

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

(报审本)

建设单位：大庆油田有限责任公司第三采油厂

编制日期：2026 年 1 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	5
1.4 分析判定相关情况	7
1.5 关注的主要环境问题及环境影响	38
1.6 环境影响评价主要结论	41
2 总则	43
2.1 评价目的	43
2.2 评价原则	43
2.3 编制依据	43
2.4 环境影响识别与评价因子筛选	47
2.5 评价标准	51
2.6 评价等级及评价范围	58
2.7 环境保护目标	70
3 建设项目工程分析	73
3.1 现有工程分析	73
3.2 建设项目概况	82
3.3 开发区块概况	82
3.4 工程组成	84
3.5 开发方案	91
3.6 主要建设内容	97
3.7 场地布置及土地利用	134
3.8 施工方案	135
3.9 施工时序	139
3.10 设备物料消耗	139
3.11 依托工程	141
3.12 建设项目工程分析	146
3.13 清洁生产水平分析	182
4 环境现状调查与评价	185
4.1 自然环境状况	185
4.2 环境敏感区调查	191
4.3 环境质量现状调查与评价	191
4.4 区域污染源调查	223
5 环境影响预测与评价	225
5.1 大气环境影响预测与评价	225
5.2 地表水环境影响评价	235
5.3 地下水环境影响预测与评价	238
5.4 声环境影响预测与评价	252
5.5 固体废物环境影响分析	256
5.6 生态环境影响评价	261
5.7 环境风险分析	268

5.8 土壤环境影响评价	282
6 环境保护措施及其可行性论证	287
6.1 大气污染防治措施及其可行性论证	287
6.2 地表水污染防治措施及其可行性论证	289
6.3 地下水污染防治措施及其可行性论证	293
6.4 噪声污染控制措施及其可行性论证	296
6.5 固体废弃物控制措施及其可行性论证	297
6.6 生态保护措施及其可行性论证	299
6.7 土壤保护措施及其可行性论证	307
6.8 环境风险防范措施	309
6.9 “三同时”环保验收一览表	320
7 环境影响经济损益分析	325
7.1 环境损失费估算	325
7.2 环保投资估算及环境效益分析	325
7.3 环境经济损益分析结论	326
8 环境管理与监测计划	328
8.1HSE 管理体系的建立和运行	328
8.2 环境监控	330
8.3 临时用地批复文件制度衔接	337
9 环境影响评价结论	339
9.1 项目概况	339
9.2 环境质量现状评价结论	339
9.3 环境影响分析和污染防治措施可行性结论	340
9.4 公众意见采纳情况	342
9.5 环境经济损益分析结论	342
9.6 环境管理与监测计划结论	343
9.7 综合评价结论	343
附表	344
附表 1：建设项目大气环境影响评价自查表	344
附表 2：建设项目地表水环境影响评价自查表	345
附表 3：建设项目声环境影响评价自查表	348
附表 4：建设项目土壤环境影响评价自查表	349
附表 5：建设项目生态环境影响评价自查表	350
附表 6：建设项目环境风险影响评价自查表	351

1 概述

1.1 项目由来

石油资源属于国家紧缺的战略资源，随着国民经济的快速发展，国家对石油资源的需求越来越大。然而随着原油含水率升高以及原油储量的自然递减，大庆油田老区产量呈逐年下降的态势，按照中石油集团公司的总体要求，大庆油田公司加大了油田老区的勘探开发力度，为大庆油田的可持续发展提供保障。2021年3月2日由黑龙江省人民政府发布的《黑龙江省国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》中明确提出：当好标杆旗帜，建设百年油田，推进大庆油田常规油气资源稳油增气，建立地企共建共享机制，加快大庆页岩油气开发产业化商业化步伐，到2025年油气产量当量达到4500万吨以上，巩固石油大省地位；2021年9月7日由大庆市人民政府发布的《大庆市国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》中明确提出：力争到2025年，大庆油田国内外油气产量当量达到4500万吨以上，天然气产量70亿立方米，有效保障国家油气安全稳定供应，肩负起“当好标杆旗帜、建设百年油田”的政治责任；支持油田打好提质增效攻坚战，全力服务保障油田，重点围绕长垣、长垣外围地区，做好加强勘探增资源、提高长垣采收率、有效动用难采储量、加快发展天然气产业四篇文章，实现油田可持续发展。

根据黑龙江省、大庆市及大庆油田的总体要求，大庆油田有限责任公司第三采油厂积极筹划，精准挖潜、优化调整井位总体布局，拟实施《萨北开发区北2-1-453井区17口更新井产能建设工程》。

本项目所在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、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、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。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，本项目部分井场占用的耕地属于永久基本农田，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)”，应编制环境影响报告书。

根据2017年7月16日《国务院关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》(中华人民共和国国务院令 第682号)、《中华人民共和国环境影响评价法》、《建设

项目环境影响评价分类管理名录》（生态环境部部令第 16 号）及《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函[2019]910 号）等法律法规，为保证建设项目与环境保护协调发展，从环境保护角度评价建设项目的可行性，大庆油田有限责任公司第三采油厂委托黑龙江永青环保科技有限责任公司编制环境影响报告书。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，并结合地面工程方案，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《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》。

1.2 项目特点

1.2.1 项目建设内容介绍

本项目为陆地石油开采产能工程建设，建设内容包括钻井工程、油气集输工程，油气处理工程依托现有场站。本项目基建油井 9 口，建设集油掺水管道 3.0km，配套建设抽油机及基础 9 座。基建注水井 6 口，建设注水管线 0.91km，配套建设注水井配水阀组、高压切断阀、注水井场 6 座。基建注入井 2 口，建设注入管线 0.52km，配套建设注入井井口工艺及注入井场 2 座。配套建设供配电、道路、数字化工程等。

1.2.2 现有区块开发简介

萨北开发区位于大庆长垣萨尔图构造北部背斜构造，构造较为平缓，地层倾角 $1^{\circ}\sim 3^{\circ}$ ，地层是中-新生代内陆湖盆沉积的碎屑岩，储油层为中部含油组合，属下白垩统嫩江组、姚家组和青山口组。生储盖组合方式为砂泥岩互层，油藏地面海拔 150m 左右，油层深度 1030~1120m，无气顶，边水、底水不活跃。共发育萨尔图、葡萄花、高台子三套油层。该区共发育断层 69 条，均属正断层，断层走向均为北北西向。

1.2.3 项目选址

本项目位于大庆市萨尔图区境内，项目总占地面积 103770m^2 ，其中永久占地 23580m^2 ，临时占地 80190m^2 ，占地类型为其他草地和耕地。

本项目所在区域范围内无国家公园、自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、海洋特别保护区、饮用水水源保护区、基本草原、基本农田、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、天然渔场分布，沙化土地封禁保护区、封闭及半封闭海域，且不在生态红线范围内。

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，本项目位于大庆市萨尔图区，不属于水土流失重点治理区。

1.2.4 工艺特点

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

本工程为陆地石油开采项目，是在已建萨北开发区内基建油井，属于滚动开发项目，共部署更新井 17 口，其中，油井 9 口，注水井 6 口，注入井 2 口，建成产能 $0.432 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

本工程原油集输系统采用双管掺水集油流程，区块内有较完善的集油系统。本项目油井采出液进入已建计量间内，9 口油井分别归属于第二作业区萨北 1801 转油放水站，第三作业区北 III-7 三元转油放水站，第四作业区北五转油放水站，第五作业区北 III-4 转油放水站，第七作业区萨北 19 号转油放水站、北 III-6 转油放水站，能力均满足要求，不需要扩建。

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

1.2.5 排污特点

1.2.5.1 施工期

（1）本项目施工过程中产生的废水主要为生活污水、钻井废水、试压废水。施工期间生活污水依托周边场站生活污水处理系统进行处理（施工人员如厕去周边场站），不外排。周边场站生活污水由罐车拉运至风云污水提升站，经提升后管输至大庆市水务集团城市排水有限公司进行集中处理。钻井废水由施工单位负责送大庆赛诺科林环保科技有限公司废弃泥浆无害化处理站（一队三厂站）处理；管道试压废水罐车拉运到北十七含油污水处理站处理。

（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、焊接烟尘、柴油机烟气等。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，在车辆及机械设备排气口加装废气过滤器，同时保持车辆及有关设备化油器、空气滤清器等部分设备的清洁；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。

(3) 施工过程中产生的噪声主要为车辆沿途产生的噪声及施工作业产生的噪声污染。本项目合理安排施工时间，尽量避免大量高噪声设备同时施工；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。

(4) 施工过程中产生的固体废物主要为生活垃圾、废钻井液、岩屑与废射孔液、废包装袋、废防渗布、清管废渣及施工废料等。施工期产生的废钻井液、岩屑与废射孔液暂存钢制泥浆槽，由罐车拉运至大庆赛诺科林环保科技有限公司废弃泥浆无害化处理站（一队三厂站）处理；废包装袋、非含油废防渗布清管废渣及施工废料暂存至井场一般固废暂存间，统一送采油一厂工业固废填埋场处理；施工人员产生的生活垃圾暂存至生活垃圾箱，统一送大庆城控电力有限公司处理。

1.2.5.2 运营期

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

本项目运营期产生的废水主要为采出液脱水产生的含油污水、井下作业产生的作业污水、洗井污水及油井热洗清防蜡废水。本项目不新建油气水分离设施，本项目采出液经第二作业区萨北 1801 转油放水站，第三作业区北 III-7 三元转油放水站，第四作业区北五转油放水站，第五作业区北 III-4 转油放水站，第七作业区萨北 19 号转油放水站、北 III-6 转油放水站油气分离，分离出的含水油经外输泵增压后输至北十三脱水站、北 III-3 脱水站、北 II-1 脱水站、北十五脱水站脱水处理后，产生的含油污水进入北十七含油污水处理站进行处理，满足回注标准后回注地下油层，不外排。井下作业废水、洗井污水采用罐车拉运至北十七含油污水处理站进行处理，处理达标回注地下油层。油井热洗清防蜡废水直接进入集油系统，不外排。

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

(4) 项目运营期产生的固体废物主要有作业过程产生的落地油、废含油防渗布，依托场站产生的含油污泥，落地油及含油污泥（危废类别 HW08 废矿物油与含矿物油废物，废物代码为 071-001-08）收集后送至萨北含油污泥处理站减量化处理，处理后含油污泥运送至大庆博昕晶化科技有限公司委托处置，处理后泥渣满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）标准限值，用于铺垫井场和通井路；油井作业产生的废含油防渗布（危废类别 HW08 废矿物油与含矿物油废物，危险废物代码为 900-249-08）属于危险废物，暂存于采油三厂含油防渗布暂存池，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周边场站生活污水处理系统进行处理（施工人员如厕去周边场站），不外排。周边场站生活污水由罐车拉运至风云污水提升站，经提升后管输至大庆市水务集团城市排水有限公司进行集中处理。

(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) 本项目退役管线两段封堵后直埋处理，退役期拆除的废旧设备全部回收。封井建筑垃圾统一收集后拉运至建筑垃圾调配场处置。生活垃圾统一收集后拉运至大庆城控电力有限公司处理。

(4) 退役期管线等钻井设备拆除过程中应铺设防渗布，防止原油或废液泄漏污染地面，收集后交由有资质单位处置。

1.3 环境影响评价工作过程

我单位在接受委托后，按照《建设项目环境影响评价技术导则总纲》（HJ2.1-2016）、《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023）等国家有关环境影响评价规范、技术导则及环境保护管理部门的要求，依次完成以下环境影响评价工作：

第一阶段：首先，依据《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》（部

令第 16 号) 规定, 确定萨北开发区北 2-1-453 井区 17 口更新井产能建设工程环境影响评价技术文件类型为环境影响报告书。

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

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

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

具体环境影响评价工作程序见图 1.3-1。

2024 年 7 月 1 日, 大庆油田有限责任公司第三采油厂委托黑龙江永青环保科技有限公司编制《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》, 在本项目环境影响报告书编制过程及初稿完成后, 建设单位依据《中华人民共和国环境影响评价法》、《环境影响评价公众参与办法》及建设项目环境影响评价的相关规定开展项目的公众参与工作并单独出具环境影响评价公众参与说明。公众参与工作采用网络公示、报纸公示以及张贴公告等相结合的方式进行。建设单位于 2025 年 11 月 20 日首次公开了本项目环境影响评价信息, 于 2026 年 3 月 2 日公开了本项目环境影响报告书征求意见稿, 分别在 2026 年 3 月 3 日和 2026 年 3 月 5 日进行了 2 次报纸公示。在 2026 年 3 月 3 日在公众知悉的场所张贴了公告并持续公开了 10 个工作日。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。

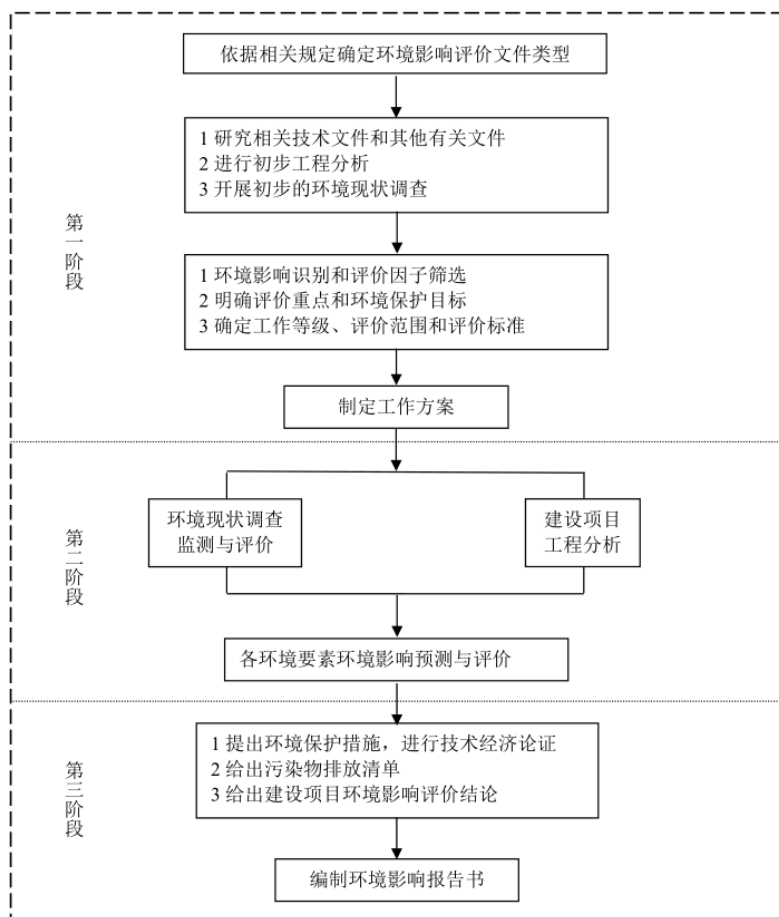


图 1.3-1 建设项目环境影响评价工作程序图

1.4 分析判定相关情况

1.4.1 产业政策符合性分析

本项目为陆地石油开采项目，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、常规石油、天然气勘探与开采”，因此，该项目建设符合国家的产业政策。

1.4.2 相关规划符合性分析

1.4.2.1 与《黑龙江省主体功能区划》符合性分析

本工程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划》中对大庆市萨尔图区的功能定位为国家重要的石油生产基地，属于重点开发区域。功能定位：国家重要的石油生产基地、石化产品及精深加工基地、石油石化装备制造基地，新材料和新能源基地、农副产品生产及加工基地，国家服务外包示范基地，国内著名自然生态和旅游城市。产业发展方向及布局：重点发展高附加值石油化工、天然气化工等接续产业，发展石化产品及精深加工业、农副产品及食品加工业、石油石化装备制

造业、以风电和地热为主的新能源、新材料、服务外包、现代物流和旅游等产业。东部工业集聚区重点发展石油化工、石化产品精深加工、精细化工、电子信息和以高新技术为先导的高端装备制造、汽车等产业；西部工业集聚区重点发展石油化工、天然气化工、石油石化装备制造、机电及汽车、新能源等产业；南部工业集聚区重点发展石油化工、精细化工、生物等产业；庆北现代服务业集聚区以庆北新城为重点，发展商贸物流、休闲旅游、服务外包、文化创意等产业。

根据《黑龙江省主体功能区规划》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”，本项目属于陆地石油开采项目，符合《黑龙江省主体功能区规划》要求。

1.4.2.2 与《黑龙江省生态功能区规划》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-06-01-2 大庆地区矿业与土壤保持生态功能区，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。保护措施与发展方向：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。

本项目属于陆地石油开采，位于黑龙江省大庆市萨尔图区境内，项目总占地面积103770m²，其中永久占地23580m²，临时占地80190m²，占地类型为其他草地和耕地。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，且运行期作业等施工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。同时，在项目实施过程中，加强防沙治沙和水土保持措施的实施。因此，本项目符合《黑龙江省生态功能区规划》。

1.4.2.3 城镇规划符合性分析

（1）与《大庆市国土空间总体规划（2021-2035年）》符合性分析

《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。

本项目所在地为萨北开发区开采区域在已经划定的允许建设区范围内，项目不在生态保护红线范围内，项目建设符合《大庆市国土空间总体规划（2021-2035 年）》要求。

（2）与《大庆油田油振兴发展纲要》符合性分析

根据《大庆油田油振兴发展纲要》（2020 年 6 月），力争到 2025 年，基本探明页岩油储量 30 亿吨，累计增加石油探明储量 8 亿吨，天然气探时储量 3500 亿立方米；本土原油产量实现 3000 万吨规模，天然气产量达到 70 亿立方米以上。本项目可改善区块开发效果，提升区块内原油可开采量，其建设符合大庆油田油振兴发展纲要。

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十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》中提出：保障国家能源安全。当好标杆旗帜，建设百年油田，推进大庆油田常规油气资源稳油增气，建立地企共建共享机制，加快大庆页岩油气开发产业化商业化步伐，到 2025 年油气产量当量达到 4500 万吨以上，巩固石油大省地位。

《大庆市国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》第三章中提出加快体制机制创新，全力推动百年油田建设。力争到 2025 年，大庆油田国内外油气产量当量达到 4500 万吨以上，天然气产量 70 亿立方米，有效保障国家油气安全稳定供应，肩负起“当好标杆旗帜、建设百年油田”的政治责任。支持油田打好提质增效攻坚战，服务保障油田产能建设，加强油田产能规划与大庆城市总体规划、国土空间规划等统筹衔接，支持拓宽油田勘探开发空间，保障生产建设用地。为油田开辟政务服务“绿色通道”，优化简化油田产能项目在环保、安全等方面审批流程，压缩审批时限。全力服务保障油田，重点围绕长垣、长垣外围地区，做好加强勘探增资源、提高长垣采收率、有效动用难采储量、加快发展天然气产业四篇文章，实现油田可持续发展。

本工程为陆地石油开采项目，因此本项目符合《黑龙江省国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》及《大庆市国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》中要求。

1.4.2.5 与《黑龙江省“十四五”生态环境保护规划》符合性分析

本项目与《黑龙江省“十四五”生态环境保护规划》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”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。推进扬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。	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	开展 VOCs（挥发性有机物）全过程综合整治。持续开展石化、化工、包装印刷、工业涂装等重点行业 VOCs 全过程综合整治。提高 VOCs 含量低（无）的绿色原辅材料替代比例，开展原油、成品油、有机化学品等涉 VOCs 物质储罐排查，按规定逐步取消炼油、石化、煤化工、制药、农药、化工、工业涂装、包装印刷等企业非必要 VOCs 废气排放系统旁路。	本项目井场及油气集输过程中采用全密闭集输，减少 VOCs 的挥发。	符合
3	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。	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））。运营期抽油机电机等发声设备尽可能选用低噪声设备，注意对设备的维护保养，尤其加强村屯周围井场维护和保养，保证设备保持在最佳运行状态，降低噪声源强度，能够确保井场厂界噪声满足《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
4	对涉及有毒有害物质可能造成土壤污染的建设项目，依法进行环境影响评价，按规划定提出并落实防腐蚀、防渗漏、防遗撒等土壤污染防治具体措施。	本项目针对工程可能发生的土壤污染，按照“源头控制、末端防治、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全阶段进行控制。	符合
5	防范工矿企业新增土壤污染。动态更新土壤污染重点监管单位名录，监督全面落实土壤污染防治义务，依法纳	本项目设置土壤和地下水跟踪监测计划，定期开展土壤和地下水环境自行监测、污染隐患排查治理。	符合

	入排污许可管理。鼓励土壤污染重点监管单位实施提标改造。各地定期组织开展土壤污染重点监管单位和地下水重点污染源周边土壤、地下水环境监测，督促企业定期开展土壤和地下水环境自行监测、污染隐患排查治理。防控矿产资源开发污染土壤，加强尾矿库安全管理。		

由上表可知，本项目符合《黑龙江省“十四五”生态环境保护规划》中相关规定。

1.4.2.6 与《黑龙江省“十四五”黑土地保护规划》符合性分析

本项目与《黑龙江省“十四五”黑土地保护规划》符合性分析见表 1.4-2。

表 1.4-2 本项目与《黑龙江省“十四五”黑土地保护规划》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。	本项目为油田开发工程，属于国家能源建设项目，项目建设内容位于萨尔图区境内，占地类型为耕地（基本农田）和草地（非基本草原）。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。本工程尽可能减少占地。本工程建设过程中，对占用的耕地，按照“占多少，垦多少”的原则，由建设单位负责开垦与所占用耕地的数量和质量相当的耕地，如果没有条件开垦时，按照省的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。	符合
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。强化对占用黑土地的管控约束，使得城镇发展等非农建设尽量避让优质黑土地。	本项目施工过程中，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。	符合
3	严格土地执法。建设项目占用耕地的，应当按规定进行表土剥离和利用。全面加大黑土耕地保护违法违规问题执法力度，及时发现、严肃查处土地违法特别是乱占耕地、破	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）。本项目施工前应剥离	符合

	坏耕地、盗挖黑土等行为。	永久占地内 0.3m 的表土，剥离的表土暂存于施工井场或管线两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，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。	
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 0.3m 的表土，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 1.4-3。

表 1.4-3 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	推进扬尘精细化管控。全面推行绿色施工，严格落实施工工地扬尘管控责任，加强施工扬尘监管执法。推进低尘机械化湿式清扫作业，加大城市出入口、城乡结合部等重要路段冲洗保洁力度，渣土车实施全密闭运输，强化绿化用地扬尘治理。城市裸露地面、粉粒类物料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	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)）。运营期抽油机电机等发声设备尽可能选用低噪声设备，注意对设备的维护保养，尤其加强村屯周围井场维护和保养，保证设备保持在最佳运行状态，降低噪声源强度，能够确保井场厂界噪声满足《工	符合

	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。	业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）2 类标准要求。	
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。	本项目新增总占地面积 10.32hm²，其中永久占地 2.36hm²，临时占地 7.96hm²，占地类型为草地（非基本草原）及耕地（永久基本农田）。本工程实施前编制建设项目占用耕地耕作层土壤剥离利用方案，统筹安排剥离、储存和再利用。表土剥离和利用严格执行《建设占用耕地耕作层土壤剥离利用技术规范》（DB23/T2913-2021）。本项目在施工过程中针对临时占地，应剥离占地内 0.3m 的表土，采用分层开挖，分层堆放，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，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
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。	本项目针对井场、管线等采取了分区防渗措施，并在区域内布置 3 口跟踪监测井，定期进行跟踪监测。	符合
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，	本项目施工期生活垃圾统一收集后运至大庆城控电力有限公司处理。运营期产生的落地油全部回收，拉运至萨北含油污泥处理站处理；废含油防渗布采油三厂防渗布暂存池暂存，委托有资质单位处置。	符合

	最终实现产业绿色转型。		

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，重点预防区包括：林甸县、杜蒙县、肇源县、大同区；重点治理区包括：林甸县、杜蒙县、肇源县、红岗区和大同区。本项目位于大庆市萨尔图区，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附图 2。

本项目施工期开挖面积小，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。

1.4.2.9 与《大庆油气田地面工程“十四五”规划》符合性分析

根据《大庆油气田地面工程“十四五”规划》开发规划安排，“十四五”期间，溶解气产量逐年递减，主要通过加大松辽深层、川渝以及塔东地区的气层气开发力度，来提高气层气的产量。2025 年，基本探明页岩油储量 30 亿吨，累计增加石油探明储量 8 亿吨，天然气探时储量 3500 亿立方米；本土原油产量实现 3000 万吨规模，天然气产量达到 70 亿立方米以上。力争天然气产量达到 $70 \times 10^8 \text{m}^3$ ，其中溶解气 $16 \times 10^8 \text{m}^3$ ，气层气产量达到 $54 \times 10^8 \text{m}^3$ 。松辽地区老井递减控制在 7% 左右，新增产能 3.3 亿方。松辽地区“十四五”期间新增产能 8.014 亿方。本项目地处松嫩平原中部，属嫩江冲积平原，在地质构造上属于松辽盆地中央坳陷区。在《大庆油气田地面工程“十四五”规划》总体部署下，本项目可促进大庆油田原油及天然气的增产，项目建设符合大庆油田油气开发规划。

1.4.3 相关政策符合性分析

1.4.3.1 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》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	本项目为现有萨北开发区，包括配套的集油管线、道路等。本次环评详述了萨北开发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井场和集油管线。区块内废气主要为井场和集输管线逸散的非甲烷总烃气体、场站	符合

	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。	加热炉废气；废水主要为施工期钻井废水、试压废水、施工人员生活及运行期油田采出水、洗井污水、油井作业污水。施工期间生活污水依托周边场站生活污水处理系统进行处理（施工人员如厕去周边场站），不外排。钻井废水由施工单位负责送大庆赛诺科林环保科技有限公司废弃泥浆无害化处理站（一队三厂站）处理，管道试压废水罐车拉运到北十七含油污水处理站处理，油田采出水、油井作业污水、洗井污水最终经北十七含油污水处理站处理后回注油层，油井热洗清防蜡废水直接进入集油系统，不外排。噪声主要来自抽油机及场站各类机泵噪声；施工期产生的废钻井液、岩屑与废射孔液暂存钢制泥浆槽，由罐车拉运至大庆赛诺科林环保科技有限公司废弃泥浆无害化处理站（一队三厂站）处理；废包装袋、废防渗布、清管废渣及施工废料暂存至井场一般固废暂存间，统一送采油一厂工业固废填埋场处理；施工人员产生的生活垃圾暂存至生活垃圾箱，统一送大庆城控电力有限公司处理。运行期产生的落地油及含油污泥收集后送萨北含油污泥处理站减量化处理，处理后含油污泥运送至大庆博昕晶化科技有限公司委托处置，处理后泥渣满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）标准限值，用于铺垫井场和通井路；油井作业产生的废含油防渗布属于危险废物，暂存于采油三厂含油防渗布暂存池，定期委托有资质单位处理。区内生态恢复良好，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，依托设施转油站、脱水站、污水站、含油污泥处理站的依托可行性及其污染物产生及排放情况，各依托设施均可有效依托。	
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	本项目产生的试压废水、作业污水、洗井污水依	符合

	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。	托北十七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推荐指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)限值要求后,回注地下油层,油井热洗清防蜡废水直接进入集油系统,不外排。	
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	项目油井井口安装密封垫,降低了非甲烷总烃的无组织挥发;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。	符合
6	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物,应当遵循减量化、资源化、无害化原则,按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式处理和综合利用设施,提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物,应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。	本项目施工期产生的废钻井液、岩屑与废射孔液暂存钢制泥浆槽,由罐车拉运至大庆赛诺科林环保科技有限公司废弃泥浆无害化处理站(一队三厂站)处理;废包装袋、废防渗布、清管废渣及施工废料暂存至井场一般固废暂存间,统一送采油一厂工业固废填埋场处理;施工人员产生的生活垃圾暂存至生活垃圾箱,统一送大庆城控电力有限公司处理。运行期产生的落地油及含油污泥收集后送萨北含油污泥处理站减量化处理,处理后含油污泥运送至大庆博昕晶化科技有限公司委托处置,处理后泥渣满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》(DB23/T 3104-2022)标准限值,用于铺垫井场和通井路;油井作业产生的废含油防渗布属于危险废物,暂存于采油三厂含油防渗布暂存池,定期委托有资质单位处理。	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。环评中已提出耕地的保护措施,本项目钻井期机械设备采用高标准清洁燃油。	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按规定编制突发环境事件应急预案,报生态环境主管部门备案。	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《2020 年挥发性有机物治理攻坚方案》符合性分析

本项目与《2020 年挥发性有机物治理攻坚方案》（生态环境部，环大气〔2020〕33 号）符合性分析见表 1.4-5。

表 1.4-5 与《2020 年挥发性有机物治理攻坚方案》符合性分析

文件要求		符合性分析	符合性
全面落实标准要求，强化无组织排放控制	2020 年 7 月 1 日起，全面执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》，重点区域应落实无组织排放特别控制要求	本项目不在重点地区，井场及依托场站厂界执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求，厂区内非甲烷总烃满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求	符合
	加强含 VOCs 物料全方位、全链条、全环节密闭管理。储存环节应采用密闭容器、包装袋，高效密封储罐，封闭式储库、料仓等。装卸、转移和输送环节应采用密闭管道或密闭容器、罐车等。生产和使用环节应采用密闭设备，或在密闭空间中操作并有效收集废气，或进行局部气体收集；非取用状态时容器应密闭。	本项目在石油开采集输过程中均采取埋地的集油管线，运营期油气集输均为密闭形式，且采油井井口均安装了密封垫，可有效控制挥发性有机物无组织排放	符合

由上表可知，本项目满足《2020 年挥发性有机物治理攻坚方案》（生态环境部，环大气〔2020〕33 号）相关要求。

1.4.3.3 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 1.4-6。

表 1.4-6 本工程与《石油天然气开采业污染防治技术政策》相关要求符合性

序号	相关要求	符合性分析	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%。	本项目工业废水回用率 90%以上，工业固废均得到妥善处置，处置率达到 100%。	符合
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	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	符合

	废物的集中收集、处理处置。	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%。	大庆油田有限责任公司第三采油厂井下作业中配备泄油器、刮油器等配套措施，落地油在施工结束后 100%回收。	符合
4	在开发过程中，适宜注水开采的油气田，应将采出水处理满足标准后回注。	本项目油田采出水最终管输进入北十七含油污水处理站处理，满足限值要求后回注油层，不外排。	符合
5	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。新、改、扩建油气田油气集输损耗率不高于 0.5%	本项目油气集输均采用密闭流程，集输过程中烃类挥发系数为 1.4175‰，不高于 0.5%。	符合
6	油气田建设宜布置丛式井组，采用多分支井、水平井、小孔钻井、空气钻井等钻井技术，以减少废物产生和占地。	本项目建设内容形成丛式井平台 1 座及 15 口单井，减少占地。	符合
7	在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到 80%以上；站场放空天然气应充分燃烧。燃烧放空设施应避开鸟类迁徙通道。	本项目开发过程中采出液管输至转油站进行处理，现场不设置油气分离设施，由转油站进行伴生气进行回收利用。	符合
8	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。	在区域内布跟踪监测井，定期对地下水进行跟踪监测。	符合
9	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。	钻井期间生活污水依托周边场站生活污水处理系统进行处理（施工人员如厕去周边场站），不外排。钻井废水由施工单位负责送大庆赛诺科林环保科技有限公司废弃泥浆无害化处理站（一队三厂站）处理；管道试压废水罐车拉运到北十七含油污水处理站处理。采出液分离产生的含油污水进入北十七含油污水处理站进行处理，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推荐指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求，回注地下油层。井下作业废水、洗井污水由罐车拉运至北十七含油污水处理站进行处理，处理达标回注地下油层。油井热洗清防蜡废水直接进入集油系统，不外排。	符合

10	应回收落地原油，以及原油处理、废水处理产生的油泥（砂）等中的油类物质，含油污泥资源化利用率应达到 90%以上，残余固体废物应按照《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别，根据识别结果资源化利用或无害化处置。	本项目产生的落地油由罐车拉运至萨北含油污泥处理站减量化处理，含油污泥资源化利用率 100%。	符合

1.4.3.4 与《黑龙江省石油天然气勘探开发环境保护条例》（2018 年修正）符合性分析

本项目与《黑龙江省石油天然气勘探开发环境保护条例》（2018 年修正）符合性分析见表 1.4-7。

表 1.4-7 与《黑龙江省石油天然气勘探开发环境保护条例》符合性分析一览表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	油气勘探开发单位对井下作业和测试时产生的废液、废水应当采取有效措施进行回收利用，严禁随意排放。 油气勘探开发单位在油气集输过程中应当对油水分离后产生的废水进行回收利用，确实需要排放的，应当达到污染物排放标准；产生的油沙、污泥应当进行无害化处理	本工程油井采出液管输至转油站处理，分离出的含水油进入脱水站处理，分离的含油污水进入北十七含油污水处理站处理达标后回注，不外排。运行期产生的落地油由罐车拉运至萨北含油污泥处理站减量化处理。	符合
2	废弃钻井液、岩屑、污油及其他工业固体废物、生活垃圾必须回收，不得排放或者弃置水体。	施工期产生的废钻井液、岩屑与废射孔液暂存钢制泥浆槽，由罐车拉运至大庆赛诺科林环保科技有限公司废弃泥浆无害化处理站（一队三厂站）处理；废包装袋、废防渗布、清管废渣及施工废料暂存至井场一般固废暂存间，统一送采油一厂工业固废填埋场处理；施工人员产生的生活垃圾暂存至生活垃圾箱，统一送大庆城控电力有限公司处理。运行期产生的落地油及含油污泥收集后送萨北含油污泥处理站减量化处理，处理后含油污泥运送至大庆博昕晶化科技有限公司委托处置，处理后泥渣满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）标准限值，用于铺垫井场和通井路；油井作业产生的废含油防渗布属于危险废物，暂存于采油三厂含油防渗布暂存池，定期委托有资质单位处理。	符合
3	新开发区域内埋设油、水、气管线不得改变原有的地形、地貌。油气勘探开发中的各项工程应当减少占地，施工中临时占地的，	本工程敷设管线不改变原有地形、地貌，在施工过程中严格控制占地和作业面积，施工过程中尽量保护土地资源，不打乱土层，先挖表土层（30cm 左右）单独堆放；然后挖心、底土层	符合

	应当将腐植质层剥离移走，工程结束后及时恢复原有地貌。	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。	
4	油气勘探开发单位应当对本单位排放污染物和污染防治设施运行情况进行定期监测，掌握污染动态。油气勘探开发单位应当制订环境污染突发性事件应急预案。油气勘探开发生产作业场地内禁止无关人员进入。油气勘探开发单位应当采取保护性措施，防止污染。	本项目建设单位根据《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）相关内容及各环境要素评价导则要求，制定监测计划，进行定期监测，掌握污染动态。本项目建设单位制订了环境污染突发性事件应急预案。本项目建设单位根据本次环评要求采取保护性措施，防止污染。	符合

由上表分析，本项目符合《黑龙江省石油天然气勘探开发环境保护条例》（2018 年修正）相关要求。

1.4.3.5 与《中华人民共和国黑土地保护法》的符合性分析

本项目位于黑龙江省大庆市大同区，根据《黑龙江省“十四五”黑土地保护规划》，大同属于风沙干旱类型区，大同区为非国家黑土地保护重点县，本项目与《中华人民共和国黑土地保护法》相关要求符合性分析详见表 1.4-9。

表 1.4-9 与《中华人民共和国黑土地保护法》符合性分析

序号	相关要求	符合性分析	结论
1	建设项目不得占用黑土地；确需占用的，应当依法严格审批，并补充数量和质量相当的耕地。	本项目永久占地及临时占地类型为草地（非基本草原）及耕地（永久基本农田），本项目在施工前需要征收土地，应报请相关主管部门同意，取得用地审批。本工程尽可能减少占地，在建设过程中，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	建设项目占用黑土地的，应当按照规定的标准对耕作层的土壤进行剥离。剥离的黑土应当就近用于新开垦耕地和劣质耕地改良、被污染耕地的治理、高标准农田建设、土地复垦等。	本项目施工阶段对临时占地表土进行剥离，施工结束后全部回填用于耕植土。本工程实施前编制建设项目占用耕地耕作层土壤剥离利用方案，统筹安排剥离、储存和再利用。表土剥离和利用严格执行《建设占用耕地耕作层土壤剥离利用技术规范》（DB23/T2913-2021）。本项目在施工过程中针对临时占地，应剥离占地内 0.3m 的表土，采用分层开挖，分层堆放，暂存于施工井场或管线两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，并及时恢复地表植被。	符合

在采取以上措施后，本项目符合《中华人民共和国黑土地保护法》中要求。

1.4.3.6 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 1.4-10。

表 1.4-10 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。	本项目永久占地及临时占地类型为草地（非基本草原）及耕地（永久基本农田），本项目在施工前需要征收土地，应报请相关主管部门同意，取得用地审批。本工程尽可能减少占地，在建设过程中，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	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、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。	本项目管线试压废水、钻井废水由罐车拉运至北十七含油污水处理站处理达标后回注油层；钻井期间生活污水依托周边场站生活污水处理系统进行处理（施工人员如厕去周边场站），不外排。 运营期井下作业废水、洗井污水由罐车拉运至北十七含油污水处理站进行处理，处理达标回注地下油层。油井热洗清防蜡废水直接进入集油系统，不外排。落地油由罐车拉运至萨北含油污泥处理站减量化处理；废含油防渗布收集暂存采油三厂含油防渗布暂存池，定期委托有资质单位处理。固体废物处置率 100%。	符合
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。	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《突发环境事件专项应急预案》，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。	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。	本项目永久占地较少，临时占地采取剥离占地内 0.3m 的表土，采用分层开挖，分层堆放，暂存于井场或管线两侧内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖、洒水抑尘等措施防止水土流失。针对永久占地按“占一补一”的原则及相关规定缴纳土地补偿费，专款用于占地的恢复及补偿，针对临时占地在将剥离的表土在施工结束后分层回填，确保恢复等质等量面积的耕地。	符合
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。	本项目临时占地采取剥离占地内 0.3m 的表土，采用分层开挖，分层堆放，暂存于井场或管线两侧内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖、洒水抑尘等措施防止水土流失。	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。

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

根据《黑龙江省黑土地保护工程实施方案（2021-2025年）》实施内容：坚持政府引导、社会参与。发挥政府投入引领作用，通过市场化运作，带动社会资本投入，引导农村集体经济组织、农户、新型经营主体、企业积极参与。健全黑土地保护责任体系，进一步明确省市县乡四级政府及相关部门黑土地保护职责，建立黑土地质量监测网络体系，形成黑土地保护建设长效机制。

本项目施工前应剥离永久占地内0.3m的表土，采用分层开挖，分层堆放，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。对于临时占地采取分层开挖、分层堆放方式，剥离占地内0.3m的表土，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，并对临时占地进行复垦，恢复地表植被。针对永久占地将剥离的表土按照“占一补一，质量相等”的要求进行易地补充耕地。

在政府引导下，建设单位积极参与，定期对土壤进行跟踪监测。

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

1.4.3.8 与自然资源规〔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》（自然资源规〔2021〕2号）符合性分析见表1.4-11。

表 1.4-11 本项目与自然资源规〔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，要严格控制在占用耕地。	本项目占用耕地。本项目临时占地采取剥离占地内0.3m的表土，采用分层开挖，分层堆放，暂存于井场或管线两侧内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖、洒水抑尘等措施防止水土流失。针对永久占地按“占一补一”的原则及相关规定缴纳土地补偿费，专款用于占地的恢复及补偿，针对临时占地在将剥离的表土在施工结束后分层回填，确保恢复等质等量面积的耕地。	符合
2	临时用地使用期限一般不超过	本项目为石油天然气开采，为能源基础设施建设	符合

	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。	项目，本项目计划施工期不超过二年。	
3	严格落实临时用地恢复责任，临时用地期满后应当拆除临时建（构）筑物，使用耕地的应当复垦为耕地，确保耕地面积不减少、质量不降低；使用耕地以外的其他农用地的应当恢复为农用地；使用未利用地的，对于符合条件的鼓励复垦为耕地。	本项目施工结束后拆除临时用地内临时建（构）筑物，并等质等量恢复临时占地内的耕地。	符合

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

1.4.3.9 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1.4-12。

表 1.4-12 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），占用前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，按照有关规定给予补偿。	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二年。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。

1.4.3.10 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1.4-13。

表 1.4-13 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的，应当在规定的时问、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。	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）和耕地（永久基本农田）。临时占地采取剥离占地内0.3m的表土，采用分层开挖，分层堆放，暂存于井场或管线两侧内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖、洒水抑尘等措施防止水土流失。针对永久占地按“占一补一”的原则及相关规定缴纳土地补偿费，专款用于占地的恢复及补偿，针对临时占地在将剥离的表土在施工结束后分层回填，确保恢复等质等量面积的草地。	符合
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。		符合
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。

1.4.3.11 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1.4-15。

表 1.4-15 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	本项目已针对项目特点提出针对	符合

	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；	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；根据区域潜水流向，本项目共布置4口跟踪监测井，定期对地下水进行跟踪监测。	
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。

1.4.3.12 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1.4-16。

表1.4-16 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。项目在施工过程中针对临时占地，应剥离占地内0.3m的表土，采用分层开挖，分层堆放，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，耕作层土壤剥离完成后，由当地自然资源主管部门会同农业农村主管部门组织验收，验收合格的方能实施项目建设。针对永久占地将剥离的表土按照“占一补一，质量相等”的要求进行补偿并易地补充耕地，针对临时占地在将剥离的表土在施工结束后分层回填，并及时恢复地表植被。	符合

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

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

表 1.4-6 与《黑龙江省重点行业挥发性有机物综合治理行动方案》符合性分析

序号	类别	相关要求	本工程符合性

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

1.4.4 “三线一单”符合性分析

根据《黑龙江省“三线一单”生态环境分区管控成果动态更新报告（大庆市部分）》（黑区域环评办〔2023〕1号）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，本项目基建井场及新建的管道位于大同区重点管控单元内。

1.4.4.1 生态保护红线

本项目位于黑龙江省大庆市萨尔图区境内，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、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、沙化土地封禁保护区、封闭及半封闭海域等重要保护目标。根据本项目《生态环境分区管控分析报告》，本项目不在红线范围内。

因此本项目建设符合生态保护红线要求。

1.4.4.2 环境质量底线

根据大庆市生态环境局公布的《2024年大庆市生态环境状况公报》，项目区域大气环境质量优于《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准要求，环境空气质量状况良好。根据补充现状监测结果：项目所在区域环境空气质量较好，非甲烷总烃可以达到《大气污染物综合排放标准详解》中限值要求；项目开发区块声环境质量可以满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类标准要求；本项目不排放废水，不会对周边地表水产生影响；本项目在采取措施后不会对地下水及土壤环境产生影响，区域地下水质量可

以满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，石油类可以满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）表1中II类标准限值；本项目永久占地内土壤可以满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表1建设用地土壤污染风险筛选值（基本项目）中第二类用地筛选值标准，以及表2（其他项目）中第二类用地筛选值标准；评价范围内草地、耕地土壤可以满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表1农用地土壤风险筛选值（基本项目）中标准。因此本项目建设符合环境质量底线要求。

1.4.4.3 资源利用上线

根据《生态环境分区管控分析报告》及《大庆市生态环境准入清单》（2023 年版），本项目位于自然资源一般管控区。

本项目为油田开采项目，涉及建设 17 口油水井，项目新增占地面积 10.32hm²，其中永久占地 2.36hm²，临时占地 7.96hm²，永久占地面积较少，且针对永久占用的耕地采取占一补一的原则易地补充，临时占地均为施工结束后进行生态恢复；项目施工期生产用水由罐车拉至现场使用。施工人员生活用水外购桶装水。项目不新建地下水井。本项目不位于地下水超采区域，项目建设、运行不会造成区域地下水超采。井场、依托场站设备能源主要依托油田的电网供电，能源消耗符合大庆市能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

根据《生态环境分区管控分析报告》、《黑龙江省“三线一单”生态环境分区管控成果动态更新报告（大庆市部分）》（黑区域环评办〔2023〕1 号）及《大庆市生态环境准入清单（2023 年版）》，本项目位于重点管控单元，对照《黑龙江省生态环境分区管控数据应用平台》，本项目位于萨尔图区水环境城镇生活污染重点管控区（环境管控单元编码：ZH23060220003）、萨尔图区水环境农业污染重点管控区（环境管控单元编码：ZH23060220005）、让胡路区水环境城镇生活污染重点管控区（环境管控单元编码：ZH23060420005）。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1.4-18 本项目与生态环境准入清单管控体系符合性分析

黑龙江省生态环境总体准入要求（2023 年版）			
适用范围	管控维度	管控要求	本项目符合性分析
总体要求	空间布局约束	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.严控高耗能高排放项目盲目发展。严把高耗能高排放项目准入关口，严格落实国家高耗能高排放行业产能置换、污染物排放区域削减、产业政策、准入标准等要求。 3.严格控制松花江干流沿岸的石油加工、化学原料和化学制品制造、医药制造、化学纤维制造、有色金属冶炼、纺织印染等项目。 4.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。 5.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。 6.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。 7.强化节能环保标准约束，严格行业规范、准入管理和节能审查，对电力、钢铁、建材、有色、化工、石油石化、船舶、煤炭、印染、造纸、制革、染料、焦化、电镀等行业中，环保、能耗、安全、质量等不达标或生产、使用淘汰类产品的企业和产能，要依法依规有序退出。 8.加快城镇人口密集区危险化学品生产企业搬迁改造。 9.严把准入关，严格落实国家高耗能排放行业产能置换、纳入国家有关领域产业规划、产业政策、准入标准等政策要求，严控新增耗煤项目，对年综合能耗 5 万吨标准煤及以上的“两高”项目加强工作指	1.本项目属于石油开采行业，不属于有色金属冶炼、焦化等行业企业。 2.本项目不属于高能耗、高排放项目。 3.本项目属于石油开采行业，不属于化学原料和化学制品制造、医药制造、化学纤维制造、有色金属冶炼、纺织印染等行业企业。本项目位置不在松花江干流沿岸。 4.本项目涉及占用草地及耕地，需按照规定办理占地手续。本项目占地较少，针对永久占地按“占一补一”的原则及相关规定缴纳土地补偿费，专款用于占地的恢复及补偿，针对临时占地在将剥离的表土在施工结束后分层回填，确保恢复等质等量面积的耕地。同时项目在施工建设过程中严格控制污染物排放，不在占地范围外进行施工，通过采取一系列施工期污染防治措施，可以确保开发建设活动损害生态服务功能和生态产品质量。 5.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。 6.本项目属于石油开采行业。 7.本项目属于石油开采行业，不属于电力、钢铁、建材、有色、化工、石油石化、煤炭、印染等行业，且本项目环保、能耗均满足相应标准，且本项目不涉及淘汰类产品及产能。 8、本项目不涉及危险化学品生产企业。 9、本项目依托场站加热炉以天然气为燃料，不涉及燃煤使用。 10、根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，本项目属于鼓励类，符合国家的产业政策。 11、本项目依托场站加热炉以天然气为燃料，不涉及燃煤锅炉

	导。经充分论证的新建、扩建石化、化工、焦化、有色金属冶炼、平板玻璃项目应布设在依法合规设立并经规划环评审查的产业园区。 10.依法依规退出重点行业落后产能，严格执行国家新修订的《产业结构调整指导目录》，淘汰或限制大气污染物排放强度高、治理难度大的工艺和装备。严禁新增钢铁产能。推行钢铁、焦化、烧结一体化布局，大幅减少独立焦化、烧结、球团和热轧企业及工序，淘汰落后煤炭洗选产能;有序引导高炉—转炉长流程炼钢转型为电炉短流程炼钢。 11.县级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/小时以下燃煤锅炉。 12.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。 13.落实重点管控新污染物禁止、限制、限排等环境风险管控措施。 14.控制非二氧化碳温室气体排放。实施全氟化碳等含氟温室气体和氧化亚氮排放控制，推广六氟化硫替代技术。 15.协同控制甲烷、氧化亚氮等温室气体排放。 16.严禁在松花江干流及一级支流沿岸 1 公里范围内新建化工园区。 17.对未达到水质目标的水功能区，原则上除城镇污水处理厂排污口外，严格控制其他新设、改设或扩大排污口。	使用。 12、根据土壤现状监测数据评价区域内土壤环境质量较好，没有出现土壤污染情况。 13、本项目不涉及重点管控新污染物排放。 14、本项目不排放全氟化碳等含氟温室气体和氧化亚氮。 15、本项目协同控制甲烷、二氧化碳等温室气体排放。 16、本项目建设位置不在松花江干流及一级支流沿岸 1 公里范围内。且本项目不属于化工园区。 17、本项目不涉及新设、改设或扩大排污口 因此，本项目符合空间布局约束要求。
污染物排放管控	1.到 2025 年，减污降碳协同推进的工作格局基本形成；重点区域、重点领域结构优化调整和绿色低碳发展取得明显成效；减污降碳协同度有效提升。 到 2030 年，减污降碳协同能力显著提升，助力实现碳达峰目标；大气污染防治重点区域碳达峰与空气质量改善协同推进取得显著成效；水、土壤、固体废物等污染防治领域协同治理水平显著提高。 2.到 2025 年，钢铁行业、焦炉及燃煤机组基本实现超低排放。	符合。本项目依托场站加热炉以天然气为燃料，不涉及钢铁行业、焦炉及燃煤机组等。

	环境风险 防控	各级人民政府及其有关部门和企业事业单位，应当依照《中华人民共和国突发事件应对法》的规定，做好突发环境事件的风险控制、应急准备、应急处置和事后恢复等工作。	本项目建设单位建立突发事件总体应急预案，依照《中华人民共和国突发事件应对法》的规定，做好突发环境事件的风险控制、应急准备、应急处置和事后恢复等工作。
	资源利用 效率要求	1.水资源： 全省 2030 年用水总量控制指标不高于省政府确定的指标。 2.土地资源： 全省 2025 和 2035 年耕地保有量不低于规划指标。 3.能源： 2025 年和 2035 年，全省煤炭消费上线不高于省政府确定的指标。	项目永久占地较少，临时占地均为施工结束后进行生态恢复；本项目施工期消耗的水主要用于生活需要，用量较少，运营期作业用水均为处理达标后的含油污水，不新增新鲜水消耗；井场、依托场站设备能源主要依托油田的电网供电，不消费煤炭。
大庆市总体准入要求			
适用范围	管控维度	管控要求	本项目符合性分析
总体要求	空间布局 约束	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消减要求。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。	1.本项目属于石油开采行业，不属于有色金属冶炼、焦化等行业企业。 2.本项目不属于钢铁、水泥、电解铝、平板玻璃等行业。 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；同时本项目不使用锅炉、炉窑、炉灶等燃烧设施，不燃用高污染燃料。

	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）	7.本项目依托场站加热炉以天然气为燃料，不涉及燃煤锅炉使用。 因此，本项目符合空间布局约束要求。

	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。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、焊接烟尘。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，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，在车辆及机械设备排气口加装废气过滤器，同时保持车辆及有关设备化油器、空气滤清器等部分设备的清洁；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。本项目油气集输全部采用密闭集油工艺流程，井口安装密封垫，集输管线采用密闭管道，定期对设备和管道进行维修保养，保证油气处理设施的平稳运行，控制烃类气体的无组织挥发。本项目施工期及运营期废水均不外排。	
	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。		项目永久占地较少，临时占地均为施工结束后进行生态恢复；本项目施工期消耗的水主要用于生活需要，用量较少，运营期作业用水均为处理达标后的含油污水，不新增新鲜水消耗；井场、依托场站设备能源主要依托油田的电网供电，不消费煤炭，能源消耗符合大庆市能源利用上线及分区管控要求。	
大庆市生态环境准入清单					
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	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。施工期及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

				水泥熟料生产线进行不扩产能改造。	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，加快使用清洁低碳能源以及工厂余热、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。	1.本项目施工期间试压废水、产能运行作业废水及热洗废水均进入北十七含油污水处理站进行处理，处理达标后回注地下油层，不外排。 2.本项目不涉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。	本项目不属于在居民区、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。
			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	本项目不位于高污染燃料禁燃区，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。

				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。	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。 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治，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。	1.本项目不涉及畜禽养殖，不涉及农业面源污染；本项目不新建锅炉和工业炉窑，依托场站采用天然气为燃料。
			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。	本项目不属于在居民区、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。
			资源开发效率要求	/	/

ZH23060420005	让胡路区水环境城镇生活污染重点管控区	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。	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。施工期及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，加快使用清洁低碳能源以及工厂余热、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。	1. 本项目施工期间试压废水、产能运行作业废水及热洗废水均进入北十七含油污水处理站进行处理，处理达标后回注地下油层，不外排。 2. 本项目不涉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。	本项目不属于在居民区、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。
			资源开发效率要求	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，	本项目不位于高污染燃料禁燃区，不涉及相关内容；本项目不建设锅炉，依托场站采用天然气为燃料，不使用燃煤。

				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。	

综上分析，本项目符合黑龙江省生态环境总体准入要求（2023 年版）及大庆市生态环境准入清单（2023 年版）要求。

综上，本项目符合“三线一单”的要求。

1.4.5 选址合理性分析

（1）环境敏感性

本项目位于黑龙江省大庆市萨尔图区，项目共基建油水井 17 口，共形成 1 座平台井平台，15 口单井。根据《生态环境分区管控分析报告》，项目不涉及生态保护红线区、远离城镇开发边界。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、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、沙化土地封禁保护区、封闭及半封闭海域等重要保护目标。根据分析，本项目符合黑龙江省生态环境总体准入要求（2023 年版）及大庆市生态环境准入清单（2023 年版）要求中的分区管控要求。

（2）区域环境质量

根据《2024 年大庆市生态环境状况公报》，大庆市环境空气质量能够满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准要求；根据环境空气质量现状的监测数据，项目选址区域环境非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中标准要求，环境空气质量较好。

本项目区域周边地表水体主要为东二排水干渠、风云泡，对照《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、风云泡均无功能区划分，不执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）标准要求。根据地下水质量现状监测数据，区域地下水质量现状的监测数据，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 II 类水体石油类限值（ $\leq 0.05\text{mg/L}$ ），其余监测项目均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准限值要求。区域地下水环境现状良好。

项目临时占用草地（非基本草原）及耕地（永久基本农田），土壤现状满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准》（GB15618-2018）表 1 中农用地土壤污染风险筛选值要求；占地内建设用地监测项目满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 建设用地土壤污染风险筛选值要求。

项目所在区域声环境满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类标准。

（3）选址选线合理性

本项目为常规油田开采项目，为国家重点能源建设工程。根据地下储层特性，地质设计要求，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，积最小、环境影响最小的布局方案，尽可能布设平台井，尽量避绕周围环境敏感点，减少对土地的占用。

建设单位按照相关土地管理法、黑土地保护法及条例，对占用的黑土地施工前进行表土，办理占地许可手续。项目采取相应的生态保护措施，建设符合黑土地保护法及条例要求。对于永久占用的耕地（永久基本农田）（黑土地），剥离的表土用于土地整治、复垦等工程。

本项目在施工过程中尽量保护土地资源，不打乱土层，以便植被恢复，临时占用的耕地等质等量恢复。在选址和布局上采用环境影响最小的布局方案，尽可能减少占用面积和时间，进一步降低对土壤的影响，施工结束后对临时占地及时恢复地表。本项目施工及运营过程中产生的污染物均得到有效治理，施工期及运营期井场及管道均采取分区防渗措施，不会对周边耕地产生影响，工程施工结束后对临时占地进行植被恢复，降低人为因素导致当地土壤盐碱化的趋势。本项目施工阶段利用现有公路和已有便道行车，减少新建道路，避免造成新的裸露地表，道路应在推平后加以机械碾压，做好原有植被恢复工作。采取以上措施后，本项目水土流失量较少，产生的影响较小。

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，项目建设符合黑龙江省土地利用总体规划、大庆市土地利用总体规划、黑龙江省生态功能区规划等相关规划要求。工程选址在环境保护方面较合理。

1.5 关注的主要环境问题及环境影响

本项目为油田开采项目，环境影响主要来源于钻井工程、原油集输、井下作业、管道和道路施工等工艺过程，环境影响包括施工期和运营期污染物排放造成的环境污染影响和占地及施工造成的生态影响。根据现状调查，本区块未在自然保护区、风景名胜区等环境敏感区域内，主要环境敏感保护目标为评价范围内的耕地和草地生态环境、区块周边分布的八一小区、拥军小区、风云小区等居民区。重点关注施工过程的各项污染物

产生以及可能发生的风险对区域环境产生的影响、施工过程中产生的生态环境问题以及生态恢复措施；运行期井场及站场无组织挥发的非甲烷总烃、井场抽油机的噪声、含油污泥等对环境产生的影响。

（1）空气环境

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

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

（2）地表水环境

本工程施工期产生的废水主要为钻井废水、管道试压废水以及施工人员的生活污水。施工期间生活污水依托周边场站生活污水处理系统进行处理（施工人员如厕去周边场站），不外排。周边场站生活污水由罐车拉运至风云污水提升站，经提升后管输至大庆市水务集团城市排水有限公司进行集中处理。钻井废水由施工单位负责送大庆赛诺科林环保科技有限公司废弃泥浆无害化处理站（一队三厂站）处理；管道试压废水罐车拉运到北十七含油污水处理站处理。施工期废水均不外排，不会对周边地表水环境产生影响。

运营期废水主要包括正常工况下的油井采出水、非正常工况下的井下作业产生的作业污水、洗井污水及油井热洗清防蜡废水。油井采出水经集输系统最终输至进入北十七含油污水处理站进行处理，同时满足《大庆油田地面工程建设设计规定》

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

（SY/T5329-2022）限值要求后回注地下油层，不外排。井下作业废水、洗井污水由罐车拉运至北十七含油污水处理站进行处理，处理达标回注地下油层。油井热洗清防蜡废水直接进入集油系统，不外排。运营期废水均不外排，不会对周边地表水环境产生影响。

（3）地下水环境

本项目施工期可能对地下水产生影响的因素主要为钻井废水、试压废水、生活污水

等污染物。项目运行期可能对地下水产生影响的主要为油田采出水、油井检修作业污水、洗井污水及清防蜡洗井污水等。本项目废水均收集处理不外排，在严格做好防渗措施和地下水防控措施的前提下，可最大限度的预防建设项目对地下水环境产生不利影响，对地下水的影响可接受。

（3）声环境

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

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

（4）生态环境

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

（5）土壤环境

油田生产过程中，石油类进入土壤的途径主要通过油井作业和事故时产生的落地油，本工程对土壤的影响主要集中在井场附近。本项目井场、设计工艺、管道、设备等污水储存及处理构筑物采取相应措施，防止和降低污染物跑、冒、滴、漏，将污染物泄漏的环境风险事故降到最低程度；井场地面采取防渗措施和泄漏、渗漏污染物收集措施，即在污染区地面进行防渗处理，防止洒落地面的污染物渗入地下，并把滞留在地面的污染物收集起来集中处理；制定土壤环境跟踪监测措施，包括制定跟踪监测计划，科学、合

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

（6）固体废物

本工程项目施工过程中产生的固体废弃物主要包括废钻井液、钻井岩屑、废射孔液、废包装物、施工废料、清管废渣及施工人员生活垃圾等。生活垃圾统一收集后运至大庆城控电力有限公司处理；施工期产生的废钻井液、岩屑与废射孔液暂存钢制泥浆槽，由罐车拉运至大庆赛诺科林环保科技有限公司废弃泥浆无害化处理站（一队三厂站）处理；废包装袋、废防渗布、清管废渣及施工废料暂存至井场一般固废暂存间，统一送采油一厂工业固废填埋场处理。

运行期产生固体废物包括落地油、含油污泥、废含油防渗布等。落地油及含油污泥收集后罐车运送至萨北含油污泥处理站减量化处理，处理后含油污泥运送至大庆博昕晶化科技有限公司委托处置，处理后泥渣满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》

（DB23/T 3104-2022）标准限值，用于铺垫井场和通井路；油井作业产生的废含油防渗布属于危险废物，暂存于采油三厂含油防渗布暂存池，定期委托有资质单位处理。建设单位应加强对危险废物转移和处置的管理，在转运过程中按危险废物转移要求执行。通过采取有效的固体废物处置措施，对环境影响较小。

（7）环境风险

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

1.6 环境影响评价主要结论

根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，石油、天然气勘探及开采属于鼓励类项目，本工程符合国家产业政策。本项目符合《黑龙江省生态环境总体准入要求（2023 年版）》及《大庆市生态环境准入清单（2023 年版）》中要求。按照《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令第 4 号，2019.1.1）的要求，本项目环评进行的过程中建设单位开展了公众参与调查，具体见《萨北开发区北 2-1-453 井区 17 口更新井产能建设工程环境影响评价公众参与说明》。

本报告书较为详细地论述了建设项目环境概况、主要环境问题、主要环境影响和拟采取的环保措施。主要结论为：萨北开发区北 2-1-453 井区 17 口更新井产能建设工程位于大庆市萨尔图区境内，位于萨北开发区区块内，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

根据本项目特性及所在地的环境特点，确定建设项目环境影响评价目的：

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

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

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

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

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

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

2.2 评价原则

突出环境影响评价的源头预防作用，坚持保护和改善环境质量。

（1）依法评价

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

（2）科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影响。

（3）突出重点

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

2.3 编制依据

2.3.1 环境保护相关法律、法规

（1）《中华人民共和国环境保护法》，2015年1月1日；

- (2) 《中华人民共和国环境影响评价法》（修订），2018 年 12 月 29 日；
- (3) 《中华人民共和国大气污染防治法》，2018 年 10 月 26 日；
- (4) 《中华人民共和国水污染防治法》，2018 年 1 月 1 日；
- (5) 《中华人民共和国噪声污染防治法》，2022 年 6 月 5 日；
- (6) 《中华人民共和国土壤污染防治法》，2019 年 1 月 1 日；
- (7) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》，2020 年 4 月 29 日修订，2020 年 9 月 1 日起施行；
- (8) 《中华人民共和国黑土地保护法》（2022 年 8 月 1 日起施行）；
- (9) 《中华人民共和国水土保持法》（中华人民共和国主席令第 39 号，2011 年 3 月 1 日）。
- (10) 《中华人民共和国清洁生产促进法》（中华人民共和国主席令第 54 号，2012 年 7 月 1 日起施行）；
- (11) 《中华人民共和国野生动物保护法》（中华人民共和国主席令第 47 号，2018 年 10 月 26 日修正施行）；
- (12) 《中华人民共和国草原法》（中华人民共和国主席令〔2021〕81 号，2021 年 4 月 29 日修正施行）；
- (13) 《中华人民共和国防沙治沙法》（主席令 2018 年第 16 号（3），2018 年 10 月 26 日修正施行）；
- (14) 《中华人民共和国石油天然气管道保护法》（2010 年 10 月 1 日起施行）。
- (15) 《建设项目环境保护管理条例》（中华人民共和国国务院令第 682 号，2017.10.01）；
- (16) 《排污许可管理条例》（国令第 736 号，2021 年 3 月 1 日起施行）；
- (17) 《中华人民共和国土地管理法》（2019 修订），2019 年 8 月 26 日修订，2020 年 1 月 1 日起施行；
- (18) 《土地复垦条例》（中华人民共和国国务院令第 592 号，2011.03.05）；
- (19) 《地下水管理条例》（2021 年 10 月 29 日公布，自 2021 年 12 月 1 日起施行）；
- (20) 《黑龙江省环境保护条例》（2018.06.28）；
- (21) 《黑龙江省大气污染防治条例》（2018.12.27）；
- (22) 《黑龙江省黑土地保护利用条例》（2023 年 12 月 24 日修订，自 2024 年 3 月 1 日起施行）；

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

(24) 《黑龙江省水污染防治条例》(2023 年 12 月 1 日施行);

(26) 《黑龙江省防沙治沙条例》(2018 年修正);

(27) 《黑龙江省草原条例》(2018 年 6 月 28 日修订施行)。

2.3.2 环境保护相关部门规章及规范性文件

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

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

(3) 《国家危险废物名录(2025 年版)》(2025 年 1 月 1 日起施行);

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

(5) 《危险废物转移管理办法》(2022 年 1 月 1 日起施行);

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

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

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

(9) 《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》(环办环评函〔2019〕910 号);

(10) 《石油天然气开采业污染防治技术政策》(环保部公告 2012 年第 18 号);

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

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

(13) 《生态环境分区管控管理暂行规定》(环环评〔2024〕41 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) 《黑龙江省黑土地保护工程实施方案(2021-2025 年)》;

(19)《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)；

(20)《黑龙江省生态环境分区管控动态更新成果(2023年版)》；

(21)《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)；

(22)《大庆市生态环境准入清单(2023年版)》；

(23)《大庆市水土保持规划》(2015~2030年)；

(24)《大庆油气田地面工程“十四五”规划》；

(25)《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》(DZ/T 0317-2018)。

2.3.3 技术依据

(1)《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》(HJ2.1-2016)；

(2)《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)；

(3)《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018)；

(4)《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2021)；

(5)《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)；

(6)《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022)；

(7)《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)；

(8)《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)；

(9)《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ/T349-2023)；

(10)《排污许可证申请与核发技术规范 总则》(HJ942-2018)；

(11)《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017)；

(12)《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》(HJ1248-2022)；

(13)《工业企业土壤和地下水自行监测监测技术指南(试行)》(HJ1209-2021)；

(14)《建设项目危险废物环境影响评价指南》(环境保护部公告 2017 年第 43 号, 2017.10.1)；

(15)《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》(生态环境部公告 2021 年第 74 号, 2021.12.21)；

(16)《污染源源强核算技术指南 准则》(HJ884-2018)；

(17)《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南》；

(18)《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)；

(19)《油田注水工程施工技术规范》(SY/T4122-2020)；

- (20) 《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）；
- (21) 《陆上石油天然气生产环境保护推荐做法》（SY/T6628-2016）；
- (22) 《矿山生态修复技术规范 第7部分：油气矿山》（TD/T1070.7-2022）；
- (23) 《危险废物鉴别技术规范》（HJ298-2019）；
- (24) 《固体废物分类与代码目录》（生态环境部公告 2024 年第 4 号）；
- (25) 《石油天然气项目土地复垦与生态修复技术规范》（GB/T43936-2024）；
- (26) 《矿产资源“三率”指标要求第2部分：石油、天然气、煤层气、页岩气、二氧化碳气》（DZ/T0462.2-2023）；
- (27) 《表土剥离及其再利用技术要求》（GB/T 45107-2024）。

2.3.4 其它相关依据及支持性文件

- (1) 《萨北开发区北 2-1-453 井区 17 口更新井产能建设工程开发方案》；
- (2) 环境质量现状监测报告；
- (3) 建设单位提供的其他相关资料。

2.4 环境影响识别与评价因子筛选

2.4.1 评价时段

施工期、运行期和退役期。

2.4.2 环境影响因素识别

本项目建设对环境的影响，根据其特征可分为施工期、运行期和退役期。

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

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

退役期的油水井封井、设备拆除、管线封堵以及占地的恢复，使油田开发对环境的影响逐步减小直至消失。

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

根据项目实际情况，结合项目区域的自然环境特征，采用矩阵法对项目建设期间和

运行期产生的影响进行识别，具体见表 2.4-1。

表 2.4-1 环境影响因素矩阵识别表

影响因素 环境因素	工程占地	施工期				
		废气	废水	固体废物	噪声	风险
		施工扬尘、车辆尾气、焊接烟尘、柴油发电机废气	钻井废水、试压废水、生活污水	废钻井液、钻井岩屑、废射孔液、一般废包装物、施工废料、生活垃圾等	施工车辆等施工机械噪声	井喷、井漏、套管连接不及时泥浆泄漏、泥浆循环罐区泄漏、柴油罐泄漏
环境空气	/	-S	/	/	/	-S
地表水	/	/	-S	/	/	-SA
地下水	/	/	-S	/	/	-SA
声环境	/	/	/	/	-S	/
土壤	-S	/	/	-S	/	-S
植被	-S	/	/	-S	/	-S
注：-：不利影响 +：有利影响 L：长期影响 S：短期影响 A：显著影响 /：表示此项环境因子不存在或与工程活动无关						

续表 2.4-1 环境影响因素矩阵识别表

影响因素 环境因素	工程占地	运行期				
		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	作业污水、洗井污水、油田采出水	含油污泥、落地油、含油废防渗布	抽油机、修井机噪声	输油管线、场站火灾爆炸、井漏、套管和井喷、火灾、爆炸
环境空气	/	-L	/	-S	/	-SA
地表水	/	/	-SA	/	/	-SA
地下水	/	/	/	-S	/	-SA
声环境	/	/	/	/	-L	/
土壤	-S	/	/	-S	/	-SA
植被	-S	/	/	-S	/	-SA
注：-：不利影响 +：有利影响 L：长期影响 S：短期影响 A：显著影响 /：表示此项环境因子不存在或与工程活动无关						

续表 2.4-1 环境影响因素矩阵识别表

影响因素 环境因素	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	废旧设备、封井建筑垃圾、生活垃圾	施工车辆、施工机械噪声
环境空气	/	-S	/	/	/

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

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

2.4.3 评价因子筛选

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

表 2.4-2 现状评价因子汇总表

序号	评价内容	评价因子名称
1	空气	NO ₂ 、SO ₂ 、O ₃ 、CO、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、TSP、非甲烷总烃
2	地表水	pH、COD、BOD ₅ 、氨氮、石油类、总磷、总氮、挥发酚、硫化物、高锰酸盐指数
3	地下水	K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、Cl ⁻ 、SO ₄ ²⁻ 、pH、氨氮、亚硝酸盐（以 N 计）、硝酸盐（以 N 计）、挥发性酚类（以苯酚计）、氰化物、砷、汞、铬(六价)、总硬度（以 CaCO ₃ 计）、氯化物、硫酸盐、铅、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量（COD _{Mn} 法，以 O ₂ 计）、总大肠菌群、菌落总数、石油类、硫化物、镍、钡、阴离子表面活性剂
4	包气带	砷、镉、镍、铜、铅、铬（六价）、汞、锌、石油类、挥发酚
5	噪声	等效连续 A 声级
6	土壤	建设用地区：pH、Cd、Hg、As、Pb、Cr（六价）、Cu、Ni、苯、甲苯、乙苯、氯苯、苯乙烯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、氯乙烯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、硝基苯、苯胺、2-氯酚、蒈、萘、苯并（a）蒈、苯并（b）蒈、苯并（k）蒈、苯并（a）芘、茚并（1, 2, 3-cd）芘、二苯并（a,h）蒈、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、石油类、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、水溶性盐总量
		农用地：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、石油类、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、水溶性盐总量
7	生态	物种分布范围、生物群落结构和组成、生态系统中植被覆盖率等、水土流

		失、防沙治沙等

表 2.4-3 建设项目环境影响评价因子一览表

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

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

表 2.4-4 生态影响评价因子筛选表

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

2.5 评价标准

2.5.1 环境质量标准

2.5.1.1 环境空气质量标准

根据《大庆市人民政府关于印发大庆市声环境功能区划分、大庆市环境空气质量功能区划分、大庆市地表水环境功能区划分的通知》（庆政发[2019]11号），评价区环境空气质量划分为二类区，评价区域环境空气质量执行《环境空气质量标准》（GB3095-2026）及其修改单中的二级标准。

表 2.5-1 评价区域内各项污染物的浓度限值

污染物名称		TSP	PM ₁₀	PM _{2.5}	SO ₂	NO ₂	CO	O ₃
单位		μg/m ³	μg/m ³	μg/m ³	μg/m ³	μg/m ³	mg/m ³	μg/m ³
(GB3095-2026) 中 二级浓度限值	年平均	200	60	30	60	40	-	
	24 小时平均	300	120	60	150	80	4	
	8 小时平均	-	-	-	-	-	-	160
	1 小时平均	-	-	-	500	200	10	200

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

表 2.5-2 大气污染物综合排放标准详解 单位: mg/m³

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

2.5.1.2 地表水环境质量标准

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

2.5.1.3 声环境

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

表 2.5-3 声环境质量标准 单位: dB (A)

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

2.5.1.4 土壤环境

评价区域内建设用地土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表1、表2筛选值第二类用地标准；评价区域内耕地、草地执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表1筛选值标准。

表 2.5-4 土壤环境质量标准

项目	污染物	筛选值		单位	标准来源
		第一类	第二类		
土壤	砷	20	60	mg/kg	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表1表2一类、二类用地标准筛选值
	镉	20	65	mg/kg	
	铬（六价）	3.0	5.7	mg/kg	
	铜	2000	18000	mg/kg	
	铅	400	800	mg/kg	
	汞	8	38	mg/kg	
	镍	150	900	mg/kg	
	四氯化碳	0.9	2.8	mg/kg	
	氯仿	0.3	0.9	mg/kg	

氯甲烷	12	37	mg/kg
1,1-二氯乙烷	3	9	mg/kg
1,2-二氯乙烷	0.52	5	mg/kg
1,1-二氯乙烯	12	66	mg/kg
顺-1,2-二氯乙烯	66	596	mg/kg
反-1,2-二氯乙烯	10	54	mg/kg
二氯甲烷	94	616	mg/kg
1,2-二氯丙烷	1	5	mg/kg
1,1,1,2-四氯乙烷	2.6	10	mg/kg
1,1,2,2-四氯乙烷	1.6	6.8	mg/kg
四氯乙烯	11	53	mg/kg
1,1,1-三氯乙烷	701	840	mg/kg
1,1,2-三氯乙烷	0.6	2.8	mg/kg
三氯乙烯	0.7	2.8	mg/kg
1,2,3-三氯丙烷	0.05	0.5	mg/kg
氯乙烯	0.12	0.43	mg/kg
苯	1	4	mg/kg
氯苯	68	270	mg/kg
1,2-二氯苯	560	560	mg/kg
1,4-二氯苯	5.6	20	mg/kg
乙苯	7.2	28	mg/kg
苯乙烯	1290	1290	mg/kg
甲苯	1200	1200	mg/kg
间二甲苯+对二甲苯	163	570	mg/kg
邻二甲苯	222	640	mg/kg
硝基苯	34	76	mg/kg
苯胺	92	260	mg/kg
2-氯酚	250	2256	mg/kg
苯并[a]蒽	5.5	15	mg/kg
苯并[a]芘	0.55	1.5	mg/kg
苯并[b]荧蒽	5.5	15	mg/kg
苯并[k]荧蒽	55	151	mg/kg
蒎	490	1293	mg/kg
二苯并[a、h]蒽	0.55	1.5	mg/kg
茚并[1,2,3-cd]芘	5.5	15	mg/kg
萘	25	70	mg/kg
石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)	826	4500	mg/kg

镉	0.6	mg/kg	《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》 （GB15618-2018）农用地土壤污染风险筛选值（pH≥7.5）
汞	3.4	mg/kg	
砷	25	mg/kg	
铅	170	mg/kg	
铬	250	mg/kg	
铜	100	mg/kg	
镍	190	mg/kg	
锌	300	mg/kg	

2.5.1.5 地下水质量标准

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

表 2.5-5 地下水质量标准

环境要素	污染物	标准值	单位	标准来源
地下水环境	pH	6.5-8.5	无量纲	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017)III类标准
	总硬度（以 CaCO ₃ 计）	≤450	mg/L	
	耗氧量	≤3.0		
	溶解性总固体	≤1000		
	硝酸盐（以N计）	≤20		
	亚硝酸盐（以N计）	≤1.00		
	氨氮（以 N 计）	≤0.5		
	硫化物	≤0.02		
	硫酸盐	≤250		
	氯化物	≤250		
	氟化物	≤1		
	挥发性酚类（以苯酚计）	≤0.05		
	氰化物	≤0.002		
	铁	≤0.3		
	锰	≤0.1		
	砷	≤0.01		
	汞	≤0.001		
	铬（六价）	≤0.05		
	铅	≤0.01		
	镍	≤0.02		
	钡	≤0.70		
	镉	≤0.005		
	阴离子表面活性剂	≤0.3		
	总大肠菌群	≤3.0	MPN/100mL	

	菌落总数	≤100	CFU/mL	
	石油类	≤0.05	mg/L	《地表水环境质量标准》 (GB3838-2002) 表 1 中 II类标准限值要求

2.5.2 污染物排放标准

2.5.2.1 废气

①施工现场扬尘执行《大气污染物综合排放标准》(GB 16297-1996) 表 2 中无组织排放监控浓度限值, 见表 2.5-6;

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

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

④依托场站加热炉烟气执行《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014) 表 2 燃气锅炉排放要求, 见表 2.5-9。

表 2.5-6 大气污染物综合排放标准 单位: mg/m³

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

表 2.5-7 陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准

标准	规定要求
《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》 (GB39728-2020)	5.2.2.1 要求 现有设计容积>100m ³ , 物料真实蒸气压>66.7kPa 的原油储罐需符合下列要求之一: ①采用压力罐或低压罐。②采用固定顶罐, 采取油罐烃蒸气回收措施。③采取其他等效措施。 现有设计容积>500m ³ , 物料真实蒸气压≥27.6 但≤66.7kPa 的原油储罐需符合下列要求之一: ①采用浮顶罐。外浮顶罐的浮盘与罐壁之间采用双重密封, 且一次密封采用浸液式、机械式鞋形等高效密封方式; 内浮顶罐的浮盘与罐壁之间采用浸液式、机械式鞋形等高效密封方式。②采用固定顶罐并对排放的废气进行收集处理, 非甲烷总烃去除效率不低于 80%。③采用气相平衡系统。

		④采取其他等效措施。
	5.2.3 要求	①固定顶罐罐体应保持完好。②储罐附件开口（孔），处采样、计量、例行检查、维护和其他正常活动外，应密闭。③应定期检查呼吸阀的定压是否符合设定要求
	5.3 要求	①装载方式要求：挥发性有机液体装载应采用底部装载或顶部浸没式装载方式；采用顶部浸没式装载的，出料管口距离罐（槽）底部高度应小于 200 mm。②油气集中处理站、天然气处理厂、储油库装载真实蒸气压 ≥ 27.6 kPa 的原油应符合下列规定之一：a）对装载排放的废气进行收集处理，非甲烷总烃去除效率不低于 80%。b）采用气相平衡系统。
	5.4 要求	油气田采出水、原油稳定装置污水、天然气凝液及其产品储罐排水、原油储罐排水应采用密闭管道集输，接入口和排出口采取与环境空气隔离的措施。
	5.9 要求	油气集中处理站、涉及凝析油或天然气凝液的天然气处理厂、储油库边界非甲烷总烃浓度不应超过 4.0 mg/m^3 。
污染物		规定要求
非甲烷总烃		油气集中处理站、涉及凝析油或天然气凝液的天然气处理厂、储油库边界非甲烷总烃浓度不应超过 4.0 mg/m^3

表 2.5-8 场站内非甲烷总烃排放浓度限值 单位： mg/m^3

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

表 2.5-9 燃气锅炉大气污染物排放标准 单位： mg/m^3

标准来源	污染物项目	颗粒物	SO_2	NO_x	烟气黑度（林格曼级）
《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2	加热炉烟气	≤ 20	≤ 50	≤ 200	≤ 1

2.5.2.2 废水

本工程产生的油田采出水、作业污水、洗井污水及清防蜡洗井废水依托北十七含油污水处理站处理，处理后的水质同时执行《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）标准限值见表 2.5-10，《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 2.5-11。

表 2.5-10 大庆油田水驱注水水质主要控制指标

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

表 2.5-11 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 2.5-12。

表 2.5-12 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	70	55

运行期井场及依托场站噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准，具体见表 2.5-13。

表 2.5-13 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）施工期施工废料、废包装物、清管废渣参照执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）满足防渗漏、防雨淋、防扬尘等要求。

