

大庆松辽盆地萨北北过二条带西区萨 II10-萨
III10 油层化学驱产能建设项目
生态环境影响报告书

建设单位：大庆油田有限责任公司第三采油厂

编制单位：湖南葆华环保科技有限公司

编制日期：2026 年 9 月

目 录

1 概述	1
1.1 项目由来	1
1.2 项目特点	2
1.3 环境影响评价工作过程	6
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	45
1.6 环境影响评价主要结论	49
2 总则	50
2.1 评价目的	50
2.2 评价原则	50
2.3 编制依据	50
2.4 环境影响识别与评价因子筛选	54
2.5 评价标准	59
2.6 评价等级及评价范围	66
2.7 环境保护目标	89
3 建设项目工程分析	92
3.1 现有工程分析	92
3.2 项目概况	106
3.3 开发区块概况	107
3.4 工程组成	109
3.5 开发方案	122
3.6 主要建设内容	128
3.7 场地布置及土地利用	166
3.8 施工方式	173
3.9 施工进度及时序	177
3.10 设备及物料消耗	178
3.11 依托工程分析	182
3.12 建设项目工程分析	189
3.13 清洁生产分析	236
4 环境现状调查与评价	239
4.1 自然环境状况	239
4.2 环境保护目标调查	245
4.3 环境质量现状调查与评价	246
4.4 区域污染源调查	294
5 环境影响预测与评价	297
5.1 大气环境影响预测与评价	297
5.2 地表水环境影响评价	301
5.3 地下水环境影响预测与评价	305
5.4 声环境影响预测与评价	335

5.5 固体废物环境影响分析	350
5.6 生态环境影响评价	356
5.7 土壤环境影响预测与评价	363
5.8 环境风险分析	368
6 环境保护措施及其可行性论证	381
6.1 污染防治措施	381
6.2“三同时”项目一览表	419
7 环境影响经济损益分析	426
7.1 环境损失费估算	426
7.2 环保投资估算及环境效益分析	426
7.3 环境经济损益分析结论	429
8 环境管理与监测计划	430
8.1 HSE 管理体系的建立和运行	430
8.2 环境监控	431
8.3 占地审批流程	441
9 环境影响评价结论	444
9.1 建设项目概况	444
9.2 环境质量现状评价结论	444
9.3 环境影响分析和污染防治措施可行性结论	445
9.4 公众意见采纳情况	448
9.5 环境经济损益分析结论	449
9.6 环境管理与监测计划结论	449
9.7 综合评价结论	449
附表	451
附表 1: 建设项目大气环境影响评价自查表	451
附表 2: 建设项目环境风险评价自查表	452
附表 3: 建设项目土壤环境影响评价自查表	453
附表 4: 地表水自查表	454
附表 5: 生态影响评价自查表	456
附表 6: 声环境影响评价自查表	457

1 概述

1.1 项目由来

原油属于国家战略安全物资，特别是近几年随着国际油价的波动，国内需求持续增长，国家对国内石油资源的需求越来越大。随着原油含水率升高和产油量自然递减，大庆油田老区产量呈逐年下降的态势，按照国家及地方的总体要求，大庆油田公司加大了油田老区的开发力度，为大庆油田的可持续发展提供保障。

在这一总体部署下，大庆油田有限责任公司第三采油厂决定在黑龙江省大庆市萨尔图区境内实施大庆松辽盆地萨北北过二条带西区萨 II10-萨 III10 油层化学驱产能建设项目。

本项目为老区增产项目，项目占地范围内不涉及国家公园、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、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、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、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，且项目不在生态保护红线内。本项目 200m 范围内分布有居住区丰收小区，部分建设内容占用永久基本农田，根据《国民经济行业分类》（GB/T4754-2017），本项目国民经济分类为 B0711 陆地石油开采，因此根据《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》（部令第 16 号），判定本项目为“五、石油和天然气开采业-07、陆地石油开采 0711”中“涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）”，应编制生态环境影响报告书。

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）、《中华人民共和国生态环境法典》（2026 年 3 月 12 日第十四届全国人民代表大会第四次会议通过）、《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》（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湖南葆华环保科技有限公司编制生态环境影响报告书。接受委托后，项目负责人对项目的建设方案进行了详细分析，并对拟建井区域进行多次实地考察，并结合项目方案，分析了项目的类型、性质、建设规模及所在区域的环境状况，在详细研究了相关资料并进行类比调查分析的情况下，按照国家环境影响评价技术导则的要求，编制了《大庆松辽盆地萨北北过二条带西区萨 II10-萨 III10 油层化学驱产能建设项目生态环境影响报告

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项目，建设内容包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程（射孔及压裂）、采油工程、原油集输工程、配注工程、水处理工程、道路工程、数字化工程、公用工程等。本项目新钻井基建注采井 72 口，包括采油井 38 口、注入井 34 口，其中 7 口注采井需进行压裂，72 口注采井分布在 14 座平台井场，其中直井 2 口，定向井 70 口，平均单井井深 1274m，钻井总进尺 91703m。项目采用脂肽复配弱碱三元复合驱开发方式，原油集输系统采用双管掺水集油流程或干管掺水流程，新建单井集油掺水管道 26.45km、站间集油掺水热洗管道 4.44km、集油掺水热洗阀组间 1 座，改建北六转油放水站、4 号污油回收站，新建北六脱水站、北过老化油中心处理站；配注系统采用“集中配制、分散注入，低压三元、高压二元，一泵多井”工艺，新建单井注入管线 18.9km、低压二元液管线 4.3km、高压二元液管线 4.3km，新建注入站 1 座；污水处理系统将北六污水站改建为三元污水站，改造北六聚驱污水站及北六深度污水站，更换调水管道 7.1km；扩建北六热泵站；配套建设供配电、道路、数字化等工程。预计建成原油产能 $1.48 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

1.2.2 现有区块开发简介

萨北开发区北部过渡带二条带西区位于葡一组内含油边界与萨三组含油边界之间，条带宽度变化不大，二条带约宽 1.0~1.3km，西至萨北油田与喇嘛甸油田储量分界线，东至北 4-61-丙水 251 与北 4-9-P60 井连线，北至北 4-61-丙水 249 与北 4-61-丙水 251 井连线，南至北 4-91-丙水 247 与北 4-91-丙水 251 井连线，面积 1.24km²。

萨北开发区北部过渡带二条带于 1971 年投入开发，目前共有两套井网：即开采萨尔图、葡萄花主力油层的基础井网、开采萨尔图、葡萄花的低渗透薄差油层的加密井网。

目前北部过渡带二条带西区共有油水井 37 口（采油井 18 口，注水井 19 口），井网密度 29.83 口/km²。注水井 19 口，开井 18 口，注入压力 12.6MPa，平均单井日配注 93m³，日实注 79m³；采油井 18 口，开井 17 口，平均单井日产液 37.2t，日产油 1.4t，综合含水 96.1%，地层压力 11.77MPa，总压差 0.03MPa，流动压力 4.43MPa。

1.2.3 项目选址.

本项目选址位于黑龙江省大庆市萨尔图区境内，项目新增总占地面积为 39.62906hm²，

其中永久占地面积为 4.74926hm²，临时占地面积为 34.8798hm²，占地类型为耕地（永久基本农田）及草地（非基本草原）。

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）》，以及黑龙江省生态环境分区管控数据应用平台和黑龙江省生态保护红线分布图，本项目占地范围内不涉及国家公园、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、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、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、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，且项目不在生态保护红线内，项目周边分布有居住区丰收小区，项目区域周边地表水体主要为丰三泡、二零六泡、前进渠、东二排水干渠。

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、采油工程、油气集输工程、配注工程及其它配套辅助工程等。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和压裂。采油工程主要为安装井口设备，油气集输工程主要为新建集油管线、扩建场站，配注工程主要包括新建配注管线、注入站等，其它配套辅助工程包括水处理工程、道路工程、供配电工程等。

本项目运营期基建采油井采出液经新建集输管道进入新建的集油掺水热洗阀组间，本项目改建的北六转油放水站接纳集油掺水热洗阀组间来液，经油气分离、计量后进入新建的北六脱水站，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。北六脱水站接纳北六转油放水站来液，进行油水分离处理，净化油外输，产生的含油污水管输至改建的北六三元污水站处理达到《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。

北六聚驱污水站（本项目改建）及周边已建污水站的滤后水管输至北六深度污水站（本项目改建）处理达到“含油量≤5mg/L、悬浮固体≤5mg/L、悬浮物颗粒直径中值≤2μm”后，管输至北十九曝氧站（同期项目新建）用于供本项目所需的深度处理水。本项目采用“集中配制、高压二元、低压二元”总体配注工艺。其中低压流程为北十九曝氧站（同期项目新建）的曝氧深度水输送至北十九调配站（同期项目新建），加入表活剂配制成低压一元液（S）输送至北十九配制站（同期项目新建），加入聚合物配制成低压二元液（P、S）输送至 19-1 注入站（本项目新建）；高压流程为北十九曝氧站（同期项目新建）的曝氧

深度水输送至聚北十九注水站（同期项目扩建），经注水泵升压后输送至北十九调配站（同期项目新建），加入碱、石油磺酸盐和脂肽配制成高压二元液（A、S、脂肽）输送至 19-1 注入站（本项目新建）；在 19-1 注入站内，低压二元液（P、S）经注入泵升压后，和高压二元液（A、S、脂肽）混配成合格三元目的液后（P、A、S、脂肽），外输至各注入井注入地层用于驱油。

本项目退役期为油井服务期满后，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井同时关闭，而是将产能低或者无开采价值的油井陆续关闭，直到将所有井关闭。闭井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 产污特点及措施

1.2.5.1 施工期

（1）本项目施工过程中产生的废水主要为钻井废水、压裂返排液、废弃管道清洗废水、吹扫清管废水、设备清洗废水、试压废水、生活污水。钻井施工期施工人员产生的生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内，地面施工期施工人员产生的生活污水排入附近场站及阀组间已建生活污水收集装置，定期由物业单位庆南工矿服务公司采用罐车抽排拉运至风云污水提升站，经污水管网排入大庆市水务集团城市排水有限公司中区污水处理厂处理。钻井废水排入井场钢制泥浆槽中，定期由罐车拉运至大庆赛诺科林环保科技有限公司处理，处理后的压滤水由罐车拉运至北三含油污水处理站处理达标后回注油层。压裂返排液由罐车拉运至第三采油厂北三集输班压裂返排液处理站处理后，管输进入北三含油污水处理站处理达标后回注油层。废弃管道清洗废水由集输管道输送至北六深度污水站处理达标后回注油层。吹扫清管废水、设备清洗废水、试压废水由罐车拉运至北六深度污水站处理达标后回注油层。

（2）本项目施工过程中产生的废气主要为施工扬尘、施工车辆排放的尾气、柴油机废气、焊接烟尘、防腐废气。对施工场地采取洒水抑尘，对易起尘的临时土方等加盖苫布，施工运输车辆采取密闭措施或加盖苫布，加强施工管理；施工车辆采用清洁燃料，降低污染物排放；柴油机使用产品质量达标的低标号柴油，采用节能环保型柴油动力设备，调节好柴油机运行工况；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。项目管线及设备局部防腐过程防腐废气产生量较少，由于防腐作业时间比较短，且管线及场站周围地域开阔，废气经大气扩散后，对周围环境影响较小。

（3）施工期产生的噪声主要为钻井工程、地面及站场施工过程中施工机械和车辆运

行噪声。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，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；运输车辆选择避开居民区的路线，临近居民区应减少汽车鸣笛的次数，减速慢行。

（4）施工过程中产生的废钻井液、钻井岩屑、废射孔液排入井场钢制泥浆槽中，定期由罐车拉运至大庆赛诺科林环保科技有限公司处理，处理后的泥饼按照《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ1461-2026）的要求进行综合利用。施工废料、膨润土等废包装袋、非含油废防渗布集中收集暂存在井场设置的钢制桶内，由施工单位拉运至第一采油厂工业固废填埋场处理。清罐油泥由罐车拉运至萨北含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理，剩余固相建设单位按照《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ1461-2026）的要求进行综合利用。废滤料委托大庆蓝星环保工程有限公司处理。含油废防渗布经收集后暂存于第三作业区 25 号站含油防渗布贮存池，定期委托有资质单位处理。含油抹布及废劳保用品及废变压器油经收集后暂存于第三采油厂危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理。定向钻废弃泥浆排入施工场地的钢制泥浆槽中，定期由罐车拉运至大庆赛诺科林环保科技有限公司处理，处理后的泥饼按照《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ1461-2026）的要求进行综合利用。建筑垃圾统一收集后由施工单位清运至建筑垃圾调配场处理。拆除的废旧设备全部回收至第三采油厂物资库。废弃管道经盲板焊接封堵后直埋地下，不再挖出。生活垃圾统一收集后拉运至大庆城控电力有限公司处理。

1.2.5.2 运营期

（1）运营期产生的废气主要为油气集输过程中产生的非甲烷总烃、新增动静密封点无组织挥发的非甲烷总烃、场站新建加热炉产生的烟气、温室气体。本项目油田采出液采用密闭集输工艺，井口安装密封垫，新建集油管道、场站阀组、储罐、法兰等动静密封系统要加强密闭措施，控制烃类气体、温室气体的无组织挥发，井场、新改扩建场站厂界非甲烷总烃可以满足《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；新建加热炉采用清洁能源天然气作为燃料，并采用低氮燃烧器，加热炉燃烧产生的废气均经 8m 的烟囱高空排放，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）本项目运营期产生的废水主要为油田采出水、作业污水、洗井污水，最终均进入北六三元污水站处理满足《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法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油

层。

(3) 本项目运营期噪声源主要来自抽油机机械噪声、加热炉运行噪声、以及场站机泵运行噪声。井场抽油机、场站设备尽可能选用低噪声设备；场站内机泵设置减震基础，且均安装至室内，泵房为砖混结构并安装隔声门窗；注意对设备的维护保养，保证设备保持在最佳运行状态，降低噪声源强度。采取以上措施后井场及场站厂界噪声能够达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准的要求。

(4) 项目运营期产生的固体废物主要有正常工况下产生的含油污泥、废滤料，非正常工况下产生的落地油、含油废防渗布、废变压器油、废润滑油、含油抹布及废劳保用品。含油污泥及落地油全部回收，由罐车拉运至萨北含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理，剩余固相建设单位按照《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ1461-2026）的要求进行综合利用。运营期油水井作业产生的含油废防渗布属于危险废物，经收集后暂存于第三作业区 25 号站含油防渗布贮存池，定期委托有资质单位处理。运营期滤罐内产生的废滤料属于危险废物，废滤料产生于场站各过滤罐中，定期委托大庆蓝星环保工程有限公司处理。废变压器油、废润滑油、含油抹布及废劳保用品经收集后暂存于第三采油厂危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理。

1.2.5.3 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附近场站及阀组间已建生活污水收集装置，定期由物业单位庆南工矿服务公司采用罐车抽排拉运至风云污水提升站，经污水管网排入大庆市水务集团城市排水有限公司中区污水处理厂处理。退役管道清洗废水由集输管道输送至北六三元污水站处理，退役管道吹扫清管废水由罐车拉运至北六三元污水站处理，处理后的污水均需满足《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。

(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。

(3) 本项目退役管线两端封堵后直埋处理，退役期拆除的废旧设备全部回收至第三采油厂物资库。封井建筑垃圾统一收集后由施工单位清运至建筑垃圾调配场处理。生活垃圾统一收集后拉运至大庆城控电力有限公司处理。

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，收集分析工程技术文件以及相关基础资料，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，确定大庆松辽盆地萨北北过二条带西区萨 II10-萨 III10 油层化学驱产能建设项目环境影响评价技术文件类型为生态环境影响报告书。

其次，在仔细研究工程技术文件的基础上，进行了工程分析，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，识别环境影响并筛选评价因子，明确环境影响、评价工作重点和环境保护目标确定等工作。通过对项目概况、周围环境敏感性 & 导则要求分析确定：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井场及场站为二级，集输管线为三级；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井场及场站为一级，集输管线为二级，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，制定了评价工作方案。

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，进行生态环境现状监测并进行调查与评价，在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、环境影响预测与评价的结果，确定科学合理、可行的工程方案，提出预防或减缓不利影响的环境保护措施，制定相应的环境管理或环境监测计划，从生态环境影响的角度给出工程建设项目是否可行的结论，完成报告的编制。

具体环境影响评价工作程序见图 1.3-1。

2026 年 7 月 20 日，大庆油田有限责任公司第三采油厂委托湖南葆华环保科技有限公司编制《大庆松辽盆地萨北北过二条带西区萨 II10-萨 III10 油层化学驱产能建设项目生态环境影响报告书》，在本项目生态环境影响报告书编制过程及初稿完成后，建设单位依据《中华人民共和国生态环境法典》（2026 年 3 月 12 日第十四届全国人民代表大会第四次会议通过）、《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等相结合的方式进行。本项目首次环境影响评价信息公开之日为 2026 年 7 月 24 日（黑龙江环保技术服务网），征求意见稿公示日期为 2026 年 8 月 31 日~9 月 11 日（黑龙江环保技术服务网），报纸第一次公告日期为 2026 年 9 月 1 日（大庆

日报)，报纸第二次公告日期为 2026 年 9 月 2 日（大庆日报），现场张贴公示日期为 2026 年 8 月 31 日~9 月 11 日，公示地点为评价范围内居民区，并于 2026 年 9 月 23 日在黑龙江环保技术服务网公开发布平台进行大庆松辽盆地萨北北过二条带西区萨 II10-萨 III10 油层化学驱产能建设项目生态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，强化诚信意识，恪守环保信用，项目运行中主动公开环保信息，接受公众监督。

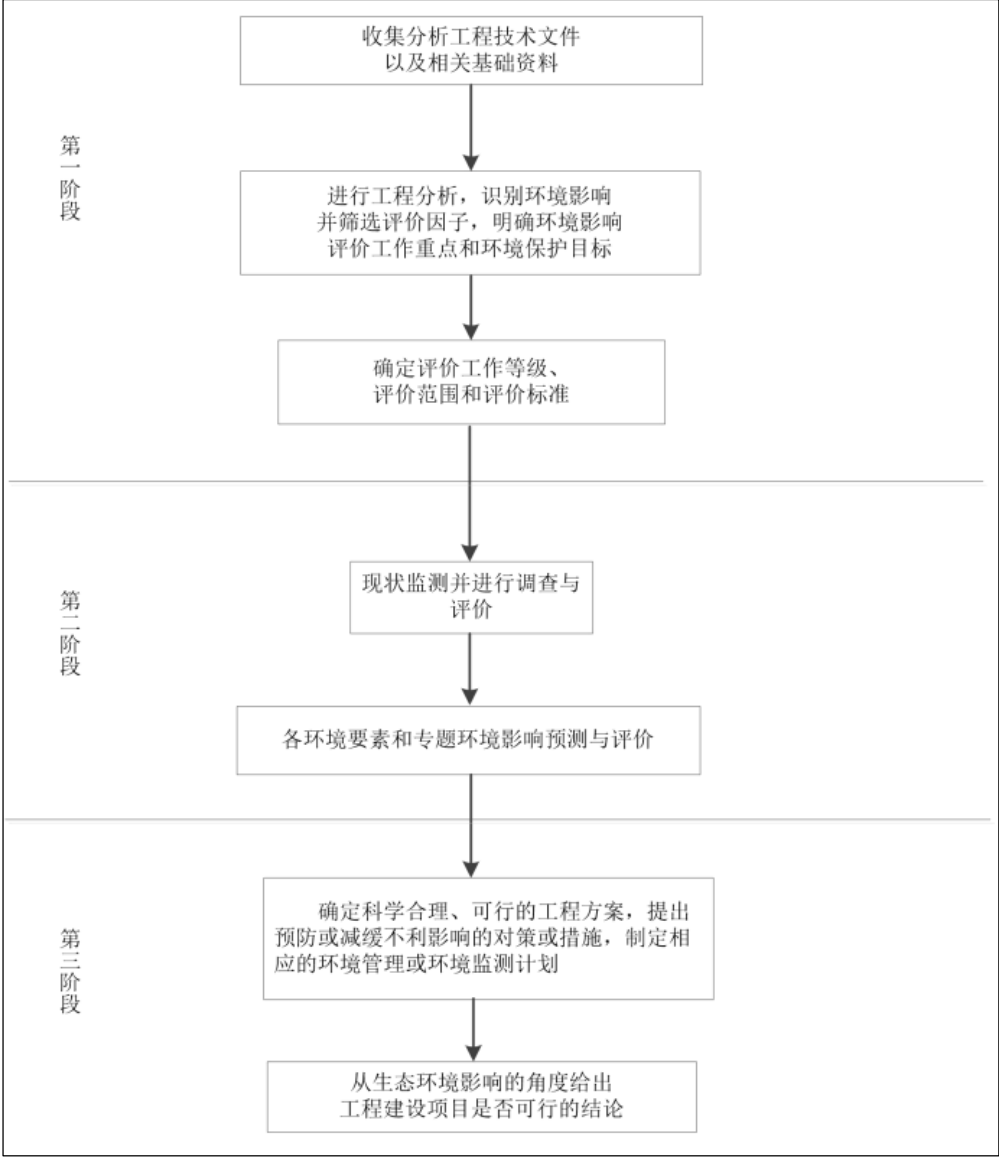


图 1.3-1 建设项目环境影响评价工作程序图

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《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，本项目属于鼓励类“七、石油天然气”中“1.石油天然气开采：常规石油、天然气勘探与开采”，因此，

本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 与《黑龙江省主体功能区划》符合性分析

本项目位于黑龙江省大庆市萨尔图区境内，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”，本项目属于大庆油田陆地石油开采项目，符合《黑龙江省主体功能区规划》要求。

本项目与黑龙江省主体功能区位置关系见图 1.4-1。

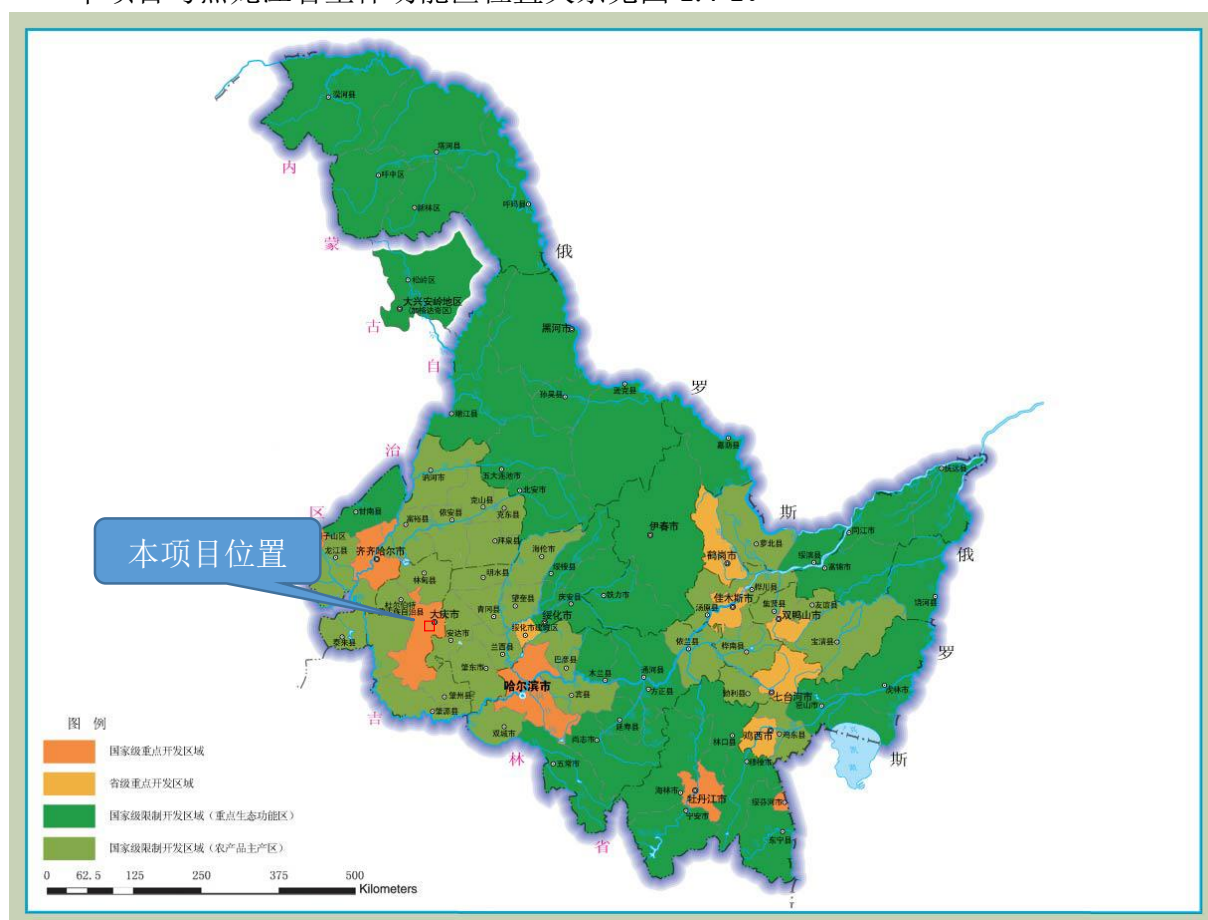


图 1.4-1 本项目与黑龙江省主体功能区位置关系图

1.4.2.2 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》，本项目所在区域位于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。

本项目属于油田开发项目，建成后新增总占地面积为 39.62906hm²，其中永久占地面积为 4.74926hm²，临时占地面积为 34.8798hm²，占地类型为耕地（永久基本农田）及草地（非基本草原），占地面积不大。项目施工结束后对临时占地进行恢复，对永久占地进行补偿，且运营期作业均在井场永久占地内进行，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，在项目实施过程中，应加强防沙治沙措施的实施，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，本项目的建设不会对区域生态功能产生明显影响，满足该区域生态系统服务功能需求。因此，本项目符合《黑龙江省生态功能区划》的要求。

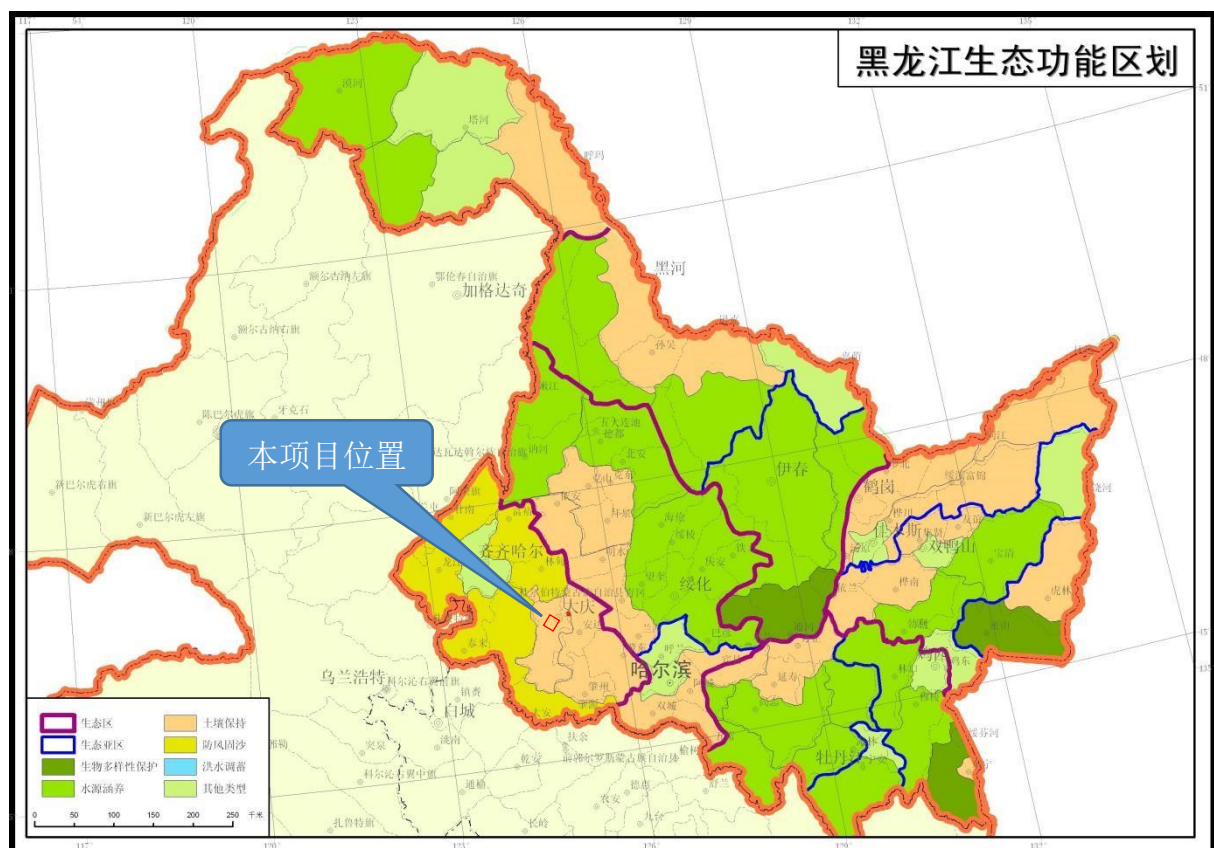


图 1.4-2 本项目与《黑龙江省生态功能区划》位置关系图

1.4.2.3 与《大庆市国土空间总体规划（2021—2035 年）》符合性分析

《大庆市国土空间总体规划（2021-2035 年）》提出：1、保质保量划定永久基本农田：永久基本农田是为保障国家粮食安全和重要农产品供给，实施永久特殊保护的耕地。严格落实永久基本农田保护任务，推进永久基本农田核实整改补足，确保永久基本农田数量不减质量不降布局稳定；2.依照功能划定生态保护红线：生态保护红线是指在生态空间范围内具有特殊重要生态功能、必须强制性严格保护的区域。建立市域自然保护地体系，将各类自然保护地纳入生态保护红线管理；3.集约绿色划定城镇开发边界：城镇开发边界是在一定时期内因城镇发展需要，可以集中进行城镇开发建设、以城镇功能为主的区域边界。划定城镇开发边界，防止城镇无序蔓延，优化城市结构、美化空间形态、提升空间效率。

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》（自然资办函〔2022〕2341 号），本项目位于黑龙江省大庆市萨尔图区，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。

本项目为陆地石油开采项目，本项目开发区域不在生态保护红线、城镇开发边界、历史文化保护线内，但本项目部分建设内容占用永久基本农田。根据“地下决定地上”的原则，本项目部分井位确实无法避让永久基本农田，根据《基本农田保护条例》（2011 年修订），国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开基本农田保护区，需要占用基本农田，涉及农用地转用或者征收土地的，应报请相关主管部门同意，并补充划入数量和质量相当的基本农田或按规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。本项目施工期间应划定施工活动范围，严格控制施工作业面积。针对临时占地及永久占地应剥离占地内的表土，耕地剥离厚度 0.3m，草地剥离厚度 0.2m，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，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，临时占地剥离的表土在施工结束后分层回填，并及时恢复地表植被，临时占地恢复面积 34.8798hm²；永久占用耕地剥离的表土按照“占一补一，质量相等”的要求用于易地补充耕地的表土，开垦新的耕地，对永久占地按照规定进行经济补偿，补偿面积 4.74926hm²。

再采取以上措施的前提下,本项目满足《大庆市国土空间总体规划(2021—2035 年)》中的要求。

1.4.2.4 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十五个五年规划纲要》中明确提出:高质量建设“百年油田”,全面加强油气勘探开发技术攻关,积极打造数字油田、智慧油田、绿色油田,实施中长期油气增储上产战略行动,推进油气资源高效集中勘探,推动长垣老区提高采收率,实施古龙页岩油上产工程,确保大庆油田持续高质量稳产。《大庆市国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》中明确提出:肩负起“当好标杆旗帜、建设百年油田”重大责任,“油头化尾”不断壮大,油田开发技术世界领先,原油产量保持 3000 万吨硬稳产、天然气产量持续提升,结合现场试验进展,力争页岩油年产量达到 300 万吨、加快向千万吨进军。

本项目拟建 72 口注采井助力大庆油田的增产,其建设符合《黑龙江省国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》及《大庆市国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》要求。

1.4.2.5 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》符合性分析见表 1.4-1。

表 1.4-1 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

序号	相关要求	符合性分析	符合性
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。	本项目为陆地石油开采项目,属于国家能源建设项目,项目部分建设内容位于耕地内,根据地下储层特性,项目选址无法避让耕地。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。本项目建设过程中,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
2	严格国土空间用途管制。划定一般农业区,把优质黑土耕地优先划入一般农业区。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	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及黑土	符合

	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。	耕地,不准乱挖、乱采野生植物,确保不影响周边黑土耕地。	
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)。本项目施工前应剥离永久占地内的表土,耕地剥离厚度 0.3m,草地剥离厚度 0.2m,剥离的表土暂存于施工井场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,施工结束后,剥离表土用于周围区域土地复垦、土壤治理等用途。	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,实现春旱秋防。	对于临时占地采取分层开挖、分层堆放方式,剥离占地内的表土,耕地剥离厚度 0.3m,草地剥离厚度 0.2m,并对剥离表土采取苫布遮盖、定期洒水抑尘措施,施工结束后及时用于回填,分层回填压实,保护有耕作能力种植价值的表层土壤,并对临时占地进行深松深耕复垦,恢复地表植被。	符合

由上表可知,本项目符合《黑龙江省“十四五”黑土地保护规划》中相关规定。

1.4.2.7 与《大庆市“十四五”生态环境保护规划》符合性分析

本项目与《大庆市“十四五”生态环境保护规划》符合性分析见表 1.4-2。

表 1.4-2 本项目与《大庆市“十四五”生态环境保护规划》相关要求符合性

序号	相关要求	符合性分析	符合性
1	推进扬尘精细化管理。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运输道路、施工场地干燥时洒水抑尘。②运料车辆在运输时,车辆应当采取苫布遮盖措施。③土方开挖应采取遮盖、围挡、洒水等防尘措施。④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。⑤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。	施工期选用低噪声设备，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。施工场界能够满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）中要求（昼间 70d（A）、夜间 55dB（A））。运营期井场抽油机、场站设备尽可能选用低噪声设备；场站内机泵设置减震基础，且均安装至室内，泵房为砖混结构并安装隔声门窗；注意对设备的维护保养，保证设备保持在最佳运行状态，降低噪声源强度，能够确保井场及场站厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）2类标准要求。	符合
3	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。 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。 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。	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）。本项目施工前应剥离永久占地内的表土，耕地剥离厚度 0.3m，草地剥离厚度 0.2m，剥离的表土暂存于施工井场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，施工结束后，剥离表土用于周围区域土地复垦、土壤治理等用途。对于临时占地采取分层开挖、分层堆放方式，剥离占地内的表土，耕地剥离厚度 0.3m，草地剥离厚度 0.2m，并对剥离表土采取苫布遮盖、定期洒水抑尘措施，施工结束后及时用于回填，分层回填压实，保护有耕作能力种植价值的表层土壤，并对临时占地进行深松深耕复垦，恢复地表植被。	符合
4	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	本项目针对施工井场、拟建管线、井场、场站采取了分区防渗措施，并在区	符合

	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。 配合生态环境部和省生态环境厅建立地下水环境监测网。2025 年年底前，按照国家和行业相关监测、评价技术规范，开展地下水环境监测。	域内布置 3 口潜水跟踪监测井及 1 口承压水跟踪监测井，定期进行跟踪监测。	
5	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。	施工过程中产生的废钻井液、钻井岩屑、废射孔液排入井场钢制泥浆槽中，定期由罐车拉运至大庆赛诺科林环保科技有限公司处理，处理后的泥饼按照《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ1461-2026）的要求进行综合利用。施工废料、膨润土等废包装袋、非含油废防渗布集中收集暂存在井场设置的钢制桶内，由施工单位拉运至第一采油厂工业固废填埋场处理。清罐油泥由罐车拉运至萨北含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理，剩余固相建设单位按照《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ1461-2026）的要求进行综合利用。废滤料委托大庆蓝星环保工程有限公司处理。含油废防渗布经收集后暂存于第三作业区 25 号站含油防渗布贮存池，定期委托有资质单位处理。含油抹布及废劳保用品及废变压器油经收集后暂存于第三采油厂危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理。定向钻废弃泥浆排入施工场地的钢制泥浆槽中，定期由罐车拉运至大庆赛诺科林环保科技有限公司处理，处理后的泥饼按照《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ1461-2026）的要求进行综合利用。建筑垃圾统一收集后由施工单位清运至建筑垃圾调配场处	符合

		理。拆除的废旧设备全部回收至第三采油厂物资库。废弃管道经盲板焊接封堵后直埋地下，不再挖出。生活垃圾统一收集后拉运至大庆城控电力有限公司处理。	
--	--	--	--

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，本项目位于黑龙江省大庆市萨尔图区境内，不属于水土流失重点预防区和重点治理区。本项目开发区域与水土保持重点治理区和重点预防区位置关系见图 8，本项目的开发建设与该规划的符合性分析见表 1.4-3。

表 1.4-3 与《大庆市水土保持规划》（2015~2030 年）符合性分析

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”。	本项目井场予以平整、压实，以免发生水土流失。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。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。在施工过程中针对临时占地，应剥离占地内的表土，耕地剥离厚度 0.3m，草地剥离厚度 0.2m，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，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
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进入北六三元污水站处理，处理后的污水满足《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。工程施工结束后对临时占地进行植被恢复，对永久占地平整压实，降低人为因素导致	符合

		当地土壤盐碱化的趋势。	
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”。	本项目为陆地石油开采项目，结合本项目工程内容，根据井场、管道、道路、站场不同的施工特点给出水土保持措施，管道表土留存可以回覆，对井场等永久占地进行补偿。	符合

本项目施工期开挖面积不大，施工期短，土石方就近占地进行临时堆放，无转运丢弃，实际新增水土流失量小。根据项目土石方平衡，项目不产生弃土。剥离表层土的临时堆放场地设置严格的水土保措施。施工结束后及时清理施工现场，对临时占地采取植被恢复、水土保持等措施进行生态恢复。在采取水土保持措施后，本项目满足《大庆市水土保持规划》（2015～2030 年）要求。

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》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 1.4-4。

表 1.4-4 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》符合性分析

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。	本项目为现有北部过渡带二条带西区进行开发，属于滚动开发区块建设项目。北部过渡带二条带西区共有运行的油水井 37 口，其中采油井 18 口，注水井 19 口，目前区块产能 $0.76 \times 10^4 \text{t/a}$ 。区块内现有场站为北六联合站。本项目新钻井基建注采井 72 口，并配套建设原油集输、配注、水处理、供配电、道路等配套工程。本次环评在 3.1 章节中详述了北部过渡带二条带西区现有工程环境影响进行回顾性评价，区块内油田生产设施主要包括油水井场、场站。废气主要为井场和集输管线逸散的非甲烷总烃气体、场站加热炉废气；废水主要为油水井作业污水、洗井污水、油田采出水、场站生活污水，作业污水、洗井污水、油田采出水最终经北六深度污水站处理达标后回注油层，场站生活污水排入站内生活污水收集装置，定期由物业单位庆南工矿服务公司采用罐车抽排拉运至风云污水提升站，经污水管网排入大庆市水务集团城市排水有限公司中区污水处理厂处理；噪声主要来自抽油机及场站各类机泵噪声；固废主要为油水作业产生的落地油、清罐污泥、废滤料、含油废防渗	符合

		布、场站生活垃圾等，含油污泥由罐车拉运至萨北含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理，剩余固相建设单位按照《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ1461-2026）的要求进行综合利用；含油废防渗布经收集后暂存于第三作业区 25 号站含油防渗布贮存池，定期委托有资质单位处理；废滤料产生于场站各过滤罐中，定期委托大庆蓝星环保工程有限公司处理；生活垃圾统一收集后拉运至大庆城控电力有限公司处理。区域内生态恢复良好，未发现生态环境问题和环境风险隐患。 明确了现有区块的污染物排放情况，依托含油污水处理站、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。	
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，不为勘探项目，本项目拟新钻注采井 72 口，不以单井形式开展环评。	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。	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，一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。	项目运营期产生的废水最终均经北六三元污水站处理达标后回注油层，属于回注到现役油气藏层位，储层有效渗透率 $372 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$，回注水质执行《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。地下水防治措施采取过程防控、跟踪监测来防止污染地下水。	符合

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	项目油田采出液采用密闭集输工艺，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，新建集油管道、场站阀组、储罐、法兰等动静密封系统要加强密闭措施，防止烃类气体的无组织挥发。	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。	项目施工期产生的钻井废水、废钻井液、钻井岩屑、废射孔液排入井场钢制泥浆槽中，定期由罐车拉运至大庆赛诺科林环保科技有限公司处理，处理后的压滤水由罐车拉运至北三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，处理后的泥饼按照《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ1461-2026）的要求进行综合利用。运营期含油污泥、落地油全部回收，由罐车拉运至萨北含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理，剩余固相建设单位按照《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ1461-2026）的要求进行综合利用；含油废防渗布属于危险废物，经收集后暂存于第三作业区 25 号站含油防渗布贮存池，定期委托有资质单位处理；废滤料定期委托大庆蓝星环保工程有限公司处理。	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。环评中已提出耕地及草地的保护措施，本项目钻井及压裂用产品质量达标的低标号柴油，采用节能环保型柴油动力设备。	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现有《环境突发事件专项应急预案》主要包括应急组织机构及职责明确、监测与预警、应急处置与应急响应、恢复与重建、应急保障与培训、督查与奖惩等内容。并于2025年3月31日在大庆市萨尔图生态环境局进行了备案，备案编号为 230602-2025-006-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》符合性判定

本项目与《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）符合性分析见表 1.4-5。

表 1.4-5 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	本工程符合性
1	到 2015 年末，行业新、改、扩建项目均采用清洁生产工艺和技术，工业废水回用率达到 90%以上，工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到 100%。	符合。本项目施工期及运营期生产废水均经污水处理站处理达标后回注油层，回用率 90%以上，工业固废均得到妥善处置，处置率达到 100%。
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。	符合。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。
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%。	符合。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。
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。	符合。压裂返排液由罐车拉运至第三采油厂北三集输班压裂返排液处理站处理后，管输进入北三含油污水处理站处理达标后回注油层，作业过程中采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施。
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；对于稠油注汽开采，鼓励采出水处理后回用于注汽锅炉。	符合。本项目油田采出水管输进入北六三元污水站处理满足《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法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。
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%	符合。本项目油气集输均采用密闭流程，油气田油气集输损耗率不高于 0.5%。
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。	符合。本项目已尽量布置丛式井组，钻井采用小孔钻井技术，减少占地。
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	符合。本项目开发过程中产生的伴生气经油气分离，分离出的伴生气作为燃料自用，场站天

	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。	然气均通过加热炉完全燃烧后由不低于 8m 的烟囱排放。
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。	符合。在本项目区域上游、区域内、区域下游各布设 1 口潜水跟踪监测水井，在区域内布设 1 口承压水跟踪监测井，定期对地下水进行跟踪监测。
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、废水处理一体化装置等处理后达标外排。	符合。钻井废水排入井场钢制泥浆槽中，定期由罐车拉运至大庆赛诺科林环保科技有限公司处理，处理后的压滤水由罐车拉运至北三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。压裂返排液由罐车拉运至第三采油厂北三集输班压裂返排液处理站处理后，管输进入北三含油污水处理站处理达标后回注油层。作业污水、洗井污水通过罐车回收后拉运至北六三元污水站处理满足《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法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。
11	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。	符合。油气水分离器、储罐产生的油泥（砂）及落地油由罐车拉运至萨北含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理，剩余固相建设单位按照《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ1461-2026）的要求进行综合利用，含油污泥资源化利用率 100%。

1.4.3.3 与《中华人民共和国黑土地保护法》的符合性分析

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 1.4-6。

表 1.4-6 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	本项目建设无法避免占用耕地，对永久占用 0.116hm ² 耕地（永久基本农田），按照“占一补一”原则进行占补平衡，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，应当按照黑龙江省的规定	符合

	数量和质量相当的耕地。	缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。永久占用耕地的耕作层土壤集中堆放在施工井场或场站置土带区域，施工结束后用于周围区域土地复垦、土壤治理等用途。	
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。	对永久占用 0.116hm ² 耕地（永久基本农田），按照“占一补一”原则进行占补平衡，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，应当按照黑龙江省的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。永久占用耕地的耕作层土壤集中堆放在施工井场或场站置土带区域，施工结束后用于周围区域土地复垦、土壤治理等用途。对于 34.8798hm ² 临时占地，施工前应剥离占地内的表土，耕地剥离厚度 0.3m，草地剥离厚度 0.2m，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，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，及时恢复地表植被，并采取补播措施，对占用农田全部恢复为等质等量面积的耕地，对占用的草地进行植被恢复。	

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。

1.4.3.4 与《黑龙江省黑土地保护利用条例》符合性分析

本项目与《黑龙江省黑土地保护利用条例》符合性分析见表 1.4-7。

表 1.4-7 本项目与《黑龙江省黑土地保护利用条例》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	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。	本项目建设无法避免占用耕地，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。对永久占用 0.116hm ² 耕地（永久基本农田），按照“占一补一”原则进行占补平衡，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，应当按照黑龙江省的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。永久占用耕地的耕作层土壤集中堆放在施工井场或场站置土带区域，施工结束后用于周围区域土地复垦、土壤治理等用途。	符合
2	禁止向黑土地排放重金属或者其他有毒有害物质含量超标的污水、污泥，以及可能造成土壤污染的清淤底泥、	本项目施工期钻井废水、废钻井液、钻井岩屑、废射孔液排入井场钢制泥浆槽中，定期由罐车拉运至大庆赛诺科林环保科技有限公司处理，处理后的压滤水由罐车拉运至北三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	符合

	尾矿、矿渣等；禁止将有毒有害废物用作肥料或者用于造田和土地复垦。	层，处理后的泥饼按照《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ1461-2026）的要求进行综合利用；钻井施工期施工人员产生的生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内，地面施工期施工人员产生的生活污水排入附近场站及阀组间已建生活污水收集装置，定期由物业单位庆南工矿服务公司采用罐车抽排拉运至风云污水提升站，经污水管网排入大庆市水务集团城市排水有限公司中区污水处理厂处理。废弃管道清洗废水由集输管道输送至北六深度污水站处理达标后回注油层。吹扫清管废水、设备清洗废水、试压废水由罐车拉运至北六深度污水站处理达标后回注油层。 运营期产生的油田采出水、作业污水、洗井污水最终均进入北六三元污水站处理满足《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法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。含油污泥、落地油及油砂由罐车拉运至萨北含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理，剩余固相建设单位按照《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ1461-2026）的要求进行综合利用；含油废防渗布经收集后暂存于第三作业区 25 号站含油防渗布贮存池，定期委托有资质单位处理，固体废物处置率 100%。	
3	因突发事件造成黑土地污染或者破坏的，当事人应当立即采取补救措施，并向当地县级人民政府生态环境或者自然资源、农业农村、林业和草原主管部门报告。	为避免事故状态下对周边黑土耕地的影响，大庆油田有限责任公司第三采油厂已针对项目运行过程中可能产生的突发环境污染事件制定了《环境突发事件专项应急预案》，预案内容包括应急组织机构及职责明确、监测与预警、应急处置与应急响应、恢复与重建、应急保障与培训、督查与奖惩等内容，应急预案于 2025 年 3 月 31 日在大庆市萨尔图生态环境局进行了备案，备案编号为 230602-2025-006-L，具体见附件 4。	符合
4	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。	本项目布置丛式平台井场，减少了占地，本项目建设无法避免占用耕地，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。对永久占用 0.116hm²耕地（永久基本农田），按照“占一补一”原则进行占补平衡，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，应当按照黑龙江省的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。永久占用耕地的耕	符合

		作层土壤集中堆放在施工井场或场站置土带区域，施工结束后用于周围区域土地复垦、土壤治理等用途。对于 34.8798hm ² 临时占地，施工前应剥离占地内的表土，耕地剥离厚度 0.3m，草地剥离厚度 0.2m，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，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，及时恢复地表植被，并采取补播措施，对占用农田全部恢复为等质等量面积的耕地，对占用的草地进行植被恢复。	
5	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。	对永久占用 0.116hm ² 耕地（永久基本农田），按照“占一补一”原则进行占补平衡，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，应当按照黑龙江省的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。永久占用耕地的耕作层土壤集中堆放在施工井场或场站置土带区域，施工结束后用于周围区域土地复垦、土壤治理等用途。对于 34.8798hm ² 临时占地，施工前应剥离占地内的表土，耕地剥离厚度 0.3m，草地剥离厚度 0.2m，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，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，及时恢复地表植被，并采取补播措施，对占用农田全部恢复为等质等量面积的耕地，对占用的草地进行植被恢复。	符合

根据以上分析，本项目符合《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）中要求。

1.4.3.5 与自然资规〔2021〕2 号符合性分析

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 1.4-8。

表 1.4-8 本项目与自然资规〔2021〕2 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	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	对永久占用 0.116hm ² 耕地（永久基本农田），按照“占一补一”原则进行占补平衡，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，应当按照黑龙江省的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。永久占用耕地的耕作层土壤集中	符合

	耕地。	堆放在施工井场或场站置土带区域，施工结束后用于周围区域土地复垦、土壤治理等用途。对于 34.8798hm ² 临时占地，施工前应剥离占地内的表土，耕地剥离厚度 0.3m，草地剥离厚度 0.2m，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，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，及时恢复地表植被，并采取补播措施，对占用农田全部恢复为等质等量面积的耕地，对占用的草地进行植被恢复。	
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，本项目计划施工期不超过 2 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及草地。	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。

1.4.3.6 与《基本农田保护条例》（2011 年修正）符合性判定

根据《基本农田保护条例》，国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开永久基本农田保护区，需要占用永久基本农田，涉及农用地转用或者征收土地的，应报请相关主管部门同意，并补充划入数量和质量相当的永久基本农田或按规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。油田开发工程占地完全避开永久基本农田的可能性较低，在不可避免的条件下需占用永久基本农田时，施工完毕后 1 年内，临时占地全部恢复原有植被类型，即占用农田全部恢复为耕地。临时占地恢复也可在征地过程中给予农民一定的费用补偿，由农民自行进行土地恢复。本项目永久占用基本农田面积共 0.116hm²，

对于占用的永久基本农田应按照《中华人民共和国土地管理法》中“占多少、垦多少”的原则，补充数量和质量相当的永久基本农田。

本项目对农业生产的直接影响主要体现为占用耕地而造成粮食减产，对于临时占地造成的农作物减产，除应对其进行经济补偿外，项目开工前，应剥离临时占地内的表土，耕地剥离厚度 0.3m，草地剥离厚度 0.2m，暂存于井场或管线两侧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，待施工结束后，回填占地范围，并采用表土复耕，增肥作业，恢复临时占用耕地的生产力，本项目的建设对当地土地利用格局影响在可接受范围内。因此本项目符合《基本农田保护条例》。

1.4.3.7 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 1.4-9。

表 1.4-9 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。	针对临时占地及永久占地应剥离占地内的表土，耕地剥离厚度 0.3m，草地剥离厚度 0.2m，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，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，临时占地剥离的表土在施工结束后分层回填，并及时恢复	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。	地表植被，临时占地恢复面积 34.8798hm ² ；永久占用耕地剥离的表土按照“占一补一，质量相等”的要求用于易地补充耕地的表土，开垦新的耕地，对永久占地按照规定进行经济补偿，补偿面积 4.74926hm ² 。	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。		
--	--------------------------------	--	--

根据以上分析，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。

1.4.3.8 与《中华人民共和国草原法》符合性分析

本项目与《中华人民共和国草原法》（中华人民共和国主席令第 82 号，2021 年 4 月 29 日修正施行）符合性分析见表 1.4-10。

表 1.4-10 本项目与《中华人民共和国草原法》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	进行矿藏开采和工程建设，应当不占或者少占草原；确需征收、征用或者使用草原的，必须经省级以上人民政府草原行政主管部门审核同意后，依照有关土地管理的法律、行政法规办理建设用地审批手续。	本项目建设占用草地（非基本草原）。临时占地采取剥离占地内的表土，草地剥离厚度 0.2m，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、洒水抑尘等措施防止水土流失。针对永久占地按当地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草地。	符合
2	因建设征收、征用集体所有的草原的，应当依照《中华人民共和国土地管理法》的规定给予补偿；因建设使用国家所有的草原的，应当依照国务院有关规定对草原承包经营者给予补偿。		
3	临时占用草原的期限不得超过二年，并不得在临时占用的草原上修建永久性建筑物、构筑物；占用期满，用地单位必须恢复草原植被并及时退还。	本项目计划施工期不超过 2 年。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草地。	符合

根据以上分析，本项目符合《中华人民共和国草原法》（中华人民共和国主席令第 82 号，2021 年 4 月 29 日修正施行）中要求。

1.4.3.9 与《黑龙江省草原条例》符合性分析

本项目与《黑龙江省草原条例》（2018 年 6 月 28 日修订施行）符合性分析见表 1.4-11。

表 1.4-11 本项目与《黑龙江省草原条例》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	在草原上从事采土、采砂、采石等作业活动，应当报县级草原行政主管部门批准；开采矿产资源的，并应当依法办理有关手续。经批准在草原上从事本条第一款所列活动	本项目施工前报县级草原行政主管部门征求批准，办理用地审批手续。本项目建设占用草地（非基本草原）。临时占地采取剥离占地内的	符合

	的，应当在规定的时间内、区域内，按照准许的采挖方式作业，并采取保护草原植被的措施。 在他人使用的草原上从事本条第一款所列活动的，还应当事先征得草原使用者的同意。	表土，耕地剥离厚度 0.3m，草地剥离厚度 0.2m，采用分层开挖，分层堆放，暂存于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。针对永久占地按当地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草地。	
2	矿藏开采和工程建设，确需征用或者使用草原的，应当经省草原行政主管部门审核同意后，按照国家土地管理法律、法规的规定办理用地审批手续，在工程实施前由用地单位依法支付补偿费、植被恢复费、附着物补偿费和当年草原应有收益以及承包者进行草原建设和改良的实际投入。		
3	临时使用草原单位应当按照批准的地点、面积、使用方式使用，并给予草原使用权单位补偿。在使用期满后，应当恢复草原植被。县以上草原行政主管部门对恢复植被的，应当及时退还恢复植被保证金；对未恢复植被的，用保证金代为恢复。恢复植被保证金的标准由草原行政主管部门根据恢复草原植被所需费用确定。	本项目在施工阶段加强管理，不占用施工场地外的土地，施工结束后对临时占地内剥离的表土进行分层回填，确保恢复等质等量面积的草地。	符合

根据以上分析，本项目符合《黑龙江省草原条例》（2018 年 6 月 28 日修订施行）中要求。

1.4.3.10 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

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 1.4-12。

表 1.4-12 本项目与《地下水管理条例》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	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；	本项目已针对项目特点提出针对性地下水污染防治措施，主要包括采取分区防渗措施，根据可能对地下水造成污染的污染源分布制定重点防渗区、一般防渗区、简单防渗区；根据区域潜水流向，本项目在区域上游设 1 个潜水背景监测点，在项目区域内及区域下游设 2 个潜水跟踪监测点，在区域内布设 1 个承压水跟踪监测点，定期对地下水进行跟踪监测。	符合
2	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、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；	
--	-----------------	--

根据以上分析，本项目符合《地下水管理条例》（中华人民共和国国务院令第 748 号）中要求。

1.4.3.11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1.4-13。

表1.4-13 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。	本项目建设占用耕地及草地。项目在施工过程中针对临时占地，应剥离占地内的表土，耕地剥离厚度0.3m，草地剥离厚度0.2m，采用分层开挖，分层堆放，集中暂存于施工井场或管线两侧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，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。

1.4.3.12与《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）符合性分析

本项目与《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）符合性分析见表1.4-14。

表1.4-14 项目与《钻前工程及井场布置技术要求》符合性分析

《SY/T5466-2013 钻前工程及井场布置技术要求》	拟建项目情况	符合性
根据自然环境、钻机类型及钻井工艺要求确定钻井设备安放位置。	本项目位于大庆市，钻机型号为 ZJ-15D/900 型钻机，占地类型主要为耕地及草地，钻井设备施工期摆放至远离居民区的位置。	符合

井场应避开滑坡、泥石流等不良地质地段，在河滩、河滩地区应避开汛、潮期进行钻前施工。	本项目位于松嫩平原中部，非滑坡、泥石流等不良地质地段。	符合
充分利用地形、节约用地，方便施工。	本工程在井位的选址和布局上根据“地下决定地上，地下顾及地上”的原则，采用占地面积最小的方案。	符合
满足防洪、放喷、防爆、防火、防毒、防冻等安全要求。	项目钻井时安装防喷器，防止井喷事故发生，钻台下面和井口周围严禁堆放杂物和易燃品，机泵房下无积油，井场内严禁吸烟和动用明火，应有明显的防火标志。	符合
有利废弃物回收处理、声光屏蔽等，防治环境污染。	本项目施工期钻井废水、废钻井液、钻井岩屑、废射孔液排入井场钢制泥浆槽中，定期由罐车拉运至大庆赛诺科林环保科技有限公司处理，处理后的压滤水由罐车拉运至北三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，处理后的泥饼按照《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ1461-2026）的要求进行综合利用；压裂返排液由罐车拉运至第三采油厂北三集输班压裂返排液处理站处理后，管输进入北三含油污水处理站处理达标后回注油层。废弃管道清洗废水由集输管道输送至北六深度污水站处理达标后回注油层。吹扫清管废水、设备清洗废水、试压废水由罐车拉运至北六深度污水站处理达标后回注油层。钻井施工期施工人员产生的生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内，地面施工期施工人员产生的生活污水排入附近场站及阀组间已建生活污水收集装置，定期由物业单位庆南工矿服务公司采用罐车抽排拉运至风云污水提升站，经污水管网排入大庆市水务集团城市排水有限公司中区污水处理厂处理。施工期固废 100%全部处置。施工过程中产生的噪声主要为重型车辆沿途产生的噪声及钻机振动产生的噪声污染。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，同时，避免在同一地点安排较多的动力机械；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。	符合

1.4.3.13 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018）符合性判定

本项目与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》符合性分析见表 1.4-15。

表 1.4-15 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》相关要求符合性判定

序号	相关要求	符合性分析	符合性
1	废液、废气、固体废物应建档分类管理，并清洁化、无害化处置，处置率应达到 100%	本项目施工期及运营期废水、固体废物均无害化处置，处置率 100%，运营期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	符合

		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、温室气体的无组织挥发。新建加热炉采用清洁能源天然气作为燃料，并采用低氮燃烧器，加热炉燃烧产生的废气均经 8m 的烟囱高空排放。	
2	油气生产过程中的采出水应清洁处理后循环利用；不能循环利用的，应达标排放、回注或采取其他有效利用方式。	本项目油田采出水管输进入北六三元污水站处理满足《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法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排。	符合
3	油气开采过程中产生的落地原油应及时全部回收。	本项目含油污泥及落地油全部回收，由罐车拉运至萨北含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理，剩余固相建设单位按照《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ1461-2026）的要求进行综合利用。	符合
4	油气开采过程中产生的含油污泥，采取技术措施进行原油回收处理和利用，处理后固体物含油率低于 2%。		

根据以上分析，本项目符合《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018）中要求。

1.4.3.14 与《空气质量持续改善行动计划》（国发〔2023〕24 号）符合性判定

本项目与《空气质量持续改善行动计划》（国发〔2023〕24 号）符合性分析见表 1.4-16。

表 1.4-16 与《空气质量持续改善行动计划》相关要求符合性判定

序号	相关要求	符合性分析	符合性
1	以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，全面贯彻党的二十大精神，深入贯彻习近平生态文明思想，落实全国生态环境保护大会部署，坚持稳中求进工作总基调，协同推进降碳、减污、扩绿、增长，以改善空气质量为核心，以减少重污染天气和解决人民群众身边的突出大气环境问题为重点，以降低细颗粒物（PM _{2.5} ）浓度为主线，大力推动氮氧化物和挥发	本项目施工过程中产生的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；柴油机采用节能环保型柴油动力设备，泵柴油机采用符合《车用柴油》（GB19147-2016）的柴油，加强对机械设备的维护、保养，减少不必要的运转时间，以控制尾气的排放。本项目运营	符合

	性有机物（VOCs）减排；开展区域协同治理，突出精准、科学、依法治污，完善大气环境管理体系，提升污染防治能力；远近结合研究谋划大气污染防治路径，扎实推进产业、能源、交通绿色低碳转型，强化面源污染治理，加强源头防控，加快形成绿色低碳生产生活方式，实现环境效益、经济效益和社会效益多赢	期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、温室气体的无组织挥发。新建加热炉采用清洁能源天然气作为燃料，并采用低氮燃烧器，加热炉燃烧产生的废气均经 8m 的烟囱高空排放。	
--	--	--	--

根据以上分析，本项目符合《空气质量持续改善行动计划》（国发〔2023〕24 号）中要求。

1.4.3.15 与《甲烷排放控制行动方案》（环气候〔2023〕67 号）符合性判定

本项目与《甲烷排放控制行动方案》（环气候〔2023〕67 号）符合性分析见表 1.4-17。

表 1.4-17 与《甲烷排放控制行动方案》相关要求符合性判定

序号	相关要求	符合性分析	符合性
1	强化甲烷综合利用。促进油气田放空甲烷排放管控，鼓励企业因地制宜开展伴生气与放空空气回收利用，不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空。	本项目油气集输过程中分离出的天然气全部回收利用。	符合
2	强化污染物与甲烷协同控制措施。充分利用现有生态环境法规标准政策，构建污染物减排与甲烷排放控制一体推进的治理体系。加强挥发性有机物与甲烷协同控制，妥善处置工业生产产生的含甲烷可燃性气体。	本项目产生的烃类气体与甲烷协同控制，运营期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、温室气体的无组织挥发	符合

根据以上分析，本项目符合《甲烷排放控制行动方案》（环气候〔2023〕67 号）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》（自然资办函〔2022〕2341 号），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。根据《大庆市市国土空间总体规划（2021-2035 年）》，以及黑龙江省生态环境分区管控数据应用平台和黑龙江省生态保护红线分布图，本项目不在生态保护红线内，且本项目占地内不涉及国家、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，本项目与生态保护红线的位置关系见附图 7。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）》中划分的环境管控单元内容，本项目位于重点管控单元，本项目与环境管控单元位置关系见附图 10，本项目与分区管控要求符合性分析见表 1.4-18。

表 1.4-18 本项目与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。施工期钻井废水与废钻井液、钻井岩屑、废射孔液一起，排入井场钢制泥浆槽中，定期由罐车拉运至大庆赛诺科林环保科技有限公司处理，处理后的压滤水由罐车拉运至北三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；废弃管道清洗废水由集输管道输送至北六深度污水站处理达标后回注油层。吹扫清管废水、设备清洗废水、试压废水由罐车拉运至北六深度污水站处理达标后回注油层；钻井施工期施工人员产生的生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内，地面施工期施工人员产生的生活污水排入附近场站及阀组间已建生活污水收集装置，定期由物业单位庆南工矿服务公司采用罐车抽排拉运至风云污水提升站，经污水管网排入大庆市水务集团城市排水有限公司中区污水处理厂处理。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。施工废料、膨润土等废包装袋、非含油废防渗布集中收集暂存在井场设置的钢制桶内，由施工单位拉运至第一采油厂工业固废填埋场处理；清罐油泥由罐车拉运至萨北含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理，剩余固相建设单位按照《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ1461-2026）的要求进行综合利用。废滤料委托大庆蓝星	符合

		环保工程有限公司处理。含油废防渗布经收集后暂存于第三作业区 25 号站含油防渗布贮存池，定期委托有资质单位处理。含油抹布及废劳保用品及废变压器油经收集后暂存于第三采油厂危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理。定向钻废弃泥浆排入施工场地的钢制泥浆槽中，定期由罐车拉运至大庆赛诺科林环保科技有限公司处理，处理后的泥饼按照《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ1461-2026）的要求进行综合利用。建筑垃圾统一收集后由施工单位清运至建筑垃圾调配场处理；拆除的废旧设备全部回收至第三采油厂物资库；废弃管道经盲板焊接封堵后直埋地下，不再挖出；生活垃圾统一收集后拉运至大庆城控电力有限公司处理。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。 运营期油田采出液采用密闭集输工艺，井口安装密封垫，新建集油管道、场站阀组、储罐、法兰等动静密封系统要加强密闭措施，控制烃类气体、温室气体的无组织挥发；新建加热炉采用清洁能源天然气作为燃料，并采用低氮燃烧器，加热炉燃烧产生的废气均经 8m 的烟囱高空排放。运营期作业污水、洗井污水、油田采出水最终进入北六三元污水站处理达标后回注油层；井场抽油机、场站设备尽可能选用低噪声设备；场站内机泵设置减震基础，且均安装至室内，泵房为砖混结构并安装隔声门窗；注意对设备的维护保养，保证设备保持在最佳运行状态，降低噪声源强度。运营期含油污泥及落地油全部回收，由罐车拉运至萨北含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理，剩余固相建设单位按照《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ1461-2026）的要求进行综合利用；含油废防渗布经收集后暂存于第三作业区 25 号站含油防渗布贮存池，定期委托有资质单位处理；废滤料产生于场站各过滤罐中，定期委托大庆蓝星环保工程有限公司处理。废变压器油、废润滑油、含油抹布及废劳保用品经收集后暂存于第三采油厂危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理。 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。 由以上分析，本项目满足重点管控单元分区管控要求。	
--	--	---	--

1.4.4.2 环境质量底线

根据大庆市生态环境局 2026 年 6 月 5 日公布的《2025 年大庆市生态环境状况公报》，项目区域大气环境质量满足《环境空气质量标准》（GB3095-2026）过渡阶段二级标准浓度限值要求，项目区域属于达标区。根据补充现状监测结果：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，TSP 满足《环境空气质量标准》（GB3095-2026）过渡阶段二级标准浓度限值要求；本项目不排放废水，不会对周边地表水丰三泡、二零六泡、前进渠、东二排水干渠产生影响；本项目在采取措施后不会对地下水及土壤环境产生影响，区域地下水质量除锰外可以满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准，特征因子石油类可以满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）表 1 中的 II 类标准限值要求；本项目永久占地内、现有井场及场站土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值标准，评价范围内居住区土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第一类用地筛选值标准，评价范围内农用地土壤满足《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。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

本项目为陆地石油开采项目，项目永久占地 4.74926hm²，临时占地面积 34.8798hm²，占地类型为耕地（永久基本农田）及草地（非基本草原），占地面积较少，针对永久占地按“占一补一”原则进行补偿，临时占地均为施工结束后进行生态恢复，土地资源消耗符合大庆市土地资源利用上线要求；本项目施工期新鲜水消耗量为 11344.5m³，消耗的水主要用于生活及生产需要，用量不大；运营期不新增新鲜水消耗，油水井作业用水及洗井用水均为处理达标后的含油污水，区域的水资源消耗不大；井场、场站设备能源主要依托油田的电网供电，生产用气主要为油田采出气，新增耗气量 163.62 万 m³/a。根据《大庆市区域空间生态环境评价报告》，2020 年、2025 年和 2035 年黑龙江省土地利用目标分别为 10.9366%、11.0778%、11.3242%；大庆市 2020 年、2030 年用水总量控制指标为 33.54 亿立方米、35.03 亿立方米，2025 年煤炭消费上线 1236.21 万吨标准煤、1338.64 万吨标准煤；本项目资源消耗较少，均能满足大庆市资源利用上线及分区管控要求。因此本项目符合资源利用上限要求。

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，根据黑龙江省生态环境分区管控数据应用平台生成的生态环境分区管控分析报告，本项目位于萨尔图区水环境城镇生活污染重点管控区、萨尔图区水环境农业污染重点管控区、萨尔图区城镇空间，本项目与生态环境准入清单管控体系符合性分析见表 1.4-19。

表 1.4-19 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
大庆市	空间布局约束	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。 2.坚决遏制高耗能高排放项目盲目发展，严禁违规“两高”项目建设、运行。严把“两高”项目审批关和监督关，坚决遏制“两高”项目盲目发展。严格落实污染物排放区域削减要求。以钢铁、煤炭、水泥等行业为重点，依据能耗、环保、质量、安全、技术等五个标准依法依规推动落后产能退出。 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。 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。 5.对严格管控类划定为特定农产品禁止生产区域的地块，禁止生产特定农产品。从严格管控农药、化学等行业的重度污染地块规划用途，确需开发利用的，鼓励用于拓展生态空间。严格名录内地块的准入管理。未依法完成土壤污染状况调查和风险评估的地块，不得开工建设与风险管控和修复无关的项目。 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。 7.加大淘汰改造燃煤锅炉力度。一是县级	符合。 1.本项目属于石油天然气开采行业，不属于有色金属冶炼、焦化等行业企业。 2.本项目不属于钢铁、煤炭、水泥等高耗能高排放项目。 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。 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。 5.本项目不涉及种植食用农产品。 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》（庆政规〔2019〕3 号），本项目所在区域不属于禁燃区，且本项目新建加热炉采用清洁能源天然气为燃料。 7.本项目新建加热炉以天然气为燃料，并采用低氮燃烧器，不涉及燃煤锅炉使用。 8、本项目新建加热炉以天然气为燃料，为清洁能源。 9、本项目不属于煤电项目。 10、本项目不使用高挥发性有机物含量溶剂型涂料、油墨、胶粘剂、清洗剂。 本项目符合大庆市空间布局约束要求。

		及以上城市建成区原则上不再新建 35 蒸吨/小时及以下燃煤锅炉，其他地区原则上不再新建 10 蒸吨/小时及以下燃煤锅炉。二是积极推进地级及以上城市建成区 35 蒸吨/小时及以下燃煤锅炉淘汰，到 2025 年基本完成淘汰。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。四是采取生物质锅炉替代的，需使用专用锅炉，配套布袋等高效除尘设施，若氮氧化物排放不能达标的需配备脱硝设施，使用过程中严禁掺烧煤炭、垃圾等其他物料。实施工业炉窑清洁能源替代，大力推进电能替代煤炭。 8.大力发展新能源和清洁能源，逐步实现非化石能源成为能源消费增量主体并实施存量替代。严控煤炭消费增长，推进煤炭清洁高效利用。 9.严控煤电项目审批，不再核准自备燃煤电厂项目。（关于印发《大庆市深入打好污染防治攻坚战任务清单台账》的通知） 10.严格控制生产和使用高挥发性有机物含量溶剂型涂料、油墨、胶粘剂、清洗剂，提高水性、高固体分、无溶剂、粉末等低挥发性有机物含量产品比重。（关于印发《大庆市深入打好污染防治攻坚战任务清单台账》的通知）	
	污染物排放管控	1.2025 年和 2035 年全市大气污染物氮氧化物和 VOCs 重点工程削减量不低于省政府确定的削减量。 2.2025 年和 2035 年全市水污染物化学需氧量和氨氮削减量不低于省政府确定的削减量。到 2025 年，全市地表水体消除劣 V 类，县级城市建成区基本消除黑臭水体。	符合。 1.本项目不属于大庆市大气污染物氮氧化物和 VOCs 重点工程。 2、本项目运营期不新增化学需氧量 and 氨氮的排放，且运营期废水均不外排，不会对周边地表水体产生影响。
	资源利用效率要求	1.全市 2025 年用水总量不得超过 34.38 亿立方米，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 和 2035 年耕地保有量不低于规划指标。 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。	符合。 1. 本项目施工期新鲜水消耗量为 11344.5m³，消耗的水主要用于生活及生产需要，用量不大；运营期不新增新鲜水消耗，油水井作业用水及洗井用水均为处理达标后的含油污水，区域的水资源消耗不大。 2. 本项目为陆地石油开采项目，项目永久占地 4.74926hm²，临时占地面积 34.8798hm²，占地类型为耕地（永久基本

				农田)及草地(非基本草原),针对永久占地按当地相关规定进行补偿,永久占用的耕地进行易地补充,临时占地均为施工结束后进行生态恢复。 3、井场、场站设备能源主要依托油田的电网供电,生产用气主要为油田采出气,新增耗气量 163.62 万 m ³ /a,能源消耗符合大庆市能源利用上线及分区管控要求。
	高污染燃料禁燃区资源利用效率要求	1.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。 2.禁燃区内对 20 蒸吨/小时以下锅炉及民用燃煤设备燃煤质量严格控制,稳步推进清洁能源替代改造。 3.禁燃区内已建成使用高污染燃料设施在限期拆除或完成改造前,应采取燃用优质煤炭、改善燃烧工况、提高烟气治理设施效率等措施,使其排放的大气污染物达到国家相关标准要求。		符合。 根据《大庆市人民政府关于调整高污染燃料禁燃区的通告》(庆政规〔2019〕3 号),本项目所在区域不属于禁燃区,且本项目新建加热炉采用清洁能源天然气为燃料。
大庆市萨尔图区生态环境准入清单				
环境管控单元编码	环境管控单元名称	管控单元类别	管控要求	本项目符合性分析
ZH23060220003	萨尔图区水环境城镇生活污水污染重点管控区	重点管控单元	空间布局约束 1.除干旱地区外,新建城区应全面实行雨污分流,鼓励对初期雨水进行收集、处理和资源化利用。2.大气环境布局敏感重点管控区同时执行:1)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。2)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。	符合要求。 1.本项目为陆地石油开采类项目,不属于高耗水、高污染行业。运营期生产用水均依托已建场站,耗水量较小。 2.本项目不属于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。
			污染物排放管控 1.新区污水管网规划建设应当与城市开发同步推进,除干旱地区外均实行雨污分流。2.强浆槽中,定期由罐车拉运至大庆赛诺科林环保科技有限公司处理,处理后的压部污水截流、收集。3.推进合流制排水系统雨污分流改造,难以	符合要求。 本项目施工期钻井废水排入井场钢制泥浆槽中,定期由罐车拉运至大庆赛诺科林环保科技有限公司处理,处理后的压部污水截流、收集。3.推进合流制排水系统雨污分流改造,难以处理达标后回注油层。试压废水、废弃

			改造的，应采取截流、调蓄和治理等措施；推进现有污水处理设施配套管网建设；进一步提高城市、县城生活污水收集处理效能。4.县级以上人民政府应当根据国土空间、水污染防治、城镇排水与污水处理等规划，合理确定城镇排水与污水处理设施建设标准，统筹安排管网、泵站、污水处理厂以及污泥处理处置、再生水利用、雨水调蓄和排放等排水与污水处理设施建设和改造，提高城镇污水收集率和处理率。5.大气环境布局敏感重点管控区同时执行：1)对以煤、石焦油、渣油、重油等为燃料的锅炉和工业炉窑，加快使用清洁能源以及工厂余热、电力热力等进行替代。2)3)到2025年，在用65蒸吨/小时以上的燃煤锅炉（含电力）实现超低排放，钢铁企业基本实现超低排放。	管道清洗废水、吹扫清管废水、设备清洗废水最终均由北六深度污水站处理达标后回注油层，运行期作业污水、洗井污水最终均进入北六三元污水站处理达标后回注油层，不外排。本项目不涉及管控要求中相关城镇排水要求。
		环境风险防控	大气环境布局敏感重点管控区同时执行：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。	符合要求。 本项目不属于有色金属冶炼、焦化等行业企业。
		资源开发效率要求	1.高污染燃料禁燃区同时执行：1)在禁燃区内，禁止销售、燃用高污染燃料；禁止新建、扩建燃用高污染燃料的设施，已建成的，应当在城市人民政府规定的期限内改用天然气、页岩气、液化石油气、电或者其他清洁能源。2)城市建设应当统筹规划，在燃煤供热地区，推进热电联产和集中供热。在集中供热管网覆盖地区，禁止新建、扩建分散燃煤供热锅炉；已建成的不能达标排放的燃煤供热锅炉，应当在城市人民政府规定的期限内拆除。2.地下水超采区同时执行：1)地下水超采地区，县级以	符合要求。 本项目不在高污染燃料禁燃区，不涉及相关内容；本项目不位于地下水超采区，不涉及开采地下水。

				上地方人民政府应当采取措施，制定地下水压采方案并严格落实，严格控制开采地下水。2) 禁止地下水超采区工业建设项目和服务业新增取用地下水，逐步削减超采量，逐渐实现地下水采补平衡。确需新建、改扩建地下水取水工程的，报省级水行政主管部门批准。	
ZH23060220005	萨尔图区水环境农业污染重点管控区	重点管控单元	空间布局约束	1.科学划定畜禽养殖禁养区。2.加快农业结构调整。松嫩平原和三江平原等地下水易受污染地区优先种植需肥需药量低、环境效益突出的农作物；在西部干旱区发展谷子、高粱等耐旱杂粮种植；在北部四、五积温区开展米豆麦轮作，促进化肥需求低的农作物面积恢复性增长。3.大气环境布局敏感重点管控区同时执行：1)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。2)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。	符合要求。 1.本项目为陆地石油开采类项目，不涉及管控要求中相关内容，不属于畜禽养殖业，不涉及农业生产加工。 2.本项目不属于高耗水、高污染行业。 3.本项目不属于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。
			污染物排放管控	1.支持规模化畜禽养殖场（小区）开展标准化改造和建设，提高畜禽粪污收集和处理机械化水平，实施雨污分流、粪污资源化利用，控制畜禽养殖污染排放。2.畜禽散养密集区所在地县级人民政府应当组织对畜禽粪便、污水进行集中处理利用，督促乡镇人民政府建设或者配备污染防治配套设施。3.全面加强农业面源污染防控，科学合理使用农业投入品，提高使用效率，减少农业内源性污染。4.大气环境布局敏感重点管控区同时执行：1)对以煤、石焦油、渣油、重油等为燃料的锅炉和工业	符合要求。 本项目为陆地石油开采类项目，不涉及管控要求中相关内容，不属于养殖业，不涉及农业面源污染；项目不新建锅炉和工业炉窑，依托场站采用天然气为燃料。

				炉窑,加快使用清洁低碳能源以及工厂余热、电力热力等进行替代。2)到2025年,在用65蒸吨/小时以上的燃煤锅炉(含电力)实现超低排放,钢铁企业基本实现超低排放。	
			环境风险防控	大气环境布局敏感重点管控区同时执行: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。	符合要求。 本项目为陆地石油开采类项目,不涉及管控要求中相关内容,不属于有色金属冶炼、焦化等行业企业。
ZH23060220002	萨尔图区城镇空间	重点管控单元	空间布局约束	1.严禁在人口密集区新建危险化学品生产项目,城镇人口密集区危险化学品生产企业应搬迁改造。2.禁止在城镇居民区、文化教育科学研究区等人口集中区域建设畜禽养殖场、养殖小区。3.水环境城镇生活污染重点管控区执行:除干旱地区外,新建城区应全面实行雨污分流,鼓励对初期雨水进行收集、处理和资源化利用。4.水环境工业污染重点管控区同时执行:1)区域内严格控制高耗水、高污染行业发展。2)加快淘汰落后产能,大力推进产业结构调整和优化升级。3)根据水资源和水环境承载能力,以水定城、以水定地、以水定人、以水定产。5.水环境农业污染重点管控区同时执行:1)科学划定畜禽养殖禁养区。2)加快农业结构调整。松嫩平原和三江平原等地下水易受污染地区优先种植需肥需药量低、环境效益突出的农作物;在西部干旱区发展谷子、高粱等耐旱杂粮种植;在北部四、五积温区开展米豆麦轮作,促进化肥需求低的农作物面积恢复性增长。	符合要求。 1.本项目为陆地石油开采项目,不属于危险化学品生产项目,且本项目不在人口密集区。2.本项目不涉及建设畜禽养殖场、养殖小区3.本项目施工期及运营期生产废水均处理达标后回注油层,不外排,生活污水经收集后拉运至城市生活污水处理厂处理。4.本项目不涉及水环境工业污染重点管控区。5.本项目不涉及畜禽养殖,为防止地下水污染,施工期及运营期均采取了分区防渗措施,并设立跟踪监测井定期对地下水进行跟踪监测。
			污染物排放管控	1.加快65t/h以上燃煤锅炉(含电力)超低排放改造。2.水环境城镇生活污染重点管控区同时执行:1)新区污水管网规划建设	符合要求。 1.本项目新建2台0.8MW的燃气真空炉,不建设燃煤锅炉。2.本项目施工期及运营期生产废水均处理达标后回注

			设应当与城市开发同步推进,除油层,不外排,生活污水经收集后拉运至城市生活污水处理厂处理。3.本项目强化城中村、老旧城区和城乡结合部污水截流、收集。3)推进合流制排水系统雨污分流改造,难以改造的,应采取截流、调蓄和治理等措施;推进现有污水处理设施配套管网建设;进一步提高城市、县城生活污水收集处理效能。4)县级以上人民政府应当合理确定城镇排水与污水处理设施建设标准,统筹安排管网、泵站、污水处理厂以及污泥处理处置、再生水利用、雨水调蓄和排放等排水与污水处理设施建设和改造,提高城镇污水收集率和处理率。3.水环境工业污染重点管控区同时执行:(1)新建、改建和扩建项目应当优先采用资源利用率高以及污染物产生量少的清洁生产技术、工艺和设备。(2)集中治理工业集聚区内工业废水,区内工业废水必须经预处理达到集中处理要求后,方可进入污水集中处理设施。新建、升级工业集聚区应同步规划和建设污水、垃圾集中处理等污染治理设施。4.水环境农业污染重点管控区同时执行:1)支持规模化畜禽养殖场(小区)开展标准化改造和建设,提高畜禽粪污收集和处理机械化水平,实施雨污分流、粪污资源化利用,控制畜禽养殖污染排放。2)畜禽养殖户应当及时对畜禽粪便、污水进行收集、贮存、清运,或者进行无害化处理。县级人民政府应当组织对本行政区域的畜禽散养密集区畜禽粪便、污水进行集中处理利用,督促乡镇人民政府建设或者配备污染防治配套设施。3)全面加强农业面源污染防控,科学	油层,不外排,生活污水经收集后拉运至城市生活污水处理厂处理。3.本项目不涉及水环境工业污染重点管控区。4.本项目不涉及畜禽养殖。
--	--	--	--	---

				合理使用农业投入品，提高使用效率，减少农业内源性污染。	
		环境 风险 防控		1.化工园区与城市建成区、人员密集场所、重要设施、敏感目标等应当保持规定的安全距离，相对封闭，不应保留常住居民，非关联企业和产业要逐步搬迁或退出，妥善防范化解“邻避”问题。严禁在松花江干流及一级支流沿岸 1 公里范围内布局化工园区。2.水环境工业污染重点管控区同时执行:排放《有毒有害水污染物名录》所列有毒有害水污染物的企业事业单位和其他生产经营者，应当对排污口和周边环境进行监测，评估环境风险，排查环境安全隐患，并公开有毒有害水污染物信息，采取有效措施防范环境风险。	符合要求。 1.本项目为陆地石油开采项目，不属于化工项目，且不在化工园区，本项目建设均满足安全距离要求。2. 本项目不涉及水环境工业污染重点管控区。
		资源 开发 效率 要求		1.推进污水再生利用设施建设。2.公共建筑必须采用节水器具，限期淘汰公共建筑中不符合节水标准的水嘴、便器水箱等生活用水器具。3.地下水超采区同时执行: 1)地下水超采地区，县级以上地方人民政府应当采取措施，制定地下水压采方案并严格落实，严格控制开采地下水。2)禁止地下水超采区工业建设项目和服务业新增取用地下水，逐步削减超采量，逐渐实现地下水采补平衡。确需新建、改扩建地下水取水工程的，报省级水行政主管部门批准。4.高污染燃料禁燃区同时执行:1)在禁燃区内，禁止销售、燃用高污染燃料;禁止新建、扩建燃用高污染燃料的设施，已建成的，应当在城市人民政府规定的期限内改用天然气、页岩气、液化石油气、电或者其他清洁能源。2)城市建设应当统筹规划，在燃煤供热地区，推进热电联产和集中供热。	符合要求。 1.本项目施工期及运营期生产废水均处理达标后回注油层 2.本项目不涉及取水。3.本项目不涉及开采地下水。4.本项目新建加热炉不再高污染燃料禁燃区，且加热炉采用清洁能源天然气为燃料。

				在集中供热管网覆盖地区，禁止新建、扩建分散燃煤供热锅炉；已建成的不能达标排放的燃煤供热锅炉，应当在城市人民政府规定的期限内拆除。	
--	--	--	--	--	--

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 选址选线合理性分析

本项目位于黑龙江省大庆市萨尔图区境内，主要建设内容包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程（射孔及压裂）、采油工程、原油集输工程、配注工程、水处理工程、道路工程、数字化工程、公用工程等，项目周围敏感点主要为居住区、耕地、草地，与本项目最近的居住区为丰收小区（丰收大街西侧 15m）。

根据《黑龙江省国土空间规划（2021-2035 年）》、《大庆市市国土空间总体规划（2021-2035 年）》、黑龙江省生态环境分区管控数据应用平台和黑龙江省生态保护红线分布图，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、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。同时对照《黑龙江省湿地名录》，本项目占地范围内不涉及湿地。

在选址和布局上根据“地下决定地上，地下顾及地上”的原则，本项目新增总占地面积为 39.62906hm²，其中永久占地 4.74926hm²，临时占地 34.8798hm²，占地类型为耕地（永久基本农田）及草地（非基本草原）。根据《基本农田保护条例》（2011 年修订），国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开基本农田保护区，需要占用基本农田，涉及农用地转用或者征收土地的，应报请相关主管部门同意，并补充划入数量和质量相当的基本农田或按规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。本项目井位选址、管线选线确实无法避让基本农田，本项目对永久占用 0.116hm²耕地（永久基本农田），按照“占一补一”原则进行占补平衡，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，应当按照黑龙江省的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。永久占用耕地的耕作层土壤集中堆放在施工井场或场站置土带区域，施工结束后用于周围区域土地复垦、土壤治理等用途。对永久占用的 4.63326hm²草地（非基本草原）缴纳补偿费。对于 34.8798hm²临时占地，施工前应剥离占地内的表土，耕地

剥离厚度 0.3m，草地剥离厚度 0.2m，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（井场施工临时占地剥离表土暂存于井场内表土剥离临时堆放区，管线施工临时占地剥离表土暂存于管线一侧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，及时恢复地表植被，并采取补播措施，对占用农田全部恢复为等质等量面积的耕地，对占用的草地进行植被恢复，采取以上措施，满足占用耕地及草地的选址要求。

在新建管线选线方面，本项目管线已尽可能沿道路走向设计，已尽量沿最短路线且避开居民区等环境敏感点进行设计，以避免施工活动对土地和地表植被的扰动；管线穿越尽量选择顶管或定向钻穿越，不对公路进行破坏，做到了优化施工区域。同时管线选线满足《石油天然气工程设计防火规范》（GB 50183-2015）中与居民区、村镇、公共福利设施、工矿企业等防火距离要求。

根据《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，根据黑龙江省生态环境分区管控数据应用平台生成的生态环境分区管控分析报告，本项目位于萨尔图区水环境城镇生活污染重点管控区、萨尔图区水环境农业污染重点管控区、萨尔图区城镇空间，根据项目与生态环境准入清单管控体系符合性分析，本项目建设符合分区管控要求。

本项目井场布置采用占地面积最小、环境影响最小的布局方案，尽量避绕周围环境敏感目标，减少对耕地及草地的占用，并对占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。工程建设对周围的主要环境影响为生态环境影响、大气环境影响、地下水环境影响、声环境影响和固体废物对周围的环境影响。通过环境影响预测与环境影响分析，工程建设实施后，通过采取相应的废气、废水、噪声、固体废物等污染控制措施，周围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。

同时项目选址满足《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）中选址要求。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，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

本项目为陆地石油开采项目，环境影响主要来源于钻井施工、井场及场站建设、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，本项目不在自然保护区、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生态

环境、区块周边分布的居民区。本次评价重点关注施工期各种施工活动和工程占地对土壤、生态环境的影响，施工过程中产生的废气、废水、固体废物、噪声等对周围环境的影响；运营期井场及站场无组织挥发的非甲烷总烃、井场抽油机及场站机泵的噪声、含油污泥等对环境产生的影响。

（1）环境空气

本项目施工过程中产生的废气主要为施工扬尘、施工车辆排放的尾气、柴油机废气、焊接烟尘。对施工场地采取洒水抑尘，对易起尘的临时土方等加盖苫布，施工运输车辆采取密闭措施或加盖苫布，加强施工管理；施工车辆采用清洁燃料，降低污染物排放；柴油机使用产品质量达标的低标号柴油，采用节能环保型柴油动力设备，调节好柴油机运行工况；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。

运营期产生的废气主要为油气集输过程中产生的非甲烷总烃、场站新增动静密封点无组织挥发的非甲烷总烃、场站新建加热炉产生的烟气、温室气体。本项目油田采出液采用密闭集输工艺，井口安装密封垫，新建集油管道、场站阀组、储罐、法兰等动静密封系统要加强密闭措施，控制烃类气体、温室气体的无组织挥发，井场、新改扩建场站及依托场站厂界非甲烷总烃可以满足《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；新建加热炉采用清洁能源天然气作为燃料，并采用低氮燃烧器，加热炉燃烧产生的废气均经 8m 的烟囱高空排放，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，对大气环境影响较小。

（2）水环境

本项目施工过程中产生的废水主要为钻井废水、压裂返排液、废弃管道清洗废水、吹扫清管废水、设备清洗废水、试压废水、生活污水。钻井施工期施工人员产生的生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内，地面施工期施工人员产生的生活污水排入附近场站及阀组间已建生活污水收集装置，定期由物业单位庆南工矿服务公司采用罐车抽排拉运至风云污水提升站，经污水管网排入大庆市水务集团城市排水有限公司中区污水处理厂处理。钻井废水排入井场钢制泥浆槽中，定期由罐车拉运至大庆赛诺科林环保科技有限公司处理，处理后的压滤水由罐车拉运至北三含油污水处理站处理达标后回注油层。压裂返排液由罐车拉运至第三采油厂北三集输班压裂返排液处理站处理后，管输进入北三含油污水处理站处理达标后回注油层。废弃管道清洗废水由集输管道输送至北六深度污水站处理达标后回注油层。吹扫清管废水、设备清洗废水、试压废水由罐车拉运

至北六深度污水站处理达标后回注油层。

本项目运营期产生的废水主要为油田采出水、作业污水、洗井污水，最终均进入北六三元污水站处理满足《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法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。本项目废水均不外排，不会对周边地表水环境产生影响。

本工程施工期可能对地下水产生影响的主要为废弃泥浆、射孔液等钻井过程中产生的废弃物，运营期可能对地下水产生影响的因素主要为油水井检修作业污水及落地油、洗井污水、油田采出水等。在采取源头控制、过程防控、分区防渗、跟踪监测后对区域的地下水环境影响较小。

（3）声环境

施工期产生的噪声主要为钻井工程、地面及站场施工过程中施工机械和车辆运行噪声。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，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；运输车辆选择避开居民区的路线，临近居民区应减少汽车鸣笛的次数，减速慢行。采取以上措施后，对周边声环境敏感点影响较小。

本项目运营期噪声源主要来自抽油机机械噪声、加热炉运行噪声、以及场站机泵运行噪声。井场抽油机、场站设备尽可能选用低噪声设备；场站内机泵设置减震基础，且均安装至室内，泵房为砖混结构并安装隔声门窗；注意对设备的维护保养，保证设备保持在最佳运行状态，降低噪声源强度。采取以上措施后井场及场站厂界噪声能够达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准的要求。对周边声环境敏感点影响较小。

（4）固体废物

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、膨润土等废包装袋、施工废料、非含油废防渗布、清罐油泥、含油废防渗布、废滤料、定向钻废弃泥浆、建筑垃圾、废旧设备及废弃管道、生活垃圾等。废钻井液、钻井岩屑、废射孔液排入井场钢制泥浆槽中，定期由罐车拉运至大庆赛诺科林环保科技有限公司处理，处理后的泥饼按照《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ1461-2026）的要求进行综合利用。施工废料、膨润土等废包装袋、非含油废防渗布集中收集暂存在井场设置的钢制桶内，由施工单位拉运至第一采油厂工业固废填埋场处理。清罐油泥由罐车拉运至萨北含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆博昕晶化科技有限公

司处理，剩余固相建设单位按照《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ1461-2026）的要求进行综合利用。废滤料委托大庆蓝星环保工程有限公司处理。含油废防渗布经收集后暂存于第三作业区 25 号站含油防渗布贮存池，定期委托有资质单位处理。含油抹布及废劳保用品及废变压器油经收集后暂存于第三采油厂危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理。定向钻废弃泥浆排入施工场地的钢制泥浆槽中，定期由罐车拉运至大庆赛诺科林环保科技有限公司处理，处理后的泥饼按照《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ1461-2026）的要求进行综合利用。建筑垃圾统一收集后由施工单位清运至建筑垃圾调配场处理。拆除的废旧设备全部回收至第三采油厂物资库。废弃管道经盲板焊接封堵后直埋地下，不再挖出。生活垃圾统一收集后拉运至大庆城控电力有限公司处理。

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、废滤料、废变压器油、废润滑油、含油抹布及废劳保用品。含油污泥及落地油全部回收，由罐车拉运至萨北含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理，剩余固相建设单位按照《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ1461-2026）的要求进行综合利用；含油废防渗布经收集后暂存于第三作业区 25 号站含油防渗布贮存池，定期委托有资质单位处理；废滤料产生于场站各过滤罐中，定期委托大庆蓝星环保工程有限公司处理。废变压器油、废润滑油、含油抹布及废劳保用品经收集后暂存于第三采油厂危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理。

本项目施工期及运营期固体废物均合理处置，不会对周边环境产生影响。

（5）生态环境

本工程井场钻井施工、场站施工、道路修建和管道铺设发生的永久和临时占地，以及因机械设备、车辆的碾压、人员的践踏等活动将会对地表植被造成一定程度的破坏。临时占地暂时改变了土地利用形式，使区域的生产能力受到暂时性影响。施工结束后，及时恢复被破坏的地表形态，对临时占用耕地及草地进行表土留存，分层回填，整平翻松，确保恢复等质等量面积的耕地及草地，对于永久占地应按当地相关规定对永久占地进行补偿，项目建设对生态环境影响较小。

（6）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水井作业和事故时产生的落地油、含油污水。

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后对区域的土壤环境影响较小。

（7）环境风险

本工程的主要环境风险是原油泄漏和火灾爆炸，对区域内的大气、地表水、地下水环境和生态环境有潜在危害性。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。本工程事故状态下对地表水污染途径主要是油水的事故泄漏。泄漏污油污水在雨季期间可能随地表径流流向下游。集输管道事故泄漏可以通过站内仪表监控或巡检及时发现事故，及时关闭管道阀门或筑堤限制事故影响范围，然后彻底清理周边粘滞原油和被油水污染的泥沙、树枝、杂草等含油废弃物，同时展开对事故管段或设备的抢修。只要溢出事故按相应的环境风险事故预案严格控制并彻底清理溢出的石油类污染物，泄漏事故不会对地表水体造成污染影响。油水的事事故泄漏存在对潜水含水层造成影响的可能，但影响范围有限，一般在几百米范围。而承压含水层一般都有隔水顶板，与潜水层相互隔离，其透水性很差，因此对承压水层产生影响的可能性很小。

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《大庆松辽盆地萨北北过二条带西区萨 II10-萨 III10 油层化学驱产能建设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：大庆松辽盆地萨北北过二条带西区萨 II10-萨 III10 油层化学驱产能建设项目选址于黑龙江省大庆市萨尔图区境内，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，满足总量控制要求，环境风险可防控，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。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

根据本工程特性及工程所在地环境特点，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，预测和评价工程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，论证本工程社会效益、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

（1）《中华人民共和国生态环境法典》（2026年3月12日第十四届全国人民代表

大会第四次会议通过，自 2026 年 8 月 15 日起施行）；

(2) 《中华人民共和国黑土地保护法》（2022 年 8 月 1 日起施行）；

(3) 《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）。

(4) 《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一二六号，2022 年 12 月 30 日修订，自 2023 年 5 月 1 日起施行）；

(5) 《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）；

(6) 《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）；

(7) 《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）。

(8)《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)；

(9) 《排污许可管理条例》（国令第 736 号，2021 年 3 月 1 日起施行）；

(10) 《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；

(11) 《地下水管理条例》（中华人民共和国国务院令第 748 号，2021 年 10 月 29 日公布，自 2021 年 12 月 1 日起施行）；

(12) 《黑龙江省环境保护条例》（2018.04.26 修正）；

(13) 《黑龙江省大气污染防治条例》（2018.12.27）；

(14) 《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）；

(15) 《基本农田保护条例》（2011 修订），2011 年 1 月 8 日发布并施行；

(16) 《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）》（2024 年 11 月 26 日生态环境部、国家发展和改革委员会、公安部、交通运输部、国家卫生健康委员会令第 36 号公布，自 2025 年 1 月 1 日起施行）；

- (4) 《危险废物排除管理清单(2026 年版)》(生态环境部公告 2026 年第 2 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) 《关于进一步加强危险废物环境治理严密防控环境风险的指导意见》(环固体〔2025〕10 号)
- (8) 《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);
- (9) 《环境影响评价公众参与办法》(生态环境部令第 4 号, 2019.01.01);
- (10) 《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);
- (11) 《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);
- (12) 《2020 年挥发性有机物治理攻坚方案》(环大气〔2020〕33 号, 2020.06.24);
- (13) 《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);
- (14) 《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);
- (15) 《黑龙江省主体功能区规划》;
- (16) 《黑龙江省生态功能区规划》;
- (17) 《黑龙江省“十四五”黑土地保护规划》;
- (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) 《大庆市水土保持规划》(2015~2030 年);
- (23) 《大庆油气田地面工程“十四五”规划》;
- (24) 《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》（HJ349-2023）；
- (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/T6628-2005）；
- (22) 《矿山生态修复技术规范 第 7 部分：油气矿山》（TD/T1070.7-2022）；
- (23) 《石油天然气项目土地复垦与生态修复技术规范》（GB/T43936-2024）；
- (24) 《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）；
- (25) 《危险废物鉴别技术规范》（HJ298-2019）；
- (26) 《生产建设项目水土流失防治标准》（GB/T50434-2018）；
- (27) 《固体废物分类与代码目录》（生态环境部公告 2024 年第 4 号）；
- (28) 《地下水型饮用水水源补给区划定技术指南（试行）》（环办便函〔2022〕335 号）；
- (29) 《陆上石油天然气钻井环境保护技术规范》（SY/T7298-2024）；

(30)《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范(试行)》(HJ 1461-2026)。

2.3.4 其它相关依据及支持性文件

(1)《萨北开发区北部过渡带二条带西一区萨 II10-16+萨 III 油层化学驱采油工程方案》；

(2)《萨北开发区北部过渡带二条带西一区萨 II10-16+萨 III 油层化学驱油藏工程方案》；

(3)《大庆松辽盆地萨北北过二条带西区萨II10-萨III10 油层化学驱产能建设项目可行性研究报告》；

(4)《萨北开发区北部过渡带二条带西一区萨II10-16+萨III油层化学驱钻井工程方案》；

(5)《大庆松辽盆地萨北北过二条带西区、北过北 4-7-丙 55 井区、北过北 4-9-P88 井区、北过一条带东区萨 II10-萨 III10 油层化学驱产能建设项目地面工程可行性研究报告》

(6)《大庆松辽盆地萨北北过二条带西区萨 II10-萨 III10 油层化学驱产能建设项目企业投资项目备案承诺书》；

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、运营期和退役期。

2.4.2 环境影响因素识别

本工程建设对环境的影响,根据其特征可分为施工期影响、生产运营期影响和退役期影响三部分。

施工期的环境影响主要为钻井工程、压裂及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。

运营期的环境影响主要为井场、场站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。运营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。

退役期的环境影响主要是拆除工程的废气、噪声、生活污水、清洗废水、吹扫清管废水、废旧设备、封井建筑垃圾,这种影响是短暂的,待施工结束后将随之消失。

根据工程实际情况,结合工程区域的自然环境特征,采用矩阵法对工程建设期间和运营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 环境 因素	施工期						
	工程占地		废气	废水	固体废物	噪声	风险
	钻井 场地 临时 占地	集 输 管 线 临 时 占地	施工扬尘、车辆尾气、柴油机废气、焊接烟尘、防腐废气	钻 井 废 水、压裂 返排液、 废 弃 管 道 清 洗 废水、吹 扫 清 管 废水、设 备 清 洗 废水、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、非含油废防渗布、施工废料、清罐油泥、废滤料、含油废防渗布、含油抹布及废劳保用品、废变压器油、定向钻废弃泥浆、建筑垃圾、废旧设备、废弃管道、生活垃圾	施工车辆、钻机、泵柴油机、钻井设备等施工机械噪声	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	-S	/	-S
生态	-S	-S	/	/	-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 环境 因素	永久 占地	运营期				
		废气	废水	固体废物	噪声	风险
		加热炉烟气、无组织挥发的烃类、温	作业污水、洗井污水、油田	含油污泥、落地油、含油废防渗布、废滤料、废变压器油、废润滑油、含油抹布及	抽油机、加热炉、机泵等	输油管线、场站泄露、火灾及爆炸，井漏、套损和井喷

		室气体	采出水	废劳保用品		、火灾、爆炸
环境空气	/	-L	/	-S	/	-SA
地表水	/	/	-S	/	/	-SA
地下水	/	/	-L	-S	/	-SA
声环境	/	/	/	/	-L	/
土壤	-S	/	-S	-S	/	-SA
生态	-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

环境因素 影响因素	占地恢复	退役期			
		废气	废水	固体废物	噪声
		施工扬尘、 车辆尾气	生活污水、退役管道 清洗废水、退役管道 吹扫清管废水	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	/	/	-S	/	/
声环境	/	/	/	/	-S
土壤	+S	/	/	-S	/
生态	+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					

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，确定本工程评价因子详见表 2.4-2~表 2.4-5。

表 2.4-2 污染影响评价因子表

序号	评价内容	评价因子名称
现状调查因子	1 空气	NO ₂ 、SO ₂ 、O ₃ 、CO、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、非甲烷总烃、TSP
	2 地表水	pH 值、悬浮物、COD、BOD ₅ 、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅、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、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、六价铬、总硬度、铅、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、总大肠菌群、菌落总数、石油类、硫化物、钡
	4 包气带	pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油类、挥发酚
	5 噪声	等效连续 A 声级

影响预测因子	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、蒽、萘、苯并（a）蒽、苯并（b）蒽、苯并（k）蒽、苯并（a）芘、茚并（1,2,3-cd）芘、二苯并（a,h）蒽、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、水土流失、防沙治沙等；土壤类型、特征、组成和分布，土地利用状况、土壤状况等
	1	大气	非甲烷总烃、TSP、PM ₁₀ 、SO ₂ 、NO _x
	2	地下水	COD、石油类
	3	噪声	昼间连续等效 A 声级、夜间连续等效 A 声级
	4	土壤	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）
	5	环境风险	危险物质泄漏：柴油、石油、天然气 火灾、爆炸：一氧化碳
	6	生态	土地利用、植被、野生动物

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	土壤盐分含量	地表扰动面积及类型、生态系统完整性	昼间等效声级（L _d ）、夜间等效声级（L _n ）
钻井工程	施工期	SO ₂ 、NO _x 、非甲烷总烃	pH 值、悬浮物、COD、BOD ₅ 、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅	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（L _d ）、夜间等效声级（L _n ）
储层改造工程	施工期	SO ₂ 、NO _x 、颗粒物、非甲烷总烃	pH 值、悬浮物、COD、BOD ₅ 、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总	pH 值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解	pH 值、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、汞、砷、	/	昼间等效声级（L _d ）、夜间等效声级（L _n ）

			铬、六价铬、镉、砷、镍、铅	性总固体、钡、汞、砷、六价铬等	六价铬、土壤盐分含量等		
油气集输工程	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、植被覆盖度、生物量损失、物种多样性、生态系统完整性	昼间等效声级（L _d ）、夜间等效声级（L _n ）
	运营期	非甲烷总烃	pH 值、悬浮物、COD、BOD ₅ 、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅	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（L _d ）、夜间等效声级（L _n ）
油气处理工程	运营期	SO ₂ 、NO _x 、非甲烷总烃	pH 值、悬浮物、COD、BOD ₅ 、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅	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	土壤肥力、生物多样性、生态系统完整性	昼间等效声级（L _d ）、夜间等效声级（L _n ）

表 2.4-4 施工期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、行为	井场、道路、场站等永久占地产生的直接影响	长期、不可逆	中
		井场、管线施工临时占地产生的直接影响	短期、可逆	弱
生境	生境面积、质量、连通性	井场、道路、场站等永久占地产生的直接影响	长期、不可逆	中
		井场、管线施工临时占地产生的直接影响	短期、可逆	弱
生物群落	物种组成、群落结构	井场、道路、场站等永久占地产生的直接影响	长期、不可逆	中
		井场、管线施工临时占地产生的直接影响	短期、可逆	弱
生态系统		井场、道路、场站等永久占地产生的直接影响	长期、不可逆	中

	植被覆盖度、生产力、生物量、生态系统功能	井场、管线施工临时占地产生的直接影响	短期、可逆	弱
生物多样性	物种丰富度、均匀度、优势度	井场、道路、场站等永久占地产生的直接影响	长期、不可逆	中
		井场、管线施工临时占地产生的直接影响	短期、可逆	弱

表 2.4-5 运营期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、行为	井下作业产生的直接生态影响	短期、可逆	弱
		套管破损、管道泄漏产生的直接生态影响	短期、不可逆	弱
生境	生境面积、质量、连通性	井下作业产生的直接生态影响	短期、可逆	弱
		套管破损、管道泄漏产生的直接生态影响	短期、不可逆	弱
生物群落	物种组成、群落结构	井下作业产生的直接生态影响	短期、可逆	弱
		套管破损、管道泄漏产生的直接生态影响	短期、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	井下作业产生的直接生态影响	短期、可逆	弱
		套管破损、管道泄漏产生的直接生态影响	短期、不可逆	弱
生物多样性	物种丰富度、均匀度、优势度	井下作业产生的直接生态影响	短期、可逆	弱
		套管破损、管道泄漏产生的直接生态影响	短期、不可逆	弱

2.5 评价标准

2.5.1 环境质量标准及环境功能区划

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），评价区域未划分环境空气质量功能区，本项目所在区域内无自然保护区、风景名胜区和其它需要特殊保护的地区，项目所在区域主要为居住区、商业交通居民混合区、文化区、一般工业区和农村地区，因此本项目所在地环境空气属于二类功能区，其环境空气质量执行《环境空气质量标准》（GB3095-2026）过渡阶段二级标准浓度限值要求，具体见表 2.5-1。

表 2.5-1 评价区域内各项污染物的浓度限值

序号	污染物项目	平均时间	过渡阶段浓度限值		浓度限值		单位
			一级	二级	一级	二级	
1	SO ₂	年平均	20	60	20	20	μg/m ³

		日平均	50	150	50	50	
		1 小时平均	150	500	150	150	
2	NO ₂	年平均	40	40	30	30	
		日平均	80	80	50	50	
		1 小时平均	200	200	200	200	
3	CO	日平均	4	4	4	4	mg/m ³
		1 小时平均	10	10	10	10	
4	O ₃	日最大 8 小时平均	100	160	100	160	μg/m ³
		1 小时平均	160	200	160	200	
5	PM ₁₀	年平均	40	60	20	50	
		日平均	50	120	50	100	
6	PM _{2.5}	年平均	15	30	10	25	
		日平均	35	60	25	50	
7	TSP	年平均	80	200	80	200	
		日平均	120	300	120	300	
8	NO _x	年平均	50	50	40	40	
		日平均	100	100	70	70	
		1 小时平均	250	250	250	250	

注：1.自本标准实施之日起至 2030 年 12 月 31 日止，环境空气污染物基本项目实施过渡阶段浓度限值；自 2031 年 1 月 1 日起，在全国范围内实施基本项目浓度限值。2.自本标准实施之日起，其他项目由国务院生态环境主管部门或者省级人民政府根据实际情况，确定具体实施方式。

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，具体见表 2.5-2。

表 2.5-2 评价区域内其他污染物的浓度限值 单位：mg/m³

标准	污染物名称	1h 平均浓度参考限值
《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

项目区域附近地表水体为丰三泡、二零六泡、前进渠、东二排水干渠，根据《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》（庆政发〔2019〕11 号），东二排水干渠划定为混合区，不执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002），丰三泡、二零六泡、前进渠均未划分水环境功能区。

2.5.1.3 地下水质量标准

根据调查，评价区域地下水使用功能为农业灌溉用水、牲畜用水，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 中的 II 类标准限值要求，具体见表 2.5-3。

表 2.5-3 地下水质量标准

类别 项目	标准	标准来源
pH (无量纲)	6.5~8.5	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) 中Ⅲ类标准
氨氮 (mg/L)	≤0.5	
硝酸盐(以 N 计) (mg/L)	≤20	
亚硝酸盐(以 N 计) (mg/L)	≤1.0	
挥发性酚类 (mg/L)	≤0.002	
氰化物 (mg/L)	≤0.05	
砷 (mg/L)	≤0.01	
汞 (mg/L)	≤0.001	
铬 (六价) (mg/L)	≤0.05	
总硬度 (mg/L)	≤450	
铅 (mg/L)	≤0.01	
氟化物 (mg/L)	≤1.0	
镉 (mg/L)	≤0.005	
钠 (mg/L)	≤200	
铁 (mg/L)	≤0.3	
锰 (mg/L)	≤0.1	
溶解性总固体 (mg/L)	≤1000	
耗氧量 (mg/L)	≤3.0	
硫酸盐 (mg/L)	≤250	
氯化物 (mg/L)	≤250	
总大肠菌群 (MPN/100mL)	≤3.0	
菌落总数 (CFU/mL)	≤100	
硫化物 (mg/L)	≤0.02	
钡 (mg/L)	≤0.70	
石油类	≤0.05	《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 表 1 中的 II 类标准限值要求

2.5.1.4 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), 无关于本项目区域的声环境功能区划分, 本项目位于居住、工业混杂区域, 根据《声环境质量标准》(GB3096-2008), 项目所在区域及周边居民区为 2 类声环境功能区, 声环境执行《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中 2 类区标准, 具体见表 2.5-4。

表 2.5-4 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 2 类标准	60	50

2.5.1.5 土壤环境

本项目永久占地内土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值，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）中第一类用地筛选值，具体见表 2.5-5。

表 2.5-5 土壤环境执行标准 单位：mg/kg

序号	监测项目	筛选值		标准名称
		第一类用地	第二类用地	
1	As	20	60	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）基本项目
2	Cd	20	65	
3	Cr（六价）	3.0	5.7	
4	Cu	2000	18000	
5	Pb	400	800	
6	Hg	8	38	
7	Ni	150	900	
8	四氯化碳	0.9	2.8	
9	氯仿	0.3	0.9	
10	氯甲烷	12	37	
11	1,1-二氯乙烷	3	9	
12	1,2-二氯乙烷	0.52	5	
13	1,1-二氯乙烯	12	66	
14	顺-1,2-二氯乙烯	66	596	
15	反-1,2-二氯乙烯	10	54	
16	二氯甲烷	94	616	
17	1,2-二氯丙烷	1	5	
18	1,1,1,2-四氯乙烷	2.6	10	
19	1,1,2,2-四氯乙烷	1.6	6.8	
20	四氯乙烯	11	53	
21	1,1,1-三氯乙烷	701	840	
22	1,1,2-三氯乙烷	0.6	2.8	
23	三氯乙烯	0.7	2.8	
24	1,2,3-三氯丙烷	0.05	0.5	
25	氯乙烷	0.12	0.43	
26	苯	1	4	
27	氯苯	68	270	

28	1,2-二氯苯	560	560	
29	1,4-二氯苯	5.6	20	
30	乙苯	7.2	28	
31	苯乙烯	1290	1290	
32	甲苯	1200	1200	
33	间二甲苯+对二甲苯	163	570	
34	邻二甲苯	222	640	
35	硝基苯	34	76	
36	苯胺	92	260	
37	2-氯酚	250	2256	
38	苯并[a]蒽	5.5	15	
39	苯并[a]芘	0.55	1.5	
40	苯并[b]荧蒽	5.5	15	
41	苯并[k]荧蒽	55	151	
42	蒽	490	1293	
43	二苯并[a,h]蒽	0.55	1.5	
44	茚并[1,2,3-cd]芘	5.5	15	
45	萘	25	70	
46	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	826	4500	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)其他项目

本项目周边农用地执行《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基本项目筛选值标准。具体标准详见表2.5-6。

表 2.5-6 农用地土壤环境执行标准 单位: mg/kg

序号	污染物项目		筛选值
			pH>7.5
1	镉	其它	0.6
2	汞	其它	3.4
3	砷	其它	25
4	铅	其它	170
5	铬	其它	250
6	铜	其它	100
7	镍		190
8	锌		300

2.5.2 污染物排放标准

2.5.2.1 废气

(1) 项目施工期扬尘(颗粒物)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2.5-7。

表 2.5-7 大气污染物综合排放标准 单位: mg/m³

污染物	无组织排放监控浓度限值	
	监控点	浓度
颗粒物	周界外浓度最高点	1.0

(2) 施工期泵柴油机燃烧废气排放标准执行《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 2020 修改单中第三阶段标准限值及《非道路移动柴油机械排气烟度限值及测量方法》(GB 36886-2018)表 1 中Ⅱ类限值要求,具体见表 2.5-8、表 2.5-9。

表 2.5-8 非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值

阶段	额定净功率 (max) (kW)	CO (g/kWh)	HC+ NO _x (g/kWh)	PM (g/kW)
第三 阶段	$P_{\max} > 560$	3.5	6.4	0.2
	$130 \leq P_{\max} \leq 560$	3.5	4.0	0.2
	$75 \leq P_{\max} < 130$	5.0	4.0	0.3
	$37 \leq P_{\max} < 75$	5.0	4.7	0.4
	$P_{\max} < 37$	5.5	7.5	0.6

表 2.5-9 排气烟度限值

阶段	额定净功率 ($P_{\max}$) / (kW)	光吸收系数/m ⁻¹	林格曼黑度级数
Ⅱ类	$P_{\max} < 19$	2.00	1
	$19 \leq P_{\max} < 37$	1.00	1
	$P_{\max} \geq 37$	0.80	

(3) 本项目运营期井场、改扩建的北六联合站(包括北六转油放水站、北六脱水站、北过老化油中心处理站、北六三元污水站、北六聚驱污水站、北六深度污水站)、4 号油污回收站(位于聚北十九注水站内)及依托场站站排放的 VOCs(以非甲烷总烃计)执行《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,见表 2.5-10。

表 2.5-10 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)	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 。

(4) 本项目不在重点地区,运营期依托场站及北过老化油中心处理站新建的 2 台 0.8MW 真空炉燃烧烟气执行《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,具体见表 2.5-11。

表 2.5-11 新建锅炉大气污染物排放浓度限值 单位: mg/m³

区域	污染物项目	颗粒物	SO ₂	NO _x	烟气黑度（林格曼级，无量纲）	排气筒高度
非重点地区	加热炉（新建、燃气）	≤20	≤50	≤200	≤1	≥8m

2.5.2.2 废水

本项目钻井废水、废钻井液、钻井岩屑、废射孔液依托大庆赛诺科林环保科技有限公司处理，处理后的压滤水由罐车拉运至北三含油污水处理站处理达标后回注油层；试压废水依托北六深度污水站处理达标后回注油层。运营期油田采出水、作业污水、洗井污水均进入北六三元污水站处理达标后回注现有区域内空气渗透率 $>0.6\mu\text{m}^2$ 的聚驱油层。

