

萨北开发区东部过渡带外扩萨斜 1081 井区

产能建设工程项目

环境影响报告书

(报审稿)

建设单位：大庆油田有限责任公司第三采油厂

环评单位：河北奇正环境科技有限公司

编制时间：二〇二五年一月



打印编号: 1735632510000

1370775

编制单位和编制人员情况表

项目编号	w522q8	仅供报审版使用!	
建设项目名称	萨北开发区东部过渡带外扩萨斜1081井区产能建设工程		
建设项目类别	06-007陆地石油开采		
环境影响评价文件类型	报告书		
一、建设单位情况			
单位名称 (盖章)	大庆油田有限责任公司第三采油厂		
统一社会信用代码	91230607716675409L		
法定代表人 (盖章)	韩凤臣		
主要负责人 (签字)	姜华		
直接负责的主管人员 (签字)	单翀		
二、编制单位情况			
单位名称 (盖章)	河北奇正环境科技有限公司		
统一社会信用代码	9113010279199876U		
三、编制人员情况			
1. 编制主持人			
姓名	职业资格证书管理号	信用编号	签字
李晶晶	201905035130000013	BH035754	李晶晶
2. 主要编制人员			
姓名	主要编写内容	信用编号	签字
李晶晶	3、建设项目工程分析; 8、环境管理与监测计划; 9、环境影响评价结论	BH035754	李晶晶
戴佳佳	1、概述; 5、环境影响预测与评价; 4、环境现状调查与评价;	BH023322	戴佳佳
张亚影	2、总则; 6、环境保护措施及可行性论证; 7、环境影响经济损益分析;	BH062307	张亚影

目 录

1 概述	1
1.1 任务由来及背景	1
1.2 项目特点	2
1.3 环境影响评价工作过程	7
1.4 分析判定相关情况	8
1.5 关注的主要环境问题及环境影响	34
1.6 环境影响评价主要结论	37
2 总则	39
2.1 评价目的	39
2.2 评价原则	39
2.3 编制依据	39
2.4 环境影响识别与评价因子筛选	43
2.5 评价标准	47
2.6 评价等级及评价范围	53
2.7 环境保护目标	69
3 建设项目工程分析	73
3.1 现有工程分析	73
3.2 建设项目概况	81
3.3 开发区块概况	82
3.4 工程组成	84
3.5 开发方案	92
3.6 主要建设内容	98
3.7 场地布置及土地利用	121
3.8 施工方案	122
3.9 施工时序	126
3.10 设备物料消耗	126
3.11 依托工程	128
3.12 建设项目工程分析	141
3.13 清洁生产水平分析	179
4 环境现状调查与评价	182
4.1 自然环境状况	182
4.2 环境敏感区调查	188
4.3 环境质量现状调查与评价	189
5 环境影响预测与评价	250
5.1 大气环境影响预测与评价	250
5.2 地表水环境影响评价	266
5.3 地下水环境影响预测与评价	269
5.4 声环境影响预测与评价	282
5.5 固体废物环境影响分析	288

5.6 生态环境影响评价	294
5.7 环境风险分析	300
5.8 土壤环境影响评价	315
6 环境保护措施及其可行性论证	320
6.1 大气污染防治措施及其可行性论证	320
6.2 地表水污染防治措施及其可行性论证	322
6.3 地下水污染防治措施及其可行性论证	325
6.4 噪声污染控制措施及其可行性论证	329
6.5 固体废弃物控制措施及其可行性论证	331
6.6 生态保护措施及其可行性论证	333
6.7 土壤保护措施及其可行性论证	340
6.8 环境风险防范措施	342
6.9 油田开发后期及闭井期环保措施	349
6.10“三同时”环保验收一览表	349
7 环境影响经济损益分析	355
7.1 环境损失费估算	355
7.2 环保投资估算及环境效益分析	355
7.3 环境经济损益分析结论	357
8 环境管理与监测计划	358
8.1HSE 管理体系的建立和运行	358
8.2 环境监控	360
8.3 临时用地批复文件制度衔接	368
9 环境影响评价结论	370
9.1 项目概况	370
9.2 环境质量现状评价结论	370
9.3 环境影响分析和污染防治措施可行性结论	371
9.4 公众意见采纳情况	374
9.5 环境经济损益分析结论	374
9.6 环境管理与监测计划结论	374
9.7 综合评价结论	375
附表	376
附表 1: 建设项目大气环境影响评价自查表	376
附表 2: 建设项目地表水环境影响评价自查表	377
附表 3: 建设项目声环境影响评价自查表	379
附表 4: 建设项目土壤环境影响评价自查表	380
附表 5: 建设项目生态环境影响评价自查表	381
附表 6: 建设项目环境风险影响评价自查表	382

附图

- 附图 1: 项目地理位置图
- 附图 2: 本工程总体平面布置图
- 附图 3: 本工程钻井工程井场平面布置图
- 附图 4: 大气评级范围及环境保护目标分布图
- 附图 5: 土壤环境和土壤跟踪监测点位置图
- 附图 6: 地下水评价范围、现状监测点位及跟踪监测井位置图
- 附图 7: 生态评价范围图
- 附图 8: 环境质量现状监测布点图
- 附图 9: 综合水文地质图
- 附图 10: 项目区域承压水等水位线图
- 附图 11: 项目区域潜水等水位线图
- 附图 12: 土地利用现状图
- 附图 13: 土壤类型分布图
- 附图 14: 本项目区块与大庆市生态红线位置关系图
- 附图 15: 本项目与大庆市分区管控单元位置关系图
- 附图 16: 本项目井场所处水土保持位置示意图
- 附图 17: 本项目与黑龙江省生态功能区划位置关系图
- 附图 18: 植被类型图
- 附图 19: 典型生态措施平面布置图
- 附图 20: 典型生态措施设计图
- 附图 21: 现场勘查照片
- 附图 22: 开发区块总体平面布置图
- 附图 23: 工程运营期分区防渗图

附件

- 附件 1: 项目备案文件
- 附件 2: 现有工程环保手续文件
- 附件 3: 依托工程环保手续文件
- 附件 4: 大庆油田有限责任公司第三采油厂应急预案备案表
- 附件 5: 大庆油田有限责任公司第三采油厂排污许可证
- 附件 6: 环境质量现状监测报告
- 附件 7: 危险废物处置协议

1 概述

1.1 任务由来及背景

萨北开发区东部过渡带位于萨尔图油田东部，区块总面积 51.6km²，地质储量 15068×10⁴t，于 1971 年投入开发，1989 年开始对四条带萨尔图油层进行开采，属于已开发老区块，其中东部过渡带萨斜 1081 区块位于萨尔图油田背斜构造过渡带的东部，面积 10.4km²，区域内共发育萨 I 和萨 II 两个油层组，地质储量为 168.42×10⁴t。

东部过渡带 1971 年投入开发，目前共分四套层系井网开采。基础井网开采萨尔图和葡萄花主力油层，采用 330m 四点法面积井网；1989 年对四条带萨尔图油层进行开采，采用 270m 斜线状井网；1996 年对萨、葡差油层开展加密调整，采用 202m 四点法面积井网；2000 年对一条带南区进行葡一组油层聚驱开发，采用 125m 五点法面积井网；2004 年开始在东过一、二条带开展层系互补，通过加密与基础井对应补孔，缩小井距完善窄小砂体注采关系；2019-2020 年分别在东过南区、北区开展三、四条带加密，采用 150m 五点法面积井网和反九点法面积井网。

面对油田日益突出的储采失衡矛盾，萨北开发区按照勘探事业部统一安排，积极推进过渡带滚动扩边，2017-2018 年提交探明地质储量 531.38×10⁴t，以“精细描述、滚动评价、一体设计、效益建产”为总体思路，分期滚动开发。为进一步拓展产能规模，大庆油田有限责任公司第三采油厂决定在大庆市萨尔图区实施萨北开发区东部过渡带外扩萨斜 1081 井区产能建设工程项目。

本工程为东部过渡带滚动开发项目，项目设计开发井 80 口（新钻 75 口，代用 5 口），基建油水井 70 口，其中油井 55 口，注入井 15 口，10 口新钻井不进行基建；总进尺 7.47 万米，采用水驱开发方式；项目地面工程配套建设各类管道 50.68km，并对区域现有北五转油脱水站、北二十注水站进行改造，并配套建设通井路、供配电、数字化建设等辅助工程。预计建成产能 2.48×10⁴t/a。

本项目开发区块位于萨北开发区东部过渡带，2020 年委托编制了《萨北开发区东部过渡带三、四条带南区南块加密调整产能工程环境影响报告表》，于 2020 年 12 月 4 日取得原大庆市环境保护局的批复，批复文号庆环承诺审〔2020〕93 号，于 2024 年 10 月完成竣工环境保护验收工作；2020 年委托编制了《萨北开发区东部过渡带三、四条带北区加密调整产能建设地面工程环境影响报告表》，并于 2020 年 4 月 8 日取得原大庆市环境保护局的批复，批复文号庆环审〔2020〕45 号，于 2024 年 10 月完成竣工环境保护验收工作；2022 年 1 月委托了《第三采油厂东部过渡带外扩产能建设工程-建设项目

环境影响报告书》，并于 2022 年 2 月 17 日取得大庆市生态环境局的批复，批复文号庆环审[2022]39 号，目前正在组织验收；2023 年 2 月委托了《萨北开发区更新井产能建设工程及东部过渡带三四条带注采系统调整工程环境影响报告表》，并于 2023 年 9 月 5 日取得大庆市生态环境局的批复，批复文号庆环审[2023]109 号，目前正在建设中。本项目属于滚动开发，不属于新区块开发。

根据《大庆市水土保持规划》（2015~2030 年），大庆市划定了市级水土流失重点预防区和重点治理区，本项目井场所在的萨尔图区不属于市级水土流失重点治理区和重点治理区。本项目 7 平台井场距离东侧颖团小区 80m，属于涉及环境敏感区项目。

根据《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》（部令第 16 号），本项目属于第五项石油和天然气开采业“陆地石油开采 0711”，且本项目涉及名录中第三条（三）中的以居住为主要功能区域，不涉及名录第三条（一）、（二）中的各级各类保护区域和对建设项目产生的环境影响特别敏感的区域，应编制环境影响报告书。

根据 2017 年 7 月 16 日《国务院关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》（中华人民共和国国务院令 第 682 号）、《中华人民共和国环境影响评价法》、《建设项目环境影响评价分类管理名录》（生态环境部部令第 16 号）及《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）等法律法规，为保证建设项目与环境保护协调发展，从环境保护角度评价建设项目的可行性，大庆油田有限责任公司第三采油厂委托河北奇正环境科技有限公司编制环境影响报告书。

1.2 项目特点

1.2.1 项目建设内容介绍

本项目为陆地石油开采产能工程建设，建设内容包括钻井工程、油气集输工程，油气处理工程依托现有场站。项目设计开发井 80 口（新钻 75 口，代用 5 口），其中基建油水井 70 口（含油井 55 口，注入井 15 口），新钻井 75 口其中 10 口新钻井仅勘探不进行基建（后续如需基建则另行办理环评手续）。总进尺 7.47 万米，采用水驱开发方式，项目地面工程配套建设各类管道 50.68km，并对依托转油脱水站、注水站进行改造，并配套建设通井路、供配电、数字化建设等辅助工程。预计建成产能 $2.48 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

1.2.2 现有区块开发简介

东部过渡带 1971 年投入开发，目前共分四套层系井网开采。基础井网开采萨尔图和葡萄花主力油层，采用 330m 四点法面积井网；1989 年对四条带萨尔图油层进行开采，采用 270m 斜线状井网；1996 年对萨、葡差油层开展加密调整，采用 202m 四点法面积

井网；2000 年对一条带南区进行葡一组油层聚驱开发，采用 125m 五点法面积井网；2004 年开始在东过一、二条带开展层系互补，通过加密与基础井对应补孔，缩小井距完善窄小砂体注采关系；2019 年~2020 年分别在东过南区、北区开展三、四条带加密，采用 150m 五点法面积井网和反九点法面积井网。

东部过渡带外扩萨斜 1081 井区位于萨北开发区纯油区东侧，整个区域内为已开发水聚驱区块，建有较为完善的油、气、水、电、道路等工程，区域内有各种已建站所共 15 座。

区块现有北部过渡带一条带西区聚驱井网共部署井位 353 口（采油井 255 口，注入井 98 口）。开采层位萨 I、萨 II 油层组。现有区块委托编制了《萨北开发区东部过渡带三、四条带南区加密调整产能建设地面工程环境影响报告表》，于 2019 年 4 月 16 日取得大庆市生态环境局的批复，批复文号庆环审[2019]59 号，于 2020 年 11 月完成竣工环境保护验收工作。2020 年，委托编制了《萨北开发区东部过渡带三、四条带北区加密调整产能建设地面工程环境影响报告表》，于 2020 年 4 月 8 日取得大庆市生态环境局的批复，批复文号庆环审（2020）45 号，于 2024 年 10 月完成竣工环境保护验收工作。2020 年，委托编制了《萨北开发区东部过渡带三、四条带南区南块加密调整产能工程环境影响报告表》，于 2020 年 12 月 4 日取得大庆市生态环境局的批复，批复文号庆环承诺审（2020）93 号，于 2024 年 10 月完成竣工环境保护验收工作。2022 年，委托编制了《第三采油厂东部过渡带外扩产能建设工程环境影响报告书》，于 2022 年 2 月 17 日取得大庆市生态环境局的批复，批复文号庆环审[2022]39 号，目前正在建设。2023 年，委托编制了《萨北开发区更新井产能建设工程及东部过渡带三四条带注采系统调整工程环境影响报告表》，于 2023 年 9 月 5 日取得大庆市生态环境局的批复，批复文号庆环审[2023]109 号，目前正在建设。

1.2.3 项目选址

本项目位于大庆市萨尔图区，项目总占地约 820655m²，其中永久占地 35555m²，临时占地 785100m²，占地类型为耕地、一般草地。

根据《黑龙江省国土空间规划（2021-2035 年）》、《大庆市国土空间总体规划（2021-2035 年）》，以及黑龙江“三线一单”信息服务 APP 和大庆市生态保护红线分布图，本项目所在区域范围内无国家公园、自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、海洋特别保护区、饮用水水源保护区、基本草原、自然公园、重要湿地、天然林，重点保护野生动物栖息地，重点保护野生植物生长繁殖地，重要水生生物的自然产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场，不在水土流失重点预防区、沙化土地封

禁保护区、封闭及半封闭海域分布，且不在生态红线范围内，区域内以耕地和低洼草地为主，项目周边分布有颍团小区等村庄。

根据《大庆市水土保持规划》（2015~2030年），大庆市划定了市级水土流失重点预防区和重点治理区，本项目所在区域属于市级水土流失重点治理区。

根据黑龙江省防沙治沙工作领导小组《关于印发<关于贯彻落实《沙化土地封禁保护修复制度方案》的实施意见>的通知》，大庆市让胡路区、红岗区、大同区、肇源县、杜尔伯特蒙古族自治县属于沙化土地所在县（区），本工程位于大庆市萨尔图区，根据现场调查，项目占地区域未出现沙漠化现象，为保护区域生态环境，针对本工程的具体特点，应制定生态环境影响减缓措施和防沙治沙措施。

综合分析，项目周边不涉及制约本项目建设的环境影响因素。

1.2.4 工艺特点

本项目施工期包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程、油气集输工程、油气处理工程（依托）。钻前工程及钻井工程包括钻前准备、钻进、录井、测井、固井、完井，储层改造工程包括射孔工程。地面工程施工包括井场基建，并配套管线及道路的施工等。

本项目运行期地面工程站基建 55 口油井，地面工程站外集油系统采用双管并联掺水集油流程，注入工艺为“单干管单井”工艺。区块内有较完善的集油系统。本项目油井采出液进入已建计量间及新建计量间内分别输至北五转油放水站、萨北 1 号转油站、萨北 3 号转油站、北四放水站进行处理，低含水油再管输至北 II-1 脱水站、北 II-2 脱水站处理；油气分离产生的油田伴生气作为转油站加热炉燃料加以利用。脱出的含油污水经北四污水站、北五含油污水处理站处理后回注现役油层。经核实，依托场站各类设施均可以满足本次新增产能的需求，不需要扩建。注水系统依托北二十注水站，站外采用单干管单井流程。本次工程投产后，注水站及水质站规模均能满足新增产能需求。

本项目退役期为油水井服务期满后，停运、关闭、恢复土地使用功能的时段，油田退役期并非所有油水井同时关闭，而是将产能低或者无开采价值的油水井陆续关闭，直到将所有井关闭。闭井作业内容包括拆除井场的采油设备、设施，封闭出油层段和采油井口，管线退役段封堵、道路平整恢复等施工过程。

1.2.5 项目建设存在的优势

本项目为东部过渡带滚动开发项目，项目设计开发井 80 口（新钻 75 口，代用 5 口），基建油水井 70 口，其中油井 55 口，注入井 15 口，10 口新钻井不进行基建；总进尺 7.47 万米，采用水驱开发方式；项目地面工程配套建设各类管道 50.68km，并对区域现有北五转油脱水站、北二十注水站进行改造，并配套建设通井路、供配电、数字化建设等辅

助工程。预计建成产能 $2.48 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

1.2.6 产污特点及措施

1.2.6.1 施工期

(1) 本项目施工过程中产生的废水主要为钻井废水、管道试压废水、压裂返排液及生活污水；试压废水试压结束后用于场地区域泼洒抑尘，不外排；生活污水进入施工营地暂设的防渗生活污水池，施工结束后及时清掏并卫生填埋。压裂返排液由罐车拉运至第三采油厂北 II-1 废压裂液无害化处理装置处理，处理后的废水管输至北三污水站处理，处理后的污水管输至北十二深度污水处理站、北十三深度污水处理站处理达标后回注油层。钻井废水由罐车拉运，依托大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理 II 站处理。

(2) 本项目施工过程中产生的废气主要为施工扬尘、柴油发电机烟气、焊接烟尘和施工车辆尾气。施工扬尘采取运输道路及施工场地定时洒水抑尘，运输车辆采取苫布遮盖措施，土方开挖采取遮盖、围挡、洒水等防尘措施；施工车辆采用清洁燃料，降低污染物排放；项目管道焊接主要方式为电焊，由于项目焊接点较少，产生的焊接烟尘量较小，且项目位于室外，空气扩散条件较好，对大气环境影响较小。本工程钻井期间用电优先由区域现有供电系统提供，柴油发电机仅作为备用应急电源。施工期柴油废气排放量较小，所在区域为开阔地带，利于废气的扩散，因此对局部地区的环境影响较轻。

(3) 施工过程中产生的噪声主要为车辆沿途产生的噪声及施工机械产生的噪声污染。合理安排施工时间，尽量避免大量高噪声设备同时施工；合理布置施工现场，尽量将高噪声机械布置远离环境敏感点一侧；选用低噪声设备，平时注意设备维护和保养，避免设备不正常运行产生的高噪声；运输车辆选择避开居民点路线，尽量不鸣笛。

(4) 施工过程中产生的固体废物主要为废钻井液、钻井岩屑、废射孔液、非含油防渗布、清淤油泥、清管废渣、建筑垃圾、废包装袋、施工废料、废旧设备管线以及施工人员生活垃圾。拆除废旧设备、管线均回收至采油三厂资产库；施工废料、非含油防渗布、废包装物、清管废渣拉运至第一采油厂工业固废填埋场处理；生活垃圾统一收集后运至大庆城控电力有限公司处理；建筑垃圾由施工单位拉运至龙凤区南一路与大广路交叉口西侧的建筑垃圾临时消纳场处置；废射孔液由罐车拉运至吉林省油田管理局农工商企业总公司处理；废滤料收集后委托大庆蓝星环保工程有限公司处置。废钻井液、钻井岩屑由罐车拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理 II 站处理。清淤油泥委托大庆蓝星环保工程有限公司处理。

(5) 本项目施工期井场施工、道路改造和管道铺设发生的永久和临时占地，对土

地利用的影响主要是敷设管线等占用一定量的土地，临时占地为道路施工和管线占地，永久占地为主要为井场新增占地，占地类型为草地和耕地。项目施工结束后对临时占用的耕地进行复耕，占用草地植被恢复，对永久占地进行补偿，不会对土地利用结构造成明显影响，对植物种类和群落造成影响较小。

1.2.6.2 运行期

(1) 运行期产生的废气主要为油气集输过程中产生的非甲烷总烃，温室气体排放及依托场站油气处理加热炉产生的烟气。本项目油气集输全部采用密闭集油工艺流程，井口安装密封垫，集输管线采用密闭管道，定期对设备和管道进行维修保养，保证油气处理设施的平稳运行，控制烃类气体的无组织挥发，井场及依托场站排放的非甲烷总烃在厂界可以满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 5.9 中规定要求，场站排放的非甲烷总烃厂区内满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019) 附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求；依托场站加热炉燃料均采用天然气，为清洁能源，并采用低氮燃烧器，天然气经燃烧后均经不低于 8m 高烟囱高空排放，加热炉排放的废气能够达到《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014) 表 2 中新建燃气锅炉标准限值要求。

(2) 本项目运行期产生的废水主要为油田采出水、作业污水、洗井污水，最终进入北四污水站或北五含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015) 及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022) 限值要求后回注油层，不外排。

(3) 本项目运行期噪声源主要来自抽油机及修井机，抽油机电机、修井机等发声设备尽可能选用低噪声设备；对噪声值较高的设备采用相应的减振、隔声等降噪措施；注意对设备的维护保养，尤其加强村屯周围井场维护和保养，保证设备保持在最佳运行状态，降低噪声源强度。采取以上措施后井场厂界噪声能够达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2 类标准的要求。

(4) 项目运行期产生的固体废物主要有正常工况下产生的含油污泥，非正常工况下产生的落地油、含油废防渗布。含油污泥及落地油全部回收，由罐车拉运收集拉运至萨北含油污泥处理站减量化处理后再委托大庆圣德雷特化工有限公司处理，处理后满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》(DB23/T 3104-2022) 油田含油污泥经处置后泥渣利用污染物控制限值后，用作油田垫井场和通井路。含油废防渗布经收集后拉运至采油三厂危险废物规范化储存库暂存，最终委托有资质单位处理。

1.2.6.3 退役期

(1) 本项目退役期管线内介质均由压缩空气吹扫至后续集输管线进入集输系统处理。退役期施工人员产生的生活污水排入施工现场附近场站内已建化粪池。

(2) 本项目退役期施工过程中产生的废气主要为施工扬尘。施工扬尘采取运输道路及施工场地定时洒水抑尘，运输车辆采取苫布遮盖措施，并使用符合国家标准油品。

(3) 本项目退役管线两段封堵后直埋处理，退役期拆除的废旧设备全部回收至第三采油厂物资库。封井建筑垃圾集中清理收集后，送一般固体废物垃圾填埋场进行处置。废防渗材料（HW08 900-249-08）产生量为 0.5t/a，收集后交由有资质单位处置。

1.3 环境影响评价工作过程

我单位在接受委托后，按照《建设项目环境影响评价技术导则总纲》（HJ2.1-2016）、《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）等国家有关环境影响评价规范、技术导则及环境保护管理部门的要求，依次完成以下环境影响评价工作：

第一阶段：首先，依据《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》（部令 第 16 号）规定，确定萨北开发区东部过渡带外扩萨斜 1081 井区产能建设工程项目环境影响评价技术文件类型为环境影响报告书。

其次，在仔细研究项目开发方案的基础上，进行了初步工程分析，并对项目所在区域进行实地踏勘和调研，了解项目周围情况。在此基础上，完成环境影响因素识别、评价因子筛选、评价重点和主要环境保护目标确定等工作。通过对项目概况及周围环境敏感性分析确定：确定本项目大气环境影响评价工作等级为二级；声环境影响评价工作等级确定为二级；地表水环境影响评价工作等级为三级 B；地下水环境影响评价工作等级为二级；生态环境影响评价工作等级为三级；土壤环境影响评价工作等级为一级，环境风险环境影响评价工作等级为简单分析。并以此确定评价范围和评价标准，制定了工作方案。

第二阶段：根据工作方案，针对各环境要素的评价工作等级，调查了评价范围内的环境状况，制定了监测方案。并进行了详细的项目工程分析，在环境质量现状监测与评价的基础上，进行各环境要素的环境影响预测和评价，编制完成各环境要素环境影响分析与评价章节。

第三阶段：通过工程分析、环境影响分析的结果，确定项目所采取的环保措施，并对其技术、经济可行性进行论证，进一步完善环保措施，给出污染物排放清单，完成报告的编制。

具体环境影响评价工作程序见图 1.3-1。

在本项目环境影响报告书编制过程及初稿完成后，建设单位依据《中华人民共和国环境影响评价法》、《环境影响评价公众参与办法》及建设项目环境影响评价的相关规定开展项目的公众参与工作并单独出具环境影响评价公众参与说明。公众参与工作采用网络公示、报纸公示以及张贴公告相结合的方式。项目首次环评公示及项目环境影响报告书征求意见稿公示时间分别为2024年11月5日及2024年12月5日~12月18日；征求意见稿公示期间分别于2024年12月9日和12月11日在大庆油田报进行两次报纸公示，在黑龙江环保技术服务网公开发布平台进行萨北开发区东部过渡带外扩萨斜1081井区产能建设工程项目环境影响报告书全本公示和项目公众参与说明全本公示。在公示期间建设单位及环评单位未收到相关反馈，建设单位承诺将加强企业环境管理，项目运行中主动公开环保信息，接受公众监督。

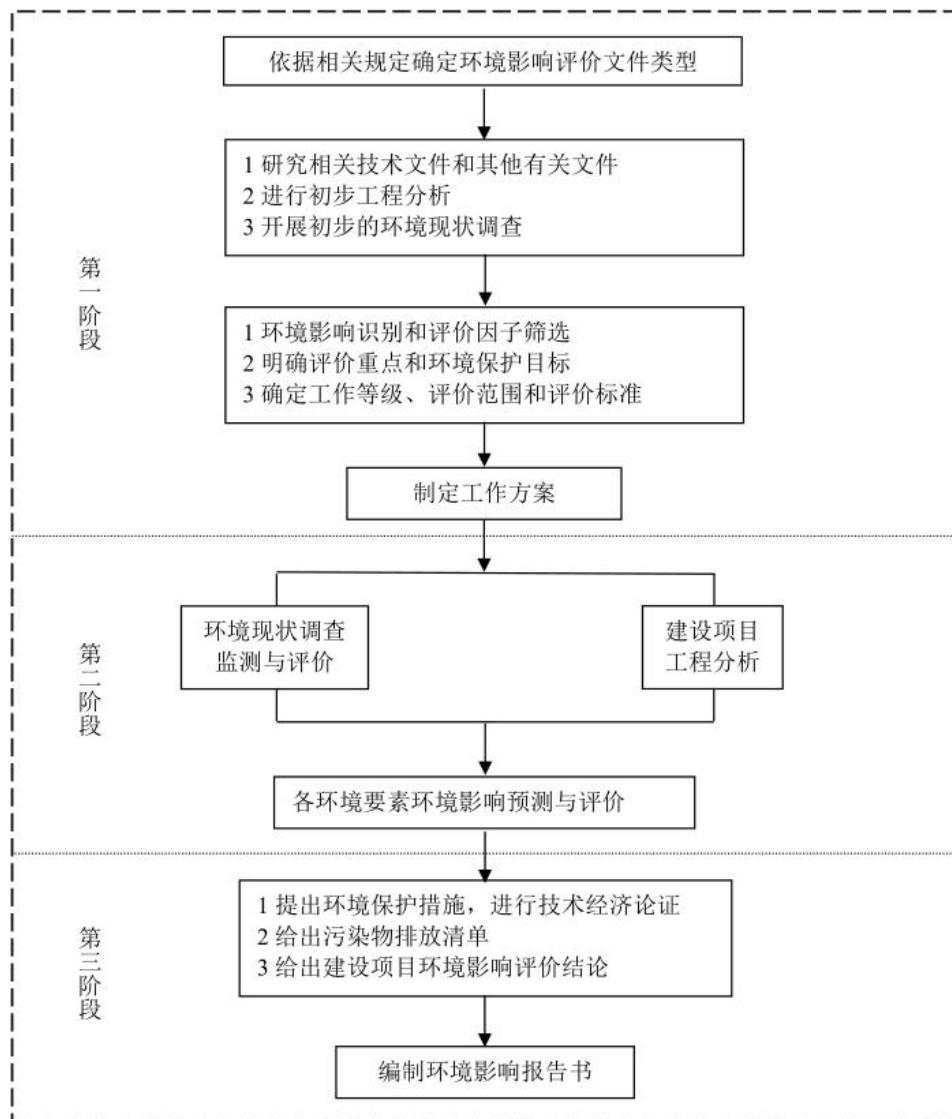


图 1.3-1 建设项目环境影响评价工作程序图

1.4 分析判定相关情况

1.4.1 产业政策符合性分析

本项目为石油开采项目，根据《国民经济行业分类》（GB/T4754-2017），本项目行业类别代码为 B0711 陆地石油开采。根据《产业结构调整指导目录（2024 年）》，本项目属于鼓励类“七、石油、天然气”中“1、常规石油、天然气勘探与开采”，因此，该项目建设符合国家的产业政策。

1.4.2 相关规划符合性分析

1.4.2.1 国民经济和社会发展规划符合性分析

《黑龙江省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》中提出：保障国家能源安全，当好标杆旗帜、建设百年油田，推进大庆油田常规油气资源稳油增气；页岩油、页岩气、致密油气等非常规油气资源抓勘探上产，推进页岩油气开发利用取得突破，老油田实现二次革命。本工程属于油田产能开发项目，因此本项目符合《黑龙江省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》要求。

《大庆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》中提出：完善百年油田建设专班推进工作机制；支持油田打好“提质增效”攻坚战，全力服务油田产能建设；拓展油田装备、油气储运、信息服务等产业合作领域，壮大混合所有制经济；加强油气资源和新能源开发利用；维护油田产业链供应链稳定；保障油田生产秩序。本工程为油田产能开发项目，因此本项目符合《大庆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》要求。

1.4.2.2 与《黑龙江省主体功能区划》符合性分析

本项目位于大庆市萨尔图区，根据《黑龙江省主体功能区规划》，大庆市萨尔图区属于国家级重点开发区域，且项目开发区域不属于限制或禁止开发区，大庆市的功能定位为全国重要的能源、石化、医药和重型装备制造基地，区域性的农产品加工和生物产业基地，东北地区陆路对外开放的重要门户。本项目属于油田开发项目，符合“全国重要的能源、石化、医药和重型装备制造基地”，且第八章第二节能源开发利用中明确：“在大庆及周边地区，加大石油勘探开发力度，实施老油田二次开发工程和三次采油工程，稳定石油产量”。第三节主要矿产资源开发利用中明确：“鼓励开采石油、天然气、煤层气、地热、油页岩、铁、铜、铅、锌、岩金、铂、钯、水泥用大理岩、含钾岩石、熔炼水晶、玻璃用硅质原料、珍珠岩、陶粒用原料、岩棉用玄武岩、透辉石岩、饰面石岩等矿产资源”，本项目位于黑龙江省大庆市萨尔图区境内，属于大庆油田石油开采项目，符合《黑龙江省主体功能区规划》要求。

1.4.2.3 与《黑龙江省生态功能区划》符合性分析

根据《黑龙江省生态功能区划》，本项目所在区域属于 I -6-1-2 大庆地区矿业与土壤保持生态功能区。该区位于大庆市，面积 5170km²，该功能区的主要生态系统服务功能为沙漠化控制、植被保护、生物多样性保护、石油开采。大庆地区矿业与土壤保持生态功能区存在的主要生态环境问题为：地下水超采严重，地下水水质受到污染；石油开采造成草地破坏；地面踩空塌陷；土地盐渍化。本项目在黑龙江省生态功能区划图中位置具体见附图 15。

近些年项目所在区域通过加大地表水利用率，加强计划用水管理和地下水动态监测等一系列措施，《2018 年大庆市超采区特征值成果分析报告》显示，大庆市地下水超采区已经消失。2020 年，大庆市水务局下发《关于开展地下水超采治理和保护调查及做好深层承压水压采工作的通知》，大力推进以地表水为水源的供水工程建设，提高公共供水管网覆盖率，关停封闭公共供水管网覆盖区的水源井，将深层承压水作为战略性资源加以保护。通过采取一系列举措，地下水水质污染问题得到控制。

本项目位于黑龙江省大庆市萨尔图区境内，建成后新增永久占地面积为 3.5555hm²，临时占地面积为 78.51hm²，项目新增永久占地面积小，施工结束后对临时占地进行恢复，对永久占地进行补偿，不会造成大面积的土地退化，项目的建设不会对区域生态功能产生明显影响，同时，在项目实施过程中，加强防沙治沙和水土保持措施的实施，如尽量减少施工作业范围，施工过程中力求做到挖填平衡，施工结束后对破坏的土地进行平整并覆土压实，及时进行植被恢复等，因此本项目符合《黑龙江省生态功能区划》的要求。

1.4.2.4 城镇规划符合性分析

(1) 与《大庆市国土空间总体规划（2021-2035 年）》符合性分析

根据《大庆市国土空间总体规划（2021-2035 年）》，本项目属于“六区”中油气资源开发利用区，不在生态保护红线、城镇开发边界内，满足《大庆市国土空间总体规划（2021-2035 年）》中的要求。

(2) 与《大庆市城市总体规划（2011-2020 年）》符合性分析

根据《大庆市城市总体规划（2011-2020 年）》中“第五章主城区总体布局规划中第八节工业、仓储用地规划”，石油开采工业：主要在萨尔图周围及萨大路两侧为油田开发带，以石油开采业为主，是大庆油田产能的核心地域，要保证采油“三次加密”的实施，推广新技术手段的应用，加大外围油田勘探和开采力度，建立多元油田开发机制，在油田开采同时应兼顾城市生态环境的建设。本项目位于萨尔图区，符合该规划要求。

(3) 与《大庆油田振兴发展纲要》符合性分析

根据《大庆油田振兴发展纲要》（2020年6月），力争到2025年，基本探明页岩油储量30亿吨，累计增加石油探明储量8亿吨，天然气探时储量3500亿立方米；本土原油产量实现3000万吨规模，天然气产量达到70亿立方米以上。本项目为老区利用井增产，其建设符合大庆油田油振兴发展纲要。

（4）与《大庆市土地利用总体规划》（2006-2020年）符合性分析

本项目位于大庆市萨尔图区，根据《大庆市土地利用总体规划》（2006-2020年），本项目所在地区为石油用地区。石油用地区的土地综合利用方向为：保证大庆油田生产用地，搞好工矿废弃地复垦，提高节约集约用地水平，增加经济效益。根据《大庆市土地利用总体规划（2006~2020）》中的要求，对列入国家和省重点建设计划的交通、水利、能源、环保等基础设施建设项目用地必须要优先安排，重点保障；本项目为油田产能开发项目，助力大庆油田增产，增加经济效益。

1.4.2.5 与《黑龙江省“十四五”生态环境保护规划》符合性分析

表 1.4-1 本项目与《黑龙江省“十四五”生态环境保护规划》相关要求符合性

序号	相关要求	符合性分析	符合性
1	推进扬尘精细化管控。全面推行绿色施工，严格落实施工工地扬尘管控责任，加强施工扬尘监管执法。推进低尘机械化湿式清扫作业，加大城市出入口、城乡结合部等重要路段冲洗保洁力度，渣土车实施全密闭运输，强化绿化用地扬尘治理。城市裸露地面、粉粒类物料堆放以及大型煤炭和矿石码头、干散货码头物料堆场，全面完成抑尘设施建设和物料输送系统封闭改造，鼓励有条件的码头堆场实施全封闭改造	①为防止因交通运输量的增加而导致的扬尘污染，合理规划道路运输路线，尽量利用现有公路网络。②运输道路、施工场地应定时洒水抑尘，定期清扫散落在施工场地的泥土，应实行湿法吸扫，以减少扬尘对周边土壤和植被的影响。③运料车辆在运输时，车辆应当采取全密闭措施，需要在运料顶部加盖篷布，严禁敞开式、半敞开式运输，不得装载过满，以防洒落在地，形成二次扬尘。④土方开挖应采取遮盖、围挡、洒水等防尘措施。临时堆放土堆应采取覆盖等防尘措施；缩短土方裸露时间；对易产生扬尘污染的建筑材料堆应覆盖到位。⑤合理规划施工进度，表土剥离及时开挖，及时回填，防止弃土风化失水而起沙起尘；遇大风天气应停止土方工程施工作业。⑥施工完成后，在绿化季节到来时应立即对临时占地进行植被恢复。⑦施工结束后，应及时进行施工场地的清理，清除积土、堆物。	符合
2	开展 VOCs（挥发性有机物）全过程综	本项目在石油开采集输过程中均采取了埋	符合

	合整治。持续开展石化、化工、包装印刷、工业涂装等重点行业 VOCs 全过程综合整治。提高 VOCs 含量低（无）的绿色原辅材料替代比例，开展原油、成品油、有机化学品等涉 VOCs 物质储罐排查，按规定逐步取消炼油、石化、煤化工、制药、农药、化工、工业涂装、包装印刷等企业非必要 VOCs 废气排放系统旁路。	地的集油管线，运营期油气集输均为密闭形式，且采油井井口均安装了密封垫，可有效控制挥发性有机物无组织排放。	
3	在制定国土空间规划及交通运输等相关规划时，合理划定防噪声距离，明确规划设计要求。因特殊需要必须连续作业的，必须有县级以上政府或者其有关主管部门的证明，并公告附近居民。鼓励采用低噪声施工设备和工艺。依法将工业企业噪声纳入排污许可管理，严厉查处工业企业噪声排放超标扰民行为。加强对文化娱乐、商业经营中社会生活噪声热点问题日常监管和集中整治。到 2025 年，地级及以上城市全面实现功能区声环境质量自动监测，声环境功能区夜间达标率达到国家要求	（1）施工单位首先选用运行状况良好的施工机械，并注意维护保养，减少因为设备异常运行产生的噪声影响周边环境；（2）合理安排施工进度和施工时间，严格禁止夜间 10 时至次日 6 时进行高噪声施工，调整同时作业的施工机械数量，降低对周围环境的影响；（3）井场抽油机等设备选用低噪声设备，定期维护保养，合理操作，保证机械保持在最佳状态，降低噪声源强度。通过采取以上防治措施，可以降低施工期设备、运营期井场设备噪声对周围敏感目标的影响。	符合
4	加强空间布局管控。将土壤和地下水环境管理纳入国土空间规划，根据土壤污染的环境风险，合理确定土地用途。永久基本农田集中区禁止规划建设可能造成土壤污染的建设项目。对涉及有毒有害物质可能造成土壤污染的建设项目，依法进行环境影响评价，按规划定提出并落实防腐蚀、防渗漏、防遗撒等土壤污染防治具体措施。	项目使用双层套管技术、定期对油井套管进行检查等地下水污染防治措施，消除对地下水的污染隐患。运营期井场作业铺垫防渗布，作业污水全部回收，避免对周边土壤造成影响。同时，本次评价要求项目采取分区防渗措施，最大程度保证不污染地下水及土壤等环境。	符合
5	防范工矿企业新增土壤污染。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。鼓励土壤污染重点监管单位实施提标改造。各地定期组织开展土壤污染重点监管单位和地下水重点污染源周边土壤、地下水环境监测，督促	大庆油田有限责任公司第三采油厂作为土壤重点企业每年对区域内土壤进行监测，并在大庆油田信息港进行信息公开。根据土壤信息公开结果，各监测点位污染物浓度均满足《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。同时，本次评价设	符合

	企业定期开展土壤和地下水环境自行监测、污染隐患排查治理。防控矿产资源开发污染土壤，加强尾矿库安全管理。	置了地下水及土壤跟踪监测点位，能够及时有效的跟踪调查项目土壤的受污染情况。	
--	---	---------------------------------------	--

1.4.2.6 与《黑龙江省“十四五”黑土地保护规划》符合性分析

本项目与《黑龙江省“十四五”黑土地保护规划》相关要求符合性分析详见表 1.4-2。

表 1.4-2 本项目与《黑龙江省“十四五”黑土地保护规划》符合性分析

序号	相关要求	符合性分析	结论
1	严控耕地保护红线。实行最严格的耕地保护制度，划定耕地保护红线和永久基本农田控制线，严格落实耕地占补平衡、易地补充耕地、土地复垦等政策，确保完成规划期内黑土耕地保有量和永久基本农田保护任务。	本工程属国家能源设施重点建设项目，项目占地主要是管线施工临时占用草地和耕地，永久占地主要为草地、耕地，占地面积较少。本项目在施工前需要临时征收土地，应报请相关主管部门同意，取得用地审批。本工程尽可能减少占地，并保证耕地占用占补平衡。	符合
2	严格国土空间用途管制。制定用途管制规则，实行严格的用途管制，严控非农建设用地规模，尽量少占优质黑土地。强化对占用黑土地的管控约束，使得城镇发展等非农建设尽量避让优质黑土地。	本项目施工过程中，需遵守《大庆油（气）田建设工程用地规范》规定，严格控制施工作业面积，加强施工管理，尽量减少占地面积，并规范行车路线及施工人员行为，严禁随意践踏、碾压施工区范围外的植被，不准乱挖、乱采野生植物，确保尽量少占黑土地	符合
3	严格土地执法。建设项目占用耕地的，应当按规定进行表土剥离和利用。全面加大黑土耕地保护违法违规问题执法力度，及时发现、严肃查处土地违法特别是乱占耕地、破坏耕地、盗挖黑土等行为。	本工程实施前编制建设项目占用耕地耕作层土壤剥离利用方案，统筹安排剥离、储存和再利用。表土剥离和利用严格执行《建设占用耕地耕作层土壤剥离利用技术规范》（DB23/T2913-2021）。本项目在施工过程中针对临时占地，应剥离占地内 0.3m 的表土，采用分层开挖，分层堆放，表土沿管沟单独堆存，并采取苫布遮盖，防止水土流失。并定期洒水抑尘，施工结束后剥离表土分层回填，全部回用于临时占地地表平整。	符合
4	实施耕地深松轮作。推行深松（翻）整地，打破犁底层，增加土壤通透性和耕层厚度，建立“土壤水库”，提高土壤抗旱防涝、蓄水保墒能力，实现	本工程对临时占用的耕地采用深松深耕进行复垦。	符合

	春旱秋防。		
--	-------	--	--

1.4.2.7 与《大庆市“十四五”生态环境保护规划》符合性分析

表 1.4-3 项目与《大庆市“十四五”生态环境保护规划》相关要求符合性

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	全面推行绿色施工，严格落实施工工地扬尘管控责任，加强施工扬尘监管执法。推进低尘机械化湿式清扫作业，加大城市出入口、城乡结合部等重要路段冲洗保洁力度，渣土车实施全密闭运输，强化绿化用地扬尘治理。城市裸露地面、粉粒类物料以及干散货物料堆场，全面完成抑尘设施建设和物料输送系统封闭改造，鼓励有条件的堆场实施全封闭改造。	① 为防止因交通运输量的增加而导致的扬尘污染，合理规划道路运输路线，尽量利用现有公路网络。②运输道路、施工场地应定时洒水抑尘，定期清扫散落在施工场地的泥土，应实行湿法吸扫，严禁干扫和吹扫，以减少扬尘对周边土壤和植被的影响。③运料车辆在运输时，车辆应当采取全密闭措施，需要在运料顶部加盖篷布，以防洒落在地，形成二次扬尘。④土方开挖应采取遮盖、围挡、洒水等防尘措施。临时弃土集中堆放在背风侧，临时堆放土堆应采取覆盖、洒水等防尘措施；缩短土方裸露时间，堆放过程中应在顶部加盖篷布。⑤合理规划施工进度，表土剥离及时开挖，及时回填，防止弃土风化失水起尘；遇大风天气停止土方工程施工作业。⑥施工完成后，在绿化季节到来时应立即对临时占地进行植被恢复。⑦施工结束后，应及时进行施工场地的清理，清除积土、堆物。	符合
2	在制定国土空间规划及交通运输等相关规划时，合理划定防噪声距离，明确规划设计要求。因特殊需要必须连续作业的，必须按照法律规定取得证明，并公告附近居民。鼓励采用低噪声施工设备和工艺。依法将工业企业噪声纳入排污许可管理，严厉查处工业企业噪声排放超标扰民行为。加强对文化娱乐、商业经营中社会生活噪声热点问题日常监管和集中整治。到 2025 年，全面实现功能区声环境质量自动监测，声环境功能区夜间达标率达到国家要求。	本项目施工期合理安排施工时间制定科学的施工计划，应尽可能避免大量高噪声设备同时使用。合理布局施工现场，对施工线路实行分段施工的组织方式，合理安排施工计划和施工方法，合理布置施工现场，尽量将高噪声机械布置远离环境敏感点一侧。设备选型上尽量采用低噪声设备，同时做好机械设备日常维护工作。闲置不用的设备应立即关闭，运输车辆进入现场应减速，并减少鸣笛。运输车辆选择避开居民点路线，进入施工现场，尽量不鸣笛。	符合

3	<p>严控耕地保护红线。实行最严格的耕地保护制度,对黑土耕地全面进行管控。落实“三线一单”生态环境分区中与耕地相关管控要求。推广保护性耕作模式。</p> <p>强化黑土耕地保护的监督管理。落实属地监督管理责任,实行黑土耕地动态监管、日常巡查。</p> <p>加快耕地水土流失综合治理。坚持山水林田湖草沙冰系统治理、综合治理,减轻风蚀水蚀,防治水土流失。</p>	<p>本项目占地类型为耕地(一般耕地)和草地(一般草地),本项目在施工过程中针对管线工程临时占地,应剥离占地内0.3m的表土,采用分层开挖,分层堆放,沿开挖管沟暂存于表土剥离临时堆放区,并定期采取洒水抑尘措施,剥离的表土在施工结束后分层回填,并及时恢复地表植被。</p>	符合
4	<p>推进地下水污染综合防治。建立地下水污染防治管理和环境监测体系,建设地下水信息平台。加强地下水污染与地表水、土壤等共生环境协同防治。全面开展地下水污染分区防治,提出地下水污染分区防治措施,实施地下水污染源分类监管。推进地下水重点污染源风险防控,开展试点示范。</p>	<p>本项目针对项目区域采取了分区防渗措施,并在区域内及上下游布置4口跟踪监测井,定期进行跟踪监测。</p>	符合
5	<p>推进重点产废单位“减量化、资源化、无害化”工作。抓好油田采油环节各类固废的源头减量、分类处置工作。加快构建与产生量相匹配处理规模的水基钻井泥浆综合利用项目。进一步推进历史遗留固体废物的排查整治,通过拓展工业固体废物的综合利用渠道和效率,最终实现产业绿色转型。</p>	<p>本项目施工废料拉运至第一采油厂工业固废填埋场处理;建筑垃圾由施工单位拉运至南一路与大广路交叉口西侧的建筑垃圾临时消纳场处置;废旧设备全部回收至第三采油厂物资库;注水站清淤油泥委托大庆蓝星环保工程有限公司拉运处置。生活垃圾统一收集后拉运至大庆城控电力有限公司处理;废射孔液由罐车拉运至吉林省油田管理局农工商企业总公司处理;废钻井液、钻井岩屑由罐车拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理II站处理;含油防渗布拉运至采油三厂危险废物规范化储存库暂存,最终委托有资质单位处置。清淤油泥、含油污泥和落地油需严格执行《危险废物转移管理办法》,收集拉运至萨北含油污泥处理站减量化处理后再委托大庆圣德雷特化工有限公司处理,处理后满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》(DB23/T 3104-2022)油田</p>	符合

		含油污泥经处置后泥渣利用污染物控制限值后，用作油田垫井场和通井路。	
--	--	-----------------------------------	--

1.4.2.8 与《大庆市水土保持规划》（2015~2030年）符合性分析

根据《大庆市水土保持规划》（2015~2030年），大庆市划定了市级水土流失重点预防区和重点治理区，本项目所有井场位于萨尔图区，不属于市级水土流失重点治理区和重点预防区。本项目利用井井场所处水土保持重点预防区和治理区示意图见附图 16。本工程的开发建设与该规划的符合性分析见表 1.4-4。

表 1.4-4 与《大庆市水土保持规划》（2015~2030年）符合性一览表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	3.3.1.4 工矿区治理中要求“治理措施以植被恢复为主，采用种草、种树绿化方法，治理油田开采和砖厂取土生产等造成的地表植被破坏”。	本项目管线工程在施工过程中尽量保护土地资源，不打乱土层，以便植被恢复，临时占用的耕地等质等量复耕。通过上述措施，可以尽快将临时占地的植被恢复至原有水平。	符合
2	3.3.3.3 次生盐渍化防治中要求“建立完善水利排水工程，避免工业污水浸泡农田；生产建设用地破坏植被应及时采取恢复植被措施，避免造成次生盐渍化”。	本项目产生的生产废水均进入北四污水站、北五含油污水处理站处理，处理后的污水指标满足《大庆油田地面工程建设设计规定》后回注油层，不外排；工程施工结束后对临时占地进行植被恢复，降低人为因素导致当地土壤盐碱化的趋势。	符合
3	5.2.2 综合治理措施配置中要求“城市水土保持治理措施，结合生产建设项目类型具体设置措施”。	工程为陆地石油开采类项目，结合本项目工程内容，根据井场、管道、道路不同的施工特点给出水土保持措施，管道表土留存分层回覆，道路改造工程不新增占地。	符合

根据上表分析，本项目满足《大庆市水土保持规划》（2015~2030年）要求。

1.4.2.13 与《大庆油气田地面工程“十四五”规划》符合性分析

根据《大庆油气田地面工程“十四五”规划》开发规划安排，“十四五”期间，本土原油产量实现 3000 万吨规模，天然气产量达到 70 亿立方米以上。力争天然气产量达到 $70 \times 10^8 \text{m}^3$ ，其中溶解气 $16 \times 10^8 \text{m}^3$ ，气层气产量达到 $54 \times 10^8 \text{m}^3$ 。松辽地区老井递减控制在 7% 左右，新增产能 3.3 亿方。松辽地区“十四五”期间新增产能 8.014 亿方。本项目地处松嫩平原中部，属嫩江冲积平原，在地质构造上属于松辽盆地中央坳陷区。在《大庆油气田地面工程“十四五”规划》总体部署下，将本项目列为 2024 年大庆油田产能计划中项目，本项目建设符合大庆油田油气开发规划。

1.4.3 相关政策符合性分析

1.4.3.1 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》（环办环评函〔2019〕910号）符合性分析

本项目与《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》（环办环评函〔2019〕910号）符合性分析见表 1.4-5。

表 1.4-5 建设项目与“通知”符合性分析

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	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。	本项目开发区块为萨北开发区东部过渡带外扩萨斜 1081 区块，属于滚动开发，包含新井、管线、场站改造等配套工程。本次项目评价过程中针对生态环境影响及环境风险提出了有效的治理及预防措施。本次环评描述了现有工程环境影响进行回顾性评价，明确了现有区块的污染物排放情况，依托设施转油站、脱水站、污水站、含油污泥处理站的依托可行性及其污染物产生及排放情况，各依托设施均可有效依托。	符合
2	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。自 2021 年 1 月 1 日起，原则上不以单井形式开展环评。	本项目为油田产能建设项目，将 10 口勘探井纳入区块 70 油水井地面产能建设工程，符合手续要求。	符合
3	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。	本项目施工期及运营期废水均不外排，不涉及向地表水体排放污染物。	符合
4	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。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层，一般	项目作业污水、洗井废水经北五含油污水处理站处理后回注油层，油田采出水管输至北四污水站、北五含油污水处理站处理后回注，属于回注到现役油气藏层位。回注水质同时满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。采取过程防控、跟踪监测来防止污	符合

	应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。	染地下水。	
5	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	本项目运营期油气集输均为密闭形式，可有效控制挥发性有机物无组织排放。	符合
6	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，提高废弃油基泥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。	本工程为产能建设地面工程，施工期废钻井液由罐车拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理 II 站处理；钻井岩屑由罐车拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理 II 站处理；清淤油泥收集委托大庆蓝星环保工程有限公司处理。运营期新增的含油污泥、落地油收集拉运至萨北含油污泥处理站减量化处理后再委托大庆圣德雷特化工有限公司处理；含油废防渗布属于危险废物，定期委托有资质单位进行处置。项目产生的危险废物均按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求进行评价。	符合
7	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。	施工期井场、管线均在临时用地内进行施工，施工采用人工开挖和机械开挖相结合的方式。本项目为钻井期间设备依托区域内既有电网，柴油发电机作为备用电源。	符合
8	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。	大庆油田有限责任公司第三采油厂设有突发环境事件专项应急预案，于2023年6月19日在大庆市萨尔图生态局完成应急预案备案，备案编号为230602-2023-013-L。	符合

由上表可知，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》中要求。

1.4.3.2 与《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）符合性判定

根据《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》要求，石油和天然气开采业的 VOCs 污染防治可参照相应的污染防治技术政策。

表 1.4-6 本工程与《石油天然气开采业污染防治技术政策》相关要求符合性

序号	相关要求	本工程内容	符合性判定
1	到 2015 年末，行业新、改、扩建项目	本项目运行期作业污水回用率	符合

	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%。	100%，工业固废（含油污泥、落地油、含油废弃防渗布）均得到妥善处置。	
2	油气田建设应总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置。	本项目为现有区块的改扩建项目，油气处置和废物收集处置均依托现有集中处置站场	符合
3	井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到 100%。	大庆油田有限责任公司第三采油厂井下作业中配备泄油器、刮油器等配套措施，落地油在施工结束后 100% 回收	符合
4	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。	本项目压裂返排液由罐车拉运至第三采油厂北 II-1 废压裂液无害化处理装置处理，处理后的废水管输至北三污水站处理，处理后的污水管输至北十二深度污水处理站、北十三深度污水处理站处理达标后回注油层，压裂返排液入罐率达到 100%，本项目不涉及试油（气）过程。	符合
5	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。	本项目采出水均处理达标后回注	符合
6	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%	本项目油气集输均采用密闭流程，集输过程中烃类挥发系数为 1.4175%	符合
7	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 250 口油水井均为老井利用井，没有新钻井，井场施工不新增占地	符合
8	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。	本项目开发过程中产生的伴生气经油气分离，分离出的湿伴生气进入场站内现有天然气除油器脱水除油后作为燃料自用，不外排。	符合
9	应设立地下水水质监测井，加强对油气田地下水水质的监控，防止回注过程对地下水造成污染。	本项目设置了 4 口地下水监测井，定期对地下水进行跟踪监测。	符合
10	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、	油井检修作业污水及水井洗井污水通过罐车回收后送至北五污水处理站处理达标后回注油层，不外排	符合

	废水处理一体化装置等处理后达标外排。		
12	应回收落地原油，以及原油处理、废水处理产生的油泥(砂)等中的油类物质，含油污泥资源化利用率应达到90%以上，残余固体废物应按照《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别，根据识别结果资源化利用或无害化处置。	油气水分离器、储罐产生的油泥(砂)及落地油收集拉运至萨北含油污泥处理站减量化处理后再委托大庆圣德雷特化工有限公司处理，处理后满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》(DB23/T 3104-2022)油田含油污泥经处置后泥渣利用污染物控制限值后，用作油田垫井场和通井路。	符合

1.4.3.3 与《黑龙江省重点行业挥发性有机物综合治理行动方案》(黑环发〔2019〕153号)符合性判定

本项目与《黑龙江省重点行业挥发性有机物综合治理行动方案》(黑环发〔2019〕153号)符合性分析见表1.4-7。

表 1.4-7 与《黑龙江省重点行业挥发性有机物综合治理行动方案》符合性分析

序号	类别	相关要求	本项目符合性
1	加强政策引导	企业采用符合国家有关低 VOCs 含量产品规定的涂料、油墨、胶粘剂等，排放浓度稳定达标且排放速率、排放绩效等满足相关规定的，相应生产工序可不要求建设末端治理设施。使用的原辅材料 VOCs 含量(质量比)低于 10%的工序，可不要求采取无组织排放收集措施。	本项目为陆地石油开采项目，在石油开采集输的过程中采取了集油管线密闭输送等措施来控制挥发性气体的扩散，且本项目在采油井井口安装了密封垫，在采取了上述措施后，本项目的建设符合《黑龙江省重点行业挥发性有机物综合治理行动方案》。
2	加强设备与场所密闭管理	含 VOCs 物料应储存于密闭容器、包装袋，高效密封储罐，封闭式储库、料仓等。含 VOCs 物料转移和输送，应采用密闭管道或密闭容器、罐车等。	
3	推进使用先进生产工艺	通过采用全密闭、连续化、自动化等生产技术，以及高效工艺与设备等，减少工艺过程无组织排放。挥发性有机液体装载优先采用底部装载方式。	
4	加大废水集输系统改造力度	哈尔滨市、大庆市现有重点企业通过采取密闭管道等措施逐步替代地漏、沟、渠、井等敞开式集输方式。	

1.4.3.4 与《中华人民共和国黑土地保护法》的符合性分析

本项目位于黑龙江省萨尔图区，根据《黑龙江省“十四五”黑土地保护规划》，不属

于黑土地保护重点县，本项目与《中华人民共和国黑土地保护法》相关要求符合性分析详见表 1.4-8。

表 1.4-8 与《中华人民共和国黑土地保护法》符合性分析

序号	相关要求	符合性分析	结论
1	建设项目不得占用黑土地；确需占用的，应当依法严格审批，并补充数量和质量相当的耕地。	本项目永久占地及临时占地类型为草地和耕地（基本农田），占用黑土耕地，本项目在施工前需要征收土地，应报请相关主管部门同意，取得用地审批。本项目尽可能减少占地，在建设过程中，对临时占地进行表土剥离，施工结束后回填，对永久占地按“占一补一”原则进行补偿，专款用于基本农田补划。	符合
2	建设项目占用黑土地的，应当按照规定的标准对耕作层的土壤进行剥离。剥离的黑土应当就近用于新开垦耕地和劣质耕地改良、被污染耕地的治理、高标准农田建设、土地复垦等。	本项目施工阶段对临时占地表土进行剥离，施工结束后全部回填用于耕植土。本项目实施前编制建设项目占用耕地耕作层土壤剥离利用方案，统筹安排剥离、储存和再利用。表土剥离和利用严格执行《建设占用耕地耕作层土壤剥离利用技术规范》（DB23/T2913-2021）。本项目在施工过程中针对临时占地，应剥离占地内 0.3m 的表土，采用分层开挖，分层堆放，暂存于施工井场内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，表土剥离临时堆放区周围设置排水沟等措施防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，剥离的表土在施工结束后分层回填，并及时恢复地表植被。	符合

在采取以上措施后，本项目符合《中华人民共和国黑土地保护法》中要求。

1.4.2.5 与《黑龙江省黑土地保护利用条例》的符合性分析

本项目与《黑龙江省黑土地保护利用条例》相关要求符合性分析详见表1.4-9。

表1.4-9 与《黑龙江省黑土地保护利用条例》符合性分析

序号	相关要求	符合性分析	结论
1	黑土地保护利用实行土地用途管制制度。严格限制农用地转为建设用地，严格控制耕地转为非耕地，禁止违法占用耕地。	本工程为油田产能建设项目，施工过程中以临时占地为主，占地类型为耕地（非基本农田）、草地（非基本草原），本项目在施工前需要临时征收土地，应报请相关主管部门同意，取得用地审批。本工程尽可能减少占地，对永久占用草地进行补偿，临时占用耕地和草地进行恢复。	符合
2	建立和完善建设用地增减挂钩机制。建设项目应当节约、集约使用黑土地，不占或者少占黑土地。	本项目管线施工临时占用草地和耕地，永久占地为井场及计量间占地，占地面积较少，管线施工过程严格控制占地范围。	符合

3	生产建设活动占用黑土地的，应当按照有关标准、规范和管理规定剥离表土。	本工程实施前编制建设项目占用耕地耕作层土壤剥离利用方案，统筹安排剥离、储存和再利用。表土剥离和利用严格执行《建设占用耕地耕作层土壤剥离利用技术规范》（DB23/T2913-2021）。本项目在施工过程中针对临时占地，应剥离占地内 0.3m 的表土，采用分层开挖，分层堆放，表土沿管沟单独堆存，并采取苫布遮盖，防止水土流失。并定期洒水抑尘，施工结束后剥离表土分层回填，全部回用于临时占地地表平整。	符合
---	------------------------------------	---	----

在采取以上措施后，本项目符合《黑龙江省黑土地保护利用条例》中要求。

1.4.2.6 与《黑龙江省黑土地保护工程实施方案（2021-2025 年）》的符合性分析

本项目与《黑龙江省黑土地保护工程实施方案（2021-2025 年）》相关要求符合性分析详见表 1.4-10。

表1.4-10 与《黑龙江省黑土地保护工程实施方案（2021-2025年）》符合性分析

序号	相关要求	符合性分析	结论
1	坚持政府引导、社会参与。发挥政府投入引领作用，通过市场化运作，带动社会资本投入，引导农村集体经济组织、农户、新型经营主体、企业积极参与。健全黑土地保护责任体系，进一步明确省市县乡四级政府及相关部门黑土地保护职责，建立黑土地质量监测网络体系，形成黑土地保护建设长效机制	本项目在政府引导下，建设单位积极参与，对 3#平台井、7#平台井场占地内布设 2 个土壤跟踪监测点，定期对土壤进行跟踪监测，监测因子为 pH、石油类、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、汞、砷、六价铬，监测频次为 1 次/年	符合

在采取以上措施后，本项目符合《黑龙江省黑土地保护工程实施方案（2021—2025 年）》中要求。

1.4.3.7 与《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》符合性分析

本项目与《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2 号）符合性分析见表 1.4-11。

表 1.4-11 本项目与《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》符合性一览表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	建设项目施工、地质勘查使用临时用地时应坚持“用多少、批多少、占多少、恢复多少”，尽量不占或者少占	本项目建设区域为石油用地区，占用草地和一般耕地。本项目临时占地采取剥离占地内 0.3m 的表土，采用分层开挖，分层堆放，	符合

	耕地。使用后土地复垦难度较大的临时用地，要严格控制占用耕地。	暂存于管线两侧内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖、洒水抑尘等措施防止水土流失。针对永久占地按“占一补一”的原则及相关规定缴纳土地补偿费，专款用于占地的恢复及补偿，针对临时占地在将剥离的表土在施工结束后分层回填，确保恢复等质等量面积的耕地。	
2	临时用地使用期限一般不超过两年。建设周期较长的能源、交通、水利等基础设施建设项目施工使用的临时用地，期限不超过四年。	本项目为石油天然气开采，为能源基础设施建设项目，本项目施工期不超过1年。	符合
3	严格落实临时用地恢复责任，临时用地期满后应当拆除临时建(构)筑物，使用耕地的应当复垦为耕地，确保耕地面积不减少、质量不降低；使用耕地以外的其他农用地的应当恢复为农用地；使用未利用地的，对于符合条件的鼓励复垦为耕地。	本项目施工结束后拆除临时用地内临时建(构)筑物，并等质等量恢复临时占地内的耕地。	符合

根据以上分析，本项目符合《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2号）中要求。

1.4.3.8 与《石油天然气开采业清洁生产评价指标体系（试行）》符合性分析

表 1.4-12 本项目与清洁生产评价指标体系符合性分析

序号	文件要求	本项目符合性分析	符合性结论
1	资源和能源消耗指标：占地面积符合行业标准要求；新鲜水消耗 $\leq 10\text{m}^3/\text{井次}$ 。	本项目井场作业在永久占地内进行，占地面积符合行业标准要求，本项目作业期间不新增新鲜水消耗。	符合
2	资源综合利用指标：落地原油回收利用率 100%；生产过程排出物利用率 100%；剩余作业液回收率 100%；油井伴生气回收利用率 $\geq 80\%$	本项目作业期间地面铺设防渗布，落地原油及时回收，回收率达到 100%；落地油经依托处理达标后用作铺垫井场及通井路，利用率 100%；作业污水由罐车拉运至北五污水处理站处理满足标准后回注油层；作业液回收率 100%；伴生气全部回收用于加热炉自耗，回收利用率 $\geq 80\%$ 。	符合
3	污染物产生指标：油泥 $\leq 50\text{kg}/\text{井次}$ ；采油废水回用率 $\geq 60\%$ ；油井伴生气外排率 $\leq 20\%$ ；采出废水达标排放率 100%	本项目落地油泥 $\leq 50\text{kg}/\text{井次}$ ；采出水管输进入北五污水处理站、北四污水站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方	符合

		法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，回用率≥60%，伴生气全部回收用于加热炉自耗，回收利用率≥80%。	
--	--	--	--

1.4.3.9 与《地下水管理条例》（国务院令 第 748 号）符合性分析

本项目与《地下水管理条例》（中华人民共和国国务院令 第 748 号）符合性分析见表 1.4-13。

表 1.4-13 项目与《地下水管理条例》符合性分析

序号	相关要求	本工程符合性分析	符合性结论
1	第二十六条：建设单位和个人应当采取措施防止地下工程建设对地下水补给、径流、排泄等造成重大不利影响。	本项目油田采出液处理后废水管输至北四污水站、北五含油污水处理站处理后回注油层，作业污水等由罐车拉运至北五含油污水处理站处理后回注，回用率100%；工业固废（管线施工废料等）均得到妥善处置。本项目污染物采取合理处置措施，不会对地下水补给、径流、排泄等造成重大不利影响。	符合
2	第四十条：禁止下列污染或者可能污染地下水的行为：（一）利用渗井、渗坑、裂隙、溶洞以及私设暗管等逃避监管的方式排放水污染物；（二）利用岩层孔隙、裂隙、溶洞、废弃矿坑等贮存石化原料及产品、农药、危险废物、城镇污水处理设施产生的污泥和处理后的污泥或者其他有毒有害物质；（三）利用无防渗漏措施的沟渠、坑塘等输送或者贮存含有毒污染物的废水、含病原体的污水和其他废弃物；（四）法律、法规禁止的其他污染或者可能污染地下水的行为。	本项目油田采出液处理后废水管输至北四污水站、北五含油污水处理站处理后回注油层，作业污水等由罐车拉运至北五含油污水处理站处理后回注，回用率100%；施工期生活污水排入施工现场附近场站或计量间化粪池，定期由物业单位庆南工矿服务公司处理。废水得到合理收集和处置，不会采用渗井、渗坑等违法方式处理废水。	符合
3	第四十一条：企业事业单位和其他生产经营者应当采取下列措施，防止地下水污染：兴建地下工程设施或者进行地下勘探、采矿等活动，依法编制的环境影响评价文件中，应当包括地下水污染防治的内容，并采取防护性措施；化学品生产企业以及工业集聚区、矿山开采区、尾矿库、危险废物处置场、垃圾填埋场等的运营、	本项目环评文件中包含地下水污染防治措施和地下水影响预测章节，采取了必要的地下水污染防治措施。在本项目区域上游设置1口潜水背景值监测水井，在区域内设置1口潜水跟踪监测水井、在区域下游南侧设置1口潜水跟踪监测水井、利用颍团小区附近现有承压水井布设1口承压水跟踪监测水井，定	符合

	管理单位，应当采取防渗漏等措施，并建设地下水水质监测井进行监测。	期对地下水进行跟踪监测。	
--	----------------------------------	--------------	--

1.4.3.10与黑政办规〔2021〕18号符合性分析

本项目与《黑龙江省人民政府办公厅关于建设占用耕地耕作层土壤剥离利用工作的指导意见（试行）》（黑政办规〔2021〕18号）符合性分析见表1.4-14。

1.4-14 本项目与黑政办规〔2021〕18号相关要求符合性一览表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	成片开发和城镇批次用地占用耕地的，应在供地前实施耕作层土壤剥离；单独选址项目及其他需要剥离的项目，应在开工建设前按照剥离利用方案要求实施耕作层土壤剥离，并将剥离土壤存储在指定地点或直接输送到再利用场所。耕作层土壤剥离及运输过程中，应采取水土保持和扬尘防治措施，防止土壤和环境污染。土壤存储点的选取应遵循就近存储、易于存放、专人管理的原则，尽量利用废弃土地、闲置建设用地和未利用地，避让永久基本农田和生态保护红线、水源地等敏感区域。土壤存储要采取必要的工程防护和保育措施，防止出现水土流失、土壤质量退化和安全隐患。	本项目施工过程中占用耕地和一般草地。施工前编制表土剥离方案，在施工过程中针对临时占地，应剥离占地内0.3m的表土，采用分层开挖，分层堆放，集中暂存于临时占地内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，表土剥离临时堆放区周围设置排水沟等措施防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，耕作层土壤剥离完成后，由当地自然资源主管部门会同农业农村主管部门组织验收，验收合格的方能实施项目建设。针对永久占地将剥离的表土按照“占一补一，质量相等”的要求进行补偿并易地补充耕地，针对临时占地在将剥离的表土在施工结束后分层回填，并及时恢复地表植被。	符合

根据以上分析，本项目符合《黑龙江省人民政府办公厅关于建设占用耕地耕作层土壤剥离利用工作的指导意见（试行）》（黑政办规〔2021〕18号）中要求。

1.4.3.11 与《黑龙江省耕地保护条例》（2021年10月29日修订，2022年1月1日起施行）符合性判定

本项目与《黑龙江省耕地保护条例》（2021年10月29日修订，2022年1月1日起施行）符合性分析见表1.4-15。

表 1.4-15 本项目与《黑龙江省耕地保护条例》相关要求符合性一览表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	第二十一条：非农业建设可以利用非耕地的，不得占用耕地。经依法批准占用耕地的，用地单位应当负责开垦与所占用耕地数量、质量相当的耕地；没有条件开垦或者开垦的耕地不符合	根据地面工程方案情况，本项目施工无法避免占用耕地，本项目在施工前需要征收土地，应报请相关主管部门同意，取得用地审批。对于永久占地应剥离表层0.3m的耕作土，且按照“占一补一，质量相等”	符合

	要求的，应当向县以上自然资源行政主管部门缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地；耕地后备资源不足的，依法实行易地占补。	的要求进行易地补充耕地，按规定缴纳耕地开垦费，开垦新的耕地。	
2	第三十六条：因事故或者其他突发事件，造成耕地环境污染的，当事人应当立即采取补救措施，并向当地县级农业农村或者生态环境行政主管部门报告。相关行政主管部门接到报告后，应当及时启动应急预案，并按照规定处理。	本项目发现原油及含油污水泄漏渗入土壤时，针对工程可能发生的土壤污染，按照“源头控制、末端防治、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全阶段进行控制。	符合
3	第四十五条：耕地的耕作层土壤剥离按照国家和省有关规定执行。	本项目根据《黑龙江省人民政府办公厅关于建设占用耕地耕作层土壤剥离利用工作的指导意见（试行）》（黑政办规〔2021〕18号）要求实施表土剥离制度，本项目在施工过程中针对永久占地及临时占地，应剥离占地内0.3m的表土，采用分层开挖，分层堆放，集中暂存于剥离表土临时堆放区，并采取苫布遮盖等措施防止水土流失，定期采取洒水抑尘措施，耕作层土壤剥离完成后，由当地自然资源主管部门会同农业农村主管部门组织验收，验收合格的方能实施项目建设。针对永久占地将剥离的表土按照“占一补一，质量相等”的要求进行补偿并易地补充耕地，针对临时占地在将剥离的表土在施工结束后分层回填，并及时平整恢复。	符合
4	第四十六条：经批准占用耕地的非农业建设项目施工时，施工单位应当减少地表扰动范围，避免损坏周边耕地的耕作层。无法避免的，由建设单位及时进行整理、修复或者依法补偿。	本项目在施工过程中严格控制施工作业面积，加强施工管理，尽量减少占地面积，并规范行车路线及施工人员行为，严禁随意践踏、碾压施工区范围外的植被，确保尽量少占优质黑土地。针对永久占地及临时占地，应剥离占地内0.3m的表土，采用分层开挖，分层堆放，集中暂存于剥离表土临时堆放区，并采取苫布遮盖等措施防止水土流失，定期采取洒水抑尘措施，耕作层土壤剥离完成后，由当地自然资源主管部门会同农业农村主管部门组织验	符合

		收，验收合格的方能实施项目建设。针对永久占地将剥离的表土按照“占一补一，质量相等”的要求进行补偿并易地补充耕地，针对临时占地在将剥离的表土在施工结束后分层回填，及时平整恢复。	
--	--	---	--

根据以上分析，本项目符合《黑龙江省耕地保护条例》中的相关要求。

1.4.3.12 与《关于强化管控落实最严格耕地保护制度的通知》（国土资发〔2014〕18号）符合性判定

本项目与《关于强化管控落实最严格耕地保护制度的通知》（国土资发〔2014〕18号）符合性分析见表 1.4-16。

表 1.4-16 与关于强化管控落实最严格耕地保护制度的通知相关要求符合性判定

序号	相关要求	符合性分析	符合性
1	进一步严格建设占用耕地审批。强化建设项目预审，严格项目选址把关。凡不符合土地利用总体规划、耕地占补平衡要求、征地补偿安置政策、用地标准、产业和供地政策的项目，不得通过用地预审。对线性工程占用耕地 100 公顷以上、块状工程 70 公顷以上的，省级国土资源部门必须组织实地踏勘论证，部组织抽查核实；确需占用的，按照确保粮食生产能力不下降的要求，提出补充耕地安排，补充数量质量相当的耕地，并作为通过预审的必备条件。	本项目占用耕地面积为 42.225hm ² ，均为临时占用，符合大庆市土地利用总体规划等要求，本项目针对永久占地将剥离的表土按照“占一补一，质量相等”的要求进行补偿并易地补充耕地，针对临时占地在将剥离的表土在施工结束后分层回填，并及时恢复地表植被。	符合
2	强化耕地数量和质量占补平衡。各地要严格执行以补定占、先补后占规定，引导建设不占或少占耕地。	本项目针对永久占地将剥离的表土按照“占一补一，质量相等”的要求进行补偿并易地补充等质等量耕地，针对临时占地在将剥离的表土在施工结束后分层回填，并及时恢复地表植被。本工程建设过程中，对占用的耕地，按照“占多少，垦多少”的原则，由建设单位负责开垦与所占用耕地的数量和质量相当的耕地；如果没有条件开垦时，按照省的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。	符合
3	严格划定和永久保护基本农田。基本农田一经划定，实行严格管理、永久保护，任何单位和个人不得擅自占用或改变用途；建立和完善基本农田保护负面清单，符合法定条件和供地政策，确需占用和改变基本农田的，必须报国务院批准，并优先将同等面积的优质耕地补划为基本农田。		

综上所述，本项目符合《关于强化管控落实最严格耕地保护制度的通知》中要求。

1.4.4 “三线一单”符合性分析

1.4.4.1 生态保护红线

根据《自然资源部办公厅关于辽宁等省启用“三区三线”划定成果作为报批建设项目用地用海依据的函》，本项目位于黑龙江省大庆市，属于“三区三线”划定启用的区域，其中的“三区”分别为城镇空间、农业空间、生态空间三种类型的国土空间；“三线”分别为城镇开发边界、永久基本农田、生态保护红线三条控制线。按照《大庆市国土空间总体规划（2021-2035年）》，以及黑龙江“三线一单”信息服务APP和大庆市生态保护红线分布图，本项目不占用永久基本农田，不在生态保护红线、城镇开发边界内，且本项目不涉及国家、省、市级自然保护区、自然文化遗产、风景名胜区、文物古迹、饮用水水源保护区、重要湿地等区域。根据黑龙江省“三线一单”图集中大庆市生态保护红线分布图，本项目不在红线范围内，本项目与大庆市生态保护红线的位置关系见附图12。根据《黑龙江省生态环境分区管控动态更新成果（2023年版）》及《大庆市生态环境准入清单（2023年版）》，本项目位于重点管控单元，本项目与黑龙江省大庆市环境管控单元位置关系见附图15。本项目与分区管控要求符合性分析见表1.4-17。

表 1.4-17 本项目与重点管控单元分区管控要求符合性分析

环境管控单元	分区管控要求	拟建项目情况	符合性
重点管控单元	重点管控单元突出污染物排放控制和环境风险防控，按照差别化的生态环境准入要求，优先空间和产业布局，不断提升资源利用效率，强化环境质量改善目标约束，解决局部生态环境质量不达标、生态环境风险高的问题。	本项目施工期施工场地采取及时洒水、临时土方等加盖苫布等遮盖物来控制扬尘排放。钻井废水由罐车拉运，依托大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理II站处理；试压废水用于施工场地泼洒抑尘，不外排；施工人员生活污水排入施工现场附近场站化粪池。压裂期间压裂返排液由罐车拉运至第三采油厂北II-1废压裂液无害化处理装置处理，站内主要处理工艺为“三相分离+两级过滤”，处理后产出物为污泥和水，该站处理后的废水管输至北三污水站处理，处理后的污水管输至北十二深度污水处理站、北十三深度污水处理站处理达标后回注油层。施工期废水均不外排；施工场地噪声采取合理安排施工时间，避免大量高噪声设备同时施工，选用低噪声设备，注意设备维护和保养等措施降低噪声对周边环境的影响；拆除废旧设备、管线均回收至采油三厂资产库；施工废料拉运至第一采油厂工业固废填埋场处理；生活垃圾统一收集后运至大庆城控电力有限公司处理；建筑垃圾由施工单位拉运至龙凤区南一路与大广路交叉口西侧的建筑垃圾临时消纳场处置；废射孔液由罐车拉运至吉林省油田管理局农工商企业总公司处理；废钻井液由罐车拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理II站处理；钻井岩屑	符合

		<p>由罐车拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理 II 站处理；清淤油泥委托大庆蓝星环保工程有限公司处理；清管废渣、废包装物及非含油废防渗布收集拉运至第一采油厂工业固废填埋场处理。施工期固体废物均 100%处置。本项目在施工结束后对临时占地进行补偿并恢复，对永久占地进行补偿并平整。</p> <p>运行期管线和场站均采取密闭性良好的阀门等，确保密闭集输，加强对设备和管道的检查和维护控制非甲烷总烃无组织排放；运行期作业污水、洗井污水、油田采出水最终进入北五污水处理站、北四污水站处理达标后回注油层，不外排；井场采取低噪声设备、基础减振等措施，从源头降低噪声排放；运行期含油污泥、落地油集中收集，由罐车拉运收集拉运至萨北含油污泥处理站减量化处理后再委托大庆圣德雷特化工有限公司处理，处理后满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）油田含油污泥经处置后泥渣利用污染物控制限值后，用作油田垫井场和通井路。含油废防渗布经收集后拉运至采油三厂危险废物规范化储存库暂存，最终委托有资质单位处理。运行期固体废物全部处置。</p> <p>在环境风险防控方面采取加强施工管理、制定岗位操作规程并定期培训学习、实行岗位责任制、制定可行的突发环境事件环境应急预案等措施。采取以上措施可有效解决局部生态环境质量不达标、生态环境风险高的问题。</p>	
--	--	---	--

综上所述，本项目符合环境管控单元相关要求。

1.4.3.2 环境质量底线

根据大庆市生态环境局公布的《2023 年大庆市生态环境状况公报》，项目区域大气环境质量优于《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准要求，环境空气质量状况良好。根据补充现状监测结果：项目所在区域环境空气质量较好，非甲烷总烃可以达到《大气污染物综合排放标准详解》中限值要求；项目开发区块声环境质量可以满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准要求，周边居民区、医院和学校满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）1 类标准要求；本项目不排放废水，不会对周边地表水产生影响；本项目在采取措施后不会对地下水及土壤环境产生影响，区域地下水质量可以满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准，石油类可以满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）表 1 中 III 类标准限值；本项目永久占地内土壤可以满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 建设

用地土壤污染风险筛选值（基本项目）中第二类用地筛选值标准，以及表 2（其他项目）中第二类用地筛选值标准；评价范围内居民区土壤可以满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 建设用地土壤污染风险筛选值（基本项目）中第一类用地筛选值标准，以及表 2（其他项目）中第一类用地筛选值标准；评价范围内草地、耕地土壤可以满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 农用地土壤风险筛选值（基本项目）中标准。因此本项目建设符合环境质量底线要求。

1.4.4.3 资源利用上线

本项目为油田开发项目，在选址和布局上根据“地下决定地上，地下顾及地上”的原则，采用环境影响最小的布局方案，减少对土地的占用，消耗的水主要用于生活和管线试压需要，本工程无新建水源井，不开采地下水，由于施工期较短，且资源消耗均符合相关设计和标准要求，因此本项目建设符合资源利用上线要求。

1.4.4.4 生态环境准入清单

本项目与《大庆市生态环境准入清单（2023 年版）》中环境管控单元进行对照，本项目位于重点管控单元，对照黑龙江省生态环境分区管控数据应用平台，本项目位于萨尔图区水环境农业污染重点管控区、水环境城镇生活污染重点管控区。黑龙江省生态环境分区管控数据应用平台截图见图 1.4-3，本项目与生态环境准入清单管控体系符合性分析见表 1.4-18。

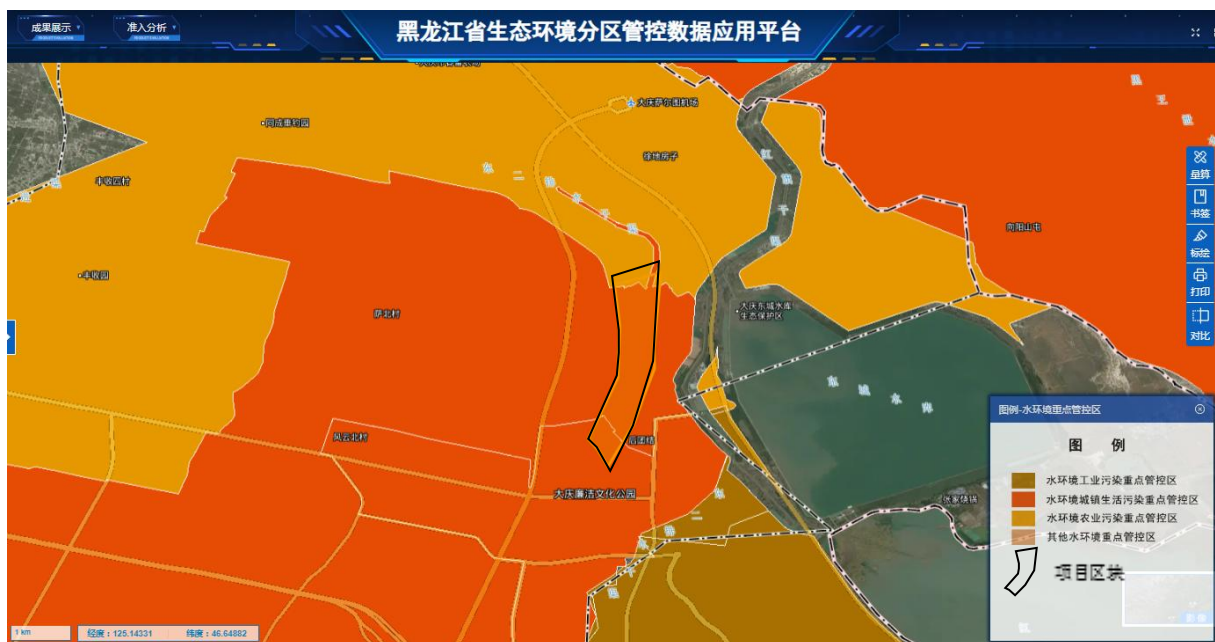


图 1.4-1 本工程与环境管控单元位置关系图

表 1.4-18 本项目与生态环境准入清单管控体系符合性分析

大庆市总体准入要求			
适用范围	管控维度	管控要求	本项目符合性分析
总体要求	空间布局约束	<p>1.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、焦化等行业企业。</p> <p>2.严禁钢铁、水泥、电解铝、平板玻璃等行业新增产能，对确有必要新建的必须实施等量或减量置换。</p> <p>3.严格控制在优先保护类耕地集中区域新建有色金属冶炼、石油加工、化工、焦化、电镀、制革等行业企业，现有相关行业企业要采用新技术、新工艺，加快提标升级改造步伐，对超标、超总量排放情形严重的，依法责令其停业、关闭。</p> <p>4.从严控制高能耗、高物耗、高水耗、低水平重复建设项目，以及涉危、涉重和其他重大环境风险项目。</p> <p>5.严格管控重度污染耕地，严禁在重度污染耕地种植食用农产品。</p> <p>6.禁燃区内禁止新建、改建、扩建燃用高污染燃料的锅炉、炉窑、炉灶等燃烧设施（城市集中供热应急调峰锅炉除外）；禁止销售和燃用高污染燃料。</p> <p>7.加大淘汰改造燃煤锅炉力度。一是按照政府主导、居民可承受的原则，大力推进地级城市建成区每小时 10-35 蒸吨燃煤锅炉淘汰。二是加快实施 35-65 蒸吨燃煤锅炉升级改造，采用先进高效的除尘、脱硫、脱硝技术和装置。三是推进建成区 65 蒸吨及以上供热燃煤锅炉，以及年燃煤量在 5 万吨以上的燃煤大户实施超低排放改造。</p>	<p>1. 本项目属于石油开采行业，不属于有色金属冶炼、焦化等行业企业。</p> <p>2.本项目不属于钢铁、水泥、电解铝、平板玻璃等行业。</p> <p>3.本项目不属于有色金属冶炼、石油加工、化工、焦化、电镀、制革等行业企业。</p> <p>4.本项目不属于高能耗、高物耗、高水耗、低水平重复建设项目，不属于涉危、涉重和其他重大环境风险项目。</p> <p>5.本项目不涉及种植食用农产品。</p> <p>6.根据《大庆市人民政府关于调整高污染燃料禁燃区的通告》（庆政设施（城市集中供热应急调峰锅炉除规（2019）3号），本项目所在区域不属于禁燃区。</p> <p>7. 本项目仅为产能地面工程，不涉及燃煤锅炉使用。</p> <p>因此，本项目符合空间布局约束要求。</p>
	污染物排放管控	<p>1.相比于 2017 年，2025 年和 2035 年全市大气污染物二氧化硫、氮氧化物、一次细颗粒物和 VOCs 削减比例不低于省政府确定的削减比例。</p>	<p>本项目运营期产液处理依托萨北 1 号转油站、萨北 3 号转油站、北五转油放水站、北四放水站，场站加热装置无需扩建，满足依托</p>

		2.相比于 2017 年，2025 年和 2035 年全市水污染物化学需氧量和氨氮削减比例不低于省政府确定的削减比例。	要求。废水全部管输至北四污水站或北五含油污水处理站处理后回注油层，不新增水污染物总量控制指标。
	资源利用效率要求	1.全市 2030 年用水总量控制指标不高于省政府确定的指标。 2.全市 2025 年及 2035 年建设用地开发上线不高于省政府确定的指标，耕地资源保护下线不低于省政府确定的指标。 3.全市 2025 年和 2035 年煤炭消费上线不高于省政府确定的指标。	本项目施工期管线试压用水量不大。地面工程新增永久占地面积 3.5555hm ² ，占地面积较小。

大庆市萨尔图区生态环境准入清单

环境要素管控分区编码	环境要素管控分区名称	管控单元类别	管控要求	本项目符合性分析	
YS2306 0223 20001	萨尔图区 大气环境布局敏感重点 管控区	重点管控 单元	空间 布局 约束	严控“两高”行业产能。严格执行钢铁、水泥、平板玻璃等行业产能置换实施办法	本项目不属于高耗水、高污染行业，满足要求。
			空间 布局 约束	利用水泥窑协同处置城市生活垃圾、危险废弃物、电石渣等固废伴生水泥项目，必须依托现有新型干法水泥熟料生产线进行不扩产能改造	本项目为石油开采项目，不属于该类行业。
			污染 物排 放管 控	鼓励工业炉窑使用电、天然气等清洁能源或由周边热电厂供热	本项目场站加热炉和采暖炉均使用清洁能源天然气，满足要求。
			污染 物排 放管 控	支持企业开展能效提升、清洁生产、工业节水等绿色化升级改造，实施重点行业和企业循环化改造，推动资源循环利用再生利用，降低能源消耗和污染物排放量	本项目依托场站使用清洁能源天然气为燃料。含油污泥处理后泥渣用于铺垫井排路。油田采出液、作业污水等均运至聚北四污水站或北五含油污水处理站处理后回注油层，回用率 100%。提高废水及固体废物回用率。

			环境 风险 防控	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 化等行业企业	本项目属于油田老区增产项目， 满足要求。
--	--	--	----------------	--	-------------------------

根据上表分析，本项目符合《大庆市生态环境准入清单（2023年版）》中生态环境准入清单要求，本项目为环境准入允许类别。

1.4.5 选址合理性分析

本项目位于大庆市萨尔图区，地面基建 70 口油水井，根据现场调查，项目施工占地为耕地（一般耕地）和草地（一般草地），根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年版），本项目占地范围内无国家公园、自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、海洋特别保护区、饮用水源保护区、永久基本农田、基本草原、自然公园（森林公园、地质公园、海洋公园等）、重要湿地、天然林、生态红线管控范围、重点保护野生动物栖息地，重点保护野生植物生长繁殖地，重要水生生物的自然产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道，天然渔场，水土流失重点预防区和重点治理区、沙化土地封禁保护区、封闭及半封闭海域等重要保护目标。

根据《黑龙江省人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（黑政发[2020]14 号）及《大庆市人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（庆政规[2021]3 号），本项目开发区块位于重点管控单元，重点管控单元整体要求为突出污染物排放控制和环境风险防控，按照差别化的生态环境准入要求，优先空间和产业布局，不断提升资源利用效率，强化环境质量改善目标约束，解决局部生态环境质量不达标、生态环境风险高的问题。根据现场调查，本项目开发区块井场及管线周边植被已恢复，不存在生态环境风险高的问题。本项目区块分布萨北湖和东二排水干渠，萨北湖位于区块内长度为 650m，东二排水干渠位于区块内长度为 2km，本项目更换的母液管线、注水管线等管线工程选线主要沿现有油田井排路敷设，减少临时占地。水渠穿越处利用现有跨渠衍架架空敷设，施工期无需对水渠截断、开挖，基本无影响。从环保角度分析，本项目管线工程选线具有环境合理性。

本项目在施工过程中尽量保护土地资源，不打乱土层，以便临时占地植被恢复；本项目施工和运营期各项污染物得到合理处置，不会对周边耕地和草地产生影响，工程施工结束后对临时占地进行植被恢复和复耕，降低人为因素导致当地土壤盐碱化的趋势。

本项目利用并在建设初期选址和布局上即根据“地下决定地上，地下顾及地上”的原则，采用占地面积最小、环境影响最小的布局方案，尽量避绕周围环境敏感点，未占用湿地。本项目永久占地主要是井场占地，临时占地为管线施工占地，占地类型为耕地（一般耕地）和草地（一般草地），并对临时占用的耕地和草地采取生态恢复及补偿措施，把对生态环境的影响降至最小。工程建设对周围的环境影响主要为生态环境影响、大气环境影响、地下水环境影响、地表水影响、土壤影响、声环境影响和固废对周围的环境影响。通过环境影响预测与环境影响分析，本项目建设实施后，通过采取相应的污染控制措施，周围的环境质量均满足相关标准要求，工程建设对周围的环境影响均在可接受的范围，工程选址在环境保护方面较合理。

1.5 关注的主要环境问题及环境影响

本项目为油田开采项目，环境影响主要来源于钻井工程、原油集输、井下作业、管道和道路施工等工艺过程，环境影响包括施工期和运营期污染物排放造成的环境污染影响和占地及施工造成的生态影响。根据现状调查，本区块未在自然保护区、风景名胜区等环境敏感区域内，主要环境敏感保护目标为评价范围内的农田和草地生态环境、区块周边分布的颍团小区等居民区。重点关注施工过程的各项污染物产生以及可能发生的风险对区域环境产生的影响、施工过程中产生的生态环境问题以及生态恢复措施；运行期井场及站场无组织挥发的非甲烷总烃、井场抽油机的噪声、含油污泥等对环境产生的影响。

（1）空气环境

本项目施工期对空气环境的影响主要是施工活动产生的扬尘，施工扬尘采取施工现场洒水抑尘、运输车辆及物料加盖防尘布等方式降低扬尘污染，采取措施后施工场界颗粒物可以满足《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）表 2 中的无组织排放监控浓度限值，施工期对空气环境的影响较小。

运营期原油集输采用密闭流程，加强对设备和管道的检查和维护，控制各部位无组织挥发的烃类总量，能够确保井场、阀组间和依托场站排放的非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中相关标准要求，场站排放的非甲烷总烃厂区内满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求；本工程依托加热炉使用清洁燃料天然气，燃烧烟气中各项污染物排放浓度能够满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）表 2 新建燃气锅炉排放标准限值要求。

（2）地表水环境

本工程施工期产生的废水主要为钻井废水、管道试压废水、压裂返排液以及施工人员的生活污水。钻井废水由罐车拉运，依托大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理 II 站处理；钻井工程施工人员生活污水进入施工营地暂设的防渗生活污水池，施工结束后及时清掏并卫生填埋；地面工程施工人员生活污水排入本项目场站及阀组间内已建化粪池，定期由物业单位庆南工矿服务公司处理。管线试压废水试压结束后用于场地区域泼洒抑尘。压裂返排液由罐车拉运至第三采油厂北 II-1 废压裂液无害化处理装置处理，处理后的废水管输至北三污水站处理，处理后的污水管输至北十二深度污水处理站、北十三深度污水处理站处理达标后回注油层。施工期废水均不外排，不会对周边地表水环境产生影响。

运营期废水主要包括正常工况下的油田采出水、非正常工况下的油井检修作业污水、清防蜡洗井污水及生活污水。油井采出水经集输系统最终输至进入北四污水站、北五含油污水处理站处理后达标后回注油层，不外排。油井检修作业污水经钢制污油回收槽收集，由罐车回收后送至北五污水处理站处理达标后回注油层，不外排。热洗废水通过热洗管线回收后进集输系统，管输至北四污水站、北五含油污水处理站处理达标后回注油层，不外排。洗井污水由罐车回收后送至北五含油污水处理站处理达标后回注油层，不外排。运营期废水均不外排，不会对周边地表水环境产生影响。

（3）地下水环境

本项目施工期可能对地下水产生影响的因素主要为钻井废水、试压废水、生活污水等污染物。项目运行期可能对地下水产生影响的主要为油田采出水、油井检修作业污水、清防蜡洗井污水、生活污水等。施工期生活污水排入本项目场站及阀组间内已建化粪池，定期由物业单位庆南工矿服务公司处理；试压废水试压结束后用于区域洒水降尘；压裂返排液由罐车拉运至第三采油厂北 II-1 废压裂液无害化处理装置处理，处理后的污水管输至北十二深度污水处理站、北十三深度污水处理站处理后同时满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层；钻井废水由罐车拉运，依托大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理 II 站处理。油田采出水、清防蜡洗井废水通过管线回收后进入集输系统，经集输系统最终输至进入北四污水站、北五含油污水处理站处理后出水满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层；井下作业废水经钢制污油回收槽收集，由罐车回收，洗井污水由罐车回收后送至北五含油污水处理站处理后

同时满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)限值要求后回注油层；在严格做好防渗措施和地下水防控措施的前提下，可最大限度的预防建设项目对地下水环境产生不利影响，对地下水的影响可接受。

(3) 声环境

本工程施工期对声环境的影响主要为地面建设施工机械、车辆运行产生的噪声，本项目合理安排施工时间，尽量避免大量高噪声设备同时施工，避免夜间施工，选用低噪声设备，平时注意设备维护和保养，避免设备不正常运行产生的高噪声。施工期不会对周边环境产生影响。

运行期对声环境的影响主要为井场抽油机机械噪声和依托场站噪声，井场电机、场站泵房等发声设备尽可能选用低噪声设备，采用相应的减振、隔声等降噪措施。井场和场站噪声经距离衰减后可以满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008) 2类标准要求，不会对周边环境产生影响。

(4) 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管道施工作业带清理、开挖管沟、井场、道路建设等施工活动中施工机械、车辆、人员践踏等对植被的破坏，对沿途的动物形成惊扰，造成的土地裸露加剧水土流失。本项目埋设集油管线时，根据管径的大小做到尽量窄控，采取平埋方式（不起土坝）进行，以便尽快恢复植被；恢复土地生产能力。施工过程中尽量保护土地资源，不打乱土层，先挖表土层（20 cm左右）单独堆放；然后挖心、底土层另外堆放。复原时先填心、底土，后平覆表土，以便尽快恢复土地原貌；加强管理，规范施工人员行为，严禁随意践踏、碾压施工区范围之外的植被；施工结束后，及时恢复被破坏的地表形态。对临时占用耕地和草地进行表土留存，分层回填，整平翻松，确保复耕和植被恢复。恢复过程由建设单位负责，确保生态恢复效果。采取以上措施后本项目对生态环境影响较小。

(5) 土壤环境

油田生产过程中，石油类进入土壤的途径主要通过油井作业和事故时产生的落地油，本工程对土壤的影响主要集中在井场附近。本项目井场、设计工艺、管道、设备等污水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；油井场地面采取防渗措施和泄漏、渗漏污染物收集措施，即在污染区地面进行防渗处理，防止洒落地面的污染物渗入地下，并把滞留在地面的污染物收集起来集中处理；制定土壤环境跟踪监测措施，包括制定跟踪监测计划，科

学、合理地设置土壤监测点位，建立完善的跟踪监测制度，配备必要的取样设备，以便及时发现并有效控制。采取以上措施，对区域土壤环境影响较小。

（6）固体废物

本工程项目施工过程中产生的固体废弃物主要包括废钻井液、钻井岩屑、废射孔液、建筑垃圾、废包装袋、施工废料、废旧设备以及施工人员生活垃圾等。拆除废旧设备、管线均回收至采油三厂资产库；施工废料拉运至第一采油厂工业固废填埋场处理；生活垃圾统一收集后运至大庆城控电力有限公司处理；建筑垃圾由施工单位拉运至龙凤区南一路与大广路交叉口西侧的建筑垃圾临时消纳场处置；废射孔液由罐车拉运至吉林省油田管理局农工商企业总公司处理；废钻井液由罐车拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理 II 站处理；钻井岩屑由罐车拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理 II 站处理；清淤油泥委托大庆蓝星环保工程有限公司处理；清管废渣、废包装物及非含油废防渗布收集拉运至第一采油厂工业固废填埋场处理。项目运营期固废主要为落地油、含油污泥、含油废防渗布，含油污泥、落地油拉运至萨北含油污泥处理站减量化处理后再委托大庆圣德雷特化工有限公司处理；含油废防渗布拉运至采油三厂危险废物规范化储存库暂存，最终委托有资质单位进行处理。建设单位应加强对危险废物转移和处置的管理，在转运过程中按危险废物转移要求执行。通过采取有效的固体废物处置措施，对环境的影响较小。

（7）环境风险

本工程的主要环境风险包括油井套损、集输管道泄漏、井下作业等导致的原油泄漏，可诱发风险事故类型包括火灾、爆炸伴生/次生环境污染事件。本工程通过对事故状态下对大气环境影响分析，以及地下水环境影响的分析，在工程采取一系列风险防范措施和应急措施后，可以控制和降低工程发生事故情况下对周围环境的影响。

1.6 环境影响评价主要结论

根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，石油、天然气勘探及开采属于鼓励类项目，本工程符合国家产业政策。本项目符合《黑龙江省生态环境分区管控动态更新成果（2023 年版）》及《大庆市生态环境准入清单（2023 年版）》中要求。按照《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令第 4 号，2019.1.1）的要求，本项目环评进行的过程中建设单位开展了公众参与调查，具体见《萨北开发区东部过渡带外扩萨斜 1081 井区产能建设工程项目环境影响评价公众参与说明》。

本报告书较为详细地论述了建设项目环境概况、主要环境问题、主要环境影响和拟采取的环保措施。主要结论为：萨北开发区东部过渡带外扩萨斜 1081 井区产能建设工

程项目选址于大庆市萨尔图区，项目选址合理；项目符合现行产业政策；对产生的污染物采取行之有效的环保措施后，可以做到达标排放，对区域环境影响较小；公众参与调查结果表明，公众参与对该项目无反对意见。环境风险可防控，满足总量控制要求。在确保落实好各项环保措施并保证其正常运行的前提下，从环境保护角度分析，本项目的建设可行。

2 总则

2.1 评价目的

根据本项目特性及所在地的环境特点，确定建设项目环境影响评价目的：

(1) 贯彻“预防为主，防治结合，综合利用”环境管理方针，要求在开发建设活动实施之前预计可能产生的环境污染与破坏，再据此采取防治对策，做到防患于未然。

(2) 本次环评将在工程分析的基础上，分析论证本项目“三废”排放情况及从环保角度确认工艺过程的先进性，为环境影响预测提供基础数据，并为今后的环境管理工作提供科学依据。

(3) 通过对建设地点及周围环境的综合现状调查和现场监测，了解和掌握该地区的环境质量现状及污染现状，并确定环境保护目标。

(4) 采用适当的预测模式，预测和评价项目投产后对该地区的环境影响程度和范围，提出经济上合理，技术上可行的环境保护措施。

(5) 通过对环境、经济的损益分析，论证本项目社会效益、环境效益和经济效益的统一性。

(6) 从环境功能规划、环境容量及周围环境敏感保护目标等方面，论证本项目选址的合理性，为项目实现优化选址、合理布局、最佳设计提供科学依据。

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相关法律法规、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

规范环境影响评价方法，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，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 编制依据

2.3.1 环境保护相关法律、法规

(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》(修订), 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》, 2018年1月1日;
- (5) 《中华人民共和国噪声污染防治法》, 2022年6月5日;
- (6) 《中华人民共和国土壤污染防治法》, 2019年1月1日;
- (7) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》, 2020年4月29日修订, 2020年9月1日起施行;
- (8) 《中华人民共和国黑土地保护法》(2022年8月1日起施行);
- (9) 《中华人民共和国水土保持法》(中华人民共和国主席令第39号, 2011年3月1日)。
- (10) 《中华人民共和国清洁生产促进法》(中华人民共和国主席令第54号, 2012年7月1日起施行);
- (11) 《中华人民共和国野生动物保护法》(中华人民共和国主席令第47号, 2018年10月26日修正施行);
- (12) 《中华人民共和国草原法》(中华人民共和国主席令〔2021〕81号, 2021年4月29日修正施行);
- (13) 《中华人民共和国防沙治沙法》(主席令2018年第16号(3), 2018年10月26日修正施行);
- (14) 《中华人民共和国石油天然气管道保护法》(2010年10月1日起施行)。
- (15) 《建设项目环境保护管理条例》(中华人民共和国国务院令第682号, 2017.10.01);
- (16) 《排污许可管理条例》(国令第736号, 2021年3月1日起施行);
- (17) 《中华人民共和国土地管理法》(2019修订), 2019年8月26日修订, 2020年1月1日起施行;
- (18) 《土地复垦条例》(中华人民共和国国务院令第592号, 2011.03.05);
- (19) 《地下水管理条例》(2021年10月29日公布, 自2021年12月1日起施行);
- (20) 《黑龙江省环境保护条例》(2018.06.28);
- (21) 《黑龙江省大气污染防治条例》(2018.12.27);
- (22) 《黑龙江省黑土地保护利用条例》(2021年12月23日发布, 自2022年3月1日起施行);

(23)《黑龙江省耕地保护条例》(2021年10月29日修订,自2022年1月1日起施行);

(24)《黑龙江省水污染防治条例》(2023年12月1日施行);

(26)《黑龙江省防沙治沙条例》(2018年修正);

(27)《黑龙江省草原条例》(2018年6月28日修订施行)。

2.3.2 环境保护相关部门规章及规范性文件

(1)《建设项目环境影响评价分类管理名录(2021年版)》(部令第16号),2021年1月1日起施行;

(2)《产业结构调整指导目录(2024年本)》(中华人民共和国国家发展和改革委员会令第7号);

(3)《国家危险废物名录(2025年版)》(2025年1月1日起施行);

(4)《危险废物排除管理清单(2021年版)》(生态环境部公告2021年第66号);

(5)《危险废物转移管理办法》(2022年1月1日起施行);

(6)《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》(环发[2012]77号,2012.07.03);

(7)《关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知》(环发[2012]98号,2012.08.07);

(8)《环境影响评价公众参与办法》(生态环境部令第4号,2019.01.01);

(9)《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);

(10)《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);

(11)《2020年挥发性有机物治理攻坚方案》(环大气〔2020〕33号,2020.06.24);

(12)《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》(自然资规〔2021〕2号);

(13)《黑龙江省重点行业挥发性有机物综合治理行动方案》(黑环发〔2019〕153号);

(14)《黑龙江省主体功能区规划》;

(15)《黑龙江省生态功能区规划》;

(16)《黑龙江省“十四五”黑土地保护规划》;

(17)《黑龙江省黑土地保护工程实施方案(2021-2025年)》;

(18)《黑龙江省人民政府办公厅关于建设占用耕地耕作层土壤剥离利用工作的指导意见(试行)》(黑政办规〔2021〕18号);