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

（3）项目运行期产生的含油污泥、落地油收集拉运至萨北含油污泥处理站减量化处理后送至大庆博昕晶化科技有限公司委托处置，处理后泥渣满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）标准限值，用于铺垫井场和通井路。具体标准值见表2.5-14。

表 2.5-14 油田含油污泥经处理后泥渣利用污染物控制限值

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

2.6 评价等级及评价范围

2.6.1 环境空气

2.6.1.1 评价等级

根据工程分析可知,本工程运行期大气污染源主要为新建油井产液集输过程中无组织排放的烃类气体。由于本工程未新建加热装置,依托场站加热炉均在额定负荷状态下运行,其新增大气污染物总量在原总量范围内,故未对依托场站加热炉烟气进行预测。

本工程排放的无组织挥发非甲烷总烃为面源形式排放,油气集输采用密闭流程,可有效控制烃类物质的排放。非甲烷总烃挥发量按《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南(试行)》中的规定,油田开采为 1.4175g/kg 原油,本项目建成产能 $0.432 \times 10^4 \text{t/a}$,则非甲烷总烃挥发量为 6.1236t/a。主要排放位置有油井井场、集输管道阀门、转油站、联合站等位置,其中油井井场占比约 30%。本项目基建 9 口油井,计算出单口油井非甲烷总烃挥发量为 $6.1236 \times 1000 / (365 \times 24) \times 30\% / 9 = 0.0233 \text{kg/h}$ 。本次评价油井为 15 座单井、1 座平台井,选取 1 座平台井进行预测分析。面源高度选取抽油机抽油杆动密封点的高度,约 3m。本项目面源污染源参数见表 2.6-1。

表 2.6-1 项目区块新增非甲烷总烃排放面源参数统计表

污染源名称	面源起点坐标		海拔高度 /m	与正北方向夹角/°	面源长度 /m	面源宽度 /m	面源有效排放高度 /m	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
平台井	125.079106	46.691753	149	0	40	35	3			0.0466

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

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

(2) 环境温度取值来源于大庆市气象站二十年气象数据统计。

(3) 拟建油井井场多数位于草地中,本次评价的土地利用类型选取草地。

(4) 根据中国干湿湿度分布图判断,本地区属于中等湿润气候。根据 EIA2018 大气预测软件的 DEM 地形文件,地形数据分辨率 90m。估算模型具体参数见下表 2.6-2。

表 2.6-2 估算模型参数一览表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数(城市选项时)	/
最高环境温度/°C		38.9
最低环境温度/°C		-36.2
土地利用类型		草地
区域湿度条件		中等湿度
是否考虑地形	考虑地形	是
	地形数据分辨率 / m	90
是否考虑岸线熏烟		否

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

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

式中: P_i ——第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率, %;

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

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

根据 AERSCREEN 估算模式预测,本项目最大地面浓度占标率计算结果见表 2.6-3。

表 2.6-3 主要污染物最大地面浓度占标率计算结果

污染源	预测因子	评价标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	最大落地浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	最大浓度占 标率 (%)	$D_{10\%}(\text{m})$

平台井	非甲烷总烃	2000.0	185	9.24	28

《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 2.6-4。

表 2.6-4 评价等级判别表

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

根据估算结果，井场排放的非甲烷总烃最大地面占标率 $P_{\max}=9.24\%$ ， $1\% \leq P_{\max} < 10\%$ ，评价等级为二级。

2.6.1.2 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）相关规定，确定本项目大气环境影响评价范围为以各采油井场为中心，边长 5km 的矩形区域。根据矩形合围区域面积核算，大气评价范围共计约 58km²。大气评价范围见附图 4。

2.6.2 地表水

2.6.2.1 评价等级

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023）规定，对涉及向地表水体排放污染物的建设项目，应按照影响类型、排放方式、排放量、受纳水体环境质量现状、水环境保护目标等，按照《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）的相关原则确定评价等级。

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

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

地表水环境评价等级判据见表 2.6-6。

本项目施工期间生活污水依托周边场站生活污水处理系统进行处理（施工人员如厕去周边场站），不外排。周边场站生活污水由罐车拉运至风云污水提升站，经提升后管输至大庆市水务集团城市排水有限公司进行集中处理。钻井废水由施工单位负责罐车拉运至大庆赛诺科林环保科技有限公司废弃泥浆无害化处理站（一队三厂站）处理；管道试压废水罐车拉运到北十七含油污水处理站处理。油井采出水管输至北十七含油污水处理站进行处理，作业污水、洗井污水拉运至北十七含油污水处理站进行处理，处理后回

注油层。油井热洗清防蜡废水直接进入集油系统，不外排。

根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）要求，本项目油田采出水处理后均进行回注且无废水直接排入地表水体，因此本项目地表水评价等级为三级 B。

表 2.6-5 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/（m³/d）;水污染物当量数 W/（无量纲）
一级	直接排放	Q≥20000 或 W≥600000
二级	直接排放	其他
三级 A	直接排放	Q<200 且 W<6000
三级 B	间接排放	—

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

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

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 m³/d，评价等级为一级；排水量<500 万 m³/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 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023）中关于地表水评价等级为三级 B 的评价范围要求，评价范围应满足依托处理设施的环境可行性分析的要求。涉及地表水环境风险的，其评价范围应覆盖环境风险影响范围所涉及的地表水环境保护目标水域，因此地表水评价范围主要包括东二排水干渠、风云泡等。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、

风云泡未进行功能区划，不执行《地表水环境指标标准》（GB3838-2002）标准。

2.6.3 地下水

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），评价工作等级的划分应依据建设项目行业分类和地下水环境敏感程度分级进行判定，同时满足《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023）中关于评价等级的相关要求。

（1）地下水环境影响评价行业分类

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023），项目类别判定应依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附录 A 的规定，按照场站和内部集输管道分别判断行业类别，并分别判断项目类别。本项目主要涉及采油工程以及新建集输管线等内容，根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023）中关于项目类别的要求，采油工程按照 I 类建设项目开展地下水环境影响评价，新建集输管线按照 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 2.6-6。

表 2.6-6 地下水环境敏感程度分级

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

根据《全省在用饮用水水源保护区基础信息名录（2020 年）》、《全省地市级饮用水水源保护区基础信息名录（2022 年）》、《全省县区级饮用水水源保护区基础信息名录（2022 年）》、《黑龙江省人民政府关于调整撤销新建哈尔滨等 11 个地市 384 个集中式饮用水水源保护区》（黑政函[2019]118 号）、《黑龙江省人民政府关于调整撤销哈尔滨等市（地）197 个集中式饮用水水源保护区》（黑政函[2020]97 号）、《黑龙江

省人民政府关于调整撤销新建哈尔滨等市 146 个集中式饮用水水源保护区的批复》（黑政函〔2022〕3 号）和《黑龙江省人民政府关于调整撤销新建哈尔滨等市 58 个集中式饮用水水源保护区的批复》（黑政函〔2023〕41 号）的相关内容结合现场调查表明，本项目区域附近无集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区；无除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其它保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区。无集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区以外的补给径流区；无未划定准保护区的集中水式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；无分散式饮用水水源地；无特殊地下水资源（如矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区。

本项目评价区内八一小区、拥军小区、风云小区等周围居民区、学校及工矿企业等饮用水源均为城市管网集中供水，水源为地表水源。区域内无地下水饮用水源井，评价范围内零散分布着零散民用地下水井，主要用于养殖用水、灌溉等，均为非饮用水井。

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

表 2.6-7 地下水饮用水源井补给径流区判定表

地下水型饮用水水源划定保护区情况			补给区范围
水源 开采 规模	大型≥5 万 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
		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 m³/d	已划定二级保护区的	以二级保护区边界为基准，按中小型水源 15 年流程圈定的范围
		仅划定了一级保护区的	以水源一级保护区边界为基准，按中小型水源 15 年+1000 天流程圈定的范围
		未划定保护区的	以水源开采井为基准，按中小型水源 15 年+1100 天流程圈定的范围

本次补给径流区范围参照“中小型<5 万 m³/d，未划定保护区的”计算。

质点运移距离采用下述公式计算：

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

式中：L—下游迁移距离，m；

α—变化系数，α≥1，一般取 2；

K—渗透系数，m/d；
I—水力坡度，无量纲；
T—质点迁移天数；
n_e —有效孔隙度，无量纲。

根据《大庆市水文地质勘察报告》（石油管理局）及区域水文地质条件，本项目所在区域承压水含水层岩性主要是砂砾石，潜水含水层岩性为细砂，参照《环境影响评价技术导则地下水》（HJ610-2016）附录 B 水文地质参数，本次渗透系数最大值 K_{承压水}=50m/d，K_{潜水}=5m/d，有效孔隙度 n_{e承压水}=0.25，n_{e潜水}=0.21，根据区域地下水等水位线与距离确定水力坡度，I_{承压水}=0.2‰，I_{潜水}=0.7‰。

经上述公示计算得知：

$$L_{潜}=2\times5\times0.0007\times(15\times365+1100)/0.21=219.17m。$$

$$L_{承}=2\times50\times0.0002\times(15\times365+1100)/0.25=526.00m$$

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

根据现场调查，本项目评价区内八一小区、拥军小区、风云小区等周围居民区、学校及工矿企业等饮用水源均为城市管网集中供水，水源为地表水源，本项目 526m 范围内无饮用水井，故本项目地下水环境敏感程度为不敏感。

（3）评价等级判别

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023）及《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）要求，本项目对各建设工程分别进行等级判定，建设项目地下水环境影响评价工作等级划分见表 2.6-8。

表 2.6-8 评价工作等级表

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

① 采油工程

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

②集输管线

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

（4）评价范围

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023）及《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）要求：井场、站场等工程评价范围应包括与建设项目相关的地下水保护目标，结合水文地质条件情况，依据 HJ 610 的规定，采用公式计算法、查表法或自定义法等确定。输送管道以工程边界两侧各向外延伸 200 米作为调查评价范围，管道穿越饮用水水源准保护区时，调查范围应至少包含水源保护区。

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

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

式中：L-下游迁移距离，m；

a-变化系数， $a \geq 1$ ，一般取 2；

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

I-水力坡度，无量纲；潜水取值为 0.7‰，承压水取值 0.2‰。

T-质点迁移天数；取值为 5000d。

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

计算得 $L_{潜}=166.67m$ ； $L_{承}=400m$ 。

计算结果表明评价区承压水范围为 400m，评价区潜水范围为 166.67m，故评价范围应为区块下游外扩 400m，两侧及上游外扩 200m。结合该区域地下水流向以及现状布点情况，本次评价适当扩大了评价范围，最终形成的调查与评价区面积约 168km²。

2.6.4 声环境

2.6.4.1 评价等级

本项目位于大庆市萨尔图区境内，区域声环境为《声环境质量标准》（GB3096-2008）规定的 2 类地区。根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）中声环境影响

评价级别划分原则“建设项目所处的声环境功能区为 GB3096 规定的 2 类地区，或建设项目建设前后评价范围内声环境保护目标噪声级增量达 3dB(A)~5dB(A)，或受噪声影响人口数量增加较多时，按二级评价”。

综上分析，项目位于 2 类功能区，项目建设不会对周围环境产生明显影响，确定项目声环境影响评价级别为二级。

2.6.4.2 评价范围

本项目是以固定声源为主的建设项目，声环境评价等级为二级，根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）中要求，一级评价的要求一般以建设项目边界向外 200m 为评价范围，二级评价范围可根据建设项目所在区域和相邻区域的声环境功能区类别及敏感目标等实际情况适当缩小，且经后续预测分析，项目声源计算得到的贡献值到 200m 处可以满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的二级标准，因此，本项目声环境影响评价范围为井场边界外延至 200m 及管线、道路中心线两侧各 200m 范围内的声环境。

2.6.5 土壤环境

2.6.5.1 评价等级

（1）土壤环境影响评价项目类别

根据对项目区域土壤监测结果，区域土壤 pH 值在 8.1~8.4 之间，土壤含盐量在 0.4~0.8g/kg 之间，属于非土壤盐化、酸化和碱化地区，本项目按照土壤污染影响型开展土壤评价。

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

（2）污染影响型敏感程度分级

根据建设项目所在地周边的土壤环境敏感程度分级判据见表 2.6-9。

表 2.6-9 污染影响型敏感程度分级表

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

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

（3）土壤环境影响评价等级

污染影响型评价工作等级划分依据见表 2.6-10。

表 2.6-10 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

本项目新增永久占地 23580m²，小于 5hm²，占地面积属于“小型”规模，敏感程度为“敏感”，项目类别为“I 类”，因此井场及场站土壤评价工作等级为“一级”。

②集输管线

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

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

2.6.5.2 评价范围

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

2.6.6 生态环境

2.6.6.1 评价等级

本项目总占地面积 103770m²，其中永久占地 23580m²，临时占地 80190m²，占地面积小于 20km²，本项目占地类型为草地（非基本草原）和耕地（永久基本农田），占地

范围内没有自然保护区、世界文化和自然遗产地、风景名胜区、森林公园、地质公园、重要湿地、珍稀濒危野生动植物天然集中分布区等，项目不在生态保护红线内；本项目建设不影响地下水水位，项目土壤影响范围内无天然林、公益林、湿地等生态保护目标，因此根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）规定，本项目生态环境评价等级为三级。本项目生态环境影响评价工作等级判定见表 2.6-11。

表 2.6-11 生态影响评价工作等级划分表

评价等级	判定内容	本项目
一级	涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境时	不涉及
二级	涉及自然公园	不涉及
不低于二级	①涉及生态保护红线时：根据 HJ2.3 判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目；②根据 HJ610、HJ964 判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目；③当工程占地规模大于 20km² 时（包括永久和临时占用陆域和水域）。	本项目不涉及生态保护红线，地表水为水污染影响型，评价等级为三级 B；项目建设不影响地下水水位，土壤影响范围内无天然林、公益林、湿地等生态保护目标，项目占地小于 20km²。
三级	以上之外的	涉及
说明	①改扩建项目的占地范围以新增占地（包括陆域和水域）确定；②当评价等级判定同时符合上述多种情况时，应采用其中最高的评价等级；③建设项目涉及经论证对保护生物多样性具有重要意义的区域时，可适当上调评价等级。④建设项目同时涉及陆生、水生生态影响时，可针对陆生生态、水生生态分别判定评价等级。⑤在矿山开采可能导致矿区土地利用类型明显改变，或拦河闸坝建设可能明显改变水文情势等情况下，评价等级应上调一级。⑥线性工程可分段确定评价等级。线性工程地下穿越或地表跨越生态敏感区，在生态敏感区范围内无永久、临时占地时，评价等级可下调一级。⑦涉海工程评价等级判定参照 GB/T 19485。	/
简单分析	符合生态环境分区管控要求且位于原厂界（或永久用地）范围内的污染影响类改扩建项目，位于已批准规划环评的产业园区内且符合规划环评要求、不涉及生态敏感区的污染影响类建设项目，可不确定评价等级，直接进行生态影响简单分析。	不涉及，本项目为生态影响类项目

2.6.6.2 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）及《环境影响评价技术

导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）相关要求，本项目以井场周围 50m 范围，集输管道、道路等线性工程两侧外延 300m。

2.6.7 环境风险

2.6.7.1 评价等级

（1）风险评价等级划分依据

本工程涉及的物质主要为原油和天然气，环境风险评价的功能单元确定为集油管线。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），定量分析危险物质数量与临界量的比值（Q）；本项目危险物质质量按照最长管线内原油、天然气最大存在量进行核算，根据项目方案可知，本项目集油管道中两个截断阀门间距最长集输管线（已建管道至北 2-321-更 E68 井）为 $\phi 60 \times 4 \text{mm} - 0.3 \text{km}$ ，则管线内原油量为 $V = \pi r^2 L = 3.14 \times 0.026^2 \times 0.3 \times 1000 = 0.64 \text{m}^3$ ，原油密度以 0.857t/m^3 计算，管线原油最大存在量为 0.55t ；该区块油气比约 $37.5 \text{m}^3/\text{t}$ ，天然气密度按 0.713kg/m^3 计算，则天然气的最大存在量为 $0.55 \times 37.5 \times 0.713 / 1000 = 0.015 \text{t}$ 。

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

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

当存在多种危险物质时，则按下式计算 Q 值：

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

式中：q1，q2，...，qn—每种危险物质的最大存在总量，t；

Q1，Q2，...，Qn—每种危险物质的临界量，t。

当 $Q < 1$ 时，该项目环境风险潜势 I。

当 $Q \geq 1$ 时，将 Q 值划分为：（1） $1 \leq Q < 10$ ；（2） $10 \leq Q < 100$ ；（3） $Q \geq 100$ 。

项目所涉及的危险物质数量与临界量的比值计算结果见表 2.6-13。

表 2.6-13 危险物质数量与临界量的比值

序号	危险物质	CAS 号	最大存在总量 q_n (t)	临界量 Q_n (t)	物质 Q 值 q_n/Q_n
1	原油（石油）	/	0.55	2500	0.0002
2	天然气（甲烷）	74-82-8	0.015	10	0.0015
项目 $Q = \sum q_n / Q_n$					0.0017

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中评价等级的判定方法，本项目 $Q = 0.0017 < 1$ ，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 2.6-14，本项目风险潜势为 I，应进行简单分析。

表 2.6-14 环境风险评价工作等级划分依据表

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

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

2.6.7.1 评价范围

（3）评价范围

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），本项目风险评价等级为简单分析，因此不设置环境风险评价范围。

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 2.6-15，各环境要素评价范围图见附图 3~5。

表 2.6-15 评价范围表

项目	评价等级		评价范围
大气环境	一级		拟建井场边界外扩 2.5km 范围的区域，共计约 58km ²
声环境	二级		拟建井场边界外延至 200m 及管线、道路中心线两侧各 200m 范围内
地表水环境	三级 B		主要包括东二排水干渠、风云泡等
地下水环境	井场	二级	评价范围应为区块下游外扩 400m，两侧及上游外扩 200m。结合该区域地下水流向以及现状布点情况，本次评价适当扩大了评价范围，最终形成的调查与评价区面积约 168km ² 。
	集输管线	三级	
土壤环境	井场	一级	拟建井场边界外扩 1km 及管线工程边界两侧向外延伸 200m 的土壤环境
	集输管线	二级	
生态环境	三级		本项目以井场周围 50m 范围，集输管道、道路等线性工程两侧外延 300m。
环境风险	简单分析		不设置环境风险评价范围

2.7 环境保护目标

根据调查，本项目施工区域内无自然保护区、风景名胜区、文物古迹和饮用水水源保护区分布，不在生态红线范围内。项目主要大气环境保护目标见表 2.7-1，地下水环境保护目标见表 2.7-2，环境风险保护目标见表 2.7-3，其他环境要素保护目标见表 2.7-4，主要环境保护目标分布图见附图 3。

表 2.7-1

大气主要环境保护目标表

名称	坐标		保护对象	保护内容	环境功能区	相对厂址方位	相对厂界距离/m
	东经	北纬					
八一小区	124.984782	46.690469	居民	约 180 户, 600 人	二类	北 2-321-更 E68 西侧	1670
拥军小区	125.016265	46.675461	居民	约 640 户, 2800	二类	北 2-2-检更 50 南侧	600
风云小区	125.097634	46.664672	居民	约 240 户, 800 人	二类	北 2-4-更丙 82 西北侧	620

表 2.7-2

地下水环境保护目标表

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

表 2.7-3

环境风险保护目标

环境要素	保护属性	保护目标	保护对象	相对方位及距离
环境风险	大气	八一小区	居民	北 2-321-更 E68 西侧 1670m
		拥军小区	居民	北 2-2-检更 50 南侧 600m
		风云小区	居民	北 2-4-更丙 82 西北侧 620m
	地表水	东二排水干渠	地表水	北 2-321-更 E68 东侧 620m
		风云泡	地表水	北 2-332-更 E105 东侧 1300m
	土壤、地下水	井场永久占地范围		井场

表 2.7-4

其他环境因素保护目标表

环境要素	保护目标	最近方位及距离	规模	保护标准及保护级别
地表水环境	东二排水干渠	北 2-321-更 E68 东侧 620m	人工排水渠, 主要功能为城市排涝	保护地表水现状
	风云泡	北 2-332-更 E105 东侧 1300m	自然水泡	保护地表水现状
声环境	本项目周边 200m 范围内无声环境保护目标			《声环境质量标准》 (GB3096-2008) 中 2 类标准
土壤环境	井场永久占地范围内土壤			《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准 (试行)》

		(GB36600-2018)第二类用地筛选值
	井场边界外扩 1km 区域及管线道路两侧向外延伸 200m 区域的土壤环境，主要为耕地、草地	《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》 (GB15618-2018)表 1 中农用地土壤污染风险筛选值
生态环境	井场边界外扩 50m 的区域及管线沿线两侧外扩 300m，项目涉及湿地的范围区域的生态环境	生态环境不受到破坏

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

本项目共涉及北二西、北二东、北三西、北三东、北部过渡带、东部过渡带区域。

北二西自 1964 年萨、葡主力油层投入开发以来，先后经历了五次大的调整，目前共有 6 套井网 8 套层系：分别是开采萨尔图、葡萄花主力油层的基础井网；开采葡Ⅱ、高台子中低渗透层的一次加密井网；开采萨尔图和葡Ⅱ高薄差油层的二次加密井网；开采萨、葡、高薄差层的三次加密井网；开采葡萄花主力油层的一类油层三采井网和开采萨Ⅱ、萨Ⅲ组的二类油层的三采井网。

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

1964 年北三西块基础井网萨、葡主力油层投入开发，萨尔图油层和葡萄花油层分两套层系采用行列注水井网开采；1976 年对萨、葡主力油层的中间井排进行点状注水；1986 年对基础井网进行全面转抽；1993 年进行二次加密调整，其中萨尔图油层二次加密调整采用注采井距 250m 反九点面积井网；葡二、高台子油层二次加密调整采用注采井距 250m 五点法面积井网；2007 年注采系统调整，一次加密井网由反九点转为五点法面积井网；萨尔图二次加密井网由反九点调整为横线性井网。

萨北开发区北部过渡带一条带于 1971 年投入开发，目前共有三套井网：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二次加密井网、开采葡一组油层的聚驱井网。1971 年基础井网采用 350m 四点法面积注入井网，开采对象为萨一、萨二、萨三及葡一组部分油层。1975 年开始高压注水，提高地层压力，提液增产；1985 年自喷转抽，降压开采，并调整压力系统。1996 年一、二条带进行井网加密，采用 202m 四点法面积注入井网，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。

2011 年北过一条带葡一组聚驱，采用 125m 五点法面积井网，聚合物驱葡一组油层。

萨北开发区整个区域内为已开发水聚驱区块，建有较为完善的油、气、水、电、道路等工程，区域内有各种已建站所共 14 座。详见表 3.1-1。

表 3.1-1 区域内涉及各类站所统计表

序号	区块	类 别	数量 (座)	站 名
1	北二西区块	转油（放水）站	3	萨北 1801、萨北 17、萨北 23
2		注入站	2	1801、17-1
3		脱水站	1	北十三
4		配置站	1	北十四
5		聚驱注水站	1	北十三
6		普通污水处理站	1	北 II-1
7		三元污水处理站	1	聚北十三
8		含油污水深度处理站	2	北十三深污、北十三新深污
9		变电所	2	北十三、北 II-3
10	东部过渡带	转油（放水）站	5	萨北 1、2、3、201 号转油站、北五转油放水站
11		放水站	1	北四联放水站
12		脱水站	1	北 II-2
13		水驱注水站	1	北二十注、北七注
14		普通污水处理站	1	北四污
15		含油污水深度处理站	1	北二十深
16		变电所	4	北四、北七、北二十、北五
17	北三西区块	转油放水站	2	北III-4、萨北 21 号站（水、聚）
18		脱水站	1	北十五
19		注水站	1	聚北十二注水曝氧站
20		普通污水处理站	2	北三污水站、萨北 2801 污水站
21		含聚污水处理站	1	聚北十五污水站
22		含油污水深度处理站	3	北十二深度污水处理站、北十三深度污水处理站、北十三新深度污水处理站
23		变电所	1	北十二变电站
24		配制站	2	北十四配制站、北III-5 配制站
25		注入站	3	14-11 注入站、14-12 注入站、14-13 注入站
26	北二西	转油（放水）站	2	北五转油放水站、北六转油放水站
27		脱水站	1	北 II-1
28		注水站	2	聚北六注、北十九注

图 3.1-1 本项目区块位置示意图

(2) 现有区块环评手续

本项目位于萨北开发区，包括北二西、北二东、北三西、北三东、北部过渡带、东部过渡带区块，现有区块环评手续见下表所示。

表 3.1-2 区块建设环保手续履行情况一览表

序号	项目名称	审批机关及批复文号	竣工环保验收情况
1	《大庆油田有限责任公司采油三厂北二西西部三次加密井产能建设工程环境影响报告书》	庆环建字[2006]32 号	2010 年 1 月完成验收
2	《萨北开发区北二区东部东块水驱层系重组产能建设工程环境影响报告书》	庆环审(2015)77 号	2019 年 9 月完成验收
3	《萨北开发区北三区东部西区二类油层上返三元驱产能建设工程环境影响报告书》	庆环审(2017)51 号	2020 年 4 月完成自主验收
4	《萨北油田北三区西部北块三次采油产能建设工程环境影响报告书》	庆环建字〔2009〕14 号	已完成验收（庆环验〔2011〕023 号）
5	《萨北开发区北部过渡带一条带西区产能建设工程环境影响报告书》	庆环建字〔2013〕266 号	2019 年 6 月 18 日完成验收
6	《萨北开发区东部过渡带三、四条带北区加密调整产能建设地面工程环境影响报告表》	庆环审(2020)45 号	2024 年 10 月完成自主验收
7	环境风险应急预案	备案编号：230602-2023-013-L，2023 年 6 月 19 日 大庆市萨尔图区生态环境局	
8	排污许可执行情况	证书编号：91230607716675409L017R 有效期限：自 2024 年 11 月 12 日至 2029 年 11 月 11 日止	

3.1.2 现有区块开发环保措施落实和效果回顾调查

通过对本项目所在区块现场调查和大庆油田有限责任公司第三采油厂 2025 年排污许可执行报告及自行监测信息可知，本项目区块内场站加热炉排放的烟气、厂界无组织非甲烷总烃以及厂界噪声均能满足达标排放要求，具体如下：

3.1.2.1 废气污染防治措施调查结论

(1) 非甲烷总烃

①井场

现有工程在油气集输过程采取了全密闭工艺流程，油井井口均安装了密封垫、管线均埋地敷设、区块场站内各关键接口法兰均进行了密闭处理，有效的控制了无组织气体的挥发。根据大庆油田有限责任公司第三采油厂 2025 年排污许可执行报告及自行监测信息，各井场厂界非甲烷总烃排放浓度能够满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中相关标准要求。厂界颗粒物排放浓度能够满足《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。

② 场站

根据大庆油田有限责任公司第三采油厂2025年排污许可执行报告及自行监测信息，区域内各场站厂界无组织排放的非甲烷总烃浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)标准要求，同时满足《大气污染物综合排放标准》

(GB16297-1996)中的标准限值要求；同时各场站厂区内无组织排放的非甲烷总烃浓度满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019)附录A 中厂区内非甲烷总烃无组织排放限值要求。

(2) 加热炉烟气

根据大庆油田有限责任公司第三采油厂2025年排污许可执行报告及自行监测信息，区块内各场站加热炉烟气排放浓度满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表2新建燃气锅炉标准。

3.1.2.2 废水污染防治措施调查结论

根据《北十七含油污水处理站水质提升改造工程项目竣工环境保护验收意见》，北十七含油污水站处理后的出水，出水水质满足含油量 $\leq 20\text{mg/L}$ ，悬浮固体含量 $\leq 20\text{mg/L}$ 要求后，进入深度污水处理站进行处理达标后全部回注地下油层，不外排。根据验收监测可知，北十七含油污水处理站出水水质满足《大庆油田地面工程设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)中“含油 $\leq 20\text{mg/L}$ 、悬浮物 $\leq 20\text{mg/L}$ ”的大庆油田油藏聚驱注水水质标准要求。

现有区块场站内的生活污水依托周边场站生活污水处理系统进行处理（施工人员如厕去周边场站），不外排。周边场站生活污水由罐车拉运至风云污水提升站，经提升后管输至大庆市水务集团城市排水有限公司进行集中处理。

3.1.2.3 噪声污染防治措施调查结论

现有区块内噪声源主要来自抽油机及场站，抽油机噪声源强为65~80dB(A)，为连续稳态声源，场站噪声主要为各类机泵噪声，源强约在80~85dB(A)之间。抽油机电机等发声设备选用了低噪声设备，定期对进场设备进行维护和保养；场站机泵均布置在室内，

采用隔声门窗及机泵加装减震设施等降低噪声源强。根据庆油田有限责任公司第三采油厂2025年排污许可执行报告及自行监测信息，各场站厂界噪声均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准。

3.1.2.4 固体废物污染防治措施调查结论

现有工程区块内油井在进行作业过程中产生的含油污泥、落地油收集拉运至萨北含油污泥处理站减量化处理后再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理，处理后满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）油田含油污泥经处置后泥渣利用污染物控制限值后，用作油田垫井场和通井路。

油井作业产生废弃防渗布属于危险废物，使用有内衬的编织袋包装捆扎，送大庆博昕晶化科技有限公司定期处理。

现有区块依托场站产生的生活垃圾集中收集后送大庆城控电力有限公司处置。

现有区块依托场站废滤料统一收集送创业集团蓝星环保工程有限公司进行处理。

3.1.2.5 环境风险现状防治措施调查结论

大庆油田有限责任公司第三采油厂应急预案已于2023年6月19日在大庆市萨尔图生态环境局完成应急预案备案，备案编号为230602-2023-013-L。设置了相应的环境应急预案体系、应急组织机构、监测与预警、应急处置与应急响应措施、环境风险防范设施等；日常加强应急演练；第三采油厂的应急预案与大庆油田集团公司应急预案为有效衔接，大庆油田集团公司应急预案与大庆市政府的应急预案为有效衔接，从大庆市到集团公司到建设单位建立了应急响应和风险防范的联动机制。

根据现场调查，现有区块已制定应急操作规程，规程中明确各项突发事件发生时应采取的相关措施，并根据其日常管理工作等安全环保行为建立相应档案。各基层小队制定了有关管道泄漏的专项应急预案，并且配有围油栏、撇油机、收油桶等设施，发生污染事故时及时回收原油，减少对环境的影响。现有区块内场站定期对员工进行安全 and 环境保护意识教育，并定期进行演练。

现有区块运营过程中，加强油气运输管道和油气储存设备的巡查、检测、维修，采取有效的防腐、防裂等措施，防止渗漏、溢流事故发生。并制订环境污染突发性事件应急预案，落实事故处理措施，防止污染事故发生。

大庆油田有限责任公司第三采油厂具有独立的保卫队伍，并和大庆油田有限责任公司、当地政府职能部门建立了联动机制，各场站配备防刺服等安全防范设施，定期巡检，确保油田生产设施安全。

现有区块风险防范措施及应急措施落实情况良好。

3.1.2.6 生态影响调查结论

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

根据本项目现场调查，引用《大庆油田有限责任公司采油三厂北二西(西部区块)聚驱上返井产能建设工程验收调查报告》、《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竣工环境保护验收意见》生态影响调查结论：

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

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

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

3.1.3 现有工程存在的环境问题

通过现场调查可知，本工程区域内已建井的井场永久性占地面积符合要求，井场地面均进行了平整，无油污。站场环境清洁，地面未发现油污，站内道路两侧和厂区院墙内外均已绿化，生态恢复较好。井场永久性占地面积符合设计要求，井场地面均进行了平整，在临时性占地范围内，地表基本进行了平整，并已完成了生态恢复。本工程依托场站加热炉废气能够达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表2新建锅炉排放浓度限值要求；油气集输采用密闭流程，可有效控制烃类物质的排放，目前依托站场厂界非甲烷总烃浓度能够满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》

（GB39728-2020）中相关标准要求。根据验收监测结果，依托场站厂界满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准。油田产生的含油污水管输至北十

七污水处理站处理后全部回注，出水水质指标能够同时满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，均不外排；作业和清罐产生的含油污泥收集拉运至萨北含油污泥处理站减量化处理后再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理，处理后满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）油田含油污泥经处置后泥渣利用污染物控制限值后，用作油田垫井场和通井路，依托场站未发现遗留的环境问题。

第三采油厂已取得排污许可证，许可证编号为 91230607716675409L017R，行业类别为陆地石油开采、锅炉、工业炉窑、水处理通用工序，有效期限：自 2024 年 11 月 12 日至 2029 年 11 月 11 日止。建设单位现有工程已按排污许可证要求进行排污，企业 2025 年度排污许可证执行报告（年报报表中包含氮氧化物、颗粒物实际排放量，无废水排放）、环境管理台账记录已上传至全国排污许可证管理信息平台，企业已按要求执行排污许可制度。

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

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

环境风险相关措施：经调查，本项目区块及区块内各场站均未发生过环境风险事故。第三采油厂已建立较完善的应急预案体系，突发环境事件应急预案已于 2023 年 6 月 19 日在大庆市萨尔图区生态环境局进行了备案，备案编号：230602-2023-013-L。综合性预案为《第三采油厂突发事件总体应急预案》，还针对不同的事故分别编制了《环境突发事件专项应急预案》、《井喷突发事件专项应急预案》、《油气泄漏事件专项应急预案》、

《输油系统突发事件专项预案》等专项应急预案并定期开展应急演练。建议增加事故应急监测及事故评估等规定内容并定期演习，避免重大污染事故的发生。

现有工程运行至今无环境污染投诉，根据以上分析及现场勘查，现有区块内及依托场站未发现遗留的环境问题。

3.2 建设项目概况

项目名称：萨北开发区北 2-1-453 井区 17 口更新井产能建设工程；

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：环保投资共 704.58 万元，总投资 6317 万元，占总投资的 11.15%。

占地面积：本工程总占地约 103770m²，其中永久占地 23580m²，临时占地 80190m²，占地类型为耕地、一般草地及林地；

建设内容：基建油井 9 口，建设集油掺水管道 3.0km，配套建设抽油机及基础 9 座。基建注水井 6 口，建设注水管线 0.91km，配套建设注水井配水阀组、高压切断阀、注水井场 6 座。基建注入井 2 口，建设注入管线 0.52km，配套建设注入井井口工艺及注入井场 2 座。配套建设供配电、道路、数字化工程等。

生产规模及产品方案：预计建成后产油量为 0.432×10⁴t/a。

建设周期：项目计划施工期为 2026 年 5 月至 2026 年 6 月，施工 30 天。

劳动定员：施工期地面工程施工人员 10 人，施工不设置营地，运营期不新增劳动定员。

3.3 开发区块概况

3.3.1 构造概况

萨尔图构造是大庆长垣北部的一个短轴背斜，轴向为 NE22°，短轴 14km~22km，北宽南窄，长轴 32km，闭合面积为 439km²，闭合高度 600m，东翼倾角 2°~5°，西翼倾角 3°~14°，萨北开发区位于萨尔图构造北部，含油面积 118.8km²，地质储量 61290×10⁴t。

地层倾角为 1°~3°左右，构造较为平缓。根据 2008 年~2011 年井震结合构造精细解释研究成果，油层部位共有大小断层 69 条，均属正断层，走向多为北北西向，断层倾角 60°~70°，断层延伸长度 0.2km~2.9km，最大断距 93.2m，最小断距 0.8m。纯油区西部断层较多，纯油区东部及过渡带断层较少。

3.3.2 层系

根据邻井实钻资料，预计本区自下而上发育白垩系下统青山口组、姚家组、嫩江组一段~四段、白垩系上统四方台组、明水组及第四系地层。本区缺失第三系及白垩系下统嫩江组五段地层。

嫩江组二段底部黑褐色油页岩为松辽盆地区域标准层。

3.3.3 储层特征

精细地质研究结果表明，萨北开发区共发育萨、葡、高三套油层，8 个油层组，35 个砂岩组，99 个小层，根据各砂体在河流~三角洲中所处的沉积环境、相带和砂体发育程度、规模、分布特征的不同，将萨北开发区各沉积单元划分为 3 种亚相 10 种沉积模式类型。

3.3.4 油气藏流体性质

3.3.4.1 地面原油性质

萨北开发区原油具有粘度高，含蜡量高和凝固点高，含硫量低的特点，地面原油密度 0.865g/cm^3 左右，地面原油粘度 $16.6\text{mPa}\cdot\text{s}\sim 90\text{mPa}\cdot\text{s}$ ，原油含蜡量 $23.4\%\sim 32.04\%$ ，含硫量低于 0.2% ，凝固点 $22^\circ\text{C}\sim 30^\circ\text{C}$ ，原始气油比 $47.4\text{m}^3/\text{m}^3\sim 50\text{m}^3/\text{m}^3$ ，体积系数在 1.12 左右，饱和压力 $9.77\text{MPa}\sim 10.09\text{MPa}$ ，油层温度 $44.5^\circ\text{C}\sim 48.2^\circ\text{C}$ 。

3.3.4.2 地层水性质

地层水属碳酸氢钠型，总矿化度在 $6000\text{mg/L}\sim 8000\text{mg/L}$ 。地层水总矿化度平均为 6475mg/L ，氯离子含量平均为 1790mg/L ，pH 值平均为 7.0。

3.3.4.3 有毒有害气体含量

邻井钻探未见 H_2S 、CO 等有毒有害气体显示。

3.3.5 油气资源类型

萨北开发区为背斜型砂岩油藏，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。

3.3.6 开发进程

萨北开发区自 1963 年基础井网萨、葡主力油层投入开发以来，先后经历了几次大的调整，目前纯油区主要有六套井网：开采萨尔图、葡萄花主力油层的基础井网；开采葡二、高中低渗透层的一次加密调整井网；开采萨尔图及高台子薄差油层的二次加密调整井网；开采萨、葡、高台子薄差油层的三次加密调整井网；开采葡一组主力油层的聚驱井网；开采萨尔图二类油层的化学驱井网；过渡带目前主要有四套井网：开采萨尔图、葡萄花主力油层的基础井网；开采萨尔图、葡萄花薄差油层加密调整井网；开采葡一组主力油层的聚驱井网；开采萨尔图油层的四条带井网。

1965 年基础井网萨、葡主力油层投入开发，萨尔图油层和葡萄花油层分两套层系采用行列注水井网开采。萨尔图层系切割距 $1.8\text{km}\sim 2.1\text{km}$ ，其中切割距 1.8km ，第一排生

产井排距 500m，井距 500m；第二排生产井排距 400m，井距 500m，注水井井距为 300m，生产井井位互相错开。切割距 2.1km，第一排生产井排距 600m，井距 500m；第二排生产井排距北部 400m，南部 500m，井距 400m；生产井井位互相错开，注水井井距 300m；葡萄花层系切割距 2.8km，第一排生产井排距北部 900m，南部 1000m，井距 500m，第二排生产井排距北部 400m，南部 500m，井距 500m，注水井井距均为 300m~400m，生产井井位互相错开，目前葡萄花基础井网已全部北葡一组聚驱利用，1973 年对萨、葡主力油层的中间井排进行点状注水。

1973 年、1986 年分别对萨、葡、高中低渗透层进行一次加密调整。在基础井网井间加井、排间加排，形成 250m 的反九点法面积井网。

1992 年对萨尔图薄差油层进行二次加密调整，在一次加密排上或排间井间布间注间采排，形成 250m 反九点面积井网。

1994 年开始对葡一组主力油层进行了聚驱开采，针对分区域隔夹层分布及油层发育情况，分别采用葡II-4、葡II-7、葡II-7+葡II-3 等层系组合，该井网利用基础葡萄花井网所有油水井，在老井排间布间注间采排，形成 250m 的五点法面积井网。

2001 年针对该区块井网密度低且分类油层动用差异较大等问题，进行三次加密调整，开采萨、葡、高有效厚度小于 0.5m 的薄差层和表外储层，采用五点法面积井网，新老井共同完善注采关系，新井井距 250m，新老井距 150m~175m。

2003 年开始针对水驱进入特高含水期开采阶段，以反九点法面积井网开采的一、二次加密调整层系油水井数比高、注水井负担重、注采矛盾突出的问题，进行注采系统调整，分别形成 250m 五点法及横向线性井网。

2004 年开始对纯油区西部萨尔图二类油层进行聚驱开采，针对分区域隔夹层分布及油层发育情况，采取新钻一套 125m~150m 的五点法面积井网逐段上返开发的模式，首段开发萨II10-16+萨III或萨II13-16+萨III组合。

2012 年开始对纯油区西部实施井震结合注采系统调整，2013 年开始纯油区东部实施水驱层系井网调整。

2014 年在开展二类油层弱碱三元复合驱工业化开采，采用 125m 五点法面积井网，开采层位萨II10-16+萨III。

3.4 工程组成

本次工程项目组成见表 3.4-1。

表 3.4-1 工程组成一览表

类别	工程名称	建设内容	备注

主体工程	钻前工程	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，安置各撬装板房，配制钻井液等。	新建
	钻井工程	新钻油井 9 口，水井 6 口，注入井 2 口，钻井总进尺 21205m，施工工序包括钻进、测井、固井、完井。均采用套管射孔方式完井，无压裂工艺。	新建
		新建井场 16 座（15 口单井，1 个平台），井场设备包括钻机、钻台、钻井泵、水罐、发电机、配料罐、泥浆泵、泥浆罐、空压机、钢制泥浆槽。	新建
		每座井场设置 1 座钻井井架，新建撬装式钢制基础，43.3m×11.7m，用于架设钻井井架。	新建
	原油集输工程	基建油井 9 口，建设集油掺水管道 3.0km，配套建设井场、井口组合阀、补偿器等。	新建
		油井清防蜡：采取中转站常规热洗泵洗井方式，设计更新井水驱热洗周期为 60 天，化学驱热洗周期为 30 天，热洗强度 20m³/h；油井热洗清防蜡废水直接进入集油系统，不外排。	新建
	注水工程	基建注水井 6 口，新建单井注水管道 0.91km，配套建设注水井配水阀组、高压切断阀、注水井场。	新建
储运工程	注入工程	基建注入井 2 口，新建单井注入管道 0.52km，配套建设注入井井口工艺及注入井场。	新建
	泥浆循环罐	每座井场设置 3 个钢制泥浆罐，有效容积 40m³/个。	新建
	柴油罐	每座井场设置钢制柴油罐 2 座，采用双层卧式罐，总容积 40m³，储量约 30t。柴油罐周边设置高度不低于 0.5m、容积不低于 20m³ 的便于拆装的防渗玻璃钢围堰，满足事故状态下的储存要求。	新建
	水罐区	每座井场设置钢制水罐 2 座，每个容积 50m³，存储新鲜水。	新建
	钢制泥浆槽	每座井场设置容积 33m³的钢制泥浆槽（9×2.5×1.5m）1 座，位于泥浆循环罐区旁边，用于暂存钻井废水、废钻井液、岩屑与废射孔液，由罐车将其拉运至大庆赛诺科林环保科技有限公司废弃泥浆无害化处理站（一队三厂站）处理，处理后泥饼经第三方化验合格后，用于用作油田铺路、铺垫井场、修井间防火墙及回填等用途。	新建
	材料房	每座井场设置 1 座材料房，占地面积 50m²，用于存放膨润土、纯碱、重晶石粉、水泥等钻井所需材料。	新建
	一般固废	1 座/井场，占地面积 50m²，用于存放井场产生的废包装	新建

	暂存间		袋、施工废料等一般固废。	
	表层土堆放区		在每座井场设置表土堆放区，占地面积为 1400m ² ；管道施工沿线平行设置表土堆放区。	新建
辅助工程	自控工程		本次为 8 口抽油机井、1 口电泵井、6 口注水井、2 口注入井配套进行数字化建设。	新建
	井控房		每个井场设 1 座井控房，井控房安置于钻井井场内，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
	发电机房		每个井场设置 1 处，占地面积 50m ² ，安装柴油发电机，供应施工井场设备用电	新建
	综合房		每个井场设置 1 处，占地面积 20m ² ，放置施工工具	新建
	钻井监督房		每个井场设置 1 处，占地面积 20m ² ，施工人员监控值班场所	新建
	进场道路		本次新建通井路 1.06km，其中 3.5m 宽砂石通井路 0.52km，4m 宽土路 0.54km。	新建
公用工程	给水工程		生活用水外购桶装水；生产用水由水罐车拉运。	依托
	排水工程	施工期	钻井期间生活污水依托周边场站生活污水处理系统进行处理（施工人员如厕去周边场站），不外排。周边场站生活污水由罐车拉运至风云污水提升站，经提升后管输至大庆市水务集团城市排水有限公司进行集中处理。	依托
			钻井废水、废弃钻井液、岩屑、废射孔液由施工单位负责送大庆赛诺科林环保科技有限公司废弃泥浆无害化处理站（一队三厂站）处理；管道试压废水罐车拉运到北十七含油污水处理站处理。	
		运营期	油井采出水管输至北十七含油污水处理站进行处理，作业废水、洗井污水拉运至北十七含油污水处理站进行处理，处理后回注油层。油井热洗清防蜡废水直接进入集油系统，不外排。	
	供电工程		钻井期间采用柴油发电机供电；运行期新建井场柱上变 4 座，利旧 3 座，均引自附近已建 6kV 架空线路，新建 6kV0.3km 支线，导线采用 LGJ-50 型。	新建
环保工程	施工期	废气	1.施工区域洒水抑尘，表土堆及其他临时土堆表面进行遮盖，周围设置围挡。 2.建材堆上覆遮盖材料，施工运输车辆采取密闭措施或加盖防尘布。	新建
		废水	1.施工期间生活污水依托周边场站生活污水处理系统进行处理（施工人员如厕去周边场站），不外排。周边场	依托

			站生活污水由罐车拉运至风云污水提升站，经提升后管输至大庆市水务集团城市排水有限公司进行集中处理。 2.钻井废水由施工单位负责送大庆赛诺科林环保科技有限公司废弃泥浆无害化处理站（一队三厂站）处理；管道试压废水罐车拉运到北十七含油污水处理站处理。	
		噪声	选用低噪声设备；合理布置施工现场，定期对施工设备进行保养维护，保证设备保持在最佳运行状态，降低噪声源强度；运输车辆均避开村屯进行运输，尽量不鸣笛	新建
		固体废物	施工期产生的废钻井液、岩屑与废射孔液暂存钢制泥浆槽，由罐车拉运至大庆赛诺科林环保科技有限公司废弃泥浆无害化处理站（一队三厂站）处理；废包装袋、废防渗布、清管废渣及施工废料暂存至井场一般固废暂存间，统一送采油一厂工业固废填埋场处理；施工人员产生的生活垃圾暂存至生活垃圾箱，统一送大庆城控电力有限公司处理。	新建
	运营期	废气	1.原油集输通过管道运输至阀组间及站场，全过程为密闭过程，减少挥发性气体产生。 2.依托转油放水站采用天然气作为燃料。	依托
		废水	1.油井采出液分别管输至转油放水站进行气液分离，之后分别进入脱水站进行脱水处理，分离后的含油污水进入北十七含油污水处理站进行处理，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推荐指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求，回注地下油层。 2.井下作业废水、洗井污水由罐车拉运至北十七含油污水处理站进行处理，处理达标回注地下油层。油井热洗清防蜡废水直接进入集油系统，不外排。	依托
		噪声	井场设备采用减振措施；定期对油井及站内产噪设备进行巡检，发现异常响动及时处理；注意对设备的维护保养，保证设备保持在最佳运行状	新建
		固体废物	运行期产生的落地油及含油污泥（危废类别 HW08 废矿物油与含矿物油废物，废物代码为 071-001-08）收集后送萨北含油污泥处理站减量化处理，处理后含油污泥运送至大庆博昕晶化科技有限公司委托处置，处理后泥渣满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）标准限值，用于铺垫井场和通井路；油井作业产生的含油抹布及劳保用品（危废类别 HW49 其他废物，废物代码为 900-041-49）、废含油防渗布（危废类	依托

		别 HW08 废矿物油与含矿物油废物，危险废物代码为 900-249-08）属于危险废物，暂存于采油三厂含油防渗布暂存池，定期委托有资质单位处理；柱上变废变压器油由电力运维单位收集委托有资质单位处置。	
生态保护		1.项目占用草地（非基本草原）、耕地（永久基本农田）；由采油三厂编制表土剥离方案，施工前，施工单位按照表土剥离方案进行表土剥离，表土剥离厚度为 30cm。剥离的表土临时堆放在占地范围内，周围设置临时排水沟，表面覆盖水土保持毯，定期洒水，四周用重物压实，防止土壤流失、肥力降低。施工结束后，永久占地剥离的表土由建设单位统一收集运送至指定地点，用于其他土地整治。 2.管道施工时，土壤分层开挖，先挖表层土，不同土层分别堆放。施工结束后，土壤分层回填，表土回填至表面，土壤进行压实，植被恢复。 3.临时占用的草地（非基本草原），播撒草种，恢复地表植被，植被覆盖率及生态量恢复至施工前原有生态水平，对临时占用的耕地（永久基本农田）进行经济补偿。	新建
		油井和站场退役后，应当及时封闭井口，拆除井场和站场设备、设施，挖松固化地面，并对井场和站场土地进行平整、翻松，同步实施井场还草措施。	新建
地下水防护措施		1.钻井期柴油罐区、泥浆循环罐、钻井液材料房、配电房、钢制泥浆槽、钻台等区域属于重点防渗区，采用 2mm 高密度聚乙烯（HDPE）膜构筑防渗层，渗透系数小于 $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ ，防渗性能满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）重点防渗区要求；柴油罐周边设置高度不低于 0.5m、容积不低于 20m³ 的便于拆装的防渗玻璃钢围堰。 其他材料房、一般固废暂存间为一般防渗区要求，采用 1.5mm 厚高密度聚乙烯（HDPE）膜构筑防渗层，渗透系数小于 $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ 。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。施工期井场除重点防渗和一般防渗区以外的，井场其他区域应满足简单防渗要求。 2. 本项目集油掺水管线采用无缝钢管（外缠胶带硬质聚氨酯泡沫保温钢管 3. 地下集输管道属于重点防渗区，其防渗性能满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中重	新建

		点防渗区的要求，采用无缝钢管；管道设计壁厚的腐蚀余量不应小于 2mm 或采用管道内防腐；管道的外防腐等级应采用特加强级；管道的连接方式应采用焊接。 3.运行期井场永久占地内为简单防渗区，采用地面夯实碾压平整进行防渗；油水井作业井场按重点防渗区布设，铺设人工防渗层高密度聚乙烯膜，厚度为 2.0mm，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$。防渗性能满足《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）重点防渗要求。 4.退役期对关闭的油水井实施安全封堵。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）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窜入的污染。 4.制定地下水跟踪监测计划，及时对区域地下水及环境进行跟踪监测。	
	风险防范措施	运营期间，利用智能清管器定期对管线进行清管和管内检测。当管道设计壁厚的腐蚀余量不小于 2mm 时，进行管内机械杂质清除作业，提高管道的输送效率，减少管内腐蚀。	新建
依托工程	1801 转油放水站	采用“分离、缓冲、沉降”处理工艺，设计处理规模 26640t/d，目前负荷率 66.9%。新增 1 口油井最大产液量 105t/d，新增油井后负荷率提高至 67.3%，处理能力满足需要。	依托
	北III-6 三元转油放水站	采用“分离、缓冲、沉降”处理工艺，设计处理规模 12720t/d，目前负荷率 88.4%。新增 1 口油井最大产液量 45t/d，新增油井后负荷率提高至 88.8%，处理能力满足需要。	依托
	北III-7 三元转油放水站	采用“分离、缓冲、沉降”处理工艺，设计处理规模 24480t/d，目前负荷率 88.4%。新增 3 口油井最大产液量 190t/d，新增油井后负荷率提高至 89.2%，处理能力满足需要。	依托
	北III-4 转油放水站	采用“分离、缓冲、沉降”处理工艺，设计处理规模 32160t/d，目前负荷率 78.4%。新增 2 口油井最大产液量 235t/d，新增油井后负荷率提高至 79.1%，处理能力满足需要。	依托
	萨北 19 转	采用“分离、缓冲、沉降”处理工艺，设计处理规模	依托

油放水站	30720t/d, 目前负荷率 46.9%。新增 1 口油井产液量 60t/d, 新增油井后负荷率提高至 47.1%, 处理能力满足需要。	
北五转油放水站	采用“分离、缓冲、沉降”处理工艺, 设计处理规模 35520t/d, 目前负荷率 92%。新增 1 口油井产液量 70t/d, 新增油井后负荷率提高至 92.2%, 处理能力满足需要。	依托
北十三脱水站	采用加热沉降+电脱水工艺, 一段设计能力为 28800t/d, 目前负荷率为 47.81%, 二段设计能力为 2880t/d, 目前负荷率为 28.71%, 新增产能后, 一段负荷率为 48.17%, 二段负荷率为 32.36%, 剩余处理能力满足本项目需求。	依托
北 II-1 脱水站	采用加热沉降+电脱水工艺, 一段设计能力 47520t/d, 目前负荷率为 39.26%, 二段设计能力 6000t/d; 目前负荷率为 36.86%。新增产能后, 一段负荷率为 39.41%, 二段负荷率为 38.03%, 该站已建设施能力可满足本项目新增产能的需要。	依托
北III-3 脱水站	采用加热沉降+电脱水工艺, 一段设计能力为 19920t/d, 目前负荷率为 59.32%, 二段设计能力为 10080t/d, 目前负荷率为 26.07%, 新增产能后, 一段负荷率为 60.8%, 二段负荷率为 29%, 剩余处理能力满足本项目需求。	依托
北十五脱水站	采用加热沉降+电脱水工艺, 一段设计能力为 37440t/d, 目前负荷率为 43.93%, 二段设计能力为 4320t/d, 目前负荷率为 47.8%, 新增产能后, 一段负荷率为 44.56%, 二段负荷率为 53.24%, 剩余处理能力满足本项目需求。	依托
萨北含油污泥处理站	萨北含油污泥处理站于 2016 年投产, 设计规模 10m ³ /h, 每年工作 150 天 (6-10 月运营), 每天 24 小时连续运行, 年最大处理量 36000m ³ , 目前实际处理量 23000m ³ /a, 负荷率为 63.9%, 主要通过预处理、调质、离心分离等工序将含油污泥进行深度处理, 从而使污泥达到排放要求。经过处理后的污泥含油小于 2%, 含水小于 40%, 再送至大庆博昕晶化科技有限公司处理, 处理后污泥含油量满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》(DB23/T 3104-2022) (石油类≤3000mg/kg), 本工程含油泥(砂)及落地油产生量为 0.43t/a, 本项目新增后处理量约为 23000.43t/a, 负荷率为 63.9%, 变化较小, 能够满足本项目含油污泥处理需求。	依托
北十七含油污水处理站	该站于 2001 年建成投产, 通过采用“二级沉降+压力过滤”处理工艺, 设计处理能力为 20000t/d, 处理水质达到《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推荐指	依托

		标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求要求回注地下油层。目前处理量为 9000t/d。本次新增 9 口油井，含油污水产生量约 440t/d，管输至北十七含油污水处理站，剩余处理能力满足需要。	
	大庆赛诺科林环保科技有限公司废弃泥浆无害化处理站（一队三厂站）	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%；本项目钻井废水、废钻井液、岩屑与废射孔液产生量共约 200m ³ /d，接收本项目废射孔液后该公司负荷率为 31%，本项目依托可行。	依托
	采油三厂含油防渗布暂存池	采油三厂含油防渗布暂存池位于黑龙江省大庆市萨尔图区风云北村境内，建设 4000m ³ 含油防渗布暂存池 1 座，目前负荷率约 30%，基础防渗层采用 1m 厚压实黏土层，防渗层顶面采用混凝土防渗层，满足《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T 50934-2013）中防渗性能不应低于 6.0m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7} cm/s 的黏土层的防渗性能。定期对含油防渗布拉运至有资质的单位处理。采油三厂排污许可证已包括含油防渗布暂存池相关内容。本项目含油防渗布产生量为 1t/a，变化较小，剩余暂存能力满足需要。	依托
	采油一厂工业固废填埋场	该场环评批复文号为庆环建字〔2011〕172 号，验收文号为庆环验字〔2013〕121 号。设计总容量 11624m ³ ，年处理能力 581.2m ³ /a，合 700t/a，服务年限 20 年，今年已使用 307.1t，本工程产生一般固废约 1.78t/a，本工程建成后，该填埋场负荷率为 44.13%，满足项目需求。	依托

3.5 开发方案

3.5.1 开发方案

本项目基建油水井17口，组成丛式井平台1座、单井井场15座，总进尺21205m。

（1）北2-1-453井更新井设计

根据更新井井位选取原则，确定北2-1-453井的更新井井位选在北2-1-453井与北2-312-斜E68井（目的层坐标）连线上，距北2-1-453井50米。北2-1-453井原开采萨尔图油层，北2-1-更453井仍开采萨尔图油层。预计可调砂岩厚度16.7m，有效厚度5.6m，在综合考虑更新井所在区域同层系及本井更新前的注入强度、周围井采出状况的基础上，以注采平衡为原则，预计北2-1-更453井破裂压力12.3MPa，投产初期日注水70~100m³/d，

周围井区井网控制程度由82.3%提高到90.9%，可有效改善井区注采完善程度。

（2）北2-2-50井更新井设计

根据更新井井位选取原则，确定北2-2-50井更新井井位选在北2-2-50井与北2-330-E78井连线上，距北2-2-50井50米。北2-2-50井原开采萨尔图油层，北2-2-检更50井仍开采萨尔图油层，预计可调砂岩厚度15.2m，有效厚度10.8m，根据该井所在区域同层系采油井目前生产情况及本井报废前生产状况，预计北2-2-检更50井投产初期日产液130~180t，日产油2.6~3.6t，含水97.9%，周围井区井网控制程度由72.5%提高到80.6%，可有效改善井区注采完善程度。

（3）北2-321-E68井更新井设计

根据更新井井位选取原则，确定北2-321-E68井更新井井位选在北2-321-E68井与北2-320-E66井连线上，距北2-321-E68井40米。北2-321-E68井原开采萨II10-16+萨III油层，北2-321-更E68井投产后开采萨II1-9油层，预计可调砂岩厚度11.8m，有效厚度7.2m，根据该井所在区域同层系采油井目前生产情况及本井砂体发育状况，预计北2-321-更E68井投产初期日产液40~55t，日产油1.2~1.7t，含水97.0%，周围井区井网控制程度由61.4%提高到69.1%，可有效改善井区注采完善程度。

（4）北3-2-侧斜056井更新井设计

根据更新井井位选取原则，确定北3-2-侧斜056井的更新井井位选在北3-2侧斜056井与北3-丁2-P64井连线上，距北3-2-侧斜056井60米。北3-2-侧斜056井原开采萨、葡油层，北3-2-更056井采取原层位更新，预计可调砂岩厚度19.1m，有效厚度10.1m，在综合考虑更新井所在区域同层系及本井更新前的注入强度、周围井采出状况的基础上，以注采平衡为原则，预计北3-2-更056井破裂压力24mPa，投产初期日注水80~120m³/d，周围井区井网控制程度由83.2%提高到90.7%，可有效改善井区注采完善程度。

（5）北1-312-P22井更新井设计

根据更新井井位选取原则，确定北1-312-P22井更新井井位选在北1-312-P22井与北1-丁1-P22井连线上，距北1-312-P22井50m。北1-312-P22井原开采萨II13-16+萨III油层，北1-312-更P22井投产后上返开采萨II1-12油层，预计可调砂岩厚度33.5m，有效厚度26.4m，根据该井所在区域同层系采油井目前生产情况，预计北1-312-更P22井投产初期日产液80~105t，日产油2.2~2.9t，含水97.2%，井网控制程度由60.0%提高到72.2%，可有效改善井区注采完善程度。

（6）北4-5-丙65井更新井设计

根据更新井井位选取原则，确定北4-5-丙65井的更新井井位选在北4-5-丙65井与北

4-50-丙279井连线上,距离北4-5-丙65井50m。该井为原层系更新,北4-5-更丙65井开采萨尔图油层,预计可调砂岩厚度31.2m,有效厚度20.5m,根据该井所在区域采油井及关井前生产状况,预计北4-5-更丙65井投产初期日产液50~70t,日产油1.4~1.9t,含水97.3%。更新后,可有效改善套损井区的井网完善程度,且该井报废期间周围新钻3口加密水井,预计井网控制程度提高到93.2%。

(7) 北2-1-侧钻086井更新井设计

根据更新井井位选取原则,确定北2-1-侧钻086井的更新井井位选在北2-1-侧钻086与北2-311-E106井连线上,距北2-1-侧钻086井70m。该井为原层系更新,更新后开采葡II-高I9油层,预计可调砂岩厚度19.2m,有效厚度15.1m,在综合考虑更新井所在区域同层系及本井更新前的注入强度、周围井采出状况的基础上,以注采平衡为原则,预计北2-1-更086井破裂压力14.7MPa,投产初期日注水90~130m³/d,井网控制程度由80.2%提高到93.7%,可有效改善井区注采完善程度。

(8) 北3-5-060井更新井设计

根据更新井井位选取原则,确定北3-5-060井的更新井井位选在北3-5-060与北3-3-61井连线上,距北3-5-060井50m。该井报废前生产葡II-高油层,更新后层系调整为葡II-高I9油层,预计可调砂岩厚度24m,有效厚度8.3m,在综合考虑更新井所在区域同层系及本井更新前的注入强度、周围井采出状况的基础上,以注采平衡为原则,预计北3-5-更060井破裂压力14.3MPa,投产初期日注水60~90m³/d,井网控制程度由81.2%提高到93.6%,可有效改善井区注采完善程度。

(9) 北1-丁1-69井更新井设计

根据更新井井位选取原则,确定北1-丁1-69井的更新井井位选在北1-丁1-69与北2-06-70井连线上,距北1-丁1-69井50m。北1-丁1-69井原开采葡II-高I9油层,北1-丁1-更69井更新后,预计可调砂岩厚度35.8m,有效厚度26.0m,在综合考虑更新井所在区域同层系及本井更新前的注入强度、周围井采出状况的基础上,以注采平衡为原则,预计北1-丁1-更69井破裂压力13.0MPa,投产初期日注水50~75m³/d,井网控制程度由83.2%提高到90.1%,可有效改善井区注采完善程度。

(10) 北2-332-斜E105井更新井设计

根据更新井井位选取原则,确定北2-332-斜E105井更新井井位选在北2-332-斜E105井(目的层坐标)与北2-322-63井连线上,距北2-332-斜E105井(目的层坐标)50m。北2-332-斜E105井原开采萨II10-16+萨III油层,北2-332-更E105井采取原层位更新,预计可调砂岩厚度18.9m,有效厚度7.8m,根据该井所在区域同层系采油井目前生产情况及本

井报废前生产状况，预计北2-332-更E105井投产初期日产液40~50t，日产油1.4~1.8t，含水96.5%，井网控制程度由72.5%提高到80.6%，可有效改善井区注采完善程度。

（11）北2-4-丙82井更新井设计

根据更新井井位选取原则，确定北2-4-丙82井的更新井井位选在北2-4-丙82与北2-4-丙84井连线上，距北2-4-丙82井50m。北2-4-丙82井原开采萨尔图油层，北2-4-更丙82井更新后，预计可调砂岩厚度26.2m，有效厚度15.7m，在综合考虑更新井所在区域同层系及本井更新前的注入强度、周围井采出状况的基础上，以注采平衡为原则，预计北2-4-更丙82井破裂压力14.3MPa，投产初期日注水40~60m³/d，井网控制程度由60.3%提高到67.7%，可有效改善井区注采完善程度。

（12）北3-353-E87井更新井设计

根据更新井井位选取原则，确定北3-353-E87井更新井井位选在北3-353-E87井与北3-352-E87井连线上，距北3-353-E87井40m。北3-353-E87井原开采萨II10-16油层，北3-353-更E87采取原层位更新，预计可调砂岩厚度10.3m，有效厚度6.0m，根据该井所在区域采油井及报废前生产状况，预计北3-353-更E87井投产初期日产液30~45t，日产油0.6~0.9t，含水97.9%，井网控制程度由53.5%提高到60.1%，可有效改善井区注采完善程度。

（13）北3-丁6-54井更新井设计

根据更新井井位选取原则，确定北3-丁6-54井更新井井位选在北3-丁6-54井与北3-丁6-更P53井连线上，距北3-丁6-54井60m。北3-丁6-54井原开采葡II、高台子油层，北3-丁6-更54采取原层位更新，预计可调砂岩厚度19.6m，有效厚度10.7m，根据该井所在区域采油井及报废前生产状况，预计北3-丁6-更54井投产初期日产液40~60t，日产油1.0~1.5t，含水97.5%，井网控制程度由80.3%提高到90.4%，可有效改善井区注采完善程度。

（14）北2-311-E88井更新井设计

根据更新井井位选取原则，确定北2-311-E88井更新井井位选在北2-311-E88井与北2-1-270井连线上，距北2-311-E88井40m。北2-311-E88井原开采萨II10+11~萨III10油层，北2-311-更E88井采取原层位更新，预计可调砂岩厚度11.2m，有效厚度8.5m，在综合考虑更新井所在区域同层系及本井更新前的注入强度、周围井采出状况的基础上，以注采平衡为原则，预计北2-311-更E88井破裂压力13.0MPa，投产初期日注入30~50m³/d，井网控制程度由66.5%提高到75.2%，可有效改善井区注采完善程度。

（15）北3-6-056井更新井设计

根据更新井井位选取原则，确定北3-6-056井更新井井位选在北3-6-056井与北3-6-P56井连线上，距北3-6-056井50m。北3-6-056井原开采葡II、高台子油层，北3-6-更

056井采取原层位更新，预计可调砂岩厚度28.2m，有效厚度16.5m，在综合考虑更新井所在区域同层系及本井更新前的注入强度、周围井采出状况的基础上，以注采平衡为原则，预计北3-6-更056井破裂压力14.2MPa，投产初期日注入70~100m³，井网控制程度由83.6%提高到92.7%，可有效改善井区注采完善程度。

（16）北3-340-E113井更新井设计

根据更新井井位选取原则，确定北3-340-E113井更新井井位选在北3-340-E113井与北3-3-164井连线上，距北3-340-E113井60m。北3-340-E113井原开采萨II10-16+萨III油层，北3-340-更E113采取原层位更新，预计可调砂岩厚度26.3m，有效厚度20.8m，根据该井所在区域采油井及报废前生产状况，预计北3-340-更E113井投产初期日产液50~75t，日产油1.4~1.9t，含水97.5%，井网控制程度由60.7%提高到67.9%，可有效改善井区注采完善程度。

（17）北3-341-E113井更新井设计

根据更新井井位选取原则，确定北3-341-E113井更新井井位选在北3-341-E113井与北3-340-E110井连线上，距北3-341-E113井50m。北3-341-E113井原开采萨II10-16+萨III油层，北3-341-更E113采取原层位更新，预计可调砂岩厚度23.5m，有效厚度18.1m，根据该井所在区域采油井及报废前生产状况，预计北3-341-更E113井投产初期日产液45~65t，日产油1.2~1.8t，含水97.3%，井网控制程度由62.5%提高到69.6%，可有效改善井区注采完善程度。

3.5.2 基建井及井位分布

本项目基建油水井17口，组成丛式井平台1座、单井井场15座，建成产能0.432×10⁴t/a。本项目井场占地类型为耕地（永久基本农田）和草地（非基本草原）。本项目产能建设井场位置平面布置图见附图3。井位布设情况见表3.5-3。

表3.5-3

本项目基建井井位布设情况

序号	平台号	井名	井别	横坐标 m	纵坐标 m	占地类型	井型	井深 (m)
1	1	北 2-321-斜更 E68	油井	653230.5	5174634.0	草地	定向井	1254.0
2	2	北 1-312-斜更 P22	油井	647045.4	5173457.3	耕地	定向井	1251.0
3	3	北 3-353-斜更 E87	油井	655786.6	5175086.7	草地	定向井	1250.0
4	4	北 3-丁 6-更 54	油井	655540.0	5175016.8	草地	直井	1235.0
5	5	北 2-311-斜更 E88	水井	655474.5	5174172.2	草地	定向井	1250.0
6	6	北 3-6-斜更 056	水井	656183.2	5174652.0	草地	定向井	1243.0
7	7	北 3-340-斜更 E113	油井	659120.8	5175137.8	草地	定向井	1251.0
8		北 3-341-斜更 E113	油井	659119.2	5175127.9	草地	定向井	1250.0
9	8	北 3-2-斜更 056	水井	656427.7	5176637.8	草地	定向井	1251.0
10	9	北 4-5-斜更丙 65	油井	659292.7	5178240.3	草地	定向井	1240.0
11	10	北 2-1-斜更 086	水井	657653.0	5173650.0	草地	定向井	1250.0
12	11	北 3-5-斜更 060	水井	657432.0	5175024.0	草地	定向井	1250.0
13	12	北 2-332-斜更 E105	油井	657440.9	5173139.3	草地	定向井	1250.0
14	13	北 1-丁 1-斜更 69	水井	658679.1	5170601.8	草地	定向井	1245.0
15	14	北 2-2-检斜更 50	油井	654432.0	5174008.0	草地	定向井	1240.0
16	15	北 2-1-斜更 453	水井	653324.9	5175150.6	草地	定向井	1250.0
17	16	北 2-4-斜更丙 82	水井	660717.1	5171555.0	草地	定向井	1245.0

3.5.3 开发指标预测

本项目基建油井9口，水井8口，建成新增产能0.432×10⁴t/a。总体开发动态指标预测见表3.5-4，原油物性表及产出水性质见表3.5-5~6。

表3.5-4 17口更新井及连通油井受效产能指标预测表															
时间（年）	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
采油井（口）	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
注入井（口）	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
年产量（10 ⁴ t/a）	0.21	0.66	0.82	0.90	0.82	0.77	0.73	0.68	0.63	0.59	0.57	0.55	0.53	0.51	0.50
年产液量（10 ⁴ t/a）	7.27	23.92	25.39	24.60	24.34	24.36	24.60	24.56	24.37	24.44	24.52	24.66	24.80	25.03	25.36
年注入量（10 ⁴ m/a）	5.49	18.30	20.13	20.13	20.13	20.13	20.13	20.13	20.13	20.13	20.13	20.13	20.13	20.13	20.13

表3.5-5 原油物性表						
密 度 (20℃, kg/m3)	粘 度 (50℃, mPa·s)	凝固点 (℃)	含硫 (%)	含蜡量 (%)	饱和压力 (Mpa)	气油比 (m3/t)
856	9.2	26	<0.2	23	10.09	47.4

表3.5-6 产出水性质表								
类别	总矿化度 mg/l	PH 值	氯离子 Cl-	水型	Ca 离子	Mg 离子	K ⁺ /Na ⁺	SO ₄ ²⁻
油田产出水	6475	7	1790	NaHCO ₃	41.88	7.86	1266.52	17.5

3.6 主要内容

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

本项目新钻油井 9 口，水井 8 口，并配套建设原油集输管线、注水管线、供配电、道路等辅助工程，建成产能 0.432×10⁴t/a。主要建设内容包括钻井工程、储层改造工程、采油工程、原油集输工程、道路工程、公用工程等。

3.6.1 钻井工程方案

3.6.1.1 钻前准备

（1）井位选择

钻前准备工作主要为平整井场，保证全套钻井设备达到相关安装标准，安装完成后并进行相关调试。本项目新钻井型包括定向井、直井，单井完钻井深为 1235m~1254m，本项目新钻井设计参数见表 3.6-1。

（2）井身结构

工程井包括定向井、直井，井身结构设计数据见表 3.6-1。井身结构示意图见图 3.6-1~3.6-2。

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	168~333	311.2	表层套管	244.5	167~332	地面
二开	设计井深	215.9	生产套管	139.7	设计井深-3	地面

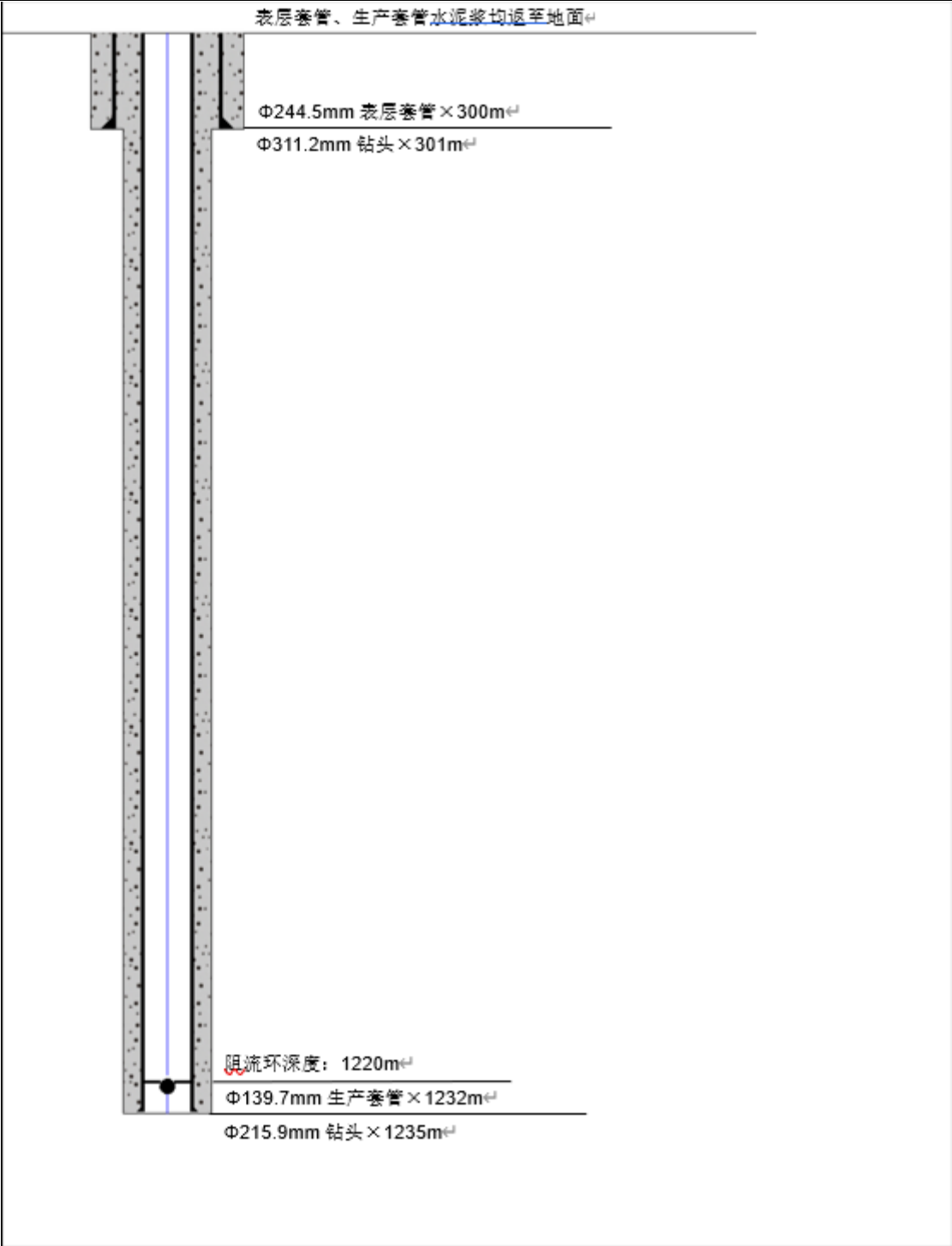


图 3.6-1 直井井身结构示意图

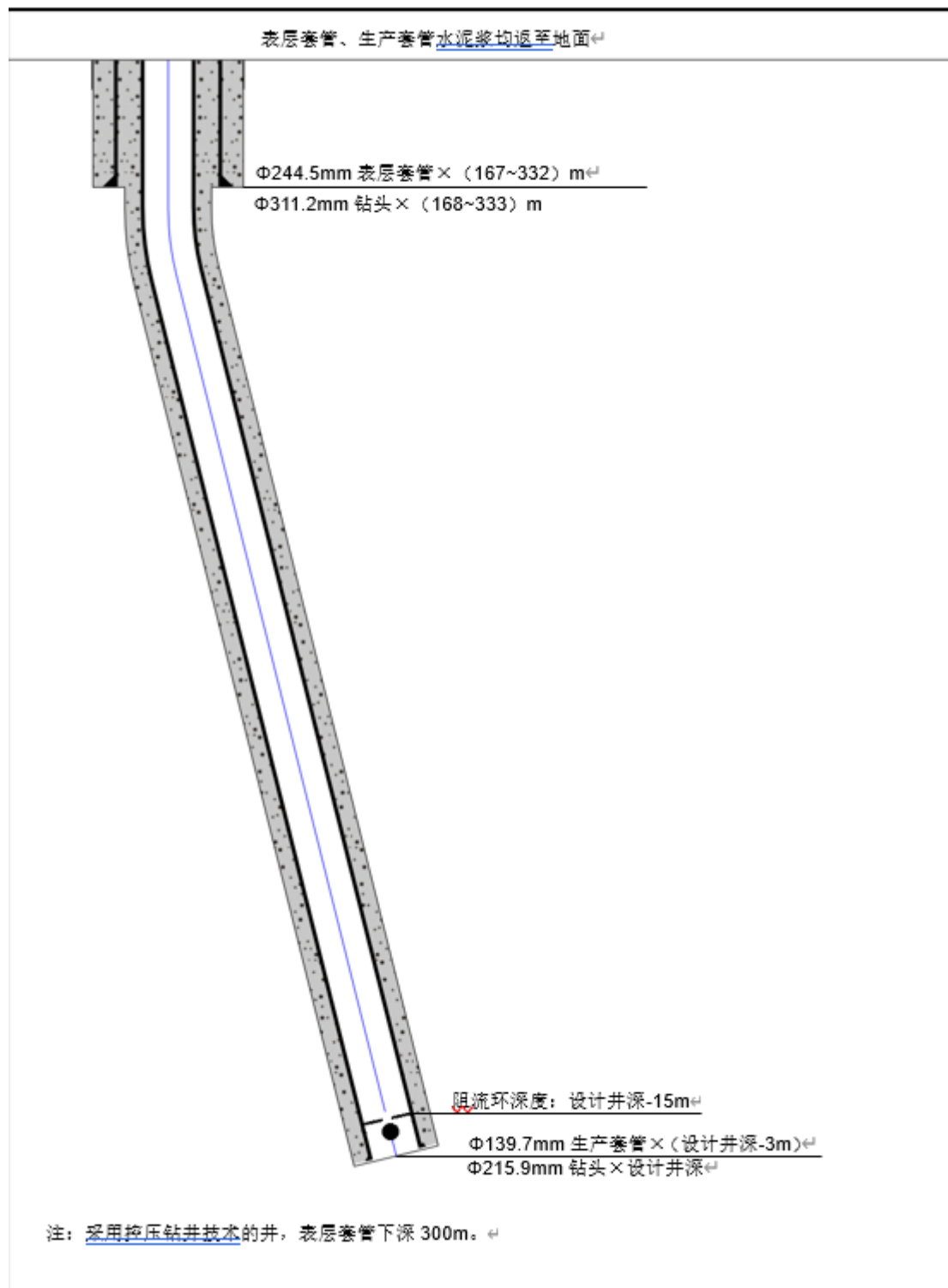


图 3.6-2 定向井井身结构示意图

(3) 钻机选型及钻井主要设备

根据设计井深、钻具重量和套管重量选择钻机及主要设备，所选钻机在钻井作业期间所受最大负荷不得超过钻机额定负荷能力 80% 的原则，为满足井口防喷器安装要求，

常规钻井选用 ZJ-15D/900 型钻机，常规控压钻井选用 ZJ-30D/1800 型钻机。主要设备的型号和规格见下表。

表 3.6-2.1 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
一	钻机		ZJ-15D/900		
二	井架		JJ90/39	900 kN	
三	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	
四	转盘		ZP-175	1350 kN	13.73kN·m
五	循环系统	搅拌机		7.5 kW	
		钻井泵	SL3NB-1300A	956 kW	
六	动力系统	钻台电机	JS148L-813	380 kW	
		泵柴油机	PZ12V 190B	882 kW	
七	钻机控制系统	压风机 1 #	2V-6/8	40 kW	
		压风机 2 #	2V-6/8	40 kW	
八	固控设备	振动筛	YND-D		2 台
		除砂器	MCS-300×1		1 台
九	液压大钳		YQ-100	100kN·m	