北六深度污水站出水指标为含油量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、悬浮物颗粒直径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ，北三含油污水处理站、北六三元污水站出水指标为含油量 $\leq 20\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 20\text{mg/L}$ 、悬浮物颗粒直径中值 $\leq 5\mu\text{m}$ 。回注污水需同时满足《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。《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）标准限值见表 2.5-12，《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 2.5-13。

表 2.5-12 大庆油田含聚合物污水注水水质主要控制指标

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

表 2.5-13 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《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025），见表 2.5-14。

表 2.5-14 建筑施工噪声排放标准 单位: dB (A)

主要噪声源	噪声限值	
	昼间	夜间
建筑施工过程中场界噪声	70	55

运营期新建井场、改扩建场站噪声执行《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2.5-15。

表 2.5-15 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) 施工期产生的非含油废防渗布、施工废料、膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋等一般固废参照执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)中第 I 类一般工业固体废物处理要求。

(2) 施工期及运营期产生的含油污泥、落地油、含油废防渗布、废滤料等危险废物执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)中的相关规定。

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,本工程运营期大气污染源主要为场站加热炉产生的燃烧烟气、新建油井产液集输过程中无组织排放的烃类气体。

(1) 面源调查

本项目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。本项目中非甲烷总烃排放位置有井场、场站等位置。

本次评价对各井场及改扩建场站进行估算分析,根据运营期污染源源强核算结果可知,井场及场站面源长宽根据永久占地面积进行选取,井场面源高度选取抽油机抽油杆动密封点的高度,约3m。场站面源高度选取设备及建筑物平均高度,约4m。

根据以上分析,本项目面源参数调查清单见表2.6-1。

表 2.6-1 面源参数调查清单

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	年排放小时数 /h	排放工况	污染物排放速率 (kg/h)
	经度	纬度								NMHC
21 号平台	125.02458	46.72612	148	0	79	40	3	8760	正常	0.0078
23 号平台	125.01968	46.72416	147	0	93	40	3			0.0194
24 号平台	125.01912	46.72204	148	0	51	40	3			0.0039

25 号平台	125.01960	46.72143	147	0	51	40	3		排 放	0.0078
26 号平台	125.01197	46.72392	148	0	44	40	3			0.0039
27 号平台	125.01340	46.72424	149	0	79	40	3			0.0194
28 号平台	125.01654	46.72792	149	0	51	40	3			0.0078
29 号平台	125.01640	46.72862	150	0	79	40	3			0.0155
30 号平台	125.01157	46.72880	149	0	79	40	3			0.0155
31 号平台	125.00904	46.72826	150	0	58	40	3			0.0116
32 号平台	125.00991	46.72497	149	0	58	40	3			0.0078
33 号平台	125.00878	46.72432	149	0	72	40	3			0.0116
34 号平台	125.00207	46.72629	148	0	58	40	3			0.0155
北六联合 站	125.02259	46.72387	148	20	350	330	4			0.3426
4 号油污 回收站	125.06025	46.71632	147	20	80	40	4			0.0108

(2) 点源调查

根据对本项目的性质和环境要素分析可知，本项目正常工况下有组织排放的污染物主要为加热炉烟气，加热炉烟气来源为北过老化油中心处理站新建的 2 台 0.8MW 真空相变加热炉。根据工程分析，单台新建的真空相变加热炉颗粒物排放量为 0.066t/a，SO₂ 排放量为 0.052t/a，NO_x 排放量为 0.654t/a，废气量为 860.64 万 m³/a，年运行 8760h，烟气温度约 105℃，烟囱高度 8m、烟囱出口直径为 0.4m，因此颗粒物排放速率为 $0.066 \times 1000 / 8760 = 0.0075 \text{kg/h}$ ，SO₂ 排放速率为 $0.052 \times 1000 / 8760 = 0.0059 \text{kg/h}$ ，NO_x 排放速率为 $0.654 \times 1000 / 8760 = 0.0747 \text{kg/h}$ ，烟气流速为 $860.64 \times 10^4 / 8760 \times (105 + 273.15) / 273.15 / 3600 / (\pi \times 0.4 \times 0.4 / 4) = 3.01 \text{m/s}$ 。

根据以上分析，本项目点源参数调查清单见表 2.6-2。

表 2.6-2 点源参数调查清单

名称	排气筒底部中心坐标		排气筒底部海拔高度 /m	排气筒高度 /m	排气筒出口内径 /m	烟气流速 /(m/s)	烟气温度 /℃	年排放小时数 /h	排放工况	污染因子	污染物排放速率 (kg/h)
	经度	纬度									
1#真空相变加热炉	125.02541	46.72302	148	8	0.4	3.01	105	8760	正常	PM ₁₀	0.0075
										SO ₂	0.0059
										NO _x	0.0747
2#真空相变加热炉	125.02548	46.72301	148	8	0.4	3.01	105	8760	正常	PM ₁₀	0.0075
										SO ₂	0.0059
										NO _x	0.0747

(3) 大气污染物估算模式

①评价因子和评价标准筛选

评价因子和评价标准见表 2.6-3。

表 2.6-3 评价因子和评价标准表

评价因子	平均时段	标准值	标准来源
PM ₁₀	24 小时平均	120μg/m ³	《环境空气质量标准》（GB3095-2026） 过渡阶段二级标准浓度限值
二氧化硫	1 小时平均	500μg/m ³	
氮氧化物	1 小时平均	250μg/m ³	
非甲烷总烃	1小时平均	2.0mg/m ³	《大气污染物综合排放标准详解》中非甲烷总烃浓度限值

②估算模式的选取

估算模式选用《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中推荐的估算模式 AERSCREEN 进行污染物浓度分布估算。

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，μg/m³；

C_{0i} ——第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准，μg/m³。

③估算范围

估算模型 AERSCREEN 在距污染源 10m 至 25km 处默认为自动设置计算点，最远计算距离不超过污染源下风向 50km。

④估算参数选取

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。

a.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城市区域，故选取城市选项。

b.环境温度取值来源于大庆市气象站二十年气象数据统计。

c.拟建井场及场站位于城市，本次评价的土地利用类型选取城市。

d.根据中国干湿分布图判断，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 2.6-4。

表 2.6-4 估算模型参数一览表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	城市
	人口数（城市选项时）	800
最高环境温度/°C		38.9
最低环境温度/°C		-36.2
土地利用类型		城市
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

⑤估算结果

根据 AERSCREEN 估算模式预测，本项目估算模型计算结果见表 2.6-5。

表 2.6-5 项目估算模型计算结果

下风向距离	21 号平台		23 号平台		24 号平台	
	NMHC 浓度($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	NMHC 占标率(%)	NMHC 浓度($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	NMHC 占标率(%)	NMHC 浓度($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	NMHC 占标率(%)
50.0	15.5200	0.7760	38.5920	1.9296	7.3219	0.3661
100.0	6.2779	0.3139	16.0480	0.8024	3.0148	0.1507
200.0	2.4329	0.1216	6.0995	0.3050	1.2022	0.0601
300.0	1.3968	0.0698	3.4866	0.1743	0.6948	0.0347
400.0	0.9420	0.0471	2.3480	0.1174	0.4695	0.0235
500.0	0.6943	0.0347	1.7293	0.0865	0.3464	0.0173
600.0	0.5409	0.0270	1.3468	0.0673	0.2701	0.0135
700.0	0.4383	0.0219	1.0911	0.0546	0.2206	0.0110
800.0	0.3673	0.0184	0.9138	0.0457	0.1836	0.0092
900.0	0.3125	0.0156	0.7773	0.0389	0.1562	0.0078
1000.0	0.2704	0.0135	0.6727	0.0336	0.1352	0.0068
1200.0	0.2106	0.0105	0.5239	0.0262	0.1053	0.0053
1400.0	0.1705	0.0085	0.4241	0.0212	0.0852	0.0043
1600.0	0.1420	0.0071	0.3532	0.0177	0.0710	0.0035
1800.0	0.1208	0.0060	0.3006	0.0150	0.0604	0.0030
2000.0	0.1046	0.0052	0.2602	0.0130	0.0523	0.0026
2500.0	0.0801	0.0040	0.1993	0.0100	0.0400	0.0020
3000.0	0.0705	0.0035	0.1753	0.0088	0.0352	0.0018
3500.0	0.0633	0.0032	0.1574	0.0079	0.0316	0.0016
4000.0	0.0576	0.0029	0.1433	0.0072	0.0288	0.0014

4500.0	0.0530	0.0027	0.1319	0.0066	0.0265	0.0013
5000.0	0.0493	0.0025	0.1226	0.0061	0.0246	0.0012
10000.0	0.0303	0.0015	0.0754	0.0038	0.0152	0.0008
11000.0	0.0284	0.0014	0.0705	0.0035	0.0142	0.0007
12000.0	0.0267	0.0013	0.0664	0.0033	0.0133	0.0007
13000.0	0.0252	0.0013	0.0627	0.0031	0.0126	0.0006
14000.0	0.0239	0.0012	0.0596	0.0030	0.0120	0.0006
15000.0	0.0228	0.0011	0.0568	0.0028	0.0114	0.0006
20000.0	0.0187	0.0009	0.0464	0.0023	0.0093	0.0005
25000.0	0.0160	0.0008	0.0397	0.0020	0.0080	0.0004
下风向最大浓度	17.2670	0.8634	39.0740	1.9537	10.7450	0.5373
下风向最大浓度出现 距离 (m)	41.0	41.0	48.0	48.0	27.0	27.0
D10%最远距离 (m)	/	/	/	/	/	/

续表 2.6-5 项目估算模型计算结果

下风向距离	25 号平台		26 号平台		27 号平台	
	NMHC 浓度($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	NMHC 占标率(%)	NMHC 浓度($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	NMHC 占标率(%)	NMHC 浓度($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	NMHC 占标率(%)
50.0	14.6440	0.7322	7.3300	0.3665	38.5910	1.9296
100.0	6.0296	0.3015	2.9965	0.1498	15.6100	0.7805
200.0	2.4043	0.1202	1.1996	0.0600	6.0495	0.3025
300.0	1.3895	0.0695	0.6942	0.0347	3.4731	0.1737
400.0	0.9390	0.0469	0.4693	0.0235	2.3422	0.1171
500.0	0.6928	0.0346	0.3463	0.0173	1.7263	0.0863
600.0	0.5403	0.0270	0.2702	0.0135	1.3450	0.0673
700.0	0.4413	0.0221	0.2206	0.0110	1.0899	0.0545
800.0	0.3673	0.0184	0.1836	0.0092	0.9133	0.0457
900.0	0.3124	0.0156	0.1562	0.0078	0.7770	0.0388
1000.0	0.2704	0.0135	0.1352	0.0068	0.6724	0.0336
1200.0	0.2105	0.0105	0.1053	0.0053	0.5236	0.0262
1400.0	0.1704	0.0085	0.0852	0.0043	0.4239	0.0212
1600.0	0.1420	0.0071	0.0710	0.0035	0.3530	0.0177
1800.0	0.1208	0.0060	0.0604	0.0030	0.3005	0.0150
2000.0	0.1046	0.0052	0.0523	0.0026	0.2601	0.0130
2500.0	0.0801	0.0040	0.0400	0.0020	0.1991	0.0100
3000.0	0.0705	0.0035	0.0352	0.0018	0.1752	0.0088
3500.0	0.0632	0.0032	0.0316	0.0016	0.1573	0.0079
4000.0	0.0576	0.0029	0.0288	0.0014	0.1432	0.0072
4500.0	0.0530	0.0027	0.0265	0.0013	0.1319	0.0066

5000.0	0.0493	0.0025	0.0246	0.0012	0.1225	0.0061
10000.0	0.0303	0.0015	0.0152	0.0008	0.0754	0.0038
11000.0	0.0284	0.0014	0.0142	0.0007	0.0705	0.0035
12000.0	0.0267	0.0013	0.0133	0.0007	0.0663	0.0033
13000.0	0.0252	0.0013	0.0126	0.0006	0.0627	0.0031
14000.0	0.0239	0.0012	0.0120	0.0006	0.0595	0.0030
15000.0	0.0228	0.0011	0.0114	0.0006	0.0567	0.0028
20000.0	0.0187	0.0009	0.0093	0.0005	0.0464	0.0023
25000.0	0.0160	0.0008	0.0080	0.0004	0.0397	0.0020
下风向最大浓度	21.4910	1.0745	11.6670	0.5834	42.9360	2.1468
下风向最大浓度出现 距离 (m)	27.0	27.0	26.0	26.0	41.0	41.0
D10%最远距离 (m)	/	/	/	/	/	/

续表 2.6-5 项目估算模型计算结果

下风向距离	28 号平台		29 号平台		30 号平台	
	NMHC 浓度($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	NMHC 占标率(%)	NMHC 浓度($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	NMHC 占标率(%)	NMHC 浓度($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	NMHC 占标率(%)
50.0	14.6440	0.7322	30.8500	1.5425	30.8500	1.5425
100.0	6.0296	0.3015	12.4790	0.6239	12.4790	0.6239
200.0	2.4043	0.1202	4.8360	0.2418	4.8360	0.2418
300.0	1.3895	0.0695	2.7765	0.1388	2.7765	0.1388
400.0	0.9390	0.0469	1.8724	0.0936	1.8724	0.0936
500.0	0.6928	0.0346	1.3800	0.0690	1.3800	0.0690
600.0	0.5403	0.0270	1.0752	0.0538	1.0752	0.0538
700.0	0.4413	0.0221	0.8713	0.0436	0.8713	0.0436
800.0	0.3673	0.0184	0.7301	0.0365	0.7301	0.0365
900.0	0.3124	0.0156	0.6211	0.0311	0.6211	0.0311
1000.0	0.2704	0.0135	0.5375	0.0269	0.5375	0.0269
1200.0	0.2105	0.0105	0.4186	0.0209	0.4186	0.0209
1400.0	0.1704	0.0085	0.3389	0.0169	0.3389	0.0169
1600.0	0.1420	0.0071	0.2822	0.0141	0.2822	0.0141
1800.0	0.1208	0.0060	0.2402	0.0120	0.2402	0.0120
2000.0	0.1046	0.0052	0.2079	0.0104	0.2079	0.0104
2500.0	0.0801	0.0040	0.1592	0.0080	0.1592	0.0080
3000.0	0.0705	0.0035	0.1401	0.0070	0.1401	0.0070
3500.0	0.0632	0.0032	0.1257	0.0063	0.1257	0.0063
4000.0	0.0576	0.0029	0.1145	0.0057	0.1145	0.0057
4500.0	0.0530	0.0027	0.1054	0.0053	0.1054	0.0053
5000.0	0.0493	0.0025	0.0979	0.0049	0.0979	0.0049

10000.0	0.0303	0.0015	0.0603	0.0030	0.0603	0.0030
11000.0	0.0284	0.0014	0.0564	0.0028	0.0564	0.0028
12000.0	0.0267	0.0013	0.0530	0.0027	0.0530	0.0027
13000.0	0.0252	0.0013	0.0501	0.0025	0.0501	0.0025
14000.0	0.0239	0.0012	0.0476	0.0024	0.0476	0.0024
15000.0	0.0228	0.0011	0.0454	0.0023	0.0454	0.0023
20000.0	0.0187	0.0009	0.0371	0.0019	0.0371	0.0019
25000.0	0.0160	0.0008	0.0317	0.0016	0.0317	0.0016
下风向最大浓度	21.4910	1.0745	34.3240	1.7162	34.3240	1.7162
下风向最大浓度出现 距离 (m)	27.0	27.0	41.0	41.0	41.0	41.0
D10%最远距离 (m)	/	/	/	/	/	/

续表 2.6-5 项目估算模型计算结果

下风向距离	31 号平台		32 号平台		33 号平台	
	NMHC 浓度($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	NMHC 占标率(%)	NMHC 浓度($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	NMHC 占标率(%)	NMHC 浓度($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	NMHC 占标率(%)
50.0	21.9950	1.0998	14.7890	0.7395	22.6660	1.1333
100.0	9.0452	0.4523	6.0816	0.3041	9.2295	0.4615
200.0	3.5853	0.1793	2.4106	0.1205	3.6063	0.1803
300.0	2.0690	0.1035	1.3911	0.0696	2.0744	0.1037
400.0	1.3975	0.0699	0.9396	0.0470	1.3997	0.0700
500.0	1.0309	0.0515	0.6931	0.0347	1.0320	0.0516
600.0	0.8038	0.0402	0.5405	0.0270	0.8042	0.0402
700.0	0.6514	0.0326	0.4380	0.0219	0.6517	0.0326
800.0	0.5463	0.0273	0.3673	0.0184	0.5463	0.0273
900.0	0.4647	0.0232	0.3124	0.0156	0.4647	0.0232
1000.0	0.4021	0.0201	0.2704	0.0135	0.4022	0.0201
1200.0	0.3132	0.0157	0.2106	0.0105	0.3132	0.0157
1400.0	0.2535	0.0127	0.1705	0.0085	0.2535	0.0127
1600.0	0.2112	0.0106	0.1420	0.0071	0.2112	0.0106
1800.0	0.1797	0.0090	0.1208	0.0060	0.1797	0.0090
2000.0	0.1556	0.0078	0.1046	0.0052	0.1556	0.0078
2500.0	0.1191	0.0060	0.0801	0.0040	0.1191	0.0060
3000.0	0.1048	0.0052	0.0705	0.0035	0.1048	0.0052
3500.0	0.0941	0.0047	0.0633	0.0032	0.0941	0.0047
4000.0	0.0857	0.0043	0.0576	0.0029	0.0857	0.0043
4500.0	0.0789	0.0039	0.0530	0.0027	0.0789	0.0039
5000.0	0.0733	0.0037	0.0493	0.0025	0.0733	0.0037
10000.0	0.0451	0.0023	0.0303	0.0015	0.0451	0.0023

11000.0	0.0422	0.0021	0.0284	0.0014	0.0422	0.0021
12000.0	0.0397	0.0020	0.0267	0.0013	0.0397	0.0020
13000.0	0.0375	0.0019	0.0252	0.0013	0.0375	0.0019
14000.0	0.0356	0.0018	0.0239	0.0012	0.0356	0.0018
15000.0	0.0339	0.0017	0.0228	0.0011	0.0339	0.0017
20000.0	0.0277	0.0014	0.0187	0.0009	0.0277	0.0014
25000.0	0.0237	0.0012	0.0160	0.0008	0.0237	0.0012
下风向最大浓度	30.2270	1.5113	20.3230	1.0162	27.1640	1.3582
下风向最大浓度出现 距离 (m)	30.0	30.0	30.0	30.0	37.0	37.0
D10%最远距离 (m)	/	/	/	/	/	/

续表 2.6-5 项目估算模型计算结果

下风向距离	34 号平台		北六联合站		4 号污油回收站	
	NMHC 浓度($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	NMHC 占标率(%)	NMHC 浓度($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	NMHC 占标率(%)	NMHC 浓度($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	NMHC 占标率(%)
50.0	29.3900	1.4695	38.2800	1.9140	18.5700	0.9285
100.0	12.0860	0.6043	41.6430	2.0821	8.0296	0.4015
200.0	4.7907	0.2395	47.2150	2.3607	3.1112	0.1556
300.0	2.7646	0.1382	34.2150	1.7108	1.7869	0.0893
400.0	1.8673	0.0934	23.7480	1.1874	1.2057	0.0603
500.0	1.3775	0.0689	18.4120	0.9206	0.8884	0.0444
600.0	1.0741	0.0537	15.1270	0.7563	0.6927	0.0346
700.0	0.8704	0.0435	12.8350	0.6418	0.5617	0.0281
800.0	0.7299	0.0365	11.1230	0.5561	0.4699	0.0235
900.0	0.6209	0.0310	9.7854	0.4893	0.3999	0.0200
1000.0	0.5373	0.0269	8.7113	0.4356	0.3461	0.0173
1200.0	0.4185	0.0209	7.0903	0.3545	0.2697	0.0135
1400.0	0.3388	0.0169	5.9284	0.2964	0.2184	0.0109
1600.0	0.2822	0.0141	5.0578	0.2529	0.1819	0.0091
1800.0	0.2401	0.0120	4.3866	0.2193	0.1549	0.0077
2000.0	0.2079	0.0104	3.8538	0.1927	0.1341	0.0067
2500.0	0.1592	0.0080	3.2288	0.1614	0.1018	0.0051
3000.0	0.1401	0.0070	2.8409	0.1420	0.0896	0.0045
3500.0	0.1257	0.0063	2.5496	0.1275	0.0804	0.0040
4000.0	0.1145	0.0057	2.3217	0.1161	0.0732	0.0037
4500.0	0.1054	0.0053	2.1376	0.1069	0.0674	0.0034
5000.0	0.0979	0.0049	1.9854	0.0993	0.0626	0.0031
10000.0	0.0602	0.0030	1.2214	0.0611	0.0385	0.0019
11000.0	0.0563	0.0028	1.1425	0.0571	0.0360	0.0018

12000.0	0.0530	0.0027	1.0750	0.0537	0.0339	0.0017
13000.0	0.0501	0.0025	1.0164	0.0508	0.0320	0.0016
14000.0	0.0476	0.0024	0.9650	0.0482	0.0304	0.0015
15000.0	0.0453	0.0023	0.9194	0.0460	0.0290	0.0014
20000.0	0.0371	0.0019	0.7517	0.0376	0.0237	0.0012
25000.0	0.0317	0.0016	0.6429	0.0321	0.0203	0.0010
下风向最大浓度	40.3890	2.0194	48.5780	2.4289	19.7490	0.9874
下风向最大浓度出现 距离 (m)	30.0	30.0	227.0	227.0	44.0	44.0
D10%最远距离 (m)	/	/	/	/	/	/

续表 2.6-5 项目估算模型计算结果

下风向距离	1#真空相变加热炉					
	PM ₁₀ 浓度 (μg/m ³)	PM ₁₀ 占标 率(%)	SO ₂ 浓度 (μg/m ³)	SO ₂ 占标率 (%)	NO _x 浓度 (μg/m ³)	NO _x 占标率 (%)
50.0	0.7078	0.1966	0.5568	0.1114	7.0500	2.8200
100.0	0.7193	0.1998	0.5658	0.1132	7.1639	2.8656
200.0	0.7522	0.2089	0.5917	0.1183	7.4920	2.9968
300.0	0.5443	0.1512	0.4282	0.0856	5.4214	2.1686
400.0	0.4085	0.1135	0.3214	0.0643	4.0688	1.6275
500.0	0.3126	0.0868	0.2459	0.0492	3.1135	1.2454
600.0	0.2562	0.0712	0.2015	0.0403	2.5518	1.0207
700.0	0.2158	0.0599	0.1698	0.0340	2.1495	0.8598
800.0	0.1880	0.0522	0.1479	0.0296	1.8722	0.7489
900.0	0.1684	0.0468	0.1325	0.0265	1.6771	0.6708
1000.0	0.1490	0.0414	0.1172	0.0234	1.4839	0.5936
1200.0	0.1188	0.0330	0.0935	0.0187	1.1837	0.4735
1400.0	0.0944	0.0262	0.0742	0.0148	0.9401	0.3760
1600.0	0.0799	0.0222	0.0628	0.0126	0.7953	0.3181
1800.0	0.0673	0.0187	0.0530	0.0106	0.6705	0.2682
2000.0	0.0651	0.0181	0.0512	0.0102	0.6483	0.2593
2500.0	0.0444	0.0123	0.0350	0.0070	0.4427	0.1771
3000.0	0.0371	0.0103	0.0292	0.0058	0.3692	0.1477
3500.0	0.0271	0.0075	0.0213	0.0043	0.2697	0.1079
4000.0	0.0237	0.0066	0.0186	0.0037	0.2361	0.0944
4500.0	0.0203	0.0056	0.0160	0.0032	0.2020	0.0808
5000.0	0.0180	0.0050	0.0142	0.0028	0.1793	0.0717
10000.0	0.0098	0.0027	0.0077	0.0015	0.0974	0.0390
11000.0	0.0090	0.0025	0.0071	0.0014	0.0895	0.0358
12000.0	0.0084	0.0023	0.0066	0.0013	0.0841	0.0336
13000.0	0.0079	0.0022	0.0062	0.0012	0.0787	0.0315

14000.0	0.0071	0.0020	0.0056	0.0011	0.0709	0.0284
15000.0	0.0067	0.0019	0.0053	0.0011	0.0668	0.0267
20000.0	0.0051	0.0014	0.0040	0.0008	0.0504	0.0202
25000.0	0.0040	0.0011	0.0031	0.0006	0.0396	0.0158
下风向最大浓度	1.1870	0.3297	0.9338	0.1868	11.8225	4.7290
下风向最大浓度 出现距离 (m)	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0
D10%最远距离 (m)	/	/	/	/	/	/

续表 2.6-5 项目估算模型计算结果

下风向距离	2#真空相变加热炉					
	PM ₁₀ 浓度 (μg/m ³)	PM ₁₀ 占标 率(%)	SO ₂ 浓度 (μg/m ³)	SO ₂ 占标率 (%)	NO _x 浓度 (μg/m ³)	NO _x 占标率 (%)
50.0	0.7078	0.1966	0.5568	0.1114	7.0500	2.8200
100.0	0.7193	0.1998	0.5658	0.1132	7.1639	2.8656
200.0	0.7522	0.2089	0.5917	0.1183	7.4920	2.9968
300.0	0.5443	0.1512	0.4282	0.0856	5.4214	2.1686
400.0	0.4086	0.1135	0.3214	0.0643	4.0697	1.6279
500.0	0.3126	0.0868	0.2459	0.0492	3.1135	1.2454
600.0	0.2562	0.0712	0.2015	0.0403	2.5518	1.0207
700.0	0.2158	0.0599	0.1698	0.0340	2.1495	0.8598
800.0	0.1880	0.0522	0.1479	0.0296	1.8722	0.7489
900.0	0.1684	0.0468	0.1325	0.0265	1.6771	0.6708
1000.0	0.1490	0.0414	0.1172	0.0234	1.4839	0.5936
1200.0	0.1188	0.0330	0.0935	0.0187	1.1837	0.4735
1400.0	0.0944	0.0262	0.0742	0.0148	0.9401	0.3760
1600.0	0.0799	0.0222	0.0628	0.0126	0.7953	0.3181
1800.0	0.0673	0.0187	0.0530	0.0106	0.6705	0.2682
2000.0	0.0651	0.0181	0.0512	0.0102	0.6483	0.2593
2500.0	0.0444	0.0123	0.0350	0.0070	0.4427	0.1771
3000.0	0.0371	0.0103	0.0292	0.0058	0.3692	0.1477
3500.0	0.0271	0.0075	0.0213	0.0043	0.2697	0.1079
4000.0	0.0237	0.0066	0.0186	0.0037	0.2361	0.0944
4500.0	0.0203	0.0056	0.0160	0.0032	0.2020	0.0808
5000.0	0.0180	0.0050	0.0142	0.0028	0.1792	0.0717
10000.0	0.0098	0.0027	0.0077	0.0015	0.0974	0.0390
11000.0	0.0090	0.0025	0.0071	0.0014	0.0895	0.0358
12000.0	0.0084	0.0023	0.0066	0.0013	0.0841	0.0336
13000.0	0.0079	0.0022	0.0062	0.0012	0.0787	0.0315
14000.0	0.0071	0.0020	0.0056	0.0011	0.0709	0.0284

15000.0	0.0067	0.0019	0.0053	0.0011	0.0668	0.0267
20000.0	0.0051	0.0014	0.0040	0.0008	0.0504	0.0202
25000.0	0.0040	0.0011	0.0031	0.0006	0.0396	0.0158
下风向最大浓度	1.1870	0.3297	0.9338	0.1868	11.8225	4.7290
下风向最大浓度 出现距离 (m)	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0	13.0
D10%最远距离 (m)	/	/	/	/	/	/

(4) 评价等级判定

本项目最大地面浓度占标率统计结果见表 2.6-6。

表 2.6-6 主要污染物最大地面浓度占标率统计结果

污染源	预测因子	评价标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	最大地面空气质量 浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	最大浓度占标率 (%)	D10% (m)
21 号平台	NMHC	2000	17.2670	0.8634	/
23 号平台	NMHC	2000	39.0740	1.9537	/
24 号平台	NMHC	2000	10.7450	0.5373	/
25 号平台	NMHC	2000	21.4910	1.0745	/
26 号平台	NMHC	2000	11.6670	0.5834	/
27 号平台	NMHC	2000	42.9360	2.1468	/
28 号平台	NMHC	2000	21.4910	1.0745	/
29 号平台	NMHC	2000	34.3240	1.7162	/
30 号平台	NMHC	2000	34.3240	1.7162	/
31 号平台	NMHC	2000	30.2270	1.5113	/
32 号平台	NMHC	2000	20.3230	1.0162	/
33 号平台	NMHC	2000	27.1640	1.3582	/
34 号平台	NMHC	2000	40.3890	2.0194	/
北六联合站	NMHC	2000	48.5780	2.4289	/
4 号污油回收站	NMHC	2000	19.7490	0.9874	/
1#真空相变加热 炉	PM ₁₀	360	1.1870	0.3297	/
	SO ₂	500	0.9338	0.1868	/
	NO _x	250	11.8225	4.7290	/
2#真空相变加热 炉	PM ₁₀	360	1.1870	0.3297	/
	SO ₂	500	0.9338	0.1868	/
	NO _x	250	11.8225	4.7290	/

《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 2.6-7。

表 2.6-7 评价等级判别表

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

计算结果可以看出，真空相变加热炉排放的 NO_x 最大地面占标率 $P_{\max}=4.729\%$ ， $1\% \leq P_{\max} < 10\%$ ，评价等级为二级。

2.6.1.2 评价范围

本项目大气评价等级为二级，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)，本项目大气评价范围为拟建井场及场站为中心边长 5km 的矩形区域的包络范围，评价范围总面积约 54.03km²。

2.6.2 地表水

2.6.2.1 评价等级

《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018)规定，建设项目地表水环境影响评价等级按照影响类型、排放方式、排放量或影响情况、受纳水体环境质量现状、水环境保护目标等综合确定。

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。

地表水环境评价等级判据见表 2.6-8。

本项目施工期及退役期排放的生活污水属于间接排放，施工期及退役期其它废水及运营期废水均不外排，根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018)中关于地表水环境影响评价工作分级要求，建设项目生产工艺中有废水产生，但作为回水利用，不排放到外环境的，按三级 B 评价，因此本项目评价等级为三级 B。

表 2.6-8 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要求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下水的排放量。

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: 仅涉及清净下水排放的，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 地表水环境》（HJ2.3-2018）中关于地表水评价等级为三级 B 的评价范围要求，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、场站边界外扩 2.5km 及管线、道路沿线两侧外扩 200m 范围的地表水体，该范围内地表水体主要为丰三泡、二零六泡、前进渠、东二排水干渠。

2.6.3 地下水

2.6.3.1 评价等级

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中要求，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》（HJ349-2023）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》（HJ349-2023），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。本项目涉及新建采油井场、场站、新建集输管线，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》（HJ349-2023）中关于项目类别的要求，常规石油开采井场、站场等工程按照 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 2.6-9。

表 2.6-9 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。	

经现场调查，本项目调查范围内分布有居住区丰收小区。根据《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新建哈尔滨市等市（地）197 个集中式饮用水水源保护区》（黑政函〔2020〕97 号），调查范围内无集中式饮用水水源地，无分散式饮用水水井，调查范围内零散分布着民用地下水井，水井功能主要为灌溉等非饮用水。调查范围内丰收小区饮用水均由地表水源大庆水库供给，大庆水库位于项目开发区域东北侧约 7.3km 处。

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 2.6-10。

表 2.6-10 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	大型≥5 万 m³/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

规模		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

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《黑龙江省大庆市地下水资源调查评价报告》中区域水文地质调查资料，结合《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附录渗透系数经验值表，本区域潜水含水层岩性主要为细砂，渗透系数为 8m/d，承压水含水层岩性为粉细砂-砂-砂岩，渗透系数取 35m/d；有效孔隙度 $n_{e \text{ 潜水}}=0.21$ ， $n_{e \text{ 承压水}}=0.25$ 。根据区域地下水等水位线与距离确定水力坡度，潜水水力坡度 $I_{\text{潜水}}=0.0007$ 、承压水水力坡度 $I_{\text{承压水}}=0.0002$ 。

经上述公式计算得出：

①分散式饮用水源（中小型，承压水，未划定保护区）

补给区 L 为以水源井为基准外扩 $L=2 \times 35 \times 0.0002 \times (15 \times 365 + 1100) / 0.25 = 368.2\text{m}$ 的区域；

不敏感区为 368.2m 以外的区域。

②分散式饮用水源（中小型，潜水，未划定保护区）

补给区 L 为以水源井为基准外扩 $L=2 \times 8 \times 0.0007 \times (15 \times 365 + 1100) / 0.21 = 350.7\text{m}$ 的区域；

不敏感区为 350.7m 以外的区域。

根据现场调查，本项目 368.2m 内无分散式饮用承压水井（承压水井），350.7m 内无分散式饮用潜水井。调查范围内零散分布着民用地下水井，水井功能主要为灌溉等非饮用

水，因此评价区域地下水环境属于“不敏感”区域。

(3) 评价等级判别

本项目拟建井场、场站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 2.6-11。

表 2.6-11 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，本项目拟建井场及场站项目类别为 I 类，环境敏感程度为不敏感，同时根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）要求，新建回注井（含开采井转回注井）的场地，地下水评价等级不低于二级，因此本项目井场及场站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》（HJ349-2023）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，本项目各段集油管线、掺水管线、热洗管线、老化油外输管道、伴热来回水管道、二元液管线、注入管道、调水管道项目类别为 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（集油管线、掺水管线、热洗管线、老化油外输管道、伴热来回水管道、二元液管线、注入管道、调水管道）地下水环境影响评价工作等级均为“三级”。

综上所述，本项目采油井场及场站地下水环境影响评价工作等级为“二级”，各段集输管线地下水环境影响评价工作等级均为“三级”。

2.6.3.2 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》（HJ349-2023）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。油类和废水等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：

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

式中：L——下游迁移距离，m；

a——变化系数， $a \geq 1$ ，一般取 2，取 2；

K——渗透系数；

I——水力坡度，无量纲；

T——质点迁移天数，取值不小于 5000d；

n_e ——有效孔隙度，无量纲。

根据《黑龙江省大庆市地下水资源调查评价报告》中区域水文地质调查资料，结合《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附录渗透系数经验值表，本区域潜水含水层岩性主要为细砂，渗透系数为 8m/d，承压水含水层岩性为粉细砂-砂-砂岩，渗透系数取 35m/d；有效孔隙度 $n_{e \text{ 潜水}}=0.21$ ， $n_{e \text{ 承压水}}=0.25$ 。根据区域地下水等水位线与距离确定水力坡度，潜水水力坡度 $I_{\text{潜水}}=0.0007$ 、承压水水力坡度 $I_{\text{承压水}}=0.0002$ 。

由此计算本项目区域承压水层下游迁移距离为 $L_{\text{承压水}}=2 \times 35 \times 0.0002 \times 5000 / 0.25=280\text{m}$ ；区域潜水层下游迁移距离为 $L_{\text{潜水}}=2 \times 8 \times 0.0007 \times 5000 / 0.21=266.7\text{m}$ 。

以最大迁移距离考虑评价范围，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本项目井场地下水调查评价范围应为下游不小于 280m、两侧及上游不小于 140m 的区域，并包含拟建管线工程边界两侧各向外延伸 200m 的范围。

结合地下水影响预测分析，油井地下水影响最远距离为井场下游 292m，注入井地下水影响最远距离为井场下游 239m。

根据公式计算法的计算结果，同时综合考虑周边的地下水环境保护目标分布情况、回注空间及回注水可能影响的范围、井场区域地下水影响最远距离、现状布点情况，结合该区域地下水流向，最终确定本项目地下水评价范围为项目区域地下水流向上游外扩 0.79km、两侧分别外扩 0.8km 和 1.02km，下游外扩 1.44km，东北→西南走向的合围矩形区域，共计约 27.52km²。

2.6.4 声环境

2.6.4.1 评价等级

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）中规定的声环境影响评价工作等级划分原则：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高量达 3dB(A)~5dB(A)，或受噪声影响人口数量增加较多时，评价等级为二级评价。

本工程主要噪声源主要为生产运营期井场抽油机产生的持续性噪声源、场站加热炉以及机泵运行噪声，噪声源的种类及数量较少，运营期噪声源强度不高，周围居民受影响人口数量增加不多，敏感目标噪声级增高量在 5dB(A)以下，且项目区域及周边居民区所处的声环境功能区为《声环境质量标准》（GB 3096-2008）中的 2 类地区，因此，声环境影响评价等级为二级。

2.6.4.2 评价范围

本项目是以固定声源为主的建设项目，声环境影响评价等级为二级，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 200 m 处可以满足《声环境质量标准》中的二级标准，因此，本项目声环境影响评价范围为拟建井场、场站边界外延至 200m 及管线、道路中心线两侧各 200m 范围内的声环境。

2.6.5 生态环境

2.6.5.1 评价等级

本项目新增永久占地 4.74926hm²，新增临时占地 34.8798hm²，新增总占地面积 39.62906hm²（0.3962906km²），占地面积小于 20km²，本项目占地类型为耕地（永久基本农田）及草地（非基本草原），占地范围内没有自然保护区、世界文化和自然遗产地、风景名胜區、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。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。

本工程生态环境影响评价工作等级判定见表 2.6-12。

表 2.6-12 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	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；土

	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）。	壤范围内无天然林、公益林、湿地等生态保护目标，项目占地 0.3962906km 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。	不涉及
简单分析	符合生态环境分区分管要求且位于原厂界（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

2.6.5.2 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》（HJ349-2023）要求，本项目评价范围为拟建井场、场站边界外扩 50m 范围及管线、道路沿线两侧外扩 300m 区域的生态环境。

2.6.6 土壤环境

2.6.6.1 评价等级

（1）土壤环境影响评价项目类别

根据 2026 年 8 月 4 日对项目区域土壤监测结果，区域土壤 pH 值在 7.75~8.21 之间，土壤含盐量在 0.6~0.8g/kg 之间，对照《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中附录 D，本项目区域属于非土壤盐化、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》（HJ349-2023）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。本项目涉及新建井场、场站、集输管道，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 2.6-13。

表 2.6-13 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

本项目拟建井场、场站及管线占地类型均为耕地及草地，且项目周边存在居民区，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

本项目拟建井场、场站及管线均位于同一区块内，因此按同一场地确定评价等级，污染影响型评价工作等级划分依据见表 2.6-14。

表 2.6-14 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井场及场站

本项目新增永久占地 4.74926hm²，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》（HJ349-2023）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。本项目各段集输管线（集油管线、掺水管线、热洗管线、老化油外输管道、伴热来回水管道、二元液管线、注入管道、调水管道）项目类别为“II类”，各管线周边均存在耕地，环境敏感程度均为“敏感”，新建管线不新增永久占地，集输管线占地规模小于 5hm²，因此各段集输管线（集油管线、掺水管线、热洗管线、老化油外输管道、伴热来回水管道、二元液管线、注入管道、调水管道）土壤环境影响评价工作等级为“二级”。

综上所述，本项目井场及场站土壤环境影响评价工作等级为“一级”，各段集输管线（集油管线、掺水管线、热洗管线、老化油外输管道、伴热来回水管道、二元液管线、注入管道、调水管道）土壤环境影响评价工作等级为“二级”。本项目按照项目类别、评价等级分别开展评价工作。

2.6.6.2 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”，确定本项目土壤环境评价范围为拟建井场、场站边界外扩 1km 及管线工程边界两侧向外延伸 0.2 km 的土壤环境。

2.6.7 环境风险

2.6.7.1 评价等级

（1）风险潜势初判

①施工期

本项目施工期主要将井场柴油罐划分为危险单元。本项目新钻的 72 口注采井分布在共 14 座钻井井场，每座钻井井场施工期设置柴油罐 1 座（单座有效容积 30m³），柴油密度为 0.835t/m³，因此施工期井场柴油最大总储量为 25.05t。

②运营期

运营期主要将集输管道、井场、场站化为危险单元，涉及的物质主要为原油和石油气（天然气），由于运行阶段油井采出液由截断阀直接进入管线，因此井场不存在危险物质。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 C 中要求，对于长输管线项目，按照两个截断阀室之间管段危险物质最大存在总量计算。本项目集油管道中原油存在量最大且位于 2 个截断阀之间的管线为新建的站间集油管道，管线长度为 $\phi 273 \times 6 \sim 1.48\text{km}$ ，本项目气油比为 79.5m³/t，原油密度为 0.8542g/cm³，原油综合含水最小为 88.6%，则集油管线最大储油量为 7.71t，最大储气量为 $7.71 \times 79.5 = 613\text{m}^3$ ，伴生气标态密度 0.713kg/m³，则管道中天然气最大储量为 $613 \times 0.713 / 1000 = 0.437\text{t}$ 。本项目外输管道中原油存在量最大且位于 2 个截断阀之间的管线为新建的 4 号污油回收站至北过老化油中心处理站老化油外输管道，管线长度为 $\phi 114 \times 4.5\text{mm} \sim 3.6\text{km}$ ，原油密度为 0.8542g/cm³，含水率约为 60%，则集油管线最大储油量为 10.65t。

本项目站场主要包括北六联合站及 4 号污油回收站，场站危险物质最大存在量统计见表 2.6-15。

表 2.6-15 场站危险物质最大存在量统计表

序号	场站	风险物质	工艺设备	有效容积 (m ³)	含水率 (%)	最大存在量 (t)	最大存在量 合计 (t)
----	----	------	------	---------------------------	------------	--------------	-----------------

1	北六联合站	原油	三相分离器 5 台	1145.5	88.6	111.55	1222.88
			污水沉降罐 3 座	7200	99	61.50	
			电脱水器 5 台	804	30	480.74	
			老化油缓冲沉降罐 2 台	402	60	137.36	
			老化油沉降分离装置 2 台	321.5	40	164.78	
			净化油缓冲罐 1 台	160.8	35	89.28	
			一次沉降罐 4 座	11200	99	95.67	
			二次沉降罐 4 座	9600	99	82	
		天然气	站内管道	200	/	0.143	0.143
2	4 号污油回收站	危险物质	站内设备	/	/	5.322	5.322
		原油	污油池	240	60%	82	82

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），危险物质数量与临界量的比值（Q）计算式如下：

$$Q=q_1/Q_1+q_2/Q_2+\dots q_n/Q_n$$

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

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

项目所涉及的危险物质数量与临界量的比值计算结果及环境风险潜势判定见表 2.6-16、表 2.6-17。

表 2.6-16 施工期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
1	柴油	/	25.05	2500	0.01002
项目 $Q=\sum q_n/Q_n$					0.01002

表 2.6-17 运营期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
1	集油管道				
(1)	原油（石油）	/	7.71	2500	0.003084
(2)	天然气（甲烷）	74-82-8	0.437	10	0.0437
项目 $Q=\sum q_n/Q_n$					0.046784
2	4 号污油回收站至北过老化油中心处理站老化油外输管道				
(1)	原油（石油）	/	10.65	2500	0.00426
3	北六联合站				
(1)	原油（石油）	/	1222.88	2500	0.489152
(2)	天然气（甲烷）	74-82-8	0.143	10	0.0143

(3)	危险废物（健康危害急性毒性物质，类别 2，类别 3）	/	5.322	50	0.10644
项目 $Q=\Sigma q_n/Q_n$					0.609892
4	4 号污油回收站				
(1)	原油（石油）	/	82	2500	0.0328

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，本项目施工期 $Q=0.01002<1$ ，运营期 Q 最大为 $0.609892<1$ ，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 2.6-18，本项目风险潜势为 I，应进行简单分析。

表 2.6-18 环境风险评价工作等级

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。				

2.6.7.2 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，因此本项目环境风险评价范围为拟建井场、场站边界外扩 2.5km 及新建管线、道路沿线两侧外扩 200m 范围的区域。

2.6.8 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 2.6-19，各环境要素评价范围图见附图 11。

表 2.6-19 评价范围表

项目	评价等级	评价范围
大气环境	二级	拟建井场及场站为中心边长 5km 的矩形区域的包络范围，评价范围总面积约 54.03km ²
声环境	二级	拟建井场、场站边界外延至 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、场站边界外扩 2.5km 及管线、道路沿线两侧外扩 200m 范围的地表水体，该范围内地表水体主要为丰三泡、二零六泡、前进渠、东二排水干渠
地下水	井场及场站 二级	项目区域地下水流向上游外扩 0.79km、两侧分别外扩 0.8km 和

环境	集输管线	三级	1.02km, 下游外扩 1.44km, 东北→西南走向的合围矩形区域, 共计约 27.52km ² 。
土壤环境	井场及场站	一级	拟建井场、场站边界外扩 1km 及管线工程边界两侧向外延伸 0.2 km 的土壤环境
	集输管线	二级	
生态环境	三级		拟建井场、场站边界外扩 50m 范围及管线、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、场站边界外扩 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

本项目位于黑龙江省大庆市萨尔图区境内, 根据调查, 本项目评价范围内不涉及国家公园、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、海洋特别保护区、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、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、文物保护单位等环境敏感区, 且本项目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, 声环境保护目标见表 2.7-2, 地表水、地下水、土壤、生态环境保护目标见表 2.7-3, 环境风险保护目标见表 2.7-4, 主要环境保护目标分布图见附图 11。

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
	经度	纬度					
丰收小区	125.00869	46.72081	居民	约 50 户, 约 150 人	二类	33号平台井场南侧	180
						34号平台井场集油掺水管线南侧	120
						丰收大街西侧	15

表 2.7-2 声环境保护目标调查表

序号	声环境保护目标名称	空间相对位置/m			距厂界最近距离/m	方位	执行标准/功能区类别	声环境保护目标情况说明
		X	Y	Z				
1	丰收小区	0	-180	1.5	180	33 号平台井场南侧	《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中 2 类标准	约 150 人, 多层砖混结构, 朝南, 东侧为油田办公厂房, 西侧、南侧、北侧均为草地
		0	-120	1.5	120	34 号平台井场集油掺水管线南侧		
		-15	0	1.5	15	丰收大街		

						西侧		
--	--	--	--	--	--	----	--	--

表 2.7-3 地表水、地下水、土壤、生态环境保护目标表

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	丰三泡	34 号平台井场西南侧 1950m	季节性水泡，主要功能防洪排涝，水域面积约 0.55km ² ，平均水深 0.8m	未划分水体功能，保持目前水质，不降低水质
	二零六泡	4 号污油回收站东南侧 1830m	季节性水泡，主要功能防洪排涝，水域面积约 0.6km ² ，平均水深 0.9m	未划分水体功能，保持目前水质，不降低水质
	前进渠	34 号平台井场西北侧 60m	上游承接大庆水库泄水，下游汇入东二排水干渠，水渠宽约 5m，深约 1.2m，流量约 7.5m ³ /s，主要为沿线泡沼提供生态补水、区域排涝。	未划分水体功能，保持目前水质，不降低水质
	东二排水干渠	拟建老化油外输管道及二元液管线穿越该渠	承接区域雨水、汛期涝水，下游汇入北二十里泡，水渠宽约 12m，深约 2.5m，流量约 15m ³ /s，主要功能为城区排涝、泄洪	划定为混合区，不执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002），保持目前水质，不降低水质
地下水环境	区域内第四系孔隙潜水含水层	地下水位埋深一般在 1.5-14m，在孔隙含水层中，粉细砂层含水层厚度一般在 2-5m，区域单井涌水量达 100-300m ³ /d。		《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类，石油类参考执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）表 1 中的 II 类标准限值要求
	区域内白垩系明水组承压含水层	含水层单层厚度 3.0m~6.0m，累计厚度 50.0m~100.0m。单井出水量 3000~5000m ³ /d。		
	区域内饮用水源井	调查范围内无集中式饮用水水源地，调查范围内居住区饮用水均由大庆水库供给，大庆水库位于本项目东北侧约 7.3km，为地表水水源地，不在本项目调查范围内		
土壤环境	本项目永久占地范围内，土壤类型为草甸土			《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
	拟建井场、场站边界外扩 1km 及管线工程边界两侧向外延伸 0.2km 的居民区土壤环境，土壤类型为草甸土			《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
	拟建井场、场站边界外扩 1km 及管线工程边界两侧向外延伸 0.2km 的农用地土壤，主要为耕地、草地、林地，土壤类型为草甸土			《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	拟建井场、场站边界外扩 50m 范围及管线、道路沿线两侧外扩 300m 区域的生态环境，主要为耕地、草地、林地	临时占用草地、耕地进行恢复，恢复面积 34.8798hm ² 。永久占用草地及耕地按照规定进行经济补偿
------	---	--

表 2.7-4 环境风险保护目标

类别	环境敏感性						
环境空气	拟建井场、场站边界外扩 2.5km 及新建管线、道路沿线两侧外扩 200m 范围内						
	序号	敏感目标名称	相对方位、距离			保护内容	
	1	丰收小区	33 号平台井场南侧 180m 34 号平台井场集油掺水管线南侧 120m 丰收大街西侧 15m			50 户，约 150 人	
地表水	拟建井场、场站边界外扩 2.5km 及新建管线、道路沿线两侧外扩 200m 范围内						
	序号	敏感目标名称	相对方位、距离			环境敏感特征	
	1	丰三泡	34 号平台井场西南侧 1950m			低敏感 F3	
	2	二零六泡	4 号污油回收站东南侧 1830m			低敏感 F3	
	3	前进渠	34 号平台井场西北侧 60m			低敏感 F3	
	4	东二排水干渠	拟建老化油外输管道及二元液管线穿越该渠			低敏感 F3	
地下水	序号	敏感目标名称	相对方位、距离		环境敏感特征	水质目标	包气带防污性能
	1	区域内饮用水源井	调查范围内无集中式饮用水水源地，调查范围内居住区饮用水均由大庆水库供给，大庆水库位于本项目东北侧约 7.3km，为地表水水源地，不在本项目调查范围内		不敏感 G3	Ⅲ类	D1

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

①现有区块开发情况

萨北开发区北部过渡带二条带西区位于葡一组内含油边界与萨三组含油边界之间，条带宽度变化不大，二条带约宽 1.0~1.3km，西至萨北油田与喇嘛甸油田储量分界线，东至北 4-61-丙水 251 与北 4-9-P60 井连线，北至北 4-61-丙水 249 与北 4-61-丙水 251 井连线，南至北 4-91-丙水 247 与北 4-91-丙水 251 井连线，面积 1.24km²。

萨北开发区北部过渡带二条带于 1971 年投入开发，目前共有两套井网：即开采萨尔图、葡萄花主力油层的基础井网、开采萨尔图、葡萄花的低渗透薄差油层的加密井网。

萨北开发区北部过渡带二条带西区已于 2006 年 11 月在《大庆油田有限责任公司采油三厂萨北开发区过渡带外扩井产能建设工程环境影响报告书》中进行了评价，该项目环评文件于 2006 年 11 月 28 日获得了大庆市环境保护局（现大庆市生态环境局）的批复，批复文号为庆环建字〔2006〕25 号，并于 2010 年 1 月 19 日通过了大庆市环境保护局（现大庆市生态环境局）的验收。

目前北部过渡带二条带西区共有油水井 37 口（采油井 18 口，注水井 19 口），井网密度 29.83 口/km²。注水井 19 口，开井 18 口，注入压力 12.6MPa，平均单井日配注 93m³，日实注 79m³；采油井 18 口，开井 17 口，平均单井日产液 37.2t，日产油 1.4t，综合含水 96.1%，地层压力 11.77MPa，总压差 0.03MPa，流动压力 4.43MPa，年产油量 0.76×10⁴t。

现有北部过渡带二条带西区位置图见图 3.1-1。



图 3.1-1 现有北部过渡带二条带西区位置图

②现有场站

现有区块内场站主要为北六联合站，站内设有北六转油放水站、北六污水站、北六聚驱污水站、北六深度污水站、北六注水站、北六热泵站。现有区块内集油阀组间来液经北六转油放水站内“三相分离器”处理后，北六转油放水站放水输送至北六污水站或北六聚驱污水站处理后输送至北六深度污水站处理达标后回注油层，含水油输送至北 II-1 脱水站，经站内“一段游离水+二段电脱水”两端脱水工艺处理后，净化油输至北 II-1 外输岗，脱出水输送至北十三联污水站处理达标后回注油层。北六联合站在《萨北开发区北部过渡带一条带西区产能地面建设工程环境影响报告书》、《北六深度污水处理站过滤工艺完善工程环境影响报告表》中进行了评价，《萨北开发区北部过渡带一条带西区产能地面建设工程环境影响报告书》于 2013 年 12 月 23 日获得了大庆市环境保护局（现大庆市生态环境局）的批复，批复文号为庆环建字〔2013〕266 号，并于 2019 年 11 月完成了自主验收。

《北六深度污水处理站过滤工艺完善工程环境影响报告表》于 2015 年 8 月 19 日获得了大庆市环境保护局（现大庆市生态环境局）的批复，批复文号为庆环审〔2015〕186 号，并于 2020 年 4 月完成了自主验收，目前站内稳定运行。

（2）现有工程主要内容

本次研究区域含油面积 1.48km²，地质储量为 187.9×10⁴t。北部过渡带二条带西区内建有较为完善的油、气、水、电、路、信等工程。现有工程的主要内容见表 3.1-1。

表 3.1-1 现有工程的主要内容汇总表

工程类别	现有工程组成	建设内容及规模
主体工程	井场	北部过渡带二条带西区共有油水井 37 口（采油井 18 口，注水井 19 口），井网密度 29.83 口/km ² 。注水井 19 口，开井 18 口，注入压力 12.6MPa，平均单井日配注 93m ³ ，日实注 79m ³ ；采油井 18 口，开井 17 口，平均单井日产液 37.2t，日产油 1.4t，综合含水 96.1%，地层压力 11.77MPa，总压差 0.03MPa，流动压力 4.43MPa，年产量 0.76×10 ⁴ t。
	油气处理工程	现有区块内依托且运行的场站主要为北六联合站（包括北六转油放水站、北六污水站、北六聚驱污水站、北六深度污水站、北六注水站、北六热泵站），目前场站稳定运行。区块外依托场站主要为 4 号油污回收站。
辅助工程	集输管线	区块内站外集油系统采用双管掺水集油工艺和环状掺水集油工艺，现有站间集油掺水管线 2.5km，单井集油掺水管线 13.1km。
	内部道路	区块内注水系统主要采用单干管单井配水工艺，现有单井注入管道 16.6km。
公用工程	供水系统	北部过渡带二条带西区现有井排路 8.6km，通井路 22.3km。
	排水系统	现有区块内场站生活用水采用桶装水，生活用水量约 438m ³ /a；运营期油水井作业用水、洗井用水、回注水来源为北六深度污水站的深度处理水，水质为含油量≤5mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、悬浮物颗粒直径中值≤2μm，作业用水量约 570m ³ /a，洗井用水量约 1960m ³ /a，年注水量 45.1×10 ⁴ m ³ 。
	供热系统	现有场站生活污水排放量约 320m ³ /a，生活污水排入站内生活污水收集装置，定期由物业单位庆南工矿服务公司采用罐车抽排拉运至风云污水提升站，经污水管网排入大庆市水务集团城市排水有限公司中区污水处理厂处理。现有区块油田采出水量为 18.73×10 ⁴ t/a，油水井作业（修井）产生的作业污水共计约 540m ³ /a，水井洗井产生的洗井污水共计约 1860m ³ /a，油田采出水、油水井作业污水、洗井污水进入北六聚驱污水站处理后管输至北六深度污水站处理达标后回注油层。
	供电系统	现有区块内场站供热依托现有天然气采暖炉进行供热。
环保工程	废气处理工程	现有区块内主要由北六变电站、聚北十九变电站进行供电，北六变电站主变容量为 2×10000kVA，聚北十九变电站主变容量为 2×8000kVA，电力供应依托油田已建电网。
		现有区块场站内加热炉采用清洁能源天然气作为燃料，并采用低氮燃烧器，加热炉燃烧产生的废气均经不低于 8m 的烟囱高空排放。
	废水处理工程	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、依托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。
		现有区块油田采出水、油水井作业污水、洗井污水进入北六聚驱污水站处理后管输至北六深度污水站处理达标后回注油层。
		现有场站生活污水排入场站内生活污水收集装置，定期由物业单位庆南工矿服务公司采用罐车抽排拉运至风云污水提升站，经污水管网排入大庆市水务集团城市排水有限公司中区污水处理厂处理。

	噪声防治工程	现有区块内噪声源主要来自抽油机及场站。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。
	固体废物收集处理处置工程	现有区块内油水井在进行作业过程中产生的油污泥由罐车拉运至萨北含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理，剩余固相建设单位按照《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ1461-2026）的要求进行综合利用。
		现有区块内油水井作业产生的含油废防渗布委托有资质单位处置。
		现有区块内变压器维护过程中产生的废变压器油、场站设备维护过程中产生的废润滑油拉运至第三采油厂危险废物贮存库暂存，定期委托有资质单位处置。
		现有区块含油污水处理站内产生的废滤料定期委托大庆蓝星环保工程有限公司处理。
		现有区块内场站生活垃圾集中收集后拉运至大庆城控电力有限公司进行处理。
	环境风险防控工程	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》、《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，《环境突发事件专项应急预案》于 2025 年 3 月 31 日在大庆市萨尔图生态环境局进行了备案，备案编号为 230602-2025-006-L，已定期开展了应急演练。
退役工程		目前现有区块内没有退役的油水井、管线、场站等。

（3）现有区块环评及验收手续

现有工程环评及验收情况见表 3.1-2。

表 3.1-2 现有工程环评及验收情况调查表

项目名称	环评批复	验收情况	排污许可证证书编号
大庆油田有限责任公司采油三厂萨北开发区过渡带外扩井产能建设工程环境影响报告书	庆环建字（2006）25 号	于 2010 年 1 月 19 日通过了大庆市环境保护局（现大庆市生态环境局）的验收	91230607716675409L017R
萨北开发区北部过渡带一条带西区产能地面建设工程环境影响报告书	庆环建字（2013）266 号	于 2019 年 11 月完成了自主验收	91230607716675409L017R
北六深度污水处理站过滤工艺完善工程环境影响报告表	庆环审（2015）186 号	于 2020 年 4 月完成了自主验收	91230607716675409L017R



图 3.1-2 萨北开发区北部过渡带二条带西区内井场建设情况

(4) 现有区块排污许可执行情况

大庆油田有限责任公司第三采油厂已于 2026 年 5 月 27 日取得排污许可证，行业类别为：陆地石油开采，锅炉，工业炉窑，水处理通用工序，管理类别为简化管理。该许可证已经包含现有区块内场站排放的相关污染物，许可证编号为 91230607716675409L017R，有效期限自 2026 年 5 月 27 日至 2031 年 5 月 26 日止。

3.1.2 现有工程污染防治设施运行和排放情况

(1) 废气

①非甲烷总烃

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，本项目现有区块非甲烷总烃挥发量为 10.77t/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、依托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；依托场站罐体保持完好，无孔洞和裂隙；定期检查呼吸阀的定压是否符合设定要求；储罐附件开口（孔），除采样、计量、例行检查、维护和其他正常活动外，均已密闭；挥

发性有机液体装载采用顶部浸没式装载方式，出料管口距离罐(槽)底部高度小于 200mm；伴生气的处理均在密闭压力容器内进行，集输过程中均为密闭状态，有效的降低了非甲烷总烃的无组织挥发；定期对设备进行维修保养，保证了油气处理设施的平稳运行，减少事故性油田气放空，在进行放空时，均经过充分燃烧；定期对设备和管道进行检查、维修和保养，保证油气处理设施的平稳运行，最大限度降低场站及某些设备的超压放空、除油干燥器排气、储罐和管线的油气挥发以及天然气使用过程中非甲烷总烃的无组织挥发。根据区域项目竣工环境保护验收调查报告表中对井场的验收监测结果（验收意见见附件 2），现有井场厂界非甲烷总烃浓度在 1.11~1.51mg/m³ 之间，根据本次对区块内场站的监测结果可知，北六联合站厂界非甲烷总烃浓度在 0.4~0.61mg/m³ 之间，聚北十九注水站（本项目改造的 4 号污油回收站位于该站内）厂界非甲烷总烃浓度在 0.4~0.62mg/m³ 之间。现有井场、场站排放的非甲烷总烃边界能够满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求。

②加热炉烟气

现有区块运营期产生的加热炉烟气主要来自北六联合站。场站加热炉均使用清洁燃料天然气，并采用低氮燃烧器。本次对区块内场站加热炉进行了监测，排放浓度统计结果见表 3.1-3。

表 3.1-3 现有区块内场站加热炉污染物排放浓度统计表

场站名称	加热炉名称	排气筒高度（m）	天然气用量（万 m ³ /a）	废气量（万 m ³ /a）	污染物排放浓度			
					颗粒物（mg/m ³ ）	SO ₂ （mg/m ³ ）	NO _x （mg/m ³ ）	烟气黑度（级）
北六联合站	采暖炉	8	249.6	2625.8	6.7~7.7	4~6	65~76	<1
	工艺加热炉	15	1480.76	15577.6	6.7~7.7	4~6	65~76	<1
合计			1730.36	18203.4	/	/	/	/

由以上统计可知，场站内各加热炉废气的排放均满足《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。

根据污染物最大排放浓度，采用废气量×排放浓度计算污染物排放量，现有区块内场站加热炉污染物排放量统计结果见表 3.1-4。

表 3.1-4 现有区块内场站加热炉污染物排放量统计表

场站名称	加热炉名称	污染物排放情况（t/a）		
		颗粒物	SO ₂	NO _x
北六联合站	采暖炉	0.202	0.158	1.996
	工艺加热炉	1.199	0.935	11.839
合计		1.401	1.093	13.835

由以上分析可知，现有区块内场站排放的加热炉烟气中颗粒物排放量为 1.401t/a，SO₂ 排放量为 1.093t/a，NO_x 排放量为 13.835t/a。

（2）废水

现有区块产能 0.76×10^4 t/a，综合含水 96.1%，则现有区块油田采出水量为 18.73×10^4 t/a，油水井作业（修井）产生的作业污水共计约 540m³/a；现有区块水井洗井产生的洗井污水共计约 1860m³/a。现有区块油田采出水、油水井作业污水、洗井污水进入北六聚驱污水站处理后管输至北六深度污水站处理达标后回注油层，不外排。根据本次对区块内场站的监测结果可知，北六深度污水站处理后的含油污水含油量在 0.84~1.22mg/L 之间，悬浮固体含量在 2~3mg/L 之间，悬浮物颗粒直径中值为 1μm，处理后的污水满足《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。

现有区块场站内的生活污水产生量约 320m³/a，生活污水排入站内生活污水收集装置，定期由物业单位庆南工矿服务公司采用罐车抽排拉运至风云污水提升站，经污水管网排入大庆市水务集团城市排水有限公司中区污水处理厂处理。

（3）噪声

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，根据本次对区块内已建井场及场站的监测数据可知，已建 B4-10-SP57 井场厂界昼间噪声在 48.3~50.5 dB（A）之间、夜间噪声在 48.1~49.3 dB（A）之间，北六联合站厂界昼间噪声在 45.4~48.8 dB（A）之间、夜间噪声在 41.4~44.7 dB（A）之间，聚北十九注水站厂界昼间噪声在 44.8~47.7 dB（A）之间、夜间噪声在 41.4~44.6 dB（A）之间，现有井场及场站厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准。

（4）固体废物

现有区块内油水井在进行作业过程中产生的含油污泥量约 1.08t/a，区块内场站清罐污泥产生量约为 30t/a，含油污泥由罐车拉运至萨北含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理，剩余固相建设单位按照《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ1461-2026）的要求进行综合利用。现有区块内油水井在进行作业过程中产生的含油废防渗布量约 0.54t/a，含油废防渗布经收集后暂存于第三作业区 25 号站含油防渗布贮存池，定期委托有资质单位处理。现有区块含油污水处理站

内产生的废滤料约 25t/a，废滤料定期委托大庆蓝星环保工程有限公司处理。现有区块内油井井场柱上变压器维护过程中产生的废变压器油约 0.45t/a，场站设备维护过程中产生的废润滑油约 0.8t，废变压器油、废润滑油拉运至第三采油厂危险废物贮存库暂存，定期委托有资质单位处置。现有区块内场站共产生生活垃圾 5.5t/a，产生的生活垃圾统一收集后拉运至大庆城控电力有限公司处理。

现有工程污染物产排污情况汇总表见表 3.1-5。

表 3.1-5 现有工程污染物产排污情况汇总表

类别	污染物		产生量	削减量/固废处置量	排放量
废气	非甲烷总烃		10.77t/a	0	10.77t/a
	颗粒物		1.401t/a	0	1.401t/a
	SO ₂		1.093t/a	0	1.093t/a
	NO _x		13.835t/a	0	13.835t/a
废水	油田采出水		18.73×10 ⁴ m ³ /a	18.73×10 ⁴ m ³ /a	0
	作业污水		540m ³ /a	540m ³ /a	0
	洗井污水		1860m ³ /a	1860m ³ /a	0
	生活污水 (320m ³ /a)	COD	0.1t/a	0	0.1t/a
		氨氮	0.01t/a	0	0.01t/a
固废	作业含油污泥		1.08t/a	1.08t/a	0
	场站清罐污泥		30t/a	30t/a	0
	含油废防渗布		0.54t/a	0.54t/a	0
	废滤料		25t/a	25t/a	0
	废变压器油		0.45t/a	0.45t/a	0
	废润滑油		0.8t/a	0.8t/a	0
	生活垃圾		5.5t/a	5.5t/a	0

3.1.3 滚动开发区块回顾性分析

(1) 地下水及土壤防护措施及效果

现有工程集油管道采用了内缠胶带硬质聚氨酯泡沫黄夹克管，注水管道采用了防腐无缝钢管，连接方式为焊接，防渗性能满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中重点防渗区防渗要求。注配间、阀组间地面采取了一般防渗措施，撬装钢板房结构，地面涂刷 1.5mm 厚防渗材料，防渗性能满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中一般防渗区的要求。油水井井场地面已进行平整夯实，防渗性能满足《环境影响评价技术导则地下水环境》简单防渗区防渗要求。

根据《萨北开发区 2022 年更新井产能建设工程项目竣工环境保护验收调查报告表》中对区域内潜水井及承压水井的监测结果（地下水水质监测时间：2024 年 9 月 5~6 日），具体见表 3.1-6。区域潜水及承压水监测结果均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）

中的Ⅲ类标准要求，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅱ类标准限值。现有油田开发对区域地下水环境影响较小。

表 3.1-6 区域内潜水井及承压水井的监测结果

监测项目	区域潜水	区域承压水	标准限值
Na ⁺ （mg/L）	42~65.1	39.1~40.9	≤200
pH（无量纲）	7.4~8.1	7.7~7.8	6.5~8.5
总硬度（mg/L）	107~193	97~102	≤450
溶解性总固体（mg/L）	303~578	287~299	≤1000
耗氧量（mg/L）	1.9~2.4	2~2.2	≤3.0
挥发性酚类（mg/L）	未检出	未检出	≤0.002
氰化物（mg/L）	未检出	未检出	≤0.05
氟化物（mg/L）	0.35~0.549	0.544~0.558	≤1.0
硝酸盐（mg/L）	1.25~1.95	1.5~1.66	≤20
亚硝酸盐（mg/L）	未检出	未检出	≤1.0
氨氮（mg/L）	0.328~0.45	0.261~0.279	≤0.5
六价铬（mg/L）	未检出	未检出	≤0.05
砷（mg/L）	未检出	未检出	≤0.01
铅（mg/L）	未检出	未检出	≤0.01
铁（mg/L）	0.22~0.28	0.26~0.2	≤0.3
汞（mg/L）	未检出	未检出	≤0.001
锰（mg/L）	0.06~0.09	0.06~0.08	≤0.1
镉（mg/L）	未检出	未检出	≤0.005
石油类（mg/L）	未检出	未检出	≤0.05
总大肠菌群（MPN/100mL）	未检出	未检出	≤3.0
菌落总数（CFU/mL）	4-9	5~6	≤100
硫化物（mg/L）	未检出	未检出	≤0.02
钡（mg/L）	未检出	未检出	≤0.70

根据《萨北开发区 2022 年更新井产能建设工程项目竣工环境保护验收调查报告表》中对区域内的土壤监测结果（监测时间 2024 年 9 月 5 日），区域内已建井场永久占地内土壤 45 项基本因子、石油烃石油烃（C₁₀-C₄₀）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）中第二类用地筛选值；管线临时占地范围内土壤满足《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 基本项目筛选值；区域内已建井场永久占地内、占地外 10m、20m、30m、50m 土壤中石油烃（C₁₀-C₄₀）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）中第二类用地筛选值，且占地内及占地外石油烃（C₁₀-C₄₀）、石油烃（C₆-C₉）、石油类监测结果差别不大，现有工程在运行阶段未对区域土壤造成明显影响。

（2）生态环境保护措施及效果

为保护区域生态环境，第三采油厂在钻井工程时采取了生态保护措施保护区域内耕地、草地生态系统。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耕地及草地生态系统的影响。并严格控制了该区域油田作业范围，严格运营期管理，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。为预防区域水土流失，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。

根据现场勘查，现有区块内井场永久占地已平整，井场及管线施工时临时占用的耕地及草地均已进行了恢复，且生态恢复良好。





图3.1-3 北部过渡带二条带西区现有井场及管线周边生态恢复情况

(3) 现有工程环境风险回顾

现有工程油田生产过程中的风险物质主要包括原油、伴生气、油田采出水等，可能发生的风险事故主要为油气集输过程中发生原油及伴生气泄漏事故。为最大限度地减轻油田生产过程对区域内环境空气、水环境及生态环境的影响，减少事故的发生，确保油田安全运行，第三采油厂建立和实施了 HSE—安全与环境管理体系，并制定了油田各类事故应急预案。

根据调查，第三采油厂按照要求已编制完成了综合性预案为《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，《环境突发事件专项应急预案》于 2025 年 3 月 31 日在大庆市萨尔图生态环境局进行了备案，备案编号为 230602-2025-006-L。预案内容包括了企业基本情况、应急组织体系及职责、应急响应、应急处置、应急监测等内容，在事故发生时具有一定的可操作性和指导意义。第三采油厂采取了有效的环境风险防范和应急措施，建立了应急管理体系，开展了应急培训和应急演练，具备处置突发环境事件的能力，物资储备充足，应急保障措施完善。

现有工程主要采取的风险防范及应急措施包括：

- ①严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收；
 - ②加强场站设备及管线防腐维护，按规定进行设备维修、保养及时更换易损及老化部件，防止原油及伴生气泄漏事故的发生；
 - ③合理设置油气进站、出站阀门，定期维护，一旦发生泄漏采取相应停产措施后，紧急关闭阀门；
 - ④集输管线敷设前，加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生；
 - ⑤定期对管线进行巡查，定期对管道壁厚进行检测；
 - ⑥对可能发生突发事件的区域，配备应急现场抢险救援必需的抢险设备，并标明其类型、数量、质量、性能、适用对象等，并建立专人保管、保养、维护、更新、动用等审批管理制度。
 - ⑦各场站罐区严格按照要求进行地面防渗处理，四周设置围堰，并在站场雨水收集系统排放口前端设置封堵设施，以防止事故状态下有毒物质或消防废水通过雨水管网排入外环境。
 - ⑧各场站定期组织场站人员进行应急演练，有效提高场站人员的应急处置能力。
- 根据调查，第三采油厂应急培训演练情况见图 3.1-4。



第三采油厂应急演练照片



第三采油厂应急培训照片

岗位应急实战演练记录			
岗位名称	集输岗		
演练名称	加热炉火灾应急演练		
演练类别	实战演练		
参演人员	李明 张会洋 张修毅		
演练时间	2024/8/4	演练用时	60分钟
演练过程记录	1 集合 上午9:00参加演练人员全部到位（张修毅负责）。 2 演练 1) 当岗位员工李明发现加热炉出现火灾事件时，立即汇报班长张会洋，应急领导小组应根据实际情况下达命令，情况严重时，岗位员工立即撤离，并立即汇报上级有关部门，立即拨打火警5095119。 2) 在火灾刚发生时或火灾比较小时，先切断总供气阀和燃气管道电源，应急领导小组：应组织应急抢险组、应急通讯组人员立即赶赴现场，在确保自身安全的情况下用灭火器灭火。切断电源后，用灭火器、防火砂、消防桶、消防锹进行灭火。降低三合一液位，增加外输量，启动前通知下站。 3) 如有人员受伤时，应以先重后轻，先急后缓，先救命，后酌情处理创伤的急救原则。对窒息、大出血、呼吸困难、心跳停止的人员，立即行复苏术（CPR）实施现场救护，并立即向矿应急领导小组汇报，应急人员立即赶赴现场，并组织、协调各方面包括医院、医生、车辆、护理人员赶赴救护，同时向厂汇报。 4) 灭火后对站内设备进行修复，待修复后倒正常流程进行生产。 09:25总指挥宣布演练结束：各组均已按要求完成了演练程序，现在我宣布：演练结束。		
讲评	存在问题 整改措施 张会洋 讲评人 张修毅		
整改完成情况			
整改完成日期			
整改确认人			

应急预案演练评审记录			
部门（单位）	第七作业区北十九集输班	演练项目	集油站、气液混输应急演练
预案名称	19#转油站本站应急处置方案	总指挥	李修亮
演练时间	第七作业区北十九集输班	演练地点	油基房
演练时间	20240909		
演练目的	为了有效和及时处理生产过程中发生的各类安全事故，减少因火灾等突发事件对企业和员工带来的危害，增强全员的安全意识，使员工能够熟悉加热炉着火事故的应急处置，火灾疏散逃生程序，在今后对本岗位的类似事故处理更加应对自如。		
演练类别	实战演练		
参演人员	付杨 姜晶璇 孔伟 陈国友 李修亮		
救援物资	灭火器、防火砂、警戒线		
演练过程	1 集合 09:00 参加演练人员全部到位。 09:01 协调员简要介绍本次演练情况，总指挥宣布演练开始。 2 演练 09:02 姜晶璇初步判断原因，及时汇报班长、区调度、区专业路。 09:03 付杨进入泵房穿戴防护用品，打开门窗通风。 09:05 确保自身安全的情况下，查找泄漏点，不能立即停泵，以防电器打火引起爆炸。 09:15 立即向班组和作业区调度汇报，等待班组组织人员上站处理，处理完后，恢复正常生产。 3 结束 09:20 集合撤。		
现场讲评	这次事故处理演习中值班人员都能比较稳定地按程序处理事故，汇报及时。演习基本达到了预期目的，参加演习人员以及演习观摩人员熟悉了机泵电机起火事故应急处置步骤，应急响应迅速，一旦发生事故能够很好的上传下达，在最短的时间内人员到位。对突发事件的应急程序和应变能力有很大帮助。		
演练评审	1、岗位员工发生险情时能根据应急预案实施抢险。 2、本岗位的应急处置方案适应性强，针对突发事件处置措施完善。 3、通过本次演练锻炼了岗位员工应对突发事件的实际操作能力。		
评审人	李修亮		

应急演练记录

图 3.1-4 第三采油厂应急培训演练情况

3.1.4 现有工程存在的环境问题

根据调查可知，现有区块近 3 年内无投诉、督查及检查情况。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，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。

区块内加热炉能够达到《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；现有站场原油集输均采用密闭集输管线、装置，场站内各关键接口法兰均进行了密闭处理，可有效控制烃类物质的排放，目前现有井场、场站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）5.9 中规定要求。由监测结果可知，现有场站厂界满足《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经北六深度污水站处理后全部回注，出水水质指标能够达到《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，均不外排。作业和清罐产生的含油污泥由罐车拉运至萨北含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理，剩余固相建设单位按照《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ1461-2026）的要求进行综合利用；现有区块含油污水处理站内产生的废滤料定期委托大庆蓝星环保工程有限公司处理；变压器维护过程中产生的废变压器及场站设备维护过程中产生的废润滑油拉运至第三采油厂危险废物贮存库暂存，定期委托有资质单位处置。

根据对区域内地下水及土壤的调查结果，区域内地下水水质满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的Ⅲ类标准要求，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅱ类标准限值。现有永久占地内土壤满足《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值，占地外土壤满足《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 基本项目筛选值，说明在采取地下水及土壤防护措施后现有工程对区域地下水及土壤无明显影响。

目前，第三采油厂已取得排污许可证，行业类别为：陆地石油开采，锅炉，工业炉窑，水处理通用工序，管理类别为简化管理，许可证编号为 91230607716675409L017R。

为保护区域生态环境，第三采油厂在钻井工程时采取了生态保护措施保护区域内耕地、草地生态系统。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耕地及草地生态系统的

影响。并严格控制了该区域油田作业范围，严格运营期管理，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重点治理区，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。

原有工程严格实施 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，第三采油厂北部过渡带二条带西区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，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，《环境突发事件专项应急预案》于 2025 年 3 月 31 日在大庆市萨尔图生态环境局进行了备案，备案编号为 230602-2025-006-L。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。经调查，第三采油厂北部过渡带二条带西区近 3 年未发生过环境风险事故。

经调查，北三污至北六深滤后水管道、北三污至北六普污原水管道腐蚀老化严重，存在泄露的环境风险隐患，根据以上分析及现场勘查，除上述存在的管线泄露的环境风险隐患外，现有区块内未发现其它环境问题。

3.1.5 整改措施

针对上述管道腐蚀老化严重的问题，为彻底解决管道环境风险隐患，保证生产平稳运行，本项目拟对北三污至北六深滤后水管道、北三污至北六普污原水管道进行原址更换，根据《报废油气长输管道处置技术规范》（SY/T7413-2018），报废管道处置方式包括拆除和就地弃置两种，本项目原有管道经处理后全部原地直埋。

3.2 项目概况

项目名称：大庆松辽盆地萨北北过二条带西区萨 II10-萨 III10 油层化学驱产能建设

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：改扩建；

建设地点：黑龙江省大庆市萨尔图区境内；

投资规模：项目总投资 43693 万元人民币，环保投资 1258.55 万元人民币，环保投资占比为 2.88%；

占地面积：本项目新增总占地面积为 39.62906hm²，其中永久占地面积为 4.74926hm²，临时占地面积为 34.8798hm²，占地类型为耕地（永久基本农田）及草地（非基本草原）；

建设内容：项目新钻井基建注采井 72 口，包括采油井 38 口、注入井 34 口，其中 7 口注采井需进行压裂，72 口注采井分布在 14 座平台井场，其中直井 2 口，定向井 70 口，平均单井井深 1274m，钻井总进尺 91703m。项目采用脂肽复配弱碱三元复合驱开发方式，原油集输系统采用双管掺水集油流程或干管掺水流程，新建单井集油掺水管道 26.45km、站间集油掺水热洗管道 4.44km、集油掺水热洗阀组间 1 座，改建北六转油放水站、4 号污油回收站，新建北六脱水站、北过老化油中心处理站；配注系统采用“集中配制、分散注入，低压三元、高压二元，一泵多井”工艺，新建单井注入管线 18.9km、低压二元液管线 4.3km、高压二元液管线 4.3km，新建注入站 1 座；污水处理系统将北六污水站改建为三元污水站，改造北六聚驱污水站及北六深度污水站，更换调水管道 7.1km；扩建北六热泵站；配套建设供配电、道路、数字化等工程。

产品及产能规模：预计建成原油产能 1.48×10⁴t/a；

建设周期：本项目计划施工期为 2026 年 12 月至 2027 年 6 月，单井钻井施工约 8d，5 个钻井队同时施工，钻井施工约 120d，压裂及地面工程接续钻井后进行建设，压裂及地面工程施工约 150d；

劳动定员：施工期钻井工程 5 个钻井队同时施工，每个钻井队在井人数 10 人，地面建设工程施工人数 30 人，运营期新增场站人员均由三厂内部调剂，不新增定员。

3.3 开发区块概况

3.3.1 油气田范围

萨北开发区北部过渡带二条带西区位于葡一组内含油边界与萨三组含油边界之间，条带宽度变化不大，二条带约宽 1.0~1.3km，西至萨北油田与喇嘛甸油田储量分界线，东至北 4-61-丙水 251 与北 4-9-P60 井连线，北至北 4-61-丙水 249 与北 4-61-丙水 251 井连线，南至北 4-91-丙水 247 与北 4-91-丙水 251 井连线，面积 1.24km²。

3.3.2 勘探开发概况

萨北开发区北部过渡带二条带于 1971 年投入开发，目前共有两套井网：即开采萨尔图、葡萄花主力油层的基础井网、开采萨尔图、葡萄花的低渗透薄差油层的加密井网。1971 年基础井网采用 350m 四点法面积注水井网，开采对象为萨一、萨二、萨三及葡一组部分油层。1996 年一、二条带进行井网加密，采用 202m 四点法面积注水井网，调整对象为基础井网中动用较差和未动用的低渗透薄差油层。井网采用在基础井网排间井间加布新井，形成 202m 四点法面积井网。

3.3.3 地质构造

北部过渡带二条带西区位于萨尔图背斜构造北部，构造比较平缓，地层倾角为 3.0° 左右，区域内未发现断层，构造深度 -975m~-1020m，垂直落差 45m，构造高点主要集中在区域的西南部，地面平均海拔高度为 147~155m 之间。

3.3.4 层系

按照先下后上的次序，细分层系，分萨 II10-16+萨 III 油层和萨 II1-9 油层两段进行调整。

首段萨 II10-16+萨 III 油层井段长度 42.1m，平均单井可调砂岩厚度 17.1m，有效厚度 10.3m，平均有效渗透率 $0.372\mu\text{m}^2$ ，地质储量 $187.90\times 10^4\text{t}$ ，孔隙体积 $337.09\times 10^4\text{m}^3$ 。上返段萨 II1-9 油层井段长度 30.0m，平均单井可调砂岩厚度 14.7m，有效厚度 9.0m，平均有效渗透率 $0.375\mu\text{m}^2$ ，地质储量 $165.51\times 10^4\text{t}$ ，孔隙体积 $295.11\times 10^4\text{m}^3$ 。

3.3.5 储层特征

该区基底是东北地槽系海西褶皱带的拼合基底，盖层自侏罗系开始，至中、新生界。储油层为中部含油组合（包括萨、葡油层），属下白垩统的嫩江组、姚家组和青山口组。生储盖层组合方式为砂泥岩互层。油藏地面海拔 150m 左右，埋藏深度 870~1200m。油层沉积环境为河流—三角洲沉积，属于碎屑岩储油层。根据北部过渡带 1995 年 10 月完钻取心井北 4-90-检 255 井岩心资料分析，萨、葡油层原始含油饱和度 56.6%，空气渗透率 $0.628\mu\text{m}^2$ ，孔隙度为 26.2%，油层以细砂岩、粉砂岩沉积为主，中砂含量 2.0%，细砂含量 53.9%，粉砂含量 34.2%，泥质含量 10.6%，粒度中值 0.108mm，分选系数 2.4。其中有效厚度 $\geq 1.0\text{m}$ 油层以细砂岩、粉砂岩沉积为主，中砂含量 4.5%，细砂含量 69.4%，粉砂含量 20.4%，泥质含量 7.2%，平均粒度中值 0.143mm，分选系数 2.3，空气渗透率为 $1.495\mu\text{m}^2$ ，孔隙度为 27.1%，原始含油饱和度 74.0%。

3.3.6 油气藏流体性质

北过二条带原油比重为 0.8542g/cm³，地面原油粘度 59.11mPa•s，地下原油粘度 14.1mPa•s，原油含蜡量为 23.78%，含胶量 24.18%，凝固点为 32.0℃。体积系数 1.113，原始气油比 79.5m³/t。天然气密度 0.713kg/m³；其中，甲烷含量 83.84%，乙烷以上烃含量 15.05%。原始地层水属碳酸氢钠型（NaHCO₃），PH 值 7.0，总矿化度 6475mg/L，氯离子含量 1790mg/L。

3.3.7 油气资源类型

北部过渡带为背斜型砂岩油藏，无气顶，不对称短轴背斜构造，具有统一的压力系统，边水、底水不活跃。北部过渡带原始地层压力 11.34MPa，饱和压力 9.83MPa，原始地饱压差 1.51MPa，油藏温度 49℃。

3.3.8 开发进程

萨北开发区北部过渡带二条带于 1971 年投入开发，目前共有两套井网：即开采萨尔图、葡萄花主力油层的基础井网、开采萨尔图、葡萄花的低渗透薄差油层的加密井网。

目前北部过渡带二条带西区共有油水井 37 口（采油井 18 口，注水井 19 口），井网密度 29.83 口/km²。注水井 19 口，开井 18 口，注入压力 12.6MPa，平均单井日配注 93m³，日实注 79m³；采油井 18 口，开井 17 口，平均单井日产液 37.2t，日产油 1.4t，综合含水 96.1%，地层压力 11.77MPa，总压差 0.03MPa，流动压力 4.43MPa。

3.4 工程组成

本项目工程组成见表 3.4-1。

表 3.4-1 工程组成一览表

工程类别	工程组成		建设内容及规模	备注
主体工程	钻前工程		14 座钻井井场平整（均为平台井场），在临时占地内修筑运输道路，井场设备拉运，基础施工设备安装，安置柴油罐区、各撬装板房，运输柴油，配制钻井液等。	新建
	钻井工程	钻井数量	新钻注采井 72 口，包括采油井 38 口、注入井 34 口，其中直井 2 口，定向井 70 口，新钻井单井井深 1231m~1354m，平均单井井深 1274m，钻井总进尺 91703m。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、完井、压裂等。	新建
		井身结构	新钻井均采用二开制井身结构，一开设计井深 134~193m，套管尺寸 244.5mm，工作内容及作用为安装井控装置、封固上部	新建

			易漏易塌地层、保护浅层水、悬挂生产套管。二开至设计井深，套管尺寸 139.7mm，工作内容及作用为封固目的层、达到完井要求。	
		钻井平面布置	每座井场新建 80m×80m 钻井井场 1 座，丛式井平台每增加 1 口井增加 560m ² ，井场设备包括钻机、钻台、柴油罐、泵柴油机、配料罐、泥浆泵、泥浆罐、钢制泥浆槽等；新建 43.3m×11.7m 撬装式钢制基础，1 座/井场，用于架设钻井井架。	新建
		钻井液体系	一开钻井液采用膨润土浆钻井液体系，主要成分为膨润土、纯碱。二开使用复合阳离子钻井液体系，主要成分为膨润土、纯碱、WDYZ-1、HX-D、SPNH-1、FST-2、DJ-C、FPS、NH ₄ -HPAN-2、甲基硅酸钠。钻井全程配备钻井泵、钻井液储备罐、钻井液循环罐、振动筛、除砂器、离心机等筛分、配制等循环利用设施。	新建
		钻井周期	单井钻井施工约 8d, 5 个钻井队同时施工，钻井施工约 120d。	/
	储层改造工程	射孔	本项目新钻的 72 口注采井全部采用射孔完井，采出井选用多级复合射孔工艺，注入井选用复合射孔工艺。射孔完井的采出井应用 YD-102 枪+DP45RDX45-1S 弹多级复合射孔，射孔完井的注入井应用 YD-102 枪+GH45RDX39-1 弹复合射孔工艺，压裂完井的注采井应用 YD-102 枪+DP41RDX25-1 弹射孔，采用 90 度相位角，布井方式为螺旋布孔，孔密 16 孔/米。	新建
		压裂	本项目拟建 7 口注采井（采出井 4 口，注入井 3 口）需压裂作业后进入产能地面建设，压裂液选用改性胍胶水基压裂液，支撑剂选用粒径范围为 0.425mm~0.85mm 的石英砂。设计采用连续油管压裂工艺，单井压裂液使用量约为 374m ³ ，压裂井场设置压裂区、混砂区、储液区，办公区、表土剥离堆放区等，压裂施工设备包括：压裂车、混砂车、计量池、储液罐、外加厚压裂管线、地面管线、井口控制器、压裂管汇、带有旋塞阀的防喷短节、压裂机组。施工期压裂液不在现场配制，由压裂液配制场地将配制好的压裂液直接拉运至现场进行施工。	新建
	采油工程		本项目基建采油井 38 口，均采取抽油机举升方式，并配套安装采油动力配电设施，新建型号为 CYJY10-4.2-53HB 的抽油机 22 台、型号为 CYJY12-5-73HF 的抽油机 2 台、型号为 CYJY14-6-89HF 的抽油机 14 台。配套新建电机、配电箱各 38 台。	新建
	原油集输工程	集油管线	本项目规划独立井采用双管掺水集油流程，丛式平台井采用丛式井干管掺水流程，以 2~3 口井为一个单元，每个单元设掺水、集油管道各 1 条。新建单井集油掺水管道共计 26.45km（φ60×3.5~13.225km，φ76×4.5~13.225km），新建站间集油掺水热洗管道 4.44km（站间热洗管道 φ114×4.5~1.48km，站间掺水管道 φ168×4.5~1.48km，站间集油管道 φ273×6~1.48km）。单井集油管道设计压力为 1.6MPa，掺水管道设计压力为 6.3MPa；站间集油管道设计压力为 1.6MPa，掺水管道设计压力为 2.5MPa，热洗管道设计压力为 6.3MPa。管道材质均采用内缠胶带硬质聚氨酯泡沫夹克管道，管道敷设方式采用沟埋方式敷设。	新建

	站场工程	集油阀组间	本项目基建 38 口采油井, 规划在井位集中区域新建 20 井式北六-5 集油掺水热洗阀组间 1 座。	新建
			改建北六转油放水站, 北六转油放水站为水聚驱合建站, 已建聚驱合并至水驱, 原聚驱系统调整处理本项目及同期项目三元产液, 改建后处理能力不变, 可处理水聚驱原油产液 17200t/d、三元驱原油产液 7800t/d。新建水聚驱外输污水泵 2 台; 新建 1 套加药装置, 加药管道 200m; 新建集油掺水热洗阀组 8 套, 新建集油掺水热洗调头管道共计 600m; 更换国家高耗能目录内机泵 6 台。	改建
			新建北六脱水站, 设计处理能力 4000m ³ /d, 采用“一段游离水+二段电脱水”的两段脱水工艺, 新建 $\phi 4 \times 16\text{m}$ 电脱水器 5 台、2.0MW 管壳式换热器 2 台、外输油泵 3 台、4000m ³ 污水沉降罐 1 座, 迁建热洗外输泵房、加药间和储药间, 在其东侧新建水聚驱来液阀组间、加药间、热洗泵房, 共计 150m ² , 迁建加药装置 2 台, 热洗泵 2 台、掺水热洗炉 2 台; 新建泵房操作间等 540m ² 。	新建
			新建北过老化油中心处理站, 设计处理老化油量为 900m ³ /d, 设计采用“缓冲+加热+沉降”处理工艺, 新建 2 台 $\Phi 4 \times 20\text{m}$ 卧式老化油缓冲沉降罐、2 台 $\Phi 4 \times 16\text{m}$ 老化油沉降分离装置、2 台 0.8MW 真空炉, 新建老化油泵房 1 座, 配套建设收油泵 2 台、循环泵 2 台、底水泵 2 台; 新建 1 台 $\phi 4 \times 16\text{m}$ 净化油缓冲罐; 新建 1000L 加药装置 2 套, 配套建设储药箱 12 个。	新建
			改建 4 号污油回收站, 取消“污油池+液下泵+缓冲罐”外输流程, 改建为“污油池+外输泵”流程, 同时将 4 号污油回收站外输液调整至新建的北过老化油中心处理站, 改建后每天外输量约 600m ³ /d。本项目原位置更换 2 台污油水螺旋装置, 新建污油池至外输泵管道, 配套建设伴热管道、保温与平台; 新建 4 号污油回收站至北过老化油中心处理站老化油外输管道 $\phi 114 \times 4.5\text{mm}$ -3.6km, 同时新建伴热来回水管道 DN40-7.2km, 管道设计压力 1.6MPa, 管道材质选用钢管, 管道敷设方式采用沟埋方式敷设。	改建
			北六联合站内老化油统一输至老化油缓冲沉降罐, 新建调头管道 $\phi 114 \times 4.5\text{mm}$ -100m	改建
	配注工程	注入井口	新建注入井井口工艺的相关配件 34 套 (井口过滤器、取样器阀、油套压装置)。	新建
		配注管线	本项目基建注入井 34 口, 采用“集中配制、高压二元、低压二元”总体配注工艺, 站外新建北十九配制站至 19-1 注入站低压二元液管线 DN200~4.3km, 材质为钢骨架塑料复合管, 设计压力为 2.5Mpa。新建北十九调配站至 19-1 注入站高压二元液管线 $\Phi 168 \times 13 \sim 4.3\text{km}$, 材质为防腐钢管, 设计压力为 16MPa。新建单井注入管道 18.9km, 其中将地处低洼、腐蚀性强区域的 7 口注入井的高压单井注入管道材质选择非金属柔性复合塑料高压输送管, 共计 DN50~3.57km; 其余 27 口注入井的高压单井注入管道材质选择防腐钢管, 共计 $\Phi 60 \times 5 \sim 15.33\text{km}$, 设计压力为 16MPa。管道敷设方式均采用沟埋方式敷设。	新建

		站场工程	新建 19-1 注入站，总占地面积为 2400m ² ，采用“一泵多井”注入工艺，设计母液注入量为 817m ³ /d。新建 8m ³ /h 注入泵 6 台，运 5 备 1，配低压变频器 6 套；新建标准化注入阀组 3 套，其中十一井式 2 套，十二井式 1 套；新建 80m ³ 母液储槽 1 座。	新建
	水处理工程	北六三元污水站	本项目将水驱北六污水站改造为北六三元污水站，设计污水处理能力 7000m ³ /d，分两期进行建设，本项目仅建设一期工程，设计污水处理能力 4000m ³ /d，二期工程预留位置，另行评价。设计处理工艺由“两级沉降+一级过滤”改造为“两级沉降+两级过滤”。设计出水水质为“含油量≤20mg/L、悬浮固体含量≤20mg/L、悬浮物颗粒直径中值≤5μm”。本项目更换 2 台过滤提升泵，运 1 备 1，预留二期 1 台过滤提升泵的位置；拆除已建一级核桃壳过滤罐(Φ3m)10 座，新建 Φ4m 一次过滤罐 4 座，新建 Φ4m 二次过滤罐 5 座，全部站内建设，预留二期 5 座过滤罐位置；更换 2 台反冲洗水泵；更换 2 台外输泵，运 1 备 1，预留二期 1 台外输泵的位置；改造 4 座沉降罐，新建 6 台污水水螺旋装置，运 4 备 2；更换沉降罐进出口、溢流管线 80m；更换来水旁通阀门 DN500 共 2 个、北三来水阀门 DN400 共 1 个。	技术改造
		北六深度污水站	更换站内 1 台高能耗污机泵，流量 3m ³ /h。	改建
		北六聚驱污水站	对北六聚驱污水站内老化设备进行维修改造，改造后处理工艺及处理能力均不变。改造 4000m ³ 一次沉降罐 2 座；拆除停运的气浮装置，新建 3500m ³ 二次沉降罐 2 座（Φ17.5×12.94m），在二次沉降罐阀室内新建 6 台污水水螺旋装置（4 用 2 备）；更换站内 6 台高耗能污水回收装置，流量 3.27m ³ /h。	改建
		调水管道完善	对 2 条腐蚀老化调水管道进行更换，合计更换管道 DN400~7.1km，管道材质选用钢骨架塑料复合管，管道设计压力为 1.6MPa，管道敷设方式采用沟埋方式敷设。	更换
辅助工程	施工期	井控房	每座钻井井场设 1 座井控房，占地面积 50m ² ，房内安放钻井控制系统、监测及报警装置，用于井控人员监测钻井情况。	新建
		机械修理房	1 座/井场，占地面积 50m ² ，用于简单修理机械，不产生废机油。	新建
		气源房	1 座/井场，占地面积 30m ² ，供应压缩空气，给钻机刹车提供动力。	新建
		配电房	1 座/井场，占地面积 30m ² 。	新建
		生活、办公区	每个钻井平台设 50m ² 地质值班房 1 座、50m ² 钻井液值班房 1 座、50m ² 工程值班房 1 座、50m ² 钻井监督房 1 座、50m ² 平台经理房 1 座、50m ² 综合房 1 座。	新建
		临时防渗旱厕	每座钻井井场设临时防渗旱厕 1 座，容积为 4m ³ 。	新建
		钻井施工营地	钻井施工各井场沿周边设置临时场地，临时场地用于摆放生活区活动房，停放钻井施工设备，设置车辆回车场地，共设置 14	新建

			个施工生活区, 钻井施工新增临时占地面积为 7.948hm ² , 占地类型为草地(非基本草原), 施工结束后对临时占地进行生态恢复。	
	运营期	清防蜡	本项目油井采用高压固定热洗方式, 利用地面已建成固定热洗流程, 热洗周期 30 天, 热洗强度 20m ³ /h, 洗井时间 2.5-3h, 热洗温度 80℃。设计加药装置 25 套, 安装在中心井及来水方向较多的边角井。同时要求该装置应用后可实现药剂入井、液面(功图)资料录取、洗井等生产需求功能。	新建
		道路工程	改造丰收大街北段为路面宽 3.5m、路基宽 6.5m、长度 1.4km 的水泥混凝土路, 改造丰收大街南段为路面宽 6.0m、路基宽 8.0m、长度 0.5km 的水泥混凝土路。	改建
			为部分低洼地井场、阀组间建设长 2.4km、路面宽 3.5m、路基宽 4.5m 的砂石路, 为草地井场新建长 0.1km、宽 3.5m 的土路, 为部分低洼地井场建设长 0.1km、宽 4m 的土路, 为注入站新建长 0.2km、路面宽 4.0m、路基宽 6.0m 的水泥混凝土路	新建
		数字化工程	对新建的注采井、单井加药装置、注入站、集油掺水热洗阀组间、北六转油放水站、北六脱水站、北六聚驱污水站、北六三元污水站、北六热泵站进行数字化建设, 对系统相关信号进行采集和上传, 实现生产数据自动采集、生产过程监测、远程控制等功能。	新建
公辅工程	供水系统		施工期生产用水由水罐车运送, 生活用水采用桶装纯净水; 运营期新增场站工作人员由第三采油厂内部调剂, 不新增人员, 不新增生活用水, 站内人员生活用水采用桶装纯净水。作业用水、洗井用水来源为北六深度污水站的深度处理水, 由水罐车运送。	依托
	排水系统		钻井施工期施工人员产生的生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内, 地面施工期施工人员产生的生活污水排入附近场站及阀组间已建生活污水收集装置, 定期由物业单位庆南工矿服务公司采用罐车抽排拉运至风云污水提升站, 经污水管网排入大庆市水务集团城市排水有限公司中区污水处理厂处理。钻井废水排入井场钢制泥浆槽中, 定期由罐车拉运至大庆赛诺科林环保科技有限公司处理, 处理后的压滤水由罐车拉运至北三含油污水处理站处理达标后回注油层。压裂返排液由罐车拉运至第三采油厂北三集输班压裂返排液处理站处理后, 管输进入北三含油污水处理站处理达标后回注油层。废弃管道清洗废水由集输管道输送至北六深度污水站处理达标后回注油层。吹扫清管废水、设备清洗废水、试压废水由罐车拉运至北六深度污水站处理达标后回注油层。 运营期油田采出水管输进入北六三元污水站处理满足《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法》(SY/T5329-2022)限值要求后回注油层; 作业污水、洗井污水通过罐车回收后拉运至北六三元污水站处理满足《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法》(SY/T5329-2022)限值要求后回注油层; 运营期新	依托

		增场站工作人员由第三采油厂内部调剂，不新增人员，不新增生活污水。	
		本项目施工期采用电取暖。	新建
	供热系统	运营期 19-1 注入站采用电采暖。扩建北六热泵站，充分利用污水站污水余热替代站内全部采暖负荷（4.95MW），替代后北六联合站内采暖炉全部拆除。站内新建 2 台 2.5MW 热泵机组；水处理及泵间扩建，新建 3 台循环水泵、3 台中间水循环泵及 2 台采暖循环系统除污器；新建 4 台三元污水宽流道换热器；新建北六聚污至热泵站供回水管线 DN400~0.3km，新建北六三元污至热泵站供回水管线 DN400~0.4km。	扩建
		本项目施工期用电搭接已建油田线路，新建 6kV 钻井供电线路约 11.35km，采用架空方式敷设。新建高压隔离开关 9 套，新建真空断路器杆 2 基。在钻井工作完成后，架设的 6kV 钻井线路由施工单位组织统一拆除，以便在其它产能项目继续使用。 对新建井周边不符合钻井作业安全距离要求的 6kV 电力线路进行迁建。涉及线路动迁改造共 4 处，迁建变压器 1 座，拆除已建 6kV 线路 1.7km，新建 6kV 电力线路共计 1.8km，新建架空电力线路共设电杆 36 基。	新建、扩建
	供电系统	本项目由区域已建北六变电站、聚北十九变电站供电。本项目井场新增用电负荷 930.8kW，新建柱上变压器 7 座，新建平台变电站 6 座，均采用湿式变压器。新建柱上变压器 6kV 电源由附近已建供电线路引接，新建 6kV 支线 2km，采用 LGJ-50 型绝缘导线。在井区 6kV 线路上分散安装 100 kVar 无功补偿装置 1 套。 19-1 注入站新增用电负荷 316.56kW，在站内新建 1 座 6.3/0.4kV 一体化电控装置（内附 400kVA 变压器 1 台，为湿式变压器），采用单变压器双电源供电。新建 6kV 架空线路 3.5km，采用 LGJ-50 型导线。为机泵等用电设备新建电力电缆 4.3km。 北六脱水站、北过老化油中心处理站、北六三元污水站新增用电负荷 385.2kW，新建外附式变压器 2 座，容量为 1600kVA，新建低压出线柜 2 面，新建无功补偿柜 2 面。新建低压电缆 4.1km，采用桥架敷设。更换低压配电屏 11 面，更换无功补偿柜 2 面，新建低压电缆 1.3km。 北六热泵站新增用电负荷 1131kW，新建 6kV 高压开关柜 4 面，改造高压配电室 6kV 进线 2km。新建热泵机组高压电缆 0.4km。低压电源引自己建热泵站低压配电室，新建低压电缆 0.9km。因北六联一体化电控装置位置向北侧迁移 10.5m，需迁建利旧 35kV 线杆 6 基，新建 35kV 线杆 12 基，新建 35kV 架空线路 2.7km；迁建利旧 6kV 线杆 6 基，新建 6kV 线杆 10 基，新建 6kV 架空线路 1.5km。 北六深度污水站内原功率更换节能变压器，更换低压配电屏 10 面，更换低压电缆 1.4km。 本项目投产后，新增耗电 818×10⁴kW·h/a。	新建、扩建

环保工程	施工期	废气处理工程	施工期泵柴油机使用低标号柴油，调节好柴油机运行工况。	/
			对施工场地采取洒水抑尘，对易起尘的临时土方等加盖苫布，施工运输车辆采取密闭措施或加盖苫布，加强施工管理。	新建
		废水处理工程	钻井废水排入井场钢制泥浆槽中，定期由罐车拉运至大庆赛诺科林环保科技有限公司处理，处理后的压滤水由罐车拉运至北三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。	依托
			压裂返排液由罐车拉运至第三采油厂北三集输班压裂返排液处理站处理后，管输进入北三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。	依托
			吹扫清管废水、设备清洗废水、管线试压废水由罐车拉运至北六深度污水站处理满足《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法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。	依托
			废弃管道清洗废水由集输管道输送至北六深度污水站处理达标后回注油层。	依托
			钻井施工期施工人员产生的生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内，地面施工期施工人员产生的生活污水排入附近场站及阀组间已建生活污水收集装置，定期由物业单位庆南工矿服务公司采用罐车抽排拉运至风云污水提升站，经污水管网排入大庆市水务集团城市排水有限公司中区污水处理厂处理。	依托
		噪声防治工程	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，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；运输车辆选择避开居民区的路线，临近居民区应减少汽车鸣笛的次数，减速慢行。	新建
		固体废物收集及处理处置工程	生活垃圾统一收集后拉运至大庆城控电力有限公司处理。	依托
			膨润土、纯碱、重晶石粉废弃包装袋、非含油废防渗布、施工废料属于一般固体废物，集中收集暂存在井场设置的钢制桶内，由施工单位拉运至第一采油厂工业固废填埋场处理。	依托
			钻井岩屑、废钻井液、废射孔液排入井场钢制泥浆槽中，定向钻废弃泥浆排入施工场地的钢制泥浆槽中，定期由罐车拉运至大庆赛诺科林环保科技有限公司处理，处理后的泥饼按照《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ1461-2026）的要求进行综合利用。	依托
			清罐油泥由罐车拉运至萨北含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理，剩余固相建设单位按照《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ1461-2026）的要求进行综合利用。	依托

			含油废防渗布经收集后暂存于第三作业区 25 号站含油防渗布贮存池，定期委托有资质单位处理。	依托
			含油抹布及废劳保用品及废变压器油经收集后暂存于第三采油厂危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理。	依托
			废滤料委托大庆蓝星环保工程有限公司处理。	委托处理
			废旧设备全部回收至第三采油厂物资库。	/
			废弃管道经盲板焊接封堵后直埋地下，不再挖出	/
			建筑垃圾统一收集后由施工单位清运至建筑垃圾调配场处理。	依托
	运营期	废气处理工程	新建加热炉采用清洁能源天然气作为燃料，并采用低氮燃烧器，加热炉燃烧产生的废气均经 8m 的烟囱高空排放。	新建
			油田采出液采用密闭集输工艺，井口安装密封垫，新建集油管道、场站阀组、储罐、法兰等动静密封系统要加强密闭措施，防止烃类气体的无组织挥发。	新建
		废水处理工程	运营期油田采出水管输进入北六三元污水站处理满足《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法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。	新建
			作业污水、洗井污水通过罐车回收后拉运至北六三元污水站处理满足《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法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。	新建
			运营期新增场站工作人员由第三采油厂内部调剂，不新增人员，不新增生活污水。	依托
		噪声防治工程	井场抽油机、场站设备尽可能选用低噪声设备；场站内机泵设置减震基础，且均安装至室内，泵房为砖混结构并安装隔声门窗；注意对设备的维护保养，保证设备保持在最佳运行状态，降低噪声源强度。	新建
		固体废物收集及处理处置工程	含油污泥、落地油及油砂由罐车拉运至萨北含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理，剩余固相建设单位按照《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ1461-2026）的要求进行综合利用。	依托
			油水井作业产生的含油废防渗布经收集后暂存于第三作业区 25 号站含油防渗布贮存池，定期委托有资质单位处理。	
			废滤料产生于场站各过滤罐中，定期委托大庆蓝星环保工程有限公司处理。	委托
			废变压器油、废润滑油、含油抹布及废劳保用品经收集后暂存于第三采油厂危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理。	依托
	退役期	废气处理工程	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。	新建
		废水处理工程	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。退役期生活污水排入附近场站及阀组间已	依托

			建生活污水收集装置,定期由物业单位庆南工矿服务公司采用罐车抽排拉运至风云污水提升站,经污水管网排入大庆市水务集团城市排水有限公司中区污水处理厂处理。退役管道清洗废水由集输管道输送至北六三元污水站处理,退役管道吹扫清管废水由罐车拉运至北六三元污水站处理,处理后的污水均需满足《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。	
	噪声防治工程		合理安排施工进度,避免大量高噪声设备同时施工;选用低噪声设备;运输车辆选择避开居民区的路线。	新建
	固体废物收集及处理处置工程		本项目退役管线两端封堵后直埋处理,退役期拆除的废旧设备全部回收至第三采油厂物资库。封井建筑垃圾统一收集后由施工单位清运至建筑垃圾调配场处理。生活垃圾统一收集后拉运至大庆城控电力有限公司处理。	依托
	地下水及土壤防护		本项目井场、场站、集输管道等选址选线均避开了集中式饮用水源保护区、集中式饮用水源的补给区、径流区。油水井运营期间参照 GB/T 17745 要求进行井筒完整性管理,定期开展井筒完整性检查。	新建
			在本项目区域上游 cy3-02 监测井(坐标 125.04632, 46.73471)布设 1 口潜水背景值监测水井,在区域内 cy3-06 监测井(坐标 125.00566, 46.71316)、区域下游北三联-03 监测井(坐标 125.0298, 46.69958)各布设 1 口潜水跟踪监测水井。在区域内厂房 5 承压水井(坐标 125.01571, 46.72951)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。	依托周边已建水井
			在 23 号平台井场、23 号平台井场南侧 100m 草地、19-1 注入站母液回收池附近、19-1 注入站西北侧 100m 草地共布设 4 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
			施工期分区防渗: 钻井井场:柴油罐区、泥浆循环罐、钻井液材料房、钢制泥浆槽、钻台为重点防渗,采用地面碾压平整并铺设 2mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗,渗透系数为 $1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$;其他材料房、机械修理房、临时防渗旱厕为一般防渗,采用 1.5mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗,渗透系数为 $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$;施工井场其他区域采用地面碾压平整。 压裂井场:压裂车区、计量池、储液罐、压裂井口区为重点防渗,采用地面碾压平整并铺设 2mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗,渗透系数为 $1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$;临时防渗旱厕为一般防渗,采用 1.5mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗,渗透系数为 $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$;压裂井场其他区域采用地面碾压平整。	新建

	定向钻施工区：泥浆配置区、泥浆罐、钢制泥浆槽为重点防渗，采用地面碾压平整并铺设 2mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$；施工场地其他区域采用地面碾压平整。	
	运营期分区防渗： 井场：油水井作业期间井场作业区为重点防渗区，作业区域铺设 2mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$；正常工况下井场采取简单防渗，采取地面夯实碾压平整进行处理。 集输管道：集输管道均采取重点防渗，单井集油掺水管道、站间集油掺水热洗管道、高压二元液管线、老化油外输管道、伴热来回水管道采用防腐无缝钢管，管道的连接方式采用焊接，管道设计壁厚的腐蚀余量为 2mm 或采用管道内防腐，管道的外防腐等级采用特加强级。低压二元液管线、调水管道采用钢骨架塑料复合管，连接方式采用电熔连接。单井注入管道采用防腐无缝钢管或非金属柔性复合塑料高压输送管，管道的连接方式采用焊接或电熔连接，钢管管道设计壁厚的腐蚀余量为 2mm 或采用管道内防腐，管道的外防腐等级采用特加强级。 北六-5 集油掺水热洗阀组间：阀组间区域为一般防渗，采取地面防渗层均采取铺设 1.5mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$；站内其它区域为简单防渗，采取水泥混凝土进行硬化处理。 19-1 注入站：母液回收池为重点防渗，采取铺设 2mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗，并采用水泥混凝土进行硬化，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$；注入泵房为一般防渗，采取铺设 1.5mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗，并采用水泥混凝土进行硬化，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$；站内其它区域为简单防渗，采取水泥混凝土进行硬化处理。 北六转油放水站、北六脱水站、北过老化油中心处理站：换热器、电脱水器、净化油缓冲罐、老化油缓冲沉降罐、老化油沉降分离装置区域、污水沉降罐区域为重点防渗，采取铺设 2mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗，并采用水泥混凝土进行硬化，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$；阀组间热洗泵房为一般防渗，采取采取地面防渗层均采取铺设 1.5mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$；0.8MW 真空炉区域采取简单防渗，采用地面夯实碾压平整进行防渗。 北六三元污水站：过滤罐区域为重点防渗，采取铺设 2mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗，并采用水泥混凝土进行硬化，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$。 北六聚驱污水站：二次沉降罐区域为重点防渗，采取铺设 2mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗，并采用水泥混凝土进行硬化，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$。	新建

		北六热泵站：热泵间、三元污水宽流道换热器区域为一般防渗，采取地面防渗层均采取铺设 1.5mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ ；站内其它区域为简单防渗，采取水泥混凝土进行硬化处理。	
	生态治理	施工期间应划定施工活动范围，严格控制施工作业面积。针对临时占地及永久占地应剥离占地内的表土，耕地剥离厚度 0.3m，草地剥离厚度 0.2m，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，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，临时占地剥离的表土在施工结束后分层回填，并及时恢复地表植被，临时占地恢复面积 34.8798hm ² ；永久占用耕地剥离的表土按照“占一补一，质量相等”的要求用于易地补充耕地的表土，开垦新的耕地，对永久占地按照规定进行经济补偿，补偿面积 4.74926hm ² 。	恢复、补偿
	风险防范措施	运营期在作业期间工作区域均铺设 2mm 厚高密度聚乙烯膜，边缘设置围堰；车辆采用密闭罐车，配备收油工具；场站内定时巡检，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，并定期进行应急演练。注入站变压器下方建设事故油池一座，有效容积为 5m ³ ，事故油池采用钢筋混凝土现浇，厚度 30cm，池内铺鹅卵石 10cm。	新建
储运工程	泥浆循环罐	钻井井场设泥浆循环罐 3 个，单罐容积 40m ³ ，占地约 100m ² 。	新建
	钢制泥浆槽	井场泥浆不落地，钻井施工场地泥浆循环罐旁边设置 1 座钢制泥浆槽，钢制泥浆槽有效容积 100m ³ ，用于接收钻井废水、钻井岩屑、废弃钻井液，定期由罐车拉运至大庆赛诺科林环保科技有限公司处理，处理后的压滤水由罐车拉运至北三含油污水处理站处理达标后回注油层。	新建
	水罐区	每座钻井井场设钢制水罐 2 座，存储新鲜水，有效容积 100m ³ ，用于施工期的生产用水。	新建
	钻井液材料房	每座钻井井场设置钻井液材料房 1 座，占地面积 50m ² ，用于存放钻井液材料。	新建
	柴油罐区	钻井井场设柴油罐区 1 处，罐区内设钢制柴油罐 1 座，采用双层卧式罐，单座有效容积 30m ³ ，柴油密度为 0.835t/m ³ ，总储量约 25.05t。柴油罐区做重点防渗处理，采用地面碾压平整并铺设 2mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$ ，罐区配备泡沫灭火器。柴油罐区周围设置高度不低于 0.5m、容积不低于 30m ³ 的便于拆装的防渗玻璃钢围堰，并距离易产生明火的位置 20m 以上。	新建
	其他材料房	每座钻井井场设置其他材料房 2 座，单座占地面积 50m ² ，用于存放其他钻井材料。	新建
	表土剥离临时堆放区	每座钻井井场设置 1 处表土剥离临时存放区，用于暂存钻井井场剥离的表土层，采取分层堆放的方式，表土堆放设置挡板、上覆遮盖材料，占地面积约 1200m ² （20m×60m）。临时占地剥离的表土在施工结束后分层回填，并及时恢复地表植被。	新建

