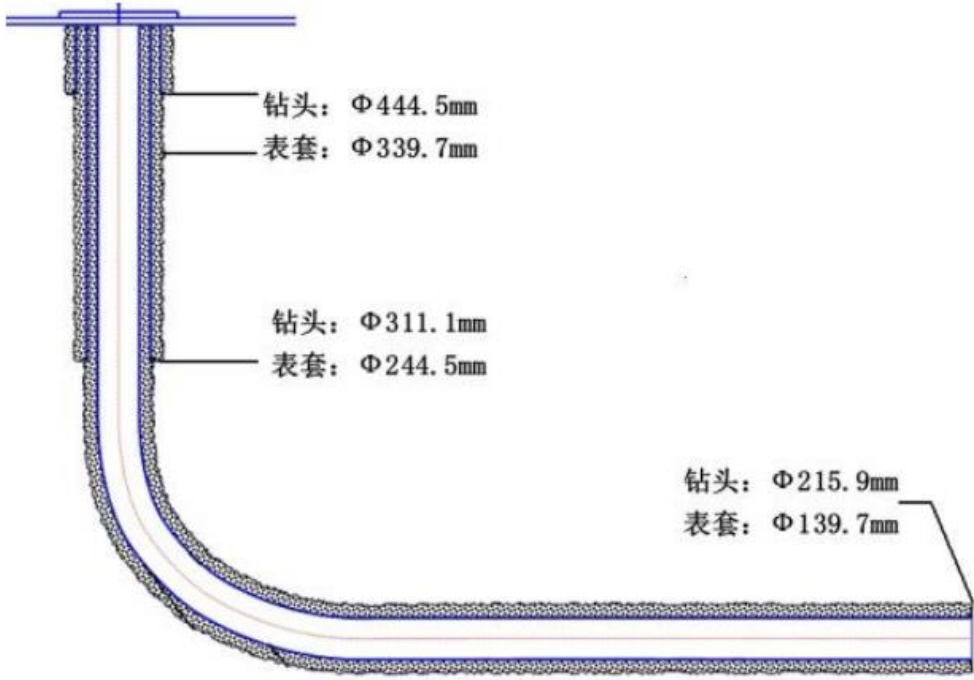


图 4.3-1 水平井井身结构示意图

4.3.2.2.2. 主要施工设备

综合考虑本次选用 ZJ70 钻机，钻机主要设备型号及规格见下表。

表 4.3-5 单井主要设备表

序号	名称		型号	规格	数量	备注
一	钻机		ZJ70D	7000m	1	/
二	井架		JJ450/45-K7	4500kN	1	/
三	提升系统	绞车	JC70D4	2000HP	/	
		天车	TC450-11	4500kN	/	
		游动滑车	YC-450	4500kN	/	
		大钩	DG-450	4500kN	/	
		水龙头	SL-450	4500kN	/	
四	转盘		ZP-375	952.5mm	1	/

	顶部驱动装置		DQ70BSD	450T	1	/
五	循环系统配置	泥浆泵	F-1600	1600HP	/	/
		钻井液检测计量	/	/	/	/
		钻井液罐	/	/	6	含储备罐
		泥浆净化装置	/	60m ³	5	/
六	动力系统	网电	/	/	/	/
七	钻机控制系统	自动压风机	ZV2-6.5/12	/	/	/
		电动压风机	2V2-5.5/12	/	/	/
		刹车辅助系统	/	/	/	/
八	钻井液不落地系统	振动筛	RSD/BS204-A3	601/s	3	/
		除砂器	ZQJ300*2-1.5*0.6	240m ³ /h	1	/
		除泥器	LW650CNS-900N	90m ³ /h	1	/
		离心机 1#	LW600-1019N	60m ³ /h	1	/
		离心机 2#	LW600-945NA	60m ³ /h	1	/
		除气器	ZCQ300	5m ³ /min	1	/
		收集系统	TDR-CG-30	/	1	/
		调制装置	TDR-TW-30	/	3	/
		固液分离装置	XMZG180-1250	/	1	/
		加药装置	ZHY-086	/	1	/
		储备系统	TDR-CC-30	/	1	/
		输送系统	Y133-132M-4	/	2	/
		储水系统	Xd-036	/	1	/
九	井控系统	环形防喷器	FH35-35	35MPa	1	/
		双闸板防喷器	2FZ35-70	70MPa	1	/
		单闸板防喷器	FZ35-70	70MPa	1	/
		四通	FS35-70	70MPa	1	/
		司控台	SZQ116	/	1	/
		远程控制装置	FKQ6406	/	2	/
		节流管汇	JG-Y/S-70	70MPa	1	/
		压井管汇	YG-70	70MPa	1	/
十	测井和录井工程	井下仪器	放射源、探测器等		1	
		地面测井仪	电信号记录与处理系统		1	
		综合录井仪	/	/	1	/
十一	压裂试油工程	抽油泵等	/	/	1	/
		采油树	/	/	1	/
		压裂车等	/	/	若干	/

4.3.2.2.3. 钻井液体系

(1) 作用简介

钻井液（泥浆）是钻探过程中，孔内使用的循环冲洗介质。钻井液是钻井的血液，又称钻孔冲洗液。钻井液主要功用是：

①冷却钻头、清静孔底、带出岩屑。②润滑钻具。③停钻时悬浮岩屑，保护孔壁防止坍塌，平衡地层压力、压住高压油气水层。④输送岩心，为孔底动力机传递破碎孔底岩石需要的动力等。钻井中钻井液的循环程序包括：钻井液罐、经泵→地面、管汇→立管→水龙带、水龙头→钻柱内→钻头→钻柱外环形空间→井口、泥浆（钻井液）槽→钻井液净化设备→钻井液罐。

(2) 钻井液成分及理化性质

表 4.3-6 钻井液配方一览表

井段	钻井液配方	性能				
		密度 (g/cm ³)	API 失水 (ml)	HTHP 失水 (ml)	pH	含砂量 (%)
一开	2%~4%膨润土+0.2~0.4%高粘羧甲基纤维素 HV-CMC+0.5~0.8%钻井液用水解聚丙烯腈铵盐+纯碱	1.04-1.08	/	/	/	/
二开	上部井浆+0.2-0.4%羧甲基纤维素钠盐 HV-CMC+0.5-0.8%钻井液用水解聚丙烯腈铵盐+1-1.5%低荧光防塌剂 HFT-301+1-1.5%钻井液用防塌封堵剂 BZ-YFT+0.3-0.5%钻井液用聚丙烯酰胺钾盐	1.08-1.20	≤8	/	7-9	≤0.3
	上部井浆+1.5-2%钻井液用防塌剂有机硅改性聚合物+1-2%钻井液用降粘剂改性烷基硅+1.5-2.5%钻井液用降滤失剂聚合物改性腐植酸+1-1.5%钻井液用防塌封堵剂 BZ-YFT+1-1.5%钻井液用磺甲基酚醛树脂	1.20-1.30	≤6	≤15	7-9	≤0.3
三开	井浆+5%~7%氯化钾 KCL+0.3-0.5%抗盐强包被抑制剂 BYJ-I+2%-3%抗盐降滤失剂 BZ-JLS-I+2%-3%抑制防塌剂 BZ-YFT+0.2-0.3%提切剂 BZ-HXC-MV+0.8-1.0%低渗透封堵剂 BZ-DFT+2%-3%液体润滑剂+片碱	1.30-1.43	≤6	≤6	7-9	≤0.3

表 4.3-7 钻井液种类及理化特性

序号	助剂名称	性质
1	膨润土	膨润土是以蒙脱石为主的含水黏土矿，具有膨润性、粘结性、吸附性、催化性、触变性、悬浮性以及阳离子交换性等特殊的性质。有很

		好吸水膨胀性能以及分散和悬浮及造浆性，因此用于钻井泥浆。
2	羧甲基纤维素钠盐 HV-CMC	主要用于提高钻井液粘度，以提高其洗井和悬浮能力；同时还可以降低滤失量，提高钻井液的润滑性能，是一种高效的泥浆处理剂。为白色或乳白色纤维状粉末或颗粒，几乎无臭无味，在水中完全溶解，急性生物毒性 EC50>1000000mg/L，无毒，难降解；采用三合一复合牛皮纸袋包装；贮存于阴凉通风处，避免暴晒雨淋。
3	片碱	化学名氢氧化钠，白色半透明片状固体；纯品为无色透明晶体，相对密度 2.130，熔点 318.4℃，沸点 1390℃；固体烧碱有很强的吸湿性，易溶于水，溶解时放热，水溶液呈碱性，有滑腻感；溶于乙醇和甘油；不溶于丙酮、乙醚；腐蚀性极强，对纤维、皮肤、玻璃、陶瓷等有腐蚀作用。
4	纯碱	Na ₂ CO ₃ ，又名苏打，为白色粉末状固体。稳定性较强，吸湿性很强，很容易结成硬块，在高温下也不分解。易溶于水，微溶于无水乙醇，不溶于丙醇。是一种强碱盐，溶于水后发生水解反应，使溶液显碱性，有一定的腐蚀性。未有特殊的燃烧爆炸特性；化学毒性 LD504090mg/L，无毒
5	水解聚丙烯腈铵盐	NH ₄ -HPAN，是由腈纶丝高温高压下水解制得，为淡黄色粉末。含有一COOH、COONH ₄ 、CONH ₂ 、CN 等基团构成，具有一定的抗温和抗盐能力。并且具有耐光、耐腐蚀的功能，由于 NH ₄ ⁺ 在页岩中的镶嵌作用，具有一定的防塌效果。是由聚丙烯腈在高温高压下降解而形成，其主要成分含有羧酸、羧胺基、酰胺基和亚胺基等，其颗粒不易结块。有较强降低钻井液降滤失量和高温高压滤失量，抗温能力强，抗热稳定性好等作用，具有一定的抑制粘土水化和防塌能力，同时具有较好的抗盐以及抗污染的能力。可以直接应用于各种水基钻井液体系中，用作降滤失剂、防塌剂，与聚丙烯钾盐共同使用可以增强降粘的作用，与多种处理剂可以配合使用。
6	聚丙烯酰胺钾盐	又名聚丙烯酸钾，产品为白色或淡黄色末状，是一种含羧钾聚丙烯酰胺衍生物，是很强的抑制页岩分散剂，具有控制地层造浆的作用并兼有降失水、改善流型及增加润滑性等功能。在钻井液中包被、提粘，适用于各种泥浆体系，有较好的防塌作用。它能改善井液的流变性并能有效地包被钻屑，抵制地层造浆，钾离子的存在，能防止软泥液岩和硬脆性泥液岩的水化和剥落，起到稳定井壁的作用，具有较好的降失水作用，与其它处理剂配伍性好，可用于不分阶段钻井液和分散型钻井液中。
7	改性烷基硅	自由流动的液体，游离碱≤9.0%。使用干燥、密封的塑料桶或镀锌桶包装；产品贮存于干燥、通风的库房。
8	改性腐植酸	钻井液用降滤失剂聚合物，外观为自由流动的粉末及颗粒，水分含量 10%，pH8.0~9.0；钻井液热滚前滤失量降低率≥90%。包装袋为三合一包装；产品贮存于干燥、通风、避雨的库房内。
9	磺甲基酚醛树脂	自由流动的粉末，干基含量≥90%、水不溶物≤10%、高温高压滤失量≤20%。
10	BZ-YFT	钻井液用防塌封堵剂，为黑色颗粒或粉末，pH 值 8.0~10.0，高温高压滤失量降低率≥35%。

11	丙烯酸盐共聚物 BZ-BYJ-I	白色粉末，pH 值 7.0~10。包装分内外两层，内层为塑料薄膜、外层为三合一袋，内外封口贮存于通风、干燥的库房。
12	液体润滑剂 BZ-RH-I	以废弃植物油为原料，通过甲酰化、酯化等反应制得一种低凝固点、低荧光的润滑剂 BZ-RH-I。具有抗盐、抗温、低荧光、环境友好等特点，能够有效地降低钻井液和钻具间的摩擦阻力，与各种钻井液添加剂配伍性好，减轻了钻机负荷，可满足深井、大位移井、水平井等钻井作业要求。
13	抗盐降滤失剂 BZ-JLS-I	pH 值 7.0~10.0。采用内衬塑料袋的三合一纸塑复合包装袋，分外分别封口；贮存于阴凉干燥处，运输过程中防潮、防晒、防包装破损。
14	聚合醇 BZ-YRH	钻井液用润滑剂，自由流动粉末或颗粒，浊点 35.0~50.0℃，表观粘度比≤1.0，荧光级别
15	重晶石	石油钻探油气井旋转钻探中的环流泥浆加重剂冷却钻头，带走切削下来的碎屑物，润滑钻杆，封闭孔壁，控制油气压力，防止油井自喷。在地下压力较高的情况下，需要增加泥浆比重，往泥浆中加入重晶石粉是增加泥浆比重的有效措施。做钻井泥浆用的重晶石一般细度要达到 325 目以上。钻井泥浆用重晶石要求比重大于 4.2，BaSO ₄ 含量不低于 95%，可溶性盐类小于 1%

4.3.2.2.4. 脱胶（脱稳）剂

本项目钻井液处理过程中需使用脱胶（脱稳）剂。胶体因点位降低或消除从而失去稳定性的过程为脱稳。钻井泥浆中加入了各种护胶剂，致使废弃钻井泥浆体系中具有表面活性的固体比普通污泥要高很多。需通过加入化学处理剂改变钻井泥浆的物理、化学性质，破坏钻井泥浆的胶体体系，促使悬浮的细小颗粒聚结成较大的絮凝体，本项目采用 Al₂(SO₄)₃ 作为脱胶（脱稳）剂，单口井脱胶（脱稳）剂的使用量见下表。

表 4.3-8 脱胶（脱稳）剂的单井使用量

名称	用量	规格	理化性质
Al ₂ (SO ₄) ₃	3t	25kg/袋	白色晶体粉末，易溶于水，密度 1.69g/cm ³ （25℃），可用在工业废水处理中作为絮凝剂，能吸附和沉淀出细菌、胶体和其他悬浮物。

4.3.2.2.5. 固井方案

（1）水泥体系

选用 G 级高抗水泥，罐车将混合好的固井材料运至施工现场，现场无需配置。

（2）固井质量要求

- ①表层套管固井水泥应返至地面，确保表层套管外环空注满水泥。
- ②技术套管和生产套管的固井水泥返至上一层套管以上 200m。
- ③其它有关规定严格按照《固井技术要求》（Q/SYDG1445-2020）及《大港油

田钻井井控实施细则》(2021 年)文件执行。

(3) 固井工艺

固井的主要目的是保护和支撑油气井内的套管,封隔油、气和水等地层,防止地层液体流到地面。固井阶段主要是向井内下入套管,并向井眼和套管之间的环形空间注入固井材料的施工作业。

4.3.2.2.6. 测井和录井

测井是利用专用仪器设备测量岩层的电化学特性、导电特性、声学特性、放射性等地球物理特性,以获取岩层的孔隙度、渗透率以及含油气情况等地层信息。本项目采用 Eclips5700 以上组合测井系列,对全井段进行电传测井,Eclips5700 测井属电传信号成像测井系统,分为地面装备(井下电传信号收集设备、计算机分析终端组成)、电缆(500kb/s 传输速率电缆)、井下仪器(地层微电阻率扫描、偶极横波声波、超声波成像仪、地震成像、地层动态检测仪、方位电阻率成像、核孔隙度岩性仪、自然伽马测井、阵列声波等)。涉及放射源石油测井项目,应根据国家有关规定,另行办理放射源项测井项目环评手续。

录井是利用肉眼、综合录井仪,观察、采集、收集、记录、分析随钻过程中由井筒返出的固体、液体、气体等井筒返出物信息,以此建立录井地质剖面、发现油气显示,并为钻井提供信息服务。录井主要设备:综合录井仪。

4.3.3. 储层改造工程

对完钻井进行通井、刮管、洗井、射孔、压裂、抽油测试、储存运输等工序。

本项目储层改造不涉及酸化,压裂液采用滑溜水压裂液体系。

(1) 压裂液选择

根据储层特征,在室内进行压裂液配方评价实验,通过优选高效表面活性剂,可降低界面张力、改变储层润湿性,提高油相渗流能力,配套形成复杂岩性页岩油储层多功能型压裂液体系。采用多功能型压裂液体系,可增强压裂过程中压裂液驱油效果,降低储层伤害,提高原油流动效率,提高驱油及渗吸置换效率。

(2) 复合防膨剂选择

为降低压裂液浸入地层引起粘土膨胀和颗粒运移堵塞孔隙,造成的储层基质渗透率和支撑带导流能力损害,优选防膨剂,优选复合防膨剂为 0.1%防膨剂+0.1%氯化钾。

(3) 压裂液配方确定

本项目使用的压裂液为滑溜水压裂液体系，其中 98.0%–99.5% 是混砂水。压裂液体系配方：减阻剂：0.08–0.1%；助排剂：0.1–0.2%；防膨剂：0.1–0.2%；破胶剂：0.1%。

(4) 支撑剂的选择

支撑剂是保证压后裂缝导流能力的关键，主缝需要较高的导流能力—填充较大粒径的支撑剂；支缝需要一定的导流能力—填充中等粒径的支撑剂；微缝填充更小粒径的支撑剂，大大降低压裂难度和砂堵风险。本项目选用 70–140 目的石英砂和 40/70 目陶粒组合，小粒径充填远端微裂缝，大粒径支撑剂支撑主缝，从而提高裂缝导流能力。

(5) 成品压裂液标准

本项目成品压裂液标准执行《低伤害压裂液非交联变黏聚合物滑溜水》（Q/12DGY4033–2019）和《水基压裂液性能评价方法》（SY/T5107–2016）中相关评价标准和评价检验方法。详细标准见下表：

表 4.3–9 压裂液综合指标一览表

序号	项目	指标
1	外观	稠液体
2	pH	6–8
3	表观度，mPa·s	≥20
4	破胶液度，mPa·s	≤5
5	破胶液残渣含量，mg/L	≤200
6	降阻率，%	≥70

(6) 用量及理化性质

根据建设单位提供的资料，单口井压裂液使用量约 40000m³，本项目 4 口探井均需压裂，则压裂液总用量为 160000m³。压裂液主要成分及理化性质见下表。

表 4.3–10 压裂液主要成分及理化性质

序号	原料名称	理化性质及作用
1	聚丙烯酰胺（减阻剂）	聚丙烯酰胺（PAM）是一种线性高分子聚合物，化学式为（C ₃ H ₅ N ₀ ） _n 。在常温下为坚硬的玻璃态固体，产品有胶液、胶乳和白色粉粒、半透明珠粒和薄片等。热稳定性良好。能以任意比例溶于水，水溶液为均匀透明的液体。减阻剂目的主要是降低了压裂液的残渣与施工摩阻低渗储层压裂改造的需要。
2	氟碳表面活性剂（助排剂）	氟碳表面活性剂能以极低的浓度显著地降低溶剂的表面张力的一类物质称为表面活性剂。氟碳表面活性剂是特种表面活性剂中最重

		要的品种，指碳氢表面活性剂的碳氢链中的氢原子全部或部分被氟原子取代，即氟碳链代替了碳氢链，因此表面活性剂中的非极性基不仅有疏水性质而且独具疏油的性能。
3	粘土稳定剂（防膨剂）	粘土稳定剂是一种能抑制地层黏土膨胀和黏土微粒运移的化学剂。主要包括阳离子水溶性聚合物，例如阳离子聚丙烯酰胺、聚季铵盐类。使用黏土稳定剂，有利于注水井的注水，有利于油井的产油量
4	氯化钾（防膨剂）	外观与性状：白色晶体，味极咸，无臭无毒性。易溶于水、醚、甘油及碱类，微溶于乙醇，但不溶于无水乙醇，有吸湿性，易结块；在水中的溶解度随温度的升高而迅速地增加，与钠盐常起复分解作用而生成新的钾盐。
5	过硫酸铵（破胶剂）	固体。主要成分：工业级含量 $\geq 95\%$ 。无色单斜晶体，有时略带浅绿色，有潮解性。为过二硫酸的铵盐。过二硫酸根含有过氧基，是强氧化剂。易溶于水。应避免泄漏，收于密闭容器中。无气味，有潮解性，可用作油井压裂液的破胶剂。

（7）压裂设备

压裂工序为带罐作业，由压裂车直接带罐进行作业，压裂液存放于罐车内。

表 4.3-11 压裂主要设备一览表

序号	名称	主要构成
1	压裂泵车	汽车底盘、台上发动机、变矩器、压裂泵
2	压裂混砂车	搅拌罐液面自动控制系统，液体化学添加剂自动控制系统，化学添加剂自动控制系统，支撑剂自动控制系统
3	压裂仪表车	自动控制/监控系统模块
4	背罐车	压裂液罐
5	砂罐车	混砂罐
6	压裂管汇车	/

4.3.4. 采油工程

（1）采油方式

采油就是借助油层的自身压力或者抽油泵等工艺方法，使原油从地下储油层中产出的工艺过程。一般来说依靠油层自身压力进行采油的方法称为自喷采油法，中后期自喷压力不足后采用油田广泛应用的传统油游梁式抽油机，由普通交流异步电动机直接拖动采油。

本项目初期采取自喷采油法，中后期采用抽油机。

（2）井下作业

采油过程中对油井的维护过程中要涉及一些井下作业和施工，主要包括洗井、修井等工艺。洗井、修井作业均是在采油井使用一段时间后，因结垢、机具磨损和损坏等所采取的工艺措施，修井时一般需要将油管全部拔出，以便更换损坏的

油管 and 机具。在修井作业过程中，将洗井介质（一般是清水）由泵注设备经井筒或钻杆注入，把井筒内的沉淀物以及井壁泥皮和含水层孔隙内的堵塞物等携带至地面，产生洗井、修井废水。

4.3.5. 地面工程

4.3.5.1. 井场

本项目井口均位于现有井场内，井场平面布置图如下。

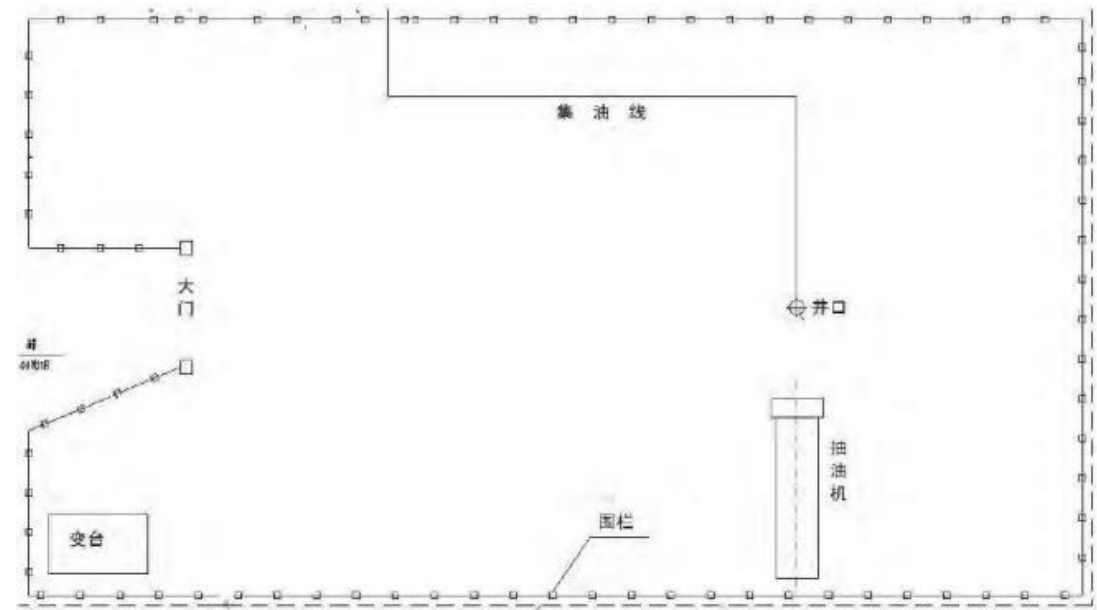


图 4.3-2 运营期标准井场平面布置示意图

4.3.5.2. 管线工程

(1) 单井集输

本项目井口采出液提升至地面后，通过单井输油管线的形式进入输油干线，依托现有的集油干线管输至联合站。本项目在现有井场内新建单井输油管线，管线内径 76mm，材质为 PE 碳钢复合管，单井输油管线均采用埋地敷设方式。

图 4.3-3 本项目油井管线工程建设情况一览表

井场	单井输油管线 m	规格	是否穿越河流	是否穿越国道省道	是否穿越铁路	是否穿越生态红线
G52	600	Φ 76×5mm	否	否	否	否



图 4.3-4 集输系统示意图

(2) 管道敷设

本项目不新建集油干线、注水干线及集气干线，均依托现有的集油干线、注水干线。由于井场与场外集输干管或注水干管已连接完善，本项目只需由新开采的产能井单独铺设单井管线“T”接至集输干管和注水干管的接口。单井管线均敷设在井场范围内，不穿越道路及河流，不新增永久占地。

管线规格及材质：集输油管线均采用 PE 碳钢复合管，管径为 $\Phi 76 \times 5\text{mm}$ ，设计最大工作压力 2.5MPa，管道内防腐采用 H87 系列，外壁采用 3 层 PE 防腐，聚氨酯泡沫夹克保温；严格按照《地面工艺管道防腐保温技术规定》(Q/SYDG1451-2013) 进行。输油管线装有管道防泄漏检测报警智能管理系统。

施工方式：遵循“地上服从地下”“尽量减少施工占地”的原则，采取沟埋敷设，土路开挖方式，设置保护套管，作业带宽度为 4m。管道施工作业带为临时性使用土地，施工完毕后应立即恢复地貌，农田还耕复种。

(3) 管道穿越

本项目管线均为单井管线，采用“T”接或串接在集输干管上生产，实现集输系统的全密闭。本项目单井管线仅涉及穿越部分乡间农田道路，不涉及高速公路、铁路以及等级公路等，施工周期短，采用大开挖方式。

4.3.6. 工程占地

(1) 施工期占地

项目施工期井场占地面积根据井深、地形等调整占地面积；临时占地主要为施工期钻井井场施工占地和管线的施工占地。钻井井场占地均在井场临时占地范围内。

(2) 运营期占地

运营期永久占地主要为井场占地和井场道路占地，均为施工期临时占地范围内保留转化为永久占地，未转化施工期临时占地均按照生态恢复计划进行生态恢复。

表 4.3-12 本项目占地性质一览表

井场	临时占地面积 m ²	永久占地面积 m ²	现状占地类型
G52	33124.7	11972	荒地

4.3.7. 土石方平衡

项目土石方量主要是井场设施建设的开挖与回填。根据现场调查情况，项目区域为农田，地势平坦，不需要挖填，在施工期需对表土清理，清理厚度为 30cm。井场及道路只需清理表土。项目施工过程中不取土、无弃土产生。

4.4. 公用工程

4.4.1. 给排水

4.4.1.1. 施工期

本项目施工期用水主要为钻井生产用水和施工人员的生活用水。钻井泥浆经随钻处理系统处理后的分离水，大部分回用于钻井泥浆稀释调配过程，剩余部分同洗井废水一起由罐车运至大港油田原油运销公司废弃泥浆处理厂处理之后回注油层。压裂返排液通过罐车运送到 大港油田原油运销公司废弃泥浆处理厂处理之后回注油层。

施工期生活污水主要为盥洗废水，直接泼洒场地抑尘，另外施工营地临时防渗环保厕所，定期清掏。

(1) 钻井废水

钻井废水是油（水）井钻进过程中起降钻具带出的部分地层水、冲洗钻井设备、检修等排放的废水及钻井泥浆含水的统称，其组成、性质及危害与钻井液类型、处理剂的组成有关，主要污染物有石油类、COD_{cr} 等。

本项目采用随钻处理技术，采用水基泥浆，属于一般固废。这部分废水排入

泥浆不落地装置，并实现循环利用。根据现场经验，其中约剩余 5%不能循环利用，随钻井固废一起被收集泥浆循环罐中，部分通过罐车拉运至大港油田原油运销公司废弃泥浆处理厂处理。

根据建设单位的经验，一般钻井废水产生量为 $0.1\text{m}^3/\text{m}$ 。本项目新钻油井 4 口，总进尺 23486m，钻井废水产生量为 2348.6m^3 ，钻井废水进入泥浆随钻不落地系统处理后，上清液 95%回用于钻井过程中，剩余 5%送大港油田原油运销公司废弃泥浆处理厂处理，合计排放量为 117.43m^3 。

（2）洗井废水

根据建设单位提供的资料 and 实际经验，一般井深 5000–6000m 左右的洗井用水量约 $60\text{m}^3/\text{井}$ ，本项目平均设计井深约 6000m，本次评价洗井用水取 $60\text{m}^3/\text{井}$ ；则项目洗井用水的使用量约为 240m^3 。

洗井废水组成成分与钻井废水成分接近，主要污染物同钻井废水一致，洗井废水进罐，由罐车拉运至大港油田原油运销公司废弃泥浆处理厂处理。

（3）压裂返排液

根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（环境部公告 2021 年第 24 号）中的《1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册》可知，压裂返排液产生量最大为 $153.21\text{ 立方米}/\text{井}$ ；根据建设单位提供的资料单口井产生压裂返排液在 $200\text{m}^3/\text{井}\sim 500\text{m}^3/\text{井}$ 之间，大于手册中的数据，本次评价压裂返排液产生量取建设单位提供的数据的最大值 $500\text{m}^3/\text{井}$ 。本项目共计新建 4 口井，压裂返排液外运量约为 $500\times 4=2000\text{m}^3$ ，送大港油田原油运销公司废弃泥浆处理厂处理。

（4）生活废水

本项目施工期间生活污水主要来自钻井、井下作业、地面工程建设等施工过程的施工人员。生活用水量按 $50\text{L}/(\text{人}\cdot\text{d})$ 计算，单井钻井期以 40 天（人数以 40 人计算），单井试油期以 30 天（施工人数 10 人）进行核算，则单井生活用水量为 $95\text{m}^3/\text{施工期}$ 。生活污水产生量按用水量的 80%计，则单井生活废水产生量为 $76\text{m}^3/\text{施工期}$ ，本项目共计新建 4 口井，合计生活污水产生量为 $304\text{m}^3/\text{施工期}$ 。

钻井队有施工营地，部分盥洗废水直接场地内泼洒抑尘；营地设临时防渗厕所，及时清掏。

4.4.1.2. 运营期

油田生产过程中产生的废水主要包括采出水和井下作业废水。

(1) 采出水

根据生态环境部关于发布《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》的公告（公告 2021 年第 24 号）—07 石油天然气开采业行业系数手册，本次产能工程新增产能 4.15 万 t/a，初期含水率高，后逐步降低，预测最高含水率为 65%，经过计算：采出水量（吨/吨—产品）=A/（1-A），A 表示原油含水率，取值为 0-1。

计算得采出水为 7.71 万 m³/a（211m³/d），本项目采出水含有部分压裂返排液。

(2) 井下作业废水

①修井废水

根据生态环境部关于发布《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》的公告（公告 2021 年第 24 号）—1120 石油天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册，修井产生的修井废水排污系数为 25.29t/单井，则新建工程正常生产时每年修井废水产生量为 126.45m³/a（0.35m³/d）。

②洗井废水

根据生态环境部关于发布《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》的公告（公告 2021 年第 24 号）—1120 石油天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册，洗井产生的洗井废水排污系数为 27.13t/单井，则新建工程正常生产时每年洗井废水产生量为 135.65m³/a（0.37m³/d）。

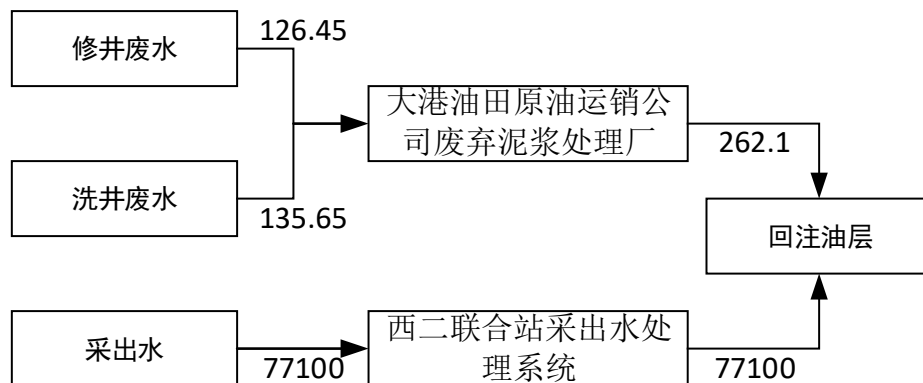


图 4.4-1 运营期水平衡图 单位：m³/a

4.4.2. 供配电及通信

本项目用电均来自大港油田公司与当地政府双方共同投资建设的油田专用电网，井场设生产信息采集设施。

4.5. 依托工程

4.5.1. 原油运销公司废弃泥浆处理厂

4.5.1.1. 简介

中国石油大港油田原油运销公司为大港油田公司二级单位。位于第一采油厂港东联合站西北侧，于 2008 年建成投入运行，采用隔油、絮凝强氧化、过滤等物化处理工艺，年处理废弃钻井液与井下作业废液 38 万 m³/a。

通过处理后，形成的泥饼可以作为渣土铺垫井场使用；产生的高盐浓水可定期拉运至泥浆公司用于重新配置泥浆；产生的清水可用作采油回注水；收集的原油送联合大站进行回收。

4.5.1.2. 处理工艺介绍

废弃泥浆处理厂主要对大港油田公司在采油生产过程中产生的废弃泥浆和井下作业废液进行处置。废弃泥浆首先经储罐由专用车辆卸放到泥浆卸放池、均质池，经化学脱稳-压滤分离处理后，废水进入废液处理工程处理，部分泥饼通过高压固化成免烧砖，用于油田系统内部常规地面基础工程建设，其余泥饼由属地采油厂按照等量拉运的原则负责综合利用，井下作业废液经两级沉降后，与厂区废水一起采用“爆气+旋流+微絮凝+两级合一净化处理”的工艺进行处理，处理后的尾水通过港东注水站统一回注。

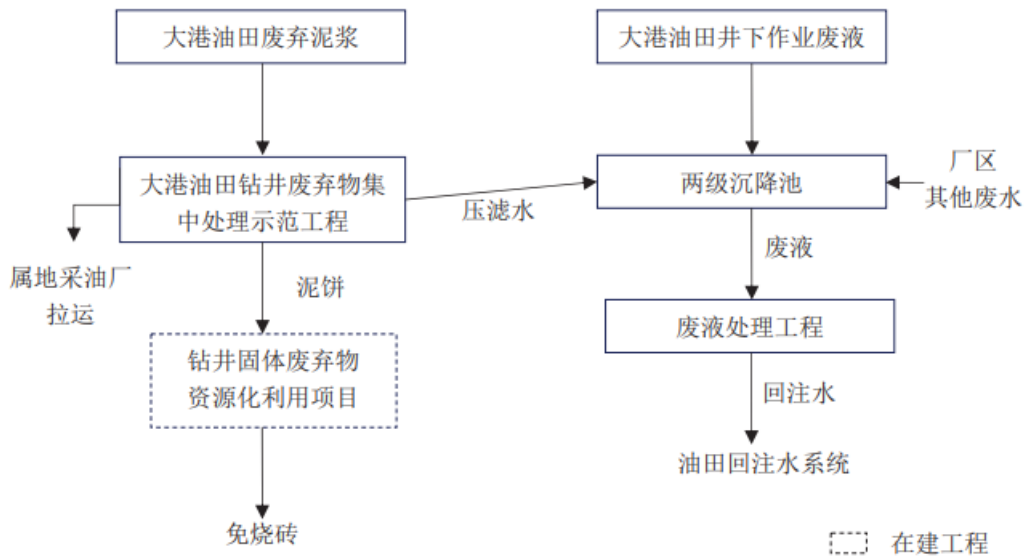


图 4.5-1 全厂工艺流程总图

（1）钻井废弃物集中处理示范工程

大港油田钻井废弃物集中处理示范工程原有设计处理规模为 $19 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，与 2019 年对其进行了扩建改造（《废弃泥浆处理厂绿色生产工程》津滨审批二室准[2019]267 号），扩建改造后设计处理规模为 $38 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ 。

废泥浆经密闭的泥浆池收集、缓存、均质后，在反应池中投加破稳剂和混凝剂，通过搅拌使其与药剂充分混合反应，使存在于泥浆中的污染物质通过分解或溶于水中得到去除，然后经压滤机分离成泥饼和废水，泥饼转运至存放场暂存，由属地采油厂拉走用于铺路填井场、填路用土，废水经废液处理设备处理达标后回注。

泥浆压滤产生的压滤水、压滤装置清洗水、生活污水统一由废液处理工程处理，压滤产生的泥饼由属地采油厂按照等量拉运的原则负责综合利用。

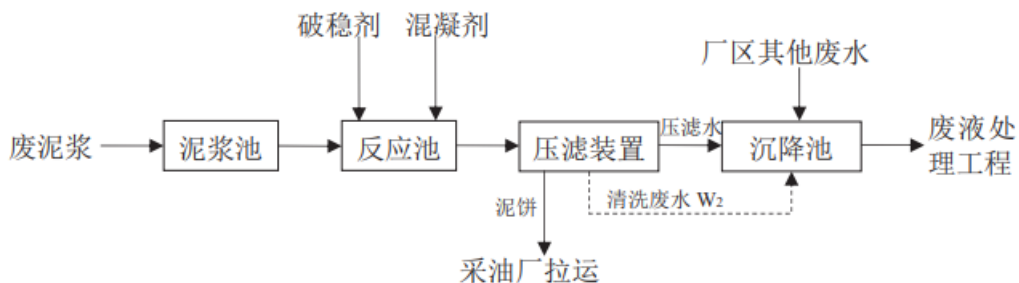


图 4.5-2 钻井废弃物集中处理示范工程工艺流程图

（2）废液处理工程

废液处理工程采用“爆气+旋流+微絮凝+两级合一净化处理”的工艺对沉降池内经两级沉降后的废液进行处理，设计处理规模为 800m³/d。废液首先进入曝气单元，进行破胶脱稳，将悬浮物、石油类从胶质内分离出。同时在富氧条件下，再进入旋流净化单元分离出部分悬浮物，废水再加入絮凝剂进入微絮凝单元，对絮凝物进行旋流溶气分离除去大部分的悬浮物，之后废水进入延时反应罐再次分离悬浮物，反应罐出水进入两级三合一净化器进行过滤，出水进入滤后水罐，出水水质达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/5329-2012）（0.5<空气渗透系数<1.5）标准要求后，通过管道排至大港油田港东注水站统一回注。

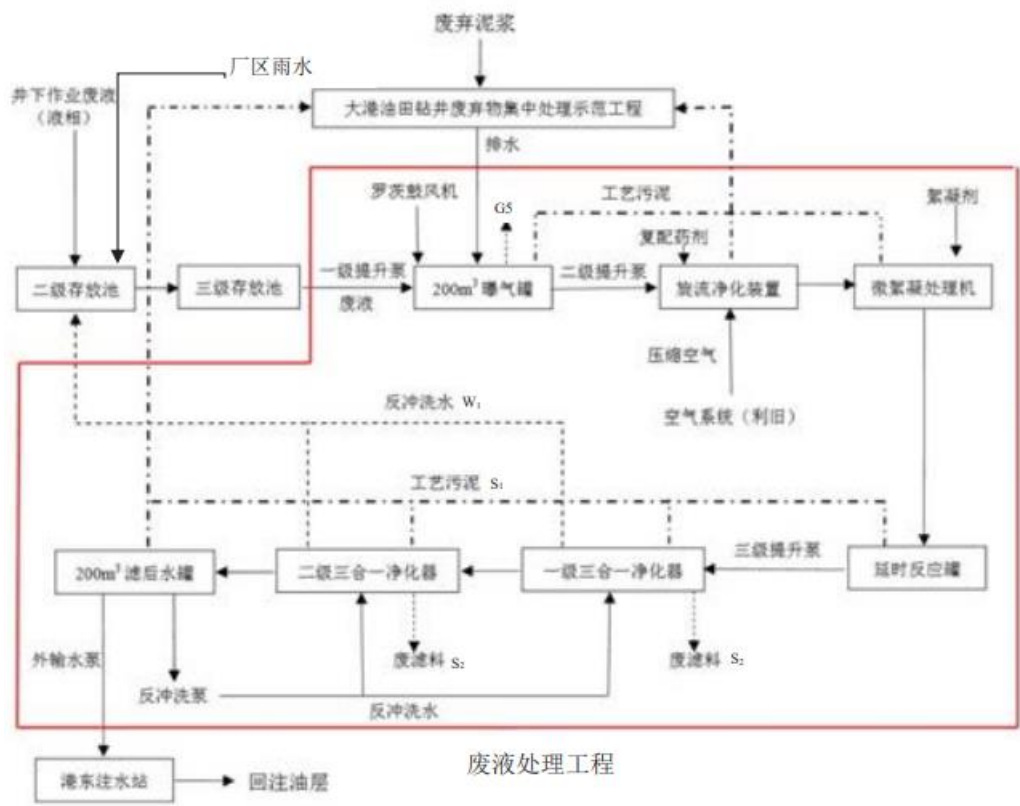


图 4.5-3 废液处理工程工艺流程图

4.5.1.3. 依托可行性

（1）钻洗井和井下作业废水

本项目钻井过程产生的钻洗井废水和运营期产生的井下作业废水均依托钻修井废液处理站。

表 4.5-1 钻井废弃物集中处理示范工程运行负荷统计表 单位：m³/a

设计最大处理规模	现状处理量	剩余处理能力	时期	内容	本项目需处理量	依托可行性
----------	-------	--------	----	----	---------	-------

380000	76000	304000	施工期	钻井废水	117.43	可行
				洗井废水	240	
				钻井泥浆、岩屑	3995	
			运营期	修井废水	126.45	
				洗井废水	135.65	

(2) 压裂返排液

本项目新钻井均需要进行压裂工艺，压裂液体系为滑溜水，属于水基压裂液（滑溜水压裂液中 98.0%~99.5%是混砂水，添加剂一般占滑溜水总体积的 0.5%~2.0%，包括破胶剂、防垢剂和助排剂等），因此压裂返排液可通过钻修井废液处理工程处理达标后用于区块注水开发。

本项目分批压裂，压裂返排液暂存于压裂液储罐内，每天拉运一次，每次约 50m³，剩余处理能力能够满足本项目压裂返排液的需求。

表 4.5-2 废液处理工程运行负荷统计表 单位：m³/d

设计最大处理规模	现状处理量	剩余处理能力	时期	内容	本项目需处理量	依托可行性
800	40	760	施工期	压裂返排液	50	可行

综上，本项目废弃泥浆和井下作业废液依托原油运销公司废弃泥浆处理厂处理可行。

4.5.2. 原油运销公司油泥砂处理厂

4.5.2.1. 简介

大港油田于 2008 年在港东联合站北侧建成原油运销公司油泥砂处理作业区，采用均质、破乳、水洗及超声波综合净化处理工艺，对大港油田各二级单位产生的油泥、油砂进行治理，回收其中的原油，实现对油泥的资源化、无害化转变。处理后的砂含油 1%，泥含油 3%，均可达到国家环保部门规定的技术指标。处理后固体废物的浸出液污染物指标达到了石油类小于 5mg/L、化学需氧量小于 60mg/L 的一级标准。净化处理装置处理后的油、水分别进港东联合站油水系统进行循环利用，泥砂进行工业回填，最终实现油泥、油砂的无害化处理及综合利用，彻底消除因油泥、油砂形成的环保隐患。

4.5.2.2. 处理工艺介绍

原油运销公司油泥砂处理厂主要担负大港油田北部地区油田采油、集输生产过程中所产生的含油泥砂的处理任务。作业区内建有油泥砂处理装置 1 套，最大

处理能力为 $8\text{m}^3/\text{h}$ ，年处理油泥砂 13346 吨。

油泥砂处置工艺是利用物理、化学及超声波综合净化处理的含油泥砂分离净化的工艺方法，将含油泥砂及罐底油泥进行分离净化处理。

(1) 热水洗：油泥砂进厂后，暂存在油泥砂暂存池内，通过门式起重机放入上料斗，在投入油泥砂的同时加入热水和化学清洗剂，完成药剂与含油污泥的初步混合。

(2) 除杂：使用旋转筛筒分拣玻璃瓶、塑料袋、树枝杂草等生活垃圾及其它固体废弃物等杂物。

(3) 均质：经过除杂后的混合液自流入均质机中，通过碾轮碾压和清洗剂的共同作用，实现油泥砂均化、破乳、脱胶等物化过程。

(4) 空化三相分离：从均质机出来的混合液流入均质缓冲箱，通过提升泵打入空化分离器，空化分离器中的油泥浆在高压药剂、超声波高频震荡、蒸汽的共同作用下，油污快速上浮并溢流至污油箱，通过管道泵打入油水分离池。

(5) 离心：经除油后的泥砂液依次进入旋流器、高位缓冲罐、离心机，实现泥、砂、水的三相分离。

分离出的净泥砂通过翻斗车转运至暂存场，添加土、粉煤灰、白灰、水泥，固化后作为大港油田公司通井路铺路的路基使用。

油水分离出的含油污水经厂区内两级沉降罐预处理后，与油水分离出的清水一起进入港东联合站进一步处理后回注，油泥则回到油泥砂暂存池重新进行处理。

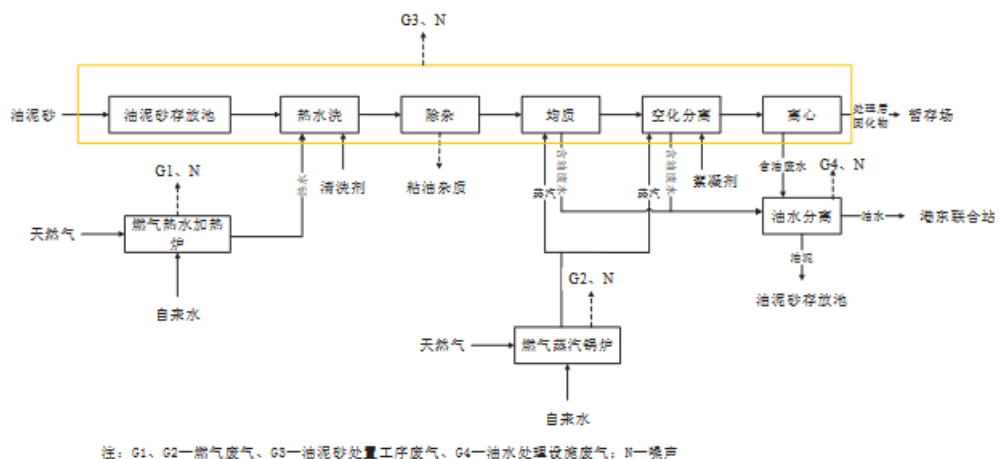


图 4.5-4 油泥砂处理厂工艺流程图

4.5.2.3. 依托可行性

陆相页岩油是陆相富有机质页岩层系中赋存的液态石油烃和多类有机物的统称,包括地下已经形成的石油烃、各类沥青物和尚未热降解转化的固体有机质。本项目开采的页岩油为陆相页岩油中已经生成、但尚未排出的那部分页岩油。故本项目页岩油成分同常规含油层原油成分相似。

落地油产生量同产能大小相关,本项目新增产能与第五采油厂受地质条件、油田储采比、油田含水上升率等因素造成产能递减量基本持平,项目投产后保持采油厂全厂产能情况稳定。因此,本项目建成后,第五采油厂落地油产生总量变化不大。

同时由于施工期钻井过程和运营期修井过程中落地油均为事故状态下产生的,正常状态下不产生,且产生量较小,不会对原油运销公司油泥砂处理厂处理能力造成冲击。

表 4.5-3 油泥砂处理厂负荷统计表 单位: t/a

设计最大处理规模	现状处理量	剩余处理能力	时期	内容	本项目需处理量	依托可行性
13346	8675	4671	施工期	落地油	少量	可行
			运营期	落地油	少量	

综上,本项目落地油依托原油运销公司油泥砂处理厂厂处理可行。

4.5.3. 西二联合站

4.5.3.1. 简述

西二联合站位于远景二村西侧,东临采油五厂作业二区队部,北邻北穿港路,始建于 1986 年,之后分别于 1990 年、1995 年、2000 年、2001 年、2006 年、2007 年、2018 年进行了 7 次改建、扩建改造。主要担负港西油田作业二区来液处理、外输及采出水处理与回注任务。

4.5.3.2. 处理工艺介绍

(1) 原油处理系统

设计来液分离量为 15450m³/d (其中西二、西七转来液 6800m³/d 经一体化处理装置处理后进入沉降罐;西一、西五、西七转来液 8650m³/d 直接进入沉降罐)。

处理后的含水小于等于 30%的原油输至西一联合站,采出水进入水处理系统,天然气干燥后供加热炉和发电机使用,其余外输至西一联合站。

一体化处理装置建有分离缓冲罐 2 具($\Phi 3 \times 12\text{m}$),设计处理能力 $15450\text{m}^3/\text{d}$,实际处理液量 $4800\text{m}^3/\text{d}$, 剩余处理量 $10650\text{m}^3/\text{d}$ 。

根据开发部署指标预测,本项目预计最大新增液量 $11.8\text{万 m}^3/\text{a}$ ($325\text{m}^3/\text{d}$)。

西二联合站原油处理系统可以满足本项目新增产液的处理需求。

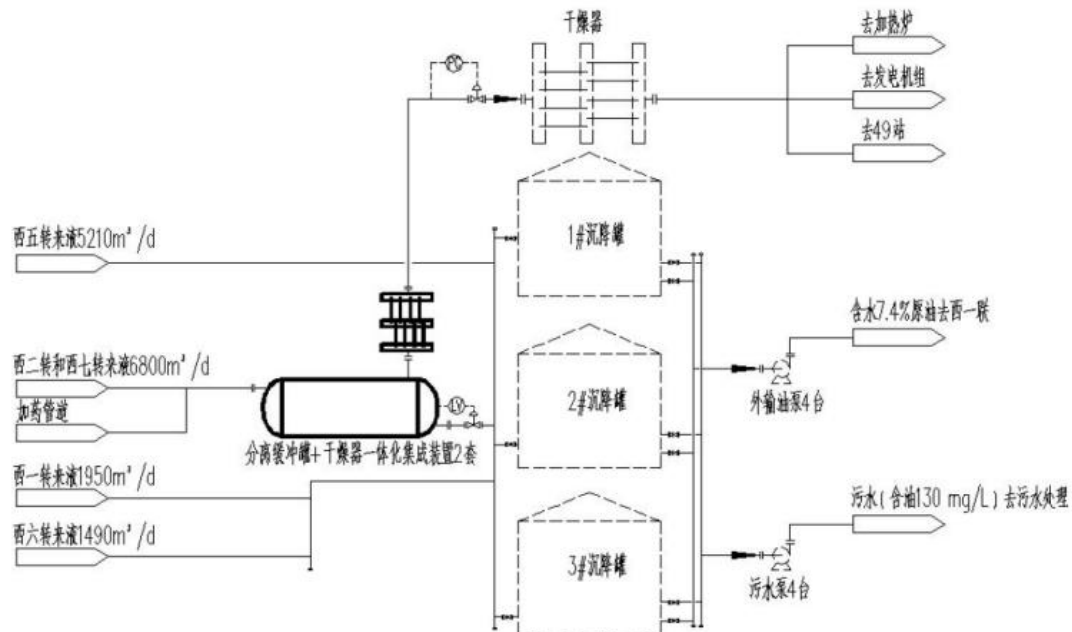


图 4.5-5 西二联原油处理流程图

(2) 污水处理系统

采出水处理采用水力旋流器+核桃壳过滤处理工艺,处理后合格水回注地层,处理工艺流程详见下图。

设计污水处理能力 $13000\text{m}^3/\text{d}$,实际处理量 $9100\text{m}^3/\text{d}$,剩余处理量 $3900\text{m}^3/\text{d}$ 。

本项目预计采出水最大新增量 $7.71\text{万 m}^3/\text{a}$ ($211\text{m}^3/\text{d}$)。

西二联合站污水处理系统可以满足本项目新增采出水的处理需求。

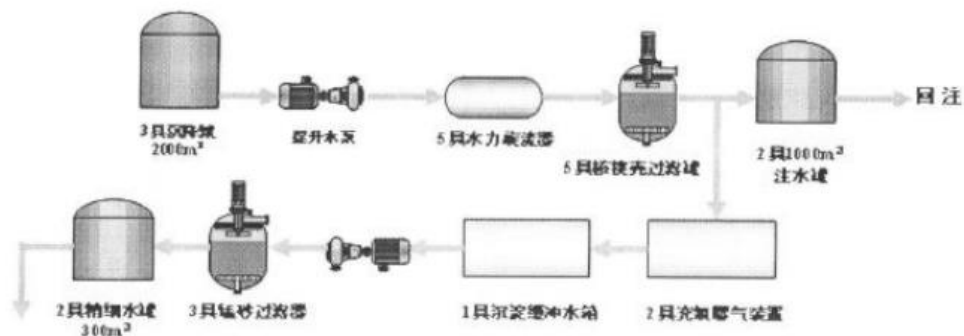


图 4.5-6 西二联污水处理系统流程图

4.5.3.3. 依托可行性

(1) 原油处理系统

①工艺可行性

陆相页岩油是陆相富有机质页岩层系中赋存的液态石油烃和多类有机物的统称,包括地下已经形成的石油烃、各类沥青物和尚未热降解转化的固体有机质。目前勘探开发的主体依然是已经生成、但尚未排出的那部分页岩油。

本项目开采的页岩油均为已经生成但尚未排除的那部分页岩油,故本项目原油(页岩油)成分等特征同本区块常规原油的成分和特点相似。故现有联合站的采出液处理工艺可以处理本项目的采出液。

②处理能力可行性

一体化处理装置建有分离缓冲罐 2 具($\phi 3 \times 12\text{m}$),设计处理能力 $15450\text{m}^3/\text{d}$,实际处理液量 $4800\text{m}^3/\text{d}$,剩余处理量 $10650\text{m}^3/\text{d}$ 。

根据开发部署指标预测,本项目预计最大新增液量 $11.8\text{万 m}^3/\text{a}$ ($325\text{m}^3/\text{d}$)。

西二联合站原油处理系统可以满足本项目新增产液的处理需求。

(2) 污水处理系统

①工艺可行性

根据建设单位提供的资料,本项目压裂液为滑溜水体系,单口井返排率约 $500\text{m}^3/\text{井}$,其余的则渗入油层中,后期随采出液返至地面并进入油气集输流程。故本项目采出液分离地采出水中含有部分压裂返排液,本项目压裂返排液 90%以上成分为水,不属于胍胶体系,处理时不需破乳。因此采出液中的分离的废水可通过西二联合站污水处理系统处理达标后用于区块注水开发,不外排。

②处理能力可行性

设计污水处理能力 $13000\text{m}^3/\text{d}$,实际处理量 $9100\text{m}^3/\text{d}$,剩余处理量 $3900\text{m}^3/\text{d}$ 。

本项目预计采出水最大新增量 $7.71\text{万 m}^3/\text{a}$ ($211\text{m}^3/\text{d}$)。

西二联合站污水处理系统可以满足本项目新增采出水的处理需求。

4.5.4. 依托工程相互关系

本项目依托关系详见下图。

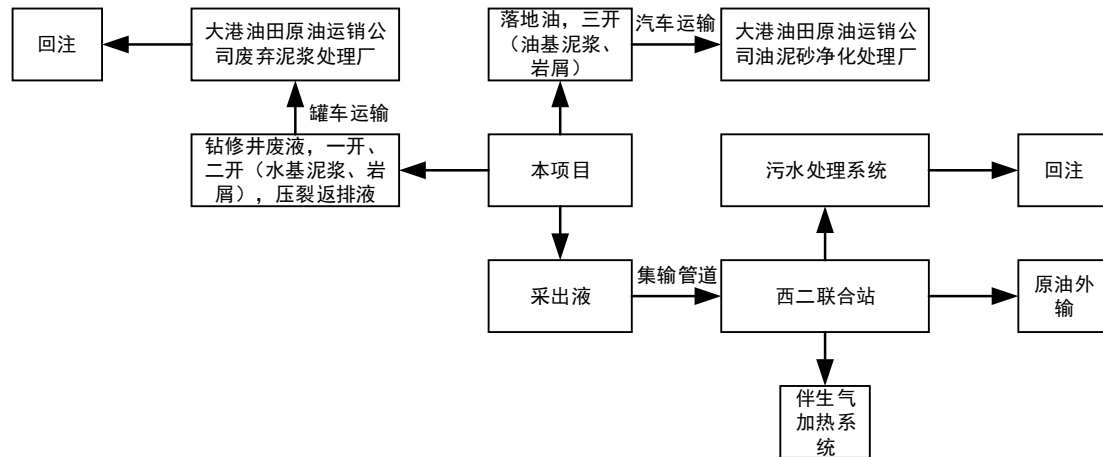


图 4.5-7 本项目与依托项目关系图

4.6. 工程分析

4.6.1. 典型油田开采及本项目特点

（1）典型油田开采项目过程

典型油田开采项目建设可分为建设期、运营期和服役期满三个阶段。包括钻井、地面工程建设、采油（气）、油气集输等施工作业内容，主要属于建设期和运营期的建设活动。其环境影响因素主要来源于油井及与其相关的钻井、采油、井下作业、油气集输等各工艺过程，影响结果包括非污染生态影响，以及排放的污染物质导致的环境污染。

（2）本项目特点

本项目开采的页岩油均为已经生成但尚未排除的那部分页岩油，故本项目原油（页岩油）成分等特征同本区块常规原油相似。除去以上典型油田的特点外，本项目页岩油还有以下特点：一是钻井施工期需要进行水力体积压裂，二是水平段长需要采用特殊的钻井工艺和钻头。

4.6.2. 施工期工艺流程及排污节点

施工期活动主要有钻井、井下作业（包含压裂）、地面井场建设等。

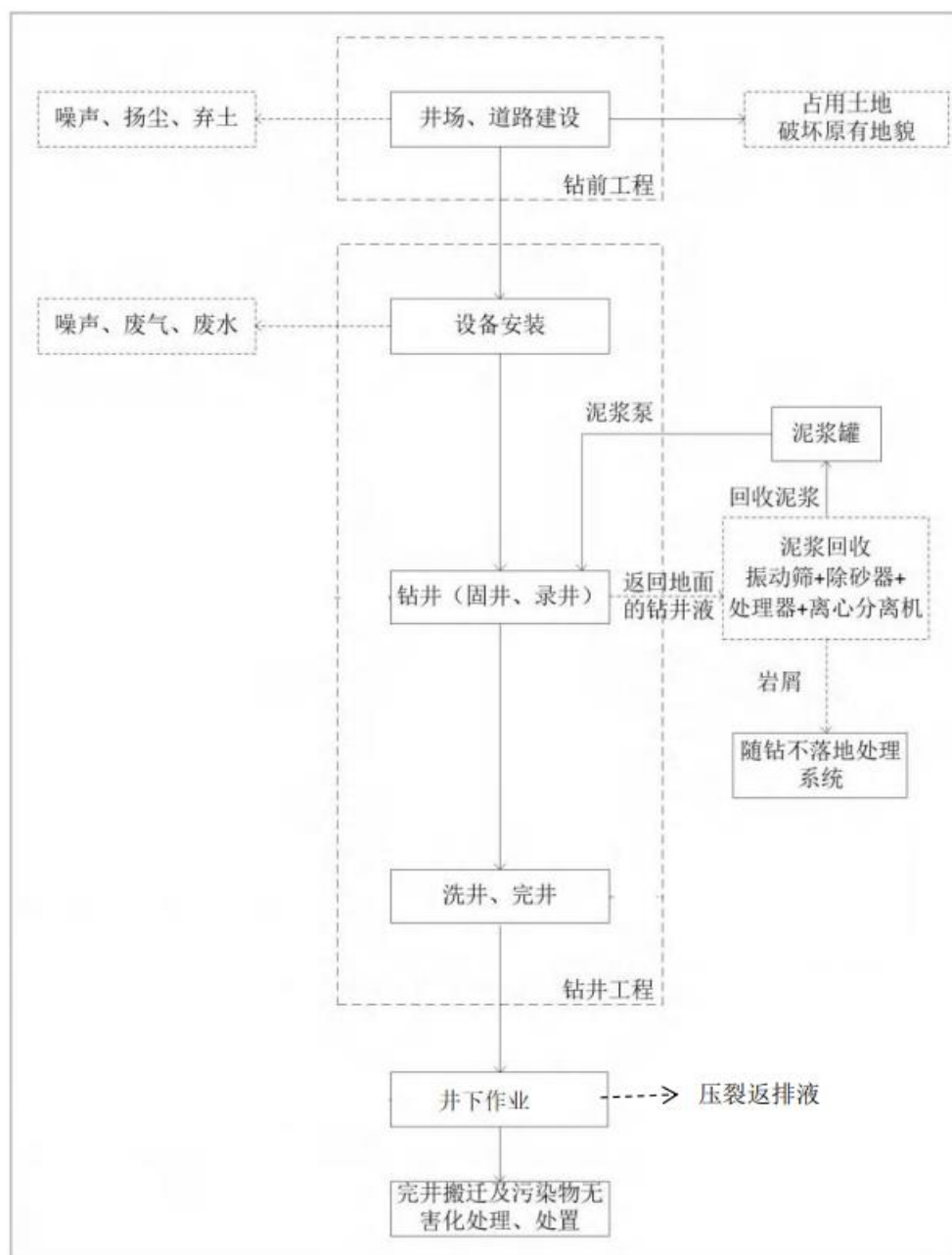


图 4.6-1 工艺流程图及产污节点

4.6.2.1. 钻井作业

钻井是确认地下含油构造、油气储量以及进行采油生产的手段，一般包括钻前准备、钻进、录井（取心）、测井、固井以及井口安装等工程活动。钻井工艺按其顺序分为如下过程：

(1) 钻前工程

对井场土地进行平整、铺垫砖石、压实等以满足开钻条件。将钻井需要的设备及撬装活动板房拉运至施工场地，根据现场情况进行摆放，搭建钻井平台等。

（2）钻井工程

钻井工程主要包含钻井、录井、测井、固井等，依靠井场电网带动钻井设备工作。

①常规段钻井：通过转盘或使用顶驱带动钻杆传递扭矩、钻压，依靠钻头切削岩层，同时钻井泵不断工作，使钻井液将井底岩屑携至地面，整个过程循环进行，使井深不断增加，直至目的井深。钻井主要设备包括钻机、钻头、钻井液和固控装置等。钻井作业时，依靠钻机的动力带动钻杆和钻头旋转，钻头逐次向下破碎遇到的岩层，并形成一個井筒（井眼）。钻头在破碎岩层的同时，通过空心的钻杆向地下注入钻井液（钻井泥浆），将钻头在破碎地层而产生的大量岩屑由循环的钻井液带到地面。地面的固控装置包括高性能泥浆振动筛和离心机，将钻井液中的岩屑清除后，通过钻井泵再次将钻井液打入井内。钻井液经过钻杆内孔到达钻头水眼处，再从井壁与钻柱的环形空间返回流至地面的。钻进的过程即钻头破碎岩石及钻井液通过循环不断携带出钻屑并形成井筒的过程。钻井过程产生的岩屑、泥浆等采用“泥浆不落地技术”进行处理，分离水（即钻井废水）大部分作为钻井泥浆配制用水重复利用、剩余部分经罐车运至附近钻修井废液处理站处理；产生的岩屑和废弃泥浆送中国石油大港油田原油运销公司废弃泥浆处理厂处理。钻井过程中，根据钻井深度和实际情况选用不同体系的钻井液，钻井液重复利用。