表 3.6-2.2

ZJ-30D/1800 钻机及钻井主要设备性能

序 号	名 称		型 号	主要技术参数	数量
1	钻 机		ZJ-30D/1800		
2	井 架		JJ180/40-A	180t	
3	提升系统	绞 车	JC-30DZ	400 kW~700kW	
		天 车	TC-180	180t	
		游 钩	YG-180	180t	
		水龙头	SL-180	180t	
4	转 盘		ZP-205	22.56kN·m	
5	循环系统	钻井泵 1#	SL3NB-1300A	956kW	
		钻井泵 2#	SL3NB-1300A	956kW	
		钻井液罐		40m ³	4 个
		搅拌器			
6	动力系统	柴油机	12V190	800 kW	3 台
		发电机	500GF54	500 kW	
		辅助发电机	麦海姆	250 kW	
		压风机 1#	2V-6/8	37 kW	
		压风机 2#	2V-5/10	52kW	
7	固控系统	振动筛	BL-50		2 台
		除砂器	NOGJ-250*2/2*0.6		1 台
		离心机	LW450—842N		1 台
8	仪器仪表	钻井参数仪表	SK-2Z01		
		单点测斜仪			1 套
		多点测斜仪			1 套
9	液压大钳		YQ-100	100kN·m	

(4) 钻井液

本工程钻井均采用了无毒无害或毒性极小的水基钻井泥浆，一开采用膨润土浆开钻，主要成份为膨润土和纯碱。二开使用复合阳离子钻井液体系，配方为膨润土 4.5%~5.5%)+纯碱(0.2%~0.4%)+WDYZ-1(0.1%~0.3%)+HX-D(0.5%~0.7%)+SPNH-1(1.0%~1.5%)+FST-2(1.0%~3.0%)+DJ-C(0.5%~1.0%)+FPS(0.5%~0.8%)+NH₄-HPAN-2

(0.8%~1.2%)。区块中定向井润滑剂用量按单井钻井液总量的 3%计算。具体钻井液材料用量设计见表 3.6-3。

表 3.6-3 钻井液材料用量设计表

开钻次序	一开		二开	
钻头尺寸 mm	311.2		215.9	
井段 m~m	0~333		333~1273	
井筒容积 m ³	43		58	
地面循环量 m ³	40		60	
钻井液损耗量 m ³	13		38	
钻井液总量 m ³	96		156	
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	材料用量 t	材料名称	材料用量 t
	膨润土	5.3	膨润土	/
	纯碱	0.4	纯碱	0.6
	/	/	WDYZ-1	0.5
	/	/	HX-D	1.1
	/	/	SPNH-1	2.3
	/	/	FST-2	4.7
	/	/	DJ-C (SF-260)	1.6
	/	/	FPS	1.2
	/	/	NH ₄ -HPAN-2	1.9
	/	/	界面增强剂	1.5
	/	/	润滑剂	4.7
注 1: 单井储备重晶石粉不少于 20t;				
注 2: 单井储备随钻堵漏剂 (3~5) t, 发生井漏时应急使用。				

其中, 项目钻井液主要化学物质的具体理化性质见下表 3.6-4。

表 3.6-4 钻井泥浆各成分理化性质表

序号	原料名称	重要组分	理化性质及作用	毒理性质
1	膨润土	天然矿物, 主要成分 是层状铝硅酸盐蒙 脱石	其晶体结构是由两个硅氧四面体晶片中间夹 1 个铝氧八面体晶片组成 1 个晶层, 在硅氧四面体中, 有部分的 Si ⁴⁺ 可被 Al ³⁺ 取代, 铝氧八面体层中有部分的 Al ³⁺ 可被 Fe ²⁺ 、Mg ²⁺ 、Zn ²⁺ 等阳离子取代, 这样使得蒙脱石的晶格显负电性, 同时晶层上下皆为氧原子层, 不能开成氢键, 晶层间有微弱的分子力连接, 连接力弱, 水分子容易进入两层之间使之吸水肿胀。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	DJ-C	以丙烯酸、氢氧化钠等原材料聚合而成。	有较强的稀释作用，主要由其线性结构、低相对分子质量、及阴离子基团决定。通过氢键吸附在粘土颗粒上，顶替掉吸附在粘土颗粒的高分子聚合物，从而拆散高聚物与粘土颗粒形成的“桥接网架结构”	无毒性
4	$\text{NH}_4\text{-HPAN-2}$	双聚铵盐 $\text{NH}_4\text{-HPAN-2}$	双聚铵盐 ($\text{NH}_4\text{-HPAN-2}$)，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 ($\text{NH}_4\text{-HPAN}$) 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 $-\text{NH}_4$ 、 $-\text{NH}_2$ 、 $-\text{CN}$ 基团，具有一定的防塌、防水化膨胀和很好的抗盐能力，并且使用不受温度的限制，具有良好的降滤失功能。	无毒性
5	WDYZ-1	碳酸钾、氧化钙和至少一种反絮凝剂经过化学反应而成	WDYZ-1 是一类复合抑制剂，以钾离子为抑制离子，以钙离子为辅助抑制离子，不使用阴离子或阴离子团，并在此基础上混入木质素或腐殖酸，形成最终复合抑制剂。抗温 160°C ，可调节钻井液的流变性，提高体系动逆比、切力，具有很强的携屑能力，可防止井下发生复杂情况。其中木质素、腐殖酸可生物降解	无毒性
6	HX-D	阳离子聚合抑制剂，由高分子聚合物经过阳离子和官能团改造而成	阳离子聚合物抑制剂 HX-D，乳白色或浅黄色液体， $\text{pH} 7\sim 9$ ，是由高分子聚合物经过阳离子和官能团改造，形成的具有强抑制、吸附和包被作用的一种钻井泥浆助剂，可与地层多价离子反应，有良好的抗高温流变性，同时还具有防塌、防膨等作用。	无毒性
7	非渗透封堵剂 FST-2	植物胶 20-30%，纤维素 20-30%，纤维素 30-40，膨胀物 10-20%，其他 5-10%	有色固体粉末，相对密度 $1.0\sim 1.1\text{g/cm}^3$ ，不溶于水封堵高渗透地层孔隙，微裂缝。	无毒性
8	SPNH-1	褐煤树脂	外观为黑褐色固体粉末或颗粒，褐煤树脂是由硝基腐殖酸、磺甲基酚醛树脂等共聚而成的多元共聚型钻井液降滤失剂，具有降粘、抗高温、抗盐化，降失水、防塌、润滑等作用，能在井壁形成薄而韧的泥饼，起到良好的润滑效果和保持较好的流变性。	无毒性
9	FPS	复合甲基硅酸钠	其高效防水机理是在水和二氧化碳的作用下，生成甲基硅酸醇，在结构材料表面及内部生成一层几个分子厚的不溶性的防水高分子化合物，网状的有机硅树脂膜，降低粘度和切力	无毒性
10	重晶石粉	BaSO_4	纯品为白色粉末，如含有杂质多为灰绿色。相对密度 $4.3\sim 4.6$ ，不溶于水。钻井加重剂，增加钻井泥浆的密度	无毒性

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

3.6.1.2 钻进

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

3.6.1.3 井控

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

依据《大庆油田钻井井控实施细则》（庆油发【2022】22 号）及《〈大庆油田钻井井控实施细则〉补充规定（试行）》（井控办【2023】7 号）的井控风险级别划分标准及《萨北开发区北 2-1-453 井区 17 口更新井区块钻井地质设计》相关内容，5 口控压钻井设计井为三级二类井控风险井，其他设计井为四级井控风险井。

二开井口装置设计见下图。

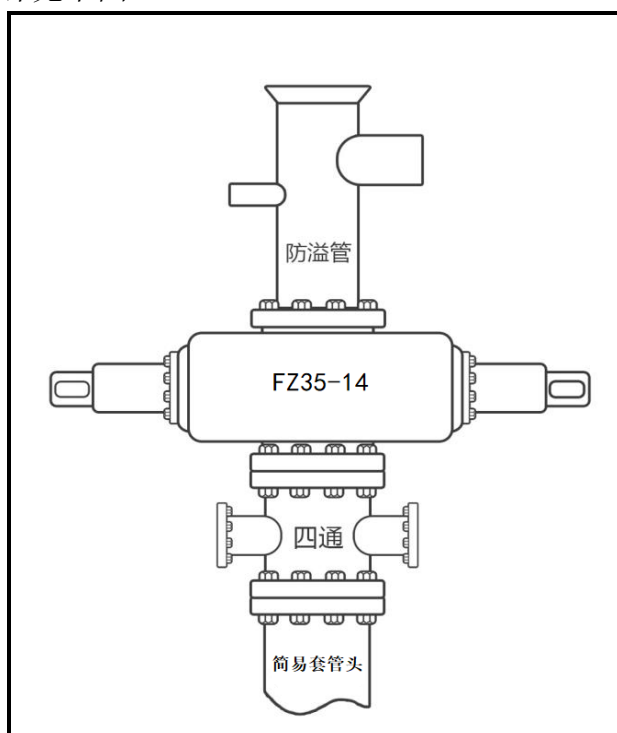


图 3.6-3 四级井控风险井二开井口装置示意图

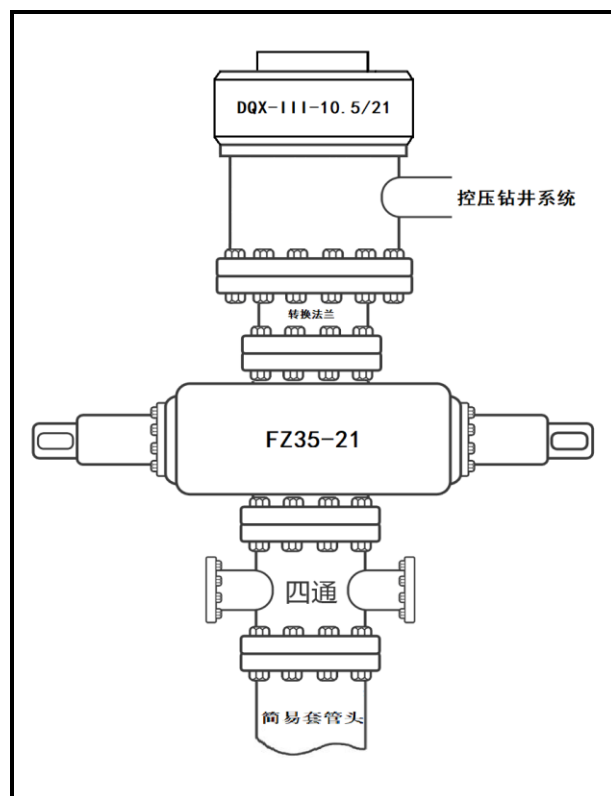


图 3.6-4 三级二类井控风险井二开井口装置示意图

(3) 二开节流及压井管汇

二开井口管汇设计见下图。

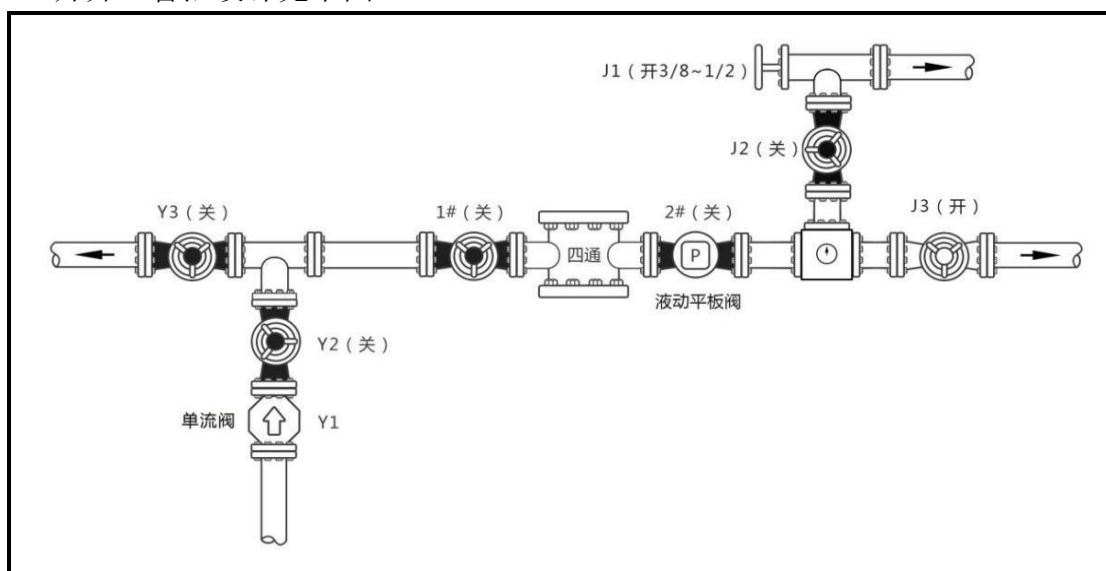


图 3.6-5 地层压力系数 ≥ 1.5 四级井控风险井二开节流及压井管汇示意图

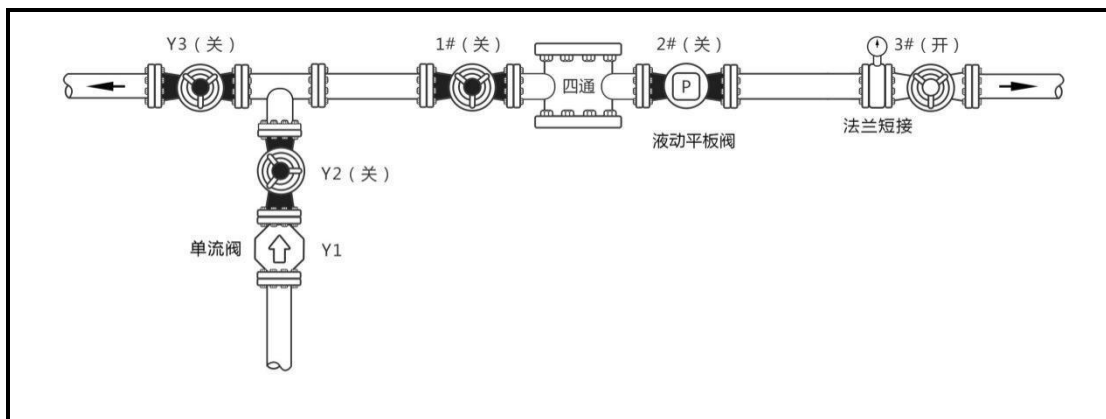


图 3.6-6 地层压力系数 <1.5 四级井控风险井二开节流及压井管汇示意图

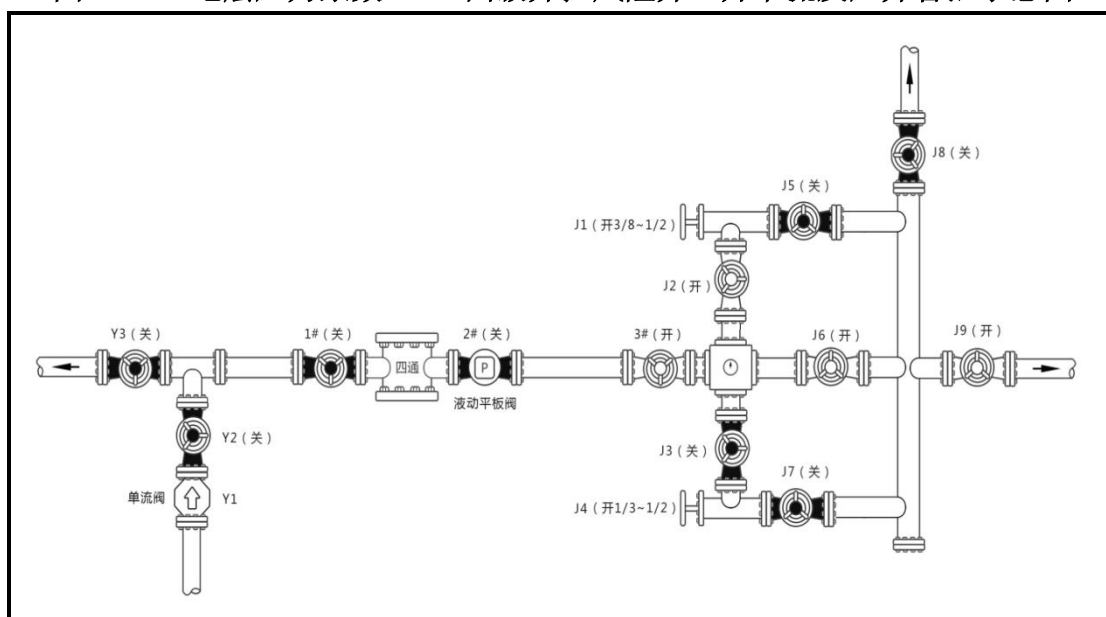


图 3.6-7 三级二类井控风险井二开节流及压井管汇示意图

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 测量一次，钻开油气层后 0.5h 测量一次，如有异常情况加密测量。

(2) 钻井液参数录取

正常钻进时，1h~2h 检测一次钻井液密度和漏斗粘度，4h~6h 测定常规流变性能，每 12h 检测一次钻井液全套常规性能。含浅气层的井要加密测量，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，并及时进行相应处理。

钻开油、气、水层，应严格按照井控相关规定，加密测量钻井液密度，监测油、气、

水后效。

(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。固井水泥用量见表 3.6-5。

表 3.6-5 固井水泥用量数据表

套管程序		套管尺寸 mm	钻头尺寸 mm	井径扩大率%	环空容积 m³	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	25.88	地面	距完钻井深 1m 以内	A	30	43
生产套管	控压钻井	139.7	215.9	10	22.27	地面	距完钻井深 15m 以内	G	15	27
					18.33	萨尔图油层顶以上 200m		G		28
	常规钻井	139.7	215.9	10	22.27	地面	距完钻井深 15m 以内	高强 低密度	15	27
					14.65	萨尔图油层顶以上 200m		G		22

注：表层套管固井水泥用量可以根据现场施工情况适当调整，确保水泥浆返至地面，满足《固井技术规范》要求。

3.6.1.7 完井

依据油藏储层特征，结合《大庆油田采油工程方案设计模板》及工艺现场应用效果进行射孔枪弹、射孔参数及射孔工艺等优化。射孔完井可满足油藏预测产能要求，因此，

设计 17 口更新井中采出井 9 口（水驱 3 口、聚驱 2 口、化学驱 4 口）、注入井 8 口（水驱 6 口、化学驱 2 口）全部采用射孔方式完井。

完井是钻井工程的最后环节，整个钻井工艺结束。井口使用 TΦ244.5mm×Φ139.7mm 简易套管头。井口偏斜度小于 0.2°，Φ139.7mm 套管两侧高差小于 0.5mm。完井后套管顶面高出地面 20cm。完井井口装置示意图见图 2.4-2。

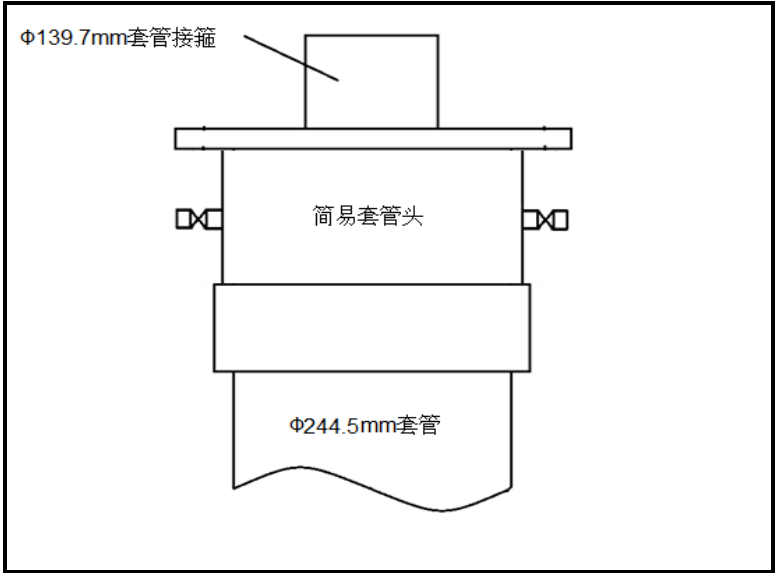


图 2.4-2 完井井口装置示意图

3.6.2 地面工程方案

3.6.2.1 采油工程

本次产能建设基建油井 9 口，油井清防蜡采取中转站常规热洗泵洗井方式，设计更新井水驱热洗周期为 60 天，化学驱热洗周期为 30 天，热洗强度 20m³/h；油井热洗清防蜡废水直接进入集油系统，不外排。

采油工程量见下表。

表 3.6-6 采油工程量统计表

井别	设备	子项	型号	数量	单位
采出井	抽油机	异形抽油机	CYJY10-4.2-53HB	7	台
			CYJY14-6-89HF	1	台
		电机	45kW 380V	7	台
			75kW 380V	1	台
		智能多功能调速配电箱	45kW 380V	7	台
			75kW 380V	1	台
		抽油杆	Φ22mm	4000	m
			Φ25mm	4000	m
		抽油泵	Φ70mm 整筒泵	3	个
			Φ83mm 整筒泵	2	个

井别	设备	子项	型号	数量	单位
			Φ70mm 整筒泵	1	个
			Φ83mm 整筒泵	2	个
		光杆	Φ28mm	8	根
		扶正器		800	个
		防偏磨接箍		80	个
		脱接器	FTJ-25-70 型	个	个
			FTJ-25-83 型	个	个
		加药装置		3	个
		专用降速器		3	个
	电泵	机组	150m³/d 电泵 (包含变压器)	个	个
		套管丢手防喷工艺		1	套

3.6.3.2 原油集输工程

本次基建 9 口油井，归属于第二作业区萨北 1801 转油放水站，第三作业区北 III-7 三元转油放水站，第四作业区北五转油放水站，第五作业区北 III-4 转油放水站，第七作业区萨北 19 号转油放水站、北 III-6 转油放水站，能力均满足要求。

站外集油系统单井采用双管掺水集油流程，9 口采油井中，4 口利旧原井管道，2 口挂接附近生产井，利旧已建管道长度 2.932km，优化管道长度 2.552km。新建集油管道 1.5km，掺水（热洗）管道 1.5km。配套建设抽油机及基础 9 座，配套建设井场、井口组合阀、补偿器等。管道采用机械开挖埋地方式敷设，作业带宽度为 10m，其中管沟深度 2m，管线采用外缠胶带硬质聚氨酯泡沫保温钢管。管线敷设区域为耕地和草地。

(1) 集输工艺

规划本次产能油井采用双管掺水集油流程。原理流程见下图。

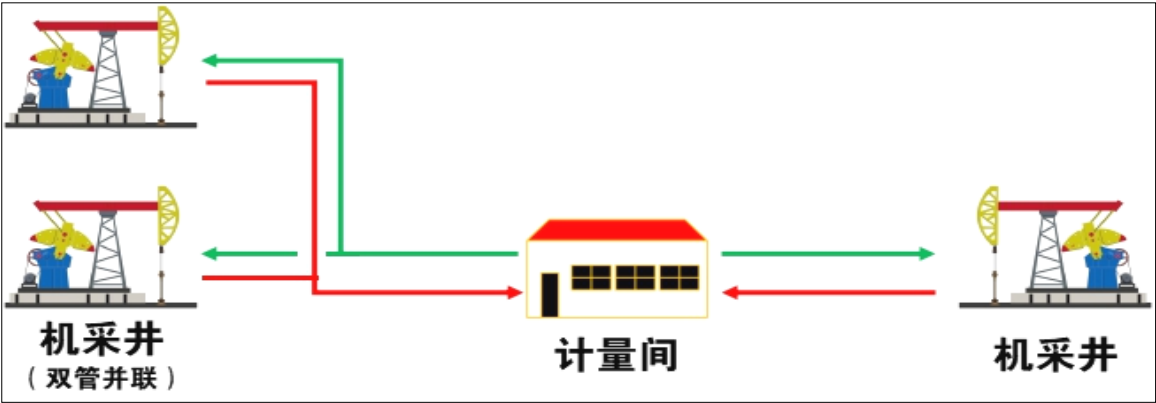


图 3.6-8 双管掺水集油工艺示意图

(2) 集油系统建设方案

本次产能区块基建油井 9 口，采用双管掺水集油工艺，井、间、站关系见下表。

表 3.6-7 产能区域井站关系明细表

井号	区块	作业区	计量间号	转油站	脱水站
北 1-312-更 P22	北二西区块	第二作业区	1801-13 计	1801 转油放水站	北十三脱水站
北 2-332-更 E105	北三东东块	第三作业区	III-7-7 计	北III-7 三元转油放水站	北III-3 脱水站
北 3-340-更 E113	北三东东块	第三作业区	III-2-12 计	北III-7 三元转油放水站	北III-3 脱水站
北 3-341-更 E113	北三东东块	第三作业区	III-7-6 计	北III-7 三元转油放水站	北III-3 脱水站
北 4-5-更丙 65	北部过渡带	第四作业区	10-2 计	北五转油放水站	北II-1 脱水站
北 2-321-更 E68	北三西东块	第五作业区	3-4-11 计	北III-4 转油放水站	北十五脱水站
北 2-2-检更 50	北三西东块	第五作业区	20-9 计	北III-4 转油放水站	北十五脱水站
北 3-353-更 E87	北三东西块	第七作业区	北III-6-1 计	北III-6 三元转油放水站	北III-3 脱水站
北 3-丁 6-更 54	北三东西块	第七作业区	19-1 计	萨北 19 转油放水站	北III-3 脱水站

①北 1-312-更 P22 井

更新井北 1-312-更 P22 井口位置在北 1-312-P22 井与北 1-丁 1-22 井连线上，距北 1-312-P22 井 100m。北 1-312-P22 井投产于 2004 年，单井集油及掺水（热洗）管道建设时间为 2019 年，单井集油管道选用规格为 $\Phi 76 \times 4.5\text{mm}$ ，单井掺水（热洗）管道规格为 $\Phi 60 \times 4\text{mm}$ 。规划将北 1-312-更 P22 井集油和掺水管道连接到北 1-312-P22 井管道上，利用已建集油和掺水管道。经计算，已建管道满足本次输送需求。新建单井集油管道 0.06km、掺水热洗管道 0.06km，产液进入 1801 转油放水站处理。

预计北 1-312-更 P22 井投产初期日产液 80~105t，日产油 2.2~2.9t，含水 97.2%。单井集油、掺水管道路由、井位见下图。



图 3.6-9 北 1-312-更 P22 井位示意图

经核算，北 1-312-更 P22 井新建单井集油管道选用规格为 $\Phi 60 \times 3.5\text{mm}$ ，单井掺水（热洗）管道规格为 $\Phi 60 \times 4\text{mm}$ 。

②北 2-332-更 E105 井

北 2-332-更 E105 井口位置在北 2-330-斜 E105 和北 2-丁 3-562 井连线上，距北 2-330-斜 E105 井 85m。原井北 2-332-斜 E105 井口位于第一作业区地界，归属第一作业区管辖，更新井北 2-332-更 E105 井口位置调整为第三作业区地界，关于该单井井口位置发生归属地界变化情况，经与油藏部门结合，该口井产量划归为第三作业区。北 2-330-斜 E105 井距离更新井北 2-332-更 E105 井较近，该井单井集油管道规格为 $\Phi 76 \times 4.5\text{mm}$ ，单井掺水管道规格为 $\Phi 60 \times 4\text{mm}$ ，日产液 23~48t，经计算该井单井集油及掺水管道满足挂接需求。

本次规划将北 2-332-更 E105 井挂接至北 2-330-斜 E105 井后进入 III-7-7 计量间。规划新建单井集油管道 0.13km、单井掺水热洗管道 0.13km，产液进入北 III-7 三元转油放水站处理。

预计北 2-332-更 E105 井投产初期日产液 40~50t，日产油 1.4~1.8t，含水 96.5%。
单井集油掺水管道路由、井位见下图。



图 3.6-10 北 2-332-更 E105 井位示意图

经核算，北 2-332-更 E105 井至北 2-330-斜 E105 井单井集油管道选用规格为 $\Phi 60 \times 3.5\text{mm}$ ，单井掺水（热洗）管道选用规格为 $\Phi 60 \times 4\text{mm}$ 。

③北 3-340-更 E113、北 3-341-更 E113

北 3-340-更 E113 井口位置位于北 3-340-E113 井与北 3-3-64 井的连线处，距北 3-340-E113 井 50m，北 3-341-更 E113 井与北 3-340-更 E113 本次产能项目为平台井。

北 3-340-E113 井投产于 2015 年，该井集油及掺水（热洗）管道建设时间为 2022 年，单井集油管道选用规格为 $\Phi 76 \times 4.5\text{mm}$ ，单井掺水（热洗）管道规格为 $\Phi 60 \times 4\text{mm}$ ，经计算已建管道满足本次输送需求。规划将北 3-340-更 E113 井连接至北 3-340-E113 井已建管道，利旧已建管道。规划新建单井集油管道 0.05km，单井掺水（热洗）管道 0.05km，产液进入北 III-7 三元转油放水站处理。

北 3-341-E113 井投产于 2015 年，单井集油及掺水（热洗）管道建设时间为 2023 年，集油管道选用规格为 $\Phi 60 \times 3.5\text{mm}$ ，掺水管道规格为 $\Phi 60 \times 4\text{mm}$ 。规划将北 3-341-更 E113 井连接至原井北 3-341-E113 井井口，利旧已建管道。规划新建单井集油管道 0.15km、单井掺水（热洗）管道 0.15km，产液进入北 III-7 三元转油放水站处理。

预计北 3-340-更 E113 井投产初期日产液 50~75t，日产油 1.4~1.9t，含水 97.5%；预计北 3-341-更 E113 井投产初期日产液 45~65t，日产油 1.2~1.8t，含水 97.3%。单井集油掺水管道路由、井位见下图。



图 3.6-11 北 3-340-更 E113、北 3-341-更 E113 井位示意图

经核算，原井管道满足输送需求，北 3-340-更 E113 井单井集油管道选用规格为 $\Phi 60 \times 3.5\text{mm}$ ，单井掺水（热洗）管道规格为 $\Phi 60 \times 4\text{mm}$ 。

经核算，原井管道满足输送需求，北 3-341-更 E113 井单井集油管道选用规格为 $\Phi 60 \times 3.5\text{mm}$ ，单井掺水（热洗）管道规格为 $\Phi 60 \times 4\text{mm}$ 。

④北 4-5-更丙 65 井

北 4-5-丙 65 井投产于 1979 年，原井管道运行年限超过 20 年，无法利旧。北 4-5-更丙 65 井口位置在 10-2 计量间东北侧，该井距离计量间较近，采用挂接方式节省管道建设较少，结合后期日常管理，综合考虑本次规划直接进入 10-2 计量间，利旧原井阀组。规划新建单井集油管道 0.27km、单井掺水（热洗）管道 0.27km，产液进入北五转油放水站处理。

预计北 4-5-更丙 65 井投产初期日产液 50~70t，日产油 1.4~1.9t，含水 97.3%。单井集油掺水管道路由、井位见下图。



图 3.6-12 北 4-5-更丙 65 井位示意图

经核算，北 4-5-更丙 65 井单井集油管道选用规格为 $\Phi 60 \times 3.5\text{mm}$ ，单井掺水（热洗）管道规格为 $\Phi 60 \times 4\text{mm}$ 。

⑤北 2-321-更 E68 井

北 2-321-E68 井投产于 2009 年，原井管道运行时间超过 15 年，无法利旧。北 2-321-更 E68 井口位置在北 2-321-E68 井和北 2-丁 2-新 45 井连线处，距北 2-321-E68 井 50m。北 2-321-E66 井集油管道规格为 $\Phi 76 \times 4.5\text{mm}$ ，掺水管道规格为 $\Phi 60 \times 4\text{mm}$ ，日产液 40~45t，经计算，该井管道能够满足两口井输送需求。

规划将北 2-321-更 E68 井集油及掺水管道连接至北 2-321-E66 井已建管道，新建单井集油管道 0.3km、单井掺水（热洗）管道 0.3km，产液进入北 III-4 转油放水站处理。

预计北 2-321-更 E68 井投产初期日产液 40~55t，日产油 1.2~1.7t，含水 97.0%。单井集油掺水管道路由、井位见下图。



图 3.6-13 北 2-321-更 E68 井位示意图

经核算，北 2-321-更 E68 单井集油管道选用规格为 $\Phi 60 \times 3.5\text{mm}$ ，单井掺水（热洗）管道规格为 $\Phi 60 \times 4\text{mm}$ 。

⑥北 2-2-检更 50 井

北 2-2-50 井投产于 1968 年，该井管道于 2019 年进行更换，该井集油管道规格为 $\Phi 76 \times 4.5\text{mm}$ ，掺水管道规格为 $\Phi 60 \times 4\text{mm}$ ，经计算，原管道满足本次输送需求。北 2-2-检更 50 井口位置在北 2-323-E78 井与北 2-324-E79 井连线处，距北 2-324-E79 井 40m。规划将北 2-2-检更 50 井连接到北 2-2-50 井井口，利旧已建单井集油和掺水（热洗）管道。规划新建单井集油管道 0.22km、单井掺水（热洗）管道 0.22km，产液进入北III-4 转油放水站处理。

预计北 2-2-检更 50 井投产初期日产液 130~180t，日产油 2.6~3.6t，含水 97.9%。单井集油掺水管道路由、井位见下图。



图 3.6-14 北 2-2-检更 50 井位示意图

经核算，更新井北 2-2-检更 50 单井集油管道选用规格为 $\Phi 76 \times 4.5\text{mm}$ ，单井掺水（热洗）管道规格为 $\Phi 60 \times 4\text{mm}$ 。

⑦北 3-353-更 E87 井

北 3-353-E87 井投产于 2012 年，该井管线运行时间超过 10 年，管线穿孔频繁，无法利旧。北 3-353-更 E87 井口位置在北 3-353-E87 井与北 III-6-1 计量间连线上，距北 3-353-E87 井 60m，该井距离计量间较近，采用挂接方式节省投资较少，本次规划将该井就近接入至 III-6-1 计量间，利用原井阀组。规划新建单井集油管道 0.2km、单井掺水（热洗）管道 0.2km，产液进入北 III-6 转油放水站处理。

预计北 3-353-更 E87 井投产初期日产液 30~45t，日产油 0.6~0.9t，含水 97.9%。单井集油掺水管道路由、井位见下图。



图 3.6-15 北 3-353-更 E87 井位示意图

经核算，更新井北 3-353-更 E87 单井集油管道选用规格为 $\Phi 60 \times 3.5\text{mm}$ ，单井掺水（热洗）管道规格为 $\Phi 60 \times 4\text{mm}$ 。

⑧北 3-丁 6-更 54 井

北 3-丁 6-54 井投产于 1983 年，该井管线运行时间超过 30 年，无法利旧。北 3-丁 6-更 54 井口位置在 19-1 计量间东南侧，该井距离计量间较近，采用挂接方式节省投资较少，本次规划将该井就近接入至 19-1 计量间，利用原井阀组。规划新建单井集油管道 0.12km、单井掺水（热洗）管道 0.12km，产液进入萨北 19 号转油放水站处理。

预计北 3-丁 6-更 54 井投产初期日产液 40~60t，日产油 1.0~1.5t，含水 97.5%。单井集油掺水管道路由、井位见下图。



图 3.6-16 北 3-丁 6-更 54 井位示意图

经核算，更新井北 3-丁 6-更 54 单井集油管道选用规格为 $\Phi 60 \times 3.5\text{mm}$ ，单井掺水（热洗）管道规格为 $\Phi 60 \times 4\text{mm}$ 。

由于本次更新井数量少、液量占比较小，且零星分布在 6 座转油放水站，所涉及已建转油站、脱水站均具备一定的剩余能力，因此已建站均可以满足需求，无需扩建。

原油集输工程主要工程量见下表。

表 3.6-9 原油集输工程主要工程量表

序号	单 项 工 程 项 目 名 称	单位	数量
1	外缠胶带硬质聚氨酯泡沫保温钢管 $\Phi 76 \times 4.5\text{mm}$	km	0.22
2	外缠胶带硬质聚氨酯泡沫保温钢管 $\Phi 60 \times 3.5\text{mm}$	km	1.28
3	外缠胶带硬质聚氨酯泡沫保温钢管 $\Phi 60 \times 4\text{mm}$	km	1.5
4	井口补偿器	个	18
5	抽油机平面安装 CYJY10-4.2-53HB	座	7
6	抽油机平面安装 CYJY14-6-89HF	座	1
7	潜油电泵井场及平面安装	座	1
8	小型定向钻穿越 DN400	10m	6
9	井场土方	m^3	1620
10	C30 素混凝土加药装置基础	m^3	5.3

3.6.3.3 注水工程

本次产能工程共涉及注水井 6 口，全部为更新井，各更新井井号、配注水量、注入水质及所在区域情况详见下表。

表 3.6-10

注水井更新井井号及所在区域情况

序号	井号	井别	区块	作业区	配注量 (m ³ /d)	注入水质
1	北 3-6-更 056	注水井	北三东西块	第七作业区	70~100	普通污水
2	北 3-2-更 056	注水井	北三东西块	第七作业区	80~120	普通污水
3	北 2-1-更 086	注水井	北三东东块	第三作业区	90~130	普通污水
4	北 3-5-更 060	注水井	北三东西块	第七作业区	60~90	普通污水
5	北 1-丁 1-更 69	注水井	北二东	第一作业区	50~75	普通污水
6	北 2-1-更 453	注水井	北三西东块	第五作业区	70~100	深度污水

(1) 工艺流程

本次 6 口更新注水井为水驱注水井，分别隶属于北三东西部区块（3 口）、北三东东部区块（1 口）、北三西东部区块（1 口）、北二东区块（1 口）。原井采用“单干管单井”注水工艺，工艺流程为：注水站→注水干线→（注水支干线）→注水单井。

(2) 建设方案

基建注水井 6 口，新建单井注水管道 0.91km。管道建设明细详见下表。

表 3.6-11

注水井管道建设明细

序号	更新井井号	投产时间	原井管线建设时间	新建注水管道长度 km	优化管道长度 km	备注
1	北 3-6-更 056	1983	2003	0.08		更新井井位距原井位较远，且原井管线运行时间超过 20 年，无法利旧
2	北 3-2-更 056	2003	2003	0.17		原管线运行时间超过 20 年，无法利旧
3	北 2-1-更 086	2002	2002	0.1		更新井井位距原井位较远，且原井管线运行时间超过 20 年，无法利旧
4	北 3-5-更 060	1982	1982	0.16	0.2	更新井井位距原井位较远，重新规划更新井挂接干线
5	北 1-丁 1-更 69	1973	1994	0.1		更新井井位距原井位较远，且原井管线运行时间超过 30 年，无法利旧
6	北 2-1-更 453	1993	1993	0.3	0.1	更新井距原井较远，原管线运行时间超过 30 年，重新规划更新井挂接干线，减少穿路 1 处
合计				0.91	0.3	

本工程中新建的 6 口更新注水井注入介质、注水压力与原井相同，为节约投资，规划继续沿用既有的“单干管单井”注水工艺。

①北 3-6-更 056

原井北 3-6-056 投产于 1983 年，原单井管线投用时间为 2003 年，运行时间超过 20 年，且更新井北 3-6-更 056 井位距原井位较远，故原单井管线不予利旧。本次规划新建单井管线 0.08km。单井管线路由、井位见下图。

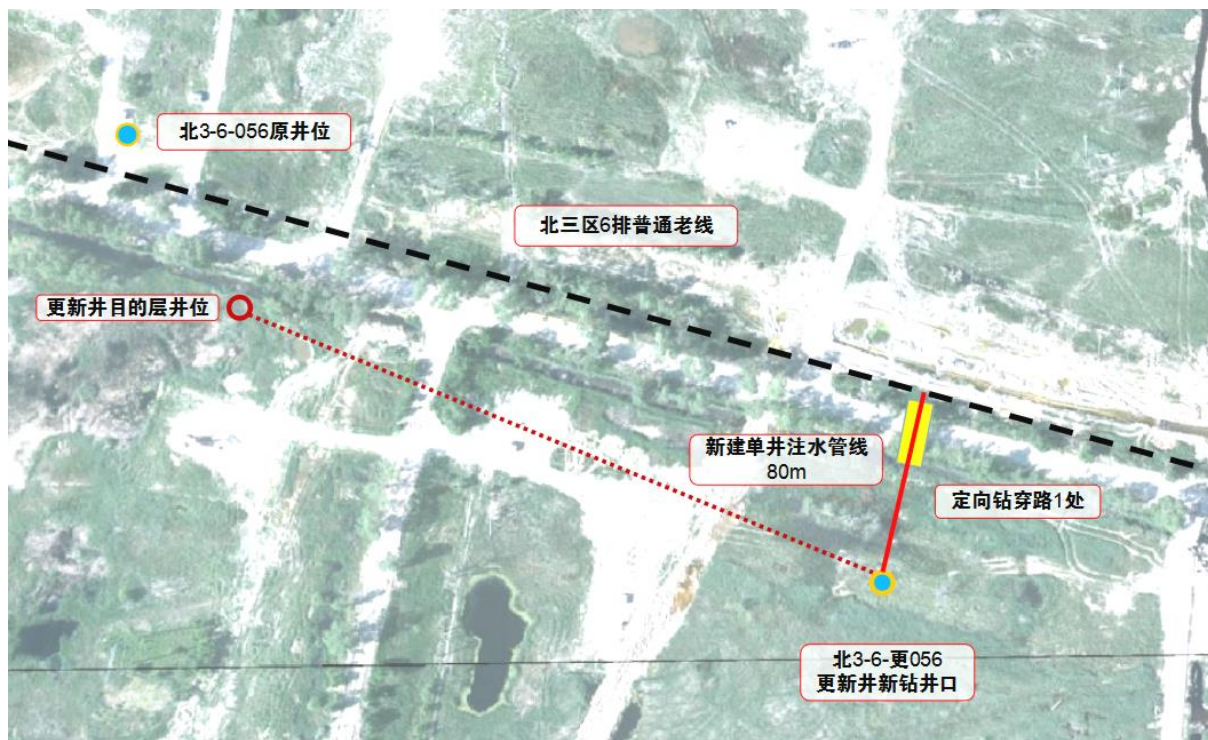


图 3.6-17 北 3-6-更 056 注水单井挂接干线示意图

②北 3-2-更 056

原井北 3-2-侧斜 056 投产于 2003 年，原单井管线投用时间为 2003 年，运行时间超过 20 年，管道腐蚀穿孔严重，现已无法利旧。本次规划新建单井管线 0.17km。单井管线路由、井位见下图。

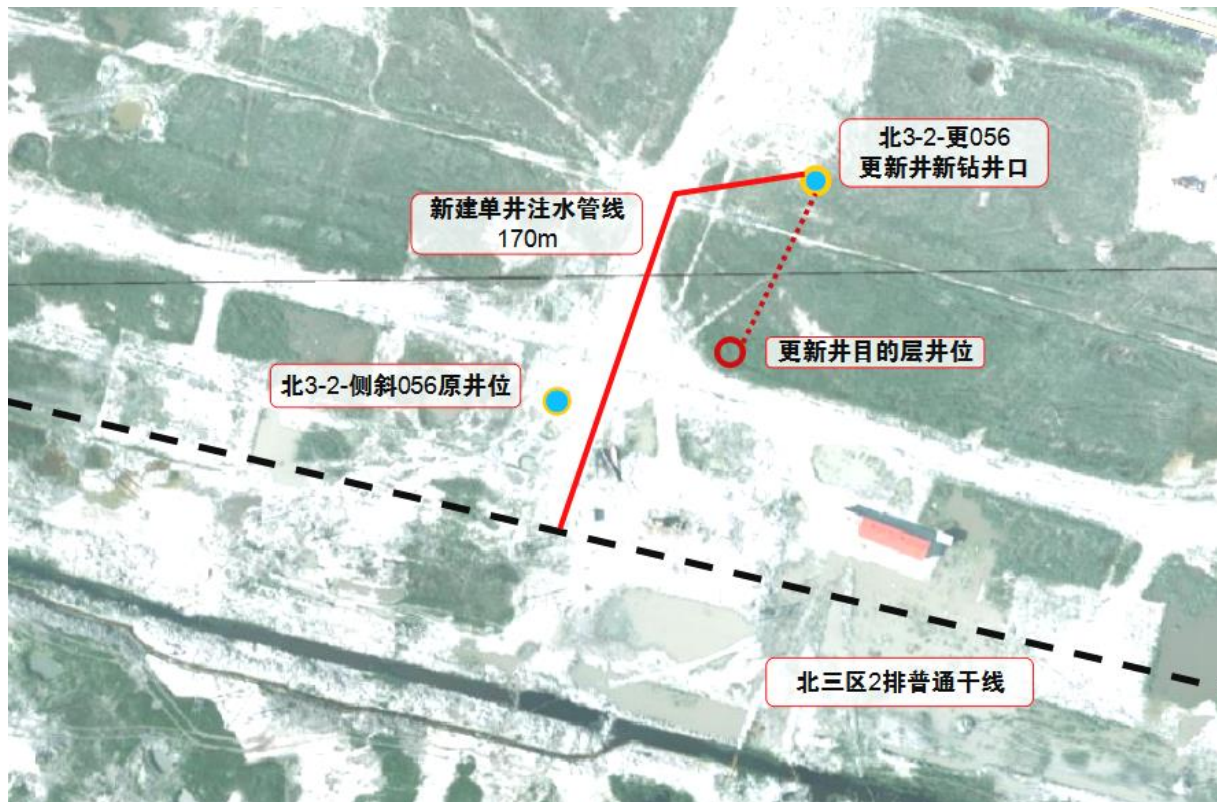


图 3.6-18 北 3-2-更 056 注水单井挂接干线示意图

③北 2-1-更 086

原井北 2-1-侧钻 086 投产于 2002 年，原单井管线投用时间为 2002 年，运行时间超过 20 年，且更新井井位距原井位距离较远，原单井管线无法利旧。本次规划新建单井管线 0.1km。单井管线路由、井位见下图。

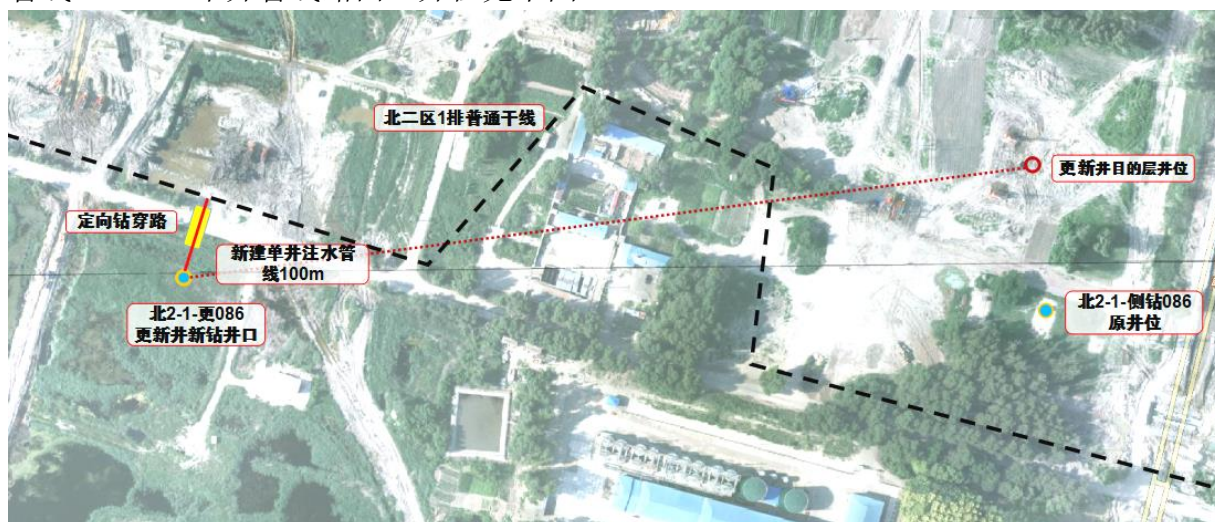


图 3.6-18 北 2-1-更 086 注水单井挂接干线示意图

④北 3-5-更 060

原井北 3-5-060 投产于 1982 年，原单井管线投用时间为 1982 年，运行时间超过 40 年，管道腐蚀穿孔严重，现已无法利旧。同时，原井井位与更新井井位距离较远，如继续挂接原北三区 5 排普通干线需增加穿路 1 次，投资较高；因此，本次更新井北 3-5-更 060 规划改挂接至北三区 4 排普通干线上，规划新建单井管线 0.16km。单井管线路由、井位见下图。



图 3.6-19 北 3-5-更 060 注水单井挂接干线示意图

⑤北 1-丁 1-更 69

原井北 1-丁 1-69 投产于 1973 年，原单井管线投用时间为 1994 年，运行年限超过 30 年，管道腐蚀穿孔严重，且更新井井位距原井位距离较远，原单井管线无法利旧。本次规划新建单井管线 0.1km。单井管线路由、井位见下图。

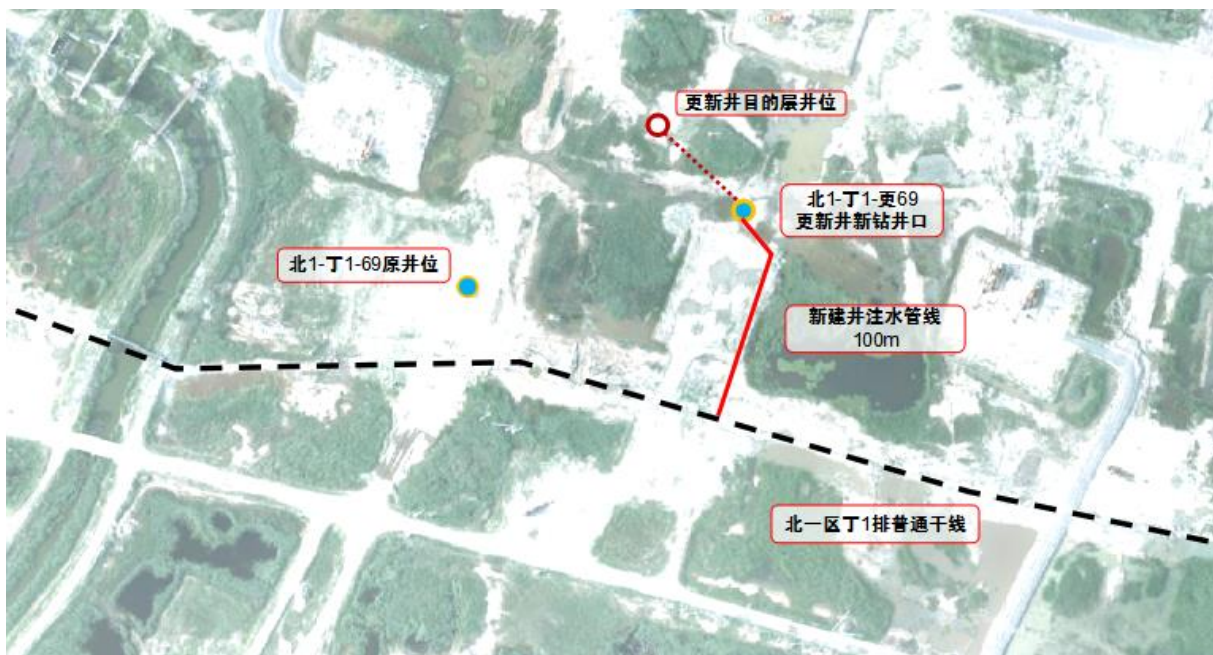


图 3.6-20 北 1-丁 1-更 69 注水单井挂接干线示意图

⑥北 2-1-更 453

原井北 2-1-453 投产于 1993 年，原单井管线投用时间为 1993 年，运行年限超过 30 年，管道腐蚀穿孔严重，且更新井井位距原井位距离较远，原单井管线无法利旧。更新井北 2-1-更 453 注水水质为深度污水，挂接原北二区 1 排深度干线需要穿路 2 次，穿渠 1 次，路由较长，投资较高；因此，本次规划更新井北 2-1-更 453 改挂接到北三区丁 6 排深度干线，规划新建单井管线 0.3km。单井管线路由、井位见下图。



图 3.6-21 北 2-1-更 453 注水单井挂接干线示意图

本工程中新建注水管道的管径选取依据开发部门提供的单井配水量和《油田注水工程设计规范》GB50391-2014 及《钢管水力计算表》，单井管线材质选用防腐钢管，流速控制在 0.8-1.2m/s 之间，管网压降小于 0.4Mpa。具体管径选择及挂接干线详见下表。

表 3.6-12 单井管道选用表

序号	井号	配水量 (m³/d)	选用管径	挂接干线	长度 (km)
1	北 3-6-更 056	70~100	Φ60×5	北三区 6 排普通老线	0.08
2	北 3-2-更 056	80~120	Φ60×5	北三区 2 排普通干线	0.17
3	北 2-1-更 086	90~130	Φ60×5	北二区 1 排普通干线	0.1
4	北 3-5-更 060	60~90	Φ60×5	北三区 4 排普通干线	0.16
5	北 1-丁 1-更 69	50~75	Φ60×5	北一区丁 1 排普通干线	0.1
6	北 2-1-更 453	70~100	Φ60×5	北三区丁 6 排深度干线	0.3

(3) 注水干线能力核实

本次更新注水井挂接注水干线情况详见下表。

表 3.6-13 注水干线水力核算表

序号	干线名称	管径 (mm)	现输水量 (m³/d)	新增水量 (m³/d)	合计水量 (m³/d)	干线来水压力 (MPa)	末端压力 (MPa)
1	北三区 6 排普通老线	Φ219×16	1805	100	1905	15.4	15.32

序号	干线名称	管径 (mm)	现输水量 (m³/d)	新增水量 (m³/d)	合计水量 (m³/d)	干线来水压力 (MPa)	末端压力 (MPa)
2	北三区 2 排普通干线	Φ219×16	2920	120	3040	15.3	15.08
3	北二区 1 排普通干线	Φ219×16	3660	130	3790	15.4	15.12
4	北三区 4 排普通干线	Φ273×20	3000	90	3090	15.4	15.13
5	北一区丁 1 排普通干线	Φ219×16	2370	75	2445	15.5	15.39
6	北三区丁 6 排深度干线	Φ219×16	2445	100	2545	15.6	15.22

经核实，已建注水干线能力满足本次开发需求。

(4) 注水站能力核实

此次涉及的 6 口更新井分别隶属于北三东西部区块、北三东东部区块、北三西东部区块、北二东区块，各区域内注水站能力核实见下表。

表 3.6-14 注水站负荷能力分析数据表

序号	井号	所属区域	所属注水站	设计能力 (m³/d)	现注水量 (m³/d)	新增水量 (m³/d)	是否满足
1	北 3-6-更 056	北三东西块	北八	14400	9100	100	是
2	北 3-2-更 056	北三东西块	北十	14400	13100	120	是
3	北 2-1-更 086	北三东东块	北II-1 联	19200	8650	130	是
4	北 3-5-更 060	北三东西块	北九	14400	8000	90	是
5	北 1-丁 1-更 69	北二东	北二二	14400	9200	75	是
6	北 2-1-更 453	北三西东块	北III-2	19200	6200	100	是

经核实，已建注水站能力能够满足本次开发需求。

注水工程主要工程量见下表。

表 3.6-15 注水工程主要工程量表

序号	项目名称	单位	数量	备注
1	内环氧粉末普通级外 2PE 普通级防腐钢管 Φ60×5	km	0.91	
2	注水井场 25MPa 注水井口工艺及安装	套	6	
3	单井配水间 16MPa	套	6	
4	单井高压切断阀 DN50 16MPa	个	6	
5	小型定向钻穿越 DN200	10m	10	
6	渠底穿越 1 处 L=30m	km	0.03	
7	井场土方	m³	1080	

3.6.3.4 配制注入工程

本次产能工程共涉及注入井 2 口，分别隶属于北三东西部区块和东部过渡带。区域内建有完善的聚驱、三元配注系统（配制站、二元调配站、注入站、注水曝氧站及相关管道）。更新井井号、配注水量及注入介质情况见下表。

表 3.6-16 注入井更新井井号及所在区域情况

序号	井号	井别	所在区域	所属注入站	配注量 (m³/d)	注入阶段
1	北 2-4-更丙 82	注入井	东部过渡带	东过三元配注站	40~60	三元段塞
2	北 2-311-更 E88	注入井	北三东西块	北III-6 三元配注站	30~50	后续水驱阶段

(1) 注入工艺

本工程中新建的 2 口更新注入井注入介质、注入压力与原井相同，为节约投资，规划继续沿用既有的“一泵多井”注入工艺。

（2）建设方案

新建 2 口注入井，新建单井注入管道 0.59km，管道建设明细详见下表。

表 3.6-17 注入井管道建设明细

序号	更新井井号	投产时间	原井管线建设时间	新建注入管道长度 km	备注
1	北 2-4-更丙 82	1973	2015	0.31	原管线路由穿越低洼地，管理难度大
2	北 2-311-更 E88	2012	2012	0.28	更新井井位距原井井位较远，且原管线运行时间超过 10 年，无法利旧
合计				0.59	/

①北 2-4-更丙 82

原井北 2-4-丙 82 投产于 1973 年，原单井管线投用时间为 2015 年，管线运行时间即将超 10 年，且原管线路由穿越低洼地，腐蚀严重，管理难度大；因此，本次为更新井北 2-4-更丙 82 重新规划路由，沿路敷设，避开低洼地。规划新建单井注入管道 0.31km，单井管线路由、井位见下图。

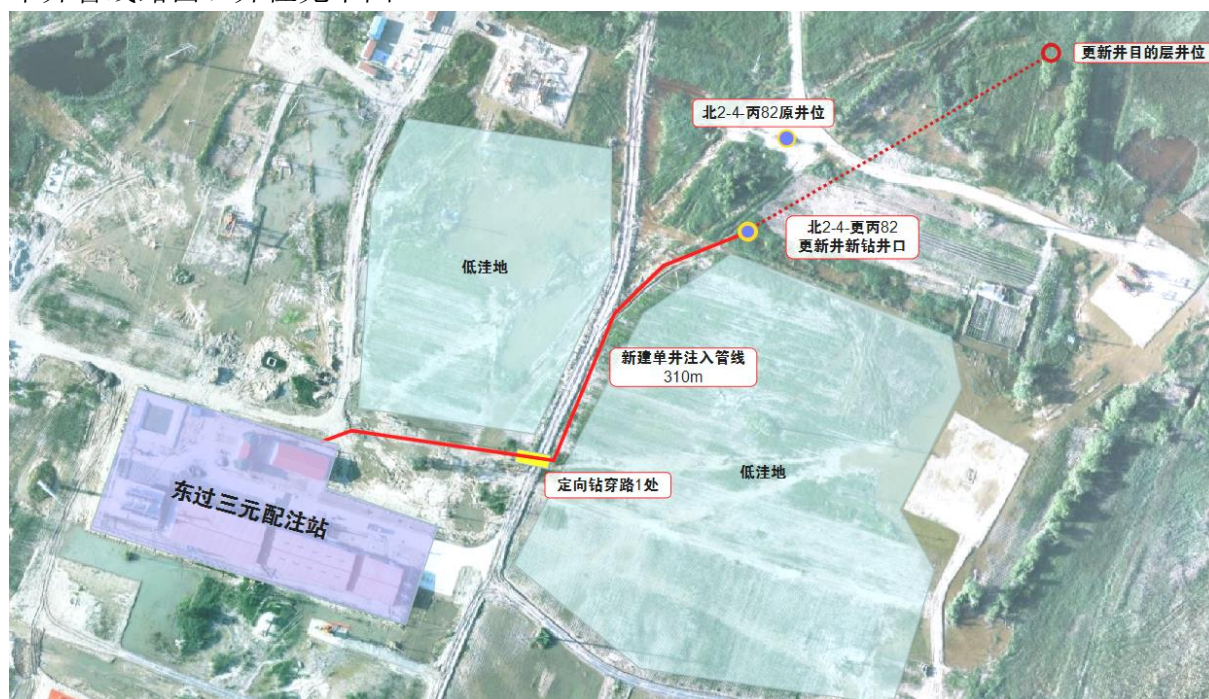


图 6.3-1 北 2-4-更丙 82 注入单井井位示意图

②北 2-311-更 E88

原井北 2-311-E88 投产于 2012 年，原单井管线投用时间为 2012 年，运行时间超过 10 年，且本次更新井井位与原井井位相距较远，故原单井管线不予利旧。本次规划新建注入单井管道 0.28km，单井管线路由、井位见下图。



图 6.3-2 北 2-311-更 E88 注入单井井位示意图

(2) 注水站能力核实

此次涉及的 2 口更新井分别隶属于东部过渡带和北三东西块，区域内注水站能力核实见下表。

表 3.6-18 注水站负荷能力分析数据表

序号	井号	所属区域	所属注水站	设计能力 (m ³ /d)	现注水量 (10 ⁴ m ³ /d)	新增配注量 (m ³ /d)	是否满足
1	北 2-4-更丙 82	东部过渡带	聚北十六注水站	7200	5600	60	是
2	北 2-311-更 E88	北三东西块	聚北十二注水站	7200	6000	50	是

经核实，已建注水站能力能够满足本次开发需求。

(3) 注入站能力核实

此次涉及的 2 口更新井分别隶属于东过三元配注站和北III-6 三元配注站，其中北 III-6 三元配注站已进入后续水驱阶段，本次仅核实东过三元配注站的能力。

东过三元配注站能力核实见下表。

表 3.6-19 东过三元配注站柱塞泵能力分析数据表

序号	运行泵（排量 m ³ /h×数量）	备用泵（排量 m ³ /h×数量）	运行泵总排量（m ³ /h）	实际注入（m ³ /h）	负荷率（%）
1	6×5	6×1	30	22.67	75.57

表 3.6-20 东过三元配注站母液储槽能力分析数据表

序号	计算量（m ³ /h）	尺寸（m）	有效容积(m ³)	储存时间（h）	是否满足
1	22.67	15×2.5×1.5	30	1.32	是

经核实，已建配注站能力能够满足本次开发需求。

配制注入工程主要工程量见下表。

表 3.6-21 配制注入工程主要工程量表

序号	项目名称	单位	数量	备注
1	内环氧粉末普通级外 2PE 加强级防腐钢管 $\Phi 60 \times 5$	km	0.59	
2	注水井场 25MPa 注三元液井口工艺及安装	套	2	
3	小型定向钻穿越 DN200	10m	10	
4	井场土方	m ³	360	
5	更换电磁流量计	个	1	

3.6.3.5 供配电工程

本区块柱上变电源由附近已建 6kV 线路引接，新建 6kV 线路 0.3km，为支线，导线采用 LGJ-50 型。本工程有 1 口采油井（北 3-丁 6-更 54）钻井区域内已建 0.4kV 电力线路不符合钻井作业安全距离要求，需对电力线路进行迁建，拆除已建 0.4kV 电力线路 0.1km，新建 LJ-150 型导线 0.15km，更换已建油井北 3-360-E85 电源电缆 0.08km。

本次更新井位移，经核实原已建 3 座柱上变电站变压器可利旧使用，本次需新建柱上变电站 4 座，1 口电泵井变压器由电泵井自带，根据采油工程方案，3 口机采井新建加药装置（每口井 1 套）。9 口采油井井场柱上变详见下表。

表 3.6-22 井场变电站汇总表

序号	项目名称	单位	数量
一	新建 6kV 柱上变电站		
1	6.3 $\pm$ 5% /0.4 (kV)，63kVA（终端式）	座	1
2	6.3 $\pm$ 5% /0.4 (kV)，63kVA（通过式）	座	1
3	6.3 $\pm$ 5% /0.4 (kV)，100kVA（通过式）	座	1
4	6.3 $\pm$ 5% /0.4 (kV)，200kVA（通过式）	座	1
二	利旧 6kV 柱上变电站		
1	6.3 $\pm$ 5% /0.4 (kV)，80kVA（利旧更新井北 1-312-更 P22 原井变压器）	座	1
2	6.3 $\pm$ 5% /0.4 (kV)，80kVA（利旧更新井北 3-340-更 E113 原井变压器）	座	1
3	6.3 $\pm$ 5% /0.4 (kV)，80kVA（利旧更新井北 4-5-更丙 65 原井变压器）	座	1
三	电泵井专用变压器		
1	电泵井专用变压器 50kVA（该变压器由电泵井自带）	座	1

供配电工程主要工程量详见下表。

表 3.6-23 供配电工程主要工程量汇总表

序号	项目名称	单位	数量
一	油井配电		
1	抽油机用电动机（采油工程方案确定 45kW 380V 不计主材只计安装）	台	7
2	抽油机用电动机（采油工程方案确定 75kW 380V 不计主材只计安装）	台	1
3	智能多功能调速配电箱（采油工程方案确定 45kW 380V 不计主材只计安装）	面	7

序号	项目名称	单位	数量
4	智能多功能调速配电箱（采油工程方案确定 75kW 380V 不计主材只计安装）	面	1
5	钢芯铝绞线 3×LGJ-50	km	0.3
6	6kV 高压 T 接杆	基	2
7	6kV 高压直线杆	基	4
8	终端式柱上变电站 63kVA	座	1
9	通过式柱上变电站 63kVA	座	1
10	通过式柱上变电站 100kVA	座	1
11	通过式柱上变电站 200kVA	座	1
12	迁建柱上变电站 80kVA （变压器利旧）	座	3
13	电泵井专用变压器（变压器由电泵井自带，不计主材只计安装）	座	1
14	户外柱上配电箱	面	8
15	电力电缆 YJLV22-0.6/1 4×16 （10kW 加药装置）	km	0.06
16	电力电缆 YJLV22-0.6/1 3×25+1×16 （25kW 加药装置）	km	0.16
17	电力电缆 YJLV22-0.6/1 3×50+1×25 （45kW 机采井）	km	0.64
18	电力电缆 YJLV22-0.6/1 3×95+1×50 （75kW 机采井）	km	0.08
19	电缆直埋敷设	km	1
20	接地系统	套	18
21	电力安全防护套筒	套	4
二	数字化配电		
(1)	油井数字化部分		
1	改造井口控制箱	面	9
2	户外柱上配电箱	面	1
3	电力电缆 YJV22-0.6/1 3x2.5	km	0.05
4	热镀锌扁钢 -40X4	10m	9
(2)	注水井数字化部分		
1	微型断路器 63C/2P Ie=16A	只	6
2	模数化配电箱（明装） 10 模	面	6
3	电力电缆 YJV22-0.6/1 3x2.5	km	0.12
4	电力电缆 YJV22-0.6/1 3x4	km	0.52
5	电缆直埋敷设	km	0.64
6	接地系统	套	6
(3)	注入井数字化部分		
1	模数化配电箱（明装） 10 模	面	2
2	电力电缆 YJV22-0.6/1 3x2.5	km	0.4
3	热镀锌扁钢 -40X4	10m	3
三	钻井线路动迁部分		
1	电力线路（拆除）	km	0.1
2	0.4kV 低压 4Z 型直线杆	基	2

序号	项目名称	单位	数量
3	0.4kV 低压 4NJ90 型转角杆	基	1
4	铝绞线 4×LJ-150	km	0.15
5	电力电缆 YJLV22-0.6/1 3×50+1×25	km	0.08
7	电缆直埋敷设	km	0.08
8	迁建户外柱上配电箱	面	1

3.6.3.6 道路工程

为满足本次产能工程 17 口更新井通车要求，共建设通井路 1.06km，其中 3.5m 宽苇塘井砂石通井路 0.52km，4m 宽低洼地井土路 0.54km，具体明细见下表。

表 3.6-24 更新井产能新钻井道路长度统计表

序号	井号	井别	长度（m）	地类
1	北 1-312-更 P22	采油井	150	低洼地
2	北 2-321-更 E68	采油井	30	低洼地
3	北 2-1-更 453	注水井	105	低洼地
4	北 3-340-更 E113	采油井	60	苇塘
5	北 3-341-更 E113	采油井		
6	北 2-2-检更 50	采油井	35	苇塘
7	北 2-311-更 E88	注入井	115	低洼地
8	北 3-6-更 056	注水井	50	苇塘
9	北 3-丁 6-更 54	采油井	60	低洼地
10	北 3-353-更 E87	采油井	80	苇塘
11	北 3-5-更 060	注水井	40	苇塘
12	北 3-2-更 056	注水井	45	苇塘
13	北 4-5-更丙 65	采油井	60	苇塘
14	北 2-1-更 086	注水井	30	苇塘
15	北 2-332-更 E105	采油井	80	苇塘
16	北 2-4-更丙 82	注入井	40	苇塘
17	北 1-丁 1-更 69	注水井	80	低洼地

道路工程新建通井路合计 1.06km。主要工程量见下表。

表 3.6-25 道路工程主要工程量汇总表

序号	道路名称	道路长度（km）	道路宽度（m）		建设标准
			路基	路面	
1	砂石通井路	0.52	4.5	3.5	2cm 砂土层+10cm 泥结碎石+30cm 水泥稳定土
2	土路通井路	0.54	4	-	土路

3.6.3.7 数字化工程

（1）采油井

本次规划对 8 口抽油机井、1 口电泵井配套进行数字化建设，其中原井位 2 口抽油机和 1 台电泵井已做过数字化建设，本次利旧已建仪表。

每座单井设置 1 套 ZigBee 智能综合电参采集控制器（以下简称 Z-DAU）（平台井共用 1 套 DAU），实现现场仪表数据及综合电参数据、远程启停井控制及数据上传等功能。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。油压采集选用 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，综合电量由 Z-DAU 集成的电参模块采集，油井变频器实现信号数据远传及控制。现场仪表将信号以无线方式传送至 Z-DAU，Z-DAU 通过运营商 4G 网络将数据传至生产管理中心。

（2）注水井

本次规划对 6 口注水井进行数字化建设，其中原井位 2 口注水井已做过数字化建设，本次利旧已建 2 台 ZigBee 智能无线远程数据采集与控制终端单元和 2 台 ZigBee 无线压力变送器。原井位 2 口注水井流量采集、控制采用利旧干式水表加智能流量显示仪用 ZigBee 信号远传的方式，RTU 接收流量控制信号，通过 RS485 传输方式传至流量控制单元，此方式仅能间接控制，10 分钟动作 1 次，且调控时间长、控制逻辑复杂。而高压流量控制装置调控方式为 1 小时调控 1 次，1 次调控 2 分钟，2 分钟内可实现连续调节，更加准确可靠，所以本次不利旧原井位 2 口注水井流量采集控制单元，新建 2 台高压流量控制装置。

每口注水井设置一套 ZigBee 智能无线远程数据采集与控制终端单元（Z-RTU），采集压力、流量数据，并实现注水量自动调控功能，RTU 设置在水井房内。注水井流量采集、控制采用高压流量控制装置。RTU 及高压流量控制装置采用有线供电，具体见电力专业。压力采集选用 ZigBee 无线压力变送器，采用电池供电。同时作业区生产管理子系统中，实现注水井生产数据的管理功能均需增加自动调控生产数据，其中包含生产运行数据的历史曲线图展示、生产运行数据历史查询、生产运行数据报表生成与导出、生产运行数据报警监控与设置。

（3）注入井

本次规划对 2 口注入井进行数字化建设，其中北 2-4-更丙 82 注入井于 2021 年在注入站内对其进行数字化建设，本次无需对其进行完善；北 2-311-更 E88 注入井于 2012 年在注入站内对其进行数字化建设，本次仅对损坏的电磁流量计进行更换。

（4）计量间

本次规划对 9 口油井所属的计量间增加集油支管温度，其中 3 口原井计量间已进行数字化建设，本次仪表利旧。本次共新建 6 台 ZigBee 无线温度变送器，采用电池供电，并对所属计量间的 6 套 RTU 做软件调整。

同时本次规划对作业区生产管理中心及油田公司生产指挥中心生产网 DMZ 进行软件调整及扩容，共计 6 套。

数字化工程主要工程量见下表。

表 3.6-26

数字化工程主要工程量表

序号	项目名称	单位	数量	备注
一	数字化专业			
1	油井			
(1)	ZIGBEE 智能综合电参采集控制器	台	6	
(2)	ZIGBEE 抽油机无线工况采集单元	台	6	
(3)	ZIGBEE 无线压力变送器	台	6	
(4)	控制电缆	km	0.36	
(5)	SIM 卡	个	9	
(6)	ZIGBEE 智能综合电参采集控制器拆除及安装	台	3	
(7)	ZIGBEE 抽油机无线工况采集单元拆除及安装	台	2	
(8)	ZIGBEE 无线压力变送器拆除及安装	台	3	
(9)	RTU 软件调整	套	3	
2	注水井			
(1)	ZIGBEE 无线压力变送器	台	4	
(2)	ZIGBEE 智能远程自动采集与控制终端单元	台	4	
(3)	高压流量控制装置	台	6	
(4)	控制电缆	km	0.24	
(5)	SIM 卡	个	6	
(6)	ZIGBEE 无线压力变送器拆除及安装	台	2	
(7)	ZIGBEE 智能远程自动采集与控制终端单元拆除及安装	台	2	
(8)	RTU 软件调整	套	2	
3	注入井			
(1)	电磁流量计	台	1	
4	计量间			
(1)	ZigBee 无线温度变送器	台	6	
(2)	RTU 软件调整	套	6	
5	作业区生产管理中心人机界面应用软件调整	套	6	
6	油田公司生产指挥中心生产网 DMZAAA 服务器准入授权 License	点	16	

3.6.3.8 临时工程

钻井施工期井场内设置施工营地，钻井施工设备等。

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

3.6.4 公用工程

3.6.4.1 给排水工程

(1) 给排水

①施工期

A 给水：

项目施工期用水主要为钻井用水、管道试压用水、生活用水，施工期总用水量为 3207.75m³。

钻井用水由罐车从附近水站拉运至施工场地，钻井过程需要用清水冲洗钻台、钻具等，平均每钻进 1000m，生产用水量 150m³，本工程钻井总进尺 21205m，本工程钻井用水消耗量为 3180.75m³。

管道试压水选用洁净水为介质，用罐车由附近水站拉运至施工场地，管道分段试压，管道试压作业总长 4.5km，集油管道 $\Phi 76 \times 4.5\text{mm}$ -0.22km，集油管道 $\Phi 60 \times 3.5\text{mm}$ -1.28km，掺水管道 $\Phi 60 \times 4\text{mm}$ -1.5km；注水管道 $\Phi 60 \times 5\text{mm}$ -0.91km，注入管道 $\Phi 60 \times 5\text{mm}$ -0.59km，试压总用水量为 3.2m³。

根据黑龙江省地方标准《用水定额》(DB23/T727-2025)，生活用水量为 80L/人·d。本工程钻井队在井人数为 10 人，施工周期为 30 天，经计算生活用水消耗量为 24m³，采用桶装水。运营期场站依托现有员工，不增加人员。

B 排水：

项目施工期废水主要为钻井废水、管道试压废水、生活污水。

钻井废水主要来自钻井过程中冲洗钻台、钻具、设备等产生的废水，主要含有泥浆和岩屑等。钻井废水的产生量随井深和钻井周期变化，每钻进 1m 平均将排放钻井废水 0.02m³。钻井总进尺约 21205m，产生钻井废水约 424.1m³，这部分废水与相应泥浆、岩屑最终由罐车拉运，依托大庆赛诺科林环保科技有限公司废弃泥浆无害化处理站（一队三厂站）处理。

管道试压废水产生量按用水量计，试压废水产生量为 3.2m³，该废水中主要含少量铁锈和泥屑。管线试压废水由罐车拉运至北十七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。

本项目施工人员共 10 人，施工天数 30 天，生活污水按用水量的 80%计算，生活污水产生量为 19.2m³，进入附近场站生活污水处理系统外运处理（施工人员如厕去周边场站），不外排。周边场站生活污水由罐车拉运至风云污水提升站，经提升后管输至大庆市水务集团城市排水有限公司进行集中处理。

②运营期

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

采出水：本工程运营期正常工况下产生的废水主要为采出水。油气田开发过程中的采出水是伴随着原油从地层开采出来的，主要来源于油藏本身的底水、边水和注汽凝结水。根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》“07 石油和天然气开采业行业系数手册”采出水产污系数。本项目建成后采油井产油量为 $0.432 \times 10^4 \text{ t/a}$ ，综合含水率为 97.3%，A 取 0.973。根据计算可知，本项目采出水产生量 160000 t/a ，油井采出水经集输系统最终输至进入北十七含油污水处理站处理后出水同时满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排。

井下检修作业废水：主要包括换泵换杆、洗井修井等作业。产污环节主要是拆卸井口和油管起下过程中产生的污油污水、废液的返排、冒溢及滴漏等。类比大庆油田有限责任公司第三采油厂多年运营作业结果可知，油井作业周期 1.5 年，作业污水产生量 $4 \text{ m}^3/\text{井} \cdot \text{次}$ ，油井作业污水量约 $24 \text{ m}^3/\text{a}$ 。主要污染物为石油类、悬浮物，作业时需铺设防渗布。油井检修作业污水经钢制污油回收槽收集，由罐车回收后送至北十七含油污水处理站处理同时满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排。

洗井污水：本项目基建 8 口注水井，注入井洗井周期 1 年，洗井用水量约为 $120 \text{ m}^3/\text{井} \cdot \text{次}$ ，则洗井用水量约 $960 \text{ m}^3/\text{a}$ ，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 $912 \text{ m}^3/\text{a}$ ，洗井污水由罐车回收后送至北十七含油污水处理站处理同时满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排。

清防蜡洗井废水：采取中转站常规热洗泵洗井方式，设计更新井水驱热洗周期为 60 天，化学驱热洗周期为 30 天，热洗强度为 $20 \text{ m}^3/\text{h}$ ，单口井洗井时间为 2.5-3h，则单口井热洗 1 次产生最大废水量为 60 m^3 ，项目油井共 9 口，共产生热洗废水量约为 $540 \text{ m}^3/\text{次}$ ，一年大约洗井 10 次，共产生洗井废水 $5400 \text{ m}^3/\text{a}$ ，热洗废水通过热洗管线回收后进集输系统，管输至北十七含油污水处理站处理同时满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排。

3.6.4.3 采暖工程

项目井场无人值守，运行期无需供暖。施工期采用电加热。

3.6.4.4 防腐保温

新建集油、掺水、热洗管道均采用外缠胶带硬质聚氨酯泡沫保温钢管，防腐补口采用无溶剂环氧涂料。注水管道采用内环氧粉末普通级外 2PE 加强级防腐钢管。

3.7 场地布置及土地利用

3.7.1 场地布置

本工程共新钻油井 9 口，注水井 8 口，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与卫生防护距离。钻井井场平面布置见附图 3。

本项目基建油井 9 口，建设集油掺水管道 3.0km，配套建设抽油机及基础 9 座。基建注水井 6 口，建设注水管线 0.91km，配套建设注水井配水阀组、高压切断阀、注水井场 6 座。基建注入井 2 口，建设注入管线 0.52km，配套建设注入井井口工艺及注入井场 2 座。配套建设供配电、道路、数字化工程等。