依托工程	废弃泥浆处理站	大庆赛诺科林环保科技有限公司	本项目钻井废水、废钻井液、钻井岩屑、废射孔液由罐车拉运至大庆赛诺科林环保科技有限公司处理,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%;本项目及同期建设项目钻井废水、废钻井液、钻井岩屑、废射孔液最大产生量为 400m ³ /d,接收本项目及同期建设项目的钻井废水、废钻井液、钻井岩屑、废射孔液后,该公司负荷率为 51%,本项目依托可行。	依托,无需扩建
	压裂返排液处理站	北三集输班压裂返排液处理站	本项目压裂过程产生的压裂返排液由罐车拉运至北三集输班压裂返排液处理站处理。站内采用“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压裂液中污染物的含量。设计处理能力 240m ³ /d,本项目及同期项目压裂返排液产生量约为 4188.8m ³ ,约 70m ³ /d(本项目与同期项目共压裂 16 口井,压裂约 60d),该站接收本项目与同期项目压裂返排液后,负荷率约 29.2%,满足开发需求,本项目依托可行。	依托、扩建
	含油污水处理站	北六深度污水站	本项目废弃管道清洗废水、吹扫清管废水、设备清洗废水、试压废水依托北六深度污水站处理。站内主要工艺为“两级过滤”,设计出水水质指标为“含油量≤5mg/L、悬浮固体≤5mg/L、悬浮物颗粒直径中值≤2μm”,设计污水处理量为 18000m ³ /d,目前实际污水处理量为 13800m ³ /d,本项目及同期建设项目废弃管道清洗废水、吹扫清管废水、设备清洗废水、试压废水量约为 130m ³ /d,新增污水后北六深度污水站处理量为 13930m ³ /d,负荷率为 77.39%,满足本项目处理需求。	改建
	注水站	聚北十九注水站	聚北十九注水站为本项目提供高压水,水质为北十九曝氧站曝氧深度水,该站在同期建设项目中扩建后站内主要设备有 DF300-150×11 型注水泵 2 台、DF200-150×11 型注水泵 1 台。设计注水量为 12000m ³ /d,目前实际注水量 6600m ³ /d。新增本项目及与同期建设项目需注水量后,聚北十九注水站注水量最大为 11800m ³ /d,负荷率为 98.3%,满足开发需求。	同期项目中扩建
	曝氧站	北十九曝氧站	北十九曝氧站在同期建设项目中新建,北十九曝氧站为聚北十九注水站提供曝氧深度水,站内采用“盘式曝氧”工艺,设计能力 20000m ³ /d,本项目及同期建设项目需曝氧深度污水量最大为 19774m ³ /d,负荷率为 98.87%,满足开发需求。	同期项目中新建
	配制站	北十九配制站	北十九配制站在同期建设项目中新建,北十九配制站内采用“分散-熟化-外输”的短流程配制工艺,站内分散装置 8 套、熟化罐 24 座、外输泵 10 台、分散装置供水泵 8 台。设计规模为配制 5000mg/L 母液 8500m ³ /d,本项目及同期建设项目需聚合物母液最大量为 8415m ³ /d,负荷率为 99%,满足开发需求。	同期项目中新建
	北十九调配站	北十九调配站	北十九调配站在同期建设项目中新建,北十九调配站内采用“低压一元(S)、高压二元(A、S)”的工艺流程,设计低压一元液混配规模为 8500m ³ /d,高压二元液混配规模 12000m ³ /d。	同期项目

			本项目及同期建设项目高峰期需低压一元液量为 8415m ³ /d、高压二元液量为 11865m ³ /d，调配低压一元液负荷率为 99%，调配高压二元液负荷率为 98.88%，满足开发需求。	中 新 建
	含油 污泥 处理 站	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博昕晶化科技有限公司处理，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 10m ³ /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。本项目及同期建设项目含油污泥产生量约为 7t/a，新增后处理量约为 28087t/a，负荷率仍为 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
		大庆博 昕晶化 科技有 限公司	大庆博昕晶化科技有限公司含油污泥处理厂区位于黑龙江省大庆市林源新区（林源工业区），采用“旋转蒸馏”处理工艺，设计含油污泥处理能力为 280t/d，目前实际处理量为 200t/d，负荷率为 71.43%，本项目及同期建设项目新增含油污泥处理量 7t/a，该站能够满足含油污泥处理需求，依托可行。	依 托、 无需 扩建
	一般 工业 固废 填埋 场	第一采 油厂工 业固废 填埋场	第一采油厂工业固废填埋场位于大庆市萨尔图区采油一厂一矿附近，位于 102 转油站南侧 550m 处，该填埋场在《工业固废填埋场环境影响报告书》中进行了环境影响评价，于 2016 年 10 月 17 日获得了大庆市环境保护局（现大庆市生态环境局）批复（庆环审[2016]286 号），该填埋场总容量为 13472m ³ ，目前填埋总量约为 3250m ³ ，剩余填埋量约为 10222m ³ ，本项目及同期建设项目产生废包装袋、废防渗布和施工废料合计约 14t，约 17m ³ ，填埋场剩余容量能够容纳本项目及同期建设项目产生的固体废物，本项目依托可行。	依 托、 无需 扩建
	危险 废物 贮存	第三采 油厂危 险废物 贮存库	大庆油田有限责任公司第三采油厂危险废物贮存库位于萨尔图区拥军大街东侧 140m、东一路南侧 10m，建设有 1 座危险品废物存储库和 1 座危险废物贮存库，危险废物贮存库包括废铅酸蓄电池存储库、废危险包装物存储库、废机油存储库和含油抹布存储库 4 个功能间，废机油存储库贮存能力 6t，实际存储量为 1t。本项目及同期建设项目运营期废变压器油产生量 3t、废润滑油产生量 0.8t、含油抹布及废劳保用品产生量 0.2t，均拉运至该贮存库进行暂存，暂存能力满足本项目需求，依托可行。	依 托、 无需 扩建
		25 号站 含油防 渗布贮 存池	该站位于萨北 25 号转油站东侧 160m，建设有含油废防渗布暂存池 1 座，容积 4000m ³ ，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。本项目及同期建设项目含油废防渗布产生量约 3t/a，约 4m ³ ，现有含油废防渗布暂存池满足依托需求。	依 托、 无需 扩建

本项目主要技术经济指标见表 3.4-2。

表 3.4-2 本项目主要技术经济指标汇总表

类别	指标
设计动用资源储量	本项目设计动用资源储量 187.9×10 ⁴ t，预计建成原油产能 1.48×10 ⁴ t/a。

设计井数	本项目新钻井基建注采井 72 口，包括采油井 38 口、注入井 34 口，分布在 14 座平台井场。
不同规模站场数	本项目新建集油掺水热洗阀组间 1 座，改建北六转油放水站、4 号污油回收站，新建北六脱水站、北过老化油中心处理站，新建 19-1 注入站，改建北六三元污水站、北六聚驱污水站、北六深度污水站，扩建北六热泵站。
管道长度	新建单井集油掺水管道 26.45km、站间集油掺水热洗管道 4.44km，新建 4 号污油回收站至北过老化油中心处理站老化油外输管道 3.6km，同时新建伴热来回水管道 7.2km，新建单井注入管线 18.9km、低压二元液管线 4.3km、高压二元液管线 4.3km，更换调水管道 7.1km。
能源消耗情况	本项目新增耗气量 163.62 万 m ³ /a。本项目投产后，新增耗电 818×10 ⁴ kW·h/a。
工程临时占地及永久占地面积	本项目新增总占地面积为 39.62906hm ² ，其中永久占地面积为 4.74926hm ² ，临时占地面积为 34.8798hm ² ，占地类型为耕地（永久基本农田）及草地（非基本草原）。
工作制度	年生产 365d，每天 24 小时。
在册职工人数	施工期钻井工程 5 个钻井队同时施工，每个钻井队在井人数 10 人，地面建设工程施工人数 30 人，运营期新增场站人员均由三厂内部调剂，不新增定员。
总投资及环境保护投资	总投资 43693 万元，环保投资 1258.55 万元，环保投资占比 2.88%。

3.5 开发方案

3.5.1 井位分布

本项目新钻井基建注采井72口，包括采油井38口、注入井34口，其中7口注采井需进行压裂，72口注采井分布在14座平台井场，其中直井2口，定向井70口，平均单井井深1274m，钻井总进尺91703m。

本项目采用脂肽复配弱碱三元复合驱开发方式，建成产能1.48×10⁴t/a。本项目产能基建安排见表3.5-1。

表3.5-1 项目产能基建井安排表

区块	新钻井基建井数（口）			建成产能（10 ⁴ t/a）
	采油井	注入井	合计	
北过二条带西区	38	34	72	1.48

项目油田产能井位布设情况见表3.5-2。本项目拟建井场分布见附图2。

表3.5-2 本项目井位布设情况

序号	平台号	井号	坐标		井型	井别	井深	占地类型
			经度	纬度				
1	21	北 4-7-斜 E22	125.02458	46.72612	定向井	注入井	1269	
2		北 4-71-斜 E21			定向井	采油井	1263	
3		北 4-80-斜 E23			定向井	采油井	1299	

4	22	北 4-6-斜 E20	125.02782	46.72863	定向井	注入井	1341	
5	23	北 4-81-斜 E26	125.01968	46.72416	定向井	注入井	1259	
6		北 4-7-斜 E19			定向井	采油井	1298	
7		北 4-80-斜 E20			定向井	注入井	1275	
8		北 4-7-斜 E21			定向井	采油井	1270	
9		北 4-80-斜 E21			定向井	采油井	1252	
10		北 4-80-斜 E22			定向井	注入井	1251	
11		北 4-81-斜 E27			定向井	采油井	1253	
12		北 4-81-斜 E28			定向井	注入井	1263	
13		北 4-8-斜 E33			定向井	采油井	1277	
14	24	北 4-8-斜 E35	125.01912	46.72204	定向井	采油井	1261	
15		北 4-8-斜 E34			定向井	注入井	1253	
16	25	北 4-91-斜 E43	125.01960	46.72143	定向井	采油井	1327	
17		北 4-91-斜 E44			定向井	注入井	1278	
18		北 4-91-斜 E46			定向井	注入井	1258	
19		北 4-91-斜 E45			定向井	采油井	1256	
20	26	北 4-91-斜 E40	125.01197	46.72392	定向井	注入井	1253	
21		北 4-91-斜 E41			定向井	采油井	1262	
22		北 4-91-斜 E42			定向井	注入井	1292	
23	27	北 4-80-斜 E18	125.01340	46.72424	定向井	注入井	1267	
24		北 4-80-斜 E17			定向井	采油井	1289	
25		北 4-81-斜 E25			定向井	采油井	1285	
26		北 4-80-斜 E19			定向井	采油井	1281	
27		北 4-81-斜 E24			定向井	注入井	1260	
28		北 4-81-斜 E23			定向井	采油井	1260	
29		北 4-8-斜 E32			定向井	注入井	1287	
30		北 4-8-斜 E31			定向井	采油井	1256	
31	28	北 4-71-E17	125.01654	46.72792	直井	采油井	1247	
32		北 4-71-斜 E20			定向井	注入井	1345	
33		北 4-7-斜 E20			定向井	注入井	1289	
34		北 4-6-斜 E19			定向井	采油井	1348	
35	29	北 4-6-斜 E15	125.01640	46.72862	定向井	采油井	1258	
36		北 4-7-斜 E17			定向井	采油井	1271	
37		北 4-7-斜 E18			定向井	注入井	1268	
38		北 4-6-斜 E16			定向井	注入井	1254	
39		北 4-6-斜 E17			定向井	采油井	1266	
40		北 4-71-斜 E18			定向井	注入井	1265	
41		北 4-6-斜 E18			定向井	注入井	1296	
42		北 4-71-斜 E19			定向井	采油井	1296	

43	30	北 4-71-斜 E13	125.01157	46.72880	定向井	采油井	1251	
44		北 4-7-斜 E15			定向井	采油井	1248	
45		北 4-6-斜 E13			定向井	采油井	1266	
46		北 4-71-E14			直井	注入井	1244	
47		北 4-71-斜 E15			定向井	采油井	1258	
48		北 4-6-斜 E14			定向井	注入井	1270	
49		北 4-7-斜 E16			定向井	注入井	1264	
50		北 4-71-斜 E16			定向井	注入井	1287	
51	31	北 4-7-斜 E13	125.00904	46.72826	定向井	采油井	1243	
52		北 4-7-斜 E14			定向井	注入井	1231	
53		北 4-80-斜 E15			定向井	采油井	1254	
54		北 4-80-斜 E14			定向井	注入井	1258	
55		北 4-80-斜 E13			定向井	采油井	1281	
56	32	北 4-81-斜 E18	125.00991	46.72497	定向井	注入井	1336	
57		北 4-81-斜 E19			定向井	采油井	1290	
58		北 4-81-斜 E20			定向井	注入井	1261	
59		北 4-80-斜 E16			定向井	注入井	1277	
60		北 4-81-斜 E21			定向井	采油井	1250	
61	33	北 4-8-斜 E24	125.00878	46.72432	定向井	注入井	1354	
62		北 4-8-斜 E25			定向井	采油井	1301	
63		北 4-91-斜 E36			定向井	注入井	1311	
64		北 4-8-斜 E26			定向井	注入井	1272	
65		北 4-8-斜 E27			定向井	采油井	1254	
66		北 4-91-斜 E37			定向井	采油井	1271	
67		北 4-91-斜 E38			定向井	注入井	1259	
68	34	北 4-81-斜 E17	125.00207	46.72629	定向井	采油井	1260	
69		北 4-8-斜 E23			定向井	采油井	1243	
70		北 4-91-斜 E33			定向井	采油井	1278	
71		北 4-91-斜 E34			定向井	注入井	1265	
72		北 4-91-斜 E35			定向井	采油井	1268	

3.5.2 开发指标预测

本项目72口注采井采用注脂肽复配弱碱三元开发方式，建成产能 $1.48 \times 10^4 \text{t/a}$ 。油井平均单井初期产油量 1.4t/d ，产液量 50t/d ；注水井平均单井日注量 $54 \sim 60 \text{m}^3/\text{d}$ ，井口注水压力 $14.7 \sim 14.8 \text{MPa}$ 。本项目产能开发指标预测见表3.5-3，原油物性见表3.5-4，产出水性质见表3.5-5。

表 3.5-3 本项目产能开发指标预测表

时间（年）	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
采油井（口）	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38

注入井（口）	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34
平均单井产油量 (t/d)	1.3	1.4	2.7	4.4	5.3	4.8	4.0	3.2	2.6	2.0
平均单井产液量 (t/d)	50.0	50.8	49.3	47.8	46.8	46.8	46.8	46.8	46.8	46.8
年产油量 (10 ⁴ t/a)	0.89	1.78	3.34	5.51	6.70	5.99	4.99	4.05	3.23	2.53
年产液量 (10 ⁴ t/a)	34.20	63.70	61.79	59.94	58.74	58.74	58.74	58.74	58.74	58.74
年注入量 (10 ⁴ m/a)	36.72	67.06	67.42	64.05	60.68	60.68	60.68	60.68	60.68	60.68
平均单井日注量 (m ³ /d)	60	60	60	57	54	54	54	54	54	54
井口注入压力 (MPa)	14.7	14.8	14.8	14.8	14.8	14.8	14.8	14.8	14.8	14.7
综合含水（%）	97.4	97.2	94.6	90.8	88.6	89.8	91.5	93.1	94.5	95.7
采聚浓度（mg/L）	200.0	350.0	600.0	800.0	900.0	900.0	800.0	600.0	350.0	200.0
采碱浓度（mg/L）	/	100.0	400.0	800.0	1200.0	1200.0	1000.0	800.0	800.0	600.0
采表浓度（mg/L）	/	40.0	80.0	150.0	200.0	200.0	200.0	150.0	80.0	40.0

表 3.5-4 油层原油物性表

油（气）田名称	密度 (g/cm ³ 20℃)	地层粘度 (mPa.s 50℃)	凝固点 (℃)	含蜡 (%)	胶质 (%)	气油比 m ³ /t
北过二条带西区	0.8542	14.1	32	23.78	24.18	79.5

表 3.5-5 油层产出水性质表

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
北过地区	6475	1790	NaHCO ₃	41.9	7.9	1266.5	17.5

3.5.3 注入安排

北过二条带西区产能建设 2027 年 10 月至 2032 年 6 月注脂肽复配弱碱三元开发，具体方案如下：

2027 年 6 月 1 日-2027 年 9 月 30 日空白水驱阶段，注入水质为深度污水。

2027 年 10 月 1 日-2028 年 1 月 10 日前置聚合物段塞阶段，曝氧深度污水配制，曝氧深度污水稀释，注入速度 0.16~0.18PV/a，注入浓度 1800mg/L，采用 1200~1600 万或 1600~1900 万聚合物。

2028 年 1 月 11 日-2029 年 10 月 9 日脂肽复配弱碱三元主段塞阶段，曝氧深度污水配制，曝氧深度污水稀释，注入速度 0.18~0.20PV/a，注入浓度 2000mg/L，碱为

Na₂CO₃，表活剂为 38%浓度石油磺酸盐和 50%浓度脂肽，聚合物为 1200~1600 万或 1600~1900 万聚合物。

2029 年 10 月 10 日-2030 年 10 月 9 日脂肽复配弱碱三元副段塞阶段，曝氧深度污水配制，曝氧深度污水稀释，注入速度 0.18~0.20PV/a，注入浓度 2000mg/L，碱为 Na₂CO₃，表活剂为 38%浓度石油磺酸盐和 50%浓度脂肽，聚合物为 1200~1600 万或 1600~1900 万聚合物。

2030 年 10 月 10 日-2032 年 6 月 9 日，后续聚合物保护段塞阶段，曝氧深度污水配制，曝氧深度污水稀释，注入速度 0.16~0.18PV/a，注入浓度 1800mg/L，采用 1200~1600 万或 1600~1900 万聚合物。

2032 年 6 月 10 日-后续水驱阶段，注入水质为普通污水。

本项目注入安排统计见表 3.5-6。

表 3.5-6 本项目注入安排统计表

注入阶段	注入时间	配制水质要求			注入水质要求			注入体积 (PV)	注入量 (10 ⁴ m ³)	注入速度 (PV/a)
	(年 月-年 月)	水质指标	污水	是否曝氧	水质指标	污水	是否曝氧			
空白水驱	2027 年 6 月 1 日-2027 年 9 月 30 日	含油 ≤5mg/l 悬浮物 ≤5mg/l 粒径中值 ≤2μm	深度污水	曝氧	含油 ≤5mg/l 悬浮物 ≤5mg/l 粒径中值 ≤2μm	深度污水	曝氧		28.1	/
前置聚合物段塞	2027 年 10 月 1 日-2028 年 1 月 10 日		深度污水	曝氧		深度污水	曝氧	0.05	18.1	0.16~0.18
脂肽复配弱碱三元主段塞	2028 年 1 月 11 日-2029 年 10 月 9 日		深度污水	曝氧		深度污水	曝氧	0.35	127.0	0.18~0.20
脂肽复配弱碱三元副段塞	2029 年 10 月 10 日-2030 年 10 月 9 日		深度污水	曝氧		深度污水	曝氧	0.20	72.6	0.18~0.20

后续聚合物保护段塞	2030 年 10 月 10 日-2032 年 6 月 9 日		深度污水	曝氧		深度污水	曝氧	0.30	108.9	0.16~0.18
后续水驱	2032 年 6 月 10 日-	/	/	/	含油 ≤20mg/l 悬浮物 ≤20mg/l 粒径中 值≤5μm	普通污水	否		302.6	/

续表 3.5-6 本项目注入安排统计表

注入阶段	注入时间	井口注入压力	井口注入浓度 (mg/L 或%)				化学剂用量(10 ⁴ t)			
	(年 月-年 月)	(MPa)	碱 (%)	石油磺酸盐表面活性剂 (%)	脂肪表面活性剂 (%)	聚合物 (mg/L)	碱	石油磺酸盐表面活性剂	脂肪表面活性剂	聚合物
空白水驱	2027 年 6 月 1 日-2027 年 9 月 30 日									
前置聚合物段塞	2027 年 10 月 1 日-2028 年 1 月 10 日	14.7				1800				0.0337
脂肪复配弱碱三元主段塞	2028 年 1 月 11 日-2029 年 10 月 9 日	14.7	1.2	0.2	0.2	2000	1.4158	0.6210	0.4719	0.2622
脂肪复配弱碱三元副段塞	2029 年 10 月 10 日-2030 年 10 月 9 日	14.7	1.0	0.1	0.1	2000	0.6742	0.1774	0.1348	0.1498
后续聚合物保护段塞	2030 年 10 月 10 日-2032 年 6 月 9 日	14.7				1800				0.2023

后续 水驱	2032 年 6 月 10 日-									
----------	---------------------	--	--	--	--	--	--	--	--	--

3.6 主要建设内容

本项目新钻井基建注采井 72 口，包括采油井 38 口、注入井 34 口，其中 7 口注采井需进行压裂，72 口注采井分布在 14 座平台井场，其中直井 2 口，定向井 70 口，平均单井井深 1274m，钻井总进尺 91703m。项目采用脂肽复配弱碱三元复合驱开发方式，原油集输系统采用双管掺水集油流程，新建单井集油掺水管道 26.45km、站间集油掺水热洗管道 4.44km、集油阀组间 1 座，改建北六转油放水站、4 号污油回收站，新建北六脱水站、北过老化油中心处理站；配注系统采用“集中配制、分散注入，低压三元、高压二元，一泵多井”工艺，新建单井注入管线 18.9km、低压二元液管线 4.3km、高压二元液管线 4.3km，新建注入站 1 座；污水处理系统将北六污水站改建为三元污水站，更换调水管道 7.1km；扩建北六热泵站；配套建设供配电、道路、数字化等工程。主要建设内容包括钻井工程、储层改造工程、采油工程、油气集输工程、配注工程、水处理工程、道路工程、数字化工程、公用工程等。

3.6.1 钻井工程方案

本项目钻井工程包括钻前准备、钻进、录井、测井、固井，储层改造工程包括射孔、压裂。

3.6.1.1 钻前工程

本项目钻前工程包括钻井井场平整，在临时占地内修筑运输道路，井场设备拉运，基础施工设备安装，安置柴油罐区、各撬装板房，运输柴油，配制钻井液等。

(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。项目新钻注采井 72 口，包括采油井 38 口、注入井 34 口，其中直井 2 口，定向井 70 口，分布于 14 座平台井场。新钻井单井井深 1231m~1354m，平均单井井深 1274m，钻井总进尺 91703m。

(2) 井身结构

本项目新钻井井身结构为直井及定向井，项目井身设计数据见表 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	134~193	311.2	表层套管	244.5	133~192	地面

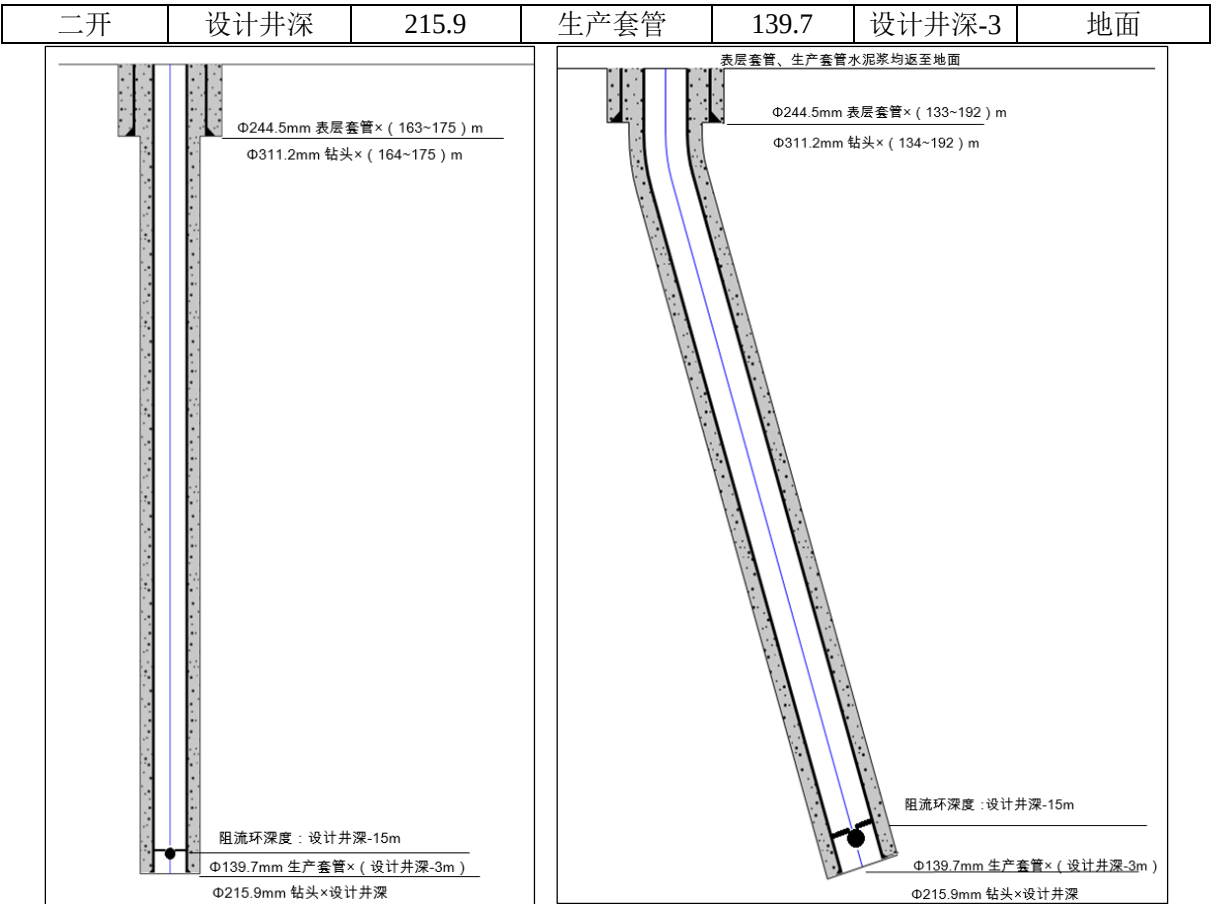


图 3.6-1 直井及定向井井身结构示意图

（3）钻机选型及钻井主要设备

本项目选用 ZJ-15D/900 型钻机。钻机及钻井主要设备性能参数见表 3.6-2。

表 3.6-2 ZJ-15D/900 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-15D/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	
		钻井液罐		40m ³	2 个
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	加重装置	加重漏斗			
		砂泵		排量：200m³/h 扬程：26m	
		气动下灰装置			
10	液压大钳		YQ-100	100kN·m	

(4) 钻井液

钻井需要使用钻井液，构成循环流体，从而将钻井岩屑从井底携带至地面。本项目钻井均采用了无毒无害的水基钻井液，一开时钻井液类型为膨润土浆，主要成分是清水、膨润土、纯碱。二开时采用复合阳离子钻井液体系，主要成分为膨润土、纯碱、WDYZ-1、HX-D、SPNH-1、FST-2、DJ-C、甲基硅酸钠、NH₄-HPAN-2、FPS、重晶石粉等，存放在材料房内。

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数据表

开钻次序	一 开		二 开	
钻头尺寸 mm	342.9		215.9	
井段 m~m	0~193		193~1274	
井筒容积 m³	25		60	
地面循环量 m³	54		54	
钻井液损耗量 m³	6		43	
钻井液总量 m³	82		157	
钻井液体系	膨润土浆		复合阳离子	
钻井液材料 名称和用量	材料名称	一开材料用量 t	材料名称	材料用量 t
	膨润土	4.8	膨润土	2.7
	纯碱	0.3	纯碱	0.1
	/	/	WDYZ-1	0.5
	/	/	HX-D	1.1
	/	/	SPNH-1	2.4
	/	/	FST-2	2.0
	/	/	DJ-C	3.1
	/	/	NH ₄ -HPAN-2	2.3
	/	/	FPS	4.7
			甲基硅酸钠	1.5
	/	/	重晶石粉	88

③钻井液理化性质

本项目配制钻井液的成分除重晶石粉为轻微毒性外，其余成分均为无毒性物质。重晶石粉成分为硫酸钡，具轻微毒性，但硫酸钡不溶于水，对环境影响较小。所以本工程使用的钻井液为低毒物质，对环境影响较小。

钻井液主要组分理化性质见表 3.6-4。

表 3.6-4 钻井液主要组分理化性质一览表

序号	原料名称	重要组分	理化性质及作用	毒理性质
1	膨润土	天然矿物，主要成分是层状铝硅酸盐蒙脱石	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肿胀。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_2CO_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	WDY Z-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℃，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
4	HX-D	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
5	SPNH-1	褐煤树脂	外观为黑褐色固体粉末或颗粒，钻井液用褐煤树脂 SPNH 是在苯环单元引入磺酸基，苯环间又以碳原子相连，能够抗高温。水化作用强、缔合水的键能高，因而又解决了它的水溶性，决定了它抗盐、抗钙、降低高温高压降失水量的作用。	无毒性
6	FST-2	植物胶 20-30%，纤维素 20-30%，	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，屏蔽暂堵高渗地层，保护储层、提高固井质量	无毒性

		纤维 30-40%，膨胀物 10-20%，其他 5-10%		
7	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
8	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
9	NH ₄ -HPAN-N-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
10	甲基硅酸钠	甲基硅酸钠	无色或浅黄色透明的液体，主要为单组分固化型高分子防水材料，会与空气中的二氧化碳反应生成甲基硅酸醇。无刺激性气味，不燃、不爆、不挥发，可与水混合，对环境无污染。	无毒性
11	重晶石粉	BaSO ₄	纯品为白色粉末，如含有杂质多为灰绿化。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。	轻微毒性

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。

(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 3.6-2。

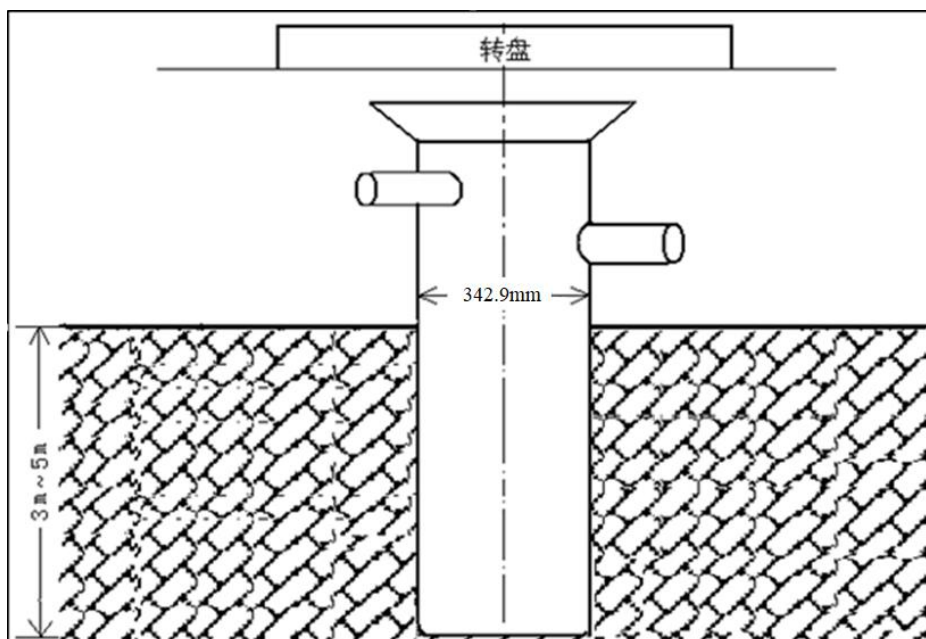


图 3.6-2 一开井口装置设计示意图

(2) 二开井口装置

二开井口装置设计见图 3.6-3。

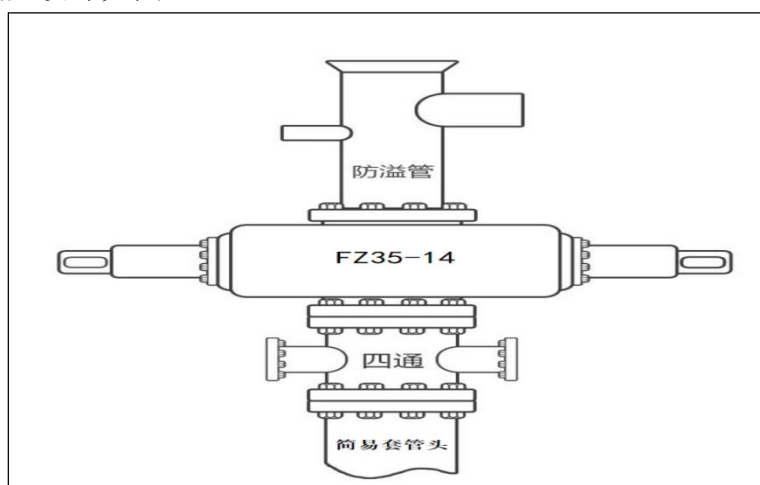


图 3.6-3 二开井口装置示意图

(3) 二开井口管汇

二开井口管汇示意图见图 3.6-4。

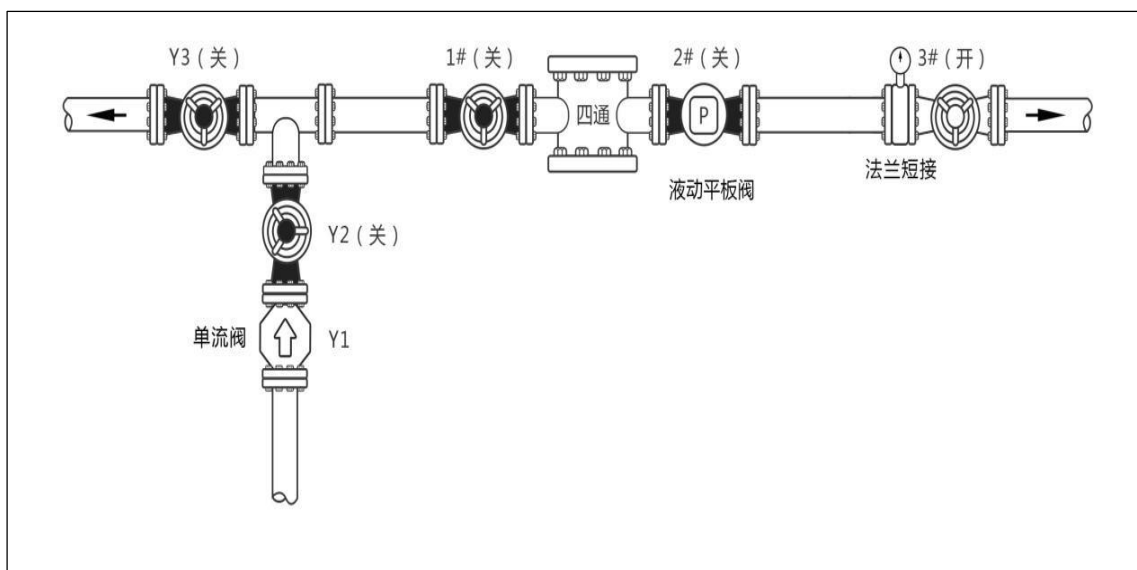


图 3.6-4 二开井口管汇示意图

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间时，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。具体固井注水泥用量见表 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	附加 %	水泥用量 t
表层套管	244.5	311.2	20	12.08	地面	距完钻井深 1m 以内	A	40	30
生产套管	139.7	215.9	15	23.29	地面	距完钻井深 15m 以内	G	15	36
				13.66	萨尔图油层顶以上 200m				22

3.6.1.7 储层改造工程

(1) 射孔

射孔完井法即钻穿油、气层，下入油层套管，固井后对生产层射孔。射孔是在井内下入专门的射孔器在油层部位射孔，穿透套管的水泥环进入地层，使油气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。

本项目新钻的 72 口注采井全部采用射孔完井，采出井选用多级复合射孔工艺，注入井选用复合射孔工艺。射孔完井的采出井应用 YD-102 枪+DP45RDX45-1S 弹多级复合射孔，射孔完井的注入井应用 YD-102 枪+GH45RDX39-1 弹复合射孔工艺，压裂完井的注采井应用 YD-102 枪+DP41RDX25-1 弹射孔，采用 90 度相位角，布井方式为螺旋布孔，孔密 16 孔/米。

从保护油层角度出发，要求射孔液对储层伤害小，与储层流体配伍。考虑降低投资，设计射孔液采用清水。

(2) 压裂

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（如石英砂、陶粒等）充填进裂缝，提高油层的渗透能力，以增加产油量。

本项目拟建 7 口注采井（采出井 4 口，注入井 3 口）需压裂作业后进入产能地面建

设，压裂液选用改性胍胶水基压裂液，支撑剂选用粒径范围为 0.425mm~0.85mm 的石英砂。设计采用连续油管压裂工艺，单井压裂液使用量约为 374m³，压裂井场设置压裂区、混砂区、储液区，办公区、表土剥离堆放区等，压裂施工设备包括：压裂车、混砂车、计量池、储液罐、外加厚压裂管线、地面管线、井口控制器、压裂管汇、带有旋塞阀的防喷短节、压裂车组。施工期压裂液不在现场配制，由压裂液配制场地将配制好的压裂液直接拉运至现场进行施工，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°C~200°C，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	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
9	碳酸氢钠	白色细小晶体，溶于水时呈现弱碱性，固体 50°C以上开始逐渐分解生成碳酸钠、二氧化碳和水，270°C时完全分解。	无毒性

3.6.2 地面工程方案

本项目地面工程主要建设内容包括采油工程、油气集输工程、配注工程、水处理工

程、道路工程、数字化工程等。

3.6.2.1 采油工程

(1) 采油方式

本项目基建采油井 38 口，均采用抽油机举升方式。根据采油工程方案，拟建油井机型及配电装置统计表见表 3.6-7。

表 3.6-7 拟建油井机型及配电装置统计表

机型	数量	电机	配电箱
CYJY10-4.2-53HB	22	380V 45kW	380V 45kW
CYJY12-5-73HF	2	380V 56kW	380V 55kW
CYJY14-6-89HF	14	380V 56kW	380V 55kW
小计	38	/	/

(2) 油井清防蜡方式

本项目油井采用高压固定热洗方式，利用地面已建成固定热洗流程，热洗周期 30 天，热洗强度 20m³/h，洗井时间 2.5-3h，热洗温度 80℃。设计加药装置 25 套，安装在中心井及来水方向较多的边角井。同时要求该装置应用后可实现药剂入井、液面（功图）资料录取、洗井等生产需求功能。

3.6.2.2 原油集输工程

本项目基建采油井 38 口，原油集输系统采用双管掺水集油流程或干管掺水流程，38 口基建油井采出液经新建集油掺水管线接入新建的集油掺水热洗阀组间，经本项目改造的北六转油放水站接纳集油阀组间来液，经油气水分离、计量后进入新建的北六脱水站，油气分离产生的油田伴生气（湿气）经脱水和除油后用于站内加热装置自耗。新建的北六脱水站接纳转油站来液，进行油水分离处理，净化油外输，产生的含油污水管输至本项目改造的北六三元污水站处理达标后回注油层。

1、集油系统

(1) 集油管线

本项目规划独立井采用双管掺水集油流程，丛式平台井采用丛式井干管掺水流程，以 2~3 口井为一个单元，每个单元设掺水、集油管道各 1 条。

新建单井集油掺水管道共计 26.45km（φ60×3.5~13.225km，φ76×4.5~13.225km），新建站间集油掺水热洗管道 4.44km（站间热洗管道 φ114×4.5~1.48km，站间掺水管道 φ168×4.5~1.48km，站间集油管道 φ273×6~1.48km）。单井集油管道设计压力为 1.6MPa，掺水管道设计压力为 6.3MPa；站间集油管道设计压力为 1.6MPa，掺水管道设计压力为 2.5MPa，热洗管道设计压力为 6.3MPa。管道材质均采用内缠胶带硬质聚氨酯泡沫夹克管道，管道敷设方式采用沟埋方式敷设，管线埋深在 2.0m，管线上部开挖宽度在 2.0m，底

部 0.8m 左右，作业带宽度一般 10m。本项目集油工艺示意图见图 3.6-5。新建集油掺水热洗管线路由走向图见附图 4、附图 5。

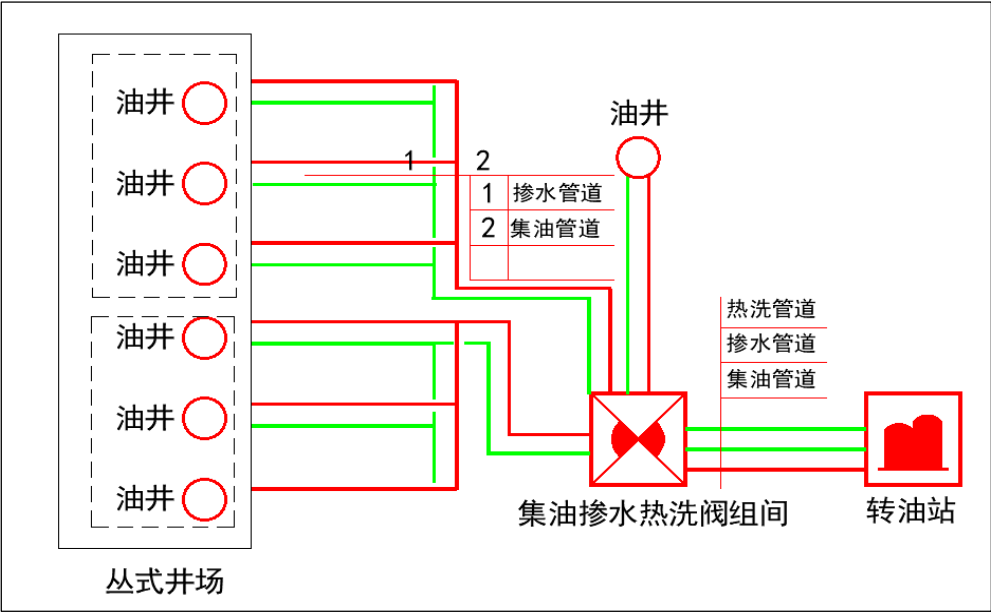


图 3.6-5 本项目集油工艺示意图

(2) 油井集输关系

本项目基建 38 口采油井，规划在井位集中区域新建 20 井式北六-5 集油掺水热洗阀组间 1 座。本项目 36 口油井及与本项目同期建设的 2 口油井采出液进入该阀组间，本项目 2 口油井采出液进入同期建设的北六-6 集油掺水热洗阀组间，该 2 口油井集油掺水管线在同期建设项目中进行评价，不在本项目中进行评价。

为对油井产量标定，新建油水井多相连续分测装置 1 套，并由作业区生产部门协调调配使用。

油井集输关系统计见表 3.6-8。

表 3.6-8 油井集输关系统计

序号	井场	油井数（口）	阀组间	依托转油放水站	依托脱水站
1	21 号平台	2	北六-6 集油掺水热洗阀组间	北六转油放水站	北六脱水站
2	22 号平台	0	/		
3	23 号平台	5	北六-5 集油掺水热洗阀组间		
4	24 号平台	1			
5	25 号平台	2			
6	26 号平台	1			
7	27 号平台	5			
8	28 号平台	2			
9	29 号平台	4			
10	30 号平台	4			

11	31 号平台	3			
12	32 号平台	2			
13	33 号平台	3			
14	34 号平台	4			

集油系统主要工程量见表 3.6-9。

表 3.6-9 集油系统主要工程量表

序号	单项工程项目名称	单位	数量
1	新建单井集油掺水管道 $\phi 60 \times 3.5$	km	13.225
2	新建单井集油掺水管道 $\phi 76 \times 4.5$	km	13.225
3	新建站间热洗管道 $\phi 114 \times 4.5$	km	1.48
4	新建站间掺水管道 $\phi 168 \times 4.5$	km	1.48
5	新建站间集油管道 $\phi 273 \times 6$	km	1.48
6	新建集油掺水热洗阀组间 20 井式	座	1
7	油水井多相连续分测装置	台	1

2、站场工程

本项目采油井三元产液进入北六转油放水站，经放水后，低含水原油外输至新建的北六脱水站，北六转油放水站和脱水站放出的采出水，输至北六三元污水站处理。

(1) 改建北六转油放水站

①转油放水站主要工艺

北六转油放水站采用“三相分离器”处理工艺，计量间来液进三相分离器处理后，低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。北六转油放水站工艺流程见图 3.6-6。

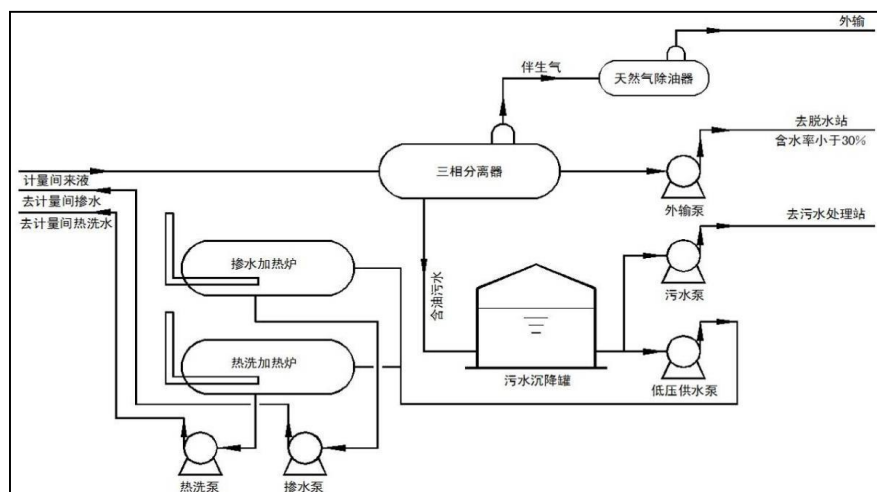


图 3.6-6 北六转油放水站工艺流程图

②改建内容

北六转油放水站为水聚驱合建站，目前水驱辖集油阀组间 2 座，计量间 11 座，油井 127 口，聚驱辖计量间 4 座，油井 124 口，并接收萨北 53 号转油站产液进入本站处理。

本次按照已建聚驱合并至水驱，原聚驱系统调整处理本项目及同期项目三元产液进行改造。根据能力核实，本项目针对北六转油放水站以下内容进行改造。

a.水聚驱合并后，已建的 2 台外输污水泵（单台 $Q=486\text{m}^3/\text{h}$ ， $H=65\text{m}$ ，1 用 1 备）能力不足，另外，水聚驱系统无供水泵，掺水热洗加热炉用水，由污水泵出口汇管，分支出管道统一供给。本次水聚驱合并后，外输污水能力不足，并且无法为掺水加热炉供水，因此本项目规划保留已建污水泵作为供水泵使用，供水量为 $286\text{m}^3/\text{h}$ ，负荷率 59%；另外在本次新建阀组间热洗泵房内，新建水聚驱外输污水泵 2 台，规格 $Q=600\text{m}^3/\text{h}$ ， $H=65\text{m}$ ，并配套建设进出口管道，输水至聚污。

b.本站原水驱和聚驱系统，分别已建 2 套加药装置，本次合并处理后，三元系统需 3 套加药装置，投加药剂为破乳剂、防垢剂/水质稳定剂、硫化物去除剂，本项目需新建 1 套加药装置，加药管道 200m，为三元系统加药。

c.本项目将原聚驱系统调整为处理三元产液，原水驱系统调整为处理水聚驱产液。由于阀组处距加热炉较近，因此，将原 4 套聚驱阀组和 3 套水驱阀组，调整至新建的阀组间内，共新建集油掺水热洗阀组 8 套，新建集油掺水热洗调头管道共计 600m。

e.北六水驱站已建 3 号掺水泵（ $Q=60\text{m}^3/\text{h}$ $H=180\text{m}$ ），聚驱站已建 2 号热洗泵（ $Q=20\text{m}^3/\text{h}$ $H=550\text{m}$ ）、1 号和 2 号掺水泵（ $Q=160\text{m}^3/\text{h}$ $H=250\text{m}$ ），1 号和 2 号收油泵（ $Q=10\text{m}^3/\text{h}$ $H=60\text{m}$ ），共计 6 台机泵为国家高耗能目录内机泵，按照油田公司统一要求，本工程进行更换。

③主要设备

改造后北六转油放水站主要设备见表 3.6-10。

表 3.6-10 改造后北六转油放水站主要设备表

序号	项目	规格型号	单位	数量	总能力	单台能力	备注
1	三相分离器	$\Phi 4 \times 22\text{m}$	台	3	17200t/d	8600t/d	水聚驱、利旧， 2 用 1 备
2		$\Phi 4 \times 24\text{m}$	台	2	7800t/d	7800t/d	三元驱，利旧， 1 用 1 备
3	外输油泵	YDJ140-30×5	台	2	$140\text{m}^3/\text{h}$	$140\text{m}^3/\text{h}$	利旧
4	掺水泵	DF85-45×6	台	1	$230\text{m}^3/\text{h}$	$85\text{m}^3/\text{h}$	水聚驱、利旧
5		DF85-45×6	台	1		$85\text{m}^3/\text{h}$	
6		DY85-45×4	台	1		$85\text{m}^3/\text{h}$	
7		DF85-45×4	台	1		$60\text{m}^3/\text{h}$	
8		WDSZ160-30×8	台	2	$160\text{m}^3/\text{h}$	$160\text{m}^3/\text{h}$	三元驱，利旧
9	热洗泵	DG20-50×11A	台	2	$60\text{m}^3/\text{h}$	$20\text{m}^3/\text{h}$	水聚驱、利旧

10		DY25-50×11A	台	1		20m³/h	
11		WDSZ25-50×11A	台	2	40m³/h	20m³/h	三元驱，利旧
12	掺水、热洗炉	2.5MW	台	3	7.5MW	2.5MW	水聚驱、利旧
13	热洗炉	2.0MW	台	2	4.0MW	2.0MW	
14	掺水、热洗炉	2.5MW	台	2	5.0MW	2.5MW	三元驱，利旧
15	热洗炉	2.5MW	台	1	2.5MW	2.5MW	
16	污水泵	300S90B	台	2	720m³/h	720m³/h	三元驱，利旧
17	污水泵	/	台	2	600m³/h	600m³/h	水聚驱，新建
18	供水泵	250SHWK-65	台	1	486m³/h	486m³/h	水聚驱，利旧原有污水泵
19		250Shp-65	台	1		486m³/h	
20	污水沉降罐	φ16×10.62	座	1	2000m³	2000m³	水聚驱，利旧
21	污水沉降罐	φ18×12.5	座	1	3000m³	3000m³	
22	事故罐	φ24×12.5	座	1	5000m³	5000m³	利旧
23	外输炉	0.35MW	台	2	1.2MW	0.35MW	利旧
24		0.5MW	台	1		0.5MW	

④平面布置

北六转油放水站、北六脱水站及北过老化油中心处理站平面布置图见图 3.6-9。

⑤主要工程量汇总

北六转油放水站主要工程量见表 3.6-11。

表 3.6-11 北六转油放水站主要工程量明细表

序号	项目名称	规格	数量
1	新建水聚驱污水泵 Q=600m³ H=65m P=132kW	台	2
2	新建集油掺水热洗阀组	套	8
3	新建加药装置 1000L	套	1
4	平面管网	项	1
5	高耗能机泵更换	台	6

(2) 新建北六脱水站

本工程规划将北六脱水站与北六转油放水站合并建设，由于目前北六联站内布局紧凑，规划在北六聚驱转油放水站西侧锅炉房位置新建北六脱水站，拆除已建锅炉房，北六联合站及队部采暖用热统一由热泵机组提供。

①脱水站主要工艺

北六脱水站设计处理能力 4000m³/d，设计采用“一段游离水+二段电脱水”的两段脱水

工艺，处理后净化油输至北 II-1 外输岗，脱出的采出水输至北六三元污水站进行处理。北六脱水站工艺流程见图 3.6-7。

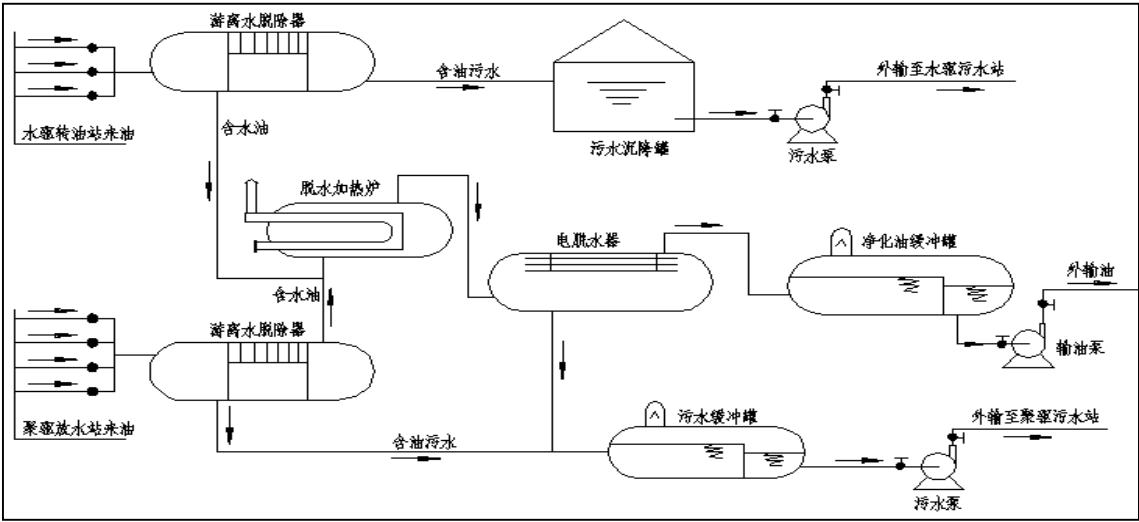


图 3.6-7 北六脱水站工艺流程图

②建设内容

- a.新建 $\phi 4 \times 16\text{m}$ 电脱水器 5 台（变频脉冲供电复合电极），设计处理能力 $4000\text{m}^3/\text{d}$ 。
- b.新建 2.0MW 管壳式换热器 2 台，脱水加热采用余热利用，由北六热泵房供热。
- c.新建外输油泵 3 台，规格 $Q=75\text{m}^3/\text{h}$ ， $H=100\text{m}$ ，外输净化油至北 II-1 外输岗。
- d.本项目规划站内三元污水沉降罐接收北六转油放水站三元驱系统放水及北六脱水站放水，已建的 2000m^3 和 3000m^3 污水沉降罐统一调整为水聚驱系统使用，三元系统需新建 4000m^3 污水沉降罐 1 座。

另对占压的设施进行迁建，主要迁建热洗外输泵房、加药间和储药间，本项目在其东侧新建水聚驱来液阀组间、加药间、热洗泵房，共计 150m^2 ，迁建加药装置 2 台，热洗泵 2 台。

e.北六转油放水站已建 5000m^3 含水油事故罐 1 座，本项目规划统一利用该事故罐作为含水油事故罐及净化油事故罐，配套新建进出口管道。

f.本工程新建泵房操作间等 540m^2 ，配套防腐、自控、通信、道路、加药等相关配套完善，采暖伴热由北六热泵房统一供给。

g.本次扩建脱水站对已建的锅炉房和聚驱掺水热洗炉形成占压，需进行迁建，拆除已建锅炉房，北六联合站及队部采暖用热统一由热泵机组提供。

③平面布置

北六转油放水站、北六脱水站及北过老化油中心处理站平面布置图见图 3.6-9。

④主要工程量汇总

北六脱水站主要工程量见表 3.6-12。

表 3.6-12 北六脱水站主要工程量明细表

序号	单项工程项目名称	单位	总数
1	新建电脱水器 $\Phi 4 \times 16\text{m}$ （复合电极脉冲供电）	台	5
2	新建管壳式换热器 2.0MW（ $\phi 1000\text{mm} \times 7500\text{mm}$ ）	台	2
3	净化油外输油泵 $Q=75\text{m}^3/\text{h}$ $H=100\text{m}$	台	3
4	新建污水沉降罐 4000m^3	座	1
5	新建加药装置 1000L	套	3
6	新建净化油缓冲罐 $\Phi 4 \times 16\text{m}$	台	1
7	新建泵房操作间等 540m^2	m^2	540
8	平面管网	项	1
9	占压迁建	项	1

（3）老化油系统完善工程

1）新建北过老化油中心处理站

北过地区目前无已建老化油处理系统，产生的老化油均进入北五、北六转油放水站进行处理。根据生产经验，老化油成分较为复杂，易造成三元电脱水器垮电场，影响三元系统脱水效果，造成原油含水超标。因此本项目在北六联南侧，与北六联脱水站合建北过老化油中心处理站 1 座，接收北五、北六及 4 号污油回收站产生的老化油。

①主要工艺

根据预测，老化油中心处理站设计处理老化油量为 $900\text{m}^3/\text{d}$ ，含水约为 50~70%。设计采用“缓冲+加热+沉降”处理工艺。处理合格后输至北六脱水站净化油缓冲罐，不合格时内循环或进入站外离心处理系统。老化油中心处理站工艺流程示意图见图 3.6-8。

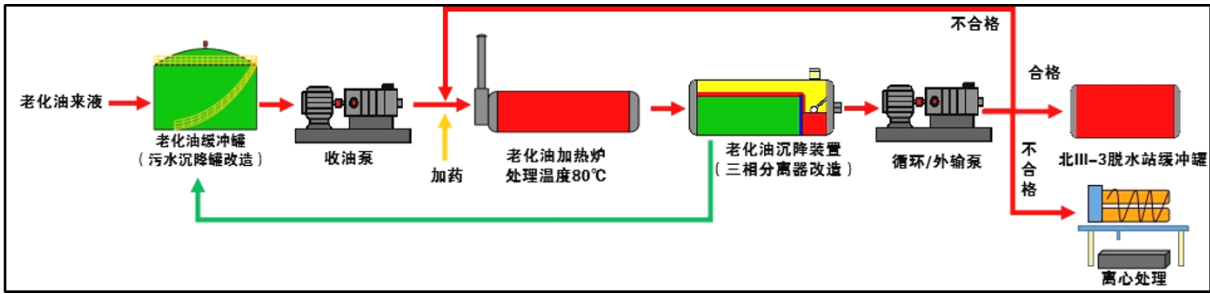


图 3.6-8 老化油中心处理站工艺流程示意图

②建设内容

- a. 新建 2 台 $\Phi 4 \times 20\text{m}$ 卧式老化油缓冲沉降罐，缓冲时间 13.3h。
- b. 按老化油缓冲罐出口 30%~50% 含水率计算，进入老化油沉降分离装置最大液量为 450m^3 ，循环 2-3 天，新建 2 台 $\Phi 4 \times 16\text{m}$ 老化油沉降分离装置。
- c. 老化油来液温度约 30°C ，需加热至 80°C ，最大用热负荷为 0.75MW，本次新建 2

台 0.8MW 真空炉。

d. 本次规划与脱水站统一新建老化油泵房 1 座，配套建设收油泵、循环泵、底水泵。本次规划新建老化油收油泵，用于增加卧式老化油沉降罐的低含水油去老化油加热炉，按老化油沉降罐出口最大液量 $480\text{m}^3/\text{d}$ 计算，新建 2 台 $Q=30\text{m}^3/\text{h}$ 、 $H=40\text{m}$ 离心泵。本次规划新建 2 台 $Q=30\text{m}^3/\text{h}$ 、 $H=40\text{m}$ 离心泵，当老化油处理不合格时，内循环处理。

本次调整后老化油沉降罐每日产生底水量为 1120m^3 ，新建 2 台 $Q=50\text{m}^3/\text{h}$ 、 $H=60\text{m}$ 底水泵，用于增压卧式老化油缓冲罐底水去北六三元污水站处理。

e. 为保证管道内净化油不凝结，需保持连续输送运行，增设缓存罐以保证在处理不合格时可以继续外输。与脱水站统一新建 1 台 $\phi 4\times 16\text{m}$ 净化油缓冲罐，由北六脱水站建设。

f. 按照老化油处理剂加药量 $100\sim 500\text{mg}/\text{L}$ ，老化油处理量约 $20\text{m}^3/\text{h}$ ，经计算老化油药剂用量约为 $10\text{L}/\text{h}$ ，硫化物去除剂用量约为 $10\text{L}/\text{h}$ ，本次规划新建 1000L 加药装置 2 套，配套建设储药箱 12 个（老化油处理剂 6 个、硫化物去除剂 6 个），满足 7-15 天药剂储存时间。

③平面布置

北六转油放水站、北六脱水站及北过老化油中心处理站平面布置图见图 3.6-9。

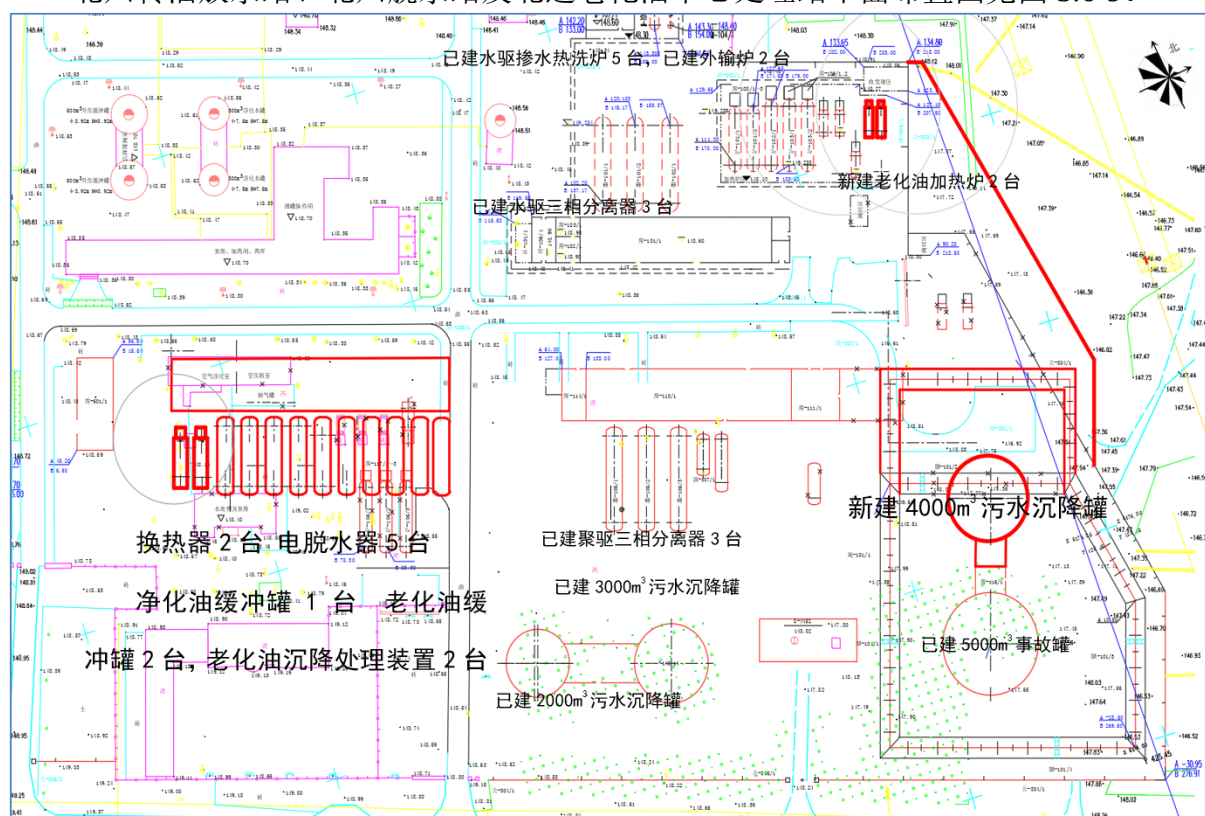


图 3.6-9 北六转油放水站、北六脱水站及北过老化油中心处理站平面布置图

2) 改建 4 号污油回收站

4 号污油回收站已建污油池 1 座,接收洗井液、套管接油、清淤上清液与油水放空液,经沉降缓冲后输至 5 号阀组间,进入北五联处理,日常运行为间歇运行。由于老化油内泥沙、杂质含量较多,液下泵与外输泵过滤器堵塞严重,本次取消“污油池+液下泵+缓冲罐”外输流程,改建为“污油池+外输泵”流程,同时将 4 号污油回收站外输液调整至新建的北过老化油中心处理站。

①建设内容

a. 本次调整后,4 号污油回收站多接收北五联来老化油,每天外输量约 $600\text{m}^3/\text{d}$ 。站内已建 2 台外输泵 ($Q=25\text{m}^3/\text{h}$ 、 $H=40\text{m}$),本工程本次原位置更换 2 台污油水螺旋装置 ($Q=50\text{m}^3/\text{h}$ 、 $H=150\text{m}$)。新建污油池至外输泵管道,敷设于地面,配套建设伴热管道、保温与平台。

b. 本次规划新建 4 号污油回收站至北过老化油中心处理站老化油外输管道,根据外输液量对管道规格进行能力计算,新建管道 $\phi 114\times 4.5\text{mm}-3.6\text{km}$ 。管道由北六联和四号污油回收站供伴热,同时新建伴热来回水管道 $\text{DN}40-7.2\text{km}$ 。管道材质管道敷设方式采用沟埋方式敷设,管线埋深在 2.0m ,管线上部开挖宽度在 2.0m ,底部 0.8m 左右,作业带宽度一般 10m 。

②平面布置

4 号污油回收站平面布置图见图 3.6-10。

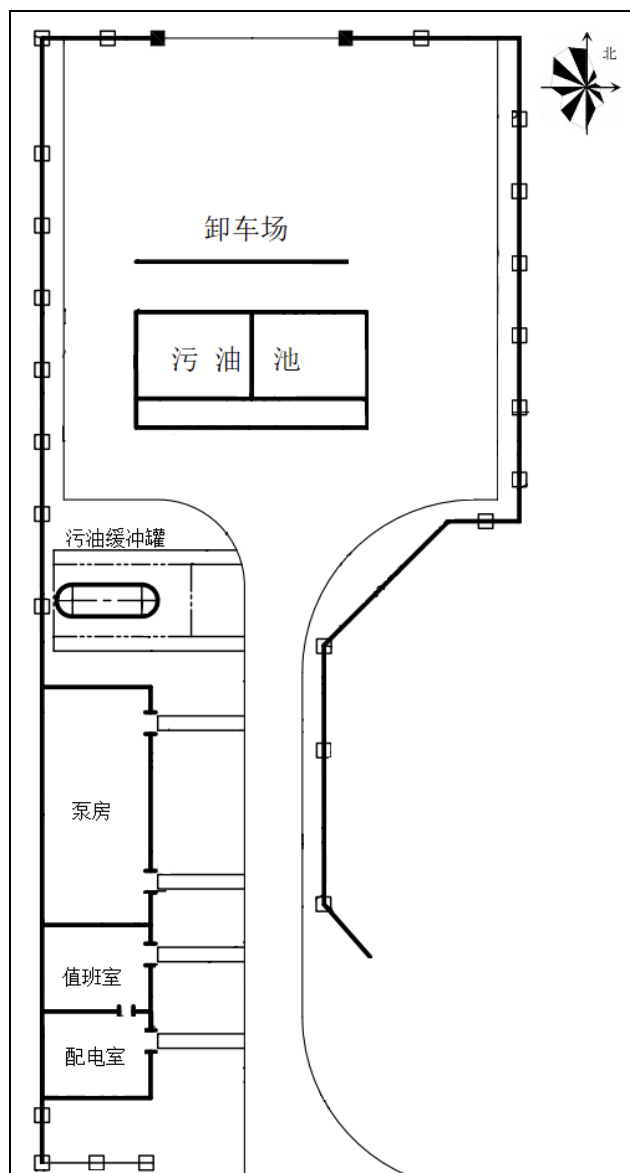


图 3.6-10 4 号污油回收站平面布置图

3) 北六联合站内改造

北六污水站每日最大收油量为 100m^3 ，北六三元污预计每日最大收油量为 110m^3 ，北六转油放水站每日最大收油量为 90m^3 ，目前各站收油后均输至聚驱转油放水站来液阀组，本次进行调头，统一输至老化油缓冲沉降罐，新建调头管道 $\phi 114 \times 4.5\text{mm}-100\text{m}$ 。

4) 老化油系统主要工程量

本项目老化油系统完善主要工程量见表 3.6-13。

表 3.6-13 本项目老化油系统主要工程量明细表

序号	单项工程项目名称	单位	总数
一	北过老化油中心处理站		

1	新建 $\Phi 4 \times 20\text{m}$ 老化油缓冲沉降罐	台	2
2	新建老化油沉降分离装置 $\Phi 4 \times 16\text{m}$	台	2
3	新建真空相变炉 0.8MW	台	2
4	新建老化油收油泵 $Q=30\text{m}^3/\text{h}$ 、 $H=40\text{m}$	台	2
5	新建老化油循环泵 $Q=30\text{m}^3/\text{h}$ 、 $H=40\text{m}$	台	2
6	新建老化油底水泵 $Q=50\text{m}^3/\text{h}$ 、 $H=60\text{m}$	台	2
7	新建加药装置 1000L	套	2
8	新建泵房操作间、加药间	m^2	200
9	储药箱 1m^3	个	12
10	平面管网	项	1
二	4 号污油回收站		
1	更换污油水螺旋装置 $Q=50\text{m}^3/\text{h}$ 、 $H=150\text{m}$	台	2
2	4 号污油回收站至北过老化油中心处理站外输管道 $\phi 114 \times 4.5\text{mm}$	km	3.6
3	新建伴热来回水管道 $\phi 48 \times 3.5\text{mm}$	km	7.2
4	平面管网	项	1
三	北六联		
1	新建站内老化油调头管道 $\phi 114 \times 4.5\text{mm}$	km	0.1

3.6.2.3 配注工程

(1) 配注工艺流程

本项目基建注入井 34 口，采用脂肽复配弱碱三元复合驱开发方式，采用脂肽复配弱碱三元注入体系，所用聚合物均为 1200~1600 万或 1600~1900 万分子聚合物，注入浓度为 1800~2000mg/L。为适应开发注入要求，根据大庆油田三元开发经验，本次地面工程规划采用“集中配制、高压二元、低压二元”的总体配注工艺，工艺流程示意详见图 3.6-11。由北十九配制站（同期项目中新建）供聚合物母液、北十九调配站（同期项目中新建）配制低压二元液和高压二元液、北十九曝氧站（同期项目中新建）供曝氧深度水、聚北十九注水站（同期项目中扩建）供高压深度水，最终在注入站混配成目的液输至注入井口。

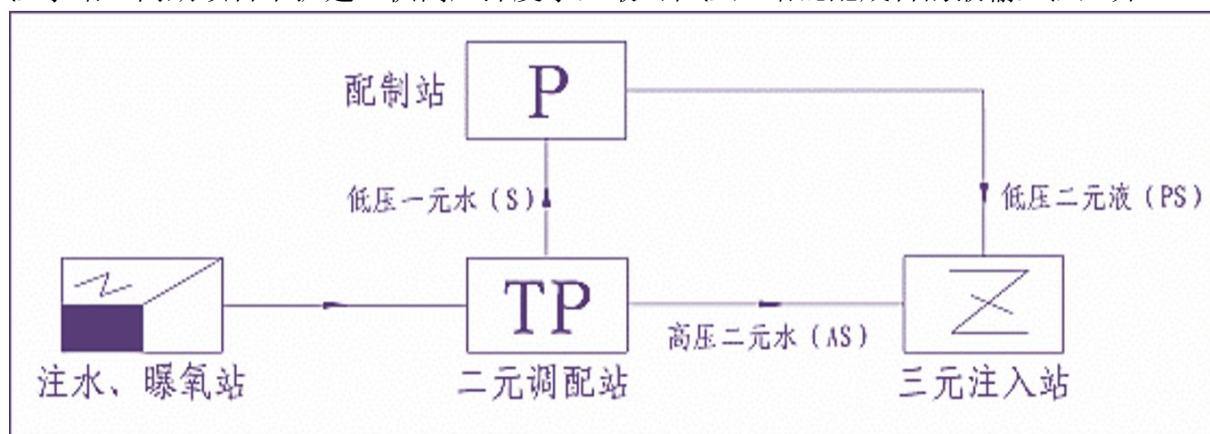


图 3.6-11 “集中配制、分散注入”工艺示意图

(2) 配注管线

本项目采用“集中配制、高压二元、低压二元”总体配注工艺，站外需要配套建设低压二元液管道、高压二元液管道。其中低压流程为北十九曝氧站的曝氧深度水输送至北十九调配站，加入表面活性剂配制成低压一元液（S）输送至北十九配制站，加入聚合物配制成低压二元液（P、S）输送至新建的 19-1 注入站；高压流程为北十九曝氧站的曝氧深度水输送至聚北十九注水站，经注水泵升压后输送至北十九调配站，加入碱、石油磺酸盐和脂肽配制成高压二元液（A、S、脂肽）输送至新建的 19-1 注入站；在注入站内，低压二元液（P、S）经注入泵升压后，和高压二元液（A、S、脂肽）混配成合格三元目的液后（P、A、S、脂肽），外输至各注入井注入地层。

本项目基建注入井 34 口，全部进 19-1 注入站，新建注入井井口工艺的相关配件 34 套（井口过滤器、取样器阀、油套压装置）。本项目采用了单管单站的供液流程，站外新建北十九配制站至 19-1 注入站低压二元液管线 DN200~4.3km，材质为钢骨架塑料复合管，设计压力为 2.5MPa。新建北十九调配站至 19-1 注入站高压二元液管线 $\Phi 168 \times 13 \sim 4.3\text{km}$ ，材质为防腐钢管，设计压力为 16MPa。新建单井注入管道 18.9km，其中将地处低洼、腐蚀性强区域的 7 口注入井的高压单井注入管道材质选择非金属柔性复合塑料高压输送管，共计 DN50~3.57km；其余 27 口注入井的高压单井注入管道材质选择防腐钢管，共计 $\Phi 60 \times 5 \sim 15.33\text{km}$ ，设计压力为 16MPa。

管道敷设方式均采用沟埋方式敷设，管线埋深在 2.0m，管线上部开挖宽度在 2.0m，底部 0.8m 左右，作业带宽度一般 10m，利旧现有钢过桥穿越水渠 1 处。本项目配注管线主要工程量见表 3.6-14，新建配注管线路由走向图见附图 4、附图 5。

表 3.6-14 本项目配注管线主要工程量

序号	项目	单位	数量	备注
1	低压二元液外输管道 DN200/PN2.5MPA	km	4.3	钢骨架塑料复合管
2	高压二元液外输管道 $\Phi 168 \times 13$	km	4.3	防腐钢管
3	单井注入管道 $\Phi 60 \times 5$	km	18.9	防腐钢管/柔性塑料管
4	注入井口 KZF 65 24.5MPa	套	34	
5	注入井场	座	34	

(3) 配注系统站场工程

本项目基建注入井 34 口，规划在区域中心新建 19-1 注入站，总占地面积为 2400m²，注入站采用“一泵多井”注入工艺，设计母液注入量为 817m³/d。

①主要建设内容

a.新建 8m³/h 注入泵 6 台，运 5 备 1，配低压变频器 6 套。

b.新建标准化注入阀组 3 套（含三元静态混合器、管汇及单井母液流量调节器），其中十一井式 2 套，十二井式 1 套。

c.按照储液时间 1.5 时设计，新建 80m³ 母液储槽 1 座。

②平面布置

本项目 19-1 注入站平面布置见图 3.6-12。

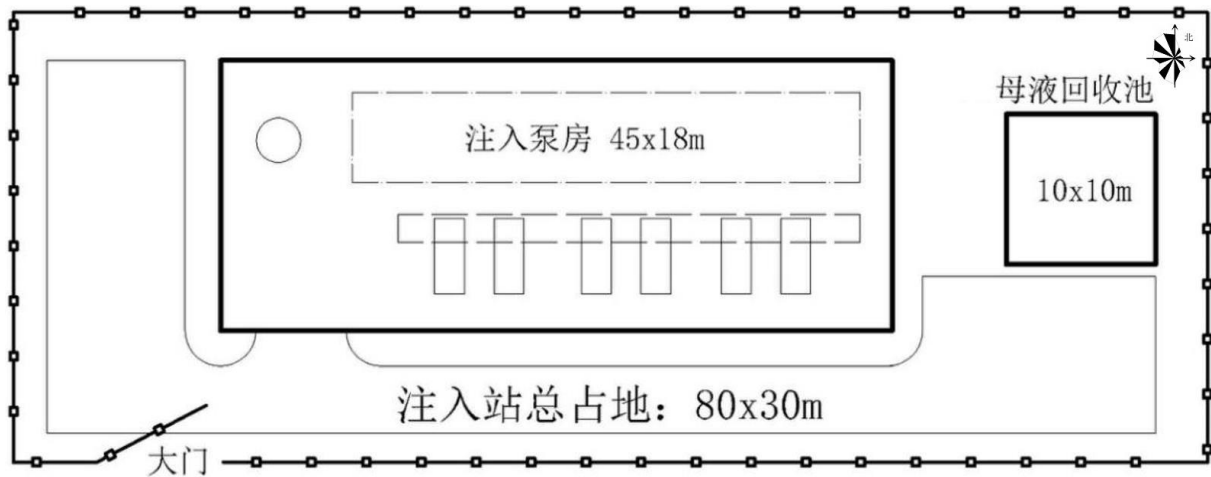


图 3.6-12 本项目 19-1 注入站平面布置图

④主要工程量汇总

19-1 注入站主要工程量见表 3.6-15。

表 3.6-15 19-1 注入站主要工程量明细表

序号	工程量名称	单位	数量	备注
1	十一井式二元母液混配阀组 16MPa	套	2	
2	十二井式二元母液混配阀组 16MPa	套	1	
3	一泵多井注入泵（柱塞泵） Q=8m ³ /h, H=16MPa P=55kw	台	6	运 5 备 1
4	低压变频器 P=55kw	套	6	
5	二元母液储槽（玻璃钢） 容积 80m ³	座	1	
6	低压二元液流量调节器 DN200/PN2.4MPa	套	1	
7	高压二元液流量调节器 DN150/PN16MPa	套	1	
8	母液回收装置 Q=3m ³ /h H=40m P=1.5kw	套	1	
9	温控型电暖气片 功率 2.5kW	台	49	
10	建筑面积（注入泵房）	m ²	810	
11	母液回收池 10m*10m*3m	座	1	钢混结构、防渗
12	4.2m 宽大门	座	1	
13	钢板网围墙	m	220	高 2.2 米

（4）配注工程主要工程量

配注工程主要工程量汇总见表 3.6-16。

表 3.6-16 配注工程主要工程量汇总表

序号	主要工程内容	单位	数量
1	新建注入站	座	1
2	低压二元液管线(P、S)	km	4.3
3	高压二元液管线(A、S)	km	4.3
4	单井注入管道	km	18.9
5	注入井口	套	34

3.6.2.4 水处理工程

本项目区域已建污水站 3 座，其中水驱普通污水处理站 1 座，为北六污水站，设计能力 $2.0 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，目前实际处理量 $1.12 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，负荷率为 56%；水驱深度处理站 1 座，为北六深度污水站，设计能力 $1.8 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，目前实际处理量 $1.38 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，负荷率为 76%；聚驱处理站 1 座，为北六聚驱污水站，设计能力 $3.0 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，目前实际处理量 $1.12 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，负荷率为 37%。

1、北六三元污水站改造

本项目区域水、聚驱污水站负荷率低，缺少三元采出水处理站。水、聚驱产水量大，聚驱污水站规模大，三元产水量小，水驱污水站规模小，因此，规划水量大的水、聚驱产水进规模大的聚驱污水站处理，水量小的三元产水进规模小的水驱污水站，本项目将水驱北六污水站改造为北六三元污水站，设计污水处理能力 $7000 \text{m}^3/\text{d}$ ，分两期进行建设，本项目仅建设一期工程，设计污水处理能力 $4000 \text{m}^3/\text{d}$ ，二期工程预留位置，另行评价。

(1) 处理工艺

本项目规划将水驱北六污水站改造为北六三元污水站，用于处理本项目及同期建设项目产生的三元采出水，设计处理工艺由“两级沉降+一级过滤”改造为“两级沉降+两级过滤”。设计出水水质为“含油量 $\leq 20 \text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 20 \text{mg/L}$ 、悬浮物颗粒直径中值 $\leq 5 \mu\text{m}$ ”。

(2) 建设内容

①过滤系统改造

过滤由一级过滤调整为二级过滤后，过滤系统压损增大，已建过滤提升泵扬程不足，需更换。规划一期工程 3 台过滤提升泵由 $Q=460 \text{m}^3/\text{h}$ $H=35 \text{m}$ $P=90 \text{kW}$ 更换为 2 台 $Q=260 \text{m}^3/\text{h}$ $H=46 \text{m}$ $P=75 \text{kW}$ ，运 1 备 1。预留二期 1 台过滤提升泵的位置。

过滤段已建一级核桃壳过滤罐($\Phi 3 \text{m}$)10 座，不适应三元水处理需求，需改造为两级双层滤料过滤罐，本次规划全部采用破板结过滤罐。一期工程拆除已建一级核桃壳过滤罐($\Phi 3 \text{m}$)10 座，新建 $\Phi 4 \text{m}$ 一次过滤罐 4 座，新建 $\Phi 4 \text{m}$ 二次过滤罐 5 座，全部站内建设。预留二期 5 座过滤罐位置。

②其它机泵改造

反冲洗水泵由 $Q=210\text{m}^3/\text{h}$ $H=40\text{m}$ $P=45\text{KW}$ 更换为 2 台 $Q=678\text{m}^3/\text{h}$ $H=40\text{m}$ $P=132\text{KW}$ ，运 1 备 1。

外输泵由 $Q=576\text{m}^3/\text{h}$ $H=65\text{m}$ $P=90\text{KW}$ 更换为 3 台 $Q=180\text{m}^3/\text{h}$ $H=65\text{m}$ $P=55\text{KW}$ ，一期工程新建 2 台（运 1 备 1），预留二期 1 台外输泵的位置。

③工艺完善改造

a.4 座沉降罐改造内容：更换罐顶、更换出水管、更换调节堰、更换出水箱、更换溢流管；降低收油槽保证连续收油，取消收油罐，建设连续收油工艺，4 座沉降罐建设 6 台污油水螺旋装置（ $10\text{m}^3/\text{h}$ ），运 4 备 2；更换 4 座沉降罐罐内加热盘管。

b.更换沉降罐进出口、溢流管线 80m。

c.更换来水旁通阀门 DN500 共 2 个、北三来水阀门 DN400 共 1 个。

(3) 平面布置

北六三元污水站平面布置见图 3.6-13。

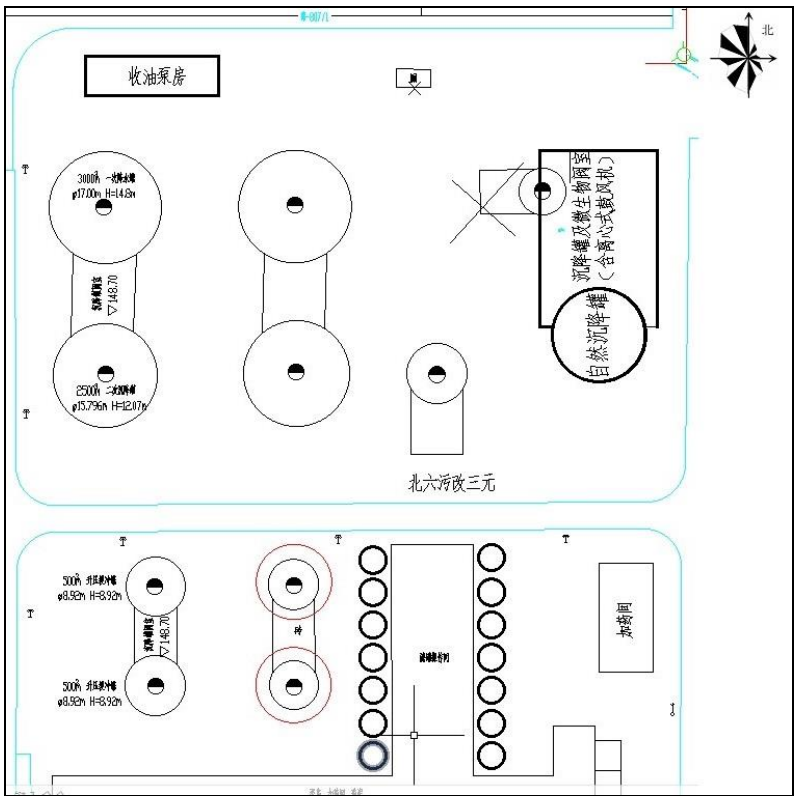


图 3.6-13 北六三元污水站平面布置图

(4) 主要工程量

北六三元污水站主体工艺改造主要工程量见表 3.6-17。

表 3.6-17 北六三元污水站主体工艺改造主要工程量表

序号	项目名称	规格	数量
----	------	----	----

1	3000m³φ17000 一次沉降罐维护改造	座	2
(1)	沉降罐收油槽改造、更换调节堰、罐壁板维修更换	座	2
2	2500m³φ15796 二次沉降罐维护改造	座	2
(1)	沉降罐收油槽改造、更换调节堰、罐壁板维修更换	座	2
3	污油水螺旋装置 10m³/h 1.5MPa 15kW	台	6
4	收油管线 DN200	m	500
5	一级石英砂磁铁矿破板结过滤罐 φ4.0m	座	4
6	二级海绿石磁铁矿破板结过滤罐 φ4.0m	座	5
7	电动阀 DN400	个	48
8	升压泵 Q=260m³/h, H=46m P=75kW	台	2
9	反冲洗水泵 Q=678m³/h, H=40m P=132kW	台	2
10	外输水泵 Q=180m³/h, H=65m P=55kW	台	2
11	沉降、过滤等分支工艺管道 DN400	m	1600
12	过滤、升压等汇管 DN500	m	600
13	φ3.0m 过滤罐基础拆除	座	10

2、北六深度污水站改造

更换站内 1 台高能耗污机泵，流量 3m³/h。

3、北六聚驱污水站改造

对北六聚驱污水站内老化设备进行维修改造，改造后处理工艺及处理能力均不变。

(1) 建设内容

①按照常规沉降罐结构对北六聚驱污水站一沉进行改造。规划改造 4000m³ 一次沉降罐 2 座，主要改造内容为拆除内部斜板等结构，按常规一次沉降罐，建设中心筒、集配水系统、调节堰、水箱、更换罐地板以及底圈壁板等。

②二级气浮装置 2021 年以后一直故障停运，无法维修改造，规划本次拆除停运的气浮装置。新建 3500m³ 二次沉降罐 2 座（Φ17.5×12.94m），在二次沉降罐阀室内新建 6 台污油水螺旋装置（4 用 2 备），供 4 座沉降罐连续收油，收油直接进泵输至上游集输站场。

③更换站内 6 台高耗能污水回收装置，流量 3.27m³/h。

(2) 平面布置

北六聚驱污水站平面布置见图 3.6-14。

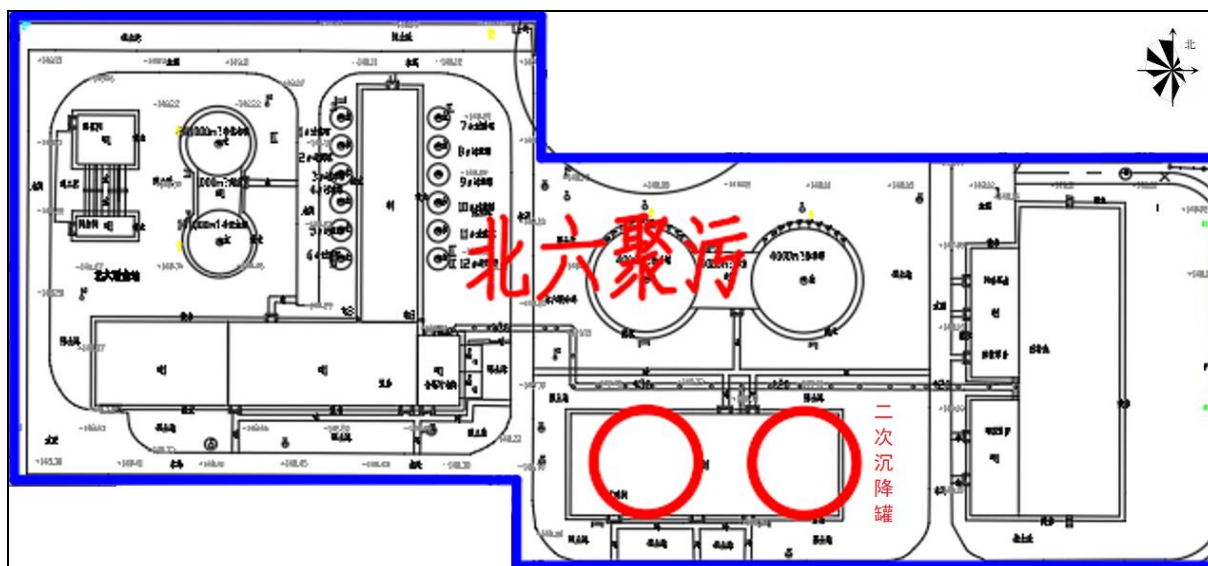


图 3.6-14 北六聚驱污水站平面布置图

(3) 主要工程量

北六聚驱污水站改造主要工程量见表 3.6-18。

表 3.6-18 北六聚驱污水站改造主要工程量

序号	名称及规格	单位	数量
1	一次沉降罐改造	座	2
2	二次沉降罐 $\Phi 17.5\text{m} \times 12.94\text{m}$	座	2
3	沉降罐基础	座	2
4	沉降、升压等分支工艺管道 DN400	m	600
5	沉降、升压等汇管 DN500	m	400
6	气浮间拆除	m ²	900
7	污油水螺旋装置 10m ³ /h 1.5MPa 15kW	台	6
8	收油管线 DN200	m	500
9	污水回收装置（地漏）3.27m ³ /h, 33m, 4kW	台	6

4、调水管道完善

北六深度污水站深度水水源供水管道包括：北三污水站至北六深度污水站滤后水管道，北十五脱水站至北三联合站外阀井至北六污水站原水管道的后半段，即北三联合站外阀井至北六污水站管道。

本项目对 2 条腐蚀老化调水管道进行更换，合计更换管道 DN400~7.1km，管道材质选用钢骨架塑料复合管，管道设计压力为 1.6MPa，管道敷设方式采用沟埋方式敷设，管线埋深在 2.0m，管线上部开挖宽度在 2.0m，底部 0.8m 左右，作业带宽度一般 10m，利用旧现有钢过桥穿越水渠 1 处。调水管道主要工程量见表 3.6-19，更换调水管道路由走向图见附图 5。

表 3.6-19 调水管道完善主要工程量表

序号	名称及规格	单位	数量
1	北三污至北六深滤后水管道 DN400	km	3.7
2	北三污至北六普污原水管道 DN400	km	3.4

3.6.2.5 道路工程

(1) 井排路维修改造

为恢复区域内丰收大街的应有功能，规划对其采用水泥砼路面标准进行改造，北段路面宽 3.5m、路基宽 6.5m、长度 1.4km；南段为满足井下作业大队大型车辆通行，改造为路面宽 6.0m、路基宽 8.0m、长度 0.5km。

(2) 通井路及进站路新建

本项目为部分低洼地井场、阀组间建设长 2.4km、路面宽 3.5m、路基宽 4.5m 的砂石路，为草地井场新建长 0.1km、宽 3.5m 的土路，为部分低洼地井场建设长 0.1km、宽 4m 的土路，为注入站新建长 0.2km、路面宽 4.0m、路基宽 6.0m 的水泥混凝土路。

表 3.6-20 本项目道路工程主要工程量

道路名称	长度 (km)	建设标准	
		路面结构	路面/路基 (m)
丰收大街大修 (北段)	1.4	水泥砼	3.5/6.5
丰收大街大修 (南段)	0.5	水泥砼	6.0/8.0
注入站进站路	0.2	水泥砼	4.0/6.0
低洼地井场、阀组间路	2.4	砂石	3.5/4.5
草地井场通井路	0.1	土路	3.5
低洼地井场通井路	0.1	土路	4.0

3.6.2.6 数字化工程

(1) 油井 (独立井)

每座单井设置 1 套 Zigbee 智能综合电参采集控制器，实现现场仪表数据及综合电参数据采集、远程启停井控制、远程调频及数据上传等功能。同时根据嵌入的智能分析模块，判断井场抽油机的状态，用于实现油压超高联锁停机、安全生产事故的紧急处理。示功图在抽油机无线工况采集单元里实现，每 30 分钟上传 1 次 (可调) 上传功图数据，其他数据每 10 分钟上传 1 次。无线仪表采用电池供电的方式。

油压、套压采集选用 Zigbee 压力变送器，载荷/位移采集采用 Zigbee 抽油机无线工况采集单元。现场仪表将信号以无线方式传送至 Zigbee 智能综合电参采集控制器。

井场压力变送器采用直接螺纹安装，抽油机无线工况采集单元安装于抽油机光杆的金属压块之间。抽油机井 RTU 安装在 DN50 镀锌钢管支架上，支架可固定在抽油机槽钢底座上。支架应安装在抽油机尾部的非防爆区内，安装位置可根据现场情况确定，以不影

响生产并保证安全为前提。

（2）油井（平台井）

同一平台区域内有多口油井时，选择一口油井作为平台主井，设置 1 台 Zigbee 智能综合电参采集控制器，其它井作为平台从井设置 Zigbee 智能三相电参分析控制模块。主井 Zigbee 智能综合电参采集控制器可满足 5 口井的仪表通信需要，超过 5 口井的平台，设置多口主井。

现场仪表设置及信号传输与独立井相同。

（3）注入井（单干管单井）

注入井设置一套 Zigbee 智能无线远程数据采集与控制终端单元，实现现场仪表数据采集及数据上传等功能。注水压力、套压采用 Zigbee 压力变送器采集数据；注水流量及自动控制功能采用 Zigbee 无线高压流量控制装置采集控制。压力变送器采用电池供电，高压流量控制装置为 220VAC 供电。

（4）单井加药装置

本工程新建单井加药装置自带 RTU 控制器（工艺设备），采集储药箱液位、泵出口温度、压力、箱内温度及远程启停等综合数据参数。以无线方式传送至 Zigbee 智能综合电参采集控制器。

（5）集油阀组间（掺水热洗）

集油阀组间设置 1 套 Zigbee 智能无线远程数据采集与控制终端单元，完成间内生产过程中工艺参数的采集、控制和数据上传功能。Zigbee 智能无线远程数据采集与控制终端单元安装在仪表室。

集油汇管压力、掺水汇管压力、掺水支管压力、集油汇管温度、集油支管温度、掺水汇管温度采用无线仪表检测。自动调节掺水量，可采用掺水自动控制装置实现。该装置与 Zigbee 智能无线远程数据采集与控制终端单元之间采用串口 RS485 方式通信。无线仪表采用电池供电，控制装置采用 220VAC 供电。

阀组间内不设置可燃气体探测器，采用便携式检测可燃气体浓度。

（6）19-1 注入站

本项目新建 19-1 注入站 1 座，本次进行无人值守建设。在 19-1 注入站机柜间新建 PLC 控制系统 1 套，实现本次工艺参数采集和控制，通过通信网络将生产数据上传至第四作业区生产管理中心。

（7）北六转油放水站

北六转油放水站机柜间已建冗余 PLC 控制系统 1 套，本工程通过扩容已建 PLC 控制

系统,实现本次新增工艺参数采集和控制,通过通信环网将生产数据上传至中心控制室服务器。

(8) 北六聚驱污水站

北六聚驱污水站已建远程 I/O 站 1 套,本工程通过扩容已建远程 I/O 站,实现本次新增工艺参数采集和控制,通过通信环网将生产数据上传至中心控制室冗余 PLC 控制系统,并上传至中心控制室服务器。

(9) 北六三元污水站

北六三元污水站已建远程 I/O 站 1 套,本工程通过扩容已建远程 I/O 站,实现本次新增工艺参数采集和控制,通过通信环网将生产数据上传至中心控制室冗余 PLC 控制系统,并上传至中心控制室服务器。

(10) 北六热泵站

热泵站电控一体化撬内已建 PLC 控制系统 1 套,本工程通过扩容已建 PLC 控制系统,实现本次新增工艺参数采集和控制,通过通信环网将生产数据上传至中心控制室服务器。

(11) 北六脱水站

脱水站机柜间新建 PLC 控制系统 1 套,实现本次新增工艺参数采集和控制,通过通信环网将生产数据上传至中心控制室服务器。

3.6.3 公用工程

3.6.3.1 供水、排水系统

(1) 施工期

本项目施工期用水主要为施工生活用水、钻井生产用水、压裂液用水、废弃管道清洗用水、设备清洗用水、管线试压用水,施工期生产用水由水罐车运送,生活用水采用桶装纯净水,产生的废水主要为生活污水、钻井废水(钻井设备冲洗废水)、压裂返排液、废弃管道清洗废水、吹扫清管废水、设备清洗废水、管线试压废水。

①生活用水及生活污水

项目单井钻井施工约 8d,单个钻井队在井人数 10 人,本项目新钻井 72 口。压裂及地面工程施工约 150d,施工人数 30 人。根据黑龙江省地方标准《用水定额》(DB23/T727-2025),施工期生活用水量每人 80L/d,生活用水量共计 820.8m³。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 656.6m³。钻井施工期施工人员产生的生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内,地面施工期施工人员产生的生活污水排入附近场站及阀组间已建生活污水收集装置,定期由物业单位庆南工矿服务公司采用罐车抽排拉

运至风云污水提升站，经污水管网排入大庆市水务集团城市排水有限公司中区污水处理厂处理。

②钻井生产用水及钻井设备冲洗废水

本项目钻井生产用水主要包括施工阶段洒水抑尘用水、钻井设备冲洗用水（冲洗振动筛及钻台钻具等设备）、水泥用水。本项目钻井生产用水由水罐车运送，类比第三采油厂多年的钻井工程资料，每进尺 1000m，清水用量约 70m^3 ，钻井施工总进尺约 91703m，则钻井生产用水量为 6419.2m^3 。其中，钻井设备冲洗用水随井深和钻井周期变化，类比第三采油厂多年的钻井工程资料，每钻进 1m 设备冲洗用水平均为 0.02m^3 ，则钻井设备冲洗用水量约 1834.1m^3 ；本项目固井水泥的水灰比为 0.4，单井水泥用量约为 88t，本项目新钻 72 口井，则水泥用水量为 2534.4m^3 ，水泥用水全部进入水泥中；根据物料平衡，洒水抑尘用水为 2050.7m^3 ，洒水抑尘用水全部蒸发。本项目钻井废水（钻井设备冲洗废水）按用水量的 95% 计算，则钻井废水产生量为 1742.4m^3 。钻井废水排入井场钢制泥浆槽中，定期由罐车拉运至大庆赛诺科林环保科技有限公司处理，处理后的压滤水由罐车拉运至北三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。

③压裂返排液

本项目设计 7 口油水井投产前需进行压裂作业，根据设计方案，单井压裂液使用量约为 374m^3 ，则本项目压裂液使用量为 2618m^3 ，压裂作业过程中将产生压裂返排液，根据大庆油田多年统计数据，返排率约为 70%，则本项目共计产生压裂返排液 1832.6m^3 ，压裂返排液由罐车拉运至第三采油厂北三集输班压裂返排液处理站处理后，管输进入北三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。

④废弃管道清洗废水

本项目对 2 条腐蚀老化调水管道进行更换，废弃管道规格为 DN400~7.1km，管道废弃前需对管道进行清洗，清洗次数为 3 次，清洗用水量约为废弃管道容量的 3 倍，则废弃管道清洗用水量为 2675.3m^3 ，废弃管道清洗废水按 2 倍管道容量的 95% 计算，则废弃管道清洗废水产生量约为 1694.3m^3 。废弃管道清洗废水由集输管道输送至北六深度污水站处理满足《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法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排。

⑤吹扫清管废水

本项目 2 条腐蚀老化调水管道清洗后，需采用压缩空气对管道进行吹扫，吹扫清管废水量按照管道容量的 95% 计算，则吹扫清管废水产生量约为 847.2m^3 。吹扫清管废水由罐车拉运至北六深度污水站处理满足《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法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排。

⑥设备清洗废水

本项目施工期部分设备拆除或改造前需进行清洗，主要包括 10 座一级核桃壳过滤罐、4 座沉降罐、2 座一次沉降罐、1 座回收油罐，清洗用水量约为 60m^3 ，设备清洗废水按用水量的 95% 计算，则废弃管道清洗废水产生量约为 57m^3 。设备清洗废水由罐车拉运至北六深度污水站处理满足《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法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排。

⑦管线试压用水及管线试压废水

本工程新建管线采取清水试压的方式，本项目新建单井集油掺水管道共计 26.45km（ $\phi 60 \times 3.5 \sim 13.225\text{km}$ ， $\phi 76 \times 4.5 \sim 13.225\text{km}$ ）、站间集油掺水热洗管道 4.44km（站间热洗管道 $\phi 114 \times 4.5 \sim 1.48\text{km}$ ，站间掺水管道 $\phi 168 \times 4.5 \sim 1.48\text{km}$ ，站间集油管道 $\phi 273 \times 6 \sim 1.48\text{km}$ ）、4 号污油回收站至北过老化油中心处理站老化油外输管道 $\phi 114 \times 4.5\text{mm} \sim 3.6\text{km}$ 、伴热来回水管道 DN40-7.2km、北十九配制站至 19-1 注入站低压二元液管线 DN200~4.3km、北十九调配站至 19-1 注入站高压二元液管线 $\Phi 168 \times 13 \sim 4.3\text{km}$ 、单井注入管道 18.9km（DN50~3.57km， $\Phi 60 \times 5 \sim 15.33\text{km}$ ）、北三污至北六深滤后水管道 DN400~3.7km、北三污至北六普污原水管道 DN400~3.4km。根据新建管线截面面积及长度，管线试压用水总量为 1369.2m^3 ，试压废水按用水量的 95% 计算，试压废水产生量为 1300.7m^3 。管线试压废水由罐车拉运至北六深度污水站处理满足《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法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排。

（2）运营期

本项目运营期场站工作人员由第三采油厂内部调剂，不新增人员，不新增生活用水，站内人员生活用水采用桶装纯净水。作业用水、洗井用水来源为北六深度污水站的深度处理水，由水罐车运送。运营期废水主要为油田采出水、作业污水、洗井污水。

①油田采出水

根据本项目产能开发指标预测表，本项目油田采出水最大量为 $61.92 \times 10^4 \text{t/a}$ ，油田采出水管输进入北六三元污水站处理满足《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法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排。

②作业污水

结合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，油井作业用水量约 $4.2 \text{m}^3/\text{井次}$ ，本项目共基建 38 口油井，则油井作业用水量约 $106.4 \text{m}^3/\text{a}$ 。注入井作业周期为 2 年，注入井作业用水量约为 $63.2 \text{m}^3/\text{井次}$ ，本项目基建 34 口注入井，则注入井作业用水量约 $1074.4 \text{m}^3/\text{a}$ 。油水井作业用水共计约 $1180.8 \text{m}^3/\text{a}$ ，作业污水产生量按用水的 95% 计算，则作业污水产生量约为 $1121.8 \text{m}^3/\text{a}$ ，作业时需铺设防渗布。此部分污水通过罐车回收后拉运至北六三元污水站处理满足《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法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排。

③洗井污水

本项目基建 34 口注入井，注入井洗井周期 1 年，洗井用水量约为 $126.3 \text{m}^3/\text{井次}$ ，洗井用水量约为 $4294.2 \text{m}^3/\text{a}$ ，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 $4079.5 \text{m}^3/\text{a}$ ，此部分污水通过罐车回收后拉运至北六三元污水站处理满足《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法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排。油井洗井采用掺水伴热流程（该流程热水主要来源为回掺水，未新增工程）进行洗井，以清除套管结蜡，含蜡热洗水随集油管道进入集油系统，不外排。

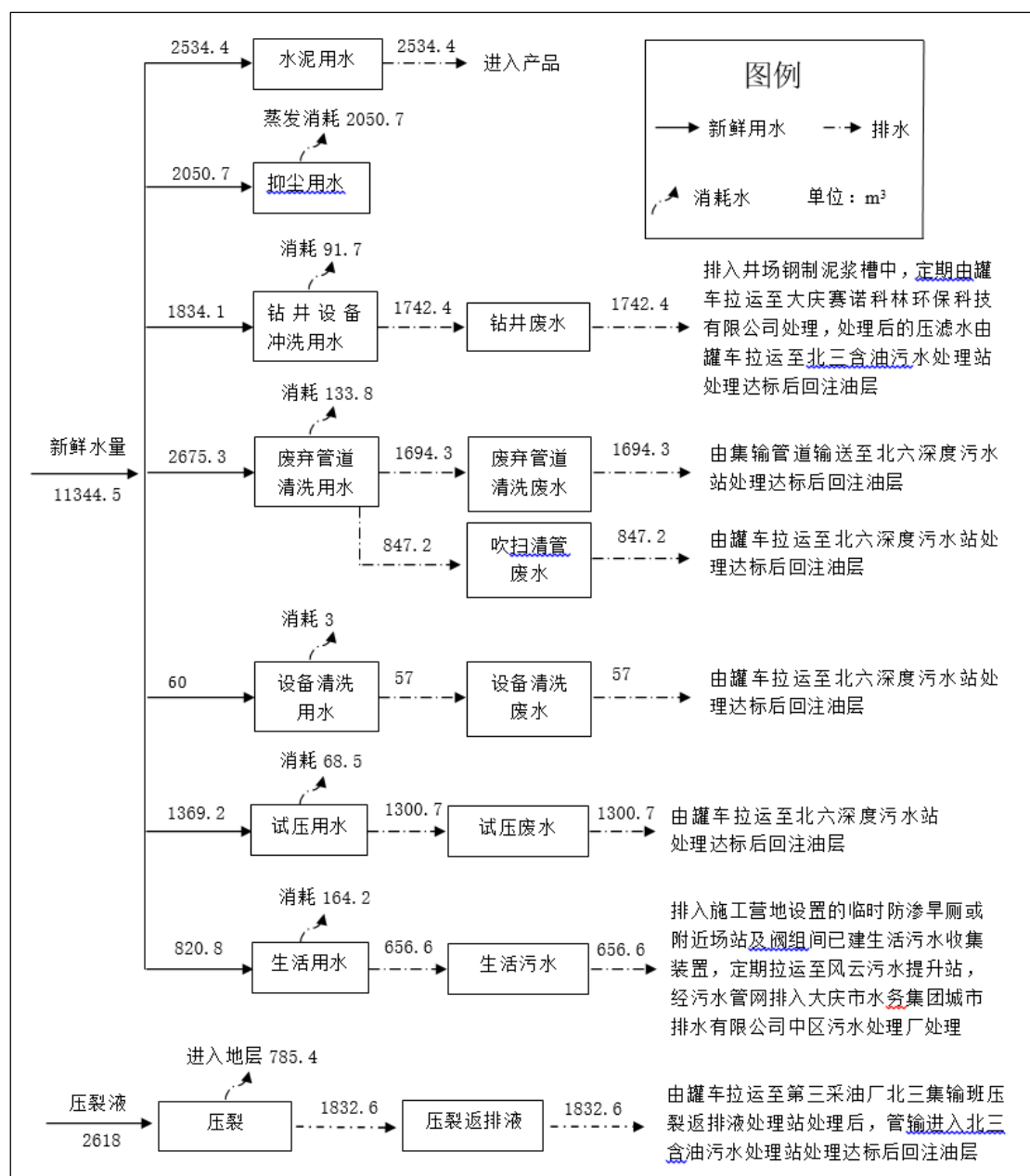


图 3.6-15 施工期水平衡图

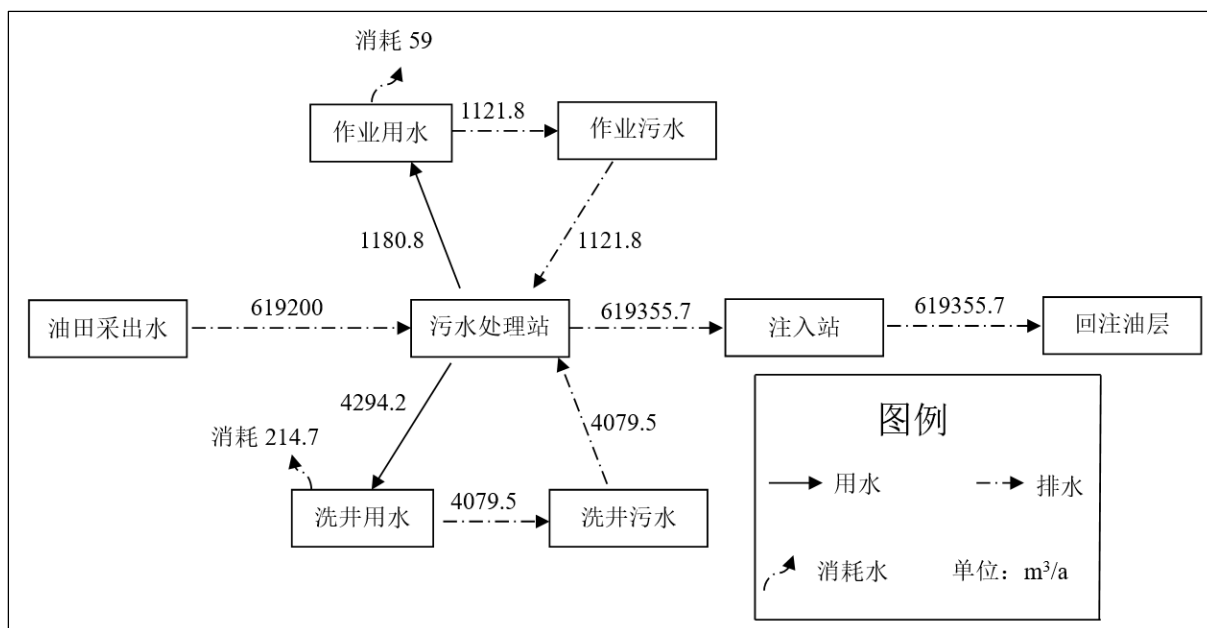


图 3.6-16 运营期水平衡图

3.6.3.2 供电系统

(1) 施工期

本项目施工期用电搭接已建油田线路，根据钻井需要，本项目需建设 6kV 钻井供电线路约 11.35km，其中 5.8km 钻井供电线路导线主要采用钢芯铝绞线 3×LGJ-120，跨越林地和架空线路密集区 5.55km 钻井供电线路导线采用 3×JKLYJ-120 绝缘导线，均采用架空方式敷设。新建高压隔离开关 9 套，新建真空断路器杆 2 基。在钻井工作完成后，架设的 6kV 钻井线路由施工单位组织统一拆除，以便在其它产能项目继续使用。

对新建井周边不符合钻井作业安全距离要求的 6kV 电力线路进行迁建。涉及线路动迁改造共 4 处，迁建变压器 1 座，拆除已建 6kV 线路 1.7km，新建 6kV 电力线路共计 1.8km，新建架空电力线路共设电杆 36 基。

(2) 运营期

本项目由区域已建北六变电站、聚北十九变电站供电。

①井场变配电

本项目井场新增用电负荷 930.8kW，采用单变单井、一变多井的供电方式，共新建柱上变压器 7 座，新建平台变电站 6 座，均采用湿式变压器。新建柱上变压器 6kV 电源由附近已建供电线路引接，新建 6kV 支线 2km，采用 LGJ-50 型绝缘导线。在井区 6kV 线路上分散安装 100 kVar 无功补偿装置 1 套。

②站场变配电

a.北六转油放水站

北六转油放水站新增运行负荷 82.5kW，挂接至北六污水站已建 2 台 800kVA 外附式

变电站，新建低压电缆 0.4km。

b.19-1 注入站

本项目新建 19-1 注入站，新增用电负荷 316.56kW，本项目规划在注入站内新建 1 座 6.3/0.4kV 一体化电控装置（内附 400kVA 变压器 1 座，为湿式变压器），采用单变压器双电源供电。新建 6kV 架空线路 3.5km，采用 LGJ-50 型导线。为机泵等用电设备新建电力电缆 4.3km。

c.北六脱水站、北过老化油中心处理站、北六三元污水站

因新建北六脱水站和新建北过老化油中心处理站位于北六三元污水站南侧，距离约 60m，本次规划将 3 座站场配电内容统一考虑，新增用电负荷 385.2kW。

本工程新建用电负荷的电源均引自北六污水站配电室，北六污水站已建 2 台 800kVA 外附式变电站，目前运行负荷约为 492kW。已建变压器容量不能满足本次新增负荷要求，规划新建外附式变压器 2 座，容量为 1600kVA，新建低压出线柜 2 面，新建无功补偿柜 2 面。新建低压电缆 4.1km，采用桥架敷设。

北六三元污水站配电室内配电柜为 2003 年建成，抽屉式配电柜存在柜体、插件、断路器、母线等部件磨损老化严重，接触不良、绝缘下降、机械卡滞等问题，影响现场安全运行，规划更换低压配电屏 11 面，更换无功补偿柜 2 面，新建低压电缆 1.3km。

d.北六热泵站

本项目规划对北六热泵站进行扩建，新增用电负荷 1131kW。高压热泵机组电源引自北六热泵站已建高压配电室，新建 6kV 高压开关柜 4 面，改造高压配电室 6kV 进线 2km。新建热泵机组高压电缆 0.4km。低压电源引自已建热泵站低压配电室，新建低压电缆 0.9km。

因北六联一体化电控装置位置向北侧迁移 10.5m，需迁建利旧 35kV 线杆 6 基，新建 35kV 线杆 12 基，新建 35kV 架空线路 2.7km；迁建利旧 6kV 线杆 6 基，新建 6kV 线杆 10 基，新建 6kV 架空线路 1.5km。

e.北六深度污水站

北六深度污水站目前已运行 28 年，室外配电变压器为高耗能 S7 系列变压器，且因基础下沉，变压器发生倾斜，影响安全运行。本次规划原功率更换节能变压器。配电室内低压配电屏老化严重，绝缘下降，机械卡涩，影响安全生产，规划更换低压配电屏 10 面，更换低压电缆 1.4km。

③主要工程量

本项目投产后，新增耗电 $818 \times 10^4 \text{kW} \cdot \text{h/a}$ 。运营期供电系统主要工程量详见表 3.6-21。

表 3.6-21 运营期供电系统主要工程量表

序号	工程内容	单位	数量
1	井场供配电		
(1)	新建 6kV 柱上变电站	座	7
(2)	新建 6kV 平台变电站	座	6
(3)	新建 6kV 线路	km	2
(4)	6kV 线路无功补偿装置 (100kVar)	套	1
(5)	新建低压电缆线路	km	6.7
2	站场供配电		
(1)	新建 6.3/0.4kV 一体化电控装置	座	1
(2)	新建外附式变压器	座	2
(3)	改造或新建 6kV 线路	km	7
(4)	新建 35kV 线路	km	2.7
(5)	新建线杆	基	22
(6)	更换或新建电力电缆	km	12.8
(7)	新建低压出线柜	面	2
(8)	新建 6kV 高压开关柜	面	4
(9)	更换低压配电屏	面	21
(10)	更换或新建无功补偿柜	面	4

3.6.3.3 供热系统

(1) 施工期

本项目施工期采用电取暖。

(2) 运营期

运营期 19-1 注入站采用电采暖；本项目扩建北六热泵站，新建 2 台 2.5MW 热泵机组，充分利用污水站污水余热替代站内全部采暖负荷（4.95MW），替代后北六联合站内采暖炉全部拆除。

①热泵站规模及工艺流程

北六联热泵采暖供回水温度为 70/50℃，介质为软化水。本项目在北六热泵站新建 2 台 2.5MW 热泵机组，利用北六联合站滤后水余热，采用中间换热方式，污水通过宽流道换热器换热，加热中间软化水，软化水直进热泵蒸发器，系统补水采用软化水。热泵站工艺流程见图 3.6-17。