- (19)《黑龙江省生态环境分区管控动态更新成果（2023年版）》；
- (20)《大庆市人民政府关于印发大庆市声环境功能区划分、大庆市环境空气质量功能区划分、大庆市地表水环境功能区划分的通知》（庆政发〔2019〕11号）；
- (21)《大庆市生态环境准入清单（2023年版）》；
- (22)《大庆市土地利用总体规划》（2006-2020年）；
- (23)《大庆市水土保持规划》（2015~2030年）；
- (24)《大庆油气田地面工程“十四五”规划》；
- (25)《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018）。

2.3.3 技术依据

- (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 声环境》（HJ2.4-2021）；
- (5)《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）；
- (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)《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ/T349-2023）；
- (10)《排污许可证申请与核发技术规范 总则》（HJ942-2018）；
- (11)《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）；
- (12)《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）；
- (13)《工业企业土壤和地下水自行监测监测技术指南（试行）》（HJ1209-2021）；
- (14)《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告 2017 年第 43 号，2017.10.1）；
- (15)《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，2021.12.21）；
- (16)《污染源源强核算技术指南 准则》（HJ884-2018）；
- (17)《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》；
- (18)《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）；
- (19)《油田注水工程施工技术规范》（SY/T4122-2020）；
- (20)《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）；

- (21) 《陆上石油天然气生产环境保护推荐做法》(SY/T6628-2016);
- (22) 《矿山生态修复技术规范 第7部分: 油气矿山》(TD/T1070.7-2022);
- (23) 《危险废物鉴别技术规范》(HJ298-2019);
- (24) 《固体废物分类与代码目录》(生态环境部公告 2024 年第 4 号);
- (25) 《石油天然气项目土地复垦与生态修复技术规范》(GB/T43936-2024);
- (26) 《矿产资源“三率”指标要求第2部分: 石油、天然气、煤层气、页岩气、二氧化碳气》(DZ/T0462.2-2023)。

2.3.4 其它相关依据及支持性文件

- (1) 《萨北开发区东部过渡带外扩萨斜 1081 井区产能建设工程项目开发方案》(大庆油田设计院有限公司, 2023.09);
- (2) 环境质量现状监测报告;
- (3) 建设单位提供的其他相关资料。

2.4 环境影响识别与评价因子筛选

2.4.1 评价时段

施工期、运行期和退役期。

2.4.2 环境影响因素识别

本项目建设对环境的影响, 根据其特征可分为施工期影响和生产运行期影响两部分。

施工期的环境影响主要为钻井施工、地面工程施工过程中施工活动对周围环境产生的不利影响。一种影响是对土壤扰动和自然植被等的破坏, 这种影响是比较持久的, 在施工完成后的一段时间内仍将存在; 另一种是在施工过程中产生的污染物排放对环境造成的不利影响, 这种影响是短暂的, 待施工结束后将随之消失。

运行期的环境影响主要为井场产生的污染物排放对环境造成的不利影响, 这种影响是长期的。运行期事故状态的环境影响包括输油管线、井场发生原油泄漏、火灾、爆炸等事故对周围环境和人员的影响, 同时还涉及社会经济等问题。

按照国家 and 地方相关政策, 本项目对运行期开展温室气体排放评价, 包括二氧化碳、甲烷等。

根据项目实际情况, 结合项目区域的自然环境特征, 采用矩阵法对项目建设期间和运行期产生的影响进行识别, 具体见表 2.4-1。

表 2.4-1 环境影响因素矩阵识别表

影响因素	工程占地	施工期				
		废气	废水	固体废物	噪声	风险
环境因素		施工扬尘、车辆尾气、焊接烟尘、柴油发电机废气	钻井废水、压裂返排液、试压废水、生活污水	废钻井液、钻井岩屑、废射孔液、一般废包装袋、施工废料、生活垃圾等	施工车辆等施工机械噪声	井喷、井漏、套管连接不及时泥浆泄漏、泥浆循环罐区泄漏、柴油罐泄漏
环境空气	/	-S	/	/	/	-S
地表水	/	/	-S	/	/	-SA
地下水	/	/	-S	/	/	-SA
声环境	/	/	/	/	-S	/
土壤	-S	/	/	-S	/	-S
植被	-S	/	/	-S	/	-S

注：-：不利影响 +：有利影响 L：长期影响 S：短期影响 A：显著影响 /：表示此项环境因子不存在或与工程活动无关

续表 2.4-1 环境影响因素矩阵识别表

影响因素	工程占地	运行期				
		废气	废水	固体废物	噪声	风险
环境因素		加热炉烟气、无组织挥发的烃类	作业污水、洗井污水、油田采出水	含油污泥、落地油、含油废防渗布	抽油机、修井机噪声	输油管线、场站火灾爆炸、井漏、套管和井喷、火灾、爆炸
环境空气	/	-L	/	-S	/	-SA
地表水	/	/	-SA	/	/	-SA
地下水	/	/	/	-S	/	-SA
声环境	/	/	/	/	-L	/
土壤	-S	/	/	-S	/	-SA
植被	-S	/	/	-S	/	-SA

注：-：不利影响 +：有利影响 L：长期影响 S：短期影响 A：显著影响 /：表示此项环境因子不存在或与工程活动无关

续表 2.4-1 环境影响因素矩阵识别表

影响因素	占地恢复	退役期			
		废气	废水	固体废物	噪声
环境因素		施工扬尘、车辆尾气	冲洗污水	废旧设备、封井建筑垃圾、生活垃圾	施工车辆、施工机械噪声
环境空气	/	-S	/	/	/
地表水	/	/	-S	/	/

地下水	/	/	/	/	/
声环境	/	/	/	/	-S
土壤	+S	/	/	-S	/
植被	+S	/	/	-S	/
动物	/	/	/	/	/
注：-：不利影响 +：有利影响 L：长期影响 S：短期影响 A：显著影响 /：表示此项环境因子不存在或与工程活动无关					

从上表可知，本项目的�主要环境影响表现在工程占地对土壤、植被的影响，环境风险对地表水、地下水、土壤、植被的影响等方面。

2.4.3 评价因子筛选

经过对油田产生污染物排放特点及油田周围环境情况进行分析后，确定本项目评价因子详见表 2.4-2~表 2.4-4。

表 2.4-2 现状评价因子汇总表

序号	评价内容	评价因子名称
1	空气	NO ₂ 、SO ₂ 、O ₃ 、CO、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、TSP、非甲烷总烃、甲醇
2	地表水	pH、COD、高锰酸盐指数、氨氮、BOD ₅ 、总磷、总氮、石油类、溶解氧、水温
3	地下水	K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、Cl ⁻ 、SO ₄ ²⁻ 、pH、氨氮、亚硝酸盐（以 N 计）、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）、氯化物、硫酸盐、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、石油类、硫化物、镍、钡、阴离子表面活性剂
4	包气带	石油类、硫化物、氯化物、pH、阴离子表面活性剂、汞、六价铬、镉、砷、镍、铅、钡、挥发性酚类
5	噪声	等效连续 A 声级
6	土壤	建设用地：pH、Cd、Hg、As、Pb、Cr（六价）、Cu、Ni、苯、甲苯、乙苯、氯苯、苯乙烯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、氯乙烯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、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、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、硝基苯、苯胺、2-氯酚、蒈、萘、苯并（a）蒈、苯并（b）荧蒈、苯并（k）荧蒈、苯并(a)芘、茚并（1, 2, 3-cd）芘、二苯并（a,h）蒈、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、石油类、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、水溶性盐总量
		农用地：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、石油类、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、水溶性盐总量
7	生态	物种分布范围、生物群落结构和组成、生态系统中植被覆盖率等、水土流

表 2.4-3 建设项目环境影响评价因子一览表

环境要素 单项工程	时期	大气	地表水	地下水	土壤	生态	噪声
钻前工程	施工期	颗粒物	BOD ₅ 、COD、悬浮物、氨氮等	耗氧量、氨氮、石油类等	/	地表扰动面积及类型、生态系统完整性	昼间等效声级 (Ld)
钻井工程	施工期	SO ₂ 、NO _x 、非甲烷总烃	pH、COD、高锰酸盐指数、氨氮、BOD ₅ 、总磷、总氮、石油类	pH 值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等	pH 值、石油类、石油烃 (C ₆ ~C ₉)、石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等	/	昼间等效声级 (Ld)、夜间等效声级 (Ln)
储层改造工程	施工期	SO ₂ 、NO _x 、非甲烷总烃	pH、COD、高锰酸盐指数、氨氮、BOD ₅ 、总磷、总氮、石油类、溶解氧、水温	pH 值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等	pH 值、石油类、石油烃 (C ₆ ~C ₉)、石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等	/	昼间等效声级 (Ld)、夜间等效声级 (Ln)
油气集输工程	施工期	颗粒物、非甲烷总烃	BOD ₅ 、COD、悬浮物、氨氮等	耗氧量、氨氮、石油类等	/	地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生物量损失、物种多样性、生态系统完整性	/
	运行期	非甲烷总烃、甲醇	pH、COD、高锰酸盐指数、氨氮、BOD ₅ 、总磷、总氮、石油类、溶解氧、水温	耗氧量、氨氮、石油类等	/	土壤肥力、生物多样性、生态系统完整性	昼间等效声级 (Ld)、夜间等效声级 (Ln)
油气处理	运行	SO ₂ 、NO _x 、	pH、COD、高锰酸盐指	pH 值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫	pH 值、石油类、石油烃	/	/

工程	期	颗粒物、烟 气黑 度、非 甲烷总 烃	数、氨氮、 BOD ₅ 、总 磷、总氮、 石油类、溶 解氧、水温	化物、氯化物、石 油类、总硬度、溶 解性总固体、钡、 汞、砷、六价铬等	(C ₆ ~C ₉)、石油 烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)、 汞、砷、六价铬、 土壤盐分含量 等		
----	---	--------------------------------	---	--	--	--	--

表 2.4-4 生态影响评价因子筛选表

受影响对象	评价因子	工程内容及影响方式	影响性质	影响程度
物种	分布范围、种群数量、种群结构	井场、管线、道路施工产生的永久占地及临时占地造成的直接影响	临时占地短期可逆，永久占地长期不可逆	弱
生境	生境面积、质量、连通性	井场、管线、道路施工产生的永久占地及临时占地造成的直接影响	临时占地短期可逆，永久占地长期不可逆	弱
生物群落	物种组成、群落结构	井场、管线、道路施工产生的永久占地及临时占地造成的直接影响	临时占地短期可逆，永久占地长期不可逆	弱
生态系统	植被覆盖度、生产力、生物量、生态系统功能、水土流失	井场、管线、场站施工产生的永久占地及临时占地造成的直接影响	临时占地短期可逆，永久占地长期不可逆	弱
生物多样性	物种丰富度、均匀度、优势度	井场、管线、场站施工产生的永久占地及临时占地造成的直接影响	临时占地短期可逆，永久占地长期不可逆	弱

2.5 评价标准

2.5.1 环境质量标准

2.5.1.1 环境空气质量标准

根据《大庆市人民政府关于印发大庆市声环境功能区划分、大庆市环境空气质量功能区划分、大庆市地表水环境功能区划分的通知》（庆政发[2019]11号），评价区环境空气质量划分为二类区，评价区域环境空气质量执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单中的二级标准。

表 2.5-1 评价区域内各项污染物的浓度限值

污染物名称		TSP	PM ₁₀	PM _{2.5}	SO ₂	NO ₂	CO	O ₃
单位		μg/m ³	μg/m ³	μg/m ³	μg/m ³	μg/m ³	mg/m ³	μg/m ³
(GB3095-2012) 中 二级浓度限值	年平均	200	70	35	60	40	-	
	24 小时平均	300	150	75	150	80	4	
	8 小时平均	-	-	-	-	-	-	160
	1 小时平均	-	-	-	500	200	10	200

环境空气中非甲烷总烃允许浓度参考执行《大气污染物综合排放标准详解》中非甲烷总烃浓度限值。

表 2.5-2 大气污染物综合排放标准详解 单位：mg/m³

标准	污染物名称	最高允许浓度
《大气污染物综合排放标准详解》	非甲烷总烃	2.0

2.5.1.2 地表水环境质量标准

根据《大庆市人民政府关于印发大庆市声环境功能区划分、大庆市环境空气质量功能区划分、大庆市地表水环境功能区划分的通知》（庆政发〔2019〕11号），东二排水干渠、萨北湖未进行功能区划，不执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）。

2.5.1.3 声环境

根据《大庆市人民政府关于印发大庆市声环境功能区划分、大庆市环境空气质量功能区划分、大庆市地表水环境功能区划分的通知》（庆政发〔2019〕11号），项目开发区域为2类声环境功能区，周边居民区、学校及医院为1类声环境功能区。具体见表2.5-3。

表 2.5-3 声环境质量标准 单位：dB（A）

项 目	昼 间	夜 间
《声环境质量标准》（GB3096-2008）中1类标准	55	45
《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类标准	60	50

2.5.1.4 土壤环境

土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)表1、表2筛选值第二类用地标准；永久占地外居民区内土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)表1（基本项目）中第一类用地筛选值标准，以及表2（其他项目）中第一类用地石油烃筛选值标准；井场和管线占地范围外土地利用类型为草地，执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表1筛选值标准。

表 2.5-4 土壤环境质量标准

项目	污染物	筛选值		单位	标准来源
		第一类	第二类		
土壤	砷	20	60	mg/kg	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)表1表2一类、二类用地标准筛选值
	镉	20	65	mg/kg	
	铬(六价)	3.0	5.7	mg/kg	
	铜	2000	18000	mg/kg	
	铅	400	800	mg/kg	
	汞	8	38	mg/kg	

镍	150	900	mg/kg
四氯化碳	0.9	2.8	mg/kg
氯仿	0.3	0.9	mg/kg
氯甲烷	12	37	mg/kg
1,1-二氯乙烷	3	9	mg/kg
1,2-二氯乙烷	0.52	5	mg/kg
1,1-二氯乙烯	12	66	mg/kg
顺-1,2-二氯乙烯	66	596	mg/kg
反-1,2-二氯乙烯	10	54	mg/kg
二氯甲烷	94	616	mg/kg
1,2-二氯丙烷	1	5	mg/kg
1,1,1,2-四氯乙烷	2.6	10	mg/kg
1,1,2,2-四氯乙烷	1.6	6.8	mg/kg
四氯乙烯	11	53	mg/kg
1,1,1-三氯乙烷	701	840	mg/kg
1,1,2-三氯乙烷	0.6	2.8	mg/kg
三氯乙烯	0.7	2.8	mg/kg
1,2,3-三氯丙烷	0.05	0.5	mg/kg
氯乙烯	0.12	0.43	mg/kg
苯	1	4	mg/kg
氯苯	68	270	mg/kg
1,2-二氯苯	560	560	mg/kg
1,4-二氯苯	5.6	20	mg/kg
乙苯	7.2	28	mg/kg
苯乙烯	1290	1290	mg/kg
甲苯	1200	1200	mg/kg
间二甲苯+对二甲苯	163	570	mg/kg
邻二甲苯	222	640	mg/kg
硝基苯	34	76	mg/kg
苯胺	92	260	mg/kg
2-氯酚	250	2256	mg/kg
苯并 [a] 蒽	5.5	15	mg/kg
苯并 [a] 芘	0.55	1.5	mg/kg
苯并 [b] 荧蒽	5.5	15	mg/kg
苯并 [k] 荧蒽	55	151	mg/kg
蒽	490	1293	mg/kg
二苯并 [a、h] 蒽	0.55	1.5	mg/kg

茚并 [1,2,3-cd] 芘	5.5	15	mg/kg	《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》 （GB15618-2018）农用地土壤污染风险筛选值（pH≥7.5）
萘	25	70	mg/kg	
石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）	826	4500	mg/kg	
镉	0.6		mg/kg	
汞	3.4		mg/kg	
砷	25		mg/kg	
铅	170		mg/kg	
铬	250		mg/kg	
铜	100		mg/kg	
镍	190		mg/kg	
锌	300		mg/kg	

2.5.1.5 地下水质量标准

评价区域内地下水质量执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，石油类参考执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）表1中II类标准限值要求。

2.5.2 污染物排放标准

2.5.2.1 废气

①施工现场扬尘执行《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）表2中无组织排放监控浓度限值，见表2.5-5；

②井场、依托场站及改造场站厂界非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中相关标准要求，具体见表2.5-6。根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）要求，原油储存控制符合标准中第5.2.2.1要求；储罐运行维护符合标准中第5.2.3要求；挥发性有机液体装载排放控制符合标准中5.3要求；废水集输和处理系统排放控制符合标准中5.4要求；设备与管线组件泄漏排放控制符合标准中5.5要求。

③依托及改造场站排放的VOCs（以非甲烷总烃计）厂区内执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）附录A中VOCs无组织排放限值要求，见表2.5-7。

④依托场站加热炉烟气执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表2燃气锅炉排放要求，见表2.5-5。

表 2.5-5 大气污染物综合排放标准 单位：mg/m³

标准来源	污染物	无组织排放监控浓度限值	
		监控点	浓度
《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）表2标准限值	颗粒物	周界外浓度最高点	1.0

表 2.5-6 陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准

标准		规定要求
《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》 (GB39728-2020)	5.2.2.1 要求	<p>现有设计容积>100m³，物料真实蒸气压>66.7kPa 的原油储罐需符合下列要求之一：①采用压力罐或低压罐。②采用固定顶罐，采取油罐烃蒸气回收措施。③采取其他等效措施。</p> <p>现有设计容积>500m³，物料真实蒸气压≥27.6 但≤66.7kPa 的原油储罐需符合下列要求之一：①采用浮顶罐。外浮顶罐的浮盘与罐壁之间采用双重密封，且一次密封采用浸液式、机械式鞋形等高效密封方式；内浮顶罐的浮盘与罐壁之间采用浸液式、机械式鞋形等高效密封方式。②采用固定顶罐并对排放的废气进行收集处理，非甲烷总烃去除效率不低于 80%。③采用气相平衡系统。④采取其他等效措施。</p>
	5.2.3 要求	①固定顶罐罐体应保持完好。②储罐附件开口（孔），处采样、计量、例行检查、维护和其他正常活动外，应密闭。③应定期检查呼吸阀的定压是否符合设定要求
	5.3 要求	①装载方式要求：挥发性有机液体装载应采用底部装载或顶部浸没式装载方式；采用顶部浸没式装载的，出料管口距离罐（槽）底部高度应小于 200 mm。②油气集中处理站、天然气处理厂、储油库装载真实蒸气压≥27.6 kPa 的原油应符合下列规定之一：a) 对装载排放的废气进行收集处理，非甲烷总烃去除效率不低于 80%。b) 采用气相平衡系统。
	5.4 要求	油气田采出水、原油稳定装置污水、天然气凝液及其产品储罐排水、原油储罐排水应采用密闭管道集输，接入口和排出口采取与环境空气隔离的措施。
	5.9 要求	油气集中处理站、涉及凝析油或天然气凝液的天然气处理厂、储油库边界非甲烷总烃浓度不应超过 4.0 mg/m ³ 。
污染物		规定要求
非甲烷总烃		油气集中处理站、涉及凝析油或天然气凝液的天然气处理厂、储油库边界非甲烷总烃浓度不应超过 4.0 mg/m ³

表 2.5-7 场站内非甲烷总烃排放浓度限值 单位：mg/m³

标准来源	污染物项目	排放限值	特别排放限值	限值含义	无组织排放监控位置
《挥发性有机物无组织排放控制标准》 (GB37822-2019)	非甲烷总烃	10	6	监控点处 1h 平均浓度值	在厂房外设置监控点
		30	20	监控点处任意一次浓度值	

表 2.5-8 燃气锅炉大气污染物排放标准 单位：mg/m³

标准来源	污染物项目	颗粒物	SO ₂	NO _x	烟气黑度（林
------	-------	-----	-----------------	-----------------	--------

					格曼级)
《锅炉大气污染物排放标准》 (GB13271-2014)表2	加热炉 (新建、燃气)	≤20	≤50	≤200	≤1

2.5.2.2 废水

本工程产生的油田采出水、检修作业污水、清防蜡洗井废水依托北四污水站、北五污水处理站处理，处理后的水质同时执行《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)限值要求后回注油层。《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)标准限值见表2.5-9，《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准限值见表2.5-10。

表 2.5-9 大庆油田水驱注水水质主要控制指标

项目	空气渗透率 μm^2				
	<0.02	0.02-0.1	0.1-0.3	0.3-0.6	>0.6
含油量, mg/L	≤5.0	≤8.0	≤10.0	≤15.0	≤20.0
悬浮固体含量, mg/L	≤1.0	≤3.0	≤5.0	≤5.0	≤10.0
悬浮物颗粒直径中值, μm	≤1.0	≤2.0	≤2.0	≤3.0	≤3.0

表 2.5-10 水质主要控制指标

储层空气渗透率, μm^2	<0.01	[0.01-0.05)	[0.05-0.5)	[0.5-2.0)	≥2.0
悬浮固体含量, mg/L	≤8.0	≤15.0	≤20.0	≤25.0	≤35.0
悬浮物颗粒直径中值, μm	≤3.0	≤5.0	≤5.0	≤5.0	≤5.5
含油量, mg/L	≤5.0	≤10.0	≤15.0	≤30.0	≤100.0

2.5.2.3 噪声

项目施工期噪声排放执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)，见表2.5-11。

表 2.5-11 建筑施工场界环境噪声排放标准 单位: dB (A)

主要噪声源	噪声限值	
	昼间	夜间
建筑施工	70	55

运行期井场及依托场站噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中2类标准，具体见表2.5-12。

表 2.5-12 工业企业厂界环境噪声排放标准 单位: dB (A)

昼间	夜间
60	50

2.5.2.4 固体废物

(1) 施工期管道敷设产生的施工废料、废包装袋执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)。

(2) 含油污泥、废滤料和含油防渗布执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)标准要求。

(3) 项目运行期产生的含油污泥收集拉运至萨北含油污泥处理站减量化处理后再委托大庆市云泰石化产品有限公司处理,处理后满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》(DB23/T 3104-2022)油田含油污泥经处置后泥渣利用污染物控制限值后,用作油田垫井场和通井路。具体标准值见表2.5-13。

表 2.5-13 油田含油污泥经处理后泥渣利用污染物控制限值

类别	标准名称	控制项目	控制限值
固体废物	《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》(DB23/T3104-2022)	As (以干基计) (mg/kg)	≤30
		Hg (以干基计) (mg/kg)	≤0.8
		Cr ⁶⁺ (以干基计) (mg/kg)	≤5
		Cu (以干基计) (mg/kg)	≤150
		Zn (以干基计) (mg/kg)	≤600
		Ni (以干基计) (mg/kg)	≤150
		Pb (以干基计) (mg/kg)	≤375
		Cd (以干基计) (mg/kg)	≤3
		石油类 (以干基计) (mg/kg)	≤3000
		pH 值	6.5~9
	含水率 (质量百分比)	≤40%	

2.6 评价等级及评价范围

2.6.1 环境空气

2.6.1.1 评价等级

根据对本项目的性质和环境要素分析可知,本工程运行期大气污染源主要为油井产液集输过程中无组织排放的烃类气体、依托场站现有加热炉产生的燃烧烟气。

(1) 烃类气体

根据对本项目的性质和环境要素分析可知,本工程运行期大气污染源主要为依托场站现有加热炉产生的燃烧烟气、油井产液集输过程中无组织排放的烃类气体。

①井场无组织废气

本工程建成投产后,井场采出物采用密闭输送,采油树阀门泄漏形成的无组织挥发性有机废气,主要成分为非甲烷总烃。非甲烷总烃挥发量按《大气挥发性有机物源排放

清单编制技术指南（试行）》中的规定，油田开采为 1.4175g/kg 原油，本工程建成后新增原油产能 2.48×10^4 t/a，则本次产能非甲烷总烃挥发量为 35.154t/a。

根据油田运行多年经验，其中井场占比约 30%，经核算本工程井场非甲烷总烃逸散量为 10.546t/a。单井井场计算过程如下：单井场非甲烷总烃逸散量为 $10.546 \times 1000 / 55 / 8760 = 0.022$ kg/h。

本工程油气集输全过程采用管输的方式，容易泄漏的管线接口、阀门等关键危险部位均采用先进设备和材料，严格控制油品泄漏对大气环境的影响，井口密封并设紧急截断阀，可有效减少无组织烃类的挥发。

②依托场站加热炉烟气

本工程运行期产生的废气主要来自依托萨北 1 号转油站、萨北 3 号转油站、北五转油放水站、北四放水站、北 II-1 脱水站、北 II-2 脱水站加热炉产生烟气，加热炉为燃气炉，产生的烟气较为清洁。

根据工程开发方案，本产能工程新增燃气量为 126.3×10^4 m³/a，新增废气量约为 1427.4×10^4 m³/a；其中北五转油放水站新增耗气量为 36.4×10^4 m³/a，新增废气量约为 411.5×10^4 m³/a；萨北 1 号转油放水站新增耗气量为 3.9×10^4 m³/a，新增废气量为 44.2×10^4 m³/a；萨北 3 号转油放水站新增耗气量为 4.7×10^4 m³/a，新增废气量为 52.7×10^4 m³/a；北四放水站新增耗气量为 3.3×10^4 m³/a，新增废气量为 37.8×10^4 m³/a；北 II-1 脱水站新增耗气量为 26.2×10^4 m³/a，新增废气量为 295.9×10^4 m³/a；北 II-2 脱水站新增耗气量为 51.8×10^4 m³/a，新增废气量为 585.2×10^4 m³/a。

本次工程气源与现有萨北 1 号转油站、萨北 3 号转油站相同，根据现有萨北 1 号转油站、萨北 3 号转油站监测数据，加热炉排放的废气中颗粒物平均值约为 8.9mg/m³，SO₂ 平均值约为 16mg/m³，NO_x 平均值约为 90mg/m³，根据现有转油站加热炉废气监测指标，核算加热炉分担量。

具体污染源参数见表 2.6-1、表 2.6-2。

表 2.6-1 项目区块新增非甲烷总烃排放面源参数统计表

污染源名称	面源起点坐标		海拔高度 /m	与正北方向夹角/°	面源长度 /m	面源宽度 /m	面源有效排放高度/m	污染物排放速率 (kg/h)
	东经	北纬						NMHC
开发区块	125.127453	46.668447	151	10	4200	700	3.0	1.204
单井井场	125.126852	46.669927	151	-10	50	30	1.5	0.022

表 2.6-2 本工程依托场站烟气污染物排放情况一览表

点源名称	排气筒底部中心坐标	排气筒	出口	烟气	烟气	年排放	排放	污染物排放速率 kg/h
------	-----------	-----	----	----	----	-----	----	--------------

	经度	纬度	高度 m	内径 m	流量 m/s	温度 °C	小时数 h	工况	PM ₁₀	SO ₂	NO _x
北五转油放水站采暖炉	125.083365	46.707831	15	0.5	3	96	8760	正常	0.0006	0.0006	0.005
北五转油放水站加热炉	125.084146	46.706624	15	0.5	3	96	8760	正常	0.004	0.004	0.035
萨北 1 号转油站加热炉	125.107317	46.67594	20	0.4	3.3	96	8760	正常	0.0005	0.0005	0.004
萨北 3 号转油站加热炉	125.111019	46.691346	20	0.4	3.3	96	8760	正常	0.001	0.001	0.005
北四放水站加热炉	125.107666	46.674384	20	0.4	3.3	96	8760	正常	0.0004	0.0004	0.004
北 II-1 脱水站加热炉	124.983501	46.683831	15	0.6	2.3	96	8760	正常	0.003	0.003	0.026
北 II-2 脱水站加热炉	125.052144	46.666064	10	0.3	4.4	96	8760	正常	0.006	0.007	0.047

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)规定,采用估算模式计算本项目正常排放情况下主要污染物的最大影响程度和最远影响范围,按照评价工作分级判据进行分级。

(1) 根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录 B 的 B.6.1 城市/农村选项,“当项目周边 3km 半径范围内一半以上属于城市建成区或者规划区时选择城市,否则选择农村”。本项目位于周边 3km 半径范围内一半以上为农村区域,故选取农村选项。

(2) 环境温度取值来源于大庆市气象站二十年气象数据统计。

(3) 拟建油井井场多数位于草地中,本次评价的土地利用类型选取草地。

(4) 根据中国干湿湿度分布图判断,本地区属于中等湿润气候。根据 EIA2018 大气预测软件的 DEM 地形文件,地形数据分辨率 90m。估算模型具体参数见下表 2.6-3。

表 2.6-3 估算模型参数一览表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数(城市选项时)	/
最高环境温度/°C		38.9
最低环境温度/°C		-36.2
土地利用类型		草地
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	90
是否考虑岸线熏烟		否

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)中的有关规定,评价工作等级由项目主要污染物的最大地面空气质量浓度占标率 P_i 及第 i 个污染物的地面空气质量浓度达到标准值的 10% 时所对应的最远距离 $D_{10\%}$ 进行等级划分。其中, P_i 定义为:

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

式中: P_i ——第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率, %;

C_i ——采用估算模式计算出的第 i 个污染物的最大 1h 地面空气质量浓度, $\mu\text{g}/\text{m}^3$;

C_{0i} ——第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准, $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

根据 AERSCREEN 估算模式预测,本项目最大地面浓度占标率计算结果见表 2.6-4。

表 2.6-4 主要污染物最大地面浓度占标率计算结果

序号	污染源名称	评价因子	评价标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	$C_{\text{max}}(\mu\text{g}/\text{m}^3)$	$P_{\text{max}}(\%)$	$D_{10\%}(\text{m})$	评价等级
1	北五转油放水站加热炉	PM_{10}	450.0	0.003	0.0007	/	三级
2		$\text{PM}_{2.5}$	225.0	0.001	0.0004	/	三级
3		SO_2	500.0	0.005	0.0010	/	三级
4		NO_x	250.0	0.027	0.010	/	三级
5	单井	NMHC	2000.0	88.899	4.445	/	二级
6	区块	NMHC	2000.0	164.920	8.250	/	二级
7	萨北 3 号转油站加热炉	PM_{10}	450.0	0.015	0.0033	/	三级
8		$\text{PM}_{2.5}$	225.0	0.008	0.0036	/	三级
9		SO_2	500.0	0.015	0.0030	/	三级
10		NO_x	250.0	0.076	0.030	/	三级
11	萨北 1 号转油站加热炉	PM_{10}	450.0	0.003	0.0007	/	三级
12		$\text{PM}_{2.5}$	225.0	0.001	0.0004	/	三级
13		SO_2	500.0	0.006	0.0012	/	三级
14		NO_x	250.0	0.031	0.010	/	三级
15	北四放水站加热炉	PM_{10}	450.0	0.010	0.002	/	三级
16		$\text{PM}_{2.5}$	225.0	0.005	0.002	/	三级
17		SO_2	500.0	0.026	0.010	/	三级
18		NO_x	250.0	0.103	0.040	/	三级

19	北 II-2 脱水站加热炉	PM ₁₀	450.0	0.155	0.030	/	三级
20		PM _{2.5}	225.0	0.078	0.030	/	三级
21		SO ₂	500.0	0.284	0.060	/	三级
22		NO _x	250.0	1.552	0.620	/	三级
23	北五转油放水站采暖炉	PM ₁₀	450.0	0.026	0.010	/	三级
24		PM _{2.5}	225.0	0.013	0.010	/	三级
25		SO ₂	500.0	0.044	0.010	/	三级
26		NO _x	250.0	0.262	0.100	/	三级
27	北 II-1 脱水站加热炉	PM ₁₀	450.0	0.002	0.0004	/	三级
28		PM _{2.5}	225.0	0.001	0.0004	/	三级
29		SO ₂	500.0	0.003	0.0006	/	三级
30		NO _x	250.0	0.020	0.010	/	三级

注：C_i 污染物最大地面浓度；C_{oi} 污染物环境质量标准，P_i 污染物最大地面浓度占标率；D_{10%} 地面浓度达标准限值 10% 所对应的最远距离。

《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中评价等级的划分原则见表 2.6-5。

表 2.6-5 评价等级判别表

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

根据估算结果，项目最大落地浓度为区块排放的无组织非甲烷总烃，非甲烷总烃最大落地浓度为 164.92 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、占标率为 8.25%；根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）分级判据，确定项目大气环境影响评价工作等级为二级。

2.6.1.2 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）相关规定，确定本项目大气环境影响评价范围为以各采油井场为中心，边长 5km 的矩形区域。根据矩形合围区域面积核算，大气评价范围共计约 67.67 km^2 。大气评价范围见附图 4。

2.6.2 地表水

2.6.2.1 评价等级

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023）规定，对涉及向地表水体排放污染物的建设项目，应按照影响类型、排放方式、排放量、

受纳水体环境质量现状、水环境保护目标等，按照《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）的相关原则确定评价等级。

本项目为水污染影响型建设项目，其分级是根据排放方式和废水排放量划定排放等级。

直接排放建设项目评价等级分为一级、二级和三级 A，根据废水排放量、水污染物污染当量数确定；间接排放建设项目评价等级为三级 B；废水处理后进行回注且无废水直接排入地表水体的建设项目，评价等级按照三级 B 开展评价。

地表水环境评价等级判据见表 2.6-6。

项目施工期主要为钻井废水、生活污水、试压废水、压裂返排液。钻井废水由罐车拉运，依托大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理 II 站处理；试压废水试压结束后用于场地区域泼洒抑尘；钻井工程施工人员生活污水进入施工营地暂设的防渗生活污水池，施工结束后及时清掏并卫生填埋；地面工程施工人员生活污水排入本项目场站及阀组间内已建化粪池，定期由物业公司庆南工矿服务公司处理。压裂返排液由罐车拉运至第三采油厂北 II-1 废压裂液无害化处理装置处理，处理后的废水管输至北三污水站处理，处理后的污水管输至北十二深度污水处理站、北十三深度污水处理站处理达标后回注油层。

项目运营期不新增劳动定员，无新增生活废水，运营期废水主要为采出水和井下作业废水。油田采出水经集输系统最终输至进入北四污水站、北五含油污水处理站处理后回注油层，出水同时满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。油井检修作业污水经钢制污油回收槽收集，由罐车回收后送至北五含油污水处理站处理达标后回注油层，不外排。热洗废水通过热洗管线回收后进集输系统，管输至北四污水站、北五含油污水处理站处理达标后回注油层，不外排。洗井污水由罐车回收后送至北五含油污水处理站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，本项目项目施工期、运行期无废水排入地表水体，按三级 B 评价。根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023），本项目除生活污水外的其它废水处理后进行均进行回注且无废水直接排入地表水体，按三级 B 评价，因此本项目地表水评价等级为三级 B。

表 2.6-6 地表水环境影响评价分级判据

评价等级	判定依据	
	排放方式	废水排放量 Q/（m ³ /d）;水污染物当量数 W/（无量纲）

一级	直接排放	$Q \geq 20000$ 或 $W \geq 600000$
二级	直接排放	其他
三级 A	直接排放	$Q < 200$ 且 $W < 6000$
三级 B	间接排放	—

注 1: 水污染物当量数等于该污染物的年排放量除以该污染物的污染当量值 (见附录 A), 计算排放污染物的污染物当量数, 应区分第一类水污染物和其他类水污染物, 统计第一类污染物当量数总和, 然后与其他类污染物按照污染物当量数从大到小排序, 取最大当量数作为建设项目评价等级确定的依据。

注 2: 废水排放量按行业排放标准中规定的废水种类统计, 没有相关行业排放标准的通过工程分析合理确定, 应统计含热量大的冷却水的排放量, 可不统计间接冷却水、循环水以及其他含污染物极少的清净水的排放量。

注 3: 厂区存在堆积物 (露天堆放的原料、燃料、废渣等以及垃圾堆放场)、降尘污染的, 应将初期雨污水纳入废水排放量, 相应的主要污染物纳入水污染当量计算。

注 4: 建设项目直接排放第一类污染物的, 其评价等级为一级; 建设项目直接排放的污染物为受纳水体超标因子的, 评价等级不低于二级。

注 5: 直接排放受纳水体影响范围涉及饮用水水源保护区、饮用水取水口、重点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等保护目标时, 评价等级不低于二级。

注 6: 建设项目向河流、湖库排放温排水引起受纳水体水温变化超过水环境质量标准要求, 且评价范围有水温敏感目标时, 评价等级为一级。

注 7: 建设项目利用海水作为调节温度介质, 排水量 ≥ 500 万 m^3/d , 评价等级为一级; 排水量 < 500 万 m^3/d , 评价等级为二级。

注 8: 仅涉及清净水排放的, 如其排放水质满足受纳水体水环境质量标准要求的, 评价等级为三级 A。

注 9: 依托现有排放口, 且对外环境未新增排放污染物的直接排放建设项目, 评价等级参照间接排放, 定为三级 B。

注 10: 建设项目生产工艺中有废水产生, 但作为回水利用, 不排放到外环境的, 按三级 B 评价。

2.6.2.2 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ 349-2023)中关于地表水评价等级为三级 B 的评价范围要求, 评价范围应满足依托处理设施的环境可行性分析的要求。涉及地表水环境风险的, 其评价范围应覆盖环境风险影响范围所涉及的地表水环境保护目标水域, 因此地表水评价范围为拟建井场边界外扩 2.5km 及新建管线、道路沿线两侧外扩 200m 范围的地表水体, 主要包括东二排水干渠、萨北湖等。

2.6.3 地下水

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016), 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, 同时满足《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ 349-2023)中关于评价等级的相关要求。

(1) 地下水环境影响评价行业分类

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023），项目类别判定应依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附录 A 的规定，按照场站和内部集输管道分别判断行业类别，并分别判断项目类别。本项目涉及采油井及回注井的储层改造以及集油掺水管线、注水管线等的更换与新建，根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023）中关于项目类别的要求，采油井及回注井的储层改造等工程按照 I 类建设项目开展地下水环境影响评价，油类和废水等输送管道按照 II 类建设项目开展地下水环境影响评价。

（2）地下水环境敏感程度

建设项目场地的地下水环境敏感程度可分为敏感、较敏感、不敏感三级，分级原则见表 2.4-7。

表 2.4-7 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，在建和规划的饮用水水源）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它保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区。
较敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区以外的补给径流区；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其他未列入上述敏感分级的环境敏感区 ^a 。
不敏感	上述地区之外的其它地区。

注：a“环境敏感区”是指《建设项目环境影响评价分类管理目录》中所界定的涉及地下水的环境敏感区。

根据《全省在用饮用水水源保护区基础信息名录（2020 年）》、《全省地市级饮用水水源保护区基础信息名录（2022 年）》、《全省县区级饮用水水源保护区基础信息名录（2022 年）》、《黑龙江省人民政府关于调整撤销新建哈尔滨等 11 个地市 384 个集中式饮用水水源保护区》（黑政函[2019]118 号）和《黑龙江省人民政府关于调整撤销哈尔滨等市（地）197 个集中式饮用水水源保护区》（黑政函[2020]97 号）的相关内容结合现场调查表明，本项目区域附近无集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区；无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它保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区。无集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区以外的补给径流区；无未划定准保护区的集中水式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；无分散式饮用水水源地；无特殊地下水资源（如矿泉水、

温泉等)保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区。

本项目开发区域周围居民区、学校及工矿企业等饮用水源均为城市管网集中供水,水源为地表水源——红旗水库,位于项目区域北6km处。区域内无地下水饮用水源井,评价范围内零散分布着零散民用地下水井,主要用于养殖用水、灌溉等,均为非饮用水井。

根据《地下水型饮用水水源补给区划定技术指南(试行)》划定饮用水源井补给径流区,地下水饮用水源井补给径流区判定依据见表2.6-7。

表 2.6-7 地下水饮用水源井补给径流区判定表

地下水型饮用水水源划定保护区情况		补给区范围	
水源 开采 规模	大型≥5万 m ³ /d	已划定二级保护区的	以二级保护区边界为基准,按大型水源30年流程圈定的范围
		仅划定了一级保护区的	以水源一级保护区边界为基准,按大型水源30年+1000天流程圈定的范围
		未划定保护区的	以水源开采井为基准,按大型水源30年+1100天流程圈定的范围
	中小型<5 万m ³ /d	已划定二级保护区的	以二级保护区边界为基准,按中小型水源15年流程圈定的范围
		仅划定了一级保护区的	以水源一级保护区边界为基准,按中小型水源15年+1000天流程圈定的范围
		未划定保护区的	以水源开采井为基准,按中小型水源15年+1100天流程圈定的范围

本次补给径流区范围参照“中小型<5万m³/d,未划定保护区的”计算。

质点运移距离采用下述公式计算:

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

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;

n_e —有效孔隙度, 无量纲。

根据《大庆市水文地质勘察报告》(石油管理局)及区域水文地质条件,本项目所在区域承压水含水层岩性主要是砂砾石,潜水含水层岩性为细砂,参照《环境影响评价技术导则地下水》(HJ610-2016)附录B水文地质参数,本次渗透系数最大值 $K_{\text{承压水}} = 50\text{m/d}$, $K_{\text{潜水}} = 5\text{m/d}$, 有效孔隙度 $n_{e\text{承压水}} = 0.25$, $n_{e\text{潜水}} = 0.21$, 根据区域地下水等水位线与

距离确定水力坡度， $I_{\text{承压水}}=0.2\%$ ， $I_{\text{潜水}}=0.7\%$ 。

经上述公示计算得知：

$$L_{\text{潜}}=2 \times 5 \times 0.0007 \times (15 \times 365 + 1100) / 0.21 = 219.17\text{m}。$$

$$L_{\text{承}}=2 \times 50 \times 0.0002 \times (15 \times 365 + 1100) / 0.25 = 526.00\text{m}$$

计算结果表明，该地区潜水 219.17m 以外区域属于“不敏感”区域，承压水 526.00m 以外区域属于“不敏感”区域。

根据现场调查，本项目 526m 范围内无饮用水井，故本项目地下水环境敏感程度为不敏感。

(3) 评价等级判别

本项目拟建井场及管线均位于同一区块内，因此按同一场地确定评价等级，建设项目地下水环境影响评价工作等级划分见表 2.4-8。

表 2.4-8 评价工作等级表

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

①井场及场站

根据以上分析，本项目井场储层改造项目类别为 I 类，环境敏感程度为不敏感，根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023）及《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）要求，本项目井场储层改造项目地下水环境影响评价工作等级为“二级”。

②集输管线

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023）及《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）要求：集输管道按照主要站场位置分段判定评价等级，并按相应等级开展评价工作。根据以上分析，本项目各段集输管线（集油掺水管线、注水管线等）项目类别为 II 类，各段集输管线环境敏感程度均为不敏感，因此各段集输管线地下水环境影响评价工作等级均为“三级”。

(4) 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023）及《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）要求：井场、站场等工程评价范围应包括与建设项目相关的地下水保护目标，结合水文地质条件情况，依据 HJ 610

的规定，采用公式计算法、查表法或自定义法等确定。回注井调查评价范围应根据回注层位所在区域地层构造发育情况确定，包括回注空间及回注水可能影响的范围。输送管道以工程边界两侧各向外延伸 200 米作为调查评价范围，管道穿越饮用水水源准保护区时，调查范围应至少包含水源保护区。

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），采用公式法确定本项目井场区域地下水评价范围。计算公式如下：

公式： $L=a \times K \times I \times T / n_e$

式中：L-下游迁移距离，m；

a-变化系数， $a \geq 1$ ，一般取 2；

K-渗透系数，m/d；本项目所在区域潜水含水层岩性为粉细砂，渗透系数取经验值 5.0m/d，承压水含水层岩性由中粗砂、砂砾石组成，渗透系数取经验值 50m/d。

I-水力坡度，无量纲；潜水取值为 0.7‰，承压水取值 0.2‰。

T-质点迁移天数；取值为 5000d。

N_e -有效孔隙度，无量纲。潜水取经验值 0.21，承压水取经验值 0.25。

计算得 $L_{潜}=166.67m$ ； $L_{承}=400m$ 。

计算结果表明评价区承压水范围为 400m，评价区潜水范围为 166.67m，故评价范围应为区块下游外扩 400m，两侧及上游外扩 200m。结合该区域地下水流向以及现状布点情况，本次评价适当扩大了评价范围，最终形成的调查与评价区面积约 71.60km²。本项目的地下水评价范围见下图。

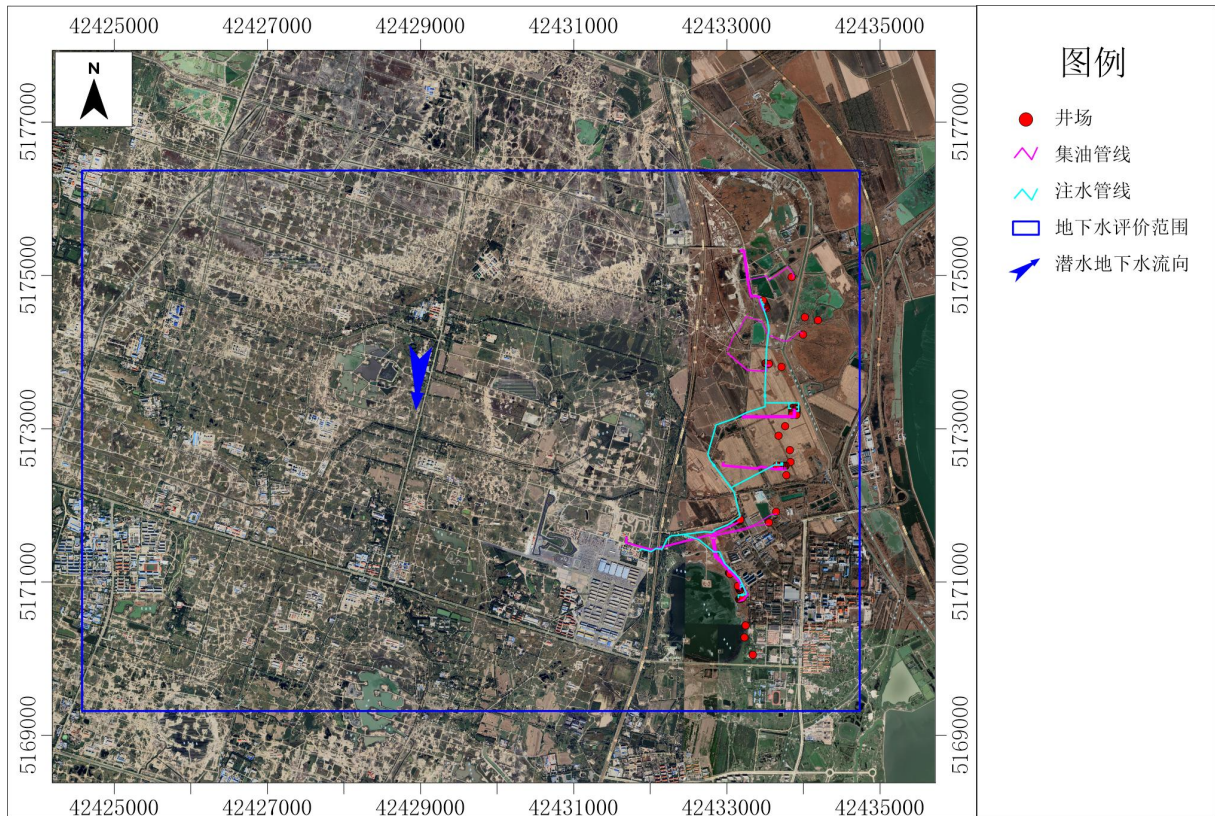


图2.6-1 项目地下水调查评价范围图

2.6.4 声环境

2.6.4.1 评价等级

本项目位于大庆市萨尔图区境内，区域声环境为《声环境质量标准》(GB3096-2008)规定的1类、2类地区。本项目采取完善的噪声防范措施，各个井场、集输管线周边200m范围内居民、学区受影响人口基本不发生变化，项目建设前后评价范围内声环境保护目标噪声级增量小于3dB(A)。按照《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2021)中声环境影响评价级别划分原则“建设项目所处的声环境功能区为GB3096规定的1类、2类地区，或建设项目建设前后评价范围内声环境保护目标噪声级增量达3dB(A)~5dB(A)，或受噪声影响人口数量增加较多时，按二级评价”。

综上所述，项目位于1类、2类功能区，项目建设前后周边受影响人口基本不发生变化，评价范围内声环境保护目标噪声级增量小于3dB(A)，项目建设不会对周围环境产生明显影响，确定项目声环境影响评价级别为二级。

2.6.4.2 评价范围

本项目是以固定声源为主的建设项目，声环境评价等级为二级，根据《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2021)中要求，一级评价的要求一般以建设项目边界向外200m为评价范围，二级评价范围可根据建设项目所在区域和相邻区域的声环境功能区

类别及敏感目标等实际情况适当缩小，且经后续预测分析，项目声源计算得到的贡献值到 200m 处可以满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的二级标准，因此，本项目声环境影响评价范围为井场边界外延至 200m 及管线、道路中心线两侧各 200m 范围内的声环境。

2.6.5 土壤环境

2.6.5.1 评价等级

（1）土壤环境影响评价项目类别

根据对项目区域土壤监测结果，区域土壤 pH 值在 7.81~8.12 之间，土壤含盐量在 0.5~0.8g/kg 之间，属于非土壤盐化、酸化和碱化地区，本项目按照土壤污染影响型开展土壤评价。

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023）要求，建设项目按照站场和内部集输管道分别判断行业分类。本项目涉及采油井及注入井井场、集油掺水管线、注水管线，常规石油开采井场、站场等工程按照 I 类建设项目开展土壤环境影响评价，油类和废水等输送管道按照 II 类建设项目开展土壤环境影响评价。

（2）污染影响型敏感程度分级

根据建设项目所在地周边的土壤环境敏感程度分级判据见表 2.6-10。

表 2.6-10 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

本项目临时占用耕地（非基本农田）和草地（一般草地），由此判定，本项目土壤环境敏感程度分级为“敏感”。

（3）土壤环境影响评价等级

污染影响型评价工作等级划分依据见表 2.6-11。

表 2.6-11 污染影响型评价工作等级划分表

敏感程度	占地规模 评价等级	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：“-”表示可不开展土壤环境影响评价工作

①井场及依托场站

本项目新增永久占地 3.5555hm²，小于 5hm²，占地面积属于“小型”规模，敏感程度为“敏感”，项目类别为“I 类”，因此井场及场站土壤评价工作等级为“一级”。

②集输管线

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ 349-2023)要求：集输管道按照主要站场位置（输油站、联合站、集气站、泵站和截断阀室等）分段判定评价等级，并按相应等级开展评价工作。根据以上分析，本项目各段集输管线（集油掺水管线、注水管线）项目类别为“II 类”，各段集输管线环境敏感程度均为“敏感”，新建管线均不新增永久占地，各段管线占地规模均小于 5hm²，因此各段集输管线（集油掺水管线、注水管线）土壤环境影响评价工作等级均为“二级”。

综上所述，本项目井场土壤环境影响评价工作等级为“一级”，各段集输管线（集油掺水管线、注水管线）土壤环境影响评价工作等级均为“二级”。本项目按照项目类别、评价等级分别开展评价工作。

2.6.5.2 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》(HJ964-2018)中“表 5 现状调查范围”，确定本项目土壤评价范围为井场边界外扩 1km 区域及更换管线两侧向外延伸 200m 区域的土壤环境。

2.6.6 生态环境

2.6.6.1 评价等级

本项目新增永久占地 3.55hm²，新增临时占地 78.51hm²，占地面积小于 20km²，本项目占地为草地（非基本草原）和耕地（非基本农田），占地范围内没有自然保护区、世界文化和自然遗产地、风景名胜区、森林公园、地质公园、重要湿地、珍稀濒危野生动植物天然集中分布区等，项目不在生态保护红线内；本项目建设不影响地下水水位，项目土壤影响范围内无天然林、公益林、湿地等生态保护目标，因此根据《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022)规定，本项目生态环境评价等级为三级。本项目生态环境影响评价工作等级判定见表 2.6-9。

表 2.6-9 生态影响评价工作等级划分表

评价等级	判定内容	本项目
一级	涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境时	不涉及
二级	涉及自然公园	不涉及

不低于二级	①涉及生态保护红线时;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;②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;③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)。	本项目不涉及生态保护红线,地表水为水污染影响型,评价等级为三级 B;项目建设不影响地下水水位,土壤范围内无天然林、公益林、湿地等生态保护目标,项目占地 87.404hm ² ,小于 20km ² 。
三级	以上之外的	涉及
说明	①改扩建项目的占地范围以新增占地(包括陆域和水域)确定;②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;③建设项目涉及经论证对保护生物多样性具有重要意义的区域时,可适当上调评价等级。④建设项目同时涉及陆生、水生生态影响时,可针对陆生生态、水生生态分别判定评价等级。⑤在矿山开采可能导致矿区土地利用类型明显改变,或拦河闸坝建设可能明显改变水文情势等情况下,评价等级应上调一级。⑥线性工程可分段确定评价等级。线性工程地下穿越或地表跨越生态敏感区,在生态敏感区范围内无永久、临时占地时,评价等级可下调一级。⑦涉海工程评价等级判定参照 GB/T 19485。	/
简单分析	符合生态环境分区管控要求且位于原厂界(或永久用地)范围内的污染影响类改扩建项目,位于已批准规划环评的产业园区内且符合规划环评要求、不涉及生态敏感区的污染影响类建设项目,可不确定评价等级,直接进行生态影响简单分析。	不涉及,本项目为生态影响类项目

2.6.6.2 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022)及《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)相关要求,本项目以井场周围 50m 范围、集输管道、道路等线性工程两侧外延 300m 为评价范围,最终确定的生态评价面积为 690.40hm²,生态评价范围见附图 4。

2.6.7 环境风险

2.6.7.1 评价等级

(1) 风险评价等级划分依据

①施工期

施工期的井场设置 2 个柴油储罐,钻井期间柴油最大储量为 50t。Q 值的确定见表 2.6-13。

表 2.6-13 项目施工期危险物质数量与临界量比值 (Q) 一览表

风险单元	危险物质最大存在量 (t)	危险物质临界量 (t)	Q ₁ 值	Q 值划分	
单井井场	柴油	50	2500	0.02	Q<1

②运营期

本工程涉及的物质主要为原油和天然气，环境风险评价的功能单元确定为集油管线。井场不设危险废物暂存间，井场产生的危险废物不在井场贮存。根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)，定量分析危险物质数量与临界量的比值(Q)；本项目危险物质按照最长管线内原油、天然气最大存在量进行核算，根据项目方案可知，本项目集油管道中两个截断阀门间距最长集输管线(1-7 计量间至 3#平台井场)约为φ219×6mm~1.68km，则管线内原油量为 $V = \pi r^2 L = 3.14 \times 0.1095^2 \times 1.68 \times 1000 = 63.2 \text{m}^3$ ，原油密度以 0.8565t/m³ 计算，管线原油最大存在量为 54.2t；该区块油气比约 50m³/t，天然气密度按 0.713kg/m³ 计算，则天然气的最大存在量为 $54.2 \times 50 \times 0.713 / 1000 = 1.9 \text{t}$ 。

按照《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)附录 C 对本项目涉及的危险物质进行风险识别，并确定其 Q 值。

计算所涉及的每种危险物质在场界内的最大存在总量与其在附录 B 中对应临界量的比值 Q。在不同站场的同一种物质，按其在单个站场的最大存在量计算。

当存在多种危险物质时，则按下式计算 Q 值：

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

式中：q₁, q₂, ..., q_n—每种危险物质的最大存在总量，t；

Q₁, Q₂, ..., 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 I。

当 Q≥1 时，将 Q 值划分为：(1) 1≤Q<10；(2) 10≤Q<100；(3) Q≥100。

项目所涉及的危险物质数量与临界量的比值计算结果见表 2.6-14。

表 2.6-14 危险物质数量与临界量的比值

序号	危险物质	CAS 号	最大存在总量 q _n (t)	临界量 Q _n (t)	物质 Q 值 q _n /Q _n
1	原油 (石油)	/	54.2	2500	0.022
2	天然气 (甲烷)	74-82-8	1.9	10	0.19
项目 $Q = \sum q_n / Q_n$					0.212

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)中评价等级的判定方法，本项目 Q=0.212<1，环境风险潜势为 I。

(2) 评价等级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)中关于环境风险评价工作等级的划分,具体见表 2.6-15,本项目风险潜势为 I,应进行简单分析。

表 2.6-15 环境风险评价工作等级划分依据表

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是相对于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。

2.6.7.1 评价范围

(3) 评价范围

本项目风险评价等级为简单分析,根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018),无关于简单分析的评价范围说明,结合大气环境、地表水环境、地下水环境的评价范围及保护目标分布情况,拟定环境风险评价范围包括地表水、地下水、大气评价范围,因此本项目评价范围为井场边界外扩 2500m、管线两侧 200m 范围内的区域。

2.6.8 各环境要素评价等级及评价范围汇总

各环境要素评价等级及评价范围详见表 2.6-16,各环境要素评价范围图见附图 3~5。

表 2.6-16 评价范围表

项目	评价等级		评价范围
大气环境	二级		拟建井场边界外扩 2.5km 范围的区域,共计约 67.67km ²
声环境	二级		拟建井场边界外延至 200m 及管线、道路中心线两侧各 200m 范围内
地表水环境	三级 B		拟建井场边界外扩 2.5km 及管线、道路沿线两侧外扩 200m 范围的地表水体,主要包括东二排水干渠、萨北湖等。
地下水环境	井场	二级	评价范围应为区块下游外扩 400m,两侧及上游外扩 200m。结合该区域地下水流向以及现状布点情况,本次评价适当扩大了评价范围,最终形成的调查与评价区面积约 71.60km ² 。
	集输管线	三级	
土壤环境	井场	一级	拟建井场边界外扩 1km 及管线工程边界两侧向外延伸 200m 的土壤环境
	集输管线	二级	
生态环境	三级		拟建井场边界外扩 50m 范围及新建管线、道路沿线两侧外扩 300m 区域的生态环境
环境风险	简单分析		拟建井场边界外扩 2.5km 及新建管线、道路沿线两侧外扩 200m 范围的区域

2.7 环境保护目标

根据调查,本项目施工区域内无自然保护区、风景名胜区、文物古迹和饮用水水源

保护区分布，不在生态红线范围内。项目主要大气环境保护目标见表 2.7-1，地下水环境保护目标见表 2.7-2，环境风险保护目标见表 2.7-3，其他环境要素保护目标见表 2.7-4，主要环境保护目标分布图见附图 3。

表 2.7-1 大气主要环境保护目标表

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
	东经	北纬					
后团结	125.127014	46.673420	居民	约 180 户， 600 人	二类	6#平台井场东北侧	130
颖团小区	125.129245	46.670416	居民	约 240 户， 800	二类	7#平台井场东侧	80
大庆职业学院（火炬路）	125.141262	46.671064	师生	5000	二类	9#平台井场东南侧	570
大庆技师学院	125.144266	46.666352	师生	6000	二类	8#平台井场东侧	820
慧园小区	125.140446	46.664644	居民	约 660 户， 2300	二类	8#平台井场东侧	810
大庆市团结第二小学	125.141562	46.662582	居民	约 143 户， 500	二类	8#平台井场东南侧	1100
颖园小区	125.140103	46.661169	居民	约 1200 户， 4200	二类	8#平台井场东南侧	950
大庆市公安局交警支队萨尔图大队	125.136584	46.661817	职工	120	二类	8#平台井场东南侧 850m	850
大庆职业学院（南校区）	125.133537	46.657693	师生	3300	二类	8#平台井场南侧	1000
春风十里	125.134438	46.645173	居民	约 430 户， 1500	二类	8#平台井场南侧	2300
绿城御园	125.123795	46.645291	居民	约 850 户， 3000	二类	8#平台井场南侧	2280
火炬村	125.116628	46.647677	居民	约 350 户， 1200	二类	8#平台井场南侧	2190
风云村	125.097917	46.666234	居民	约 230 户，	二类	7#平台井场西侧	2080

				800			
萨北村	125.074421	46.702034	居民	约 160 户, 650	二类	北五联合站西南	510

表 2.7-2 地下水环境保护目标表

环境要素	保护目标	保护标准及保护级别
地下水	评价范围内潜水含水层、承压水含水层	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017) III 类标准

表 2.7-3 环境风险保护目标

环境要素	保护属性	保护目标	保护对象	相对方位及距离
环境风险	大气	后团结	居民	6#平台井场东北侧 130m
		颖团小区	居民	7#平台井场东侧 80m
		大庆职业学院（火炬路）	师生	9#平台井场东南侧 570m
		大庆技师学院	师生	8#平台井场东侧 820m
		慧园小区	居民	8#平台井场东侧 810m
		大庆市团结第二小学	师生	8#平台井场东南侧 1100m
		颖园小区	居民	8#平台井场东南侧 950m
		大庆市公安局交警支队萨 尔图大队	员工	8#平台井场东南侧 850m
		大庆职业学院（南校区）	师生	8#平台井场南侧 1000m
		春风十里	居民	8#平台井场南侧 2300m
		绿城御园	居民	8#平台井场南侧 2280m
		火炬村	居民	8#平台井场南侧 2190m
		风云村	居民	7#平台井场西侧 2080m
	萨北村	居民	北五联合站西南 510m	
	地表水	东二排水干渠	地表水	3#平台井场东侧 130m
萨北湖		地表水	6#平台井场西侧 110m	
土壤、地下水	井场永久占地范围		井场	

表 2.7-4 其他环境因素保护目标表

环境要素	保护目标	最近方位及距离	规模	保护标准及保护级别
地表水环境	东二排水干渠	3#平台井场东侧 130m	人工排水渠，主要功能为城市排涝	保护地表水现状
	萨北湖	6#平台井场西侧 110m	主要功能汇集雨水，水域面积约 0.96km ²	保护地表水现状
声环	颖团小区	7#平台井场东侧	800 人	《声环境质量标准》（GB3096-2008）

境		80m		中 1 类标准
	后团结	6#平台井场东北 侧 130m	600 人	
土壤 环境	井场永久占地范围内土壤			《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
	井场边界外扩 1km 区域及管线道路两侧向外延伸 200m 区域的颖团小区、慧园小区、颖园小区、大庆技师学院 土壤环境			《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
	井场边界外扩 1km 区域及管线道路两侧向外延伸 200m 区域的土壤环境，主要为耕地、草地			《土壤环境质量 农用地土壤污染风 险管控标准(试行)》(GB15618-2018) 表 1 中农用地土壤污染风险筛选值
生态 环境	井场边界外扩 50m 的区域及管线沿线两侧外扩 300m 区 域的生态环境			生态环境不受到破坏
地下 水环 境	评价范围内潜水含水层、承压水含水层			《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017) III 类

3 建设项目工程分析

3.1 现有工程分析

3.1.1 现有区块开发情况

(1) 现有区块开发历程

萨北开发区外扩区勘探开发经历过渡带四条带推广布井、外扩甩开评价、提交外扩储量、外扩一期开发井部署、进一步甩开评价、外扩二期开发井部署六个阶段。

东部过渡带 1971 年投入开发，目前共分四套层系井网开采。基础井网开采萨尔图和葡萄花主力油层，采用 330m 四点法面积井网；1989 年对四条带萨尔图油层进行开采，采用 270m 斜线状井网；1996 年对萨、葡差油层开展加密调整，采用 202m 四点法面积井网；2000 年对一条带南区进行葡一组油层聚驱开发，采用 125m 五点法面积井网；2004 年开始在东过一、二条带开展层系互补，通过加密与基础井对应补孔，缩小井距完善窄小砂体注采关系；2019 年~2020 年分别在东过南区、北区开展三、四条带加密，采用 150m 五点法面积井网和反九点法面积井网。

东过四条带外扩(2004 年)：平均单井日产液 13.57t，日产油 0.54t，综合含水 96.02%。东过三四条带加密(2019 年~2021 年)：平均单井日产液 23.69t，日产油 1.05t，综合含水 95.58%；注水井平均单井日注水 48m³。

东部过渡带外扩萨斜 1081 井区位于萨北开发区纯油区东侧，整个区域内为已开发水聚驱区块，建有较为完善的油、气、水、电、道路等工程，区域内有各种已建站所共 15 座，详见表 3.1-1。

表 3.1-1 区域内涉及各类站所统计表

序号	类别	数量(座)	站名
1	转油(放水)站	5	萨北 1、2、3、201 号转油站、北五转油放水站
2	放水站	1	北四联放水站
3	脱水站	1	北 II-2
4	水驱注水站	2	北二十注、北七注、
5	普通污水处理站	1	北四污
6	含油污水深度处理站	1	北二十深
7	变电所	4	北四、北七、北二十、北五
	合计	15	

项目区块位置见下图所示。

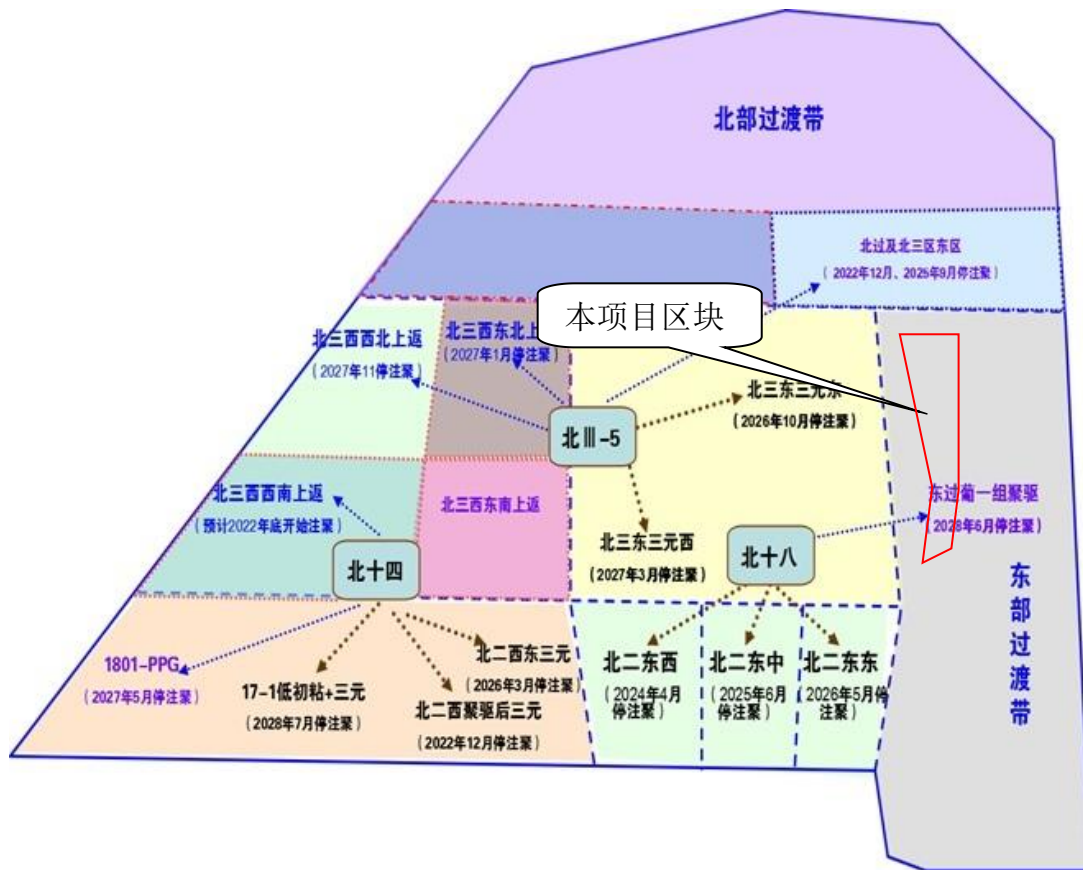


图 3.1-1 东部过渡带外扩萨斜 1081 井区区块位置示意图

(2) 现有区块环评手续

本项目开发区块位于萨北开发区东部过渡带，现有区块环评手续见下表所示。

表 3.1-2 区块建设环保手续履行情况一览表

序号	项目名称	审批机关及批复文号	建设内容	竣工环保验收情况
1	《萨北开发区东部过渡带三、四条带南区加密调整产能建设地面工程环境影响报告表》	庆环审[2019]59号	基建油水井 129 口，其中油井 69 口，注水井 37 口，转注井 23 口，采用“两就近”集油工艺；单井集油掺水管线 39.25km，新建注水管道 13.31km，新建变压器 29 台，利旧变压器 11 台，新建 6kV 线路 7km，集成优化配电系统 1 套；新建道路 6.5km。	2020 年 11 月完成自主验收
2	《萨北开发区东部过渡带三、四条带南区南块加密调整产能工程环境影响报告表》	庆环承诺审(2020)93号	地面产能部署油水井 178 口（油井 131 口、注水井 47 口），其中新钻井 115 口（包括采油定向井 101 口，采油水平井 32 口，注水井 11 口，共形成 15 座平台及 3 口独立井），转注井 15 口，转采井 3 口，利用老井 45 口（采油井 24 口，注水井	2024 年 10 月完成自主验收

			21口),建设产能 $3.93\times 10^4\text{t/a}$ 。	
3	《萨北开发区东部过渡带三、四条带北区加密调整产能建设地面工程环境影响报告表》	庆环审(2020)45号	项目共涉及油水井107口,其中油井78口,注水井29口。建设内容主要为针对已建设油井安装抽油机71台(包括新建66台,利用井更换抽油机5台。其余7处利用油井抽油机原机利用)、安装注水阀组29套,萨北3号转油站内扩建一台加热炉及1座集油阀组间,完善区块原油集输和计量工程、道路工程及单井数字化建设等,项目建成后产能为 $2.3\times 10^4\text{t/a}$	2024年10月完成自主验收
4	《第三采油厂东部过渡带外扩产能建设工程环境影响报告书》	庆环审[2022]39号	建设内容包括新钻井345口,其中采油井263口,注水井82口,新建平台井场21座,每座井场设备包括钻机钻台、柴油机、配料罐、泥浆泵、泥浆罐、空压机等,每口井新建井架基础1座。基建油水井345口,其中采油井263口,注水井82口,新建5座计量间,采油井配套建设抽油机和井口装置,注水井配套建设井口装置、管道等。	正在建设,未验收
5	《萨北开发区更新井产能建设工程及东部过渡带三四条带注采系统调整工程环境影响报告表》	庆环审[2023]109号	新钻井7口,其中3口采油井,4口注水井,钻井总进尺8750m。地面工程基建油水井7口,集输系统建设集油掺水管道4.66km,新建单井注水管道0.59km,配套建设注水井配水阀组、井场,配套新建4.5m宽通井路0.28km,建成后新增产能 $0.3\times 10^4\text{t/a}$ 。对东部过渡带三四条带北区25口油井进行转注,对东部过渡带三四条带南区37口油井进行转注,新建注水管道17.5km,配套新建通井路2.9km。	正在建设,未验收
6	环境风险应急预案	备案编号:230602-2023-013-L,2023年6月19日 大庆市萨尔图区生态环境局		
7	排污许可执行情况	证书编号:91230607716675409L017R 有效期限:自2023年02月09日至2028年02月08日止		

3.1.2 钻井回顾性分析

本项目5口油水井钻井工程已在《萨北开发区北部过渡带三、四条带东区加密调整区块钻井工程》环境影响报告表已获得环评批复,批复文号:庆环审(2021)29号;目前本项目涉及的75口新钻井均未进行钻井施工。

本项目涉及的油水井目前均未进行钻井施工，本次对现有区块内已钻井进行回顾性分析。

（1）生态环境影响回顾

项目生态环境的影响主要来自于施工期钻井井场施工便道、临时房屋搭建、车辆碾压、机械推挖等施工活动产生的临时占地，造成土壤结构、植被的破坏和对农业生态产生一定的影响。项目所占土地为草地和耕地，由于项目施工期较短，施工结束后，及时对地表进行了平整，经现场调查，现有工程临时占地已全部恢复并平整，未对周边生态环境造成较大影响。

（2）环境空气影响回顾

项目施工期产生的废气主要为施工过程中车辆运输产生的扬尘以及柴油发电机产生的燃烧废气。由于施工所在区域较开阔，利于柴油发电机烟气的稀释扩散；车辆运输产生的扬尘采取在运输过程中对易起尘的建筑材料加盖遮盖物、对进出的运输道路每天4-5次洒水抑尘，有效的减少了扬尘污染，柴油发电机使用质量达标的柴油，现设备均已撤离，未对周边大气环境造成明显影响，无周边居民投诉现象发生。

（3）水环境影响回顾

施工人员生活污水排入施工现场临时防渗旱厕，施工结束后清掏并卫生填埋；钻井废水进入井场钢制泥浆槽，由罐车拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理Ⅱ站处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。施工期未发生地下水和地表水污染事件，未对项目周边水环境造成影响。

（4）固体废弃物影响回顾

项目产生的废弃泥浆、钻井岩屑暂排到井场钢制泥浆槽，由罐车拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理Ⅱ站处理；现场废弃包装袋、非含油废防渗布、施工废料施工结束后已由施工单位统一收集后拉运至第一采油厂工业固废填埋场处理；生活垃圾已统一收集后运至大庆城控电力有限公司处理。

（5）声环境影响回顾

施工期噪声主要为钻井、施工车辆等运行噪声。施工过程选用了低噪声设备，且布局合理，现设备均已撤离，未发生噪声扰民事件。

3.1.3 现有区块开发环保措施落实和效果回顾调查

通过对本项目所在区块现场调查以及现状监测可知，本项目区块内场站加热炉排放的烟气、厂界无组织非甲烷总烃以及厂界噪声均能满足达标排放要求，具体如下：

3.1.3.1 废气污染防治措施调查结论

(1) 非甲烷总烃

①井场

现有工程排放的非甲烷总烃主要为区块内井场、集输管线及场站在运行过程中无组织挥发的非甲烷总烃，根据建设单位提供资料，东部过渡带区块现有工程烃类气体年挥发量为 1658.00225t/a。

现有工程在油气集输过程采取了全密闭工艺流程，油井井口均安装了密封垫、管线均埋地敷设、区块场站内各关键接口法兰均进行了密闭处理，有效的控制了无组织气体的挥发，根据《萨北开发区东部过渡带三、四条带北区加密调整产能建设工程验收调查报告》、《萨北开发区东部过渡带三、四条带南区南块加密调整产能工程验收调查报告》，工程建设的油井井场厂界无组织排放的非甲烷总烃浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)标准要求，同时满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中的标准限值要求。

②场站

根据《萨北开发区东部过渡带三、四条带北区加密调整产能建设工程验收调查报告》、《萨北开发区东部过渡带三、四条带南区南块加密调整产能工程验收调查报告》，工程建设的油井井场依托场站厂界无组织排放的非甲烷总烃浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)标准要求，同时满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中的标准限值要求；同时各场站厂区内无组织排放的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)附录A 中厂区内非甲烷总烃无组织排放限值要求。

根据本项目对北五联合站、萨北1号转油站、萨北3号转油站的现状监测结果（报告编号：中检(BH)字2024第12-002号），现有区块内北五联合站厂界非甲烷总烃排放浓度为0.52~0.69mg/m³；萨北1号转油站厂界非甲烷总烃排放浓度为0.45~0.66mg/m³；萨北3号转油站厂界非甲烷总烃排放浓度为0.46~0.66mg/m³，以上场站厂界排放浓度均能够满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中相关标准要求。根据《监测报告》（报告编号：中检(BH)字2024第12-001号），北II-1联合站厂界非甲烷总烃排放浓度为0.54~0.77mg/m³。根据《北II-2脱水站安全隐患治理工程建设项目竣工环境保护验收监测报告表》，北II-2联合站厂界非甲烷总烃排放浓度为0.71~0.98mg/m³；北II-1联合站、北II-2联合站厂界排放浓度均能够满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中相关标准要求。

(2) 加热炉烟气

区块内萨北1号转油站、萨北3号转油站、北五转油放水站、北II-1脱水站、北II-2脱水站加热炉使用油田伴生气作燃料，安装了低氮燃烧器，根据本次工程监测报告（报告编号：中检(BH)字2024第12-002号），萨北1号站加热炉废气中颗粒物浓度为8.8~10mg/m³，SO₂浓度为6~9mg/m³，NO_x浓度为72~85mg/m³，烟气黑度<1；萨北3号站加热炉废气中颗粒物浓度为8.4~9.1mg/m³，SO₂浓度为7~10mg/m³，NO_x浓度为66~78mg/m³，烟气黑度<1；北五转油放水站加热炉废气中颗粒物浓度为7.9~8.9mg/m³，SO₂浓度为6~9mg/m³，NO_x浓度为64~75mg/m³，烟气黑度<1；北II-1脱水站加热炉废气中颗粒物浓度为8.0~9.0mg/m³，SO₂浓度为6~9mg/m³，NO_x浓度值为65~76mg/m³，烟气黑度<1；北II-2脱水站加热炉废气中颗粒物浓度为7.6~8.8mg/m³，SO₂浓度为6~10mg/m³，NO_x浓度值为70~85mg/m³，烟气黑度<1；加热炉烟气排放浓度满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表2新建燃气锅炉标准。

3.1.3.2 废水污染防治措施调查结论

项目位于萨北开发区东部过渡带，根据已验收环评资料，东部过渡带现有区块采出水产生量为2048m³/d（747537m³/a），此部分污水外输至北II-2含油污水站、北四污水站处理达标后回注油层。

现有区块水井、油井洗井产生的洗井污水共计约134m³/d（49007.4m³/a）。现有区块油田采出水、油井作业污水、洗井污水均由北II-2含油污水站、北四污水站处理达标后回注油层。根据《萨北开发区东部过渡带三、四条带北区加密调整产能建设工程验收调查报告》、《萨北开发区东部过渡带三、四条带南区南块加密调整产能工程验收调查报告》验收监测数据，北II-2含油污水处理站处理后的污水中石油类4.54~4.93mg/L、悬浮固体2~3mg/L，悬浮物颗粒直径中值1.39~1.69μm，同时满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。

根据本次监测结果（报告编号：中检(BH)字2024第12-002号）：北五污水处理站处理后的污水中石油类7.14~8.12mg/L、悬浮固体4~6mg/L；北四污水处理站处理后的污水中石油类1.78~2.42mg/L、悬浮固体2~3mg/L，悬浮物颗粒直径中值1μm，污水处理站出水均满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求“含油量≤20mg/L、悬浮固体含量≤10mg/L、粒径中值≤4μm”。

现有区块场站内的生活污水产生量约1.66m³/d（607.36m³/a），场站员工产生的生活

污水排入化粪池，定期由物业单位庆南工矿服务公司处理。

3.1.3.3 噪声污染防治措施调查结论

现有区块内噪声源主要来自抽油机及场站，抽油机噪声源强为65~80dB(A)，为连续稳态声源，场站噪声主要为各类机泵噪声，源强约在80~85dB(A)之间。抽油机电机等发声设备选用了低噪声设备，定期对进场设备进行维护和保养；场站机泵均布置在室内，采用隔声门窗及机泵加装减震设施等降低噪声源强。根据本次工程对依托场站厂界噪声监测数据可知（报告编号：中检(BH)字2024第12-002号），北五联合站厂界噪声昼间44.3~47.5dB(A)，夜间40.1~43.3dB(A)；9号阀组间厂界噪声昼间47.2~47.5dB(A)，夜间44.1~44.3dB(A)；厂界噪声均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准。

3.1.3.4 固体废物污染防治措施调查结论

现有工程区块内油井在进行作业过程中产生的含油污泥量约0.417t/a，含油污泥收集拉运至萨北含油污泥处理站减量化处理后再委托大庆圣德雷特化工有限公司处理，处理后满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）油田含油污泥经处置后泥渣利用污染物控制限值后，用作油田垫井场和通井路。

油井作业产生废弃防渗布7.86t/1.5a，属于危险废物，使用有内衬的编织袋包装捆扎，送大庆圣德雷特化工有限公司定期处理。

现有区块依托场站产生的生活垃圾集中收集后送城市生活垃圾处理场填埋。

现有区块依托场站废滤料统一收集送创业集团蓝星环保工程有限公司进行处理。

3.1.3.5 生态影响调查结论

本项目区块按照相关要求采取了一系列生态保护和恢复措施，没有改变项目区的生态系统结构与功能，项目区的生态组分及生物多样性未受影响，生态格局变化不大；本项目除了占地影响生物量外，对生态的影响较小。

根据本项目现场调查，引用《萨北开发区东部过渡带三、四条带北区加密调整产能建设工程验收调查报告》、《萨北开发区东部过渡带三、四条带南区南块加密调整产能工程验收调查报告》生态影响调查结论：

根据现场调查，项目在建设和试运行期间基本落实了环评报告中提出的各项生态环境保护措施。工程各种施工迹地基本得到了平整、清理，迹地内植被处于自然恢复状态中；采取了一定的植被保护措施和水土保持措施；验收现场井场、管线等施工临时占用的草地基本恢复。

根据调查，项目新建井场均为标准化井场，项目占用土地类型及周边土地类型主要为草地和耕地，在新建的井场内及附近共布设土壤监测点，监测区域井场永久占地内及周边土壤中石油烃满足《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准》（GB 36600-2018）第二类用地筛选值标准；井场永久占地外耕地、草地土壤均满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准》（GB 15618-2018）农用地土壤污染风险筛选值标准。由此可见，该区块土壤环境质量现状较好。

根据现场调查，项目区块内井场和场站进行了规范化管理，井场和场站运行过程中挥发的非甲烷总烃、采油废水、设备噪声和含油污泥等固体废物均按要求得到了合理处置，满足达标排放要求，井场及管线、道路沿线周边临时占地生态恢复良好，区块内已采取的各项环保措施有效，油田的开发对区域环境和生态系统没有造成明显影响。

3.1.4 现有工程存在的环境问题

通过现场调查可知，本工程区域内已建井的井场永久性占地面积符合要求，井场地面均进行了平整，无油污。站场环境清洁，地面未发现油污，站内道路两侧和厂区院墙内外均已绿化，生态恢复较好。井场永久性占地面积符合设计要求，井场地面均进行了平整，在临时性占地范围内，地表基本进行了平整，并已完成了生态恢复。

本工程依托场站加热炉废气能够达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表2新建锅炉排放浓度限值要求；油气集输采用密闭流程，可有效控制烃类物质的排放，目前依托站场厂界非甲烷总烃浓度能够满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中相关标准要求。通过实测，依托场站厂界满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准。油田产生的含油污水管输至北四污水站或北五污水处理站处理后全部回注，出水水质指标能够同时满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，均不外排；作业和清罐产生的含油污泥收集拉运至萨北含油污泥处理站减量化处理后再委托大庆圣德雷特化工有限公司处理，处理后满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）油田含油污泥经处置后泥渣利用污染物控制限值后，用作油田垫井场和通井路，依托场站未发现遗留的环境问题。

第三采油厂已取得排污许可证，许可证编号为91230607716675409L017R，行业类别为陆地石油开采、锅炉、工业炉窑、水处理通用工序，有效期限：自2023年02月09日至2028年02月08日止。建设单位现有工程已按排污许可证要求进行排污，企业2022年度排污许可证执行报告（年报报表中包含氮氧化物、颗粒物实际排放量，无废水排放）、

环境管理台账记录已上传至全国排污许可证管理信息平台，企业已按要求执行排污许可制度。

为保护区域生态环境，第三采油厂严格控制了该区域油田作业范围，严格运行期管理，减小了对区域生态系统的扰动，保证了不因油田开发活动加重生态系统的退化、沙化、盐碱化等，采取了井场平整、压实，开挖土方已合理利用填埋；施工期间未对占地外的地表植被造成碾压和破坏；在油田道路地势较低，容易汇水形成径流冲刷的路段，设置了钢筋砼板涵，保证了道路两侧洪沟的畅通；生产期已严格作好道路泄洪桥涵洞的疏通、维修工作，保证了各类设施的泄洪能力；管道工程施工期间，划定了施工活动范围，车辆均采用“一”字型作业法，严格避免开辟新路，管沟挖、填方作业做到了互补平衡，未造成弃土方堆积和过多借土，未增加新的水土流失，管沟回填阶段均按层回填，回填后予以平整、压实，施工期间对开发建设施工材料划定了适宜的堆料场，未破坏占地外的植被，未增加裸地面积而新增的水土流失。

现有工程严格实施 HSE 环境管理体系，第三采油厂逐级落实岗位责任制；各工区小队或联合站设专职环保员一名，相应采油工区队长及联合站站长为 HSE 管理体系的第一负责人，对单位日常生产过程中的相关环境工作进行管理。

环境风险相关措施：经调查，本项目区块及区块内各场站均未发生过环境风险事故。第三采油厂已建立较完善的应急预案体系，突发环境事件应急预案已于 2023 年 6 月 19 日在大庆市萨尔图区生态环境局进行了备案，备案编号：230602-2023-013-L。综合性预案为《第三采油厂突发事件总体应急预案》，还针对不同的事故分别编制了《环境突发事件专项应急预案》、《井喷突发事件专项应急预案》、《油气泄漏事件专项应急预案》、《输油系统突发事件专项预案》等专项应急预案并定期开展应急演练。建议增加事故应急监测及事故评估等规定内容并定期演习，避免重大污染事故的发生。

根据以上分析及现场勘查，现有区块内及依托场站未发现遗留的环境问题。

3.2 建设项目概况

项目名称：萨北开发区东部过渡带外扩萨斜 1081 井区产能建设工程项目；

建设单位：大庆油田有限责任公司第三采油厂；

建设性质：扩建；

建设地点：大庆市萨尔图区，地理坐标为东经 125°7'22.45"~125°8'19.92"，北纬 46°39'55.28"~46°42'29.17"；

投资规模：项目总投资 24397 万元（钻井工程投资 16248 万元，地面建设投资 8149 万元），其中环保投资 1140.91 万元，占总投资的 4.68%。

占地面积：本工程总占地约 820655m²，其中永久占地 35555m²，临时占地 785100m²，占地类型为耕地、一般草地；

建设内容：项目设计开发井 80 口（新钻 75 口，代用 5 口），其中基建油水井 70 口（含油井 55 口，注入井 15 口），新钻井 75 口其中 10 口新钻井仅勘探不进行基建（后续如需基建则另行办理环评手续）。总进尺 7.47 万米，采用水驱开发方式，项目地面工程配套建设各类管道 50.68km，并对依托转油脱水站、注水站进行改造，并配套建设通井路、供配电、数字化建设等辅助工程。预计建成产能 2.48×10⁴t/a。

生产规模及产品方案：预计建成后产油量为 2.48×10⁴t/a。

建设周期：项目计划施工期为 2025 年 2 月至 2025 年 5 月，施工 120 天。

劳动定员：本项目钻井队单井在井人数 10 人，施工期地面工程施工人员 60 人，施工不设置营地，运营期不新增劳动定员。

3.3 开发区块概况

3.3.1 油气田范围

本项目东部过渡带萨斜 1081 区块位于萨尔图油田背斜构造过渡带的东部，面积 10.4km²，区域内共发育萨 I 和萨 II 两个油层组，地质储量为 168.42×10⁴t。探开发主要目的层为萨尔图油层。地理上主要位于黑龙江省大庆市萨尔图区。

3.3.2 勘探开发概况

萨北开发区外扩区勘探开发经历过渡带四条带推广布井、外扩甩开评价、提交外扩储量、外扩一期开发井部署、进一步甩开评价、外扩二期开发井部署六个阶段。

东部过渡带 1971 年投入开发，目前共分四套层系井网开采。基础井网开采萨尔图和葡萄花主力油层，采用 330m 四点法面积井网；1989 年对四条带萨尔图油层进行开采，采用 270m 斜线状井网；1996 年对萨、葡差油层开展加密调整，采用 202m 四点法面积井网；2000 年对一条带南区进行葡一组油层聚驱开发，采用 125m 五点法面积井网；2004 年开始在东过一、二条带开展层系互补，通过加密与基础井对应补孔，缩小井距完善窄小砂体注采关系；2019 年~2020 年分别在东过南区、北区开展三、四条带加密，采用 150m 五点法面积井网和反九点法面积井网。

3.3.3 地质构造

根据沉积旋回特征，萨北开发区萨尔图油层可划分为 9 个砂岩组 22 个小层，细分为 33 个沉积单元。

本区整体上构造由深到浅具有良好的继承性，根据开发方案井震结合研究成果，构造相对误差平均为 0.5%。该区为单斜构造，地层倾角为 2~3°，断层不发育。由西向东逐渐下倾，区块最高点位于西南角北 1-1-丙 92 井处，最低点位于区块东北，萨一顶面海拔-1005~-1080m 之间。

萨斜 1081 井区沉积受东部物源控制，发育三角洲分流平原和前缘相沉积，纯油层发育萨 I 组和萨 II 1+2a-萨 II 1+2b 共 7 个沉积单元。萨 I 组主要发育外前缘席状砂，连片性相对较好，多为薄互层河道砂呈条状、豆荚状分布，规模较小（宽度 140-459m）。萨 II 组发育三角洲内前缘和分流平原砂体，河道砂呈南北向条状分布，规模较小（宽度 270-650m）、连续性差，河间以席状砂为主。

3.3.4 层系

萨一组属于三角洲外前缘相砂体，主要发育有效厚度 0.5m 以下的非主体薄层砂和表外砂，且砂体发育较为零散，为三类油层。萨二组、萨三组属于分流平原及三角洲内前缘相砂体，砂体沉积厚度大，发育稳定，均为二类油层。

本次东部过渡带外扩主要针对萨一组油层。

3.3.5 储层特征

根据外扩区内密闭取心井北 5-5-丙 55 井储层参数统计结果，外扩区储层岩性以粉砂岩为主，砂岩颗粒细、泥质含量高、孔渗性和原始含油饱和度较低。

萨 I、萨 II 表内层的岩性以粉砂岩为主，粉砂含量 67.5%，平均空气渗透率 $492 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，平均孔隙度 26.4%，平均原始含油饱和度 54.7%；表外层砂岩颗粒细、泥质含量高、砂泥分选差、孔渗性能和含油饱和度较低，岩性以粉砂、泥质为主，粉砂含量 68.9%，泥质含量 26.5%，平均空气渗透率 $78 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，孔隙度 23.0%，原始含油饱和度 37.6%。

3.3.6 油气藏流体性质

3.3.6.1 地面原油性质

根据地面原油分析资料统计，萨北开发区外扩区地面原油密度 0.9012~0.9510g/cm³，平均 0.9134g/cm³，地面原油粘度 122.1~832.0mPa.s，平均 227.3mPa.s，凝固点 16.0~32.0℃，含水 3.0~32.2%，初馏点 91.0~150.0℃。

3.3.6.2 地层水性质

根据萨北开发区外东扩区地层水样品分析结果显示，油层原始地层水中氯离子含量 1720~2040mg/L，平均 1900mg/L，总矿化度 5990~6580mg/L，平均 6355mg/L，PH 值 7.42~8.26，平均 7.8，水型为 NaHCO₃ 型。

3.3.6.3 有毒有害气体含量

邻井钻探未见 H₂S、CO 等有毒有害气体显示。

3.3.7 油气资源类型

萨斜 1081 井区构造上为单斜构造，向外地层下倾，油水分布受构造控制为主。区内试油井 7 口，6 口井见到工业油流。萨斜 1081 井试油见纯油位置最低，海拔为-1060.3m。

3.3.8 开发进程

东部过渡带 1971 年投入开发，目前共分四套层系井网开采。基础井网开采萨尔图和葡萄花主力油层，采用 330m 四点法面积井网；1989 年对四条带萨尔图油层进行开采，采用 270m 斜线状井网；1996 年对萨、葡差油层开展加密调整，采用 202m 四点法面积井网；2000 年对一条带南区进行葡一组油层聚驱开发，采用 125m 五点法面积井网；2004 年开始在东过一、二条带开展层系互补，通过加密与基础井对应补孔，缩小井距完善窄小砂体注采关系；2019 年~2020 年分别在东过南区、北区开展三、四条带加密，采用 150m 五点法面积井网和反九点法面积井网。

3.4 工程组成

本次工程项目组成见表 3.4-1。

表 3.4-1 工程组成一览表

工程组成		建设内容及规模	备注
主体工程	钻井工程	新钻油水井 75 口，平均完钻垂深 1290m，主要工程内容包括钻井成套设备搬运、安装、调试、钻前准备、钻进、录井、测井、固井、射孔完井等环节。	新增
		单座井场占地面积为 9000m ² ，井场地面平整，其中完井后水井单井井场占地形成永久占地 20m×30m，井场设备包括钻机、钻台、泥浆循环罐、泥浆槽、钻井泵、水罐等，同时井场设置动力房、材料房、井控房、值班房等辅助用房。	新增
		撬装式钢制基础，43.3m×11.7m，用于架设钻井井架。	新增
	采油工程	基建油水井 70 口，其中油井 55 口，注入井 15 口，新钻井 75 口（含 10 口勘探井，65 口基建井），进尺 7.47 万米，采用水驱开发方式，55 采油井全部采用抽油机有杆泵采油方式进行开采，建成后平均单井日产油 1.5 万吨。	新增
注入工程	15 口注入井全部为新建井，采用分层注入，在射孔和部分压裂后全部基建投产。	改造	

	集输管线	站外集油系统采用双管并联集油和丛式井干管掺水集油流程，新建单井集油掺水热洗管道 37.64km，新建站间集油掺水热洗管道共计 5.04km，采用机械开挖埋地方式敷设，作业带宽度为 10m，其中管沟深度 2m，采用硬质聚氨酯泡沫黄夹克保温钢管。	--	
	集输工程	计量间	改造 1 座 9 号阀组间：本工程将 1、2 号混输泵拆除，新建泵房 1 座 150m ² ，泵房新建混输泵 1 台（850m ³ /h）。 新建 1-7 计量间 1 座，辖井数 20 个油井，计量间内设置集油掺水热洗阀组 1 座。	改造
		场站改造	北五转油放水站：本次为 2 台聚驱三相分离器增加水驱进口管道 DN300-50m，更换 1 号采暖炉燃烧器，更换水驱外输泵 2 台（Q=45m ³ /h, H=150m），新建 3000m ³ 事故罐 1 座，缓冲时间 2.17h，配套新建事故泵 2 台，规格为 Q=100m ³ /h, H=40m，新建事故泵房 1 座，面积 120m ² ，配套建设站内消防路 200m，配套建设围栏 150m。	改造
辅助工程	数字化工程	对新建油井进行数字化建设，并对 9 号阀组间进行数字化完善。井间生产数据采集与传输采用 ZIGBEE+4G 技术，站场生产数据通过光缆方式上传到至作业区数据库服务器，实现电子巡井、集中监控和远程指挥。按照该区块数字化建设模式，完成油水井及阀组间的生产信号采集与接入。生产数据上传到作业区进行统一监控管理。油井和阀组间自控采用 ZIGBEE 智能综合电参采集控制器。	新建	
	道路工程	本工程主要为新建的油水井配套建设通井路，并对井排路进行维修。东过外扩 1081 井区共新建油水井通井道路维修 5.77km，维修井排路 2.55km。	新建、改造	
	防腐工程	集油掺水热洗管线采用硬质聚氨酯泡沫黄夹克保温钢管，管道采用无缝钢管，管道设计采用管道内防腐、管道的外防腐等级采用特加强级，并采用强制电流阴极保护。	新建	
公用工程	给水工程	施工期生产用水由水罐车运送，生活用水采用桶装水。运营期油井作业用水来源为作业区热水站，由作业罐车运送。项目运营期依托场站不新增劳动定员。	依托	
	排水工程	施工期： ①钻井生活污水进入施工营地暂设的防渗生活污水池，施工结束后及时清掏并卫生填埋；场站改造生活污水排入本项目场站及阀组间内已建化粪池，定期由物业公司庆南工矿服务公司处理。 ②管道试压废水试压结束后用于场地区域泼洒抑尘，不外排。 ③钻井废水进入井场设置的钢制泥浆池中，后由罐车收集运至大庆钻探运输二公司泥浆无害化处理 II 站处理。 ④压裂返排液由罐车拉运至第三采油厂北 II-1 废压裂液无害化处	依托	

		理装置处理，处理后的废水管输至北三污水站处理，处理后的污水管输至北十二深度污水处理站、北十三深度污水处理站处理达标后回注油层。	
		运营期： ①清防蜡废水经热洗管线回收进入集输系统，管输至北四污水站、北五含油污水处理站处理； ②油田采出水管输进入北四污水站、北五含油污水处理站处理达标后回注油层； ③油井检修作业污水经钢制污油回收槽回收，通过罐车回收后送至北五含油污水处理站处理达标后回注油层。 ④水井洗井污水通过罐车回收后送至北五含油污水处理站处理达标后回注油层。 ⑤运营期依托场站不新增定员，不新增生活污水排放。	
	供暖工程	本项目不设施工营地，不涉及供暖。	/
	供电工程	本项目电力供应来自油田已建电网，本工程新增用电负荷1024kW，区域内的4座变电站供电能力满足要求。规划新建6kV柱上变电站33座，新建10kV线路2.3km，新建井场低压电缆线路6.6km，新建无功补偿装置500kVa。	新建
环保工程	废气治理措施	施工期： ①钻井施工期柴油发电机使用低标号柴油，调节好柴油机运行工况，降低燃烧废气对周围环境的影响； ②向井场洒水消尘，设计合理运输线路，施工运输车辆采取加盖防尘苫布环保措施；采取施工场地围护，并在水泥、膨润土、超细碳酸钙等钻井材料上加苫布等措施，可以防止刮风扬尘弥漫，确保施工场界颗粒物浓度满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表2无组织排放监控浓度限值1.0mg/m ³ 要求； ③通井路施工过程，采取喷水压实、洒水抑尘措施，严格控制施工扬尘的产生；对进出场地的运输道路洒水抑尘，加强施工管理，降低施工扬尘对周围环境产生的影响。	新建
		运营期： ①依托的萨北1号转油站、萨北3号转油站、北四放水站和北五转油放水站、北II-1脱水站、北II-2脱水站采用清洁能源天然气作为燃料，加热炉燃烧产生的废气均经高于8m的烟囱高空排放（北五转油放水站15m、萨北1号转油站20m、萨北3号转油站20m、北四放水站20m、北II-1脱水站15m、北II-2脱水站10m）； ②油井采用密闭集输、依托场站阀组、法兰等动静密封系统加强	依托

	密闭措施，防止烃类气体的无组织挥发。	
废水治理措施	<p>施工期：</p> <p>①生活污水：钻井期间每个钻井井场设置一个防渗生活污水池，用于收集生活污水，容积为 8m³，做好防渗措施，底部及四周夯实，并铺设防渗布 2mm 厚，聚乙烯膜，K 小于 1.0×10⁻¹⁰cm/s，防渗性能等效黏土防渗层 M_b≥1.5m、K≤1.0×10⁻⁷cm/s，在防渗工程施工时候留存影像资料，施工结束后及时清掏做农家肥，并进行卫生填埋。地面建设产生的生活污水依托周边场站生活污水处理系统进行处理。</p> <p>②钻井废水：本项目共产生钻井废水 1.2765×10⁴m³，与废弃泥浆一起由罐车拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理 II 站处理，处理后的废水进入北五含油污水处理站处理，处理后的污水同时满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。</p> <p>③管道试压废水：试压废水试压结束后用于场地区域泼洒抑尘，不外排。</p> <p>④压裂返排液：由罐车拉运至第三采油厂北 II-1 废压裂液无害化处理装置处理，处理后的废水管输至北三污水站处理，处理后的污水管输至北十二深度污水处理站、北十三深度污水处理站处理达标后回注油层。</p>	依托
	<p>运营期：</p> <p>油井清防蜡采用高压固定热洗方式，废水经热洗管线回收进入集输系统，管输至北四污水站、北五含油污水处理站处理达标后回注油层。</p> <p>油井检修作业污水经钢制污油回收槽回收，通过罐车回收后送至北五污水站处理达标后回注油层。</p> <p>水井洗井污水通过罐车回收后送至进入北五含油污水处理站处理达标后回注油层。</p> <p>油田采出水经集输系统最终输至进入北四污水站、北五含油污水处理站处理后回注油层，出水同时满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。</p>	依托
噪声治理措施	<p>施工期：合理安排施工进度，减少施工时间，避免大量高噪声设备同时施工；除钻进外，其它施工严格禁止夜间进行。合理布置施工现场；降低设备噪声运输车辆选择避开居民区的路线，尽量不鸣笛，满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）要求。改造场站更换的机泵等设备选用低噪声设备，安装基础减</p>	新建

	振，全部设置在泵房内部。	
	运营期：采用低噪声设备，定期对设备进行维护保养等。	新建
固体废物治理措施	<p>施工期：</p> <p>①生活垃圾统一收集，交环卫部门统一处置；</p> <p>②施工废料和废包装袋送至第一采油厂工业固废填埋场处理；</p> <p>③施工期产生的钻井污水、岩屑、废钻井液定期用罐车拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理Ⅱ站处理，处理后的废水进入北三联含油污水处理站处理，处理后的污水满足同时满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，产生的泥饼，油田统一调配用于井场平整及道路建设等综合利用；</p> <p>④废射孔液：由罐车拉运至吉林省油田管理局农工商企业总公司处理，处理后的泥饼满足《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中规定的第Ⅰ类一般工业固体废物标准后外运至第三采油厂综合利用垫井场或铺路，压滤水送往第三采油厂北三污水站处理，处理后的污水管输至北十二深度污水处理站、北十三深度污水处理站处理达标后回注油层；</p> <p>⑤本项目施工期钻井产生的废纯碱、膨润土包装袋（071-001-07）属于一般工业固体废物，施工结束后统一送第一采油厂工业固废处置场处置；</p> <p>⑥本项目施工期钻井产生的废防渗布（071-001-99）属于工业固体废物，施工结束后统一送第一采油厂工业固废处置场处理。</p> <p>⑦废钻井液由罐车拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理Ⅱ站处理。</p> <p>⑧钻井岩屑由罐车拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理Ⅱ站处理。</p>	/
	<p>运营期：</p> <p>①含油污泥、落地油收集拉运至萨北含油污泥处理站处理。</p> <p>②油水井作业产生的含油废防渗布送至采油三厂危险废物规范化储存库暂存，定期委托有资质单位处置。</p> <p>③生活垃圾，本项目依托现有场站，不新增劳动定员</p>	依托
地下水及土壤防护	在本项目区域上游新建1口潜水背景值监测水井，在区域内新建1口潜水跟踪监测水井、在区域下游新建1口潜水跟踪监测水井、布设1口承压水跟踪监测水井，定期对地下水进行跟踪监测。	新建3口潜水跟踪监测井，依托1口大棚承

			压水井
		在 3#平台井场、7#平台井场占地范围内共布设 2 个土壤跟踪监测点，定期对土壤进行跟踪监测，监测因子为 pH、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、汞、砷、六价铬，监测频次为 1 次/年。	新建
		<p>分区防渗措施：</p> <p>①重点防渗：施工期井场压裂区域、运营期集油掺水管道、母液管道、注水干线和注入管道、油井井场作业区域和水井洗井区域为重点防渗，管道采用无缝钢管或钢骨架复合管、管道设计采用管道内防腐、管道的外防腐等级采用特加强级、管道的连接方式采用焊接；油井井场作业和水井洗井期间搭建防渗围堰及作业区域铺垫防渗布；井场永久占地内为简单防渗，采用地面夯实碾压平整进行防渗。</p> <p>②一般防渗：泥浆循环罐区、泥浆接收罐车停靠区、动力房、材料房、钢制泥浆槽、一般固废暂存间场地夯实，铺设 1.5mm 厚、渗透系数为 $1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$ 防渗土工布进行防渗处理，防渗性能满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）表 7 中的防渗技术要求，等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5\text{m}$、$K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$，施工过程中应有专人负责质量控制，并做好施工记录，同时施工期应留存施工影像。</p> <p>每座井场设置临时防渗旱厕 1 座，容积约 12m^3（$4\text{m} \times 3\text{m} \times 1\text{m}$），底部及四周夯实，铺设 1.5mm 厚、渗透系数为 $1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$ 防渗土工布，防渗性能满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）表 7 中的防渗技术要求，等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5\text{m}$、$K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$，施工期生活污水在钻井结束清掏后进行卫生填埋处理（用石灰消毒后覆土平整）。</p> <p>油水井作业、洗井时，井场永久占地内铺设 1.5mm 厚防渗土工布（渗透系数为 $1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$），满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）表 7 中一般防渗区的防渗技术要求：等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5\text{m}$、$K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$。</p> <p>③其它区域</p> <p>施工期井场井控房、值班室等区域采取地面平整夯实措施。运营期井场采取地面平整夯实。</p>	新建
	生态治理	对永久占用的 3.5555hm^2 草地、耕地进行经济补偿措施，对临时占用的 78.51hm^2 进行植被恢复及复垦等措施。	恢复、补偿
依托工	北五转油放水站	五转油放水站隶属采油三厂作业四区，建于 2011 年，为水聚驱合建站，水驱辖集油阀组间 2 座，计量间 23 座，油井 304 口，聚驱辖计量间 4 座，油井 130 口，并接收萨北 52 号转油站产液进入本	改造