3.7.2 工程占地情况

本项目总占地面积 103770m²，其中永久占地 23580m²，临时占地 80190m²，占地类型为耕地（永久基本农田）及草地（非基本草原）。包括井场工程占地、管线工程占地、道路工程占地、供配电工程占地。根据设计方案，井场施工总占地面积为 60m×70m=4200m²（含永久占地），本项目完井后形成的永久井场占地面积为：30m×40m=1200m²，平台井每增加 1 口井增加 200m²，本项目设有 1 座平台井，15 座单井，井场永久占地 19400m²，临时占地 47800 m²；集油掺水管线施工作业面宽度为 10m，管沟长度 1.5km，临时占地 15000m²；注水管线施工作业面宽度为 10m，管沟长度 1.5km，临时占地 15000m²；道路永久占地按道路长度×路基宽度计算，新建苇塘砂石通井路 0.52km，路基 4 m，新建低洼地通井路 0.54km，路基 3.5m，永久占地 3970m²；新建电杆上变 4 座，利旧 3 座，共 7 座，占地以每座 200m²（包括 30m² 永久占地，170m² 临时占地）计，电力线路 0.3km，作业面宽 8m，永久占地 210m²，临时占地 3590 m²。

表 3.6-2 本项目占地一览表 单位：m²

序号	工程类型	临时占地		永久占地	
		其他草地	耕地（永久基本农田）	其他草地	耕地（永久基本农田）
1	井场	47800	/	18200	1200
2	管道	19000	9800	/	/
3	道路	/	/	3970	/

4	供配电	3590	/	210	/
小计		80190		23580	
合计		103770			

3.7.3 土石方平衡

根据工程设计方案，本项目井场需要垫土，需土方 3060m³；本项目管线工程开挖管沟总长 3km，管沟横截面为梯形，管沟挖深为 2.0m（去除表土挖深 0.3m 后，实际挖深 1.7m）沟带上宽 0.8m，下宽 0.5m，管沟截面积为 1.35m²，则管线管沟挖方量约为 4050m³，管沟工程开挖土方全部回填利用。新建道路，路基垫高 0.3m，则道路填方量=3970×0.3m=1911m³；供配电线路开挖管沟总长 0.3km，管沟横截面为梯形，管沟挖深为 1.5m（去除表土挖深 0.3m 后，实际挖深 1.2m）沟带上宽 0.8m，下宽 0.5m，管沟截面积为 1m²，则管线管沟挖方量约为 230m³，管沟工程开挖土方全部回填利用。本项目不设取弃土场，用土全部外购。本项目土石方情况见表 3.7-2。

表 3.7-2 本项目土石方情况 单位：m³

序号	类别	挖方量	填方量	借方量	弃方量
1	井场工程	0	3060	3060	0
2	管线工程	4050	4050	0	0
3	道路工程	0	1911	1911	0
4	供配电工程	240	240		
合计		4290	9261	4971	0

表土剥离：项目区原地貌为草地、耕地，部分用地区域局部有植被覆盖，具有表土资源，表土厚度为 0.3m。施工前对预留用地区域植被覆盖区域进行表土剥离，剥离表土总面积约 103770m²，剥离厚度平均约为 0.30m，表土剥离土方量为 30963m³，后期全部回覆于原剥离区域。根据绿化表土厚度需求，需表土回覆厚度为 0.39m，表土回覆量为 30963m³。

3.8 施工方案

3.8.1 管道施工

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

①场地清理

管道施工采用人工开挖和机械开挖相结合的方式施工，施工初期，首先要对施工作

业带进行清理和平整，进行布管、开挖管沟及焊接等施工作业。

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



图 3.8-2 管道施工平面布置图

②开挖、下管、连接

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

③清管、试压

管道在下沟回填后应清管和试压。采用清管球（器）进行清管，清管次数不少于两次，以开口端不再排出杂物为合格。清管后用清水进行试压，严密性试验合格后使用。项目产生的试压废水由罐车拉运至北十七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管沟回填

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

⑤清理场地、恢复地貌

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

管道施工作业断面见图3.8-4，管道开挖施工平面布置示意图见图3.8-5。



图 3.8-3 管线工程施工工艺流程及排污节点图

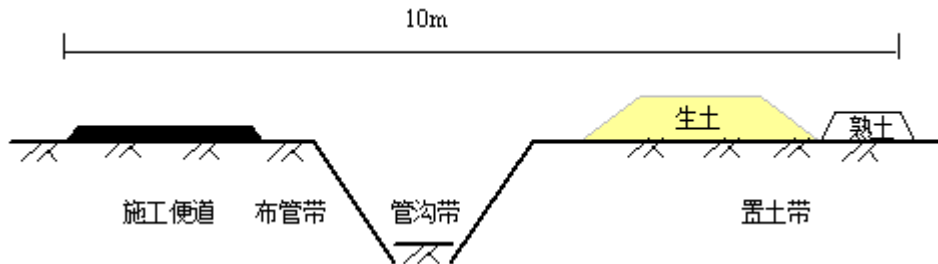


图3.8-4 管道施工作业断面图



图 3.8-5 管道开挖施工平面布置示意图

⑥管道钢顶穿越施工

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

顶管施工工艺流程主要为：施工准备、顶管井施工、设备安装调试、管材吊装入井、顶进、出洞、管材吊装入井、顶进、出洞、检查井施工、回填、路面恢复。施工流程图见图3.8-6、施工示意图见图3.8-7。

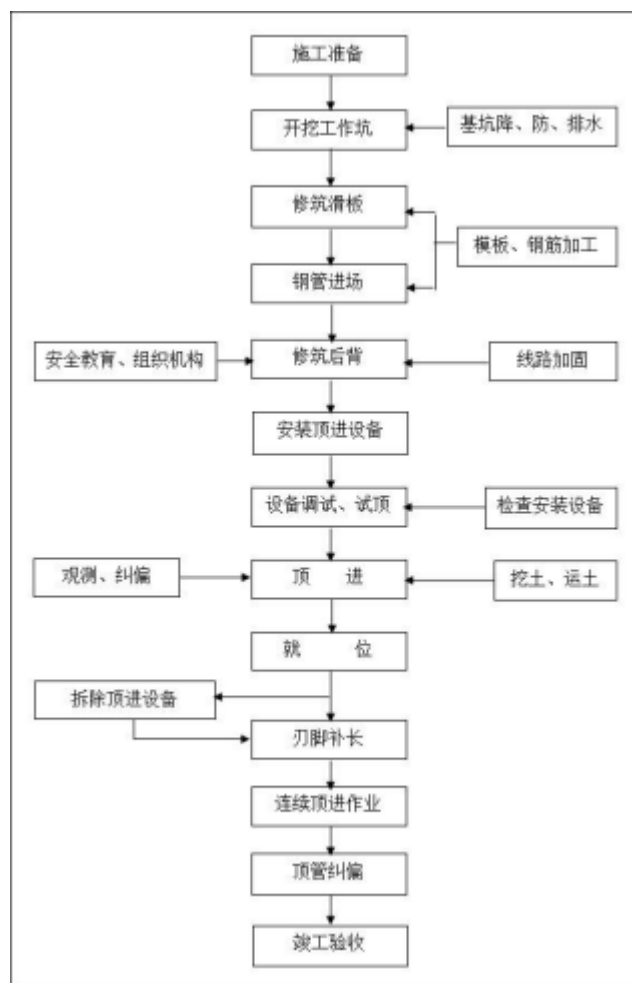


图3.8-6 顶管施工工艺流程图

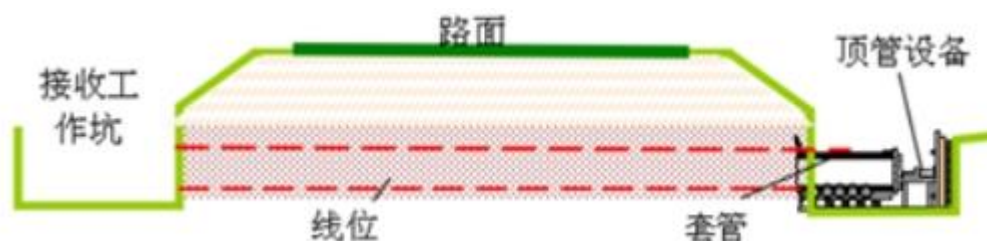


图3.8-7 顶管施工示意图

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

3.8.2 道路施工

本次新建通井路1.06km，其中3.5m宽砂石通井路0.52km，4m宽土路0.54km，与已有区块进场道路进行连接，主要施工工艺为施工范围内的地表植被、挑清捡较大石砾，且将道路进行平整后铺设砂石，砾石层高度为0.3-0.5m。道路施工流程及的污节点见图3.8-8。

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

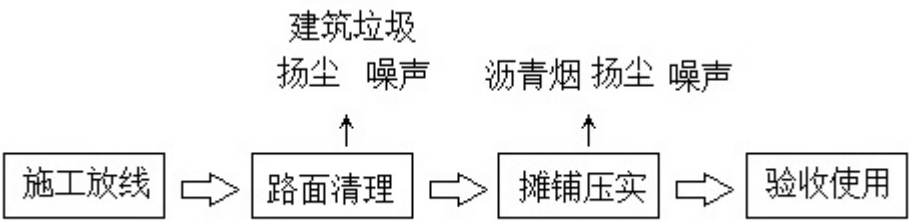


图3.8-8 道路施工工艺流程图

3.8.3 井场施工

首先进行井台平整，井场垫高依据所在地区地势，地类及区域排水情况确定，井场垫高约 0.3m；平整井台后安装抽油机、采油树及电机，主要施工工序有紧固、平衡等。

3.9 施工时序

本项目计划施工期为 2026 年 5 月至 2026 年 6 月。

3.10 设备物料消耗

3.10.1 设备

表 3.10-1 本项目施工及运营期主要设备表

序号	时期	设备	数量	单位
1	施工期	柴油发电机	2	台
2		挖掘机	2	台
3		推土机	2	台
4		钻机	1	台
5		泥浆泵	2	台
6		钻井泵	2	台
7		振动筛	2	台
8		搅拌机	2	台
9		压路机	1	台
10		电焊机	3	台
11		运输车辆	3	台
12		射孔设备	1	台
13	运营期	抽油机	8	台
14		潜油电泵	1	台
15		配电柜	9	台

3.10.2 物料消耗

生活用水消耗：由公用工程可知，本项目生活用水消耗总量为 144m³；

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 7.8m³；

钻井液消耗：根据钻井液用量表可知，根据本项目钻井工程设计中钻井液用量设计，单井钻井液总量为 252m³，本工程新钻井 17 口，则钻井液用量 4284m³；

钻井生产用水消耗：钻井用水由罐车从附近水站拉运至施工场地，钻井过程需要用清水冲洗钻台、钻具等，平均每钻进 1000m，生产用水量 150m³，本工程钻井总进尺 21205m，本工程钻井用水消耗量为 3180.75m³；

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 98t，本工程新钻井 17 口，则固井水泥用量为 1666t；

柴油消耗：根据大庆油田多年钻井的物料消耗数据统计，钻井进尺每 1000m 柴油用量为 20t（使用柴油机发电），本工程钻井总进尺为 21205m，则柴油用量为 424.1t；

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 17 口油井需射孔，则射孔液用量为 680m³。

本项目投产后，新增耗电 39.42 万 kWh/a；

本项目依托的场站新增耗气量 8.4 万 m³/a；

油井作业防渗布用量 0.85t/a。

本项目主要消耗物料具体见表 3.10-2。

表 3.10-2 本项目主要物料消耗

序号	时期	项目	原辅材料	用量
1	施工期	办公生活	生活用水（m³）	24
2		管线试压	试压用水（m³）	3.2
3		钻井	钻井液（m³）	4284
			钻井用水（m³）	3180.75
4		固井	水泥（t）	1666
5		射孔	射孔液（m³）	680
7	运营期	生产运营	耗电（万 kWh/a）	39.42
8		油气水分离	耗气量（万 m³/a）	8.4
9		油井作业	防渗布（t/a）	0.85

3.11 依托工程

3.11.1 依托工程能力核实及运行现状分析

(1) 转油放水站

本工程原油集输依托 1801 转油放水站、北III-7 三元转油放水站、北五转油放水站、北III-4 转油放水站、北III-6 三元转油放水站、萨北 19 转油放水站，已建转油放水站现状及新增负荷情况见表 2.9-1。由表 2.9-1 可知，已建转油站处理能力满足需要。

表 2.9-1 已建转油放水站建设现状及新增负荷情况表

序号	转油站	分类	投产时间（年）	总设计规模（t/d）	目前负荷率（%）	新增产能后负荷率（%）	所属脱水站
1	1801 转油放水站	水聚驱	1986	26640	66.9	67.3	北十三脱水站
2	北III-7 三元转油放水站	三元驱	2015	24480	88.4	89.2	北III-3 脱水站
3	北五转油放水站	水聚驱	2011	35520	92	92.2	北II-1 脱水站
4	北III-4 转油放水站	水聚驱	2008	32160	78.4	79.1	北十五脱水站
5	北III-6 三元转油放水站	三元驱	2012	12720	88.4	88.8	北III-3 脱水站
6	萨北 19 转油放水站	水聚驱	1992	30720	46.9	47.1	北III-3 脱水站

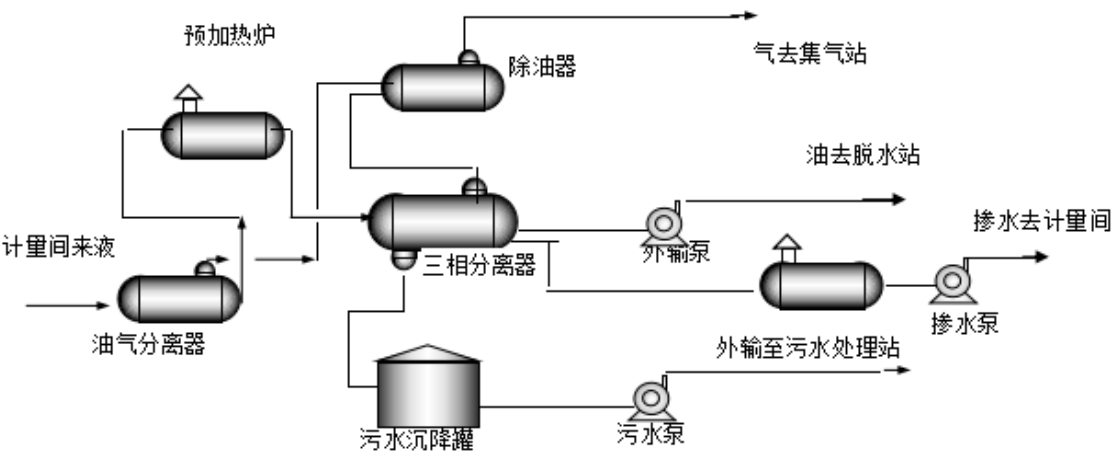


图 2.9-1 转油放水站工艺流程

(2) 脱水站

本项目产液经转油放水站分离的低含水油运行阶段共涉及依托 4 座脱水站，其中 1 口油井产液分离后的低含水油进入北十三脱水站；1 口油井产液分离后的低含水油进入北 II-1 脱水站，5 口油井产液分离后的低含水油进入北III-3 脱水站，2 口油井产液分离后的低含水油进入北十五脱水站。 已建脱水站现状及新增负荷情况见表 2.9-2。由表 2.9-2 可知，已建脱水站处理能力满足需要。

表 2.9-2 产能涉及已建脱水站建设现状及负荷情况表

站名	投产时间	一段设计规模(t/d)	一段负荷率(%)		二段设计规模(t/d)	二段负荷率(%)	
			现状	新增产能后		现状	新增产能后
北十三脱水站	1995	28800	47.81	48.17	2880	28.71	32.36
北III-3 脱水站	2001	19920	59.32	60.8	10080	26.07	29
北II-1 脱水站	2005	47520	39.26	39.41	6000	36.86	38.03
北十五脱水站	1998	37440	43.93	44.56	4320	47.80	53.24

根据现场勘查，目前北十三脱水站、北III-3 脱水站、北 II-1 脱水站、北十五脱水站均运行正常，根据场站验收意见，厂界非甲烷总烃浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)5.9 中规定要求，脱水站泵房外非甲烷总烃满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019)附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求；站内机泵均布置在室内，采用隔声门窗及机泵加装减震设施等降低噪声源强，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；场站内产生的生活垃圾经收集后拉运至大庆城控电力有限公司处理，装置内含油污泥定期清理，由罐车拉运至萨北含油污泥处理站减量化处理。本项目依托可行。场站工艺流程见下图。

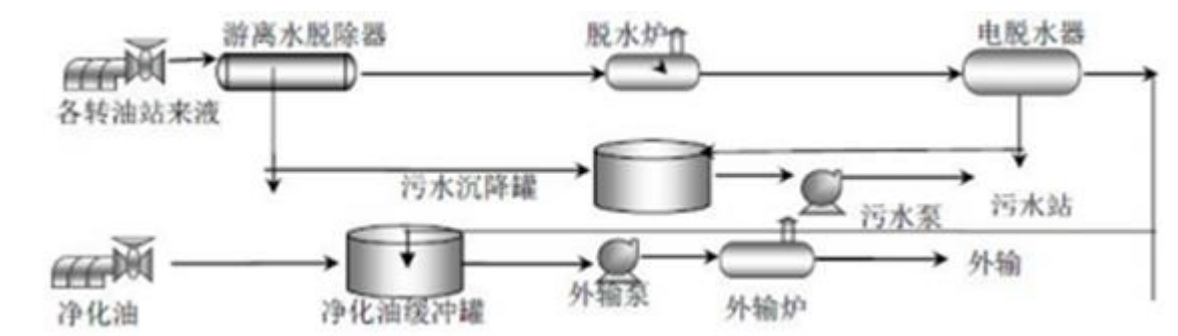
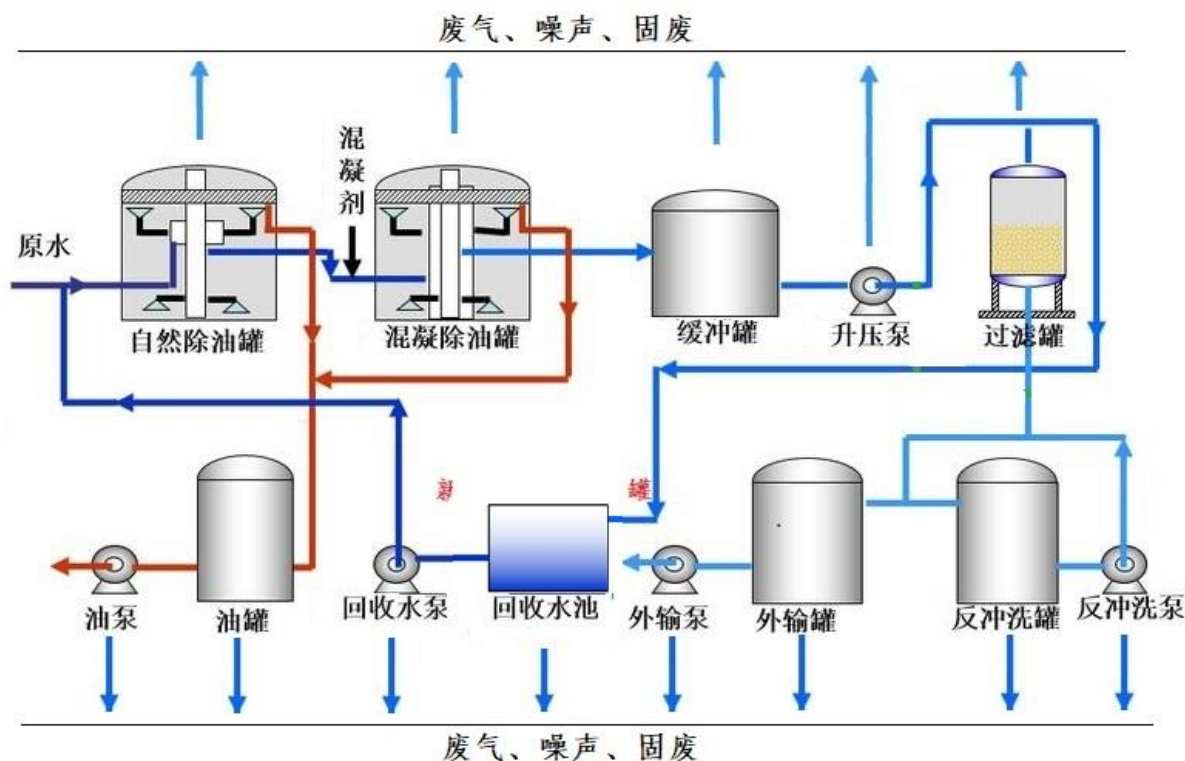


图 2.9-3 北十三脱水站工艺流程图

(3) 北十七含油污水处理站

大庆第三采油厂北十七含油污水处理站于 2001 年建成投产，采用“二级沉降+压力过滤”处理工艺，通过一次、二次沉降罐进入升压缓冲罐，再泵入石英砂板结过滤罐，出水经过物理杀菌，进入净化水罐，处理达标后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中注水水质控制指标以及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）表 1 水质主要控制指标要求，通过外输泵泵入注水站回注地下油层。根据北十七含油污水处理站回注水检测报告，回注水满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 20\text{mg/L}$ ，悬浮固体含量 $\leq 20\text{mg/L}$ ，

粒径中值 $\leq 5\mu\text{m}$ ”，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。



(4) 采油三厂含油防渗布暂存池

(5) 第一采油厂工业固废填埋场

采油一厂工业固废填埋场于 2016 年 10 月 17 日获得了原大庆市环境保护局的批复（庆环审〔2016〕286 号），现正在进行环保验收。该工业固废填埋场为Ⅱ类工业固废

填埋场，填埋坑占地面积为 10000m²，容量为 13472m³；年处理量为 580m³（700t/a），服务年限 20 年。今年已使用 307.1t，本工程产生一般固废约 1.78t，本工程建成后，该填埋场负荷率为 44.13%，填埋场剩余容量能够容纳本项目产生的固体废物，本项目依托可行。该填埋场环保手续已在《工业固废填埋场环境影响报告书》项目中进行了环境影响评价，批复文号为庆环审〔2016〕286 号，并于 2019 年 10 月完成自主验收，目前该站正常运行。

（6）大庆赛诺科林环保科技有限公司废弃泥浆无害化处理站（一队三厂站）

该站位于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，根据调查，现阶段泥浆处理量为 110m³/d，负荷率为 11%。泥浆无害化处理站内采用“加药+筛分+脱稳+固液分离”工艺处理废弃钻井液，产生的分离水拉运至北三联含油污水处理站处理，产生的泥饼用于修井间道路、铺垫井场、搭井间防火墙、回填等。无害化处理工艺流程图见图 3.11-8。

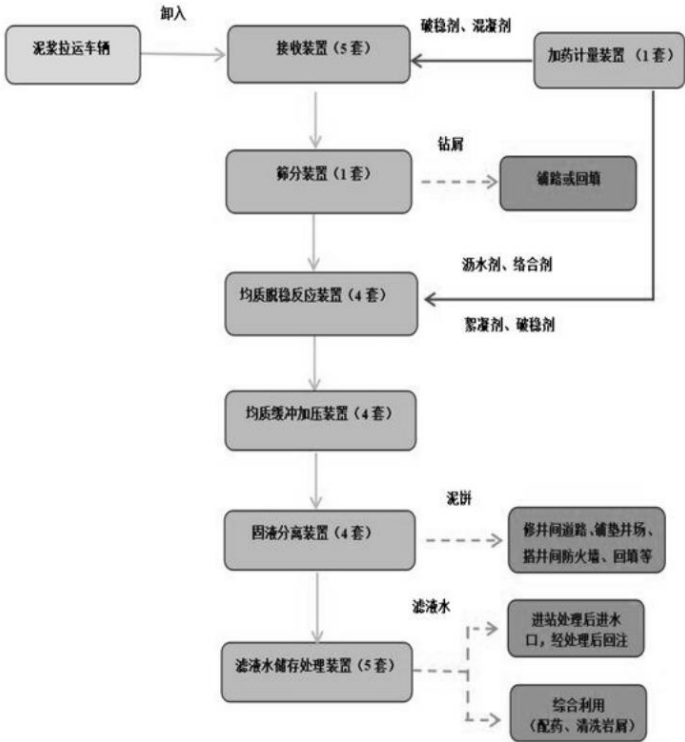


图 3.11-8 泥浆无害化处理站工艺流程简图

本工程钻井期钻井废水、岩屑、废钻井液、废射孔液产生量约 200m³/d，拉运至大庆赛诺科林环保科技有限公司废弃泥浆无害化处理站（一队三厂站）处理，负荷率为 31%，处理能力满足需要，依托可行。

（7）萨北含油污泥处理站

第三采油厂萨北含油污泥处理站于 2016 年投产，设计规模 10m³/h，每年工作 150 天（6-10 月运营），每天 24 小时连续运行，年最大处理量 36000m³，目前实际处理量

23000m³/a，负荷率为 63.9%，主要通过预处理、调质、离心分离等工序将含油污泥进行深度处理，从而使污泥达到排放要求。经过处理后的污泥含油小于 2%，含水小于 40%，再送至大庆博昕晶化科技有限公司处理，处理后污泥含油量满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）（石油类≤3000mg/kg），本工程含油泥（砂）及落地油产生量为 0.43t/a，本项目新增后处理量约为 23000.43t/a，负荷率为 63.9%，变化较小，能够满足本项目含油污泥处理需求。含油污泥处理工艺流程图见图 2.7-5。

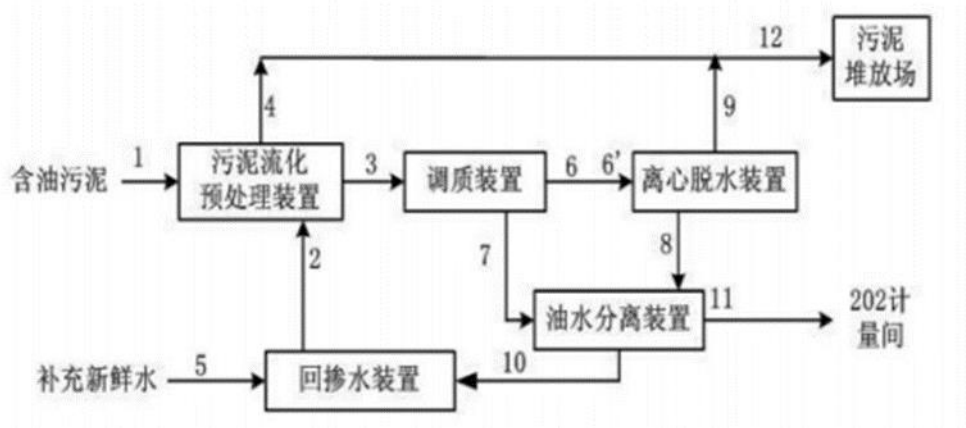


图 3.11-9 萨北含油污泥处理站工艺流程图

3.11.2 依托工程环境影响评价及竣工验收情况

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

表 3.11-13 依托工程环评验收情况一览表

序号	依托站场名称	建设或改造环评文件名称	环评批复	验收情况
1	萨北 1801 转油放水站	大庆油田有限责任公司采油三厂北二西(西部区块)聚驱上返井产能建设工程环境影响报告书	庆环建字[2006]27 号	2010 年 1 月完成验收
2	北五转油放水站	大庆油田有限责任公司采油三厂北二西(西部区块)聚驱上返井产能建设工程环境影响报告书	庆环建字[2006]27 号	2010 年 1 月完成验收
3	北十五脱水站	萨北油田北三区西部南块三次采油产能建设工程环境影响报告书	庆环建字〔2009〕15 号	庆环验〔2011〕023 号
4	北十三脱水站	大庆油田有限责任公司采油三厂北二西(西部区块)聚驱上返井产能建设工程	庆环建字[2006]27 号	2010 年 1 月完成验收

		环境影响报告书		
5	北 II-1 脱水站	萨北开发区纯油区西部注采系统调整产能建设工程环境影响报告书	庆环建字 (2013) 101 号	2019 年 12 月完成自主验收
6	北十七含油污水处理站	北十七含油水处理站改造工程环境影响报告表	庆环建字 (2012)185 号	庆环验 (2013)93 号
7	萨北含油污泥处理站	萨北开发区北二区东部东块水驱层系重组产能建设工程环境影响报告书	庆环审[2015]77 号	2019 年 12 月完成自主验收
8	采油三厂含油防渗布暂存池	大庆油田第三采油厂含油防渗布暂存池改造工程项目环境影响报告表	萨环审发 [2021]36 号	正在准备验收
9	大庆赛诺科林环保科技有限公司废弃泥浆无害化处理站 (一队三厂站)	黑龙江省大庆市三厂废弃钻井液集中处理项目环境影响报告表	萨环审发 [2019]30 号	2020 年 6 月完成自主验收
10	采油一厂工业固废填埋场	工业固废填埋场环境影响报告书	庆环审〔2016〕286 号	2020 年 8 月 7 日完成自主验收

3.12 建设项目工程分析

3.12.1 污染影响因素分析

3.12.1.1 施工期

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

(1) 钻井工程

①钻前工程

钻前工程主要为在钻井井位确定后建设井场，主要包括场地平整、清理、进场道路建设等为钻井工程做准备的施工活动。为满足上述新建井通车要求，只需将其就近挂接于井排道路上或通过附近通井路挂接于井排路上即可。共新建各类通井路 1.06km，其中，路面宽 3.5m 的砂石路 0.52km，4m 宽的土路 0.54km。

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

②钻井工程

钻井采用常规旋转钻井工艺，项目使用的钻机为电钻机，钻井期间优先由周边现有电网供电，特殊条件下采用备用电源柴油发电机应急供电。通过钻机、转盘、钻杆、带动钻头切削地层，同时泥浆由泥浆泵经钻杆向井内注入井筒冲刷井底，利用其粘性将切削下的岩屑不断地带至地面，整个过程循环进行，使井不断加深，直至目的层。根据钻井实际情况，钻井泥浆进入泥浆罐，用于下一井场钻井使用；钻井时产生的废弃泥浆、钻井废水及岩屑先进入井场钢制防渗泥浆槽暂存，运至大庆赛诺科林环保科技有限公司废弃泥浆无害化处理站（一队三厂站）处理。

a 录井

钻井至设计井深中段开始进行录井以记录钻井过程中的所有地质参数，录井主要包括钻时录井、气测录井、钻井液录井、岩屑录井、岩心录井和压力录井，其中岩屑录井是获取井下地层岩石样品的重要手段。录井时，要随钻井进尺每隔 1 米左右从返出的钻井液中捞一包砂样，洗净晒干，进行岩性观察描述，并挑选出相对应地层的岩样。由于砂样中混有上部地层的岩屑，工作人员通常会根据砂样中不同岩样的百分含量和最新出现的岩屑成分来确定岩性，并用钻时快慢区分砂岩、泥岩等。若是发现钻时快，砂岩岩屑多而且呈棕褐色，有油味，可能显示钻遇油气层，而钻遇非含油气砂岩层时则多是白色、灰白色砂岩岩屑。

b 固井

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

c 测井

测井是利用专用仪器设备测量岩层的电化学特性、导电特性、声学特性、放射性等地球物理特性，以获取岩层的孔隙度、渗透率以及含油气情况等地层信息。根据地质需要，选用适合的测井项目对钻开地层进行电测，最终根据电测曲线了解地层的特征及地层含气情况。本项目测井采用电测。

(2) 储层改造工程

当钻至目的层后，对油气应进行完井测试，如钻孔在目的层有缝洞，则不需进行射孔等工作。如钻孔在目的层未遇裂隙，则需进行射孔，用射孔枪打开产层。

本工程钻井期间主要废气为井场建设、设备安装期间施工机械尾气、柴油发电机废

气；废水主要为钻井废水和生活污水，钻井工程、地面工程施工期生活污水排入附近场站及阀组间已建生活污水收集系统，定期由罐车拉运至风云污水提升站，经提升后管输至大庆市水务集团城市排水有限公司进行集中处理。噪声为钻机、泥浆泵等施工机械噪声，通过定期检修施工设备、合理布置作业任务，避免局部噪声过高；固体废物为井场建设期间产生的弃土、钻井期间产生的钻井泥浆岩屑、储层改造产生的废射孔液。钻井岩屑、钻井污水、废射孔液使用罐车拉运至大庆赛诺科林环保科技有限公司废弃泥浆无害化处理站（一队三厂站）处理。

（3）井场地面工程

本项目基建油井9口，井场地面工程较简单，仅进行井场内的场地平整，安装采油树、视频监控系统等地面工程。

（4）油气集输工程

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

①场地清理

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

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



图 3.12-1 管道施工平面布置图

②开挖、下管、连接

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

③清管、试压

管道在下沟回填后应清管和试压。采用清管球（器）进行清管，清管次数不少于两次，以开口端不再排出杂物为合格。清管后用清水进行试压，严密性试验合格后使用。

项目产生的管线试压废水由罐车拉运至北十七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管沟回填

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

⑤清理场地、恢复地貌

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

管道施工作业断面见图3.6-3，管道开挖施工平面布置示意图见图3.6-4。



图 3.12-2 管线工程施工工艺流程及排污节点图

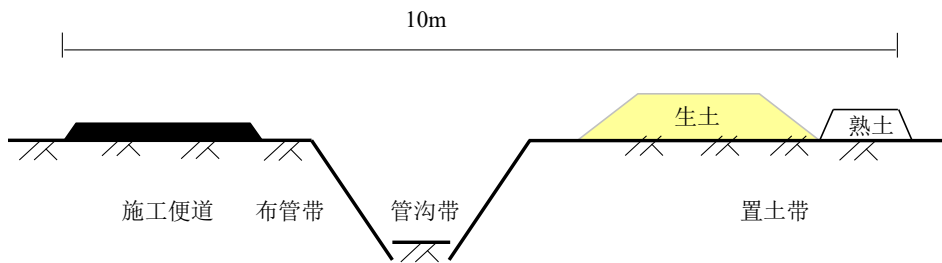


图3.12-3 管道施工作业断面图

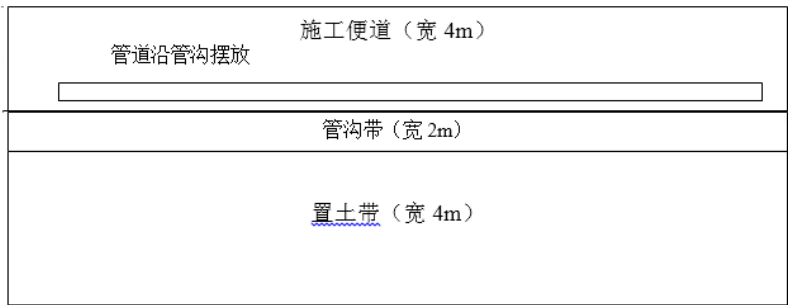


图 3.12-4 管道开挖施工平面布置示意图

⑥管道穿越施工

本项目穿越工程主要包括道路穿越工程16处，渠道穿越1处。均采用定向钻穿越方

式；渠道穿越主要为穿越东二排水干渠1处，为定向钻渠底穿越。

定向钻施工分别在穿越段两侧进行。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、泥浆坑、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，同时要挖好泥浆坑。

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。钻孔和扩孔的泥屑均随泥浆返回地面。

本项目定向钻穿越施工需在公路或者沟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约占地30m×50m。定向钻穿越施工过程平面布置示意图见下图所示。

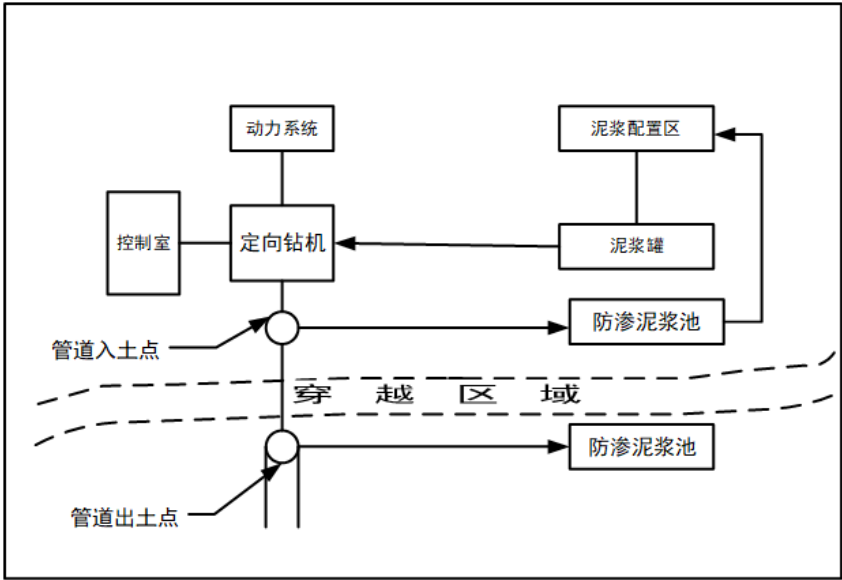


图3.12-9 定向钻穿越施工作业场地布置图

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

工废料。

(5) 道路施工

本项目道路施工主要施工工艺为施工范围内的地表植被、挑清捡较大石砾，且将道路进行平整后铺设砂石。道路施工流程及的污节点见下图。

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



图3.12-10 道路维修改造施工工艺流程图

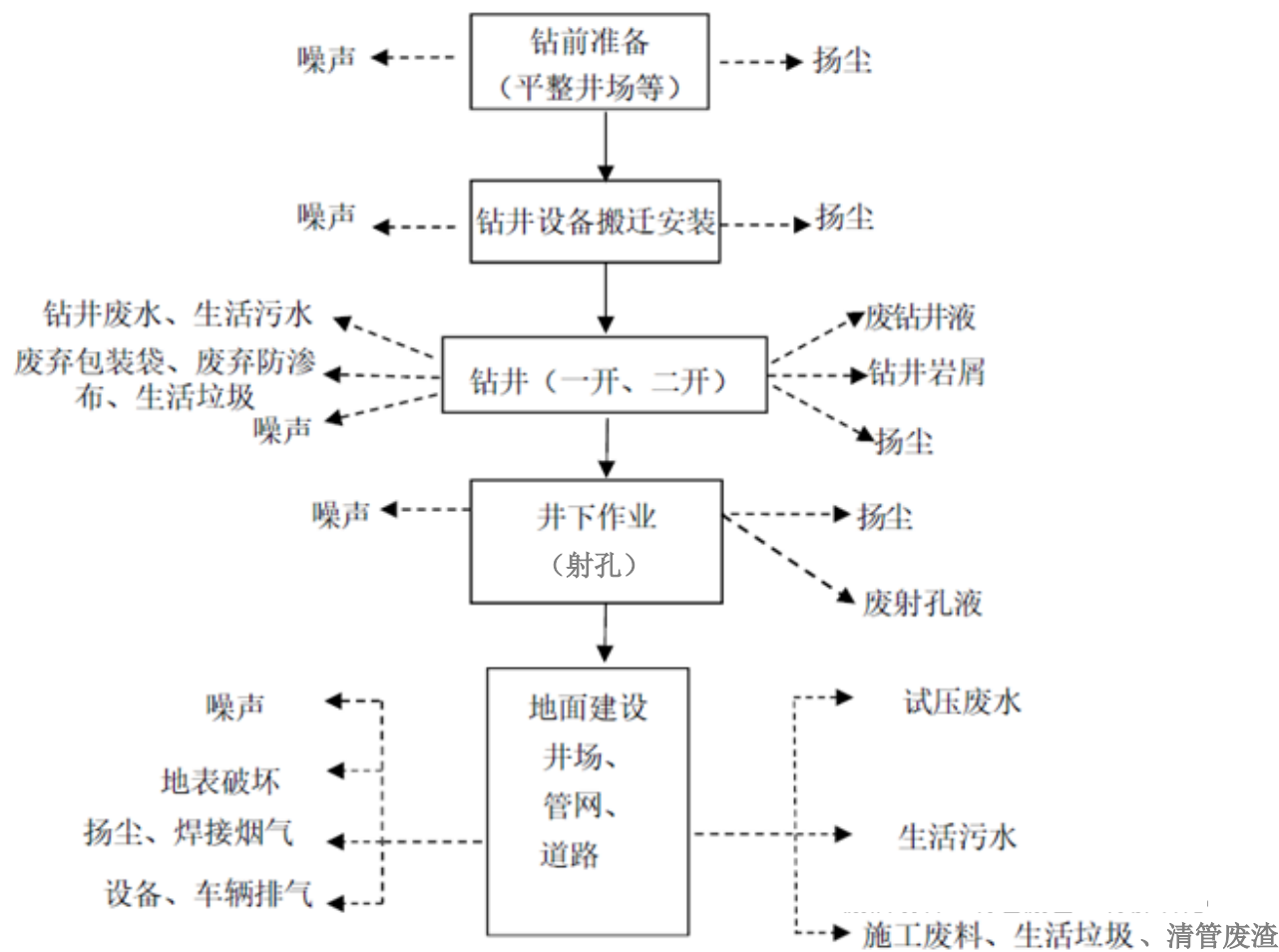


图 3.12-11 施工期工艺流程及污染物排放示意图

本项目施工期污染源及减缓措施情况见下表所示。

表 3.12-1 施工期污染源及减缓措施情况汇总一览表

工程	项目	污染源	主要污染物	排放方式	环境影响减缓措施	排放去向
井场及管线	废气	施工扬尘	颗粒物	间断	洒水降尘，无组织排放	环境空气
		柴油发电机烟气	颗粒物、SO ₂ 、NO _x 、CO、HC	间断	低标号柴油，调节好柴油机运行工况	环境空气
		柴油罐	NMHC	连续	无组织排放	环境空气
		焊接烟尘	颗粒物	间断	无组织排放	环境空气
		施工机械及运输车辆尾气	颗粒物、SO ₂ 、NO _x 、C _m H _n	间断	机械、车辆定期检修，状况良好，燃烧合格油品，不超负荷运行	环境空气
		道路施工废气	颗粒物、沥青烟	间断	无组织排放	环境空气
	废水	生活污水	pH、COD、BOD ₅ 、NH ₃ -N、SS、总磷、总氮、动植物油等	间断	施工期生活污水排入附近场站及阀组间已建生活污水收集系统，定期由罐车拉运至风云污水提升站，经提升后管输至大庆市水务集团城市排水有限公司进行集中处理。。	不外排
		钻井废水	石油类、SS、COD	间断	钻井废水进入井场设置的钢制泥浆池中，后由罐车收集运至大庆赛诺科林环保科技有限公司废弃泥浆无害化处理站（一队三厂站）处理。	不外排
		管道试压废水	SS	间断	管线试压废水由罐车拉运至北十七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	不外排
	固体废物	钻井岩屑、钻井废液、废射孔液	石油烃	间断	由罐车拉运至大庆赛诺科林环保科技有限公司废弃泥浆无害化处理站（一队三厂站）处理。	妥善处置
		非含油废防渗布	石油烃	间断	送第一采油厂工业固废处置场处理	妥善处置
		施工废料	--	间断	拉运至第一采油厂工业固废填埋场处理	妥善处置
		废包装物	--	间断		妥善处置
		建筑垃圾	--	间断	由施工单位拉运至建筑垃圾调配场处置	妥善处置
		清管废渣	清管废渣	间断	拉运至第一采油厂工业固废填埋场处理	妥善处置
		生活垃圾	生活垃圾	间断	集中收集后运至大庆城控电力有限公司处理	妥善处置
	噪声	施工机械、运输车辆噪声	噪声	间断	优先选用低噪声施工机械和设备；采取基础减振降噪措施	声环境

	生态	占用土地	植被、动物、防沙治沙、水土流失	临时	加强井场管理及设备养护，防止原油、含油污水以及各种废液的跑冒滴漏；施工结束后，及时恢复被破坏的地表形态。对临时占用耕地进行表土留存，分层回填，整平翻松，对临时占用的草地回填平整后生态恢复。加强管理，规范施工人员行为，严禁随意践踏、碾压施工区范围之外的植被等	生态影响最小化

3.12.1.2 运营期

(1) 集输工艺

本项目基建9口油井，油井集输流程主要包括计量、分离、脱水外输工序。

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

油气集输系统包括集输站场和集输管网，其功能为油气的计量、处理和输送。本项目共涉及9口采油井，采油井场的采出物经计量间计量后依托1801转油放水站、北III-7三元转油放水站、北五转油放水站、北III-4转油放水站、北III-6三元转油放水站、萨北19转油放水站进行处理，处理后的低含水油输送至北十三脱水站、北III-3脱水站、北II-1脱水站、北十五脱水站处理后的净化原油作为产品外输。各转油站湿气自压输送至上游联合站处理，湿气处理后再返输回各转油站。

① 计量

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

② 分离

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

③ 脱水外输

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

本工序运营期主要环境影响为油井井场及原油集输过程中产生的无组织烃类气体，

油井作业产生的作业污水和落地油，井场抽油机产生的噪声等。

（2）注水井配注

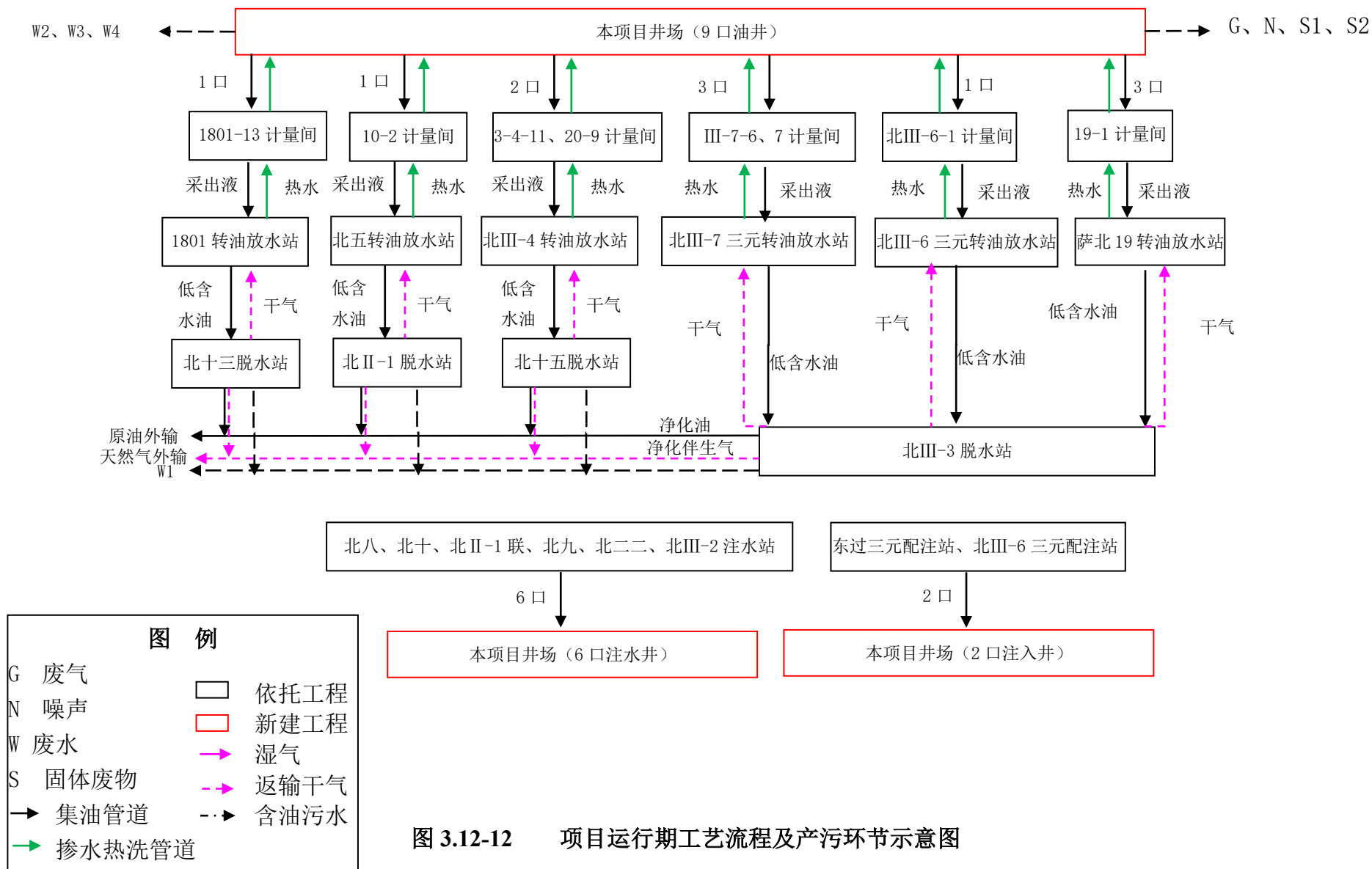
本项目共涉及6口注水井，为水驱注水井；2口注入井，为三元复合驱。均为更新井，单井采用“单干管单井”配水工艺，注水井无依托注入站，注入井依托东过三元配注站、北III-6三元配注站。为防止注水井油管腐蚀、结垢，设计采用J55钢级的73mm防腐防垢防粘扣油管。

（3）修井工艺

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

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

运行期工艺流程及产污环节示意图见下图所示。



本项目施工期污染源及减缓措施情况见下表所示。

表 3.12-4 运营期污染源及减缓措施情况汇总一览表

类别	序号	污染源	主要污染物	排放方式	治理措施
废气	G	井场及集输无组织废气	非甲烷总烃	连续	密闭集输，定期巡检
废水	W ₁	采出水	石油类、SS、COD	连续	油田采出水进入北十七含油污水处理站处理达标后回注油层
	W ₂	井下检修作业废水	石油类、SS、COD	间歇	检修作业污水经钢制污油回收槽收集，由罐车回收后送至北十七含油污水处理站处理达标后回注油层
	W ₃	清防蜡洗井废水	石油类、SS、COD	间歇	通过热洗管线回收后进集输系统，管输至北十七含油污水处理站处理达标后回注油层
	W ₄	洗井污水	石油类、SS、COD	间歇	由罐车回收后送至北十七含油污水处理站处理达标后回注油层
噪声	N ₁	采油树	L _{eq}	连续	选用低产噪设备、基础减振
固废	S ₁	油气开采、管道集输、井下作业	落地油泥	间歇	运至萨北含油污泥处理站处理
	S ₂	修井作业	废防渗材料	间歇	委托有资质单位处置
	S ₃	依托场站	含油污泥	间歇	运至萨北含油污泥处理站处理

3.12.1.3 退役期

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

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

完成封井后，拆除井口装置，地下截去一定深度的表层套管；将永久性占地范围内的水泥平台或砂砾石铺垫清理，清除各种固体废物。然后根据周边区域的自然现状对其进行恢复，使井场恢复到相对自然的一种状态。保证对各类废弃井采取的固井、封井措

施有效可行，防止发生油水窜层，成为污染地下水的通道。拆除的井场地面设施由施工单位运至指定地方存放，后期重复使用。

退役期废气污染源主要为施工扬尘，采取洒水抑尘的措施；噪声污染源主要为车辆噪声，要求合理安排作业时间，控制车辆速度等措施；固体废物主要为设备拆除过程中产生的落地油，管道中残余的液体以及其余建筑垃圾，其中落地油收集后委托有资质单位清运处置，管道中残余的液体先试用氮气吹扫清理管道内部，清理干净的管线两端使用盲板封堵，建筑垃圾收集后送建筑垃圾调配场处置。废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏。

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

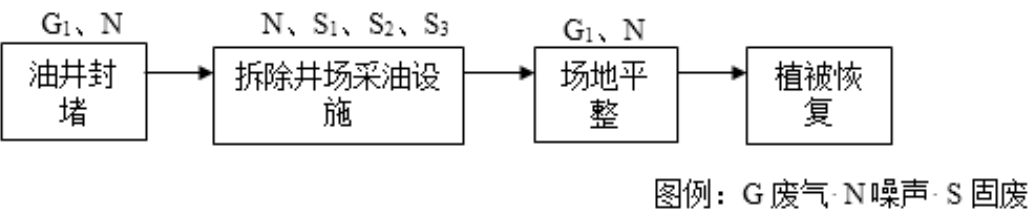


图 3.12-13 退役期工艺流程及排污节点图

本项目退役期污染源及治理措施情况见下表。

表 3.12-5 本项目退役期污染源及治理措施一览表

类别	序号	污染源	主要污染物	排放方式	治理措施
废气	G1	施工扬尘	颗粒物	间歇	洒水抑尘
废水	W1	生活污水	生活污水	间歇	排入施工现场附近场站内已建生活污水收集设施，定期由物业公司处
噪声	N	车辆噪声	L _{eq}	间歇	合理安排作业时间，控制车辆速度
固废	S1	废弃设备、管线	废设备、地埋废弃管线	间歇	维持现状，两端使用盲板封堵，废设备回收物资库
	S2	废弃建筑垃圾	废弃建筑垃圾	间歇	收集后送建筑垃圾调配场
	S3	废防渗材料	废防渗材料	间歇	集中收集交有资质的单位处置

(5) 生态恢复措施

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

- ①各种机动车辆固定线路，禁止随意开路。

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

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

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

3.12.2 生态影响因素分析

(1) 施工期

①项目占地影响分析

本工程新增永久占地约 23580m²，临时占地约 80190m²。

永久占地使原有植被复合体构成的自然地表被各类人工构造物长期取代。临时占地也不可避免地对原有地表造成破坏，使原有土壤-植被自然体系受到影响或瓦解。拟建工程施工活动和工程占地在区块范围内并呈点线状分布，对土壤、植物、野生动物等各生态要素产生不同程度的影响，同时也对原有景观结构和生态系统产生一定程度影响。

②对黑土地的环境影响

项目在施工建设过程中会破坏土壤原有结构，混合土壤层次，改变土壤质地，影响土壤养分，影响土壤紧实度，土壤污染，影响土壤物理性质。同时施工机械的油料泄漏、管道焊接或防腐材料中的化学物质可能渗入土壤，污染黑土地，长期累积会破坏土壤微生物群落，影响肥力。

③对土地利用现状影响分析

本项目实施后，永久工程占地范围内原有土地利用类型发生一定程度的改变，主要由草地转化为建设用地，相对应的造成的生态系统功能的转化，由原来的草地生态系统等转变为城镇生态系统。

④对植被的环境影响

项目占地范围内植被主要为耕地、草地，项目在施工建设过程中会对导致其占地范围内的植被数量大量减少，从而导致其生物量的减少，减少的生物损失量约 32.61t，根据设计方案得知，项目永久占地较少，临时占地在施工结束后会进行生态恢复，损失的生物量会逐渐恢复，因此综合分析项目建设对该区域天然植被产生的不良影响非常有限。

⑤对野生动物的环境影响

在施工生产过程中，由于施工机械设备的轰鸣声惊扰，会导致项目附近的野生动物

远离项目区域，使区域内单位面积上的动物种群数量下降，但此类影响对爬行类和小型啮齿类动物的干扰不大。并且该区块已开发多年，因而大型的野生脊椎动物早已离开此地，因而本次油田开发所影响的只是一些爬行类和鸟类。

⑥对生态系统完整性的影响分析

本项目对生态系统的影响主要是对土地的占用以及由此带来的土壤侵蚀等，本项目主要为管道施工作业带占地。由于新建井场及集输管线呈点状、线状分布在开发区块内，相对于整体油区来说是非常小的。施工活动、运输的噪声以及土地的占用会对项目区植被生长地和动物栖息地造成直接破坏，使生态系统的生境特征发生变化，导致动植物生境破碎化，如项目建设区域动物活动的干扰等。由于工程建设一般为局限于小范围的施工活动，工程施工会对它们产生影响，造成部分栖息地 and 活动范围的丧失，使其迁往他处，但评价区动物多为常见种类，在评价区及周边地区分布广泛，且一般具有趋避性，随着工程建设的结束，生态环境逐渐恢复，种群又会得以恢复。在施工结束后及时进行施工迹地恢复，采取严格生态恢复、水土保持、防沙治沙等措施，区域生态系统服务功能能够在较短的时间内得到有效的恢复。

从整个评价区来看，本项目不会减少生态系统的数量，不会改变评价区生态系统的完整性和稳定性。评价认为，采取必要的生态保护措施后，对评价区内的生态系统和生态系统服务功能基本无影响。

⑦对生物多样性的影响分析

生物多样性是生物与环境形成的生态复合体以及与此相关的各种生态过程的总和，包括生态系统、物种和基因三个层次。生态系统多样性指生态系统的多样化程度，包括生态系统的类型、结构、组成、功能和生态过程的多样性等。物种多样性指物种水平的多样化程度，包括物种丰富度和物种多度。基因多样性(或遗传多样性)指一个物种的基因组成中遗传特征的多样性，包括种内不同种群之间或同一种群内不同个体的遗传变异性。

本项目井场及管线作业施工周期短，且本工程永久及临时占地范围内生物种类及数量在区域广泛分布，因此评价认为，采取必要的生态保护措施后，本项目对生物多样性基本无影响。

⑧水土流失影响分析

项目建设过程中人为活动造成水土流失的原因主要是破坏地面表层结构以及大风季节临时堆土对周边环境带来的影响，可能造成水土流失危害主要有以下几个方面：

a. 扩大侵蚀面积，加剧水土流失。

b.破坏生态环境，对周边地区造成影响。

c.扰动土地面积、降低土壤抗侵蚀能力。

⑨对生态功能区划的影响分析

本项目位于“I-6-1-2 大庆地区矿业与土壤保持生态功能区”，本项目类型属于油气开采项目，与生态功能区划发展方向一致。项目主要是油水管线敷设和地面工程的配套更新，对生态环境的影响主要体现在施工期，施工期具有临时性、短暂性特点，施工结束后，管沟回填，区域生态采取自然恢复措施及完善的防沙治沙及水土保持措施，不会对土壤沙漠化及土壤盐渍化造成影响。综上所述，项目的建设实施与区域生态环境功能不冲突，对区域生态环境影响可接受。

⑩对湿地的影响分析

本项目临时占地和永久占地不占用湿地，但是施工噪声、人员活动等会干扰湿地内的野生动物，如鸟类、鱼类、两栖类等的正常生活和繁殖。一些敏感物种可能会因无法适应施工干扰而迁移，导致局部地区野生动物数量减少。同时，施工对湿地植被和水域环境的破坏，也直接摧毁了许多野生动物的栖息地，使它们的生存空间受到挤压。施工过程中产生的废水，如泥浆水、设备冲洗水等，若未经有效处理直接排放，可能会含有大量的悬浮物、石油类物质和化学药剂等污染物，进入湿地水体后会导致水质恶化，影响水生生物的生存和湿地生态系统的功能。此外，施工材料的泄漏、机械油污的滴漏等也可能对湿地水质造成污染。

⑪防沙治沙影响分析

项目施工期主要包括管沟开挖、场地平整等。管沟开挖、场地平整等施工过程中，对原有地表土壤造成扰动造成地表原有结构的破坏，降低项目区地表稳定性，在风蚀的作用下，有可能加快该区域沙漠化进程。上述施工作业过程中，对原地貌的扰动大大降低了项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，若未采取相应的防护措施，遇大风天气，极易加重区域沙尘天气。

（2）运行期

油田生产运营期对生态的影响主要是在油井井下作业过程的占地和施工时排放的污水、污油两方面。井下作业的临时占地范围均在井场永久占地范围内，同时在作业时铺设防渗布，并将产生的污水用罐车拉运到污水处理站，防止了污油污水排入外环境，因此，不会对井场周围的农田和植被产生影响。

本项目在发生油水管线穿孔泄漏、作业时操作失误等事故状态下会导致油水进行周围环境，对生态环境的影响主要表现为降低土壤透气、透水性，使植物生产受阻，同时

如果附着在植物上会影响植物的光合作用，造成植物枯萎。因此发生事故时应及时对泄漏的油水进行回收，对被污染的土壤进行清理，清理结束后对受影响的区域进行植被恢复。

运行期油井开采可能伴随原油泄漏、回注水渗漏等风险，导致土壤污染，威胁黑土地有机质含量和微生物活性，长期可能引发土壤退化，污染物通过土壤渗透可能污染地下水系统，破坏农业灌溉水源，加剧黑土地生态系统的脆弱性。

油井在开采、运输等过程中，可能会发生石油泄漏事故。石油类物质进入水体后，会在水面形成油膜，阻碍水体与大气之间的气体交换，导致水中溶解氧含量降低，影响水生生物的呼吸作用。同时，石油中的有害物质如多环芳烃等会对水生生物产生毒性作用，造成鱼类、贝类等水生生物死亡或变异，破坏水体的水生生态系统。

(3) 退役期

本项目井场、管线、道路占地类型为草地、耕地，退役期井场设备均拆除，废弃油水井均进行封堵，管线两段采用混凝土封堵后直埋，不会对现有生态环境造成破坏。井场通井土路占地通过地面平整、土地翻松、土壤施肥等人工辅助措施进行场地的土地整治后，占地内的土壤逐步得到改善，占用的耕地逐步得到复耕，区域生态得到恢复。

3.12.3 污染源强核算及防治措施

3.12.3.1 施工期污染源强核算及防治措施

(1) 废气

项目施工过程中废气包括施工扬尘、柴油发电机烟气、焊接烟尘和施工车辆尾气。

① 施工扬尘

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

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

B、施工堆存过程中起尘及施工作业扬尘

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

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

建设单位拟采取如下措施减少施工扬尘：

a.施工土方及表土临时堆存于管道两侧，分层堆放，并设置遮盖，不准乱倒。

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

c.对裸露干燥的地面定期洒水，抑制施工过程扬尘量。

d.施工期表土堆放采取编织袋挡土墙临时拦挡，定期洒水抑尘。

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

②焊接烟尘

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

③施工机械及运输车辆排放的废气

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

④柴油发电机烟气

本工程钻井使用柴油机为 800kW，柴油用量 424.1t，单井钻井时间约为 12d，柴油机安装有尾气净化装置，运转时产生的燃烧烟气量按 12m³/kg 计，计算本工程排放的烟气量为 509×10⁴Nm³。排放的烟气中废气污染物主要有颗粒物、NO_x、HC（烃类）、CO 等，根据《环境影响评价工程师职业资格登记培训教材：社会区域类环境影响评价》中所提供的柴油发电机废气污染物排放系数，发电机运行污染物排放系数为：颗粒物：829.7g/t； NO_x：2974.7g/t； HC1730.2g/t； CO：1766.2g/t。以柴油消耗量为基数计算

柴油发电机每千瓦时废气污染物排放量。具体见表 4.2-1。

表 4.2-1 柴油发电机废气污染物排放情况表

项目	PM	NO _x	HC	HC+NO _x	CO	SO ₂
排放系数 (g/t)	829.7	2974.7	1730.2	4704.9	1766.2	4648
每千瓦时排放量 (g/kwh)	0.11	0.39	0.23	0.61	0.23	0.61
第三阶段排放标准限值 (g/kwh)	0.2	/	/	6.4	3.5	/
合计排放量 (t)	0.35	1.26	0.73	2	0.75	1.97

本项目钻井期间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，大气污染物的排放量较小，且随着钻井工程的结束而消失，不会对周围大气环境产生明显影响。

⑤柴油罐呼吸气

在井场施工过程中使用多种燃油机动设备和运输车辆，配备钢制柴油罐 2 个 40m³ 卧式罐，储量合计约 30t 柴油，柴油储罐呼吸废气污染物排放量参照《污染源源强核算技术指南 石油炼制工业》（HJ982-2018）中的常压挥发性有机液体固定顶罐挥发性有机物年许可排放量计算公式进行核算，则施工期柴油储罐呼吸废气非甲烷总烃排放量为 0.30t，所在区域为开阔地带，利于废气的扩散，因此对局部地区的环境影响较轻。项目储罐仅在施工期使用，对环境的影响随着施工结束而消失。

（2）废水

项目施工期废水主要为施工人员的钻井废水、生活污水、压裂返排液和试压废水。

①生活污水

本项目施工人员共 10 人，施工天数 30 天，根据黑龙江省地方标准《用水定额》（DB23/T 727-2025），生活用水为 80L/人.d，生活污水按用水量的 80%计算，生活污水产生量为 19.2m³，进入附近场站生活污水处理系统外运处理（施工人员如厕去周边场站），不外排。周边场站生活污水由罐车拉运至风云污水提升站，经提升后管输至大庆市水务集团城市排水有限公司进行集中处理。

②试压废水

管道试压水选用洁净水为介质，用罐车由附近水站拉运至施工场地，管道分段试压，管道试压作业总长 4.5km，其中集油管线 Φ60×4mm-1.5km；掺水管道长度 1.5km，其中 Φ60×3.5mm-1.28km，Φ60×4.5mm-0.22km；注水管道 Φ60×5mm-0.91km，注入管道 Φ60×5-0.59km；管线试压水量按 $V=\pi r^2 L$ 计算得到试压总用水量为 3.2m³。试压废水按照试压用水量计算，试压废水量为 3.2m³。管线试压废水由罐车拉运至北十七含油污水处理

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 钻井废水

钻井废水主要来自钻井过程中冲洗钻台、钻具、设备等产生的废水，主要含有泥浆和岩屑等。钻井废水的产生量随井深和钻井周期变化，每钻进 1m 平均将排放钻井废水 0.02m³。钻井总进尺约 21205m，产生钻井废水约 424.1m³，这部分废水与相应泥浆、岩屑最终由罐车拉运，依托大庆赛诺科林环保科技有限公司废弃泥浆无害化处理站（一队三厂站）处理。

项目施工期废水产生及排放情况详见表 3.12-7。

表 3.12-7 施工期废水污染物排放量表

序号	种类	产生量（m ³ ）	主要污染物	治理措施
1	钻井废水	424.1	COD、石油类、SS	由罐车拉运，依托大庆赛诺科林环保科技有限公司废弃泥浆无害化处理站（一队三厂站）处理
2	试压废水	3.2	SS	管线试压废水由罐车拉运至北十七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	生活污水	19.2	pH、COD、BOD ₅ 、NH ₃ -N、SS、总磷、总氮、动植物油等	排入附近场站生活污水处理系统外运处理（施工人员如厕去周边场站），不外排。周边场站生活污水由罐车拉运至风云污水提升站，经提升后管输至大庆市水务集团城市排水有限公司进行集中处理。

（3）噪声

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

表 3.12-8 本项目施工期噪声源统计表

序号	设备名称	声源性质	噪声值 dB(A)	测点距声源距离
1	柴油发电机	连续稳态声源	120~130	1m
2	挖掘机	非连续稳态声源	82~90	5m

3	推土机	非连续稳态声源	83~88	5m
4	钻机	连续稳态声源	95~105	1m
5	泥浆泵	连续稳态声源	88~95	5m
6	钻井泵	连续稳态声源	88~95	5m
7	振动筛	连续稳态声源	95~105	1m
8	搅拌机	连续稳态声源	100~110	1m
9	压路机	非连续稳态声源	80~90	5m
10	电焊机	连续稳态声源	60~70	1m
11	运输车辆	非连续稳态声源	82~90	5m
12	射孔设备	非连续稳态声源	75~90	1m

(4) 固废

项目施工过程中产生的固体废弃物主要包括废钻井液、钻井岩屑、废射孔液、非含油防渗布、废包装物、清管废渣、施工废料以及施工人员生活垃圾。

①施工废料

本项目施工废料主要为焊接施工中产生废焊条和管道接口防腐施工过程中产生的废防腐材料。管道施工废料产生量以 200kg/km 管道计，本项目管道建设总长度 4.5km，因此，施工废料产生量约为 0.9t。根据《关于发布〈固体废物分类与代码目录〉的公告》（2024 年第 4 号），其代码为 900-099-S59 其他工业生产过程中产生的固体废物。施工废料拉运至第一采油厂工业固废填埋场处理。

②生活垃圾

本项目施工人员共 10 人，施工天数 30 天，每人每天产生生活垃圾 0.5kg，则生活垃圾产生量为 0.15t，生活垃圾统一收集后运至大庆城控电力有限公司处理。

③废射孔液

根据地面工程方案要求，本工程新钻 17 口井需进行射孔作业，作业过程中将产生废射孔液，根据大庆油田多年统计数据，废射孔液产生量约 40m³/井，本工程共计产生废射孔液 680m³，主要成分为水及无机盐类，根据《关于发布〈固体废物分类与代码目录〉的公告》（2024 年第 4 号），其代码为 071-002-S12 废弃石油钻井液，油田的勘探和开发作业中产生的一系列废弃液体，包括用于清洗作业设备的液体、冲洗油井的液体、从井下返排到地面的液体及雨天冲刷井场产生的含泥、油类等物质的液体。由罐车拉运至大庆赛诺科林环保科技有限公司废弃泥浆无害化处理站（一队三厂站）处理。

④废钻井液

废钻井液是指钻井过程中无法利用或钻井完工后废弃的泥浆和废水，其性质由使用的钻井液决定，其排放量随井深而变。根据钻井工程设计，平均单井废钻井液产生量为 252m^3 ，本工程 17 口油水井共产生废弃钻井液为 4284m^3 ，根据《关于发布〈固体废物分类与代码目录〉的公告》（2024 年 第 4 号），固废代码：SW12 钻井岩屑，071-001-S12 水基钻井岩屑和泥浆（石油），以水为连续相配制钻井泥浆用于石油开采所产生的废弃钻井岩屑和泥浆（不包括废弃聚磺体系泥浆）。经井口设置的钢制泥浆槽收集后，由罐车拉运至大庆赛诺科林环保科技有限公司废弃泥浆无害化处理站（一队三厂站）处理。

⑤ 钻井岩屑

钻井过程中，岩石经钻头和泥浆的研磨而破碎成岩屑，其中部分岩屑混进泥浆中，剩余的岩屑经泥浆循环携带至井口，在地面经振动筛分离出来，完井后与废钻井液一起处理。根据设计方案，钻井岩屑的产生量为单井 1000m 进尺岩屑产生量最大约为 24m^3 ，本工程完钻总进尺 21205m，则本工程钻井岩屑的产生总量约 508.92m^3 ，根据《关于发布〈固体废物分类与代码目录〉的公告》（2024 年第 4 号），其代码为 071-001-S12，由罐车拉运至大庆赛诺科林环保科技有限公司废弃泥浆无害化处理站（一队三厂站）处理。

⑥ 非含油废防渗布

本项目钻前工程期间，按照相应防渗要求对井场等区域铺设防渗布进行防渗处理，钻井作业结束后，17 口井会产生一定量的非含油废防渗布，其属于一般工业固体废物，根据《关于发布〈固体废物分类与代码目录〉的公告》（2024 年第 4 号），其代码为 900-099-S59 其他工业生产过程中产生的固体废物。根据大庆油田已有生产经验，单井非含油废防渗布产生量约为 0.05t，本项目产生量约为 0.85t，拉运至第一采油厂工业固废填埋场进行填埋处理。

⑦ 废包装物

本项目钻井作业期间使用的原辅材料中，膨润土等原料基本无毒性，此类包装袋均属于一般工业固体废物，根据《关于发布〈固体废物分类与代码目录〉的公告》（2024 年第 4 号），纯碱（ NaCO_3 ）等材料的包装袋均属于一般工业固体废物，其代码为 900-099-S59 其他工业生产过程中产生的固体废物。根据大庆油田已有生产经验，单井膨润土、纯碱等废包装物产生量约为 0.0015t，本项目基建 17 口油水井，故膨润土、纯碱等废包装物产生量约为 0.0255t，属于一般固体废物，拉运至第一采油厂工业固废填埋场进行填埋处理。

⑧ 清管废渣

管道在下沟回填前，采用清管球（器）进行清管，类比同类项目，每公里管线清管时产生的废渣量约为 1.75kg，本项目管线长 4.5km，产生清管废渣为 0.008t。清管废渣为一般固废，根据《关于发布〈固体废物分类与代码目录〉的公告》（2024 年第 4 号），其代码为 900-099-S59 其他工业生产过程中产生的固体废物。清管废渣拉运至第一采油厂工业固废填埋场处理。

表 3.12-9 本工程施工期固体废物产生量统计表

序号	污染物名称	产生量	固废代码	废物类型	处置去向
1	施工废料	0.9t	900-099-S59	一般废物	拉运至第一采油厂工业固废填埋场处理
2	生活垃圾	0.15t	--	生活垃圾	由环卫部门拉运至大庆城控电力有限公司进行处理
3	废射孔液	680m³	SW12 071-002-S12	一般废物	由罐车拉运至大庆赛诺科林环保科技有限公司废弃泥浆无害化处理站（一队三厂站）处理
4	废钻井液	4284m³	SW12 071-002-S12	一般废物	由罐车拉运至大庆赛诺科林环保科技有限公司废弃泥浆无害化处理站（一队三厂站）处理
5	钻井岩屑	508.92 m³	SW12 071-001-S12	一般废物	由罐车拉运至大庆赛诺科林环保科技有限公司废弃泥浆无害化处理站（一队三厂站）处理
6	废包装物	0.0255t	900-099-S59	一般废物	拉运至第一采油厂工业固废填埋场处理
7	非含油废防渗布	0.85t	900-099-S59	一般废物	拉运至第一采油厂工业固废填埋场处理
8	清管废渣	0.008t	900-099-S59	一般废物	拉运至第一采油厂工业固废填埋场处理

（5）生态环境

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

①在开挖地表、平整土地时，对表土进行单独堆放，并采取编织袋挡土墙临时拦挡；对施工中产生的临时堆土采取编织袋挡土墙临时拦挡。施工完毕，应尽快整理施工现场，

将表土覆盖在原地表，以恢复植被，对临时占地进行植被恢复或者平整土地，恢复原有用地性质。

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

③对于施工过程中破坏的植被，要制定补偿措施。

④建设单位应严格按照环保有关要求，所有生态措施应在井场投运半年内完成。

3.12.3.2 运营期污染源及防治措施

（1）废气

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

①井场无组织废气

本工程建成投产后，井场采出物采用密闭输送，采油树阀门泄漏形成的无组织挥发性有机废气，主要成分为非甲烷总烃。非甲烷总烃挥发量按《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南（试行）》中的规定，油田开采为 1.4175g/kg 原油，本工程建成后新增原油产能 $0.432 \times 10^4 \text{ t/a}$ ，则非甲烷总烃挥发量为 6.1236t/a 。主要排放位置有油井井场、集输管道阀门、转油站、联合站等位置，其中油井井场占比约 30%。本项目基建 9 口油井，计算出单口油井非甲烷总烃挥发量为 $6.1236 \times 1000 / (365 \times 24) \times 30\% / 9 = 0.0233\text{kg/h}$ 。

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

②燃烧烟气

本工程未新建加热装置，运行期产生的燃烧烟气主要来自依托转油站加热装置因处理本项目产液而产生的燃烧烟气。根据大庆油田有限责任公司第三采油厂 2025 年排污许可执行报告及自行监测信息可知依托站场加热炉排放的燃烧烟气中各项污染物浓度均满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)中表 1 在用燃气锅炉大气污染物排放浓度限值要求，且已在大庆油田有限责任公司第三采油厂排污许可证中登记，污染物排放浓度及排污量已获得许可，因此本评价不再计算其烟气量。

③温室气体

本项目温室气体排放涉及到运行期新建井场到转油站等集输处理环节，逸散排放主要为井口装置以及原油输送管道，产生的温室气体主要为油田伴生气中含有的甲烷及燃烧烟气中的 CO_2 ，本项目采取在井口安装密封垫、原油集输采用密闭流程、加热炉使用

清洁燃料等措施，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，本评价不做定量分析。

（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、非正常工况下的油井检修作业污水、清防蜡洗井污水。

①采出水

本工程运营期正常工况下产生的废水主要为采出水。油气田开发过程中的采出水是伴随着原油从地层开采出来的，主要来源于油藏本身的底水、边水和注汽凝结水。根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》“07 石油和天然气开采业行业系数手册”采出水产污系数。本项目建成后采油井产油量为 $0.432 \times 10^4 \text{ t/a}$ ，综合含水率为 97.3%，A 取 0.973。

根据计算可知，本项目采出水产生量 160000t/a，产生浓度约为 700mg/L，石油类的产生量为 112t/a。本项目油井采出水经集输系统最终输至进入北十七含油污水处理站处理后出水同时满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排。

②井下作业废水

井下检修作业废水：主要包括换泵换杆、洗井修井等作业。产污环节主要是拆卸井口和油管起下过程中产生的污油污水、废液的返排、冒溢及滴漏等。类比大庆油田有限责任公司第三采油厂多年运营作业结果可知，油井作业周期 1.5 年，作业污水产生量 $4\text{m}^3/\text{井次}$ ，油井作业污水量约 $24\text{m}^3/\text{a}$ 。主要污染物为石油类、悬浮物，作业时需铺设防渗布。油井检修作业污水经钢制污油回收槽收集，由罐车回收后送至北十七含油污水处理站处理同时满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排。

③清防蜡洗井废水：采取中转站常规热洗泵洗井方式，设计更新井水驱热洗周期为 60 天，化学驱热洗周期为 30 天，热洗强度为 $20\text{m}^3/\text{h}$ ，单口井洗井时间为 2.5-3h，则单口井热洗 1 次产生最大废水量为 60m^3 ，项目油井共 9 口，热洗废水量约为 $540\text{m}^3/\text{次}$ ，单井最多洗井 12 次/年，共产生洗井废水 $6480\text{m}^3/\text{a}$ ，热洗废水通过热洗管线回收后进集输系统，管输至北十七含油污水处理站处理同时满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排。

④洗井污水:本项目基建 8 口注水井,注入井洗井周期 1 年,洗井用水量约为 120m³/井·次,则洗井用水量约 960m³/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 912m³/a,洗井污水由罐车回收后送至北十七含油污水处理站处理同时满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)限值要求后回注油层,不外排。

(3) 噪声

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

表 3.12-12 噪声污染源源强核算结果及相关参数表

工序/生产线	装置	噪声源	声源类型	噪声声源		降噪措施		噪声排放值		持续时间(h)
				核算方法	噪声值 dB(A)	工艺	降噪效果	核算方法	噪声值 dB(A)	
井场	抽油	抽油机	连续	类比法	65-80	低噪声设备、定期保养	/	类比法	40~65	8760
井场	修井作业	修井机	连续	类比法	75-80	低噪声设备、定期保养	/	类比法	60~65	作业期间

(4) 固体废物

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

①含油污泥

结合油田实际产生情况,类比现有工程多年统计数据,生产万吨原油的排泥量(固相)一般按约 0.3t 计算,本项目产能 0.432×10⁴t/a,则本项目含油污泥产生量 0.13t/a,为危险废物,危废代码为 HW08/071-001-08,拉运至萨北含油污泥处理站减量化处理后再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理,处理后满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》(DB23/T 3104-2022)油田含油污泥经处置后泥渣利用污染物控制限值后,用作油田垫井场和通井路。

②落地油

由于该区块地层压力较低,加上作业期间污水由罐车回收,因此产生的落地油量很少。考虑意外情况且按最不利状态,一般每口井作业期间产生的落地油可按 50kg/井·次,作业频率一般 1.5 年,本项目油井 9 口,因此作业产生的落地油为 0.3t/a,为危险废物,危废代码为 HW08/071-001-08,落地油统一收集拉运至萨北含油污泥处理站减量化处理

后再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理，处理后满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）油田含油污泥经处置后泥渣利用污染物控制限值后，用作油田垫井场和通井路。

③含油废防渗布

根据油田现场的实际生产情况调查，每口油井作业面积约 400m²，防渗布重量按 500g/m² 计，可计算单井产生量约 0.2t，本项目油井共计 9 口，则含油废防渗布产生量约为 1.8t/a，根据《国家危险废物名录》（2025 年版），含油防渗布为危险废物，危废代码为 HW08/900-249-08，拉运至采油三厂含油防渗布暂存池暂存，最终委托有资质单位进行处理。