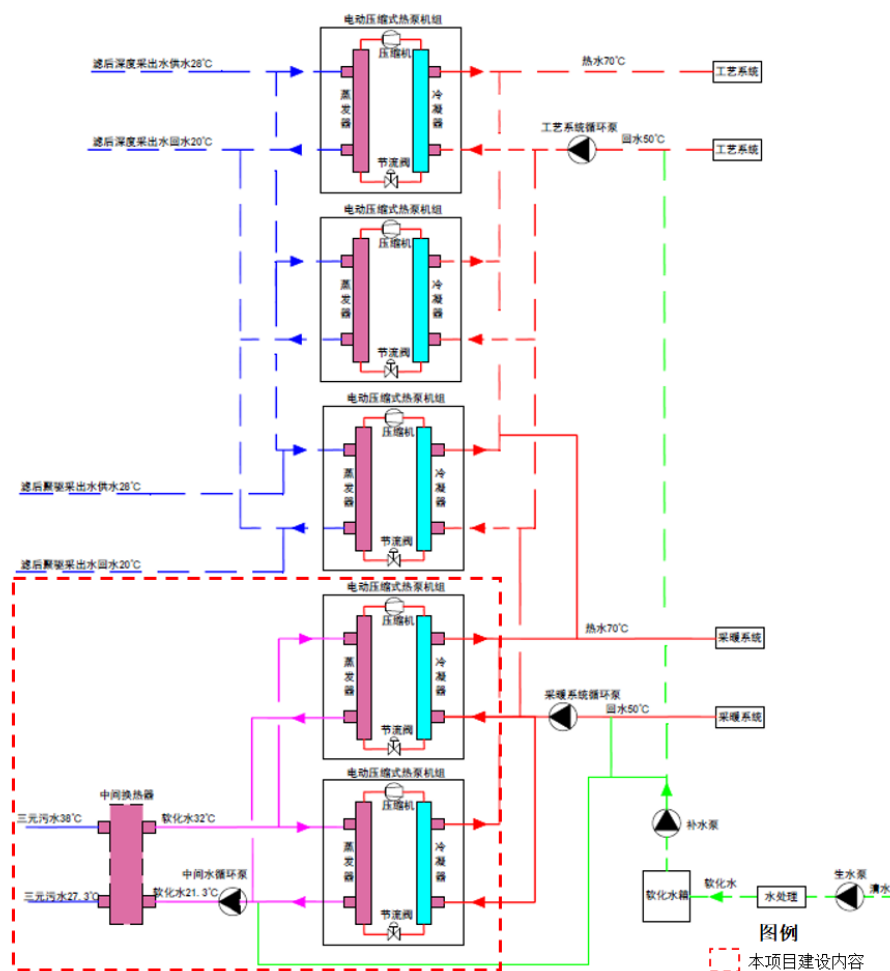


图 3.6-17 热泵站工艺流程图

②建设内容

- a.新建 2 台 2.5MW 热泵机组。
- b.水处理及泵间扩建，新建 3 台循环水泵、3 台中间水循环泵及 2 台采暖循环系统除污器。
- c.新建 4 台三元污水宽流道换热器。
- d.新建北六聚污至热泵站供回水管线 DN400~0.3km，新建北六三元污至热泵站供回水管线 DN400~0.4km。

③平面布置

已建热泵站位于北六联东侧，面积为 567m²（27×21m），建有热泵间、水处理及泵间。本次向北侧扩建热泵站厂房，已建热泵站北侧扩建 2 台 2.5MW 热泵机组，4 台三元污水宽流道换热器布置在热泵站东侧，热泵站新增面积为 390.6m²（18.6×21m）。北六热泵站平面布置图见图 3.6-18。

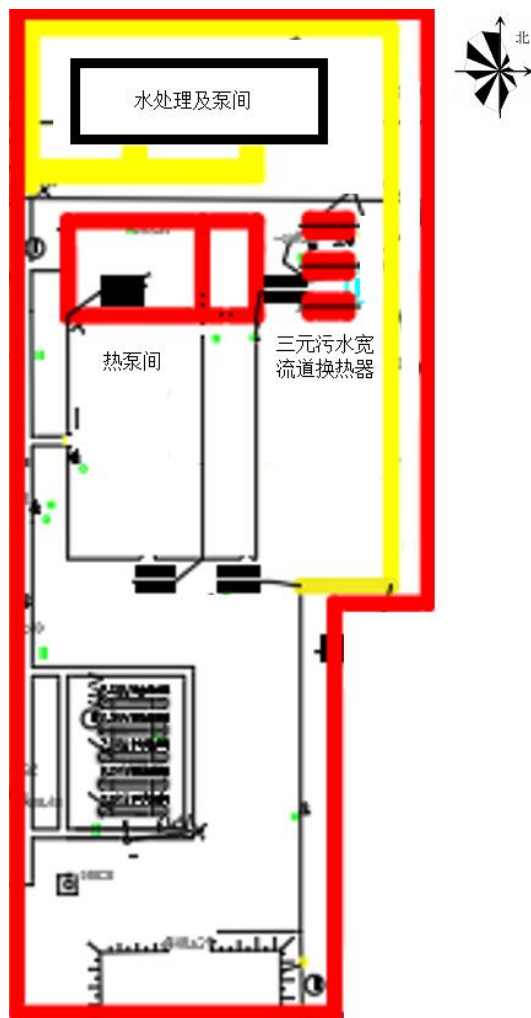


图 3.6-18 北六热泵站平面布置图

④主要工程量

余热利用热泵站主要工程量见表 3.6-22。

表 3.6-22 余热利用热泵站主要工程量表

序号	名称	单 位	数	备注
一	北六热泵站工艺			
1	电动离心压缩式热泵机组 2.5MW	台	2	P=695kW
	采暖热水进/出水温度：50/70℃			
	滤后采出水进/出水温度：38/27.3℃			
(1)	附电控柜及配套阀门管线			
2	卧式离心泵 Q=96-192m ³ /h H=36-28m	台	2	P=22kW
3	卧式离心泵 Q=96-192m ³ /h H=22.6-17m	台	4	P=15kW
4	采暖循环系统除污器	台	2	
5	三元污水宽流道式换热器 F=300m ² /台	台	4	
	自扰流道式，流道材质：254SMO 不锈钢			
	加热侧：进出水温度 38/27.3℃			
	被加热侧：进出水温度 32/21.3℃			
二	扩建厂房（门式钢架结构）	m ²	390.6	

3.7 场地布置及土地利用

3.7.1 场地布置

(1) 钻井井场施工布置

本项目新钻注采井 72 口，包括采油井 38 口、注入井 34 口，72 口注采井分布在 14 座平台井场，每座钻井井场布 1 处钻井施工区，共计布设 14 座施工区，钻井施工区总占地面积为 11.04hm²，占地类型为草地（非基本草原）。

根据《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013），钻井井场布设采用生产区与生活区分开布设的原则，同时生产区与生活区设必要的安全防护距离，钻机、钻台等主设备布置在场地中部，循环罐、机泵等设备布置在钻机侧后方，各类材料房、修理房和柴油罐区布设在场地北侧，生活区值班房等设置在场西入口附近，表土剥离存放区布设在场地东侧，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。泥浆罐等收集设施布设在处理设施附近，减少输送距离。钻井施工场地施工便道充分结合周边现有井排路和通井路，利用地面工程通井路位置铺垫简易施工便道，钻井井场平面布置见附图 9。

每座钻井井场施工区设置 1 处表土剥离临时存放区，用于暂存钻井井场剥离的表土层，表土堆放设置挡板、上覆遮盖材料，占地面积约 1200m²（20m×60m），堆高低于 1.5m。临时占地剥离的表土在施工结束后分层回填，并及时恢复地表植被。

(2) 井场安装、管线和通井路施工布置

本项目共布设 34 条单井注水管线、34 条单井集油掺水管线、1 条站间集油掺水热洗管道、1 条老化油外输管道、2 条伴热来回水管道、2 条二元液管线，更换 2 条调水管道，管线采取平埋敷设，沿管线路由设置施工场地，管线占地施工区合计 36 处，管沟开挖临时占地宽度 10m，管线走向尽可能沿现有道路敷设，施工期不设专门料场和堆管场，管线直接卸置在临时占地边缘，敷设时再由施工机械具体施工，减少二次转运造成扬尘污染和占地。管线工程表土临时堆放在管沟土方一侧，单独存放，苫盖防尘网并在完工后及时回填。

本项目共新建通井路 11 条、进站路 2 条，改造丰收大街南段和北段，共布设 15 处道路施工区，道路施工不新增临时占地，均在永久占地内进行，路基土方和砂石料直接卸料在施工路面，采用一字型方式施工，不设单独料场，减少施工占地。

(3) 井场、场站施工布置

井场、场站等设备放置、安装全部在永久占地内进行。

本项目施工总平面布置图见附图 9。

(3) 运营期总平面布置

本项目基建注采井 72 口，包括采油井 38 口、注入井 34 口，分布在 14 座平台井场。原油集输系统采用双管掺水集油流程或干管掺水流程，新建单井集油掺水管道 26.45km、站间集油掺水热洗管道 4.44km、集油阀组间 1 座，改建北六转油放水站、4 号污油回收站，新建北六脱水站、北过老化油中心处理站；配注系统采用“集中配制、分散注入，低压三元、高压二元，一泵多井”工艺，新建单井注入管线 18.9km、低压二元液管线 4.3km、高压二元液管线 4.3km，新建注入站 1 座；污水处理系统将北六污水站改建为三元污水站，改造北六聚驱污水站及北六深度污水站，更换调水管道 7.1km；扩建北六热泵站；配套建设供配电、道路、数字化等工程。

拟建井场及场站分布见附图 2、附图 3，新建管线路由走向见附图 4、附图 5，道路路由走向见附图 6。

3.7.2 工程占地情况

本工程占地主要为完井后形成井场、新改扩建场站、集油掺水热洗阀组间、注入站、道路、电力线杆建设产生的永久占地，施工期钻井井场施工、管线施工及定向钻施工发生的临时占地，所涉及的永久占地和临时占地需要征用土地。

（1）井场占地

根据《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）的相关要求以及根据大庆油田施工和建设实际情况，本项目选用 ZJ-15D/900 型钻机，施工期钻井井场占地面积按单井 $80\text{m} \times 80\text{m} = 6400\text{m}^2$ 计算（含永久占地及临时占地），丛式井平台每增加 1 口井增加 560m^2 。永久占地按“ $(30 + (\text{井数} - 1) \times \text{井间距}) \times 40\text{m}^2$ ”计算，本项目新建平台井场井间距均为 7m。

本项目 21 号、22 号平台井场的新钻井与同期建设的《大庆松辽盆地萨北北过北 4-7-丙 55 井区萨 II10-萨 III10 油层化学驱产能建设项目》中的部分井在同一平台，21 号、22 号平台井场的永久占地及该项目钻井施工产生的临时占地已在该项目中进行核算，21 号、22 号平台井场占地本次只核算本项目钻井施工新增的临时占地。

本项目 23 号、24 号平台井场的新钻井与同期建设的《大庆松辽盆地萨北北过北 4-7-丙 55 井区萨 II10-萨 III10 油层化学驱产能建设项目》中的部分井在同一平台，23 号、24 号平台井场的永久占地及本项目钻井施工产生的临时占地在本项目中进行核算。

经核算，本项目井场新增永久占地 3.092hm^2 ，新增临时占地 7.948hm^2 ，占地类型均为草地（非基本草原）。

（2）场站占地

本项目场站施工均在现有或新增永久占地内进行，不新增临时占地。根据设计方案，本项目新建集油掺水热洗阀组间新增永久占地 0.08hm^2 ，新建注入站新增永久占地 0.24hm^2 ，

扩建北六热泵站新增永久占地0.03906hm²，占地类型为草地（非基本草原）及耕地（永久基本农田）；北六联合站内改造北六转油放水站、新建北六脱水站、新建北过老化油中心处理站、北六污水站改三元污水站、改造北六深度污水站、改造北六聚驱污水站均在现有永久占地内施工，不新增占地。

（3）道路

本项目道路永久占地按道路长度×路基宽度计算，本项目井排路维修改造均在现有永久占地内进行，不新增占地。本项目为部分低洼地井场、阀组间建设长2.4km、路面宽3.5m、路基宽4.5m的砂石路，为草地井场新建长0.1km、宽3.5m的土路，为部分低洼地井场建设长0.1km、宽4m的土路，为注入站新建长0.2km、路面宽4.0m、路基宽6.0m的水泥混凝土路。经核算，本项目道路新增永久占地1.275hm²，占地类型为草地（非基本草原）及耕地（永久基本农田）。

（4）电力线杆

本项目施工期用电搭接已建油田线路，供电系统钻井阶段新建真空断路器杆2基，施工结束后统一拆除，新增临时占地0.0008hm²；对新建井周边不符合钻井作业安全距离要求的6kV电力线路进行迁建，新建架空电力线路共设电杆36基，新增永久占地0.0144hm²。

运营期因北六联一体化电控装置位置向北侧迁移10.5m，需迁建利旧35kV线杆6基，新建35kV线杆12基，新建35kV架空线路2.7km；迁建利旧6kV线杆6基，新建6kV线杆10基，新建6kV架空线路1.5km，新增永久占地0.0088hm²。

经核算电力线路新增永久占地0.0232hm²、临时占地0.0008hm²，占地类型为草地（非基本草原）。

（5）管线

本项目新建或更换管线均为埋地敷设，管线施工作业面宽度为10m，管线临时占地按“管沟长度×作业面宽度”计算。

①单井集油掺水管道

新建单井集油掺水管道共计26.45km，本项目规划独立井采用双管掺水集油流程，丛式平台井采用丛式井干管掺水流程，以2~3口井为一个单元，每个单元设掺水、集油管道各1条。本项目同一平台井掺水管线、集油管线均同管沟敷设，经核算本项目单井集油掺水管道管沟开挖长度为9.08km，临时占用耕地（永久基本农田）1.17hm²，临时占用草地（非基本草原）7.91hm²。

②站间集油掺水热洗管道

本项目新建站间集油掺水热洗管道4.44km，集油、掺水、热洗管道均同管沟敷设，则

管沟开挖长度为1.48km，临时占用耕地（永久基本农田）0.512hm²，临时占用草地（非基本草原）0.968hm²。

③老化油外输管道、伴热来回水管道、二元液管线

本项目新建4号污油回收站至北过老化油中心处理站老化油外输管道3.6km，同时新建伴热来回水管道7.2km，老化油外输管道、伴热来水管道、伴热回水管道均同沟敷设；新建北十九配制站至19-1注入站低压二元液管线4.3km、北十九调配站至19-1注入站高压二元液管线4.3km，两条管线同沟敷设。5条管线有2.72km同沟敷设，则管沟开挖长度为5.18km，临时占地5.18hm²，占地类型为草地（非基本草原）及耕地（永久基本农田）。

④单井注入管道

本项目新建单井注入管道18.9km，同平台注入管道采取同沟敷设，不同平台注入管道尽量采取同沟敷设，经测算，注入管道管沟开挖长度为6.791km，临时占用耕地（永久基本农田）1.628hm²，临时占用草地（非基本草原）5.163hm²。

⑤调水管道

本项目对3.7km北三污至北六深滤后水管道、3.4km北三污至北六普污原水管道进行更换，两条管道同管沟敷设，管沟开挖长度为3.7km，临时占地3.7hm²，占地类型为草地（非基本草原）。

⑥其它管道

调头管道等其它管道均在现有场站永久占地内进行施工，不新增占地。

（6）管道穿越施工

本项目定向钻穿越公路或水渠 7 处，每处定向钻穿越施工场地新增临时占地面积为1000m²，因此定向钻穿越施工场地临时占地面积为 0.7hm²，占地类型为草地（非基本草原）。

本项目新建管线共计顶管穿越公路 18 处，顶管临时施工占地主要包括穿越入土点施工场地和穿越出土点施工场地，每处施工场地临时占地面积为 200m²（20m×10m），因此顶管穿越临时占地面积 0.72hm²，顶管穿越临时占地已计入管线施工临时占地。

根据《2020 年国家重要湿地名录》（2025 年修订）、《黑龙江省湿地名录》（2022 年），本项目不占用重要湿地、一般湿地，根据现场勘查及《黑龙江省生态环境分区管控数据应用平台》中黑龙江省永久基本农田分布图，本项目占地类型为耕地（永久基本农田）及草地（非基本草原）。

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: hm²

序号	建设内容	新增永久占地		新增临时占地	
		耕地 （永久基本农 田）	草地 （非基本草 原）	耕地 （永久基本农 田）	草地 （非基本草 原）
1	21 号平台	0	0	0	0.168
2	22 号平台	0	0	0	0.056
3	23 号平台	0	0.372	0	0.716
4	24 号平台	0	0.204	0	0.492
5	25 号平台	0	0.204	0	0.604
6	26 号平台	0	0.176	0	0.576
7	27 号平台	0	0.316	0	0.716
8	28 号平台	0	0.204	0	0.604
9	29 号平台	0	0.316	0	0.716
10	30 号平台	0	0.316	0	0.716
11	31 号平台	0	0.232	0	0.632
12	32 号平台	0	0.232	0	0.632
13	33 号平台	0	0.288	0	0.688
14	34 号平台	0	0.232	0	0.632
15	集油掺水热洗阀组间	0.08	0	0	0
16	19-1 注入站	0	0.24	0	0
17	北六热泵站	0	0.03906	0	0
18	道路	0.036	1.239	0	0
19	电力线杆	0	0.0232	0	0.0008
20	单井集油掺水管道	0	0	1.17	7.91
21	站间集油掺水热洗管道	0	0	0.512	0.968
22	老化油外输管道、伴热来 回水管道、二元液管线	0	0	0.2	4.98
23	单井注入管道	0	0	1.628	5.163
24	调水管道	0	0	0	3.7
25	穿越施工场地	0	0	0	0.7
小计		0.116	4.63326	3.51	31.3698
合计		4.74926		34.8798	
总计		39.62906			

由上表可知, 本项目总占地面积为39.62906hm², 其中永久占地4.74926hm², 临时占地34.8798hm², 占地类型为耕地(永久基本农田)及草地(非基本草原)。

3.7.3 土石方平衡

本项目涉及土石方的工程主要包括井场施工、管线施工、场站施工、道路施工、穿越施工。土方施工主要为井场填筑、场站填筑、道路填筑、井场临时旱厕的开挖及回填、管沟开挖及回填、穿越施工作业坑的开挖及回填、临时占地的表土剥离及回填、永久占地的表土剥离及再利用。

本项目对新增永久占地及临时占地表土进行剥离，耕地剥离厚度 0.3m，草地剥离厚度 0.2m，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，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，临时占地剥离的表土在施工结束后分层回填，临时占用的草地及时恢复地表植被，临时占用的耕地及时进行复耕，永久占地剥离的表土按照“占一补一，质量相等”的要求用于易地补充耕地的表土、劣质地或者其他耕地的土壤改良。管沟、穿越施工作业坑、井场临时旱厕开挖土方均原地回填，井场、场站、道路垫土不足的部分由建设单位外购，履行相关手续，本项目不设取弃土场。本项目土石方情况见表 3.7-2，土石方平衡图见图 3.7-1。

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	借方量	弃方量	易地再利用土方量	备注
1	表土剥离	82884.12	73269.6	0	0	9614.52	本项目临时占地 34.8798hm ² ，永久占地 4.74926hm ² ，耕地剥离厚度 0.3m，草地剥离厚度 0.2m，临时占地剥离的表土在施工结束后分层回填，临时占用的草地及时恢复地表植被，临时占用的耕地及时进行复耕，永久占地剥离的表土按照“占一补一，质量相等”的要求用于易地补充耕地的表土、劣质地或者其他耕地的土壤改良
2	井场	0	15460	15460	0	0	井场新增永久占地 3.092hm ² ，井场平均填高 0.5m
3	北六-5 集油掺水热洗阀组间	0	400	400	0	0	北六-5 集油掺水热洗阀组间永久占地 0.08hm ² ，平均填高 0.5m
4	19-1 注入站	0	1200	1200	0	0	19-1 注入站永久占地 0.24hm ² ，平均填高 0.5m
5	北六热泵站	0	195.3	195.3	0	0	北六热泵站永久占地 0.03906hm ² ，平均填高 0.5m

6	道路	0	6375	6375	0	0	新建道路永久占地 1.275hm ² ，平均填高 0.5m
7	临时旱厕	56	56	0	0	0	新增设置临时旱厕 14 座，容积为 4m ³
8	管道	73446.8	73446.8	0	0	0	单井集油掺水管道管沟开挖长度 9.08km，站间集油掺水热洗管沟开挖长度为 1.48km，老化油外输管道、伴热来回水管道、二元液管线管沟开挖长度 5.18km，单井注入管道管沟开挖长度 6.791km，调水管道管沟开挖长度为 3.7km。管道敷设方式均采用沟埋方式敷设，管线埋深在 2.0m，管线上部开挖宽度在 2.0m，底部 0.8m
9	顶管穿越	1296	1296	0	0	0	本项目新建管线共计顶管穿越公路 18 处，顶管施工过程中在穿越两端各开挖一个作业坑（一个作为顶管作业坑、一个作为接收坑），顶管工作坑占地约为 6m×4m，接收坑占地约为 6m×8m，总深度 3m
10	定向钻穿越	126	126	0	0	0	本项目共设置 7 处定向钻穿越施工场地，每处施工场地各设置 1 个 2m×3m×1.5m 的入土坑和 1 个 2m×3m×1.5m 的出土坑
合计		157808.92	171824.7	23630.3	0	9614.52	/

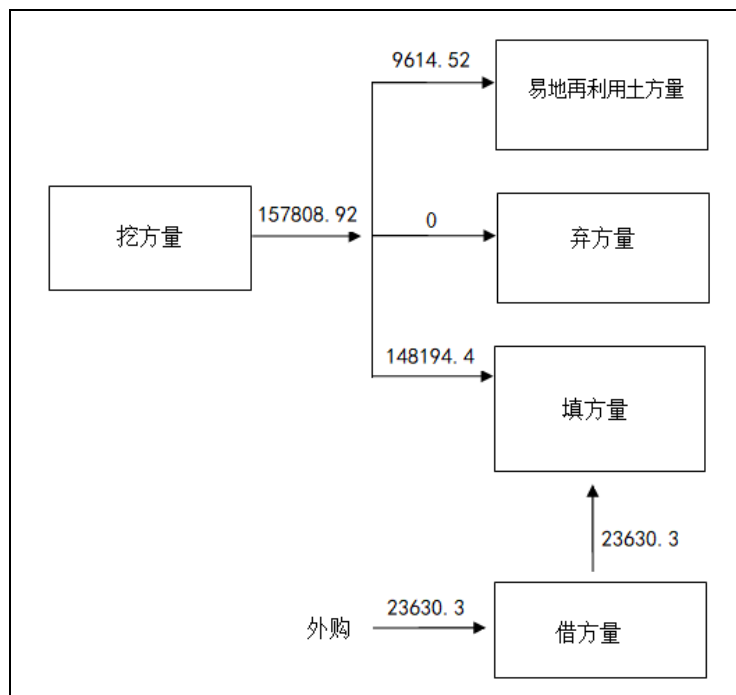


图 3.7-1 土石方平衡图（单位：m³）

3.8 施工方式

3.8.1 管道施工

3.8.1.1 原有管道施工

本项目对 2 条腐蚀老化调水管道进行更换，合计更换管道 DN400~7.1km。首先将管道内残留污水密闭输送至后续集输系统进入北六深度污水站处理；然后对管道进行清洗，清洗废水经现有管道输送至北六深度污水站处理；将空气压缩机经软管与管道高点连接，管道另一端与罐车连接，对管道进行吹扫直至不再有废水流出，吹扫产生的吹扫清管废水由罐车收集后拉运至北六深度污水站处理；在管道切割点进行开挖，开挖后在切割点下方铺设防渗布，然后进行切割作业。然后废弃管道经盲板焊接封堵后直埋地下，不再挖出。管道封堵完成后清理操作面，施工现场进行覆土回填并恢复地表植被。

该过程的工艺流程见图 3.8-1。

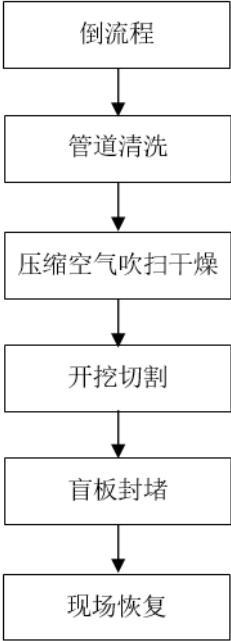


图 3.8-1 原有管道处理流程图

3.8.1.2 一般管道施工

管道施工过程为先清理作业线路场地，然后开挖管沟，再组焊管道、下沟管道，特殊地段根据实际情况合理穿插各工序。管沟开挖以机械开挖为主，施工作业面宽 10m。施工完毕清理现场、恢复地貌。管道施工建设过程见图 3.8-2。

一般地段作业带宽度为 10m，其中管沟深度按 2m 计，边坡坡度为 1:0.3。施工作业带清理采用挖沟机、推土机扫线，人工配合清理。防腐管由工厂预制，采用专用管拖车拉运现场连接。管沟开挖采用挖掘机等机械及人工辅助清理完成。回填完的管沟进行压实、

整形。管道安装完成后，经检验合格，应进行压力和严密性试验，本工程试压采用清水进行试压。

工艺管线施工技术要求及验收均按国家标准《工业金属管道工程施工及验收标准》(GB50235-2010)、《现场设备、工业管道焊接工程施工规范》（GB 50236-2011）、《油气田集输管道施工规范》（GB50819-2013）以及有关国家及行业标准执行。

管道施工作业断面见图 3.8-3，管道开挖施工平面布置示意图见图 3.8-4。

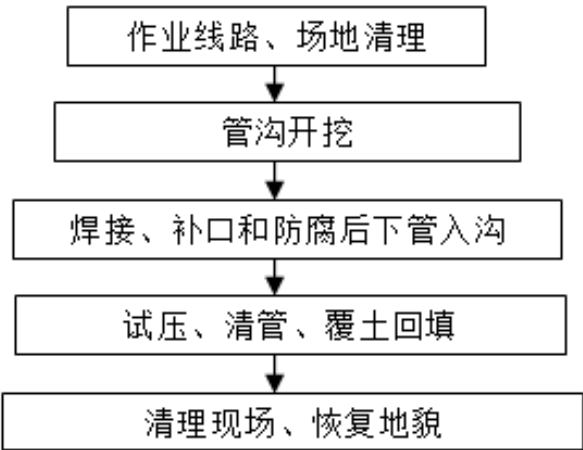


图 3.8-2 管道施工建设过程

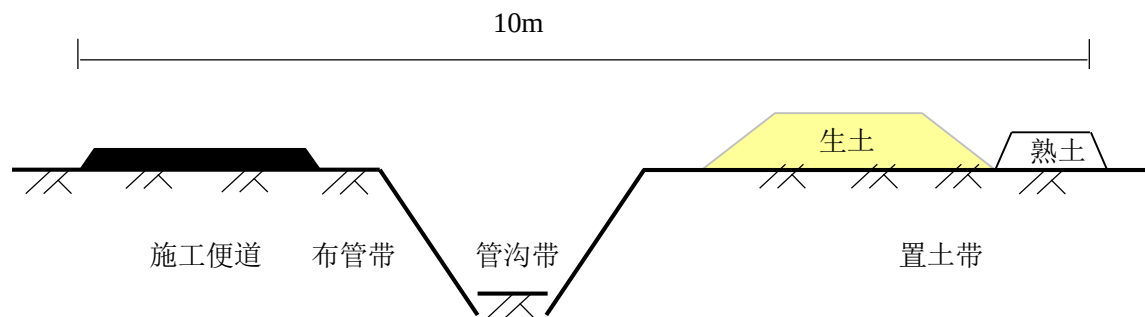


图 3.8-3 管道施工作业断面图

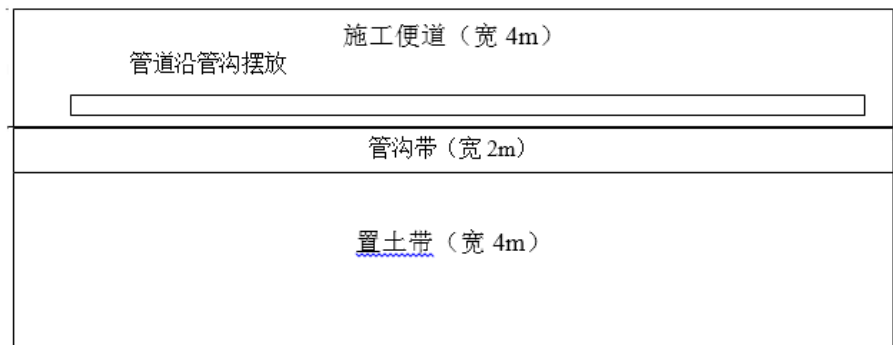


图 3.8-4 管道开挖施工平面布置示意图

3.8.1.3 管道钢顶穿越施工

(1) 顶管施工

本工程18处管道穿越公路，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。

顶管施工方式：确定顶管穿越进出口位置，在一端挖操作坑，另一端挖接收坑。在操作坑放置穿越套管和顶管设备，由人工先在套管前端掏土，再顶进套管，循环作业直至穿过道路为止。顶管施工示意图见图3.8-5。

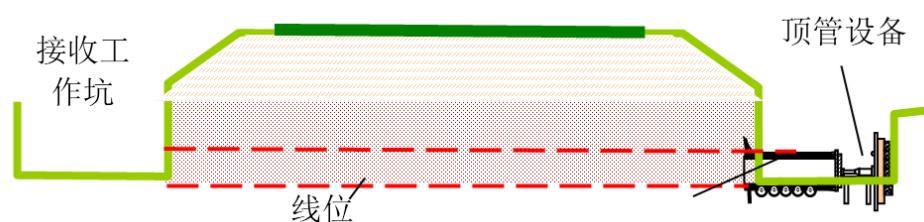


图 3.8-5 顶管施工示意图

(2) 定向钻施工

本项目新建管线定向钻穿越公路或水渠 7 处，穿越采用定向钻施工方案。定向钻施工在公路两侧进行。根据施工场地条件，一侧安装钻机，钻机中心线与确定的管道入土点和出土点的延伸线相吻合，围绕钻机安装泥浆泵、泥浆罐、柴油机、微机控制室、钻杆、冲洗管、钢制泥浆槽、扩孔器和切削刀等器材。另一侧布置焊管托滚架，在钻孔完成后，应提前完成整根管道的组装焊接、探伤、试压、防腐补口等工作，并在入土点和出土点的延伸线上布置发送托管架或发送沟，摆放好管道。

具体定向钻施工过程为：首先用泥浆通过钻杆推动钻头旋转破土前进，按照设计的管道穿越曲线钻导向孔。当钻杆进尺达十余根时，开始下冲洗管，并使钻杆与冲洗管交替钻进。在钻进过程中，随时通过控向装置掌握钻头所处位置，通过调整弯管壳的方向，使导向孔符合设计曲线。导向孔完成和冲洗管出土后，钻杆全部抽回，在冲洗管出土端，连接上切削刀、扩孔器、旋转接头和已预制好的管道，然后开始连续回拖，即在扩孔器扩孔的同时，将钻台上的卡盘向上移动，拉动扩孔器和管道前进，管道就逐渐地被敷设在扩大的孔中，直至管端在入土点露出，完成管道的穿越。

本项目定向钻穿越施工需在公路或水渠两侧分别设置钻机场地（入土点）和回托管场地（出土点），钻机场地及回托管场地的总占地面积 1000m²。定向钻穿越施工示意图见图 3.8-6，定向钻穿越施工平面布置图见图 3.8-7。



图 3.8-6 定向钻穿越施工示意图

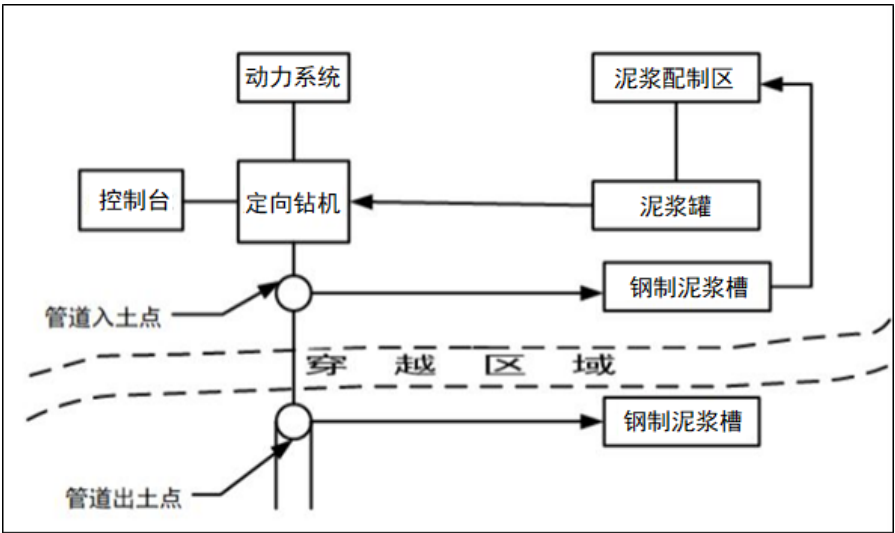


图 3.8-7 定向钻穿越施工平面布置图

定向钻施工中泥浆起护壁、润滑、冷却和冲洗钻头、清扫土屑、传递动力等作用，成份一般为膨润土和清水等，无毒无害。项目在定向钻施工期间通过螺旋泵把回扩孔中的泥浆回收到钢制泥浆槽中，经场地内安装的泥浆净化与回收装置处理后，泥浆循环使用，有效降低了泥浆的使用量，在一定程度上提高了泥浆使用率。

3.8.2 道路施工

本项目新建道路类型为土路、砂石路、水泥路。首先对线路进行清理平整，清除表土、杂物等，然后对路基进行施工，路基采取分层填筑并压实，最后对面层进行施工，将拉运来的土方、砂石、水泥混凝土铺设在平整后的线路上进行压实。道路施工建设过程及断面示意图见图3.8-8、图3.8-9。

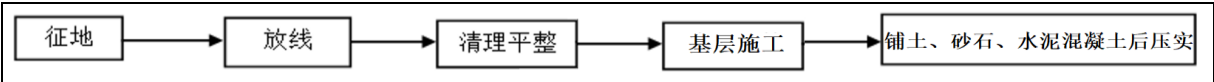


图3.8-8 通井路施工建设过程

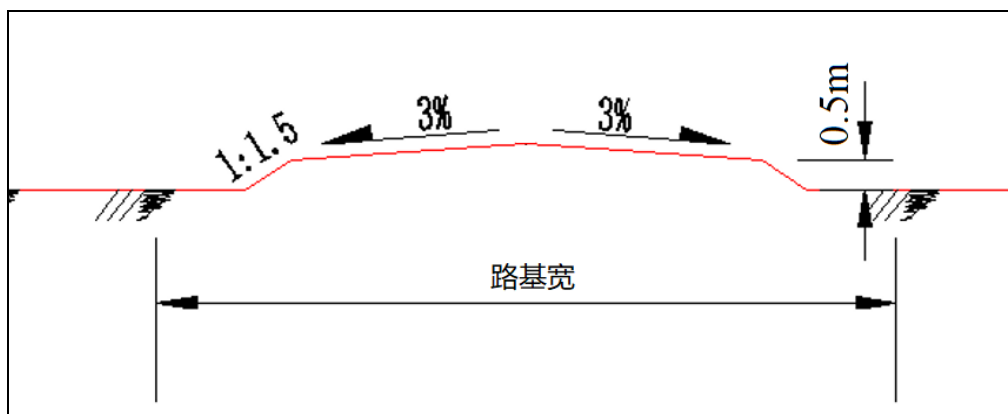


图3.8-9 通井路横断面示意图

3.8.3 场站施工

本项目新建集油掺水热洗阀组间1座、集油阀组间1座，改建北六转油放水站、4号污水回收站，新建北六脱水站、北过老化油中心处理站，新建注入站1座，将北六污水站改建为三元污水站，改造北六聚驱污水站及北六深度污水站，扩建北六热泵站。施工工艺包括施工准备、场站清淤、清洗、设备及旧建筑物拆除、平整场地、基础施工、主体施工设备及工艺管道安装、试压、防腐及装修施工、工程验收、投入使用。工艺流程及产污节点见下图。

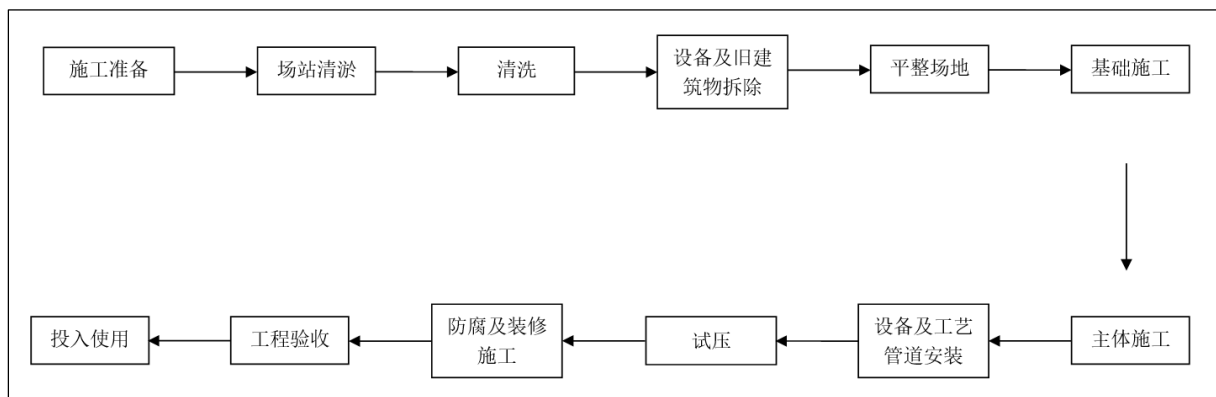


图3.8-10 场站施工建设过程

3.8.4 典型井场施工

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；平整井台后油井安装抽油机、采油树及电机，注入井安装井口过滤器、取样器阀、油套压装置，主要施工工序有紧固、平衡等。

3.9 施工进度及时序

本项目计划施工期为 2026 年 12 月至 2027 年 6 月，单井钻井施工约 8d，5 个钻井队

同时施工，钻井施工约 120d，钻井进度计划见表 3.9-1；压裂及地面工程接续钻井后进行建设，压裂及地面工程施工约 150d。项目施工进度计划见表 3.9-2。

表 3.9-1 钻井进度计划表

开钻次数	钻头尺寸 mm	井段 m~m	施 工 项 目		累计时间 d-h
			内容	时间 d-h	
一开	311.2	0~193	钻进、接单根、起下钻、辅助等	0-12	0-12
		193	下表层套管、固井、候凝、安装井控装置等	2-0	2-12
二开	215.9	193~1274	钻进、接单根、起下钻、辅助等	3-12	6-0
		1274	电测、通井、下生产套管、固井、完井等	2-0	8-0

表 3.9-2 项目施工进度计划表

工程名称	2026 年	2027 年						
	12 月	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月	7 月
钻井工程								
压裂及地面工程								

3.10 设备及物料消耗

3.10.1 设备

本项目施工及运营期主要设备见表 3.10-1。

表 3.10-1 本项目施工及运营期新增主要设备表

时期	场站	设备	数量	单位	备注
施工期	钻井井场	泵柴油机	2	台	新建
		钻机	1	台	新建
		泥浆泵	2	台	新建
		钻井泵	2	台	新建
		砂泵	1	台	新建
		振动筛	2	台	新建
		搅拌机	2	台	新建
	压裂井场	压裂车	4	台	新建
		混砂车	2	台	新建
	道路施工场地	压路机	1	台	新建
	场站、管线施工场地	电焊机	3	台	新建
		运输车辆	3	台	新建
		挖掘机	2	台	新建
		推土机	2	台	新建
		吊装机	2	台	新建
		定向钻机	1	台	新建
		顶管机	1	台	新建

运营 期	井场		抽油机	38	台	新建
			电机	38	台	新建
			配电箱	38	台	新建
			注入井口	34	套	新建
	北六 联合 站	北六转油放 水站	水聚驱外输污水泵	2	台	新建
			三元系统加药装置	1	套	新建
			水驱掺水泵	1	台	原位更换
			聚驱热洗泵	1	台	原位更换
			聚驱掺水泵	2	台	原位更换
			聚驱收油泵	2	台	原位更换
		北六脱水站	φ4×16m 电脱水器	5	台	新建
			2.0MW 管壳式换热器	2	台	新建
			外输油泵	3	台	新建
			4000m³ 污水沉降罐	1	座	新建
			加药装置	2	台	迁建
			热洗泵	2	台	迁建
			掺水热洗炉	2	台	迁建
			净化油缓冲罐 Φ4×16m	1	台	新建
		北过老化油 中心处理站	Φ4×20m 卧式老化油缓冲 沉降罐	2	台	新建
			2 台 Φ4×16m 老化油沉降 分离装置	2	台	新建
			0.8MW 真空炉	2	台	新建
			收油泵	2	台	新建
			循环泵	2	台	新建
			底水泵	2	台	新建
			1000L 加药装置	2	套	新建
		北六三元污 水站	过滤提升泵	2	台	原位更换
			Φ4m 一次过滤罐	4	座	新建
			新建 Φ4m 二次过滤罐	5	座	新建
			反冲洗水泵	2	台	原位更换
			外输泵	2	台	原位更换
			污油水螺旋装置	6	台	新建, 4 用 2 备
		北六深度污 水站	污机泵	1	台	原位更换
		北六聚驱污 水站	3500m³ 二次沉降罐	2	座	新建
			污油水螺旋装置	6	台	新建, 4 用 2 备
			污水回收装置	6	台	原位更换
		北六热泵站	2.5MW 热泵机组	2	台	新建
			循环水泵	3	台	新建

			中间水循环泵	3	台	新建
			采暖循环系统除污器	2	台	新建
			三元污水宽流道换热器	4	台	新建
	19-1 注入站		8m³/h 注入泵	6	台	新建
			标准化注入阀组	3	套	新建
			80m³ 母液储槽	1	座	新建
			母液回收池 10m×10m×3m	1	座	新建
	4 号污油回收站		污油水螺旋装置	2	台	原位更换

3.10.2 物料消耗

(1) 施工期

①钻井生产用水消耗：由公用工程可知，本项目施工期钻井生产用水消耗总量为 6419.2m³；

②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 820.8m³；

③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 1369.2m³；

④废弃管道及设备清洗用水：废弃管道清洗用水量约为 2675.3m³，设备清洗用水量约为 60m³，合计 2735.3m³。

⑤钻井液消耗：根据钻井液用量表可知，本项目单口井钻井液用量 239m³，本项目新钻井 72 口，则钻井液用量 17208m³；

⑥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 88t，本工程新钻井 72 口，则固井水泥用量为 6336t；

⑦柴油消耗：本工程钻井泥浆泵由泵柴油机提供动力，柴油总用量约为 1100t；

⑧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，本工程新钻 72 口井需射孔，则射孔液用量为 2880m³；

⑨压裂液：根据设计方案，本项目共计使用压裂液 2618m³；

⑩定向钻泥浆：定向钻泥浆用量=钻孔容积×扩孔系数×循环损耗系数，式中：钻孔容积= π （钻孔半径）²×穿越长度；钻孔直径=套管直径×1.3；扩孔系数通常取 2.0~3.0，本次取 2.5；循环损耗系数通常取 1.2~1.5，本次取 1.3。本项目定向钻穿越公路及水渠 7 处，其中套管尺寸 $\Phi 406 \times 7.5$ 、L=30m 共计穿越 4 处，套管尺寸 $\Phi 406 \times 7.5$ 、L=15m 共计穿越 1 处，套管尺寸 $\Phi 168.3 \times 4.5$ 、L=125m 共计穿越 2 处，因此根据上述计算，本项目泥浆用量为 126.6m³；

⑪防渗布：施工期防渗布用量为 2.53t。

(2) 运营期

①配注系统

本项目注聚阶段聚合物母液为聚丙烯酰胺，注聚阶段年份中最大用量为 650m³/d，母液浓度按 5000mg/L 计，年消耗聚合物干粉约 1072t/a。本项目低压一元液和高压二元液使用的表活剂为石油磺酸盐（进站浓度 38%、使用浓度 20%），38%石油磺酸盐最大用量为 22.3m³/d，即 7359m³/a。高压二元液使用的碱为碳酸钠（进站干粉、使用浓度 8%），碳酸钠干粉最大用量 51.8t/d，即 17094t/a；使用表活剂脂肽（浓度 50%）最大用量 17.3m³/d，即 5709m³/a。原辅料理化性质见表 3.10-3。

②本项目投产后，注入井年注入量最大为 67.42×10⁴m³/a。

③注采井作业用水量约 1180.8m³/a，注入井洗井用水量约 4294.2m³/a。

④新增耗电 818 万 kW h/a；

⑤本项目场站新增耗气量 163.62 万 m³/a。

⑥油水井作业防渗布用量 1.06t/a。

⑦北六三元污水站新增滤料用量约 2.7t/a。

本工程主要消耗物料具体见下表：

表 3.10-2 本工程主要物料消耗

序号	时期	项目	原辅材料	用量
1	施工期	钻井工施工	钻井生产用水（m ³ ）	6419.2
2		办公生活	生活用水（m ³ ）	820.8
3		管线试压	试压用水（m ³ ）	1369.2
4		清洗	清洗用水（m ³ ）	2735.3
5		钻井	钻井液（m ³ ）	17208
6		固井	水泥（t）	6336
7		动力系统	柴油（t）	1100
8		射孔	射孔液（m ³ ）	2880
9		压裂	压裂液（m ³ ）	2618
10		定向钻	泥浆（m ³ ）	126.6
11		钻井及设备清淤	防渗布（t）	2.53
1	运营期	注入井回注	三元液（m ³ /a）	67.42×10 ⁴
(1)			聚合物干粉（t/a）	1072
(2)			38%石油磺酸盐（m ³ /a）	7359
(3)			碱/碳酸钠（t/a）	17094
(4)			表活剂脂肽（m ³ /a）	5709
2		注采井作业	作业用水（m ³ /a）	1180.8
3		注入井洗井作业	洗井用水（m ³ /a）	4294.2
4		生产运营	耗电（万 kWh/a）	818
5		老化油处理	耗气量（万 m ³ /a）	163.62

6		油水井作业	防渗布 (t/a)	1.06
7		污水处理	滤料 (t/a)	2.7

表 3.10-3 原辅材料理化性质表

物料名称	理化性质	毒性
聚丙烯酰胺	聚丙烯酰胺是一种水溶性聚合物，平均分子量为 $5 \times 10^6 \sim 18 \times 10^6$ ，为白色粉末，性质稳定，溶于水，几乎不溶于其他有机溶剂。聚丙烯酰胺干粉由于粒径较大，一般在 0.2mm 以上，因此不具备火灾、爆炸的条件。聚丙烯酰胺本身没有毒性，与水混合后具有粘、滑特性。聚合物具有空间网络结构、较强的抗温、抗盐及抗剪切能力。这些成分通过特定的配比制备聚合物母液，具有耐高温、抗盐和抗剪切的能力，能够有效提高原油采收率。	无毒；不进行水生急性毒性分类
石油磺酸盐	石油磺酸盐是阴离子表面活性剂混合物，为三元复合驱（ASP）核心表活剂，棕褐色或红棕色粘稠液体，闪点大于 150℃，属于难燃液体，常温条件稳定。主要用于油田三采期的驱油，它与表面活性剂助剂复配，其作用是降低油水界面张力，更好地提高洗油效率。	低毒，不属于急性类别 1 物质
脂肪	深黄至棕褐色粘稠可流动液体，可与水任意比例互溶；难溶于原油、烷烃；可溶于甲醇、乙醇。常温几乎无挥发性，80℃以下稳定，脂肪具有良好的降低表/界面张力的能力，应用于三元复合驱和二元复合驱等，能有效降低药剂成本 30% 左右，提高原油采收率。	无毒；不属于急性类别 1 物质
碳酸钠	俗称纯碱，白色固体粉末，味涩，具有吸湿性，暴露于空气中易吸潮结块。常温及油田地层温度条件下化学性质稳定，易溶于水；常温几乎无蒸气压，无挥发性。碳酸钠为弱碱三元复合驱 ASP 体系碱剂。	低毒；不进行水生急性毒性分类

3.11 依托工程分析

3.11.1 依托工程能力核实及运行现状分析

本项目施工期钻井废水、钻井岩屑、废钻井液、废射孔液、定向钻废弃泥浆依托大庆赛诺科林环保科技有限公司处理。压裂返排液依托北三集输班压裂返排液处理站处理。废弃管道清洗废水、吹扫清管废水、设备清洗废水、试压废水依托北六深度污水站处理。膨润土、纯碱、重晶石粉废弃包装袋、施工废料、非含油废防渗布属于一般固体废物，依托第一采油厂工业固废填埋场处理。施工期清罐油泥及运营期含油污泥、落地油依托萨北含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理。含油废防渗布依托第三作业区 25 号站含油防渗布贮存池暂存后，定期委托有资质单位处理。废变压器油、废润滑油、含油抹布及废劳保用品依托第三采油厂危险废物贮存库暂存后，定期委托有资质单位处理。

本项目配注系统依托同期建设的北十九曝氧站、聚北十九注水站、北十九调配站、北

十九配置站，该 4 座场站与本项目同步建成、同步投产。

（1）大庆赛诺科林环保科技有限公司

本项目钻井废水、废钻井液、钻井岩屑、废射孔液由罐车拉运至大庆赛诺科林环保科技有限公司处理，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 200000m³，日最大处理量为 1000m³，现阶段泥浆处理量为 110m³/d，负荷率为 11%；本项目及同期建设项目钻井废水、废钻井液、钻井岩屑、废射孔液最大产生量为 400m³/d，接收本项目及同期建设项目的钻井废水、废钻井液、钻井岩屑、废射孔液后，该公司负荷率为 51%，本项目依托可行。

大庆赛诺科林环保科技有限公司工艺流程图见图 3.11-1。

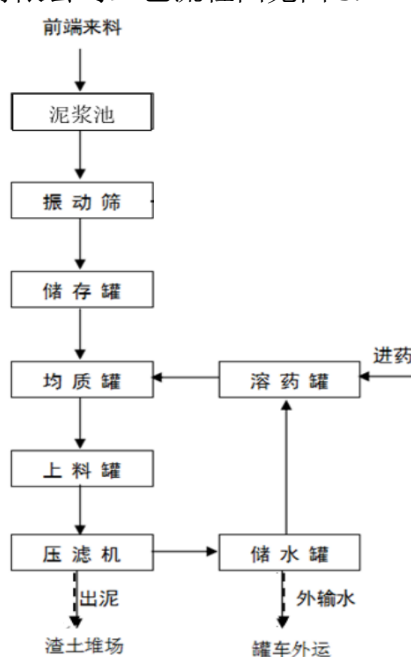


图 3.11-1 大庆赛诺科林环保科技有限公司工艺流程图

（2）北三集输班压裂返排液处理站

本项目压裂过程产生的压裂返排液由罐车拉运至北三集输班压裂返排液处理站处理。站内采用“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。设计处理能力 240m³/d，本项目及同期项目压裂返排液产生量约为 4188.8m³，约 70m³/d（本项目与同期项目共压裂 16 口井，压裂约 60d），该站接收本项目与同期项目压裂返排液后，负荷率约 29.2%，满足开发需求，本项目依托可行。北三集输班压裂返排液处理站处理工艺流程见图 3.11-2。

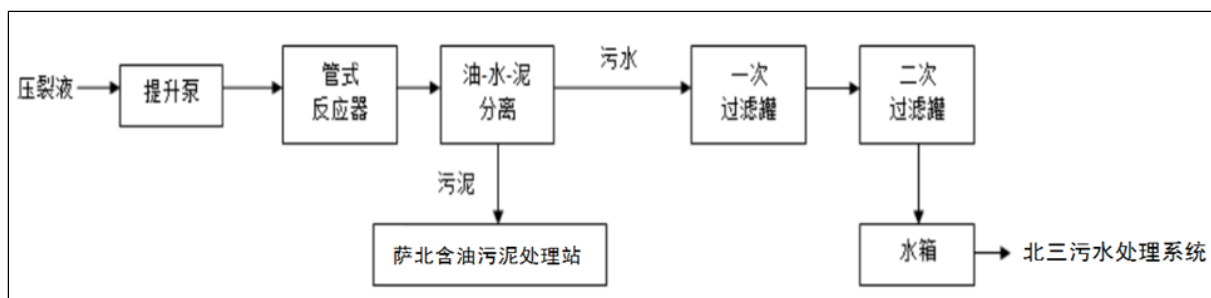


图 3.11-2 北三集输班压裂返排液处理站工艺流程图

(3) 北六深度污水站

本项目废弃管道清洗废水、吹扫清管废水、设备清洗废水、试压废水依托北六深度污水站处理。站内主要工艺为“两级过滤”，设计出水水质指标为“含油量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、悬浮固体 $\leq 5\text{mg/L}$ 、悬浮物颗粒直径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”，设计污水处理量为 $18000\text{m}^3/\text{d}$ ，目前实际污水处理量为 $13800\text{m}^3/\text{d}$ ，本项目及同期建设项目废弃管道清洗废水、吹扫清管废水、设备清洗废水、试压废水量约为 $130\text{m}^3/\text{d}$ ，新增污水后北六深度污水站处理量为 $13930\text{m}^3/\text{d}$ ，负荷率为 77.39%，满足本项目处理需求。北六深度污水站工艺流程见图 3.11-3。

缓冲罐→增压泵→一次过滤罐→二次过滤罐→物理杀菌装置
→ 2000m^3 净化水罐→外输泵 →外输

图 3.11-3 北六深度污水站工艺流程图

(4) 聚北十九注水站

聚北十九注水站为本项目提供高压水，水质为北十九曝氧站曝氧深度水，该站在同期建设项目中扩建后站内主要设备有 DF300-150 $\times$ 11 型注水泵 2 台、DF200-150 $\times$ 11 型注水泵 1 台。设计注水量为 $12000\text{m}^3/\text{d}$ ，目前实际注水量 $6600\text{m}^3/\text{d}$ 。新增本项目及与同期建设项目需注水量后，聚北十九注水站注水量最大为 $11800\text{m}^3/\text{d}$ ，负荷率为 98.3%，满足开发需求。

(5) 北十九曝氧站

北十九曝氧站在同期建设项目中新建，北十九曝氧站为聚北十九注水站提供曝氧深度水，站内采用“盘式曝氧”工艺，设计能力 $20000\text{m}^3/\text{d}$ ，本项目及同期建设项目需曝氧深度污水量最大为 $19774\text{m}^3/\text{d}$ ，负荷率为 98.87%，满足开发需求。

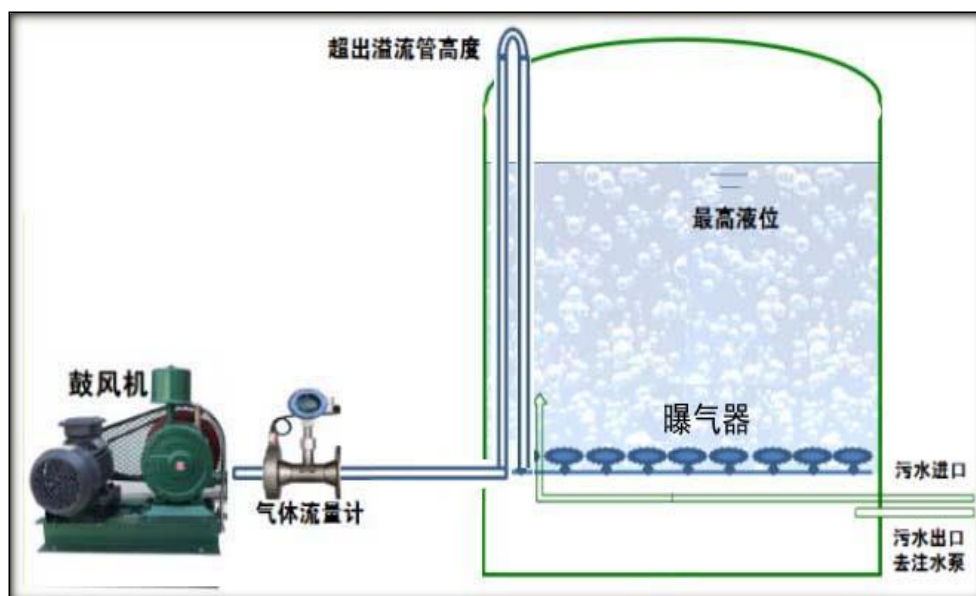


图 3.11-4 北十九曝氧站工艺流程图

(6) 北十九配制站

北十九配制站在同期建设项目中新建，北十九配制站内采用“分散-熟化-外输”的短流程配制工艺，站内分散装置 8 套、熟化罐 24 座、外输泵 10 台、分散装置供水泵 8 台。设计规模为配制 5000mg/L 母液 8500m³/d，本项目及同期建设项目需聚合物母液最大量为 8415m³/d，负荷率为 99%，满足开发需求。

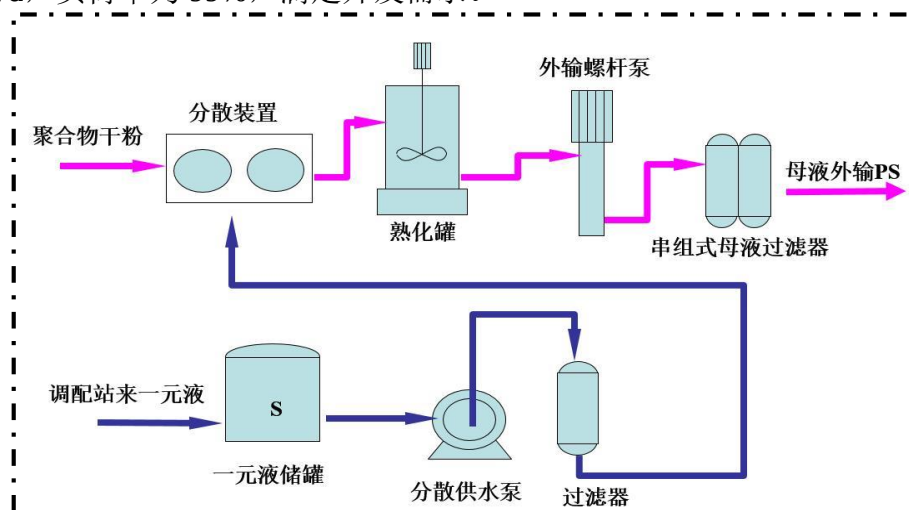


图 3.11-5 北十九配制站工艺流程图

(7) 北十九调配站

北十九调配站在同期建设项目中新建，北十九调配站内采用采用“低压一元（S）、高压二元（A、S）”的工艺流程，设计低压一元液混配规模为8500m³/d，高压二元液混配规模12000m³/d。本项目及同期建设项目高峰期需低压一元液量为8415m³/d、高压二元液量为11865m³/d，调配低压一元液负荷率为99%，调配高压二元液负荷率为98.88%，满足开发需求。

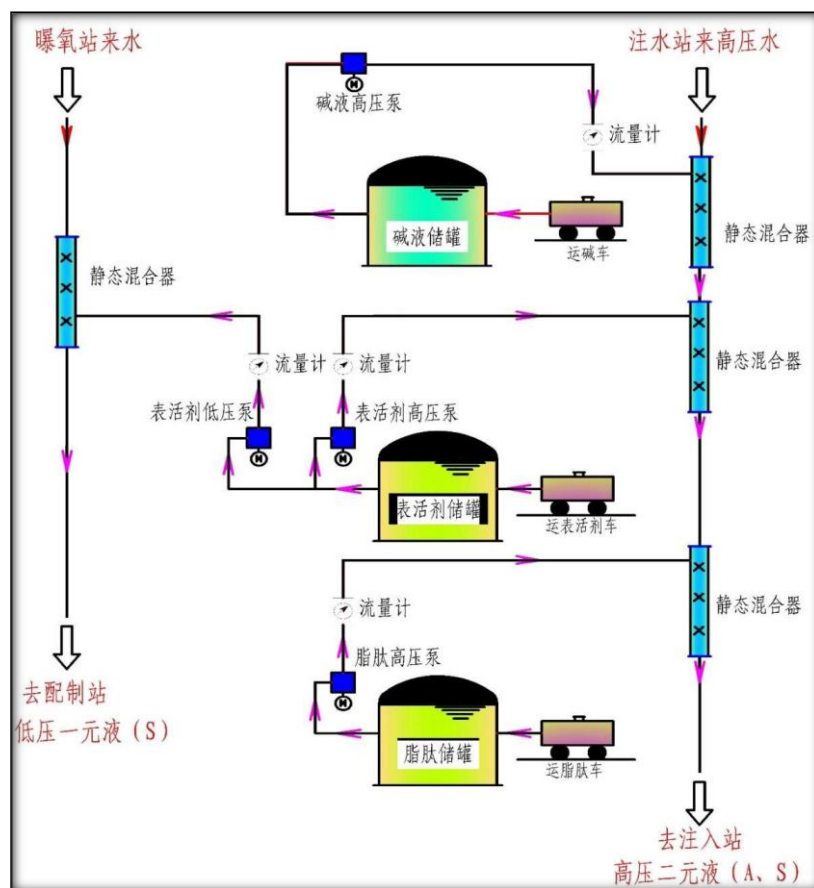


图 3.11-6 北十九调配站工艺流程图

（8）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博昕晶化科技有限公司处理，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。本项目及同期建设项目含油污泥产生量约为7t/a，新增后处理量约为28087t/a，负荷率仍为65%，变化较小，能够满足本项目含油污泥处理需求。萨北含油污泥处理站工艺流程见图3.11-7。

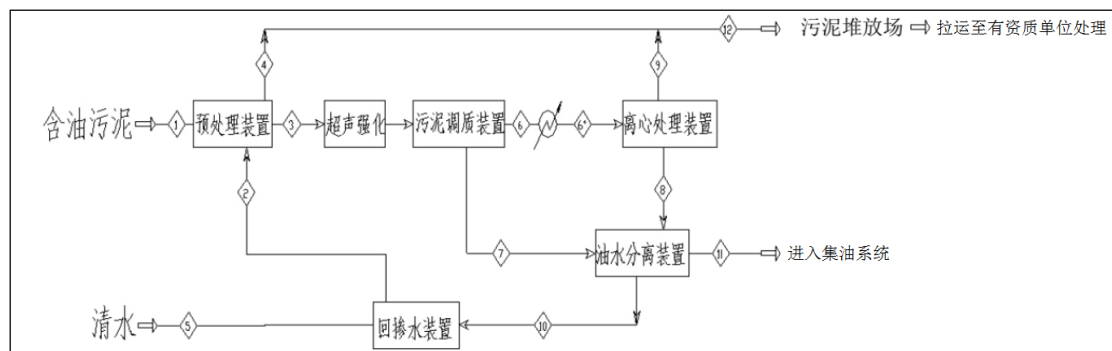


图3.11-7 萨北含油污泥处理站工艺流程图

（9）大庆博昕晶化科技有限公司

大庆博昕晶化科技有限公司含油污泥处理厂区位于黑龙江省大庆市林源新区（林源工业区），污油泥处理系统 1 套，主要设备包括分馏塔塔顶换热器、分馏塔塔顶冷凝器、分馏塔塔底再沸器、分馏塔、旋转蒸馏炉等。主要工艺流程为：油泥拌水加湿后采用螺旋输送油泥，通过封闭进料口进料。开启旋转蒸馏炉使之处于向进料口推料的方向，启动引风机，开启天然气燃烧器 1-2 个，以便处理燃烧系统内残留的可燃气体和水蒸气所带的异味。密闭的旋转蒸馏炉分馏温度在 100℃时，石油气 C4 以下烃类和水蒸气达到沸点汽化，石油气 C4 作为燃烧原料，经引风机送至燃烧器焚烧处理；继续加热油泥至 550℃左右，馏分经分气包气液分离后，燃料油（C4~C40）经阻尼罐，冷却盘管，得到产品燃料进入储油罐，分气包产生的渣油送裂解装置，分气包产生的废水送废水储池，部分回用于原料拌湿，剩余送污水暂存池。热裂解蒸馏结束后，熄灭炉膛内燃料，点燃无效燃烧室废气燃烧器，打开烧火炉门降温，旋转蒸馏炉继续旋转；分气包上温度降至 60℃时排放渣油；出料门温度 60℃以下时清除废渣送至废渣棚暂存。

该公司设计含油污泥处理能力为 280t/d, 目前实际处理量为 200t/d, 负荷率为 71.43%, 本项目及同期建设项目新增含油污泥处理量 7t/a, 该站能够满足含油污泥处理需求，依托可行。大庆博昕晶化科技有限公司含油污泥处理工艺流程见图 3.11-8。

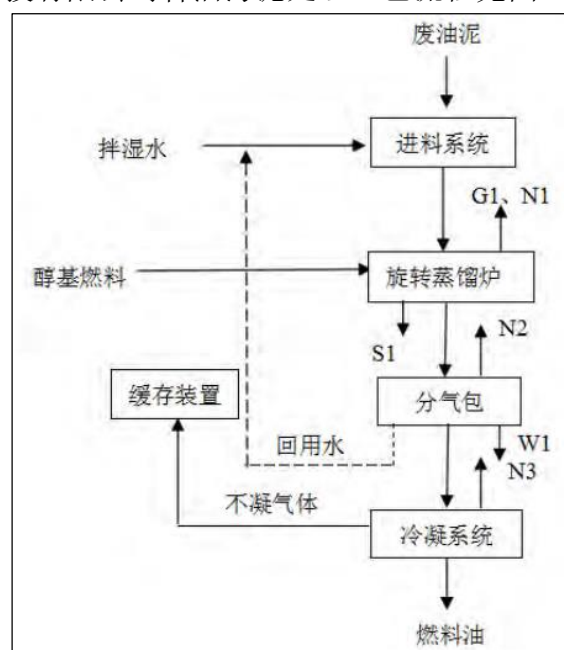


图 3.11-8 大庆博昕晶化科技有限公司含油污泥处理工艺流程图

(10) 第一采油厂工业固废填埋场

第一采油厂工业固废填埋场位于大庆市萨尔图区采油一厂一矿附近，位于 102 转油站南侧 550m 处，该填埋场在《工业固废填埋场环境影响报告书》中进行了环境影响评价，于 2016 年 10 月 17 日获得了大庆市环境保护局（现大庆市生态环境局）批复（庆环审[2016]286 号），该填埋场总容量为 13472m³，目前填埋总量约为 3250m³，剩余填埋量约为 10222m³，本项目及同期建设项目产生废包装袋、废防渗布和施工废料合计约 14t，约 17m³，填埋场剩余容量能够容纳本项目及同期建设项目产生的固体废物，本项目依托可行。

（11）第三采油厂危险废物贮存库

大庆油田有限责任公司第三采油厂危险废物贮存库位于萨尔图区拥军大街东侧 140m、东一路南侧 10m，建设有 1 座危险品废物存储库和 1 座危险废物贮存库，危险废物贮存库包括废铅酸蓄电池存储库、废危险包装物存储库、废机油存储库和含油抹布存储库 4 个功能间，废机油存储库贮存能力 6t，实际存储量为 1t。本项目及同期建设项目运营期废变压器油产生量 3t、废润滑油产生量 0.8t、含油抹布及废劳保用品产生量 0.2t，均拉运至该贮存库进行暂存，暂存能力满足本项目需求，依托可行。

（12）第三采油厂第三作业区 25 号站含油防渗布贮存池

该站位于萨北 25 号转油站东侧 160m，建设有含油废防渗布暂存池 1 座，容积 4000m³，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。本项目及同期建设项目含油废防渗布产生量约 3t/a，约 4m³，现有含油废防渗布暂存池满足依托需求。

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 3.11-1。

表 3.11-1 依托工程环评验收情况一览表

序号	依托场站	环评项目名称	环评批复	验收情况	排污许可证编号
1	大庆赛诺科林环保科技有限公司	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 月通过自主验收	91230607MA1B82Y04A001V
2	北三集输班压裂返排液处理站	萨北开发区北二西西块一类油层聚驱后加密产能建设工程环境影响报告表	庆环承诺审（2020）7 号	2024 年 10 月完成自主验收	91230607716675409L017R
5	北六深度污水站	北六深度污水处理站过滤工艺完善工程环境影响报告表	庆环审〔2015〕186 号	2020 年 4 月完成自主验收	91230607716675409L017R
6	聚北十九注水站		与本项目同期建设		/

7	北十九曝氧站	大庆松辽盆地萨北北过一条带东区萨II10-萨III10 油层化学驱产能建设项目			
8	北十九配制站				
9	北十九调配站				
10	萨北含油污泥处理站	北三西东北块三次采油及注采系统调整产能建设项目环境影响报告书	庆环建字（2010）45号	2019年10月完成自主验收	91230607716675409L017R
11	第一采油厂工业固废填埋场	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	91230607716675409L010Z
12	第三采油厂危险废物贮存库	采油三厂危险废物规范化存储工程环境影响报告表	萨环审发（2019）45号	2021年10月完成自主验收	91230607716675409L017R
13	第三作业区25号站含油防渗布贮存池	大庆油田第三采油厂含油防渗布暂存池改造项目环境影响报告表	萨环审发（2021）36号	2026年5月完成自主验收	91230607716675409L017R
14	大庆博昕晶化科技有限公司	50000吨/年油泥净化和30000吨/年润滑油再生项目环境影响报告书	庆环审（2018）186号	2020年12月完成自主验收	91230606790538365R001R

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

本工程施工期主要内容为钻井工程、储层改造工程（射孔、压裂）以及新建管线、场站、道路等地面工程。

（1）钻井工程

钻井工艺主要包括：钻前准备工作、钻进、录井、测井、固井和完井。钻前准备工作中，在预选井位前首先要进行平整井场、堆放钻井所需的重晶石粉、水泥等物料，由大型车辆将钻机运至井场进行安装。此过程的污染工序主要是重型车辆沿途产生的噪声，重晶石粉、水泥等搬运过程中产生扬尘。钻井过程中产生的污染物主要有钻井废水、废钻井液、钻井岩屑、柴油机排出的烟气及钻机等设备运行产生的噪声。钻井施工营地还产生生活污水和生活垃圾。

①钻前准备

钻前准备工作主要为平整井场施工场地，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。

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录井

A.钻井参数录取资料要求

钻井参数悬重、钻压、转数、排量、泵压等钻开油气层前 1h 测量一次，钻开油气层后 0.5h 测量一次，如有异常情况加密测量。

B.钻井液参数录取资料要求

开钻至一开完钻，每间隔 1h 测量一次钻井液密度、粘度。

二开钻开油层前，每间隔 1h 测量一次钻井液密度、粘度，每间隔 8h 测量一次钻井液全套性能；钻开油层后，每间隔 0.5h 测量一次钻井液密度和粘度，每间隔 4h 测量一次钻井液全套性能和钻井液电阻率；造斜后每间隔 12h 测量一次泥饼摩阻系数。固井前测量钻井液密度、粘度、切力、失水。并做好记录。

循环过程中每间隔 0.5h 观察一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。

④测井

测井配备专门的测井队，测井方式为电测井，电测井井控主要要求为：

A.若电测时间将要大于安全作业时间时，中途通井循环。

B.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。

C.由钻井队值班干部决定何时切断电缆，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。

⑤固井

现场应备有钻杆与套管转换接头，发生溢流时，抢接防喷钻杆后关井。

简易套管头排液管线出口距井口不少于 10m，并固定。主要使用水泥作为固井材料，是在已钻成的井眼内下入套管，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，以保证安全钻进下一段井眼。固井工程包括下套管和注水泥两个过程。下套管是指在已经钻成的井眼中按规定深度下入一定直径、由某种或几种不同钢级及壁厚的套管组成的套管柱。注水泥是在地面上将水泥浆通过套管柱注入到井眼与套管柱之间的环形空间中的过程。固井的主要目的是封隔疏松的易塌、易漏地层；封隔油、气、水层，防止互相窜漏。

表层套管及固井水泥返深：表层套管下至稳定泥岩段，且封固潜水层，即表层下深为

拟保护含水层底界深 10m；水泥返至井口，要求封固良好。

油层套管及固井水泥返深：当油层单井累计有效厚度大于 1.2m，同时层数多于 2 层；水井全井砂岩不发育（厚度小于 1.5m、层数少于 2 层），或有效厚度小于 0.8m，同时层数多于 2 层时需下油层套管，水泥返高返至油层顶面以上 150m。

（2）储层改造工程

①射孔完井

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，完井方式包括套管完井法、射孔完井法、裸眼完井法等，本项目 72 口新钻井均采用射孔完井法完井。射孔即在井内下入专门的射孔器在油层部位射孔，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，该过程产生的污染物主要为废射孔液。

A.完井井口要求：井口使用 $\Phi 273.1\text{mm} \times \Phi 139.7\text{mm}$ 简易套管头。

B.井口校正要求：井口偏斜度小于 0.2° ， $\Phi 139.7\text{mm}$ 套管两侧高差小于 0.5mm。完井后套管顶面高出地面 0.05m~0.30m。

C.戴井口帽子要求：搬家和测完声变后，套管内掏空 3m，井口戴上标有所钻井井号的防盗井口帽子，并将丝扣涂黄油上紧。

②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（如石英砂等）充填进裂缝，提高油层的渗透能力，以增加产油量。压裂工艺流程为施工准备，压裂液注入，压裂液增压压开地层，稳压保持裂缝，加砂，泄压，压裂液返排，施工收尾。本项目 7 口注采井需进行压裂，施工期压裂液不在现场配制，由压裂液配制场地将配制好的压裂液直接拉运至现场进行施工，该过程产生的污染物主要为压裂返排液、噪声等。

本项目钻井及井下作业工艺流程及产污环节图见图 3.12-1。

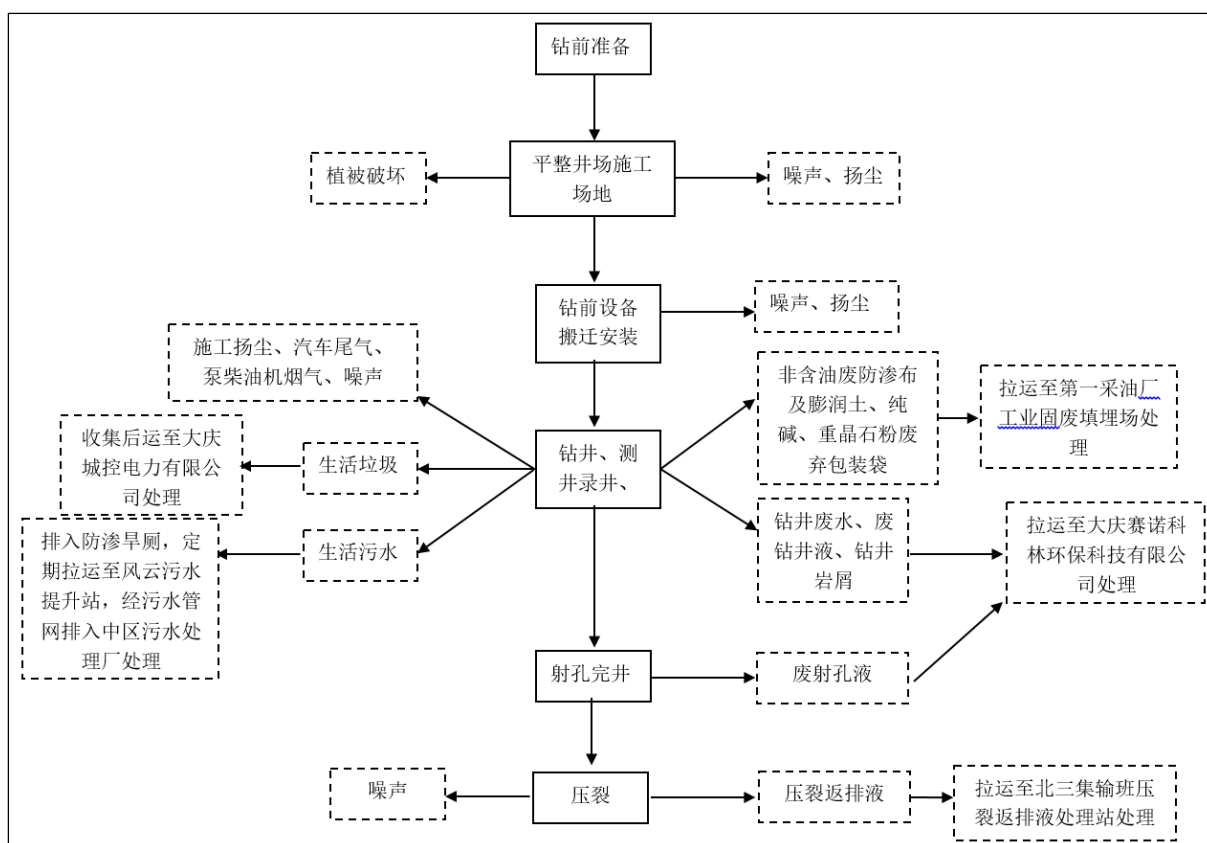


图 3.12-1 本项目钻井及井下作业工艺流程及产污环节图

(2) 地面工程

①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，井场平均垫高 0.5m；平整井台后油井安装抽油机、采油树及电机，注入井安装井口过滤器、取样器阀、油套压装置，主要施工工序有紧固、平衡等，产生的污染物主要有扬尘、施工噪声。

②原有管道施工

A.倒流程：将管道内残留污水密闭输送至后续集输系统进入北六深度污水站处理。

B.管道清洗：对管道进行清洗，清洗次数为 3 次，清洗废水经现有管道输送至北六深度污水站处理，不外排。

C.压缩空气吹扫干燥：将空气压缩机经软管与管道高点端连接，吹扫产生的吹扫清管废水由罐车收集后拉运至北六深度污水站处理。

D.开挖切割：在管道切割点进行开挖，开挖后在切割点下方铺设防渗布，铺设面积为 8m²，然后进行切割作业。

E.管道封堵：废弃管道经盲板焊接封堵后直埋地下，不再挖出。

F.现场恢复：管道封堵完成后清理操作面，底部铺设的非含油防渗部重复利用，不能重复利用的非含油防渗布拉运至第一采油厂工业固废填埋场处理，施工现场进行覆土回填并恢复地表植被。

该过程的工艺流程及产污节点见图 3.12-2。

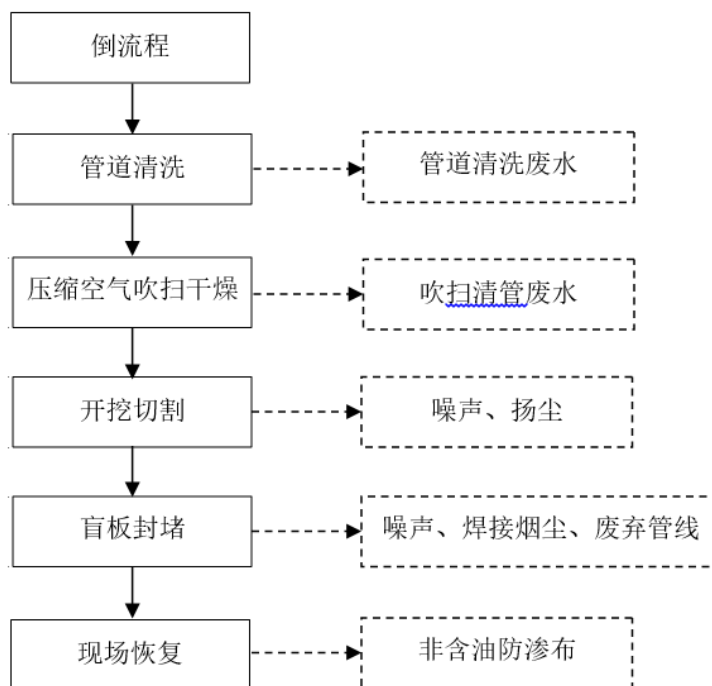


图 3.12-2 原有管道处理工艺流程及产污节点图

③新建管线施工

管线施工程序为：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，分段清水试压，站间连接，通球扫线，阴极保护，工程验收。

A.施工作业带清理

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、植被和农作物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。

B.管沟敷设

管道采用沟埋方式敷设。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。穿越道路采取顶管穿越或定向钻穿越。

C.防腐及阴极保护

提高管道的防腐等级，采用熔结环氧粉末内防腐钢管；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，并采用强制电流阴极保护法。

D.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。在可耕植地回填时，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。

E.试压

用清水进行试压，严密性实验合格后，试压废水由罐车拉运至北六深度污水站处理达标后回注。

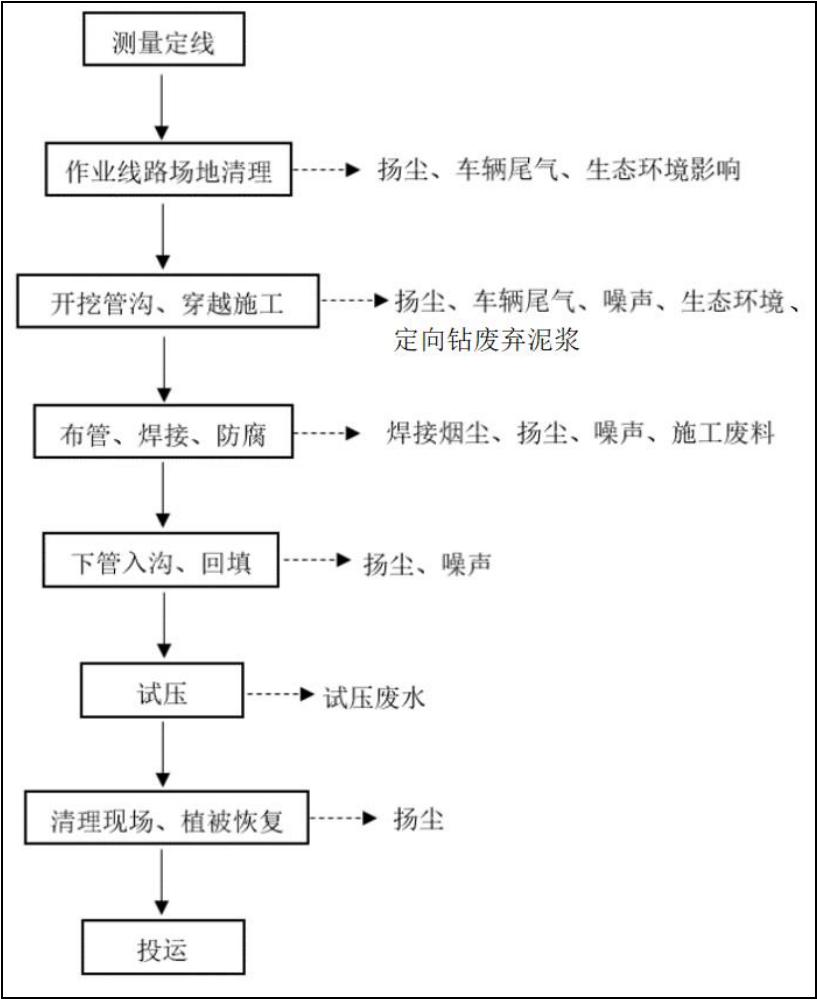


图 3.12-3 管线施工工艺流程及产污节点图

④道路施工工艺

本项目新建道路类型为土路、砂石路、水泥路。首先对线路进行清理平整，清除表土、杂物等，然后对路基进行施工，路基采取分层填筑并压实，最后对面层进行施工，将拉运来的土方、砂石、水泥混凝土铺设在平整后的线路上进行压实。通井路施工工艺流程及产污节点见图 3.12-4。

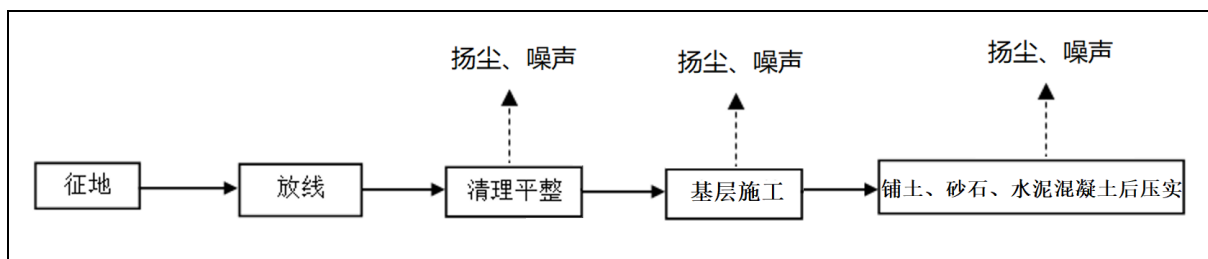


图 3.12-4 道路施工工艺流程及产污节点图

⑤场站施工

A.施工准备：拟改造设备停止运行，设备或罐体内残留介质排入站内备用储罐，作业区内铺设防渗布。

B.场站清淤：对站内罐体进行清淤，清理拟拆除的过滤罐内废滤料。

C.清洗：清淤完成后，采用清水对拟改造或拆除的罐体进行清洗，清洗废水采用罐车收集后拉运至北六深度污水站处理。

D.设备及旧建筑物拆除：罐体拆除前采用氮气或强制通风对动火作业的罐体内气体进行置换，检测合格后开展罐体构件拆除、钢板切割作业。各类泵、炉等设备采取整体拆除，整体吊装外运。变压器拆除前需收集变压器油后整体吊装外运。旧有构筑物采取破碎拆除，建筑垃圾经收集后拉运至建筑垃圾消纳场处理。

E.平整场地：清除拟建场地地表植被、垃圾，测量放线定位场站设备基础，确定标高。

F.基础施工：遵循采取地下管网先行，设备基础同步，房屋建筑穿插施工，埋地工艺管线开挖敷设，做好地下管线防腐、阴极保护。设备基础施工包括钢筋绑扎、模板支设、预埋地脚螺栓、防渗施工、混凝土浇筑养护、做沉降观测等，储罐基础做砂垫层。

G.主体施工：地面构筑物完成主体结构封顶、砌体完工。

H.设备及工艺管道安装：对设备及罐体进行安装，储罐采取倒装法组焊、底板真空检漏，机泵等设备采取吊装就位、找平、紧固地脚螺栓等。

I.防腐及装修施工：对埋地管道、储罐底板及外壁做阴极保护、防腐涂层。对新建建筑物内抹灰、地坪、防静电地板、门窗、防爆灯具进行安装，安装管线色标、设备铭牌、安全警示、消防标识等标识系统，设置消防栓、泡沫灭火、可燃气体报警、防雷接地系统的调试，对厂区进行硬化、绿化、围栏进行完善。

J.工程验收：对拟建设备空载试车，油气水系统密闭循环，检漏、参数调试，环保、安全、消防专项验收，资料归档，场站移交投产。

K.投入使用：场站正式投入使用。

场站施工工艺流程及产污节点见图 3.12-5。

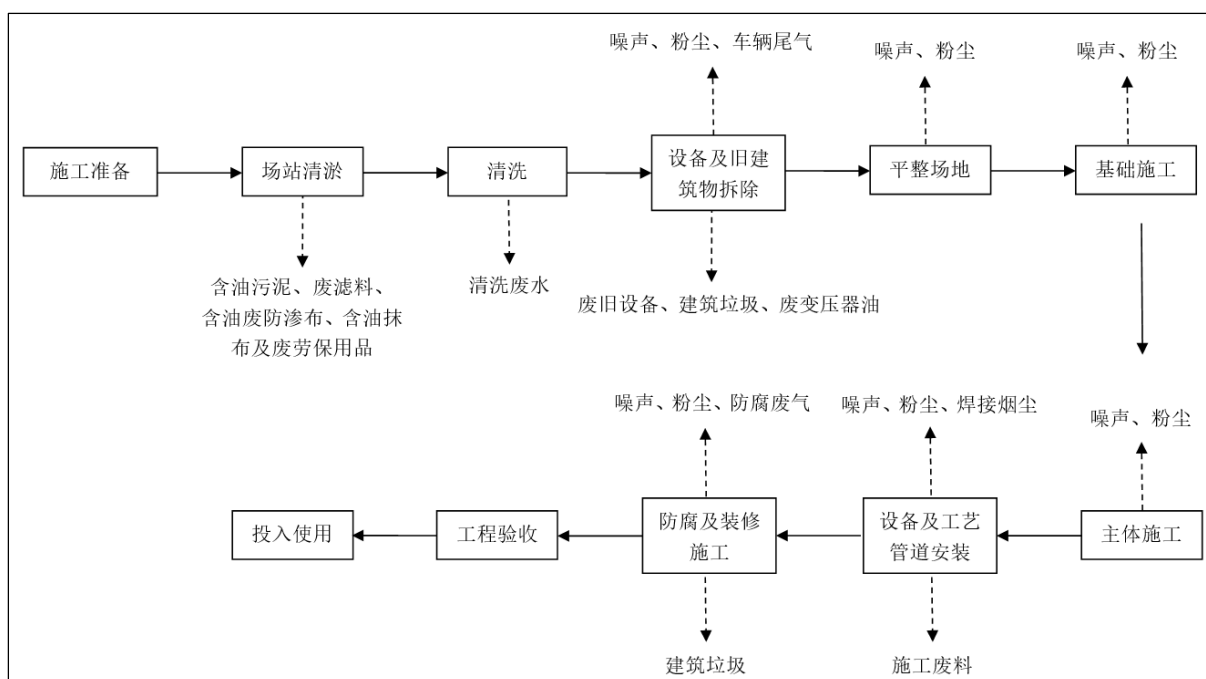


图3.12-5 场站施工工艺流程及产污节点图

本项目在井场、道路、场站建设以及管线挖沟敷设等过程都会对地表植被造成破坏，此外还会产生扬尘、噪声、生活污水、生活垃圾等污染物。本项目施工期产污环节详见图3.12-6。

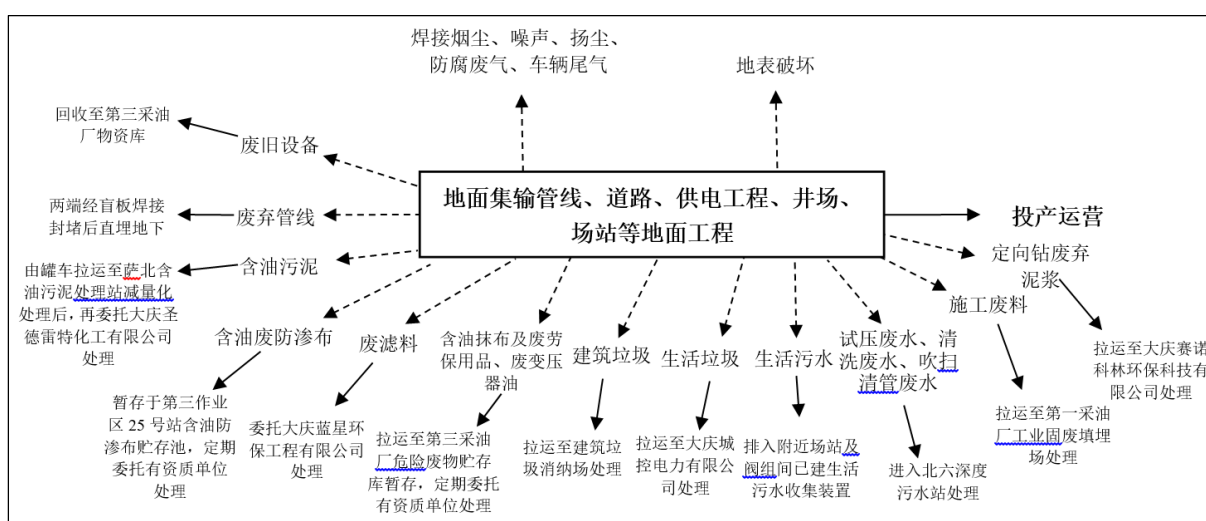


图 3.12-6 本项目地面工程施工期产污环节图

3.12.1.2 运营期

(1) 油气集输系统

本项目运营期基建采油井采出液经新建集输管道进入新建的集油掺水热洗阀组间，本项目改建的北六转油放水站接纳集油掺水热洗阀组间来液，经油气分离、计量后进入新建的北六脱水站，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。北六脱水站接纳北六转油放水站来液，进行油水分离处理，净化油外输，产生的含油污水管输至改

建的北六三元污水站处理达到《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。

（2）配注系统

北六聚驱污水站（本项目改建）及周边已建污水站的滤后水管输至北六深度污水站（本项目改建）处理达到“含油量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、悬浮固体 $\leq 5\text{mg/L}$ 、悬浮物颗粒直径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”后，管输至北十九曝氧站（同期项目新建）用于供本项目所需的深度处理水。本项目采用“集中配制、高压二元、低压二元”总体配注工艺。其中低压流程为北十九曝氧站（同期项目新建）的曝氧深度水输送至北十九调配站（同期项目新建），加入表活剂配制成低压一元液（S）输送至北十九配制站（同期项目新建），加入聚合物配制成低压二元液（P、S）输送至 19-1 注入站（本项目新建）；高压流程为北十九曝氧站（同期项目新建）的曝氧深度水输送至聚北十九注水站（同期项目扩建），经注水泵升压后输送至北十九调配站（同期项目新建），加入碱、石油磺酸盐和脂肽配制成高压二元液（A、S、脂肽）输送至 19-1 注入站（本项目新建）；在 19-1 注入站内，低压二元液（P、S）经注入泵升压后，和高压二元液（A、S、脂肽）混配成合格三元目的液后（P、A、S、脂肽），外输至各注入井注入地层用于驱油。

本工程运营期的主要环境影响因素为场站、井场、原油集输过程中产生的非甲烷总烃、温室气体，场站内加热炉燃烧废气，油田采出水、油水井作业产生的检修作业污水、洗井污水、落地油、含油废防渗布，含油污水处理站产生的废滤料，新改扩建场站机泵、井场抽油机产生的噪声等。运营期工艺流程及主要产污节点见图 3.12-7、图 3.12-8。

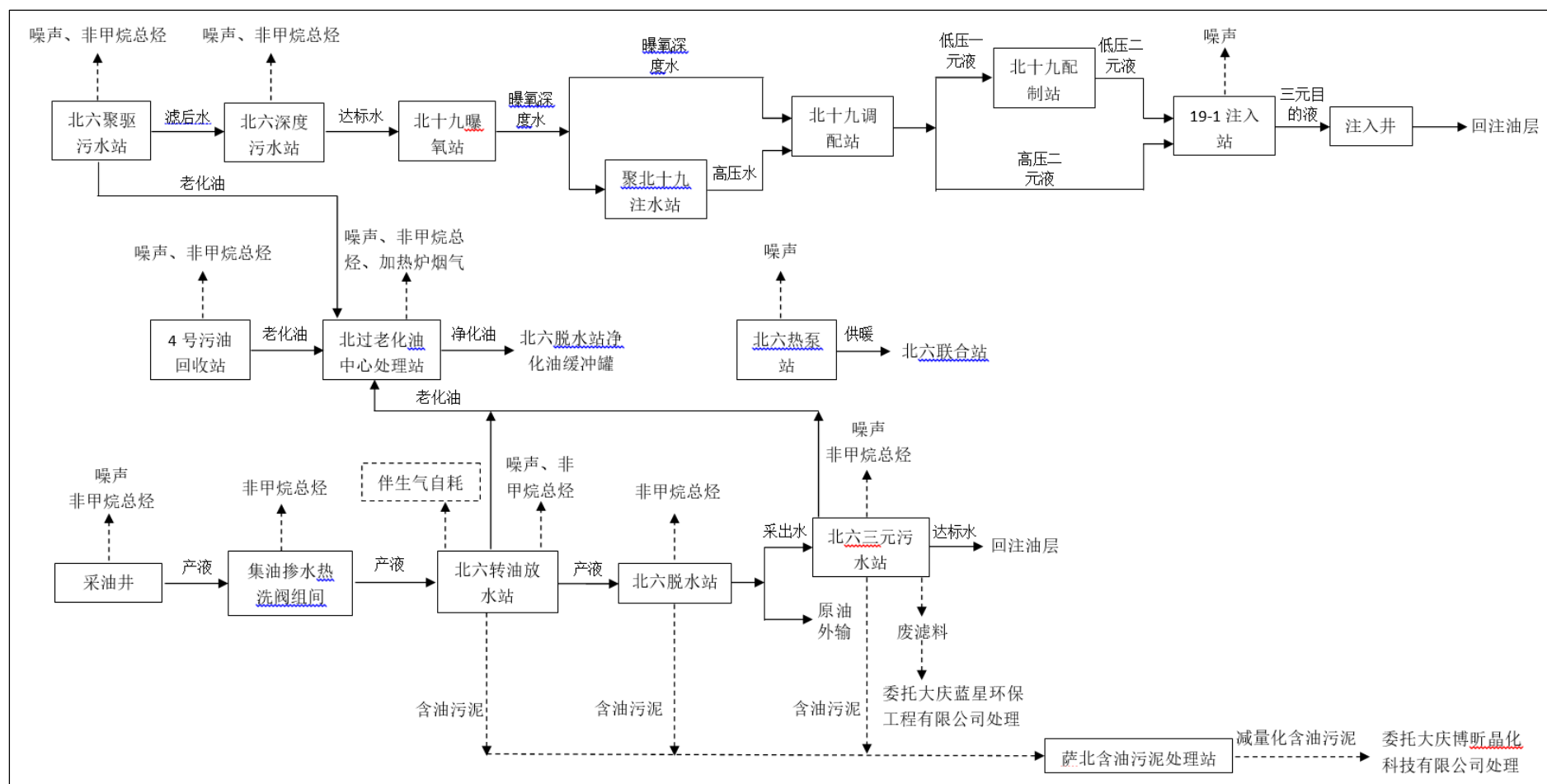


图 3.12-7 运营期正常工况工艺流程及产污示意图

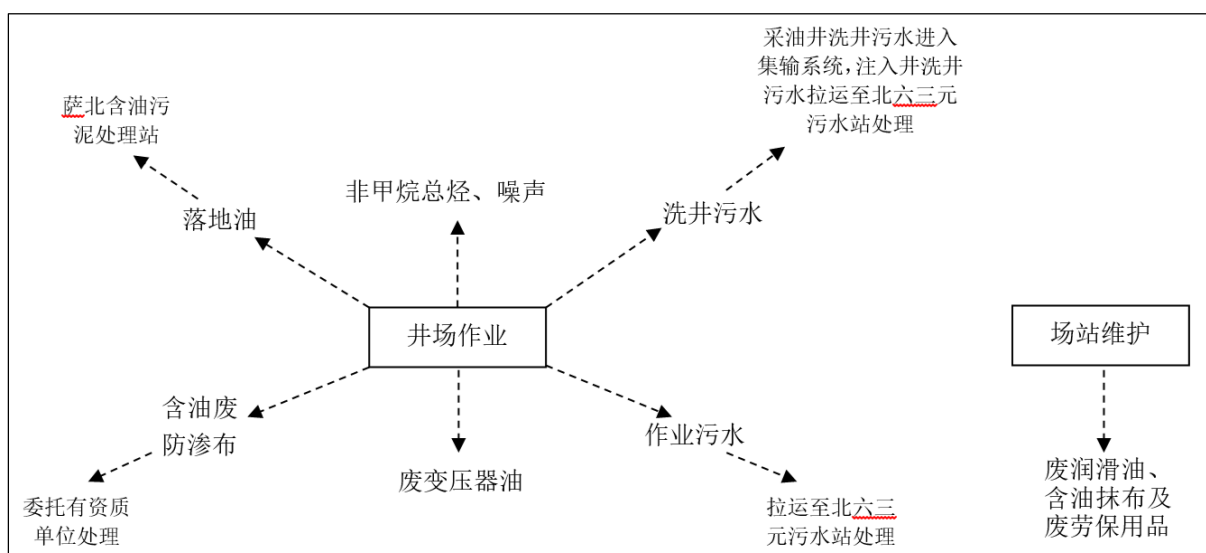


图 3.12-8 运营期非正常工况工艺流程及产污示意图

3.12.1.3 退役期

退役期为油井服务期满后，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井同时关闭，而是将产能低或者无开采价值的油井陆续关闭，直到将所有井关闭。闭井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) 退役油井处理

①井口设备拆除

首先拆除井口设备，拆除的抽油机等井口设备回收至第三采油厂物资库回收再利用。

②封井

封井主要是在井内适当层段注入水泥塞，以防止井筒内形成流体串通通道，保护含水层免受地层流体或地表水窜入的污染，隔离开注采井段与未开采利用井段，保护地表土壤和地面水不受地层流体污染，隔离污水的层段，将地面土地使用冲突降低到最小程度。

本项目在油层套管的水泥返深以下、射孔井段顶部以上 50~100 间注水泥塞，厚度不小于 50m，并在距井口 50~100m 之间，再注一个水泥塞。水泥塞试压合格后，井口焊井口帽，完成永久封井。封井后对场地进行清理后平整恢复。

(2) 退役道路处理

由于油井退役，通井路已无利用价值，本项目通井路为砂石路及土路，退役阶段对通井路进行整平翻松后，重新进行复耕或恢复为草地。

(3) 退役管线处理

首先停止管道作业，对管道内残留物推送至集输系统，然后对管道进行清洗及清管，为避免对生态的二次破坏，清管后的管道两端采用盲板封堵后直埋于地下，不再挖出。

退役期工艺流程及主要产污节点见图 3.12-9。

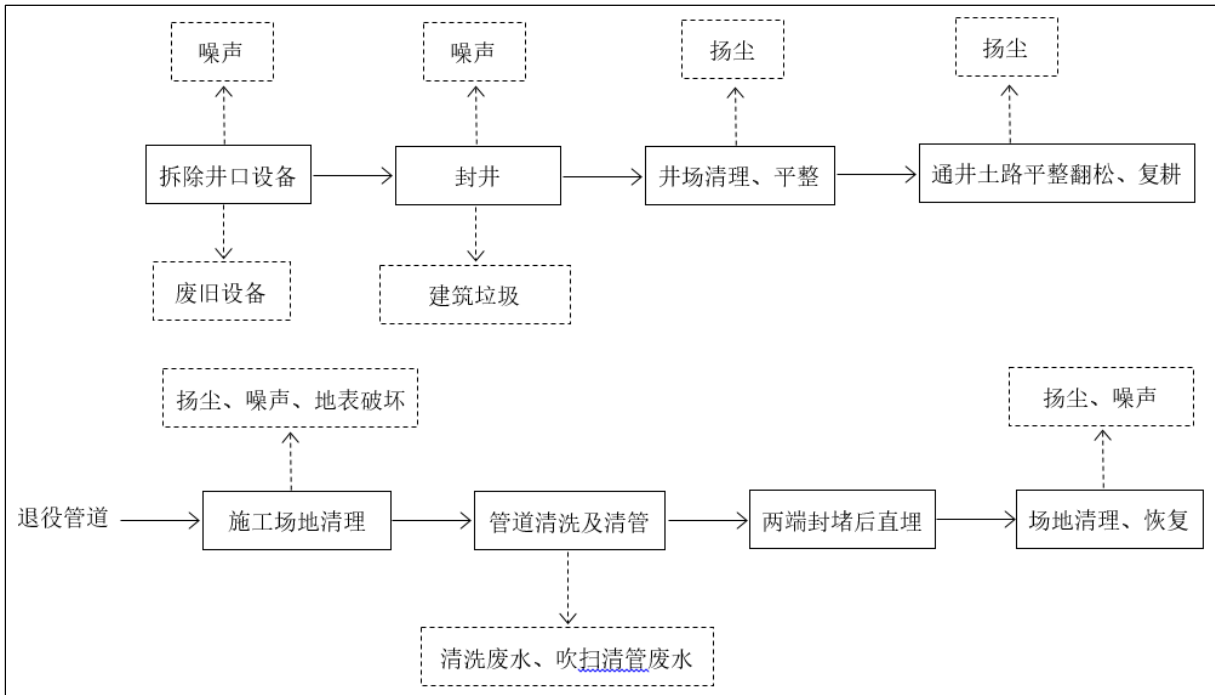


图 3.12-9 退役期工艺流程及主要产污节点图

3.12.2 生态影响因素分析

本工程建设对生态的影响主要在施工期，其不利影响主要表现为：填筑井场及场站、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、场站及道路永久占地对生态的影响

本项目新建井场、场站及道路新增永久占地 4.74926hm²，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）井场及管线施工临时占地对生态的影响

临时占地对周围生态环境影响主要体现在钻井、管线等施工过程中，机械、运输车辆对植被的碾压、人员践踏、材料占地、土壤翻出堆放地表等活动将对工程周围的地表环境造成暂时性破坏，对地面植被会造成一定的破坏。本项目井场及管线施工新增临时占地 34.8798hm²，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

本次开发工程均在原有区块内进行开发生产，由于居民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 污染源源强核算

3.12.3.1 施工期污染源源强核算

（1）废气

施工期废气主要为钻井工程泵柴油机燃烧排放的烟气及施工时占地表土剥离、管沟开挖、道路敷设、土方堆填、车辆运输、恢复原有地面等过程中产生的粉尘、二次扬尘，以及施工设备和运输车辆尾气、焊接烟尘、防腐废气等。

①施工粉尘

本项目施工扬尘主要来自平整土地、开挖土方、材料运输、装卸等过程，其污染范围和程度与施工工艺、施工管理、土方含水率、气象条件、土方工程量等多种因素有关。

本项目所在区域平坦空旷，大气扩散条件好。井场相对分散，且施工时间较短，施工扬尘影响较小。管线敷设、各种施工材料的运输给道路沿线带来扬尘污染，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。

A.施工扬尘

根据项目建设内容，本项目产生扬尘的施工区域包括新建井场、场站、管线、道路施工占地区域，经计算施工区域面积 396290.6m^2 ，参考《扬尘源颗粒物排放清单编制技术指南（试行）》中施工扬尘源排放量的计算方法。

$$W_{Ci}=E_{Ci}\times A_C\times T$$

$$E_{Ci}=2.69\times 10^{-4}\times (1-\eta)$$

TSP 排放量根据施工积尘的粒径分布情况估算获得，参考粒径系数为：TSP 为 1。

式中：

W_{Ci} 为施工扬尘源中 TSP 总排放量, t。

E_{Ci} 为整个施工工地 TSP 的平均排放系数, $t/(m^2 \cdot \text{月})$ 。

A_C 为施工区域面积, m^2 , 396290.6 m^2 。

T 为工地的施工月份数。根据项目施工进度计划表, 本项目施工期为 9 个月。

η 为污染控制技术对扬尘的去除效率, %, 本项目施工阶段采取洒水抑尘措施, 参考《扬尘源颗粒物排放清单编制技术指南(试行)》表 9 中的施工扬尘控制措施的控制效率, 其中 TSP 去除效率取 96%。

本项目在施工阶段井场、管线、道路均采用分段施工, 共约分 15 段进行施工, 经计算本项目施工期施工场地扬尘产生量约 2.56t/施工期。

B. 运输车辆产生的扬尘

当车辆通过干燥且路况较差路段时, 在行车道两侧扬尘的 TSP 浓度短期内可达 8~10 mg/m^3 。类比油田地区类似地面工程的起尘数据, 施工场地起尘浓度约 1.15 mg/m^3 。

② 施工车辆排放的尾气

在工程施工期间, 使用液体燃料的施工机械及运输车辆的发动机排放的尾气在含有 NO_2 、CO、HC 等污染物, 一般情况下, 各种污染物的排放量不大, 对周围环境的影响较小。如果采用清洁燃料, 降低污染物排放, 废气污染的影响基本上是可以接受的。

③ 柴油机燃烧烟气

钻井时钻井泥浆泵动力源由泵柴油机提供, 本项目施工期共 2 台泵柴油机(1 运 1 备)。根据建设单位提供的资料, 柴油机功率 882kW, 本工程柴油总用量约为 1100t, 烟气量按每公斤 12 m^3 计, 则泵柴油机运营期间产生烟气 1320 $\times 10^4 m^3$, 主要污染物为 SO_2 、 NO_x 、CO、HC 和烟尘。根据《环境影响评价工程师职业资格培训教材: 社会区域类环境影响评价》给出计算参数可知, 正常工况下柴油机运行污染物排放系数为: 颗粒物为 0.31 kg/t 、 SO_2 为 2.24 kg/t 、 NO_x 为 2.92 kg/t 、CO 为 0.78 kg/t 、HC 为 2.13 kg/t 。核算项目柴油机污染物排放情况见表 3.12-1。

表 3.12-1 泵柴油机燃烧废气污染物产生一览表

污染物指标	产污系数		产生量
	单位	产污系数	
废气量	m^3/kg 柴油	12	1320 万 m^3
SO_2	kg/t 柴油	2.24	2.464t
NO_x	kg/t 柴油	2.92	3.212t
烟尘	kg/t 柴油	0.31	0.341t
CO	kg/t 柴油	0.78	0.858t
HC	kg/t 柴油	2.13	2.343t

④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。

⑤防腐废气

本工程敷设的管道及场站新建设备均为已具有防腐保护层的成品管道及设备，仅对管道焊缝及设备连接处等局部进行防腐，会产生防腐废气。项目管线及设备局部防腐过程防腐废气产生量较少，主要污染物为非甲烷总烃，为无组织排放。由于防腐作业时间比较短，且管线及场站周围地域开阔，废气经大气扩散后，对周围环境影响较小。

(2) 废水

①钻井废水

钻井废水主要来自使用钻井泥浆钻井过程中冲洗钻台、钻具等设备产生的废水，主要含有泥浆和岩屑等。类比第三采油厂多年的钻井工程资料，每钻进 1m 设备冲洗用水量平均为 0.02m³，钻井施工总进尺约 91703m，则钻井设备冲洗用水量约 1834.1m³，钻井废水（钻井设备冲洗废水）按用水量的 95%计算，则钻井废水产生量为 1742.4m³。钻井废水中污染因子主要为 COD、SS，钻井废水排入井场钢制泥浆槽中，定期由罐车拉运至大庆赛诺科林环保科技有限公司处理，处理后的压滤水由罐车拉运至北三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。本项目单井钻井施工约 8d，由 5 个钻井队同时进行施工，则钻井废水平均每天产生量约 15.13m³。

②压裂返排液

本项目设计 7 口油水井投产前需进行压裂作业，根据设计方案，单井压裂液使用量约为 374m³，则本项目压裂液使用量为 2618m³，压裂作业过程中将产生压裂返排液，根据大庆油田多年统计数据，返排率约为 70%，则本项目共计产生压裂返排液 1832.6m³，压裂返排液中污染因子主要为 COD、SS，压裂返排液由罐车拉运至第三采油厂北三集输班压裂返排液处理站处理后，管输进入北三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废弃管道清洗废水

本项目对 2 条腐蚀老化调水管道进行更换，废弃管道规格为 DN400~7.1km，管道废

弃前需对管道进行清洗，清洗次数为 3 次，清洗用水量约为废弃管道容量的 3 倍，则废弃管道清洗用水量为 2675.3m^3 ，废弃管道清洗废水按 2 倍管道容量的 95% 计算，则废弃管道清洗废水产生量约为 1694.3m^3 ，主要污染因子为石油类、SS。废弃管道清洗废水由集输管道输送至北六深度污水站处理满足《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法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排。

④吹扫清管废水

本项目 2 条腐蚀老化调水管道清洗后，需采用压缩空气对管道进行吹扫，吹扫清管废水量按照管道容量的 95% 计算，则吹扫清管废水产生量约为 847.2m^3 ，主要污染因子为石油类、SS。吹扫清管废水由罐车拉运至北六深度污水站处理满足《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法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排。

⑤设备清洗废水

本项目施工期部分设备拆除或改造前需进行清洗，主要包括 10 座一级核桃壳过滤罐、4 座沉降罐、2 座一次沉降罐、1 座回收油罐，清洗用水量约为 60m^3 ，设备清洗废水按用水量的 95% 计算，则设备清洗废水产生量约为 57m^3 ，主要污染因子为石油类、SS。设备清洗废水由罐车拉运至北六深度污水站处理满足《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法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排。

⑥试压废水

本工程新建管线采取清水试压的方式，本项目新建单井集油掺水管道共计 26.45km （ $\phi 60 \times 3.5 \sim 13.225\text{km}$ ， $\phi 76 \times 4.5 \sim 13.225\text{km}$ ）、站间集油掺水热洗管道 4.44km （站间热洗管道 $\phi 114 \times 4.5 \sim 1.48\text{km}$ ，站间掺水管道 $\phi 168 \times 4.5 \sim 1.48\text{km}$ ，站间集油管道 $\phi 273 \times 6 \sim 1.48\text{km}$ ）、4 号污油回收站至北过老化油中心处理站老化油外输管道 $\phi 114 \times 4.5\text{mm} \sim 3.6\text{km}$ 、伴热来回水管道 $\text{DN}40 \sim 7.2\text{km}$ 、北十九配制站至 19-1 注入站低压二元液管线 $\text{DN}200 \sim 4.3\text{km}$ 、北十九调配站至 19-1 注入站高压二元液管线 $\Phi 168 \times 13 \sim 4.3\text{km}$ 、单井注入管道 18.9km （ $\text{DN}50 \sim 3.57\text{km}$ ， $\Phi 60 \times 5 \sim 15.33\text{km}$ ）、北三污至北六深滤后水管道 $\text{DN}400 \sim 3.7\text{km}$ 、北三污至北六普污原水管道 $\text{DN}400 \sim 3.4\text{km}$ 。根据新建管线截面面积及长度，管线试压用水总量为 1369.2m^3 ，试压废水按用水量的 95% 计算，试压废水产生量为 1300.7m^3 ，试压废水中污染因子主要为 SS。管线试压废水由罐车拉运至北六深度污水站处理满足《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

分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排。

⑦生活污水

项目单井钻井施工约 8d，单个钻井队在井人数 10 人，本项目新钻井 72 口。压裂及地面工程施工约 150d，施工人数 30 人。根据黑龙江省地方标准《用水定额》（DB23/T727-2025），施工期生活用水量每人 80L/d，生活用水量共计 820.8m³，生活污水中污染因子主要为 COD、氨氮。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 656.6m³。钻井施工期施工人员产生的生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内，地面施工期施工人员产生的生活污水排入附近场站及阀组间已建生活污水收集装置，定期由物业服务单位庆南工矿服务公司采用罐车抽排拉运至风云污水提升站，经污水管网排入大庆市水务集团城市排水有限公司中区污水处理厂处理。

项目施工期废水产生及排放情况详见表 3.12-2。

表 3.12-2 施工期废水污染物排放量表

序号	污染物名称	产生量	主要污染物	去向及措施
1	钻井废水	1742.4m ³	COD、SS	排入井场钢制泥浆槽中，定期由罐车拉运至大庆赛诺科林环保科技有限公司处理，处理后的压滤水由罐车拉运至北三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。
2	压裂返排液	1832.6m ³	COD、SS	由罐车拉运至第三采油厂北三集输班压裂返排液处理站处理后，管输进入北三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。
3	废弃管道清洗废水	1694.3m ³	石油类、SS	由集输管道输送至北六深度污水站处理满足《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法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。
4	吹扫清管废水	847.2m ³	石油类、SS	由罐车拉运至北六深度污水站处理满足《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法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。
5	设备清洗废水	57	石油类、SS	
6	试压废水	1300.7m ³	SS	由罐车拉运至北六深度污水站处理满足《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法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。

7	生活污水	656.6m ³	COD、NH ₃ -N	钻井施工期施工人员产生的生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内，地面施工期施工人员产生的生活污水排入附近场站及阀组间已建生活污水收集装置，定期由物业单位庆南工矿服务公司采用罐车抽排拉运至风云污水提升站，经污水管网排入大庆市水务集团城市排水有限公司中区污水处理厂处理。
---	------	---------------------	------------------------	--

(3) 噪声污染源项分析

施工期产生的噪声主要为钻井工程、地面及站场施工过程中施工机械和车辆运行噪声，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，本项目部分设备噪声源强根据产噪方式进行类比，本项目施工期噪声源统计情况见表 3.12-3。

表 3.12-3 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	备注
1	泵柴油机	连续稳态声源	95~102	5m	/
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	88~92	5m	类比风镐源强
5	泥浆泵	连续稳态声源	88~95	5m	类比混凝土输送泵
6	钻井泵	连续稳态声源	88~95	5m	类比混凝土输送泵
7	砂泵	连续稳态声源	88~95	5m	类比混凝土输送泵
8	振动筛	连续稳态声源	80~88	5m	类比混凝土振捣器
9	搅拌机	连续稳态声源	85~90	5m	类比商砼搅拌车
10	压路机	非连续稳态声源	80~90	5m	/
11	电焊机	连续稳态声源	60~70	1m	/
12	运输车辆	非连续稳态声源	82~90	5m	/
13	吊装机	非连续稳态声源	85~93	1m	/
14	定向钻机	连续稳态声源	95~105	1m	/
15	顶管机	连续稳态声源	95~105	1m	/
16	压裂车	连续稳态声源	70~75	5m	/
17	混砂车	连续稳态声源	80~90	5m	/