程		站水驱系统处理。采用“三相分离器”处理工艺，低含水原油外输至北六转油放水站，并与该站低含水油外输至北 II-1 脱水站处理，水聚驱污水经沉降后分别外输至北五聚驱污水站和北五水驱污水站。	
	萨北 1 号转油站	萨北 1 号转油站建于 1985 年，辖区油井 77 口，计量间 6 座，站内采用“三相分离器”处理工艺。该站设计规模 8500t/d，实际处理量 3879t/d，负荷 45.64%。本项目北 2-1-斜更丙 99 油井产液 300t/d 进入该站后，负荷率为 49.16%，能够满足本项目需求。	依托、无需扩建
	萨北 3 号转油站	始建于 1996 年，采用“三合一”处理工艺，设计处理规模 8100t/d，目前负荷 72.51%。新井 55 口后，负荷为 98.51%。已建三合一、掺水热洗加热炉、热洗泵、外输泵等设施能力均满足产能需要。	依托、无需扩建
	萨北 3 号转油站	萨北 3 号转油站位于项目区西侧，采用“三合一”处理工艺，经能力核实，该站掺水加热炉和集油掺水热洗阀组不能满足生产，因此本项目对萨北三号站进行扩建（西扩 5m），扩建内容包括：增设 1 台 2.0MW 机械式自动除垢加热炉和 1 座集油阀组间（建筑 40m ² ，设置相应集油掺水热洗阀组 10 套，备用 1 套）。 萨北 3 号转油站建于 1988 年，目前共管辖油井 108 口，计量间 9 座，本次产能将 3 号平台所辖 20 口单井进入该站处理，本站辖井产液采用“三合一”处理工艺流程。油井产液经“三合一”进行油气水分离后，低含水原油外输至北四放水站处理。	依托、无需扩建
	萨北 1 号转油站	萨北 1 号转油站建于 1985 年，目前共管辖油井 71 口，计量间 6 座，本次产能将 5-8 号平台 17 口油井、9 号平台 2 口试油井及 1 口独立试油井共计 20 口井，进入该站处理，本站辖井产液采用“三合一”处理工艺流程。油井产液经“三合一”进行油气水分离后，低含水原油外输至北四放水站处理。	依托、无需扩建
	北四放水站	北四放水站建于 1986 年，原为脱水站，2001 年改造为放水站，负责接收萨北 1 号、2 号、3 号、201 号转油站来液；采用“游离水脱除器”处理工艺，低含水原油外输至北 II-2 脱水站，污水经沉降后外输至北四污水站和北 II-2 污水站。	依托、无需扩建
	北 II-2 脱水站	北 II-2 脱水站始建于 1963 年，2013 年异地重建。该站主要负责萨北 12 号、13 号、15 号转油站、北 II-5 转油放水站、北 II-6 转油放水站及东过地区北四联来液的脱水转油任务。目前该站采用一段游离水脱除器，二段电脱水器的脱水工艺流程。水聚驱统一处理，三元系统单独处理。净化油输至北 II-1 联，水聚驱污水外输到北 II-2 污水站。	依托、无需扩建

北 II-1 脱水站	北 II-1 脱水站 1963 年投产，历经多次改造，2005 年异地新建，主要负责北二西地区的萨北 16 号、17 号、23 号转油站水驱来液和四区来低含水油的脱水、转油任务及二区天然气集输任务。采用“游离水脱除+电脱水”处理工艺，游离水脱除设计规模为 25600t/d、电脱水设计规模 4500t/d；目前游离水脱除器处理量 16848.36t/d，负荷率为 65.81%，电脱水处理量为 2559.6t/d，负荷率为 42.49%。根据开发预测方案，投产后游离水脱除处理量为 17070.192t/d，负荷率为 66.68%，电脱水处理量为 2745.6t/d，负荷率为 61.01%，可满足本工程依托要求。	依托、无需扩建
北二十注水站	北二十注水站总设计能力为 $1.44 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，其中普通水设计注水能力为 $0.72 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，实际注水量为 $0.73 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，负荷率为 101.4%；深度水设计注水能力为 $0.72 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，实际注水量为 $0.81 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，负荷率为 112.5%。	依托、无需扩建
萨北含油污泥处理站	运营期含油污泥、落地油及油砂收集拉运至萨北含油污泥处理站减量化处理后再委托大庆圣德雷特化工有限公司处理，萨北含油污泥处理站采用“调质+离心”处理工艺。处理站设计处理规模为 $10 \text{m}^3/\text{h}$ （年运行 200 天，年最大处理量为 43200t），目前实际处理量约 28080t/a，负荷率约为 65%，剩余处理量为 15120t。本工程含油泥（砂）及落地油产生量为 8.314t/a，本项目新增后处理量约为 28088.314t/a，负荷率为仍 65%，变化较小，能够满足本项目含油污泥处理需求。	依托、无需扩建
第一采油厂工业固废填埋场	设计总容量 11624m^3 ，年处理能力 $581.2 \text{m}^3/\text{a}$ ，合 700t/a，服务年限 20 年，今年已使用 307.1t，本工程产生一般固废约 26.5t，本工程建成后，该填埋场负荷率为 47.7%，能满足本工程依托需求，该场环评批复文号为庆环建字 [2011] 172 号，验收文号为庆环验字 [2013] 121 号。	依托、无需扩建
第三采油厂北 II-1 废压裂液无害化处理装置	压裂返排液依托第三采油厂北 II-1 废压裂液无害化处理装置进行处理后进入北三污水处理系统，不外排。压裂废液无害化处理装置采用“管式反应器反应-油水泥分离器-一次过滤-二次过滤”多级的物理及化学混合工艺来降低废压裂液中污染物的含量，达到无害化处理。设计处理能力 $240 \text{m}^3/\text{d}$ ，目前负荷约 50%，本项目对 85 口注采井进行压裂作业，压裂返排液产生量约为 3400m^3 ，约 $80 \text{m}^3/\text{d}$ （按每天压裂 2 口井计算），接收本次工程后，第三采油厂北 II-1 废压裂液无害化处理装置压裂返排液处理量为 $200 \text{m}^3/\text{d}$ ，负荷率为 83.33%，满足开发需求。	依托、无需扩建

	吉林省油田管理局农工商企业总公司	废射孔液由罐车拉运至吉林省油田管理局农工商企业总公司处理，该公司位于采油一厂原北过蒸汽驱注气站内，中心坐标为E125°04'23.50"，N46°43'40.05"。年处理废弃水基泥浆 200000m ³ ，日最大处理量为 1000m ³ ，现阶段泥浆处理量为 110m ³ /d，负荷率为 11%；本项目废射孔液约 19.4m ³ /d，接收本项目废射孔液后该公司负荷率为 12.9%，本项目依托可行。	外委依托
	采油三厂危险废物规范化储存库	该站位于萨北 25 号转油站东侧 160m，建设有含油防渗布暂存池 1 座，容积 4000m ³ ，池体基础防渗层采用 1m 厚压实黏土层，防渗层顶面采用混凝土防渗层，防渗性能渗透系数不低于 1.0×10 ⁻⁷ cm/s。配套建设具备防风、防晒和防雨功能的顶棚 1 座，符合《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)要求，该站 2021 年 9 月 10 日取得大庆市萨尔图生态环境局批复(萨环审发(2021)36 号)，目前正在组织自主验收中。	依托、无需扩建
临时工程	钻井施工期井场内设置施工营地，钻井施工设备等。 地面工程施工期管道和道路施工时不设置施工营地和料场，新建井场施工时需设置塔吊、焊机房和小型料场，施工后拆除平整。对临时占地进行等质等量恢复。		临时

3.5 开发方案

3.5.1 新钻井开发方案

钻前准备工作主要为平整井场，保证全套钻井设备达到相关安装标准，安装完成后并进行相关调试。本项目新钻井 75 口，其中油井 56 口，注水井 19 口，分布在 9 座平台井场及 10 座单井井场，单井完钻垂深为 1290m，总进尺 7.47×10⁴m。具体钻井井位坐标见表 3.5-1。

表 3.5-1 项目新钻井井位统计表

序号	井名	井别	平台号	横坐标 m	纵坐标 m	占地类型	井型	设计井深 (m)
1	北 4-5-丙 79	油井	1#	21662976	5177222	耕地	直井	1360
2	北 4-60-丙 90	水井		21662799	5177091	耕地	直井	1410
3	北 4-60-丙 91	油井		21662950	5177066	耕地	直井	1380
4	北 4-6-丙 91	油井		21663015	5176885	耕地	直井	1199
5	北 4-70-丙 91	油井		21662880	5176757	耕地	直井	1394
6	北 4-70-丙 92	水井		21663049	5176741	耕地	直井	1309
7	北 4-70-丙 93	油井		21663227	5176699	耕地	直井	1229
8	北 4-7-丙 91	油井		21663091	5176572	耕地	直井	1228
9	北 4-7-丙 92	水井		21663252	5176541	耕地	直井	1360

10	北 4-7-丙 93	油井		21663496	5176509	耕地	直井	1228	
11	北 4-80-丙 90	水井		21662981	5176428	耕地	直井	1227	
12	北 4-80-丙 91	油井		21663193	5176364	耕地	直井	1490	
13	北 3-10-丙 92	油井	2#	21663318	5175515	耕地	直井	1227	
14	北 4-100-丙 91	油井		21662903	5175865	耕地	直井	1227	
15	北 4-10-丙 91	油井		21662985	5175726	耕地	直井	1227	
16	北 4-10-丙 93	油井		21663308	5175732	耕地	直井	1216	
17	北 4-8-丙 90	水井		21663181	5176179	耕地	直井	1370	
18	北 4-90-丙 91	油井		21662997	5176060	耕地	直井	1458	
19	北 3-1-丙 92	油井		21663197	5175331	耕地	直井	1224	
20	北 3-1-丙 94	油井		21663458	5175270	耕地	直井	1324	
21	北 3-1-丙 95	油井	3#	21663614	5175242	耕地	直井	1223	
22	北 3-1-丙 96	油井		21663831	5175221	耕地	直井	1540	
23	北 3-20-丙 92	水井		21663014	5175154	耕地	直井	1222	
24	北 3-20-丙 93	油井		21663179	5175188	耕地	直井	1219	
25	北 3-20-丙 94	水井		21663326	5175162	耕地	直井	1380	
26	北 3-20-丙 95	油井		21663474	5175127	耕地	直井	1221	
27	北 3-20-丙 96	水井		21663670	5175101	耕地	直井	1218	
28	北 3-20-丙 97	油井		21663819	5175073	耕地	直井	1219	
29	北 3-21-丙 92	油井		21663151	5175038	耕地	直井	1215	
30	北 3-21-丙 93	油井		21663305	5175009	耕地	直井	1226	
31	北 3-21-丙 94	油井		21663438	5174968	耕地	直井	1225	
32	北 3-21-丙 95	油井		21663660	5174923	耕地	直井	1260	
33	北 3-21-丙 96	油井		21663809	5174883	耕地	直井	1226	
34	北 3-22-丙 91	油井		4#	21662866	5174905	耕地	直井	1223
35	北 3-2-丙 90	油井			21662991	5174800	耕地	直井	1221
36	北 3-2-丙 91	油井	21663184		5174726	耕地	直井	1221	
37	北 3-30-丙 94	水井	21663166		5174561	耕地	直井	1222	
38	北 3-31-丙 92	油井	21663010		5174464	耕地	直井	1221	
39	北 3-31-丙 93	油井	21663163		5174416	耕地	直井	1222	
40	北 3-32-丙 94	水井	21663133		5174271	耕地	直井	1222	
41	北 3-3-丙 92	油井	21663087		5174117	耕地	直井	1221	
42	北 3-41-丙 91	油井	21662872		5174082	耕地	直井	1224	
43	北 3-41-丙 93	油井	21663047		5173978	耕地	直井	1221	
44	北 3-4-丙 92	水井	21662861		5173932	耕地	直井	1240	
45	北 3-4-丙 94	油井	5#		21663025	5173832	耕地	直井	1405
46	北 3-50-丙 91	油井		21662843	5173782	耕地	直井	1319	

47	北 3-50-丙 93	油井		21663196	5173653	耕地	直井	1318
48	北 3-52-丙 91	油井		21662971	5173441	耕地	直井	1318
49	北 3-52-丙 92	油井		21663113	5173414	耕地	直井	1314
50	北 3-5-丙 91	油井	6#	21662827	5173334	草地	直井	1313
51	北 3-5-丙 92	水井		21662948	5173295	草地	直井	1422
52	北 3-60-丙 93	油井		21662883	5173155	草地	直井	1311
53	北 3-5-丙 93	油井	7#	21663079	5173256	草地	直井	1310
54	北 3-60-丙 94	油井		21663020	5173117	草地	直井	1308
55	北 3-60-丙 95	油井		21663172	5173041	草地	直井	1310
56	北 3-61-丙 94	水井		21663102	5172890	草地	直井	1506
57	北 3-62-丙 95	油井		21663023	5172744	草地	直井	1302
58	北 3-62-丙 96	油井		21663232	5172719	草地	直井	1426
59	北 3-6-丙 96	水井		21663053	5172558	草地	直井	1360
60	北 2-1-丙 095	油井	8#	21663106	5172386	草地	直井	1410
61	北 2-21-丙 95	油井		21663067	5172165	草地	直井	1380
62	北 2-22-丙 91	油井		21662406	5172132	草地	直井	1199
63	北 2-22-丙 92	水井		21662582	5172122	草地	直井	1394
64	北 2-2-丙 95	油井		21662632	5171923	草地	直井	1309
65	北 2-2-丙 96	油井		21662792	5171911	草地	直井	1229
66	北 2-21-丙 94	水井	独立 井场	21662834	5172264	耕地	直井	1228
67	北 2-22-丙 93	油井		21662822	5172104	耕地	直井	1360
68	北 2-2-丙 97	油井		21662939	5171884	耕地	直井	1228
69	北 3-22-丙 94	水井		21663249	5174879	草地	直井	1227
70	北 3-30-丙 95	油井		21663321	5174571	草地	直井	1490
71	北 3-31-丙 94	油井		21663332	5174417	草地	直井	1227
72	北 3-32-丙 95	油井		21663285	5174246	草地	直井	1227
73	北 4-10-丙 92	水井		21663172	5175653	草地	直井	1227
74	北 4-80-丙 92	水井		21663452	5176313	草地	直井	1216
75	北 4-80-丙 93	油井		21663622	5176278	草地	直井	1370

3.5.2 基建井及井位分布

本项目基建油水井 70 口，其中油井 55 口，注水井 15 口。共组成丛式井平台 9 座、单井井场 3 座，建成产能 $2.48 \times 10^4 \text{t/a}$ 。本项目油井均为水驱油井，注水井注水来源为处理达标的含油污水。项目产能基建安排见表 3.5-2。

表 3.5-2 项目产能基建安排

区块	油井(口)	水井(口)	总井数(口)	建成产能(10 ⁴ t/a)
东部过渡带外扩萨斜 1081 井区区块	55	15	70	2.48

本项目基建油水井70口，基建井包括油井55口，注入井15口。占地类型为耕地（非基本农田）和草地（一般草地）。本项目老井利用井为北2-20-斜丙95、北2-4-斜丙95、北3-4-丙82、北4-5-斜丙81、北4-8-检丙80；本项目产能建设井场位置及开发区块总体平面布置图见附图2。井位布设情况见表3.5-3。本次滚动开发无关停井。

表3.5-3 本项目基建井井位布设情况

序号	井名	井别	平台号	横坐标 m	纵坐标 m	占地类型	备注
1	北 4-5-丙 79	油井	1#	21662976	5177222	耕地	新钻井
2	北 4-60-丙 90	水井		21662799	5177091	耕地	新钻井
3	北 4-60-丙 91	油井		21662950	5177066	耕地	新钻井
4	北 4-6-丙 91	油井		21663015	5176885	耕地	新钻井
5	北 4-70-丙 91	油井		21662880	5176757	耕地	新钻井
6	北 4-70-丙 92	水井		21663049	5176741	耕地	新钻井
7	北 4-70-丙 93	油井		21663227	5176699	耕地	新钻井
8	北 4-7-丙 91	油井		21663091	5176572	耕地	新钻井
9	北 4-7-丙 92	水井		21663252	5176541	耕地	新钻井
10	北 4-7-丙 93	油井		21663496	5176509	耕地	新钻井
11	北 4-80-丙 90	水井		21662981	5176428	耕地	新钻井
12	北 4-80-丙 91	油井		21663193	5176364	耕地	新钻井
13	北 3-10-丙 92	油井	2#	21663318	5175515	耕地	新钻井
14	北 4-100-丙 91	油井		21662903	5175865	耕地	新钻井
15	北 4-10-丙 91	油井		21662985	5175726	耕地	新钻井
16	北 4-10-丙 93	油井		21663308	5175732	耕地	新钻井
17	北 4-8-丙 90	水井		21663181	5176179	耕地	新钻井
18	北 4-90-丙 91	油井		21662997	5176060	耕地	新钻井
19	北 3-1-丙 92	油井	3#	21663197	5175331	耕地	新钻井
20	北 3-1-丙 94	油井		21663458	5175270	耕地	新钻井
21	北 3-1-丙 95	油井		21663614	5175242	耕地	新钻井
22	北 3-1-丙 96	油井		21663831	5175221	耕地	新钻井
23	北 3-20-丙 92	水井		21663014	5175154	耕地	新钻井
24	北 3-20-丙 93	油井		21663179	5175188	耕地	新钻井
25	北 3-20-丙 94	水井		21663326	5175162	耕地	新钻井
26	北 3-20-丙 95	油井		21663474	5175127	耕地	新钻井

27	北 3-20-丙 96	水井		21663670	5175101	耕地	新钻井
28	北 3-20-丙 97	油井		21663819	5175073	耕地	新钻井
29	北 3-21-丙 92	油井		21663151	5175038	耕地	新钻井
30	北 3-21-丙 93	油井		21663305	5175009	耕地	新钻井
31	北 3-21-丙 94	油井		21663438	5174968	耕地	新钻井
32	北 3-21-丙 95	油井		21663660	5174923	耕地	新钻井
33	北 3-21-丙 96	油井		21663809	5174883	耕地	新钻井
34	北 3-22-丙 91	油井	4#	21662866	5174905	耕地	新钻井
35	北 3-2-丙 90	油井		21662991	5174800	耕地	新钻井
36	北 3-2-丙 91	油井		21663184	5174726	耕地	新钻井
37	北 3-30-丙 94	水井		21663166	5174561	耕地	新钻井
38	北 3-31-丙 92	油井		21663010	5174464	耕地	新钻井
39	北 3-31-丙 93	油井		21663163	5174416	耕地	新钻井
40	北 3-32-丙 94	水井		21663133	5174271	耕地	新钻井
41	北 3-3-丙 92	油井		21663087	5174117	耕地	新钻井
42	北 3-41-丙 91	油井		21662872	5174082	耕地	新钻井
43	北 3-41-丙 93	油井		21663047	5173978	耕地	新钻井
44	北 3-4-丙 92	水井		21662861	5173932	耕地	新钻井
45	北 3-4-丙 94	油井		21663025	5173832	耕地	新钻井
46	北 3-50-丙 91	油井		21662843	5173782	耕地	新钻井
47	北 3-50-丙 93	油井		21663196	5173653	耕地	新钻井
48	北 3-52-丙 91	油井	21662971	5173441	耕地	新钻井	
49	北 3-52-丙 92	油井	21663113	5173414	耕地	新钻井	
50	北 3-5-丙 91	油井	6#	21662827	5173334	草地	新钻井
51	北 3-5-丙 92	水井		21662948	5173295	草地	新钻井
52	北 3-60-丙 93	油井		21662883	5173155	草地	新钻井
53	北 3-5-丙 93	油井	7#	21663079	5173256	草地	新钻井
54	北 3-60-丙 94	油井		21663020	5173117	草地	新钻井
55	北 3-60-丙 95	油井		21663172	5173041	草地	新钻井
56	北 3-61-丙 94	水井		21663102	5172890	草地	新钻井
57	北 3-62-丙 95	油井		21663023	5172744	草地	新钻井
58	北 3-62-丙 96	油井		21663232	5172719	草地	新钻井
59	北 3-6-丙 96	水井		21663053	5172558	草地	新钻井
60	北 2-1-丙 095	油井	8#	21663106	5172386	草地	新钻井
61	北 2-21-丙 95	油井		21663067	5172165	草地	新钻井

62	北 2-22-丙 91	油井		21662406	5172132	草地	新钻井
63	北 2-22-丙 92	水井		21662582	5172122	草地	新钻井
64	北 2-2-丙 95	油井		21662632	5171923	草地	新钻井
65	北 2-2-丙 96	油井		21662792	5171911	草地	新钻井
66	北 2-20-斜丙 95	油井	9#	21663351	5174749	草地	利用井
67	北 2-4-斜丙 95	油井		21663236	5172851	草地	利用井
68	北 3-4-丙 82	油井	独立井场	21663016	5173637	草地	利用井
69	北 4-5-斜丙 81	油井	独立井场	21663421	5177010	草地	利用井
70	北 4-8-检丙 80	油井	独立井场	21663357	5176152	草地	利用井

3.5.3 开发指标预测

本项目基建油井55口，建成新增产能 2.48×10^4 t/a。根据开发安排，东部过渡带外扩萨斜1081井区油井平均单井初期产油量1.5t/d，平均产液量13.3t/d；注水井平均单井日注量39~45m³/d，井口注水压力12.5~12.7MPa。总体开发动态指标预测见表3.5-4，原油物性表及产出水性质见表3.5-5~6。

表3.5-4 东部过渡带外扩萨斜1081井区开发指标预测指标表

时间（年）	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
采油井（口）	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55
注水井（口）	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
单井日产液（t/d）	7.9	8.8	9.4	10.1	11.3	12.6	14.1	15.6	17	18.9	20.5
单井日产油（t/d）	1.5	1.5	1.4	1.3	1.3	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.1
年产油（10 ⁴ t）	0.74	2.48	2.56	2.43	2.33	2.26	2.22	2.17	2.13	2.09	2.05
年产液（10 ⁴ t）	3.91	14.56	17.06	18.42	20.47	22.87	25.5	28.24	30.88	34.23	37.21
综合含水（%）	81	83	85	86.8	88.6	90.1	91.3	92.3	93.1	93.9	94.5
单井日注水量（m ³ /d）	32	35	35	38	40	42	45	48	50	50	55
年注水量（10 ⁴ m ³ ）	4.32	15.75	17.33	18.81	19.8	20.79	22.28	23.76	24.75	24.75	27.23

表3.5-5 原油物性表

油（气）田名称	密度（g/cm ³ ）	地层粘度（mPa.s）	凝固点（℃）	含硫（%）	含蜡（%）	胶质（%）	油气比 m ³ /t
东部过渡带外扩萨斜1081井区	0.9134	65.1	34	<0.2	29.88	29.98	47.4-50.0

表3.5-6 产出水性质表

油（气）田名称	总矿化度 mg/l	氯离子 Cl ⁻ mg/l	水型	Ca 离子 mg/l	Mg 离子 mg/l	K ⁺ /Na ⁺ mg/l	SO ₄ ²⁻ mg/l
东部过渡带外扩萨斜1081井区	6355	1900	NaHCO ₃	41.9	7.9	1266.5	17.5

3.6 主要建设内容

本项目为陆地石油开采更新井产能工程建设，包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程、油气集输工程，油气处理工程依托现有场站。

本项目新钻油水井 75 口，利用井 5 口，基建油水井 70 口，其中油井 55 口，注水井 15 口，并配套建设原油集输管线、注水管线、供配电、道路等辅助工程，建成产能 2.48×10⁴t/a。主要建设内容包括钻井工程、储层改造工程、采油工程、原油集输工程、注水工程、道路工程、公用工程等。

3.6.1 钻井工程方案

3.6.1.1 钻前准备

(1) 井位选择

钻前准备工作主要为平整井场，保证全套钻井设备达到相关安装标准，安装完成后并进行相关调试。本项目新钻井型均为直井，单井完钻井深为 1199m~1540m，总进尺 7.47×10⁴m。本项目新钻井设计参数见表 3.6-1。

(2) 井身结构

工程井包括直井、定向井，井身结构设计数据见表 3.6-1。井身结构示意图见图 3.6-1。

表 3.6-1 井身结构设计数据表

开钻次序	井深 m	钻头尺寸 mm	套管柱类型	套管尺寸 mm	套管下入深度 m	环空水泥浆返深 m
一开	208~347	311.2	表层套管	244.5	207~346	地面
二开	设计井深	215.9	生产套管	139.7	设计井深-3	地面

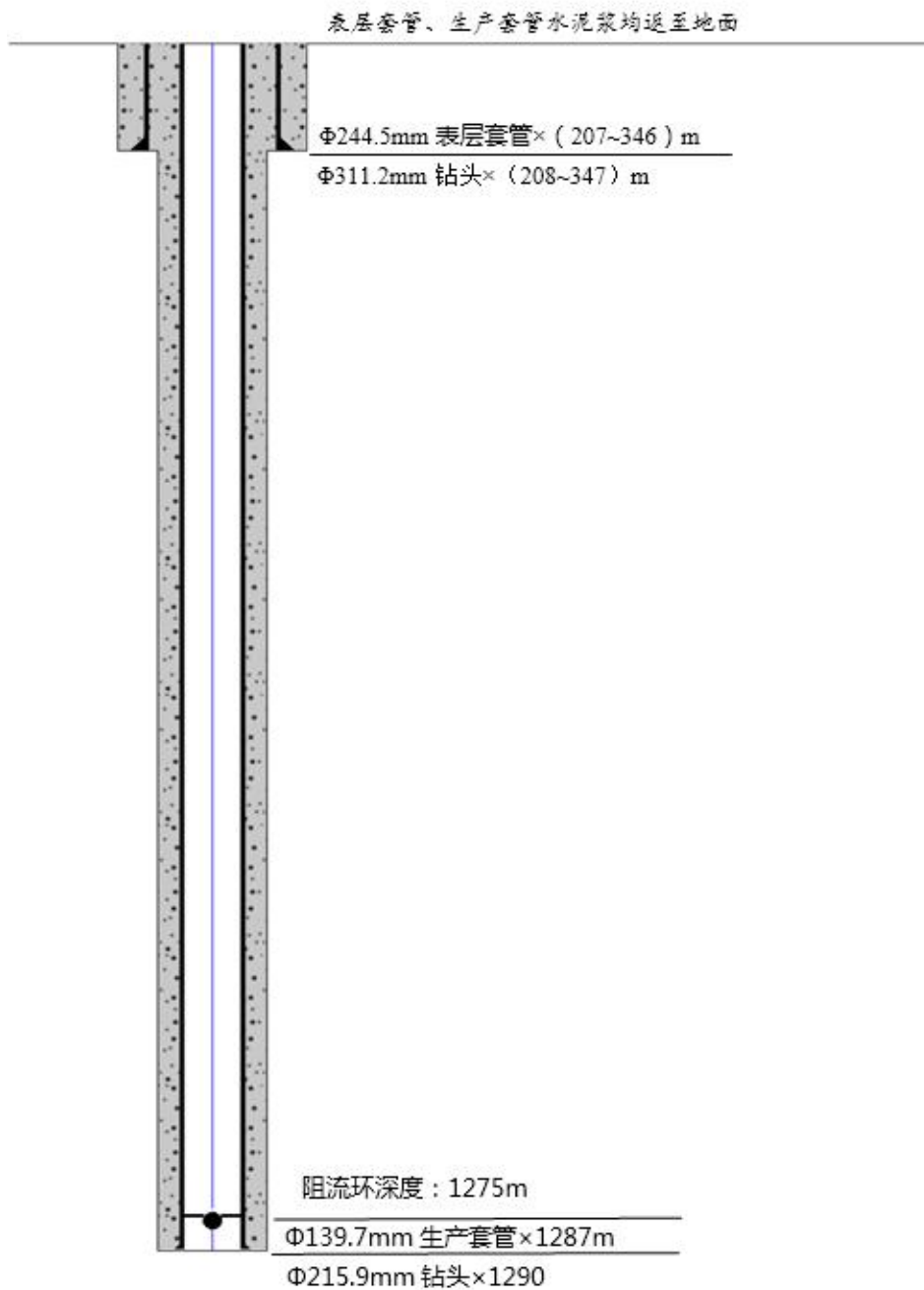


图 3.3-1 直井井身结构示意图

(3) 钻机选型及钻井主要设备

本工程新钻油水井 75 口，设计选用 ZJ-15/900 型钻机，主要设备的型号和规格见表 3.6-2。钻井期间在每口井钻井人数 10 人，钻井周期为 10 天。

表 3.6-2 钻机及钻井主要设备性能

序号	名称		型号	主要技术参数	备注
1	钻机		ZJ-15/900		
2	井架		JJ90/39	900 kN	
3	提升系统	天车	TC-125	1225 kN	

		游动滑车	YC-125	1225 kN	
		大钩	DG-125	1225 kN	
		水龙头	SL-140	1372 kN	
		绞车	JC-10	98 kW	
4	转盘		ZP-175	1350 kN	13.73kN·m
5	循环系统	搅拌机		7.5 kW	
		钻井泵	SL3NB-1300A	956 kW	
6	动力系统	钻台电机	JS148L-813	380 kW	
		泵柴油机	PZ12V 190B	882 kW	
7	钻机控制系统	压风机 1#	2V-6/8	40 kW	
		压风机 2#	2V-6/8	40 kW	
8	固控设备	振动筛	YND-D		2 台
		除砂器	MCS-300×1		1 台
9	液压大钳		YQ-100	100kN·m	

(4) 钻井液

本工程钻井均采用了无毒无害或毒性极小的水基钻井泥浆，一开采用膨润土浆开钻，主要成份为膨润土和纯碱。二开使用复合阳离子钻井液体系，配方为膨润土(4.5%~5.5%)+纯碱(0.2%~0.4%)+WDYZ-1(0.1%~0.3%)+HX-D(0.5%~0.7%)+SPNH-1(1.0%~1.5%)+FST-2(1.0%~3.0%)+DJ-C(0.5%~1.0%)+FPS(0.5%~0.8%)+NH₄-HPAN-2(0.8%~1.2%)。区块中定向井润滑剂用量按单井钻井液总量的3%计算。具体钻井液材料用量设计见表3.6-3。

表 3.6-3 钻井液材料用量设计表

开钻次序	一 开		二 开	
钻头尺寸 mm	311.2		215.9	
井段 m~m	0~347		347~1290	
井筒容积 m ³	45		60	
地面循环量 m ³	40		60	
钻井液损耗量 m ³	11		38	
钻井液总量 m ³	96		158	
钻井液体系	膨润土浆		复合阳离子	
	材料名称	材料用量 t	材料名称	材料用量 t
	膨润土	5.0	膨润土	/
	纯碱	0.4	纯碱	0.6

钻井液材料名称和用量	/	/	WDYZ-1	0.5
	/	/	HX-D	1.1
	/	/	SPNH-1	2.4
	/	/	FST-2	2.0
	/	/	DJ-C	1.6
	/	/	FPS	0.5
	/	/	NH4-HPAN-2	1.9
	/	/	重晶石粉	49.0

注1: 表中基本数据和材料用量一开按最大井深 347m, 二开完钻井深按井深 1290m, 钻井液密度按最大 1.40g/cm³ 计算, 具体用量见单井设计。

注2: 二类风险井单井储备重晶石粉不少于 20t; 三类风险井施工区块集中储备重晶石粉不少于 50t, 如果区块没有集中储备的条件, 单井井储备重晶石粉储备不少于 20t。

其中, 项目钻井液主要化学物质的具体理化性质见下表 3.6-4。

表 3.6-4 钻井泥浆各成分理化性质表

序号	原料名称	重要组分	理化性质及作用	毒性性质
1	膨润土	天然矿物, 主要成分是层状铝硅酸盐蒙脱石	其晶体结构是由两个硅氧四面体晶片中间夹 1 个铝氧八面体晶片组成 1 个晶层, 在硅氧四面体中, 有部分的 Si ⁴⁺ 可被 Al ³⁺ 取代, 铝氧八面体层中有部分的 Al ³⁺ 可被 Fe ²⁺ 、Mg ²⁺ 、Zn ²⁺ 等阳离子取代, 这样使得蒙脱石的晶格显负电性, 同时晶层上下皆为氧原子层, 不能开成氢键, 晶层间有微弱的分子力连接, 连接力弱, 水分子容易进入两层之间使之吸水膨胀。因此, 它具有很强的吸水性、可塑性、粘结性和离子交换性, 水化分散性较好	无毒性
2	纯碱	碳酸钠 Na ₂ CO ₃	无水碳酸钠为白色粉末, 易溶于水, 水溶液呈碱性, pH 值为 11.5。在泥浆中发生电离和水解, 提供 Na ⁺ 和 CO ₃ ²⁻ , 在泥浆中通过离子交换和沉淀作用, 使钙质粘土变为钠质粘土。另外可除掉石膏或水泥浸入泥浆中的 Ca ²⁺ 离子, 使泥浆性能变好	无毒性
3	DJ-C	以丙烯酸、氢氧化钠等原材料聚合而成。	有较强的稀释作用, 主要由其线性结构、低相对分子质量、及阴离子基团决定。通过氢键吸附在粘土颗粒上, 顶替掉吸附在粘土颗粒的高分子聚合物, 从而拆散高聚物与粘土颗粒形成的“桥接网架结构”	无毒性
4	NH ₄ -HPAN-2	双聚铵盐 NH ₄ -HPAN-2	双聚铵盐 (NH ₄ -HPAN-2), 外观为自由流动的粉末及颗粒, 铵含量 (%) ≤6.0, 是水解聚丙烯腈-铵盐 (NH ₄ -HPAN) 的进一步改进, 克服了铵盐抗盐、抗钙力较差的缺点, 是腈纶丝、丙烯酰胺、氨水在高温、高压下聚合的产物, 因带有 -NH ₄ 、-NH ₂ 、-CN 基团, 具有一定的防塌、防水化膨胀和很好的抗盐能力, 并且使用不受温度的限制, 具有良好的降滤失功能。	无毒性

5	WDYZ-1	碳酸钾、氧化钙和至少一种反絮凝剂经过化学反应而成	WDYZ-1 是一类复合抑制剂,以钾离子为抑制离子,以钙离子为辅助抑制离子,不使用阴离子或阴离子团,并在此基础上混入木质素或腐殖酸,形成最终复合抑制剂。抗温 160°C,可调节钻井液的流变性,提高体系动逆比、切力,具有很强的携屑能力,可防止井下发生复杂情况。其中木质素、腐殖酸可生物降解	无毒性
6	HX-D	阳离子聚合抑制剂,由高分子聚合物经过阳离子和官能团改造而成	阳离子聚合物抑制剂 HX-D,乳白色或浅黄色液体, pH7~9,是由高分子聚合物经过阳离子和官能团改造,形成的具有强抑制、吸附和包被作用的一种钻井泥浆助剂,可与地层多价离子反应,有良好的抗高温流变性,同时还具有防塌、防膨等作用。	无毒性
7	非渗透封堵剂 FST-2	植物胶 20-30%,纤维素 20-30%,纤维 30-40,膨胀物 10-20%,其他 5-10%	有色固体粉末,相对密度 1.0-1.1g/cm ³ ,不溶于水封堵高渗透地层孔隙,微裂缝。	无毒性
8	SPNH-1	褐煤树脂	外观为黑褐色固体粉末或颗粒,褐煤树脂是由硝基腐殖酸、磺甲基酚醛树脂等共聚而成的多元共聚型钻井液降滤失剂,具有降粘、抗高温、抗盐化,降失水、防塌、润滑等作用,能在井壁形成薄而韧的泥饼,起到良好的润滑效果和保持较好的流变性。	无毒性
9	FPS	复合甲基硅酸钠	其高效防水机理是在水和二氧化碳的作用下,生成甲基硅酸醇,在结构材料表面及内部生成一层几个分子后的不溶性的防水高分子化合物,网状的有机硅树脂膜,降低粘度和切力	无毒性
10	重晶石粉	BaSO ₄	纯品为白色粉末,如含有杂质多为灰绿色。相对密度 4.3~4.6,不溶于水。钻井加重剂,增加钻井泥浆的密度	无毒性

由以上表以及《危险化学品目录》可以看出,钻井液涉及的物质均为一般化学品,性质稳定。

3.6.1.2 钻进

钻进主要是利用钻头高效率地破碎岩石,钻进过程中通过循环的钻井泥浆将岩屑带出,施工过程中需时刻注意钻井泥浆的各项指标,以满足钻井需求。

3.6.1.3 井控

为防止井喷事故发生,钻井施工单位做好 HSE 应急预案,采取必要的井控措施,预防或避免井喷事故造成环境污染。

依据《大庆油田钻井井控实施细则》(庆油发【2022】22号)的井控风险级别划分标准,15口设计井为三级二类井控风险井,其余设计井为四级井控风险井。钻井井控设计、井控装置的安装、溢流(井喷)的处理和压井作业以及井控技术的培训等井控技术管理按《钻井井控技术规范》(Q/SY02552-2018)和《大庆油田钻井井控实施细则》(庆

油发【2022】22号)要求执行。

(1) 一开井口装置

井口导管深度 3m~5m，导管中心与转盘中心偏差不大于 20mm，倾斜度小于 0.5°。

一开井口装置设计见图 3.6-3。

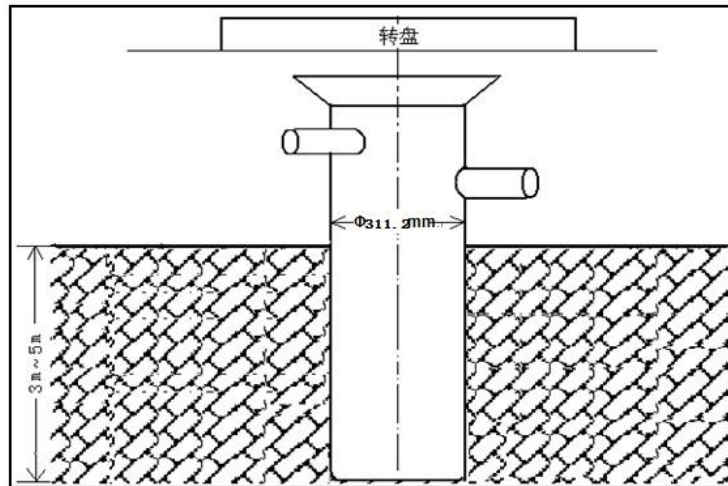


图 3.6-1 一开井口装置设计示意图

(2) 二开井口装置

二开井口装置设计见图 3.6-4。

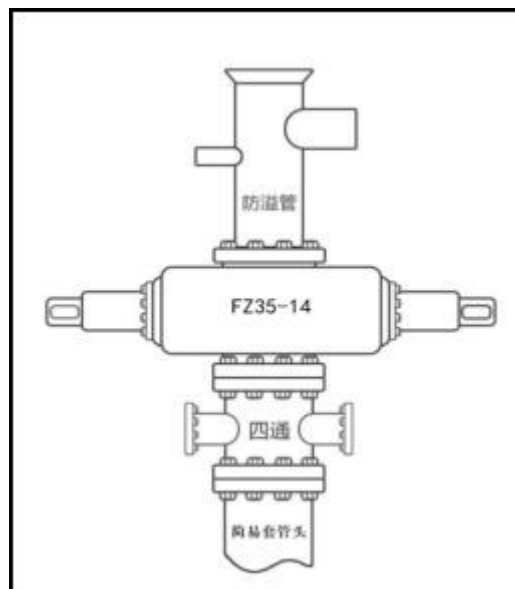


图 3.6-2 四级井控风险井二开井口装置示意图

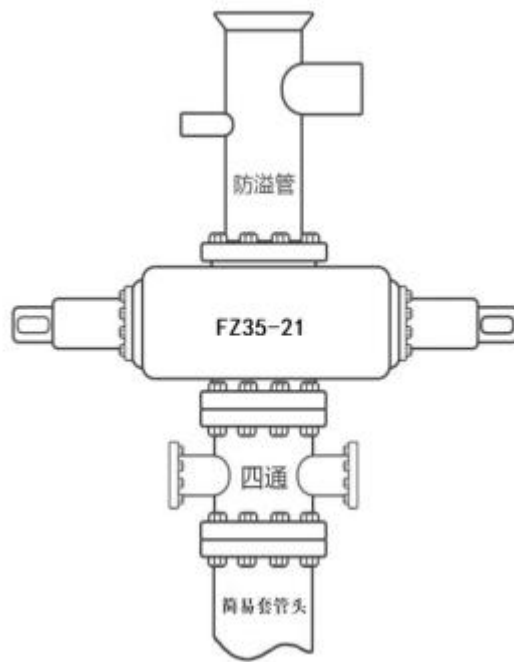


图 3.6-3 三级二类井控风险井二开井口装置示意图

(3) 二开节流及压井管汇

二开井口管汇设计见图 3.6-4。

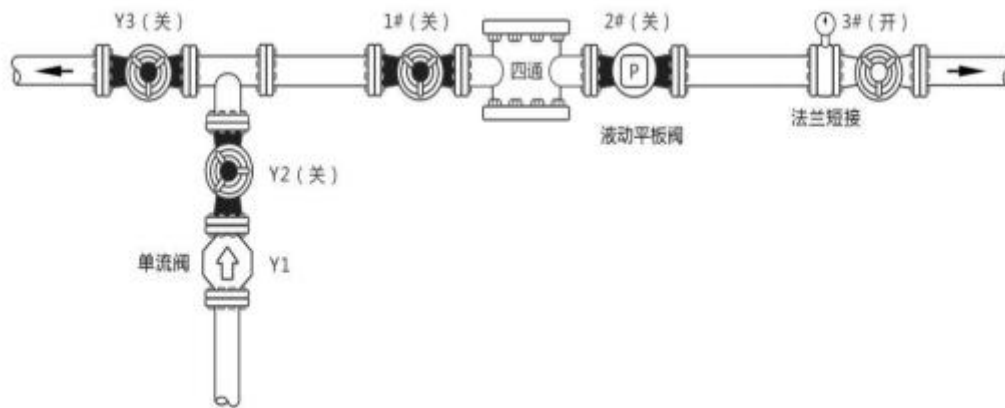


图 3.6-4 三级二类井控风险井二开井口管汇示意图

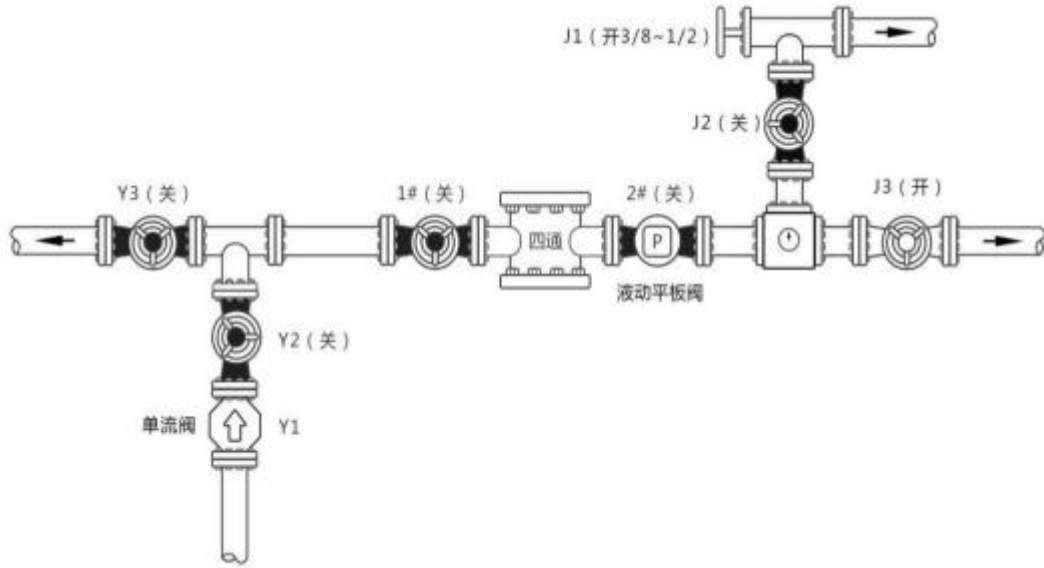


图 3.6-5 三级二类井控风险井二开井口管汇示意图

3.6.1.4 录井

(1) 钻井参数录取

钻井参数悬重、钻压、转数、排量、泵压等钻开油气层前 1h 测量 1 次，钻开油气层后 0.5h 测量 1 次，如有异常情况加密测量。

(2) 钻井液参数录取

开钻至一开完钻，每间隔 1h 测量 1 次钻井液密度、粘度。

二开钻开油层前，没间隔 1h 测量 1 次钻井液密度、粘度，每间隔 8h 测量 1 次钻井液全套性能；钻开油层后，每间隔 0.5h 测量 1 次钻井液密度、粘度，每间隔 4h 测量 1 次钻井液全套性能和钻井液电阻率；固井前测钻井液密度、粘度、切力、失水，并做好记录。循环过程中每间隔 0.5h 观察 1 次钻井液池液面高度、钻井液性能变化，以及是否含有气泡、油气侵等异常情况，如有异常加密测量钻井液密度、粘度，并进行相应处理。

(3) 钻井液参数

录井项目要求：流量、体积、温度、密度、电导率。

3.6.1.5 测井

测井配备专门的测井队，测井方式为电测井，电测井井控要求主要为：

- (1) 若电测时间将要大于安全作业时，中途通井循环；
- (2) 测井队到井后向钻井队了解井况，确认安全作业时间，电测时发生溢流立即停止电测，尽快起出井内电缆。当不具备起出电缆条件，钻井液涌出转盘面时，可在井口剪断电缆；
- (3) 由钻井队值班干部决定何时切断电缆并进行关井作业，测井队专用剪切工具

放置在钻台上，测井中随时处于待命状态，测井队队长实施剪断电缆工作。

3.6.1.6 固井

固井作业全过程保持井内压力平衡，防止因井漏、注水泥候凝失重造成井内压力失衡而导致井喷。注水泥浆时发生溢流，停止注水泥浆作业，替出井内水泥浆实施压井；固井顶替时发生溢流，先继续完成替量，然后关闭井口水泥头，关井。对于固井质量存在严重问题、威胁到井控安全、影响到后续钻井施工的井，采取有效措施进行处理，确保达到封固目的。拆卸井口、安装井控设备在水泥候凝后进行。固井水泥用量见表 3.6-5。

表 3.6-5 固井水泥用量数据表

套管程序	套管尺寸 mm	钻头尺寸 mm	井径扩大 率%	环空容积 m ³	水泥浆返深 m	水泥塞面深度 m	水泥级别	水泥用 量 t
表层套管	244.5	311.2	30	18.74	地面	距完钻井深 1m 以内	A	33
生产套管	139.7	215.9	10	30.19	地面	距完钻井深 15m 以内	高强低密 度	37
				7.23	萨零组油层顶 面以上 100m		G	11

3.6.1.7 完井

完井是钻井工程的最后环节，整个钻井工艺结束。一般情况下，完井即钻开油层，完井方式射孔完井，套管完井是将层段分隔开，可以进行分层增产及注水作业。本工程 44 口基建井（34 口油井、10 口水井）采用射孔完井，26 口基建井（21 口油井、5 口水井）采用压裂完井。

3.6.2 储层改造

射孔是在井内下入专门的射孔器在气层部位射孔，穿透套管的水泥环进入地层，使油层通过这些孔道与井底连通，从而为油流入井内造成通道的过程。本项目射孔液为清水。

本项目对 26 口基建井（21 口油井、5 口水井）进行压裂作业后进入产能地面建设，压裂液使用量为 100m³/口。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。油气层压裂工艺过程用压裂车，把高压大排量具有一定粘度的液体挤入油层，当把油层压出许多裂缝后，加入支撑剂充填进裂缝（本项目支撑剂选用石英砂），提高油层的渗透能力，以增加产油量。压裂大队为了提高施工效率，压裂液配制好后由罐车拉运至施工现场直接使用，不在井场配制，不产生废包装袋。

压裂液主要成分理化性质见表 3.6-6。

表 3.6-6 压裂液各成分理化性质一览表

序号	原料名称	理化性质及作用	毒理性质
1	改性胍胶	采用昆山羟丙基胍胶，羟丙基胍胶具有增稠能力强，热稳定性好的特点，对水有很强的亲合力。当胍胶粉末加入水中，胍胶的微粒便“溶胀、水合”，也就是聚合物分子与许多水分子形成缔合体，然后在溶液中展开、伸长。在水基体系中，聚合物线团的相互作用，产生了粘稠溶液。适合储层温度 80℃~200℃，降低了压裂液的残渣与施工摩阻，能满足高温、低渗储层压裂改造的需要。	无毒性
2	润湿改进剂	常用的润湿剂主要是非离子型表面活性剂，如 AE1910、OP-10、SP169、796A、TA-1031 等，能将亲油砂岩润湿为亲水砂岩，有利于提高相对渗透率。	无毒性
3	破乳剂	多为胺型表面活性剂，以多乙烯多胺为引发剂，用环氧丙烷多段整体聚合而成的胺型非离子表面活性剂，破乳剂的相对分子质量大有利于破乳。主要作用是将乳化状的油水混合液中油和水分离开来。	无毒性
4	消泡剂	主要成分是烷基硅油，烷基硅油的表面张力很低，在常温下具有消泡速度快、抑泡较好的特性。	无毒性
5	高温交联剂	通过化学键或配位键与稠化剂发生交联反应的试剂称为交联剂。交联剂将聚合物的各种分子联结成一种结构，使原来的聚合物分子量明显地增加，调整压裂液的粘度。	无毒性
6	有机硼	含有硼原子的有机化合物，作为交联剂辅助用剂。	无毒性
7	高温破胶剂	目前适用于水基交联冻胶体系的破胶剂，以过硫酸钾作为主要助剂。	无毒性
8	过硫酸钾	无机化合物，白色结晶，无气味，有潮解性，可用作油井压裂液的破胶剂。有强氧化性和助凝性，与有机物或还原物混合会发生爆炸。	中等毒性
9	碳酸钠	无水碳酸钠为白色粉末，易溶于水，水溶液呈碱性，pH 值为 11.5。在泥浆中发生电离和水解，提供 Na ⁺ 和 CO ₃ ²⁻ ，在泥浆中通过离子交换和沉淀作用，使钙质粘土变为钠质粘土。另外可除掉石膏或水泥浸入泥浆中的 Ca ²⁺ 离子，使泥浆性能变好。	无毒性
10	碳酸氢钠	白色细小晶体，溶于水时呈现弱碱性，固体 50℃ 以上开始逐渐分解生成碳酸钠、二氧化碳和水，270℃ 时完全分解。	无毒性

3.6.3 地面工程方案

3.6.3.1 采油工程

根据油藏工程方案预测萨斜 1081 区块 55 口油井初期单井日产液 7.9t，日产油为 1.5t，含水 81%。为满足采出井地质预测产能要求，本次选取最高产能定机型。抽油机举升具有液量适应范围广、调参余地大、配套工艺成熟，工人操作熟练的优点。因此，本项目拟布井区 55 采油井全部采用抽油机有杆泵采油方式进行开采。

3.6.3.2 原油集输工程

(1) 原油集输工艺

本次基建 55 口油井，采用双管掺水集油工艺，新建 1 个阀组计量间，改造 1 座阀组计量间、转油放水站，依托已建转油站、放水站，经能力核实现有场站负荷均能满足本次工程要求。本次产能工程共新建单井集油掺水热洗管道 37.64km，新建站间集油掺水热洗管道共计 5.04km。管道采用机械开挖埋地方式敷设，作业带宽度为 10m，其中管沟深度 2m，管线采用硬质聚氨酯泡沫黄夹克保温钢管。管线敷设区域为耕地和草地。

基建油井采用双管掺水集油流程，丛式井平台采用“丛式井干管掺水集油工艺”，原油集输工艺流程示意图见图 3.6-6。

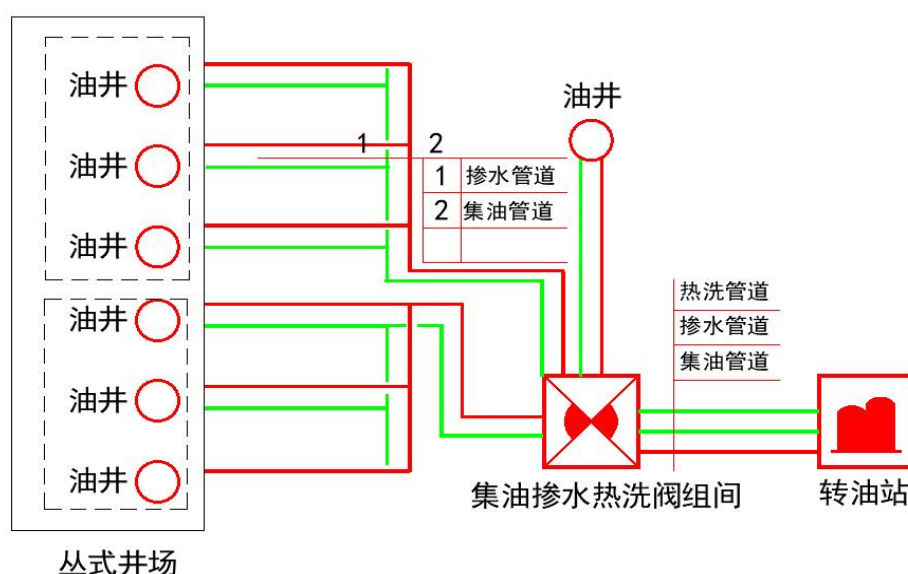


图 3.6-6 原油集输工艺流程示意图

根据油井分布，井位较为分散，由北向南分为两个部分，分别归属第四作业区、第六作业区管辖。北部分 15 口油井统一考虑，其中 9 口油井进入已建的 9-4 计量间，6 口油井进入已建 9-7 计量间，15 口油井产液进入 9 号阀组间进行增压后，输至北五转油放水站进行处理；东过部分 40 口油井统一考虑，其中 12 口油井进入已建 3-8 计量间，8 口油井进入已建 3-3 计量间，油井产液进入萨北 3 号转油站增压后，输至北四放水站进行处理；其余 20 口油井进入新建的集油掺水热洗阀组（11 井式），油井产液进入萨北 1 号转油站增压后，输至北四放水站进行处理。

集油系统布局图见下图所示。

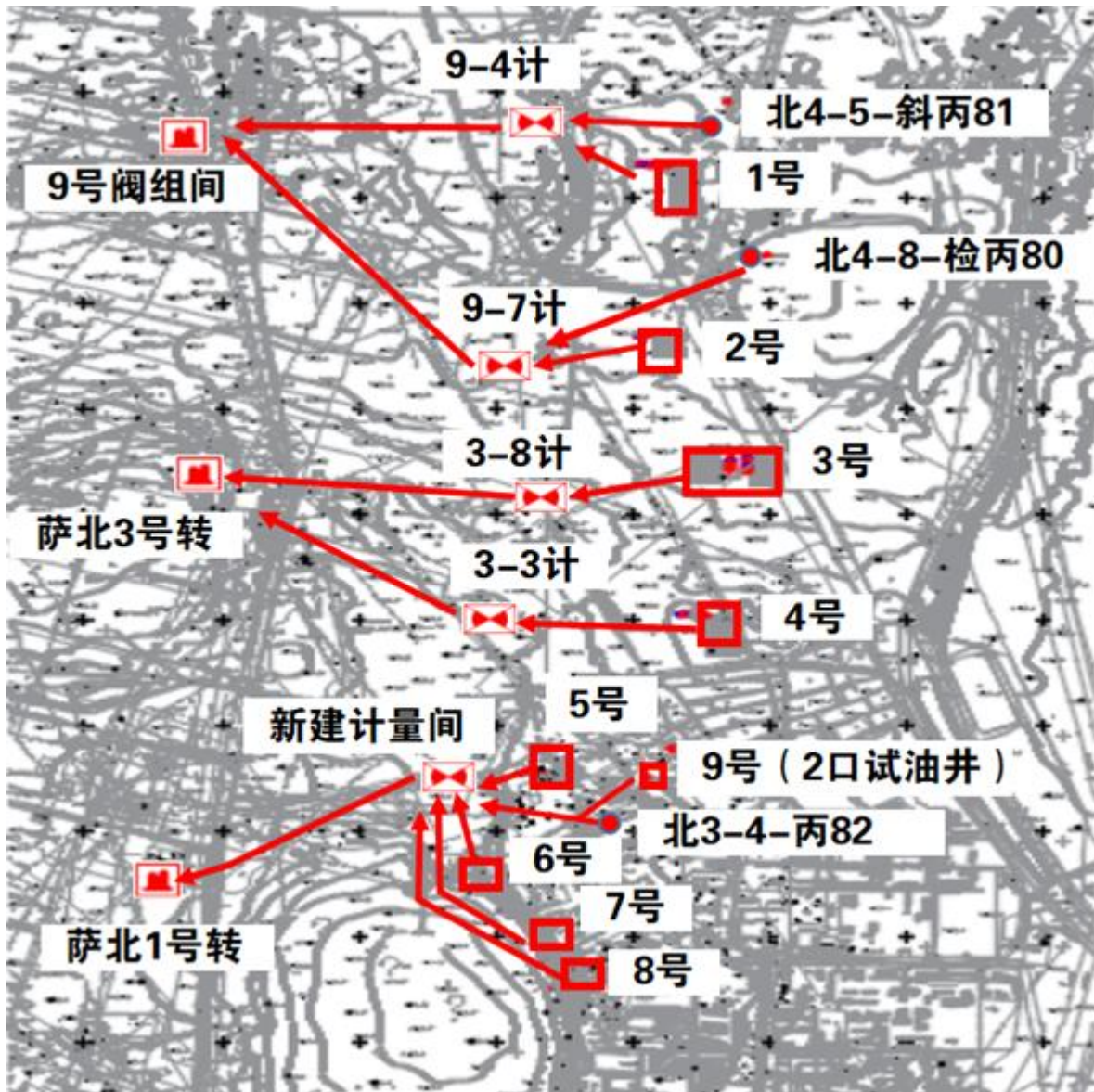


图 3.6-7 集油系统布局示意图

井间/站间集输关系统计见下表。

表 3.6-7 井间/站间集输关系统计表

序号	作业区	所属转油站	计量间	井式	辖井数	进井数
1	第四作业区	北五转油站	已建 9-4 计量间	14	11	9
2			已建 9-7 阀组间	20	17	6
3	第六作业区	萨北 3 号转油站	已建 3-8 计量间	20	11	12
4			已建 3-3 计量间	11	9	8
5		萨北 1 号转油站	新建 1-7 阀组间	11	/	20
合计						55

(2) 站外集油系统

① 计量间新建、改造

本工程改造 1 座 9 号阀组间，将 1、2 号混输泵拆除，新建泵房 1 座 150m²，泵房新建混输泵 1 台（850m³/h）；新建 1-7 计量间 1 座，进井数 20 个油井，计量间内设置集油掺水热洗阀组 1 座。主要工作量如下表所示。

表 3.6-8 计量间工程主要工程量表

序号	项目	单位	数量
9 号阀组间改造			
1	混输泵（Q=850m ³ /h）	台	1
2	拆除	项	1
3	新建泵房 150m ²	项	1
4	配套工艺	项	1
新建 1-7 计量间			
1	新建 11 井式集油掺水热洗阀组间	座	1

②新建集油掺水热洗管线

本次产能工程共新建单井集油掺水热洗管道 37.64km，新建站间集油掺水热洗管道共计 5.04km。管道采用机械开挖埋地方式敷设，作业带宽度为 10m，其中管沟深度 2m，管线采用硬质聚氨酯泡沫黄夹克保温钢管。管线敷设区域为耕地和草地。

单井集输管线路由图见图 3.6-8。



图 3.6-8 集输管线路由图

原油集输工程主要工程量见下表。

表 3.6-9 原油集输工程主要工程量表

序号	项目	单位	数量
1	站间热洗管道 $\phi 89 \times 4.5$	km	1.68
2	站间掺水管道 $\phi 114 \times 4.5$	km	1.68
3	站间集油管道 $\phi 219 \times 6$	km	1.68
4	单井集油管道 $\phi 76 \times 4.5$	km	18.82

序号	项目	单位	数量
5	单井掺水管道 $\phi 60 \times 3.5$	km	18.82
6	新建 11 井式集油掺水热洗阀组间（1-7 计量间）	座	1
7	油水井多相连续分测装置	套	2

（3）集输系统场站改造

本项目场站改造仅涉及北五转油放水站，其它依托场站处理能力及设备现状均能满足项目需求。本次产能新进 15 口油井进入北五转油放水站处理。

经能力核实，该站水驱三相分离器单台检修时不能满足能力需求，考虑其聚驱系统存在剩余能力，同时该站水聚驱系统联通工艺不完善，本次规划为 2 台聚驱三相分离器增加水驱进口管道 DN300-50m，连通后水聚驱统一处理，在单台检修时，负荷率为 112%，可满足生产要求。同时该站 3 台水驱外输泵建于 2010 年，目前泵况较差，维修频繁，近三年共计维修 45 次，但仍无改善，本次规划更换水驱外输泵 2 台（ $Q=45\text{m}^3/\text{h}$, $H=150\text{m}$ ），运一备一。

该站 1 号采暖炉提温困难，加热炉出口温度仅为 50 度，无法满足采暖需求，燃烧器为老式燃烧器，加热效率低，本次规划对 1 号采暖炉燃烧器进行更换。

该站目前无事故罐，根据油田公司统一要求，北五转油放水站将进行无人值守数字化试点建设，为满足在事故状态下站外产液缓冲要求，为该站无人值守奠定基础，根据《大庆油田地面工程建设设计规定》中 5.4.7 中规定，放水站（转油放水站）可设 1 座事故油罐，其容积可按该站 2h~4h 处理液量计算要求，因此本次规划在已建污水沉降罐东侧新建 3000 m^3 事故罐 1 座，缓冲时间 2.17h。配套新建事故泵 2 台，规格为 $Q=100\text{m}^3/\text{h}$, $H=40\text{m}$ ，事故泵房 1 座，面积 120 m^2 ，配套建设站内消防路 200m，配套建设围栏 150m。

北五转油放水站改造工程量见表 3.6-10。

表 3.6-10 北五转油放水站主要工程量明细表

序号	项目名称	规格	数量
1	水聚驱连通管道 DN300	m	50
2	外输油泵（ $Q=45\text{m}^3/\text{h}$, $H=150\text{m}$ ）	台	2
3	多功能一体化燃烧器 1.0MW	套	1
4	3000 m^3 事故罐	座	1

改造后站内平面布置图如下图所示。

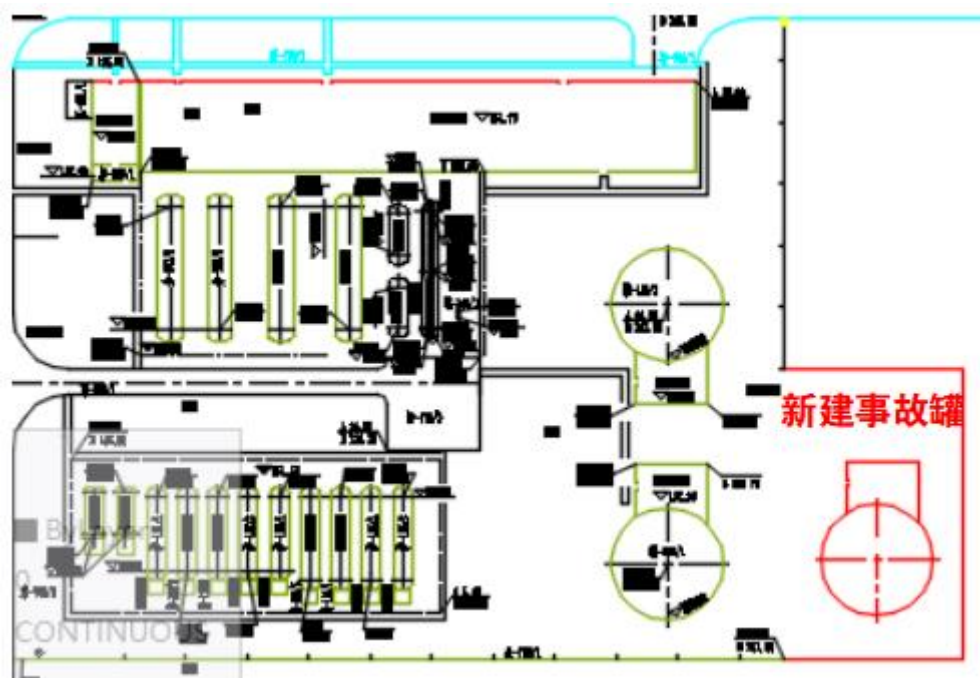


图 3.6-9 新建事故罐位置图

3.6.3.3 注入工程

(1) 配注工艺

本工程基建水驱注水井 15 口，单井采用“单干管单井”配水工艺，共新建注水干线 8km，高压水依托北二十注水站提供。

(2) 站外系统

本项目新建注水管道 $\Phi 219 \times 16 \sim 0.5\text{km}$ ，注水干线 $\Phi 168 \times 12 \sim 3.46\text{km}$ ，注水支干线 $\Phi 89 \times 7 \sim 3.66\text{km}$ 、新建注水支线 $\Phi 60 \times 5 \sim 0.38\text{km}$ 。新建单井注入管道材质全部采用防腐钢管。新建注水干线路由图见下图所示。



图 3.6-10 北二十注水站东干线新建注水支干线走向图

(3) 场站改造

本次北二十注水站承担东过外扩区域主要注水任务，已经运行 26 年，随着运行年限的增加，腐蚀老化问题日益突显。储水罐罐间阀室内管道穿孔频繁，部分阀门腐蚀老化严重，开关不严，调节不便，增加生产管理难度；站内两座储水罐罐壁多处锈蚀，存在穿孔风险；污水检查井破碎塌陷，无法正常使用。本次规划更换 2 座 1000m³ 储水罐进出口管道共计 100m、电动阀门 3 个、手动阀门 11 个，并完善 2 座储水罐内外防腐，更换污水检查井 5 座。

配注系统主要工程量见下表所示。

表 3.6-11 配注系统主要工程量表

序号	主要工程内容	单位	数量
站外系统			
1	注水井井口工艺及安装	套	15
2	高压配水阀组 16MPa	套	15
3	支干线切断阀 DN150	支	1
4	支干线切断阀 DN80	支	4
5	单井切断阀 DN50	支	15
6	无缝钢管 $\Phi 219 \times 16$ 20#	km	0.5
7	无缝钢管 $\Phi 168 \times 12$ 20#	km	3.4
8	无缝钢管 $\Phi 89 \times 7$ 20#	km	3.66
9	防腐钢管 $\Phi 60 \times 5$ 20#	km	0.38
10	穿路钢顶 DN250 L=16m	处	1
11	穿路钢顶 DN250 L=12m	处	2
12	穿路钢开 DN200 L=8m	处	2
13	钢过桥 L×B=30×1.2m	座	1
北二十注水站			
1	更换螺旋缝焊接钢管 $\phi 426 \times 7$	km	0.1
2	更换电动截止阀 DN150 PN200	个	3
3	更换截止阀 DN80 PN200	个	1
4	更换截止阀 DN80 PN200	个	1
5	更换闸阀 DN400 PN100	个	4
6	更换闸阀 DN350 PN100	个	3
7	罐内清淤	m ³	207.6
8	罐内壁热洗	m ²	976.8
9	罐内外壁喷砂除锈	m ²	1953.6
10	罐内外防腐	m ²	1953.6
11	钢制平台拆除及恢复 6m×2m	项	1
12	更换 $\Phi 1000$ mm 污水检查井	座	5

3.6.3.4 道路工程

(1) 井排路维修改造

本次产能建设位于北二路以北、大广高速公路以东的南北向狭长区域内，土地类型包括林地、低洼草地和稻田地。一条南北向井排路是本次所有新井都需挂接的道路，这条路目前承担着上百口油水井的交通负荷，但由于年久失修，路面已经大面积破坏，难以再次承担本次新增的 70 多口井的交通压力，需维修改造。

(2) 通井土路维修

为满足上述 70 口新建井通车要求，只需将其就近挂接于井排道路上、或通过附近通井路挂接于井排路上即可。共新建各类通井路 5.77km，其中稻田沥青通井路 2.25km（设护坡，路基宽度中包括管廊带宽度），路面宽 3m 的林地大平台砂石路 1.55km，4m 宽的低洼地土路 1.1km，3.5m 宽的进井通道 0.87km。

本次道路工程路由如下图所示。

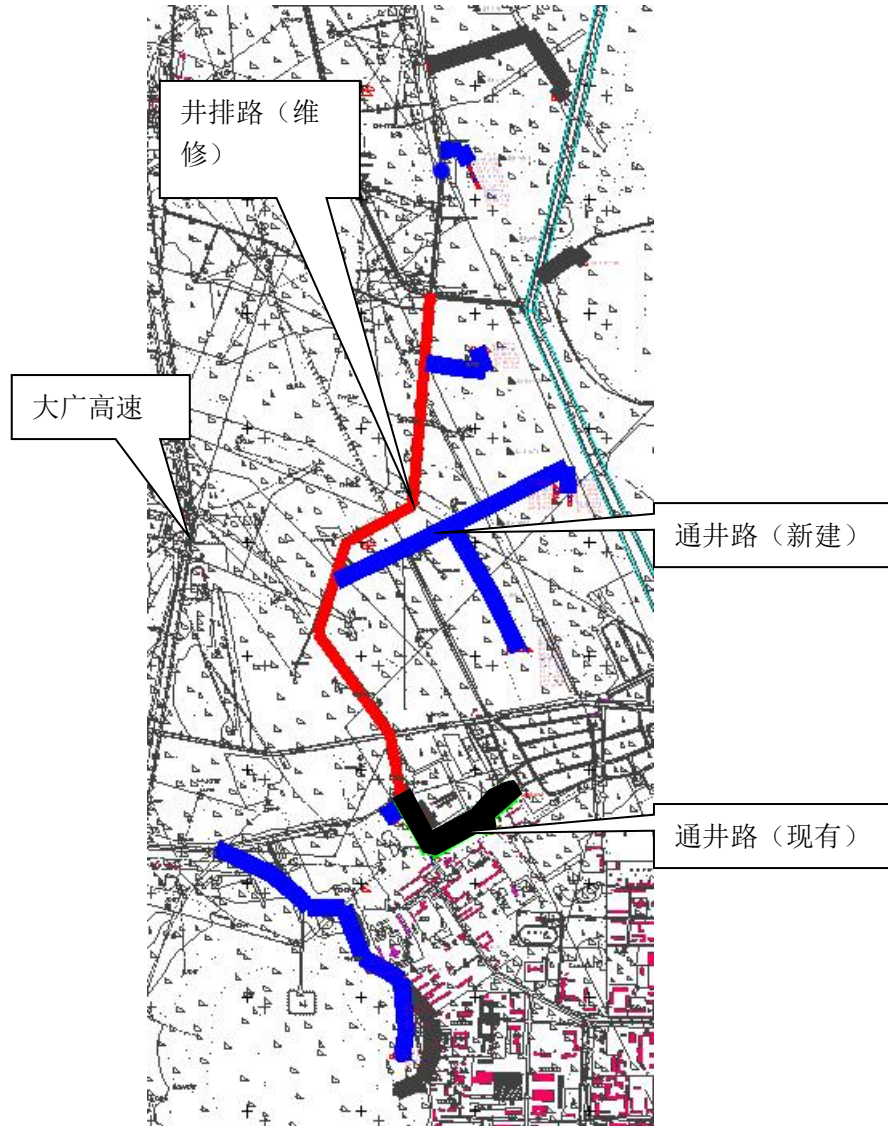


图 3.6-11 项目道路工程路由图

道路工程量汇总见下表。

表 3.6-12 道路工程量汇总表

道路名称	总长度 (km)	道路宽度 (m)		建设标准
		路基	路面	
沥青砼井排路改造	2.55	6.5	4.0	水泥砼

稻田井通井路	2.25	6.0	3.5	沥青砼, 0.87km 新建
大平台砂石路	1.55	3.5	3.0	砂石, 0.3km 新建
低洼井通井路	1.1	4.0	--	土路, 0.81km 新建
进井通道	0.87	3.5	--	土路, 新建

3.6.3.5 数字化工程

本次产能萨北开发区东部过渡带外扩萨斜 1081 井区, 新基建油水井分属第三采油厂第四作业区与第六作业区。油井、计量间按照三厂全厂数字化标准建设, 采用 ZIGBBE+4G 技术; 集油汇管压力、掺水汇管压力检测采用 ZIGBEE 无线压力变送器, 集油汇管温度、掺水汇管温度、集油支管温度检测采用 ZIGBEE 无线温度变送器。无线仪表采用电池供电。每座阀组间设置一台 ZIGBEE 智能远程数据采集与控制终端单元, 数据以无线方式接入阀组间的 ZIGBEE 智能远程自动采集与控制终端单元。

数字化工程主要工作量见下表。

表 3.6-13 数字化工程主要工程量表

序号	项目名称	单位	数量
一	井、间部分		
1	ZIGBEE 抽油机从井、单井/主井 (一体式)	/	55
2	ZigBee 注水井-监控型-控	/	15
3	ZIGBEE 无线温度变送器	台	27
4	ZIGBEE 无线压力变送器	台	2
5	ZIGBEE 智能远程自动采集与控制单元	台	5
6	第四作业区管理中心人机界面应用软件 600 点	套	1
7	第六作业区管理中心人机界面应用软件 1500 点	套	1
8	生产管理子系统二次开发 油井数据配置模块	套	1
9	55 口油井、15 口水井	套	1
二	9#混输阀组间		
1	压力变送器 (防爆型)	台	5
2	ZIGBEE 智能可编程数据采集与控制终端单元	套	1
3	第四作业区管理中心人机界面应用软件 50 点	套	1

3.6.3.6 临时工程

钻井施工期井场内设置施工营地, 钻井施工设备等。

地面施工期主要为管线和道路施工, 不设置施工营地、临时生活区等大型临时工程, 依托油田内现有生活区。不设料场, 直接将管材和筑路材料拉运到施工现场进行施工, 在新建井场及场站施工时需设置塔吊、焊机房和小型料场, 施工完毕后拆除塔吊和焊机房, 然后将临时工程的占地进行恢复。

3.6.4 公用工程

3.6.4.1 给排水工程

(1) 给排水

① 施工期

A 给水:

项目施工期用水主要为钻井用水、管道试压用水、生活用水,总用水量为 132094m³/施工期。

钻井用水由罐车从附近水站拉运至施工场地,钻井过程需要用清水冲洗钻台、钻具等,平均每钻进 1000m,生产用水量 150m³,本工程钻井总进尺 7.47×10⁴m,本工程钻井用水消耗量为 11205m³。

管道试压水选用洁净水为介质,用罐车由附近水站拉运至施工场地,管道分段试压,管道试压作业总长 50.68km,试压水按 3 次重复利用计。其中集油掺水管线长度 42.68km,管径范围Φ76~219;注水支线长度 8km,管径范围Φ60~219;管线试压水量按 $V=\pi r^2 L$ 计算得到试压总用水量为 1042m³。

生活用水由水罐车拉运至井场和施工区。单井钻井周期为 7d,常驻井场人员按 10 人计算,根据,生活用水量按 80L/d·人计,则单井钻井周期内生活用水量为 5.6m³,本项目钻井 75 口,钻井工程施工期的生活污水产生量约为 420m³。项目采油井场和地面工程施工人数约 60 人,施工天数约 120d,生活用水量按 80L/d·人计,施工期生活用水量为 576m³。

B 排水:

项目施工期废水主要为钻井废水、管道试压废水、压裂返排液、生活废水。

钻井废水主要来自钻井过程中冲洗钻台、钻具、设备等产生的废水,主要含有泥浆和岩屑等。钻井废水的产生量随井深和钻井周期变化,每钻进 1m 平均将排放钻井废水 0.02m³。钻井总进尺约 7.47×10⁴m,产生钻井废水约 1494m³,这部分废水与相应泥浆、岩屑最终由罐车拉运,依托大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理 II 站处理。

管道试压废水产生量按用水量的 80%计,试压废水产生量为 1021m³,该废水中主要含少量铁锈和泥屑。本项目采取分段式压,试压废水试压结束后用于场地区域泼洒抑尘,不外排。

压裂返排液:根据工程开发方案,本工程对 26 口注采井(21 口采油井、5 口注入井)进行压裂,根据大庆油田多年施工经验,单井压裂返排液产生量约 30~40m³/井,本次按最大产生量 40m³/井计,则压裂返排液产生量为 1040m³,压裂返排液由罐车拉运至

第三采油厂北 II-1 废压裂液无害化处理装置处理，处理后的污水管输至北十二深度污水处理站、北十三深度污水处理站处理同时满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。

施工人员生活污水按用水量的 80%计，钻井工程生活污水产生量为 336m³，排入施工营地暂设的防渗生活污水池，施工结束后及时清掏并卫生填埋；地面工程生活污水产生量为 460.8m³，排入本项目场站及阀组间内已建化粪池，定期由物业公司处理。

②运营期

运营期无生产用水，人员内部调配，无新增生活废水产生。项目运营期生产废水主要为采出水、井下检修作业废水、油井清防蜡洗井废水及注水井洗井废水。

采出水：本工程运营期正常工况下产生的废水主要为采出水。油气田开发过程中的采出水是伴随着原油从地层开采出来的，主要来源于油藏本身的底水、边水和注汽凝结水。根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》“07 石油和天然气开采业行业系数手册”采出水产污系数。本项目建成后采油井产油量为 2.48×10⁴t/a，综合含水率为 81%，A 取 0.81。根据计算可知，本项目采出水产生量 105726t/a，油井采出水经集输系统最终输至进入北四污水站、北五含油污水处理站处理后出水同时满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排。

井下检修作业废水：主要包括换泵换杆、洗井修井等作业。产污环节主要是拆卸井口和油管起下过程中产生的污油污水、废液的返排、冒溢及滴漏等。类比大庆油田有限责任公司第三采油厂多年运营作业结果可知，油井作业周期 1.5 年，作业污水产生量 4m³/井次，油井作业污水量约 146.7m³/a。主要污染物为石油类、悬浮物，作业时需铺设防渗布。油井检修作业污水经钢制污油回收槽收集，由罐车回收后送至北五含油污水处理站处理同时满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排。

清防蜡洗井废水：项目油井清防蜡方式为热洗，根据开发方案，本项目油井热洗周期为 40d，热洗强度为 20m³/h，单口井洗井时间为 2.5-3h，则单口井热洗 1 次产生最大废水量为 60m³，项目油井共 55 口，共产生热洗废水量约为 3300m³/次，一年大约洗井 10 次，共产生洗井废水 33000m³/a，热洗废水通过热洗管线回收后进集输系统，管输至北四污水站、北五含油污水处理站处理同时满足《大庆油田地面工程建设设计规定》

(Q/SYDQ0639-2015)、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)限值要求后回注油层,不外排。

洗井污水:本项目基建15口注入井,注入井洗井周期1年,洗井用水量约为120m³/井·次,则洗井用水量约1800m³/a,洗井污水产生量按用水的95%计算,则本项目洗井污水产生量为1710m³/a,洗井污水由罐车回收后送至北五含油污水处理站处理同时满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)限值要求后回注油层,不外排。

3.6.4.2 供电工程

本工程利用井主要位于35kV北四变,北二十变,北五变及北七变电站供电范围内,本次产能新增负荷合计1024kW,接入已建4座35kV变电站,4座35kV变电站及上级2座110kV变电站的剩余能力均可以满足新增负荷需要。

3.6.4.3 采暖工程

项目井场无人值守,施工期、运行期均无需供暖,冬季井口采用电加热。

3.6.4.4 供气工程

本项目运行期采出液经萨北1号转油站、萨北3号转油站、北五转油放水站、北四放水站、北II-1脱水站、北II-2脱水站内油气处理装置油气分离后,油田伴生气用于转油站加热炉燃烧;根据项目开发方案,本项目依托转油站合计新增天然气用量约126.3万m³/a,属于转油站设计能力内的分担量。

3.6.4.5 自控

本工程相关自控数据通过应用软件调整(扩容)的方式,在作业区管理中心人机界面进行显示、报警,并存储进入负责油井、站场的实时数据的PHD实时数据库。经核实,第四作业区生产管理中心已建操作员站数量已满足本工程数据接入要求,本工程无需扩容操作员站。

本次产能新基建油水井70口,其中抽油机井55口,单干管单井注水井15口,对上述新基建油水井实施数字化建设。同时,新建集油掺水热洗阀组间1座,按数字化油田标准进行建设。本次改造9号阀组间1座,为站场内新建工艺设备配套检测仪表。

3.6.4.6 通信

本工程为新建的平台井、集油阀组间建设视频监控系统。系统采用IP网络型架构,作业区生产管理中心可对所有前端采集的图像进行显示及管理。

3.6.4.7 防腐保温

新建油气管道材质为 20# 优质碳素钢；新建注水管道材质为防腐钢管。新建低压母液管道材质为钢骨架塑料复合管。

新建集油、掺水、热洗管道及站间管道均采用聚氨酯泡沫防腐黄夹克保温管，防腐补口采用无溶剂环氧涂料；注水系统采用防腐钢管。

所有管件的防腐保温均采用“管中管”工艺在工厂预制完成。

3.7 场地布置及土地利用

3.7.1 场地布置

本工程共新钻油水井 75 口，钻井井场布置采用生产区与生活区分开布置的原则，同时生产区与生活区设必要的安全与卫生防护距离。钻井井场平面布置见附图 3。

本项目基建油水井 70 口，其中油井 55 口，注水井 15 口。形成丛式井平台 9 座，单井井场 3 座，集油系统采用单管环状掺水集油工艺和就近挂接集油工艺，新建单井集油掺水热洗管道 37.64km，新建站间集油掺水热洗管道共计 5.04km，新建注水管道 $\Phi 219 \times 16 \sim 0.5\text{km}$ ，注水干线 $\Phi 168 \times 12 \sim 3.46\text{km}$ ，注水支干线 $\Phi 89 \times 7 \sim 3.66\text{km}$ 、新建注水支线 $\Phi 60 \times 5 \sim 0.38\text{km}$ 。新建计量间 1 座，并对依托转油脱水站、注水站进行改造，并配套建设通井路、供配电、数字化建设等辅助工程。本项目总平面布置图见附图 2。

3.7.2 工程占地情况

本工程钻井占地主要为在钻井期间施工营地、材料堆场、钻井设备、柴油发电机组发生的临时占地，完井后形成永久井场发生的永久占地。

①本项目新钻井 75 口，钻井井场按照《石油天然气工程项目用地控制指标》计算，临时占地 7800m²基础上，5 口井以上（平台井数-1 \times 450m²，本项目 9 座平台，3 座独立井场，钻井临时占地为 127650m²；永久占地按照单口油井 1200m²，增加 1 口油井 200m²，增加 1 口水井为 200m²计，永久占地 23000m²。

②本次新建计量间 1 座，永久占地面积 500m²。

③管线施工作业带临时占地宽度按 10m 计算，则临时占地 83200m²，

④道路永久占地宽度 6.5m 的 0.87km，宽度 3.5m 的 1.17km，宽度 4m 的 0.81km，则道路永久占地 12555m²。

⑤本项目场站改造在现有场站进行，不新增占地。

本工程总占地约 820655m²，其中永久占地 35555m²，临时占地 785100m²，占地类型为耕地、一般草地，

本项目占地情况见表 3.7-1。

表 3.7-1 本项目新增占地类型及面积表 单位：m²

序号	建设项目	耕地（非基本农田）		草地（一般草地）	
		永久占地	临时占地	永久占地	临时占地
1	井场	13200	77250	9800	117850
2	计量间	0.05	0.05	/	/
3	管线工程	/	304080	/	202720
4	道路工程	5220	22500	7335	60700
小计		18420	403830	17135	381270
合计		422250		398405	
总计		820655			

3.7.3 土石方平衡

根据工程设计方案，本项目有 55 座油井井场需要维修垫土，需土方 12100m³；对通井土路进行坑槽填补压实，需土方 5000m³；本项目管线工程开挖管沟总长 50.68km，管道管沟宽度约为 0.8m，管沟深度为 2m，管沟工程开挖土方全部回填利用。北五转油放水站场站改造垫土方 1500m³。新建计量间建设需垫土方 500m³。本项目不设取弃土场，用土全部外购。本项目土石方情况见表 3.7-2。

表 3.7-2 本项目土石方情况 单位：m³

序号	类别	挖方量	填方量	利用方量	借方量	弃方量
1	井场	0	12100	0	12100	0
2	道路	0	5000	0	5000	0
3	管线施工	801088	801088	801088	0	0
4	北五转油放水站	0	1500	0	1500	0
5	计量间	150	500	0	350	0
合计		801238	820188	801088	18950	0

3.8 施工方案

①一般管道施工

I 原有管道废弃

施工期对腐蚀严重单井管线、站间集油掺水热洗管线进行更换，首先关停作业油井，关闭油井阀门，集油间掺水管线通过转油站系统进行扫线，将管内原油推送至集油系统收集，再用氮气对管线进行吹扫，出口端检测安全后，将废弃管道在两端点处封堵直埋。



图 3.8-1 现有管线废止工艺及产污节点图

II 新建管道施工

管道施工工序主要包括：测量定线，施工作业带清理，清除障碍物，平整工作带，成品防腐钢管运输，布管、组装焊接，无损探伤，补口及防腐检漏，管沟开挖、下沟，整体试压，站间连接，通球扫线，阴极保护，工程验收。

①场地清理

管道施工采用人工开挖和机械开挖相结合的方式施工，施工初期，首先要对施工作业带进行清理和平整，进行布管、开挖管沟及焊接等施工作业。

在场地清理过程中，施工带范围内的土壤、植被都将受到扰动和破坏，不过其造成的影响仅局限在施工带宽度的范围内。管道施工平面布置图见图3.8-2。



图 3.8-2 管道施工平面布置图

②开挖、下管、连接

管道采用沟埋方式敷设。管沟开挖以机械开挖为主，施工作业面宽10m，占区域剥离表土30cm。开挖后，将运到现场的管道进行焊接、补口、补伤，然后下到管沟内。管沟开挖沟底与上口同宽，不进行放坡。

③清管、试压

管道在下沟回填后应清管和试压。采用清管球（器）进行清管，清管次数不少于两次，以开口端不再排出杂物为合格。清管后用清水进行试压，严密性试验合格后使用。项目产生的试压废水试压结束后用于场地区域泼洒抑尘。

④管沟回填

开挖管沟时在耕植地开挖，将表层耕植土和下层土分别堆放。回填时，需先回填下层土，后回填表层耕植土。管道出土端及弯头两侧分层回填夯实；管沟回填后立即恢复

地貌。

⑤清理场地、恢复地貌

各项工程完工后，应立即迅速清理施工现场四周的施工杂物，维保证道路及施工现场整洁。同时定时定员清扫施工现场周围环境，及时对施工作业带等临时占地恢复地貌。施工作业带清理采用挖沟机、推土机扫线，人工配合清理。

管道施工作业断面见图3.8-4，管道开挖施工平面布置示意图见图3.8-5。



图 3.8-3 管线工程施工工艺流程及排污节点图

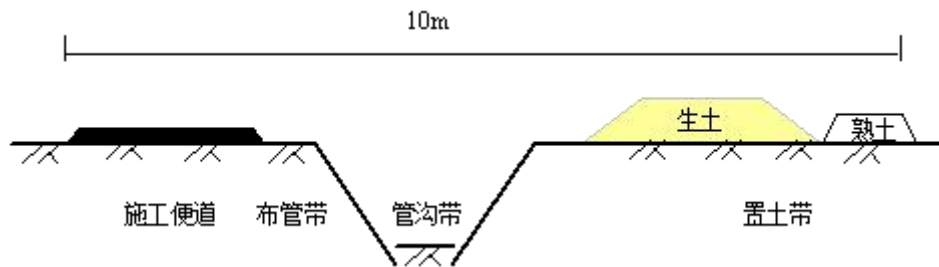


图 3.8-4 管道施工作业断面图



图 3.8-5 管道开挖施工平面布置示意图

⑥管道钢顶穿越施工

本工程管道穿越采用顶管施工方案。顶管施工是不开挖或少开挖的一种管道施工方式，其主要利用顶管设备产生前进的力度，平衡管道与土体之间的摩擦力，管道前进同时将管道内占用的土体置换出来，最终在土体中形成管道。施工中置换出的土体，最终用于该处的土地平整。

顶管施工工艺流程主要为：施工准备、顶管井施工、设备安装调试、管材吊装入井、

顶进、出洞、管材吊装入井、顶进、出洞、检查井施工、回填、路面恢复。施工流程图见图3.8-6、施工示意图见图3.8-7。

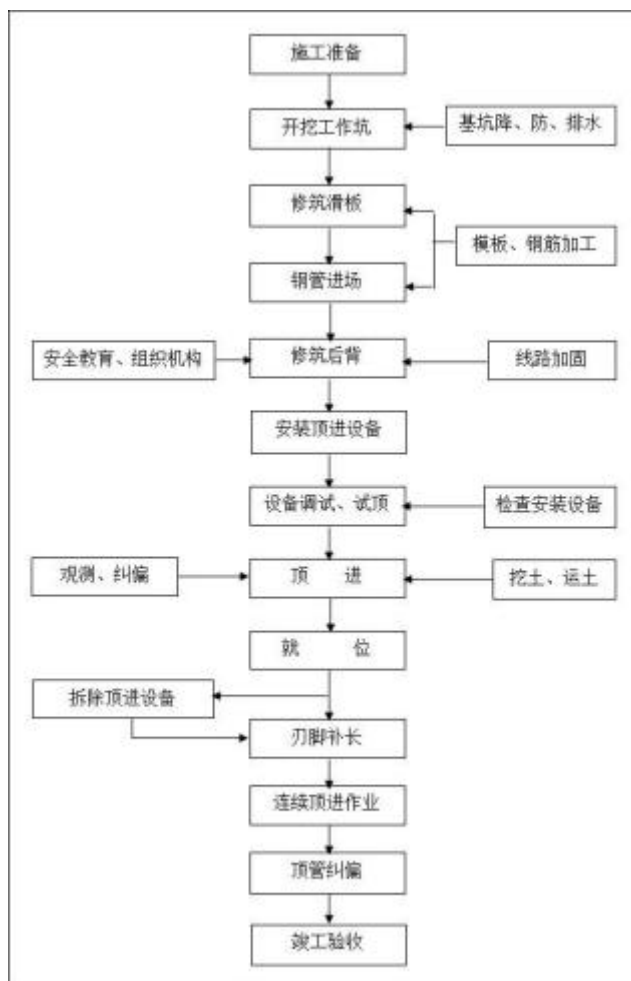


图 3.8-6 顶管施工工艺流程图

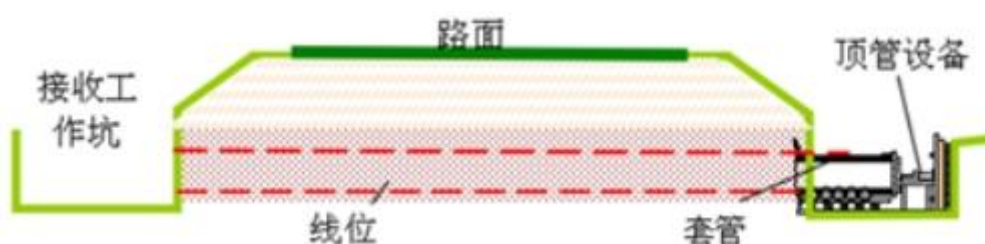


图 3.8-7 顶管施工示意图

管道工程施工废气主要为施工扬尘、焊接烟尘、施工机械和车辆尾气，噪声主要为施工设备的噪声，废水主要为管道试压废水、生活污水，固体废物主要为清管废渣、施工废料。

3.8.2 道路施工

本项目对破损的井排路、通井路进行维修，清除破损路面后，铺设路基及路面，该道路不拓宽，没有新增占地，改造路面采用预拌沥青砼路面，沥青砼均由商品砼运输车

运至现场直接使用，施工现场不设拌合站。本项目对原通井土路进行坑槽填补整平压实。道路维修改造施工流程及的污节点见图8-8。

道路维修改造废气主要为施工过程产生的施工扬尘、施工机械和车辆尾气，废水主要为生活污水，噪声主要为施工机械作业过程中产生的噪声，固体废物主要为建筑垃圾。



图3.8-8 道路维修改造施工工艺流程图

3.8.3 井场施工

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，井场垫高约 0.5m；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。

3.9 施工时序

本项目计划施工期为 2025 年 2 月至 2025 年 10 月，施工约 120d。项目施工总进度见表 3.9-1。

表 3.9-1 施工进度计划表

工程名称	2025 年								
	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月
钻井工程	—	—	—	—	—	—	—	—	—
地面工程								—	—

3.10 设备物料消耗

3.10.1 设备

表 3.10-1 本项目施工及运营期主要设备表

序号	时期	设备	数量	单位
1	施工期	柴油发电机	2	台
2		挖掘机	2	台
3		推土机	2	台
4		钻机	1	台
5		泥浆泵	2	台
6		钻井泵	2	台
7		振动筛	2	台

8		搅拌机	2	台
9		压路机	1	台
10		电焊机	3	台
11		运输车辆	3	台
13	运营期	普通抽油机	6	台
14		电动机	6	台
15		配电柜	6	台

3.10.2 物料消耗

生活用水消耗：由公用工程可知，本项目生活用水消耗总量为 996m³；

管线试压用水消耗：由公用工程可知，本项目管线试压用水消耗总量为 1042m³；

钻井液消耗：根据钻井液用量表可知，根据建设单位提供的可研文件，本工程新钻井 75 口，则钻井液用量 8760m³；

水泥消耗：根据固井水泥用量表，本工程单井固井水泥用量为 81t，本工程新钻井 75 口，则固井水泥用量为 6075t；

柴油消耗：本工程钻井期间用电优先由区域现有供电系统提供，柴油发电机仅作为备用应急电源。钻井期间柴油发电机需定期试机，井场施工过程中使用多种燃油机动设备和运输车辆，配备钢制柴油罐 2 个 6t 卧式罐，储量合计约 12t；

射孔液消耗：根据施工单位以往经验，单口井射孔一般需要射孔液 40m³，本工程 75 口油水井需射孔，则射孔液用量为 3000m³。

深度处理水消耗：根据工程开发指标预测表，本项目 15 口注水井最大年注水量 19.2 × 10⁴m³；

本项目投产后，新增耗电 1024 万 kWh/a；

本项目依托的场站新增耗气量 126.3 万 m³/a；

油井作业防渗布用量 11t/a。

本项目主要消耗物料具体见表 3.10-2。

表 3.10-2 本项目主要物料消耗

序号	时期	项目	原辅材料	用量
1	施工期	办公生活	生活用水 (m ³)	996
2		管线试压	试压用水 (m ³)	1042
3		钻井	钻井液 (m ³)	8760
4		固井	水泥 (t)	6075
5		射孔	射孔液 (m ³)	3000

8	运营期	注水工程	深度处理水消耗 (万 m ³ /a)	19.2
9		生产运营	耗电 (万 kWh/a)	1024
10		油气水分离	耗气量 (万 m ³ /a)	126.3
11		油井作业	防渗布 (t/a)	11

3.11 依托工程

3.11.1 依托工程能力核实及运行现状分析

(1) 北五转油放水站

北五转油放水站位于北五联合站内，隶属采油三厂四矿，与本工程油井最近距离为3.4km，为水聚驱合建站，水驱辖集油阀组间4座，计量间25座，油井282口，聚驱辖计量间4座，油井130口。采用“三相分离器”处理工艺，低含水原油外输至北六转油放水站，与该站低含水油混合外输至北II-1脱水站处理，水聚驱污水经沉降后分别外输至北五聚驱污水站和北五水驱污水站。

北五转油放水站工艺流程图见图3.11-1。主要设备表见表3.11-1。

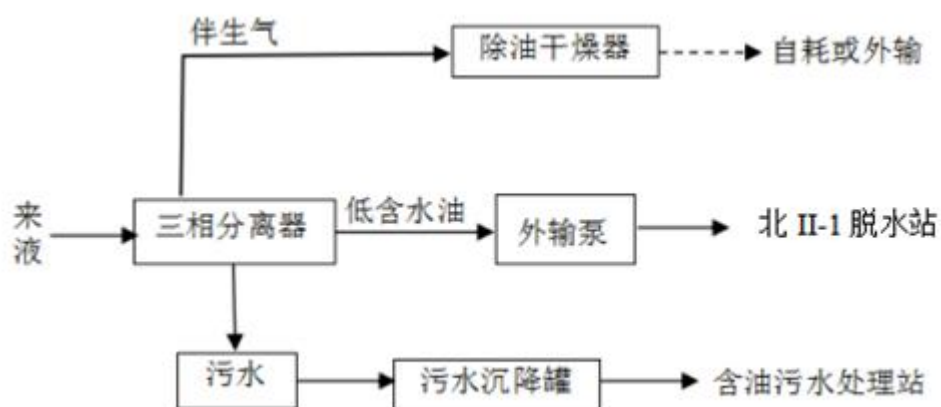


图 3.11-1 北五转油放水站工艺流程图

表 3.11-1 北五转油放水站主要设备统计表

序号	项目	规格型号	单位	数量	总能力	单台能力	建设时间	备注
1	三相分离器	Φ4×24m	台	2	19600t/d	9800t/d	2011	水驱
2		Φ4×24m	台	1	10000t/d	10000t/d	2011	水聚驱
3		Φ4×24m	台	1	10000t/d	10000t/d	2011	聚驱
4	外输油泵	DY30-50×4	台	3	60m ³ /h	30m ³ /h	2011	水驱
5		DY60-50×4	台	2	60m ³ /h	60m ³ /h	2011	聚驱
6	掺水泵	DG85-45×5	台	1	380m ³ /h	85m ³ /h	2011	水驱
7		DG60-50×5	台	1		60m ³ /h		

序号	项目	规格型号	单位	数量	总能力	单台能力	建设时间	备注
8		DG80-50×5	台	2	200m ³ /h	80m ³ /h	2011	聚驱
9		WDSZ80-50×5	台	2		80m ³ /h		
10		WDSZ100-50×5	台	3		100m ³ /h		
11	热洗泵	DG30-50×11	台	3	90m ³ /h	30m ³ /h	2011	水驱
12		WDSZ25-50×11A	台	2	40m ³ /h	20m ³ /h	2011	聚驱
13	水驱掺水炉	2.5MW	台	2	12MW	2.5MW	2011	水驱
14	水驱掺水炉	2.0MW	台	1		2.0MW		
15	水聚驱共用掺水炉	2.5MW	台	2		2.5MW		
16	聚驱掺水炉	2.5MW	台	1	4.5	2.5MW	2011	聚驱
17	聚驱掺水炉	2.0MW	台	1		2.0MW		
18	热洗炉	2.0MW	台	3	6.0MW	2.0MW	2011	水、聚驱
19	污水泵	10SH-6	台	2	972m ³ /h	486m ³ /h	2011	水驱
20		10SH-6	台	1	/	486m ³ /h	/	水聚共用
21		10SH-6	台	1	486m ³ /h	486m ³ /h	2011	聚驱
22	污水沉降罐	φ18×12.5	座	1	3000m ³	3000m ³	2011	水驱
23	污水沉降罐	φ18×12.5	座	1	3000m ³	3000m ³	2011	聚驱

本项目 15 口油井产液进入北五转油放水站（水驱），北五转油放水站水驱设计规模 29600t/d，目前实际处理量 22674t/d，负荷 76.6%，本项目运行后新增产液量 118t/d，进入北五转油放水站处理，增加后总处理量为 22792t/d，负荷 77.0%；处理能力能够满足项目需求。

（2）北五含油污水处理站

北五含油污水处理站采用“两级沉降+增压过滤”的处理工艺，出水水质指标为“含油量≤20mg/L、悬浮固体含量≤20mg/L”，该污水站设计处理能力 20000m³/d，目前处理水量 0.9×10⁴m³/d，负荷为 45%。根据本次监测结果（报告编号：中检(BH)字 2024 第 12-002 号）：北五污水处理站处理后的污水中石油类 7.14-8.12mg/L、悬浮固体 4-6mg/L，同时满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求。该站工艺流程图见图 3.11-2，主要设备一览表见表 3.11-2。

来水阀组→一次沉降罐→二次沉降罐→增压缓冲罐→增压泵→过滤罐→净化水罐→外输

图 3.11-2 北五含油污水处理站工艺流程图

表 3.11-2 北五含油污水处理站主要设备一览表

序号	项目	规格型号	单位	数量	备注
1	外输泵	ZA (7) 200-315	台	3	2用1备
2	增压泵	ZA (7) 200-250	台	3	2用1备
3	净化水罐	500m ³	座	2	/
4	回收水罐	500m ³	座	2	/

根据项目开发方案，项目建成后北五含油污水处理站预测情况见下表所示。

表 3.11-3 北五含油污水处理站处理量预测表

年份	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
产水量 (m ³ /d)	16497	16236	16230	16258	16225	16222	16145	16038	15955	15793
设计规模 (m ³ /d)	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000
负荷率 (%)	82.5	81.2	81.2	81.3	81.1	81.1	80.7	80.2	79.8	79.0

根据开发水量预测，本项目建成后北五含油污水处理站运行负荷率在 79~82.5%，可满足项目生产要求。

(3) 萨北 1 号转油站

萨北 1 号转油站建于 1985 年，辖区油井 71 口，计量间 6 座，站内采用“三相分离器”处理工艺。该站设计规模 5000t/d，实际处理量 3678t/d，负荷 73.56%。

表 3.11-4 萨北 1 号转油站主要设备统计表

序号	设备名称	单位	数量	能力	单台能力
1	Φ3600×16000 三合一	台	2	5000t/d	5000t/d
2	1.74MW 掺水炉	台	3	5.22MW	1.74MW
3	1.74MW 热洗炉	台	2	3.48MW	1.74MW
4	外输泵 Q=85m ³ /h H=135m	台	1	170m ³ /h	Q=85m ³ /h
5	外输泵 Q=85m ³ /h H=180m	台	2		Q=85m ³ /h
6	掺水泵 Q=85m ³ /h H=235m	台	1	170m ³ /h	Q=85m ³ /h
7	掺水泵 Q=85m ³ /h H=270m	台	2		Q=85m ³ /h
8	热洗泵 Q=20m ³ /h H=550m	台	2	40m ³ /h	Q=20m ³ /h

本次产能将共计 20 口油井产液进入该站处理，本工程建设后该站共辖油井 91 口，计量间 7 座。本站工艺流程图见图 3.11-3。

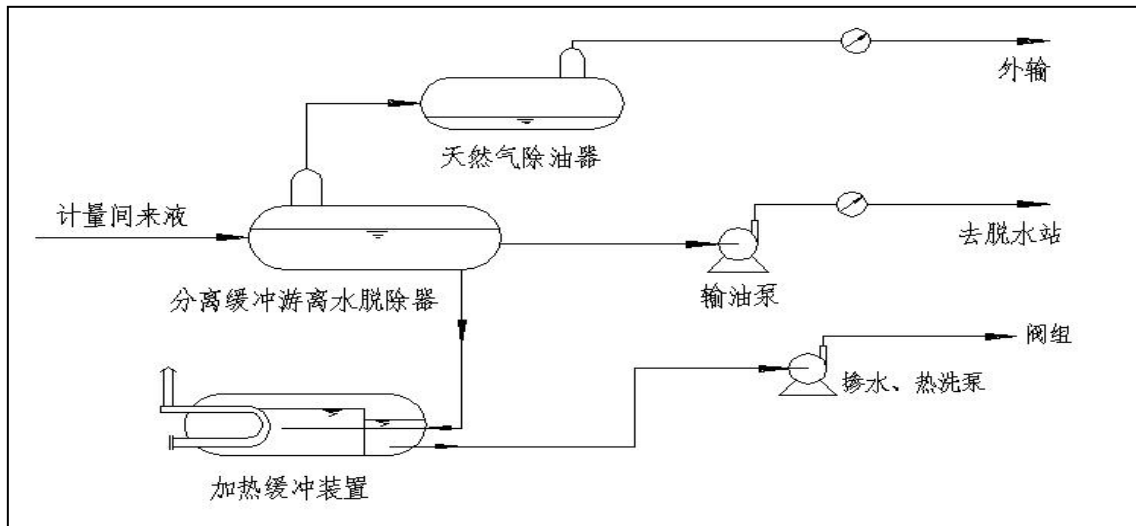


图 3.11-3 转油站工艺流程图

本项目 20 口油井产液进入萨北 1 号转油站处理，转油站设计规模为 5000t/d，目前处理量 3678t/d，负荷 73.56%；本项目运行后新增油井产液处理量 638t/d，增加后总处理量为 4316t/d，负荷 86.32%；处理能力能够满足项目需求。