本项目危险废物具体情况见下表。

表 3.12-13 危险废物情况一览表

序号	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量 t/a	产生工序	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危险特性	污染防治措施
1	含油污泥	HW08 废矿物油与含矿物油废物	071-001-08	0.13	设备清淤	液态	油泥砂	石油类	设备清淤每年一次	T、I	拉运至萨北含油污泥处理站处理
2	落地油	HW08 废矿物油与含矿物油废物	071-001-08	0.3	油井作业	液态	油泥砂	石油类	油井作业 1.5 年/次	T、I	拉运至萨北含油污泥处理站处理
3	作业废防渗布	HW08 废矿物油与含矿物油废物	900-249-08	1.8	井下作业	固态	油泥砂	石油类	油井作业 1.5 年/一次	T、I	由有资质单位进行处理

3.12.3.3 退役期污染源及防治措施

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

（1）废气

退役期废气主要是施工过程中产生的扬尘，采取以下措施：

- ①要求退役期作业时，采取洒水抑尘的降尘措施，同时要求严禁在大风天气进行作业。
- ②运输车辆使用符合国家标准的油品。
- ③退役期封井施工过程中，应加强施工质量管理，避免出现封井不严等非正常工况的烃类泄漏。

（2）废水

本项目退役期管线内介质均由压缩空气吹扫至后续集输管线进入集输系统处理。退役期施工约 30d,施工人数 10 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 24m³。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 19.2m³。退役期生活污水排入施工现场附近场站内已建生活污水收集设施。

(3) 噪声

退役期噪声主要为运输车辆产生的噪声,主要采取以下措施:

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

(4) 固废

退役期固废主要为废弃设备管线、建筑垃圾、废防渗材料,采取以下措施:

- ①废弃管线维持现状,避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏,管线内物质应清空干净,并按要求进行吹扫,确保管线内无残留采出液,管线两端使用盲板封堵。
- ②地面设施拆除、井场清理等工作中会产生建筑垃圾,产生量约为 1.7t,集中清理收集后送建筑垃圾调配场。
- ③退役期管线等钻井设备拆除过程中应铺设防渗布,防止原油或废液泄漏污染地面。废防渗材料(HW08 900-249-08)产生量为 0.1t/a,收集后交由有资质单位处置。
- ④对完成采油的废弃井应封堵,拆除井口装置,截去地下 1m 内管头,最后清理场地,清除各种固体废弃物,自然植被区域自然恢复。
- ⑤运输过程中,运输车辆均加盖篷布,以防止行驶过程中固体废物的散落。

(5) 生态恢复措施

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

- ①各种机动车辆固定线路,禁止随意开路。
- ②闭井后要拆除抽油机,并对井场土地进行平整,清除地面上残留的污染物如原油等。
- ③经治理井口装置及相应设施应做到不漏油、不漏气、不漏电,井场无油污、无垃圾。
- ④将井场占地范围内的水泥平台和砂砾石路面进行清理,使井场恢复到原有自然状况。

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

表 3.12-14

施工期废气污染源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、管线施工	场地	施工扬尘	颗粒物	/	/	/	少量	洒水抑尘		/	/	/	少量	施工期
	柴油机	井场柴油机烟气	SO ₂	产污系数法	/	/	1.97	/	/	产污系数法	/	/	1.97	钻井期
			NO _x			/	1.26					/	1.26	
			PM			/	0.35					/	0.35	
			CO			/	0.75					/	0.75	
			HC			/	0.73					/	0.73	
	柴油罐	柴油罐	NMHC	产污系数法	/	/	0.30	/	/	产污系数法	/	/	0.30	施工期
	车辆	施工机械及车辆尾气	SO ₂ NO _x TSP 等	由于车辆数量和每辆车行驶的公里数不易确定，故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		/	/	/	/	
	道路施工	道路施工	粉尘	少量				/		/	/	/	/	
	焊机	施工场地	焊接烟尘等	焊接点较少，产生的焊接烟尘量较小				/		/	/	/	/	

表 3.12-15

施工期废水污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	污染源	污染物	污染物产生				治理措施		污染物排放				排放时间
				核算方法	废水产生量 m ³	产生浓度 mg/L	产生量 t	工艺	效率/%	核算方法	废水排放量 m ³	排放浓度 mg/L	排放量 t	
钻井	钻井设备	钻井废水	COD	类比法	424.1	1000	0.424	由罐车拉运，依托大庆赛诺科林环保科技有限公司废弃泥浆无害化处理站（一队三厂站）处理	100	类比法	0	0	0	钻井期
			SS			400	0.17							
			石油类			700	0.297							
管线试压	试压	试压废水	SS	类比法	3.2	100	0.0003	管线试压废水由罐车拉运至北十七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	100	类比法	0	0	0	施工期
施工	生活	生活污水	COD	类比法	19.2	300	0.006	生活污水依托周边场站生活污水处理系统进行处理（施工人员如厕去周边场站），不外排。	/	类比法	19.2	300	0.006	施工期
			氨氮			30	少量		/			30	少量	
			BOD ₅			170	0.003		/			150	0.003	
			SS			250	0.005		/			150	0.005	
			pH			6~9	--		/			6~9	--	

			总磷			5	少量		/			5	少量	
			总氮			40	少量		/			40	少量	
			动植物 油			30	少量		/			30	少量	

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	柴油发电机	连续稳态声源	类比法	120~130	基础减震、隔声	-35	类比法	85~95	施工期
		挖掘机	非连续稳态声源		82~90	定期维护保养	/	类比法	82~90	
		推土机	非连续稳态声源		83~88	定期维护保养	/	类比法	83~88	
		钻机	连续稳态声源		95~105	减振、低噪电机	-10	类比法	85~95	
		泥浆泵	连续稳态声源		88~95	基础减震	-10	类比法	78~85	
		钻井泵	连续稳态声源		88~95	基础减震	-10	类比法	78~85	
		振动筛	连续稳态声源		95~105	基础减震	-10	类比法	85~95	
		搅拌机	连续稳态声源		100~110	基础减震、隔声	-20	类比法	80~90	
		压路机	非连续稳态声源		80~90	定期维护保养	/	类比法	80~90	
		电焊机	连续稳态声源		60~70	选取低噪声设备	/	类比法	60~70	
		运输车辆	非连续稳态声源		82~90	定期维护保养	/	类比法	82~90	
		射孔设备	非连续稳态声源		75~90	/	/	类比法	75~90	

表 3.12-17 施工期固体废物污染源强核算结果表

序号	污染物名称	产生情况		处置措施		处置去向
		核算方法	产生量	工艺	处置量	
1	施工废料	类比法	0.9t	填埋	0.9t	拉运至第一采油厂工业固废填埋场处理
2	生活垃圾	类比法	0.15t	焚烧	0.15t	由环卫部门拉运至大庆城控电力有限公司进行处理
3	废射孔液	类比法	680m³	无害化处理	680m³	由罐车拉运至大庆赛诺科林环保科技有限公司废弃泥浆无害化处理站（一队三厂站）处理
4	废钻井液	类比法	4284m³	无害化处理	4284m³	由罐车拉运至大庆赛诺科林环保科技有限公司废弃泥浆无害化处理站（一队三厂站）处理
5	钻井岩屑	类比法	508.92m³	无害化处理	508.92m³	由罐车拉运至大庆赛诺科林环保科技有限公司废弃泥浆无害化处理站（一队三厂站）处理
6	废包装物	类比法	0.0255t	填埋	0.0255t	拉运至第一采油厂工业固废填埋场处理
7	非含油废防渗布	类比法	0.85t	填埋	0.85t	拉运至第一采油厂工业固废填埋场处理
8	清管废渣	类比法	0.008t	填埋	0.008t	拉运至第一采油厂工业固废填埋场处理

表 3.12-18 运营期废气污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	污染源	污染物	污染物产生					治理措施		污染物排放					排放 时间/h
				核算 方法	废气产生 量万 m³/a	产生浓度 mg/m³	产生速 率 kg/h	产生量t/a	工艺	效率 /%	核算方 法	废气排放 量万 m³/a	排放浓度 mg/m³	排放速率 kg/h	排放量 t/a	
原油开 采	井场、 场站、 管线等	无组织 排放	非甲烷 总烃	产污 系数 法	—	—	--	6.1236	密闭输 送	0	产污系 数法	—	—	--	6.1236	8760

表 3.12-19 运营期废水污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	污染源	污染物	污染物产生				治理措施	污染物排放				排放时间 (h)
				核算	产生	产生	产生		核算方	排放废水	排放浓度	排放量	

				方法	废水量 (m³/a)	浓度 (mg/L)	量 (t/a)		法	量 (m³/a)	(mg/L)	(t/a)	
原油 集输	原油处 理装置	油田采出水	石油类	物料 衡算法	160000	700	116.31	进入北十七含油污 水处理站处理后最 终回注油层，不外排	/	/	/	/	/
			SS			400	66.46						
			COD			4700	780.92						
油井检修 作业	油井	作业污水	石油类	类比法	24	1000	0.024	通过罐车回收后送 北十七含油污水处 理站处理后最终回 注油层，不外排	/	/	/	/	/
			SS			400	0.01						
			COD			2700	0.065						
油井洗井	油井	清防蜡洗井 污水	石油类	类比法	6480	1000	6.48	通过热洗管线回系 统处理，管输至北十 七含油污水处理站 处理达标后回注油 层，不外排	/	/	/	/	/
			SS			400	2.59						
			COD			2700	17.5						
水井洗井	水井	洗井污水	石油类	类比法	912	20	0.002	通过罐车回收后送 北十七含油污水处 理站处理后最终回 注油层，不外排	/	/	/	/	/
			SS			400	0.365						
			COD			2700	2.462						

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	40~65	8760

井场	修井作业	修井机	连续	类比法	75-80	低噪声设备、定期保养	/	类比法	60~65	作业期间

表3.12-21 运营期固体废物污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序/生产线	装置	固体废物名称	固废属性	产生情况		处置措施		最终去向
				核算方法	产生量 (t/a)	工艺	处置量 (t/a)	
原油集输	场站	含油污泥	危险废物	类比法	0.13	调质+离心、油水分离	0.13	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，处理后满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）油田含油污泥经处置后泥渣利用污染物控制限值后，用作油田垫井场和通井路。
油井作业	油井	落地油	危险废物	类比法	0.3	调质+离心、油水分离	0.3	
油井作业	油井	含油废防渗布	危险废物	类比法	1.8	由有资质单位进行处理	1.8	由有资质单位进行处理

表 3.12-22 退役期废气污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	污染源	污染物	污染物产生				治理措施		污染物排放				排放时间 d
				核算方法	废气产生量 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	30
	车辆	车辆尾气	NO ₂ 、CO、HC	/	/	/	少量	施工车辆选用高标号汽柴油，尾气达标排放		/	/	/	/	30

表 3.12-23 退役期废水污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	污染源	污染物	污染物产生				治理措施		污染物排放				排放时间 d
				核算方法	废水产生量 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	
施工	生活	生活污水	COD	类比法	19.2	300	0.006	排入施工现场附近场站内已建生活污水收集设施，定期拉运处理。	/	类比法	19.2	300	0.006	30
			氨氮			30	少量		/			30	少量	
			BOD ₅			170	0.003		/			170	0.003	
			SS			250	0.005		/			250	0.005	
			pH			6~9	--		/			6~9	--	
			总磷			5	少量		/			5	少量	
			总氮			40	少量		/			40	少量	
			动植物油			30	少量		/			30	少量	

表 3.12-24 退役期噪声污染源源强核算结果及相关参数一览表

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

表 3.12-25 退役期固体废物污染源强核算结果表

工序	固体废物名称	产生情况	处置措施	最终排放去向

		核算方法	产生量	工艺	处置量	
封井	废旧设备管线	类比法	17 台套	回收再利用	17 台套	全部回收至第三采油厂物资库
	封井建筑垃圾	类比法	1.7t	填埋处理	1.7t	送建筑垃圾调配场处置
	废防渗材料	类比法	0.1t	外委处置	0.1t	收集后交由有资质单位处置

3.12.4 污染物“三本账”汇总

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

表 3.12-26 项目完成后污染物排放“三本账”一览表（单位：t/a）

污染物		现有工程 排放量	本工程 新增排放量	“以新带老” 削减量	总体工程 排放量	增减量 (+、-)
废气	非甲烷总烃	1693.156	6.1236	0	1699.2796	+6.1236
废水	COD	0	0	0	0	0
	氨氮	0	0	0	0	0
固废		0	0	0	0	0

3.13 清洁生产水平分析

3.13.1 钻井过程的清洁生产工艺

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

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

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

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

3.13.2 井下作业的清洁生产工艺

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

(2) 对运输车辆采取防渗漏、溢流和散落的措施。

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

收率达到 100%。

3.13.3 油气集输的清洁生产

(1) 优化布局

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

(2) 油气集输采用全密闭集输流程

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

(3) 油田采出水处理

为了保护环境和节约用水，本项目运行期油田采出水经北十七含油污水处理站处理达标后回注油层，不外排。

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

3.13.4 先进的环境管理

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

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

表 3.13-1 清洁生产分析一览表

序号	有关清洁生产的要求	本项目处理方式	符合性
1	油气田建设应总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置	本项目油气集输采用密闭工艺，可有效减少油气损失，各种废弃物均得到合理有效集中处理	符合
2	油气田开发不得使用含有国际公约禁用化学物质的油气田化学剂，逐步淘汰微毒及以上油气田化学剂，鼓励使用无毒油气田化学剂	使用无毒无害油气田化学剂	符合
3	在勘探开发过程中，应防止产生落地原油。其中井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到 100%	配备泄油器、刮油器。落地原油及时回收，回收率达到 100%	符合
4	酸化、压裂作业和试油（气）过程应采用防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施	本项目地面管线采取防渗漏措施	符合
5	在开发过程中，适宜注水开采的油气田，应将采出水处理满足标准后回注；对于稠油注气开采，鼓励采出水处理后回注于注气锅炉	采出水经北十七含油污水站处理满足标准后回注油层	符合

6	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。新建 3000m ³ 及以上原油储罐应采用浮顶型式，新、改、扩建油气储罐应安装泄漏报警系统	油气集输采用密闭工艺，油气集输过程中烃类挥发系数为 1.4175‰，集输损耗率小于 0.5%	符合
	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%		

3.13.5 清洁生产建议

（1）建议优化生产设备参数，提高设备运行效率，节约能源。

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

（3）需进一步提高清洁生产审核的参与度。

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

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

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

4 环境现状调查与评价

4.1 自然环境状况

4.1.1 地理位置

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

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

本项目位于大庆市萨尔图区，地理坐标为东经 124°55'34.19"~ 125°06'35.17"，北纬 46°38'57.65"~ 46°43'11.58"。具体地理位置见附图 1。

4.1.2 地形地貌

项目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 145m~153m，属冲积性平原地貌，工程所在区域主要为低洼草地。

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 5.3℃，年极端最高气温 38.8℃，年极端最低气温-31.9℃。

风速：平均风速 2.3m/s，年最大风速为 26.2m/s。

降水量：年平均 501.4mm。

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 60.8%。

年日照时数：2515.2 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，泡沿岸常与低湿草原相连。

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

本项目周边地表水体主要为东二排水干渠、风云泡等。

4.1.5 水文地质

4.1.5.1 区域地质构造

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

区内上部由第四系松散堆积物所覆盖，未发现断裂构造分布。

4.1.5.2 区域地层岩性

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

1) 明水组一段 (K_2m_1)

明水组一段由灰绿色砂岩、泥质砂岩夹厚度为 15.0-40.0m 的两层灰黑色、灰色泥岩组成的两个明显正旋回。两层灰黑色泥岩分布广泛而稳定，富含化石，底部有黄铁矿薄层。是整个松辽盆地的两个区域标准层。明水组一段厚度 90.0-121.0m。由北向南地层逐渐增厚。

明水组一段与下伏四方台组呈不整合接触。

2) 明水组二段 (K_2m_2)

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

明水组二段区域分布，厚度 85-126m，厚度变化规律由南向北逐渐增厚。

明水组二段与下伏明水组一段呈整合接触。

3) 第三系始—渐新统依安组 (E_{2-3y})

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

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

4) 第四系 (Q)

①全新统冲积层 (Q₄)

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

②上更新统齐齐哈尔组 (Q₃)

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

③中更新统林甸组 (Q₂)

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

④下更新统白土山组 (Q₁)

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

第四系与下伏第三系依安组地层为不整合接触。

4.1.5.3 项目区水文地质条件

（1）包气带岩性

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

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

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

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

（2）含水层划分及富水性分区

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

①第四系上更新统齐齐哈尔组

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

②第四系中更新统林甸组

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

③第四系下更新统白土山组

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

④第三系依安组

该含水层为松散层孔隙承压水含水层，依安组含水层厚度 20m-50m，主要由泥岩、砂岩组成，底部砂砾岩分布不稳定。该含水层主要发育于地层上部，含水层透水性差，富水性不好，水力联系较差，一般不作为开采目的层。有关依安组含水层的勘探开发资

料极少。据 1985 年齐家水源地区水文地质勘探资料, 114mm 井管单井出水量 199.0~485.0m³/d, 卧里屯地区的早期资料显示, 217mm 井管单井出水量可达 1000m³/d。

③白垩系上统明水组

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

a. 明水组二段

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

b. 明水组一段

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

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

(3) 地下水补径排条件

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

①地下水补给

1) 大气降雨补给

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

2) 侧向补给

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

②地下水径流规律

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

③地下水排泄

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

1) 潜水蒸发排泄

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

2) 侧向径流排泄

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

3) 人工开采

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

4) 地下水动态特征

①潜水地下水水位动态变化特征

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

②承压水地下水水位动态变化特征

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

4.1.6 土壤情况

评价区地处松嫩平原，土壤种类主要有草甸土。区域土壤类型分布图见附图 14。

草甸土是温带低洼地区受地下水浸润作用，在腐殖质积累和潜育化过程下形成的具有腐殖质表层和潜育层的半水成土壤。主要分布在东北平原、内蒙古和西北地区的河谷平原或湖盆地区，其自然植被为湿生型与中生型草甸植被。草甸土类是区域内比较肥沃

的土壤，包含三个亚类：石灰性草甸土，盐化草甸土，碱化草甸土。草甸土的植被，除了农田以外，草原植被以羊草和拂子茅为优势种，伴生有萎菱菜、地榆、胡枝子、蒿属、虎尾草、星星草等。

4.1.7 植被情况

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

4.1.8 动物分布

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

4.1.9 水土流失情况调查

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

4.2 环境敏感区调查

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

本项目不在生态保护红线范围内，不占用基本草原、一般湿地，周边不存在集中式和分散式饮用水源保护区，项目占地部分位于基本农田和一般草地内，井场周边涉及八一小区、拥军小区、风云小区等以居住为主要功能的区域。

4.3 环境质量现状调查与评价

黑龙江永青环保科技有限公司于2026年1月23日-1月29日对评价范围内环境空气、土壤环境、地表水环境、地下水环境、包气带、声环境质量现状进行了监测。

4.3.1 环境空气质量现状监测与评价

4.3.1.1 环境空气质量达标区判定

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），建设项目所在区域环境空气质量功能区划为《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二类区域。

根据《2024 年大庆市生态环境状况公报》可知，2024 年，大庆市城区环境空气中二氧化硫年均浓度为 7 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，日均值浓度范围为 4~17 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，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 18 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，日均值浓度范围为 4~48 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，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 48 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，日均值浓度范围为 12~287 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，优于国家环境空气质量二级标准限值；细颗粒物（PM2.5）年均浓度为 32 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，日均值浓度范围为 8~241 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，优于国家环境空气质量二级标准限值；一氧化碳 24 小时平均浓度第 95 百分位数为 0.8 mg/m^3 ，24 小时平均浓度范围为 0.2~1.3 mg/m^3 ，优于国家环境空气质量一级标准限值；臭氧日最大 8 小时平均浓度第 90 百分位数为 114 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，日最大 8 小时平均浓度范围为 13~182 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，优于国家环境空气质量二级标准限值。环境空气质量现状评价结果见表 4.3.1-1。

表 4.3.1-1 区域空气质量现状评价表

污染物	年评价指标	现状浓度/ ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	标准值/ ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率/%	达标情况
SO ₂	年平均质量浓度	7	60	11.7	达标
NO ₂	年平均质量浓度	18	40	45	达标
PM ₁₀	年平均质量浓度	48	70	68.6	达标
PM _{2.5}	年平均质量浓度	32	35	91.4	达标
O ₃	第90位8h平均质量浓度	114	160	71.3	达标
CO	第95位日平均质量浓度	0.8	4	20	达标

根据《环境空气质量标准》（GB 3095—2012）可知本项目位于二类功能区，以上统计结果表明，大气常规污染物浓度均满足国家 GB3095-2012 中二级标准要求，可满足环境空气质量功能区划的二类区要求，为达标区。本项目所在区域执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单中二级标准。

4.3.1.2 环境空气质量现状

4.3.1.2.1 基本污染物

本次评价采用距离本项目约 3.5~8km 的空气质量自动监测站萨区政府监测点 2024 年全年的监测资料，该监测站点地形、气候条件与本项目评价范围相近。区域空气监测数据见表 4.3.1-2 所示。

表 4.3.1-2 区域环境空气质量现状评价表

点位名称	监测点坐标/°		污染物	年评价指标	评价标准	现状浓度	最大浓度	超标率%	达标情况
	经度	纬度			μg/m ³	μg/m ³	占标率%		
空气质量自动监测站-萨区政府监测点	125.141	46.634	SO ₂	年平均质量浓度	60	8	13.33	--	达标
				24小时平均第 98 位百分位数	150	13	8.67	--	达标
			NO ₂	年平均质量浓度	40	18	45.0	--	达标
				24小时平均第98 位百分位数	80	31	38.75	--	达标
			PM ₁₀	年平均质量浓度	70	39	55.71	--	达标
				24小时平均第 95 位百分位数	150	87	58.0	--	达标
			PM _{2.5}	年平均质量浓度	35	24	68.57	--	达标
				24小时平均第95 位百分位数	75	61	81.3	--	达标
			CO	24小时平均第95 位百分位数	4000	0.7	0.02	--	达标
			O ₃	8小时平均第90 位百分位数	160	114	71.25	--	达标

基本污染物环境质量现状监测结果分析：项目所在区域内空气污染因子 PM₁₀、PM_{2.5}、SO₂、NO₂、CO、O₃ 均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单中二级标准的要求。

4.3.1.2.2 其他污染物补充监测

（1）监测点位布设

黑龙江永青环保科技有限公司于 2026 年 1 月 23 日-1 月 29 日对评价区域特征污染物进行环境质量现状补充监测，区域特征污染物为非甲烷总烃和 TSP，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），以近 20 年统计的当地主导风向为轴向，在厂址及主导风向下风向 5km 范围内设置 1-2 个监测点。项目区域主导风向为西北风，根据油田开发区域及周边的环境特点，在厂址及下风向八一小区布设环境空气监测点位 3 个，具体点位见表 4.3.1-3。

表 4.3.1-3 环境空气现状监测点位

序号	监测点名称	监测点坐标		监测因子	监测时段	相对厂址方位	相对厂界距离
		东经	北纬				
G1	八一小区	124.984782	46.690469	非甲烷总烃、TSP	非甲烷总烃为小时值, TSP 为日均值	北 2-321-更 E68 西侧	1670
G2	风云小区	125.097634	46.664672			北 2-4-更丙 82 西 北侧	620

(2) 监测频次

监测频次为 7 天, 每天采样 4 次。非甲烷总烃监测 1h 平均浓度, 每天监测 4 次, 监测时间分别为北京时间 02: 00、8: 00、14: 00 及 20: 00 时, 每次采样时间不少于 45min。TSP 监测 24h 平均浓度。

(3) 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:

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

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/m^3 ;

C_{0i} —第 i 种污染物环境质量标准, mg/m^3 。

若 $I_i \geq 100\%$, 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。

(4) 评价标准

非甲烷总烃执行《大气污染物综合排放标准详解》中的 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 标准限值。

(6) 监测及评价结果

特征污染物现状监测及评价结果详见表 4.3.1-4。

表 4.3.1-4 特征污染物现状监测及评价结果 单位: mg/m^3

监测点位	污染物	平均时间	评价标准 (mg/m^3)	浓度范围 (mg/m^3)	最大浓度占标率/%	超标率%	达标情况
八一小区	非甲烷总烃	1h	2	0.69~0.84	42	0	达标
	TSP	24h	0.3	0.186~0.215	71.7	0	达标
拥军小区	非甲烷总烃	1h	2	0.69~0.90	45	0	达标
	TSP	24h	0.3	0.182~0.213	71	0	达标

评价结果表明, 特征污染物非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中的

标准要求，TSP 满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）标准要求。

4.3.2 地下水环境质量现状评价

根据本项目地层特征，以及地下水含水层特点和区域水资源开发利用情况，参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），详见下表。

表 4.3.2-1 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。由于项目井位较分散，因此本项目共布设 7 个水质监测点和 15 个水位监测点。

4.3.2.1 地下水监测点布设

（1）监测点布设

根据本项目地层特征，以及地下水含水层特点和区域水资源开发利用情况，参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本次共监测区域内地下水水质监测点 7 个，地下水水位监测点 15 个。监测井点布设情况见表 4.3.2-2。

表 4.3.2-2 地下水监测井点一览表

序号	经纬度	井深 m	层位	监测目标
D1	E125.053547 N46.736837	20	潜水	水质、水位
D2	E125.025836 N46.740853	45	承压水	水质、水位
D3	E124.960013 N46.726912	15	潜水	水质、水位
D4	E125.086136 N46.713357	15	潜水	水质、水位
D5	E125.062456 N46.682473	10	潜水	水质、水位
D6	E125.031417 N46.665930	48	承压水	水质、水位

D7	E124.872146 N46.661650	20	潜水	水质、水位
D8	E125.100743 N46.669824	15	潜水	水位
D9	E125.078870 N46.680236	17	潜水	水位
D10	E125.070029 N46.675776	20	潜水	水位
D11	E125.062506 N46.671006	18	潜水	水位
D12	E125.033226 N46.691098	24	潜水	水位
D13	E124.983274 N46.692320	30	承压水	水位
D14	E124.991529 N46.686705	19	潜水	水位
D15	E125.052927 N46.682143	25	潜水	水位

(2) 监测频率

本项目位于松嫩平原区低平原区，依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)中表4中的要求，本次地下水位监测频率为一期。

4.3.2.2 地下水水质监测与评价

(1) 监测项目

K⁺、Na⁺、Ca²⁺、Mg²⁺、CO₃²⁻、HCO₃⁻、Cl⁻、SO₄²⁻、pH、氨氮、亚硝酸盐（以N计）、硝酸盐（以N计）、挥发性酚类（以苯酚计）、氰化物、砷、汞、铬(六价)、总硬度（以CaCO₃计）、氯化物、硫酸盐、铅、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量（COD_{Mn}法，以O₂计）、总大肠菌群、菌落总数、石油类、硫化物、镍、钡、阴离子表面活性剂。

(2) 评价方法

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)，水质评价方法采用标准指数法。

①对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算公式：

$$P_i = \frac{C_i}{C_{si}}$$

式中：

P_i—第i个水质因子的标准指数，无量纲；

C_i—第i个水质因子的监测浓度值，mg/L；

C_{si}—第i个水质因子的标准浓度值，mg/L。

②对于评价标准为区间值的水质因子（如pH值），其标准指数计算公式：

$$P_{pH} = \frac{7.0 - pH}{7.0 - pH_{sd}} \quad pH \leq 7 \text{时}$$

$$P_{pH} = \frac{pH - 7.0}{pH_{su} - 7.0} \quad pH > 7 \text{时}$$

式中：

P_{pH} —pH 的标准指数，无量纲；

pH—pH 监测值；

pH_{su} —标准中 pH 的上限值；

pH_{sd} —标准中 pH 的下限值。

标准指数 $P > 1$ 时，即表明该水质因子已经超过了规定的水质标准，且指数越大，超标越严重。

（3）评价标准

地下水执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，石油类参照执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）表 1 中 II 类标准限值。

（4）水质监测结果及评价

监测时间为 2026 年 1 月 23 日，各监测点水质监测结果和各单项水质参数标准指数值见下表。

表 4.3.2-3 地下水水质检测结果表

检测项目	检测结果							标准限值
	D1	D2	D3	D4	D5	D6	D7	
K ⁺ (mg/L)	2.16	1.86	2.08	1.66	2.23	2.09	2.14	/
Na ⁺ (mg/L)	126	108	135	110	136	128	130	≤200
Ca ²⁺ (mg/L)	45.6	41.5	48.7	42.1	48.5	47.3	44.6	/
Mg ²⁺ (mg/L)	12.3	10.5	11.7	9.89	12.3	13.1	12.4	/
CO ₃ ²⁻ (mg/L)	5L	5L	5L	5L	5L	5L	5L	/
HCO ₃ ⁻ (mg/L)	369	370	412	384	389	366	364	/
Cl ⁻ (mg/L)	46.6	48.2	48.8	42.2	43.8	47.2	45.4	/
氯化物 (mg/L)	46.6	48.2	48.8	42.2	43.8	47.2	45.4	≤250
SO ₄ ²⁻ (mg/L)	42.2	40.6	41.6	48.6	49.4	47.8	49.6	/
硫酸盐 (mg/L)	42.2	40.6	41.6	48.6	49.4	47.8	49.6	≤250
pH (无量纲)	7.5	7.6	7.6	7.5	7.5	7.6	7.5	6.5≤pH≤8.5
水温 (°C)	5.1	5.5	4.9	5.7	4.8	5.2	5.4	/

总硬度 (mg/L)	178	162	183	155	176	184	170	≤450
氨氮 (mg/L)	0.348	0.322	0.318	0.284	0.262	0.228	0.248	≤0.50
氰化物 (mg/L)	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	≤0.05
挥发性酚类 (mg/L)	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤0.002
耗氧量 (CODMn 法, 以 O ₂ 计) (mg/L)	2.4	2.6	2.3	2.2	2.1	2.4	2.0	≤3.0
氟化物 (mg/L)	0.466	0.484	0.474	0.512	0.488	0.462	0.492	≤1.0
汞 (mg/L)	0.00004 L	0.00004 L	0.00004 L	0.00004 L	0.00004 L	0.00004 L	0.00004 L	≤0.001
砷 (mg/L)	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤0.01
镉 (mg/L)	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	≤0.005
六价铬 (mg/L)	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	≤0.05
铁 (mg/L)	0.22	0.15	0.26	0.16	0.22	0.27	0.23	≤0.3
锰 (mg/L)	0.07	0.05	0.08	0.06	0.08	0.08	0.07	≤0.10
铅 (mg/L)	0.010L	0.010L	0.010L	0.010L	0.010L	0.010L	0.010L	≤0.01
亚硝酸盐 (以 N 计) (mg/L)	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	≤1.00
硝酸盐 (以 N 计) (mg/L)	0.233	0.698	0.931	0.466	0.233	0.698	1.16	≤20.0
溶解性总固体 (mg/L)	436	423	441	413	431	444	428	≤1000
总大肠菌群 (MPN/100mL)	< 2	< 2	< 2	< 2	< 2	< 2	< 2	≤3.0
菌落总数 (CFU/mL)	8	9	14	10	15	11	13	≤100
石油类 (mg/L)	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	≤0.05

表 4.3.2-4 地下水水质参数标准指数表

检测项目	标准指数						
	D1	D2	D3	D4	D5	D6	D7

K ⁺ (mg/L)	/	/	/	/	/	/	/
Na ⁺ (mg/L)	0.63	0.54	0.68	0.55	0.68	0.64	0.65
Ca ²⁺ (mg/L)	/	/	/	/	/	/	/
Mg ²⁺ (mg/L)	/	/	/	/	/	/	/
CO ₃ ²⁻ (mg/L)	/	/	/	/	/	/	/
HCO ₃ ⁻ (mg/L)	/	/	/	/	/	/	/
Cl ⁻ (mg/L)	/	/	/	/	/	/	/
氯化物 (mg/L)	0.19	0.19	0.20	0.17	0.18	0.19	0.18
SO ₄ ²⁻ (mg/L)	/	/	/	/	/	/	/
硫酸盐 (mg/L)	0.17	0.16	0.17	0.19	0.20	0.19	0.20
pH (无量纲)	0.25	0.3	0.3	0.25	0.25	0.3	0.25
水温 (°C)	/	/	/	/	/	/	/
总硬度 (mg/L)	0.40	0.36	0.41	0.34	0.39	0.41	0.38
氨氮 (mg/L)	0.70	0.64	0.64	0.57	0.52	0.46	0.50
氰化物 (mg/L)	/	/	/	/	/	/	/
挥发性酚类 (mg/L)	/	/	/	/	/	/	/
耗氧量 (CODMn 法, 以 O ₂ 计) (mg/L)	0.80	0.87	0.77	0.73	0.70	0.80	0.67
氟化物 (mg/L)	0.47	0.48	0.47	0.51	0.49	0.46	0.49
汞 (mg/L)	/	/	/	/	/	/	/
砷 (mg/L)	/	/	/	/	/	/	/
镉 (mg/L)	/	/	/	/	/	/	/
六价铬 (mg/L)	/	/	/	/	/	/	/
铁 (mg/L)	0.73	0.50	0.87	0.53	0.73	0.90	0.77
锰 (mg/L)	0.70	0.50	0.80	0.60	0.80	0.80	0.70

铅 (mg/L)	/	/	/	/	/	/	/
亚硝酸盐 (以 N 计) (mg/L)	/	/	/	/	/	/	/
硝酸盐 (以 N 计) (mg/L)	0.01	0.03	0.05	0.02	0.01	0.03	0.06
溶解性总固体 (mg/L)	0.44	0.42	0.44	0.41	0.43	0.44	0.43
总大肠菌群 (MPN/100mL)	/	/	/	/	/	/	/
菌落总数 (CFU/mL)	0.08	0.09	0.14	0.10	0.15	0.11	0.13
石油类 (mg/L)	/	/	/	/	/	/	/

从评价结果我们可以看出，监测点位的地下水质量均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准要求，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）II 类限值要求。

（5）地下水水位监测结果

本次评价区域内共布设 15 个地下水水位监测点，监测结果见下表。

表 4.3.2-5 地下水水位现状监测统计结果

序号	经纬度	水位 m	井深 m	层位	备注
D1	E125.053547 N46.736837	140.6	20	潜水	水质、水位
D2	E125.025836 N46.740853	136.9	45	承压水	水质、水位
D3	E124.960013 N46.726912	138.2	15	潜水	水质、水位
D4	E125.086136 N46.713357	136.1	15	潜水	水质、水位
D5	E125.062456 N46.682473	136.7	10	潜水	水质、水位
D6	E125.031417 N46.665930	135.9	48	承压水	水质、水位
D7	E124.872146 N46.661650	136.4	20	潜水	水质、水位
D8	E125.100743 N46.669824	137.7	15	潜水	水位
D9	E125.078870 N46.680236	136.5	17	潜水	水位
D10	E125.070029 N46.675776	139.2	20	潜水	水位
D11	E125.062506 N46.671006	138.4	18	潜水	水位
D12	E125.033226 N46.691098	137.5	24	潜水	水位
D13	E124.983274 N46.692320	140.1	30	承压水	水位
D14	E124.991529 N46.686705	138.6	19	潜水	水位
D15	E125.052927 N46.682143	135.7	25	潜水	水位

4.3.2.3 包气带污染现状调查

(1) 监测点位及监测因子

本次工作根据项目可能造成地下水污染的现有工程附近开展包气带污染现状调查，确定了监测点位置，在区块内布设 2 个包气带监测点，详见下表。

表 4.3.2-8 包气带现状监测布点情况表

序号	监测点位	名称	采样深度	监测因子
1	污染控制点	北 3-340-更 E113	0~20cm、 20-40 cm	砷、镉、镍、铜、铅、铬（六价）、汞、锌、石油类、挥发酚
2		北 1-312-更 P22		
3	清洁对照点	北 3-340-更 E113 南侧 50m 草地		
4		北 1-312-更 P22 东侧 50m 耕地		

(2) 监测结果

包气带监测结果见下表。

表 4.3.2-9 包气带监测结果表

检测项目	检测结果			
	北 3-340-更 E113		北 1-312-更 P22	
采样日期	2026 年 1 月 23 日			
采样深度 （cm）	0~20	20~40	0~20	20~40
砷（mg/L）	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L
镉（mg/L）	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L
镍（ug/L）	1.24L	1.24L	1.24L	1.24L
铜（mg/L）	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L
铅（mg/L）	0.010L	0.010L	0.010L	0.010L
铬（六价） （mg/L）	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L
汞（mg/L）	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L
锌（mg/L）	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L
石油类 （mg/L）	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
挥发酚 （mg/L）	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L

续表 4.3.2-9 包气带监测结果表

检测项目	检测结果	
	北 3-340-更 E113 南侧 50m 草地	北 1-312-更 P22 东侧 50m 耕地

采样日期	2026 年 1 月 23 日			
采样深度 (cm)	0~20	20~40	0~20	20~40
砷 (mg/L)	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L
镉 (mg/L)	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L
镍 (ug/L)	1.24L	1.24L	1.24L	1.24L
铜 (mg/L)	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L
铅 (mg/L)	0.010L	0.010L	0.010L	0.010L
铬 (六价) (mg/L)	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L
汞 (mg/L)	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L
锌 (mg/L)	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L
石油类 (mg/L)	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
挥发酚 (mg/L)	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L

根据监测结果可知,监测数值未发生明显变化,说明本项目包气带基本未受到污染,未对地下水产生影响。

4.3.3 地表水环境质量现状

4.3.3.1 地表水环境质量现状监测

本项目不排放废水,属于水污染影响型三级 B 评价,可不开展区域污染源调查,为了解区域内地表水现状,2026 年 1 月 16 日-11 月 18 日对本项目周边的地表水体进行了监测。

(1) 监测点位

本次评价共布设 1 个地表水监测点,监测点布设情况见表 4.3.3-1。监测布点见附图 6。

表 4.3.3-1 监测点布设情况

序号	监测点	与本项目位置关系	坐标
W1	东二排水干渠	北 2-321-更 E68 东侧 620m	125.018309, 46.690437
W2	风云泡	北 2-332-更 E105 东侧 1300m	125.082352, 46.674997

(2) 监测因子

pH、COD、BOD5、氨氮、石油类、总磷、总氮、挥发酚、硫化物、高锰酸盐指数。

(3) 监测频率

取样 3 天,每天一次。

(4) 监测结果

水质监测数据见表 4.3.3-2。

表 4.3.3-2 地表水监测数据表 单位: mg/L

检测项目	检测结果					
	东二排水干渠			风云泡		
采样日期	1 月 23 日	1 月 24 日	1 月 25 日	1 月 23 日	1 月 24 日	1 月 25 日
pH (无量纲)	7.6	7.5	7.6	7.4	7.5	7.5
水温 (°C)	1.1	1.4	1.7	1.3	1.5	1.3
化学需氧量 (mg/L)	23	24	26	36	33	34
高锰酸盐指数 (mg/L)	4.4	4.6	4.7	5.4	5.1	5.3
五日生化需氧量 (mg/L)	5.5	5.2	5.8	6.2	5.2	5.3
氨氮 (mg/L)	1.12	1.08	1.16	1.36	1.28	1.22
总磷 (mg/L)	0.33	0.29	0.38	0.27	0.35	0.41
总氮 (mg/L)	2.88	2.92	2.76	2.94	2.82	2.84
挥发性酚类 (mg/L)	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L
石油类 (mg/L)	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
硫化物 (mg/L)	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L

4.3.3.2 地表水环境质量现状调查结论

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、风云泡未进行功能区划，不执行《地表水环境指标标准》（GB3838-2002）标准。根据以上监测数据，东二排水干渠、风云泡水质相对较好。

4.3.4 声环境质量现状监测与评价

4.3.4.1 声环境质量现状监测

(1) 监测点布设

根据本项目拟建井场布置情况，在本项目所在区域共布设 2 个监测点，监测点布设见表 4.3.4-1。

表 4.3.1-1 声环境现状监测点位表

序号	监测点	监测坐标	项目位置关系
N1	八一小区	124.984782, 46.690469	北 2-321-更 E68 西侧 1670m
N2	风云小区	125.097634, 46.664672	北 2-4-更丙 82 西北侧 620m

(2) 监测时间及频次

监测时间：2026 年 1 月 23 日~1 月 24 日。

监测频次：连续监测 2 天，昼夜各 1 次。

(3) 监测结果

声环境现状监测结果见表 4.3.4-2；

表 4.3.4-2 声环境现状监测结果表 单位：dB（A）

检测 点位	采样 日期	昼间		夜间	
八一小区	1 月 23 日	9:32	47	22:00	40
风云小区		10:09	46	22:34	40
八一小区	1 月 24 日	9:36	46	22:00	41
风云小区		10:17	46	22:31	40

4.3.4.2 声环境质量现状评价

(1) 评价标准

根据建设项目区域声环境功能区划，居民区声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）1 类标准，评价区域声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准。

(2) 评价方法

声环境质量现状评价采用对标法进行评价。

(3) 评价结论

由声环境质量现状监测结果与执行评价标准限值对比分析可知，居民区声环境满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）1 类标准；评价区域环境满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准。

4.3.5 土壤质量现状监测与评价

4.3.5.1 土壤理化特性调查

根据国家土壤信息服务平台，调查本项目区域相关土壤资料，区域土壤种类主要为草甸黑钙土。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，有针对性地选择土壤理化特性调查内容，具体土壤理化特性调查见表 4.3.5-1，区域内土壤构型（土壤剖面）见表 4.3.5-2。

表 4.3.5-1 土壤理化特性调查

点位		北 3-340-斜更 E113		
检测日期		1 月 23 日		
层次		0~0.5m	0.5~1.5m	1.5~3.0m
现场记录	土壤颜色	暗栗	栗	栗
	土壤结构	块状	菱块状	菱柱状
	砂砾含量	低	低	低
	其它异物	有	无	无
	土壤质地	砂壤土	轻壤土	中壤土
实验室测定	阳离子交换量（cmol+/kg）	16.2	17.5	18.5
	氧化还原电位（mv）	231	242	249
	孔隙度（%）	47.9	46.2	48.2
	饱和导水率(cm/s)	0.13	0.12	0.14
	土壤容重（g/cm ³ ）	1.28	1.27	1.30
	土壤含水率（%）	16.1	16.9	17.8
点位		北 1-312-更 P22		
检测日期		1 月 23 日		
层次		0~0.5m	0.5~1.5m	1.5~3.0m
现场记录	土壤颜色	黄棕	棕	暗棕
	土壤结构	块状	菱块状	菱柱状
	砂砾含量	中	低	低
	其它异物	有	无	无
	土壤质地	砂壤土	砂壤土	轻壤土

实验室测定	阳离子交换量 (cmol+/kg)	16.4	17.1	17.8
	氧化还原电位 (mv)	237	234	242
	孔隙度 (%)	46.8	47.3	46.1
	饱和导水率(cm/s)	0.11	0.14	0.12
	土壤容重 (g/cm3)	1.37	1.30	1.24
	土壤含水率 (%)	16.3	17.2	17.9

表 4.3.5-2 土体构型(土壤剖面)表

点号	景观照片	土壤剖面照片	层次
北 1-312- 更 P22			0-0.5m
			0.5-1.5m
			1.5-3.0m
			
北 3-340- 斜更 E113			0-0.5m
			0.5-1.5m
			1.5-3.0m
			

4.3.5.2 土壤环境质量现状监测

(1) 采样点布设

本项目土壤环境影响类型属于污染影响型项目，评价等级为一级，依据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）要求，确定本项目占地范围内共布设

2 个表层样监测点，5 个柱状样监测点，占地范围外共布设 6 个表层样点，土壤现状监测点位详见表 4.3.5-3，监测点位置见附图 6。

表 4.3.5-3 土壤现状监测点位

编号	监测点名称	经纬度坐标	执行标准	备注
1	北 3-340-更 E113	125.0861362, 46.69390347	《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	采取柱状样，在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
2	北 4-5-更丙 65	125.0898089, 46.72181855		采取柱状样，在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
3	北 1-312-更 P22	124.9285585, 46.68174174		采取柱状样，在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
4	北 3-6-更 056	125.0460303, 46.69146881		采取柱状样，在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
5	北 2-1-更 086	125.0726263, 46.68187518		采取柱状样，在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
6	北 3-340-更 E113	125.0861362, 46.69390347		采取表层样，在 0~0.2m 取样
7	北 1-312-更 P22	124.9285585, 46.68174174		采取表层样，在 0~0.2m 取样
8	1801 转油放水站区域	124.931964, 46.687636		采取表层样，在 0~0.2m 取样
9	北 3-340-更 E113 南侧 50m 草地	125.0861245, 46.69343709	《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618—2018）中的筛选值	采取表层样，在 0~0.2m 取样
10	北 4-5-更丙 65 东侧 50m 草地	125.0904626, 46.72178844		采取表层样，在 0~0.2m 取样
11	北 1-312-更 P22 东侧 50m 耕地	124.9292259, 46.68170378		采取表层样，在 0~0.2m 取样
12	北 3-6-更 056 东侧 50m 草地	125.0466672, 46.6913966		采取表层样，在 0~0.2m 取样

（2）监测项目

1#~8#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、蒎、萘、苯并（a）蒎、苯并（b）荧蒎、苯并（k）荧蒎、苯并(a)芘、茚并（1, 2, 3-cd）芘、二苯并（a,h）蒎、石油烃（C10-C40），石油类、石油烃（C6-C9）、水溶性盐总量，共 50 项。

9#~11#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）采样时间、采样方法

采样时间：2026 年 1 月 23 日

4.3.5.3 土壤环境质量现状评价

(1) 评价方法

利用单项污染指数法进行评价。评价公式如下：

$$P_i = \frac{C_i}{S_i}$$

式中： P_i -土壤中 i 种污染物污染指数；

C_i -土壤中 i 种污染物污染实测值（mg/kg）；

S_i -土壤中 i 种污染物评价标准（mg/kg）。

土壤环境背景值评价采用单因子污染指数法。

单因子污染指数为土壤污染因子含量与土壤环境质量标准的比值，其表达式为：

$$P_i = C_i / S_i$$

式中： P_i ——土壤环境污染指数；

C_i ——土壤环境质量实测值，mg/kg；

S_i ——土壤环境质量评价标准，mg/kg。

$P_i \leq 1$ 表明污染物未超标； $P_i > 1$ 表明污染物超标，且 P_i 值越大，表明污染越严重。

(2) 评价标准

建设用地土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 建设用地土壤污染风险筛选值（基本项目）中第二类用地筛选值标准；农用地土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 建设用地土壤污染风险筛选值（基本项目）中第一类用地筛选值标准。

(3) 评价结果

建设用地土壤环境质量现状评价结果见表 4.3.5-5。农用地土壤环境质量现状评价结果见表 4.3.5-6。

表 4.3.5-5 建设用地土壤环境质量现状监测结果

检测 点位	北 3-340-更 E113			北 4-5-更丙 65			北 1-312-更 P22			北 3-6-更 056			北 2-1-更 086			北 3-340 -更 E113 井	北 1-312 -更 P22 井	1801 转油 放水 站区 域	标准 限值
采样 深度 (m)	0-0.5	0.5-1. 5	1.5-3. 0	0-0.5	0.5-1. 5	1.5-3. 0	0-0.5	0.5-1. 5	1.5-3. 0	0-0.5	0.5-1. 5	1.5-3. 0	0-0.5	0.5-1. 5	1.5-3. 0	0-0.2	0-0.2	0-0.2	
pH(无 量纲)	8.3	8.4	8.4	8.2	8.3	8.3	8.2	8.3	8.2	8.2	8.1	8.2	8.2	8.1	8.1	8.1	8.2	8.1	/
镉 (mg/ kg)	0.28	0.26	0.25	0.38	0.23	0.36	0.36	0.37	0.35	0.30	0.31	0.31	0.35	0.33	0.32	0.36	0.35	0.33	65
砷 (mg/ kg)	4.21	4.36	3.97	3.86	3.77	3.68	4.13	4.02	3.88	3.67	3.55	3.72	4.89	4.74	4.61	3.94	3.87	3.62	60
铅(mg/ kg)	32.6	31.7	20.4	28.7	27.2	27.6	30.7	29.6	28.4	34.3	33.8	31.1	37.7	35.7	36.1	35.4	33.8	33.7	800
六价 铬 (mg/ kg)	0.5L	0.5L	0.5L	0.5L	0.5L	0.5L	0.5L	0.5L	0.5L	0.5L	0.5L	0.5L	0.5L	0.5L	0.5L	0.5L	0.5L	0.5L	5.7
铜 (mg/ kg)	38	36	37	39	38	36	30	31	28	32	33	31	30	31	33	35	33	34	18000
镍 (mg/ kg)	33	35	34	34	36	32	32	33	32	39	38	36	42	41	39	38	40	37	900
汞 (mg/ kg)	0.023	0.022	0.020	0.019	0.020	0.017	0.021	0.017	0.018	0.025	0.022	0.024	0.022	0.020	0.018	0.018	0.019	0.016	38

石油 烃 (C ₁₀ - C ₄₀) (mg/ kg)	26	28	30	27	25	21	21	19	18	24	22	19	29	27	25	33	31	32	45 00
石油 类 (mg/ kg)	34	39	35	39	28	35	29	25	23	33	29	30	35	31	33	41	37	39	/
石油 烃 (C ₆ - C ₉) (mg/ kg)	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	/
水溶 性盐 总量 (g/kg)	0.8	0.6	0.4	0.5	0.7	0.6	0.7	0.8	0.6	0.7	0.6	0.8	0.5	0.5	0.7	0.6	0.8	0.5	/
四氯 化碳 (mg/ kg)	1.3×1 0 ⁻³ L	1.3×1 0 ⁻³ L	1.3×1 0 ⁻³ L	1.3×1 0 ⁻³ L	1.3×1 0 ⁻³ L	1.3×1 0 ⁻³ L	1.3×1 0 ⁻³ L	1.3×1 0 ⁻³ L	1.3×1 0 ⁻³ L	1.3×1 0 ⁻³ L	1.3×1 0 ⁻³ L	1.3×1 0 ⁻³ L	1.3×1 0 ⁻³ L	1.3×1 0 ⁻³ L	1.3×1 0 ⁻³ L	1.3×1 0 ⁻³ L	1.3×1 0 ⁻³ L	1.3×1 0 ⁻³ L	2.8
氯仿 (mg/ kg)	1.1×1 0 ⁻³ L	1.1×1 0 ⁻³ L	1.1×1 0 ⁻³ L	1.1×1 0 ⁻³ L	1.1×1 0 ⁻³ L	1.1×1 0 ⁻³ L	1.1×1 0 ⁻³ L	1.1×1 0 ⁻³ L	1.1×1 0 ⁻³ L	1.1×1 0 ⁻³ L	1.1×1 0 ⁻³ L	1.1×1 0 ⁻³ L	1.1×1 0 ⁻³ L	1.1×1 0 ⁻³ L	1.1×1 0 ⁻³ L	1.1×1 0 ⁻³ L	1.1×1 0 ⁻³ L	1.1×1 0 ⁻³ L	0.9
氯甲 烷 (mg/ kg)	1.0×1 0 ⁻³ L	1.0×1 0 ⁻³ L	1.0×1 0 ⁻³ L	1.0×1 0 ⁻³ L	1.0×1 0 ⁻³ L	1.0×1 0 ⁻³ L	1.0×1 0 ⁻³ L	1.0×1 0 ⁻³ L	1.0×1 0 ⁻³ L	1.0×1 0 ⁻³ L	1.0×1 0 ⁻³ L	1.0×1 0 ⁻³ L	1.0×1 0 ⁻³ L	1.0×1 0 ⁻³ L	1.0×1 0 ⁻³ L	1.0×1 0 ⁻³ L	1.0×1 0 ⁻³ L	1.0×1 0 ⁻³ L	37

kg)																			
1,1-二 氯乙 烷 (mg/ kg)	1.2×1 0 ⁻³ L	1.2×1 0 ⁻³ L	1.2×1 0 ⁻³ L	1.2×1 0 ⁻³ L	1.2×1 0 ⁻³ L	1.2×1 0 ⁻³ L	1.2×1 0 ⁻³ L	1.2×1 0 ⁻³ L	1.2×1 0 ⁻³ L	1.2×1 0 ⁻³ L	1.2×1 0 ⁻³ L	1.2×1 0 ⁻³ L	1.2×1 0 ⁻³ L	1.2×1 0 ⁻³ L	1.2×1 0 ⁻³ L	1.2×1 0 ⁻³ L	1.2×1 0 ⁻³ L	1.2×1 0 ⁻³ L	9
1,2-二 氯乙 烷 (mg/ kg)	1.3×1 0 ⁻³ L	1.3×1 0 ⁻³ L	1.3×1 0 ⁻³ L	1.3×1 0 ⁻³ L	1.3×1 0 ⁻³ L	1.3×1 0 ⁻³ L	1.3×1 0 ⁻³ L	1.3×1 0 ⁻³ L	1.3×1 0 ⁻³ L	1.3×1 0 ⁻³ L	1.3×1 0 ⁻³ L	1.3×1 0 ⁻³ L	1.3×1 0 ⁻³ L	1.3×1 0 ⁻³ L	1.3×1 0 ⁻³ L	1.3×1 0 ⁻³ L	1.3×1 0 ⁻³ L	1.3×1 0 ⁻³ L	5
1,1-二 氯乙 烯 (mg/ kg)	1.0×1 0 ⁻³ L	1.0×1 0 ⁻³ L	1.0×1 0 ⁻³ L	1.0×1 0 ⁻³ L	1.0×1 0 ⁻³ L	1.0×1 0 ⁻³ L	1.0×1 0 ⁻³ L	1.0×1 0 ⁻³ L	1.0×1 0 ⁻³ L	1.0×1 0 ⁻³ L	1.0×1 0 ⁻³ L	1.0×1 0 ⁻³ L	1.0×1 0 ⁻³ L	1.0×1 0 ⁻³ L	1.0×1 0 ⁻³ L	1.0×1 0 ⁻³ L	1.0×1 0 ⁻³ L	1.0×1 0 ⁻³ L	66
顺-1,2- 二氯 乙烯 (mg/ kg)	1.3×1 0 ⁻³ L	1.3×1 0 ⁻³ L	1.3×1 0 ⁻³ L	1.3×1 0 ⁻³ L	1.3×1 0 ⁻³ L	1.3×1 0 ⁻³ L	1.3×1 0 ⁻³ L	1.3×1 0 ⁻³ L	1.3×1 0 ⁻³ L	1.3×1 0 ⁻³ L	1.3×1 0 ⁻³ L	1.3×1 0 ⁻³ L	1.3×1 0 ⁻³ L	1.3×1 0 ⁻³ L	1.3×1 0 ⁻³ L	1.3×1 0 ⁻³ L	1.3×1 0 ⁻³ L	1.3×1 0 ⁻³ L	59 6
反-1,2- 二氯 乙烯 (mg/ kg)	1.4×1 0 ⁻³ L	1.4×1 0 ⁻³ L	1.4×1 0 ⁻³ L	1.4×1 0 ⁻³ L	1.4×1 0 ⁻³ L	1.4×1 0 ⁻³ L	1.4×1 0 ⁻³ L	1.4×1 0 ⁻³ L	1.4×1 0 ⁻³ L	1.4×1 0 ⁻³ L	1.4×1 0 ⁻³ L	1.4×1 0 ⁻³ L	1.4×1 0 ⁻³ L	1.4×1 0 ⁻³ L	1.4×1 0 ⁻³ L	1.4×1 0 ⁻³ L	1.4×1 0 ⁻³ L	1.4×1 0 ⁻³ L	54
二氯 甲烷 (mg/ kg)	1.5×1 0 ⁻³ L	1.5×1 0 ⁻³ L	1.5×1 0 ⁻³ L	1.5×1 0 ⁻³ L	1.5×1 0 ⁻³ L	1.5×1 0 ⁻³ L	1.5×1 0 ⁻³ L	1.5×1 0 ⁻³ L	1.5×1 0 ⁻³ L	1.5×1 0 ⁻³ L	1.5×1 0 ⁻³ L	1.5×1 0 ⁻³ L	1.5×1 0 ⁻³ L	1.5×1 0 ⁻³ L	1.5×1 0 ⁻³ L	1.5×1 0 ⁻³ L	1.5×1 0 ⁻³ L	1.5×1 0 ⁻³ L	61 6

间+对二甲苯 (mg/kg)	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	570
邻二甲苯 (mg/kg)	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	640
硝基苯 (mg/kg)	0.09L	0.09L	0.09L	0.09L	0.09L	0.09L	0.09L	0.09L	0.09L	0.09L	0.09L	0.09L	0.09L	0.09L	0.09L	0.09L	0.09L	0.09L	0.09L	76
苯胺 (mg/kg)	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	260
2-氯酚 (mg/kg)	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	2256
苯并[a]蒽 (mg/kg)	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	15
苯并[a]芘 (mg/kg)	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	1.5
苯并[b]荧蒽 (mg/kg)	0.2L	0.2L	0.2L	0.2L	0.2L	0.2L	0.2L	0.2L	0.2L	0.2L	0.2L	0.2L	0.2L	0.2L	0.2L	0.2L	0.2L	0.2L	0.2L	15

苯并 [k]荧 蒽 (mg/ kg)	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	15 1
蒽 (mg/ kg)	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	12 93
二苯 并[a, h]蒽 (mg/ kg)	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	1.5
茚并 [1,2,3- c, d] 芘 (mg/ kg)	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	15
蔡 (mg/ kg)	0.09L	0.09L	0.09L	0.09L	0.09L	0.09L	0.09L	0.09L	0.09L	0.09L	0.09L	0.09L	0.09L	0.09L	0.09L	0.09L	0.09L	0.09L	70

表 4.3.5-6 农用地土壤环境质量现状监测结果

检测点位	北 3-340-更 E113 南侧 50m 草地	北 4-5-更丙 65 东侧 50m 草地	北 1-312-更 P22 东侧 50m 耕地	北 3-6-更 056 东侧 50m 草地	《土壤环境质量 农用地土壤污染风 险管控标准（试 行）》 （GB15618-2018） 表 1 农用地土壤污 染风险筛选值（基 本项目）
采样深度（m）	0-0.2	0-0.2	0-0.2	0-0.2	
pH（无量纲）	8.3	8.2	8.3	8.2	/
镉（mg/kg）	0.23	0.24	0.26	0.23	0.6
砷（mg/kg）	3.85	4.03	3.64	4.18	25
铅（mg/kg）	27.6	23.5	25.4	26.3	170
铬（mg/kg）	67	65	63	62	250
铜（mg/kg）	28	26	25	29	100
镍（mg/kg）	24	26	21	22	190
锌（mg/kg）	58	55	59	62	300
汞（mg/kg）	0.017	0.020	0.015	0.019	3.4
石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ） （mg/kg）	6L	6L	6L	6L	/
石油类（mg/kg）	37	32	34	28	/
石油烃（C ₆ -C ₉ ） （mg/kg）	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	/
水溶性盐总量 （g/kg）	0.7	0.8	0.7	0.6	/

(4) 评价结论

从表中可以看出，评价区域内土壤环境质量较好，未出现超标情况。本项目永久占地内土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中表1 建设用地土壤污染风险筛选值(基本项目)中第二类用地筛选值标准，以及表2(其他项目)中第二类用地筛选值标准；评价范围内草地、耕地土壤满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表1 农用地土壤风险筛选值(基本项目)中标准。

4.3.6 生态环境现状评价

4.3.6.1 生态环境现状分析

(1) 生态功能区划

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I-06-01-2 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4.3.6-1。

表 4.3.6-1 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-06 松嫩平原西部草甸草原生态区	I-06-01 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

(2) 土地利用现状

评价范围内土地类型主要为耕地、草地(非基本草原)。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草地、耕地、住宅用地、工矿企业用地、林地、水域及水利设施用地及医疗卫生用地等；草地主要为区域内斑块状荒草地；林地主要是乔木林地，数量较少；工矿企业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。

表 4.3.6-2 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(%)
1	草地	1213.4	81.73
2	耕地	11.8	0.79
3	住宅用地	60.5	4.07
4	工矿企业	165.36	11.12

5	林地	28.7	1.93
6	水域及水利设施	2.64	0.18
7	医疗卫生用地	2.6	0.18
8	合计	1485	100%

（3）水土流失现状调查

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，重点预防区包括：林甸县、杜蒙县、肇源县、大同区；重点治理区包括：林甸县、杜蒙县、肇源县、红岗区和大同区。本项目位于大庆市萨尔图区，不属于水土流失重点预防区和重点治理区。

（4）防沙治沙情况调查

根据黑龙江省防沙治沙工作领导小组《关于印发<关于贯彻落实《沙化土地封禁保护修复制度方案》的实施意见>的通知》，大庆市沙化土地所在县（区）包括：让胡路区、红岗区、大同区、肇源县、杜尔伯特蒙古族自治县。萨尔图区不属于沙化土地所在县（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。

4.3.6.2 生态系统调查

本项目位于黑龙江省大庆市萨尔图区，所在区域属于草地生态系统。

（1）草地生态系统

草地生态系统由多年生耐旱、耐低温、以禾草占优势的植物群落的总称，是以多年生草本植物为主要生产者的陆地生态系统。草地生态系统具有防风、固沙、保土、调节气候、净化空气、涵养水源等生态功能。草地生态系统是自然生态系统的重要组成部分，对维系生态平衡、地区经济、人文历史具有重要地理价值。区域草地生态系统主要植被以羊草为主。

盐碱化草甸原有的地带性植被为羊草草原，由于地势低洼积水，地下返盐，造成土壤的盐渍化，加上过渡放牧，草甸逐渐演变成盐化草甸，植被群落也演替为盐生植被。盐化草甸组成群落类型的主要成分是一些耐盐碱的多年生和一年生的中生植物。除了地势较高处生长羊草外，低洼积水处生长着一些盐生植被，如碱茅、碱蓬等。盐碱化草甸生态系统十分脆弱，破坏后不易恢复，也是本区土壤风蚀的主要部位之一。

（2）草地生态系统评价

植被是环境因素综合作用的产物，是生态系统的核心。受自然条件的制约，评价区植被总体表现为低矮且分布不均匀。由低矮植被所形成的生物保护层不健全且功能微弱，使地表物质易受侵蚀和搬运具有潜在的危害性影响。

植被的生物量反映了植被的生产力水平，是区域生态环境质量的重要标志。区内羊草—杂类草草原由于气候和人为等原因，破坏比较严重，盐碱化程度较高，虽然近年进行了生态恢复治理，使已退化的草地植被逐渐有所恢复，但与六、七十年代相比其草原质量也仅是原来的 50~60%。整个草地盖度在 40~60%左右，平均株高 44~55cm。杂类草较多，优质牧草比例较低，除羊草外还大量生长着针茅、糙隐子草、碱蓬等。

4.3.6.3 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。

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

本区植物区系成分主要包括长白植物区系、蒙古植物区系、华北植物区系和大兴安岭植物区系。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（*Aneurolepidium chinense*）、贝加尔针茅（*Stipa baicalensis*）、大针茅（*S. grandis*）、线叶菊（*Filifolium sibiricum*）、星星草（*Puccinellia tenuifolia*）等。长白植物区系，也称满洲植物区系，在本区分布的种数仅次于蒙古植物区系，如木贼（*Equisetum hyemale*）、普通蓼（*Polygoeum manshuricum*）、野大豆（*Glycine soja*）、水车前（*Ottelia alimoides*）、狼爪瓦松（*Orostachys cartilaginous*）等。华北植物区系成分所占比例不大，主要有细叶地榆（*Samguisorba tenuifolia*）、柴胡（*Bupleurum scorzonrifolium*）、糙隐子草（③ *squarrosa*）等。

（2）主要植被类型

① 农田植被

评价区属于松嫩平原区，粮食耕作历史悠久，栽培植被是最重要的植被类型，但是目前由于旱涝、盐碱、风沙等因素，区域内的农田粮食作物主要为玉米。

② 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，也是本市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-Spodopogon sibiricus*)、羊草-箭头唐松草群丛 (*Leymus chinensis-Thalictrum simplex*)、羊草-拂子茅群丛 (*Leymus chinensis-Calamagrostis epigejos*)、羊草-糙隐子草群丛 (*Leymus chinensis-Cleistogenes squarrosa*)、羊草-野大麦群丛 (*Leymus chinensis-Hordetum*)、羊草-虎尾草群丛 (*Leymus chinensis-Chloris vigata*)、羊草-碱蒿群丛 (*Leymus chinensis-Artemisetum*) 等。羊草草甸草原是草原植被中经济价值最高的类型。由于羊草营养价值在整个生长季都很高，适口性强，适于调制干草，是最重要的自然割草场和放牧场。但目前因过度放牧和碱化，草场退化严重。

③盐生草甸植被

星星草草甸 (Form. *Puccinellia tenuiflora*)。广泛分布在退化草地的碱斑和盐碱化湖泊周围，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，40%-80%。由于生境条件严酷，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 brevisublatum*)、朝鲜碱茅 (*Puccinellia chinampoensis*)、碱地风毛菊 (*Saussurea runcinata*)、碱地肤 (*Kochia sieversiana* var. *suaedaefolia*)、碱蒿 (*Artemisia anethifolia*)，以及常混有少量一年生的碱蓬 (*Suaeda glauca*) 和角碱蓬 (*S. corniculata*) 等。

马蔺草甸 (Form. *Iris ensata*)。主要分布在严重退化草地的碱斑周围。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*)、走茎苔草 (③ *reptabunda*)、寸草、羊草、赖草及芨芨草 (*Achnatherum splendens*)，其次间或混有少量的各类杂类草。

碱蓬草甸 (Form. *Suaedion glaucae*)。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，在土壤碱化度达到 50% 以上的地段仍能正常生长。它包括原生和次生的群落，一般面积较小，但在村庄附近、放牧点、饮水点、极度放牧的地方也可连成大片。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。

该群落只在夏季雨水充足的情况才有很好的发育，否则植物稀疏。

角碱蓬草甸 (Form. *Suaedetum corniculatae*)。角碱蓬的生境与碱蓬相似，常与其形成复合分布，也包括原生和次生群落，种类组成较单纯，角碱蓬占绝对优势。

4.3.6.4 动物现状调查

(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（*Cricetulus 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（*P. picasericea* Gould）、小嘴乌鸦（*C. corone orientalis* Evers）、麻雀（*P. montanus montanus*）、家燕（*H. rustica gutturalis* Scopoli）等村栖型鸟类。

项目工程占地区无国家重点保护野生动物、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。

4.3.6.5 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 1213.4hm²，占评价区域总面积的 81.73%。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 11.8hm²，占评价区域总面积的 0.79%。主要种植以黄豆为主的农作物。

(3) 林地景观主要为人工防护林用地，总面积 28.7hm²，占评价区总面积的 1.93%。

4.3.6.6 既有工程实际生态影响到及措施调查

根据现场调查，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草地及农田生态系统。例如严格控制了井场的临时及永久占地，井场钻井工程施工结束后及时对临时占地进行了生态恢复，最大力度降低了油田开发对区域草地及耕地生态系统的影响。并严格控制了该区域油田作业范围，严格运行期管理，减小了对区域生态系统的扰动，保证了不因油田开发活动加重生态系统的退化、沙化、盐碱化等。针对区块内水土流失重点治理区，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。

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北十七含油污水处理站处理，防止了污油污水污染周围生态环境。根据对区块内转注井井场的土壤监测结果可知，占地内土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 建设用地土壤污染风险筛选值（基本项目）中第二类用地筛选值标准，以及表 2（其他项目）中第二类用地筛选值标准，说明运行期间区域土壤环境质量整体良好，该区域油田开发对区域生态环境影响不大。

本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。井场永久性占地面积符合设计要求，井场地面均进行了平整，在临时性占地范围内，地表基本进行了平整，并已完成了生态恢复。

综上所述，现有区块内生态环境保护措施都基本得到了落实，目前所采取的各项环保措施是有效的，未发现生态环境问题。

4.3.6.7 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草地生态系统为主，为保护区域生态环境，第三采油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，通过采取了一系列的生态保护措施后，油田的开发对草地及农田生态系统没有造成明显影响。下一阶段要求建设单位严格控制该区域油田作业范围，严格运行期管理，尽量减小对区域生态系统的扰动，保证不因油田开发活动加重生态系统的退化、沙化、盐碱化等。

4.3.6.8 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，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。截止目前，区域项目均已建成，区域内无已批在建的油田开采项目。

4.4.1 大气污染源调查

区域大气污染源主要为油田站场加热炉排放的燃烧烟气、站场及井场原油集输及处理过程排放的烃类气体。污染物主要包括 SO_2 、 NO_x 、颗粒物、非甲烷总烃等。项目区域内居民生活燃用燃料会排放燃烧烟气。此外，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。根据建设单位提供资料，现有区块非甲烷总烃挥发量为 1693.156t/a。

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站场办公设施及居民区，其污染物主要为 COD 、 BOD_5 、 SS 、 $\text{NH}_3\text{-N}$ 等。

(2)工业污水污染源

工业废水污染源主要为油田采出水、油井热洗废水、油水井作业废水、水井洗井废水，废水污染物为 pH 、 SS 、石油类等。

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，声级值 65~95dB(A)，主要噪声源为区域内转油站、脱水站、注水站、注入站、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，声级值 75-80dB(A)。

4.4.4 固体废物污染源分析

区域排放的固体废弃物主要有生活垃圾、一般废物和危险废物。

场站油气处理系统中产生的含油污泥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，处理后满足《油田含油污泥处置与利用污染控制

要求》（DB23/T 3104-2022）油田含油污泥经处置后泥渣利用污染物控制限值后，用作油田垫井场和通井路。生活垃圾分类收集委托环卫部门处理。生活垃圾主要站场工作人员日常生活中产生的废弃的日常用品等，交由环卫部门处理；一般废物和危险废物主要来自工业生产，均按相关规范处置利用。

5 环境影响预测与评价

5.1 大气环境影响预测与评价

5.1.1 施工期

施工过程中对大气环境的影响主要是施工车辆排放的尾气及管沟开挖、道路敷设、土方堆填、恢复原有地面等过程中产生的粉尘及二次扬尘。

(1) 施工扬尘

施工期管线管沟开挖、回填、开挖土方露天堆放、道路施工等过程都会产生扬尘，如遇干旱无雨季节或者大风，施工扬尘将更为严重。据有关调查显示，施工工地的扬尘主要是由运输车辆的行驶和开挖土方的露天堆放产生，一般情况下，施工场地、施工道路在自然风作用下产生的扬尘所影响的范围在 100m 以内。

根据本项目特点，在施工过程中，加强回填土方堆场的管理，要采取土方表面压实、覆盖等措施；运输车辆进入居民区附近施工场地应低速行驶或限速行驶，减少扬尘产生；施工阶段设置围挡等方式降低施工噪声及扬尘对周边环境的影响。

采取上述措施后，可有效降低施工期过程中产生的扬尘，扬尘浓度能够满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 中无组织排放监控浓度限值要求。本项目施工场地周围 500 米范围内无环境空气敏感点，项目施工结束后及时恢复施工占地的原有地表形态，施工扬尘对沿线敏感目标影响具有一定的时段性，这种影响随着施工期的结束而消失。

(2) 施工车辆尾气

本项目井场、道路等施工机械所在的施工区域较分散，且周边场地开阔，施工单位首先选用运行状况良好的施工机械，且尾气达标排放，施工现场有利于施工机械尾气扩散，在采取了相应的控制措施后，施工机械尾气会对周围产生一定影响，但这种影响将随着施工期的结束而消失。

(3) 焊接烟尘

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

(4) 柴油机烟气及机械尾气

本工程钻井期间用电优先由区域现有电网提供，柴油发电机仅作为备用应急电源。钻井期间柴油发电机定期试机消耗的柴油量较小，柴油发电机废气的排放量较小，且随着钻井工程的结束而消失。项目钻井施工使用合格燃料，并加强施工管理，尽量降低柴油发电机使用频率。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；在采取以上措施后，不会对周围大气环境产生明显影响。

(5)柴油罐呼吸气

在井场配备钢制柴油罐，施工期柴油储罐呼吸废气非甲烷总烃排放量为 0.30t，所在区域为开阔地带，利于废气的扩散，因此对局部地区的环境影响较轻。项目储罐仅在施工期使用，对环境的影响随着施工结束而消失。

5.1.2 运行期

5.1.2.1 评价区域二十年地面气象资料

本项目采用的是大庆气象站（一般气象站，50850）资料，气象站位于黑龙江省大庆市，地理坐标为东经 124.99030°，北纬 46.62080°，海拔高度 152m。大庆气象站距离本项目距离约 12~16km，是距本项目最近的气象站，拥有长期的气象观测资料，以下资料根据近 20 年气象数据统计分析。

(1) 气象站近二十年常规气象统计

气象站近二十年常规气象项目统计表见表 5.1-1。

表 5.1-1 气象站近二十年常规气象项目统计表

统计项目		统计值	极值出现时间	极值
多年平均气温（℃）		5.3	/	/
累年极端最高气温（℃）		35.3	2018-06-02	38.8
累年极端最低气温（℃）		-28.1	2013-01-01	-31.9
多年平均气压（hpa）		995.9	/	/
多年平均相对湿度（%）		60.8	/	/
多年平均降雨量（mm）		501.4	/	/
日照时长（h）		2515.2	/	/
平均风速（m/s）		2.3	/	/
静风频率（%）		5.2	/	/
极大风速（m/s）、相应风向		26.2、NW	2019-07-28	/
灾害天气统计	多年平均雷暴日数	20.8	/	/
	多年平均大风日数	3.5	/	/
	多年平均冰雹日数	0.6	/	/

(2) 气象站风观测数据统计

①月平均风速

大庆气象站（距本项目最近的气象站）月平均风速见下表，04 月平均风速最大（3.7m/s），1 月风最小（2.27m/s）。

表 5.1-2 气象站月平均风速统计（单位： m/s）

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
平均风速	2.27	2.50	3.20	3.70	3.42	2.77	2.69	2.65	2.79	2.59	2.81	2.47

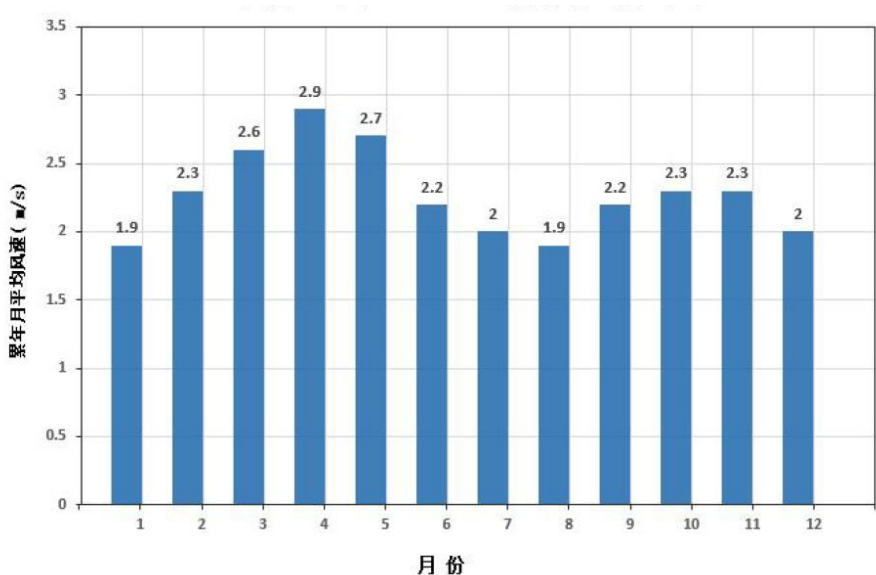


图5.1-1 大庆月平均风速（单位： m/s）

②风向特征

近 20 年资料分析的风向玫瑰图见图 5.1-2，大庆气象站（距本项目最近的气象站）主要风向为 S、SSW、WSW、WNW，占 33.7%，其中以 S 为主风向，占到全年的 9.4%左右。

表 5.1-3 气象站年风向频率统计（单位： %）

风向	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	C
频率	5.9	4.6	3.7	3.8	4	3.5	4	4.9	9.4	8.6	6.1	8.1	7.1	7.6	7.3	6.2	5.2

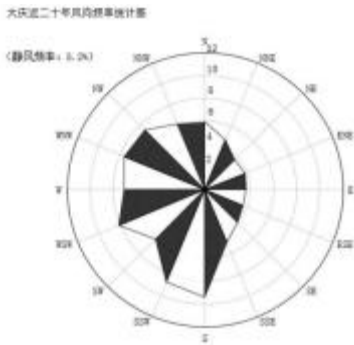


图 5.1-2 风向玫瑰图（静风频率 5.2%）

5.1.2.2 近一年地面气象资料统计

本项目地面观测资料采用气象局提供的 2024 年 1 月至 2024 年 12 月全年风速、风向、干球温度、露点温度、相对湿度、气压观测资料以及观测的总云和低云资料进行统计分析。统计分析结果表明，2024 年评价区域平均温度 6.29℃，平均风速 2.86m/s。

(1) 气象台站的基本信息

气象台站区站号（国家统一编号）50850；
测风距离地面高度 10.5 米；
测温离地面高度 1.5 米；
气象站地面高程（拔海高度）152 米；
气象站类别（一般站）。

(2) 温度统计分析

年评价区域月平均温度统计表见表 5.1-4，2024 年评价区域月平均温度变化图见图 5.1-3。

表 5.1-4 年评价区域月平均温度统计表

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	全年
气温（℃）	-16.1	-10.0	-1.7	10.1	15.6	20.2	25.2	23.3	16.8	7.8	-2.5	-13.2	6.29

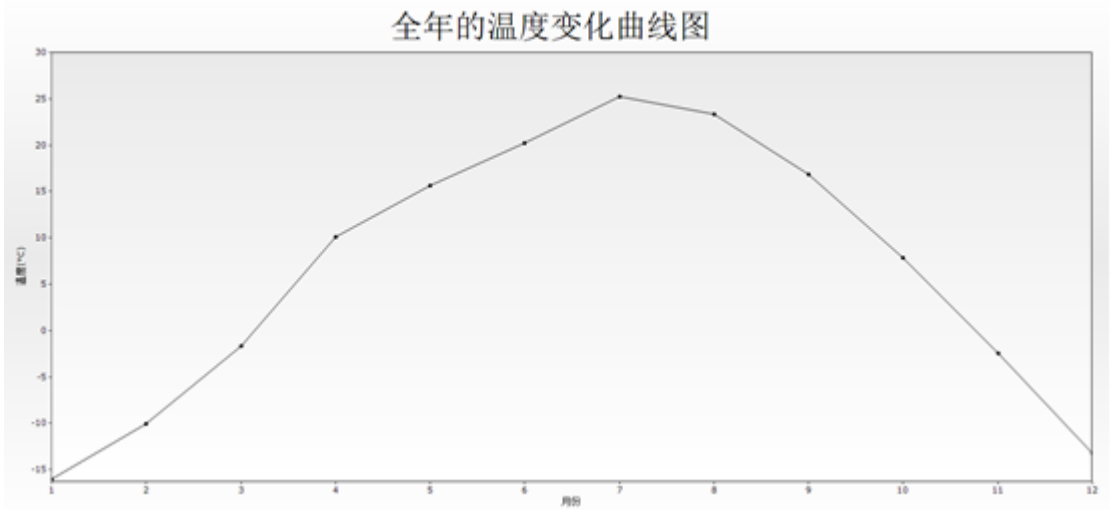


图 5.1-3 2024 年评价区域月平均温度变化图

从表 5.1-4 和图 5.1-3 看出，近 1 年的平均温度为 6.29℃，4-10 月份高于全年平均气温，其它月份小于全年平均值，7 月份平均气温最高为 25.2℃，1 月份温度最低为-16.1℃。

(3) 风速统计分析

2024 年平均风速为 2.86m/s，4 月份平均风速最大为 3.6m/s；12 月份平均风速最小为 2.2m/s。2024 年评价区域月平均风速统计见表 5.1-5，2024 年评价区域月平均风速变化图见图 5.1-4。