(4) 固体废物

施工期固体废物主要为废钻井液、钻井岩屑、废射孔液、废包装袋、非含油废防渗布、清罐油泥、废滤料、含油废防渗布、含油抹布及废劳保用品、废变压器油、施工废料、定向钻废弃泥浆、建筑垃圾、废旧设备及废弃管道和生活垃圾等。

①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弃置于钢制泥浆槽内的泥浆，属于一般工业固体废物，根据《固体废物分类与代码目录》（生态环境部公告 2024 年第 4 号），废钻井液的分类代码为 071-001-S12。根据钻井物料消耗统计，本项目单口井钻井液用量 239m^3 ，单井钻井液损耗量 49m^3 ，本工程新钻注采井 72 口，则废钻井液的量为 13680m^3 。本项目单井钻井施工约 8d，由 5 个钻井队同时进行施工，废钻井液每天产生量约 118.75m^3 。废钻井液排入井场钢制泥浆槽中，定期由罐车拉运至大庆赛诺科林环保科技有限公司处理，处理后的压滤水由罐车拉运至北三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，处理后的泥饼按照《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ1461-2026）的要求进行综合利用。

②钻井岩屑

钻井过程中，岩石经钻头和泥浆研磨破碎成岩屑，其中部分钻井岩屑混进泥浆中，剩余钻井岩屑经泥浆循环携带至井口，完井后进行无害化处理，根据《危险废物排除管理清单（2026 年版）》（生态环境部公告 2026 第 2 号），钻井岩屑不属于危险废物，属于一般工业固体废物，根据《固体废物分类与代码目录》（生态环境部公告 2024 年第 4 号），钻井岩屑的分类代码为 071-001-S12。根据第三采油厂多年钻井施工统计数据分析，每钻井 1000m 进尺产生钻井岩屑 24m^3 。本项目钻井总进尺 91703m，则钻井岩屑总产生量为 2200.9m^3 。本项目单井钻井施工约 8d，由 5 个钻井队同时进行施工，则钻井岩屑每天产生量约 19.1m^3 。钻井岩屑排入井场钢制泥浆槽中，定期由罐车拉运至大庆赛诺科林环保科技有限公司处理，处理后的压滤水由罐车拉运至北三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，处理后的泥饼按照《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ1461-2026）的要求进行综合利用。

③废射孔液

本项目新钻的 72 口油水井需进行射孔作业，作业过程中将产生废射孔液，属于一般工业固体废物，根据《固体废物分类与代码目录》（生态环境部公告 2024 年第 4 号），废射孔液的分类代码为 900-099-S12。每口井产生废射孔液约 40m^3 ，则共计产生废射孔液 2880m^3 。本项目单井射孔时间约 1d，由 5 个钻井队同时进行施工，则废射孔液每天最大产生量约 200m^3 。废射孔液排入井场钢制泥浆槽中，定期由罐车拉运至大庆赛诺科林环保科技有限公司处理，处理后的压滤水由罐车拉运至北三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，处理后的泥饼按照《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ1461-2026）的要求进行综合利用。

④膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋

现场废弃包装袋主要为钻井材料中膨润土、纯碱、重晶石粉废弃包装，属于一般固体废物，根据《固体废物分类与代码目录》（生态环境部公告 2024 年第 4 号），废包装袋的分类代码为 900-003-S17。类比第三采油厂多年钻井井场施工经验，单井膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋产生量约为 0.02t，本项目新钻 72 口井，因此膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋产生量约为 1.44t。膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋统一收集后暂存于钻井液材料房内的加盖钢制桶内，施工结束后由施工单位拉运至第一采油厂工业固废填埋场处理。

⑤非含油废防渗布

为防止在钻井过程中钻井泥浆、钻井污水等污染地面，及防止废弃管线切割过程中残留污水污染地面，从而造成对土壤、地下水的影响，需要在钻井过程中在钻井平台附近及废弃管线切割点下方铺设防渗布，属于一般工业固体废物，根据《固体废物分类与代码目录》（生态环境部公告 2024 年第 4 号），非含油废防渗布的分类代码为 900-003-S17。钻井期间单座井场铺设防渗布面积约 400m²，废弃管线切割点下方铺设防渗布约 8m²，每平方米防渗布重约 0.25kg，防渗布重复利用，每 2~4 口井更换一次，本次取 3 口井更换一次，本项目新钻井 72 口，故施工期共产生非含油废防渗布 2.4t。非含油废防渗布经收集后暂存至井场加盖钢制桶内，施工结束后由施工单位拉运至第一采油厂工业固废填埋场处理。

⑥清罐油泥

本项目施工期对北六联合站内 4 座沉降罐、2 座一次沉降罐、1 座回收油罐进行清罐，将产生清罐油泥，根据建设单位提供的资料，预计产生清罐油泥 12t，为危险废物，危废类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，危废代码为 071-001-08，清罐油泥由罐车拉运至萨北含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理，剩余固相建设单位按照《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ1461-2026）的要求进行综合利用。

⑦废滤料

根据设计方案，本项目拆除北六联合站内一级核桃壳过滤罐 10 座，会产生废滤料，根据建设单位提供的资料，废滤料产生量约为 3t，根据《国家危险废物名录（2025 年版）》，废滤料属于 HW49 类危险废物，危险废物代码为 900-041-49，废滤料产生于场站各过滤罐中，委托大庆蓝星环保工程有限公司处理。

⑧含油废防渗布

本项目施工期对北六联合站内 4 座沉降罐、2 座一次沉降罐、1 座回收油罐进行清罐，施工过程中在现场铺垫防渗布，期间产生的油泥滴落到防渗布上，会产生含油废防渗布，根据调查，清罐期间施工现场需铺设防渗布约 500m²，每平米防渗布重约 0.25kg，则施工期间含油废防渗布共产生约 0.13t。根据《国家危险废物名录（2025 年版）》，含油防渗布属于 HW08 类危险废物，危险废物代码为 900-249-08 其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及沾染矿物油的废弃包装物，经收集后暂存于第三作业区 25 号站含油防渗布贮存池，定期委托有资质单位处理。

⑨含油抹布及废劳保用品

本项目场站清淤、清洗等施工过程中会产生含油抹布及废劳保用品，根据油田场站施工情况，施工期间单人含油抹布及废劳保用品产生量约 0.001t，本项目地面施工期施工人数 30 人，则施工期含油抹布及废劳保用品产生量约 0.03t，根据《国家危险废物名录（2025 年版）》，含油抹布及废劳保用品属于危险废物，废物类别为 HW49 其他废物，废物代码为 900-041-49 含有或者沾染毒性、感染性危险废物的废弃的包装物、容器、过滤吸附介质，含油抹布及废劳保用品经收集后暂存于第三采油厂危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理。

⑩废变压器油

本项目北六深度污水站原功率更换节能变压器 1 台，原变压器为湿式变压器，拆除前需先收集废变压器油，废变压器油产生量约为 0.05t，废变压器油属于危险废物，危险废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，废物代码为 900-220-08 变压器维护、更换和拆解过程中产生的废变压器油，经收集后暂存于第三采油厂危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理。

⑪施工废料

本项目施工废料主要为管道及场站焊接施工中产生废焊条和管道防腐施工过程中产生的废防腐材料，属于一般工业固体废物，根据《固体废物分类与代码目录》（生态环境部公告 2024 年第 4 号），施工废料的分类代码为 900-099-S59。管道施工废料产生量以 20kg/km 管道计，场站施工过程中施工废料产生量约 0.5t，本项目新建管道 76.29km，因此，施工废料产生量约为 2.03t。施工废料采用收集桶回收，最大限度回收利用后，剩余废料拉运至第一采油厂工业固废填埋场处理。

⑫定向钻废弃泥浆

本项目施工期管道定向钻施工会产生废弃泥浆，属于一般工业固体废物。对照《固体

《固体废物分类与代码目录》（生态环境部 2024 年第 4 号），废弃泥浆的分类代码为 900-001-S71。根据物料消耗计算，本项目定向钻泥浆用量为 126.6m^3 ，施工过程中泥浆损耗系数约为 0.3，因此剩余的废弃泥浆约为 88.6m^3 ，定向钻废弃泥浆排入施工场地的钢制泥浆槽中，定期由罐车拉运至大庆赛诺科林环保科技有限公司处理，处理后的压滤水由罐车拉运至北三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，处理后的泥饼按照《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ1461-2026）的要求进行综合利用。

⑬建筑垃圾

本项目废旧设备基础拆除、旧建筑物拆除及新建建筑物装修施工过程中会产生废砼块、废砖块等建筑垃圾，根据《固体废物分类与代码目录》（生态环境部公告 2024 年第 4 号），建筑垃圾的分类代码为 900-001-S72。建筑垃圾产生量约为 160m^3 ，建筑垃圾统一收集后由施工单位清运至建筑垃圾调配场处理。

⑭废旧设备

本项目拆除北六转油放水站泵类设备 6 台，新建北六脱水站需拆除现有采暖炉 4 台，拆除 4 号污油回收站外输泵 2 台，北六污水站改建为北六三元污水站需拆除泵类、滤罐、沉降罐配套设备及管线、阀门、回收油罐、低压配电屏、无功补偿柜等设备共计 39 台套，拆除北六深度污水站高能耗污机泵、节能变压器、低压配电屏等共计 12 台套，拆除北六聚驱污水站沉降罐配套设备、气浮装置、高耗能污水回收装置共计 9 台套。本项目施工期合计产生废旧设备 72 台套，根据《固体废物分类与代码目录》（生态环境部公告 2024 年第 4 号），废旧设备的分类代码为 900-013-S17。拆除的废旧设备全部回收至第三采油厂物资库。

⑮废弃管道

本项目对 2 条腐蚀老化调水管道进行更换，产生废弃管道 7.1km，根据《固体废物分类与代码目录》（生态环境部公告 2024 年第 4 号），废旧设备的分类代码为 900-099-S17。废弃管道经盲板焊接封堵后直埋地下，不再挖出。

⑯生活垃圾

本项目单井钻井施工约 8d，单个钻井队在井人数 10 人，本项目新钻井 72 口。地面工程施工约 150d，施工人数 30 人。施工期每人产生生活垃圾 0.5kg/d 计，施工期生活垃圾产生量为 5.13t。根据《固体废物分类与代码目录》（生态环境部公告 2024 年第 4 号），生活垃圾的分类代码为 900-099-S64。生活垃圾统一收集后拉运至大庆城控电力有限公司

处理。

本项目施工期危险废物具体情况见表 3.12-4，施工期固体废物产生量统计见表 3.12-5。

表 3.12-4 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	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	清罐油泥	HW08 废矿物油与含矿物油废物	071-001-08	12t	清罐	半固体	废矿物油	废矿物油	施工期	T、I	由罐车拉运至萨北含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理，剩余固相建设单位按照《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ1461-2026）的要求进行综合利用
2	废滤料	HW49 其它废物	900-041-49	3t	滤罐拆除	固体	废矿物油	废矿物油	施工期	T、I	委托大庆蓝星环保工程有限公司处理
3	含油废防渗布	HW08 废矿物油与含矿物油废物	900-249-08	0.13t	场地清理环节	固体	废矿物油	废矿物油	施工期	T、I	经收集后暂存于第三作业区 25 号站含油防渗布贮存池，定期委托有资质单位处理
4	含油抹布及废劳保用品	HW49 其他废物	900-041-49	0.03t	清淤、清洗	固体	废矿物油	废矿物油	施工期	T	经收集后暂存于第三采油厂危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理。

5	废变压器油	HW08 废矿物油与含矿物油废物	900-220-08	0.05t	设备拆除	液态	废矿物油	废矿物油	施工期	T、I	经收集后暂存于第三采油厂危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理。
---	-------	---------------------	------------	-------	------	----	------	------	-----	-----	----------------------------------

表 3.12-5 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	处置去向
1	废钻井液	13680m ³	排入井场钢制泥浆槽中，定期由罐车拉运至大庆赛诺科林环保科技有限公司处理，处理后的压滤水由罐车拉运至北三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，处理后的泥饼按照《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ1461-2026）的要求进行综合利用
2	钻井岩屑	2200.9m ³	
3	废射孔液	2880m ³	
4	膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋	1.44t	拉运至第一采油厂工业固废填埋场处理
5	非含油废防渗布	2.4t	
6	施工废料	2.03t	
7	清罐油泥	12t	由罐车拉运至萨北含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理
8	废滤料	3t	委托大庆蓝星环保工程有限公司处理
9	含油废防渗布	0.13t	经收集后暂存于第三作业区 25 号站含油防渗布贮存池，定期委托有资质单位处理
10	含油抹布及废劳保用品	0.03t	经收集后暂存于第三采油厂危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理
11	废变压器油	0.05t	
12	定向钻废弃泥浆	88.6m ³	排入施工场地的钢制泥浆槽中，定期由罐车拉运至大庆赛诺科林环保科技有限公司处理
13	建筑垃圾	160m ³	统一收集后由施工单位清运至建筑垃圾调配场处理
14	废旧设备	72 台套	全部回收至第三采油厂物资库
15	废弃管道	7.1km	废弃管道经盲板焊接封堵后直埋地下，不再挖出
16	生活垃圾	5.13t	统一收集后拉运至大庆城控电力有限公司处理

3.12.3.2 运营期污染源强核算

（1）废气

①无组织挥发烃类

本项目无组织挥发烃类主要包括油气集输过程中及改扩建场站新增动静密封点无组织挥发的非甲烷总烃。

A.油气集输过程中非甲烷总烃

本项目新建 38 口油井采出液经集输管道进入集油掺水热洗阀组间，北六转油放水站接纳集油掺水热洗阀组间来液，经油气分离、计量后进入北六脱水站处理后净化油外输，烃类气体主要排放地点为油井井场、依托的联合站。油田产能项目无组织挥发非甲烷总烃总量计算公式如下：

$$G_{NMHC} = M \times \lambda \times \rho \times \eta \times \alpha$$

式中：

G_{NMHC} —非甲烷总烃产生量，kg/a；

M —项目建成产能，t/a，本项目产能 1.48×10^4 t/a；

λ —气油比， m^3/t ，本项目取 $79.5 m^3/t$ ；

ρ —伴生气密度， kg/m^3 ，本项目取 $0.713 kg/m^3$ ；

η —油气集输系统损耗率，油田产能项目设计均满足《石油天然气开采业污染防治技术政策》[2012 年第 18 号文]规定，新、改、扩建油气田油气集输损耗率不高于 0.5%，本项目取 0.5%；

α —伴生气中非甲烷总烃的质量百分比含量，本项目伴生气中非甲烷总烃占比约 40%。

经计算，本项目油气集输过程中非甲烷总烃无组织挥发量为 1.678t/a。

其中，新建井场无组织挥发的非甲烷总烃参照《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（2021 版）-“工业源挥发性有机物通用源项产排污核算系数手册”中“精炼石油产品制造（251）”设备动静密封点排污系数法进行核算，计算公式具体如下：

$$E_{设备} = 0.003 \times \sum_{i=1}^n (A \times EF \times t_i)$$

式中：

$E_{设备}$ —设备与管线组件密封点的挥发性有机物年排放量，kg/a；

n —挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点类型；

A —挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点类型个数；

EF —排放系数，kg/h 排放源；

t_i —密封点 i 年运行时间，h/a。

各井场新增动静密封点数量及 NMHC 排放量统计见表 3.12-6。

表 3.12-6 各井场新增动静密封点数量及 NMHC 排放量统计表

井场	油井数量 (口)	设备类型	设备数量 (个)	排放速率 (kg/h/排放源)	年运行时间 (h)	排放速率 (kg/h)	NMHC 排放量 (t/a)
----	-------------	------	-------------	--------------------	--------------	----------------	-------------------

21 号平台 井场	2	连接件	12	0.028	8760	0.0078	0.068
		开口阀或开口管线	4	0.03			
		阀门	12	0.064			
		法兰	16	0.085			
22 号平台 井场	0	/	/	/	8760	0	0
23 号平台 井场	5	连接件	30	0.028	8760	0.0194	0.17
		开口阀或开口管线	10	0.03			
		阀门	30	0.064			
		法兰	40	0.085			
24 号平台 井场	1	连接件	6	0.028	8760	0.0039	0.034
		开口阀或开口管线	2	0.03			
		阀门	6	0.064			
		法兰	8	0.085			
25 号平台 井场	2	连接件	12	0.028	8760	0.0078	0.068
		开口阀或开口管线	4	0.03			
		阀门	12	0.064			
		法兰	16	0.085			
26 号平台 井场	1	连接件	6	0.028	8760	0.0039	0.034
		开口阀或开口管线	2	0.03			
		阀门	6	0.064			
		法兰	8	0.085			
27 号平台 井场	5	连接件	30	0.028	8760	0.0194	0.17
		开口阀或开口管线	10	0.03			
		阀门	30	0.064			
		法兰	40	0.085			
28 号平台 井场	2	连接件	12	0.028	8760	0.0078	0.068
		开口阀或开口管线	4	0.03			
		阀门	12	0.064			
		法兰	16	0.085			
29 号平台 井场	4	连接件	24	0.028	8760	0.0155	0.136
		开口阀或开口管线	8	0.03			
		阀门	24	0.064			
		法兰	32	0.085			
30 号平台 井场	4	连接件	24	0.028	8760	0.0155	0.136
		开口阀或开口管线	8	0.03			
		阀门	24	0.064			
		法兰	32	0.085			
31 号平台 井场	3	连接件	18	0.028	8760	0.0116	0.102
		开口阀或开口管线	6	0.03			

		阀门	18	0.064			
		法兰	24	0.085			
32 号平台井场	2	连接件	12	0.028	8760	0.0078	0.068
		开口阀或开口管线	4	0.03			
		阀门	12	0.064			
		法兰	16	0.085			
33 号平台井场	3	连接件	18	0.028	8760	0.0116	0.102
		开口阀或开口管线	6	0.03			
		阀门	18	0.064			
		法兰	24	0.085			
34 号平台井场	4	连接件	24	0.028	8760	0.0155	0.136
		开口阀或开口管线	8	0.03			
		阀门	24	0.064			
		法兰	32	0.085			

B.场站动静密封点无组织挥发烃类

本项目对现有场站进行改扩建，运营期站场新增挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点会有少量无组织废气排放，主要逸散节点包括站场的阀门等连接件处，排放形式为面源。参照《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（2021 版）-“工业源挥发性有机物通用源项产排污核算系数手册”中“精炼石油产品制造（251）”设备动静密封点排污系数法进行核算，计算公式具体如下：

$$E_{\text{设备}} = 0.003 \times \sum_{i=1}^n (A \times EF \times t_i)$$

式中：

$E_{\text{设备}}$ ——设备与管线组件密封点的挥发性有机物年排放量，kg/a；

n ——挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点类型；

A ——挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点类型个数；

EF ——排放系数，kg/h 排放源；

t_i ——密封点 i 年运行时间，h/a。

本项目统计各场站新增动静密封点数量，各场站新增动静密封点数量及 NMHC 排放量统计见表 3.12-7。

表 3.12-7 各场站新增动静密封点数量及 NMHC 排放量统计表

井场	设备类型	设备数量 (个)	排放速率 (kg/h/排放源)	年运行时间 (h)	排放速率 (kg/h)	NMHC 排放量 (t/a)
北六联	连接件	385	0.028	8760	0.3426	3.001

合站	开口阀或开口管线	29	0.03			
	阀门	450	0.064			
	压缩机、搅拌器、泄压设备	26	0.073			
	泵	36	0.074			
	法兰	814	0.085			
4 号污 油回收 站	连接件	15	0.028	8760	0.0108	0.095
	开口阀或开口管线	2	0.03			
	阀门	12	0.064			
	泵	2	0.074			
	法兰	26	0.085			
合计						3.096

经核算，本项目非甲烷总烃排放量为 1.678+3.096=4.774t/a。

②加热炉烟气

本项目运营期新增加热炉烟气来自北过老化油中心处理站新建的 2 台 0.8MW 真空相变加热炉，主要的污染物为颗粒物、二氧化硫、氮氧化物，加热炉采用清洁能源天然气作为燃料，并采用低氮燃烧器，燃烧产生的废气分别经 8m 的烟囱高空排放。各真空相变加热炉最大耗气量=燃气锅炉功率×时间/燃料热值/燃气锅炉热值利用，各真空相变加热炉最大耗气量汇总见表 3.12-8。

表 3.12-8 各加热炉最大耗气量汇总表

场站	加热炉	锅炉功率	燃烧时间 (s)	燃料热值 (MJ/m ³)	热值利用率 (%)	最大耗气量 (万 m ³ /a)
北过老化油中心处理站	1#真空相变加热炉	0.8MW	365×24×3600	33.52	92	81.81
	2#真空相变加热炉	0.8MW	365×24×3600	33.52	92	81.81

根据气源检测报告（见附件 8），并参考《污染源源强核算技术指南 锅炉》（HJ991-2018）、《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》（HJ953-2018）中的计算公式计算烟气量。

$$V_0 = 0.0476 \left[0.5\varphi(CO) + 0.5\varphi(H_2) + 1.5\varphi(H_2S) + \sum \left(m + \frac{n}{4} \right) \varphi(C_mH_n) - \varphi(O_2) \right]$$

$$V_g = 0.01 \left[\varphi(CO_2) + \varphi(CO) + \varphi(H_2S) + \sum m\varphi(C_mH_n) \right] + 0.79V_0 + \frac{\varphi(N_2)}{100} + (\alpha - 1)V_0$$

式中：

V_0 —理论空气量，m³/m³；

V_g —基准烟气量，标立方米/立方米；

$\varphi(CO_2)$ —二氧化碳体积分数，%；

$\varphi(N_2)$ —氮体分数，%；

$\varphi(\text{CO})$ —一氧化碳体积分数，%；

$\varphi(\text{H}_2)$ —氢体积分数，%；

$\varphi(\text{H}_2\text{S})$ —硫化氢体积分数，%；

$\varphi(\text{C}_m\text{H}_n)$ —烃类体积分数，%， m 为碳原子数， n 为氢原子数；

$\varphi(\text{O}_2)$ —氧体积分数，%；

α —过量空气系数，燃料燃烧时实际空气供给量与理论空气需要量之比，燃气加热炉的过量空气系数为 1.2，对应基准氧含量为 3.5%。

经计算，基准烟气量为 $10.52\text{m}^3/\text{m}^3$ 。

新建加热炉烟气浓度类比现有北六转油放水站加热炉的监测数据，该场站与本项目气源一致，加热炉类型、规模与本项目新建锅炉相差不大，污染控制措施均采用低氮燃烧器，因此类比数据可行，类比大庆中环评价检测有限公司于 2026 年 8 月 10 日-11 日对北六转油放水站加热炉的监测结果（见附件 7），加热炉排放的废气中颗粒物最大值约为 $7.7\text{mg}/\text{m}^3$ ， NO_x 最大值约为 $76\text{mg}/\text{m}^3$ ， SO_2 最大值约为 $6\text{mg}/\text{m}^3$ ，烟气黑度小于 1 级，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。

新建加热炉污染物排放量汇总见表 3.12-9。

表 3.12-9 新建加热炉污染物排放量汇总表

场站名称	加热炉	排气筒 高度	燃气量（万 Nm^3/a ）	烟气量（万 Nm^3/a ）	污染物排放情况（t/a）		
					颗粒物	SO_2	NO_x
北过老化 油中心处 理站	1#真空相变加热炉	8m	81.81	860.64	0.066	0.052	0.654
	2#真空相变加热炉	8m	81.81	860.64	0.066	0.052	0.654
	合计		163.62	1721.28	0.132	0.104	1.308

由上述可知，本项目新建真空相变加热炉颗粒物排放量为 0.132t/a ， SO_2 排放量为 0.104t/a ， NO_x 排放量为 1.308t/a 。

③温室气体

本项目温室气体排放涉及到运营期新建井场到转油站等运输处理环节，逸散排放主要为井口装置、接转站以及原油输送管道，产生的温室气体主要为油田伴生气中含有的甲烷，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。

（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，及非正常工况下的油水

井检修作业污水、洗井污水。

①油田采出水

根据本项目产能开发指标预测表，本项目油田采出水最大量为 $61.92 \times 10^4 \text{t/a}$ ，污染因子主要为石油类、悬浮物，油田采出水管输进入北六三元污水站处理满足《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法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排。

②作业污水

井下作业是运营期主要污染环节之一。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。

结合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，油井作业用水量约 $4.2 \text{m}^3/\text{井次}$ ，本项目共基建 38 口油井，则油井作业用水量约 $106.4 \text{m}^3/\text{a}$ 。注入井作业周期为 2 年，注入井作业用水量约为 $63.2 \text{m}^3/\text{井次}$ ，本项目基建 34 口注入井，则注入井作业用水量约 $1074.4 \text{m}^3/\text{a}$ 。油水井作业用水共计约 $1180.8 \text{m}^3/\text{a}$ ，作业污水产生量按用水的 95% 计算，则作业污水产生量约为 $1121.8 \text{m}^3/\text{a}$ ，主要污染物为石油类、悬浮物，作业时需铺设防渗布。此部分污水通过罐车回收后拉运至北六三元污水站处理满足《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法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排。

③洗井污水

本项目基建 34 口注入井，注入井洗井周期 1 年，洗井用水量约为 $126.3 \text{m}^3/\text{井次}$ ，洗井用水量约为 $4294.2 \text{m}^3/\text{a}$ ，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 $4079.5 \text{m}^3/\text{a}$ ，主要污染物为石油类、悬浮物，此部分污水通过罐车回收后拉运至北六三元污水站处理满足《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法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排。油井洗井采用掺水伴热流程（该流程热水主要来源为回掺水，未新增工程）进行洗井，以清除套管结蜡，含蜡热洗水随集油管道进入集油系统，不外排。

④生活污水

本项目运营期新增场站工作人员由第三采油厂内部调剂，不新增人员，不新增生活污水，新建场站内生活污水排入生活污水收集装置，定期由物业单位庆南工矿服务公司采用罐车抽排拉运至风云污水提升站，经污水管网排入大庆市水务集团城市排水有限公司中区污水处理厂处理。

（3）噪声

本项目运营期噪声源主要来自井场抽油机噪声、场站加热炉及机泵等设备运行噪声，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，本项目运营期主要噪声污染源强核算结果及相关参数一览表见表 3.12-10。

表 3.12-10 运营期噪声污染源源强核算结果及相关参数一览表 单位：dB(A)

工序/生产线	装置	噪声源	数量	声源类型	噪声声源			备注
					核算方法	距声源距离	噪声值/dB(A)	
井场	抽油	抽油机	38 口	连续	类比法	1m	65~80	新建
北六联合站	北六转油放水站	水聚驱外输污水泵	2 台	非连续	类比法	5m	88~95	新建
		三元系统加药装置	1 台	非连续	类比法	5m	88~95	新建
		水驱掺水泵	1 台	连续	类比法	5m	88~95	原位更换
		聚驱热洗泵	1 台	非连续	类比法	5m	88~95	原位更换
		聚驱掺水泵	2 台	连续	类比法	5m	88~95	原位更换
		聚驱收油泵	2 台	非连续	类比法	5m	88~95	原位更换
	北六脱水站	外输油泵	3 台	非连续	类比法	5m	88~95	新建
		加药装置	2 台	非连续	类比法	5m	88~95	迁建
		热洗泵	2 台	非连续	类比法	5m	88~95	迁建
		掺水热洗炉	2 台	连续	类比法	5m	88~95	迁建
	北过老化油中心处理站	0.8MW 真空炉	2 台	连续	类比法	5m	88~95	新建
		收油泵	2 台	非连续	类比法	5m	88~95	新建
		循环泵	2 台	连续	类比法	5m	88~95	新建
		底水泵	2 台	非连续	类比法	5m	88~95	新建
		1000L 加药装置	2 套	非连续	类比法	5m	88~95	新建
	北六三元污水站	过滤提升泵	2 台	连续	类比法	5m	88~95	原位更换
		反冲洗水泵	2 台	非连续	类比法	5m	88~95	原位更换
		外输泵	2 台	非连续	类比法	5m	88~95	原位更换
		污油水螺旋装置	6 台	非连续	类比法	5m	88~95	新建
	北六深度污水站	污机泵	1 台	非连续	类比法	5m	88~95	原位更换
	北六聚驱污水站	污油水螺旋装置	6 台	非连续	类比法	5m	88~95	新建
		污水回收装置	6 台	非连续	类比法	5m	88~95	原位更换
	北六热泵站	2.5MW 热泵机组	2 台	连续	类比法	5m	88~95	新建
		循环水泵	3 台	连续	类比法	5m	88~95	新建
		中间水循环泵	3 台	连续	类比法	5m	88~95	新建

19-1 注入站	注入系统	注入泵	6 台	连续	类比法	5m	88~95	新建
4 号污油回收站	污油回收系统	污油水螺旋装置	2 台	非连续	类比法	5m	88~95	原位更换

(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、废滤料，非正常工况下产生的落地油、含油废防渗布、废变压器油、废润滑油、含油抹布及废劳保用品。

①含油污泥

结合油田实际产生情况和多年统计数据，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 $1.48 \times 10^4 \text{t/a}$ ，则本项目含油污泥产生量 0.444t/a，为危险废物，危废类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，危废代码为 071-001-08，含油污泥产生于依托场站各罐体中，由罐车拉运至萨北含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理，剩余固相建设单位按照《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ1461-2026）的要求进行综合利用。

②废滤料

根据设计方案，本项目北六三元污水站新建一次过滤罐 4 座、二次过滤罐 5 座，过滤罐内滤料需定期更换，更换频次为 1 次/年，单座过滤罐内废滤料约 0.3t，则本项目废滤料产生量为 2.7t/a，根据《国家危险废物名录（2025 年版）》，废滤料属于 HW49 类危险废物，危险废物代码为 900-041-49，废滤料产生于场站各过滤罐中，定期委托大庆蓝星环保工程有限公司处理。

③落地油

由于该区块地层压力较低，加上检修作业期间污油污水采用作业污油污水回收装置，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，一般油井作业周期 1.5 年，注水井作业周期为 2 年，本项目共计 38 口油井、34 口注入井，因此作业产生的落地油为 2.12t/a，落地油为危险废物，危废类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，危废代码为 071-001-08，作业期间铺设防渗布，落地油全部回收，由罐车拉运至萨北含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理，剩余固相建设单位按照《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ1461-2026）的要求进行综合利用，落地油回收率为 100%。

④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，一般每口井作业期间产生含油废防渗布可按 25kg/井·次，油井作业频率一般

1.5 年，注入井作业频率一般 2 年，则含油废防渗布共产生 1.06t/a。根据《国家危险废物名录（2025 年版）》，含油防渗布属于 HW08 类危险废物，危险废物代码为 900-249-08，经收集后暂存于第三作业区 25 号站含油防渗布贮存池，定期委托有资质单位处理。

⑤废变压器油

运营期井场及场站变压器检修时会产生废变压器油，单座变压器产生废变压器油约 50kg/a，本项目井场共新建柱上变压器 7 座、平台变电站 6 座（包括变压器 12 座），19-1 注入站新建变压器 1 座，北六联合站新增变压器 2 座，本项目合计变压器 22 座，因此废变压器油产生量为 1.1t/a，废变压器油属于危险废物，危险废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，废物代码为 900-220-08 变压器维护、更换和拆解过程中产生的废变压器油，经收集后暂存于第三采油厂危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理。

⑥废润滑油

本项目机泵等设备维护时会产生少量废润滑油，单个机泵废润滑油产生量约 10L，每年维护 1 次，润滑油密度约 0.9g/cm³，本项目新增约 42 台机泵设备，则运营期废润滑油产生量约 0.378t/a，根据《国家危险废物名录（2025 年版）》，废润滑油属于危险废物，废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，废物代码为 900-214-08 车辆、轮船及其它机械维修过程中产生的废发动机油、制动器油、自动变速器油、齿轮油等废润滑油，废润滑油经收集后暂存于第三采油厂危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理。

⑦含油抹布及废劳保用品

本项目设备维护检修时，会产生少量含油抹布及废劳保用品，含油抹布及废劳保用品产生量约 0.1t/a，根据《国家危险废物名录（2025 年版）》，含油抹布及废劳保用品属于危险废物，废物类别为 HW49 其他废物，废物代码为 900-041-49 含有或者沾染毒性、感染性危险废物的废弃的包装物、容器、过滤吸附介质，含油抹布及废劳保用品经收集后暂存于第三采油厂危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理。

本项目运营期危险废物具体情况见表 3.12-11。

表 3.12-11 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	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	0.444 t/a	集输与处理环节	半固体	废矿物油	废矿物油	设备清淤每年一次	T、I	由罐车拉运至萨北含油污泥处理站减量化处理

2	落地油	HW08 废矿物油与含矿物油废物	071-001-08	2.12t/a	井下作业环节	半固体、固体	废矿物油	废矿物油	油井作业 1 次 /1.5 年，注入井作业 1 次 /2 年	T、I	后，再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理
3	含油废防渗布	HW08 废矿物油与含矿物油废物	900-249-08	1.06t/a	场地清理环节	固体	废矿物油	废矿物油	作业 1.5 年/次	T、I	经收集后暂存于第三作业区 25 号站含油防渗布贮存池，定期委托有资质单位处理
4	废滤料	HW49 其它废物	900-041-49	2.7t/a	滤料更换	固体	废矿物油	废矿物油	1 年	T、I	委托大庆蓝星环保工程有限公司处理
5	废变压器油	HW08 废矿物油与含矿物油废物	900-220-08	1.1t/a	设备维护	液态	废矿物油	废矿物油	设备维护每年一次	T、I	经收集后暂存于第三采油厂危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理。
6	废润滑油	HW08 废矿物油与含矿物油废物	900-214-08	0.378 t/a	设备维护	液态	废矿物油	废矿物油	1 年	T、I	
7	含油抹布及废劳保用品	HW49 其他废物	900-041-49	0.1t/a	设备维护	固体	废矿物油	废矿物油	设备维护每年一次	T	

3.12.3.3 退役期污染源强核算

(1) 废气

退役期废气主要为场地清理平整过程中产生的粉尘、二次扬尘，以及施工设备和运输车辆尾气。

①施工扬尘

本项目退役期施工扬尘主要来自平整土地、材料运输、装卸等过程。本项目所在区域平坦空旷，大气扩散条件好。井场相对分散，且施工时间较短，在采取车辆密闭运输、洒水抑尘等措施后，退役期施工扬尘影响较小。

②车辆尾气

在退役期施工期间，使用液体燃料的施工机械及运输车辆的发动机排放的尾气在含

有 NO₂、CO、HC 等污染物，一般情况下，施工车辆选用高标号汽柴油，各种污染物的排放量不大，对周围环境的影响较小。

(2) 废水

①退役管道清洗废水

退役管道清洗用水量约为管道容量的 3 倍，清洗废水按 2 倍管道容量的 95%计算，则废弃管道清洗废水产生量约为 2601.5m³，主要污染因子为石油类、SS。退役管道清洗废水由集输管道输送至北六三元污水站处理满足《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法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排。

②退役管道吹扫清管废水

退役管道清洗后，需对管道采用压缩空气或氮气进行吹扫，吹扫清管废水量按照管道容量的 95%计算，则吹扫清管废水产生量约为 1300.7m³，主要污染因子为石油类、SS。退役管道吹扫清管废水由罐车拉运至北六三元污水站处理满足《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法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排。

③生活污水

本项目退役期管线内介质均由压缩空气吹扫至后续集输系统处理。退役期施工约 60d，施工人数 20 人，根据黑龙江省地方标准《用水定额》（DB23/T727-2025），生活用水量每人 80L/d，生活用水量共计 96m³。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 76.8m³。退役期生活污水排入附近场站及阀组间已建生活污水收集装置，定期由物业单位庆南工矿服务公司采用罐车抽排拉运至风云污水提升站，经污水管网排入大庆市水务集团城市排水有限公司中区污水处理厂处理。

(3) 噪声污染源项分析

退役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，本项目噪声源具体排放情况见表 3.12-12。

表 3.12-12 本项目退役期噪声源统计表

序号	设备名称	声源性质	噪声值 dB(A)	测点距声源距离
1	挖掘机	非连续稳态声源	82~90	5m
2	吊装机	连续稳态声源	85~93	5m
3	推土机	非连续稳态声源	83~88	5m
4	运输车辆	非连续稳态声源	82~90	5m

(4) 固体废物

退役期固体废物主要为废旧设备、封井建筑垃圾、生活垃圾。

①废旧设备

退役期退役管线两端封堵后直埋处理，对退役油井的井口设备进行拆除，包括抽油机、配电箱、柱上变电站等设备，其中抽油机 38 台、电机 38 台、配电箱 38 台、注入井口 34 套、柱上变电站 13 座，共计 161 台套。拆除的废旧设备全部回收至第三采油厂物资库。

②封井建筑垃圾

本项目退役期井场地面设施拆除、场地清理过程会产生少量建筑垃圾，根据大庆油田已有生产经验，单井封井建筑垃圾产生量为 0.2t，本工程共布设 72 口井，故封井建筑垃圾产生量约为 14.4t。封井建筑垃圾统一收集后由施工单位清运至建筑垃圾调配场处理。

③生活垃圾

本项目退役期施工人员 20 人，施工约 60d，退役期每人产生生活垃圾 0.5kg/d 计，退役期生活垃圾产生量为 0.6t。生活垃圾统一收集后拉运至大庆城控电力有限公司处理。

表 3.12-13 本项目退役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	161 台套	一般废物	全部回收至第三采油厂物资库
2	封井建筑垃圾	14.4t	/	统一收集后由施工单位清运至建筑垃圾调配场处理
3	生活垃圾	0.6t	/	统一收集后拉运至大庆城控电力有限公司处理

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，运营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 m³	产生浓度 mg/m³	产生量 t	工艺	效率%	核算方法	废气排放量 m³	排放浓度 mg/m³	排放量 t	
钻井井场、场站施工、 管线施工、 道路施工	场地	施工扬尘	颗粒物	/	/	/	64	去除效率 96%		/	/	/	2.56	施工期
	柴油机	井场柴油 机烟 气	SO ₂	产污 系数 法	1320 万	/	2.464	/	/	排污 系数 法	1320 万	/	2.464	钻井期
			NO _x			/	3.212					/	3.212	
			烟尘			/	0.341					/	0.341	
			CO			/	0.858					/	0.858	
			HC			/	2.343					/	2.343	
	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
	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
	场地	防腐 废 气	非甲烷总烃	项目管线及设备局部防腐过程防腐废气产生量较少				/		/	/	/	/	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 m³	产生浓度 mg/L	产生量 t	工艺	效率 /%	核算方法	废水排放量 m³	排放浓度 mg/L	排放量 t	
钻井	冲洗钻台、钻具等设备	钻井废水	COD、SS	类比法	1742.4	/	/	排入井场钢制泥浆槽中，定期由罐车拉运至大庆赛诺科林环保科技有限公司处理	100	类比法	0	0	0	钻井期
压裂	压裂车	压裂返排液	COD、SS	类比法	1832.6	/	/	由罐车拉运至第三采油厂北三集输班压裂返排液处理站处理后，管输进入北三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	100	类比法	0	0	0	压裂期
管道清洗	清洗	废弃管道清洗废水	石油类、SS		1694.3	/	/	由集输管道输送至北六深度污水站处理满足《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法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层	100		0	0	0	废弃管道清洗期间
管道吹扫	吹扫	吹扫清管废水	石油类、SS		847.2	/	/	由罐车拉运至北六深度污水站处理满足《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法》（SY/T5329-2022）限值要求后	100		0	0	0	废弃管道清管期间

设备清洗	清洗	设备清洗废水	石油类、SS		57	/	/	回注油层	100		0	0	0	设备清洗期间
管线试压	试压	试压废水	SS		1300.7	/	/		100		0	0	0	管线试压期间
施工	生活	生活污水	COD		656.6	300	0.197	钻井施工期施工人员产生的生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内，地面施工期施工人员产生的生活污水排入附近场站及阀组间已建生活污水收集装置，定期由物业单位庆南工矿服务公司采用罐车抽排拉运至风云污水提升站，经污水管网排入大庆市水务集团城市排水有限公司中区污水处理厂处理。	/		656.6	300	0.197	施工期
			氨氮			30	0.0197		/			30	0.0197	

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（A）	工艺	降噪效果/dB（A）	核算方法	噪声值/dB（A）	
钻井井场 管线施工	施工机械	泵柴油机	连续稳态声源	类比法	95~102	基础减震、隔声	-15	类比法	80~87	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		88~92	减振、低噪电机	-15	类比法	73~77	
		泥浆泵	连续稳态声源		88~95	基础减震、隔声	-15	类比法	73~80	
		钻井泵	连续稳态声源		88~95	基础减震、隔声	-15	类比法	73~80	
		砂泵	连续稳态声源		88~95	基础减震、隔声	-15	类比法	73~80	
		振动筛	连续稳态声源		80~88	基础减震、隔声	-15	类比法	65~73	

		搅拌机	连续稳态声源		85~90	基础减震、隔声	-15	类比法	70~75	
		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	
		吊装机	非连续稳态声源		85~93	定期维护保养	/	类比法	85~93	
		定向钻机	连续稳态声源		95~105	减振、低噪电机	-15	类比法	80~90	
		顶管机	连续稳态声源		95~105	减振、低噪电机	-15	类比法	80~90	
		压裂车	连续稳态声源		70~75	定期维护保养	/	类比法	70~75	
		混砂车	连续稳态声源		80~90	定期维护保养	/	类比法	80~90	

表 3.12-17 施工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	
钻井及地面建设	废钻井液	类比法	13680m ³	无害化处理	13680m ³	排入井场钢制泥浆槽中，定期由罐车拉运至大庆赛诺科林环保科技有限公司处理，处理后的压滤水由罐车拉运至北三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，处理后的泥饼按照《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ1461-2026）的要求进行综合利用
	钻井岩屑	类比法	2200.9m ³	无害化处理	2200.9m ³	
	废射孔液	类比法	2880m ³	无害化处理	2880m ³	
	生活垃圾	类比法	5.13t	无害化处理	5.13t	
	膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋	类比法	1.44t	填埋处理	1.44t	由施工单位拉运至第一采油厂工业固废填埋场处理
	施工废料	类比法	2.03t	填埋处理	2.03t	
	非含油废防渗布	类比法	2.4t	填埋处理	2.4t	
	清罐油泥	类比法	12t	委托处理	12t	由罐车拉运至萨北含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理

	废滤料	类比法	3t	委托处理	3t	委托大庆蓝星环保工程有限公司处理
	含油废防渗布	类比法	0.13t	委托处理	0.13t	经收集后暂存于第三作业区 25 号站含油防渗布贮存池，定期委托有资质单位处理
	含油抹布及废劳保用品	类比法	0.03t	委托处理	0.03t	经收集后暂存于第三采油厂危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理
	废变压器油	类比法	0.05t	委托处理	0.05t	
	定向钻废弃泥浆	类比法	88.6m ³	无害化处理	88.6m ³	排入施工场地的钢制泥浆槽中，定期由罐车拉运至大庆赛诺科林环保科技有限公司处理
	建筑垃圾	类比法	160m ³	填埋处理	160m ³	统一收集后由施工单位清运至建筑垃圾调配场处理
	废旧设备	实测法	72 台套	回收再利用	72 台套	全部回收至第三采油厂物资库
	废弃管道	实测法	7.1km	回收再利用	7.1km	废弃管道经盲板焊接封堵后直埋地下，不再挖出

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 m ³ /h	产生浓度 mg/m ³	产生量 kg/h	工艺	效率/%	核算方法	废气排放量 m ³ /h	排放浓度 mg/m ³	排放量 kg/h	
油气集输、油气处理	21 号平台	井场无组织排放	非甲烷总烃	产污系数法	—	—	0.0078	—	0	产污系数法	—	—	0.0078	8760
	22 号平台			产污系数法	—	—	0	—	0	产污系数法	—	—	0	8760
	23 号平台			产污系数法	—	—	0.0194	—	0	产污系数法	—	—	0.0194	8760
	24 号平台			产污系数法	—	—	0.0039	—	0	产污系数法	—	—	0.0039	8760
	25 号平台			产污系数法	—	—	0.0078	—	0	产污系数法	—	—	0.0078	8760
	26 号平台			产污系数法	—	—	0.0039	—	0	产污系数法	—	—	0.0039	8760
	27 号平台			产污系数法	—	—	0.0194	—	0	产污系数法	—	—	0.0194	8760
	28 号平台			产污系数法	—	—	0.0078	—	0	产污系数法	—	—	0.0078	8760
	29 号平台			产污系数法	—	—	0.0155	—	0	产污系数法	—	—	0.0155	8760
	30 号平台			产污系数法	—	—	0.0155	—	0	产污系数法	—	—	0.0155	8760

	31 号平台			产污系数法	—	—	0.0116	—	0	产污系数法	—	—	0.0116	8760
	32 号平台			产污系数法	—	—	0.0078	—	0	产污系数法	—	—	0.0078	8760
	33 号平台			产污系数法	—	—	0.0116	—	0	产污系数法	—	—	0.0116	8760
	34 号平台			产污系数法	—	—	0.0155	—	0	产污系数法	—	—	0.0155	8760
	北六联合站			产污系数法	—	—	0.3426	—	0	产污系数法	—	—	0.3426	8760
	4 号污油回收站			产污系数法	—	—	0.0108	—	0	产污系数法	—	—	0.0108	8760
油气集输、油气处理	井场及场站	井场及场站无组织排放	温室气体	少量				密闭集输	0	—	—	—	—	8760
油气处理	北过老化油中心处理站	1#真空相变加热炉	颗粒物	类比法	982.5	7.7	0.0075	—	0	类比法	982.5	7.7	0.0075	8760
			SO ₂			6	0.0059		0			6	0.0059	
			NO _x			76	0.0747		0			76	0.0747	
		2#真空相变加热炉	颗粒物	类比法	982.5	7.7	0.0075	—	0	类比法	982.5	7.7	0.0075	8760
			SO ₂			6	0.0059		0			6	0.0059	
			NO _x			76	0.0747		0			76	0.0747	

表 3.12-19 运营期废水污染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	产生废水量 (m ³ /a)	产生浓度 (mg/L)	产生量 (t/a)		核算方法	排放废水量 (m ³ /a)	排放浓度 (mg/L)	排放量 (t/a)	
油水井作业	注采井	作业污水	石油类	类比法	1121.8	1000	1.122	通过罐车回收后拉运至北六三元污水站处理达标后回注油层	/	/	/	/	油水井作业期
			SS			50	0.056				/	/	
水井洗井	注入井	洗井污水	石油类	类比法	4079.5	1000	4.08		/	/	/	/	

			SS			50	0.204				/	/	水井 洗井 期
原油 集输	原油处理 装置	油井 采出 水	石油 类	类比 法	61.92×10 ⁴	1000	619.2	管输进入北六三元污 水处理达标后回注 油层	/	/	/	/	8760
			SS			50	30.96				/	/	

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
北六联 合站	北六转油放 水站	水聚驱外输 污水泵	非连续	类比法	88~95	低噪声设备、基础减 震、隔声、定期保养	-15	类比法	73~80	8760
		三元系统加 药装置	非连续	类比法	88~95	低噪声设备、基础减 震、隔声、定期保养	-15	类比法	73~80	8760
		水驱掺水泵	连续	类比法	88~95	低噪声设备、基础减 震、隔声、定期保养	-15	类比法	73~80	8760
		聚驱热洗泵	非连续	类比法	88~95	低噪声设备、基础减 震、隔声、定期保养	-15	类比法	73~80	8760
		聚驱掺水泵	连续	类比法	88~95	低噪声设备、基础减 震、隔声、定期保养	-15	类比法	73~80	8760
		聚驱收油泵	非连续	类比法	88~95	低噪声设备、基础减 震、隔声、定期保养	-15	类比法	73~80	8760
	北六脱水站	外输油泵	非连续	类比法	88~95	低噪声设备、基础减 震、隔声、定期保养	-15	类比法	73~80	8760
		加药装置	非连续	类比法	88~95	低噪声设备、基础减 震、隔声、定期保养	-15	类比法	73~80	8760
		热洗泵	非连续	类比法	88~95	低噪声设备、基础减 震、隔声、定期保养	-15	类比法	73~80	8760
		掺水热洗炉	连续	类比法	88~95	低噪声设备、基础减 震、定期保养	-10	类比法	78~85	8760

	北过老化油中心处理站	0.8MW 真空炉	连续	类比法	88~95	低噪声设备、基础减震、定期保养	-10	类比法	78~85	8760
		收油泵	非连续	类比法	88~95	低噪声设备、基础减震、隔声、定期保养	-15	类比法	73~80	8760
		循环泵	连续	类比法	88~95	低噪声设备、基础减震、隔声、定期保养	-15	类比法	73~80	8760
		底水泵	非连续	类比法	88~95	低噪声设备、基础减震、隔声、定期保养	-15	类比法	73~80	8760
		1000L 加药装置	非连续	类比法	88~95	低噪声设备、基础减震、隔声、定期保养	-15	类比法	73~80	8760
	北六三元污水站	过滤提升泵	连续	类比法	88~95	低噪声设备、基础减震、隔声、定期保养	-15	类比法	73~80	8760
		反冲洗水泵	非连续	类比法	88~95	低噪声设备、基础减震、隔声、定期保养	-15	类比法	73~80	8760
		外输泵	非连续	类比法	88~95	低噪声设备、基础减震、隔声、定期保养	-15	类比法	73~80	8760
		污水水螺旋装置	非连续	类比法	88~95	低噪声设备、基础减震、隔声、定期保养	-15	类比法	73~80	8760
	北六深度污水站	污机泵	非连续	类比法	88~95	低噪声设备、基础减震、隔声、定期保养	-15	类比法	73~80	8760
	北六聚驱污水站	污油水螺旋装置	非连续	类比法	88~95	低噪声设备、基础减震、隔声、定期保养	-15	类比法	73~80	8760
		污水回收装置	非连续	类比法	88~95	低噪声设备、基础减震、隔声、定期保养	-15	类比法	73~80	8760
	北六热泵站	2.5MW 热泵机组	连续	类比法	88~95	低噪声设备、基础减震、隔声、定期保养	-15	类比法	73~80	8760
		循环水泵	连续	类比法	88~95	低噪声设备、基础减震、隔声、定期保养	-15	类比法	73~80	8760
		中间水循环泵	连续	类比法	88~95	低噪声设备、基础减震、隔声、定期保养	-15	类比法	73~80	8760
19-1 注入站	注入系统	注入泵	连续	类比法	88~95	低噪声设备、基础减震、隔声、定期保养	-15	类比法	73~80	8760

4 号污油回收站	污油回收系统	污油水螺旋装置	非连续	类比法	88~95	低噪声设备、基础减震、隔声、定期保养	-15	类比法	73~80	8760
----------	--------	---------	-----	-----	-------	--------------------	-----	-----	-------	------

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	0.444	委托处理	0.444	由罐车拉运至萨北含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理，剩余固相建设单位按照《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ1461-2026）的要求进行综合利用
油水井作业	井场	落地油	危险废物	类比法	2.12	委托处理	2.12	
油水井作业	油井	含油废防渗布	危险废物	类比法	1.06	委托处理	1.06	经收集后暂存于第三作业区 25 号站含油防渗布贮存池，定期委托有资质单位处理。
污水处理	过滤罐	废滤料	危险废物	类比法	2.7	委托处理	2.7	定期委托大庆蓝星环保工程有限公司处理
变压器维护	变压器	废变压器油	危险废物	类比法	1.1	委托处理	1.1	经收集后暂存于第三采油厂危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理
机泵等设备维护	机泵	废润滑油	危险废物	类比法	0.378	委托处理	0.378	
设备维护	设备	含油抹布及废劳保用品	危险废物	类比法	0.1	委托处理	0.1	

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 m³	产生浓度 mg/m³	产生量 t	工艺	效率%	核算方法	废气排放量	排放浓度 mg/m³	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	60
	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		/	/	/	少量	60

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 m³	产生浓度 mg/L	产生量 t	工艺	效率 /%	核算方法	废水排放量 m³	排放浓度 mg/L	排放量 t	
退役管道清洗	清洗	退役管道清洗废水	石油类、SS	类比法	2601.5	/	/	由集输管道输送至北六三元污水站处理达标后回注油层	100	类比法	0	0	0	60
退役管道吹扫	吹扫	退役管道吹扫清管废水	石油类、SS	类比法	1300.7	/	/	由罐车拉运至北六三元污水站处理达标后回注油层	100	类比法	0	0	0	60
施工	生活	生活污水	COD	类比法	76.8	300	0.023	排入附近场站及阀组间已建生活污水收集装置，定期由物业单位庆南工矿服	/	类比法	76.8	300	0.023	60
			氨氮			30	0.002		/			30	0.002	

							3	务公司采用罐车抽排拉运至风云污水提升站，经污水管网排入大庆市水务集团城市排水有限公司中区污水处理厂处理。					3	
--	--	--	--	--	--	--	---	--	--	--	--	--	---	--

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	60
		吊装机	连续稳态声源		85~93		/	类比法	85~93	
		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	
	生活垃圾	类比法	0.6t	无害化处理	0.6t	统一收集后拉运至大庆城控电力有限公司处理
	封井建筑垃圾	类比法	14.4t	填埋处理	14.4t	统一收集后由施工单位清运至建筑垃圾调配场处理
	废旧设备	类比法	161 台套	回收再利用	161 台套	全部回收至第三采油厂物资库

3.12.4 污染物“三本帐”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，本项目运营期废水、固体废物不排入外环境，因此，本次评价只对本项目运营期大气污染物排放情况进行核定，污染物“三本帐”汇总见表 3.12-26。

表 3.12-26 污染物“三本帐”汇总一览表

污染物名称		单位	现有工程排放量	以新代老消减量	本工程排放量	总排放量	排放增减量
废气	烟气量	10 ⁴ m ³ /a	18203.4	2625.8	1721.28	17298.88	-904.52
	颗粒物	t/a	1.401	0.202	0.132	1.331	-0.07
	SO ₂	t/a	1.093	0.158	0.104	1.039	-0.054
	NO _x	t/a	13.835	1.996	1.308	13.147	-0.688
	非甲烷总烃	t/a	10.77	0	4.774	15.544	+4.774
废水	废水量	万 m ³ /a	0.032	0	0	0.032	0
	COD	t/a	0.1	0	0	0.1	0
	氨氮	t/a	0.01	0	0	0.01	0
固体废物		t/a	0	0	0	0	0

3.13 清洁生产分析

3.13.1 钻井过程的清洁生产工艺

(1) 区块布井尽量采用丛式井，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) 钻井采用水基钻井泥浆，该钻井泥浆基本为无毒性泥浆，广泛应用于大庆油田开发。

(3) 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。

(4) 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。

(5) 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) 起下油管时，安装自封式封井器，避免原油、污水喷出。另外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达标后回注油层，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

集输系统的优化主要采用优化布站理论和管网优化理论，依托井组密闭增压技术、集输半径界定技术，最大限度的实现油田地面系统的最优化布局。

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，合理确定线路位置和走向，最大限度的减少地面工程建设投资。

针对本项目油田开发的特点，并结合当地自然地形和集油工艺特点，集输系统主要采用以联合站为中心，转油站、脱水站为骨架，按二级或三级布站形式汇集成地面原油集输管网体系。井场管线集油格局，以适应整个产建工程开发区域自然地形特点和开发需要。

(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

为了保护环境和节约用水，本项目运营期油田采出水全部经北六三元污水站处理达标后回注油层，不外排。

(4) 在井场、道路、集输管线等系统施工完成后立即复垦绿化，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。

通过与《石油天然气开采业污染防治技术政策》对比分析本项目清洁生产水平，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	《石油天然气开采业污染防治技术政策》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	在油气勘探过程中，宜使用环保型炸药和可控震源，应采取防渗措施预防燃料泄漏对环境的污染	钻井过程使用柴油均储存在井场柴油罐中，柴油灌区设置围堰并采取重点防渗措施，避免泄漏	符合
5	在钻井过程中，鼓励采用环境友好的钻井液体系，配备完善的固控设备，钻井液循环率达到 95%以上，钻井过程产生的废水应回用	本项目使用无毒无害的水基钻井泥浆，循环率达到 95%以上，钻井废水排入井场钢制泥浆槽中，定期由罐车拉运至大庆赛诺科林环保科技有限公司处理，处理后的压滤水由罐车拉运至北三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	符合
6	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	本项目压裂作业过程地面管线采取防刺、防漏、防溢等措施。	符合
7	在开发过程中，适宜注水开采的油气田，应将采出水处理满足标准后回注；对于稠油注汽开采，鼓励采出水处理后回注于注汽锅炉	本项目油田采出水管输进入北六三元污水站处理满足《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法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层	符合
8	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，油气集输过程中损耗不高于 0.5%，新建储罐均安装了泄露报警系统。	符合

根据上表，本项目符合《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的要求，符合清洁生产要求，清洁生产水平达到国内先进水平。

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

本项目位于黑龙江省大庆市萨尔图区境内，地理坐标为东经 125°0'4.463"~125°3'44.155"，北纬 46°41'50.975"~46°43'55.968"。本项目地理位置见附图 1。

4.1.2 地形地貌

开发区域位于松花江、嫩江一级阶地上，境内无山岭，地势由北向南渐低。地貌表现为波状起伏的低平原，稍高处为平缓漫岗，地形起伏较大，地面海拔高度在 133m~145m，属冲积性平原地貌，工程所在区域主要为盐碱草地。

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℃，年极端最高气温 38.9℃，年极端最低气温-36.2℃。

风速：平均风速 3.7 m/s，年最大风速为 22.7m/s。

降水量：年平均 442.0mm，年最大降水量 651.2 mm。

降雪量：平均积雪 158d，最大积雪深度 220.0mm。

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。

本项目开发区块及周边主要分布 4 个较近的地表水体，分别为 34 号平台井场西南侧 1950m 的丰三泡、4 号污油回收站东南侧 1830m 的三零六泡、34 号平台井场西北侧 60m

的前进渠、拟建老化油外输管道及二元液管线定向钻穿越的东二排水干渠，根据《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》（庆政发〔2019〕11号），东二排水干渠划定为混合区，不执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002），丰三泡、二零六泡、前进渠均未划分水环境功能区。丰三泡为季节性水泡，主要功能防洪排涝，水域面积约 0.55km²，平均水深 0.8m。二零六泡为季节性水泡，主要功能防洪排涝，水域面积约 0.6km²，平均水深 0.9m。前进渠上游承接大庆水库泄水，下游汇入东二排水干渠，水渠宽约 5m，深约 1.2m，流量约 7.5m³/s，主要为沿线泡沼提供生态补水、区域排涝。东二排水干渠承接区域雨水、汛期涝水，下游汇入北二十里泡，水渠宽约 12m，深约 2.5m，流量约 15m³/s，主要功能为城区排涝、泄洪。

4.1.5 水文地质

4.1.5.1 地质构造

评价区处于小兴安岭—松嫩地块区，其二级构造单元属松嫩中断陷的次级构造单元，即为中央拗陷带部位。

区内断裂主要为北东向德都—大安断裂，该断裂至喜马拉雅期才趋于稳定，其存在与发展基本上控制了松嫩中断陷的发育。区内褶皱主要有大庆长垣背斜，褶皱轴呈北北东向展布，核部为上白垩系嫩江组、四方台组，翼部为明水组，由于大庆长垣缓慢隆起，致使大庆西部地区相对发生凹陷（即齐家古龙凹陷），其轴部与大庆长垣并行排列。评价区位于大庆长垣隆起东部及三肇凹陷西部区域。

4.1.5.2 区域地层概况

调查区内浅部地层从老到新依次为白垩系明水组（K_{2m}）、古近系依安组（E_{2+3y}）和第四系（Q）。

1) 白垩系明水组（K_{2m}）

白垩系明水组（K_{2m}）地层在调查区内广泛分布，发育良好。地层厚度一般为 97.0-135.0m。岩性：上部为棕红色泥岩，下部为杂色砂岩、中粗砂岩，夹灰、灰绿色泥质砂岩和砂质泥岩。

2) 古近系依安组（E_{2-3y}）

古近系依安组（E_{2-3y}）地层在调查区由东北向西南逐渐抬升，至调查区中部缺失。地层厚度一般为 0.0~136.0m。岩性：上部为灰绿黄色泥岩，泥质粉砂岩，细粉砂岩。下部为黑色深灰色泥岩，有时夹细粉砂岩或褐煤层。底部为灰白色细砂-砂岩，局部地区为泥砾。

3) 第四系（Q）

调查区广泛分布，其厚度一般 48.0-64.0m。上部为黄色粉质黏土，中部为黄色细砂，下部为灰色粉质黏土，底部为灰白色砂砾石。

4.1.5.3 回注层和隔离层特征

(1) 油藏沉积特征

通过垂向上细分沉积单元，平面上精细描述微相，并根据各单元的岩性、物性分布特征，将北过二条带萨尔图二类油层油层 28 个沉积单元划分为 2 类亚相 6 种沉积类型，河道砂钻遇率 20.41%，油层主要以三角洲分流平原和内前缘相沉积为主。

① 三角洲分流平原亚相

三角洲分流平原亚相以陆上分流河道沉积为主，按沉积环境分为远岸陆上分流河道砂体、中岸陆上分流河道砂体及近岸陆上分流河道砂体。其总体特征是离湖岸线越近，陆上分流河道砂体发育规模越小，点坝和废弃河道在远岸发育、中岸，近岸不发育，离岸越近分流间泥越发育。

远岸陆上分流河道砂体：以此类型砂体为主的有萨 II7+8a、萨 II13+14a、萨 II13+14b 三个沉积单元。河道砂规模大、油层厚，由多条单一河道侧向叠加而成，砂体的连续性较好，呈明显条带状、曲率较大，废弃河道和点砂坝较发育，河间砂分布在河道两侧，砂体内部以正韵律为主。以萨 II13+14a 为典型，河道砂钻遇率 42.86%，河间砂钻遇率 14.29%，表外钻遇率 11.43%，尖灭钻遇率为 31.43%。

中岸陆上分流河道砂体：发育此类型砂体的有萨 II1+2b、萨 II2+3a、萨 II7+8b、萨 II12、萨 II15+16b、萨 III9b 六个沉积单元。河道砂规模较大、平面为弯曲条带状。河道连续性较好，向下分叉特征明显，河间砂呈条带状分布在河道砂两侧。以萨 II12 为典型沉积单元，河道砂钻遇率 22.86%，河间砂钻遇率 37.14%，表外钻遇率 28.57%，尖灭钻遇率为 11.43%。

近岸陆上分流河道砂体：发育此类型砂体的有萨 II10+11a、萨 II10+11b、萨 II15+16a、萨 III8、萨 III9a、萨 III10 六个沉积单元。河道砂规模较小，平面为条带状，发育有少量的溢岸砂体，分流间被大片泥质充填，河道边部与大面积尖灭区相接。以萨 II15+16a 为典型沉积单元，河道砂钻遇率 27.14%，河间砂钻遇率 27.14%，表外钻遇率 20.0%，尖灭钻遇率为 25.71%。

② 三角洲内前缘亚相

三角洲内前缘亚相沉积砂体是由陆上分流河道向水下前缘相自然延伸形成的，此时陆上分流河道能量大于入湖能量，由于汇水湖盆浅，河流能量强，河流一直对沉积起主要作用。根据砂体沉积环境的不同，分为近岸水下砂体、中岸水下砂体和远岸水下砂体。总

体特征是距湖岸线越远水下分流河道砂体发育规模越小，近岸分流间泥发育，中岸、远岸在湖浪的改造下席状砂发育，分流间泥较不发育。

近岸水下砂体：以此类型砂体为主的是萨 II1+2a、萨 II9、萨 III1 三个沉积单元，以河间砂为主要沉积类型，水下河道规模较小，呈不规则断续条带状、枝状分布，两侧沉积大面积泥粉和泥质。以萨 II9 为典型沉积单元，其河道砂钻遇率 15.71%，河间砂钻遇率 24.29%，表外钻遇率 17.14%，尖灭钻遇率为 42.86%。

中岸水下砂体：以此类型砂体为主的有萨 II2+3b、萨 II4、萨 II5+6a、萨 II5+6b、萨 III2、萨 III3+4a、萨 III5+6a、萨 III5+6b 八个沉积单元，以大面积分布的水下漫流砂为主要沉积类型，湖浪改造能力增强，河控能力减弱，河流下切能量较小，限定性河道控制能力减弱，河流频繁摆动，使水下分流河道宽度增加、厚度减小、连续性变差，分流间泥较不发育。以萨 III5+6a 为典型沉积单元，其河道砂钻遇率 22.86%，河间砂钻遇率 22.86%，表外钻遇率 31.43%，尖灭钻遇率 22.86%。

远岸水下砂体：以此类型砂体为主的有萨 III3+4b、萨 III7 两个沉积单元，以表外砂体为主要沉积类型，其特征是水下河道砂在湖浪的改造作用下，连续性变差，以豆荚状、厚坨状分布在席状砂之间，河道砂体宽度较窄，一般小于 200m，席状砂分布面积大、连通性好，并发育一定尖灭区。以萨 III7 为典型沉积单元，河道砂钻遇率 4.29%，河间砂钻遇率 21.43%，表外钻遇率 37.14%，尖灭钻遇率为 37.14%。

（2）隔层发育状况

根据北过二条带西一西区老井隔层发育状况统计结果，萨尔图各油层组之间隔层分布比较稳定，物性隔层厚度 $\geq 1.0\text{m}$ 的井点比例均在 90%以上。从各砂岩组间隔层分布情况看，萨II10-12~萨II13-16 之间隔层分布相对不稳定，物性隔层厚度 $\geq 1.0\text{m}$ 的井点比例为 71.43%，其余砂岩组间隔层分隔性均较好，物性隔层厚度 $\geq 1.0\text{m}$ 的井点比例均达到 80%以上。北部过渡带二条带西一区二类油层各油层组、各砂岩组之间大部分隔层分布比较稳定，分隔性较好。

4.1.5.4 项目区水文地质条件

调查评价区地下水含水岩组有第四系孔隙潜水含水层、第四系孔隙承压水、古近系依安组承压含水层和白垩系明水组承压含水层组成的多层含水层，具有多层结构，潜水含水层分布于承压水含水层之上。

（1）第四系孔隙潜水含水层

区域第四系孔隙潜水富集在亚砂土和粉细砂透镜体，局部有少量的杂色砂砾石沉积层，且分布不稳定，使得各层之间水力联系较差，形成了厚度不等的孔隙潜水面。水位

埋深不稳定，不均一，地下水位埋深一般在 1.5-14m，在孔隙含水层中，粉细砂层含水层厚度一般在 2-5m，区域单井涌水量达 100-300m³/d。由于第四系潜水含水层埋藏较浅，上部地层结构松散，极易接受大气降水和地表水体的垂直入渗补给，易受污染。

（2）第四系孔隙承压水

调查区内分布广泛，厚度 1.0-6.0m。含水层岩性为灰白色砂砾石，孔隙较大，连通性一般，渗透性一般，富水性较差，不具备工业供水能力。

（3）古近系依安组承压含水层

古近系依安组承压含水层分布在调查区东北向西南部，调查区中部缺失，厚度 0.0-6.0m。含水层岩性为粉细砂-砂岩，连通性一般，渗透性一般，富水性差，不具备工业供水能力。

（4）白垩系明水组

白垩系明水组承压含水层在调查区内分布广泛，厚度 16.0-53.0m。含水层岩性为粉细砂-砂-砂岩，孔隙一般，连通性好，渗透性较好，富水性一般，该含水层是调查区范围主要含水层。

4.1.5.5 地下水的补给、径流和排泄条件

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大气降水的垂向入渗补给

从区域主要含水层分布可以看出，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。评价区地势平坦低洼，排水不畅，地表径流迟缓，大气降水可入渗补给至评价区第四系孔隙承压水含水层。评价区第四系潜水地下水流向为整体由东北向西南径流，第四系潜水地下水水力坡度为 0.0007。

②地下水径流补给

第四系孔隙承压水和古近系依安组承压水，其上有较厚的隔水层，主要接受区外的侧向径流补给。

（2）地下水的径流规律

评价区第四系孔隙承压水和白垩系明水组承压含水层地下水流向为整体由西向东径流，承压水地下水水力坡度为 0.0002。

（3）地下水的排泄特征

在人为活动影响条件下，评价区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蒸发排泄：该区属半干旱季风气候区，区内水面较为发育，由于气候干燥，尤其是在多风少雨的春末夏初，降水量小，蒸发强度大，因此蒸发是浅层承压水的排泄方式之一；②侧向径流排泄：承压含水层地下水通过径流，一部分通过同一含水层继续向南径流；③人工开采：地下水人工开采也是本区承压水含水层的一种排泄方式。

4.1.5.6 包气带现状

(1) 建设场地地质概况

评价区内第四系松散堆积层发育，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。根据评价区潜水地下水埋深特征，包气带厚度 1.5~4.0m。包气带地层岩性主要为透水而不含水的风沙黄色细砂及冲积亚粘土或亚砂土。

(2) 建设场地包气带防污性能

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）天然包气带防污性能分级参照表，本项目建设场地区包气带防污性能分级见表 4.1-1。

表 4.1-1 包气带防污性能分级

分级	包气带岩土渗透性能
强	岩（土）层单层厚度 $Mb \geq 1.0m$ ，渗透系数 $K \leq 10^{-6}cm/s$ ，且分布连续、稳定。
中	岩（土）层单层厚度 $0.5m \leq Mb < 1.0m$ ，渗透系数 $K \leq 10^{-6}cm/s$ ，且分布连续、稳定。岩（土）层单层厚度 $Mb \geq 1.0m$ ，渗透系数 $1 \times 10^{-6}cm/s < K \leq 1 \times 10^{-4}cm/s$ ，且分布连续、稳定。
弱	岩（土）层不满足上述“强”和“中”条件。

本区域包气带厚度 1.5~4.0m（>1.0m），根据地质资料，项目包气带岩性主要为细砂，对照《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）附录 B 水文地质参数经验值表，细砂渗透系数 $5.79 \times 10^{-3} \sim 1.16 \times 10^{-2}cm/s$ （> $1 \times 10^{-4}cm/s$ ），因此确定本工程第四系潜水含水层包气带防污性能为弱。

4.1.6 土壤类型与植被分布

评价区地处松嫩平原，根据现场踏勘及国家土壤信息服务平台（<http://www.soilinfo.cn/map/>）资料显示，本项目评价范围内土壤种类主要为草甸土。本项目区域土壤类型分布图见附图 14。

草甸土是形成农田和草原的主要土壤类型。草甸土主要是在草甸植被下变化而成。因为分布地形较低，地下水较高和气候因素，多数附加有盐化过程，部分附加有潜育化过程。草甸子肥力较高，一般黑土层 20~40cm，有机质含量在 3~4%，全氮在 0.1~0.2%，全磷在 0.09~0.12%。土浆粘重，冷浆，耕性不好，通透性差，该类土壤适宜发展水稻、向日葵、

甜菜等作物。

4.1.7 植被情况

地区内原始植被主要为草甸草原类植物，以中旱生的多年生草本植物为建群种，主要为羊草、针茅、洽草、隐子草和杂类草类型。植被群落着生在沙质漫岗上，其土壤干燥，完全依赖大气降水。由于气候的变化和人类活动的影响，区域转为农田生态系统，以旱田植被为主，粮食作物包括玉米、大豆、高粱、谷子、小麦等，经济作物有向日葵、蓖麻子、油菜子、花生等。

4.1.8 动植分布

区域内野生动物种类和数量均较少，由于受人为因素影响明显，荒野被开垦为农田，工业迅速发展，管道沿线大型鸟兽基本绝迹，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。

4.2 环境保护目标调查

本项目区域范围内不涉及国家公园、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，不涉及基本草原、自然公园（森林公园、地质公园、海洋公园等）、重要湿地、天然林、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，不涉及以医疗卫生、文化教育、科研、行政办公为主要功能的区域，以及文物保护单位等环境敏感区，也不在生态保护红线范围内。项目占地类型为耕地（永久基本农田）及草地（非基本草原），开发区域不涉及地下水水源井，项目同时涉及以居住为主要功能的区域。

（1）居住区

本项目声环境评价范围及大气环境评价范围内分布有丰收小区，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），区域内环境空气质量执行《环境空气质量标准》（GB3095-2026）过渡阶段二级标准浓度限值要求，项目所在区域及周边居住区声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类区标准。

（2）占地类型

根据工程占地统计情况，本项目总占地面积为39.62906hm²，其中永久占地4.74926hm²，临时占地34.8798hm²，根据土地利用现状调查，占地类型为耕地（永久基本农田）及草地（非基本草原）。

（3）地表水体

本项目附近地表水体为丰三泡、二零六泡、前进渠、东二排水干渠，根据《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》（庆政发〔2019〕11号），东二排水干渠划定为混合区，不执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002），丰三泡、二零六泡、前进渠均未划分水环境功能区。

（4）地下饮用水源保护区

根据《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新建哈尔滨市等市（地）197个集中式饮用水水源保护区》（黑政函〔2020〕97号）以及现场实际勘察，调查区域内无集中式饮用水水源，调查区域内丰收小区饮用水由大庆水库供给，为地表水水源地供水，调查范围内零散分布着民用地下水井，水井功能主要为灌溉等非饮用水。

4.3 环境质量现状调查与评价

委托大庆中环评价检测有限公司于2026年8月1日~11日、2026年8月27日对评价范围内环境空气、地表水环境、地下水环境、包气带、声环境、土壤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

本项目区域环境空气质量引用《2025年大庆市生态环境状况公报》，2025年，大庆市城区环境空气中二氧化硫年均浓度为7微克/立方米，日均值浓度范围为4~12微克/立方米，优于国家环境空气质量一级标准限值；二氧化氮年均浓度为17微克/立方米，日均值浓度范围为6~65微克/立方米，优于国家环境空气质量一级标准限值；可吸入颗粒物（PM₁₀）年均浓度为47微克/立方米，日均值浓度范围为16~243微克/立方米，优于国家环境空气质量二级标准限值；细颗粒物（PM_{2.5}）年均浓度为30微克/立方米，日均值浓度范围为7~210微克/立方米，优于国家环境空气质量二级标准限值；一氧化碳24小时平均第95百分位数为1.0毫克/立方米，24小时平均浓度范围为0.3~1.6毫克/立方米，优于国家环境空气质量一级标准限值；臭氧日最大8小时平均第90百分位数为114微克/立方米，日最大8小时浓度范围为25~201微克/立方米，优于国家环境空气质量二级标准限值。

本项目区域空气质量现状评价见表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	7μg/m ³	60μg/m ³	11.7%	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	47μg/m ³	60μg/m ³	78.3%	达标
PM _{2.5}	年平均质量浓度	30μg/m ³	30μg/m ³	100%	达标
CO	第 95 位日平均质量浓度	1mg/m ³	4mg/m ³	25.0%	达标
O ₃	第 90 位 8h 平均质量浓度	114μg/m ³	160μg/m ³	71.3%	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》（GB3095-2026）过渡阶段二级标准浓度限值要求，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

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 5 km 范围内设置 1~2 个监测点。本项目井位及场站分布较分散，因此根据区域井位及场站分布特点，本项目共布设 2 个环境空气监测点位。

本项目委托大庆中环评价检测有限公司于 2026 年 8 月 4 日~10 日对评价区域特征污染物进行环境质量现状监测，区域特征污染物为非甲烷总烃、TSP 具体点位见表 4.3-2，现状监测布点见附图 16。

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
		经度	纬度				
1	拟建 25 号平台井场	125.0196	46.72143	非甲烷总烃、TSP	2026.8.4-2026.8.10	拟建井场	--
2	拟建 25 号平台井场东南侧 500m	125.02423	46.71828			25 号平台井场东南侧	500m

（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、TSP。

（3）监测频次

连续监测七天。非甲烷总烃取 02、08、14、20 时的小时浓度值，TSP 取日均值。

（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≥100%，表明该项指标超过了相应的环境空气质量标准，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 2.0mg/m³ 标准限值，TSP 执行《环境空气质量标准》（GB3095-2026）过渡阶段二级标准浓度限值要求。

(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/m³

监测点位	监测点坐标		污 染 物	平 均 时 间	评 价 标 准 μg/m ³	监 测 浓 度 范 围 μg/m ³	最 大 浓 度 占 标 率 %	超 标 率 %	达 标 情 况
	经度	纬度							
拟建 25 号平台井场	125.0196	46.72143	非 甲 烷 总 烃	1h	2000	400-610	30.5	0	达标
拟建 25 号平台井场东南侧 500m	125.02423	46.71828			2000	410-600	30	0	达标
拟建 25 号平台井场	125.0196	46.72143	T S P	24h	300	48-57	19	0	达标
拟建 25 号平台井场东南侧 500m	125.02423	46.71828			300	47-56	18.67	0	达标

评价结果表明，评价区域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/m³ 标准限值，TSP 满足《环境空气质量标准》（GB3095-2026）过渡阶段二级标准浓度限值要求，说明评价区域内大气环境质量较好。

4.3.1.3 滚动开发区块建设项目近 5 年的区域环境质量

本项目为滚动开发区块建设项目，项目近 5 年的区域基本污染物环境质量引用《2021 年大庆市生态环境状况公报》、《2022 年大庆市生态环境状况公报》《2023 年大庆市生态环境状况公报》、《2024 年大庆市生态环境状况公报》、《2025 年大庆市生态环境状况公报》。区域内近 5 年非甲烷总烃环境质量的监测引用区域或周边已建项目的环评或验收监测数据。项目区域近 5 年的区域环境质量统计数据见表 4.3-4。

表 4.3-4 项目区域近 5 年的区域环境质量统计数据表

统计时段	SO ₂ 年均浓度 (μg/m ³)	NO ₂ 年均浓度 (μg/m ³)	PM ₁₀ 年均浓度 (μg/m ³)	PM _{2.5} 年均浓度 (μg/m ³)	CO 第 95 位日平均质量浓度 (mg/m ³)	O ₃ 第 90 位 8h 平均质量浓度 (μg/m ³)	非甲烷总烃 1 小时平均浓度 (mg/m ³)
2021 年	9	18	41	27	0.9	126	/
2022 年	7	16	38	26	0.9	110	0.48~0.81
2023 年	6	17	41	26	0.8	116	/
2024 年	7	18	48	32	0.8	114	0.76~0.83
2025 年	7	17	47	30	1	114	/
2026 年	/	/	/	/	/	/	0.4~0.61
标准	60	40	60	30	4	160	2
达标情况	达标	达标	达标	不达标	达标	达标	达标

以上统计结果表明，项目区域内环境质量良好，各污染物浓度变化不大，除 2024 年 PM_{2.5} 外其它基本污染因子均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2026）过渡阶段二级标准浓度限值要求，区域特征污染物非甲烷总烃浓度无明显上升的趋势，非甲烷总烃浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》（1997 年）中的 2.0mg/m³ 标准限值，说明滚动开发区块对区域环境空气质量影响可以接受。

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》（HJ 610-2016），详见下表。

表 4.3-5 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		
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。本项目涉及多个井场及场站，且较分散，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》（HJ349-2023）中要求“涉及两个或两个以上站场时，可根据评价等级优化调整地下水环境现状监测点布设，每个场地下游至少保证一个监测点，整体数量应满足最高评价等级的监测点数要求”。因此为满足监测布点要求，本项目共布设 7 个水质监测点和 15 个水位监测点。

4.3.2.1 地下水位监测

(1) 监测点位

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》（HJ 610-2016），

项目区域内共布设 15 个地下水水位监测点，其中，潜水水位监测点 12 个，承压水水位监测点 3 个，水位监测资料引用《萨北开发区北 2-1-453 井区 17 口更新井产能建设工程环境影响报告书》中于 2026 年 1 月 23 日的地下水水位监测，该项目于 2026 年 7 月 31 日获得了大庆市生态环境局的批复，批复文号为庆环审〔2026〕80 号，且与本项目位于同一水文地质单元，本项目引用可行，地下水水位监测具体见下表。

表 4.3-6 地下水水位监测点基本情况表

序号	坐标	井口标高（m）	埋深（m）	水位（m）	监测层位
D1	125.053547, 46.736837	145.7	5.1	140.6	潜水
D2	125.104987, 46.666858	145.8	8.9	136.9	承压水
D3	125.116252, 46.675428	147.2	9.0	138.2	潜水
D4	125.086136, 46.713357	147.4	10.2	137.2	潜水
D5	125.062456, 46.682473	151	14.0	137.0	潜水
D6	125.031417, 46.665930	149.3	13.4	135.9	承压水
D7	124.909531, 46.677506	146.8	10.4	136.4	潜水
D8	125.100743, 46.669824	148.7	12.3	136.4	潜水
D9	125.078870, 46.680236	149.7	12.9	136.8	潜水
D10	125.070029, 46.675776	149.2	12.6	136.6	潜水
D11	125.062506, 46.671006	147.8	11.2	136.6	潜水
D12	125.033226, 46.691098	149.7	12.2	137.5	潜水
D13	124.983274, 46.692320	149.3	9.2	140.1	承压水
D14	124.991529, 46.686705	147.8	9.2	138.6	潜水
D15	125.052927, 46.682143	148.2	11.1	137.1	潜水

（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》（HJ 610-2016）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第四系孔隙潜水流场

评价区第四系潜水地下水流向为整体由东北向西南径流，第四系潜水地下水水力坡度为 0.0007，潜水地下水等水位线图见附图 17。

②承压水流场

评价区白垩系明水组承压含水层地下水流向为整体由西向东径流，承压水地下水水力坡度为 0.0002，区域承压水等水位线图见附图 18。

4.3.2.2 地下水水质监测

（1）地下水水质监测因子

监测因子： K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} 、pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、铬（六价）、总硬度、铅、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、总大肠菌群、菌落总数、石油类、硫化物、钡。

（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 16。

地下水水质监测布点信息见表 4.3-7。

表 4.3-7 地下水水质监测布点信息表

编号	监测点位	监测层位	坐标	与水井相对位置及距离	井深（m）	与地下水流向关系	水井功能
1	工业垃圾填埋场-03 监测井	潜水	125.00417 , 46.7375	31 号平台井场西北侧 1080m	13.0	侧向水井	监测井
2	cy3-06 监测井	潜水	125.00566 , 46.71316	33 号平台井场西南侧 1250m	11.0	区域内水井	监测井
3	cy3-02 监测井	潜水	125.04632 , 46.73471	22 号平台井场东北侧 1560m	11.0	上游水井	监测井
4	北三联-03 监测井	潜水	125.0298, 46.69958	调水管道南侧 20m	11.0	下游水井	监测井
5	北三三-02 监测井	潜水	125.03634 , 46.68517	调水管道东南侧 1640m	11.0	侧向水井	监测井
6	厂房 4 承压水井	承压水	125.02014 , 46.73089	29 号平台井场东北侧 360m	65.0	上游水井	灌溉

7	厂房 5 承压水井	承压水	125.01571 , 46.72951	29 号平台井场西北 侧 110m	60.0	区域内	灌溉
---	-----------	-----	-------------------------	----------------------	------	-----	----

(3) 监测时间及频次

3#、4#、5#监测点位于 2026 年 8 月 1 日监测，2#监测点位于 2026 年 8 月 11 日监测，1#、6#、7#监测点位于 2026 年 8 月 27 日监测，均取样 1 次，并进行水质分析。

(4) 分析方法

地下水各监测因子分析方法见表 4.3-8。

表 4.3-8 地下水监测分析方法

监测项目	分析方法名称	方法来源及标准号	分析仪器及型号	仪器编号	方法检出限
K ⁺	水质 钾和钠的测定 火焰原子吸收分光光度法	GB/T 11904-1989	原子吸收分光光度计 AA320N	0309160202 16050002	0.03mg/L
Na ⁺	水质 钾和钠的测定 火焰原子吸收分光光度法	GB/T 11904-1989	原子吸收分光光度计 AA320N	0309160202 16050002	0.010mg/L
Ca ²⁺	水质 钙和镁的测定 原子吸收分光光度法	GB/T 11905-1989	原子吸收分光光度计 AA320N	0309160202 16050002	0.02mg/L
Mg ²⁺	水质 钙和镁的测定 原子吸收分光光度法	GB/T 11905-1989	原子吸收分光光度计 AA320N	0309160202 16050002	0.002mg/L
CO ₃ ²⁻	地下水水质分析方法 第 49 部分：碳酸根、重碳酸根和氢氧根离子的测定 滴定法	DZ/T 0064.49-2021	滴定管	T011	5mg/L
HCO ₃ ⁻	地下水水质分析方法 第 49 部分：碳酸根、重碳酸根和氢氧根离子的测定 滴定法	DZ/T 0064.49-2021	滴定管	T011	5mg/L
SO ₄ ²⁻	水质 硫酸盐的测定 重量法	GB/T 11899-1989	万分之一天平 FA224	1072301561	10mg/L
Cl ⁻	水质 氯化物的测定 硝酸银滴定法	GB11896-1989	滴定管	T010	10mg/L
pH	水质 pH 的测定 电极法	HJ 1147-2020	pH 速测仪 8601	1385693	—
总硬度	水质钙和镁的总量的测定 EDTA 滴定法	GB/T 7477-1987	滴定管	T015	5.00mg/L
溶解性总固体	地下水水质分析方法第 9 部分：溶解性固体总量的测定 重量法	DZ/T 0064.9-2021	万分之一天平 FA224	1022405682	4mg/L
耗氧量 (高锰酸盐指数)	水质 高锰酸盐指数的测定 草酸钠还原酸性滴定法	HJ 1445-2026	滴定管	T005	0.4mg/L

挥发酚	水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法 (方法 1 萃取分光光度法)	HJ 503-2009	可见分光光度计 722N	222407008 BN	0.0003mg/L
氟化物	水质 氟化物的测定 氟试剂 分光光度法	HJ 488-2009	可见分光光度计 722N	0707220202 22020039	0.02mg/L
硝酸盐 氮	水质 硝酸盐氮的测定 酚二 磺酸分光光度法	GB/T 7480- 1987	可见分光光度计 722N	0707220202 22020039	0.02mg/L
亚硝酸 盐 (氮)	水质 亚硝酸盐氮的测定 分光光度法	GB/T 7493- 1987	可见分光光度计 722N	222407008 BN	0.003mg/L
氨氮	水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法	HJ 535-2009	紫外可见分光光 度计 UV752	AE1104016	0.025mg/L
六价铬	地下水水质分析方法第 17 部 分:总铬和六价铬量的测定 二苯碳酰二肼分光光度法	DZ/T 0064.17- 2021	可见分光光度计 722N	222407009 BN	0.004mg/L
砷	水质 汞、砷、硒、铋和锑 的测定 原子荧光法	HJ 694-2014	原子荧光光度计 AFS-8220	8220(3)- 1011011Z ₈	0.0003mg/L
铅	铜、铅、镉 石墨炉原子吸 收法	《水和废水监 测分析方法》 (第四版) 国 家环境保护总 局(2002 年)	石墨炉原子吸收 分光光度计 AA320N、 GA3202	0309181008 19020003 0307160101 16050008	1.0μg/L
铁	水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法	GB/T 11911- 1989	原子吸收分光光 度计 AA320N	0309160202 16050002	0.03mg/L
锰	水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法	GB/T 11911- 1989	原子吸收分光光 度计 AA320N	0309160202 16050002	0.01mg/L
汞	水质 汞、砷、硒、铋和锑 的测定 原子荧光法	HJ 694-2014	原子荧光光度计 AFS-8220	8220(3)- 1011011Z ₈	0.00004 mg/L
菌落总 数	生活饮用水标准检验方法 微生物指标(4.1 平皿计数 法)	GB/T5750.12- 2023	电热恒温培养箱 303-0B	0723198	-
总大肠 菌群	多管发酵法	《水和废水监 测分析方法》 (第四版) 国 家环境保护总 局(2002 年)	电热恒温培养箱 303-0B	0723198	2MPN/1 00mL
石油类	水质 石油类的测定 紫外分光光度法(试行)	HJ 970-2018	紫外可见分光光 度计 UV752	AE1104016	0.01mg/L
氰化物	地下水水质分析方法第 52 部 分: 氰化物的测定吡啶-吡 啉酮分光光度法	DZ/T 0064.52- 2021	可见分光光度 722N	222407008 BN	0.002mg/L

镉	铜、铅、镉 石墨炉原子吸收法	《水和废水监测分析方法》 (第四版) 国家环境保护总局 (2002 年)	石墨炉原子吸收 分光光度计 AA320N、 GA3202	0309181008 19020003 0307160101 16050008	0.10μg/L
硫化物	水质 硫化物的测定 亚甲基蓝分光光度法	HJ 1226-2021	可见分光光度计 722N	222407009 BN	0.003mg/L
钡	水质 32 种元素的测定 电感耦合等离子体发射光谱法	HJ 776-2015	电感耦合等离子体发射光谱仪 Optima 7000DV	080C90408 01	0.01mg/L

(5) 监测结果

地下水水质现状监测结果见表 4.3-9、表 4.3-10。

表 4.3-9 地下水潜水水质现状监测结果

监测项目	工业垃圾填埋场-03 监测井	cy3-06 监测井	cy3-02 监测井	北三联-03 监测井	北三三-02 监测井	标准限值
K ⁺ (mg/L)	1.89	2.31	3.01	2.54	2.24	-
Na ⁺ (mg/L)	62.4	47.5	62.1	58.1	54.4	≤200
Ca ²⁺ (mg/L)	57.3	47.1	51.3	46.2	46.3	-
Mg ²⁺ (mg/L)	11.2	9.42	10.6	9.45	9.17	-
HCO ₃ ⁻ (mg/L)	245	202	242	221	224	-
CO ₃ ²⁻ (mg/L)	5L	5L	5L	5L	5L	-
Cl ⁻ (mg/L)	52	48	52	42	48	≤250
SO ₄ ²⁻ (mg/L)	43	38	46	37	36	≤250
pH (无量纲)	7.8	7.6	7.7	7.6	7.7	6.5~8.5
总硬度 (mg/L)	190	157	173	152	154	≤450
溶解性总固体 (mg/L)	568	472	554	494	497	≤1000
耗氧量 (mg/L)	2.2	2.2	2.0	1.9	2.1	≤3.0
挥发性酚类 (mg/L)	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤0.002
氰化物 (mg/L)	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	≤0.05
氟化物 (mg/L)	0.23	0.27	0.19	0.23	0.24	≤1.0
硝酸盐 (mg/L)	2.4	2.74	2.55	2.02	2.34	≤20
亚硝酸盐 (mg/L)	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	≤1.0
氨氮 (mg/L)	0.261	0.305	0.224	0.266	0.198	≤0.5
六价铬 (mg/L)	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	≤0.05
砷 (mg/L)	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤0.01
铅 (mg/L)	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	≤0.01

铁 (mg/L)	0.28	0.27	0.27	0.26	0.27	≤0.3
汞 (mg/L)	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	≤0.001
锰 (mg/L)	0.12	0.11	0.09	0.12	0.09	≤0.1
镉 (mg/L)	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	≤0.005
石油类 (mg/L)	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	≤0.05
总大肠菌群 (MPN/100mL)	2L	2L	2L	2L	2L	≤3.0
菌落总数 (CFU/mL)	13	11	10	10	11	≤100
硫化物 (mg/L)	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	≤0.02
钡 (mg/L)	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	≤0.70

表 4.3-10 地下水承压水水质现状监测结果

监测项目	厂房 4 承压水井	厂房 5 承压水井	标准限值
K ⁺ (mg/L)	1.11	1.07	-
Na ⁺ (mg/L)	45.5	42.1	≤200
Ca ²⁺ (mg/L)	32.6	31.5	-
Mg ²⁺ (mg/L)	6.18	6.02	-
HCO ₃ ⁻ (mg/L)	169	162	-
CO ₃ ²⁻ (mg/L)	5L	5L	-
Cl ⁻ (mg/L)	37	32	≤250
SO ₄ ²⁻ (mg/L)	26	22	≤250
pH (无量纲)	7.5	7.6	6.5~8.5
总硬度 (mg/L)	107	104	≤450
溶解性总固体 (mg/L)	371	349	≤1000
耗氧量 (mg/L)	1.8	1.7	≤3.0
挥发性酚类 (mg/L)	0.0003L	0.0003L	≤0.002
氰化物 (mg/L)	0.002L	0.002L	≤0.05
氟化物 (mg/L)	0.12	0.13	≤1.0
硝酸盐 (mg/L)	1.31	1.31	≤20
亚硝酸盐 (mg/L)	0.003L	0.003L	≤1.0
氨氮 (mg/L)	0.155	0.151	≤0.5
六价铬 (mg/L)	0.004L	0.004L	≤0.05
砷 (mg/L)	0.0003L	0.0003L	≤0.01
铅 (mg/L)	0.001L	0.001L	≤0.01
铁 (mg/L)	0.22	0.21	≤0.3
汞 (mg/L)	0.00004L	0.00004L	≤0.001
锰 (mg/L)	0.04	0.03	≤0.1
镉 (mg/L)	0.0001L	0.0001L	≤0.005
石油类 (mg/L)	0.01L	0.01L	≤0.05

总大肠菌群（MPN/100mL）	2L	2L	≤3.0
菌落总数（CFU/mL）	8	8	≤100
硫化物（mg/L）	0.003L	0.003L	≤0.02
钡（mg/L）	0.01L	0.01L	≤0.70

4.3.2.3 地下水水质现状评价

（1）评价标准

采用《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准，石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅱ类标准执行≤0.05mg/L。

（2）评价方法

采用单因子标准指数法对地下水水质现状监测结果进行评价，评价模式如下：

$$S_{i,j} = C_{i,j} / C_{si}$$

式中：S_{i,j}——水质单因子 i 在第 j 点的标准指数；

C_{ij}——水质评价因子 i 在第 j 点的监测值，mg/L；

C_{si}——i 因子的评价标准，mg/L。

pH 的标准指数公式：

pH_j≤7.0 时

$$S_{pH,j} = \frac{7.0 - pH_j}{7.0 - pH_{sd}}$$

pH_j>7.0 时

$$S_{pH,j} = \frac{pH_j - 7.0}{pH_{su} - 7.0}$$

式中：S_{pH,j}——pH 值的单项指数；

pH_j——j 点 pH 值监测值；

pH_{su}——水质标准中 pH 值上限；

pH_{sd}——水质标准中 pH 值下限。

当单因子标准指数>1 时，表示该水质参数所表征的污染物已满足不了标准要求，水体已受到污染；反之，则满足标准要求。

（3）单因子标准指数

地下水单因子标准指数计算结果见表 4.3-11、表 4.3-12。

表 4.3-11 地下水潜水单因子标准指数计算结果

监测项目	工业垃圾填埋场-03 监测井	cy3-06 监测井	cy3-02 监测井	北三联-03 监测井	北三三-02 监测井
Na ⁺	0.31	0.24	0.31	0.29	0.27
Cl ⁻	0.21	0.19	0.21	0.17	0.19
SO ₄ ²⁻	0.17	0.15	0.18	0.15	0.14
pH	0.53	0.40	0.47	0.40	0.47
总硬度	0.42	0.35	0.38	0.34	0.34
溶解性总固体	0.57	0.47	0.55	0.49	0.50
耗氧量	0.73	0.73	0.67	0.63	0.70
挥发性酚类	ND	ND	ND	ND	ND
氰化物	ND	ND	ND	ND	ND
氟化物	0.23	0.27	0.19	0.23	0.24
硝酸盐	0.12	0.14	0.13	0.10	0.12
亚硝酸盐	ND	ND	ND	ND	ND
氨氮	0.52	0.61	0.45	0.53	0.40
六价铬	ND	ND	ND	ND	ND
砷	ND	ND	ND	ND	ND
铅	ND	ND	ND	ND	ND
铁	0.93	0.90	0.90	0.87	0.90
汞	ND	ND	ND	ND	ND
锰	1.20	1.10	0.90	1.20	0.90
镉	ND	ND	ND	ND	ND
石油类	ND	ND	ND	ND	ND
总大肠菌群	ND	ND	ND	ND	ND
菌落总数	0.13	0.11	0.10	0.10	0.11
硫化物	ND	ND	ND	ND	ND
钡	ND	ND	ND	ND	ND

表 4.3-12 地下水承压水单因子标准指数计算结果

监测项目	厂房 4 承压水井	厂房 5 承压水井
Na ⁺	0.23	0.21
Cl ⁻	0.15	0.13
SO ₄ ²⁻	0.10	0.09
pH	0.33	0.40
总硬度	0.24	0.23
溶解性总固体	0.37	0.35
耗氧量	0.60	0.57

挥发性酚类	ND	ND
氰化物	ND	ND
氟化物	0.12	0.13
硝酸盐	0.07	0.07
亚硝酸盐	ND	ND
氨氮	0.31	0.30
六价铬	ND	ND
砷	ND	ND
铅	ND	ND
铁	0.73	0.70
汞	ND	ND
锰	0.40	0.30
镉	ND	ND
石油类	ND	ND
总大肠菌群	ND	ND
菌落总数	0.08	0.08
硫化物	ND	ND
钡	ND	ND

由以上地下水单因子标准指数分析可知，评价区域地下水水质除潜水中锰外均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的Ⅲ类标准要求，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅱ类标准。其中锰因子水质监测浓度占标率偏高，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。

地下水现状评价统计结果见表 4.3-13、表 4.3-14。

表 4.3-13 潜水现状评价统计结果

监测因子	样本数量	最大值	最小值	均值	标准差	检出率（%）	超标率（%）
K^+ （mg/L）	5	3.01	1.89	2.40	0.414	100	/
Na^+ （mg/L）	5	62.4	47.5	56.9	6.192	100	0
Ca^{2+} （mg/L）	5	57.3	46.2	49.6	4.766	100	/
Mg^{2+} （mg/L）	5	11.2	9.17	9.97	0.884	100	/
HCO_3^- （mg/L）	5	245	202	227	17.456	100	/
CO_3^{2-} （mg/L）	5	未检出	未检出	未检出	/	0	/
Cl^- （mg/L）	5	52	42	48	4.099	100	0
SO_4^{2-} （mg/L）	5	46	36	40	4.301	100	0
pH（无量纲）	5	7.8	7.6	7.7	0.084	100	0
总硬度（mg/L）	5	190	152	165	16.146	100	0

溶解性总固体 (mg/L)	5	568	472	517	41.605	100	0
耗氧量 (mg/L)	5	2.2	1.9	2.1	0.130	100	0
挥发性酚类 (mg/L)	5	未检出	未检出	未检出	/	0	0
氰化物 (mg/L)	5	未检出	未检出	未检出	/	0	0
氟化物 (mg/L)	5	0.27	0.19	0.23	0.029	100	0
硝酸盐 (mg/L)	5	2.74	2.02	2.41	0.267	100	0
亚硝酸盐 (mg/L)	5	未检出	未检出	未检出	/	0	0
氨氮 (mg/L)	5	0.305	0.198	0.251	0.041	100	0
六价铬 (mg/L)	5	未检出	未检出	未检出	/	0	0
砷 (mg/L)	5	未检出	未检出	未检出	/	0	0
铅 (mg/L)	5	未检出	未检出	未检出	/	0	0
铁 (mg/L)	5	0.28	0.26	0.27	0.007	100	0
汞 (mg/L)	5	未检出	未检出	未检出	/	0	0
锰 (mg/L)	5	0.12	0.09	0.11	0.015	100	0
镉 (mg/L)	5	未检出	未检出	未检出	/	0	0
石油类 (mg/L)	5	未检出	未检出	未检出	/	0	0
总大肠菌群 (MPN/100mL)	5	未检出	未检出	未检出	/	0	0
菌落总数 (CFU/mL)	5	13	10	11	1.225	100	0
硫化物 (mg/L)	5	未检出	未检出	未检出	/	0	0
钡 (mg/L)	5	未检出	未检出	未检出	/	0	0

表 4.3-14 承压水现状评价统计结果

监测因子	样本数量	最大值	最小值	均值	标准差	检出率 (%)	超标率 (%)
K ⁺ (mg/L)	2	1.11	1.07	1.09	0.028	100	/
Na ⁺ (mg/L)	2	45.5	42.1	43.8	2.404	100	0
Ca ²⁺ (mg/L)	2	32.6	31.5	32.1	0.778	100	/
Mg ²⁺ (mg/L)	2	6.18	6.02	6.10	0.113	100	/
HCO ₃ ⁻ (mg/L)	2	169	162	166	4.95	100	/
CO ₃ ²⁻ (mg/L)	2	未检出	未检出	未检出	/	0	/
Cl ⁻ (mg/L)	2	37	32	35	3.536	100	0
SO ₄ ²⁻ (mg/L)	2	26	22	24	2.828	100	0
pH (无量纲)	2	7.6	7.5	7.6	0.071	100	0
总硬度 (mg/L)	2	107	104	106	2.121	100	0
溶解性总固体 (mg/L)	2	371	349	360	15.556	100	0
耗氧量 (mg/L)	2	1.8	1.7	1.8	0.071	100	0
挥发性酚类 (mg/L)	2	未检出	未检出	未检出	/	0	0
氰化物 (mg/L)	2	未检出	未检出	未检出	/	0	0
氟化物 (mg/L)	2	0.13	0.12	0.13	0.007	100	0
硝酸盐 (mg/L)	2	1.31	1.31	1.31	0	100	0

亚硝酸盐 (mg/L)	2	未检出	未检出	未检出	/	0	0
氨氮 (mg/L)	2	0.155	0.151	0.153	0.003	100	0
六价铬 (mg/L)	2	未检出	未检出	未检出	/	0	0
砷 (mg/L)	2	未检出	未检出	未检出	/	0	0
铅 (mg/L)	2	未检出	未检出	未检出	/	0	0
铁 (mg/L)	2	0.22	0.21	0.22	0.007	100	0
汞 (mg/L)	2	未检出	未检出	未检出	/	0	0
锰 (mg/L)	2	0.04	0.03	0.04	0.007	100	0
镉 (mg/L)	2	未检出	未检出	未检出	/	0	0
石油类 (mg/L)	2	未检出	未检出	未检出	/	0	0
总大肠菌群 (MPN/100mL)	2	未检出	未检出	未检出	/	0	0
菌落总数 (CFU/mL)	2	8	8	8	0	100	0
硫化物 (mg/L)	2	未检出	未检出	未检出	/	0	0
钡 (mg/L)	2	未检出	未检出	未检出	/	0	0

(4) 区域地下水化学类型分析

根据舒卡列夫分类法,按地下水中 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 Na^{+} 、 K^{+} 、 Cl^{-} 、 SO_4^{2-} 、 HCO_3^{-} 含量,将 Meq (毫克当量)百分数大于 25% 的阴、阳离子进行组合,每种类型以阿拉伯数字为代号,共 49 类。舒卡列夫分类表见表 4.3-15。

表 4.3-15 舒卡列夫分类表

含量>25%Meq 的离子	HCO_3	HCO_3+SO_4	$\text{HCO}_3+\text{SO}_4+\text{Cl}$	HCO_3+Cl	SO_4	SO_4+Cl	Cl
Ca	1	8	15	22	29	36	43
Ca+Mg	2	9	16	23	30	37	44
Mg	3	10	17	24	31	38	45
Na+Ca	4	11	18	25	32	39	46
Na+Ca+Mg	5	12	19	26	33	40	47
Na+Mg	6	13	20	27	34	41	48
Na	7	14	21	28	35	42	49

按矿化度又分为 4 组: A 组矿化度 $<1.5\text{g/L}$, B 组 $1.5\sim10\text{g/L}$, C 组 $10\sim40\text{g/L}$, D 组 $>40\text{g/L}$ 。命名时在数字与字母间加连接号,如 1-A 型:指的是 $\text{M}<1.5\text{g/L}$,阴离子只有 $\text{HCO}_3>25\%\text{Meq}$,阳离子只有 Ca 大于 $25\%\text{Meq}$ 。49-D 型,表示矿化度大于 40g/L 的 Cl-Na 型水,该型水可能是于海水及海相沉积有关的地下水,或是大陆盐化潜水。

根据本项目地下水监测结果,分别计算承压水、潜水各监测点位中 SO_4^{2-} 、 Cl^{-} 、 HCO_3^{-} 、 CO_3^{2-} 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 Na^{+} 、 K^{+} 浓度均值,进而计算各离子 Meq (毫克当量)百分数及监测点位矿化度,从而对工程区域内承压水、潜水的水化学类型进行分类,工程所在地潜水水质八大离子浓度统计结果见表 4.3-16,工程所在地承压水水质八大离子浓度统计

结果见表 4.3-17。

表 4.3-16 潜水水质八大离子水化学类型分析结果

监测井点位	离子名称	毫克当量/升 (mEq/L)	毫克当量百 分比 (%)	离子毫克当量 合计 (mg/L)	相对误 差%	矿化度
工业垃圾填埋 场-03 监测井	K ⁺	0.048	0.739	6.560	1.25	0.47
	Na ⁺	2.713	41.358			
	Ca ²⁺	2.865	43.675			
	Mg ²⁺	0.933	14.228			
	HCO ₃ ⁻	4.016	62.776	6.398		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	1.486	23.222			
	SO ₄ ²⁻	0.896	14.002			
cy3-06 监测井	K ⁺	0.059	1.125	5.264	-1.96	0.39
	Na ⁺	2.065	39.230			
	Ca ²⁺	2.355	44.734			
	Mg ²⁺	0.785	14.911			
	HCO ₃ ⁻	3.311	60.488	5.475		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	1.371	25.051			
	SO ₄ ²⁻	0.792	14.461			
cy3-02 监测井	K ⁺	0.077	1.240	6.226	-1.47	0.47
	Na ⁺	2.700	43.370			
	Ca ²⁺	2.565	41.201			
	Mg ²⁺	0.883	14.189			
	HCO ₃ ⁻	3.967	61.879	6.411		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	1.486	23.174			
	SO ₄ ²⁻	0.958	14.948			
北三联-03 监 测井	K ⁺	0.065	1.145	5.689	0.84	0.42
	Na ⁺	2.526	44.405			
	Ca ²⁺	2.310	40.607			
	Mg ²⁺	0.788	13.843			
	HCO ₃ ⁻	3.623	64.767	5.594		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	1.200	21.452			
	SO ₄ ²⁻	0.771	13.780			
北三三-02 监	K ⁺	0.057	1.044	5.502	-2.58	0.42

测井	Na ⁺	2.365	42.990		5.794	
	Ca ²⁺	2.315	42.077			
	Mg ²⁺	0.764	13.889			
	HCO ₃ ⁻	3.672	63.383			
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	1.371	23.672			
	SO ₄ ²⁻	0.750	12.945			

表 4.3-17 承压水水质八大离子浓度评价结果

监测井点位	离子名称	毫克当量/升 (mg/L)	毫克当量百 分比 (%)	离子毫克当量 合计 (mg/L)	相对误 差%	矿化度
厂房 4 承压水 井	K ⁺	0.028	0.686	4.152	-2.55	0.32
	Na ⁺	1.978	47.649			
	Ca ²⁺	1.630	39.261			
	Mg ²⁺	0.515	12.404			
	HCO ₃ ⁻	2.770	63.408	4.369		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	1.057	24.195			
	SO ₄ ²⁻	0.542	12.397			
厂房 5 承压水 井	K ⁺	0.027	0.697	3.935	-1.18	0.30
	Na ⁺	1.830	46.522			
	Ca ²⁺	1.575	40.030			
	Mg ²⁺	0.502	12.750			
	HCO ₃ ⁻	2.656	65.926	4.028		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	0.914	22.696			
	SO ₄ ²⁻	0.458	11.378			

通过对区域内地下水八大离子监测结果可知，本项目所在区域地下水化学类型以 HCO₃-Na+Ca，4-A 型淡水及 HCO₃+Cl⁻-Na+Ca，25-A 型淡水为主，地下水矿化度较低，水质情况较好。根据上表可知，项目区域水质总阳离子（钠、钾、钙、镁）与阴离子（硫酸盐、氯化物、碳酸盐、重碳酸盐）毫克当量浓度相对误差不大于 5%，阴阳离子平衡。

4.3.2.4 地下水环境质量现状评价结论

由以上地下水单因子标准指数分析可知，评价区域地下水水质除潜水中锰外均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的Ⅲ类标准要求。其中锰因子水质监测浓度占标率偏高，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 Mn²⁺在 CO₂ 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。评价区域地下水化学类型主要为

HCO₃-Na+Ca，4-A 型淡水及 HCO₃+Cl -Na+Ca，25-A 型淡水。

4.3.2.5 包气带污染现状调查

(1) 包气带现状分布特征

评价区内第四系松散堆积层发育，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。根据评价区潜水地下水埋深特征，包气带厚度 1.5~4.0m。包气带地层岩性主要为透水而不含水的风沙黄色细砂及冲积亚粘土或亚砂土。

(2) 包气带污染现状监测

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），对于一、二级的改扩建项目，应在可能造成地下水污染的主要装置或设施附近开展包气带污染现状调查，对包气带进行分层取样，根据现场调查，本项目可能造成地下水污染的主要工程为区块内已建井场及场站。

①监测点位

本项目在现有区块内选取代表性井场、场站布设 4 个包气带监测点，每个点在 0-20cm 深度取 1 个样，在 20-40cm 深度取 1 个样。包气带现状调查见表 4.3-18。

表 4.3-18 包气带监测点

序号	监测点	采样深度	与拟建工程相对位置	备注
1	已建 B4-80-B248 井场	0~20cm、20~40cm	北六-5 集油掺水热洗 阀组间西北侧 80m	污染控制点 (125.01216, 46.72627)
2	已建 B4-80-B248 井场西 北侧 200m 草地	0~20cm、20~40cm	31 号平台井场东南侧 130m	清洁对照点 (125.01006, 46.72732)
3	北六转油放水站	0~20cm、20~40cm	拟改造场站	污染控制点 (125.02438, 46.72308)
4	北六转油放水站东北侧 200m 草地	0~20cm、20~40cm	北六转油放水站东北 侧 200m	清洁对照点 (125.02784, 46.72365)

②监测因子

根据区块内已建场站及井场的污染特点，选取可能对地下水造成污染的特征因子进行监测，即监测 pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油类、挥发酚，共 11 项指标。

③监测时间

1#、2#监测点位于 2026 年 8 月 4 日监测，3#、4#监测点位于 2026 年 8 月 1 日监测。

④分析方法

表 4.3-19 包气带监测分析方法

监测项目	分析方法名称	方法来源及标准号	分析仪器及型号	仪器编号	方法检出限
pH	水质 pH 的测定 电极法	HJ 1147-2020	pH 计 PHS-3E	600720N00 21101101	—
石油类	水质 石油类的测定 紫外分光光度法（试行）	HJ 970-2018	紫外可见分光光度计 UV752	AE1104016	0.01mg/L
砷	水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法	HJ 694-2014	原子荧光光度计 AFS-8220	8220(3)- 1011011Z8	0.0003mg/L
汞	水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法	HJ 694-2014	原子荧光光度计 AFS-8220	8220(3)- 1011011Z8	0.00004mg/L
铅	铜、铅、镉 石墨炉原子吸收法	《水和废水监测分析方法》（第四版）国家环境保护总局（2002 年）	石墨炉原子吸收分光光度计 AA320N、GA3202	0309181008 19020003 0307160101 16050008	1.0μg/L
总铬	水质 总铬的测定 高锰酸钾氧化-二苯碳酰二肼分光光度法	GB/T 7466-1987	可见分光光度计 722N	222407009 BN	0.004mg/L
挥发酚	水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法（方法 1 萃取分光光度法）	HJ 503-2009	可见分光光度计 722N	222407008 BN	0.0003mg/L
铜	铜、铅、镉 石墨炉原子吸收法	《水和废水监测分析方法》（第四版）国家环境保护总局（2002 年）	石墨炉原子吸收分光光度计 AA320N、GA3202	0309181008 19020003 0307160101 16050008	0.001mg/L
镍	水质 镍的测定 火焰原子吸收分光光度法	GB/T 11912-1989	原子吸收分光光度计 AA320N	0309160202 16050002	0.05mg/L
锌	水质 铜、锌、铅、镉的测定 原子吸收分光光度法	GB/T 7475-1987	原子吸收分光光度计 AA320N	0309160202 16050002	0.05mg/L
镉	铜、铅、镉 石墨炉原子吸收法	《水和废水监测分析方法》（第四版）国家环境保护总局（2002 年）	石墨炉原子吸收分光光度计 AA320N、GA3202	0309181008 19020003 0307160101 16050008	0.10μg/L

⑤监测结果

表 4.3-20 包气带现状调查结果

监测项目	已建 B4-80-B248 井场		已建 B4-80-B248 井场西北侧 200m 草地	
	0~20cm	20~40cm	0~20cm	20~40cm
pH	8.1	7.9	8.0	7.8
铅	4.7	5.2	5.3	5.1
镉	0.10	0.06	0.11	0.12
汞	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
总铬	0.12	0.08	0.09	0.11
石油类	0.09	0.11	0.06	0.08
砷	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L
挥发酚	0.0014	0.0016	0.0012	0.0015
铜	0.008	0.011	0.009	0.008
镍	0.12	0.11	0.08	0.10
锌	0.07	0.06	0.09	0.08
监测项目	北六转油放水站		北六转油放水站东北侧 200m 草地	
	0~20cm	20~40cm	0~20cm	20~40cm
pH	7.9	7.8	8.0	8.1
铅	4.6	5.1	5.0	4.9
镉	0.11	0.07	0.10	0.13
汞	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
总铬	0.13	0.09	0.11	0.10
石油类	0.08	0.10	0.07	0.09
砷	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L
挥发酚	0.0012	0.0014	0.0011	0.0013
铜	0.009	0.010	0.008	0.007
镍	0.11	0.09	0.07	0.10
锌	0.08	0.10	0.09	0.07
注：实测值数值后面的“L”，表示此检测项目实测值为“未检出”； 计量单位：pH 无量纲，铅、镉、汞和砷 MG/L，总铬和石油类、铜、镍、锌、挥发酚为 MG/L。				

从调查结果可知，评价区域内包气带中汞、砷均未检出，且污染控制点与清洁对照点油田特征污染物石油类、挥发酚所测数值相差不大，评价区域内包气带未被污染。

4.3.3 地表水环境质量现状

本项目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，大庆中环评价检测有限公司于 2026 年 8 月 1 日~6 日对本项目周边的地表水体丰三泡、二零六泡、前进渠、东二排水干渠进行了监测。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），东二排水干渠划定为混合区，不执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002），丰三泡、二零六泡、前进渠均未划分水环境功能区，因此本项目仅对丰三泡、二零六泡、前进渠、东二排水干渠现状进行监测，不对环境质量进行评价。

（1）监测点位

本次评价共布设 6 条地表水水质取样垂线，监测点布设情况见表 4.3-21。

表 4.3-21 监测点布设情况

序号	监测点	监测点位与本项目位置关系	坐标
1	丰三泡	34 号平台井场西南侧 1950m	124.98318， 46.71264
2	二零六泡	4 号污油回收站东南侧 1830m	125.06235， 46.69455
3	前进渠上游	30 号平台井场西北侧 500m	125.00875， 46.73315
4	前进渠下游	34 号平台井场西南侧 520m	124.99564， 46.72446
5	东二排水干渠上游	北六联合站东北侧 1300m	125.04143， 46.7281
6	东二排水干渠下游	调水管道西南侧 1050m	125.01613， 46.69724

（2）监测因子

pH 值、悬浮物、COD、BOD₅、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅、溶解氧、水温。

（3）监测频率

pH 值、悬浮物、COD、BOD₅、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅连续取样 3 天，每天一次；溶解氧和水温每间隔 6 h 取样监测一次。