(4) 萨北 3 号转油站

萨北 3 号转油站建于 1988 年，目前共管辖油井 108 口，计量间 9 座，采用“三合一”处理工艺，系统来液经“三合一”处理后进入北四放水站。设计处理规模 10000t/d，目前负荷 56.78%。新井 20 口后，负荷为 63.16%。站内已建三合一、掺水热洗加热炉、热洗泵、外输泵等设施能力均满足产能需要。

表 3.11-5 萨北 3 号转油站主要设备统计表

序号	设备名称	单位	数量	能力	单台能力
1	Φ3600×16000 三合一	台	3	10000t/d	5000t/d
2	2.5MW 热洗炉	台	1	2.5MW	2.5MW
3	2.0MW 掺水炉	台	3	6MW	2.0MW
4	外输泵 Q=150m ³ /h H=110m	台	2	270m ³ /h	150m ³ /h
5	外输泵 Q=60m ³ /h H=110m	台	2		60m ³ /h
6	掺水泵 Q=80m ³ /h H=240m	台	3	160m ³ /h	80m ³ /h
8	热洗泵 Q=25m ³ /h H=600m	台	2	50m ³ /h	25m ³ /h

本项目 20 口油井分别集至 3-3、3-8 计量间后，进入该站进行处理，油井产液经“三合一”进行油气水分离后，低含水原油外输至北四放水站处理，北四放水站出站低含水油输送至北 II-2 脱水站处理。本站工艺流程图见图 3.11-4。

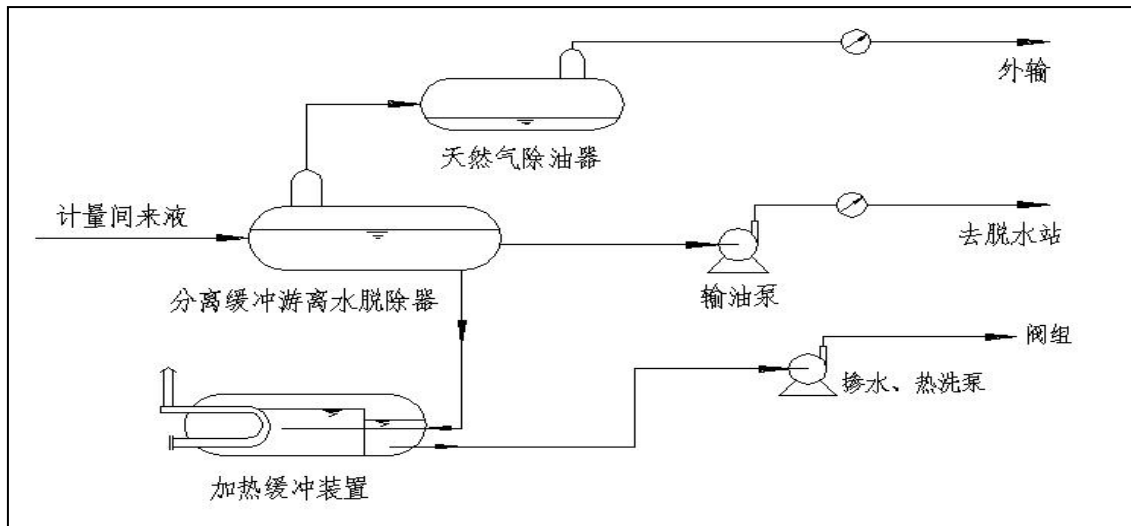


图 3.11-4 转油站工艺流程图

本项目 20 口油井产液进入萨北 3 号转油站处理，转油站设计规模为 10000t/d，目前处理量 5678t/d，负荷 56.78%；本项目运行后新增油井产液处理量 638t/d，增加后总处理量为 6316t/d，负荷 63.16%；处理能力能够满足项目需求。

(5) 北四放水站

北四放水站前身为北四联脱水转油站，1986 年 12 月建站投产，2005 年 7 月因生产需要由脱水转油站改为放水站，负责接收萨北 1 号转油站和萨北 3 号转油站来液；北四放水站采用“游离水脱除器”工艺，项目采出液在北四放水站放水，低含水原油外输至北 II-2 脱水站，污水经沉降后外输至北四污水站。北四放水站主要设备能力核实详见表 3.11-6。

表 3.11-6 北四放水站主要设备统计表

序号	设备名称	单位	数量	能力
1	Φ3600×16000 游离水脱除器	台	2	15000t/d
2	Φ4000×16000 游离水脱除器	台	1	
3	外输泵 Q=100m ³ /h H=200m	台	1	140m ³ /h
4	外输泵 Q=60m ³ /h H=200m	台	1	
5	外输泵 Q=80m ³ /h H=200m	台	1	
6	污水泵 Q=288m ³ /h H=100m	台	1	774m ³ /h
7	污水泵 Q=486m ³ /h H=100m	台	2	
8	外输炉 1.6MW	台	2	3.2MW
9	污水沉降罐 2000m ³	座	1	沉降时间 4.1h
10	事故罐 2000m ³	台	1	储存时间 4.2h

表 3.11-7 北四放水站处理能力预测表

时间(年)	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033

时间 (年)	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
处理液量 (t/d)	12868	13098	13318	13567	13776	13913	14074	14170	14279	14418
游离水脱除器负荷率 (%)	85.79	87.32	88.79	90.45	91.84	92.75	93.83	94.47	95.19	96.12
外输油量 (m ³ /h)	44	42	39	37	35	33	31	30	28	27
外输泵负荷率 (%)	25.95	24.85	23.18	21.75	20.52	19.37	18.38	17.51	16.74	16.07
外输污水量 (m ³ /h)	613	624	636	649	660	668	676	681	687	694
外输污水负荷率 (%)	79.18	80.67	82.22	83.87	85.26	86.25	87.34	88.05	88.80	89.70
外输炉负荷 (MW)	0.5	0.5	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3	0.3	0.3
外输炉负荷 (%)	15.59	14.93	13.93	13.07	12.33	11.64	11.04	10.52	10.06	9.65
污水沉降罐沉降时间 (h)	2.8	2.7	2.7	2.6	2.6	2.5	2.5	2.5	2.5	2.4
含水油事故罐储存时间 (h)	2.6	2.6	2.5	2.5	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4

根据开发方案预测，站内已建设备处理能力能满足本次产能需求。

(6) 北四污水站

北四污水站于 2003 年在北二十联异地重建，并于 2003 年 11 月 14 日正式投产，属于普通含油污水处理站，设计能力 20000m³/d，现有污水站负荷约为 60.3%。污水处理工艺流程为：北四放水站来水经过一次、二次沉降后进入缓冲罐，经升压泵升压后进入核桃壳滤罐进行过滤，滤后水一部分输送到北二十注水站进行回注，另一部分去进行深度处理。

本项目污水处理站主要涉及水驱处理工艺，其主流程及相应处理参数见下表。

表 3.11-8 含油污水处理工艺及参数

序号	流程及参数		水驱污水处理	浓度处理
1	主流程		自然沉降→混凝沉降→压力过滤	两级压力过滤
2	渗透率 (μm ²)		>0.6	<0.1
3	原油	含油 (mg/L)	特殊 1000 正常 300	20
		PAM (mg/L)	20~150	/
4	出水	含油 (mg/L)	20	5
		SS (mg/L)	20	5
		粒径中值 (mm)	5	2
5	自沉时间 (h)		4	
6	混沉时间 (h)		2	
7	正常滤速 (m/h)		16	12/8
8	反洗周期 (h)		24	24
9	反洗强度 (L/S·m ²)		8	16
10	水洗时间 (min)		15	15

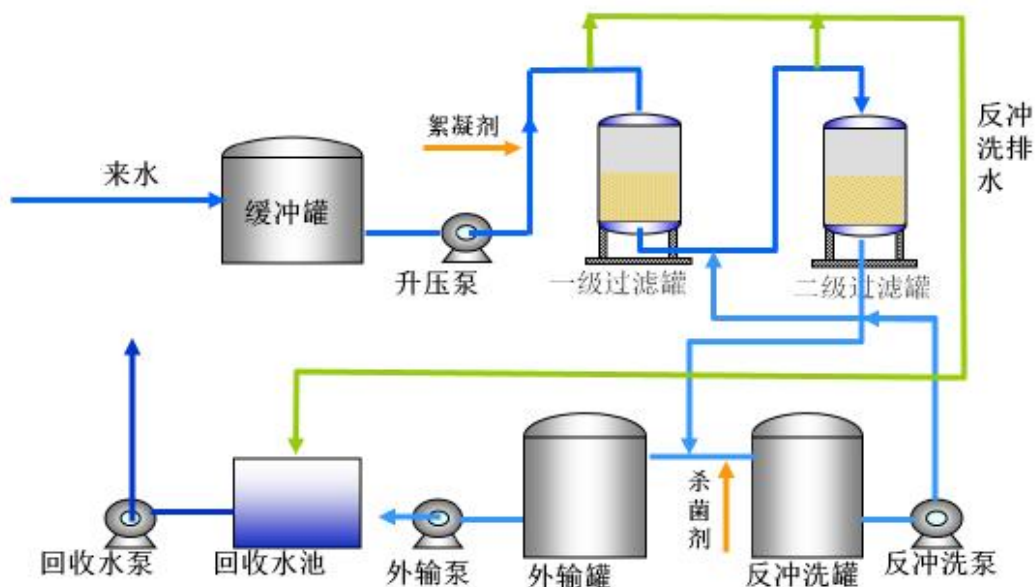


图 3.11-5 北四含油污水站工艺流程图

根据项目开发方案，项目建成后北四污水站预测情况见下表所示。

表 3.11-9 北四污水站处理量预测表

年份	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
产水量 (m ³ /d)	14709	14985	15273	15580	15838	16022	16224	16356	16496	16663
设计规模 (m ³ /d)	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000	20000
负荷率 (%)	73.5	74.9	76.4	77.9	79.2	80.1	81.1	81.8	82.5	83.3

根据开发水量预测，项目建成后北四污水站运行负荷率在 73.5~83.3%，能够满足本项目处理需求。

(7) 北 II-1 脱水站

北 II-1 脱水站位于北 II-1 联合站内，北 II-1 脱水站主要负责北二西地区的萨北 16 号、17 号、23 号转油站水驱来液和四矿来低含水油的脱水、转油任务及二矿天然气集输任务。该站采用两段脱水流程，一段为游离水脱除器，二段为电脱水器，脱后污水输至北 II-1 污水站，净化油输至北 II-1 原稳站。工艺流程图见图 3.2-5。

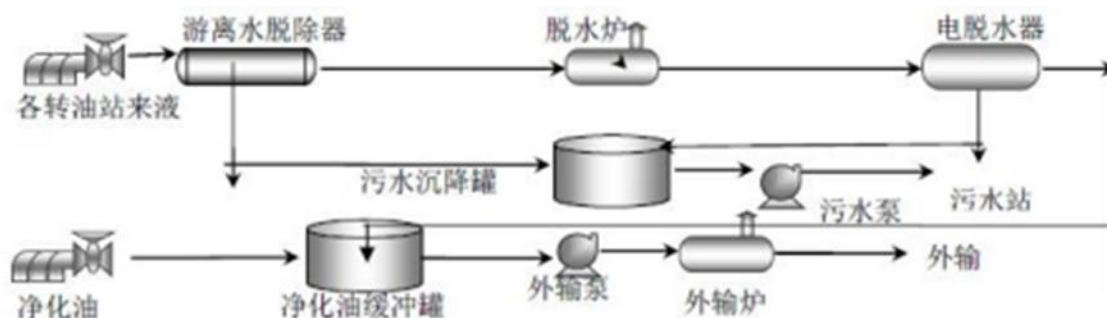


图 3.11-6 北 II-1 脱水站工艺流程图

站内主要设备能力核实情况见表 3.11-10。

表 3.11-10 北 II-1 脱水站主要设备统计表

序号	项目	规格型号	单位	数量	总能力
1	游离水脱除器	Φ4×24m	台	1	25600t/d
2		Φ4×20m	台	2	
3	电脱水器	Φ4×16m	台	4	3600t/d
4	污水泵	250SHP-38	台	2	1458m ³ /h
5		250SHP-65	台	2	
6	供油泵	DY60-40×2	台	1	140m ³ /h
7		YDJ80-30×2	台	2	
8	脱水炉	2.0MW	台	3	4.8MW
9	外输炉	2.5MW	台	1	1.6MW
10	污水沉降罐	φ18×14.5	座	1	3000m ³
11	事故罐	φ18×12.5	座	1	3000m ³
12	净化油储罐	φ23.4×15.9	座	1	5000m ³

根据产液量预测，对站内已建主要设备进行能力核实，详见下表所示。

表 3.11-11 北 II-1 脱水站设施能力预测表

时间（年）	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
游离水脱除器负荷率（%）	64.96	61.66	46.52	47.86	47.49	47.16	46.99	46.73	46.53	46.39
电脱水器负荷率（%）	92.37	77.80	78.50	82.99	76.38	71.34	67.05	63.48	60.45	57.55
外输油量（m ³ /h）	96.99	81.69	82.42	87.13	80.20	74.90	70.40	66.65	63.47	60.42
外输泵负荷率（%）	69.28	58.35	58.87	62.24	57.28	53.50	50.29	47.61	45.34	43.16
外输污水量（m ³ /h）	595.88	576.04	413.82	423.38	426.42	428.18	430.79	431.80	432.83	434.41
外输污水负荷率（%）	40.87	39.51	28.38	29.04	29.25	29.37	29.55	29.62	29.69	29.79
脱水炉负荷（MW）	1.76	1.44	1.55	1.62	1.50	1.39	1.31	1.24	1.18	1.12
脱水炉负荷率（%）	27.01	22.09	23.88	24.98	23.02	21.38	20.16	19.04	18.22	17.28
外输炉负荷（MW）	0.97	0.82	0.82	0.87	0.80	0.75	0.69	0.67	0.63	0.60
外输炉负荷率（%）	48.49	40.84	41.21	43.57	40.10	37.45	34.71	33.33	31.74	30.21
污水沉降罐沉降时间（h）	4.28	4.43	6.16	6.02	5.98	5.96	5.92	5.91	5.89	5.87
含水油事故罐储存时间（h）	3.68	3.88	5.14	4.99	5.03	5.07	5.09	5.12	5.14	5.15
净化油储罐储存时间（d）	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3

北 II-1 脱水站游离水脱除设计规模为 39600t/d、电脱水设计规模 4800t/d；目前游离水脱除器处理量 17677.44t/d，负荷率为 44.6%，电脱水处理量为 3095.52t/d，负荷率为

64.5%。根据开发预测方案，投产后游离水脱除负荷率为 46.4~64.96%，电脱水处理负荷率为 57.55~92.37%，经能力核实，该站已建设施能力可满足本项目新增产能的需要。

(8) 北 II-2 脱水站

北 II-2 脱水站建于 1963 年，站内采用“一段游离水脱除+二段电脱水”的脱水工艺流程。一段设计规模 60000t/d，目前实际负荷率 62.11%，二段设计规模 8928t/d，目前实际负荷率 27.13%，脱水站工艺流程图见图 3.11-7。北 II-2 脱水站已建设施见表 3.11-12 所示。

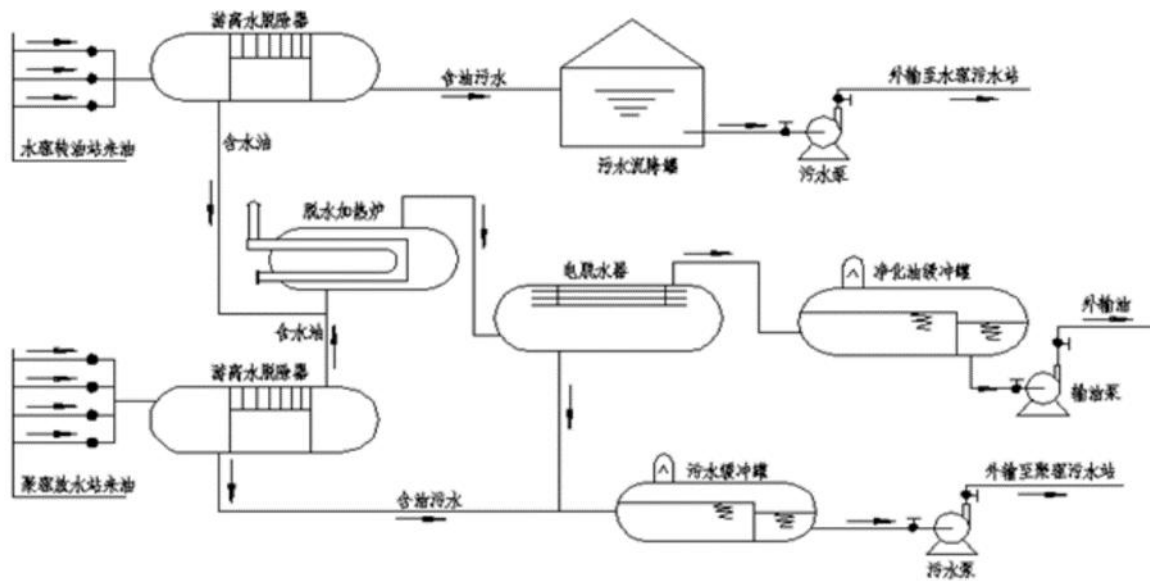


图 3.11-7 北 II-2 脱水站工艺流程示意图

表 3.11-12 北 II-2 脱水站已建设施核实统计表

序号	项目	规格型号	单位	数量	能力	负荷	负荷率	备注
1	游离水脱除器	Φ4×22m	台	2	52000t/d	22166	42.63%	水聚驱
2		Φ4×22m	台	2				
3		Φ4×16m	台	1				
4	电脱水器	Φ4×16m	台	4	3600t/d	1906t/d	38.73%	水聚
5		Φ4×16m	台	3	2400t/d	997t/d	33.90%	三元
6	脱水炉	3.0MW	台	2	6.0MW	1.44MW	24%	水聚
7		2.0MW	台	1	2.0MW	0.59MW	29.50%	三元
8	外输炉	1.5MW	台	1	1.5MW	1.0MW	67.70%	
9	外输油泵	200m ³ /h	台	2	325m ³ /h	89.12m ³ /h	27.42%	
10		125m ³ /h	台	1				
11	污水泵	450m ³ /h	台	2	1600m ³ /h	899m ³ /h	56.16%	
12		250m ³ /h	台	1				
13		450m ³ /h	台	2				
14	污水沉降罐	5000m ³	座	1	污水沉降时间 6.6h			

序号	项目	规格型号	单位	数量	能力	负荷	负荷率	备注
15	污水沉降罐	2000m ³	座	1				
16	事故罐	5000m ³	座	2		储油时间 2.16d		

经能力核实，北 II-2 脱水站已建设备均能满足本次产能需求。

(9) 北二十注水站

北二十注水站总设计能力为 $1.44 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，其中普通水设计注水能力为 $0.72 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ；深度水设计注水能力为 $0.72 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

本次新增 15 口注水井水质为深度水（“5、5、2”），属于北二十注水站供水区域，回注水质为北四污水站深度处理水，该站采用一泵多井的注水工艺，站内主要设备有 D300-150×11~3 台。站内设计深度注水量为 $7200 \text{m}^3/\text{d}$ ，目前实际注水量 $6140 \text{m}^3/\text{d}$ ，负荷率为 85.3%。本项目 15 口注水井新增注水量为 $630 \text{m}^3/\text{d}$ ，新增注水量后葡一联往水站往水水量为 $6770 \text{m}^3/\text{d}$ ，负荷率为 94.0%，满足本项目开发需求。

(10) 第一采油厂工业固废填埋场

工业固废填埋场坐落于大庆市让胡路区第一采油厂一矿附近，地理坐标为东经 $124^\circ 53' 39''$ ，北纬 $46^\circ 40' 37''$ 。

采油一厂工业固废填埋场于 2016 年 10 月 17 日获得了原大庆市环境保护局的批复（庆环审〔2016〕286 号），现正在进行环保验收。该工业固废填埋场为 II 类工业固废填埋场，填埋坑占地面积为 10000m^2 ，容量为 13472m^3 ；年处理量为 580m^3 （ 700t/a ），服务年限 20 年。今年已使用 307.1t，本工程施工期产生一般固废约 17.5t，本工程施工过程中该填埋场负荷率为 46.4%，填埋场剩余容量能够容纳本项目产生的固体废物，本项目依托可行。该填埋场环保手续已在《工业固废填埋场环境影响报告书》项目中进行了环境影响评价，批复文号为庆环审〔2016〕286 号，并于 2019 年 10 月完成自主验收，目前该站正常运行。

(11) 大庆钻探运输二公司泥浆无害化处理 II 站

本工程钻井废水、废钻井液、钻井岩屑集中拉运至大庆钻探运输二公司泥浆无害化处理 II 站处理，该站位于原北过蒸汽驱注气站内，中心坐标为 $E125^\circ 04' 23.50''$ ， $N46^\circ 43' 40.05''$ ，年处理废弃水基泥浆 200000m^3 ，日最大处理量为 600m^3 ，根据调查，现阶段泥浆处理量为 $206.65 \text{m}^3/\text{d}$ ，负荷率为 34.4%。泥浆无害化处理站内采用“加药+筛分+脱稳+固液分离”工艺处理废弃钻井液，产生的分离水拉运至北三联含油污水处理站处理，产生的泥饼用于修井间道路、铺垫井场、搭井间防火墙、回填等。无害化处理工艺流程图见图 3.11-8。

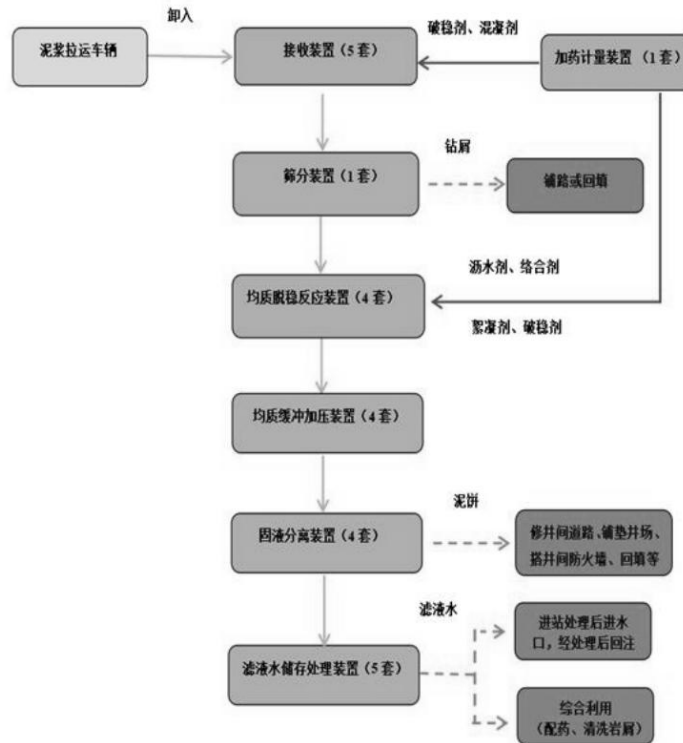


图 3.11-8 泥浆无害化处理站工艺流程简图

本工程钻井时期 2 个钻井队同时施工，整个钻井施工期产生的水基泥浆钻井废水、废弃钻井液、钻井岩屑、废射孔液（井）总量为 2093m³，产生量为 43.6m³/d，废弃钻井液无害化处理装置新增负荷至 41.7%，剩余处理能力满足需要，依托可行。

(12) 第三采油厂北 II-1 废压裂废液无害化处理装置

压裂返排液依托第三采油厂北 II-1 废压裂废液无害化处理装置进行处理后进入北三污水处理系统，不外排。压裂废液无害化处理装置采用“管式反应器反应-油水泥分离器-一次过滤-二次过滤”多级的物理及化学混合工艺来降低废压裂液中污染物的含量，达到无害化处理。压裂废液无害化处理装置设计处理能力 240m³/d，目前负荷约 50%，本项目对 85 口注采井进行压裂作业，压裂返排液产生量约为 3400m³，约 80m³/d（按每天压裂 2 口井计算），接收本次工程后，第三采油厂北 II-1 废压裂液无害化处理装置压裂返排液处理量为 200m³/d，负荷率为 83.33%，满足开发需求。

(13) 萨北含油污泥处理站

第三采油厂萨北含油污泥处理站于 2016 年投产，设计规模 10m³/h，每年工作 150 天（6-10 月运营），每天 24 小时连续运行，年最大处理量 36000m³，目前实际处理量 23000m³/a，负荷率为 63.8%，主要通过预处理、调质、离心分离等工序将含油污泥进行深度处理，从而使污泥达到排放要求。经过处理后的污泥含油小于 2%，含水小于 40%，再送至大庆圣德雷特化工有限公司处理，处理后污泥含油量满足《油田含油污泥处置与

利用污染控制要求》(DB23/T 3104-2022)(石油类 $\leq 3000\text{mg/kg}$)，本项目产生含油污泥量共计 0.19t(含油污泥 0.09t，落地油 0.1t)/a，该站现运行负荷为 63.9%，其剩余处理能力能够处理本项目产生的含油污泥，能够满足本项目需求。含油污泥处理工艺流程图见图 2.7-5。

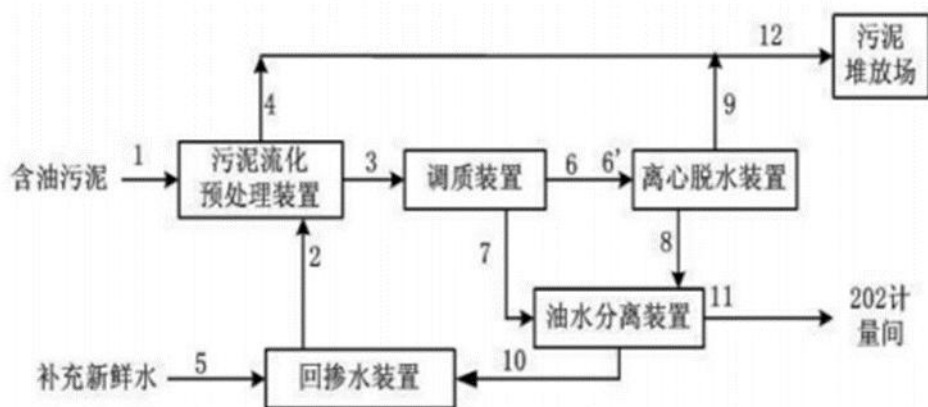


图 3.11-9 萨北含油污泥处理站工艺流程图

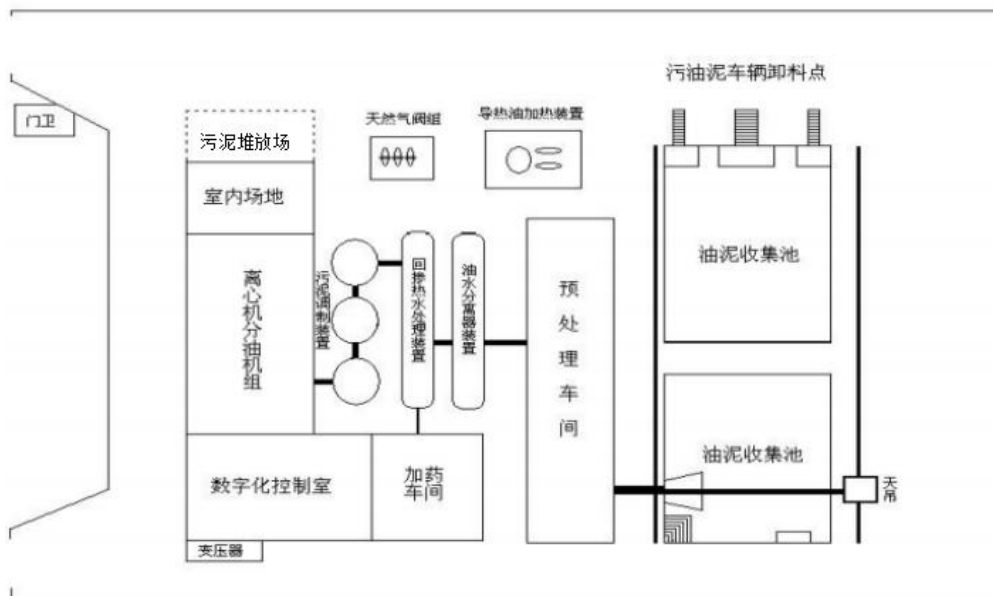


图 3.11-10 萨北含油污泥处理站平面布置图

(14) 采油三厂危险废物规范化储存库

该站建设 2 座库房，主要用于储存废润滑油、废机油、含油滤料、废三滤、废细菌瓶、废原油、废化学试剂、含铬废液、过期药品试剂等危险废物，周转周期为 1 次/年，满足《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)。本项目运营期含油废弃防渗布产生量为 11t/a，均拉运至该站进行暂存，采油三厂危险废物规范化储存库新增负荷率为 10.3%，定期委托大庆圣德雷特化工有限公司拉运处理，可满足本项目需要。

3.11.2 依托工程环境影响评价及竣工验收情况

本项目依托工程环境影响评价及竣工验收情况见表 3.11-13。依托工程环保手续见附件。

表 3.11-13 依托工程环评验收情况一览表

序号	依托场站名称	环评文件	环评批复文号	工程运行及验收情况
1	北五联合站（北五转油放水站、北五含油污水处理站）	《萨北开发区北部过渡带一条带及北 3-1-北 3-3 排断层区葡一组聚驱补充井产能建设工程环境影响报告书》	庆环审（2015）76 号	2019 年 12 月完成自主验收
2	萨北 1 号转油站	《萨北 1 号站维修改造工程环境影响报告表》	--	庆环验[2011]148 号
3	萨北 3 号转油站北四放水站、北四污水站	《萨北开发区东部过渡带三、四条带北区加密调整产能建设地面工程环境影响报告表》	庆环审（2020）45 号	2024 年 10 月完成自主验收
4	北二十注	《萨北开发区东部过渡带三、四条带南区加密调整产能建设工程环境影响报告表》	庆环审（2019）59 号	2020 年 11 月完成自主验收
5	北 II-1 脱水站	《萨北开发区纯油区西部注采系统调整产能建设工程环境影响报告书》	庆环建字（2013）101 号	2019 年 12 月完成自主验收
6	北 II-2 脱水站	《北 II-2 脱水站安全隐患治理工程》	庆环建字（2012）203 号	2020 年 1 月完成自主验收
7	萨北含油污泥处理站	《萨北开发区北二区东部东块水驱层系重组产能建设工程环境影响报告书》	庆环审（2015）77 号	2019 年 12 月完成自主验收
8	采油一厂工业固废填埋场	工业固废填埋场环境影响报告书	庆环审（2016）286 号	2019 年 10 月完成自主验收
9	大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理 II 站	《黑龙江省大庆市三厂废弃钻井液集中处理项目环境影响报告表》	萨环审发（2019）30 号	2020 年 6 月完成自主验收
10	第三采油厂北 II-1 废压裂液无害化处理装置	萨北油田北三区西部南块三次采油产能建设工程环境影响报告书	庆环建字（2009）15 号	庆环验（2011）023 号
11	吉林省油田管	《黑龙江省大庆市三厂废弃	萨环审发（2019）30	2020 年 6 月完成自主

	理局农工商企业总公司	钻井液集中处理项目环境影响报告表》	号	验收
12	采油三厂危险废物规范化储存库	《采油三厂危险废物规范化存储工程环境影响评价报告表》	萨环审发〔2019〕45号	2021年10月8日通过自主验收

3.12 建设项目工程分析

3.12.1 污染影响因素分析

3.12.1.1 施工期

本项目施工内容主要为钻前工程、钻井工程、储层改造工程、井场地面工程和油气集输工程。

(1) 钻井工程

① 钻前工程

钻前工程主要为在钻井井位确定后建设井场，主要包括场地平整、清理、进场道路建设等为钻井工程做准备的施工活动。本项目依托油田内现有伴井道路，无需新建进场道路。

井场建设根据井场平面布置图，首先对井场进行初步平整，然后利用挖掘机对应急池、放喷池进行开挖，并利用场地凸起处的石方进行填方作业，对场地进行平整、对各撬装化装置基础进行硬化，由车辆拉运戈壁石对井场进行铺垫。

② 钻井工程

钻井采用常规旋转钻井工艺，项目使用的钻机为电钻机，钻井期间优先由周边现有电网供电，特殊条件下采用备用电源柴油发电机应急供电。通过钻机、转盘、钻杆、带动钻头切削地层，同时泥浆由泥浆泵经钻杆向井内注入井筒冲刷井底，利用其粘性将切削下的岩屑不断地带至地面，整个过程循环进行，使井不断加深，直至目的层。根据钻井实际情况，钻井泥浆进入泥浆罐循环使用，用于下一井场钻井使用；钻井时产生的废弃泥浆、钻井废水及岩屑先进入井场钢制防渗泥浆池暂存，运至废弃泥浆无害化处理装置处处理。

a 录井

钻井至设计井深中段开始进行录井以记录钻井过程中的所有地质参数，录井主要包括钻时录井、气测录井、钻井液录井、岩屑录井、岩心录井和压力录井，其中岩屑录井是获取井下地层岩石样品的重要手段。录井时，要随钻井进尺每隔 1 米左右从返出的钻井液中捞一包砂样，洗净晒干，进行岩性观察描述，并挑选出相对应地层的岩样。由于砂样中混有上部地层的岩屑，工作人员通常会根据砂样中不同岩样的百分含量和最新出

现的岩屑成分来确定岩性，并用钻时快慢区分砂岩、泥岩等。若是发现钻时快，砂岩岩屑多而且呈棕褐色，有油味，可能显示钻遇油气层，而钻遇非含油气砂岩层时则多是白色、灰白色砂岩岩屑。

b 固井

固井是在已钻成的井筒内下入套管，然后在套管与井壁之间环空内注入水泥浆，将套管和地层固结在一起的工艺过程，以保证安全继续钻进下一段井筒或保证顺利开采生产层中的油气资源。本项目钻井液为膨润土泥浆(主要为粘土，矿物成分为蒙脱石、高岭石等)，钻井时泥浆会粘附在井壁上，平衡地层压力，切断钻井液与地下水水力联系，一开后及时对井筒下入套管，进行水泥固井，可彻底切断井筒钻井液与地下水的水力联系。

c 测井

测井是利用专用仪器设备测量岩层的电学特性、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。根据地质需要，选用适合的测井项目对钻开地层进行电测，最终根据电测曲线了解地层的特征及地层含气情况。本项目测井采用电测。

(2) 储层改造工程

当钻至目的层后，对油气应进行完井测试，如钻孔在目的层有缝洞，则不需进行射孔等工作。如钻孔在目的层未遇裂隙，则需进行射孔，用射孔枪打开产层，然后将压裂酸液注入地层孔隙、裂缝中，通过酸液和地层岩石矿物的反应，溶解部分岩石矿物或堵塞物质，从而扩大或沟通地层岩石的孔隙裂缝，改善地层近井地带渗透率。

本工程钻井期间主要废气为井场建设及设备安装期间施工机械尾气；废水主要为钻井废水和生活污水，其中钻井生活污水进入施工营地暂设的防渗生活污水池，施工结束后及时清掏并卫生填埋，依托生活污水处理设施处理；噪声为钻机、泥浆泵等施工机械噪声，通过定期检修施工设备、合理布置作业任务，避免局部噪声过高；固体废物为井场建设期间产生的弃土、钻井期间产生的钻井泥浆岩屑、储层改造产生的废射孔液、压裂返排液。钻井岩屑、钻井污水、废射孔液使用罐车拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理 II 站处理，泥浆经压滤产生的泥饼综合利用，压滤产生废水拉运至北三联含油污水处理站处理，同时满足《大庆油田地面工程建设设计规定》

(Q/SYDQ0639-2015)、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》

(SY/T5329-2022) 限值要求后回注油层，回注现役油层；压裂返排液由罐车拉运至第三采油厂北 II-1 废压裂液无害化处理装置处理，处理后的废水管输至北三污水站处理，处理后的污水管输至北十二深度污水处理站、北十三深度污水处理站处理达标后回注油

层。

(3) 井场地面工程

本项目建设标准化采油井 55 口，井场地面工程较简单，仅进行井场内的场地平整，安装采油树、视频监控系统等地面工程。

(4) 油气集输工程

管道施工工序主要包括：测量定线，施工作业带清理，清除障碍物，平整工作带，成品防腐钢管运输，布管、组装焊接，无损探伤，补口及防腐检漏，管沟开挖、下沟，整体试压，站间连接，通球扫线，阴极保护，工程验收。

① 场地清理

管道施工采用人工开挖和机械开挖相结合的方式施工，施工初期，首先要对施工作业带进行清理和平整，进行布管、开挖管沟及焊接等施工作业。

在场地清理过程中，施工带范围内的土壤、植被都将受到扰动和破坏，不过其造成的影响仅局限在施工带宽度的范围内。管道施工平面布置图见下图。



图 3.12-1 管道施工平面布置图

② 开挖、下管、连接

管道采用沟埋方式敷设。管沟开挖以机械开挖为主，施工作业面宽 10m，占区域剥离表土 30cm。开挖后，将运到现场的管道进行焊接、补口、补伤，然后下到管沟内。管沟开挖沟底与上口同宽，不进行放坡。

③ 清管、试压

管道在下沟回填后应清管和试压。采用清管球（器）进行清管，清管次数不少于两次，以开口端不再排出杂物为合格。清管后用清水进行试压，严密性试验合格后使用。项目产生的试压废水试压结束后用于场地区域泼洒抑尘。

④ 管沟回填

开挖管沟时在耕植地开挖，将表层耕植土和下层土分别堆放。回填时，需先回填下层土，后回填表层耕植土。管道出土端及弯头两侧分层回填夯实；管沟回填后立即恢复地貌。

⑤清理场地、恢复地貌

各项工程完工后，应立即迅速清理施工现场四周的施工杂物，为保证道路及施工现场整洁。同时定时定员清扫施工现场周围环境，及时对施工作业带等临时占地恢复地貌。施工作业带清理采用挖沟机、推土机扫线，人工配合清理。

管道施工作业断面见图3.6-3，管道开挖施工平面布置示意图见图3.6-4。



图 3.12-2 管线工程施工工艺流程及排污节点图

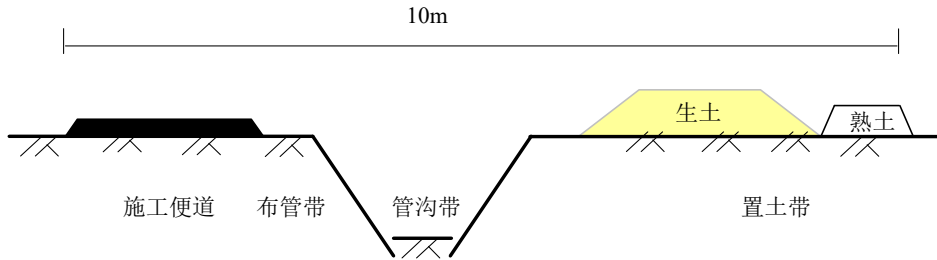


图 3.12-3 管道施工作业断面图



图 3.12-4 管道开挖施工平面布置示意图

⑥管道钢顶穿越施工

本工程管道穿越采用顶管施工方案。顶管施工是不开挖或少开挖的一种管道施工方式，其主要利用顶管设备产生前进的力度，平衡管道与土体之间的摩擦力，管道前进同时将管道内占用的土体置换出来，最终在土体中形成管道。施工中置换出的土体，最终用于该处的土地平整。

顶管施工工艺流程主要为：施工准备、顶管井施工、设备安装调试、管材吊装入井、顶进、出洞、管材吊装入井、顶进、出洞、检查井施工、回填、路面恢复。施工流程图

见图3.12-5、施工示意图见图3.12-6。

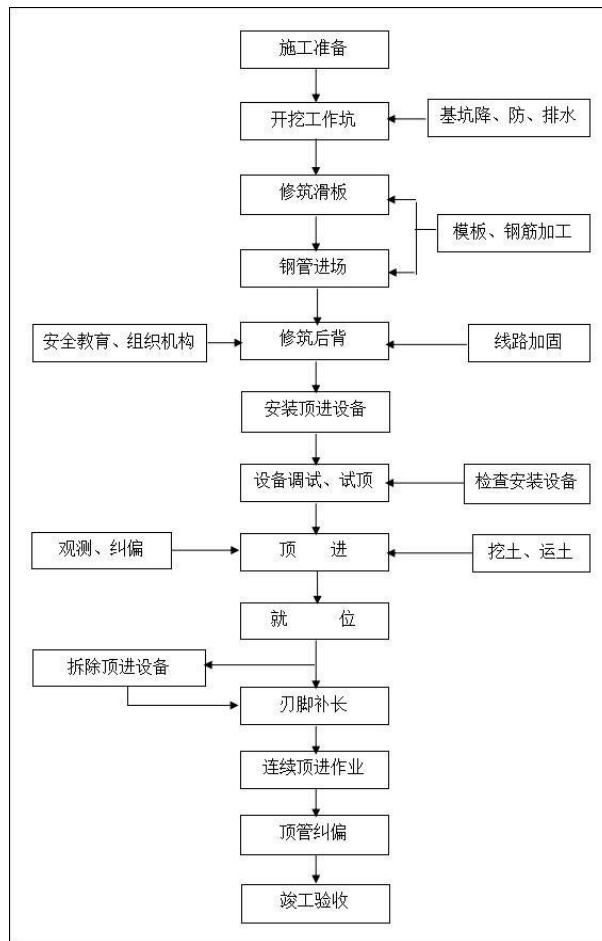


图 3.12-5 顶管施工工艺流程图

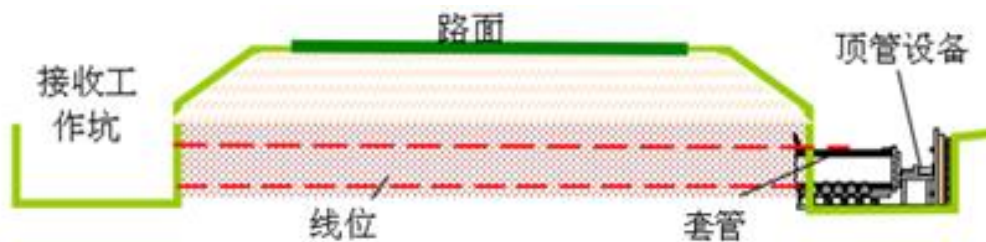


图 3.12-6 顶管施工示意图

管道工程施工废气主要为施工扬尘、焊接烟尘、施工机械和车辆尾气，噪声主要为施工设备的噪声，废水主要为管道试压废水、生活污水，固体废物主要为清管废渣、施工废料。

(5) 道路施工

本项目对井排路、通井路进行维修，清除破损路面后，铺设路基及路面，该道路不拓宽，没有新增占地，改造路面采用预拌沥青砼路面，沥青砼均由商品砼运输车运至现场直接使用，施工现场不设拌合站。本项目对原通井土路进行坑槽填补整平压实。道路维修改造施工流程及的污节点见图3.12-7。

道路维修改造废气主要为施工过程产生的施工扬尘、施工机械和车辆尾气，废水主要为生活污水，噪声主要为施工机械作业过程中产生的噪声，固体废物主要为建筑垃圾。



图3.12-7 道路维修改造施工工艺流程图

(6) 场站改造施工

对本工程依托的转油放水站、注水站等场站进行改造，施工内容包括在厂房维修、滤罐清淤、设备拆除以及新设备运输安装等工程。

场站改造过程中废气主要为施工扬尘、施工机械、车辆尾气；废水主要为生活污水；噪声为施工机械噪声；固体废物主要为建筑垃圾、废旧设备、废滤料、含油污泥等。

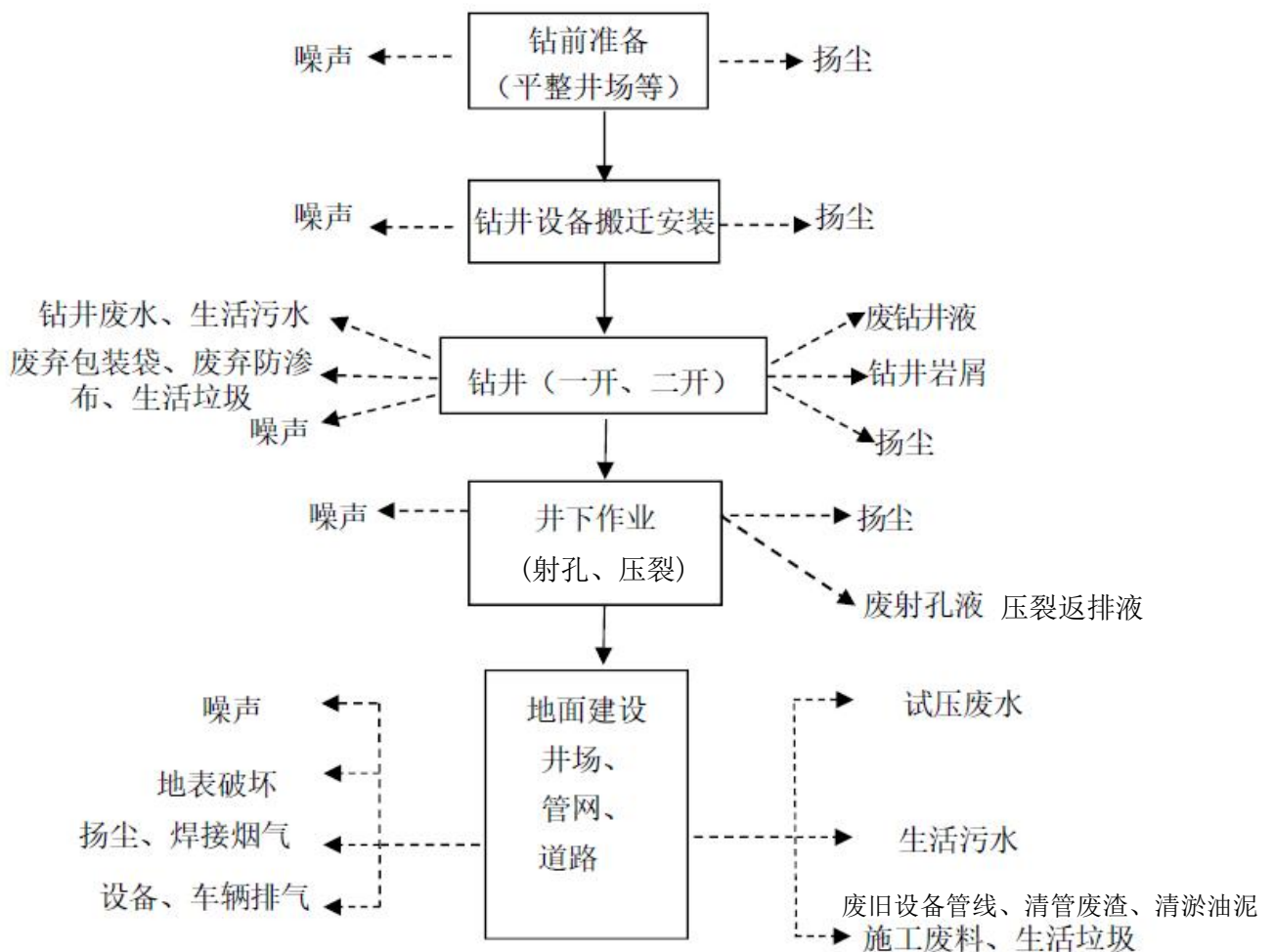


图 3.12-8 施工期工艺流程及污染物排放示意图

本项目施工期污染源及减缓措施情况见下表所示。

表 3.12-1 施工期污染源及减缓措施情况汇总一览表

工程	项目	污染源	主要污染物	排放方式	环境影响减缓措施	排放去向
井场及管线	废气	施工扬尘	颗粒物	间断	洒水降尘，无组织排放	环境空气
		柴油发电机烟气	颗粒物、SO ₂ 、NO _x	间断	低标号柴油，调节好柴油机运行工况	环境空气
		焊接烟尘	颗粒物	间断	无组织排放	环境空气
		施工机械及运输车辆尾气	颗粒物、SO ₂ 、NO _x 、C _m H _n	间断	机械、车辆定期检修，状况良好，燃烧合格油品，不超负荷运行	环境空气
	废水	生活污水	COD、BOD、NH ₃ -N、SS	间断	钻井生活污水进入施工营地暂设的防渗生活污水池，施工结束后及时清掏并卫生填埋；场站改造生活污水排入本项目场站及阀组间内已建化粪池，定期由物业单位处理	不外排
		钻井废水	石油类、SS	间断	钻井废水进入井场设置的钢制泥浆池中，后由罐车收集运至大庆钻探运输二公司泥浆无害化处理 II 站处理。	不外排
		管道试压废水	COD、SS	间断	试压废水试压结束后用于场地区域泼洒抑尘，不外排	不外排
		压裂返排液	COD、SS	间断	由罐车拉运至第三采油厂北 II-1 废压裂液无害化处理装置处理，处理后的污水管输至北十二深度污水处理站、北十三深度污水处理站处理同时满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022) 限值要求后回注油层。	不外排
	固体废物	钻井岩屑	石油烃	间断	由罐车拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理 II 站处理。	妥善处置
		钻井废液	石油烃	间断	由罐车拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理 II 站处理。	妥善处置
		非含油废防渗布	石油烃	间断	送第一采油厂工业固废处置场处理	妥善处置

		废射孔液	石油烃	间断	由罐车拉运至吉林省油田管理局农工商企业总公司处理，处理后的泥饼满足《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中规定的第 I 类一般工业固体废物标准后外运至第三采油厂综合利用垫井场或铺路，压滤水送往第三采油厂北三污水站处理，处理后的污水管输至北十二深度污水处理站、北十三深度污水处理站处理达标后回注油层。	妥善处置
		废旧设备、管线	--	间断	回收至采油三厂资产库	妥善处置
		施工废料	--	间断	拉运至第一采油厂工业固废填埋场处理	妥善处置
		废包装物	--	间断		妥善处置
		建筑垃圾	--	间断	由施工单位拉运至指定建筑垃圾临时消纳场处置	妥善处置
		清淤油泥	石油烃	间断	危险废物委托大庆蓝星环保工程有限公司处置	妥善处置
		清管废渣	清管废渣	间断	拉运至第一采油厂工业固废填埋场处理	妥善处置
		生活垃圾	生活垃圾	间断	集中收集交由环卫部门处置	妥善处置
	噪声	施工机械、运输车辆噪声	噪声	间断	优先选用低噪声施工机械和设备；采取基础减振降噪措施	声环境
	生态	占用土地	植被、动物、防沙治沙、水土流失	临时	加强井场管理及设备养护，防止原油、含油污水以及各种废液的跑冒滴漏；施工结束后，及时恢复被破坏的地表形态。对临时占用耕地进行表土留存，分层回填，整平翻松，对临时占用的草地回填平整后生态恢复。加强管理，规范施工人员行为，严禁随意践踏、碾压施工区范围之外的植被等	生态影响最小化

3.12.1.2 运营期

(1) 集输工艺

本项目基建55口油井，油井集输流程主要包括计量、分离、脱水外输工序，项目采油井场站分配情况见下表所示。

采油井场站分配情况见下表所示。

表 3.12-2 采油井场站分配情况表

序号	油井数	计量间	转油放水站		脱水站
1	9	9-4 号计量间	北五转油放水站 (15 口)		北 II-1 脱水站
2	6	9-7 号计量间			
3	12	3-8 号计量间	萨北 3 号转油站 (20 口)	北四放水站	

序号	油井数	计量间	转油放水站	脱水站
4	8	3-3 号计量间	(40 口)	
5	20	1-7 号计量间		
合计	55	/	/	/

油气集输就是把分布在油田各井口处未经处理的油气水混合物，用一定的方法收集起来，汇集到计转站，经计量后，通过油气初步分离，转输到联合站。在联合站油气经过分离、脱水、原油稳定等处理合格后外输。

油气集输系统包括集输站场和集输管网，其功能为油气的计量、处理和输送。本项目共涉及55口采油井，采油井场的采出物经5座计量间计量后依托北五转油放水站、萨北1号转油站、萨北3号转油站、北四放水站进行处理，处理后的低含水油输送至北II-1脱水站处理后的净化原油作为产品外输。各转油站湿气自压输送至上游联合站处理，湿气处理后再返输回各转油站。

①计量

油井采出液经集油管道输送至计量间，经流量计精确计量原油、天然气和水等流体的产量，数据通过数据化装置准确上报。同时计量间还负责单井掺水分配和油井热洗工作，确保油井的正常运行和维护。

②分离

计量间来液进入转油放水站内三合一（三相分离器）处理后，进入分离缓冲游离水脱除器进行处理，高含水原油输至脱水站，一部分含油污水加热升温后输至计量站掺水或热洗，另一部分含油污水输至污水处理站处理后回注。

③脱水外输

经转油放水站分离后的高含水油输送至脱水站进行脱水，站内采用一段游离水脱除、二段电脱水的两段脱水流程（水、聚驱一段分、二段合），水、聚驱转油（放水）站来液分别进入游离水脱除器放水，低含水油混合经脱水炉升温至55℃后，进脱水站二段电脱水处理，脱后净化油外输。

本工序运营期主要环境影响为依托场站（北五转油放水站、萨北1号转油站、萨北1号转油站、北四放水站、北II-1脱水站、北II-2脱水站）运行产生的燃烧烟气、油井井场及原油集输过程中产生的无组织烃类气体，油井作业产生的作业污水和落地油，井场抽油机及依托场站产生的噪声等。

（2）注水井配注

本项目共涉及15口注水井，全部为新井，项目驱油方式为水驱，单井采用“单干管单井”配水工艺，无依托注入站，高压水依托北二十注水站提供，单干管直接注入水井。

为防止注水井油管腐蚀、结垢，设计采用J55钢级的73mm防腐防垢防粘扣油管。注水井井口技术参数指标见下表所示。

表 3.12-3 注水井设计结果

序号	项目	设计结果
1	注入方式	分层注入 15 口水井
2	初期平均注水量	32m ³ /d
3	最高注水压力	15.47MPa
4	油管	J55 钢级，壁厚为 5.5mm、Φ73mm
5	油管材质	防腐防垢防粘扣油管
6	注水管柱	桥式偏心分层注水管柱
7	井口	注水井口 24.5MPa/Φ65mm

(3) 修井工艺

运营期依据单井产能情况，当产量下降，判断是井孔地层堵塞，则需进行修井等井下作业。在油井投入生产后，油井中的套管可能会出现堵塞、内径变小等各种状况，这会导致有些生产工具无法通过套管下入油气井内，从而导致油气井无法正常生产。在这种情况下就需要进行修井作业，也即是进行修复气井套管的作业。在修井作业中需要利用钻具对套管进行磨铣，以解除套管堵塞，从而保证生产工具能够通过套管下入油气井内。

本工序运营期主要环境影响为油井修井作业产生的作业污水、落地油、废防渗布，修井设备产生的噪声等。

运行期工艺流程及产污环节示意图见下图所示。

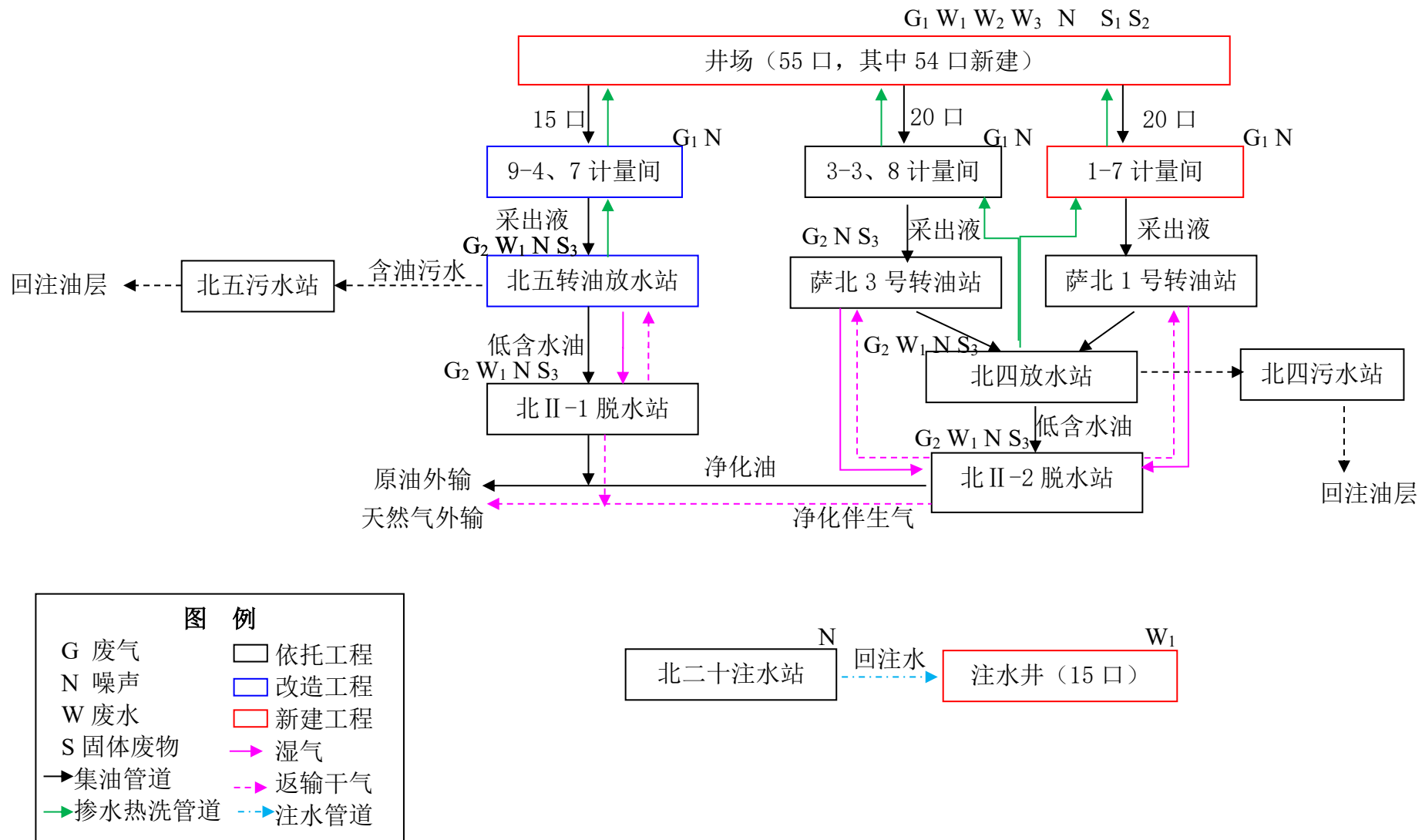


图 3.12-9 项目运行期工艺流程及产污环节示意图

本项目施工期污染源及减缓措施情况见下表所示。

表 3.12-4 运营期污染源及减缓措施情况汇总一览表

类别	序号	污染源	主要污染物	排放方式	治理措施
废气	G ₁	井场及集输无组织废气	非甲烷总烃	连续	密闭集输，定期巡检
	G ₂	北五转油放水站采暖炉 燃烧废气	颗粒物、SO ₂ 、 NO _x	间断	燃烧净化后的伴生气，低氮燃烧 +15m 高排气筒
		加热炉产生的燃烧烟气 (北五转油放水站)	SO ₂ 、NO _x 、 颗粒物、烟气 黑度	连续	燃烧清洁能源+15m 高排气筒
		加热炉产生的燃烧烟气 (萨北 1 号转油站)			燃烧清洁能源+20m 高排气筒
		加热炉产生的燃烧烟气 (萨北 3 号转油站)			燃烧清洁能源+20m 高排气筒
		加热炉产生的燃烧烟气 (北四放水站)			燃烧清洁能源+20m 高排气筒
		加热炉产生的燃烧烟气 (北 II-1 脱水站)			燃烧清洁能源+15m 高排气筒
		加热炉产生的燃烧烟气 (北 II-2 脱水站)			燃烧清洁能源+10m 高排气筒
废水	W ₁	采出水			
	W ₂	井下检修作业废水		间歇	检修作业污水经钢制污油回收槽收 集，由罐车回收后送至北五含油污 水处理站处理达标后回注油层
	W ₃	清防蜡洗井废水		间歇	通过热洗管线回收后进集输系统， 管输至北四污水站、北五含油污水 处理站处理达标后回注油层
	W ₄	洗井污水		间歇	由罐车回收后送至北五含油污水处 理站处理达标后回注油层
噪声	N ₁	采油树	L _{eq}	连续	选用低产噪设备、基础减振
	N ₂	电磁加热器橇		连续	选用低产噪设备、基础减振
固废	S ₁	油气开采、管道集输、 井下作业	落地油泥	间歇	运至萨北含油污泥处理站处理
	S ₂	修井作业	废防渗材料	间歇	委托有资质单位处置
	S ₃	依托场站	含油污泥	间歇	运至萨北含油污泥处理站处理

3.12.1.3 退役期

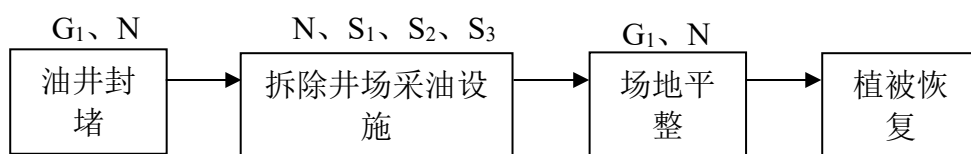
随着石油开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终井区将进入退役期。退役期主要包括封井、地面设备设施拆除、场地清理和修复等。

首先采用清水清洗注水通道，然后将固化堵剂和水泥浆从井口平推挤入地层并充满井筒、后凝固化，完成封层和封井。由于清洗后井筒中仍存在被油污、垢体和泥沙堵塞的区域，使固化堵剂和水泥浆无法进入这些区域，但是由于固化堵剂具有优良的胶结性能，且在凝固的过程中存在膨胀性，使该区域的堵塞物被挤压得更结实且能与固化堵剂胶合在一起，完成井筒的封固，使得地层的水在此井筒中无法形成窜流，达到了封井的目的。

完成封井后，拆除井口装置，地下截去一定深度的表层套管；将永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫清理，清除各种固体废物。然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。保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水窜层，成为污染地下水的通道。拆除的井场地面设施由施工单位运至指定地方存放，后期重复使用。

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；固体废物主要为设备拆除过程中产生的落地油，管道中残余的液体以及其余建筑垃圾，其中落地油收集后委托有资质单位清运处置，管道中残余的液体先试用氮气吹扫清理管道内部，清理干净后的管线两端使用盲板封堵，建筑垃圾收集后送周边工业固体废物填埋场填埋处置。废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏。

退役期废气污染源为施工扬尘 G1；生活污水 W1；噪声污染源为车辆噪声 N；固废污染源为废弃管线 S1、废弃建筑垃圾 S2、废防渗材料 S3。



图例：G 废气 N 噪声 S 固废

图 3.12-10 退役期工艺流程及排污节点图

本项目退役期污染源及治理措施情况见下表。

表 3.12-5 本项目退役期污染源及治理措施一览表

类别	序号	污染源	主要污染物	排放方式	治理措施
废气	G1	施工扬尘	颗粒物	间歇	洒水抑尘

废水	W1	生活污水	生活污水	间歇	排入施工现场附近场站内已建化粪池，定期由物业公司处理。
噪声	N	车辆噪声	L_{eq}	间歇	合理安排作业时间，控制车辆速度
固废	S1	废弃设备、管线	废设备、地理废弃 管线	间歇	维持现状，两端使用盲板封堵，废设备回收物资库
	S2	废弃建筑垃圾	废弃建筑垃圾	间歇	收集后送定点垃圾填埋场填埋
	S3	废防渗材料	废防渗材料	间歇	集中收集交有资质的单位处置

(5) 生态恢复措施

油田单井进行开采后期，油气储量逐渐下降，最终井区进入退役期。后期按照要求对井口进行封堵，并对井场生态恢复至原貌。采取的生态恢复措施如下：

①各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

②闭井后要拆除井架、井台，并对井场土地进行平整，清除地面上残留的污染物如原油等。

③经治理井口装置及相应设施应做到不漏油、不漏气、不漏电，井场无油污、无垃圾。

④将井场占地范围内的水泥平台和砂砾石路面进行清理，使井场恢复到原有自然状况。

3.12.2 生态影响因素分析

本项目建设对生态的影响主要在施工期，其不利影响主要表现为：场地平整、管沟开挖、施工机械、车辆和人员践踏等活动造成土壤扰动和植被的破坏。这种影响是短期可逆的。

(1) 新建井场对生态的影响

新钻油水井 75 口，利用井 5 口，基建油水井 70 口，其中油井 55 口，注水井 15 口，永久占地对周围生态环境影响主要体现在新增占地使原来连续分布的生态环境中形成斑块，产生地表温度、水分等物理异常，以及干扰地面植被，影响生态环境的类型和结构。

(2) 管线施工对生态的影响

本项目管线施工用地主要为临时占地，管道施工作业带宽度约 10m，其范围内的土壤和植被都可能受到扰动和破坏，尤其是管沟两侧 2-3m 内的植被破坏严重，土壤的结构、组成和理化性质发生改变，影响土壤和植被的恢复。

(3) 对土壤侵蚀的影响

施工对土地的开挖，造成土地裸露，加剧沿线的土壤风蚀。

(4) 对植被的影响

对植被最主要的影响是施工期占地范围内对植被破坏，另外土地开挖、车辆运输带起的扬尘自然沉降在周围植物的叶片上，阻塞气孔，影响植物呼吸作用和光合作用，有碍作物生长，还有车辆运行和施工机械的尾气含有 NO_x 等气体，可破坏敏感植物的叶组织，造成褪色伤斑。不过以上这些不利影响主要是短期的，随着施工期结束，这些影响也随之消失。

(5) 对野生动物的影响

本工程均在现有区块内进行，由于农村生活噪声及原有区块采油噪声，对区内动物的干扰早已存在。本项目生产期虽然会使区域噪声有所提高，但其影响贡献程度均较低，对附近鸟类等野生动物的噪声干扰相对较轻。项目运行后，将在原有的区块内增加一些新的油田建筑景观，在一段时间内将可能对附近鸟类等造成一定的干扰。

3.12.3 污染源强核算及防治措施

3.12.3.1 施工期污染源强核算及防治措施

(1) 废气

项目施工过程中废气包括施工扬尘、柴油发电机烟气、焊接烟尘和施工车辆尾气。

① 施工扬尘

施工期的主要废气来源于各施工作业场施工扬尘，主要来自管沟开挖、场地平整、车辆运输等过程中产生。

A、施工区内车辆运输引起的道路扬尘约占场地扬尘总量的 50% 以上，道路扬尘的起尘量与运输车辆的车速、载重量、轮胎与地面的接触面积、路面含尘量、相对湿度等因素有关。根据同类工程建设经验，施工期施工区内运输车辆大多行驶在土路便道上，路面含尘量高，道路扬尘比较严重。据有关资料，在距路边下风向 50m，TSP 浓度大于 $10\text{mg}/\text{m}^3$ ；距路边下风向 150m，TSP 浓度大于 $5\text{mg}/\text{m}^3$ 。因此，应加强路面洒水抑尘。

B、施工堆存过程中起尘及施工作业扬尘

项目占地主要为草地，在开挖管沟开挖过程中会产生土方，在管道未入管沟前将土方堆存在管沟一侧。土方堆存过程中在大风天气下的起尘，平整土地等路基施工过程中产生的扬尘，会对环境空气质量造成一定的影响。

C、工程开挖土石方将破坏原有沙生植被，致使地表产尘增加；建筑材料的运输、装卸过程以及堆放期间产生的地面扬尘，属于无组织排放，会造成管道沿线及其附近环境空气的 TSP 浓度增高。

建设单位拟采取如下措施减少施工扬尘：

a.施工土方及表土临时堆存于管道两侧，分层堆放，并设置遮盖，不准乱倒。

b.施工现场出现四级及以上的大风天气时禁止进行土方施工。清运余土和建筑垃圾时，要捆扎封闭严密，防止遗洒飞扬。

c.对裸露干燥的地面定期洒水，抑制施工过程扬尘量。

d.施工期表土堆放采取编织袋挡土墙临时拦挡，定期洒水抑尘。

项目施工期采取土方遮盖、定期洒水等抑尘措施同时管线采取“分层开发、分层堆放和分层回填”，各段施工工期较短，项目施工扬尘对周围环境空气造成的影响可接受且施工期对环境造成的影响随着施工结束而消失。

②焊接烟尘

项目管道焊接、站内汇管等改造主要方式为电焊，焊接过程中会产生少量焊接烟尘，焊接烟气中有毒有害气体的成份主要为CO、CO₂、O₃、NO_x、CH₄等，其中以CO所占的比例最大，但由于项目主要是对管线连接处作业，整体焊接量不大，产生的焊接烟尘量较小，且项目位于室外，空气扩散条件较好，对大气环境影响较小。

③施工机械及运输车辆排放的废气

在地面工程施工中使用多种燃油机动设备和运输车辆，会产生机械设备和车辆内燃机燃料燃烧废气，尾气中的主要污染物为颗粒物、NO_x、CO等，一般会造成局部的尾气浓度增大，但此类尾气为间断排放，随着机械、车辆使用频率的不同而随时变化，且施工机械和运输车辆尾气具有流动性和短暂性，施工区域位于室外开阔地带，仅对局部地点产生影响，且这种影响非常短暂。

④柴油发电机烟气

本工程钻井期间用电优先由区域现有供电系统提供，柴油发电机仅作为备用应急电源。钻井期间柴油发电机需定期试机，以保证其能够正常运转，试机约3天一次，每次约1h，试机时按全负荷运转的20%计。预计项目钻井期间柴油发电机试机消耗柴油约10.8t。柴油发电机废气的主要污染物为烃类、CO、NO₂、SO₂等。

根据《油田开发环境影响评价文集》，柴油机每马力小时耗柴油175g，产生CO 2.4g、NO₂ 10.99g、烃类 4.08g。据此，柴油机运转过程中排入大气中的CO、NO₂和总烃量可用下式计算：

$$Q_{CnHm} = 4.08 \times \frac{m}{175} \quad Q_{CO} = 2.40 \times \frac{m}{175} \quad Q_{NO_2} = 10.99 \times \frac{m}{175}$$

式中：m—柴油机消耗柴油量 t。

根据《车用柴油》（GB19147-2016）要求，车用柴油中硫的含量≤10mg/kg，燃烧1t柴油产生的SO₂为0.02kg。

因此，本工程钻井期间共向大气中排放烃类 0.252t，CO 0.148t，NO₂ 0.678t，SO₂ 0.0002t。本项目钻井期间大气污染物的排放量较小，且随着钻井工程的结束而消失，不会对周围大气环境产生明显影响。

⑤柴油罐呼吸气

在井场施工过程中使用多种燃油机动设备和运输车辆，配备钢制柴油罐 2 个 6t 卧式罐，储量合计约 12t 柴油，柴油储罐呼吸废气污染物排放量参照《污染源源强核算技术指南 石油炼制工业》（HJ982—2018）中的常压挥发性有机液体固定顶罐挥发性有机物年许可排放量计算公式进行核算，则施工期柴油储罐呼吸废气非甲烷总烃排放量为 0.120t，所在区域为开阔地带，利于废气的扩散，因此对局部地区的环境影响较轻。项目储罐仅在施工期使用，对环境的影响随着施工结束而消失。

⑥道路施工废气

本工程施工现场不设沥青熬炼拌合场，沥青搅拌在施工单位沥青搅拌厂进行，施工时由大庆石油管理局公路工程公司负责用汽车将拌合好的沥青碎石送到现场使用，因此施工中产生的沥青烟只是沥青拌合后挥发的沥青烟。由于沥青的凝固点低，在融化与碎石拌合后又迅速变为固态，并且沥青路面施工较少，沥青烟挥发量很小；灰土拌合粉尘，本工程道路施工灰土拌合采用路拌方式施工，路拌尘污染随施工处移动而移动，但其影响范围小，排放量较少。

⑦温室气体

本项目产生的温室气体主要为油田伴生气中含有的甲烷，及伴生气燃烧产生的 CO₂，本项目产生的烃类气体与甲烷协同控制，采取在井口装置安装密封垫，原油集输采用密闭管道集输流程，最大限度减少温室气体的逸散。黑龙江省不属于大气污染重点管控区域，因此，不做定量分析。

表 3.12-6 施工期大气污染物排放统计表

序号	污染物	排放总量 (t)	说明
1	SO ₂	0.0002	柴油发电机
2	NO _x	0.678	
3	烟尘	2.34	
4	CO	0.148	
5	HC	0.252	
6	非甲烷总烃	0.120	柴油储罐
7	沥青烟、粉尘	少量	道路施工
8	粉尘、CO 等	少量	管线施工、焊接
9	扬尘	少量	施工作业

10	颗粒物、NO _x 、CO 等	少量	车辆废气
----	---------------------------	----	------

(2) 废水

项目施工期废水主要为施工人员的钻井废水、生活污水、压裂返排液和试压废水。

①生活污水

生活用水均由水罐车拉运至井场和施工区。

单井钻井周期为 7d，常驻井场人员按 10 人计算，根据，生活用水量按 80L/d·人计，生活污水产生量按用水量 80%计，则单井钻井周期内生活污水产生量为 4.48m³，本项目钻井 75 口，钻井工程施工期的生活污水产生量约为 336m³，生活污水进入施工营地暂设的防渗生活污水池，施工结束后及时清掏并卫生填埋。

项目采油井场和地面工程施工人数约 60 人，施工天数约 120d，生活用水量按 80L/d·人计，施工期生活用水量为 576m³，生活污水按用水量的 80%计，产生量为 460.8m³，排入本项目场站及阀组间内已建化粪池，定期由物业公司庆南工矿服务公司处理。

②试压废水

管道试压水选用洁净水为介质，用罐车由附近水站拉运至施工场地。

管道试压作业总长 50.68km，试压水按 3 次重复利用计。其中集油掺水管线长度 42.68km，管径范围Φ76~219；注水支线长度 8km，管径范围Φ60~219；管线试压水量按 $V = \pi r^2 L$ 计算，得到试压总用水量为 1042m³。损耗量按 2%计，最终试压废水量为 1021m³，该废水中主要含少量铁锈和泥屑。本项目采取分段式压，试压废水试压结束后用于场地区域泼洒抑尘，不外排。

③压裂返排液

根据工程开发方案，本工程对 26 口注采井（21 口采油井、5 口注入井）进行压裂，根据大庆油田多年施工经验，单井压裂返排液产生量约 30~40m³/井，本次按最大产生量 40m³/井计，则压裂返排液产生量为 1040m³，压裂返排液由罐车拉运至第三采油厂北 II -1 废压裂液无害化处理装置处理，处理后的污水管输至北十二深度污水处理站、北十三深度污水处理站处理，同时满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。

④钻井废水

钻井废水主要来自钻井过程中冲洗钻台、钻具、设备等产生的废水，主要含有泥浆和岩屑等。钻井废水的产生量随井深和钻井周期变化，每钻进 1m 平均将排放钻井废水

0.02m³。钻井总进尺约 7.47×10⁴m，产生钻井废水约 1494m³，这部分废水与相应泥浆、岩屑最终由罐车拉运，依托大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理 II 站处理。

项目施工期废水产生及排放情况详见表 3.12-7。

表 3.12-7 施工期废水污染物排放量表

序号	种类		产生量 (m ³)		主要污染物	治理措施
			单井	总计		
1	钻井废水		/	1494	石油类、悬浮物	由罐车拉运，依托大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理 II 站处理
2	试压废水		/	1021	石油类、悬浮物	试压废水试压结束后用于场地区域泼洒抑尘，不外排
3	压裂返排液		40	1040	石油类、悬浮物	由罐车拉运至第三采油厂北 II-1 废压裂液无害化处理装置处理
4	生活污水	钻井期	4.48	336	COD、NH ₃ -N	钻井工程施工期的生活污水进入施工营地暂设的防渗生活污水池，施工结束后及时清掏并卫生填埋
		地面建设	/	460.8		排入本项目场站及阀组间内已建化粪池，定期由物业单位处理

(3) 噪声

施工期产生的噪声主要施工机械和车辆运营噪声，参考《环境噪声与振动控制工程技术导则》(HJ 2034-2013) 附录 A 中的噪声源强数据，具体排放情况见表 3.12-8。

表 3.12-8 本项目施工期噪声源统计表

序号	设备名称	声源性质	噪声值 dB(A)	测点距声源距离
1	柴油发电机	连续稳态声源	120~130	1m
2	挖掘机	非连续稳态声源	82~90	5m
3	推土机	非连续稳态声源	83~88	5m
4	钻机	连续稳态声源	95~105	1m
5	泥浆泵	连续稳态声源	88~95	5m
6	钻井泵	连续稳态声源	88~95	5m
7	振动筛	连续稳态声源	95~105	1m
8	搅拌机	连续稳态声源	100~110	1m
9	压路机	非连续稳态声源	80~90	5m
10	电焊机	连续稳态声源	60~70	1m
11	运输车辆	非连续稳态声源	82~90	5m

(4) 固废

项目施工过程中产生的固体废弃物主要包括废钻井液、钻井岩屑、废射孔液、非含油防渗布、清淤油泥、清管废渣、建筑垃圾、废包装袋、施工废料、废旧设备管线以及施工人员生活垃圾。

①废旧设备、管线

本次北五转油放水站改造过程中更换水驱外输泵 2 台，更新单井集油掺水管道 37.64km，拆除废旧设备、管线均回收至采油三厂资产库。

场站机泵设备拆除更换前系统物料全部泵输进联合站罐体储存，拆除前全部使用氮气系统扫线，确保安全的情况下进行设备更换施工，不会有油污落地，机泵等设备整体拆除回收至采油三厂资产库。

②施工废料

本项目施工废料主要为焊接施工中产生废焊条和管道接口防腐施工过程中产生的废防腐材料。管道施工废料产生量以 200kg/km 管道计，本项目管道建设总长度 50.68km，因此，施工废料产生量约为 10.1t。施工废料拉运至第一采油厂工业固废填埋场处理。

③生活垃圾

钻井工程钻井期间井队在井人数为 10 人，钻井期 7 天，每人产生生活垃圾 0.5kg/d 计，则每口井钻井期间产生生活垃圾 35kg。本项目钻井 75 口，钻井期间共产生生活垃圾 2.6t；地面建设期间施工人员 60 人，施工期 120 天，每人产生生活垃圾 0.5kg/d 计，施工期生活垃圾产生量为 3.6t，生活垃圾统一收集后运至大庆城控电力有限公司处理。

④建筑垃圾

井排路改造工程、通井路工程等施工活动中将产生废砣块、废砖块等建筑垃圾，产生量约为 580m³，建筑垃圾由施工单位拉运至龙凤区南一路与大广路交叉口西侧的建筑垃圾临时消纳场处置。

⑤废射孔液

本工程 75 口井需要射孔，根据油田以往施工经验，每口井产生废射孔液约 40m³，共计产生废射孔液 3000m³。本项目射孔时间约 100d，废射孔液平均每天产生量约 30m³。废射孔液属于一般固体废物，根据《一般固体废物分类与代码》（GB/T39198-2020），废射孔液的分类代码为 071-001-99。由罐车拉运至吉林省油田管理局农工商企业总公司处理，处理后的泥饼满足《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中规定的第 I 类一般工业固体废物标准后外运至第三采油厂综合利用垫井场或铺路，压

滤水送往第三采油厂北三污水站处理，处理后的污水管输至北十二深度污水处理站、北十三深度污水处理站处理达标后回注油层。

⑥废钻井液

废钻井液是指钻井过程中无法利用或钻井完工后废弃的泥浆和废水，其性质由使用的钻井液决定，其排放量随井深而变。根据建设单位提供的可研文件，本项目钻井液用量约 8760m³，废钻井液量为 7072m³，根据《一般固体废物分类与代码》

（GB/T39198-2020），其代码为 071-001-99。由罐车拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理 II 站处理。

⑦钻井岩屑

钻井过程中，岩石经钻头和泥浆的研磨而破碎成岩屑，其中部分岩屑混进泥浆中，剩余的岩屑经泥浆循环携带至井口，在地面经振动筛分离出来，存放于井场废砂池，完井后与废钻井液一起处理。钻井岩屑的产生量按单井 1000m 进尺岩屑产生量最大约为 24m³，总进尺 7.47×10⁴m，则本工程岩屑的产生总量约 1792.8m³，根据《一般固体废物分类与代码》（GB/T39198-2020），其代码为 071-001-99。由罐车拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理 II 站处理。

⑧清淤油泥

北二十注水水站改造过程中对 2 座储水罐内外防腐工程进行完善，需要进行清淤，根据场站以往清淤记录，预计清理含油污泥 2t，根据《国家危险废物名录》（2025 年版），清淤含油污泥为危险废物，危废代码为 HW08/ 071-001-08，委托大庆蓝星环保工程有限公司处理，处理后满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）油田含油污泥经处置后泥渣利用污染物控制限值后，用作油田垫井场和通井路。

⑨非含油废防渗布

本项目钻前工程期间，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，75 口井会产生一定量的非含油废防渗布，其属于一般工业固体废物，对照《一般固体废物分类与代码》（GB T39198-2020）中相关划分方法，本项目产生非含油废防渗布代码为 071-001-99。根据大庆油田已有生产经验，单井非含油废防渗布产生量约为 0.05t，本项目产生量约为 3.75t，拉运至第一采油厂工业固废填埋场进行填埋处理。

⑩废包装物

本项目钻井作业期间使用的原辅材料中，膨润土等原料基本无毒性，此类包装袋均属于一般工业固体废物，对照《一般固体废物分类与代码》（GB T39198-2020）中相关

划分方法，本项目产生废弃包装袋代码为 071-001-07。根据大庆油田已有生产经验，单井膨润土、纯碱等废包装袋产生量约为 0.0015t，本项目共 75 口钻井工程，故膨润土、纯碱等废包装袋产生量约为 0.1125t，属于一般固体废物，拉运至第一采油厂工业固废填埋场进行填埋处理。

⑪清管废渣

管道在下沟回填前，采用清管球（器）进行清管，类比同类项目，每公里管线清管时产生的废渣量约为 1.75kg，本项目管线长 50.89km，产生清管废渣为 0.089t。清管废渣为一般固废，统一拉运至第一采油厂工业固废填埋场处理。

表 3.12-9 本工程施工期固体废物产生量统计表

序号	污染物名称	产生量	废物类型	处置去向
1	废旧设备	2 台套	一般废物	全部回收至采油三厂资产库；更换变压器由电力运维分公司统一拆除更换，废变压器由电力运维分公司统一回收入库备用，不拆解。
	废管线	37.64km		
2	施工废料	10.1t	一般废物	拉运至第一采油厂工业固废填埋场处理
3	生活垃圾	6.2t	生活垃圾	由环卫部门拉运至大庆城控电力有限公司进行处理
4	建筑垃圾	580m ³	一般废物	由施工单位拉运至南一路与大广路交叉口西侧的建筑垃圾临时消纳场处置
5	废射孔液	3000m ³	一般废物	由罐车拉运至吉林省油田管理局农工商企业总公司处理
6	废钻井液	7072m ³	一般废物	由罐车拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理 II 站处理
7	钻井岩屑	1792.8 m ³	一般废物	由罐车拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理 II 站处理
8	清淤油泥	2t	危险废物	委托大庆蓝星环保工程有限公司处置
9	清管废渣	0.089	一般废物	拉运至第一采油厂工业固废填埋场处理
10	废包装物	0.1125	一般废物	拉运至第一采油厂工业固废填埋场处理
11	非含油废防渗布	3.75	一般废物	拉运至第一采油厂工业固废填埋场处理

(5) 生态环境

项目施工期进行管沟开挖和回填，会破坏土壤原有结构，改变土壤质地，影响土壤养分，影响土壤紧实度和物理性质。车辆行驶和机械作业时机械设备的碾压、施工人员的践踏等都会对土壤的紧实度产生影响，同时会对植被和野生动物产生影响，因此需要采取一定的生态恢复措施。

①在开挖地表、平整土地时，对表土进行单独堆放，并采取编织袋挡土墙临时拦挡；对施工中产生的临时堆土采取编织袋挡土墙临时拦挡。施工完毕，应尽快整理施工现场，将表土覆盖在原地表，以恢复植被，对临时占地进行植被恢复或者平整土地，恢复原有用地性质。

②凡涉及破坏地表植被的各类建设活动，必须同时实施植被破口锁边工程（生物锁边为主、工程锁边为辅），避免植被破口形成后自然向外扩展。

③对于施工过程中破坏的植被，要制定补偿措施。

④建设单位应严格按照环保有关要求，所有生态措施应在井场投运半年内完成。

3.12.3.2 运营期污染源及防治措施

(1) 废气

根据对本项目的性质和环境要素分析可知，本工程运行期大气污染源主要为依托场站现有加热炉产生的燃烧烟气、油井产液集输过程中无组织排放的烃类气体。

①井场无组织废气

本工程建成投产后，井场采出物采用密闭输送，采油树阀门泄漏形成的无组织挥发性有机废气，主要成分为非甲烷总烃。非甲烷总烃挥发量按《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南（试行）》中的规定，油田开采为 1.4175g/kg 原油，本工程建成后新增原油产能 $2.48 \times 10^4 \text{t/a}$ ，则本次产能非甲烷总烃挥发量为 35.154t/a 。

根据油田运行多年经验，其中井场占比约 30%，经核算本工程井场非甲烷总烃逸散量为 10.546t/a 。单井井场计算过程如下：单井场非甲烷总烃逸散量为 $10.546 \times 1000 / 55 / 8760 = 0.022\text{kg/h}$ 。

本工程油气集输全过程采用管输的方式，容易泄漏的管线接口、阀门等关键危险部位均采用先进设备和材料，严格控制油品泄漏对大气环境的影响，井口密封并设紧急截断阀，可有效减少无组织烃类的挥发。

②依托场站加热炉烟气

本工程运行期产生的废气主要来自依托萨北 1 号转油站、萨北 3 号转油站、北五转油放水站、北四放水站、北 II-1 脱水站、北 II-2 脱水站加热炉产生烟气，加热炉为燃气炉，产生的烟气较为清洁。

根据工程开发方案，本产能工程新增燃气量为 $126.3 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，新增废气量约为 $1427.4 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ；其中北五转油放水站新增耗气量为 $36.4 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，新增废气量约为 $411.5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ；萨北 1 号转油放水站新增耗气量为 $3.9 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，新增废气量为 $44.2 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ；萨北 3 号转油放水站新增耗气量为 $4.7 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，新增废气量为

52.7×10⁴m³/a；北四放水站新增耗气量为 3.3×10⁴m³/a，新增废气量为 37.8×10⁴m³/a；北 II-1 脱水站新增耗气量为 26.2×10⁴m³/a，新增废气量为 295.9×10⁴m³/a；北 II-2 脱水站新增耗气量为 51.8×10⁴m³/a，新增废气量为 585.2×10⁴m³/a。

加热炉烟气量参考《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》（HJ953-2018），天然气实际烟气量按以下经验公式计算：

$$V_{gy}=0.285Q_{net}+0.343 \quad \text{单位：Nm}^3/\text{m}^3$$

式中：V_{gy}——基准烟气量，Nm³/m³

Q_{net}——天然气低位发热量，本项目取 38.5MJ/m³

经计算，天然气基准烟气量为 11.3Nm³/m³。

本次工程气源与现有萨北 1 号转油站、萨北 3 号转油站相同，根据现有萨北 1 号转油站、萨北 3 号转油站监测数据，加热炉排放的废气中颗粒物平均值约为 8.9mg/m³，SO₂ 平均值约为 16mg/m³，NO_x 平均值约为 90mg/m³，能够满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 中新建燃气锅炉标准限值要求。本项目类比现有监测数据中的污染物平均值核算分担到依托场站加热装置的污染物排放量，如下表所示。

表 3.12-10 依托场站加热装置污染物排放量（分担量）

场站名称	排气筒高度 (m)	燃气量 (万 Nm ³ /a)	烟气量 (万 Nm ³ /a)	年运行时间 (h)	污染物排放情况 (t/a)		
					颗粒物	SO ₂	NO _x
北五转油放水站	15	36.4	411.5	8760	0.037	0.037	0.309
萨北 1 号转油站	20	3.9	44.2	8760	0.004	0.004	0.038
萨北 3 号转油站	20	4.7	52.7	8760	0.005	0.005	0.041
北四放水站	20	3.3	37.8	8760	0.004	0.003	0.032
北 II-1 脱水站	15	26.2	295.9	8760	0.027	0.027	0.225
北 II-2 脱水站	10	51.8	585.2	8760	0.051	0.059	0.410
合计		126.32	1427.4	/	0.128	0.135	1.055

③采暖炉烟气

本次对北五转油放水站 1 号采暖炉燃烧器进行更换，耗气量不增加，本次工程气源与现有北五转油放水站加热炉相同，类比现有北五转油放水站加热炉监测数据，加热炉排放的废气中颗粒物为 7.9~8.9mg/m³，SO 为 6~9mg/m³，NO_x 为 64~75mg/m³，能够满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 中新建燃气锅炉标准限值要求。

本次类比现有加热炉烟气污染物最大值核算，北五转油放水站更换采暖炉烟气污染物排放见下表。

表 3.12-11 采暖炉污染物排放量

场站名称	排气筒高度	燃气量 (万 Nm ³ /a)	烟气量 (万 Nm ³ /a)	年运行时间 (h)	污染物排放情况 (t/a)		
					颗粒物	SO ₂	NO _x
采暖炉	15m	5	56.5	8760	0.005	0.005	0.042

(2) 废水

本工程运营期产生的废水主要为正常工况下的油田采出水、非正常工况下的油井检修作业污水、清防蜡洗井污水及生活污水。

①采出水

本工程运营期正常工况下产生的废水主要为采出水。油气田开发过程中的采出水是伴随着原油从地层开采出来的，主要来源于油藏本身的底水、边水和注汽凝结水。根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》“07 石油和天然气开采业行业系数手册”采出水产污系数。本项目建成后采油井产油量为 $2.48 \times 10^4 \text{ t/a}$ ，综合含水率为 81%，A 取 0.81。

根据计算可知，本项目采出水产生量 105726 t/a ，产生浓度依次为 100 mg/L ，石油类的产生量为 10.573 t/a 。本项目油井采出水经集输系统最终输至进入北四污水站、北五含油污水处理站处理后出水同时满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排。

②井下作业废水

井下检修作业废水：主要包括换泵换杆、洗井修井等作业。产污环节主要是拆卸井口和油管起下过程中产生的污油污水、废液的返排、冒溢及滴漏等。类比大庆油田有限责任公司第三采油厂多年运营作业结果可知，油井作业周期 1.5 年，作业污水产生量 $4 \text{ m}^3/\text{井次}$ ，油井作业污水量约 $146.7 \text{ m}^3/\text{a}$ 。主要污染物为石油类、悬浮物，作业时需铺设防渗布。油井检修作业污水经钢制污油回收槽收集，由罐车回收后送至北五含油污水处理站处理同时满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排。

③清防蜡洗井废水：项目油井清防蜡方式为热洗，热洗周期为 40d，热洗强度为 $20 \text{ m}^3/\text{h}$ ，单口井洗井时间为 2.5-3h，则单口井热洗 1 次产生最大废水量为 60 m^3 ，项目油井共 55 口，共产生热洗废水量约为 $3300 \text{ m}^3/\text{次}$ ，一年大约洗井 10 次，共产生洗井废水 $33000 \text{ m}^3/\text{a}$ ，热洗废水通过热洗管线回收后进集输系统，管输至北四污水站、北五含油污水处理站处理同时满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排。

④洗井污水：本项目基建 15 口注入井，注入井洗井周期 1 年，洗井用水量约为 $120 \text{ m}^3/\text{井} \cdot \text{次}$ ，则洗井用水量约 $1800 \text{ m}^3/\text{a}$ ，洗井污水产生量按用水的 95% 计算，则本项目洗井

污水产生量为 1710m³/a，洗井污水由罐车回收后送至北五含油污水处理站处理同时满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排。

⑤运营期不新增劳动定员，不新增生活污水。

（3）噪声

建设项目运营期噪声源主要是抽油机机械噪声等设备噪声，主要噪声污染源强核算结果及相关参数一览表见表 3.12-12。

表 3.12-12 噪声污染源源强核算结果及相关参数表

工序/生产线	装置	噪声源	声源类型	噪声声源		降噪措施		噪声排放值		持续时间(h)
				核算方法	噪声值 dB (A)	工艺	降噪效果	核算方法	噪声值 dB (A)	
井场	抽油	抽油机	连续	类比法	65-80	低噪声设备、定期保养	/	类比法	65~80	8760
井场	修井作业	修井机	连续	类比法	75-80	低噪声设备、定期保养	/	类比法	75-80	作业期间

（4）固体废物

项目运营期产生的固体废物主要有正常工况下产生的含油污泥，非正常工况下产生的落地油、含油废防渗布。

①含油污泥

结合油田实际产生情况，类比现有工程多年统计数据，生产万吨原油的排泥量（固相）一般按约 0.3t 计算，本项目产能 2.48×10⁴t/a，则本项目含油污泥产生量 0.74t/a，为危险废物，危废代码为 HW08/071-001-08，拉运至萨北含油污泥处理站减量化处理后再委托大庆圣德雷特化工有限公司处理，处理后满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）油田含油污泥经处置后泥渣利用污染物控制限值后，用作油田垫井场和通井路。

②落地油

由于该区块地层压力较低，加上作业期间污水由罐车回收，因此产生的落地油量很少。考虑意外情况且按最不利状态，一般每口井作业期间产生的落地油可按 50kg/井·次，作业频率一般 1.5 年，本项目油井 55 口，因此作业产生的落地油为 1.8t/a，为危险废物，危废代码为 HW08/071-001-08，落地油统一收集拉运至萨北含油污泥处理站减量化处理后再委托大庆圣德雷特化工有限公司处理，处理后满足《油田含油污泥处置与利用污染

控制要求》(DB23/T 3104-2022)油田含油污泥经处置后泥渣利用污染物控制限值后,用作油田垫井场和通井路。

③含油废防渗布

根据油田现场的实际生产情况调查,每口油井作业面积约 400m²,防渗布重量按 500g/m²计,可计算单井产生量约 0.2t,本项目油井共计 55 口,则含油废防渗布产生量约为 11t/a,根据《国家危险废物名录》(2025 年版),含油防渗布为危险废物,危废代码为 HW08/900-249-08,拉运至采油三厂危险废物规范化储存库暂存,最终委托有资质单位进行处理。

本项目危险废物具体情况见下表。

表 3.12-13 危险废物情况一览表

序号	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量 t/a	产生工序	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危险特性	污染防治措施
1	含油污泥	HW08 废矿物油与含矿物油废物	071-001-08	0.74	设备清淤	液态	油泥砂	石油类	设备清淤每年一次	T、I	拉运至萨北含油污泥处理站处理
2	落地油	HW08 废矿物油与含矿物油废物	071-001-08	1.8	油井作业	液态	油泥砂	石油类	油井作业 1.5 年/次	T、I	拉运至萨北含油污泥处理站处理
3	作业废防渗布	HW08 废矿物油与含矿物油废物	900-249-08	11	作业	固态	油泥砂	石油类	油井作业 1.5 年/一次	T、I	由有资质单位进行处理

3.12.3.3 退役期污染源及防治措施

退役期建议建设单位参照《废弃井及长停井处置指南》(SY/T6646-2017)以及《油气田开发生产井报废规定》(Q/SY36-2007)进行报废井申请审批、报废井弃井作业、暂停井保护作业及长停井监控等。

(1) 废气

退役期废气主要是施工过程中产生的扬尘,采取以下措施:

①要求退役期作业时,采取洒水抑尘的降尘措施,同时要求严禁在大风天气进行作业。

②运输车辆使用符合国家标准的油品。

③退役期封井施工过程中,应加强施工质量管理,避免出现封井不严等非正常工况的烃类泄漏。

(2) 废水

本项目退役期管线内介质均由压缩空气吹扫至后续集输管线进入集输系统处理。退

役期施工约 30d,施工人数 20 人,根据黑龙江省地方标准《用水定额》(DB23/T727-2021),生活用水量每人 80L/d,生活用水量共计 48m³。生活污水产生量按生活用水的 80%计算,则生活污水产生量为 38.4m³。退役期生活污水排入施工现场附近场站内已建化粪池,定期由物业公司处理。

(3) 噪声

退役期噪声主要为运输车辆产生的噪声,主要采取以下措施:

- ①选用低噪声机械和车辆。
- ②加强设备检查维修,保证其正常运行。
- ③加强运输车辆管理,合理规划运输路线,禁止运输车辆随意高声鸣笛。

(4) 固废

退役期固废主要为废弃管线、建筑垃圾、废防渗材料,采取以下措施:

①废弃管线维持现状,避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏,管线内物质应清空干净,并按要求进行吹扫,确保管线内无残留采出液,管线两端使用盲板封堵。

②地面设施拆除、井场清理等工作中会产生建筑垃圾,集中清理收集后送一般固体废物垃圾填埋场进行处置。

③退役期管线等钻井设备拆除过程中应铺设防渗布,防止原油或废液泄漏污染地面。废防渗材料(HW08 900-249-08)产生量为 0.5t/a,收集后交由有资质单位处置。

④对完成采油的废弃井应封堵,拆除井口装置,截去地下 1m 内管头,最后清理场地,清除各种固体废弃物,自然植被区域自然恢复。

⑤运输过程中,运输车辆均加盖篷布,以防止行驶过程中固体废物的散落。

(5) 生态恢复措施

油田单井进行开采后期,油气储量逐渐下降,最终井区进入退役期。后期按照要求对井口进行封堵,并对井场生态恢复至原貌。采取的生态恢复措施如下:

①各种机动车辆固定线路,禁止随意开路。

②闭井后要拆除抽油机,并对井场土地进行平整,清除地面上残留的污染物如原油等。

③经治理井口装置及相应设施应做到不漏油、不漏气、不漏电,井场无油污、无垃圾。

④将井场占地范围内的水泥平台和砂砾石路面进行清理,使井场恢复到原有自然状况。

本项目施工期污染源源强核算结果及相关参数汇总见表 3.12-14~表 3.12-17, 运行期污染源源强核算结果及相关参数汇总见表 3.12-18~表 3.12-21, 退役期污染源源强核算结果及相关参数汇总见表 3.12-22~表 3.12-25。

表 3.12-14 施工期废气污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	污染源	污染物	污染物产生				治理措施		污染物排放				排放时间
				核算方法	废气产生量 m ³	产生浓度 mg/m ³	产生量 t	工艺	效率%	核算方法	废气排放量 m ³	排放浓度 mg/m ³	排放量 t	
钻井井场、管线施工	场地	施工扬尘	颗粒物	/	/	/	少量	洒水抑尘		/	/	/	少量	施工期
	柴油机	井场柴油机烟气	SO ₂	产污系数法	/	/	0.0002	/	/	产污系数法	/	/	0.0002	钻井期
			NO _x			/	0.678					/	0.678	
			烟尘			/	2.34					/	2.34	
			CO			/	0.148					/	0.148	
			HC			/	0.252					/	0.252	
	柴油罐	柴油罐	NHHC	产污系数法	/	/	0.120	/	/	产污系数法	/	/	0.120	
	车辆	车辆尾气	SO ₂ NO _x TSP	由于车辆数量和每辆车行驶的公里数不易确定，固不对其进行定量计算				施工车辆选用高标号汽柴油，尾气达标排放		/	/	/	/	施工期
道路施工	道路施工	沥青烟、粉尘	少量				/		/	/	/	/	施工期	
焊机	施工场地	CO CO ₂ O ₃ NO _x CH ₄	焊接点较少，产生的焊接烟尘量较小				/		/	/	/	/	施工期	

表 3.12-15 施工期废水污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	污染源	污染物	污染物产生			治理措施		污染物排放			排放时间		
				核算方法	废水产生量 m ³	产生浓度 mg/L	产生量 t	工艺	效率 %	核算方法	废水排放量 m ³		排放浓度 mg/L	排放量 t
钻井	钻井设备	钻井废水	COD、SS	类比法	1494	/	/	由罐车拉运，依托大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理 II 站处理	100	类比法	0	0	0	钻井期
管线试压	试压	试压废水	SS		1021	/	/	试压废水试压结束后用于场地区域泼洒抑尘，不外排	100		0	0	0	施工期
压裂	压裂	压裂返排液	石油类		1040	/	/	由罐车拉运至第三采油厂北 II-1 废压裂液无害化处理装置处理			0	0	0	
施工	生活	生活污水	COD		796.8	300	0.239	钻井工程施工期的生活污水进入施工营地暂设的防渗生活污水池，施工结束后及时清掏并卫生填埋；地面工程施工期排入本项目场站及阀组间内已建化粪池，定期由物业单位庆南工矿服务公司处理	/		796.8	300	0.239	0.024
			氨氮	30		0.024	/		30					

表 3.12-16 施工期噪声污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	噪声源	声源类型（频发、偶发等）	噪声源强		降噪措施		噪声值排放		持续时间
				核算方法	噪声值/dB	工艺	降噪效果	核算方法	噪声值/dB	

					(A)		/dB (A)		(A)	
钻井井场 管线施工	施工机械	柴油发电机	连续稳态声源	类比法	120~130	基础减震、隔声	-35	类比法	85~95	施工期
		挖掘机	非连续稳态声源		82~90	定期维护保养	/	类比法	82~90	
		推土机	非连续稳态声源		83~88	定期维护保养	/	类比法	83~88	
		钻机	连续稳态声源		95~105	减振、低噪电机	-10	类比法	85~95	
		泥浆泵	连续稳态声源		88~95	基础减震	-10	类比法	78~85	
		钻井泵	连续稳态声源		88~95	基础减震	-10	类比法	78~85	
		振动筛	连续稳态声源		95~105	基础减震	-10	类比法	85~95	
		搅拌机	连续稳态声源		100~110	基础减震、隔声	-20	类比法	80~90	
		压路机	非连续稳态声源		80~90	定期维护保养	/	类比法	80~90	
		电焊机	连续稳态声源		60~70	选取低噪声设备	/	类比法	60~70	
		运输车辆	非连续稳态声源		82~90	定期维护保养	/	类比法	82~90	

表 3.12-17 施工期固体废物污染源强核算结果表

序号	污染物名称	产生情况		处置措施		处置去向
		核算方法	产生量	工艺	处置量	
1	废旧设备	更换数量核算	2 台套	回收	2 台套	全部回收至采油三厂资产库；更换变压器由电力运维分公司统一拆除更换，废变压器由电力运维分公司统一回收入库备用，不拆解。
	废管线	更换数量核算	37.64km	回收	37.64km	
2	施工废料	类比法	10.1t	填埋	10.1t	拉运至第一采油厂工业固废填埋场处理
3	生活垃圾	类比法	6.2t	焚烧	6.2t	由环卫部门拉运至大庆城控电力有限公司进行处理
4	建筑垃圾	类比法	580m ³	填埋	580m ³	由施工单位拉运至南一路与大广路交叉口西侧的建筑垃圾临时消纳场处置
5	废射孔液	类比法	3000m ³	无害化处理	3000m ³	由罐车拉运至吉林省油田管理局农工商企业总公司处

						理
6	废钻井液	类比法	7072m ³	无害化处理	7072m ³	由罐车拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理Ⅱ站处理
7	钻井岩屑	类比法	1792.8 m ³	无害化处理	1792.8 m ³	由罐车拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理Ⅱ站处理
8	清淤油泥	类比法	2t	有资质单位处置	2t	委托大庆蓝星环保工程有限公司处置
9	清管废渣	类比法	0.089	填埋	0.089	拉运至第一采油厂工业固废填埋场处理
10	废包装物	类比法	0.1125	填埋	0.1125	拉运至第一采油厂工业固废填埋场处理
11	非含油废防渗布	类比法	3.75	填埋	3.75	拉运至第一采油厂工业固废填埋场处理

表 3.12-18 运营期废气污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	污染源	污染物	污染物产生					治理措施		污染物排放					排放时间/h
				核算方法	废气产生量万 m ³ /a	产生浓度 mg/m ³	产生速率 kg/h	产生量t/a	工艺	效率/%	核算方法	废气排放量万 m ³ /a	排放浓度 mg/m ³	排放速率 kg/h	排放量 t/a	
原油开采	井场、场站、管线等	无组织排放	非甲烷总烃	产污系数法	—	—	--	35.154	密闭输送	0	产污系数法	—	—	--	35.154	8760
北五转油放水站	采暖炉	采暖炉排气筒	SO ₂	类比法	56.6	8.9	0.001	0.005	清洁燃料+15m	0	类比法	—	8.9	0.001	0.005	8760
			NO _x			9	0.001	0.005		0			9	0.001	0.005	
			颗粒物			75	0.005	0.042		0			75	0.005	0.042	
油气集输	北五转油放水站	加热炉排气筒	SO ₂	实测法、类比法	411.5	8.9	0.004	0.037	排气筒	0	实测法、类比法	—	8.9	0.004	0.037	8760
			NO _x			9	0.004	0.037		0			9	0.004	0.037	
			颗粒物			75	0.035	0.309		0			75	0.035	0.309	

