

徐深气田徐深 1 区块 2026 年产能建设工
程项目
环境影响报告书

建设单位：大庆油田有限责任公司采气分公司

编制单位：河北奇正环境科技有限公司

编制时间：二零二五年十一月

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	10
1.4 分析判定相关情况	12
1.5 关注的主要环境问题及环境影响	70
1.6 环境影响评价主要结论	74
2 总则	76
2.1 评价目的	76
2.2 评价原则	76
2.3 编制依据	76
2.4 评价时段	81
2.5 环境影响识别与评价因子筛选	81
2.6 评价标准	86
2.7 评价等级及评价范围	92
2.8 环境保护目标	107
3 建设项目工程分析	112
3.1 现有工程分析	112
3.2 项目概况	126
3.3 开发区块概况	126
3.4 工程组成	132
3.5 开发方案	141
3.6 主要建设内容	144
3.7 场地布置及土地利用	171
3.8 施工方式	176
3.9 施工进度及时序	180
3.10 设备及物料消耗	180
3.11 依托工程分析	182

3.12 建设项目工程分析	201
3.13 清洁生产分析	239
4 环境现状调查与评价	241
4.1 自然环境状况	241
4.2 环境保护目标调查	248
4.4 环境制约因素分析	错误！未定义书签。
4.5 区域污染源调查	283
5 环境影响预测与评价	285
5.1 大气环境影响预测与评价	285
5.2 地表水环境影响评价	288
5.3 地下水环境影响预测与评价	293
5.4 声环境影响预测与评价	326
5.5 固体废物环境影响分析	336
5.6 生态环境影响评价	340
5.7 土壤环境影响预测与评价	353
5.8 环境风险分析	363
6 环境保护措施及其可行性论证	376
6.1 污染防治措施	376
6.2“三同时”项目一览表	413
7 环境影响经济损益分析	419
7.1 环境损失费估算	419
7.2 环保投资估算及环境效益分析	419
7.3 环境经济损益分析结论	421
8 环境管理与监测计划	422
8.1 HSE 管理体系的建立和运行	422
8.2 环境监控	424
8.3 占地审批流程	434
9 环境影响评价结论	436

9.1 建设项目概况	436
9.2 环境质量现状评价结论	436
9.3 环境影响分析和污染防治措施可行性结论	437
9.4 公众意见采纳情况	440
9.5 环境经济损益分析结论	441
9.6 环境管理与监测计划结论	441
9.7 综合评价结论	441
附表	442
附表 1：建设项目大气环境影响评价自查表	442
附表 2：建设项目环境风险评价自查表	442
附表 3：建设项目土壤环境影响评价自查表	443
附表 4：地表水自查表	445
附表 5：生态影响评价自查表	447
附表 6：声环境影响评价自查表	448

1.1 项目由来

2021年3月2日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》中提出，要积极推动“百年油田”建设，支持大庆油田常规油气资源稳油增气。《大庆油田振兴发展纲要（2020）版》提出“十四五”期间要重点做好加强长垣地区提高采收率工作，针对油气开发，纲要中强调，本土天然气开发筑牢松辽稳产、川渝上产、塔东评价、储气调峰“四大支撑”，力争到2025年，天然气产量达到70亿立方米以上。

根据大庆油田天然气开发规划，为进一步加徐深气田开采力度，增加天然气产能，保证大庆油田年天然气产量，大庆油田有限责任公司采气分公司积极开展气田开发，计划投资16597.6万元进行“徐深1区块2025年产能建设工程项目”（以下简称“本工程”），本工程新建5口气井，总产气量为 $27.7 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。每座井场各设电磁加热节流装置1套，新建采气管道7.0km，徐深1-101集气站内扩建电磁加热节流装置1套，扩建规模 $27.7 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，同时配套建设给排水、供配电、自动控制、通信、道路等工程。

本项目为老区增产项目，项目占地范围内不涉及国家公园、自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、海洋特别保护区、基本草原、自然公园、重要湿地、天然林、重点保护野生动物栖息地、重点保护野生植物生长繁殖地、重要水生生物的自然产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场、沙化土地封禁保护区、封闭及半封闭海域、以及以医疗卫生、文化教育、科研、行政办公为主要功能的区域、文物保护单位等环境敏感区，且项目不在生态保护红线内。

建设区块附近涉及的村屯主要有姜家洼子屯、西长发屯、太平川屯、三门闫家屯等村屯。项目周边最近的敏感目标为徐深6-斜407井北侧东北侧200m的太平川屯。

根据《大庆市水土保持规划》（2015~2030年）、《肇州县水土保持规划》（2020~2030年），本项目所在的肇州县榆树乡属于县级水土流失重点治理区，且项目200m范围内分布有村屯，根据永久基本农田查询平台，本项目新建5口气井及附属管线、道路等工程涉及占用永久基本农田，属于敏感区。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。根据《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021年版）》（生态环境部令第16号），判定本项目为“五、石油和天然气开采业-08、陆地天然气开采 0721”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》（主席令[2018]

第 24 号[2018 年修正本])、《建设项目环境影响评价分类管理名录(2021 年版)》(生态环境部令第 16 号)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采气分公司委托河北奇正环境科技有限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,并结合项目方案,分析了项目的类型、性质、建设规模及所在区域的环境状况,在详细研究了相关资料并进行类比调查分析的情况下,按照国家环境影响评价技术导则的要求,编制了《朝阳沟油田朝 45 等井区零散更新井扶余油层 2026 年产能建设工程项目环境影响报告书》。

1 概述

1.2 项目特点

1.2.1 项目特点

本项目位于大庆市肇州县榆树乡,主要位于徐深 1 区块。区块内建有较为完善的油、气、水、电、路、信等工程,项目建设均可就近搭接,大大减少项目工程量,从环保角度可控;徐深气田徐深 1 区块目前辖井 64 口,有集气站 6 座,目前均采用“井场节流、单井对单管采气管网、采气管道气液混输、电伴热+加注甲醇防冻”的集输工艺;集气站内采用“燃气加热炉盘管换热、中压分离、轮换计量、三甘醇脱水”的集输处理工艺。

本项目为气田钻井产能建设项目。

(1) 钻井工程

本工程新钻 5 口气井,分别为设计井深 3700-3900m,总进尺 19140m。主要包含钻井、测井、录井、完井、射孔、压裂试气工程。

(2) 地面建设工程

本工程共基建采气井场 5 座,新建采气管线 7.0km,5 口气井防冻工艺采用电磁加热节流装置加热,用能设备为电磁加热节流装置。对徐深 1-101 集气站站内扩建电磁加热节流装置 1 套,同时配套建设道路工程、供配电工程、自动控制、通信工程等。建成产能 $27.7 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

1.2.2 现有区块开发简介

本项目位于位于徐深气田徐深 1 区块。

徐深 1 区块已于 2019 年 6 月在《徐深气田徐深 1 区块扩边及调整井产能建设工程环境影响报告书》中进行了评价，该项目环评文件于 2017 年 10 月 27 日获得了大庆市生态环境局的批复，批复文号为庆环审〔2017〕270 号，并于 2021 年 11 月完成了自主验收。截至目前，徐深 1 区块共有运行的油水井 326 口，其中油井 214 口，注水井 112 口，油井平均单井日产油 0.78t，综合含水 78.5%，年产油 5.0×10^4 t。平均单井日注水 16m^3 ，年注水 $53.8 \times 10^4\text{m}^3$ 。

1.2.3 工艺特点

施工期，本工程新建 5 口气井，均为单井；5 口气井钻井后进行压裂试气每座井场各设电磁加热节流装置 1 套，徐深 1-101 集气站内扩建电磁加热节流装置 1 套；新建采气管线 7.0km，输气管道材质采用 20G 碳钢管道，采气管道采用井间串联的方式沿耕地垄沟和地头埋地敷设，管顶标高为-1.8m，集气管道采用埋地敷设，管顶标高为-1.8m。

运营期，本次 5 口气井进入徐深 1-101 集气站处理。

站外系统采用井场一级加热节流降压、采气管道高压集气工艺；集气和预处理系统采用多井集气，在集气站内进行二级加热节流降压、多井轮换计量、湿气外输工艺，湿气进入徐深 1 集气站集中脱水处理后计量外输。

退役期，将不具备开采价值的气井进行关停，拆除地面设备，并对气井进行封井，配套单井集气、输气管道清管后两端封堵直埋，同时开展场地土壤环境调查与评价，确定未造成场地污染后，应及时对退役期气井受扰动场地进行平整，对土地进行旋耕复垦。

1.2.4 产污特点及措施

本项目为典型气田产能建设项目，兼具生态影响和污染影响的特点。生态环境影响主要体现在建设期占用土地、压占植被、破坏土壤、加大水土流失强度及生态景观破坏等方面，以及退役期场地清理和修复。

污染影响中施工期主要会产生扬尘、柴油机烟气、车辆尾气、焊接烟尘，水基泥浆钻井废水、压裂返排液、试压废水、试气产液，废弃水基钻井泥浆、水基泥浆钻井岩屑、废射孔液、膨润土等废弃包装袋、废氢氧化钾包装袋、非含油防渗布、管道施工废料、建筑垃圾等，钻井工程设备、压裂工程运行噪声和交通噪声，施工人员产生的生活污水和生活垃圾等。

运营期的主要环境影响因素为依托场站加热装置产生的燃烧烟气；徐深 1-101 集气站、徐深 1 集气站和井场无组织排放的非甲烷总烃；徐深 1-101 集气站内部泵房及气井作业机

械产生的噪声；气井产气分离的含烃废水；气井作业过程可能产生井口砂粒、放空的天然气（经过放空池燃烧排放）；徐深 1 集气站更换的三甘醇装置每年检修时，产生的废三甘醇、废活性炭滤芯。

退役期包括退役期气井拆除设备、设备清洗废水、封井建筑垃圾、含油废防渗布。

（1）废气

运营期废气主要为达深 32 预处理站、汪深 1 集气站燃烧烟气，井场、场站天然气集输处理过程中挥发的烃类气体、温室气体。本项目达深 32 预处理站、汪深 1 集气站使用清洁燃料天然气，同时站内采用数字化仪表监控，根据气温合理控制温度，减少天然气用量，减少了烟气排放量。达深 32 预处理站加热装置燃烧烟气可以满足《工业炉窑大气污染物排放标准》（GB9078-1996）表 2 中加热炉标准值要求。气井井口均安装了密封垫，全部密闭；场站内设备阀门进行密封、防腐处理，气井产气经管道密闭集输至达深 32 预处理站，确保了气田特征污染物非甲烷总烃挥发量降至最低，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）中无组织排放监控浓度限值要求，设备下风向非甲烷总烃满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）附录 A 标准。

退役期大气污染物主要为气井拆除过程中产生的施工扬尘和运输车辆尾气，通过场地洒水抑尘能够有效降低扬尘产生量，且退役期拆除过程持续时间较短，通过洒水抑尘后对环境空气的影响可接受。

（2）废水

施工期废水主要为钻井污水、压裂返排液、管线试压废水及施工人员生活污水。钻井废水经循环罐回用于钻井液系统，最后剩余的钻井废水与废弃钻井泥浆、钻井岩屑等由泥浆接收罐车拉运至采油八厂废弃钻井液集中处理站进行无害化处理。压裂返排液由罐车拉运至卫一联废压裂液集中处理站处理，分离水进入卫一联含油污水站处理达标后回注油藏，不外排；施工期新建管道试压废水由罐车拉运至升一联气田污水预处理站，出水水质满足《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）标准要求，即“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ ”后回注地下开采油层。施工期生活污水排放到防渗旱厕，定期清掏，施工结束后防渗旱厕进行卫生填埋处理（用石灰消毒后覆土平整）。

运营期正常工况下集气站分离的含烃废水、员工生活污水。运营期达深 32 预处理站分离的采出水进入污水储罐中临时储存，再定期由汽车将污水拉运至最近的升深一卸水点（35km），最后输至升一联集中处理；不新增生活污水。

退役期废水主要包括退役气井拆除设备清洗废水。洗废水由罐车拉运至最近的升深一卸水点（35km），最后输至升一联集中处理，达标后回注地下开采油层，不外排。

（3）地下水

参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本项目进行分区防渗：

施工期，本项目钻井施工期柴油罐区、泥浆循环罐区、泥浆接收罐车、钻井液材料房、井口、压裂试气作业期间压裂作业区场地夯实，铺设 2mm 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$ 的高密度聚乙烯（HDPE）土工膜构筑防渗层，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，施工过程中应有专人负责质量控制，并做好施工记录，同时施工期应留存施工影像；每座井场的柴油灌区设置不低于 0.5m 高围堰，围堰有效容积不小于两个柴油罐的容积之和，并距离发电房等易产生明火的位置 20m 以上。危险废物贮存点、钢制泥浆槽场地夯实，铺设 2mm 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$ 的高密度聚乙烯（HDPE）土工膜构筑防渗层，满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中对防渗层的要求：防渗层为至少 1m 厚黏土层（渗透系数不大于 10^{-7}cm/s ），或至少 2mm 厚高密度聚乙烯膜等人工防渗材料（渗透系数不大于 10^{-10}cm/s ），或其他防渗性能等效的材料。

一般工业固体废物暂存间、动力房、其他材料房设置为一般防渗区，设置 1.5mm 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$ 的高密度聚乙烯（HDPE）土工膜构筑防渗层，满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）一般防渗区等效黏土防渗层 $M_b \geq 1.5\text{m}$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 要求。

每座井场设置防渗旱厕 1 座，容积约 12m^3 （ $4\text{m} \times 3\text{m} \times 1\text{m}$ ），底部及四周夯实，铺设 1.5mm 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$ 的高密度聚乙烯（HDPE）土工膜构筑防渗层，等效黏土防渗层 $M_b \geq 1.5\text{m}$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ，满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）一般防渗区要求；施工期防渗旱厕定期清掏，施工结束后防渗旱厕进行卫生填埋处理（用石灰消毒后覆土平整）。

除重点防渗区和一般防渗区的其他可能会产生轻微污染的建筑区，如井控房、值班室、生活垃圾收集点、表土存放处及井场地面等区域地面进行碾压平整夯实，满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）简单防渗区要求。

运营期，将输气管线区划分为重点防渗区，井场放空池、达深 32 预处理站污水罐区划分为一般防渗区，井场地面和场区其他区域地面划分为简单防渗区。

输气管道材质采用 20G 碳钢管道，井场放空池、达深 32 预处理站污水罐，铺设混凝土（水泥结构厚度为 200mm，抗渗等级为 P8，强度为 C30），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“等效黏土防渗层 $\geq 1.5\text{m}$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ”的要求，施工过程中应有专人负责质量控制，并做好施工记录，同时施工期应留存施工影像。

井场地面和场区其他区域地面碾压平整夯实，满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中简单防渗区要求。

退役期，主要是设备拆除、井场清理。井场拆除采气设备，在作业区铺设防渗材料，施工结束后及时清理场地，避免对浅层地下水造成污染；对关闭的气井实施安全封堵；对退役的气井进行地下水跟踪监测，跟踪检测井依托本项目新建跟踪监测水井；油井退役后，应参照《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）》的相关要求执行。

（4）噪声

本项目施工期噪声主要是钻井工程、压裂工程、地面工程施工机械和车辆运行噪声。运输车辆应选择合理时间和路线，避开居民休息时段；严格限定施工范围，选用噪音低的设备；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。

运营期噪声主要是达深 32 预处理站、汪深 1 集气站加热装置、各类机泵产生的噪声。场站加热装置、机泵等发声设备尽可能选用低噪声设备，场站机泵等设备集中布置于室内，并安装减震基础。

退役期噪声主要是设备拆除和车辆运行噪声。施工时应加强施工管理工作，合理安排施工进度，避免大量高噪声设备同时施工；选用低噪声设备；运输车辆选择避开居民区的路线。

（5）固体废物

施工期废弃钻井泥浆、钻井岩屑暂存在井场钢制泥浆槽，由泥浆接收罐车拉运至采油八厂废弃钻井液集中处理站进行无害化处理。膨润土、纯碱、超细碳酸钙等废包装袋拉运至第八采油厂工业固废填埋场进行填埋处理。氢氧化钾包装袋暂存在危险废物暂存点，委托资质单位拉运；建筑垃圾拉运至绥化市建筑垃圾消纳场处理；生活垃圾统一收集至各井场生活垃圾存放点，委托环卫部门处理。

运营期本工程气井井口安装有井口除砂器，投产初会定期检查井口除砂器，产生砂粒为危险废物 HW08 900-249-08，委托有资质单位处置。汪深 1 集气站更换的三甘醇脱水装置维修时产生的废三甘醇为一般工业固体废物，由厂家回收。更换废活性炭滤芯为危险废物，废活性炭废物类别 HW49 其他废物，滤芯危废代码为 900-039-49，委托有资

质单位定期处置。运营期不新增生活垃圾。

退役期固体废物主要为拆除的废旧设备、封井垃圾、含油废防渗布、生活垃圾。气井拆除设备废旧设备回收至大庆油田有限责任公司采气分公司 资产回收库；封井垃圾为一般工业固体废物，拉运至第八采油厂工业固废填埋场处理；含油废防渗布为危险废物，在作业结束后，委托有资质单位转运处置；生活垃圾统一收集后，委托环卫部门处理。

（6）环境风险

根据本项目的气藏情况及后期运行工艺、管理水平及自然灾害等因素，本项目的环境风险主要来自施工期钻井过程中井喷、套管破损、井漏以及柴油储罐泄漏；运营期主要风险是天然气泄漏和井喷。

施工期项目钻井时安装防喷器，防止井喷事故的发生；柴油储罐进行重点防渗，采用地面碾压平整并铺设 2mm 厚高密度聚乙烯（HDPE）土工膜构筑防渗层，渗透系数为 $1 \times 10^{-13} \text{cm/s}$ ；并且储罐周围设临时围堰，并要求储罐布置在明火、井口等安全距离内；

运营期采气井场安装井口安全自动保护装置、井口减压设施和监测设施、报警系统，可保证超压时多余天然气能通过放空系统热放空；加强井场、管线安全巡检频次，并重点检查管道接口、阀门是否发生腐蚀、损坏；井场发生天然气泄漏后，立即停止采气作业，设立警戒区，随事故发展情况及时扩大范围；通知调度室关闭配套管线的阀组。组织专家及技术人员，开展事故分析，查找事故原因；优化管道巡检人员技术水平，细化巡检范围和职责，确保巡检通讯畅通，同时加强井场围墙的保护，防止第三方破坏引发事故。

大庆油田有限责任公司采气分公司 已编制了突发事件综合应急预案，于 2024 年 12 月 19 日在大庆市让胡路生态环境局备案了企业环境风险应急预案，应急预案提出了生产过程中的危险预防措施、管理过程中的危险预防措施、危险化学品储运安全防范措施及火灾、爆炸事故等防范措施。

1.2.4.1 施工期

（1）废气

本项目施工期产生的废气主要为柴油机烟气、施工扬尘、管道焊接烟尘、运输车辆尾气；柴油机废气采取施工时使用低标号柴油，调节好柴油机运行工况等措施。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。

（2）废水

施工期废水主要为钻井污水、压裂返排液、管线试压废水及施工人员生活污水。钻井废水经循环罐回用于钻井液系统，最后剩余的钻井废水与废弃钻井泥浆、钻井岩屑等

由泥浆接收罐车拉运至采油八厂废弃钻井液集中处理站进行无害化处理。压裂返排液由罐车拉运至卫一联废压裂液集中处理站处理，分离水进入卫一联含油污水站处理达标后回注油藏，不外排；施工期新建管道试压废水由罐车拉运至升一联气田污水预处理站，出水水质满足《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）标准要求，即“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ ”后回注地下开采油层。施工期生活污水排放到防渗旱厕，定期清掏，施工结束后防渗旱厕进行卫生填埋处理（用石灰消毒后覆土平整）。

（3）噪声

本项目施工期噪声主要是钻井工程、压裂工程、地面工程施工机械和车辆运行噪声。运输车辆应选择合理时间和路线，避开居民休息时段；严格限定施工范围，选用噪音低的设备；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。

（5）固体废物

施工期废弃钻井泥浆、钻井岩屑暂存在井场钢制泥浆槽，由泥浆接收罐车拉运至采油八厂废弃钻井液集中处理站进行无害化处理。膨润土、纯碱、超细碳酸钙等废包装袋拉运至第八采油厂工业固废填埋场进行填埋处理。氢氧化钾包装袋暂存在危险废物暂存点，委托资质单位拉运；建筑垃圾拉运至绥化市建筑垃圾消纳场处理；生活垃圾统一收集至各井场生活垃圾存放点，委托环卫部门处理。

（3）地下水

参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本项目进行分区防渗：

施工期，本项目钻井施工期柴油罐区、泥浆循环罐区、泥浆接收罐车、钻井液材料房、井口、压裂试气作业期间压裂作业区场地夯实，铺设 2mm 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-13}\text{cm/s}$ 的高密度聚乙烯（HDPE）土工膜构筑防渗层，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，施工过程中应有专人负责质量控制，并做好施工记录，同时施工期应留存施工影像；每座井场的柴油灌区设置不低于 0.5m 高围堰，围堰有效容积不小于两个柴油罐的容积之和，并距离发电房等易产生明火的位置 20m 以上。危险废物贮存点、钢制泥浆槽场地夯实，铺设 2mm 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-13}\text{cm/s}$ 的高密度聚乙烯（HDPE）土工膜构筑防渗层，满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中对防渗层的要求：防渗层为至少 1m 厚黏土层（渗透系数不大于 10^{-7}cm/s ），或至少 2mm 厚高密度聚乙烯膜等人工防渗材料（渗透系数不大于 10^{-10}cm/s ），或其他防渗性能等效的材料。

一般工业固体废物暂存间、动力房、其他材料房设置为一般防渗区，设置 1.5mm 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$ 的高密度聚乙烯（HDPE）土工膜构筑防渗层，满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）一般防渗区等效黏土防渗层 $M_b \geq 1.5\text{m}$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 要求。

每座井场设置防渗旱厕 1 座，容积约 12m^3 （ $4\text{m} \times 3\text{m} \times 1\text{m}$ ），底部及四周夯实，铺设 1.5mm 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$ 的高密度聚乙烯（HDPE）土工膜构筑防渗层，等效黏土防渗层 $M_b \geq 1.5\text{m}$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ，满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）一般防渗区要求；施工期防渗旱厕定期清掏，施工结束后防渗旱厕进行卫生填埋处理（用石灰消毒后覆土平整）。

除重点防渗区和一般防渗区的其他可能会产生轻微污染的建筑区，如井控房、值班室、生活垃圾收集点、表土存放处及井场地面等区域地面进行碾压平整夯实，满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）简单防渗区要求。

（6）环境风险

本项目的施工期环境风险主要来自钻井过程中井喷、套管破损、井漏以及柴油储罐泄漏；施工期项目钻井时安装防喷器，防止井喷事故的发生；柴油储罐进行重点防渗，采用地面碾压平整并铺设 2mm 厚高密度聚乙烯（HDPE）土工膜构筑防渗层，渗透系数为 $1 \times 10^{-13} \text{cm/s}$ ；并且储罐周围设临时围堰，并要求储罐布置在明火、井口等安全距离内；

1.2.4.2 运营期

（1）运营期废气主要为徐深 1-101 集气站、徐深 1 集气站燃烧烟气，井场、场站天然气集输处理过程中挥发的烃类气体、温室气体。本项目徐深 1-101 集气站、徐深 1 集气站使用清洁燃料天然气，同时站内采用数字化仪表监控，根据气温合理控制温度，减少天然气用量，减少了烟气排放量。场站加热装置燃烧烟气可以满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 新建燃气中加热炉标准值要求。气井井口均安装了密封垫，全部密闭；场站内设备阀门进行密封、防腐处理，气井产气经管道密闭集输，确保了气田特征污染物非甲烷总烃挥发量降至最低，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）中无组织排放监控浓度限值要求，设备下风向非甲烷总烃满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）附录 A 标准。

（2）运营期正常工况下分离的含烃废水、员工生活污水。运营期达深 32 预处理站分离的采出水进入污水储罐中临时储存，再定期由汽车将污水拉运至最近的升深一卸水点

(35km)，最后输至升一联集中处理；不新增生活污水。

(3) 本项目运营期噪声源主要来自依托场站加热装置及各类机泵噪声。场站加热装置、机泵等发声设备尽可能选用低噪声设备，场站机泵等设备集中布置于室内，并安装减震基础。采取以上措施后井场及场站厂界噪声能够达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2 类标准的要求。

(4) 项目运营期产生的固体废物主要有气井作业过程可能产生井口砂粒、放空的天然气(经过放空池燃烧排放)；徐深 1 集气站更换的三甘醇装置每年检修时，产生的废三甘醇、废活性炭滤芯。本工程气井井口安装有井口除砂器，投产初会定期检查井口除砂器，产生砂粒为危险废物 HW08 900-249-08，委托有资质单位处置。徐深 1 集气站更换的三甘醇脱水装置维修时产生的废三甘醇为一般工业固体废物，由厂家回收。更换废活性炭滤芯为危险废物，废活性炭废物类别 HW49 其他废物，滤芯危废代码为 900-039-49，委托有资质单位定期处置。运营期不新增生活垃圾。

1.2.4.3 退役期

(1) 退役期大气污染物主要为气井拆除过程中产生的施工扬尘和运输车辆尾气，通过场地洒水抑尘能够有效降低扬尘产生量，且退役期拆除过程持续时间较短，通过洒水抑尘后对环境空气的影响可接受。

(2) 退役期废水主要包括退役气井拆除设备清洗废水。洗废水由罐车拉运至最近的升深一卸水点(35km)，最后输至升一联集中处理，达标后回注地下开采油层，不外排。

(3) 退役期噪声主要是设备拆除和车辆运行噪声。施工时应加强施工管理工作，合理安排施工进度，避免大量高噪声设备同时施工；选用低噪声设备；运输车辆选择避开居民区的路线。

(4) 退役期固体废物主要为拆除的废旧设备、封井垃圾、含油废防渗布、生活垃圾。气井拆除设备废旧设备回收至大庆油田有限责任公司采气分公司资产回收库；封井垃圾为一般工业固体废物，拉运至第八采油厂工业固废填埋场处理；含油废防渗布为危险废物，在作业结束后，委托有资质单位转运处置；生活垃圾统一收集后，拉运至肇州县和平垃圾处理有限公司处理。

1.3 环境影响评价工作过程

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

第一阶段：首先，收集分析工程技术文件以及相关基础资料，依据《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》（生态环境部令第 16 号）规定，确定朝阳沟油田朝 45 等井区零散更新井扶余油层 2026 年产能建设工程项目环境影响评价技术文件类型为环境影响报告书。

其次，在仔细研究工程技术文件的基础上，进行了工程分析，并对项目所在区域进行实地踏勘和调研，了解项目周围情况。在此基础上，识别环境影响并筛选评价因子，明确环境影响、评价工作重点和环境保护目标确定等工作。通过对项目概况、周围环境敏感性及其导则要求分析确定：本项目大气环境影响评价工作等级为二级；声环境影响评价工作等级确定为二级；地表水环境影响评价工作等级为三级 B；地下水环境影响评价工作等级井场为二级，集输管线为三级；生态环境影响评价工作等级为二级；土壤环境影响评价工作等级井场为一级，集输管线为二级，环境风险环境影响评价工作等级为简单分析。并以此确定评价范围和评价标准，制定了评价工作方案。

第二阶段：根据工作方案，针对各环境要素的评价工作等级，调查了评价范围内的环境状况，制定了监测方案，进行生态环境现状监测并进行调查与评价，在现状监测与评价的基础上，进行各环境要素的环境影响预测和评价，编制完成各环境要素环境影响分析与评价章节。

第三阶段：通过工程分析、环境影响预测与评价的结果，确定科学合理、可行的工程方案，提出预防或减缓不利影响的环境保护措施，制定相应的环境管理或环境监测计划，从生态环境影响的角度给出工程建设项目是否可行的结论，完成报告的编制。

具体环境影响评价工作程序见图 1.3-1。

2025 年 9 月 2 日，大庆油田有限责任公司采气分公司委托河北奇正环境科技有限公司编制《朝阳沟油田朝 45 等井区零散更新井扶余油层 2026 年产能建设工程项目环境影响报告书》，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》（主席令[2018]第 24 号[2018 年修正本]）、《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令〔2018〕第 4 号）及建设项目环境影响评价的相关规定开展项目的公众参与工作并单独出具环境影响评价公众参与说明。公众参与工作采用网络公示、报纸公示以及张贴公告相结合的方式。本项目首次环境影响评价信息公开之日为 2025 年 9 月 5 日（黑龙江环保技术服务网），征求意见稿公示日期为 2025 年 9 月 30 日~10 月 20 日（黑龙江环保技术服务网），报纸第一次公告日期为 2025 年 10 月 10 日（大庆油田报），报纸第二次公告日期为 2025 年 10 月 11 日（大庆油田报），现场张贴公示日期为 2025 年 9 月 30 日~10 月 20 日，公示地点为评价范围内村屯，并于 2025

年 10 月 24 日在黑龙江环保技术服务网公开发布平台进行朝阳沟油田朝 45 等井区零散更新井扶余油层 2026 年产能建设工程项目环境影响报告书全本公示和项目公众参与说明全本公示。在公示期间建设单位及环评单位未收到相关反馈，建设单位承诺将加强企业环境管理，强化诚信意识，恪守环保信用，项目运行中主动公开环保信息，接受公众监督。

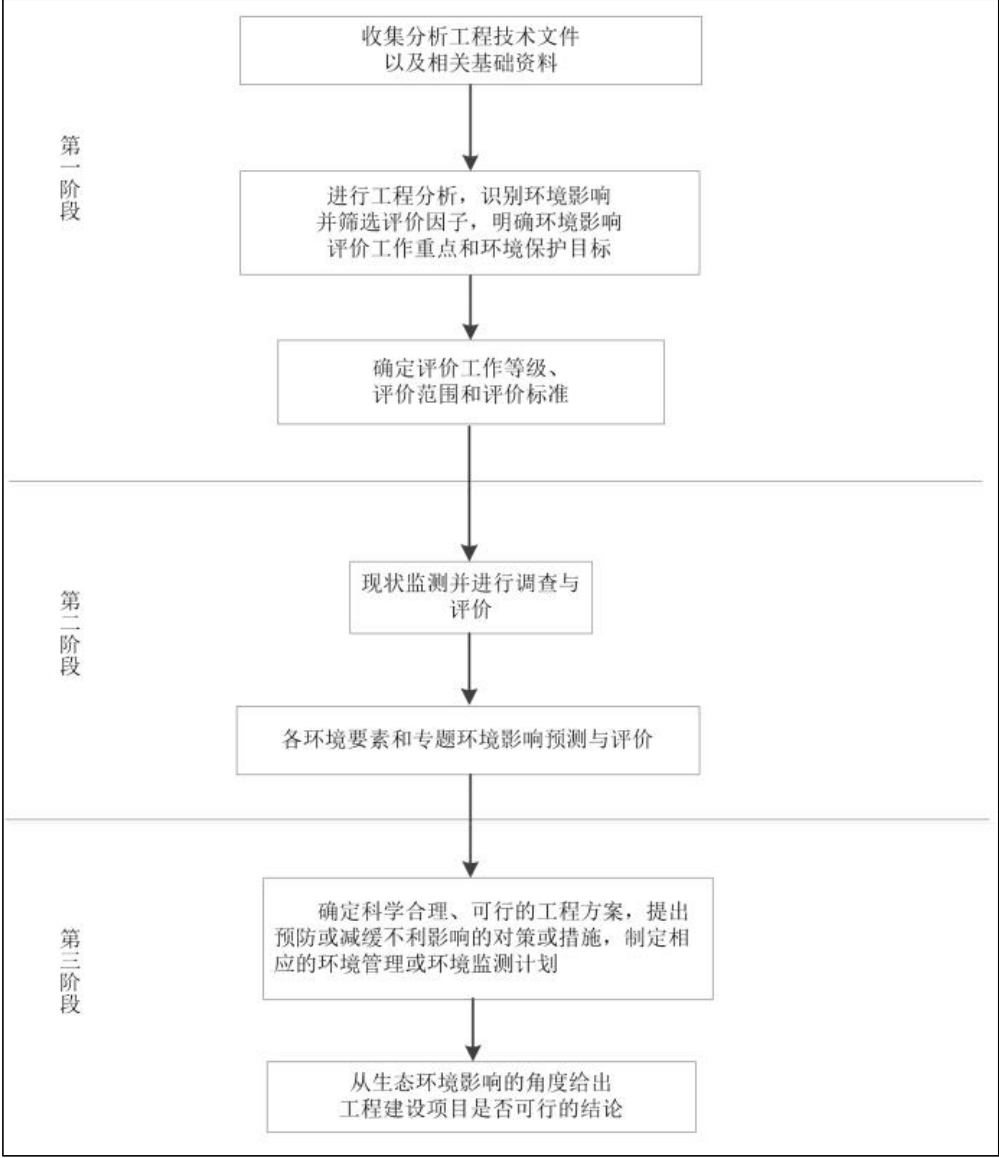


图 1.3-1 建设项目环境影响评价工作程序图

1.4 分析判定相关情况

1.4.1 产业政策符合性分析

本项目为石油开采项目，根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（国家发展和改革委员会令[2023]第 7 号），本项目属于鼓励类“七、石油天然气”中“1.石油天然气开采：常规石油、天然气勘探与开采”，因此，本项目建设符合国家的产业政策。

本项目不属于列入《淘汰落后生产能力、工艺和产品的目录》（第一批、第二批、

第三批)和《工商投资领域制止重复建设目录》内的项目,因此本项目不违反国家有关产业政策。

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规划》(黑政发〔2012〕29号)符合性分析

本工程位于黑龙江省大庆市肇州县及肇源县境内,根据《黑龙江省主体功能区规划》(黑政发〔2012〕29号),大庆市肇州县的功能定位均为国家农产品主产区,属于限制开发区域。

根据《黑龙江省主体功能区规划》(黑政发〔2012〕29号)第五章保障措施中第八节环境政策,限制开发区要通过治理、限制或关闭污染物排放企业等手段,实现污染物排放总量持续下降;加大水资源保护力度,适度开发利用水资源,实行全面节水,满足基本的生态用水需求。

本工程属于改扩建项目,运行期产生的废气主要为无组织挥发的非甲烷总烃和加热装置产生的烟气,项目加热装置使用的燃料为清洁能源天然气,且产生的污染物量较小,项目油井产液采用密闭集输工艺,且在采油井口安装了密封垫,处理装置均为密闭流程,最大程度减少了非甲烷总烃的无组织排放;项目施工期钻井废水排入井场钢制泥浆槽中,及时拉运至黑龙江省大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司处理,处理后的压滤水定期由罐车拉运至朝一联含油污水处理站处理达标后回注油层,压裂返排液由罐车拉运至朝一联压裂返排液无害化处理站处理,处置后污水管输进入朝一联含油污水处理站处理达标后回注油层,不外排。施工期试压废水、运行期作业污水、洗井污水均进入朝一联含油污水处理站、朝二联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;产生的各类固体废物均进行了相应的处理,对外环境无影响。项目运行期工业用水为井下作业用水,用水量较小,不进行地下水资源的开采。本项目满足限制开发区域的要求。

且根据《黑龙江省主体功能区规划》(黑政发〔2012〕29号)第八章第二节能源开发利用中明确:“在大庆及周边地区,加大石油勘探开发力度,实施老油田二次开发工程和三次采油工程,稳定石油产量”,第三节主要矿产资源开发利用中明确:“鼓励开采石油、天然气、煤层气、地热、油页岩、铁、铜、铅、锌、岩金、铂、钯、水泥用大理岩、含钾岩石、熔炼水晶、玻璃用硅质原料、珍珠岩、陶粒用原料、岩棉用玄武岩、透辉石

岩、饰面石岩等矿产资源”，本项目属于大庆油田石油开采项目，符合《黑龙江省主体功能区规划》（黑政发〔2012〕29号）要求。

本项目与黑龙江省主体功能区位置关系见图 1.4-1。



图 1.4-1 本项目与黑龙江省主体功能区位置关系图

1.4.2.2 与《黑龙江省生态功能区划》（黑政函〔2006〕75号）符合性分析

根据《黑龙江省生态功能区划》（黑政函〔2006〕75号），本项目所在区域位于I-6-1-1嫩江下游湿地保护与沙化和盐渍化控制生态功能区及I-06-01-3 安达-肇东-肇州农、牧业与盐渍化控制生态功能区，该功能区的主要生态系统服务功能为盐渍化控制、生态系统产品提供。

本项目属于油田开发项目，建成后新增总占地面积为 38.137hm²，其中永久占地面积为 5.761hm²，临时占地面积为 32.376hm²，占地类型为耕地（永久基本农田）及草地（非基本草原），占地面积不大。项目施工结束后对临时占地进行恢复，对永久占地进行补偿，且运营期作业均在井场永久占地内进行，不会造成大面积的土地退化，项目的建设不会对区域生态功能产生明显影响，在项目实施过程中，应加强防沙治沙措施的实施，如尽量减少施工作业范围，施工过程中力求做到挖填平衡，施工结束后对破坏的土地进行平整并覆土压实，及时进行植被恢复等，本项目占用永久基本农田应按照《中华人民