（4）监测结果

水质监测数据见表 4.3-22。

表 4.3-22 地表水监测数据表 单位：mg/L（pH 无量纲）

监测时间		2026.08.01	2026.08.02	2026.08.03
监测点位		丰三泡		
pH	无量纲	8.4	8.1	8.3
COD _{Cr}	mg/L	52	55	51
BOD ₅	mg/L	7.5	7.7	7.4
氨氮	mg/L	0.583	0.541	0.567
总磷	mg/L	0.13	0.14	0.12
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	12		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	
总铬	mg/L	0.004L		0.004L		0.004L	
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	
溶解氧	mg/L	07:01	7.2	07:02	7.9	07:01	6.6
		13:02	6.4	13:03	8.2	13:02	7.8
		19:02	7.8	19:01	6.8	19:03	7.6
		次日 01:01	8.0	次日 01:03	7.3	次日 01:02	6.7
水温	℃	07:01	17.3	07:02	17.1	07:01	17.2
		13:02	22.9	13:03	22.8	13:02	22.9
		19:02	20.4	19:01	20.8	19:03	20.6
		次日 01:01	17.0	次日 01:03	17.2	次日 01:02	17.1

续表 4.3-22 地表水监测数据表 单位: mg/L (pH 无量纲)

监测时间		2026.08.04		2026.08.05		2026.08.06	
监测点位		二零六泡					
pH	无量纲	8.5		8.5		8.4	
CODcr	mg/L	61		56		59	
BOD5	mg/L	9.3		8.9		9.1	
氨氮	mg/L	0.788		0.744		0.767	
总磷	mg/L	0.11		0.13		0.15	
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	12		17		19	
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	
总铬	mg/L	0.004L		0.004L		0.004L	
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	
溶解氧	mg/L	07:27	7.9	07:26	7.8	07:28	7.9

		13:28	7.7	13:28	7.9	13:26	7.6
		19:26	8.1	19:27	8.0	19:27	7.5
		次日 01:27	7.6	次日 01:28	7.4	次日 01:28	8.1
		07:27	17.8	07:26	17.7	07:28	17.7
水温	℃	13:28	22.9	13:28	22.8	13:26	22.8
		19:26	20.7	19:27	20.6	19:27	20.8
		次日 01:27	17.2	次日 01:28	17.1	次日 01:28	17.3

续表 4.3-22 地表水监测数据表 单位: mg/L (pH 无量纲)

监测时间		2026.08.01		2026.08.02		2026.08.03	
监测点位		前进渠（上游）					
pH	无量纲	8.2		8.0		8.1	
CODcr	mg/L	61		60		62	
BOD5	mg/L	8.3		8.5		8.1	
氨氮	mg/L	0.824		0.819		0.835	
总磷	mg/L	0.16		0.14		0.17	
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	10		12		13	
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	
总铬	mg/L	0.004L		0.004L		0.004L	
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	
溶解氧	mg/L	07:21	7.5	07:19	6.9	07:20	7.6
		13:20	7.9	13:21	7.5	13:21	7.8
		19:21	8.1	19:20	8.0	19:20	7.7
		次日 01:22	8.3	次日 01:21	7.7	次日 01:21	8.1
水温	℃	07:21	17.3	07:19	17.2	07:20	17.2
		13:20	22.9	13:21	22.8	13:21	22.7
		19:21	20.5	19:20	20.7	19:20	20.4
		次日 01:22	17.1	次日 01:21	17.3	次日 01:21	17.2

续表 4.3-22 地表水监测数据表 单位: mg/L (pH 无量纲)

监测时间		2026.08.01	2026.08.02	2026.08.03
监测点位		前进渠（下游）		
pH	无量纲	8.1	8.2	8.0

CODcr	mg/L	64		63		62	
BOD5	mg/L	8.6		8.4		8.5	
氨氮	mg/L	0.843		0.837		0.845	
总磷	mg/L	0.19		0.21		0.22	
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	14		13		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	
总铬	mg/L	0.004L		0.004L		0.004L	
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	
溶解氧	mg/L	07:25	7.9	07:24	7.1	07:23	8.1
		13:26	8.2	13:25	6.8	13:25	8.3
		19:25	8.3	19:26	7.4	19:24	8.2
		次日 01:26	7.7	次日 01:25	7.9	次日 01:26	7.8
水温	℃	07:25	17.3	07:24	17.2	07:23	17.2
		13:26	22.9	13:25	22.8	13:25	22.7
		19:25	20.5	19:26	20.7	19:24	20.4
		次日 01:26	17.1	次日 01:25	17.3	次日 01:26	17.2

续表 4.3-22 地表水监测数据表 单位: mg/L (pH 无量纲)

监测时间		2026.08.01	2026.08.02	2026.08.03
监测点位		东二排水干渠(上游)		
pH	无量纲	7.9	8.0	7.9
CODcr	mg/L	47	46	48
BOD5	mg/L	6.5	6.7	6.3
氨氮	mg/L	1.03	1.01	1.12
总磷	mg/L	0.09	0.10	0.08
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	9	8	6
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	
总铬	mg/L	0.004L		0.004L		0.004L	
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	
溶解氧	mg/L	07:41	7.7	07:40	8.4	07:42	7.9
		13:40	8.1	13:41	7.8	13:41	8.0
		19:41	8.2	19:39	6.9	19:40	7.8
		次日 01:41	7.9	次日 01:40	7.3	次日 01:42	7.6
水温	℃	07:41	17.3	07:40	17.1	07:42	17.2
		13:40	22.9	13:41	22.9	13:41	22.8
		19:41	20.6	19:39	20.5	19:40	20.7
		次日 01:41	17.2	次日 01:40	17.3	次日 01:42	17.1

续表 4.3-22 地表水监测数据表 单位: mg/L (pH 无量纲)

监测时间		2026.08.01		2026.08.02		2026.08.03	
监测点位		东二排水干渠（下游）					
pH	无量纲	7.7		7.5		7.6	
CODcr	mg/L	49		48		50	
BOD5	mg/L	6.1		6.3		6.5	
氨氮	mg/L	1.07		1.15		1.11	
总磷	mg/L	0.08		0.11		0.09	
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	10		8		9	
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	
总铬	mg/L	0.004L		0.004L		0.004L	
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	
溶解氧	mg/L	07:49	7.8	07:48	7.6	07:47	7.7
		13:48	8.3	13:49	8.1	13:48	8.5
		19:49	8.1	19:48	8.4	19:49	8.2
		次日 01:48	8.2	次日 01:49	7.7	次日 01:48	8.0
水温	℃	07:49	17.3	07:48	17.1	07:47	17.2
		13:48	22.9	13:49	22.9	13:48	22.8

		19:49	20.6	19:48	20.5	19:49	20.7
		次日 01:48	17.2	次日 01:49	17.3	次日 01:48	17.1

由监测结果可知，本项目周边地表水体丰三泡、二零六泡、前进渠、东二排水干渠特征因子石油类、挥发酚均未检出。

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《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，滚动开发区块建设项目应列表给出代表性的场站厂界、各声环境保护目标现状值和达标情况分析。因此本项目根据拟建场站布置情况、环境保护目标分布情况进行布点，监测点布设见表 4.3-23，具体监测点位见附图 16。

表 4.3-23 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	备注
1	丰收小区	125.00869, 46.72081	33 号平台井场南侧 180m 34 号平台井场集油掺水管线南侧 120m 丰收大街西侧 15m	测 1 个点
2	北六联合站	125.02259, 46.72387	拟改扩建场站	东、南、西、 北各测 1 个点
3	聚北十九注 水站	125.06196, 46.71548	本项目改造的 4 号污油回收站位于该站 内	东、南、西、 北各测 1 个点

(2) 监测时间

2026 年 8 月 1 日~2 日。

(3) 监测频次

连续监测 2 天，昼夜各 1 次。

(4) 监测结果

声环境现状监测结果见表 4.3-24。

表 4.3-24 声环境现状监测结果表 单位：dB（A）

监测点位	2026.08.01		2026.08.02	
	昼间	夜间	昼间	夜间
丰收小区	46.5	42.3	46.1	42.5
北六联合站厂界东侧外 1m	45.4	41.5	45.5	41.4
北六联合站厂界南侧外 1m	48.3	44.4	48.8	44.7
北六联合站厂界西侧外 1m	47.2	43.2	47.7	43.5
北六联合站厂界北侧外 1m	46.4	42.8	46.6	42.9

聚北十九注水站厂界东侧外 1m	46.3	43.5	46.6	43.8
聚北十九注水站厂界南侧外 1m	45.4	42.6	45.7	42.7
聚北十九注水站厂界西侧外 1m	44.9	41.7	44.8	41.4
聚北十九注水站厂界北侧外 1m	47.7	44.1	47.3	44.6

4.3.4.2 声环境质量现状评价

本项目评价范围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 88~95dB(A)之间，为连续稳态声源。

(1) 评价标准

根据本项目区域声环境功能区划，丰收小区声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准。场站厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准。

(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

由本项目区域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，项目周边的丰收小区声环境满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准。拟改扩建场站厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 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

本项目评价范围内主要为草甸土，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，有针对性选择土壤理化特性调查内容，具体土壤理化特性调查见表 4.3-25，区域内土壤构型（土壤剖面）见表 4.3-26。

表 4.3-25 土壤理化特性调查表

时间		2026.08.04		
点号		拟建27号平台井场		
经纬度		125.0134, 46.72424		
层次		0-50cm	50-150cm	150-300cm
现场记录	颜色	黑色	黑色	黑色
	结构	块状	面状	面状
	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	--	--
pH 值		7.97	8.12	7.75

实验室测定	阳离子交换量(cmol+/kg)	11.8	12.2	10.7
	氧化还原电位 (mv)	179	203	184
	饱和导水率(mm/min)	1.522	1.494	1.513
	土壤容重 (g/cm ³)	1.50	1.48	1.47
	孔隙度(%)	43.4	44.2	44.5

表 4.3-26 区域内土体构型（土壤剖面）

点号	景观照片	土壤剖面照片	层次
拟建 27号平台井场	 经度: 125.012992 纬度: 46.724565 地址: 黑龙江省大庆市萨尔图区丰收村 备注: 拟建27号平台井场		0-0.5m 块状结构 壤土
			0.5-1.5m 面状结构 壤土
			1.5-3m 面状结构 壤土
			 经度: 125.012984 纬度: 46.724578 地址: 黑龙江省大庆市萨尔图区丰收村 备注: 拟建27号平台井场

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，由于本项目分布较分散，且根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）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）中现状监测布点要求，确定本项目拟建井场永久占地范围内共布设 5 个柱状样监测点，拟改扩建的场站及新建场站永久占地范围内各布设 1 个表层样监测点，区域已建井场布设 1 个表层样点，占地范围外居住区布设 1 个表层样点，占地范围外农用地共布设 3 个表层样点。土壤现状监测点位详见表 4.3-27，监测点位置见附图 16。

表 4.3-27 土壤现状监测点位

编号	监测点名称	坐标	执行标准	土壤类型	备注
1	拟建 23 号平台井场	125.0197， 46.72416	《土壤环境质量 建设用地土壤污 染风险管控标准 （试行）》	草甸土	采取柱状样，在 0~0.5m、 0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
2	拟建 27 号平台井场	125.0134， 46.72424		草甸土	采取柱状样，在 0~0.5m、 0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样

3	拟建 29 号平台井场	125.0164, 46.72862	(GB36600-2018) 中第二类 用地筛选值	草甸土	采取柱状样, 在 0~0.5m、 0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
4	拟建 30 号平台井场	125.01157 , 46.7288		草甸土	采取柱状样, 在 0~0.5m、 0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
5	拟建 33 号平台井场	125.00879 , 46.72431		草甸土	采取柱状样, 在 0~0.5m、 0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
6	北六联合站排污池 附近	125.02369 , 46.72613		草甸土	采取表层样, 在 0~0.2m 取样
7	拟建 19-1 注入站	125.01195 , 46.7249		草甸土	采取表层样, 在 0~0.2m 取样
8	区域已建 B4-80- B249 井场	125.01655 , 46.7254		草甸土	采取表层样, 在 0~0.2m 取样
9	丰收小区	125.00973 , 46.72035	《土壤环境质量 建设用地土壤污 染风险管控标准 (试行)》 (GB36600- 2018) 中第一类 用地筛选值	草甸土	采取表层样, 在 0~0.2m 取样
10	拟建 29 号平台东北 侧 200m 耕地	125.01882 , 46.72925	《土壤环境质量 农用地土壤污染 风险管控标准 (试行)》 (GB 15618- 2018) 中的筛选 值	草甸土	采取表层样, 在 0~0.2m 取样
11	拟建 25 号平台西南 侧 200m 草地	125.017, 46.72122		草甸土	采取表层样, 在 0~0.2m 取样
12	聚北十九注水站西 南侧 200m 草地	125.0603, 46.71365		草甸土	采取表层样, 在 0~0.2m 取样

(2) 监测项目

1#~9#点位监测项目: 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、蒽、萘、苯并(a)蒽、苯并(b)荧蒽、苯并(k)荧蒽、苯并(a)芘、茚并(1,2,3-cd)芘、二苯并(a,h)蒽、石油烃(C₁₀-C₄₀)、石油类、石油烃(C₆-C₉)、水溶性盐总量, 共 50 项。

10#~12#点位监测项目: pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃(C₁₀-C₄₀)、石油类、石油烃(C₆-C₉)、水溶性盐总量, 共 13 项。

(3) 监测时间

2026 年 8 月 4 日。

(4) 监测频次

采样 1 次, 分别对各采样土壤进行监测因子全分析。

(5) 监测结果

表 4.3-28 建设用地区土壤环境质量现状监测结果 单位: mg/kg (pH 无量纲)

监测项目	监测点位及监测结果								
	拟建 23 号平台井场			拟建 27 号平台井场			拟建 29 号平台井场		
	0-50cm	50-150cm	150-300cm	0-50cm	50-150cm	150-300cm	0-50cm	50-150cm	150-300cm
pH	7.85	7.97	8.01	7.97	8.12	7.75	8.07	7.86	7.96
镉 (Cd)	0.09	0.12	0.07	0.12	0.07	0.09	0.09	0.11	0.08
汞 (Hg)	0.019	0.021	0.018	0.017	0.023	0.016	0.018	0.021	0.019
砷 (As)	3.36	3.27	3.31	3.33	3.25	3.40	3.42	3.31	3.39
铅 (Pb)	17	21	18	17	19	14	19	20	17
铬 (六价)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
铜 (Cu)	14	18	13	16	18	20	15	13	12
镍 (Ni)	24	26	21	19	23	21	21	18	19
水溶性盐总量	700	600	700	600	700	600	700	800	800
石油类	13	16	12	11	13	10	12	14	11
苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
甲苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
乙苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
氯苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯乙烯	未检出	未检出	未检出	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	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
邻二甲苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,2-二氯苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,4-二氯苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
四氯化碳	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
氯仿	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
氯甲烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1-二氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,2-二氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1-二氯乙烯	未检出	未检出	未检出	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	未检出	未检出	未检出	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	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
二氯甲烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,2-二氯丙 烷	未检出	未检出	未检出	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	未检出	未检出	未检出	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	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
四氯乙烯	未检出	未检出	未检出	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	未检出	未检出	未检出	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	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
三氯乙烯	未检出	未检出	未检出	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	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
硝基苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯胺	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
2-氯酚	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
蒎	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
萘	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并[a]蒎	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并[b]荧 蒎	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并[k]荧 蒎	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并[a]芘	未检出	未检出	未检出	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	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
二苯并[a, h]蒎	未检出	未检出	未检出	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)	未检出	未检出	未检出	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)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出

续表 4.3-28 建设用地土壤环境质量现状监测结果 单位: mg/kg (pH 无量纲)

监测项目	监测点位及监测结果								
	拟建 30 号平台井场			拟建 33 号平台井场			北六联合站排 污池附 近	拟建 19-1 注入站	区域已 建 B4- 80-B249 井场
	0- 50cm	50- 150cm	150- 300cm	0- 50cm	50- 150cm	150- 300cm	0-20cm	0- 20cm	0-20cm
pH	7.95	8.21	8.09	8.08	7.96	8.11	7.99	7.81	8.11
镉 (Cd)	0.10	0.07	0.09	0.09	0.11	0.07	0.10	0.08	0.07
汞 (Hg)	0.019	0.022	0.018	0.020	0.016	0.015	0.017	0.018	0.024
砷 (As)	3.35	3.26	3.31	3.22	3.38	3.40	3.30	3.36	3.45
铅 (Pb)	14	16	18	19	11	15	16	17	19
铬 (六价)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
铜 (Cu)	18	12	17	18	10	16	12	11	17
镍 (Ni)	22	20	21	21	18	16	18	20	19
水溶性盐总 量	600	800	700	700	600	800	600	700	800
石油类	10	11	13	12	10	11	14	12	13
苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
甲苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
乙苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
氯苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯乙烯	未检出	未检出	未检出	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	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
邻二甲苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,2-二氯苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,4-二氯苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
四氯化碳	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
氯仿	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
氯甲烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1-二氯乙 烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,2-二氯乙 烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出

1,1-二氯乙 烯	未检出	未检出	未检出	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	未检出	未检出	未检出	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	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
二氯甲烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,2-二氯丙 烷	未检出	未检出	未检出	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	未检出	未检出	未检出	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	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
四氯乙烯	未检出	未检出	未检出	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	未检出	未检出	未检出	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	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
三氯乙烯	未检出	未检出	未检出	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	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
硝基苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯胺	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
2-氯酚	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
蒎	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
萘	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并[a]蒎	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并[b]蒎 蒎	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并[k]蒎 蒎	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并[a]蒎	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
茚并[1,2,3- cd]蒎	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
二苯并[a, h]蒎	未检出	未检出	未检出	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)	未检出	未检出	未检出	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)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
--	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

续表 4.3-28 建设用地土壤环境质量现状监测结果 单位: mg/kg (pH 无量纲)

监测项目	监测点位及监测结果
	丰收小区
	0-20cm
pH	7.96
镉 (Cd)	0.09
汞 (Hg)	0.017
砷 (As)	3.32
铅 (Pb)	16
铬 (六价)	未检出
铜 (Cu)	14
镍 (Ni)	25
水溶性盐总量	600
石油类	12
苯	未检出
甲苯	未检出
乙苯	未检出
氯苯	未检出
苯乙烯	未检出
间二甲苯+对二甲苯	未检出
邻二甲苯	未检出
氯乙烯	未检出
1,2-二氯苯	未检出
1,4-二氯苯	未检出
四氯化碳	未检出
氯仿	未检出
氯甲烷	未检出
1,1-二氯乙烷	未检出
1,2-二氯乙烷	未检出
1,1-二氯乙烯	未检出
顺-1,2-二氯乙烯	未检出
反-1,2-二氯乙烯	未检出
二氯甲烷	未检出
1,2-二氯丙烷	未检出

1,1,1,2-四氯乙烷	未检出
1,1,2,2-四氯乙烷	未检出
四氯乙烯	未检出
1,1,1-三氯乙烷	未检出
1,1,2-三氯乙烷	未检出
三氯乙烯	未检出
1,2,3-三氯丙烷	未检出
硝基苯	未检出
苯胺	未检出
2-氯酚	未检出
蒽	未检出
萘	未检出
苯并[a]蒽	未检出
苯并[b]荧蒽	未检出
苯并[k]荧蒽	未检出
苯并[a]芘	未检出
茚并[1,2,3-cd]芘	未检出
二苯并[a, h]蒽	未检出
石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	未检出
石油烃（C ₆ -C ₉ ）	未检出

表 4.3-29 农用地土壤环境质量现状监测结果 单位：mg/kg（pH 无量纲）

监测项目	监测点位及监测结果		
	拟建 29 号平台东北 侧 200m 耕地	拟建 25 号平台西南 侧 200m 草地	聚北十九注水站西南侧 200m 草地
	0-20cm	0-20cm	0-20cm
pH	8.01	7.97	7.77
镉	0.08	0.10	0.09
汞	0.015	0.022	0.018
砷	3.32	3.40	3.27
铅	16	20	17
铬	44	51	60
铜	12	16	15
镍	19	18	22
锌	55	61	48
石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	未检出	未检出	未检出
石油烃（C ₆ -C ₉ ）	未检出	未检出	未检出
水溶性盐总量	600	700	600

石油类	11	13	14
-----	----	----	----

4.3.5.3 土壤环境质量现状评价

(1) 评价方法

评价方法采用标准指数法进行土壤环境质量现状评价，即通过指数的大小反应土壤环境受污染的程度，公式为：

$$K_i = X_i / X_{oi}$$

式中：K_i——第 i 项分指数；

X_i——土壤中 i 污染物的实测含量，mg/kg；

X_{oi}——土壤中 i 污染物的标准值，mg/kg。

(2) 评价标准

1#~8#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）中第二类用地筛选值标准，9#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）中第一类用地筛选值标准，10#~12#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）中其他农用地土壤风险筛选值。

(3) 土壤现状评价结果分析

建设用地土壤环境质量现状评价结果见表 4.3-30。农用地土壤环境质量现状评价结果见表 4.3-31。

表 4.3-30 建设用地土壤环境质量现状评价结果（K_i 值）

监测项目	监测点位及评价结果								
	拟建 23 号平台井场			拟建 27 号平台井场			拟建 29 号平台井场		
	0-50cm	50-150cm	150-300cm	0-50cm	50-150cm	150-300cm	0-50cm	50-150cm	150-300cm
镉（Cd）	0.0014	0.0018	0.0011	0.0018	0.0011	0.0014	0.0014	0.0017	0.0012
汞（Hg）	0.0005	0.0006	0.0005	0.0004	0.0006	0.0004	0.0005	0.0006	0.0005
砷（As）	0.0560	0.0545	0.0552	0.0555	0.0542	0.0567	0.0570	0.0552	0.0565
铅（Pb）	0.0213	0.0263	0.0225	0.0213	0.0238	0.0175	0.0238	0.0250	0.0213
铬（六价）	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
铜（Cu）	0.0008	0.0010	0.0007	0.0009	0.0010	0.0011	0.0008	0.0007	0.0007
镍（Ni）	0.0267	0.0289	0.0233	0.0211	0.0256	0.0233	0.0233	0.0200	0.0211
苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
甲苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
乙苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
氯苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND

苯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
间二甲苯+对二甲苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
邻二甲苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,2-二氯苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,4-二氯苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
四氯化碳	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
氯仿	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
氯甲烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,1-二氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,2-二氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,1-二氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
顺-1,2-二氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
反-1,2-二氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
二氯甲烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,2-二氯丙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,1,1,2-四氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,1,2,2-四氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
四氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,1,1-三氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,1,2-三氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
三氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,2,3-三氯丙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
硝基苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯胺	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
2-氯酚	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
蒎	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
萘	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯并[a]蒎	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯并[b]蒎	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND

苯并[k]荧蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯并[a]芘	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
茚并[1,2,3-cd]芘	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
二苯并[a, h]蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND

续表 4.3-30 建设用地土壤环境质量现状评价结果 (K_i 值)

监测项目	监测点位及评价结果								
	拟建 30 号平台井场			拟建 33 号平台井场			北六联合站排污池附近	拟建 19-1 注入站	区域已建 B4-80-B249 井场
	0-50cm	50-150cm	150-300cm	0-50cm	50-150cm	150-300cm	0-50cm	50-150cm	150-300cm
镉 (Cd)	0.0015	0.0011	0.0014	0.0014	0.0017	0.0011	0.0015	0.0012	0.0011
汞 (Hg)	0.0005	0.0006	0.0005	0.0005	0.0004	0.0004	0.0004	0.0005	0.0006
砷 (As)	0.0558	0.0543	0.0552	0.0537	0.0563	0.0567	0.0550	0.0560	0.0575
铅 (Pb)	0.0175	0.0200	0.0225	0.0238	0.0138	0.0188	0.0200	0.0213	0.0238
铬 (六价)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
铜 (Cu)	0.0010	0.0007	0.0009	0.0010	0.0006	0.0009	0.0007	0.0006	0.0009
镍 (Ni)	0.0244	0.0222	0.0233	0.0233	0.0200	0.0178	0.0200	0.0222	0.0211
苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
甲苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
乙苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
氯苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
间二甲苯+对二甲苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
邻二甲苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,2-二氯苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,4-二氯苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
四氯化碳	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
氯仿	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
氯甲烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND

1,1-二氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,2-二氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,1-二氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
顺-1,2-二氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
反-1,2-二氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
二氯甲烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,2-二氯丙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,1,1,2-四氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,1,2,2-四氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
四氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,1,1-三氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,1,2-三氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
三氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,2,3-三氯丙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
硝基苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯胺	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
2-氯酚	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
萘	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯并[a]蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯并[b]荧蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯并[k]荧蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯并[a]芘	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
茚并[1,2,3-cd]芘	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND

二苯并[a,h]蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
石油烃 (C ₆ -C ₉)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND

续表 4.3-30 建设用地土壤环境质量现状评价结果 (K_i 值)

监测项目	监测点位及评价结果	
	丰收小区	
	0-20cm	
镉 (Cd)	0.0045	
汞 (Hg)	0.0021	
砷 (As)	0.1660	
铅 (Pb)	0.0400	
铬 (六价)	ND	
铜 (Cu)	0.0070	
镍 (Ni)	0.1667	
苯	ND	
甲苯	ND	
乙苯	ND	
氯苯	ND	
苯乙烯	ND	
间二甲苯+对二甲苯	ND	
邻二甲苯	ND	
氯乙烯	ND	
1,2-二氯苯	ND	
1,4-二氯苯	ND	
四氯化碳	ND	
氯仿	ND	
氯甲烷	ND	
1,1-二氯乙烷	ND	
1,2-二氯乙烷	ND	
1,1-二氯乙烯	ND	
顺-1,2-二氯乙烯	ND	
反-1,2-二氯乙烯	ND	
二氯甲烷	ND	

1,2-二氯丙烷	ND
1,1,1,2-四氯乙烷	ND
1,1,2,2-四氯乙烷	ND
四氯乙烯	ND
1,1,1-三氯乙烷	ND
1,1,2-三氯乙烷	ND
三氯乙烯	ND
1,2,3-三氯丙烷	ND
硝基苯	ND
苯胺	ND
2-氯酚	ND
蒽	ND
萘	ND
苯并[a]蒽	ND
苯并[b]荧蒽	ND
苯并[k]荧蒽	ND
苯并[a]芘	ND
茚并[1,2,3-cd]芘	ND
二苯并[a, h]蒽	ND
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	ND
石油烃 (C ₆ -C ₉)	ND

表 4.3-31 农用地土壤环境质量现状评价结果 (K_i 值)

监测项目	监测点位及评价结果		
	拟建 29 号平台东北 侧 200m 耕地	拟建 25 号平台西南 侧 200m 草地	聚北十九注水站西南侧 200m 草地
	0-20cm	0-20cm	0-20cm
镉	0.1333	0.1667	0.1500
汞	0.0044	0.0065	0.0053
砷	0.1328	0.1360	0.1308
铅	0.0941	0.1176	0.1000
铬	0.1760	0.2040	0.2400
铜	0.1200	0.1600	0.1500
镍	0.1000	0.0947	0.1158
锌	0.1833	0.2033	0.1600
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	ND	ND	ND

土壤现状评价统计结果见表 4.3-32、表 4.3-33。

表 4.3-32 建设用地二类用地土壤现状评价统计结果

监测因子	样本数量	最大值 (mg/kg)	最小值 (mg/kg)	均值 (mg/kg)	标准差	检出率 (%)	超标率 (%)	最大 超标 倍数
pH	18	8.21	7.75	7.99	0.118	100	/	/
镉 (Cd)	18	0.12	0.07	0.09	0.017	100	0	/
汞 (Hg)	18	0.024	0.015	0.02	0.002	100	0	/
砷 (As)	18	3.45	3.22	3.34	0.062	100	0	/
铅 (Pb)	18	20	11	17	2.391	100	0	/
铬 (六价)	18	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
铜 (Cu)	18	20	10	15	2.867	100	0	/
镍 (Ni)	18	23	16	20	2.337	100	0	/
水溶性盐总量	18	800	600	700	77.976	100	/	/
石油类	18	14	10	12	1.560	100	/	/
苯	18	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
甲苯	18	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
乙苯	18	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
氯苯	18	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
苯乙烯	18	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
间二甲苯+对二甲苯	18	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
邻二甲苯	18	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
氯乙烯	18	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
1,2-二氯苯	18	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
1,4-二氯苯	18	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
四氯化碳	18	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
氯仿	18	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
氯甲烷	18	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
1,1-二氯乙烷	18	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
1,2-二氯乙烷	18	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
1,1-二氯乙烯	18	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
顺-1,2-二氯乙烯	18	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
反-1,2-二氯乙烯	18	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
二氯甲烷	18	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
1,2-二氯丙烷	18	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
1,1,1,2-四氯乙烷	18	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
1,1,2,2-四氯乙烷	18	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
四氯乙烯	18	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/

1,1,1-三氯乙烷	18	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
1,1,2-三氯乙烷	18	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
三氯乙烯	18	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
1,2,3-三氯丙烷	18	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
硝基苯	18	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
苯胺	18	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
2-氯酚	18	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
蒽	18	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
蔡	18	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
苯并[a]蒽	18	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
苯并[b]荧蒽	18	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
苯并[k]荧蒽	18	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
苯并[a]芘	18	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
茚并[1,2,3-cd]芘	18	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
二苯并[a, h]蒽	18	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	18	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
石油烃 (C ₆ -C ₉)	18	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/

表 4.3-33 农用地土壤现状评价统计结果

监测因子	样本数量	最大值 (mg/kg)	最小值 (mg/kg)	均值 (mg/kg)	标准差	检出率 (%)	超标率 (%)	最大超标倍数
pH	3	8.01	7.77	7.91	0.105	100	/	/
镉	3	0.1	0.08	0.09	0.008	100	0	/
汞	3	0.022	0.015	0.02	0.003	100	0	/
砷	3	3.4	3.27	3.33	0.054	100	0	/
铅	3	20	16	18	1.700	100	0	/
铬	3	60	44	52	6.549	100	0	/
铜	3	16	12	14	1.700	100	0	/
镍	3	22	18	20	1.700	100	0	/
锌	3	61	48	55	5.312	100	0	/
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	3	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
石油烃 (C ₆ -C ₉)	3	未检出	未检出	未检出	/	0	/	/
水溶性盐总量	3	700	600	640	57.735	100	/	/
石油类	3	14	11	13	1.528	100	/	/

(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,没有出现超标情况。本项目永久占地内土壤及现有井场、场站土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地筛选值标准,评价范围内居住区土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第一类用地筛选值标准,评价范围内农用地土壤满足《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。

4.3.6 生态环境现状评价

(1) 生态功能区划

根据《全国生态功能区划》(修编版,2015),本工程位于II-01-04松嫩平原东部农产品提供功能区。该区主要生态问题包括农田侵占、土壤肥力下降、农业面源污染严重。农产品提供功能区生态保护的主要方向为严格保护基本农田,培养土壤肥力;加强农田基本建设,增强抗自然灾害的能力等。

在全国生态功能区划的基础上,结合黑龙江省详细的生态功能区划,对本工程所在的生态功能区划进行详细说明。根据黑龙江省人民政府批准的《黑龙江省生态功能区划》(黑政函〔2006〕75号),本工程所在区域属于本项目所在区域属于松嫩平原西部草甸草原生态区,松嫩平原西部草甸草原与农业生态亚区,大庆地区矿业与土壤保持生态功能区。本工程区生态功能区划见表4.3-34。

表 4.3-34 本工程区域生态功能区划表

项目区生态功能分区单元			主要生态系统服务功能	保护措施与发展方向
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-06-01-2 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	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

4.3.6.1 土地利用类型调查

本工程生态评价范围为拟建井场及场站边界外扩50m范围及新建管线、道路沿线两侧外扩300m区域,主要为耕地、草地、林地。由于工程所在区域为油田开发区域,人类活动频繁,野生动物较少。评价区土地利用类型包括耕地、草地、林地、交通运输用地、工矿仓储用地、水域及水利设施用地及住宅用地等。耕地主要为旱田,草地主要为区域内斑块状荒草地,林地主要是乔木林地;交通运输用地主要为城镇村道路用地;工矿仓储用地主要为现有油田设施及区域其他工厂等。评价区内土地利用现状分析结果见下表,项目

区域土地利用现状图见附图 15。

表 4.3-35 评价区土地利用现状表

序号	土地类型		面积 (hm ²)	占评价区面积比例 (%)
	一级类	二级类		
1	林地	其他林地	19.41	2.97
2	耕地	旱地	35.66	5.45
3	草地	其他草地	534.98	81.81
4	工矿仓储用地	工业用地	30.24	4.63
5	交通运输用地	城镇村道路用地	15.5	2.37
6	水域及水利设施用地	坑塘水面	4.85	0.74
7	住宅用地	农村宅基地	13.26	2.03

4.3.6.2 植被及植物多样性

本次植被及植物多样性调查工作采取资料收集、现场调查与遥感调查相结合的方法开展。

根据调查，项目评价区域无《国家重点保护野生植物名录》中的重点保护野生植物。大庆市位于松嫩平原中部，地势低，地带性植被为草甸草原，是我国温带草原的一部分，也是欧亚大陆草原的最东端，以丛生禾草和根茎禾草为其主要成分。由于湖泊、沼泽和盐碱化洼地的大面积分布，非地带性植被面积也较大，并有较多的盐生植物群落。

(1) 植物区系特征

本区植物区系以蒙古草原植物区系成分占优势，常见的优势种和伴生种多属蒙古植物区系成分，如羊草(*Leymus chinensis* (Trin. ex Bunge) Tzvelev)、贝加尔针茅(*Stipa baicalensis* Roshev.)、大针茅(*Stipa grandis* P.A.Smirn.)、星星草(*Puccinellia tenuiflora* (Griseb.) Scribn. & Merr.)等。

(2) 主要植被类型

评价区域内植被类型以草甸、人工林和农田植被为主。

①草甸植被

评价区域内草甸主要包括草甸草原植被和盐生草甸植被。

草甸草原植被：羊草草甸草原(*Form. Leymus chinensis*)。羊草草甸草原是欧亚大陆草原区东部一种特有和优势的草原类型，也是区域主要的草甸草原类型。由于羊草具有强烈的根茎繁殖能力，排挤其它植物侵入，故种类组成比较单纯，在群落中羊草占绝对优势，是稳定的建群成分。但由于小生境，尤其是土壤类型和土壤盐碱含量的变化，群落组成结构有明显差异，可以区分若干群丛。如羊草-野古草群丛(*Leymus chinensis-Arundinella*

hirta)、羊草-拂子茅群丛 (*Leymus Chinensis-Calamagrostis epigejos*)、羊草-碱蒿群丛 (*Leymus Chinensis-Artemisia anethifolia*) 等。

盐生草甸植被：星星草草甸 (*Puccinellia tenuiflora*)。广泛分布在退化草地的碱斑和盐碱化湖泡周围，但面积较小，生境较低湿，常有短期积水。此类草甸盖度变化很大，常以星星草为单优势，甚至无伴生种，可混有少量羊草、野大麦 (*Hordeum brevisubulatum* (Trin.) Link)、朝鲜碱茅 (*Puccinellia chinampoensis* Ohwi)、碱蒿 (*Artemisia anethifolia*)，以及常混有少量一年生的碱蓬 (*Suaeda glauca* (Bunge) Bunge) 和角碱蓬 (*Suaeda corniculata* Bunge) 等。马蔺草甸 (*Iris lactea* Pall.)。主要分布在草地的碱斑周围。组成以马蔺为优势，伴生种随着小生境土壤的盐分、湿润度的不同而有变化，主要有无脉苔草 (*Carex enervis* C. A. Mey.)、羊草、赖草及芨芨草 (*Neotrinia splendens* (Trin.) M. Nobis, P. D. Gudkova & A. Nowak)，其次间或混有少量的各类杂类草。碱蓬草甸广泛分布在碱湖周围的碱土和严重退化草地的碱斑上，是草地土壤严重碱化的标志之一。组成群落的种类简单，多为盐生植物，碱蓬和碱蒿在群落中占主要地位，虎尾草在某些地段也可有较多数量。

②农田植被

农田生态系统是人工生态系统，植被是人工栽培的各种农作物，本区域主要种植农作物、经济作物和蔬菜等。本地区农田为永久基本农田，耕地农作物主要以玉米为主，玉米产量约 500~600kg/亩。

③人工林

在评价区内人工防护林主要为杨树林 (*Populus*L.)。杨树林是评价区人工防护林的主要林种之一，也是评价区内分布最多，最广泛的林木，主要分布在村庄附近、道路两侧及农田周围。杨树林平均树高 10~15m，平均胸径 15~25cm，平均冠幅 2.5m×2.5m。

4.3.6.3 动物现状调查

根据调查，项目评价区域无《国家重点保护野生动物名录》中的重点保护野生动物，无《中国生物多样性红色名录》中珍稀濒危野生动物，无国家列入拯救保护的极小种群、特有种等动物资源的主要的天然集中分布区和繁殖区。

(1) 陆生哺乳动物

评价区为典型农区，其动物的组成与分布具有明显的村栖型特点。主要分布有小家鼠 (*Mus musculus*L.)、大仓鼠 (*Tscherskia triton*)、普通田鼠 (*Microtus arvalis*) 等啮齿目动物。由于人类活动的干扰，较大型哺乳类动物基本绝迹，但小型哺乳类特别是鼠类仍为

常见种。

(2) 鸟类

本区人类生产活动频繁，因此鸟类的种类和分布亦较少。经调查，本区无国家和地方受保护的珍稀濒危野生动物，常见鸟类主要为喜鹊（*Pica serica*）、小嘴乌鸦（*Corvus corone*）、麻雀（*Passer montanus*）、家燕（*Hirundo rustica*）等村栖型鸟类。

4.3.6.4 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。景观调查以工程用地为中心，采用国家生态环境现状调查所用分类系统进行分类。区域内的景观共分为三类，主要由草甸景观、耕地景观、林地景观构成。

(1) 草甸景观

本区内面积最大景观类型，大面积的分布于油田开发区内，总面积 534.98hm²，占评价区域总面积的 81.81 %。草甸分布不连续，斑块数量多。

(2) 耕地景观是分布面积较大的景观类型，总面积 35.66hm²，占评价区域总面积的 5.45 %。主要种植以玉米为主的农作物。

(3) 林地景观主要为人工防护林用地，总面积 19.41hm²，占评价区总面积的 2.97 %。

4.3.6.5 生态敏感区调查

本项目位于黑龙江省大庆市萨尔图区境内，根据勘查，项目区域内无国家公园、自然保护区、自然公园等自然保护地、世界自然遗产、生态保护红线等区域，无重要物种的天然集中分布区、栖息地，重要水生生物的产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道，迁徙鸟类的重要繁殖地、停歇地、越冬地以及野生动物迁徙通道等重要生境，无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。项目所在区域为一般区域。

4.3.6.6 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，本项目位于黑龙江省大庆市萨尔图区境内，不属于水土流失重点预防区和重点治理区。

本项目区域水土流失类型为风水蚀交错类型。成因包括石油天然气开发引起的水土流失、交通建设引起的水土流失、农业开发引起的水土流失。石油天然气开发主要表现在对土地的占用和破坏，地质地貌的变化等。交通建设主要表现在土地占用和土壤侵蚀；地表景观的破坏和生态功能的扰动加剧水土流失；弃土场处理不当引起的水土流失；道路边坡稳定性引发的水土流失。农业开发主要表现在破坏原生植被，导致生态系统退化；干扰原有的土壤基准条件，引发土壤沙化或土地盐渍化；影响水文水情及生态

系统，如抽取地下水导致水位下降，地面沉降；化学肥料的过渡使用对土壤、地下水的污染等。

目前全省水土流失综合防治逐步进入法制化轨道，重点地区水土流失治理成效显著，植被保护和生态修复初见成效，退耕还林还草面积得到巩固，黑土区保土蓄水功能持续增强，水土流失面积和强度呈现总体下降趋势。

4.3.6.7 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。”

本项目位于大庆市萨尔图区，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》，萨尔图区不属于沙化土地所在区。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。

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。

4.3.6.8 既有工程实际生态影响及措施调查

根据现场调查，为保护区域生态环境，第三采油厂在施工过程中采取了生态保护措施保护区域内生态系统，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草地生态系统的影响。并严格控制了该区域油田作业范围，严格运营期管理，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。针对水土流失，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第三采油厂含油污水处理站处理，防止了污油污水污染周围生态环境，运营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，场站内道路两侧和场站院墙内外均已绿化，生态恢复较好。

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。

4.3.6.9 主要生态环境问题

根据现场调查，本工程所在区域内生态环境以农田生态系统、草地、林地生态系统为主，为保护区域生态环境，采油三厂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，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措施，通过采取了一系列的生态保护措施后，油田的开发对区域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，严格运营期管理，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盐碱地生态系统的退化、沙化、盐碱化等。

4.3.6.10 生态环境现状评价结论

本项目评价范围内生态系统类型主要为草地及农田生态系统。本项目评价范围内土地利用类型以草地及耕地为主，工程所在区域内主要土壤类型以草甸土为主，工程所在区域人类活动频繁，野生动物较少，区域生态环境总体质量较好。

4.4 区域污染源调查

本工程为石油开采项目，经现场调查，区域内污染源主要为油田场站及井场，场站主要为北六联合站（包括北六转油放水站、北六污水站、北六聚驱污水站、北六深度污水站、北六注水站、北六热泵站），污染物主要为油田场站及区块内已建油井产生的废气、废水、噪声、固废等污染物。

4.4.1 大气污染源调查

(1) 常规污染因子

本项目区域场站加热炉燃烧产生的烟气，包括颗粒物、二氧化硫、氮氧化物，根据本次对区域场站的调查监测数据可知，区域场站加热炉废气满足《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。区域加热炉烟气排放量约为 18203.4 万 m³/a，颗粒物排放量为 1.401t/a，NO_x 排放量为 13.835t/a，SO₂ 排放量为 1.093t/a。

(2) 特征污染因子

本项目所在区块为北部过渡带二条带西区，根据调查，北部过渡带二条带西区现有运行油水井 37 口，油水目前实际产能 0.76×10⁴t/a，现有区域非甲烷总烃挥发量为 10.77t/a。

(3) 汽车尾气

由于项目的开发建设导致区内车辆、交通量增加，导致排放尾气增多，主要特征污染物为 CO、NO_x 和碳氢化合物，属于流动源。

(4) 区域空气质量变化状况

根据收集的滚动开发区块建设项目近 5 年的区域环境质量情况，具体见 4.3.1.3，项目区域内环境质量良好，各污染物浓度没有明显增加，且均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2026）过渡阶段二级标准浓度限值要求，说明滚动开发区块未对区域环境空气质量造成明显影响。

同时区域内北六联合站加热炉均使用清洁燃料天然气，并采用低氮燃烧器，加热炉排放的污染物能够达到《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；现有站场原油集输均采用密闭集输管线、装置，场站内各关键接口法兰均进行了密闭处理，可有效控制烃类物质的排放，目前现有井场边界、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）5.9 中规定要求。

由以上分析，建设项目所在区域不存在大气环境问题。

4.4.2 废水污染源调查

(1) 生活污水污染源

区域生活污水污染源主要来源于场站办公设施，其污染物主要为 COD、BOD₅、SS、NH₃-N 等，区域场站内的生活污水排入场站内生活污水收集装置，定期由物业单位庆南工矿服务公司采用罐车抽排拉运至风云污水提升站，经污水管网排入大庆市水务集团城市排水有限公司中区污水处理厂处理。

(2) 工业污水污染源

工业废水污染源主要为油田采出水、油水井作业污水、洗井污水，废水污染物为 pH、SS、石油类等。

区域内油田采出水量为 $18.73 \times 10^4 \text{t/a}$ ，区域内油水井作业（修井）产生的作业污水共计约 $540 \text{m}^3/\text{a}$ ，区域内水井洗井产生的洗井污水共计约 $1860 \text{m}^3/\text{a}$ 。区域内油田采出水、油水井作业污水、洗井污水最终进入北六深度污水站处理达标后回注油层。

4.4.3 噪声污染源调查

工业区工业噪声源主要分为 2 类，分别如下：

第一类是工业企业噪声：主要为泵类、风机类、抽油机井等设备噪声，主要噪声源为北六联合站抽油机井等；第二类是交通噪声：主要是井排路、通井路的运输车辆产生的噪声。

根据本次对区块内已建井场及场站的监测数据可知，现有区块内已建井场、场站厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准。

4.4.4 固体废物污染源分析

根据现状调查分析，区域内油水井在进行作业过程中产生的含油污泥量约 1.08t/a ，区域现有场站清罐污泥产生量约为 30t/a ，含油污泥由罐车拉运至萨北含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理，剩余固相建设单位按照《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ1461-2026）的要求进行综合利用；区域内油水井在进行作业过程中产生的含油废防渗布量约 0.54t/a ，含油废防渗布经收集后暂存于第三作业区 25 号站含油防渗布贮存池，定期委托有资质单位处理。区域内含油污水处理站内产生的废滤料约 25t/a ，废滤料定期委托大庆蓝星环保工程有限公司处理。区域内油井井场柱上变压器维护过程中产生的废变压器油约 0.45t/a ，场站设备维护过程中产生的废润滑油约 0.8t ，废变压器油、废润滑油拉运至第三采油厂危险废物贮存库暂存，定期委托有资质单位处置。区域内场站共产生生活垃圾 5.5t/a ，产生的生活垃圾集中收集后拉运至大庆城控电力有限公司进行处理。

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

本工程施工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、柴油机燃烧排放的烟气、焊接烟尘、防腐废气。

(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。当车辆通过干燥且路况较差路段时，在行车道两侧扬尘的 TSP 浓度短期内可达 $8-10\text{mg}/\text{m}^3$ 。

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，建设过程中产生的施工扬尘不会对周边环境产生较大影响。根据本工程特点，在施工过程中应采取以下措施：

- 1) 施工中路拌机采用密封拌合的方式；
- 2) 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；
- 3) 施工场地干燥时适当洒水抑尘，建材堆放应定位定点，并采取防尘、抑尘措施，如设置挡风板、上覆遮盖材料等；
- 4) 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。
- 5) 在施工过程中，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；
- 6) 加强回填土方堆放场的管理，要采取土方表面压实、覆盖等措施；
- 7) 在距离丰收小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住区的影响，围挡设置在临时占地范围内，优先选用环保、可回收利用的材料，围挡高度不低于 1.8m，围挡应连续设置，不得有缺口、裂缝或破损，确保施工现场的封闭性。

采取上述措施后，可有效降低施工期过程中产生的扬尘，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。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

本工程施工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，影响范围较大，但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。

（3）柴油机燃烧排放的烟气

钻井时钻井泥浆泵由泵柴油机提供动力，本项目施工时使用低标号柴油，调节好柴油机运行工况，根据工程分析可知，本工程柴油机功率为 882kW，NMHC+NO_x 的排放速率 0.52g/kWh，烟尘的排放速率 0.032g/kWh，CO 的排放速率 0.08g/kWh，能够满足《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 2020 修改单中第三阶段标准限值及《非道路移动柴油机械排气烟度限值及测量方法》（GB 36886-2018）表 1 中Ⅱ类限值要求。由于拟建工程开发区域所在地较空旷，扩散能力较快，因此对局部区域环境的影响不大。随着钻井工作的结束，柴油机排放的废气对环境空气的影响会逐渐消失。

（4）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。

（5）防腐废气

本工程敷设的管道及场站新建设备均为已具有防腐保护层的成品管道及设备，仅对管道焊缝及设备连接处等局部进行防腐，会产生防腐废气。项目管线及设备局部防腐过程防腐废气产生量较少，主要污染物为非甲烷总烃，为无组织排放。由于防腐作业时间比较短，且管线及场站周围地域开阔，废气经大气扩散后，对周围环境影响较小，且随施工结束后废气将随之消失。

采取以上措施后，对大气环境的影响较小，且施工期结束后对环境的影响即消失，对周围环境产生的影响较小。

5.1.2 运营期

本项目运营期大气污染源主要为场站新建加热炉产生的燃烧烟气、新建油井产液集输过程中及改扩建场站新增动静密封点无组织挥发的非甲烷总烃。

（1）大气评价等级

根据 2.6.1 节估算模式计算结果，本项目排放的大气污染物的最大地面空气质量浓度占标率为 4.729%， $1\% \leq P_{\max} < 10\%$ ，因此确定大气评价工作等级为二级。

（2）大气评价范围

本项目大气评价等级为二级,根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018),本项目大气评价范围为拟建井场及场站为中心边长 5km 的矩形区域的包络范围,评价范围总面积约 54.03km²。

(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 5.1-1,大气污染物无组织排放量核算见表 5.1-2。

表 5.1-1 大气污染物有组织排放量核算表

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	1#真空相变加热炉	颗粒物	7.7	0.0075	0.066
		SO ₂	6	0.0059	0.052
		NO _x	76	0.0747	0.654
2	2#真空相变加热炉	颗粒物	7.7	0.0075	0.066
		SO ₂	6	0.0059	0.052
		NO _x	76	0.0747	0.654
一般排放口合计		颗粒物			0.132
		SO ₂			0.104
		NO _x			1.308
有组织排放总计					
有组织排放总计		颗粒物			0.132
		SO ₂			0.104
		NO _x			1.308

表 5.1-2 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		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,井口安装密封垫	《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	4.0	1.678
2	改扩建场站	油气集输	非甲烷总烃	场站油气集输全部采用密闭流程			3.096

无组织排放总计		
无组织排放总计	非甲烷总烃	4.774

本项目大气污染物年排放量核算见表 5.1-3。

表 5.1-3 本项目大气污染物年排放量核算

序号	污染物	年排放量 (t/a)
1	非甲烷总烃	4.774
2	颗粒物	0.132
3	SO ₂	0.104
4	NO _x	1.308

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），排放量很少，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。

③交通源影响分析

本工程运营期原油集输为管线密闭集输，不涉及拉油，运营期不涉及移动交通源。

（4）大气环境保护距离的设置

本项目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”，根据估算结果，本项目井场及场站厂界非甲烷总烃浓度均满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中标准限值，且厂界外非甲烷总烃短期贡献浓度均未超过《大气污染物综合排放标准详解》中非甲烷总烃浓度限值，故无需设置大气环境保护距离。

（5）评价结论

本项目大气评价工作等级为二级，通过估算模式的计算结果可知，本项目排放的非甲烷总烃最大地面浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m³ 标准限值，加热炉烟气最大地面浓度满足《环境空气质量标准》（GB3095-2026）过渡阶段二级标准浓度限值。

本项目所在地区为大庆市，为达标区域。正常工况下，本项目在运行期油田生产过程中采用全密闭工艺流程，油井井口均安装了密封垫，确保了油田特征污染物非甲烷总烃挥发量降至最低，通过采取上述措施，能够确保井场、场站排放的非甲烷总烃边界满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求，油田开

发区域产生的非甲烷总烃对大气环境影响较小。非正常工况为油水井井下作业，作业过程中使用作业污水回收装置，整个过程非甲烷总烃排放量很小，且作业时间很短，对大气环境影响较小。通过估算可知，本项目对大气环境影响较小，无需设置大气环境防护区域。大气环境影响评价自查表见附表 1。

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。

5.2 地表水环境影响评价

项目区域地表水体主要为丰三泡、二零六泡、前进渠、东二排水干渠，丰三泡位于 34 号平台井场西南侧 1950m，为季节性水泡，主要功能防洪排涝，水域面积约 0.55km²，平均水深 0.8m。二零六泡位于 4 号污油回收站东南侧 1830m，为季节性水泡，主要功能防洪排涝，水域面积约 0.6km²，平均水深 0.9m。前进渠位于 34 号平台井场西北侧 60m，前进渠上游承接大庆水库泄水，下游汇入东二排水干渠，水渠宽约 5m，深约 1.2m，流量约 7.5m³/s，主要为沿线泡沼提供生态补水、区域排涝。本项目拟建老化油外输管道及二元液管线定向钻穿越东二排水干渠，东二排水干渠承接区域雨水、汛期涝水，下游汇入北二十里泡，水渠宽约 12m，深约 2.5m，流量约 15m³/s，主要功能为城区排涝、泄洪。

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、压裂返排液、废弃管道清洗废水、吹扫清管废水、设备清洗废水、试压废水、生活污水，污染因子主要为石油类、COD、氨氮、SS。

运营期产生的作业污水、洗井污水、油田采出液中分离的含油污水污染因子为石油类、SS。

本项目对地表水的污染途径主要包括施工期柴油泄漏、钻井钢制泥浆槽防渗措施失效、施工废水没有及时回收等随地面径流进入地表水体，及运营期井下作业、集输管道泄漏等导致含油污水、原油泄漏进入地表水体。

5.2.1 施工期

(1) 钻井废水排入井场钢制泥浆槽中，定期由罐车拉运至大庆赛诺科林环保科技有限公司处理，处理后的压滤水由罐车拉运至北三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。

(2) 压裂返排液由罐车拉运至第三采油厂北三集输班压裂返排液处理站处理后，管输进入北三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。

(3) 废弃管道清洗废水由集输管道输送至北六深度污水站处理满足《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法》(SY/T5329-2022)限值要求后回注油层。

(4) 吹扫清管废水、设备清洗废水、试压废水由罐车拉运至北六深度污水站处理满足《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法》(SY/T5329-2022)限值要求后回注油层。

(5) 钻井施工期施工人员产生的生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内，地面施工期施工人员产生的生活污水排入附近场站及阀组间已建生活污水收集装置，定期由物业单位庆南工矿服务公司采用罐车抽排拉运至风云污水提升站，经污水管网排入大庆市水务集团城市排水有限公司中区污水处理厂处理。

综上所述，本项目施工期废水均得到合理有效的处理，对区域内地表水环境影响较小。

5.2.2 运营期

5.2.2.1 正常工况下地表水环境影响分析

正常工况下，运营期油田采出水管输进入北六三元污水站处理满足《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法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，正常工况下对区域内地表水体几乎不产生影响。

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）水污染控制措施有效性评价

本项目将水驱北六污水站改造为北六三元污水站，用于处理本项目及同期建设项目产生的三元采出水，改建后处理工艺由“两级沉降+一级过滤”改造为“两级沉降+两级过滤”。设计出水水质为“含油量≤20mg/L、悬浮固体含量≤20mg/L、悬浮物颗粒直径中值≤5μm”。北六三元污水站设计污水处理能力 7000m³/d，分两期进行建设，本项目仅建设一期工程，设计污水处理能力 4000m³/d，本项目及同期建设项目预计处理水量约 3860m³/d，负荷率为 96.5%，改建后的北六三元污水站处理规模完全满足本项目油田采出水的处理要求。

（2）环境可行性评价

本项目油田采出水中含油量为 1000mg/L，悬浮物含量为 200mg/L，类比大庆油田已建污水处理站处理工艺及各处理阶段的处理效率，北六三元污水站原水、出水指标及各处理单元处理效率详见表 5.2-1。

表 5.2-1 北六三元污水站原水、出水指标及各处理单元处理效率

参数	含油量	悬浮物含量
原水污染物浓度（mg/L）	≤1000	≤200
一次沉降罐去除效率（%）	≥75	≥60
一次沉降罐出水污染物浓度（mg/L）	≤250	≤80
二次沉降罐去除效率（%）	≥76	≥62.5
二次沉降罐出水污染物浓度（mg/L）	≤60	≤30
一级过滤罐去除效率（%）	≥50	≥33.3
一级过滤罐出水污染物浓度（mg/L）	≤30	≤20
二级过滤罐去除效率（%）	≥33.3	≥0（仅保障粒径）
出水污染物浓度（mg/L）	≤20	≤20

根据以上分析，本项目油田采出水经改建的北六三元污水站处理后能够满足《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，即“含油量 $\leq 20\text{mg/L}$ 、悬浮固体 $\leq 20\text{mg/L}$ 、悬浮物颗粒直径中值 $\leq 5\mu\text{m}$ ”，处理后污水回注现有区域内空气渗透率 $> 0.6\mu\text{m}^2$ 的聚驱油层。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。

（3）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新建老化油外输管道及二元液管线穿越东二排水干渠段设有穿越套管，套管内外壁喷砂除锈达 Sa2.5 级，防腐采用环氧煤沥青涂料，内加强外普通级，能有效防治管线泄露对东二排水干渠的影响。

②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。

③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；

④在进行油水井井下作业时，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；

⑤新建油水井采用数字化建设，全部数据接入作业区指挥中心，实时监控油水井运行状态。

⑥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。

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。

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，油水井作业污水及注入井洗井污水通过罐车回收后拉运至北六三元污水站处理满足《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法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排；

油井洗井污水随集油管道进入集油系统，最终管输至北六三元污水站处理满足《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法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。对地表水体构成污染的污染源主要为作业污水、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）油水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。油水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，作业过程中跑、冒、滴、漏产生的油水不会污染外环境。

（3）本工程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水井作业，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，项目不会对地表水体产生影响。

5.2.3 退役期

退役期退役管道清洗废水由集输管道输送至北六三元污水站处理，退役管道吹扫清管废水由罐车拉运至北六三元污水站处理，处理后的水质满足《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。退役期生活污水排入附近场站及阀组间已建生活污水收集装置，定期由物业单位庆南工矿服务公司采用罐车抽排拉运至风云污水提升站，经污水管网排入大庆市水务集团城市排水有限公司中区污水处理厂处理。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

本项目在施工期、运营期正常生产及非正常工况、退役期情况下，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，运营期应加强检测、巡检巡视，及时发现问题及时处理，尽量避免事故的发生，降低事故发生后对环境的影响程度和范围。

5.3 地下水环境影响预测与评价

5.3.1 正常情况下地下水环境影响分析

（1）施工期

①钻井过程对地下水环境影响分析

本项目钻井期对地下水可能造成的影响主要是钻井过程中钻遇含水层时钻井液漏失对地下水造成影响。若漏失地层存在较多的裂隙时，漏失的钻井液就有可能沿着岩层裂隙进入地下水造成地下水污染。

钻井期间，为防止钻井泥浆上返地面后对土壤的污染，井场设钢制泥浆槽，泥浆不落地；钻井过程中使用双层套管，以保护地下水不受污染；表层套管和油层套管固井水泥浆必须返至井口，确保安全封闭此深度内的地下水层，同时封固地表疏松地层，为井口控制和后续完井采用预应力固井创造条件；尽可能缩短水泥胶的稠化时间减少对地层水的污染；慎重使用水泥外加剂，表套固井不使用带毒性的水泥外加剂；提高钻井速度，减少钻井泥浆对地层水的污染及浸泡时间；固井水泥返高要求返至油层以上 100m，确保完全封闭此深度内的潜水层和承压水层，保证地下水水质安全。结合油田多年钻井的实际经验可知，在固井质量可靠的基础上，一般井管泄漏的可能性极小。即使发生泄漏，固井时已采用加套管等防护措施，正常情况下不会对地下水产生影响。

②压裂对地下水环境影响分析

油气层压裂工艺采用压裂车，把高压大排量具有一定粘度的液体通过井筒挤入油层，当把油层压出许多裂缝后，加入支撑剂充填进裂缝，提高油层的渗透能力，以增加产油量。在固井质量可靠，并采用加套管等防护措施的基础上，一般井管压裂液泄漏的可能性极小。本项目采用无毒、低毒的环境友好型压裂液，压裂实施过程中加强现场监督，产生的压裂返排液直接进入罐车，不落地，因此正常情况下不会对地下水产生影响。

③井场防渗旱厕对地下水环境影响分析

施工场地的生活污水经临时防渗旱厕收集，生活污水量非常少且是短期行为，生活污水定期由物业单位庆南工矿服务公司采用罐车抽排拉运至风云污水提升站，经污水管网排入大庆市水务集团城市排水有限公司中区污水处理厂处理。

⑤柴油罐区对地下水影响分析

本项目钻井时期在井场设置 1 个柴油罐区，罐区属于重点防渗区，采用地面碾压平整并铺设 2mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗，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)中重点防渗区“等效黏土防渗层 $\geq 6.0\text{m}$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ”的要求。由于柴油罐为地上罐，即使发生泄漏也能够及时发现并处理，加之罐区场地已进行防渗处理，对地下水产生影响的可能性极小。

综上所述，项目正常情况下施工期钻井废水排入井场钢制泥浆槽中，定期由罐车拉运至大庆赛诺科林环保科技有限公司处理，处理后的压滤水由罐车拉运至北三含油污水处

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。压裂返排液由罐车拉运至第三采油厂北三集输班压裂返排液处理站处理后，管输进入北三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。废弃管道清洗废水由集输管道输送至北六深度污水站处理满足《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法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。吹扫清管废水、设备清洗废水、试压废水由罐车拉运至北六深度污水站处理满足《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法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。钻井施工期施工人员产生的生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内，地面施工期施工人员产生的生活污水排入附近场站及阀组间已建生活污水收集装置，定期由物业单位庆南工矿服务公司采用罐车抽排拉运至风云污水提升站，经污水管网排入大庆市水务集团城市排水有限公司中区污水处理厂处理。本项目施工期正常情况下不会对地下水产生影响。

（2）运营期

项目运营期可能对地下水产生影响的污染物主要为含油污水、含油污泥、落地油等。

运营期油田采出水管输进入北六三元污水站处理满足《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法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层；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，再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理，剩余固相建设单位按照《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ1461-2026）的要求进行综合利用。因此，项目运营期正常工况下对地下水产生影响的可能较小。

本工程油水井套管采用双层套管；管道采用防腐无缝钢管，管道的连接方式采用焊接，管道设计壁厚的腐蚀余量为 2mm 或采用管道内防腐，管道的外防腐等级采用特加强级。在采取上述措施后，正常状况下，油水井及管线等不会对地下水环境造成影响。

非正常工况下，油水井作业期间，作业区域铺设 2mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗，井口设置作业污水回收装置，井场内设置钢制污油回收槽，作业污水通过罐车回收后拉运至北六三元污水站处理满足《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法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，产生的落地油及时进行回收，回收率 100%。在采取上述措施后，非正常工况下油水

井作业污水和落地油不会对地下水环境造成影响。

本项目新建的集油掺水热洗阀组间、注入站、改扩建的北六联合站、4号污油回收站均采取分区防渗措施，正常状况站场运行不会对地下水造成影响。

（3）退役期

建设项目进入闭井期，油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。

5.3.2 非正常状况下地下水环境影响分析

（1）污染途径

①水基钻井液泄漏

根据井身结构设计数据，钻井次序分为二开，均采用水基钻井液，钻井在穿越地下水含水层时，钻井套管连接错位、套管连接不及时等操作失误可能导致钻井液泄漏，水基钻井液窜入含水层造成对地下水污染，可能对承压水含水层造成污染。

②管道泄露

运营期间，可能因管道老化、腐蚀穿孔引起原油泄漏，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。

③池体渗漏

运营期新建的19-1注入站内母液回收池由于长时间运行防渗层老化导致污染物渗漏，含油污水可能通过失效防渗层进入地下影响地下潜水。19-1注入站内母液回收池地下埋深为3m，池体渗漏会对地下潜水含水层产生污染。

④套管破损

如果钻井时固井质量不高，密封不严，可使原油及含油污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。

(2) 预测情景模式

本项目已依据《石油化工工程防渗技术规范》(GB/T50934-2013)设计地下水污染防治措施,可不进行正常状况情景下的预测。根据以上分析,本项目最有可能对地下水造成污染且不易被发现的情景包括管道泄露、池体渗漏、套管破损。

本项目预测情景模式见表 5.3-1。

表 5.3-1 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	套管连接错位、套管连接不及时等操作失误造成水基钻井液泄漏		承压水	—	√
2	集输管线腐蚀造成的含油物质渗漏	10%孔径泄漏	潜水	√	—
		全管径泄漏	潜水	—	√
3	19-1 注入站母液回收池防渗层老化造成的含油物质渗漏		潜水	√	—
4	油井泄漏造成的含油物质泄漏		承压水	√	—

根据以上情景模式,预测事故状态下对区域潜水层(第四系孔隙潜水含水层)或有饮用价值的承压水层(白垩系明水组承压含水层)的影响。由于本项目各井场距离较近,且均位于同一水文地质单元,因此选取可能对地下水造成最大影响的井场进行预测分析。

情景一: 钻井套管连接不及时等操作失误造成水基钻井液泄漏

(1) 预测源强

根据钻井工程方案,本项目区块附近钻井出现复杂显示,发生钻井液漏失情况,采取堵漏、降密度后均能成功处理。根据工程方案,已钻井复杂显示,区域北 4-9-P56 井钻进时发生钻井液漏失,漏失量为 30m³。本项目以该泄漏量为参考,水基钻井液中 COD 的浓度约为 2000mg/L,则水基钻井液中 COD 泄漏质量约为 60000g。

(2) 预测因子

水基钻井液主要是由膨润土、纯碱、等无机添加剂组成,钻井液中含有大量的还原性物质,COD 浓度较高,钻井在穿越地下水含水层时,钻井套管连接错位、套管连接不及时等操作失误可能导致钻井液泄漏,水基钻井液窜入含水层造成对地下水污染,可能对承压水含水层造成污染,因此钻井液对地下水产生的影响因子主要为 COD,钻井液中 COD 的浓度一般可达 2000mg/L,本项目预测中 COD 的浓度取 2000mg/L。预测第 100 天、1000 天、3650d(10 年)COD 在承压水中的运移情况。

(3) 预测模型

将泄漏时间概化为瞬时注入,再利用二维水动力弥散方程计算最大影响范围。二维水动力瞬时注入弥散方程如下:

$$C(x, y, t) = \frac{m_M / M}{4\pi n t \sqrt{D_L D_T}} e^{-\left[\frac{(x-ut)^2}{4D_L t} + \frac{y^2}{4D_T t} \right]}$$

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 处的示踪剂浓度，g/L；

M—含水层的厚度，m；

m_M—长度为 M 的线源瞬时注入的示踪剂质量，kg；

u—水流速度，m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；

D_L—纵向弥散系数，m²/d；

D_T—横向 y 方向的弥散系数，m²/d。

π—圆周率。

(4) 参数选取

根据达西定律 $u = \text{渗透系数} \times \text{地下水水力坡度} / \text{有效孔隙度}$ ，根据《黑龙江省大庆市地下水资源调查评价报告》，结合《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附录渗透系数经验值表，本项目所在区域承压水含水层岩性为粉细砂-砂-砂岩，渗透系数取 35m/d， $n_{e \text{ 承压水}} = 0.25$ ，根据区域承压水等水位线与距离确定 $I_{\text{承压水}} = 0.0002$ ，有效评价区内承压水含水层地下水流速为 0.028m/d。区域具有饮用水价值的含水层为白垩系明水组承压含水层，承压含水层厚度 16.0-53.0m，考虑最不利情况，承压含水层厚度取 16m。弥散系数：区域地下水纵向弥散系数 0.2m²/d，横向弥散系数 0.02m²/d。

选取地下水 COD≤15mg/L（参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）II 类标准执行），COD 最低检出限为 4mg/L，化学反应常数为 0。

(5) 预测结果

钻井套管连接不及时等操作失误造成的水基钻井液泄漏第 100d、1000d、3650d（10 年）对承压水的影响预测结果见表 5.3-2、图 5.3-1~图 5.3-3。

表 5.3-2 水基钻井液泄漏对地下水影响预测结果表

污染物	预测时间	超标最远距离	超标面积	最远影响距离 (最大迁移距离)	影响面积
COD	100 天	17.8m	199.25m ²	20.8m	306m ²
	1000 天	42m	183m ²	64m	1233m ²

	3650 天	未超标	无	130.2m	764m ²
--	--------	-----	---	--------	-------------------

注：最远影响距离以 COD 检出限 4mg/L 为基准考虑。

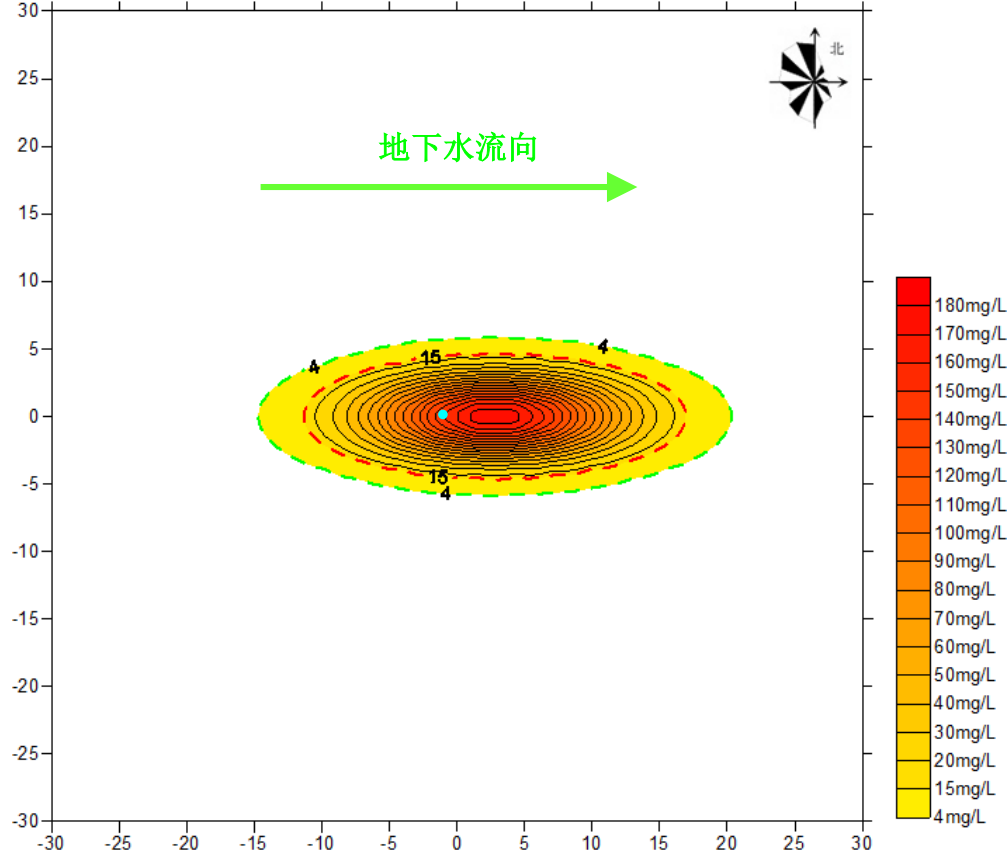


图 5.3-1 水基钻井液泄漏后 100 天 COD 浓度分布图（污染源：0，0）

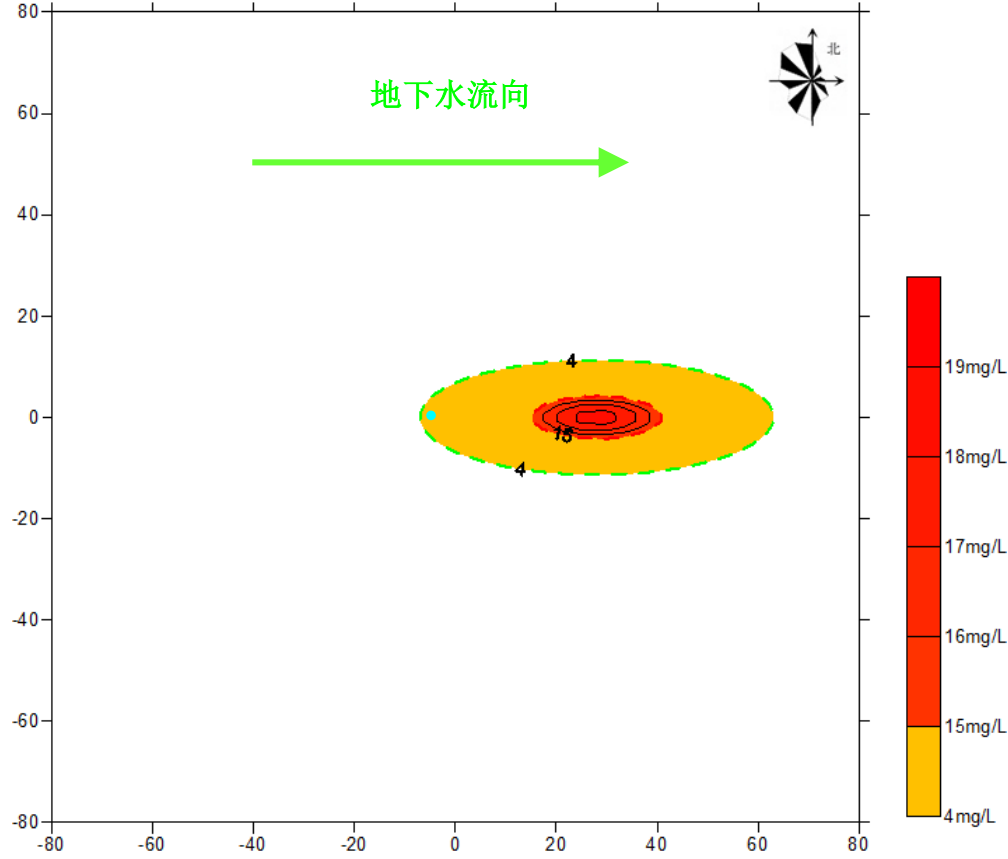


图 5.3-2 水基钻井液泄漏后 1000 天 COD 浓度分布图（污染源点：0，0）

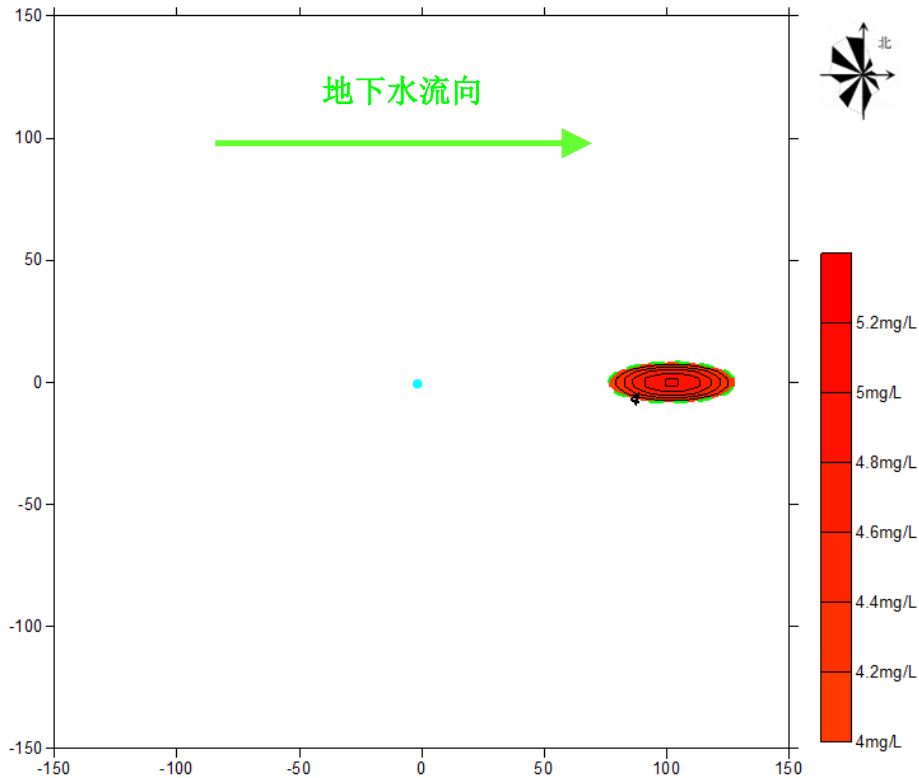


图 5.3-3 水基钻井液泄漏后 3650 天 COD 浓度分布图（污染源点：0，0）

由预测结果可知，随着时间增加，污染范围有所增加，水基钻井液泄漏 100d 后，超标距离最远为 17.8m，影响距离最远为下游 20.8m；水基钻井液泄漏 1000d 后，超标距离最远为 42m，影响距离最远为下游 64m；水基钻井液泄漏 3650d 后，未出现超标，影响距离最远为下游 130.2m。经调查，本项目钻井井场水基钻井液泄漏影响范围内无饮用水源井，因此，钻井套管连接不及时等操作失误造成的水基钻井液泄漏对地下水的影响可接受。

情景二：管道泄漏

（1）泄露孔径为管径的 10%

①预测源强

假设新建集油管道无缝钢管因破裂而导致泄漏，本项目新建集输管线中位于两个截断阀间含油量最大管段为 4 号污油回收站至北过老化油中心处理站老化油外输管道，管道规格为 $\phi 114 \times 4.5 \text{mm}$ -3.6km，管道内老化油含水率为 60%，本工程在油井套管发生破裂时，会导致原油进入地下水含水层，主要影响区域为潜水含水层，液体泄漏量按《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）推荐的柏努力方程计算。

$$Q_L = C_d A \rho \sqrt{\frac{2(P - P_0)}{\rho} + 2gh}$$

式中：Q_L：液体泄漏速率，kg/s；

C_d：液体泄漏系数，圆形孔为 0.65；

A：裂口面积，m²；本项目管线规格为 φ114×4.5mm，参考附录 E 泄漏频率表，泄漏孔径取 10%管径，即裂口面积为 0.0000865m²；

P：管线内液体压力，Pa；根据工程方案，管道设计压力 1600000Pa；

P₀：环境压力，Pa；取 101325Pa；

g：重力加速度 9.8m/s²；

h：裂口之上液位高度，0.114m；

ρ：泄漏液体密度，约 930kg/m³。

大部分污染物由包气带阻隔，参考同类项目，进入地下水中的石油类浓度按 500mg/L 计算，则石油类泄漏量约为 137.94kg/d。由于管道小孔径破损不易被发现，所以按持续泄漏预测。

②预测因子

输油管道发生泄漏，导致原油泄漏，污染物有石油类、挥发性酚类等。根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中情景设置预测因子相关要求，对每一类别中的各项因子采取标准指数法进行排序，分别取标准指数最大的因子作为预测因子。在输油管道发生泄漏情景下，原油泄漏的主要污染因子为石油类，挥发性酚类的含量远低于石油，本次评价最终选取石油类作为预测特征因子。预测第 100 天、1000 天、3650d（10 年）石油类在潜水中的运移情况。

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

$$C(x, y, t) = \frac{m_t}{4\pi M n \sqrt{D_L D_T}} e^{\frac{xu}{2D_L} \left[2K_0(\beta) - W\left(\frac{u^2 t}{4D_L}\right), \beta \right]}$$
$$\beta = \sqrt{\frac{u^2 x^2}{4D_L^2} + \frac{u^2 y^2}{4D_L D_T}}$$

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。

④参数选取

根据达西定律 $u = \text{渗透系数} \times \text{地下水水力坡度} / \text{有效孔隙度}$ ，根据《黑龙江省大庆市地下水资源调查评价报告》，结合《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附录渗透系数经验值表，本项目所在区域潜水含水层岩性主要为细砂，渗透系数为 8m/d， $n_{e \text{ 潜水}} = 0.21$ ，根据区域承压水等水位线与距离确定 $I_{\text{潜水}} = 0.0007$ ，有效评价区内潜水含水层地下水流速为 0.027m/d，潜水含水层厚度 2-5m，考虑最不利情况，潜水含水层厚度取 2m。弥散系数：区域地下水纵向弥散系数 0.2m²/d，横向弥散系数 0.02m²/d。

选取地下水石油类 ≤0.05mg/L（参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）II 类标准执行），石油类最低检出限为 0.01mg/L，化学反应常数为 0。

⑤预测结果

集油管道 10%管径泄漏 100d、1000d、3650d 对潜水的影响预测结果见表 5.3-3、图 5.3-4~图 5.3-6。

表 5.3-3 集油管道 10%管径泄漏对潜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 (最大迁移距离)	影响面积
石油类	100 天	36m	1054.5m ²	37m	1176m ²
	1000 天	129m	10586m ²	135m	11772m ²
	3650 天	292m	39376m ²	304m	43680m ²

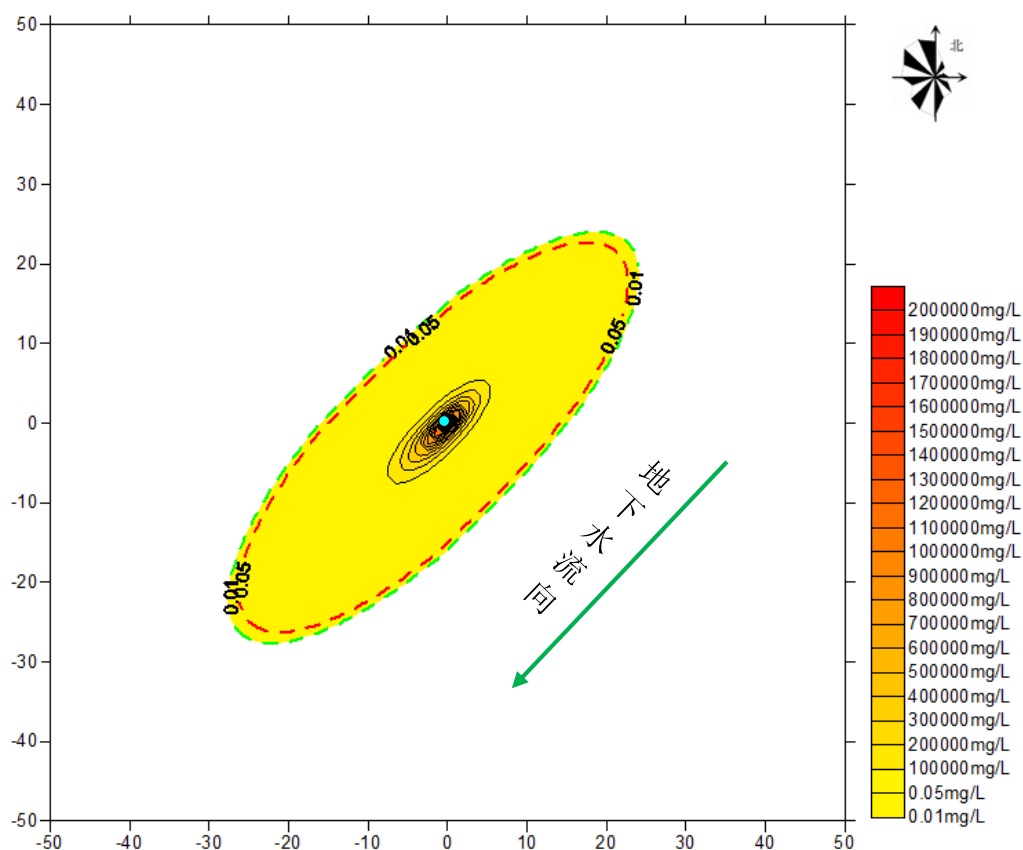


图 5.3-4 集油管道 10%管径泄漏后 100d 污染物浓度分布图（污染源点：0，0）

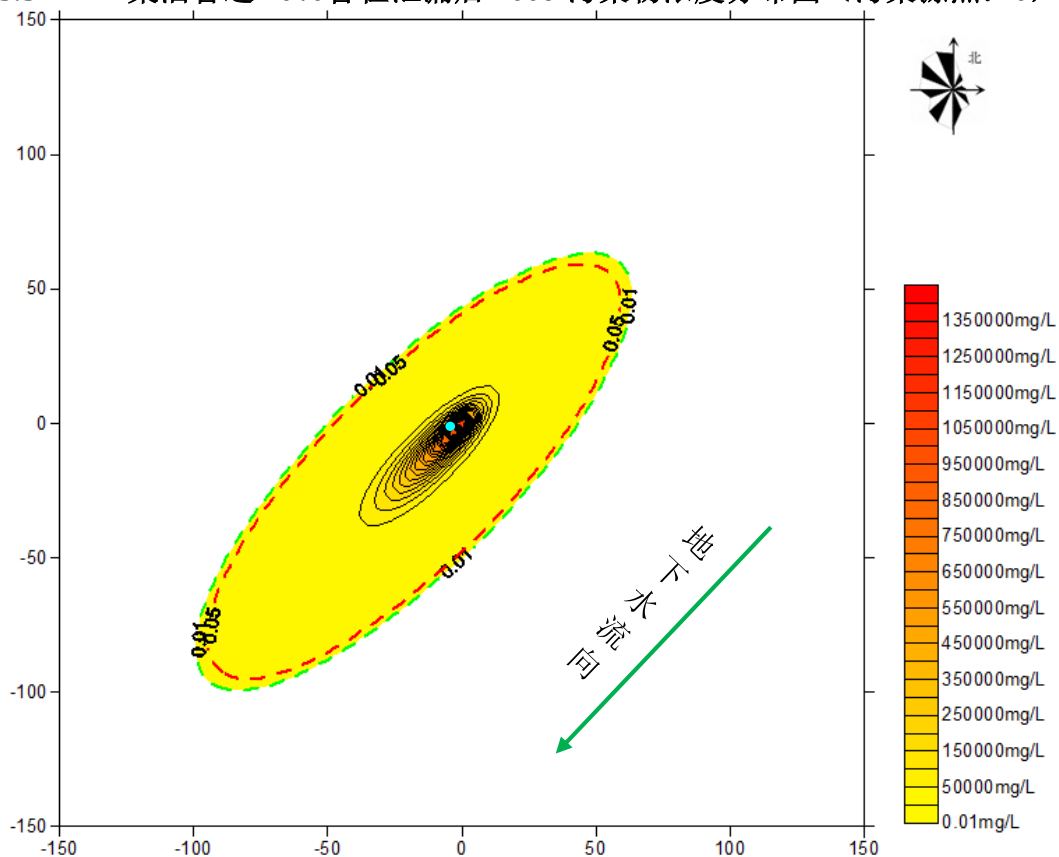


图 5.3-5 集油管道 10%管径泄漏后 1000d 污染物浓度分布图（污染源点：0，0）

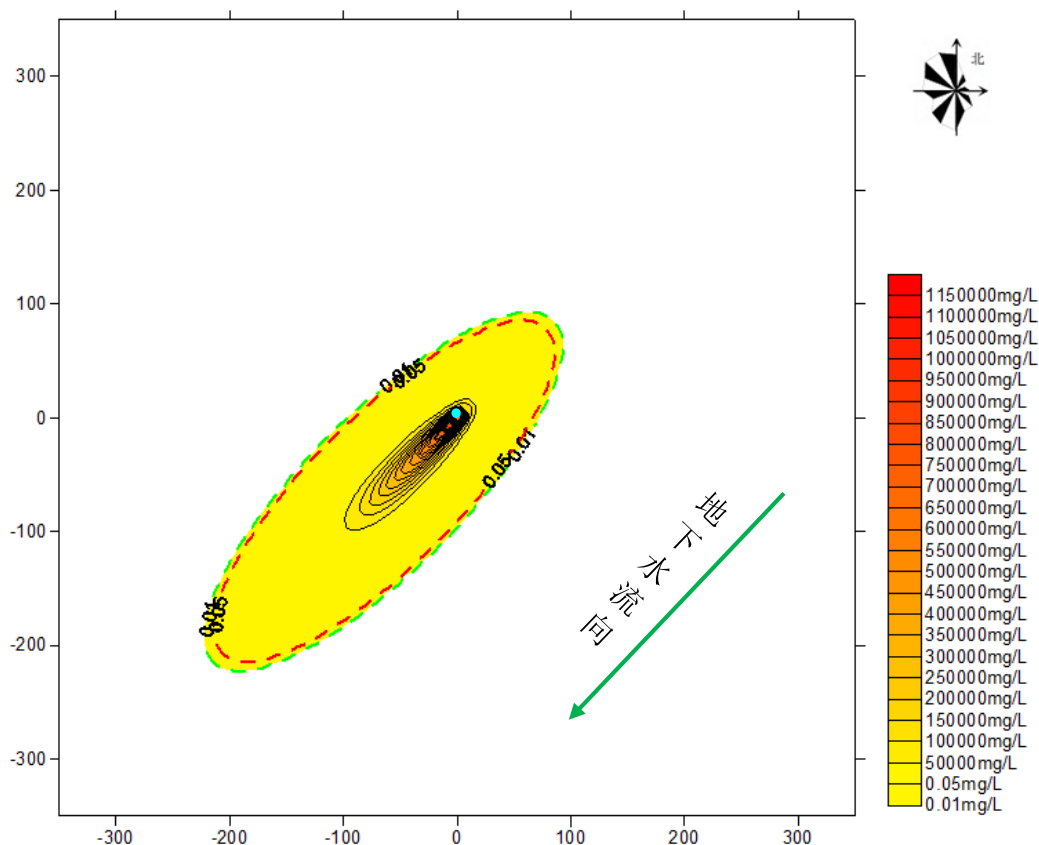


图 5.3-6 集油管道 10%管径泄漏后 3650d 污染物浓度分布图（污染源点：0，0）

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 10%管径泄漏 100d 后，超标距离最远为 36m，影响距离最远为下游 37m；集油管道 10%管径泄漏 1000d 后，超标距离最远为 129m，影响距离最远为下游 135m；集油管道 10%管径泄漏 3650d 后，超标距离最远为 292m，影响距离最远为下游 304m。

（2）全管径泄露

①预测源强

按照《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“9.2.2 油类管道泄漏源强，根据截断阀室分布、管线尺寸、截断启动时间等合理确定”和“11.5.2 油气管道泄漏事故应按照管道截面 100%断估算泄漏量，考虑截断阀启动前后的泄漏量”，假设新建集油管道无缝钢管因破裂而导致泄漏，按管道截面 100%断裂估算泄漏量，考虑截断阀启动前后的泄漏量。本项目选取位于两个截断阀之间、含油量最大的管线，即 4 号污油回收站至北过老化油中心处理站老化油外输管道，管线规格为 $\phi 114 \times 4.5\text{mm}$ -3.6km，该管线输送量约为 $10\text{m}^3/\text{h}$ ，管道内老化油含水率为 60%，原油密度 $0.8542\text{g}/\text{cm}^3$ ，本项目场站均数字化建设，管线泄露可在 30min 内发现并关闭截断阀，截断阀关闭前，即 30min 最大泄漏量 5m^3 。

截断阀关闭后，两处截断阀之间新建管段液量按全部泄露考虑，则关闭截断阀后泄漏

液量为 31.157m³，截断阀关闭前后泄露原油总量 36.157m³，大部分污染物由包气带阻隔，参考同类项目，进入地下水中的石油类浓度按 500mg/L 计算，则截断阀关闭前后泄露进入地下水原油总量 18.08kg。

②预测因子

输油管道发生泄漏，导致原油泄漏，污染物有石油类、挥发性酚类等。根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中情景设置预测因子相关要求，对每一类别中的各项因子采取标准指数法进行排序，分别取标准指数最大的因子作为预测因子。在输油管道发生泄漏情景下，原油泄漏的主要污染因子为石油类，挥发性酚类的含量远低于石油，本次评价最终选取石油类作为预测特征因子。预测第 100 天、1000 天、3650d（10 年）石油类在潜水中的运移情况。

③预测模型

将地下水泄漏时间概化为瞬时注入，再利用二维水动力弥散方程计算最大影响范围。二维水动力瞬时注入弥散方程如下：

$$C(x, y, t) = \frac{m_M / M}{4\pi n t \sqrt{D_L D_T}} e^{-\left[\frac{(x-ut)^2}{4D_L t} + \frac{y^2}{4D_T t} \right]}$$

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 处的示踪剂浓度，g/L；

M—含水层的厚度，m；

m_M—单位时间注入的质量，kg；

u—水流速度，m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；

D_L—纵向弥散系数，m²/d；

D_T—横向 y 方向的弥散系数，m²/d。

π—圆周率。

④参数选取

根据达西定律 $u = \text{渗透系数} \times \text{地下水水力坡度} / \text{有效孔隙度}$ ，根据《黑龙江省大庆市地下水资源调查评价报告》，结合《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附录渗透系数经验值表，本项目所在区域潜水含水层岩性主要为细砂，渗透系数为 8m/d， $n_{e \text{ 潜水}} = 0.21$ ，根据区域承压水等水位线与距离确定 $I_{\text{潜水}} = 0.0007$ ，有效评价区内潜水含水层

地下水流速为 0.027m/d,潜水含水层厚度 2-5m,考虑最不利情况,潜水含水层厚度取 2m。
弥散系数: 区域地下水纵向弥散系数 0.2m²/d, 横向弥散系数 0.02m²/d。

选取地下水石油类≤0.05mg/L（参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）II 类标准执行），石油类最低检出限为 0.01mg/L，化学反应常数为 0。

⑤预测结果

集油管道全管径泄漏 100d、1000d、3650d 对潜水的影响预测结果见表 5.3-4、图 5.3-7~图 5.3-9。

表 5.3-4 集油管道全管径泄漏对潜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 (最大迁移距离)	影响面积
石油类	100 天	30.7m	738.75m²	32.7m	867.75m²
	1000 天	102m	5555m²	110m	6831m²
	3650 天	227.55m	16476m²	245.55m	21172m²

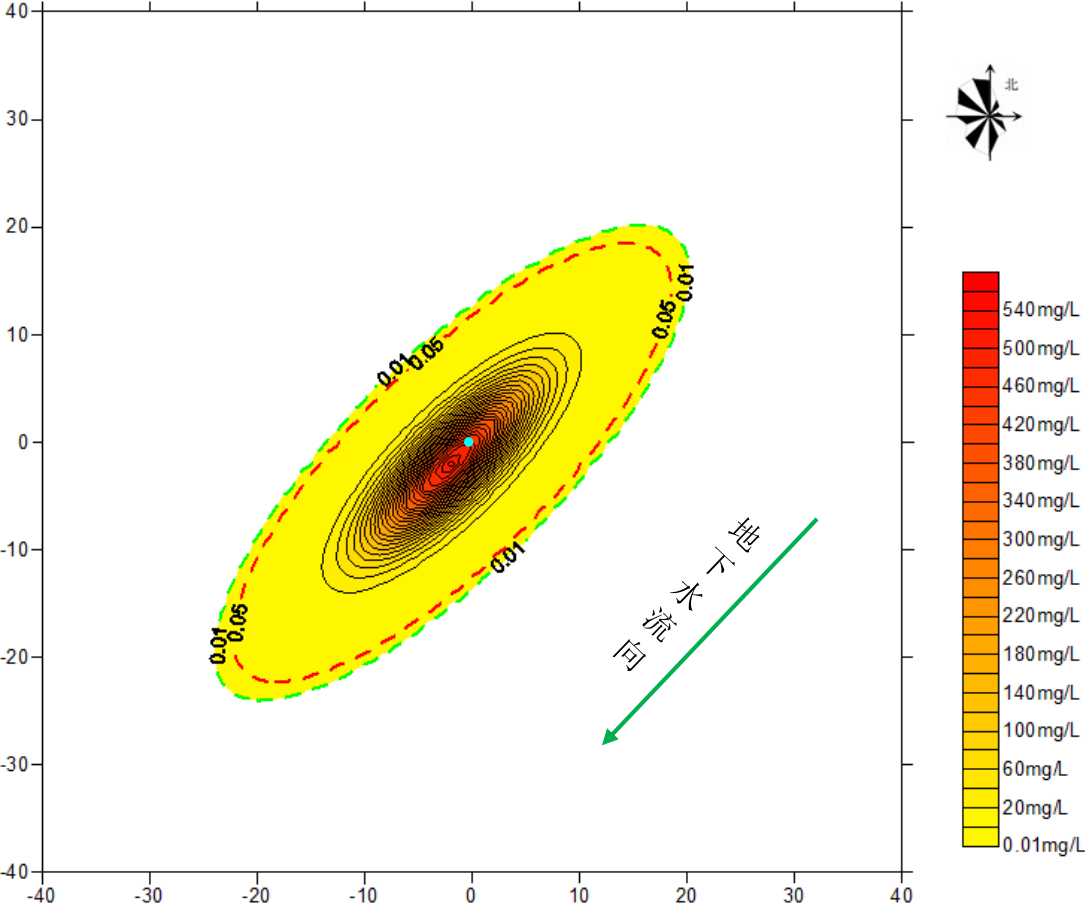


图 5.3-7 集油管道全管径泄漏后 100 天污染物浓度分布图（污染源点：0，0）

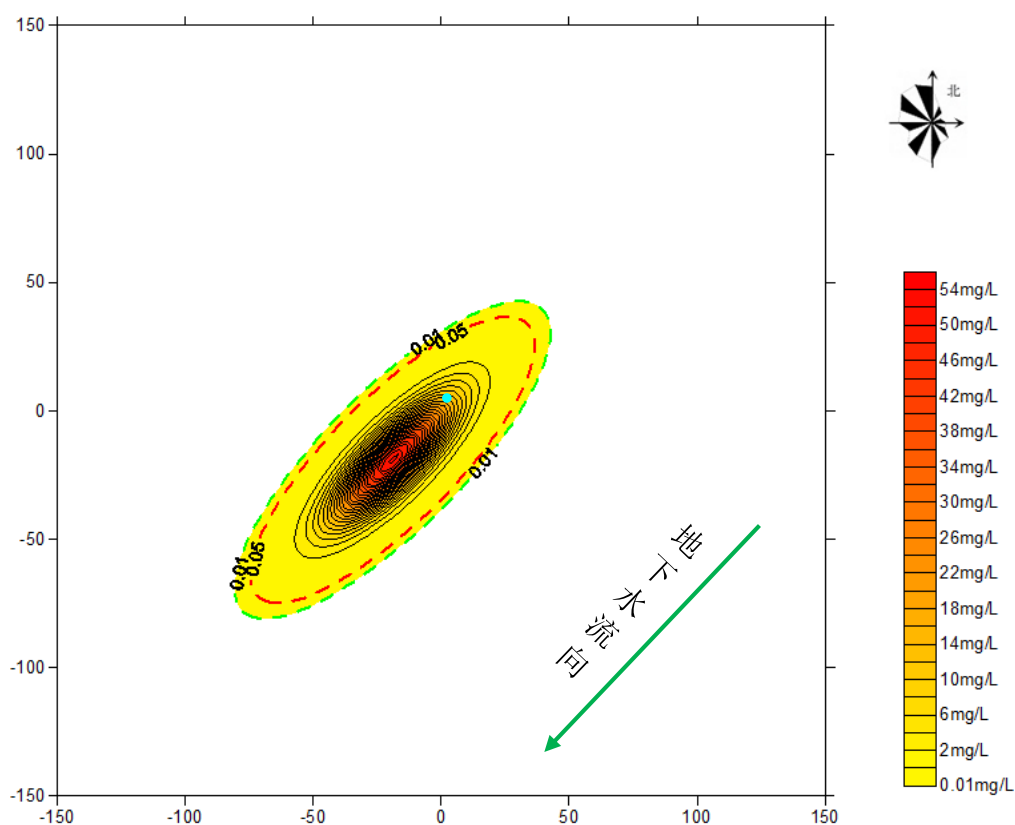


图 5.3-8 集油管道全管径泄漏后 1000 天污染物浓度分布图（污染源点：0，0）

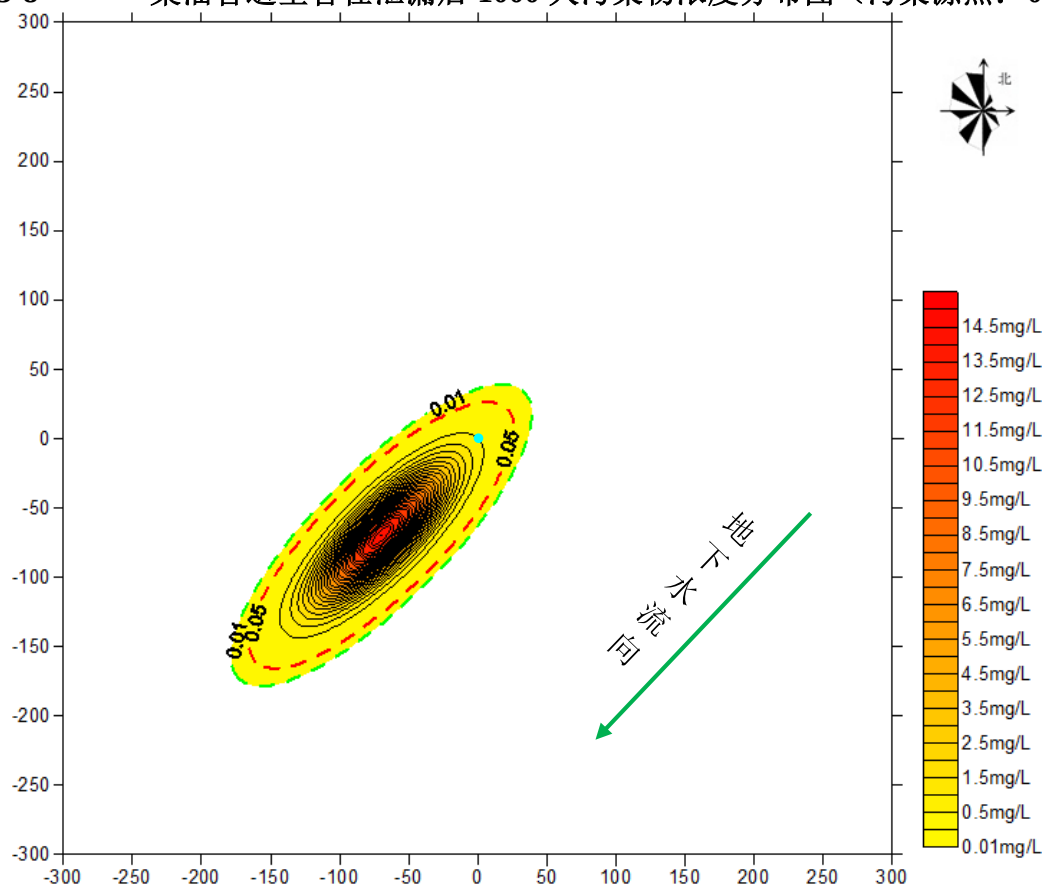


图 5.3-9 集油管道全管径泄漏后 3650 天污染物浓度分布图（污染源点：0，0）

由预测结果可知，随着时间增加，污染范围有所增加，集油管道全管径泄漏 100d 后，

超标距离最远为 30.7m，影响距离最远为下游 32.7m；集油管道全管径泄漏 1000d 后，超标距离最远为 102m，影响距离最远为下游 110m；集油管道全管径泄漏 3650d 后，超标距离最远为 227.55m，影响距离最远为下游 245.55m。

经调查，本项目输油管线泄漏影响范围内无饮用水源井，因此本项目管线破损泄漏对区域饮用水井影响较小。本项目管线泄露，可能会对区域内潜水产生影响，为避免管线泄漏对潜水的影响，应采取措施避免管线泄漏，如采用防腐无缝钢管，运营期定期巡线检查等措施，巡线过程中若发现管线泄漏，应及时关闭截断阀，并在泄漏点周围修筑围堤，控制油水扩散范围，并对泄漏的管线进行更换，更换完成后及时清理被污染的土壤。采取以上措施后可有效预防管线泄露，事故状态下可有效阻止原油泄漏进入地下水，对潜水的影响较小。

情景三：池体渗漏

（1）预测源强

本项目新建的 19-1 注入站内母液回收池防渗性能老化失效造成的含油污水渗漏可能对地下水造成影响，正常工况下，母液回收池防渗层均采用铺设 2mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗，并采用水泥混凝土进行硬化，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$ ，项目选取最不利环境影响（单位时间内渗漏量最大）注入站母液回收池池体渗漏进行预测分析，假设防渗层完全不发挥作用，参考《给水排水构筑物工程施工及验收规范》（GB50141-2008）中满水试验合格标准：钢筋混凝土结构水池渗水量不得超过 $2\text{L}/(\text{m}^2 \cdot \text{d})$ ，事故状态下池体渗漏源强以钢筋混凝土最大允许渗水量 10 倍考虑，即泄漏量为 $20\text{L}/(\text{m}^2 \cdot \text{d})$ ，本项目新建母液回收池规格为 $10\text{m} \times 10\text{m} \times 3\text{m}$ ，因此母液回收池渗水总面积为 220m^2 ，则母液回收池事故状态下泄漏量为 $4.4\text{m}^3/\text{d}$ ，母液回收池中污水含油量为 5mg/L ，则渗漏含油量为 22g/d 。

（2）预测因子

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中情景设置预测因子相关要求，应选取标准指数最大因子作为预测因子，本项目池体泄漏预测因子选取石油类作为预测特征因子。预测第 100 天、1000 天、3650d（10 年）石油类在潜水中的运移情况。

（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

$$C(x, y, t) = \frac{m_t}{4\pi M n \sqrt{D_L D_T}} e^{\frac{xu}{2D_L} \left[2K_0(\beta) - W\left(\frac{u^2 t}{4D_L}\right), \beta \right]}$$

$$\beta = \sqrt{\frac{u^2 x^2}{4D_L^2} + \frac{u^2 y^2}{4D_L D_T}}$$

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/4D_L, β) —第一类越流系统井函数。

(4) 参数选取

根据达西定律 $u = \text{渗透系数} \times \text{地下水水力坡度} / \text{有效孔隙度}$ ，根据《黑龙江省大庆市地下水资源调查评价报告》，结合《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附录渗透系数经验值表，本项目所在区域潜水含水层岩性主要为细砂，渗透系数为 8m/d， $n_{e \text{ 潜水}} = 0.21$ ，根据区域承压水等水位线与距离确定 $I_{\text{潜水}} = 0.0007$ ，有效评价区内潜水含水层地下水流速为 0.027m/d，潜水含水层厚度 2-5m，考虑最不利情况，潜水含水层厚度取 2m。弥散系数：区域地下水纵向弥散系数 0.2m²/d，横向弥散系数 0.02m²/d。

选取地下水石油类 ≤ 0.05mg/L（参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）II 类标准执行），石油类最低检出限为 0.01mg/L，化学反应常数为 0。

(5) 预测结果

池体渗漏 100d、1000d、3650d 对潜水的的影响预测结果见表 5.3-5、图 5.3-10~图 5.3-12。

表 5.3-5 池体渗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 (最大迁移距离)	影响面积
石油类	100 天	24m	427.25m ²	26m	536.5m ²
	1000 天	90m	4326m ²	98m	5425m ²
	3650 天	216m	16536m ²	232m	20620m ²

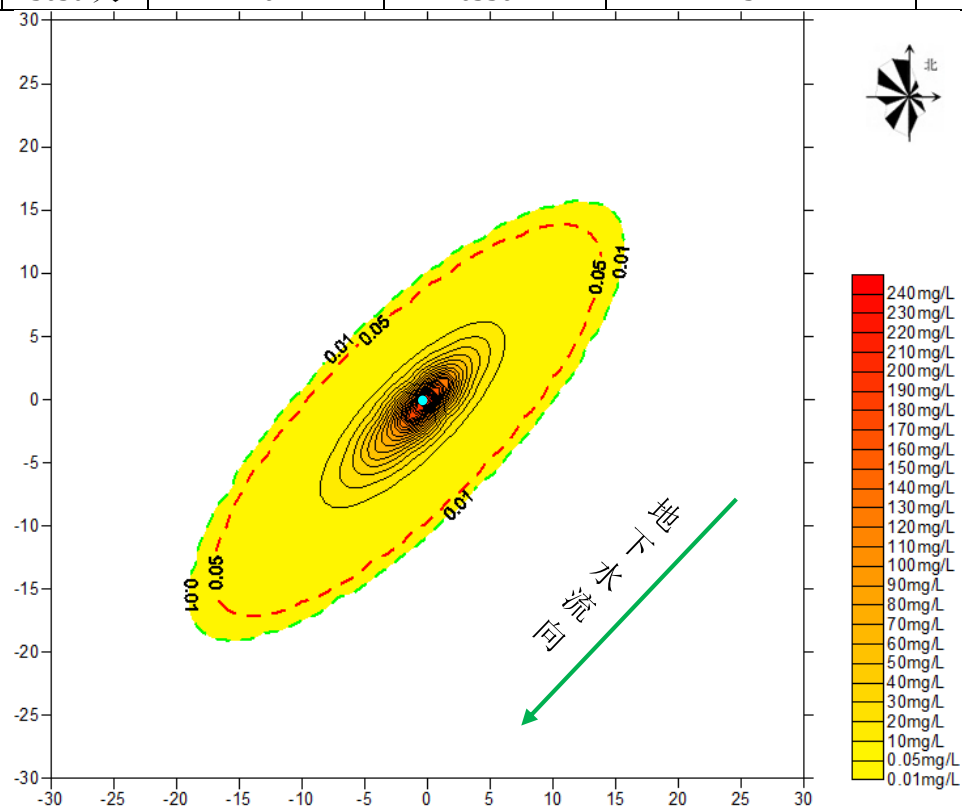


图 5.3-10 池体渗漏后 100 天污染物浓度分布图 (污染源点: 0, 0)

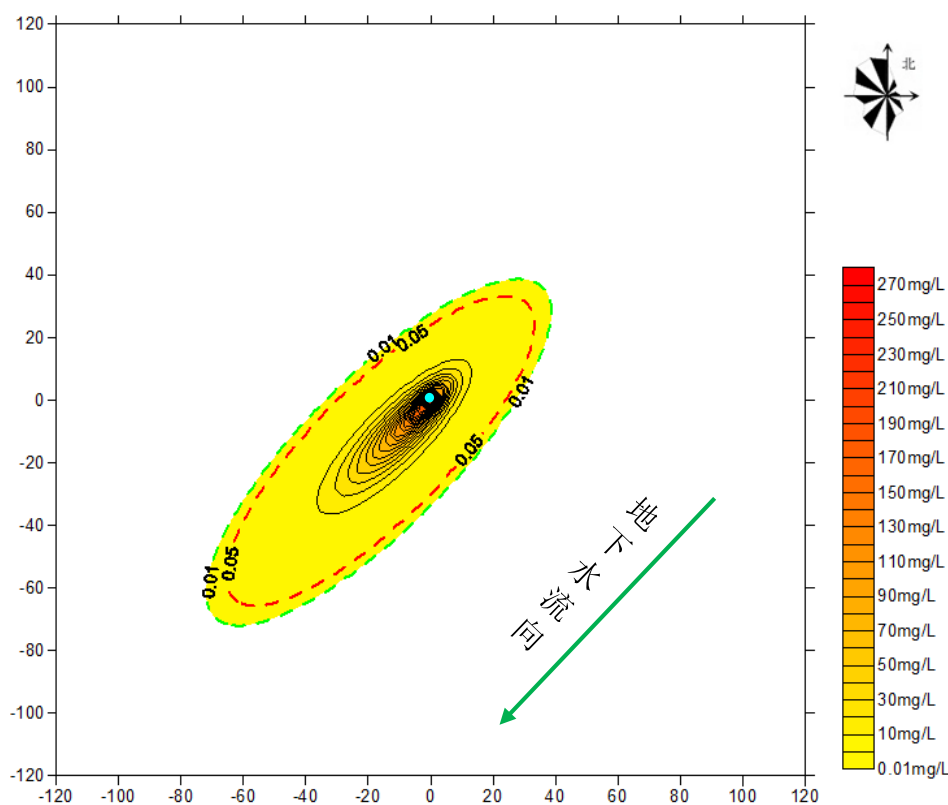


图 5.3-11 池体渗漏后 1000 天污染物浓度分布图（污染源点：0，0）

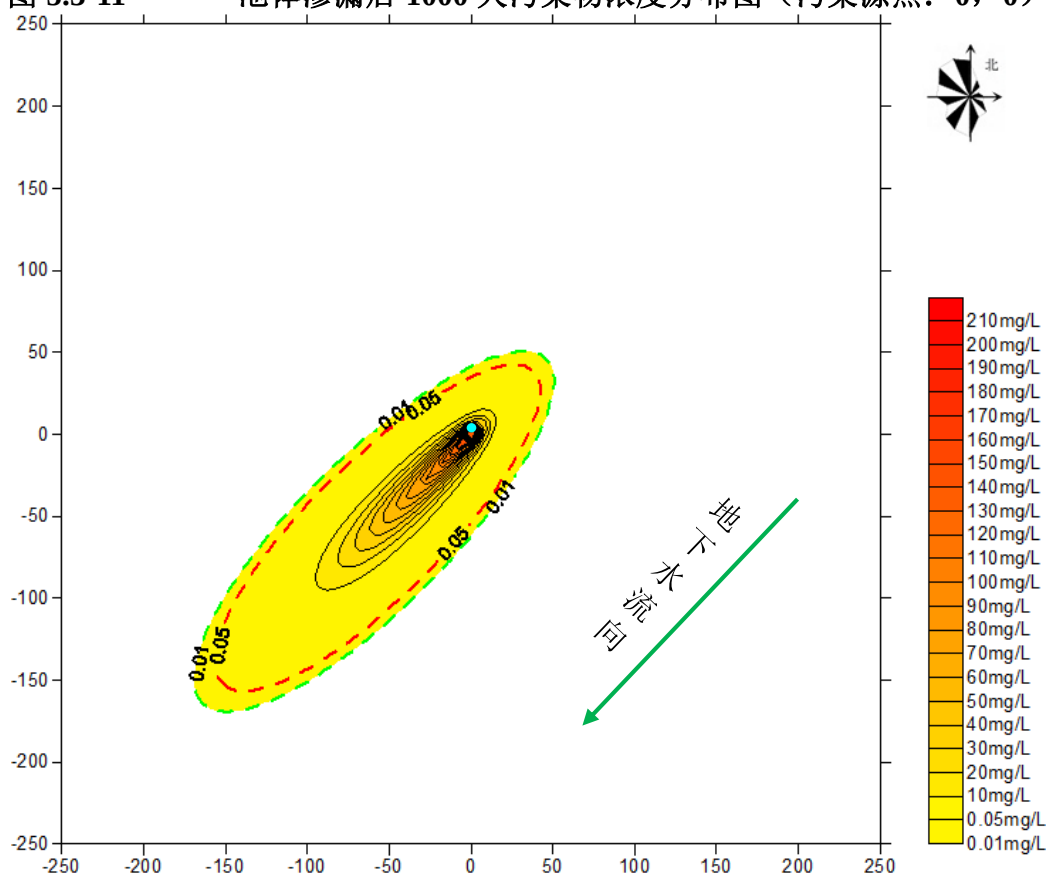


图 5.3-12 池体渗漏后 3650 天污染物浓度分布图（污染源点：0，0）

由预测结果可知，随着时间增加，污染范围有所增加，池体泄漏 100d 后，超标距离最远为 24m，影响距离最远为下游 26m；池体泄漏 1000d 后，超标距离最远为 90m，影

响距离最远为下游 98m；池体泄漏 3650d 后，超标距离最远为 216m，影响距离最远为下游 232m。

经调查，本项目池体泄漏影响范围内无饮用水源井，因此本项目池体泄漏对区域饮用水井影响较小。本项目非正常情况下池体渗漏可能会对区域内潜水产生影响，为避免池体渗漏对潜水的影 响，本项目池体采取重点防渗措施，采取铺设 2mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗，并采用水泥混凝土进行硬化，定期对池体防渗层进行检查，发现开裂及时进行修补，采取以上措施后可有效预防池体渗漏，事故状态下可有效阻止含油污水泄漏进入地下水，对潜水的影响较小。

情景四：油井套管破损泄漏

（1）预测源强

本工程在油井套管发生破裂时，会导致原油进入地下水含水层，主要影响区域为承压水层位。按照《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“9.2.2 套管破裂泄漏源强，综合考虑流速、压力、管线尺寸、泄漏时间等因素合理确定”，假设油井套管在地下发生泄漏，液体泄漏量按《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）推荐的柏努力方程计算。

$$Q_L = C_d A \rho \sqrt{\frac{2(P - P_0)}{\rho} + 2gh}$$

式中：Q_L：液体泄漏速率，kg/s；

C_d：液体泄漏系数，圆形孔为 0.65；

A：裂口面积，m²；本项目井区采用 Φ139.7×7 的套管完井，参考附录 E 泄漏频率表，泄漏孔径取 10%孔径，即裂口直径为 12.57mm，裂口面积为 0.000124m²；