工序	装置	污染源	污染物	污染物产生				治理措施		污染物排放				排放时间/h	
				核算方法	废气产生量万 m ³ /a	产生浓度 mg/m ³	产生速率 kg/h	产生量t/a	工艺	效率/%	核算方法	废气排放量万 m ³ /a	排放浓度 mg/m ³		排放速率 kg/h
萨北1号转油站	加热炉排气筒		SO ₂	44.2	10	0.0005	0.004	清洁燃料	0	—	10	0.0005	0.004	8760	
			NO _x		9	0.000	0.004				0	9	0.000		0.004
			颗粒物		85	0.004	0.038				0	85	0.004		0.038
萨北3号转油站	加热炉排气筒		SO ₂	52.7	9.1	0.001	0.005	+20m排气筒	0	—	9.1	0.001	0.005	8760	
			NO _x		10	0.001	0.005				0	10	0.001		0.005
			颗粒物		78	0.005	0.041				0	78	0.005		0.041
北四放水站	加热炉排气筒		SO ₂	37.8	10	0.0004	0.004	筒	0	—	10	0.0004	0.004	8760	
			NO _x		9	0.0004	0.003				0	9	0.0004		0.003
			颗粒物		85	0.004	0.032				0	85	0.004		0.032
北II-1脱水站	加热炉排气筒		SO ₂	295.9	9	0.003	0.027	清洁燃料	0	—	9	0.003	0.027	8760	
			NO _x		9	0.003	0.027				0	9	0.003		0.027
			颗粒物		76	0.026	0.225				+15m排气筒	0	76		0.026
北II-2脱水站	加热炉排气筒		SO ₂	585.2	8.8	0.006	0.051	清洁燃料	0	—	8.8	0.006	0.051	8760	
			NO _x		10	0.007	0.059				0	10	0.007		0.059
			颗粒物		70	0.047	0.410				+10m排气筒	0	70		0.047

表 3.12-19 运营期废水污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	污染源	污染物	污染物产生	治理措施	污染物排放	排放时间
----	----	-----	-----	-------	------	-------	------

				核算方法	产生废水量 (m³/a)	产生浓度 (mg/L)	产生量 (t/a)		核算方法	排放废水量 (m³/a)	排放浓度 (mg/L)	排放量 (t/a)	(h)
原油集输	原油处理装置	油田采出水	石油类	物料衡算法	105726	100	10.573	进入北四污水站、北五含油污水处理站处理后最终回注油层，不外排	/	/	/	/	/
油井检修作业	油井	作业污水	石油类	类比法	146.7	1000	0.147	通过罐车回收后送北五含油污水处理站处理后最终回注油层，不外排	/	/	/	/	/
水井洗井	水井	洗井污水	石油类	类比法	1710	20	0.034		/	/	/	/	/
油井洗井	油井	清防蜡洗井污水	石油类	类比法	33000	1000	33	通过热洗管线回系统处理，管输至北四污水站、北五含油污水处理站处理达标后回注油层，不外排	/	/	/	/	/

表 3.12-20 运营期噪声污染源源强核算结果及相关参数表

工序/生产线	装置	噪声源	声源类型	噪声声源		降噪措施		噪声排放值		持续时间 (h)
				核算方法	噪声值 dB (A)	工艺	降噪效果	核算方法	噪声值 dB (A)	
井场	抽油	抽油机	连续	类比法	65-80	低噪声设备、定期保养	/	类比法	65-80	8760
井场	修井作业	修井机	连续	类比法	75-80	低噪声设备、定期保养	/	类比法	75-80	作业期间

表 3.12-21 运营期固体废物污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序/生产线	装置	固体废物名称	固废属性	产生情况	处置措施	最终去向
--------	----	--------	------	------	------	------

				核算方法	产生量 (t/a)	工艺	处置量 (t/a)	
原油集输	场站	含油污泥	危险废物	类比法	0.74	调质+离心、油水分离	0.74	拉运至萨北含油污泥处理站减量化处理后再委托大庆圣德雷特化工有限公司处理，处理后满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》(DB23/T 3104-2022)油田含油污泥经处置后泥渣利用污染物控制限值后，用作油田垫井场和通井路。
油井作业	油井	落地油	危险废物	类比法	1.8	调质+离心、油水分离	1.8	
油井作业	油井	含油废防渗布	危险废物	类比法	11	由有资质单位进行处理	11	由有资质单位进行处理

表 3.12-22 退役期废气污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	污染源	污染物	污染物产生				治理措施		污染物排放				排放时间 d
				核算方法	废气产生量 m ³	产生浓度 mg/m ³	产生量 t	工艺	效率%	核算方法	废气排放量	排放浓度 mg/m ³	排放量 t	
施工	施工场地	施工扬尘	颗粒物	/	/	/	少量	车辆密闭运输、施工材料覆盖、洒水抑尘	/	/	/	少量	30	
	车辆	车辆尾气	NO ₂ 、CO、HC	/	/	/	少量	施工车辆选用高标号汽柴油，尾气达标排放	/	/	/	/	30	

表 3.12-23 退役期废水污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	污染源	污染物	污染物产生				治理措施		污染物排放				排放时间 d
				核算方法	废水产生量 m ³	产生浓度	产生量 t	工艺	效率/%	核算方法	废水排放	排放浓度	排放量 t	

						mg/L					量 m ³	mg/L		
施工	生活	生活污水	COD	类比法	38.4	300	0.0115	排入施工现场附近场站内已建化粪池	/	类比法	38.4	300	0.0115	30
			氨氮			30	0.00115		/			30	0.00115	

表 3.12-24 退役期噪声污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	噪声源	声源类型(频发、偶发等)	噪声源强		降噪措施		噪声值排放		持续时间 d
				核算方法	噪声值/dB (A)	工艺	降噪效果	核算方法	噪声值/dB (A)	
退役井场、管线施工	施工机械	挖掘机	非连续稳态声源	类比法	82~90	定期维护和保养	/	类比法	82~90	30
		吊装机	连续稳态声源		73~81		/	类比法	73~81	
		推土机	非连续稳态声源		83~88		/	类比法	83~88	
		运输车辆	非连续稳态声源		82~90		/	类比法	82~90	

表 3.12-25 退役期固体废物污染源强核算结果表

工序	固体废物名称	产生情况		处置措施		最终排放去向
		核算方法	产生量	工艺	处置量	
封井	废旧设备管线	类比法	70 台套	回收再利用	70 台套	全部回收至第三采油厂物资库
	封井建筑垃圾	类比法	8.4t	填埋处理	8.4t	送一般固体废物垃圾填埋场进行处置
	废防渗材料	类比法	0.5t	外委处置	0.5t	收集后交由有资质单位处置

3.12.4 污染物“三本账”汇总

由于本项目施工期、退役期产生的各种污染物将随施工活动的结束而消失，本项目运行期废水、固体废物不排入外环境，因此，本次评价只对本项目运行期大气污染物排放情况进行核定。污染物“三本账”汇总见表 3.12-26。

表 3.12-26 项目完成后污染物排放“三本账”一览表（单位：t/a）

污染物		现有工程 排放量	本工程 新增排放量	“以新带老” 削减量	总体工程 排放量	增减量 (+、-)
废 气	非甲烷总烃	1658.00225	35.154	0	1693.156	+35.154
	烟尘	1.126	0.133	0.005	1.254	+0.128
	NO _x	11.384	1.096	0.042	12.438	+1.054
	SO ₂	2.024	0.140	0.005	2.159	+0.135
废 水	COD	0	0	0	0	0
	氨氮	0	0	0	0	0
固废		0	0	0	0	0

注：本项目以新带老削减量为北五转油放水站更换采暖炉的旧燃烧器的污染物排放量。

3.13 清洁生产水平分析

3.13.1 钻井过程的清洁生产工艺

(1) 区块布井采用丛式井，不但最大限度减少废物排放，而且减少了井场占地，从而减轻了对土壤、生态及植被的影响。

(2) 作业井场将采用泥浆循环系统及落地油回收系统等环保设施，最大限度地减少废弃泥浆的产生和污染物的排放。

(3) 固井工艺采用一次上返、全井段封固。若水泥浆没有返至地面，采用“一次上返+井口回填”固井工艺。优先采用“常规密度+低密度”水泥浆体系，一次上返固井工艺，实现全井段封固。避免了各个含水层之间的地下水串层以及套外返水事故对地下水的污染。同时，固井水泥中加入防窜降失水剂，有效控制了泥浆的失水。

(4) 在钻井时，井口安装井控装置，最大限度的避免井喷事故的发生。在修井时，安装封井器，避免原油、污水喷出。

3.13.2 井下作业的清洁生产工艺

(1) 在井场，加强油井井口的密闭，减少井口烃类的无组织挥发，控制分离器压力，杜绝放空，在设备的选型设计时充分考虑其承受的压力，阀门、油泵等设备装置密闭性能高，杜绝烃类气体跑冒等无组织排放。

(2) 对运输车辆采取防渗漏、溢流和散落的措施。

(3) 在井下作业过程中，产生的作业污水经区块含油污水处理站处理后回注油层，对作业过程中散落的落地油，采用“铺设作业，带罐上岗”的作业模式，可使落地油的回收率达到 100%。

3.13.3 油气集输的清洁生产

(1) 优化布局

本工程开发采取总体方案设计、总体布局，结合当地地形地貌特征，合理确定集油管线、母液管线等管线工程线路位置和走向，最大限度的减少地面工程建设投资。

(2) 油气集输采用全密闭集输流程

本项目开发首先敷设集输管线，以保证投产并能立即进入集输流程。集输管线全密闭。

(3) 油田采出水处理

为了保护和节约用水，本项目运行期油田采出水经北四污水站、北五含油污水处理站处理达标后回注油层，不外排。

(4) 在道路、集输管线等系统施工完成后立即复垦绿化，植被恢复率要达到 90% 以上，可有效降低工程施工对环境的影响。

3.13.4 先进的环境管理

本项目在实施过程中，积极推行 HSE 管理体系，对项目实施 HSE 管理，同时对全体员工进行相应的 HSE 培训，使职工自觉遵守 HSE 管理体系并积极保护其人身安全和周围环境，尽量减少直至杜绝环境污染事故的发生。

本项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》中对清洁生产的各项指标对比见表 3.13-1。

表 3.13-1 清洁生产分析一览表

序号	有关清洁生产的要求	本项目处理方式	符合性
1	油气田建设应总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置	本项目油气集输采用密闭工艺，可有效减少油气损失，各种废弃物均得到合理有效集中处理	符合
2	油气田开发不得使用含有国际公约禁用化学物质的油气田化学剂，逐步淘汰微毒及以上油气田化学剂，鼓励使用无毒油气田化学剂	使用无毒无害油气田化学剂	符合
3	在勘探开发过程中，应防止产生落地原油。其中井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到 100%	配备泄油器、刮油器。落地原油及时回收，回收率达到 100%	符合
4	酸化、压裂作业和试油（气）过程应采用防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施	本项目地面管线采取防渗漏措施	符合

5	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；对于稠油注气开采，鼓励采出水处理后回注于注气锅炉	采出水经北四污水站、北五含油污水站处理满足标准后回注油层	符合
6	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。新建 3000m ³ 及以上原油储罐应采用浮顶型式，新、改、扩建油气储罐应安装泄漏报警系统 新、改、扩建油气田油气集输损耗不高于 0.5%，2010 年 12 月 31 日前建设的油气田油气集输损耗不高于 0.8%	油气集输采用密闭工艺，油气集输过程中烃类挥发系数为 1.4175‰，集输损耗率小于 0.5%	符合

3.13.5 清洁生产建议

(1) 建议优化生产设备参数，提高设备运行效率，节约能源。

(2) 做好节能宣传工作，培养员工节能节水意识，努力开展节能技术教育；建立健全节能激励机制；加强节能管理，完善节能统计工作。

(3) 需进一步提高清洁生产审核的参与度。

(4) 对已实施的清洁生产方案落实，同时在生产过程中产生新的清洁生产方案，可立即组织清洁生产审核小组人员进行讨论，最终进行分析、确定，并付诸实施。

清洁生产首先是将污染消除在生产过程中，因此污染物的产生和排放量将大幅度减少，其次清洁生产使末端治理的污染负荷减少，从而有可能避免或减轻末端处理产生的风险。

因此在今后的生产过程中，企业还需要持续做好清洁生产的各项工作。将清洁生产真正纳入到自身管理制度当中，只有这样才可以真正达到“节能、降耗、减污、增效”的目的，走可持续发展的道路。

4 环境现状调查与评价

4.1 自然环境状况

4.1.1 地理位置

大庆市位于黑龙江省西部，松辽盆地中央坳陷区北部。市区地理位置北纬 $45^{\circ}46'$ 至 $46^{\circ}55'$ ，东经 $124^{\circ}19'$ 至 $125^{\circ}12'$ 之间，东与绥化地区相连，南与吉林省隔江（松花江）相望，西部、北部与齐齐哈尔市接壤。滨洲铁路从市中心穿过，东南距哈尔滨市 159 公里，西北距齐齐哈尔市 139 公里。全市总面积 21219 平方公里，其中市区面积 5107 平方公里。

拟建项目位于大庆市萨尔图区。萨尔图区位于大庆市北部，地理位置东经 $124^{\circ}52'$ ~ $125^{\circ}12'$ ，北纬 $46^{\circ}32'$ ~ $46^{\circ}52'$ 。全境南北长、东西宽，总面积 548 平方公里。地势东部稍高于西部，海拔高度在 145~155 米之间。地貌表象为波状起伏的低平原。西南部及西北部有零星沙丘。处于北温带亚欧大陆性季风气候区内。由于距海较远，受蒙古内陆冷空气和日本海暖流季风的影响，气候表现为半湿润、半干旱的温带气候型，四季变化显著。

本项目位于大庆市萨尔图区，地理坐标为东经 $125^{\circ}7'22.45''$ ~ $125^{\circ}8'19.92''$ ，北纬 $46^{\circ}39'55.28''$ ~ $46^{\circ}42'29.17''$ 。具体地理位置见附图 1。

4.1.2 地形地貌

本项目地处松嫩平原西部，草原广阔，无山无岭，地势平坦，西南偏低，东北偏高，海拔高度在 126-165m 之间，地貌表现为波状起伏的平原，高处为平缓漫岗，低处是沼泽以及大大小小的碱泡子。

4.1.3 气象特征

该地区属北温带大陆性季风气候，四季分明，受蒙古内陆冷空气和海洋暖流季风影响较大，冬季漫长而寒冷干燥，夏季短暂而温湿多雨，春秋季风交替，气温变化大，冰封期长，无霜期短，冻土深达 2-2.2m。

气温：年平均气温 3.3°C ，年极端最高气温 38.9°C ，年极端最低气温 -36.2°C 。

风速：平均风速 3.7 m/s ，年最大风速为 22.7 m/s 。

降水量：年平均 442.0 mm ，年最大降水量 651.2 mm 。

降雪量：平均积雪 158 d ，最大积雪深度 220.0 mm 。

蒸发量：年平均蒸发量 1531.4mm，年最大蒸发量 1711.0mm，年最小蒸发量 1378.4mm。

湿度：年平均相对湿度为 63%。

年日照时数：2595.8 小时。

4.1.4 地表水体

大庆市内没有天然河流，松花江、嫩江均为边际河流，由于地形和气候的影响，大庆市的地表水文状况属闭流区。大气降水汇集到低洼处，通过排水干渠排出。该地区有许多天然季节性水泡和积水沼泽地，其特点主要为泡底平缓，水位线，泡沿岸常与低湿草原相连。

大庆市先后建成以嫩江为水源的北部、中部、南部三大引水工程以及相应的蓄水工程。排水系统由南线排水和东线排水两部分组成，南线排水通过排水系统将市区的自然降水和城市污水排入松花江，西排干与安肇新河汇合后进入库里泡，最终排入松花江。

本项目周边地表水体包括东二排水干渠和萨北湖。

4.1.5 水文地质

4.1.5.1 区域地质构造

本项目所在区域位于松辽盆地北部的中央拗陷区。松辽盆地是中、新生代形成的一北北东向菱形断拗盆地。沉积岩厚度最大可达 6000m 以上，由侏罗系、白垩系、第三系、第四系陆相沉积构成。主要构造格局呈“中隆侧凹”形态，即大庆长垣东部三肇凹陷的北部。

区内上部由第四系松散堆积物所覆盖，未发现断裂构造分布。

4.1.5.2 区域地层岩性

项目所在区域地质构造位置处于大庆长垣北部不对称短轴背斜构造的翼部，由于构造活动，该区域上部沉积的第三系地层被剥蚀，下部渐新统依安组地层沉积，第四系地层随着地层逐年沉积逐年被剥蚀，沉积厚度变薄。因此使得区域白垩系上统明水组比较发育，形成了一套河湖相厚层砂砾岩，为地下水的富集创造了良好的空间条件。根据地质钻探资料分析，区域地层从上到下依次为第四系、第三系上统依安组、白垩系上统明水组。

1) 明水组一段 (K₂m₁)

明水组一段由灰绿色砂岩、泥质砂岩夹厚度为 15.0-40.0m 的两层灰黑色、灰色泥岩组成的两个明显正旋回。两层灰黑色泥岩分布广泛而稳定，富含化石，

底部有黄铁矿薄层。是整个松辽盆地的两个区域标准层。明水组一段厚度 90.0-121.0m。由北向南地层逐渐增厚。

明水组一段与下伏四方台组呈不整合接触。

2) 明水组二段 (K₂m₂)

明水组二段为棕红色、砖红、灰及灰绿色泥岩，泥质粉砂岩与灰、灰绿、灰白色细砂岩、中粗砂岩及含砾中粗砂岩组成的湖相沉积或以湖相为主的湖相冲积层。沉积韵律由下而上呈粗—细—粗—细规律变化，构成两个完整沉积旋回。泥岩质较纯，含钙质斑点或条带，局部可见铁质浸染的斑点。顶部砖红色泥岩分布较为稳定。明水组二段的主要特点是颜色混杂，以棕红色为主。

明水组二段区域分布，厚度 85-126m，厚度变化规律由南向北逐渐增厚。

明水组二段与下伏明水组一段呈整合接触。

3) 第三系始—渐新统依安组 (E_{2-3y})

依安组下部为灰及深灰色、黑色泥岩、页岩，局部夹褐煤层，偶夹红色泥岩；底部为砂岩或砂砾岩（局部为泥砾岩）组成；上部为灰绿色、黄绿色泥岩、泥质粉砂岩，泥岩质纯。依安组为湖相沉积层，含有钙质团块或结核及铁锈。成岩性较差。

依安组沉积具有明显区域特征，区域上依安组地层分布不稳定，厚度 20m-50m。依安组受构造影响由南向北增厚。

4) 第四系 (Q)

①全新统冲积层 (Q₄)

主要分布在河漫滩冲积层、低平原内残留湖泡的沉积层及近代风砂层等。厚度不等，只有数米，分布不稳定。

②上更新统齐齐哈尔组 (Q₃)

广泛分布于区域，岩性为粉质粘土和粉细砂。粉质粘土：黄褐色-褐黄色，软塑~可塑，土质不均匀，局部夹有粉土，手捻有砂粒感，含氧化铁斑点，中压缩性，干强度中等，韧性中等，稍有光滑，无摇振反应，地层厚度为 15~30m。局部夹粉土、粉细砂层，微显层理，裂隙较发育，具有大的孔隙。

③中更新统林甸组 (Q₂)

广泛分布区域，岩性为淤泥质亚粘土，地层厚度较为均匀，微显层理，局部夹有粉细砂层或砂砾石透镜体，地层厚度为 30.0~45.0m。土质致密，渗透性较差，为区域第四系承压水层的良好隔水层。

④下更新统白土山组 (Q₁)

区域均有分布，分布不均，岩性自东向西逐渐由粉细砂变为砂砾石，局部有少量的杂色中粗砂沉积层，埋藏深度及厚度均自东向西、自南向北加深加厚。地层厚度 10-70m。

第四系与下伏第三系依安组地层为不整合接触。

4.1.5.3 项目区水文地质条件

(1) 包气带岩性

根据项目周边钻孔资料显示，项目区包气带均为第四系松散堆积层，堆积厚度大，分布范围广。按地貌成因形态类型主要为冲积低平原沉积地层。根据项目区潜水地下水埋深特征，包气带厚度 1.71m-5.64m。现从上至下依次描述其地层特征：

粉质粘土：黄褐色-褐黄色，可塑，土质不均匀，局部夹有粉土，手捻有砂粒感，含氧化铁斑点，中压缩性，干强度中等，韧性中等，稍有光滑，无摇振反应，地层厚度 3.60-4.50m。

粉细砂：黄色，稍密，饱和，颗粒均一，级配差，主要矿物成份由石英、长石组成，含少量暗色矿物。土层分布不连续，地层厚度 2.10-2.40m。

粘土：黄褐色-灰色，可塑，土质较均匀，粘性较强，含氧化铁斑点，中压缩性，干强度中等，韧性中等，该层未钻穿。

(2) 含水层划分及富水性分区

项目所在区域地下水可分为潜水含水层和承压水含水层，现详细描述如下。项目所在区域潜水主要分为第四系上更新统齐齐哈尔组松散层孔隙潜水，项目所在区域承压水主要分为第四系下更新统白土山组松散层孔隙承压水、第三系依安组松散层孔隙承压水、白垩系上统明水组孔隙裂隙承压水含水层。

①第四系上更新统齐齐哈尔组

该含水层为松散层孔隙潜水含水层，广泛分布在评价区内，含水层厚度约 15m 左右，水位埋深 1.71m-5.64m，年变化幅度 1.0m，单井涌水量一般小于 100 m³/d。矿化度小于 1 克/升，水化学类型为重碳酸钠钙型水。

②第四系中更新统林甸组

岩性主要为淤泥质亚粘土，局部夹青灰色粉细砂或砂砾石透镜体，水量较小，厚度一般在 30-45m，是构成本区第四系潜水含水层的良好隔水层。

③第四系下更新统白土山组

该含水层为松散层孔隙承压水含水层，该含水层主要由河流相沉积的灰白色、杂色砂砾石、粉细砂组成，偶夹白色高岭土透镜体。在项目所在区域广泛分布，含水层厚度自东向西、自南向北逐渐变厚，一般在 15~20m。含水层岩性为中粗砂、砂砾石。

④第三系依安组

该含水层为松散层孔隙承压水含水层，依安组含水层厚度 20m-50m，主要由泥岩、砂岩组成，底部砂砾岩分布不稳定。该含水层主要发育于地层上部，含水层透水性差，富水性不好，水力联系较差，一般不作为开采目的层。有关依安组含水层的勘探开发资料极少。据 1985 年齐家水源地区水文地质勘探资料，114mm 井管单井出水量 199.0~485.0m³/d，卧里屯地区的早期资料显示，217mm 井管单井出水量可达 1000m³/d。

③白垩系上统明水组

该含水层为孔隙裂隙承压水含水层，该含水层按其埋藏条件和含水层特点，分为明水组二段含水层和明水组一段含水层。

a.明水组二段

明水组二段含水层主要由细砂岩、中粗砂岩及含砾中粗砂岩组成，沉积特征受构造运动的影响较大，分布不稳定，多以较大范围的透镜体分布。含水层单层较多，一般 2~10 层。单层厚度 3~26m，累计厚度 10~80m，局部最厚可达 85~126m。根据水文地质资料显示明水组二段上部含水层发育相对较差，层数多，沉积主要以透镜体状分布，连续性不好。而下部含水层发育相对较好，沉积比较连续。明水组二段含水层岩石颗粒较细，孔隙较小而连通性差，有效孔隙度偏小，富水性略差，单井出水量 430~1700m³/d。

b.明水组一段

明水组一段含水层主要由砂岩组成，明水组一段含水层沉积特征受构造运动的影响很小，含水层分布稳定性较好，特别是明一段上部含水层呈连续分布，沉积发育良好。明水组一段含水层单层数较明二段少，1~8 个单层，单层厚度 3~29m。含水层累计厚度 5~55m，局部地区最厚可达 66.5m。含水层顶板埋藏深度 350-380.0m，由南向北逐渐增大。

明水组一段含水层单层厚度较大，分布十分稳定，岩石颗粒较粗，有效孔隙度较大，富水性较强，单井出水量 1000-2360m³/d，含水层由北向南富水性增强。

(3) 地下水补径排条件

地质环境决定了地下水的补给、径流、排泄规律。而其补给、径流和排泄构成了含水层地下水流系统的形成条件。

①地下水补给

1) 大气降雨补给

评价区范围内含水层的补给主要地表水补给和降雨垂向补给上部第四系孔隙潜水含水层，潜水通过透水层越流补给下部的承压水含水层。

2) 侧向补给

在天然条件下，主要来自评价区以外广泛连续分布的同一含水层中的地下水，地下水在水动力驱动下，通过水平方向径流补给区域内地下水。潜水由北向南，承压水由东北向西南都有一定量的地下水侧向补给。

②地下水径流规律

区域内地下水的径流方向在不同层位有所不同。上部潜水含水层主要由粉细砂组成，颗粒较细，分布不连续，透水性较差，且受地形影响，地下水径流滞缓，评价区范围内地下水流向不明显，总体流向随地势由东北向西南流。承压水含水层由于受人为开采影响，地下水流由东北向西南。

③地下水排泄

在人为活动影响条件下，地下水的排泄主要有三种类型，即蒸发排泄、侧向径流排泄、人工开采。

1) 潜水蒸发排泄

该区属干旱、半干旱季风气候区，区内水面和沼泽湿地较为发育，由于气候干燥，尤其是在多风少雨的春末初夏，降水量小于 200mm，蒸发强度在 1100~1600mm，因此蒸发是潜水的主要排泄方式。

2) 侧向径流排泄

潜水地下水通过同一含水层向区域南部径流流出区域，承压水地下水向西南径流流出区域。

3) 人工开采

根据资料显示本项目区所在区域主要的人工开采主要为养殖用水、灌溉用水等。开采层位为承压水含水层。

4) 地下水动态特征

①潜水地下水水位动态变化特征

评价区潜水含水层埋深较浅，含水层岩性为粉细砂，水位变化主要受大气降水补给和人工开采影响较大，根据水位监测结果表明，评价区潜水水位埋深1.71m-5.53m之间，年内水位变化差1.0m左右。

②承压水地下水水位动态变化特征

评价区承压水受多年地下水开采影响，承压水地下水水位总体呈下降趋势。但现状水源切换为地表水，承压水水位基本处于平稳状态。

4.1.6 土壤情况

评价区地处松嫩平原，土壤种类主要有草甸土。区域土壤类型分布图见附图11。

草甸土是温带低洼地区受地下水浸润作用，在腐殖质积累和潜育化过程下形成的具有腐殖质表层和潜育层的半水成土壤。主要分布在东北平原、内蒙古和西北地区的河谷平原或湖盆地区，其自然植被为湿生型与中生型草甸植被。草甸土类是区域内比较肥沃的土壤，包含三个亚类：石灰性草甸土，盐化草甸土，碱化草甸土。草甸土的植被，除了农田以外，草原植被以羊草和拂子茅为优势种，伴生有萎菱菜、地榆、胡枝子、蒿属、虎尾草、星星草等。

4.1.7 植被情况

本工程开发区域内天然植被主要以耕地、沼泽植被为主，区域内耕地以一般稻田地为主；草地以羊草为主，并有针茅草、星星草、虎尾草、碱蓬等耐盐碱的植被等，在沼泽的边缘靠近堤坝处，还生长有芦苇、沼柳，在湖泡的边缘，生长有盐爪爪、盐蒿、马蔺等植被。

4.1.8 动物分布

区域内野生动物种类和数量均较少，伴随人类生存的耕地小型鼠类、麻雀、家燕等种群数量较多，使陆生动物区系具有典型的耕地动物群色彩。

4.1.9 水土流失情况调查

根据现场调查，项目所在地萨尔图区不属于水土流失重点治理区，本工程井场及管线主要占地类型是耕地和草地等，工程所在区域为已开发区块，区块内井场地面均进行了平整，在临时性占地范围内，地表基本进行了平整，并已完成了生态恢复。

4.2 环境敏感区调查

根据现场调查及查阅有关资料，本工程评价范围内不涉及国家公园、自然保

保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、海洋特别保护区、自然公园、重要湿地、天然林、重点保护野生动物栖息地、重点保护野生植物生长繁殖地、重要水生生物的自然产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场、水土流失重点预防区和重点治理区、沙化土地封禁保护区、沙化土地封禁保护区、封闭及半封闭海域、以及以医疗卫生、文化教育、科研、行政办公为主要功能的区域、文物保护单位等环境敏感区。

本项目不在生态保护红线范围内，不占用基本农田、基本草原、一般湿地，周边不存在集中式和分散式饮用水源保护区，项目占地部分位于一般耕地和一般草地内，井场周边涉及颖团小区、慧园小区等以居住为主要功能的区域。

评价区分布有大块稻田地，呈块状分布，粮食作物主要是水稻。

4.3 环境质量现状调查与评价

委托大庆中环评价监测有限公司于2024年11月27日-12月3日对评价范围内环境空气、土壤环境、地表水环境、地下水环境、包气带、声环境质量现状进行了监测。

4.3.1 环境空气质量现状监测与评价

4.3.1.1 环境空气质量达标区判定

建设项目区域环境空气质量引用《2023年大庆市生态环境状况公报》，环境空气质量统计数据见表4.3-1。

表 4.3-1 区域空气质量现状评价表

污染物	年评价指标	现状浓度	标准值	占标率	达标情况
SO ₂	年平均质量浓度	6μg/m ³	60μg/m ³	10%	达标
NO ₂	年平均质量浓度	17μg/m ³	40μg/m ³	42.5%	达标
PM ₁₀	年平均质量浓度	41μg/m ³	70μg/m ³	58.6%	达标
PM _{2.5}	年平均质量浓度	26μg/m ³	35μg/m ³	74.3%	达标
CO	第95位日平均质量浓度	0.8mg/m ³	4mg/m ³	20.0%	达标
O ₃	第90位8h平均质量浓度	116μg/m ³	160μg/m ³	72.5%	达标

以上统计结果表明，项目所在区域内空气污染因子PM₁₀、PM_{2.5}、SO₂、NO₂、CO、O₃均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单中二级标准的要求，判定项目所在区域为达标区。

4.3.1.2 环境空气质量现状补充监测

(1) 监测点位布设

本项目委托大庆中环评价监测有限公司于2024年11月27日-12月3日对评价区域特征污染物进行环境质量现状补充监测，区域特征污染物为非甲烷总烃和TSP，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)，以近20年统计的当地主导风向为轴向，在厂址及主导风向下风向5km范围内设置1-2个监测点。项目区域主导风向为西北风，根据油田开发区域及周边的环境特点，在厂址及下风向颍团小区布设环境空气监测点位2个，具体点位见表4.3-2，现状监测点位见附图6。

表 4.3-2 环境空气现状监测点位

序号	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
		东经	北纬				
G1	颍团小区	125.128440	46.670931	非甲烷总烃	2024年11月27日-12月3日	北3-5-丙93东侧	80m
G2	北4-90-丙91	125.130680	46.696468			项目场址	--

(2) 监测项目

根据当地的环境空气质量特征，结合本项目大气污染物排放特点，确定环境空气质量监测因子为非甲烷总烃。类比邻区北部过渡带外扩区试油生产时3口产气井监测数据。气体中甲烷含量大于95%，成分分析显示气体中无H₂S。因此本次无需监测H₂S。

(3) 监测频次

监测频次为7天，每天采样4次。非甲烷总烃监测1h平均浓度，每天监测4次，监测时间分别为北京时间02:00、8:00、14:00及20:00时，每次采样时间不少于45min。

(4) 评价方法

评价采用最大浓度占标率法，利用各监测点监测数据，统计各类污染物浓度范围、最大浓度占标率、最大超标倍数。数学表达式如下：

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

式中： I_i —第*i*种污染物的最大浓度占标率，%；

C_i —第*i*种污染物平均浓度，mg/m³；

C_{oi} —第*i*种污染物环境质量标准，mg/m³。

若 $I_i \geq 100\%$ ，表明该项指标超过了相应环境空气质量标准，不能满足使用功能要求。若 $I_i < 100\%$ ，则该指标满足环境空气质量标准，可以满足使用功能要求。

(5) 评价标准

非甲烷总烃执行《大气污染物综合排放标准详解》中的 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 标准限值。

(6) 监测及评价结果

特征污染物现状监测及评价结果详见表 4.3-3。

表 4.3-3 特征污染物现状监测及评价结果 单位： mg/m^3

监测点位	监测点位坐标		污染物	平均时间	评价标准 (mg/m^3)	浓度范围 (mg/m^3)	最大浓度占标率/%	超标率%	达标情况
	东经	北纬							
颍团小区	125.128440	46.670931	非甲烷总烃	1h	2	0.43~0.68	34	0	达标
北 4-90-丙 91	125.130680	46.696468	非甲烷总烃	1h	2	0.44~0.66	33	0	达标

评价结果表明，特征污染物非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 标准要求。

4.3.2 地下水环境质量现状评价

根据本项目地层特征，以及地下水含水层特点和区域水资源开发利用情况，参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)，详见下表。

表 4.3-4 地下水环境现状监测频率参照表

评价等级	水位监测频率			水质监测频率		
	一级	二级 (√)	三级	一级	二级 (√)	三级
分布区	一级	二级 (√)	三级	一级	二级 (√)	三级
山前冲 (洪) 积	枯平丰	枯丰	一期	枯平丰	枯丰	一期
滨海 (含填海区)	二期 a	一期	一期	一期	一期	一期
其他平原区 (√)	枯丰	一期 (√)	一期	枯	一期 (√)	一期
黄土地区	枯平丰	一期	一期	二期	一期	一期
沙漠地区	枯丰	一期	一期	一期	一期	一期
丘陵山区	枯丰	一期	一期	一期	一期	一期
岩溶裂隙	枯丰	一期	一期	枯丰	一期	一期
岩溶管道	二期	一期	一期	二期	一期	一期

a “二期”的间隔有明显水位变化，其变化幅度接近年内变幅。

一般情况下，地下水水位监测点数宜大于相应评价级别地下水水质监测点数的 2 倍。二级评价项目潜水含水层的水质监测点应不少于 5 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 2-4 个。原则上建设项目场地上游和两侧的地下水水质监测点均不得少于 1 个，建设项目场地及其下游影响区的地下水水质监测点不得少于 2 个。由于项目井位较分散，因此本项目共布设 7 个水质监测点和 14 个水位监测点。

4.3.2.1 地下水监测点布设

(1) 监测点布设

根据本项目地层特征，以及地下水含水层特点和区域水资源开发利用情况，参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本次共监测区域内地下水水位监测点 14 个，其中，潜水水位监测点 10 个，承压水水位监测点 4 个。监测井点布设情况见表 4.3-5。

表 4.3-5 地下水监测井点一览表

编号	监测点位置	监测层位	水位 (m)	井深 m	使用功能
1#	区块南侧	潜水	140.46	18	农业灌溉
2#	区块内	潜水	142.06	15	农业灌溉
3#	区块北侧	潜水	144.38	15	农业灌溉
4#	区块西北	潜水	144.72	13	农业灌溉
5#	区块西侧	潜水	144.16	25	农业灌溉
6#	区块西侧	潜水	144.7	16	农业灌溉
7#	区块西侧	潜水	144.01	15	农业灌溉
8#	区块西侧	潜水	143.35	9	农业灌溉
9#	区块西侧	潜水	142.65	11	农业灌溉
10#	区块西侧	潜水	142.62	13	农业灌溉
11#	团结村附近	承压水	136.05	85	农业灌溉
12#	颖团小区附近	承压水	135.72	80	农业灌溉
13#	萨北风云小区附近	承压水	135.27	90	农业灌溉
14#	拥军小区附近	承压水	134.37	80	农业灌溉

(2) 监测频率

本项目位于松嫩平原区低平原区，依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中表 4 中的要求，本次地下水位监测频率为一期。

(3) 现状地下水流场

①承压水流场

本次对区域承压水水位进行了监测，承压水井和潜水井分布位置能够覆盖项目区域，监测井情况见表 4.3-5，评价区内地下水流总体由东北向西南，地下水水力坡度 0.2‰。承压水等水位线图见附图 13。

②第四系上更新统松散层孔隙潜水

本次对区域潜水水位进行了监测，具体见表 4.3-5，评价区内地下水流由北向南，地下水水力坡度 0.7‰。潜水地下水等水位线图见附图 14。

4.3.2.2 地下水水质监测与评价

(1) 监测项目

K⁺、Na⁺、Ca²⁺、Mg²⁺、CO₃²⁻、HCO₃⁻、Cl⁻、SO₄²⁻、pH、氨氮、亚硝酸盐（以 N 计）、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 CaCO₃ 计）、氯化物、硫酸盐、铅、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量（COD_{Mn} 法，以 O₂ 计）、总大肠菌群、菌落总数、石油类、硫化物、镍、钡、阴离子表面活性剂。

(2) 水质监测布点

根据本项目地层特征，以及地下水含水层特点和区域水资源开发利用情况，参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本次共布设 7 个水质监测点。地下水水质监测布点见附图 19-20。

地下水水质监测布点信息见表 4.3-6。

表 4.3-6 地下水水质监测布点信息表

编号	监测点名称	监测点类型	坐标		井深 (m)	与地下水 水流畅 关系	监测层 位	功能
			Y	X				
Q1	区块南侧	潜水水质 监测点	42433310.66	5169734.99	18	下游	潜水	灌溉
Q2	区块内		42433448.77	5172184.06	15	区域内		灌溉
Q3	区块北侧		42433753.02	5175461.21	15	上游		灌溉
Q4	区块西北		42428191.58	5176085.98	13	侧向		灌溉
Q5	区块西侧		42424954.64	5175110.61	25	侧向		灌溉
S1	团结村附近	承压水质	42434249.24	5172376.03	85	侧向	承压水	灌溉
S2	颍团小区附近	监测点	42433251.32	5171470.22	80	区域内		灌溉

(3) 监测时间及频次

本次评价于 2024 年 12 月进行一期现状监测。

(3) 评价方法

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)，水质评价方法采用标准指数法。

①对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算公式：

$$P_i = \frac{C_i}{C_{si}}$$

式中：

P_i —第 i 个水质因子的标准指数，无量纲；

C_i —第 i 个水质因子的监测浓度值，mg/L；

C_{si} —第 i 个水质因子的标准浓度值，mg/L。

②对于评价标准为区间值的水质因子（如 pH 值），其标准指数计算公式：

$$P_{pH} = \frac{7.0 - pH}{7.0 - pH_{sd}} \quad pH \leq 7 \text{时}$$

$$P_{pH} = \frac{pH - 7.0}{pH_{su} - 7.0} \quad pH > 7 \text{时}$$

式中：

P_{pH} —pH 的标准指数，无量纲；

pH—pH 监测值；

pH_{su} —标准中 pH 的上限值；

pH_{sd} —标准中 pH 的下限值。

标准指数 $P > 1$ 时，即表明该水质因子已经超过了规定的水质标准，且指数越大，超标越严重。

（4）评价标准

地下水执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，石油类参照执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）表 1 中III类标准限值。

（5）水质监测结果及评价

各监测点水质监测结果和各单项水质参数标准指数值见表 4.3-5~4.3-10，从评价结果可以看出：

评价区潜水除锰超标外，其余各监测因子满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）表 1 中III类标准限值。

潜水含水层中锰出现超标，主要是由于评价区域地层中富含锰矿物，还原条件下转化的 Mn^{2+} 在 CO_2 作用下溶入地下水中，形成锰浓度偏高的水文地质化学环境。

评价区承压水各监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）表 1 中III类标准

限值。

由监结果可以看出：区域潜水水化学类型和承压水水化学类型主要以 $\text{HCO}_3\text{-Na}\cdot\text{Ca}$ 型水为主。

表 4.3-7 地下水水质监测及评价结果（浅层）

监测因子	单位	标准值	Q1区块南侧（潜水）		Q2区块内（潜水）		Q3区块北侧（潜水）	
			监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数
Na ⁺	mg/L	200	56.3	0.28	62.3	0.31	52.3	0.26
Cl ⁻	mg/L	250	49.1	0.20	51.3	0.21	44.3	0.18
SO ₄ ²⁻	mg/L	250	38.5	0.15	46.5	0.19	34.2	0.14
pH	无量纲	6.5-8.5	7.7	0.47	7.6	0.40	7.7	0.47
总硬度(以 CaCO ₃ 计)	mg/L	450	187	0.42	177	0.39	145	0.32
溶解性总固体	mg/L	1000	503	0.50	559	0.56	475	0.48
耗氧量(COD _{Mn} 法, 以 O ₂ 计)	mg/L	3	2.1	0.70	2.2	0.73	2.2	0.73
挥发酚	mg/L	0.002	0.0003L	/	0.0003L	/	0.0003L	/
氰化物	mg/L	0.05	0.004L	/	0.004L	/	0.004L	/
氟化物	mg/L	1	0.467	0.47	0.533	0.53	0.499	0.50
硝酸盐(以 N 计)	mg/L	20	2.34	0.12	2.56	0.13	2.13	0.11
亚硝酸盐(以 N 计)	mg/L	1	0.003L	/	0.003L	/	0.003L	/
氨氮	mg/L	0.5	0.252	0.50	0.245	0.49	0.198	0.40
六价铬	mg/L	0.05	0.004L	/	0.004L	/	0.004L	/
砷	mg/L	0.01	0.0003L	/	0.0003L	/	0.0003L	/
铅	mg/L	0.01	0.001L	/	0.001L	/	0.001L	/
铁	mg/L	0.3	0.27	0.90	0.29	0.97	0.26	0.87
汞	mg/L	0.001	0.00004L	/	0.00004L	/	0.00004L	/

锰	mg/L	0.1	0.1	1.00	0.11	1.10	0.08	0.80
镉	mg/L	0.005	0.0001L	/	0.0001L	/	0.0001L	/
石油类	mg/L	0.05	0.01L	/	0.01L	/	0.01L	/
总大肠菌群	MPN/100mL	3	2L	/	2L	/	2L	/
菌落总数	CFU/mL	100	13	0.13	12	0.12	11	0.11
硫化物	mg/L	0.02	0.003L	/	0.003L	/	0.003L	/
阴离子表面活性剂	mg/L	0.3	0.05L	/	0.05L	/	0.05L	/
镍	mg/L	0.02	0.05L	/	0.05L	/	0.05L	/
钡	mg/L	0.7	0.01L	/	0.01L	/	0.01L	/

表 4.3-8 地下水水质监测及评价结果（浅层）

监测因子	单位	标准值	Q4区块西北侧（潜水）		Q5区块西侧（潜水）	
			监测值	标准指数	监测值	标准指数
Na ⁺	mg/L	200	57.3	0.29	52.3	0.26
Cl ⁻	mg/L	250	45.3	0.18	41.3	0.17
SO ₄ ²⁻	mg/L	250	35.4	0.14	36.6	0.15
pH	无量纲	6.5-8.5	7.7	0.47	7.6	0.40
总硬度（以 CaCO ₃ 计）	mg/L	450	152	0.34	148	0.33
溶解性总固体	mg/L	1000	492	0.49	479	0.48
耗氧量(COD _{Mn} 法, 以 O ₂ 计)	mg/L	3	2.1	0.70	2.3	0.77
挥发酚	mg/L	0.002	0.0003L	/	0.0003L	/
氰化物	mg/L	0.05	0.004L	/	0.004L	/
氟化物	mg/L	1	0.507	0.51	0.513	0.51
硝酸盐(以 N 计)	mg/L	20	2.11	0.11	2.56	0.13
亚硝酸盐(以 N 计)	mg/L	1	0.003L	/	0.003L	/
氨氮	mg/L	0.5	0.235	0.47	0.223	0.45
六价铬	mg/L	0.05	0.004L	/	0.004L	/
砷	mg/L	0.01	0.0003L	/	0.0003L	/
铅	mg/L	0.01	0.001L	/	0.001L	/
铁	mg/L	0.3	0.28	0.93	0.27	0.90
汞	mg/L	0.001	0.00004L	/	0.00004L	/
锰	mg/L	0.1	0.08	0.80	0.11	1.10

镉	mg/L	0.005	0.0001L	/	0.0001L	/
石油类	mg/L	0.05	0.01L	/	0.01L	/
总大肠菌群	MPN/100mL	3	2L	/	2L	/
菌落总数	CFU/mL	100	11	0.11	10	0.10
硫化物	mg/L	0.02	0.003L	/	0.003L	/
阴离子表面活性剂	mg/L	0.3	0.05L	/	0.05L	/
镍	mg/L	0.02	0.05L	/	0.05L	/
钡	mg/L	0.7	0.01L	/	0.01L	/

表 4.3-9 浅层水质监测数据统计及分析总表

监测点 监测项目	单位	最大值	最小值	平均值	标准差	检出率	超标率
Na ⁺	mg/L	62.3	52.30	56.1	3.71	100	0
Cl ⁻	mg/L	51.3	41.30	46.26	3.54	100	0
SO ₄ ²⁻	mg/L	46.5	34.20	38.24	4.37	100	0
pH	无量纲	7.7	7.60	7.66	0.05	100	0
总硬度(以 CaCO ₃ 计)	mg/L	187	145.00	161.8	16.94	100	0
溶解性总固体	mg/L	559	475.00	501.6	30.36	100	0
耗氧量(COD _{Mn} 法, 以 O ₂ 计)	mg/L	2.3	2.10	2.18	0.07	100	0
挥发酚	mg/L	/	/	/	/	0	0
氰化物	mg/L	/	/	/	/	0	0
氟化物	mg/L	0.533	0.47	0.5038	0.02	100	0
硝酸盐(以 N 计)	mg/L	2.56	2.11	2.34	0.20	100	0
亚硝酸盐(以 N 计)	mg/L	0	0.00	/	/	0	0
氨氮	mg/L	0.252	0.20	0.2306	0.02	100	0
六价铬	mg/L	/	/	/	/	0	0
砷	mg/L	/	/	/	/	0	0
铅	mg/L	/	/	/	/	0	0
铁	mg/L	0.29	0.26	0.274	0.01	100	0
汞	mg/L	/	/	/	/	0	0

锰	mg/L	0.11	0.08	0.096	0.01	100	40
镉	mg/L	/	/	/	/	0	0
石油类	mg/L	/	/	/	/	0	0
总大肠菌群	MPN/100mL	/	/	/	/	0	0
菌落总数	CFU/mL	13	10.00	11.4	1.02	100	0
硫化物	mg/L	/	/	/	/	0	0
阴离子表面活性剂	mg/L	/	/	/	/	0	0
镍	mg/L	/	/	/	/	0	0
钡	mg/L	/	/	/	/	0	0

表 4.3-10 地下水水质监测及评价结果（深层）

监测因子	单位	标准值	S1团结村附近（承压水）		S2颖团小区附近（承压水）	
			监测值	标准指数	监测值	标准指数
Na ⁺	mg/L	200	42.2	0.21	40.6	0.20
Cl ⁻	mg/L	250	34.1	0.14	31.5	0.13
SO ₄ ²⁻	mg/L	250	25.1	0.10	21.4	0.09
pH	无量纲	6.5-8.5	7.4	0.27	7.5	0.33
总硬度（以 CaCO ₃ 计）	mg/L	450	107	0.24	103	0.23
溶解性总固体	mg/L	1000	358	0.36	344	0.34
耗氧量(COD _{Mn} 法, 以 O ₂ 计)	mg/L	3	1.8	0.60	1.6	0.53
挥发酚	mg/L	0.002	0.0003L	/	0.0003L	/
氰化物	mg/L	0.05	0.004L	/	0.004L	/
氟化物	mg/L	1	0.454	0.45	0.451	0.45
硝酸盐(以 N 计)	mg/L	20	1.67	0.08	1.45	0.07
亚硝酸盐(以 N 计)	mg/L	1	0.003L	/	0.003L	/
氨氮	mg/L	0.5	0.154	0.31	0.138	0.28
六价铬	mg/L	0.05	0.004L	/	0.004L	/
砷	mg/L	0.01	0.0003L	/	0.0003L	/
铅	mg/L	0.01	0.001L	/	0.001L	/
铁	mg/L	0.3	0.21	0.70	0.21	0.70
汞	mg/L	0.001	0.00004L	/	0.00004L	/
锰	mg/L	0.1	0.03	0.30	0.02	0.20

镉	mg/L	0.005	0.0001L	/	0.0001L	/
石油类	mg/L	0.05	0.01L	/	0.01L	/
总大肠菌群	MPN/100mL	3	2L	/	2L	/
菌落总数	CFU/mL	100	7	0.07	8	0.08
硫化物	mg/L	0.02	0.003L	/	0.003L	/
阴离子表面活性剂	mg/L	0.3	0.05L	/	0.05L	/
镍	mg/L	0.02	0.05L	/	0.05L	/
钡	mg/L	0.7	0.01L	/	0.01L	/

表 4.3-11 深层水质监测数据统计及分析总表

监测点 监测项目	单位	最大值	最小值	平均值	标准差	检出率	超标率
Na ⁺	mg/L	42.2	40.60	41.4	1.13	100	0
Cl ⁻	mg/L	34.1	31.50	32.8	1.84	100	0
SO ₄ ²⁻	mg/L	25.1	21.40	23.25	2.62	100	0
pH	无量纲	7.5	7.40	7.45	0.07	100	0
总硬度(以 CaCO ₃ 计)	mg/L	107	103.00	105	2.83	100	0
溶解性总固体	mg/L	358	344.00	351	9.90	100	0
耗氧量(COD _{Mn} 法, 以 O ₂ 计)	mg/L	1.8	1.60	1.7	0.14	100	0
挥发酚	mg/L	/	/	/	/	0	0
氰化物	mg/L	/	/	/	/	0	0
氟化物	mg/L	0.454	0.45	0.4525	0.00	100	0
硝酸盐(以 N 计)	mg/L	1.67	1.45	1.56	0.16	100	0
亚硝酸盐(以 N 计)	mg/L	/	/	/	/	0	0
氨氮	mg/L	0.154	0.14	0.146	0.01	100	0
六价铬	mg/L	/	/	/	/	0	0
砷	mg/L	/	/	/	/	0	0
铅	mg/L	/	/	/	/	0	0
铁	mg/L	0.21	0.21	0.21	0.00	100	0
汞	mg/L	/	/	/	/	0	0

锰	mg/L	0.03	0.02	0.025	0.01	100	0
镉	mg/L	/	/	/	/	0	0
石油类	mg/L	/	/	/	/	0	0
总大肠菌群	MPN/100mL	/	/	/	/	0	0
菌落总数	CFU/mL	8	7.00	7.5	0.71	100	0
硫化物	mg/L	/	/	/	/	0	0
阴离子表面活性剂	mg/L	/	/	/	/	0	0
镍	mg/L	/	/	/	/	0	0
钡	mg/L	/	/	/	/	0	0

表 4.3-12 浅层地下水八大离子监测结果及水化学类型表

监测点 监测因子		Q1区块南侧（潜水）			Q2区块内（潜水）			Q3区块北侧（潜水）		
		ρ (B) mg/L	c (1/zB ^{z±}) meq/L	x (1/zB ^{z±}) %	ρ (B) mg/L	c (1/zB ^{z±}) meq/L	x (1/zB ^{z±}) %	ρ (B) mg/L	c (1/zB ^{z±}) meq/L	x (1/zB ^{z±}) %
阳 离 子	K ⁺	2.06	0.05	0.94	1.98	0.05	0.81	2.42	0.06	1.19
	Na ⁺	56.3	2.45	43.42	62.3	2.71	43.08	52.3	2.27	43.52
	Ca ²⁺	48.8	2.44	43.29	52.3	2.62	41.59	43.7	2.19	41.82
	Mg ²⁺	8.46	0.70	12.35	11.1	0.91	14.53	8.55	0.70	13.47
	合计	115.62	5.64	100	127.68	6.29	100	106.97	5.22	100
阴 离 子	CO ₃ ²⁻	0	0	0.00	0	0	0.00	0	0	0.00
	HCO ₃ ⁻	221	3.62	62.38	245	4.02	62.46	217	3.56	64.47
	SO ₄ ²⁻	38.5	0.80	13.81	46.5	0.97	15.07	34.2	0.71	12.91
	Cl ⁻	49.1	1.38	23.81	51.3	1.45	22.47	44.3	1.25	22.62
	合计	308.6	5.81	100	342.8	6.43	100	295.5	5.52	100
地下水化学类型		HCO ₃ -Na·Ca			HCO ₃ -Na·Ca			HCO ₃ -Na·Ca		

表 4.3-13 浅层地下水八大离子监测结果及水化学类型表

监测点 监测因子		Q4区块西北侧（潜水）			Q5区块西侧（潜水）		
		ρ (B) mg/L	c (1/zB ^{z±}) meq/L	x (1/zB ^{z±}) %	ρ (B) mg/L	c (1/zB ^{z±}) meq/L	x (1/zB ^{z±}) %
阳 离 子	K ⁺	1.89	0.05	0.9%	2.24	0.06	1.1%
	Na ⁺	57.3	2.49	44.7%	52.3	2.27	43.1%
	Ca ²⁺	45.7	2.29	41.0%	44.2	2.21	41.9%
	Mg ²⁺	9.09	0.75	13.4%	8.98	0.74	13.9%
	合计	113.98	5.57	100.0%	107.72	5.28	100.0%
阴 离 子	CO ₃ ²⁻	0	0.00	0.0%	0	0.00	0.0%
	HCO ₃ ⁻	221	3.62	64.3%	219	3.59	65.1%
	SO ₄ ²⁻	35.4	0.74	13.1%	36.6	0.76	13.8%
	Cl ⁻	45.3	1.28	22.6%	41.3	1.16	21.1%
	合计	301.7	5.64	100.0%	296.9	5.52	100.0%
地下水化学类型		HCO ₃ -Na·Ca			HCO ₃ -Na·Ca		

表 4.3-14 深层地下水八大离子监测结果及水化学类型表

监测点		S1团结村附近（承压水）			S2颖团小区附近（承压水）		
		ρ (B)	c (1/zB ^{z±})	x (1/zB ^{z±})	ρ (B)	c (1/zB ^{z±})	x (1/zB ^{z±})
监测因子		mg/L	mmol/L	%	mg/L	mmol/L	%
阳 离 子	K ⁺	1.06	0.03	0.68	1.12	0.03	0.75
	Na ⁺	42.2	1.83	45.84	40.6	1.77	45.81
	Ca ²⁺	32.1	1.61	40.10	30.7	1.54	39.84
	Mg ²⁺	6.51	0.54	13.39	6.37	0.52	13.61
	合计	81.87	4.00	100	78.79	3.85	100
阴 离 子	CO ₃ ²⁻	0	0	0.00	0	0	0.00
	HCO ₃ ⁻	163	2.67	64.30	161	2.64	66.44
	SO ₄ ²⁻	25.1	0.52	12.58	21.4	0.45	11.22
	Cl ⁻	34.1	0.96	23.11	31.5	0.89	22.34
	合计	222.2	4.16	100	213.9	3.97	100
地下水化学类型		HCO ₃ -Na·Ca			HCO ₃ -Na·Ca		

4.3.2.3 包气带污染现状调查

(1) 监测点位

本次工作根据项目可能造成地下水污染的现有工程附近开展包气带污染现状调查，确定了监测点位置，在区块内布设 4 个包气带监测点，详见下表。

表 4.3-15 包气带现状监测布点情况表

序号	位置	采样深度	位置
1#	北 3-5 丙 87 井场	0~0.2m、0.2~0.4m	现有工程
2#	北 3-31-丙 93 井场	0~0.2m、0.2~0.4m	现有工程
3#	北 3-2-丙 86 井场	0~0.2m、0.2~0.4m	现有工程
4#	区块外空地井场	0~0.2m、0.2~0.4m	背景点

(2) 监测因子

石油类、硫化物、氯化物、pH、阴离子表面活性剂、汞、六价铬、镉、砷、镍、铅、钡、挥发性酚类。

(3) 监测结果

根据监测结果可知，1#-3#点位相较于 4#点位各因子监测数值未发生明显变化，说明本项目包气带基本未受到污染，未对地下水产生影响。

表 4.3-16 包气带监测结果

检测项目	单位	检测点位及采样日期							
		2024.12.01							
		北 3-5 丙 87 井场		北 3-31-丙 93 井场		北 3-2-丙 86 井场		区块外空地井场	
		0~20cm	20~40cm	0~20cm	20~40cm	0~20cm	20~40cm	0~20cm	20~40cm
pH	无量纲	7.7	8.1	7.8	8.0	7.6	7.7	8.0	7.9
铅	μg/L	5.1	5.0	5.3	5.6	5.2	5.5	5.1	5.3
镉	μg/L	0.11	0.12	0.14	0.10	0.10	0.12	0.14	0.13
汞	μg/L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
镍	mg/L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L
石油类	mg/L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
砷	μg/L	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L
挥发酚	mg/L	0.0010	0.0013	0.0012	0.0011	0.0012	0.0015	0.0011	0.0014
铬（六价）	mg/L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L
阴离子表面活性剂	mg/L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L
氯化物	mg/L	51.4	46.3	45.2	48.4	46.2	49.1	44.5	47.3
硫化物	mg/L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L

4.3.3 地表水环境质量现状

4.3.3.1 地表水环境质量现状监测

本项目不排放废水，属于水污染影响型三级 B 评价，可不开展区域污染源调查，为了解区域内地表水现状，2024 年 12 月 1 日-12 月 3 日对本项目周边的地表水体进行了监测。

(1) 监测点位

本次评价共布设 2 个地表水监测点，监测点布设情况见表 4.3-16。监测布点见附图 6。

表 4.3-16 监测点布设情况

序号	监测点	与本项目位置关系	坐标
W1	萨北湖	3#平台井西侧 100m	E125.124533,N46.669750
W2	东二排水干渠	北 4-5-斜丙 81 井场东侧 100m	E125.134082,N46.697115

(2) 监测因子

pH、COD、BOD₅、氨氮、总磷、悬浮物、砷、汞、镉、六价铬、铅、镍、铬、挥发酚、石油类、阴离子表面活性剂、硫化物。

(3) 监测频率

取样 3 天，每天一次。

(4) 监测结果

水质监测数据见表 4.3-17。

表 4.3-17 地表水监测数据表 单位：mg/L

监测时间		2024.12.01	2024.12.02	2024.12.03
监测点位		萨北湖		
监测项目	单位	DB241201T01	DB241202T01	DB241203T01
pH	无量纲	7.9	8.1	8.0
COD _{Cr}	mg/L	72	77	74
BOD ₅	mg/L	8.3	9.2	8.5
氨氮	mg/L	0.464	0.445	0.452
总磷	mg/L	0.10	0.14	0.11
石油类	mg/L	0.01L	0.01L	0.01L
挥发酚	mg/L	0.0003L	0.0003L	0.0003L
悬浮物	mg/L	13	14	11
砷	mg/L	0.0003L	0.0003L	0.0003L

汞	mg/L	0.00004L	0.00004L	0.00004L
镉	mg/L	0.0001L	0.0001L	0.0001L
六价铬	mg/L	0.004L	0.004L	0.004L
铅	mg/L	0.001L	0.001L	0.001L
镍	mg/L	0.05L	0.05L	0.05L
铬	mg/L	0.03L	0.03L	0.03L
阴离子表面活性剂	mg/L	0.05L	0.05L	0.05L
硫化物	mg/L	0.01L	0.01L	0.01L
监测时间		2024.12.01	2024.12.02	2024.12.03
监测点位		东二排水干渠		
监测项目	单位	DB241201T02	DB241202T02	DB241203T02
pH	无量纲	7.9	7.8	8.0
CODcr	mg/L	59	63	57
BOD ₅	mg/L	9.2	9.0	8.8
氨氮	mg/L	0.477	0.491	0.488
总磷	mg/L	0.15	0.13	0.11
石油类	mg/L	0.01L	0.01L	0.01L
挥发酚	mg/L	0.0003L	0.0003L	0.0003L
悬浮物	mg/L	13	15	12
砷	mg/L	0.0003L	0.0003L	0.0003L
汞	mg/L	0.00004L	0.00004L	0.00004L
镉	mg/L	0.0001L	0.0001L	0.0001L
六价铬	mg/L	0.004L	0.004L	0.004L
铅	mg/L	0.001L	0.001L	0.001L
镍	mg/L	0.05L	0.05L	0.05L
铬	mg/L	0.03L	0.03L	0.03L
阴离子表面活性剂	mg/L	0.05L	0.05L	0.05L
硫化物	mg/L	0.01L	0.01L	0.01L

4.3.3.2 地表水环境质量现状调查结论

监测结果中 COD_{Cr}、BOD₅ 偏高，根据现场调查可知主要原因为水体相对封闭、自身净化能力较弱，导致水体富营养化以及周边小开荒农业活动造成面源污染并随雨水汇入导致。

4.3.4 声环境质量现状监测与评价

4.3.4.1 声环境质量现状监测

(1) 监测点布设

根据本项目拟建井场布置情况，在本项目所在区域共布设 2 个监测点，监测点布设见表 4.3-18，具体监测点位见附图 6。

表 4.3-18 声环境现状监测点位表

序号	监测点	监测坐标	项目位置关系
N1	颖团小区	E125.128440,N46.670931	7#平台井场东侧 80m
N2	北 3-4-丙 92	E125.133131,N46.684489	项目井场
N3	9 号阀组间（本次改造）	E125.126336,N46.711286	项目依托场站
N4	北五联东厂界	E125.084521,N46.706209	项目依托场站
N5	北五联南厂界	E125.081131,N46.705812	
N6	北五联西厂界	E125.081388,N46.708451	
N7	北五联北厂界	E125.084457,N46.708355	

(2) 监测时间及频次

监测时间：2024 年 12 月 1 日~12 月 2 日。

监测频次：连续监测 2 天，昼夜各 1 次。

(3) 监测结果

声环境现状监测结果见表 4.3-19；

表 4.3-19 声环境现状监测结果表 单位：dB (A)

监测点位	2024.12.1		2024.12.2	
	昼间	夜间	昼间	夜间
颖团小区	46.3	42.5	46.1	42.1
北 3-4-丙 92	45.4	42.7	45.1	42.3
9 号阀组间（本次改造）	47.2	44.3	47.5	44.1
北五联东厂界	45.1	41.4	45.3	41.3
北五联南厂界	47.2	43.2	47.5	43.3
北五联西厂界	46.4	42.5	46.5	42.7
北五联北厂界	44.7	40.1	44.3	40.4

4.3.4.2 声环境质量现状评价

(1) 评价标准

根据建设项目区域声环境功能区划，居民区声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）1类标准，依托场站声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类标准。

(2) 评价方法

声环境质量现状评价采用对标法进行评价。

(3) 评价结论

由声环境质量现状监测结果与执行评价标准限值对比分析可知，居民区声环境满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）1类标准；依托场站声环境满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类标准。

4.3.5 土壤质量现状监测与评价

4.3.5.1 土壤理化特性调查

根据国家土壤信息服务平台，调查本项目区域相关土壤资料，区域土壤种类主要有草甸土、表潜黑土。区域土壤类型分布图见下图所示。

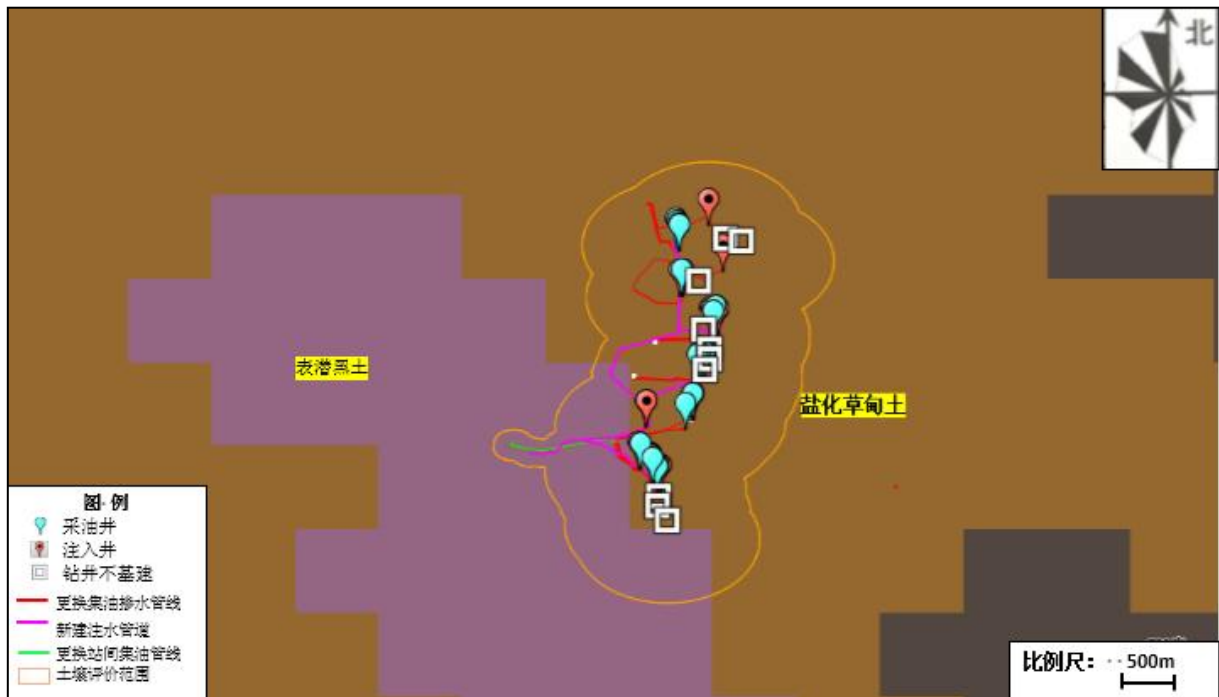


图 4.3-2 项目区域土壤类型图





在充分收集资料的基础上，根据土壤环境影响类型、建设项目特征与评价需要，有针对性地选择土壤理化特性调查内容，主要包括颜色、结构、质地、砂砾含量、其他异物、pH值、阳离子交换、氧化还原电位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度，具体土壤理化特性调查见表 4.3-20，区域内土壤构型（土壤剖面）见表 4.3-21。

表 4.3-20 土壤理化特性调查

时间		2024.12.01		
点号		北 4-90-丙 91		
层次		0-50cm	50-150cm	150-300cm
现场记录	颜色	黄色	黄色	黄色
	结构	块状	块状	块状
	质地	壤土	壤土	壤土
	砂砾含量	25~45%	25~45%	25~45%
	其他异物	植物根系	--	--
实验室测定	pH 值	7.88	8.11	7.96
	阳离子交换量(cmol+/kg)	11.2	12.7	11.8
	氧化还原电位 (mv)	185	202	193
	饱和导水率(mm/min)	1.258	1.425	1.318
	土壤容重 (g/cm ³)	1.36	1.41	1.33
	孔隙度(%)	48.7	46.8	49.8
点号		大庆职业学院西侧绿化带		
层次		0-20cm		
现场记录	颜色	黄色		
	结构	块状		
	质地	壤土		
	砂砾含量	25~45%		
	其他异物	植物根系		
	pH 值	7.79		

实验室测定	阳离子交换量(cmol+/kg)	12.7
	氧化还原电位 (mv)	185
	饱和导水率(mm/min)	1.225
	土壤容重 (g/cm ³)	1.40
	孔隙度(%)	47.2

表 4.3-21 土体构型（土壤剖面）表

点号	景观照片	土壤剖面照片	层次
北 4-90- 丙 91	 <p>经度: 125.130427 纬度: 46.696369 地址: 黑龙江省大庆市萨尔图区 备注: 北4-90-丙91</p>		0-0.5m 块状结构 壤土
			0.5-1.5m 块状结构 壤土
			1.5-3m 块状结构 壤土
			 <p>经度: 125.130417 纬度: 46.696396 地址: 黑龙江省大庆市萨尔图区 备注: 北4-90-丙91</p>
大庆职		/	0-0.2m 块状结构 壤土

业学院 西侧绿 化带			
注：应给出带标尺的土壤剖面照片及其景观照片。			
根据土壤分层情况描述土壤的理化特性。			

4.3.5.2 土壤环境质量现状监测

(1) 采样点布设

本项目土壤环境影响类型属于污染影响型项目，评价等级为一级，依据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）要求，确定本项目占地范围内共布设 2 个表层样监测点，5 个柱状样监测点，占地范围外共布设 6 个表层样点，土壤现状监测点位详见表 4.3-22，监测点位置见附图 6。

表 4.3-22 土壤现状监测点位

编号	监测点名称	坐标	功能区(现状)	土壤类型	取样方法	监测因子	备注
TR1	北 4-90-丙 91	E125.130680, N46.696468	耕地	盐化草甸土	柱状样	45 项基本因子及 pH 值、石油类、石油烃 (C ₆ -C ₉)、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、土壤盐分含量	在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
TR2	北 4-5-斜丙 81	E125.134895, N46.706435	未利用地	盐化草甸土	柱状样		在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
TR3	北 3-21-丙 94	E125.135357, N46.690758	耕地	盐化草甸土	柱状样		在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
TR4	北 3-4-丙 92	E125.133117, N46.684503	耕地	盐化草甸土	柱状样		在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取

							样
TR5	新建阀组间	E125.122026 ,N46.675601	未利用地	盐化草 甸土	柱状样		在 0~0.5m、 0.5~1.5m、 1.5~3m 分别取 样
TR6	北五转油放 水站	E125.084071, N46.706647	建设用地	表黑潜 土	表层样		在 0~0.2m 取样
TR7	9 号阀组间	E125.111955, N46.705243	建设用地	盐化草 甸土	表层样		在 0~0.2m 取样
TR8	颖团小区	E125.128440, N46.670931	建设用地	盐化草 甸土	表层样		在 0~0.2m 取样
TR9	大庆职业学 院西侧绿化 带	E125.138069, N46.670593	绿地	盐化草 甸土	表层样	pH、Hg、As、 Cr（六价）、石 油烃 （C10-C40）、 石油烃 （C6-C9）、石 油类、全盐量	在 0~0.2m 取样
TR10	北 2-4-斜丙 95 南侧 50m 耕地	E125.132791, N46.68737	耕地	盐化草 甸土	表层样	pH、镉、汞、	在 0~0.2m 取样
TR11	北 3-4-丙 94 南侧 50m 草 地	E125.126482, N46.677569	草地	盐化草 甸土	表层样	砷、铅、铬、铜、 镍、锌、石油烃 （C10-C40）、	在 0~0.2m 取样
TR12	北 3-4-丙 92 西侧 100m 耕 地	E125.131785, N46.684526	耕地	盐化草 甸土	表层样	石油烃 （C6-C9）、石 油类、全盐量、	在 0~0.2m 取样
TR13	北 4-6-丙 91 东侧 100m 耕 地	E125.130451, N46.703331	耕地	盐化草 甸土	表层样	Cr（六价）	在 0~0.2m 取样

(2) 监测项目

《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 中 45 项基本项目，即：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、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。

特征因子：pH、石油类、石油烃(C₆~C₉)、石油烃(C₁₀~C₄₀)、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量。

(3) 采样时间、采样方法

采样时间：2024年12月1日

采样方法：参照相应国标或《环境监测分析方法》、《土壤元素的近代分析方法》、《土壤环境监测技术规范》的有关章节的要求进行采样及分析。每个表层样在0~20cm取1个土样；每个柱状样在0-0.5m、0.5-1.5m、1.5-3m分别取1个土样。分析方法及检出限见表4.3-23。

表 4.3-23 土壤监测项目分析及检出限

序号	检测项目	分析及来源	检出限
1	汞	土壤和沉积物汞、砷、硒、铋、锑的测定微波消解/原子荧光法 HJ 680-2013	0.002mg/kg
2	砷		0.01mg/kg
3	镉	土壤质量铅、镉的测定 石墨炉原子吸收分光光度法 GB/T 17141-1997	0.01mg/kg
4	六价铬	土壤和沉积物 六价铬的测定 碱溶液提取-火焰原子吸收分光光度法 HJ 1082-2019	0.5mg/kg
5	铜	土壤和沉积物 铜、锌、铅、镍、铬的测定 火焰原子吸收分光光度法 HJ 491-2019	1mg/kg
6	铅		10mg/kg
7	镍		3mg/kg
8	四氯化碳	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 HJ 605-2011	1.3μg/kg
9	氯仿		1.1μg/kg
10	氯甲烷		1.0μg/kg
11	1,1-二氯乙烷		1.2μg/kg

12	1,2-二氯乙烷		1.3μg/kg
13	1,1-二氯乙烯		1.0μg/kg
14	顺-1,2-二氯乙烯		1.3μg/kg
15	反-1,2-二氯乙烯		1.4μg/kg
16	二氯甲烷		1.5μg/kg
17	1,2-二氯丙烷		1.1μg/kg
18	1,1,1,2-四氯乙烷		1.2μg/kg
19	1,1,2,2-四氯乙烷		1.2μg/kg
20	四氯乙烯		1.4μg/kg
21	1,1,1-三氯乙烷		1.3μg/kg
22	1,1,2-三氯乙烷		1.2μg/kg
23	三氯乙烯		1.2μg/kg
24	1,2,3-三氯丙烷		1.2μg/kg
25	氯乙烯		1.0μg/kg
26	苯		1.9μg/kg
27	氯苯		1.2μg/kg
28	1,2-二氯苯		1.5μg/kg
29	1,4-二氯苯		1.5μg/kg
30	乙苯		1.2μg/kg

31	苯乙烯		1.1μg/kg
32	甲苯		1.3μg/kg
33	间二甲苯+对二甲苯		1.2μg/kg
34	邻二甲苯		1.2μg/kg
35	硝基苯		0.09mg/kg
36	苯胺		0.1mg/kg
37	2-氯酚		0.06mg/kg
38	苯并[a]蒽		0.1mg/kg
39	苯并[a]芘		0.1mg/kg
40	苯并[b]荧蒽	土壤和沉积物半挥发性有机物的测定 气相色谱法-质谱法 HJ 834-2017	0.2mg/kg
41	苯并[k]荧蒽		0.1mg/kg
42	蒽		0.1mg/kg
43	二苯并[a, h]蒽		0.1mg/kg
44	茚并[1,2,3-cd]芘		0.1mg/kg
45	萘		0.09mg/kg
46	pH 值	土壤 pH 值的测定 电位法 HJ 962-2018	-
47	石油烃(C10-C40)	土壤和沉积物 石油烃(C10-C40)的测定气相色谱法 HJ 1021-2019	6mg/kg
48	水分	土壤水分测定法 HJ 613-2011	-
49	锌	土壤和沉积物 铜、锌、铅、镍、铬的测定 火焰原子吸收分光光度法 HJ 491-2019	1mg/kg

50	铬	土壤和沉积物 铜、锌、铅、镍、铬的测定 火焰原子吸收分光光度法 HJ 491-2019	4mg/kg
51	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 HJ 1020-2019	0.04mg/kg
52	水溶性盐总量	土壤检测第 16 部分: 土壤水溶性盐总量的测定 重量法 NY/T1121.16-2006	0.1g/kg
53	石油类	土壤 石油类的测定 红外分光光度法 HJ 1051-2019	4mg/kg
54	阳离子交换量	土壤阳离子交换量的测定三氯化六氨合钴浸提-分光光度法 HJ 889-2017	0.8cmol+/kg
55	氧化还原电位	土壤 氧化还原电位的测定 电位法 HJ 746-2015	现场测定
56	总孔隙度	森林土壤水分-物理性质的测定 LY/T 1215-1999	-
57	饱和导水率 (渗滤率)	森林土壤渗滤率的测定 滤筒法和环刀法 LY/T 1218-1999	-
58	容重	土壤检测第 4 部分: 土壤容重的测定 NY/T 1121.4-2006	-

4.3.5.3 土壤环境质量现状评价

(1) 评价方法

利用单项污染指数法进行评价。评价公式如下:

$$P_i = \frac{C_i}{S_i}$$

式中: P_i -土壤中 i 种污染物污染指数;

C_i -土壤中 i 种污染物污染实测值 (mg/kg);

S_i -土壤中 i 种污染物评价标准 (mg/kg)。

土壤环境背景值评价采用单因子污染指数法。

单因子污染指数为土壤污染因子含量与土壤环境质量标准的比值, 其表达式为:

$$P_i = C_i/S_i$$

式中: P_i ——土壤环境污染指数;

C_i ——土壤环境质量实测值, mg/kg;

S_i ——土壤环境质量评价标准, mg/kg。

$P_i \leq 1$ 表明污染物未超标; $P_i > 1$ 表明污染物超标, 且 P_i 值越大, 表明污染越严重。

(2) 评价标准

TR1~TR7 监测点位土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 建设用地土壤污染风险筛选值（基本项目）中第二类用地筛选值标准，以及表 2（其他项目）中第二类用地筛选值标准；TR8~TR9 监测点位土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 建设用地土壤污染风险筛选值（基本项目）中第一类用地筛选值标准，以及表 2（其他项目）中第一类用地筛选值标准；TR10~TR13 监测点位土壤执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 农用地土壤风险筛选值（基本项目）中标准。

（3）评价结果

建设用地土壤环境质量现状评价结果见表 4.3-24。农用地土壤环境质量现状评价结果见表 4.3-25。

表 4.2-24 建设用地土壤环境质量现状评价结果 (P_i 值)

监测项目	单位	第二类 用地筛 选值	北 4-90-丙 91						北 4-5-斜丙 81					
			0~0.5m		0.5~1.5m		1.5~3m		0~0.5m		0.5~1.5m		1.5~3m	
			监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数
pH	无量纲	/	7.88	/	8.11	/	7.96	/	8.09	/	7.84	/	8.15	/
镉 (Cd)	mg/kg	65	0.1	0.0015	0.08	0.0012	0.12	0.0018	0.1	0.0015	0.09	0.0014	0.07	0.0011
汞 (Hg)	mg/kg	38	0.021	0.0006	0.016	0.0004	0.024	0.0006	0.018	0.0005	0.021	0.0006	0.016	0.0004
砷 (As)	mg/kg	60	3.25	0.0542	3.38	0.0563	3.41	0.0568	3.37	0.0562	3.45	0.0575	3.28	0.0547
铅 (Pb)	mg/kg	800	19	0.0238	22	0.0275	17	0.0213	18	0.0225	11	0.0138	16	0.0200
铬 (六价)	mg/kg	5.7	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
铜 (Cu)	mg/kg	18000	15	0.0008	20	0.0011	18	0.0010	21	0.0012	14	0.0008	17	0.0009
镍 (Ni)	mg/kg	900	19	0.0211	23	0.0256	24	0.0267	16	0.0178	24	0.0267	21	0.0233
水溶性盐总量	mg/kg	/	600	/	800	/	700	/	500	/	800	/	700	/
石油类	mg/kg	/	13	/	16	/	11	/	14	/	10	/	11	/
苯	μg/kg	4	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
甲苯	μg/kg	1200	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
乙苯	μg/kg	2	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
氯苯	μg/kg	270	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
苯乙烯	μg/kg	1290	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
间二甲苯+对二甲苯	μg/kg	570	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
邻二甲苯	μg/kg	640	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
氯乙烯	μg/kg	0.43	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
1,2-二氯苯	μg/kg	560	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/

1,4-二氯苯	µg/kg	20	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
四氯化碳	µg/kg	2.8	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
氯仿	µg/kg	0.9	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
氯甲烷	µg/kg	37	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
1,1-二氯乙烷	µg/kg	9	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
1,2-二氯乙烷	µg/kg	5	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
1,1-二氯乙烯	µg/kg	66	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
顺-1,2-二氯乙烯	µg/kg	596	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
反-1,2-二氯乙烯	µg/kg	54	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
二氯甲烷	µg/kg	616	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
1,2-二氯丙烷	µg/kg	5	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
1,1,1,2-四氯乙烷	µg/kg	10	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
1,1,2,2-四氯乙烷	µg/kg	6.8	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
四氯乙烯	µg/kg	53	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
1,1,1-三氯乙烷	µg/kg	840	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
1,1,2-三氯乙烷	µg/kg	2.8	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
三氯乙烯	µg/kg	2.8	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
1,2,3-三氯丙烷	µg/kg	0.5	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
硝基苯	µg/kg	76	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
苯胺	µg/kg	260	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/

2-氯酚	μg/kg	2256	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
蒎	μg/kg	1293	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
萘	μg/kg	70	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
苯并[a]蒎	μg/kg	15	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
苯并[b]荧蒎	μg/kg	15	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
苯并[k]荧蒎	μg/kg	151	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
苯并[a]芘	μg/kg	1.5	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
茚并[1,2,3-cd]芘	μg/kg	15	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
二苯并[a, h]蒎	μg/kg	1.5	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	mg/kg	4500	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
石油烃 (C ₆ -C ₉)	mg/kg	65	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/

续表 4.2-24 建设用地土壤环境质量现状评价结果 (P_i 值)

监测项目	单位	第二类 用地筛 选值	北 3-21-丙 94						北 3-4-丙 92					
			0~0.5m		0.5~1.5m		1.5~3m		0~0.5m		0.5~1.5m		1.5~3m	
			监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数
pH	无量纲	/	7.97	/	8.06	/	8.11	/	7.99	/	8.02	/	7.84	/
镉 (Cd)	mg/kg	65	0.1	0.0015	0.07	0.0011	0.09	0.0014	0.1	0.0015	0.11	0.0017	0.08	0.0012
汞 (Hg)	mg/kg	38	0.013	0.0003	0.019	0.0005	0.016	0.0004	0.018	0.0005	0.022	0.0006	0.016	0.0004
砷 (As)	mg/kg	60	3.31	0.0552	3.29	0.0548	3.35	0.0558	3.21	0.0535	3.4	0.0567	3.38	0.0563
铅 (Pb)	mg/kg	800	14	0.0175	17	0.0213	19	0.0238	16	0.0200	14	0.0175	15	0.0188
铬 (六价)	mg/kg	5.7	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
铜 (Cu)	mg/kg	18000	12	0.0007	17	0.0009	16	0.0009	15	0.0008	10	0.0006	13	0.0007

镍 (Ni)	mg/kg	900	22	0.0244	19	0.0211	23	0.0256	16	0.0178	19	0.0211	18	0.0200
水溶性盐总量	mg/kg	/	600	/	800	/	700	/	700	/	600	/	800	/
石油类	mg/kg	/	12	/	16	/	13	/	12	/	11	/	15	/
苯	mg/kg	4	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
甲苯	mg/kg	1200	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
乙苯	mg/kg	2	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
氯苯	mg/kg	270	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
苯乙烯	mg/kg	1290	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
间二甲苯+对二甲苯	mg/kg	570	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
邻二甲苯	mg/kg	640	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
氯乙烯	mg/kg	0.43	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
1,2-二氯苯	mg/kg	560	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
1,4-二氯苯	mg/kg	20	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
四氯化碳	mg/kg	2.8	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
氯仿	mg/kg	0.9	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
氯甲烷	mg/kg	37	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
1,1-二氯乙烷	mg/kg	9	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
1,1-二氯乙烯	mg/kg	66	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
顺-1,2-二氯乙烯	mg/kg	596	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
反-1,2-二氯乙烯	mg/kg	54	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/

二氯甲烷	mg/kg	616	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
1,2-二氯丙烷	mg/kg	5	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	10	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	6.8	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
四氯乙烯	mg/kg	53	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	840	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	2.8	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
三氯乙烯	mg/kg	2.8	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	0.5	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
硝基苯	mg/kg	76	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
苯胺	mg/kg	260	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
2-氯酚	mg/kg	2256	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
蒽	mg/kg	1293	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
萘	mg/kg	70	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
苯并[a]蒽	mg/kg	15	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
苯并[b]荧蒽	mg/kg	15	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
苯并[k]荧蒽	mg/kg	151	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
苯并[a]芘	mg/kg	1.5	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
茚并[1,2,3-cd]芘	mg/kg	15	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
二苯并[a, h]蒽	mg/kg	1.5	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
石油烃	mg/kg	4500	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/

(C ₁₀ -C ₄₀)													
石油烃 (C ₆ -C ₉)	mg/kg	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出

续表 4.2-24 建设用地上壤环境质量现状评价结果 (P_i 值)

监测项目	单位	第二类用地筛选值	新建阀组间						北五转油放水站		9号阀组间	
			0~0.5m		0.5~1.5m		1.5~3m		0~0.2m		0~0.2m	
			监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数
pH	无量纲	/	7.85	/	8.02	/	7.91	/	7.88	/	8.03	/
镉 (Cd)	mg/kg	65	0.1	0.0015	0.12	0.0018	0.11	0.0017	0.11	0.0017	0.09	0.0014
汞 (Hg)	mg/kg	38	0.019	0.0005	0.016	0.0004	0.021	0.0006	0.015	0.0004	0.014	0.0004
砷 (As)	mg/kg	60	3.27	0.0545	3.4	0.0567	3.38	0.0563	3.26	0.0543	3.33	0.0555
铅 (Pb)	mg/kg	800	15	0.0188	19	0.0238	17	0.0213	17	0.0213	21	0.0263
铬 (六价)	mg/kg	5.7	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
铜 (Cu)	mg/kg	18000	17	0.0009	12	0.0007	15	0.0008	21	0.0012	19	0.0011
镍 (Ni)	mg/kg	900	19	0.0211	22	0.0244	21	0.0233	20	0.0222	18	0.0200
水溶性盐总量	mg/kg	/	700	/	500	/	600	/	600	/	700	/
石油类	mg/kg	/	10	/	13	/	11	/	12	/	14	/
苯	mg/kg	4	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
甲苯	mg/kg	1200	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
乙苯	mg/kg	2	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
氯苯	mg/kg	270	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
苯乙烯	mg/kg	1290	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
间二甲苯+对二甲苯	mg/kg	570	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
邻二甲苯	mg/kg	640	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/

氯乙烯	mg/kg	0.43	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
1,2-二氯苯	mg/kg	560	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
1,4-二氯苯	mg/kg	20	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
四氯化碳	mg/kg	2.8	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
氯仿	mg/kg	0.9	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
氯甲烷	mg/kg	37	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
1,1-二氯乙烷	mg/kg	9	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
1,2-二氯乙烷	mg/kg	5	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
1,1-二氯乙烯	mg/kg	66	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
顺-1,2-二氯乙烯	mg/kg	596	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
反-1,2-二氯乙烯	mg/kg	54	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
二氯甲烷	mg/kg	616	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
1,2-二氯丙烷	mg/kg	5	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
1,1,1,2-四氯乙烷	mg/kg	10	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
1,1,2,2-四氯乙烷	mg/kg	6.8	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
四氯乙烯	mg/kg	53	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
1,1,1-三氯乙烷	mg/kg	840	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
1,1,2-三氯乙烷	mg/kg	2.8	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
三氯乙烯	mg/kg	2.8	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
1,2,3-三氯丙烷	mg/kg	0.5	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
硝基苯	mg/kg	76	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
苯胺	mg/kg	260	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
2-氯酚	mg/kg	2256	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
蒎	mg/kg	1293	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/

萘	mg/kg	70	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
苯并[a]蒽	mg/kg	15	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
苯并[b]荧蒽	mg/kg	15	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
苯并[k]荧蒽	mg/kg	151	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
苯并[a]芘	mg/kg	1.5	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
茚并[1,2,3-cd]芘	mg/kg	15	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
二苯并[a, h]蒽	mg/kg	1.5	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	mg/kg	4500	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
石油烃 (C ₆ -C ₉)	mg/kg	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/

续表 4.2-24 建设用地土壤环境质量现状评价结果 (P_i值)

监测项目	单位	第一类用地筛选值	颍团小区	
			0~0.2m	
			监测值	标准指数
pH	无量纲	/	7.95	/
镉 (Cd)	mg/kg	20	0.12	0.0060
汞 (Hg)	mg/kg	8	0.017	0.0021
砷 (As)	mg/kg	20	3.27	0.1635
铅 (Pb)	mg/kg	400	16	0.0400
铬 (六价)	mg/kg	3	未检出	/
铜 (Cu)	mg/kg	2000	18	0.0090
镍 (Ni)	mg/kg	150	23	0.1533
水溶性盐总量	mg/kg	/	900	/
石油类	mg/kg	/	11	/
苯	μg/kg	1	未检出	/
甲苯	μg/kg	1200	未检出	/
乙苯	μg/kg	7.2	未检出	/
氯苯	μg/kg	68	未检出	/
苯乙烯	μg/kg	1290	未检出	/
间二甲苯+对二甲苯	μg/kg	163	未检出	/
邻二甲苯	μg/kg	222	未检出	/
氯乙烯	μg/kg	0.12	未检出	/
1,2-二氯苯	μg/kg	560	未检出	/
1,4-二氯苯	μg/kg	5.6	未检出	/
四氯化碳	μg/kg	0.9	未检出	/
氯仿	μg/kg	0.3	未检出	/
氯甲烷	μg/kg	12	未检出	/
1,1-二氯乙烷	μg/kg	3	未检出	/
1,2-二氯乙烷	μg/kg	0.52	未检出	/
1,1-二氯乙烯	μg/kg	12	未检出	/
顺-1,2-二氯乙烯	μg/kg	66	未检出	/
反-1,2-二氯乙烯	μg/kg	1	未检出	/
二氯甲烷	μg/kg	94	未检出	/
1,2-二氯丙烷	μg/kg	1	未检出	/
1,1,1,2-四氯乙烷	μg/kg	2.6	未检出	/
1,1,2,2-四氯乙烷	μg/kg	1.6	未检出	/
四氯乙烯	μg/kg	11	未检出	/

1,1,1-三氯乙烷	μg/kg	701	未检出	/
1,1,2-三氯乙烷	μg/kg	0.6	未检出	/
三氯乙烯	μg/kg	0.7	未检出	/
1,2,3-三氯丙烷	μg/kg	0.05	未检出	/
硝基苯	μg/kg	34	未检出	/
苯胺	μg/kg	92	未检出	/
2-氯酚	μg/kg	250	未检出	/
蒽	μg/kg	490	未检出	/
萘	μg/kg	25	未检出	/
苯并[a]蒽	μg/kg	5.5	未检出	/
苯并[b]荧蒽	μg/kg	5.5	未检出	/
苯并[k]荧蒽	μg/kg	55	未检出	/
苯并[a]芘	μg/kg	0.55	未检出	/
茚并[1,2,3-cd]芘	μg/kg	5.5	未检出	/
二苯并[a, h]蒽	μg/kg	0.55	未检出	/
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	mg/kg	826	未检出	/
石油烃 (C ₆ -C ₉)	mg/kg	/	未检出	/

续表 4.2-24 建设用地土壤环境质量现状评价结果 (P_i值)

监测项目	单位	第一类用地筛选值	大庆职业学院西侧绿化带	
			0~0.2m	
			监测值	标准指数
pH	无量纲	/	7.79	/
镉 (Cd)	mg/kg	20	0.12	0.006
汞 (Hg)	mg/kg	8	0.015	0.0019
砷 (As)	mg/kg	20	3.34	0.167
铅 (Pb)	mg/kg	400	17	0.042
铬 (六价)	mg/kg	3	未检出	/
铜 (Cu)	mg/kg	2000	14	0.007
镍 (Ni)	mg/kg	150	21	0.14
水溶性盐总量	mg/kg	/	700	/
石油类	mg/kg	/	13	/
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	mg/kg	826	未检出	/
石油烃 (C ₆ -C ₉)	mg/kg	/	未检出	/

表 4.3-25 农用地土壤环境质量现状评价结果

监测项目	单位	农用地筛选值 (pH>7.5)	北 2-4-斜丙 95 南侧 50m 耕地		北 3-4-丙 94 南侧 50m 草 地		北 3-4-丙 92 西侧 100m 耕 地		北 4-6-丙 91 东侧 100m 耕 地	
			0~0.2m		0~0.2m		0~0.2m		0~0.2m	
			监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数	监测值	标准指数
pH	无量纲	/	7.64	/	7.89	/	8.03	/	7.88	/
镉 (Cd)	mg/kg	0.6	0.08	0.1333	0.11	0.1833	0.09	0.1500	0.11	0.1833
汞 (Hg)	mg/kg	1	0.016	0.0160	0.02	0.0200	0.021	0.0210	0.016	0.0160
砷 (As)	mg/kg	25	3.32	0.1328	3.42	0.1368	3.28	0.1312	3.34	0.1336
铅 (Pb)	mg/kg	170	16	0.0941	18	0.1059	18	0.1059	21	0.1235
铬 (六价)	mg/kg	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
铜 (Cu)	mg/kg	100	11	0.1100	15	0.1500	17	0.1700	15	0.1500
镍 (Ni)	mg/kg	190	22	0.1158	19	0.1000	18	0.0947	20	0.1053
水溶性盐总量	mg/kg	/	700	/	600	/	500	/	600	/
石油类	mg/kg	/	12	/	10	/	11	/	13	/
锌	mg/kg	300	51	0.1700	65	0.2167	66	0.2200	54	0.1800
总铬	mg/kg	250	46	0.1840	52	0.2080	51	0.2040	43	0.1720
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	mg/kg	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/
石油烃 (C ₆ -C ₉)	mg/kg	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/	未检出	/

(4) 评价结论

从表中可以看出，评价区域内土壤环境质量较好，未出现超标情况。本项目永久占地内土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表1 建设用地土壤污染风险筛选值（基本项目）中第二类用地筛选值标准，以及表2（其他项目）中第二类用地筛选值标准；评价范围内居民区颖团小区土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表1 建设用地土壤污染风险筛选值（基本项目）中第一类用地筛选值标准，以及表2（其他项目）中第一类用地筛选值标准；评价范围内草地、耕地土壤满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表1 农用地土壤风险筛选值（基本项目）中标准。

4.3.6 生态环境现状评价

4.3.6.1 生态功能区划

本工程位于黑龙江省大庆市。根据现场调查和资料搜集，项目所在区域不涉及自然保护区、风景名胜区和饮用水水源保护区等特殊生态敏感区域和重要生态敏感区域。

根据《黑龙江生态功能区划》，本项目主要生态服务功能、生态敏感因子、主要生态问题和主要保护目标见表 4.3-26。

表 4.3-26 项目区生态功能区划

生态功能分区单元			主要生态服务功能	主要生态环境问题	主要生态敏感性	保护措施与发展方向
生态区	生态亚区	生态功能区				
I-6 松嫩平原西部草甸草原生态区	I-6-1 松嫩平原西部草甸草原与农业生态亚区	I-6-1-2 大庆地区矿业与土壤保持生态功能区	沙漠化控制、植被保护、生物多样性保护、石油开采	地下水超采严重，地下水水质受到污染；石油开采造成草地破坏；地面采空塌陷；土地盐渍化	土地盐渍化和土地沙漠化敏感性为轻度敏感；绝大多数地区生物多样性敏感性为高度敏感	逐步恢复草原面积，加大对漏斗区的回注，防止漏斗区继续形成，控制对水环境的影响，科学发展畜牧业

由上表可知，本项目位于“大庆地区矿业与土壤保持生态功能区”，主要生态服务功能分别为“沙漠化控制、植被保护、生物多样性保护、石油开采”，主要保护措施与发展方向为“逐步恢复草原面积，加大对漏斗区的回注，防止漏斗区继

续形成，控制对水环境的影响，科学发展农牧业”。

项目类型属于油田开采项目，根据项目方案，本项目所在区块井场均为现有工程，本次仅对其采油工艺进行升级以及更新地面工程配套设施，对生态环境的影响较小，基本不会对沙漠化扩大、土壤盐渍化等造成影响。综上所述，项目的建设实施与区域生态环境功能不冲突，对区域生态环境影响是可接受的。

4.6.6.2 生态环境质量现状调查

(1) 调查时间

接受委托以后,本公司于 2024 年 9 月对评价范围内的生态现状进行现场调查,对评价区植被、地形地貌进行初步判断,了解评价范围内的植被类型及生境类型。通过收集资料,结合遥感影像分析数据,据此进行生态现状评价。

(2) 评价范围

根据环境影响评价技术导则《生态影响》(HJ19-2022)及《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)要求,本次以井场周围 50m 围、集输管道、道路等线性工程两侧外延 300m 评价范围,最终确定的生态评价面积为 690.40hm²。

(3) 调查方法

生态现状调查与评价采用《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022)《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)中的资料收集法、现场调查法、遥感调查法相结合的方法,进行定性或定量的分析评价。

①基础资料收集法

收集评价区域非生物因子特征(气候、土壤、地形地貌、水文地质等)、动植物类型及分布、土壤侵蚀、生态功能区划、土地利用等资料,分析区域各生态要素现状情况,结合现场调查,得出区域动植物分布、土地利用及水土流失等现状情况。

②野外实地调查

现场勘查遵循整体与重点相结合的调查原则,在综合考虑主导生态因子结构与功能的完整性的同时,突出重点区域和关键时段的调查,并通过对评价区域的实际踏勘,核实收集资料及遥感解译的准确性,以获取实际资料和数据。

重要生态敏感区逐一调查核实其类型、等级、分布、保护对象、功能区划、保护要求等。

③遥感调查法

规划评价区域涉及区域范围较大,本次借助遥感手段调查区域生态系统、土地利用、植被分布、地形地貌等生态因子。

本次评价以充分反映生态环境信息为原则,运用 ERDAS IMAGINE、ARCGIS 等软件进行图像解译与制作。解译信息源主要为欧洲航天局哥白尼数

据中心（ESA Copernicus Open Access Hub）下载的 Sentinel-2A 卫星（哨兵-2号）遥感影像数据。

Sentinel 2 是由 Sentinel 2A 和 Sentinel 2B 两颗卫星组成，由欧洲航天局分别与 2015 年、2017 年发射的高分辨率多光谱成像卫星，搭载多光谱成像仪（MSI），覆盖 13 个工作波段，其中 4 个波段在 10 米，6 个波段在 20 米和 3 个波段在 60 米空间分辨率。两颗卫星轨道彼此相差 180°，每颗卫星重访周期为 10 天，两颗为 5 天。

根据实地考察和收集到的有关文字与图形资料，建立地物原型与卫星影像之间的直接解译标志，通过监督分类和人机交互判读分析方法，运用 ArcGIS 软件解译出评价范围内生态环境评价所需的植被、土地等相关数据，得到项目评价区域植被类型、土地利用等生态现状信息。

4.6.6.3 土地利用现状调查与评价

（1）调查方法

根据国家或相关行业标准，建立科学的土地利用现状分类体系；利用卫星影像图作为基础数据源，对卫星遥感图像数据进行图像处理，结合野外踏勘资料及既有专题成果，建立基于土地利用现状分类系统的影像解译标志采用专题自动分类和人机交互解译相结合的方法，编制评价区土地利用现状图；采用遥感图像处理软件 ArcGIS 进行影像数据处理及专题矢量数据处理、分析。

（2）调查结果

根据现场踏勘来看，项目附近以草地为主。根据《土地利用现状分类》（GB/T21010-2017）中的土地资源分类标准，项目评价区域内的土地利用类型可划分为其他林地、水浇地、工业用地等 13 种类型，评价区土地利用类型现状见表 4.3-27。

表 4.3-27 评价区土地利用现状一览表

序号	土地利用类型		面积 (hm ²)	比例
	一级类	二级类		
1	耕地	水浇地	223.78	32.41%
2	林地	其他林地	21.55	3.12%
3	草地	其他草地	261.84	37.93%
4	工矿仓储用地	工业用地	29.65	4.29%
		采矿用地	4.56	0.66%
5	住宅用地	城镇住宅用地	3.97	0.58%
6	交通运输用地	公路用地	15.83	2.29%

		农村道路	10.34	1.50%
7	水域及水利设施用地	沟渠	4.76	0.69%
		坑塘水面	48.63	7.04%
		湖泊水面	23.50	3.40%
		娱乐用地	27.41	3.97%
8	商服用地	公园与绿地	3.02	0.44%
10	其他土地	设施农用地	4.98	0.72%
		裸地	6.58	0.95%
11	合计		690.40	100.00%

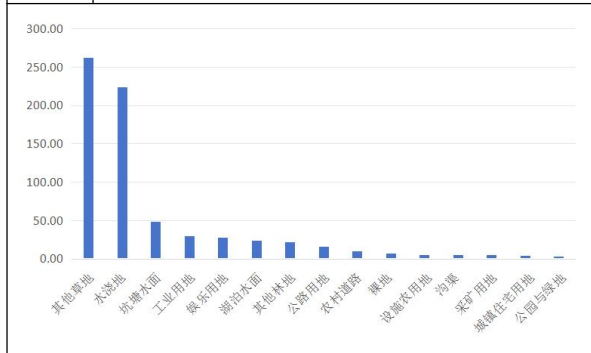


图 4.3-2 评价区土地利用现状统计图

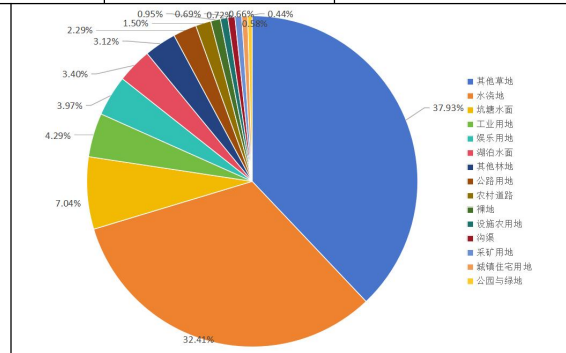


图 4.2-3 评价区土地利用类型比例图

由上表可知，本项目生态评价范围内主要土地利用类型为其他草地，占地面积为 261.84hm²，占评价范围的 37.93%；其次为水浇地，占地面积为 223.78hm²，占评价范围的 32.41%；坑塘水面占地面积为 48.63hm²，占评价范围的 7.04%；此外，评价范围内还分布有工业用地、文化设施用地、其他林地等，总占地面积为 156.15hm²，占评价范围的 22.62%。

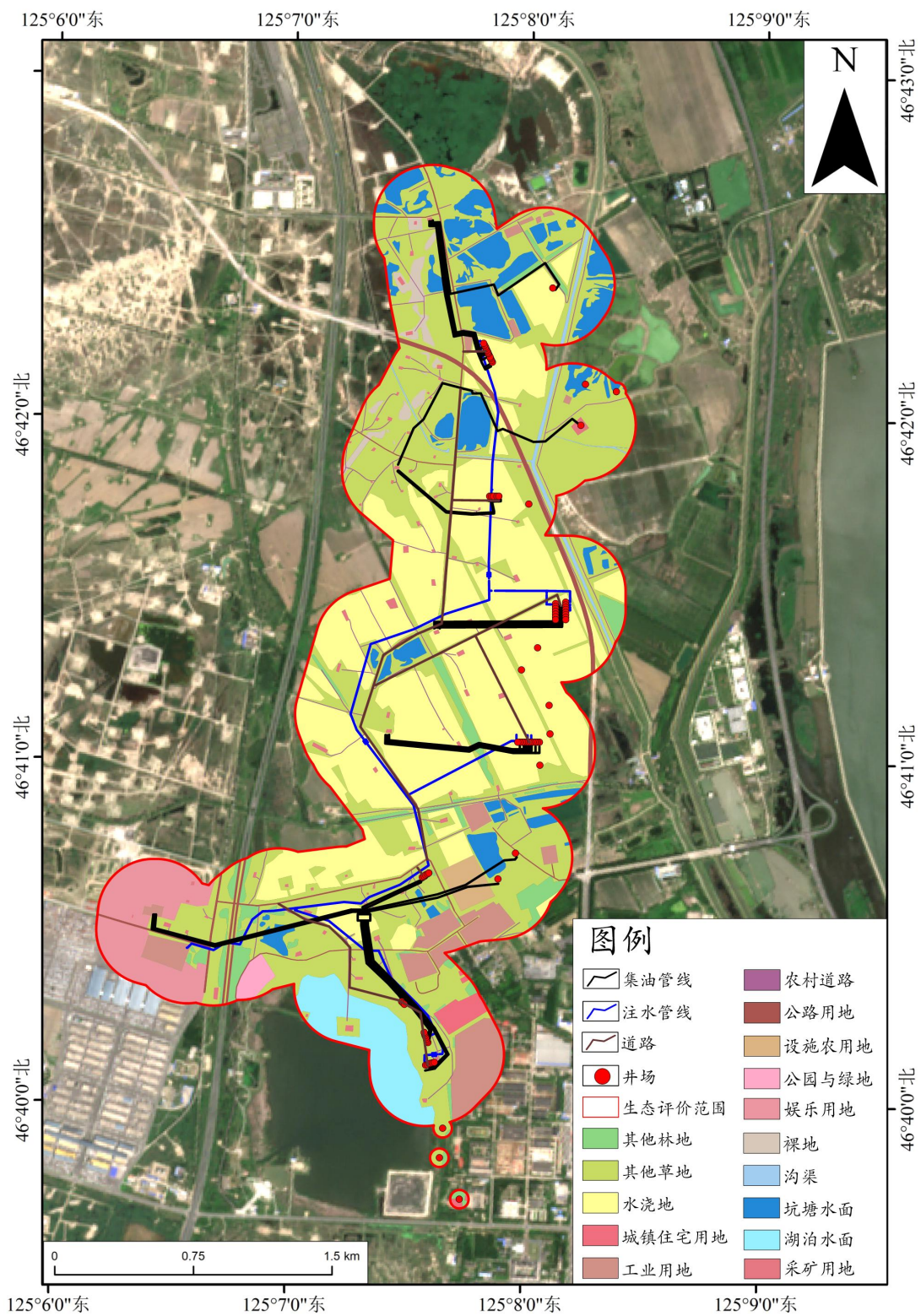


图 4.3-4 评价区土地利用现状图

4.3.6.4 水土流失现状调查

根据《大庆市水土保持规划（2015~2030）》，大庆市划定了市级水土流失重点预防区和重点治理区，本项目所在区域不属于市级水土流失重点预防区和重点治理区。

4.3.6.5 防沙治沙情况调查

《黑龙江省防沙治沙条例》第二十六条规定：“油气勘探开发以及矿产资源开采应当按照规划组织实施，并将地表植被恢复和建设纳入规划。在开发和开采前，应当进行环境影响评价，依法提交包括有关防沙治沙内容的环境影响报告。县级以上人民政府林业、国土资源、环境保护、草原等行政主管部门应当对开发和开采单位的地表植被恢复情况进行监督检查。”第二十七条：“在沙化土地所在地区从事开发建设活动，应当事先就开发建设项目可能对当地及相关地区生态环境产生的影响进行环境影响评价和水资源论证。对不具备水源条件，且有可能造成土地沙化、水土流失等灾害，严重破坏生态环境的开发建设项目，不得批准立项。环境保护行政主管部门在审批环境影响报告时，应当就报告中有关防沙治沙的内容征得同级林业行政主管部门同意。”