《中华人民共和国土地管理法》（主席令〔2019〕第 32 号〔2019 年修正本〕）、《基本农田保护条例》（国务院令 第 257 号）的要求逐级上报土地管理部门批准，永久占用永久基本农田应由当地人民政府按照国务院的批准文件修改土地利用总体规划，并补充划入数量和质量相当的基本农田。第十采油厂应当按照“占多少、垦多少”的原则，负责开垦与所占用的永久基本农田数量与质量相当的耕地；没有条件开垦或者开垦的耕地不符合要求的，应当按照省、直辖市的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。第十采油厂应当按照县级以上地方人民政府的要求，将所占用的永久基本农田耕作层的土壤用于新开垦耕地、劣质地或者其他耕地的土壤改良。

油田在生产过程中加强管理，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必须及时回收，不遗落地面，一旦发生原油落地，必须及时回收；运行期产生的油水井作业污水由罐车拉运至朝一联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，采取以上措施可有效避免土地盐渍化。

本项目的建设不会对区域生态功能产生明显影响，满足该区域生态系统服务功能需求。因此，本项目符合《黑龙江省生态功能区划》（黑政函〔2006〕75 号）的要求。

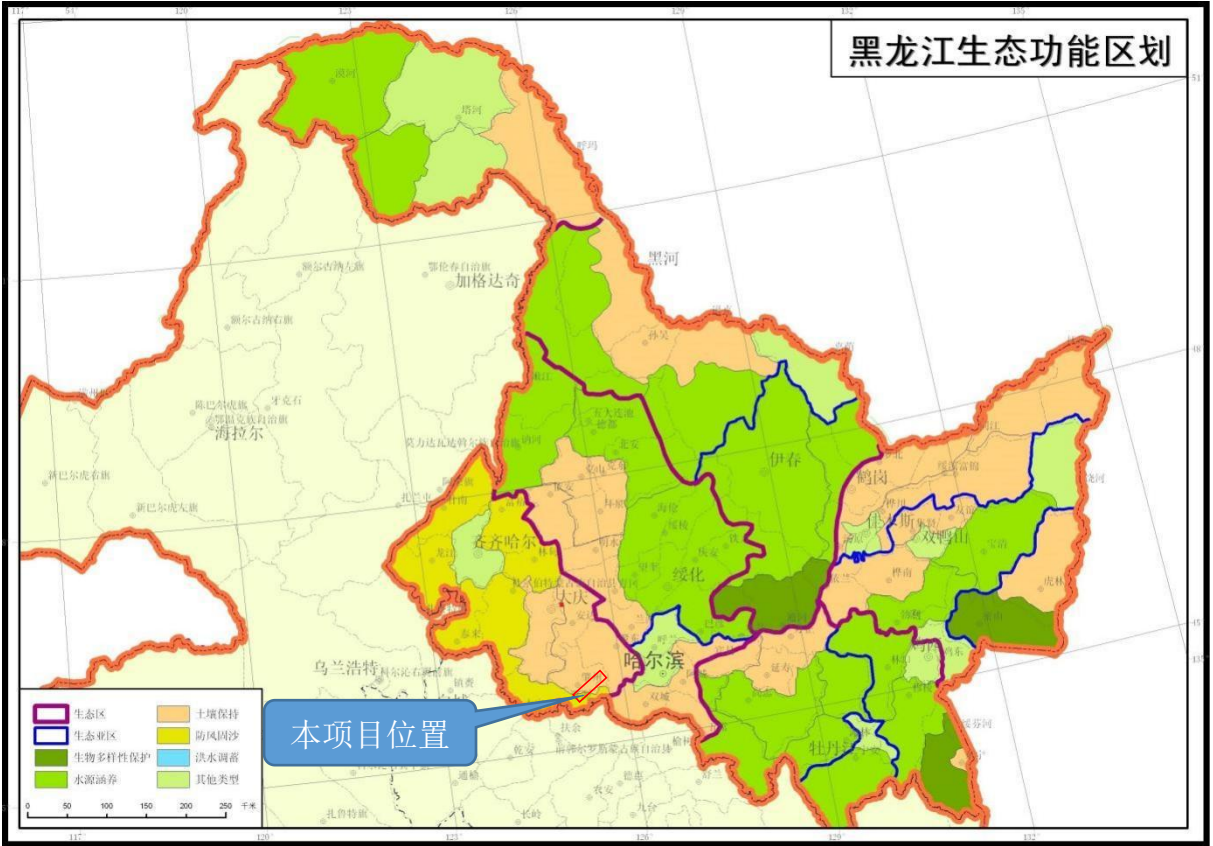


图 1.4-2 本项目与《黑龙江省生态功能区划》位置关系图

1.4.2.3 与国土空间总体规划符合性分析

根据《自然资源部办公厅关于依据“三区三线”划定成果报批建设项目用地用海有关事宜的函》（自然资办函〔2022〕2072号）、《大庆市国土空间总体规划（2021-2035年）》（庆政发〔2024〕19号）、《肇源县国土空间总体规划（2021-2035年）》（源政发〔2024〕15号）、《肇州县国土空间总体规划（2021-2035年）》（州政发〔2024〕21号），“三区”即城镇空间、农业空间、生态空间，“三线”分别对应划定的城镇开发边界、永久基本农田保护红线、生态保护红线三条控制线。本项目所在区域属于油气资源利用区，不涉及城镇开发边界，根据《大庆市国土空间总体规划（2021-2035年）》（庆政发〔2024〕19号）、《肇源县国土空间总体规划（2021-2035年）》（源政发〔2024〕15号）、《肇州县国土空间总体规划（2021-2035年）》（州政发〔2024〕21号），结合《黑龙江省生态环境分区管控动态更新成果（2023年版）》《大庆市生态环境准入清单》（2023年版）、永久基本农田查询平台及黑龙江省生态环境分区管控数据应用平台查询结果，本项目涉及永久基本农田，但不涉及大庆市城镇空间和生态保护红线。

（1）与《大庆市国土空间总体规划（2021-2035年）》（庆政发〔2024〕19号）符合性分析

根据《大庆市国土空间总体规划（2021-2035年）》（庆政发〔2024〕19号），大庆市构建“一核、两轴、一带、六区”市域总体空间格局，本项目位于大庆市肇州县朝阳沟镇、二井镇、朝阳乡、托古乡及肇源县福兴乡、薄荷台乡境内，属于六区中嫩江沿岸粮食主产区，主要提高耕地质量，发展精品水稻。本项目占用耕地（永久基本农田），本项目为石油开采工程，属于国家能源设施重点建设项目，据油层地址勘查结果，项目确实无法避让耕地（永久基本农田）。本项目油井占地严格按照《石油天然气工程项目用地控制指标》（TD/T 1099-2024）进行，在井位的选址和布局上根据油田用地布局“地上服从地下原则”，采用占地面积最小、环境影响最小的布局方案，尽量避让周围环境敏感目标，尽可能减少对耕地（永久基本农田）的占用，同时严格按照相关要求控制通井路的宽度和管道施工作业宽度，施工结束后对临时占用地采取生态恢复及补偿措施，将项目对生态环境的影响降至最小。同时，第十采油厂对占用的耕地按照“占多少，垦多少”的原则开垦与所占用耕地的数量和质量相当的耕地；如果没有条件开垦，应当按照省的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。在采取以上措施的前提下，本项目满足《大庆市国土空间总体规划（2021-2035年）》（庆政发〔2024〕19号）中的要求。

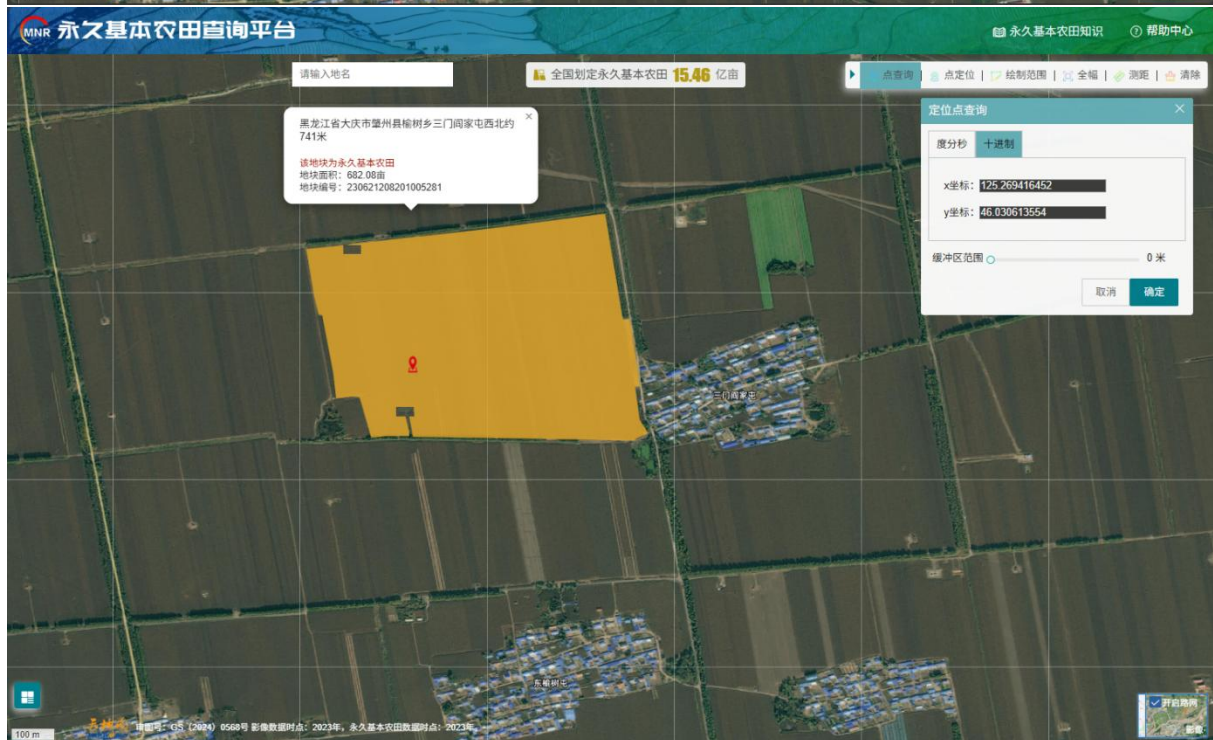
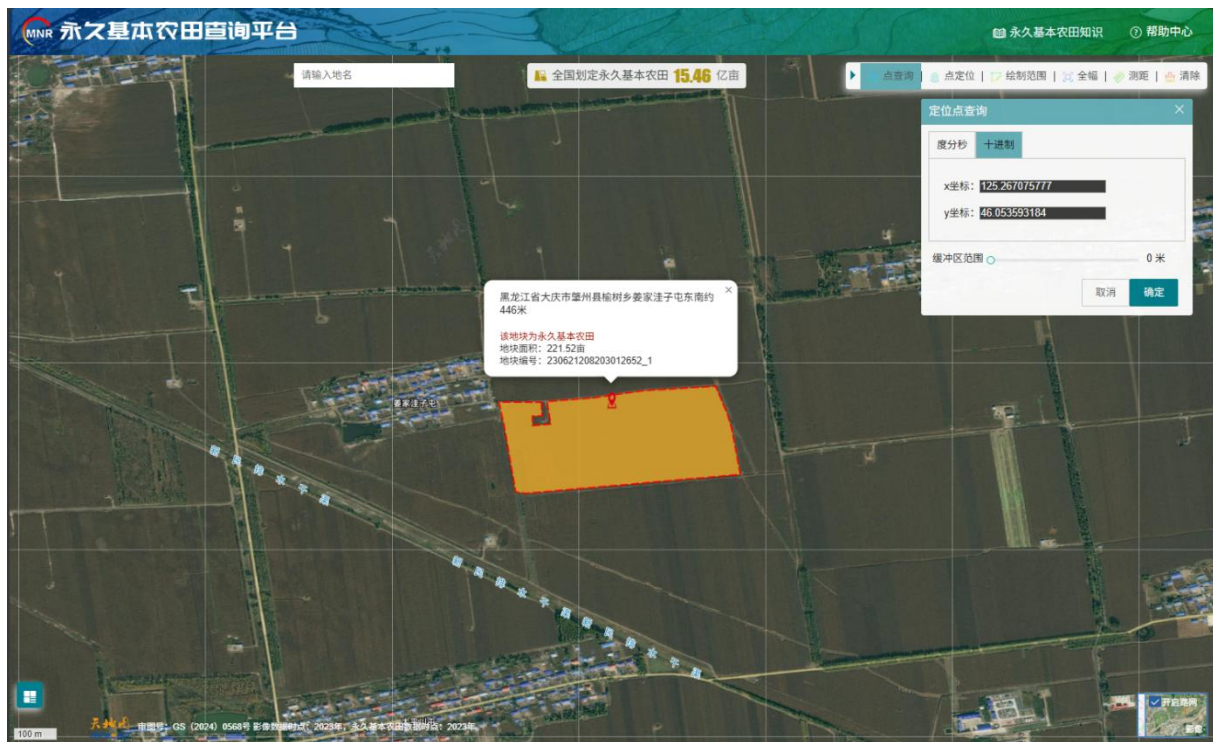
（2）与《肇州县国土空间总体规划（2021-2035年）》（州政发〔2024〕21号）符合性分析

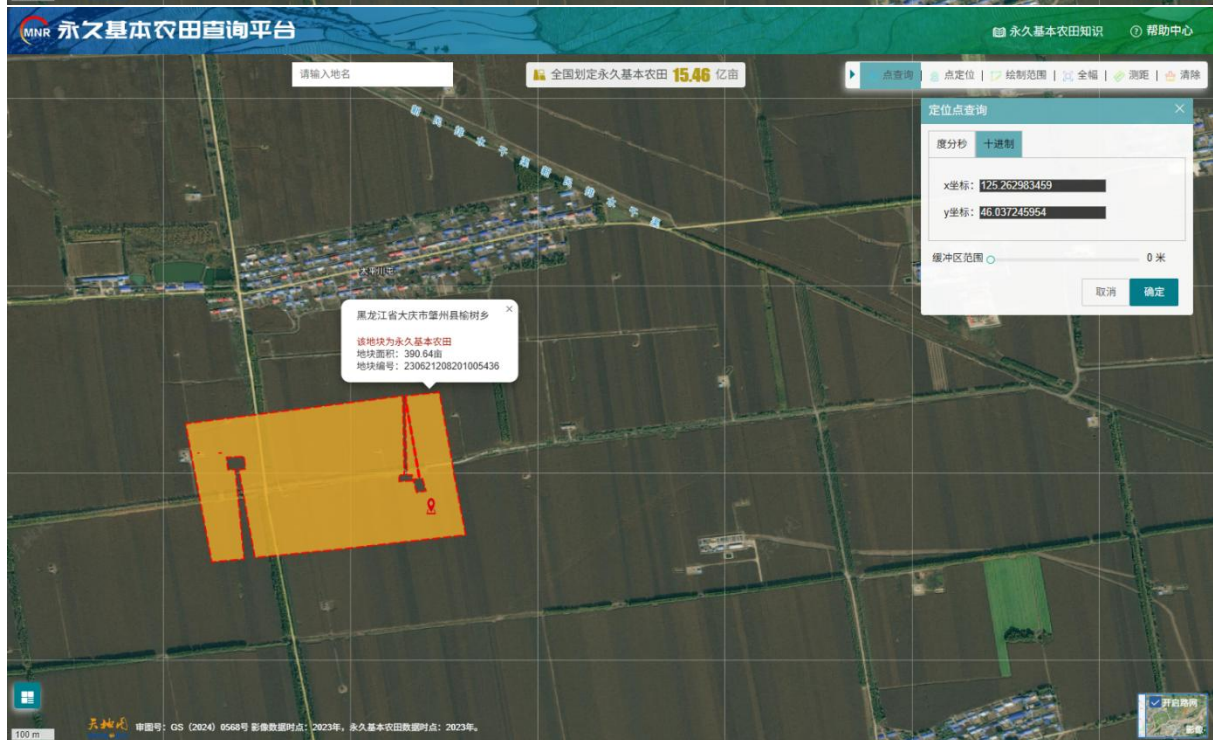
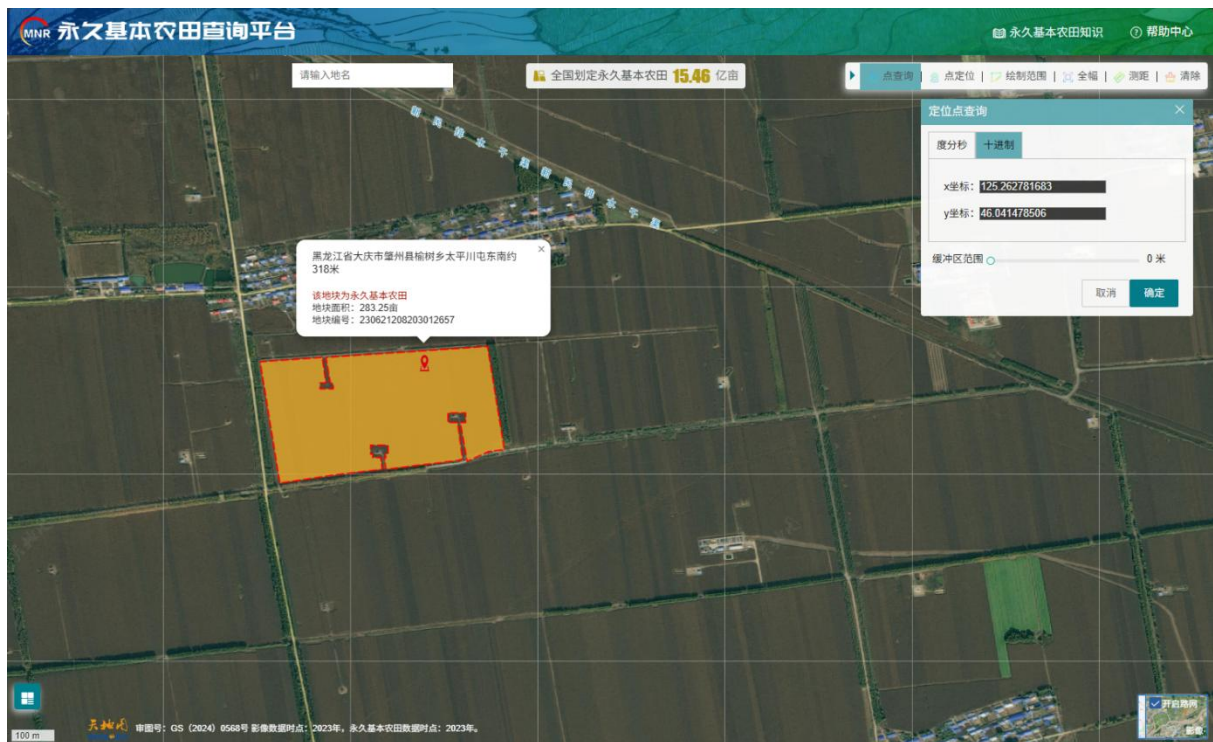
根据《肇州县国土空间总体规划（2021-2035 年）》（州政发〔2024〕21 号），本项目位于农产品主产区，不在生态保护红线、城镇开发边界内，规划空间战略中要求“强化区域发展战略统筹、规划统筹和政策统筹，主动融入哈大齐自主创新示范区、大庆“争当排头兵”和百年油田建设。同时，深化地企合作，加强与肇州县境内采油八厂等油田企业和园区龙头企业的沟通联系，在产业融合发展、能源开发利用、生态环境修复、维护和谐稳定、护航油田企业发展等方面加强多层次合作，携手高质量发展建设百年油田”。本项目为陆地石油开采项目，项目建设占用永久基本农田，按要求履行征地手续，针对永久占地按“占一补一”原则及相关规定缴纳土地补偿费，专款用于占地补偿，按规定补划永久基本农田。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。在采取以上措施的前提下，本项目满足《肇州县国土空间总体规划（2021-2035 年）》（州政发〔2024〕21 号）中的要求。

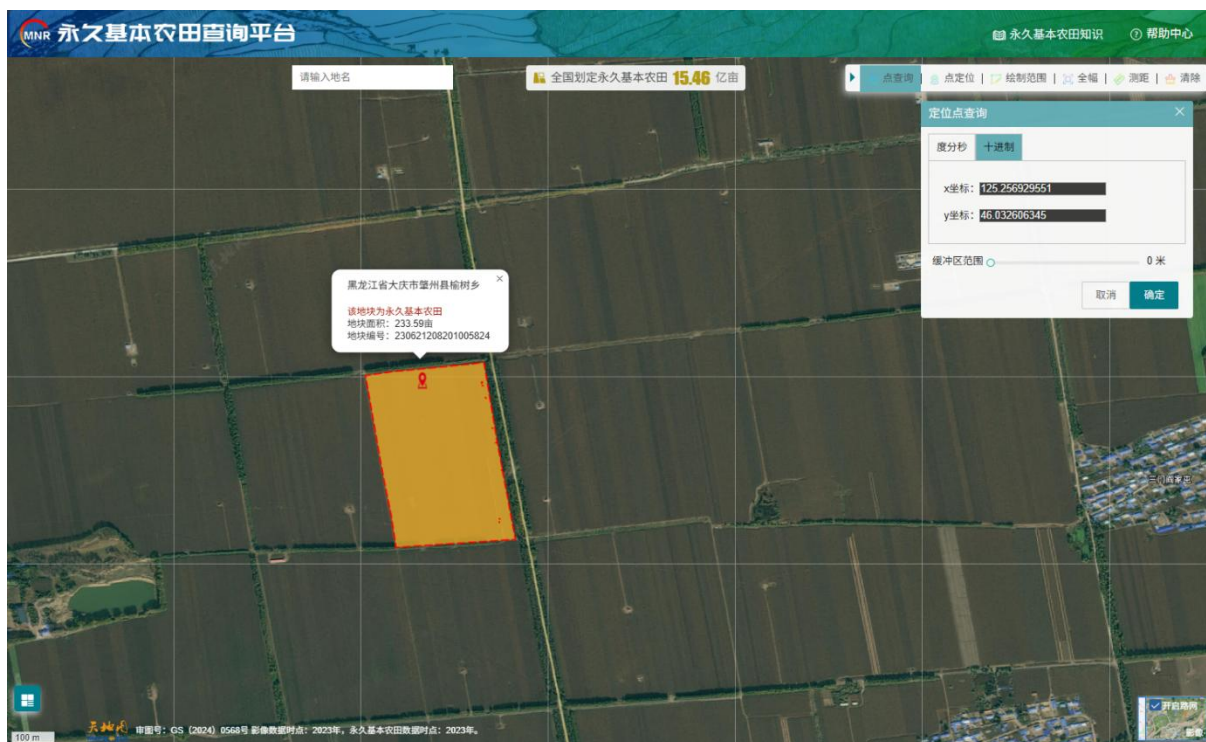
（3）与《肇源县国土空间总体规划（2021-2035 年）》（源政发〔2024〕15 号）符合性分析

《肇源县国土空间总体规划（2021-2035 年）》（源政发〔2024〕15 号）中指出：矿藏开采、工程建设和修建工程设施应当不占或少占草原，除国家重点工程项目外，不得占用基本草原。工程建设、勘查、旅游等确需临时占用草原的，由县级以上地方人民政府草原行政主管部门依据权限分级审核。本项目部分建设内容建设草地，为一般草地，不占用基本草原。本项目按照“先临时、后永久”的政策，临时用地结束后，办理永久用地审批。大庆油田有限责任公司采气分公司 监督管理中心土地管理室由专业测绘队伍，组卷勘测定界成果，每年上报油田公司生态资源管理部，全油田全年组卷一次，经肇源县自然资源局、肇源县政府，大庆市自然资源局、大庆市政府，黑龙江省自然资源厅、黑龙江省政府，逐级上报自然资源部、国务院审批。组卷资料中需提供数十项资料，其中包括永久占用草地（非基本草原）的批复意见。永久占用草地（非基本草原）手续，需经肇源县林草主管部门、大庆市级林草主管部门、黑龙江省级林草主管部门逐级审批。

再采取以上措施的前提下，本项目满足国土空间总体规划中的要求。







1.4.2.4 国民经济和社会发展规划符合性分析

《黑龙江省国民经济和社会发展的第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》（黑政发〔2021〕5号）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的第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》（庆政发〔2021〕13号）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。

本项目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的第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》（黑政发〔2021〕5号）及《大庆市国民经济和社会发展的第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》（庆政发〔2021〕13号）中要求。

1.4.2.5 与《黑龙江省“十四五”生态环境保护规划》（黑政规〔2021〕18号）符合性分析

本项目与《黑龙江省“十四五”生态环境保护规划》（黑政规〔2021〕18号）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。	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。	本项目油田采出液采用密闭集输工艺，井口安装密封垫，新建集油管道、阀组、法兰等动静密封系统要加强密闭措施，防止烃类气体的无组织挥发。	符合
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《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）中要求（昼间 70d(A)、夜间 55dB（A））。运营期井场抽油机及修井机尽可能选用低噪声设备，注意对设备的维护保养，保证设备保持在最佳运行状态，降低噪声源强度，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，	本项目针对项目可能发生的土壤污染，按照“源头控制、末端防治、污染监控、	符合

	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。	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。	
5	防范工矿企业新增土壤污染。动态更新土壤污染重点监管单位名录，监督全面落实土壤污染防治义务，依法纳入排污许可管理。鼓励土壤污染重点监管单位实施提标改造。各地定期组织开展土壤污染重点监管单位和地下水重点污染源周边土壤、地下水环境监测，督促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。	大庆油田有限责任公司采气分公司 作为土壤重点企业每年对区域内土壤进行监测，并在大庆油田信息港进行信息公开。根据监测结果，各监测点位污染物浓度均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中风险筛选值。	符合

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》（黑政规〔2021〕18号）中相关规定。

1.4.2.6 与《黑龙江省“十四五”黑土地保护规划》（黑政办规〔2021〕48号）符合性分析

本项目与《黑龙江省“十四五”黑土地保护规划》（黑政办规〔2021〕48号）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》（黑政办规〔2021〕48号）相关要求符合性

序号	相关要求	符合性分析	符合性
1	严控耕地保护红线。实行最严格的耕地保护制度，划定耕地保护红线和永久基本农田控制线，严格落实耕地占补平衡、易地补充耕地、土地复垦等政策，确保完成规划期内黑土耕地保有量和永久基本农田保护任务。	本项目为陆地石油开采项目，属于国家能源建设项目，项目部分建设内容位于耕地内，根据地下储层特性，项目选址无法避让耕地。项目在施工前需要征收土地，应报请相关主管部门同意，取得用地审批。本项目尽可能减少占地。本项目建设过程中，对占用的耕地，按照“占多少，垦多少”的原则，由建设单位负责开垦与所占用耕地的数量和质量相当的耕地，如果没有条件开垦时，按照省的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。	符合
2	严格国土空间用途管制。划定一般农业区，把优质黑土耕地优先划入一般农业区。制定用途管制规则，实行严格的用途管制，严控非农建设用地规	本项目施工过程中，需遵守《大庆油（气）田建设工程用地规范》规定，严格控制施工作业面积，加强施工管理，尽量减少占地面积，并规范行车路线及施工人员行为，严禁	符合

	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。	随意践踏、碾压施工区范围外的植被及黑土耕地，不准乱挖、乱采野生植物，确保不影响周边黑土耕地。	
3	严格土地执法。建设项目占用耕地的，应当按规定进行表土剥离和利用。全面加大黑土耕地保护违法违规问题执法力度，及时发现、严肃查处土地违法特别是乱占耕地、破坏耕地、盗挖黑土等行为。	本项目实施前编制建设项目占用耕地耕作层土壤剥离利用方案，统筹安排剥离、储存和再利用。表土剥离和利用严格执行《建设占用耕地耕作层土壤剥离利用技术规范》（DB23/T2913-2021）。本项目施工前应剥离永久占地内的表土，耕地剥离厚度 0.3m，草地剥离厚度 0.2m，剥离的表土暂存于施工井场的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，表土剥离临时堆放区周围设置排水沟等措施防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，施工结束后，剥离表土用于周围区域土地复垦、土壤治理等用途。	符合
4	实施耕地深松轮作。推行深松（翻）整地，打破犁底层，增加土壤通透性和耕层厚度，建立“土壤水库”，提高土壤抗旱防涝、蓄水保墒能力，实现春旱秋防。	对于临时占地采取分层开挖、分层堆放、分层回填方式，剥离占地内的表土，耕地剥离厚度 0.3m，草地剥离厚度 0.2m，并对剥离表土采取苫布遮盖、定期洒水抑尘措施，施工结束后及时用于回填，分层回填压实，保护有耕作能力种植价值的表层土壤，并对临时占地进行深松深耕复垦，恢复地表植被。	符合

由上表可知，本项目符合《黑龙江省“十四五”黑土地保护规划》（黑政办规〔2021〕48号）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	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

	封闭改造，鼓励有条件的堆场实施全封闭改造。		
2	在制定国土空间规划及交通运输等相关规划时，合理划定防噪声距离，明确规划设计要求。因特殊需要必须连续作业的，必须按照法律规定取得证明，并公告附近居民。鼓励采用低噪声施工设备和工艺。依法将工业企业噪声纳入排污许可管理，严厉查处工业企业噪声排放超标扰民行为。加强对文化娱乐、商业经营中社会生活噪声热点问题日常监管和集中整治。到2025年，全面实现功能区声环境质量自动监测，声环境功能区夜间达标率达到国家要求。	施工期选用低噪声设备，平时注意设备维护和保养，避免设备不正常运行产生的高噪声。施工场界能够满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）中要求（昼间 70d（A）、夜间 55dB（A））。运营期井场抽油机及修井机尽可能选用低噪声设备，注意对设备的维护保养，保证设备保持在最佳运行状态，降低噪声源强度，能够确保井场及场站厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）2类标准要求。	符合
3	严控耕地保护红线。实行最严格的耕地保护制度，对黑土耕地全面进行管控。落实“三线一单”生态环境分区中与耕地相关管控要求。推广保护性耕作模式。 强化黑土耕地保护的监督管理。落实属地监督管理责任，实行黑土耕地动态监管、日常巡查。 加快耕地水土流失综合治理。坚持山水林田湖草沙冰系统治理、综合治理，减轻风蚀水蚀，防治水土流失。	本项目实施前编制建设项目占用耕地耕作层土壤剥离利用方案，统筹安排剥离、储存和再利用。表土剥离和利用严格执行《建设占用耕地耕作层土壤剥离利用技术规范》（DB23/T2913-2021）。本项目施工前应剥离永久占地内的表土，耕地剥离厚度 0.3m，草地剥离厚度 0.2m，剥离的表土暂存于施工井场的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，表土剥离临时堆放区周围设置排水沟等措施防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，施工结束后，剥离表土用于周围区域土地复垦、土壤治理等用途。对于临时占地采取分层开挖、分层堆放方式，剥离占地内的表土，耕地剥离厚度 0.3m，草地剥离厚度 0.2m，并对剥离表土采取苫布遮盖、定期洒水抑尘措施，施工结束后及时用于回填，分层回填压实，保护有耕作能力种植价值的表层土壤，并对临时占地进行深松深耕复垦，恢复地表植被。	符合
4	推进地下水污染综合防治。建立地下水污染防治管理和环境监测体系，建设地下水信息平台。加强地下水污染	本项目针对施工井场、拟建管线、井场采取了分区防渗措施，并在区域内布置 11 口潜水跟踪监测井及 3 口承压水跟踪监测	符合

	与地表水、土壤等共生环境协同防治。全面开展地下水污染分区防治，提出地下水污染分区防治措施，实施地下水污染源分类监管。推进地下水重点污染源风险防控，开展试点示范。配合生态环境部和省生态环境厅建立地下水环境监测网。2025 年年底前，按照国家和行业相关监测、评价技术规范，开展地下水环境监测。	井，定期进行跟踪监测。	
5	推进重点产废单位“减量化、资源化、无害化”工作。抓好油田采油环节各类固废的源头减量、分类处置工作。加快构建与产生量相匹配处理规模的水基钻井泥浆综合利用项目。进一步推进历史遗留固体废物的排查整治，通过拓展工业固体废物的综合利用渠道和效率，最终实现产业绿色转型。	施工过程中产生的废钻井液、钻井岩屑排入井场钢制泥浆槽中，及时拉运至黑龙江省大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司处理，处理后的泥饼由大庆钻探工程公司钻井二公司综合利用垫井场或铺路；废射孔液由罐车拉运至黑龙江龙之润环保工程有限公司处理，处理后的泥饼垫井场或铺路；施工废料、膨润土等废包装袋、非含油废防渗布集中收集暂存在井场设置的钢制垃圾桶内，由施工单位拉运至第八采油厂工业固废填埋场处理；拆除的废旧管线全部回收至第十采油厂物资库；生活垃圾统一收集后拉运至肇州县和平垃圾处理有限公司处理。项目运营期产生的含油污泥及落地油全部回收，由罐车拉运至朝一联含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆市顺和环保科技有限公司处理满足相应标准要求后，用作油田垫井场和通井路；含油废防渗布经收集后暂存于第十采油厂危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理。	符合

1.4.2.8 与水土保持规划符合性分析

本项目位于大庆市肇州县朝阳沟镇、二井镇、朝阳乡、托古乡及肇源县福兴乡、薄荷台乡，其中 13 座井场（16 口油井及 1 口注水井）位于朝阳沟镇、4 座井场（4 口油井）位于二井镇、13 座井场（11 口油井及 4 口注水井）位于朝阳乡、5 座井场（4 口油井及 2 口注水井）位于托古乡、1 座井场（1 口注水井）位于福兴乡、3 座井场（2 口油井及 1 口注水井）位于乡薄荷台乡，根据《大庆市水土保持规划》（2015~2030 年）、《肇源县水土保持规划》（2019~2030 年）、《肇州县水土保持规划》（2020~2030 年），肇

源县福兴乡属于市级水土流失重点治理区，肇州县朝阳沟镇、二井镇、朝阳乡属于县级水土流失重点治理区，肇州县托古乡属于县级水土流失重点预防区。

(1) 与《大庆市水土保持规划》（2015~2030 年）符合性分析

根据《大庆市水土保持规划》（2015~2030 年），大庆市划定了市级水土流失重点预防区和重点治理区，本项目部分建设内容位于肇源县福兴乡，属于市级水土流失重点治理区。本项目开发区域与市级水土保持重点治理区和重点预防区位置关系见附图 6，本项目的开发建设与该规划的符合性分析见表 1.4-4。

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

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	3.3.1.4 工矿区治理中要求“治理措施以植被恢复为主，采用种草、种树绿化方法，治理油田开采和砖厂取土生产等造成的地表植被破坏”。	本项目井场予以平整、压实，以免发生水土流失。施工期尽量利用现有公路和已有便道行车，避免造成新的裸露地表；执行“无捷径”原则，规范车辆行驶路线，不在道路、井场以外的地方行驶和作业，禁止碾压和破坏地表植被。管道工程施工时，要特别注意保护原始地表与天然植被，应划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，走同一车辙，避免加行开辟新路。管沟挖、填方作业应尽量做到互补平衡，以免造成弃土方堆积和过多借土，增加新的水土流失。管沟回填应按层回填，以利于施工带土壤和植被的尽早恢复。回填后应予以平整、压实，以免发生水土流失。在施工过程中针对临时占地，应剥离占地内的表土，耕地剥离厚度 0.3m，草地剥离厚度 0.2m，采用分层开挖，分层堆放，暂存于占地内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，表土剥离临时堆放区周围设置排水沟等措施防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，剥离的表土在施工结束后分层回填，并及时恢复地表植被。	符合
2	3.3.3.3 次生盐渍化防治中要求“建立完善水利排水工程，避免工业污水浸泡农田；生产建设用地破坏植被应及时采取恢复植被措施，避免造成次生盐渍化”。	本项目产生的生产废水进入朝一联合污水处理站、朝二联合污水处理站处理，处理后的污水满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排。工程施工结束后对临时占地进行植被恢复，对永久占地平整压实，降低人为因素导致当地土壤盐碱化的趋势。	符合

3	5.2.2 综合治理措施配置中要求“城市水土保持治理措施,结合生产建设项目类型具体设置措施”。	本项目为陆地石油开采项目,结合本项目工程内容,根据井场、管道、道路不同的施工特点给出水土保持措施,管道表土留存可以回覆,对井场等永久占地进行补偿。	符合

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

(2) 与《肇源县水土保持规划》(2019~2030年)符合性分析

根据《肇源县水土保持规划》(2019~2030年),本项目部分建设内容位于位于肇源县福兴乡,属于市级水土流失重点治理区。本项目的开发与建设《肇源县水土保持规划》(2019~2030年)的符合性分析见表 1.4-6。