P：管线内液体压力，Pa；根据建设单位提供，本项目生产层位为萨 II10-16+萨 III 油层，生产流压为 1.1-2.0MPa，本项目取 2.0MPa；

P₀：环境压力，Pa；根据建设单位提供，环境压力约为 1.0MPa，即 1000000Pa；

g：重力加速度 9.8m/s²；

h：裂口之上液位高度，0m，含水层泄漏点漏液，以下方高压油层采出液为主，与漏点上方液面高度无关；

ρ：泄漏液体密度，930kg/m³。

进入地下水中的石油类浓度按 500mg/L 计算，则石油类泄漏速率为 161.47kg/d。由于套管破损不易被发现，所以按持续泄漏预测。

（2）预测因子

油井套管发生泄漏，导致原油泄漏，污染物有石油类、挥发性酚类等。根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中情景设置预测因子相关要求，对每一类别中的各项因子采取标准指数法进行排序，分别取标准指数最大的因子作为预测因子。在井套管发生泄漏情景下，原油泄漏的主要污染因子为石油类，挥发性酚类的含量远低于石油类，因此，最终选取石油类作为本次评价预测特征因子。预测第 100 天、1000 天、3650 天（10 年）石油类在地下水中的运移情况。

（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，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。

（4）参数选取

根据达西定律 u=渗透系数×地下水水力坡度/有效孔隙度，根据《黑龙江省大庆市地

下水资源调查评价报告》，结合《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附录渗透系数经验值表，本项目所在区域承压水含水层岩性为粉细砂-砂-砂岩，渗透系数取 35m/d， $n_{e\text{承压水}}=0.25$ ，根据区域承压水等水位线与距离确定 $I_{\text{承压水}}=0.0002$ ，有效评价区内承压水含水层地下水流速为 0.028m/d。区域具有饮用水价值的含水层为白垩系明水组承压含水层，承压含水层厚度 16.0-53.0m，考虑最不利情况，承压含水层厚度取 16m。弥散系数：区域地下水纵向弥散系数 0.2m²/d，横向弥散系数 0.02m²/d。

选取地下水石油类≤0.05mg/L（参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）II 类标准执行），石油类最低检出限为 0.01mg/L，化学反应常数为 0。

(5) 预测结果

套管破损泄漏 100d、1000d、3650d 对承压水的影响预测结果见表 5.3-6、图 5.3-13~图 5.3-15。

表 5.3-6 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（最大迁移距离）	影响面积
石油类	100 天	33m	898.25m ²	35m	1021m ²
	1000 天	122m	9055m ²	128m	10219m ²
	3650 天	280m	33740m ²	292m	38064m ²

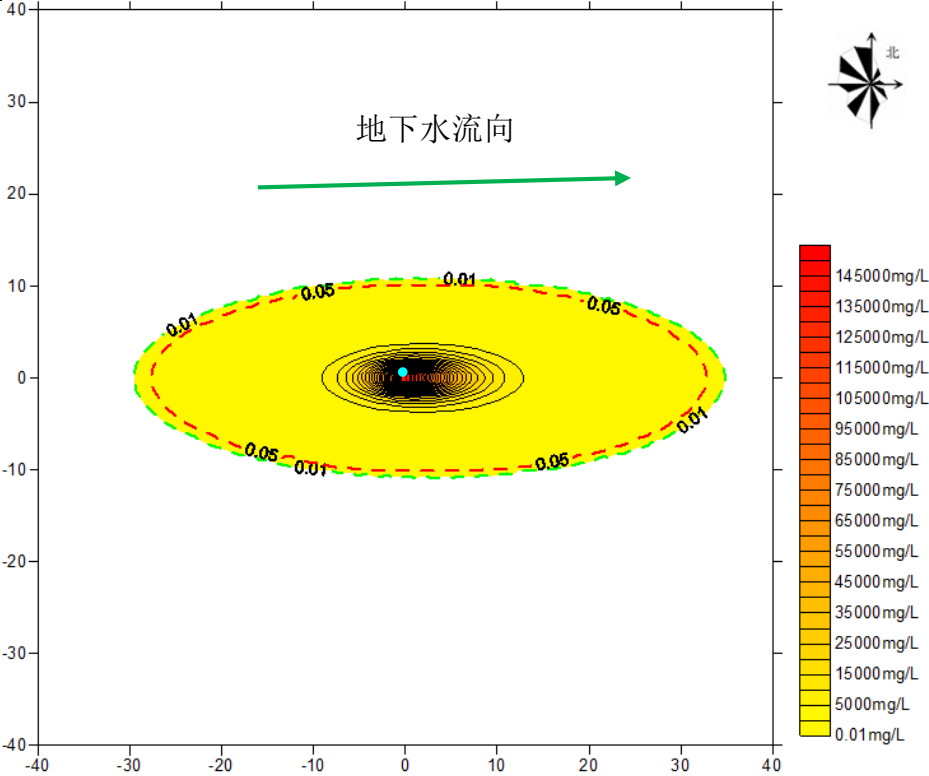


图 5.3-13 油井套管泄漏 100 天石油类污染扩散平面图（污染源点：0，0）

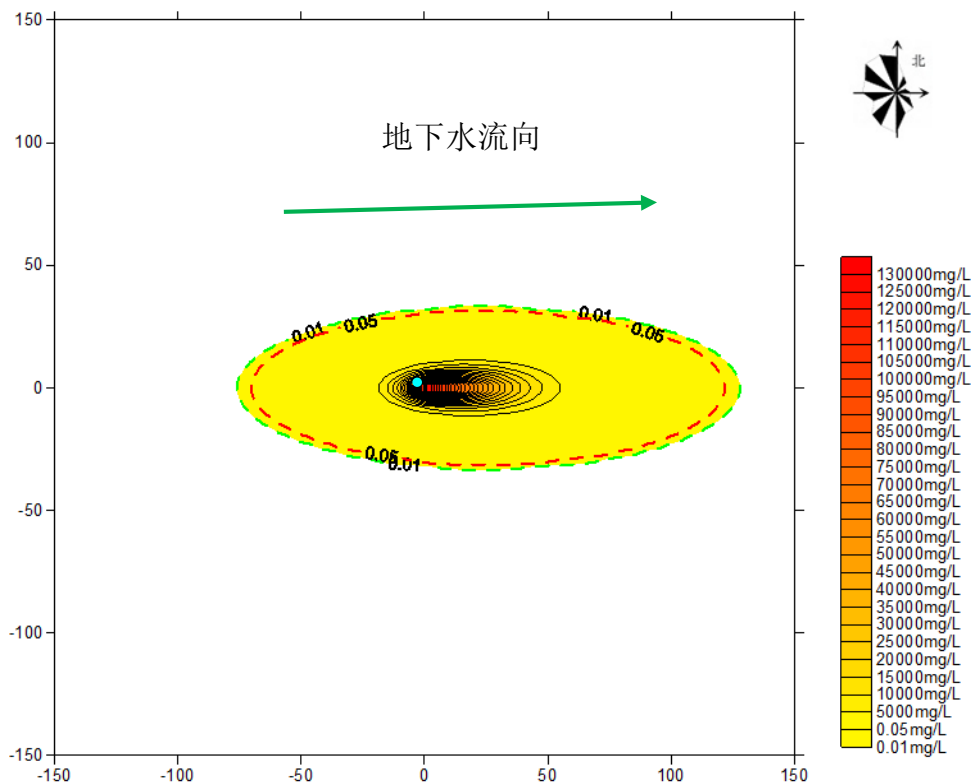


图 5.3-14 油井套管泄漏 1000 天石油类污染扩散平面图（污染源点：0，0）

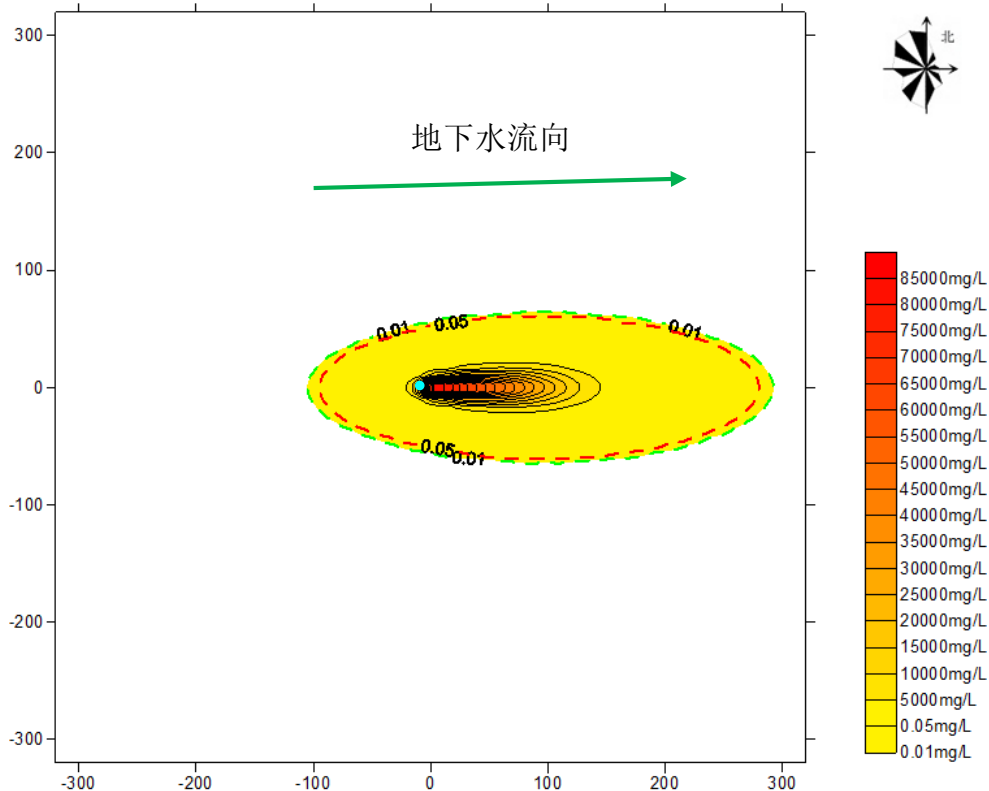


图 5.3-15 油井套管泄漏 3650 天石油类污染扩散平面图（污染源点：0，0）

由预测结果可知，随着时间增加，污染范围有所增加，油井套损并固井层破损泄漏 100d 后，超标距离为下游 33m，影响距离为下游 35m；套损泄漏 1000d 后，超标距离为下游 122m，影响距离为下游 128m；套损泄漏 3650d 后，超标距离为下游 280m，影响距

离为下游 292m。

经调查，本项目油井套管泄漏影响范围内无饮用水源井，套管破损事故状态下对周边饮用水井影响可接受。为避免油井套管泄漏对地下水的影响，拟建油水井在钻井阶段采用双层套管，且项目应定期对油井套管情况进行检测，发现异常情况，应及时关闭截断阀，并对油井进行修井作业，修补破损的套管，防止污染地下水，降低风险事故对地下水的影响。

5.3.3 回注水对地下水影响分析

5.3.3.1 正常工况下

本项目涉及新建注入井 34 口。

(1) 回注井井筒完整性

注入井井身结构均为直井、定向井，采用双层套管固井，其中表层套管下入深度为 133~192m，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，注入井井身结构示意图见图 5.3-16，注入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。

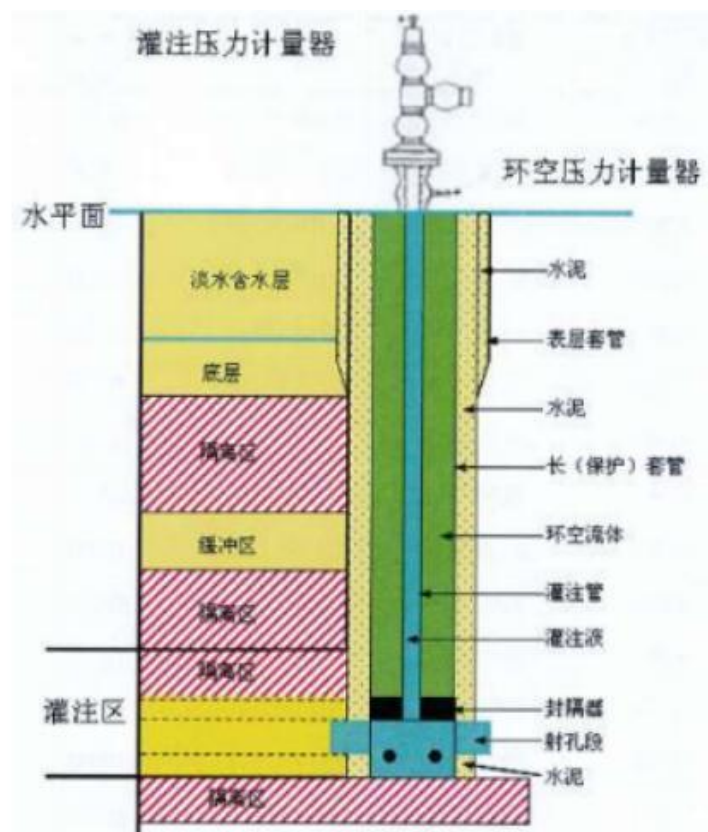


图 5.3-16 注入井井身结构示意图

注入井油管选用超高强度抗变形防粘扣防腐油管，北部过渡带二条带西区萨 II10-16+萨 III 油层平均底深为 1200m，选用外径径为 $\Phi 73\text{mm}$ ，壁厚 5.5mm，J55 钢级防腐防垢油管，最小抗拉强度 329kN，理论抗内压强度 36.68MPa 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。

为满足全过程注入，注入管柱选用采用全过程一体化分层注入管柱，该管柱由 Y341-114 可洗井逐级解封封隔器、全过程一体化配注器及二次防喷球座组成。与常规偏心配水工艺完全兼容，可实现一趟管柱满足空白水驱、化学驱、后续水驱全过程的分注需求。在首级应用套保封隔器，提高胶筒密封能力和洗井滑套可靠性，降低套损风险。

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。

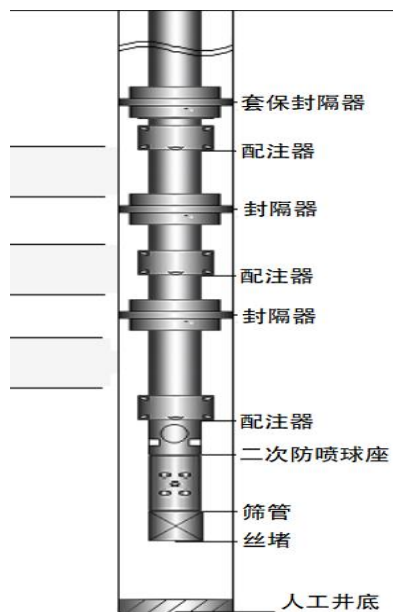


图 5.3-17 化学驱全过程一体化分注管柱示意图

本项目注水压力为 14.7~14.8MPa，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

本项目回注水质为北六深度污水站出水，出水指标为“5、5、2”，油层空气渗透率 $372 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，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)，空气渗透率在 $0.05-0.5 \mu\text{m}^2$ ，注入水质应满足“含油量 $\leq 15\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 20\text{mg/L}$ 、悬浮物颗粒直径中值 $\leq 5 \mu\text{m}$ ”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

潜水层一般指地表第一个稳定水层，依靠降水和地表水通过下渗补给。潜水层是重要的供水水源，本项目区域埋藏较浅，一般在 1.5~14m 左右，其他可开发利用的水在 65m 左右。

本项目单井单井日注量 $54 \sim 60 \text{m}^3/\text{d}$ ，油藏埋深 1231m~1354m，上面有稳定的青山口组区域盖层，其地层厚度 316~527m，该段地层泥岩为主。并且各砂层组顶部均发育稳定的泥岩盖层，压力系统独立，注水目的层所在地层属于岩石完整、致密、较均质、少裂隙的地层，地层稳定性较高，项目回注量影响范围内地质结构稳定，无断层、无地表露头和出露点，封闭能力强。本项目注水不会对潜水含水层、具有地下水开发利用价值的含水层造成影响。

5.3.3.2 非正常状况下回注井地下水环境影响评价

(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,即白垩系明水组承压含水层含水层。本工程单口注入井最大注入量为 $60\text{m}^3/\text{d}$,考虑在最不利的情况下,套管 100%破裂,回注水全部泄露进入含水层中,回注水中石油类含量为 5mg/L ,故其泄漏的石油类污染物量最大约为 300g/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、3650 天(10 年)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

$$C(x, y, t) = \frac{m_t}{4\pi M n \sqrt{D_L D_T}} e^{\frac{xu}{2D_L} \left[2K_0(\beta) - W\left(\frac{u^2 t}{4D_L}\right), \beta \right]}$$
$$\beta = \sqrt{\frac{u^2 x^2}{4D_L^2} + \frac{u^2 y^2}{4D_L D_T}}$$

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;

$W(u^2t/4DL, \beta)$ —第一类越流系统井函数。

(5) 参数选取

根据达西定律 $u = \text{渗透系数} \times \text{地下水水力坡度} / \text{有效孔隙度}$, 根据《黑龙江省大庆市地下水资源调查评价报告》, 结合《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)附录渗透系数经验值表, 本项目所在区域承压水含水层岩性为粉细砂-砂-砂岩, 渗透系数取 35m/d, $n_{e \text{ 承压水}} = 0.25$, 根据区域承压水等水位线与距离确定 $I_{\text{承压水}} = 0.0002$, 有效评价区内承压水含水层地下水流速为 0.028m/d。区域具有饮用水价值的含水层为白垩系明水组承压含水层, 承压含水层厚度 16.0-53.0m, 考虑最不利情况, 承压含水层厚度取 16m。弥散系数: 区域地下水纵向弥散系数 $0.2m^2/d$, 横向弥散系数 $0.02m^2/d$ 。

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) II 类标准执行), 石油类最低检出限为 0.01mg/L , 化学反应常数为 0。

(6) 预测结果

注水井套管破损泄漏 100d、1000d、3650d 对承压水的影响预测结果见表 5.3-7、图 5.3-18~图 5.3-20。

表 5.3-7 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	超标面积	最远影响距离	影响面积
石油类	100 天	24m	452.25m ²	27m	561.75m ²
	1000 天	93m	4579m ²	101m	5684m ²
	3650 天	223m	17548m ²	239m	21568m ²

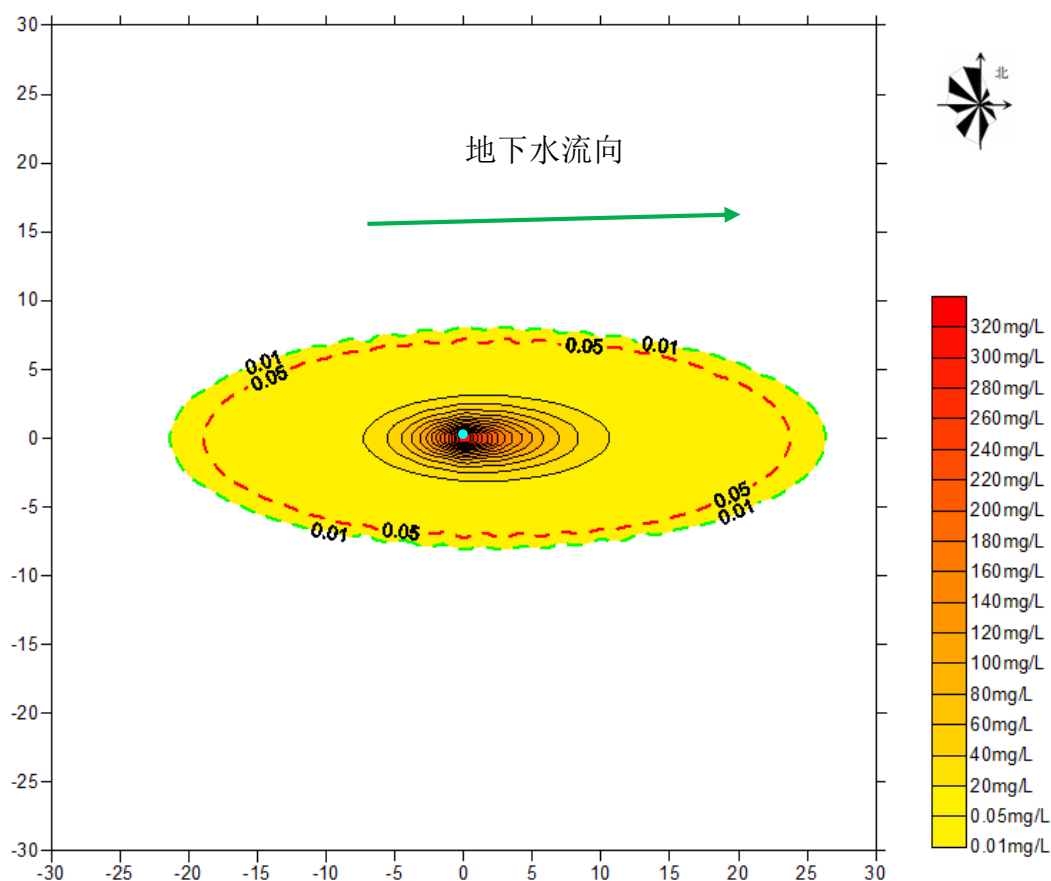


图 5.3-18 注水井套管泄漏 100 天石油类污染扩散平面图（污染源点：0，0）

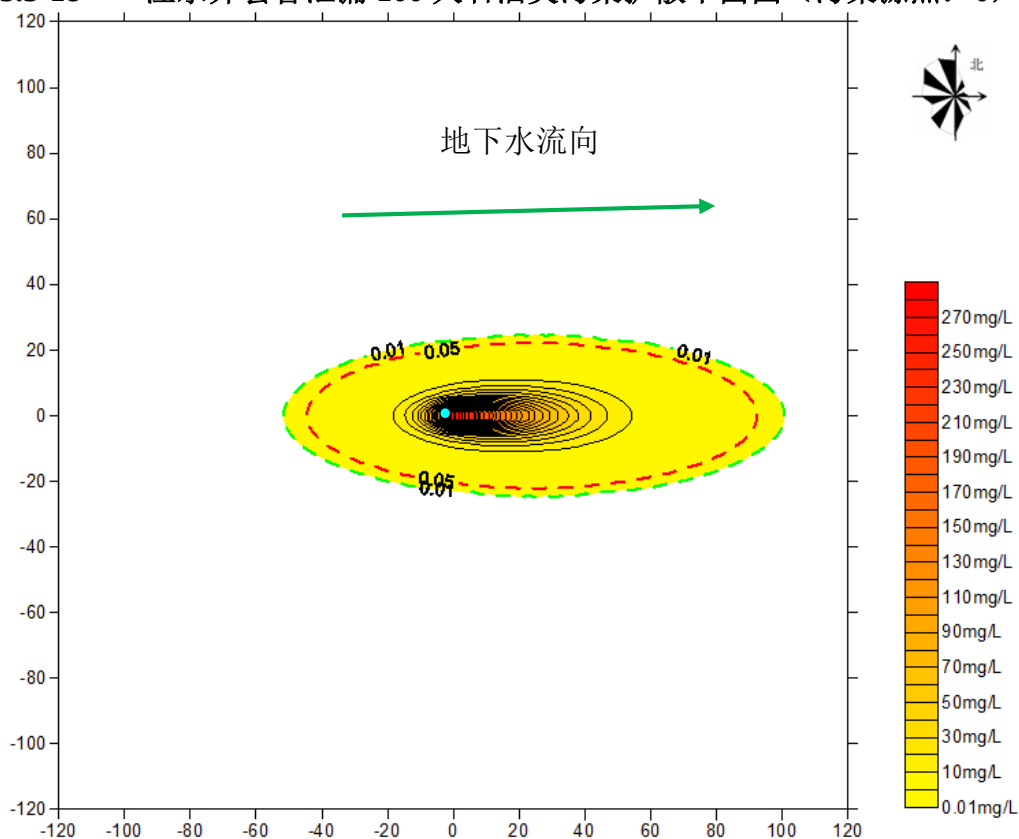


图 5.3-19 注水井套管泄漏 1000 天石油类污染扩散平面图（污染源点：0，0）

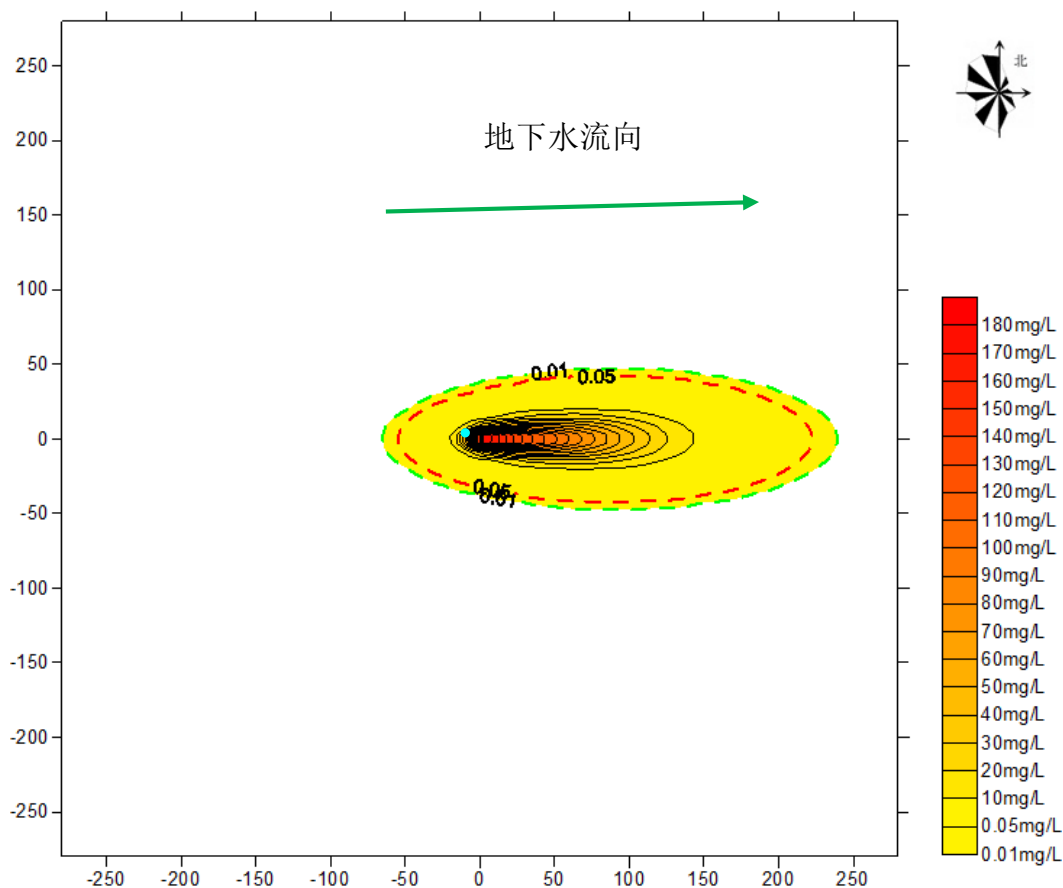


图 5.3-20 注水井套管泄漏 3650 天石油类污染扩散平面图（污染源点：0，0）

由预测结果可知，随着时间增加，污染范围有所增加，注水井套损泄漏 100d 后，超标距离为下游 24m，影响距离为下游 27m；注水井套损泄漏 1000d 后，超标距离为下游 93m，影响距离为下游 101m；注水井套损泄漏 3650d 后，超标距离为下游 223m，影响距离为下游 239m。

经调查，本项目注入井套管泄漏影响范围内无饮用水源井，套管破损事故状态下对周边饮用水井影响可接受。为避免注入井套管泄漏对地下水的影响，拟建注入井在钻井阶段采用双层套管，且项目应定期对套管情况进行检测，发现异常情况，应及时关闭截断阀，并对注入井进行修井作业，修补破损的套管，防止污染地下水，降低风险事故对地下水的影响。

5.3.4 地下水环境影响评价结论

项目正常工况下不会对地下水环境产生影响，非正常状况下，当钻井套管连接不及时等操作失误造成水基钻井液泄漏、管线内原油泄露、母液回收池泄露、油井及注入井套管泄露后，对地下水造成影响，但非正常状况下地下水影响范围内无饮用水源井，因此本项目对周边地下水环境的影响较小。

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施工时施工机械噪声和运输车辆噪声。

(1) 钻井工程

本项目选取距声环境敏感点最近的 33 号平台钻井井场进行预测分析，钻井井场占地 9760m²，长 122m，宽 80m，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：

$$L_p(r)=L_p(r_0)+D_C-(A_{div}+A_{atm}+A_{gr}+A_{bar}+A_{misc})$$

式中：

L_p(r)—预测点处声压级，dB；

L_p(r₀)—参考位置 r₀ 处的声压级，dB；

D_C—指向性校正，它描述点声源的等效连续声压级与产生声功率级 L_w 的全向点声源在规定方向的声级的偏差程度，dB；

A_{div}—几何发散引起的衰减，dB；

A_{atm}—大气吸收引起的衰减，dB；

A_{gr}—地面效应引起的衰减，dB；

A_{bar}—障碍物屏蔽引起的衰减，dB；

A_{misc}—其他多方面效应引起的衰减，dB。

钻井时期噪声源强调查清单（室外声源）见表 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	泵柴油机	54.12	37.25	1.5	87	基础减震、隔声、 选用低噪声设备	连续、 稳定、 昼夜运 行
2	钻机	61.5	44.79	1.5	77	泵类安装减震基 础、选用低噪声设 备	
3	钻井泵	74.27	37.09	1.5	80		
4	钻井泵	76.24	35.56	1.5	80		
5	砂泵	74.11	32.82	1.5	80		

6	泥浆泵	63.22	33.65	1.5	80		
7	振动筛	51.32	33.08	1.5	73		
8	振动筛	57.27	33.46	1.5	73		
9	搅拌机	68.6	33.46	1.5	75		

33 号平台钻井井场场界噪声贡献值预测结果见表 5.4-2，声环境保护目标噪声预测结果与达标分析见表 5.4-3，33 号平台钻井工程噪声贡献值预测图见图 5.4-1。

表 5.4-2 33 号平台钻井井场场界噪声贡献值预测结果 单位：dB(A)

预测井场	昼间噪声				夜间噪声			
	东场界	南场界	西场界	北场界	东场界	南场界	西场界	北场界
33 号平台井场	44.04	48.14	43.37	47.75	44.04	48.14	43.37	47.75

表 5.4-3 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
丰收 小区	46.5	42.5	46.5	42.5	60	50	32.23	32.23	46.66	42.89	0.16	0.39	达 标	达 标

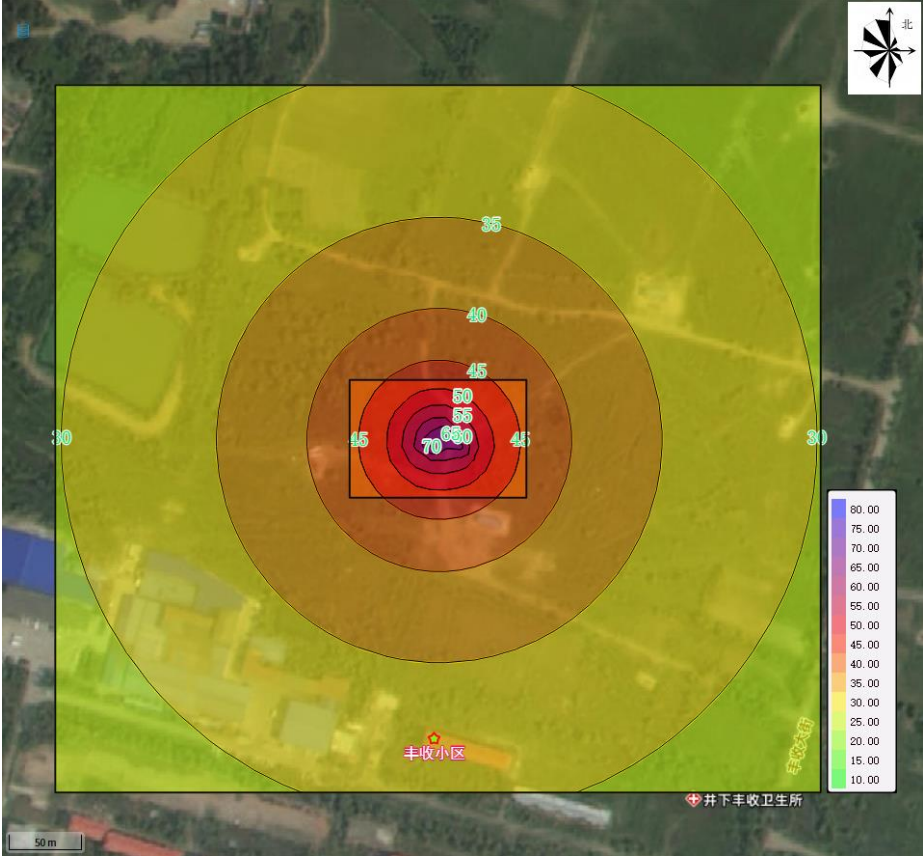


图 5.4-1 33 号平台钻井工程噪声贡献值预测图

本项目钻井井场距离最近声环境敏感点为 33 号平台井场南侧 180m 的丰收小区，根据预测分析，丰收小区声环境能够满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区标准，钻井施工对周边影响较小。为了更好的保护区域声环境，本项目采取以下措施：

①钻机等发声设备尽可能选用低噪声设备；

②机泵等噪声值较高的设备，布置在室内或设置隔声罩，并采取基础减振等设施；

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。

④距离丰收小区较近的 33 号平台钻井井场周边设置隔声屏障，降低钻机等施工机械对丰收小区的影响。

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《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025），本项目对声环境敏感点影响较小，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）压裂工程

压裂过程噪声源主要为压裂车、混砂车，噪声源强在 70~90dB(A)之间。本项目选取距声环境敏感点最近的 33 号平台钻井井场进行预测分析，压裂施工井场占地 9760m²，长 122m，宽 80m。压裂噪声源强调查清单见表 5.4-4。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；

表 5.4-4 压裂噪声源强调查清单

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	压裂车	47.67	52.16	1.5	75	泵类安装减振基础、选用低噪声设备	连续、稳定、昼间运行
2	压裂车	47.44	45.19	1.5	75		
3	压裂车	47.44	38	1.5	75		
4	压裂车	47.22	32.16	1.5	75		
5	混砂车	60.7	49.24	1.5	90		
6	混砂车	60.7	32.16	1.5	90		

33 号平台压裂施工场界噪声贡献值预测结果见表 5.4-5，声环境保护目标噪声预测结果与达标分析表见表 5.4-6，33 号平台压裂施工噪声预测图见图 5.4-2。

表 5.4-5 33 号平台压裂施工场界噪声贡献值预测结果 单位：dB(A)

预测井场	昼间噪声				夜间噪声			
	东场界	南场界	西场界	北场界	东场界	南场界	西场界	北场界
33 号平台压裂施工场地	45.44	50.41	45.57	50.84	45.44	50.41	45.57	50.84

表 5.4-6 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
丰收小区	46.5	42.5	46.5	42.5	60	50	34.05	34.05	46.74	43.08	0.24	0.58	达标	达标

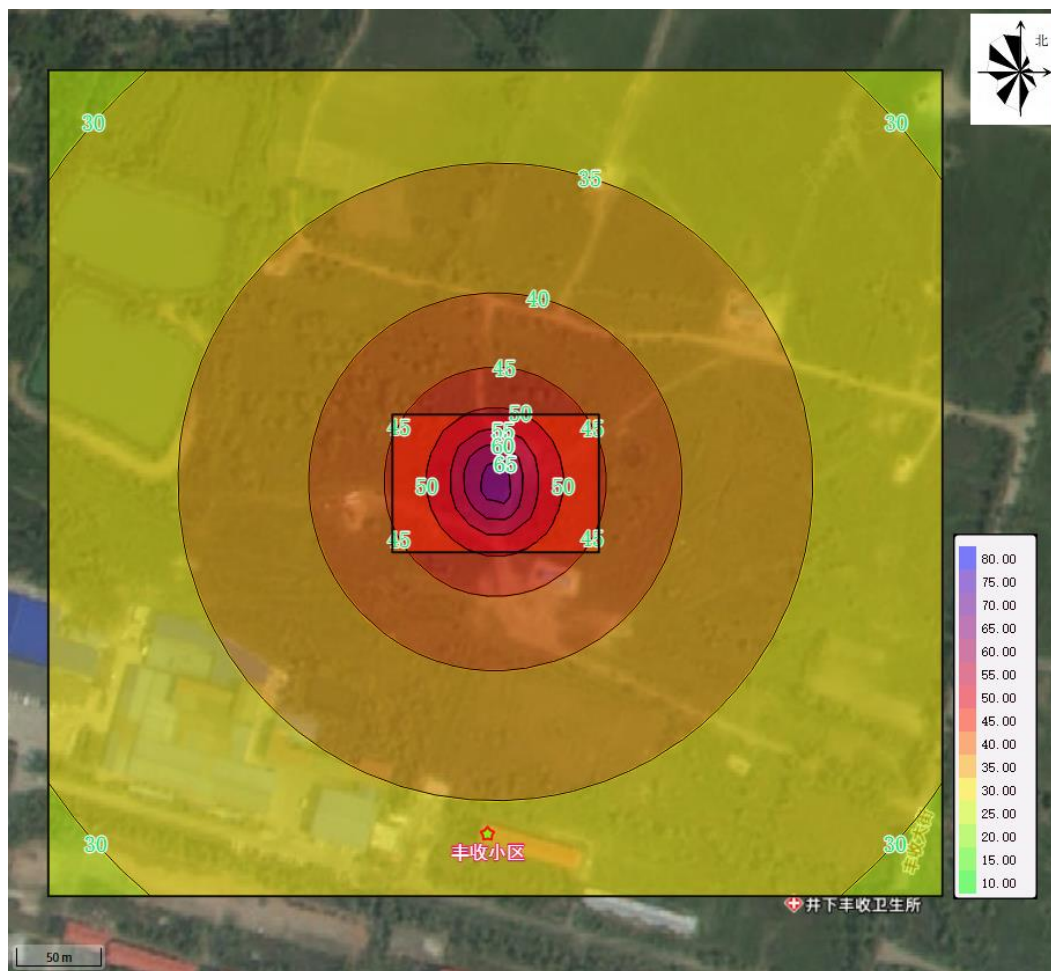


图 5.4-2 33 号平台压裂施工噪声预测图

距离本项目压裂井场最近的声环境敏感点为 33 号平台井场南侧 180m 的丰收小区，根据预测分析，在井场压裂期间，丰收小区声环境能够满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区标准，压裂施工对周边影响较小。为了更好的保护区域声环境，应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，压裂工程井场场界噪声可以满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025），压裂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。

压裂机组等大型车辆运输线路途经居住区时，车辆与临街民房距离约 10~20m，车辆途经居民区过程中应减速慢行，非特殊情况不鸣笛，车辆运输噪声为途经居住区时产生的临时性影响，待车辆驶离后即恢复正常，对居民区的影响较小。

（3）地面工程

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、吊装机、定向钻机、顶管机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 5.4-7。

表 5.4-7 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	40m	50 m	100 m	150 m	200 m	300m
挖掘机	84	72	70	64	60.5	58	54.4
推土机	82	70	68	62	58.5	56	52.4
压路机	84	72	70	64	60.5	58	54.4
电焊机	50	38	36	30	26.5	24	20.5
吊装机	73	61	59	53	49.5	47	43.5
定向钻机	85	73	71	65	61	59	55
顶管机	85	73	71	65	61	59	55
运输车辆	70	58	56	50	46.5	44.0	40.5

本项目地面工程道路施工、管线工程等仅在昼间进行施工，地面工程最近的声环境敏感点为 33 号平台井场南侧 180m、34 号平台井场集油掺水管线南侧 120m、丰收大街西侧 15m 的丰收小区，站场地面工程周边 200m 范围内无声环境敏感点，根据分析，在距离丰收小区较近的管线施工地带采取人工开挖，道路施工两侧设置围挡，并在靠近丰收小区一侧设置声屏障后，对丰收小区的声环境影响较小，丰收小区声环境能够满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区标准，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居民区，合理选择路线进行绕行、避让措施，临近居民区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。

⑤在距离丰收小区较近管线施工过程中采取人工开挖，并在靠近居住区一侧安装隔声屏障，减少挖掘机等施工机械施工时间，降低噪声影响。

⑥丰收大街施工期间在道路施工两侧设置围挡，并在靠近丰收小区一侧设置声屏障。

在采取了上述措施后，地面工程井场、管线、道路、场站等施工场界噪声可以满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）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 运营期

5.4.2.1 井场噪声

（1）声源源强

本工程运营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 5.4-8。

表 5.4-8 本工程运营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 5.4-9。

表 5.4-9 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	草地

（3）预测方法

油田运营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。本工程主要噪声源为采油井场，距离本项目井场最近的敏感点为 33 号平台西南侧 180m 的丰收小区，本次选择距离声环境敏感点较近的 33 号平台井场及油井数量最多的 27 号平台井场进行预测分析运营期井场噪声对周边环境的影响。

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;

D_C ——指向性校正,它描述点声源的等效连续声压级与产生声功率级 L_w 的全向点声源在规定方向的声级的偏差程度, dB;

A_{div} ——几何发散引起的衰减, dB;

A_{atm} ——大气吸收引起的衰减, dB;

A_{gr} ——地面效应引起的衰减, dB;

A_{bar} ——障碍物屏蔽引起的衰减, dB;

A_{misc} ——其他多方面效应引起的衰减, dB

α ——空气吸收系数, dB/100m; 取相对湿度63%, 温度3.3℃时的值;

r 、 r_0 ——声源至预测点和测量点的距离。

(4) 预测结果

运营期33号平台井场厂界噪声贡献值预测结果见表5.4-10, 运营期27号平台井场厂界噪声贡献值预测结果见表5.4-11, 运营期声环境保护目标噪声预测结果与达标分析表见表5.4-12, 运营期井场噪声预测图见图5.4-3、图5.4-4。

表 5.4-10 运营期 33 号平台井场厂界噪声贡献值预测结果 单位: dB(A)

预测井场	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
33 号平台井场	43.99	47.83	44.91	47.74	43.99	47.83	44.91	47.74

表 5.4-11 运营期 27 号平台井场厂界噪声贡献值预测结果 单位: dB(A)

预测井场	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
27 号平台井场	49.34	46.27	49.25	46.46	49.34	46.27	49.25	46.46

表 5.4-12 运营期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
丰收 小区	46.5	42.5	46.5	42.5	60	50	25.42	25.42	46.53	42.58	0.03	0.08	达 标	达 标

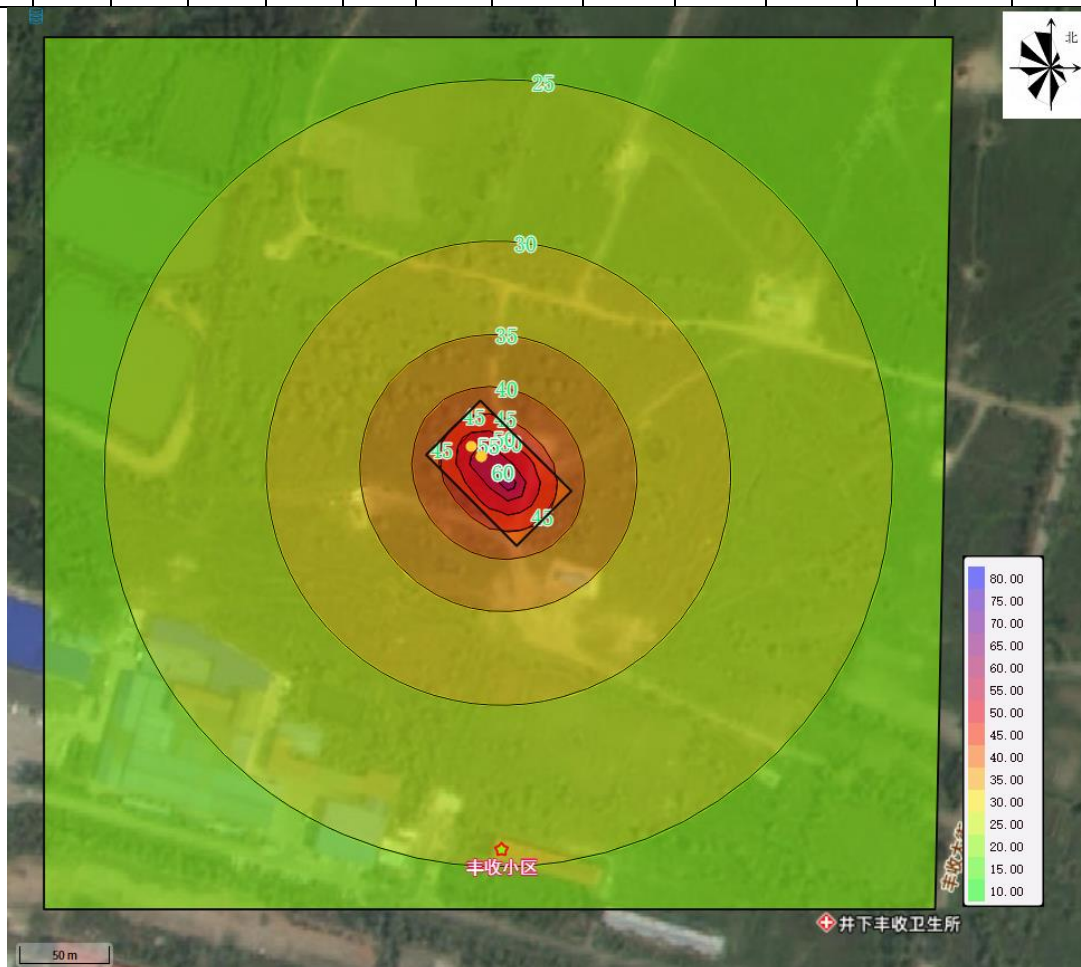


图 5.4-3 运营期 33 号平台井场噪声预测图

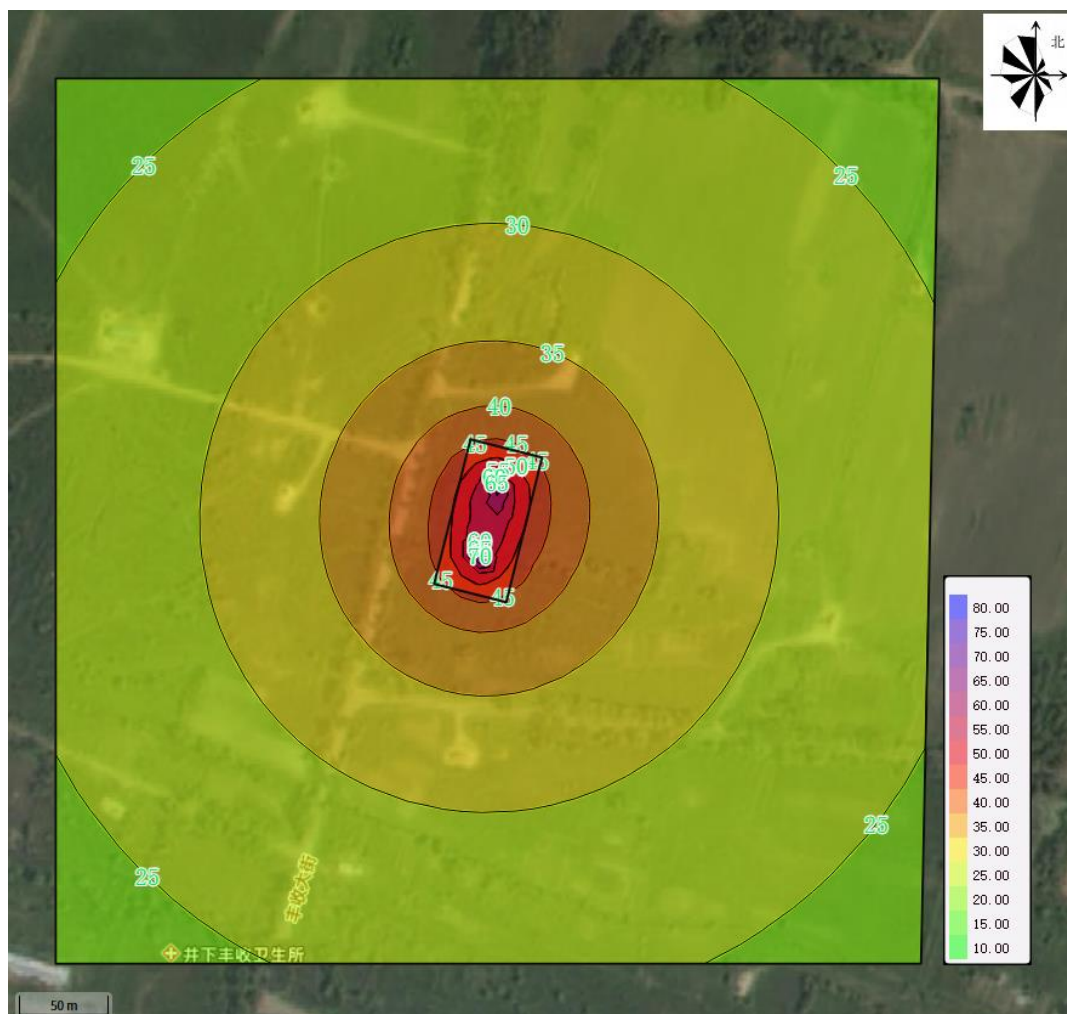


图 5.4-4 运营期 27 号平台井场噪声预测图

由预测结果可知，33 号平台井场、27 号平台井场厂界处的噪声贡献值满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准的要求，井场噪声对声环境敏感点丰收小区较现状增量为昼间增加 0.03dB(A)，夜间增加 0.08dB(A)，本项目建设完成后丰收小区环境噪声可以满足《声环境质量标准》2 类标准要求，项目井场运行对周边声环境影响较小，不会发生噪声扰民问题。

5.4.2.2 站场噪声

(1) 北六联合站

本项目新改扩建的北六转油放水站、北六脱水站、北过老化油中心处理站、北六三元污水站、北六聚驱污水站、北六深度污水站、北六热泵站均在北六联合站内，为同一厂界，因此本次针对北六联合站整体进行声环境影响预测。北六联合站内拟更换设备不新增噪声贡献值，本次只针对站内新增设备进行预测分析，声源取采取减震、隔声等措施后的源强。北六联合站工业企业噪声源强调查清单（室外声源）见表 5.4-13，北六联合站工业企业噪声源强调查清单（室内声源）见表 5.4-14，北六联合站厂界噪声贡献值预测结果见表

5.4-15，北六联合站厂界叠加现状后噪声贡献值预测结果见表 5.4-16，北六联合站噪声贡献值预测结果图见图 5.4-5。

表 5.4-13 北六联合站工业企业噪声源强调查清单（室外声源）

序号	声源名称	空间相对位置/m			声源源强/ dB(A)	声源控制措施	运行时段
		X	Y	Z			
1	0.8MW 真空炉	273.56	70.05	1.5	85	基础减震、选用 低噪声设备、定期 保养	连续、稳定、昼夜运行
2	0.8MW 真空炉	275.96	69.25	1.5	85		

表 5.4-14 北六联合站工业企业噪声源强调查清单（室内声源）

序号	建筑物名称	声源名称	声源源强/ dB(A)	声源控制措施	空间相对位置/m			距室内边界距离/m	室内边界声级/ dB(A)	运行时段	建筑物插入损失/ dB(A)	建筑物外噪声	
					X	Y	Z					声压级/ dB(A)	建筑物外距离/m
1	泵房	水聚驱外输污水泵	95	安装减震基础、选用低噪声设备、隔声门窗	104.73	651.43	1.5	1.5	91.5	24h	15	76.5	1
2		水聚驱外输污水泵	95		108.76	60.27	1.5	1.5	91.5	24h	15	76.5	1
3		三元系统加药装置	95		112.7	59.28	1.5	1.5	91.5	24h	15	76.5	1
4		外输油泵	95		115.99	57.93	1.5	1.5	91.5	24h	15	76.5	1
5		外输油泵	95		119.08	56.24	1.5	1.5	91.5	24h	15	76.5	1
6		外输油泵	95		120.08	55.63	1.5	1.5	91.5	24h	15	76.5	1
7		收油泵	95		121.23	55.33	1.5	1.5	91.5	24h	15	76.5	1
8		收油泵	95		122.56	54.99	1.5	1.5	91.5	24h	15	76.5	1
9		循环泵	95		123.3	54.64	1.5	1.5	91.5	24h	15	76.5	1
10		循环泵	95		124.04	54.37	1.5	1.5	91.5	24h	15	76.5	1
11		底水泵	95		125.2	54.04	1.5	1.5	91.5	24h	15	76.5	1

12	底水泵	95	126 .42	53. 67	1.5	1.5	91.5	24h	15	76.5	1
13	1000L 加 药装置	95	127 .74	53. 26	1.5	1.5	91.5	24h	15	76.5	1
14	1000L 加 药装置	95	129 .12	52. 73	1.5	1.5	91.5	24h	15	76.5	1
15	污油水螺 旋装置	95	116 .46	175 .82	1.5	1.5	91.5	24h	15	76.5	1
16	污油水螺 旋装置	95	114 .49	170 .89	1.5	1.5	91.5	24h	15	76.5	1
17	污油水螺 旋装置	95	144 .06	168 .26	1.5	1.5	91.5	24h	15	76.5	1
18	污油水螺 旋装置	95	143 .07	163 .33	1.5	1.5	91.5	24h	15	76.5	1
19	污油水螺 旋装置	95	147 .27	265 .31	1.5	1.5	91.5	24h	15	76.5	1
20	污油水螺 旋装置	95	152 .2	263 .34	1.5	1.5	91.5	24h	15	76.5	1
21	污油水螺 旋装置	95	134 .35	234	1.5	1.5	91.5	24h	15	76.5	1
22	污油水螺 旋装置	95	141 .26	231 .31	1.5	1.5	91.5	24h	15	76.5	1
23	2.5MW 热 泵机组	95	241 .76	240 .36	1.5	1.5	91.5	24h	15	76.5	1
24	2.5MW 热 泵机组	95	250 .63	239 .04	1.5	1.5	91.5	24h	15	76.5	1
25	循环水泵	95	239 .19	247 .05	1.5	1.5	91.5	24h	15	76.5	1
26	循环水泵	95	241 .06	246 .72	1.5	1.5	91.5	24h	15	76.5	1
27	循环水泵	95	242 .7	246 .06	1.5	1.5	91.5	24h	15	76.5	1
28	中间水循 环泵	95	244 .68	245 .51	1.5	1.5	91.5	24h	15	76.5	1
29	中间水循 环泵	95	246 .65	244 .64	1.5	1.5	91.5	24h	15	76.5	1
30	中间水循 环泵	95	248 .39	243 .82	1.5	1.5	91.5	24h	15	76.5	1

表 5.4-15 北六联合站厂界噪声贡献值预测结果 单位: dB(A)

预测井场	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
北六联合站	43.63	37.68	33.01	45.86	43.63	37.68	33.01	45.86

表 5.4-16 北六联合站厂界叠加现状后噪声贡献值预测结果 单位: dB(A)

北六联合站	噪声现状值		噪声贡献值		噪声预测值		噪声标准值		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
东厂界	45.6	41.5	43.63	43.63	47.68	45.7	60	50	达标	达标
南厂界	48.8	44.7	37.68	37.68	49.12	45.49	60	50	达标	达标
西厂界	47.7	43.5	33.01	33.01	47.84	43.87	60	50	达标	达标
北厂界	46.6	42.9	45.86	45.86	49.26	47.61	60	50	达标	达标

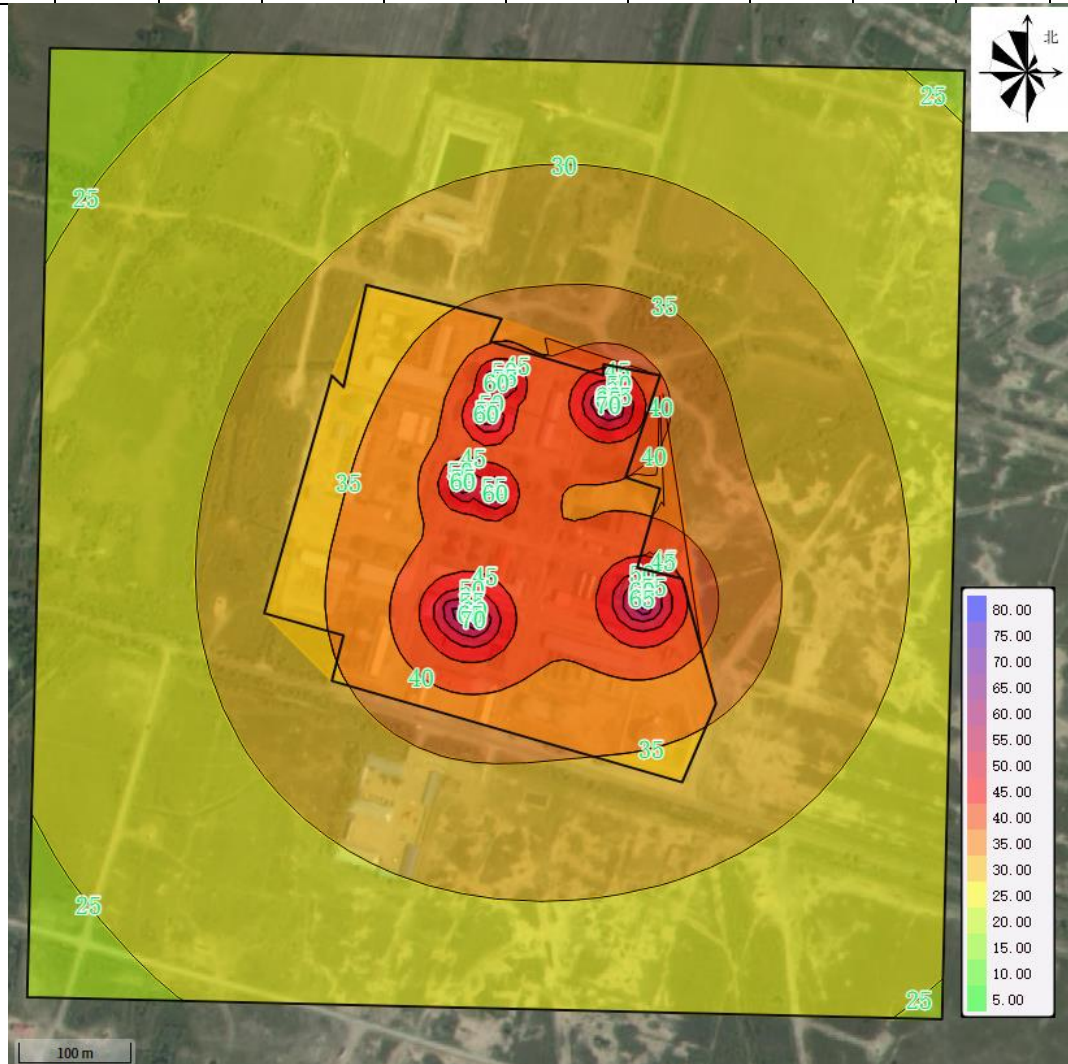


图 5.4-5 北六联合站噪声贡献值预测结果图

由预测结果可知，北六联合站厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准，北六联合站 200m 范围内无声环境敏感点，北六联合站

运行对周边声环境影响较小。

(2) 19-1 注入站

本项目新建的 19-1 注入站噪声源主要为机泵噪声，机泵均安装减震基础，泵房为砖混结构并安装隔声门窗，19-1 注入站工业企业噪声源强调查清单（室内声源）见表 5.4-17。19-1 注入站厂界噪声贡献值预测结果见表 5.4-18，19-1 注入站噪声贡献值预测结果图见图 5.4-6。

表 5.4-17 19-1 注入站工业企业噪声源强调查清单（室内声源）

序号	建筑物名称	声源名称	声源源强/ dB(A)	声源控制措施	空间相对位置/m			距室内边界距离/m	室内边界声级/ dB(A)	运行时段	建筑物插入损失/ dB(A)	建筑物外噪声	
					X	Y	Z					声压级/ dB(A)	建筑物外距离/m
1	注入泵房	注入泵	95	安装减震基础、选用低噪声设备、隔声门窗	21.34	10.33	1.5	3	85.5	24h	15	70.5	1
2		注入泵	95		30.11	6.51	1.5	3	85.5	24h	15	70.5	1
3		注入泵	95		38.64	2.69	1.5	3	85.5	24h	15	70.5	1
4		注入泵	95		45.64	-0.48	1.5	3	85.5	24h	15	70.5	1
5		注入泵	95		52.22	-3.21	1.5	3	85.5	24h	15	70.5	1

表 5.4-18 19-1 注入站厂界噪声贡献值预测结果 单位：dB(A)

预测井场	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
19-1 注入站	36.23	42.83	39.36	44.62	36.23	42.83	39.36	44.62

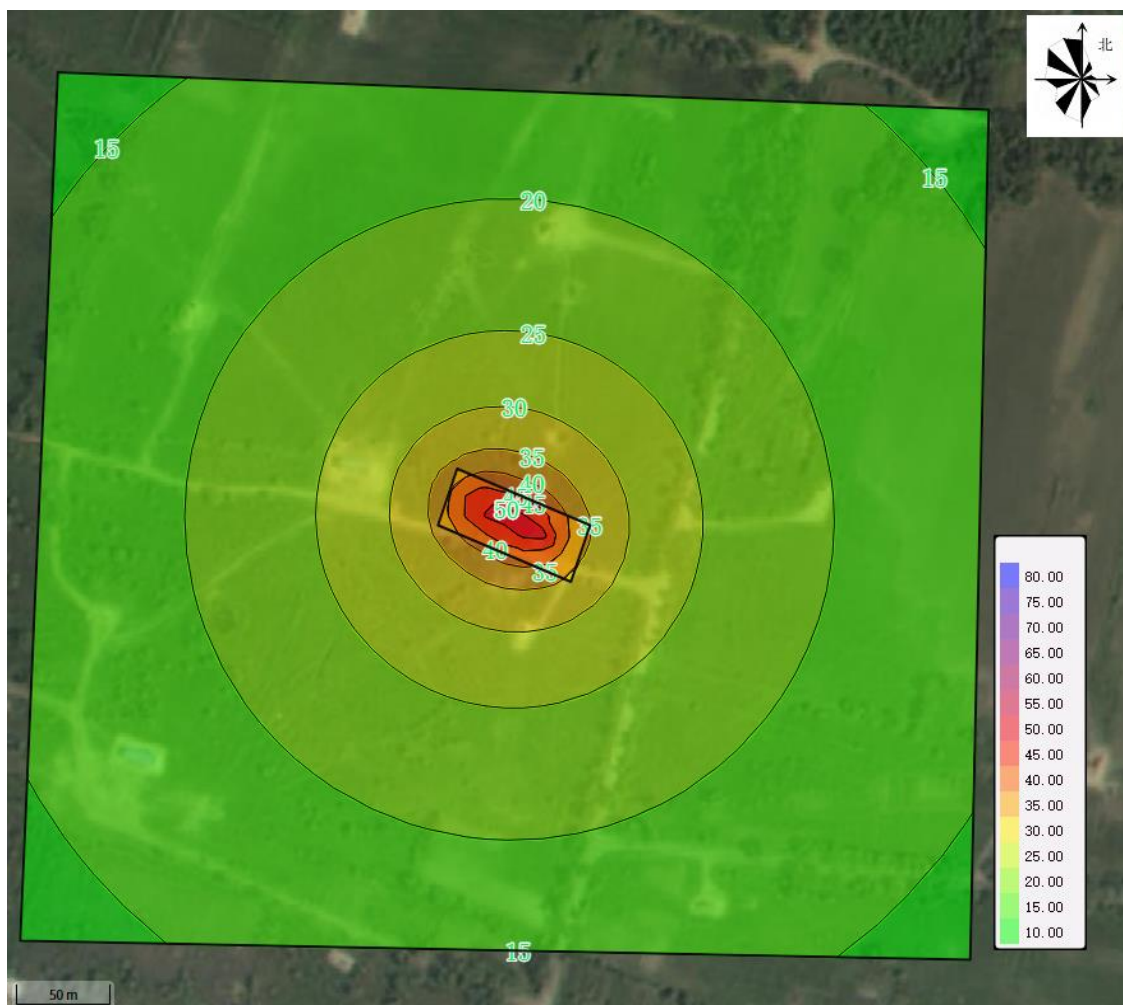


图 5.4-6 19-1 注入站噪声贡献值预测结果图

由预测结果可知，19-1 注入站厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准，19-1 注入站 200m 范围内无声环境敏感点，19-1 注入站运行对周边声环境影响较小。

（3）4 号污油回收站

本项目改建的 4 号污油回收站原位更换 2 台污油水螺旋装置，不新增噪声源，不新增噪声贡献值，4 号污油回收站位于聚北十九注水站内，根据本次对聚北十九注水站厂界噪声的监测结果可知，聚北十九注水站厂界昼间噪声在 44.8~47.7 dB（A）之间、夜间噪声在 41.4~44.6 dB（A）之间，厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准。同时 4 号污油回收站周边 200m 范围内无声环境敏感点，4 号污油回收站运行对周边声环境影响较小。

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 5.4-19。

表 5.4-19 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	40m	50 m	100 m	200 m	300 m
挖掘机	84.0	72.0	70.0	64.0	58.0	54.4
推土机	82.0	70.0	68.0	62.0	56.0	52.4
吊装机	73	61	59	53	47	43.5
运输车辆	84.0	72.0	70.0	64.0	58.0	54.4

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 50m 以外均能够满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）中昼间限值不超过 70dB（A）的要求。根据现场调查，距离本项目最近的声环境敏感点为 33 号平台井场南侧 180m、34 号平台井场集油掺水管线南侧 120m 的丰收小区，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

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、膨润土等废包装袋、非含油废防渗布、施工废料、建筑垃圾、生活垃圾等。

（1）废钻井液、钻井岩屑、废射孔液

根据《大庆油田开发建设对环境影响研究》课题研究成果，废弃泥浆如果不处理，长期以自然状态积存于井场，对土壤中有机物含量影响不大，但会对土壤理化性质如 pH、总碱度、总盐产生一定影响。本项目在钻井过程中在每座钻井井场设置一座 100m³ 钢制泥浆槽，废钻井液与钻井废水、钻井岩屑、废射孔液等废弃物暂存于井场钢制泥浆槽中形成废弃泥浆，钻井期单座钻井井场废弃泥浆最大产生量为 40m³/d，井场设置的钢制泥浆槽有效容积 100m³，能够满足 2 天暂存要求，拉运频 1 次/2d，由罐车拉运至大庆赛诺科林环保科技有限公司处理，处理后的压滤水由罐车拉运至北三含油污水处理站处理达标后回注油层，处理后的泥饼按照《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ1461-2026）的要求进行综合利用，对环境影响较小。

（2）施工废料、非含油废防渗布及膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋

本项目施工废料主要为焊接施工中产生废焊条和管道防腐施工过程中产生的废防腐材料。最大限度回收利用后，剩余废料拉运至第一采油厂工业固废填埋场处理，膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋及非含油废防渗布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。

（3）清罐油泥

本项目施工期产生的清罐油泥为危险废物，危废类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，危废代码为 071-001-08，清罐油泥由罐车拉运至萨北含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理，剩余固相建设单位按照《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ1461-2026）的要求进行综合利用。

（4）废滤料

本项目施工期产生的废滤料属于 HW49 类危险废物，危险废物代码为 900-041-49，废滤料委托大庆蓝星环保工程有限公司处理。

（5）含油废防渗布

本项目施工期产生的含油废防渗布属于 HW08 类危险废物，危险废物代码为 900-249-08 其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及沾染矿物油的废弃包装物，经收集后暂存于第三作业区 25 号站含油防渗布贮存池，定期委托有资质单位处理。

（6）含油抹布及废劳保用品、废变压器油

本项目施工期产生的含油抹布及废劳保用品、废变压器油属于危险废物。含油抹布及废劳保用品废物类别为 HW49 其他废物，废物代码为 900-041-49 含有或者沾染毒性、感染性危险废物的废弃的包装物、容器、过滤吸附介质；废变压器油废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，废物代码为 900-220-08 变压器维护、更换和拆解过程中产生的废变压器油，含油抹布及废劳保用品及废变压器油经收集后暂存于第三采油厂危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理。

（7）定向钻废弃泥浆

本项目施工期管道定向钻施工会产生废弃泥浆，属于一般工业固体废物，定向钻废弃泥浆排入施工场地的钢制泥浆槽中，定期由罐车拉运至大庆赛诺科林环保科技有限公司处理，处理后的压滤水由罐车拉运至北三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，处理后的泥饼按照《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ1461-2026）的要求进行综合利用。

（8）建筑垃圾

本项目废旧设备基础拆除、旧建筑物拆除及新建建筑物装修施工过程中会产生废砼块、废砖块等建筑垃圾，建筑垃圾统一收集后由施工单位清运至建筑垃圾调配场处理。

（9）废旧设备及废弃管道

本项目拆除场站设备产生的废旧设备全部回收至第三采油厂物资库；废弃管道经盲板焊接封堵后直埋地下，不再挖出。

（10）生活垃圾

生活垃圾统一收集后拉运至大庆城控电力有限公司处理。

综上所述，施工期产生的固体废物均得到分类收集，妥善、有效处置，不会对周围环境产生不良影响。

5.5.2 运营期

本项目运营期产生的固体废物主要是含油污泥、作业过程中产生的落地油、含油废防渗布、含油污水处理站内定期更换滤料产生的废滤料、变压器维护产生的废变压器油、场站维护检修产生的废润滑油及含油抹布及废劳保用品。

（1）含油污泥、落地油

含油污泥、落地油含有石油类等有害成份，含油污泥、落地油的主要成份是水、砂和石油类。根据《国家危险废物名录（2025 年版）》及《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》，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，再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理，剩余固相建设单位按照《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ1461-2026）的要求进行综合利用。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、尽量避开居住区等敏感点进行运输，同时罐车上配备铁锹等应急工具。

项目运营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 年版）》，含油防渗布属于 HW08 类危险废物，危险废物代码为 900-249-08，经收集后暂存于第三作业区 25 号站含油防渗布贮存池，定期委托有资质单位处理。

（3）废滤料

北六三元污水站新增的过滤罐内滤料需定期更换，会产生废滤料，根据《国家危险废物名录（2025 年版）》，废滤料属于 HW49 类危险废物，危险废物代码为 900-041-49，废滤料定期委托大庆蓝星环保工程有限公司处理。

（4）废变压器油、废润滑油、含油抹布及废劳保用品

运营期井场及场站变压器检修时产生的废变压器油、场站机泵等设备维护时产生的废润滑油、含油抹布及废劳保用品均属于危险废物，废变压器油废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，废物代码为 900-220-08 变压器维护、更换和拆解过程中产生的废变压器油；废润滑油废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，废物代码为 900-214-08 车辆、轮船及其它机械维修过程中产生的废发动机油、制动器油、自动变速器油、齿轮油等废润滑油；含油抹布及废劳保用品废物类别为 HW49 其他废物，废物代码为 900-041-49 含有或者沾染毒性、感染性危险废物的废弃的包装物、容器、过滤吸附介质。废变压器油、废润滑油、含油抹布及废劳保用品经收集后暂存于第三采油厂危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理。

综上所述，运营期产生的固体废物均得到分类收集，妥善、有效处置，不会对周围环境产生不良影响。

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、包装并设置标志及标签。

5.5.3.1 危险废物收集及储存分析

本项目运营期产生含油污泥、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；含油废防渗布废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，废物代码为 900-249-08，废滤料废物类别为 HW49 其他废物，废物代码为 900-041-49；废变压器油废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，废物代码为 900-220-08；废润滑油废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，废物代码为 900-214-08；含油抹布及废劳保用品废物类别为 HW49 其他废物，废物代码为 900-041-49。

本工程运营期产生的落地油即产集运，不在井场暂存，含油污泥、含油废防渗布、废滤料、废变压器油、废润滑油、含油抹布及废劳保用品均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。

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

本工程运营期产生的含油污泥和落地油由罐车拉运至萨北含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理，剩余固相建设单位按照《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ1461-2026）的要求进行综合利用；含油废

防渗布经收集后暂存于第三作业区 25 号站含油防渗布贮存池，定期委托有资质单位处理；废滤料定期委托大庆蓝星环保工程有限公司处理；废变压器油、废润滑油、含油抹布及废劳保用品经收集后暂存于第三采油厂危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理。

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，“环评阶段已签订利用或者委托处置意向的，应分析危险废物利用或者处置途径的可行性。暂未委托利用或者处置单位的，应根据建设项目周边有资质的危险废物处置单位的分布情况、处置能力、资质类别等，给出建设项目产生危险废物的委托利用或处置途径建议。”

本工程建设单位尚未签订含油废防渗布、废变压器油、废润滑油、含油抹布及废劳保用品的委托处置协议。根据黑龙江省核发的危险废物处理资质单位名单，有能力处理该类危险废物的企业有大庆圣德雷特化工有限公司和大庆市云泰石化产品有限公司，详细情况如下：

大庆圣德雷特化工有限公司经营范围包括 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)，HW08 类核准经营规模 50000t/a，HW49 类 25 万只/年。

大庆市云泰石化产品有限公司经营范围包括 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、900-199-08、900-200-08、900-210-08、900-214-08、900-221-08、900-222-08、900-249-08）；HW49 其他废物，HW08(80000t/a)，HW49(20000t/a)。

大庆圣德雷特化工有限公司、大庆市云泰石化产品有限公司有资质处理本工程产生的含油废防渗布、废变压器油、废润滑油、含油抹布及废劳保用品，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、生活垃圾。

本项目退役管线两端封堵后直埋处理，退役期拆除的废旧设备全部回收至第三采油厂物资库。封井建筑垃圾统一收集后由施工单位清运至建筑垃圾调配场处理。生活垃圾统

一收集后拉运至大庆城控电力有限公司处理。

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 固体废物环境影响评价结论

由上述分析可知，本工程对施工期、运营期、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

本项目生态影响评价等级为三级评价，按照《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），本次评价采用类比分析法预测分析工程对土地利用、植被、野生动植物等的影响。

本项目开发区域无重要物种分布，因此工程开发不会造成重要物种的活动、分布及重要生境变化，同时，本项目评价区不是国家重点保护野生动物的集中栖息地和繁殖地，区内野生动物仅为一些常见种类。工程井场及场站建设、管沟开挖、管道敷设、覆土回填等建设会对周围生态环境造成影响较小。

本项目通过类比分析项目区块周边已建产能开发项目环评阶段与验收阶段生态影响，判定本项目开发对生态环境的影响，类比项目建设内容为基建油井和配套建设集油管线等内容，且与本项目位于同一生态区域内，因此类比可行。《萨北开发区北部过渡带一条带西区产能地面建设工程环境影响报告书》于 2013 年 12 月 23 日获得了大庆市环境保护局（现大庆市生态环境局）的批复，批复文号为庆环建字〔2013〕266 号，该项目已于 2019 年 11 月完成了自主验收，通过类比分析项目建设对生态环境的影响。

5.6.1 施工期生态环境影响分析

5.6.1.1 对土地利用的影响分析

本项目生态评价范围内主要以耕地、草地为主。本项目新增永久占地 4.74926hm²，本工程永久占地在原来连续分布的生态环境中形成斑块，但由于本项目永久占地面积较小，对项目区域土地利用结构影响较小。

本项目管线施工、钻井施工临时占用一定量的土地，新增临时占地面积 34.8798hm²，占地类型主要为耕地（永久基本农田）及草地（非基本草原）。临时占地是在项目施工过程中，施工时间较短，施工结束后临时占地通过拆除临时设施、平整土地均可恢复原有的土地用地类型，因此，本项目施工临时占地不会对区域土地利用性质和功能、土地利用格局造成显著影响。

5.6.1.2 占地对生态环境的影响

(1) 临时占地生态环境影响

本项目井场建设、管道及道路施工过程中，车辆碾压、机械推挖、人员践踏将会对地表植被造成很大破坏，本项目临时占用草地 31.3698hm²，临时占用耕地 3.51hm²，临时占地的影响是短期可逆的。人工植被当季无法种植作物，将耽误全年收成，临时占用农田只能种浅根作物，施工结束后区内农田可恢复种植，但上层翻动使肥力下降，第二、三年产量将下降 20%~40%。

对于临时占地造成的作物减产，除应对其进行经济补偿外，项目开工前，针对临时占地，应剥离占地内的表土，耕地剥离厚度 0.3m，草地剥离厚度 0.2m，采用分层开挖，分层堆放，暂存于井场或管线两侧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，待施工结束后，回填占地范围，并采用表土复耕，增肥作业，恢复临时占用耕地的生产力，本项目的建设对当地土地利用格局影响在可接受范围内。

类比现有区块内的井场周围及管线沿线植被恢复情况，井场周围及管线沿线的植被情况与未进行井场及管线建设的区域无明显区别。说明在采取有效的占地恢复措施后，项目临时占地对当地生态环境影响较小。

(2) 永久占地生态环境影响

本工程建设永久占用的土地主要是井场、场站、道路占地，永久占用耕地 0.116hm²，永久占用草地 4.63326hm²。本工程永久占地在原来连续分布的生态环境中形成生态斑块，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。本工程永久占地虽然在一定程度上影响到地表植被生长，使部分土地失去了原有的生物生产功能和生态功能，土地利用类型转变为工业用地，但由于永久占地面积较小，因此对区域生态环境不会造成较大影响。该项目投产后在生产期内永久占地的生物量将永久损失，其影响是长期且不可逆的。

本项目施工前应剥离永久占地内的表土，耕地剥离厚度 0.3m，草地剥离厚度 0.2m，剥离的表土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，施工结束后，剥离表土用于周围区域土地复垦、土壤治理等用途。本项目的建设对当地土地利用格局影响在可接受范围内。

(3) 取弃土的影响

本工程没有弃土，不设弃土场，工程需要取土量为 23630.3m³，用于井场、道路及场

站的筑高。工程取土采用外购方式，不自行开采，卖方负责取土后的取土场的生态恢复。

5.6.1.3 工程建设对生态环境的影响

该项目建设对生态环境的影响来自两个途径，一是钻井施工时，除井场本身永久占地外，还会因机械设备、车辆的碾压、人员的践踏、材料占地等活动，造成土壤板结、植被剥离，植株矮小，群落盖度降低，在原来连续分布的生态环境中，产生生态斑块，造成地貌及地表温度、水分等物理异常，进而影响生态环境的类型和结构；在管线铺设和道路建设时，会对地表植被造成破坏；二是管线和道路网络对生态系统的分割效应。

高于地表的管线培埂和油田道路网络形成了对原有生态系统的分割，破坏了生态系统的连续性，可能会阻隔地表径流的原有流向，改变了水分因子的分布，而水分因子对农田产量的影响较大。另外，管线培埂网格的大小体现了油井的密度，反映出油田开发建设对地表植被的破坏强度。当井间距小时，管网密度大时，对植被影响较大。当管网密度较小时，对植被的影响较小。就本项目而言，新建管线采取平埋方式铺设，避免了管道铺设对地表径流的截流；管线走向力求线路顺直，缩短线路长度，并利用道路路肩敷设，以减少管道建设对生态环境的影响。油田开发区内道路尽量利用现有道路，不存在道路网络对地表径流的截流，道路网络产生的分割效应不大，对油田开发区的生态系统影响有限。

5.6.1.4 对植被的影响分析

本项目区域内未发现珍稀保护植物。由于本工程永久占地面积较小，临时占地的占用期限很短，在完工后可以及时恢复，所以不会对当地地表植被产生大的影响。

施工过程中，车辆碾压，机械推挖、人员践踏及道路修建对地表进行的平整将会对地表植被造成很大破坏，这种影响是短期可逆的，施工结束后，被占用土地开始恢复。自然植被演替的规律是先是一、二年生的植物，3-5 年后可恢复到冷蒿、杂草类，10 年后可达到原来的顶级群落。人工植被当季无法种植作物，将耽误全年收成。施工结束后永久性占地仍无法种植作物。本项目的建设主要是对农作物有一定的影响，建设单位按相关规定对当地居民进行赔偿。

（1）占地对草地的影响

本项目永久占用草地 4.63326hm^2 ，临时占用草地 31.3698hm^2 。草地上干草产量按 $2.5\text{t}/\text{hm}^2$ 计算，共损失干草 351.1t （永久占地按 10 年计算，临时占地按 3 年计算），干草价格按 700 元/t 计算，本工程损失干草经济价值约为 24.58 万元。临时占地自然植被演替的规律是先是一、二年生的植物，3-5 年后可恢复到冷蒿、杂草类，10 年后可达到原来的顶级群落，永久占用草地采取经济补偿措施。

（2）占地对耕地的影响

本工程永久占用耕地面积为 0.116hm^2 ，占用的农作物主要为玉米，玉米产量按 $7\text{t}/\text{hm}^2$ 计算，永久占地按 10 年损失计算，共损失玉米 8.12t ，玉米价格按 1500 元/t 计算，其经济价值约为 1.22 万元，本项目对永久占用的耕地进行经济补偿，并剥离永久占用耕地表土用于周围区域土地复垦、土壤治理等用途。临时占地上层翻动使肥力下降，第二、三年产量将下降 20%-40%。本工程临时占用耕地 3.51hm^2 ，玉米产量按 $7\text{t}/\text{hm}^2$ 计算，临时占地按第 1 年产量完全损失，第 2、3 年损失 30% 计算，三年间总共损失玉米分别为 39.31t 。玉米价格按 1500 元/t 计算，其经济价值为 5.9 万元。工程完工后，临时占地逐年恢复生产力，继续种植农作物，并且将所占耕地恢复为原本质量的耕地。

类比现有区块内的井场周围及管线沿线植被恢复情况，井场周围及管线沿线的植被情况与未进行井场及管线建设的区域无明显区别。因此项目对区域的植被影响很小。

5.6.1.5 对基本农田环境影响分析

根据《基本农田保护条例》（2011 修订），国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开基本农田保护区，需要占用基本农田，涉及农用地转用或者征收土地的，应报请相关主管部门同意，并补充划入数量和质量相当的基本农田或按规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。油田开发工程占地完全避开基本农田的可能性较低，在不可避免的条件下需占用永久基本农田时，施工完毕后 1 年内，临时占地全部恢复原有植被类型。临时占地恢复也可在征地过程中给予农民一定的费用补偿，由农民自行进行土地恢复。永久占用永久基本农田面积共 0.116hm^2 ，永久占地按照当地的补偿标准进行补偿，对新增永久占地 0.3m 厚表土进行剥离，暂存于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，永久占地剥离的表土按照《中华人民共和国土地管理法》中“占多少、垦多少”的原则用于易地补充耕地的表土、劣质地或者其他耕地的土壤改良。

本项目对农业生产的直接影响主要体现为占用耕地而造成粮食减产，对于临时占地造成的农作物减产，除应对其进行经济补偿外，项目开工前，应剥离临时占地内的表土，剥离厚度 0.3m，暂存于井场或管线两侧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，待施工结束后，回填占地范围，并采用表土复耕，增肥作业，恢复临时占用耕地的生产力，本项目的建设对当地土地利用格局影响在可接受范围内。

5.6.1.6 对动物的影响分析

本工程所在区域属于传统油田开发区域，长期受人为干扰和开发影响，区内野生动物

种类、数量较少，本次产能建设对动物影响程度不明显。

（1）对哺乳类动物的影响

项目建设过程中，在局部地区由于人类活动的加剧，垃圾、食物等会随之增加，从而吸引一些鼠类，可能会造成这些区域鼠类的种群数量上升，导致这些区域的小型兽类种群结构发生改变。同时，施工期的管线施工等对土地的占用都会直接破坏地表原有植被，使区域内分布的部分野生动物特别是草食性动物的食物减少，从而影响野生动物觅食。与此同时，工程建设造成动物栖息地减少，割断动物的活动区域、迁移途径、栖息区域等，对它们的生存产生一定影响。

（2）对鸟类的影响

麻雀、喜鹊、灰喜鹊等均为本区常见种，由于鸟类活动受空间限制较小，工程建设对鸟类的觅食影响不大。但由于鸟类容易受到强频振动和噪声的影响，且噪声级大小是影响鸟类繁殖的重要因素，因此，施工期的噪声可能对项目沿线附近的鸟类繁殖产生一定的影响。此外，作业车辆与施工人员的增加与流动也会对鸟类产生影响。沿线未发现珍稀鸟类，项目建设与运行对鸟类繁殖影响不是很大。

本项目完工后，随着施工范围内施工影响的消失和植被的逐渐恢复，动物的生存环境逐步得以复原，部分暂时离开的动物可以回到原来的栖息地，部分动物可能在新的地点建立新的适生环境。施工造成的对动物活动的影响消失。

由现场调查可知，项目附近区域内的野生动物的种类和数量较少，区域内野生动物已基本适应存在多年油田开发的现有生态环境，种类和数量无明显变化，油田开发不会使整个评价区动物种类组成发生明显变化，也不会造成某一动物物种的消失。说明运行多年的油田作业对油田开发区域的野生动物的影响在可接受范围内，通过类比，本项目的建设对周围野生动物的影响较小。

5.6.1.7 防沙治沙影响分析

《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。”

根据现场勘查，本工程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及草地，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，利于植被恢复。

②施工时要特别注意保护原始地表与天然植被，施工尽量缩小占地面积，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。

③施工作业避免在大风天施工。

④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。

⑤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。

通过以上措施，可有效防止土地沙化。

5.6.1.8 对区域水土流失环境影响分析

本工程由于井场及场站、道路、管线等施工时车辆对土壤的碾压，人员对土壤的践踏，将改变原地表地貌状况，扰动原地貌，改变原地貌的状况和性质。工程施工破坏植被，新地貌失去植物根系的固土作用，雨水直接冲刷疏松、裸露的地表土，易造成水土流失；施工过程中，开挖回填后产生的弃渣松散堆积，结构疏松，胶结力差，抗侵蚀能力极低，遇暴雨产生径流，加大水土流失。为了更好的保持水土，建议采取以下水土流失防治措施。

①严格控制油田内各井场和管线的作业面积，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围。

②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。

③管道工程施工时，应划定施工活动范围，严格控制车辆及重型机械的运行范围，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。

④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。

⑤严禁在大风、大雨天气下施工，特别是管沟开挖、管道回填作业等。在便道出入口，竖立保护植被的警示牌，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。

5.6.1.9 对黑土地的环境影响分析

根据地下储层特性，项目部分井场及场站、管道、道路等工程选址无法避让耕地（黑土地）。本项目新增总占地面积为 39.62906hm^2 ，其中永久占地 4.74926hm^2 （ 0.116hm^2 耕地（永久基本农田）、 4.63326hm^2 草地（非基本草原）），临时占地 34.8798hm^2 （ 3.51hm^2 耕地（永久基本农田）、 31.3698hm^2 草地（非基本草原））。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）。

本项目对井场、道路工程、站场新增永久占地的表土进行剥离，耕地剥离厚度 0.3m ，草地剥离厚度 0.2m ，剥离表土堆放在表土剥离临时堆放区（每座井场表土堆场面积为 1200m^2 ），加盖苫布。施工结束后，永久占地剥离的表土用于周围区域土地复垦、土壤治理等用途。

井场临时占地范围内需进行表土剥离，工程结束后及时回填，对临时占地进行复垦恢复耕种条件，可以减少对耕作层的破坏；管道施工采取机械、人工分层开挖方式，管线施工作业带除去管线一侧设置的置土带外，管沟及设备区在施工前剥离表土，剥离的表土放在置土带外侧，管沟挖方土放置在置土带内侧，置土带采取先设置编织袋压护，在采用单行十字形压护，底土层另外堆放，管道施工结束后，采用分层回填压实，按生、熟土顺序填放，保护耕作层，复原时先填心、底土，后平覆表土，回填后管沟上方留有自然沉降余量，管沟回填多余的土严禁大量集中弃置，应均匀分散在管道中心两侧，并使管沟与周围地表形成平滑过度，不得形成汇水环境，以便尽快恢复植被，防止水土流失。

5.6.2 运营期生态环境影响分析

油田生产运营期对植被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北六三元污水站处理，防止了污油污水排入外环境，因此，不会对井场周围的植被产生影响。

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 退役期生态环境影响分析

本项目在拆除各类设施的过程中会造成地表扰动，水土流失，产生一定的生态影响。因此本项目在拆除作业的过程中应合理安排作业计划和作业时间，尽量避开雨天作业，尽量减少场地的裸露时间，尽可能减少拆除作业造成的生态影响。拆除工作结束后，开展场地土壤环境调查与评价，对临时占地内土壤环境质量进行检测，与环评时期背景值进行对比，确定本项目对临时占地土壤无污染后，应及时对受扰动场地进行平整，耕地进行复垦、草地进行植被恢复。采取上述措施后项目退役期拆除作业对原有生态环境影响很小。

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、场站、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）油田采油、集输及其它生产过程中产生的污染物对油井周围环境中的植物生长发育及作物品质有一定的影响。在采取必要的环保措施后，其对环境的污染程度是较小的，不会影响油田区域内植被的生长发育。

（3）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 土壤环境影响预测与评价

5.7.1 施工期土壤环境影响分析

施工期包括井场、管线、道路、站场施工等对土地的占用以及对土壤环境的影响。

（1）施工期临时占地对土壤影响

本项目临时占地主要是井场及各类管道工程占地，占地类型为耕地（永久基本农田）、草地（非基本草原），合计临时占地 34.8798hm²。大型、重型机械设备的碾压，施工人员的践踏、材料堆放等都会破坏地表植被，使土壤紧实度增高，加上道路修建时翻动土体，都会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，对土壤环境的影响表现在：

①破坏土壤结构

土壤结构的形成需要漫长的时间，管道在开挖和填埋时，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，管道的开挖与回填，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，影响土壤的发育、植被的恢复。

③土壤养分流失

在土壤剖面中各个土层中，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。

根据国内外有关资料，即使在实行分层堆放、分层覆土的措施下，土壤的有机质还将下降 30%~40%，土壤养分下降 30%~50%，其中全氮下降 43%左右，磷素下降 40%，钾素下降 43%。若不实行分层堆放和分层覆土，土壤养分流失量更大。

（2）土壤侵蚀

本项目管道建设过程中将开挖管沟，管沟上方的地表植被被完全破坏，新增一定量的土壤侵蚀，挖出的表层土和下层土临时就近分别堆放，如果防护措施不当也会引起水土流失。开挖管沟对土体的扰动将使土壤的结构、组成及理化性质等发生变化，进而影响土壤的侵蚀状况。同时管道施工过程中施工机械的碾压和人员的践踏会破坏管沟两侧施工范围内自然植被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。管道建设施工结束后，管沟回填先填下层土再填表土，同时对施工迹地地表植被进行恢复，可有效减轻管道建设过程中对土壤环境的影响。

5.7.2 运营期土壤环境影响预测与分析

5.7.2.1 土壤污染途径

油田生产过程中对土壤环境的影响主要为油水井作业时污油污水回收装置泄漏、场站事故池泄漏以及事故状态下产生的落地油可能对土壤环境造成破坏，对土壤的化学、生物性质等方面造成影响。

5.7.2.2 对土壤环境的影响

（1）油水井作业污油污水对土壤的影响

由于油井作业时采用污油污水回收装置回收污油污水，同时将作业范围严格控制在井场占地范围内，可有效减少石油类进入土壤。

由于土壤本身具有的吸附和生物降解等自净作用，石油烃在土壤中的迁移深度较浅。因此，油田土壤环境污染的分布为：污染物主要集中在井场永久占地内，各种污染物尤其是石油类污染物主要集中在土壤表层，迁移深度较浅。

（2）落地油对土壤的影响

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。

（3）油井套管破损对土壤的影响

本工程油井套管采用双层套管，其中表层套管下入深度为 133~192m，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，正常状况下，油井套管不会破损污染土壤。

（4）管线泄露对土壤的影响

管线内原油或含油污水泄露会对土壤产生明显影响，根据对区域土壤理化性质的调查，调查土壤深度 3m 范围内均为壤土，饱和导水率最大为 1.522mm/min，本项目油水井及计量间均数字化建设，管线泄露可在 30min 内发现并关闭截断阀，阻止管线继续泄露，石油烃在土壤中的迁移深度约 46mm，污染物主要集中在土壤表层，迁移深度较浅。

（5）场站事故池泄漏对土壤的影响

新建 19-1 注入站母液回收池为事故池，池内污水主要污染物为含油污水，含油量为 5mg/L，一旦母液回收池破损，含油污水泄漏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。

本项目土壤环境影响类型与影响途径见表 5.7-1。

表 5.7-1 本项目土壤影响类型与影响途径表

不同时段	污染影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他
建设期	/	/	√	/
运营期	/	/	√	/
注：在可能产生的土壤影响类型处打“√”，列表未涵盖的可自行设计。				

根据上表可知，本项目属于污染型影响建设项目，污染型影响型土壤环境影响源及影响因子识别见表 5.7-2。

表 5.7-2 污染影响型本项目土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	工艺流程/节点	污染途径	全部污染物指标	特征因子	备注
井场	洗井，修井落地油	垂直入渗	石油烃	石油烃	非正常
管线	管道泄漏	垂直入渗	石油烃	石油烃	事故
场站	池体破损	垂直入渗	石油烃	石油烃	事故

5.7.2.3 土壤环境影响预测与评价

（1）预测评价范围

土壤预测评价范围与调查评价范围一致，为拟建井场、场站边界外扩 1km 及管线工程边界两侧向外延伸 0.2km 的土壤环境。

（2）预测评价时段

评价时段为运营期。

（3）情景设置

按项目正常状态情形为预测情景。

（4）预测与评价因子

评价因子为石油烃（C₁₀ -C₄₀）。

（5）预测评价标准

《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值。

（6）预测评价方法

本次评价采用类比分析法，对项目运营过程中对土壤环境产生的影响进行定性分析。

（7）预测结果分析

本次土壤评价通过类比本项目周边已建的油井占地内与占地外的验收阶段监测数据对比情况，及区域内已建井场长期运行后的土壤监测情况，来判定本项目拟建油井对区域内土壤的影响。

大庆油田有限责任公司第三采油厂《萨北开发区北部过渡带一条带西区产能地面建设工程环境影响报告书》于 2013 年 12 月 23 日获得了大庆市环境保护局（现大庆市生态环境局）的批复，批复文号为庆环建字〔2013〕266 号，该项目已于 2019 年 11 月完成了自主验收。该项目实际基建油水井 252 口，其中油井 127 口，注入井 125 口，配套建设供配电、道路、集油管网、输油管线、注水管线等，建成后实际产能 8.01×10⁴t/a。该项目在生产运营过程中可能对土壤产生影响的主要为油田采出水、作业污水、洗井污水、落地油等，单井污染物产生规模与本项目相差不大，且建设和运营过程中，采取的土壤环保

措施与本项目一致，与本项目所属区域生态环境基本一致，与本项目位于同一区块，该项目施工阶段临时占用了部分耕地及草地，在施工过程中机械设备的碾压，施工人员的践踏等都会破坏地表植被，使土壤紧实度增高，加上项目施工时翻动土体，都会造成局部大片裸地出现，容易引起土壤风蚀和水土流失。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。

本次类比分析引用大庆油田有限责任公司第三采油厂《萨北开发区北部过渡带一条带西区产能地面建设工程竣工环境保护验收调查报告》中已建井场及占地外验收阶段共 4 个土壤监测点位，监测深度 0~20cm，本次对区块内长期运行的已建井场进行了监测，监测深度 0~20cm，类比项目验收阶段占地内与占地外土壤监测数据对比情况见表 5.7-3，已建井场验收阶段与长期运行后井场土壤监测数据对比情况见表 5.7-4。

表 5.7-3 类比项目验收阶段占地内与占地外土壤监测数据对比 单位：mg/kg

监测点位	监测因子	监测结果 (mg/kg)	风险筛选值 (建设用地 2 类)
北十九联脱水站南 200m	石油烃 (C ₁₀ - C ₄₀)	53.2	4500
萨北 50 脱水站东 50m		32.7	
北 4-10-SP77 井场		69.2	
北 III-5-8 注入站东侧 50m		66.6	

表 5.7-4 已建井场验收阶段与长期运行后井场土壤监测数据对比 单位：mg/kg

监测点位	监测时间	监测因子	监测结果 (mg/kg)	风险筛选值 (建设用地 2 类)
已建北 4-10-SP77 井场	2018 年 9 月 5 日	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	69.2	4500
区域已建 B4-80-B249 井场	2026 年 8 月 4 日		未检出	

根据监测结果，该项目建设完成后，运营期井场永久占地内特征污染物石油烃 (C₁₀ -C₄₀) 的监测数值与占地外石油烃的监测数值差别不大，且均满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准 (试行)》(GB36600-2018) 筛选值中第二类用地标准要求，土壤类比项目的验收意见见附件 2。

现有井场在运营期作业阶段，均按照“铺设作业、带罐上岗”的作业模式，及时回收落地油，防止油污污水污染土壤，通过对已建井场验收阶段与长期运行后井场土壤监测数据对比，现有油井长期运行后，在采取防渗措施及回收落地油等措施后，井场永久占地内土壤中的特征污染物石油烃 (C₁₀ -C₄₀) 的监测数值无明显增大，且满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准 (试行)》(GB36600-2018) 筛选值中第二类用地标准要求。说明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。

5.7.3 项目建设对土壤“三化”的影响分析

油井建设主要通过化学物质的使用、废弃物的产生、以及物理结构的改变，对土壤的酸、盐、碱平衡造成影响。总体而言，土壤盐化和碱化的风险远高于酸化，但酸化在特定情况下也可能发生。

项目钻井过程中使用钻井液和压裂液，钻井液中会添加大量可溶性盐类（如氯化钠、氯化钾、氯化钙等），水力压裂液中也会使用高盐度的水作为基液或添加盐类作为调节剂。这些液体的泄漏、溅洒或不妥善处理，会直接导致井场周围土壤的盐分急剧升高。油井采出水管道的破裂等，都会造成灾难性的土壤盐化；油井固井需要大量水泥。水泥的主要成分是硅酸钙盐，其在水化过程中会产生氢氧化钙等碱性物质。水泥浆的泄漏或废弃水泥的不当处置，会局部提高土壤的 pH 值，导致碱化；相比盐化和碱化，酸化不那么普遍，但在特定条件下会发生。

本项目每座钻井井场设 100m³ 钢制泥浆槽 1 座，废钻井液、钻井岩屑排入井场钢制泥浆槽中，定期由罐车拉运至大庆赛诺科林环保科技有限公司处理，处理后的压滤水由罐车拉运至北三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，处理后的泥饼按照《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ1461-2026）的要求进行综合利用；第三采油厂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%。

在采取以上环境保护措施的基础上，本项目与同期建设项目建设不会对区域土壤造成盐化、碱化及酸化的不利影响。

5.7.4 评价结论

综上所述，本项目在施工期及运营期采取上述相关防治措施后，项目的开发建设对区域土壤环境影响较小。本项目土壤环境影响评价自查表见附表 3。

5.8 环境风险分析

5.8.1 风险调查

本工程施工期涉及的主要危险物质是井场柴油罐，运营期涉及的主要危险物质是石油开采过程中井场、场站及集输管线内的原油和伴生气，具有易燃、易爆的性质。物料的危险性分析如下：

（1）柴油

柴油属易燃易爆物品，火灾危险性为乙类，遇明火、高热或与氧化剂接触，有引起燃烧爆炸的危险；若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。柴油理化性质等见表 5.8-1。

表 5.8-1 柴油理化性质、燃烧爆炸特性和毒理性质一览表

标识	中文名：柴油		英文名：diesel oil
	分子式：-		分子量：-
	危规号：32501	UN 编号：1202	CAS 号：-
理化特性	外观及性状：有色透明挥发、易燃液体		溶解性：不溶于水，溶于醇等溶剂。
	熔点（℃）：-18		沸点（℃）：282~338
	相对密度（水=1）：0.70~0.75		相对密度（空气=1）：1.59~4
理化特性	饱和蒸气压（kPa）：无资料		禁忌物：强氧化剂
	临界压力（MPa）：无资料		临界温度（℃）：无资料
	稳定性：常温常压下稳定		聚合危害：不聚合
危险特性	危险性类别：易燃液体类别 3		燃烧性：易燃液体，
	引燃温度（℃）：257		闪点（℃）：38
	爆炸上限（v%）：6.5		爆炸下限（v%）：0.6
	燃烧热（kJ/L）：30000~46000		火灾危险类别：乙 B
	燃烧（分解）产物：CO、CO ₂ 、水		
	危险特性：蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与氧化剂可发生反应。流速过快，容易产生和积聚静电。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。若遇高热，有容器开裂和爆炸的危险。		
	灭火方法：尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。		
	灭火剂：雾状水、泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。		
毒理性质	LC ₅₀ ：>5000mg/m ³ /4h		LD ₅₀ ：7500mg/kg（大鼠经口）
	环境危害：对环境有危害。对大气可造成污染。		
健康危害	侵入途径：吸入、食入、皮肤吸收		
	健康危害：吸入该物质可能会引起对健康有害的影响或呼吸道不适。意外食入本品可能对个体健康有害。通过割伤、擦伤或病变处进入血液，可能产生全身损伤的有害作用。眼睛直接接触本品可导致暂时不适。		
急救	皮肤接触：立即脱去污染的衣物。用大量肥皂水和清水冲洗皮肤。如有不适，就医。 眼睛接触：用大量水彻底冲洗至少15分钟。如有不适，就医。 吸入：立即将患者移到新鲜空气处，保持呼吸畅通。如果呼吸困难，给予吸氧。如食入或吸入，不得进行口对口人工呼吸。如呼吸停止。立即进行心肺复苏术。就医。 食入：禁止催吐，切勿给失去知觉者从嘴里喂食任何东西。立即呼叫医生或中毒控制中心。		
泄漏处理	人员防护措施：避免吸入蒸气、接触皮肤和眼睛。谨防蒸气积累达到可爆炸的浓度。应急人员戴正压自给式呼吸器，穿防毒、防静电服，戴化学防渗透手套。清除所有点火源。迅速将人员撤离到安全区域，远离泄漏区域并处于上风方向。 环境保护措施：在确保安全的情况下，采取措施防止进一步的泄漏或溢出。避免排放到周围环境中。 泄漏物收容、清除方法及处置材料：少量泄漏时，可采用干砂或惰性吸附材料吸收泄漏物，大量泄漏时需筑堤控制。附着物或收集物应存放在合适的密闭容器中，并根据相关		

	法律法规废弃处置。
储运	装运车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。运输途中应防暴晒、雨淋，防高温。运输时所用的槽（罐）车应有接地链，槽内可设孔隔板以减少震荡产生静电。

（2）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 5.8-2 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	18.3~32℃	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	毒性：IV（轻度危害），属低毒类。 侵入途径：吸入、食入、经皮吸收。 健康危害：未见原油引起慢性中毒的报道。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。			
泄漏应急处理	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。			
防护措施	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。			

急救措施	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。
灭火方法	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。

(3) 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。

表 5.8-3 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、二氟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。

5.8.2 风险识别

5.8.2.1 施工期环境风险识别

施工期施工过程的环境风险主要来自钻井过程中可能发生井喷事故、套管破损、井漏等风险事故。

（1）井喷事故成因

当钻井作业进入地下含气层后，存在发生气涌井喷事故的可能性。分析其形成井喷事故因素如下：

①地质设计未能提供准确的底层孔隙压力资料，井身结构设计不合理，设计时未能正确地预测油、气层的位置，导致在钻井过程中对高压层位压力估计不足，可能发生井喷。

②操作失误，起钻抽吸。钻井达到穿油、气层段，起钻速度太快，产生抽吸作用，将油、气抽出来；或起钻时没有及时灌入泥浆，液面降低，泥浆柱压力下降；地面除气设备效率低，未及时采取措施消除泥浆中滞留的气体，重复循环，气蚀严重等原因而发生井喷失控。

③机械故障。钻入油、气层时发生井下事故（断钻具、卡钻）或地面设备发生故障，泥浆静止时间过长，压力降低发生失控。

④井口防喷器不符合要求，节流管汇和放喷管线的安装不符合技术要求，当发生井喷时无法控制。

⑤钻井过程中遇漏失层段，发生井漏未能及时处理或处理事故中措施不当。

⑥在钻井中不能及时发现溢流，或发生溢流后处理措施不当，造成失控。

⑦泥浆密度偏低。当钻遇地下高压油、气、水层时，泥浆柱压力下降不足以平衡地下油、气时而发生井喷失控。

⑧当发生地震等自然因素导致的灾害时，可能发生井喷事故。

该项目开发的油层原始地层压力较低，而且在钻井时采用了防喷井控措施后，发生井喷的概率很小。

（2）井漏因素

井漏是钻井过程中遇到复杂地层，钻井泥浆或其他介质（固井水泥浆等）漏入地层孔隙、裂缝等空间的现象。若漏失地层与含水层之间存在较多的断裂或裂隙，漏失的钻井液就有可能顺着岩层断裂、裂隙进入高渗地层地下水，造成地下水污染。

5.8.2.2 运营期环境风险识别

本项目运营期涉及的危险单元主要为油井井场、集输管道、站场等。

（1）井下作业过程的风险因素分析

本工程运营期井下作业主要为油水井作业，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装置、作业废水收集装置和井场含油废防渗布，或者设备故障无法使用，导致作业废水废液、油污泄漏进入环境，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。

由于该工程地层压力比较低，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。大庆油田有限责任公司第三采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、作业废水进站装置、污水罐车，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。

（2）油井套管破损的风险因素分析

采油过程的主要环境风险是油井套损，原油泄漏进入含水层，污染地下水。本工程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：

①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。

②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。当不合理的注水开发时，注水压力超过地层上覆压力，也会导致套管的破损。

③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关键是合理设计井身结构，采取表套、技术套管双层套管结构，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。

（3）集输管道风险因素分析

工程管道内的介质主要是含水油、含油污水，由于管材本身的质量、施工、运行和管理等各环节都可能出现缺陷和失误，从而导致事故发生。集输管道的常见事故是管道穿孔或破裂导致管道内介质泄漏，会导致原油和含油污水外泄，对环境污染较大。泄漏的油气如遇明火将引起火灾、爆炸。导致管道事故的主要因素分析如下：

- ①管道由于腐蚀造成穿孔，焊缝开裂出现裂纹；
- ②管道材料缺陷或焊接缺陷；
- ③不法分子在管道上打孔或偷油；
- ④由于外物撞击而造成管道破裂；
- ⑤由于地震、洪水自然灾害而引起的管道破裂；
- ⑥由于误开挖造成管道破裂；
- ⑦操作失误。

根据油田的运营经验，一般在油田开发 7-8 年后低洼地区的管道可能发生腐蚀穿孔事故，而导致原油泄漏到环境中。

（4）涉及场站风险因素分析

本工程涉及转油站和污水处理站处理的介质具有易燃性质，因此，本工程场站主要事故类型是火灾、爆炸和油、含油污水、天然气泄漏。

本工程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、管道的腐蚀、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。

⑥站场储罐破损，导致含油污水、原油泄露，污染土壤、地下水。

（5）事故伴生/次生风险分析

在原油天然气发生火灾事故情况下，各装置及储运系统主要气态伴生/次生危害物质为物质燃烧、不完全燃烧所产生的 CO 及黑烟、飞灰等。

CO 危险特性：一种易燃易爆气体。与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。**健康危害：**一氧化碳在血中与血红蛋白结合而造成组织缺氧。**急性中毒：**轻度中毒者出现头痛、耳鸣、心悸、呕吐、无力，血液碳氧血红蛋白浓度可高于 10%；中度中毒者除上述症状外，还有皮肤粘膜呈樱红色、脉快、烦躁、步态不稳、浅至中度昏迷，血液碳氧血红蛋白浓度可高于 30%；重度患者深度昏迷、瞳孔缩小、肌张力增强、频繁抽搐、大小便失禁、休克、严重心肌损害等，血液碳氧血红蛋白可高于 50%。**慢性影响：**能否造成慢性中毒及对心血管影响无定论。**环境危害：**对大气可造成污染。

本工程主要作业场所、生产设备设施环境风险识别见表 5.8-4。

表 5.8-4 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
施工期井场	柴油	火灾、爆炸、泄漏	空气、地下水、地表水、土壤
运营期井场	原油、天然气	火灾、爆炸、油气泄漏	空气、地下水、地表水、土壤
油气管道	原油、天然气	火灾、爆炸、油气泄漏	空气、地下水、地表水、土壤
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、地表水、土壤

5.8.3 环境风险分析

5.8.3.1 事故状态下对大气环境影响

（1）井喷事故对环境空气的影响

井喷具有突发性、意外性和短暂性的特点，井喷时喷出的大量天然气（含少量原油的烃类物质），短时间内会造成局部大气环境中的烃含量激增，造成了短期局部大气环境中污染物超标。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，烟气中有毒物质 CO 对大气环境造成短时的严重污染。

本工程开采的油层原始地层压力较低，不能自喷，要靠抽油机采油，且已在钻井时期采用了防喷措施，如加自封、半封、全封等封井器，因此发生井喷的概率很小。

（2）场站储罐泄漏对环境空气的影响

项目场站原油均在储罐中密闭贮存，不具备发生火灾爆炸的条件。但是由于储罐的阀门、法兰连接处泄漏，操作失误等情况下，导致大量原油泄漏或天然气释放，在空气中形成易爆炸气体，一旦遇有点火源即可引发火灾、爆炸事故。

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。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、次生 CO，对大气环境造成短时的严重污染。

但由于场站各处均设有可燃气体报警装置，同时各储罐均设有液面控制装置，并进行信息化统计，当出现泄漏时，可及时切断泄露源，指挥人员进行处理，对周围环境影响是可接受的。

5.8.3.2 事故状态下对地表水环境影响

本项目运营期事故状态下对水体产生污染的途径主要为集油管道、站场储罐泄漏。本项目在运营期对集输管道、储罐定期进行检测，防止腐蚀穿孔引起原油、含油污水泄漏污染环境，同时对位于土壤腐蚀性较强的低洼地带，采用外防腐管道，以延长埋地管道使用寿命。另外加强巡检巡视，及时发现问题及时处理事故，对泄漏含油污水及时回收处理，本地区发生集输管道泄漏随地表径流进入水体的可能性不大，但可能在事故情况下对区块外的水体产生原油、含油污水泄漏污染环境，应该通过加强检测、巡检巡视、事故应急措施等事故预防和控制措施尽量避免事故的发生，降低事故发生后对环境的影响程度和范围。

5.8.3.3 事故状态下对地下水环境影响

（1）管道泄漏对地下水的影响

本项目事故状态下对地下水污染途径主要是集输管道事故泄漏。一旦发生泄漏，含油污水、原油就可能会渗透到含水层中，造成地下水环境污染。资料研究结果表明：石油类污染物在一般土壤中绝大部分集中在泄漏层以下 0~10cm 及 10~30cm 范围，一般下渗深度在 80cm 以内，一般很难下渗 2m 以下，存在对潜水含水层造成影响的可能，但影响范围有限，一般在几百米范围。而承压含水层一般都有隔水顶板，与潜水层相互隔离，其透水性很差，因此对承压水层产生影响的可能性很小。

（2）套损对地下水的影响

为保证钻井期间不对地下水造成污染，本工程在钻井过程中使用双层套管（由表层套管、油层套管组成）。在采油过程中，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。资料显示，美国同类井套损后因外保护层失效而导致油水泄漏的概率约 1/400 万到 1/100 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）井漏对地下水环境的影响

井漏是钻井过程中遇到复杂地层，钻井泥浆漏入地层孔隙、裂缝等空间的现象。若漏失地层与含水层之间存在较多的断裂或裂隙，漏失的钻井泥浆就有可能顺着岩层断裂、裂隙进入地下水，造成地下水污染。

本项目采用水基钻井泥浆，水基钻井泥浆中有害成分为盐类、化学添加剂，高分子有机化合物经生物降解后产生的低分子有机化合物和碱性物质，有害成分进入含水层会对地下水造成污染。

本项目表层套管下至潜水含水层以下，在套管的保护下能有效地保护浅层地下水；每开钻井结束后通过固井作业封隔地层与套管之间的环形空间，也可降低污染物进入地层的风险；在钻井过程对泥浆进行实时监测，一旦有漏失发生，立即采取堵漏措施。施工区块集中储备随钻堵漏剂 10~20t，以备井漏发生时应急使用，堵漏剂由多种天然植物、腐植酸盐、羧甲基纤维素等多种高份子化合物复配而成，属于清洁、无毒、对人体无害、无环境污染的种类。因此，事故状态下泥浆泄漏对地下水环境影响较小。

（4）柴油罐泄漏对地下水的影响

钻井井场设柴油储罐 1 座，柴油储存量为 25.05t。储油罐的泄漏对地下水的污染较为严重，地下水一旦遭到成品油的污染，将使地下水产生严重异味，根本无法饮用。又由于这种渗漏必然穿过较厚的土壤层，使土壤层中吸附了大量的燃料油，土壤层吸附的燃料油不仅会造成植物生物的死亡，而且土壤层吸附的燃料油还会随着地表水的下渗对土壤层的冲刷作用补充到地下水，这样即便污染源得到及时控制，地下水要完全恢复也需几十年甚至上百年的时间。本项目柴油储存采用卧式罐，罐体架设在两个承台基础之上，如果发生泄漏，很容易发现并能够及时回收处理；而且罐区进行了防渗处理，并设置了围堰，即使发生泄漏，油品将由于防渗层的保护作用，积聚在围堰内，不会对地下水环境产生影响。

（5）站场储罐对地下水的影响

本工程事故状态下对地下水污染途径主要是站场储罐事故泄漏。一旦发生泄漏，含油污水就可能会渗透到含水层中，造成地下水环境污染。资料研究结果表明：石油类污染物在一般土壤中绝大部分集中在泄漏层以下 0-10cm 及 10-30cm 范围，一般下渗深度在 80cm

以内，一般很难下渗 2m 以下，存在对潜水含水层造成影响的可能，但影响范围有限，一般在几百米范围。而承压含水层一般都有隔水顶板，与潜水层相互隔离，其透水性很差，因此对承压水层产生影响的可能性很小。站场储罐配备液面检测装置，能够及时发现事故，各截断阀在事故情况下及时关闭，破损罐内物料转移至事故罐内，避免大量废水泄露。且巡线工能够及时赶赴现场进行处理，对周边影响较小。

5.8.3.4 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。本项目集输管线均采用防腐钢管，从源头控制原油及含油污水的泄漏，且只要溢出事故按相应的环境风险事故预案严格控制并彻底清理溢出的石油类污染物，并将污染土壤清理并拉运至含油污泥站处理，泄漏事故不会对周边土壤造成明显污染影响。

5.8.3.5 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。本项目定期对集输管线进行巡线，发现泄漏及时处理，清理溢出的原油或含油污水，并将污染土壤清理并拉运至含油污泥站处理，清理结束后及时平整并恢复地表植被，泄漏事故对周边生态环境影响较小。

5.8.4 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。

表 5.8-5 建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	大庆松辽盆地萨北北过二条带西区萨 II10-萨 III10 油层化学驱产能建设项目				
建设地点	黑龙江省	大庆市	萨尔图区	()	() 园区

地理坐标	经度	125°0'4.463"~125°3'44.155"	纬度	46°41'50.975"~46°43'55.968"
主要危险物质及分布	原油、天然气：井场、集输管道、场站；柴油：施工井场			
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	大气环境：柴油、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。 地表水环境：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，柴油储罐泄漏收集不及时也会污染地表水体。 地下水环境：本工程事故状态下对地下水污染途径主要是注采井管线、设备事故泄漏、施工井场柴油储罐的泄漏。柴油、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。在采油过程中，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。 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。 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。			
风险防范措施要求	施工井场柴油储罐泄漏的防治措施； 本项目柴油储存采用卧式罐，罐体架设在两个承台基础之上，如果发生泄漏，很容易发现并能够及时回收处理；而且罐区进行了防渗处理，并设置了围堰，即使发生泄漏，油品将由于防渗层的保护作用，积聚在围堰内，对环境的影响较小。 场站、管线泄漏的主要预防和处理措施： （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； （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； 井下作业事故风险防范措施 （1）为预防作业时井喷，对于地层压力较高的作业，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、作业废水进站装置与井口连接，完好后，通电调试；			
填表说明（列出项目相关信息及评价说明）				