本项目当重点增加、恢复和保护林草植被，治理土地沙化和草原退化、沙化、碱化。根据现场调查，项目占地区域未出现土壤沙化现象，为保护区域生态环境，针对本项目的具体特点，应制定生态环境影响减缓措施和防沙治沙措施。

施工期临时占地及施工车辆行驶将对区域地表植被产生破坏。因此施工期须严格落实各项目生态保护措施及生态减缓措施，严格控制控制施工作业占地范围，尽量减小施工期对区域生态影响。

4.3.6.6 生态敏感区现状调查

根据《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ19-2022）中生态敏感区定义，本项目所在区域不涉及生态敏感区。

4.6.6.7 评价区植被现状调查与评价

评价区植被现状调查是应用植被生态学野外调查的方法确定植被的群落类型、对评价区生态系统中的宏观结构、功能、人类活动等群落水平上作出分析和比较，为该区实施可持续发展战略提供理论基础。

（1）植被类型与特征确定

按照植被类型图的编制原则和方法，根据现场植被调查的实际数据结合遥感影像数据，作为植被类型划分的划分依据。对项目区评价范围内的植物和植被进

行调查。调查内容包括植被类型、分布、面积、物种基本组成、优势物种等。

(2) 调查方法与步骤

评价区植被类型调查充分利用现有的调查和普查、土地详查、资源遥感调查等资料，与实地调查相结合，并采用综合的解译法进行分析。

实地调查采用线路调查与重点调查相结合的方法。在工程重点区域以及植被状况良好的区域进行重点调查；对于没有原生植被的区域采取线路调查；珍稀濒危植物的调查及资源植物的调查采取线路调查及市场调查等方法相结合进行调查，按照上述基础工作所收集的调查数据编撰评价区植物名录，见表 4.3-30。

表 4.3-30 本地区植物名录

科	属	种	拉丁名
杨柳科	杨属	青杨	<i>Populus pseudo-simonii</i>
藜科	轴藜属	轴藜	<i>Axyris amaranthoides</i>
	碱蓬属	碱蓬	<i>Suaeda glauca</i>
	藜属	灰绿藜	<i>Chenopodium glaucum</i>
		尖头叶藜	<i>Chenopodium acuminatum</i>
		藜	<i>Chenopodium album</i>
苋科	苋属	苋	<i>Amaranthus tricolor</i>
蔷薇科	龙牙草属	龙牙草	<i>Agrimonia pilosa</i>
	委陵菜属	委陵菜	<i>Potentilla chinensis</i>
		蒿叶委陵菜	<i>Potentilla tanacetifolia</i>
豆科	黄耆属	斜茎黄耆	<i>Astragalus adsurgens</i>
	大豆属	宽叶蔓豆	<i>Glycine gracilis</i>
大戟科	铁苋菜属	铁苋菜	<i>Acalypha australis</i>
唇形科	益母草属	益母草	<i>Leonurus japonicus</i>
车前科	车前属	车前	<i>Plantago asiatica</i>
		大车前	<i>Plantago major</i>
		平车前	<i>Plantago depressa</i>
菊科	紫菀属	紫菀	<i>Aster tataricus</i>
	旋覆花属	线叶旋覆花	<i>Inula linariaefolia</i>
		旋覆花	<i>Inula japonica</i>
	蒿属	黑蒿	<i>Artemisia palustris</i>
		万年蒿	<i>Artemisia sacrorum</i>
		红足蒿	<i>Artemisia rubripes</i>
		艾蒿	<i>Artemisia argyvi</i>
	野艾蒿	<i>Artemisia lavandulifolia</i>	

	风毛菊属	草地风毛菊	<i>Saussurea amara</i>
		碱地风毛菊	<i>Saussurea runcinata</i>
	莴苣属	北山莴苣	<i>Lactuca sibirica</i>
		山莴苣	<i>Lactuca indica</i>
	蒲公英属	东北蒲公英	<i>faraxacum ohwianum</i>
		戟片蒲公英	<i>Taraxacum asiaticum</i>
豚草属	豚草	<i>Ambrosia artemisiifolia</i>	
禾本科	芦苇属	芦苇	<i>Phragmites australis</i>
	赖草属	羊草	<i>Leymus chinensis</i>
	狗尾草属	狗尾草	<i>Setaria viridis</i>
香蒲科	香蒲属	香蒲	<i>Typha orientalis</i>
莎草科	旱茅属	牛毛毡	<i>Eleocharis acicularis</i>
		羽毛学芥	<i>Heleocharis wichurai</i>
	三棱草属	三棱草	<i>Bolboschoenus maritimus</i>

(3) 调查结果与分析

在卫片解译图片分析的基础上，通过现场针对性斑块详查，统计出评价区内各种植被的面积、种类和分布。经过调查分析，将调查区的主要植被类型分为粮食作物、碱蓬草丛、青杨林和非植被区 4 类。区域人工植被较少，主要为农作物和人工青杨林，自然植被主要为碱蓬、羊草、碱蒿等碱生植被，植被群落结构单一，植物资源丰富度较低。各植被面积及比例见表 4.3-31，植被类型现状统计图见 4.4-4~4.4-5，项目区域具体植被分布如下：

表 4.3-31 评价区植被类型现状一览表

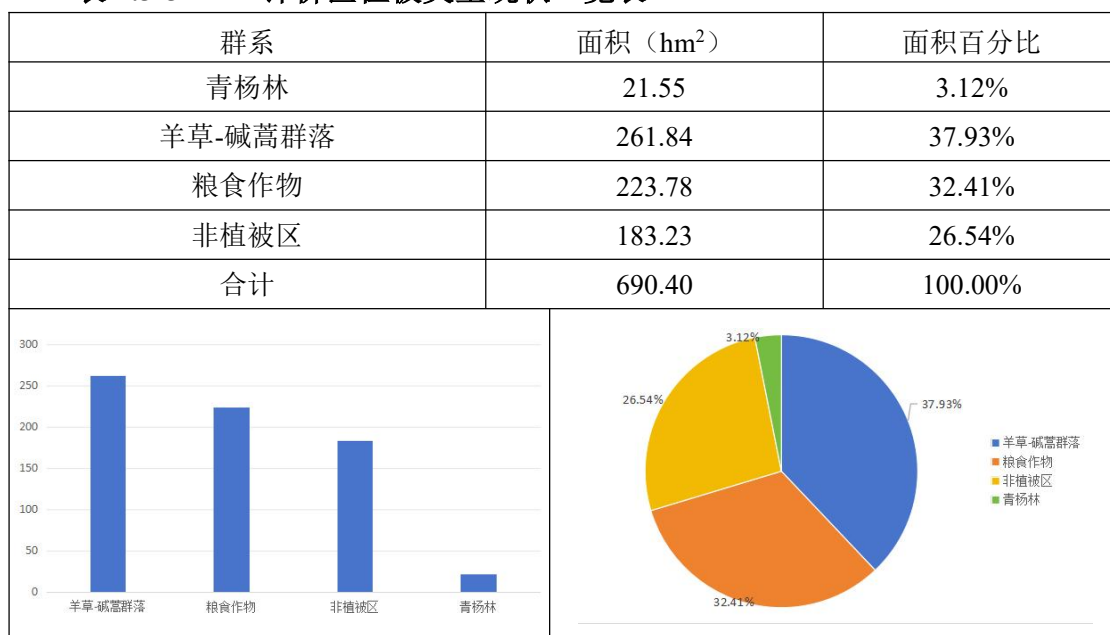


图 4.3-5 评价区植被类型现状统计图

图 4.3-6 评价区植被类型比例图

①青杨林：根据现场调查，项目区附近乔木植被主要为人工栽种的青杨林，主要分布在人工建筑附近，属于人工乔木植被。评价范围内青杨林面积为 21.55hm²，占评价区总面积的 3.12%。

②羊草-碱蒿草丛：评价范围内自然植被主要为各类杂草，包括羊草、碱蒿、碱蓬等，其中羊草和碱蒿为当地的优势草本，面积为 261.84hm²，占评价区总面积的 37.93%，主要分布在荒地或人类干扰后自然恢复地段。

③农作物：主要为人工草本植被，总面积为 223.78hm²，占评价区总面积的 32.41%，主要分布在评价区西部人类活动较为频繁的区域。

(4) 重要野生植物及古树名木

根据《国家重点保护野生植物名录》，本工程所在行政区内关于国家重点保护野生植物的相关资料，结合现场调查，评价范围内未发现重点野生保护植物分布。

根据《黑龙江省古树名木资源保护规划》（2020-2029）古树名木资源普查结果，全省现有古树名木 4322 株，其中，古树 4303 株，含 4 个古树群 2283 株，名木 19 株，涉及大庆市古树主要为肇源县大庙村古树群及萨尔图区城市森林公园古树群，本项目评价区域无古树名木。

综上，评价范围内植被类型比较简单，植被包括自然植被及人工植被，植被覆盖度整体不高，且无重点野生保护植物。



图 4.3-7 评价区植被类型现状图

4.6.6.8 评价区野生动物现状调查与评价

(1) 调查方法

本次调查采用查阅文献，访谈咨询和现场调查相结合的方式。

①文献资料收集：查阅之前有关动物考察的资料，收集当地及其邻近地区的相关文献，初步拟出该地区的动物名录。

②访问调查：走访当地相关部门的工作人员、熟悉野生动物的村民和工作人员，请他们介绍在当地见到过的动物，并描述其主要特征，以了解当地动物的种类、数量和分布。

③现场调查

参照《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)、《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 鸟类》(HJ710.4-2014)，结合现场实地调查，确认项目区域动物种类。

(2) 动物区系

根据中国动物地理区划，本区属于古北界东北亚界东北区松辽平原亚区。本区属北温带大陆性季风气候，四季分明，冬季寒冷干燥，夏季炎热多雨，春秋两季天气复杂，气温变化剧烈。该区具有大面积的草地景观，栖息于草丛内的小型兽类得到很大发展。

(3) 动物资源

结合询问当地居民及查阅文献资料可知，评价区域内人类生产、生活活动频繁，区域内动物种类属小型，以适应性广、繁殖能力强的动物为主，哺乳动物中有东北兔、蒙古兔等，以啮齿类为主；鸟类常见有麻雀、家燕等；两栖类动物主要为中华蟾蜍、花背蟾蜍。

评价区野生动物包括但不限于下列名录中所列物种。

表 4.3-32 项目评价区域主要动物名录

目	科	物种名	Species	居留类型	保护级别	是否属于三有动物
鸟纲						
鸡形目	雉科	环颈雉	<i>Phasianus colchicus</i>	R	/	是
雁形目	鸭科	赤膀鸭	<i>Mareca strepera</i>	S	/	是
鸕鹚目	鸕鹚科	凤头鸕鹚	<i>Podiceps cristatus</i>	S、P	/	是
鹈形目	鹭科	大麻鹭	<i>Botaurus stellaris</i>	S	/	是
鹈形目	鹭科	苍鹭	<i>Ardea cinerea</i>	S	/	是

鸽形目	反嘴鹬科	黑翅长脚鹬	<i>Himantopus himantopus</i>	S	/	是
鸽形目	鹬科	青脚鹬	<i>Tringa nebularia</i>	P	/	是
鸽形目	鸥科	普通燕鸥	<i>Sterna hirundo</i>	S	/	是
鸽形目	鸥科	白翅浮鸥	<i>Chlidonias leucopterus</i>	S	/	是
鸽形目	鸠鸽科	山斑鸠	<i>Streptopelia orientalis</i>	R	/	是
鹃形目	杜鹃科	大杜鹃	<i>Cuculus canorus</i>	S	/	是
雀形目	鸦科	喜鹊	<i>Pica serica</i>	R	/	是
雀形目	鸦科	秃鼻乌鸦	<i>Corvus frugilegus</i>	R	/	是
雀形目	鸦科	大嘴乌鸦	<i>Corvus macrorhynchos</i>	R	/	否
雀形目	燕科	家燕	<i>Hirundo rustica</i>	S	/	是
雀形目	燕科	金腰燕	<i>Cecropis daurica</i>	R	/	是
雀形目	雀科	麻雀	<i>Passer montanus</i>	R	/	是
哺乳纲						
翼手目	蝙蝠科	普通蝙蝠	<i>Vespertilio murinus</i>	/	/	否
啮齿目	松鼠科	花鼠	<i>Amias sibiricus</i>	/	/	是
啮齿目	鼠科	大林姬鼠	<i>Apodemus peninsulae</i>	/	/	否
啮齿目	鼠科	褐家鼠	<i>Rattus norvegicus</i>	/	/	否
啮齿目	鼠科	小家鼠	<i>Mus musculus</i>	/	/	否
兔形目	兔科	东北兔	<i>Lepus mandshuricus</i>	/	省级	是
兔形目	兔科	蒙古兔	<i>Lepus tolai</i>	/	省级	是
两栖纲						
无尾目	蟾蜍科	中华蟾蜍	<i>Bufo gargarizans</i>	/	/	是
无尾目	蟾蜍科	花背蟾蜍	<i>Strauchbufo raddei</i>	/	/	是
无尾目	蛙科	黑龙江林蛙	<i>Rana amurensis</i>	/	/	否
无尾目	蛙科	中国林蛙	<i>Rana chensinensis</i>	/	/	否
无尾目	雨蛙科	无斑雨蛙	<i>Hyla immaculata</i>	/	/	否
无尾目	雨蛙科	东北雨蛙	<i>Hyla ussuriensis</i>	/	/	否
爬行纲						

有鳞目	蜥蜴科	北草蜥	<i>Takydromus septentrionalis</i>	/	/	是
有鳞目	游蛇科	白条锦蛇	<i>Elaphe dione</i>	/	/	是
有鳞目	蝰科	乌苏里蝮	<i>Gloydius ussuriensis</i>	/	/	是
注：R 留鸟，S 夏候鸟，P 旅鸟						

(4) 野生动物现状评价

评价区内由于人类的长期干扰和生态环境的改变，项目评价区域大量野生动物消失，现存动物种类较少，且均为常见种，区域内省级野生保护动物有东北兔、蒙古兔，“三有”保护动物有麻雀、家燕、金腰燕等，以上动物均为该区域常见的广布种，广泛生存于林地、草丛、农田等区域，行动途经常因季节变化而变化，非本项目所在区域独有物种，且区域陆域生境基本一致，项目评价范围不是以上物种的唯一生境，且在实地调查过程中未发现评价范围内存在各级野生动物栖息地和野生动物自然保护区，也未发现国家级重点野生保护动物。因而，项目的实施对当地野生动物的影响较小。

4.3.6.9 生态景观类型调查

采用地理信息系统技术并结合地面实际调查，对油田开发区所涉及区域内的生态景观构成进行调查。评价范围内景观类型共分为 8 种，即林地景观、农田景观、草地景观、河流景观、湖泊景观、裸地景观、道路景观及建筑景观。

(1) 草地景观是分布面积较大的景观类型，总面积 261.84 hm²，占评价区域总面积的 37.93%。

(2) 农田景观主要为耕地等，总面积 223.78hm²，占评价区总面积的 32.41%。

(3) 建筑景观主要工业建筑、采油井场等，总面积 73.59hm²，占评价区总面积的 10.66%。

4.3.6.10 既有工程实际生态影响及措施调查

根据现场调查，在钻井工程时采取了生态保护措施保护区域内草地及农田生态系统。例如严格控制了井场的临时及永久占地，井场钻井工程施工结束后及时对临时占地进行了生态恢复，最大力度降低了油田开发对区域农田生态系统的影响。并严格控制了该区域油田作业范围，严格运行期管理，减小了对区域生态系统的扰动，保证了不因油田开发活动加重生态系统的退化、沙化、盐碱化等。针对区块内水土流失现象，第三采油厂采取了井场平整、压实，开挖土方已合理利用填埋；施工期间未对占地外的地表植被造成碾压和破坏；在油田道路地势较低，容易汇水形成径流冲刷的路段，设置了钢筋砼板涵，保证了道路两侧洪沟的畅通；生产期已严格作好道路泄洪桥涵洞的疏通、维修

工作，保证了各类设施的泄洪能力；管道工程施工期间，划定了施工活动范围，车辆均采用“一”字型作业法，严格避免开辟新路，管沟挖、填方作业做到了互补平衡，未造成弃土方堆积和过多借土，未增加新的水土流失，管沟回填阶段均按层回填，回填后予以平整、压实，施工期间对开发建设施工材料划定了适宜的堆料场，未破坏占地外的植被，未增加裸地面积而新增的水土流失。

在生产运营期，区块内油水井作业均在永久占地范围内进行，同时在作业时铺设防渗布，并将产生的污水用罐车拉运到所属含油污水处理站处理，防止了污油污水污染周围生态环境，运行期间区域土壤环境质量整体良好，该区域油田开发对区域生态环境影响不大。

本项目区域内已建井的井场永久性占地面积符合要求，井场地面均进行了平整，场站内道路两侧和场站院墙内外均已绿化，生态恢复较好。井场永久性占地面积符合设计要求，井场地面均进行了平整，在临时性占地范围内，地表基本进行了平整，并已完成了生态恢复。

综上所述，现有区块内生态环境保护措施都基本得到了落实，目前所采取的各项环保措施是有效的，未发现生态环境问题。

4.3.6.11 评价区主要生态问题

根据现场调查，本项目所在区域内生态环境以草地生态系统为主，为保护区域生态环境，在施工时采取了一系列的生态保护措施保护区域生态系统，例如尽可能增加丛式井比例、更新井利旧原井场等方式，严格控制井场的临时及永久占地，井场施工结束后及时的进行了生态恢复，通过采取了一系列的生态保护措施后，油田的开发对草地生态系统没有造成明显影响。下一阶段要求建设单位严格控制该区域油田作业范围，严格运行期管理，尽量减小对区域生态系统的扰动，保证不因油田开发活动加重生态系统的退化、沙化、盐碱化等。

5 环境影响预测与评价

5.1 大气环境影响预测与评价

5.1.1 施工期

施工过程中对大气环境的影响主要是施工车辆排放的尾气及管沟开挖、道路敷设、土方堆填、恢复原有地面等过程中产生的粉尘及二次扬尘。

(1) 施工扬尘

施工期管线管沟开挖、回填、开挖土方露天堆放、道路改造施工等过程都会产生扬尘，如遇干旱无雨季节或者大风，施工扬尘将更为严重。据有关调查显示，施工工地的扬尘主要是由运输车辆的行驶和开挖土方的露天堆放产生，一般情况下，施工场地、施工道路在自然风作用下产生的扬尘所影响的范围在 100m 以内。如果在施工期间对施工区域采用围护或对车辆行驶的路面实施洒水抑尘，每天洒水 4-5 次，可使扬尘减少 70%左右，施工场地洒水抑尘的试验结果见表 5.1-1。

表 5.1-1 施工场地洒水抑尘试验结果

距离 (m)		5	20	30	50	100-150
TSP 小时平均浓度 (mg/m ³)	不洒水	10.14	2.89	1.15	0.86	0.61
	洒水	2.01	1.40	0.67	0.27	0.21

结果表明：实施每天洒水 4-5 次进行抑尘，可有效地控制施工扬尘，可将 TSP 污染距离缩小到 20-50m 范围。施工期管线施工扬尘不会对敏感点产生较大影响。

根据本项目特点，在管线及场站改造施工过程中，应定时适量洒水，并在大风天加大洒水量及洒水次数，使作业面保持一定的湿度；加强回填土方堆场的管理，要采取土方表面压实、覆盖等措施；运输车辆进入居民区附近施工场地应低速行驶或限速行驶，减少扬尘产生；距离本项目最近的环境敏感点为北 3-5-丙 93 东侧 80m 的颍团小区，在距离居民区较近管线施工过程中采取人工开挖，施工阶段设置围挡等方式降低施工噪声及扬尘对周边居民区的影响。

采取上述措施后，可有效降低施工期过程中产生的扬尘，扬尘浓度能够满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996) 表 2 中无组织排放监控浓度限值要求。项目施工结束后及时恢复施工占地的原有地表形态。施工扬尘对沿线敏感目标影响具有一定的时段性，这种影响随着施工期的结束而消失。

(2) 施工车辆尾气

本项目井场、道路等施工机械所在的施工区域较分散，且周边场地开阔，施工单位首先选用运行状况良好的施工机械，且尾气达标排放，施工现场有利于施工机械尾气扩散，在采取了相应的控制措施后，施工机械尾气会对周围产生一定影响，但这种影响将随着施工期的结束而消失。

(3) 焊接烟尘

项目管道焊接主要方式为电焊，焊接过程中会产生少量焊接烟尘，焊接烟气中有毒有害气体的成份主要为 CO、CO₂、O₃、NO_x、CH₄ 等，其中以 CO 所占的比例最大，但由于项目主要是对管线连接处作业，整体焊接量不大，产生的焊接烟尘量较小，且项目位于室外，空气扩散条件较好，对大气环境影响较小。

(4) 柴油发电机废气

本工程钻井期间用电优先由区域现有电网提供，柴油发电机仅作为备用应急电源。钻井期间柴油发电机定期试机消耗的柴油量较小，柴油发电机废气的排放量较小，且随着钻井工程的结束而消失。项目钻井施工使用合格燃料，并加强施工管理，尽量降低柴油发电机使用频率。在采取以上措施后，不会对周围大气环境产生明显影响。

5.1.2 运行期

根据对本项目的性质和环境要素分析可知，本工程运行期大气污染源主要为依托场站现有加热炉产生的燃烧烟气、油井产液集输过程中无组织排放的烃类气体。

(1) 烃类气体

本工程排放的无组织挥发非甲烷总烃为面源形式排放，油气集输采用密闭流程，可有效控制烃类物质的排放，根据工程分析可知整个原油集输过程中非甲烷总烃挥发量为 35.154t/a，主要排放位置有井场、阀组间、依托场站等位置，均以面源形式排放。参照大庆油田经验数据，密闭集输的井场、阀组间等位置无组织挥发非甲烷总烃占比 30%，经核算本工程井场、管线及阀组间等场所非甲烷总烃逸散量为 10.546t/a。

本次地面工程井场和现有计量间分布较为集中，本项目判定大气评价等级面源范围以整体开发区块进行预测，整体开发区块范围为 4.2km×0.7km，区块非甲烷总烃无组织排放量为 $10.546 \times 1000 / 365 / 24 = 1.204 \text{kg/h}$ 。单井井场无组织逸散量为 $10.546 \times 1000 / 55 / 8760 = 0.022 \text{kg/h}$ 。

具体污染源参数见表 5.1-2。

表 5.1-2 项目区块新增非甲烷总烃排放面源参数统计表

污染源名称	面源起点坐标		海拔高度 /m	与正北方向夹角/°	面源长度 /m	面源宽度 /m	面源有效排放高度 /m	污染物排放速率(kg/h)
	东经	北纬						NMHC
开发区块	125.127453	46.668447	151	10	4200	700	3.0	1.204
单井井场	125.126852	46.669927	151	-10	50	30	1.5	0.022

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)的规定,采用估算模式计算本工程正常排放情况下的主要污染物的最大影响程度和最远影响范围,然后按评价工作分级判据进行分级。本项目估算模型参数一览表见表 5.1-3。

表 5.1-3 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(城市选项时)	/
最高环境温度/°C		38.9
最低环境温度/°C		-36.2
土地利用类型		草地
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	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

通过采用 AERSCREEN 软件对拟建工程主要污染物烃类气体对大气环境质量的影响进行分析,开发区块估算模式的计算结果见表 5.1-4。

表5.1-4 开发区块非甲烷总烃估算模式计算结果

下风向距离	开发区块	
	NMHC 浓度(μg/m³)	NMHC 占标率(%)
50.0	106.950	5.35
100.0	108.710	5.44
200.0	112.180	5.61
300.0	115.590	5.78
400.0	118.880	5.94
500.0	122.130	6.11
600.0	125.300	6.26
700.0	128.380	6.42

800.0	131.430	6.57
900.0	134.420	6.72
1000.0	137.340	6.87
1200.0	142.930	7.15
1400.0	148.230	7.41
1600.0	153.230	7.66
1800.0	158.010	7.90
2000.0	162.520	8.13
2500.0	158.870	7.94
3000.0	148.380	7.42
3500.0	140.090	7.00
4000.0	133.130	6.66
4500.0	126.430	6.32
5000.0	120.080	6.00
10000.0	74.557	3.73
11000.0	68.563	3.43
12000.0	63.315	3.17
13000.0	58.676	2.93
14000.0	54.576	2.73
15000.0	50.935	2.55
20000.0	37.648	1.88
25000.0	31.834	1.59
下风向最大浓度	164.920	8.25
下风向最大浓度出现距离	2100.0	2100.0
D10%最远距离	/	/

开区区块非甲烷总烃估算结果显示：非甲烷总烃 Pmax 值为 8.25%，最大落地浓度为 0.16492mg/m³，满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m³ 标准限值。单井井场估算模式的计算结果见表 5.1-5。

表5.1-5 单井井场非甲烷总烃估算模式计算结果

下风向距离	单井	
	NMHC 浓度(μg/m ³)	NMHC 占标率(%)
50.0	88.855	4.44
100.0	72.514	3.63
200.0	56.162	2.81
300.0	43.574	2.18

400.0	35.333	1.77
500.0	29.458	1.47
600.0	25.148	1.26
700.0	22.661	1.13
800.0	20.565	1.03
900.0	19.002	0.95
1000.0	17.476	0.87
1200.0	15.109	0.76
1400.0	13.354	0.67
1600.0	12.002	0.60
1800.0	10.870	0.54
2000.0	9.912	0.50
2500.0	8.063	0.40
3000.0	6.743	0.34
3500.0	5.761	0.29
4000.0	5.007	0.25
4500.0	4.411	0.22
5000.0	3.931	0.20
10000.0	1.772	0.09
11000.0	1.582	0.08
12000.0	1.426	0.07
13000.0	1.295	0.06
14000.0	1.184	0.06
15000.0	1.089	0.05
20000.0	0.766	0.04
25000.0	0.581	0.03
下风向最大浓度	88.899	4.44
下风向最大浓度出现距离	48.0	48.0
D10%最远距离	/	/

本项目 Pmax 最大值出现在单井井场排放的非甲烷总烃，Pmax 值为 4.07%，最大落地浓度为 0.081311mg/m³，满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m³ 标准限值。

(2) 依托场站加热炉烟气

本工程运营期产生的废气主要来自依托场站加热炉烟气，预测因子为 SO₂、NO_x、颗粒物，场站加热炉烟气污染物排放量见表 5.1-6。

表5.1-6 本工程场站烟气污染物排放情况一览表

点源名称	排气筒底部中心坐标		排气筒高度 m	出口内径 m	烟气流量 m/s	烟气温度 °C	年排放小时数 h	排放工况	污染物排放速率 kg/h		
	经度	纬度							PM ₁₀	SO ₂	NO _x
北五转油放水站采暖炉	125.083365	46.707831	15	0.5	3	96	8760	正常	0.0006	0.0006	0.005
北五转油放水站加热炉	125.084146	46.706624	15	0.5	3	96	8760	正常	0.004	0.004	0.035
萨北 1 号转油站加热炉	125.107317	46.67594	20	0.4	3.3	96	8760	正常	0.0005	0.0005	0.004
萨北 3 号转油站加热炉	125.111019	46.691346	20	0.4	3.3	96	8760	正常	0.001	0.001	0.005
北四放水站加热炉	125.107666	46.674384	20	0.4	3.3	96	8760	正常	0.0004	0.0004	0.004
北 II-1 脱水站加热炉	124.983501	46.683831	15	0.6	2.3	96	8760	正常	0.003	0.003	0.026
北 II-2 脱水站加热炉	125.052144	46.666064	10	0.3	4.4	96	8760	正常	0.006	0.007	0.047

采用 AERSCREEN 估算模式的计算结果进行预测评价。预测结果具体见表 5.1-7。

表5.1-7 北五转油放水站采暖炉烟气估算模式计算结果

下风向距离	污染物					
	PM ₁₀		SO ₂		NO _x	
	浓度 /μg/m ³	占标率 /%	浓度 /μg/m ³	占标率 /%	浓度/μg/m ³	占标率 /%
25	0.006	0.043	0.0086	0.006	0.257	0.1

50	0.005	0.041	0.0082	0.005	0.244	0.1
100	0.006	0.041	0.0082	0.006	0.247	0.1
200	0.006	0.043	0.0086	0.006	0.259	0.1
300	0.005	0.037	0.0074	0.005	0.222	0.09
400	0.005	0.036	0.0072	0.005	0.214	0.09
500	0.004	0.033	0.0066	0.004	0.201	0.08
600	0.004	0.03	0.006	0.004	0.18	0.07
700	0.004	0.027	0.0054	0.004	0.162	0.06
800	0.003	0.025	0.005	0.003	0.149	0.06
900	0.003	0.023	0.0046	0.003	0.136	0.05
1000	0.003	0.021	0.0042	0.003	0.126	0.05
1200	0.003	0.019	0.0038	0.003	0.115	0.05
1400	0.002	0.017	0.0034	0.002	0.104	0.04
1600	0.002	0.016	0.0032	0.002	0.094	0.04
1800	0.002	0.014	0.0028	0.002	0.086	0.03
2000	0.002	0.013	0.0026	0.002	0.078	0.03
2500	0.002	0.012	0.0024	0.002	0.069	0.03
3000	0.001	0.011	0.0022	0.001	0.063	0.03
3500	0.001	0.009	0.0018	0.001	0.057	0.02
4000	0.001	0.009	0.0018	0.001	0.053	0.02
4500	0.001	0.008	0.0016	0.001	0.05	0.02
5000	0.001	0.008	0.0016	0.001	0.046	0.02
10000	0.001	0.005	0.001	0.001	0.03	0.01
15000	0.0004	0.004	0.0008	0.0004	0.021	0.01
20000	0.0004	0.003	0.0006	0.0004	0.018	0.01
25000	0.0002	0.002	0.0004	0.0002	0.015	0.01
下风向最大浓度及占标率	0.026	0.01	0.044	0.01	0.262	0.1
下风向最大浓度出现距离(m)	77		77		77	
D10%最远距离	/					

表5.1-8 北五转油放水站加热炉烟气估算模式计算结果

下风向距离	污染物					
	PM ₁₀		SO ₂		NO _x	
	浓度 /μg/m ³	占标率 /%	浓度 /μg/m ³	占标率 /%	浓度/μg/m ³	占标率 /%
50	0.001	0.0002	0.001	0.0002	0.007	0.003

100	0.001	0.0002	0.002	0.0004	0.009	0.004
200	0.001	0.0002	0.001	0.0002	0.007	0.003
300	0.001	0.0002	0.002	0.0004	0.009	0.004
400	0.001	0.0002	0.002	0.0004	0.011	0.004
500	0.001	0.0002	0.003	0.0006	0.014	0.006
600	0.001	0.0002	0.003	0.0006	0.015	0.006
700	0.002	0.0004	0.003	0.0006	0.018	0.007
800	0.002	0.0004	0.004	0.0008	0.019	0.008
900	0.002	0.0004	0.004	0.0008	0.022	0.009
1000	0.002	0.0004	0.005	0.001	0.024	0.010
1200	0.003	0.0007	0.005	0.001	0.027	0.011
1400	0.003	0.0007	0.005	0.001	0.027	0.011
1600	0.003	0.0007	0.005	0.001	0.027	0.011
1800	0.003	0.0007	0.005	0.001	0.027	0.011
2000	0.002	0.0004	0.005	0.001	0.026	0.010
2500	0.002	0.0004	0.005	0.001	0.024	0.010
3000	0.002	0.0004	0.004	0.0008	0.022	0.009
3500	0.002	0.0004	0.004	0.0008	0.021	0.008
4000	0.002	0.0004	0.004	0.0008	0.019	0.008
4500	0.002	0.0004	0.003	0.0006	0.018	0.007
5000	0.002	0.0004	0.003	0.0006	0.017	0.007
10000	0.001	0.0002	0.002	0.0004	0.009	0.004
15000	0.001	0.0002	0.001	0.0002	0.007	0.003
20000	0.001	0.0002	0.001	0.0002	0.006	0.002
25000	0	0	0.001	0.0002	0.005	0.002
下风向最大浓度及占标率	0.003	0.0007	0.005	0.001	0.027	0.011
下风向最大浓度出现距离(m)	1525		1525		1525	
D10%最远距离	/					

表5.1-9 萨北1号转油站加热炉烟气估算模式计算结果

下风向距离	污染物					
	PM ₁₀		SO ₂		NO _x	
	浓度 /μg/m ³	占标率 /%	浓度 /μg/m ³	占标率 /%	浓度/μg/m ³	占标率 /%
50	0	0	0	0	0.001	0.0004
100	0.003	0.0007	0.006	0.0012	0.031	0.012

200	0.002	0.0004	0.004	0.0008	0.022	0.009
300	0.001	0.0002	0.003	0.0006	0.017	0.007
400	0.001	0.0002	0.003	0.0006	0.013	0.005
500	0.001	0.0002	0.002	0.0004	0.011	0.004
600	0.001	0.0002	0.002	0.0004	0.009	0.004
700	0.001	0.0002	0.002	0.0004	0.008	0.003
800	0.001	0.0002	0.001	0.0002	0.006	0.002
900	0	0	0.001	0.0002	0.005	0.002
1000	0	0	0.001	0.0002	0.005	0.002
1200	0	0	0.001	0.0002	0.003	0.001
1400	0	0	0.001	0.0002	0.003	0.001
1600	0	0	0.001	0.0002	0.004	0.002
1800	0	0	0.001	0.0002	0.004	0.002
2000	0	0	0.001	0.0002	0.004	0.002
2500	0	0	0.001	0.0002	0.004	0.002
3000	0	0	0.001	0.0002	0.003	0.001
3500	0	0	0.001	0.0002	0.003	0.001
4000	0	0	0.001	0.0002	0.003	0.001
4500	0	0	0	0	0.002	0.001
5000	0	0	0	0	0.002	0.001
10000	0	0	0	0	0.001	0.0004
15000	0	0	0	0	0.001	0.0004
20000	0	0	0	0	0.001	0.0004
25000	0	0	0	0	0.001	0.0004
下风向最大浓度及占标率	0.003	0.0007	0.006	0.0012	0.031	0.012
下风向最大浓度出现距离(m)	120		120		120	
D10%最远距离	/					

表5.1-10 萨北3号转油站加热炉烟气估算模式计算结果

下风向距离	污染物					
	PM ₁₀		SO ₂		NO _x	
	浓度 /μg/m ³	占标率 /%	浓度 /μg/m ³	占标率 /%	浓度/μg/m ³	占标率 /%
50	0.011	0.0024	0.011	0.0022	0.052	0.021
100	0.013	0.0029	0.013	0.0026	0.065	0.026
200	0.007	0.0016	0.007	0.0014	0.036	0.014

300	0.005	0.0011	0.005	0.001	0.024	0.010
400	0.004	0.0009	0.004	0.0008	0.018	0.007
500	0.003	0.0007	0.003	0.0006	0.014	0.006
600	0.002	0.0004	0.002	0.0004	0.011	0.004
700	0.002	0.0004	0.002	0.0004	0.009	0.004
800	0.001	0.0002	0.001	0.0002	0.007	0.003
900	0.001	0.0002	0.001	0.0002	0.006	0.002
1000	0.001	0.0002	0.001	0.0002	0.005	0.002
1200	0.001	0.0002	0.001	0.0002	0.004	0.002
1400	0.001	0.0002	0.001	0.0002	0.004	0.002
1600	0.001	0.0002	0.001	0.0002	0.004	0.002
1800	0.001	0.0002	0.001	0.0002	0.004	0.002
2000	0.001	0.0002	0.001	0.0002	0.004	0.002
2500	0.001	0.0002	0.001	0.0002	0.004	0.002
3000	0.001	0.0002	0.001	0.0002	0.003	0.001
3500	0.001	0.0002	0.001	0.0002	0.003	0.001
4000	0.001	0.0002	0.001	0.0002	0.003	0.001
4500	0	0	0	0	0.002	0.001
5000	0	0	0	0	0.002	0.001
10000	0	0	0	0	0.001	0.000
15000	0	0	0	0	0.001	0.000
20000	0	0	0	0	0.001	0.000
25000	0	0	0	0	0.001	0.000
下风向最大浓度及占标率	0.015	0.0033	0.015	0.003	0.076	0.030
下风向最大浓度出现距离(m)	71		71		71	
D10%最远距离	/					

表5.1-11 北四放水站加热炉烟气估算模式计算结果

下风向距离	污染物					
	PM ₁₀		SO ₂		NO _x	
	浓度 /μg/m ³	占标率 /%	浓度 /μg/m ³	占标率 /%	浓度/μg/m ³	占标率 /%
50	0.01	0.0022	0.026	0.01	0.103	0.0412
100	0.009	0.0020	0.024	0.0048	0.094	0.0376
200	0.009	0.0020	0.023	0.0046	0.093	0.0372
300	0.008	0.0018	0.021	0.0042	0.085	0.0340

400	0.008	0.0018	0.02	0.004	0.08	0.0320
500	0.007	0.0016	0.017	0.0034	0.07	0.0280
600	0.007	0.0016	0.017	0.0034	0.067	0.0268
700	0.007	0.0016	0.017	0.0034	0.066	0.0264
800	0.006	0.0013	0.016	0.0032	0.064	0.0256
900	0.006	0.0013	0.015	0.003	0.06	0.0240
1000	0.006	0.0013	0.014	0.0028	0.056	0.0224
1200	0.005	0.0011	0.012	0.0024	0.05	0.0200
1400	0.005	0.0011	0.011	0.0022	0.045	0.0180
1600	0.004	0.0009	0.01	0.002	0.041	0.0164
1800	0.004	0.0009	0.009	0.0018	0.037	0.0148
2000	0.004	0.0009	0.009	0.0018	0.036	0.0144
2500	0.003	0.0007	0.008	0.0016	0.031	0.0124
3000	0.003	0.0007	0.007	0.0014	0.027	0.0108
3500	0.002	0.0004	0.006	0.0012	0.024	0.0096
4000	0.002	0.0004	0.006	0.0012	0.022	0.0088
4500	0.002	0.0004	0.005	0.001	0.021	0.0084
5000	0.002	0.0004	0.005	0.001	0.02	0.0080
10000	0.001	0.0002	0.003	0.0006	0.013	0.0052
15000	0.001	0.0002	0.002	0.0004	0.01	0.0040
20000	0.001	0.0002	0.002	0.0004	0.008	0.0032
25000	0.001	0.0002	0.002	0.0004	0.007	0.0028
下风向最大浓度及占标率	0.01	0.0022	0.026	0.01	0.103	0.0412
下风向最大浓度出现距离(m)	33		33		33	
D10%最远距离	/					

表5.1-12 北II-1脱水站加热炉烟气估算模式计算结果

下风向距离	污染物					
	PM ₁₀		SO ₂		NO _x	
	浓度 /μg/m ³	占标率 /%	浓度 /μg/m ³	占标率 /%	浓度/μg/m ³	占标率 /%
25	0	0	0	0	0.001	0.0004
50	0	0	0.001	0.0002	0.005	0.002
100	0.001	0.0002	0.001	0.0002	0.007	0.0028
200	0.001	0.0002	0.001	0.0002	0.005	0.002
300	0.001	0.0002	0.001	0.0002	0.006	0.0024

400	0.001	0.0002	0.001	0.0002	0.007	0.0028
500	0.001	0.0002	0.002	0.0004	0.01	0.004
600	0.001	0.0002	0.002	0.0004	0.011	0.0044
700	0.001	0.0002	0.002	0.0004	0.012	0.0048
800	0.001	0.0002	0.002	0.0004	0.014	0.0056
900	0.002	0.0004	0.003	0.0006	0.015	0.006
1000	0.002	0.0004	0.003	0.0006	0.017	0.0068
1200	0.002	0.0004	0.003	0.0006	0.019	0.0076
1400	0.002	0.0004	0.003	0.0006	0.019	0.0076
1600	0.002	0.0004	0.003	0.0006	0.02	0.008
1800	0.002	0.0004	0.003	0.0006	0.019	0.0076
2000	0.002	0.0004	0.003	0.0006	0.019	0.0076
2525	0.002	0.0004	0.003	0.0006	0.017	0.0068
2550	0.002	0.0004	0.003	0.0006	0.017	0.0068
3000	0.002	0.0004	0.003	0.0006	0.015	0.006
3500	0.001	0.0002	0.002	0.0004	0.015	0.006
4000	0.001	0.0002	0.002	0.0004	0.014	0.0056
4500	0.001	0.0002	0.002	0.0004	0.013	0.0052
5000	0.001	0.0002	0.002	0.0004	0.012	0.0048
10000	0.001	0.0002	0.001	0.0002	0.007	0.0028
15000	0.001	0.0002	0.001	0.0002	0.005	0.002
20000	0	0	0.001	0.0002	0.004	0.0016
25000	0	0	0.001	0.0002	0.003	0.0012
下风向最大浓度及占标率	0.002	0.0004	0.003	0.0006	0.02	0.008
下风向最大浓度出现距离(m)	33		33		33	
D10%最远距离	/					

表5.1-13 北II-2脱水站加热炉烟气估算模式计算结果

下风向距离	污染物					
	PM ₁₀		SO ₂		NO _x	
	浓度 /μg/m ³	占标率 /%	浓度 /μg/m ³	占标率 /%	浓度/μg/m ³	占标率 /%
25	0.117	0.03	0.214	0.04	1.165	0.47
50	0.155	0.03	0.284	0.06	1.552	0.62
100	0.142	0.03	0.259	0.05	1.415	0.57
200	0.14	0.03	0.256	0.05	1.399	0.56

300	0.128	0.03	0.235	0.05	1.281	0.51
400	0.121	0.03	0.221	0.04	1.207	0.48
500	0.105	0.02	0.192	0.04	1.047	0.42
600	0.1	0.02	0.184	0.04	1.003	0.4
700	0.099	0.02	0.182	0.04	0.994	0.4
800	0.095	0.02	0.175	0.03	0.954	0.38
900	0.09	0.02	0.165	0.03	0.902	0.36
1000	0.085	0.02	0.155	0.03	0.846	0.34
1200	0.075	0.02	0.137	0.03	0.747	0.3
1400	0.068	0.02	0.124	0.02	0.677	0.27
1600	0.061	0.01	0.112	0.02	0.612	0.24
1800	0.056	0.01	0.103	0.02	0.562	0.22
2000	0.054	0.01	0.098	0.02	0.536	0.21
2500	0.047	0.01	0.086	0.02	0.469	0.19
3000	0.041	0.01	0.075	0.01	0.408	0.16
3500	0.036	0.01	0.066	0.01	0.36	0.14
4000	0.034	0.01	0.062	0.01	0.337	0.13
4500	0.032	0.01	0.058	0.01	0.318	0.13
5000	0.03	0.01	0.055	0.01	0.298	0.12
10000	0.019	0.0042	0.035	0.01	0.188	0.08
15000	0.015	0.0033	0.027	0.01	0.146	0.06
20000	0.012	0.0027	0.022	0.01	0.118	0.05
25000	0.01	0.0022	0.018	0.01	0.098	0.04
下风向最大浓度及占标率	0.155	0.03	0.284	0.06	1.552	0.62
下风向最大浓度出现距离(m)	33		33		33	
D10%最远距离	/					

本项目北五转油放水站采暖炉烟气主要污染物最大落地浓度出现距离 77m，P_{max} 值为 0.1%，氮氧化物 C_{max} 为 0.262μg/m³，SO₂、NO_x、颗粒物最大地面浓度满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单中二级标准。

本项目依托场站（北五转油放水站、萨北 1 号转油站、萨北 3 号转油站、北四放水站、北 II-1 脱水站、北 II-2 脱水站）加热炉烟气主要污染物最大落地浓度出现距离 33~120m，最大值为北 II-2 脱水站加热炉排放的氮氧化物，P_{max} 值为 0.62%，C_{max} 为 1.552μg/m³，各场站 SO₂、NO_x、颗粒物最大地面浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单中二级标准。

(3) 污染物排放量核算

①正常工况下大气污染物年排放量核算

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018),对于二级评价项目一般性要求是不进行进一步预测与评价,只对污染物排放量进行核算,提出污染源监测计划。本项目大气污染物有组织排放量核算见表 5.1-14。本项目大气污染物无组织排放量核算见表 5.1-15。

表 5.1-14 大气污染物有组织排放量核算

序号	排放口编号	污染物	核算排放浓度/(mg/m ³)	核算排放速率/(kg/h)	核算年排放量/(t/a)
主要排放口					
/	/	/	/	/	/
主要排放口合计		/	/	/	/
一般排放口					
1	北五转油放水站采暖炉	颗粒物	8.9	0.001	0.005
		SO ₂	9	0.001	0.005
		NO _x	75	0.005	0.042
2	北五转油放水站加热炉	颗粒物	8.9	0.004	0.037
		SO ₂	9	0.004	0.037
		NO _x	75	0.035	0.309
3	萨北 1 号转油站加热炉	颗粒物	10	0.0005	0.004
		SO ₂	9	0.000	0.004
		NO _x	85	0.004	0.038
4	萨北 3 号转油站加热炉	颗粒物	9.1	0.001	0.005
		SO ₂	10	0.001	0.005
		NO _x	78	0.005	0.041
5	北四放水站加热炉	颗粒物	10	0.0004	0.004
		SO ₂	9	0.000	0.003
		NO _x	85	0.004	0.032
6	北 II-1 脱水站加热炉	颗粒物	9	0.003	0.027
		SO ₂	9	0.003	0.027
		NO _x	76	0.026	0.225
7	北 II-2 脱水站加热炉	颗粒物	8.8	0.006	0.051
		SO ₂	10	0.007	0.059

		NO _x	70	0.047	0.410
有组织排放总计					
有组织排放总计	颗粒物				0.133
	SO ₂				0.140
	NO _x				1.096

表 5.1-15 大气污染物无组织排放量核算

序号	排放口 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 (μg/m ³)		年排放 量 (t/a)
					标准名称	浓度限值 (mg/m ³)	
1	井场、 管线等	油气 集输	非甲 烷总 烃	油气集输 采用密闭 流程	《陆上石油天然气开采 工业大气污染物排放标 准》(GB39728-2020)中 相关标准要求)	4.0	31.154
2	依托场 站	油气 集输	非甲 烷总 烃	油气集输 采用密闭 流程			
无组织排放总计							
无组织排放总计				非甲烷总烃			31.154

本项目大气污染物新增排放量核算见表 5.1-16。

表 5.1-16 本项目大气污染物新增排放量核算

序号	污染物	年排放量 (t/a)
1	颗粒物	0.133
2	SO ₂	0.140
3	NO _x	1.096
4	非甲烷总烃	31.154

②非正常工况下大气污染物年排放量核算

根据工程分析可知，本项目涉及的非正常工况条件下的废气排放主要为井场、场站设备检修时非甲烷总烃的溢散，一般情况下检修时间较短（1-2d），非甲烷总烃溢散量难以核算，且项目均处于野外，扩散条件较好，不会对周围大气环境造成较大影响。

(4) 大气环境保护距离

本次大气环境影响评价等级定为二级，根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）的 8.7.5 条要求“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保护区域，以确保大气环境保护区域外的贡献浓度满足环境质量标准”，根据预测结果，本项目无组织排放的非甲烷总烃厂界浓

度值满足《大气污染物综合排放标准详解》中标准限值、《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中相关标准要求，故无需计算大气环境防护距离，无需设置大气环境防护区域。

5.1.3 退役期

本项目退役期对大气环境的影响主要是施工产生的扬尘、运输车辆排放的尾气。

（1）施工扬尘

运输车辆行驶扬尘与车辆行驶速度、风速、路面积尘量和积尘湿度等因素有关。施工场地、施工道路在自然风作用下产生的扬尘所影响的范围在 100m 以内，在退役期施工过程中应采取以下措施：

1) 材料运输过程中，进行材料遮盖，防止材料洒落、风刮起的粉尘；

2) 运输车辆进入居民区附近施工场地应低速行驶或限速行驶，减少扬尘产生。

3) 在施工过程中，施工场地应定时适量洒水，并在大风天加大洒水量及洒水次数，使作业面保持一定的湿度；

采取上述措施后，可有效降低退役期施工过程中产生的扬尘，颗粒物浓度能够满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 中无组织排放监控浓度限值要求。施工扬尘对周边敏感目标影响具有一定的时段性，这种影响随着施工的结束而消失。

（2）车辆尾气

本项目退役期各类工程及运输车辆排放的尾气会对大气环境造成一定污染，排放主要污染物为 NO_x、CO、HC 等，均属于无组织排放，施工所处地区宽阔，地形简单，污染物在大气中可快速扩散，由于车辆排放的尾气为流动的线源，其污染不集中且扩散能力相对较快，因此对环境的空气的影响不是很大。

5.1.4 大气环境影响评价结论

通过在施工期采用洒水抑尘、车辆采取密闭措施厂界颗粒物浓度可以满足《大气污染物综合排放标准》(GB 16297-1996)表 2 中无组织排放监控浓度限值；在运行期油田生产过程中采用全密闭工艺流程，烃类气体的损失量可以控制在合理范围以内，井场和依托场站排放的非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中相关标准要求。依托场站加热炉烟气中 SO₂、NO_x、颗粒物浓度能够满足《锅炉大气污染物排放标准》

(GB13271-2014)中新建燃气锅炉标准限值要求。根据预测分析,本项目单井井场排放的非甲烷总烃最大落地浓度为 $0.11612\text{mg}/\text{m}^3$, P_{max} 值为 5.8060% , 满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 标准限值,项目运行后对周边环境敏感点影响较小;场站排放的非甲烷总烃厂区内满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB 37822-2019)附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求。通过采取过程全控制的措施,满足相关标准的要求。通过预测可知,本项目对大气环境影响较小,无需设置大气环境保护区域。

通过采取上述措施,区域环境质量能够满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012)及修改单二级标准要求。本项目大气环境评价等级为二级,环境影响是可接受的,大气环境影响评价自查表见附表 1。

5.2 地表水环境影响评价

5.2.1 施工期

项目区域地表水体主要为东二排水干渠、萨北湖。施工期对地表水体可能造成污染的污染源主要是钻井废水、管线试压废水、压裂返排液以及生活污水。

项目施工期废水主要为生活污水、钻井废水、管道试压废水和压裂返排液。

本项目钻井工程施工期的生活污水进入施工营地暂设的防渗生活污水池,施工结束后及时清掏并卫生填埋,井场和地面工程施工期生活污水排入本项目场站及阀组间内已建化粪池,定期由物业单位庆南工矿服务公司清掏。钻井废水与相应泥浆、岩屑最终由罐车拉运,依托大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理 II 站处理。压裂返排液由罐车拉运至第三采油厂北 II-1 废压裂液无害化处理装置处理,处理后的废水管输至北三污水站处理,处理后的污水管输至北十二深度污水处理站、北十三深度污水处理站处理达标后回注油层。敷设管道时产生的管道试压废水试压结束后用于场地区域泼洒抑尘,不会对地表水环境产生影响。

综上,在采取了上述措施后,施工期能够有效防止各类污染物进入附近地表水体造成污染事故,不会周边地表水环境产生影响。

5.2.2 运行期

5.2.2.1 正常工况下地表水环境影响分析

项目运营期不新增生活污水,运营期废水主要为采出水和井下作业废水。采出水随原油一起进入北四污水站、北五含油污水处理站处理,同时满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)、《碎屑岩油藏注水水质指标技

术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)限值要求后回注油层,不外排。油井检修作业污水经钢制污油回收槽收集,由罐车回收后送至北五含油污水处理站处理同时满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)限值要求后回注油层,不外排。热洗废水通过热洗管线回收后进集输系统,管输至北四污水站、北五含油污水处理站处理同时满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)限值要求后回注油层,不外排。洗井污水由罐车回收后送至北五含油污水处理站处理同时满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)限值要求后回注油层,不外排。综上所述,项目废水均处理后回用,不外排,不会对周边水环境产生影响。

根据《环境影响评价技术导则地表水》(HJ2.3-2018)中 8.1.2,水污染影响型为三级 B 评价,主要评价内容包括:水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价,及依托污水处理站的环境可行性评价。

(1) 地表水环境保护措施有效性

在油田生产建设及运营过程中,加强管理,同时确保各项污染控制措施及事故应急措施切实落实。

①为避免井场对周边草地和耕地产生影响,对低洼地井场进行填筑,平均填高 0.5m,水泡井井场四周采用水泥混凝土预制块、干砌块石护砌。

②本项目井场全部利旧原井场,且施工期选在冬季,参照以往施工经验,现有井场位于水面边缘位置全部封冻,在现有井场边界修建 0.3m 高临时围堰,所有施工活动全部在现有井场内进行,确保施工期井场污染物不会进入周边地表水。

③为避免油田开发过程中污染物随地表径流进入周边地表水体,在生产过程中严格管理,杜绝含油污水及污油的随意排放;生产过程中修井及其它井下作业通过安装防喷器、卸油器、作业污水回收装置、井口溢流控制器等井口及井下装置,防止井喷、泄漏等事故的发生,减少含油污泥的产生量,一旦发生原油落地,全部及时回收。

④集油管线采用无缝钢管,内缠聚乙烯胶带硬质聚氨酯塑料夹克保温管,能有效防止管线泄漏,同时定期对管线检查、维修,确保各部分的使用性能;

⑤在进行油井井下作业和油井洗井时，严格按照要求使用污油污水回收装置、油管清洗污水回收装置及罐车对作业污水进行回收，防止作业产生的污油污水进入周围环境。同时限制作业范围，严格控制在井场占地范围内，完工后，将井场平整清理干净，不得遗留油污；

⑥小队定期巡检，每天有专职人员对井场及管线进行检查，巡检次数至少为1次/d，雨季等特殊天气增加巡检次数，若管线泄漏应及时关闭切断阀，同时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污油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。

综上所述，正常生产情况下，项目开发建设采取较为完善的环境保护措施，对周围环境不会产生不良影响。

(2) 依托污水处理站的环境可行性

①污水站处理工艺可行性分析

本项目依托北四污水站、北五含油污水处理站处理生产废水，采用“自然沉降→混凝沉降→压力过滤”污水处理工艺，设计出水水质指标同时满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)限值要求。

②处理规模的可行性分析

北五含油污水站设计污水处理量为20000m³/d，北四污水站设计污水处理量为20000m³/d，合计处理能力4.0×10⁴m³/d。目前北五含油污水处理站处理水量0.9×10⁴m³/d，负荷为45%；北四污水站处理水量1.206×10⁴m³/d，负荷为60.3%，剩余负荷满足本项目新增采出水处理量(290m³/d)需求。2座污水站接收本次工程后，预测最大污水处理量为21350m³/d，污水处理能力能满足项目需求。因此，从规模上本项目依托可行。

③处理工艺达标可行性分析

根据本次工程监测结果可知，北五污水处理站处理后的污水中石油类1.58~2.07mg/L、悬浮固体2~3mg/L、粒径中值1μm，北四污水处理站处理后的污水中石油类1.78~2.42mg/L、悬浮固体2~3mg/L、粒径中值1μm，同时满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)限值要求后回注油层，处理后污水回

注油层，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）中相关要求。

5.2.2.2 非正常工况下地表水环境影响分析

非正常工况下对地表水体构成污染的污染源主要为作业污水及洗井污水地表径流可能携带部分落地油进入水环境。根据前述工程分析可知：

（1）油井作业过程中使用作业污油污水回收装置、油管清洗污水回收装置对作业污水进行回收。油井作业时泄漏出的污油污水限定在井场范围内，通过带有自吸泵的污油污水回收装置将泄漏出的污油污水回收处理，不进入外环境。

（2）作业过程中严格限制作业范围，作业范围不超出井场占地范围外，并铺垫防渗布，距离地表水体较近油井井场四周设置临时钢制围堰，作业过程中跑、冒、滴、漏产生的油水不会污染外环境。

（3）本项目对落地油采取了及时回收措施，回收率100%，并禁止在雨季进行油井作业，因此，地表径流不会对地表水体产生影响。

综上，非正常工况下，通过上述的相应措施，项目对地表水体不会产生影响。

5.2.3 退役期

退役期生活污水排入施工现场附近场站内已建化粪池，定期由物业公司庆南工矿服务公司处理。本项目退役期废水均得到合理有效的处理，不会对区域内地表水体产生不良影响。

5.2.4 地表水环境影响评价结论

本项目的开发建设在正常工况下，采取了较为完善的环境保护措施，对地表水环境不会产生不良影响。在事故状态下，尤其是发生集输管线泄漏的情况下，若发现或处理不及时会对地表水环境产生一定影响。因此，建议企业加强管理，事故发生时及时采取防治措施，避免对周围水体产生影响。

5.3 地下水环境影响预测与评价

5.4.1 正常情况下地下水环境影响分析

5.4.1.1 施工期

本项目施工期可能对地下水产生影响的因素主要为生活污水、试压废水、钻井废水等污染物。为了避免污染地下水和土壤，施工期生活污水排入本项目场站及阀组间内已建化粪池，定期由物业单位庆南工矿服务公司处理；试压废水试压结束后用于场地区域泼洒抑尘；压裂返排液由罐车拉运至第三采油厂北II-1废压

裂液无害化处理装置处理，处理后的污水管输至北十二深度污水处理站、北十三深度污水处理站处理同时满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层；钻井废水由罐车拉运，依托大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理Ⅱ站处理。采取以上措施后，本项目施工期正常情况下不会对地下水产生影响。

5.4.1.2 运行期

项目运行期可能对地下水产生影响的主要为油田采出水、油井检修作业污水、清防蜡洗井污水、生活污水等。油田采出水经集输系统最终输至进入北四污水站、北五含油污水处理站处理后出水同时满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层；井下作业废水经钢制污油回收槽收集，由罐车回收后送至北五含油污水处理站处理同时满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层；清防蜡洗井废水通过热洗管线回收后进集输系统，管输至北四污水站、北五含油污水处理站处理同时满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层；洗井污水由罐车回收后送至北五含油污水处理站处理达到同时满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，因此项目运行期正常情况下不会对地下水产生影响。

5.4.1.3 退役期

建设项目进入闭井期，油、水井退役后采用全段封井工艺进行封井处理，阻止各层段之间的井内窜流，达到保护含水层的目的，可有效阻隔油层中含油地下水与上部其他含水层之间的水力联系，井区内的潜水含水层和承压含水层均不再受石油开采的影响。

5.4.2 事故状态下对地下水环境影响分析

油田开发生产过程中，非正常状况下，具有污染环境的潜在因素，包括井漏、原油泄漏等，可能对地下水环境产生不利影响。具体分析如下：

- （1）运营期间，可能因管道老化、腐蚀穿孔引起原油、含油污水泄漏，多

发生在投产若干年后，一旦管道泄漏会有原油、含油污水溢出，对环境造成污染，但发生管线泄漏时因管道的压力变化较易发现，及时采取必要的处理措施后，使造成的污染可控制在局部地区，不会造成大面积的区域性污染。管道泄漏原油、含油污水首先进入土壤，经过土壤下渗到达潜水层，会对土壤、潜水产生影响；承压水含水层上有隔水层阻隔，管道泄漏一般不会对承压水造成影响。

(2) 如果钻井时固井质量不高，密封不严，可使原油水由井下深层上升进入含水层而污染地下水。这些井孔不仅是下部原油上升污染地下水的通道，同时也可成为地表污水进入地下水层的通道，使污染物随地下径流扩散迁移，造成地下水的污染而长期无法补救和恢复。随着油田的开发时间的逐渐后移，运行了一段时间的油水井可能会发生套管破裂造成含油物质渗漏进而对地下水造成影响。

本项目预测情景模式见表 5.3-2。

表 5.3-2 地下水预测情景模式一览表

序号	泄漏类型	影响层位	场景选择	
			持续泄漏	短时泄漏
1	集输管线腐蚀造成的含油物质渗漏	潜水	—	√
2	油井套管破损造成的含油物质泄漏	承压水	√	—
3	套管破损造成的回注水泄漏	承压水	√	—

情景一：输油管道泄漏

(1) 泄漏源强

本工程油井集油管道发生破裂时，主要影响区域潜水层位。单口油井最高峰产油量约为 1.5t/d，本工程最大平台井场为 3#平台井场（含 12 口油井），假设该平台输油管道无缝钢管因破裂而导致泄漏，根据大庆油田多年统计数据，泄漏源强以平台产油量的 10%计，由于集油管道设有实时监控系統，因此该泄漏可在 1h 内发现，并采取关闭阀组等措施进行控制，泄漏 1h 的原油量为 $1.5 \times 12 / 24 \times 10\% \times 1000 = 75\text{kg}$ 。选择石油类作为预测因子，预测第 100 天、1000 天、5000 天石油类在潜水中的运移情况。

(2) 预测因子

预测因子选取油田特征污染物石油类。

(3) 预测模型

预测模型选择《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)推荐的地下水溶质运移解析法中的一维稳定流动二维弥散点源模型进行预测。由于集油管道泄漏时可以及时发现并处理，因此按瞬时点源计算。

瞬时注入示踪剂—平面瞬时点源

$$C(x, y, t) = \frac{m_M / M}{4\pi n t \sqrt{D_L D_T}} e^{-\left[\frac{(x-ut)^2}{4D_L t} + \frac{y^2}{4D_T t} \right]}$$

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 处的浓度，g/L；

M—含水层的厚度，m；

mM—瞬时注入的质量，kg；

u—水流速度，m/d；

n—有效孔隙度；

DL—纵向弥散系数，m²/d；

DT—横向 y 方向的弥散系数，m²/d。

(4) 参数选取

根据《大庆市水文地质勘察报告》（石油管理局）及区域含水层特点，项目潜水含水层岩性为粉质粘土和粉细砂，渗透系数取 K=5m/d，根据区域等水位线与距离确定，潜水水力坡度 I=0.0007，有效孔隙度取 0.21，则水流速度：根据达西定律 u=渗透系数×地下水水力坡度/有效孔隙度，经计算为 0.017m/d。潜水含水层厚度范围为 15m。区域地下水纵向弥散系数 0.17m²/d，横向弥散系数 0.017m²/d，化学反应常数为 0。

(5) 预测结果

集油管道泄漏 100d、1000d、5000d 对潜水的的影响预测结果见表 5.3-3、图 5.3-1~5.3-3。

表 5.3-3 集油管道泄漏对地下水的影响预测结果表

污染物	预测时间	下游最大浓度	超标最远距离	超标面积	最远影响距离	影响面积
石油类	100 天	272.3mg/L	37.3m	1126m ²	40.3m	1338m ²
	1000 天	26.8mg/L	124.2m	8110m ²	135.7m	10401m ²
	5000 天	5.4mg/L	294.0m	30750m ²	324.0m	41270m ²

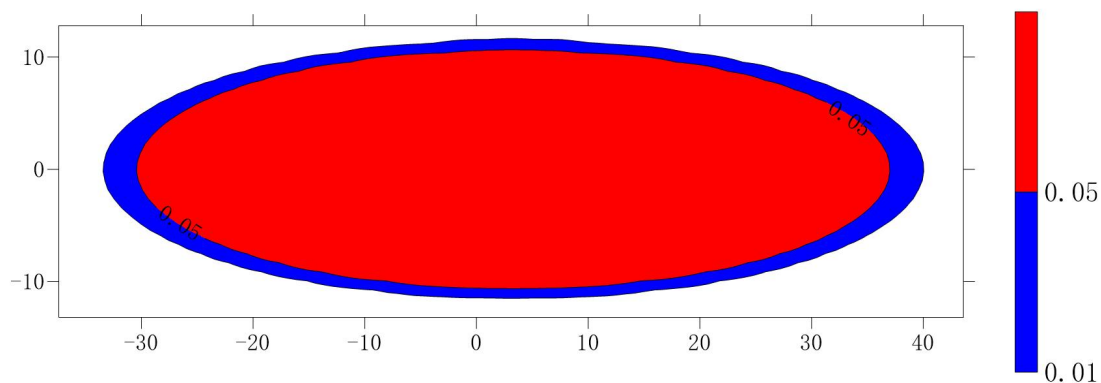


图 5.3-1 集油管道泄漏后 100 天污染物浓度分布图

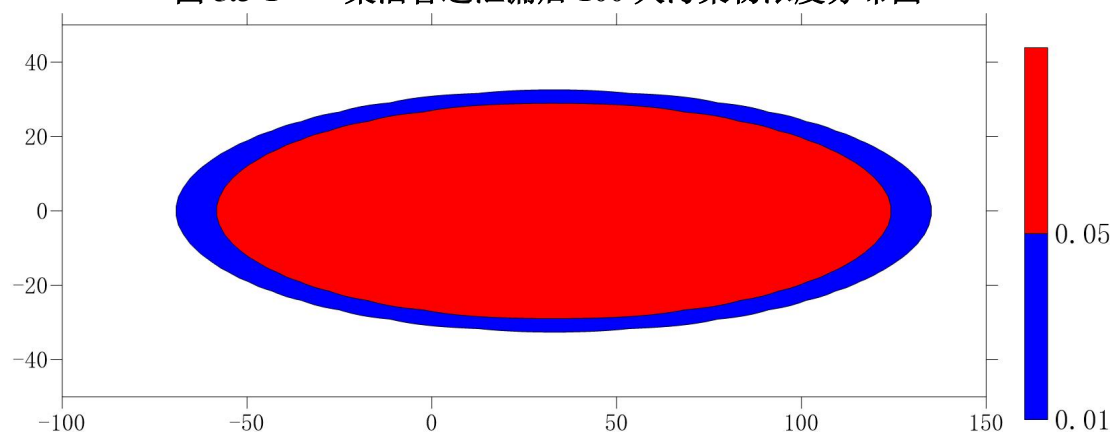


图 5.3-2 集油管道泄漏后 1000 天污染物浓度分布图

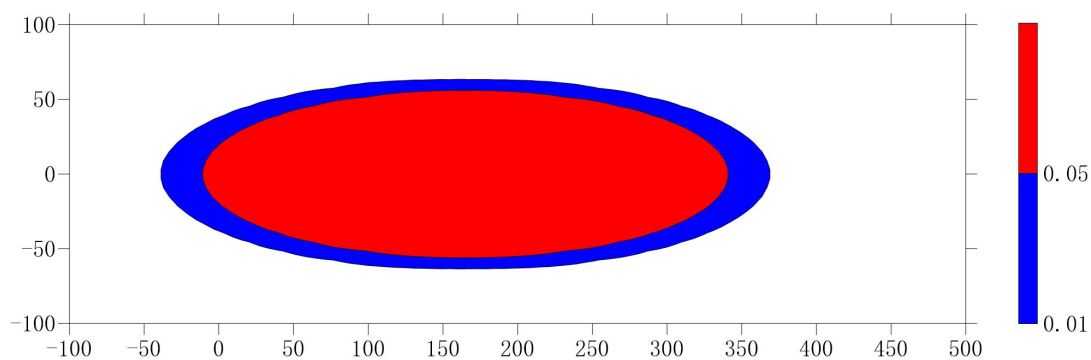


图 5.3-3 集油管道泄漏后 5000 天污染物浓度分布图

由预测结果可知，随着时间增加，污染范围有所增加，集油管道泄漏 100d 后，下游最大浓度为：272.3mg/L，超标距离最远为 37.3m，影响距离最远为下游 40.3m；集油管道泄漏 1000d 后，下游最大浓度为：26.8mg/L，超标距离最远为 124.2m，影响距离最远为下游 135.7m；集油管道泄漏 5000d 后，下游最大浓度为：5.4mg/L，超标距离最远为 294.0m，影响距离最远为下游 324.0m，其余范围石油类浓度值均能够满足《生活饮用水卫生标准》（GB 5749-2022）中表 A.1 生活饮用水水质参考指标及限值。由于地下水层自净能力有限，几乎不存在自然

降解，进入地下水的石油类污染物在污染范围内会对地下水水质产生影响。

本项目集油阀组间采用数字化建设，实时监控各井场集油管线压力，发现泄露情况会及时关闭该井场集采系统，不会出现集输管线长时间泄露对区域地下水产生显著影响的情况。

情景二：油井套管破损泄露

本次评价针对井漏情况对地下水产生的影响进行预测。

(1) 泄漏源强

本工程油井套管发生破裂时，主要影响区域为承压水层位。本项目单口油井最大产油量为 1.5t/d，假设拟建油井套管发生泄漏，根据大庆油田多年统计数据，泄漏源强以单井每天的产油量 10%计，即 150kg/d。由于套管破损不易被发现，所以按持续泄漏预测。选择石油类作为预测因子，预测第 100 天、1000 天、第 5000 天石油类在地下水中的运移情况。

(2) 预测因子

预测因子选取油田特征污染物石油类。

(3) 预测模型

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)中 9.7 节预测方法，采用推荐的地下水溶质运移解析法中的一维稳定流动二维弥散点源模型连续注入示踪剂——平面连续点源进行预测。具体如下：

连续注入示踪剂——平面连续点源

$$C(x, y, t) = \frac{m_t}{4\pi M n \sqrt{D_L D_T}} e^{-\frac{xu}{2D_L} \left[2K_0(\beta) - W\left(\frac{u^2 t}{4D_L}, \beta\right) \right]}$$
$$\beta = \sqrt{\frac{u^2 x^2}{4D_L^2} + \frac{u^2 y^2}{4D_L D_T}}$$

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；

mt—单位时间注入示踪剂的质量，kg/d；

u—水流速度，m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；

DL—纵向弥散系数， m^2/d ；

DT—横向 y 方向的弥散系数， m^2/d 。

π —圆周率。

$K_0(\beta)$ —第二类零阶修正贝塞尔函数；

$W(u^2t/4D_L, \beta)$ —第一类越流系统井函数。

(3) 参数选取

根据《大庆市水文地质勘察报告》（石油管理局）及区域含水层特点，参照《环境影响评价技术导则 地下水》（HJ610-2016）附录 B 水文地质参数经验值表，承压水含水层岩性为砂砾石组成，渗透系数取经验值 $50m/d$ ，根据区域等水位线与距离确定，承压水水力坡度 $I=0.0002$ ，承压水有效孔隙度取 0.25 ，水流速度：根据达西定律 $u=渗透系数 \times 地下水水力坡度/有效孔隙度$ ，经计算为 $0.04m/d$ 。白土山组松散岩类孔隙承压水含水层厚度范围为 $20m$ 。区域地下水纵向弥散系数 $0.4m^2/d$ ，横向弥散系数 $0.04m^2/d$ ，化学反应常数为 0 。

(4) 预测结果

套管破损泄漏 100d、1000d、5000d 对承压水的影响预测结果见表 5.3-4、图 5.3-4~图 5.3-6。

表 5.3-4 油井套管泄漏对地下水的影响预测结果表

污染物	预测时间	超标最远距离	超标面积	最远影响距离	影响面积
石油类	100 天	42m	1508m ²	43m	1697m ²
	1000 天	158m	15557m ²	161m	17751m ²
	5000 天	464m	81177m ²	485m	92440m ²

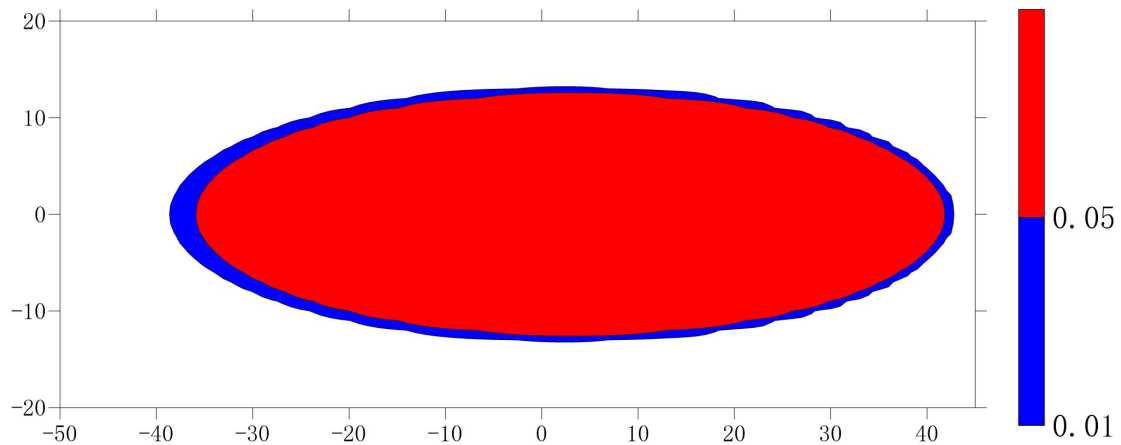


图 5.3-4 油井套管泄漏 100 天石油类污染扩散平面图

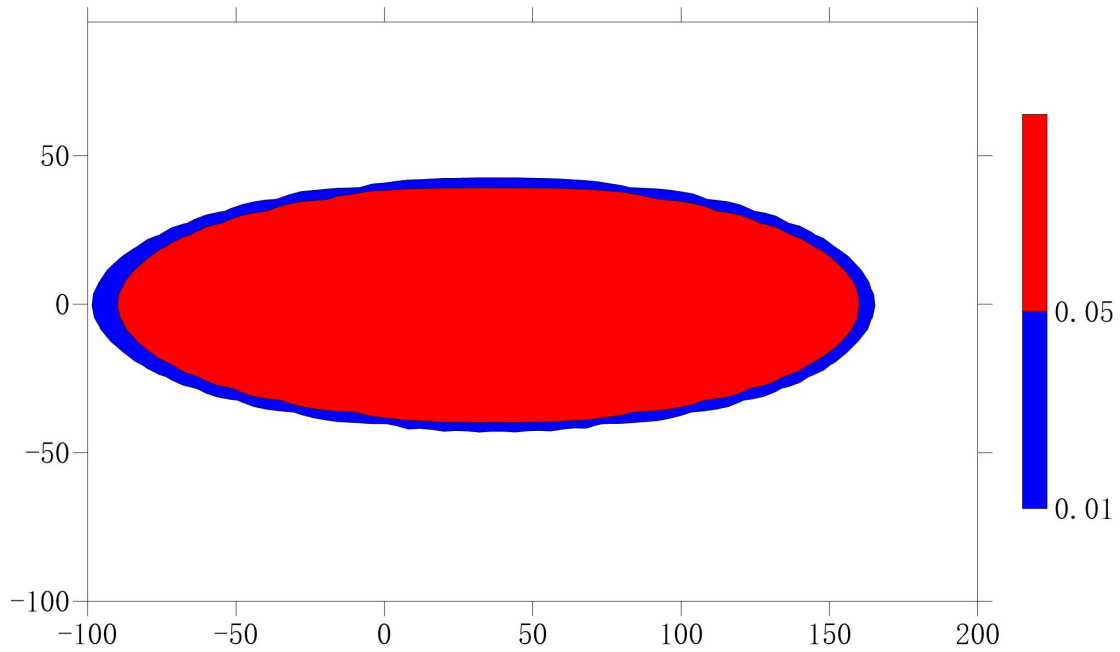


图 5.3-5 油井套管泄漏 1000 天石油类污染扩散平面图

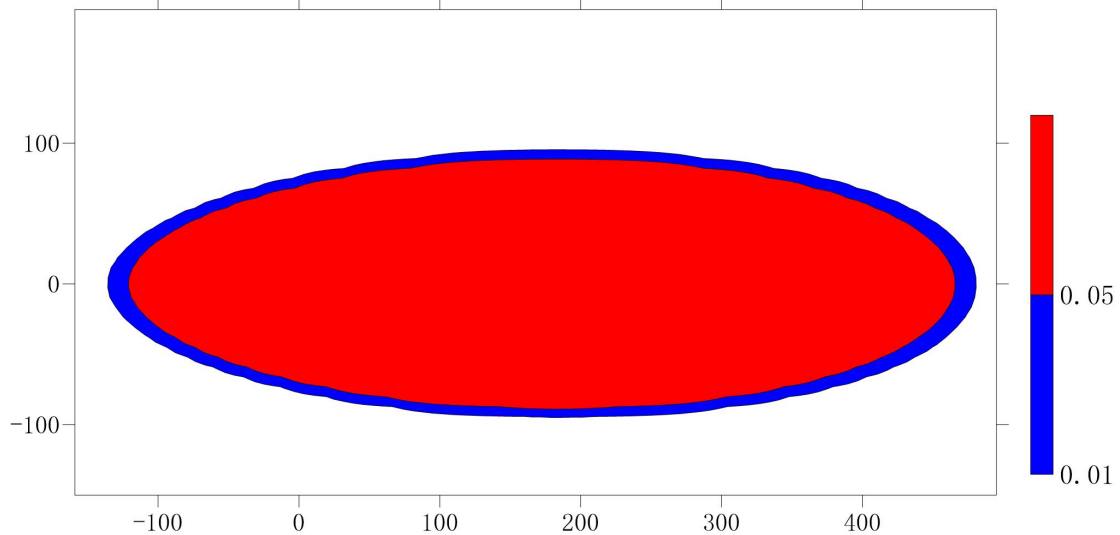


图 5.3-6 油井套管泄漏 5000 天石油类污染扩散平面图

由预测结果可知，随着时间增加，污染范围有所增加，套损并固井层破损泄漏 100d 后，超标距离为下游 42m，影响距离为下游 43m，预测范围内超标面积为 1508m²；套损泄漏 1000d 后，超标距离为下游 158m，影响距离为下游 161m，预测范围内超标面积为 15557m²；套损泄漏 5000d 后，超标距离为下游 464m，影响距离为下游 485m，预测范围内超标面积为 81177m²，其余范围石油类浓度值均能够满足《生活饮用水卫生标准》（GB 5749-2022）中表 A.1 生活饮用水水质参考指标及限值。

5.3.3 回注水对地下水影响分析

5.3.3.1 正常工况下

本工程新建注水井 19 口。

(1) 回注井井筒完整性

注水井井身结构均为直井、水平井，采用双层套管固井，其中表层套管下入深度为 100~134m，环空水泥返深至地面；生产套管下入深度为设计井深-3m，环空水泥返深至地面，阻流环深度设置在完钻井深 15m 以内，注水井井身结构示意图见图 5.5-9，注水井均通过水泥将套管与地层之间进行封闭，上有封隔器完全隔绝采出水回注过程中与非注水层和地下含水层的联系，阻止回注水对非注水层和地下含水层的污染，且水井表层套管下入到 100m 以下，不会对潜水产生影响；井底构筑水泥塞，阻止注水向下部地层的渗入；仅井体底部的钢质封闭管壁设置了射孔段作为回注水排出钢管之外的通道；地面部分，井口高出地面，还设置控制加压装置，防止了对地下潜水与地表水的污染。

因此，回注地层的采出水，在正常状况下，固井质量合格，不可能跨越抗压强度较高的钢管与水泥阻挡层而涌入非注水层，可认为不会对地下水水质产生影响。

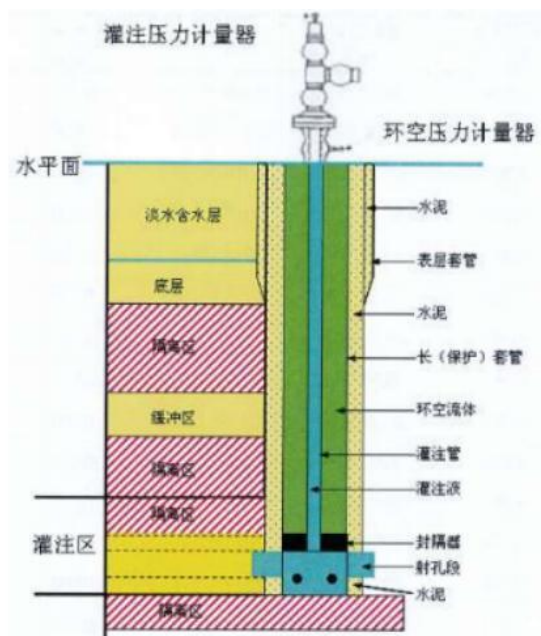


图 5.3-13 注水井井身结构示意图

注水井油管选用超高强度抗变形防粘扣防腐油管，萨 II 油层顶界深度在 1117.0~1174.4m 之间，注水井油管选用超高强度抗变形防粘扣防腐油管，能够承受本项目设计回注压力，同时企业定期对回注井进行防腐、防漏、防堵检测，

确保注水井井筒完整性。

注入井井口具有防喷、测试、测压、防冻和洗井功能。井口保证施工安全，同时要满足井控要求，井口阀门齐全并检测合格。

本项目注入压力为 14.3MPa，设计回注井规格能够承受本项目设计回注压力，同时企业定期对回注井进行防腐、防漏、防堵检测，确保注水井井筒完整性。

(2) 回注层可注性

本项目回注水质指标能够满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)相关要求，不会形成二次沉淀堵塞地层，能满足油田生产期内的回注要求。

(3) 回注层封闭性

本项目注水井回注水层为萨二、萨三组油层，萨二、萨三组油层岩性以细砂岩、粉砂岩沉积为主，隔水性能较好，且本项目平均注水深度远深于区域潜水含水层及具有地下水开发利用价值的承压含水层的埋藏深度。

因此综合分析正常运行情况下回注水不会对区域潜水含水层及具有地下水开发利用价值的含水层造成影响。

5.3.3.2 非正常状况下

(1) 情景设定

回注井在含水层中发生泄漏时，假设回注水从套管腐蚀的管孔隙中流出，因此将泄漏点作为点状污染源，如果泄漏量较大，渗漏发生后注水压力会明显改变，工作人员能及时发现从而采取相应措施，影响相对较小。因此本次评价假设少量持续泄漏，将泄漏点概化为平面连续点源，在预测评价过程中考虑最不利的工程状况，如此一来，渗漏发生后的影响也较大，以便于对危害做出最大化的评估预测。

(2) 预测因子

套管破损导致回注水泄漏，污染物主要为石油类，本次评价选取石油类作为预测特征因子。

(3) 预测源强

本项目注水井套管破损发生泄漏时，主要影响区域为承压水层位，本项目选取具有地下水开发利用价值的含水层进行预测。本工程平均单口注水井最大注水量为 55m³/d，套管破损发生泄漏，根据大庆油田多年统计数据，泄漏源强以单井每天的注水量 10%计即 5.5m³/d，回注水中石油类含量最大为 15mg/L，故其泄

漏的石油类污染物最大约为 82.5g/d。由于套管破损不易被发现，只能在井下作业时对套管检测等措施进行控制，所以按持续泄漏预测。选择石油类作为预测因子，预测第 100 天、1000 天、5000 天石油类在地下水中的运移情况。

(4) 预测模型

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016) 中 9.7 节预测方法，采用推荐的地下水溶质运移解析法中的一维稳定流动二维弥散点源模型连续注入示踪剂—平面连续点源进行预测。具体如下：

连续注入示踪剂——平面连续点源

$$C(x, y, t) = \frac{m_t}{4\pi Mn\sqrt{D_L D_T}} e^{\frac{xu}{2D_L} \left[2K_0(\beta) - W\left(\frac{u^2 t}{4D_L}, \beta\right) \right]}$$

$$\beta = \sqrt{\frac{u^2 x^2}{4D_L^2} + \frac{u^2 y^2}{4D_L D_T}}$$

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；

mt—单位时间注入示踪剂的质量，kg/d；

u—水流速度，m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；

DL—纵向弥散系数，m²/d；

DT—横向 y 方向的弥散系数，m²/d。

π—圆周率。

K₀(β) —第二类零阶修正贝塞尔函数；

W(u²t/4DL, β) —第一类越流系统井函数。

(5) 参数选取

根据《大庆市水文地质勘察报告》(石油管理局) 及区域含水层特点，参照《环境影响评价技术导则 地下水》(HJ610-2016) 附录 B 水文地质参数经验值表，承压水含水层岩性由砂砾石组成，渗透系数取经验值 50m/d，根据区域等水

位线与距离确定，承压水水力坡度 $I=0.0002$ ，承压水有效孔隙度取 0.25，水流速度：根据达西定律 $u=渗透系数 \times 地下水水力坡度 / 有效孔隙度$ ，经计算为 0.04m/d。承压水含水层厚度约 20m。区域地下水纵向弥散系数 0.4m²/d，横向弥散系数 0.04m²/d。

选取地下水石油类 $\leq 0.05\text{mg/L}$ （参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准执行），化学反应常数为 0。

(6) 预测结果

套管破损泄漏 100d、1000d、5000d 对承压水的影响预测结果见表 5.3-6 和表 5.3-7、图 5.3-14~图 5.3-19。

表 5.3-6 注水井套管泄漏对地下水的影响预测结果表

污染物	预测时间	超标距离 (m)	超标面积 (m ²)	最远影响距离 (m)	影响面积 (m ²)
石油类	100 天	27	610	32	315
	1000 天	111	6257	125	5341
	5000 天	340	35014	368	45351

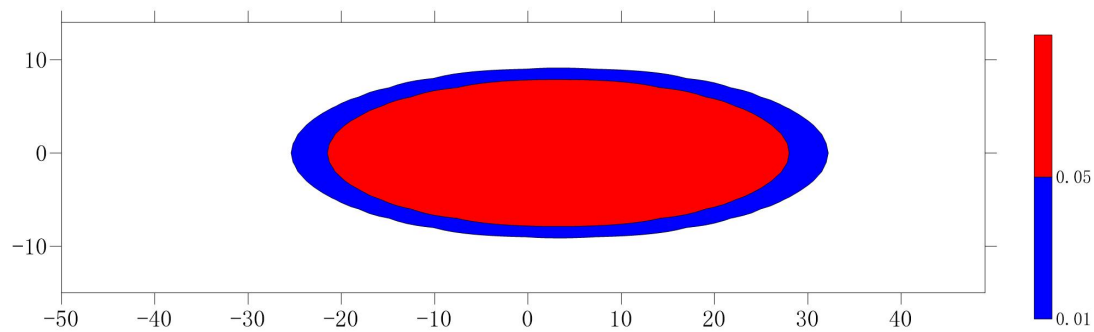


图 5.3-14 注水井套管泄漏 100 天石油类污染扩散平面图

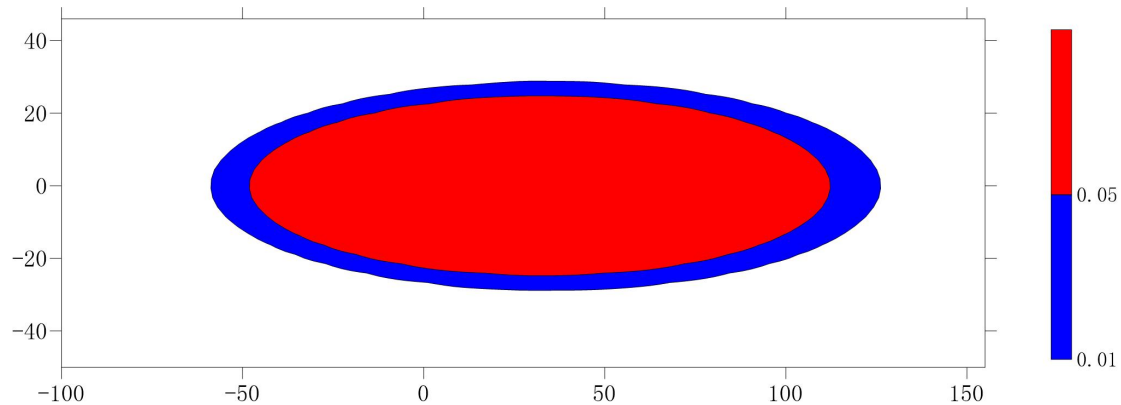


图 5.3-15 注水井套管泄漏 1000 天石油类污染扩散平面图

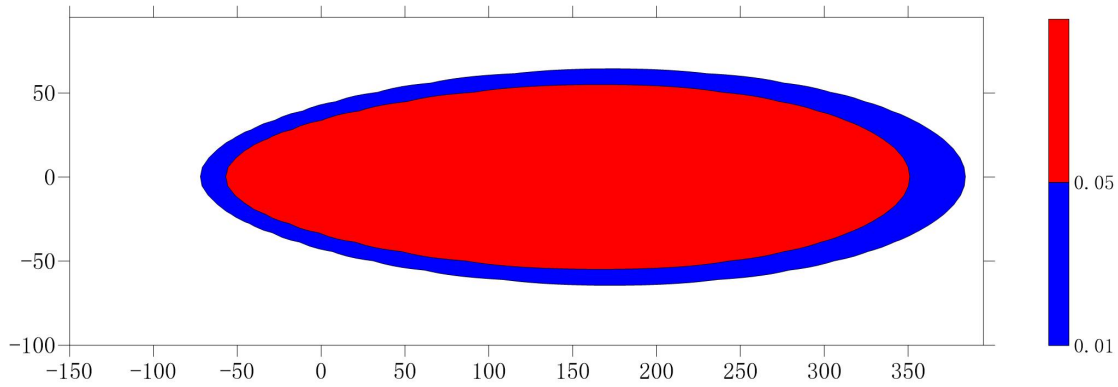


图 5.3-16 注水井套管泄漏 5000 天石油类污染扩散平面图

由预测结果可知，随着时间增加，污染范围有所增加，注水井套管破损泄漏 100d 后，超标距离为下游 27m，影响距离为下游 32m，预测范围内超标面积为 610m²；注水井套管破损泄漏 1000d 后，超标距离为下游 111m，影响距离为下游 125m，预测范围内超标面积为 5341m²；注水井套管破损泄漏 5000d 后，超标距离为下游 340m，影响距离为下游 368m，预测范围内超标面积为 45351m²。根据调查事故状态影响范围内无饮用水水井。

本工程基建注水井 19 口，注水井水质为深度处理污水，回注水水质满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015) 要求，同时满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022) 中限值要求。根据钻井工程设计，本工程采用双层套管结构，从井身结构分析回注井能够承受设计回注压力，并且井筒材质能够满足防腐要求。且本项目区块注入井固井施工时已严格按照固井施工设计执行，因此综合分析，回注基本不会对潜水含水层、具有地下水开发利用价值的承压含水层造成影响。

5.4.3 地下水环境影响评价结论

本项目正常工况下不会对地下水环境产生影响。事故状况下，根据上述对油井套管破损、管线泄漏两种情况对地下水的预测，由于地下水层自净能力有限，几乎不存在自然降解，进入地下水的石油类污染物在污染范围内会对地下水水质产生影响。但本区块周边均饮用地表水源自来水，无地下水敏感区分布，项目事故状态下对地下水的影响不大。

5.4 声环境影响预测与评价

5.4.1 施工期

项目施工期噪声主要来源于钻井工程及地面工程时期施工机械噪声和运输车辆噪声。

(1) 钻井工程

钻井井场占地 10000m²，长 100m，宽 100m，结合《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2021)中推荐的室外声源模式：户外声传播衰减包括几何发散(A_{div})、大气吸收(A_{atm})、地面效应(A_{gr})、障碍物屏蔽(A_{bar})、其他多方面效应(A_{misc})引起的衰减。

在环境影响评价中，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，户外噪声计算公式为：

$$L_p(r) = L_w + D_C - (A_{div} + A_{atm} + A_{gr} + A_{bar} + A_{misc})$$

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；

钻井时期噪声源强调查清单(室外声源)见表 5.4-1，钻井工程噪声贡献值预测图见图 5.4-1。

表 5.4-1 钻井时期噪声源强调查清单

序号	声源名称	空间相对位置/m			声源源强/ dB(A)	声源控制措施	运行时段
		X	Y	Z			
1	柴油发电机	40	65	1	95	基础减震、建筑隔声、选用低噪声设备 泵类安装减震基础、选用低噪声设备	连续、稳定、昼夜运行
2	钻机	50	50	1	95		
3	泥浆泵	70	35	1	85		
4	钻井泵	60	35	1	85		

5	振动筛	50	35	1	95
6	搅拌机	40	35	1	90

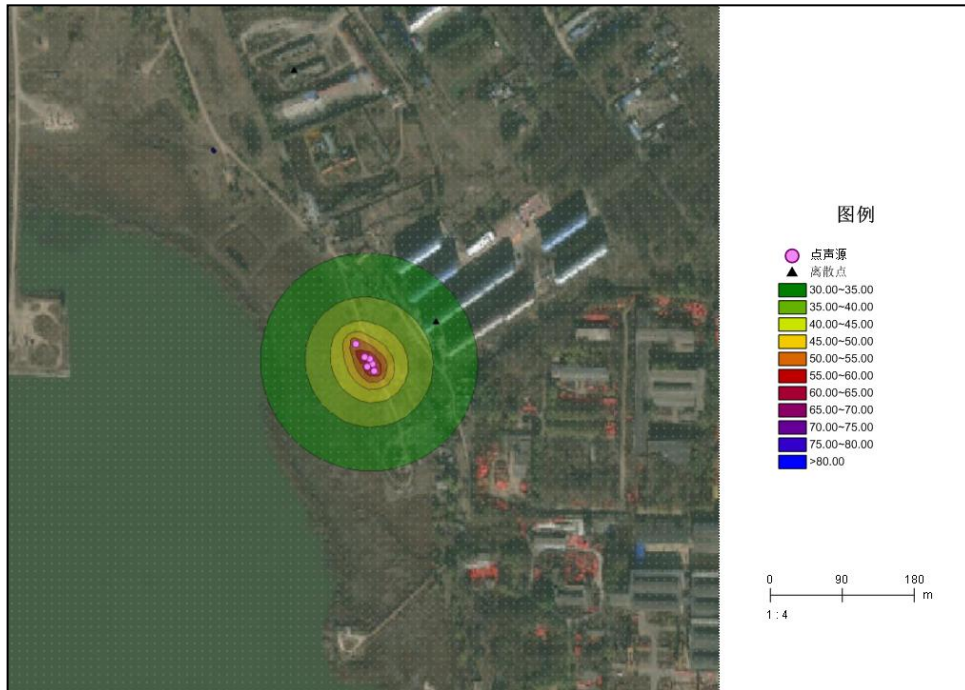


图 5.4-1 钻井工程施工噪声贡献值预测图

距离本项目钻井井场最近的村屯保护目标为 7#平台井场东侧 80m 的颖团小区，钻井施工期声环境保护目标噪声预测结果与达标情况见表 5.4-2。钻井井场噪声对保护目标叠加现状浓度预测图见图 5.4-2。

表 5.4-2 钻井施工声环境保护目标噪声预测结果与达标分析表 单位: dB(A)

声环境 保护目 标名 称	噪声背景 值		噪声现状 值		噪声标准		噪声贡献值		噪声预测值		较现状增 量		超标和达 标情况	
	昼 间	夜 间	昼 间	夜 间	昼 间	夜 间	昼 间	夜 间	昼 间	夜 间	昼 间	夜 间	昼 间	夜 间
颖团 小区	46.3	42.5	46.3	42.5	55	45	33.0	33.0	46.5	43.0	0.2	0.5	达 标	达 标

根据上述预测结果，钻井施工对颖团小区声环境质量影响较小。为了更好的保护区域声环境，本项目钻井施工期采取以下措施：

- ①钻机等发声设备尽可能选用低噪声设备；
- ②对噪声值较高的设备，根据其产生噪声的特性，采用相应的减振、隔声等降噪措施，如柴油发电机安装在发电机房内；
- ③注意对设备的维护保养，保证设备保持在最佳运营状态，降低噪声源强度。

在采取了上述降噪措施后，钻井工程井场场界噪声可以满足《建筑施工场界环境噪

声放标准》(GB12523-2011), 本项目对附近村屯噪声影响较小, 钻井工程噪声对区域环境影响可接受, 并且这种影响在施工期结束时即消失。

(2) 地面工程施工

本工程地面施工期主要噪声源包括挖掘机、推土机、压路机、电焊机、运输车辆等设备噪声及运输车辆的交通噪声。将各种施工机械等近似为点声源, 采用最大噪声值, 仅考虑距离衰减进行计算, 可得到施工期各种机械等在不同距离处的噪声贡献值, 采用无指向性点声源几何发散衰减的基本公式。

无指向性点声源几何发散衰减的基本公式:

$$L_P(r) = L_P(r_0) - 20 \lg(r/r_0)$$

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;

r —— 预测点距声源的距离;

r_0 —— 参考位置距声源的距离。

施工机械噪声衰减结果见表 5.4-3。

表 5.4-3 施工期施工机械噪声统计表 单位: dB(A)

机械名称	离施工点距离不同处的噪声值					
	10m	20m	50 m	100 m	200 m	300 m
挖掘机	76	66.5	56.9	50.4	44.2	40.6
推土机	74	64.5	55	48.4	42.2	38.6
压路机	76	66.5	56.9	50.4	44.2	40.6
吊管机	67	57.5	48	41.4	35.2	31.6
电焊机	44	34.5	25	18.4	12	8.6
运输车辆	76	66.5	56.9	50.4	44.2	40.6

本项目地面工程道路施工、管线工程等仅在昼间进行施工, 夜间不施工, 管线和道路施工场地最近保护目标为 7#平台井场东侧 80m 的颍团小区。施工机械噪声经过距离衰减后对村屯声环境贡献值不大, 地面工程施工期拟采取以下措施:

①降低设备噪声。选用低噪声设备, 注意对设备的维护和保养, 合理操作, 保证施工机械保持在最佳状态, 降低噪声源强度。

②合理安排施工进度, 减少施工时间, 不在夜间施工, 调整同时作业的施工机械数量, 降低对周围环境的影响。

③合理布置施工现场, 尽量将高噪声机械布置远离环境敏感点一侧, 同时, 避免在同一地点安排较多的动力机械。

④施工期运输车辆的运行路线应远离周围的村屯，合理选择路线进行绕行、避让措施，临近村屯应减少汽车鸣笛的次数，减速慢行，减少车辆噪声对居民区的不利影响。

在采取了上述措施后，地面工程井场和管线施工场界噪声可以满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)标准要求。施工噪声对周围环境的影响较小，且施工期噪声对环境的影响是暂时性的，随着施工结束，其影响也随之消失。

5.4.2 运行期

(1) 声源源强

本项目运行期正常工况下主要噪声源为采油井场。噪声源强主要为井场抽油机，为机械噪声。主要声源强度见表 5.4-4。

表 5.4-4 本项目运行期主要声源强度统计

序号	噪声源	发声源	噪声源强度 dB (A)
1	采油井	抽油机	65~80

(2) 环境数据

通过资料收集，影响声波传播的各类参数见表 5.4-5。

表 5.4-5 影响声波传播的各类参数统计

序号	参数	取值
1	年平均风速和主导风向	3.7m/s ， 西北风
2	项目区域年平均气温	3.3℃
3	年平均相对湿度	63%
4	大气压强	101325Pa
5	声源和预测点间的地形、高差	平原， 1.2m
6	声源和预测点间障碍物（如建筑物、围墙等）的几何参数	无
7	声源和预测点间树林、灌木等的分布情况以及地面覆盖情况	耕地

(3) 影响分析

油田运行期所产生的噪声污染贯穿油田生产的全过程，具有点多、分散的特点，其影响程度视油田生产中的设备发声强度和周围环境的功能要求而定。本项目主要噪声源为油井井场。距离本项目油井最近的敏感点为 7#平台井场东侧 80m 的颖团小区。

采用《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2021)中推荐的户外声源模式，户外声传播衰减包括几何发散 (A_{div})、大气吸收 (A_{atm})、地面效应 (A_{gr})、障碍物屏蔽 (A_{bar})、其他多方面效应 (A_{misc}) 引起的衰减。根据现场实际情况，本次计算只考虑几何发散 (A_{div})、大气吸收 (A_{atm})、地面效应 (A_{gr}) 三种情况。

$$L_p(r) = L_w + D_C - (A_{div} + A_{atm} + A_{gr} + A_{bar} + A_{misc})$$

$$A_{div} = 20 \lg(r/r_0)$$

$$A_{atm} = \alpha (r - r_0) / 1000$$

$$A_{gr} = 4.8 - (2h_m/r) [17 + (300/r)]$$

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;

DC——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

α ——空气吸收系数, dB/100m; 取相对湿度 80%, 温度 15°C 时的值;

r 、 r_0 ——声源至预测点和测量点的距离。

井场厂界噪声贡献值预测结果见表 5.4-6, 声环境保护目标噪声预测结果与达标分析表见表 5.4-7, 运营井场噪声预测图见图 5.4-2。

表 5.4-6 运营期井场厂界噪声贡献值预测结果 单位: dB(A)

预测位置	昼间噪声				夜间噪声			
	东厂界	南厂界	西厂界	北厂界	东厂界	南厂界	西厂界	北厂界
7#平台井	49.9	49.5	52.3	47.9	49.9	49.5	52.3	47.9

表 5.4-7 声环境保护目标噪声预测结果与达标分析表 单位: dB(A)

声环境保护目标名称	噪声背景值		噪声现状值		噪声标准		噪声贡献值		噪声预测值		较现状增量		超标和达标情况	
	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
颍团小区	46.3	42.5	46.3	42.5	55	45	34.9	34.9	46.6	43.2	0.3	0.7	达标	达标
后团结	46.3	42.5	46.3	42.5	55	45	28.3	28.3	46.4	42.7	0.1	0.2	达标	达标

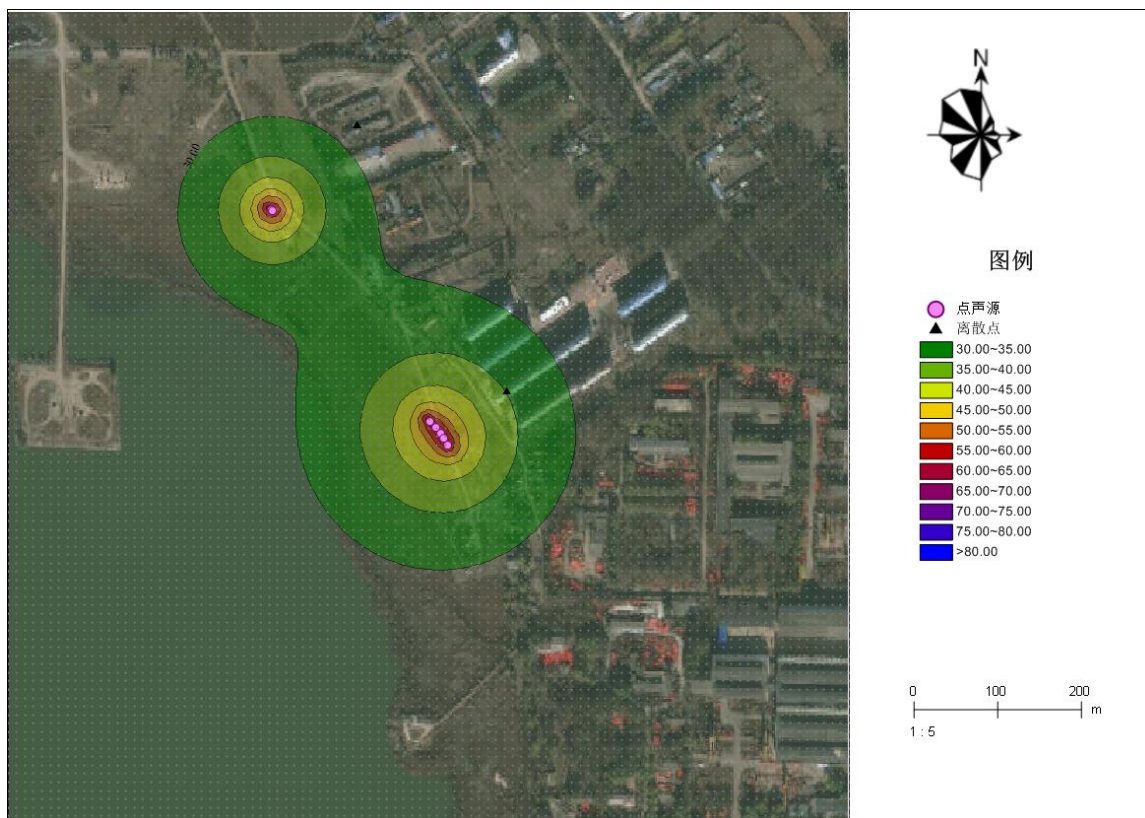


图 5.4-2 采油井场噪声预测结果

根据项目特点，采油井场边界无围墙，由预测结果可知，7#平台井西厂界处的夜间噪声贡献值不能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准的要求，采油井场边界处噪声超标的原因是由于项目特点抽油机产生噪声只能露天排放，且采油井场面积较小，因此边界处无法达标排放。根据预测结果，随着距离增加噪声贡献值逐渐衰减，在距离井场西厂界 10m 处能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准的要求。