表 5.1-5 2024 年评价区域月平均风速统计

月份	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月	全年
风速（m/s）	2.5	2.7	3.1	3.6	3.6	3.0	2.7	2.3	3.0	3.0	2.8	2.2	2.86

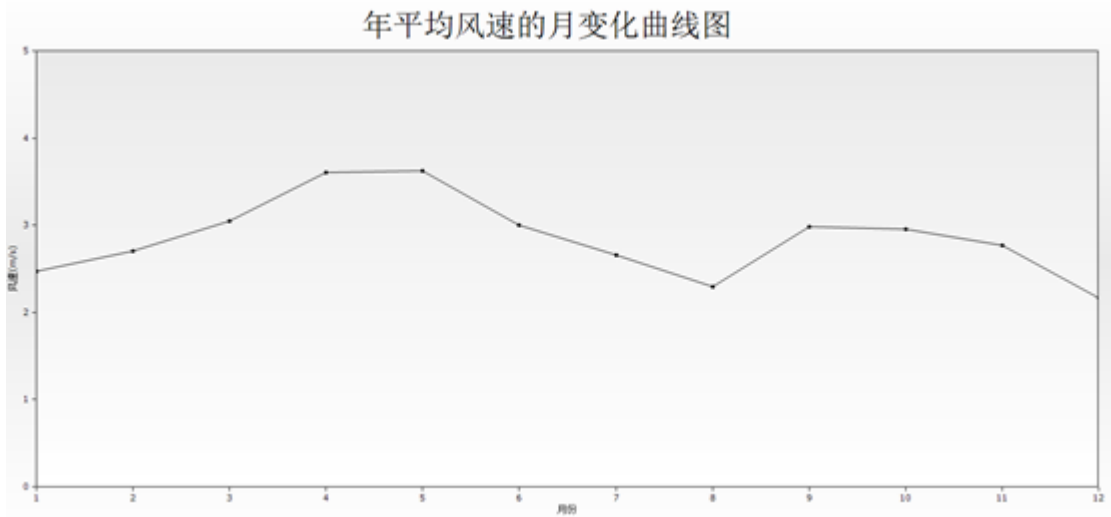


图 5.1-4 2024 年评价区域月平均风速变化图

年评价区域各季小时平均风速的日变化见表 5.1-6。2024 年评价区域各季小时平均风速的日变化见图 5.1-5。

表 5.1-6 2021 年评价区域各季小时平均风速的日变化（单位：m/s）

	1时	2时	3时	4时	5时	6时	7时	8时	9时	10时	11时	12时
春季	2.7	2.6	2.6	2.5	2.7	2.8	3.2	3.8	4.2	4.4	4.6	4.8
夏季	2.0	1.9	2.0	2.0	2.1	2.4	2.7	2.9	3.1	3.3	3.3	3.3
秋季	2.5	2.4	2.5	2.4	2.3	2.4	2.5	2.9	3.4	3.6	3.9	4.0
冬季	2.1	2.2	2.2	2.3	2.2	2.2	2.3	2.3	2.6	3.0	3.1	3.3
	13时	14时	15时	16时	17时	18时	19时	20时	21时	22时	23时	24时
春季	4.8	4.8	4.4	4.2	3.8	3.0	2.7	2.6	2.8	2.8	2.8	2.9
夏季	3.5	3.4	3.4	3.3	3.2	2.9	2.3	2.1	2.1	2.1	2.1	2.0
秋季	4.1	4.1	3.8	3.2	2.6	2.4	2.3	2.4	2.4	2.4	2.5	2.5
冬季	3.4	3.3	3.0	2.5	2.1	2.0	2.0	2.0	2.1	2.1	2.3	2.2

表 5.1-6 给出了风速日变化趋势。由表可知，各季节内，风速较小值一般出现在夜间，风速在下午达到最大，有利于大气污染物的扩散。

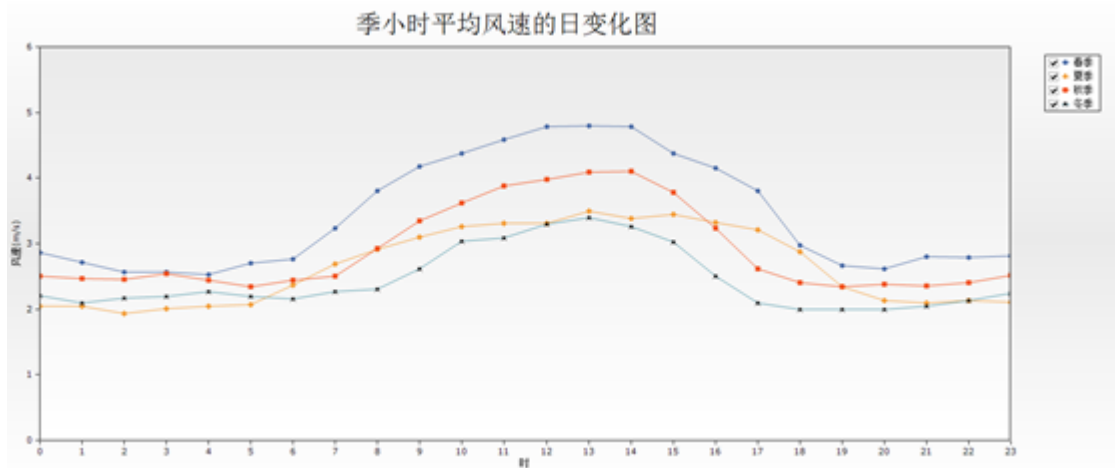


图 5.1-5 年评价区域各季小时平均风速日变化

(4) 风向、风频统计分析

风向、风频统计见图 5.1-8。

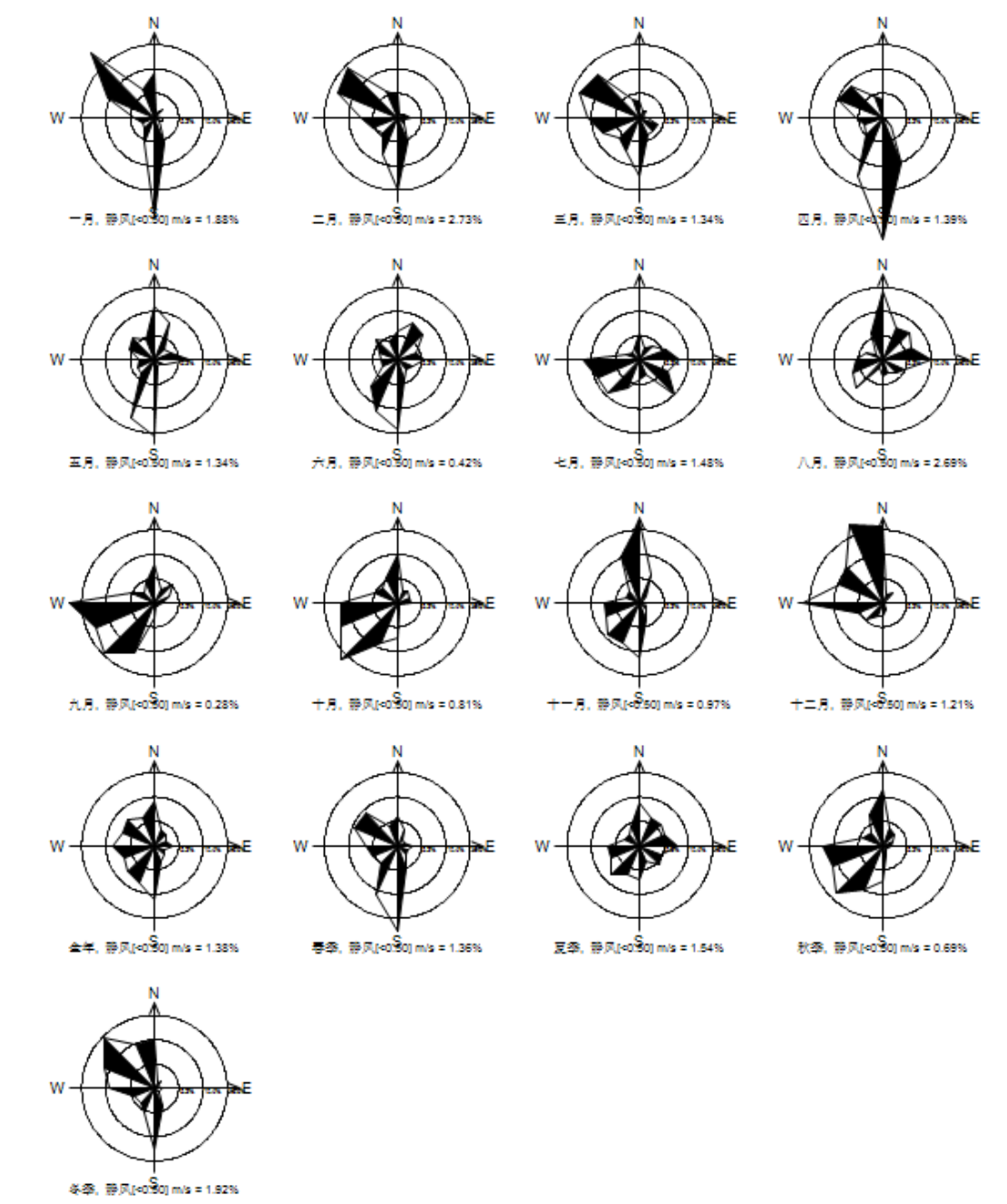


图 5.1-6 2024 年评价区域各季及年均风频玫瑰图

5.1.2.3 污染源调查

(1) 本项目污染源

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新建油井产液集输过程中无组织排放的烃类气体、依托场站现有加热炉产生的燃烧烟气，因依托场站加热炉设备不变，故未对加热炉烟气进行预测。

本工程排放的无组织挥发非甲烷总烃为面源形式排放，油气集输采用密闭流程，可有效控制烃类物质的排放。非甲烷总烃挥发量按《大气挥发性有机物源排放清单编制技

术指南（试行）》中的规定，油田开采为 1.4175g/kg 原油，本项目建成产能 $0.432 \times 10^4 \text{t/a}$ ，则非甲烷总烃挥发量为 6.1236t/a。主要排放位置有油井井场、集输管道阀门、转油站、联合站等位置，其中油井井场占比约 30%。本项目基建 9 口油井，计算出单口油井非甲烷总烃挥发量为 $6.1236 \times 1000 / (365 \times 24) \times 30\% / 9 = 0.0233 \text{kg/h}$ 。

本项目基建 9 口油井，共设置 1 个平台井，8 个单井井场，平台井中油井数量为 2 个，本项目单井、平台井占地及非甲烷总烃排放量见表 5.1-8。

表 5.1-8 本项目平台井面源非甲烷总烃排放量

编号	平台	井号	井别	占地/m ²	长/m	宽/m	排放量 kg/h
1	平台井场	北 3-340-更 E113	油井	1400	40	35	0.0466
2		北 3-341-更 E113	油井				
3	单井井场	北 1-312-更 P22	油井	1200	40	30	0.0233
4		北 2-332-更 E105	油井	1200	40	30	0.0233
5		北 4-5-更丙 65	油井	1200	40	30	0.0233
6		北 2-321-更 E68	油井	1200	40	30	0.0233
7		北 2-2-检更 50	油井	1200	40	30	0.0233
8		北 3-353-更 E87	油井	1200	40	30	0.0233
9		北 3-丁 6-更 54	油井	1200	40	30	0.0233

（2）本项目拟替代的污染源

根据建设单位提供资料和现场调查，项目区域不存在拟替代的污染源。

（3）其他在建项目、已批复环境影响评价文件的拟建项目污染源

根据建设单位提供的项目区建设情况及现场调查本次拟开发的区块大气评价区域目前不存在与评价项目排放污染物有关的其他在建项目、已批复环境影响评价文件的拟建项目。

5.1.2.4 大气污染物排放量核算

由本报告 2.6.1 节可知，经采用《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 A 推荐模型中的 AERSCREEN 模式估算，本项目大气环境影响评价等级为二级。

大气环境影响评价范围为以项目场址为中心区域，厂界外延 5km 的矩形区域。二级评价项目不进行进一步预测与评价，只对污染物排放量进行核算。根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），对污染物排放量进行核算，提出污染源监测计划。由于本工程无新建锅炉，依托场站加热炉均满足相应的负荷状态下运行，且大气污染物总量在原申请总量范围内，故不对加热炉排放的污染物进行核算。本项目大气污染物无组织排放量核算见表 5.1-16。

表 5.1-16 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 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)		年排放量 (t/a)
					标准名称	浓度限值 (mg/m^3)	
1	井场、管 线等	油气 集输	非甲 烷总 烃	油气集输采 用密闭流程	《陆上石油天然气开采工 业大气污染物排放标准》 (GB39728-2020)中相关标 准要求)	4.0	6.1236
无组织排放总计							
无组织排放总计				非甲烷总烃			6.1236

本项目大气污染物新增排放量核算见表 5.1-17。

表 5.1-17 本项目大气污染物新增排放量核算

序号	污染物	年排放量 (t/a)
1	非甲烷总烃	6.1236

5.1.2.5 大气环境保护距离的设置

根据《环境影响评价技术导则大气环境》(HJ2.2-2018)的 8.7.5 条要求“对于项目厂界浓度满足大气污染物厂界浓度限值,但厂界外大气污染物短期贡献浓度超过环境质量浓度限值的,可以自厂界向外设置一定范围的大气环境保护区域,以确保大气环境保护区域外的贡献浓度满足环境质量标准”,根据预测结果,本项目无组织排放的非甲烷总烃厂界浓度值及厂界外短期贡献浓度均满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中标准限值,故无需设置大气环境保护距离。

5.1.3 评价结论

(1) 本项目所在地区为大庆市,为达标区域。新增污染物正常排放下,非甲烷总烃小时值对环境空气保护目标及网格最大浓度点 1 小时平均最大贡献质量浓度的占标率均小于 100%。

(2) 通过预测可知,本项目为二级评价,不进行进一步预测,无需设置大气环境保护区域。

(3) 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,烃类气体的损失量可以控制在合理范围以内,井场及依托的油气处理站排放的非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 5.9 中规定要求,场站排放的非甲烷总烃厂区内满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019)附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求,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。

通过采取上述措施，项目建设对区域环境质量影响不大，环境影响是可接受的，大气环境影响评价自查表见附表 1。

5.1.4 退役期

本项目退役期对大气环境的影响主要是施工产生的扬尘、运输车辆排放的尾气。

(1) 施工扬尘

运输车辆行驶扬尘与车辆行驶速度、风速、路面积尘量和积尘湿度等因素有关。施工场地、施工道路在自然风作用下产生的扬尘所影响的范围在 100m 以内，在退役期施工过程中应采取以下措施：

- 1) 材料运输过程中，进行材料遮盖，防止材料洒落、风刮起的粉尘；
- 2) 运输车辆进入居民区附近施工场地应低速行驶或限速行驶，减少扬尘产生。
- 3) 在施工过程中，施工场地应定时适量洒水，并在大风天加大洒水量及洒水次数，使作业面保持一定的湿度；

采取上述措施后，可有效降低退役期施工过程中产生的扬尘，颗粒物浓度能够满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 中无组织排放监控浓度限值要求。施工扬尘对周边敏感目标影响具有一定的时段性，这种影响随着施工的结束而消失。

(2) 车辆尾气

本项目退役期各类工程及运输车辆排放的尾气会对大气环境造成一定污染，排放主要污染物为 NO_x、CO、HC 等，均属于无组织排放，施工所处地区宽阔，地形简单，污染物在大气中可快速扩散，由于车辆排放的尾气为流动的线源，其污染不集中且扩散能力相对较快，因此对环境的空气的影响不是很大。

5.1.4 大气环境影响评价结论

通过在施工期采用洒水抑尘、车辆采取密闭措施厂界颗粒物浓度可以满足《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）表 2 中无组织排放监控浓度限值；在运行期油田生产过程中采用全密闭工艺流程，烃类气体的损失量可以控制在合理范围以内，井场和依托场站排放的非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中相关标准要求。场站排放的非甲烷总烃厂区内满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求。根据预测分析，井场边界满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m³ 标准限值，项目运行后对周边环境敏感点影响较小。通过采取过程全控制的措施，满足相关标准的

要求。通过预测可知，本项目对大气环境影响较小，无需设置大气环境保护区域。

通过采取上述措施，区域环境质量能够满足《环境空气质量标准》（GB3095-2026）标准要求。本项目大气环境评价等级为二级，环境影响是可接受的，大气环境影响评价自查表见附表 1。

5.2 地表水环境影响评价

项目施工期废水主要是钻井废水、试压废水以及生活污水，污染因子主要为 COD、SS、氨氮、石油类；运营期产生的废水主要为油井作业废水、油井清防蜡废水、油井采出液中分离的含油污水，污染因子主要为石油类。本项目废水均得到妥善处置，不排入外环境。

5.2.1 施工期

项目区域地表水体主要为东二排水干渠、风云泡等。施工期对地表水体可能造成污染的污染源主要是钻井废水、管线试压废水以及生活污水。

项目施工期废水主要为生活污水、钻井废水、管道试压废水。

本项目钻井工程施工期的生活污水和地面工程施工期生活污水排入本项目场站及阀组间内已建生活污水收集设施，定期由罐车拉运至风云污水提升站，经提升后管输至大庆市水务集团城市排水有限公司进行集中处理。钻井废水与相应泥浆、岩屑最终由罐车拉运，依托大庆赛诺科林环保科技有限公司废弃泥浆无害化处理站（一队三厂站）处理。敷设管道时产生的管线试压废水由罐车拉运至北十七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，不会对地表水环境产生影响。

综上，在采取了上述措施后，施工期能够有效防止各类污染物进入附近地表水体造成污染事故，不会周边地表水环境产生影响。

5.2.2 运行期

5.2.2.1 正常工况下地表水环境影响分析

项目运营期不新增生活污水，运营期废水主要为采出水、井下作业废水和洗井污水。采出水随原油一起进入北十七含油污水处理站处理，同时满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排。油井检修作业污水、洗井污水经钢制污油回收槽收集，由罐车回收后送至北十七含油污水处理站处理同时满足《大庆油田

地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排。热洗废水通过热洗管线回收后进集输系统，管输至北十七含油污水处理站处理同时满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排。综上所述，项目废水均处理后回用，不外排，不会对周边水环境产生影响。

根据《环境影响评价技术导则地表水》（HJ2.3-2018）中 8.1.2，水污染影响型为三级 B 评价，主要评价内容包括：水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价，及依托污水处理站的环境可行性评价。

（1）地表水环境保护措施有效性

在油田生产建设及运营过程中，加强管理，同时确保各项污染控制措施及事故应急措施切实落实。

①为避免井场对周边草地和耕地产生影响，对低洼地井场进行填筑，平均填高 0.3m。

②参照以往施工经验，在现有井场边界修建 0.3m 高临时围堰，所有施工活动全部在现有井场内进行，确保施工期井场污染物不会进入周边地表水。

③为避免油田开发过程中污染物随地表径流进入周边地表水体，在生产过程中严格管理，杜绝含油污水及污油的随意排放；生产过程中修井及其它井下作业通过安装防喷器、卸油器、作业污水回收装置、井口溢流控制器等井口及井下装置，防止井喷、泄漏等事故的发生，减少含油污泥的产生量，一旦发生原油落地，全部及时回收。

④集油管线采用无缝钢管，外缠胶带硬质聚氨酯泡沫保温钢管，能有效防止管线泄漏，同时定期对管线检查、维修，确保各部分的使用性能；

⑤在进行油井井下作业时，严格按照要求使用污油污水回收装置、油管清洗污水回收装置及罐车对作业污水进行回收，防止作业产生的污油污水进入周围环境。同时限制作业范围，严格控制在井场占地范围内，完工后，将井场平整清理干净，不得遗留油污；

⑥小队定期巡检，每天有专职人员对井场及管线进行检查，巡检次数至少为 1 次/d，雨季等特殊天气增加巡检次数，若管线泄漏应及时关闭切断阀，同时确保应急工具和设备齐备完好。准备围油栏、吸油毡、消油剂、接油桶等应急物资，以便在发生泄漏事故时对产生的污油污水进行及时回收和处理，避免对周围地表水环境产生大面积污染。

综上所述，正常生产情况下，项目开发建设采取较为完善的环境保护措施，对周围环境不会产生不良影响。

(2) 依托污水处理站的环境可行性

① 污水站处理工艺可行性分析

本项目依托北十七含油污水处理站处理生产废水，采用“二级沉降+压力过滤”污水处理工艺，设计出水水质指标同时满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求。

② 处理规模的可行性分析

北十七含油污水站设计污水处理量为 40000m³/d。目前北十七含油污水处理站处理水量 30000m³/d，负荷为 75%，根据开发水量预测，剩余负荷满足本项目新增采出水处理量需求。因此，从规模上本项目依托可行。

③ 处理工艺达标可行性分析

北十七污水处理站处理后的污水中石油类 1.58~2.07mg/L、悬浮固体 2~3mg/L、粒径中值 1μm，同时满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，处理后污水回注油层，符合《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）中相关要求。

5.2.2.2 非正常工况下地表水环境影响分析

非正常工况下对地表水体构成污染的污染源主要为作业污水及洗井污水地表径流可能携带部分落地油进入水环境。根据前述工程分析可知：

(1) 油井作业过程中使用作业污油污水回收装置、油管清洗污水回收装置对作业污水进行回收。油井作业时泄漏出的污油污水限定在井场范围内，通过带有自吸泵的污油污水回收装置将泄漏出的污油污水回收处理，不进入外环境。

(2) 作业过程中严格限制作业范围，作业范围不超出井场占地范围外，并铺垫防渗布，距离地表水体较近油井井场四周设置临时钢制围堰，作业过程中跑、冒、滴、漏产生的油水不会污染外环境。

(3) 本项目对落地油采取了及时回收措施，回收率 100%，并禁止在雨季进行油井作业，因此，地表径流不会对地表水体产生影响。

综上，非正常工况下，通过上述的相应措施，项目对地表水体不会产生影响。

5.2.3 退役期

退役期生活污水依托周边场站生活污水处理系统进行处理（施工人员如厕去周边场站），不外排。周边场站生活污水由罐车拉运至风云污水提升站，经提升后管输至大庆

市水务集团城市排水有限公司进行集中处理。本项目退役期废水均得到合理有效的处理，不会对区域内地表水体产生不良影响。

5.2.4 地表水环境影响评价结论

本项目的开发建设在正常工况下，采取了较为完善的环境保护措施，对地表水环境不会产生不良影响。在事故状态下，尤其是发生集输管线泄漏的情况下，若发现或处理不及时会对地表水环境产生一定影响。因此，建议企业加强管理，事故发生时及时采取防治措施，避免对周围水体产生影响。

5.3 地下水环境影响预测与评价

5.3.1 正常情况下地下水环境影响分析

5.3.1.1 施工期

(1) 钻井过程对地下水环境影响分析

根据第一采油厂采油工艺研究院钻井设计研究室委托，2023 年 8 月，大庆油田水务工程技术有限公司对本区块拟钻区域的水文地质情况进行了详细调查。根据调查结果可知，区浅部发育有第四系、白垩系明水组含水层，该区主要开采白垩系明水组含水层。白垩系明水组含水层底板深度为 183.0-190m，最深处不超过 190m，含水层底板无天然裂隙、溶洞及人为破损，结构完整。本工程钻井设计表层套管下入深度 208-215m，完全覆盖含水层范围，且套管底部深入含水层底板 10m 以下，实现纵向封闭完全阻隔二开钻井液与含水层接触。

钻井期间为将钻遇含水层时对地下水产生的影响降至最小，本工程一开采用清水加少量膨润土等作为钻井液。一开钻完后下入表层套管，表层套管下至地下含水层底界 10m 以下稳定地质层，然后注入固井水泥，固井水泥从套管环空返至地面，完全封闭地下含水层，根据油田多年运行情况调查，10 年固井优秀率 99.75%、合格率 100%，钻井期间从未因钻井液漏失污染过地下水含水层，有效保证了地下水水质安全。

二开时钻井所穿地层各含水层上下隔离层无窜漏，横向连通性好。二开采用水基钻井液，由于地下含水层已被表层套管和固井水泥环封闭，二开钻井液无法上窜至含水层，不会造成地下水污染。且根据钻井公司多年统计数据，钻井液漏失全部集中于 800 米以下，远深于本区可以利用的白垩系明水组含水层。

因此本项目钻进过程中对地下水可能产生影响的过程集中在一开阶段，一般来说，

工程一开钻进时间为 12h，下表层套管及固井时间为 2d，一开采用清水加少量膨润土作为钻井液，钻井过程中钻穿含水层时间较短，只会使地下水中浊度短时增加，不会对地下水水质造成较大影响。

（2）柴油罐对地下水环境影响分析

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 高密度聚乙烯（HDPE）膜构筑防渗层，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。

（3）材料房对地下水环境影响分析

材料房均进行了有效防渗，防渗要求见报告“8.5.3 分区防控措施”，防渗性能满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中防渗区要求。通过上述措施后，发生渗漏不会对地下水产生大的影响。施工期井场除重点防渗和一般防渗区以外的，井场其他区域应满足简单防渗要求。

（4）管线试压废水对地下水环境影响分析

管线试压废水由罐车拉运至北十七污水站处理达标后回注现役油层。北十七含油污水站处理后的水质满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ 0639-2015）限值，同时满足《碎屑岩油藏注水水质指标计数要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）要求，正常情况下不会对地下水产生影响。

（5）生活污水对地下水环境影响评价

钻井期间生活污水依托周边场站生活污水处理系统进行处理，周边场站生活污水由罐车拉运至风云污水提升站，经提升后管输至大庆市水务集团城市排水有限公司进行集中处理。正常情况下不会对地下水产生影响。

综上所述，项目正常情况下施工期钻井废水、废钻井泥浆、钻井岩屑、废射孔液一起经罐车拉运至大庆赛诺科林环保科技有限公司废弃泥浆无害化处理站（一队三厂站）进行处理，不外排。管线试压废水由罐车拉运至北十七含油污水站处理达标后回注现役油层，不外排。生活污水依托周边施工区域内已建场站，周边场站生活污水由罐车拉运至风云污水提升站，经提升后管输至大庆市水务集团城市排水有限公司进行集中处理。因此，正常情况下施工期不会对地下水产生影响。

5.3.1.2 运行期

运行期废水主要为作业污水、洗井污水、采出液分离的含油污水。采出液分离后的含油污水进入北十七含油污水处理站进行处理，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推荐指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求，回注地下油层。井下作业废水、洗井污水由罐车拉运至北十七含油污水处理站进行处理，处理达标回注地下油层。

运营期正常生产状态下对地下水产生影响的可能较小，只有在泄漏状态下，尤其在集输管线或者套管破损泄漏情景下，油气窜入含水层时，才有可能污染地下潜水、承压水，但这种情况发生的可能性极小。但由于地下水层自净能力很差，几乎不存在自然降解，石油类污染物一旦进入地下水，在污染范围内会影响地下水水质。

5.3.1.3 退役期

建设项目进入闭井期，油、水井退役后采用全段封井工艺进行封井处理，阻止各层段之间的井内窜流，达到保护含水层的目的，可有效阻隔油层中含油地下水与上部其他含水层之间的水力联系，井区内的潜水含水层和承压含水层均不再受石油开采的影响。

5.3.2 非正常状况下对地下水环境影响分析

油田开发生产过程中，非正常状况下，具有污染环境的潜在因素，包括井漏、原油泄漏等，可能对地下水环境产生不利影响。具体分析如下：

（1）运营期间，可能因管道老化、腐蚀穿孔引起原油、含油污水泄漏，多发生在投产若干年后，一旦管道泄漏会有原油、含油污水溢出，对环境造成污染，但发生管线泄漏时因管道的压力变化较易发现，及时采取必要的处理措施后，使造成的污染可控制在局部地区，不会造成大面积的区域性污染。管道泄漏原油、含油污水首先进入土壤，经过土壤下渗到达潜水层，会对土壤、潜水产生影响；承压水含水层上有隔水层阻隔，管道泄漏一般不会对承压水造成影响。

（2）如果钻井时固井质量不高，密封不严，可使原油水由井下深层上升进入含水层而污染地下水。这些井孔不仅是下部原油上升污染地下水的通道，同时也可成为地表污水进入地下水层的通道，使污染物随地下径流扩散迁移，造成地下水的污染而长期无法补救和恢复。随着油田的开发时间的逐渐后移，运行了一段时间的油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。

5.3.2.1 预测情景及参数

（1）预测情景

运营期间，本工程集油管道埋深为 1.5m，采出井集输管道发生破裂时，对区域内潜

水的影响较大，影响承压水的可能性较小。集输管线一旦发生泄漏，管道压力监控就会出现异常，工作人员可及时发现，发现后采取关闭机泵等措施进行控制，故考虑预测模式为瞬时渗漏。

项目采出井采取双层套管，套管破裂对潜水产生影响的可能性较小，对承压水产生影响的可能性较大，一般采出井套管破损很难发现，故考虑预测模式为持续泄漏。

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
1	集输管线腐蚀造成的含油物质渗漏	潜水	瞬时泄漏
2	采出井套损造成的含油物质泄漏	承压水	持续泄漏

（2）预测范围

预测范围与调查评价范围一致。

（3）预测时段

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），地下水环境影响预测时段应选取可能产生地下水污染的关键时段，至少包括污染发生后 100d、1000d，服务年限或能反映特征因子迁移规律的其他重要的时间节点。结合本项目特点，污染发生后 100d、1000d、3650d，服务年限或能反映特征因子迁移规律的其它重点时间节点，对非正常状况的情景分别进行预测。

（4）预测因子

石油类。

5.3.2.2 预测分析

1、集输管线腐蚀造成的含油物质渗漏

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 E 规定，本评价集油管道泄漏按“泄漏孔径为管径的 10%”和“全管径泄漏”两种情况进行预测。

（1）泄漏孔径为管径的 10%

1）预测层位

潜水层。

2）泄漏源强

本工程原油集输管道发生破裂时，主要影响区域潜水层位，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。

$$Q_L = C_d A \rho \sqrt{\frac{2(P - P_0)}{\rho}}$$

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，0.000022m²；

P：套管内液体压力，1.0MPa；

P₀：环境压力，Pa，主要是含水层压力，根据压力定义 P=ρgh 计算；

ρ：泄漏液体密度，870kg/m³。

选取管径最大段预测，规格为 Φ60×4mm，泄漏孔径按管内径的 10%计算得液体泄漏速率为 0.65kg/s，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 32.2kg/d。由于小孔径泄漏不易被发现，所以按持续泄漏预测。

3) 预测因子

预测因子选取特征污染物石油类。

4) 预测模型

预测模型选择《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）推荐的地下水溶质运移解析法中的一维稳定流动二维弥散点源模型进行预测。由于套管泄漏不易被发现，因此按连续点源计算。

$$C(x, y, t) = \frac{m_t}{4\pi M n \sqrt{D_L D_T}} e^{\frac{xu}{2D_L} \left[2K_0(\beta) - W\left(\frac{u^2 t}{4D_L} \beta\right) \right]} \quad \beta = \sqrt{\frac{u^2 x^2}{4D_L^2} + \frac{u^2 y^2}{4D_L D_T}}$$

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 处的浓度，g/L；

M—含水层的厚度，m；

m_t—单位时间注入的质量，kg/d；

u—水流速度，m/d；

n—有效孔隙度；

D_L—纵向弥散系数，m²/d；

D_T —横向 y 方向的弥散系数， m^2/d 。

4) 参数选取

根据《萨尔图油田南一区中块高台子加密调整产能建设工程环评水文地质调查》，评价区内潜水含水层地下水流速为 $0.017m/d$ ，含水层厚度取 $6m$ ，有效孔隙度为 34.4% ；纵向弥散系数 $0.05m^2/d$ ，横向弥散系数 $0.01m^2/d$ 。

5) 预测结果

集油管道泄漏 100d、1000d、3650d 对地下水的影响预测结果见下图及下表。

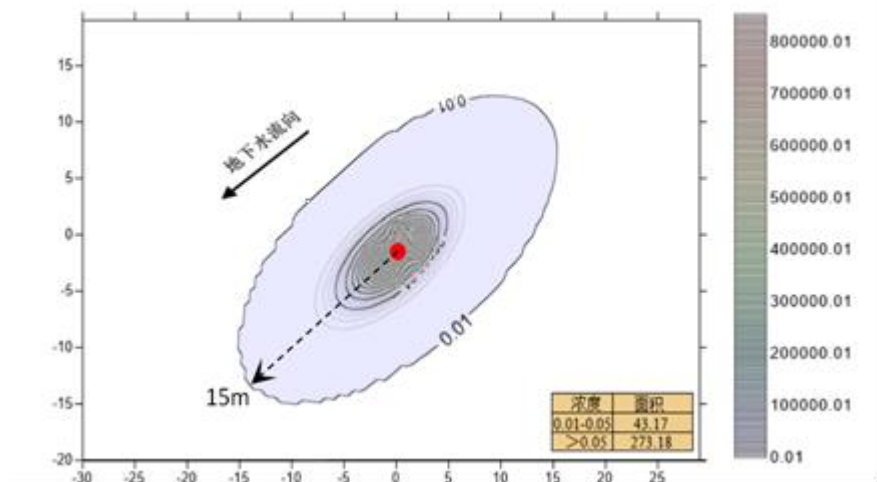


图 5.3-1 集油管道泄漏 100d 地下水中石油类浓度等值线分布图

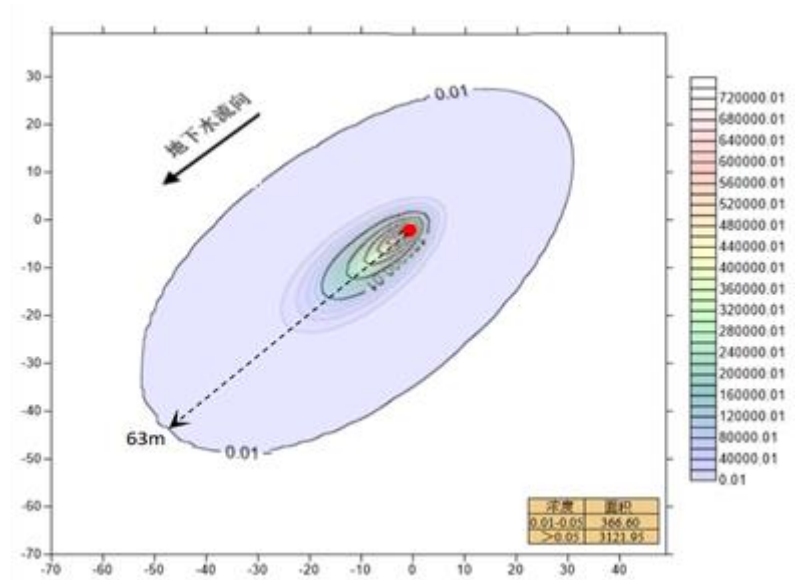


图 5.3-2 集油管道泄漏 1000d 地下水中石油类浓度等值线分布图

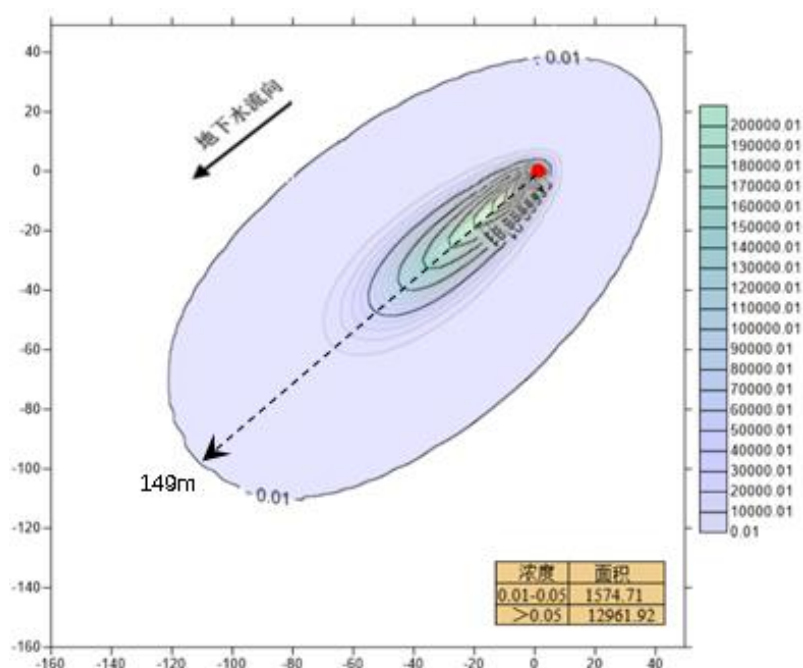


图 5.3-3 集油管道泄漏 3650d 地下水中石油类浓度等值线分布图

表 5.3-2 项目对地下水影响预测结果表

预测因子	预测时间	预测结果			
		超标距离 (m)	超标面积 (m ²)	影响距离 (m)	影响面积 (m ²)
石油类	100d	15	273.18	15	316.355
	1000d	62	3121.945	63	3488.54
	3650d	148	12961.92	149	14536.63

从预测结果可以看出，预测时间为 100d 时，随着时间、距离增加，石油类下游超标距离最远为 15m，超标面积为 273.18m²；预测时间为 1000d 时，随着时间、距离增加，石油类下游超标距离最远为 62m，超标面积为 3121.945m²，其余范围浓度值均能够满足《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）中Ⅱ类标准≤0.05mg/L；预测时间为 3650d 时，随着时间、距离增加，石油类在地下水中迁移，下游影响距离最远为 148m，影响面积为 12961.92m²。项目所在区块下游 3km 内无地下水饮用水井，集输管线腐蚀造成的含油物质渗漏 100d、1000d、3650d 时石油类浓度不会对地下水饮用水井井产生影响。

（2）全管径泄漏

1）预测层位

潜水层。

2）预测源强

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。选取存液量最大的管段，为平台井（北 3-340-更 E113、北 3-341-更 E113）集输管线。本项目油井进行数字化建设，管线泄露可在 30min 内发现并关闭截断阀，泄漏源强以为平台井（北 3-340-更 E113、北 3-341-更 E113）产油量最大为 3.7t/d，截断阀关闭前，即 30min 最大原油泄漏量 5.14kg。截断阀关闭后，管段液量按全部泄露考虑，截断阀关闭前后泄露原油总量 5.14kg。

3) 水文地质参数的确定

根据本地区的水文地质条件，参考《三厂萨北油田更新井钻井工程环评水文地质调查报告》相关内容，评价区内潜水含水层的渗透系数为 12m/d，水力坡度为 0.0005（选取等水位线图调查区域内水力坡度最大值），潜水含水层有效孔隙度 n_e 为 34.4%，则介质运移速度为 0.017m/d。弥散系数依据经验数值可得，区域地下水纵向弥散系数 0.05m²/d，横向弥散系数 0.01m²/d。化学反应常数为 0。含水层厚度 6m。

4) 预测模型

集输管线腐蚀造成的含油物质渗漏对地下水流场没有明显的影响，项目区内含水层的基本参数（渗透系数、有效孔隙度）不会发生变化。因此采用解析模型预测污染物在含水层中的扩散预测。根据污染源的具体情况，泄漏持续时间较短，排放形式及排放规律将污染源概化为点源、瞬时排放。

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中预测方法可知，建设项目地下水环境影响预测方法包括数学模型法和类比分析法，其中，数学模型法包括数值法、解析法等方法，结合项目区域内地下水水文地质资料、含水层基本参数可知，集输管线腐蚀造成的含油物质渗漏符合使用解析模型预测污染物在含水层中的扩散条件，因此选用地下水溶质运移解析法模型进行预测，用解析解对照数值解法进行检验和比较，并用解析法拟合观测资料以求得水动力弥散系数。

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，瞬时注入示踪剂-平面瞬时点源预测模型进行预测。具体如下：

$$C(x, y, t) = \frac{m_M / M}{4\pi n t \sqrt{D_L D_T}} e^{-\left[\frac{(x-ut)^2}{4D_L t} + \frac{y^2}{4D_T t} \right]}$$

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 处的浓度，g/L；

M—含水层的厚度，m；

m_M —瞬时注入的质量，kg；

u—介质运移速度，m/d；

n—有效孔隙度；

D_L —纵向弥散系数， m^2/d ；

D_T —横向 y 方向的弥散系数， m^2/d 。

5) 执行标准

本项目石油类执行标准为《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）中Ⅱ类（0.05mg/L）。

6) 预测结果

预测时间为 100d、1000d、3650d 时污染物的浓度变化规律及最大迁移距离，详见下图及下表。

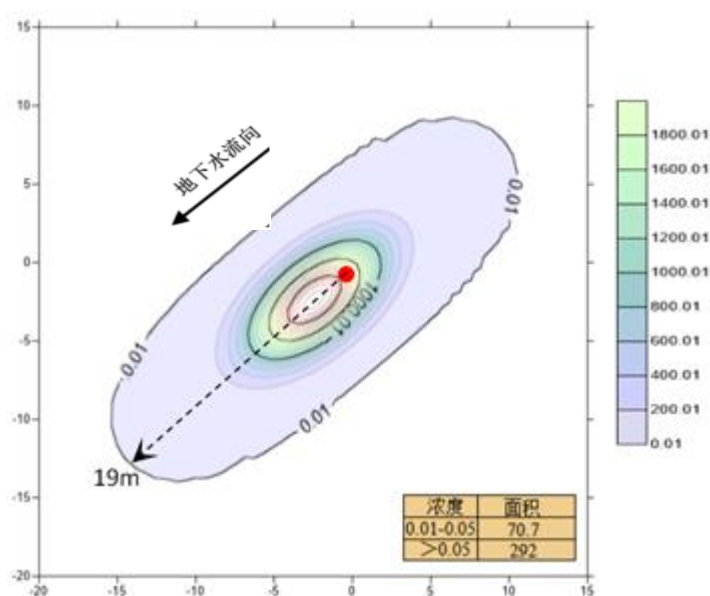


图 5.3-4 全管径泄漏造成的含油物质渗漏污染物浓度等值线图（100d）

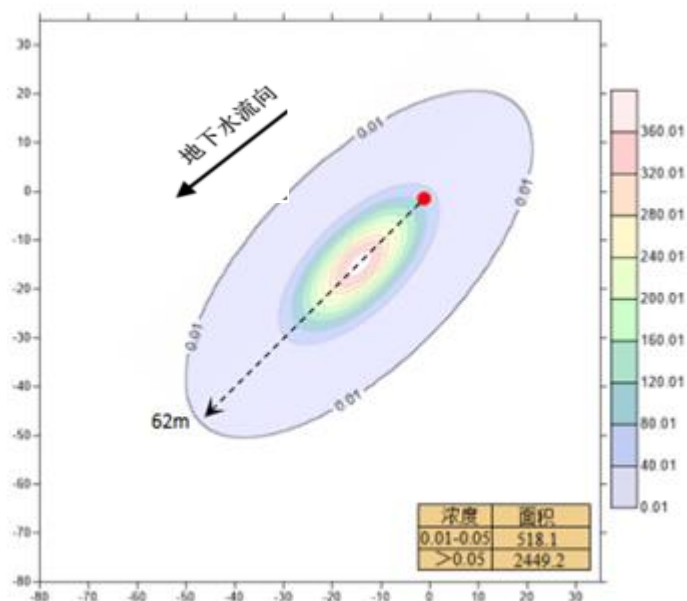


图 5.3-5 全管径泄漏造成的含油物质渗漏污染物浓度等值线图（1000d）

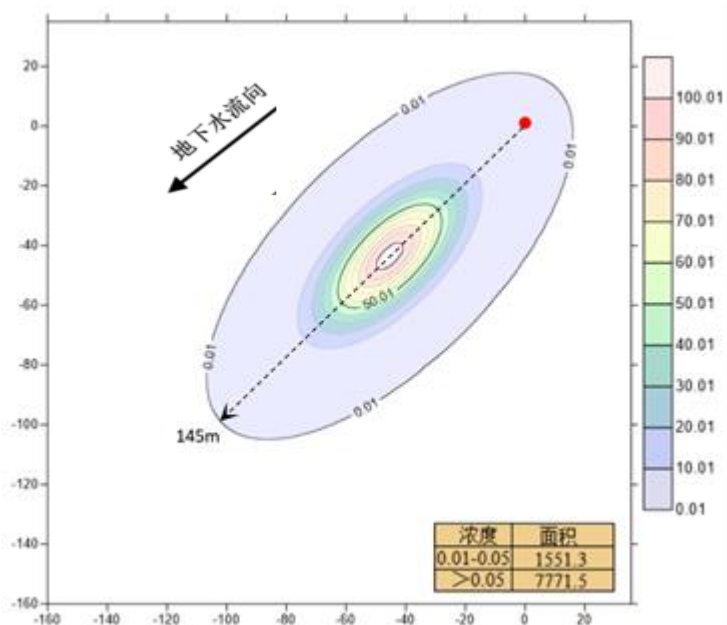


图 5.3-6 全管径泄漏造成的含油物质渗漏污染物浓度等值线图（3650d）

表 5.3-3 项目对地下水影响预测结果一览表

预测因子	预测时间	预测结果			
		超标距离（m）	超标面积（m ² ）	影响距离（m）	影响面积（m ² ）
石油类	100d	18	292.0	19	362.7
	1000d	59	2449.2	62	2967.3
	3650d	137	7771.5	145	9325.8

预测时间为 100d 时，随着时间、距离增加，石油类下游超标距离最远为 18m，超

标面积为 292.0m²；预测时间为 1000d 时，随着时间、距离增加，石油类下游超标距离最远为 59m，超标面积为 2449.2m²，其余范围浓度值均能够满足《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）中Ⅱ类标准≤0.05mg/L；预测时间为 3650d 时，随着时间、距离增加，石油类在地下水中迁移，下游影响距离最远为 137m，影响面积为 7771.5m²。项目所在区块下游 3km 内无地下水饮用水井，集输管线腐蚀造成的含油物质渗漏 100d、1000d、3650d 时石油类浓度不会对地下水饮用水井产生影响。

2、采出井套损造成的含油物质泄漏

（1）预测层位

承压含水层。

（2）预测源强

根据《陆地石油天然气开发建设项目技术导则》（HJ349-2023）中相关内容，本工程选取产油量最大的北 1-312-更 P22 井套管破裂泄露情况，确定源强。根据建设单位提供资料，北 1-312-更 P22 井最大产油量为 2.9t/d，套管压力为 1.6MPa；根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中附录 F 中 F1.1 液体泄漏计算公式（见下公式），计算得液体泄漏速率为 0.22kg/s，泄露原油量即为 0.04kg/s（采出液含水率 97.2%）。

$$Q_L = C_d A \rho \sqrt{\frac{2(P - P_0)}{\rho} + 2gh}$$

式中：

Q_L ——液体泄漏速率，kg/s；

C_d ——液体泄漏系数，按圆形取 0.65；

A ——裂口面积，取 0.00015m²

ρ ——泄漏液体密度，取 856kg/m³；

P ——容器内介质压力，1600000Pa；

P_0 ——环境压力，1597400Pa，由油井埋深、地面高程和水位确定；

g ——重力加速度，9.81m/s²；

h ——裂口之上液位高度，取 65m。

（3）水文地质参数的确定

根据本地区的水文地质条件，参考《三厂萨北油田更新井钻井工程环评水文地质调查报告》，评价区内承压水含水层的渗透系数为 25m/d，水力坡度为 0.0006，承压水含水层有效孔隙度 n_e 为 42%，则介质运移速度为 0.036m/d。承压水含水层弥散系数依据经验数值可得，区域地下水纵向弥散系数 1.0m²/d，横向弥散系数 0.2m²/d，化学反应常数为 0。含水层厚度 12m。

(4) 预测模型

采出井套损造成的含油物质泄漏对地下水水流场没有明显的影响，项目区内含水层的基本参数（渗透系数、有效孔隙度）不会发生变化。因此采用解析模型预测污染物在含水层中的扩散预测。根据污染源的具体情况，泄漏持续时间较长，排放形式及排放规律将污染源概化为点源、持续排放。

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中预测方法可知，建设项目地下水环境影响预测方法包括数学模型法和类比分析法，其中，数学模型法包括数值法、解析法等方法，结合项目区域内地下水水文地质资料、含水层基本参数可知，采出井套损造成的含油物质泄漏符合使用解析模型预测污染物在含水层中的扩散条件，因此选用地下水溶质运移解析法模型进行预测，用解析解对照数值解法进行检验和比较，并用解析法拟合观测资料以求得水动力弥散系数。

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-平面连续点源预测模型进行预测。具体如下：

$$C(x, y, t) = \frac{m_i}{4\pi M n \sqrt{D_L D_T}} e^{\frac{ux}{2D_L}} \left[2K_0(\beta) - W\left(\frac{u^2 t}{4D_L}, \beta\right) \right]$$

$$\beta = \sqrt{\frac{u^2 x^2}{4D_L^2} + \frac{u^2 y^2}{4D_L D_T}}$$

式中： x, y —计算点处的位置坐标；

t —时间，d；

$C(x, y)$ — t 时刻点 x, y 处的示踪剂质量浓度，g/L；

M —含水层厚度，m；

m_i —单位时间注入的示踪剂质量，kg/d；

u —介质运移速度，m/d；

n_e —有效孔隙度；

D_L —纵向弥散系数， m^2/d ；

D_T —横向 y 方向的弥散系数 m^2/d ；

$K_0(\beta)$ —第二类零阶修正贝塞尔函数；

$W(\frac{u^2 t}{4D_L}, \beta)$ ——第一类越流系统井函数。

（5）执行标准

本项目石油类执行标准为《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）中Ⅱ类（0.05mg/L）。

（6）预测结果

预测时间为 100d、1000d、3650d 时污染物的浓度变化规律及最大迁移距离，详见下图及下表。

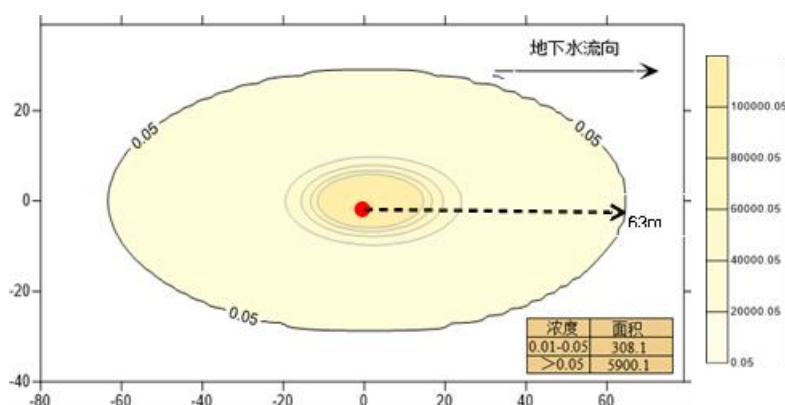


图 5.3-7 采出井套损造成的含油物质泄漏污染物浓度等值线图（100d）

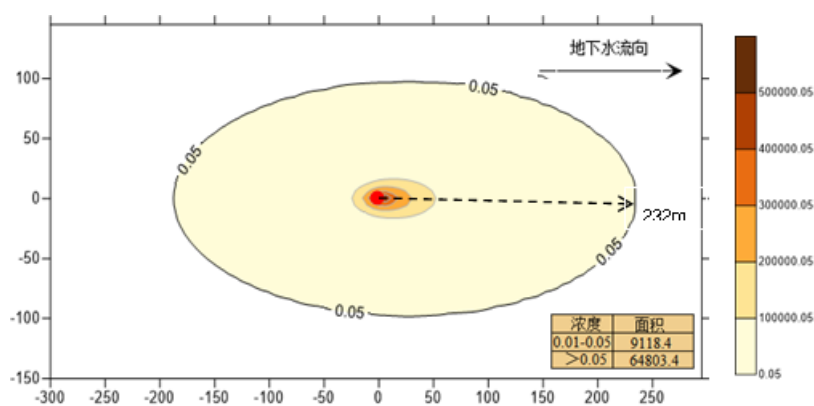


图 5.3-8 采出井套损造成的含油物质泄漏污染物浓度等值线图（1000d）

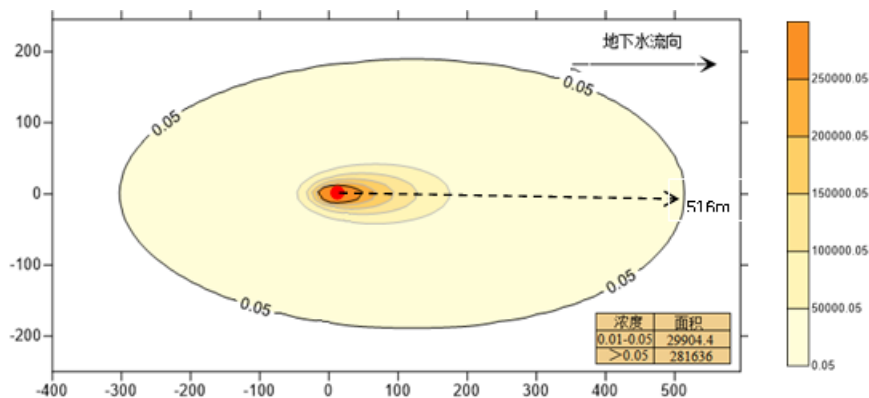


图 5.3-9 采出井套损造成的含油物质泄漏污染物浓度等值线图（3650d）

表 5.3-4 项目对地下水影响预测结果一览表

预测因子	预测时间	预测结果			
		超标距离（m）	超标面积（m ² ）	影响距离（m）	影响面积（m ² ）
石油类	100d	63	5900.1	64	6208.2
	1000d	232	64803.4	238	73921.8
	3650d	512	281636	516	311540.4

预测时间为 100d 时，随着时间、距离增加，石油类下游超标距离最远为 63m，超标面积为 5900m²；预测时间为 1000d 时，随着时间、距离增加，石油类下游超标距离最远为 232m，超标面积为 64803m²；预测时间为 3650d 时，随着时间、距离增加，石油类下游超标距离最远为 512m，超标面积为 281636m²，其余范围浓度值均能够满足《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）中Ⅱ类标准≤0.05mg/L。

项目所在区块下游 1.5km 范围内无地下水饮用水井，采出井套损造成的含油物质泄漏 100d、1000d、3650d 时石油类浓度不会对周围地下水井产生影响。

5.3.3 地下水环境影响评价结论

本项目正常工况下不会对地下水环境产生影响。事故状况下，根据上述对油井套管破损、管线泄漏两种情况对地下水的预测，由于地下水层自净能力有限，几乎不存在自然降解，进入地下水的石油类污染物在污染范围内会对地下水水质产生影响。但本区块周边均饮用地表水源自来水，无地下水敏感区分布，项目事故状态下对地下水的影响不大。

5.4 声环境影响预测与评价

5.4.1 施工期

项目施工期噪声主要来源于钻井工程及地面工程时期施工机械噪声和运输车辆噪声。

(1) 钻井工程

钻井井场占地 4200m²，长 70m，宽 60m，结合《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）中推荐的室外声源模式：户外声传播衰减包括几何发散（A_{div}）、大气吸收（A_{atm}）、地面效应（A_{gr}）、障碍物屏蔽（A_{bar}）、其他多方面效应（A_{misc}）引起的衰减。

在环境影响评价中，应根据声源声功率级或参考位置处的声压级、户外声传播衰减，计算预测点的声级，户外噪声计算公式为：

$$L_p(r)=L_w+D_C-(A_{div}+A_{atm}+A_{gr}+A_{bar}+A_{misc})$$

式中：

L_p(r)—预测点处声压级，dB；

L_w—由点声源产生的声功率级（A 计权或倍频带），dB；

D_C—指向性校正，它描述点声源的等效连续声压级与产生声功率级 L_w 的全向点声源在规定方向的声级的偏差程度，dB；

A_{div}—几何发散引起的衰减，dB；

A_{atm}—大气吸收引起的衰减，dB；

A_{gr}—地面效应引起的衰减，dB；

A_{bar}—障碍物屏蔽引起的衰减，dB；

钻井时期噪声源强调查清单（室外声源）见表 5.4-1，钻井工程噪声贡献值预测图见图 5.4-1。

表 5.4-1 钻井时期噪声源强调查清单

序号	声源名称	空间相对位置/m			声源源强/ dB(A)	声源控制措施	运行时段
		X	Y	Z			
1	柴油发电机	40	65	1	95	基础减震、建筑隔声、选用低噪声设备	连续、稳定、昼夜运行
2	钻机	50	50	1	95	泵类安装减震基础、选用低噪声设	
3	泥浆泵	70	35	1	85		
4	钻井泵	60	35	1	85		

5	振动筛	50	35	1	95		
6	搅拌机	40	35	1	90		

距离本项目钻井井场 200m 范围内无敏感目标。钻井施工期场界噪声贡献值预测结果见表 5.4-2。

表 5.4-2 钻井施工场界噪声贡献值预测结果表 单位：dB(A)

预测位置	昼间噪声				夜间噪声			
	东厂界	南厂界	西厂界	北厂界	东厂界	南厂界	西厂界	北厂界
平台井	54	42	55	38	54	42	55	38

- 为了更好的保护区域声环境，本项目钻井施工期采取以下措施：
- ①钻机等发声设备尽可能选用低噪声设备；
 - ②对噪声值较高的设备，根据其产生噪声的特性，采用相应的减振、隔声等降噪措施，如柴油发电机安装在发电机房内；
 - ③注意对设备的维护保养，保证设备保持在最佳运营状态，降低噪声源强度。

在采取了上述降噪措施后，钻井工程井场场界噪声贡献值可以满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025），本项目 200m 范围内无敏感目标，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。

（3）地面工程施工

本工程地面施工期主要噪声源包括挖掘机、推土机、压路机、电焊机、运输车辆等设备噪声及运输车辆的交通噪声。将各种施工机械等近似为点声源，采用最大噪声值，仅考虑距离衰减进行计算，可得到施工期各种机械等在不同距离处的噪声贡献值，采用无指向性点声源几何发散衰减的基本公式。

无指向性点声源几何发散衰减的基本公式：

$$L_P(r) = L_P(r_0) - 20 \lg(r/r_0)$$

- 式中：L_P(r) ——预测点处声压级，dB；
- L_P(r₀) ——参考位置 r₀ 处的声压级，dB；
- r ——预测点距声源的距离；
- r₀ ——参考位置距声源的距离。

施工机械噪声衰减结果见表 5.4-5。

表 5.4-5 施工期施工机械噪声统计表 单位：dB(A)

机械名称	离施工点距离不同处的噪声值					
	10m	20m	50 m	100 m	200 m	300 m
挖掘机	76	66.5	56.9	50.4	44.2	40.6
推土机	74	64.5	55	48.4	42.2	38.6

压路机	76	66.5	56.9	50.4	44.2	40.6
吊管机	67	57.5	48	41.4	35.2	31.6
电焊机	44	34.5	25	18.4	12	8.6
运输车辆	76	66.5	56.9	50.4	44.2	40.6

本项目地面工程道路施工、管线工程等仅在昼间进行施工，夜间不施工，管线和道路施工场地最近保护目标为7#平台井场东侧80m的八一小区。施工机械噪声经过距离衰减后对村屯声环境贡献值不大，地面工程施工期拟采取以下措施：

①降低设备噪声。选用低噪声设备，注意对设备的维护和保养，合理操作，保证施工机械保持在最佳状态，降低噪声源强度。

②合理安排施工进度，减少施工时间，不在夜间施工，调整同时作业的施工机械数量，降低对周围环境的影响。

③合理布置施工现场，尽量将高噪声机械布置远离环境敏感点一侧，同时，避免在同一地点安排较多的动力机械。

④施工期运输车辆的运行路线应远离周围的村屯，合理选择路线进行绕行、避让措施，临近村屯应减少汽车鸣笛的次数，减速慢行，减少车辆噪声对居民区的不利影响。

⑤距离村庄较近区域进行地面管线施工时采用人工开挖，减少机械设备噪声影响。

在采取了上述措施后，地面工程井场和管线施工场界噪声可以满足《建筑施工噪声排放标准》(GB12523-2011)标准要求。施工噪声对周围环境的影响较小，且施工期噪声对环境的影响是暂时性的，随着施工结束，其影响也随之消失。

5.4.2 运行期

(1) 声源源强

本项目运行期正常工况下主要噪声源为采油井场。噪声源强主要为井场抽油机，为机械噪声，类比现有工程，噪声源强度65~80dB(A)，运营期通过采用基础减振，选用低噪声设备、加强抽油机设备的保养等措施以减少噪声排放对周围环境的影响，采取降噪措施后按中间值70dB(A)进行源强核算，主要声源强度见表5.4-6。

表 5.4-6 本项目运行期主要声源强度统计

序号	噪声源	发声源	噪声源强度 dB(A)	本次源强
1	采油井	抽油机	65~80	70dB(A)

(2) 环境数据

通过资料收集，影响声波传播的各类参数见表5.4-7。

表 5.4-7 影响声波传播的各类参数统计

序号	参数	取值

1	年平均风速和主导风向	3.7m/s ， 西北风
2	项目区域年平均气温	3.3℃
3	年平均相对湿度	63%
4	大气压强	101325Pa
5	声源和预测点间的地形、高差	平原， 1.2m
6	声源和预测点间障碍物（如建筑物、围墙等）的几何参数	无
7	声源和预测点间树林、灌木等的分布情况以及地面覆盖情况	耕地

（3）影响分析

油田运行期所产生的噪声污染贯穿油田生产的全过程，具有点多、分散的特点，其影响程度视油田生产中的设备发声强度和周围环境的功能要求而定。本项目主要噪声源为油井井场。距离本项目油井最近的敏感点为北 2-2-检更 50 井场南侧 600m 的拥军小区。

采用《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）中推荐的户外声源模式，户外声传播衰减包括几何发散（ A_{div} ）、大气吸收（ A_{atm} ）、地面效应（ A_{gr} ）、障碍物屏蔽（ A_{bar} ）、其他多方面效应（ A_{misc} ）引起的衰减。根据现场实际情况，本次计算只考虑几何发散（ A_{div} ）、大气吸收（ A_{atm} ）、地面效应（ A_{gr} ）三种情况。

$$L_p(r) = L_w + D_C - (A_{div} + A_{atm} + A_{gr} + A_{bar} + A_{misc})$$

$$A_{div} = 20 \lg(r/r_0)$$

$$A_{atm} = \alpha (r - r_0) / 1000$$

$$A_{gr} = 4.8 - (2h_m/r) [17 + (300/r)]$$

式中：

$L_p(r)$ ——预测点处声压级，dB；

L_w ——由点声源产生的声功率级（A 计权或倍频带），dB；

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 80%，温度 15℃时的值；

r 、 r_0 ——声源至预测点和测量点的距离。

井场厂界噪声贡献值预测结果见表 5.4-8，声环境保护目标噪声预测结果与达标分

析表见表 5.4-9，运营井场噪声预测图见图 5.4-3。

表 5.4-8 运营期井场厂界噪声贡献值预测结果 单位：dB(A)

预测位置	昼间噪声				夜间噪声			
	东厂界	南厂界	西厂界	北厂界	东厂界	南厂界	西厂界	北厂界
平台井	40	39	42	37	40	39	42	37

根据项目特点，由预测结果可知，井厂界噪声贡献值均能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准的要求。且井场 200m 范围内无敏感目标，油井正常运行对区域声环境影响较小。

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 5.4-11。

表 5.4-11 退役期施工机械噪声统计表 单位：dB(A)

机械名称	离施工点距离不同处的噪声值					
	10m	20m	50 m	100 m	200 m	300 m
挖掘机	76	66.5	56.9	50.4	44.2	40.6
推土机	74	64.5	55	48.4	42.2	38.6
吊装机	67	57.5	48	41.4	35.2	31.6
运输车辆	76	66.5	56.9	50.4	44.2	40.6

本项目退役期仅在昼间施工，由上表可以看出，主要施工机械在 20m 以外均能够满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）中昼间限值不超过 70dB（A）的要求。本项目施工场地 200m 范围内无敏感目标，项目退役期产生噪声对其影响较小，且噪声对环境的影响是暂时性的，随着施工结束，其影响也随之消失。

5.5 固体废物环境影响分析

5.5.1 施工期

（1）固体废物影响分析

本工程主要包括井场、地面工程和集输管道的建设，施工期固体废物主要为废钻井液、钻井岩屑、废射孔液、非含油防渗布、废包装物、施工废料、清管废渣以及施工人员生活垃圾。

①施工废料

本项目施工废料主要为焊接施工中产生废焊条和管道接口防腐施工过程中产生的废防腐材料。管道施工废料产生量以 200kg/km 管道计，本项目管道建设总长度 2.88km，

因此，施工废料产生量约为 0.9t。根据《关于发布〈固体废物分类与代码目录〉的公告》（2024 年第 4 号），其代码为 900-099-S59 其他工业生产过程中产生的固体废物。施工废料拉运至第一采油厂工业固废填埋场处理。

②生活垃圾

本项目施工人员共 10 人，施工天数 30 天，每人每天产生生活垃圾 0.5kg，则生活垃圾产生量为 0.15t，生活垃圾统一收集后运至大庆城控电力有限公司处理。

③废射孔液

根据地面工程方案要求，本工程新钻 17 口井需进行射孔作业，作业过程中将产生废射孔液，根据大庆油田多年统计数据，废射孔液产生量约 40m³/井，本工程共计产生废射孔液 680m³，主要成分为水及无机盐类，根据《关于发布〈固体废物分类与代码目录〉的公告》（2024 年第 4 号），其代码为 071-002-S12 废弃石油钻井液，油田的勘探和开发作业中产生的一系列废弃液体，包括用于清洗作业设备的液体、冲洗油井的液体、从井下返排到地面的液体及雨天冲刷井场产生的含泥、油类等物质的液体。由罐车拉运至大庆赛诺科林环保科技有限公司废弃泥浆无害化处理站（一队三厂站）处理。

④废钻井液

废钻井液是指钻井过程中无法利用或钻井完工后废弃的泥浆和废水，其性质由使用的钻井液决定，其排放量随井深而变。根据钻井工程设计，平均单井废钻井液产生量为 252m³，本工程 17 口油水井共产生废弃钻井液为 4284m³，根据《关于发布〈固体废物分类与代码目录〉的公告》（2024 年第 4 号），固废代码：SW12 钻井岩屑，071-001-S12 水基钻井岩屑和泥浆（石油），以水为连续相配制钻井泥浆用于石油开采所产生的废弃钻井岩屑和泥浆（不包括废弃聚磺体系泥浆）。经井口设置的钢制泥浆槽收集后，由罐车拉运至大庆赛诺科林环保科技有限公司废弃泥浆无害化处理站（一队三厂站）处理。

⑤钻井岩屑

钻井过程中，岩石经钻头和泥浆的研磨而破碎成岩屑，其中部分岩屑混进泥浆中，剩余的岩屑经泥浆循环携带至井口，在地面经振动筛分离出来，完井后与废钻井液一起处理。根据大庆油田多年统计数据，钻井岩屑的产生量为单井 1000m 进尺岩屑产生量最大约为 24m³，本工程完钻总进尺 21205m，则本工程钻井岩屑的产生总量约 508.92m³，根据《关于发布〈固体废物分类与代码目录〉的公告》（2024 年第 4 号），其代码为 071-001-S12，由罐车拉运至大庆赛诺科林环保科技有限公司废弃泥浆无害化处理站（一队三厂站）处理。

⑥非含油废防渗布

本项目钻前工程期间，按照相应防渗要求对井场等区域铺设防渗布进行防渗处理，钻井作业结束后，17口井会产生一定量的非含油废防渗布，其属于一般工业固体废物，根据《关于发布〈固体废物分类与代码目录〉的公告》（2024年第4号），其代码为900-099-S59其他工业生产过程中产生的固体废物。根据大庆油田已有生产经验，单井非含油废防渗布产生量约为0.05t，本项目产生量约为0.85t，拉运至第一采油厂工业固废填埋场进行填埋处理。

⑦废包装物

本项目钻井作业期间使用的原辅材料中，膨润土等原料基本无毒性，此类包装袋均属于一般工业固体废物，根据《关于发布〈固体废物分类与代码目录〉的公告》（2024年第4号），纯碱（ NaCO_3 ）等材料的包装袋均属于一般工业固体废物，其代码为900-099-S59其他工业生产过程中产生的固体废物。根据大庆油田已有生产经验，单井膨润土、纯碱等废包装物产生量约为0.0015t，本项目基建17口油水井，故膨润土、纯碱等废包装物产生量约为0.0255t，属于一般固体废物，拉运至第一采油厂工业固废填埋场进行填埋处理。

⑧清管废渣

管道在下沟回填前，采用清管球（器）进行清管，类比同类项目，每公里管线清管时产生的废渣量约为1.75kg，本项目管线长4.5km，产生清管废渣为0.008t。清管废渣为一般固废，根据《关于发布〈固体废物分类与代码目录〉的公告》（2024年第4号），其代码为900-099-S59其他工业生产过程中产生的固体废物。清管废渣拉运至第一采油厂工业固废填埋场处理。

（2）施工固废污染防治措施

为避免施工期固体废物对周围环境产生不利影响，本评价建议采取以下防范措施：

- ①工程土方施工应对挖方单侧堆放，用于管沟回填作业，多余土方用于场地平整，严禁弃土产生；
- ②施工单位应指派专人负责施工固体废物的收集及转运工作，不得随意丢弃；
- ③提倡文明施工，严禁施工人员产生的生活垃圾随地乱扔，当天施工结束后随身带走，施工现场不遗留。

综上所述，按照本评价提出的防范措施妥善处置施工期产生的固体废物，不会对周围环境产生明显影响。

5.5.2 运行期

本项目运行期产生的固体废物主要是作业过程中产生的含油污泥、落地油、含油废

防渗布。

（1）含油污泥、落地油

含油污泥、落地油均含有石油类等有害成份，根据《国家危险废物名录（2025 年）》及《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》，均属于危险废物，废物类别均为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，含油污泥、落地油危废代码为 071-001-08 石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚。含油污泥、落地油由罐车拉运至萨北含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）表 1 中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路。落地油及含油污泥均由施工人员回收至罐车内，罐车采用密闭的专用罐车，拉运过程中按照指定的拉运路线、尽量避开村屯等敏感点进行运输，同时罐车上配备铁锹等应急工具。

项目运行期含油污泥和落地油只要采取合理的废物回收、处置方案，对环境影响较小。

（2）含油废防渗布

井场作业过程中铺设防渗布，工程作业期间产生的落地油滴落到防渗布上，会产生含油废防渗布，根据《国家危险废物名录（2025 年）》，含油防渗布属于 HW49 类危险废物，危险废物代码为 900-041-49，含油废防渗布待作业结束后拉运至采油三厂含油防渗布暂存池暂存，委托有资质单位处置。

5.5.3 危险废物环境影响评价

根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告 2017 年第 43 号）相关规定，危险废物收集、贮存、运输的一般要求：

从事危险废物收集、贮存、运输经营活动的单位应具有危险废物经营许可证。在收集、贮存、运输危险废物时，应根据危险废物收集、贮存、处置经营许可证核发的有关规定建立相应的规章制度和污染防治措施，包括危险废物分析管理制度、安全管理制度、污染防治措施等；危险废物产生单位内部自行从事的危险废物收集、贮存、运输活动应遵照国家相关管理规定，建立健全规章制度及操作流程，确保该过程的安全、可靠。

危险废物转移过程应按《危险废物转移管理办法》执行。危险废物收集、贮存、运输单位应建立规范的管理和技术人员培训制度，定期针对管理和技术人员进行培训。培训内容至少应包括危险废物鉴别要求、危险废物经营许可证管理、危险废物转移联单管理、危险废物包装和标识、危险废物运输要求、危险废物事故应急方法等。

危险废物收集、贮存、运输单位应编制应急预案。应急预案编制可参照《危险废物

经营单位编制应急预案指南》，涉及运输的相关内容还应符合交通行政主管部门的有关规定。针对危险废物收集、贮存、运输过程中的事故易发环节应定期组织应急演练。

危险废物收集、贮存、运输时应按危险特性对危险废物进行分类、包装并设置相应的标志及标签。

5.5.3.1 危险废物收集及储存分析

本项目运行期产生含油污泥、落地油，废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，废物代码均为 071-001-08；运行期含油废防渗布废物类别为 HW49 其他废物，废物代码为 900-041-49。

本工程运行期产生的含油污泥和落地油即产集运，不在井场暂存，含油废防渗布由有资质的单位按照《危险废物收集贮存运输技术规范》要求进行运输管理。

5.5.3.2 危险废物转运

危险废物转移过程中应按《危险废物转移管理办法》执行。

本工程危险废物转运将严格执行危险废物转移制度。危险废物在运输工程中严格控制运输车辆密闭性，避免“跑、冒、滴、漏”情况发生。危险废物的运输由资质单位按照《危险废物收集贮存 运输技术规范》要求进行运输管理，危险废物的转移过程应按照《危险废物转移管理办法》执行。在运输过程中，尽量选择硬质路面的路线进行运输，同时要在厂区内的运输路线上经常洒水降尘，减少扬尘污染；运输过程中要避开居住区等敏感区，合理安排运输时间，避免夜间运输，减少噪声污染；同时尽量挑选较好的天气进行运输，避免在雨雪大风等天气条件下运输。

从事落地油和油泥砂运输的单位在接到通知后，按照《危险废物污染防治技术政策》和《危险废物转移管理办法》等有关规定建立相应的规章制度和污染防治措施，包括危险废物分析管理制度、安全管理制度、污染防治措施等，建立健全规章制度及操作流程。

一旦运输过程发生意外事故，运输单位及相关部门应根据风险程度采取如下措施：

（1）设立事故警戒线，启动应急预案，并按《突发环境事件信息报告办法》（2011年5月1日起施行）要求进行报告；

（2）应立即疏散人群，并请求环境保护、消防、医疗、公安等相关部门支援；

（3）对事故现场受到污染的土壤和水体等环境介质应进行相的清理和作复；

（4）清理过程中产生的所有废物均应按危险废物进行管理和处置；

（5）进入现场清理和包装危险废物的人员应受过专业培训，并佩戴相应的防护工具。

采取本环评提出的预防及治理措施后，危险废物转运对周围环境影响较小。

5.5.3.3 危险废物处置

本项目运行期产生的固体废物主要是作业过程中产生的含油污泥、落地油、含油防渗布。

目前采油三厂已与大庆博昕晶化科技有限公司签订危险废物处置合同，根据黑龙江省核发的危险废物处理资质单位名单，大庆博昕晶化科技有限公司有资质处理本工程产生的危险废物，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管线、封井建筑垃圾、废防渗材料。

本项目废弃管线维持现状，避免因开挖管线对区域生态环境造成二次破坏，管线内物质应清空干净，并按要求进行吹扫，确保管线内无残留采出液，管线两端使用盲板封堵。地面设施拆除、井场清理等工作中会产生建筑垃圾，集中清理收集后，送建筑垃圾调配场处置。退役期管线等钻井设备拆除过程中应铺设防渗布，防止原油或废液泄漏污染地面。废防渗材料收集后交由有资质单位处置。

通过采取以上措施，退役期产生的固体废物均得到有效处置，不会对周围环境产生不良影响。

5.5.5 结论

由上述分析可知，本项目对施工期、运行期、退役期产生的各类固体废弃物均进行了合理的处置，能够实现固废的减量化、资源化和无害化，对环境影响较小。

5.6 生态环境影响评价

5.6.1 施工期

(1) 项目占地影响分析

本项目施工期工程主要包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程、井场地面工程和油气集输工程。本工程新增占地主要为井场、管线工程、道路工程、供配电工程，其中永久占地约 23580m²，临时占地约 80190hm²。

永久占地使原有植被复合体构成的自然地表被各类人工构造物长期取代。临时占地也不可避免地对原有地表造成破坏，使原有土壤-植被自然体系受到影响或瓦解，在扰动结束后，临时占地影响区的土壤-植被体系的恢复能力与程度取决于临时占地影响程度的大小及原先的生态背景状况。拟建工程施工活动和工程占地在区块范围内并呈点线

状分布，对土壤、植物、野生动物等各生态要素产生不同程度的影响，同时也对原有景观结构和生态系统产生一定程度影响。

（2）对黑土地的环境影响

①管线临时占地对土壤环境的影响

本项目管道工程临时占地中主要包括草地、耕地等，开挖和回填对土壤的影响主要为：破坏土壤原有结构，混合土壤层次，改变土壤质地，影响土壤养分，影响土壤紧实度，土壤污染，影响土壤物理性质。

②车辆行驶和机械施工对土壤的影响

施工机械的油料泄漏、管道焊接或防腐材料中的化学物质可能渗入土壤，污染黑土地。黑土的高有机质含量可能吸附污染物，但长期累积会破坏土壤微生物群落，影响肥力。施工材料（如管道涂层、焊接材料）可能含有重金属，通过雨水冲刷进入土壤，威胁农作物安全。在施工中，车辆行驶和机械作业时机械设备的碾压、施工人员的践踏等都会对土壤的紧实度产生影响。机械碾压的结果使土壤紧实度增高，地表水入渗减少，土壤团粒结构遭到破坏，土壤养分流失，不利于植物生长。各种车辆（尤其是重型卡车）在草地上行驶将使经过的土壤变紧实，严重的经过多次碾压后植物很难再生长，甚至退化为沙地。

（3）对土地利用现状影响分析

土地利用变化是人类与环境进行物质、能量交互作用的重要表现，它不仅影响生态系统的分布格局及其生产力，客观反映人类改变生物化学循环、生态系统结构和功能及产品和服务的供应，而且还再现了陆地表面的时空变化过程。土地利用一般是指人类为获取所需要的产品或服务所进行的土地资源利用活动，是人类对土地自然属性的利用方式和利用状况，包含着人类利用土地的目的和意图。

本项目实施后，永久工程占地范围内原有土地利用类型发生一定程度的改变，主要由草地转化为建设用地，相对应的造成的生态系统功能的转化，由原来的草地生态系统等转变为城镇生态系统。

本项目的建设对区域的土地利用类型会有一定影响，但根据各项资料及实地调查可知该项目占地范围相对较小，工程的建设虽会导致区域土地利用类型发生些许变化，但不影响区域范围内主导土地利用类型，不会导致评价区范围内生态功能改变。

（4）对植被的环境影响

工程对植被的影响主要在施工期的占地影响及井区内管道敷设产生的影响、人类活动产生的影响。其次污染物排放也将对植被产生一定的影响。油田经过了多年的勘探开

发后，现已具备了一定的规模，占用了一定面积的土地，使区域环境内地表永久性构筑物增多。具体的影响方式及影响程度表现在以下几个方面：

①占地影响

本项目投入运营后，其中有 23580m²的地表被永久占用，永久占地主要为草地、耕地。地表被草本植被和粮食作物覆盖。施工期地表保护层被破坏，稳定性下降，防止水土流失的能力也随之下降，并且地表植被不复存在。

临时占地主要为施工对地表植被的扰动和破坏，在管道施工过程中，开挖管沟区将底土翻出，使土体结构几乎完全改变，管沟开挖区域内的植被全部被破坏。管道工程、井场工程、供配电工程临时占地范围内的植被则受到不同程度的破坏和影响，临时占地面积 80190m²，主要以草地和耕地为主。

②占地范围内生物量计算

拟建变电站和管线施工区域植被基本以草地为主，永久占地和临时用地都会导致生物量损失。占地范围内生物量计算如下：

$$Y=S_i \cdot W_i$$

式中，Y—生物量损失，t；
S_i—占地面积，hm²；
W_i—单位面积生物量，t/hm²。

本项目永久占地面积 2.358 hm²，临时占地面积 8.083hm²，总生物损失量为 66.551t，具体占地类型及生物量详见表 5.6-1。

表5.6-1 占地范围内植被生物量计算表

类型	面积（hm ² ）		单位面积生物量（t/hm ² ）	生物量（t）	占总生物量的比例
	永久占地	临时占地			
耕地	0.12	0.98	25.5	28.05	52.75%
草地	2.238	6.983	2.69	25.13	47.25%
合计	2.358	7.963	/	53.18	100.00%