表 1.4-6 与《肇源县水土保持规划》(2019~2030年)符合性分析

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	水土流失防治方向。本区水土流失治理方向是以风力侵蚀治理为主,兼顾预防保护。采取工程治沙工程包括平铺式或直立式工程沙障固沙,沙障布设与主害风风向垂直的带状或网格沙障。维护好水土流失情况较轻的区域,加强风沙区植被和沙化土地的封禁保护,实施轮封轮牧,推行舍饲圈养,严格控制载畜量;加大退耕还林还草力度,建设农田牧场防护林;加强内陆河流水资源的统一管理,保护沙区湿地。完善防护林带的建设和更新,实行乔灌结合配置模式。在土壤侵蚀相对严重的区域开展小流域综合治理等工程,使得水土流失面积逐渐降低,生态环境愈加健康,水土资源高效利用,土地生产力大幅度提升。	本项目井场予以平整、压实,以免发生水土流失。施工期尽量利用现有公路和已有便道行车,避免造成新的裸露地表;执行“无捷径”原则,规范车辆行驶路线,不在道路、井场以外的地方行驶和作业,禁止碾压和破坏地表植被。管道工程施工时,要特别注意保护原始地表与天然植被,应划定施工活动范围,严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围,所有车辆采用“一”字型作业法,走同一车辙,避免加行开辟新路。管沟挖、填方作业应尽量做到互补平衡,以免造成弃土方堆积和过多借土,增加新的水土流失。管沟回填应按层回填,以利于施工带土壤和植被的尽早恢复。回填后应予以平整、压实,以免发生水土流失。在施工过程中针对临时占地,应剥离占地内的表土,耕地剥离厚度 0.3m,草地剥离厚度 0.2m,采用分层开挖,分层堆放,暂存于占地内的表土剥离临时堆放区,并采取苫布遮盖,表土剥离临时堆放区周围设置排水沟等措施防止水土流失,并定期采取洒水抑尘措施,剥离的表土在施工结束后分层回填,并及时恢复地表植被。	符合
2	基本农田保护区禁止建公墓、建坟、建砖瓦厂、建房;禁止挖沙、采石、取土;禁止排放造成污染	本工程属国家能源设施建设项目,根据设计要求,工程无法避让基本农田,根据《基本农田保护条例》中规定,应按有关土地管理办法的	符合

	的废水、废气及堆放固体废弃物；禁止侵占或损坏基本农田保护区基础设施；禁止将耕地转为非耕地。	要求，逐级上报土地管理部门批准，对于永久占地，应纳入省土地利用规划，按有关土地管理部门要求认真执行。对占用的耕地，按照“占多少，垦多少”的原则，由建设单位负责开垦与所占用耕地的数量和质量相当的耕地；如果没有条件开垦，应当按照省的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地，基本农田的耕地恢复由当地政府负责开垦相应数量的耕地，进行耕地保护。同时采取以下保护措施： （1）严格控制在耕地内的施工活动，限制施工范围和施工时限，将施工期对农业损失降至最小，例如优化工程施工周期尽量避开农作物的生长期进行施工； （2）施工时应将农田 0.3m 的耕作层土转移到其他农田上或附近荒地上，用于新垦耕地。 （3）占用基本农田的单位应当按照县级以上地方人民政府的要求，将所占用基本农田耕作层的土壤用于新开垦耕地、劣质地或者其他耕地的土壤改良。对于临时占用的耕地给付耕地补偿费，保证耕地按质量得到恢复。	
3	生产建设项目措施总体布局应结合工程实际和项目区水土流失特点，因地制宜，因害设防，提出总体防治思路，明确综合防治体系，工程措施、植物措施以及临时措施有机结合。对主体工程设计中具有水土保持功能工程的评价，借鉴当地同类生产建设项目防治经验，布设防治措施；注重表土资源保护；注重降水的排导、集蓄利用以及排水与下游的衔接，防止对下游造成危害；注重弃土（石、渣）场、取土（石、砂）场的防护；注重地表防护，防止地表裸露，优先布设植物措施，限制硬化面积；注重施工期的临时防护，对临时堆土、裸露地表应及时防护。分区措施布设应结合各区特点和各类水土保持措施的适用条件，在各区内不同部位布设相应的水土保持措施。措施配置：表土保护措施；弃土、石、渣场拦渣措施；边坡防护措	本项目井场予以平整、压实，以免发生水土流失。施工期尽量利用现有公路和已有便道行车，避免造成新的裸露地表；执行“无捷径”原则，规范车辆行驶路线，不在道路、井场以外的地方行驶和作业，禁止碾压和破坏地表植被。管道工程施工时，要特别注意保护原始地表与天然植被，应划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，走同一车辙，避免加行开辟新路。管沟挖、填方作业应尽量做到互补平衡，以免造成弃土方堆积和过多借土，增加新的水土流失。管沟回填应按层回填，以利于施工带土壤和植被的尽早恢复。回填后应予以平整、压实，以免发生水土流失。在施工过程中针对临时占地，应剥离占地内的表土，耕地剥离厚度 0.3m，草地剥离厚度 0.2m，采用分层开挖，分层堆放，暂存于占地内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，表土剥离临时堆放区周围设置排水沟等措施防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，剥离的表土在施工结束后分层回填，并及时恢复地表植被。	符合

	施；截排水措施；降水蓄渗措施 集蓄建筑物和地表硬化后产生的 径流；土地整治措施。		

根据以上分析，本项目满足《肇源县水土保持规划》（2019~2030 年）、《肇州县水土保持规划》（2020~2030 年）要求。

1.4.2.9 与《肇州县水土保持规划》（2020~2030 年）符合性分析

根据《肇州县水土保持规划》（2020~2030 年），划定了肇州县级水土流失重点预防区和重点治理区，其中，肇州县水土流失重点预防区包括肇州镇、永乐镇、双发乡、托古乡、新福乡、乐园良种场、卫星种畜场，土地总面积 1159.54km²，水土流失面积 35.50km²；肇州县水土流失重点治理区包括丰乐镇、朝阳沟镇、兴城镇、二井镇、朝阳乡、永胜乡、榆树乡，总面积 1285.97km²，水土流失面积 165.00km²。本项目部分建设内容位于肇州县朝阳沟镇、二井镇、朝阳乡、托古乡，故本项目涉及肇州县水土流失重点治理区与水土流失重点预防区。

本项目新增永久占地主要为井场、通井路永久占地，应剥离占地内的表土，耕地剥离厚度 0.3m，草地剥离厚度 0.2m，用于周围区域土地复垦、土壤治理等用途。在施工过程中针对临时占地，应剥离占地内的表土，耕地剥离厚度 0.3m，草地剥离厚度 0.2m，采用分层开挖，分层堆放，暂存于占地内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，表土剥离临时堆放区周围设置排水沟等措施防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，在工程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，完毕覆土回填的时候一定要做好生态恢复，尽快使土壤恢复生产力，同时减少水土流失，施工结束后及时清理施工现场，对临时占地采取植被恢复、耕地复垦、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）、《肇源县水土保持规划》（2019~2030 年）、《肇州县水土保持规划》（2020~2030 年）相关要求。

1.4.3 相关政策符合性分析

1.4.3.1 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函[2019]910 号）符合性分析

本项目与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函[2019]910 号）符合性分析见表 1.4-5。

表 1.4-5 与“（环办环评函[2019]910 号）”符合性分析

序号	文件要求	符合性分析	符合性

1	油气开采项目(含新开发和滚动开发项目)原则上应当以区块为单位开展环评(以下简称区块环评),一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险,提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价,对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的,应当论证其可行性和有效性。	本项目在现有朝阳沟油田朝 1-朝气 3、朝 45、朝 5、朝 661 南、朝 661 北、朝 44 北、朝 86、朝 61-80、长 31、长 43 区块共有运行的油水井 2119 口,其中油井 1434 口,注水井 685 口,年产油 30.73×10⁴t。区块内现有场站包括朝 4 转油站、朝 8 转油站、朝 10 转油站、朝 12 转油站、朝 16 转油站、朝四联联合站、朝 20 转油站、朝 23 转油站、朝 24 转油站、朝 25 转油站、朝 27 转油站、朝 21 转油站、朝一联合站、朝六联合站。本项目新钻油水井 46 口,基建油水井 46 口,并配套建设集油、注水、供配电、道路等配套工程,井区中心有已建地面系统,周边为已开发区块,可以作为依托,建有较为完善的油、水、电、路等工程,本项目采出液处理、含油污水处理充分利用区块内或区块周边已有场站剩余能力。本次环评在 3.1 章节中详述了朝 1-朝气 3、朝 45、朝 5、朝 661 南、朝 661 北、朝 44 北、朝 86、朝 61-80、长 31、长 43 区块现有工程环境影响进行回顾性评价,区块内油田生产设施主要包括油水井场和集油管线。废气主要为井场和集输管线逸散的非甲烷总烃气体、场站加热炉废气;废水主要为油水井作业污水、洗井污水、油田采出水、场站生活污水,作业污水、洗井污水、油田采出水最终经朝一联含油污水处理站、朝二联含油污水处理站处理后回注油层,场站生活污水排入站内生活污水收集装置,定期拉运至第十采油厂厂区内污水泵房,经地下管网输至第十采油厂厂区内生活污水处理站处理达标后排入牛毛沟;噪声主要来自抽油机及场站各类机泵噪声;固废主要为油水作业产生的落地油、清罐污泥、含油废防渗布、废滤料、场站生活垃圾等,含油污泥由罐车拉运至朝一联含油污泥处理站减量化处理后,再委托大庆市顺和环保科技有限公司处理满足相应标准要求后,用作油田垫井场和通井路;含油废防渗布经收集后暂存于第十采油厂危险废物贮存库,定期委托有资质单位处理;废滤料定期交由大庆蓝星环保工程有限公司处理;生活垃圾统一收集后拉运至肇州县和平垃圾处理有限公司处理。区块内生态恢复良好,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	符合

		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,不属于勘探项目,本项目新钻井基建油水井 46 口,不以单井形式开展环评。	符合
3	涉及向地表水体排放污染物的陆地油气开采项目,应当符合国家和地方污染物排放标准,满足重点污染物排放总量控制要求。	本项目施工期及运营期产生的废水均不外排。	符合
4	涉及废水回注的,应当论证回注的环境可行性,采取切实可行的地下水污染防治和监控措施,不得回注与油气开采无关的废水,严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前,回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)等相关标准要求后回注,同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层,一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。	项目施工期及运营期产生的废水最终均经朝一联含油污水处理站、朝二联含油污水处理站处理达标后回注油层,属于回注到现役油气藏层位,储层平均空气渗透率 $20.6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,回注水质执行《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)限值要求。地下水防治措施采取过程防控、跟踪监测来防止污染地下水。	符合
5	通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施,有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放	项目油田采出液采用密闭集输工艺,井口安装密封垫,集输管线采用密闭管道,最大限度降低烃类气体的挥发,新建集油管道、阀组、法兰等动静密封系统要加强密闭措施,防止烃类气体的无组织挥发。分离产生的伴生气全部用于依托场站自耗。	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》	项目施工期产生的废钻井液、钻井岩屑排入井场钢制泥浆槽中,及时拉运至黑龙江省大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司处理,处理后的压滤水定期由罐车拉运至朝一联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)限值要求后回注油层,处理后的泥饼由大庆钻探工程公司钻井二公司综合利用垫井场或铺路;废射孔液由罐车拉运至黑龙江龙之润环保工程有限公司处理,处理后的泥饼垫井场或铺路。运营	符合

	要求评价。	期含油污泥、落地油全部回收，由罐车拉运至朝一联合油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆市顺和环保科技有限公司处理满足相应标准要求后，用作油田垫井场和通井路；含油废防渗布属于危险废物，经收集后暂存于第十采油厂危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理。	
7	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。	施工期井场、管线均在临时用地内进行施工，施工采用人工开挖和机械开挖相结合的方式。环评中已提出耕地及草地的保护措施，本项目钻井及压裂用产品质量达标的低标号柴油，采用节能环保型柴油动力设备。	符合
8	油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案。	大庆油田有限责任公司采气分公司 现有《环境突发事件专项应急预案》主要包括应急组织机构及职责明确、监测与预警、应急处置与应急响应、恢复与重建、应急保障与培训、督查与奖惩等内容。并于2023年6月15日在大庆市肇州生态环境局进行了备案，备案编号为 230621-2023-012-L。	符合

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

1.4.3.2 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》（公告 2012 年第 18 号）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》（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	本工程符合性
1	到 2015 年末，行业新、改、扩建项目均采用清洁生产工艺和技术，工业废水回用率达到 90%以上，工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到 100%。	符合。本项目施工期及运营期生产废水均经污水处理站处理达标后回注油层，回用率 90%以上，工业固废（施工期废钻井液、钻井岩屑、废射孔液、膨润土等废包装袋、非含油废防渗布、施工废料、废旧管线及运营期含油污泥、落地油、含油废防渗布）均得到妥善处置，处置率达到 100%。
2	油气田建设应总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置。	符合。本项目为现有区块的改扩建项目，油气处置和废物收集处置均依托现有集中处置站场。
3	井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到 100%。	符合。大庆油田有限责任公司采气分公司 井下作业中配备泄油器、刮油器等配套措施，落地油在施工结束后 100%回收。

4	在井下作业过程中，酸化液和压裂液宜集中配制，酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置，压裂放喷返排入罐率应达到 100%。酸化、压裂作业和试油（气）过程应采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施。	符合。压裂返排液由罐车拉运至朝一联压裂返排液无害化处理站处理后，管输进入朝一联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，压裂作业过程中采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施。
5	在开发过程中，适宜注水开采的油气田，应将采出水处理满足标准后回注；对于稠油注汽开采，鼓励采出水处理后回用于注汽锅炉。	符合。本项目油田采出水管输进入朝一联含油污水处理站、朝二联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。
6	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。新、改、扩建油气田油气集输损耗率不高于 0.5%	符合。本项目油气集输均采用密闭流程，集输过程中烃类挥发系数为 1.4175%，不高于 0.5%。
7	油气田建设宜布置丛式井组，采用多分支井、水平井、小孔钻井、空气钻井等钻井技术，以减少废物产生和占地。	符合。本项目已尽量布置丛式井组，钻井采用小孔钻井技术，减少占地。
8	在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到 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。	符合。本项目开发过程中产生的伴生气经油气分离，分离出的湿伴生气进入转油站内现有天然气除油器脱水除油后作为燃料自用，场站天然气均通过加热炉完全燃烧后由不低于 8m 的烟囱排放。
9	应设立地下水水质监测井，加强对油气田地下水水质的监控，防止回注过程对地下水造成污染。	符合。在本项目区域上游、区域内、区域下游共布设 11 口潜水跟踪监测水井，在区域内布设 3 口承压水跟踪监测井，定期对地下水进行跟踪监测。
10	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排。	符合。钻井废水排入井场钢制泥浆槽中，及时拉运至黑龙江省大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司处理，处理后的压滤水定期由罐车拉运至朝一联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。压裂返排液由罐车拉运至朝一联压裂返排液无害化处理站处理后，管

		输进入朝一联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。作业污水、洗井污水通过罐车回收后拉运至朝一联含油污水处理站、朝二联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。
11	应回收落地原油，以及原油处理、废水处理产生的油泥（砂）等中的油类物质，含油污泥资源化利用率应达到 90%以上，残余固体废物应按照《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别，根据识别结果资源化利用或无害化处置。	符合。油气水分离器、储罐产生的油泥（砂）及落地油由罐车拉运至朝一联含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆市顺和环保科技有限公司处理满足相应标准要求后，用作油田垫井场和通井路，含油污泥资源化利用率 100%。

1.4.3.3 与《中华人民共和国黑土地保护法》（2022 年 6 月 24 日第十三届全国人民代表大会常务委员会第三十五次会议通过）的符合性分析

本项目与《中华人民共和国黑土地保护法》（2022 年 6 月 24 日第十三届全国人民代表大会常务委员会第三十五次会议通过）相关要求符合性分析详见表 1.4-7。

表 1.4-7 与《中华人民共和国黑土地保护法》（2022 年 6 月 24 日第十三届全国人民代表大会常务委员会第三十五次会议通过）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。	本项目建设无法避免占用耕地，对永久占用 4.445hm²耕地（永久基本农田），按照“占一补一”原则进行占补平衡，由建设单位负责开垦与所占用耕地的数量和质量相当的耕地；如果没有条件开垦时，应当按照黑龙江省的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。永久占用耕地的耕作层土壤集中堆放在施工井场或场站置土带区域，施工结束后用于周围区域土地复垦、土壤治理等用途。	符合
2	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	对永久占用 4.445hm²耕地（永久基本农田），按照“占一补一”原则进行占补平衡，由建设单位负责开垦与所占用耕地的数量和质量相当的耕地；如果没有条件开垦时，应当按照黑龙江省的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。永久占用耕地的耕作层土壤集中堆放在施工井场或场站置土带区域，施工结束后用于周围区域土地复垦、土壤治理等用途。对于 32.376hm²临时占地，施工前应剥离占地内的表	符合

	田建设、土地复垦等。	土，耕地剥离厚度 0.3m，草地剥离厚度 0.2m，采用分层开挖，分层堆放，暂存于占地内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，表土剥离临时堆放区周围设置排水沟等措施防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，剥离的表土在施工结束后分层回填，及时恢复地表植被，并采取补播措施，对占用农田全部恢复为等质等量面积的耕地，对占用的草地进行植被恢复。	

在采取以上措施后，本项目符合《中华人民共和国黑土地保护法》（2022 年 6 月 24 日第十三届全国人民代表大会常务委员会第三十五次会议通过）中要求。

1.4.3.4 与《黑龙江省黑土地保护利用条例》（黑人常〔2024〕17 号）符合性分析

本项目与《黑龙江省黑土地保护利用条例》（黑人常〔2024〕17 号）符合性分析见表 1.4-8。

表 1.4-8 本项目与《黑龙江省黑土地保护利用条例》（黑人常〔2024〕17 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	黑土地保护利用实行土地用途管制制度。严格限制农用地转为建设用地，严格控制耕地转为非耕地，禁止违法占用耕地。	本项目建设无法避免占用耕地，在施工前需要征收土地，应报请相关主管部门同意，取得用地审批。对永久占用 4.445hm ² 耕地（永久基本农田），按照“占一补一”原则进行占补平衡，由建设单位负责开垦与所占用耕地的数量和质量相当的耕地；如果没有条件开垦时，应当按照黑龙江省的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。永久占用耕地的耕作层土壤集中堆放在施工井场或场站置土带区域，施工结束后用于周围区域土地复垦、土壤治理等用途。	符合
2	禁止向黑土地排放重金属或者其他有毒有害物质含量超标的污水、污泥，以及可能造成土壤污染的清淤底泥、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。	本项目施工期钻井废水、废钻井液、钻井岩屑排入井场钢制泥浆槽中，及时拉运至黑龙江省大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司处理，处理后的压滤水定期由罐车拉运至朝一联合含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，处理后的泥饼由大庆钻探工程公司钻井二公司综合利用垫井场或铺路；废射孔液由罐车拉运至黑龙江龙之润环保工程有限公司处理，处理后的泥饼垫井场或铺路；压裂返排液由罐车拉运至朝一联合压裂返排液无害化处理站处理后，管输进入朝一联合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	符合

		质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。管线试压废水由罐车拉运至朝一联合含油污水处理站、朝二联合含油污水处理站处理达标后回注油层；钻井施工期施工人员产生的生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内，定期拉运至第十采油厂厂区污水泵房，经地下管网输至第十采油厂厂区生活污水处理站处理达标后排入牛毛沟，施工结束后临时防渗旱厕进行卫生处理，场地进行平整。地面施工期施工人员产生的生活污水排入附近计量间或场站已建生活污水收集装置，定期拉运至第十采油厂厂区污水泵房，经地下管网输至第十采油厂厂区生活污水处理站处理达标后排入牛毛沟。 运营期产生的油田采出水、作业污水、洗井污水最终均进入朝一联合含油污水处理站、朝二联合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。含油污泥、落地油及油砂由罐车拉运至朝一联合含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆市顺和环保科技有限公司处理满足相应标准要求后，用作油田垫井场和通井路；含油废防渗布经收集后暂存于第十采油厂危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理，固体废物处置率 100%。	
3	因突发事件造成黑土地污染或者破坏的，当事人应当立即采取补救措施，并向当地县级人民政府生态环境或者自然资源、农业农村、林业和草原主管部门报告。	为避免事故状态下对周边黑土耕地的影响，大庆油田有限责任公司采气分公司已针对项目运行过程中可能产生的突发环境污染事件制定了《环境突发事件专项应急预案》，预案内容包括应急组织机构及职责明确、监测与预警、应急处置与应急响应、恢复与重建、应急保障与培训、督查与奖惩等内容，应急预案于 2023 年 6 月 15 日在大庆市肇州生态环境局进行了备案，备案编号为 230621-2023-012-L，具体见附件 4。	符合
4	黑土地上禁止下列行为：（一）建窑、建坟；（二）擅自建房、挖砂、采石、采矿等；（三）向黑土地倾倒垃圾；（四）法律、法规规定的其他禁止行为。	本项目为陆地石油开采项目，本项目在采矿许可证允许范围内进行采矿活动。项目施工及运营产生的固体废物在固定地点集中存放，防止因暴雨、大风等冲入外环境，并及时清运，做到工完、料净、场地清。	符合

5	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。	本项目已尽量布置丛式平台井场，减少了占地，本项目建设无法避免占用耕地，在施工前需要征收土地，应报请相关主管部门同意，取得用地审批。对永久占用 4.445hm ² 耕地（永久基本农田），按照“占一补一”原则进行占补平衡，由建设单位负责开垦与所占用耕地的数量和质量相当的耕地；如果没有条件开垦时，应当按照黑龙江省的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。永久占用耕地的耕作层土壤集中堆放在施工井场或场站置土带区域，施工结束后用于周围区域土地复垦、土壤治理等用途。对于 32.376hm ² 临时占地，施工前应剥离占地内的表土，耕地剥离厚度 0.3m，草地剥离厚度 0.2m，采用分层开挖，分层堆放，暂存于占地内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，表土剥离临时堆放区周围设置排水沟等措施防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，剥离的表土在施工结束后分层回填，及时恢复地表植被，并采取补播措施，对占用农田全部恢复为等质等量面积的耕地，对占用的草地进行植被恢复。	符合
6	生产建设活动占用黑土地的，应当按照有关标准、规范和管理规定剥离表土。	对永久占用 4.445hm ² 耕地（永久基本农田），按照“占一补一”原则进行占补平衡，由建设单位负责开垦与所占用耕地的数量和质量相当的耕地；如果没有条件开垦时，应当按照黑龙江省的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。永久占用耕地的耕作层土壤集中堆放在施工井场或场站置土带区域，施工结束后用于周围区域土地复垦、土壤治理等用途。对于 32.376hm ² 临时占地，施工前应剥离占地内的表土，耕地剥离厚度 0.3m，草地剥离厚度 0.2m，采用分层开挖，分层堆放，暂存于占地内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，表土剥离临时堆放区周围设置排水沟等措施防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，剥离的表土在施工结束后分层回填，及时恢复地表植被，并采取补播措施，对占用农田全部恢复为等质等量面积的耕地，对占用的草地进行植被恢复。	符合

根据以上分析，本项目符合《黑龙江省黑土地保护利用条例》（黑人常〔2024〕17号）中要求。

1.4.3.5 与《黑龙江省黑土地保护工程实施方案（2021-2025 年）》（黑政办规〔2021〕40 号）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）》（黑政办规〔2021〕40 号）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。

本项目施工前临时占地采取剥离占地内的表土,耕地剥离厚度 0.3m,草地剥离厚度 0.2m,采用分层开挖,分层堆放,暂存于井场或管线两侧内的表土剥离临时堆放区,并采取苫布遮盖、洒水抑尘等措施防止水土流失。针对永久占地按当地相关规定缴纳土地补偿费,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及草地。本项目施工过程中,需遵守《大庆油(气)田建设工程用地规范》规定,严格控制施工作业面积,加强施工管理,尽量减少占地面积,并规范行车路线及施工人员行为,严禁随意践踏、碾压施工区范围外的植被及黑土耕地,不准乱挖、乱采野生植物,确保不影响周边黑土耕地。

在政府引导下,建设单位积极参与,并共布设 6 个土壤跟踪监测点,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)》(黑政办规〔2021〕40 号)中要求。

1.4.3.6 与《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》(自然资规〔2021〕2 号)符合性分析

本项目与《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》(自然资规〔2021〕2 号)符合性分析见表 1.4-9。

表 1.4-9 本项目与“自然资规〔2021〕2 号”相关要求符合性一览表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	建设项目施工、地质勘查使用临时用地时应坚持“用多少、批多少、占多少、恢复多少”,尽量不占或者少占耕地。使用后土地复垦难度较大的临时用地,要严格控制占用耕地。	对永久占用 4.445hm ² 耕地(永久基本农田),按照“占一补一”原则进行占补平衡,由建设单位负责开垦与所占用耕地的数量和质量相当的耕地;如果没有条件开垦时,应当按照黑龙江省的规定缴纳耕地开垦费,专款用于开垦新的耕地。永久占用耕地的耕作层土壤集中堆放在施工井场或场站置土带区域,施工结束后用于周围区域土地复垦、土壤治理等用途。对于 32.376hm ² 临时占地,施工前应剥离占地内的表土,耕地剥离厚度 0.3m,草地剥离厚度 0.2m,采用分层开挖,分层堆放,暂存于占地内的表土剥离临时堆放区,并采取苫布遮盖,表土剥离临时堆放区周围设置排水沟等措施防止水土流失,并定期采取洒水抑尘措施,剥离的表土在施工结束后分层回填,及时恢复地	符合

		表植被，并采取补播措施，对占用农田全部恢复为等质等量面积的耕地，对占用的草地进行植被恢复。	
2	制梁场、拌合站等难以恢复原种植条件的不得以临时用地方式占用耕地和永久基本农田，可以建设用地方式或者临时占用未利用地方式使用土地。	本项目不涉及建设制梁场、拌合站、弃渣场等，项目固井采用外购的商品混凝土。本项目施工前应剥离占地内的表土，耕地剥离厚度 0.3m，草地剥离厚度 0.2m，采用分层开挖，分层堆放，暂存于占地内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，表土剥离临时堆放区周围设置排水沟等措施防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，剥离的表土在施工结束后分层回填，及时恢复地表植被，并采取补播措施，对占用农田全部恢复为等质等量面积的耕地，对占用的草地进行植被恢复。	符合
2	临时用地使用期限一般不超过两年。建设周期较长的能源、交通、水利等基础设施建设项目施工使用的临时用地，期限不超过四年。	本项目为石油天然气开采，为能源基础设施建设项目，本项目计划施工期不超过 1 年。	符合
3	严格落实临时用地恢复责任，临时用地期满后应当拆除临时建（构）筑物，使用耕地的应当复垦为耕地，确保耕地面积不减少、质量不降低；使用耕地以外的其他农用地的应当恢复为农用地；使用未利用地的，对于符合条件的鼓励复垦为耕地。	本项目施工结束后拆除临时用地内临时建（构）筑物，并等质等量恢复临时占地内的耕地及草地。	符合

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

1.4.3.7 与《基本农田保护条例》（国务院令第 257 号）符合性判定

根据《基本农田保护条例》（国务院令第 257 号），国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开永久基本农田保护区，需要占用永久基本农田，涉及农用地转用或者征收土地的，应报请相关主管部门同意，并补充划入数量和质量相当的永久基本农田或按规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。

本项目按照“先临时、后永久”的政策，临时用地结束后，办理永久用地审批。大庆油田有限责任公司采气分公司 监督管理中心土地管理室由专业测绘队伍，组卷勘测定界成果，每年上报油田公司生态资源管理部，全油田全年组卷一次，经肇州县及肇源县自

然资源局、肇州县及肇源县政府，大庆市自然资源局、大庆市政府，黑龙江省自然资源厅、黑龙江省政府，逐级上报自然资源部、国务院审批。

油田开发工程占地完全避开永久基本农田的可能性较低，在不可避免的条件下需占用永久基本农田时，施工完毕后 1 年内，临时占地全部恢复原有植被类型，即占用农田全部恢复为耕地。临时占地恢复也可在征地过程中给予农民一定的费用补偿，由农民自行进行土地恢复。本项目井场及道路工程永久占用永久基本农田面积共 4.445hm²，对永久占用 4.445hm² 耕地（永久基本农田），应按照《中华人民共和国土地管理法》（主席令（2019）第 32 号（2019 年修正本））中“占一补一”原则进行占补平衡，由建设单位负责开垦补充数量和质量相当的永久基本农田；如果没有条件开垦时，应当按照黑龙江省的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。永久占用耕地的耕作层土壤集中堆放在施工井场或场站置土带区域，施工结束后用于周围区域土地复垦、土壤治理等用途。

本项目对农业生产的直接影响主要体现为占用耕地而造成粮食减产，对于临时占地造成的农作物减产，除应对其进行经济补偿外，项目开工前，应剥离临时占地内的表土，耕地剥离厚度 0.3m，草地剥离厚度 0.2m，暂存于井场或管线两侧临时占地内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，表土剥离临时堆放区周围设置排水沟等措施防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，待施工结束后，回填占地范围，并采用表土复耕，增肥作业，恢复临时占用耕地的生产力，本项目的建设对当地土地利用格局影响在可接受范围内。因此本项目符合《基本农田保护条例》（国务院令第 257 号）中要求。

1.4.3.8 与《黑龙江省耕地保护条例》（黑人常〔2021〕43 号）符合性判定

本项目与《黑龙江省耕地保护条例》（黑人常〔2021〕43 号）符合性分析见表 1.4-10。

表 1.4-10 本项目与《黑龙江省耕地保护条例》相关要求符合性一览表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	第二十一条：非农业建设可以利用非耕地的，不得占用耕地。经依法批准占用耕地的，用地单位应当负责开垦与所占用耕地数量、质量相当的耕地；没有条件开垦或者开垦的耕地不符合要求的，应当向县级以上自然资源行政主管部门缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地；耕地后备资源不足的，依法实行易地占补。	根据地面工程方案情况，本项目施工无法避免占用耕地，本项目在施工前需要征收土地，应报请相关主管部门同意，取得用地审批。对于永久占耕地剥离表土就近用于新开垦耕地和低质耕地改良、被污染耕地的治理、高标准农田建设、土地复垦等。	符合
2	第三十六条：因事故或者其他突发事件，造成耕地环境污染的，当事人应当立即采取补救措施，并向当地县级	本项目发现原油及含油污水泄漏渗入土壤时，针对工程可能发生的土壤污染，按照“源头控制、末端防治、污染监控、应	符合

	农业农村或者生态环境行政主管部门报告。相关行政主管部门接到报告后，应当及时启动应急预案，并按照规定处理。	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。	
3	第四十五条：耕地的耕作层土壤剥离按照国家和省有关规定执行。	本项目根据《黑龙江省人民政府办公厅关于建设占用耕地耕作层土壤剥离利用工作的指导意见（试行）》（黑政办规〔2021〕18号）要求实施表土剥离制度，本项目在施工过程中针对永久占地及临时占地，应剥离占地内的表土，耕地剥离厚度 0.3m，草地剥离厚度 0.2m，采用分层开挖，分层堆放，集中暂存于剥离表土临时堆放区，并采取苫布遮盖等措施防止水土流失，定期采取洒水抑尘措施。针对永久占地将剥离的表土就近用于新开垦耕地和低质耕地改良、被污染耕地的治理、高标准农田建设、土地复垦等，针对临时占地在将剥离的表土在施工结束后分层回填，并及时平整恢复。	符合
4	第四十六条：经批准占用耕地的非农业建设项目施工时，施工单位应当减少地表扰动范围，避免损坏周边耕地的耕作层。无法避免的，由建设单位及时进行整理、修复或者依法补偿。	本项目在施工过程中严格控制施工作业面积，减少占地。加强施工管理，尽量减少占地面积，并规范行车路线及施工人员行为，严禁随意践踏、碾压施工区范围外的植被，确保尽量少占优质黑土地。针对永久占地及临时占地，应剥离占地内的表土，耕地剥离厚度 0.3m，草地剥离厚度 0.2m，采用分层开挖，分层堆放，集中暂存于剥离表土临时堆放区，并采取苫布遮盖等措施防止水土流失，定期采取洒水抑尘措施。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，永久占耕地剥离表土就近用于新开垦耕地和低质耕地改良、被污染耕地的治理、高标准农田建设、土地复垦等。针对临时占地在将剥离的表土在施工结束后分层回填，及时平整恢复。	符合

根据以上分析，本项目符合《黑龙江省耕地保护条例》（黑人常〔2021〕43号）中要求。

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

本项目与《关于强化管控落实最严格耕地保护制度的通知》（国土资发〔2014〕18号）符合性分析见表 1.4-11。

表 1.4-11 与“国土资发〔2014〕18号”相关要求符合性判定

序号	相关要求	符合性分析	符合性
1	进一步严格建设占用耕地审批。强化建设项目预审，严格项目选址把关。凡不符合土地利用总体规划、耕地占补平衡要求、征地补偿安置政策、用地标准、产业和供地政策的项目，不得通过用地预审。对线性工程占用耕地 100 公顷以上、块状工程 70 公顷以上的，省级国土资源部门必须组织实地踏勘论证，部组织抽查核实；确需占用的，按照确保粮食生产能力不下降的要求，提出补充耕地安排，补充数量质量相当的耕地，并作为通过预审的必备条件。	针对临时占地及永久占地应剥离占地内的表土，耕地剥离厚度 0.3m，草地剥离厚度 0.2m，采用分层开挖，分层堆放，暂存于占地内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，表土剥离临时堆放区周围设置排水沟等措施防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，临时占地剥离的表土在施工结束后分层回填，并及时恢复地表植被，临时占地恢复面积 32.376hm ² ；永久占用耕地剥离的表土按照“占一补一，质量相等”的要求用于易地补充耕地的表土，开垦新的耕地，对永久占地按照规定进行经济补偿，补偿面积 5.761hm ² 。	符合
2	强化耕地数量和质量占补平衡。各地要严格执行以补定占、先补后占规定，引导建设不占或少占耕地。		
3	严格划定和永久保护基本农田。基本农田一经划定，实行严格管理、永久保护，任何单位和个人不得擅自占用或改变用途；建立和完善基本农田保护负面清单，符合法定条件和供地政策，确需占用和改变基本农田的，必须报国务院批准，并优先将同等面积的优质耕地补划为基本农田。		

根据以上分析，本项目符合《关于强化管控落实最严格耕地保护制度的通知》（国土资发〔2014〕18号）中要求。

1.4.3.10 与《中华人民共和国草原法》（中华人民共和国主席令〔13 届〕第八十二号）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〔13 届〕第八十二号）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)。临时占地采取剥离占地内的表土,耕地剥离厚度 0.3m,草地剥离厚度 0.2m,采用分层开挖,分层堆放,暂存于占地内的表土剥离临时堆放区,并采取苫布遮盖、洒水抑尘等措施防止水土流失。针对永久占地按当地相关规定缴纳土地补偿费,专款用于占地的恢复及补偿,针对临时占地在将剥离的表土在施工结束后分层回填,确保恢复等质等量面积的草地。	符合
2	因建设征收、征用集体所有的草原的,应当依照《中华人民共和国土地管理法》的规定给予补偿;因建设使用国家所有的草原的,应当依照国务院有关规定对草原承包经营者给予补偿。		
3	临时占用草原的期限不得超过二年,并不得在临时占用的草原上修建永久性建筑物、构筑物;占用期满,用地单位必须恢复草原植被并及时退还。	本项目计划施工期不超过 1 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(13 届)第八十二号)中要求。

1.4.3.11 与《黑龙江省草原条例》(黑人常〔2005〕44 号发布,黑人常〔2016〕44 号、黑人常〔2018〕1 号、黑人常〔2018〕7 号修正)符合性分析

本项目与《黑龙江省草原条例》(黑人常〔2005〕44 号发布,黑人常〔2016〕44 号、黑人常〔2018〕1 号、黑人常〔2018〕7 号修正)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)。临时占地采取剥离占地内的表土,耕地剥离厚度 0.3m,草地剥离厚度 0.2m,采用分层开挖,分层堆放,暂存于表土剥离临时堆放区,并采取苫布遮盖、洒水抑尘等措施防止水土流失。针对永久占地按当地相关规定缴纳土地补偿费,专款用于占地的恢复及补偿,针对临时占地在将剥离的表土在施工结束后分层回填,确保恢复等质等量面积的草地。	符合
2	矿藏开采和工程建设,确需征用或者使用草原的,应当经省草原行政主管部门审核同意后,按照国家土地管理法律、法规的规定办理用地审批手续,在工程实施前由用地单位依法支付补偿费、植被恢复费、附着物补偿		

	费和当年草原应有收益以及承包者进行草原建设和改良的实际投入。		
3	临时使用草原单位应当按照批准的地点、面积、使用方式使用，并给予草原使用权单位补偿。在使用期满后，应当恢复草原植被。县以上草原行政主管部门对恢复植被的，应当及时退还恢复植被保证金；对未恢复植被的，用保证金代为恢复。恢复植被保证金的标准由草原行政主管部门根据恢复草原植被所需费用确定。	本项目在施工阶段加强管理，不占用施工场地外的土地，施工结束后对临时占地内剥离的表土进行分层回填，确保恢复等质等量面积的草地。	符合

根据以上分析，本项目符合《黑龙江省草原条例》（黑人常〔2005〕44号发布，黑人常〔2016〕44号、黑人常〔2018〕1号、黑人常〔2018〕7号修正）中要求。