②水平段钻井：项目水平段长，受页岩特性影响，井眼轨迹控制难度较大；同时水平段钻进过程中存在钻压传递难、岩屑上返速率低、环空压耗高等问题。针对以上问题本次钻井过程采取激进式钻井参数设计、异形齿 PDC 钻头设计、旋转导向井眼轨迹控制、防磨减扭工具优选和旋转下套管工艺等技术。

③录井：钻进到一定深度，用岩矿分析、地球化学、地球物理等方法，观察、采集、记录、分析随钻过程中的固体、液体等井筒返出物信息，以此建立录井地质剖面、发现油气显示、评价油气层，该过程称为录井。

④测井：石油钻井中，在钻达设计井深后都必须进行测井，以获得各种石油地质及工程技术资料。测井是利用电、声、放射性探测等手段，识别岩性与油水分层。测井工作由施工单位委托有资质的测井公司完成。

⑤固井：固井是在井眼内下入套管柱，在套管柱与井壁环形空间注入水泥浆

进行封固，目的是封隔疏松、易塌、易漏等底层；封隔油、气、水层，防止互相串通，形成油气通道；安装井口，控制气流，以利于钻井和生产。用水泥封堵表层套管与井壁之间的间隙。水泥浆需返出井口，起到隔离地层和保护井壁的作用。循环处理泥浆（降低完井处理泥浆密度至固井需要泥浆密度）；召开固井现场施工会议；注入所需用量及合适密度的水泥浆；注入顶替液至碰压；碰压合格后，适当憋压核对数据后固井完成。

（3）完井工程

利用测量地层电阻、自然电位、声波等方式确定含油层位等。在井眼内下入套管，在套管与井壁环形空间，注入水泥浆（水泥外购），进行封固。测量声幅，检查固井质量及确定射孔层位。

钻井过程采用过平衡或近平衡钻井，在油气井钻井过程中，井筒液柱压力大于地层孔隙压力（有时甚至低于地层孔隙压力），严禁地层流体进入井筒，因此钻井过程中无液体伴随井筒回到地面。因此钻井过程中无落地油产生。

4.6.2.2. 钻井泥浆随钻处理工艺

钻井过程中，岩石经钻头和泥浆的研磨而破碎成岩屑，并经泥浆携带至地面，故钻井岩屑与钻井泥浆共同处理，采用“随钻不落地固液分离处理”工艺。

（1）岩屑分离系统

钻井作业中钻井泥浆随着钻探深度及地质而变化，钻至岩屑层时，钻井泥浆出料以岩屑、砂和钻井液为主；通过高架管汇流入泥浆振动筛处理掉大的固体颗粒后，砂泵把处理过的泥浆抽入除砂器、除泥器、离心机进行除砂除泥，把泥浆里的岩屑、沙和泥处理掉，处理后的液相直接送入钻井液循环箱中循环利用；岩屑由螺旋输送机送入岩屑收集装置，检测合格后可综合利用。

（2）随钻处理系统

将钻井泥浆首先送至岩屑分离装置，把大颗粒及沙状岩屑分离收集，泥水暂存储罐，用泵提升至混凝罐进行加药、破胶、破稳，经脱稳处理后的泥水在自然状态下经过一段时间的沉降，混凝液自流至固液分离装置（压滤压榨）使其迅速进行固液分离。钻井期泥浆“随钻不落地固液分离处理”工艺流程见下图。

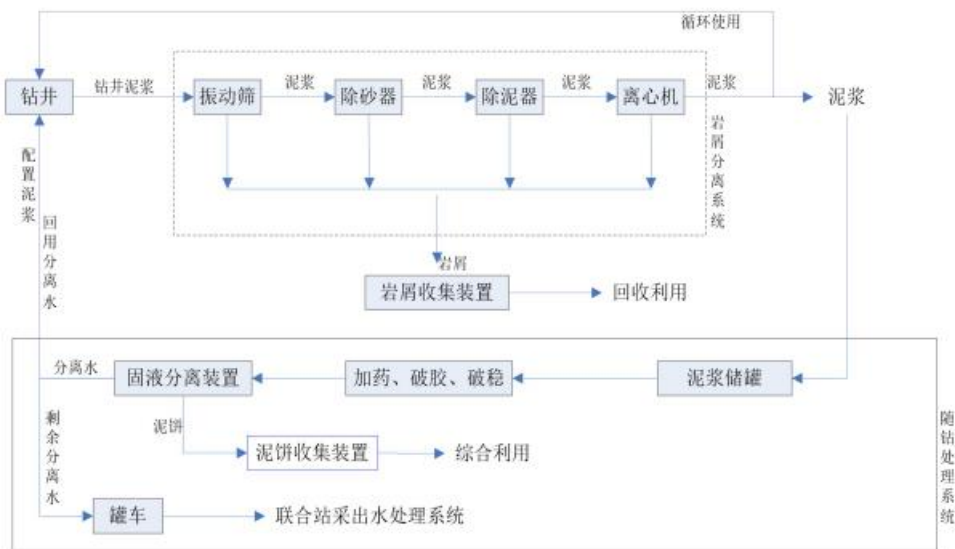


图 4.6-2 随钻不落地固液分离处理工艺流程图

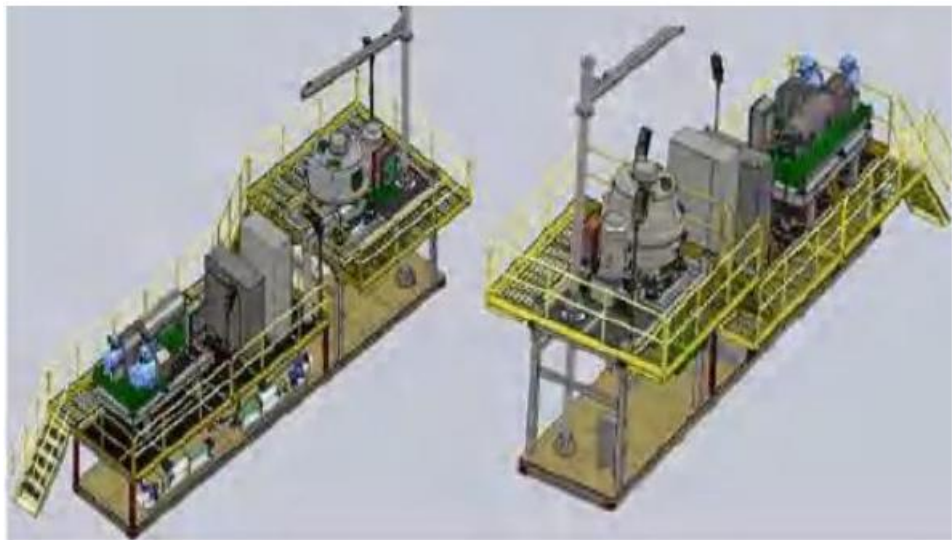


图 4.6-3 泥浆不落地技术设备组

随钻不落地固液分离处理技术，是通过絮凝—破稳等物理化学方法，处理钻井废弃泥浆，实现钻井废弃物减量化的一项系统化技术，使之分离成固相（岩屑和泥饼）和水两个部分。其中分离水直接进入泥浆罐回用于泥浆调配过程（约 95%），循环使用，剩余的部分（不能利用的）通过罐车运至附近联合站的采出水处理系统处理，达标出水用于回注含油层不外排。

在岩屑分离系统下面设置收集罐，经岩屑分离系统（振动筛、除砂器、除泥器、离心机）产生的岩屑直接进入岩屑收集罐内收集暂存；钻井前期钻井泥浆循环使用，随着地质性质的变化和因部分性能不合格而产生的废弃钻井泥浆经物理

化学脱水后成为泥饼进入废弃泥浆罐收集存放，并由防渗漏、防溢流的罐车定期送往至中国石油大港油田原油运销公司废弃泥浆处理厂处理。

4.6.2.3. 井下作业

（1）射孔

在钻井、固井、测井后都要进行射孔，将射孔枪下入井管内油气层部位，用射孔弹将井管射呈蜂窝状孔，为地层的油气流入井筒创造一条畅通的通道，本项目使用清水射孔。

（2）水力压裂

水力压裂是利用水力作用，使油气层形成裂缝的一种方法，又称水力压裂。其一般过程为：油气层压裂工程车，利用液体传递压力的原理，将压裂液以大于油层吸收能力的排量向井内注入，使井筒压力逐渐升高，当压力增高到大于油层破裂所需要的压力时，油层就会被压开，形成裂缝。继续向底层注入带有支撑剂的压裂液，可以使裂缝向地层深处继续延伸。当地面停止注入液体，底层由于外来压力消失，又会使裂缝闭合，此时支撑剂将会支撑起已经压开的裂缝，使其不至于闭合，当压裂液返排出地层后，就会在油层中留下一条或多条长宽高不等的裂缝，使油层与井筒之间建立起一条新的流体通道，提高油层的渗透能力，增加产油量。

页岩油油藏采用水平井+水力体积压裂方式开发，目前重复压裂尚无经验可循，因此本次项目不考虑重复压裂，采取一次压裂补充能量的开发方式。

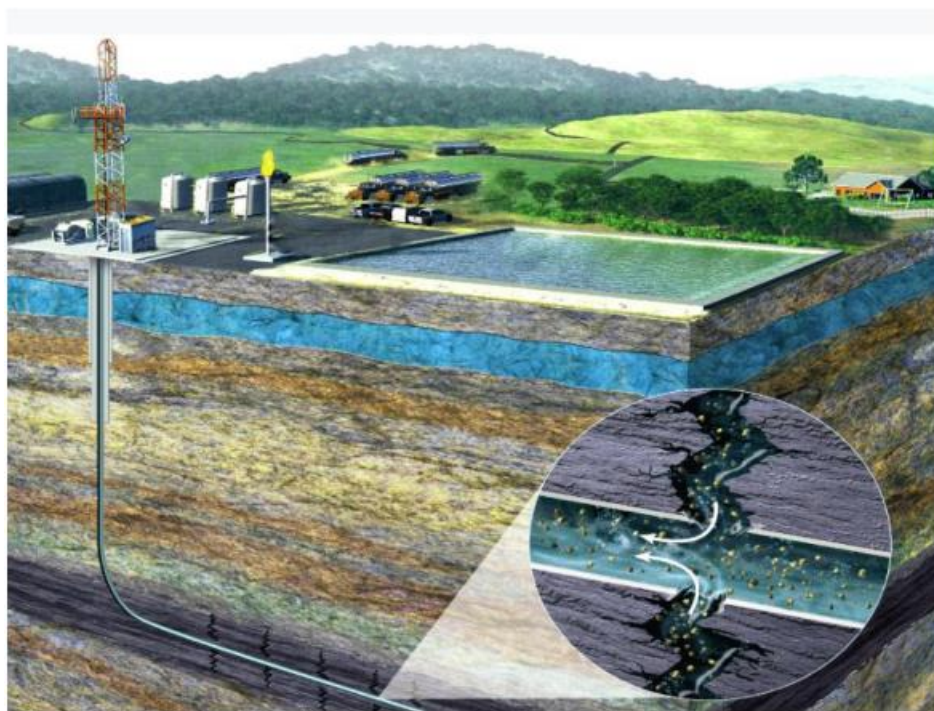


图 4.6-4 压裂过程示意图

(3) 诱喷

采用一定的技术手段，降低井内液柱压力，在井筒和地层间造成负压，诱使地层流体喷出。诱喷后通过地面分离器计量产量。自喷井测取开井井底流压、关井静压及井口油压、套压，了解产层能量大小，并为储层改造提供依据。测试放喷阶段主要污染物为压裂返排液。

(4) 试油

诱喷后，进行试油，在油井出口通过不同口径的油嘴，将采出液排入卧式原油储罐中以计算油井的产量。

4.6.2.4. 地面工程

地面工程建设主要包括井场建设。首先进行井台平整。井场垫高依据所在地区地势，地类及区域排水情况确定。平整井台后安装抽油机、采油树及电机，主要施工工序有紧固、平衡等。油井井口安装采油树，选用复合型游梁式抽油机或螺杆泵抽油机。

4.6.2.5. 排污节点

施工期废气污染源主要为场地平整过程中产生施工扬尘，钻井作业施工过程中产生的运输车辆废气。

废水污染源为施工过程中施工人员产生的生活污水，钻井过程中产生钻洗井废水，诱喷过程产生的压裂返排液。

噪声污染源主要为钻井阶段主要来源于钻机、泥浆泵、压裂设备及各种机械转动产生出的噪声。此外，还有来源于固井作业、下套管、起下钻具、起钻时吊环与水龙头的撞击等发出的作业噪声。

固体废物主要有钻井泥浆、钻井岩屑、废含油防渗材料，非含油废防渗材料、事故状态下的落地油等。

4.6.2.6. 生态影响

生态环境影响主要为场地清理阶段对土壤和植被等破坏的影响。

4.6.3. 运营期工艺流程及排污节点

运营期分为采油、油气集输、油气处理时段，该时期包括洗井、修井等井下作业。

4.6.3.1. 采油过程

采油就是借助油层的自身压力或者抽油泵等工艺方法，使原油从地下储油层中产出的工艺过程。一般来说依靠油层自身压力进行采油的方法称为自喷采油法，中后期自喷压力不足后采用油田广泛应用的传统油游梁式抽油机，由普通交流异步电动机直接拖动采油。

目前国内陆相页岩油开发尚处于起步阶段，初期普遍采用水平井+水力体积压裂开发模式。与常规压裂改造工艺不同，体积压裂是采用“大排量、大液量、高砂量”的改造工艺技术，压裂液为低黏滑溜水，易进入天然裂缝，且磨阻低、压力损失小，更易促使天然微裂缝张开，滞留的压裂液可起到补充地层能量作用，因此无需注水补充能量。

本项目采用水平井体积压裂，利用施工期压裂工序一次性压裂液补充能量的开发方式为主。本项目初期（预计 1 年左右）通过油层自身压力采油，中后期开采的主要设备是抽油机和抽油泵。采用油田广泛应用的传统油游梁式抽油机，由普通交流异步电动机直接拖动。抽油机曲柄带以配重平衡块带动抽油杆，驱动井下抽油泵作固定周期的上下往复运行，把井下的油送到地面。抽油机曲柄带以配重平衡块带动抽油杆，驱动井下抽油泵作固定周期的上下往复运行，把井下的油送到地面。抽油机构造示意图见下图。

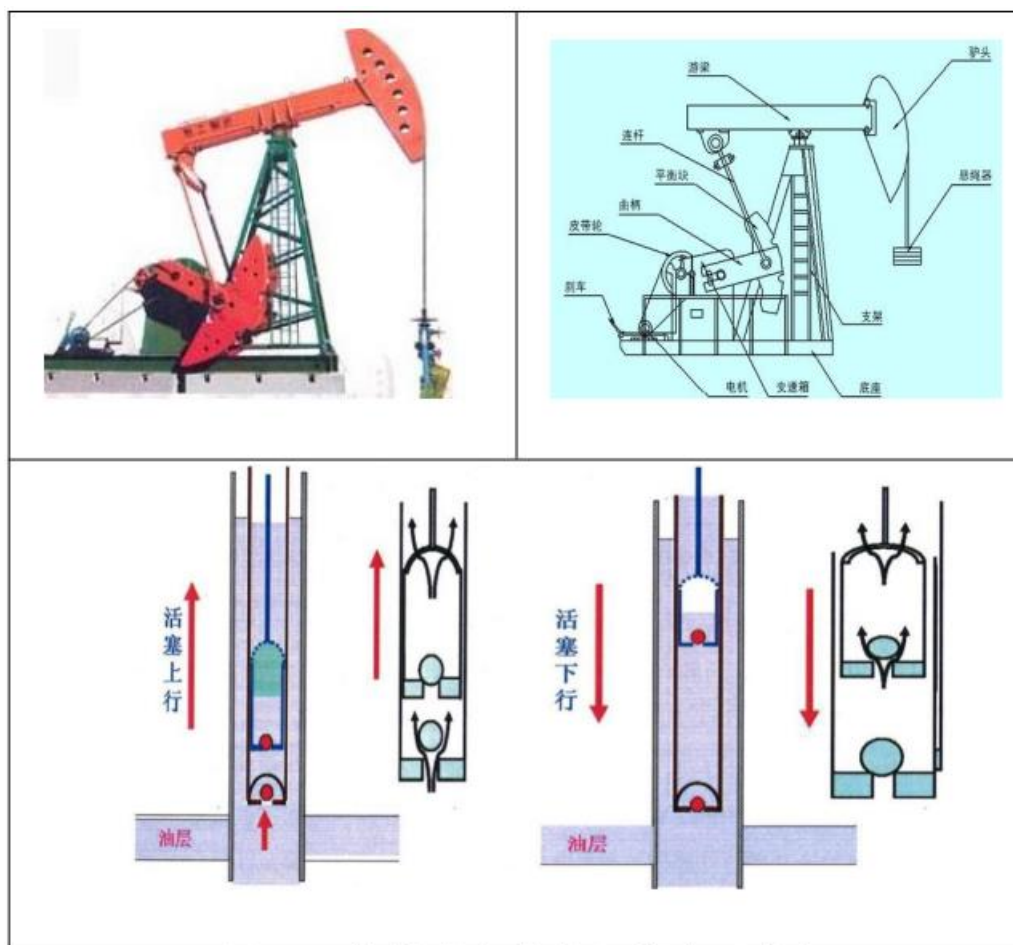


图 4.6-5 抽油机构造及抽油泵工作原理示意图

当活塞上行时，游动阀受油管内活塞以上液柱的压力作用而关闭，并排出活塞冲程一段液体。固定阀由于泵筒内压力下降，被油套环形空间液柱压力顶开，井内液体进入泵筒内，充满活塞上行所让出的空间。

当活塞下行时，由于泵筒内液柱受压，压力增高，而使固定阀关闭。活塞继续下行，泵内压力继续升高，当泵筒内压力超过油管内液柱压力时，游动阀被顶开，液体从泵筒内经空心活塞上行进入油管。

4.6.3.2. 井下作业

采油过程中对油井的维护过程中要涉及一些井下作业和施工，主要包括洗井、修井等工艺。洗井、修井作业均是在采油井使用一段时间后，因结垢、机具磨损和损坏等所采取的工艺措施，修井时一般需要将油管全部拔出，以便更换损坏的油管和机具。在修井作业过程中，将洗井介质（一般是清水）由泵注设备经井筒或钻杆注入，把井筒内的沉淀物以及井壁泥皮和含水层孔隙内的堵塞物等携带至地面，产生洗井、修井废水。

4.6.3.3. 油气集输

油气集输就是将油井中产出的采出液和伴生气（主要是天然气）进入相应联合站进行油气水分离，分离的伴生气作为联合站的加热燃料，分离出的采出水经联合站采出水处理系统处理合格后回注地层，分离出的原油外输。

本项目采用气液分输的方式，产液进入分离缓冲罐，分离出的气进入气管网，产液经接转站管输至西二联合站。

考虑页岩油初期产气大且存在二氧化碳、集输阻力大，井口配套撬装加药装置，适时加入流动改性剂与二氧化碳缓蚀剂。

4.6.3.4. 排污节点

油气开采及集输过程中废气污染源主要为井场无组织烃类废气；废水污染源主要为采出液分离地采出水（含有压裂返排液）和修井、洗井废水，其中采出液经过联合站的三相分离器分离出的废水进入联合站采出水处理系统处理达标后回注油层，修井、洗井废水送至废弃泥浆处理厂处理达标后回注油层；噪声污染源主要为井场采油树等设备运行产生的噪声，采取基础减振的降噪措施。固废污染源主要为阀门、法兰等设施事故状态下产生的落地油（事故状态），拉运至油泥砂处理厂进行处理。

4.6.4. 退役期工艺流程及排污节点

4.6.4.1. 油井退役封井

随着开发的不断进行，油井可能会不具备综合利用价值，也可能因各种因素导致油井的报废。对于没有综合利用价值的报废的油井，需要进行井口永久性封井。

根据《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017），大港油田已对于退役井的封井已形成一套完整的程序，永久封井实施方案如下：

井口安装：由于部分井口严重锈蚀或遭到破坏，需要对井口进行特殊处理，然后再装好井口。

井筒清理：井筒清理为永久封井前期安全及井控工作的关键环节，井筒清理过程需要严防卡钻使处理复杂化，并做好防喷、防顶措施，杜绝压力突然释放造成的井喷及管柱上顶事故。

射孔层位封闭：射孔层位吸水能力 30min 不小于 10m^3 时可采用挤封；对于长

距离的射孔段或没有吸水能力的射孔层，在射孔层位以上固井质量好的井段进行注水泥，形成横向上比较连续的、稳固的胶结井段，防止射孔层压力上窜。

注灰井段：注灰井段一般设计为射孔层段；油层套管外固井质量好井段；上部井段（灰面在井口 5m 以下）。

井口处理及地面恢复：对各层套管环空打孔放压，割掉各层套管，对每层套管焊接盲板封闭，焊好井号，然后使用约 1m³ 灰浆注水泥墩再次封闭，刻好井号，回填井口。

4.6.4.2. 排污节点

退役期废气污染源主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施；噪声污染源主要为车辆噪声，要求合理安排作业时间，控制车辆速度等措施；固体废物主要为废弃井口设备，由建设单位物资回收部门进行回收处理。

4.7. 施工期污染源分析

4.7.1. 废气

施工期废气污染源主要包括施工扬尘、运输车辆废气。

（1）施工扬尘

在钻前准备过程中，首先要进行施工场地平整，会产生施工扬尘。本项目施工期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，其中受风力因素影响最大，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大。车辆运输产生的扬尘量、粒径大小等与多种因素（如路面状况、车辆行驶速度、车辆载重量和天气情况等）相关。其中风速、风向直接影响扬尘的传输方向和距离。因此，施工期间只要采取合理化管理、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后，施工扬尘影响范围有限，对区域环境空气质量影响小。随着施工期的结束，影响将会消失。

（2）车辆尾气

项目施工期，各种物料及机械的拉运需要的运输车辆较多，车辆排放的尾气会对大气环境造成一定污染。由于本项目涉及井场较少，车辆运输间隔较大；污染物产生为间断性、不连续排放；汽车使用油料为国家合格产品，其尾气排放的污染物均符合国家标准；且该影响会随着施工的结束而消失，车辆尾气对周围大气环境影响较小。

4.7.2. 废水

施工期废水主要为钻井废水、洗井废水、压裂返排液和施工人员生活废水。

(1) 钻井废水

钻井废水是油（水）井钻进过程中起降钻具带出的部分地层水、冲洗钻井设备、检修等排放的废水及钻井泥浆含水的统称，其组成、性质及危害与钻井液类型、处理剂的组成有关，主要污染物有石油类、 COD_{cr} 等。

本项目采用随钻处理技术，采用水基泥浆，属于一般固废。这部分废水排入泥浆不落地装置，并实现循环利用。根据现场经验，其中约剩余 5%不能循环利用，随钻井固废一起被收集泥浆循环罐中，部分通过罐车拉运至大港油田原油运销公司废弃泥浆处理厂处理。

根据建设单位的经验，一般钻井废水产生量为 $0.1\text{m}^3/\text{m}$ 。本项目新钻油井 4 口，总进尺 23486m，钻井废水产生量为 2348.6m^3 ，钻井废水进入泥浆随钻不落地系统处理后，上清液 95%回用于钻井过程中，剩余 5%送大港油田原油运销公司废弃泥浆处理厂处理，合计排放量为 117.43m^3 。

参考《大港油田钻井废水深度处理技术研究》，并根据本项目情况确定施工区钻井废水主要污染物 $\text{COD}_{\text{cr}}1000\text{--}2000\text{mg/L}$ 、 $\text{SS}1500\text{--}2500\text{mg/L}$ 、石油类 $10\text{--}100\text{mg/L}$ 、氯离子 $500\text{--}2000\text{mg/L}$ 。

(2) 洗井废水

根据建设单位提供的资料 and 实际经验，一般井深 5000–6000m 左右的洗井用水量约 $60\text{m}^3/\text{井}$ ，本项目平均设计井深约 6000m，本次评价洗井用水取 $60\text{m}^3/\text{井}$ ；则项目洗井用水的使用量约为 240m^3 。

主要污染物为 COD_{cr} 、氨氮、石油类、氯离子，洗井废水组成成分与钻井废水成分接近，主要污染物同钻井废水一致，洗井废水进罐，由罐车拉运至大港油田原油运销公司废弃泥浆处理厂处理。

(3) 压裂返排液

根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（环境部公告 2021 年第 24 号）中的《1120 石油和天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册》可知，压裂返排液产生量最大为 $153.21\text{m}^3/\text{井}$ ；根据建设单位提供的资料单口井产生压裂返排液在 $200\text{m}^3/\text{井}\sim500\text{m}^3/\text{井}$ 之间，大于手册中的数据，本次评价压裂返排液

产生量取建设单位提供的数据的最大值 $500\text{m}^3/\text{井}$ 。本项目共计新建 4 口井，压裂返排液外运量约为 $500 \times 4 = 2000\text{m}^3$ ，送大港油田原油运销公司废弃泥浆处理厂处理。

本项目使用的压裂液为滑溜水压裂液体系，其中 98.0%–99.5% 是混砂水。剩余成分主要为聚丙烯酰胺、氟碳表面活性剂、粘土稳定剂、氯化钾、过硫酸铵。根据《油田压裂返排液处理技术研究进展》，压裂返排液废水水质如下 $\text{COD}_{\text{Cr}} 2000\text{--}10000\text{mg/L}$ 、石油类 $100\text{--}1000\text{mg/L}$ 、 $\text{SS} 50\text{--}200\text{mg/L}$ 、挥发酚 $0.1\text{--}0.2\text{mg/L}$ 、色度 $200\text{--}500$ 。本项目压裂返排液 98% 以上成分为水，不属于胍胶体系，处理时不需破乳。因此压裂返排液可直接拉运至大港油田原油运销公司废弃泥浆处理厂处理达标后用于区块注水开发，不外排。

（4）生活废水

本项目施工期间生活污水主要来自钻井、井下作业、地面工程建设等施工过程的施工人员。生活用水量按 $50\text{L}/(\text{人} \cdot \text{d})$ 计算，单井钻井期以 40 天（人数以 40 人计算），单井试油期以 30 天（施工人数 10 人）进行核算，则单井生活用水量为 $95\text{m}^3/\text{施工期}$ 。生活污水产生量按用水量的 80% 计，则单井生活废水产生量为 $76\text{m}^3/\text{施工期}$ ，本项目共计新建 4 口井，合计生活污水产生量为 $304\text{m}^3/\text{施工期}$ 。

废水中主要污染物浓度分别为 $\text{COD}_{\text{Cr}} 350\text{mg/L}$ 、 $\text{BOD}_5 170\text{mg/L}$ 、 $\text{NH}_3\text{--N} 25\text{mg/L}$ 、 $\text{SS} 200\text{mg/L}$ 。钻井队有施工营地，部分盥洗废水直接场地内泼洒抑尘；营地设临时防渗厕所，及时清掏。

4.7.3. 噪声

钻井井场产生的噪声为机械噪声，主要来源于钻机、泥浆泵、压裂泵车及各种机械转动产生出的噪声，噪声源强 $90\text{--}100\text{dB}(\text{A})$ 。此外，还有来源于固井作业、下套管、起下钻具、起钻时吊环与水龙头的撞击等发出的作业噪声。钻井井场的噪声源不是单一的，有时几类噪声同时发出，其发生过程也不是连续的，声音强弱随情况变化而异。

4.7.4. 固体废物

4.7.4.1. 废弃钻井泥浆、岩屑

（1）废弃钻井泥浆

废弃钻井泥浆是指在钻井过程中无法利用或钻井完工后剩余的泥浆，其产生

量随井深和井径的不同而改变。根据类比油井的调查情况，钻井泥浆产生量可按照经验公式推算。

单井钻井废弃泥浆产生量可按照经验公式推算：

$$V=0.125 \pi D^2 h+18(h-1000)/500+116$$

式中：V—钻井废弃泥浆产生量， m^3 ；

D—井的平均直径，取 0.3m；

h—井深，m。

(2) 钻井岩屑

钻井过程中，岩石经钻头和泥浆的研磨而被破碎成岩屑，经泥浆携带出井口，钻井岩屑经振动筛分离出来。本工程钻井过程中以常规三开井身结构，岩屑产生量计算公式如下：

$$W=\pi D^2 h d / 4 \times 50 \%$$

式中：W—钻井岩屑排放量，t；

D—井的平均直径，取 0.3m；

h—井深，m；

d—岩石密度，取 $2.7t/m^3$ 。

经计算，钻井固废产生情况见下表。

表 4.7-1 钻井固体废物产生情况一览表

钻井岩屑 t	废弃泥浆 t	钻井固废 t	固废性质
2240	1755	3995	一般固废

本项目钻井固废共计产生 3995t，采用“泥浆不落地工艺”进行处理后送大港油田原油运销公司废弃泥浆处理厂处理。

4.7.4.2. 非含油废防渗材料

项目钻前工程期间，按照相应防渗要求对井场等区域铺设防渗布进行防渗处理，钻井作业结束后，产生一定量的非含油废防渗布，其属于一般工业固体废物，根据大港油田已有生产经验，单井非含油废防渗布产生量约为 0.0015t，单个丛式井场非含油废防渗布产生量约为 0.002t，本项目共布设 1 个丛式井场，故非含油废防渗布产生量约为 0.002t。

4.7.4.3. 危险废物

根据《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》（公告 2021 年第 4 号）

可知：本项目主要涉及钻井环节、井下作业环节、场地清理环节、采油环节中井场部分、集输与处理环节中的集输部分；本项目施工期产生的危险废物环节为钻井环节和场地清理环节，产生的其他危险废物为钻井环节中事故状态下的落地油和场地清理环节中产生的含油废防渗材料。

根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》建设项目危险废物汇总如下：

表 4.7-2 本项目施工期危险废物汇总

序号	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	年产生量 t	产生工序及装置	形态	主要成分	产废周期	危险特性	污染防治措施
1	含油废防渗材料	HW08	900-249-08	少量	场地清理阶段	固态	原油	间歇产生	T, I	送有资质单位处置
2	落地油	HW08	071-001-08	少量	井下作业环节	半固态	原油	间歇产生	T, I	送至中国石油大港油田原油运销公司油泥砂净化厂处理

4.7.4.4. 生活垃圾

本项目钻井期间人数 40 人，按照 40 天计算；试油期 10 人，以 30 天计算；按每人每天产生 0.5kg 生活垃圾计算，则单井钻井期生活垃圾的产生量为 0.95t/井（2.85t/钻井期）。设置垃圾桶收集后，按照当地环卫部门要求处理。

4.7.5. 施工期污染物排放汇总

表 4.7-3 本项目施工期主要污染物排放一览表

项目	排污节点		污染物	产生量	排放量	排放特征	治理措施
废气	钻井工程	施工扬尘	颗粒物	少量	少量	间断	施工场地定期洒水抑尘，开挖出的土石方苫盖等措施
		车辆废气	烃类等	少量	少量	间断	/
废水	钻井、压裂	钻井废水	COD _{cr} 、氨氮、石油类等	117.43m ³	0	间断	经罐车拉运至大港油田原油运销公司废弃泥浆处理厂处理
		洗井废水		240m ³	0	间断	
		压裂返排液	COD _{cr} 、氨氮、石油类、色度等	2000m ³	0	间断	盥洗废水直接用于泼洒场地抑尘；施工营地设置临时防渗旱厕，定期清掏
		生活污水	COD _{cr} 、总氮、总磷、NH ₃ -N 等	304m ³	0	间断	
噪声	钻井工程设备	车辆噪声、钻机设备噪声、施工机械噪声	Leq (A)	/	/	间断	运输车辆减速慢行；钻机、钻井泵等钻井设备安装消声器，进行基础减振；施工机械定期维护，基础减振
	运输车	车辆噪声、		/	/		

辆和设备	施工机械噪声					
固废	钻井工程	钻井固废	废弃泥浆、岩屑	3995t	0	间断 送大港油田原油运销公司废弃泥浆处理厂处理
		非含油废防渗材料	防渗布	0.002t	0	间断 施工单位回收处置
		生活垃圾	/	2.85t	0	间断 送当地环卫部门处置
		落地油	矿物油	少量	0	间断 送大港油田原油运销公司油泥砂净化厂处理
		含油废防渗材料	矿物油	少量	0	间断 送有资质单位处置

4.8. 运营期污染源分析

4.8.1. 废气

本次建设产能油井 5 口，依托站场为西二联合站，联合站内加热炉燃用天然气。本项目虽然新建了产能，因油田产能每年都在自然递减，总产能基本保持稳定，污染物排放量基本保持不变。由于本项目未新增加热炉，故没有新增加热炉焚烧废气的排放。

本项目运营期废气主要为原油开采、集输无组织挥发烃类气体。

油气集输过程采用密闭流程，井口密封并设紧急截断阀，可有效减少烃类气体的挥发，根据《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南（试行）》附表 5，石油开采过程中挥发性有机物排放系数为 1.4175g/kg。参考国内外有关计算，采用管道密闭集输工艺，其烃类气体的损耗可控制在 0.5% 以下。本项目年产能建设 4.15 万吨，则非甲烷总烃排放量为 0.236t/a。

表 4.8-1 本项目井场非甲烷总烃排放量一览表

井场	产能 t/a	非甲烷总烃	
		排放量 t/a	排放速率 kg/h
港 G52	41500	0.294	0.033

4.8.2. 废水

油田生产过程中产生的废水主要包括采出液分离地采出水和井下作业废水。

(1) 采出水

根据生态环境部关于发布《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》的公告（公告 2021 年第 24 号）—07 石油天然气开采业行业系数手册，本次产能工程新增产能 4.15 万 t/a，综合含水率取 65%，则产液量计算为：采出水量（吨

/吨—产品) = A / (1-A), A 表示原油含水率, 取值为 0-1。计算得采出水为 7.71 万 m³/a。产污系数见下表。

表 4.8-2 产污系数一览表

污染物指标	单位	产污系数计算公示	产污系数
废水量	吨/吨—产品	A / (1-A)	1
COD _{cr}	克/吨—产品	647A / (1-A)	647
NH ₃ -N	克/吨—产品	11.12A / (1-A)	11.12
石油类	克/吨—产品	116.56A / (1-A)	116.56
总氮	克/吨—产品	8.91A / (1-A)	8.91
挥发酚	克/吨—产品	0.83A / (1-A)	0.83

根据上表计算污染物浓度为: COD_{cr} 浓度为 647.41mg/L, 氨氮为 11.13mg/L, 总氮 8.92mg/L, 挥发酚为 0.83mg/L, 石油类为 116.67mg/L; 污染物产生量为: COD_{cr}49.89t/a, 氨氮 0.858t/a, 总氮 0.688t/a, 挥发酚 0.064t/a, 石油类为 8.99t/a。

(2) 井下作业废水

①修井废水

根据生态环境部关于发布《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》的公告(公告 2021 年第 24 号)—1120 石油天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册, 修井产生的修井废水排污系数为 25.29t/单井, 则本项目正常生产时每年修井废水产生量为 126.45m³/a。污染物产生浓度为 COD_{cr} 浓度为 1000mg/L, 石油类为 500mg/L, 污染物产生量为: COD_{cr}0.126t/a, 石油类 0.063t/a。修井废水通过罐车运至大港油田原油运销公司废弃泥浆处理厂处理。

②洗井废水

根据生态环境部关于发布《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》的公告(公告 2021 年第 24 号)—1120 石油天然气开采专业及辅助性活动行业系数手册, 洗井产生的洗井废水排污系数为 27.13t/单井, 则新建工程正常生产时每年洗井废水产生量为 135.65m³/a。COD_{cr} 产污系数为 34679 克/井, 石油类产污系数为 6122 克/井。污染物产生量为: COD_{cr}0.173t/a, 石油类 0.031t/a。污染物产生浓度为 COD_{cr}1275mg/L、石油类 228mg/L。洗井废水通过罐车运至大港油田原油运销公司废弃泥浆处理厂处理。

4.8.3. 噪声

油田生产过程噪声源主要为井场抽油机的电机噪声，源强为 70-75dB（A）。通过选用低噪声设备，基础减振等措施降低噪声产生。

4.8.4. 固体废物

（1）油泥（砂）

油泥（砂）产生量与油井的出砂情况有关，根据建设单位提供的资料，油田开采的油泥（砂）产生量为 0.5-0.73t/万 t 原油，本工程最大产油量 4.15×10^4 t/a 计算，油泥（砂）最大产生量为 3.03t/a。

油泥（砂）属于《国家危险废物名录》（2021 本版）HW08 废矿物油和含矿物油废物，运至大港油田原油运销公司油泥砂净化厂处理。本项目虽新建了产能，但因油田产能综合递减，现有联合站油水处理设施处理负荷基本维持不变，故联合站产生的含油泥（砂）和其他含油废物本次不再进行赘述。

（2）落地油

落地原油主要产生于油井采油树的阀门、法兰等处事故状态下得泄漏、管线破损以及井下作业产生的落地原油。按照单井落地原油产生量约 0.1t/a 计算，本项目运行后油井共 5 口，落地油总产生量约 0.5t/a。

根据大港油田环境保护管理制度规定，井下作业必须带罐操作，可使井下作业环节落地油 100%回收；井场通过视频监控和人工巡检及时发现阀门泄漏，及时收集泄漏原油和被污染的土壤送至大港油田原油运销公司油泥砂净化厂处理。

（3）废防渗材料

井下作业过程需要在井场地面铺设防渗材料，根据建设单位提供的资料废防渗材料产生量约 0.05t/a，废防渗材料折叠打包，直接委托有危废处置资质的单位接收处置。

表 4.8-3 本项目运营期危险废物汇总

序号	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	年产生量 t/a	产生工序及装置	形态	主要有害成分	产废周期	危险特性	污染防治措施
1	落地油	HW08	071-001-08	0.5	井下作业环节	半固态	油类物质	间歇产生	T, I	密封桶送油泥砂处理厂
2	废防渗材料	HW08	900-249-08	0.05	场地清理	固态	油类物质	间歇产生	T, I	资质单位处置

4.8.5. 运营期污染物排放汇总

运营期污染物排放汇总情况见下表。

表 4.8-4 运营期污染物排放汇总

项目	工程	污染源	主要污染物及排放量		排放去向
废气	采油及集输	无组织排放	烃类	0.294t/a	大气
废水	井场	采出水	石油类等	77100m ³ /a	采出水依托西二联合站采出水处理系统处置
		修井废水	SS、	126.45m ³ /a	井下作业带罐操作，废水运送至大港油田原油运销公司废弃泥浆处理厂处理
		洗井废水	COD _{cr} 、石油类等	135.65m ³ /a	
噪声	井场	抽油机	/	70-75dB (A)	/
固体废物	落地油		油类物质	0.5t	密封桶送大港油田原油运销公司油泥砂处理厂
	废防渗材料			0.05t	资质单位处置

4.9. 退役期污染源分析

随着油田开采的不断进行，储量逐渐下降，最终区块进入退役期，当油田开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，由此带来的大气污染物、生产废水、噪声及固体废物等环境的影响将会消失。油井停产后将进行一系列的清理工作，包括地面设施拆除、封井、井场清理等，将会产生少量的扬尘和固体废物。在退役期施工操作中应注意采取降尘措施，同时，将产生的固体废物进行集中收集，外运至指定的固体废弃物存放点存放。

4.10. 清洁生产

根据本工程的工艺过程及污染物排放情况，按照清洁生产的要求，对污染物进行全过程控制，以节能、降耗、减污、增效为目标，按照利用清洁原料，采用清洁生产工艺及有效的物料循环和综合利用，加强清洁生产管理。

4.10.1. 施工期清洁生产分析

(1) 井身结构

根据成熟技术并结合采油要求：新钻水平井均推荐采用三开结构。

(2) 钻井液

钻井液体系属于区域油田钻井常规钻井液。钻井液根据其钻井阶段和成分分类，采取相应的处理措施，能回用的尽可能回用，不能回用的拉运至钻修井废液处理站妥善处置，不外排环境。

(3) 储层保护措施

储层保护思路为“采用屏蔽暂堵技术，保护孔隙，降低固液相侵”，提高钻

井液封堵裂缝能力。

（4）先进性分析

大港油田在各个油气田区块内新建钻井，不断总结前期钻井经验，形成了针对不同油气层、不同地层地质条件下的成熟、可靠的钻井技术，从钻机选型、钻井液选取与配置、油气层储层保护措施和固井方案等方面，积累的丰富的工作经验，从油田开发钻井阶段横向对比，钻井深、难度大，钻井设备和工艺技术水平处于国内领先水平，具有一定的先进性。

4.10.2. 运营期清洁生产分析

（1）集输及处理清洁生产工艺

①集输方式

在井场加强油井井口的密闭，减少井口烃类的无组织挥发。在集输方案的设计上进行了优化，充分考虑和利用气藏的自然能量，确定合理的采油方式。本项目运营期生产地采出液进集输管线输送至联合站，集输管道为密闭输送降低了油气的损耗，减少烃类物质的挥发量，从而节约了能源，降低了对大气环境的污染影响。

②优化布局，减少建设用地

对井场及站场按工艺流程进行优化组合，布置紧凑。在采油区将管线、电、道路等沿地表自然走向敷设，最大限度地减少对自然环境和景观的破坏。

③井下作业规范化在井下作业过程中，采用带罐作业，最终拉运至钻修井废液处理站处理；井下作业过程中铺膜防止原油落地，对作业过程中散落的落地油及时收集清运，拉运至有南部油泥砂处理厂进行处置。

（2）节能及其他清洁生产措施分析

①采用高压管道，减少管网的维修，延长管道使用寿命。

②选用节能型电气设备。井场的动力、供电等设备根据设计所确定的用电负荷，在保证安全要求的前提下，选择节能型的设备，防止造成大量能耗，从而降低生产成本。

③地面工程各类机泵采用变频控制，降低设备能耗。

（3）建立有效的环境管理制度本项目将环境管理和环境监测纳入油田安全环保部门负责，采用 QHSE 管理模式，注重对员工进行培训，使员工自觉遵守 QHSE

管理要求，保护自身的安全和健康。为减少和杜绝环境污染事故的发生，建立、健全管理规章制度，制定了详细的污染控制计划和实施方案，责任到人，指标到岗，实施监督；实行公平的奖惩制度，大力弘扬保护环境的行为。本项目主要采取的环境管理措施如下：

- ①落实环保目标责任制，坚持环保指标考核，推行清洁生产。
- ②井下作业系统积极推行“铺膜”等无污染作业法；在采油过程中加强管理，对集输管线及井口设施定期检查，维修，减少或杜绝生产过程中的“跑、冒、滴、漏”现象发生。

4.10.3. 清洁生产水平分析

4.10.3.1. 评价指标体系

《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》中规定的清洁生产评价指标体系由相互联系、相对独立、互相补充的系列清洁生产评价指标所组成的，是用于评价清洁生产绩效的指标集合。根据清洁生产的原则要求和指标的可度量性，评价指标体系分为定量评价和定性要求两大部分。

定量指标和定性指标又分为一级指标和二级指标。一级指标为普遍性、概括性的指标；二级指标为反映油气勘探开发企业清洁生产各方面具有代表性的、易于评价考核的指标。定量评价的二级指标从其数值情况来看，可分为两类情况：一类是该指标的数值越低（小）越符合清洁生产要求（如常用纤维原料消耗量、取水量、综合能耗、污染物产生量等指标）；另一类是该指标的数值越高（大）越符合清洁生产要求（如水的循环利用率、碱回收率、固体废物综合利用率等指标）。因此，对二级指标的考核评分，根据其类别采用不同的计算模式。在行业评价指标项目、权重及基准值中未出现的指标，按照最高值进行确定，即清洁生产具有较高水平。不同类型油气勘探开发企业清洁生产评价指标体系的各评价指标、评价基准值和权重值见下表。

表 4.10-1 钻井阶段清洁生产指标体系

定量指标						本项目情况	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值		
1 资源和能源消耗指标	30	占地面积	m ²	15	符合行业标准	符合	15
		新鲜水消耗	t/100m 标准进尺	15	≤25	10	15
2 生产技术	5	固井质量合格	%	5	≥95%	100	5

特征指标		率					
3 资源综合利用指标	30	钻井液循环率	井 2000m 以下	10	≥40%	95%	10
			井深 2000-3000		≥50%		
			井深 3000m 以上		≥60%		
		柴油机效率	%	10	≥90	网电	10
		污油回收率	%	10	≥90	100	10
4 污染物产生指标	35	钻井废水	t/100m 标准进尺	10	甲类区：≤30 乙类区：≤35	10	10
		废弃钻井液	m ³ /100m 标准进尺	10	≤10	8.5	10
		柴油机烟气	/	5	符合排放标准要求	网电	5
		石油类	mg/L	5	≤10	10-100	0
		COD _{cr}	mg/L	5	甲类区：≤100 乙类区：≤150	2000	0
定性指标						本项目情况	
一级指标	指标分值	二级指标		指标分值			
1 资源与能源消耗指标	15	钻井液毒性	可生物降解或无毒钻井液		10	水基钻井液	10
		柴油消耗	具有节油措施		5	网电	5
2 生产技术特征指标	30	钻井设备	国内领先		5	符合	5
		压力平衡技术	具备欠平衡技术		5	符合	5
		钻井液收集设施	配有收集设施，且使钻井液不落地		5	符合	5
		固控设备	配备振动筛、除气器、除泥器、除砂器、离心机等固控设备		5	符合	5
		井控措施	具备		5	符合	5
		有无防噪措施	有		5	符合	5
3 管理体系建设及清洁生产审核	35	建设 QHSE 管理体系			10	符合	10
		开展清洁生产审核，并通过验收			20	符合	20
		制订节能减排工作计划			5	符合	5
4 贯彻执行环境保护法规的符合性	20	废弃钻井泥浆处置措施满足法规要求			10	符合	10
		污染物排放总量控制与减排措施情况			5	符合	5
		满足其他法律法规要求			5	符合	5

表 4.10-2 井下作业清洁生产指标体系

定量指标						本项目情况	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值		
1 资源和能源消耗指标	30	作业液消耗	m³/井次	10	≤5.0	≤5.0	10
		新鲜水消耗	m³/井次	10	≤5.0	0	10
		单位能耗	/	10	行业基本水平	符合	10
2 生产技术特征指标	20	压裂放喷返排入罐率	%	20	100	100	20
3 资源综合利用指标	20	落地原油回收率	%	10	100	100	10
		生产过程排出物利用率	%	10	100	100	10
4 污染物产生指标	30	作业废液量	m³/井次	10	≤3.0	500	1
		石油类	mg/L	5	甲类区：≤10 乙类区：≤50	/	1
		COD _{cr}	mg/L	5	甲类区：≤100 乙类区：≤150	/	3
		含油污泥	kg/井	5	甲类区：≤50 乙类区：≤70	5	5
		一般固体废物（生活垃圾）	kg/井	5	符合环保要求	符合	5
定性指标						本项目运营期预期情况	
一级指标	指标分值	二级指标		指标分值			
1 生产工艺及设备要求	40	防喷措施	具备	5	符合	5	
		地面管线防刺防漏措施	按照标准试压	5	符合	5	
		防溢设施	具备	5	符合	5	
		防渗范围	废水、使用液等可能落地处	5	符合	5	
		作业废液污染控制措施	集中回收处理	10	符合	10	
		防止落地原油产生措施	具备原油回收设施	10	符合	10	
2 管理体系建设及清洁生产审核	40	建设 QHSE 管理体系			15	符合	15
		开展清洁生产审核			20	符合	20
		制订节能减排工作计划			5	符合	5
3 贯彻执行环境保护法规的符合性	20	满足其他法律法规要求			20	符合	20

表 4.10-3 采油作业清洁生产指标体系

定量指标						本项目情况	
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重分值	评价基准值		

1 资源和能源消耗指标	20	综合能耗	kg 标煤/t 采出液	20	稠油≤160	符合	20
2 资源综合利用指标	30	余热余能利用率	%	10	≥60	/	0
		油井伴生气回收利用率	%	10	≥80	100	10
		含油污泥资源化利用率	%	10	≥90	100	10
3 污染物产生指标	50	石油类	mg/L	5	甲类区：≤10 乙类区：≤50	116.56	3
		COD _{cr}	mg/L	5	甲类区≤100 乙类区≤150	674	1
		落地原油回收率	%	10	100	100	10
		采油废水回收率	%	10	≥60	100	10
		油井伴生气外排率	%	10	≤20	0	10
		采油废水有效利用率	%	10	≥80	100	10
定性指标						本项目运营期预期情况	
一级指标	指标分值	二级指标		指标分值			
1 生产工艺及设备要求	45	采油	井筒设施完好	5	符合	5	
			套管气回收装置	10	符合	10	
			防止落地原油产生措施	10	符合	10	
		采油方式	采油方式经过综合评价确定	10	符合	10	
		集输流程	全密闭流程，并具有轻烃回收	10	符合	10	
2 管理体系建设及清洁生产审核	30	建设 QHSE 管理体系			10	符合	10
		开展清洁生产审核，并通过验收			20	符合	20
		制订节能减排工作计划			5	符合	5
3 贯彻执行环境保护法规的符合性	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况			5	符合	5
		建设项目环境影响评价制度执行情况			5	符合	5
		老污染源限期治理项目完成情况			5	符合	5
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况			5	符合	5

4.10.3.2. 评价指标体系计算

$$P=0.6P_1+0.4P_2$$

式中：P—清洁生产综合评价指数；

P_1 —定量评价指标考核总分值；

P_2 —定性评价指标考核总分值。

根据目前我国石油和天然气开采行业的实际情况，不同等级的清洁生产企业的综合评价指标见下表。

表 4.10-4 石油和天然气开采行业不同等级清洁生产企业综合评价指数

清洁生产企业等级	清洁生产综合评价指数
清洁生产先进企业	$P \geq 90$
清洁生产企业	$75 \leq P < 90$

根据以上表格的取值，经计算得：

本项目钻井作业期间定量评价考核总分值 $P_1=90$ ，定性评价指标的考核总分值 $P_2=100$ ，综合评价指数 $P=0.6 \times P_1+0.4 \times P_2=94$ ；

井下作业期间定量评价考核总分值 $P_1=85$ ，定性评价指标的考核总分值 $P_2=100$ ，综合评价指数 $P=0.6 \times P_1+0.4 \times P_2=91$ ；

采油作业期间定量评价考核总分值 $P_1=84$ ，定性评价指标的考核总分值 $P_2=100$ ，综合评价指数 $P=0.6 \times P_1+0.4 \times P_2=90.4$ ；

参照《石油天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》可知，清洁生产综合评价指数 $P \geq 90$ ，综合来看，评定为“清洁先进生产企业”。

4.10.4. 清洁生产结论

本项目使用的技术符合国家关于清洁生产的政策、法规，在工艺选择、设备选型及资源消耗等方面均比较先进，基本符合清洁生产的要求。但清洁生产是一个相对的概念，推行清洁生产是一个不间断的过程。作为本工程的业主，还要依据有关环保法规、节能节水规定和循环经济的要求，在工程的开发建设和生产运营中，制定相应的预防污染计划和措施，并根据工程进展情况和公司的经营情况，有组织、有计划地安排和协调，有序地实行清洁生产；广泛收集新的工艺信息，国内外先进技术信息，清洁生产技术信息，不断地开发研究和应用新的清洁生产技术；同时还应不断地对员工进行培训，提高对清洁生产的认识和自觉推行清洁生产的意识，把清洁生产持续地推向各个生产岗位。

4.10.5. 清洁生产建议

本工程较好地考虑了清洁生产的要求，但为更好地、持续地进行清洁生产，结合工程特点，提出以下建议供参考：

（1）地面工程设计、采油设计、集输设计等方案设计阶段充分考虑清洁生产水平要求，明确指标要求。

（2）要实现清洁生产，除了采用先进的生产工艺和技术外，还需要注意以下几点：更新观念，寻求生产与环保之间协调统一的新途径；提高管理技巧，增强职工的主人翁意识和责任感；加强内部管理，减少跑、冒、滴、漏现象；加强人员培训，提高职工的清洁生产意识；加强外部联系，积极与地方环保部门协调，确定合理的管理目标，加强宣传，与地方有关部门合作协作，确保油田安全运行。

4. 11. 总量控制分析

中国石油大港油田第五采油厂历次环评未批复污染物控制总量指标，排污许可类别为登记管理，也未许可污染物排放量。

本项目运营期无新增废水排放，废气排放源为井场石油伴生气的无组织逸散，排放量如下。

表 4. 11-1 本项目污染物排放量统计表

类别	污染物名称 t/a	产生量 t/a	消减量 t/a	排入环境量 t/a
废气	VOCs	0.294	0	0.294

本项目新增石油产能与第五采油厂同年封井及单井产能降低所造成的产能较少量基本持平，故全厂废气污染物总排放量不增加。

5. 环境质量现状调查与评价

5.1. 地理位置

天津市位于华北平原东部，地处海河流域下游，东临渤海、北依燕山，地理坐标范围：北纬 $38^{\circ} 33' 57''$ - $40^{\circ} 14' 57''$ ，东经 $116^{\circ} 42' 5''$ - $118^{\circ} 3' 31''$ 。南北长约 186km，东西宽约 101km，全市土地总面积为 11919.7km^2 ，除蓟县北部山区外，其余绝大部分为平原，平原区面积占陆地总面积的 94%。

天津市滨海新区地处于华北平原北部，位于山东半岛与辽东半岛交汇点上、海河流域下游、天津市中心区的东面，渤海湾顶端，濒临渤海，北与河北省丰南县为邻，南与河北省黄骅市为界，地理坐标范围为北纬 $38^{\circ} 40'$ 至 $39^{\circ} 00'$ ，东经 $117^{\circ} 20'$ 至 $118^{\circ} 00'$ 。滨海新区拥有海岸线 153km，陆域面积 2270km^2 ，海域面积 3000km^2 。

本项目位于天津市滨海新区，中心坐标东经 117.391328861° ，北纬 38.634410231° 。井场周边现状均为空地。



图 5.1-1 建设项目位置示意图

5.2. 自然环境简况

5.2.1. 地形地貌

根据地貌基本形态和成因类型，天津市从北至南大体划分为山地丘陵、堆积平原、海岸潮间带三个大的类型区。

滨海新区地貌属于滨海冲积平原，西北高，东南低，海拔高度 1-3m，地面坡度小于 1/10000；主要地貌类型有滨海平原、泻湖和海涂。海河、蓟运河、永定新河、潮白河、独流减河等主要河流均从滨海新区入海，区内还有北大港、北塘、

营城、黄港、钱圈等水库以及大面积的盐田和众多的坑塘，因此水域面积大和地势低平成为本区主要地貌特征。

滨海新区跨越了沧县隆起、黄骅拗陷两个地质构造单元，区内包括：沧东断裂、海河断裂等壳断裂、汉沽断裂等盖层断裂以及其他一般性断裂。滨海新区地质构造属于新华夏构造体系的黄骅凹陷带，而且孕育着以海河断裂为代表的构造带，断裂两侧地质有明显的落差，对两侧建设造成一定影响。地表主要是第四纪河相海相沉积物，故形成承载力仅 $6-8\text{t/m}^2$ 的松软地质基础。

大港区内以平原为主，中部有大港水库，陆地呈环状分布在水库四周，地势平坦，高差不大，平均海拔为 2m（大沽高程），最低为-1m，地面坡度 $1/10000$ 左右，处在我国典型的淤泥质海岸岸段北部渤海湾西岸。根据地貌基本形态和成因类型，自西向东划分为冲积平原、海积冲积低平原、海积低平原和潮间带区（潮滩），详见下图。场地位于天津市滨海平原区的海积冲积低平原区。

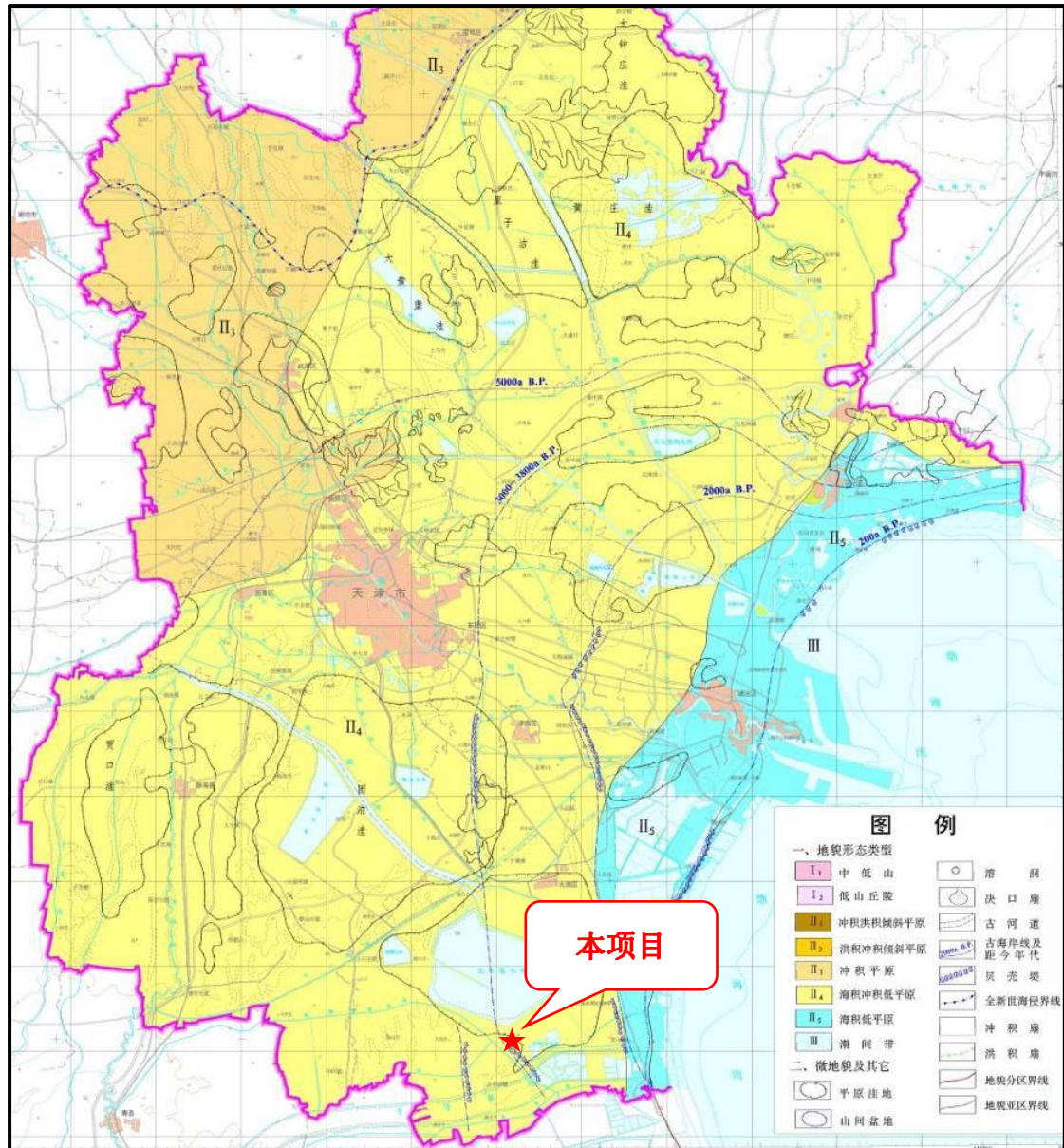


图 5.2-1 区域地貌类型图

5.2.2. 气象与气候

调查区气候主要为暖温带半湿润大陆型季风气候。由于濒临渤海，受季风环流的影响很大，冬季盛行西北风，夏季盛行东南风，春秋季节多西南风。区内气候冬夏长，春秋短，春季干旱多风，夏季高温高湿雨水多，秋季冷暖适宜，冬季寒冷少雪，四季变化明显的特点。