油井井场 200m 范围内敏感目标为 7#平台井场东侧 80m 的颖团小区、6#平台井场东北侧 130m 的后团结，根据预测结果颖团小区、后团结声环境质量满足 1 类区标准，油井正常运行不会对村民日常生活产生显著影响，对区域声环境影响不大，不会发生噪声扰民问题。

本项目涉及场站改造，场站改造后场站厂界噪声预测情况见下表所示。

表 5.4-8 改造场站厂界噪声预测结果 单位：dB (A)

噪声源	位置	源强	噪声防治措施	处理后源强	声源与厂界距离	贡献值	背景值		预测值		标准值
							昼间	夜间	昼间	夜间	
北五转油放水站	泵房	85	基座减振、厂房隔声	70	东侧 42m	37.5	45.3	41.4	46.0	42.9	昼间 60 夜间 50
					南侧 48m	36.4	47.5	43.3	47.8	44.1	
					西侧 220m	23.2	46.5	42.7	46.5	42.7	

					北侧 70m	33.1	44.7	40.4	45.0	41.1	
--	--	--	--	--	--------	------	------	------	------	------	--

由上表可知，北五转油放水站厂房机泵设备噪声在基础减振和厂房隔声措施后，厂界噪声值预测值能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准的要求。根据现场勘查，距离本工程场站最近敏感点为北五转油放水站西南侧 600m 处的萨北村，经过距离衰减后本项目不会对敏感点产生影响，噪声对周围声环境影响较小。

5.4.3 退役期

本项目退役期在拆除地面设备、封井时施工机械及运输车辆会产生噪声。退役期施工机械噪声衰减结果见表 5.4-9。

表 5.4-9 退役期施工机械噪声统计表 单位：dB(A)

机械名称	离施工点距离不同处的噪声值					
	10m	20m	50 m	100 m	200 m	300 m
挖掘机	76	66.5	56.9	50.4	44.2	40.6
推土机	74	64.5	55	48.4	42.2	38.6
吊装机	67	57.5	48	41.4	35.2	31.6
运输车辆	76	66.5	56.9	50.4	44.2	40.6

本项目退役期仅在昼间施工，由上表可以看出，主要施工机械在 20m 以外均能够满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）中昼间限值不超过 70dB（A）的要求。根据现场调查，距离本项目施工场地最近敏感目标为 7#平台井场东侧 80m 的颖团小区，项目退役期产生噪声对其影响较小，且噪声对环境的影响是暂时性的，随着施工结束，其影响也随之消失。

5.5 固体废物环境影响分析

5.5.1 施工期

（1）固体废物影响分析

本工程主要包括井场、地面工程和集输管道的建设，施工期固体废物主要为括废钻井液、钻井岩屑、废射孔液、非含油防渗布、清淤油泥、清管废渣、建筑垃圾、废包装袋、施工废料、废旧设备管线以及施工人员生活垃圾。

①废旧设备、管线

本次北五转油放水站改造过程中更换水驱外输泵 2 台，更新单井集油掺水管道 37.64km，拆除废旧设备、管线均回收至采油三厂资产库。

场站机泵设备拆除更换前系统物料全部泵输进联合站罐体储存，拆除前全部使用氮气系统扫线，确保安全的情况下进行设备更换施工，不会有油污落地，机泵等设备整体拆除回收至采油三厂资产库。

②施工废料

本项目施工废料主要为焊接施工中产生废焊条和管道接口防腐施工过程中产生的废防腐材料。管道施工废料产生量以 200kg/km 管道计，本项目管道建设总长度 50.68km，因此，施工废料产生量约为 10.1t。施工废料拉运至第一采油厂工业固废填埋场处理。

③生活垃圾

钻井工程钻井期间井队在井人数为 10 人，钻井期 7 天，每人产生生活垃圾 0.5kg/d 计，则每口井钻井期间产生生活垃圾 35kg。本项目钻井 75 口，钻井期间共产生生活垃圾 2.6t；地面建设期间施工人员 60 人，施工期 120 天，每人产生生活垃圾 0.5kg/d 计，施工期生活垃圾产生量为 3.6t，生活垃圾统一收集后运至大庆城控电力有限公司处理。

④建筑垃圾

井排路改造工程、通井路工程等施工活动中将产生废砣块、废砖块等建筑垃圾，产生量约为 580m³，建筑垃圾由施工单位拉运至龙凤区南一路与大广路交叉口西侧的建筑垃圾临时消纳场处置。

⑤废射孔液

本工程 75 口井需要射孔，根据油田以往施工经验，每口井产生废射孔液约 40m³，共计产生废射孔液 3000m³。本项目射孔时间约 100d，废射孔液平均每天产生量约 30m³。废射孔液属于一般固体废物，根据《一般固体废物分类与代码》（GB/T39198-2020），废射孔液的分类代码为 071-001-99。由罐车拉运至吉林省油田管理局农工商企业总公司处理，处理后的泥饼满足《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中规定的第 I 类一般工业固体废物标准后外运至第三采油厂综合利用垫井场或铺路，压滤水送往第三采油厂北三污水站处理，处理后的污水管输至北十二深度污水处理站、北十三深度污水处理站处理达标后回注油层。

⑥废钻井液

废钻井液是指钻井过程中无法利用或钻井完工后废弃的泥浆和废水，其性质由使用的钻井液决定，其排放量随井深而变。根据建设单位提供的可研文件，本项目钻井液用量约 8760m³，废钻井液量为 7072m³，根据《一般固体废物分类与代码》

(GB/T39198-2020)，其代码为 071-001-99。由罐车拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理 II 站处理。

⑦钻井岩屑

钻井过程中，岩石经钻头和泥浆的研磨而破碎成岩屑，其中部分岩屑混进泥浆中，剩余的岩屑经泥浆循环携带至井口，在地面经振动筛分离出来，存放于井场废砂池，完井后与废钻井液一起处理。钻井岩屑的产生量按单井 1000m 进尺岩屑产生量最大约为 24m³，总进尺 7.47×10⁴m，则本工程岩屑的产生总量约 1792.8m³，根据《一般固体废物分类与代码》(GB/T39198-2020)，其代码为 071-001-99。由罐车拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理 II 站处理。

⑧清淤油泥

北二十注水站改造过程中对 2 座储水罐内外防腐工程进行完善，需要进行清淤，根据场站以往清淤记录，预计清理含油污泥 2t，根据《国家危险废物名录》(2025 年版)，清淤含油污泥为危险废物，危废代码为 HW08/071-001-08，委托大庆蓝星环保工程有限公司处理，处理后满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》(DB23/T 3104-2022)油田含油污泥经处置后泥渣利用污染物控制限值后，用作油田垫井场和通井路。

⑨非含油废防渗布

本项目钻前工程期间，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，75 口井会产生一定量的非含油废防渗布，其属于一般工业固体废物，对照《一般固体废物分类与代码》(GB T39198-2020)中相关划分方法，本项目产生非含油废防渗布代码为 071-001-99。根据大庆油田已有生产经验，单井非含油废防渗布产生量约为 0.05t，本项目非含油废防渗布产生量约为 3.75t，拉运至第一采油厂工业固废填埋场进行填埋处理。

⑩废包装物

本项目钻井作业期间使用的原辅材料中，膨润土等原料基本无毒性，此类包装袋均属于一般工业固体废物，对照《一般固体废物分类与代码》(GB T39198-2020)中相关划分方法，本项目产生废弃包装袋代码为 071-001-07。根据大庆油田已有生产经验，单井膨润土、纯碱等废包装袋产生量约为 0.0015t，本项目共 75 口钻井工程，故膨润土、纯碱等废包装袋产生量约为 0.1125t，属于一般固体废物，拉运至第一采油厂工业固废填埋场进行填埋处理。

⑪清管废渣

管道在下沟回填前，采用清管球（器）进行清管，类比同类项目，每公里管线清管时产生的废渣量约为 1.75kg，本项目管线长 50.89km，产生清管废渣为 0.089t。清管废渣为一般固废，统一拉运至第一采油厂工业固废填埋场处理。

（2）施工固废污染防治措施

为避免施工期固体废物对周围环境产生不利影响，本评价建议采取以下防范措施：

①工程土方施工应对挖方单侧堆放，用于管沟回填作业，多余土方用于场地平整，严禁弃土产生；

②施工单位应指派专人负责施工固体废物的收集及转运工作，不得随意丢弃；

③提倡文明施工，严禁施工人员产生的生活垃圾随地乱扔，当天施工结束后随身带走，施工现场不遗留。

综上所述，按照本评价提出的防范措施妥善处置施工期产生的固体废物，不会对周围环境产生明显影响。

5.5.2 运行期

本项目运行期产生的固体废物主要是作业过程中产生的含油污泥、落地油、含油废防渗布。

（1）含油污泥、落地油

含油污泥、落地油均含有石油类等有害成份，根据《国家危险废物名录（2025 年）》及《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》，均属于危险废物，废物类别均为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，含油污泥、落地油危废代码为 071-001-08 石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚。含油污泥、落地油由罐车拉运至萨北含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆圣德雷特化工有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）表 1 中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路。落地油及含油污泥均由施工人员回收至罐车内，罐车采用密闭的专用罐车，拉运过程中按照指定的拉运路线、尽量避开村屯等敏感点进行运输，同时罐车上配备铁锹等应急工具。

项目运行期含油污泥和落地油只要采取合理的废物回收、处置方案，对环境影响较小。

（2）含油废防渗布

井场作业过程中铺设防渗布，工程作业期间产生的落地油滴落到防渗布上，会产生含油废防渗布，根据《国家危险废物名录（2025 年）》，含油防渗布属于 HW49 类危险废物，危险废物代码为 900-041-49，含油废防渗布待施工结束后委托有资质单位处置。

5.5.3 危险废物环境影响评价

根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告 2017 年第 43 号）相关规定，危险废物收集、贮存、运输的一般要求：

从事危险废物收集、贮存、运输经营活动的单位应具有危险废物经营许可证。在收集、贮存、运输危险废物时，应根据危险废物收集、贮存、处置经营许可证核发的有关规定建立相应的规章制度和污染防治措施，包括危险废物分析管理制度、安全管理制度、污染防治措施等；危险废物产生单位内部自行从事的危险废物收集、贮存、运输活动应遵照国家相关管理规定，建立健全规章制度及操作流程，确保该过程的安全、可靠。

危险废物转移过程应按《危险废物转移管理办法》执行。危险废物收集、贮存、运输单位应建立规范的管理和技术人员培训制度，定期针对管理和技术人员进行培训。培训内容至少应包括危险废物鉴别要求、危险废物经营许可证管理、危险废物转移联单管理、危险废物包装和标识、危险废物运输要求、危险废物事故应急方法等。

危险废物收集、贮存、运输单位应编制应急预案。应急预案编制可参照《危险废物经营单位编制应急预案指南》，涉及运输的相关内容还应符合交通行政主管部门的有关规定。针对危险废物收集、贮存、运输过程中的事故易发环节应定期组织应急演练。

危险废物收集、贮存、运输时应按危险特性对危险废物进行分类、包装并设置相应的标志及标签。

5.5.3.1 危险废物收集及储存分析

本项目运行期产生含油污泥、落地油，废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，废物代码均为 071-001-08；运行期含油废防渗布废物类别为 HW49 其他废物，废物代码为 900-041-49。

本工程运行期产生的含油污泥和落地油即产集运，不在井场暂存，含油废防渗布由有资质的单位按照《危险废物收集贮存运输技术规范》要求进行运输管理。

5.5.3.2 危险废物转运

危险废物转移过程中应按《危险废物转移管理办法》执行。

本工程危险废物转运将严格执行危险废物转移制度。危险废物在运输工程中严格控制运输车辆密闭性，避免“跑、冒、滴、漏”情况发生。危险废物的运输由资质单位按照《危险废物收集贮存 运输技术规范》要求进行运输管理，危险废物的转移过程应按照《危险废物转移管理办法》执行。在运输过程中，尽量选择硬质路面的路线进行运输，同时要在厂区内的运输路线上经常洒水降尘，减少扬尘污染；运输过程中要避开居住区等敏感区，合理安排运输时间，避免夜间运输，减少噪声污染；同时尽量挑选较好的天

气进行运输，避免在雨雪大风等天气条件下运输。

从事落地油和油泥砂运输的单位在接到通知后，按照《危险废物污染防治技术政策》和《危险废物转移管理办法》等有关规定建立相应的规章制度和污染防治措施，包括危险废物分析管理制度、安全管理制度、污染防治措施等，建立健全规章制度及操作流程。

一旦运输过程发生意外事故，运输单位及相关部门应根据风险程度采取如下措施：

(1) 设立事故警戒线，启动应急预案，并按《突发环境事件信息报告办法》（2011年5月1日起施行）要求进行报告；

(2) 应立即疏散人群，并请求环境保护、消防、医疗、公安等相关部门支援；

(3) 对事故现场受到污染的土壤和水体等环境介质应进行相应的清理和作复；

(4) 清理过程中产生的所有废物均应按危险废物进行管理和处置；

(5) 进入现场清理和包装危险废物的人员应受过专业培训，并佩戴相应的防护工具。

采取本环评提出的预防及治理措施后，危险废物转运对周围环境影响较小。

5.5.3.3 危险废物处置

本项目运行期产生的固体废物主要是作业过程中产生的含油污泥、落地油、含油防渗布。

含油污泥、落地油含有石油类等有害成份。根据《国家危险废物名录（2025年）》，以上废物均属于HW08废矿物油与含矿物油废物，含油污泥和落地油危废代码为071-001-08。含油废防渗布危废代码为900-249-08。

目前建设单位尚未明确委托的危险废物处理单位，根据黑龙江省核发的危险废物处理资质单位名单中，有能力处理该危险废物的企业有黑龙江云水环境技术服务有限公司及大庆圣德雷特化工有限公司，详细情况如下：

①黑龙江云水环境技术服务有限公司，经营范围：HW02-06、HW08-09、HW11-14、HW17-28、HW30-31、HW34-40、HW45-48、HW49（900-044-49、900-045-49除外）、HW50等危险废物类别，核准经营规模34180t/a（其中焚烧9800t/a、填埋24380t/a），焚烧目前处置量为20t/d。

②大庆圣德雷特化工有限公司，经营范围：HW08-废矿物油与含矿物油废物（071-001-08、071-002-08、072-001-08、251-001-08、251-002-08、251-003-08、251-004-08、251-005-08、251-006-08、251-010-08、251-011-08、251-012-08、900-199-08、900-200-08、900-201-08、900-204-08、900-210-08、900-212-08、900-213-08、900-214-08、900-215-08、900-216-08、900-217-08、900-218-08、900-219-08、900-220-08、900-221-08、900-222-08、

900-249-08)、HW49(900-041-49)等危险废物类别,核准经营规模 HW08 类 50000t/a, HW49 类 25 万只/年。

以上企业可处理危险废物类别为 HW08、HW49 的危险废物,能够满足本项目处理需求。最终处置单位以建设单位实际签订协议为准,建设单位应加强对含油防渗布转移和处置的管理,实行危险废物转移管理制度。

大庆圣德雷特化工有限公司有资质处理本工程产生的含油废防渗布,且处理能力均能够满足本工程处理需求。

采取以上措施后,本工程产生的固体废物均得到有效处置,不会对周围环境产生不良影响。

5.5.4 退役期

退役期产生的固体废物主要为废旧设备、封井建筑垃圾、废防渗材料。

本项目废弃管线维持现状,避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏,管线内物质应清空干净,并按要求进行吹扫,确保管线内无残留采出液,管线两端使用盲板封堵。地面设施拆除、井场清理等工作中会产生建筑垃圾,集中清理收集后,送一般固体废物垃圾填埋场进行处置。退役期管线等钻井设备拆除过程中应铺设防渗布,防止原油或废液泄漏污染地面。废防渗材料收集后交由有资质单位处置。

通过采取以上措施,退役期产生的固体废物均得到有效处置,不会对周围环境产生不良影响。

5.5.5 结论

由上述分析可知,本项目对施工期、运行期、退役期产生的各类固体废弃物均进行了合理的处置,能够实现固废的减量化、资源化和无害化,对环境影响较小。

5.6 生态环境影响评价

5.6.1 施工期

(1) 项目占地影响分析

本项目施工期工程主要包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程、井场地面工程和油气集输工程。本工程新增占地主要为井场、计量间、管线工程、道路工程,其中永久占地约 3.56hm²,临时占地约 78.51hm²。

永久占地使原有植被复合体构成的自然地表被各类人工构造物长期取代。临时占地也不可避免地对原有地表造成破坏,使原有土壤-植被自然体系受到影响或瓦解,在扰动结束后,临时占地影响区的土壤-植被体系的恢复能力与程度取决于临时占地影响程

度的大小及原先的生态背景状况。拟建工程施工活动和工程占地在区块范围内并呈点线状分布，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。

(2) 对土壤环境影响

① 管线临时占地对土壤环境的影响

本项目管道工程临时占地中主要包括草地、耕地等，开挖和回填对土壤的影响主要为：破坏土壤原有结构，混合土壤层次，改变土壤质地，影响土壤养分，影响土壤紧实度，土壤污染，影响土壤物理性质。

② 车辆行驶和机械施工对土壤的影响

在施工中，车辆行驶和机械作业时机械设备的碾压、施工人员的践踏等都会对土壤的紧实度产生影响。机械碾压的结果使土壤紧实度增高，地表水入渗减少，土壤团粒结构遭到破坏，土壤养分流失，不利于植物生长。各种车辆（尤其是重型卡车）在草地上行驶将使经过的土壤变紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长，甚至退化为沙地。

(3) 对土地利用现状影响分析

土地利用变化是人类与环境进行物质、能量交互作用的重要表现，它不仅影响生态系统的分布格局及其生产力，客观反映人类改变生物化学循环、生态系统结构和功能及产品和服务的供应，而且还再现了陆地表面的时空变化过程。土地利用一般是指人类为获取所需要的产品或服务所进行的土地资源利用活动，是人类对土地自然属性的利用方式和利用状况，包含着人类利用土地的目的和意图。

本项目实施后，永久工程占地范围内原有土地利用类型发生一定程度的改变，主要由草地转化为建设用地，相对应的造成的生态系统功能的转化，由原来的草地生态系统等转变为城镇生态系统。

本项目的建设对区域的土地利用类型会有一些影响，但根据各项资料及实地调查可知该项目占地范围相对较小，工程的建设虽会导致区域土地利用类型发生些许变化，但不影响区域范围内主导土地利用类型，不会导致评价区范围内生态功能改变。

(4) 对植被的环境影响

工程对植被的影响主要在施工期的占地影响及井区内管道敷设产生的影响、人类活动产生的影响。其次污染物排放也将对植被产生一定的影响。油田经过了多年的勘探开发后，现已具备了一定的规模，占用了一定面积的土地，使区域环境内地表永久性构筑物增多。具体的影响方式及影响程度表现在以下几个方面：

① 占地影响

本项目投入运营后，其中有 3.56hm² 的地表被永久占用，永久占地主要为草地、耕地。地表被草本植被和粮食作物覆盖。施工期地表保护层被破坏，稳定性下降，防止水土流失的能力也随之下下降，并且地表植被不复存在。

集输管线的更换建设主要为临时占地，主要为施工对地表植被的扰动和破坏。在管道施工过程中，开挖管沟区将底土翻出，使土体结构几乎完全改变。管沟开挖区域内的植被全部被破坏，其管道两侧的植被则受到不同程度的破坏和影响。项目临时占地面积 78.51hm²，主要以草地和耕地为主。

② 占地范围内生物量计算

拟建变电站和管线施工区域植被基本以草地为主，永久占地和临时用地都会导致生物量损失。占地范围内生物量计算如下：

$$Y=S_i \cdot W_i$$

式中，Y—生物量损失，t；

S_i—占地面积，hm²；

W_i—单位面积生物量，t/hm²。

本项目永久占地面积 3.56hm²，临时占地面积 78.51hm²，总生物损失量为 4.103t，具体占地类型及生物量详见表 5.1-3。

表5.1-3 占地范围内植被生物量计算表

类型	面积 (hm ²)		单位面积生物量 (t/hm ²)	生物量 (t)	占总生物量的比例 (%)
	永久占地	临时占地			
耕地	1.84	40.38	0.05	2.111	51.45%
草地	1.71	38.13	0.05	1.992	48.55%
合计	3.56	78.51	/	4.103	100.00%

③ 管线修建对植被的影响

根据项目设计方案，本项目管线工程开挖管沟总长 50.68km，管道管沟宽度约为 0.8m，管道建设中管沟部分的植被将被彻底清除，管线施工完成后，由于很少再次进行干扰，其地表进行平整后，草本植物会逐渐恢复。

④ 人类活动对植被的影响

油田开发建设过程中大量人员、机械进入油田区域，从而造成油田区域内人类活动频率大幅度增加。对植被的影响主要表现在人类和机械对植物的践踏、碾压和砍伐，使原生植被生境发生较大变化。油田区域单位面积上人口密度的增加将导致工程开发范围内及边缘区域地表土壤被践踏、自然植被减少，使规划区域内局部地带土地沙漠化的可

能性增加，因此施工过程中，施工人员及施工机械应严格规范施工，严禁随意踩踏破坏植被。

在满足上述条件的情况下，人类活动对该区域天然植被产生的不良影响非常有限。

⑤事故排放对植被的影响

油田开发建设中对生态环境造成严重破坏的主要事故类型为原油和采出水泄漏，其产生的污染物排放均会对评价范围内的植被造成不同程度的影响，影响程度与发生事故时泄漏的油量及是否发生火灾有很大关系。植被体上附着的油质越多，植物死亡率就越高。如果发生火灾，则植被的地上部分会完全被毁，但如果土壤环境未被破坏，第二年植被将会重新生长。

(5) 对野生动物的环境影响

油田开发建设对野生动物生存环境、分布范围和种群数量的影响主要分为直接影响和间接影响两个方面。直接影响主要表现为建设工程占地，使野生动物的原始生存环境被破坏或改变；间接影响主要表现为由于植被的减少或污染破坏而引起野生动物食物来源减少。由于评价区域不是动物的唯一栖息地，故该建设工程对动物区域性生境不产生明显影响。

在施工生产过程中，由于施工机械设备的轰鸣声惊扰，大多数野生脊椎动物种类将避行远离，使区域内单位面积上的动物种群数量下降，但此类影响对爬行类和小型啮齿类动物的干扰不大。一些伴人型鸟类一般在离作业区 50m 以外远处活动，待无噪声干扰时较常见于人类生活区附近。因此，随着本工程建设的各个过程，油田内野生动物的种类和数量发生一定的变化，原有的大型哺乳类将逐渐避开人类活动的干扰迁至其它区域，而常见的伴人型野生动物种类有所增加。

并且该区块已开发多年，因而大型的野生脊椎动物早已离开此地，因而本次油田开发所影响的只是一些爬行类和鸟类。

施工过程中如遇到保护动物时，应主动避让，不得惊扰、伤害野生动物，不得破坏保护动物的生息繁衍地，禁止妨碍野生动物生息繁衍的施工活动。

(6) 对生态系统完整性的影响分析

本项目对生态系统的影响主要是对土地的占用以及由此带来的土壤侵蚀等，本项目主要为管道施工作业带占地。由于新建井场及集输管线呈点状、线状分布在开发区内，相对于整体油区来说是非常小的。施工活动、运输的噪声以及土地的占用会对项目区植被生长地和动物栖息地造成直接破坏，使生态系统的生境特征发生变化，导致动植物生境破碎化，如项目建设区域动物活动的干扰等。由于工程建设一般为局限于小范围的施

工活动，工程施工会对它们产生影响，造成部分栖息地和活动范围的丧失，使其迁往他处，但评价区动物多为常见种类，在评价区及周边地区分布广泛，且一般具有趋避性，随着工程建设的结束，生态环境逐渐恢复，种群又会得以恢复。在施工结束后及时进行施工迹地恢复，采取严格生态恢复、水土保持、防沙治沙等措施，区域生态系统服务功能能够在较短的时间内得到有效的恢复。

从整个评价区来看，本项目不会减少生态系统的数量，不会改变评价区生态系统的完整性和稳定性。评价认为，采取必要的生态保护措施后，对评价区内的生态系统和生态系统服务功能基本无影响。

(7) 对生物多样性的影响分析

生物多样性是生物与环境形成的生态复合体以及与此相关的各种生态过程的总和，包括生态系统、物种和基因三个层次。生态系统多样性指生态系统的多样化程度，包括生态系统的类型、结构、组成、功能和生态过程的多样性等。物种多样性指物种水平的多样化程度，包括物种丰富度和物种多度。基因多样性(或遗传多样性)指一个物种的基因组成中遗传特征的多样性，包括种内不同种群之间或同一种群内不同个体的遗传变异性。

本项目变电站建设及管线作业施工周期短，且本工程永久及临时占地范围内生物种类及数量在区域广泛分布，因此评价认为，采取必要的生态保护措施后，本项目对生物多样性基本无影响。

(8) 水土流失影响分析

项目建设过程中人为活动造成水土流失的原因主要是破坏地面表层结构以及大风季节临时堆土对周边环境带来的影响，可能造成的水土流失危害主要有以下几个方面：

①扩大侵蚀面积，加剧水土流失。本项目地处内陆地区，风沙较大，空气干燥，加上地表植被覆盖度并不高，且多为草本植被，抗干扰能力较差，因此项目建设过程中对原地貌的扰动会大大降低项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，若在施工过程中不加以治理和防护，遇大风天气易产生严重的水土流失现象。

②破坏生态环境，对周边地区造成影响，本项目沿线植被覆盖度不高，施工期对地表结皮破坏，有可能加剧项目区内的风灾天气，增加空气中粉尘含量，严重时会造成沙尘暴，造成一定的生态环境破坏，施工车辆的反复碾压将会使道路周边长期处于扬尘状况下，给施工人员健康造成危害。

③扰动土地面积、降低土壤抗侵蚀能力，道路工程建设由于车辆行驶，改变了扰动区域的原地貌、土壤结构和地面物质组成，降低了土壤抗侵蚀能力。

（9）对生态功能区划的影响分析

依据《黑龙江生态功能区划》，本项目位于“1-6-1-2 大庆地区矿业与土壤保持生态功能区”，主要生态服务功能分别为“沙漠化控制、植被保护、生物多样性保护、石油开采”，主要保护目标为“逐步恢复草原面积，加大对漏斗区的回注，防止漏斗区继续形成，控制对水环境的影响，科学发展农牧业”。

项目类型属于油气开采项目，与生态功能区划发展方向一致。项目主要是油气管线敷设和地面工程的配套更新，对生态环境的影响主要体现在施工期，施工期具有临时性、短暂性特点，施工结束后，管沟回填，区域生态采取自然恢复措施及完善的防沙治沙及水土保持措施，不会对土壤沙漠化及土壤盐渍化造成影响。综上所述，项目的建设实施与区域生态环境功能不冲突，对区域生态环境影响可接受。

（12）防沙治沙影响分析

项目施工期主要包括管沟开挖、场地平整等。管沟开挖、场地平整等施工过程中，对原有地表土壤造成扰动造成地表原有结构的破坏，降低项目区地表稳定性，在风蚀的作用下，有可能加快该区域沙漠化进程。上述施工作业过程中，对原地貌的扰动大大降低了项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，若未采取相应的防护措施，遇大风天气，极易加重区域沙尘天气。

（13）对黑土地影响分析

项目施工期建设中，可能会发生石油泄漏等事故，石油中的有害物质如多环芳烃等会渗入土壤，造成土壤污染，改变土壤的理化性质，影响土壤中微生物的活性和群落结构，进而影响土壤的肥力和生态功能。在钻井、施工过程中，重型机械设备的碾压会使黑土地的土壤结构遭到破坏，使土壤变得紧实，孔隙度减小，影响土壤的通气性、透水性和保水性，不利于农作物根系的生长和发育。

5.6.2 运行期

油田生产运营期对生态的影响主要是在油井井下作业过程的占地和施工时排放的污水、污油两方面。井下作业的临时占地范围均在井场永久占地范围内，同时在作业时铺设防渗布，并将产生的污水用罐车拉运到葡二联含油污水处理站和葡三联含油污水处理站，防止了污油污水排入外环境，因此，不会对井场周围的农田和植被产生影响。

本项目在发生油水管线穿孔泄漏、作业时操作失误等事故状态下会导致油水进行周围环境，对生态环境的影响主要表现为降低土壤透气、透水性，使植物生产受阻，同时如果附着在植物上会影响植物的光合作用，造成植物枯萎。因此发生事故时应及时对泄漏的油水进行回收，对被污染的土壤进行清理，清理结束后对受影响的区域进行植被恢

复。

5.6.3 退役期

本项目井场、管线、道路占地类型为草地和耕地，退役期井场设备均拆除，废弃油水井均进行封堵，管线两段采用混凝土封堵后直埋，不会对现有生态环境造成破坏。井场通井土路占地通过地面平整、土地翻松、土壤施肥等人工辅助措施进行场地的土地整治后，占地内的土壤逐步得到改善，占用的耕地逐步得到复耕，区域生态得到恢复。

5.6.4 生态环境影响评价结论

根据对本项目油田生态系统结构、功能和生态环境现状评价及油田开发对生态环境的影响分析，得出如下结论：

(1) 该项目的井场、管道和道路建设对土地的侵占，对植被的破坏，将使油田开发区内的第一生产者的生物量有一定程度的下降。在采取必要的保护措施后，可以最大程度减小对生态环境的不利影响，加快生态环境的恢复。

(2) 油田开发工程不可避免会改变原有的生态环境，但若合理规划和建设，石油产业有利于当地及周边地区的经济发展，能够与周围生态环境协调共处。

可见，只要采取必要的措施，该项目油田开发对生态环境的影响不会太大，在生态上是可行的。

5.7 环境风险分析

根据原国家环保部《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》（国家环保部环发〔2012〕77号）及生态环境部发布的《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）要求，对于涉及有毒有害和易燃易爆物质的生产、使用、储存（包括使用管线输运）的建设项目进行风险评价。

本次环境风险评价的目的在于识别物料生产、贮存、转运过程中的风险因素及可能诱发的环境问题，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，力求将建设项目的环境风险降至可防控水平。

5.7.1 风险调查

本工程涉及的主要危险物质是石油开采过程中井场、场站及集输管道内的原油和伴生气（天然气），具有易燃、易爆的性质。物料的危险性分析如下：

(1) 原油

原油闪点小于 28℃，属甲 B 类易燃、易爆物。原油闪点范围较宽，凝固点较高，其蒸气与空气形成爆炸混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸，与氧化剂能发生强烈反应，遇高热可分解出有毒烟雾。

表 5.9-1 原油安全技术说明书

理化 常数	序号	1967		
	CAS 号	/		
	中文名称	原油		
	英文名称	CrudeoU; Petroleumn		
	别名	石油		
	外观与性状	黑色的可燃性黏稠液体		
	闪点	<28℃		
	凝固点	18.3~19℃	溶解性	不溶于水，溶于苯、乙醚、三氯甲烷、四氯化碳等有机溶剂。
	密度	相对密度（水=1）0.84~0.86	稳定性	稳定
	爆炸极限	1.1%~8.7%（体积）	自燃温度	280℃~380℃
主要用途	主要用于生产汽油、航空煤油、柴油等发动机燃料以及液化气、石脑油、润滑油、石蜡、沥青、石油焦等，通过其馏分的高温热解，还用于生产乙烯、丙烯、丁烯等基本有机化工原料。			
危险特性	易燃，蒸气与空气能形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与硝酸、浓硫酸、高锰酸钾、重铬酸盐等强氧化剂接触会剧烈反应，甚至发生燃烧爆炸。			
健康危害	<p>毒性：IV（轻度危害），属低毒类。</p> <p>侵入途径：吸入、食入、经皮吸收。</p> <p>健康危害：未见原油引起急慢性中毒的报道。原油在分馏、裂解和深加工过程中的产品和中间产品表现出不同的毒性。长期接触可引起皮肤损害。</p>			
泄漏应急处理	<p>根据液体流动和蒸气扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。消除所有点火源。应急人员应佩戴正压式空气呼吸机，穿防火服，使用防爆等级达到要求的通讯工具。采取关闭阀门或堵漏等措施切断泄漏源。如果槽车或储罐发生泄漏，可通过倒罐转移尚未泄漏的液体。构筑围堤或挖坑收容泄漏物，防止流入河流、下水道、排洪沟等地方。收容的泄漏液用防爆泵转移至槽车或专用收集器内。用砂土吸收残液。</p>			
防护措施	<p>工程控制：生产过程密闭，全面通风。呼吸系统防护：空气中浓度超标时，佩戴正压式空气呼吸机。眼睛防护：必要时，戴化学安全防护眼镜。身体防护：穿防静电工作服。手防护：戴橡胶手套。其它：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。</p>			
急救措施	<p>皮肤接触：脱去污染的衣着，用肥皂水及清水彻底冲洗。眼睛接触：立即提起眼睑，用流动清水冲洗。吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。注意保暖，呼吸困难时给输氧。呼吸停止时，立即进行人工呼吸。就医。食入：误服者给充分漱口、饮水，就医。</p>			
灭火	消防人员须穿全身防火防毒服，佩戴空气呼吸器，在上风向灭火。喷水冷却燃烧罐和临近			

方法	罐，直至灭火结束。处在火场中若发生异常变化或发出异常声音，须马上撤离。 灭火剂：泡沫、干粉、砂土、二氧化碳。
----	---

(2) 伴生气（天然气）

天然气属甲 B 类易燃易爆气体，含有大量的低分子烷烃混合物，其与空气混合形成爆炸性混合物遇明火极易燃烧爆炸。如果出现泄漏，易与空气形成爆炸性混合物，而且能顺风飘动，形成着火爆炸和蔓延扩散的重要条件，遇明火回燃。天然气主要成分为甲烷，甲烷对人基本无毒，但浓度过高时，使空气中氧含量明显降低，使人窒息。当空气中甲烷达 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、共济失调，若不及时脱离，可致窒息死亡。

类比邻区北部过渡带外扩区试油生产时 3 口产气井监测数据。气体中甲烷含量大于 95%，成分分析显示气体中无 H₂S。

表 5.9-2 天然气安全技术说明书

CAS 号		74-82-8	
中文名称		天然气	
分子式	CH ₄	外观与性状	无色无臭气体。
分子量	16.04	蒸汽压	53.32kPa/-168.8℃
沸点	-161.5℃	闪点	-188℃
熔点	-182.5℃	溶解性	微溶于水，溶于醇、乙醚。
密度	相对密度（空气=1）0.55	稳定性	稳定
爆炸极限	空气中 5.3~15%（体积）	自燃温度	538℃
主要用途		用作燃料和用于炭黑、氢、乙炔、甲醛等的制造。	
危险特性		危险性类别：第 2.1 类易燃气体 燃烧与爆炸特性：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氧化氧及其它强氧化剂接触剧烈反应。 燃烧（分解）产物：一氧化碳、二氧化碳。	
健康危害		侵入途径：吸入 健康危害：甲烷对人基本无毒，但浓度过高时，使空气中氧含量明显降低，使人窒息。当空气中甲烷达 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、共济失调。若不及时脱离，可致窒息死亡。皮肤接触液化本品，可致冻伤。	
泄漏应急处理		迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿消防防护服。尽可能切断泄漏源。合理通风，加速扩散。喷雾状水稀释、溶解。构筑围堤或	

	挖坑收容产生的大量废水。如有可能，将漏出气用排风机送至空旷地方或装设适当喷头烧掉。也可以将漏气的容器移至空旷处，注意通风。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。
防护措施	呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，但建议特殊情况下，佩带自吸过滤式防毒面具（半面罩）。眼睛防护：一般不需要特别防护，高浓度接触时可戴安全防护眼镜。身体防护：穿防静电工作服。手防护：戴一般作业防护手套。其它：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。进入罐、限制性空间或其它高浓度区作业，须有人监护。
急救措施	皮肤接触：若有冻伤，就医治疗。吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸，就医。
灭火方法	切断气源。若不能立即切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。 灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉。

5.7.2 风险识别

5.7.2.1 井下作业过程的风险因素分析

本项目运营期井下作业主要包括油井作业，主要风险是油、气、废水的泄漏和井喷。通常由以下因素引起：

①未按要求安装井口溢流回收器、作业污水收集罐车和铺垫井场含油废防渗布并设置钢制污油回收槽，或者设备故障无法使用，导致作业污水废液、污油泄漏进入环境，造成污染；

②作业时地层压力高，井口溢流较大，而未及时采取压井或关闭封井器等措施，导致油、水、气大量冒溢，甚至井喷、污染环境。

由于该项目地层压力比较低，不能自喷，要靠抽油机采油，因此，作业时发生井喷的几率不大。第五油厂实施全过程风险因素控制，为井下作业配备了井口溢流回收器、作业污水设置钢制污油回收槽和回收罐车，制定了详细的操作规程和应急预案，因此，在管理到位的情况下，出现作业油、气、废水泄漏的几率大大减少。

5.7.2.2 油井套损

采油过程的主要环境风险是油井套损，原油、含油污水泄漏进入含水层，污染地下水。本项目油井套管采用双层套管（由表层套管、技术套管组成），运营期造成套损的因素主要有地质因素、工程技术因素和套管腐蚀三大类。

地质因素主要包括泥岩遇水膨胀使岩压转移到套管使其变形损坏，断层运移可能对套管产生剪切破坏，由于地壳运动和地震引起的套管损坏以及地面下沉及油层压实导致应力变化，从而使套管在拉张力及剪切力的作用下发生弯曲或错断。

工程技术因素主要有套管强度计算及井深结构设计不合理，泥岩吸水蠕变、滑移产生的横向层间位移侧压力、纵向地层位移产生的拉伸力及纵横向位移产生的弯曲应力对套管的破坏作用；固井质量不好时，会使泥岩吸水蠕变、滑移，对套管产生破坏作用。另外，由于井眼不规则或固井时存在混浆井段，在封固井段内，水泥浆候凝期间放热不均匀，温度的变化使套管热胀冷缩，也易导致套管变形破裂。

套管腐蚀是套管损坏的一种主要诱因，一旦套管腐蚀穿孔则会多点破漏，并会加速套管的疲劳进而过早变形和损坏。它是由原油天然气中含有的硫、CO₂及地层水和注入水中含有的各种腐蚀性物质与套管中 Fe 或 Fe²⁺ 发生反应引起的。腐蚀条件包括一定的温度、压力、Fe²⁺ 浓度及地层水中存在还原菌等，大多与硫酸盐还原菌的作用有关。

根据大庆油田对套损井的统计，套损绝大部分是发生在油层附近，主要形式是变形和错断。浅层套损的主要原因是腐蚀，形式是外漏，约占全部套损井的 5%。对地下水的污染主要来自浅层套损油水渗入含水层，或深层套损油水窜槽进入含水层。因此，预防套损污染地下水的合理设计井身结构，采取表套、技术套管、油层套管三层套管结构，固井水泥均返至井口进行全程固井，对含水层段的套管采取防腐措施，采取以上措施后，发生套损后对地下水的污染几率很小。

5.7.2.3 依托场站风险因素分析

本项目依托场站处理的介质具有易燃性质，因此，本项目依托场站主要事故类型是火灾、爆炸和油、含油污水、天然气泄漏。

本项目依托场站的事故主要因素分析如下：

- ①组织不严密，管理不善，违章作业导致大量的油气泄漏遇明火爆炸燃烧；
- ②设备缺陷主要包括因选材错误而引起的设备、管线的腐蚀、侵蚀等引发火灾、爆炸；
- ③设备安装时考虑不周不细，施工时施工质量差，不符合设计要求和施工验收规范，从而导致投产后发生事故；
- ④控制生产装置的仪表仪器失灵，造成设备操作失控，引发油气泄漏，形成火灾等；
- ⑤泄漏的油气遇明火发生火灾爆炸。

本工程主要作业场所、生产设备设施环境风险识别见表 5.9-3。

表 5.7-3 工程环境风险识别表

主要设备及场所名称	危险介质	主要危险特性	影响环境
井场	原油、天然气	火灾、爆炸、油气泄漏	空气、地下水、地表水、土壤
集油管道	原油、含油污水、天然气	火灾、爆炸、油水泄漏污染	空气、地下水、地表水、土壤
转油放水站、脱水站等场站	原油、含油污水、天然气	火灾、爆炸、中毒、油水泄漏污染	空气、地下水

5.7.3 环境风险分析

5.7.3.1 事故状态下对大气环境影响

天然气或原油泄漏事故会直接对大气环境带来影响。事故时将导致局部大气中总烃浓度可比正常情况高出数倍甚至数十倍，对大气环境造成短时的严重污染。若遇明火，引发的火灾事故可在短时间内产生大量燃烧烟气，对大气环境造成短时的严重污染；因此在维修时必须采取防护措施，如使用空气呼吸器或长管呼吸器、佩戴化学安全防护眼镜、穿防静电工作服、佩戴防化学品手套进行处理。上述情况综合考虑了大量泄漏的极端情况，由于本地区所处地势平坦，扩散条件好，在一定的气象条件下一次性事故形成的局部大气污染中烃类气体聚集成高浓度的可能性较小，对周围大气环境的影响不会太严重。

集油管道原油泄漏会对大气环境造成直接影响，事故会造成局部大气污染，但具有发生机率小、持续时间短的特性。由于该区块所处地势平坦，一次性事故形成的局部大气污染在一定的气象条件下会逐步自然净化，对周围大气环境的影响很小。

根据类比调查，井喷的影响范围可达到下风向 1km，事故区域范围内的非甲烷总烃的含量可达到 500-2000mg/Nm³，短时间内严重破坏了局部地区空气质量。

发生井喷事故时，大量原油等物质外泄，并伴随各种伴生气泄出，会对区域内村屯居民造成严重影响。当中毒事故或泄露事故发生时，需要人员到事故现场进行抢救处理，这时必须做到：①发现事故应立即呼叫或报告，不能个人贸然去处理；②佩带合适的防毒面具，有二人以上的监护③进入事故现场，需携带好安全绳。有问题应按联络信号立即撤离现场④如事故现场感觉头痛，恶心及脉搏加快等症状，应立即停止并撤离。

集油管道、场站产生的原油泄漏会对大气环境造成直接影响，事故会造成局部大气污染，但具有发生机率小、持续时间短的特性。由于该区块所处地势平坦，一次性事故形成的局部大气污染在一定的气象条件下会逐步自然净化，对周围大气环境的影响很小。

5.7.3.2 事故状态下对地表水环境影响

本项目附近地表水体主要为萨北湖、东二排水干渠，若发生井喷等事故可能造成原油随地表径流进入附近水体，可能造成水体中 pH、石油类等变化，还会造成地表水水质及沿岸生态环境造成破坏，溶入水中的石油类组份对水生生物有直接的危害。

本项目有部分井场距排涝渠较近，要求井场作业期间妥善收集污水，在井场周边设置 0.3m 高临时围堰，预防可能发生井喷事故，避免造成地表水污染。事故情况下，应迅速在井喷点周围修筑围堤，防止污油扩散。同时组织人员抢修，抢修结束后，清理现场，避免造成环境污染。

由于本项目所在区地层压力较低，要靠注水驱动和抽油机采油，并且安装了井口防喷器，一般不会发生井喷事故。如发生井喷事故，一般采取井喷发生后应在井场周围设土堤以防止原油任意流淌，在加强巡视并完善环境风险防范措施的前提下，发生污染地表水的环境风险事故发生的概率是极小的。

如果事故状态下一旦发生井喷时，原油外泄，一旦大量原油进入地表水体将会污染地表水体。首先比重比水轻的原油迅速浮于水面上，由于重力和表面张力的作用，会在水面上向四周散开。石油溢于水面后，其中的轻质烃类组份会不断的挥发至大气中，可溶组份会溶于水中，对水生生物有直接的危害。水体中的泥沙和底泥会吸附水中的石油类物质，并通过泥沙的悬浮、沉积等过程使石油在水中产生新的分布。

5.7.3.3 事故状态下对地下水环境影响

(1) 地面设施泄漏对地下水的影响

本工程事故状态下对地下水污染途径主要是油水井管线、依托场站设备的事故泄漏。原油、含油污水就可能会渗透到含水层中，造成地下水环境污染。本项目更换的集油掺水管线在设计阶段就采用了特加强级防腐管线，并采取阴极保护措施，能大大增强管线抗腐蚀性，降低管线泄露事故的发生概率。项目依托场站泵房等设备间均按重点防渗区域建设，站内管线均采取内外防腐管材，中控系统设有泄露报警，可及时采取应急措施，降低泄露事故对地下水环境的影响。

(2) 套损对地下水的影响

在注入过程中，由于腐蚀、固井质量差、地层错动等原因可能导致套管断裂或破损，使原油泄漏窜入地下水层造成污染。大庆油田套损统计表明，98%以上的套管断裂发生在 700m 以下，表层套管基本没有断裂发生，且套管破损机率一般为 1/1 万至 1/5 万，而因套损污染地下水的最大概率约为 1/200 万。

因此，套管损坏虽然对地下水存在潜在污染隐患，但发生几率极小。只要防护得当，一般不会形成套损，即使套损，能发生油水泄漏污染地下水的概率也很小。

(3) 油气集输管道破损

油水管道泄漏环境污染事故集中在油、水管线在地面改造和运行的过程中，发生油水集输管道泄漏、油水管线腐蚀穿孔发生油泄漏、含油污水泄漏等。发生泄漏事故的人为因素原因：

- 1) 管道焊接不严，检测有误，造成泄漏；
- 2) 管道防腐涂层质量差，造成管道腐蚀；
- 3) 管材或连接缺陷，造成管道断裂，油气泄漏；
- 4) 操作失误引发的憋压等造成的风险事故；
- 5) 设备故障、机械失灵、老化造成的泄漏；

6) 动力故障引发的事故，如停电造成的阀门无法关闭、通讯线路中断无法传递控制指令等导致事故发生；

7) 在管道近旁或上方进行其它生产活动时的挖掘，造成管道破裂；

8) 其它选线不当或设计有误导致的事故风险。自然风险因素是由于自然环境条件恶劣，如土壤盐渍化造成管道腐蚀等威胁管道安全。结合本项目工程内容分析，本次改造项目施工期间对油气管线进行暂停处理，施工后进行严格的测压和检测，因此，不会产生大规模的油气泄漏事故。管道断裂、气阀漏气等事故，通常是通过巡回检查及监控对此加以控制。

5.7.3.4 对土壤环境的影响

原油及含油污水泄漏渗入土壤孔隙，会降低土壤的通透性，抑制土壤中酶活性，使土壤生物减少。一般而言，原油集中于土壤表层 0~30 cm 的范围内，使得根系分布于此深度的植物不能生长。石油类对土壤的污染，可使土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响局部区域土壤正常的结构和功能。

5.7.3.5 对生态环境的影响

原油及含油污水泄漏可影响农田和草地的生态环境，减少农作物产量，危害植物生长。其危害最显著的表现是植物，原油黏附于枝叶，阻止植物进行光合作用，可使植物枯萎死亡；在土壤中粘附于植物根系，可阻止植物吸收水分和矿物质而死亡。所以，原油泄漏可引起原生植被生态系统退化，次生植被生态系统的演替，含油污水相对而言危害较小。

5.7.4 环境风险防范措施

各种事故都可以采取必要的预防措施，以减少事故的发生或使事故造成的危害降低到最低限度。结合本工程特点，采取以下风险防范措施。

5.7.4.1 管道事故风险预防措施

(1) 工艺设计和设备选择

设计选用质量可靠的管材和关键工艺设备，保证管道的运行安全。

管道穿越不同特殊地段，设计采用不同的敷设方式，保证管道安全穿越工程设计前，应取得所输介质物性资料及输送工艺参数。管道穿越应按现行国家标准《油气输送管道穿越工程设计规范》(GB50423-2013)设计及施工，并合理安排管道施工时序和施工工艺的情况。

管线沿途所经过盐渍土段，由于盐渍土地段具有遇水溶陷、盐胀和腐蚀等特性，对管底地基土结构的破坏力极大，严重时会造成管线的暗悬。因此，在盐渍土段，管沟回填应以非盐渍土类的粗颗粒土（如砂土）作为细土回填，以隔断有害毛细水的上升。另外，在管沟顶部应铺设一层厚度不小于 30cm 的夯实灰土层，以隔绝地表水的下渗。

(2) 施工阶段的事故防范措施

①集输管线敷设前，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。在施工过程中加强监理，确保施工质量。

②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、标志和警示牌等。

③建立施工质量保证体系，提高施工检验人员水平，加强检验手段。

④按施工验收规范进行水压及密闭试验，排除更多的存在于焊缝和母材的缺陷。

⑤选择有丰富经验的单位进行施工，并对其施工质量进行监理

(3) 运行阶段的事故防范措施

①定期对管线进行检查，对壁厚低于规定要求的管段及时更换，消除爆管的隐患，对于防腐层破坏的管道及时修复。

②定期对管线进行检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生，定期对管线进行巡视，应加强管线和警示标志的管理工作，提高巡线的有效性，发现对管道安全有影响的行为，应及时制止、采取相应措施并向上级报告。利用管道的压力、流量监控系统，发现异常立即排查，若是出现问题，立即派人现场核查，如有突发事件启动应急预案。

③建立台账，做好相关信息记录。管道刺漏事件记录台账须详细记录历次管道刺漏情况，包括刺漏位置、管道规格、刺漏性质等信息。发生管道刺漏后，将严重污染的土壤集中收集，送有资质的处置单位集中处理。

④各新建井场设置现场检测仪表，并由控制系统实现井场内的生产运行管理和控制，并与所属的联合站管理系统通信，上传井、站场的重要生产运行数据，接收上位系统的控制指令，设置现场监控系统，随时通过监控系统观察井场内生产情况。

⑤在管道上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管道的破坏。减轻管道的内外腐蚀，定期检测管道的内外腐蚀情况，并配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。

5.7.4.2 井场事故风险预防措施

(1) 管理措施

①在生产设施投产运行前，应制订出供正常、异常或紧急状态下的操作手册和维修手册，并对操作、维修人员进行培训，持证上岗。

②制定应急操作规程，在规程中说明发生管道事故时应采取的操作步骤。

③规定抢修进度，限制事故的影响，说明与人员有关的安全问题。

④定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。

⑤增强职工安全意识，识别事故发生前异常状态，并采取相应措施。

⑥对重要的仪器设备有完善的检查项目和维护方法；按计划进行定期维护；有专门档案（包括维护记录档案），文件齐全。

(2) 防范措施

①柴油储罐设置在井场主导风向下风向，并与井口距离不得小于 50m。

②在柴油储罐区铺设防渗膜并设置 20cm 的围堰，当发生储罐泄漏的情况时，及时处理，对泄漏的柴油收集后判断能否利用，对不能利用的柴油委托有资质单位进行处理。

③加强通信系统、自控系统的维护管理，定期对各类仪表、设备进行监测和检验，确保正常操作和事故状态下及时动作，以防止事故的进一步扩大。确保阴极保护系统的正常运行，对设备腐蚀状况要进行监测，发现问题及时采取措施。

④强化安全保护的宣传教育，增强沿线人民群众公共安全意识，最大限度地减少自然灾害和人为因素对设备的破坏。确保阴极保护系统的正常运行，对设备腐蚀状况要进行监测，发现问题及时采取措施。

⑤工程建成后运行期间，随着时间的推移，管道周围的地形地貌及地质环境有可能发生改变，从而出现意外情况。因此建议对地质灾害发育地段，加强巡视监测及定期检查，发现隐患及时上报有关部门，以便采取有效措施。

⑥根据管道沿线地质、地理、地貌、水文、气象环境条件，因地制宜地制定自然灾害防护措施。

⑦在集输管道运行过程中，有可能出现人为的或自然灾害造成的突发性事故，必须及时对管道进行抢修；为保证管道安全，对管道必须进行有计划的维修。为了保障人民生命和财产的安全，必须建立完善的管道维修及抢修体系，设立专业化管理的维修及抢修队伍，配备齐全的维抢修设备、机具，确保事故状态下能及时到位，并在最短时间内完成管道的维抢修作业。

⑧从工程筹建起就要建立技术档案，包括各种技术报表、安全操作规程、安全规章制度、电气设施检测数据等，为安全生产管理提供依据。

⑨重要危险点的仪表(流量、压力等)应有备用件，当工艺流程或仪表设备有变动时，应及时换发新操作规程或修改仪表设备档案。

5.7.4.3 井下作业事故风险预防措施

(1) 设计、生产中采取有效预防措施，严格遵守井下作业的安全规定。

(2) 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。

(3) 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。

(4) 每一次井下作业施工前，必须对高压汇管进行试压，试压压力大于施工压力5MPa，施工后必须探伤，更换不符合要求的汇管。

5.7.4.4 危险废物运输事故风险防范

危险废物运输的事故隐患主要是从泄漏开始的。因此，行车途中要勤于检查。当行驶一定时间后要查看一下车厢底部四周有无泄漏液体，若有液体泄漏，应查找泄漏点，采取相应的应急措施，防止液体继续泄漏，将受到污染的土壤要全部回收，送至具备相应危废处理资质的单位进行无害化处理。

危险废物运输过程中主要风险防范措施如下：

①运输时应当采取密闭、遮盖措施防止渗漏。

②对运输危险废物的设施和设备应当加强管理和维护，保证其正常运行和使用。

③不能混合运输性质不相容而又未经安全性处置的危险废物。

④转移危险废物时，必须按照规定填写危险废物转移联单，并向危险废物移出地和接受地的县级以上地方人民政府生态环境行政主管部门报告。

⑤禁止将危险废物与旅客在同一运输工具上载运。

⑥运输危险废物的设施和设备在转作他用时，必须经过消除污染的处理，方可使用。

⑦运输危险废物的人员，应当接受专业培训；经考核合格后，方可从事运输危险废物的工作。

⑧运输危险废物的单位应当制定在发生意外事故时采取的应急措施和防范措施。

⑨运输时，发生突发性事故必须立即采取措施消除或者减轻对环境的污染危害，及时通报给附近的单位和居民，并向事故发生地县级以上人民政府环境保护行政主管部门和有关部门报告，接受调查处理。

5.9.4.5 环境风险应急处置措施

(1) 泄漏的应急措施

①井场泄漏处置

伴有甲烷等有害气体逸散时：

a.应迅速封闭事故现场，抢救现场窒息人员，发出甲烷报警信号，进行交通管制，禁止外人进入现场，控制事态发展；

b.监测有害气体浓度，根据现场风向，协调当地政府部门疏散现场及周边无关人员；

c.现场人员生命受到威胁、撤离现场无望时，现场应急指挥应立即发出点火指令。

引发火灾、爆炸时：

a.现场发生火灾、爆炸，应立即阻断引火源，并组织灭火；

b.确定警戒范围，撤离无关人员。

②站场泄漏处置

站场设备泄漏：

a.若站场设备出现泄漏，确定泄漏源的位置；

b.关断泄漏处两端阀门或关停设备，对泄漏处进行紧急堵漏处理；

c.对于泄漏的原油进行有效防护或转移到安全处，防止发生火灾、爆炸事故；

d.采取围堰堵截的方式，使泄漏物不外流，防止污染物扩散，确保总排口阀门处于关闭状态，如果发生大型泄漏或火灾事故，启用事故应急池导流设施将物料或消防水引致应急池或应急罐；

e.现场密切监测泄漏物、泄漏点状况，当泄漏无法控制时，人员在切断泄漏点与生产系统等的连接后，根据风向标的指示，紧急撤离至安全区域；

f.如果少量泄漏，采取用沙石填埋、泡沫覆盖的方式处理，杜绝泄漏物流入雨排管网；如果量大，则用工具进行收集；

g.确定是否已有泄漏物质进入大气、附近水体、下水道等场所；

h.事件发生后，应急监测小组对周围大气污染物浓度进行监测，及时、准确地确定超标的项目及超标量，立即向应急指挥中心汇报监测结果。

伴有甲烷等有毒有害气体逸散时：

a.应迅速封闭事故现场，抢救现场窒息人员，发出甲烷报警信号，进行交通管制，禁止外人进入现场，控制事态发展；

b.监测有害气体浓度，根据现场风向，协同当地政府部门疏散现场及周边无关人员；

c.现场人员生命受到威胁、撤离现场无望时，现场应急指挥应立即发出点火指令。

引发火灾、爆炸时：

a.现场发生火灾、爆炸，应立即阻断引火源，并组织灭火；

b.确定警戒范围，撤离无关人员。

③管道泄漏处置

输油管道破裂泄漏时：

a.如出现人员伤亡，在确保安全前提下先组织力量抢救受伤人员；

b.切断管道泄漏源，封闭事件现场和危险区域，周边设置警示标识，同时组织人员切断周边着火源，防止事态扩大和引发次生事故；

c.配合地方政府有关部门设置警戒线，划定安全区域，组织撤离、疏散周边居民、群众；

d.组织输油管道泄漏的围控、处置；

e.原油管道泄漏原油回收并妥善处理；

f.对污染现场进行清理，并确保达到环境保护要求。

油气管道泄漏引发火灾、爆炸时：

a.立即切断泄漏源，封闭泄漏现场；

b.组织专业医疗救护小组抢救现场受伤人员；

c.组织现场消防力量进行灭火；

d.组织力量对泄漏管道进行封堵、抢修；

e.对污染物进行隔离，并组织清理；

f.采取隔离、警戒和疏散措施，避免无关人员进入事发区域，并合理布置消防和救援力量；

g.当重点要害部位存在有毒有害气体泄漏时，应进行有毒有害气体监测；

h.迅速将受伤、中毒人员送医院抢救，并根据需要配备医疗救护人员、治疗药物和器材；

i.当重点要害部位可燃物料存量较多时，尽量采取工艺处理措施，转移可燃物料，切断危险区与外界装置、设施的连通，组织专家组和相关技术人员制定方案；

j.火灾扑救过程中，专家组应根据危险区的危害因素和火灾发展趋势进行动态评估，及时提出灭火指导意见；

k.灭火完毕后，立即清理火灾现场，组织力量对泄漏点封堵抢险

(2) 火灾应急处置措施

①立即阻断火源，并组织灭火；

②确定警戒范围，撤离无关人员。

③火灾扑救过程中，专家组应根据危险区的危害因素和火灾发展趋势进行动态评估，及时提出灭火指导意见；

④灭火完毕后，立即清理火灾现场。

(3) 危险废物泄漏造成的环境突发事件应急处置

本工程涉及的危险废物主要为落地油、油泥，委托有危废处置资质单位进行及时清运，泄漏事故率较低。井场、站场人员对危险废物存放点进行巡查，当发现危险废物泄漏时应通知站场负责人，按以下方法进行处置：

①消除火源；

②根据液体流动和蒸气扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区；

③应急处理人员戴好防护口罩；

④作业时使用的所有设备应接地，禁止接触或跨越泄漏物，尽可能切断泄漏源。防止泄漏物进入水体、下水道、地下室或密闭性空间；小量泄漏：用砂土或其它无火花工具收集吸收材料。大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容。用泡沫覆盖，减少蒸发，用防爆泵转移至槽车或专用收集器内。

5.7.5 环境风险评价结论

通过对本工程产能建设工程的环境风险分析可知，本工程的主要环境风险是泄露、火灾和爆炸，对区域内的地下水环境、地表水环境、土壤环境和空气环境有潜在危害性。在工程采取一系列风险防范措施、应急措施和建立环境风险防控体系后，火灾爆炸等事故影响可控，可以降低事故的发生率和事故情况下对周围环境的影响。但建设单位应加强员工的环保教育和培训，完善项目的事故应急预案，增加事故应急监测及事故评估等规定内容并定期演习，避免重大污染事故的发生。

表 5.7-5 建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	萨北开发区东部过渡带外扩萨斜 1081 井区产能建设工程项目				
建设地点	黑龙江省	大庆市	萨尔图区	/	() 园区
地理坐标	经度	125°7'22.45"~ 125°8'19.92"	纬度	46°39'55.28"~ 46°42'29.17"	
主要危险物质及分布	原油、天然气：井场、集输管道、阀组间、转油站等				
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	<p>大气环境：天然气或原油泄漏事故会直接对大气环境带来影响。事故时天然气或原油泄漏将导致局部大气中总烃浓度可比正常情况高出数倍甚至数十倍，对大气环境造成短时的严重污染。</p> <p>地表水环境：如果事故状态下一旦发生原油外泄，一旦大量原油进入地表水体将会污染地表水体。</p> <p>地下水环境：本工程事故状态下对地下水污染途径主要是油水井管线、设备的事故泄漏。原油、含油污水就可能会渗透到含水层中，造成地下水环境污染。在注水过程中，由于腐蚀、固井质量差、地层错动等原因可能导致套管断裂或破损，使原油泄漏窜入地下水层造成污染。</p> <p>土壤环境：原油及含油污水泄漏渗入土壤孔隙，会降低土壤的通透性，抑制土壤中酶活性，使土壤生物减少。</p> <p>生态环境：原油及含油污水泄漏可影响农田和草地的生态环境，减少农作物产量，危害植物生长。</p>				
风险防范措施要求	<p>场站、管线泄漏的主要预防和处理措施：</p> <p>(1) 对油田设施采用新技术，提高油田设施的抗蚀防腐能力，如采取耐腐蚀管线进行铺设。从而减少由于设施因素引发油水泄漏事故的几率；</p> <p>(2) 加强应急预案和紧急切断等措施，加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。定期对管线进行检查，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。当管线发生泄漏时应及时修筑围堤，控制油水的扩散范围，保护周围生态环境；同时明确泄漏可能导致的后果，泄漏危急周围环境的可能性，隔离泄漏区，周围设警告标志；</p> <p>井下作业事故风险防范措施</p> <p>(1) 为预防作业时井喷，对于地层压力较高的油水作业，在作业前应先调节注采比，降低井底压力后再进行作业。水井施工要提前 3 天关井降压；</p> <p>(2) 施工准备过程要在管、杆桥下设污油收集设施；拆卸井口采油树后，要安装简易控制器，并将井口溢流油水控制器、作业污水钢制污油回收槽与井口连接，完好后，通电调试；</p>				
填表说明（列出项目相关信息及评价说明）：					
本项目危险物质数量与临界量的比值 Q 为原油与天然气的和 $0.212 < 1$ ，环境风险潜势为 I，风险评					

价等级为简单分析。

本工程主要环境风险是油气水泄漏和火灾爆炸，对区域内的大气环境、地下水环境、地表水环境和土壤植被等危害性不大。在工程采取一系列风险防范措施和应急措施后，可以控制和降低工程发生事故情况下对周围环境的影响。但建设单位应加强员工的环保教育和培训，避免污染事故的发生。

5.8 土壤环境影响评价

5.8.1 施工期

(1) 井场建设对土壤的影响

施工占地对土壤环境的影响：施工期间，大型机械设备的碾压，施工人员的践踏等都会破坏地表植被，使土壤紧实度增高，造成局部大片裸地出现，容易引起土壤风蚀和水土流失，特别是风蚀。

(2) 道路建设对土壤的影响

本项目道路建设方式为直接对道路占地范围进行覆土压实，道路建设过程中施工机械和人员将会对道路两侧的植被进行碾压和践踏，对自然植被造成破坏和扰动原来相对稳定的地表，使土壤变得疏松，产生一定面积的裸露地面，造成新增土壤侵蚀。施工结束后对施工迹地地表植被进行恢复，可有效减轻道路建设过程中对土壤环境的影响。

(3) 管线施工对土壤的影响

本项目管道工程临时占地中主要包括草地、裸地、耕地等，开挖和回填对土壤的影响主要为：破坏土壤原有结构，混合土壤层次，改变土壤质地，影响土壤养分，影响土壤紧实度，土壤污染，影响土壤物理性质等。

(4) 施工期建设对土壤的影响主要表现

①破坏土壤结构

土壤结构的形成需要漫长的时间，井场等在开挖和填埋时，必将破坏土壤结构，干扰了团粒结构的自然形成过程。作为土壤质量重要指标的团粒结构一旦遭到破坏，需要经过较长的时间才能恢复。

②混合土壤层次，改变土壤质地

土壤表层质地与底层的质地截然不同，井场、管线的开挖与回填，会混合原有的土壤层次，降低土壤的蓄水保肥能力，易受风蚀，从而影响土壤的发育、植被的恢复。

③土壤养分流失

不同土层的特征及理化性质差异较大，就养分状况而言，表土层（腐殖质层、耕作层）远较心土层好，其有机质、全氮、全磷均较其他层次高。施工作业对原有的土体构型产生扰动，使土壤性质发生变化，土壤养分流失，从而影响植物的生长。

井场、管线、道路等建设施工结束后，通过对施工地地表植被的恢复，水土流失将得到有效控制，水土流失量较小。

5.8.2 运行期土壤环境影响预测与分析

5.8.2.1 土壤污染途径

拟建工程所处区域属于盐化较严重的区域，拟建工程土壤影响类型同时属于污项目施工期主要为钻井、土方开挖、场地平整、工程建设及设备安装，主要污染物为施工期扬尘、机械设备产生的废气等，不涉及土壤污染影响。

项目运行期外排废气中主要为非甲烷总烃，不含重金属，对土壤不会产生大气沉降影响；运行期废水不外排，正常工况下不会造成废水地面漫流影响。但泄漏事故工况下，井口或集输管线破裂会造成原油下渗进而对土壤造成垂直入渗影响。

表 5.8-1 建设项目影响类型表

不同时段	污染影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其它
施工期	--	--	√	--
运行期	--	--	√	--
退役期	--	--	--	--

5.8.2.2 影响源及影响因子

非正常工况下，项目施工期的钻井废水和运行期管线中的原油会下渗到土壤中，造成一定的影响。考虑到施工期和运行期主要污染物为石油烃，因此本评价选取石油烃作为代表性污染物进行预测。项目土壤环境影响源及影响因子识别结果见下表。拟建工程土壤环境影响源及影响因子识别结果参见表 5.8-2。

表 5.8-2 污染影响型土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	污染途径	特征因子	备注
井口	垂直入渗	石油烃	事故状况
集油管线泄漏点			

5.8.2.3 土地利用类型调查

(1) 调查范围

根据《环境影响评价技术导则土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，本次评价的土壤现状调查范围为：井场边界外扩 1km，管线两侧外扩 200m 范围。

(2) 敏感目标

本工程井场、阀组四周外扩 1km、管线两侧 200m 范围内土壤保护目标主要为耕地、草地。

(3) 土地利用类型调查

①土地利用现状

根据现场调查结果，项目井场以及集输管线周边主要为耕地、草地。

②土地利用历史

根据调查，项目井场部署和管线敷设之前现状为耕地、草地，局部区域已受到油田开发的扰动和影响。

(4) 土壤类型调查

根据国家土壤信息服务平台发布的中国 1 公里发生分类土壤图（数据来源，二普调查，2016 年），《中国土壤分类与代码》（GB/T17296-2009）中土壤分类，本项目土壤评价范围内的土壤类型主要为草甸土、表潜黑土。

5.8.2.4 土壤环境影响评价

本项目运行期为油气开采、集输时段。预测情景主要分为正常状况和非正常状况两种情景。

5.8.2.5 正常工况下土壤环境影响分析

根据本项目土壤污染特征，土壤污染特征因子主要为石油烃。正常状况下，防渗措施良好、管线连接处紧密，管道密闭输送，因此在正常工况下不会发生原油渗漏进入土壤。

5.8.2.6 非正常工况下土壤环境影响分析

非正常状况情景与地下水预测情景相同，运行期主要考虑集输管线出现破损，原油下渗对土壤环境的影响。

事故时排放的落地油量大且集中，其危害主要表现为降低土壤透气、透水性，改变土壤微生物种群结构，消耗土壤氮素，使植物生长受阻，体内残留量增加，恶化土壤-植物及土壤-食物链系统的环境质量。因此，油田生产中一定要严防原油跑、冒事故的发生，一旦发生事故，应立即采取事故应急措施，及时对落地油进行回收，最大限度地恢复地表原貌，为利用土壤的自净作用创造条件，在尽可能短的时间使土壤环境得到恢复。

本次类比参照《萨北开发区东部过渡带三、四条带南区加密调整产能建设工程验收调查报告》（2020 年 11 月完成自主验收）中对于验收的采油井场土壤监测数据，该工程均位于东部过渡带开发区域内，项目在建设和试运行期间基本落实了环评报告中提出的各项生态环境保护措施。工程各种施工迹地基本得到了平整、清理，迹地内植被处于自然恢复状态中；采取了一定的植被保护措施和水土保持措施；验收现场井场、管线等施

工临时占用的草地基本恢复。项目区域井场永久占地内土壤中石油烃、Pb、Hg、As 等污染物满足《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准》(GB36600-2018) 第二类用地筛选值标准,永久占地外各因子均满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准》(GB15618-2018) 农用地土壤污染风险筛选值标准。

根据验收调查报告,项目投产运营至今,区域地表在施工阶段产生的临时占地形成的裸地基本已得到了恢复。综合以上分析说明企业在项目实施之后较好的落实污染防治措施,油田开发对土壤环境影响较小。

5.8.2.7 土壤污染防治措施

(1) 源头控制

通过加强管线内的压力、流量传感器检修维护,保障发生泄漏及时切断阀门,减少泄漏量;加强日常巡检监管工作,出现泄漏情况能及时发现;加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理,避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。

(2) 过程防控措施

参照执行《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)“4.0.4 石油化工储运工程区的典型污染防治分区”相关要求,将井口装置区划分为重点防渗区,防渗层的防渗性能不应低于 6.0m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能,以避免井口泄漏的原油污染土壤。防渗措施的设计,使用年限不应低于拟建工程主体工程的设计使用年限。

(3) 跟踪监测

为了掌握拟建工程土壤环境质量状况和土壤中污染物的动态变化,对拟建工程实施土壤跟踪监测。

根据项目特点及《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》(HJ 1248-2022)相关要求,制定监测计划,详情见表 5.8-3。

表 5.8-3 土壤跟踪监测点位布设情况一览表

序号	跟踪监测点位名称	采样层位	监测因子	执行标准	监测频率
1	代表性井场(3#平台井场、7#平台井场)	表层样	pH、石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、汞、砷、六价铬、盐分含量	《土壤环境质量 建设用地污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)表 2 第二类用地筛选值	1 次/a

5.8.3 结论与建议

项目区域土壤中各监测因子监测值均达到《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地土壤污染风险筛选值标准要求；本工程采取土壤污染防治措施按照“源头控制、过程防控、应急响应”相结合的原则，在严格落实土壤污染防治措施后，本工程对区域土壤环境影响可接受。

本项目土壤环境影响评价自查表见附表 3。

6 环境保护措施及其可行性论证

6.1 大气污染防治措施及其可行性论证

6.1.1 施工期

本项目地面工程的工程量较小，施工期的环境空气影响主要来源于施工活动引起的扬尘。施工过程中采取以下污染防治措施：

①为防止因交通运输量的增加而导致的扬尘污染，应在施工初期合理规划道路运输路线，尽量利用现有公路网络。

②运输道路、施工场地应定时洒水抑尘，定期清扫散落在施工场地的泥土，应实行湿法吸扫，严禁干扫和吹扫，以减少扬尘对周边土壤和植被的影响。

③运料车辆在运输时，车辆应当采取苫布遮盖措施，严禁敞开式、半敞开式运输，不得装载过满，以防洒落在地，形成二次扬尘。

④土方开挖应采取遮盖、围挡、洒水等防尘措施。临时弃土集中堆放在背风侧，临时堆放土堆应采取覆盖、洒水等防尘措施；缩短土方裸露时间，且不宜堆积过久、过高，堆放过程中应在顶部加盖篷布；对易产生扬尘污染的建筑材料堆应覆盖到位。

⑤管线尽可能沿道路走向设计，以避免施工活动对土地和地表植被的扰动；最大限度控制施工作业带宽度，避免因施工开挖加剧土地沙漠化和水土流失，同时在施工过程中定期洒水抑尘，防止施工扬尘量大对环境造成污染。

⑥合理规划施工进度，及时开挖，及时回填，防止弃土风化失水而起沙起尘；遇大风天气应停止土方工程施工作业。

⑦施工结束后，应及时进行施工场地的清理，清除积土、堆物。

⑧本项目北二十注水站清淤油泥直接委托大庆蓝星环保工程有限公司转运处置，不在站内暂存，防止对大气环境造成污染，确保场站厂界非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中相关标准要求。

施工期采取的上述技术方案是施工过程中常见的扬尘和大气污染防治措施，采取以上大气污染防治措施后，能够确保施工场界颗粒物浓度满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表2无组织排放监控浓度限值要求，不会对大气环境产生较大影响，施工期大气污染防治措施可行。

6.1.2 运行期

本工程运行期的大气污染主要来自运营过程中产液集输及依托场站处理过程无组织挥发的烃类气体、老化油系统新建加热炉烟气和依托场站加热装置燃烧烟气。

(1) 挥发性有机物污染防治措施

①采用合理工艺，选用优质材料，管道及设备在设计时充分考虑抗震，保证正常生产无泄露；

②井口安装密封垫，集输管线采用密闭管道，最大限度降低烃类气体的挥发；

③加强转油站运行管理，提高油气分离效率，减少油罐呼吸口的轻烃挥发；

④加强井下作业管理，提高落地油回收率，减少烃类气体挥发；

⑤精细化管理，减少“跑、冒、滴、漏”现象，加强设备设施的日常管理，严格执行操作规程；

⑥定期对设备和管道进行维修保养，保证加热炉等场站内设施设备平稳运行，控制烃类气体的无组织挥发，确保本项目井场、阀组间以及依托场站（北五转油放水站、萨北 1 号转油站、萨北 3 号转油站、北四放水站、北 II-1 脱水站、北 II-2 脱水站）排放的非甲烷总烃厂界满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中相关标准要求。场站排放的非甲烷总烃厂区内满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求；

(2) 本项目北五转油放水站 1 号采暖炉更新，加热炉燃料使用清洁能源（天然气），采用低氮燃烧技术，产生的烟气经 11m 高的烟囱排放，能够满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 新建锅炉大气污染物排放浓度限值中燃气锅炉标准限值要求（颗粒物 $\leq 20\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $\text{NO}_x \leq 200\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $\text{SO}_2 \leq 50\text{mg}/\text{m}^3$ ，烟气黑度 ≤ 1 ）。

依托场站北五转油放水站、萨北 1 号转油站、萨北 3 号转油站、北四放水站、北 II-1 脱水站、北 II-2 脱水站现有加热装置燃料均使用清洁能源（天然气），采用了低氮燃烧技术，产生的烟气经高于 8m 高的烟囱排放（北五转油放水站 15m、萨北 1 号转油站 20m、萨北 3 号转油站 20m、北四放水站 20m、北 II-1 脱水站 15m、北 II-2 脱水站 10m），能够满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 新建锅炉大气污染物排放浓度限值中燃气锅炉标准限值要求（颗粒物 $\leq 20\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $\text{NO}_x \leq 200\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $\text{SO}_2 \leq 50\text{mg}/\text{m}^3$ ，烟气黑度 ≤ 1 ）。

通过采取以上措施，可以将项目建设对大气环境的影响减小到最小程度。

6.1.3 退役期

(1) 退役期废气主要是施工过程中产生的扬尘，退役期作业时，采取洒水抑尘的降尘措施，同时要求严禁在大风天气进行作业。

(2) 运输车辆使用符合国家标准的油品。

(3) 退役期封井施工过程中，应加强施工质量管理，避免出现封井不严等非正常工况的烃类泄漏。

根据类比以往同类闭井井场的验收监测数据，以上环境空气污染防治措施可行。

6.2 地表水污染防治措施及其可行性论证

6.2.1 施工期

6.2.1.1 施工期废水处理措施及其可行性论证

(1) 施工期钻井工程生活污水进入施工营地暂设的防渗生活污水池，施工结束后及时清掏并卫生填埋。地面工程生活污水依托附近计量间或场站内旱厕，本项目场站及阀组间内已建化粪池，定期由物业单位庆南工矿服务公司处理。

(2) 施工车辆和设备坚持日常检查制度，控制跑、冒、滴、漏现象的发生，以杜绝环境污染事件；

(3) 敷设管道时产生的试压废水试压结束后用于场地区域泼洒抑尘。

(4) 压裂期间压裂返排液由罐车拉运至第三采油厂北II-1 废压裂液无害化处理装置处理，站内主要处理工艺为“三相分离+两级过滤”，处理后产出物为污泥和水，该站处理后的废水管输至北三污水站处理，处理后的污水管输至北十二深度污水处理站、北十三深度污水处理站处理达标后回注油层。该站设计处理能力 240m³/d，目前负荷约 50%，本项目对 26 口注采井进行压裂作业，压裂返排液产生量约为 1040m³，按每天压裂 2 口井计算，产生量约 80m³/d，接收本次工程后，第三采油厂北II-1 废压裂液无害化处理装置压裂返排液处理量为 200m³/d，负荷率为 83.33%，该站剩余处理能力可以接纳本工程产生的压裂返排液，能满足本工程需要。

(5) 钻井废水的产生量随井深和钻井周期变化，这部分废水与相应泥浆、岩屑最终由罐车拉运，依托大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理 II 站处理。本工程钻井废水、废钻井液、钻井岩屑集中拉运至大庆钻探运输二公司泥浆无害化处理 II 站处理，该站位于原北过蒸汽驱注气站内，年处理废弃水基泥浆 200000m³，日最大处理量为 600m³，根据调查，现阶段泥浆处理量为 206.65m³/d，负荷率为 34.4%。泥浆无害化处理站内采用“加药+筛分+脱稳+固液分离”工艺处理废弃钻井液，产生的分离水拉运至北三联含油污水处理站处理，产生的泥饼用于修井间道路、铺垫井场、搭井间防火墙、回填等。本项目钻井废水产生量 1494m³、废钻井液产生量 7072m³、钻井岩屑的产生量约 1792.8m³，单井钻井周期为 7 天，共 75 口井，则钻井废水、废钻井液、钻井岩屑日产生量最大为 21m³/d，泥浆无害化处理站剩余负荷可以满足项目需求。

(6) 本项目井场距离东二排水干渠、萨北湖较近，北 4-5-斜丙 81 井场东边界距东二排水干渠最近距离为 100m；7#平台井场西边界距离萨北湖最近距离为 110m。井场与水渠、湖泊之间有井排路、草地及渠堤相隔，事故状态下一般不会污染水渠。本工程距排涝渠较近的井场在井场射孔压裂期间做好废水收集措施，同时在井场永久占地边界修建截水沟，避免井场污染物随地表径流进入水渠，避免施工期废水对地表水体产生影响。

6.2.1.2 施工期地表水保护措施

(1) 井场设备安装完成后，清理井场内残留废旧设备和生活垃圾，避免残留废物随地表径流污染排涝渠。

(2) 管线施工严格控制施工作业带，做好土方苫盖，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；对施工运输合理规划、布局，利用既有道路，运输车辆按指定路线运行；施工运输车辆加盖苫布，防止运输材料洒落，产生扬尘，影响区域内环境。

(3) 施工期间各类固体废物应及时清运，生活污水排入施工营地暂设的防渗生活污水池或附近计量间或场站内旱厕，管线试压废水试压结束后用于场地区域泼洒抑尘，钻井废水大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理 II 站处理，施工现场严禁将生活污水直接排入排涝渠。

(4) 宣传教育：施工单位应加强对施工人员爱护环境防止地表水体破坏的宣传教育活动，在施工过程中，应做到井然有序的组织实施设计，做到文明施工。

通过采取以上措施，施工期能够有效防止各类污染物进入附近地表水体造成污染事故，减少对周边水环境的影响。

6.2.2 运行期

(1) 运营期废水处理措施及其可行性论证

①运营期废水处理措施

运营期油井采出液分离出的含油污水管输至北四污水站、北五含油污水处理站处理；运营期清防蜡废水经热洗管线回收进入集输系统，管输至聚北四污水站、北五含油污水处理站处理；油井检修作业污水经钢制污油回收槽回收，通过罐车回收后送至北五含油污水处理站处理达标后回注油层，不外排；水井洗井污水通过罐车回收后送至北五含油污水处理站处理达标后回注油层，不外排。

②处理工艺可行性分析

本项目依托北四污水站、北五含油污水处理站，采用“自然沉降→混凝沉降→压力过滤”污水处理工艺，设计出水水质指标同时满足《大庆油田地面工程建设设计规定》

(Q/SYDQ0639-2015)、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)限值要求。

③处理工艺达标可行性分析

根据北四污水站、北五含油污水处理站监测结果可知，北四污水处理站处理后的污水中石油类 1.78~2.42mg/L、悬浮固体 2~3mg/L、粒径中值 1 μ m；北五污水处理站处理后的污水中石油类 1.58~2.07mg/L、悬浮固体 2~3mg/L、粒径中值 1 μ m，同时满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)限值要求后回注油层，不外排，工艺可行。

④处理规模的可行性分析

北四污水处理站设计污水处理量为 20000m³/d，北五污水处理站设计污水处理量为 20000m³/d，合计处理能力 4.0 \times 10⁴m³/d。目前北五含油污水处理站处理水量 0.9 \times 10⁴m³/d，负荷为 45%；北四污水站处理水量 1.206 \times 10⁴m³/d，负荷为 60.3%，剩余负荷满足本项目新增采出水处理量（290m³/d）需求。2 座污水站接收本次工程后，预测最大污水处理量为 21350m³/d，污水处理能力能满足项目需求，通过区域整体污水系统调运，满足本项目需求。因此，从规模上本项目依托可行。

本项目拉运污水要建设拉运视频监控装置，并接入市局监控平台，废水拉运前向市局申报，明确拉运量、拉运时间，并接受视频监管。采取以上措施后，本项目运营期废水均不外排，对环境的影响较小。

(2) 运营期地表水保护措施

在油田生产建设及运营过程中，必须加强管理，同时确保各项污染控制措施及事故应急措施能够切实落实，运营期还应做到如下要求：

①为避免油田开发过程中污染物随地表径流进入地表水体，在生产过程中严格管理，杜绝含油污水及污油的随意排放；生产过程中修井及其它井下作业通过安装防喷器、卸油器、作业污水设置钢制污油回收槽和回收罐车、井口溢流控制器等井口及井下装置，防止井喷、泄漏等事故的发生，减少含油污泥的产生量，一旦发生原油落地，全部及时回收。

本工程距排涝渠等地表水体较近的井场在井场作业期间做好废水收集措施，作业区铺垫防渗布，在作业场地周边应建设 0.3m 高临时围堰，将事故产生的污油污水截留在井场内，作业现场所有废物全部收集清运。

本项目营运期对地表水体的污染主要是地表径流可能携带部分落地油进入水环境，巡井小队人员每天对井场巡查一次，发现井场落地油及时回收（回收率 100%），同时禁止在雨季进行油井作业，因此，正常工况下地表径流不会对地表水体产生影响。

②本项目距排涝渠最近集输管线为北 4-8-检丙 80 井场集油掺水管线，集油掺水管线采用无缝钢管，内缠聚乙烯胶带硬质聚氨酯塑料夹克保温管，能有效防止管线泄漏，同时由小队人员定期对管线进行巡线，检查管线沿途，尤其是靠近地表水区域管线是否异常；本项目在运营期对集输管线定期进行检测，防止腐蚀穿孔引起油水泄漏污染环境，提高管线防腐等级，以延长管道使用寿命，因此集输管线发生泄漏的可能性不大，对地表水体产生影响的可能性很小。

③在进行油井井下作业时，严格按照要求使用钢制污油回收槽和罐车对作业污水进行回收，防止作业产生的污油污水进入周围环境。同时限制作业范围，严格控制在井场占地范围内，完工后，将井场平整清理干净，不得遗留油污；

④定期巡检，每天有专职人员对油井及管线进行检查，巡检次数至少为 1 次/d，雨季等特殊天气增加巡检次数，若管线泄漏应及时关闭切断阀，同时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污油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。

在正常生产情况下，项目开发建设采取较为完善的环境保护措施，措施技术可行，对周围环境不会产生不良影响。

6.2.3 退役期

退役期地表水保护措施

①合理规划：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；对施工运输合理规划、布局，利用既有道路，运输车辆按指定路线运行；运输车辆加盖棚布，防止运输材料洒落，产生扬尘，影响区域内环境。

②退役期间各类固体废物应及时清运，施工期间严禁将生活污水直接排放。

③宣传教育：施工单位应加强对施工人员爱护环境防止地表水体破坏的宣传教育活动，在施工过程中，应做到井然有序的组织实施设计，做到文明施工。

通过采取以上措施，退役期能够有效防止各类污染物进入附近地表水体造成污染事故，减少对周边水环境的影响。

6.3 地下水污染防治措施及其可行性论证

6.3.1 源头控制措施

(1) 施工期井场抽油机拆卸前对油井井口采取封闭措施，抽油机电机等设备整体安装，避免设备更换过程中出现油污落地污染地下水和土壤情况。

(2) 施工期更换管线在管沟开挖前做好现场调查，掌握要更换的管线埋藏深度，挖沟机按规程操作，避免现有管线施工事故造成泄漏油水污染地下水。

(3) 施工期更换的现有集油掺水管线油水进入转油站集输系统，并采用氮气进行吹扫，确保管线处置满足要求侯两端封堵直埋废弃，可最大限度降低废弃管线对土壤和地下水的影响。

(4) 运营期油田生产过程中严格管理，坚决杜绝含油污水及污油的随意排放，井下作业产生的原油等污染物及时回收，不遗落地面，一旦发生原油落地事故，及时回收并确保回收率达到 100%。

(5) 运营期定期对油井套管情况进行检测，发现异常情况及时处理，防止污染地下水；管线采用热熔式焊接和挤压式焊接，在施焊前进行检查。

(6) 管道采用无缝钢管，内外进行防腐保温。

(7) 管道补口采用配套的补口带，补口层与原防腐层搭接宽度应不小于 100mm。

(8) 运行期定期检查、维修项目所有管道、机泵等，确保各部分的使用性能。尤其在雨季更要认真检查，清除隐患。

(9) 巡检过程一旦发现管道泄漏，应立即采取应急措施，关闭机泵，清理泄漏的原油、含油污水。

(10) 做好预防突发性自然灾害的工作，加强与水文气象、地震部门的信息沟通，制定有关应对措施。

6.3.2 分区防控措施

(1) 地下井管防渗措施

对使用双层套管技术进行清洁生产审计，使表层套管固井水泥浆必须返至井口，保证固井质量，确保安全封闭此深度内的潜水层和承压水层；定期对油井的套管情况进行检测，发现异常情况及时处理，防止污染地下水；油井作业结束后对井场进行清理，对被油水污染的井场填土回收，防止污染物进入潜水层造成污染。

(2) 管线防渗措施

集油掺水管线、母液管道、注水干线和注入管道作为重点防渗区采取防渗措施。本工程集油管线、母液管道、注水干线和注入管道采用重点防渗，母液管道采用钢骨架复合管，其余管道采用钢管，其防渗措施主要为：管道外防腐等级应采用特加强级；管道

连接方式应采用焊接；管道设计壁厚的腐蚀余量不应小于 2mm 后采用管道内防腐；定期对管道腐蚀情况及壁厚进行检测，发现问题及时处理，防止泄漏事故的发生。

(3) 井场作业期间防渗措施

运营期油井作业场地中油井井场作业区材料房、一般固体暂存间、循环罐区、泥浆接受罐车、钻井液材料房、旱厕作为重点防渗区采取防渗措施。井场基础压实，重点防渗区域铺垫 2mm 防渗布并设置钢制污油回收槽回收作业污水，渗透系数为 $1 \times 10^{-13} \text{cm/s}$ ，周边搭建防渗围堰，防渗要求满足等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0\text{m}$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 要求。

(4) 水井井场洗井期间防渗措施

运营期水井洗井场地作为重点防渗区采取防渗措施。井场基础压实，作业区域铺垫 2mm 防渗布，渗透系数为 $1 \times 10^{-13} \text{cm/s}$ ，周边搭建防渗围堰，防渗要求满足等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0\text{m}$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 要求。

(5) 井场防渗措施

①井场地面属于简单防渗区，地面应压实硬化防渗，小队人员每天巡视井场，及时清理井场落地油。

②定期对油井的套管情况进行检测，发现异常情况及时处理，防止污染地下水；油井作业结束后对井场进行清理，对被油水污染的井场填土回收，防止污染物进入潜土层造成污染。

本项目防渗依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）结合建设项目场地天然包气带防污性能、污染控制难易程度和污染物类型，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表 6.3-1 和表 6.3-2 进行相关等级的确定。

表 6.3-1 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漏后，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漏后，可及时发现和处理。

表 6.3-2 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 $Mb \geq 1.0\text{m}$ ，渗透系数 $K \leq 1 \times 10^{-6} \text{cm/s}$ ，且分布连续、稳定。
中	岩（土）层单层厚度 $0.5\text{m} \leq Mb < 1.0\text{m}$ ，渗透系数 $K \leq 1 \times 10^{-6} \text{cm/s}$ ，且分布连续、稳定。岩（土）层单层厚度 $Mb \geq 1.0\text{m}$ ，渗透系数 $1 \times 10^{-6} \text{cm/s} < K \leq 1 \times 10^{-4} \text{cm/s}$ ，且分布连续、稳定。
弱	岩（土）层不满足上述“强”和“中”条件。

表 6.3-3 地下水污染防渗分区表

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	易—难	重金属、持久性有机物污染物	等效黏土防渗层 Mb≥6.0m, K≤1×10 ⁻⁷ cm/s; 或参考 GB18598 执行
	中—强	难		
一般防渗区	中—强	易	重金属、持久性有机物污染物	等效黏土防渗层 Mb≥1.5m, K≤1×10 ⁻⁷ cm/s; 或参照 GB16889 执行
	弱	易—难	其他类型	
	中—强	难		
简单防渗区	中—强	易	其他类型	一般地面硬化

本项目包气带渗透系数 $1 \times 10^{-6} \text{cm/s} < K \leq 1 \times 10^{-4} \text{cm/s}$, 厂区包气带防污性能为中。废水中的主要污染物为石油类, 污染物类型为“持久性有机物污染物”, 本项目涉及的构筑物防渗分为重点防渗区、一般防渗区和简单防渗区, 详见表 6.3-4。本项目分区防渗情况见表 6.3-4。本工程分区防渗图见附图 21。

表 6.3-4 本项目分区防渗情况表

防渗分区	防渗地点	防渗措施	导则中防渗技术要求
重点防渗	管线	母液管道采用钢骨架复合管, 其余管道采用钢管, 管道连接方式应采用焊接, 管道设计壁厚的腐蚀余量不应小于 2mm 后采用管道内防腐	满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016) 等效黏土防渗层 Mb≥6.0m, K≤1×10 ⁻⁷ cm/s 要求
	油井井场作业区中材料房、一般固体暂存间、循环罐区、泥浆接受罐车、钻井液材料房、旱厕	井场基础压实, 井场基础压实, 重点防渗区域铺垫 2mm 防渗布并设置钢制污油回收槽回收作业污水, 周边搭建防渗围堰	
	水井洗井区域	井场基础压实, 洗井区域铺垫防渗布, 周边搭建防渗围堰	
简单防渗	井场	采取地面压实	满足一般地面硬化要求

6.3.3 地下水环境监测与管理

(1) 地下水跟踪监测方案

为了及时准确的掌握项目所在地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情况, 应对该厂区所在区域地下水环境质量进行定期的监测, 防止或最大限度的减轻项目对地下水的污染。

a、厂区及其下游地下水监测井布设原则

a) 重点污染区加密监测原则;

- b) 以主要受影响含水层为主；
- c) 以地下水下游区为主，地下水上游区设置背景点；

b、监测点布设方案

本次共布设地下水水质监控井 4 眼，能够满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）相关要求，监测点布设情况见表 6.3-2。

表 6.3-2 地下水环境影响跟踪监测计划表

功能	编号	监测点位	采样深度	监测频次
背景值监测井	JK1	区块北侧	稳定潜水面以下 10m	1 次/年
污染扩散监测井	JK2	区块内		1 次/半年
	JK3	区块南侧	1 次/半年	
	JK4	颍团小区附近	80m	现有承压水井

地下水跟踪监控井监测项目：据《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ 1248-2022）中要求，本次跟踪监测因子为石油类、石油烃（C₆~C₉）、石油烃（C₁₀~C₄₀）、汞、砷、六价铬。当监测指标出现异常时，可按照 HJ 164 的附录 F 中石油和天然气开采业特征项目开展监测。

(2) 监测数据管理

上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并抄送环境保护行政主管部门，对于常规检测数据应该进行公开。发现污染和水质恶化时，要及时进行处理，开展系统调查，并上报有关部门。

6.4 噪声污染控制措施及其可行性论证

本项目井场和改造场站周边最近声环境保护目标为 7#平台井场东侧 80m 处的颍团小区，为了减轻噪声对周边环境的影响，须采取以下噪声污染控制措施：

6.4.1 施工期

- (1) 合理安排施工时间。尽量避免大量高噪声设备同时施工，禁止夜间施工。
- (2) 合理布置施工现场，尽量将高噪声机械布置远离环境敏感点一侧，同时，避免在同一地点安排较多的动力机械。
- (3) 降低设备噪声。选用低噪声设备，平时注意设备维护和保养，避免设备不正常运行产生的高噪声。
- (4) 运输车辆选择避开居民点路线，尽量不鸣笛。
- (5) 加强对施工人员的培训及责任教育，做好施工机械和运输车辆的调度和交通

疏导工作，运输车辆选择避开居民区的路线，限制车速，禁止鸣笛，降低交通噪声；

(6) 对于运输路线可能涉及的村屯，在施工前施工单位应向村民进行公告，并合理安排物料及设备运输时段，避开居民休息时段；

(7) 禁止夜间（22:00~次日 6:00）施工，避免对周围敏感点产生影响。

通过采取上述措施，能够确保施工场界噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）要求，不会对声环境产生较大影响，施工期噪声治理措施可行。

6.4.2 运行期

本项目井场及场站运营期噪声控制措施如下：

(1) 井场电机等发声设备尽可能选用低噪声设备，每天巡查加强抽油机设备保养，确保井场噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）2类标准要求。

(2) 北五转油放水站更换的外输泵等机泵设备首先选用低噪声设备，经采取基础减振、厂房隔声后场站厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）2类标准要求。

(3) 依托场站机泵等噪声设备全部安装在厂房内，厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）2类标准要求。

(4) 对噪声值较高的设备，根据其产生噪声的特性，采用相应的减振、隔声等降噪措施；

(5) 注意对设备的维护保养，尤其加强村屯周围井场维护和保养，保证设备保持在最佳运行状态，降低噪声源强度。

通过采取以上措施后，能够确保井场及依托场站厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）2类标准要求，不会对周围声环境产生较大影响，运行期噪声治理措施可行。

6.4.3 退役期

退役期噪声主要为运输车辆产生的噪声，主要采取以下措施：

① 选用低噪声机械和车辆。

② 加强设备检查维修，保证其正常运行。

③ 加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

通过采取上述措施，能够确保退役期施工场界噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）要求，且不会对施工场地周边敏感点产生较大影响，退役期噪声治理措施可行。

6.5 固体废弃物控制措施及其可行性论证

6.5.1 施工期

(1) 施工产生的生活垃圾执行《城市生活垃圾管理办法》(中华人民共和国建设部令第 157 号令), 应集中存放, 防止因暴雨、大风等冲入外环境, 并及时拉运至大庆城控电力有限公司进行处理, 做到工完、料净、场地清;

(2) 施工活动产生的废材料等施工废料满足《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020) 中规定的第 I 类一般工业固体废物标准后, 拉运至第一采油厂工业固废填埋场处理。

(3) 废旧设备、管线

本次依托北五转油污水处理站改造拆除废旧设备包括废机泵、废闸阀、废旧管线以及注入阀组等废旧设备, 全部回收至采油三厂资产库。

(4) 清淤油泥

北二十注水站储水罐清淤过程产生含油污泥, 根据《国家危险废物名录》(2025 年版), 清淤含油污泥为危险废物, 危废代码为 HW08/071-001-08, 委托大庆蓝星环保工程有限公司处理, 处理后满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》(DB23/T 3104-2022) 油田含油污泥经处置后泥渣利用污染物控制限值后, 用作油田垫井场和通井路。

(5) 建筑垃圾

井排路改造和场站内部道路改造过程中将产生废砼块、废砖块等建筑垃圾, 由施工单位拉运至南一路与大广路交叉口西侧的建筑垃圾临时消纳场处置。

(6) 废射孔液由罐车拉运至吉林省油田管理局农工商企业总公司处理, 处理后的泥饼满足《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020) 中规定的第 I 类一般工业固体废物标准后外运至第三采油厂综合利用垫井场或铺路。

(7) 废钻井液

废钻井液由罐车拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理 II 站处理。

(8) 钻井岩屑

钻井岩屑经泥浆循环携带至井口, 在地面经振动筛分离出来, 存放于井场废砂池, 完井后与废钻井液一起处理。由罐车拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理 II 站处理。

(9) 非含油废防渗布

本项目钻前工程期间，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，钻井作业结束后会产生一定量的非含油废防渗布，其属于一般工业固体废物，集中收集拉运至第一采油厂工业固废填埋场进行填埋处理。

(10) 废包装物

本项目钻井作业期间使用的原辅材料中，膨润土等原料基本无毒性，此类包装袋均属于一般工业固体废物，集中收集拉运至第一采油厂工业固废填埋场进行填埋处理。

(11) 清管废渣

管道在下沟回填前，采用清管球（器）进行清管，产生的清管废渣为一般固废，统一拉运至第一采油厂工业固废填埋场处理。

6.5.2 运行期

6.5.2.1 收集、贮存及处置措施

(1) 本工程产生的落地油及清淤油泥（砂）属于危险废物，危险废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，代码为 071-001-08，收集拉运至萨北含油污泥处理站减量化处理后再委托大庆圣德雷特化工有限公司处理，处理后满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）油田含油污泥经处置后泥渣利用污染物控制限值后，用作油田垫井场和通井路。

(2) 井场作业期间会产生含油防渗布，含油废防渗布属于危险废物，危险废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，代码为 900-249-08，拉运至采油三厂危险废物规范化储存库暂存，最终委托有资质单位处理。

(3) 在井场作业现场管理中，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%。

6.5.2.2 运输措施

(1) 在井场作业现场管理中，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%；

(2) 本项目危险废物的运输按照《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 第 23 号）执行；

(3) 运输路线的选择过程中尽量避开环境敏感点。

综上所述，本项目产生的固体废物均可得到妥善处理，不外排，本项目固体废弃物处置措施可行。

6.5.3 退役期

退役期固废主要为废弃管线、建筑垃圾、废防渗材料，采取以下措施：

①废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。

②地面设施拆除、井场清理等工作中会产生建筑垃圾，集中清理收集后，送一般固体废物垃圾填埋场进行处置。

③退役期管线等钻井设备拆除过程中应铺设防渗布，防止原油或废液泄漏污染地面。废防渗材料（HW08 900-249-08）产生量为 0.5t/a，收集后交由有资质单位处置。

④对完成采油的废弃井应封堵，拆除井口装置，截去地下 1m 内管头，最后清理场地，清除各种固体废弃物，自然植被区域自然恢复。

⑤运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

综上所述，项目退役期固体废物均妥善处理。

6.6 生态保护措施及其可行性论证

6.6.1 施工期

6.6.1.1 一般性生态保护措施

(1) 钻井施工应编制施工预案，科学安排作业，新钻井尽可能利旧原井场或周边已建井场，最大限度减少临时占地对植被的碾压和破坏；

(2) 充分利用现有道路，尽量不再开辟新的临时进井通道；

(3) 施工机械不在道路、井场以外的地方行驶和作业，规范行车路线及施工人员行为，严禁随意践踏、碾压施工区范围外的植被，不准乱挖、乱采植物；

(4) 井场布置必须遵守《大庆油田开发建设用地标准》规定，严格控制施工作业面积，以减少地表植被破坏；

(5) 为避免施工期对植被的影响，对易产生扬尘的场所必要时加以遮挡，以减轻对植物的影响；

(6) 加强井场管理及设备养护，井场铺设防渗布，防止原油、含油污水以及各种废液的跑冒滴漏，如发生跑冒滴漏，及时处理；

(7) 规范施工人员行为，严禁随意践踏、碾压施工区范围之外的植被；

(8) 恢复土地生产能力，提高土壤肥力。施工过程中尽量保护土地资源，不打乱土层。本项目在施工过程中针对临时占地，应剥离占地内 0.3m 的表土，采用分层开挖，分层堆放，暂存于占地内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖等措施防止水土流失，

定期采取洒水抑尘措施，剥离的表土在施工结束后分层回填，及时恢复地表植被，并采取补植、补播等措施，保证土壤肥力和植被覆盖度；

(9) 施工结束后施工营地进行搬迁，料场做到工完、料净、场地清。井场临时防渗旱厕进行清理卫生填埋，按照先填心、底土，后平覆表土，柴油罐区的防渗材料及围堰与柴油罐一同拆除，临时占地平整并恢复；施工时所产生的生活污水、生活垃圾等废弃物，严禁随意倾倒；

(10) 埋设管线时，根据管径的大小做到尽量窄控，采取平埋方式（不起土坝）进行，以便尽快恢复植被；

(11) 恢复被破坏的地表形态，平整作业现场，改善土壤及植被恢复条件；

(12) 本工程永久占用的耕地，针对永久占地按“占一补一”原则及相关规定缴纳土地补偿费，专款用于占地补偿，按规定补划永久基本农田；

(13) 管道施工尽量缩小占地面积，应划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，走同一车辙，避免加行开辟新路；

(14) 管沟挖、填方作业应作到互补平衡；

(15) 管沟回填应按层回填，以利施工带土壤和植被的尽早恢复。回填后应予以平整、压实，以免发生水土流失；

(16) 管道建设工程结束后，回填开挖的管沟，路基采取护坡、养护措施，进行表土回覆、场地清理平整并恢复植被；

(17) 对废水、固体废物进行严格管理，统一处理或回收，不得随意抛撒，防止污染土壤。

本项目典型生态保护措施布置示意图见附图 17。本工程应在施工完毕后进行生态恢复，具体见表 6.6-1。

表 6.6-1 植被恢复计划表

序号	项目	占地类型	恢复措施	实施时间	实施单位
1	永久占地	耕地、草地	将表层土剥离进行其他土地改良，占地后按照占一补一原则缴纳补偿费用，补偿永久占地 3.5555hm ²	施工完毕后 1 年内	大庆油田有限责任公司第三采油厂
2	临时占地	耕地、草地	恢复临时占地 78.51hm ² ，分层开挖，分层回填，并通过生态植被恢复措施可逐年恢复原有植被水平		

6.6.1.2 针对性保护措施

(1) 耕地保护措施

本工程在耕地占地施工前需要对表土进行剥离，集中收集用于施工结束后复耕。严格控制施工占地范围，禁止施工车辆和人员在占地范围外活动，对临时占用的耕地进行整平翻松，确保不影响后续耕种。

（2）防沙治沙措施

项目占地区域未出现土壤沙化现象，为保护区域生态环境，针对本项目的具体特点，施工期内采取以下防沙治沙措施：

①施工时要特别注意保护原始地表与天然植被，划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，避免并行开辟新路，以减少风蚀沙化活动的范围。

②根据当地际情况、环境特征及原生植被特点和生存种类，建立乔、灌、草结合，网、带、片结合的沙地植被防护体系。裸露沙地，以种植草本和灌木植物为主。

通过采取上述措施，施工期严格控制控制施工作业占地范围，不会对项目所在区域生态环境产生较大影响，施工期生态保护措施可行。

（3）水土流失防治措施

①井场

本项目对部分井场铺垫土方，对垫方予以平整、压实，以免发生水土流失。铺垫井场的土方要合理堆放、利用，剩余土方拉运至下一处井场合理利用。

②道路

严格控制施工车辆、机械及施工人员活动范围，尽可能减少原有植被和土壤的破坏。油区道路施工作业面宽度控制在永久占地范围内，改造井排路做好护坡。

设备和材料运输利用现有公路和已有便道行车，不新建道路，避免造成新的裸露地表；执行“无捷径”原则，规范车辆行驶路线，不在道路、井场以外的地方行驶和作业，禁止碾压和破坏地表植被。在油田道路地势较低，容易汇水形成径流冲刷的路段，设置钢筋砼板涵，以保证道路两侧洪沟的畅通。生产期及时作好道路泄洪桥涵洞的疏通、维修工作，保证各类设施的泄洪能力。