1.4.3.12 与《黑龙江省水污染防治条例》（黑人常〔2023〕13号）符合性分析

本项目与《黑龙江省水污染防治条例》（黑人常〔2023〕13号）符合性分析见表 1.4-14。

表 1.4-14 本项目与《黑龙江省水污染防治条例》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	新建、改建、扩建直接或者间接向水体排放污染物的建设项目和其他水上设施，应当依法进行环境影响评价，并符合国家、省、市（地）有关生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和生态环境准入清单的要求。	本项目生产废水均处理达标后回注油层，废水均不外排，同时根据三线一单分析，本项目符合生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和生态环境准入清单的要求。	符合
2	依照法律规定实行排污许可管理的企事业单位和其他生产经营者，应当依照《排污许可管理条例》规定申请取得排污许可证，按照排污许可证要求排放污染物；未取得排污许可证的，不得排放污染物。	第十采油厂现有排污许可为登记管理，于2025年7月29日取得登记回执，登记编号为91230607716675409L008X，有效期为2025年7月29日至2030年7月28日。本项目不涉及新建锅炉、工业炉窑、表面处理、水处理等，且第十采油厂未纳入重点排污单位名录，因此本项目实施登记管理，需在更新排污许可证时，在申请表中填写补充登记表。	符合
3	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。	本项目针对施工井场、拟建管线、井场采取了分区防渗措施，并在区域内布置11口潜水跟踪监测井及3口承压水跟踪监测井，定期进行跟踪监测。	符合
4	排放工业废水的企业应当采取有效措	本项目生产废水均处理达标后回注油层，	符合

	施, 收集和处理产生的全部废水, 防止污染环境。含有毒有害水污染物的工业废水应当分类收集和处理, 不得稀释排放。	废水均不外排。	
5	禁止在饮用水水源一级保护区内新建、改建、扩建与供水设施和保护水源无关的建设项目; 已建成的与供水设施和保护水源无关的建设项目, 依照法律规定处理。	本项目的建设均不在饮用水水源一级保护区、二级保护区。	符合
6	禁止在饮用水水源二级保护区内新建、改建、扩建排放污染物的建设项目; 已建成的排放污染物的建设项目, 依照法律规定处理。		
7	可能发生水污染事故的企业事业单位, 应当制定有关水污染事故的应急方案, 做好应急物资储备等应急准备, 并定期进行演练。	大庆油田有限责任公司采气分公司 现有《环境突发事件专项应急预案》主要包括应急组织机构及职责明确、监测与预警、应急处置与应急响应、恢复与重建、应急保障与培训、督查与奖惩等内容。并于 2023 年 6 月 15 日在大庆市肇州生态环境局进行了备案, 备案编号为 230621-2023-012-L。	符合

根据以上分析, 本项目符合《黑龙江省水污染防治条例》(黑人常〔2023〕13 号) 中要求。

1.4.3.13 与《地下水管理条例》(国令第 748 号) 符合性分析

本项目与《地下水管理条例》(国令第 748 号) 符合性分析见表 1.4-14。

表 1.4-14 本项目与“国令第 748 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	兴建地下工程设施或者进行地下勘探、采矿等活动, 依法编制的环境影响评价文件中, 应当包括地下水污染防治的内容, 并采取防护性措施;	本项目已针对项目特点提出针对性地下水污染防治措施, 主要包括采取分区防渗措施, 根据可能对地下水造成污染的污染源分布制定重点防渗区、一般防渗区; 根据区域潜水流向, 本项目在区域上游设 1 个潜水背景监测点, 在项目区域内及区域下游设 10 个潜水跟踪监测点, 在区域内布设 3 个承压水跟踪监测点, 定期对地下水进行跟踪监测。	符合
2	化学品生产企业以及工业集聚区、矿山开采区、尾矿库、危险废物处置场、垃圾填埋场等的运营、管理单位, 应当采取防渗漏等措施, 并建设地下水水质监测井进行监测;		

根据以上分析, 本项目符合《地下水管理条例》(国令第 748 号) 中要求。

1.4.3.14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

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1.4-15。

表1.4-15 本项目与“黑政办规〔2021〕18号”相关要求符合性一览表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	成片开发和城镇批次用地占用耕地的，应在供地前实施耕作层土壤剥离；单独选址项目及其他需要剥离的项目，应在开工建设前按照剥离利用方案要求实施耕作层土壤剥离，并将剥离土壤存储在指定地点或直接输送到再利用场所。耕作层土壤剥离及运输过程中，应采取水土保持和扬尘防治措施，防止土壤和环境污染。土壤存储点的选取应遵循就近存储、易于存放、专人管理的原则，尽量利用废弃土地、闲置建设用地和未利用地，避让永久基本农田和生态保护红线、水源地等敏感区域。土壤存储要采取必要的工程防护和保育措施，防止出现水土流失、土壤质量退化和安全隐患。	本项目建设占用耕地及草地。项目在施工过程中针对临时占地，应剥离占地内的表土，耕地剥离厚度0.3m，草地剥离厚度0.2m，采用分层开挖，分层堆放，集中暂存于施工井场或管线两侧临时占地内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，表土剥离临时堆放区周围设置排水沟等措施防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，土壤剥离完成后，由当地自然资源主管部门会同农业农村主管部门组织验收，验收合格的方能实施项目建设。针对临时占地在将剥离的表土在施工结束后分层回填，并及时恢复地表植被。	符合

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

1.4.3.15与《湿地保护管理规定》（2013年3月28日国家林业局令第32号公布，2017年12月5日国家林业局令第48号修改）符合性分析

本项目与《湿地保护管理规定》（2013年3月28日国家林业局令第32号公布，2017年12月5日国家林业局令第48号修改）符合性分析见表1.4-15。

表1.4-15 本项目与《湿地保护管理规定》相关要求符合性一览表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	第二十九条 除法律法规有特别规定的以外，在湿地内禁止从事下列活动：（一）开（围）垦、填埋或者排干湿地；（二）永久性截断湿地水源；（三）挖沙、采矿；（四）倾倒有毒有害物质、废弃物、垃圾；（五）破坏野生动物栖息地和迁	本项目不占用湿地，为避免项目建设对周边一般湿地产生不良影响，拟采取以下措施：在施工过程中严控所有施工活动全部在临时占地范围内进行，禁止碾压占地外土地，材料运输车辆尽量绕避湿地区域；在施工区域靠近湿地的一侧设立围挡，减	符合

	徙通道、鱼类洄游通道，滥采滥捕野生动植物；（六）引进外来物种；（七）擅自放牧、捕捞、取土、取水、排污、放生；（八）其他破坏湿地及其生态功能的的活动。	少噪音和粉尘对湿地的影响；施工场地废水和固废全部按要求集中收集后拉运处置，钻井场地柴油罐区等重点位置安装临时围堰，施工场地采取分区防渗措施，杜绝事故情况下污染物排放；在施工区域靠近湿地的一侧设立围挡，减少噪音和粉尘对湿地的影响，运营期油井井场噪声需满足厂界达标排放要求，油水井作业期间在井场区域控制车速，禁止鸣笛，防止对湿地内动物产生影响。运营期油水井检修作业期间污油污水采用作业污油污水回收装置进行收集，作业废水全部拉运至朝一联含油污水处理站、朝二联含油污水处理站处理达标后回注油层。运营期废水全部收集处理，避免废水溢流进入周边湿地。严禁堵塞、填埋湿地的自然径流通道，保证湿地水系的自然联通；对表土临时堆放区采取苫盖，防止雨水冲刷造成水土流失和湿地淤塞。	
2	建设项目应当不占或者少占湿地，经批准确需征收、占用湿地并转为其他用途的，用地单位应当按照“先补后占、占补平衡”的原则，依法办理相关手续。 临时占用湿地的，期限不得超过2年；临时占用期限届满，占用单位应当对所占湿地限期进行生态修复。		

根据以上分析，本项目符合《湿地保护管理规定》（2013年3月28日国家林业局令第32号公布，2017年12月5日国家林业局令第48号修改）中要求。

1.4.3.16与《中国湿地保护行动计划》符合性分析

根据《中国湿地保护行动计划》（三）、中国湿地保护的必要性中“湿地保护与合理利用关系国民经济的发展，要最佳的发挥湿地多功能效益，就必须采取有力措施，切实加强湿地的保护管理工作，特别要制止目前普遍存在的掠夺性开发湿地资源的行为，以保证湿地资源的可持续利用。”

本项目不占用一般湿地，对湿地影响主要是施工期和运营期的间接影响，为避免项目建设对周边一般湿地产生不良影响，拟采取以下措施：在施工过程中严控所有施工活动全部在临时占地范围内进行，禁止碾压占地外土地，材料运输车辆尽量绕避湿地区域；在施工区域靠近湿地的一侧设立围挡，减少噪音和粉尘对湿地的影响；施工场地废水和固废全部按要求集中收集后拉运处置，钻井场地柴油罐区等重点位置安装临时围堰，施工场地采取分区防渗措施，杜绝事故情况下污染物排放；在施工区域靠近湿地的一侧设立围挡，减少噪音和粉尘对湿地的影响，运营期油井井场噪声需满足厂界达标排放要求，油水井作业期间在井场区域控制车速，禁止鸣笛，防止对湿地内动物产生影响。运营期油水井检修作业期间污油污水采用作业污油污水回收装置进行收集，作业废水全部拉运

至朝一联含油污水处理站、朝二联含油污水处理站处理达标后回注油层。运营期废水全部收集处理，避免废水溢流进入周边湿地。严禁堵塞、填埋湿地的自然径流通道，保证湿地水系的自然联通；对表土临时堆放区采取苫盖，防止雨水冲刷造成水土流失和湿地淤塞。

综上所述，在采取以上措施后，项目符合《中国湿地保护行动计划》要求。

1.4.3.17与《黑龙江省湿地保护条例》（黑人常〔2015〕22号发布，黑人常〔2018〕7号修正）符合性分析

本项目与《黑龙江省湿地保护条例》（黑人常〔2015〕22号发布，黑人常〔2018〕7号修正）符合性分析见表1.4-15。

表1.4-15 本项目与《黑龙江省湿地保护条例》相关要求符合性一览表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	因工程建设等造成重要湿地生态特征退化的,省林业行政主管部门应当会同有关部门 督促、指导项目建设单位限期恢复.	本项目不占用一般湿地，对湿地影响主要是施工期和运营期的间接影响，为避免项目建设对周边一般湿地产生不良影响，拟采取以下措施：在施工过程中严控所有施工活动全部在临时占地范围内进行，禁止碾压占地外土地，材料运输车辆尽量绕避湿地区域；在施工区域靠近湿地的一侧设立围挡，减少噪音和粉尘对湿地的影响；施工场地废水和固废全部按要求集中收集后拉运处置，钻井场地柴油罐区等重点位置安装临时围堰，施工场地采取分区防渗措施，杜绝事故情况下污染物排放；在施工区域靠近湿地的一侧设立围挡，减少噪音和粉尘对湿地的影响，运营期油井井场噪声需满足厂界达标排放要求，油水井作业期间在井场区域控制车速，禁止鸣笛，防止对湿地内动物产生影响。运营期油水井检修作业期间污油污水采用作业污油污水回收装置进行收集，作业废水全部拉运至朝一联含油污水处理站、朝二联含油污水处理站处理达标后回注油层。运营期废水全部收集处理，避免废水溢流进入周边湿地。严禁堵塞、填埋湿地的自然径流通道，保证湿地水系的自然联通；对表土临时堆放区采取苫盖，防止雨水冲刷造成水土流失和湿地淤塞。	符合
2	任何单位和个人不得擅自征用、占用湿地或者改变湿地用途。确需征用、占用国际重要湿地、国家级湿地自然保护区、国家湿地公园或者改变其湿地用途的，应当报国家林业行政主管部门批准；征用、占用或者改变其他湿地用途的，应当经省林业行政主管部门审核同意后依法办理相关手续		

根据以上分析，本项目符合《黑龙江省湿地保护条例》（黑人常〔2015〕22号发布，黑人常〔2018〕7号修正）中要求。

1.4.3.18与《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）符合性分析

本项目与《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）符合性分析见表1.4-16。

表1.4-16 项目与《钻前工程及井场布置技术要求》符合性分析

《SY/T5466-2013 钻前工程及井场布置技术要求》	拟建项目情况	符合性
根据自然环境、钻机类型及钻井工艺要求确定钻井设备安放位置。	本项目位于大庆市，钻机型号为 ZJ-15D/900 型钻机，占地类型主要为耕地及草地，钻井设备施工期摆放至远离村屯的位置。	符合
井场应避开滑坡、泥石流等不良地质地段，在河滩、河滩地区应避开汛、潮期进行钻前施工。	本项目位于松嫩平原中部，非滑坡、泥石流等不良地质地段。	符合
充分利用地形、节约用地，方便施工。	本工程在井位的选址和布局上根据“地下决定地上，地下顾及地上”的原则，采用占地面积最小的方案。	符合
满足防洪、放喷、防爆、防火、防毒、防冻等安全要求。	项目钻井时安装防喷器，防止井喷事故发生，钻台下面和井口周围严禁堆放杂物和易燃品，机泵房下无积油，井场内严禁吸烟和动用明火，应有明显的防火标志。	符合
有利废弃物回收处理、声光屏蔽等，防治环境污染。	本项目施工期钻井废水、废钻井液、钻井岩屑排入井场钢制泥浆槽中，及时拉运至黑龙江省大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司处理，处理后的压滤水定期由罐车拉运至朝一联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，处理后的泥饼由大庆钻探工程公司钻井二公司综合利用垫井场或铺路；废射孔液由罐车拉运至黑龙江龙之润环保工程有限公司处理，处理后的泥饼垫井场或铺路；压裂返排液由罐车拉运至朝一联压裂返排液无害化处理站处理后，管输进入朝一联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。管线试压废水由罐车拉运至朝一联含油污水处理站、朝二联含油污水处理站处理达标后回注油层；钻井施工期施工人员产生的生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内，定期拉运至第十采油厂厂区污水泵房，经地下管网输至第十采油厂厂区生活污水处理站处理达标后排入牛毛沟，施工结束后临时防渗旱厕进行卫生处理，场地进行平整。地面施工期施工人员产生的生活污水排入附近计量间或场站已建生活污水收集装置，定期拉运至第十采油厂厂区污水泵房，经地下管网输至第十采油厂厂区生活污水处理站处理达标后排入牛毛沟。施工期固废 100%全部处置。施工过程中产生的噪声主要为重型车辆沿途产生的噪声及钻机振动产生的噪声污染。合理安排施工时间，尽量避免大量高噪声设备同时施工；合理布置施工现场，尽量将高噪声机械布置远离环境敏感点一侧，同时，避免在同一地点安排较多的动力机械；选用低噪声设备，平时注意设备维护和保养，避免设备	符合

	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。	

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

本项目与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ / T 0317-2018）符合性分析见表 1.4-17。

表 1.4-17 与“DZ / T 0317-2018”相关要求符合性判定

序号	相关要求	符合性分析	符合性
1	废液、废气、固体废物应建档分类管理，并清洁化、无害化处置，处置率应达到 100%	本项目施工期及运营期废水、固体废物均无害化处置，处置率 100%，运营期油气集输全部采用密闭集油工艺流程，井口安装密封垫，集输管线采用密闭管道，定期对设备和管道进行维修保养，保证油气处理设施的平稳运行，控制烃类气体、温室气体的无组织挥发。依托场站内加热炉采用清洁能源天然气作为燃料，并采用低氮燃烧器，加热炉燃烧产生的废气均经不低于 8m 的烟囱高空排放。	符合
2	油气生产过程中的采出水应清洁处理后循环利用；不能循环利用的，应达标排放、回注或采取其他有效利用方式。	本项目油田采出水管输进入朝一联合油污水处理站、朝二联合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。	符合
3	油气开采过程中产生的落地原油应及时全部回收。	本项目含油污泥及落地油全部回收，由罐车拉运至朝一联合油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆市顺和环保科技有限公司处理满足相应标准要求后，用作油田垫井场和通井路。	符合
4	油气开采过程中产生的含油污泥，采取技术措施进行原油回收处理和利用，处理后固体物含油率低于 2%。		

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

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

本项目与《空气质量持续改善行动计划》（国发〔2023〕24 号）符合性分析见表 1.4-18。

表 1.4-18 与“国发〔2023〕24 号”相关要求符合性判定

序号	相关要求	符合性分析	符合性
1	以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，全面贯彻党的二十大精神，深入贯彻习近平生态文明思想，落实全国生态环境保护大会部署，坚持稳中求进工作总基调，协同推进降碳、减污、扩绿、增长，以改善空气质量为核心，以减少重污染天气和解决人民群众身边的突出大气环境问题为重点，以降低细颗粒物（PM _{2.5} ）浓度为主线，大力推动氮氧化物和挥发性有机物（VOCs）减排；开展区域协同治理，突出精准、科学、依法治污，完善大气环境管理体系，提升污染防治能力；远近结合研究谋划大气污染防治路径，扎实推进产业、能源、交通绿色低碳转型，强化面源污染治理，加强源头防控，加快形成绿色低碳生产生活方式，实现环境效益、经济效益和社会效益多赢	本项目施工过程中产生的施工扬尘采取运输道路及施工场地定时洒水抑尘，运输车辆采取苫布遮盖措施，土方开挖采取遮盖、围挡、洒水等防尘措施；施工车辆采用清洁燃料，降低污染物排放；柴油机采用节能环保型柴油动力设备，钻井发电机和钻井柴油机采用符合《车用柴油》（GB 19147-2016）的柴油，加强对机械设备的维护、保养，减少不必要的运转时间，以控制尾气的排放。本项目运营期油气集输全部采用密闭集油工艺流程，井口安装密封垫，集输管线采用密闭管道，定期对设备和管道进行维修保养，保证油气处理设施的平稳运行，控制烃类气体、温室气体的无组织挥发。依托场站内加热炉采用清洁能源天然气作为燃料，并采用低氮燃烧器，加热炉燃烧产生的废气均经不低于 8m 的烟囱高空排放。	符合

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

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

本项目与《甲烷排放控制行动方案》（环气候〔2023〕67号）符合性分析见表 1.4-19。

表 1.4-19 与“环气候〔2023〕67号”相关要求符合性判定

序号	相关要求	符合性分析	符合性
1	强化甲烷综合利用。促进油气田放空甲烷排放管控，鼓励企业因地制宜开展伴生气与放空气回收利用，不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空。	本项目油气集输过程中分离出的天然气全部回收利用，均经过天然气除油干燥组合装置处理后自耗。	符合
2	强化污染物与甲烷协同控制措施。充分利用现有生态环境法规标准政策，构建污染物减排与甲烷排放控制一体推进的治理体系。加强挥发性有机物与甲烷协同控制，妥善处置工业生产产生的含甲烷可燃性气体。	本项目产生的烃类气体与甲烷协同控制，运营期油气集输全部采用密闭集油工艺流程，井口安装密封垫，集输管线采用密闭管道，定期对设备和管道进行维修保养，保证油气处理设施的平稳运行，控制烃类气体、温室	符合

		气体的无组织挥发	

根据以上分析，本项目符合《甲烷排放控制行动方案》（环气候〔2023〕67号）中要求。

1.4.3.22 与《中华人民共和国石油天然气管道保护法》（主席令[2010]第30号）符合性分析

本项目与《中华人民共和国石油天然气管道保护法》（主席令[2010]第30号）符合性分析见表1.4-20。

表 1.4-20 本项目与“主席令[2010]第30号”符合性一览表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	管道企业应当建立、健全管道巡护制度，配备专门人员对管道线路进行日常巡护。管道巡护人员发现危害管道安全的情形或者隐患，应当按照规定及时处理和报告。	本项目管道由小队人员每日巡检，发现问题按程序上报处理。集输管道采用防腐无缝钢管，泄漏事故具有隐蔽性和灾难性，要加强监控，定期对集输管线防腐及腐蚀情况定期检测，及时维修或更新，防止泄漏事故的发生。	符合
2	管道企业应当定期对管道进行检测、维修，确保其处于良好状态；对管道安全风险较大的区段和场所应当进行重点监测，采取有效措施防止管道事故的发生。		
3	管道企业应当制定本企业管道事故应急预案，并报管道所在地县级人民政府主管管道保护工作的部门备案；配备抢险救援人员和设备，并定期进行管道事故应急救援演练。	第十采油厂已制定油气集输管道突发环境事件专项应急预案，对油气集输管道可能发生的泄漏、火灾等各类事故制定了应急处置措施，并定期演练。应急预案已于2023年6月15日在大庆市肇州生态环境局进行了备案，备案编号为230621-2023-012-L。	符合

1.4.3.23 与《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》（SY/T7301-2016）符合性判定

本项目与《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》（SY/T7301-2016）符合性分析见表1.4-21。

表 1.4-21 与 SY/T7301-2016 相关要求符合性判定

序号	相关要求	符合性分析	符合性
1	含油污泥化学热洗、热解、蒸汽喷射、常温溶剂萃取等处理污染控制应满足SY/T7300要求。	本项目钻井阶段使用水基泥浆，不使用油基泥浆，运营期含油污泥及落地油全部回收，由罐车拉运至朝一联合	符合

2	含油污泥经处理后剩余固相资源化利用场所的选址、设计、施工、验收和运行应遵守国家、地方相关法律法规要求及相关标准、行业规范的规定。	油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆市顺和环保科技有限公司处理满足相应标准要求后，用作油田垫井场和通井路。本项目含油污泥依托场站均满足 SY/T7300 中相关要求。处理后的泥渣中石油类均 $\leq 3\%$ 。	
3	含油污泥经处理后剩余固相用于铺设通井路、铺垫井场的场地应选择在油田作业区内。		
4	含油污泥经处理后剩余固相禁止农用。		
5	含油污泥经化学热洗、热解、蒸汽喷射、常温溶剂萃取等处理，分离后矿物油应回收利用。含油岩屑应鼓励优先进行油基钻井液回收利用，实现油基钻井液价值最大化回收。		
6	含油污泥经处理后剩余固相中石油烃总量应不大于 2%，处理后剩余固相宜用于铺设通井路、铺垫井场基础材料。		

根据以上分析，本项目符合《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》（SY/T7301-2016）中要求。

1.4.3.24 与《土壤污染源头防控行动计划》（环土壤〔2024〕80 号）符合性分析

本项目与《土壤污染源头防控行动计划》（环土壤〔2024〕80 号）符合性分析见表 1.4-22。

表 1.4-22 本项目与《土壤污染源头防控行动计划》符合性一览表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	落实生态环境分区管控。加强农用地分类管理，衔接国土空间规划，根据土壤污染程度和相关标准，动态调整优先保护类、安全利用类和严格管控类农用地的数量和边界，细化并落实分类管理措施。城镇开发边界外不得规划建设各类开发区，区内各类开发建设活动应严格落实生态环境准入清单。严格重点建设用地安全利用。完善地下水环境风险管控划定技术要求，划定地下水污染防治重点区，精准编制差异化准入清单，提出土壤和地下水污染风险管控要求。	本项目符合生态环境分区管控准入要求，已针对项目特点提出针对性地下水污染防治措施，主要包括采取分区防渗措施，根据可能对地下水造成污染的污染源分布制定重点防渗区、简单防渗区；根据区域潜水流向，在上游的设 1 个潜水背景监测点，在建设项目区域及区域下游设 10 个潜水跟踪监测点及 3 个承压水跟踪监测点，定期对地下水进行跟踪监测。	符合
2	加强未污染土壤保护。强化优先保护类耕地管理，加强土壤生态环境质量监测和保护。鼓励黑龙江等省份探索开展黑土地土壤生态环境保护监督管理。加强	在施工过程中针对临时占地，应剥离占地内的表土，耕地剥离厚度 0.3m，草地剥离厚度 0.2m，采用分层开挖，分层堆放，暂存于占地内的表土剥离临时	符合

	盐碱地生态环境保护。新建涉重金属排放企业，要在相关建设项目中加强重金属排放对周边耕地土壤的累积性风险分析，存在风险的，要采取防控措施。	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。	
3	推进固体废物源头减量和综合利用。加强一般工业固体废物规范化环境管理，开展历史遗留固体废物堆存场摸底排查和分级分类整改，全面完善防渗漏、防流失、防扬散等措施。严密防控危险废物环境风险，深化危险废物规范化环境管理评估，推进全过程信息化环境管理，严格管控最终填埋处置。严厉打击非法排放、倾倒、转移、处置固体废物，尤其是危险废物环境违法犯罪行为。	本项目施工期废钻井液、钻井岩屑排入井场钢制泥浆槽中，及时拉运至黑龙江省大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司处理，处理后的压滤水定期由罐车拉运至朝一联合含油污水处理站处理达标后回注油层，处理后的泥饼由大庆钻探工程公司钻井二公司综合利用垫井场或铺路；废射孔液由罐车拉运至黑龙江龙之润环保工程有限公司处理，处理后的泥饼垫井场或铺路；施工废料、膨润土等废包装袋、非含油废防渗布集中收集暂存在井场设置的钢制垃圾桶内，由施工单位拉运至第八采油厂工业固废填埋场处理；拆除的废旧管线全部回收至第十采油厂物资库。运营期产生的含油污泥及落地油全部回收，由罐车拉运至朝一联合含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆市顺和环保科技有限公司处理满足相应标准要求后，用作油田垫井场和通井路；含油废防渗布经收集后暂存于第十采油厂危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理，固体废物处置率 100%。	符合

根据以上分析，本项目满足《土壤污染源头防控行动计划》（环土壤〔2024〕80号）中要求。

1.4.3 “三线一单”符合性分析

1.4.3.1 生态保护红线

根据《自然资源部办公厅关于辽宁等省启用“三区三线”划定成果作为报批建设项目用地用海依据的函》，本项目位于黑龙江省大庆市，属于“三区三线”划定启用的区域，其中的“三区”分别为城镇空间、农业空间、生态空间三种类型的国土空间；“三线”分别为城镇开发边界、永久基本农田、生态保护红线三条控制线。根据《大庆市市国土空间总

体规划（2021-2035 年）》，以及黑龙江省生态环境分区管控数据应用平台、黑龙江省生态保护红线分布图、永久基本农田查询平台，本项目不在生态保护红线内，且本项目占地内不涉及国家、省、市级自然保护区、自然文化遗产、风景名胜区、文物古迹、饮用水水源保护区、重要湿地等区域，本项目与生态保护红线的位置关系见附图 5。根据《黑龙江省生态环境分区管控动态更新成果（2023 年版）》及《大庆市生态环境准入清单（2023 年版）》中划分的环境管控单元内容，本项目位于一般管控单元及优先保护单元，本项目与环境管控单元位置关系见附图 8，本项目与分区管控要求符合性分析见表 1.4-21。

表 1.4-21 本项目与分区管控要求符合性分析

环境管控单元	分区管控要求	拟建项目情况	符合性
优先保护单元	以生态环境保护为主，依法禁止或限制大规模、高强度的工业和城镇建设。在功能受损的优先保护单元，优先开展生态保护修复活动，恢复生态系统服务功能；在生态保护红线区域，严格按照国家和省生态保护红线管理相关规定进行管控。	本项目不属于大规模、高强度的工业建设，项目区域不属于功能受损的优先保护单元，且本项目不在生态保护红线内。工程具有地下能源分布决定地上选址的特点，由于地下油藏分布原因，项目选址确实无法避让优先保护单元，原油属于战略物资，本项目属于国家能源设施重点建设项目，开工建设前依据《中华人民共和国土地管理法》（主席令〔2019〕第 32 号〔2019 年修正本〕）、《基本农田保护条例》（国务院令第 257 号）等法律法规，到相关部门办理用地审批手续。同时本项目产生的污染物均可得到有效治理，可控制污染物排放；废水、固体废物等均不外排，本项目在施工过程中针对永久占地及临时占地，应剥离占地内的表土，耕地剥离厚度 0.3m，草地剥离厚度 0.2m，采用分层开挖，分层堆放，暂存于表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，表土剥离临时堆放区周围设置排水沟等措施防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，针对永久占地将剥离的表土按照“占一补一，质量相等”的要求进行易地补充耕地，针对临时占地在将剥离的表土在施工结束后分层回填，并及时恢复地表植被。在环境风险防控方面采取加强施工管理、制定岗位操作规程并定期培训学习、实行岗位责任制，及施工单位制定可行的突发环境事件环境应急预案等措施。在采取一系列生态保护措施下，项目建设不会使区域生态功能受损，满足满足优先保护单元分区管控要求。 根据《黑龙江省生态功能区划》(黑政函〔2006〕75 号),本项目所在区域位于I-6-1-1 嫩江下游湿地保护与沙化和盐渍化控制生态功能区及I-06-01-3 安达-肇东-肇州农、牧业与盐渍化控制生态功能区，该	符合

		功能区的主要生态系统服务功能为盐渍化控制、生态系统产品提供。本项目属于油田开发项目，建成后新增总占地面积为 38.137hm²，其中永久占地面积为 5.761hm²，临时占地面积为 32.376hm²，占地类型为耕地（永久基本农田）及草地（非基本草原），占地面积不大。项目施工结束后对临时占地进行恢复，对永久占地进行补偿，且运营期作业均在井场永久占地内进行，不会造成大面积的土地退化，项目的建设不会对区域生态功能产生明显影响，在项目实施过程中，应加强防沙治沙措施的实施，如尽量减少施工作业范围，施工过程中力求做到挖填平衡，施工结束后对破坏的土地进行平整并覆土压实，及时进行植被恢复等，本项目的建设不会对区域生态功能产生明显影响，满足该区域生态系统服务功能需求。 由以上分析，本项目满足优先保护单元分区管控要求。	
一般管控单元	以生态环境保护与适度开发相结合为主，落实生态环境管控相关要求，重点加强农业、生活等领域污染治理。	本项目施工期及运营期产生的污染物均可得到有效治理，可控制污染物排放；废水、固体废物等均不外排，且施工结束后对临时占地进行生态恢复，对永久占地进行平整。在环境风险防控方面采取加强施工管理、制定岗位操作规程并定期培训学习、实行岗位责任制，施工单位及第十采油厂制定了可行的突发环境事件环境应急预案等措施。 由以上分析，本项目满足一般管控单元分区管控要求。	符合

根据以上分析，本项目满足优先保护单元、一般管控单元分区管控要求。

1.4.3.2 环境质量底线

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）要求，依据评价所需环境空气质量现状、气象资料等数据的可获得性、数据质量、代表性等因素，选择近 3 年中数据相对完整的 1 个日历年作为评价基准年，根据大庆市生态环境局 2025 年 6 月 5 日公布的《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，项目区域属于达标区。根据补充现状监测结果：非甲烷总烃可以达到《大气污染物综合排放标准详解》中限值要求，TSP 满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单中的二级标准；本项目不排放废水，不会对周边地表水永强水库、牛毛沟、无名泡产生影响；本项目在采取措施后不会对地下水及土壤环境产生影响，区域地下水质量除锰外可以满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准，特征因子石油类可以满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）表 1 中的

II 类标准限值要求；本项目永久占地内、现有井场及场站土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值标准，评价范围内居住区土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第一类用地筛选值标准，评价范围内农用地土壤满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 农用地土壤风险筛选值。因此本项目建设符合环境质量底线要求。

1.4.3.3 资源利用上线

本项目为陆地石油开采项目，项目永久占地 5.761hm²，临时占地面积 32.376hm²，占地类型为耕地（永久基本农田）及草地（非基本草原），占地面积较少，针对永久占地按“占一补一”原则进行补偿，临时占地均为施工结束后进行生态恢复，土地资源消耗符合大庆市土地资源利用上线要求；本项目施工期新鲜水消耗量为 4519.9m³，消耗的水主要用于生活及生产需要，用量不大；运营期不新增新鲜水消耗，油水井作业用水及洗井用水均为处理达标后的含油污水，区域的水资源消耗不大；井场、场站设备能源主要依托油田的电网供电，生产用气主要为油田采出气，新增耗气量 6.75 万 m³/a。根据《大庆市区域空间生态环境评价报告》，2020 年、2025 年和 2035 年黑龙江省土地利用目标分别为 10.9366%、11.0778%、11.3242%；大庆市 2020 年、2030 年用水总量控制指标为 33.54 亿立方米、35.03 亿立方米，2025 年煤炭消费上线 1236.21 万吨标准煤、1338.64 万吨标准煤；本项目资源消耗较少，均能满足大庆市资源利用上线及分区管控要求。因此本项目符合资源利用上限要求。

1.4.3.4 生态环境准入清单

本项目与《大庆市生态环境准入清单（2023 年版）》中环境管控单元进行对照，本项目位于一般管控单元及优先保护单元，根据黑龙江省生态环境分区管控数据应用平台生成的生态环境分区管控分析报告，本项目位于肇州县一般生态空间、肇州县永久基本农田、肇州县其他区域、肇源县一般生态空间、肇源县永久基本农田、肇源县其他区域，本项目与生态环境准入清单管控体系符合性分析见表 1.4-22。

表 1.4-22 本项目与生态环境准入清单管控体系符合性分析

大庆市总体准入要求			
适用范围	管控维度	管控要求	本项目符合性分析
大庆市	空间布局约束	1.禁止在居民区、学校、医疗和养老机构等周边新建有色金属冶炼、焦化等行业企业。	符合。 1.本项目属于石油天然气开采行业，不属于有色金属冶炼、焦化等行业企业。
		2.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。 4.从严控制高能耗、高物耗、高水耗、低水平重复建设项目，以及涉危、涉重和其他重大环境风险项目。 5.对严格管控类划定为特定农产品禁止生产区域的地块，禁止生产特定农产品。从严格管控农药、化学等行业的重度污染地块规划用途，确需开发利用的，鼓励用于拓展生态空间。严格名录内地块的准入管理。未依法完成土壤污染状况调查和风险评估的地块，不得开工建设与风险管控和修复无关的项目。 6.禁燃区内禁止新建、改建、扩建燃用高污染燃料的锅炉、炉窑、炉灶等燃烧设施（城市集中供热应急调峰锅炉除外）；禁止销售和燃用高污染燃料。 7.加大淘汰改造燃煤锅炉力度。一是县级及以上城市建成区原则上不再新建 35 蒸吨/小时及以下燃煤锅炉，其他地区原则上不再新建 10 蒸吨/小时及以下燃煤锅炉。二是积极推进地级及以上城市建成区 35 蒸吨/小时及以下燃煤锅炉淘汰，到 2025 年基本完成淘汰。三是推进建成区 65 蒸吨及以上供热燃煤锅炉，以及年燃煤量在 5 万吨以上的燃煤大户实施超低排放改造。四是采取生物质锅炉替代的，需使用专用锅炉，配套布袋等高效除尘设施，若氮氧化物排放不能达标的需配备脱硝设施，使用过程中严禁掺烧煤炭、垃圾等其他物料。实施工业炉窑清洁能源替代，大力推进电能替代煤炭。 8.大力发展新能源和清洁能源，逐步实现非化石能源成为能源消费增量主体并实施存量替代。严控煤炭消费增长，推进煤炭清洁高效利用。 9.严控煤电项目审批，不再核准自备燃煤电厂项目。（关于印发《大庆市深入打好污染防治攻坚战任务清单台账》的通知）	2.本项目不属于钢铁、煤炭、水泥等高耗能高排放项目。 3.本项目不属于有色金属冶炼、石油加工、化工、焦化、电镀、制革等行业企业。 4.本项目不属于高能耗、高物耗、高水耗、低水平重复建设项目，不属于涉危、涉重和其他重大环境风险项目。 5.本项目不涉及种植食用农产品。 6.根据《大庆市人民政府关于调整高污染燃料禁燃区的通告》（庆政规〔2019〕3 号），本项目所在区域不属于禁燃区，同时本项目不新增锅炉、炉窑、炉灶等燃烧设施，不燃用高污染燃料。 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。 8、本项目依托场站的加热炉以天然气为燃料，为清洁能源。 9、本项目不属于煤电项目。 10、本项目不使用高挥发性有机物含量溶剂型涂料、油墨、胶粘剂、清洗剂。 本项目符合大庆市空间布局约束要求。