该区年平均气温 12℃，极端最高气温 39.9℃，极端最低气温 -18.3℃；年均温差 30.7℃，无霜期 206 天。多年平均降水量 602.9 毫米，多年最小降水量 278.4mm，多年最大降水量 1083.5mm，降水主要集中在夏季，约占全年降水量的

76%；年蒸发量为 1800 毫米，是降水量的 3 倍。年日照时数为 2898.8 小时，平均日照百分率为 64.7%。年太阳能辐射量 128.8 千卡 / 平方厘米，是全市太阳能辐射量最丰富的地区。工作区能见度小于 1km 的雾日数年平均 14.2 天，多在冬季出现。

5.2.3. 水文

天津地处海河流域下游，素有九河下梢之称。

1、河流

(1) 独流减河

建于 1953 年，因上口在独流镇附近，故名独流减河，是为了分泄大清河和子牙河的汛期洪水，减轻海河排洪入海的负担而开挖修建的，并于 1966—1969 年扩挖，整个河道自独流减河进洪闸至独流减河防潮闸，全长 67km。河道从第六堡开始至万家码头，与马厂减河平交后经北大港入海。独流减河是天津市一条重要的行洪河道和南部防洪的重要防线，其左堤为天津市的南部防线，堤防长度 67.2km。

(2) 洪泥河

开挖年代久远，二十世纪六十年代末实施了改造。洪泥河南起独流减河左堤洪泥河首闸（大港区中塘镇万家码头村南），北至海河右堤洪泥河防洪闸（津南区辛庄镇生产圈村北），全长 25.8 公里。河道原设计底宽 20—25 米，上口宽 43—50 米，最大过流能力为 40 立米/秒。沿途涉及大港、西青、津南三个区的 6 个镇 23 个村。洪泥河是一条多功能河道，即承担着沿途农田灌溉和排沥任务，又担负着为海河补水输水任务。该河已成为沟通独流减河与海河的一条重要通道。

(3) 十米河

位于大港区城区西部，北通马场减河，南至独流减河，全长 5km，设计流量为 30m³/s，排涝标准为二十年一遇。为充分利用水资源，汛末拦蓄部分尾水，抬高大港区河道蓄水水位，美化环境，在大港城区西北大安桥上游 500m 处修建橡胶坝。

(4) 马厂减河

于清光绪年间（1875—1908）始挖，因其系马厂兵营（兵营距九宣闸约 2 公里）驻军开挖，故名马厂减河。马厂减河西起静海大张屯乡靳官屯村南的九宣闸，

东北行，流经静海、大港、津南三区、县，在东丽区新城附近汇于海河，全长 80 余公里，其中流经大港区的长度 9.5 公里，是大港区的主要河道。中段在万家码头同独流减河相交，分泄南运河、子牙河、大清河汛期洪水，以减轻海河负担。

2、水库

北大港水库位于海河流域、大清河、南运河、子牙河水系独流减河下游，东临渤海湾，南望北大港油田，距入海口 6km，是天津市最大的平原水库。水库建成于 1974 年，占地 164km²，蓄水面积 150km²，设计库容 5×108m³。北大港水库主要承泄、调蓄大清河、南运河来水，担负着防洪、滞洪、蓄水、供水等任务，在历史上的 9 次引黄济津中发挥了重要作用，同时在南水北调东线规划中作为调蓄水库，是天津市的重要水源之一。1972 年至 2005 年共蓄水 48.11 亿立方米，供水 25.47 亿立方米，1999 年正式建立以北大港水库为中心的天津市北大港湿地自然保护区，为保证城市用水发挥了重要的作用。

5.2.4. 土壤和植被

滨海新区土壤在长期的海退和河流泥沙不断沉积的过程中，经过人为改造而逐渐形成。全区土壤可分为盐化潮土、盐化湿潮土和滨海盐土三个亚类。滨海新区土壤盐碱化是由于土壤及地下水中的盐分主要来自于海水，土壤积盐过程先于成土过程；不同盐碱度的土壤和不同矿化度的地下水，平行于海岸呈连续的带状分布，或不连续的带状分布；频繁的季节性积盐和脱盐交替过程；越趋向海岸，土壤含盐越重。滨海地区土壤平均含盐量在 4-7%左右，pH 值在 8 以上，含盐量大于 0.1%的盐渍化土壤面积约为 195890hm²，约占滨海新区总面积的 86.3%。

5.2.5. 区域地质概况

5.2.5.1. 地质构造

1、地质构造分区

根据天津构造单元划分情况，项目选址地处华北准地台（Ⅰ）之华北断坳（Ⅱ₂）之黄骅坳陷（Ⅲ₄）之板桥凹陷（Ⅳ₁₄）内。

黄骅坳陷西以沧东断裂与沧县隆起相邻，东部进入渤海湾。北以宝坻断裂与唐山隆起相接，南部以埕西断裂与埕宁隆起分界。自燕山运动以来坳陷是长期沉降区，坳陷轴向北北东，往北转向北东，逐渐向渤海坳陷过渡，平行轴向的张性断裂很发育，并伴生有北西西-北西向断裂，区域主要控制性断裂包括沧东断裂、

海河断裂。受这些断裂的交叉分割，区内凹陷和凸起相间排列，四级构造单元宁河凸起、北塘凹陷、板桥凹陷由北向南依次分布。

板桥凹陷各期地层基本发育较全。新近系和第四系厚 1.3~1.9km，其北部（小韩庄凸起东）古近系发育较厚，可达 3.0km 以上，中生界及上古生界均较厚；其南部（白塘口凹陷南）古近系厚约 1.0km 左右，中生界及上古生界可能有较薄的沉积或剥蚀残留。

2、断裂

调查评价区附近全部为隐伏断裂，主要有沧东断裂、板桥断裂、大张坨断裂。

（1）沧东断裂

位于场区西部，是沧县隆起与黄骅坳隆的分界断裂，总体走向北东，倾向南东，倾角 30~80° 的正断层，在天津境内约长 128km，断裂在多呈斜列式展布，在葛沽以南主要由两条大致平行的正断层组成。断裂由南西向北东延伸至葛沽一带转向北而偏西，消失在军粮城农场一带，而后在山岭子村一带重新出现继续向北东向延伸。

断裂两盘新生界差异显著。在北西侧上升盘沧隆起上，新近纪以来的松散沉积多直接覆盖在中生界、古生界和中新元古界之上；而在南东侧下降盘的黄骅坳陷中，隐伏巨厚的古近系、显示断裂对其沉积厚度具明显的控制作用，是一条在新生代逐渐发展而形成的同生沉积断裂。据物探资料推测断裂向下切割深度大于 10km，并且切断地壳，是一条规模宏大的壳断裂。

（2）板桥断裂

板桥断裂西起大港区北围堤路南侧，向东逐渐转为 NE 向，穿过上古林镇后项 NE 方向延伸，总长约 10km 左右。该断层倾向 NW，倾角 60 左右，上切地层为上第三系馆陶组底部，晚更新以来没有活动。

（3）大张坨断裂

大张坨断裂西起增福台东南 7km 处，走向呈 NE50，穿过独流减河河滩，延伸总长约 20km。该断层倾向 NW，倾角 50 左右，上切地层为第四系底部，晚更新以来没有活动。



图 5.2-2 区域地质构造单元分区图

5.2.5.2. 地层

本区第四系地质特征基本上继承了新近系构造特点，但构造断块体差异运动在逐渐减弱、气候也出现明显的冷暖交替变化，因而使沉积环境多变、在不同构造区第四系地层沉积厚度差别较大，总体是隆起区较薄，坳陷区较厚。平原区南部（宁河-宝坻断裂以南区）层序齐全，第四系厚度以武清凹陷为最厚，可达 460m 以上；其次为北塘凹陷、板桥凹陷一带，厚度达 320m 以上。第四系地层沉积厚度由西到东、由市区向东或者西逐渐增大，市区内厚度一般 300m 左右。本区第四系岩性比较单一，主要是粘土、粉质粘土、粉砂、细砂、粗砂互层组成，在不

同地区厚度和结构存在差异。

1、下更新统(Q_p^1)

本区第四纪进入早更新世,由于新构造运动,平原进一步下降。受基底构造的影响,地形展布方向基本为北北东向,这对本区第四纪岩相古地理的形成和发展有一定的控制作用。天津南部为山前洪泛平原区,冲洪积扇发育,分布广,在其顶部常见沼泽相沉积。武清区以南地势较平坦,主要为河流作用形成的冲积物。东南部及河道带间发育湖泊相。沉积物的分布特征:北部以粗粒的冲洪积相堆积物为主,砂层厚,颗粒粗,砂层的连续性好。南部以河流作用的冲积物为主,砂层变化大,颗粒粗细不稳定。海相层不发育,没有形成大面积的海相沉积环境。因此,第四系早更新世调查区内不同地区沉积环境不一样、地层岩性也发生变化。

该地层在本区多由粘性土、砂性土与砂不规则互层。中西部地区铁、锰及钙质结核普遍可见,以粘土为主、夹粉土及少量粉质粘土,多呈棕、棕黄、灰绿等色,局部见棕红色粘土,砂层以灰黄色中细砂为主、偶见灰白色粗砂和黄绿色粉砂。东北部地区(黄骅坳陷北部)结核少见、砂层相对增多、且以粉细砂为主、砂粘比接近于 1,砂层颜色以灰白色为主、灰黄色次之、并见有灰黑色细砂,土层以灰、黄色为主、部分呈黑灰或深灰色,多为粉质粘土,粉土、粘土少见。本组底界埋深为 230~462m,整合或假整合与上新统明化镇组之上;一般厚度 70~220m,东部和西北部最厚,中部、西南部隆起区下更新统均有不同程度的缺失,沉积厚度较小。

2、中更新统(Q_p^2)

中更新世时期地层的沉积情况与早更新世基本相同,山前洪积扇的分布面积有所缩小,中部平原和滨海平原地势较平缓,平原湖泊相沉积物发育。北部以冲洪积相堆积物为主,砂层厚,颗粒粗,砂层的连续性好。南部冀中坳陷区以河流作用的冲洪积物为主,砂层变化大,颗粒粗细不稳定。在沧县隆起区为冲积及少量湖积和冲湖积层,在黄骅坳陷区为冲洪积、海积、冲海积,岩性以粘性土类夹中粗砂、中细砂。调查区中更新统不同地区沉积环境的变化,导致不同地区岩土体岩性和结构的差异。

该区地层中灰、浅灰和灰白色细砂、粉砂层较下伏地层增多,东部地区砂层更多、砂粘比已大于 1。其他地层在中西部地区以黄、灰、棕、灰绿色粉土、粉

质粘土为主，夹深灰、灰黑色粘土，普遍含钙核，铁、锰核偶见；东部地区色调则以灰为主，深灰、黑灰色亦较普遍，粘土较少，不含铁、锰结核，钙核亦很少见。底界埋深为 151~204m，整合与 Q_p^1 之上，中部稍薄、东西部较厚，一般厚度 90~120m。

3、上更新统(Q_p^3)

上更新世山前洪积扇较中更新世缩小，其前缘继续缩退。全平原普遍接受沉积，河流发育，湖泊面积进一步减少。气候经历了冷-暖-冷-暖-冷的变化。沉积物的分布基本仍是北部以冲洪积相堆积物为主，颗粒粗，南部是河流作用的冲积物。水系基本上是北西向和西南向，在东南部汇聚入渤海。本期海侵范围呈北东向延伸，发育两层较稳定海相层，在滨海地区发育海相沉积物。由此可见，沉积环境的截然不同，区内不同地方沉积岩土体岩性和结构也不一样。

该地层多由灰黄、深灰、灰黑色粉质粘土、粉土夹粘土与褐黄、灰色、灰黑色细砂、粉砂不规则互层，东部地区砂层相对较多、粘土少见；底板埋深 60.7~87.7m，整合与 Q_p^2 之上，一般厚度 42~66m。

4、全新统(Q_h)

调查区全新世的时间短，沉积厚度小，平原河系发育，主要是河流作用形成的冲积物。中全新世发生海侵，此次海侵范围较大，达第四纪海侵的最高潮，发育有海相层。在滨海地区的入海口形成入海三角洲。气候从冷转暖，湖泊、沼泽、洼地逐渐萎缩。河道带的展布方向大致可分为三组：北部地区为一组，砂层较厚，粒度较粗且混杂；中部和南部地区砂层相对较薄，以粉砂为主，粒度相对较细。上述三组方向的流水对全新世的沉积、沉积物的特征起了非常大的影响作用，尤其是来自本区西南方向的黄河变迁对本区的影响更为明显。

全新统沉积厚度为 14.2~24m，中西部较薄、向东部厚度增大，根据岩性特征和岩相变化自下而上可划分为三段，其中以二段海相层沉积厚度最大，本组与下伏塘沽组地层为整合接触。

一段地层：主要为黄灰、褐灰、浅灰色粉质粘土和粉土，厚度 0~3m，为陆相沉积。

二段地层：主要为灰、灰黑色淤泥质粉质粘土、粉土、粘土和灰色淤泥质粉砂，在滨海滩涂部分地域二段直接出露地表而呈褐色、黄灰色。二段土层多具水

平纹层构造、纹层由粉砂和粘性土相间发育而成，局部现不规则波状层理并夹深灰色淤泥条纹、条带和斑块。二段底部普遍发育有泥炭层，厚度一般 6~14m，东部较厚、向西向北变薄。

三段地层：岩性较复杂，主要有以下几种岩性组合。

①褐黄色粉土、粉质粘土与粉砂呈不等厚互层。

②以黄褐色粉质粘土、褐黄色粉土为主，局部夹褐黄色粉砂透镜体。

③深灰色淤泥质粉质粘土、粉土组合，该组合富含有机质。

④黄灰、浅灰、褐灰、棕黄、灰绿等杂色粉质粘土、粉土组合，该组合顶部常含有钙质结核。

总之，本区第四系地质结构特征主要受第四纪古地理沉积环境的影响，其上河流发育，流水作用塑造了各种地形，在河间地带分布着面积不等的湖泊相和沼泽相。又因海侵多次进入冲积平原，海侵范围以内夹有海相层。在东南部滨海区的岩相主要是海相，沉积物的颗粒细，并出现入海三角洲，在这种纷繁复杂古地理环境状况下，调查区在不同深度、不同区域地层岩性也不一样，因此，在一定程度上对第四系水文地质条件产生了重大影响。

5.2.5.3. 区域水文地质条件

5.2.5.3.1. 地下水系统划分及分区特征

根据水文地质结构特征，可将天津市全境划为 5 个地下水系统区，其中包括 8 个地下水系统子区，4 个地下水系统小区。调查评价区所处地下水系统为漳卫河地下水系统子区(VI)。

表 5.2-1 天津市地下水平原区地下水系统区划表

地下水系统	地下水系统子区/小区	
潮白河蓟运河地下水系统(I)	潮白河蓟运河冲洪积扇系统子区(I ₁)	蓟运河冲洪积扇系统小区(I ₁₋₁)
		潮白河冲洪积扇系统小区(I ₁₋₂)
	潮白河蓟运河古河道带系统子区(I ₂)	蓟运河古河道带地下水系统小区(I ₂₋₁)
		潮白河古河道带地下水系统小区(I ₂₋₂)
	潮白河蓟运河冲积海积地下水系统子区(I ₃)	
永定河地下水系统(III)	永定河冲洪积扇地下水系统子区(II ₁)	
	永定河古河道带地下水系统子区(II ₂)	
子牙河地下水系统(IV)	子牙河古河道带地下水系统子区(IV ₂)	
永定河大清河子牙河地下水系统(III+IV+V)	海河冲积海积地下水系统子区(II ₃ +III ₃ +IV ₃)	
漳卫河地下水系统(VI)	漳卫河冲积海积地下水系统子区(V ₃)	

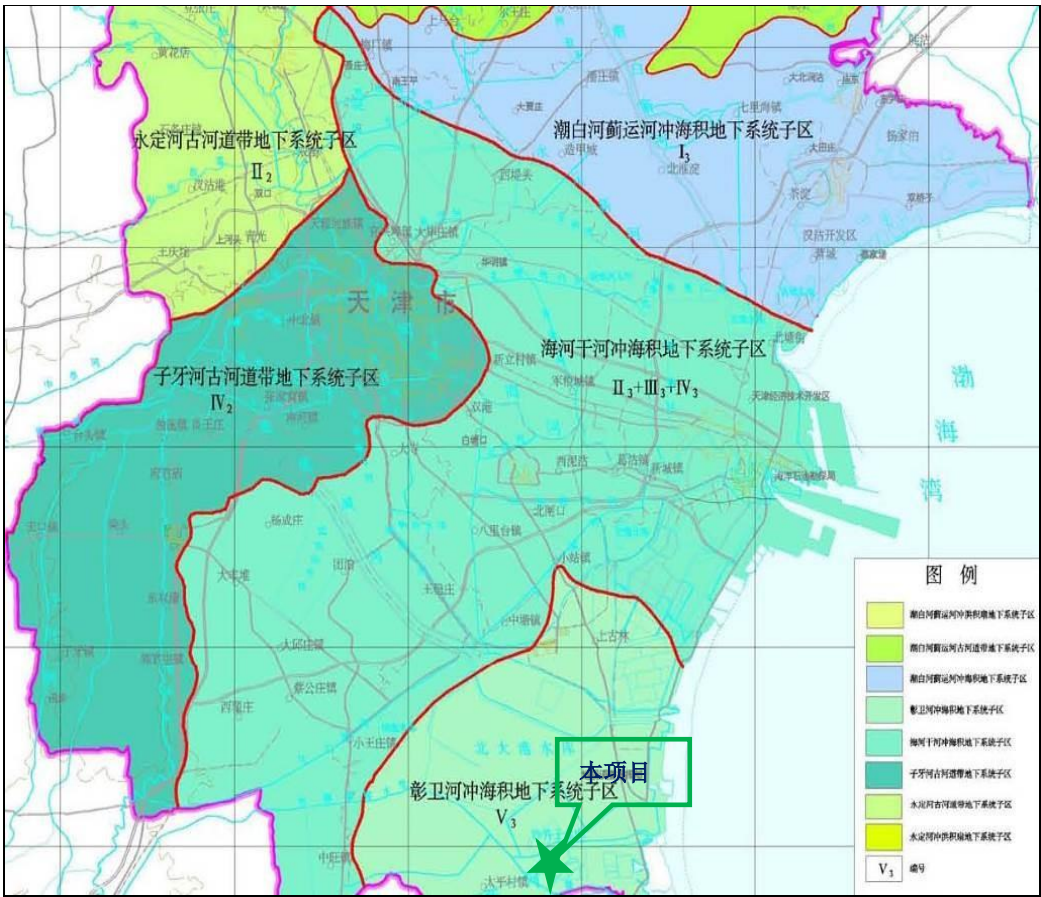


图 5.2-3 天津市地下水系统区划图

5.2.5.3.2. 地下水水位动态特征

1、浅层水水位动态

浅层水主要接受降水入渗、河渠渗漏和灌溉回归水的补给，主要靠蒸发排泄，地下水径流滞缓，地下水流向自西向东和由西南流向东北，水位埋深多在 2~3m。其动态变化及气象周期基本一致，表现为入渗-蒸发型动态特征。其水位在多年周期变化中基本保持稳定。

2、深层水水位动态

深层水补给条件较差，主要接受来自浅层水的越流补给和西南部侧向径流补给。在 20 世纪 70 年代末大规模开采前，深层水总的径流方向是自西南流向东北，水力坡度 0.3%~0.8%，且部分地区可自流。经多年开采，水文地质条件发生很大变化，水位大幅度下降，历史时期上曾经形成了城区深层水水位下降漏斗。

随着近年来水务部门加大对于深层地下水资源的开发管理，城区划入地下水禁采区，因此地下水得以涵养，水位呈上升恢复趋势。根据《2021 年天津市地下

水年报》，2021 年市内六区第Ⅱ含水组水位呈现上升趋势，上升幅度最大达到了 0.91m；第Ⅲ含水组水位也呈现上升趋势，市内六区上升幅度达 1.8m；第Ⅳ含水组水位也呈现上升趋势，市内六区上升幅度达 0.78m。

5.2.5.3.3. 区域地下水水化学特征

(1) 浅层地下水

浅层地下水水化学类型有 $\text{Cl} \cdot \text{SO}_4\text{-Na}$ 、 $\text{Cl} \cdot \text{HCO}_3\text{-Na}$ 和 Cl-Na 三种。天津市城区北部两侧主要分布 $\text{Cl} \cdot \text{HCO}_3\text{-Na}$ 型水，北部的中部为 $\text{Cl} \cdot \text{SO}_4\text{-Na}$ 型水，南部基本均为 $\text{Cl} \cdot \text{SO}_4\text{-Na}$ 型水， Cl-Na 型水分布在东丽区东部，面积很小。

(2) 深层地下水

深层水不同深度的含水组具有相似的水化学场特征，由北部向南部，含水层颗粒变细，径流条件变差，地下水由强径流带过渡到径流滞缓带和排泄带，呈现出由北向南的水平水化学分带规律，反映出水化学分带与水动力分带是一致的，沿此方向，水化学类型由 $\text{HCO}_3\text{-Na} \rightarrow \text{HCO}_3 \cdot \text{Cl-Na} \rightarrow \text{Cl} \cdot \text{HCO}_3\text{-Na} \rightarrow \text{Cl} \cdot \text{SO}_4\text{-Na}$ 型。深层地下水矿化度由北部小于 0.5g/L，向南增高至近 2g/L。

5.3. 区域污染源调查

本工程为石油开采项目，经现场调查，项目建设区域位于大港油田已开发的油田内，本项目评价区域内主要为农田、荒草地和村庄等，污染源主要为现有区域内的井场和联合站。

5.4. 环境质量现状调查与评价

5.4.1. 环境空气质量现状监测与评价

5.4.1.1. 环境空气质量达标判定

为了解拟建地区的环境质量现状，本评价引用《2023 年天津市生态环境状况公报》中滨海新区环境空气质量统计结果，说明项目所在地区的环境空气质量现状，监测数据统计结果如下表。

表 5.4-1 滨海新区 2023 年环境空气主要污染物浓度

污染物	年评价指标	现状浓度	标准值	占标率(%)	达标情况
$\text{PM}_{2.5}$ ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	年平均质量浓度	40	35	114.3%	超标
PM_{10} ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)		72	70	102.8%	超标
SO_2 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)		8	60	13.3%	达标
NO_2 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)		38	40	95.0%	达标
CO (mg/m^3)	第 95 百分位数 24h 平均质量浓度	1.2	4.0	30.0%	达标

O ₃ (μ g/m ³)	第 90 百分位数 8h 平均质量浓度	192	160	120.0%	超标
---------------------------------------	---------------------	-----	-----	--------	----

由上表可知，滨海新区环境空气中 SO₂ 年平均浓度为 8 μ g/m³，NO₂ 年平均浓度为 38 μ g/m³，均能够达到《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准及其修改单中年平均浓度标准限值要求；PM₁₀ 年平均浓度为 72 μ g/m³，PM_{2.5} 年平均浓度 40 μ g/m³，不满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准及其修改单中年平均浓度标准限值要求；CO₂₄ 小时平均浓度第 95 百分位数为 1.2mg/m³，能够满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准及其修改单中 24 小时平均浓度标准限值要求；O₃ 日最大 8 小时平均浓度第 90 百分位数范围在 192 μ g/m³，不满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准及其修改单中日最大 8 小时平均浓度标准限值要求。项目所在区域为不达标区。

5.4.1.2. 特征因子监测及评价

评价单位于 2023 年 8 月对项目周边环境空气质量情况进行了补充监测。

(1) 监测布点及监测因子

根据评价等级划分、评价范围及导则要求，本项目监测点位布设及监测因子具体见下表。

表 5.4-2 监测点位基本信息。

监测点名 称	监测点坐标		监测因子	监测时段	相对厂址方位	相对厂界距 离/m	备注
	经度	纬度					
厂址处	/	/	非甲烷总烃	2023.8.7- 2023.8.13	厂址处	/	补充监 测

(2) 时间及频率

连续监测 7 天，非甲烷总烃小时均值，每天 4 次。

(3) 监测结果

表 5.4-3 监测结果

检测点位置	采样日期	检测项目	小时值
厂址处	2023. 08. 07	非甲烷总烃	0. 62
			0. 44
			0. 35
			0. 46
	2023. 08. 08		0. 59
			0. 57
			0. 55
			0. 42

	2023. 08. 09		0. 45
			0. 41
			0. 44
			0. 45
	2023. 08. 10		0. 16
			0. 16
			0. 15
			0. 16
	2023. 08. 11		0. 47
			0. 59
			0. 48
			0. 55
	2023. 08. 12		0. 59
			0. 51
			0. 37
			0. 25
	2023. 08. 13		0. 23
			0. 19
			0. 15
			0. 11

表 5.4-4 补充监测结果评价

监测点 位	污染物	监测时间	评价标 准 mg/m ³	监测浓度范围 mg/m ³	最大浓度占 标率	超标 率	达标情 况
厂址处	非甲烷总烃	2023.8.7-8.13	2	0.11-0.62	31%	0	达标

根据监测结果，区域空气质量良好。

5.4.2. 声环境质量现状监测与评价

(1) 监测布点

在项目井场周边设置 4 个监测点。

(2) 监测因子

等效 A 声级

(3) 监测时间及频次

于 2023.8.7-2023.8.8 连续 2 天监测，昼夜各 2 次。

(4) 监测方法

按照《声环境质量标准》(GB3096-2008)有关内容和要求进行监测昼、夜等效连续 A 声级。

(5) 监测结果及评价

表 5.4-5 各监测点噪声监测结果

点位 编号	点位名称	2023.8.7		2023.8.8		执行标准	达标情 况
		昼间	夜间	昼间	夜间		
1	东侧厂界	55	44	53	47	昼间 60、 夜间 50	达标
2	南侧厂界	53	47	54	44		达标
3	西侧厂界	54	45	55	46		达标
4	北侧厂界	55	42	53	44		达标

由上表可知，各监测点昼间、夜间噪声均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）相应标准要求。

5.4.3. 地下水环境质量现状监测与评价

5.4.3.1. 地下水环境现状调查

5.4.3.1.1. 地层结构特征

根据地质年代、成因类型及《天津市地基土层序划分技术规程》（DB/T29-191-2021）该场地埋深 20m 深度范围内，地基土按成因年代可分为 4 层，按力学性质可进一步划分 7 个亚层，现自上而下描述如下：

1、人工堆积层（ Q_{mI} ）

①₁素填土：黄褐色，松散，含植物根系，夹少量黏性土，该层土在场区稳定分布。层厚 1.50~1.80m，底板标高-0.03~0.18m。

2、全新统新近冲积层（ $Q_4^{3N}al$ ）

③₁粉质粘土：黄褐色，可塑，土质不均，具少量锈染，在场区稳定分布。层厚 2.90~3.0m，底板标高-2.93~-2.72m。

3、全新统中组浅海相沉积层（ Q_4^2m ）

厚度 13.70~13.90m，底板标高为-16.83~-16.45m，该层从上而下可分为 4 个亚层。

⑥₁粉土：灰色，稍密，湿，土质不均，含贝壳碎屑，局部夹粉质黏土薄层，该层土在场区稳定分布。层厚 2.50~2.90m。

⑥₂粉质粘土：灰色，软塑，土质不均，含少量贝壳碎屑，黏性较大，局部夹粉质黏土薄层，该层土在场区稳定分布。层厚 2.60~3.00m。

⑥₃淤泥质粉质粘土：灰色，软塑，土质不均，含有机质及少量贝壳碎屑，粉粒含量较高，局部夹粉土薄层，该层土在场区稳定分布。层厚 5.40~5.60m。

⑥₄粉质粘土：灰色，软塑，土质不均，含少量贝壳碎屑，局部夹粉质黏土薄

层，该层土在场区稳定分布。层厚 2.60~3.00m。

4、全新统下组河床~河漫滩相沉积层 ($Q_4^I al$)

⑧₁粉质粘土：褐黄色，可塑，土质不均，具锈染，局部夹粉土薄层，该层土在场区稳定分布。揭露层厚 1.50~1.80m，底板标高-18.33~-18.02m。

5.4.3.1.2. 水文地质条件

5.4.3.1.2.1. 场地地下水赋存条件

根据地基土的岩性分布、室内渗透试验结果及地块地下水测量情况，结合《天津市岩土工程勘察规范》(DB/T 29-247-2017)、《天津市地基土层序划分技术规程》(DB/T29-191-2021)对本地块潜水含水层分布特征进行综合分析：

本地块包气带地层主要为人工填土层素填土 (①₁)，人工填土层土质较为松散，透水性较好，包气带厚度为 1.02-1.35m，平均厚度 1.11m；

本地块潜水含水层含水介质为素填土、粉质粘土、粉土、淤泥质粉质粘土。包括：人工填土层 (①₁) 素填土，全新统新近冲积层 ($Q_4^{3N} al$) 粉质粘土层 (③₁)，全新统中组浅海相沉积层粉土 (⑥₁)、粉质粘土 (⑥₂)，该层厚度为 8.85-9.08m，平均厚度 8.96m；

本地块相对隔水层介质为全新统中组浅海相沉积层淤泥质粉质粘土 (⑥₃)、粉质粘土 (⑥₄) 以及全新统下组河床~河漫滩相沉积层粉质粘土 (⑧₁)，该层渗透性较差，可视为相对隔水层，土层较厚厚度在 1.50~1.80m，平均厚度为 1.6m。

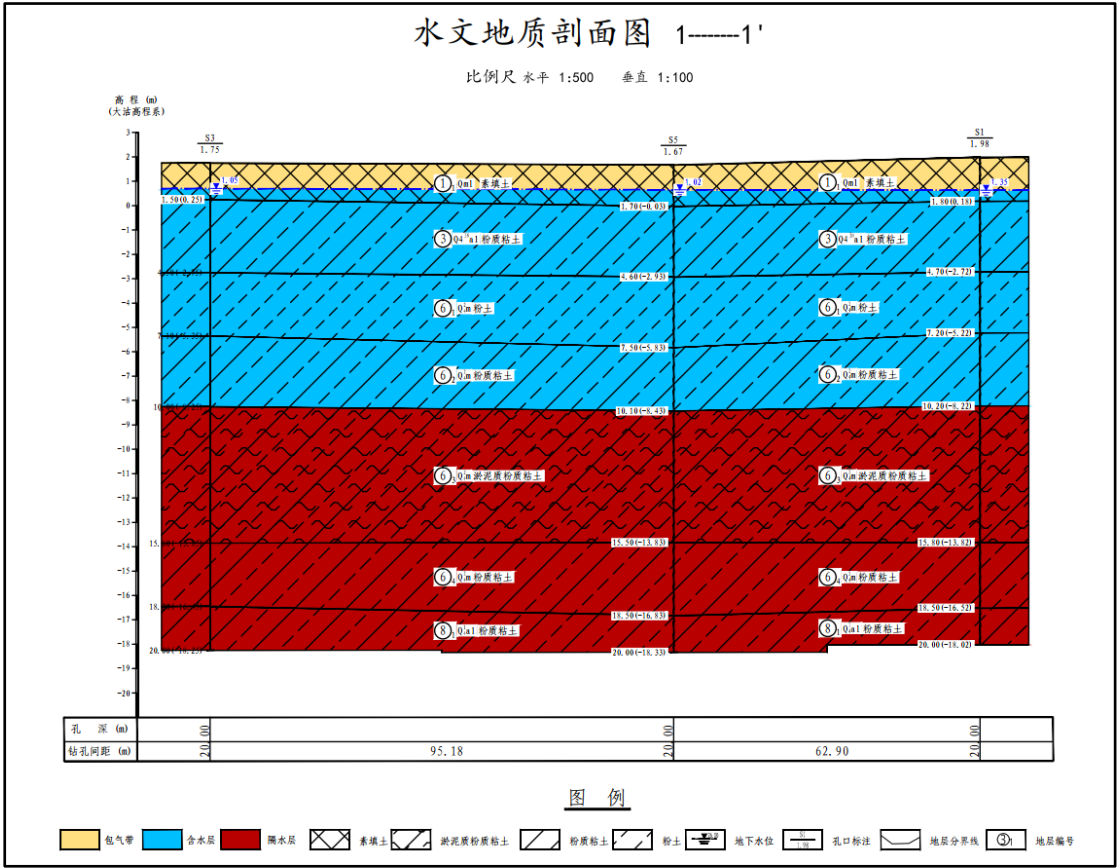


图 5.4-1 典型水文地质剖面图

5.4.3.1.2.2. 场地地下水补径排条件

调查期间场地内潜水主要接受大气降水入渗补给,场地内潜水地下水流向主要是自北西向南东。场地内潜水地下水排泄方式为蒸发、侧向流出。

5.4.3.1.2.3. 场地地下水化学类型

根据监测结果可知,项目场地地下水化学类型为 C1-Na 型。

表 5.4-6 地下水环境常规离子监测结果

取样编号	S1			S2			S3		
分析项目 $B^{z\pm}$	$\rho(B^{z\pm})$ mg/L	$C(\frac{1}{Z} B^{z\pm})$ mmol/L	$\chi(\frac{1}{Z} B^{z\pm})$ %	$\rho(B^{z\pm})$ mg/L	$C(\frac{1}{Z} B^{z\pm})$ mmol/L	$\chi(\frac{1}{Z} B^{z\pm})$ %	$\rho(B^{z\pm})$ mg/L	$C(\frac{1}{Z} B^{z\pm})$ mmol/L	$\chi(\frac{1}{Z} B^{z\pm})$ %
K ⁺	110	2.813	1.18	65.7	1.680	1.46	72.7	1.859	1.38
Na ⁺	3960	172.249	72.39	1910	83.080	72.43	2180	94.824	70.56
Ca ²⁺	442	22.057	9.27	191	9.531	8.31	292	14.572	10.84
Mg ²⁺	496	40.816	17.15	248	20.408	17.79	281	23.124	17.21
Cl ⁻	7480.00	210.984	86.68	3380.00	95.337	80.54	3780.00	106.620	80.01
SO ₄ ²⁻	770.00	16.031	6.59	673.00	14.012	11.84	737.00	15.344	11.51
HCO ₃ ⁻	1000.00	16.389	6.73	551.00	9.030	7.63	689.00	11.292	8.47
CO ₃ ²⁻	0.00	0.000	0.00	0.00	0.000	0.00	0.00	0.000	0.00
取样编号	S4			S5					
分析项目 $B^{z\pm}$	$\rho(B^{z\pm})$ mg/L	$C(\frac{1}{Z} B^{z\pm})$ mmol/L	$\chi(\frac{1}{Z} B^{z\pm})$ %	$\rho(B^{z\pm})$ mg/L	$C(\frac{1}{Z} B^{z\pm})$ mmol/L	$\chi(\frac{1}{Z} B^{z\pm})$ %			
K ⁺	44.3	1.133	3.09	88.6	2.266	1.18			
Na ⁺	596	25.924	70.64	3090	134.406	70.02			
Ca ²⁺	89.5	4.466	12.17	372	18.564	9.67			
Mg ²⁺	62.8	5.168	14.08	446	36.702	19.12			
Cl ⁻	1120.00	31.591	81.26	5670	159.930	83.88			
SO ₄ ²⁻	128.00	2.665	6.85	826	17.197	9.02			
HCO ₃ ⁻	282.00	4.622	11.89	826.00	13.537	7.10			
CO ₃ ²⁻	0.00	0.000	0.00	0.00	0.000	0.00			

5.4.3.1.2.4. 场地地下水水流场特征

根据导则要求，本次调查工作中，在调查评价区内设置了 10 口地下水水位监测井，并对监测井进行了地下水水位及井口标高的测量工作，据此绘制了调查评价区的地下水潜水水位等值线图。

由地下水监测结果可知，调查评价区内地下水水位埋深在 1.02~1.35m 之间，平均水位埋深为 1.10m，水位标高 0.50~0.80m 之间，平均水位标高为 0.66m。由图可以看出，调查评价区内地下水径流方向为由西北向东南流动，调查评价区平均水力坡度为 0.2‰。



图 5.4-2 建设项目调查评价区地下水位等值线及流向图

5.4.3.2. 地下水环境现状监测点的布设

地下水环境现状监测点采用控制性布点与功能性布点相结合的布设原则。监测点应主要布设在建设项目场地、周围环境敏感点、地下水污染源以及对于确定边界条件有控制意义的地点。当现有监测点不能满足监测位置和监测深度要求时，

应布设新的地下水现状监测井，现状监测井的布设应兼顾地下水环境影响跟踪监测计划。

监测层位应包括潜水含水层、可能受建设项目影响且具有饮用水开发利用价值的含水层。一般情况下，地下水水位监测点数应大于相应评价级别地下水水质监测点数的 2 倍。

地下水水质监测点布设的具体要求：

1、监测点布设应尽可能靠近建设项目场地或主体工程，监测点数应根据评价等级和水文地质条件确定。

2、二级评价项目潜水含水层水质监测点应不少于 3 个，可能受建设项目影响且具有饮用水开发利用价值的含水层 1-2 个。原则上建设项目场地上游和下游影响区的地下水水质监测点均不得少于 1 个。

根据收集到的区域地下水资料，以建设项目场地地下水流场为控制原则，综合考虑易于保护留存，且避让场地内各拟建物和道路等位置，本次在调查评价区共布置 5 个水质/水位监测点、5 个水位监测点。

表 5.4-7 调查评价区水质及水位监测点布置一览表

点号	X	Y	布置位置	监测井性质
S1	4277950.958	534097.348	场地东南	水质/水位监测井
S2	4278045.158	534034.295	场地北侧	水质/水位监测井
S3	4277981.299	533944.365	场地西北	水质/水位监测井
S4	4277872.111	534003.279	场地中部	水质/水位监测井
S5	4277950.575	534034.453	场地中部	水质/水位监测井
S6	4277887.232	534317.171	调查评价区东南	水位监测井
S7	4278123.105	534160.192	调查评价区北侧	水位监测井
S8	4278232.556	533924.824	调查评价区北侧	水位监测井
S9	4277997.026	533673.741	调查评价区西北侧	水位监测井
S10	4277511.436	533924.837	调查评价区南侧	水位监测井

5.4.3.3. 场地地下水水位监测

5.4.3.3.1. 监测时间及频次

按《环境影响评价导则 地下水环境》(HJ610-2016) 要求，本次工作于 2024 年 7 月 1 进行一期监测。

5.4.3.3.2. 水位监测结果

对项目调查评价区 10 口水位监测井分别进行一期水位监测结果显示，2024

年 7 月份调查评价区潜水水位标高为 0.50~0.80m。

表 5.4-8 水位监测结果统计表（CGCS2000）

点号	X	Y	地面高程（m）	埋深（m）	水位高程（m）
S1	4277950.958	534097.348	1.98	1.35	0.63
S2	4278045.158	534034.295	1.75	1.09	0.66
S3	4277981.299	533944.365	1.75	1.05	0.70
S4	4277872.111	534003.279	1.72	1.06	0.66
S5	4277950.575	534034.453	1.67	1.02	0.65
S6	4277887.232	534317.171	1.72	1.22	0.50
S7	4278123.105	534160.192	1.63	1.05	0.58
S8	4278232.556	533924.824	1.72	1.02	0.70
S9	4277997.026	533673.741	1.82	1.02	0.80
S10	4277511.436	533924.837	1.78	1.08	0.70

5.4.3.4. 地下水水质现状监测因子及监测频次

5.4.3.4.1. 监测因子

根据工程分析结果及《环境影响评价导则 地下水环境》(HJ610-2016)要求，本次工作选定地下水监测的基本因子和特征因子为：

地下水八大离子： K^{+} 、 Na^{+} 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^{-} 、 Cl^{-} 、 SO_4^{2-} ；

基本水质因子：pH、氨氮（以 N 计）、硝酸盐（以 N 计）、亚硝酸盐（以 N 计）、挥发性酚类（以苯酚计）、氰化物、砷、汞、铬（六价）、总硬度（以 $CaCO_3$ 计）、铅、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量（ COD_{Mn} 法，以 O_2 计）、总大肠菌群、菌落总数、氯化物、硫酸盐；

特征因子：石油类、耗氧量（ COD_{Mn} 法，以 O_2 计）、钠、氯化物、铁、铝、pH、铜、锌、阴离子表面活性剂、硫化物、碘化物、硒、三氯甲烷、四氯化碳、苯、甲苯、铍、硼、钡、镍、钴、钼、银、铊。

5.4.3.4.2. 样品采集

地下水样品采集过程按照《地下水环境监测技术规范》(HJ/T164-2020)、《水质采样样品的保存和管理技术规范》(HJ493-2009)进行取样。采样前抽汲不少于 3 倍井管体积的水量进行洗井，采样深度为水位以下 1.0m，每个地下水水质监测井取 1 组地下水样品，共采集地下水样品 3 组。

5.4.3.4.3. 监测时间及频次

按《环境影响评价导则 地下水环境》(HJ610-2016)要求，本次工作于 2023

年 7 月 1 进行了一期采样监测。

5.4.3.5. 环境水文地质试验

5.4.3.5.1. 水文地质钻探及成井

本场地共布设 5 个水质/水位监测点井，井深度均为 18.0m；5 个水位监测点，井深均为 6m。成井过程如下：

钻进方法采用正循环回转钻进，根据以往在该地区的钻探施工经验，钻具组合为主动钻杆+ $\Phi 73$ 无细扣钻杆+异径接头+ $\Phi 400\text{mm}$ 扩孔钻头。一般采用三翼合金钻头全面钻进。第四系松散层钻进，进行泥浆护壁、防止塌孔，取芯采用中压中速低流量方法钻进。钻进技术参数：钻压：10~40kN；转速：50~140R / Min；冲洗液流量：300~500L/Min。并根据钻进情况适当调整，轻压慢钻。

井壁管采用 $\Phi 160\text{mm} \times 9\text{mm}$ PVC 钙塑管，根据地层条件确定。要求管身圆直，端口平整，连接牢固，密封良好，无渗漏、无残缺、无裂纹。过滤管采用 $\Phi 160\text{mm} \times 3\text{mm}$ PVC 钙塑管通过钻孔、缠丝、垫筋、包网。间距为 0.75~1.00mm，孔隙率不小于 25%。滤水管长度应与含水层下到与含水层相对应的位置。

止水材料选择选用优质粘土，管四周均匀缓慢地投入孔内，全部采用粘土围填、封闭至井口。

下管、填砾、止水、固井结束，立即进行洗井作业。开始洗井时首先对目的层井段从上至下清水替浆，替浆要彻底。然后下入潜水泵震荡洗净，洗井结束后及时下泵进行试抽水，观测水量、水位等指标，至水清砂净。

待水文地质钻探、成井、洗井工作结束后，统一量测各监测井稳定自然水位、进行现场水文地质试验、采集水样。



井管包网过程

下管过程



成井

成井

5.4.3.5.2. 抽水试验

为掌握场地内环境水文地质参数,对其中 SZ2 井抽水试验井进行了抽水试验工作,抽水试验历时曲线见下图。

本次抽水试验观测井布置、施工,抽水试验观测精度、时间间隔,抽水试验稳定判定等均执行《供水水文地质勘察规范》(GB50027-2001)。水量利用安装的水表进行测量,水位用电测水位计量测,并按规范要求做了水温、气温记录。

根据钻探资料及勘察资料,抽水试验场区潜水含水层岩性较均匀,厚度较稳定,地下水运动为层流,抽水过程中,在一定时间内可视为稳定井流,因此符合均质无限含水层潜水完整井稳定流抽水实验适用条件。参数计算如下公式:

$$K = \frac{Q}{\pi(H^2 - h^2)} \ln \frac{R}{r} \quad (\text{式 1})$$

$$R = 2S\sqrt{HK} \quad (\text{式 2})$$

式中: K—潜水含水层渗透系数 (m/d);

Q—抽水井流量 (m³/d);

H—抽水前潜水含水层初始厚度 (m);

h—潜水含水层在抽水试验时的厚度 (m);

R—抽水影响半径 (m);

r—抽水井半径 (m);

S—抽水水位降深 (H-h) (m)。

以上两式 (式 1、式 2) 联立求解,可得下表。该潜水含水层平均渗透系数为 0.08m/d。

表 5.4-9 调查评价区潜水含水组抽水试验统计及计算结果表

井号	井深 (m)	井径 r(m)	抽水降深 S(m)	涌水量 Q (m ³ /d)	抽水前含水层 厚度 H(m)	渗透系数 K(m/d)	影响半径 R(m)
S2	12	0.08	8.85	3.84	8.96	0.08	14.9

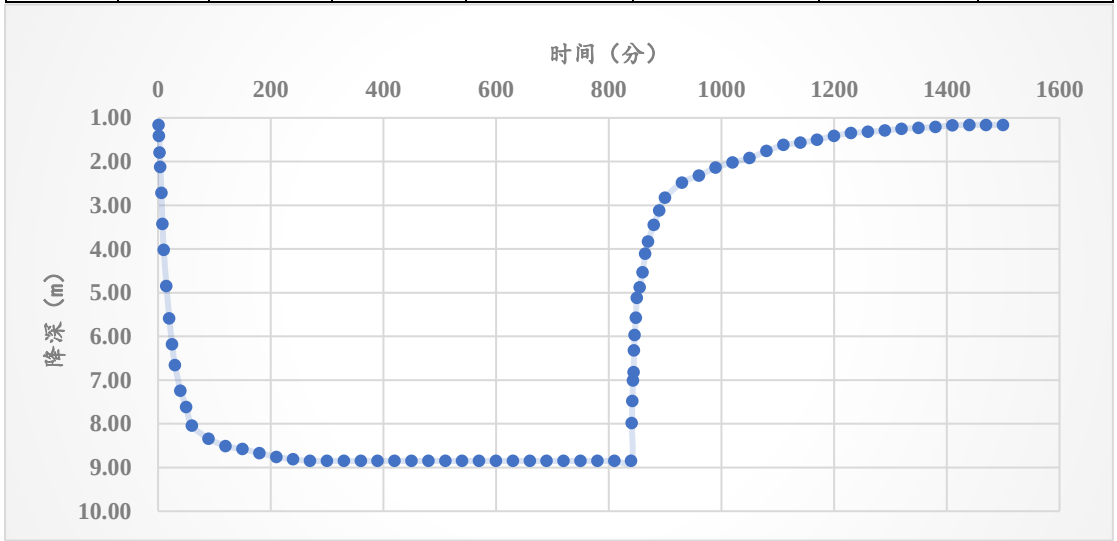


图 5.4-3S2 井抽水试验时间-降深曲线

5.4.3.5.3. 渗水试验

渗水试验是野外测定包气带非饱和岩层渗透系数的原位测试方法，对砂土和粉土，可以采用试坑法或单环法；对粘土应采用试坑双环法。试坑双环渗水试验适用于地下水位以上的粉土层和粘性土层。新建项目场地包气带以粉质粘土质为主的人工填土，因此采用双环渗水试验对场区包气带的天然渗透性进行研究。

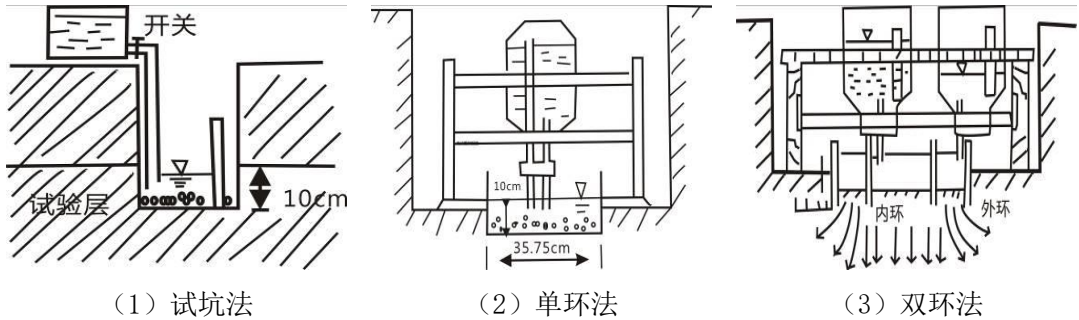


图 5.4-4 实验方法图解

- (1) 试坑法：装置简单，受侧向渗透的影响大，实验成果精度差。
- (2) 单环法：装置简单，受侧向渗透的影响大，实验成果精度较差。
- (3) 双环法：装置较复杂，基本排除了侧向渗透的影响，实验成果精度较高。

注：当圆坑的坑壁四周有防渗措施，是坑内的渗水面积： $F = \pi r^2$ ，式中 r 试坑

底半径。当坑壁四周无防渗措施时：

$$F = \pi r (r + 2z),$$

式中 r 为试坑底半径；

z 为试坑中水层厚度。

在野外一定的水文地质边界内，挖一试坑。在坑底嵌入两个铁环，试验时同时往内、外铁环内注水，并保持内外环的水柱都在同一高度。当渗入的水量达到稳定时，再利用达西定律的原理求出野外松散岩层的渗透系数。

实验仪器：

- (1) 双环：直径分别为 25cm 和 50cm，高度均为 30cm；
- (2) 渗水容器；
- (3) 秒表；
- (4) 量筒（加水设备）；
- (5) 水桶；
- (6) 洛阳铲；
- (7) 铁锹；

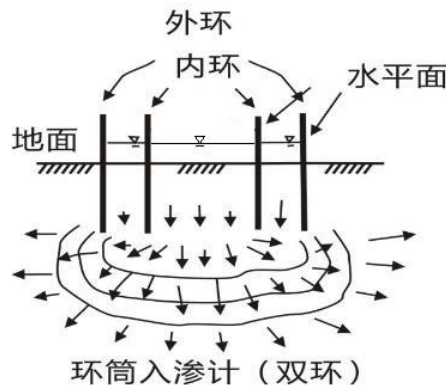


图 5.4-5 渗水试验主要设备—双环示意图

实验步骤：

- (1) 选择实验地点；
- (2) 在选定的实验位置挖一个方（圆）试坑至实验土层。
- (3) 在试坑底部挖一个深 15~20cm 注水试坑，坑底应修平，并确保实验土层的结构不被扰动。
- (4) 实验设备的安装：①将两个试环按同心圆状压入试坑，深约 5-8cm，并

确保实验土层的结构不被扰动，试环周边不漏水。②在内环及外环之间环底铺上厚 2-3cm、粒径 5-10cm 的石子。③蓄水。

(5) 在实验过程中，同时分别向内环和外环注水，水头内外环保持一致，原则上等于 10cm。

(6) 开始进行内环的流量测量，按照双环渗水试验记录表进行记录。

(7) 测量应符合下列规定：①注入水量由量筒准确量出。②开始每隔 5min 测量一次，连续测量 4 次；之后每隔 10min 测量一次，连续测量 4 次；以后每隔 20min 测量一次，并至少测量 4 次。③当连续 2 次观测的注入量之差不大于最后一次注入量的 10% 时，实验可以提前结束，以最后一次注入水量作为流量的计算值。

(8) 注水试验的渗入深度确定方法：以试坑内直径为一边向下开挖，通过对土层进行观察来确定注水试验的渗入深度。

试验数据处理及成果：

(1) 现场绘制内环注入流量与时间 (Q-T) 关系曲线。

(2) 实验土层的渗透系数按下式计算：

$$K = \frac{Q \times L}{F \times (H_k + Z + L)}。$$

式中：K-实验土层的渗透系数，cm/s；

Q-内环的注入流量，mL/s；干燥炎热条件下应扣除蒸发水量；

F-内环的底面积，cm²；

Z-实验水头，cm，H=10cm；

H_k-实验土层的毛细上升高度，cm；取经验值；

L-从试坑底算起的渗入深度，cm。

本次评价工作在拟建场地南北两侧 S1、S2 点各进行了 1 组双环渗水试验。

编号	时间 T (h)	渗水层 岩性	渗水量 Q (ml/s)	渗水 面积 F (cm ²)	内环水 头高度 Z (cm)	毛细 压力 H _k (cm)	渗入 深度 L (cm)	渗透 系数 K (m/d)	渗透 系数 K (cm/s)
渗 1	4	粉质粘土	0.12	491	10	80	49	0.072	8.38E-05
渗 2	4	粉质粘土	0.11	491	10	80	52	0.071	8.20E-05
平均								0.072	8.29E-05

说明	1) 渗透系数计算公式: $K = \frac{Q \times L}{F \times (H_k + Z + L)}$ 2) 渗水环 (内环) 直径 R=0.25m; 3) 渗水环 (内环) 面积: 491cm ² 。
----	---

根据对厂区的包气带现场双环渗透试验结果可知, 该区域包气带垂向平均渗水系数为 0.072m/d (8.29×10^{-5} cm/s), 根据《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016) 天然包气带防污性能分级表确定建设项目场地包气带天然防污性能为中。

5.4.3.6. 地下水环境现状评价

5.4.3.6.1. 地下水环境现状监测结果

本次监测分别在监测点 S1、S2、S3、S4、S5 位置各取地下水样 1 组, 进行室内检测, 监测结果见下表。

表 5.4-10 地下水环境质量监测结果

项目	单位	S1	S2	S3	S4	S5	最大值	最小值	平均值	标准差	检出率
pH	mg/L	7.56	7.22	7.36	7.54	7.1	7.56	7.1	7.36	0.20	100
总硬度 (以 CaCO ₃ 计)	mg/L	400	586	383	480	555	586	383	481	90	100
溶解性总固体	mg/L	18484	8132	9231	8148	13591	18484	8132	11517	4497	100
硫酸盐	mg/L	836	691	773	91	729	836	91	624	303	100
氯化物	mg/L	7901	3417	3844	1139	5801	7901	1139	4420	2556	100
铁	mg/L	0.141	0.035	0.042	0.015	0.061	0.141	0.015	0.059	0.049	100
锰	mg/L	0.063	0.023	0.0017	0.001	0.081	0.081	0.001	0.034	0.036	100
挥发性酚类 (苯酚计)	mg/L	0.0007	0.0012	ND	0.0039	ND	0.0039	/	/	/	60
耗氧量 (COD _{Mn} 法, 以 O ₂ 计)	mg/L	1.72	1.36	1.52	2.28	2.48	2.48	1.36	1.87	0.49	100
氨氮	mg/L	0.4	0.534	0.218	0.728	1.9	1.9	0.218	0.756	0.666	100
亚硝酸盐 (以 N 计)	mg/L	0.45	1.5	0.048	0.141	0.65	1.5	0.048	0.558	0.579	100
硝酸盐 (以 N 计)	mg/L	0.18	4	0.08	0.128	0.4	4	0.08	0.958	1.705	100
氰化物	mg/L	ND	ND	ND	ND	ND	/	/	/	/	0
氟化物	mg/L	1	0.86	0.76	0.92	0.82	1	0.76	0.87	0.09	100
汞	mg/L	ND	ND	ND	ND	ND	/	/	/	/	0

砷	mg/L	0.0083	0.0017	0.0037	0.0036	0.0054	0.0083	0.0017	0.0045	0.0025	100
镉	mg/L	ND	ND	ND	ND	ND	/	/	/	/	0
铬（六价）	mg/L	0.009	ND	0.006	0.032	0.012	0.032	0.006	0.015	0.012	80
铅	mg/L	ND	ND	ND	ND	ND	/	/	/	/	0
石油类	mg/L	ND	ND	ND	ND	0.081	0.081	/	/	/	20
铝	mg/L	ND	ND	ND	ND	ND	/	/	/	/	0
铜	mg/L	ND	ND	ND	ND	ND	/	/	/	/	0
锌	mg/L	ND	ND	ND	ND	ND	/	/	/	/	0
阴离子表面活性剂	mg/L	ND	ND	0.066	0.12	0.174	0.174	/	/	/	60
硫化物	mg/L	ND	ND	ND	ND	ND	/	/	/	/	0
硒	mg/L	ND	ND	ND	ND	ND	/	/	/	/	0
三氯甲烷	mg/L	ND	ND	ND	ND	ND	/	/	/	/	0
四氯化碳	mg/L	ND	ND	ND	ND	ND	/	/	/	/	0
苯	mg/L	ND	ND	ND	ND	ND	/	/	/	/	0
甲苯	mg/L	ND	ND	ND	ND	ND	/	/	/	/	0
钾离子	mg/L	110	65.7	72.7	44.3	88.6	110	44.3	76.3	24.7	100
钠离子	mg/L	3960	1910	2180	596	3090	3960	596	2347	1269	100
钙离子	mg/L	442	191	292	89.5	372	442	89.5	277.3	140.6	100
镁离子	mg/L	496	248	281	62.8	446	496	62.8	306.8	172.4	100
碳酸根	mg/L	ND	ND	ND	ND	ND	/	/	/	/	0
碳酸氢根	mg/L	1000	551	689	282	826	1000	282	670	273	100
氯离子	mg/L	7480	3380	3780	1120	5670	7480	1120	4286	2409	100
硫酸根	mg/L	770	673	737	128	826	826	128	627	284	100
碘化物	mg/L	0.245	0.154	0.169	0.163	0.342	0.342	0.154	0.215	0.080	100
铍	mg/L	ND	ND	ND	ND	ND	/	/	/	/	0
硼	mg/L	1.74	1.68	1.35	0.48	1.33	1.74	0.48	1.3	0.5	100
钡	mg/L	1.16	0.04	0.43	0.16	0.63	1.16	0.04	0.5	0.4	100
镍	mg/L	ND	ND	ND	ND	ND	/	/	/	/	0
钴	mg/L	ND	ND	ND	ND	ND	/	/	/	/	0
钼	mg/L	ND	ND	ND	ND	ND	/	/	/	/	0
银	mg/L	ND	ND	ND	ND	ND	/	/	/	/	0
铊	mg/L	ND	ND	ND	ND	ND	/	/	/	/	0
总大肠菌群	MPN/100mL	14	34	33	27	34	34	14	28	9	100
菌落总数	CFU/mL	1400	220	2000	2200	7800	7800	220	2724	2941	100
化学需氧量	mg/L	19	21	23	22	20	23	19	21	1.6	100
总氮	mg/L	1.43	1.34	1.49	1.20	2.60	2.60	1.20	1.61	0.56	100

5.4.3.6.2. 评价标准

本次地下水质量评价依据中华人民共和国《地下水质量标准》（GB/T14848-

2017)。该标准依据我国地下水水质现状和人体健康基准值及地下水质量保护目标,并参照生活饮用水、工业、农业等用水水质要求,将地下水质量划分为五类。

I 类 主要反映地下水化学组分的天然低背景值含量,适用于各种用途;

II 类 主要反映地下水化学组分的天然背景值含量,适用于各种用途;

III类 以人体健康基准值为依据。主要适用于集中式生活饮用水水源及工、农业用水。

IV类 以农业和工业用水要求为依据。除适用于农业和部分工业用水外,适当处理后可作生活饮用水。

V 类 不宜饮用,其他用水可根据使用目的选用。

由于部分特征因子不在《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)评价范围内,因此,特征因子参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)进行评价。

5.4.3.6.3. 评价方法

地下水质量单项组分评价,按照本标准所列分类指标,划分为五类,代号与类别代号相同,不同类别标准值相同时,从优不从劣。按指标值所在的指标限值区间确定地下水质量类别,不同地下水质量类别的指标限值相同时,从优不从劣。例:挥发性酚类 I、II 类标准值均为 0.001mg/L,若水质分析结果为 0.001mg/L 时,应定为 I 类,不定为 II 类。

地下水质量综合评价结果,按单指标评价结果最高类别确定,并指出最高类别的指标。若某地下水样某指标属 V 类,其余指标均低于 V 类,则该地下水质量综合类别定位 V 类。