③管线修建对植被的影响

根据项目设计方案，本项目管线工程开挖管沟总长 3km，管道管沟宽度约为 0.8m，管道建设中管沟部分的植被将被彻底清除，管线施工完成后，由于很少再次进行干扰，其地表进行平整后，草本植物会逐渐恢复。

④人类活动对植被的影响

油田开发建设过程中大量人员、机械进入油田区域，从而造成油田区域内人类活动频率大幅度增加。对植被的影响主要表现在人类和机械对植物的践踏、碾压和砍伐，使

原生植被生境发生较大变化。油田区域单位面积上人口密度的增加将导致工程开发范围内及边缘区域地表土壤被践踏、自然植被减少，使规划区域内局部地带土地沙漠化的可能性增加，因此施工过程中，施工人员及施工机械应严格规范施工，严禁随意踩踏破坏植被。

在满足上述条件的情况下，人类活动对该区域天然植被产生的不良影响非常有限。

⑤事故排放对植被的影响

油田开发建设中对环境造成严重破坏的主要事故类型为原油和采出水泄漏，其产生的污染物排放均会对评价范围内的植被造成不同程度的影响，影响程度与发生事故时泄漏的油量及是否发生火灾有很大关系。植被体上附着的油质越多，植物死亡率就越高。如果发生火灾，则植被的地上部分会完全被毁，但如果土壤环境未被破坏，第二年植被将会重新生长。

（5）对野生动物的环境影响

油田开发建设对野生动物生存环境、分布范围和种群数量的影响主要分为直接影响和间接影响两个方面。直接影响主要表现为建设工程占地，使野生动物的原始生存环境被破坏或改变；间接影响主要表现为由于植被的减少或污染破坏而引起野生动物食物来源减少。由于评价区域不是动物的唯一栖息地，故该建设工程对动物区域性生境不产生明显影响。

在施工生产过程中，由于施工机械设备的轰鸣声惊扰，大多数野生脊椎动物种类将避行远离，使区域内单位面积上的动物种群数量下降，但此类影响对爬行类和小型啮齿类动物的干扰不大。一些伴人型鸟类一般在离作业区 50m 以外远处活动，待无噪声干扰时较常见于人类生活区附近。因此，随着本工程建设的各个过程，油田内野生动物的种类和数量发生一定的变化，原有的大型哺乳类将逐渐避开人类活动的干扰迁至其它区域，而常见的伴人型野生动物种类有所增加。

并且该区块已开发多年，因而大型的野生脊椎动物早已离开此地，因而本次油田开发所影响的只是一些爬行类和鸟类。

施工过程中如遇到保护动物时，应主动避让，不得惊扰、伤害野生动物，不得破坏保护动物的生息繁衍地，禁止妨碍野生动物生息繁衍的施工活动。

（6）对生态系统完整性的影响分析

本项目对生态系统的影响主要是对土地的占用以及由此带来的土壤侵蚀等，本项目主要为管道施工作业带占地。由于新建井场及集输管线呈点状、线状分布在开发区块内，相对于整体油区来说是非常小的。施工活动、运输的噪声以及土地的占用会对项目区植

被生长地和动物栖息地造成直接破坏，使生态系统的生境特征发生变化，导致动植物生境破碎化，如项目建设区域动物活动的干扰等。由于工程建设一般为局限于小范围的施工活动，工程施工会对它们产生影响，造成部分栖息地和活动范围的丧失，使其迁往他处，但评价区动物多为常见种类，在评价区及周边地区分布广泛，且一般具有趋避性，随着工程建设的结束，生态环境逐渐恢复，种群又会得以恢复。在施工结束后及时进行施工迹地恢复，采取严格生态恢复、水土保持、防沙治沙等措施，区域生态系统服务功能能够在较短的时间内得到有效的恢复。

从整个评价区来看，本项目不会减少生态系统的数量，不会改变评价区生态系统的完整性和稳定性。评价认为，采取必要的生态保护措施后，对评价区内的生态系统和生态系统服务功能基本无影响。

(7) 对生物多样性的影响分析

生物多样性是生物与环境形成的生态复合体以及与此相关的各种生态过程的总和，包括生态系统、物种和基因三个层次。生态系统多样性指生态系统的多样化程度，包括生态系统的类型、结构、组成、功能和生态过程的多样性等。物种多样性指物种水平的多样化程度，包括物种丰富度和物种多度。基因多样性(或遗传多样性)指一个物种的基因组成中遗传特征的多样性，包括种内不同种群之间或同一种群内不同个体的遗传变异性。

本项目变电站建设及管线作业施工周期短，且本工程永久及临时占地范围内生物种类及数量在区域广泛分布，因此评价认为，采取必要的生态保护措施后，本项目对生物多样性基本无影响。

(8) 水土流失影响分析

项目建设过程中人为活动造成水土流失的原因主要是破坏地面表层结构以及大风季节临时堆土对周边环境带来的影响，可能造成的水土流失危害主要有以下几个方面：

①扩大侵蚀面积，加剧水土流失。本项目地处内陆地区，风沙较大，空气干燥，加上地表植被覆盖度并不高，且多为草本植被，抗干扰能力较差，因此项目建设过程中对原地貌的扰动会大大降低项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，若在施工过程中不加以治理和防护，遇大风天气易产生严重的水土流失现象。

②破坏生态环境，对周边地区造成影响，本项目沿线植被覆盖度不高，施工期对地表结皮破坏，有可能加剧项目区内的风灾天气，增加空气中粉尘含量，严重时会造成沙尘暴，造成一定的生态环境破坏，施工车辆的反复碾压将会使道路周边长期处于扬尘状况下，给施工人员健康造成危害。

③扰动土地面积、降低土壤抗侵蚀能力，道路工程建设由于车辆行驶，改变了扰动区域的原地貌、土壤结构和地面物质组成，降低了土壤抗侵蚀能力。

(9) 对生态功能区划的影响分析

依据《黑龙江生态功能区划》，本项目位于“1-6-1-2 大庆地区矿业与土壤保持生态功能区”，主要生态服务功能分别为“沙漠化控制、植被保护、生物多样性保护、石油开采”，主要保护目标为“逐步恢复草原面积，加大对漏斗区的回注，防止漏斗区继续形成，控制对水环境的影响，科学发展农牧业”。

项目类型属于油气开采项目，与生态功能区划发展方向一致。项目主要是油气管线敷设和地面工程的配套更新，对生态环境的影响主要体现在施工期，施工期具有临时性、短暂性特点，施工结束后，管沟回填，区域生态采取自然恢复措施及完善的防沙治沙及水土保持措施，不会对土壤沙漠化及土壤盐渍化造成影响。综上所述，项目的建设实施与区域生态环境功能不冲突，对区域生态环境影响可接受。

(10) 对湿地的影响分析

本项目临时占地和永久占地不占用湿地，但是施工噪声、人员活动等会干扰湿地内的野生动物，如鸟类、鱼类、两栖类等的正常生活和繁殖。一些敏感物种可能会因无法适应施工干扰而迁移，导致局部地区野生动物数量减少。同时，施工对湿地植被和水域环境的破坏，也直接摧毁了许多野生动物的栖息地，使它们的生存空间受到挤压。施工过程中产生的废水，如泥浆水、设备冲洗水等，若未经有效处理直接排放，可能会含有大量的悬浮物、石油类物质和化学药剂等污染物，进入湿地水体后会导致水质恶化，影响水生生物的生存和湿地生态系统的功能。此外，施工材料的泄漏、机械油污的滴漏等也可能对湿地水质造成污染。

(11) 防沙治沙影响分析

项目施工期主要包括管沟开挖、场地平整等。管沟开挖、场地平整等施工过程中，对原有地表土壤造成扰动造成地表原有结构的破坏，降低项目区地表稳定性，在风蚀的作用下，有可能加快该区域沙漠化进程。上述施工作业过程中，对原地貌的扰动大大降低了项目占地范围内的土壤抗侵蚀能力，若未采取相应的防护措施，遇大风天气，极易加重区域沙尘天气。

5.6.2 运行期

油田生产运营期对植被的影响主要是在油水井井下作业、水井洗井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十七含油污水处理站处理，防

止了污油污水排入外环境，因此，不会对井场周围的农田和植被产生影响。

本项目在发生油水管线穿孔泄漏、作业时操作失误等事故状态下会导致油水进行周围环境，对生态环境的影响主要表现为降低土壤透气、透水性，使植物生产受阻，同时如果附着在植物上会影响植物的光合作用，造成植物枯萎。因此发生事故时应及时对泄漏的油水进行回收，对被污染的土壤进行清理，清理结束后对受影响的区域进行植被恢复。

运行期油井开采可能伴随原油泄漏、污水渗漏等风险，导致土壤污染，威胁黑土地有机质含量和微生物活性，长期可能引发土壤退化，污染物通过土壤渗透可能污染地下水系统，破坏农业灌溉水源，加剧黑土地生态系统的脆弱性。

油井在开采、运输等过程中，可能会发生石油泄漏事故。石油类物质进入水体后，会在水面形成油膜，阻碍水体与大气之间的气体交换，导致水中溶解氧含量降低，影响水生生物的呼吸作用。同时，石油中的有害物质如多环芳烃等会对水生生物产生毒性作用，造成鱼类、贝类等水生生物死亡或变异，破坏水体的水生生态系统。

5.6.3 退役期

本项目井场、管线、道路占地类型为草地、耕地，退役期井场设备均拆除，废弃油水井均进行封堵，管线两段采用混凝土封堵后直埋，不会对现有生态环境造成破坏。井场通井土路占地通过地面平整、土地翻松、土壤施肥等人工辅助措施进行场地的土地整治后，占地内的土壤逐步得到改善，占用的耕地逐步得到复耕，区域生态得到恢复。

5.6.4 生态环境影响评价结论

根据对本项目油田生态系统结构、功能和生态环境现状评价及油田开发对生态环境的影响分析，得出如下结论：

（1）该项目的井场、管道和道路建设对土地的侵占，对植被的破坏，将使油田开发区内的第一生产者的生物量有一定程度的下降。在采取必要的保护措施后，可以最大程度减小对生态环境的不利影响，加快生态环境的恢复。

（2）油田开发工程不可避免会改变原有的生态环境，但若合理规划和建设，石油产业有利于当地及周边地区的经济发展，能够与周围生态环境协调共处。

可见，只要采取必要的措施，该项目油田开发对生态环境的影响不会太大，在生态上是可行的。

5.7 环境风险分析

根据原国家环保部《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》（国家环保部环发〔2012〕77号）及生态环境部发布的《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）要求，对于涉及有毒有害和易燃易爆物质的生产、使用、储存（包括使用管线输运）的建设项目进行风险评价。

本次环境风险评价的目的在于识别物料生产、贮存、转运过程中的风险因素及可能诱发的环境问题，以突发性事故导致的危险物质环境急性损害防控为目标，对建设项目的环境风险进行分析、预测和评估，提出环境风险预防、控制、减缓措施，明确环境风险监控及应急建议要求，为建设项目环境风险防控提供科学依据，力求将建设项目的环境风险降至可防控水平。

5.7.1 风险调查

本工程涉及的主要危险物质是石油开采过程中井场、场站及集输管道内的原油和伴生气（天然气），具有易燃、易爆的性质。物料的危险性分析如下：

（1）原油

原油闪点小于 28℃，属甲 B 类易燃、易爆物。原油闪点范围较宽，凝固点较高，其蒸气与空气形成爆炸混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸，与氧化剂能发生强烈反应，遇高热可分解出有毒烟雾。

表 5.7-1 原油安全技术说明书

理化 常数	序号	1967		
	CAS 号	/		
	中文名称	原油		
	英文名称	CrudeoU; Petroleumn		
	别名	石油		
	外观与性状	黑色的可燃性黏稠液体		
	闪点	<28℃		
	凝固点	18.3~19℃	溶解性	不溶于水，溶于苯、乙醚、三氯甲烷、四氯化碳等有机溶剂。
	密度	相对密度（水=1）0.84~0.86	稳定性	稳定
	爆炸极限	1.1%~8.7%（体积）	自燃温度	280℃~380℃
主要用途	主要用于生产汽油、航空煤油、柴油等发动机燃料以及液化气、石脑油、润滑油、石蜡、沥青、石油焦等，通过其馏分的高温热解，还用于生产乙烯、丙烯、丁烯等基本有机化工原料。			

危险特性	易燃，蒸气与空气能形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与硝酸、浓硫酸、高锰酸钾、重铬酸盐等强氧化剂接触会剧烈反应，甚至发生燃烧爆炸。
健康危害	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：未见原油引起急慢性中毒的报道。原油在分馏、裂解和深加工过程中的产品和中间产品表现出不同的毒性。长期接触可引起皮肤损害。
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器，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器。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。

（2）伴生气（天然气）

天然气属甲 B 类易燃易爆气体，含有大量的低分子烷烃混合物，其与空气混合形成爆炸性混合物遇明火极易燃烧爆炸。如果出现泄漏，易与空气形成爆炸性混合物，而且能顺风飘动，形成着火爆炸和蔓延扩散的重要条件，遇明火回燃。天然气主要成分为甲烷，甲烷对人基本无毒，但浓度过高时，使空气中氧含量明显降低，使人窒息。当空气中甲烷达 25%~30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、共济失调，若不及时脱离，可致窒息死亡。

类比邻区北部过渡带外扩区试油生产时 3 口产气井监测数据。气体中甲烷含量大于 95%，成分分析显示气体中无 H₂S。

表 5.7-2 天然气安全技术说明书

CAS号		74-82-8	
中文名称		天然气	
分子式	CH ₄	外观与性状	无色无臭气体。
分子量	16.04	蒸汽压	53.32kPa/-168.8℃
沸点	-161.5℃	闪点	-188℃
熔点	-182.5℃	溶解性	微溶于水，溶于醇、乙醚。

密度	相对密度（空气=1）0.55	稳定性	稳定
爆炸极限	空气中5.3～15%（体积）	自燃温度	538℃
主要用途		用作燃料和用于炭黑、氢、乙炔、甲醛等的制造。	
危险特性		危险性类别：第2.1类易燃气体 燃烧与爆炸特性：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氧化氯及其它强氧化剂接触剧烈反应。 燃烧（分解）产物：一氧化碳、二氧化碳。	
健康危害		侵入途径：吸入 健康危害：甲烷对人基本无毒，但浓度过高时，使空气中氧含量明显降低，使人窒息。当空气中甲烷达25%～30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、共济失调。若不及时脱离，可致窒息死亡。皮肤接触液化本品，可致冻伤。	
泄漏应急处理		迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿消防防护服。尽可能切断泄漏源。合理通风，加速扩散。喷雾状水稀释、溶解。构筑围堤或挖坑收容产生的大量废水。如有可能，将漏出气用排风机送至空旷地方或装设适当喷头烧掉。也可以将漏气的容器移至空旷处，注意通风。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。	
防护措施		呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，但建议特殊情况下，佩带自吸过滤式防毒面具（半面罩）。眼睛防护：一般不需要特别防护，高浓度接触时可戴安全防护眼镜。身体防护：穿防静电工作服。手防护：戴一般作业防护手套。其它：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。进入罐、限制性空间或其它高浓度区作业，须有人监护。	
急救措施		皮肤接触：若有冻伤，就医治疗。吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸，就医。	
灭火方法		切断气源。若不能立即切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。 灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉。	

5.7.2 风险识别

5.7.2.1 井下作业过程的风险因素分析

本项目运营期井下作业主要包括油井作业，主要风险是油、气、废水的泄漏和井喷。通常由以下因素引起：

①未按要求安装井口溢流回收器、作业污水收集罐车和铺垫井场含油废防渗布并设置钢制污油回收槽，或者设备故障无法使用，导致作业污水废液、污油泄漏进入环境，造成污染；

②作业时地层压力高，井口溢流较大，而未及时采取压井或关闭封井器等措施，导致油、水、气大量冒溢，甚至井喷、污染环境。

由于该项目地层压力比较低，不能自喷，要靠抽油机采油，因此，作业时发生井喷的几率不大。第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、作业污水设置钢制污油回收槽和回收罐车，制定了详细的操作规程和应急预案，因此，在管理到位的情况下，出现作业油、气、废水泄漏的几率大大减少。

5.7.2.2 油井套损

采油过程的主要环境风险是油井套损，原油、含油污水泄漏进入含水层，污染地下水。本项目油井套管采用双层套管（由表层套管、技术套管组成），运营期造成套损的因素主要有地质因素、工程技术因素和套管腐蚀三大类。

地质因素主要包括泥岩遇水膨胀使岩压转移到套管使其变形损坏，断层运移可能对套管产生剪切破坏，由于地壳运动和地震引起的套管损坏以及地面下沉及油层压实导致应力变化，从而使套管在拉张力及剪切力的作用下发生弯曲或错断。

工程技术因素主要有套管强度计算及井深结构设计不合理，泥岩吸水蠕变、滑移产生的横向层间位移侧压力、纵向地层位移产生的拉伸力及纵横向位移产生的弯曲应力对套管的破坏作用；固井质量不好时，会使泥岩吸水蠕变、滑移，对套管产生破坏作用。另外，由于井眼不规则或固井时存在混浆井段，在封固井段内，水泥浆冷凝期间放热不均匀，温度的变化使套管热胀冷缩，也易导致套管变形破裂。

套管腐蚀是套管损坏的一种主要诱因，一旦套管腐蚀穿孔则会多点破漏，并会加速套管的疲劳进而过早变形和损坏。它是由原油天然气中含有的硫、 CO_2 及地层水和注入水中含有的各种腐蚀性物质与套管中 Fe 或 Fe^{2+} 发生反应引起的。腐蚀条件包括一定的温度、压力、 Fe^{2+} 浓度及地层水中存在还原菌等，大多与硫酸盐还原菌的作用有关。

根据大庆油田对套损井的统计，套损绝大部分是发生在油层附近，主要形式是变形和错断。浅层套损的主要原因是腐蚀，形式是外漏，约占全部套损井的 5%。对地下水的污染主要来自浅层套损油水渗入含水层，或深层套损油水窜槽进入含水层。因此，预防套损污染地下水的合理设计井身结构，采取表套、技术套管、油层套管三层套管结构，固井水泥均返至井口进行全程固井，对含水层段的套管采取防腐措施，采取以上措施后，发生套损后对地下水的污染几率很小。

5.7.2.3 依托场站风险因素分析

本项目依托场站处理的介质具有易燃性质，因此，本项目依托场站主要事故类型是火灾、爆炸和油、含油污水、天然气泄漏。

本项目依托场站的事故主要因素分析如下：

- ①组织不严密，管理不善，违章作业导致大量的油气泄漏遇明火爆炸燃烧；
- ②设备缺陷主要包括因选材错误而引起的设备、管线的腐蚀、侵蚀等引发火灾、爆炸；
- ③设备安装时考虑不周不细，施工时施工质量差，不符合设计要求和施工验收规范，从而导致投产后发生事故；
- ④控制生产装置的仪表仪器失灵，造成设备操作失控，引发油气泄漏，形成火灾等；
- ⑤泄漏的油气遇明火发生火灾爆炸。

本工程主要作业场所、生产设备设施环境风险识别见表 5.7-3。

表 5.7-3 工程环境风险识别表

主要设备及场所名称	危险介质	主要危险特性	影响环境
井场	原油、天然气	火灾、爆炸、油气泄漏	空气、地下水、地表水、土壤
集油管道	原油、含油污水、天然气	火灾、爆炸、油水泄漏污染	空气、地下水、地表水、土壤
转油放水站、脱水站等场站	原油、含油污水、天然气	火灾、爆炸、中毒、油水泄漏污染	空气、地下水

5.7.3 环境风险分析

5.7.3.1 事故状态下对大气环境影响

天然气或原油泄漏事故会直接对大气环境带来影响。事故时将导致局部大气中总烃浓度可比正常情况高出数倍甚至数十倍，对大气环境造成短时的严重污染。若遇明火，引发的火灾事故可在短时间内产生大量燃烧烟气，对大气环境造成短时的严重污染；因此在维修时必须采取防护措施，如使用空气呼吸器或长管呼吸器、佩戴化学安全防护眼镜、穿防静电工作服、佩戴防化学品手套进行处理。上述情况综合考虑了大量泄漏的极端情况，由于本地区所处地势平坦，扩散条件好，在一定的气象条件下一一次性事故形成的局部大气污染中烃类气体聚集成高浓度的可能性较小，对周围大气环境的影响不会太严重。

集油管道原油泄漏会对大气环境造成直接影响，事故会造成局部大气污染，但具有发生机率小、持续时间短的特性。由于该区块所处地势平坦，一次性事故形成的局部大气污染在一定的气象条件下会逐步自然净化，对周围大气环境的影响很小。

根据类比调查，井喷的影响范围可达到下风向 1km，事故区域范围内的非甲烷总烃的含量可达到 500-2000mg/Nm³，短时间内严重破坏了局部地区空气质量。

发生井喷事故时，大量原油等物质外泄，并伴随各种伴生气泄出，会对区域内村屯居民造成严重影响。当中毒事故或泄漏事故发生时，需要人员到事故现场进行抢救处理，这时必须做到：①发现事故应立即呼叫或报告，不能个人贸然去处理；②佩带合适的防毒面具，有二人以上的监护③进入事故现场，需携带好安全绳。有问题应按联络信号立即撤离现场④如事故现场感觉头痛，恶心及脉搏加快等症状，应立即停止并撤离。

集油管道、场站产生的原油泄漏会对大气环境造成直接影响，事故会造成局部大气污染，但具有发生机率小、持续时间短的特性。由于该区块所处地势平坦，一次性事故形成的局部大气污染在一定的气象条件下会逐步自然净化，对周围大气环境的影响很小。

5.7.3.2 事故状态下对地表水环境影响

本项目附近地表水体主要为东二排水干渠、风云泡，若发生井喷等事故可能造成原油随地表径流进入附近水体，可能造成水体中 pH、石油类等变化，还会造成地表水水质及沿岸生态环境造成破坏，溶入水中的石油类对水生生物有直接的危害。

本项目北 2-321-更 E68 井场、北 2-2-检更 50 井场、北 3-341-更 E113 井场、北 3-340-更 E113 井场距东二排水干渠约 600m，井场与地表水体距离较远，井场与地表水体距离较远，井场作业期间妥善收集污水，避免造成地表水污染。事故情况下，应迅速在井喷点周围修筑围堤，防止油污扩散。同时组织人员抢修，抢修结束后，清理现场，避免造成环境污染。

由于本项目所在区地层压力较低，主要靠注水驱动和抽油机采油，并且安装了井口防喷器，一般不会发生井喷事故。如发生井喷事故，一般采取井喷发生后应在井场周围设土堤以防止原油任意流淌，在加强巡视并完善环境风险防范措施的前提下，发生污染地表水的环境风险事故发生的概率是极小的。

如果事故状态下一旦发生井喷时，原油外泄，一旦大量原油进入地表水体将会污染地表水体。首先比重比水轻的原油迅速浮于水面上，由于重力和表面张力的作用，会在水面上向四周散开。石油溢于水面后，其中的轻质烃类组份会不断的挥发至大气中，可溶组份会溶于水中，对水生生物有直接的危害。水体中的泥沙和底泥会吸附水中的石油类物质，并通过泥沙的悬浮、沉积等过程使石油在水中产生新的分布。

5.7.3.3 事故状态下对地下水环境影响

(1) 地面设施泄漏对地下水的影响

本工程事故状态下对地下水污染途径主要是油井管线、依托场站设备的事故泄漏。原油、含油污水就可能会渗透到含水层中，造成地下水环境污染。本项目更换的集油掺水管线在设计阶段就采用了特加强级防腐管线，并采取阴极保护措施，能大大增强管线抗腐蚀性，降低管线泄漏事故的发生概率。项目依托场站泵房等设备间均做防渗建设，站内管线均采取内外防腐管材，中控系统设有泄漏报警，可及时采取应急措施，降低泄漏事故对地下水环境的影响。

（2）套损对地下水的影响

在注入过程中，由于腐蚀、固井质量差、地层错动等原因可能导致套管断裂或破损，使原油泄漏窜入地下水层造成污染。大庆油田套损统计表明，98%以上的套管断裂发生在 700m 以下，表层套管基本没有断裂发生，且套管破损概率一般为 1/1 万至 1/5 万，而因套损污染地下水的最大概率约为 1/200 万。

因此，套管损坏虽然对地下水存在潜在污染隐患，但发生几率极小。只要防护得当，一般不会形成套损，即使套损，能发生油水泄漏污染地下水的概率也很小。

（3）油气集输管道破损

油水管道泄漏环境污染事故集中在油、水管线在地面改造和运行的过程中，发生油水集输管道泄漏、油水管线腐蚀穿孔发生油泄漏、含油污水泄漏等。发生泄漏事故的人为因素原因：

- 1) 管道焊接不严，检测有误，造成泄漏；
- 2) 管道防腐涂层质量差，造成管道腐蚀；
- 3) 管材或连接缺陷，造成管道断裂，油气泄漏；
- 4) 操作失误引发的憋压等造成的风险事故；
- 5) 设备故障、机械失灵、老化造成的泄漏；
- 6) 动力故障引发的事故，如停电造成的阀门无法关闭、通讯线路中断无法传递控制指令等导致事故发生；
- 7) 在管道近旁或上方进行其它生产活动时的挖掘，造成管道破裂；
- 8) 其它选线不当或设计有误导致的事故风险。自然风险因素是由于自然环境条件恶劣，如土壤盐渍化造成管道腐蚀等威胁管道安全。结合本项目工程内容分析，本次改造项目施工期间对油气管线进行暂停处理，施工后进行严格的测压和检测，因此，不会产生大规模的油气泄漏事故。管道断裂、气阀漏气等事故，通常是通过巡回检查及监控对此加以控制。

5.7.3.4 对土壤环境的影响

原油及含油污水泄漏渗入土壤孔隙，会降低土壤的通透性，抑制土壤中酶活性，使土壤生物减少。一般而言，原油集中于土壤表层 0~30 cm 的范围内，使得根系分布于此深度的植物不能生长。石油类对土壤的污染，可使土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响局部区域土壤正常的结构和功能。

5.7.3.5 对生态环境的影响

原油及含油污水泄漏可影响农田和草地的生态环境，减少农作物产量，危害植物生长。其危害最显著的表现是植物，原油黏附于枝叶，阻止植物进行光合作用，可使植物枯萎死亡；在土壤中粘附于植物根系，可阻止植物吸收水分和矿物质而死亡。所以，原油泄漏可引起原生植被生态系统退化，次生植被生态系统的演替，含油污水相对而言危害较小。

5.7.4 环境风险防范措施

各种事故都可以采取必要的预防措施，以减少事故的发生或使事故造成的危害降低到最低限度。结合本工程特点，采取以下风险防范措施。

5.7.4.1 管道事故风险预防措施

(1) 工艺设计和设备选择

设计选用质量可靠的管材和关键工艺设备，保证管道的运行安全。

管道穿越不同特殊地段，设计采用不同的敷设方式，保证管道安全穿越工程设计前，应取得所输介质物性资料及输送工艺参数。管道穿越应按现行国家标准《油气输送管道穿越工程设计规范》(GB50423-2013)设计及施工，并合理安排管道施工时序和施工工艺的情况。

管线沿途所经过盐渍土段，由于盐渍土地段具有遇水溶陷、盐胀和腐蚀等特性，对管底地基土结构的破坏力极大，严重时会造成管线的暗悬。因此，在盐渍土段，管沟回填应以非盐渍土类的粗颗粒土（如砂土）作为细土回填，以隔断有害毛细水的上升。另外，在管沟顶部应铺设一层厚度不小于 30cm 的夯实灰土层，以隔绝地表水的下渗。

(2) 施工阶段的事故防范措施

①集输管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。在施工过程中加强监理，确保施工质量。

②在集输管线的敷设线路上设置永久性标志，包括里程桩、转角桩、标志和警示牌等。

③建立施工质量保证体系，提高施工检验人员水平，加强检验手段。

④按施工验收规范进行水压及密闭试验，排除更多的存在于焊缝和母材的缺陷。

⑤选择有丰富经验的单位进行施工，并对其施工质量进行监理

（3）运行阶段的事故防范措施

①定期对管线进行检查，对壁厚低于规定要求的管段及时更换，消除爆管的隐患，对于防腐层破坏的管道及时修复。

②定期对管线进行检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生，定期对管线进行巡视，应加强管线和警示标志的管理工作，提高巡线的有效性，发现对管道安全有影响的行为，应及时制止、采取相应措施并向上级报告。利用管道的压力、流量监控系统，发现异常立即排查，若是出现问题，立即派人现场核查，如有突发事件启动应急预案。

③建立台账，做好相关信息记录。管道刺漏事件记录台账须详细记录历次管道刺漏情况，包括刺漏位置、管道规格、刺漏性质等信息。发生管道刺漏后，将严重污染的土壤集中收集，送有资质的处置单位集中处理。

④各新建井场设置现场检测仪表，并由控制系统实现井场内的生产运行管理和控制，并与所属的联合站管理系统通信，上传井、站场的重要生产运行数据，接收上位系统的控制指令，设置现场监控系统，随时通过监控系统观察井场内生产情况。

⑤在管道上方设置标志，以防附近的各类施工活动对管道的破坏。减轻管道的内外腐蚀，定期检测管道的内外腐蚀情况，并配备适当的管道抢修、灭火及人员抢救设备。

5.7.4.2 井场事故风险预防措施

（1）管理措施

①在生产设施投产运行前，应制订出供正常、异常或紧急状态下的操作手册和维修手册，并对操作、维修人员进行培训，持证上岗。

②制定应急操作规程，在规程中说明发生管道事故时应采取的操作步骤。

③规定抢修进度，限制事故的影响，说明与人员有关的安全问题。

④定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。

⑤增强职工安全意识，识别事故发生前异常状态，并采取相应措施。

⑥对重要的仪器设备有完善的检查项目和维护方法；按计划进行定期维护；有专门档案（包括维护记录档案），文件齐全。

（2）防范措施

①柴油储罐设置在井场主导风向下风向，并与井口距离不得小于 50m。

②在柴油储罐区铺设防渗膜并设置 20cm 的围堰，当发生储罐泄漏的情况时，及时处理，对泄漏的柴油收集后判断能否利用，对不能利用的柴油委托有资质单位进行处理。

③加强通信系统、自控系统的维护管理，定期对各类仪表、设备进行监测和检验，确保正常操作和事故状态下及时动作，以防止事故的进一步扩大。确保阴极保护系统的正常运行，对设备腐蚀状况要进行监测，发现问题及时采取措施。

④强化安全保护的宣传教育，增强沿线人民群众公共安全意识，最大限度地减少自然灾害和人为因素对设备的破坏。确保阴极保护系统的正常运行，对设备腐蚀状况要进行监测，发现问题及时采取措施。

⑤工程建成后运行期间，随着时间的推移，管道周围的地形地貌及地质环境有可能发生改变，从而出现意外情况。因此建议对地质灾害发育地段，加强巡视监测及定期检查，发现隐患及时上报有关部门，以便采取有效措施。

⑥根据管道沿线地质、地理、地貌、水文、气象环境条件，因地制宜地制定自然灾害防护措施。

⑦在集输管道运行过程中，有可能出现人为的或自然灾害造成的突发性事故，必须及时对管道进行抢修；为保证管道安全，对管道必须进行有计划的维修。为了保障人民生命和财产的安全，必须建立完善的管道维修及抢修体系，设立专业化管理的维修及抢修队伍，配备齐全的维抢修设备、机具，确保事故状态下能及时到位，并在最短时间内完成管道的维抢修作业。

⑧从工程筹建起就要建立技术档案，包括各种技术报表、安全操作规程、安全规章制度、电气设施检测数据等，为安全生产管理提供依据。

⑨重要危险点的仪表(流量、压力等)应有备用件，当工艺流程或仪表设备有变动时，应及时换发新操作规程或修改仪表设备档案。

5.7.4.3 井下作业事故风险预防措施

(1) 设计、生产中采取有效预防措施，严格遵守井下作业的安全规定。

(2) 按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其他消防器材。

(3) 井下作业之前，在井场周围划分高压区和低压区，高压泵、高压汇管、井口装置等高压设备均布置于高压区内，施工过程中，高压区无关人员全部撤离，并设置安全警戒岗。

(4) 每一次井下作业施工前，必须对高压汇管进行试压，试压压力大于施工压力 5MPa，施工后必须探伤，更换不符合要求的汇管。

5.7.4.4 危险废物运输事故风险防范

危险废物运输的事故隐患主要是从泄漏开始的。因此，行车途中要勤于检查。当行驶一定时间后要查看一下车厢底部四周有无泄漏液体，若有液体泄漏，应查找泄漏点，采取相应的应急措施，防止液体继续泄漏，将受到污染的土壤要全部回收，送至具备相应危废处理资质的单位进行无害化处理。

危险废物运输过程中主要风险防范措施如下：

- ①运输时应当采取密闭、遮盖措施防止渗漏。
- ②对运输危险废物的设施和设备应当加强管理和维护，保证其正常运行和使用。
- ③不能混合运输性质不相容而又未经安全性处置的危险废物。
- ④转移危险废物时，必须按照规定填写危险废物转移联单，并向危险废物移出地和接收地的县级以上地方人民政府生态环境行政主管部门报告。
- ⑤禁止将危险废物与旅客在同一运输工具上载运。
- ⑥运输危险废物的设施和设备在转作他用时，必须经过消除污染的处理，方可使用。
- ⑦运输危险废物的人员，应当接受专业培训；经考核合格后，方可从事运输危险废物的工作。
- ⑧运输危险废物的单位应当制定在发生意外事故时采取的应急措施和防范措施。
- ⑨运输时，发生突发性事故必须立即采取措施消除或者减轻对环境的污染危害，及时通报给附近的单位和居民，并向事故发生地县级以上人民政府环境保护行政主管部门和有关部门报告，接受调查处理。

5.9.4.5 环境风险应急处置措施

（1）泄漏的应急措施

①井场泄漏处置

伴有甲烷等有害气体逸散时：

a.应迅速封闭事故现场，抢救现场窒息人员，发出甲烷报警信号，进行交通管制，禁止外人进入现场，控制事态发展；

b.监测有害气体浓度，根据现场风向，协调当地政府部门疏散现场及周边无关人员；

c.现场人员生命受到威胁、撤离现场无望时，现场应急指挥应立即发出点火指令。

引发火灾、爆炸时：

a.现场发生火灾、爆炸，应立即阻断引火源，并组织灭火；

b.确定警戒范围，撤离无关人员。

②站场泄漏处置

站场设备泄漏：

- a.若站场设备出现泄漏，确定泄漏源的位置；
- b.关断泄漏处两端阀门或关停设备，对泄漏处进行紧急堵漏处理；
- c.对于泄漏的原油进行有效防护或转移到安全处，防止发生火灾、爆炸事故；
- d.采取围堰堵截的方式，使泄漏物不外流，防止污染物扩散，确保总排口阀门处于关闭状态，如果发生大型泄漏或火灾事故，启用事故应急池导流设施将物料或消防水引至应急池或应急罐；
- e.现场密切监测泄漏物、泄漏点状况，当泄漏无法控制时，人员在切断泄漏点与生产系统等的连接后，根据风向标的指示，紧急撤离至安全区域；
- f.如果少量泄漏，采取用沙石填埋、泡沫覆盖的方式处理，杜绝泄漏物流入雨排管网；如果量大，则用工具进行收集；
- g.确定是否已有泄漏物质进入大气、附近水体、下水道等场所；
- h.事件发生后，应急监测小组对周围大气污染物浓度进行监测，及时、准确地确定超标的项目及超标量，立即向应急指挥中心汇报监测结果。

伴有甲烷等有毒有害气体逸散时：

- a.应迅速封闭事故现场，抢救现场窒息人员，发出甲烷报警信号，进行交通管制，禁止外人进入现场，控制事态发展；
- b.监测有害气体浓度，根据现场风向，协同当地政府部门疏散现场及周边无关人员；
- c.现场人员生命受到威胁、撤离现场无望时，现场应急指挥应立即发出点火指令。

引发火灾、爆炸时：

- a.现场发生火灾、爆炸，应立即阻断引火源，并组织灭火；
- b.确定警戒范围，撤离无关人员。

③管道泄漏处置

输油管道破裂泄漏时：

- a.如出现人员伤亡，在确保安全前提下先组织力量抢救受伤人员；
- b.切断管道泄漏源，封闭事件现场和危险区域，周边设置警示标识，同时组织人员切断周边着火源，防止事态扩大和引发次生事故；
- c.配合地方政府有关部门设置警戒线，划定安全区域，组织撤离、疏散周边居民、群众；
- d.组织输油管道泄漏的围控、处置；
- e.原油管道泄漏原油回收并妥善处理；
- f.对污染现场进行清理，并确保达到环境保护要求。

油气管道泄漏引发火灾、爆炸时：

- a.立即切断泄漏源，封闭泄漏现场；
- b.组织专业医疗救护小组抢救现场受伤人员；
- c.组织现场消防力量进行灭火；
- d.组织力量对泄漏管道进行封堵、抢修；
- e.对污染物进行隔离，并组织清理；
- f.采取隔离、警戒和疏散措施，避免无关人员进入事发区域，并合理布置消防和救援力量；
- g.当重点要害部位存在有毒有害气体泄漏时，应进行有毒有害气体监测；
- h.迅速将受伤、中毒人员送医院抢救，并根据需要配备医疗救护人员、治疗药物和器材；
- i.当重点要害部位可燃物料存量较多时，尽量采取工艺处理措施，转移可燃物料，切断危险区与外界装置、设施的连通，组织专家组和相关技术人员制定方案；
- j.火灾扑救过程中，专家组应根据危险区的危害因素和火灾发展趋势进行动态评估，及时提出灭火指导意见；
- k.灭火完毕后，立即清理火灾现场，组织力量对泄漏点封堵抢险

（2）火灾应急处置措施

- ①立即阻断火源，并组织灭火；
- ②确定警戒范围，撤离无关人员。
- ③火灾扑救过程中，专家组应根据危险区的危害因素和火灾发展趋势进行动态评估，及时提出灭火指导意见；
- ④灭火完毕后，立即清理火灾现场。

（3）危险废物泄漏造成的环境突发事件应急处置

本工程涉及的危险废物主要为落地油、油泥，委托有危废处置资质单位进行及时清运，泄漏事故率较低。井场、站场人员对危险废物存放点进行巡查，当发现危险废物泄漏时应通知站场负责人，按以下方法进行处置：

- ①消除火源；
- ②根据液体流动和蒸气扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区；
- ③应急处理人员戴好防护口罩；

④作业时使用的所有设备应接地，禁止接触或跨越泄漏物，尽可能切断泄漏源。防止泄漏物进入水体、下水道、地下室或密闭性空间；小量泄漏：用砂土或其它无火花工具收集吸收材料。大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容。用泡沫覆盖，减少蒸发，用防爆泵转移至槽车或专用收集器内。

5.9.4.6 依托场站环境风险防范措施

- (1) 建议对地层压力进行监控，合理安排注采比，预防套损事故的发生；
- (2) 站内定时巡检，及时发现并处理容器、罐体、管线和阀门的泄漏、穿孔问题，避免出现大量油水泄漏；
- (3) 平稳操作，避免系统压力超高放空；
- (4) 定期维护保养容器、设备和站内管线；
- (5) 场站内配备了干粉灭火器、吸油毡、铁锹、消防沙等应急物资，站内现有风险物资可满足本项目投产需要。

5.7.5 环境风险评价结论

通过对本工程产能建设工程的环境风险分析可知，本工程的主要环境风险是泄漏、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 5.7-5 建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	萨北开发区北 2-1-453 井区 17 口更新井产能建设工程				
建设地点	黑龙江省	大庆市	萨尔图区	/	() 园区
地理坐标	经度	124°55'34.19"~ 125°06'35.17"	纬度	46°38'57.65"~ 46°43'11.58"	
主要危险物质及分布	原油、天然气：井场、集输管道等				
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	大气环境：天然气或原油泄漏事故会直接对大气环境带来影响。事故时天然气或原油泄漏将导致局部大气中总烃浓度可比正常情况高出数倍甚至数十倍，对大气环境造成短时的严重污染。 地表水环境：如果事故状态下一旦发生原油外泄，一旦大量原油进入地表水体将会污染地表水体。 地下水环境：本工程事故状态下对地下水污染途径主要是油井管线、设备的事故泄漏。原油、含油污水就可能会渗透到含水层中，造成地下水环境污染。在注水				

	过程中，由于腐蚀、固井质量差、地层错动等原因可能导致套管断裂或破损，使原油泄漏窜入地下水层造成污染。 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	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，泄漏危及周围环境的可能性，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油水作业，在作业前应先调节注采比，降低井底压力后再进行作业。水井施工要提前 3 天关井降压； （2）施工准备过程要在管、杆桥下设污油收集设施；拆卸井口采油树后，要安装简易控制器，并将井口溢流油水控制器、作业污水钢制污油回收槽与井口连接，完好后，通电调试；
填表说明（列出项目相关信息及评价说明）： 本项目危险物质数量与临界量的比值 $Q < 1$，环境风险潜势为I，风险评价等级为简单分析。 本工程主要环境风险是油气水泄漏和火灾爆炸，对区域内的大气环境、地下水环境、地表水环境和土壤植被等危害性不大。在工程采取一系列风险防范措施和应急措施后，可以控制和降低工程发生事故情况下对周围环境的影响。但建设单位应加强员工的环保教育和培训，避免污染事故的发生。	

5.8 土壤环境影响评价

5.8.1 施工期

（1）井场建设对土壤的影响

施工占地对土壤环境的影响：施工期间，大型机械设备的碾压，施工人员的践踏等都会破坏地表植被，使土壤紧实度增高，造成局部大片裸地出现，容易引起土壤风蚀和水土流失，特别是风蚀。

（2）道路建设对土壤的影响

本项目道路建设方式为直接对道路占地范围进行覆土压实，道路建设过程中施工机

械和人员将会对道路两侧的植被进行碾压和践踏，对自然植被造成破坏和扰动原来相对稳定的地表，使土壤变得疏松，产生一定面积的裸露地面，造成新增土壤侵蚀。施工结束后对施工迹地地表植被进行恢复，可有效减轻道路建设过程中对土壤环境的影响。

(3) 管线施工对土壤的影响

本项目管道工程临时占地中主要包括草地、裸地、耕地等，开挖和回填对土壤的影响主要为：破坏土壤原有结构，混合土壤层次，改变土壤质地，影响土壤养分，影响土壤紧实度，土壤污染，影响土壤物理性质等。

(4) 施工期建设对土壤的影响主要表现

①破坏土壤结构

土壤结构的形成需要漫长的时间，井场等在开挖和填埋时，必将破坏土壤结构，干扰了团粒结构的自然形成过程。作为土壤质量重要指标的团粒结构一旦遭到破坏，需要经过较长的时间才能恢复。

②混合土壤层次，改变土壤质地

土壤表层质地与底层的质地截然不同，井场、管线的开挖与回填，会混合原有的土壤层次，降低土壤的蓄水保肥能力，易受风蚀，从而影响土壤的发育、植被的恢复。

③土壤养分流失

不同土层的特征及理化性质差异较大，就养分状况而言，表土层（腐殖质层、耕作层）远较心土层好，其有机质、全氮、全磷均较其他层次高。施工作业对原有的土体构型产生扰动，使土壤性质发生变化，土壤养分流失，从而影响植物的生长。

井场、管线、道路等建设施工结束后，通过对施工地地表植被的恢复，水土流失将得到有效控制，水土流失量较小。

5.8.2 运行期土壤环境影响预测与分析

5.8.2.1 土壤污染途径

拟建工程所处区域属于盐化较严重的区域，拟建工程土壤影响类型同时属于污项目，施工期主要为钻井、土方开挖、场地平整、工程建设及设备安装，主要污染物为施工期扬尘、机械设备产生的废气等，不涉及土壤污染影响。

项目运行期外排废气中主要为非甲烷总烃，不含重金属，对土壤不会产生大气沉降影响；运行期废水不外排，正常工况下不会造成废水地面漫流影响。但泄漏事故工况下，井口或集输管线破裂会造成原油下渗进而对土壤造成垂直入渗影响。

表 5.8-1 建设项目影响类型表

不同时段	污染影响型

	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其它
施工期	--	--	√	--
运行期	--	--	√	--
退役期	--	--	--	--

5.8.2.2 影响源及影响因子

非正常工况下，项目施工期的钻井废水和运行期管线中的原油会下渗到土壤中，造成一定的影响。考虑到施工期和运行期主要污染物为石油烃，因此本评价选取石油烃作为代表性污染物进行预测。项目土壤环境影响源及影响因子识别结果见下表。拟建工程土壤环境影响源及影响因子识别结果参见表 5.8-2。

表 5.8-2 污染影响型土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	污染途径	特征因子	备注
井场	垂直入渗	石油烃	事故状况
集油管线泄漏点			

5.8.2.3 土地利用类型调查

(1) 调查范围

根据《环境影响评价技术导则土壤环境(试行)》(HJ964-2018)，本次评价的土壤现状调查范围为：井场边界外扩 1km，管线两侧外扩 200m 范围。

(2) 敏感目标

本工程井场四周外扩 1km、管线两侧 200m 范围内土壤保护目标主要为耕地、草地。

(3) 土地利用类型调查

①土地利用现状

根据现场调查结果，项目井场以及集输管线周边主要为耕地、草地。

②土地利用历史

根据调查，项目井场部署和管线敷设之前现状为耕地、草地，局部区域已受到油田开发的扰动和影响。

(4) 土壤类型调查

根据国家土壤信息服务平台发布的中国 1 公里发生分类土壤图（数据来源，二普调查，2016 年），《中国土壤分类与代码》（GB/T17296-2009）中土壤分类，本项目土壤评价范围内的土壤类型主要为草甸黑钙土。

5.8.2.4 土壤环境影响评价

本项目运行期为油气开采、集输时段。预测情景主要分为正常状况和非正常状况两种情景。

5.8.2.5 正常工况下土壤环境影响分析

根据本项目土壤污染特征，土壤污染特征因子主要为石油烃。正常状况下，防渗措施良好、管线连接处紧密，管道密闭输送，因此在正常工况下不会发生原油渗漏进入土壤。

5.8.2.6 非正常工况下土壤环境影响分析

非正常状况情景与地下水预测情景相同，运行期主要考虑集输管线出现破损，原油下渗对土壤环境的影响。

事故时排放的落地油量大且集中，其危害主要表现为降低土壤透气、透水性，改变土壤微生物种群结构，消耗土壤氮素，使植物生长受阻，体内残留量增加，恶化土壤-植物及土壤-食物链系统的环境质量。因此，油田生产中一定要严防原油跑、冒事故的发生，一旦发生事故，应立即采取事故应急措施，及时对落地油进行回收，最大限度地恢复地表原貌，为利用土壤的自净作用创造条件，在尽可能短的时间使土壤环境得到恢复。

本次类比参照《萨北开发区东部过渡带三、四条带南区加密调整产能建设工程验收调查报告》（2020年11月完成自主验收）中对于验收的采油井场土壤监测数据，该工程均位于东部过渡带开发区域内，项目在建设和试运行期间基本落实了环评报告中提出的各项生态环境保护措施。工程各种施工迹地基本得到了平整、清理，迹地内植被处于自然恢复状态中；采取了一定的植被保护措施和水土保持措施；验收现场井场、管线等施工临时占用的草地基本恢复。项目区域井场永久占地内土壤中石油烃、Pb、Hg、As等污染物满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）第二类用地筛选值标准，永久占地外各因子均满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准》（GB15618-2018）农用地土壤污染风险筛选值标准。

根据验收调查报告，项目投产运营至今，区域地表在施工阶段产生的临时占地形成的裸地基本已得到了恢复。综合以上分析说明企业在项目实施之后较好的落实污染防治措施，油田开发对土壤环境影响较小。

5.8.2.7 土壤污染防治措施

（1）源头控制

通过加强管线内的压力、流量传感器检修维护，保障发生泄漏及时切断阀门，减少泄漏量；加强日常巡检监管工作，出现泄漏情况能及时发现；加强法兰、阀门连接处腐蚀情况记录管理，避免因老化、腐蚀导致泄漏情况发生。

（2）过程防控措施

本项目新建工程防渗依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016），将本项目涉及的构筑物防渗分为重点防渗区、一般防渗区和简单防渗区，以避免井口泄漏的原油污染土壤。防渗措施的设计，使用年限不应低于拟建工程主体工程的设计使用年限。

(3)跟踪监测

为了掌握拟建工程土壤环境质量状况和土壤中污染物的动态变化，对拟建工程实施土壤跟踪监测。

根据项目特点及《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》(HJ 1248-2022)相关要求，制定监测计划，详情见表 5.8-3。

表 5.8-3 土壤跟踪监测点位布设情况一览表

序号	跟踪监测点位名称	采样层位	监测因子	执行标准	监测频率
1	平台井场及北 1-312-更 P22 井场	表层样	pH、石油类、石油烃 (C ₆ -C ₉)、石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)、汞、砷、六价铬、盐分含量	《土壤环境质量 建设用地污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)表 2 第二类用地筛选值	1 次/a

5.8.3 结论与建议

项目区域土壤中各监测因子监测值均达到《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地土壤污染风险筛选值标准要求；本工程采取土壤污染防治措施按照“源头控制、过程防控、应急响应”相结合的原则，在严格落实土壤污染防治措施后，本工程对区域土壤环境影响可接受。

本项目土壤环境影响评价自查表见附表 3。

6 环境保护措施及其可行性论证

6.1 大气污染防治措施及其可行性论证

6.1.1 施工期

本项目地面工程的工程量较小，施工期的环境空气影响主要来源于施工活动引起的扬尘。施工过程中采取以下污染防治措施：

（1）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、施工场地应定时洒水抑尘，定期清扫散落在施工场地的泥土，应实行湿法吸扫，严禁干扫和吹扫，以减少扬尘对周边土壤和植被的影响。

③运料车辆在运输时，车辆应当采取苫布遮盖措施，严禁敞开式、半敞开式运输，不得装载过满，以防洒落在地，形成二次扬尘。

④土方开挖应采取遮盖、围挡、洒水等防尘措施。临时弃土集中堆放在背风侧，临时堆放土堆应采取覆盖、洒水等防尘措施；缩短土方裸露时间，且不宜堆积过久、过高，堆放过程中应在顶部加盖篷布；对易产生扬尘污染的建筑材料堆应覆盖到位。

⑤管线尽可能沿道路走向设计，以避免施工活动对土地和地表植被的扰动；最大限度控制施工作业带宽度，避免因施工开挖加剧土地沙漠化和水土流失，同时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。

（2）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，柴油发电机烟气排放满足《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《非道路移动柴油机排气烟度限值及测量方法》（GB 36886-2018）表 1 中II类限值要求；

②钻井发电机和钻井柴油机采用符合《普通柴油》（GB252-2015）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。

（3）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。

(4)柴油罐呼吸气

在井场配备钢制柴油罐 2 个 40m³ 卧式罐，施工期柴油储罐呼吸废气非甲烷总烃排放量为 0.30t，所在区域为开阔地带，利于废气的扩散，因此对局部地区的环境影响较轻。项目储罐仅在施工期使用，对环境的影响随着施工结束而消失。

施工期采取的上述技术方案是施工过程中常见的扬尘和大气污染防治措施，采取以上大气污染防治措施后，能够确保施工场界颗粒物浓度满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表 2 无组织排放监控浓度限值要求，不会对大气环境产生较大影响，施工期大气污染防治措施可行。

6.1.2 运行期

本工程运行期的大气污染主要来自运营过程中产液集输及依托场站处理过程无组织挥发的烃类气体及加热炉燃烧烟气。

(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，保证正常生产无泄漏；

②井口安装密封垫，集输管线采用密闭管道，油气田采出水采用密闭管道集输，接入口和排出口采取与环境空气隔离的措施，最大限度降低烃类气体的挥发；

③加强转油站运行管理，提高油气分离效率，减少油罐呼吸口的轻烃挥发；

④加强井下作业管理，提高落地油回收率，减少烃类气体挥发；

⑤精细化管理，减少“跑、冒、滴、漏”现象，加强设备设施的日常管理，严格执行操作规程；

⑥定期对设备和管道进行维修保养，保证加热炉等场站内设施设备平稳运行，控制烃类气体的无组织挥发，确保本项目井场、阀组间以及依托场站排放的非甲烷总烃厂界满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中相关标准要求。场站排放的非甲烷总烃厂区内满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求；

(2) 温室气体管控

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，定期排查依托站内储罐，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依托站场加热装置采用清洁燃料天然气，采用低氮燃烧方式，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增加评价区绿化面积，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。

6.1.3 退役期

（1）退役期废气主要是施工过程中产生的扬尘，退役期作业时，采取洒水抑尘的降尘措施，同时要求严禁在大风天气进行作业。

（2）运输车辆使用符合国家标准的油品。

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

根据类比以往同类闭井井场的验收监测数据，以上环境空气污染防治措施可行。

6.2 地表水污染防治措施及其可行性论证

6.2.1 施工期

6.2.1.1 施工期废水处理措施及其可行性论证

（1）施工期生活污水依托周边场站生活污水处理系统进行处理（施工人员如厕去周边场站），不外排。周边场站生活污水由罐车拉运至风云污水提升站，经提升后管输至大庆市水务集团城市排水有限公司进行集中处理。

（2）施工车辆和设备坚持日常检查制度，控制跑、冒、滴、漏现象的发生，以杜绝环境污染事件；

（3）敷设管道时产生的管线试压废水由罐车拉运至北十七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）钻井废水的产生量随井深和钻井周期变化，这部分废水与相应泥浆、岩屑最终由罐车拉运，依托大庆赛诺科林环保科技有限公司废弃泥浆无害化处理站（一队三厂站）处理。该站位于原北过蒸汽驱注气站内，年处理废弃水基泥浆 200000m³，日最大处理量为 1000m³，根据调查，现阶段泥浆处理量为 110m³/d，负荷率为 11%。泥浆无害

化处理站内采用“加药+筛分+脱稳+固液分离”工艺处理废弃钻井液，产生的分离水拉运至北三联含油污水处理站处理，产生的泥饼用于修井间道路、铺垫井场、搭井间防火墙、回填等。本工程水基钻井施工期 30 天，整个钻井施工期产生的水基泥浆钻井废水 424.1m³、废弃钻井液产生量为 4284m³、钻井岩屑产生量 508.92m³、废射孔液产生量为 680m³，总产生量为 196.57m³/d，废弃钻井液无害化处理装置新增负荷至 30.7%，剩余处理能力满足需求。同时根据北三联含油污水站监测报告（编号 YQ24080234），该处理站处理后的废水中石油类为 15.3mg/L、悬浮物为 14mg/L，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。综上分析，从水质、水量分析，该废水处理措施可行。

（5）本项目北 2-321-更 E68 井场、北 2-2-检更 50 井场、北 3-341-更 E113 井场、北 3-340-更 E113 井场距东二排水干渠约 600m，井场与地表水体距离较远。井场与水渠之间有井排路、草地及渠堤相隔，事故状态下一般不会污染水渠。本工程井场在井场施工作业期间做好废水收集措施，同时在井场永久占地边界修建截水沟，避免井场污染物随地表径流进入水渠，避免施工期废水对地表水体产生影响。

6.2.1.2 施工期地表水保护措施

（1）井场设备安装完成后，清理井场内残留废旧设备和生活垃圾，避免残留废物随地表径流污染排涝渠。

（2）管线施工严格控制施工作业带，做好土方苫盖，施工单位严格按照有关规定安排施工作业；合理进行施工组织和场地布置；对施工运输合理规划、布局，利用既有道路，运输车辆按指定路线运行；施工运输车辆加盖苫布，防止运输材料洒落，产生扬尘，影响区域内环境。

（3）施工期间各类固体废物应及时清运，生活污水排入附近场站内生活污水收集设施；管线试压废水由罐车拉运至北十七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；钻井废水大庆赛诺科林环保科技有限公司废弃泥浆无害化处理站（一队三厂站）处理，施工现场严禁将生活污水直接排入排涝渠。

（4）宣传教育：施工单位应加强对施工人员爱护环境防止地表水体破坏的宣传教育活动，在施工过程中，应做到井然有序的组织实施设计，做到文明施工。

（5）项目距离地表水较近的以及位于耕地内的井场需将井场垫高到最高水位线以

上，并设置临时施工围堰，同时合理安排施工时序，避开雨季钻井施工，避免地表径流污染耕地。

(6) 距离地表水体（东二排水干渠）较近的井场施工尽量选择在地表水体枯水期，避免施工过程对周围地表水体可能造成的污染影响。

通过采取以上措施，施工期能够有效防止各类污染物进入附近地表水体造成污染事故，减少对周边水环境的影响。

6.2.2 运行期

(1) 运营期废水处理措施及其可行性论证

①运营期废水处理措施

运营期油井采出液分离出的含油污水管输至北十七含油污水处理站处理；运营期清防蜡废水经热洗管线回收进入集输系统，管输至北十七含油污水处理站处理；油井检修作业污水经钢制污油回收槽回收，通过罐车回收后送至北十七含油污水处理站处理达标后回注油层，不外排。

②处理工艺可行性分析

本项目依托北十七含油污水处理站，采用“二级沉降+压力过滤”污水处理工艺，设计出水水质指标同时满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求。

③处理工艺达标可行性分析

根据北十七含油污水处理站监测结果可知，北十七污水处理站处理后的污水中石油类 1.58~2.07mg/L、悬浮固体 2~3mg/L、粒径中值 1 μ m，同时满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排，工艺可行。

④处理规模的可行性分析

北十七含油污水站设计污水处理量为 20000m³/d。目前北十七含油污水处理站处理水量 9000m³/d，负荷为 45%，剩余负荷满足本项目新增采出水处理量需求。因此，从规模上本项目依托可行。

采取以上措施后，本项目运营期废水均不外排，对环境影响较小。

(2) 运营期地表水保护措施

在油田生产建设及运营过程中，必须加强管理，同时确保各项污染控制措施及事故应急措施能够切实落实，运营期还应做到如下要求：

①为避免油田开发过程中污染物随地表径流进入地表水体，在生产过程中严格管理，杜绝含油污水及污油的随意排放；生产过程中修井及其它井下作业通过安装防喷器、卸油器、作业污水设置钢制污油回收槽和回收罐车、井口溢流控制器等井口及井下装置，防止井喷、泄漏等事故的发生，减少含油污泥的产生量，一旦发生原油落地，全部及时回收。

本工程距地表水体较远，最近的井场距地表水体约 600m，在井场作业期间做好废水收集措施，作业区铺垫防渗布，在作业场地周边应建设 0.3m 高临时围堰，将事故产生的污油污水截留在井场内，作业现场所有废物全部收集清运。

本项目营运期对地表水体的污染主要是地表径流可能携带部分落地油进入水环境，巡井小队人员每天对井场巡查一次，发现井场落地油及时回收（回收率 100%），同时禁止在雨季进行油井作业，因此，正常工况下地表径流不会对地表水体产生影响。

②本项目距地表水体的最近距离越 600m，距离较远，集油掺水管线采用无缝钢管，外缠胶带硬质聚氨酯泡沫保温钢管，能有效防止管线泄漏，同时由小队人员定期对管线进行巡线，检查管线沿途，尤其是靠近地表水区域管线是否异常；本项目在运营期对集输管线定期进行检测，防止腐蚀穿孔引起油水泄漏污染环境，提高管线防腐等级，以延长管道使用寿命，因此集输管线发生泄漏的可能性不大，对地表水体产生影响的可能性很小。

③在进行油井井下作业及水井洗井时，严格按照要求使用钢制污油回收槽和罐车对作业污水和洗井污水进行回收，防止作业产生的污油污水进入周围环境。同时限制作业范围，严格控制在井场占地范围内，完工后，将井场平整清理干净，不得遗留油污；

④定期巡检，每天有专职人员对油井及管线进行检查，巡检次数至少为 1 次/d，雨季等特殊天气增加巡检次数，若管线泄漏应及时关闭切断阀，同时确保应急工具和设备齐备完好，准备围油栏、吸油毡、消油剂、接油桶等应急物资，以便在发生泄漏事故时对产生的污油污水进行及时回收和处理，避免对周围地表水环境产生大面积污染。

在正常生产情况下，项目开发建设采取较为完善的环境保护措施，措施技术可行，对周围环境不会产生不良影响。

6.2.3 退役期

退役期地表水保护措施

①合理规划：施工单位严格按照有关规定安排施工作业；合理进行施工组织和场地布置；对施工运输合理规划、布局，利用既有道路，运输车辆按指定路线运行；运输车辆加盖棚布，防止运输材料洒落，产生扬尘，影响区域内环境。

②退役期间各类固体废物应及时清运，施工期间严禁将生活污水直接排放。

③宣传教育：施工单位应加强对施工人员爱护环境防止地表水体破坏的宣传教育活动，在施工过程中，应做到井然有序的组织实施设计，做到文明施工。

通过采取以上措施，退役期能够有效防止各类污染物进入附近地表水体造成污染事故，减少对周边水环境的影响。

6.3 地下水污染防治措施及其可行性论证

6.3.1 源头控制措施

(1) 施工期井场抽油机拆卸前对油井井口采取封闭措施，抽油机电机等设备整体安装，避免设备更换过程中出现油污落地污染地下水和土壤情况。

(2) 施工期更换管线在管沟开挖前做好现场调查，掌握要更换的管线埋藏深度，挖沟机按规程操作，避免现有管线施工事故造成泄漏油水污染地下水。

(3) 施工期新建的管线进行试压，试压合格后接入集输系统，可最大限度降低管线泄漏对土壤和地下水的影响。

(4) 运营期油田生产过程中严格管理，坚决杜绝含油污水及污油的随意排放，井下作业产生的原油等污染物及时回收，不遗落地面，一旦发生原油落地事故，及时回收并确保回收率达到 100%。

(5) 运营期定期对油井套管情况进行检测，发现异常情况及时处理，防止污染地下水；管线采用热熔式焊接和挤压式焊接，在施焊前进行检查。

(6) 管道采用无缝钢管，内外进行防腐保温。

(7) 管道补口采用配套的补口带，补口层与原防腐层搭接宽度应不小于 100mm。

(8) 运行期定期检查、维修项目所有管道、机泵等，确保各部分的使用性能。尤其在雨季更要认真检查，清除隐患。

(9) 巡检过程一旦发现管道泄漏，应立即采取应急措施，关闭机泵，清理泄漏的原油、含油污水。

(10) 做好预防突发性自然灾害的工作，加强与水文气象、地震部门的信息沟通，制定有关应对措施。

6.3.2 分区防控措施

本项目为改扩建项目，新钻井 19 口，新建各类管道 4.5km 及相应配套设施外，其余均依托现有工程。

本项目新建工程防渗依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）结合建设项目场地天然包气带防污性能、污染控制难易程度和污染物类型，提出防渗技术要求。

其中污染控制难易程度分级和天然包气带防污性能分级分别参照表 6.3-1 和表 6.3-2 进行相关等级的确定。

表 6.3-1 污染控制难易程度分级参照表

污染控制难易程度	主要特征
难	对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后，不能及时发现和处理。
易	对地下水环境有污染的物料或污染物泄漏后，可及时发现和处理。

表 6.3-2 天然包气带防污性能分级参照表

分级	包气带岩土渗透性能
强	岩（土）层单层厚度 $Mb \geq 1.0m$ ，渗透系数 $K \leq 1 \times 10^{-6}cm/s$ ，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 $K \leq 1 \times 10^{-6}cm/s$ ，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。

表 6.3-3 地下水污染防渗分区表

防渗分区	天然包气带 防污性能	污染控制 难易程度	污染物类型	防渗技术要求
重点防渗区	弱	易—难	重金属、持久性有 机物污染物	等效黏土防渗层 Mb≥6.0m， K≤1×10 ⁻⁷ cm/s；或参考 GB18598 执行
	中—强	难		
一般防渗区	中—强	易	重金属、持久性有 机物污染物	等效黏土防渗层 Mb≥1.5m， K≤1×10 ⁻⁷ cm/s；或参照 GB16889 执行
	弱	易—难	其他类型	
	中—强	难		
简单防渗区	中—强	易	其他类型	一般地面硬化

本项目包气带渗透系数 $1 \times 10^{-6}cm/s < K \leq 1 \times 10^{-4}cm/s$ ，厂区包气带防污性能为中。废水中的主要污染物为石油类，污染物类型为“持久性有机物污染物”，本项目涉及的构筑物防渗分为重点防渗区、一般防渗区和简单防渗区，详见表 6.3-4。本项目分区防渗情况见表 6.3-4。本工程分区防渗图见附图 18。

表 6.3-4 本项目分区防渗情况表

项目	类别	项目涉及区域	防渗措施	防渗要求

施 工 期	重点防 渗区	柴油罐区、泥浆 循环罐、钻井液 材料房、发电机 房、水基钢制泥 浆槽、钻台	采用地面碾压平整并铺 设 2mm 厚防渗布进行防 渗，渗透系数为 1.0×10^{-10} 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 $Mb \geq 6.0m$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7}$ cm/s 防渗技术要求
	一般防 渗区	其他材料房、一 般固废暂存间	采用 1.5mm 厚防渗布进 行防渗，渗透系数为 1.0×10^{-10} 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 $Mb \geq 1.5m$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7}$ cm/s 防渗技术要求
	简单防 渗区	施工井场其他区 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
运 营 期	重点防 渗区	集油掺水管线	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	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 $Mb \geq 6.0m$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7}$ cm/s 防渗技术要求
		井场作业区	地面铺设 2mm 厚防渗布 进行防渗，渗透系数为 1.0×10^{-10} cm/s	
	简单防 渗区	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

6.3.3 地下水环境监测与管理

（1）地下水跟踪监测方案

为了及时准确的掌握项目所在地周围地下水环境质量状况和地下水体中污染物的动态变化情况，应对该厂区所在区域地下水环境质量进行定期的监测，防止或最大限度的减轻项目对地下水的污染。

a、厂区及其下游地下水监测井布设原则

- a) 重点污染区加密监测原则；
- b) 以主要受影响含水层为主；
- c) 以地下水下游区为主，地下水上游区设置背景点；

b、监测点布设方案

项目区域内井场和管线较为分散，场地内都按规定做了相应的防渗，泄漏风险较小，根据地下水预测结果污染物最远影响距离为 490.3m，确定在区块北侧、区块内、区块南侧布置跟踪监测井完全可以了解本区域地下水水质情况。本次共布设地下水跟踪监测井

3 眼，能够满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）相关要求，监测点布设情况见表 6.3-2。

表 6.3-2 地下水环境影响跟踪监测计划表

功能	编号	监测点位	井别	监测频次	监测因子
背景值监测井	JK1	区块北侧	潜水	1 次/半年	pH、挥发酚、氨氮、耗氧量、石油类、石油烃（C6~C9）、石油烃（C10~C40）、砷、六价铬
污染扩散监测井	JK2	区块内			
	JK3	区块南侧			

当监测指标出现异常时，可按照 HJ 164 的附录 F 中石油和天然气开采业特征项目开展监测。

（2）监测数据管理

上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并抄送环境保护行政主管部门，对于常规检测数据应该进行公开。发现污染和水质恶化时，要及时进行处理，开展系统调查，并上报有关部门。

6.4 噪声污染控制措施及其可行性论证

本项目井场周边 200 米范围内无声环境保护目标，为了减轻噪声对周边环境的影响，须采取以下噪声污染控制措施：

6.4.1 施工期

- （1）合理安排施工时间。尽量避免大量高噪声设备同时施工，禁止夜间施工。
- （2）合理布置施工现场，避免在同一地点安排较多的动力机械。
- （3）降低设备噪声。选用低噪声设备，平时注意设备维护和保养，避免设备不正常运行产生的高噪声。
- （4）运输车辆选择避开居民点路线，尽量不鸣笛。
- （5）加强对施工人员的培训及责任教育，做好施工机械和运输车辆的调度和交通疏导工作，运输车辆选择避开居民区的路线，限制车速，禁止鸣笛，降低交通噪声；
- （6）对于运输路线可能涉及的村屯，在施工前施工单位应向村民进行公告，并合理安排物料及设备运输时段，避开居民休息时段；
- （7）禁止夜间（22:00~次日 6:00）施工，避免对周围敏感点产生影响。
- （8）距离村庄较近区域进行地面管线施工时采用人工开挖，减少对村庄的影响。

通过采取上述措施，能够确保施工场界噪声满足《建筑施工噪声排放标准》（GB 12523-2011）要求，不会对声环境产生较大影响，施工期噪声治理措施可行。

6.4.2 运行期

本项目井场及场站运营期噪声控制措施如下：

（1）井场电机等发声设备尽可能选用低噪声设备，每天巡查加强抽油机设备保养，确保井场噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）2 类标准要求。

（2）对噪声值较高的设备，根据其产生噪声的特性，采用相应的减振、隔声等降噪措施；

（3）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。

通过采取以上措施后，能够确保井场厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）2 类标准要求，对周围声环境产生的影响较小，运行期噪声治理措施可行。

6.4.3 退役期

退役期噪声主要为运输车辆产生的噪声，主要采取以下措施：

①选用低噪声机械和车辆。

②加强设备检查维修，保证其正常运行。

③加强运输车辆管理，合理规划运输路线，禁止运输车辆随意高声鸣笛。

通过采取上述措施，能够确保退役期施工场界噪声满足《建筑施工噪声排放标准》（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。

6.5 固体废弃物控制措施及其可行性论证

6.5.1 施工期

（1）施工产生的生活垃圾执行《城市生活垃圾管理办法》（中华人民共和国建设部令第 157 号令），应集中存放，防止因暴雨、大风等冲入外环境，并及时拉运至大庆城控电力有限公司进行处理，做到工完、料净、场地清；

（2）施工活动产生的废材料等施工废料满足《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中规定的第I类一般工业固体废物标准后，拉运至第一采油厂工业固废填埋场处理。

（3）废射孔液

废射孔液由罐车拉运至大庆赛诺科林环保科技有限公司废弃泥浆无害化处理站（一队三厂站）处理。

（4）废钻井液

废钻井液由罐车拉运至大庆赛诺科林环保科技有限公司废弃泥浆无害化处理站（一队三厂站）处理。

（5）钻井岩屑

钻井岩屑经泥浆循环携带至井口，在地面经振动筛分离出来，与废钻井液一起由罐车拉运至大庆赛诺科林环保科技有限公司废弃泥浆无害化处理站（一队三厂站）处理。

（6）非含油废防渗布

本项目钻前工程期间，按照相应防渗要求对井场等区域铺设防渗布进行防渗处理，钻井作业结束后会产生一定量的非含油废防渗布，其属于一般工业固体废物，集中收集拉运至第一采油厂工业固废填埋场进行填埋处理。

（7）废包装物

本项目钻井作业期间使用的原辅材料中，膨润土等原料基本无毒性，此类包装袋均属于一般工业固体废物，集中收集拉运至第一采油厂工业固废填埋场进行填埋处理。

（8）清管废渣

管道在下沟回填前，采用清管球（器）进行清管，产生的清管废渣拉运至第一采油厂工业固废填埋场处理。

6.5.2 运行期

6.5.2.1 收集、贮存及处置措施

（1）本工程产生的落地油及清淤油泥（砂）属于危险废物，危险废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，代码为 071-001-08，收集拉运至萨北含油污泥处理站减量化处理后再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理，处理后满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）油田含油污泥经处置后泥渣利用污染物控制限值后，用作油田垫井场和通井路。

（2）井场作业期间会产生含油防渗布，含油废防渗布属于危险废物，危险废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，代码为 900-249-08，拉运至采油三厂含油防渗布暂存池暂存，最终委托有资质单位处理。

（3）在井场作业现场管理中，严格落实作业前后环保交接制度，作业队伍必须严格遵守相应的无污染作业准则，确保无污染作业率达到 100%。

6.5.2.2 运输措施

(1) 在井场作业现场管理中，严格落实作业前后环保交接制度，作业队伍必须严格遵守相应的无污染作业准则，确保无污染作业率达到 100%；

(2) 本项目危险废物的运输按照《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012) 要求进行运输管理，危废的转移过程应按照《危险废物转移管理办法》(部令 第 23 号) 执行；

(3) 运输路线的选择过程中尽量避开环境敏感点。

综上所述，本项目产生的固体废物均可得到妥善处理，不外排，本项目固体废物处置措施可行。

6.5.3 退役期

退役期固废主要为废弃管线、建筑垃圾、废防渗材料，采取以下措施：

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

②地面设施拆除、井场清理等工作中会产生建筑垃圾，集中清理收集后，送建筑垃圾调配场处置。

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

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

⑤运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物的散落。

综上所述，项目退役期固体废物均妥善处理。

6.6 生态保护措施及其可行性论证

6.6.1 施工期

6.6.1.1 一般性生态保护措施

(1) 钻井施工应编制施工预案，科学安排作业，最大限度减少临时占地对植被的碾压和破坏；

(2) 充分利用现有道路，减少开辟新的临时进井通道；

(3) 规范施工行车路线及施工人员行为，严禁随意践踏、碾压施工区范围外的植被，不准乱挖、乱采植物；

(4) 井场布置必须遵守《大庆油田开发建设用地标准》规定，严格控制施工作业面积，以减少地表植被破坏；

(5) 为避免施工期对植被的影响，对易产生扬尘的场所必要时加以遮挡，以减轻对植物的影响；

(6) 加强井场管理及设备养护，井场铺设防渗布，防止原油、含油污水以及各种废液的跑冒滴漏，如发生跑冒滴漏，及时处理；

(7) 规范施工人员行为，严禁随意践踏、碾压施工区范围之外的植被；

(8) 表土剥离临时堆放区位置选择地势平坦、远离施工区且排水良好的区域，避免堆放于低洼易涝处或生态敏感区（如湿地、河道旁）。堆土区需设置围挡或警示标志，防止机械碾压或人为破坏。就近堆放以减少运输扰动，必要时覆盖防尘网或种植临时草皮防止风蚀、水蚀。施工过程中尽量保护土地资源，不打乱土层。本项目在施工过程中针对临时占地，应剥离占地内 0.3m 的表土，采用分层开挖，分层堆放，暂存于占地内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖等措施防止水土流失，定期采取洒水抑尘措施，剥离的表土在施工结束后分层回填，及时恢复地表植被，并采取补植、补播等措施，保证土壤肥力和植被覆盖度；施工期间裸露地表用土工布、防尘网或秸秆覆盖，减少雨水冲刷，设置临时排水沟、沉砂池，拦截泥沙并导流雨水。边坡采用草袋、土工格栅或植草毯固定，坡度较大时增设挡土墙。场地平整后及时复绿。建设排水设施，避免径流集中冲刷；

(9) 施工结束后施工营地进行搬迁，料场做到工完、料净、场地清。井场柴油罐区的防渗材料及围堰与柴油罐一同拆除，临时占地平整并恢复；施工时所产生的生活污水、生活垃圾等废弃物，严禁随意倾倒；

(10) 埋设管线时，根据管径的大小做到尽量窄控，采取平埋方式（不起土坝）进行，以便尽快恢复植被；

(11) 恢复被破坏的地表形态，平整作业现场，改善土壤及植被恢复条件；

(12) 本工程永久占用的耕地，针对永久占地按“占一补一”原则及相关规定缴纳土地补偿费，专款用于占地补偿，按规定补划永久基本农田；

(13) 管道施工尽量缩小占地面积，应划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，走同一车辙，避免加行开辟新路；

(14) 管沟挖、填方作业应作到互补平衡；

(15) 管沟回填应按层回填，以利施工带土壤和植被的尽早恢复。回填后应予以平整、压实，以免发生水土流失；

(16) 管道建设工程结束后，回填开挖的管沟，路基采取护坡、养护措施，进行表土回覆、场地清理平整并恢复植被；

(17) 对废水、固体废物进行严格管理，统一处理或回收，不得随意抛撒，防止污染土壤。

本项目典型生态保护措施布置示意图见附图 17。本工程应在施工完毕后进行生态恢复，具体见表 6.6-1。

表 6.6-1 植被恢复计划表

序号	项目	占地类型	恢复措施	实施时间	实施单位
1	永久占地	耕地、草地	将表层土剥离进行其他土地改良，占地后按照占一补一原则缴纳补偿费用，补偿永久占地 23580m ²	施工完毕后 1 年内	大庆油田有限责任公司第三采油厂
2	临时占地	耕地、草地	恢复临时占地 80190m ² ，分层开挖，分层回填，并通过生态植被恢复措施可逐年恢复原有植被水平		

6.6.1.2 针对性保护措施

(1) 耕地保护措施

本工程在耕地占地施工前需要对表土进行剥离，集中收集用于施工结束后复耕。严格控制施工占地范围，禁止施工车辆和人员在占地范围外活动，对临时占用的耕地进行整平翻松，确保不影响后续耕种。

(2) 防沙治沙措施

项目占地区域未出现土壤沙化现象，为保护区域生态环境，针对本项目的具体特点，施工期内采取以下防沙治沙措施：

①施工时要特别注意保护原始地表与天然植被，划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，避免并行开辟新路，以减少风蚀沙化活动的范围。

②根据当地际情况、环境特征及原生植被特点和生存种类，建立乔、灌、草结合，网、带、片结合的沙地植被防护体系。裸露沙地，以种植草本和灌木植物为主。

通过采取上述措施，施工期严格控制施工作业占地范围，不会对项目所在区域生态环境产生较大影响，施工期生态保护措施可行。

(3) 水土流失防治措施

①井场

本项目对部分井场铺垫土方，对垫方予以平整、压实，以免发生水土流失。铺垫井场的土方要合理堆放、利用，剩余土方拉运至下一处井场合理利用。

②道路

严格控制施工车辆、机械及施工人员活动范围，尽可能减少原有植被和土壤的破坏。

油区道路施工作业面宽度控制在永久占地范围内，并做好通井路护坡。

设备和材料运输利用现有公路和已有便道行车，减少新建道路，避免造成新的裸露地表；执行“无捷径”原则，规范车辆行驶路线，不在道路、井场以外的地方行驶和作业，禁止碾压和破坏地表植被。在油田道路地势较低，容易汇水形成径流冲刷的路段，设置钢筋砼板涵，以保证道路两侧洪沟的畅通。生产期及时作好道路泄洪桥涵洞的疏通、维修工作，保证各类设施的泄洪能力。

③管线

对输油管道采取防腐措施，防止管道泄漏对植被、土壤造成影响；长距离输油管道采用阴极保护，减缓管道腐蚀，减小原油管道因腐蚀穿孔泄漏的概率。

管道工程施工时，要特别注意保护原始地表与天然植被，应划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，走同一车辙，避免加行开辟新路。管沟挖、填方作业应尽量做到互补平衡，以免造成弃土方堆积和过多借土，增加新的水土流失。

管沟回填应按层回填，以利于施工带土壤和植被的尽早恢复。回填后应予以平整、压实，以免发生水土流失。对高出地面部分做出水土保持要求，要求高出地面部分回填土按梯形堆放于管线上部，堆放后人工进行修整、拍实。项目区低洼地段，降雨季节施工的应先建好防洪、导流和泄洪设施后开工，以防洪水冲毁工程、机械，造成不必要的损失。

④生物防治措施

本项目水土保持生物措施主要根据油田地面植被情况，做好原有植被恢复工作，最大程度的降低因本项目施工建设和生产运行而新增的水土流失量，降低人为因素导致当地土壤盐碱化的趋势，尽量改善当地的生态环境。