		10.严格控制生产和使用高挥发性有机物含量溶剂型涂料、油墨、胶粘剂、清洗剂，提高水性、高固体分、无溶剂、粉末等低挥发性有机物含量产品比重。（关于印发《大庆市深入打好污染防治攻坚战任务清单台账》的通知）	
	污染物排放管控	1.2025 年和 2035 年全市大气污染物氮氧化物和 VOCs 重点工程削减量不低于省政府确定的削减量。 2.2025 年和 2035 年全市水污染物化学需氧量和氨氮削减量不低于省政府确定的削减量。到 2025 年，全市地表水体消除劣 V 类，县级城市建成区基本消除黑臭水体。	符合。 1.本项目不属于大庆市大气污染物氮氧化物和 VOCs 重点工程。 2、本项目运营期不新增化学需氧量和氨氮的排放，且运营期废水均不外排，不会对周边地表水体产生影响。
	资源利用效率要求	1.全市 2025 年用水总量不得超过 34.38 亿立方米，2030 年用水总量控制指标不高于省政府确定的指标。 2.全市 2025 和 2035 年耕地保有量不低于规划指标。 3.全市 2025 年和 2035 年煤炭消费上线不高于省政府确定的指标。	符合。 1. 本项目施工期新鲜水消耗量为 4519.9m³，消耗的水主要用于生活及生产需要，用量不大；运营期不新增新鲜水消耗，油水井作业用水及洗井用水均为处理达标后的含油污水，区域的水资源消耗不大。 2. 本项目为陆地石油开采项目，项目永久占地 5.761hm²，临时占地面积 32.376hm²，占地类型为耕地（永久基本农田）及草地（非基本草原），针对永久占地按当地相关规定进行补偿，永久占用的耕地进行易地补充，临时占地均为施工结束后进行生态恢复。 3、井场、场站设备能源主要依托油田的电网供电，生产用气主要为油田采出气，新增耗气量 6.75 万 m³/a，能源消耗符合大庆市能源利用上线及分区管控要求。
	高污染燃料禁燃区资源利用效率要求	1.禁燃区内禁止新建、改建、扩建燃用高污染燃料的锅炉、炉窑、炉灶等燃烧设施（城市集中供热应急调峰锅炉除外）；禁止销售和燃用高污染燃料。 2.禁燃区内对20 蒸吨/小时以下锅炉及民用燃煤设备燃煤质量严格控制，稳步推进清洁能源替代改造。 3.禁燃区内已建成使用高污染燃料设施在限期拆除或完成改造前，应采取燃用优质煤炭、改善燃烧工况、提高烟气治理设施效率等措施，使其排放的大气污染物达到国家相关标准要求。	符合。 根据《大庆市人民政府关于调整高污染燃料禁燃区的通告》（庆政规〔2019〕3 号），本项目所在区域不属于禁燃区，且本项目依托场站的加热炉以天然气为燃料，为清洁能源。

大庆市肇州县生态环境准入清单					
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
ZH23062110001	肇州县一般生态空间区	优先保护单元	空间布局约束	区域准入要求： 1. 原则上按限制开发区域的要求进行管理。严格限制与生态功能不一致的开发建设活动。符合区域准入条件的新增建设项目，涉及占用生态空间中的林地、草原等，按有关法律法规规定办理；涉及占用生态空间中其他未作明确规定的用地，应当加强论证和管理。符合条件的农业开发项目，须依法由县级及以上地方人民政府统筹安排。除符合国家生态退耕条件的耕地，并纳入国家生态退耕总体安排，或因国家重大生态工程建设需要外，不得随意转用。 2. 对依法保护的生态空间实行承载力控制，防止过度垦殖、放牧、采伐、取水、渔猎、旅游等对生态功能造成损害，确保自然生态系统的稳定。 3. 避免开发建设活动损害其生态服务功能和生态产品质量。 4. 已经侵占生态空间的，应建立退出机制、制定治理方案及时间表。	符合要求。 本项目对永久占地按照“占一补一”原则进行占补平衡，耕地由建设单位负责开垦与所占用耕地的数量和质量相当的耕地；如果没有条件开垦时，应当按照黑龙江省的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。永久占用耕地的耕作层土壤集中堆放在施工井场或场站置土带区域，施工结束后用于周围区域土地复垦、土壤治理等用途。对于临时占地，施工前应剥离占地内的表土，耕地剥离厚度 0.3m，草地剥离厚度 0.2m，采用分层开挖，分层堆放，暂存于占地内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，表土剥离临时堆放区周围设置排水沟等措施防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，剥离的表土在施工结束后分层回填，及时恢复地表植被，并采取补播措施，对占用农田全部恢复为等质等量面积的耕地，对占用的草地进行植被恢复。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。
ZH23062130001	肇州县永久基本农田	一般管控单元	资源利用效率要求	1. 严格永久基本农田占用和补划，永久基本农田经依法划定后，任何单位和个人不得擅自占用或者改变其用途。 2. 在永久基本农田集中区域，不得新建可能造成土壤污染的建设项目；已经建成的，应当限期关闭拆除。 3. 严禁占用永久基本农田发展林果业和挖塘养鱼；严禁占用永久基本农田种植苗木、草皮等用于绿化装饰以及其他破坏耕作层的植	符合要求。 本工程具有地下能源分布决定地上选址的特点，工程选址确定无法避开永久基本农田，根据《基本农田保护条例》（国务院令第 257 号），国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开永久基本农田保护区，需要占用永久基本农田，涉及农用地转用或者征收土地的，应报请相关主管部门同意，并补充划入数量和质量相当的永久基本农田或按规定缴纳耕地开垦费，专

				物；严禁占用永久基本农田挖湖造景、建设绿化带；严禁新增占用永久基本农田建设畜禽养殖设施、水产养殖设施和破坏耕作层的种植业设施。 4.禁止任何单位和个人破坏永久基本农田耕作层。 5.禁止以设施农用地为名违规占用永久基本农田建设休闲旅游、仓储厂房等设施。 6.禁止向农用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。 7.国家能源、交通、水利、军事设施等重点项目确实难以避让永久基本农田的，涉及农用地转用或者土地征收的，必须经过国务院批准。 8.一般建设项目不得占用永久基本农田；重大建设项目选址确实难以避让永久基本农田的，要按照“数量不减、质量不降、布局稳定”的要求，在储备区内选择数量相等、质量相当的地块进行补划。 9.非农业建设依法占用永久基本农田的，建设单位应当将所占用耕地耕作层的土壤用于新开垦的耕地、劣质地或者其他耕地的土壤改良。	款用于开垦新的耕地。 本项目对永久占地按照“占一补一”原则进行占补平衡，耕地由建设单位负责开垦与所占用耕地的数量和质量相当的耕地；如果没有条件开垦时，应当按照黑龙江省的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。永久占用耕地的耕作层土壤集中堆放在施工井场或场站置土带区域，施工结束后用于周围区域土地复垦、土壤治理等用途。对于临时占地，施工前应剥离占地内的表土，耕地剥离厚度 0.3m，草地剥离厚度 0.2m，采用分层开挖，分层堆放，暂存于占地内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，表土剥离临时堆放区周围设置排水沟等措施防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，剥离的表土在施工结束后分层回填，及时恢复地表植被，并采取补播措施，对占用农田全部恢复为等质等量面积的耕地，对占用的草地进行植被恢复。同时项目在施工建设过程中严格控制污染物的排放，不在占地范围外进行施工。
ZH23062130002	其他区域	一般管控单元	空间布局约束	引导工业项目向开发区集中，促进产业集聚、资源集约、绿色发展。对电力、钢铁、建材、有色、化工、石油石化、煤炭、印染等行业中，环保、能耗等不达标或生产、使用淘汰类产品的企业和产能，依法依规改造升级或有序退出。	符合要求。 本项目为陆地石油开采项目，属于能源重点建设项目，本工程具有地下能源分布决定地上选址的特点，井场分布较分散，本项目严格贯彻实施国家、黑龙江省的污染物排放相关标准。项目产生的各类污染物在采取措施后均能达标排放。
大庆市肇源县生态环境准入清单					
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
ZH230622100	肇源县一般生	优先保护单元	空间布局	1.原则上按限制开发区域的要求进行管理。严格限制与生态功能	符合要求。 本项目对永久占地按照“占一补

02	生态空间区		约束 不一致的开发建设活动。符合区域准入条件的新增建设项目，涉及占用生态空间中的林地、草原等，按有关法律法规规定办理；涉及占用生态空间中其他未作明确规定的用地，应当加强论证和管理。符合条件的农业开发项目，须依法由市县、级及以上地方人民政府统筹安排。除符合国家生态退耕条件的耕地，并纳入国家生态退耕总体安排，或因国家重大生态工程建设需要外，不得随意转用。 2.对依法保护的生态空间实行承载力控制，防止过度垦殖、放牧、采伐、取水、渔猎、旅游等对生态功能造成损害，确保自然生态系统的稳定。 3.避免开发建设活动损害其生态服务功能和生态产品质量。 4.已经侵占生态空间的，应建立退出机制、制定治理方案及时间表。 5.肇源县大庙风景名胜区同时执行： 禁止开发建设活动要求： 1)禁止在自然保护区内进行砍伐、放牧、狩猎、捕捞、采药、开垦、烧荒、开矿、采石、挖沙等活动；但法律、行政法规等另有规定的除外。禁止任何人进入自然保护区的核心区，因科学研究的需要，必须进入核心区从事科学研究观测、调查活动的，应当事先向自然保护区管理机构提交申请和活动计划，并经自然保护区管理机构批准；其中，进入国家级自然保护区核心区的，应当经省、自治区、直辖市人民政府有关自然保护区行政主管部门批准。 2)禁止在自然保护区的缓冲区开展旅游和生产经营活动。严禁开设与自然保护区保护方向不一致的参观、旅游项目。	“一”原则进行占补平衡，耕地由建设单位负责开垦与所占用耕地的数量和质量相当的耕地；如果没有条件开垦时，应当按照黑龙江省的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。永久占用耕地的耕作层土壤集中堆放在施工井场或场站置土带区域，施工结束后用于周围区域土地复垦、土壤治理等用途。对于临时占地，施工前应剥离占地内的表土，耕地剥离厚度 0.3m，草地剥离厚度 0.2m，采用分层开挖，分层堆放，暂存于占地内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，表土剥离临时堆放区周围设置排水沟等措施防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，剥离的表土在的施工结束后分层回填，及时恢复地表植被，并采取补播措施，对占用农田全部恢复为等质等量面积的耕地，对占用的草地进行植被恢复。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。 本项目不涉及占用肇源县大庙风景名胜区、肇源县引嫩入肇饮用水水源地、嫩江松花江三岔河口鲢、鳊、嘴鲇国家级水产种质资源保护区。

			3)禁止在自然保护区的核心区和缓冲区内建设畜禽养殖场、养殖小区。 4)禁止在自然保护区及其外围保护地带建立污染、破坏或者危害自然保护区自然环境和自然资源的设施。 5)核心区和缓冲区内不得建设任何生产设施；实验区不得建设污染环境、破坏资源或者景观的生产设施。 限制开发建设活动要求： 在自然保护区的实验区内，不得建设污染环境、破坏资源或者景观的生产设施；建设其他项目，其污染物排放不得超过国家和地方规定的污染物排放标准。 6.肇源县引嫩入肇饮用水水源地同时执行： 1)饮用水地表水源各级保护区及准保护区内均必须遵守下列规定： （1）禁止一切破坏水环境生态平衡的活动以及破坏水源林、护岸林、与水源保护相关植被的活动。 （2）禁止向水域倾倒工业废渣、城市垃圾、粪便及其它废弃物。 （3）运输有毒有害物质、油类、粪便的船舶和车辆一般不准进入保护区，必须进入者应事先申请并经有关部门批准、登记并设置防渗、防溢、防漏设施。 （4）禁止使用剧毒和高残留农药，不得滥用化肥，不得使用炸药、毒品捕杀鱼类。 （5）禁止建设畜禽养殖场、养殖小区。 （6）禁止设置排污口。 2)饮用水地表水源各级保护区及准保护区内必须分别遵守下列规定： （1）一级保护区内：禁止新建、扩建与供水设施和保护水源无	

			关的建设项目，已建成的与供水设施和保护水源无关的建设项目，由县级以上人民政府责令拆除或者关闭；禁止向水域排放污水，已设置的排污口必须拆除；不得设置与供水需要无关的码头，禁止停靠船舶；禁止堆置和存放工业废渣、城市垃圾、粪便和其他废弃物；禁止设置油库；禁止从事种植、放养畜禽和网箱养殖活动；禁止可能污染水源的旅游活动和其他活动。 （2）二级保护区内：禁止新建、改建、扩建排放污染物的建设项目，已建成的排放污染物的建设项目，由县级以上人民政府责令拆除或者关闭；原有排污口依法拆除或者关闭；禁止设立装卸垃圾、粪便、油类和有毒物品的码头。 （3）准保护区内：禁止新建、扩建对水体污染严重的建设项目；改建建设项目，不得增加排污量。 3）国务院和省、自治区、直辖市人民政府根据水环境保护的需要，可以规定在饮用水水源保护区内，采取禁止或者限制使用含磷洗涤剂、化肥、农药以及限制种植养殖等措施。 4）饮用水地下水源各级保护区及准保护区内均必须遵守下列规定：禁止利用渗坑、渗井、裂隙、溶洞等排放污水和其它有害废弃物；禁止利用透水层孔隙、裂隙、溶洞及废弃矿坑储存石油、天然气、放射性物质、有毒有害化工原料、农药等；实行人工回灌地下水时不得污染当地地下水源。 （1）一级保护区内：禁止建设与取水设施无关的建筑物；禁止从事农牧业活动；禁止倾倒、堆放工业废渣及城市垃圾、粪便和其它有害废弃物；禁止输送污水的渠道、管道及输油管道通过本区；禁止建设油库；禁止建立墓地。	

			(2) 二级保护区内：①对于潜水含水层地下水水源地：禁止建设化工、电镀、皮革、造纸、制浆、冶炼、放射性、印染、染料、炼焦、炼油及其它有严重污染的企业，已建成的要限期治理，转产或搬迁；禁止设置城市垃圾、粪便和易溶、有毒有害废弃物堆放场和转运站，已有的上述场站要限期搬迁；禁止利用未经净化的污水灌溉农田，已有的污灌农田要限期改用清水灌溉；化工原料、矿物油类及有毒有害矿产品的堆放场所必须有防雨、防渗措施。②对于承压含水层地下水水源地：禁止承压水和潜水的混合开采，作好潜水的止水措施。(3) 准保护区内：禁止建设城市垃圾、粪便和易溶、有毒有害废弃物的堆放场站，因特殊需要设立转运站的，必须经有关部门批准，并采取防渗漏措施；当补给源为地表水体时，该地表水体水质不应低于《地表水环境质量标准》Ⅲ类标准；不得使用不符合《农田灌溉水质标准》的污水进行灌溉，合理使用化肥；保护水源林，禁止毁林开荒，禁止非更新砍伐水源林。 7.嫩江松花江三岔河口鲢、翘嘴鲈国家级水产种质资源保护同时执行： 1)不得损害水产种质资源及其生存环境。 2)禁止在水产种质资源保护区内从事围湖造田工程。 3)禁止在水产种质资源保护区内新建排污口。 4)在水产种质资源保护区附近新建、改建、扩建排污口，应当保证保护区水体不受污染。 5) 特别保护期内不得从事捕捞、爆破作业以及其他可能对保护区内生物资源和生态环境造成损害的活动。	

				6)在水产种质资源保护区内从事修建水利工程、疏浚航道、建闸筑坝、勘探和开采矿产资源、港口建设等工程建设的，或者在水产种质资源保护区外从事可能损害保护区功能的工程建设活动的，应当按照国家有关规定编制建设项目对水产种质资源保护区的影响专题论证报告，并将其纳入环境影响评价报告书。	
ZH230 622300 01	肇源县 永久基本农田	一般管 控单元	资源 利用 效率 要求	1.严格永久基本农田占用和补划，永久基本农田经依法划定后，任何单位和个人不得擅自占用或者改变其用途。 2.在永久基本农田集中区域，不得新建可能造成土壤污染的建设项目；已经建成的，应当限期关闭拆除。 3.严禁占用永久基本农田发展林果业和挖塘养鱼；严禁占用永久基本农田种植苗木、草皮等用于绿化装饰以及其他破坏耕作层的植物；严禁占用永久基本农田挖湖造景、建设绿化带；严禁新增占用永久基本农田建设畜禽养殖设施、水产养殖设施和破坏耕作层的种植业设施。 4.禁止任何单位和个人破坏永久基本农田耕作层。 5.禁止以设施农用地为名违规占用永久基本农田建设休闲旅游、仓储厂房等设施。 6.禁止向农用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。 7.国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目确实难以避让永久基本农田的，涉及农用地转用或者土地征收的，必须经过国务院批准。 8.一般建设项目不得占用永久基本农田；重大建设项目选址确实	符合要求。 本工程具有地下能源分布决定地上选址的特点，工程选址确定无法避开永久基本农田，根据《基本农田保护条例》（国务院令第257号），国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开永久基本农田保护区，需要占用永久基本农田，涉及农用地转用或者征收土地的，应报请相关主管部门同意，并补充划入数量和质量相当的永久基本农田或按规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。 本项目对永久占地按照“占一补一”原则进行占补平衡，耕地由建设单位负责开垦与所占用耕地的数量和质量相当的耕地；如果没有条件开垦时，应当按照黑龙江省的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。永久占用耕地的耕作层土壤集中堆放在施工井场或场站置土带区域，施工结束后用于周围区域土地复垦、土壤治理等用途。对于临时占地，施工前应剥离占地内的表土，耕地剥离厚度0.3m，草地剥离厚度0.2m，采用分层开挖，分层堆放，暂存于占地内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，表土剥离临时堆放区周围设置排水沟等措施防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，剥离的表土在施工结束后分层回填，及时恢复地表植被，并采取补播措施，对占用农田全部恢复为等质等量面积的耕地，对

				难以避让永久基本农田的，要按照“数量不减、质量不降、布局稳定”的要求，在储备区内选择数量相等、质量相当的地块进行补划。 9.非农业建设依法占用永久基本农田的，建设单位应当将所占用耕地耕作层的土壤用于新开垦的耕地、劣质地或其他耕地的土壤改良。	占用的草地进行植被恢复。同时项目在施工建设过程中严格控制污染物的排放，不在占地范围外进行施工。
ZH23062230002	其他区域	一般管控单元	空间布局约束	1.引导工业项目向开发区集中，促进产业集聚、资源集约、绿色发展。对电力、钢铁、建材、有色、化工、石油石化、煤炭、印染等行业中，环保、能耗等不达标或生产、使用淘汰类产品的企业和产，依法依规改造升级或有序退出。 2.建设用地污染风险管控区同时执行以下准入要求： 各级自然资源等部门在编制土地利用总体规划、城市总体规划、控制性详细规划等相关规划时，应充分考虑污染地块的环境风险，合理确定土地用途。	符合要求。 本项目为陆地石油开采项目，属于能源重点建设项目，本工程具有地下能源分布决定地上选址的特点，并能，严格贯彻实施国家、黑龙江省的污染物排放相关标准。项目产生的各类污染物在采取措施后均能达标排放。 项目区域不属于建设用地污染风险管控区。
			环境风险防控	建设用地污染风险管控区同时执行以下准入要求： 各级自然资源等部门在编制土地利用总体规划、城市总体规划、控制性详细规划等相关规划时，应充分考虑污染地块的环境风险，合理确定土地用途。	符合要求。 项目区域不属于建设用地污染风险管控区。

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

1.4.4 选址选线合理性分析

本项目选址位于大庆市肇州县朝阳沟镇、二井镇、朝阳乡、托古乡及肇源县福兴乡、薄荷台乡，主要建设内容包括钻井工程、采油工程、油气集输工程、注水工程、道路工程、公用工程等，项目周围敏感点主要为居住区、耕地、草地，与本项目最近的居住区为共和村（朝 86-更 40 集油管线东北侧 140m）。

根据《黑龙江省国土空间规划（2021-2035 年）》、《大庆市市国土空间总体规划（2021-2035 年）》、黑龙江省生态环境分区管控数据应用平台和黑龙江省生态保护红线分布图，本项目占地范围内不涉及国家公园、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，且项目不在生态保护红线内，项目周边分布有张万山屯、水泉沟屯、苏家窝棚屯、曲家屯、民主屯、徐四万屯、托古村、赵金窝棚屯、八家子村、薄荷台乡等居住区。本项目不占用湿地，对照《黑龙江省湿地名录》（2022 年版），本项目评价范围内涉及 230621211000064419（湿地类型：沼泽草地；权属单位：托古乡政府；保护级别：一般；斑块面积：58.5968hm²）、230621211000064579（湿地类型：沼泽地；权属单位：托古乡政府；保护级别：一般；斑块面积：42.3268hm²）、230621211000065353（湿地类型：沼泽草地；权属单位：托古乡政府；保护级别：一般；斑块面积：41.1184hm²）、230621211000126696（湿地类型：沼泽草地；权属单位：托古乡政府；保护级别：一般；斑块面积：50.646hm²）共计 4 处湿地。项目区域周边地表水体主要为永强水库、牛毛沟、无名泡。

在选址和布局上根据“地下决定地上，地下顾及地上”的原则，本项目新增总占地面积为 38.137hm²，其中永久占地 5.761hm²，临时占地 32.376hm²，占地类型为耕地（永久基本农田）及草地（非基本草原）。根据《基本农田保护条例》（国务院令第 257 号），国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开永久基本农田保护区，需要占用永久基本农田，涉及农用地转用或者征收土地的，应报请相关主管部门同意，并补充划入数量和质量相当的永久基本农田或按规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。本项目井位选址、管线选线确实无法避让永久基本农田，本项目施工前应剥离永久占地内的表土，剥离面积 5.761hm²，耕地剥离厚度 0.3m，草地剥离厚度 0.2m，剥离的表土暂存于施工井场的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，表土剥离临时堆放区周围设置排水沟等措施防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，施工结束后，剥离表土用于周围区域土地复垦、土壤治理等用途。对永久占用 4.445hm² 耕地（永久基本农田），按照“占一补一”原则进行占补平衡，由建设单位负责开垦与所占用耕地的数量和质量相当的耕地；如果没有条件开垦时，应当按照黑龙江省的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。永久占用耕地的耕作层土壤集中堆放在施工井场或场站置土带区域，施工结束后用于周围区域土地复垦、土壤治理等用途。对永久占用的 1.316hm² 草地（非基本草原）缴纳补偿费。对于 32.376hm² 临时占地，施工前应剥离占地内的表土，耕地剥离厚度 0.3m，草地剥离厚度 0.2m，采用分层开挖，分层堆放，暂存于占地内的表土剥离临时堆放区（井场施工临时占地剥离表土暂存于井场内表土剥离临时堆放区，管

线施工临时占地剥离表土暂存于管线一侧的表土剥离临时堆放区），并采取苫布遮盖，表土剥离临时堆放区周围设置排水沟等措施防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，剥离的表土在施工结束后分层回填，及时恢复地表植被，并采取补播措施，对占用农田全部恢复为等质等量面积的耕地，对占用的草地进行植被恢复，采取以上措施，满足占用耕地及草地的选址要求。

在新建管线选线方面，本项目管线已尽可能沿道路走向设计，已尽量沿最短路线且避开居民区等环境敏感点进行设计，以避免施工活动对土地和地表植被的扰动；管线穿越尽量选择顶管穿越，不对公路进行破坏，同时顶管穿越作业坑占地位于管道施工作业带内，减少了占地，做到了优化施工区域。同时管线选线满足相关标准中与居民区、村镇、公共福利设施、工矿企业等防火距离要求。

根据《大庆市水土保持规划》（2015～2030 年）、《肇源县水土保持规划》（2019～2030 年）、《肇州县水土保持规划》（2020～2030 年），本项目所在的肇源县福兴乡属于市级水土流失重点治理区，肇州县朝阳沟镇、二井镇、朝阳乡属于县级水土流失重点治理区，肇州县托古乡属于县级水土流失重点预防区。针对可能造成水土流失本项目采取井场予以平整、压实，以免发生水土流失。施工期尽量利用现有公路和已有便道行车，避免造成新的裸露地表；执行“无捷径”原则，规范车辆行驶路线，不在道路、井场以外的地方行驶和作业，禁止碾压和破坏地表植被。管道工程施工时，要特别注意保护原始地表与天然植被，应划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，走同一车辙，避免加行开辟新路。管沟挖、填方作业应尽量做到互补平衡，以免造成弃土方堆积和过多借土，增加新的水土流失。管沟回填应按层回填，以利于施工带土壤和植被的尽早恢复。回填后应予以平整、压实，以免发生水土流失。在施工过程中针对临时占地，应剥离占地内的表土，耕地剥离厚度 0.3m，草地剥离厚度 0.2m，采用分层开挖，分层堆放，暂存于占地内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，表土剥离临时堆放区周围设置排水沟等措施防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，剥离的表土在施工结束后分层回填，并及时恢复地表植被，在采取以上措施后，项目建设满足《大庆市水土保持规划》（2015～2030 年）、《肇源县水土保持规划》（2019～2030 年）、《肇州县水土保持规划》（2020～2030 年）要求。

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》（黑防沙发〔2020〕3 号），本项目所在的肇源县属于沙化土地所在县（区）。本项目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。施工尽量缩小占地面积，划定施工活动范围，严格控制

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。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。通过以上措施，可有效防止土地沙化。

根据《大庆市生态环境准入清单（2023 年版）》，本项目位于一般管控单元及优先保护单元，根据黑龙江省生态环境分区管控数据应用平台生成的生态环境分区管控分析报告，本项目位于肇州县一般生态空间、肇州县永久基本农田、肇州县其他区域、肇源县一般生态空间、肇源县永久基本农田、肇源县其他区域，根据项目与生态环境准入清单管控体系符合性分析，本项目建设符合分区管控要求。

本项目井场布置采用占地面积最小、环境影响最小的布局方案，尽量避绕周围环境敏感目标，减少对耕地及草地的占用，并对占地采取生态恢复及补偿措施，把对生态环境的影响降至最小。施工区布置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，避免大量高噪声设备同时施工影响周边环境敏感点。工程建设对周围的主要环境影响为生态环境影响、大气环境影响、地下水环境影响、声环境影响和固体废物对周围的环境影响。通过环境影响预测与环境影响分析，工程建设实施后，通过采取相应的废气、废水、噪声、固体废物等污染控制措施，周围环境质量均满足相关标准要求，工程建设对周围的环境影响均在可接受的范围。

同时项目选址满足《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）中选址要求。综合分析，项目周边不涉及制约本项目建设的环境影响因素，工程选址在环境保护方面较合理。

1.5 关注的主要环境问题及环境影响

本项目为陆地石油开采项目，环境影响主要来源于钻井施工、井场建设、原油集输、井下作业、管道和道路施工等工艺过程，环境影响包括施工期和运营期污染物排放造成的环境污染影响和占地及施工造成的生态影响。根据现状调查，本项目不在自然保护区、风景名胜区等环境敏感区域内，主要环境敏感保护目标为评价范围内的生态环境、区块周边分布的居民区。本次评价重点关注施工期各种施工活动和工程占地对土壤、生态环境的影响，施工过程中产生的废气、废水、固体废物、噪声等对周围环境的影响；运营期井场及站场无组织挥发的非甲烷总烃、井场抽油机及修井机的噪声、含油污泥等对环境产生的影响。

（1）环境空气

本项目施工过程中产生的废气主要为施工扬尘、施工车辆排放的尾气、柴油机废气、

焊接烟尘。对施工场地采取洒水抑尘，对易起尘的临时土方等加盖苫布，施工运输车辆采取密闭措施或加盖苫布，加强施工管理；施工车辆采用清洁燃料，降低污染物排放；柴油机使用产品质量达标的低标号柴油，采用节能环保型柴油动力设备，调节好柴油机运行工况；项目管道焊接主要方式为电焊，由于项目焊接点较少，产生的焊接烟尘量较小，且项目位于室外，空气扩散条件较好，对大气环境影响较小。

运营期产生的废气主要为油气集输过程中产生的非甲烷总烃、场站油气处理加热炉产生的烟气、温室气体。本项目油田采出液采用密闭集输工艺，井口安装密封垫，新建集油管道、阀组、法兰等动静密封系统要加强密闭措施，控制烃类气体、温室气体的无组织挥发，井场及场站排放的非甲烷总烃厂界可以满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求，场站排放的非甲烷总烃厂区内满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求；依托场站内加热炉采用清洁能源天然气作为燃料，并采用低氮燃烧器，加热炉燃烧产生的废气均经不低于 8m 的烟囱高空排放，加热炉排放的废气能够达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 中新建燃气锅炉标准限值要求，对大气环境影响较小。

（2）水环境

本项目施工过程中产生的废水主要为钻井废水、压裂返排液试压废水、生活污水。钻井废水排入井场钢制泥浆槽中，及时拉运至黑龙江省大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司处理，处理后的压滤水定期由罐车拉运至朝一联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层；压裂返排液由罐车拉运至朝一联压裂返排液无害化处理站处理后，管输进入朝一联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。管线试压废水由罐车拉运至朝一联含油污水处理站、朝二联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；钻井施工期施工人员产生的生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内，定期拉运至第十采油厂厂区污水泵房，经地下管网输至第十采油厂厂区生活污水处理站处理达标后排入牛毛沟，施工结束后临时防渗旱厕进行卫生处理，场地进行平整。地面施工期施工人员产生的生活污水排入附近计量间或场站已建生活污水收集装置，定期拉运至第十采油厂厂区污水泵房，经地下管网输至第十

采油厂厂区生活污水处理站处理达标后排入牛毛沟。

本项目运营期产生的废水主要为油田采出水、作业污水、洗井污水，最终均进入朝一联含油污水处理站、朝二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》

（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。本项目废水均不外排，不会对周边地表水环境产生影响。

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

（3）声环境

施工期产生的噪声主要为钻井工程、地面及站场施工过程中施工机械和车辆运行噪声。合理安排施工进度，减少施工时间，避免大量高噪声设备同时施工；除钻进外，其它施工严格禁止夜间进行。合理布置施工现场，尽量将高噪声机械布置远离环境敏感点一侧，同时，避免在同一地点安排较多的动力机械；运输车辆选择避开居民区的路线，临近居民区应减少汽车鸣笛的次数，减速慢行。采取以上措施后，对周边声环境敏感点影响较小。

本项目运营期噪声源主要来自抽油机及修井机机械噪声。井场抽油机、修井机尽可能选用低噪声设备，注意对设备的维护保养，保证设备保持在最佳运行状态，降低噪声源强度。采取以上措施后井场及场站厂界噪声能够达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准的要求。对周边声环境敏感点影响较小。

（4）固体废物

施工过程中产生的固体废物主要为废钻井液、钻井岩屑、废射孔液、膨润土等废包装袋、施工废料、非含油废防渗布、废旧管线、生活垃圾等。废钻井液、钻井岩屑排入井场钢制泥浆槽中，及时拉运至黑龙江省大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司处理，处理后的泥饼由大庆钻探工程公司钻井二公司综合利用垫井场或铺路；废射孔液由罐车拉运至黑龙江龙之润环保工程有限公司处理，处理后的泥饼垫井场或铺路；施工废料、膨润土等废包装袋、非含油废防渗布集中收集暂存在井场设置的钢制垃圾桶内，由施工单位拉运至第八采油厂工业固废填埋场处理；拆除的废旧管线全部回收至第十采油厂物资库；生活垃圾统一收集后拉运至肇州县和平垃圾处理有限公司处理。

项目运营期产生的固体废物主要有正常工况下产生的含油污泥，非正常工况下产生

的落地油、含油废防渗布。含油污泥及落地油全部回收，由罐车拉运至朝一联合含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆市顺和环保科技有限公司处理满足相应标准要求后，用作油田垫井场和通井路；含油废防渗布经收集后暂存于第十采油厂危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理。

本项目施工期及运营期固体废物均合理处置，不会对周边环境产生影响。

（5）生态环境

根据《大庆市水土保持规划》（2015~2030年）、《肇源县水土保持规划》（2019~2030年）、《肇州县水土保持规划》（2020~2030年），本项目所在的肇源县福兴乡属于市级水土流失重点治理区，肇州县朝阳沟镇、二井镇、朝阳乡属于县级水土流失重点治理区，肇州县托古乡属于县级水土流失重点预防区，根据永久基本农田查询平台，本项目2号平台、朝103-更78、朝106-更62等共计31座井场及附属单井管线、道路等工程涉及占用永久基本农田，属于敏感区。对照《黑龙江省湿地名录》（2022年版），本项目评价范围内涉及230621211000064419（湿地类型：沼泽草地；权属单位：托古乡政府；保护级别：一般；斑块面积：58.5968hm²）、230621211000064579（湿地类型：沼泽地；权属单位：托古乡政府；保护级别：一般；斑块面积：42.3268hm²）、230621211000065353（湿地类型：沼泽草地；权属单位：托古乡政府；保护级别：一般；斑块面积：41.1184hm²）、230621211000126696（湿地类型：沼泽草地；权属单位：托古乡政府；保护级别：一般；斑块面积：50.646hm²）共计4处湿地。本工程井场钻井施工、道路修建和管道铺设发生的永久和临时占地，以及因机械设备、车辆的碾压、人员的践踏等活动将会对地表植被造成一定程度的破坏。临时占地暂时改变了土地利用形式，使区域的生产能力受到暂时性影响。

针对可能造成水土流失，本项目井场予以平整、压实，以免发生水土流失。管道工程施工时，要特别注意保护原始地表与天然植被，应划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，走同一车辙，避免加行开辟新路。管沟挖、填方作业应尽量做到互补平衡，以免造成弃土方堆积和过多借土，增加新的水土流失。管沟回填应按层回填，以利于施工带土壤和植被的尽早恢复。回填后应予以平整、压实，以免发生水土流失。在施工过程中严控所有施工活动全部在临时占地范围内进行，禁止碾压占地外土地，材料运输车辆尽量绕避湿地区域。本项目在施工过程中针对永久占地及临时占地，应剥离占地内的表土，占地范围内耕地剥离厚度0.3m，草地剥离厚度0.2m，采用分层开挖，分层堆放，暂存于占地内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，表土剥离临时堆放区周围设置排水沟等措施防止水土流失，并定期采

取洒水抑尘措施，针对永久占地将剥离的表土就近用于新开垦耕地和低质耕地改良、被污染耕地的治理、高标准农田建设、土地复垦等，针对临时占地在将剥离的表土在施工结束后分层回填，并及时恢复地表植被，项目建设对生态环境影响较小。

（6）土壤环境

油田生产过程中，石油类进入土壤的途径主要通过油水井作业和事故时产生的落地油、含油污水。

针对工程可能发生的土壤污染，按照“源头控制、末端防治、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全阶段进行控制后对区域的土壤环境影响较小。

（7）环境风险

本工程的主要环境风险是原油泄漏和火灾爆炸，对区域内的大气、地表水、地下水环境和生态环境有潜在危害性。集油管道、场站产生的原油泄漏会对大气环境造成直接影响，事故会造成局部大气污染，但具有发生机率小、持续时间短的特性。由于该区块所处地势平坦，一次性事故形成的局部大气污染在一定的气象条件下会逐步自然净化，对周围大气环境的影响很小。本工程事故状态下对地表水污染途径主要是油水的事故泄漏。泄漏油污污水在雨季期间可能随地表径流流向下游。集输管道事故泄漏可以通过站内仪表监控或巡检及时发现事故，及时关闭管道阀门或筑堤限制事故影响范围，然后彻底清理周边粘滞原油和被油水污染的泥沙、树枝、杂草等含油废弃物，同时展开对事故管段或设备的抢修。只要溢出事故按相应的环境风险事故预案严格控制并彻底清理溢出的石油类污染物，泄漏事故不会对地表水体造成污染影响。油水的事事故泄漏存在对潜水含水层造成影响的可能，但影响范围有限，一般在几百米范围。而承压含水层一般都有隔水顶板，与潜水层相互隔离，其透水性很差，因此对承压水层产生影响的可能性很小。

1.6 环境影响评价主要结论

根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（国家发展和改革委员会令[2023]第 7 号），石油、天然气勘探及开采属于鼓励类项目，本工程符合国家产业政策。本项目符合《黑龙江省生态环境分区管控动态更新成果（2023 年版）》及《大庆市生态环境准入清单（2023 年版）》中要求。按照《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令〔2018〕第 4 号）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《朝阳沟油田朝 45 等井区零散更新井扶余油层 2026 年产能建设工程项目环境影响评价公众参与说明》。

本报告书较为详细地论述了建设项目环境概况、主要环境问题、主要环境影响和拟

采取的环保措施。主要结论为：朝阳沟油田朝 45 等井区零散更新井扶余油层 2026 年产能建设工程项目选址于大庆市肇州县朝阳沟镇、二井镇、朝阳乡、托古乡及肇源县福兴乡、薄荷台乡，项目选址合理；项目符合现行产业政策；对产生的污染物采取行之有效的环保措施后，可以做到达标排放，满足总量控制要求，环境风险可防控，对区域环境影响较小；公众参与调查结果表明，公众参与对该项目无反对意见。在确保落实好各项环保措施并保证其正常运行的前提下，从环境保护角度分析，本项目的建设可行。

2 总则

2.1 评价目的

根据本工程特性及工程所在地的环境特点，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，预测和评价工程投产后对该地区的环境影响程度和范围，提出经济上合理，技术上可行的环境保护措施。