5.4.3.6.4. 现状评价

评价方法采用单项组分评价法进行评价如下表。

表 5.4-11 地下水环境质量评价

项目	单位	S1		S2		S3		S4		S5	
		监测值	单项评价	监测值	单项评价	监测值	单项评价	监测值	单项评价	监测值	单项评价
pH	mg/L	7.56	I	7.22	I	7.36	I	7.54	I	7.1	I
总硬度（以 CaCO ₃ 计）	mg/L	400	III	586	IV	383	III	480	IV	555	IV
溶解性总固体	mg/L	18484	V	8132	V	9231	V	8148	V	13591	V
硫酸盐	mg/L	836	V	691	V	773	V	91	II	729	V
氯化物	mg/L	7901	V	3417	V	3844	V	1139	V	5801	V
铁	mg/L	0.141	II	0.035	I	0.042	I	0.015	I	0.061	I
锰	mg/L	0.063	III	0.023	I	0.0017	I	0.001	I	0.081	III
挥发性酚类（苯酚计）	mg/L	0.0007	I	0.0012	III	ND	I	0.0039	III	ND	I
耗氧量（COD _{mn} 法，以 O ₂ 计）	mg/L	1.72	II	1.36	II	1.52	II	2.28	III	2.48	III
氨氮	mg/L	0.4	III	0.534	IV	0.218	III	0.728	IV	1.9	V
亚硝酸盐（以 N 计）	mg/L	0.45	III	1.5	IV	0.048	II	0.141	III	0.65	III
硝酸盐（以 N 计）	mg/L	0.18	I	4	II	0.08	I	0.128	I	0.4	I
氰化物	mg/L	ND	I	ND	I	ND	I	ND	I	ND	I
氟化物	mg/L	1	I	0.86	I	0.76	I	0.92	I	0.82	I
汞	mg/L	ND	I	ND	I	ND	I	ND	I	ND	I
砷	mg/L	0.0083	III	0.0017	III	0.0037	III	0.0036	III	0.0054	III
镉	mg/L	ND	I	ND	I	ND	I	ND	I	ND	I
铬（六价）	mg/L	0.009	II	ND	I	0.006	II	0.032	III	0.012	III
铅	mg/L	ND	I	ND	I	ND	I	ND	I	ND	I
石油类	mg/L	ND	I	ND	I	ND	I	ND	I	0.081	IV
铝	mg/L	ND	I	ND	I	ND	I	ND	I	ND	I
铜	mg/L	ND	I	ND	I	ND	I	ND	I	ND	I

锌	mg/L	ND	I	ND	I	ND	I	ND	I	ND	I
阴离子表面活性剂	mg/L	ND	I	ND	I	0.066	II	0.12	III	0.174	III
硫化物	mg/L	ND	I	ND	I	ND	I	ND	I	ND	I
硒	mg/L	ND	I	ND	I	ND	I	ND	I	ND	I
三氯甲烷	mg/L	ND	I	ND	I	ND	I	ND	I	ND	I
四氯化碳	mg/L	ND	I	ND	I	ND	I	ND	I	ND	I
苯	mg/L	ND	I	ND	I	ND	I	ND	I	ND	I
甲苯	mg/L	ND	I	ND	I	ND	I	ND	I	ND	I
碘化物	mg/L	0.245	IV	0.154	IV	0.169	IV	0.163	IV	0.342	IV
铍	mg/L	ND	I	ND	I	ND	I	ND	I	ND	I
硼	mg/L	1.74	IV	1.68	IV	1.35	IV	0.48	III	1.33	IV
钡	mg/L	1.16	IV	0.04	II	0.43	III	0.16	III	0.63	III
镍	mg/L	ND	I	ND	I	ND	I	ND	I	ND	I
钴	mg/L	ND	I	ND	I	ND	I	ND	I	ND	I
钼	mg/L	ND	I	ND	I	ND	I	ND	I	ND	I
银	mg/L	ND	I	ND	I	ND	I	ND	I	ND	I
铊	mg/L	ND	I	ND	I	ND	I	ND	I	ND	I
总大肠菌群	MPN/100mL	14	IV	34	IV	33	IV	27	IV	34	IV
菌落总数	CFU/mL	1400	V	220	V	2000	V	2200	V	7800	V
化学需氧量	mg/L	19	III	21	IV	23	IV	22	IV	20	III
总氮	mg/L	1.43	IV	1.34	IV	1.49	IV	1.20	IV	2.60	劣 V

5.4.3.6.5. 评价结论

综合场地内监测井的结果可以看出：本场地的潜水水质较差，为劣 V 类不宜饮用水。各个监测井及全厂区各监测因子评价类别见下表。

表 5.4-12 地下水评价结果统计表

等级	I 类	II 类	III 类	IV 类	V 类	劣 V 类
S1	pH、挥发性酚类（苯酚计）、硝酸盐（以 N 计）、氰化物、氟化物、汞、镉、铅、石油类、铝、铜、锌、阴离子表面活性剂、硫化物、硒、三氯甲烷、四氯化碳、苯、甲苯、铍、镍、钴、钼、银、铊	铁、耗氧量(COD _{Mn} 法, 以 O ₂ 计)、铬(六价)	总硬度（以 CaCO ₃ 计）、锰、氨氮、亚硝酸盐（以 N 计）、砷、化学需氧量	碘化物、硼、钡、总大肠菌群、总氮	溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、菌落总数	/
S2	pH、铁、锰、氰化物、氟化物、汞、镉、铬(六价)、铅、石油类、铝、铜、锌、阴离子表面活性剂、硫化物、硒、三氯甲烷、四氯化碳、苯、甲苯、铍、镍、钴、钼、银、铊	耗氧量（COD _{Mn} 法, 以 O ₂ 计）、硝酸盐（以 N 计）、钡	挥发性酚类（苯酚计）、砷	总硬度（以 CaCO ₃ 计）、氨氮、亚硝酸盐（以 N 计）、碘化物、硼、总大肠菌群、化学需氧量、总氮	溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、菌落总数	/
S3	pH、铁、锰、挥发性酚类（苯酚计）、硝酸盐（以 N 计）、氰化物、氟化物、汞、镉、铅、石油类、铝、铜、锌、硫化物、硒、三氯甲烷、四氯化碳、苯、甲苯、铍、镍、钴、钼、银、铊	耗氧量（COD _{Mn} 法, 以 O ₂ 计）、亚硝酸盐（以 N 计）、铬(六价)、阴离子表面活性剂	总硬度（以 CaCO ₃ 计）、氨氮、砷、钡	碘化物、硼、总大肠菌群、化学需氧量、总氮	溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、菌落总数	/
S4	pH、铁、锰、硝酸盐（以 N 计）、氰化物、氟化物、汞、镉、铅、石油类、铝、铜、锌、硫化物、硒、三氯甲烷、四氯化碳、苯、甲苯、铍、镍、钴、钼、银、铊	硫酸盐	挥发性酚类（苯酚计）、耗氧量（COD _{Mn} 法, 以 O ₂ 计）、亚硝酸盐（以 N 计）、砷、铬(六价)、阴离子表面活性剂、硼、钡	总硬度（以 CaCO ₃ 计）、氨氮、碘化物、总大肠菌群、化学需氧量、总氮	溶解性总固体、氯化物、菌落总数	/
S5	pH、铁、挥发性酚类（苯酚计）、硝酸盐（以 N 计）、/ 氰化物、氟化物、汞、镉、		锰、耗氧量(COD _{Mn} 法, 以 O ₂ 计)、亚硝酸盐（以 N 计）、砷、铬	总硬度（以 CaCO ₃ 计）、石油类、碘化物、硼、	溶解性总固体、硫酸盐、	总氮

	铅、铝、铜、锌、硫化物、 硒、三氯甲烷、四氯化 碳、苯、甲苯、铍、镍、 钴、钼、银、铊		(六价)、阴离子表 面活性剂、钡、化学 需氧量	总大肠菌群	氯化物、 氨氮、菌 落总数	
全 厂	pH、氰化物、氟化物、汞、 镉、铅、铝、铜、锌、硫 化物、硒、三氯甲烷、四 氯化碳、苯、甲苯、铍、 镍、钴、钼、银、铊	铁、硝酸盐(以 N 计)	锰、挥发性酚类(苯 酚计)、耗氧量(COD _{Mn} 法,以 O ₂ 计)、砷、 铬(六价)、阴离子表 面活性剂	总硬度(以 CaCO ₃ 计)、亚硝 酸盐(以 N 计)、 石油类、化学需 氧量、碘化物、 硼、钡、总大肠 菌群	溶解性 总固体、 硫酸盐、 氯化物、 氨氮、菌 落总数	总 氮

从监测结果可知, pH、氰化物、氟化物、汞、镉、铅、铝、铜、锌、硫化物、硒、三氯甲烷、四氯化碳、苯、甲苯、铍、镍、钴、钼、银、铊满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) I 类水质标准; 铁、硝酸盐(以 N 计)满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) II 类水质标准; 锰、挥发性酚类(苯酚计)、耗氧量(COD_{Mn}法,以 O₂计)、砷、铬(六价)、阴离子表面活性剂满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III 类水质标准; 总硬度(以 CaCO₃计)、亚硝酸盐(以 N 计)、石油类、碘化物、硼、钡、总大肠菌群满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) IV 类水质标准; 石油类、化学需氧量满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) IV 类水质标准。溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氨氮、菌落总数满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) V 类水质标准。总氮劣于《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) V 类水质标准。

对于上述监测结果较高的监测因子, 推测其形成原因, 多与环境地质相关, 项目区地处临海的咸水区, 原生地质环境复杂, 受历史上海侵作用的影响, 潜水含水层内盐类物质含量较高, 使得总硬度(以 CaCO₃计)、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氨氮、化学需氧量、总氮、碘化物等因子自然本底值较高; 加之由于项目评价区位于冲积平原区, 地势较缓, 潜水含水层径流速度较慢, 各原生因子以等由于人为活动污染源产生的因子容易发生聚集, 使其含量进一步升高。

5.4.3.7. 包气带环境现状调查评价

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016)的相关规定, 评价工作等级为二级的改、扩建项目, 应开展包气带污染现状调查, 分析包气带污染状况, 在可能造成地下水污染的主要装置或设施附近对包气带进行分层取样;

样品进行浸溶试验，测试分析浸溶液成分。

本次评价参照上述规定，在评价区内布设了 2 个包气带环境现状监测点，采样深度为 0~20cm。取样时需要描述土样岩性、颜色、味道等直观特征，如果土样有明显异味、颜色变化等特征则继续向下取样，取样深度定为变化明显的层位，直至土样颜色变化稳定、无异味。监测点基本状况如下。

表 5.4-13 包气带环境现状监测点基本状况一览表

检测项目	Jr01	Jr02	单位
	2023.08.07	2023.08.07	
pH 值	8.7	9.4	无量纲
石油类	0.18	0.17	mg/L
氯化物	106	60.1	mg/L
阴离子表面活性剂	ND	ND	mg/L
硫化物	ND	ND	mg/L
铜	ND	ND	mg/L
镍	ND	ND	mg/L
锌	ND	ND	mg/L
苯	ND	ND	μg/L
甲苯	ND	ND	μg/L
钠	69.6	66.2	mg/L
铁	ND	0.17	mg/L
铝	0.014	0.130	mg/L
硒	ND	ND	mg/L
碘化物	ND	ND	mg/L
三氯甲烷	ND	ND	μg/L
四氯化碳	ND	ND	μg/L
铍	ND	ND	mg/L
硼	0.16	0.15	mg/L
钡	ND	ND	mg/L
钴	ND	ND	mg/L
钼	ND	ND	mg/L
银	ND	ND	mg/L
铊	ND	ND	mg/L

注：“ND”表示检测结果小于检出限，该项目检出限详见检测方法及检出限信息。

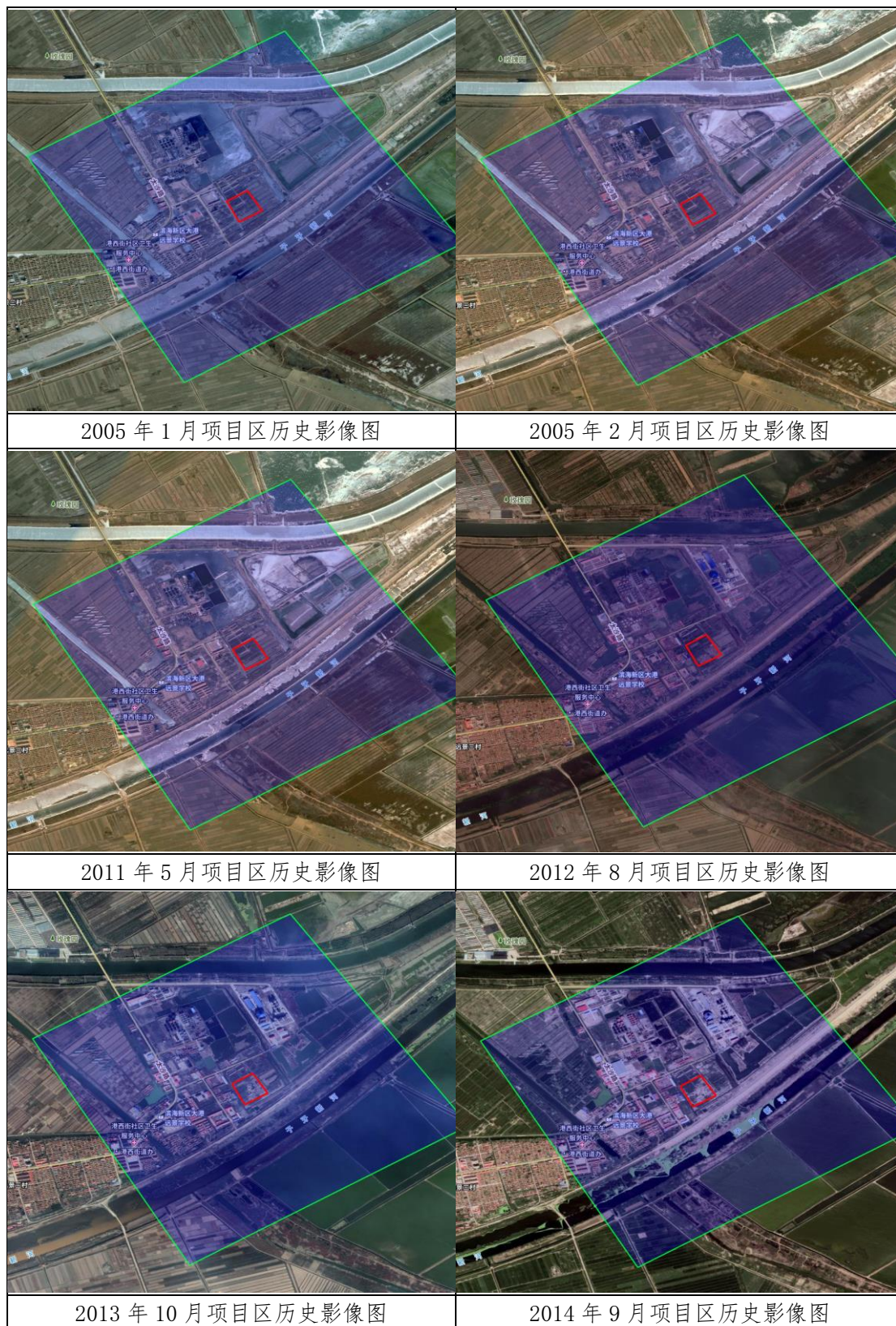
全部监测点的 Ph、氯化物、钠、硼、石油类等因子均有检出，其余因子均未检出，说明上述因子的检出符合区域背景状况，发现上述生产区未存在明显污染的情况。

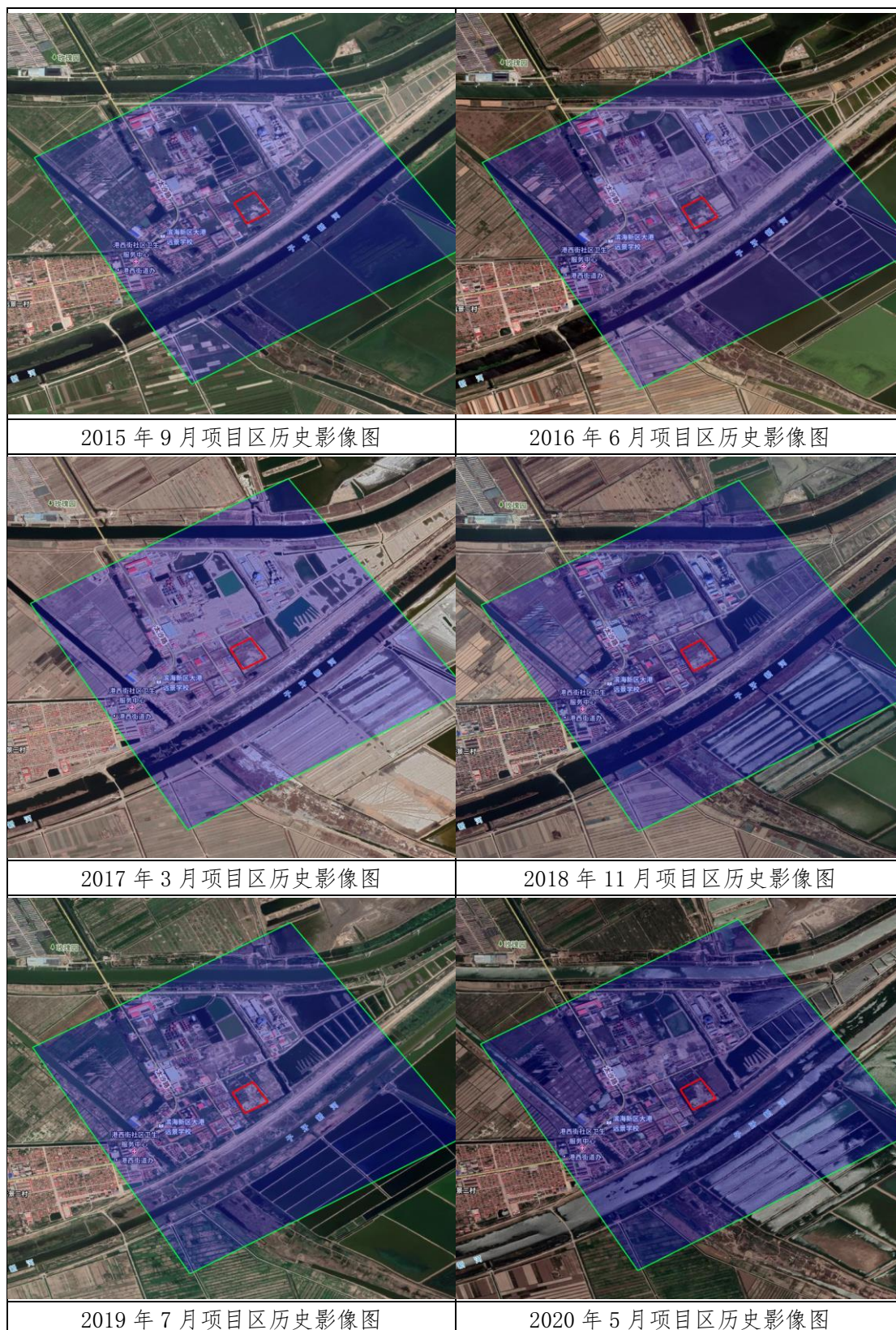
5.4.4. 土壤环境质量现状监测与评价

5.4.4.1. 土壤环境现状调查

5.4.4.1.1. 土地利用历史情况调查

通过调查及收集历史影像资料，厂界用地内及周边情况如下图所示。





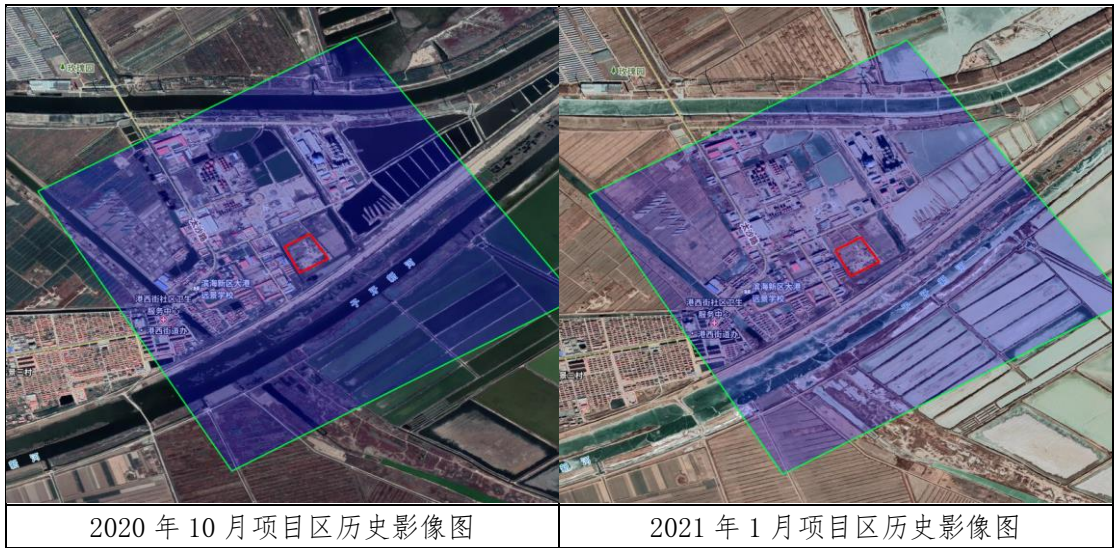


图 5.4-6 建设项目用地历史影像图

5.4.4.1.2. 土地类型调查

根据《中国土壤分类与代码》(GB/T17296-2009)，本项目所在区域土壤类型均为盐化潮土类，土壤类型单一。

土壤类型分布图见下图。

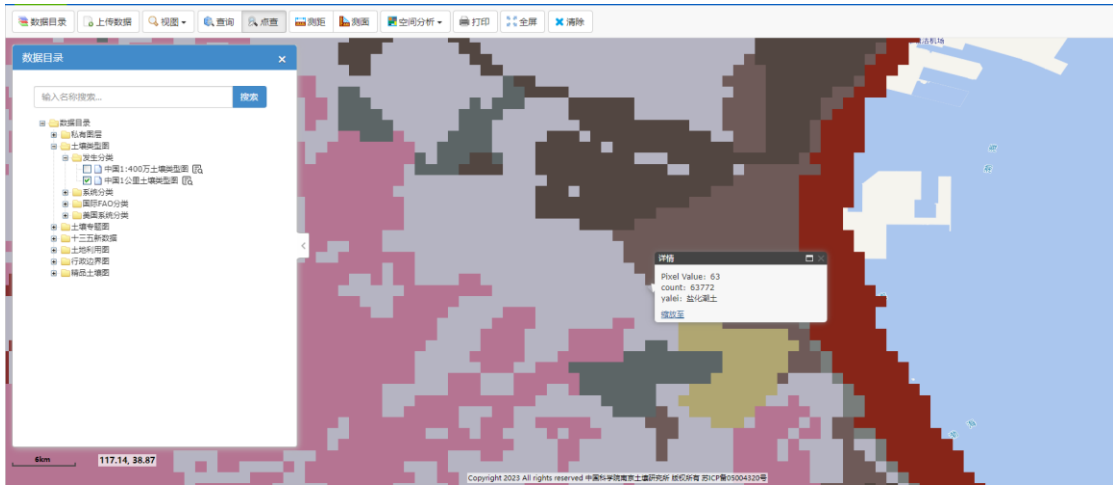


图 5.4-6 土壤类型分布图

5.4.4.1.3. 土壤理化性质调查

根据环境影响类型、建设项目特征与评价需要有针对性的选取了 1 个孔进行土体构型及土壤理化性质调查，调查深度为 3.0 米，采取 2 个土样进行物理试验。调查表如下：

表 5.4-14 土壤理化特性调查表

点号	TZ1	时间	2022.4.13
经度(度分秒)	117° 23' 28.56081"	纬度(度分秒)	38° 38' 1.59944"

层次		0.5-1.5m	1.5-3.0m
现场记录	颜色	黄褐色	黄褐色
	结构	粒状	粘块状
	质地	粘土	粘土
	砂砾含量	无	无
	其他异物	植物根、石块 10%	无
实验室测定	pH	8.07	8.13
	阳离子交换量 (mmol/kg)	2.4	2.7
	氧化还原电位 (mv)	287	283
	饱和导水率 (cm/s)	4.74×10^{-5}	8.51×10^{-5}
	土壤容重 (mg/cm ³)	1.35	1.37
	孔隙度 (%)	34.47	36.78

表 5.4-15TZ1 土体构型

点号	景观照片	土壤剖面照片	层次 a
TZ1			0.5-1.5m
			1.5-3.0m
注：应给出带标尺的土壤剖面照片及其景观照片			
a 根据土壤分层情况描述土壤的理化性质			

5.4.4.2. 土壤环境现状监测

5.4.4.2.1. 监测布点原则

根据《环境影响评价技术导则土壤环境》（试行）（HJ964-2018）布点要求，本项目在厂区内共设土壤环境现状监测点 11 个，其中柱状样 5 个（TZ1~TZ5），采样深度为 0.5m、1.5m、3.0m，在场内布置 2 个表层样（TB1、TB2），场外布置 4 个表层样（TB3、TB4、TB5、TB6），采样深度为 0.2m。

表 5.4-16 监测点布点依据一览表

样品类型	点位编号	样品编号及采样深度	监测因子	布点原则依据	布点位置
场内柱状样	TZ1	TZ1-1 (0-0.5m)	pH、GB36600 基本因子、特征因子	占地范围内柱状样；根据导则 7.4.2.4，涉及入渗途径影响的，主要产污装置区应设置柱状样监测点，采样深度需至装置底部与土壤接触面以下，根据可能影响的深度适当调整。	布置在歧页 11-1-1 钻井附近
		TZ1-2 (0.5-1.5m)			
		TZ1-3 (1.5-3m)			
	TZ2	TZ2-1 (0-0.5m)			布置在港 52-1 钻井附近
		TZ2-2 (0.5-1.5m)			
		TZ2-3 (1.5-3m)			
	TZ3	TZ3-1 (0-0.5m)			布置在歧页 6-12-1 钻井附近
		TZ3-2 (0.5-1.5m)			
		TZ3-3 (1.5-3m)			
	TZ4	TZ4-1 (0-0.5m)			布置在歧页 6-31-3 钻井附近
		TZ4-2 (0.5-1.5m)			
		TZ4-3 (1.5-3m)			
	TZ5	TZ5-1 (0-0.5m)			布置在歧页 6-36-1 钻井附近
		TZ5-2 (0.5-1.5m)			
		TZ5-3 (1.5-3m)			
场内表层样	TB1	(0-0.2m)	pH、GB36600 基本因子、特征因子	占地范围内表层样；根据导则 7.4.2.2，调查评价范围内的每种土壤类型应至少设置 1 个表层样监测点，应尽量设置在未受人为污染或相对未受污染的区域。	占地范围内空地处
	TB2	(0-0.2m)		占地范围内表层样；	占地范围内空地处
场外表层样	TB3	(0-0.2m)	pH、GB36600 基本因子、特征因子	占地范围外表层样；	占地范围内敏感目标（居住区）处
	TB4	(0-0.2m)		占地范围外表层样；	占地范围外空地处
	TB5	(0-0.2m)		占地范围外表层样；	占地范围外空地处
	TB6	(0-0.2m)	pH、GB15618 基本因子、特征因子	占地范围外表层样；根据导则 7.4.2.8，评价工作等级为一级、二级的改扩建项目，应在现有工程厂界外可能产生影响的土壤环境敏感目标处设置监测点。	占地范围内敏感目标（耕地）处



图 5.4-7 土壤环境现状监测布点图

5.4.4.2.2. 监测频次及监测因子

1、监测因子

土壤环境现状监测因子分为基本因子和建设项目特征因子。

基本因子：基本因子为 GB15618、GB36600 中规定的基本项目。

GB15618 中规定的基本项目：

pH；

镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌。

GB36600 中规定的基本项目：

pH；

重金属和无机物：砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍；

挥发性有机物：四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯；

半挥发性有机物：硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、蒽、二苯[a,h]并蒽、茚[1,2,3-cd]并芘、蔡。

特征因子：特征因子为建设项目产生的特有因子，既是特征因子又是基本因子的，按特征因子对待。包括：

锌、镍、笨、邻-二甲苯、间，对-二甲苯、甲苯、乙苯、三甲苯、石油烃（C10-C40）、石油烃（C6-C9）、石油类。

2、监测频次

根据《环境影响评价技术导则土壤环境》（试行）（HJ 964-2018）现状监测频次要求

（1）基本因子：评价工作等级为一级的建设项目，应至少开展 1 次现状监测。本项目为一级评价，须至少开展一次现状监测。

（2）特征因子：应至少开展一次现状监测。

5.4.4.2.3. 土壤环境现状监测方法及取样方法

1、各监测因子分析方法见下表。

表 5.4-17 土壤环境质量现状监测项目及分析方法

序号	监测项目	分析方法	检出限
1	pH 值	NY/T1377-2007 土壤 pH 的测定	—
2	铜、锌	GB/T17138-1997 土壤质量铜、锌的测定火焰原子吸收分光光度法	1mg/kg
3	铅	GB/T17141-1997 土壤质量铅、镉的测定石墨炉原子吸收分光光度法	0.1mg/kg
4	镉		0.01mg/kg
5	镍	GB/T17139-1997 土壤质量镍的测定火焰原子吸收分光光度法	5mg/kg
6	铬（六价）	USEPA3060A-1996&USEPA7196A-1992 六价铬的碱性消解土壤中六价铬的碱消解分光光度法美国环保局标准分析方法	0.5mg/kg
7	砷	GB/T22105.2-2008 土壤质量总汞、总砷、总铅的测定原子荧光法第 2 部分：土壤中总砷的测定	0.01mg/kg
8	汞	GB/T22105.1-2008 土壤质量总汞、总砷、总铅的测定原子荧光法	0.002mg/kg

第 1 部分：土壤中总汞的测定			
挥发性有机物			
9	四氯化碳	HJ605-2011 土壤和沉积物挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法	2.1 $\mu\text{g/kg}$
10	氯仿	HJ605-2011 土壤和沉积物挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法	1.5 $\mu\text{g/kg}$
11	氯甲烷	HJ605-2011 土壤和沉积物挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法	3.0 $\mu\text{g/kg}$
12	1,1-二氯乙烷	HJ605-2011 土壤和沉积物挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法	1.6 $\mu\text{g/kg}$
13	1,2-二氯乙烷	HJ605-2011 土壤和沉积物挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法	1.3 $\mu\text{g/kg}$
14	1,1-二氯乙烯	HJ605-2011 土壤和沉积物挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法	0.8 $\mu\text{g/kg}$
15	顺-1,2-二氯乙烯	HJ605-2011 土壤和沉积物挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法	0.9 $\mu\text{g/kg}$
16	反-1,2-二氯乙烯	HJ605-2011 土壤和沉积物挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法	0.9 $\mu\text{g/kg}$
17	二氯甲烷	HJ605-2011 土壤和沉积物挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法	2.6 $\mu\text{g/kg}$
18	1,2-二氯丙烷	HJ605-2011 土壤和沉积物挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法	1.9 $\mu\text{g/kg}$
19	1,1,1,2-四氯乙烷	HJ605-2011 土壤和沉积物挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法	1.0 $\mu\text{g/kg}$
20	1,1,2,2-四氯乙烷	HJ605-2011 土壤和沉积物挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法	1.0 $\mu\text{g/kg}$
21	四氯乙烯	HJ605-2011 土壤和沉积物挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法	0.8 $\mu\text{g/kg}$
22	1,1,1-三氯乙烷	HJ605-2011 土壤和沉积物挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法	1.1 $\mu\text{g/kg}$
23	1,1,2-三氯乙烷	HJ605-2011 土壤和沉积物挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法	1.4 $\mu\text{g/kg}$
24	三氯乙烯	HJ605-2011 土壤和沉积物挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法	0.9 $\mu\text{g/kg}$
25	1,2,3-三氯丙烷	HJ605-2011 土壤和沉积物挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法	1.0 $\mu\text{g/kg}$
26	氯乙烯	HJ605-2011 土壤和沉积物挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法	1.5 $\mu\text{g/kg}$
27	苯	HJ605-2011 土壤和沉积物挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法	1.6 $\mu\text{g/kg}$
28	氯苯	HJ605-2011 土壤和沉积物挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法	1.1 $\mu\text{g/kg}$
29	1,2-二氯	HJ605-2011 土壤和沉积物挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法	1.0 $\mu\text{g/kg}$

	苯	-质谱法	
30	1,4-二氯苯	HJ605-2011 土壤和沉积物挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法	1.2 μg/kg
31	乙苯	HJ605-2011 土壤和沉积物挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法	1.2 μg/kg
32	苯乙烯	HJ605-2011 土壤和沉积物挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法	1.6 μg/kg
33	甲苯	HJ605-2011 土壤和沉积物挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法	2.0 μg/kg
34	间二甲苯+对二甲苯	HJ605-2011 土壤和沉积物挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法	3.6 μg/kg
35	邻二甲苯	HJ605-2011 土壤和沉积物挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法	1.3 μg/kg
半挥发性有机物			
36	硝基苯	HJ834-2017 土壤和沉积物半挥发性有机物的测定气相色谱-质谱法	0.09mg/kg
37	苯胺	USEPA3545A-2007&USEPA8270E-2018 半挥发性有机物气相色谱/质谱法	0.1mg/kg
38	2-氯苯酚	HJ834-2017 土壤和沉积物半挥发性有机物的测定气相色谱-质谱法	0.06mg/kg
39	苯并[a]蒽	HJ834-2017 土壤和沉积物半挥发性有机物的测定气相色谱-质谱法	0.1mg/kg
40	苯并[a]芘	HJ834-2017 土壤和沉积物半挥发性有机物的测定气相色谱-质谱法	0.1mg/kg
41	苯并[b]荧蒽	HJ834-2017 土壤和沉积物半挥发性有机物的测定气相色谱-质谱法	0.2mg/kg
42	蒽	HJ834-2017 土壤和沉积物半挥发性有机物的测定气相色谱-质谱法	0.1mg/kg
43	二苯并[a,h]蒽	HJ834-2017 土壤和沉积物半挥发性有机物的测定气相色谱-质谱法	0.1mg/kg
44	茚并[1,2,3-c,d]芘	HJ834-2017 土壤和沉积物半挥发性有机物的测定气相色谱-质谱法	0.1mg/kg
45	萘	HJ834-2017 土壤和沉积物半挥发性有机物的测定气相色谱-质谱法	0.09mg/kg
46	苯并[b]荧蒽	HJ834-2017 土壤和沉积物半挥发性有机物的测定气相色谱-质谱法	0.1mg/kg
石油烃类			
47	石油烃(C10-C40)	ISO16703-2011 土壤中石油烃(C10~C40)含量的测定气相色谱法	6mg/kg
48	石油烃(C6-C9)	土壤和沉积物 石油烃(C6-C9)的测定吹扫捕集/气相色谱法 HJ1020-2019	0.04mg/kg

2、取样方法

土壤取样使用 SH30 钻机、AMS 土壤取样器等。本项目土壤分析测试单位为

华测（天津）检测服务有限公司。所采集土壤样品均置入由土壤分析测试单位提供的贴有标签的专用样品瓶中，土壤分析测试单位承诺所有样品瓶均进行了消毒处理并添加了适当的样品保护剂。

样品运输跟踪单提供了一个准确的文字跟踪记录来表明每个样品从采样到实验室分析全过程的信息。样品跟踪单记录样品的采集和分析要求。现场技术人员在样品跟踪单上记录的信息主要包括：样品采集的日期和时间；样品编号；采样容器的数量和大小以及样品分析参数等内容。

5.4.4.2.4. 土壤环境质量现状评价标准

厂区内均为建设用地，土壤参照执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地风险筛选值标准要求，对照本次样品的检测报告，对本厂区土壤环境质量现状进行评价。

建设用地中，城市建设用地根据保护对象暴露情况的不同，可划分为以下两类。

第一类用地：包括 GB50137 规定的城市建设用地中的居住用地（R），公共管理与公共服务用地中的中小学用地（A33）、医疗卫生用地（A5）和社会福利设施用地（A6），以及公园绿地（G1）中的社区公园或儿童公园用地等。

第二类用地：包括 GB50137 规定的城市建设用地中的工业用地（M），物流仓储用地（W），商业服务业设施用地（B），道路与交通设施用地（S），公用设施用地（U），公共管理与公共服务用地（A）（A33、A5、A6 除外），以及绿地与广场用地（G）（G1 中的社区公园或儿童公园用地除外）等。

5.4.4.2.5. 土壤环境质量现状监测结果及评价

根据监测结果可见，土壤环境现状监测样品中，pH、砷、锌、铬、铜、镍、六价铬、铅、镉、汞检出率为 100%；挥发性有机物（包括甲苯、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、（间）二甲苯二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、邻二甲苯、1,3,5-三甲苯、1,2,4-三甲苯）及半挥发性有机物（包括硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、蒽、二苯并

[a, h]蒽、茚并[1, 2, 3-cd]芘, 萘)均未检出(表 3.2-4)。石油烃(C6-C9)检出率为 9.52%, 石油烃(C10-C40)检出率为 33.33%, 石油类检出率为 100%。

表 5.4-18 土壤质量现状监测统计表（单位：mg/kg）

监测项目	样品数量	最大值	最小值	平均值	标准差	检出率	超标率
pH	21	7.82	7.1	/	0.18	100	0
砷	21	54.2	15.3	24.0	8.8	100	0
锌	21	229	115	138	31	100	0
铬	1	57	/	/	/	100	0
铜	21	48	11	24	9	100	0
镍	21	63	37	54	6	100	0
六价铬	20	3.3	1	2.0	0.6	100	0
铅	21	160	20.7	32	30	100	0
镉	21	2.08	0.09	0.32	0.42	100	0
汞	21	1.173	0.298	0.414	0.185	100	0
苯胺	20	/	/	/	/	0	0
2-氯苯酚	20	/	/	/	/	0	0
硝基苯	20	/	/	/	/	0	0
萘	20	/	/	/	/	0	0
苯并[a]蒽	20	/	/	/	/	0	0
蒽	20	/	/	/	/	0	0
苯并[b]荧蒽	20	/	/	/	/	0	0
苯并[k]荧蒽	20	/	/	/	/	0	0
苯并[a]芘	20	/	/	/	/	0	0
茚并[1,2,3-cd]芘	20	/	/	/	/	0	0
1,3,5-三甲苯	21	/	/	/	/	0	0
1,2,4-三甲苯	21	/	/	/	/	0	0
二苯并[a,h]蒽	20	/	/	/	/	0	0

氯甲烷	20	/	/	/	/	0	0
氯乙烯	20	/	/	/	/	0	0
1, 1-二氯乙烯	20	/	/	/	/	0	0
二氯甲烷	20	/	/	/	/	0	0
反-1, 2-二氯乙烯	20	/	/	/	/	0	0
1, 1-二氯乙烷	20	/	/	/	/	0	0
顺-1, 2-二氯乙烯	20	/	/	/	/	0	0
氯仿	20	/	/	/	/	0	0
1, 1, 1-三氯乙烷	20	/	/	/	/	0	0
四氯化碳	20	/	/	/	/	0	0
苯	21	/	/	/	/	0	0
1, 2-二氯乙烷	20	/	/	/	/	0	0
三氯乙烯	20	/	/	/	/	0	0
1, 2-二氯丙烷	20	/	/	/	/	0	0
甲苯	21	/	/	/	/	0	0
1, 1, 2-三氯乙烷	20	/	/	/	/	0	0
四氯乙烯	20	/	/	/	/	0	0
氯苯	20	/	/	/	/	0	0
1, 1, 1, 2-四氯乙烷	20	/	/	/	/	0	0
乙苯	21	/	/	/	/	0	0
间二甲苯+对二甲苯	21	/	/	/	/	0	0
邻二甲苯	21	/	/	/	/	0	0
苯乙烯	20	/	/	/	/	0	0
1, 1, 2, 2-四氯乙烷	20	/	/	/	/	0	0
1, 2, 3-三氯丙烷	20	/	/	/	/	0	0

1, 4-二氯苯	20	/	/	/	/	0	0
1, 2-二氯苯	20	/	/	/	/	0	0
石油烃 (C6-C9)	21	123	/	/	/	9.52	/
石油烃 (C10-C40)	21	188	/	/	/	33.33	0
石油类	21	576	11	129	173	100	/

占地范围内均为建设用地中的第二类用地，土壤现状监测点监测结果评价见下表：占地范围内土壤现状监测点标准指数均小于 1，表明土壤现状监测结果均未超过《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值标准。

表 5.4-19 土壤质量现状监测评价结果表（单位：mg/kg）

监测项目	单位	检出限	第二类用地筛选值	TZ1-1	标准指数	TZ1-2	标准指数	TZ1-3	标准指数	TZ2-1	标准指数	TZ2-2	标准指数	TZ2-3	标准指数	TZ3-1	标准指数	TZ3-2	标准指数	TZ3-3	标准指数
砷	mg/kg	0.4	60	15.3	0.2550	22.0	0.3667	26.0	0.4333	33.5	0.5583	54.2	0.9033	18.0	0.3000	23.2	0.3867	21.2	0.3533	21.8	0.3633
铜	mg/kg	1	18000	24	0.0013	24	0.0013	26	0.0014	19	0.0011	24	0.0013	25	0.0014	15	0.0008	16	0.0009	11	0.0006
镍	mg/kg	3	900	52	0.0578	63	0.0700	63	0.0700	59	0.0656	50	0.0556	51	0.0567	47	0.0522	59	0.0656	51	0.0567
六价铬	mg/kg	0.5	5.7	2.5	0.4386	2.6	0.4561	2.4	0.4211	1.3	0.2281	1.0	0.1754	1.6	0.2807	2.4	0.4211	2.3	0.4035	2.2	0.3860
铅	mg/kg	0.1	800	20.7	0.0259	28.5	0.0356	22.3	0.0279	55.8	0.0698	160	0.2000	22.7	0.0284	31.3	0.0391	25.3	0.0316	24.9	0.0311
镉	mg/kg	0.01	65	0.09	0.0014	0.17	0.0026	0.43	0.0066	0.19	0.0029	0.43	0.0066	0.19	0.0029	0.22	0.0034	0.20	0.0031	0.24	0.0037
汞	mg/kg	0.005	38	0.320	0.0084	0.303	0.0080	0.365	0.0096	0.604	0.0159	1.173	0.0309	0.392	0.0103	0.368	0.0097	0.374	0.0098	0.351	0.0092
苯胺	mg/kg	0.03	260	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
2-氯苯酚	mg/kg	0.06	2256	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
硝基苯	mg/kg	0.09	76	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
萘	mg/kg	0.09	70	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
苯并[a]蒽	mg/kg	0.1	15	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/

蒎	mg/kg	0.1	1293	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
苯并[b]荧蒽	mg/kg	0.2	15	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
苯并[k]荧蒽	mg/kg	0.1	151	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
苯并[a]芘	mg/kg	0.1	1.5	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
茚并[1,2,3-cd]芘	mg/kg	0.1	15	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
二苯并[a,h]蒽	mg/kg	0.1	1.5	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
氯甲烷	μ g/kg	1.0	37	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
氯乙烯	μ g/kg	1.0	0.43	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
1,1-二氯乙烯	μ g/kg	1.0	66	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
二氯甲烷	μ g/kg	1.5	616	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
反-1,2-二氯乙烯	μ g/kg	1.4	54	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
1,1-二氯乙烷	μ g/kg	1.2	9	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
顺-1,2-二氯乙烯	μ g/kg	1.3	596	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
氯仿	μ g/kg	1.1	0.9	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
1,1,1-三氯乙烷	μ g/kg	1.3	840	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
四氯化碳	μ g/kg	1.3	2.8	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/

苯	μ g/kg	1.9	4	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
1, 2-二氯乙烷	μ g/kg	1.3	5	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
三氯乙烯	μ g/kg	1.2	2.8	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
1, 2-二氯丙烷	μ g/kg	1.1	5	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
甲苯	μ g/kg	1.3	1200	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
1, 1, 2-三氯乙烷	μ g/kg	1.2	2.8	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
四氯乙烯	μ g/kg	1.4	53	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
氯苯	μ g/kg	1.2	270	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
1, 1, 1, 2-四氯乙烷	μ g/kg	1.2	10	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
乙苯	μ g/kg	1.2	28	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
间二甲苯+对二甲苯	μ g/kg	1.2	570	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
邻二甲苯	μ g/kg	1.2	640	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
苯乙烯	μ g/kg	1.1	1290	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
1, 1, 2, 2-四氯乙烷	μ g/kg	1.2	6.8	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
1, 2, 3-三氯丙烷	μ g/kg	1.2	0.5	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
1, 4-二氯苯	μ g/kg	1.5	20	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/

1, 2-二氯苯	μg/kg	1.5	560	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
石油烃 (C10-C40)	mg/kg	6	4500	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	59	0.0131	ND	/	188	0.0418	57	0.0127	15	0.0033

表 5.4-20 土壤质量现状监测评价结果表（单位：mg/kg）

监测项目	单位	检出限	第二类用地筛选值	TZ4-1	标准指数	TZ4-2	标准指数	TZ4-3	标准指数	TZ5-1	标准指数	TZ5-2	标准指数	TZ5-3	标准指数	TB1	标准指数	TB2	标准指数	TB3	标准指数
砷	mg/kg	0.4	60	21.6	0.3600	32.7	0.5450	18.8	0.3133	18.2	0.3033	24.2	0.4033	35.8	0.5967	21.4	0.3567	19.7	0.3283	20.8	0.3467
铜	mg/kg	1	18000	17	0.0009	15	0.0008	19	0.0011	23	0.0013	18	0.0010	18	0.0010	48	0.0027	40	0.0022	33	0.0018
镍	mg/kg	3	900	57	0.0633	53	0.0589	53	0.0589	55	0.0611	62	0.0689	61	0.0678	57	0.0633	51	0.0567	37	0.0411
六价铬	mg/kg	0.5	5.7	1.4	0.2456	3.3	0.5789	1.8	0.3158	2.0	0.3509	1.7	0.2982	1.8	0.3158	3.0	0.5263	1.6	0.2807	1.2	0.2105
铅	mg/kg	0.1	800	21.9	0.0274	21.0	0.0263	21.7	0.0271	22.0	0.0275	22.9	0.0286	22.3	0.0279	27.1	0.0339	26.6	0.0333	25.6	0.0320
镉	mg/kg	0.01	65	0.18	0.0028	0.20	0.0031	0.20	0.0031	2.08	0.0320	0.43	0.0066	0.11	0.0017	0.23	0.0035	0.13	0.0020	0.25	0.0038
汞	mg/kg	0.005	38	0.326	0.0086	0.428	0.0113	0.342	0.0090	0.366	0.0096	0.353	0.0093	0.298	0.0078	0.370	0.0097	0.385	0.0101	0.382	0.0101
苯胺	mg/kg	0.03	260	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
2-氯苯酚	mg/kg	0.06	2256	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
硝基苯	mg/kg	0.09	76	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
萘	mg/kg	0.09	70	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
苯并[a]蒽	mg/kg	0.1	15	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
蒽	mg/kg	0.1	1293	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
苯并[b]荧蒽	mg/kg	0.2	15	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
苯并[k]荧蒽	mg/kg	0.1	151	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/

苯并[a]芘	mg/kg	0.1	1.5	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
茚并[1,2,3-cd]芘	mg/kg	0.1	15	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
二苯并[a,h]蒽	mg/kg	0.1	1.5	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
氯甲烷	μg/kg	1.0	37	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
氯乙烯	μg/kg	1.0	0.43	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
1,1-二氯乙烯	μg/kg	1.0	66	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
二氯甲烷	μg/kg	1.5	616	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
反-1,2-二氯乙烯	μg/kg	1.4	54	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
1,1-二氯乙烷	μg/kg	1.2	9	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
顺-1,2-二氯乙烯	μg/kg	1.3	596	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
氯仿	μg/kg	1.1	0.9	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
1,1,1-三氯乙烷	μg/kg	1.3	840	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
四氯化碳	μg/kg	1.3	2.8	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
苯	μg/kg	1.9	4	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
1,2-二氯乙烷	μg/kg	1.3	5	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
三氯乙烯	μg/kg	1.2	2.8	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
1,2-二氯丙烷	μg/kg	1.1	5	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/

甲苯	μ g/kg	1.3	1200	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
1, 1, 2-三 氯乙烷	μ g/kg	1.2	2.8	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
四氯乙烯	μ g/kg	1.4	53	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
氯苯	μ g/kg	1.2	270	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
1, 1, 1, 2- 四氯乙烷	μ g/kg	1.2	10	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
乙苯	μ g/kg	1.2	28	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
间二甲苯+对 二甲苯	μ g/kg	1.2	570	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
邻二甲苯	μ g/kg	1.2	640	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
苯乙烯	μ g/kg	1.1	1290	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
1, 1, 2, 2- 四氯乙烷	μ g/kg	1.2	6.8	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
1, 2, 3-三 氯丙烷	μ g/kg	1.2	0.5	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
1, 4-二氯苯	μ g/kg	1.5	20	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
1, 2-二氯苯	μ g/kg	1.5	560	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/
石油烃 (C10-C40)	mg/kg	6	4500	6	0.0013	ND	/	8	0.0018	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	ND	/	37	0.0082

TB4、TB5 监测点土壤环境质量现状评价标准参照《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第一类用地风险筛选值标准要求，对本厂区土壤环境质量现状进行评价。土壤环境现状监测结果显示，TB4、TB5 监测点标准指数均小于 1，表明土壤现状监测结果均未超过《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第一类用地筛选值标准。

表 5.4-21 土壤质量现状监测评价结果表（单位：mg/kg）

监测项目	单位	检出限	第一类用地筛选值	TB4	标准指数	TB5	标准指数
砷	mg/kg	0.4	20	17.9	0.8950	18.9	0.9450
铜	mg/kg	1	2000	34	0.0170	30	0.0150
镍	mg/kg	3	150	52	0.3467	47	0.3133
六价铬	mg/kg	0.5	3.0	1.2	0.4000	2.1	0.7000
铅	mg/kg	0.1	400	25.9	0.0648	23.9	0.0598
镉	mg/kg	0.01	20	0.14	0.0070	0.22	0.0110
汞	mg/kg	0.005	8	0.399	0.0499	0.416	0.0520
苯胺	mg/kg	0.03	92	ND	/	ND	/
2-氯苯酚	mg/kg	0.06	250	ND	/	ND	/
硝基苯	mg/kg	0.09	34	ND	/	ND	/
萘	mg/kg	0.09	25	ND	/	ND	/
苯并[a]蒽	mg/kg	0.1	5.5	ND	/	ND	/
蒽	mg/kg	0.1	490	ND	/	ND	/
苯并[b]荧蒽	mg/kg	0.2	5.5	ND	/	ND	/
苯并[k]荧蒽	mg/kg	0.1	55	ND	/	ND	/
苯并[a]芘	mg/kg	0.1	0.55	ND	/	ND	/
茚并[1,2,3-cd]芘	mg/kg	0.1	5.5	ND	/	ND	/
二苯并[a,h]蒽	mg/kg	0.1	0.55	ND	/	ND	/
氯甲烷	μg/kg	1.0	12	ND	/	ND	/
氯乙烯	μg/kg	1.0	0.12	ND	/	ND	/
1,1-二氯乙烯	μg/kg	1.0	12	ND	/	ND	/
二氯甲烷	μg/kg	1.5	94	ND	/	ND	/
反-1,2-二氯乙烯	μg/kg	1.4	10	ND	/	ND	/
1,1-二氯乙烷	μg/kg	1.2	3	ND	/	ND	/
顺-1,2-二氯乙烯	μg/kg	1.3	66	ND	/	ND	/
氯仿	μg/kg	1.1	0.3	ND	/	ND	/
1,1,1-三氯乙烷	μg/kg	1.3	701	ND	/	ND	/
四氯化碳	μg/kg	1.3	0.9	ND	/	ND	/
苯	μg/kg	1.9	1	ND	/	ND	/
1,2-二氯乙烷	μg/kg	1.3	0.52	ND	/	ND	/

三氯乙烯	μ g/kg	1.2	0.7	ND	/	ND	/
1, 2-二氯丙烷	μ g/kg	1.1	1	ND	/	ND	/
甲苯	μ g/kg	1.3	1200	ND	/	ND	/
1, 1, 2-三氯乙烷	μ g/kg	1.2	0.6	ND	/	ND	/
四氯乙烯	μ g/kg	1.4	11	ND	/	ND	/
氯苯	μ g/kg	1.2	68	ND	/	ND	/
1, 1, 1, 2-四氯乙烷	μ g/kg	1.2	2.6	ND	/	ND	/
乙苯	μ g/kg	1.2	7.2	ND	/	ND	/
间二甲苯+对二甲苯	μ g/kg	1.2	163	ND	/	ND	/
邻二甲苯	μ g/kg	1.2	222	ND	/	ND	/
苯乙烯	μ g/kg	1.1	1290	ND	/	ND	/
1, 1, 2, 2-四氯乙烷	μ g/kg	1.2	1.6	ND	/	ND	/
1, 2, 3-三氯丙烷	μ g/kg	1.2	0.05	ND	/	ND	/
1, 4-二氯苯	μ g/kg	1.5	5.6	ND	/	ND	/
1, 2-二氯苯	μ g/kg	1.5	560	ND	/	ND	/
石油烃 (C10-C40)	mg/kg	6	826	ND	/	ND	/

农用地监测点 TB6 土壤环境质量现状评价标准参照《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618—2018）中其他类风险筛选值标准要求，对本厂区土壤环境质量现状进行评价。土壤现状监测点监测结果评价见下表，土壤环境现状监测结果显示，TB6 监测点标准指数均小于 1，表明土壤现状监测结果均未超过《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618—2018）中的风险筛选值标准。

表 5.4-22 土壤质量现状监测评价结果表（单位：mg/kg）

监测项目	单位	检出限	农用地筛选值	TB6	标准指数
pH 值	/	/	/	7.82	/
砷	mg/kg	0.4	25	17.9	0.7160
锌	mg/kg	1	250	116	0.4640
铬	mg/kg	2	200	57	0.2850
铜	mg/kg	1	190	30	0.1579
镍	mg/kg	3	100	55	0.5500
铅	mg/kg	0.1	170	28.3	0.1665
镉	mg/kg	0.01	0.6	0.34	0.5667
汞	mg/kg	0.005	3.4	0.372	0.1094

5.4.4.3. 土壤环境质量现状评价结论

根据土壤监测结果，占地范围内土壤监测点监测结果均未超过《土壤环境质

量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类建设用地筛选值。占地范围外建设用地二类用地土壤监测点监测结果均未超过《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类建设用地筛选值。占地范围外建设用地一类用地土壤监测点监测结果均未超过《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类建设用地筛选值。占地范围外农用地土壤监测点监测结果均未超过《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中筛选值。

5.4.5. 生态环境质量现状调查与评价

5.4.5.1. 北大港湿地自然保护区历史沿革及管控要求

(1) 历史沿革

北大港湿地自然保护区始建于 1999 年，原名称为“大港古泻湖湿地自然保护区”，经大港区政府批准为区级自然保护区。2001 年，在原“大港古泻湖湿地自然保护区”的基础上，天津市政府以《关于同意建立天津市北大港湿地自然保护区的批复》（津政函〔2001〕163 号）批准建立北大港湿地自然保护区，并定位为天津市级保护区。

北大港湿地自然保护区属于“自然生态系统”类别中的“内陆湿地和水域生态系统类型”的自然保护区，以内陆湿地为主，同时含有部分浅海湿地。保护区位于天津市滨海新区南部。东临渤海，范围包括北大港水库、独流减河下游区域、钱圈水库、沙井子水库、李二湾及南侧用地、李二湾沿海滩涂等区域。

2022 年 10 月，天津市人民政府印发《关于同意天津市北大港湿地自然保护区范围及功能区调整的批复》（津政函〔2022〕122 号），同意调整天津市北大港湿地自然保护区范围及功能区。调整后，天津市北大港湿地自然保护区总面积 35312.85 公顷，包括北大港水库、独流减河下游、钱圈水库、沙井子水库、李二湾及南侧用地、李二湾河口沿海滩涂。其中，核心保护区 11266.1 公顷，一般控制区 24046.75 公顷，不再设置缓冲区。核心区范围包括钱圈水库、沙井子水库、李二湾、李二湾河口沿海滩涂、独流减河下游东部和西部区域。

功能区划

按原已批准的北大港湿地自然保护区，分为三个区域，分别为北大港水库与独流减河区域、李二湾及沿海滩涂区域、钱圈水库区域。其中北大港水库与独流减河区域主要包括北大港水库的部分区域和独流减河河滩区域。李二湾及沿海滩涂区域主要包括李二湾及沿海滩涂缓冲区和沙井子水库及李二湾南部实验区。总面积 348.87km²，其中，核心区 115.72km²，缓冲区 91.96km²，实验区面积 141.19km²。

核心区是最具保护价值的区域，主要为北大港水库西侧，面积为 115.72km²，占自然保护区面积的 33.17%，核心区内实行严格保护，保持其生态系统和物种不受人造的干扰，保持丰富的生物多样性。核心区以保护生态系统、珍稀濒危鸟类及其栖息地为目的，保持自然生态系统和珍稀濒危鸟类种群繁衍的自然状态。

缓冲区范围包括核心区外围 100m，李二湾及东侧沿海滩涂，沙井子水库西侧，面积为 91.96km²，占保护区面积 26.36%，该区内只准进入从事科学研究观测活动。缓冲区的作用是缓解外界压力，防止人为活动对核心区造成影响，对核心区生态质量的起到缓冲保护的作用。

实验区包括独流减河下游河滩，北大港水库东侧，沙井子水库，钱圈水库，李二湾南侧区域，面积为 141.19km²，占保护区面积 40.47%。实验区内可以进入从事科学试验、教学实习、参观考察、生态旅游以及驯化、繁殖珍稀、濒危野生动植物等活动。该区是在有效保护的前提下，合理利用和经营资源，最终达到改善区域经济的目标。

2022 年 10 月，调整后的天津市北大港湿地自然保护区总面积 35312.85 公顷，包括北大港水库、独流减河下游、钱圈水库、沙井子水库、李二湾及南侧用地、李二湾河口沿海滩涂。其中，核心保护区 11266.1 公顷，一般控制区 24046.75 公顷，不再设置缓冲区。核心区范围包括钱圈水库、沙井子水库、李二湾、李二湾河口沿海滩涂、独流减河下游东部和西部区域。

(3) 生态系统重要性

北大港湿地自然保护区是天津市一轴两带，南北生态总体布局的重要组成部分，在保障天津市生产、生活和生态方面发挥着重要功能。保护区生态系统完整，具有典型性、独特性和不可替代的重要性。

①典型性

保护区内河流、库塘、滩涂、沼泽众多，水源涵养、调节气候、美化环境和水土保持等生态功能完备，也是东亚—澳大利西亚候鸟迁徙路线上的重要驿站，每年春秋两季途经此地的候鸟数量高达上百万只，候鸟种群数量约占全国鸟类种群的三分之一左右。具有内陆湿地和水域生态系统类型的代表性和典型性。

②独特性

保护区是中国的第 319 号重点鸟区，鸟类资源丰富，每年春秋两季迁徙鸟类数量达到上百万只，有东方白鹳、黑鹳、白鹳、遗鸥等国家一级保护鸟类，有白琵鹭、疣鼻天鹅、大天鹅等国家二级保护鸟类。其中，东方白鹳全世界仅存 2500 只左右，北大港湿地一次性就发现 1349 只，超过全球数量的一半多，说明该区域生态特征独特，生物链条完整，生态系统整体，具有较高的生态特殊性与综合

保护价值。

③重要性

保护区湿地生态系统具有完整性、典型性和独特性的特点，决定了该区域的重要性。该区域是华北地区湿地研究的“天然实验室”和物种基因库，具有重要的科考价值和研究价值，具有不可替代的重要性。

（4）生物多样性现状

北大港湿地自然保护区生物多样性丰富，植物类型多样，总计植物 50 科 120 属 159 种。该区域内的野生植被组成中多为盐生植物。数量较多的有藜科的盐地碱蓬、碱蓬、中亚滨藜、地肤、灰菜，蓝雪科的二色补血草、中华补血草，禾本科的芦苇、獐毛等。动物 350 种，其中哺乳类 20 种，两栖类 6 种，爬行类 16 种，鱼类 37 种，鸟类 271 种。从鸟类区系特征来看，271 种鸟类隶属于 21 目 56 科。其中，古北种 139 种，广布种 112 种，东洋种 20 种。居留型以旅鸟为主，有 218 种，夏候鸟 69 种，冬候鸟 35 种。留鸟数量较少仅 26 种，还有 4 种为该地区的迷鸟。此外还有 71 种鸟在北大港湿地为复合居留型，即部分个体在此为留鸟，部分个体为候鸟。

（5）珍稀保护物种及分布

北大港湿地自然保护区的主要保护对象为湿地生态系统及其生物多样性，包括鸟类和其他野生动物、珍稀濒危物种资源。在记录到的 249 种鸟类中，有国家 I 级重点保护野生动物 20 种，分别为青头潜鸭、中华秋沙鸭、白头硬尾鸭、大鸨、白鹤、丹顶鹤、白头鹤、黑嘴鸥、遗鸥、黑鹳、东方白鹳、彩鹳、黑脸琵鹭、黄嘴白鹭、卷羽鹈鹕、乌雕、金雕、白肩雕、白尾海雕、黄胸鹀；国家 II 级保护野生动物 49 种。天津市重点保护物种 205 种，其中鸟类 182 种、鱼类 2 种、两栖类 5 种、爬行类 13 种、兽类 3 种。在世界自然保护联盟（IUCN）的红色名录中，保护区鸟类全球极危物种（Critically Endangered, CR）有青头潜鸭、白鹤。全球濒危物种（Endangered, EN）有东方白鹳、黑脸琵鹭、中华秋沙鸭、丹顶鹤、黄胸鹀。全球易危物种（Vulnerable, VU）有卷羽鹈鹕、黄嘴白鹭、鸿雁、小白额雁、长尾鸭、乌雕、白肩雕、白枕鹤、白头鹤、大鸨、大杓鹬、遗鸥。全球近危物种（Near Threatened, NT）有罗纹鸭、白眼潜鸭、日本鹌鹑、半蹼鹬、黑尾塍鹬、白腰杓鹬、震旦鸦雀、红颈苇鹀。主要分布在北大港水库与独流减河