项目相关信息：施工期井场柴油最大存储量为 25.05t。运营期集油管道原油最大存在量 7.71t，天然气最大存在量 0.437t；外输管道原油最大存在量 10.65t；北六联合站原油最大存在量 1222.88t，天然气最大存在量 0.143t，危险废物最大存在量 5.322t；4 号污油回收站原油最大存在量 82t。

本项目危险物质数量与临界量的比值施工期 $Q=0.01002<1$ ，运营期 Q 最大为 $0.609892<1$ ，环境风险潜势为I，风险评价等级为简单分析。

本工程的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。

6 环境保护措施及其可行性论证

6.1 污染防治措施

6.1.1 大气污染防治措施

6.1.1.1 施工期

本项目施工期的环境空气影响主要来源于钻前工程地面平整，地面工程施工时管沟开挖、道路敷设、土方堆填，站场工程地面施工、车辆运输、恢复原有地面等过程中产生的粉尘、二次扬尘，管道及场站焊接过程产生的焊接烟尘、施工设备和运输车辆尾气、管线及设备防腐废气。

（1）柴油机烟气及机械尾气

①采用节能环保型柴油动力设备，减少污染物排放对环境空气的影响，泵柴油机烟气排放满足《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 2020 修改单中第三阶段标准限值及《非道路移动柴油机械排气烟度限值及测量方法》（GB 36886-2018）表 1 中Ⅱ类限值要求；

②泵柴油机采用符合《车用柴油》（GB19147-2016）的柴油；

③加强对机械设备的维护、保养，减少不必要的运转时间，以控制尾气的排放；

④严禁在施工现场焚烧任何废弃物和可能产生有毒有害气体、烟尘和臭气的物质。

（2）施工扬尘污染防治措施

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、施工场地干燥时洒水抑尘，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禁止占用保护区用地。

（3）施工车辆尾气

施工井场运输车辆尾气含有 NO_2 、 CO 、 THC 等污染物，一般情况下，各种污染物的排放量不大，对周围环境的影响较小。运输车辆在野外作业区时有利于尾气扩散，不会对环境产生污染

（4）焊接烟尘

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。

（5）防腐废气

本工程敷设的管道及场站新建设备均为已具有防腐保护层的成品管道及设备，仅对管道焊缝及设备连接处等局部进行防腐，会产生防腐废气。项目管线及设备局部防腐过程防腐废气产生量较少，主要污染物为非甲烷总烃，为无组织排放。由于防腐作业时间比较短，且管线及场站周围地域开阔，废气经大气扩散后，对周围环境影响较小，且随施工结束后废气将随之消失。

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。

6.1.1.2 运营期

本工程运营期的大气污染主要来自产液集输过程中井场无组织挥发的烃类气体、场站新增动静密封点无组织挥发的非甲烷总烃、场站新增加热炉燃烧烟气。

（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油田采出液采用密闭集输工艺，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加强场站运行管理，提高油气分离效率，减少油罐呼吸口的轻烃挥发；

④新建集油管道、场站阀组、储罐、法兰等动静密封系统要加强密闭措施，防止烃类

气体的无组织挥发；

⑤加强井下作业管理，落地油全部回收，减少烃类气体挥发；

⑥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；

⑦罐体应保持完好，不应有孔洞和裂隙；应定期检查呼吸阀的定压是否符合设定要求；储罐附件开口（孔），除采样、计量、例行检查、维护和其他正常活动外，应密闭；

⑧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 200mm。

⑨伴生气的处理均在密闭压力容器内进行，集输过程中均为密闭状态，有效的降低了非甲烷总烃的无组织挥发。

⑩加强对集输气设备的日常巡检和及时维护，控制各部位无组织挥发的非甲烷总烃总量，合理控制外输温度，在满足生产的前提下降低加热温度，减少天然气用量，减少烟气排放量。

⑪加强油田气放空的管理，定期对设备进行维修保养，保证油气处理设施的平稳运行，尽量减少事故性油田气放空，在进行放空时，应经过充分燃烧，并控制放空量，在系统可承受的压力范围内时应停止放空。

⑫定期对设备和管道进行检查、维修和保养，保证油气处理设施的平稳运行，最大限度降低场站及某些设备的超压放空、除油干燥器排气、储罐和管线的油气挥发以及天然气使用过程中非甲烷总烃的无组织挥发，确保井场、新改扩建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）5.9 中规定要求中无组织排放监控浓度限值。

（2）场站加热炉燃烧烟气

场站内新建加热炉采用清洁能源天然气作为燃料，并采用低氮燃烧器，加热炉燃烧产生的废气均经 8m 的烟囱高空排放，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（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 ）。

（3）温室气体管控措施

①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；

(2) 加强对设备和管道的检查和维护，定期检查站内储罐，保证均无孔洞和裂隙，采样口等均处于密闭状态，控制场站各部位温室气体的逸散；

(3) 场站加热装置采用清洁燃料天然气，减少化石燃料燃烧 CO₂ 排放；

(4) 油田开发实行连续生产，杜绝大功率设备频繁启动，减少设备启停对用电的影响；

(5) 增加厂区绿化面积，扩大生态修复范围，通过植树造林和森林碳汇建设，采取多方面碳中和举措；

(6) 建立健全的能源利用和消费统计制度和管理制度。

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，运营期大气污染防治措施可行。

6.1.1.3 退役期

(1) 机械尾气

加强对机械设备的维护、保养，减少不必要的运转时间，采取高标号燃油以控制尾气的排放；

(2) 施工扬尘污染防治措施

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。

④施工结束后，应及时进行施工场地的清理，清除积土、堆物。

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，退役期大气污染防治措施可行。

6.1.2 水污染防治措施及其可行性论证

6.1.2.1 施工期废水处理措施

(1) 施工期废水处理措施及其可行性论证

①钻井施工期施工人员产生的生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内，地面施工期施工人员产生的生活污水排入附近场站及阀组间已建生活污水收集装置，定期由物业单位庆南工矿服务公司采用罐车抽排拉运至风云污水提升站，经污水管网排入大庆市水务集团城市排水有限公司中区污水处理厂处理。

②钻井废水与废钻井液、钻井岩屑、废射孔液一起，排入井场钢制泥浆槽中，定期由罐车拉运至大庆赛诺科林环保科技有限公司处理，处理后的压滤水由罐车拉运至北三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。钢制泥浆槽中位于井场内，确保本项目产生的废弃钻井泥浆不落地，全部收集合理处置。

③压裂返排液由罐车拉运至第三采油厂北三集输班压裂返排液处理站处理后，管输进入北三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。

④废弃管道清洗废水由集输管道输送至北六深度污水站处理满足《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法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。

⑤吹扫清管废水、设备清洗废水、试压废水由罐车拉运至北六深度污水站处理满足《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法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。

（2）施工期地表水保护措施

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；施工运输车辆加盖棚布，防止运输材料洒落，产生扬尘，影响区域内环境。

②施工期间各类固体废物应及时清运，施工期间严禁将污水及固体废物直接排放至周围地表水体中。

③新建老化油外输管道及二元液管线穿越东二排水干渠段设有穿越套管，套管内外壁喷砂除锈达 Sa2.5 级，防腐采用环氧煤沥青涂料，内加强外普通级，能有效防治管线泄露对东二排水干渠的影响。

④距离地表水体较近的井场施工、管线施工尽量不要选择在雨季施工，工尽量选择在地表水体枯水期或冰封期，避免施工废水径流进入地表水体可能造成的污染影响。

⑤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油污污水进行及时回收和处理，避免对周围环境产生污染。

⑥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。

综合分析，采取以上措施，施工期地表水污染防治措施可行。

6.1.2.2 运营期废水处理措施及地表水保护措施

(1) 运营期废水处理措施及其可行性论证

①油田采出水

运营期油田采出水管输进入北六三元污水站处理满足《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法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。

本项目将水驱北六污水站改造为北六三元污水站，用于处理本项目及同期建设项目产生的三元采出水，改建后处理工艺由“两级沉降+一级过滤”改造为“两级沉降+两级过滤”。设计出水水质为“含油量 $\leq 20\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 20\text{mg/L}$ 、悬浮物颗粒直径中值 $\leq 5\mu\text{m}$ ”。北六三元污水站设计污水处理能力 $7000\text{m}^3/\text{d}$ ，分两期进行建设，本项目仅建设一期工程，设计污水处理能力 $4000\text{m}^3/\text{d}$ ，本项目及同期建设项目预计处理水量约 $3860\text{m}^3/\text{d}$ ，负荷率为 96.5%，改建后的北六三元污水站处理规模完全满足本项目油田采出水的处理要求。

根据对北六三元污水站污水处理效果的类比分析，本项目改建的北六三元污水站处理后的水质能够满足《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，即“含油量 $\leq 20\text{mg/L}$ 、悬浮固体 $\leq 20\text{mg/L}$ 、悬浮物颗粒直径中值 $\leq 5\mu\text{m}$ ”，处理后污水回注现有区域内空气渗透率 $> 0.6\mu\text{m}^2$ 的聚驱油层，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。

②作业污水、洗井污水

非正常工况下，油水井作业污水及注入井洗井污水通过罐车回收后拉运至北六三元污水站处理满足《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法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排；油井洗井污水随集油管道进入集油系统，最终管输至北六三元污水站处理满足《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法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。

③生活污水

本项目运营期新增场站工作人员由第三采油厂内部调剂，不新增人员，不新增生活污水，新建场站内生活污水排入生活污水收集装置，定期由物业单位庆南工矿服务公司采用罐车抽排拉运至风云污水提升站，经污水管网排入大庆市水务集团城市排水有限公司中

区污水处理厂处理。

本项目施工期及运营期拉运污水集中接收场站要建设监控装置，并接入市生态环境局监控平台，污水拉运过程要建立台账，并接受视频监管，视频要求本地保留 3 个月以上。

综上所述，通过采取以上各种废水处理及防治措施，本工程产生的各类废水都可以得到有效处置，项目的水污染防治措施合理可行。

（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；

②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；

③在进行油水井井下作业时，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；

④洗井期间，热洗车洗井废水直接接入污水罐车回收，拉运至北六三元污水站处理。洗井严格控制在井场占地范围内，洗井作业范围全部铺垫防渗布，并在作业区边缘修筑临时围堰，将洗井过程中可能产生的污水全部控制在作业区域内，完工后，将井场平整清理干净，不得遗留油污；

⑤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。

6.1.2.3 退役期废水处理措施及地表水保护措施

（1）退役期废水处理措施

①退役期生活污水排入附近场站及阀组间已建生活污水收集装置，定期由物业单位

庆南工矿服务公司采用罐车抽排拉运至风云污水提升站，经污水管网排入大庆市水务集团城市排水有限公司中区污水处理厂处理；

②退役管道清洗废水由集输管道输送至北六三元污水站处理，退役管道吹扫清管废水由罐车拉运至北六三元污水站处理，处理后的污水均需满足《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。

（2）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。

6.1.3 地下水污染防治措施

本项目地下水污染防治措施按照“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应进行控制。

6.1.3.1 施工期地下水污染防治措施

①施工期加强对钻井泥浆的回收处理工作，消除对地下水的污染隐患；

②压裂优先选用无毒、低毒的环境友好型压裂液；

③本项目井场、场站、集输管道等选址选线均避开了集中式饮用水源保护区、集中式饮用水源的补给区、径流区。

④将使用双层套管技术纳入清洁生产，表层套管下深应在浅水层以下，表层套管和油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；

⑤油井的设计、建造、改造应按照 SY/T 6596 的要求保证其完整性。

⑥钻井通过具有饮用功能的潜水含水层的，应选用清水钻进或气体钻等清洁钻进方式。

⑦废弃物等拉运车辆须在转运过程做好转运台账，严格执行废弃物转运签认和交接清单制度；运输前规划运输路线，转运过程中应严格按照规定的路线运输到相应的目的

地；运输过程中应尽量避免环境敏感区；对拉运过程进行严格监督管理，运输车辆、装卸工具必须符合安全环保要求，装卸和运输废弃物过程中不得溢出和渗漏，严禁半途倾倒、排放或向第三方转移废弃物。

6.1.3.2 运营期地下水污染防治措施

①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；

②油井运营期间应参照 GB/T 17745 要求进行井筒完整性管理，定期开展井筒完整性检查。

③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%；

④管线的连接方式采用焊接，在施焊前进行检查；

⑤管道采用防腐无缝钢管，管道设计壁厚的腐蚀余量为 2mm 或采用管道内防腐。埋地保温管道外防腐采用沥青防腐胶带特加强级，带宽不小于 150mm，防腐层厚度不小于 3.2mm。泄漏事故具有隐蔽性和灾难性，要加强监控，定期对集输管线防腐及腐蚀情况定期检测，及时维修或更新，防止泄漏事故的发生。

⑥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。

⑦运营期定期检查、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。

⑧油水井作业范围限制在油井永久占地范围内，防止作业过程中跑、冒、滴、漏产生的油水污染环境。

⑨巡检过程一旦发现管道泄漏，应立即采取应急截断措施，关闭机泵，清理泄漏的原油、含油污水。

⑩回注井运行过程中，应持续对回注井口压力、套管压力、环空压力、回注流体的流量、水质等指标进行监测，本工程注水水质满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ 0639-2015）中“含油量 $\leq 5\text{mg/L}$ ，悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、悬浮物颗粒直径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”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）限值要求；定期开展套管腐蚀和水泥环状况检测，检测周期不超过 3 年。

⑪泄漏事故具有隐蔽性和灾难性，要加强监控，对集输管道防腐及腐蚀情况定期检测，及时维修或更新；对油井套损情况也要定期检测，防止套管破裂上返油水污染地下水。

6.1.3.3 分区防渗措施

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）11.2.2.1 条的要求，将本

项目涉及区域划分为重点防渗区、一般防渗区、简单防渗区。本项目场站设备更换不破坏已有防渗层，设备更换区域不新建防渗层。区域项目分区防渗具体见表 6.1-1，施工期钻井井场及运营期井场、场站分区防渗图见附图 20。

表 6.1-1 项目污染防渗区划分

项目		类别	项目涉及区域	防渗措施	防渗要求
施 工 期	钻井井场	重点防渗区	柴油罐区、泥浆循环罐、钻井液材料房、钢制泥浆槽、钻台	采用地面碾压平整并铺设 2mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗，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）中关于重点防渗区等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0\text{m}$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 防渗技术要求
		一般防渗区	其他材料房、机械修理房、临时防渗旱厕	采用 1.5mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$	满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中关于一般防渗区等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5\text{m}$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 防渗技术要求
		简单防渗区	钻井井场其他区域	采用地面碾压平整	满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中关于简单防渗区一般地面硬化防渗技术要求
	压裂井场	重点防渗区	压裂车区、计量池、储液罐、压裂井口区	采用地面碾压平整并铺设 2mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗，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）中关于重点防渗区等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0\text{m}$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 防渗技术要求
		一般防渗区	临时防渗旱厕	采用 1.5mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$	满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中关于一般防渗区等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5\text{m}$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 防渗技术要求
		简单防渗区	压裂井场其他区域	采用地面碾压平整	满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中关于简单防渗区一般地面硬化防渗技术要求
	定向钻施工区	重点防渗区	泥浆配置区、泥浆罐、钢制泥浆槽	采用地面碾压平整并铺设 2mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗，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）中关于重点防渗区等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0\text{m}$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 防渗技术要求
		简单防渗区	定向钻施工区其它区域	采用地面碾压平整	满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中关于简单防渗区一般地面硬化防渗技术要求
	运 营 期	集输管道	重点防渗区	单井集油掺水管道、站间集油掺水热洗管道、高压二元液管线、	采用防腐无缝钢管，管道的连接方式采用焊接，管道设计壁厚的腐蚀余量为 2mm 或采用管道内防腐，管道的外

			老化油外输管道、伴热来回水管道	防腐等级采用特加强级	
			低压二元液管线、调水管道	采用钢骨架塑料复合管, 连接方式采用电熔连接	
			单井注入管道	采用防腐无缝钢管或非金属柔性复合塑料高压输送管, 管道的连接方式采用焊接或电熔连接, 钢管管道设计壁厚 的 腐 蚀 余 量 为 2mm 或采用管道内防腐, 管道的外防腐等级采用特加强级	
	井场	重点防渗区	非正常工况下井场作业区	作业区域铺设 2mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗, 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) 中关于重点防渗区等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0\text{m}$, $K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 防渗技术要求
		简单防渗区	正常工况下井场永久占地内	采用地面夯实碾压平整进行防渗	满足一般地面硬化防渗技术要求
	北六-5 集油掺水热洗阀组间	一般防渗区	阀组间区域	采取地面防渗层均采取铺设 1.5mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗, 渗透系数为 $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ 。	满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016) 中关于一般防渗区等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5\text{m}$, $K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 防渗技术要求
		简单防渗区	其它区域	采取水泥混凝土进行硬化处理	满足一般地面硬化防渗技术要求
	19-1 注入站	重点防渗区	母液回收池	采取铺设 2mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗, 并采用水泥混凝土进行硬化, 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) 中关于重点防渗区等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0\text{m}$, $K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 防渗技术要求
		一般防渗区	注入泵房	采取地面防渗层均采取铺设 1.5mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗, 渗透系数为 $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ 。	满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016) 中关于一般防渗区等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5\text{m}$, $K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 防渗技术要求
		简单防渗区	其它区域	采取水泥混凝土进行硬化处理	满足一般地面硬化防渗技术要求
	北六转油	重点防渗	换热器、电脱水器、净化油缓冲	采取铺设 2mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗, 并采用水泥混凝土进	满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016) 中关于重点防渗区等效黏土防渗层

	放水站、北六脱水站、北过老化油中心处理站	区	罐、老化油缓冲沉降罐、老化油沉降分离装置区域、污水沉降罐	行硬化，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$ 。	$Mb \geq 6.0\text{m}$, $K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 防渗技术要求
		一般防渗区	阀组间热洗泵房	采取地面防渗层均采用铺设 1.5mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ 。	满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中关于一般防渗区等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5\text{m}$, $K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 防渗技术要求
		简单防渗区	0.8MW 真空炉区域	采用地面夯实碾压平整进行防渗	满足一般地面硬化防渗技术要求
	北六三元污水站	重点防渗区	过滤罐区域	采取铺设 2mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗，并采用水泥混凝土进行硬化，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）中关于重点防渗区等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0\text{m}$, $K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 防渗技术要求
	北六聚驱污水站	重点防渗区	二次沉降罐	采取铺设 2mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗，并采用水泥混凝土进行硬化，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）中关于重点防渗区等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0\text{m}$, $K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 防渗技术要求
	北六热泵站	一般防渗区	热泵间、三元污水宽流道换热器区域	采取地面防渗层均采用铺设 1.5mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ 。	满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中关于一般防渗区等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5\text{m}$, $K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 防渗技术要求
		简单防渗区	其它区域	采取水泥混凝土进行硬化处理	满足一般地面硬化防渗技术要求

6.1.3.4 地下水环境跟踪监测

定期对地下水环境进行监测，监测委托具有资质的单位进行，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）、《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南（试行）》（HJ 1209-2021）制定本项目运营期监测计划，同时在当地对监测结果进行信息公开，每年公开一次，随时监测地下水的变化，及时发现和解决问题；如发生重大污染事故且已对地下水造成污染，应进行信息公开，并与政府相关部门进行联动，聘请专家进行讨论，制定减轻地下水污染程度及控制地下水污染范围的措施，防止地下水污染加剧。

项目区域潜水流向为从东北向西南，根据项目油井分布、周边地下水井分布情况，在区块上游设 1 个潜水背景监测点，在项目区域内及区域下游布设 2 个潜水跟踪监测点，

在区域内布设 1 个承压水跟踪监测点，定期对地下水进行跟踪监测，地下水跟踪监测井结构类型为单管单层监测，井管的内径要求不小于 50 mm，井管材料为钢管、不锈钢管、PVC 材质的井为宜，井的滤水管顶部位置位于多年平均最低水位面以下 1m。具体设置情况见表 6.1-2。地下水跟踪监测布点图附图 21。

表 6.1-2 地下水环境监测计划表

点位	功能	监测因子	坐标	位置	井深	监测层位	监测频次
cy3-02 监测井	背景监测点	pH、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、汞、砷、六价铬、挥发酚、氨氮、耗氧量	125.04632, 46.73471	22 号平台井场东北侧 1560m	11m	潜水	1 次/半年
cy3-06 监测井	跟踪监测点		125.00566, 46.71316	33 号平台井场西南侧 1250m	11m	潜水	
北三联-03 监测井	跟踪监测点		125.0298, 46.69958	调水管道南侧 20m	11m	潜水	
厂房 5 承压水井	跟踪监测点		125.01571, 46.72951	29 号平台井场西北侧 110m	60m	承压水	

6.1.3.5 退役期地下水污染防治措施

退役期主要污染源是设备拆除、井场清理产生的扬尘和固体废物等，主要污染防治措施如下：

- （1）对关闭的油井实施安全封堵。
- （2）油水井退役阶段，应按照《陆上石油天然气生产环境保护推荐作法》（SY/T 6628）、《废弃井及长停井处置指南》（SY/T 6646-2017）和《废弃井封井回填技术指南（试行）》的相关要求进行封井，在井内适当层段注入水泥塞，以防止井筒内形成流体串通通道，保护含水层免受地层流体或地表水窜入的污染。

（3）对退役的油水井进行地下水跟踪监测，跟踪监测井依托第三采油厂现有区域跟踪监测井。

6.1.4 噪声污染控制措施

6.1.4.1 施工期

施工期产生的噪声主要为钻井工程、地面及站场施工过程中施工机械和车辆运行噪声。

- （1）合理安排施工进度，减少施工时间，尽量将高噪声机械布置远离环境敏感点一侧，同时尽量避免大量高噪声设备同时施工。
- （2）除钻进外，其它施工严格禁止夜间进行。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) 距离丰收小区较近的 33 号平台钻井井场周边设置隔声屏障，降低钻机等施工机械对丰收小区的影响。在距离丰收小区较近管线施工过程中采取人工开挖，并在靠近居住区一侧安装隔声屏障，减少挖掘机等施工机械施工时间，降低噪声影响。丰收大街施工期间在道路施工两侧设置围挡，并在靠近丰收小区一侧设置声屏障。

(4) 降低设备噪声。选用低噪声设备，平时注意设备维护和保养，合理操作，保证施工机械保持在最佳状态，降低噪声源强度，避免设备不正常运行产生的高噪声。

(5) 地面施工期间合理安排施工进度，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。

(6) 机泵等噪声值较高的设备，布置在室内或设置隔声罩，并采取基础减振等设施。

(7) 运输车辆选择避开居民点路线，临近居民区应减少汽车鸣笛的次数，减速慢行。

(8) 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；

(9) 压裂车组等大型车辆运输线路途经居住区时，车辆与临街民房距离约 10~20m，车辆途经居民区过程中应减速慢行，非特殊情况不鸣笛。

通过采取上述措施，能够确保各施工场界噪声满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）要求，不会对施工场地周边敏感点产生较大影响，施工期噪声治理措施可行。

6.1.4.2 运营期

本项目运营期噪声源主要来自抽油机机械噪声、加热炉运行噪声、以及场站机泵运行噪声。

(1) 井场抽油机、电机等发声设备尽可能选用低噪声设备，并安装减震基础；

(2) 场站内新建加热炉、机泵等设备选用低噪声设备，设置减震基础，机泵等设备安装至室内，泵房为砖混结构并安装隔声门窗；

(3) 注意对设备的维护保养，尤其加强居民区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、站场厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准，不会对周围声环境产生较大影响，运营期噪声治理措施可行。

6.1.4.3 退役期

退役期噪声源主要是拆除井场抽油机等设备产生的噪声。

退役期施工时应加强施工管理工作，合理安排施工进度，避免大量高噪声设备同时施工；选用低噪声设备；运输车辆选择避开居民区的路线。

通过采取上述措施，能够确保退役期施工场界噪声满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）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。

6.1.5 固体废弃物控制措施

6.1.5.1 施工期

（1）废钻井液、钻井岩屑、废射孔液与钻井废水一起排入井场钢制泥浆槽中，定期由罐车拉运至大庆赛诺科林环保科技有限公司处理，处理后的压滤水由罐车拉运至北三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，处理后的泥饼按照《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ1461-2026）的要求进行综合利用。

（2）本项目施工废料主要为焊接施工中产生废焊条和管道防腐施工过程中产生的防腐材料。最大限度回收利用后，剩余废料拉运至第一采油厂工业固废填埋场处理，膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋及非含油废防渗布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。

（3）本项目施工期产生的清罐油泥为危险废物，危废类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，危废代码为 071-001-08，清罐油泥由罐车拉运至萨北含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理，剩余固相建设单位按照《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ1461-2026）的要求进行综合利用。

（4）本项目施工期产生的废滤料属于 HW49 类危险废物，危险废物代码为 900-041-49，废滤料委托大庆蓝星环保工程有限公司处理。

（5）本项目施工期产生的含油废防渗布属于 HW08 类危险废物，危险废物代码为 900-249-08 其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及沾染矿物油的废弃包装物，经收集后暂存于第三作业区 25 号站含油防渗布贮存池，定期委托有资质单位处理。

（6）施工期产生的含油抹布及废劳保用品、废变压器油属于危险废物。含油抹布及废劳保用品废物类别为 HW49 其他废物，废物代码为 900-041-49 含有或者沾染毒性、感染性危险废物的废弃的包装物、容器、过滤吸附介质；废变压器油废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，废物代码为 900-220-08 变压器维护、更换和拆解过程中产生的废变压器油，含油抹布及废劳保用品及废变压器油经收集后暂存于第三采油厂危险废物

贮存库，定期委托有资质单位处理。

(7) 施工期管道定向钻施工会产生废弃泥浆，属于一般工业固体废物，定向钻废弃泥浆排入施工场地的钢制泥浆槽中，定期由罐车拉运至大庆赛诺科林环保科技有限公司处理，处理后的压滤水由罐车拉运至北三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，处理后的泥饼按照《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范(试行)》(HJ1461-2026)的要求进行综合利用。

(8) 废旧设备基础拆除、旧建筑物拆除及新建建筑物装修施工过程中会产生废砼块、废砖块等建筑垃圾，建筑垃圾统一收集后由施工单位清运至建筑垃圾调配场处理。

(9) 拆除场站设备产生的废旧设备全部回收至第三采油厂物资库；废弃管道经盲板焊接封堵后直埋地下，不再挖出。

(10) 施工人员生活垃圾统一收集后拉运至大庆城控电力有限公司处理。施工产生的生活垃圾等固体废物在固定地点集中存放，防止因暴雨、大风等冲入外环境，并及时清运，做到工完、料净、场地清。

通过采取上述措施，本项目施工期产生的固体废物均能按照“资源化、减量化、无害化”原则，合理安全处置。

6.1.5.2 运营期

(1) 根据《国家危险废物名录(2025年版)》，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，由罐车拉运至萨北含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理，剩余固相建设单位按照《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范(试行)》(HJ1461-2026)的要求进行综合利用。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、尽量避开居住区等敏感点进行运输，同时罐车上配备铁锹等应急工具。

(2) 运营期油水井作业产生的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，废物代码为 900-249-08，经收集后暂存于第三作业区 25 号站含油防渗布贮存池，定期委托有资质单位处理。该贮存池贮存能力 4000m³，本项目及同期建设项目含油废防渗布产生量约 3t/a，约 4m³，拉运至该贮存库进行暂存，现有含油废防渗布暂存池满足依托需求。

(3) 运营期产生的废滤料属于危险废物，危险废物类别为 HW49 其他废物废物代码为 900-041-49，废滤料产生于场站各过滤罐中，定期委托大庆蓝星环保工程有限公司处

理。

(4) 运营期井场及场站变压器检修时产生的废变压器油、场站机泵等设备维护时产生的废润滑油、含油抹布及废劳保用品均属于危险废物，废变压器油废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，废物代码为 900-220-08 变压器维护、更换和拆解过程中产生的废变压器油；废润滑油废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，废物代码为 900-214-08 车辆、轮船及其它机械维修过程中产生的废发动机油、制动器油、自动变速器油、齿轮油等废润滑油；含油抹布及废劳保用品废物类别为 HW49 其他废物，废物代码为 900-041-49 含有或者沾染毒性、感染性危险废物的废弃的包装物、容器、过滤吸附介质。废变压器油、废润滑油、含油抹布及废劳保用品经收集后暂存于第三采油厂危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理。

(5) 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) 本工程产生的危险废物及时进行收集运输工作，严格执行《危险废物转移管理办法》。在收集过程中确保危险废物不遗撒、泄漏。运输路线的选择过程中尽量避开环境敏感点。

综上所述，本项目运营期产生的固体废物均能按照“资源化、减量化、无害化”原则，处理方式可行。

6.1.5.3 退役期

(1) 退役期拆除的废旧设备全部回收至第三采油厂物资库；

(2) 生活垃圾统一收集后拉运至大庆城控电力有限公司处理，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）；

(3) 封井建筑垃圾统一收集后由施工单位清运至建筑垃圾调配场处理。

6.1.6 生态保护措施

6.1.6.1 施工期

(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，最大限度减少钻机搬迁等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 搬运钻井设备利用现有公路、小路，执行“无捷径”原则，应尽量减少占地面积，认真确定车辆行驶路线，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本项目已优先布置平台井，并采用定向钻井方式，减少了用地。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，先挖表土层（耕地剥离厚度 0.3m，草地剥离厚度 0.2m）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；

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，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；

⑫管沟挖、填方作业应尽量作到互补平衡，以免造成弃土方堆积和过多借土；

⑬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。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；

⑭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；

⑮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；

⑯施工结束后，及时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。对永久占用耕地按“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，对永久占用的草地进行土地补偿；对临时占用耕地进行表土留存，分层回填，整平翻松，确保恢复等质等量面积的耕地，对临时占用的草地进行地面平整，恢复植被；

（2）针对性保护措施

本项目新增总占地面积为 39.62906hm²，其中永久占地 4.74926hm²（0.116hm² 耕地（永久基本农田）、4.63326hm² 草地（非基本草原）），临时占地 34.8798hm²（3.51hm²

耕地（永久基本农田）、31.3698hm² 草地（非基本草原））。

①本项目临时占地面积 34.8798hm²，临时占地主要包括钻井井场施工临时占地、管线施工临时占地（包括临时道路、临时土方堆场、管沟开挖区域）、管线穿越作业临时占地，对于临时占地，施工前应剥离占地内的表土，耕地剥离厚度 0.3m，草地剥离厚度 0.2m，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，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平整，及时恢复地表植被，并采取补播措施，对占用农田全部恢复为等质等量面积的耕地，对占用的草地进行植被恢复，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）。

②对永久占用 0.116hm² 耕地（永久基本农田），按照“占一补一”原则进行占补平衡，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，应当按照黑龙江省的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。永久占用耕地的耕作层土壤集中堆放在施工井场或场站置土带区域，施工结束后用于周围区域土地复垦、土壤治理等用途。对永久占用的 4.63326hm² 草地（非基本草原）缴纳补偿费。

③本项目为油田开发工程，属于国家能源建设项目，根据地下储层特性，项目选址无法避让耕地（黑土地）。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，确保尽量少占优质黑土地。本工程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。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），表土剥离方案由大庆油田有限公司第三采油厂编制后报大庆市自然资源局备案。

④恢复过程应由环境监理全程监督，以确保生态恢复效果。

本工程应在施工完毕后进行生态影响减缓及恢复措施，具体见表 6.1-3。典型生态保护措施平面布置示意图见附图 22。

表 6.1-3 生态影响减缓及恢复措施						
序号	项目	占地类型	恢复措施	生态恢复投资	实施时间	实施单位
1	永久占地	耕地	将表层土剥离用于周围区域土地复垦、土壤治理等用途，占地后按照	8.93 万元（根据《大庆市人民政府关于调整大庆市征地区	施工完毕后	大庆油田有限

			“占一补一”原则缴纳 0.116hm ² 耕地补偿费	片综合地价执行标准的通告》庆政规[2023]2 号，永久征地费用为 77 元/m ²)	1 年内	责任公司第三采油厂
		草地	永久占用 4.63326hm ² 草地进行经济补偿	356.76 万元(根据《大庆市人民政府关于调整大庆市征地区片综合地价执行标准的通告》庆政规[2023]2 号，永久征地费用为 77 元/m ²)		
2	临时占地	耕地	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农田质量和产量，耕地复耕 3.51hm ²	34.4 万元(临时征地费用按 7.7 元/m ² ，旱田青苗补偿费为 2.1 元/ m ²)		
		草地	分层开挖，分层回填，占地平整，恢复草地 31.3698hm ²	253.15 万元(临时征地费用按 7.7 元/m ² ，天然草补偿标准为 0.37 元/m ²)		

采取上述施工期生态保护措施后，项目施工期对生态环境的影响将降至最低，因此施工期生态保护措施是可行的。

6.1.6.2 运营期

(1) 严格控制油水井作业占地，普通井下作业不新征临时占地。大修占地不超过 50×50m。

(2) 油水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。

(3) 油水井作业时应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。

(4) 油水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。

(5) 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，如发生跑冒滴漏，及时处理。

(6) 油水井作业时，井场永久占地内铺设 2.0mm 厚高密度聚乙烯膜(渗透系数为 1.0×10^{-13} cm/s)，井口安装污油污水回收装置，井场内设置钢制污油回收槽，以免污油污水散落。

(7) 运营期油水井作业时禁止碾压和破坏道路及井场永久占地外的耕地、草地。

(8) 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，污泥回收后做无害化处理，处理后油水回收。

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。

6.1.6.3 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，及时恢复，使油田开发区与区域生态景观和谐一致。

③部分道路可以作为当地交通和农业生产用地，不必恢复；其余道路应恢复为耕地或草地；

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。

6.1.6.4 基本农田保护措施

根据《基本农田保护条例》中规定：国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开基本农田保护区，需要占用基本农田，涉及农用地转用或者征用土地必须经国务院批准。经国务院批准占用基本农田的，当地人民政府应当按照国务院的批准文件修改土地利用总体规划，并补充划入数量和质量相当的基本农田。占用单位应当按照占多少、垦多少的原则，负责开垦与所占用基本农田数量与质量相当的耕地；没有条件开垦或者开垦的耕地不符合的要求的，应当按照省、自治区、直辖市的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。占用基本农田的单位应按照县级以上地方人民政府的要求，将所占用基本农田耕作层的土壤用于新开垦耕地、劣质地或者其他耕地的土壤改良。

本工程属国家能源设施建设项目，根据设计要求，工程无法避让永久基本农田，因此应按有关土地管理办法的要求，逐级上报土地管理部门批准，对于永久占地，应纳入省土地利用规划，按有关土地管理部门要求认真执行。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，应当按照省的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地，永久基本农田的耕地恢复由当地政府负责开垦相应数量的耕地，进行耕地保护。同时采取以下保护措施：

（1）严格控制在耕地内的施工活动，限制施工范围和施工时限，将施工期对农业损失降至最小，例如优化工程施工周期尽量避开农作物的生长期进行施工；

（2）本项目施工前应剥离永久占地内的表土，剥离面积 4.74926hm^2 ，耕地剥离厚度 0.3m ，草地剥离厚度 0.2m ，剥离的表土暂存于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，施工结束后，剥离表土用于周围区域土地复垦、土壤治理等用途。对永久占用 0.116hm^2 耕地（永久基本农田），按照“占一补一”原则进行占补平衡，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，应当按照黑龙江省的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。永久占用耕地的耕作层土壤集中堆放在施工井场或场站置土带区域，施工结束后用于周围区域土地复垦、土壤治理等用途。对永久占用的 4.63326hm^2 草地（非基本草原）缴纳补偿费。对于 34.8798hm^2 临时占地，施工前应剥离占地内的表土，耕地剥离厚度 0.3m ，草地剥离厚度 0.2m ，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（井场施工临时占地剥离表土暂存于井场内表土剥离临时堆放区，管线施工临时占地剥离表土暂存于管线一侧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，及时恢复地表植被，并采取补播措施，对占用农田全部恢复为等质等量面积的耕地。

（3）占用永久基本农田的单位应当按照县级以上地方人民政府的要求，将所占用永久基本农田耕作层的土壤用于新开垦耕地、劣质地或者其他耕地的土壤改良。对于临时占用的耕地给付耕地补偿费，保证耕地按质量得到恢复。

6.1.6.5 黑土地保护措施

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）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低质耕地改良、被污染耕地的治理、高标准农田建设、土地复垦等。

（2）本工程对临时占用的耕地采用深松深耕进行复垦。

（3）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。

(4) 本项目在施工过程中针对永久占地及临时占地，应剥离占地内的表土，耕地剥离厚度 0.3m，草地剥离厚度 0.2m，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，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就近用于新开垦耕地和低质耕地改良、被污染耕地的治理、高标准农田建设、土地复垦等，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。

6.1.6.6 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。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

采取工程、林草、封育治理和耕作等措施，进行水、田、林、草、路统一规划、综合治理，增强防洪排涝、抗御干旱等自然灾害的能力。本项目水土保持生物措施主要根据油

田地植被情况，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，保护当地出现退化现象的草原生态系统，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。

（2）管理措施

因地制宜选择施工季节，尽量避开植被生长季节、农作物耕种季节，减少损失，同时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。

6.1.6.7 防沙治沙保护措施

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。

6.1.6.8 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）耕地复垦补偿

本项目将临时占用耕地面积 3.51hm^2 ，即需要复垦的耕地面积。由于在征地费用中已经体现了后期的复垦费用，施工结束后将由农民自行复垦，故不再计算复垦补偿费用。

根据对当地乡镇政府调查，本区域耕地虽然面积较小，但仍有 5~10%的机动农田可以调剂，按“占一开一，占补平衡”的原则，油田开发占用的耕地可从机动耕地中进行补充，保证区域内耕地总数不降低。

（3）植被恢复措施

施工结束后，及时恢复被破坏的地表形态。对 34.8798hm^2 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，临时占用的草地由施工单位恢复，确保恢复等质等量面积的耕地及草地。

6.1.6.9 表土剥离方案

表土剥离方案由大庆油田有限公司第三采油厂编制后报大庆市自然资源局备案。

1、土壤剥离

（1）剥离范围及厚度

项目占地范围内耕地剥离厚度 0.3m，草地剥离厚度 0.2m，均为表土层。

（2）工艺选择

剥离工艺依据剥离区的地质地貌、交通运输情况以及未来不同表土利用方向进行选择。根据地形、土壤厚度、土壤均一性和作业方便等条件，将剥离区域划分出不同的施工区。

（3）机械选择

根据耕作层土壤剥离利用工艺、耕作层土壤剥离利用区的地质地貌、交通运输情况、不同耕作层土壤剥离利用方向以及每台机组剥离面积及形状确定，选择合适的施工机械，减少对耕作层土壤结构的破坏，提高剥离效率。

（4）施工技术要求

①选择土壤剥离时间。选择天气好且土壤含水量合适时进行剥离。

②清除异物。实施剥离前，清理、移除土层中或地表比较大的树根、石块、垃圾等异物。收集的表土不应含有垃圾杂物、硬黏土块或直径大于 5cm 的砾石。

③剥离。分单元进行土壤剥离，并详细记载不同剥离单元的土壤类型和剥离量。当天工作结束后，推土机尽量运行于已剥离完土壤的空地，自卸汽车不得在耕作层土壤尚未剥离的区域运行。

④注意事项。当剥离过程中发生较大强度降雨时，应立即停止剥离工作。在降雨停止后，待土壤含水量达到剥离要求时，再实施土壤剥离工作。因受降雨冲刷造成土壤结构严重破坏的表土面应清除。在每次开展土壤剥离之前，应采取措施，确保施工工作面无积水，土壤中含水量达到要求。剥离后的土壤应利用纸簿进行登记，详细载明运输车辆、剥离单元、储存区或回覆区、土壤类型、质地、土壤质量状况、数量等，并建立备查档案。

2、土壤储存

(1)堆存区的要求。耕作层土壤以及腐殖质层土壤按土块分别单存单放。防止放牧、机器和车辆的进入，防止粉尘、盐碱的覆盖；地势较高，没有径流流入或流过堆土场地；防止主导风。在堆放场地的选择上，应当尽量避免水蚀、风蚀和各种人为损毁。

(2)在储存区堆放土方时，应当分层放土，待上一层土摊平后再堆放下一层土。单层土堆放高度不大于 1.0m。在土方堆筑过程中，严格禁止施工机械对已堆放土方的碾压。

(3)土壤含水过量时极易被压紧。为了保持土壤结构、避免土壤板结，应避免雨季剥离、搬运和堆存表土。另外，土壤湿度较大，不利于运输中的装车与排卸。

(4)顶层覆盖。土堆的顶部用苫布等进行遮盖，防止雨水淋溶。

3、土壤利用

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）文件要求，剥离的土壤优先用于土地整治、高标准农田建设、工矿废弃地复垦、生态修复等项目，以及新开垦耕地、劣质地或者其他耕地的土壤改良等农业生产生活，富余土壤可以用于绿化。本项目临时占地剥离表层土全部回填施工作业带，临时占用的耕地及时进行土地复垦，临时占用的草地及时恢复地表植被。永久占地剥离表层土剥离表土用于周围区域土地复垦、土壤治理等用途。

4、生态环境监测和环境管理

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），本项目无需进行长期跟踪生态监测，要求施工期时重点监测施工活动干扰下的植物群落变化、生境质量变化等，在项目施工结束后重点监测植被恢复情况。

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。

6.1.7 环境风险防范措施

6.1.7.1 施工期环境风险防范措施

(1) 突发井喷事故风险防范措施

①钻井时安装防喷器，防止井喷事故发生。

②钻井过程中钻井队要认真做好地层孔隙压力监测，绘制四条曲线，包括预测地层孔隙压力曲线、监测地层孔隙压力曲线、设计钻井液密度曲线、实际钻井液密度曲线，并贴于井场值班房墙上。

③施工方在施工过程中因地质情况或施工条件出现较大变化时，应及时对钻井作业进行风险识别和评价，制定出安全技术保障措施，并提出修改设计的请求，按程序审批后方可实施。

④井控设备的维护和使用严格按照《大庆油田钻井井控实施细则》中的 4.2 和 5.2 的要求执行。

⑤从一次开钻开始，干部必须 24h 值班，负责包括井控工作在内的所有钻井施工管理。值班干部要佩戴明显标志，填写值班记录（包含在交接班记录内）。

⑥严格执行钻开油气层前的准备和检查验收制度，在进入油气层前 50m~100m，按照下部钻井的设计最高钻井液密度值，对裸眼地层进行承压能力检验。

⑦最大允许关井套压值为防喷器额定工作压力、地层破裂压力决定的允许关井套压值、套管抗内压强度的 80%，三者中的最小值。

⑧钻井液性能符合钻井设计要求，特别是钻井液密度必须在设计范围内。起钻前充分循环井内钻井液，使其性能稳定，进出口密度差不超过 0.02g/cm³。

⑨钻进时司钻注意观察泵压、钻速等变化，发现异常立即停止钻进，循环钻井液观察后效。

⑩起钻过程中，要严格控制起钻速度，钻头在油气层中和油气层顶部以上 300m 井段内起钻用 I 挡或起钻速度不超过 0.5m/s，预防抽吸引起井喷。起钻中严格按照规定及时向井内灌满钻井液，并作好记录、校核，及时发现异常情况；起钻完应及时下钻，检修设备时必须保持井内有一定数量的钻具，并观察出口管钻井液返出情况。严禁在空井情况下进行设备检修。

⑪空井作业时间（如电测、井壁取心等）原则上不能超过 24h，或根据坐岗观察和钻井工程设计要求的空井时间，否则必须下钻通井。

⑫钻开油气层后，每次起钻前钻井液密度达到设计上限，都要进行一次 250m~350m

的短起下钻，计算气体上窜速度，循环钻井液观察后效，正常后才可起钻。

⑬钻进中发生井漏应将钻具提离井底、方钻杆提出转盘，以便关井观察。采取定时、定量反灌钻井液措施，保持井内液柱压力与地层压力平衡，防止发生溢流，其后采取相应措施处理井漏。

⑭需调整钻井液密度时，应确保井筒液柱压力不小于裸眼段中的最高地层孔隙压力。

⑮完井下套管建立循环前，必须在套管内灌满钻井液。

⑯固井作业时不得拆除防喷器，应配套微变径闸板、换与套管直径相匹配的闸板或在钻台配备套管螺纹和防喷钻杆相匹配的接头。固井全过程保证井内压力平衡，尤其防止水泥浆候凝期间因失重造成井内压力平衡的破坏，甚至井喷。

⑰中途测试和先期完成井，在进行作业以前观察一个作业期时间；起、下钻杆或油管应在井口装置符合安装、试压要求的前提下进行。

⑱发现溢流后，严格按照《大庆油田钻井井控实施细则》溢流的控制及压井作业中的要求执行。

⑲认真做好井控记录，严格执行井控九项管理制度，本设计未提及部分按《大庆油田井控技术管理实施细则》执行。

（2）套损风险防范措施

1）检查套管质量

①套管下井的质量检查。

一是检查套管钢级、壁厚等是否符合下井的设计规范与要求（设计中应对各种应力、强度校核作严格计算）。二是加强对下井前套管的探伤检查，要用多种检测方法检查套管壁厚薄程度、弯曲程度、圆度、丝扣密封情况和破裂等质量问题，严禁不合格套管下井。

②确定厚壁套管下入井段，根据地应力集中点、膨胀泥岩深度。断层深度和油层部位等确定厚壁套管下入井段。

2）地质影响因素预测

根据钻井、钻井地质（岩心，岩屑、层位变化等）、测井资料和地层对比等预测影响损坏套管的地质因素。

①预测断层性质（正、逆断层）、分布、深度、产状（走向、倾向和倾角），为气田开发方案布井提供资料和依据。

②预测膨胀泥岩厚度、分布层位、深度和范围。

③预测浅层水深度、层位。分布范围和水化学特征等，为套管内外壁防腐提供资料。

④预测气层疏松程度、出砂程度等。

⑤预测透镜砂体厚度、分布范围和层位，为采油提供资料。

3) 工程技术预防措施

①对开发方式与工艺的要求。

A.为防止地应力集中，尤其在断层附近，应采取恰当的布井方式，以适应地下应力分布情况。

B.在套管易损坏地区的井，应考虑下技术套管，技术套管下至断裂层下部固井后再下气层套管，从而更有效地防止气层套管的损坏。

C.在可能的情况下，应分层开采，以利于克服层间应力异常和减少井下作业次数，防止套管损坏。

②下套管和固井质量的要求。

A.为防止浅层水腐蚀套管及浅层高塑性泥岩层蠕变，在浅层套管内外壁进行防腐，同时可下表层套管或技术套管封隔浅层。为减少管内承压，在高塑性泥岩层需下厚壁套管，并在环形空间内注入水泥封固。

B.为保证套管接箍丝扣和密封脂质量及上扣的扭矩值，对井下的套管要定期紧扣。

C.为减少套管损坏，固井时水泥浆应返至地面，进行全程固井。

(3) 防火、防爆、防泄漏措施

①井场钻井设备的布局要考虑防火的安全要求。值班房、配电柜距井口不小于 30m；

②距井口 30m 以内及钻井液循环系统的电气设备、照明设备、开关、输电线路及接线方法应符合防火防爆安全规定；

③钻台下面和井口周围严禁堆放杂物和易燃品，机泵房下无积油；

④井场内严禁吸烟和动用明火，应有明显的防火标志。若需动火，应执行相关的的安全规定；

⑤在井架上、井场盛行风入口处、钻台等地应至少设置 2 个风向标，一旦发生紧急情况，作业人员可向上风方向设定的 2 个紧急集合点疏散；

⑥在钻台上下、振动筛、循环罐等气体易聚积的场所，应安装防爆排风扇以驱散工作场所弥漫的有毒有害、可燃气体；

⑦施工期柴油罐区地面铺设防渗布，柴油罐区周围设置高度不低于 0.5m、容积不低于 30m³的便于拆装的防渗玻璃钢围堰，避免柴油罐泄露对周边地表水及地下水造成污染；

⑧施工期采取分区防渗措施防止污染地下水，钻井施工分区防渗：柴油罐区、泥浆循环罐、钻井液材料房、钢制泥浆槽、钻台为重点防渗，采用地面碾压平整并铺设 2mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗，渗透系数为 1.0×10^{-13} cm/s；其他材料房、机械修理房、临时防

渗旱厕为一般防渗,采用 1.5mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗,渗透系数为 $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$; 钻井井场其他区域采用地面碾压平整。压裂施工分区防渗:压裂车区、计量池、储液罐、压裂井口区为重点防渗,采用地面碾压平整并铺设 2mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗,渗透系数为 $1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$; 临时防渗旱厕为一般防渗,采用 1.5mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗,渗透系数为 $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$; 压裂井场其他区域采用地面碾压平整。

⑨距离地表水体较近的 34 号平台井场钻井施工时,围绕施工井场周围设置深 0.5m、宽 0.5m 的截水沟,防止钻井废水等施工废水随地表径流进入周边的前进渠。

⑩确保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;

⑪一旦发生井喷事故,要及时上报上级主管部门,并有消防车、救护车、医护人员和技术安全人员在井场值班;

⑫对油田设施采用新技术,提高油田设施的抗蚀防腐能力,如推广抗腐蚀的非金属管线的应用,从而减少由于设施因素引发油水泄漏事故的几率;

⑬原油、天然气为易燃易爆物质。为了防止设备、管道爆破泄漏,严格遵循有关设计规范进行规划设计,严格要求设备、材料的质量和工程的施工质量,保证工艺过程的密闭性,避免事故的发生;

⑭爆炸危险区域内所用的电气设备、自控仪表设备均采用防爆型,并符合相应的防爆等级;

⑮严格执行各项安全生产制度,在油气泄漏场所严禁静电和携带火种。

(4) 井下作业事故风险防范措施

①为预防作业时井喷,对于地层压力较高的油水井作业,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、作业废水进站装置与井口连接,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,将污水排入污水回收装置,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,启动作业废水进站装置和油水收集器,使废水废液由套管排出经作业废水进站装置回站;

⑤在压井、冲沙、刮蜡、验串、套铣施工有溢流时,必须下单流阀,套管出口接到作

业废水进站装置；

⑥压井、冲沙、刮蜡、验串、套铣前，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 4.0 Mpa 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。

6.1.7.2 运营期环境风险防范措施

（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；

⑤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；

⑥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，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；

⑦确保第三采油厂财务物资库的围油栏、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油污污水进行及时回收和处理，避免对周围地表水、地下水、土壤等环境产生污染；

⑧将被泄漏原油污染的土壤清理后由罐车拉运至萨北含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理，剩余固相建设单位按照《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ1461-2026）的要求进行综合利用；

⑨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；

⑩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；

⑪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；

⑫制定定期巡查制度，发现异常及时处理和报告；

⑬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。

（2）场站事故风险防范措施

①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；

②平稳操作，避免系统压力超高放空；

③定期维护保养容器、设备和站内管线。

④站内配备干粉灭火器、吸油毡、铁锹、消防沙等应急物资；

⑤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；

⑥场站设置事故池，可在事故状态下暂存装置内残余的原油或含油污水。

（3）泄漏、火灾、爆炸风险防范措施

①为防止系统憋压或误操作造成密闭设备的超压破坏或爆炸，所有压力容器及油罐均设有安全阀、呼吸阀等泄压设施。场站可燃气体设备的安全阀出口泄放管应接至火炬系统或其它安全泄放设施；

②场站的油罐均设计防雷、防静电接地装置；对生产场所超过安全电压的电气设备均采取保护接零或接地措施；

③场站内的防雷接地设施及报警装置必须定期校检，保证安全设施可靠有效。

④新建井场柱上变压器属于湿式变压器，首先选取符合标准的正规变压器设备，电力维护单位定期检查密封件、焊缝、阀门等关键部位，发现渗漏及时处理。发生变压器漏油风险时，对微小渗漏点使用耐油密封胶（如环氧树脂胶）临时封堵。在变压器底部加装集油槽或导油管，将渗漏油引导至专用容器，避免污染土壤。收集的废变压器油属于危险废物，送至第三采油厂危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理。

⑤19-1 注入站、北六联合站变压器下方设事故贮油池，事故贮油池为混凝土结构池体，池内铺设有变压器专用鹅卵石，可以防止突发泄漏时油液溅出池体外部产生污染，防止变压器着火时变压器油泄至地面仍然燃烧。同时，在泄油时还起到一定的冷却油温的作用，以防变压器油燃烧。此外，鹅卵石绝缘，便于运行人员进行日常的检修、检查等。本

项目设计变压器事故贮油池的有效容积为 5m³，事故情况下泄露的废变压器油经收集后送至第三采油厂危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理。

（4）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，确保改过程安全可靠；

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，防止事态进一步步扩大和恶化；

⑤运输、储存原料、溶剂、产品危险化学用品所用的槽车、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。

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。

6.1.7.3 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。

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。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》、《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，《环境突发事件专项应急预案》于2025年3月31日在大庆市萨尔图生态环境局进行了备案，备案编号为230602-2025-006-L。其中总体预案适用于本公司范围内发生的、造成或可能造成人员伤亡、环境污染、停产和较大社会影响等突发事件的应对工作，主要包括应急组织机构及职责明确、监测与预警、应急处置与应急响应、恢复与重建、应急保障与培训、督查与奖惩等内容，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、督查的作用；《环境突发事件专项应急预案》中不仅包含了原油泄漏污染、污水泄漏污染、给排水系统泄漏污染、天然气泄漏污染和施工时发生井喷造成污油、污水排放污染等事故的分类、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、应急联络单等重要内容。该《环境突发事件专项应急预案》进行了组织机构及职责明确、预防与预警设置、应急响应与应急处置、应急保障内容确定以及大庆油田有限责任公司第三采油厂突发事故的联络信息公布，预案内容针对性较强，组织结构框架合理。

总体上看，第三采油厂应急预案涵盖了环境突发事件、井喷、油气泄漏、输油系统突发事件等事故情况，依托合理，现有应急预案依托可行。根据《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》（2015）4号），环境应急预案每3年至少修订一次，因此建设单位应及时对环境应急预案进行修订，且建议建设单位加强对应急预案的定期风险应急演练及员工培训。

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。

1、确定危害和风险

本项目潜在的环境风险事故是泄漏、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。

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。

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作业区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。

4、应急状态地企联动

大庆油田有限责任公司第三采油厂已在大庆油田有限责任公司备案登记，由大庆油田有限责任公司向市政府有关部门及集团公司申请备案。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》、《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，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、生态环境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 6.1-4 地企联动各部门联系方式

序号	单位	电话
1	火警	119
2	医疗急救	120
3	大庆市人民政府	0459-4609222/6373055
4	大庆市生态环境局	0459-4623818
5	大庆市萨尔图区生态环境局	0459-6181876
6	大庆市应急管理局	0459-6377119
7	大庆市安全生产委员会办公室	0459-4600048
8	大庆油田总医院	0459-5886408
9	大庆市气象站	0459-8151030
10	大庆油田有限责任公司第三采油厂环保部	0459-5858128

由前述分析可知以上提出的各项环境保护措施是切实有效的，同时工程对油田生产全过程采取环境保护管理措施和技术措施，有效的预防和减缓本次产能建设可能带来的不良环境影响。

6.1.8 土壤保护措施

6.1.8.1 施工期土壤污染防治措施

(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；

(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) 加强管理，杜绝钻井泥浆跑冒滴漏，施工井场采取分区防渗措施，杜绝污染物泄漏对土壤造成影响；

(6) 加强管理，提高职工的环境保护意识，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。

6.1.8.2 运营期土壤污染防治措施

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。

(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，作业污水要求全部进罐，由罐车拉运至北六三元污水站处理达标后回注油层，不外排；按照“铺设作业、带罐上岗”的作业模式，及时回收落地油，由罐车拉运至萨北含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理，剩余固相建设单位按照《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ1461-2026）的要求进行综合利用，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。

(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，同时对位于土壤腐蚀性较强的低洼地带，采用玻璃钢外防腐钢制管道，以延长埋地管道使用寿命；井场永久占地采用地面夯实碾压平整处理。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。

(3) 末端控制措施

主要包括井场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；末端控制采取分区防渗原则。

(4) 应急响应措施

包括一旦发现土壤污染事故，立即采取应急措施控制土壤、地下水污染，并使污染得到治理。

(5) 污染监控体系

为了及时了解项目场区及周边土壤环境质量状况和土壤中污染物的动态变化，根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）、《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）、《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南（试行）》（HJ 1209-2021）相关要求，本项目拟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。

根据土壤环境影响分析结果，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，布置土壤监测点位 4 个。跟踪监测计划见表 6.1-5，土壤跟踪监测布点图见附图 21。

表 6.1-5 土壤环境跟踪监测计划表

点位	位置	坐标	监测因子	监测频次	执行标准
1	23 号平台井场	125.01968, 46.72416	pH、石油类、 石油烃 (C ₆ ~C ₉)、 石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)、 汞、砷、六价 铬	1 次/ 年	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值、《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 基本项目筛选值标准
2	23 号平台井场南侧 100m 草地	125.01955, 46.72312			
3	19-1 注入站母液回收池附近	125.01235, 46.72486			
4	19-1 注入站西北侧 100m 草地	125.01156, 46.72597			

上述监测结果应按照相关规定及时建立数据档案，并定期向社会公开监测信息。如发现异常或发生事故，需加密监测频次，确定影响源位置，分析影响结果，并及时采取应急措施。

6.1.8.3 退役期土壤环境保护措施

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。

6.2“三同时”项目一览表

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 6.2-1、表 6.2-2。

表 6.2-1 “三同时”项目一览表

防治内容			环保措施	验收标准
废气	施工期	施工期扬尘	对施工场地采取洒水抑尘，对易起尘的临时土方等加盖苫布，施工运输车辆采取密闭措施或加盖苫布，加强施工管理	施工场界执行《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
		焊接烟尘	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	
		柴油机燃烧烟气	使用产品质量达标的低标号柴油，采用节能环保型柴油动力设备，调节好柴油机运行工况	柴油燃烧烟气执行《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 2020 修改单中第三阶段标准限值及《非道路移动柴油机械排气烟度限值及测量方法》（GB 36886-2018）表 1 中 II 类限值要求
	运营期	采油井场非甲烷总烃	油田采出液采用密闭集输工艺，井口安装密封垫，新建集油管道、场站阀组、储罐、法兰等动静密封系统要加强密闭措施，防止烃类气体的无组织挥发	井场及场站厂界执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求
		场站非甲烷总烃		
		加热炉燃烧烟气	新建加热炉采用清洁能源天然气作为燃料，并采用低氮燃烧器，加热炉燃烧产生的废气均经 8m 的烟囱高空排放	燃烧烟气执行《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

废 水	施 工 期	钻井废水	排入井场钢制泥浆槽中,定期由罐车拉运至大庆赛诺科林环保科技有限公司处理,处理后的压滤水由罐车拉运至北三含油污水处理站处理达标后回注油层	不外排
		施工人员生活污水	钻井施工期施工人员产生的生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内,地面施工期施工人员产生的生活污水排入附近场站及阀组间已建生活污水收集装置,定期由物业单位庆南工矿服务公司采用罐车抽排拉运至风云污水提升站,经污水管网排入大庆市水务集团城市排水有限公司中区污水处理厂处理	不直接排放
		压裂返排液	由罐车拉运至第三采油厂北三集输班压裂返排液处理站处理后,管输进入北三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
		废弃管道清洗废水	由集输管道输送至北六深度污水站处理满足《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法》(SY/T5329-2022)限值要求后回注油层。	不外排
		吹扫清管废水	由罐车拉运至北六深度污水站处理满足《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法》(SY/T5329-2022)限值要求后回注油层	不外排
		设备清洗废水		
		管线试压废水	由罐车拉运至北六深度污水站处理满足《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	通过罐车回收后拉运至北六三元污水站处理达标后回注油层	执行《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
		油田采出水	管输进入北六三元污水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，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；运输车辆选择避开居民区的路线，临近居民区应减少汽车鸣笛的次数，减速慢行	执行《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）中限值要求
	运 营 期	井场、场 站噪声	井场抽油机、场站设备尽可能选用低噪声设备；场站内机泵设置减震基础，且均安装至室内，泵房为砖混结构并安装隔声门窗；注意对设备的维护保养，保证设备保持在最佳运行状态，降低噪声源强度	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准限值：昼间≤60dB（A），夜间≤50dB（A）
固 废	施 工 期	废钻井液、钻井岩屑、废射孔液	排入井场钢制泥浆槽中，定期由罐车拉运至大庆赛诺科林环保科技有限公司处理，处理后的泥饼按照《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ1461-2026）的要求进行综合利用	100%处置
		建筑垃圾	统一收集后由施工单位清运至建筑垃圾调配场处理	100%处置
		施工废料、膨润土等废包装袋、非含油废防渗布	经收集后拉运至第一采油厂工业固废填埋场处理	执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）要求
		清罐油泥	由罐车拉运至萨北含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理	执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中的相关规定，实行危险废物转移制度
		废滤料	委托大庆蓝星环保工程有限公司处理	
		含油废防渗布	经收集后暂存于第三作业区 25 号站含油防渗布贮存池，定期委托有资质单位处理	
		含油抹布及废劳保用品	经收集后暂存于第三采油厂危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理	
		废变压器油		
		定向钻废弃泥浆	排入施工场地的钢制泥浆槽中，定期由罐车拉运至大庆赛诺科林环保科技有限公司处理	100%处置
		废旧设备	全部回收至第三采油厂物资库	100%处置

运营期	废弃管道	废弃管道经盲板焊接封堵后直埋地下，不再挖出	100%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	100%处置
	含油防渗布	经收集后暂存于第三作业区 25 号站含油防渗布贮存池，定期委托有资质单位处理	执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中的相关规定，实行危险废物转移制度
	废滤料	定期委托大庆蓝星环保工程有限公司处理	
	废变压器油	经收集后暂存于第三采油厂危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理	
	废润滑油		
	含油抹布及废劳保用品		
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，再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理，剩余固相建设单位按照《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ1461-2026）的要求进行综合利用。		
生态治理	临时占地	针对临时占地及永久占地应剥离占地内的表土，耕地剥离厚度 0.3m，草地剥离厚度 0.2m，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，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，临时占地剥离的表土在施工结束后分层回填，并及时恢复地表植被，临时占地恢复面积 34.8798hm ²	施工结束后地表平整，及时恢复地表形态、生态修复
	永久占地	永久占用耕地剥离的表土按照“占一补一，质量相等”的要求用于易地补充耕地的表土，开垦新的耕地，对永久占地按照规定进行经济补偿，补偿面积 4.74926hm ² 。	按相关要求要求进行征地补偿
	水土流失	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	防治水土流失
	防沙治沙	对占地区域土地进行平整，并压实；路基边坡采取种草措施护坡固土；做好施工期开挖土方临时堆存的水土保持措施；对临时占用的草地进行植被恢复，植被恢复至原有覆盖率；对永久占地平整压实，路基边坡采取种草措施护坡固土	防治土壤沙化
地下水及土壤防护		施工期分区防渗： 钻井井场：柴油罐区、泥浆循环罐、钻井液材料房、钢制泥浆槽、钻台为重点防渗，采用地面碾压平整并铺设 2mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗，渗透系数为 1.0×10 ⁻¹³ cm/s；其他材料房、	执行《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

	机械修理房、临时防渗旱厕为一般防渗，采用1.5mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗，渗透系数为$1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$；施工井场其他区域采用地面碾压平整。 压裂井场：压裂车区、计量池、储液罐、压裂井口区为重点防渗，采用地面碾压平整并铺设2mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗，渗透系数为$1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$；临时防渗旱厕为一般防渗，采用1.5mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗，渗透系数为$1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$；压裂井场其他区域采用地面碾压平整。 定向钻施工区：泥浆配置区、泥浆罐、钢制泥浆槽为重点防渗，采用地面碾压平整并铺设2mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗，渗透系数为$1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$；施工场地其他区域采用地面碾压平整。	
	运营期分区防渗： 井场：油水井作业期间井场作业区为重点防渗区，作业区域铺设2mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗，渗透系数为$1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$；正常工况下井场采取简单防渗，采取地面夯实碾压平整进行处理。 集输管道：集输管道均采取重点防渗，单井集油掺水管道、站间集油掺水热洗管道、高压二元液管线、老化油外输管道、伴热来回水管道采用防腐无缝钢管，管道的连接方式采用焊接，管道设计壁厚的腐蚀余量为2mm 或采用管道内防腐，管道的外防腐等级采用特加强级。低压二元液管线、调水管道采用钢骨架塑料复合管，连接方式采用电熔连接。单井注入管道采用防腐无缝钢管或非金属柔性复合塑料高压输送管，管道的连接方式采用焊接或电熔连接，钢管管道设计壁厚的腐蚀余量为2mm 或采用管道内防腐，管道的外防腐等级采用特加强级。 北六-5 集油掺水热洗阀组间：阀组间区域为一般防渗，采取地面防渗层均采取铺设1.5mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗，渗透系数为$1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$；站内其它区域为简单防渗，采取水泥混凝土进行硬化处理。 19-1 注入站：母液回收池为重点防渗，采取铺设2mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗，并采用水泥混凝土进行硬化，渗透系数为$1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$；注入泵房为一般防渗，采取铺设1.5mm	执行《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

	厚高密度聚乙烯膜进行防渗,并采用水泥混凝土进行硬化,渗透系数为 $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$; 站内其它区域为简单防渗,采取水泥混凝土进行硬化处理。 北六转油放水站、北六脱水站、北过老化油中心处理站: 换热器、电脱水器、净化油缓冲罐、老化油缓冲沉降罐、老化油沉降分离装置区域、污水沉降罐区域为重点防渗,采取铺设 2mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗,并采用水泥混凝土进行硬化,渗透系数为 $1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$; 阀组间热洗泵房为一般防渗,采取采取地面防渗层均采取铺设 1.5mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗,渗透系数为 $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$; 0.8MW 真空炉区域采取简单防渗,采用地面夯实碾压平整进行防渗。 北六三元污水站: 过滤罐区域为重点防渗,采取铺设 2mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗,并采用水泥混凝土进行硬化,渗透系数为 $1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$。 北六聚驱污水站: 二次沉降罐区域为重点防渗,采取铺设 2mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗,并采用水泥混凝土进行硬化,渗透系数为 $1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$。 北六热泵站: 热泵间、三元污水宽流道换热器区域为一般防渗,采取地面防渗层均采取铺设 1.5mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗,渗透系数为 $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$; 站内其它区域为简单防渗,采取水泥混凝土进行硬化处理。	
	在本项目区域上游 cy3-02 监测井(坐标 125.04632, 46.73471)布设 1 口潜水背景值监测水井,在区域内 cy3-06 监测井(坐标 125.00566, 46.71316)、区域下游北三联-03 监测井(坐标 125.0298, 46.69958)各布设 1 口潜水跟踪监测水井。在区域内厂房 5 承压水井(坐标 125.01571, 46.72951)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。监测因子为 pH、石油类、石油烃($\text{C}_6 \sim \text{C}_9$)、石油烃($\text{C}_{10} \sim \text{C}_{40}$)、汞、砷、六价铬、挥发酚、氨氮、耗氧量	执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III 类标准,石油类执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)表 1 中的 II 类标准限值要求
	在 23 号平台井场、23 号平台井场南侧 100m 草地、19-1 注入站母液回收池附近、19-1 注入站西北侧 100m 草地共布设 4 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($\text{C}_6 \sim \text{C}_9$)、石油烃($\text{C}_{10} \sim \text{C}_{40}$)、汞、砷、六价铬,监测频次为 1 次/年。	执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地筛选值、《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 基本项目筛选值标准
风险防控	运营期在作业期间工作区域均铺设 2mm 厚高密度聚乙烯膜，边缘设置围堰；车辆采用密闭罐车，配备收油工具；场站内定时巡检，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，并定期进行应急演练。注入站变压器下方建设事故油池一座，有效容积为 5m ³ ，事故油池采用钢筋混凝土现浇，厚度 30cm，池内铺鹅卵石 10cm。	

表 6.2-2 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
	污水回收装置等环保设施建成及运行情况，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
	运营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、运营期扰民现象的调查
	固体废物种类、产生量、处理处置情况、综合利用情况
	总量控制落实与排污许可衔接
污染物达标排放监测	无组织排放烃类气体监测
	燃烧烟气排放监测
	厂界噪声达标排放监测
	含油污水达标监测
	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	油田开发区域内的环境空气、地下水以及生态环境质量
生态调查主要内容	项目在施工、运营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
	耕地复垦、草地恢复情况，永久占地补偿情况
	针对水土流失、防沙治沙环境破坏或潜在环境影响提出补救措施的落实情况

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

油田开发过程中，由于井场、道路及场站建设、管道铺设等，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。

(1) 植被损失费

本项目永久占用草地 4.63326hm²，临时占用草地 31.3698hm²。草地上干草产量按 2.5t/hm² 计算，共损失干草 351.1t（永久占地按 10 年计算，临时占地按 3 年计算），干草价格按 700 元/t 计算，本工程损失干草经济价值约为 24.58 万元。

本工程永久占用耕地面积为 0.116hm²，占用的农作物主要为玉米，玉米产量按 7t/hm² 计算，永久占地按 10 年损失计算，共损失玉米 8.12t，玉米价格按 1500 元/t 计算，其经济价值约为 1.22 万元。临时占地上层翻动使肥力下降，第二、三年产量将下降 20%-40%，本工程临时占用耕地 3.51hm²，玉米产量按 7t/hm² 计算，临时占地按第 1 年产量完全损失，第 2、3 年损失 30%计算，三年间总共损失玉米分别为 39.31t。玉米价格按 1500 元/t 计算，其经济价值为 5.9 万元。耕地植被损失费约 7.12 万元。

(2) 资源损失费

该项目资源损失主要为油田开发过程中伴生气损失，油田投产 10 年间该项目将有 47.7t 烃类排入大气，每吨按 1529.7 元计，相当于损失 7.3 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

本项目总投资 43693 万元，其中环保投资 1258.55 万元，环保投资占总投资的 2.88%，本工程环保投资详见表 7.2-1。

表 7.2-1 环保投资统计

环保工程名称		措施内容	工程量	环保投资 (万元)
施工期	废气	施工场地洒水抑尘，临时土方等加盖苫布等遮盖物，施工运输车辆采取密闭措施或加盖防尘布	0.1 万元/口井，共 72 口油水井	7.2

	废水	吹扫清管废水、设备清洗废水、试压废水由罐车拉运至北六深度污水站处理	0.005 万元/m ³ ，共计 2204.9m ³	11.02
		钻井施工期生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内	0.2 万元/座，新增设置临时旱厕 14 座	2.8
		钻井废水拉运至大庆赛诺科林环保科技有限公司处理	0.005 万元/m ³ ，共计 1742.4m ³	8.71
	噪声	机泵等设备布置在室内，且采取基础减震等设施	0.1 万元/新钻井场，共新钻 14 座井场	1.4
	固体废物	废钻井液、钻井岩屑、废射孔液拉运至大庆赛诺科林环保科技有限公司处理	0.005 万元/m ³ ，共计 18760.9m ³	93.8
		膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋、施工废料、非含油废防渗布拉运至第一采油厂工业固废填埋场处理	0.1 万元/吨，共计 5.87t	0.59
		建筑垃圾统一收集后由施工单位清运至建筑垃圾调配场处理	0.01 万元/吨，共计 160m ³	1.6
		生活垃圾统一收集后拉运至大庆城控电力有限公司处理	0.1 万元/吨，共计 5.13t	0.51
		清罐油泥由罐车拉运至萨北含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理	0.2 万元/吨，共计 12t/a	2.4
		废滤料定期委托大庆蓝星环保工程有限公司处理。	0.3 万元/吨，共计 3t/a	0.9
		含油废防渗布经收集后暂存于第三作业区 25 号站含油防渗布贮存池，定期委托有资质单位处理	0.1 万元/吨，共计 0.13t/a	0.01
		含油抹布及废劳保用品、废变压器油经收集后暂存于第三采油厂危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理	0.1 万元/吨，共计 0.08t/a	0.01
		定向钻废弃泥浆排入施工场地的钢制泥浆槽中，定期由罐车拉运至大庆赛诺科林环保科技有限公司处理	0.005 万元/m ³ ，共计 88.6m ³	0.44
		拆除的废旧设备全部回收至第三采油厂物资库。废弃管道经盲板焊接封堵后直埋地下，不再挖出	/	10
	生态	对于项目永久占地进行经济补偿，补偿面积 4.74926hm ²	根据《大庆市人民政府关于调整大庆市征地区片综合地价执行标	365.69

			准的通告》庆政规[2023]2 号，永久征地费用为 77 元/m²	
		对临时占用的土地进行植被恢复，恢复临时占地 34.8798hm²	临时征地费用按 7.7 元/m²，旱田青苗补偿费为 2.1 元/ m²，天然草补偿标准为 0.37 元/m²；	287.55
		水土流失防护、防沙治沙、黑土地保护	0.2 万元/ hm²，本项目新增总占地面积为 39.62906hm²	7.93
运营期	废水	油田采出水依托北六三元污水站处理	北六污水站改建为北六三元污水站	350
		作业污水、洗井污水通过罐车回收后拉运至北六三元污水站处理	0.005 万元/m³，共计 5201.3m³	26
	噪声	低噪声设备、基础减振、隔声	0.2 万元/台设备，合计 112 台套	22.4
	固体废物	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，再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理	0.2 万元/吨，共计 2.564t/a	0.51
		废滤料定期委托大庆蓝星环保工程有限公司处理。	0.3 万元/吨，共计 2.7t/a	0.81
		含油防渗布经收集后暂存于第三作业区 25 号站含油防渗布贮存池，定期委托有资质单位处理	0.1 万元/吨，共计 1.06t/a	0.11
		废变压器油、废润滑油、含油抹布及废劳保用品经收集后暂存于第三采油厂危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理。	0.1 万元/吨，共计 1.578t/a	0.16
	退役期	废气	施工扬尘采取车辆密闭运输、洒水抑尘	0.1 万元/口井，共 72 口油水井
废水		退役管道吹扫清管废水由罐车拉运至北六深度污水站处理	0.005 万元/m³，共计 1300.7m³	6.5
固体废物		封井建筑垃圾统一收集后由施工单位清运至建筑垃圾调配场处理	0.01 万元/吨，共计 14.4t	0.14
		生活垃圾统一收集后拉运至大庆城控电力有限公司处理	0.1 万元/吨，共计 0.6t	0.06
风险防范		配备围油栏、吸油毡、消油剂等应急物资，定期进行应急演练等风险防范措施及应急措施	配备 1 套	6
地下水及土壤防范措施		作业井场、新建场站采取分区防渗措施	0.2 万元/口井，共 72 口基建井；5 万元/座场站，0.5 万元/座阀组间，包括 2 座场站、1 座集油阀组间	24.9
		依托周边已建水井布设 4 口跟踪监测井，定期跟踪监测地下水	0.1 万元/点位，共 4 个监测点位	0.4

	设 4 个土壤跟踪监测点，定期跟踪监测土壤	0.2 万元/点位，共 4 个监测点位	0.8
合计			1258.55

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

总体而言，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。

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/T6276-2014）的要求，在项目的建设期、运营期和退役期等 3 个阶段建立和实施 HSE 管理体系。建设期、运营期和退役期的 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）运营期 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营期的风险事故。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，减少温室气体的排放，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

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。

序号	规章名称	主要内容
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营期废水、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营期后，生态保护制度主要包括油田生产过程中所进行的油水井作业过程，同时包括在生产过程中对于一些突发事故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故的预防管理措施。

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，对环境保护措施强制推行，以加强设计和施工阶段的环境管理，控制施工阶段的环境污染和生态破坏；同时在日常生产管理过程中对相应的环境管理机构、人员及环境管理制度必须切实落实和执行。尤其在建设施工期，除设置油田专职环保员一名外，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。

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，在油田生产运营期，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水井作业过程管理、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) 协助有关生态环境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。油田运营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。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 本工程污染源排放清单

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	2.56t	对施工场地采取洒水抑尘，对易起尘的临时土方等加盖苫布，施工运输车辆采取密闭措施或加盖苫布，加强施工管理。	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
	焊接烟尘	颗粒物	少量	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	
	柴油机燃烧烟气	颗粒物、SO ₂ 、NO _x 、HC、CO	1320 万 m ³	使用产品质量达标的低标号柴油，采用节能环保型柴油动力设备，调节好柴油机运行工况	柴油燃烧烟气执行《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2020 修改单中第三阶段标准限值及《非道路移动柴油机械排气烟度限值及测量方法》（GB 36886-2018）表1中II类限值要求
废水	钻井废水	COD、SS	1742.4m ³	排入井场钢制泥浆槽中，定期由罐车拉运至大庆赛诺科林环保科技有限公司处理，处理后的压滤水由罐车拉运至北三含油污水处理站处理达标后回注油层	不外排
	压裂返排液	COD、SS	1832.6m ³	由罐车拉运至第三采油厂北三集输班压裂返排液处理站处理后，管输进入北三含油污水处理站处理达标后回注油层	不外排
	废弃管道清洗废水	石油类、SS	1694.3m ³	由集输管道输送至北六深度污水站处理达标后回注油层	不外排
	吹扫清管废水	石油类、SS	847.2m ³	由罐车拉运至北六深度污水站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及	不外排
	设备清洗废水	石油类、SS	57m ³		

	管线试压废水	SS	1300.7m ³	《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	
	生活污水	COD、NH ₃ -N	656.6m ³	钻井施工期施工人员产生的生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内，地面施工期施工人员产生的生活污水排入附近场站及阀组间已建生活污水收集装置，定期由物业服务单位庆南工矿服务公司采用罐车抽排拉运至风云污水提升站，经污水管网排入大庆市水务集团城市排水有限公司中区污水处理厂处理	不直接排放
固废	废钻井液	/	13680m ³	排入井场钢制泥浆槽中，定期由罐车拉运至大庆赛诺科林环保科技有限公司处理，处理后的泥饼按照《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ1461-2026）的要求进行综合利用	100%处置
	钻井岩屑	/	2200.9m ³		
	废射孔液	/	2880m ³		
	膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋	/	1.44t	经收集后拉运至第一采油厂工业固废填埋场处理	100%处置
	非含油废防渗布	/	2.4t		
	施工废料	/	2.03t		
	清罐油泥	/	12t	由罐车拉运至萨北含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理	执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中的相关规定，实行危险废物转移制度

	废滤料	/	3t	委托大庆蓝星环保工程有限公司处理	
	含油废防渗布	/	0.13t	经收集后暂存于第三作业区 25 号站含油防渗布贮存池，定期委托有资质单位处理	
	含油抹布及废劳保用品	/	0.03t	经收集后暂存于第三采油厂危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理	
	废变压器油	/	0.05t		
	定向钻废弃泥浆	/	88.6m ³	排入施工场地的钢制泥浆槽中，定期由罐车拉运至大庆赛诺科林环保科技有限公司处理	100%处置
	建筑垃圾	/	160m ³	统一收集后由施工单位清运至建筑垃圾调配场处理	100%处置
	废旧设备	/	72 台套	全部回收至第三采油厂物资库	回收再利用
	废弃管道	/	7.1km	废弃管道经盲板焊接封堵后直埋地下，不再挖出	100%处置
	生活垃圾	/	5.13t	统一收集后拉运至大庆城控电力有限公司处理	100%处置
	噪声	机械噪声	噪声	60～105dB（A）	选用低噪声设备，并采取基础减震、隔声等措施

本工程运营期污染物排放清单见表 8.2-2。

表 8.2-2 本工程运营期污染物排放清单

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	烃类气体	非甲烷总烃	4.774t/a	油田采出液采用密闭集输工艺，井口安装密封垫，新建集油管道、场站阀组、储罐、法兰等动静密封系统要加强密闭措施，防止烃类气体的无组织挥发	井场及场站厂界执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求

	加热炉 烟气	SO ₂ 、 NO _x 、颗 粒物	1721.28 万 m ³	新建加热炉采用清洁能源天然气作为燃料，并采用低氮燃烧器，加热炉燃烧产生的废气均经8m 的烟囱高空排放	执行《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
废水	油田采出水	石油类	61.92×10 ⁴ t/a	管输进入北六三元污水站处理达标后回注油层	执行《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
	作业污水	石油类、 悬浮物	1121.8m ³ /a	通过罐车回收后拉运至北六三元污水站处理达标后回注油层	
	洗井污水	石油类、 悬浮物	4079.5m ³ /a		
固废	含油污泥	石油类	0.444t/a	由罐车拉运至萨北含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理， 剩余固相建设单位按照《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ1461-2026）的要求进行综合利用	执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023） 中的相关规定，实行危险废物转移制度
	落地油	石油类	2.12t/a		
	废滤料	石油类	2.7t/a	定期委托大庆蓝星环保工程有限公司处理。	
	含油废防渗布	石油类	1.06t/a	经收集后暂存于第三作业区 25 号站含油防渗布贮存池，定期委托有资质单位处理	
	废变压器油	石油类	1.1t/a	经收集后暂存于第三采油厂危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理	
	废润滑油	石油类	0.378t/a		
	含油抹布及废劳保用品	石油类	0.1t/a		
噪声	采油井及场站	噪声	65～95dB(A)	井场抽油机、场站设备尽可能选用低噪声设备；场站内机泵设置减	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			震基础，且均安装至室内，泵房为砖混结构并安装隔声门窗；注意对设备的维护保养，保证设备保持在最佳运行状态，降低噪声源强度	
--	------	--	--	---	--

8.2.6 总量控制

本工程新增废气污染物为北过老化油中心处理站内新建的2台0.8MW真空炉排放的SO₂、NO_x、颗粒物及新增产能及场站动静密封点排放的VOCs。本项目外排污染物涉及的总量控制因子为NO_x及VOCs，总量由所在区域削减平衡，本项目污染物排放总量情况见表8.2-3。

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	NO _x	1.308
2	VOCs	4.774

8.2.7 施工期环境管理

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生态环境部门，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。施工单位可委托取得相关资质的地方环境监测站对施工场界的噪声、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。对作业场所的控制监测根据当地具体情况、当地生态环境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 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	场界外 1m	1 次/施工期
2	废气	颗粒物	场界外 10m 范围内	1 次/施工期
3	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；地下 水、地表水为事故地点周围区 域	事故发生 24 小时内

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

本工程生产运营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。

运营期根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）、《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）、《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南（试行）》（HJ1209-2021）、《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）及生态环境部门要求，结合油田运营期环境污染的特点，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，同时考虑已批复现有工程等制定监测计划，包括污染源监测计划、环境质量监测计划及生态调查方案，具体见下表：

表 8.2-5 项目运营期污染源监测计划表

序号	监测内容	监测因子	监测点位	监测频次
1	废气	非甲烷总烃	23 号平台井场上风向 1 个、下风向 3 个	1 次/季
			北六联合站上风向 1 个、下风向 3 个	1 次/季
		SO ₂ 、NO _x 、颗粒物、林格曼黑度	新建的 0.8MW 真空炉	1 次/年
2	噪声	连续等效 A 声级	27 号平台井场占地外 1m、北六联合站占地外 1m、19-1 注入站占地外 1m	1 次/季，昼、夜间监测
3	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 项目运营期环境质量监测计划表

序号	监测内容	监测因子	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 ）、汞、砷、六价铬、挥发酚、氨氮、耗氧量	cy3-02 监测井	125.04632, 46.73471	22 号平台井场东北侧 1560m	1 次/半年
			cy3-06 监测井	125.00566, 46.71316	33 号平台井场西南侧 1250m	
			北三联-03 监测井	125.0298, 46.69958	调水管道南侧 20m	
			厂房 5 承压水井	125.01571, 46.72951	29 号平台井场西北侧 110m	
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	23 号平台井场	125.01968, 46.72416	拟建井场	1 次/年
			23 号平台井场南侧 100m 草地	125.01955, 46.72312	23 号平台井场南侧 100m	
			19-1 注入站母液回收池附近	125.01235, 46.72486	拟建场站	
			19-1 注入站西北侧 100m 草地	125.01156, 46.72597	19-1 注入站西北侧 100m	

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	植被恢复情况	样方调查	临时占地内	1 次/年，直至恢复至与周边地表植被相协调

8.2.9 退役期环境管理与监测计划

对退役期封井的油井井场进行场地土壤环境调查与评价，确定未造成场地污染后，应跟踪其生态恢复情况。

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》（HJ349-2023）中要求：重点对退役期的油气井井口周边地下水环境、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	监测因子	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 ）、汞、砷、六价铬、挥发酚、氨氮、耗氧量	cy3-02 监测井	125.04632, 46.73471	22 号平台井场东北侧 1560m	1 次/半年
			cy3-06 监测井	125.00566, 46.71316	33 号平台井场西南侧 1250m	
			北三联-03 监测井	125.0298, 46.69958	调水管道南侧 20m	
			厂房 5 承压水井	125.01571,	29 号平台井场西北侧	

				46.72951	110m	
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	23 号平台井场	125.01968, 46.72416	拟建井场	1 次/年
			23 号平台井场南侧 100m 草地	125.01955, 46.72312	23 号平台井场南侧 100m	

8.2.10 排污许可管理

依据《排污许可管理条例》中相关要求，环境影响评价制度是建设项目的环境准入门槛，排污许可制是企业单位在生产运营期排污的法律依据，必须做好充分衔接，实现从污染防治到污染治理和排放控制的全过程监管。新建项目必须在发生实际排污行为之前申领排污许可证，不得无证或不按证排污，环境影响评价文件及批复中与污染物排放相关的主要内容应当纳入排污许可证。

大庆油田有限责任公司第三采油厂已于 2026 年 5 月 27 日取得排污许可证，行业类别为：陆地石油开采，锅炉，工业炉窑，水处理通用工序，管理类别为简化管理，许可证编号为 91230607716675409L017R，有效期限自 2026 年 5 月 27 日至 2031 年 5 月 26 日止。第三采油厂排污许可证见附件 5。

根据生态环境部令第 11 号《固定污染源排污许可分类管理名录（2019 年版）》及的有关规定，本项目属于“三、石油和天然气开采业 07 中的 4 石油开采 071”，且本项目新建 2 台 0.8MW 的真空炉，新增 2 个废气排放口，根据《排污许可管理条例》第十五条，大庆油田有限责任公司第三采油厂应当重新申请取得排污许可证。

8.3 占地审批流程

本项目总占地面积为 39.62906hm²，其中永久占地 4.74926hm²，临时占地 34.8798hm²，占地类型为耕地（永久基本农田）及草地（非基本草原）。

（1）占用耕地征地工作流程

①大庆油田有限责任公司第三采油厂监督管理中心土地管理室依据项目设计资料、投资计划等基础资料，核实项目用地范围、面积、地类，准备临时用地申请、平面布置图、勘测定界图、临时使用土地合同、土地复垦方案、表土剥离方案等相关材料，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管理室提交的临时用地申请资料进行初审，开展实地勘探核验，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萨尔图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管理室关于本项目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管理室根据批复文件，办理征地手续，组织进场施工。

（2）占用草原征地工作流程

①临时征用草原

大庆油田有限责任公司第三采油厂监督管理中心土地管理室准备临时征用草原材料。建设单位依据项目设计资料、投资计划等基础资料，核实项目用地范围、面积、类型，提交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。

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管理室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。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，报大庆市自然资源局审批。

②永久征用草原

大庆油田有限责任公司第三采油厂监督管理中心土地管理室准备永久征用草原申请材料。大庆油田有限责任公司第三采油厂监督管理中心土地管理室依据项目设计资料、投资计划等基础资料，核实项目用地范围、面积、类型，提交永久征用草原申请表、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。萨尔图区林业和草原主管部门初审。萨尔图区自然资源局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管理室提交的永久征用草原资料进行初审，开展实地探勘核验，审查同意的出具意见。大庆市林业和草原主管部门逐级审批。大庆市林业和草原主管部门对萨尔图区林业和草原主管部门初审后的永久征用草原等资料进行审核，出具审核意见，符合要求的上报黑龙江省林业和草原局。黑龙江省林业和草原局对经市级主管部门审核上报的占用草原征用资料进行核查，组织审批，下发审批文件。

本项目按照“先临时、后永久”的政策，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管理室由专业测绘队伍，组卷勘测定界成果，每年上报油田公司生态资源管理部，全油田全年组卷一次，经萨尔图区自然资源局、萨尔图区政府，大庆市自然资源局、大庆市政府，黑龙江省自然资源厅、黑龙江省政府，

逐级上报自然资源部、国务院审批。组卷资料中需提供数十项资料，其中包括永久占用草地（非基本草原）的批复意见。永久占用草地（非基本草原）手续，需经萨尔图区林草主管部门、大庆市级林草主管部门、黑龙江省级林草主管部门逐级审批。

9 环境影响评价结论

9.1 建设项目概况

大庆油田有限责任公司第三采油厂拟建大庆松辽盆地萨北北过二条带西区萨 II10-萨 III10 油层化学驱产能建设项目，为改扩建项目，位于黑龙江省大庆市萨尔图区境内，地理坐标为东经 125°0'4.463"~125°3'44.155"，北纬 46°41'50.975"~46°43'55.968"。

本项目新钻井基建注采井 72 口，包括采油井 38 口、注入井 34 口，其中 7 口注采井需进行压裂，72 口注采井分布在 14 座平台井场，其中直井 2 口，定向井 70 口，平均单井井深 1274m，钻井总进尺 91703m。项目采用脂肽复配弱碱三元复合驱开发方式，原油集输系统采用双管掺水集油流程或干管掺水流程，新建单井集油掺水管道 26.45km、站间集油掺水热洗管道 4.44km、集油掺水热洗阀组间 1 座，改建北六转油放水站、4 号污水回收站，新建北六脱水站、北过老化油中心处理站；配注系统采用“集中配制、分散注入，低压三元、高压二元，一泵多井”工艺，新建单井注入管线 18.9km、低压二元液管线 4.3km、高压二元液管线 4.3km，新建注入站 1 座；污水处理系统将北六污水站改建为三元污水站，改造北六聚驱污水站及北六深度污水站，更换调水管道 7.1km；扩建北六热泵站；配套建设供配电、道路、数字化等工程。预计建成原油产能 1.48×10^4 t/a。本项目新增总占地面积为 39.62906hm²，其中永久占地面积为 4.74926hm²，临时占地面积为 34.8798hm²，占地类型为耕地（永久基本农田）及草地（非基本草原）。本项目总投资 43693 万元，其中环保投资 1258.55 万元，环保投资占比为 2.88%。

9.2 环境质量现状评价结论

9.2.1 大气环境质量现状评价结论

根据《2025 年大庆市生态环境状况公报》统计数据可知，项目所在区域属于达标区，均能满足《环境空气质量标准》（GB3095-2026）过渡阶段二级标准浓度限值要求。根据补充监测可知，区域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/m³ 标准要求，TSP 满足《环境空气质量标准》（GB3095-2026）过渡阶段二级标准浓度限值要求，评价区域内大气环境质量较好。

9.2.2 地表水环境质量现状评价结论

根据《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》（庆政发〔2019〕11 号），东二排水干渠划定为混合区，不执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002），丰三泡、二零六泡、前进渠均未划分水环境功能区。

本项目仅对丰三泡、二零六泡、前进渠、东二排水干渠现状进行监测，监测结果显示本项目周边地表水体丰三泡、二零六泡、前进渠、东二排水干渠特征因子石油类、挥发酚均未检出。

9.2.3 地下水环境质量现状评价结论

评价区域地下水水质除潜水中锰外均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的Ⅲ类标准要求。其中锰因子水质监测浓度占标率偏高，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。评价区域地下水化学类型主要为 4-A 型 HCO_3^- -Na+Ca 淡水及 25-A 型 $HCO_3^-+Cl^-$ -Na+Ca 淡水。

评价区域内包气带中汞、砷均未检出，且污染控制点与清洁对照点油田特征污染物石油类、挥发酚所测数值相差不大，评价区域内包气带未被污染。

9.2.4 声环境质量现状评价结论

项目周边的丰收小区声环境满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准。拟改扩建场站厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准。

9.2.5 土壤现状评价结论

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及现有井场、场站土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值标准，评价范围内居住区土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第一类用地筛选值标准，评价范围内农用地土壤满足《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。

9.2.6 生态环境现状评价结论

本项目评价范围内生态系统类型主要为草地及农田生态系统。本项目评价范围内土地利用类型以草地及耕地为主，工程所在区域内主要土壤类型以草甸土为主，工程所在区域人类活动频繁，野生动物较少，区域生态环境总体质量较好。

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

施工期对施工场地采取洒水抑尘，对易起尘的临时土方等加盖苫布，施工运输车辆采取密闭措施或加盖苫布，加强施工管理，施工期界外扬尘满足《大气污染物综合排放标准》

（GB16297-1996）中无组织排放监控浓度限值。施工期泵柴油机使用低标号柴油，调节好柴油机运行工况，泵柴油机烟气排放满足《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 2020 修改单中第三阶段标准限值及《非道路移动柴油机械排气烟度限值及测量方法》（GB 36886-2018）表 1 中Ⅱ类限值要求。

运营期油田采出液采用密闭集输工艺，井口安装密封垫，新建集油管道、场站阀组、储罐、法兰等动静密封系统要加强密闭措施，防止烃类气体的无组织挥发。井场及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）5.9 中规定要求。

新建加热炉采用清洁能源天然气作为燃料，并采用低氮燃烧器，加热炉燃烧产生的废气均经 8m 的烟囱高空排放，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。

9.3.2 水环境影响分析和污染防治措施可行性结论

钻井施工期施工人员产生的生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内，地面施工期施工人员产生的生活污水排入附近场站及阀组间已建生活污水收集装置，定期由物业单位庆南工矿服务公司采用罐车抽排拉运至风云污水提升站，经污水管网排入大庆市水务集团城市排水有限公司中区污水处理厂处理。钻井废水排入井场钢制泥浆槽中，定期由罐车拉运至大庆赛诺科林环保科技有限公司处理，处理后的压滤水由罐车拉运至北三含油污水处理站处理达标后回注油层。压裂返排液由罐车拉运至第三采油厂北三集输班压裂返排液处理站处理后，管输进入北三含油污水处理站处理达标后回注油层。废弃管道清洗废水由集输管道输送至北六深度污水站处理达标后回注油层。吹扫清管废水、设备清洗废水、试压废水由罐车拉运至北六深度污水站处理达标后回注油层。

运营期油田采出水管输进入北六三元污水站处理满足《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法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。作业污水、洗井污水通过罐车回收后拉运至北六三元污水站处理满足《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法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。

本工程产生的种类废水均进行了妥善处理，不排入地表水体，不会对地表水环境产生影响。

9.3.3 地下水环境影响分析和污染防治措施可行性结论

本工程在正常且各项环境保护措施落实到位情况下对地下水环境影响较小，但在事

故状态下可能对地下水环境造成影响，但在各项地下水污染防治措施及应急措施落实到位的情况下，对地下水环境影响较小。

9.3.4 声环境影响分析和污染防治措施可行性结论

在采取选用低噪声设备，采用减振、隔声等降噪措施，注意对设备的维护保养适当的降噪措施后，施工期场界噪声满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）要求，运营期井场及场站噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准要求，对周围环境及环保目标影响很小。

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

本项目施工期废钻井液、钻井岩屑、废射孔液排入井场钢制泥浆槽中，定期由罐车拉运至大庆赛诺科林环保科技有限公司处理，处理后的泥饼按照《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ1461-2026）的要求进行综合利用。施工废料、膨润土等废包装袋、非含油废防渗布经收集后拉运至第一采油厂工业固废填埋场处理。清罐油泥由罐车拉运至萨北含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理，剩余固相建设单位按照《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ1461-2026）的要求进行综合利用。废滤料委托大庆蓝星环保工程有限公司处理。含油废防渗布经收集后暂存于第三作业区 25 号站含油防渗布贮存池，定期委托有资质单位处理。含油抹布及废劳保用品及废变压器油经收集后暂存于第三采油厂危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理。定向钻废弃泥浆排入施工场地的钢制泥浆槽中，定期由罐车拉运至大庆赛诺科林环保科技有限公司处理，处理后的泥饼按照《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ1461-2026）的要求进行综合利用。建筑垃圾统一收集后由施工单位清运至建筑垃圾调配场处理。拆除的废旧设备全部回收至第三采油厂物资库。废弃管道经盲板焊接封堵后直埋地下，不再挖出。生活垃圾统一收集后拉运至大庆城控电力有限公司处理。

运营期产生的落地油及清淤油泥（砂）属于危险废物，由罐车拉运至萨北含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理，剩余固相建设单位按照《石油天然气开采业固体废物污染控制技术规范（试行）》（HJ1461-2026）的要求进行综合利用。运营期油水井作业产生的含油废防渗布属于危险废物，经收集后暂存于第三作业区 25 号站含油防渗布贮存池，定期委托有资质单位处理。运营期滤罐内产生的废滤料属于危险废物，废滤料产生于场站各过滤罐中，定期委托大庆蓝星环保工程有限公司处理。废变压器油、废润滑油、含油抹布及废劳保用品经收集后暂存于第三采油厂危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理。

本工程对施工期和运营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。

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

该项目的井场及场站、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。通过选择适当时机施工，并在建设过程中采取必要的生态保护措施，可最大程度减小该项目建设对生态环境的不利影响，使生态环境在尽可能短的时间内得到恢复。

项目永久占用部分耕地、草地，使土地利用类型转变为工业用地，永久占地按照“占一补一”原则开垦与所占用耕地的数量与质量相当的耕地，并采用分层剥离的方式保存所占用农田耕作层土壤，用于新开垦耕地、劣质地或者其他耕地的土壤改良等农田保护措施，对区域内农田分布不会造成较大影响。

在制定相应的生态保护及恢复措施，并能够确保其切实执行的前提下，工程建设不会对现有生态环境造成太大的影响，在生态上是可行的。

9.3.7 土壤环境影响分析和保护措施可行性结论

本工程所在地土壤环境现状较好，根据土壤环境影响分析结果，正常工况下本工程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 2026 年 7 月 24 日（黑龙江环保技术服务网 <http://www.hljbjsfw.cn/NewsDetail.aspx?ID=991>）。

征求意见稿公示日期为 2026 年 8 月 31 日~9 月 11 日（黑龙江环保技术服务网 <http://www.hljbjsfw.cn/NewsDetail.aspx?ID=992>）；

报纸第一次公告日期为 2026 年 9 月 1 日（大庆日报），报纸第二次公告日期为 2026

年9月2日（大庆日报）；

现场张贴公示日期为2026年8月31日~9月11日，公示地点为评价范围内居民区。

报批前公示日期为2026年9月23日（黑龙江环保技术服务网）。

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《大庆日报》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。

建设单位的公参调查结果表明，大庆松辽盆地萨北北过二条带西区萨 II10-萨 III10 油层化学驱产能建设项目的建设周围民众是支持的。建设单位认真执行环保“三同时”制度，加强环境管理，使环境的负效应降至最低。并对周围环境的影响减至最小程度，达到公众对项目建设的环境要求愿望。

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。

9.6 环境管理与监测计划结论

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，在油田生产运营期，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水井作业过程管理、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。主要监测对象有植被、施工作业废气和噪声等。运营期根据《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）和油田运营期环境污染的特点，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，大庆松辽盆地萨北北过二条带西区萨 II10-萨 III10 油层化学驱产能建设项目符合国家产业政策和区域发展规划。油田正常生产情况下对环境的影响较小，工程施工及生产运行过程中可能出现的各类风险事故，在相应的污染防治措施、生态保护措施及事故应急措施得以切实有效实施的前提下，能够确保区域环境不受污染。公众参与调查结果

表明，公众参与对该项目无反对意见。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 ☐		二级 ☒		三级 ☐	
	评价范围	边长=50km ☐		边长 5~50km ☒		边长<5km ☐	
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放	≥2000t/a ☐		500~2000t/a ☐		<500t/a ☒	
	评价因子	基本污染物：PM ₁₀ 、NO ₂ 、SO ₂ 、PM _{2.5} 、CO、O ₃ 其他污染物：TSP、非甲烷总烃				包括二次 PM _{2.5} ☐ 不包括二次 PM _{2.5} ☒	
评价标准	评价标准	国家标准 ☒		地方标准 ☐	附录 D ☐	其他标准 ☒	
现状评价	环境功能区	一类区 ☐		二类区 ☒		一类区和二类区 ☐	
	评价基准年	(2025) 年					
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据 ☐		主管部门发布的数据 ☒		现状补充监测 ☒	
	现状评价	达标区 ☒				不达标区 ☐	
污染源调查	调查内容	建设项目正常排放源 ☒ 建设项目非正常排放源 ☒ 现有污染源 ☐		拟替代的污染源 ☐	其他在建、拟建项目污染源 ☐	区域污染源 ☒	
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD ☐	ADMS ☐	AUSTAL2000 ☐	EDMS ☐	CALPUFF ☐	其他 ☐
	预测范围	边长 ≥50km ☐		边长 5~50km ☐		边长<5km ☐	
	预测因子	预测因子 ()			包括二次 PM _{2.5} ☐ 不包括二次 PM _{2.5} ☐		
	正常排放短期浓度贡献值	C _{本项目} 最大占标率 ≤100% ☐			C _{建设项目} 最大占标率 >100% ☐		
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C _{本项目} 最大占标率 ≤10% ☐			C _{本项目} 最大占标率 >10% ☐	
		二类区	C _{本项目} 最大占标率 ≤30% ☐			C _{本项目} 最大占标率 >30% ☐	
	非正常排放 1h 浓度贡献值	非正常持续时长 () h		C _{非正常} 占标率 ≤100% ☐		C _{非正常} 占标率 >100% ☐	
	保证率日平均浓度和年评价浓度叠加值	C _{叠加} 达标 ☐			C _{叠加} 不达标 ☐		
区域环境质量的整体变化情况	k ≤ -20% ☐			K > -20% ☐			
环境监测计划	污染源监测	监测因子：(非甲烷总烃、颗粒物、SO ₂ 、NO _x 、林格曼黑度)			有组织废气监测 ☒ 无组织废气监测 ☒		无监测 ☐
	环境质量监测	监测因子：()			监测点位数 ()		无监测 ☒
环评结论	环境影响	可以接受 ☒ 不可以接受 ☐					
	大气防护距离	距 () 厂界最远 () m					
	污染源年排放量	NO _x ： (1.308) t/a		SO ₂ ： (0.104) t/a		颗粒物： (0.132) t/a NMHC： (4.774) t/a	

注：“□”为勾选项，填“√”；“()”为内容填写项

附表 2：建设项目环境风险评价自查表

工作内容		完成情况				
风险 调 查	危险物质	名称	原油	天然气	柴油	危险物质
		存在总量	1222.88t	0.437t	25.05t	5.322t
	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□	F2□	F3□
			环境敏感目标分级	S1□	S2□	S3□
		地下水	地下水功能敏感性	G1□	G2□	G3□
			包气带防污性能	D1□	D2□	D3□
	物质及工艺系数 危险性		Q 值	Q<1☑	1≤Q<10□	10≤Q<100□
M 值			M1□	M2□	M3□	M4□
P 值			P1□	P2□	P3□	P4□
环境风险潜势		IV+□	IV□	III□	II□	I☑
评价等级		一级□		二级□	三级□	简单分析 ☑
风险 识 别	物质 危险性	有毒有害 ☑			易燃易爆 ☑	
	环境 风险类型	泄漏 ☑			火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放 ☑	
	影响途径	大气 ☑	地表水 ☑		地下水 ☑	
事故情形分析		源强设定方法	计算法□	经验估算法□	其他估算法 ☑	
风险 预 测 与 评 价	大气	预测模型	SLAB□		AFTOX□	其他□
		预测结果	大气毒性终点浓度-1 最大影响范围____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，运营期制定操作规程、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						

附表 3：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 ☒ ；生态影响型 ☐ ；两种兼有 ☐				
	土地利用类型	建设用地 ☒ ；农用地 ☒ ；未利用地 ☐				土地利用类型图
	占地规模	(4.74926) hm ²				
	敏感目标信息	敏感目标 ()、方位 ()、距离 ()				
	影响途径	大气沉降 ☐ ；地面漫流 ☐ ；垂直入渗 ☒ ；地下水位 ☐ ；其他 ☐				
	特征因子	石油烃				
	土壤环境影响评价项目类别	I类 ☒ ；II类 ☐ ；III类 ☐ ；IV类 ☐				
	敏感程度	敏感 ☒ ；较敏感 ☐ ；不敏感 ☐				
评价工作等级		一级 ☒ ；二级 ☐ ；三级 ☐				
现状调查内容	资料收集	a) ☒ ；b) ☒ ；c) ☒ ；d) ☒				
	理化特性	-				见 4.3.5.1
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	点位布置图
		表层样点数	3	4	0-20cm	
		柱状样点数	5	0	0-50cm 50-150cm 150-300cm	
现状监测因子	50 项(包括建设用地土壤基本项目 45 项,其他项目石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)及 pH 值、石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)、水溶性盐总量)及农用地土壤监测项目(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)					
现状评价	评价因子	50 项(包括建设用地土壤基本项目 45 项,其他项目石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)及 pH 值、石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)、水溶性盐总量)及农用地土壤监测项目(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)				
	评价标准	GB 15618 ☒ ；GB 36600 ☒ ；表 D.1 ☐ ；表 D.2 ☐ ；其他 ()				
	现状评价结论	本项目永久占地内土壤、现有井场及场站土壤、居民区土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中的标准要求,评价范围内农用地土壤满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中的标准要求。				
影响预测	预测方法	附录 E ☐ ；附录 F ☐ ；其他 ☒				
	预测分析内容	影响范围 () 影响程度 ()				
	预测结论	达标结论: a) ☒ ；b) ☐ ；c) ☐ 不达标结论: a) ☐ ；b) ☐				
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障 ☐ ；源头控制 ☒ ；过程防控 ☒ ；其他(跟踪监测)				
	跟踪监测	监测点数	监测指标		监测频次	
		4	pH、石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、汞、砷、六价铬		1 次/年	
	信息公开指标	监测点位和监测值				
评价结论		采取环评提出的措施,影响可接受				
注 1: “ ☐ ”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级工作的,分别填写自查表。						

附表 4：地表水自查表

工作内容		自查项目			
影响识别	影响类型	水污染影响型√；水文要素影响型 □			
	水环境保护目标	饮用水水源保护区 □；饮用水取水口 □；涉水的自然保护区 □；重要湿地 □；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及索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场等渔业水体 □；涉水的风景名胜区 □；其他 √			
	影响途径	水污染影响型		水文要素影响型	
		直接排放 □；间接排放 □；其他√		水温 □；径流 □；水域面积 □	
影响因子	持久性污染物 □；有毒有害污染物 □；非持久性污染物 □；pH 值 □；热污染 □；富营养化 □；其他 √		水温 □；水位（水深） □；流速□；流量 □；其他 □		
评价等级		水污染影响型		水文要素影响型	
		一级 □；二级 □；三级 A □；三级 B √		一级 □；二级 □；三级 □	
现状调查	区域污染源	调查项目		数据来源	
		已建 □；在建 □； 拟建 □；其他 □	拟替代的污染源 □	排污许可证 □；环评 □；环保验收 □；既有实测 □；现场监测 □；入河排放口数据 □；其他 □	
	受影响水体水环境质量	调查时期		数据来源	
		丰水期 √；平水期 □；枯水期 □；冰封期 □ 春季 □；夏季 √；秋季 □；冬季□		生态环境保护主管部门 □；补充监测 √；其他 □	
	区域水资源开发利用状况	未开发 □；开发量 40%以下 □；开发量 40%以上 □			
	水文情势调查	调查时期		数据来源	
		丰水期 □；平水期 □；枯水期 □；冰封期 □ 春季 □；夏季 □；秋季 □；冬季□		水行政主管部门 □；补充监测 □；其他 □	
	补充监测	监测时期		监测因子	监测断面或点位
丰水期 √；平水期 □；枯水期 □；冰封期 □ 春季 □；夏季 √；秋季 □；冬季□		（pH 值、悬浮物、COD、BOD ₅ 、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅、溶解氧、水温）	监测断面或点位个数（6）个		
现状评价	评价范围	河流：长度（ ）km；湖库、河口及近岸海域：面积（ ）km ²			
	评价因子	（pH 值、悬浮物、COD、BOD ₅ 、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅、溶解氧、水温）			
	评价标准	河流、湖库、河口：Ⅰ类 □；Ⅱ类 □；Ⅲ类 □；Ⅳ类 □；Ⅴ类 □ 近岸海域：第一类 □；第二类 □；第三类 □；第四类 □ 规划年评价标准（ ）			
	评价时期	丰水期 √；平水期 □；枯水期 □；冰封期 □ 春季 □；夏季 √；秋季 □；冬季□			
	评价结论	水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标状况□：达标 □；不达标 □ 水环境控制单元或断面水质达标状况 □：达标 □；不达标 □ 水环境保护目标质量状况 □：达标 □；不达标 □ 对照断面、控制断面等代表性断面的水质状况 □：达标 □；不达标□ 底泥污染评价 □ 水资源与开发利用程度及其水文情势评价 □ 水环境质量回顾评价 □			达标区□ 不达标区□

		流域（区域）水资源（包括水能资源）与开发利用总体状况、生态流量管理要求与现状满足程度、建设项目占用水域空间的水流状况与河湖演变状况 ☐				
影响预测	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 ☐ ；平水期 ☐ ；枯水期 ☐ ；冰封期 ☐ 春季 ☐ ；夏季 ☐ ；秋季 ☐ ；冬季 ☐ 设计水文条件 ☐				
	预测情景	建设期 ☐ ；生产运行期 ☐ ；服务期满后 ☐ 正常工况 ☐ ；非正常工况 ☐ 污染控制和减缓措施方案 ☐ 区（流）域环境质量改善目标要求情景 ☐				
	预测方法	数值解 ☐ ；解析解 ☐ ；其他 ☐ 导则推荐模式 ☐ ；其他 ☐				
影响评价	水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价	区（流）域水环境质量改善目标 ☐ ；替代削减源 ☐				
	水环境影响评价	排放口混合区外满足水环境管理要求 ☐ 水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标 ☐ 满足水环境保护目标水域水环境质量要求 ☐ 水环境控制单元或断面水质达标 ☐ 满足重点水污染物排放总量控制指标要求，重点行业建设项目，主要污染物排放满足等量或减量替代要求 ☐ 满足区（流）域水环境质量改善目标要求 ☐ 水文要素影响型建设项目时应包括水文情势变化评价、主要水文特征值影响评价、生态流量符合性评价 ☐ 对于新设或调整入河（湖库、近岸海域）排放口的建设项目，应包括排放口设置的环境合理性评价 ☐ 满足生态保护红线、水环境质量底线、资源利用上线和环境准入清单管理要求 ☐				
	污染源排放量核算	污染物名称 （ ）		排放量/（t/a） （ ）		排放浓度/（mg/L） （ ）
	替代源排放情况	污染源名称 （ ）	排污许可证编号 （ ）	污染物名称 （ ）	排放量/（t/a） （ ）	排放浓度/（mg/L） （ ）
	生态流量确定	生态流量：一般水期（ ）m ³ /s；鱼类繁殖期（ ）m ³ /s；其他（ ）m ³ /s 生态水位：一般水期（ ）m；鱼类繁殖期（ ）m；其他（ ）m				
	环保措施	污水处理设施 ☐ ；水文减缓设施 ☐ ；生态流量保障设施 ☐ ；区域削减 ☐ ；依托其他工程措施 ☒ ；其他 ☐				
防治措施	监测计划	环境质量			污染源	
		监测方式	手动 ☐ ；自动 ☐ ；无监测 ☒		手动 ☐ ；自动 ☐ ；无监测 ☒	
		监测点位	（ ）		（ ）	
		监测因子	（ ）		（ ）	
污染物排放清单	√					
评价结论	可以接受 ☒ ；不可以接受 ☐					
注：“ ☐ ”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。						

附表 5：生态影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态影响识别	生态保护目标	重要物种□；国家公园□；自然保护区□；自然公园□；世界自然遗产□；生态保护红线□；重要生境□；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□；其他 ☒
	影响方式	工程占用 ☒ ；施工活动干扰 ☒ ；改变环境条件□；其他□
	评价因子	物种 ☒ （分布范围、种群数量、种群结构、行为） 生境 ☒ （生境面积、质量、连通性） 生物群落 ☒ （物种组成、群落结构） 生态系统 ☒ （植被覆盖度、生产力、生物量、生态系统功能） 生物多样性 ☒ （物种丰富度、均匀度、优势度） 生态敏感区□（ ） 自然景观□（ ） 自然遗迹□（ ） 其他□（ ）
评价等级		一级□ 二级□ 三级 ☒ 生态影响简单分析□
评价范围		陆域面积：（ ）km ² ；水域面积：（ ）km ²
生态现状调查与评价	调查方法	资料收集 ☒ ；遥感调查 ☒ ；调查样方、样线□；调查点位、断面□；专家和公众咨询法□；其他□
	调查时间	春季□；夏季 ☒ ；秋季□；冬季□ 丰水期□；枯水期□；平水期□
	所在区域的生态问题	水土流失□；沙漠化□；石漠化□；盐渍化□；生物入侵□；污染危害□；其他□
	评价内容	植被/植物群落 ☒ ；土地利用 ☒ ；生态系统 ☒ ；生物多样性 ☒ ；重要物种□；生态敏感区□；其他□
生态影响预测与评价	评价方法	定性 ☒ ；定性和定量□
	评价内容	植被/植物群落 ☒ ；土地利用 ☒ ；生态系统 ☒ ；生物多样性 ☒ ；重要物种□；生态敏感区□；生物入侵风险□；其他□
生态保护对策措施	对策措施	避让□；减缓 ☒ ；生态修复 ☒ ；生态补偿 ☒ ；科研□；其他□
	生态监测计划	全生命周期 ☒ ；长期跟踪□；常规□；无□
	环境管理	环境监理□；环境影响后评价□；其他 ☒
评价结论	生态影响	可行 ☒ ；不可行□
注：“□”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项。		

附表 6：声环境影响评价自查表

工作内容		自查项目					
评价等级 与范围	评价等级	一级□ 二级 ☒ 三级□					
	评价范围	200 m ☒ 大于 200 m□ 小于 200 m□					
评价因子	评价因子	等效连续 A 声级 ☒ 最大 A 声级□ 计权等效连续感觉噪声级□					
评价标准	评价标准	国家标准 ☒ 地方标准□ 国外标准□					
现状评价	环境功能区	0 类区□	1 类区□	2 类区 ☒	3 类区□	4a 类区□	4b 类区□
	评价年度	初期□		近期 ☒		中期□ 远期□	
	现状调查方法	现场实测法 ☒ 现场实测加模型计算法□ 收集资料□					
	现状评价	达标百分比		100%			
噪声源调查	噪声源调查方法	现场实测 ☒ 已有资料 ☒ 研究成果□					
声环境影响预测与评价	预测模型	导则推荐模型 ☒ 其他□_____					
	预测范围	200 m ☒ 大于 200 m□ 小于 200 m□					
	预测因子	等效连续 A 声级 ☒ 最大 A 声级□ 计权等效连续感觉噪声级□					
	厂界噪声贡献值	达标 ☒ 不达标□					
	声环境保护目标处噪声值	达标 ☒ 不达标□					
环境监测计划	排放监测	厂界监测 ☒ 固定位置监测□ 自动监测□ 手动监测□ 无监测□					
	声环境保护目标处噪声监测	监测因子：（ ）		监测点位数（ ）		无监测 ☒	
	评价结论	环境影响 可行 ☒ 不可行□					

注：“□”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项。