③管线

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。

管道工程施工时，要特别注意保护原始地表与天然植被，应划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，走同一车辙，避免加行开辟新路。管沟挖、填方作业应尽量做到互补平衡，以免造成弃土方堆积和过

多借土，增加新的水土流失。

管沟回填应按层回填，以利于施工带土壤和植被的尽早恢复。回填后应予以平整、压实，以免发生水土流失。对高出地面部分做出水土保持要求，要求高出地面部分回填土按梯形堆放于管线上部，堆放后人工进行修整、拍实。项目区低洼地段，降雨季节施工的应先建好防洪、导流和泄洪设施后开工，以防洪水冲毁工程、机械，造成不必要的损失。

④生物防治措施

本项目水土保持生物措施主要根据油田地面植被情况，做好原有植被恢复工作，最大程度的降低因本项目施工建设和生产运行而新增的水土流失量，降低人为因素导致当地土壤盐碱化的趋势，尽量改善当地的生态环境。

综上所述，通过上述生态污染防治措施，本项目对生态环境造成的影响在环境可接受范围之内，措施技术可行。

6.6.2 运行期

(1) 严格控制油井作业占地，普通井下作业不新征临时占地；施工结束后及时有效地对占地区域土地进行平整，并压实，利于植被自然恢复。井场临时占地主要为设备放置地，在设备放置时尽量不破坏原有地貌，施工结束后及时对现场进行清理，对破坏的土地进行平整并压实，利于植被自然恢复。

(2) 禁止碾压和破坏道路及井场永久占地外的草地。加强井场管理及设备养护，防止原油、含油污水以及各种废液的跑冒滴漏。

(3) 油井作业过程中缩小影响范围，提高工程施工效率，减少工程在空间上、时间上对生态环境的影响；在完钻后，要立即对施工现场进行平整，并尽可能覆土压实，基本程序是回填—平整—覆土—压实。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”。

(4) 油井作业要特别注意保护原始地表与天然植被，划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，避免并行开辟新路，以减少风蚀沙化活动的范围。油井作业结束后，应针对作业过程中的不同破坏类型，恢复被破坏的地表形态，降低工程对周围生态环境的影响。

(5) 油井作业避免在大风天施工。作业时在井场周围堆筑临时围堰，防止作业时产生的油水进入周围环境。

(6) 油井作业时严格执行环保措施，控制污染物的外排量，保证“工完料净场地清”，作业后无落地油遗留井场。

(7) 回收落地油时，减少土壤的剥离量。加强管理，减少落地油在清理和运输过程跑冒滴漏的量，污泥回收后拉运至第三采油厂萨北含油污泥处理站处理。

(8) 运行期各种车辆应在已修建的道路上行驶，不得随意行驶。

本项目通过采取上述生态保护措施，能够确保本项目对区域生态环境的破坏得到有效控制，不会对区域生态环境产生较大影响，生态保护措施可行。

6.6.3 退役期生态恢复与重建措施

油田退役期，根据立地条件和宜林则林、宜草则草、宜农则农的原则，对生态环境进行恢复和重建，评价建议分区采取生态恢复与重建措施。

(1) 井场生态恢复与重建措施

①退役期油水井退役或报废后，应当在6个月内将打开的油气层和井口封闭；井场应拆除采油设备、封好井口，挖松固化地面，并对井场土地进行平整、翻松，同步实施井场复垦还田或植被恢复措施。

②保留各类绿化、防洪工程、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。

(2) 道路及管线生态恢复与重建措施

①为避免退役管线开挖对生态环境的影响，管线退役阶段不进行开挖，采取管线两段灌注水泥封堵直埋处理。

②对井场道路的永久占地要进行生态恢复，采取土地平整、翻松，及时复垦，使油田开发区与区域生态景观和谐一致。

综上所述，项目退役期在采取生态恢复与重建措施后，可有效地将生态环境的影响降到最低程度。

6.6.4 黑土地保护措施

本项目新增占地类型为耕地，属于黑土耕地。根据《黑龙江省“十四五”黑土地保护规划》及《黑龙江省人民政府办公厅关于建设占用耕地耕作层土壤剥离利用工作的指导意见（试行）》中要求，本项目采取以下措施。

(1) 本项目新建井场严格遵守《石油天然气工程项目用地控制指标》（2017.1.1）要求，更新井以利用旧原井场为主，尽可能减少占地。

(2) 本项目建设过程中对占用的耕地，对于永久占地应剥离表层0.3m的耕作土，并按照“占一补一，质量相等”的要求进行易地补充耕地，或按规定缴纳耕地开垦费，开垦新的耕地。

(3) 本项目实施前编制表土剥离利用方案，统筹安排剥离、储存和再利用工作。

表土剥离和利用严格执行《建设占用耕地耕作层土壤剥离利用技术规范》（DB23/T2913-2021）。

（4）本项目对临时占用的耕地采用深松深耕进行复垦。

（5）本项目需遵守《大庆油（气）田建设工程用地规范》规定，严格控制施工作业面积，加强施工管理，尽量减少占地面积，并规范行车路线及施工人员行为，严禁随意践踏、碾压施工区范围外的植被，不准乱挖、乱采野生植物，确保尽量少占优质黑土地。

（6）本项目在施工过程中针对永久占地及临时占地，应剥离占地内 0.3m 的表土，采用分层开挖，分层堆放，暂存于临时占地内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，表土剥离临时堆放区周围设置排水沟等措施防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，针对永久占地将剥离的表土按照“占一补一，质量相等”的要求进行易地补充耕地，针对临时占地在将剥离的表土在施工结束后分层回填，并及时恢复地表植被。

6.6.5 水土流失保护措施

（1）工程防治措施

1) 井场

井场予以平整、压实，以免发生水土流失。对于建设开挖、回填土石方要合理填埋、堆放、利用，并采取适当的压实平整措施。地面建设产生的弃方不得随处堆放，应合理利用。

2) 道路

施工期尽量利用现有公路和已有便道行车，避免造成新的裸露地表；执行“无捷径”原则，规范车辆行驶路线，不在道路、井场以外的地方行驶和作业，禁止碾压和破坏地表植被。在油田道路地势较低，容易汇水形成径流冲刷的路段，设置钢筋砼板涵，以保证道路两侧洪沟的畅通。生产期及时作好道路泄洪桥涵洞的疏通、维修工作，保证各类设施的泄洪能力。

3) 管线

管道工程施工时，要特别注意保护原始地表与天然植被，应划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，走同一车辙，避免加行开辟新路。管沟挖、填方作业应尽量做到互补平衡，以免造成弃土方堆积和过多借土，增加新的水土流失。管沟回填应按层回填，以利于施工带土壤和植被的尽早恢复。回填后应予以平整、压实，以免发生水土流失。

4) 生物防治措施

本项目水土保持生物措施主要根据油田地面植被情况，做好原有植被恢复工作和人工绿化工作，最大程度的降低因本项目施工建设和生产运行而新增的水土流失量，尽量改善当地的生态环境。

(2) 管理措施

因地制宜选择施工季节，本项目施工选在冬季，避开植被生长季节、农作物耕种季节，减少损失，同时也避开大风及强降水季节。施工期间应划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆、重型机械设备作业范围，以及施工人员的活动范围，由专人负责管理，减少施工作业对周围土壤和植被的破坏范围和程度。

严禁在大风天气下运输及装卸施工散料等。在便道出入口，树立保护耕地的警示牌，以提醒施工作业人员，减少人员随意践踏造成的水土流失。严禁开发建设施工材料乱堆乱放，划定适宜的堆料场，以防对植物破坏范围的扩大，增加裸地面积而新增的水土流失。

6.6.6 防沙治沙保护措施

经调查，本项目开发区域沙化土壤分布较少，主要地类为土壤性能良好的耕地，区域内沙化土地所占的比重较小，为减轻植被破坏和农田生态系统受工程影响可能导致的沙化现象，防患于未然，建设单位应采取以下措施进行控制：

(1) 做好施工期开挖土方临时堆存的水土保持措施，确保土方水土流失得到有效控制。对开挖井场造成植被破坏或地表裸露的，必须采取有效的修复措施，所有生态措施应在井场投运半年内完成。

(2) 管道采用沟埋敷设，施工结束后及时有效地对占地区域土地进行平整，并压实，利于植被自然恢复。井场临时占地主要为设备放置地，在设备放置时尽量不破坏原有地貌，施工结束后及时对现场进行清理，对破坏的土地进行平整并压实，利于植被自然恢复。

(3) 在施工活动结束后，要立即对施工现场进行回填平整，形成新的合适坡度，并尽可能覆土压实，基本程序是回填—平整—覆土—压实。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”。

(4) 施工时要特别注意保护原始地表与天然植被，划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，避免并行开辟新路，以减少风蚀沙化活动的范围。

(5) 施工作业避免在大风天施工。

(6) 路基边坡采取种草措施护坡固土，维护路基稳定和道路安全运行。

6.6.7 植被恢复措施及补偿措施

建设单位在施工过程中，应严格执行《中华人民共和国土地管理法》、《石油天然气工程项目用地控制指标》的相关规定，切实采取有效的保护措施，对生态环境进行正确的保护，并进行补偿和恢复。

(1) 植被占用补偿

按照国家“水土保持法”要求，凡是占用和破坏植被的单位或个人均应向水土保持主管部门缴纳一定的水土保持费用。国家为了加大水土保持工作力度，对水土保持费不断进行了调整，建设单位应按标准向水土保持主管部门缴纳水保费用。

(2) 植被恢复措施

施工结束后，及时恢复被破坏的地表形态。对临时占地进行表土留存，施工结束后进行回填，临时占用的耕地由农民自行复垦，确保恢复等质等量面积的耕地，对临时占用草地进行植被恢复。

通过采取上述生态保护措施，能够确保本项目对区域生态的破坏得到有效控制，不会对区域生态产生较大影响，生态保护措施可行。

6.7 土壤保护措施及其可行性论证

6.7.1 施工期

(1) 加强施工中的环境管理，控制和消除土壤污染源。严禁随意倾倒污水、随意堆放固体废物，防止因“三废”处理不合理或处置措施不当对土壤造成污染。

(2) 井场布置必须遵守《大庆油田开发建设用地标准》规定，严格控制施工作业面积，以减少地表植被和土壤的破坏。本工程建设期间主要进行地面工程的建设、各种管线与道路的铺设等作业。对环境的影响属于高强度、低频率的局地性破坏。对临时占用的耕地进行补偿和恢复。

(3) 充分利用现有道路，尽量不再开辟新的临时通道。

(4) 对于临时占地，在对土壤进行开挖施工时要采取措施降低土壤风蚀，减少水土流失：对土壤要分层开挖、分别堆放，按原土层回填（先填心土，后覆盖表土）平埋方式（不起土坝）进行，以便其尽快恢复植被生长。

(5) 本项目耕地管线开工前编制建设项目占用耕地耕作层土壤剥离利用方案，统筹安排剥离、储存和再利用。对永久占地及临时占地，应剥离占地内 0.3m 的表土，采用分层开挖，分层堆放，暂存于施工区表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖。本项目耕地管线施工过程中，严格控制施工作业面积，加强施工管理，尽量减少占地面积，并规范行车路线及施工人员行为，严禁随意践踏、碾压施工区范围外的土壤。

(6) 生活污水进入附近计量间或场站内旱厕，定期由物业单位庆南工矿服务公司拉运至丰收污水提升站经污水管网排入中区污水处理厂处理。施工时所产生的生活污水、生活垃圾等废弃物，严禁倾倒或抛入周围土壤。

6.7.2 运行期

针对工程可能发生的土壤污染，按照“源头控制、末端防治、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全阶段进行控制。

6.7.2.1 源头控制措施

井场控制措施。油田开发过程中，井下作业应配备泄油器、刮油器等，试采原油及含油污水要求全部进罐，按照“铺设作业、带罐上岗”的作业模式，及时回收落地油，落地原油回收率应达到 100%。

管线控制措施。在管线的路由选择中，应尽量沿道路进行铺设，同时还采用管线保温措施；管道应按要求设置截断阀与报警系统和监控系统。

设备控制措施。在设备等污水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。

6.7.2.2 过程控制措施

对集输管线定期进行检测，防止腐蚀穿孔引起油水泄漏污染环境；井场采取简单防渗，进行地面压实处理。同时企业在管理方面严加管理，并采取相应的防渗措施可有效防止管线和站场贮存设施发生含油污水及原油泄漏事故造成对区域土壤环境的污染。

末端控制措施：主要包括油井污染区地面的防渗措施和泄漏、渗漏污染物收集措施，即在污染区地面进行防渗处理，防止洒落地面的污染物渗入地下，并把滞留在地面的污染物收集起来集中处理。

6.7.2.3 跟踪监测

定期对重点影响区及土壤环境敏感点附近土壤环境进行监测，监测委托具有资质的单位进行，监测报告应存档，同时对监测结果进行信息公开。

根据项目分布情况、现状监测布点情况和土壤类型分布情况，结合《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)制定监测计划，布置土壤监测点位 2 个。跟踪监测计划见表 6.7-1。跟踪监测点位图见附图 4。

表 6.7-1 土壤环境跟踪监测计划表

点位	坐标	位置	监测因子	监测频次
1	125.135854,46.690984	3#平台井场	pH、石油类、石油烃 (C ₆ ~C ₉)、石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)、汞、砷、六	1 次/年
2	125.126767,46.670139	7#平台井场		

			价格、含盐量	
--	--	--	--------	--

6.7.3 退役期

井场退役期应按照《污染地块土壤环境管理办法（试行）》的有关规定，开展土壤环境调查及风险评估，并按照相关管理规定对污染地块采取治理与修复措施。通过采取以上污染控制措施，可保证闭井后项目用地土壤满足相关标准要求，处置措施可行。

6.8 环境风险防范措施

6.8.1 施工期

- (1) 提高管道的防腐等级，集油掺水管道采用内缠胶带硬质聚氨酯泡沫夹克管；
- (2) 管道接头采用一次成型涂料新技术，使用寿命可达 30 年以上，并采用技术上成熟可靠的强制电流阴极保护法；
- (3) 进行水压试验，排除焊缝和母材的缺陷，增加管道的安全性；
- (4) 定期检测集输及注水管线防腐及腐蚀情况，及时维修或更新；
- (5) 在施工过程中，加强监理，确保焊接和涂层等施工质量；
- (6) 建立施工质量保证体系，提高施工检验人员的水平，强化检验手段；制定严格的规章制度，发现缺陷，及时正确修补并做好记录。
- (7) 加强管理，保证施工质量。制定防火、防爆、防油水泄漏措施。制定出正常、异常或紧急状态下的操作手册和维修手册，操作、维修人员培训后持证上岗，避免因严重操作失误而造成的事故。建立施工质量保证体系，提高施工检验人员的水平。

6.8.2 运行期

6.8.2.1 集输系统事故风险防范措施

- (1) 严格挑选施工队伍，施工单位应持有劳动行政部门颁发的压力管道安装许可证，以确保管道施工质量，同时对工程中使用的设备及附件应严格进行施工安装前的质量检验，检验合格后方可进行施工安装。
- (2) 对已建集输系统定期维修保养，及时更换老化管线、设备。
- (3) 定时对采油井和管线进行巡查，及时发现管线、阀门、设备渗漏、穿孔问题。
- (4) 生产时密切关注系统压力变化，一旦系统压力有大的降低，要及时报告，找到管线泄漏点，及时处理，避免污水大量泄漏。
- (5) 当发生油水泄漏时应及时在泄漏点周围修筑围堤，控制油水扩散范围，管线靠近水渠一侧应在第一时间修筑围堤；同时明确泄漏可能导致的后果，泄漏危急周围环境的可能性，隔离泄漏区，周围设警告标志。

(6) 确保第三采油厂应急物资库的围油栏、铁锹、吸油毡、消油剂等应急工具和设备齐备完好，以便在发生泄漏事故时对产生的污油污水进行及时回收和处理，避免对周围排涝渠、地下水、土壤等环境产生污染。

(7) 将被泄漏原油污染的土壤清理后收集拉运至萨北含油污泥处理站减量化处理后再委托大庆圣德雷特化工有限公司处理，处理后满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》(DB23/T 3104-2022) 油田含油污泥经处置后泥渣利用污染物控制限值后，用作油田垫井场和通井路。

(8) 当发生油田伴生气泄漏应划出警戒线，告知围观群众危险性，劝之不要动用火源，防止火灾及爆炸事故发生；同时根据泄漏情况有组织性的疏散周围相关人员。

(9) 建立应急响应机构，配备快捷的交通通讯工具，以便对泄漏事故及时作出反应和处理。

(10) 对油田设施采用新技术，提高油田设施的抗蚀防腐能力，从而减少由于设施因素引发油水泄漏事故的几率。

(11) 制定定期巡查制度，发现异常及时处理和报告。

(12) 建立应急响应机构，配备快捷的交通通讯工具，以便对泄漏事故及时作出反应和处理。

6.8.2.2 井下作业风险防范措施

(1) 为预防作业时井喷，对于地层压力较高的油井作业，在作业前应先调节注采比，降低井底压力后再进行作业；

(2) 施工准备过程要在管、杆桥下铺垫高强度防渗布，防渗布四周围出 10cm 高围堰；拆卸井口采油树后，要安装简易控制器，并将井口溢流油水控制器安装完好后，通电调试；

(3) 作业前要打开生产阀门、套管放空阀门，观察溢流量大小。如果溢流量较大，采取清水或泥浆进行压井；起下抽油杆、管柱过程要注意井口变化，井口溢流较小时，将污水回收至罐车，溢流较大时，立即停止操作，迅速关闭封井器，采取清水或泥浆压井；

(4) 打开套管闸门，使废水废液由套管排出，经罐车收集后处理；

(5) 在井下作业施工有溢流时，必须下单流阀，套管出口接到污水罐车；

(6) 井下作业前，必须认真检查水龙带有无破皮、断丝、油壬丝扣完好状态，水泥车井口管线试打压 4.0MPa 检验密封性；作业时随时注意进出口排量压力，防止井喷，观察拉力计悬重变化，防止沙堵憋泵。遇阻憋压时，要立即将管柱上提，防止管线爆裂。

6.8.2.3 依托场站事故风险防范措施

- (1) 建议对地层压力进行监控，合理安排注采比，预防套损事故的发生；
- (2) 站内定时巡检，及时发现并处理容器、罐体、管线和阀门的泄漏、穿孔问题，避免出现大量油水泄漏；
- (3) 平稳操作，避免系统压力超高放空；
- (4) 定期维护保养容器、设备和站内管线。

6.8.2.4 火灾、爆炸风险防范措施

- (1) 加强场站管理，建立并严格执行安全生产责任制度，科学监控设备运行，消除故障隐患；
- (2) 站内定时巡检，及时发现并处理容器、罐体、管线和阀门的泄漏、穿孔问题，避免出现大量油水泄漏；
- (3) 平稳操作，避免系统压力超高放空；
- (4) 定期维护保养容器、设备和站内管线。

6.8.2.5 地表水环境风险防范措施

(1) 本项目部分井场距东二排水干渠、萨北湖较近，要求井场作业期间妥善收集污水，在井场周边设置 0.3m 高临时围堰，预防可能发生井喷事故，避免造成地表水污染。事故情况下，应迅速在井喷点周围修筑围堤，防止污油扩散。同时组织人员抢修，抢修结束后，清理现场，将事故产生的污油污水截留在井场内，作业现场所有废物全部收集清运，避免造成环境污染。

(2) 当距离排涝渠较近的集油掺水管线发生油水泄漏时，应及时关闭阀门，在泄漏点周围修筑围堤，控制油水扩散范围，管线靠近水渠一侧应在第一时间修筑围堤，保护周围地表水；同时明确泄漏可能导致的后果，泄漏危急周围环境的可能性，隔离泄漏区，周围设警告标志。

(3) 加强管理，建立并严格执行安全生产责任制度，科学监控设备运行，消除故障隐患；制定定期巡查制度，发现异常及时处理和报告；定期检测管道的内外腐蚀及防腐层破损情况，及时更换或维修；加强管线泄漏巡检巡查，以便及时采取停泵、关阀、堵漏等措施，使泄漏量降至最低；

(4) 在汛期前，要做好油田区块所属桥涵清淤、排涝设施检维修工作，提前做好防汛物资、设备储备，认真做好防汛宣传教育和应急演练工作；

(5) 为防止汛期发生跑油、漏油事故，在汛期到来前备好抢险用围油栏、吸油毡、编织袋、草袋、沙土、抽水泵等物资；

(6) 加强汛期安全生产检查，加大对防汛重点区域设备、设施和人员的监管力度，严格执行汛期值班和汛情险情汇报制度。遵循“每台撤离设备落实到人、每个抢险组交通工具落实到车、每项工作所用工具落实到点”的原则，建立四级值班检查机制；

(7) 汛期应加强巡检巡视，及时采取措施，避免泄漏事故的发生，降低对环境的影响程度和范围，若发生低洼地并被洪水浸泡等情况，应立即停井，组织排水。若水淹区管线泄露，应迅速关闭管线所连接的井口，在泄漏点周围修筑围堤，防止污油、污水扩散。若油水已进入井场周围水域，用围油栏将污染水域围住，避免对周围环境产生污染，必要时提前设置保护围油栏，将污染控制在最小范围内，并及时回收油水。同时组织人员抢修，抢修结束后，清理现场，避免造成环境污染。

6.8.2.6 危险废物收集、贮存、运输过程风险防范措施

根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》本项目涉及的危险物质必须按照《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ 2025-2012）的要求处理处置。

(1) 从事危险废物收集贮存运输的单位在进行生产活动时应按照有关规定建立相应的规章制度和污染防治措施，包括危险废物分析管理制度、安全管理制度、污染防治措施等。并建立健全规章制度及操作流程，确保运输过程安全可靠。

(2) 危险废物转移过程中应按《危险废物转移管理办法》执行，单位应编制应急预案。

(3) 运输的车辆必须是专用车或经有关部门批准使用符合安全规定的运载工具，并符合相关要求；运输车辆、设备及管道进行定期的维护和检查，防患于未然，保持槽车和良好的工作状态，保证接地正常。

(4) 担任储运人员必须经过上岗培训，经定期考核通过后方能持证上岗。工作人员应熟悉事故应急设备的使用和维护，了解应急手册应急处理流程，一旦发生意外，在采取应急处理的同时，迅速报告公安、交通部门和环保等有关部门，必要时疏散群众，防止事态进一步扩大和恶化。

(5) 运输、储存原料、危险化学品所用的槽车、容器、设备必须符合《压力容器安全技术监察规程》的安全管理规定，企业对压力容器管理执行国家有关压力容器的规定。设备区设计应按照《石油化工企业设计防火标准》（GB50160-2018）要求进行必要的围堰、防火设计、修复。

6.8.2.7 管理措施

(1) 工程投产运行前，应制定出正常、异常或紧急状态下的操作手册和维修手册，并对操作、维修人员进行培训，持证上岗，避免因操作失误导致事故发生。制定应急操

作规程，在规程中应说明发生井喷、管道泄漏、火灾爆炸和场站泄漏事故时应采取的操作步骤，规定抢修进度，减少事故的影响。在项目投产运行前应制定突发环境事件应急预案并到项目所在地生态环境主管部门备案。加强风险防控预警体系建设，定期开展应急演练，提高突发事件的应急处理能力。

(2) 对油田设施采用新技术，提高油田设施的抗蚀防腐能力，从而减少由于设施因素引发油水泄漏事故的几率；

(3) 当发生泄漏时应及时修筑围堤，控制油水的扩散范围，保护周围生态环境；同时明确泄漏可能导致的后果，泄漏危急周围环境的可能性，隔离泄漏区，周围设警告标志；

(4) 对被泄漏原油污染的土壤清理干净后拉运至萨北含油污泥处理站进行处理。

(5) 当发生油田伴生气泄漏应划出警戒线，告知围观群众危险性，劝之不要动用火源，防止火灾及爆炸事故发生；同时根据泄漏情况有组织性的疏散周围相关人员；

(6) 加强管理，建立并严格执行安全生产责任制度，科学监控设备运行，消除故障隐患；

(7) 定期检测管道的内外腐蚀及防腐层破损情况，及时更换或维修；

(8) 制定定期巡查制度，发现异常及时处理和报告；

(9) 建立应急响应机构，配备快捷的交通通讯工具，以便对泄漏事故及时作出反应和处理。

针对上述风险情况，本工程建设单位已经针对可能发生的风险事故提出相应风险防范措施，企业结合所处区域的自然条件、环境状况、地理位置等特点，制定了较完善的事故风险应急预案，本工程为扩建工程，如发生风险事故，可按已建立的事故风险应急预案执行。

6.8.3 事故应急救援预案

大庆油田公司突发事件应急管理归口部门为公司生产运行部门，为及时应对突发事件，快速调动应急资源，以消防支队为依托，组建了国家级专业应急救援队伍1支，以及作业井喷应急救援队伍、原油泄漏应急救援队伍、天然气泄漏应急救援队伍、电力系统故障应急救援队伍、水上溢油应急救援队伍、医疗卫生救援队伍7个油田公司级应急救援队伍，在各二级单位建设综合应急救援队伍，基本形成了覆盖油田生产各专业的应急救援队伍体系。

根据突发环境事件级别确定上报部门及应急队伍响应级别。从发现环境事件后要上报突发环境事件初报，初判发生Ⅲ级突发环境事件时，由三级单位负责应对工作，具体

为现场人员、三级单位应急救援队伍或区域消防队进行应对；初判发II级突发环境事件时，由二级单位负责应对工作，具体为二级单位综合应急救援队伍和区域消防队进行应对，必要时向油田公司求援，调集油田公司级应急救援队伍；初判发生I级突发环境事件时，30分钟内向突发环境事件应急办公室初报，启动油田公司突发事件应急响应程序，启动油田公司级专业工作组、综合工作组、专业应急救援队伍。

本工程为改扩建工程，目前第三采油厂已建立较完善的应急预案体系，综合性预案为《第三采油厂突发事件总体应急预案》，还针对不同的事故分别编制了《环境突发事件专项应急预案》、《井喷突发事件专项应急预案》、《长输管道突发事件专项应急预案》、《危险化学品道路运输突发事件专项应急预案》等专项应急预案。其中总体预案适用于自然灾害、事故灾难、公共卫生、社会安全四类突发事件的应对工作，主要包括应急组织机构及职责明确、风险分析与应急能力评估、预防与预警、应急响应与保障等内容，重点明确各分项预案所述事件类型及事件各级应急组织机构框架内容，起到总体掌控的作用；《环境突发事件专项预案》中不仅包含了风险分析与事件分级、应急响应等内容，而且明确了环境突发事件应急储备物资清单、应急联络单等内容；《长输管道突发事件专项应急预案》中根据自然灾害、人为破坏、人为操作失误和设备缺陷等原因，在生产、使用、贮存、运输和油气处置工艺过程中易出现原油、天然气等泄漏现象确定突发事件类型，主要涵盖4类风险：①油气等生产过程中输送物料管线发生泄漏。②产品储存区等出现泄漏事故。③作业环境由于设备、管道、阀门、法兰等容器使用、腐蚀、损伤或密封圈损坏等原因，出现泄漏。④装卸过程中，由于泵、法兰、管道、密闭等处发生泄漏或者由于装料过满、受热膨胀等发生泄漏。针对这四种风险，该《应急预案进行了组织机构及职责明确、预防与预警设置、应急响应与保障内容确定以及油气集输突发事件的联络信息公布，预案内容针对性较强，组织结构框架合理。总体上看，建设单位目前拥有的应急预案内容较为完善，已有应急预案能够满足建设项目的要求，但应加强对应急预案的定期风险应急演练及员工培训。上述制定的事故应急预案，已报当地政府备案，并定期进行演练。

通过分析，工程在发生事故状态下可依托已经制定了相关应急预案及相关应急资源。不需对本工程提出新的应急预案，发生风险事故时按已建立的事故风险应急预案执行，在执行应急预案的同时，要加强区域应急联动体系，定期进行地企联动应急演练，提高突发事件的应急处理能力。

6.8.3.1 确定危害和风险

本项目潜在的环境风险事故是泄露、火灾和爆炸。

通过正确地判别和评价本项目潜在的环境风险事故，制定相应的应急措施，可将风险和影响降到合理实际并尽可能低的水平，最大程度地保护人、环境和财产不受或少受影响。

6.8.3.2 应急预案基本内容

针对本项目可能发生的风险事故，制定相应的应急预案，以处理突发事故，降低风险，并与当地政府应急预案衔接，报当地政府备案。本工程位于已建区块内，可以纳入第三采油厂油田原有应急体系内，不需对本工程提出新的应急预案，发生风险事故时按已建立的事故风险应急预案执行，在执行应急预案的同时，要加强区域应急联动体系，发生事故必要时可直接向邻近企业、单位和政府部门、消防队、环保局、安全生产监督管理局和市政府报告，申请求援并要求周围企业单位启动应急计划。该应急预案需补充内容如下：

(1) 依托大庆油田公司监测机构建立事故应急监测机制，及时进行事故环境影响监测。

(2) 环境应急监测内容

本项目发生污染事故时，对环境的影响主要是对生态（包括土壤、植被）和大气环境的影响，应急监测主要是这几方面的内容。

①生态方面：对事故现场及周围区域的植物、土壤进行危害监测，并在事故后不定期的对生态环境的恢复状况进行监测。

②大气环境：应对事故全过程（发生时，控制时和事故后）进行监测，特别应对事故发生地附近的敏感区域进行大气监测。

③水环境：应对事故全过程（发生时，控制时和事故后）所影响的地表水环境和地下水环境进行监测。

④土壤环境：应对事故全过程（发生时，控制时和事故后）进行监测，特别应对事故发生地附近的敏感区域进行土壤监测。

⑤负责单位要根据监测结果编制事故污染报告，确定事故影响范围，为制定治理措施提供依据。

6.8.3.3 应急预案有效性分析

大庆油田有限责任公司第三采油厂编制了《环境突发事件专项应急预案》，该应急预案主要针对项目运营过程中可能突发的各种环境风险事故等制定了详细的安全应急救援预案。预案中包含了应急救援任务和目标、原则、组织机构、应急救援职责、突发事件信息报送及处置、应急响应和处置、应急措施以及应急救援值班电话和联络电话，

充分保证了项目运营期发生的风险事故得到及时救援和处理。降低了环境风险的危害。

应急预案制定完毕后，大庆油田有限责任公司第三采油厂各油矿平均每月开展一次应急预案的宣传教育及应急演练，保证每一个工作人员都熟悉预案的内容，熟练应急措施，检查预案的有效性和符合性，对存在的不足及时修正。

6.8.3.4 应急状态地企联动

大庆油田有限责任公司第三采油厂应急预案已于2023年6月19日在大庆市萨尔图生态环境局完成应急预案备案，备案编号为230602-2023-013-L。大庆油田有限责任公司第三采油厂已备案登记《环境突发事件专项应急预案》、《井喷突发事件专项应急预案》、《长输管道突发事件专项应急预案》、《危险化学品道路运输突发事件专项应急预案》等专项应急预案，发生事故时，多个应急预案联动响应。同时，企业环保部门与地方社会力量保持应急状态联动，事故发生后，消防部门、医疗部门、环保部门及公安部门启动相应紧急预案，保障事故控制及事故救援得到有效迅捷地处理，详见下表。

表 6.8-1 地企联动各部门联系方式

名称	联系电话
火警	119
医疗急救	120
大庆市人民政府	0459-4609222/6373055
大庆市生态环境局	0459-4623818
大庆市公安局	110
大庆市安监局	0459-6367656
大庆市城市管理局	0459-4688501
大庆市安全生产委员会办公室	0459-4600048
大庆油田总医院	0459-5886408
大庆市气象台值班室	0459-8151615/8151030
大庆油田有限责任公司第三采油厂安全环保部	0459-5858128

6.9 油田开发后期及闭井期环保措施

本工程闭井期另外单独履行环评手续。

6.10“三同时”环保验收一览表

为进一步落实本项目工程设计和环境影响评价提出的各项环保措施，确保环保工程发挥真正作用，本评价列出“三同时”项目表和竣工验收监测与调查的相关要求，具体内容见表 6.10-1、表 6.10-2。

表 6.10-1 “三同时”环境污染防治措施及环保验收一览表

防治内容	环保措施	验收标准
------	------	------

废气	施工期	施工期扬尘	及时洒水、临时土方等加盖苫布等遮盖物	施工场界满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表2中无组织排放监控浓度限值
		设备清淤	注水站储水罐清淤更换过程加强管理	非甲烷总烃厂界满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中要求
	运营期	采油井场、依托场站	井口安装密封垫,集输管线采用密闭管道,场站均采用密封性良好的阀门等,确保密闭集输,加强对设备和管道的检查和维护	厂界满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中要求;厂区内非甲烷总烃满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019)附录A中VOCs无组织排放限值要求
		加热炉燃烧烟气	依托场站加热装置采用清洁能源天然气为燃料	满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表2新建燃气锅炉标准
废水	施工期	施工人员生活污水	钻井工程施工期生活污水进入施工营地暂设的防渗生活污水池,施工结束后及时清掏并卫生填埋。地面工程施工期生活污水排入依托场站及阀组间的化粪池,定期由物业单位庆南工矿服务公司处理	不外排
		钻井废水	由罐车拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理II站处理。	不外排
		试压废水	试压废水试压结束后用于场地区域泼洒抑尘,不外排	不外排
		压裂返排液	由罐车拉运至第三采油厂北II-1废压裂液无害化处理装置处理,处理后的废水管输至北三污水站处理,处理后的污水管输至北十二深度污水处理站、北十三深度污水处理站处理	同时满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)限值要求后回注油层,不外排

	运营期	作业污水、洗井污水	经罐车拉运至北五污水处理站处理达标后回注油层，不外排	同时满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求规定后回注油层
		清防蜡洗井污水	经热洗管线回收进系统，管输至北四污水站、北五含油污水处理站达标后回注油层，不外排	
		油田采出水	进入北四污水站、北五含油污水处理站处理达标后回注油层	
噪声	施工期	施工场地噪声	合理安排施工时间，避免大量高噪声设备同时施工，选用低噪声设备，注意设备维护和保养	满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）中限值要求
	运营期	井场	低噪声设备、加强巡查和设备保养	满足《工业企业厂界噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类标准限值：昼间≤60dB（A），夜间≤50dB（A）
		依托场站	机泵基础减振、泵房隔音	
固废	施工期	施工废料	经收集后拉运至第一采油厂工业固废处置场处理	满足《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）要求
		钻井岩屑	由罐车拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理II站处理。	
		废钻井液	由罐车拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理II站处理。	
		废射孔液	由罐车拉运至吉林省油田管理局农工商企业总公司处理，处理后的泥饼外运至第三采油厂综合利用垫井场或铺路	满足《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中规定的第I类一般工业固体废物标准
		生活垃圾	统一收集拉运至大庆城控电力有限公司进行处理	不外排
		清淤含油污泥	收集拉运至萨北含油污泥处理站减量化处理后再委托大庆圣德雷特化工有限公司处理	满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022），处理后含油污泥含油量≤3‰
		建筑垃圾	拉运至南一路与大广路交叉口西侧的建筑垃圾临时消纳场处置	合理处置
		废旧设备、管线	收集拉运至采油三厂物资回收库	合理处置
	运营期	含油防渗布	由建设单位统一收集拉运至采油三厂危险废物规范化储存库暂存，最终委托有资质单位处置	实行危险废物转移管理制度

		含油污泥、落地油	属于危险废物，收集拉运至萨北含油污泥处理站减量化处理后再委托大庆圣德雷特化工有限公司处理，处理后满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》(DB23/T 3104-2022) 油田含油污泥经处置后泥渣利用污染物控制限值后，用作油田垫井场和通井路。	满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》(DB23/T 3104-2022)，处理后含油污泥含油量≤3‰
生态恢复			对临时占用的土地进行恢复、平整，恢复临时占地 78.51hm ²	对临时占地进行植被恢复；施工时分层开挖、分层堆放、分层回填，场地平整，不改变原有地势，不起垄，耕作层进行翻松。施工留有影像资料，保留生态恢复前后的影像资料。当年恢复原有地貌，3~5 年恢复原有农田产量。
			永久占用草地按照规定进行经济补偿，补偿面积 3.5555hm ² 。	按相关要求补偿
地下水及土壤防护			分区防渗：施工期井场钻井、压裂区域作为重点防渗区搭建防渗围堰及施工区域铺垫 2mm 防渗布，满足等效黏土防渗层 Mb≥6.0m，K≤1×10 ⁻⁷ cm/s 要求；集油掺水管线、母液管道、注水干线和注入管道重点防渗，母液管道采用钢骨架复合管，其余管道采用无缝钢管，管道设计采用管道内防腐、管道的外防腐等级采用特加强级、管道的连接方式采用焊接。油井井场作业和水井洗井期间地面采取重点防渗，搭建防渗围堰及作业区域铺垫 2mm 防渗布，满足等效黏土防渗层 Mb≥6.0m，K≤1×10 ⁻⁷ cm/s 要求。	满足《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016) 中关于分区防渗技术要求
			在本项目区域上游利用 1 口潜水背景值监测水井，在区域内利用 1 口潜水跟踪监测水井、在区域下游利用 1 口潜水跟踪监测水井、利用颖团小区内布设 1 口承压水跟踪监测水井，定期对地下水进行跟踪监测。	据《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》(HJ 1248-2022) 中要求，本次跟踪监测因子为石油类、石油烃 (C6~C9)、石油烃 (C10~C40)、汞、砷、六价铬。当监测指标出现异常时，可按照 HJ 164 的附录 F 中石油和天然气开采业特征项目开展监测
			共布设 2 个土壤跟踪监测点 (3#平台井场、	建设用地砷和六价铬执行《土壤

	7#平台井场), 定期对土壤进行跟踪监测, 监测因子为 pH、石油类、石油烃 (C ₆ ~C ₉)、石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)、汞、砷、六价铬, 监测频次为 1 次/年。	环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准 (试行)》(GB36600-2018) 表 1 二类用地筛选值。石油烃执行表 2 (其他项目) 中二类用地筛选值; 农用地砷和六价铬执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准 (试行)》(GB15618-2018) 表 1 农用地土壤风险筛选值
风险防控	运营期井场作业区域均铺设防渗布, 防渗布边缘设置临时围堰; 车辆采用密闭罐车, 配备收油工具, 场站定期进行应急演练。	
水土保持	合理选择施工季节, 井场施工控制作业面积, 管线施工回填平整、压实	
防沙治沙	对临时占用的耕地进行恢复, 临时占草地进行植被恢复; 对永久占地平整压实, 路基边坡采取种草措施护坡固土	

表 6.10-2 竣工验收监测与调查主要内容

项目	内容
环境保护管理检查	项目各阶段环境保护法律、法规、规章制度的执行情况
	环境保护审批手续及环境保护档案资料
	环保组织机构及规章管理制度
	生态恢复、占地补偿等措施的落实情况
	本项目环评报告及其批复提出的环保措施落实情况及其效果
	运行期环境保护监测计划实施情况
	本项目事故风险的环保应急计划, 包括物质配备、防范措施, 应急处置等
	施工期、运行期扰民现象的调查
	固体废物种类、产生量、处理处置情况、综合利用情况
排污许可执行情况	
污染物达标排放监测	无组织排放烃类气体监测
	场站厂界噪声监测
	事故时对大气, 地下水、地表水、土壤等进行事故监测
环境保护敏感点环境质量监测	油田开发区域内的地下水以及生态环境质量
生态调查主要内容	项目在施工、运行期落实环境影响评价、工程设计文件以及各级环境保护行政主管部门批复文件中生态保护措施的情况
	该地区为水土流失重点治理区, 应落实管道采用沟埋敷设, 施工结束后及时有效地对占地区域土地进行平整, 并压实; 施工时要特别注意保护原始地表与天然植被, 划定施工活动范围, 严格控制和管理车辆及重型机械的运行范

	<p>围，所有车辆采用“一”字型作业法，避免并行开辟新路，以减少风蚀沙化活动的范围；据当地际情况、环境特征及原生植被特点和生存种类，建立乔、灌、草结合，网、带、片结合的沙地植被防护体系。</p>
	<p>平整及恢复 98.837hm²；补偿 0.003hm²</p>
	<p>针对环境破坏或潜在环境影响提出补救措施的落实情况</p>

7 环境影响经济损益分析

油田产能项目的开发建设，除对所在区域的经济发展起着促进作用外，也在一定程度上影响着项目拟建地区环境的变化。本评价将通过对拟建项目的经济和环境效益分析，对项目建设的合理性进行分析。

7.1 环境损失费估算

本项目开发过程中，由于井场建设，需要占用一定面积土地，而且由此产生的污染物对周围环境也会造成一定污染，因此引起的环境损失费往往很难直接用经济价值来计算，因此，我们仅用植被损失费和资源损失费来估算。

本项目损失主要为占用耕地和草地的损失，本工程永久占用草地 1.7135hm²，项目区域杂类草较多，除羊草外还大量生长着虎耳草、拂子茅、碱篷、碱蒿等。一般该区域平均亩产干草在 100kg 左右，按 10 年计算，据此可以推算出工程占地内草类损失生物量约为 25.7t。农作物单位面积产量以玉米计，按 500kg/亩（7.5t/hm²）计算，本项目永久占用农田的面积为 1.842hm²，按 10 年计，计算得出本项目玉米损失量为 138t。

施工期结束后对临时占地进行复垦，复垦地由于土壤自然结构的破坏造成的土壤板结、透气性差、肥力下降，可能对农作物的生产产生影响，这种影响预计2~3年可逐渐减弱，并且随着时间的推移最终使农作物恢复到原来的产量。农田在2~3年可恢复生产力，农作物单位面积产量以玉米计，按500kg/亩（7.5t/hm²）计算，本项目临时占用农田的面积为40.383hm²，按3年计，计算得出本项目施工期玉米暂时性损失量为908.6t。

本项目临时占用草地面积为 38.127hm²，均为盐碱草地，一般在第 2 年即可恢复至原有植被密度，区域平均亩产干草在 100kg 左右，计算得出本工程临时占草地损失生物量为 57.1t。

表 7.1-1 本项目临时占地损失的农作物统计

年份	植被/农作物类型	面积 (hm ²)	单位产量 (t/hm ²)	产量降低率 (%)	总损失量(t)
/	玉米	40.383	7.5	100%	908.6
/	羊草	38.127	1.5	100%	57.1
合计	/	78.51	/	/	965.7

该项目投产后临时占地造成的玉米损失按 2200 元/吨计，则投产期间耕地损失 199.9 万元。羊草按 500 元/吨计，则投产期间草地损失 2.9 万元。

7.2 环保投资估算及环境效益分析

7.2.1 环保投资估算

本项目环保投资共 1140.91 万元，总投资 24397 万元，占总投资的 4.68%，本工程环保投资详见表 7.2-1。

表 7.2-1 环保投资统计

时期	项目	建设内容	金额 (万元)	备注
施工期	废气治理	及时洒水、临时土方等加盖苫布等遮盖物，施工运输车辆加盖苫布	15	/
	废水治理	管线试压废水试压结束后用于场地区域泼洒抑尘	5.0	/
		压裂返排液由罐车拉运至第三采油厂北 II-1 废压裂液无害化处理装置处理	13	/
		钻井废液与相应泥浆、岩屑最终由罐车拉运，依托大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理 II 站处理	31.5	/
	固体废物治理	废钻井液、钻井岩屑由罐车拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理 II 站处理	900	每口井按 12 万元计，共 900 万元
		废包装袋、废防渗布、生活垃圾等固废处置	7.5	每个井场按 0.1 万元计，本工程 75 口井共计 7 万元
		清淤油泥委托大庆蓝星环保工程有限公司处理	1	0.5 万元/吨，共计 2t/a
		施工废料、清管废渣拉运至采油一厂工业固废填埋场处理	1.02	0.1 万元/吨，共计 10.2t
		建筑垃圾拉运至南一路与大广路交叉口西侧的建筑垃圾临时消纳场处置	5.8	0.01 万元/立，共计 580m ³
		废射孔液拉运至吉林省油田管理局农工商企业总公司处理	33.12	0.012 万元/m ³ ，共计 3000m ³
		废旧设备、管线回收至采油三厂资产库	/	/
	生态恢复	临时用地恢复与补偿 78.51hm ² ，包括选用乡土物种对施工占地进行生态修复；永久占地补偿 3.555hm ²	98.9	按大庆市征地青苗补偿标准，玉米 2.1 元/m ² 、天然草 0.37 元/m ²
	运营期	废水治理	油井检修作业污水及水井洗井污水通过罐车回收后送至北五污水处理站处理	1.4
固体废物治理		含油污泥、落地油收集拉运至萨北含油污泥处理站减量化处理后再委托大庆圣德雷特化工有限公司处理	1.27	0.5 万元/吨，共计 2.54t/a

		含油防渗布由建设单位统一收集拉运至采油三厂危险废物规范化储存库暂存，最终委托有资质单位处置	4.4	0.4 万元/吨，共计 11t/a
	地下水防治	施工期井场压裂区域、运营期集油掺水管线、母液管道、注水干线和注入管道、油井井场作业区域和水井洗井区域采取重点防渗；萨北 21 号站老化油系统扩建加药间采取一般防渗措施，油井井场采取简单防渗；新建 3 口跟踪监测井	20	/
	跟踪监测	设置 2 个土壤跟踪监测点，每年监测 1 次	2	1 万元/点位
总计			1140.91	

7.2.2 环境效益简要分析

项目建设运营中排放的污染物采取了一系列治理措施，大大降低了排入环境中污染物的数量，将取得一定的环境效益。

7.3 环境经济损益分析结论

本工程的建设为确保大庆油田的可持续发展、建设百年油田提供了强有力的保证，对保障我国石油供应、发展我国石油化工、繁荣经济、促进改革和社会发展，都将发挥重要的作用。同时，该项目的建设还可以提高项目所在地的税收、增加就业机会、带动当地第三产业的发展，提高当地的生活水平，实现当地经济环境的协调发展。

8 环境管理与监测计划

8.1 HSE 管理体系的建立和运行

本项目应依据《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》(SY/T6276-1997)的要求,在项目的建设期、运行期和退役期等3个阶段建立和实施HSE管理体系。建设期、运行期和退役期的HSE管理分别包括以下内容:

(1) 建设期HSE管理主要包括良好的工程(高产、节水、节能)设计、安全、健康与环境保护设施的同时设计、同时施工和同时投入使用,安全、绿色施工等;

(2) 运行期HSE管理主要包括:HSE组织机构的建立及职责的确定、文件的编写、风险的识别和管理、应急措施的建立、人员的培训、HSE管理体系的运行及保持、清洁生产等;

(3) 退役期HSE管理主要考虑油区退役的安全与环境影响。

油田开发建设对环境主要影响是建设期的各种施工作业活动和运行期的风险事故。为最大限度地减轻油田生产对区域内空气环境、水环境及生态环境的影响,减少事故的发生,以确保油田安全运行,必须建立科学有效的环境管理体制,制定详细周密的环境保护管理计划。

8.1.1 组织结构

本工程环境管理工作由第三采油厂负责。由第三采油厂施工业务主管部门对油田建设环境保护工作进行全过程监控,对环境保护措施强制推行,控制施工阶段的环境污染和生态破坏。施工期除设置1名专职环保员外,还应根据现场实际情况,建立健全相应的二级HSE管理网络,在油田已有HSE指挥部的基础上,分别配备数名HSE现场监督人员。分别配备协调员,实行逐级负责制。

8.1.2 规章制度

在项目运行期,环境管理除抓好日常站场各种环保设施的运行、维护等工作外,工作重点应针对油气集输生产和管理情况及油井作业过程管理、井场和场站管理、集输管线破裂后油水泄漏等事故的预防和处理上。为此,必须制定相应的事故预防措施、事故应急措施以及恢复补偿措施等。正常油气集输过程中的检查重点为油井及集输管道、场站。油井主要检查现场原油泄漏情况和油井环境维护状况,如抽油机有无泄漏及油井井场是否平整干净,有无落地油等。集输管道的监控内容为管道运营是否正常,是否有穿孔等潜在危害存在,以杜绝原油泄漏。井下作业工艺过程检查应包括井下作业中的设备器材的搬迁、工前准备、井下作业施工和完工的全过程。

油田环保工作必须严格执行国家、黑龙江省的环保法律法规，同时还应制定相应的环境管理规章制度，环保法规及油田内部的各种环境管理规章制度应下发到相应人员，并组织有关人员学习和贯彻执行，以确保环境管理工作的顺利进行。相关法规和规章制度详见表 8.1-1。

表 8.1-1 环保法规和规章制度一览表

序号	规章名称	主要内容
1	国家、省市级的相关环保法律法规	国家、省市颁发的环境保护法律、法规。
2	油田公司制定的相关环保法律法规	油田公司的环境管理规定及环境管理规章制度（或环境保护条例及事故预案）。
3	环保技术规程及标准	各级有关环境管理的技术规程、标准，主要包括：国家及省市颁布的相关污染物排放控制标准；油田公司及厂矿等各级单位制定的生产工艺、设备的环境技术管理规程，环境保护设备的操作规程等。
4	环境保护责任制	公司各类人员环境保护工作范围，应负的责任以及相应的权力。
5	三废管理制度	包括油田开发建设期及生产运行期废水、废气、废渣及噪声等方面的管理制度；在油田投入正常生产过程后，三废管理制度主要应包括油田正常运行过程中对含油污泥、含油污水及挥发烃的治理（回收及利用）等方面的管理制度。
6	生态保护管理制度	主要包括油田建设期井场、场站、道路和管道的建设过程对区域内生态环境产生的影响后所做出的恢复计划及生态补偿措施等；在油田进入正常生产运行期后，生态保护制度主要包括油田生产过程中所进行的油井作业过程，同时包括在生产过程中对于一些突发事件可能对周围生态环境产生的影响而制定的生态恢复计划和补偿措施等内容。
7	事故管理预案	明确油田开发建设过程中的诸如油水井作业、集油管道所可能存在的突发事件的预防管理措施。

8.1.3 管理措施

- (1) 最高领导层将 HSE 管理放在与企业生产和经营管理同等重要的位置上；
- (2) 公司员工时刻将 HSE 责任放在心中；
- (3) 制定和落实一岗一责制；
- (4) 加强生产技术及 HSE 教育和培训；
- (5) 做好现场审核和整改；
- (6) 奖优罚劣，持续改进 HSE 表现。

8.2 环境监控

8.2.1 环境监控实施计划

本项目由第三采油厂安全环保部对油田建设环境保护工作进行全过程监控，在日常生产管理过程中对相应环境管理机构、人员及环境管理制度必须切实落实和执行。HSE 机构在环境管理上的主要任务包括：负责制定本油田施工作业的环境管理方案，制定发生事故的应急计划，监督各项环保措施的落实及环保工程的检查和预验收，负责协调与地方环保、水利、土地等部门的关系以及负责有关环保文件、技术资料的收集建档等。

8.2.2 环境管理工作的重点

工程投产运行后，油田环境管理工作由第三采油厂安全环保部负责，在油田生产运行期，环境管理除抓好日常站场各种环保设施的运行、维护等工作外，工作重点应针对油气集输生产和管理情况及油井作业过程管理、场站事故、集输管线破裂后油水泄漏等事故的预防和处理上。为此，必须制定相应的事故预防措施、事故应急措施以及恢复补偿措施等。正常油气集输过程中的检查重点为油井及集输管道。油井主要检查现场原油泄漏情况和油井环境维护状况，如抽油机有无泄漏及油井井场是否平整干净，有无落地油等。集输管道的监控内容为管道运营是否正常，是否有穿孔等潜在危害存在，以杜绝原油泄漏。井下作业工艺过程检查应包括井下作业中的设备器材的搬迁、工前准备、井下作业施工和完工的全过程。

8.2.3 环境管理人员的基本职责

- (1) 协助有关环保部门进行环境保护设施的竣工验收工作；
- (2) 定期进行环保安全检查和召开有关会议；
- (3) 对领导和职工特别是兼职环保人员进行环保安全方面的培训；
- (4) 制定各种可能发生事故的应急计划，定期进行演练；配备各种必要的维护、抢修器材和设备，保证在发生事故时能及时到位；
- (5) 主管环保的人员应参加生产调度和管理工作会议，针对生产运行中存在的环境问题，向公司领导和生产部门提出建议和技术处理措施。

8.2.4 环境监控基本内容

为了油田开发区域内环境的持续改进，对油田开发建设的各项活动进行全过程、全方位的监控。包括井场、场站建设及相应配套设施建设，以及油田正常生产情况下的相应作业施工建设等过程。油田运行期的环境监控主要是采油、井下作业和原油集输过程

中的环境保护措施执行情况。站内原油集输等日常监控主要由本站的环保员组织定期进行，由上级部门核查。核查采用检查现场、检查记录、与员工座谈等形式进行；检查和核查应形成记录。

8.2.5 污染物排放清单

本工程施工期污染物排放清单见表 8.2-1。

8.2-1 施工期污染物排放清单

污染物种类	污染物名称	主要污染因子	排放量	控制措施及去向	排放管理要求
废气	扬尘	颗粒物	/	排入大气	执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 中无组织排放监控浓度限值要求
	车辆废气	颗粒物、NO _x 、CO 等	/	排入大气	/
	柴油发电机烟气	烃类、CO、SO ₂ 、NO _x 、颗粒物等	烃类 4.879t，CO4.981t，NO _x 8.389t，SO ₂ 13.108t、颗粒物 2.34t	排入大气	非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法》（中国第三、四阶段）（GB20891-2014）及其修改单
	柴油储罐呼吸气	非甲烷总烃	0.397t	排入大气	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表 2 无组织排放监控浓度限值要求
	焊接烟尘	烟尘、CO 等	/	排入大气	/
废水	生活污水	COD、NH ₃ -N	796.8t	钻井生活污水进入施工营地暂设的防渗生活污水池，施工结束后及时清掏并卫生填埋；场站改造生活污水排入本项目场站及阀组间内已建化粪池	不外排

	钻井废水	石油类、SS	1494m ³	由罐车拉运，依托大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理II站处理	不外排
	试压废水	SS	1021m ³	试压废水试压结束后用于场地区域泼洒抑尘	不外排
	压裂返排液	COD、SS	1040m ³	由罐车拉运至第三采油厂北II-1废压裂液无害化处理装置处理，处理后的废水管输至北三污水站处理，处理后的污水管输至北十二深度污水处理站、北十三深度污水处理站处理同时满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层“含油量≤5mg/L、悬浮固体≤5mg/L、粒径中值≤2μm”规定后回注油层	不外排
固废	生活垃圾	/	6.2t	拉运至大庆城控电力有限公司进行处理	合理处置
	清管废渣	/	0.089t	拉运至第一采油厂工业固废填埋场处理	合理处置
	废包装物	/	0.1125t	拉运至第一采油厂工业固废填埋场处理	合理处置
	非含油废防渗布	/	3.75t	拉运至第一采油厂工业固废填埋场处理	合理处置
	废钻井液	/	7072m ³	由罐车拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理II站处理	合理处置
	钻井岩屑	/	1792.8 m ³	由罐车拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理II站处理	合理处置
	施工废料	/	10.1t	拉运至第一采油厂工业固废填埋场处理。	合理处置
	建筑垃	/	580m ³	拉运至南一路与大广路交叉	合理处置

	圾			口西侧的建筑垃圾临时消纳场处置	
	清淤油泥	石油类	2t	委托大庆蓝星环保工程有限公司处理	执行《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》(DB23/T 3104-2022), 处理后含油污泥含油量≤3‰
	废旧设备	/	2 台套	拉运至采油三厂资产库回收	合理处置
	废旧管线	/	37.64km		
	废射孔液	/	3000m ³	由罐车拉运至吉林省油田管理局农工商企业总公司处理, 处理后的泥饼外运至第三采油厂综合利用垫井场或铺路	满足《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)中规定的第 I 类一般工业固体废物标准
噪声	机械噪声	噪声	60~110 dB (A)	排入周围环境	执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB 12523-2011) 要求

本工程运行期污染物排放清单见表 8.2-2。

表 8.2-2 本工程运行期污染物排放清单

种类	污染物名称	主要污染因子	单位	本工程产生量	控制措施及去向	排放管理要求
废气	非甲烷总烃	非甲烷总烃	t/a	30.154	排入大气	井场、依托场站厂界执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中要求; 厂区内非甲烷总烃满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB 37822-2019)附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求
	依托场站加热炉烟气	SO ₂	t/a	0.140	使用清洁能源天然气, 经 10~20m 烟囱排放	执行《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表 2 新建燃气锅炉要求
		NO _x	t/a	1.096		
		颗粒物	t/a	0.133		
废水	油田采出水	石油类	万 t/a	10.572 6	管输至北四污水站或北五含油污	处理后的废水同时满足《大庆油田地面工程建设设计规定》

	清防蜡 废水	石油类	m ³ /a	33000	水处理站处理	(Q/SYDQ0639-2015)、《碎屑 岩油藏注水水质指标技术要求 及分析方法》(SY/T5329-2022) 限值要求后回注油层
	作业污 水	石油类、 悬浮物	m ³ /a	146.7	罐车回收送北五 含油污水处理站 处理后达标回注	
	洗井污 水	石油类、 悬浮物	m ³ /a	1710		
固废	含油污 泥	石油类	t/a	0.74	收集拉运至萨北 含油污泥处理站 减量化处理后再 委托大庆圣德雷 特化工有限公司 处理, 处置后泥渣 用作油田垫井场 和通井路。	执行《油田含油污泥处置与利 用污染控制要求》(DB23/T 3104-2022), 处理后含油污泥 含油量≤3‰
	落地油	石油类	t/a	1.8		
	含油废 防渗布	石油类	t/a	11	送有资质单位处 理	100%处置
噪声	采油井	噪声	dB(A)	80	加强巡查保养, 排 入周围环境	执行《工业企业厂界环境噪声 排放标准》(GB 12348-2008) 中 2 类标准
	机泵	噪声	dB(A)	65-85	基础减振、厂房隔 声	

8.2.6 总量控制

目前, 第三采油厂已取得排污许可证, 所属行业类别为陆地石油开采、锅炉、工业炉窑、水处理通用工序, 于 2023 年 02 月 09 日在全国排污许可证管理信息平台进行排污许可登记, 许可证编号为 91230607716675409L017R, 有效期为自 2023 年 02 月 09 日至 2028 年 02 月 08 日止。该许可证已经包含本项目依托场站排放的加热炉废气污染物排放量。

根据开发方案, 本项目不增加依托转油放水站、脱水站的燃气量, 因此整体区域总量不增加。本项目新增非甲烷烃排放量 35.154t/a, 建议按实际排放总量进行控制。

表 8.2-3 本项目污染物排放总量一览表

序号	污染物	核定排放量 (t/a)
1	颗粒物	0
2	NO _x	0
3	SO ₂	0
4	非甲烷总烃	30.154

8.2.7 施工期环境管理与监测计划

8.2.7.1 加强工程承包方管理

要与具有相关资质的施工作业单位签定《工程服务安全生产合同》，执行 HSE 管理体系，对项目实施 HSE 立卷管理，并按其内容执行。针对工程的承包方，应加强环境管理，制定出严格的环保管理制度：

(1) 在承包方的选择上应优先选择那些环保管理水平高、环保业绩好的单位；

(2) 在承包合同中应明确有关环境保护条款，如环境保护目标，采取的水、气、声和生态保护措施等，将环保工作的好坏作为工程验收的标准之一；

(3) 各分承包方应按照项目部的环境管理制度要求，建立相应的环境管理机构，明确环保管理人员，明确人员职责等；

(4) 各分承包方在施工之前，编制详细的“环境管理方案”，并连同施工计划一起呈报项目经理部以及有关的环保部门，批准后方可开工。

8.2.7.2 注重人员培训

施工作业之前必须对全体施工人员进行包括环保知识、意识和能力的培训。其中环保能力的培训主要包括：保护生态环境的规定；减少和收集、处理固体废物的方法；管理、存放及处理危险品的方法；国家及当地政府的环境保护法律、法规等。

8.2.7.3 施工期环境监测计划

施工期的环境监测可包括对作业场所的控制监测和事故发生后的影响监测。主要监测对象有施工作业废气和噪声。对作业场所的控制监测根据当地具体情况、当地环保部门要求等情况而定。施工期监测计划见下表 8.2-4。

表 8.2-4 工程施工期污染物排放监测计划表

序号	监测内容	监测（检查）项目	监测点位	监测频次
1	噪声	连续等效 A 声级	施工场界四周	1 次/施工期
2	废气	颗粒物	施工场地上、下风向	1 次/施工期

8.2.8 运营期环境管理与监测计划

8.2.8.1 运营期环境管理

(1) 进行环境监测，掌握污染现状；

(2) 定时定点监测周围环境，及时掌握环境状况的资料，促进环境管理的深入和污染治理的落实；

(3) 落实环境管理制度；

(4) 制定环保经济责任考核制度，提高各部门对环境保护的责任感；

(5) 强化专业人员培训。

8.2.8.2 运营期环境监测计划

本工程生产运行期需要进行的环境监测任务委托取得相关资质的地方环境监测站进行。环境监测应按国家和地方的环保要求进行，应采用国家规定的标准监测方法，并应按照规定，定期向有关环境保护主管部门上报监测结果。

施工期主要是对施工场界的噪声、扬尘等进行一次性监测，发生事故时对周围的空气、土壤等进行监测。

运行期根据《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》(HJ 1248-2022)要求，结合油田运行期环境污染的特点，主要针对油田污染物排放、油田开发区生态恢复情况、事故等制定监测计划，包括污染源监测计划、环境质量监测计划及生态调查方案，依托场站以该站环评验收文件中运营期监测计划为主，具体见下表：

表 8.2-5 工程运行期污染物排放监测计划表

序号	监测内容	监测（检查）项目	监测点位	监测频次
1	噪声	昼间和夜间连续等效 A 声级	依托场站厂界	1 次/季度
2	废气	非甲烷总烃、颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、烟气黑度	油井井场厂界、依托场站厂界、依托场站站内	1 次/季度
2	事故监测	空气：非甲烷总烃；土壤：石油烃；地下水：石油类；地表水：石油类	空气及土壤为事故地点；地表水及地下水为事故地点周围区域。	事故发生 24 小时内

表 8.2-6 工程运行期周边环境质量影响监测计划表

序号	监测内容	监测（检查）项目	监测点位	监测频次
1	地下水	据 HJ 124 中要求，本次跟踪监测因子为石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、汞、砷、六价铬，当监测指标出现异常时，可按照 HJ 164 的附录 F 中石油和天然气开采业特征项目开展监测	区块北侧	1 次/年
			区块内	
			区块南侧	
			颍团小区附近	
2	土壤	pH、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、汞、砷、六价铬	共布设 2 个土壤跟踪监测点（3#平台井场、7#平台井场），定期对土壤进行跟踪监测，监测因子为 pH、石油烃，监测频次为 1 次/年。	1 次/年

表 8.2-7 生态调查方案

序号	调查内容	调查方法	点位	监测频次
1	植被、耕地恢复情况	样方调查	临时占地内	1次/年，直至恢复原有覆盖度

8.2.9 退役期环境管理与监测计划

8.2.9.1 退役期环境管理

- (1) 进行环境监测，掌握污染现状；
- (2) 定时定点监测周围环境，及时掌握环境状况的资料，促进环境管理的深入和污染治理的落实；
- (3) 落实环境管理制度；
- (4) 检查环保措施可行性。

8.2.9.2 退役期环境监测计划

本工程退役期需要进行的环境监测任务委托取得相关资质的地方环境监测站进行。环境监测应按国家和地方的环保要求进行，应采用国家规定的标准监测方法，并应按照规定，定期向有关环境保护主管部门上报监测结果。

根据《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》（HJ 1248-2022）、《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023）中要求：重点对退役期的油气井井口周边地下水环境开展跟踪监测，油井井口周边土壤环境开展跟踪监测，具体见表 8.2-8。考虑油田为滚动开发，建议企业结合区块内后期计划项目的运营期及退役期跟踪监测计划统筹考虑。

表 8.2-8 项目退役期监测计划表

序号	监测内容	监测（检查）项目	监测点位	坐标	与本项目的位置关系	监测频次
1	地下水	pH、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、砷、六价铬、挥发酚、氨氮、耗氧量	区块北侧	E125.134095, N46.710665	上游	1次/半年
			区块内	E125.130190, N46.680944	区块内	
			区块南侧	E125.128958, N46.659518	下游	
			颍团小区附近	E125.130783, N46.670645	下游	
2	土壤	pH、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、砷、六价铬	北 3-4-丙 92 西侧 100m 耕地	E125.131785, N46.684526	北 3-4-丙 92 西侧 100m 耕地	1次/年
			北 4-6-丙 91 东侧 100m 耕地	E125.130451, N46.703331	北 4-6-丙 91 东侧 100m 耕地	

			北 3-21-丙 94	E125.135357, N46.690758	本项目井场
			北 3-4-丙 92	E125.133117, N46.684503	本项目井场

8.3 临时用地批复文件制度衔接

依据《关于规范大庆市占用耕地和永久基本农田临时用地审批工作的通知（征求意见稿）》（大庆市自然资源局，2022.3.5）中相关要求，本项目临时占用耕地（非基本农田）40.383hm²，临时占用草地（非基本草原）38.127hm²。

建设单位在环境影响评价批复文件下发后应按文件要求申请临时用地批复。

（1）耕地

①大庆油田有限责任公司第三采油厂监督管理中心土地组依据项目设计资料、投资计划等基础资料，核实项目用地范围、面积、类型，准备临时用地申请、平面布置图、占地现状图、临时使用土地合同、土地复垦方案等相关材料，提交给萨尔图区自然资源部门。

②萨尔图区自然资源部门对资料进行初审。萨尔图区自然资源部门组织对大庆油田有限责任公司第三采油厂监督管理中心土地组提交的临时用地申请资料进行初审，开展实地探勘核验，审查同意的出具审查意见。

③大庆市自然资源局审批。大庆市自然资源局组织审查县、区自然资源部门提交的大庆油田有限责任公司第三采油厂监督管理中心土地组临时用地申请是否已完成初审、是否符合相关要求，对满足要求的用地申请组织审批，下发临时用地批复文件。

④大庆油田有限责任公司第三采油厂监督管理中心土地组根据批复文件，办理征地手续，组织进场施工。

大庆油田有限责任公司第三采油厂监督管理中心土地组按照“先临时、后永久”的政策，井场、道路、站场临时用地结束后，办理永久用地审批。大庆油田有限责任公司第三采油厂监督管理中心土地组每年上报油田公司生态资源管理部，全油田全年组卷一次，经县自然资源局、县政府，市自然资源局、市政府，省自然资源厅、省政府，逐级上报自然资源部、国务院审批。

（2）草地

①大庆油田有限责任公司第三采油厂监督管理中心土地组依据项目设计资料、投资计划等基础资料，核实项目用地范围、面积、类型，将草原临时征用草原申请表、草

原植被恢复方案、勘测定界确权图、建设项目环境影响评价报告批复等文件材料提交给萨尔图区自然资源部门。

②萨尔图区林业和草原主管部门审批。萨尔图区林业和草原主管部门组织对大庆油田有限责任公司第三采油厂监督管理中心土地组提交的临时征用草原资料进行审查，开展实地探勘核验，审查同意的出具意见。

③萨尔图区自然资源局审批。不涉及耕地的，萨尔图区自然资源局对包含草原批复在内的资料进行审查，审查通过的出具意见；涉及耕地的出具初审意见，报市自然资源局审批。

9 环境影响评价结论

9.1 项目概况

本项目为产能建设地面工程，项目设计开发井 80 口（新钻 75 口，代用 5 口），其中基建油水井 70 口（含油井 55 口，注入井 15 口），新钻井 75 口其中 10 口新钻井不进行基建（后续如需基建则另行办理环评手续）。总进尺 7.47 万米，采用水驱开发方式，项目地面工程配套建设各类管道 50.68km，并对依托转油脱水站、注水站进行改造，并配套建设通井路、供配电、数字化建设等辅助工程。预计建成产能 $2.48 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

9.2 环境质量现状评价结论

9.2.1 环境空气环境质量现状评价结论

根据《2023 年大庆市生态环境状况公报》统计数据可知，项目所在区域属于环境空气质量达标，均能满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准要求。特征污染物非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m^3 标准要求。

9.2.2 地表水环境质量现状结论

东二排水干渠、萨北湖监测结果中 COD_{Cr} 和 BOD₅ 偏高，根据现场调查可知总磷、总氮偏高的主要原因为水体相对封闭、自身净化能力较弱，导致水体富营养化以及周边小开荒农业活动造成面源污染并随雨水汇入导致。

9.2.3 地下水环境质量现状结论

地下水环境质量除部分监测点位中锰超标外，其他监测项目均能满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准，石油类能够满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III 类限值。

评价区域内包气带中污染控制点与清洁对照点油田特征污染物石油类所测数值相差不大，评价区域内包气带未被污染。

9.2.4 声环境环境质量现状结论

建设项目区域声环境质量满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准，颖团小区声环境满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）1 类标准。

9.2.5 土壤环境环境质量现状结论

评价区域内土壤环境质量较好，没有出现超标情况。本项目永久占地内土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 建设

用地土壤污染风险筛选值（基本项目）中第二类用地筛选值标准，以及表 2（其他项目）中第二类用地筛选值标准；颍团小区土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 建设用地土壤污染风险筛选值（基本项目）中第一类用地筛选值标准，以及表 2（其他项目）中第一类用地筛选值标准；评价范围内草地、耕地土壤满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 农用地土壤风险筛选值（基本项目）中标准。

9.2.6 生态环境环境质量现状结论

该项目所在地区已开发多年，做为油田开发的老区，自然生态系统现状为草地生态系统和农田生态系统，具有季节性。且由于项目施工及运行期对生态环境采取了较多的环境措施，本项目建设与运行对生态系统影响较小。

9.3 环境影响分析和污染防治措施可行性结论

9.3.1 大气环境影响分析和污染防治措施可行性结论

项目对大气环境的影响可分为三个阶段，即施工期、运行期和退役期。

施工期主要是施工扬尘、焊接烟尘、柴油发电机废气、机械及车辆尾气等对大气造成的影响。项目施工期处于空旷地带，且施工是短期行为，持续时间较短，施工过程中对大气环境的影响是暂时性的局部影响，并随施工结束而消失，其影响时间短、范围小，施工期对大气环境所造成的影响较轻。

运行期主要是井场无组织排放的非甲烷总烃对大气环境造成的影响，项目采出的原油经汇集、处理、输送至原油稳定装置的全过程采用密闭工艺流程，容易泄漏的关键危险部位采用先进设备和材料，保证生产正常进行和操作平衡，减少气体泄漏。经估算，本项目非甲烷总烃对周边环境的影响较小，运行期对大气环境影响可接受。

退役期主要是施工过程中产生的扬尘，采取洒水抑尘的降尘措施，同时要求严禁在大风天气进行作业，退役期封井施工过程中，加强施工质量管理，避免出现封井不严等非正常工况的烃类泄漏。采取以上措施后，退役期对大气环境影响可接受。

9.3.2 水环境影响分析和污染防治措施可行性结论

施工期废水主要为的钻井废水、管道试压废水、压裂返排液及生活污水；钻井废水由罐车拉运，依托大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理 II 站处理；试压废水用于管线场地泼洒抑尘，不外排；钻井工程施工人员生活污水进入施工营地暂设的防渗生活污水池，施工结束后及时清掏并卫生填埋；地面工程施工人员生活污水排入本项目场站及阀组间内已建化粪池，定期由物业公司庆南工矿服务公司处理。压裂期间压裂返排液

由罐车拉运至第三采油厂北Ⅱ-1废压裂液无害化处理装置处理，站内主要处理工艺为“三相分离+两级过滤”，处理后产出物为污泥和水，该站处理后的废水管输至北三污水站处理，处理后的污水管输至北十二深度污水处理站、北十三深度污水处理站处理达标后回注油层。

运营期废水主要包括正常工况下的油田采出水、非正常工况下的油井检修作业污水、清防蜡洗井污水及生活污水。油井采出水经集输系统最终输至进入北四污水站、北五含油污水处理站处理后达标后回注油层，不外排。油井检修作业污水经钢制污油回收槽收集，由罐车回收后送至北五污水处理站处理达标后回注油层，不外排。热洗废水通过热洗管线回收后进集输系统，管输至北四污水站、北五含油污水处理站处理达标后回注油层，不外排。洗井污水由罐车回收后送至北五含油污水处理站处理达标后回注油层，不外排。

综上，项目不会对周边水环境造成明显不利影响。

9.3.3 地下水环境影响分析和污染防治措施可行性结论

本次地下水评价，在搜集大量当地的历史水文地质条件资料的基础上，通过建立模型，设置了可能出现的非正常状况情景，模拟和预测了施工期和运行期项目建设对附近区域地下水环境的影响，结果显示：一旦发生泄漏，将会对小范围地下水造成一定影响。针对可能出现的情景，报告制定了相应的监测方案和应急措施。在做好源头控制措施、完善分区防渗措施、地下水污染监控措施和地下水污染应急处置的前提下，本项目对地下水环境影响可接受。

9.3.4 声环境影响分析和污染防治措施可行性结论

项目施工期噪声主要来自施工过程中机械和运输车辆产生，由于项目施工期短，且随着施工结束噪声影响也将消失。

运行期噪声主要来自抽油机及依托场站机泵，通过基础减振等措施减少噪声排放，经距离衰减后，项目不会造成扰民现象。

退役期噪声主要来自机械设备和车辆产生的噪声，通过采用低噪声设备、合理安排作业时间和运输路线等措施，项目不会对周围环境产生影响。

综上所述，项目噪声对环境的影响可接受。

9.3.5 固体废物环境影响分析和污染防治措施可行性结论

项目施工过程中产生的固体废弃物主要包括废钻井液、钻井岩屑、废射孔液、建筑垃圾、废包装袋、施工废料、废旧设备以及施工人员生活垃圾等。拆除废旧设备、管线均回收至采油三厂资产库；施工废料拉运至第一采油厂工业固废填埋场处理；生活垃圾统

一收集后运至大庆城控电力有限公司处理；建筑垃圾由施工单位拉运至龙凤区南一路与大广路交叉口西侧的建筑垃圾临时消纳场处置；废射孔液由罐车拉运至吉林省油田管理局农工商企业总公司处理；废钻井液由罐车拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理Ⅱ站处理；钻井岩屑由罐车拉运至大庆钻探运输二公司废弃泥浆无害化处理Ⅱ站处理；清淤油泥委托大庆蓝星环保工程有限公司处理；清管废渣、废包装物及非含油废防渗布收集拉运至第一采油厂工业固废填埋场处理。

项目运营期固废主要为落地油、含油污泥、含油废防渗布，含油污泥、落地油拉运至萨北含油污泥处理站减量化处理后再委托大庆圣德雷特化工有限公司处理；含油废防渗布拉运至采油三厂危险废物规范化储存库暂存，最终委托有资质单位进行处理。建设单位应加强对危险废物转移和处置的管理，在转运过程中按危险废物转移要求执行。

退役期固废主要为废弃管线、建筑垃圾、废防渗材料。废弃管线维持现状，管线内物质清空干净，管线两端使用盲板封堵；建筑垃圾集中清理收集后送一般固体废物垃圾填埋场进行处置。含油废防渗布拉运至采油三厂危险废物规范化储存库暂存，最终委托有资质单位进行处理。

综上所述，固体废弃物经妥善处理，不会对周围环境产生影响。

9.3.6 生态环境影响分析和生态保护减缓措施可行性结论

工程井场和管线不同阶段对生态环境的影响略有不同，站场主要体现在土地利用、水土流失及运行期设备噪声；管线施工期主要体现在土壤、植物及植被、动物、景观、水土流失等方面，其中对土壤、水土流失及植被的影响相对较大，管线运行期对生态影响较小。通过采取相应的生态保护与恢复措施后，本工程建设对生态环境的影响可得到有效减缓，在生态系统可接受范围内，不会改变当地的生态环境功能区，对生态环境的影响较小，从生态环境保护的角度看，该建设项目是可行的。

9.3.7 土壤环境影响分析和保护措施可行性结论

本项目所在地土壤环境现状较好，根据土壤环境影响分析结果，本项目对土壤环境的影响较小，非正常工况如产生落地油等，可能会对土壤造成影响，但项目施工过程中均铺设防渗布，落地油不会污染土壤，因此项目对土壤环境影响较小。

9.3.8 环境风险分析可行性结论

通过对本工程产能建设工程的环境风险分析可知，本工程的主要环境风险是泄漏、火灾和爆炸，对区域内的地下水环境、地表水环境、土壤环境和空气环境有潜在危害性。在工程采取一系列风险防范措施、应急措施和建立环境风险防控体系后，火灾爆炸等事故影响可控，可以降低事故的发生率和事故情况下对周围环境的影响。但建设单位应加

强员工的环保教育和培训，完善项目的事故应急预案，增加事故应急监测及事故评估等规定内容并定期演习，避免重大污染事故的发生。

9.4 公众意见采纳情况

本项目首次环境影响评价信息公开之日为2024年11月5日。征求意见稿公示日期为2024年12月5日~2024年12月18日，共10个工作日。现场张贴公示日期为2024年12月5日~2024年12月18日，张贴地点为颖团小区等附近敏感点。至信息公告的截止日期没有收到相关反馈信息。

网络公示起到了应有的告知作用。在现场公示期间，对居民进行了必要的讲解和说明，让附近居民充分了解本项目的各项情况。选择了黑龙江环保技术服务网和《大庆油田报》进行公示，起到了网络和报纸传播较广，受众广泛的作用。在网上两次公示过程中、公示期间及问卷调查过程中没有接到任何人反映意见或建议的电话和邮件、传真等。

在环境影响评价工作期间，建设单位依据《环境影响评价公众参与办法》(部令第4号)的有关要求，通过网络公示、报纸公示征求了公众意见。调查结果表明：公示期间未收到具体的公众反馈意见和建议。

9.5 环境经济损益分析结论

本项目的建设，为确保大庆油田的可持续发展、建设百年油田提供了强有力的保证，对保障我国石油供应、发展我国石油化工、繁荣经济、促进改革和社会发展，都将发挥重要的作用。同时，该项目的建设还可以提高项目所在地的税收、增加就业机会、带动当地第三产业的发展，提高当地的生活水平，实现当地经济环境的协调发展。因此本项目的建设从环境经济损益的角度分析是可行的。

9.6 环境管理与监测计划结论

本工程投产运行后油田环境管理工作由第三采油厂安全环保部负责，在油田生产运行期，环境管理除抓好环保设施的运行、维护等工作外，工作重点应针对油气集输生产和管理情况及油井作业过程管理、站场事故、集输管线破裂后油水泄漏等事故的预防和处理上。施工期的环境监测可包括对作业场所的控制监测和事故发生后的影响监测。主要监测对象有土壤、植被、施工作业废气、废水和噪声等。运行期根据《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)和油田运行期环境污染的特点，环境监测计划主要针对油田污染物排放、油田开发区生态恢复情况、事故而制定。

9.7 综合评价结论

综上所述，萨北开发区东部过渡带外扩萨斜 1081 井区产能建设工程项目符合国家产业政策和区域发展规划。项目选址于大庆市萨尔图区，项目选址合理；本项目井场及管线等附属工程均不占用生态保护红线。本项目区域内环境质量具备环境容量。本项目井场位于重点管控单元，符合《黑龙江省人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（黑政发〔2020〕14 号）和《大庆市人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（庆政规〔2021〕3 号）中相关要求。

按照《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令第 4 号，2019.1.1）的要求，本项目环评进行的过程中建设单位开展了公众参与调查，具体见《萨北开发区东部过渡带外扩萨斜 1081 井区产能建设工程项目环境影响评价公众参与说明》，公众参与调查结果表明，公众参与对该项目无反对意见。

本项目对产生的污染物采取行之有效的环保措施后，可以做到达标排放，对区域环境影响较小；环境风险可防控，满足总量控制要求。在确保落实好各项环保措施并保证其正常运行的前提下，从环境保护角度分析，本项目的建设可行。对产生的污染物采取行之有效的环保措施后，可以做到达标排放，对区域环境影响较小；在确保落实好各项环保措施并保证其正常运行的前提下，从环境保护角度分析，本项目的建设可行。

附表

附表 1：建设项目大气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 <input type="checkbox"/>	二级 <input checked="" type="checkbox"/>		三级 <input type="checkbox"/>		
	评价范围	边长=50km <input type="checkbox"/>	边长 5~50km <input type="checkbox"/>		边长<5km <input type="checkbox"/>		
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放	≥2000t/a <input type="checkbox"/>	500~2000t/a <input type="checkbox"/>		<500t/a <input type="checkbox"/>		
	评价因子	基本污染物 (PM ₁₀ 、NO _x 、SO ₂ 、PM _{2.5} 、CO、O ₃) 其他污染物 (非甲烷总烃)			包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不包括二次 PM _{2.5} <input checked="" type="checkbox"/>		
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/>	地方标准 <input type="checkbox"/>	附录 D	其他标准 <input checked="" type="checkbox"/>		
现状评价	环境功能区	一类区 <input type="checkbox"/>	二类区 <input checked="" type="checkbox"/>		一类区和二类区 <input type="checkbox"/>		
	评价基准年	(2023) 年					
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据 <input type="checkbox"/>	主管部门发布的数据 <input checked="" type="checkbox"/>		现状补充监测 <input checked="" type="checkbox"/>		
	现状评价	达标区 <input checked="" type="checkbox"/>			不达标区 <input type="checkbox"/>		
污染源调查	调查内容	建设项目正常排放源 <input checked="" type="checkbox"/> 建设项目非正常排放源 <input type="checkbox"/> 现有污染源 <input type="checkbox"/>	拟替代的污染源 <input type="checkbox"/>	其他在建、拟建项目污染源 <input type="checkbox"/>	区域污染源 <input type="checkbox"/>		
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD <input type="checkbox"/>	ADMS <input type="checkbox"/>	AUSTAL2000 <input type="checkbox"/>	EDMS <input type="checkbox"/>	CALPUFF <input type="checkbox"/>	其他 <input type="checkbox"/>
	预测范围	边长 ≥ 50km <input type="checkbox"/>		边长 5~50km <input type="checkbox"/>		边长 < 5km <input type="checkbox"/>	
	预测因子	预测因子			包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/>		
	正常排放短期浓度贡献值	C _{建设项目} 最大占标率 ≤ 100% <input type="checkbox"/>			C _{建设项目} 最大占标率 > 100% <input type="checkbox"/>		
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C _{建设项目} 最大占标率 ≤ 10% <input type="checkbox"/>		C _{建设项目} 最大占标率 > 10% <input type="checkbox"/>		
		二类区	C _{建设项目} 最大占标率 ≤ 30% <input type="checkbox"/>		C _{建设项目} 最大占标率 > 30% <input type="checkbox"/>		
	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 ≤ 100% <input type="checkbox"/>		C 非正常占标率 > 100% <input type="checkbox"/>	
	保证率日平均浓度和年评价浓度叠加值	C 叠加达标 <input type="checkbox"/>			C 叠加不达标 <input type="checkbox"/>		
区域环境质量的整体变化情况	k ≤ -20% <input type="checkbox"/>			K > -20% <input type="checkbox"/>			
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 <input type="checkbox"/> 无组织废气监测 <input checked="" type="checkbox"/>		无监测 <input type="checkbox"/>	
	环境质量监测	监测因子：()		监测点数 ()		无监测 <input type="checkbox"/>	
环评结论	环境影响	可以接受 <input checked="" type="checkbox"/> 不可以接受 <input type="checkbox"/>					
	大气防护距离	距 () 厂界最远 () m					
	污染源年排放量	NO _x : (1.096) t/a	SO ₂ : (0.140) t/a	颗粒物: (0.133) t/a	NMHC: (35.154) t/a		

注：“”为勾选项，填“√”；“()”为内容填写项

附表 2：建设项目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 <input checked="" type="checkbox"/> ；水文要素影响型 <input type="checkbox"/>		
	水环境保护目标	饮用水水源保护区 <input type="checkbox"/> ；饮用水取水口 <input type="checkbox"/> ；涉水的自然保护区 <input type="checkbox"/> ；涉水的风景名胜区分 <input type="checkbox"/> ；重要湿地 <input type="checkbox"/> ；重点保护与珍稀水生生物的栖息地 <input type="checkbox"/> ；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道 <input type="checkbox"/> ；天然渔场等渔业水体 <input type="checkbox"/> ；水产种质资源保护区 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>		
	影响途径	水污染影响型		水文要素影响型
		直接排放 <input type="checkbox"/> ；间接排放 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>		水温 <input type="checkbox"/> ；径流 <input type="checkbox"/> ；水域面积 <input type="checkbox"/>
影响因子	持久性污染物 <input type="checkbox"/> ；有毒有害污染物 <input type="checkbox"/> ；非持久性污染物 <input checked="" type="checkbox"/> ；pH 值 <input type="checkbox"/> ；热污染 <input type="checkbox"/> ；富营养化 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>		水温 <input type="checkbox"/> ；水位（水深） <input type="checkbox"/> ；流速 <input type="checkbox"/> ；流量 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>	
评价等级	水污染影响型		水文要素影响型	
	一级 <input type="checkbox"/> ；二级 <input type="checkbox"/> ；三级 A <input type="checkbox"/> ；三级 B <input checked="" type="checkbox"/>		一级 <input type="checkbox"/> ；二级 <input type="checkbox"/> ；三级 <input type="checkbox"/>	
现状调查	区域污染源	调查项目		数据来源
		已建 <input type="checkbox"/> ；在建 <input type="checkbox"/> ；拟建 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>	拟替代的污染源 <input type="checkbox"/>	排污许可证 <input type="checkbox"/> ；环评 <input type="checkbox"/> ；环保验收 <input type="checkbox"/> ；既有实测 <input type="checkbox"/> ；现场监测 <input type="checkbox"/> ；入河排放口数据 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
	受影响水体水环境质量	调查时期		数据来源
		丰水期 <input type="checkbox"/> ；平水期 <input type="checkbox"/> ；枯水期 <input type="checkbox"/> ；冰封期 <input type="checkbox"/> ；春季 <input type="checkbox"/> ；夏季 <input type="checkbox"/> ；秋季 <input type="checkbox"/> ；冬季 <input type="checkbox"/>		生态环境保护主管部门 <input type="checkbox"/> ；补充监测 <input checked="" type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
	区域水资源开发利用状况	未开发 <input type="checkbox"/> ；开发量 40%以下 <input type="checkbox"/> ；开发量 40%以上 <input type="checkbox"/>		
	水文情势调查	调查时期		数据来源
		丰水期 <input type="checkbox"/> ；平水期 <input type="checkbox"/> ；枯水期 <input type="checkbox"/> ；冰封期 <input type="checkbox"/> 春季 <input type="checkbox"/> ；夏季 <input type="checkbox"/> ；秋季 <input type="checkbox"/> ；冬季 <input type="checkbox"/>		水行政主管部门 <input type="checkbox"/> ；补充监测 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
补充监测	监测时期	监测因子		监测断面或点位
	丰水期 <input type="checkbox"/> ；平水期 <input type="checkbox"/> ；枯水期 <input type="checkbox"/> ；冰封期 <input type="checkbox"/> 春季 <input type="checkbox"/> ；夏季 <input type="checkbox"/> ；秋季 <input type="checkbox"/> ；冬季 <input type="checkbox"/>	(pH、高锰酸盐指数、COD、BOD ₅ 、氨氮、石油类)		监测断面或点位个数 (3) 个
现状评	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	(pH、高锰酸盐指数、COD、BOD ₅ 、氨氮、石油类)		
	评价标准	河流、湖库、河口：I 类 <input type="checkbox"/> ；II 类 <input type="checkbox"/> ；III 类 <input type="checkbox"/> ；IV 类 <input type="checkbox"/> ；V 类 <input checked="" type="checkbox"/>		

价		近岸海域：第一类 <input type="checkbox"/> ；第二类 <input type="checkbox"/> ；第三类 <input type="checkbox"/> ；第四类 <input type="checkbox"/> 规划年评价标准（ ）	
	评价时期	丰水期 <input type="checkbox"/> ；平水期 <input type="checkbox"/> ；枯水期 <input type="checkbox"/> ；冰封期 <input type="checkbox"/> 春季 <input type="checkbox"/> ；夏季 <input type="checkbox"/> ；秋季 <input type="checkbox"/> ；冬季 <input type="checkbox"/>	
	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 <input checked="" type="checkbox"/> ；不达标 <input type="checkbox"/> 水环境控制单元或断面水质达标状况：达标 <input type="checkbox"/> ；不达标 <input type="checkbox"/> 水环境保护目标质量状况：达标 <input type="checkbox"/> ；不达标 <input type="checkbox"/> 对照断面、控制断面等代表性断面的水质状况：达标 <input type="checkbox"/> ；不达标 <input type="checkbox"/> 底泥污染评价 <input type="checkbox"/> 水资源与开发利用程度及其水文情势评价 <input type="checkbox"/> 水环境质量回顾评价 <input type="checkbox"/> 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 <input type="checkbox"/> 依托污水处理设施稳定达标排放评价 <input type="checkbox"/>	达标区 <input type="checkbox"/> 不达标区 <input type="checkbox"/>
影响预测	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	（ ）	
	预测时期	丰水期 <input type="checkbox"/> ；平水期 <input type="checkbox"/> ；枯水期 <input type="checkbox"/> ；冰封期 <input type="checkbox"/> 春季 <input type="checkbox"/> ；夏季 <input type="checkbox"/> ；秋季 <input type="checkbox"/> ；冬季 <input type="checkbox"/> 设计水文条件 <input type="checkbox"/>	
	预测背景	建设期 <input type="checkbox"/> ；生产运行期 <input type="checkbox"/> ；服务期满后 <input type="checkbox"/> 正常工况 <input type="checkbox"/> ；非正常工况 <input type="checkbox"/> 污染控制和减缓措施方案 <input type="checkbox"/> 区（流）域环境质量改善目标要求情景 <input type="checkbox"/>	
	预测方法	数值解 <input type="checkbox"/> ；解析解 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/> 导则推荐模式 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>	
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 <input type="checkbox"/> ；替代削减源 <input type="checkbox"/>	
	水环境影响评价	排放口混合区外满足水环境管理要求 <input type="checkbox"/> 水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标 <input type="checkbox"/> 满足水环境保护目标水域水环境质量要求 <input type="checkbox"/> 水环境控制单元或断面水质达标 <input type="checkbox"/> 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 <input type="checkbox"/> 满足区（流）域水环境质量改善目标要求 <input type="checkbox"/> 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 <input type="checkbox"/> 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 <input type="checkbox"/> 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 <input type="checkbox"/>					
污染物排放量核算	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；鱼类繁殖期 () m；其他 () m						
防治措施	污水处理设施 <input type="checkbox"/> ；水文减缓设施 <input type="checkbox"/> ；生态流量保障设施 <input type="checkbox"/> ；区域削减 <input type="checkbox"/> ； 依托其他工程措施 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>						
	监测计划	环境质量		污染源			
		监测方式	手动 <input type="checkbox"/> ；自动 <input type="checkbox"/> ；无监测 <input type="checkbox"/>		手动 <input type="checkbox"/> ；自动 <input type="checkbox"/> ；无监测 <input type="checkbox"/>		
		监测点位	()		()		
		监测因子	()		()		
污染物排放清单	<input type="checkbox"/>						
评价结论		可以接受 <input checked="" type="checkbox"/> ；不可以接受 <input type="checkbox"/>					
注：“ <input type="checkbox"/> ”为勾选项，可打√；“()”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。							

附表 3：建设项目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 <input type="checkbox"/> 二级 <input checked="" type="checkbox"/> 三级 <input type="checkbox"/>					
	评价范围	200m <input checked="" type="checkbox"/>		大于 200m <input type="checkbox"/>		小于 200m <input type="checkbox"/>	
评价因子	评价因子	等效连续 A 声级 <input checked="" type="checkbox"/> 最大 A 声级 <input type="checkbox"/> 计权等效连续感觉噪声级 <input type="checkbox"/>					
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/> 地方标准 <input type="checkbox"/> 国外标准 <input type="checkbox"/>					
现状评价	环境功能区	0 类区 <input type="checkbox"/>	1 类区 <input type="checkbox"/>	2 类区 <input checked="" type="checkbox"/>	3 类区 <input type="checkbox"/>	4a 类区 <input type="checkbox"/>	4b 类区 <input type="checkbox"/>
	评价年度	初期 <input type="checkbox"/>		近期 <input checked="" type="checkbox"/>		中期 <input type="checkbox"/>	
						远期 <input type="checkbox"/>	

	现状调查方法	现场实测法 <input checked="" type="checkbox"/> 现场实测加模型计算法 <input type="checkbox"/> 收集资料 <input type="checkbox"/>		
	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 <input type="checkbox"/> 已有资料 <input checked="" type="checkbox"/> 研究成果 <input type="checkbox"/>		
声环境影响预测与评价	预测模型	导则推荐模型 <input checked="" type="checkbox"/> 其他 <input type="checkbox"/>		
	预测范围	200m <input type="checkbox"/>	大于 200m <input type="checkbox"/>	小于 200m <input checked="" type="checkbox"/>
	预测因子	等效连续 A 声级 <input checked="" type="checkbox"/> 最大 A 声级 <input type="checkbox"/> 计权等效连续感觉噪声级 <input type="checkbox"/>		
	厂界噪声贡献值	达标 <input checked="" type="checkbox"/> 不达标 <input type="checkbox"/>		
	声环境保护目标处噪声值	达标 <input type="checkbox"/> 不达标 <input type="checkbox"/>		
环境监测计划	排放监测	厂界监测 <input checked="" type="checkbox"/> 固定位置监测 <input type="checkbox"/> 自动监测 <input type="checkbox"/> 手动监测 <input type="checkbox"/> 无监测 <input type="checkbox"/>		
	声环境保护目标处噪声监测	监测因子: ()	监测点位数: ()	无监测 <input checked="" type="checkbox"/>
评价结论	环境影响	可行 <input checked="" type="checkbox"/> 不可行 <input type="checkbox"/>		
注: “ <input type="checkbox"/> ”为勾选项, 填“ <input checked="" type="checkbox"/> ”; “()”为内容填写项。				

附表 4: 建设项目土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况				备注
影响识别	影响类型	污染影响型 <input checked="" type="checkbox"/> ; 生态影响型 <input type="checkbox"/> ; 两种兼有 <input type="checkbox"/>				--
	土地利用类型	建设用地 <input checked="" type="checkbox"/> ; 农用地 <input checked="" type="checkbox"/> ; 未利用地 <input checked="" type="checkbox"/>				--
	占地规模	3.5555hm ² (永久占地)				小型
	敏感目标信息	一般耕地				--
	影响途径	大气沉降 <input type="checkbox"/> ; 地面漫流 <input type="checkbox"/> ; 垂直入渗 <input checked="" type="checkbox"/> ; 地下水位 <input type="checkbox"/> ; 其他 ()				--
	全部污染物	石油烃				--
	特征因子	石油烃				--
	所属土壤环境影响	I 类 <input checked="" type="checkbox"/> ; II 类 <input checked="" type="checkbox"/> ; III 类 <input type="checkbox"/> ; IV 类 <input type="checkbox"/>				--
	敏感程度	敏感 <input type="checkbox"/> ; 较敏感 <input checked="" type="checkbox"/> ; 不敏感 <input type="checkbox"/>				--
评价工作等级	一级 <input type="checkbox"/> ; 二级 <input checked="" type="checkbox"/> ; 三级 <input type="checkbox"/>				--	
现状调查内容	资料收集	a) <input checked="" type="checkbox"/> ; b) <input checked="" type="checkbox"/> ; c) <input checked="" type="checkbox"/> ; d) <input checked="" type="checkbox"/>				--
	理化特性	--				--
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	见附图
		表层样点数	2	6	(0-0.2m)	
		柱状样点数	5	0	(0-3m)	
现状监测因子	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中基本项目 45 项及 pH 值、石油类、石油烃(C ₆ ~C ₉)、石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)、汞、砷、六价铬、土壤盐分				--	
现状评价	评价因子	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中基本项目 45 项及 pH 值、石油类、石油烃(C ₆ ~C ₉)、石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)、汞、砷、六价铬、土壤盐分				--
评价标准	GB15618 <input type="checkbox"/> ; GB36600 <input checked="" type="checkbox"/> ; 表 D.1 <input type="checkbox"/> ; 表 D.2 <input type="checkbox"/> ; 其他 ()				--	

	现状评价结论	各监测点土壤的各项因子均满足 GB36600。		--
影响预测	预测因子	--		--
	预测方法	附录 E <input checked="" type="checkbox"/> ; 附录 F <input type="checkbox"/> ; 其他 <input checked="" type="checkbox"/>		--
	预测分析内容	污染影响范围: 井场周围; 影响程度: 较小	生态影响范围: 单井集输管线泄漏点; 影响程度: 盐碱化程度加剧	--
	预测结论	达标结论: a) <input type="checkbox"/> ; b) <input type="checkbox"/> ; c) <input checked="" type="checkbox"/> 不达标结论: a) <input type="checkbox"/> ; b) <input type="checkbox"/>		--
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障 <input type="checkbox"/> ; 源头控制 <input checked="" type="checkbox"/> ; 过程防控 <input checked="" type="checkbox"/> ; 其他 ()		
	跟踪监测	监测点数	监测指标	监测频次
		3#平台井场、7#平台井场	pH、石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、汞、砷、六价铬、盐分含量	1次/a
信息公开指标	--			
	评价结论	可以接受 <input checked="" type="checkbox"/> ; 不可以接受 <input type="checkbox"/>		--
注1: “ <input type="checkbox"/> ”为勾选项, 可√; “()”为内容填写项; “备注”为其他补充内容。				
注2: 需要分别开展土壤环境影响评价工作的, 分别填写自查表。				

附表 5: 建设项目生态环境影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态影响识别	生态保护目标	重要物种 <input type="checkbox"/> ; 国家公园 <input type="checkbox"/> ; 自然保护区 <input type="checkbox"/> ; 自然公园 <input type="checkbox"/> ; 世界自然遗产 <input type="checkbox"/> ; 生态保护红线 <input type="checkbox"/> ; 重要生境 <input type="checkbox"/> ; 其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	影响方式	工程占用 <input checked="" type="checkbox"/> ; 施工活动干扰 <input checked="" type="checkbox"/> ; 改变环境条件 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>
	评价因子	物种 <input checked="" type="checkbox"/> (分布范围、种群数量、种群结构) 生境 <input type="checkbox"/> () 生物群落 <input checked="" type="checkbox"/> (物种组成、群落结构) 生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> (植被覆盖度、生产力、生物量、生态系统功能) 生物多样性 <input type="checkbox"/> () 生态敏感区 <input type="checkbox"/> () 自然景观 <input type="checkbox"/> () 自然遗迹 <input type="checkbox"/> () 其他 <input type="checkbox"/> ()
评价等级		一级 <input type="checkbox"/> 二级 <input type="checkbox"/> 三级 <input checked="" type="checkbox"/> 生态影响简单分析 <input type="checkbox"/>
评价范围		陆域面积: (613.50) km ² ; 水域面积: (76.90) km ²
生态现状调查与评价	调查方法	资料收集 <input checked="" type="checkbox"/> ; 遥感调查 <input checked="" type="checkbox"/> ; 调查样方、样线 <input type="checkbox"/> ; 调查点位、断面 <input type="checkbox"/> ; 专家和公众咨询法 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>
	调查时间	春季 <input type="checkbox"/> ; 夏季 <input type="checkbox"/> ; 秋季 <input checked="" type="checkbox"/> ; 冬季 <input type="checkbox"/> 丰水期 <input type="checkbox"/> ; 枯水期 <input type="checkbox"/> ; 平水期 <input type="checkbox"/>
	所在区域的生态问题	水土流失 <input type="checkbox"/> ; 沙漠化 <input type="checkbox"/> ; 石漠化 <input type="checkbox"/> ; 盐渍化 <input type="checkbox"/> ; 生物入侵 <input type="checkbox"/> ; 污染危害 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>
	评价内容	植被/植物群落 <input checked="" type="checkbox"/> ; 土地利用 <input checked="" type="checkbox"/> ; 生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> ; 生物多样性 <input checked="" type="checkbox"/> ; 重要物种 <input type="checkbox"/> ; 生态敏感区 <input type="checkbox"/> ; 其他 <input type="checkbox"/>

生态影响 预测与评价	评价方法	定性 <input checked="" type="checkbox"/> ；定性和定量 <input type="checkbox"/>
	评价内容	植被/植物群落 <input checked="" type="checkbox"/> ；土地利用 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> ；生物多样性 <input checked="" type="checkbox"/> ；重要物种 <input type="checkbox"/> ；生态敏感区 <input type="checkbox"/> ；生物入侵风险 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
生态保护 对策措施	对策措施	避让 <input type="checkbox"/> ；减缓 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态修复 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态补偿 <input checked="" type="checkbox"/> ；科研 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
	生态监测计划	全生命周期 <input checked="" type="checkbox"/> ；长期跟踪 <input type="checkbox"/> ；常规 <input type="checkbox"/> ；无 <input type="checkbox"/>
	环境管理	环境监理 <input type="checkbox"/> ；环境影响后评价 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
评价结论	生态影响	可行 <input checked="" type="checkbox"/> ；不可行 <input type="checkbox"/>
注：“ <input type="checkbox"/> ”为勾选项，可 <input checked="" type="checkbox"/> ；“（ ）”为内容填写项。		

附表 6：建设项目环境风险影响评价自查表

工作内容		完成情况					
风险 调查	危险物质	名称	原油	天然气			
		存在总量	54.2	1.9			
	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）			__人	
		地表水	地表水功能敏感性	F1 <input type="checkbox"/>	F2 <input type="checkbox"/>	F3 <input type="checkbox"/>	
			环境敏感目标分级	S1 <input type="checkbox"/>	S2 <input type="checkbox"/>	S3 <input type="checkbox"/>	
		地下水	地下水功能敏感性	G1 <input type="checkbox"/>	G2 <input type="checkbox"/>	G3 <input type="checkbox"/>	
			包气带防污性能	D1 <input type="checkbox"/>	D2 <input type="checkbox"/>	D3 <input type="checkbox"/>	
物质及工艺系数 危险性	Q 值	Q<1 <input checked="" type="checkbox"/>	1≤Q<10 <input type="checkbox"/>	10≤Q<100 <input type="checkbox"/>	Q>100 <input type="checkbox"/>		
	M 值	M1 <input type="checkbox"/>	M2 <input type="checkbox"/>	M3 <input type="checkbox"/>	M4 <input type="checkbox"/>		
	P 值	P1 <input type="checkbox"/>	P2 <input type="checkbox"/>	P3 <input type="checkbox"/>	P4 <input type="checkbox"/>		
环境风险潜势	IV+ <input type="checkbox"/>	IV <input type="checkbox"/>	III <input type="checkbox"/>	II <input type="checkbox"/>	I <input checked="" type="checkbox"/>		
评价等级	一级 <input type="checkbox"/>		二级 <input type="checkbox"/>	三级 <input type="checkbox"/>	简单分析 <input checked="" type="checkbox"/>		
风险 识别	物质 危险性	有毒有害 <input checked="" type="checkbox"/>			易燃易爆 <input checked="" type="checkbox"/>		
	环境 风险类型	泄漏 <input checked="" type="checkbox"/>			火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放 <input checked="" type="checkbox"/>		
	影响途径	大气 <input checked="" type="checkbox"/>	地表水 <input checked="" type="checkbox"/>		地下水 <input checked="" type="checkbox"/>		
事故情形分析	源强设定方法	计算法 <input type="checkbox"/>		经验估算法 <input type="checkbox"/>	其他估算法 <input checked="" type="checkbox"/>		
风险 预测 与 评价	大气	预测模型	SLAB <input type="checkbox"/>		AFTOX <input type="checkbox"/>	其他 <input type="checkbox"/>	
		预测结果	大气毒性终点浓度-1 最大影响范围__m				
			大气毒性终点浓度-2 最大影响范围__m				
	地表水	最近敏感目标____，到达时间__h					
	地下水	下游厂区边界到达时间__d					
最近环境敏感目标____，到达时间__d							
重点风险 防范措施	管道密闭输送、防腐、试压等，运行期制定操作规程、巡线、检测、应急等管理措施						
评价结论与建议	本工程的主要环境风险是泄漏和火灾爆炸，对区域内的大气环境、地表水环境、地下水环境和土壤植被危害性不大。在工程采取一系列风险防范措施和应急措						

	施后，可以控制和降低工程发生事故情况下对周围环境的影响。
注：“□”为勾选项，“___”为内容填写项	