区域、李二湾及沿海滩涂区域、钱圈水库区域。

(6) 管控要求

核心保护区主要承担保护功能，最大程度限制人为活动，禁止任何单位和个人进入核心区；因科学研究的需要，必须进入核心区从事科学研究观测、调查活动的，应当事先向自然保护区管理机构提交申请和活动计划，并经自然保护区管理机构批准。

一般控制区在承担保护功能的基础上，兼顾科研、教育、游憩体验等公共服务功能，禁止开发性、生产性建设活动，无法避让且符合国土空间规划的线性基础设施建设等除外，可以进入从事科学试验、教学实习、参观考察、旅游以及驯化、繁殖珍稀、濒危野生动植物等活动。

5.4.5.2. 生态功能区规划

根据《天津市生态功能区划》，天津市划分为 2 个生态区、7 个生态亚区、22 个生态功能区。

本项目于天津市生态功能区划分布情况如下。

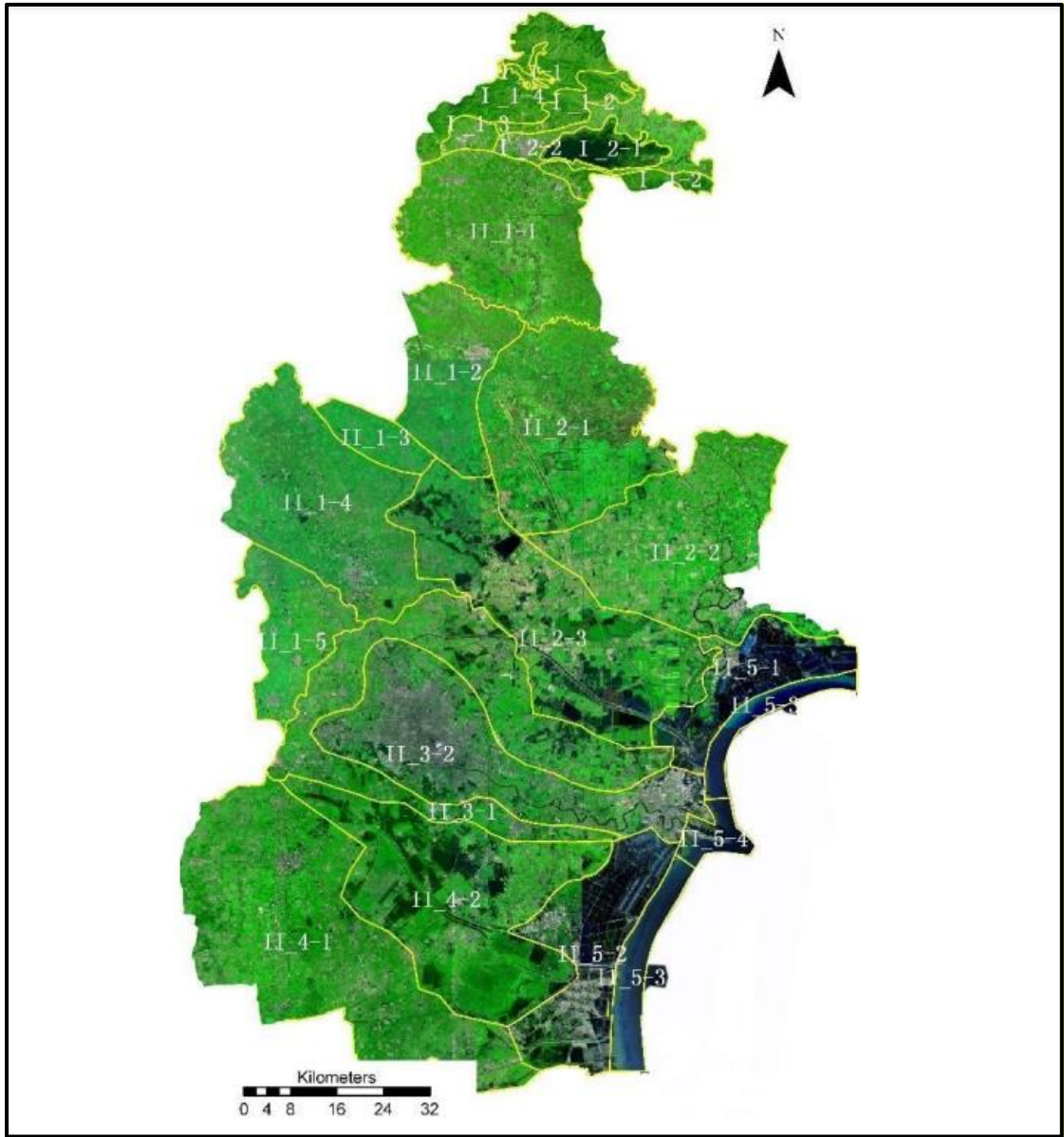


图 5.4-8 本项目在天津市生态功能区划图中的位置

根据《天津市生态功能区划》，本项目评价区域的生态功能区如下：II 城镇及城郊平原农业生态区；II 5 海岸带综合利用生态亚区 II 5-2 滨海石化与海洋产业综合利用生态功能区。

表 5.4-23 区域生态功能区化简表

生态区	I 城镇及城郊平原农业生态区
生态亚区	II 5 海岸带综合利用生态
生态功能区	II 5-2 滨海石化与海洋产业综合利用生态功能区
所在区域与面积	塘沽南部及大港东部, 面积约为 360.9km ²
主要生态环境问题	地下水超采生态环境恶劣, 只有少量耐盐植物的生长
生态环境敏感性	土壤盐渍化
主要生态系统服务功能	石化工业海洋产业

保护措施与发展方向	建设和保护滨海防护林带，保护岸线生态系统；入海排污实现达标排放
-----------	---------------------------------

5.4.5.3. 生态系统现状调查

本次生态系统类型现状调查采用遥感影像解析和实地调查相结合的方法。

为准确、全面提取生态类型信息，本次调查以区域内北京二号高清遥感影像为数据源，影像数据获取日期为 2023 年 7 月，影像空间分辨率为 0.8m，同时结合实地调查结果进行人工判读及检验。

调查结果显示，调查范围内生态系统类型主要包括湿地、农田、林地、裸土地生态系统和城镇生态系统共五类，其中以湿地生态系统（60.9631%）、农田生态系统（20.4307%）、城镇生态系统（10.8963%）为主。

调查范围内生态系统类型分布情况如下。

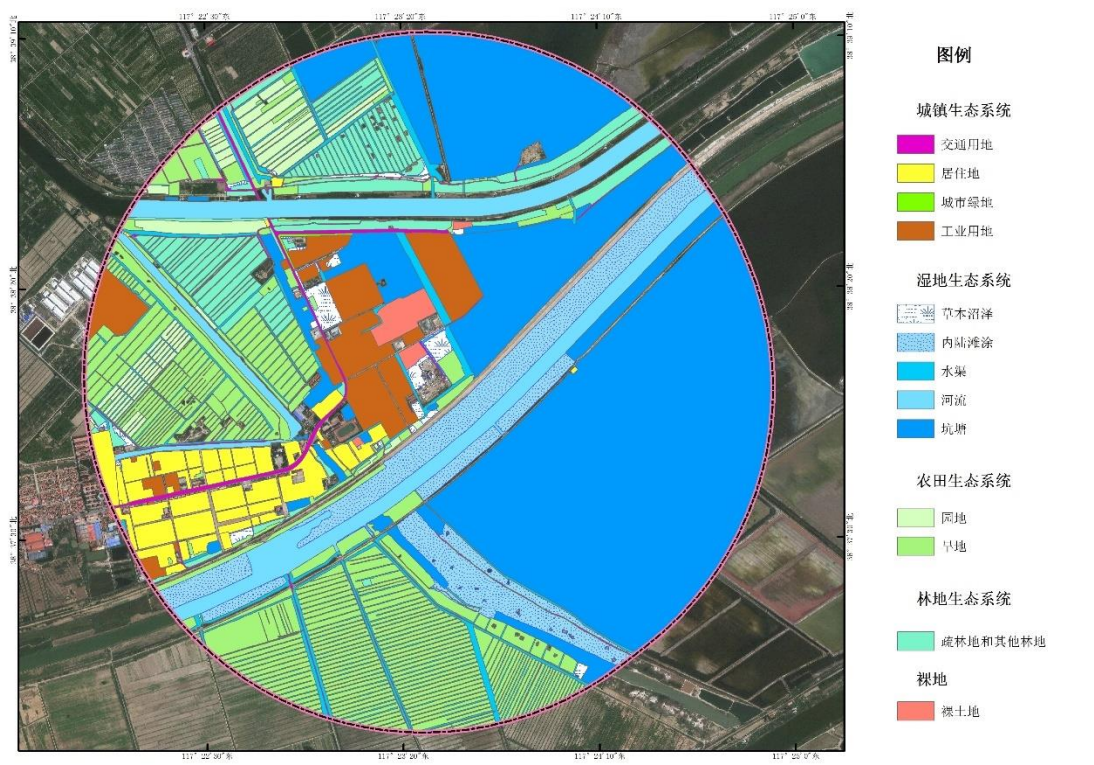


图 5.4-9 调查范围内生态系统类型图

表 5.4-24 调查范围内生态系统类型构成

序号	编码	生态系统类型	调查范围	
			面积（m ² ）	比例（%）
一、林地生态系统				
1	231	疏林地和其他林地	925932. 53	6. 9746
合计				6. 9746

二、湿地生态系统				
2	413	草本沼泽	134346.84	1.012
3	422	坑塘	5119060.6	38.5592
4	431	河流	923201.74	6.954
5	432	水渠	894401.58	6.7371
6	440	内陆滩涂	1022347.44	7.7008
合计				60.9631
三、农田生态系统				
7	512	旱地	2329689.11	17.5483
8	520	园地	382667.8	2.8824
合计				20.4307
四、城镇生态系统				
9	611	居住地	564475.02	4.2519
10	620	城市绿地	8230.84	0.062
11	631	工业用地	664993.07	5.009
12	632	交通用地	208887.01	1.5734
合计				10.8963
五、裸土地				
13	913	裸土地	97613.52	0.7353
合计				0.7353

5.4.5.4. 土地利用现状调查

本次土地利用类型现状调查采用遥感影像解析和实地调查相结合的方法。

为准确、全面提取生态类型信息，本次调查以区域内北京二号高清遥感影像为数据源，影像数据获取日期为 2023 年 7 月，影像空间分辨率为 0.8m，同时结合实地调查结果进行人工判读及检验，依据《土地利用现状分类标准》（GB/T21010-2017）对调查区内土地利用现状进行详细分析。

调查结果显示，调查范围内土地利用类型主要包括 01 耕地、02 园地、03 林地、04 草地、05 商服用地、06 工矿仓储用地、07 住宅用地、08 公共管理与公共服务用地、09 特殊用地、10 交通运输用地、11 水域及水利设施用地、12 其他土地，共 12 类，其中以 11 水域及水利设施用地（59.3159%）、01 耕地（16.3834%）为主。

调查范围内生态系统类型分布情况详见如下。

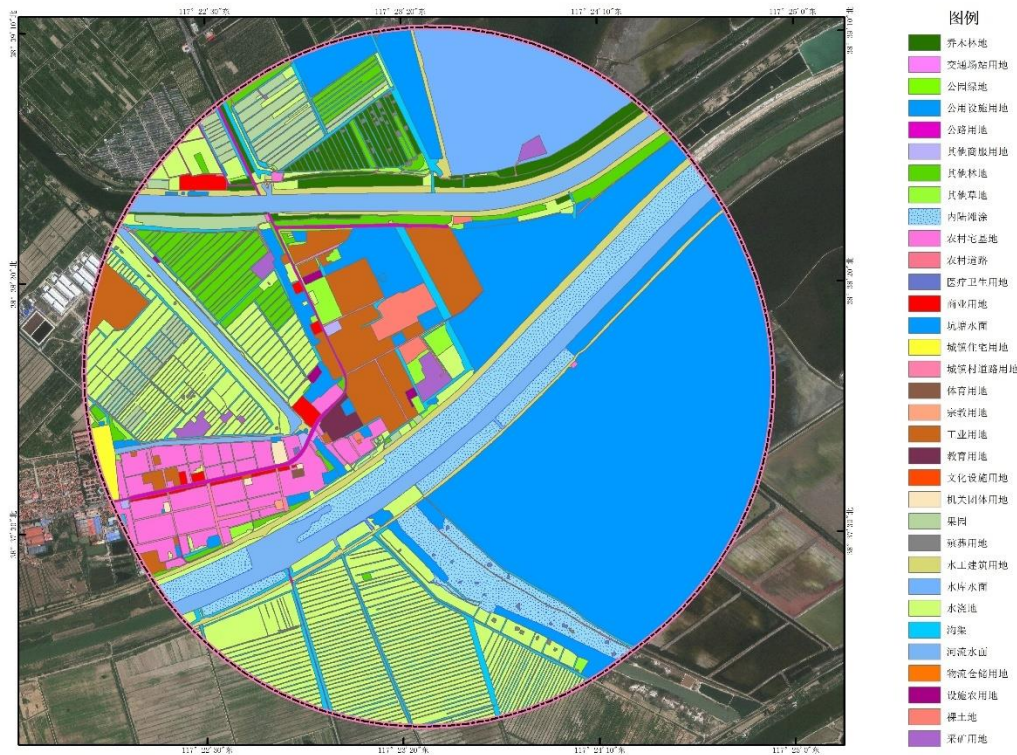


图 5.4-10 调查范围内现状土地利用类型图

表 5.4-25 调查范围内现状土地利用类型

一级编码	二级编码	土地利用类型	调查范围	
			面积 (m ²)	比例 (%)
01 耕地	0102	水浇地	2329689.11	16.3834
	合计			16.3834
02 园地	0201	果园	382667.8	2.6911
	合计			2.6911
03 林地	0301	乔木林地	368213.28	2.5894
	0307	其他林地	557719.25	3.9221
	合计			6.5115
04 草地	0404	其他草地	134346.84	0.9448
	合计			0.9448
05 商服用地	0501	商业用地	77324.89	0.5438
	0504	仓储用地	505.49	0.0036
	0507	其他商服用地	13180.19	0.0927
	合计			0.6401
06 工矿仓储用地	0601	工业用地	664993.07	4.6765
	0602	采矿用地	89516.24	0.6295
	合计			5.306
07 住宅用地	0701	城镇住宅用地	48085.44	0.3382
	0702	农村宅基地	564475.02	3.9696
	合计			4.3078

08 公共管理与公共服务用地	0801	机关团体用地	16409.44	0.1154
	0803	教育用地	38402.64	0.2701
	0805	医疗卫生用地	1218.72	0.0086
	0807	文化设施用地	1253.28	0.0088
	0808	体育用地	3569.85	0.0251
	0809	公用设施用地	46104.43	0.3242
	0810	公园绿地	8230.84	0.0579
合计				0.8101
09 特殊用地	0904	宗教用地	2822.8	0.0199
	0905	殡葬用地	23834.8	0.1676
合计				0.1875
10 交通运输用地	1003	公路用地	101109.51	0.711
	1004	城镇村道路用地	87567.45	0.6158
	1005	交通场站用地	1590.4	0.0112
	1006	农村道路	107777.49	0.7579
合计				2.0959
11 水域及水利设施用地	1101	河流水面	923201.74	6.4924
	1103	水库水面	767632.16	5.3983
	1104	坑塘水面	4351428.44	30.6012
	1106	内陆滩涂	1022347.44	7.1896
	1107	沟渠	894401.58	6.2898
	1109	水工建筑用地	475595.76	3.3446
合计				59.3159
12 其他土地	1202	设施农用地	16984.14	0.1194
	1206	裸土地	97613.52	0.6865
合计				0.8059

5.4.5.5. 动植物多样性调查

5.4.5.5.1. 调查概况

(1) 调查范围

本次生态调查以生态环境影响评价范围,即项目边界范围及周边外扩 2km 的区域,作为调查范围,生态调查范围如下。



图 5.4-12 生态调查范围图

(2) 调查时间

选取植物覆盖度较高的夏季进行现场勘查，现场勘查（样方实测）时间为 2023 年 8 月 8 日，调查组人员：曹明、李媛媛、张小沛，华测生态环境科技（天津）有限公司。

(3) 调查方法及调查内容

本次论证动植物调查采用以现场勘查法（样方实测）与遥感调查法相结合为主、并辅以资料收集、访问调查的方法。其中，现场勘查（样方实测）时间为 2023 年 8 月 8 日，遥感调查选取了 2023 年 7 月植物覆盖度较高的影像资料进行解译，同时进行资料收集与调查访问。

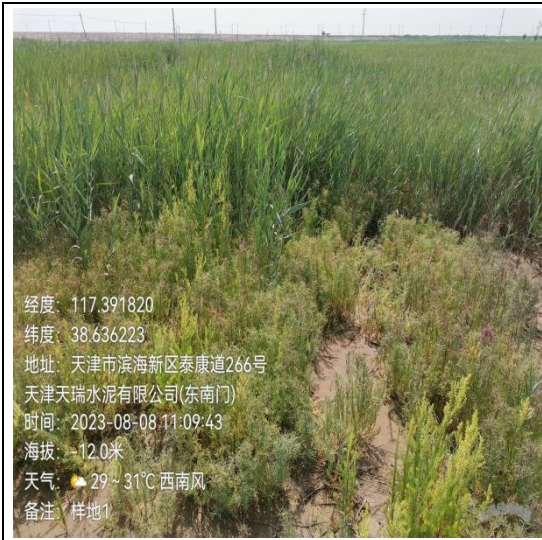
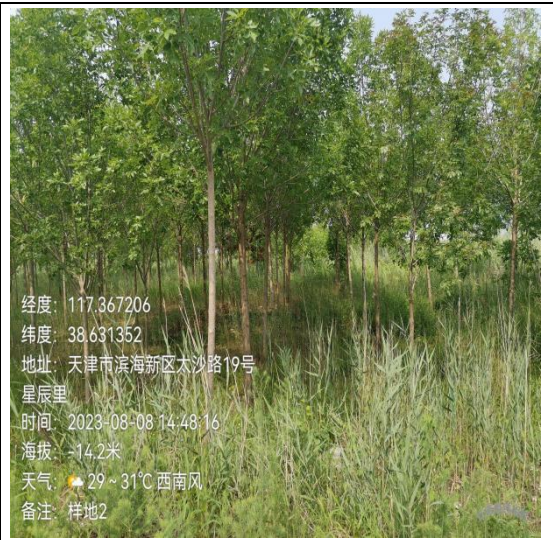
根据《野生植物资源调查技术规程》（LY-T1980-2009）、《全国第二次陆生野生动物资源调查技术规程》（林护发〔2011〕111 号）、《生物多样性观测技术导则 鸟类》（HJ710.4-2014）、《生物多样性观测技术导则 两栖动物》（HJ710.6-2014）、《生物多样性观测技术导则 陆生哺乳动物》（HJ710.3-2014）、《生物多样性观测技术导则 爬行动物》（HJ710.5-2014）及《生物多样性观测技术导则陆生维管植物》（HJ710.1-2014）的基础上，综合考虑实地情况及可到达性。

①植物及植被多样性调查方面：在调查范围内采取典型抽样的方法分别在调查范围内植物多样性较丰富的区域，共设置了 2 块样地。

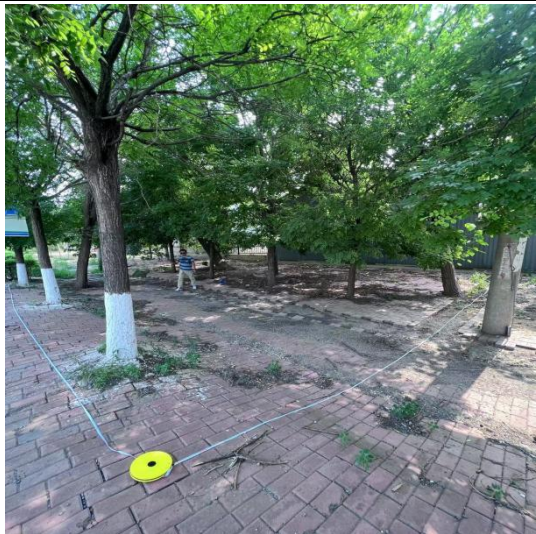
表 5.4-26 调查样方一览表

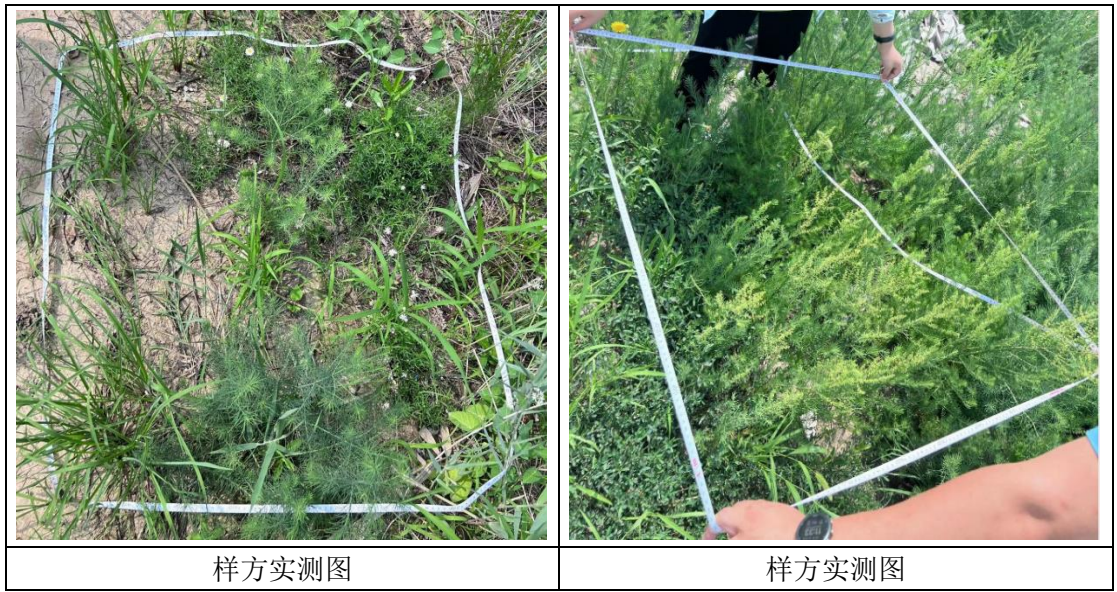
样地编号	样方编号	样方类型	规格	样方中心点坐标(° E、° N)
样地 1	样方 1	草本	1m*1m	117.391762° E, 38.636700° N
	样方 2	草本	1m*1m	117.391819° E, 38.636225° N
	样方 3	草本	1m*1m	117.391914° E, 38.636269° N
	样方 4	草本	1m*1m	117.392365° E, 38.635658° N
	样方 5	草本	1m*1m	117.391062° E, 38.636593° N
	样方 6	乔木	10m*10m	117.391256° E, 38.636248° N
	样方 7	乔木	10m*10m	117.384270° E, 38.634705° N
	样方 8	乔木	10m*10m	117.384270° E, 38.634705° N
样地 2	样方 1	乔木	10m*10m	117.382660° E, 38.631161° N
	样方 2	灌木	4m*4m	117.383232° E, 38.631470° N
	样方 3	灌木	4m*4m	117.383629° E, 38.631752° N
	样方 4	草本	1m*1m	117.391762° E, 38.636700° N
	样方 5	乔木	10m*10m	117.367119° E, 38.631706° N
	样方 6	草本	1m*1m	117.367462° E, 38.631271° N
	样方 7	草本	1m*1m	117.367241° E, 38.630974° N
	样方 8	草本	1m*1m	117.391762° E, 38.636700° N
	样方 9	草本	1m*1m	117.366684° E, 38.631874° N

植物多样性调查实测样方工作照如下：

 经度: 117.391820 纬度: 38.636223 地址: 天津市滨海新区泰康道266号 天津天瑞水泥有限公司(东南门) 时间: 2023-08-08 11:09:43 海拔: -12.0米 天气: 🌤️ 29 ~ 31°C 西南风 备注: 样地1	 经度: 117.367206 纬度: 38.631352 地址: 天津市滨海新区太沙路19号 星辰里 时间: 2023-08-08 14:48:16 海拔: -14.2米 天气: 🌤️ 29 ~ 31°C 西南风 备注: 样地2
样地 1	样地 2

	
样方实测图	样方实测图
	
样方实测图	样方实测图
	
样方实测图	样方实测图

	
样方实测图	样方实测图
	
样方实测图	样方实测图
	
样方实测图	样方实测图



在样地区内选择具有代表性的群落，对群落中的植物物种多样性进行观测。森林群落观测对象为乔木、灌木和草本植物。灌丛群落观测对象为灌木和草本植物。草地群落观测对象为草本植物。记录植物种类、物候期、多度、盖度、高度、胸径、冠幅等内容。

②动物多样性调查方面：设置 3 条样线，样线布设原则按照生态系统类型具备代表性的路线设置样线，采用直接计数法。

对陆生脊椎动物多样性进行调查。包括爬行类、两栖类、哺乳动物及鸟类。

爬行类、两栖类、哺乳动物调查：选择在天气晴好的条件下，以 1-1.5km/h 的速度在样线上行走，记录样带两侧 50m 以内、样点 30m 半径以内所见到的爬行动物、两栖动物、陆生哺乳动物的种类。借助照相机拍摄，对有疑问的种类，将拍摄资料带回室内核对。记录动物种类、数量等内容。

鸟类调查：选择在天气晴好的条件下，选取鸟类比较活跃的时间段，以 1-1.5km/h 的速度在样线上行走，记录样带两侧 50m 以内、样点 30m 半径以内所见到的鸟的种类，配带 8 倍双筒望远镜巡视，用 20-60 倍的单筒望远镜仔细观察，结合鸟类的飞行姿势和鸣声等综合特征来确认具体种类，借助照相机拍摄，对有疑问的种类，将拍摄资料带回室内核对。记录鸟类种类、数量等内容。

本次动植物多样性调查样地、样线分布情况如下。

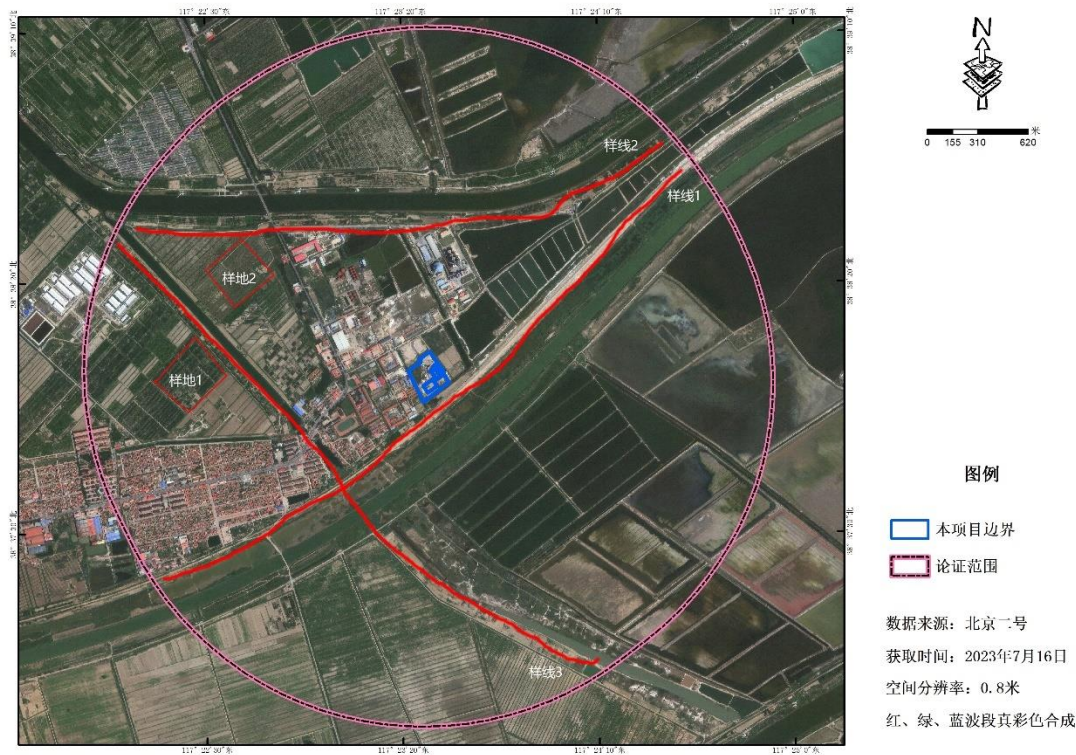


图 5.4-11 样地、样线分布图

5.4.5.5.2. 陆生植物多样性

(1) 植被覆盖类型

为准确、全面提取植被类型信息，本次调查以区域内北京二号高清遥感影像为数据源，影像数据获取日期为 2023 年 7 月，影像空间分辨率为 0.8m，同时结合实地调查结果进行人工判读及检验。

根据《中国植被》(中国植被编辑委员会编著，1995 年)，项目所在地域属于暖温带落叶阔叶林区域，暖温带落叶阔叶林地带，暖温带北部落叶栎林亚带，黄、海河平原栽培植被区。

根据卫星遥感与资料收集，调查结果显示，调查范围内植被类型以农田栽培植被 (19.2421%) 为主，其次为阔叶林植被 (6.5116%) 和草丛植被 (0.9448%)。

评价范围内植被类型分布情况如下。

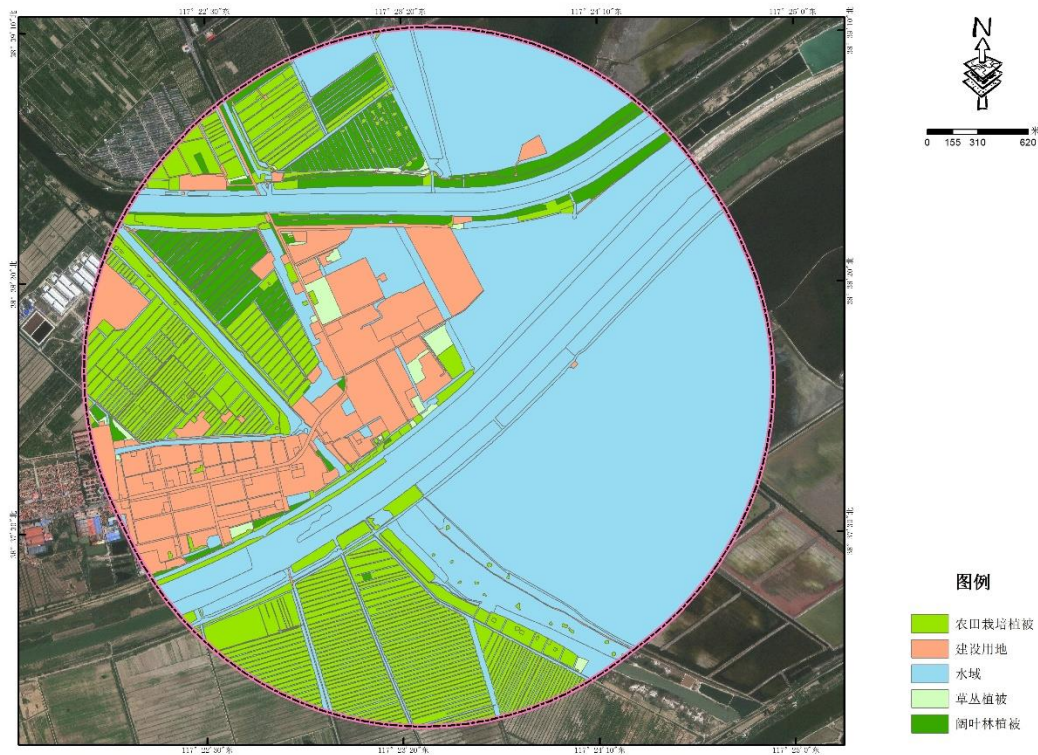


图 5.4-12 调查范围内植物覆盖类型图

表 5.4-27 调查范围内植物覆盖类型

序号	植被类型	论证区范围	
		面积 (m ²)	比例 (%)
1	草丛植被	134346.84	0.9448
2	建设用地	1988734.86	13.9857
3	阔叶林植被	925932.53	6.5116
4	农田栽培植被	2736191.7	19.2421
5	水域	8434607.13	59.3159

根据现场调查，调查范围内主要植物群落及分布特征详见下表。

表 5.4-28 主要植物群落及分布特征

序号	植被类型	群落	群落分布
1	温带落叶阔叶林	主要为道路两侧人工种植植被，种类主要为杨树、槐树、柳树等本区内常见物种	道路两侧
2	温带草丛	主要为自然野生杂草。种类主要为芦苇、狗尾草、碱蓬等	道路两侧、田间地头
3	农业植被	种类主要为玉米	农田内

(2) 植物多样性

调查结果显示，调查范围内植被种类以人工植被为主，自然植被为辅，植物量及覆盖面积方面自然植被较多，人工植被较少。

其中，人工植被主要为城市公园绿地及道路绿地，分布于城市公园、道路两侧绿化带内，按乔木、灌木、草本规则分布。自然植被主要分布在滩涂、未利用土地上，主要为盐生草甸植被，以草本植物为优势种，主要群落为芦苇、碱蓬群落。碱蓬群落优势种为碱蓬，群落高度 20-100cm 不等，覆盖度为 85%以上，主要伴生种有地肤、野艾蒿、猪毛蒿、苣荬菜、乳苣等，可见与狗尾草形成群落；芦苇群落优势种为芦苇，群落高度 20-100cm 不等，覆盖度为 85%以上，主要伴生种有地肤、野艾蒿、猪毛蒿、苣荬菜、乳苣等，可见与狗尾草形成群落，常见鹅绒藤依附于芦苇之上生长，覆盖度高达 90%以上，伴生种主要有藜、地肤、狗尾草、苦苣菜、泥胡菜等几种。

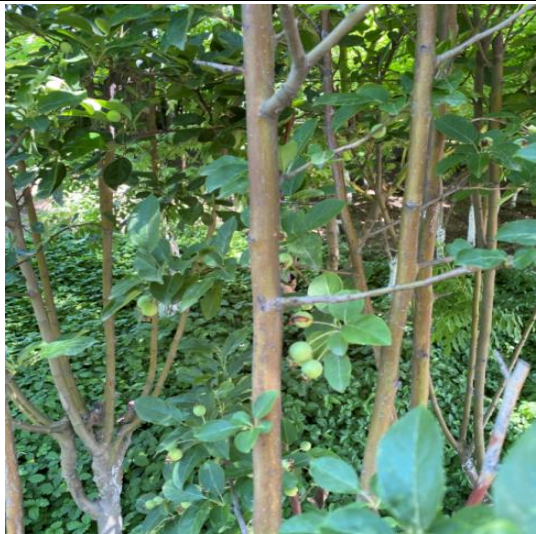
本次调查共在调查区发现 17 科 32 属 32 种植物，调查区内有分布的高等植物名录如下。

	
鹅绒藤	大刺儿菜
	

芦苇	泥胡菜
	
翅果菊	马蔺
	
雀麦	苣荬菜
	
打碗花	冬青
	

	
藜	青蒿
	
篇蓄	泥胡菜
	
狗尾草	碱蓬

	
茵陈蒿	薤白
	
三裂叶薯	葎草
	
地肤	狗娃花

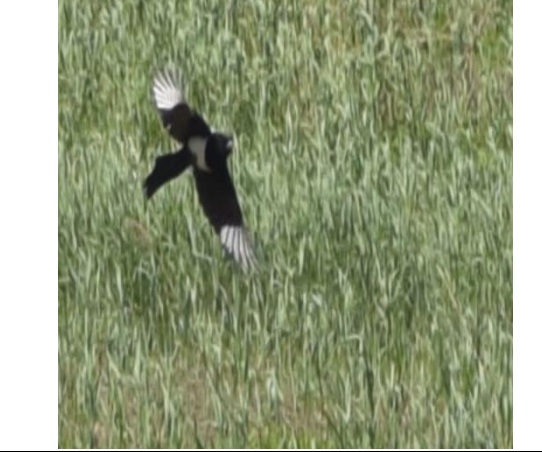
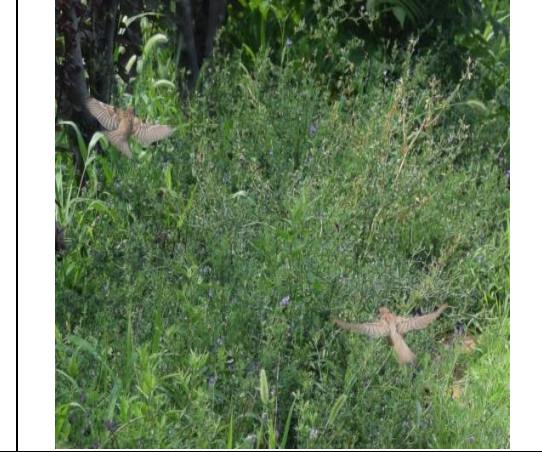
	
金鸡菊	木槿
	
槐树	榆树
	
海棠	栎树

	
柯树	白蜡树

5.4.5.5.3. 陆生动物多样性

动物多样性调查采用实地调查、文献资料检索相结合的方法。

本次调查共在调查区发现 1 目 2 科 2 种动物，实景图片如下：

	
喜鹊	麻雀

鉴于本次调查区域范围较小，且调查采样时间较短，在区域范围内仅记录到麻雀、喜鹊、灰喜鹊等常见鸟类，未发现珍稀濒危动物物种及群落分布。但由于北大港湿地为重要自然保护区，因此在实地调查不能真实反映动物多样性的情况下，采用文献调研的方法调查北大港湿地自保护区动物多样性，通过现场踏勘调查调查区野生动物的栖息环境和现场状况，调查调查区是否存在珍稀保护动物物种及群落分布。

调查结果显示，调查范围内有脊椎动物（哺乳类、两栖类、爬行类、鸟类和昆虫）171 种，隶属 31 目 68 科，其中以鸟类物种和数量最多，共 17 目，44 科，

123 种。

其中国家重点保护野生鸟类 11 种，其中国家 I 级保护野生鸟类 1 种，为青头潜鸭；国家 II 级保护野生鸟类 10 种，分别为分别为白琵鹭、鸮、黑翅鸢、雀鹰、白腹鸢、白尾鸢、鹊鸲、纵纹腹小鸲、红隼、红脚隼。

常见鸟类动物主要有喜鹊 (*Pica pica*)、灰喜鹊 (*Cyanopica cyanus*)、树麻雀 (*Passer montanus*)、家燕 (*Hirundo rustica*)、戴胜 (*Upupa epops*)、珠颈斑鸠 (*Spilopelia chinensis*)、银鸥 (*Larus argentatus*)、红嘴鸥 (*Larus ridibundus*)、白鹭 (*Egretta garzetta*)、苍鹭 (*Ardeacinerea*)、绿头鸭 (*Mallard*)、海鸥 (*Larus canus*) 等，其中以雀形目鸟类最多。

哺乳动物主要以北方常见小型动物为主，包括东北刺猬 (*Erinaceus amurensis*)、草兔 (*Lepus sinensis*)、隐纹花松鼠 (*Tamias sibiricus*) 等。两栖类动物主要有金线蛙和中华蟾蜍。爬行类动物主要有多疣壁虎等。

5.4.5.4. 水生动植物多样性

本次水生动植物多样性调查以资料收集方法为主。

调查结果显示，项目区的水生生物主要为浮游植物、浮游动物、鱼类和底栖生物，主要分布在北大港湿地自然保护区。

调查范围内浮游植物主要有硅藻门、甲藻门和金藻门。优势种为窄隙角毛藻 (*Chaetoceros affinis var. affinis*)、密连角毛藻 (*Chaetoceros densus*)、尖刺伪菱形藻 (*Pseudo-nitzschia pungens*)、泰晤士旋鞘藻 (*Helicotheca tamesis*)、微小原甲藻 (*Prorocentrum minimum*) 5 种。

浮游动物主要为节肢动物、腔肠动物、毛颚动物、脊索动物、棘皮动物和环节动物，占优势的浮游动物为太平纺锤水蚤 (*Acartia pacifica*)、桡足类无节幼虫 (*Copepoda nauplii*)、短角长腹剑水蚤 (*Oithona brevicornis*)、小拟哲水蚤 (*Paracalanus parvus*) 等。

底栖动物主要包括棘皮动物、软体动物、节肢动物、环节动物、脊椎动物 5 个门的物种。

鱼类主要分布在北大港湿地自然保护区，以人工养殖经济鱼类为主，包括鲫鱼 (*Carassius auratus*)、鲤鱼 (*Cyprinus carpio*)、青鱼 (*Mylopharyngodon piceus*)、赤眼鲮 (*Squaliobarbus curriculus*)、鲢鱼 (*Hypophthalmichthys*

molitrix)、鲮鱼(*Aristichthys nobilis*)、花鲷(*Nimbochromis livingstonii*)、鲈鱼(*Lateolabrax japonicus*)、鳊鱼(*Siniperca chuatsi*)、泥鳅(*Misgurnus anguillicaudatus*)等,没有国家珍稀和濒危鱼类。

5.4.5.6. 水资源现状调查

子牙河系位于海河流域的中南部,东经 $112^{\circ} 15' \sim 117^{\circ} 33'$,北纬 $37^{\circ} 27' \sim 39^{\circ} 45'$ 之间。西起太行山,东临渤海,南临漳卫河,北界大清河。流域面积 46868km^2 ,其中山区面积 31248km^2 ,平原面积 15620km^2 。黑龙港运东地区西部以子牙河为邻,南接漳卫河系,北部以子牙河右堤为界,东临渤海,总面积 22211.8km^2 。南运河将全区分为黑龙港流域和运东两个地区,南运河西堤以西为黑龙港流域,面积 15058km^2 ;南运河东堤以东为运东地区,面积 7153.8km^2 。

子牙新河开挖于 1967 年,从根本上解决了子牙河系的洪水出路的人工行洪河道,主要承泄滹沱河、滏阳新河洪水,使之安全入海。

子牙新河属一级行洪河道,起于献县枢纽,经河间、青县、沧县、静海区,于滨海新区新、老马棚口之间入海,全长 143.4km ,天津市境内长 29.5km ,其中静海段长 3km ,滨海新区段长 26.5km 。

子牙新河设计行洪标准为 50 年一遇,设计流量 $5500\text{m}^3/\text{s}$,校核流量 $8800\text{m}^3/\text{s}$ 。河道横断面形式为复式断面,以漫滩行洪为主。深槽位于左堤内侧,深槽右侧加筑滩地埝,用于下泄 $600\text{m}^3/\text{s}$ 以下的中、小洪水和涝水。深槽设计底宽静海段 27m ,滨海新区段 31m ,设计底高程静海段 $-2.19 \sim -3.34\text{m}$,滨海新区段 -3.34m ,深槽边坡 $1:4$ 。堤距 $2500 \sim 3600\text{m}$,左堤顶宽 10m ,背水坡坡比 $1:3$,临水侧设计洪水位以上坡比 $1:3$,以下 $1:5$;右堤顶宽 10m ,边坡坡比均为 $1:3$ 。深槽内滩地高程 $1.5 \sim 3.1\text{m}$ 。

子牙新河受上游水库调蓄等人类活动影响,枯水期严重断流。根据 2006~2017 年共 12 年(其中 2011 年、2014 年断流)周官屯水文站实测平均流量系列统计,多年平均径流量为 $0.99\text{亿 m}^3/\text{s}$,多年平均汛期流量 $9.3\text{m}^3/\text{s}$,径流主要产于汛期(6~9 月),其中 7~9 月径流量占全年 93%。

5.4.5.7. 水土保持现状调查

依据部颁《土壤侵蚀分级分类标准》((SL190—2007)),容许土壤流失量为 $200\text{t}/\text{km}^2 \cdot \text{a}$ 。项目区地势相对平坦,水土流失强度相对较低,经过踏勘和调查,

初步分析获得项目建设区域原地貌土壤侵蚀背景值平均为 $150\text{t}/(\text{km}^2 \cdot \text{a})$ 。

近年来，在国家、天津市及当地政府的高度重视下，为了保护水土资源，滨海新区进行了水土流失重点治理，治理成果对减轻土壤侵蚀，改善人民生活水平，保护生态环境起到了显著作用。

同时对于区域内的生产建设项目，水土保持部门加强了水土保持预防监督和治理工作，依法保护水土资源，广泛宣传水土保持方针政策、法律法规和科技知识，提高群众的水土保持意识，全面落实水土保持方案报批和水土保持“三同时”制度，管好土地的开发利用，严格查处人为破坏水土资源和生态环境的违法行为，有效地控制了人为造成的新的水土流失。

工程行政区划隶属天津市滨海新区。依据《全国水土保持规划(2015-2030 年)》(国函〔2015〕160 号)，工程未涉及国家级水土流失重点预防区和重点治理区；依据《市水务局关于发布天津市水土流失重点预防区和重点治理区的公告》(津水农〔2016〕20 号)，评价范围内涉及子牙新河，为天津市河道市级水土流失重点预防区。

5.4.5.8. 即有工程生态环境问题

评价范围现存的对生态保护目标产生不利影响的干扰因素主要为第五采油厂已建的老井场及正在运营的油井等工程，如运营期间管理不当，可能对生态保护目标产生一定的负面影响，但第五采油厂在开发过程中产生的各种废物均得到了有效的处置，未对环境产生不利影响。

5.4.5.9. 主要生态问题

根据调查，调查范围内现存主要生态问题为人为活动对湿地的破坏现象严重。

首先，由于湿地及其周围依然存在不合理开发和资源的过度利用现象，导致北大港湿地面积减少，植被结构受到破坏，地下水位下降，蒸发量加大，地表径流增大，土壤盐渍化现象加剧，水土流失和污染加重。

其次，由于区域社会经济发展带来的对水资源的供需矛盾，加之干旱缺水和上游工业废水排放带来的客水污染，给湿地水资源供应增加了巨大压力，使湿地的生态系统受到严重影响。

6. 环境影响分析、预测与评价

6.1. 施工期影响分析

本项目施工期已结束，不再考虑施工期环境影响。

6.2. 运营期影响分析

6.2.1. 运营期大气环境影响分析

6.2.1.1. 达标分析

本项目运营期废气主要为原油开采、集输无组织挥发烃类气体。

表 6.2-1 无组织排放情况

井场	非甲烷总烃	
	排放量 t/a	排放速率 kg/h
港 G52	0.294	0.033

本次评价采用《环境影响评价技术导则大气环境》(HJ2.2-2018)推荐的估算模型 AERSCREEN 进行估算。

表 6.2-2 采用估算模型计算无组织排放情况结果

污染因子	最大落地浓度 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	监控点位	预测浓度 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	标准限值 mg/m^3	标准来源	达标情况
非甲烷总烃	44.73	井场边界	<44.73	4	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)	达标
		采油树旁	<44.73	6	《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019)	达标
			<44.73	20	《工业企业挥发性有机物排放控制标准》(DB12/524-2020)	达标

由上表可知，本项目运营期无组织废气排放可以满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)、《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019)、《工业企业挥发性有机物排放控制标准》(DB12/524-2020)限值要求，可以达标排放。

6.2.1.2. 大气环境防护距离

按照《环境影响评价技术导则大气环境》(HJ2.2-2018)中“8.7.5 大气环境防护距离要求”，对于项目厂界浓度满足大气污染物厂界浓度限值，但厂界外大气污染物短期贡献浓度超过环境质量浓度限值的，可以自厂界向外设置一定范围的大气环境防护区域，以确保大气环境防护区域外的污染物贡献浓度满足环境质量标准。本项目大气预测结果显示，厂界外所有计算点短期浓度均未超过环境质

量浓度限值，无需设置大气环境保护距离。

6.2.1.3. 非正常工况

本项目产生的伴生气主要用于依托联合站加热炉燃料，各站场无高压火炬，在设备检修或事故发生时，将管道中的伴生气引至火炬点火放喷，降低污染物排放对环境的不良影响，降低环境风险。事故放空量一般为伴生气量的 1%，即最大伴生气事故排放量为 $2.41 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，处理方式为火炬燃烧高空排放，排放的主要污染物含量为： $\text{NO}_x 27.3 \text{kg/a}$ 、 $\text{SO}_2 0.47 \text{kg/a}$ 、烟尘 3.54kg/a ，对评价区环境影响程度轻微。

6.2.1.4. 污染物排放量核算

本项目污染物排放量核算见下表。

表 6.2-3 大气污染物无组织排放量核算表

序号	排污口 编号	产污 环节	污染物	主要污染防 治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量 t/a
					标准名称	浓度限值 mg/m^3	
1	/	井场	非甲烷 总烃	密闭输送等	《陆上石油天然气开采工 业大气污染物排放标准》 (GB39728-2020)	4	0.294
无组织排放总计							
无组织排放总计				非甲烷总烃			0.294

表 6.2-4 大气污染物年排放量核算表

序号	污染物	年排放量 t/a
1	非甲烷总烃	0.294

6.2.1.5. 自查表

表 6.2-5 大气环境影响自查表

工作内容		自查项目			
评价等级与范围	评价等级	一级 ☐	二级 ☒		三级 ☐
	评价范围	边长=50km ☐	边长 5-50km ☐		边长=5km ☒
评价因子	SO_2+NO_x 排放量	$\geq 2000 \text{t/a}$ ☐	500-2000t/a ☐		$< 500 \text{t/a}$ ☒
	评价因子	基本污染物（ PM_{10} 、 $\text{PM}_{2.5}$ 、 SO_2 、 NO_2 、 CO 、 O_3 ）其他污染物（/）		包括二次 $\text{PM}_{2.5}$ ☐ 不包括二次 $\text{PM}_{2.5}$ ☒	
评价标准	评价标准	国家标准 ☒	地方标准 ☐	附录 D ☐	其他标准 ☐

现状评价	环境功能区	一类区 ☐		二类区 ☒		一类区和二类区 ☐		
	评价基准年	(2022) 年						
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据 ☐		主管部门发布的数据 ☒		现状补充监测 ☒		
	现状评价	达标区 ☐			不达标区 ☒			
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源 ☒ 本项目非正常排放源 ☒ 现有污染源 ☐		拟替代的污染源 ☐ 其他在建、拟建项目污染源 ☐		区域污染源 ☐		
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD ☐	ADMS ☐	AUSTAL2000 ☐	EDMS/AEDT ☐	CALPUFF ☐	网格模型 ☐	其他 ☐
	预测范围	边长 $\geq 50\text{km}$ ☐		边长 5~50km ☐		边长=5km ☐		
	预测因子	预测因子 (/)				包括二次 PM _{2.5} ☐ 不包括二次 PM _{2.5} ☐		
	正常排放短期浓度贡献值	C 本项目最大占标率 $\leq 100\%$ ☐				C 本项目最大占标率 $> 100\%$ ☐		
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C 本项目最大占标率 $\leq 10\%$ ☐			C 本项目最大占标率 $> 10\%$ ☐		
		二类区	C 本项目最大占标率 $\leq 30\%$ ☐			C 本项目最大占标率 $> 30\%$ ☐		
	非正常排放 1h 浓度贡献值	非正常持续时长 (/) h	C 非正常占标率 $\leq 100\%$ ☐				C 非正常占标率 $> 100\%$ ☐	
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	C 叠加达标 ☐			C 叠加不达标 ☐			
区域环境质量的整体变化情	$k \leq -20\%$ ☐			$k > -20\%$ ☐				

	况			
环境 监测 计划	污染源 监测	监测因子：（非甲烷总烃）	有组织废气监测□ 无组织废气监测√	无监测□
	环境质 量监测	监测因子：（/）	监测点位数（/）	无监测√
评价 结论	环境影 响	可以接受√ 不可以接受□		
	大气环 境防护 距离	距（/）厂界最远（/）m		
	污染源 年排放 量	非甲烷总烃		0.294
注：“□”为勾选项，填“√”；“（/）”为内容填写项				

6.2.1.6. 结论

本项目位于环境质量不达标区，无组织污染物浓度贡献值的最大浓度占标率小于 10%，污染物的贡献浓度较低，影响范围较小；无组织废气对井场及站场四周无组织贡献浓度满足相应标准要求。本工程大气环境影响评价等级为二级评价，不再计算大气环境保护距离。项目实施后大气环境影响可以接受。

6.2.2. 运营期噪声环境影响分析

6.2.2.1. 预测模型

（1）应根据声源声功率级或参考位置处的声压级、户外声传播衰减，计算预测点的声级：

$$L_p(r) = L_w + D_c - (A_{div} + A_{atm} + A_{gr} + A_{bar} + A_{misc})$$

式中： $L_p(r)$ —预测点处声压级，dB；

L_w —由点声源产生的声功率级（A 计权或倍频带），dB；

D_c —指向性校正，它描述点声源的等效连续声压级与产生声功率级 L_w 的全向点声源在规定方向的声级的偏差程度，dB；

A_{div} —几何发散引起的衰减，dB；

A_{atm} —大气吸收引起的衰减，dB；

A_{gr} —地面效应引起的衰减，dB；

A_{bar} —障碍物屏蔽引起的衰减，dB；

A_{misc} —其他多方面效应引起的衰减，dB。

$$L_p(r) = L_p(r_0) + D_c - (A_{div} + A_{atm} + A_{gr} + A_{bar} + A_{misc})$$

式中： $L_p(r)$ —预测点处声压级，dB；

$L_p(r_0)$ —参考位置 r_0 处的声压级，dB；

D_c —指向性校正，它描述点声源的等效连续声压级与产生声功率级 L_w 的全向点声源在规定方向的声级的偏差程度，dB；

A_{div} —几何发散引起的衰减，dB；

A_{atm} —大气吸收引起的衰减，dB；

A_{gr} —地面效应引起的衰减，dB；

A_{bar} —障碍物屏蔽引起的衰减，dB；

A_{misc} —其他多方面效应引起的衰减，dB。

(2) 预测点的 A 声级 $L_A(r)$ 可按下式计算：

$$L_A(r) = 10 \lg \left\{ \sum_{i=1}^8 10^{0.1[L_{pi}(r) - \Delta L_i]} \right\}$$

式中： $L_A(r)$ —距声源 r 处的 A 声级，dB(A)；

$L_{pi}(r)$ —预测点 (r) 处，第 i 倍频带声压级，dB；

ΔL_i —第 i 倍频带的 A 计权网络修正值，dB；

(3) 在只考虑几何发散衰减时按下式计算：

$$L_A(r) = L_A(r_0) - A_{div}$$

式中： $L_A(r)$ —距声源 r 处的 A 声级，dB(A)；

$L_A(r_0)$ —参考位置 r_0 处的 A 声级，dB(A)；

A_{div} —几何发散引起的衰减，dB；

(4) 工业企业噪声计算

设第 i 个室外声源在预测点产生的 A 声级为 L_{Ai} ，在 T 时间内该声源工作时间为 t_i ；第 j 个等效室外声源在预测点产生的 A 声级为 L_{Aj} ，在 T 时间内该声工作时间为 t_j ，则拟建工程声源对预测点产生的贡献值 (L_{eqg}) 为：

$$L_{eqg} = 10 \lg \left[\frac{1}{T} \left(\sum_{i=1}^N t_i 10^{0.1L_{Ai}} + \sum_{j=1}^M t_j 10^{0.1L_{Aj}} \right) \right]$$

式中： L_{eqg} —建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值，dB；

T —用于计算等效声级的时间，s；

N—室外声源个数；

t_i —在 T 时间内 i 声源工作时间，s；

M—等效室外声源个数；

t_j —在 T 时间内 j 声源工作时间，s。

(5) 噪声预测值计算

$$L_{eq} = 10 \lg(10^{0.1L_{eqg}} + 10^{0.1L_{eqb}})$$

式中： L_{eq} —预测点的噪声预测值，dB；

L_{eqg} —建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值；

L_{eqb} —预测点的背景噪声值，dB。

6.2.2.2. 噪声源强的确定

参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》(HJ2034-2013) 中表 A.2，项目井场主要噪声源包括抽油机泵，噪声源强为 70-75dB(A)。项目选用低噪声设备，并安装减振基础。采取上述措施后，项目主要产噪设备源强参数情况见下表。

表 6.2-6 噪声源强调查清单（室外声源）

序号	声源名称	空间相对位置 m			声源 1m 处声压级 dB (A)	声源控制措施	运行时段
		X	Y	Z			
1	1#抽油机泵	50	-25	1.5	70	选用低噪声设备、采取避振喉、减振座定时保养设备	昼间、夜间
2	2#抽油机泵	80	-25	1.5	70		
3	3#抽油机泵	70	-70	1.5	70		
4	4#抽油机泵	100	-70	1.5	70		
5	5#抽油机泵	80	-90	1.5	70		

注：以井场西北角为原点，东西向为 X 轴，南北向为 Y 轴，高度为 Z 轴。

本项目各声源距离厂界距离见下表。

表 6.2-7 噪声源距各个厂界距离

噪声源	噪声源名称	与厂界距离 m			
		东侧	南侧	西侧	北侧
1	1#抽油机泵	50	120	30	40
2	2#抽油机泵	20	110	60	55
3	3#抽油机泵	60	70	25	90
4	4#抽油机泵	30	55	55	110
5	5#抽油机泵	60	20	25	110

6.2.2.3. 预测结果

按照噪声预测模式，结合噪声源到各预测点距离，通过计算，本工程各噪声

源对井场四周场界的噪声影响值见下表。

表 6.2-8 井场厂界噪声预测结果 单位 dB (A)

噪声源	噪声源名称	贡献值			
		东侧	南侧	西侧	北侧
1	1#抽油机泵	36.0	28.4	40.5	38.0
2	2#抽油机泵	44.0	29.2	34.4	35.2
3	3#抽油机泵	34.4	33.1	42.0	30.9
4	4#抽油机泵	40.5	35.2	35.2	29.2
5	5#抽油机泵	34.4	44.0	42.0	29.2
叠加后贡献值		46.6	45.0	46.9	40.9
现状值	昼间	55	54	55	55
	夜间	47	47	46	44
预测值	昼间	56	55	56	55
	夜间	50	49	49	46
达标情况		达标	达标	达标	达标
标准限值		昼间 60、夜间 50			

由上表可知，项目建设完成后，井场场界的噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2 类标准。因此，拟建工程建设从噪声角度分析是可行的。

6.2.2.4. 自查表

表 6.2-9 声环境影响评价自查表

工作内容		自查项目					
评价等级 与范围	评价等级	一级 ☐ 二级 ☒ 三级 ☐					
	评价范围	200m ☐ 大于 200m ☒ 小于 200m ☐					
评价因子	评价因子	等效连续 A 声级 ☒ 最大 A 声级 ☐ 计权等效连续感觉噪声级 ☐					
评价标准	评价标准	国家标准 ☒ 地方标准 ☐ 国外标准 ☐					
现状评价	环境功能区	0 类区 ☐	1 类区 ☐	2 类区 ☒	3 类区 ☐	4a 类区 ☐	4b 类区 ☐
	评价年度	初期 ☒		近期 ☐	中期 ☐		远期 ☐
	现状调查方法	现场实测法 ☒		现场实测加模型计算法 ☐		收集资料 ☐	
	现状评价	达标百分比		100			
噪声源调查	噪声源调查方法	现场实测 ☐		已有资料 ☒		研究成果 ☐	
声环境 影响预测与 评价	预测模型	导则推荐模型 ☒ 其他 ☐					
	预测范围	200m ☒		大于 200m ☐		小于 200m ☐	
	预测因子	等效连续 A 声级 ☒ 最大 A 声级 ☐ 计权等效连续感觉噪声级 ☐					
	厂界噪声贡献值	达标 ☒			不达标 ☐		
	声环境保护目标处噪声值	达标 ☒			不达标 ☐		

环境监测 计划	排放监测	厂界监测 ☒	固定位置监测 ☐	自动监测 ☐	手动监测 ☐	无监测 ☐
	声环境保护目 标处噪声监测	监测因子：（）		监测点位数：（）		无监测 ☒
评价结论	环境影响	可行 ☒			不可行 ☐	
注：“ ☐ ”为勾选项，可 ☒ ；“（）”为内容填写项。						

6.2.3. 运营期地表水环境影响分析

运营期的废水主要来自于采出液分离出的采出水和井下作业废水, 运营期不新增职工, 不新增生活污水, 详细情况见下表。

表 6.2-10 运营期废水产生情况一览表

废水类别	产生工序	产生场所	主要污染物	产生方式	去向
油田采出水	采出液脱水	联合站油水分离装置	石油类、COD _{cr} 等	连续	经过西二联合站采出水处理系统处理达标后回注油层
井下作业废水	修井、洗井废水	井场	石油类、COD _{cr} 等	间断	用罐车拉运至大港油田原油运销公司废弃泥浆处理厂处理达标后回注油层

(1) 油田采出水本项目采出液分离出的采出水依托西二联合站采出水处理站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012) 中推荐水质标准后回用于油田注水开发, 不外排, 对周边环境影响较轻。

(2) 井下作业废水井下作业废水通过罐车运送至大港油田原油运销公司废弃泥浆处理厂处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012) 中推荐水质标准后回用于油田注水开发, 不外排, 对周边环境影响较轻。