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

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

2.2 评价原则

突出环境影响评价的源头预防作用，坚持保护和改善环境质量。

（1）依法评价

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

（2）科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影响。

（3）突出重点

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

2.3 编制依据

2.3.1 环境保护相关法律

（1）《中华人民共和国环境保护法》（主席令[2014]第9号[2014年修订本]）；

- (2) 《中华人民共和国环境影响评价法》（主席令[2018]第 24 号[2018 年修正本]）；
- (3) 《中华人民共和国大气污染防治法》（主席令[2018]第 16 号[2018 年修正本]）；
- (4) 《中华人民共和国水污染防治法》（主席令[2017]第 70 号[2017 年修正本]）；
- (5) 《中华人民共和国噪声污染防治法》（中华人民共和国主席令第一〇四号）；
- (6) 《中华人民共和国土壤污染防治法》（中华人民共和国主席令[13 届]第八号）；
- (7) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（主席令[2020]第 43 号[2020 年修正本]）；
- (8) 《中华人民共和国黑土地保护法》（主席令〔2022〕115 号）；
- (9) 《中华人民共和国水土保持法》（主席令[2010]第 39 号[2010 年修订本]）。
- (10) 《中华人民共和国清洁生产促进法》（主席令[2012]第 54 号[2012 年修正本]）；
- (11) 《中华人民共和国野生动物保护法》（主席令〔2022〕126 号）；
- (12) 《中华人民共和国草原法》（中华人民共和国主席令〔13 届〕第八十二号）；
- (13) 《中华人民共和国防沙治沙法》（第十三届全国人民代表大会常务委员会第六次会议通过 2018 年 10 月 26 日实施）；
- (14) 《中华人民共和国石油天然气管道保护法》（主席令[2010]第 30 号）。
- (15) 《建设项目环境保护管理条例》（国务院令第 682 号〔2017 年修正本〕）；
- (16) 《排污许可管理条例》（中华人民共和国国务院令 第 736 号）；
- (17) 《中华人民共和国土地管理法》（主席令〔2019〕第 32 号〔2019 年修正本〕）；
- (18) 《中华人民共和国湿地保护法》（主席令〔2021〕102 号）；
- (19) 《地下水管理条例》（国令第 748 号）；
- (20) 《基本农田保护条例》（国务院令第 257 号）；
- (21) 《黑龙江省大气污染防治条例》（黑人常〔2017〕4 号发布，黑人常〔2018〕15 号修正）；
- (22) 《黑龙江省黑土地保护利用条例》（黑人常〔2024〕17 号）；
- (23) 《黑龙江省耕地保护条例》（黑人常〔2021〕43 号）；
- (24) 《黑龙江省水污染防治条例》（黑人常〔2023〕13 号）；
- (25) 《黑龙江省防沙治沙条例》（黑人常〔2008〕7 号发布，黑人常〔2016〕44 号、黑人常〔2018〕7 号修正）；
- (26) 《黑龙江省草原条例》（黑人常〔2005〕44 号发布，黑人常〔2016〕44 号、黑人常〔2018〕1 号、黑人常〔2018〕7 号修正）；
- (27) 《黑龙江省湿地保护条例》（黑人常〔2015〕22 号发布，黑人常〔2018〕7

号修正）。

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）》（生态环境部令第 16 号）；

(2) 《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（国家发展和改革委员会令[2023]第 7 号）；

(3) 《国家危险废物名录（2025 年版）》（生态环境部 国家发展和改革委员会 公安部 交通运输部 国家卫生健康委员会 2024 年 部令 第 36 号）；

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

(5) 《危险废物转移管理办法》（生态环境部、公安部、交通运输部 2021 年部令第 23 号）；

(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）；

(7) 《关于进一步加强危险废物环境治理严密防控环境风险的指导意见》（环固体〔2025〕10 号）

(8) 《关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知》（环发〔2012〕98 号）；

(9) 《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令〔2018〕第 4 号）；

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

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

(12) 《2020 年挥发性有机物治理攻坚方案》（环大气〔2020〕33 号，2020.06.24）；

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

(14) 《排污许可管理办法》（环境部令〔2024〕32 号）；

(15) 《湿地保护管理规定》（2013 年 3 月 28 日国家林业局令第 32 号公布，2017 年 12 月 5 日国家林业局令第 48 号修改）；

(16) 《沙化土地封禁保护修复制度方案》（林涵沙字〔2016〕167 号）；

(17) 《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》（黑防沙发〔2020〕3 号）；

(18) 《关于印发《土壤污染源头防控行动计划》的通知》（环土壤〔2024〕80 号）；

(19) 《黑龙江省主体功能区规划》（黑政发〔2012〕29 号）；

- (20) 《黑龙江省生态功能区划》（黑政函〔2006〕75号）；
- (21) 《黑龙江省“十四五”黑土地保护规划》（黑政办规〔2021〕48号）；
- (22) 《黑龙江省“十四五”生态环境保护规划》（黑政规〔2021〕18号）；
- (23) 《黑龙江省黑土地保护工程实施方案（2021-2025年）》（黑政办规〔2021〕40号）；
- (24) 《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）；
- (25) 《黑龙江省生态环境分区管控动态更新成果（2023年版）》；
- (26) 《黑龙江省人民政府关于印发黑龙江省“十四五”土壤地下水和农村生态环境保护规划的通知》（黑政规〔2021〕19号）；
- (27) 《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）；
- (28) 《大庆市生态环境准入清单（2023年版）》；
- (29) 《大庆市国土空间总体规划（2021-2035年）》（庆政发〔2024〕19号）；
- (30) 《肇州县国土空间总体规划（2021-2035年）》（州政发〔2024〕21号）；
- (31) 《肇源县国土空间总体规划（2021-2035年）》（源政发〔2024〕15号）；
- (32) 《大庆市水土保持规划》（2015~2030年）；
- (33) 《肇州县水土保持规划》（2020~2030年）；
- (34) 《肇源县水土保持规划》（2019~2030年）；
- (35) 《大庆油气田地面工程“十四五”规划》；
- (36) 《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018）。

2.3.3 技术依据

- (1) 《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）；
- (2) 《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）；
- (3) 《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）；
- (4) 《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）；
- (5) 《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）；
- (6) 《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）；
- (7) 《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）；
- (8) 《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）；
- (9) 《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）；

- (10) 《排污许可证申请与核发技术规范 总则》（HJ942-2018）；
- (11) 《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）；
- (12) 《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）；
- (13) 《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南（试行）》（HJ1209-2021）；
- (14) 《地下水环境监测技术规范》（HJ164-2020）；
- (15) 《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环保部公告〔2017〕43号）；
- (16) 《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（环境部公告〔2021〕74号）；
- (17) 《污染源源强核算技术指南 准则》（HJ884-2018）。
- (18) 《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》；
- (19) 《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）；
- (20) 《油田注水工程施工技术规范》（SY/T4122-2020）；
- (21) 《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）；
- (22) 《陆上石油天然气生产环境保护推荐作法》（SY/T6628-2005）；
- (23) 《矿山生态修复技术规范 第7部分：油气矿山》（TD/T1070.7-2022）；
- (24) 《石油天然气项目土地复垦与生态修复技术规范》（GB/T43936-2024）；
- (25) 《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）；
- (26) 《危险废物鉴别技术规范》（HJ298-2019）；
- (27) 《生产建设项目水土流失防治标准》（GB/T50434-2018）；
- (28) 《固体废物分类与代码目录》（环境部公告〔2024〕4号）；
- (29) 《地下水型饮用水水源补给区划定技术指南（试行）》（环办便函〔2022〕335号）；
- (30) 《陆上石油天然气开采含油污泥资源化综合利用及污染控制技术要求》（SY/T7301-2016）；

2.3.4 其它相关依据及支持性文件

- (1) 《朝阳沟油田朝45等井区零散更新井区块钻井工程设计》；
- (2) 《朝阳沟油田朝45等井区零散更新井区块钻井地质设计》
- (3)《朝阳沟油田朝45等井区零散更新井扶余油层2026年产能建设地面工程方案》；
- (4) 《朝阳沟油田朝45等井区零散更新井产能建设工程开发方案》；

(5) 《朝阳沟油田朝 45 等井区零散更新井扶余油层 2026 年产能建设工程项目企业投资项目备案承诺书》；

(6) 《朝阳沟油田朝 45 等井区零散更新井扶余油层 2026 年产能建设工程项目监测报告》（报告编号：中检(BH)字 2025 第 09-007 号，大庆中环评价检测有限公司，2025 年 09 月 24 日）。

2.4 评价时段

施工期、运营期和退役期。

2.5 环境影响识别与评价因子筛选

2.5.1 评价时段

施工期、运营期和退役期。

2.5.2 环境影响因素识别

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

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

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

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

根据工程实际情况，结合工程区域的自然环境特征，采用矩阵法对工程建设期间和运营期产生的影响进行识别，具体见表 2.5-1。

表 2.5-1 环境影响因素矩阵识别表

影响 因素	施工期						
	工程占地		废气	废水	固体废物	噪声	风险
	钻 井 场 地 临 时	集 输 管 线 临 时	施工扬尘、 车辆尾气、 柴 油 机 废	钻 井 废 水、试压 废水、生	废钻井液、钻井岩屑 、废射孔液、一般废 包装袋、非含油废防	施工车辆、 钻机、柴油 发电机、钻	井喷、井漏、 套管连接不及 时泥浆泄漏、

环境因素	占地	占地	气、焊接烟尘	活污水	渗布、施工废料、废旧管线、生活垃圾	井设备等施工机械噪声	泥浆循环罐区泄漏、柴油罐泄漏
环境空气	/	/	-S	/	/	/	-S
地表水	/	/	/	-S	/	/	-SA
地下水	/	/	/	-S	/	/	-SA
声环境	/	/	/	/	/	-S	/
土壤	-S	-S	/	-S	-S	/	-S
生态	-S	-S	/	/	-S	-S	-S
注：-：不利影响 +：有利影响 L：长期影响 S：短期影响 A：显著影响 /：表示此项环境因子不存在或与工程活动无关							

续表 2.5-1 环境影响因素矩阵识别表

环境因素	永久占地	运营期				
		废气	废水	固体废物	噪声	风险
		加热炉烟气、无组织挥发的烃类、温室气体	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、修井机等	输油管线、场站泄漏、火灾及爆炸，井漏、套损和井喷、火灾、爆炸
环境空气	/	-L	/	-S	/	-SA
地表水	/	/	-S	/	/	-SA
地下水	/	/	-S	-S	/	-SA
声环境	/	/	/	/	-L	/
土壤	-S	/	-S	-S	/	-SA
生态	-S	/	/	-S	/	-SA
注：-：不利影响 +：有利影响 L：长期影响 S：短期影响 A：显著影响 /：表示此项环境因子不存在或与工程活动无关						

续表 2.5-1 环境影响因素矩阵识别表

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

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

2.5.3 评价因子筛选

经过对油田产生污染物排放特点及油田周围环境情况进行分析后，确定本工程评价因子详见表 2.5-2~表 2.5-5。

表 2.5-2 污染影响评价因子表

序号	评价内容	评价因子名称
现状调查因子	1 空气	NO ₂ 、SO ₂ 、O ₃ 、CO、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、非甲烷总烃、TSP
	2 地表水	pH 值、悬浮物、COD、BOD ₅ 、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅、溶解氧、水温
	3 地下水	K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、Cl ⁻ 、SO ₄ ²⁻ 、pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、六价铬、总硬度、铅、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、总大肠菌群、菌落总数、石油类、硫化物、钡
	4 包气带	pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油类、挥发酚
	5 噪声	等效连续 A 声级
	6 土壤	建设用地：pH、Cd、Hg、As、Pb、Cr（六价）、Cu、Ni、苯、甲苯、乙苯、氯苯、苯乙烯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、氯乙烯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、硝基苯、苯胺、2-氯酚、蒽、萘、苯并（a）蒽、苯并（b）蒽、苯并（k）蒽、苯并（a）芘、茚并（1,2,3-cd）芘、二苯并（a,h）蒽、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、石油类、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、水溶性盐总量
		农用地：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、石油类、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、水溶性盐总量
影响预	7 生态	物种分布范围、生物群落结构和组成、生态系统中植被覆盖率等、水土流失、防沙治沙等；土壤类型、特征、组成和分布，土地利用状况、土壤状况等
	1 大气	非甲烷总烃、TSP、PM ₁₀ 、SO ₂ 、NO _x
	2 地下水	COD、石油类
	3 噪声	昼间连续等效 A 声级、夜间连续等效 A 声级

测 因 子	4	土壤	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)
	5	环境风险	危险物质泄漏: 柴油、石油、天然气 火灾、爆炸: 一氧化碳
	6	生态	土地利用、植被、野生动物

表 2.5-3 建设项目环境影响评价因子一览表

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

			总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅				
油气处理工程	运营期	SO ₂ 、NO _x 、非甲烷总烃	pH 值、悬浮物、COD、BOD ₅ 、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅	pH 值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等	pH 值、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等	土壤肥力、生物多样性、生态系统完整性	昼间等效声级（L _d ）、夜间等效声级（L _n ）

表 2.5-4 施工期生态影响评价因子筛选表

受影响对象	评价因子	工程内容及影响方式	影响性质	影响程度
物种	分布范围、种群数量、种群结构、行为	井场、道路等永久占地产生的直接影响	长期、不可逆	中
		井场、管线施工临时占地产生的直接影响	短期、可逆	弱
生境	生境面积、质量、连通性	井场、道路等永久占地产生的直接影响	长期、不可逆	中
		井场、管线施工临时占地产生的直接影响	短期、可逆	弱
生物群落	物种组成、群落结构	井场、道路等永久占地产生的直接影响	长期、不可逆	中
		井场、管线施工临时占地产生的直接影响	短期、可逆	弱
生态系统	植被覆盖度、生产力、生物量、生态系统功能	井场、道路等永久占地产生的直接影响	长期、不可逆	中
		井场、管线施工临时占地产生的直接影响	短期、可逆	弱
生物多样性	物种丰富度、均匀度、优势度	井场、道路等永久占地产生的直接影响	长期、不可逆	中
		井场、管线施工临时占地产生的直接影响	短期、可逆	弱

表 2.5-5 运营期生态影响评价因子筛选表

受影响对象	评价因子	工程内容及影响方式	影响性质	影响程度
物种	分布范围、种群数量、种群结构、行为	井下作业产生的直接生态影响	短期、可逆	弱
		套管破损、管道泄漏产生的直接生态影响	短期、不可逆	弱
生境	生境面积、质量、连通性	井下作业产生的直接生态影响	短期、可逆	弱
		套管破损、管道泄漏产生的直接生态影响	短期、不可逆	弱
生物群落	物种组成、群落结构	井下作业产生的直接生态影响	短期、可逆	弱
		套管破损、管道泄漏产生的直接生态影响	短期、不可逆	弱
生态系统	植被覆盖度、生产力、生物量、	井下作业产生的直接生态影响	短期、可逆	弱
		套管破损、管道泄漏产生的直接生态影响	短期、不可逆	弱

	生态系统功能	响		
生物多样性	物种丰富度、均匀度、优势度	井下作业产生的直接生态影响	短期、可逆	弱
		套管破损、管道泄漏产生的直接生态影响	短期、不可逆	弱

2.6 评价标准

2.6.1 环境质量标准及环境功能区划

2.6.1.1 环境空气质量标准

根据《大庆市人民政府关于印发大庆市声环境功能区划分、大庆市环境空气质量功能区划分、大庆市地表水环境功能区划分的通知》（庆政发[2019]11号），评价区域未划分环境空气质量功能区，本项目所在区域内无自然保护区、风景名胜区和其它需要特殊保护的地区，项目所在区域主要为居住区、商业交通居民混合区、文化区、一般工业区和农村地区，因此本项目所在地环境空气属于二类功能区，其环境空气质量执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单中的二级标准，具体见表 2.6-1。

表 2.6-1 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	NO _x
单位		μg/m ³	μg/m ³	μg/m ³	μg/m ³	μg/m ³	mg/m ³	μg/m ³	μg/m ³
(GB3095-2012) 中二级浓度限值	年平均	200	70	35	60	40	-	-	50
	24 小时平均	300	150	75	150	80	4	-	100
	8 小时平均	-	-	-	-	-	-	160	-
	1 小时平均	-	-	-	500	200	10	200	250

环境空气中非甲烷总烃允许浓度参考执行《大气污染物综合排放标准详解》中非甲烷总烃浓度限值，具体见表 2.6-2。

表 2.6-2 评价区域内其他污染物的浓度限值 单位：mg/m³

标准	污染物名称	1h 平均浓度参考限值
《大气污染物综合排放标准详解》	非甲烷总烃	2.0

2.6.1.2 地表水环境质量标准

项目区域附近地表水体为永强水库、牛毛沟、无名泡，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），永强水库、牛毛沟、无名泡未划分水环境功能区，无执行标准，本项目仅对环境质量现状进行监测。

2.6.1.3 地下水质量标准

根据调查，评价区域地下水使用功能为农业灌溉用水、牲畜用水及村民饮用水，地下水质量执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准，石油类参考执行《地

表水环境质量标准》（GB3838-2002）表 1 中的 II 类标准限值要求，具体见表 2.6-3。

表 2.6-3 地下水质量标准

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

2.6.1.4 声环境

根据《大庆市人民政府关于印发大庆市声环境功能区划分、大庆市环境空气质量功能区划分、大庆市地表水环境功能区划分的通知》（庆政发[2019]11 号），无关于本项目区域的声环境功能区划分，本项目位于居住、工业混杂区域，根据《声环境质量标准》（GB3096-2008），项目所在区域为 2 类声环境功能区，声环境执行《声环境质量标准》

(GB3096-2008)中2类区标准。项目周边村屯等居住区为1类声环境功能区，声环境执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)中1类区标准，具体见表2.6-4。

表 2.6-4 声环境质量标准 单位：dB (A)

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

2.6.1.5 土壤环境

本项目永久占地内土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第二类用地筛选值，永久占地外居民区内土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中第一类用地筛选值，具体见表2.6-5。

表 2.6-5 土壤环境执行标准 单位：mg/kg

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

24	1,2,3-三氯丙烷	0.05	0.5	
25	氯乙烯	0.12	0.43	
26	苯	1	4	
27	氯苯	68	270	
28	1,2-二氯苯	560	560	
29	1,4-二氯苯	5.6	20	
30	乙苯	7.2	28	
31	苯乙烯	1290	1290	
32	甲苯	1200	1200	
33	间二甲苯+对二甲苯	163	570	
34	邻二甲苯	222	640	
35	硝基苯	34	76	
36	苯胺	92	260	
37	2-氯酚	250	2256	
38	苯并[a]蒽	5.5	15	
39	苯并[a]芘	0.55	1.5	
40	苯并[b]荧蒽	5.5	15	
41	苯并[k]荧蒽	55	151	
42	蒽	490	1293	
43	二苯并[a,h]蒽	0.55	1.5	
44	茚并[1,2,3-cd]芘	5.5	15	
45	萘	25	70	
46	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	826	4500	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018) 其他项目

本项目周边农用地执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表1基本项目筛选值标准,稻田地执行水田标准,旱地和草地执行其他标准。具体标准详见表2.6-6。

表 2.6-6 农用地土壤环境执行标准 单位: mg/kg

序号	污染物项目		筛选值
			pH>7.5
1	镉	水田	0.8
		其它	0.6
2	汞	水田	1.0
		其它	3.4
3	砷	水田	20
		其它	25
4	铅	水田	240
		其它	170

5	铬	水田	350
		其它	250
6	铜	其它	100
7	镍		190
8	锌		300

2.6.2 污染物排放标准

2.6.2.1 废气

(1) 项目施工期扬尘(颗粒物)执行《大气污染物综合排放标准》(GB 16297-1996)表 2 中无组织排放监控浓度限值, 见表 2.6-7。

表 2.6-7 大气污染物综合排放标准 单位: mg/m³

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

(2) 施工期柴油发电机燃烧废气排放标准执行《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法》(中国第三、四阶段)(GB20891-2014)及 2020 修改单中第三阶段标准限值及《非道路移动柴油机械排气烟度限值及测量方法》(GB 36886-2018)表 1 中 II 类限值要求, 具体见表 2.6-8、表 2.6-9。

表 2.6-8 非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值

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

表 2.6-9 排气烟度限值

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

(3) 运营期井场及依托场站排放的 VOCs (以非甲烷总烃计) 执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 5.9 中规定要求, 见表 2.6-10。

表 2.6-10 陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准

标准	规定要求
《陆上石油天然气开采工业大气污	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、

染物排放标准》（GB39728-2020）	储油库边界非甲烷总烃浓度不应超过 4.0 mg/m ³ 。

（4）依托场站排放的 VOCs（以非甲烷总烃计）厂区内执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求，见表 2.6-11。

表 2.6-11 场站内非甲烷总烃排放浓度限值 单位：mg/m³

污染物项目	排放限值	限值含义	无组织排放监控位置
非甲烷总烃	10	监控点处 1 h 平均浓度值	在厂房外设置 监控点
	30	监控点处任意一次浓度值	

（5）本项目不在重点地区，运营期依托场站内加热炉执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 中新建燃气锅炉标准限值，具体见表 2.6-12。

表 2.6-12 新建锅炉大气污染物排放浓度限值 单位：mg/m³

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

2.6.2.2 废水

（1）本项目钻井废水、废钻井液、钻井岩屑依托黑龙江省大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司处理，处理后的压滤水由罐车拉运至朝一联含油污水处理站处理达标后回注油层。压裂返排液由罐车拉运至朝一联压裂返排液无害化处理站处理，处置后污水管输进入朝一联含油污水处理站处理达标后回注油层。施工期试压废水、运营期油田采出水、作业污水、洗井污水均进入朝一联含油污水处理站、朝二联含油污水处理站处理达标后回注油层。

朝一联含油污水处理站、朝二联含油污水处理站出水指标为含油量≤5mg/L、悬浮固体含量≤1mg/L、悬浮物颗粒直径中值≤1μm。回注污水需同时满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求。《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）标准限值见表 2.6-13，《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 2.6-14。

施工期生活污水最终进入第十采油厂生活污水处理站处理，处理后污水水质达到《城镇污水处理站污染物排放标准》（GB18918-2002）中的一级 A 类标准后排入牛毛沟，具体见表 2.6-16。

表 2.6-13 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 2.6-14 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

表 2.6-16 城镇污水处理站污染物排放标准

项 目	最高允许排放浓度 (mg/L)	
	一级 A	
pH	6-9	
COD	50	
BOD ₅	10	
悬浮物 (SS)	10	
氨氮	5 (8)	

2.6.2.3 噪声

项目施工期噪声排放执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011), 见表 2.6-15。

表 2.6-15 建筑施工场界环境噪声排放标准 单位: dB (A)

主要噪声源	噪声限值	
	昼间	夜间
建筑施工	70	55

运营期新建井场噪声执行《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 2.6-16。

表 2.6-16 工业企业厂界环境噪声排放标准 单位: dB (A)

昼 间	夜 间
60	50

2.6.2.4 固体废物

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

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

2.7 评价等级及评价范围

2.7.1 环境空气

2.7.1.1 评价等级

本项目采用《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)推荐的 AERSCREEN 估算模型对污染源进行估算并确定评价等级与范围。 本项目属于陆地天然气开采工程。根据项目工程分析和环境要素分析可知,项目施工期废气主要为施工扬尘、管线焊接烟尘,由于施工期较短暂,不考虑其评价等级,本项目评价等级判断主要以运营期为主。运营期大气污染源 主要为天然气加热炉产生的燃烧烟气(SO₂、NO_x、颗粒物)、天然气开采及集输过程中无组织排放的烃类气体(以 NMHC 计)。 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, 并按照评价工作分级判据进行分级。 根据调查,本项目所在地附近为农村地区,不属于城市;根据 4.1.1 章节 气候气象调查,项目所在地区最高气温为 36.2℃,最低气温为-36℃;项目所在区域年相对湿度为 66%,属于中等湿润气候;本项目主要占地类型及项目 3km 范围内主要土地利用类型为农用地。本项目估算模型参数一览表见表 2.5 2。

表 2.7-3 估算模型参数一览表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数(城市选项时)	/
最高环境温度/℃		38.9
最低环境温度/℃		-36.2
土地利用类型		农田
区域湿度条件		中等湿度
是否考虑地形	考虑地形	是
	地形数据分辨率 / m	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, $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

大气点源及面源参数见表 2.5-3~2.5-4。

表 2.7-1 面源参数调查清单

污染源名称	面源起点坐标		海拔高度 /m	与正北方向夹角/°	面源长度 /m	面源宽度 /m	面源有效排放高度 /m	年排放小时数 /h	排放工况	污染物排放速率 (kg/h)
	经度	纬度								NMHC
徐深 6-405				0	40	30	2	8760	正常排放	
徐深 6-409				0	40	30	2			
徐深 6-斜 407				0	40	30	2			
徐深 6-斜 408					40	30	2			
徐深 6-斜 411					40	30	2			

本项目根据估算模式预测，本项目最大地面浓度占标率计算结果见表 2.5 5。

污染源	预测因子	评价标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	最大地面空气质量浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	最大浓度占标率 (%)	D10% (m)
徐深 6-405	NMHC	2000			
徐深 6-409	NMHC	2000			
徐深 6-斜 407	NMHC	2000			
徐深 6-斜 408	NMHC	2000			
徐深 6-斜 411	NMHC	2000			

根据以上分析，本项目面源参数调查清单见表 2.7-1。

《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2.7-6。

表 2.7-6 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	$P_{\max} < 1\%$

从上表可知，本工程排放的主要污染物非甲烷总烃、SO₂、NO_x、颗粒物（PM₁₀）最大地面空气质量浓度占标率分别为 0.47%、0.42%、6.8%、0.24%，则 P_{max} 为 6.8%。根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2 2018），1%≤P_{max}<10%，确定本项目大气评价等级为二级。本项目大气评价范围以井场、站场为中心，边长为 5km 的矩形区域。

2.7.1.2 评价范围

本项目大气评价等级为二级,根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018),本项目大气评价范围为拟建井场为中心边长 5km 的矩形区域的包络范围,评价范围总面积约 381.04km²。

2.7.2 地表水

2.7.2.1 评价等级

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

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

直接排放建设项目评价等级分为一级、二级和三级 A,根据废水排放量、水污染物污染当量数确定;间接排放建设项目评价等级为三级 B。

地表水环境评价等级判据见表 2.7-7。

表 2.7-7 地表水环境影响评价分级判据

评价等级	判定依据	
	排放方式	废水排放量Q/(m ³ /d);水污染物当量数W/(无量纲)
一级	直接排放	$Q \geq 20000$ 或 $W \geq 600000$
二级	直接排放	其他
三级A	直接排放	$Q < 200$ 且 $W < 6000$
三级B	间接排放	—

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

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

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

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

注 5: 直接排放受纳水体影响范围涉及饮用水水源保护区、饮用水取水口、重点保护与珍稀水生生物的栖息地、重要水生生物的自然产卵场等保护目标时, 评价等级不低于二级。

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

注 7: 建设项目利用海水作为调节温度介质, 排水量 ≥ 500 万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：仅涉及清浄下水排放的，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。

根据工程分析，施工期生活污水依托周边场站（徐深 601 集气站、徐深 603 集气站）现有防渗化粪池，定期由罐车拉运至肇州县污水处理厂处理后达标排放。管线试压废水拉运至升一联气田污水预处理站处理，满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”后回注地下，回注到现役油气藏层位。运营期产生的气田采出水暂存于集气站污水储罐临时储存，再定期通过外输泵升压外输至气田采出水集输管网，并统一管输至升一联气田污水预处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ 0639-2015）限值“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”后回注地下。

运营期废水主要为光伏组件清洗废水，直接浇洒电池板阵列间的井场地面，不外排。综上所述，本项目废水均不排入外环境，根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）：“建设项目生产工艺中有废水产生，但作为回水利用，不排放到外环境的，按三级 B 评价”，因此，本项目地表水评价等级为三级 B。

2.7.2.2 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）中关于地表水评价等级为三级 B 的评价范围要求，涉及地表水环境风险的，其评价范围应覆盖环境风险影响范围所涉及的地表水环境保护目标水域，因此地表水评价范围为拟建井场为中心边长 5km 的矩形区域的包络范围及管线、道路沿线两侧外扩 200m 范围的地表水体，该范围内地表水体主要为新民排水干渠。

2.7.3 地下水

2.7.3.1 评价等级

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中要求，评价工作等级的划分应依据建设项目行业分类和地下水环境敏感程度分级进行判定，同时满足《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）中关于评价等级的相关要求。

（1）地下水环境影响评价行业分类

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附录 A，本项目井场、站场工程属于附录 A 中“38、天然天然气、页岩气开采（含净化）”，属于报告书类别 II

类项目，输气管线属于“41 石油、天然气、成品油管线（不含城市天然气管线）”，属于 III 类项目，详见表 2.5-8。按照《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）中“常规天然气和页岩气、致密气等非常规天然气开采井场、站场（含净化厂）等工程，油类和废水等输送管道，按照II类建设项目开展地下水环境影响评价。天然气管道按照 III 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 2.7-8。

表 2.7-8 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。

本工程位于肇州县榆树乡境内，根据现场调查及资料收集，周边村屯主要有白家窝棚、西长发屯、姜家洼子屯、新兴村、郑家馆子屯、卧龙泉屯等，周围村屯的饮用水供水类型主要是分散式饮用水源井，无集中式饮用水水源地（集中式饮用水水源地 判断依据为《黑龙江省人民政府关于调整撤销新建哈尔滨等 11 个地市 384 个集中式饮用水水源保护区》（黑政函〔2019〕118 号）和《黑龙江省人民政府 关于调整撤销新建哈尔滨市等市（地）197 个集中式饮用水水源保护区》（黑 政函〔2020〕97 号））。根据环办〔2010〕132 号《关于进一步加强分散式饮用水水源地环境保护 工作的通知》要求和附件《分散式饮用水水源地环境保护指南（试行）》中规定：分散式饮用水水源地地下水水源保护范围为取水口周围 30-50m 范围，分散式饮用水水源地是指供水小于一定规模（供水人口一般在 1000 人以下）的现用、备用和规划饮用水源地。根据供水方式可分为联村、联片、单村、联户 或单户等形式（以下简称为“饮用水水源地”或“水源地”）；地下水水源保护范围为取水口周边 30-50m 范围。

经现场调查，本项目气井下游距离最近的分散式水源地为牛章屯分散式水 源井（125.223572，46.078908），见图 2.5-1，位于徐深 6-斜 402 井场西南侧 940m，该分

散式水源井未划定保护区。地下水环境评价范围内村屯部分村民 家中存在集中供水前的自打水井，开采层位为潜水含水层和承压水含水层，水 井目前使用功能为灌溉和畜牧用水。

4	肇州县榆树乡	肇州县榆树乡集中式饮用水水源保护区	乡镇	地下水	5097794.484	42442217.15	分别以4口水源井为圆心，30米为半径的圆所围区域，每口井一级保护区的面积均为2826平方米，保护区总面积11304平方米。	不设二级保护区	不设准保护区
					5097550.874	42441927.2			
					5097295.05	42441955.31			
					5097040.564	42441983.13			

根据《地下水型饮用水水源补给区划定技术指南（试行）》（环办便函〔2022〕335号）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 2.7-9。

表 2.7-9 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

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；根据本项目区域水文地质资料，参照《环境 影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附录 B 水文地 质参数经验值表，项目区域潜水含水层

其岩性主要是粉细砂，考虑最不利情况，因此潜水含水层渗透系数取 5m/d；明水组承压含水层其岩性主要是中粗砂岩或含砾砂岩，考虑最不利情况，因此渗透系数取 25m/d；

I—水力坡度，无量纲；，潜水含水层水力坡度由潜水等水位线图计算约为 0.002；承压水含水层水力坡度由承压水等水位线图计算约为 0.0007；

T—质点迁移天数；

n_e —有效孔隙度，无量纲。，潜水含水层其岩性主要是粉细砂，潜水含水层有效孔隙度取 0.26；承压水含水层其岩性主要是中粗砂岩或含砾砂岩，承压含水层有效孔隙度取 0.31。

根据区域水文地质资料，本项目所在区域潜水为第四系砂砾石孔隙潜水含水层，岩性为冲积和湖相沉积的细粉砂层，渗透系数 0.6~3.2m/d，考虑最不利情况取最大值， $K_{\text{潜水}}=3.2\text{m/d}$ ， $n_{e\text{潜水}}=0.3$ ，根据区域潜水等水位线与距离确定 $I_{\text{潜水}}=0.00075$ 。本项目所在区域承压水为大安组承压含水层，岩性主要是含砾粉细砂岩和含砾中砂岩，渗透系数 8~15m/d，考虑最不利情况取最大值， $K_{\text{承压水}}=15\text{m/d}$ ， $n_{e\text{承压水}}=0.3$ ，根据区域承压水等水位线与距离确定 $I_{\text{承压水}}=0.00028$ 。

经上述公式计算得出：

①朝阳沟镇集中式饮用水源、薄荷台乡台前村集中式饮用水水源井（中小型，承压水，仅划定一级保护区）

一级保护区 L_1 为分别以取水井为中心，31.5m 为半径的圆形区域；

补给区 L_2 为以一级保护区边界外扩 $L_2=2\times 15\times 0.00028\times (15\times 365+1000)/0.3=181.3\text{m}$ 的区域；

不敏感区 $L_3=L_1+L_2=31.5+181.3=212.8\text{m}$ 以外的区域。

②其它饮用水源井（中小型，承压水，未划定保护区）

补给区 L 为以水源井为基准外扩 $L=2\times 15\times 0.00028\times (15\times 365+1100)/0.3=184.1\text{m}$ 的区域；

不敏感区为 184.1m 以外的区域。

③分散式饮用水源井（中小型，潜水，未划定保护区）

补给区 L 为以水源井为基准外扩 $L=2\times 3.2\times 0.00075\times (15\times 365+1100)/0.3=105.2\text{m}$ 的区域；

不敏感区为 105.2m 以外的区域。

根据现场调查，朝阳沟镇集中式饮用水源距离本项目朝 81-更 67 井场最近，位于朝 81-更 67 井场东北侧 1.5km 处。薄荷台乡台前村集中式饮用水水源井距离本项目翻 164-更

90 井场最近，位于翻 164-更 90 西南侧 1.1km 处，距离本项目最近的分散式饮用水源井为朱乃峰屯饮用水井，位于本项目朝 75-更 155 东南侧 1.43km 处。项目区域饮用水源井均不在本项目地下水敏感区及较敏感区内，且调查区域内潜水井均不饮用，因此评价区域地下水环境属于“不敏感”区域。

(3) 评价等级判别

本项目拟建井场及管线均位于同一区域内，因此按同一场地确定评价等级，建设项目地下水环境影响评价工作等级划分见表 2.7-10。

表 2.7-10 评价工作等级表

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

①井场

根据以上分析，本项目拟建井场项目类别为 I 类，环境敏感程度为不敏感，同时根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）要求，新建回注井（含开采井转回注井）的场地，地下水评价等级不低于二级，因此本项目井场地下水环境影响评价工作等级为“二级”。

②集输管线

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）要求：集输管道按照主要站场位置（输油站、联合站、集气站、泵站和截断阀室等）分段判定评价等级，并按相应等级开展评价工作。根据以上分析，本项目各段集油管线、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不敏感，因此各段集输管线（集油管线、注水管线）地下水环境影响评价工作等级均为“三级”。

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

2.7.3.2 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）要求：井场、站场等工程评价范围应包括与建设项目相关的地下水保护目标，结合水文地质条件情况，依据 HJ 610 的规定，采用公式计算法、查表法或自定义法等确定。回注井调查评价范围应根据回注层位所在区域地层构造发育情况确定，包括回注空间及回注水可能影响的范围。油类和废水等输送管道以工程边界两侧各向外延伸 200 米作为调查评价范

围，管道穿越饮用水水源准保护区时，调查范围应至少包含水源保护区。

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

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

式中：L——下游迁移距离，m；

a——变化系数， $a \geq 1$ ，一般取 2，取 2；

K——渗透系数；

I——水力坡度，无量纲；

T——质点迁移天数，取值不小于 5000d；

n_e ——有效孔隙度，无量纲。

根据区域水文地质资料，本项目所在区域潜水为第四系砂砾石孔隙潜水含水层，岩性为冲积和湖相沉积的细粉砂层，渗透系数 0.6~3.2m/d，考虑最不利情况取最大值， $K_{\text{潜水}}=3.2\text{m/d}$ ， $n_{e\text{潜水}}=0.3$ ，根据区域潜水等水位线与距离确定 $I_{\text{潜水}}=0.00075$ 。本项目所在区域承压水为大安组承压含水层，岩性主要是含砾粉细砂岩和含砾中砂岩，渗透系数 8~15m/d，考虑最不利情况取最大值， $K_{\text{承压水}}=15\text{m/d}$ ， $n_{e\text{承压水}}=0.3$ ，根据区域承压水等水位线与距离确定 $I_{\text{承压水}}=0.00028$ 。

由此计算本项目区域承压水层下游迁移距离为 $L_{\text{承压水}}=2 \times 15 \times 0.00028 \times 5000 / 0.3 = 140\text{m}$ ；区域潜水层下游迁移距离为 $L_{\text{潜水}}=2 \times 3.2 \times 0.00075 \times 5000 / 0.3 = 80\text{m}$ 。

以最大迁移距离考虑评价范围，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本项目井场地下水调查评价范围应为下游不小于 140m、两侧及上游不小于 70m 的区域，并包含拟建管线工程边界两侧各向外延伸 200m 的范围。

结合地下水影响预测分析，本项目油井或油井管线地下水影响最远距离为项目下游 385m，注水井地下水影响最远距离为井场下游 189m。

根据公式计算法的计算结果，同时综合考虑回注空间及回注水可能影响的范围、井场区域地下水影响最远距离、地下水监测布点情况，结合该区域地下水流向，最终确定本项目地下水评价范围为项目拟建区域地下水流向上游及两侧外扩 193m、下游外扩 385m 并包括水质现状监测点的东北→西南走向的合围区域，共计约 246.17km²。

2.7.4 声环境

2.7.4.1 评价等级

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）中规定的声环境影响评价工

作等级划分原则：建设项目所处的声环境功能区为 GB3096 规定的 1 类、2 类地区，或建设项目建设前后评价范围内声环境保护目标噪声级增高量达 3dB(A)~5dB(A)，或受噪声影响人口数量增加较多时，评价等级为二级评价。