综上所述，通过上述生态污染防治措施，本项目对生态环境造成的影响在环境可接受范围之内，措施技术可行。

6.6.2 运行期

(1) 严格控制油井作业占地，普通井下作业不新征临时占地；施工结束后及时有效地对占地区域土地进行平整，并压实，利于植被自然恢复。井场临时占地主要为设备放置地，在设备放置时尽量不破坏原有地貌，施工结束后及时对现场进行清理，对破坏的土地进行平整并压实，利于植被自然恢复。

(2) 禁止碾压和破坏道路及井场永久占地外的草地。加强井场管理及设备养护，防止原油、含油污水以及各种废液的跑冒滴漏。

(3) 油井作业过程中缩小影响范围，提高工程施工效率，减少工程在空间上、时间上对生态环境的影响；在完钻后，要立即对施工现场进行平整，并尽可能覆土压实，基本程序是回填—平整—覆土—压实。工程回填物应首先考虑弃土、弃石和弃渣，并力求做到“挖填平衡”。

(4) 油井作业要特别注意保护原始地表与天然植被，划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，避免并行开辟新路，以减少风蚀沙化活动的范围。油井作业结束后，应针对作业过程中的不同破坏类型，恢复被破坏的地表形态，降低工程对周围生态环境的影响。

(5) 油井作业避免在大风天施工。作业时在井场周围堆筑临时围堰，防止作业时产生的油水进入周围环境。

(6) 油井作业时严格执行环保措施，控制污染物的外排量，保证“工完料净场地清”，作业后无落地油遗留井场。

(7) 回收落地油时，减少土壤的剥离量。加强管理，减少落地油在清理和运输过程跑冒滴漏的量，污泥回收后拉运至萨北含油污泥处理站处理。

(8) 运行期各种车辆应在已修建的道路上行驶，不得随意行驶。

本项目通过采取上述生态保护措施，能够确保本项目对区域生态环境的破坏得到有效控制，不会对区域生态环境产生较大影响，生态保护措施可行。

6.6.3 退役期生态恢复与重建措施

油田退役期，根据立地条件和宜林则林、宜草则草、宜农则农的原则，对生态环境进行恢复和重建，评价建议分区采取生态恢复与重建措施。

(1) 井场生态恢复与重建措施

①退役期油井退役或报废后，应当在6个月内将打开的油气层和井口封闭；井场应拆除采油设备、封好井口，挖松固化地面，并对井场土地进行平整、翻松，同步实施井场复垦还田或植被恢复措施。

②保留各类绿化、防洪工程、生态保护设施，使油田开发区生态环境功能不变生态环境质量不低于现状。

(2) 道路及管线生态恢复与重建措施

①为避免退役管线开挖对生态环境的影响，管线退役阶段不进行开挖，采取管线两段灌注水泥封堵直埋处理。

②对井场道路的永久占地要进行生态恢复，采取土地平整、翻松，及时复垦，使油田开发区与区域生态景观和谐一致。

综上所述，项目退役期在采取生态恢复与重建措施后，可有效地将生态环境的影响降到最低程度。

6.6.4 黑土地保护措施

本项目新增占地类型中的耕地属于黑土耕地。根据《黑龙江省“十四五”黑土地保护规划》、《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）》及《黑龙江省黑土地保护利用条例》中要求，本项目应采取以下措施：

（1）建设项目不得占用黑土地；确需占用的，应当依法严格审批，并补充数量和质量相当的耕地。基础设施建设应当采取必要措施，避免因建设项目导致水淹耕地或者破坏黑土地生态环境。

（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。建设项目主体应当制定剥离黑土的再利用方案，报自然资源主管部门备案。

（3）本项目新建井场应严格遵守《石油天然气工程项目用地控制指标》（TD/T 1099-2024）要求，更新井尽可能减少占地。

（4）本项目建设过程中对占用的耕地，对于永久占地应剥离表层 0.3m 的耕作土，并按照“占一补一，质量相等”的要求进行易地补充耕地，或按规定缴纳耕地开垦费，开垦新的耕地。

（5）本项目实施前编制表土剥离利用方案，统筹安排剥离、储存和再利用工作。表土剥离和利用严格执行《建设占用耕地耕作层土壤剥离利用技术规范》（DB23/T2913-2021）。

（6）本项目对临时占用的耕地采用深松深耕进行复垦。

（7）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。

（8）本项目在施工过程中针对永久占地及临时占地，严格按照《表土剥离及其再利用技术要求》执行。对于普通耕地，按耕层（0cm-20cm）、亚耕层（20cm -50cm）分层剥离；黑土地应剥尽剥，无剥离厚度限制。在实际操作中，通过土壤检测、地质勘查等手段，精准确定各区域的剥离厚度，确保既充分保护优质表土，又不造成过度剥离浪费资源。对临时堆放的表土进行苫盖，可采用防尘网、土工布等材料，减少扬尘和雨

水冲刷。定期对堆放的表土进行翻晒和疏松，保持土壤的透气性和活性，每 2-3 周翻晒一次，深度约 15-20cm；还可根据土壤肥力状况，适量添加有机肥或微生物菌剂，增强土壤肥力，每 100 立方米表土添加有机肥 2-3 立方米。在堆放场地周边种植护坡植物，如狗牙根、高羊茅等，形成生物防护带，防止水土流失，植物种植间距为 15-20cm。

6.6.5 水土流失保护措施

(1) 工程防治措施

1) 井场

井场予以平整、压实，以免发生水土流失。对于建设开挖、回填土石方要合理填埋、堆放、利用，并采取适当的压实平整措施。地面建设产生的弃方不得随处堆放，应合理利用。

2) 道路

施工期尽量利用现有公路和已有便道行车，避免造成新的裸露地表；执行“无捷径”原则，规范车辆行驶路线，不在道路、井场以外的地方行驶和作业，禁止碾压和破坏地表植被。在油田道路地势较低，容易汇水形成径流冲刷的路段，设置钢筋砼板涵，以保证道路两侧洪沟的畅通。生产期及时作好道路泄洪桥涵洞的疏通、维修工作，保证各类设施的泄洪能力。

3) 管线

管道工程施工时，要特别注意保护原始地表与天然植被，应划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，走同一车辙，避免加行开辟新路。管沟挖、填方作业应尽量做到互补平衡，以免造成弃土方堆积和过多借土，增加新的水土流失。管沟回填应按层回填，以利于施工带土壤和植被的尽早恢复。回填后应予以平整、压实，以免发生水土流失。

4) 生物防治措施

本项目水土保持生物措施主要根据油田地面植被情况，做好原有植被恢复工作和人工绿化工作，最大程度的降低因本项目施工建设和生产运行而新增的水土流失量，尽量改善当地的生态环境。

(2) 管理措施

因地制宜选择施工季节，本项目施工选在冬季，避开植被生长季节、农作物耕种季节，减少损失，同时也避开大风及强降水季节。施工期间应划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆、重型机械设备作业范围，以及施工人员的活动范围，由专人负责管理，减少施工作业对周围土壤和植被的破坏范围和程度。

严禁在大风天气下运输及装卸施工散料等。在便道出入口，树立保护耕地的警示牌，以提醒施工作业人员，减少人员随意践踏造成的水土流失。严禁开发建设施工材料乱堆乱放，划定适宜的堆料场，以防对植物破坏范围的扩大，增加裸地面积而新增的水土流失。

6.6.6 防沙治沙保护措施

经调查，本项目开发区域沙化土壤分布较少，主要地类为土壤性能良好的耕地，区域内沙化土地所占的比重较小，为减轻植被破坏和农田生态系统受工程影响可能导致的沙化现象，防患于未然，建设单位应采取以下措施进行控制：

（1）做好施工期开挖土方临时堆存的水土保持措施，确保土方水土流失得到有效控制。对开挖井场造成植被破坏或地表裸露的，必须采取有效的修复措施，所有生态措施应在井场投运半年内完成。

（2）管道采用沟埋敷设，施工结束后及时有效地对占地区域土地进行平整，并压实，利于植被自然恢复。井场临时占地主要为设备放置地，在设备放置时尽量不破坏原有地貌，施工结束后及时对现场进行清理，对破坏的土地进行平整并压实，利于植被自然恢复。

（3）在施工活动结束后，要立即对施工现场进行回填平整，形成新的合适坡度，并尽可能覆土压实，基本程序是回填—平整—覆土—压实。工程回填物应首先考虑弃土、弃石和弃渣，并力求做到“挖填平衡”。

（4）施工时要特别注意保护原始地表与天然植被，划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，避免并行开辟新路，以减少风蚀沙化活动的范围。

（5）施工作业避免在大风天施工。

（6）路基边坡采取种草措施护坡固土，维护路基稳定和道路安全运行。

6.6.7 植被恢复措施及补偿措施

建设单位在施工过程中，应严格执行《中华人民共和国土地管理法》、《石油天然气工程项目用地控制指标》（TD/T 1099-2024）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）草地表土剥离

在地面起伏大、土层小于 25cm 且不适宜机械作业时，采用人工剥离；地面平整且表土可剥离厚度大于或等于 25cm 时，选用对土壤压实少的机械进行剥离。剥离厚度一般控制在 10cm - 30cm 之间，高寒草原草甸地区则按实际表土剥离厚度全部剥离。剥离前，对草地植被进行调查，对于有珍稀或保护价值的草种，进行人工收集和移栽保护。临时堆放场地的选择原则与耕地表土堆放一致。堆放时，按照不同的草地类型和土壤质地进行分区堆放，防止混杂。同样进行苫盖和设置排水系统，定期检查表土的湿度和酸碱度，若出现土壤板结或酸碱度异常，及时进行翻耕和改良。每 1-2 个月检测一次土壤湿度和酸碱度，根据检测结果采取相应措施。

（3）植被恢复措施

对临时占地进行表土留存，施工结束后进行回填，对临时占用草地进行植被恢复。通过采取上述生态保护措施，能够确保本项目对区域生态的破坏得到有效控制，不会对区域生态产生较大影响，生态保护措施可行。

通过采取上述生态保护措施，能够确保本项目对区域生态的破坏得到有效控制，不会对区域生态产生较大影响，生态保护措施可行。

6.7 土壤保护措施及其可行性论证

6.7.1 施工期

（1）加强施工中的环境管理，控制和消除土壤污染源。严禁随意倾倒污水、随意堆放固体废物，防止因“三废”处理不合理或处置措施不当对土壤造成污染。

（2）井场布置必须遵守《大庆油田开发建设用地标准》规定，严格控制施工作业面积，以减少地表植被和土壤的破坏。本工程建设期间主要进行地面工程的建设、各种管线与道路的铺设等作业。对环境的影响属于高强度、低频率的局地性破坏。对临时占用的耕地进行补偿和恢复。

（3）充分利用现有道路，尽量不再开辟新的临时通道。

（4）对于临时占地，在对土壤进行开挖施工时要采取措施降低土壤风蚀，减少水土流失：对土壤要分层开挖、分别堆放，按原土层回填（先填心土，后覆盖表土）平埋方式（不起土坝）进行，以便其尽快恢复植被生长。

（5）本项目耕地管线开工前编制建设项目占用耕地耕作层土壤剥离利用方案，统筹安排剥离、储存和再利用。对永久占地及临时占地，应剥离占地内 0.3m 的表土，采用分层开挖，分层堆放，暂存于施工区表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖。本项目耕地管线施工过程中，严格控制施工作业面积，加强施工管理，尽量减少占地面积，并

规范行车路线及施工人员行为，严禁随意践踏、碾压施工区范围外的土壤。

(6) 生活污水进入附近计量间或场站内污水收集设施，定期由罐车拉运至风云污水提升站，经提升后管输至大庆市水务集团城市排水有限公司进行集中处理。施工时所产生的生活污水、生活垃圾等废弃物，严禁倾倒或抛入周围土壤。

6.7.2 运行期

针对工程可能发生的土壤污染，按照“源头控制、末端防治、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全阶段进行控制。

(1) 源头控制措施

井场控制措施。油田开发过程中，井下作业应配备泄油器、刮油器等，试采原油及含油污水要求全部进罐，按照“铺设作业、带罐上岗”的作业模式，及时回收落地油，落地原油回收率应达到 100%。

管线控制措施。在管线的路由选择中，应尽量沿道路进行铺设，同时还采用管线保温措施；管道应按要求设置截断阀与报警系统和监控系统。

设备控制措施。在设备等污水储存及处理构筑物采取相应措施，防止和降低污染物跑、冒、滴、漏，将污染物泄漏的环境风险事故降到最低程度。

(2) 过程控制措施

对集输管线定期进行检测，防止腐蚀穿孔引起油水泄漏污染环境；井场采取简单防渗，进行地面压实处理。同时企业在管理方面严加管理，并采取相应的防渗措施可有效防止管线和站场贮存设施发生含油污水及原油泄漏事故造成对区域土壤环境的污染。

末端控制措施：主要包括油井污染区地面的防渗措施和泄漏、渗漏污染物收集措施，即在污染区地面进行防渗处理，防止洒落地面的污染物渗入地下，并把滞留在地面的污染物收集起来集中处理。

(3) 末端控制措施

主要包括油井场、注水井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) 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临时封堵。在变压器底部加装集油槽，避免污染土壤。集油槽保持空置状态，一旦发现渗漏及时处理，收集的废变压器油属于危险废物，由电力运维单位收集委托有资质单位处置。

（5）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。

（6）跟踪监测

定期对重点影响区及土壤环境敏感点附近土壤环境进行监测，监测委托具有资质的单位进行，监测报告应存档，同时对监测结果进行信息公开。

根据项目分布情况、现状监测布点情况和土壤类型分布情况，结合《排污单位自行监测技术指南陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）制定监测计划，布置土壤监测点位 2 个。跟踪监测计划见表 6.7-1。

表 6.7-1 土壤环境跟踪监测计划表

点位	坐标	位置	监测因子	监测频次
1	125.0861362,46.6939034	北 3-340-更 E113、北 3-341-更 E113 平台井场	pH、石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、汞、砷、六价铬、盐分含量	1 次/年
2	124.9285584,46.6817417	北 1-312-更 P22 井场		

6.7.3 退役期

井场退役期应按照《污染地块土壤环境管理办法（试行）》的有关规定，开展土壤环境调查及风险评估，并按照相关管理规定对污染地块采取治理与修复措施。通过采取以上污染控制措施，可保证闭井后项目用地土壤满足相关标准要求，处置措施可行。

6.8 环境风险防范措施

6.8.1 施工期

（1）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/cm^3 。

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, 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、强度校核做严格计算)。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, 为注气和采气提供资料。

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生产套管。

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，同时可下表层套管封隔浅层。

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、发电房、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、可燃气体的。

7）柴油罐区地面铺设防渗布，设置围堰。

8）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油污污水进行及时回收和处理。

9）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。

10）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。

11）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。

12）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。

13）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。

6.8.2 运行期

6.8.2.1 集输系统事故风险防范措施

(1) 严格挑选施工队伍，施工单位应持有劳动行政部门颁发的压力管道安装许可证，以确保管道施工质量，同时对工程中使用的设备及附件应严格进行施工安装前的质量检验，检验合格后方可进行施工安装。

(2) 对已建集输系统定期维修保养，及时更换老化管线、设备。

(3) 定时对采油井和管线进行巡查，及时发现管线、阀门、设备渗漏、穿孔问题。

(4) 生产时密切关注系统压力变化，一旦系统压力有大的降低，要及时报告，找到管线泄漏点，及时处理，避免污水大量泄漏。

(5) 当发生油水泄漏时应及时在泄漏点周围修筑围堤，控制油水扩散范围，管线靠近水渠一侧应在第一时间修筑围堤；同时明确泄漏可能导致的后果，泄漏危及周围环境的可能性，隔离泄漏区，周围设警告标志。

(6) 确保第三采油厂应急物资库的围油栏、铁锹、吸油毡、消油剂等应急工具和设备齐备完好，以便在发生泄漏事故时对产生的污油污水进行及时回收和处理，避免对周围排涝渠、地下水、土壤等环境产生污染。

(7) 将被泄漏原油污染的土壤清理后收集拉运至萨北含油污泥处理站减量化处理后再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理，处理后满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）油田含油污泥经处置后泥渣利用污染物控制限值后，用作油田垫井场和通井路。

(8) 当发生油田伴生气泄漏应划出警戒线，告知围观群众危险性，劝之不要动用火源，防止火灾及爆炸事故发生；同时根据泄漏情况有组织性地疏散周围相关人员。

(9) 建立应急响应机构，配备快捷的交通通讯工具，以便对泄漏事故及时做出反应和处理。

(10) 对油田设施采用新技术，提高油田设施的抗蚀防腐能力，从而减少由于设施因素引发油水泄漏事故的几率。

(11) 制定定期巡查制度，发现异常及时处理和报告。

(12) 建立应急响应机构，配备快捷的交通通讯工具，以便对泄漏事故及时做出反应和处理。

6.8.2.2 井下作业风险防范措施

(1) 为预防作业时井喷，对于地层压力较高的油井作业，在作业前应先调节注采比，降低井底压力后再进行作业；

(2) 施工准备过程要在管、杆桥下铺垫高强度防渗布，防渗布四周围出 10cm 高围堰；拆卸井口采油树后，要安装简易控制器，并将井口溢流油水控制器安装完好后，通电调试；

(3) 作业前要打开生产阀门、套管放空阀门，观察溢流量大小。如果溢流量较大，采取清水或泥浆进行压井；起下抽油杆、管柱过程要注意井口变化，井口溢流较小时，将污水回收至罐车，溢流较大时，立即停止操作，迅速关闭封井器，采取清水或泥浆压井；

(4) 打开套管闸门，使废水废液由套管排出，经罐车收集后处理；

(5) 在井下作业施工有溢流时，必须下单流阀，套管出口接到污水罐车；

(6) 井下作业前，必须认真检查水龙带有无破皮、断丝、油壬丝扣完好状态，水泥车井口管线试打压 4.0MPa 检验密封性；作业时随时注意进出口排量压力，防止井喷，观察拉力计悬重变化，防止沙堵憋泵。遇阻憋压时，要立即将管柱上提，防止管线爆裂。

6.8.2.3 依托场站事故风险防范措施

(1) 建议对地层压力进行监控，合理安排注采比，预防套损事故的发生；

(2) 站内定时巡检，及时发现并处理容器、罐体、管线和阀门的泄漏、穿孔问题，避免出现大量油水泄漏；

(3) 平稳操作，避免系统压力超高放空；

(4) 定期维护保养容器、设备和站内管线；

(5) 场站内配备了干粉灭火器、吸油毡、铁锹、消防沙等应急物资，站内现有风险物资可满足本项目投产需要。

6.8.2.4 火灾、爆炸风险防范措施

(1) 加强场站管理，建立并严格执行安全生产责任制度，科学监控设备运行，消除故障隐患；

(2) 站内定时巡检，及时发现并处理容器、罐体、管线和阀门的泄漏、穿孔问题，避免出现大量油水泄漏；

(3) 平稳操作，避免系统压力超高放空；

(4) 定期维护保养容器、设备和站内管线。

6.8.2.5 地表水环境风险防范措施

(1) 本项目井场与地表水体最近距离约 600m，距离较远，要求井场作业期间妥善收集污水，在井场周边设置 0.3m 高临时围堰，预防可能发生井喷事故，避免造成地表水污染。事故情况下，应迅速在井喷点周围修筑围堤，防止污油扩散。同时组织人员抢

修，抢修结束后，清理现场，将事故产生的污油污水截留在井场内，作业现场所有废物全部收集清运，避免造成环境污染；

（2）当距离东二排水干渠较近的集油掺水管线发生油水泄漏时，应及时关闭阀门，在泄漏点周围修筑围堤，控制油水扩散范围，管线靠近水渠一侧应在第一时间修筑围堤，保护周围地表水；同时明确泄漏可能导致的后果，泄漏危及周围环境的可能性，隔离泄漏区，周围设警告标志；

（3）加强管理，建立并严格执行安全生产责任制度，科学监控设备运行，消除故障隐患；制定定期巡查制度，发现异常及时处理和报告；定期检测管道的内外腐蚀及防腐层破损情况，及时更换或维修；加强管线泄漏巡检巡查，以便及时采取停泵、关阀、堵漏等措施，使泄漏量降至最低；

（4）在汛期前，要做好油田区块所属桥涵清淤、排涝设施检维修工作，提前做好防汛物资、设备储备，认真做好防汛宣传教育和应急演练工作；

（5）为防止汛期发生跑油、漏油事故，在汛期到来前备好抢险用围油栏、吸油毡、编织袋、草袋、沙土、抽水泵等物资；

（6）加强汛期安全生产检查，加大对防汛重点区域设备、设施和人员的监管力度，严格执行汛期值班和汛情险情汇报制度。遵循“每台撤离设备落实到人、每个抢险组交通工具落实到车、每项工作所用工具落实到点”的原则，建立四级值班检查机制；

（7）汛期应加强巡检巡视，及时采取措施，避免泄漏事故的发生，降低对环境的影响程度和范围，若发生低洼地井被洪水浸泡等情况，应立即停井，组织排水。若水淹区管线泄漏，应迅速关闭管线所连接的井口，在泄漏点周围修筑围堤，防止污油、污水扩散。若油水已进入井场周围水域，用围油栏将污染水域围住，避免对周围环境产生污染，必要时提前设置保护围油栏，将污染控制在最小范围内，并及时回收油水。同时组织人员抢修，抢修结束后，清理现场，避免造成环境污染。

6.8.2.6 危险废物收集、贮存、运输过程风险防范措施

根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》本项目涉及的危险物质必须按照《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ 2025-2012）的要求处理处置。

（1）从事危险废物收集贮存运输的单位在进行生产活动时应按照有关规定建立相应的规章制度和污染防治措施，包括危险废物分析管理制度、安全管理制度、污染防治措施等。并建立健全规章制度及操作流程，确保运输过程安全可靠。

（2）危险废物转移过程中应按《危险废物转移管理办法》执行，单位应编制应急预案。

(3) 运输的车辆必须是专用车或经有关部门批准使用符合安全规定的运载工具，并符合相关要求；运输车辆、设备及管道进行定期的维护和检查，防患于未然，保持槽车和良好的工作状态，保证接地正常。

(4) 担任储运人员必须经过上岗培训，经定期考核通过后方能持证上岗。工作人员应熟悉事故应急设备的使用和维护，了解应急手册应急处理流程，一旦发生意外，在采取应急处理的同时，迅速报告公安、交通部门和环保等有关部门，必要时疏散群众，防止事态进一步扩大和恶化。

(5) 运输、储存原料、危险化学品所用的槽车、容器、设备必须符合《压力容器安全技术监察规程》的安全管理规定，企业对压力容器管理执行国家有关压力容器的规定。设备区设计应按照《石油化工企业设计防火标准》（GB50160-2018）要求进行必要的围堰、防火设计、修复。

6.8.2.7 管理措施

(1) 工程投产运行前，应制定出正常、异常或紧急状态下的操作手册和维修手册，并对操作、维修人员进行培训，持证上岗，避免因操作失误导致事故发生。制定应急操作规程，在规程中应说明发生井喷、管道泄漏、火灾爆炸和场站泄漏事故时应采取的操作步骤，规定抢修进度，减少事故的影响。在项目投产运行前应制定突发环境事件应急预案并到项目所在地生态环境主管部门备案。加强风险防控预警体系建设，定期开展应急演练，提高突发事件的应急处理能力。

(2) 对油田设施采用新技术，提高油田设施的抗蚀防腐能力，从而减少由于设施因素引发油水泄漏事故的几率；

(3) 当发生泄漏时应及时修筑围堤，控制油水的扩散范围，保护周围生态环境；同时明确泄漏可能导致的后果，泄漏危及周围环境的可能性，隔离泄漏区，周围设警告标志；

(4) 对被泄漏原油污染的土壤清理干净后拉运至萨北含油污泥处理站进行处理。

(5) 当发生油田伴生气泄漏应划出警戒线，告知围观群众危险性，劝之不要动用火源，防止火灾及爆炸事故发生；同时根据泄漏情况有组织性的疏散周围相关人员；

(6) 加强管理，建立并严格执行安全生产责任制度，科学监控设备运行，消除故障隐患；

(7) 定期检测管道的内外腐蚀及防腐层破损情况，及时更换或维修；

(8) 制定定期巡查制度，发现异常及时处理和报告；

(9) 建立应急响应机构，配备快捷的交通通讯工具，以便对泄漏事故及时作出反应和处理。

针对上述风险情况，本工程建设单位已经针对可能发生的风险事故提出相应风险防范措施，企业结合所处区域的自然条件、环境状况、地理位置等特点，制定了较完善的事故风险应急预案，本工程为扩建工程，如发生风险事故，可按已建立的事故风险应急预案执行。

6.8.3 事故应急救援预案

大庆油田公司突发事件应急管理归口部门为公司生产运行部门，为及时应对突发事件，快速调动应急资源，以消防支队为依托，组建了国家级专业应急救援队伍 1 支，以及作业井喷应急救援队伍、原油泄漏应急救援队伍、天然气泄漏应急救援队伍、电力系统故障应急救援队伍、水上溢油应急救援队伍、医疗卫生救援队伍 7 个油田公司级应急救援队伍，在各二级单位建设综合应急救援队伍，基本形成了覆盖油田生产各专业的应急救援队伍体系。

根据突发环境事件级别确定上报部门及应急队伍响应级别。从发现环境事件后要上报突发环境事件初报，初判发生Ⅲ级突发环境事件时，由三级单位负责应对工作，具体为现场人员、三级单位应急救援队伍或区域消防队进行应对；初判发Ⅱ级突发环境事件时，由二级单位负责应对工作，具体为二级单位综合应急救援队伍和区域消防队进行应对，必要时向油田公司求援，调集油田公司级应急救援队伍；初判发生Ⅰ级突发环境事件时，30 分钟内向突发环境事件应急办公室初报，启动油田公司突发事件应急响应程序，启动油田公司级专业工作组、综合工作组、专业应急救援队伍。

本工程为改扩建工程，目前第三采油厂已建立较完善的应急预案体系，综合性预案为《第三采油厂突发事件总体应急预案》，还针对不同的事故分别编制了《环境突发事件专项应急预案》、《井喷突发事件专项应急预案》、《长输管道突发事件专项应急预案》、《危险化学品道路运输突发事件专项应急预案》等专项应急预案。其中总体预案适用于自然灾害、事故灾难、公共卫生、社会安全四类突发事件的应对工作，主要包括应急组织机构及职责明确、风险分析与应急能力评估、预防与预警、应急响应与保障等内容，重点明确各分项预案所述事件类型及事件各级应急组织机构框架内容，起到总体掌控的作用；《环境突发事件专项预案》中不仅包含了风险分析与事件分级、应急响应等内容，而且明确了环境突发事件应急储备物资清单、应急联络单等内容；《长输管道突发事件专项应急预案》中根据自然灾害、人为破坏、人为操作失误和设备缺陷等原因，在生产、使用、贮存、运输和油气处置工艺过程中易出现原油、天然气等泄漏现象确定

突发事件类型，主要涵盖 4 类风险：①油气等生产过程中输送物料管线发生泄漏。②产品储存区等出现泄漏事故。③作业环境由于设备、管道、阀门、法兰等容器使用、腐蚀、损伤或密封圈损坏等原因，出现泄漏。④装卸过程中，由于泵、法兰、管道、密闭等处发生泄漏或者由于装料过满、受热膨胀等发生泄漏。针对这四种风险，该应急预案进行了组织机构及职责明确、预防与预警设置、应急响应与保障内容确定以及油气集输突发事件的联络信息公布，预案内容针对性较强，组织结构框架合理。总体上看，建设单位目前拥有的应急预案内容较为完善，已有应急预案能够满足建设项目的要求，但应加强对应急预案的定期风险应急演练及员工培训。上述制定的事故应急预案，已报当地政府备案，并定期进行演练。

通过分析，工程在发生事故状态下可依托已经制定了相关应急预案及相关应急资源。不需对本工程提出新的应急预案，发生风险事故时按已建立的事故风险应急预案执行，在执行应急预案的同时，要加强区域应急联动体系，定期进行地企联动应急演练，提高突发事件的应急处理能力。

6.8.3.1 确定危害和风险

本项目潜在的环境风险事故是泄漏、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。

6.8.3.2 应急预案基本内容

针对本项目可能发生的风险事故，制定相应的应急预案，以处理突发事故，降低风险，并与当地政府应急预案衔接，报当地政府备案。本工程位于已开发区块内，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，申请并要求周围企业单位启动应急计划。该应急预案需补充内容如下：

（1）依托大庆油田公司监测机构建立事故应急监测机制，及时进行事故环境影响监测。

（2）环境应急监测内容

本项目发生污染事故时，对环境的影响主要是对生态（包括土壤、植被）和大气环境的影响，应急监测主要是这几方面的内容。

①生态方面：对事故现场及周围区域的植物、土壤进行危害监测，并在事故后不定期的对生态环境的恢复状况进行监测。

②大气环境：应对事故全过程（发生时，控制时和事故后）进行监测，特别应对事故发生地附近的敏感区域进行大气监测。

③水环境：应对事故全过程（发生时，控制时和事故后）所影响的地表水环境和地下水环境进行监测。

④土壤环境：应对事故全过程（发生时，控制时和事故后）进行监测，特别应对事故发生地附近的敏感区域进行土壤监测。

⑤负责单位要根据监测结果编制事故污染报告，确定事故影响范围，为制定治理措施提供依据。

6.8.3.3 应急预案有效性分析

大庆油田有限责任公司第三采油厂编制了《环境突发事件专项应急预案》，该应急预案主要针对项目运营过程中可能突发的各种环境风险事故等制定了详细的安全应急救援预案。预案中包含了应急救援任务和目标、原则、组织机构、应急救援职责、突发事件信息报送及处置、应急响应和处置、应急措施以及应急救援值班电话和联络电话，充分保证了项目运营期发生的风险事故得到及时救援和处理。降低了环境风险的危害。

应急预案制定完毕后，大庆油田有限责任公司第三采油厂各油矿平均每月开展一次应急预案的宣传教育及应急演练，保证每一个工作人员都熟悉预案的内容，熟练应急措施，检查预案的有效性和符合性，对存在的不足及时修正。

6.8.3.4 应急状态地企联动

大庆油田有限责任公司第三采油厂应急预案已于 2023 年 6 月 19 日在大庆市萨尔图生态环境局完成应急预案备案，备案编号为 230602-2023-013-L。大庆油田有限责任公司第三采油厂已备案登记《环境突发事件专项应急预案》、《井喷突发事件专项应急预案》、《长输管道突发事件专项应急预案》、《危险化学品道路运输突发事件专项应急预案》等专项应急预案，发生事故时，多个应急预案联动响应。同时，企业环保部门与地方社会力量保持应急状态联动，事故发生后，消防部门、医疗部门、环保部门及公安部门启动相应应急预案，保障事故控制及事故救援得到有效迅捷地处理，详见下表。

表 6.8-1 地企联动各部门联系方式

名称	联系电话
火警	119
医疗急救	120
大庆市人民政府	0459-4609222/6373055

大庆市生态环境局	0459-4623818
大庆市公安局	110
大庆市安监局	0459-6367656
大庆市城市管理局	0459-4688501
大庆市安全生产委员会办公室	0459-4600048
大庆油田总医院	0459-5886408
大庆市气象台值班室	0459-8151615/8151030
大庆油田有限责任公司第三采油厂安全环保部	0459-5858128

6.9“三同时”环保验收一览表

为进一步落实本项目工程设计和环境影响评价提出的各项环保措施，确保环保工程发挥真正作用，本评价列出“三同时”项目表和竣工验收监测与调查的相关要求，具体内容见表 6.91、表 6.9-2。

表 6.9-1 “三同时”环境污染防治措施及环保验收一览表

防治内容			环保措施	验收标准
废气	施工期	施工期扬尘	临时土方等加盖苫布等遮盖物，且项目位于室外，空气扩散条件较好	施工场界满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 中无组织排放监控浓度限值
		焊接烟尘	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	
		施工机械及运输车辆尾气	机械、车辆定期检修，状况良好，燃烧合格油品，不超负荷运行	/
		柴油机烟气	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	《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
		柴油储罐呼吸气	无组织排放，排入大气	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表 2 无组织排放监控浓度限值要求

	运营期	采油井场及集输管线	井口安装密封垫，集输管线采用密闭管道，场站均采用密闭性良好的阀门等，确保密闭集输，加强对设备和管道的检查和维护	厂界满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中要求；厂区内非甲烷总烃满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求
废水	施工期	施工人员生活污水	钻井工程施工期生活污水、地面工程施工期生活污水排入依托场站及阀组间的生活污水收集设施，定期由罐车拉运至风云污水提升站，经提升后管输至大庆市水务集团城市排水有限公司进行集中处理。	不外排
		钻井废水	由罐车拉运至大庆赛诺科林环保科技有限公司废弃泥浆无害化处理站（一队三厂站）处理。	不外排
		试压废水	管线试压废水由罐车拉运至北十七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	不外排
	运营期	作业污水	经罐车拉运至北十七污水处理站处理达标后回注油层，不外排	同时满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求规定后回注油层
		清防蜡洗井污水	经热洗管线回收进系统，管输至北十七含油污水处理站达标后回注油层，不外排	
		油田采出水	进入北十七含油污水处理站处理达标后回注油层	
噪声	施工期	施工场地噪声	合理安排施工时间，避免大量高噪声设备同时施工，选用低噪声设备，注意设备维护和保养等	满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）中限值要求
	运营期	井场	低噪声设备、加强巡查和设备保养	满足《工业企业厂界噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准限值：昼间≤60dB（A），夜间≤50dB（A）
固废	施工	施工废料、非含油废	经收集后拉运至第一采油厂工业固废处置场处理	满足《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》

	期	防渗布、废包装物、清管废渣		(GB18599-2020)中规定的第 I 类一般工业固体废物标准
		钻井岩屑	由罐车拉运至大庆赛诺科林环保科技有限公司废弃泥浆无害化处理站(一队三厂站)处理。	不外排
		废钻井液	由罐车拉运至大庆赛诺科林环保科技有限公司废弃泥浆无害化处理站(一队三厂站)处理。	
		废射孔液	由罐车拉运至大庆赛诺科林环保科技有限公司废弃泥浆无害化处理站(一队三厂站)处理。	
		生活垃圾	统一收集拉运至大庆城控电力有限公司进行处理	不外排
	运营期	含油防渗布	由建设单位统一收集拉运至采油三厂含油防渗布暂存池暂存,最终委托有资质单位处置	实行危险废物转移管理制度
		含油污泥、落地油	属于危险废物,收集拉运至萨北含油污泥处理站减量化处理后再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理,处理后满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》(DB23/T 3104-2022)油田含油污泥经处置后泥渣利用污染物控制限值后,用作油田垫井场和通井路。	满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》(DB23/T 3104-2022), 处理后含油污泥含油量≤3‰
	生态恢复		对临时占用的土地进行恢复、平整,恢复临时占地 7.963hm ²	对临时占地进行植被恢复;施工时分层开挖、分层堆放、分层回填,场地平整,不改变原有地势,不起垄,耕作层进行翻松。施工留有影像资料,保留生态恢复前后的影像资料。当年恢复原有地貌,3~5 年恢复原有农田产量。
			永久占用土地按照规定 2.358hm ² 进行经济补偿,补偿面积。	按相关要求补偿
	地下水及土壤防护		施工期分区防渗:柴油罐区、泥浆循环罐、钻井液材料房、发电机房、钢制泥浆槽钻台及压裂作业区为重点防渗,采用地面碾压平整并铺设 2mm 厚防渗布进行防渗,渗透系数为 1.0×10 ⁻¹⁰ cm/s; 其他材料房、机械修理	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

	房为一般防渗，采用 1.5mm 厚防渗布进行防渗，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。	
	运营期分区防渗：集油掺水管道、注水管道为重点防渗，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；油水井作业期间井场作业区、事故罐区做重点防渗处理，地面铺设 2mm 厚防渗布进行防渗，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ ；井场永久占地内采用地面夯实碾压平整进行处理。	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
	在本项目区域上游利用 1 口潜水背景值监测水井，在区域内利用 1 口潜水跟踪监测水井、在区域下游利用 1 口潜水跟踪监测水井定期对地下水进行跟踪监测。	据《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ 1248-2022）中要求，本次跟踪监测因子为石油类、石油烃（ $\text{C}_6\sim\text{C}_9$ ）、石油烃（ $\text{C}_{10}\sim\text{C}_{40}$ ）、汞、砷、六价铬。当监测指标出现异常时，可按照 HJ 164 的附录 F 中石油和天然气开采业特征项目开展监测
	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。	建设用地砷和六价铬执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 二类用地筛选值。石油烃执行表 2（其他项目）中二类用地筛选值；农用地砷和六价铬执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 农用地土壤风险筛选值
风险防控	运营期井场作业区域均铺设防渗布，防渗布边缘设置临时围堰；车辆采用密闭罐车，配备收油工具，场站定期进行应急演练。	
水土保持	合理选择施工季节，井场施工控制作业面积，管线施工回填平整、压实	
防沙治沙	对临时占用的耕地进行恢复，临时占草地进行植被恢复；对永久占地平整压实，路基边坡采取种草措施护坡固土	

表 6.10-2 竣工验收监测与调查主要内容

项目	内容

环境保护管理检查	项目各阶段环境保护法律、法规、规章制度的执行情况
	环境保护审批手续及环境保护档案资料
	环保组织机构及规章管理制度
	生态恢复、占地补偿等措施的落实情况
	本项目环评报告及其批复提出的环保措施落实情况及其效果
	运行期环境保护监测计划实施情况
	本项目事故风险的环保应急计划，包括物质配备、防范措施，应急处置等
	施工期、运行期扰民现象的调查
	固体废物种类、产生量、处理处置情况、综合利用情况
	排污许可执行情况
污染物达标排放监测	无组织排放烃类气体监测
	场站厂界噪声监测
	事故时对大气，地下水、地表水、土壤等进行事故监测
环境保护敏感点环境质量监测	油田开发区域内的地下水以及生态环境质量
生态调查主要内容	项目在施工、运行期落实环境影响评价、工程设计文件以及各级环境保护行政主管部门批复文件中生态保护措施的情况
	该地区为水土流失重点治理区，应落实管道采用沟埋敷设，施工结束后及时有效地对占地区域土地进行平整，并压实；施工时要特别注意保护原始地表与天然植被，划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，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；根据当地际情况、环境特征及原生植被特点和生存种类，建立乔、灌、草结合，网、带、片结合的沙地植被防护体系。
	平整及恢复 8.019hm ² ；补偿 2.358hm ²
	针对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

本项目开发过程中，由于井场建设，需要占用一定面积土地，而且由此产生的污染物对周围环境也会造成一定污染，因此引起的环境损失费往往很难直接用经济价值来计算，因此，我们仅用植被损失费和资源损失费来估算。

本项目损失主要为占用耕地和草地的损失，本工程永久占用草地 2.238hm²，项目区域杂类草较多，除羊草外还大量生长着虎耳草、拂子茅、碱篷、碱蒿等。一般该区域平均亩产干草在 100kg 左右，按 10 年计算，据此可以推算出工程占地内草类损失生物量约为 33.57t。农作物单位面积产量以玉米计，按 500kg/亩（7.5t/hm²）计算，本项目永久占用农田的面积为 0.12hm²，按 10 年计，计算得出本项目玉米损失量为 9t。

施工期结束后对临时占地进行复垦，复垦地由于土壤自然结构的破坏造成的土壤板结、透气性差、肥力下降，可能对农作物的生产产生影响，这种影响预计2~3年可逐渐减弱，并且随着时间的推移最终使农作物恢复到原来的产量。农田在2~3年可恢复生产力，农作物单位面积产量以玉米计，按500kg/亩（7.5t/hm²）计算，本项目临时占用农田的面积为0.98hm²，按3年计，计算得出本项目施工期玉米暂时性损失量为22.05t。

本项目临时占用草地面积为7.039hm²，均为盐碱草地，一般在第2年即可恢复至原有植被密度，区域平均亩产干草在100kg左右，计算得出本工程临时占草地损失生物量为10.47t。

表 7.1-1 本项目临时占地损失的农作物统计

年份	植被/农作物类型	面积（hm ² ）	单位产量（t/hm ² ）	产量降低率（%）	总损失量(t)
/	玉米	0.98	7.5	100%	22.05
/	羊草	7.039	1.5	100%	10.56
合计	/	8.019	/	/	32.61

该项目投产后临时占地造成的玉米损失按 2200 元/吨计，则投产期间耕地损失 4.851 万元。羊草按 500 元/吨计，则投产期间草地损失 0.528 万元。

7.2 环保投资估算及环境效益分析

7.2.1 环保投资估算

本项目环保投资共 704.58 万元，总投资 6317 万元，占总投资的 11.15%，本工程环保投资详见表 7.2-1。

表 7.2-1 环保投资统计

项目	环保工程名称	环保投资（万元）	备注
废气防治	表土及建材堆放设置挡风板、上覆遮盖材料	8	0.5 万元/施工场地
废水防治	试压废水拉运至北十七含油污水处理站处理；生活污水进入附近场站生活污水处理系统外运处理；钻井废水拉运至大庆赛诺科林环保科技有限公司废弃泥浆无害化处理站（一队三厂站）处理	446.5	1 元/吨
噪声防治	选用低噪声设备；设置减震基础，钻井井场设置隔声围挡	3.4	0.2 万元/油井
地下水分区防控		6.5	0.5 万元/井场
固废治理	含油污泥、落地油、含油废弃防渗布处置	0.3	0.2 万元/吨
	生活垃圾处置	0.2	800 元/吨
	废弃钻井液、岩屑运至大庆赛诺科林环保科技有限公司废弃泥浆无害化处理站（一队三厂站）处理	221	根据油田多年统计，每口井按 13 万元计
	废包装袋、废防渗布、管道施工废料送采油一厂工业固废填埋场处理	0.4	根据油田多年统计，每个井场按 0.1 万元计
生态保护	永久占地补偿	4.72	2 万元/hm ²
	临时占地恢复	7.96	1 万元/hm ²
跟踪监测	地下水跟踪监测	3	1 万元/每个点位
	土壤跟踪监测	2	1 万元/每个点位
	生态监测	0.6	0.6 万元/每个点位
合计		704.58	/

7.2.2 环境效益简要分析

项目建设运营中排放的污染物采取了一系列治理措施，大大降低了排入环境中污染物的数量，将取得一定的环境效益。

7.3 环境经济损益分析结论

本工程的建设为确保大庆油田的可持续发展、建设百年油田提供了强有力的保证，对保障我国石油供应、发展我国石油化工、繁荣经济、促进改革和社会发展，都将发挥重要的作用。同时，该项目的建设还可以提高项目所在地的税收、增加就业机会、带动当地第三产业的发展，提高当地的生活水平，实现当地经济环境的协调发展。

8 环境管理与监测计划

8.1 HSE 管理体系的建立和运行

本项目应依据《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T6276-1997）的要求，在项目的建设期、运行期和退役期等 3 个阶段建立和实施 HSE 管理体系。建设期、运行期和退役期的 HSE 管理分别包括以下内容：

（1）建设期 HSE 管理主要包括良好的工程（高产、节水、节能）设计、安全、健康与环境保护设施的同时设计、同时施工和同时投入使用，安全、绿色施工等；

（2）运行期 HSE 管理主要包括：HSE 组织机构的建立及职责的确定、文件的编写、风险的识别和管理、应急措施的建立、人员的培训、HSE 管理体系的运行及保持、清洁生产等；

（3）退役期 HSE 管理主要考虑油区退役的安全与环境影响。

油田开发建设对环境主要影响是建设期的各种施工作业活动和运行期的风险事故。为最大限度地减轻油田生产对区域内空气环境、水环境及生态环境的影响，减少事故的发生，以确保油田安全运行，必须建立科学有效的环境管理体制，制定详细周密的环境保护管理计划。

8.1.1 组织结构

本工程环境管理工作由第三采油厂负责。由第三采油厂施工业务主管部门对油田建设环境保护工作进行全过程监控，对环境保护措施强制推行，控制施工阶段的环境污染和生态破坏。施工期除设置 1 名专职环保员外，还应根据现场实际情况，建立健全相应的二级 HSE 管理网络，在油田已有 HSE 指挥部的基础上，分别配备数名 HSE 现场监督人员。分别配备协调员，实行逐级负责制。

8.1.2 规章制度

在项目运行期，环境管理除抓好日常站场各种环保设施的运行、维护等工作外，工作重点应针对油气集输生产和管理情况及油井作业过程管理、井场和场站管理、集输管线破裂后油水泄漏等事故的预防和处理上。为此，必须制定相应的事故预防措施、事故应急措施以及恢复补偿措施等。正常油气集输过程中的检查重点为油井及集输管道、场站。油井主要检查现场原油泄漏情况和油井环境维护状况，如抽油机有无泄漏及油井井场是否平整干净，有无落地油等。集输管道的监控内容为管道运营是否正常，是否有穿孔等潜在危害存在，以杜绝原油泄漏。井下作业工艺过程检查应包括井下作业中的设备器材的搬迁、工前准备、井下作业施工和完工的全过程。

油田环保工作必须严格执行国家、黑龙江省的环保法律法规，同时还应制定相应的环境管理规章制度，环保法规及油田内部的各种环境管理规章制度应下发到相应人员，并组织有关人员学习和贯彻执行，以确保环境管理工作的顺利进行。相关法规和规章制度详见表 8.1-1。

表 8.1-1 环保法规和规章制度一览表

序号	规章名称	主要内容
1	国家、省市级的相关环保法律法规	国家、省市颁发的环境保护法律、法规。
2	油田公司制定的相关环保法律法规	油田公司的环境管理规定及环境管理规章制度（或环境保护条例及事故预案）。
3	环保技术规程及标准	各级有关环境管理的技术规程、标准，主要包括：国家及省市颁布的相关污染物排放控制标准；油田公司及厂矿等各级单位制定的生产工艺、设备的环境技术管理规程，环境保护设备的操作规程等。
4	环境保护责任制	公司各类人员环境保护工作范围，应负的责任以及相应的权力。
5	三废管理制度	包括油田开发建设期及生产运行期废水、废气、废渣及噪声等方面的管理制度；在油田投入正常生产过程后，三废管理制度主要应包括油田正常运行过程中对含油污泥、含油污水及挥发烃的治理（回收及利用）等方面的管理制度。
6	生态保护管理制度	主要包括油田建设期井场、道路和管道的建设过程对区域内生态环境产生的影响后所做出的恢复计划及生态补偿措施等；在油田进入正常生产运行期后，生态保护制度主要包括油田生产过程中所进行的油井作业过程，同时包括在生产过程中对于一些突发事件可能对周围生态环境产生的影响而制定的生态恢复计划和补偿措施等内容。
7	事故管理预案	明确油田开发建设过程中的诸如油井作业、集油管道所可能存在的突发事件的预防管理措施。

8.1.3 管理措施

- （1）最高领导层将 HSE 管理放在与企业生产和经营管理同等重要的位置上；
- （2）公司员工时刻将 HSE 责任放在心中；
- （3）制定和落实一岗一责制；
- （4）加强生产技术及 HSE 教育和培训；
- （5）做好现场审核和整改；
- （6）奖优罚劣，持续改进 HSE 表现。

8.2 环境监控

8.2.1 环境监控实施计划

本项目由第三采油厂安全环保部对油田建设环境保护工作进行全过程监控，在日常生产管理过程中对相应的环境管理机构、人员及环境管理制度必须切实落实和执行。HSE 机构在环境管理上的主要任务包括：负责制定本油田施工作业的环境管理方案，制定发生事故的应急计划，监督各项环保措施的落实及环保工程的检查和预验收，负责协调与地方环保、水利、土地等部门的关系以及负责有关环保文件、技术资料的收集建档等。

8.2.2 环境管理工作的重点

工程投产运行后，油田环境管理工作由第三采油厂安全环保部负责，在油田生产运行期，环境管理除抓好日常站场各种环保设施的运行、维护等工作外，工作重点应针对油气集输生产和管理情况及油井作业过程管理、集输管线破裂后油水泄漏等事故的预防和处置上。为此，必须制定相应的事故预防措施、事故应急措施以及恢复补偿措施等。正常油气集输过程中的检查重点为油井及集输管道。油井主要检查现场原油泄漏情况和油井环境维护状况，如抽油机有无泄漏及油井井场是否平整干净，有无落地油等。集输管道的监控内容为管道运营是否正常，是否有穿孔等潜在危害存在，以杜绝原油泄漏。井下作业工艺过程检查应包括井下作业中的设备器材的搬迁、工前准备、井下作业施工和完工的全过程。

8.2.3 环境管理人员的基本职责

- (1) 协助有关环保部门进行环境保护设施的竣工验收工作；
- (2) 定期进行环保安全检查和召开有关会议；
- (3) 对领导和职工特别是兼职环保人员进行环保安全方面的培训；
- (4) 制定各种可能发生事故的应急计划，定期进行演练；配备各种必要的维护、抢修器材和设备，保证在发生事故时能及时到位；
- (5) 主管环保的人员应参加生产调度和管理工作会议，针对生产运行中存在的环境问题，向公司领导和生产部门提出建议和技术处理措施。

8.2.4 环境监控基本内容

为了油田开发区域内环境的持续改进，对油田开发建设的各项活动进行全过程、全方位的监控。包括井场及相应配套设施建设，以及油田正常生产情况下的相应作业施工建设等过程。油田运行期的环境监控主要是采油、井下作业和原油集输过程中的环境保

护措施执行情况。站内原油集输等日常监控主要由本站的环保员组织定期进行，由上级部门核查。核查采用检查现场、检查记录、与员工座谈等形式进行；检查和核查应形成记录。

8.2.5 污染物排放清单

本工程施工期污染物排放清单见表 8.2-1。

8.2-1 施工期污染物排放清单

污染物种类	污染物名称	主要污染因子	排放量	控制措施及去向	排放管理要求
废气	扬尘	颗粒物	/	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	烟尘、CO 等	/	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	
	施工机械及运输车辆尾气	颗粒物、NO _x 、CO 等	/	机械、车辆定期检修，状况良好，燃烧合格油品，不超负荷运行	/
	柴油发电机烟气	烃类、CO、SO ₂ 、NO _x 、颗粒物等	/	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	《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
	柴油储罐呼吸气	非甲烷总烃	0.3t	无组织排放，排入大气	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表 2 无组织排放监控浓度限值要求
废水	生活污水	COD、	19.2t	钻井工程、地面工程施工期生	不外排

	水	NH ₃ -N		活污水排入附近场站及阀组间已建生活污水收集系统，定期由罐车拉运至风云污水提升站，经提升后管输至大庆市水务集团城市排水有限公司进行集中处理。	
	钻井废水	石油类、SS	424.1m ³	由罐车拉运，依托大庆赛诺科林环保科技有限公司废弃泥浆无害化处理站（一队三厂站）处理	不外排
	试压废水	SS	3.2m ³	管线试压废水由罐车拉运至北十七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	不外排
固废	生活垃圾	/	0.15t	拉运至大庆城控电力有限公司进行处理	合理处置
	废包装物	/	0.0255t	拉运至第一采油厂工业固废填埋场处理	合理处置
	非含油废防渗布	/	0.85t	拉运至第一采油厂工业固废填埋场处理	合理处置
	废钻井液	/	1070m ³	由罐车拉运至大庆赛诺科林环保科技有限公司废弃泥浆无害化处理站（一队三厂站）处理	合理处置
	钻井岩屑	/	508.92m ³	由罐车拉运至大庆赛诺科林环保科技有限公司废弃泥浆无害化处理站（一队三厂站）处理	合理处置
	施工废料	/	0.9t	拉运至第一采油厂工业固废填埋场处理。	合理处置
	清管废渣	/	0.008t	拉运至第一采油厂工业固废填埋场处理	合理处置

	废射孔液	/	680m ³	由罐车拉运至大庆赛诺科林环保科技有限公司废弃泥浆无害化处理站（一队三厂站）处理	合理处置
噪声	机械噪声	噪声	60~110 dB（A）	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；注意对设备的维护和保养，降低设备噪声，运输车辆选择避开居民区的路线，尽量不鸣笛，满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）要求。	执行《建筑施工噪声排放标准》（GB 12523-2011）要求

本工程运行期污染物排放清单见表 8.2-2。

表 8.2-2 本工程运行期污染物排放清单

种类	污染物名称	主要污染因子	单位	本工程产生量	控制措施及去向	排放管理要求
废气	非甲烷总烃	非甲烷总烃	t/a	6.1236	排入大气	井场、依托场站厂界执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中要求；厂区内非甲烷总烃满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求
废水	油田采出水	石油类	t/a	160000	管输至北十七含油污水处理站处理	处理后的废水同时满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层
	清防蜡废水	石油类	m³/a	6480		
	作业污水	石油类、悬浮物	m³/a	24	罐车回收送北十七含油污水处理站处理后达标回注	
	洗井污水	石油类、悬浮物	m³/a	912		
固废	含油污泥	石油类	t/a	0.3	收集拉运至萨北含油污泥处理站减量化处理后再	执行《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022），处理后含油污泥

	落地油	石油类	t/a	0.3	委托大庆博昕晶化科技有限公司处理，处置后泥渣用作油田垫井场和通井路。	含油量≤3‰
	含油废防渗布	石油类	t/a	1.8	送有资质单位处理	100%处置
噪声	采油井	噪声	dB(A)	80	加强巡查保养，排入周围环境	执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中 2 类标准

8.2.6 总量控制

目前，第三采油厂已取得排污许可证，所属行业类别为陆地石油开采、锅炉、工业炉窑、水处理通用工序，于 2024 年 11 月 12 日在全国排污许可证管理信息平台进行排污许可登记，许可证编号为 91230607716675409L017R，有效期为自 2024 年 11 月 12 日至 2029 年 11 月 11 日止。该许可证已经包含本项目依托场站排放的加热炉废气污染物排放量。

根据开发方案，本项目不增加依托转油放水站、脱水站的燃气量，因此整体区域总量不增加。本项目新增非甲烷烃排放量 6.1236t/a，建议按实际排放总量进行控制。

表 8.2-3 本项目污染物排放总量一览表

序号	污染物	核定排放量（t/a）
1	颗粒物	0
2	NO _x	0
3	SO ₂	0
4	非甲烷总烃	6.1236

8.2.7 施工期环境管理与监测计划

8.2.7.1 加强工程承包方管理

要与具有相关资质的施工作业单位签定《工程服务安全生产合同》，执行 HSE 管理体系，对项目实施 HSE 立卷管理，并按其内容执行。针对工程的承包方，应加强环境管理，制定出严格的环保管理制度：

- （1）在承包方的选择上应优先选择那些环保管理水平高、环保业绩好的单位；
- （2）在承包合同中应明确有关环境保护条款，如环境保护目标，采取的水、气、声和生态保护措施等，将环保工作的好坏作为工程验收的标准之一；
- （3）各分承包方应按照项目部的环境管理制度要求，建立相应的环境管理机构，

明确环保管理人员，明确人员职责等；

(4) 各分承包方在施工之前，编制详细的“环境管理方案”，并连同施工计划一起呈报项目经理部以及有关的环保部门，批准后方可开工。

8.2.7.2 注重人员培训

施工作业之前必须对全体施工人员进行包括环保知识、意识和能力的培训。其中环保能力的培训主要包括：保护生态环境的规定；减少和收集、处理固体废物的方法；管理、存放及处理危险品的方法；国家及当地政府的环境保护法律、法规等。

8.2.7.3 施工期环境监测计划

施工期的环境监测可包括对作业场所的控制监测和事故发生后的影响监测。主要监测对象有施工作业废气和噪声。对作业场所的控制监测根据当地具体情况、当地环保部门要求等情况而定。施工期监测计划见下表 8.2-4。

表 8.2-4 工程施工期污染物排放监测计划表

序号	监测内容	监测（检查）项目	监测点位	监测频次
1	噪声	连续等效 A 声级	施工场界四周	1 次/施工期
2	废气	颗粒物	施工场地上、下风向	1 次/施工期

8.2.8 运营期环境管理与监测计划

8.2.8.1 运营期环境管理

- (1) 进行环境监测，掌握污染现状；
- (2) 定时定点监测周围环境，及时掌握环境状况的资料，促进环境管理的深入和污染治理的落实；
- (3) 落实环境管理制度；
- (4) 制定环保经济责任考核制度，提高各部门对环境保护的责任感；
- (5) 强化专业人员培训。

8.2.8.2 运营期环境监测计划

本工程生产运行期需要进行的环境监测任务委托取得相关资质的地方环境监测站进行。环境监测应按国家和地方的环保要求进行，应采用国家规定的标准监测方法，并应按照规定，定期向有关环境保护主管部门上报监测结果。

施工期主要是对施工场界的噪声、扬尘等进行一次性监测，发生事故时对周围的空气、土壤等进行监测。

运行期根据《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ 1248-2022）要求，结合油田运行期环境污染的特点，主要针对油田污染物排放、油田

开发区生态恢复情况、事故等制定监测计划，包括污染源监测计划、环境质量监测计划及生态调查方案，依托场站以该站环评验收文件中运营期监测计划为主，具体见下表：

表 8.2-5 工程运行期污染物排放监测计划表

序号	监测内容	监测（检查）项目	监测点位	监测频次
1	噪声	昼间和夜间连续等效 A 声级	油井井场厂界	1 次/季度
2	废气	非甲烷总烃	油井井场厂界	1 次/季度
2	事故监测	空气：非甲烷总烃；土壤：石油烃；地下水：石油类；地表水：石油类	空气及土壤为事故地点；地表水及地下水为事故地点周围区域。	事故发生 24 小时内

表 8.2-6 工程运行期周边环境质量影响监测计划表

序号	监测内容	监测（检查）项目	监测点位	监测频次
1	地下水	pH、挥发酚、氨氮、耗氧量、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、砷、六价铬	区块北侧	1 次/年
			区块内	1 次/半年
			区块南侧	
2	土壤	pH、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、汞、砷、六价铬	共布设 2 个土壤跟踪监测点，北 3-340-更 E113、北 3-341-更 E113 平台井场及北 1-312-更 P22 井场	1 次/年

表 8.2-7 生态调查方案

序号	调查内容	调查方法	点位	监测频次
1	植被、耕地恢复情况	样方调查	临时占地内	1 次/年，直至恢复原有覆盖度

8.2.9 退役期环境管理与监测计划

8.2.9.1 退役期环境管理

- （1）进行环境监测，掌握污染现状；
- （2）定时定点监测周围环境，及时掌握环境状况的资料，促进环境管理的深入和污染治理的落实；
- （3）落实环境管理制度；
- （4）检查环保措施可行性。

8.2.9.2 退役期环境监测计划

本工程退役期需要进行的环境监测任务委托取得相关资质的地方环境监测站进行。环境监测应按国家和地方的环保要求进行，应采用国家规定的标准监测方法，并应按照国家

规定，定期向有关环境保护主管部门上报监测结果。

根据《排污单位自行监测技术指南总则》（HJ819-2017）、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ 1248-2022）、《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023）中要求：重点对退役期的油气井井口周边地下水环境开展跟踪监测，油井井口周边土壤环境开展跟踪监测，具体见表 8.2-8。考虑油田为滚动开发，建议企业结合区块内后期计划项目的运营期及退役期跟踪监测计划统筹考虑。

表 8.2-8 项目退役期监测计划表

序号	监测内容	监测（检查）项目	监测点位	坐标	与本项目的位置关系	监测频次
1	地下水	pH、挥发酚、氨氮、耗氧量、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、砷、六价铬	区块北侧	125.06054303, 46.73894431	上游	1 次/半年
			区块内	125.03831633, 46.66796009	区块内	
			区块南侧	124.87859470, 46.66341721	下游	
2	土壤	pH、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、砷、六价铬	北 3-340-更 E113、北 3-341-更 E113 平台井场	g125.08613623,46.69390347	本项目井场	1 次/年
			北 1-312-更 P22 井场	g124.92855846,46.68174174	本项目井场	

8.3 临时用地批复文件制度衔接

依据《关于规范大庆市占用耕地和永久基本农田临时用地审批工作的通知（征求意见稿）》（大庆市自然资源局，2022.3.5）中相关要求，建设单位在环境影响评价批复文件下发后应按文件要求申请临时用地批复。

（1）耕地

①大庆油田有限责任公司第三采油厂监督管理中心土地组依据项目设计资料、投资计划等基础资料，核实项目用地范围、面积、类型，准备临时用地申请、平面布置图、占地现状图、临时使用土地合同、土地复垦方案等相关材料，提交给萨尔图区自然资源部门。

②萨尔图区自然资源部门对资料进行初审。萨尔图区自然资源部门组织对大庆油田有限责任公司第三采油厂监督管理中心土地组提交的临时用地申请资料进行初审，开展实地探勘核验，审查同意的出具审查意见。

③大庆市自然资源局审批。大庆市自然资源局组织审查县、区自然资源部门提交的大庆油田有限责任公司第三采油厂监督管理中心土地组临时用地申请是否已完成初审、是否符合相关要求，对满足要求的用地申请组织审批，下发临时用地批复文件。

④大庆油田有限责任公司第三采油厂监督管理中心土地组根据批复文件，办理征地手续，组织进场施工。

大庆油田有限责任公司第三采油厂监督管理中心土地组按照“先临时、后永久”的政策，井场、道路、站场临时用地结束后，办理永久用地审批。大庆油田有限责任公司第三采油厂监督管理中心土地组每年上报油田公司生态资源管理部，全油田全年组卷一次，经县自然资源局、县政府，市自然资源局、市政府，省自然资源厅、省政府，逐级上报自然资源部、国务院审批。

（2）草地

①大庆油田有限责任公司第三采油厂监督管理中心土地组依据项目设计资料、投资计划等基础资料，核实项目用地范围、面积、类型，将草原临时征用草原申请表、草原植被恢复方案、勘测定界确权图、建设项目环境影响评价报告批复等文件材料提交给萨尔图区自然资源部门。

②萨尔图区林业和草原主管部门审批。萨尔图区林业和草原主管部门组织对大庆油田有限责任公司第三采油厂监督管理中心土地组提交的临时征用草原资料进行审查，开展实地探勘核验，审查同意的出具意见。

③萨尔图区自然资源局审批。不涉及耕地的，萨尔图区自然资源局对包含草原批复在内的资料进行审查，审查通过的出具意见；涉及耕地的出具初审意见，报市自然资源局审批。

9 环境影响评价结论

9.1 项目概况

基建油井 9 口，建设集油掺水管道 3.0km，配套建设抽油机及基础 9 座。基建注水井 6 口，建设注水管线 0.91km，配套建设注水井配水阀组、高压切断阀、注水井场 6 座。基建注入井 2 口，建设注入管线 0.52km，配套建设注入井井口工艺及注入井场 2 座。配套建设供配电、道路、数字化工程等。

9.2 环境质量现状评价结论

9.2.1 环境空气环境质量现状评价结论

根据《2024 年大庆市生态环境状况公报》可知，项目所在区域属于环境空气质量达标区，六项基本因子均能满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准要求。特征污染物非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 标准要求、TSP 满足《环境空气质量标准》（GB3095-2026）二级标准要求。

9.2.2 地表水环境质量现状结论

根据地表水监测结果，东二排水干渠、风云泡地表水环境质量较好。

9.2.3 地下水环境质量现状结论

地下水环境质量能满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准，石油类能够满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）表 1 中 II 类标准限值。

评价区域内包气带中污染控制点与清洁对照点油田特征污染物石油类所测数值相差不大，评价区域内包气带未被污染。

9.2.4 声环境质量现状结论

建设项目区域声环境质量满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准。

9.2.5 土壤环境质量现状结论

评价区域内土壤环境质量较好，没有出现超标情况。本项目永久占地内土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 建设用地土壤污染风险筛选值（基本项目）中第二类用地筛选值标准，以及表 2（其他项目）中第二类用地筛选值标准；评价范围内草地、耕地土壤满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 农用地土壤风险筛选值（基本项目）中标准。

9.2.6 生态环境质量现状结论

该项目所在地区已开发多年，做为油田开发的老区，自然生态系统现状为草地生态系统和农田生态系统，具有季节性。且由于项目施工及运行期对生态环境采取了较多的环境措施，本项目建设与运行对生态系统影响较小。

9.3 环境影响分析和污染防治措施可行性结论

9.3.1 大气环境影响分析和污染防治措施可行性结论

项目对大气环境的影响可分为三个阶段，即施工期、运行期和退役期。

施工期主要是施工扬尘、焊接烟尘、柴油发电机废气、机械及车辆尾气等对大气造成的影响。项目施工期处于空旷地带，且施工是短期行为，持续时间较短，施工过程对大气环境的影响是暂时性的局部影响，并随施工的结束而消失，其影响时间短、范围小，施工期对大气环境所造成的影响较轻。

运行期主要是井场无组织排放的非甲烷总烃对大气环境造成的影响，项目采出的原油经汇集、处理、输送至原油稳定装置的全过程采用密闭工艺流程，容易泄漏的关键危险部位采用先进设备和材料，保证生产正常进行和操作平衡，减少气体泄漏。经估算，本项目非甲烷总烃对周边环境影响较小，运行期对大气环境影响可接受。

退役期主要是施工过程中产生的扬尘，采取洒水抑尘的降尘措施，同时要求严禁在大风天气进行作业，退役期封井施工过程中，加强施工质量管理，避免出现封井不严等非正常工况的烃类泄漏。采取以上措施后，退役期对大气环境影响可接受。

9.3.2 水环境影响分析和污染防治措施可行性结论

施工期废水主要为钻井废水、管道试压废水及生活污水；钻井废水由罐车拉运，依托大庆赛诺科林环保科技有限公司废弃泥浆无害化处理站（一队三厂站）处理；管线试压废水由罐车拉运至北十七含油污水处理站处理满足标准要求后回注油层，不外排；钻井工程施工人员生活污水、地面工程施工人员生活污水排入本项目场站及阀组间内已建生活污水收集设施，定期由罐车拉运至风云污水提升站，经提升后管输至大庆市水务集团城市排水有限公司进行集中处理。

运营期废水主要包括正常工况下的油田采出水、非正常工况下的油井检修作业污水、洗井污水及清防蜡洗井污水。油井采出水经集输系统最终输至进入北十七含油污水处理站处理后达标后回注油层，不外排。油井检修作业污水经钢制污油回收槽收集，由罐车回收后送至北十七污水处理站处理达标后回注油层，不外排。热洗废水通过热洗管线回收后进集输系统，管输至北十七含油污水处理站处理达标后回注油层，不外排。

综上，项目不会对周边水环境造成明显不利影响。

9.3.3 地下水环境影响分析和污染防治措施可行性结论

本次地下水评价，在搜集大量当地的历史水文地质条件资料的基础上，通过建立模型，设置了可能出现的非正常状况情景，模拟和预测了施工期和运行期项目建设对附近区域地下水环境的影响，结果显示：一旦发生泄漏，将会对小范围地下水造成一定影响。针对可能出现的情景，报告制定了相应的监测方案和应急措施。在做好源头控制措施、完善分区防渗措施、地下水污染监控措施和地下水污染应急处置的前提下，本项目对地下水环境影响可接受。

9.3.4 声环境影响分析和污染防治措施可行性结论

项目施工期噪声主要来自施工过程中机械和运输车辆产生，由于项目施工期短，且随着施工结束噪声影响也将消失。

运行期噪声主要来自抽油机，通过基础减振等措施减少噪声排放，经距离衰减后，项目不会造成扰民现象。

退役期噪声主要来自机械设备和车辆产生的噪声，通过采用低噪声设备、合理安排作业时间和运输路线等措施，项目不会对周围环境产生影响。

综上所述，项目噪声对环境影响可接受。

9.3.5 固体废物环境影响分析和污染防治措施可行性结论

项目施工过程产生的固体废弃物主要包括废钻井液、钻井岩屑、废射孔液、废包装物、施工废料、清管废渣以及施工人员生活垃圾等。施工废料、清管废渣、废包装物及非含油废防渗布拉运至第一采油厂工业固废填埋场处理；生活垃圾统一收集后运至大庆城控电力有限公司处理；钻井岩屑、废钻井液、废射孔液由罐车拉运至大庆赛诺科林环保科技有限公司废弃泥浆无害化处理站（一队三厂站）处理。

项目运营期固废主要为落地油、含油污泥、含油废防渗布，含油污泥、落地油拉运至萨北含油污泥处理站减量化处理后再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理；含油废防渗布拉运至采油三厂含油防渗布暂存池暂存，最终委托有资质单位进行处理。建设单位应加强对危险废物转移和处置的管理，在转运过程中按危险废物转移要求执行。

退役期固废主要为废弃管线、建筑垃圾、废防渗材料。废弃管线维持现状，管线内物质清空干净，管线两端使用盲板封堵；建筑垃圾集中清理收集后送建筑垃圾调配场处置。含油废防渗布拉运至采油三厂含油防渗布暂存池暂存，最终委托有资质单位进行处理。

综上所述，固体废弃物经妥善处理，不会对周围环境产生影响。

9.3.6 生态环境影响分析和生态保护减缓措施可行性结论

工程井场和管线不同阶段对生态环境的影响略有不同，站场主要体现在土地利用、水土流失及运行期设备噪声；管线施工期主要体现在土壤、植物及植被、动物、景观、水土流失等方面，其中对土壤、水土流失及植被的影响相对较大，管线运行期对生态影响较小。通过采取相应的生态保护与恢复措施后，本工程建设对生态环境的影响可得到有效减缓，在生态系统可接受范围内，不会改变当地的生态环境功能区，对生态环境的影响较小，从生态环境保护的角度看，该建设项目是可行的。

9.3.7 土壤环境影响分析和保护措施可行性结论

本项目所在地土壤环境现状较好，根据土壤环境影响分析结果，本项目对土壤环境的影响较小，非正常工况如产生落地油等，可能会对土壤造成影响，但项目施工过程中均铺设防渗布，落地油不会沾染土壤，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 2025 年 11 月 20 日，于 2026 年 3 月 2 日公开了本项目环境影响报告书征求意见稿，分别在 2026 年 3 月 3 日和 2026 年 3 月 5 日进行了 2 次报纸公示。在 2026 年 3 月 3 日在公众知悉的场所张贴了公告并持续公开了 10 个工作日，张贴地点为八一小区、风云小区、拥军小区等附近敏感点。至信息公告的截止日期没有收到相关反馈信息。

在环境影响评价工作期间，建设单位依据《环境影响评价公众参与办法》(部令第 4 号)的有关要求，通过网络公示、报纸公示征求了公众意见。调查结果表明：公示期间未收到具体的公众反馈意见和建议。

9.5 环境经济损益分析结论

本项目的建设，为确保大庆油田的可持续发展、建设百年油田提供了强有力的保证，对保障我国石油供应、发展我国石油化工、繁荣经济、促进改革和社会发展，都将发挥

重要的作用。同时，该项目的建设还可以提高项目所在地的税收、增加就业机会、带动当地第三产业的发展，提高当地的生活水平，实现当地经济环境的协调发展。因此本项目的建设从环境经济损益的角度分析是可行的。

9.6 环境管理与监测计划结论

本工程投产运行后油田环境管理工作由第三采油厂安全环保部负责，在油田生产运行期，环境管理除抓好环保设施的运行、维护等工作外，工作重点应针对油气集输生产和管理情况及油井作业过程管理、集输管线破裂后油水泄漏等事故的预防和处理上。施工期的环境监测可包括对作业场所的控制监测和事故发生后的影响监测。主要监测对象有土壤、植被、施工作业废气、废水和噪声等。运行期根据《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）和油田运行期环境污染的特点，环境监测计划主要针对油田污染物排放、油田开发区生态恢复情况、事故而制定。

9.7 综合评价结论

综上所述，萨北开发区北 2-1-453 井区 17 口更新井产能建设工程符合国家产业政策和区域发展规划。项目位于大庆市萨尔图区，属于萨北开发区（油田开发区域），且井场及管线等附属工程均不占用生态保护红线，项目区域内环境质量具备环境容量，项目选址合理。本项目井场位于重点管控单元，符合《黑龙江省生态环境总体准入要求（2023 年版）》和《大庆市生态环境准入清单》（2023 年版）中相关要求。

按照《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令第 4 号，2019.1.1）的要求，本项目环评进行的过程中建设单位开展了公众参与调查，具体见《萨北开发区北 2-1-453 井区 17 口更新井产能建设工程环境影响评价公众参与说明》，公众参与调查结果表明，公众参与对该项目无反对意见。

本项目对产生的污染物采取行之有效的环保措施后，可以做到达标排放，对区域环境影响较小；环境风险可防控，满足总量控制要求。在确保落实好各项环保措施并保证其正常运行的前提下，从环境保护角度分析，本项目的建设可行。对产生的污染物采取行之有效的环保措施后，可以做到达标排放，对区域环境影响较小；在确保落实好各项环保措施并保证其正常运行的前提下，从环境保护角度分析，本项目的建设可行。

附表

附表 1：建设项目大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目							
评价等级与范围	评价等级	一级 ☐		二级 ☒		三级 ☐			
	评价范围	边长=50km ☐		边长 5~50km ☐		边长=5km ☒			
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥2000t/a ☐		500~2000t/a ☐		＜500t/a ☒			
	评价因子	基本污染物（SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、CO、O ₃ ）；其他污染物（NMHC、TSP）				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	（ 2023 ） 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四		现状补充监测 ☒			
	现状评价	达标区 ☒				不达标区 ☐			
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源 ☒ 本项目非正常排放源 ☒ 现有污染源 ☒		拟替代的污染源 ☐		其他在建、拟建项目污染源 ☒		区域污染源 ☒	
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD ☒	ADMS ☐	AUSTAL2000 ☐	EDMS/AEDT ☐	CALPUFF ☐	网络模型 ☐	其他 ☐	
	预测范围	边长≥50km ☐		边长 5~50km ☐		边长=5km ☒			
	预测因子	预测因子(非甲烷总烃)				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 本项目最大占标率>100% ☐	
正常排放年均浓度贡献值	一类区	C 本项目最大占标率≤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均浓度叠加值	C 叠加达标 ☐			C 叠加不达标 ☐	
区域环境质量的 整体变化情况	K≤-20% ☐			K>-20% ☐	
环境监测计划	污染源监测	监测因子: (NMHC)		有组织废气监测 ☐ 无组织废气监测 ☒	无监测 ☐
	环境质量监测	监测因子: ()		监测点位数()	无监测 ☒
评价结论	环境影响	可以接受 ☒ 不可以接受 ☐			
	大气防护距离	距 (/) 厂界最远 (/) 米			
	污染源年排放量	SO ₂ :()t/a	NO _x :()t/a	颗粒物:()t/a	NMHC:(6.1236) t/a
注: ☐ 为勾选项, 填“√”, () 为填写项					

附表 2: 建设项目地表水环境影响评价自查表

工作内容		自查项目
影	影响类型	水污染影响型 ☒ ; 水文要素影响型 ☐

响 识 别	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□；涉水的风景名胜 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□；水产种质资 源保护区□；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 □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、高锰酸盐指数、COD、 BOD ₅ 、氨氮、石油类）	监测断面或点位个 数 （1）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、高锰酸盐指数、COD、BOD ₅ 、氨氮、石油类）		
	评价标准	河流、湖库、河口：I类□；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□		达标区□ 不达标区□

		水环境保护目标质量状况：达标□；不达标□ 对照断面、控制断面等代表性断面的水质状况：达标□；不达标□ 底泥污染评价□ 水资源与开发利用程度及其水文情势评价□ 水环境质量回顾评价□ 流域（区域）水资源（包括水能资源）与开发利用总体状况、生态流量管理要求与现状满足程度、建设项目占用水域空间的水流状况与河湖演变状况□ 依托污水处理设施稳定达标排放评价□	
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□	
	预测背景	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□	

	污染物排放量核算	污染物名称		排放量/(t/a)	排放浓度/(mg/L)	
	替代源排放情况	污染源名称	排污许可证编号	污染物名称	排放量/(t/a)	排放浓度/(mg/L)
		()	()	()	()	()
	生态流量确定	生态流量：一般水期 () m ³ /s；鱼类繁殖期 () m ³ /s；其他 () m ³ /s 生态水位：一般水期 () m；鱼类繁殖期 () m；其他 () m				
	防治措施	污水处理设施 ☐ ；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，可打√；“()”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。						

附表 3：建设项目声环境影响评价自查表

工作内容		自查项目					
评价等级与范围	评价等级	一级 ☐ 二级 ☒ 三级 ☐					
	评价范围	200m ☒ 大于 200m ☐ 小于 200m ☐					
评价因子	评价因子	等效连续 A 声级 ☒ 最大 A 声级 ☐ 计权等效连续感觉噪声级 ☐					
评价标准	评价标准	国家标准 ☒ 地方标准 ☐ 国外标准 ☐					
现状评价	环境功能区	0 类区 ☐	1 类区 ☐	2 类区 ☒	3 类区 ☐	4a 类区 ☐	4b 类区 ☐
	评价年度	初期 ☐		近期 ☒		中期 ☐	
	现状调查方法	现场实测法 ☒ 现场实测加模型计算法 ☐ 收集资料 ☐					
	现状评价	达标百分比		100%			
噪声源调查	噪声源调查方法	现场实测 ☐ 已有资料 ☒ 研究成果 ☐					
声环境影响预测与评价	预测模型	导则推荐模型 ☒ 其他 ☐					
	预测范围	200m ☐ 大于 200m ☐ 小于 200m ☒					
	预测因子	等效连续 A 声级 ☒ 最大 A 声级 ☐ 计权等效连续感觉噪声级 ☐					
	厂界噪声贡献值	达标 ☒ 不达标 ☐					
	声环境保护目标	达标 ☐ 不达标 ☐					

	处噪声值			
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, 填“√”; “()”为内容填写项。				

附表 4: 建设项目土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况				备注
影响识别	影响类型	污染影响型 ☒ ; 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 ☒				--
	占地规模	2.358hm ² (永久占地)				小型
	敏感目标信息	耕地、草地				--
	影响途径	大气沉降 ☐ ; 地面漫流 ☐ ; 垂直入渗 ☒ ; 地下水位 ☐ ; 其他 ()				--
	全部污染物	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				--
	特征因子	石油烃				--
	所属土壤环境影响	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	--				--
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	见附图
		表层样点数	2	4	(0-0.2m)	
		柱状样点数	5	0	(0-3m)	
现状监测因子	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中基本项目 45 项及 pH 值、石油类、石油烃(C ₆ ~C ₉)、石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)、汞、砷、六价铬、土壤盐分				--	
现状评价	评价因子	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中基本项目 45 项及 pH 值、石油类、石油烃(C ₆ ~C ₉)、石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)、汞、砷、六价铬、土壤盐分				--
	评价标准	GB15618 ☒ ; GB36600 ☒ ; 表 D.1 ☐ ; 表 D.2 ☐ ; 其他 ()				--
	现状评价结论	各监测点土壤的各项因子均满足 GB36600。				--
	预测因子	--				--
影响预测	预测方法	附录 E ☒ ; 附录 F ☐ ; 其他 ☐				--
	预测分析内容	污染影响范围: 井场周围; 影响程度: 较小	生态影响范围: 单井集输管线泄漏点; 影响程度: 盐碱化程度加剧			--

	预测结论	达标结论: a) ☐ ; 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	监测点数	监测指标	监测频次	--
		平台井场、北 1-312-更 P22 井场	pH、石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、汞、砷、六价铬、盐分含量	1 次/a	
	信息公开指标	--			
	评价结论	可以接受 ☒ ; 不可以接受 ☐			--
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价工作的, 分别填写自查表。					

附表 5: 建设项目生态环境影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态影响识别	生态保护目标	重要物种 ☐ ; 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) 生境 ☒ () 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 ☒ () 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：建设项目环境风险影响评价自查表

工作内容		完成情况					
风险调查	危险物质	名称	原油	天然气	柴油	/	
		存在总量	0.91	0.024t	30	/	
	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）		20 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□	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		本项目的的环境风险是泄漏和火灾爆炸，对区域内的大气环境、地下水环境和土壤植被危害性不大。在项目采取一系列风险防范措施和应急措施后，可以控制和降低项目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							