综上所述, 在采取上述环保措施后, 生产废水经处理达标后全部回注, 不外排, 对地表水影响较小, 不会改变区内地表水环境功能现状。

表 6.2-11 地表水环境影响评价自查表

工作内容		自查项目	
影响识别	影响类型	水污染影响型 ☒ ; 水文要素影响型 ☐	
	水环境保护目标	饮用水水源保护区 ☐ ; 饮用水取水 ☐ ; 涉水的自然保护区 ☐ ; 重要湿地 ☐ ; 重要保护与珍稀水生生物的栖息地 ☐ ; 重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场等渔业水体 ☐ ; 涉水的风景名胜區 ☐ ; 其他 ☐	
	影响途径	水污染影响型	水文要素影响型
		直接排放 ☐ ; 间接排放 ☐ ; 其他 ☒	水温 ☐ ; 径流 ☐ ; 水域面积 ☐
影响因子	影响因子	持久性污染物 ☐ ; 有毒有害污染物 ☐ ; 非持久性污染物 ☐ ; pH 值 ☐ ;	水温 ☐ ; 水位(水深) ☐ ; 流速 ☐ ; 流量 ☐ ; 其他 ☐

		热污染 ☐ ；富营养化 ☐ ；其他 ☒		
评价等级	水污染影响型		水文要素影响型	
	一级 ☐ ；二级 ☐ ；三级 A ☐ ；三级 B ☒		一级 ☐ ；二级 ☐ ；三级 ☐	
现状调查	区域污染源	调查项目		数据来源
		已建 ☐ ； 在建 ☐ ； 拟建 ☐ ； 其他 ☐ ；	拟替代的污染源 ☐	排污许可证 ☐ ；环评 ☐ ；环保验收 ☐ ；既有实测 ☐ ；现场监测 ☐ ；入河排放口数据 ☐ ；其他 ☐
	受影响水体水环境质量	调查时期		数据来源
		丰水期 ☐ ；平水期 ☐ ；枯水期 ☐ ； 冰封期 ☐ ；春季 ☐ ；夏季 ☐ ；秋季 ☐ ；冬季 ☐		生态环境保护主管部门 ☐ ；补充监测 ☐ ；其他 ☐
	区域水资源开发利用状况	未开发 ☐ ；开发量 40%以下 ☐ ；开发量 40%以上 ☐		
	水文情势调查	调查时期		数据来源
		丰水期 ☐ ；平水期 ☐ ；枯水期 ☐ ；冰封期 ☐ ；春季 ☐ ；夏季 ☐ ；秋季 ☐ ；冬季 ☐		水行政主管部门 ☐ ；补充监测 ☐ ；其他 ☐
补充监测	监测时期		监测因子	监测断面或点位个数
	丰水期 ☐ ；平水期 ☐ ；枯水期 ☐ ；冰封期 ☐ ；春季 ☐ ；夏季 ☐ ；秋季 ☐ ；冬季 ☐		()	监测断面或点位个数 () 个
现状评价	评价范围	河流：长度 () km；湖库、河口及近岸海域：面积 () km ²		
	评价因子	()		
	评价标准	河流、湖库、河口：I 类 ☐ ；II 类 ☐ ；III 类 ☐ ；IV 类 ☐ ；V 类 ☐ 近岸海域：第一类 ☐ ；第二类 ☐ ；第三类 ☐ ；第四类 ☐ 规划年评价标准 ()		
	评价时期	丰水期 ☐ ；平水期 ☐ ；枯水期 ☐ ；冰封期 ☐ 春季 ☐ ；夏季 ☐ ；秋季 ☐ ；冬季 ☐		
	评价结论	水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标状况 ☐ ：达标 ☐ ；不达标 ☐ 水环境控制单元或断面水质达标状况 ☐ ：达标 ☐ ；不达标 ☐ 水环境保护目标质量状况 ☐ ：达标 ☐ ；不达标 ☐ 对照断面、控制断面等代表性断面的水质状况 ☐ ：达标 ☐ ；不达标 ☐ 底泥污染评价 ☐ 水资源与开发利用程度及其水文情势评价 ☐ 水环境质量回顾评价 ☐ 流域（区域）水资源（包括水能资源）与开发利用总体状况、生态流量管理要求与现状满足程度、建设项目占用水域空间的水流状况与河湖演变状况 ☐		
影响	预测范围	河流：长度 () km；湖库、河口及近岸海域：面积 () km ²		
	预测因子	()		

预测	预测时期	丰水期 ☐ ；平水期 ☐ ；枯水期 ☐ ；冰封期 ☐ 春季 ☐ ；夏季 ☐ ；秋季 ☐ ；冬季 ☐ 设计水文条件 ☐					
	预测情景	建设期 ☐ ；生产运行期 ☐ ；服务期满后 ☐ 正常工况 ☐ ；非正常工况 ☐ 污染控制和减缓措施方案 ☐ 区（流）域水环境质量改善目标 ☐ ；替代削减源 ☐					
	预测方法	数值解 ☐ ；解析解 ☐ ；其他 ☐ 导则推荐模式 ☐ ；其他 ☐					
影响评价	水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价	区（流）域水环境质量改善目标 ☐ ；替代削减源 ☐					
	水环境影响评价	排放口混合区外满足水环境管理要求 ☐ 水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标 ☐ 满足水环境保护目标水域水环境质量要求 ☐ 水环境控制单元或断面水质达标 ☐ 满足重点水污染物排放总量控制指标要求，重点行业建设项目，主要污染物排放满足等量或减量替代要求 ☐ 满足区（流）域水环境质量改善目标要求 ☐ 水文要素影响型建设项目时应包括水文情势变化评价、主要水文特征值影响评价、生态流量符合性评价 ☐ 对于新设或调整入河（湖库、近岸海域）排放口的建设项目，应包括排放口设置的环境合理性评价 ☐ 满足生态保护红线、水环境质量底线、资源利用上线和环境准入清单管理要求 ☐					
	污染源排放量核算	污染物名称		排放量/（t/a）		排放浓度/（mg/L）	
		（）		（）		（）	
	替代源排放情况	污染源名称	排污许可证编号	污染物名称	排放量/（t/a）	排放浓度/（mg/L）	
		（）	（）	（）	（）	（）	
	生态流量确定	生态流量：一般水期（）m ³ /s；鱼类繁殖期（）m ³ /s；其他（）m ³ /s 生态水位：一般水期（）m/s；鱼类繁殖期（）m/s；其他（）m/s					
防治措施	环保措施	污水处理设施 ☐ ；水文减缓设施 ☐ ；生态流量保障设施 ☐ ；区域削减 ☐ ；依托其他工程措施 ☐ ；其他 ☐					
	监测计划	—	环境质量			污染源	
		监测方式	手动 ☐ ；自动 ☐ ；无监测 ☐			手动 ☐ ；自动 ☐ ；无监测 ☐	
		监测点位	（）			（）	
		监测因子	（）			（）	
	污染物排放清单	☐					
	评价结论	可以接受 ☒ ；不可以接收 ☐					

6.2.4. 运营期固废影响分析

6.2.4.1. 固体废物产生种类及数量

本工程营运期固体废物主要为落地油及废防渗材料，根据《国家危险废物名录(2021 年版)》(部令第 15 号)、《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021 年第 74 号)，以上废物均属危险废物，落地油采取桶装形式收集送原油运销公司油泥砂处理厂，废防渗材料折叠打包委托有危废处置资质单位接收处置。本工程危险废物类别、主要成分及污染防治措施见下表。

表 6.2-12 固体废物产生和处置情况一览表

序号	名称	产生工序	产生量 t/a	固体废物类别	危险废物类别	危险废物代码	处置措施
1	落地油	井下作业和集输环节	0.5	危险废物	HW08	071-001-08	井下作业必须带罐(车)操作，做到原油不落地，落地油回收率为 100%，收集后拉运至原油运销公司油泥砂净化处理厂处理，不在井场内暂存。
2	废防渗材料	场地清理环节	0.05	危险废物	HW08	900-249-08	折叠打包收集后由有危废处置资质单位接收处置。

6.2.4.2. 危险废物环境影响分析

本工程产生的危险废物应按照《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021 年第 74 号)落实以下相关管理要求：

(1) 危险废物运输

落实危险废物识别标志制度，对危险废物的容器和包装物以及收集、运输危险废物的设施设置危险废物识别标志。填写危险废物的收集记录、转运记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。落实环境保护标准制度，按照国家有关规定和环境保护标准要求贮存、利用、处置危险废物，不得将其擅自倾倒处置。危险废物收集和运输过程的污染控制执行《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012)等有关规定。

收集危险废物的硬质桶应按要求设置明显的表明危险废物相关信息的标签，标签信息应填写完整详实。具体要求如下：

- a. 危险废物标签规格颜色说明：规格：正方形，40×40cm；底色：醒目的橘黄色；字体：黑体字；字体颜色：黑色。
- b. 危险废物类别：按危险废物种类选择，危险废物类别如图 5.2-3 所示。
- c. 材料应坚固、耐用、抗风化、抗淋蚀。危险废物相关信息标签如图 5.2-4 所示。

d. 装载液体、固体的危险废物的硬质桶内必须留足够的空间，硬质桶顶部与液体表面之间保留 100mm 以上的空间。

(2) 危险废物运输过程影响分析

本工程产生的危险废物应按照《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年第 74 号）中相关要求，运输危险废物，应当采取防止污染环境的措施，并遵守国家有关危险货物运输管理的规定。

本工程产生的危险废物运输过程应委托有资质单位进行运输，运输过程中全部采用密闭容器收集储存，转运结束后及时对转运路线进行检查和清理，确保无危险废物散落或泄漏在转运路线上，危险废物运输过程符合《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ2025-2012）中的相关要求。

(3) 危险废物委托处置环境影响分析

落实危险废物经营许可证制度，禁止将危险废物提供或委托给无危险废物经营许可证的单位或者其他生产经营者从事收集、贮存、利用、处置活动。

6.2.4.3. 结论

在满足以上措施前提下，本项目运营期危险废物处置具有可行性。

6.2.5. 运营期生态影响分析

运营期生态环境的影响可分为正常运行状态对生态环境的影响和非正常（事故）运行状态对生态环境的影响。

6.2.5.1. 正常运行状态下对生态环境影响

在正常运行时，整个采油、输送过程是在完全密闭的空间内进行的，是一种清洁运输的方式，因此项目对土壤及生态环境基本无不良影响，而修井、洗井等排放的油污会对土壤在小范围内造成一定的影响，只要做好相应的防护工作，这种污染是可以降低甚至是可以避免的。

据了解，当地的农作物以小麦、玉米为主，小麦的根系深度约为 50cm，玉米的根系深度约为 80cm-100cm。本项目管线埋深位于地面以下 1.5m，管线运行不会对主要农作物的耕种、生长、收获等产生较大影响。

6.2.5.2. 非正常（事故）运行状况下对生态环境影响

事故是指因管理方面的疏漏、自然因素（地震、洪水冲刷）及人为破坏等多方面因素造成输油管道的破损或断裂，从而导致大量原油外泄，造成污染的事件。

事故情况下造成的原油泄漏对生态环境的影响根据事故发生的地理位置不同，其所产生的影响也是不同的。

1、直接影响

泄漏到土壤中的油对环境的冲击，及从环境中排出的过程都将受到物理分散作用的影响。泄漏的大量原油进入土壤后，会影响土壤中的微生物生存，造成土壤盐碱化，破坏土壤结构，增加土壤中石油类污染物，减少生物降解的可利用养分，而且可能引起地下水的污染。原油因管道腐蚀而外泄时，相当于向土壤中直接注入原油。当管道穿孔泄漏后，在泄漏初期由于泄漏的原油量少而不易被发现，等查漏发现后，往往已造成大面积污染。

2、间接影响

土壤被油品污染，通常对自然植被和农作物有很强的不利影响。其影响方式非常复杂，既涉及直接接触毒性，又涉及间接有害效应，间接影响是土壤中的无生命成分和微生物成分，同油品发生相互作用的结果。油品的低沸点成分对农作物嫩芽和根系的脆弱部分有很大的接触毒性，但对乔木和灌木的木质部分影响很小。接触毒性主要是低沸点烃对细胞的类脂膜结构的溶解作用，其毒性大小顺序为：单环芳香族>烯烃和萘>烷烃。每类化合物的毒性都随着分子极性的增大而增大、随着分子量的增大而减小。油品的低沸点组分很容易通过蒸发和淋滤从潮湿但排水良好的土壤中的生物活性表层中清除掉，所以这些组分的影响是短期的。

土壤中油品污染的间接影响，还包括植物根系中氧的缺乏，因为烃被微生物降解时消耗了土壤中的氧。这种缺氧条件可促使生物产生对植物有害的化合物（如 H_2S ），微生物还要与植物竞争无机养分。油品组分也会改变土壤的物理结构，降低其储存水分和空气的能力。

所有这些不利影响既可以立即表现出来，也可在污染油被生物降解时表现出来。中等规模的油品类泄漏，其生物降解一旦结束，上述不利影响就会消失。此时的土壤对植物生长的支持会比泄漏发生前更强，这是因为土壤的有机质和结合氮都有所增加的缘故。

油品泄漏对植物的影响，其严重程度和持续时间在很大程度上取决于泄漏油品组分的数量和品质，以及泄漏后的处理方式与被污染土壤的类型。

3、小结

综上，项目运营期正常状况下对生态环境的影响较小；非正常状况下可能对土壤、植被、微生物等生物因子及土壤等非生物因子产生影响，但只要做好预防工作，提高员工的应急处理能力，就能将事故发生的概率和造成的生态环境影响降到最低限度。

6.2.6. 运营期地下水环境影响分析

考虑到地下水环境污染的隐蔽性和难恢复性，遵循环境安全性原则，预测评价将为各方案的环境安全和环境保护措施的合理性提供依据。

预测的范围、时段和内容根据评价等级、工程特征与环境特征，结合当地环境功能和环保要求来确定，以拟建项目的生产污水排放可能对下游区域地下水水质产生影响为重点进行模拟、预测。建设项目所产生的污水对地下水的影响是无意间排放的，加之地下水隔水层、含水层和土壤层分布的各向异性等原因，对地下水的预测只能建立在人为假设的基础上，预测不同情况下的污染变化。

6.2.6.1. 地下水环境影响识别

污染物质能否渗漏并污染潜水含水层取决于含水层上覆地层的岩性、厚度，以及对污染成分的分解吸附性能和污染源排放形式。污水通过包气带中的裂隙、孔隙向地下垂直渗漏和渗透，或在砂性土中会较快进入地下水中，如遇粘性土，载体则沿层面做水平运动，使污染范围扩大，遇到下渗通道时再垂向渗漏，进入深层地下水中。根据工程分析，运营期主要地下水污染源包括采出液和井下作业废水，井下作业废水包括洗井废水和修井废水。井下作业废水的产生是间歇性的，周期一般为一年一次。洗井废水主要采用双管循环洗井流程、洗井水罐装贮存，作业结束后拉运至钻修井废液处理站处理。修井废水全部进入罐车运至钻修井废液处理站处理达标后回注。井下作业时间短，产生的废水量较小，对地下水环境的影响较小。采出液一直伴随井场整个运营期，并且污染物浓度较大，产生量大，故对运营期的地下水环境影响预测主要考虑采出液。

6.2.6.2. 地下水环境影响预测条件

6.2.6.2.1. 预测情景设置

在正常状况下，单井管道、采出液阀门组、采油树等防渗性能符合《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016），污染物从源头到末端均得到有效控制，污染物不会入渗到地下水含水层，按照《环境影响评价技术导则地下水环境》

(HJ610-2016) 相关要求不再对正常状况下的地下水影响进行预测。

在非正常状况下,单井管道、采出液阀门组的法兰、焊缝等处由于腐蚀、老化或其他原因使污染物发生泄漏,污染物泄漏直接进入含水层中,从而污染潜水含水层的情况;采油树的阀门、法兰、焊缝等处由于腐蚀、老化或其他原因使污染物发生泄漏,污染物泄漏落到地面,通过包气带后进入含水层从而污染潜水含水层的情况。此外,由于项目建设或地质环境问题,可能出现因基础不均匀沉降等原因,管道连接处因相对位移造成防渗失效,污染物渗入地下。

采油树位于地面以上,出现渗漏易于发现并及时处理,对地下水环境影响微弱。单井采出液管线在井场内汇集于采出液阀门组,继而出井场连接现有集输管线,采出液阀门组在井场内,连接的管线均采用埋地设置,埋深约 1.2m。采出液阀门组连接管线多,阀门、法兰多,发生渗漏的可能性较一般单井管线大。

本次运营期预测分析以采出液阀门组地下部分渗漏为例进行地下水环境污染预测。

6.2.6.2.2. 预测方法

根据野外环境水文地质勘察试验与室内分析相结合得出,场地内水文地质条件相对较为简单,根据《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016)要求,可以采取解析法进行地下水环境影响分析及评价。

本建设项目区域水文地质条件相对简单,同时项目前期开展了必要的环境水文地质调查及实验,因此本报告采用解析法对地下水环境影响进行预测。

通过非正常状况下的情景设置及条件概化,本次预测采用《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016)中一维稳定流二维水动力弥散(瞬时注入示踪剂—平面瞬时点源)解析公式进行计算。

计算公式如下:

$$C_{(x, y, t)} = \frac{m_M/M}{4\pi n\sqrt{D_L D_T t}} e^{-\left[\frac{(x-ut)^2}{4D_L t} + \frac{y^2}{4D_T t}\right]}$$

式中:

x, y——计算点处的位置坐标;

t——时间, d;

C(x, y, t)——t 时刻点 x, y 处的示踪剂浓度, g/L;

M——含水层的厚度，m；
 m_M ——瞬时注入的污染物的质量，kg；
u——水流速度，m/d；
n——有效孔隙度，无量纲；
 D_L ——纵向弥散系数（x 方向）， m^2/d ；
 D_T ——横向弥散系数（y 方向）， m^2/d ；
 π ——圆周率。

6.2.6.2.3. 预测范围

考虑到项目需要预测的潜水含水层（水质预测），为了说明建设项目对地下水环境的影响，预测范围设置在项目调查评价区，通过不同情境对可能产生的地下水污染进行预测分析评价。本次评价从建设项目污染源源强的设定、泄漏点的选择均是在考虑到区域环境水文地质条件上进行的。预测范围为整个地下水调查评价区。

6.2.6.2.4. 预测时段

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）第 9.3 节要求，地下水环境影响评价预测时段应选取可能产生地下水污染的关键时段，至少包括污染发生后 100d、1000d，服务年限或能反应特征因子迁移规律的其他重要的时间节点。应包括项目建设、生产运行和服务期满后三个阶段，故本次预测仅针对发生渗漏后的第 100d、1000d 和 7300d 的地下水污染情况进行预测。

6.2.6.2.5. 预测因子选取

根据工程分析，运营期采出液主要污染物浓度为： COD_{Cr} 浓度为 647.41mg/L，氨氮为 11.13mg/L，总氮 8.92mg/L，挥发酚为 0.83mg/L，石油类为 116.67mg/L；。对以上因子的最大浓度采用标准指数法进行排序，选取标准指数最大的因子作为预测因子。在计算标准指数时，一般选择《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的Ⅲ类标准值进行计算，对于该标准中没有标准的水质因子选取《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅲ类标准值进行计算。预测因子筛选表见下表。

图 6.2-1 废水水质情况表（mg/L）

污染物	COD_{Cr}	总氮	石油类	挥发酚
浓度	647.41	8.92	116.67	0.83

根据废水水质情况表可以看出，各因子标准指数见下表：

图 6.2-2 废水污染物浓度及标准指数表

项目	常规污染物			
	COD _{cr}	总氮	挥发酚	石油类
进水水质 (mg/L)	647.41	8.92	0.83	116.67
浓度限值 (mg/L)	20	1.0	0.002	0.05
标准指数	32.37	8.92	415	233.4

根据各因子的标准指数对比, COD_{cr} 标准指数为 32.37, 总氮标准指数为 8.92, 挥发酚标准指数为 415, 石油类标准指数为 233.4, 因此选择石油类作为预测因子。

6.2.6.3. 预测模型的概化

6.2.6.3.1. 水文地质条件的概化

在水文地质条件分析的基础上, 预测评价范围内的潜水含水层的水文地质条件比较简单, 并做如下假设: 含水层等厚, 含水介质均质, 各向同性, 隔水层基本水平; 地下水流向总体上呈一维稳定流状态。

6.2.6.3.2. 污染源的概化

本项目排放形式可以简化为点源。根据本项目水文地质条件, 地下水流向自西北向东南呈一维流动, 地下水位动态稳定, 由于渗漏发生直至被发现, 将持续一段时间, 在此过程中, 污染物随废水进入地下水可简化为一定浓度边界。

6.2.6.3.3. 预测参数的选取

根据区域水文地质条件及相关水文地质试验结果, 查阅《水文地质手册》第二版、《地下水污染物迁移模拟》第二版等, 相关污染预测参数选取如下:

1、含水层的厚度 M

根据以上分析, 事故情况下受到污染的层位为第四系潜水含水层。据本次调查工作可知, 将本次调查结果潜水含水层厚度的平均数作为计算参数, 因此本次预测场地内潜水含水层厚度 M, 厚度 M 约 8.96m。

2、单位时间注入示踪剂的质量 m_M

采出液阀门组较复杂, 阀门、法兰连接口较多, 易发生跑冒滴漏。本次模拟情景设定针对采出液阀门组跑冒滴漏的瞬时污染情景。井场每天均进行检查, 且每个阀门处均有流量计。若发生泄漏事故, 在巡视过程中, 可通过流量计查找泄漏位置, 并立即采取措施。根据《油气田集输管道施工规范》(GB50819-2013)

以及《石油天然气建设工程施工质量验收规范油气田集输管道工程》(SY4204-2016)中管道严密性试压允许的压降率为 1%，即采出液的跑冒滴漏在管线压降率 1%以下时难以通过流量计预测到。假设在非正常状况下，采出液最大泄漏量按压降率 10%进行计算，此时巡视人员通过流量计发现泄漏位置，立即采取措施截断泄漏点，发现及修复时间按 7 天考虑。本项目采出液为 $7.71 \text{ 万 m}^3/\text{a}$ ($211 \text{ m}^3/\text{d}$)，折合成单井为 $52.8 \text{ m}^3/\text{d}$ ，然后泄漏量的 1%通过包气带进入到含水层中，则采出液泄漏进入含水层中采出液的量为 0.37 m^3 ，折合成石油类为 307g。

3、潜水含水层的有效孔隙度 n

有效孔隙度是指含水层中流体运移的孔隙体积和含水层物质总体积的比值。依据前人研究成果，对于均值各向同性的水层，有效孔隙度数值上等于给水度 (Jacob Bear, 1983)。结合区域水文地质条件、场地水文地质条件以及现场水文地质试验结果，潜水含水层由淤泥质粉质粘土、粉质粘土和粉土组成，采用加权平均算法，保守考虑平均有效孔隙度 n 值按 0.10 计算。

4、水流速度 u

通过现场抽水试验求得潜水含水层渗透系数为 $K=0.08 \text{ m/d}$ ，结合区域资料，在地层的除表层为杂填土外，其余均为粉质粘土、粉土、粘土，场地水力坡度计算值为 $I=0.2\%$ ， u 计算如下式：

$$u = \frac{V}{n} = \frac{K \cdot I}{n} = \frac{0.08 \text{ m/d} \times 0.0002}{0.1} = 0.00016 \text{ m/d}$$

5、纵向弥散系数 D_L (x 方向)

弥散作用由机械弥散和分子扩散作用共同组成。按照经验公式法，通过计算质点 1000d 的运移距离作为机械弥散作用参考值，即 $\alpha_L = u \cdot t = 0.0016 \text{ m/d} \times 1000 \text{ d} = 1.6 \text{ m}$ ，出于保守原则，考虑分子扩散作用、结合预测的尺度和区域经验，经查阅《水文地质手册》第二版、《地下水污染物迁移模拟》第二版等，弥散度取值 $\alpha_L = 10 \text{ m}$ ，则纵向弥散系数 $D_L = \alpha_L \cdot u = 0.0016 \text{ m}^2/\text{d}$ 。

6、横向弥散系数 D_T (y 方向)

根据经验一般纵向弥散系数是横向弥散系数的 10 倍，因此 $D_T = 0.00016 \text{ m}^2/\text{d}$ 。

6.2.6.4. 预测结果

根据上述确定的预测情景、模型、预测方法及参数，分别计算预测污染物进入潜水含水层后第 100d、1000d、7300d 时，地下水中污染物浓度超过 III 类标准

的范围，以及沿地下水流方向污染物距离源点的最大迁移距离，进行预测计算。

本次污染物预测结果评价参考《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中相关指标的 III 类标准值进行评价。当预测污染物浓度大于标准限值时，表示地下水受到污染，当预测污染物浓度介于检出限和标准限值之间时，表示地下水受一定影响但未超过标准值，当预测计算结果等于检出限时则视同对地下水环境无影响。检出限、标准值见下表。

表 6.2-13 预测因子的检出限、标准值、背景值 (mg/L)

预测因子	检出限	标准值 (III 类)
石油类	0.01	0.05

本次分别预测污染物进入潜水含水层随时间延长的污染物浓度-平面位置关系，计算污染晕中心点与污染泄漏点的距离、污染晕中心点浓度（峰值浓度）、泄漏点上、下游最远迁移距离和影响范围（将解析法计算值等于检出限的点作为判断点），以及泄漏点上、下游超标距离和超标范围。

表 6.2-14 预测因子石油类在非正常状况下含水层中运移情况结果汇总表

预测时间	超标限值 (mg/L)	污染晕最大超标运移距离 (m)	超标范围 (m ²)	检出限限值 (mg/L)	污染晕最大运移距离 (m)	影响范围 (m ²)	污染中心浓度 (mg/L)
100d	0.05	3.02	5.0	0.01	3.12	7.0	538.89
1000d		7.16	45		8.16	57	53.89
7300d		17.17	237		19.17	302	7.38

计算结果如上表，在非正常状况下污染发生后，由于地下水中分子扩散和机械弥散作用的进行，结果如下：

100 天时，预测因子石油类下游最大浓度为 538.89mg/l，超标距离最远为 3.02m，超标面积为 5m²，影响距离最远为下游 3.12m，影响面积为 7m²。

1000 天时，预测因子石油类下游最大浓度为 53.89mg/l，超标距离最远为 7.16m，超标面积为 45m²，影响距离最远为下游 8.16m，影响面积为 57m²。

7300 天时，预测因子石油类下游最大浓度为 7.38mg/l，超标距离最远为 17.17m，超标面积为 237m²，影响距离最远为下游 19.17m，影响面积为 302m²。



图 6.2-3 100d 时地下水中预测因子石油类污染超标及影响范围



图 6.2-4 1000d 时地下水中预测因子石油类污染超标及影响范围



图 6.2-5 7300d 时地下水中预测因子石油类污染超标及影响范围

本次污染预测计算，受到资料的限制，模拟过程未考虑污染物在含水层中的吸附、挥发、生物化学反应等，且模型中所赋各项参数予以保守性考虑。①一些污染物（如重金属、有机物等）在地下水中的运移非常复杂，影响因素除对流、弥散作用以外，还存在物理、化学、微生物等作用，这些作用常常会使污染浓度降低，目前国际上对这些作用参数的准确获取还存在着困难；②假设污染质在运移中不参与吸附、挥发、生物化学反应，只考虑运移过程中的对流、弥散作用，计算求得的污染物浓度要高于实际浓度，更加保守安全。

6.2.6.5. 地下水环境影响评价

在正常状况下，单井管道、采出液阀门组、采油树等防渗性能符合《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016)，污染物从源头到末端均得到有效控制，污染物不会入渗到地下水含水层。

非正常状况下，以采出液阀门组地下部分渗漏为例进行地下水环境污染预测。在不考虑污染物在含水层中的吸附、挥发、生物化学反应等作用时，预测了污染

物石油类随时间发生的扩散迁移情况。随着时间的延长，地下水中污染范围先逐渐扩大；随着与源点距离的增加，污染物浓度逐渐降低。

100 天时，预测因子石油类下游最大浓度为 538.89mg/l，超标距离最远为 3.02m，超标面积为 5m²，影响距离最远为下游 3.12m，影响面积为 7m²。1000 天时，预测因子石油类下游最大浓度为 53.89mg/l，超标距离最远为 7.16m，超标面积为 45m²，影响距离最远为下游 8.16m，影响面积为 57m²。7300 天时，预测因子石油类下游最大浓度为 7.38mg/l，超标距离最远为 17.17m，超标面积为 237m²，影响距离最远为下游 19.17m，影响面积为 302m²。

从预测结果看，污染物超标范围和影响范围均未超出厂界。

此外，以上预测分析均基于对地下水环境质量现状及现阶段的地下水水流场条件的掌握而进行的，当条件改变时，应重新进行调查分析工作。

6.2.7. 运营期土壤环境影响分析

6.2.7.1. 土壤影响途径及影响因子识别

根据本项目工程分析，运营期废水主要为采出水和井下作业废水，其中井下作业废水包括修井废水和洗井废水。采出水依托段一联合站采出水处理系统处置；井下作业带罐操作，修井洗井废水运送至中国石油大港油田第三采油厂钻修井废液处理站处理。正常状况下，采出液采用全密闭管道集输，各类废水经采取相应处理措施后，均不会对土壤环境产生影响；非正常状况下，采出液、废水可能出现泄漏，对土壤环境造成影响。土壤环境影响类型与影响途径识别、土壤环境影响源及影响因子识别见下表。

表 6.2-15 土壤环境影响类型及影响途径表

不同时段	污染影响型				生态影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他	盐化	碱化	酸化	其他
建设期	/	/	√	/	/	/	/	/
运营期	/	/	√	/	/	/	/	/
服务期满后	/	/	/	/	/	/	/	/
注：在可能产生的土壤环境影响类型处打“√”，列表未涵盖的可自行设计。								

表 6.2-16 土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	工艺流程/节点	污染途径	全部污染物指标 ^a	特征因子	备注 ^b
钻井废水	钻井作业	垂直入渗	COD _{cr} 、石油类	石油烃 C10~C40	非正常工 况
洗井废水	钻井作业	垂直入渗	COD _{cr} 、氨氮、石油类		
压裂返排液	钻井作业	垂直入渗	COD _{cr} 、石油类、挥发酚类		

采出液	油田采出	垂直入渗	石油类、氯化物、氟化物		
修井废水	井下作业	垂直入渗	COD _{cr} 、石油类		
洗井废水	井下作业	垂直入渗	COD _{cr} 、石油类		

a 根据工程分析结果填写
b 应描述污染源特征，如连续、间断、正常、事故等；涉及大气沉降途径的，应识别建设项目周边的土壤环境敏感目标

因此本次评价主要考虑项目运营期污染物可能通过垂直入渗途径对厂区及周边土壤环境造成污染的情景。

6.2.7.2. 土壤环境影响预测及分析

本项目土壤环境影响类型为污染影响型，土壤污染途径主要为垂直入渗，因此，本次预测选择污染物以点源形式垂直进入土壤环境的情形，利用 Hydrus-1D 的水流及溶质运移两大模块进行预测，预测模型为一维连续点源非饱和溶质垂向运移模型。模型设定时间单位为 d，质量单位为 mg，长度单位为 cm(后文数学模型中各参数单位的设定均与此一致)。

1、水流模型的选择及参数设定

(1) 水流模型的选择

水流模型选择发展已相对成熟，目前应用最为广泛的 VG 模型来进行模拟计算，不考虑水流运动的滞后现象。VG 模型由 RienvanGenuchten 于 1980 年提出，它是在 Mualem 于 1976 年提出的统计孔径分布模型的基础上发展而来的以土壤水分特征参数函数的形式预测非饱和渗透系数的数学模型，其公式如下：

$$\theta(h) = \begin{cases} \theta_r + \frac{\theta_s - \theta_r}{[1 + |\alpha h|^n]^m}, & h < 0 \\ \theta_s, & h \geq 0 \end{cases} \quad (\text{公式 1})$$

$$K(h) = K_s S_e^l \left[1 - (1 - S_e^{1/m})^m \right]^2$$

$$S_e = \frac{\theta - \theta_r}{\theta_s - \theta_r}$$

$$m = 1 - 1/n, n > 1 \quad (\text{公式 2})$$

式中： θ_s 为土壤介质饱和体积含水率 (m^3/m^3)； θ_r 为土壤介质残余体积含水率 (m^3/m^3)； h 表示基质势 (cm)； α 为进气吸力的倒数 (cm^{-1})； K_s 为饱和渗透系数 (cm/d)； S_e 为土壤的有效含水量 (cm^3/cm^3)， l 为孔隙连通性系数，一般取值

为 0.5，无量纲； m 为水份特征曲线参数； n 孔径分布参数。

(2) 水流模型边界条件

本项目模拟非正常状况下，渗层出现破损发生跑冒滴漏，污染物进入土壤的情形，故水流上边界条件选择大气边界-可积水。本次模拟不考虑地下水水位变化对水流及溶质运移的影响，选择自由排水边界（FreeDrainage）作为下边界条件。

(3) 水流模型的参数设定

Hydrus-1D 水流模块中的 SoilCatalog 项包含砂土、粉土、黏土等 12 种典型土壤介质及其土壤水分特征曲线相关参数，本项目包气带主要岩性为杂填土、粘土为主，因此本次预测选择与 SoilCatalog 项相对应的黏土介质（clay）类型，使用软件默认的土壤水分特征曲线参数值进行计算。 K_s 饱和和渗透系数采用该场地通过渗水试验求得的包气带垂向渗透系数，为 7.2cm/d。

水表 6.2-17 流模型的参数

介质类型	θ_r (cm^3/cm^3)	θ_s (cm^3/cm^3)	α (cm^{-1})	n	l	K_s (cm/d)
粘土	0.068	0.38	0.008	1.09	0.5	7.2

2、溶质运移模型的选择及参数设定

(1) 溶质运移模型的选择

软件中使用经典对流-弥散方程描述一维溶质运移，模型方程如下：

$$\frac{\partial \theta c}{\partial t} + \rho \frac{\partial s}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} \left(\theta D \frac{\partial c}{\partial x} \right) - \frac{\partial qc}{\partial x} - \Phi \quad (\text{公式 3})$$

式中： c 为土壤水中污染物浓度， mg/cm^3 ； s 为单位质量土壤溶质吸附量， mg/mg ； ρ 为土壤容重， mg/cm^3 ， D 为土壤水动力弥散系数， cm^2/d ； q 为 Z 方向的达西流速， cm/d ； Φ 为源汇项（代表溶质发生的各种零级、一级及其他反应）， $\text{mg}/(\text{cm}^3 \cdot \text{d})$ 。本次模拟不考虑吸附和各种零级、一级及其他反应，只考虑对流-弥散作用，因此方程简化为下：

$$\frac{\partial \theta c}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} \left(\theta D \frac{\partial c}{\partial x} \right) - \frac{\partial qc}{\partial x} \quad (\text{公式 4})$$

(2) 溶质运移模型边界条件

本次预测边界条件设置为：溶质运移上边界选择定浓度边界，下边界选择零

浓度梯度边界。预测因子为石油类。

本次预测假设采出液阀门组跑冒滴漏的污染情景，采出液中石油类渗入土壤环境，泄漏点发现及修复时间按 7 天考虑，石油类浓度为 116.67mg/L。

(3) 溶质运移模型的参数设定

ρ 的取值为实际测定，1360mg/cm³；参考《The HYDRUS-1D software package for simulating the one-dimensional movement of water, heat, and multiple solutes in variably-saturated media》 D_L 取包气带厚度（111cm）的十分之一，为 11.1cm²/d。

表 6.2-18 溶质运移模型的参数

ρ (mg/cm ³)	D_L (cm ² /d)
1360	11.1

3、土壤剖分

在 Hydrus-1D 的 Soil Profile-Graphical Editor 模块中剖分包气带结构。根据场地水文地质调查结果，本次模拟土壤类型为一种，包气带平均厚度为 111cm，按照 1cm 一层进行剖分，总剖分节点数=包气带厚度+1，为 112 个。根据包气带厚度，自顶部向底部均匀布设 4 个观测点（如下图），观测点对应的节点数分别为 30、60、90、112，以表明水流及溶质在垂向上的运动变化规律。

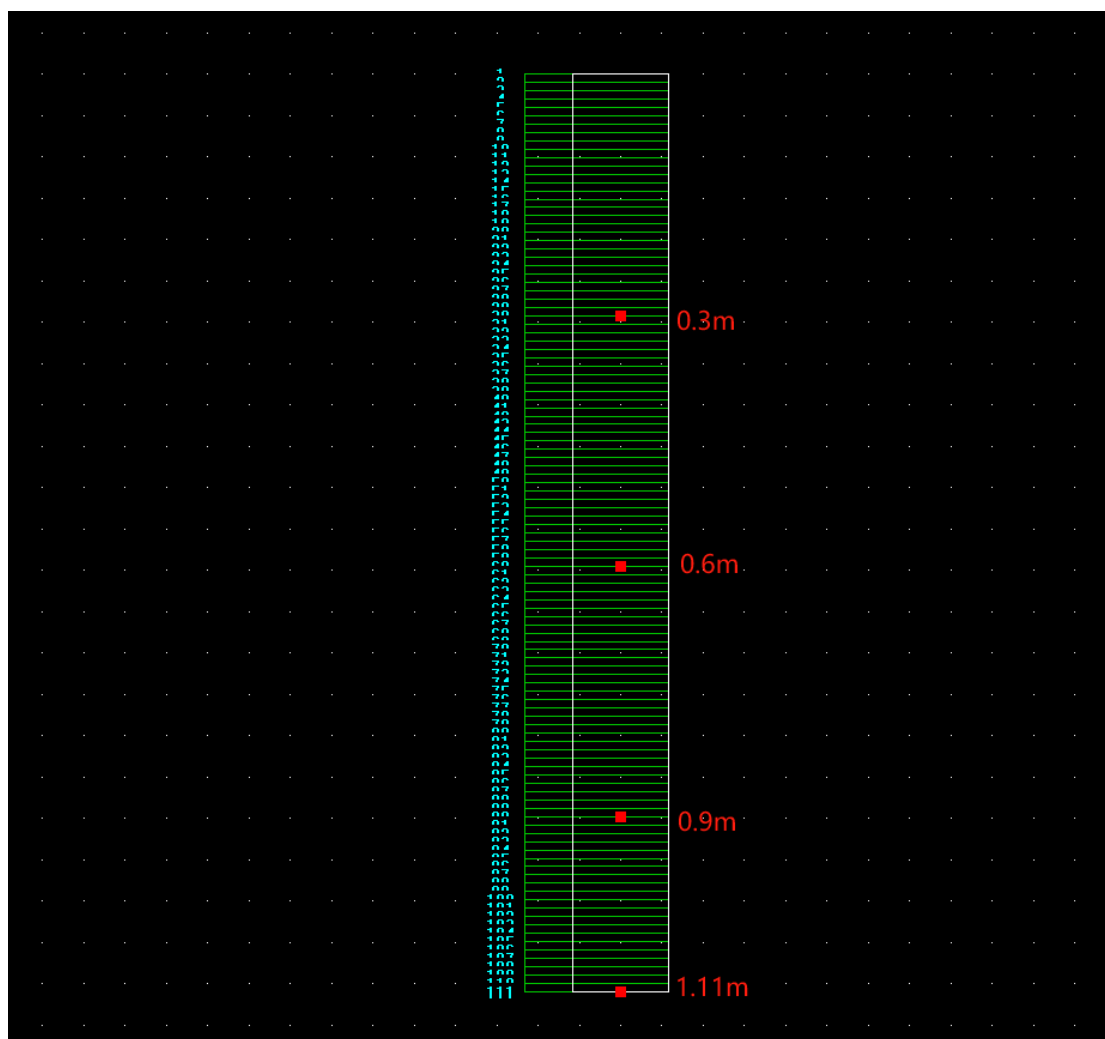


图 6.2-6 包气带节点分布图

4、模拟时间

本次模拟时间为 100d，输出 4 个时间节点（25d、50d、75d、100d）的数据，以表明土壤包气带剖面上水流及溶质随时间的运动变化规律。

5、模拟结果及分析

本次模拟结果如下，各观测点剖面上不同时间石油类浓度随深度变化曲线、不同深度处石油类浓度随时间变化曲线如下图。

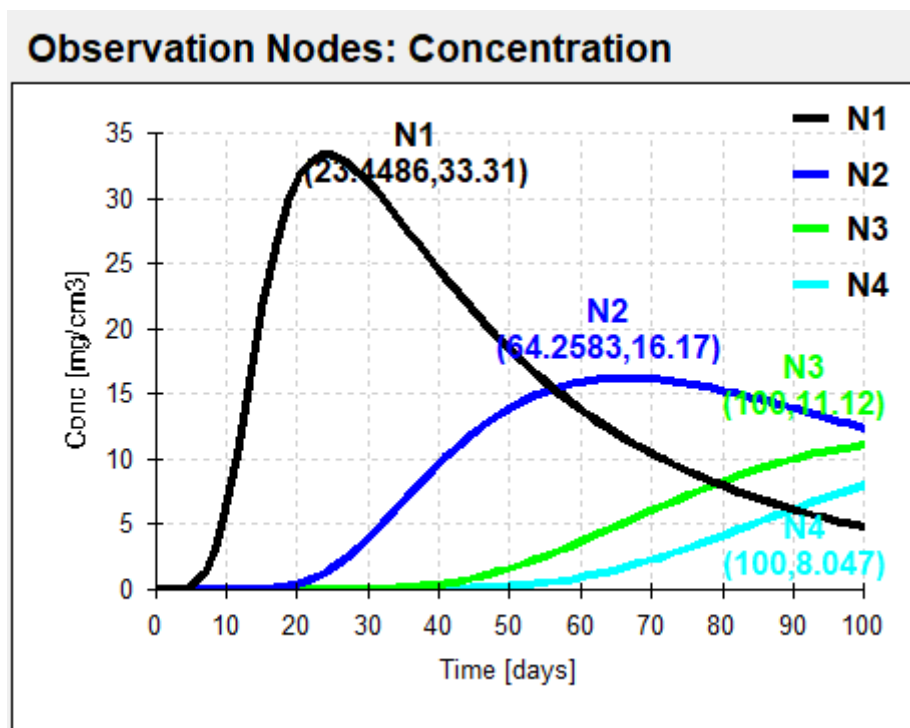


图 6.2-7 各观察点处土壤中石油类浓度随时间变化曲线

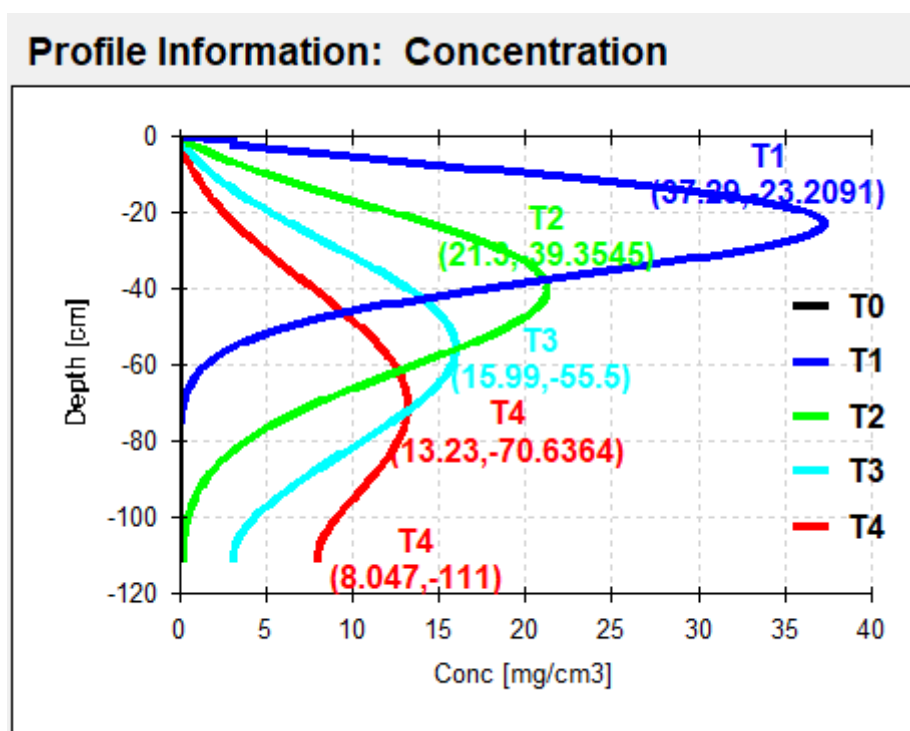


图 6.2-8 剖面上不同时间土壤中石油类浓度随深度变化曲线

为将预测结果与《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ 964-2018)衔接,采用 GB36600 对标评价,本次工作做如下认定:土壤水中的石油类全部由 C10-C40 的石油烃组成。将上述土壤水中石油类的浓度单位 mg/cm^3 换算成 mg/kg ,

换算公式为：土壤单位质量的石油类质量浓度（mg/kg）=土壤饱和体积含水率（cm³/cm³）×土壤水中石油类的浓度（mg/cm³）×10⁶/土壤密度（mg/cm³）。

通过换算，本次预测可以得出：在预测期内，在观察点 N1（0.3m）处，在约 24d 时石油类浓度达到最大值（33.31mg/cm³，折合成土壤中的浓度约为 0.198mg/kg）；在观察点 N2（0.6m）处，约 64d 时石油类浓度达到最大值（16.17mg/L，折合成土壤中的浓度约为 808.5mg/kg）；在 N3 观测点（0.9m）处，100d 时石油类浓度达到最大值（11.12mg/cm³，折合成土壤中的浓度约为 556mg/kg）；在 1.11m 观测点处，100d 时石油类浓度达到最大值（8.047mg/cm³，折合成土壤中的浓度约为 402.35mg/kg）；均小于《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值标准（4500mg/kg）。

污染物垂直入渗进入包气带土壤后，25d 时，在 0.23m 处石油类浓度达到最大值（37.29mg/cm³，折合成土壤中的浓度约为 1864.5mg/kg）；50d 时，在 0.39m 处石油类浓度达到最大值（21.3mg/cm³，折合成土壤中的浓度约为 1065mg/kg）；在 75d 时，在 0.56m 处石油类浓度达到最大值（15.99mg/cm³，折合成土壤中的浓度约为 799.5mg/kg）；100d 时，在 0.71m 处石油类浓度达到最大值（13.23mg/cm³，折合成土壤中的浓度约为 661.5mg/kg）；在 100d 时，包气带底部石油类最终浓度为 402.35mg/kg（8.047mg/cm³），土壤中石油烃浓度未超过 GB36600 石油烃第二类用地的筛选值（4500mg/kg）。

6.2.7.3. 土壤影响评价结论

本项目在做好相应防渗措施的情况下，污染物一般不会进入土壤中。非正常状况下，污染物通过跑冒滴漏等途径有可能进入到土壤环境中，本次预测假设采出液阀门组跑冒滴漏的污染情景，通过土壤预测结果可知，石油类泄漏进入包气带后，在包气带中的含量均未超过《土壤环境质量 建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）第二类用地的筛选值。非正常状况下发生泄漏时，建设项目对土壤环境的影响可接受。

6.3. 退役期影响分析

随着油田开采年限的增加，储量逐渐下降，最终将进入退役期。退役期内，各种机械设备停用，工作人员陆续撤离，大气污染物、废水、噪声及固体废物等对环境的影响将会逐步消失。

退役期的清理工作包括地面设施拆除、井筒用水泥灌注封井、设水泥标桩、井场清理等。项目封井水泥全部由混凝土供应商提供，现场不设置搅拌点。封井期间，将会产生少量扬尘和固体废物。井场、站场清理等工作还会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣等固体废物，对这些废弃管线、残渣等进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用，废弃建筑残渣运至当地建筑垃圾填埋场填埋处理。地面设施拆除、井场清理等工作过程中被原油污染的防渗膜或油渣等危险固废，交由有资质的单位进行无害化处置，不会对周围环境产生影响。固体废物均妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。

井场及站场经过清理后，永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫被清理，随后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。油田设施退役后，人员撤离，区域内没有了人为的扰动，井场范围内的自然植被会逐渐得以恢复，有助于区域生态环境的改善。

油田闭井期并非所有油水井都同时关闭，而是将产能低或者无开采价值的油井陆续关闭，直到将所有井关闭。闭井期，一般地下设施保留不动，地面部分如采油井架、水泥台、电线杆等将拆除。管线拆除前先进行清管，清楚管道中残存的少量原油，避免对管道沿线的土壤和地下潜水造成污染，将生态环境影响降低到最低限度。井区开发修建道路，破坏地表植被，加剧水土流失。闭井期油田进场道路在征求当地群众意见的基础上，能够农业生产利用的继续保留，不能就地利用需进行绿化，恢复地表植被，尽可能对当地生态环境进行补偿。

闭井期，工程原有的占地将进行植被恢复，管道内的原油进行清理回收；油井进行封堵，并对土壤进行监测，根据监测结果制定修复方案进行修复，不会对当地的农业生态环境产生影响。

1、设备处置措施

按照《石油天然气开采业污染防治技术政策》（2012 年 3 月 7 日）和《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017），油气井退役或报废后，应当在 6 个月内将打开的油气层和井口封闭，以防止对地下水的影响。环境条件适合的，应当对地表进行复垦或绿化。

闭井期的井场、管线等相关构筑物处置措施应按照《废弃井封井处置规范》（Q/SH0653-2015）要求进行处置，并采取以下措施：

(1) 井场处置措施

采油井废弃时，井口套管接头应露出地面，并用厚度不低于 5mm 的圆形钢板焊牢，钢板面上应用焊痕标注井口和封堵日期。废弃井每年至少巡检 1 次，并进行记录，防止发生油水串层及跑冒油，污染地下水资源。

拆除相关构筑物、设备、围墙，疏松已夯实和硬化的地面，清理场地及各种污染物，对拆除地面设施产生的垃圾及时外运，送至指定的垃圾填埋场处理。根据井场所在区域未受油田开发干扰地貌情况全面进行地貌恢复，使废弃井场所在地貌与区域相协调。

(2) 管线处置措施

对于废弃地下集油管线主要采取进行清管处理，留置地下，并不挖出，两端进行封堵。

2、生态保护措施

(1) 废弃设备堆放区设置临时拦挡和截排水设施，减少水土流失量。

(2) 加强对管线沿线居民的环境保护教育，提高其环保意识，禁止挖掘废弃管线，以避免对地表产生破坏和干扰，加速水土流失。

(3) 可以作为当地交通和农业生产有用的道路，留用当地；对当地交通和农业生产无用的道路，应及时恢复林草种植，改善生态环境。

(4) 保留各类绿化工程、生态保护措施，使开发区域生态环境功能不变。

6.3.1. 生态恢复

(1) 恢复原则

根据当地条件和因地制宜原则，在生态恢复过程中，应考虑其原有土地功能，对生态环境进行恢复和重建。

(2) 国家有关规定

《土地复垦条例》（2011 年 3 月 5 日）第三条：生产建设活动损毁的土地，按照“谁损毁，谁复垦”的原则，由生产建设单位或者个人（以下称土地复垦义务人）负责复垦。

第十六条：土地复垦义务人应当建立土地复垦质量控制制度，遵守土地复垦标准和环境保护标准，保护土壤质量与生态环境，避免污染土壤和地下水。土地复垦义务人应当首先对拟损毁的耕地、林地、牧草地进行表土剥离，剥离的表土

用于被损毁土地的复垦。

《中共中央国务院关于加强耕地保护和改进占补平衡的意见》（2017 年 1 月 9 日）第七条：建设单位必须依法履行补充耕地义务，无法自行补充数量、质量相当耕地的，应当按规定足额缴纳耕地开垦费。

（3）客土及植被选择

①本项目采用项目所在位置性质相近的土壤作为生态恢复用土；

②植被选择适应能力、生态作用大的本土植物种类，不宜采用外来物种进行植被恢复。

（4）土壤环境调查与监测

井场退役后，建设单位在对设施进行拆除后，应对设施所在区域土壤环境进行调查和监测，重点监测土壤中的石油类含量，判断其环境质量现状和污染情况，如果土壤中石油烃（C₁₀-C₄₀）含量较高，应对所在区域土壤采取专门恢复措施。

（5）恢复措施

工程占地在确保与周边现状一致的情况下恢复原有土地功能。对于占地类型为农田的区域，考虑恢复种植农作物，复垦可由建设单位出资，由当地农民自行复垦；对于占地类型为草地的区域，选择能适应自然条件，在油田服役后期能自然生长的植被种类进行恢复。对于占地类型为盐碱地的区域，建议选择耐盐性强的盐地碱蓬进行恢复，或根据实际情况采取自然恢复。本次重点介绍耕地的复垦措施。

①土地数量保证措施

闭井期，封井后将临时占地全部进行复垦。因此，耕地数量没有减少。

②土地质量保证措施

根据《土地复垦质量控制标准》（TD/T1036-2013）相关要求，质量保证措施如下：

a、首先进行土地平整，因地制宜实行深松浅翻，最后将剥离的表土均匀回填并夯压整平，表土回填时可混合基肥或土壤改良剂以利于复垦。

b、旱地田面坡度低于 25°，有效土层厚度大于 40cm。

c、复垦区配套设施情况：根据土地利用现状图中提取的数据，同时结合现场勘查得知，项目位于农业生产区，周围有大量耕地，配套有田间道路，田间道

路和乡村公路相连，形成一体的道路系统，方便村民生产耕作。

本项目土地平整后，尽快交由当地农民进行复垦以防表土流失。可通过深施肥料、粮豆轮作套作的保护性耕作制度，提高土壤有机质含量，平衡土壤养分，实现用地与养地结合，多措并举保护提升耕地产能。

本报告中闭井期封井作业、生态保护措施和生态恢复措施均按照相关要求和指南进行整理，待将来工程实施时，由建设单位按照工程实际发生情况进行相应调整。

7. 环境风险评价

环境风险评价的目的是分析和预测建设项目存在的潜在危险、有害因素，建设项目建设和运营期间可能发生的突发性事件或事故（一般不包括人为破坏及自然灾害），引起有毒有害和易燃易爆等物质泄漏，所造成的人身安全与环境影响和损害因素，提出合理可行的防范、应急减缓措施，以使项目事故率、损失和环境影响达到可以接受水平。

本次环评根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）对本项目进行环境风险评价，以突发性事故导致的危险物质环境急性损害防控为目标，对建设项目的环境风险进行分析、预测和评估，提出环境风险预防、控制、减缓措施，明确环境风险监控及应急建议要求，为建设项目环境风险防控提供科学依据。

7.1. 现有工程环境风险回顾性评价

7.1.1. 现有工程潜在危险因素

（1）危险物质现有工程涉及的易燃、易爆、有毒的危险化学品主要为原油和伴生气。

（2）危险生产设施大港油田第五采油厂原油集输站包含联合站、转接站等，站内均设有油罐区，其主要危险特征为火灾、爆炸、物料泄漏。

7.1.2. 现有工程主要风险类型

现有工程风险类型包括火灾、爆炸和泄漏。

7.1.3. 现有工程主要风险防范措施

（1）建筑及场地布置方面采取的措施

①总图布置严格执行国家的有关防火、防爆和环境标准、规范，满足生产工艺流程的需要，符合生产过程中对防火、防爆、运输、安装及检修的要求。

②火灾爆炸危险场所的建构筑物的结构形式以及选用材料符合防火防爆要求。

③建筑结构抗震按当地地震的基本烈度设防。

④合理设计装置内外竖向标高，使雨水排放顺畅。

（2）危险化学品贮运防范措施

原油、伴生气属于危险化学品，危险化学品的储存、运输、处置、废弃均遵守《危险化学品安全管理条例》（2013 年 12 月 7 日）要求。

①按有关规定在建筑物内设置强制通风，以防止有害气体的积聚。严格遵守防护工作制度和有毒物品管理制度。加强宣传教育，加强医疗卫生预防措施，讲究环境卫生和个人卫生，学习防毒急救技术，学习使用防毒面具。

②定期检修设备，改进密封结构和加强泄漏检验以消除设备、管道的跑冒滴漏，尽可能采用机械化自动化先进技术，以隔绝毒物与操作人员的接触。

③建（构）筑物增加相应的防雷措施。对于爆炸、火灾危险场所内可能产生静电危险的设备和管道，均采取静电接地措施。

④对于储存或输送腐蚀性物料的设备、管道及与其接触的仪表等，根据介质的特殊性采取防腐蚀、防泄漏措施；对腐蚀严重部位的设备及管线，选用耐腐蚀材料。

（3）工艺、管道、设备采取的措施

①为防止可燃、有毒物质泄漏，采用密闭管道集输。

②对不同工艺介质及操作条件分别选用耐腐蚀性能良好地金属材料和非金属材料；凡接触腐蚀性介质的管道、设备均采用耐腐蚀材料。

③设备、管道选材、结构设计、强度计算、制造、检验严格遵循国家及行业标准规范。

（4）消防、防毒

①按规范设置消防系统。

②工艺装置密闭化、管道化，防止有毒物质泄漏、外溢。

③各岗位按最大班人数配备必要的劳动保护用品，如增压式空气呼吸器、防毒面具、防护眼镜、防护手套、防护鞋、防护服等。

④根据定员设置更衣室、男女卫生间等辅助卫生设施。

（5）储罐区事故现场处置措施

①根据事故级别启动应急预案。

②切断泄漏罐所有进油阀门，关闭雨排水阀门，现场指挥部根据储油罐泄漏情况迅速制定抢修方案，并立即组织抢修。

③油罐泄漏点在中上部位时，外输油罐通过加大外输量，沉降罐通过底部放水将罐内原油打尽或排空，进行倒罐清罐工作。

④清理防护堤内的原油。

⑤消防队员接到指令，迅速赶赴现场，预防和处理火灾事故的发生。

（6）油气外输管线泄漏应急处置

①事发单位操作人员迅速切断泄漏源，并按照规定的程序进行信息报送，启动响应。

②检测防护组监测有毒气体浓度，根据现场风向，加强现场人员的个人防护，疏散现场及周边无关人员，必要时停止泄漏现场周边的供电及动火作业等。

③警戒疏散组及时疏散和稀释泄漏物，防止形成爆炸性混合物，引发次生灾害，确定警戒范围，必要时封闭事件现场，发出有毒气体逸散警示，同时负责疏散现场及周边无关人员。

④抢险救援组迅速组织力量对泄漏管线进行封堵、抢修作业，采取现场围油栏和收油措施，防止引发次生环境污染事件或时间扩大。

（7）油气管道泄漏处于重点穿跨越段

①事发单位操作人员迅速切断泄漏源，并按照规定的程序进行信息报送，启动响应。

②应急办公室向当地交通政府主管部门汇报，申请启动当地政府部门相应的应急预案。

③抢险救援组负责切断泄漏源，对泄漏的管道进行封堵。

④抢险救援组负责组织清理交通要道及两侧污染物，全力恢复交通。

⑤抢险救援组负责采取措施防止引发次生环境污染事件或事件扩大。

（8）运输车辆泄漏应急处置

①在条件许可的情况下，尽量把罐车移至远离火种、江河湖泊水源、人员密集的安全地方。

②关闭引擎，切断车辆总电源，并拉紧手动刹车系统，固定车轮。摆放警告标志，警告围观人员远离现场。

③迅速查明泄漏部位和原因，驾驶员、押运员向本单位应急办公室汇报险情。泄漏量较大时立即向消防 119、交通事故 122、救护 120、治安 110 报警。

④在上风处放置灭火器材，划分警戒区域并加强巡逻检查，警戒区域内禁止明火。

⑤对泄漏下风扩散区域进行监测，必要时通知扩散区域的群众撤离或指导采

取简易有效的保护措施。

⑥抢险人员佩戴防护用具，尽快实施堵漏或倒运作业。

⑦使用自吸罐车、吸油毡等抢险物资对泄漏危险品进行回收。

(9) 井控管理措施

废弃井封井按照《废弃井及长停井处置指南》(SY/T6646-2017) 的规定选择合适的封井方法进行封井处理。中国石油大港油田第五采油厂目前已制定相关规定加强生产、长停、报废油水气井的控制与管理。

7.1.4. 现有突发环境事件应急预案

中国石油大港油田第五采油厂于 2021 年 12 月 14 日取得了天津市滨海新区生态环境局的备案意见。备案编号为：120116-2021-026-M，该预案包含了各类站场、油气集输管线、注水管线发生环境风险事故的应急处置程序。目前中国石油大港油田第五采油厂各级单位针对重大突发事件及突发环境事件制定有详细的应急演练计划，能够做到定期组织开展应急演练。

7.2. 评价等级判定

按照《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018) 附录 B 对本项目涉及的危险物质进行风险识别。计算所涉及的每种危险物质在厂界内的最大存在总量与其在《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018) 附录 B 中对应临界量的比值 Q。

$$Q = \frac{q_1}{Q_1} + \frac{q_2}{Q_2} \dots \frac{q_n}{Q_n}$$

式中： $q_1, q_2, \dots, q_n$ ——每种危险物质的最大存在总量，t；

$Q_1, Q_2, \dots, Q_n$ ——每种危险物质的临界量，t。

当 $Q < 1$ 时，该项目环境风险潜势为 I。

当 $Q \geq 1$ 时，将 Q 值划分为： $1 \leq Q < 10$ ； $10 \leq Q < 100$ ； $Q \geq 100$ 。

表 7.2-1 建设项目 Q 值确定表

序号	井场	名称	风险物质	存储位置	存储方式	风险物质最大存储量 (t)	临界量 (t)	q_n/Q_n	备注
1	单井集油管线	原油	油类物质	井场内	采出罐	62.4	2500	0.025	施工期