根据《声环境质量标准》（GB3096-2008），项目周边区域为 2 类声环境功能区。本工程主要噪声源分为施工期机械、车辆产生的噪声，施工期短；本项目运营期主要噪声源为徐深 1-101 集气站站内设备运行产生的噪声，输气管线均埋地敷设，项目周边 200m 范围内无声环境敏感点，周围居民受影响人口数量增加不多，敏感目标噪声级增高量在 5dB(A)以下，因此，声环境评价等级为二级。

2.7.4.2 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 200 m 处可以满足《声环境质量标准》（GB 3096-2008）中的二级标准，因此，本项目声环境影响评价范围为拟建井场边界外延至 200m 及管线、道路中心线两侧各 200m 范围内的声环境。

2.7.5 生态环境

2.7.5.1 评价等级

本项目新增永久占地 5.761hm²，新增临时占地 32.376hm²，新增总占地面积 38.137hm²（0.38137km²），占地面积小于 20km²，本项目占地类型为耕地（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、公益林等生态保护目标。

本工程生态环境影响评价工作等级判定见表 2.7-11。

表 2.7-11 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	涉及。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；

	等生态保护目标的建设项目；③当工程占地规模大于20km ² 时（包括永久和临时占用陆域和水域）。	土壤范围内无天然林、公益林、湿地等生态保护目标，项目占地 0.38137km ² ，小于20km ² 。
三级	以上之外的	/
说明	①改扩建项目的占地范围以新增占地（包括陆域和水域）确定；②当评价等级判定同时符合上述多种情况时，应采用其中最高的评价等级；③建设项目涉及经论证对保护生物多样性具有重要意义的区域时，可适当上调评价等级。④建设项目同时涉及陆生、水生生态影响时，可针对陆生生态、水生生态分别判定评价等级。⑤在矿山开采可能导致矿区土地利用类型明显改变，或拦河闸坝建设可能明显改变水文情势等情况下，评价等级应上调一级。⑥线性工程可分段确定评价等级。线性工程地下穿越或地表跨越生态敏感区，在生态敏感区范围内无永久、临时占地时，评价等级可下调一级。⑦涉海工程评价等级判定参照 GB/T 19485。	不涉及
简单分析	符合生态环境分区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

2.7.5.2 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）要求，本项目评价范围为拟建井场边界外扩 50m 范围及管线、道路沿线两侧外扩 300m 区域的生态环境，评价范围总面积 1710.59hm²。

2.7.6 土壤环境

2.7.6.1 评价等级

（1）土壤环境影响评价项目类别

根据 2025 年 11 月 27 日对项目区域土壤监测结果，区域土壤 pH 值在 7.73~8.11 之间，土壤含盐量在 0.5~0.9g/kg 之间，对照《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中附录 D，本项目区域属于非土壤盐化、酸化和碱化地区，本项目按照土壤污染影响型开展土壤评价。

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）要求，建设项目按照站场和内部集输管道分别判断行业分类。本项目涉及新建采气井场、采气管道，常规石油开采井场按照 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 2.7-12。

表 2.7-12 污染影响型敏感程度分级表

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

本项目拟建井场及管线占地类型均为耕地，由此判定，本项目土壤环境敏感程度分级为“敏感”。

（3）土壤环境影响评价等级

本项目拟建井场及管线均位于同一区块内，因此按同一场地确定评价等级，污染影响型评价工作等级划分依据见表 2.7-13。

表 2.7-13 污染影响型评价工作等级划分表

敏感程度 \ 占地规模 评价等级	I类			II类			III类		
	大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感	一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级
较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-
不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-	-

注：“-”表示可不开展土壤环境影响评价工作

①井场及场站

本项目新增永久占地 5.761hm²，占地面积属于“小型”规模，敏感程度为“敏感”，项目类别为“I类”，因此井场土壤评价工作等级为“一级”。

②集输管线

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）要求：集输管道按照主要站场位置（输油站、联合站、集气站、泵站和截断阀室等）分段判定评价等级，并按相应等级开展评价工作。本项目各段集输管线（集油管线、注水管线）项目类别为“II类”，各管线周边均存在耕地，环境敏感程度均为“敏感”，新建管线不新增永久占地，集输管线占地规模小于 5hm²，因此各段集输管线（集油管线、注水管线）土壤环境影响评价工作等级为“二级”。

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

级分别开展评价工作。

2.7.6.2 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中“表 5 现状调查范围”，确定本项目土壤环境评价范围为拟建井场边界外扩 1km 及管线工程边界两侧向外延伸 0.2 km 的土壤环境。

2.7.7 环境风险

2.7.7.1 评价等级

（1）风险潜势初判

本项目施工期主要将井场柴油罐划分为危险单元。本项目新钻的 46 口油水井分布在共 39 座钻井井场，每座钻井井场施工期设置柴油罐 1 座（单座有效容积 30m³），柴油密度为 0.835t/m³，因此施工期井场柴油最大总储量为 25.05t。

运营期主要将集输管道及井场化为危险单元，涉及的物质主要为原油和石油气（天然气），由于运行阶段油井采出液由截断阀直接进入管线，因此井场不存在危险物质，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 C 中要求，对于长输管线项目，按照两个截断阀室之间管段危险物质最大存在总量计算。本工程新建单井集油管道共计 4.11km，更换新建井所在集油环部分腐蚀穿孔严重的集油掺水管道 3.3km，其中原油存在量最大且位于 2 个截断阀之间的管线为更换的部分集油环管道，该管道长度为 DN50~0.9km，本项目气油比为 23.7m³/t，原油密度为 0.8567g/cm³，原油综合含水最小为 53.7%，则集油管线最大储油量为 0.76t，最大储气量为 0.76×23.7=18m³，伴生气标态密度 0.7256kg/m³，则管道中天然气最大储量为 18×0.7256/1000=0.013t。

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

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

式中：q₁，q₂，…，q_n——每种危险物质的最大存在总量，t；

Q₁，Q₂，…，Q_n——每种危险物质的临界量，t；

项目所涉及的危险物质数量与临界量的比值计算结果及环境风险潜势判定见表 2.7-14、表 2.7-15。

表 2.7-14 施工期危险物质数量与临界量的比值

序号	危险物质	CAS 号	最大存在总量 q _n (t)	临界量 Q _n (t)	物质 Q 值
1	柴油	/	25.05	2500	0.01002
项目 Q=Σq _n /Q _n					0.01002

表 2.7-15 运营期危险物质数量与临界量的比值

序号	危险物质	CAS 号	最大存在总量 q_n (t)	临界量 Q_n (t)	物质 Q 值
1	原油（石油）	/	0.76	2500	0.000304
2	天然气（甲烷）	74-82-8	0.013	10	0.0013
项目 $Q=\sum q_n/Q_n$					0.001604

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中评价等级的判定方法，本项目施工期 $Q=0.01002<1$ ，运营期 $Q=0.001604<1$ ，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 2.7-16，本项目风险潜势为 I，应进行简单分析。

表 2.7-16 环境风险评价工作等级

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

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

2.7.7.2 评价范围

本项目风险评价等级为简单分析，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），无关于简单分析的评价范围说明，结合大气环境、地表水环境、地下水环境的评价范围及保护目标分布情况，拟定环境风险评价范围包括地表水、地下水、大气评价范围，因此本项目环境风险评价范围为拟建井场为中心边长 5km 的矩形区域的包络范围及新建管线、道路沿线两侧外扩 200m 范围的区域。

2.7.8 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 2.7-17，各环境要素评价范围图见附图 9~ 14。

表 2.7-17 评价范围表

项目	评价等级		评价范围
大气环境	二级		拟建井场为中心边长 5km 的矩形区域的包络范围，评价范围总面积约 381.04km ²
声环境	二级		拟建井场边界外延至 200m 及管线、道路中心线两侧各 200m 范围内
地表水环境	三级 B		拟建井场为中心边长 5km 的矩形区域的包络范围及管线、道路沿线两侧外扩 200m 范围的地表水体，该范围内地表水体主要为永强水库、牛毛沟、无名泡
地下水环境	井场	二级	项目拟建区域地下水流向上游及两侧外扩 193m、下游外扩 385m 并包括水质现状监测点的东北→西南走向的合围区域，共计约 246.17km ² 。
	集输和注水管线	三级	

土壤环境	井场及场站	一级	拟建井场边界外扩 1km 及管线工程边界两侧向外延伸 0.2 km 的土壤环境
	集输和注水管线	二级	
生态环境	二级		拟建井场边界外扩 50m 范围及管线、道路沿线两侧外扩 300m 区域的生态环境，评价范围总面积 1710.59hm ²
环境风险	简单分析		拟建井场为中心边长 5km 的矩形区域的包络范围及新建管线、道路沿线两侧外扩 200m 范围的区域

2.8 环境保护目标

本项目位于大庆市肇州县榆树乡，根据调查，本项目评价范围内不涉及国家公园、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、海洋特别保护区、基本草原、自然公园、重要湿地、天然林、重点保护野生动物栖息地、重点保护野生植物生长繁殖地、重要水生生物的自然产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场、沙化土地封禁保护区、封闭及半封闭海域、文物保护单位等环境敏感区，且本项目不在生态红线范围内。

项目主要大气环境保护目标见表 2.8-1，声环境保护目标见表 2.8-2，地表水、地下水、土壤、生态环境保护目标见表 2.8-3，环境风险保护目标见表 2.8-4，主要环境保护目标分布图见附图 9。

表 2.8-1 大气主要环境保护目标表

名称	坐标		保护对象	保护内容	环境功能区	相对厂址方位	相对厂界距离/m
	经度	纬度					
白家窝棚屯	125.25422	46.06624	居民	居住区	二类	徐深6-405西北侧	1450
姜家洼子屯	125.26119	46.05380	居民	居住区	二类	徐深6-405西侧	250
西长发电	125.28049	46.05788	居民	居住区	二类	徐深6-405东北侧	710
						徐深6-405通井路东侧	180
东长发电	125.29754	125.29754	居民	居住区	二类	徐深6-405东侧	2000
董合屯	125.28643	46.04795	居民	居住区	二类	徐深6-405东南侧	1350
						徐深6-405至徐深1-101集气站集气管线东侧	1000
太平川屯	125.26245	46.04452	居民	居住区	二类	徐深6-斜407北侧	210
						徐深6-405至徐深1-101集气站集气管线西侧	100
五家子屯	125.30225	46.03488	居民	居住区	二类	徐深6-409东侧	2300
						徐深6-409至徐深1-101集气站集气管线东侧	2000

三门闫家屯	125.27902	46.02969	居民	居住区	二类	徐深6-409东侧	500
东榆树屯	125.27365	46.02132	居民	居住区	二类	徐深6-409南侧	930
厢房张家屯	125.28309	46.02102	居民	居住区	二类	徐深6-409东南侧	1350
榆树乡	125.25585	46.01782	居民	居住区	二类	徐深6-斜411南侧	1500
潘家屯	125.24316	46.01588	居民	居住区	二类	徐深6-斜411西南侧	1950
黄家窝棚屯	125.23264	46.02190	居民	居住区	二类	徐深6-斜411西南侧	1800
郑家馆子屯	125.23830	46.04221	居民	居住区	二类	徐深6-斜407西侧	1700
卧龙泉屯	125.22211	46.03962	居民	居住区	二类	徐深6-斜411西北侧	2450

表 2.8-2 声环境保护目标调查表

序号	声环境保护目标名称	空间相对位置/m			距厂界最近距离/m	方位	执行标准/功能区类别	声环境保护目标情况说明
		X	Y	Z				
1	西长发屯	180	0	1.5	180	徐深 6-405 通井路东侧	《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中 1 类标准	约 260 人, 单层砖混结构, 朝南, 四周为耕地
2	太平川屯	-100	0	1.5	100	徐深 6-405 至徐深 1-101 集气站采气管线西侧	《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中 1 类标准	约 270 人, 单层砖混结构, 朝南, 四周为耕地或草地

表 2.8-3 地表水、地下水、土壤、生态环境保护目标表

环境要素	保护目标	最近方位及距离	规模	保护标准及保护级别
地表水环境	新民排水干渠	徐深 6-405 至徐深 1-101 集气站采气管线穿跨越	主要功能为防洪调蓄及农业灌溉，水域面积约 0.106km ² ，平均水深 2m。	不因本项目受到污染
地下水环境	区域内第四系砂砾石孔隙潜水含水层	含水层的岩性为冲积和湖相沉积的细粉砂层，含水层厚度 2.50~8.0m，水位埋深 2.0~3.5m，渗透系数 0.6~3.2m/d，单井涌水量 450~1200m ³ /d，水质类型为低矿化淡水。		《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类，石油类参考执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）表 1 中的 II 类标准限值要求
	区域内新近系大安组承压含水层	岩性主要是含砾细砂岩和泥质砂岩组成，质软，成岩性较差，含水层分布不均，连续性较差，多以透镜体状分布，透水性一般、富水性一般，含水层一般由 3~5 个单层组成，多至 10 个层，单层厚度为 2.0~10.0m，累计厚度 20m~30m，明水组含水层由于受构造格局的影响，分布于全区域内，单井出水量 1000~2000m ³ /d。含水层的矿化度为 480~860g/L，总硬度为 66~95mg/L（以 CaCO ₃ 计），水质类型为重碳酸钠型水。		

	区域内饮用水源井	经调查，评价范围内无集中式饮用水水源地、无分散式饮用水源井。		
土壤环境	本项目永久占地范围内，土壤类型为草甸土			《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值
	拟建井场边界外扩 1km 及管线工程边界两侧向外延伸 0.2km 的居民区土壤环境，土壤类型为为黑钙土、草甸土			《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第一类用地筛选值
	拟建井场边界外扩 1km 及管线工程边界两侧向外延伸 0.2km 的农用地土壤，主要为耕地、草地、林地，土壤类型为黑钙土、草甸土			《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 中农用地土壤污染风险筛选值
生态环境	拟建井场边界外扩 50m 范围及管线、道路沿线两侧外扩 300m 区域的生态环境，主要为耕地 、草地、林地			临时占用草地、耕地进行恢复，恢复面积 32.376hm ² 。永久占用草地及耕地按照规定进行经济补偿
	本项目位于大庆市肇州县朝阳沟镇、二井镇、朝阳乡、托古乡及肇源县福兴乡、薄荷台乡，其中肇源县福兴乡属于市级水土流失重点治理区，肇州县朝阳沟镇、二井镇、朝阳乡属于县级水土流失重点治理区，肇州县托古乡属于县级水土流失重点预防区			采取工程、林草、封育治理和耕作等措施，进行水、田、林、草、路统一规划、综合治理，增强防洪排涝、抗御干旱等自然灾害的能力。井场及管线施工划定施工活动范围，挖、填方作业尽量做到互补平衡。在施工过程中针对临时占地，应剥离占地内的表土，耕地剥离厚度 0.3m，草地剥离厚度 0.2m，采用分层开挖，分层堆放，暂存于占地内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，表土剥离临时堆放区周围设置排水沟等措施防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，剥离的表土在施工结束后分层回填，并及时恢复地表植被
	大庆市肇源县为沙化土地所在区县			
	沼泽草地 230621211000064419	5 号平台井场西南侧 230m	一般湿地，面积 58.5968hm ²	保障湿地的水文调节、水质净化等生态服务功能正常发挥，使其能在保护生物多样性等方面持续发挥作用
	沼泽地 230621211000064579	5 号平台井场西南侧 450m	一般湿地，面积 42.3268hm ²	
	沼泽草地 230621211000065353	翻 107-更 61-1 西南侧 200m	一般湿地，面积 41.1184 hm ²	
	沼泽草地 230621211000126696	翻 107-更 61-1 东南侧 150m	一般湿地，面积 50.646hm ²	

表 2.8-4 环境风险保护目标

环境 空气	拟建井场、场站边界外扩 2.5km 及新建管线、道路沿线两侧外扩 200m 范围内			
	序号	敏感目标名称	相对方位、距离	保护内容
	1	四合店	朝 75-更 155 西北侧 2610m	居民区
	2	张万山屯	朝 44-更 128 东北侧 540m	居民区
	3	泡子沿屯	朝 44-更 128 西北侧 2040m	居民区
	4	李明付屯	朝 44-更 128 东北侧 1360m	居民区
	5	卫国村	朝 44-更 128 西侧 1580m	居民区
	6	李家炉屯	朝 54-更 128 北侧 330m	居民区
	7	律家沟	朝 44-更 128 东北侧 2670m	居民区
	8	刘尧屯	朝 60-更 128 东北侧 2090m	居民区
	9	新立屯	朝 75-更 155 西北侧 1340m	居民区
	10	四撮房	朝 75-更 155 东北侧 840m	居民区
	11	林家沟屯	朝 60-更 128 东南侧 1940m	居民区
	12	大青山屯	朝 60-更 128 西南侧 710m	居民区
	13	朱乃峰屯	朝 75-更 155 东南侧 1180m	居民区
	14	双合屯	朝 75-更 155 东南侧 1780m	居民区
	15	陈宪章屯	7 号平台北侧 600m	居民区
	16	王义屯	7 号平台东北侧 350m	居民区
	17	李家大院屯	朝 75-更 155 西南侧 960m	居民区
	18	张德小铺屯	7 号平台西北侧 2330m	居民区
	19	刘焕屯	7 号平台西北侧 1720m	居民区
	20	王七猫屯	7 号平台西南侧 1890m	居民区
	21	何金窝棚屯	7 号平台西南侧 960m	居民区
	22	龙得水屯	7 号平台东南侧 1130m	居民区
23	姜家小铺	7 号平台东南侧 2590m	居民区	
土壤	序号	敏感目标名称	保护标准	
	1	永久占地范围内，土壤类型为为黑钙土、草甸土	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018） 第二类用地筛选值	
	2	拟建井场边界外扩 1km 及管线工程边界两侧向外延伸 0.2km 的居民区土壤环境，土壤类型为为黑钙土、草甸土	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018） 第一类用地筛选值	
	3	拟建井场边界外扩 1km 及管线工程边界两侧向外延伸 0.2km 的农用地土壤，主要为耕地、草地、林地，土壤类型为黑钙土、草甸土	《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018） 表 1 中农用地土壤污染风险筛选值	
地表 水	拟建井场为中心边长 5km 的矩形区域的包络范围及新建管线、道路沿线两侧外扩 200m 范围内			
	序号	敏感目标名称	相对方位、距离	环境敏感特征

	1	永强水库	朝 122-更 36 井场东南侧 730m		低敏感 F3	
	2	牛毛沟	翻 128-更 86 井场东北侧 370m		低敏感 F3	
	3	无名泡	翻 164-更 90 西北侧 390m		低敏感 F3	
地下水	序号	敏感目标名称	相对方位、距离	环境敏感特征	水质目标	包气带防污性能
	1	区域内饮用水源井	经调查，调查范围内无集中式饮用水水源地，调查范围内各村屯饮用水由周边的朝阳沟镇饮用水源井、福兴乡饮用水水源井、托古乡托古村饮用水源井、二井子镇地下水饮用水水源、薄荷台乡台前村集中式饮用水水源、朝阳乡朝阳村地下水饮用水水源供给，不在本项目调查范围内。	不敏感 G3	III类	D2

徐深 1 区块目前共辖井 64 口，集气站 6 座，分别是徐深 1 集气站、徐深 603 集气站、徐深 1-101 集气站、徐深 601 集气站、徐深 6 集气站、徐深 6-311 集气站，目前均采用“井场节流、单井对单管采气管网、采气管道气液混输、电伴热+加注甲醇防冻”的集输工艺；集气站内采用“燃气加热炉盘管换热、中压分离、轮换计量、三甘醇脱水”的集输处理工艺。

总设计产气规模 550×104m3/d，目前实际产气量 300×104m3/d，徐深 1 区块有完善的集气管网，区块内所辖集气站生产的天然气全部输送至徐深 1 集气站，经徐深 1 集气站上载至气田干线，再向下游输送，集气管线约 17.99km，区块内已建有气、水、电、道路等工程。本项目基建气井与徐深 1 区块开发范围的相对位置关系图详见图 3.1-2。

(2) 现有工程主要内容

本项目位于徐深 1 区块，本次动用含油面积 2.07km²，动用地质储量 177.9×104t，可采储量 32.8×104t。区块内建有较为完善的油、气、水、电、路、信等工程。现有工程的主要内容见表 3.1-1。

表 3.1-1 现有工程的主要内容汇总表

工程类别	现有工程组成	建设内容及规模
主体工程	井场	气井 64 口，总设计产气规模 550×104m3/d，目前实际产气量 300×104m3/d。
	油气处理工程	区块内现有依托且运行的场站包括朝 4 转油站、朝 8 转油站、朝 10 转油站、朝 12 转油站、朝 16 转油站、朝 18 转油站、朝二联合站、朝四联合站、朝 20 转油站、朝 23 转油站、朝 24 转油站、朝 25 转油站、朝 27 转油站、朝 21 转油站、朝一联合站、朝六联合站。目前这些场站均稳定运行。
辅助工程	集输管线	区块内站外集油系统采用双管掺水集油工艺、环状掺水集油工艺和电加热集油工艺，现有站间集油掺水管线 169.8km，单井集油管线 1577.4km。 区块内注水系统主要采用单干管单井配水工艺，现有单井注水管道 822km。
	内部道路	区块内现有井排路 262.6km，通井路 635.7km。
公用工程	供水系统	现有区块内场站生活用水采用桶装水，生活用水量约 2160.8m³/a；运营期油水井作业用水、洗井用水、回注水来源为朝一联合含油污水处理站、朝二联合含油污水处理站的深度处理水水质为含油量≤5mg/L、悬浮固体含量≤1mg/L、悬浮物颗粒直径中值≤1μm，作业用水量约 8670m³/a，洗井用水量约 28920m³/a，年注水量 361.91×104m³。
	排水系统	现有场站生活污水排放量约 1668m³/a，生活污水排入站内生活污水收集装置，定期拉运至第十采油厂厂区污水泵房，经地下管网输至第十采油厂厂区生活污水处理站处理达标后排入牛毛沟。现有区块油田采出水量为 127.78×104t/a，油水井作业（修井）产生的作业污水共计约 22500m³/a，水

		井洗井产生的洗井污水共计约 68900m ³ /a，油田采出水、油水井作业污水、洗井污水进入朝一联含油污水处理站、朝二联含油污水处理站处理达标后回注油层。
	供热系统	现有区块内场站供热依托现有天然气采暖炉进行供热。
	供电系统	现有区块内主要由朝阳沟变、朝一变、朝二变、朝三变、朝四变、朝五变、朝六变进行供电，朝阳沟变电站主变容量为 2×31500kVA，朝一变电站主变容量为 2×6300kVA，朝二变电站主变容量为 2×4000kVA，朝三变电站主变容量为 2×3150kVA，朝四变电站主变容量为 2×5000kVA，朝五变电站主变容量为 2×5000kVA，朝六变电站主变容量为 2×5000kVA，电力供应依托油田已建电网。
环保工程	废气处理工程	现有区块场站内加热炉采用清洁能源天然气作为燃料，并采用低氮燃烧器，加热炉燃烧产生的废气均经不低于 8m 的烟囱高空排放。
		现有工程在油气集输过程采取了全密闭工艺流程，油井井口均安装了密封垫、管线均埋地敷设、依托场站内各关键接口法兰均进行了密闭处理，有效的控制了无组织气体的挥发。
	废水处理工程	现有区块油田采出水、油水井作业污水、洗井污水最终由朝一联含油污水处理站、朝二联含油污水处理站处理达标后回注油层。
		现有场站生活污水排入场站内生活污水收集装置，定期拉运至第十采油厂厂区污水泵房，经地下管网输至第十采油厂厂区生活污水处理站处理达标后排入牛毛沟。
	噪声防治工程	现有区块内噪声源主要来自抽油机及场站。抽油机电机等发声设备选用了低噪声设备，定期对进场设备进行维护和保养；场站机泵均布置在室内，采用隔声门窗及机泵加装减震设施等降低噪声源强。
	固体废物收集处理处置工程	现有区块内油水井在进行作业过程中产生的油污泥由罐车拉运至朝一联含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆市顺和环保科技有限公司处理满足相应标准要求后，用作油田垫井场和通井路。
		现有区块内油水井作业产生的含油废防渗布委托有资质单位处置。
		现有区块含油污水处理站内产生的废滤料定期交由有资质单位处理。
		现有区块内场站生活垃圾集中收集后拉运至肇州县和平垃圾处理有限公司进行处理。
	环境风险防控工程	大庆油田有限责任公司采气分公司 已建立较完善的应急预案体系，综合性预案为《突发事件综合（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》、《生产场所泄漏、火灾、爆炸突发事件专项应急预案》、《输油气管道突发事件专项应急预案》、《注水系统突发事件专项应急预案》等专项应急预案，并定期开展了应急演练。
退役工程		本项目报废井现已按照《废弃井封井处置规范》（QSH 0653-2015）进行了封井，封井方式采用水泥浆封井，报废后由作业区按照四类井管理，进行定期巡检井场植被恢复情况，无环境问题。

3.1.2 现有区块环评及验收手续

现有工程环评及验收情况见表 3.1-2。

表 3.1-2 现有工程环评及验收情况调查表

序号	项目名称	环评批复		验收情况
1	《徐深 1 区块徐深 6 井区 钻井工程环境影响报告表》	庆环审 〔2016〕77 号	2016.4.15	企业于 2022 年 6 月 15 日完成自主验收， 《徐深 1 区块 2019 年 扩边井产能建设工程建 设项目竣工环境保护验 收调查表》
2	《徐深 1 区块 2019 年扩边 井产能建设工程环境影响报 告表》	庆环审 〔2018〕182 号	2018.7.12	
3	《徐深 1 区块徐深 5-平 1 井产能建设工程环境影响报 告表》	庆环审 〔2018〕309 号	2018.12.28	
4	《徐深气田徐深 1 区块试 采产能建设工程环境影响报 告书》	庆环建字 〔2013〕199 号 文	2013.10.31	企业于 2019 年 8 月 26 日完成自主验收， 《徐深 1 区块试采产 能建设工程项目竣工环 境保护验收调查报告》
5	徐深 6-302 井钻井工 程	庆环审 〔2015〕33 号	2015.3.16	企业于 2020 年 8 月 10 日完成自主验收（合 并验收），《徐深气田 徐深 1 区块扩边及调 整井产能建设工程竣工 环境保护验收调查报 告》
6	徐深 6-斜 304 井钻井工程	庆环审 〔2015〕152 号	2015.8.4	
7	徐深 6-平 2 井钻井工程	庆环审 〔2015〕151 号	2015.8.4	
8	徐深气田压裂试气工程	庆环审 〔2015〕149 号	2015.8.4	
9	徐深 1 区块徐深 6 井区钻 井程	庆环审 〔2016〕77 号	2016.4.15	
10	徐深气田徐深 1 区块扩边 及调整井产能建设工程	庆环审 〔2017〕270 号	2017.10.27	
11	《徐深 1 区块钻井工程环 境影响报告书》	庆环审〔2023〕 145 号）	2023.12.11	
12	《徐深气田徐深 1 区块 2024 年产能建设工程地面工程环 境影响报告书》			

3.1.3 现有工程排污许可执行情况

大庆油田有限责任公司采气分公司已办理固定污染源排污许可证登记，登记编号：91230607716675409L007W。有效日期为 2021 年 03 月 15 日至 2026 年 03 月 14 日，申报的排污许可内容主要包括各场站内加热炉、锅炉等。本项目依托的徐深 1 集气站、徐深 1-101 集气站均已经纳入排污许可管理。

大庆油田有限责任公司采气分公司已按照排污许可证的相关要求对各场站加热装置排气筒进行定期监测，定期将各场站污染源监测数据填报在全国排污许可证管理信息平台上，公开采气分公司各场站污染源的污染物排放信息，已按照排污许可证的相关要求建立环境管理台账。

3.1.4 现有工程污染物排放情况及影响调查

(1) 废气

现有工程废气主要为区块内 64 口气井、6 座集气站以及集输管线在运行过程中无组织挥发非甲烷总烃、集气站加热炉产生的燃烧烟气。

(1) 非甲烷总烃

本项目所在的徐深 1 区块目前产气量约 $10.95 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ 。根据《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南（试行）》中石油化工业天然原油和天然气开采，其中天然气开采挥发性有机物排放系数推荐值为 0.5%，天然气密度按 $0.71 \text{kg}/\text{m}^3$ 计，则非甲烷总烃挥发量为 $388.725 \text{t}/\text{a}$ 。气井在运行期间非正常工况包括气井开井、关井、检修以及事故时紧急切断阀门后，气井内剩余气通向井口房外放空池放空。

为了解徐深 1 区块现有集气站、井场非甲烷总烃无组织排放情况，本次环评选取了区块内 2 座集气站（徐深 601 集气站、徐深 603 集气站、徐深 6-311 集气站、徐深 1-101 集气站）、1 座井场（徐深 6-105 井场）非甲烷总烃厂界无组织、厂区内无组织排放的监测数据进行分析，监测单位为大庆中环评价检测有限公司，监测时间分别是 2024.2.16~2.17（本次监测）、2024.2.16~2.17（数据引自《徐深气田徐深 1 区块 2014 年产能建设工程地面工程监测报告》（2024.2.16~2.17），详见附件 4（3））。徐深 1 区块共有 6 个集气站，选择 2 个典型集气站进行监测数据分析，因此监测数据具有代表性。监测结果见表 3.1-2、表 3.1-3。

表 3.1-2 徐深 1 区块集气站厂界无组织废气监测结果 单位： mg/m^3

监测点位		监测日期	监测因子	小时均值 (mg/m^3)	标准值 (mg/m^3)
徐深 6-105 井场	上风向 1#	2024.02.16	非甲烷总烃	0.55~0.65	4
		2024.02.17		0.51~0.66	
	下风向 2#	2024.02.16	非甲烷总烃	0.53~0.68	4

		2024.02.17		0.55~0.66		
	下风向 3#	2024.02.16	非甲烷总烃	0.64~0.71	4	
		2024.02.17		0.55~0.69		
	下风向 4#	2024.02.16	非甲烷总烃	0.50~0.65	4	
		2024.02.17		0.57~0.59		
徐深 601 集气站	上风向 1#	2024.02.16	非甲烷总烃	0.52~0.66	4	
		2024.02.17		0.54~0.66		
	下风向 2#	2024.02.16	非甲烷总烃	0.53~0.64	4	
		2024.02.17		0.49~0.67		
	下风向 3#	2024.02.16	非甲烷总烃	0.54~0.69	4	
		2024.02.17		0.52~0.63		
	下风向 4#	2024.02.16	非甲烷总烃	0.65~0.74	4	
		2024.02.17		0.46~0.55		
	徐深 1-101 集气 站	上风向 1#		非甲烷总烃	0.61~0.64	4
					0.60~0.69	
下风向 2#			非甲烷总烃	0.73~0.78	4	

表3.1-3 厂区内非甲烷总烃无组织排放监测

监测点位	监测日期	监测因子	小时均值 (mg/m³)	标准值 (mg/m³)
徐深601 集气站	2024.02.16	非甲烷总烃	0.61~0.66	监控点处 1h 平均浓度值≤10mg/m³， 监控点处任意一次浓度值≤30mg/m³
	2024.02.17	非甲烷总烃	0.59~0.64	
徐深6-105 井场	2024.02.16	非甲烷总烃	0.54~0.67	
	2024.02.17	非甲烷总烃	0.55~0.66	
徐深 1-101 集气站		非甲烷总烃		
		非甲烷总烃		

根据上述监测数据，徐深 601 集气站、徐深 1-101 集气站厂界外 10m 处非甲烷总烃无组织排放浓度均满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中 5.9 企业边界污染物控制要求限值（4.0mg/m3）要求，厂区内无组织排放非甲烷总烃满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）中的厂区内 VOCs 无组织排放限值标准要求。

根据现场勘查，现有区块内已建气井均安装有井口密封设施、采用密闭集输管道输送天然气，能够有效控制无组织非甲烷总烃挥发。根据本次对项目区块内

姜家洼子环境空气质量现状监测数据可知，项目所在区域非甲烷总烃浓度可以满足《大气污染物综合排放标准详解》中相关标准限值。区块开发对周围环境影响较小。

根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中 5.7.1 在气田内将气井采出的井产物进行汇集、处理、输送的全过程应采用密闭工艺流程；5.7.3 对油气田放空天然气应予以回收。不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空；不能燃烧直接放空的，应报生态环境主管部门备案。

区块内现有气井采出天然气的汇集、处理、输送全过程均为密闭流程，管线均埋地敷设、依托场站内各关键接口法兰均为密闭，在天然气集输过程采取了全密闭工艺流程；目前企业对所有放空均采用热放空，满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中相关要求。

（2）加热炉燃烧烟气

本项目所在的徐深 1 区块 6 座集气站内加热炉均以天然气为燃料，为了解徐深 1 区块现有集气站加热炉烟气有组织排放情况，本次环评选取了区块内 2 座集气站（徐深 601 集气站、徐深 1-101 集气站）加热炉排气筒有组织排放监测数据进行分析，监测单位为大庆中环评价检测有限公司，监测时间分别是 2024.2.16~2.17（本次监测）、2024.2.16~2.17（数据引自《徐深气田徐深 1 区块 2014 年产能建设工程地面工程监测报告监测报告》（中检(环)字 2022 第 0564 号），详见附件 4（3））。徐深 1 区块共有 6 个集气站，选择 2 个典型集气站进行监测数据分析，因此监测数据具有代表性，监测结果见表 3.1-4。

表 3.1-4 徐深 1 区块集气站加热炉烟气监测结果 单位：mg/m³

名称	频次	日期	SO ₂ 浓度 (mg/m ³)	NO _x 浓度 (mg/m ³)	颗粒物 (mg/m ³)	烟气黑度
徐深 601 集气站加热炉排气筒	第一次	2024.2.16	9	82	9.1	<1
	第二次		6	69	9.9	<1
	第三次		8	74	9.4	<1
	第一次	2024.2.17	8	76	9.7	<1
	第二次		6	81	10.0	<1
	第三次		7	81	10.1	<1
徐深 1-101 集气站加热炉排气筒	第一次					<1
	第二次					<1
	第三次					<1
	第一次					<1
	第二次					<1
	第三次					<1

新建燃气 锅炉标准			50	200	20	1

由监测结果可知，现有集气站加热炉排气筒烟气满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中表 2 新建燃气锅炉标准。根据实测数据，选取最大浓度核算徐深 1 区块现有集气站加热炉污染物排放量，烟气量共计 1799.3 万 m³/a，SO₂ 排放量共计 0.42t/a，NO_x 排放量共计 1.58t/a，颗粒物排放量共计 0.21t/a。

（3）甘醇脱水装置尾气

根据设计方案，集气站内三甘醇脱水装置再生精馏柱会产生尾气，针对三甘醇脱水装置的尾气问题，采气厂目前采用尾气回收装置（水引射增压回收工艺）对尾气进行回收处理，尾气从收集到处理直至回收整个过程为全封闭状态，回收的气体作为三甘醇装置燃料气利用，整个工艺过程无尾气排放口，即尾气回收率 100%。根据监测数据，徐深 601 集气站、徐深 1-101 集气站厂界外 10m 处非甲烷总烃无组织排放浓度均满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中 5.9 企业边界污染物控制要求限值（4.0mg/m³）要求，厂区内无组织排放非甲烷总烃满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）中的厂区内 VOCs 无组织排放限值标准要求。

3.1.4.2 废水

现有区块内 64 口生产井运行，分离污水在各集气站污水储罐暂存，然后由集输管网统一输送至升一联气田污水预处理站集中处理，因此本区块内无废水排放。本区块依托的升一联气田污水预处理站污染物排放情况详见“3.3.5.2 依托工程污染物排放情况”小节。

区块内场站员工产生的生活污水产生量约为 0.47×104t/a，施工期生活污水依托周边场站（徐深 601 集气站、徐深 603 集气站）现有防渗化粪池，定期由罐车拉运至肇州县肇州镇污水处理厂处理后达标排放。

3.1.4.3 噪声

现有工程主要声源来自井场、集气站天然气放空噪声、集气站内设备、机泵运行产生的噪声。由于放空时间较短，且在放空池内进行，因此放空噪声对周边声环境影响较小。

2024 年 2 月大庆中环评价检测有限公司对徐深 601 集气站厂界噪声进行了监测（数据引自《徐深气田徐深 1 区块 2014 年产能建设工程地面工程监测报告》（中检(环)字 2022 第 0564 号），详见附件 4（3）），2024 年 2 月大庆中环评

价检测有限公司对徐深 1-101 集气站进行了监测（本次监测），监测结果见表 3.1-5。

表 3.1-5 噪声环境质量现状监测与评价结果 dB(A)