注：1. 施工期井场设置两座高架卧式储罐对试油过程中的试油采出液进行储存，单个采出液储罐的最大储存量 40m^3 ，原油密度按 $0.78\text{t}/\text{m}^3$ 计算。

表 7.2-2 评价工作等级划分

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

根据以上分析 $Q < 1$ ，该项目环境风险潜势为 I，项目环境风险评价工作等级为简单分析，不设置评价范围。

7.3. 环境敏感目标调查

详见 2.6 章节。

7.4. 环境风险识别

7.4.1. 物质风险识别

项目环境风险评价物质风险识别范围包括：主要原辅材料、燃料、中间产品、最终产品以及生产过程中产生的“三废”污染物。根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169—2018)附录 B、《危险化学品重大危险源辨识》(GB18218-2018)中涉及的有毒有害、易燃易爆物质进行危险性识别。判定本项目易燃、易爆物质主要为：原油、天然气（伴生气），危险物质的理化性质见下表。

表 7.4-1 物质危险性识别结果一览表

名称	理化性质	危险性描述	位置
原油	粘稠性油状液体，密度 $0.78\text{g}/\text{cm}^3 \sim 1.0\text{g}/\text{cm}^3$ ，易燃，自燃温度约 350°C 。	危险毒性：原油本身无明显毒性。遇热分解释放出有毒的烟雾，吸入大量引起危害；有刺激和麻醉作用，吸入急性中毒者有上呼吸道刺激症状。流泪，随之出现头昏、头痛、恶心、运动失调及酒醉样症状。燃烧特性：原油是由多种碳氢化合物组成的可燃性液体，在一定温度条件下可以燃烧。	管线内
伴生气	无色无臭气体，熔点 -182.5°C ；闪点 -188°C ；临界压力 4.59Mpa ；沸点 -161.5°C ；相对空气密度 0.55；爆炸上限 15%；爆炸下限 5.3%；临界温度 -82.6°C ；引燃温度 538°C 。	易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火和热源有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧等其它强氧化剂接触剧烈反应。甲烷对人体基本无毒，但浓度高时，使空气中氧含量明显降低，使人窒息。当空气中甲烷达到 25-30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、心率失调。若不及时脱离，可窒息死亡。	管线内

7.4.2. 生产系统危险性识别

本项目的工艺过程包括钻井、采油、油气集输（单井输油及注水管线）等，

根据本工程的工艺特点和危险物质的分布情况，将本工程分为施工期和运营期 2 个时期，分为钻井、采油及井下作业、单井管线输送 3 个功能单元。本工程各功能单元潜在的危害性分析见下表。

表 7.4-2 油田生产各功能单元潜在的危害性分析表

时期	功能单元	事故类型	产生原因施工期
施工期	钻（完）井	溢流、井涌、井喷	溢流：当井底压力小于底层压力时，井口返出的钻井液量大于泵入量，停泵后钻井液从井口自动外溢的现象称为溢流。井涌：溢流进一步发展，钻井液涌出井口并且高度高于转盘面 2m 以内时为井涌。井喷：钻井液涌出井口高于转盘面 2m 以上时或井涌持续时间超过 2 小时为井喷。
		井喷火灾	发生井喷，井喷产生的原油及伴生气，又遇明火可能会发生火灾事故，进而引发突发环境污染事件。
		井漏	水平井钻井液密度选择范围变小，容易出现井漏和井塌或者钻遇到大面积裂缝发育带容易发生严重井漏、井喷；固井施工中可能会因水泥浆对漏失层强烈的挤压作用发生漏失。
运营期	采油及井下作业	原油及含油废水泄漏	采油作业中采油井口装置泄漏（如阀门盘根、法兰、阀体与前后阀盖连接处等）。
	单井管线输送	原油泄漏	因管道本身设计、管材制造、施工、操作运行和管理的各环节存在的缺陷和失误或者因为各种自然灾害而导致的管道阀门损坏。

7.4.3. 环境风险识别

根据石油开采特征，并结合本项目特点，本次评价将从施工期和运营期两个时段分析可能产生的事故类型主要环境影响途径，建设项目环境风险识别详见下表。

表 7.4-3 油田生产事故风险类型、来源及危害

影响时段	事故类型	来源	危险物质	影响环境的途径	可能影响环境敏感目标
施工期	井喷	钻井过程	原油（页岩油）、天然气	井喷时，原油、伴生气泄漏后直接进入大气环境或挥发进入大气环境，遇火易引发爆炸。	大气敏感目标
				原油泄漏进入地表，阻塞土壤孔隙，使土壤板结，降低通透性，不利于植物生长。	土壤地下水环境敏感目标
				原油泄漏进入地表水体，形成油膜，降低水体溶解氧浓度，使水质变差。	地表水环境敏感目标
	井漏	钻井过程	钻井液等	钻井液等沿裂缝漏失进入地下水层，污染地下水水质。	地下水环境敏感目标

	火灾爆炸	钻井过程	伴生气及次生污染物 CO 等	井喷产生的有害气体遇明火发生火灾或爆炸，污染大气，同时破坏周围地表植被。	大气敏感目标
	套管外返水	压裂过程	压裂液	固井质量不好，可能导致水泥环破裂及脱落，最终造成套外返水（压裂液），对地下水环境造成影响。	地下水环境敏感目标
运营期	泄漏	集油管线	原油（页岩油）	①原油泄漏进入地表环境，阻塞土壤孔隙，使土壤板结，通透性变差，不利于植物生长；②原油泄漏进入地表水体，形成油膜，降低水体溶解氧浓度，使水质变差；③泄漏后聚集地面，通过地面渗透进入地下含水层，影响地下水水质。	大气、土壤、地表水、地下水敏感目标
	火灾爆炸	单井管线	伴生气及次生污染物 CO 等	伴生气或原油遇明火发生火灾或爆炸，污染大气，同时破坏周围地表植被。	大气、地表水环境敏感目标

7.5. 环境风险分析

7.5.1. 大气风险影响分析

本项目对大气环境造成影响的风险事故主要为井喷、井口和单井管线泄漏事故。

（1）井喷事故

井喷失控事故对大气环境造成的影响较大。其主要成分是烷烃和芳烃碳氢化合物，其中，对大气环境可造成污染的是其中较轻的烃类组分，这些成分挥发进入大气形成烃类污染。若泄漏得不到及时处理，则烃类挥发时间持续较长，形成的污染就较严重。如果一次事故泄漏量过多，覆盖面较大，在未能及时回收、气象因子适宜的条件下，便可形成较重的局部大气污染，这时，大气中总烃的浓度可比正常情况高出数倍甚至更多。泄漏后如果发生火灾，则燃烧形成的黑烟造成较重的大气污染。根据对大港油田历史上发生的井喷事故的调查，以及大港油田公司风险评估报告中可知：一旦发生井喷事故，污染范围通常在 100-200m 范围内。

造成井喷必须有三个基本条件：要有连通性好的地层；要有石油、气、水的存在；要有一定的能量（地层压力）。本项目钻井时根据地层压力特征采取了对应的防喷措施，在按照钻井安全环保控制措施施工条件下井喷事故的发生频率很小。

（2）管线泄漏事故影响分析

本项目运营期对大气环境造成影响的风险事故主要为井口泄漏、单井管线阀

门泄漏事故。井口泄漏和单井管线阀门泄漏的原油会直接对大气环境带来影响。原油泄漏后,原油中较轻组分(包括各种烃类气体)挥发进入大气造成烃类污染。

7.5.2. 地表水环境风险分析

事故状态对地表水的影响一般有两种途径,一种是泄漏的油品直接进入水体,另一种是井喷发生后由降雨形成的地表径流将受污染土壤带入水体。

位于河流、沟渠等地表水体附近的油井发生井喷事故,原油会直接进入水体,对地表水体造成污染。发生于远离地表水体的油井的井喷事故所形成积油,并对其下的土壤造成污染,如果事故所形成的落受污染土壤不能及时得到回收处理,或是回收处理得不彻底,雨季形成的地表径流会将受污染的土壤带入地表水体,对地表水体造成影响。

本项目井场距离子牙新河最近距离约 76m,一旦发生井喷事故将会对子牙新河造成影响。如井喷喷出的是原油和水的混合物,原油将在水面形成油膜而阻碍水体与大气之间的气体交换,使水质更容易恶化;油类粘附在鱼类、藻类和浮游生物上,致使生物死亡;原油污染还会使水产品品质下降,造成经济损失;若含油废水的排入超过了水体的自净能力,则易形成油污染,这些污染使河流的水体以及底泥的物理、化学性质或生物群落组成发生变化,从而会降低水体的使用价值,甚至危害到人的健康。

7.5.3. 地下水环境风险分析

本项目对地下水环境造成影响的风险事故主要为井漏。井漏事故对地下水的污染是指在钻井过程中,钻井废水、泥浆漏失于地下水含水层中,造成地下含水层水质污染。就钻井源漏失而言,发生在局部且持续时间较短。

本项目一开钻井泥浆主要成分为膨润土和碳酸钠等,不含有毒有害物质,一开井深为 800m 左右,基本涵盖了可能具有使用功能的地下水,因此本项目一开钻井过程不会对可能具备使用功能的地下水造成影响。二开三开施工时,表层套管已完成固井,因此钻井泥浆不会在表层套管范围内漏失,漏失发生在表层套管以下的二开三开范围内,二开三开范围内的地层地下水埋深较深,不具备使用功能。

井漏主要发生于具有特殊地质结构的油藏区,如具有溶洞、裂隙等不稳定的地层构造区域。大港油田自开发以来,在油气资源钻井过程中未发现不稳定地质

因素。另外，施工单位针对井漏制定有完善的应对措施，钻井过程中一旦发现异常，施工单位将立即停钻采取添加桥堵剂、打水泥塞等措施，防止井漏事故的发生，可有效减轻井漏对地下水的影响。

7.5.4. 对生态环境的影响

(1) 土壤

井喷事故对土壤环境的影响是比较显著的。喷出的原油覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。但原油对土壤的污染仅限于原油洒落的区域，而且主要对表层 0cm-20cm 土层构成污染。

井喷事故可以直接导致农作物死亡或减产。分子量高的石油烃粘附在土壤或植物根系表面，影响土壤的通透性，以及植物的呼吸与蒸腾作用，使土壤肥力下降从而抑制植物的生长。被污染的土壤，在当年短时期内，会影响种子的发芽率、成苗率和正常生长，进而影响籽粒成熟和颗粒重及其营养成分；石油烃中分子量较小、高脂溶性化合物与有机物（脂肪等）亲和力大，能穿过植物细胞壁而与细胞膜结合，发生毒性作用，直接对生长的植物及土壤微生物产生毒害作用，并在作物果实中富集有害成分，危害牲畜、家畜，进而危害人体健康。

(2) 植物

原油泄漏对生态环境（主要指植物）的影响也较显著。泄漏原油粘附于植物叶片表面将阻断植物的光合作用，使植物枯萎、死亡；土壤污染造成的土壤理化性状变化往往也会影响植物生长，严重时可导致植物死亡；含油污水中油浓度不高时（几十毫克/升），对植物的影响不显著，但浓度较高时（几百毫克/升以上）可影响植物生长。因此，就土壤—植物生态系统而言，原油泄漏事故造成的影响一般比较显著，但由于植物生长范围较固定，因此影响仅限于直接有落地原油覆盖地区。

7.6. 风险防范措施

7.6.1. 钻井作业井喷主要防范措施

(1) 做好地质研究。常规井井眼轨道采用三段制井身剖面。井眼轨道的设计根据地质目标参数对造斜点、造斜率、井斜角和防碰措施进行优化。做到有利于正常安全钻井、固井质量的保证、测井作业的顺利、完井管柱的安全下入等。

(2) 套管选用气密封良好的特种金属密封扣。为保证气密封扣的密封性，

必须由专业下套管队伍采用专用下套管工具完成, 为了加强生产套管外环空的气密封性, 在储层的上下端各接入一只遇水遇油管外膨胀器。

(3) 井控是钻井作业安全工作的重要组成部分, 作业中严格执行《中国石油天然气集团公司石油与天然气钻井井控规定》、《中国石油天然气集团公司石油与天然气生产井下作业井控规定》, 施工单位严格按《石油天然气钻井健康、安全与环境管理体系指南》和《大港油田钻井井控实施细则》执行, 以确保方案顺利实施。

(4) 井场钻井时, 在井口处设置“井喷控制器”, 由四组阀门组成, 井喷时利用液压从不同方向关闭阀门组, 从而关闭井口控制井喷, 杜绝井喷的发生。大港油田分公司把严防井喷失控事故作为安全生产管理的重点工作来抓, 采取了一系列行之有效的措施, 具体措施如下:

①是加强员工井控培训, 井控操作实行持证上岗, 将先培训取得井控操作证后再上岗作为一项硬性制度;

②是井控装置送井、回收、检修都由专业公司负责, 安装、试压由专人负责, 确保每口井的防喷装置符合设计要求;

③是每个井队在钻开油气层前向上级部门提出验收申请, 待职能部门验收并签发《钻开油气层批准书》后再开钻;

④是钻井队技术人员从开钻到完井每天 24h 值班, 做到人员落实, 职责明确;

⑤是对重点井严格监督检查, 对一般井实行抽查, 对检查出的问题提出整改要求;

⑥是积极筹措资金, 为每个钻井队配置井控设备。

做好井控工作抓好“4 关键环节”:

①是开工前井控装置验收关;

②是强化井控岗位培训;

③是确实抓好坐岗观察;

④是规范不同工况下的日常防喷演习。

(5) 使用的泥浆参数必须符合钻井地质技术的规定要求, 在钻井过程中应及时根据设计参数调整好适宜的钻井液。泥浆比重和粘度要经常进行检查, 泥浆罐内检查每周至少一次。在钻开油层前必须加重泥浆的密度, 使泥浆的液柱压力

大于地层压力 3-5MPa，井场的重泥浆储备量须为井筒容积的 1.5-2 倍，并储备充足的泥浆加重剂。坚持坐岗观察，视泥浆循环罐内液面变化及时做出正确判断，采取有效处理措施；起下钻时应做到防抽吸和防喷、防卡，加强坐岗及记录，及时通知司钻向井内灌入适宜的钻井液。

(6) 储备足量的各种堵漏、加重、润滑剂等材料。钻开油层前要严格检查验收制度，注意防喷和防火。

(7) 井场设置明显地禁止烟火标志；井场钻井设备及电气设备、照明灯具符合防火防爆的安全要求，井场安装探照灯，以备井喷时钻台照明。在井架上、井场路口等处设置风向标，以便发生事故时人员能迅速向上风向疏散。按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其他消防器材。

(8) 钻井时要求带罐操作，泄漏物料应及时收集并妥善处置。

(9) 配置固控设备、钻井液流量指示器、液面指示器及油气监测设备。

(10) 钻井阶段及时清理井场周围废弃物，避免雨后污染环境。抓好井场建设，根据气候特点，做好井场的防护规划，并制定严格的井场岗位责任制。

(11) 钻井施工过程揭开油气层后应派专人进行警戒，发现异常情况应及时进行警示并根据情况采取疏散措施。

7.6.2. 地下水防范措施

(1) 井漏防范措施

在钻井过程中对井漏应坚持预防为主的原则，主要包括避开复杂地质环境、选用和维持较低的井筒内钻井介质压力、提高地层承压能力等防范措施：

①通过地质勘探合理选址

业主单位应结合区域水文地质资料，合理选择井眼位置，尽量避开溶洞和暗河等复杂地质，从井位选择上降低钻井工程风险。

②降低井下环空压耗

在保证钻井介质（水基钻井泥浆）能携带钻屑的前提下，尽可能降低钻井介质粘度，提高泥饼质量，防止因井壁泥饼较厚起环空间隙较小，导致环空压耗增大。

③在钻井过程中，应严格按照正确的程序操作进行钻井，禁止违规操作，并及时下套管封固井身。保证好固井的质量，严格按照设计保证水泥返深和质量。

（2）地下水防止串层以及防止套外反水防范措施

①钻井过程中使用双层套管，表层套管和油层套管固井水泥浆均返至井口，确保安全封闭此深度内的潜水层和承压水层，同时封固地表疏松地层，为井口控制和后续完井采用预应力固井创造条件。

②使用水基压裂液，在压裂前进行全井固井质量复测，全井段检测套管质量，在检查试压合格后在进行压裂作业，杜绝压裂期间压裂液污染地下水情况发生。

③在钻井施工过程中根据地层地质结构及含水层位的不同，采取下不同深度的表层套管，一般下套管至 400m 左右并注入水泥封固，确保表层套管能完全封闭含水层。而且，钻井施工过程中，不只是有表层套管，还会下技术套管、生产套管，并且每层套管和井壁之间会用水泥封固，防止地下水串层。在钻井过程中应当严格按照钻井程序进行。在钻杆钻进过程中和泥浆的使用过程中做好监督管理，做好工作人员的教育培训，保证泥浆的正常使用。

（3）分区防渗措施

分区防渗、加强监控、预警应急等措施：设置地下水背景监测井和污染监控井，制定地下水监测计划，定期进行监测，及时发现污染情况；制定地下水应急预案，一旦发生事故，及时启动应急预案，把对地下水的影响降低到最低程度。

7.6.3. 管线事故风险防范措施

（1）井场单井集输管线采用聚乙烯三层复合结构防腐，采用强制电流法对站外管线进行保护。

（2）严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收；管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格产品；对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。

（3）按规定进行管线维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生。

（4）加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

（5）在集输系统运行期间，定期清管，排除管内的积水和污物，以减轻管道内腐蚀；定期对管线进行超声检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；定期对集输管线上的安全保护设施，如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查，使管道在超压时能够得到安全处理，在管道破裂时能够及时截

断上下游管段，以减少事故时油气的释放量，使危害影响范围减小到最低程度。

(6) 定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。

7.6.4. 地表水风险事故风险防范措施

(1) 施工单位严格按照有关规定安排施工作业，合理进行施工组织 and 场地布置，施工时罐车位置应尽可能避让地表水体，选取远离地表水体的位置设置。

(2) 确保应急工具和设备齐备完好，准备围油栏、吸油毡、消油剂、接油桶等应急物资，以便在发生泄漏事故时对产生的油污污水进行及时回收和处理。避免对周围地表水环境产生大面积污染。

(3) 按照要求做好井控措施，杜绝井喷发生。

7.7. 事故应急措施

7.7.1. 井喷事故应急处置措施

(1) 井喷事故发生后，在应急领导小组统一领导下，抢险救援组采取措施控制井喷；

(2) 环境抢险组及时了解事发地地形地貌、气象条件、重要保护目标及分布情况；做好可能受污染人群的疏散工作及中毒人员的抢救工作；

(3) 环境抢险组采取挖坑（铺设防渗布）或用土截堵减少原油污染扩散，并对组织人力、设备（吸罐、泵车等）对油污进行清理；及时对受污染土壤进行洗消、清运，最大限度地减少对周边地表水体及其他环境的危害；

(4) 环境抢险组采取挡坝、挖掘污水池等措施阻止原油进入地表水体。若地表水体发生原油污染事件，在污染区域下游铺设围油栏进行围堵，格局实际情况采取下吸油毡、洒消油剂等措施，组织人力、设备（吸罐、泵车等）对水体进行油污清理、回收原油；

(5) 回收的原油拉运至所属联合站进行处理，受污染的土壤拉运至危废间定期交由有资质单位进行处理；

(6) 若发生地下水污染情况，应在污染区域地下水流场下游设置应急井，对污染的地下水进行抽排，将抽出的地下水通过罐车拉运至所属联合站进行处理，拉运污染水的罐应具有足够的防渗能力，杜绝运输过程中的跑冒滴漏，以免造成二次污染。

7.7.2. 井漏事故应急处置措施

(1) 一旦发现漏失，立刻提高钻具，然后停泵观察环空泥浆液面；同时泥浆工计算核对漏失量和漏失速度。若环空看不到液面，立刻提钻，同时往环空试灌入一定量的泥浆看是否能灌满。根据喷嘴直径和堵漏材料的粒径决定是否提完换钻头喷嘴。

(2) 对于有进无出的大漏，必须毫不犹豫地果断提钻，防止各种原因延误提钻而造成井下垮塌卡钻。提钻时不灌泥浆，但按提出钻具的体积和钻杆上的泥浆判断漏失井段。提钻时控制上提速度，防止上提过快造成卡钻。提钻到技套内。并注意做好井控工作，观察环空液面，防止先漏后喷。

(3) 对于渗透性漏失，立刻提高钻具，然后停泵观察环空泥浆液面；同时泥浆工计算核对漏失量和漏失速度。提出一部分钻具到安全井段，根据配堵漏泥浆的时间和井下情况决定提出钻杆数量，提钻时按提出钻具的体积灌入泥浆。钻台提钻时，同时快速组织人员按照泥浆工程师配方配制堵漏泥浆。泵房倒好闸门，并拆掉上水管线滤清器。堵漏泥浆配好后下钻至漏层位置小排量泵入，替入泥浆要准确计量，以判断堵漏泥浆的到达位置。

7.7.3. 储罐泄漏事件的处理

(1) 关闭罐区内雨排水阀门和采出水阀门，视事故情况启动防控系统；

(2) 工艺输油路线阀门关闭，将罐内油品抽出，倒罐、清罐；现场操作人员必须佩戴防护器具；

(3) 将泄漏在罐区防火堤内的油品收集，清理防控系统，将清理出的油品送入储罐，现场操作人员必须佩戴防护器具；

(4) 将泄漏于事故采出水储罐的油品收集，现场操作人员必须佩戴防护器具。

7.7.4. 管线泄漏事件的处理

(1) 采取有效措施，尽快切断泄漏源；

(2) 立即采取围、堵、吸附等措施控制影响范围，作业区应急救援队伍到达后进一步采取措施控制影响范围；

(3) 采用机械回收、吸附降解等方法，将泄漏油料最大限度地进行回收；

(4) 估泄漏对生态保护目标的破坏程度，形成报告。

7.7.5. 水体污染事件的应急处置措施

- (1) 事发单位采取有效措施，尽快切断污染源；
- (2) 应急救援队伍到达现场后全面了解突发事件情况；
- (3) 应急办召集应急抢险组、调度组和综合保障组人员现场开会，部署警戒、监测、抢险等工作；
- (4) 专家组制定抢险方案；
- (5) 抢险救援组迅速了解事发地及下游一定范围的地表及地下水文条件、重要保护目标及其分布等情况，针对特征污染物质，采取有效措施使之被有效拦截、吸收、稀释、分解，降低水环境中污染物质的浓度；
- (6) 综合保障组在事件发生地附近布置警戒；
- (7) 迅速在事件发生水域布点监测，在第一时间确定污染情况，出具监测数据；测量水体流速，估算污染水体转移速率。对污染状况进行跟踪调查，根据监测数据和其他相关数据，预测污染水体的迁移速度和影响范围，及时调整对策。
- (8) 抢险调度组，负责抢险人员的后勤生活保障。

7.8. 应急预案及应急监测

7.8.1. 应急预案

中国石油大港油田第五采油厂于 2021 年 12 月 14 日取得了天津市滨海新区生态环境局的备案意见。备案编号为：120116-2021-026-M。

建设单位应参照《突发环境事件应急管理办法》、《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》（环发〔2015〕4 号）、《企业事业单位突发环境事件应急预案评审工作指南（试行）》的通知（环办应急〔2018〕8 号）等文件，评价要求建设单位应结合本次开发试验建设内容和周围敏感点分布情况，修订完善应急预案。企业突发环境事件应急预案应与当地政府和相关部门以及周边企业的应急预案相衔接，加强区域应急物资调配管理，构建区域环境风险联控机制。

7.8.2. 应急监测

中国石油大港油田公司检测监督评价中心为厂应急监测小组，负责突发环境事件应急监测工作，分为实验室工作组和现场工作组。应急监测小组在监测设备、物资上做好随时应对突发事件发生的准备。应急监测小组成员保证 24 小时通讯畅通，接到指令，20 分钟内到达单位，同时做好准备。现场工作组做好安全防护，立即赶赴事故现场实地勘察，确定事故的类型、监测项目，及时反馈信息给

实验室工作组。

环境应急监测方案详见下表。

表 7.8-1 本项目应急监测方案表

项目	监测位置	监测因子	监测频率	备注
废气	井场场界	非甲烷总烃、CO、SO ₂	事故发生及处理过程中进行实时监测，过后 20min 一次直至应急结束	根据发生事故的装置确定具体的监测因子
	下风向敏感点			
废水	受污染的水体	pH、SS、COD _{cr} 、石油类		
土壤及地下水	管线泄漏处附近土壤及地下水	pH、石油类、石油烃（C6-C9）、石油烃（C10-C40）		

7.9. 环境风险评价结论

根据对本项目进行风险识别和源项分析可知，生产过程中危险、有害物质主要是原油（页岩油）、伴生气等。事故类型主要包括采出液泄漏、火灾爆炸等。本项目风险潜势综合判断为 I，评价等级为简单分析。报告书针对项目生产特点，结合对各类事故的影响分析，提出了有针对性的风险防范措施。在严格落实报告书提出的各项事故风险防范措施和应急预案情况下，本项目环境风险可控。

表 7.9-1 建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	2023 年页岩油产能建设项目				
建设地点	(天津) 市	(天津) 市	(滨海新区) 区	() 县	() 园区
地理坐标	经度	/	纬度	/	
主要危险物质及分布	本项目的危险物质是油类物质（页岩油）和伴生气，主要存在于管道内				
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	详见 7.4.3 章节				
风险防范措施要求	详见 7.6 章节				
填表说明（列出项目相关信息及评价说明）： 项目 Q<1。项目的环境风险潜势为 I，可开展简单分析。					

表 7.9-2 环境风险评价自查表

工作内容		完成情况			
风险调查	危险物质	名称	原油		
		存在总量 /t	62.4		
	环境敏感性	大气	500m 范围内人口数-人		5km 范围内人口数-人
			每公里管段周边 200m 范围内人口数（最大）		二人
		地表水	地表水功能敏感性	F1□	F2□
			环境敏感目标分级	S1□	S2□
		地下水	地下水功能敏感性	G1□	G2□

工作内容		完成情况					
		包气带防污性能	D1 ☐	D2 ☐	D3 ☐		
物质及工艺 系统危险性	Q 值	Q<1 ☒	1≤Q<10 ☐	10≤Q<100 ☐	Q>100 ☐		
	M 值	M1 ☐	M2 ☐	M3 ☐	M4 ☐		
	P 值	P1 ☐	P2 ☐	P3 ☐	P4 ☐		
环境敏感程 度	大气	E1 ☐	E2 ☐		E3 ☐		
	地表水	E1 ☐	E2 ☐		E3 ☐		
	地下水	E1 ☐	E2 ☐		E3 ☐		
环境风险潜 势	IV ⁺ ☐		IV ☐	III ☐	II ☐	I ☐	
评价等级	一级 ☐	二级 ☐		三级 ☐	简单分析 ☐		
风 险 识 别	物质危 险性	有毒有害 ☒		易燃易爆 ☒			
	环境风 险 类型	泄露 ☒		火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放 ☒			
	影响途 径	大气 ☒		地表水 ☒	地下水 ☒		
事故情形分 析	源强设定方法	计算法 ☐	经验估算法 ☐	其他估算法 ☐			
风 险 预 测 与 评 价	大气	预测模型	SLAB ☐	AFTOX ☐	其他 ☐		
		预测结果	大气毒性终点浓度-1 最大影响范围_米				
			大气毒性终点浓度-2 最大影响范围_米				
	地表水	最近环境敏感目标__，到达时间__h					
	地下水	下游厂区边界到达时间__h					
		最近环境敏感目标__，到达时间__h					
重点风险防 范措施	详见防范措施章节						
评价结论与 建议	在认真落实本报告提出的各项风险防范和应急措施后，项目的风险处于可控。						
注：“ ☐ ”为勾选项，“”为填写项							

8. 环境保护措施可行性论证

8.1. 施工期环境保护措施可行性论证

8.1.1. 施工期大气污染防治措施

8.1.1.1. 施工扬尘

为最大程度减轻施工扬尘对周围大气环境的影响,根据《天津市大气污染防治条例》、《天津市建设工程文明施工管理规定》、《天津市人民政府办公厅关于印发天津市重污染天气应急预案的通知》、《建设工程施工扬尘控制管理标准》(原天津市城乡建设和交通委员会)、《关于严格执行全市城区房屋建筑施工现场扬尘治理六个百分之百标准的通知》等文件的有关要求,施工现场扬尘控制措施,具体如下:

表 8.1-1 施工期扬尘污染防治措施一览表

序号	防治措施	具体要求	本项目已采取的措施
1	设置扬尘防治公示牌	必须在施工现场出入口明显位置设置扬尘防治公示牌,内容包括建设、施工及监管等单位名称、扬尘防治负责人的名称、联系电话、举报电话等。	设置公示牌
2	密闭苫盖措施	①生活垃圾应用封闭式容器存放,日产日清,严禁随意丢弃;②施工现场集中堆放的土方必须采取覆盖、固化或绿化等降尘措施,严禁裸露。	生活垃圾放置在垃圾桶内,开挖过程中的表土剥离后采取苫盖措施,项目管道开挖产生的土堆、料堆全部覆盖。
3	洒水抑尘措施	遇到干燥、易起尘的土方工程作业时,应辅以洒水压尘,尽量缩短起尘操作时间,遇到四级及四级以上大风天气,应停止土方作业,同时作业处覆以防尘网。	场地平整阶段避免在四级及四级以上大风天气施工,同时辅助洒水抑尘。
4	施工场地硬化	①对主要出入口、主要道路、堆放区的地面按规定进行硬化处理。②施工现场出入口必须采用混凝土进行硬化或采用硬质砌块铺设,严禁使用其他软质材料铺设。	项目采取钢板对出入口及主要道路铺设钢板进行硬化。
5	拌合	具备条件的地区施工现场必须使用商品混凝土、预拌砂浆,严禁现场搅拌。	使用拌合好的混凝土
6	施工场地扬尘治理	项目施工期制定扬尘污染防治实施方案,落实扬尘污染防治措施;配合当地政府及扬尘污染防治主管部门,采取重污染天气应急响应措施。在重污染天气预警期间或者出现四级以上大风天气状况时,除应急抢险外,应当停止拆除、爆破、土石方等可能产生扬尘污染的作业。	制订防尘措施,泼洒抑尘等。

本项目建设阶段周期较短，工程量较小，大气污染物随建设阶段的结束而消失，对区域环境空气质量和环境保护目标影响较小，措施经济、技术合理，措施可行。

8.1.1.2. 运输车辆废气

施工前期加强设备和运输车辆的检修和维护，保证设备正常稳定运行，使用合格的燃料，设备和车辆不超负荷运行，从而从源头减少设备和车辆废气对环境的影响，措施是可行的。

8.1.2. 施工期地表水污染防治措施

8.1.2.1. 废水收集治理措施

(1) 钻洗井废水

①钻井废水排入泥浆罐，对废弃钻井泥浆罐中上清液废水循环使用。

②钻井架座底表面有通向泥浆罐的导流槽，保证钻井废水全部进入泥浆罐中，无随意漫流现象，杜绝钻井泥浆流失。

③严格操作程序，减少钻井液的跑冒滴漏，减少废钻井液产生量。

④钻井结束后，钻洗井废水运送至大港油田原油运销公司废弃泥浆处理厂处置。

⑤合理安排施工时间，施工单位严格按照有关规定安排施工作业，合理进行施工组织和场地布置。

(2) 压裂返排液

①配备压裂返排液地上收集罐，对压裂返排液进行统一收集，入罐率 100%。

②压裂车出口与井口采用高压密闭连接，施工中做到密闭作业，密闭施工。

③使用水基压裂液，在压裂前进行全井固井质量复测，全井段检测套管质量，在检查试压合格后在进行压裂作业，杜绝压裂期间压裂液污染地下水情况发生。

④项目压裂返排液分批压裂，每天运输一次，每次 50m³，大港油田原油运销公司废弃泥浆处理厂剩余处理能力满足本项目压裂返排液处理量。

⑤本项目压裂返排液 98%以上成分为水，不属于胍胶体系，处理时不需破乳。因此压裂返排液可直接拉运至大港油田原油运销公司废弃泥浆处理厂处理达标后用于区块注水开发，不外排。

8.1.2.2. 废水运输路线及运输方式合理性分析

本项目废水通过罐车公路运输方式运至钻修井废液处理站处理。运输线路以县、乡道公路，路况较好，运输线路走向合理，单次运输量较少；罐车运输可避免转运途中废水的“跑、冒、滴、漏”；通过对罐车 GPS 定位跟踪、废水外运三联单管理等环保管理制度的落实，本项目废水外运线路及运输方式是合理的。

在废水运输过程中加强运输环保管理：在运输过程中严格执行三联单制度；业主单位在做好各项防范措施和应急措施的同时，可邀请进、出辖区的相关环保部门加强对废水转运车辆的监督和指导，使意外事故危害降到最小。运输路线应选择避开环境敏感区，运输过程中应当严格根据已经选定的路线进行转运，不得擅自更改运输路线。对运输参与人员进行环境保护教育培训，提升应对泄漏等风险事故的应对能力。制作运输路线需要穿越的各个行政区域相应的环境保护等主管部门的通讯录，提升应急反应能力，将可能造成的环境影响降到最低。

8.1.2.3. 最近水体防范措施

距离本项目较近的地表水体为井场南侧子牙新河，为进一步减少对地表水体的影响，以上井场还应采取以下措施：

（1）将该井场尽量安排在冬季施工，施工单位严格按照有关规定安排施工作业，合理进行施工组织和场地布置，施工时罐车位置应尽可能避让地表水体，选取远离地表水体的位置设置。

（2）确保应急工具和设备齐备完好，准备围油栏、吸油毡、消油剂、接油桶等应急物资，以便在发生泄漏事故时对产生的油污污水进行及时回收和处理。避免对周围地表水环境产生大面积污染。

8.1.2.4. 事故废水及汛期雨水防范措施

参照《事故状态下水体的预防与控制技术要求》（Q/SY08190-2019）中相关要求，本评价要求建设单位建立事故状态下二级防控与控制体系，确保事故状态下的污水和污染雨水全部处于受控状态，防止对地表水水体的污染。二级防控机制具体如下：

（1）一级防控措施

第一级防控系统主要由洗井废水储罐组成，发生事故时通过潜水泵将事故废水以及污染雨水导入到洗井废水储罐中，确保废水不出场界，通过罐车运送到中国石油大港油田原油运销公司废弃泥浆处理厂进行处置。

（2）二级防控措施

第二级防控系统由钻井液备用罐、压裂返排液储罐等组成，若是发生较大泄漏，切断污染物与外部的通道，通过潜水泵将污染物和受污染的雨水导入钻井液循环罐及其备用罐、压裂返排液储罐中，从而将事故废水和汛期污染雨水污染控制在井场内。通过罐车运送到中国石油大港油田原油运销公司废弃泥浆处理厂进行处置。

8.1.3. 施工期噪声污染防治措施

为最大限度避免和减轻施工及运输噪声对周围声环境的影响，本评价要求建设单位严格按照施工噪声的管理规定，采取以下措施和建议：

（1）从声源上控制

选用网电钻机和网电压裂设备等噪声污染小的设备进行作业，泥浆泵选用低噪声设备，设置减振基础，从根本上降低源强；加强对设备的保养、维护，整体设备安放稳固，与地面保持良好接触，建议使用减振基座；尽量减少夜间运输量，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。

（2）加强管理

尽量避免在同一地点安排大量的高噪声设备，以避免局部声级过高；合理安排施工进度，尽量缩短工期，避免对施工周边造成长期影响；现场装卸管道、设备机具时，应轻装慢放，不得随意乱扔发出巨响；合理布置施工设备，噪声大的设备尽可能地远离环境保护目标。

（3）合理安排施工时间

本项目施工单位要严格遵守相关规定，合理安排施工时间。

采取以上措施后，该项目在施工期噪声环境影响将降到最小。上述措施被同类行业广泛使用，投入较少，不存在技术障碍。噪声污染随建设阶段的结束而消失，对区域声环境质量和环境保护目标影响较小。措施经济、技术合理，措施可行。

8.1.4. 施工期固体废物处置措施

8.1.4.1. 钻井泥浆和岩屑

（1）去向

钻井过程产生的岩屑、泥浆采用“泥浆不落地技术”进行处理，分离水（即钻井废水）大部分作为钻井泥浆配制用水重复利用、剩余部分经罐车运至段一联合站采出水处理系统；产生钻井泥浆土（岩屑和废弃泥浆）运至大港油田原油运销公司废弃泥浆处理厂处理。

（2）收集和贮存要求

①钻井废弃物采用专用收集罐收集和贮存，固控设备排出口与收集罐入口之间应做好连接，防止泄漏。

②不落地处理场地固控设备排出口与收集罐入口之间应铺设高强度防渗布，严禁使用不防渗的彩条塑料布，避免废弃物对土壤和地下水产生污染。完工后防渗布应回收处理。

③收集罐应不渗不漏，降雨量较大的季节或地区应设防雨措施。

（3）装卸运输要求

①拉运废弃物的车辆要证照齐全，符合特种车辆作业的管理规定；装卸与运输钻井废弃物时，应杜绝废弃物泄漏或洒落；全程采取防渗、防漏等措施；运输车辆实行 GPS 监控制度。如果条件允许尽可能地利用具有危险废物运输经营许可资质的企业负责，选用危险废物专业运输车辆，并配备必要的应急处置物资，确保转运过程安全可靠。按照规定线路行驶，控制并防范运输过程中可能发生的二次污染及环境风险。

②固体钻井废弃物运输车辆，罐式车辆入孔应密封，厢式车辆应做好密封，防止泄漏、洒落。

③运输钻井废弃物应建立运输台账。台账至少应包括：钻井废弃物的类别、钻井废弃物的重量或数量、钻井废弃物的起运地点及日期等相关方签字确认的转运联单。

④遇有雨、雪、大风恶劣天气时，应停止一切拉运。

⑤本项目使用罐车运输各种液体和半固体废物，需要按照设定的路线运输。所有运输线路尽可能不用乡村公路、城内闹市、商业街，优先选择国道，其次选择高速公路，力求线路简短，经济快捷。

（4）依托可行性分析

依托可行性分析详见 4.9 章节。

8.1.4.2. 非含有废防渗材料

项目钻前工程期间,按照相应防渗要求对井场等区域铺设防渗布进行防渗处理,钻井作业结束后,产生一定量的非含油废防渗布,其属于一般工业固体废物,由施工单位回收处理。

8.1.4.3. 生活垃圾

施工人员生活垃圾集中收集后,交由当地环卫部门统一收集处理,对周围环境影响较小。

8.1.4.4. 含油废防渗材料

若操作不当产生落地油,事故状态产生的落地油会落在防渗布上,产生含油防渗材料,场地清理完毕后送资质单位处置。

8.1.4.5. 落地油和含油岩屑

在钻井接近油藏地层时,岩屑中会夹杂有石油类污染物,称为含油岩屑,属于危险废物,同井下作业过程若操作不当产生的落地油一同运至大港油田原油运销公司油泥砂处理厂处理。可行性详见依托工程 4.9 章节。

综上所述,工程施工期固体废物均能得到妥善处理,施工期固体废物防治措施可行。

8.1.5. 施工期生态保护措施

(1) 井场生态保护措施

根据开发方案,本项目共建设井 5 个,对于不同时期的井场周边生态保护及井场生态恢复提出以下措施:

①控制井场作业面范围,钻井、井下作业与地面工程设施建设应尽量减少临时占地和永久占地。

②对井场建设必须砍伐的树木,应首先考虑异地移栽;无法异地移栽的,必须在其周围或附近地区等面积补种。

③不同地形井场生态保护措施设计:

a. 梁峁型井场:在围墙内以主体工程的地面硬化措施为主,辅以排水设施,围堰外以边坡挡墙和坡面植物防治措施为主;

b. 坡面型防治区:在围墙内以主体工程的地面硬化措施为主,辅以排水设施,围墙外以上游截排水工程和下游坡面防护结合植被防护措施为主;

c. 平台地防治区：在围墙内以主体工程的地面硬化措施为主，辅以排水设施，围墙外的临时占地采取土地整治复垦。

④井场的挖方边坡以蓄水型截水沟设计，根据截水沟的设计断面尺寸，沿施工线进行挖沟和筑埂。筑埂填方部分应将地面清理后均匀铺土，沟底或沟埂薄弱环节进行加固处理，截水沟的填方土埂外坡可植草护埂。

⑤临时占地在施工结束后，要及时将土回填，平整地面，覆土植树（草），栽植树种应保持与建设前植物种类一致。

⑥在井场围墙外侧种植乔木，对于井场施工中形成的填方边坡区，采取灌草护坡。先将坡面进行整治，然后沿等高线带状栽植灌木。对于高陡边坡，经削坡后种草。

井场生态保护措施平面布置示意图及不同地形下井场防治措施见下图：

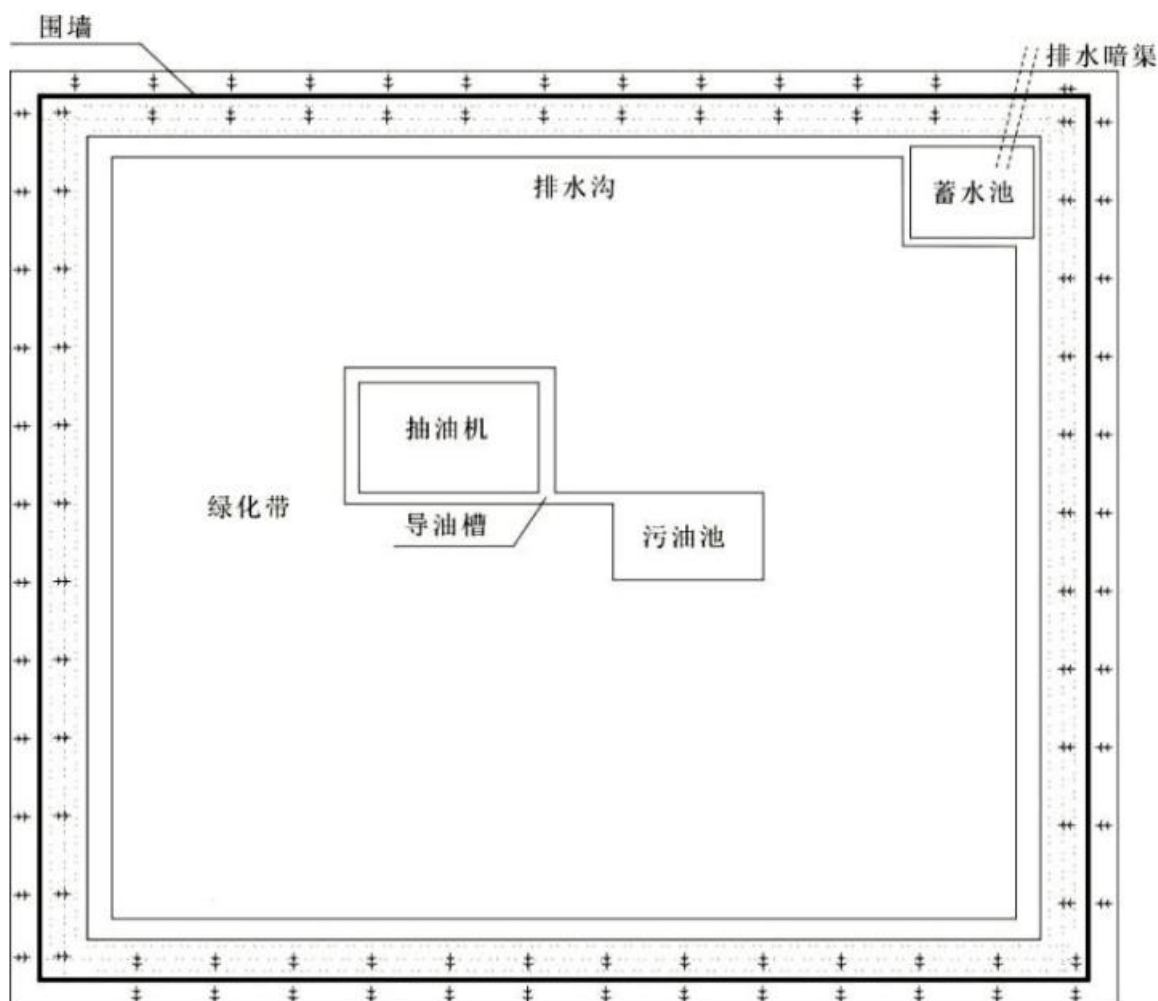


图 8.1-1 典型井场绿化措施示意图

(2) 管线生态保护措施

管线施工作业时必须平整场地，形成施工作业带，地表植被将会破坏，对于管线生态保护措施：

①对管道施工过程中无法避让必须占用土地，应将管线堆放及管线施工作业区集中于开挖区一侧，尽量减少临时占地；挖掘时将剥离表土集中堆放于开挖区另一侧，并应将 0-40cm 表层土、底层土分开堆放，回填时应分层回填，恢复原土层，保护土壤肥力，以利后期植被恢复。

②对输油管道采取防腐措施，防止管道泄漏对植被、土壤造成影响；长距离输油管道采用阴极保护，减缓管道腐蚀，减小原油管道因腐蚀穿孔泄漏的概率。

③管线经过不同地形段生态保护措施：

a. 途径农田段：由于管道施工分段进行，可能耽误一季农作物的种植。为减少沿线农田的破坏，应当优化路线及施工布置，将农田占用量降至最低；对已破坏的农作物，应与当地政府签订青苗补偿协议及复垦合约；耕地占用前，必须对耕地表层腐殖质土的进行分层剥离与堆放，同时采取拦护等措施，尽量减少土壤养分的流失；

b. 途径黄土斜坡地段：在纵坡上铺设管道，施工应尽量减少施工作业带的宽度，以降低对植被的损害，在施工作业带范围内由于施工机具（多为履带设备）通过和开挖管沟，使地表植被遭到破坏，而使表土裸露，到了雨季，雨水顺山坡而下，带走泥土，形成水土流失，严重的可引起山体滑坡，造成自然灾害。由于斜坡在开挖管沟后原有地貌已被破坏，对于每个斜坡段都应按照管沟开挖后沟底实际坡度修筑截水墙，坡度 15~25° 地段间距 12m 修筑草袋截水墙，25~35° 地段间距 10m 修筑石砌截水墙，>35° 地段修筑钢筋混凝土截水墙，截水墙底应置于稳定的管沟沟底并嵌入沟底 0.5m 以上，两侧嵌入管沟壁内 0.5m，并在地表保留 0.3~0.5m 的耕作层土壤以备后期绿化；

c. 途径河流、冲沟段：穿越应尽量选择枯水期进行，并在施工段上下游修筑导流围堰，对于坡度较大（>30°）且坡体不稳定的岸坡，应在回填完爬坡段管线后修筑砌石护岸，对于坡度较小且坡体稳定的岸坡可在夯实回填管沟后播撒草籽绿化，还应加强运行期对于穿跨越工程的巡护，发现边坡失稳时应及时挡护，确保集输安全与水土保持。

(3) 施工迹地恢复措施

本工程施工迹地包括增压装置、小型混输装置、拉油点、清水注水一体化集成装置、改造站场、道路等的永久征地以及钻井井场、管线和道路施工，增压装置、小型混输装置、拉油点、清水注水一体化集成装置、改造站场等的施工场所临时占地。从本工程施工期的不同施工占地类型来看，施工迹地占地类型主要为耕地（旱地）、草地和工业用地等。

施工迹地恢复措施主要采取人工恢复和自然恢复相结合的方式，加快植被的自然恢复。施工便道在工程结束后会形成条带状的裸露地表景观，在进行植被恢复之前应首先进行土壤改良，然后采取人工种植和植被恢复措施进行生态重建。施工迹地生态重建时应及时收集、处理施工场地及周围因施工而产生的垃圾与各种废弃物，工程回填物应首先考虑弃土、弃石和弃渣，并力求做到“挖填平衡”。表土开挖前需先将表层腐殖质土的进行分层剥离与堆放，同时采取拦护等措施，尽量减少土壤养分的流失；施工结束后，需及时进行回填平整，回填时应分层回填，恢复原土层，保护土壤肥力，以利后期植被恢复。

对于施工迹地等破坏区，施工结束后应按照《土地复垦规定》进行土地复垦和植被重建工作。凡受到施工车辆、机械破坏的地方均要进行土地平整、疏松，并在适当季节进行植树或栽种农作物(根据不同地段的生态环境特点选择适合于当地生长的树种、农作物)，尽快恢复原有土地利用功能。加强对绿化植物的管理和维护，减少运行初期因植被未恢复而造成的水土流失。

8.2. 运营期环境保护措施及其可行性论证

8.2.1. 运营期大气污染防治措施

8.2.1.1. 防治措施

本项目生产运营期的废气主要为油气集输过程烃类气体的无组织挥发，本项目拟采取以下措施：

①采用技术质量可靠的设备、仪表控制、阀门等。

②为加强井场生产情况跟踪，在每口井井口安装压力变送器，准确记录并实时发送井口油压、套压等关键数据，一旦发现异常会立即报警。同时井场安装安全视频监控装置，便于井场区域内情况的检查。

③加强井下作业和油井生产管理，减少烃类散失，修井作业前，做好油井的

压力监测，并准备应急措施。

④油井密封性：为了确保油气井密封性，必须确保从钻井到完井投产的每一步使用的工具、完成的工艺都具有密封性。

同时，根据《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）（以下简称“排放控制标准”）中排放控制要求，评价提出以下原则措施要求：

①事故油罐和缓冲罐控制要求

a. 满足排放控制标准 5.2.1 储罐控制要求中固定顶罐的控制要求；

b. 满足排放控制标准 5.2.3 中相应储罐类型的运行维护要求。

②设备与管线组件 VOCs 泄漏控制要求

按照下列频次对设备和管线组件的密封点进行 VOCs 泄漏检测。

a. 对设备与管线组件的密封点每周进行目视观察，检查其密封处是否出现可见泄漏现象。

b. 泵、压缩机、阀门或开口管线、泄压设备、取样连接系统至少每 6 个月检测一次。

c. 法兰及其他连接件、其他密封设备至少每 12 个月检测一次。

d. 对于直接排放的泄压设备，在非泄压状态下进行泄漏检测。直接排放的泄压设备泄压后，应在泄压之日起 5 个工作日之内，对泄压设备进行泄漏检测。

通过采取以上措施，可以确保油气密封性，可最大限度地减少烃类气体的无组织挥发。

8.2.1.2. 类比调查

井场正常运行中会有少量无组织非甲烷总烃挥发。类比《中国石油大港油田第五采油厂 2017-2020 年产能建设项目（四阶段）竣工环境保护验收调查表》中天津众联环境监测服务有限公司 2021 年 11 月 23、24 日出具的《检测报告》（报告编号：ZL-QZ-211111-10、ZL-QZ-211111-11、ZL-QZ-211111-12）中西 46-3-8、西 41-8-2、西 48-8-14 井场非甲烷总烃数据，见下表。

表 8.2-1 井场无组织非甲烷总烃结果一览表

序号	井场	日期	单位	检测结果	评价标准	达标情况
1	西 46-3-8	2021. 11. 12	mg/m ³	0.37-1.27	2.0	达标
2	西 41-8-2	13		0.41-1.24		

3	西 48-8-14			0.38-1.27		
---	-----------	--	--	-----------	--	--

根据类比调查，一拖六和一拖三井场场界无组织非甲烷总烃浓度满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019)大气污染物浓度限值(4.0mg/m³)。

本项目运营期井场地面设施同现有井场相似，具备可类比性，预计项目实施后场界非甲烷总烃满足相关标准，措施可行。

8.2.2. 运营期废水污染防治措施

本项目运营期的主要废水是采出水及井下作业废水，采出水依托西二联合站采出水处理设施处理，井下作业废水依托中国石油大港油田原油运销公司废弃泥浆处理厂处理。

(1) 采出水

本项目油井采出液经过西二联合站三相分离器分离后的采出水经过采出水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)中规定的回注标准后全部回注，不外排。西二联合站采出水处理单元满足本工程采出水需求(详见依托可行性分析章节)。

(2) 井下作业废水

本项目井下作业废水由中国石油大港油田原油运销公司废弃泥浆处理厂处理，其处理工艺和处理能力可满足本项目依托(详见依托可行性分析章节)。

8.2.3. 运营期噪声污染防治措施

8.2.3.1. 防治措施

采油过程中噪声源主要为抽油机的电机噪声，本项目均选用同类产品中的低噪音设备，并采取避振喉、减振座等措施治理。

8.2.3.2. 类比调查

类比《中国石油大港油田第五采油厂 2017-2020 年产能建设项目(四阶段)竣工环境保护验收调查表》中天津众联环境监测服务有限公司 2021 年 11 月 23、24 日出具的《检测报告》(报告编号：ZL-QZ-211111-10、ZL-QZ-211111-11、ZL-QZ-211111-12)中西 46-3-8、西 41-8-2、西 48-8-14 井场厂界噪声数据，见下表。

表 8.2-2 井场噪声结果一览表

序号	井场	日期	单位	检测结果	评价标准	达标情况
1	西 46-3-8	2021.11.12-13	dB(A)	昼间 50-53	60	达标

				夜间	40-43	50	
2	西 41-8-2			昼间	51-53	60	
				夜间	45-47	50	
3	西 48-8-14			昼间	50-52	60	
				夜间	40-44	50	

根据类比调查,井场一拖六和一拖三均满《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中二类标准,本项目初期自喷方式采油,中后期采用同现有井场一致的抽油机和抽油泵。

通过类比预计本项目运营期场界噪声满足相关标准。噪声污染控制措施可行。

8.2.4. 运营期固体废物处置措施

本项目运营期固体废物主要为落地油及废防渗材料,根据《国家危险废物名录(2021 年版)》(部令第 15 号)、《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021 年第 74 号),以上废物均属危险废物,落地油采取桶装形式收集、废防渗材料折叠打包,直接委托有危废处置资质单位接收处置。

8.2.4.1. 工程控制措施

修井作业要按照“铺设作业、带罐上岗”的作业模式,及时回收落地原油等废物。建议采用“绿色修井技术及配套设备”,以原油不出井筒为目的,达到“三不沾油”,即井场不沾油、设备不沾油、操作工人身上不沾油。具体措施包括:

(1) 修井前实施压井技术(即对油井修井前向其注入高压水,冲刷油管和套管)以及安装井下卸油器,从源头减少落地油的产生;

(2) 使用撞击式泄油器、提杆式泄油器、提管式泄油器解决包括抽油杆砂卡或断脱等不利情况在内的油管泄油问题,保证油管内原油全部泄入开筒,而不落地;使用方便、耐用的油管刮油器和抽油杆刮油器,将管和杆壁上附着的原油刮净,并使原油经装置直接回流返回套管,避免将原油带至地面;

(3) 项目运营期修井作业时,作业场地下方铺设防渗布,产生的落地油直接落在防渗布上,可以有效控制落地油的污染影响。

以上技术措施及设备已得到实际应用,对控制落地原油的产生具有了很好的效果。建议建设单位在修井作业时结合实际情况,对施工单位提出具体技术要求。

8.2.4.2. 运输措施

本项目产生的危险废物应按照《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》

（生态环境部公告 2021 年第 74 号）落实以下相关管理要求：

（1）危险废物运输要求

落实危险废物识别标志制度，对危险废物的容器和包装物以及收集、运输危险废物的设施设置危险废物识别标志。填写危险废物的收集记录、转运记录表，并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。落实环境保护标准制度，按照国家有关规定和环境保护标准要求贮存、利用、处置危险废物，不得将其擅自倾倒处置。危险废物收集和运输过程的污染控制执行《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）等有关规定。

收集危险废物的硬质桶应按要求设置明显的表明危险废物相关信息的标签，标签信息应填写完整详实。具体要求如下：

- a. 危险废物标签规格颜色说明：规格：正方形，40×40cm；底色：醒目的橘黄色；字体：黑体字；字体颜色：黑色。
- b. 危险废物类别：按危险废物种类选择，危险废物类别如图 5.2-3 所示；
- c. 材料应坚固、耐用、抗风化、抗淋蚀。危险废物相关信息标签如图 5.2-4 所示。
- d. 装载液体、固体的危险废物的硬质桶内必须留足够的空间，硬质桶顶部与液体表面之间保留 100mm 以上的空间。

（2）危险废物委托处置要求

落实危险废物经营许可证制度，禁止将危险废物提供或委托给无危险废物经营许可证的单位或者其他生产经营者从事收集、贮存、利用、处置活动。

在井场修井作业现场管理中，按照有关规定建立相应的规章制度和污染防治措施，严格落实作业前后环保交接制度，作业队伍必须严格遵守相应的无污染作业准则，确保无污染作业率达到 100%。运输按照《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）要求进行运输管理，危废的转移过程应按照《危险废物转移管理办法》（部令 23 号）执行。

本项目建成后第五采油厂总产能基本维持稳定产能，油田产生的固体废物总量基本不变，依托大港油田原油运销公司油泥砂处理厂处理可以满足要求。所有产生的固体废物均能得到妥善处置，符合“减量化、资源化、无害化”的原则，对周边环境影响较小。

综上，项目固废污染防治措施从技术可行性、经济可行性、长期稳定运行可靠性角度分析，措施可行。

8.2.5. 运营期生态保护措施

（1）井场生态保护措施

- ①井下作业按照“铺设作业、带罐上岗”作业漠视，及时回收落地油；
- ②洗井和修井产生的含有污水由罐车运往附近站场污水处理装置集中处理，不得随地排放，避免对土壤和水体造成影响；
- ③加强对偏远拉油井场的管理，杜绝跑冒滴渗漏，对拉油装卸平台采取地面硬化和防渗措施，防止落地油进入土壤环境；
- ④对井场防渗污油池中的油泥，委托有资质的单位及时清理，并进行安全处置；
- ⑤及时回收井下作业过程中产生的落地油，将落地油的污染限制在井场范围内。

（2）站场生态保护措施

- ①对各种设备、管线、阀门定期进行检查，防止跑、冒、滴、漏，及时巡检管线，一旦发生事故应及时采取相应的补救措施，尽量减小影响和损失；
- ②污染源及环境保护设施应加强管理，保证达标排放；
- ③加强对绿化植物的管理和维护，减少运行初期因植被未恢复而造成的水土流失；
- ④本项目事故条件下将对生态环境造成较大的影响，因此须对事故风险严加防范和控制。发生油气泄漏等突发性时间，应当采取紧急措施，防止污染面积扩大；落地污油等应当尽快予以清除，并对受污染的土壤进行处理。

（3）管线生态保护措施

- ①在管线上方设置各种标志，以防各类施工活动对管线的破坏。
- ②建设单位应加强各种防护工程的维护、保养与管理，加强对道路和输油管线沿线生态环境的监测与评估，及时发现滑坡、坍塌、泥石流等隐患，提前采取防治措施。
- ③加强宣传教育，提高输油管线沿线居民的环保意识，加强对绿化工程的管理与抚育，防虫、防火，禁止在输油管线沿线附近取土，以避免造成输油管线破

坏、导致原油泄露污染事件。

④加强管线巡检力度，对腐蚀、老化的管线及时更换，降低泄漏事故的发生概率。

⑤对于输油管线原油泄露造成的土壤污染，根据土壤类型可采取不同的措施，灰棕漠土由于土壤渗透性强，易渗漏，污染面积一般较小，但污染深度较大，易于控制和收集，应将污染土层挖出后集中处理，并及时覆土恢复。

（4）道路生态保护措施

①对道路尚未硬化易产生扬尘的路段，采取洒水抑尘、设限速标示等措施，减少道路的无组织扬尘产生量，以保护道路两侧生态环境；

②主要道路设置截排水沟，减轻对道路路基的冲刷，减少水土流失量；

③定期对路基边坡进行维护，提高其防护能留，防止土壤受到侵蚀。

8.3. 地下水、土壤环境保护措施

根据项目环境水文地质调查及预测评价，项目可能会引起土壤环境受到影响及潜水地下水的水质变化，因此选址区应按照国家相关的法律法规要求，做好厂区内地下水环境保护措施，本章从项目地下水、土壤保护措施的原则、采取措施、监控措施、应急措施等几方面，分别进行论述。

8.3.1. 防控原则

8.3.1.1. 地下水污染防控原则

根据《环境影响技术评价导则 地下水环境》（HJ 610-2016）的要求，地下水保护措施与对策应符合《中华人民共和国水污染防治法》的相关规定，按照“源头控制，分区防治，污染监控，应急响应”，突出饮用水水质安全的原则确定。

项目地下水污染防治原则如下：

1、源头控制：主要包括在工艺、管道、设备、储存及处理构筑物采取相应措施，防止和降低污染物跑、冒、滴、漏，将污染物泄漏的环境风险事故降到最低程度；

2、分区防治措施：结合建设项目各生产设备、贮存与运输装置、污染物贮存与处理装置、事故应急装置等的布局，根据可能进入地下水环境的各种有毒有害原辅材料、中间物料和产品的泄漏（含跑、冒、滴、漏）量及其他各类污染物的性质、产生量和排放量，划分污染防治区，提出不同区域的地面防渗方案，给

出具体的防渗材料及防渗标准要求，建立防渗设施的检漏系统；以特殊装置区为主，一般生产区为辅；事故易发区为主，一般区为辅；

3、地下水污染监控：建立场地地下水环境监控体系，包括建立地下水污染监控制度和环境管理体系、制定监测计划、配备先进的监测仪器和设备，以便及时发现问题，及时采取措施；

4、制定地下水风险事故应急响应预案，明确风险非正常状况下应采取的封闭、截流等措施，提出防止受污染的地下水扩散和对受污染的地下水进行治理的方案。

8.3.1.2. 土壤污染防控原则

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）的要求，本项目土壤环境保护措施基本要求如下：

（1）土壤环境保护措施与对策应包括：保护的对象、目标，措施的内容、设施的规模及工艺、实施部位和时间、实施的保证措施、预期效果的分析等，在此基础上估算环境保护投资，并编制环境保护措施布置图；

（2）在建设项目可行性研究提出的影响防控对策基础上，结合建设项目特点、调查评价范围内的土壤环境质量现状，根据环境影响预测与评价结果，提出合理、可行、操作性强的土壤环境影响防控措施；

（3）改、扩建项目应针对现有工程引起的土壤环境影响问题，提出“以老带新”措施，有效减轻影响程度或控制影响范围，防止土壤环境影响加剧；

（4）涉及取土的建设项目，所取土壤应满足占地范围对应的土壤环境相关。

8.3.2. 源头控制措施

（1）施工期

①在施工前充分研究地质设计资料等，优化钻井施工工艺、泥浆体系等，对钻井过程中可能发生的泥浆漏失的情况，采用强钻方式快速钻穿漏失层达到固井层位。选用合理泥浆密度，实现近平衡压力钻井，降低泥浆环空压耗，降低泥浆激动压力，从而降低井筒中泥浆动压力，减小泥浆漏失量。钻井过程中的固井措施，一方面加固井壁，同时也有分隔地层的作用，使各个不相联通的地层分隔开来，保持其原有的循环运移道路。

②本项目施工期采用“泥浆不落地”工艺，钻井废水收集至泥浆罐中，大部

分循环利用，不能利用的由罐车拉运至钻修井废液处理站处理达标后回注油层不外排；压裂返排液暂存于罐中，定期通过罐车运送到钻修井废液处理站处理达标后回注油层不外排；试油时在井场铺设防渗布，及时回收落地油，要求落地油 100% 回收。

③钻井过程中使用双层套管，采取全井段固井措施，水泥返深至地面，确保完全封闭，保证地下水水质安全。使用水基压裂液，在压裂前进行全井固井质量复测，全井段检测套管质量，在检查试压合格后在进行压裂作业，杜绝压裂期间压裂液污染地下水情况发生。

④单井管线埋设严格按照遵守相关规定，严格控制开挖深度，加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造

成泄漏事故的发生；

⑤采用高质量的输送管线和先进的监控手段，防止原油的泄漏；按照规定定期对井场内的设备和输油管道开展检验、保养，一旦发现异常，及时更换易损及老化部件，杜绝跑冒滴漏的发生，并随时做好抢修，加强抢修队伍训练和工作演练，防止油气泄漏事故对地下水污染事故的发生。

（2）运营期

①井下作业过程中，井场设置船型围堰，带罐作业，防止原油、污水落地，井下作业废水全部拉运至钻修井废液处理站处理达标后回注地层，不外排；②采出水在依托的段一联合站采出水处理站内处理达标后回注地层，不外排；

③加强对集油管线的维护保养，定期检查，及时发现问题并进行维修，防止原油泄漏事故。

④加强油井管理，一旦发现油井出油异常，应及时查明原因，若是套管损坏，应及时开展修井作业，采用水泥灌浆等措施封堵套管，防止含油污水泄漏污染地下水；

⑤井口安装压力变压器，准确记录并实时发送井口油压、套压等关键数据，一旦发现异常会立即报警，一旦发生事故，立即启动应急预案和应急系统，把对地下水的影响降低到最低程度。

⑥提高现场工作人员素质和管理水平，严格定期检查各种设备的制度，积极

培养工作人员的责任意识；

(3) 退役期

①退役期拆除采油设备，清除回收输油管线内残余的原油，彻底清理回收井场内的落地油，避免对浅层地下水造成污染；

②对废弃油井进行彻底的封井措施，避免深部石油串层造成对地下水的污染。

8.3.3. 防扩散措施

项目在建设及运营期应采取以下措施：

1、项目建设运营期环境管理需要，厂区内建设的地下水监控井应设置保护罩及设置安全台或设置单独保护房，以防止污水漫灌进入环境监测井中。

2、应对该项目地下水环境设置必要的检漏时间及周期，在一个检漏周期内，对可能有污染物跑冒滴漏等产生的地区进行必要的检漏工作，及时发现污染物渗漏等事件，采取补救措施，

3、需要在下游设置专门的地下水污染监控井，以作为日常地下水监控及风险应急状态的地下水监控井。

8.3.4. 分区防控措施

8.3.4.1. 分区防控措施要求及方法

根据前述地下水环境影响分析结果，本项目基本不会对厂界外地下水环境产生影响，但出于安全考虑，仍建议对车间和污水处理站进行一定的防渗处理，具体要求参考《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）要求。

一般情况下，应以水平防渗为主，防控措施应满足以下要求：

1、已颁布污染控制国家标准或防渗技术规范的行业，水平防渗技术要求按照相应标准或规范执行，如 GB 16889、GB 18597、GB 18598、GB 18599、GB/T 50934 等；

2、未颁布相关标准的行业，根据预测结果和场地包气带特征及其防污性能，提出防渗技术要求；或根据建设项目场地天然包气带的防污性能、污染控制难易程度和污染物特性，参照表 7.4-1 提出防渗技术要求。其中污染控制难易程度分级和天然包气带防污性能分级分别参照下表进行相关等级的确定。

表 8.3-1 地下水污染防渗分区参照表

防渗分区	天然包气带	污染控制	污染物类型	防渗技术要求
------	-------	------	-------	--------

	防污性能	难易程度		
重点防渗区	弱	难	重金属、持久性污染物	等效黏土防渗层 Mb≥6. 0m， K≤1×10 ⁻⁷ cm/s；或参照 GB18598 执行
	中-强	难		
	弱	易		
一般防渗区	弱	易-难	其他类型	等效黏土防渗层 Mb≥1. 5m， K≤1×10 ⁻⁷ cm/s；或参照 GB16889 执行
	中-强	难		
	中	易	重金属、持久性污染物	
	强	易		
简单防渗区	中-强	易	其他类型	一般地面硬化

表 8.3-2 污染控制难易程度分级参照表

污染控制难易程度	主要特征
难	对地下水环境有污染的物料或污染物泄露后，不能及时发现和处理
易	对地下水环境有污染的物料或污染物泄露后，可及时发现和处理

表 8.3-3 天然包气带防污性能分级参照表

分级	包气带岩土渗透性能
强	岩（土）层单层厚度 $M_b \geq 1.0m$ ，渗透系数 $K \leq 10^{-6} cm/s$ ，且分布连续、稳定
中	岩（土）层单层厚度 $0.5m \leq M_b < 1.0m$ ，渗透系数 $K \leq 10^{-6} cm/s$ ，且分布连续、稳定；岩（土）层单层厚度 $M_b \geq 1.0m$ ，渗透系数 $10^{-6} cm/s < K \leq 10^{-4} cm/s$ ，且分布连续、稳定
弱	岩（土）层不满足上述“强”和“中”条件

根据以上防渗分区技术方法，按照项目总平面设计，结合厂区可能泄漏至地面区域污染物的性质和生产单元的构筑方式，以及潜在的地下水污染源分类分析，将厂区划分为简单防渗区、一般防渗区和重点防渗区。

根据以上分区情况，对装置防渗分区情况进行统计，地下水污染防治分区见下表所示。

表 8.3-4 地下水污染防渗分区

位置	单设施名称	防渗等级
井场	采油井井身	重点防渗
输油管线	输油管线	重点防渗
施工井场	钻机、压裂等设备以及钻井液储罐、压裂返排液储罐区等	重点防渗
	泵房	一般防渗
	办公区	简单防渗

重点污染防治区防渗层的防渗性能不应低于 6.0m 厚渗透系数为 $1 \times 10^{-7} cm/s$ 的黏土层的防渗性能；一般污染防治区的防渗层的防渗性能不应低于 1.5m 厚，

渗透系数为不大于 $1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的等效黏土防渗层的防渗水平。简单防渗区防渗技术要求是一般地面硬化。本项目输油管线外包防腐材料，油井采油树周围、输油管线接口处下方均铺设防渗膜；施工期钻机、压裂设备等设备处铺设防渗布，钻井液储罐以及压裂返排液储罐等液体物料储罐区均设置围堰并铺设防渗膜。

8.3.5. 地下水环境监测与管理

项目地下水环境监测应参考《地下水环境监测技术规范》(HJ/T164-2020)等地下水监测的规范标准，结合项目本身含水层系统和地下水径流系统特征，考虑潜在污染源、环境保护目标等因素，布置地下水跟踪监测点，建立地下水污染监控体系，应以潜水作为主要监测对象。同时监测井的布置应遵循以下原则：

(1)重点污染防治区加密监测原则，重点污染防治区设地下水污染监控井。地下水污染监控井应靠近重点污染防治区的主要潜在泄漏源，并布设在其地下水水流的下游；

(2)以浅层地下水监测为主的原则；

(3)上、下游同步对比监测原则；

(4)监测点不要轻易变动，尽量保持单井地下水监测工作的连续性。

8.3.5.1. 地下水监测井布置

1、地下水监测井布设

为了及时准确地掌握场地及周围地下水环境质量状况和地下水体中污染物的动态变化，应建立覆盖全场区的地下水长期监控系统，建立完善的监测制度。

根据 HJ610-2016 的要求结合《地下水环境监测技术规范》HJ/T164-2020，对厂区地下水跟踪监测点进行布设。根据 HJ610-2016 中关于跟踪点监测数量的要求可知：

(1)二级评价的建设项目，一般不少于 3 个，应至少在建设项目场地下游布置 1 个。

(2)明确跟踪监测点的基本功能，如背景值监测点、地下水环境影响跟踪监测点、污染扩散监测点等，必要时，明确跟踪监测点兼具的污染控制功能。

根据要求项目，利用现状监测井作为地下水监测井。项目监测层位为第四系潜水层地下水（表 7.5-1）。

2、地下水监测因子

根据本次地下水环境监测结果，结合项目特征污染物进行监测，监测因子见下表。

3、监测频率

根据该地区环境水文地质特征及结合监测规范要求，对照监测点采样频次宜不少于每年 1 次，地下水跟踪监测井一年监测 2 次，如发现异常，应增加监测频率。地下水监测井监测计划见下表。地下水监测采样及分析方法应满足《地下水环境监测技术规范》（HJ/T164-2020）的有关规定。

表 8.3-5 地下水水质监测计划一览表

序号	孔号	区位	流场方位	功能	监测层位	监测频率	监测项目	备注
1	S3	厂区西北侧	上游	背景值监测	潜水	每年枯水期采样一次	pH、氨氮（以 N 计）、硝酸盐（以 N 计）、亚硝酸盐（以 N 计）、挥发性酚类（以苯酚计）、氰化物、砷、汞、铬（六价）、总硬度、铅、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量（COD _m 法，以 O ₂ 计）、硫酸盐、氯化物、铝、COD、总氮、石油类。	利用现状地下水监测井
2	S5	厂区东南	下游	跟踪监测点		一年监测 2 次，枯水期和丰水期各监测一次，如发现异常，应增加监测频率。		
3	S1	厂区东南	下游					

注：水质监测评价参照《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）、《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）。

8.3.5.2. 地下水监测管理

为保证地下水监测有效、有序管理，须制定相关规定、明确职责，采取以下管理措施和技术措施：

（1）管理措施

- ①防止地下水污染管理的职责属于环保管理部门的职责之一。项目区环境保护管理部门指派专人负责防止地下水污染管理工作。
- ②项目区环境保护管理部门应委托具有监测资质的单位负责地下水监测工作，按要求及时分析整理原始资料、监测报告的编写工作。
- ③建立地下水监测数据信息管理系统，与项目区环境管理系统相联系。
- ④根据实际情况，按事故的性质、类型、影响范围、严重后果分等级地制订相应的预案。在制定预案时要根据本厂环境污染事故潜在威胁的情况，认真细致

地考虑各项影响因素,适当的时候组织有关部门、人员进行演练,不断补充完善。

(2) 技术措施:

①按照《地下水环境监测技术规范》HJ/T164-2020 要求,及时上报监测数据和有关表格。

②在日常例行监测中,一旦发现地下水水质监测数据异常,应尽快核查数据,确保数据的正确性。并将核查过的监测数据通告安全环保部门,由专人负责对数据进行分析、核实,并密切关注生产设施的运行情况,为防止地下水污染采取措施提供正确的依据。应采取的措施如下:

了解全建设场区生产是否出现异常情况,出现异常情况的装置、原因。加大监测密度,如监测频率由逢单月一次临时加密为每天一次或更多,连续多天,分析变化动向。

③周期性地编写地下水动态监测报告。

8.3.6. 土壤监测管理

1、土壤监测点布设

根据现状监测结果,设置土壤长期监测方案如下表所示。

2、土壤监测因子

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018),监测点监测因子如表 7.6-1 所示。

3、监测频率

本项目土壤评价等级为一级,根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)要求,其点位监测频率为每 3 年开展监测一次。

表 8.3-6 土壤跟踪监测点情况一览表

样品类型	点位编号	样品编号及采样深度	监测因子
场内柱状样	TZ1	TZ1-1 (0-0.5m)	pH、石油烃(C10~C40)、石油烃(C6~C9)
		TZ1-2 (0.5-1.5m)	
		TZ1-3 (1.5-3m)	
	TZ2	TZ2-1 (0-0.5m)	
		TZ2-2 (0.5-1.5m)	
		TZ2-3 (1.5-3m)	
	TZ3	TZ3-1 (0-0.5m)	
		TZ3-2 (0.5-1.5m)	
		TZ3-3 (1.5-3m)	

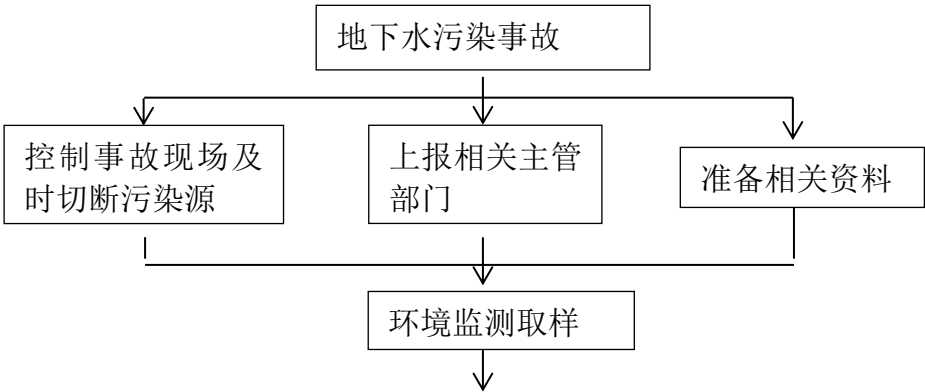
	TZ4	TZ4-1 (0-0.5m)	
		TZ4-2 (0.5-1.5m)	
		TZ4-3 (1.5-3m)	
	TZ5	TZ5-1 (0-0.5m)	
		TZ5-2 (0.5-1.5m)	
		TZ5-3 (1.5-3m)	

(1) 风险应急程序

制定风险事故应急预案的目的是为了在发生风险事故时，能以最快的速度发挥最大的效能，尽快控制污染，降低事故对潜水含水层的影响。针对应急工作需要，参照相关技术导则，结合地下水污染治理的技术特点，制定地下水污染应急治理程序。

(2) 应急措施

- ①一旦发生地下水污染事故，应立即启动应急预案。
- ②查明并切断污染源，估算泄露量。
- ③采取地下水样品送测试机构进行化验分析，探明的地下水污染情况，包括污染范围和污染程度。
- ④在紧邻泄露点的位置布置截渗井，局部抽排地下水，并依据井孔出水情况进行调整流量，使地下水形成局部降落漏斗，以免对污染物对更大范围内的地下水产生影响。
- ⑤抽排废水应送污水处理站处理达标后回用，尽量不外排。同时对污染土壤进行相应修复治理工作。
- ⑥对地下水进行跟踪监测，当地下水中的特征污染物浓度满足地下水功能区划的标准后，逐步停止抽水。
- ⑦可将抽水井作为地下水长期观测井保留，一并纳入地下水跟踪监测计划，监测修复治理效果。



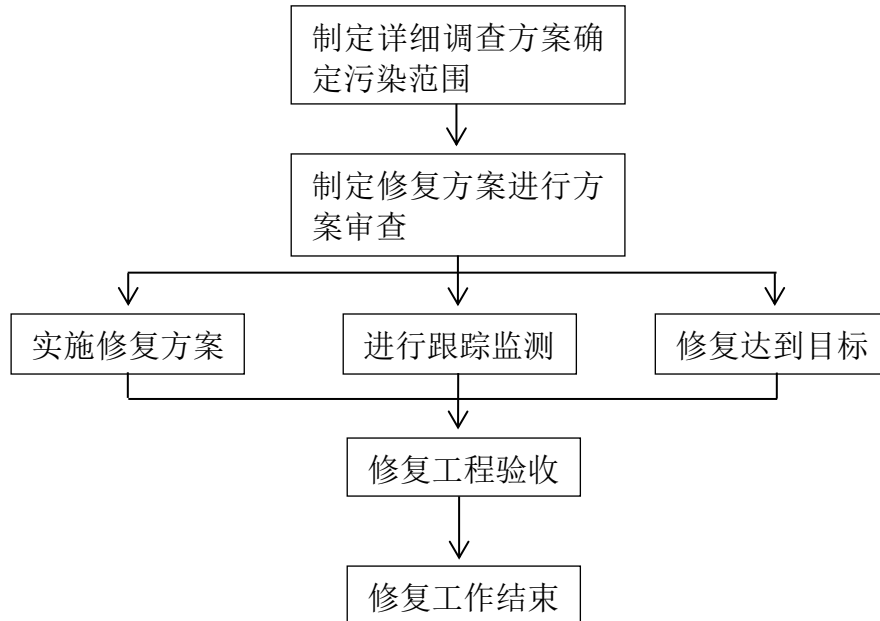


图 8.3-1 应急响应流程图

综上所述，根据建设项目各项设施布置方案以及各工作系统中可能产生的主要污染源，应制定相应的地下水环境保护措施，进行环境管理。如不采取合理的防治措施，污染物有可能渗入地下，污染土壤和地下水。本项目地下水污染防治措施应按照“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急等方面进行控制。在采取相应的地下水和土壤环保措施后，地下水和土壤污染可能性小、污染可及时发现、污染范围较小、污染程度可控，本项目的地下水和土壤环境保护措施与对策具有可行性。

8.4. 退役期污染防治措施及其可行性论证

（1）井场生态保护措施

①闭井期油井退役或报废后，应当在半年内将打开的油气层和井口封闭；井场应拆除采油设备、封好井口、拆除井场围墙，挖松固化地面，并对井场土地进行平整、覆土和植被恢复；

②井场植被恢复初期可撒播草籽，后期可种植乔、灌木，树种可选择杨树等当地适生植物；

③在采油设备拆除过程中产生的落地油，应统一运往指定地点回收、处置，防止污染周围土壤环境；

④保留各类绿化、防洪设工程、生态保护设施，使油田开发区生态环境功能不变，生态环境质量不低于目前现状；

⑤梁崩顶防护体系,以种植灌草为主防风固土,控制梁崩及其附近土壤侵蚀;

⑥崩缘线防护体系,以沟头防护体系为主,拦截梁崩坡防护体系的剩余径流,分割水势,防止溯源侵蚀。

(2) 站场生态保护措施

①闭井期站场应在闭井期后 12 个月内予以拆除,同时挖松固化地面,并对站场土地进行平整、覆土和植被恢复,18 个月内达到土地使用功能;

②与水土保持工程措施相结合,设置截排水沟,防止水土流失。

(3) 管线生态保护措施

闭井期管线的回收会破坏原地表植被以及管线沿线的土壤结构,应当妥善处理管道中残存的少量原油,回收表层的设备并在地表铺撒碎石。

(4) 道路生态保护措施

①对井场道路的永久占地要进行生态恢复,恢复原有植被和生态景观,使整个油田开发区与区域生态景观和谐一致;

②油区进场道路,在征求当地群众意见后,可作为当地农业生产使用的,不必恢复;否则要恢复地表植被覆盖。

9. 碳排放影响评价

为贯彻落实中央和生态环境部关于“碳达峰、碳中和”相关决策部署和文件精神，充分发挥环境影响评价的源头防控、过程管理中的基础性作用，本评价按照相关政策及文件要求，根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》核算方法，计算拟建工程实施后碳排放量及碳排放强度，提出碳减排建议，并分析减污降碳措施可行性及碳排放水平。

9.1. 碳排放分析

9.1.1. 碳排放影响因素分析

9.1.1.1. 碳排放源分析

根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，石油天然气开采企业碳排放源主要包括：燃料燃烧 CO_2 排放、火炬燃烧排放、工艺放空排放、 CH_4 逃逸排放、 CH_4 回收利用量、 CO_2 回收利用量、净购入电力和热力隐含的 CO_2 排放。

（1）燃料燃烧 CO_2 排放

主要指石油天然气生产各个业务环节化石燃料用于动力或热力供应的燃烧过程产生的 CO_2 排放。本项目不设置加热炉，不涉及燃料燃烧 CO_2 排放。

（2）火炬燃烧排放

出于安全等目的，石油天然气生产企业通常将各生产活动产生的可燃废气集中到一至数只火炬系统中进行排放前的燃烧处理。火炬燃烧除了 CO_2 排放外，还可能产生少量的 CH_4 排放，石油天然气生产的火炬系统需同时核算 CO_2 和 CH_4 排放。本项目采出液气液比较低，不涉及火炬燃烧排放。

（3）工艺放空排放

主要指石油天然气生产各业务环节通过工艺装置泄放口或安全阀门有意释放大气中的 CH_4 或 CO_2 气体，如驱动气动装置运转的天然气排放、泄压排放、设备吹扫排放、工艺过程尾气排放、储罐溶解气排放等。石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其工艺放空排放应区分不同业务环节分开核算。

本项目不涉及工艺装置泄放口，不涉及有意释放大气中的 CH_4 或 CO_2 气体。

（4） CH_4 逃逸排放

主要是指石油天然气生产各业务环节由于设备泄漏产生的无组织 CH_4 排放，

如阀门、法兰、泵轮密封、压缩机密封、减压阀、取样接口、工艺排水、开口管路、套管、储罐泄漏及未被定义为工艺放空的其他压力设备泄漏；石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色，其逃逸排放应区分不同业务环节分开核算。本项目井场法兰、阀门、储油罐呼吸阀等处产生的无组织废气中涉及甲烷排放，需核算该部分气体排放量。

(5) CH₄回收利用量

主要指企业通过节能减排技术回收工艺放空废气流中携带的 CH₄从而免于排放到大气中的那部分 CH₄。CH₄回收利用量可从企业总排放量中予以扣除。本项目未实施甲烷回收利用。

(6) CO₂回收利用量

主要指企业回收燃料燃烧或工艺放空过程产生的 CO₂作为生产原料或外供产品从而免于排放到大气中的那部分 CO₂。CO₂回收利用量可从企业总排放量中予以扣除。因缺乏适当的核算方法暂不考虑 CO₂地质埋存或驱油的减排问题。本项目未回收燃料燃烧或工艺放空过程中产生的 CO₂，因此该部分回收利用量均为 0。

(7) 净购入电力和热力隐含的 CO₂排放量

该部分排放实际上发生在生产这些电力或热力的企业，但由报告主体的消费活动引起，依照约定也计入报告主体名下。本项目需消耗电量，不涉及蒸汽用量。

9.1.1.2. 碳减排节点

本项目生产工艺流程中涉及二氧化碳的产排节点如下所示。

表 9.1-1 二氧化碳产排污节点汇总一览表

序号	类型	产污环节	碳排放因子	排放形式
1	CH ₄ 逃逸排放	井场法兰、阀门等处逸散的废气	CH ₄	无组织
2	净购入电力和热力隐含的 CO ₂ 排放量	电力隐含排放	CO ₂	/

9.1.2. 碳排放量核算

9.1.2.1. 碳排放核算边界

本项目碳排放核算边界及核算内容如下表所示。

表 9.1-2 核算边界及核算内容一览表

序号	核算主体/核算边界	碳排放核算内容
1	中国石油天然气股份有限公司大港油	包括油气勘探、油气开采及油气储运各个业务环

田分公司 2023 年页岩油产能建设项目	节的基本生产系统、辅助生产系统，以及直接为生产服务的附属生产系统。排放量核算内容包括：（1）CH ₄ 逃逸排放（2）净购入电力和热力隐含的 CO ₂ 排放量
----------------------	--

9.1.2.2. 碳排放量核算过程

本项目涉及 CH₄ 逃逸排放、净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放量。具体核算过程如下：

（1）CH₄ 逃逸排放

①计算公式

a. 油气开采业务 CH₄ 逃逸排放计算公式：

$$E_{CH_4\text{-开采逃逸}} = \sum_j (Num_{oil,j} \times EF_{oil,j}) + \sum_j (Num_{gas,j} \times EF_{gas,j})$$

式中：

$E_{CH_4\text{-开采逃逸}}$ —原油开采或天然气开采中所有设施类型产生的 CH₄ 逃逸排放，单位为吨 CH₄；

J—不同的设施类型；

$Num_{oil,j}$ —原油开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

$EF_{oil,j}$ —原油开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH₄ 逃逸排放因子，单位为吨 CH₄/（年·个）；

$Num_{gas,j}$ —天然气开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

$EF_{gas,j}$ —天然气开采业务中涉及的每种设施类型 j 的 CH₄ 逃逸排放因子，单位为吨 CH₄/（年·个）。

②计算结果

相关参数取值见下表。

表 9.1-3 甲烷逃逸排放活动相关参数一览表

序号	场所	装置类型	设施逃逸	装置数量
1	采油井场	井口装置	0.23 吨/年·个	5 个

根据表中参数，结合公式计算可知，甲烷逃逸排放 1.15 吨，折算成 CO₂ 排放量为 24.15 吨。

（2）净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放

①计算公式

a. 净购入电力的 CO₂ 排放计算公式

$$E_{CO_2-净电} = AD_{电力} \times EF_{电力}$$

式中：

$E_{CO_2-净电}$ 为报告主体净购入电力隐含的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

$AD_{电力}$ 为企业净购入的电力消费量，单位为兆瓦时（MWh）；

$EF_{电力}$ 为电力供应的 CO₂ 排放因子，单位为吨 CO₂/MWh。

b. 净购入热力的 CO₂ 排放计算公式

$$E_{CO_2-净热} = AD_{热力} \times EF_{热力}$$

式中：

$E_{CO_2-净热}$ 为报告主体净购入热力隐含的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

$AD_{热力}$ 为企业净购入的热力消费量，单位为 GJ；

$EF_{热力}$ 为热力供应的 CO₂ 排放因子，单位为吨 CO₂/GJ。

②计算结果

本项目生产过程中不涉及使用蒸汽，不涉及发电内容，使用的电力消耗量为 531MWh，电力排放因子为 0.8843tCO₂/MWh。根据前述公式计算可知，核算净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放量为 469.56t。

（4）碳排放核算结果汇总

根据《中国石油天然气生产企业 温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，企业的温室气体排放总量计算公式为：

$$E_{GHG} = E_{CO_2-燃烧} + E_{GHG-火炬} + \sum_s (E_{GHG-工艺} + E_{GHG-逃逸})_s - R_{CH_4-回收} \\ \times GWP_{CH_4} - R_{CO_2-回收} + E_{CO_2-净电} + E_{CO_2-净热}$$

式中

E_{GHG} 温室气体排放总量，单位为吨 CO₂；

$E_{CO_2-燃烧}$ 核算边界内由于化石燃料燃烧活动产生的 CO₂ 排放量，单位为吨 CO₂；

$E_{GHG-火炬}$ 企业因火炬燃烧导致的温室气体排放，单位为吨 CO₂ 当量；

$E_{\text{GHG-工艺}}$ —企业各业务类型的工艺放空排放，单位为吨 CO_2 当量；

$E_{\text{GHG-逃逸}}$ —企业各业务类型的设备逃逸排放，单位为吨 CO_2 当量；

S—企业涉及的业务类型，包括油气勘探、油气开采、油气处理、油气储运业务；

$R_{\text{CH}_4\text{-回收}}$ —企业的 CH_4 回收利用量，单位为吨 CH_4 ；

GWP_{CH_4} — CH_4 相比 CO_2 的全球变暖潜势值。取值 21；

$R_{\text{CO}_2\text{-回收}}$ —企业的 CO_2 回收利用量，单位为吨 CO_2 。

$E_{\text{CO}_2\text{-净电}}$ —报告主体净购入电力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 ；

$E_{\text{CO}_2\text{-净热}}$ —报告主体净购入热力隐含的 CO_2 排放量，单位为吨 CO_2 。

按照上述温室气体排放总量计算公式，本项目实施后温室气体排放总量如下表所示。

表 9.1-4 温室气体排放总量汇总一览表

源类别	排放量（ tCO_2 ）	占标（%）
燃料燃烧	0	0
火炬燃烧	0	0
工艺放空排放	0	0
CH_4 逃逸排放	24.15	20.44
CH_4 回收利用量	0	0
CO_2 回收利用量	0	0
净购入电力、热力隐含的 CO_2 排放	469.56	79.56
合计	493.71	100

由上表可知，本项目温室气体总排放量为 493.71 吨。

9.2. 减污降碳措施

9.2.1. 工艺技术减污降碳措施

井场采用无人值守井场，减少人工干预和经常整定调节参数，实现全自动过程。定期组织人员对井场进行巡检，及时更换存在故障的阀门、法兰等部件，减少无组织泄漏量。同时加强工艺系统的优化管理，减少井场测试放喷作业时间。

9.2.2. 电气设施减污降碳措施

（1）根据项目用电性质、用电容量等选择合理的供电电压和供电方式，有效减少电能损耗。

（2）选用高功率因数电气设备。采用无功功率补偿，为减少线路损失，设计采用高低压同时补偿的方式，补偿后功率因数达 0.95 以上。低压设置自动无

功补偿电容器装置，高压采用高压并联电容器进行功率因数补偿，补偿后使功率因数在装置负荷正常运行时提高，有效减少无功损耗，从而减少电能损耗，实现节能运行。

（3）选用节能型干式变压器，能效等级为 1 级，具有低损耗（空载和负载损耗相对较低）、维护方便等显著特点。

（4）各种电力设备均选用能效等级为 1 级的节能产品，实际功率和负荷相适应，达到降低能耗，提高工作效率的作用。

9.2.3. 减污降碳管理措施

建设单位已建立有碳排放管理组织机构，对整个作业区能源及碳排放管理实行管理，并制定能源及碳排放管理制度，将碳排放管理工作作为重要事项纳入日常管理；能源及碳排放管理制度对各类能源的购入、贮存、使用、加工转换、输送分配以及最终使用等环节进行详细地规定，尽可能从管理上做到对各类能源高效使用，同时对碳排放情况进行有效管理。

9.3. 碳排放评价结论及建议

9.3.1. 碳排放评价结论

本项目实施后，温室气体总排放量为 493.71 吨。在工艺技术、节能设备和能源及碳排放管理等方面均采取了较完善的减污降碳措施，有利于减少二氧化碳排放，对比同类企业碳排放水平，本项目吨产品 CO₂ 排放强度相对较低。

9.3.2. 碳排放建议

（1）加强企业能源管理，减少甲烷逸散损耗，定期开展能源及碳排放管理培训，提升管理水平；

（2）积极开展源头控制，优先选择绿色节能工艺、产品和技术，降低化石燃料消费量；

（3）积极开展碳捕获、利用与封存（CCUS）技术，进一步挖掘和提升减污降碳潜力。

10. 环境经济损益分析

环境影响经济损益分析是近年来环境影响评价的一项主要内容，设置本专题的目的在于衡量建设项目所需投入的环保投资和能收到的环保效果，以评价建设项目的环境经济可行性。因而在环境经济损益分析中除计算用于控制污染所需投资费用外，同时还需估算可能收到的环境与经济效益，以实现增加地区的建设项目、扩大生产，提高经济效益的同时不至于造成区域环境污染，做到经济效益、社会效益和环境效益的统一。本项目选择工程、环境和社会经济等有代表性的指标，从经济效益、社会效益和环境效益等三个方面进行环境经济损益分析，论证项目经济收益水平、环保投资及其运转费用与可能取得效益间的关系，说明项目的环保综合效益状况。

10.1. 环保投资分析

项目总投资 1.38 亿元，其中环保投资 350 万元，占总投资的 2.54%，本项目环保投资明细见下表：

表 10.1-1 本项目环保投资一览表

阶段	环境要素		采取的环境保护措施	投资（万元）
施工期	废气	施工扬尘	洒水抑尘、物料苫盖等	10
		运输车辆废气	使用符合国标要求的油品	
	废水	生活污水	施工营地泼洒抑尘；另外，营地设临时防渗旱厕，由附近村民及时清掏	45
		钻井废水	钻井泥浆进入“随钻不落地固液分离处理系统”处理，分离后的钻井废水大部分回用于钻井液配置系统，剩余部分由罐车拉运至原油运销公司废弃泥浆处理厂处理。	
		洗井废水	洗井废水进罐，由罐车拉运至原油运销公司废弃泥浆处理厂处理。	
		压裂返排液	压裂返排液进罐，由罐车拉运至原油运销公司废弃泥浆处理厂处理。	
	声环境	钻机、发电机、钻井泵	基础减振、设备维护保	15
	固体废物	钻井泥浆	钻井泥浆进入“随钻不落地固液分离处理系统”处理，分离后的泥饼和岩屑送至原油运销公司废弃泥浆处理厂处理。	30
		生活垃圾	暂存于垃圾桶，送环卫部门处置	
		落地油、含油岩屑	收集后送原油运销公司油泥砂处理厂处理处置	
	生态环境	严格控制作业带宽度、单井管道全部回填不会产生弃土、洒水抑		30

		尘、苫盖等措施；表土剥离及回填；生态恢复。		
运营期	废气	无组织烃类	加强管道、阀门的检修和维护	20
	废水	油田采出水	随采出液一起进入西二联合站处理达标后回注地层	20
		井下作业废水	带罐作业，罐车运至原油运销公司废弃泥浆处理厂处理	
	声环境	抽油机	基础减振，定期维护检修，确保稳定运行	10
	固体废物	落地油、废防渗材料	井下作业带罐（车）操作，做到原油不落地如有落地油产生应及时回收，回收落地油时，将土地表面 20cm 厚土壤铲除，送原油运销公司油泥砂处理厂处理。废防渗材料送资质单位	20
	风险防范	加强巡检，安装视频监控等		10
退役期	废气	施工扬尘	洒水抑尘苫布遮盖等	5
	噪声	车辆、施工机械	加强维护保养等	/
	固废	废弃管道、垃圾等	废弃管道回收，建筑垃圾清运至指定填埋场	/
	生态环境	生态恢复	地面设施拆除、恢复原有自然状况	35
其他环保投资	竣工环保验收			25
	环境影响后评价			50
	环境管理及环境监测			25

10.2. 经济效益分析

本项目的建设具有产业链效益，能够带动一方经济的快速发展，市场广阔、贸易稳定，经济效益良好，因此本项目在经济上是可行的。

10.3. 社会效益分析

本工程建设工程有助于提升当地经济建设的发展，可带动一批相关工业、第三产业的发展，提高当地人民的生活水平，维护区域社会稳定和发展，具有良好的社会效益。

10.4. 环境经济损益分析

本项目在建设过程中，由于井场、地面设施建设等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。环境损失包括直接损失和间接损失，直接损失指由于项目建设对土壤、地表植被及其生境破坏所造成的环境经济损失，即土地资源破坏的经济损失。间接损失指由土地资源损失而引起的生态问题，如生物多样性及地表植物初级生产力下降等造成的环境经济损失。本项目将扰动、影响生态景观，本项目区域植被分布情况，其植被生态经济损失还将小于该预计值。

10.5. 结论

本项目通过采取完善的环保措施，通过加强环保投资控制污染物排放、保护生态、防止水土流失，可在区域内环境现状得到恢复与改善，带来较大的环境效益和社会效益。通过环保投入，在取得环境效益和社会效益的同时还可以节约成本，获得一定的经济效益。因此，本项目的投资开发及环保方案从经济效益角度来讲是合理的。

11. 环境管理与环境监测计划

11.1. 环境管理

11.1.1. 施工期环境管理

工程施工期是对生态环境影响最大的时期，为确保各项环保措施的落实，最大限度地减轻施工作业对环境的影响，建立施工期 QHSE 环境管理体系和引入施工监理尤为重要。

(1) 建立和实施施工作业队伍的 QHSE 管理体系。明确 QHSE 机构在施工期环境管理上的主要职责。

(2) 负责制定本工程施工作业的环境保护规定，根据施工中各工种的作业特点，分别制定各工种的环境保护方案，制定发生事故的应急计划。

(3) 监督检查保护生态环境和防止污染设施与项目主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用的执行情况。

(4) 负责协调与当地环保、水利、土地等部门的关系。

(5) 负责调查处理工程建设中的环境破坏和污染事故。

(6) 组织开展工程建设期间的环境保护的宣传教育与培训工作。

(7) 工程建设结束后，会同当地环保主管部门共同参与检查验收。

(8) 工程建设阶段建议建设单位开展施工期环境监理。

11.1.2. 运营期环境管理

11.1.2.1. 机构设置

中国石油天然气股份有限公司大港油田分公司设有专门的环境保护部门，在大港油田公司安全环保处的统一领导下进行环境管理，并纳入大港油田公司的 QHSE 管理体系中。

11.1.2.2. 环境管理机构的基本职责

(1) 建立和实施运营期的 QHSE 管理体系。

(2) 协助有关环保部门进行环境保护设施的竣工验收工作，贯彻执行国家、地方及上级部门有关环境保护方针、政策、法律及法规。

(3) 负责井场日常环境管理工作及定期对管道进行环保安全检查。

(4) 负责井场的日常环境保护管理工作，组织本项目的环境监测工作，掌握污染及环境质量状况。

(5) 组织制订本项目的环保管理规定和实施细则，组织实施环境保护工作的定量考核。

(6) 组织开展环境保护宣传教育、技术和经验交流活动，推广先进技术和科研成果。

(7) 强化基础工作，建立完整、规范、准确的环境基础资料，环境统计报表和环境保护技术档案。

(8) 协同有关部门制定防治污染事故的措施，编制各类可能发生事故的应急预案，并监督实施。

(9) 参加调查、分析、处理环境污染事故，并负责统计上报事故的基本情况 & 处理结果。

(10) 项目运行 3-5 年后，建议建设单位开展环境影响后评价，并报审批部门进行备案。

11.2. 污染物排放清单

表 11.2-1 施工期污染物排放清单

项目	排污节点		污染物	产生量	排放量	排放特征	治理措施
废气	钻井工程	施工扬尘	颗粒物	少量	少量	间断	施工场地定期洒水抑尘，开挖出的土石方苫盖等措施
		车辆废气	烃类等	少量	少量	间断	/
废水	钻井、压裂	钻井废水	COD _{cr} 、氨氮、石油类等	83.17m ³	0	间断	经罐车拉运至大港油田原油运销公司废弃泥浆处理厂处理
		洗井废水		240m ³	0	间断	
		压裂返排液	COD _{cr} 、氨氮、石油类、色度等	2000m ³	0	间断	盥洗废水直接用于泼洒场地抑尘；施工营地设置临时防渗旱厕，定期清掏
		生活污水	COD _{cr} 、总氮、总磷、NH ₃ -N 等	228m ³	0	间断	
噪声	钻井工程设备	车辆噪声、钻机设备噪声、施工机械噪声	Leq (A)	/	/	间断	运输车辆减速慢行；钻机、钻井泵等钻井设备安装消声器，进行基础减振；施工机械定期维护，基础减振
	运输车辆和设备	车辆噪声、施工机械噪声		/	/		
固废	钻井工程	钻井固废	废弃泥浆、岩屑	3995t	0	间断	送大港油田原油运销公司废弃泥浆处理厂处理
		非含油废防渗材料	防渗布	0.002t	0	间断	施工单位回收处置

	生活垃圾	/	2.85t	0	间断	送当地环卫部门处置
	落地油	矿物油	少量	0	间断	送大港油田原油运销公司油泥砂净化厂处理
	含油废防渗材料	矿物油	少量	0	间断	送有资质单位处置

表 10.2-2 运营期污染物排放清单

项目	工程	污染源	主要污染物及排放量		排放去向
废气	采油及集输	无组织排放	烃类	0.294t/a	大气
废水	井场	采出水	石油类等	77100m ³ /a	采出水依托西二联合站采出水处理系统处置
		修井废水	SS、	126.45m ³ /a	井下作业带罐操作，废水运送至大港油田原油运销公司废弃泥浆处理厂处理
		洗井废水	COD _{cr} 、石油类等	135.65m ³ /a	
噪声	井场	抽油机	/	70-75dB (A)	/
固体废物	落地油		油类物质	0.5t	密封桶送大港油田原油运销公司油泥砂处理厂
	废防渗材料			0.05t	资质单位处置

11.3. 企业环境信息公开及排污规范化要求

11.3.1. 企业环境信息公开要求

企业可参照《企业环境信息依法披露管理办法》（部令 24 号）的规定，并结合天津市的相关要求，通过政府网站、报刊、广播、电视等便于公众知晓的方式公布。公司应公开以下内容：

- （1）企业基本信息，包括企业生产和生态环境保护等方面的基础信息；
- （2）企业环境管理信息，包括生态环境行政许可、环境保护税、环境污染责任保险、环保信用评价等方面的信息；
- （3）污染物产生、治理与排放信息，包括污染防治设施，污染物排放，有毒有害物质排放，工业固体废物和危险废物产生、贮存、流向、利用、处置，自行监测等方面的信息；
- （4）碳排放信息，包括排放量、排放设施等方面的信息；
- （5）生态环境应急信息，包括突发环境事件应急预案、重污染天气应急响应等方面的信息；
- （6）生态环境违法信息；
- （7）本年度临时环境信息依法披露情况；
- （8）法律法规规定的其他环境信息。

11.3.1.1. 环评信息公开

根据《建设项目环境影响评价信息公开机制方案》（2015 年 12 月 10 日）有关规定，建设单位既是建设项目环评公众参与和履行环境责任的主体，也是建设项目环评信息公开的主体。建设单位应该公开的信息报告：

（1）建设单位在建设项目环境影响报告书编制过程中，应当向社会公开建设项目的工程基本情况、拟定选址选线、周边主要保护目标的位置和距离、主要环境影响预测情况、拟采取的主要环境保护措施、公众参与的途径方式等。

（2）建设单位在建设项目环境影响报告书编制完成后，向生态环境保护主管部门报批前，应当向社会公开环境影响报告书全本，其中对于编制环境影响报告书的建设项目还应一并公开公众参与情况说明。报批过程中，如对环境影响报告书进一步修改，应及时公开最后版本。

（3）建设项目开工建设前，建设单位应当向社会公开建设项目开工日期、设计单位、施工单位和环境监理单位、工程基本情况、实际选址选线、拟采取的环境保护措施清单和实施计划、由地方政府或相关部门负责配套的环境保护措施清单和实施计划等，并确保上述信息在整个施工期内均处于公开状态。

（4）项目建设过程中，建设单位应当在施工中期向社会公开建设项目环境保护措施进展情况、施工期的环境保护措施落实情况、施工期环境监测结果等。

（5）建设项目建成后，建设单位应当向社会公开建设项目环评提出的各项环境保护设施和措施执行情况、竣工环境保护验收监测和调查结果。对主要因排放污染物对环境产生影响的建设项目，投入生产或使用后，应当定期向社会特别是周边社区公开主要污染物排放情况。

11.3.1.2. 环境应急预案信息公开

根据《关于印发企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》（2015 年 1 月 9 日）有关规定，建设单位应当主动公开与周边可能受影响的居民、单位、区域环境等密切相关的环境应急预案信息。国家规定需要保密的情形除外。

11.3.1.3. 排污许可信息公开

根据《排污许可管理条例》（2021 年 3 月 1 日）有关规定，排污单位应当按照排污许可证规定，如实在全国排污许可证管理信息平台上公开污染物排放信息。

污染物排放信息应当包括污染物排放种类、排放浓度和排放量，以及污染防治设施的建设运行情况、排污许可证执行报告、自行监测数据等。

11.3.1.4. 验收信息公开

根据《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》（2017 年 11 月 20 日）等有关规定，建设项目配套建设的环境保护设施竣工后，公开竣工日期；对建设项目配套建设的环境保护设施进行调试前，公开调试的起止日期；验收报告编制完成后 5 个工作日内，公开验收报告，公示的期限不得少于 20 个工作日。

11.3.1.5. 自行监测信息公开

根据《排污单位自行监测技术指南总则》（HJ819-2017）及行业自行监测有关规定，排污单位自行监测信息公开内容及方式按照《企业环境信息依法披露管理办法》（部令 24 号）的规定。

11.3.2. 排污口规范化要求

固定噪声源、固体废物贮存和排气筒必须按照国家和天津市的有关规定进行建设，应符合“一明显、二合理、三便于”的要求，即环保标志明显、排污口设置合理，便于采集样品、便于监测计量、便于公众参与和监督管理。同时要求按照《环境保护图形标志实施细则（试行）》的规定，设置与排污口相应的图形标志牌。

（1）建设单位应在各个排污口处竖立标志牌，并如实填写《中华人民共和国规范化排污口标志登记证》，由环保部门签发。环保主管部门和建设单位可分别按以下内容建立排污口管理的专门档案：排污口性质和编号；位置；排放主要污染物种类、数量、浓度；排放去向；达标情况；治理设施运行情况及整改意见。

（2）设置环境保护图形标志，图形符号分为提示图形和警告图形符号两种，分别按 GB15562.1-1995、GB15562.2-1995 执行。

11.4. 环境监测

11.4.1. 监测目的

环境监测是环境保护的基础，是进行污染源治理及环保设施管理的依据，因而企业应定期对环保设施及废气、废水、噪声等污染源情况进行监测。通过对工程运行中环保设施进行监控，掌握废气、废水、噪声等污染源排放是否符合国家或地方排放及工艺水质标准的要求，做到达标排放，同时对废气、废水、噪声防

治设施进行监督检查，保证正常运行。

11.4.2. 监测机构

环境监测是环境保护的基础，是进行污染治理和监督管理的依据。根据《全国环境监测管理条例》要求，本评价建议项目的环境监测工作可委托当地有资质的环境监测机构承担。

11.4.3. 环境监测计划

根据本工程生产特征和污染物的排放特征，依据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)、《排污单位自行监测技术指南总则》(HJ819-2017)、《排污单位自行监测技术指南陆上石油天然气开采工业》(HJ1248-2022)、《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ310-2016)、《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)、《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》(HJ964-2018)等标准规范及地方生态环境主管部门的要求，制定本项目的污染源和环境质量监测计划，监测方案见下表。

11.4.3.1. 污染源监测计划

表 11.4-1 本项目污染源监测计划

类别		监测点位	监测因子	监测频次	执行标准
施工期	噪声	施工场界外 1m，四周各设置 1 个监测点	等效连续 A 声级	钻井期 1 次	《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011) 表 1 建筑施工场界环境噪声排放限值
运营期	废气	井场边界	非甲烷总烃	1 次/半年	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 中“5.9 企业边界污染物控制要求”规定限值，井场内无组织非甲烷总烃执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019) 附录 A.1 标准要求及《工业企业挥发性有机物排放控制标准》(DB12/524-2020) 表 2 标准要求
	噪声	井场边界	等效连续 A 声级	1 次/季度	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 中 2 类标准

11.5. 环保措施及“三同时”验收

表 11.5-1 本项目施工期“三同时”验收表

环境要素		采取的环境保护措施	验收标准
废气	施工扬尘	洒水抑尘、车辆减速慢行、物料苫盖等	落实环保措施
	运输车辆废气	使用符合国标要求的油品	
废水	生活污水	施工营地泼洒抑尘；另外，营地设临时防	不外排

		渗旱厕，及时清掏。	
	钻井废水	钻井泥浆进入“随钻不落地固液分离处理系统”处理，分离后的钻井废水大部分回用于钻井液配置系统，剩余部分由罐车拉运至钻修井废液处理站处理。	不外排
	洗井废水	洗井废水进罐，由罐车拉运至钻修井废液处理站处理	不外排
	压裂返排液	压裂返排液进罐，由罐车拉运至钻修井废液处理站处理	不外排
噪声	钻机、发电机、钻井泵	选用低噪声设备、合理安排施工作业时间等措施	施工场界满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）的限值
固体废物	钻井泥浆	钻井泥浆进入“随钻不落地固液分离处理系统”处理，分离后的泥饼和岩屑作为送至中国石油大港油田原油运销公司示范工程处置	妥善处置不外排
	生活垃圾	暂存于垃圾桶，送环卫部门处置	
	落地油、含油岩屑	收集后送大港油田南部油泥砂处理厂处置	
生态环境	严格控制作业带宽度、单井管道全部回填不会产生弃土、洒水抑尘、苫盖等措施；表土剥离及回填。		落实生态保护措施

表 11.5-2 本项目运营期“三同时”验收表

环境要素	环保措施	治理效果	验收标准
废气	烃类无组织挥发 加强管道、阀门的检修和维护	满足相关标准	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中“5.9 企业边界污染物控制要求”规定限值，井场内无组织非甲烷总烃执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）附录 A.1 标准要求及《工业企业挥发性有机物排放控制标准》（DB12/524-2020）表 2 标准要求
废水	油田采出水 随采出液一起进入西二联合站处理达标后回注地层 井下作业废水 带罐作业，罐车运至钻修井废液处理站处理	满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准要求	全部回注不外排
噪声	抽油机 选用低噪声设备，基础减振，定期维护检修，确保稳定运行	满足相关标准	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准

固体废物	落地油和废防渗材料	井下作业带罐（车）操作，铺设防渗布，做到原油不落地，回收落地油送大港油田南部油泥砂处理厂处理。废防渗材料送资质单位	无害化	合理处置
风险防范措施	加强巡检，安装视频监控等		/	未发生风险事故
环境管理与监测	委托有关部门或设备生产厂家，对有关人员进行操作技能培训，培训合格后上岗；制定环境管理制度与监测计划，委托有资质的单位定期进行监测，建立健全设备运行记录	满足相关标准	/	
地下水监控井	项目共设置 3 口地下水监控井		/	《地下水环境监测技术规范》（HJ164-2020）中关于环境监测井建设与管理中相关标准要求
后评价	应在工程实施 5 年内以区块为单位开展环境影响后评价工作	对存在问题提出补救方案	/	

表 11.5-3 本项目退役期“三同时”验收表

环境要素	污染源	采取的环境保护措施	验收标准
废气	施工扬尘	洒水抑尘	落实环保措施
噪声	车辆、施工机械	合理安排作业时间	/
固废	废弃管道、垃圾等	废弃管道回收，建筑垃圾清运至指定填埋场	落实环保措施
生态环境	生态恢复	地面设施拆除、恢复原有自然状况	恢复原有自然状况

12. 环境影响评价结论

12.1. 建设项目情况

12.1.1. 项目概况

- (1) 项目名称：2023 年页岩油产能建设项目
- (2) 建设性质：扩建
- (3) 建设单位：中国石油天然气股份有限公司大港油田分公司
- (4) 建设地点：滨海新区大港地区太平村东约 3km 处。
- (5) 工程投资：本项目总投资 1.38 亿元，其中环保投资为 350 万元，占总投资的 2.54%。
- (6) 劳动定员：本项目井场均为无人值守，定时巡检，依托现有人员，不新增劳动定员。
- (7) 建设内容：本项目拟建设 5 口页岩油产能井（歧页 6-31-1、歧页 6-31-2、歧页 6-31-3、歧页 6-36-1、歧页 11-1-1），其中歧页 11-1-1 为勘探井转产能井。
- (8) 开采方式：本项目采油井均采用“水平井+水力体积压裂”的油藏开采方式。
- (9) 开采规模：新建产能 4.15 万 t/a，现有区块内油井受油田采储比、油田含水率上升、油井产能自然衰减等因素影响，项目建成后中国石油大港油田第五采油厂总产量基本保持平衡。
- (10) 工程实施计划：本项目已全部建成。

12.1.2. 产业政策

本项目为页岩油开采，属于《国民经济行业分类》（GB/T4754-2017）中“B07 石油和天然气开采业 B0711 陆地石油开采”。

根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，本项目属于“鼓励类”项目。

对照《市场准入负面清单（2022 年版）》，本项目属于许可准入事项，建设单位已经取得采矿许可证。

综上，本项目项目符合国家和地方相关产业政策要求。

12.1.3. “三线一单”符合性分析

本项目废气、废水、固体废物等均有合理的去向，满足生态环境准入清单中

空间布局约束、污染物排放管控、环境风险管控及资源利用效率的相关要求，符合《关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（津政规[2020]）中要求。

12.2. 环境质量现状调查于评价结论

12.2.1. 环境空气

根据《2022 年天津市生态环境状况公报》，滨海新区 PM_{10} 年平均浓度、 SO_2 年平均浓度、 NO_2 平均浓度、 CO 24 小时平均浓度满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单（公告[2018]第 29 号）（二级）标准要求外，其余 $PM_{2.5}$ 年平均浓度、 O_3 日最大 8 小时平均浓度均超过《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单（公告[2018]第 29 号）（二级）标准要求。超标原因主要是由于北方地区风沙较大和采暖季废气污染物排放的影响。

根据《环境影响评价技术导则——大气环境》（HJ2.2-2018），城市环境空气质量达标情况评价指标为六项污染物全部达标为城市环境空气质量达标。因此，本项目所在区域为不达标区域。

根据补充监测结果可知，项目区域环境空气中非甲烷总烃 1 小时平均浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》要求。

12.2.2. 地下水

综合场地内监测井的结果可以看出：本场地的潜水水质较差，为劣 V 类不宜饮用水。

从监测结果可知，pH、氰化物、氟化物、汞、镉、铅、铝、铜、锌、硫化物、硒、三氯甲烷、四氯化碳、苯、甲苯、铍、镍、钴、钼、银、铊满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）I 类水质标准；铁、硝酸盐（以 N 计）满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）II 类水质标准；锰、挥发性酚类（苯酚计）、耗氧量（ COD_{Mn} 法，以 O_2 计）、砷、铬（六价）、阴离子表面活性剂满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类水质标准；总硬度（以 $CaCO_3$ 计）、亚硝酸盐（以 N 计）、石油类、碘化物、硼、钡、总大肠菌群满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）IV 类水质标准；石油类、化学需氧量满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）IV 类水质标准。溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氨氮、菌落总数满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）V 类水质标准。总氮劣于《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）V 类水质标准。

对于上述监测结果较高的监测因子，推测其形成原因，多与环境地质相关，项目区地处临海的咸水区，原生地质环境复杂，受历史上海侵作用的影响，潜水含水层内盐类物质含量较高，使得总硬度（以 CaCO_3 计）、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、氨氮、化学需氧量、总氮、碘化物等因子自然本底值较高；加之由于项目评价区位于冲积平原区，地势较缓，潜水含水层径流速度较慢，各原生因子以等由于人为活动污染源产生的因子容易发生聚集，使其含量进一步升高。

12.2.3. 声环境

根据检测结果，评价区各监测点位的昼间、夜间的噪声监测值均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准。

12.2.4. 土壤

根据土壤监测结果，占地范围内土壤监测点监测结果均未超过《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类建设用地筛选值。占地范围外建设用地二类用地土壤监测点监测结果均未超过《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类建设用地筛选值。占地范围外建设用地一类用地土壤监测点监测结果均未超过《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类建设用地筛选值。占地范围外农用地土壤监测点监测结果均未超过《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中筛选值。

12.2.5. 生态环境

区域生态环境质量级别为一般。项目所在区域人类活动较为频繁，农业生产发达。项目评价区域内无国家及天津市野生的植物名录中规定的珍稀动植物。项目所在区域地区农业生态系统为主。评价范围内生态系统具有相对的稳定性及功能完整性，由于人工的有效管理及能量补给，系统可以得到较稳定的维持和发展，具有一定的抗干扰能力。

12.3. 施工期环境影响及污染防治措施

12.3.1. 废气污染源及治理措施

施工期废气污染源主要包括施工扬尘、运输车辆废气、焊接烟尘。施工现场通过定期洒水抑尘，对土方进行覆盖遮蔽等措施；运输车辆加盖篷布；使用符合国家要求的燃料等措施。采取以上防治措施后，项目施工期对区域大气环境影响

小。

12.3.2. 废水污染源及治理措施

施工期废水主要为钻井废水、洗井废水、管线试压废水、压裂返排液和施工人员生活废水。其中钻井废水、洗井废水和压裂返排液均通过罐车运输到大港油田原油运销公司废弃泥浆处理厂处理之后回注油层。管线试压废水就地泼洒抑尘；施工场地设临时防渗厕所，及时清掏。

12.3.3. 噪声

施工期噪声主要源于钻井机、各种泵类等生产设备运行产生的噪声，地面集输管线管沟开挖施工过程中，使用机械设备、运输车辆等产生的噪声。主要采取选用低噪声设备、采取减振座、减振基础、定时保养设备、泵类安装消声隔音设备合理安排施工进度等措施。

12.3.4. 固废

钻井泥浆经“随钻不落地固液分离处理系统”处理后产生的钻井泥饼和钻井岩屑；处理过程全部在成套设备内进行，不与地面直接接触。钻井固废（委托大港油田原油运销公司废弃泥浆处理厂处理。

12.3.5. 生态环境

本工程对土壤、植物、野生动物等各生态要素产生不同程度的影响，同时也对原有景观结构和生态系统产生一定程度影响。

项目区生态完整性受本项目影响较小，项目区生态完整性变化主要受区域自然环境变化影响。油田开发加大了评价区人为干扰的力度，但是由于项目占地面积有限，区域生态系统仍保持开放、物质循环和能量流动。因此对于评价区生态系统的完整性影响较小，其生态稳定性及其结构与功能也不会受到明显影响。

因此，从总体上看，本项目建设对生态环境的影响较小。

12.4. 运营期环境影响及防治措施

12.4.1. 大气环境

运营期排放的大气污染物为原油采集、集输过程中无组织排放的非甲烷总烃，通过采取密闭集输工艺，同时对管线、阀门等进行定期的检查、检修。可使厂界满足排放标准限值。

12.4.2. 水环境

(1) 地表水

采出水经过西二联合站采出水处理系统处理后回注地层；井下作业废水通过罐车运送到港油田原油运销公司废弃泥浆处理厂处理达标后回注地层。本项目运营期废水不外排，项目实施后对地表水环境可接受。

(2) 地下水

通过本次地下水环境调查及评价工作，该项目场地潜水含水层的水文地质条件比较简单。项目平面布局合理，在项目采取报告中提出的防渗、监控等地下水环境保护措施后，本项目对地下水环境的影响程度小，在强化管理、落实环保措施，确保全部污染物达标排放前提下，本项目生产期间对地下水环境的影响是可接受的。

12.4.3. 声环境

采油过程中噪声源主要为抽油机的电机噪声，本项目均选用同类产品中的低噪音设备，并采取隔声措施，用消声器、避振喉、减振座等措施治理，厂界噪声贡献值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准要求。

12.4.4. 固体废物

本项目运营期产生的固体废物主要为事故状态下的落地油，收集后拉运至大港油田原油运销公司油泥砂净化处理厂处理，不外排。在采取以上措施前提下，所有产生的固体废物均能得到妥善处置，对周边环境影响较小。

12.4.5. 生态环境

项目运营期将对周围生态环境产生一定影响，在采取有效的控制和处理措施后，项目的运行对周围生态环境影响较小，可以控制在可接受程度之内。

12.4.6. 土壤环境

根据预测结果，项目运营期将对周围土壤环境产生一定影响，在采取有效的控制和处理措施后，项目的运行对周围土壤环境影响较小，可以控制在可接受程度之内。

12.5. 环境风险评价

根据对本项目进行风险识别和源项分析可知，生产过程中危险、有害物质主要是原油（页岩油）等。事故类型主要包括采出液泄漏、火灾爆炸等。本项目风

险潜势综合判断为 I，评价等级为简单分析。报告书针对项目生产特点，结合对各类事故的影响分析，提出了有针对性的风险防范措施。在严格落实报告书提出的各项事故风险防范措施和应急预案情况下，本项目环境风险可控，项目建设是可行的。

12.6. 总量控制分析

本项目没有新增大气污染物的排放，废水不外排，总量控制目标值不变。

12.7. 总体结论

本工程的建设符合国家相关产业政策和“三线一单”生态环境分区管控方案要求。项目建成后在落实各项污染防治措施及确保达标的情况下，项目建设对区域环境影响较小；采取严格的生态恢复措施后，项目建设对区域生态环境影响可接受；采取严格完善的环境风险防范措施和应急措施前提下，环境风险可防控。从环境保护角度出发，项目可行。