监测点		日期	昼间		夜间		标准值	
			监测结果	评价结果	监测结果	评价结果	昼间	夜间
徐深 601 集气站	东厂界	2024.02.18	45.4~48.5	达标	42.8~45.3	达标	60	50
		2024.02.19	46.2~48.8	达标	43.4~45.3	达标		
	南厂界	2024.02.18	46.3~49.6	达标	43.6~46.2	达标	60	50
		2024.02.19	49.3~49.8	达标	46.5~46.5	达标		
	西厂界	2024.02.18	45.4~50.5	达标	42.2~47.2	达标	60	50
		2024.02.19	45.6~48.2	达标	42.4~45.1	达标		
	北厂界	2024.02.18	46.7~47.1	达标	43.4~44.3	达标	60	50
		2024.02.19	46.7~47.1	达标	43.2~44.5	达标		
徐深 1-101 集气站	东厂界						60	50
	西厂界						60	50
	南厂界						60	50
	北厂界						60	50

由上表可知区块现有徐深 601 集气站、徐深 1-101 集气站厂界噪声均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准要求。

3.1.4.4 固体废物

现有区块内 64 口生产井运行，正常工况下无固废产生，非正常运行过程中产生的固体废物主要为井口砂粒，由于气井投产后地层未完全闭合原因，导致偶有气井在投产初出现地层压裂砂、地层砂被采出气气流带到地面的现象，为避免这部分砂粒对场站设备造成损伤，本项目气井井口安装有井口除砂器，投产初会定期检查井口除砂器，如有砂粒，委托有资质单位处置。气井如产生这部分砂粒，单井产生量约为 0.01t/a，这部分砂粒内会混有烃类物质，为危险废物，废物类别 HW08 废矿物油与含矿物油废物，危废代码为 900-249-08。在井场产生后装入加盖钢制桶中，由检维修队送采气分公司危险废物贮存库内，定期委托有危废处置资质的单位处置。目前现有区块产生的危险废物委托单位为黑龙江 京盛 华环保科技有限公司，该公司危险废物经营许可证编号为 2312810009（见附

件 8)，取得日期为 2021 年 7 月 2 日，许可危废经营类别为：HW02~HW09，HW11~HW13，HW15~HW40，HW45~HW50，(900-023-29、900-024-29、900-044-49900-053-49 和 900-052-31 中的废铅蓄电池除外)，涵盖企业现有区块危险废物类别（HW08 废矿物油与含矿物油废物，危废代码为 900-249-08）。经营规模为 154900 吨/年(烧 21000 吨年，物化 6900 吨/年，填埋 127000 吨/年)，处置规模较大可满足项目需求。

集气站三甘醇脱水装置内设置活性炭过滤器，活性炭更换频次约 1 次/年，徐深 1 区块内 6 座集气站产生废活性炭 8.4t/a，属于危险废物“HW49 其他废物”中的“900-041-49 含有或沾染毒性、感染性危险废物的废弃包装物、容器、过滤吸附介质”，暂存采气分公司危险废物贮存库，定期委托有危废处置资质的单位处置。

采出气通过三甘醇脱水装置进行脱水，由生产厂家来定期更换三甘醇，更换频次约 1 次/年，徐深 1 区块内 6 座集气站产生废三甘醇约 420t，更换后产生的废三甘醇属于一般固废，产生的废三甘醇由厂家回收。

区块内场站员工产生的生活垃圾产生量约为 36.5t/a，统一收集后运至肇州县和平垃圾处理有限公司垃圾处理厂进行处理。

综上，项目所在区块产生的固体废物均得到合理处置。

3.1.4.5 土壤和地下水影响调查

(1) 地下水及土壤污染防治措施落实情况

根据现有工程竣工环保验收报告及现场调查，现有工程土壤和地下水污染采取了源头控制、分区防渗等措施，施工期对钻井泥浆进行回收处理，由罐车及时拉运至采油八厂废弃钻井液集中处理站处理，不外排；加强气井固井质量，使表层套管和油层套管固井水泥浆必须返至井口，保证固井质量，确保安全封闭此深度内的潜水层和承压水层；施工期井场地面（除重点防渗区、一般防渗区域以外的井场区域）为简单防渗区，采取地面平整夯实等措施进行简单防渗，满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中关于简单防渗区的技术要求；定期对气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；集气站内分离的废水等污染物全部进入站内现有污水储罐，输送至升一联气田污水预处理站处理，处理后的水质执行《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ 0639-2015）限值“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”，同时满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中标准限值，回注地下；污水储罐为钢制结构，且为地上罐，通过加强日常巡检，可

及时避免储罐泄漏；站场采取分区防渗，避免污染物接触土壤；管线采用无缝钢管，并进行内外防腐，定期巡检所有的管道、机泵、设备等，发现跑冒滴漏，及时采取措施，防止污染土壤和地下水。

（2）土壤、地下水现状监测情况

根据本次对现有工程土壤和地下水监测数据进行分析结论，监测时间为 2022 年 03 月 19 日到 2022 年 03 月 23 日。地下水监测结果见表 3.1-6，土壤监测结果见表 3.1-7。

表 3.1-6 区块地下水监测数据单位：mg/L pH 除外

根据地下水监测结果可知，现有区块监测点位特征污染物石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）II 类限值要求，挥发性酚类（以苯酚计）满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的III类标准要求，其它监测因子除铁离子、氟化物、锰离子部分监测点位监测频次超标外均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的III类标准要求。氨氮超标是由于松嫩盆地地处中央低平原区，处于该系统中心的中深部地下水含水层具备了封闭性好、地下水径流滞缓、富含有机质的缺氧还原环境，极有利于水中氨离子的大量富集，从而造成地下水中氨氮呈现高浓度分布规律，氨氮超标是由于特殊的地下水水文地球化学原生还原环境造成的氨氮高背景环境状态。锰超标是因为区域地层中的含锰矿物较多，主要为软锰矿、水锰矿和黑锰矿，地下水中锰的来源主要是上述矿物的溶解，因此锰超标属于地质原因。氟化物超标是与松嫩平原地区的半干旱气候和富钙地球化学环境的土壤苏打盐渍化作用有关，导致了氟离子的富集。通过查阅地质资料分析，在黑龙江省西部地区的三肇地区属于自然高氟区，整个盆地中央低平原区的浅层水氟含量均超过饮用水质的标准，浅层水的氟浓度可高达 5-20 mg/L。氟化物超标与区域地质有关。

根据监测数据分析，说明现有工程对地下水环境质量影响较小。

根据土壤监测结果可知，现有区块井场和场站永久占地内土壤中污染物满足《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）筛选值中第二类用地标准，临时占地耕地与草地土壤均满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）筛选值标准。

根据验收监测结果分析，现有区块地下水和土壤均未呈现出明显劣化趋势，特征因子挥发性酚类及石油类在均未呈现出明显劣化趋势。

3.1.4.6 生态影响调查

根据现场调查，徐深 1 区块目前暂未有退役工程。现有区块内生态系统以农田生态系统和草地生态系统为主，其次为森林生态系统、城镇生态系统，生态环境总体较好。区块内湿地的植被主要是沼泽草地，以丛生禾草、根茎禾草为主，生长状况良好（见图 4.3-15）。根据现场调查区块内植被覆盖度较高，无裸露的大面积土地及沙化土地，未出现土壤沙化现象。区块内土壤类型为草甸土，属于黑土区，根据现场调查现有工程临时占用黑土地全部复垦，农作物生产情况良好（见图 3.1-3）。

根据现场调查，现有区块内未出现大面积土壤沙化，局部分布有碱斑块，通过采取相应的生态保护措施、生态恢复措施等，已实施工程未对周围生态环境造成较明显的影响。工程永久占地直接减少了农作物的产量，区块道路网络对区域原有生态系统的分割，在一定程度上破坏了原有生态系统的连续性，但没有改变项目区域的生态系统结构与功能，区域的生态组分及生物多样性未受影响，区域生态格局变化不大，对区域生态系统环境的影响较小。

梳理区块开发存在的环境问题（明确区块生态受影响及恢复情况对比，调查黑土地保护措施及防沙治沙措施落实情况），调查退役工程情况。

区域内生态环境为农田、草地生态系统。企业在开发过程中采取了一系列的生态保护措施，例如严格控制井场的临时及永久占地，井场地面均进行了平整。钻井施工结束后及时的进行了地貌恢复等生态恢复，区域内已有耕地恢复耕作，草地进行播撒草种恢复至原地表形态，通过一系列生态保护措施后，气田的开发对区域农田、草地没有造成明显影响。

3.1.4.7 现有工程污染物产排量

现有工程污染物产生、排放量见表3.1-8。

表3.1-8 现有工程污染物产排情况一览表

类别	污染源		产生量	排放量	处理措施
废气	无组织非甲烷总烃		388.725t/a	388.725t/a	井口密封设施、采用密闭集输管道输送天然气
	集气	废气量	1799.3 万m³/a	1799.3 万m³/a	

	站加 热炉 排气 筒	SO ₂	0.42t/a	0.42t/a	天然气为燃料，通过排气筒排放
		NO _x	1.58t/a	1.58t/a	
		颗粒物	0.21t/a	0.21t/a	
噪声	井场噪声		65~80	65~80	低噪声设备
	集气站内设备、机泵运行噪声		75~95	75~95	低噪声设备、机泵等设备安装减震基础等
	井场放空噪声		90~105	90~105	/
废水	生活污水		0.47×10 ⁴ t/a	0	场站现有防渗化粪池，定期由大庆石油管理局有限公司庆南工矿拉运至肇州县肇州镇污水处理厂处理后达标排放。
	气田采出水		4.234×10 ⁴ m ³ /a	0	气田采出水暂存于集气站污水储罐临时储存，再定期通过外输泵升压外输至气田采出水集输管网，并统一外输至升一联气田污水预处理站，处理后的水质执行《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ 0639-2015）限值“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、粒径中值≤2μm”，同时满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中标准限值，回注地下。
固体废物	井口砂粒		0.58 t/a	0	在井场产生后装入加盖钢制桶中，由检维修队送采气分公司危险废物贮存库内，定期委托有危废处置资质的单位处置。
	废活性炭		8.4t/a	0	暂存采气分公司危险废物贮存库，定期委托有危废处置资质的单位处置。
	废三甘醇		420t/a	0	委托相关单位处理。
	生活垃圾		36.5t/a	0	统一收集后运至肇州县和平垃圾处理有限公司垃圾处理厂进行处理。

3.1.5 现有工程存在的环境问题

项目所在区块为已开发区块，根据现场调查，现有区域内生态环境主要为耕地、草地等。区块内现有工程排放的污染物主要包括废气（无组织挥发的非甲烷总烃、集气站加热炉烟气、甘醇脱水装置尾气）、噪声（集气站设备、机泵噪声、井场放空噪声）、固体废物（井口砂粒、废活性炭、废三甘醇、生活垃圾）、废水（生活污水）等。

现有区块内井场输气均采用密闭集输工艺，可以有效控制非甲烷总烃逸散；针对三甘醇脱水装置的尾气问题，已采用尾气回收装置（水引射增压回收工艺）对尾气进行回收处理，尾气从收集到处理直至回收整个过程为全封闭状态，回收的气体作为三甘醇装置燃料气利用，整个工艺过程无尾气排放口，即尾气回收率100%。区块内井场无组织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 5.9 企业边界污染物控制要求限值的要求;现有区块在开发建设过程中,尽可能地选用了低噪声设备,噪声对外界影响较小。大庆油田有限责任公司采气分公司已按照要求取得排污许可证(见附件 6(1)),并按照相关要求逐年上报“排污许可证执行报告”。因此,各井场及场站废气、噪声等均达标排放,废水、固废均得到妥善处置,各项污染防治措施完备,运行良好。

根据本次对已建徐深 6-306 井场用地范围内、徐深 601 集气站、徐深 603 集气站内土壤监测结果,各项污染物含量均不超过《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中筛选值,与占地范围外监测结果数值相差不大,说明气田开发对土壤环境影响较小。

根据现场调查,本项目所在区域内生态环境主要为农田生态系统、草地生态系统,为传统的气田开发区域;为保护区域生态环境,大庆油田有限责任公司采气分公司在进行气田开发活动时采取了一系列的生态保护措施,例如严格控制井场的临时及永久占地,井场钻井施工结束后及时的进行了土地复垦等生态恢复措施;通过采取了这一系列的生态保护措施后,井场周边环境恢复较好,施工过程中临时占地损坏的植被现已恢复,气田的开发对区域生态系统没有造成明显影响。现有工程投产至今未发生环境污染和信访事件。

综上所述,现有区块目前所采取的各项环保措施是有效的,未发现原有环境问题。本次环评要求企业对对现有井场及新钻井场植被及时恢复,一经发现恢复长势较差的井场加强补种及养护,将工程建设运行对周围环境的影响降至最小。项目所在区块已建井场周围环境现状及区域生态环境现状见图 3.1-3。

图3.1-3 现有井场生态情况照片

3.2 项目概况

项目名称：朝阳沟油田朝 45 等井区零散更新井扶余油层 2026 年产能建设工程项目；

建设单位：大庆油田有限责任公司采气分公司；

建设性质：改扩建；

建设地点：大庆市肇州县榆树乡境内，其中心坐标：125° 14 ' 44.456 " ， 46° 4 ' 23.629 " ；

投资规模：项目总投资 17543.5 万元，环保投资 718.64 万元，环保投资占比为 4.1%；

占地面积：本项目新增总占地面积为 38.137hm²，其中永久占地面积为 5.761hm²，临时占地面积为 32.376hm²，占地类型为耕地（永久基本农田）及草地（非基本草原）；

建设内容及规模：本项目拟在已开发的徐深气田徐深 1 区块新建 5 口气井，单井设计井深为 3700m~3900m，总进尺为 19140m，5 口新钻井均安排基建，配套地面工程建设，其中新建单井采气管道 7.0km，对徐深 1-101 集气站进行扩建，配套建设道路工程、供配电工程、自动控制、通信工程等，建成产能 27.7×10⁴m³/d。

建设周期：本项目计划施工期为 2026 年 2 月至 2027 年 3 月，单井钻井施工约 10d，5 个钻井队同时施工，钻井施工约 100d，压裂及地面工程接续钻井后进行建设，压裂及地面工程施工约 120d；

劳动定员：施工期钻井工程 5 个钻井队同时施工，每个钻井队在井人数 10 人，压裂及地面建设工程施工人数 30 人，运营期新增场站人员均由十厂内部调剂，不新增定员。

3.3 开发区块概况

3.3.1 油气田范围

。

3.3.2 勘探开发概况

徐深 1 区块勘探开发历程分为四个阶段：预探阶段、评价阶段、初步开发阶段、调整挖潜阶段：

3.3.2.1 预探阶段

徐深 1 区块营一段火山岩发现井为徐深 1 井，该井于 2002 年 5 月 7 日钻至井深 4548.0m 完钻，完钻层位火石岭组，对营一段 3460.0m~3470.0m 井段进行试气，压裂后 9.53mm 油嘴获得日产 $19.57 \times 10^4 \text{m}^3$ 的工业气流；对营一段 3592.0m~3600.0m、3620.0m~3624.0m 井段进行试气，压裂后 14.29mm 油嘴获得日产 $53 \times 10^4 \text{m}^3$ 的高产气流；对营四段 3364.0m~3379.0m 井段进行试气，压裂后 6mm 油嘴获得日产 $5.48 \times 10^4 \text{m}^3$ 的工业气流；从而发现了营城组火山岩气藏，打开了徐家围子断陷火山岩储层的勘探场面。

3.3.2.2 评价阶段

2003 年，在兴城地区完成了 234.9km² 的三维地震勘探及处理解释，并在徐深 1 区块提交天然气预测地质储量 $352.12 \times 10^8 \text{m}^3$ ，含气面积 17.5km²。依据新采集的三维地震进行处理解释成果，在徐深 1 井西南 3.4km 处部署钻探了徐深 6 井，并于 2004 年 1 月 31 日完钻，完钻井深 4060m，该井营四段压裂后获得日产 $52.27 \times 10^4 \text{m}^3$ 的高产气流，揭示出徐深 1 区块营四段砾岩储层具有较好的勘探、开发前景。

2004 年底，在徐深 1 区块徐深 1 井北部部署开发评价井徐深 1-1。并于 2004 年 11 月 13 日对营一段 120 层 3874.0m~3880.0m 井段试气，压后自喷，获得 $44.0 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 的高产工业气流。

2005 年为进一步加快徐深 1 区块的勘探开发进度，先后部署了勘探评价井徐深 601、603 井，开发评价井徐深 1-2、1-3、6-1、6-2 等井，均获得了工业气流。在此基础上，2005 年 12 月底，徐深 1 区块提交了天然气探明地质储量 $459.84 \times 10^8 \text{m}^3$ ，叠合含气面积 41.70km²，探明技术可采储量 $217.65 \times 10^8 \text{m}^3$ ，探明经济可采储量 $158.51 \times 10^8 \text{m}^3$ 。

3.3.2.3 初步开发阶段

2006 年 3 月，针对徐深 1 区块提交的探明储量，编制完成《徐深气田兴城开发区徐深 1 区块初步开发方案》，方案设计总井数 38 口，实施后全部获工业气流，建成产能 $7.9 \times 10^8 \text{m}^3$ ，实现快速建产，成为大庆深层天然气主力产区。

3.3.2.4 调整挖潜阶段

2014 年，针对营四段和营一段探明外扩区域，提交了《徐深 1 区块营一段火山岩滚动扩边方案》和《徐深 1 区块营四段砾岩滚动扩边方案》，设计总井数 7 口，全部获工业气流。

2015 年，在第一批扩边井实施评价的基础上，编制了《徐深 1 区块营一段火山岩滚动扩边方案补充井位设计》，设计总井数 7 口，全部获工业气流。

2017 年，在第一批滚动外扩井位设计及补充井位基础上，编制了《徐深 1 区块北部新增储量区徐深 6-313 井区布井方案》，设计总井数 5 口，全部或工业气流。

截至目前，徐深 1 区块共开展三轮滚动外扩开发方案设计，设计外扩井共 19 口，全部实施并投产，平均单井初期稳产日产量达 $9.0 \times 10^4 \text{m}^3$ ，成功弥补了老井产量递减，实现了区块产量持续攀升。

2017 年，以 2005 年营一段火山岩的探明含气面积为基础，往外扩边的徐深 6-303 井区提交探明含气面积 7.37km^2 ，探明储量 $36.63 \times 10^8 \text{m}^3$ ，探明技术可采储量 $16.48 \times 10^8 \text{m}^3$ ，探明经济可采储量 $14.43 \times 10^8 \text{m}^3$ 。

2019 年，以 2005 年营四段砾岩的探明含气面积为基础，往外扩边的徐深 605 井区提交探明含气面积 9.85km^2 ，探明储量 $24.46 \times 10^8 \text{m}^3$ ，探明技术可采储量 $11.01 \times 10^8 \text{m}^3$ ，探明经济可采储量 $9.69 \times 10^8 \text{m}^3$ 。

截至 2022 年，徐深 1 区块共完钻各类井 59 口，投产井 57 口（完钻井中工程报废井 2 口），平均单井日产气 $5.22 \times 10^4 \text{m}^3$ ，累产气 92.20 亿方，探明储量采出程度 17.7%。

3.3.3 开发进程

徐深 1 区块分别于 2005 年、2017 年 2019 年三次申报天然气探明储量，累计叠合探明含气面积 58.92km^2 、探明储量 $520.93 \times 10^8 \text{m}^3$ 、探明技术可采储量 $245.14 \times 10^8 \text{m}^3$ 、探明经济可采储量 $182.63 \times 10^8 \text{m}^3$ 、剩余探明经济可采储量 $179 \times 10^8 \text{m}^3$ 。

2006 年完成《徐深气田兴城开发区徐深 1 区块初步开发方案》，实施后，区块产能逐渐攀升，2012 年产量达到顶峰，年产量达到 $6.8 \times 10^8 \text{m}^3$ ，之后呈下降趋势。近年来，通过多轮开发滚动外扩，扭转了区块产量下滑趋势，2021 年区块年产量 $8.9 \times 10^8 \text{m}^3$ 。截至 2022 年，徐深 1 区块共完钻各类井 62 口，生产井 57 口（工程报废井 2 口），营城组生产井 56 口，沙河子组生产井 1 口，平均单井日产气 5.22 万方/天，累产气 92.20 亿方，探明储量采出程度 17.08%。

3.3.4 地质构造

徐家围子断陷为松辽盆地北部深层规模较大的断陷，南北向长 95km，东西向中部最宽处有 60km，面积 5350km^2 。断陷周边 T5 反射层海拔为 $-2500 \text{m} \sim -3500 \text{m}$ ，断陷内海拔低于 -5000m ，断陷最深处海拔 -8500m 。徐家围子断陷是由徐家围子西部（徐西断裂早期控陷）和中部（徐中断裂后期走滑）两条断层控制的箕状断陷，

总体上呈“两凹夹一隆、东西分带、南北分块”的基本构造格局，两条深大断裂一起控制了徐家围子断陷的发生、发展和消亡；西侧为古中央隆起带，断陷期地层向徐中断裂处逐渐加厚，东部为缓坡，断陷期地层向东逐层超覆。

徐中断裂也是徐家围子断陷东西分带的主控断层，呈 NNW 向展布，贯穿整个徐家围子断陷中部，延伸长度达到 119.2km。在地震剖面上，断面产状近于直立伸入基底，在其浅部构造层中形成一系列反“S”型的雁列式正断层带。徐深气田徐深 1 区块位于徐中构造带，具有火山活动与构造运动双重成因机制。

徐西断裂在徐家围子断陷被徐中断层切割成南北两段，徐西断裂的南段总体走向 NNW，延伸长度 105km，东倾，倾角 $16^{\circ} \sim 45^{\circ}$ ，其断距在基岩顶面一般 2217m，最大 4415m，最小 954m，平面延伸呈近 S 形，该断裂大规模活动迹象始于沙河子组沉积开始，强烈的伸展作用导致沙河子组超覆于火石岭组顶面之上，且向断层根部楔状加厚。营城组沉积前，断裂北段在挤压作用下发生了强烈的反转作用，南段的挤压作用较弱，从而造成了断裂南北特征的差异，营城组沉积时期，断裂活动微弱；徐西断裂的北段总体走向 NNW，延伸长度 75km，东倾，倾角 $16^{\circ} \sim 20^{\circ}$ ，垂直断距在基岩顶面一般为 2125m，最大 3017m，最小 346m，平面延伸近 S 形，断裂北段的主要活动期为沙河子组沉积时期，在营三段沉积时期具有一定的活动性，与徐西断裂的南段相比，该断裂在营城组沉积前未见明显的挤压反转作用，沿断面产生了轴面斜歪的向斜构造。

3.3.5 地层概况

根据邻井实钻资料，预测设计井自上而下钻遇第四系、上白垩统明水组、四方台组、下白垩统嫩江组、姚家组、青山口组、泉头组、登娄库组（部分）、营城组（部分）及沙河子组地层。本井区缺失第三系，下白垩统登一段、营三段、营二段地层。

嫩江组二段底部黑褐色油页岩为松辽盆地区域标准层。

3.3.6 储层特征

3.3.6.1 营四段储层沉积特征

营四段为碎屑岩沉积，砾岩以中-细砾为主，普遍含砂；上部为灰白色、杂色砂砾岩、砾岩为主，厚度巨大，为主要储层；下部以泥岩为主，夹少量砾岩。徐深 1 区块营四段砾岩储层厚度整体表现为北薄南厚的特点。储层厚度一般在 50m~150m 之间，最小厚度位于徐深 6-101-徐深 6-103 井区，只有 30m 左右，最大厚度位于徐深 1-1~徐深 5 井区域，厚度达 200m。徐深 1 区块营四段有效储层厚度

整体呈现北薄南厚的特点，一般在 25m~75m 之间；最小厚度位于徐深 6-101~徐深 6-103 井区域，不发育有效储层；最大厚度位于徐深 1-1~徐深 5 井区域，厚度达 100m。

3.3.6.2 营一段火山岩岩相特征

营一段上部为灰白色流纹质晶屑岩屑熔结凝灰岩和灰白色珍珠岩，中部为流纹岩、灰白色流纹质火山角砾岩，灰白色流纹质晶屑凝灰岩，浅绿色流纹质火山角砾岩呈不等厚互层；下部为灰白色流纹质晶屑凝灰岩、灰白色、灰绿色流纹质火山集块岩，黑灰色安山质火山角砾岩不等厚互层。整个营一段火山岩厚度较大，厚度中心位于徐中断层下降盘，整体东南方向火山岩较发育。火山岩有效储层主要分布在断层的上升盘位置，少部分分布在断层下降盘位置的升深 7 井附近。有效厚度较大处主要集中在徐深 1、徐深 1-304 及徐深 1-101 井附近，工区东西两侧不发育，储量面积内有效厚度一般在 20m~120m 之间。

3.3.6.3 岩性及物性特征

本区营四段主要发育砾岩和砂砾岩，兼少量的砂岩和粉砂岩。根据碎屑结构的支撑类型和基质成分，可将砾岩划分为颗粒支撑砾岩、基质支撑砾岩两类。较为发育且可作为储层的是砾岩、砂砾岩、粗砂岩。

本区营一段火山岩岩石类型有火山熔岩和火山碎屑岩两大类，火山熔岩主要岩石类型有球粒流纹岩、流纹岩、（粗面）英安岩、粗面岩、粗安岩、玄武粗安岩，从酸性岩、中酸性岩、中性岩、中基性均有分布。火山碎屑岩主要有流纹质熔结凝灰岩、流纹质（晶屑）凝灰岩、流纹质角砾凝灰岩、流纹质火山角砾岩、集块岩。徐深 1 区块主产层主要发育晶屑凝灰岩、熔结角砾岩、火山角砾岩等。

营一段孔隙度：初步开发方案统计 375 块全直径分析孔隙度低于 6% 的样品占 39%，孔隙度 6%~10% 的样品占 27%，孔隙度高于 10% 的样品占 34%；2022 年，统计 811 块全直径分析孔隙度低于 6% 的样品占 58%，孔隙度 6%~10% 的样品占 33%，孔隙度高于 10% 的样品占 9%。

营一段渗透率：初步开发方案统计 375 块全直径分析渗透率低于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的样品占 49%，渗透率 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 \sim 1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的样品占 30%，渗透率高于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的样品占 21%；2022 年，统计 811 块全直径分析渗透率低于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的样品占 83%，渗透率 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 \sim 1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的样品占 13%，渗透率高于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的样品占 4%。

营四段孔隙度：初步开发方案统计 375 块全直径分析孔隙度低于 6% 的样品占 85%，孔隙度 6%~10% 的样品占 10%，孔隙度高于 10% 的样品占 5%；2022 年，统计 811 块全直径分析孔隙度低于 6% 的样品占 82%，孔隙度 6%~10% 的样品占 16%，

孔隙度高于 10% 的样品占 3%。

营四段渗透率：初步开发方案统计 375 块全直径分析渗透率低于 $0.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的样品占 74%，渗透率 $0.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 \sim 1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的样品占 13%，渗透率高于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的样品占 13%；2022 年，统计 811 块全直径分析渗透率低于 $0.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的样品占 74%，渗透率 $0.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 \sim 1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的样品占 14%，渗透率高于 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的样品占 11%。

上述分析结果表明：徐深 1 区块营城组气藏储层为低孔、特低渗储层，营四段砂砾岩储层比营一段火山岩储层物性差，为特低孔、特低渗储层。火山岩储层孔渗分布范围更大，裂缝发育程度更高。

3.3.7 气藏简述

3.3.7.1 气水分布及气藏类型

1、营四段的气水分布及气藏类型

徐深 1 区块营四段砾岩气藏已钻井试气尚未发现产水，初步判断为岩性气藏，地震反演显示储层连片分布，气藏受岩性、物性控制，无边底水。营城组四段砾岩储层位于营城组一段火山岩气藏之上，具有聚集天然气成藏的有利条件。储层大面积连片，砾岩气层分布已经超出构造圈闭范围，具有岩性气藏的特点。综合分析认为，营城组四段砾岩气藏为岩性气藏，不发育水层，气藏驱动类型为弹性气驱。

3、营一段的气水分布及气藏类型

营一段火山岩气藏气水分异明显。徐深气田已完钻的井中，除位于构造高部位的火山岩储层只发育纯气层外，其余井在纵向上综合解释均为上部气层（或气水同层）、下部水层。整体上具有构造高部位气柱高度大、富集高产，低部位气柱高度小、气水分异差的特点，显示出构造对气水分布的控制作用。综合分析认为，营一段气藏类型为岩性-构造气藏，部分井产地层水，气藏驱动类型为弹性弱水驱。

营一段为岩性-构造气藏，呈明显的上气下水特征，中间为气水同层，其含气性受构造、储层物性双重控制。气藏水顶一般为 3520m~3530m，部分井气、水层之间发育大段干层，水顶略低。由南至北，随着构造的抬升，气底逐渐抬升，一般为-3430m~-3500m。

3.3.7.2 流体性质及有毒、有害气体含量

1、流体性质

统计分析徐深 1 区块 14 口气井营四段储层的天然气组分数据，天然气组分变化不大：甲烷含量介于 95.080%~96.436%，平均 95.629%；乙烷含量介于 1.917%~2.595%，平均 2.359%；丙烷含量介于 0.216%~0.424%，平均 0.327%；二

氧化碳含量介于 0.143%~1.091%，平均 0.403%；不含硫化氢，是以甲烷为主的干气气藏。

统计分析徐深 1 区块 49 口井营一段储层天然气组分数据，天然气组分变化不大：甲烷含量介于 88.356%~96.859%，平均 95.180%；乙烷含量介于 1.853%~2.887%，平均 2.325%；丙烷含量介于 0.168%~0.809%，平均 0.303%；二氧化碳含量介于 0.063%~5.465%，平均 0.858%；不含硫化氢，是以甲烷为主的干气气藏。

徐深 1 区块营城组 13 口出水井地层水分析结果表明：氯离子含量在 179mg/L~1670mg/L 之间；总矿化度在 6420mg/L~15600mg/L 之间；pH 值在 7.1~8.5 之间；水型均为重碳酸钠型。

徐深 1 区块营城组营一段火山岩储层发育边、底水，位于构造部位较低位置的气井易产地层水。徐深 1 区块营四段砾岩储层不含单独的边、底水，多数生产井产出液以凝析水为主，少数产出液水性接近地层水的主要原因为：一是砾岩产层与下部火山岩储层的底水过近，压裂过程中形成了裂缝通道，从而导致产地层水；二是下部火山岩储层天然裂缝比较发育，从而导致产地层水。

2、有毒有害气体

根据油藏方案，统计分析徐深 1 区块 14 口气井营四段天然气组分中二氧化碳含量介于 0.143%~1.091%，平均 0.403%；统计分析徐深 1 区块 49 口井营一段储层天然气组分中二氧化碳含量介于 0.063%~5.465%，平均 0.858%。根据勘探开发研究院地质交底材料，预测本井天然气组分中二氧化碳含量 0.41%。邻井钻探未见 H₂S、CO 等有毒有害流体显示。

3.4 工程组成

本项目工程组成见表 3.4-1。

表 3.4-1 工程组成一览表

工程类别	工程组成		建设内容及规模	备注
主体工程	钻前工程		5 座钻井井场平整，在临时占地内修筑运输道路，井场设备拉运，基础施工设备安装，安置柴油罐区、各橇装板房，运输柴油，配制钻井液等。	新建
	钻井工程	钻井井场	新钻气井 5 口，4 口直井，1 口定向井，单井设计井深为 3700m~3900m，钻井总进尺 19140m。主要工程内容包括钻井成套设备搬运、安装、调试、钻前准备、钻进、录井、测井、固井、完井等。	新建
		井身结构	直井选用二开制井身结构。一开设计井深 1061-1074m，套	新建

		构	管尺寸 244.5mm，工作内容及作用为安装井控装置、封固上部易漏易塌地层、保护浅层水、悬挂生产套管。二开至设计井深 3800-3900m，套管尺寸 139.7mm，工作内容及作用为封固目的层、达到完井要求。 定向井选用三开制井身结构。一开设计井深 234-241m，套管尺寸 399.7mm，工作内容及作用为安装井控装置、封固上部易漏易塌地层、保护浅层水、悬挂生产套管。二开至设计井深 2511-2573m，套管尺寸 244.5mm，工作内容及作用为封固目的层、达到完井要求。 三开至设计井深 3728-3907m，套管尺寸 139.7mm，工作内容及作用为封固目的层、达到完井要求。	
		钻井平面布置	每座井场新建 80m×80m 钻井井场 1 座，丛式井平台每增加 1 口井增加 560m ² ，井场设备包括钻机、钻台、柴油罐、发电机、配料罐、泥浆泵、泥浆罐、钢制泥浆槽等；新建 43.3m×11.7m 橇装式钢制基础，1 座/井场，用于架设钻井井架。	新建
		钻井液体系	一开钻井液采用膨润土浆钻井液体系，主要成分为膨润土、纯碱。二开使用复合阳离子钻井液体系，主要成分为膨润土、纯碱、WDYZ-1、HX-D、SPNH-1、FST-2、DJ-C、FPS、NH ₄ -HPAN-2。钻井全程配备钻井泵、钻井液储备罐、钻井液循环罐、振动筛、除砂器、离心机等筛分、配制等循环利用设施。	新建
		钻井周期	单井钻井施工约 70d，5 个钻井队同时施工，钻井施工约 100d。	/
	储层改造工程	射孔	对新钻气井进行射孔作业。主要设备如下： ①新建100m×100m钻井井场1座，井场设备包括钻机、钻台、柴油罐、发电机、配料罐、泥浆泵、泥浆罐、空压机、钢制泥浆槽。 ②钻机：本项目选用ZJ-70DB/4500型钻机。 ③每座井场配置一套射孔器。	新建
		压裂试气	5 口气井进行压裂（压裂液集中配置，由压裂液工程车拉运至井场进行压裂）。油气层压裂工程用压裂车，把高压大排量具有一定粘度的液体挤入气层，当把气层压出许多裂缝后，加入支撑剂充填进裂缝，提高气层的渗透能力，以增加产气量。 本项目对新钻 5 口气井进行压裂作业。压裂作业设备包括修井机、压裂采气树等。试气设备包括试气井架、放喷管线、防喷器、三相分离器、计量池、储液罐、临时放空火炬等。试气作业期间设置放空火炬 1 座，布置于井口下风向处，预留 50m 安全距离，火炬高 5m，放空排放管内径 88.9mm。。	新建
	采气集输工程	气井	本工程共基建井口设施 5 套，井口装置包括井口安全设施、井口减压设施、监测设施、井口放空池、井口除砂器。建成后产能 0.61×108m ³ /a。。	新建
		采气集	新建Φ60×7 采气管道 7.0km，设计压力均为 15MPa，管道材	新建

		输管道	质采用 20G 碳钢管道。采气管道均采用埋地敷设，管顶标高为 -2.1m。本次 4 口井采气管道从中俄东线下方穿越，穿越方式为定向钻穿越。另有徐深 6-405 井需要跨越新民排水干渠 1 处，穿越方式为定向钻穿越。	
	场站改造	徐深 1-101 集气站	新建 5 井式电磁加热节流装置 1 座；更换 DN250/DN200 H=20m 火炬 1 座，配套在放空分液罐旁新建 3m³/h 污水泵 1 台；更换站内 3m³ 甲醇储罐，原位置新建 10m³ 甲醇储罐 1 座，按照 2024 年冬季甲醇用量计算，可存甲醇 6.6-9.7 天。	扩建
储运工程	钻井工程	钢制泥浆槽	井场设置 1 座容积 100m³ 的钢制泥浆槽（重复使用，10×5×2m），位于泥浆循环罐区旁边，用于暂存钻井废水、钻井泥浆、钻井岩屑。废弃水基钻井泥浆最后由泥浆接收罐车拉运至采油八厂废弃钻井液集中处理站进行无害化处理。	新建
		泥浆循环罐区	1 座/井场，泥浆循环罐区包括钢制泥浆循环罐 6 个，配套相应泥浆泵，单罐有效容积 80m³，储量合计 480m³，占地面积 200m²。	新建
		水罐区	钢制水罐 2 个/井场，单罐容积 50m³，占地 56m²，存储新鲜水。	新建
		柴油罐	钢制卧式柴油罐 2 个，单罐容积 20m³，占地面积 30m²，储量合计约 30t 柴油。放置在井场上风向，罐区四周设置可拆装的玻璃钢围堰，围堰高度不低于 0.5m 高围堰，围堰有效容积不小于两个柴油罐的容积之和，并距离发电房等易产生明火的位置 20m 以上，底部重点防渗处理，配备泡沫灭火器。	新建
		表土存放处	钻井井场设置 1 处表土存放处，用于暂存钻井井场剥离的表土层，占地规格约为 20×20m，占地面积约 400m²。	新建
	地面工程	道路工程	5 口井建设路面宽 3.5m、路基宽 4.5m 的沥青砼通路 3.0km，其中 0.85km 的路段是在八厂老井土路和砂石路的基础上改建而成，其余 2.15km 是沿乡村土路或顺垄耕地上新建而成。	新建
辅助工程	钻井工程	材料房	3 座/井，井场设置钻井液材料房 1 座（50m²），用于存放钻井液。包括膨润土、纯碱、抑制剂、铵盐、氯化钠、氯化钾、超细碳酸钙、KOH 等（最大存储量 0.08t）。 设置其他材料房 2 座（50m²），用于存放其他钻井材料，包括水泥、射孔液等。	新建
		井控房	2 座/井，井场设 1 座井控房（50m²），井控房安置于钻井井场内，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
		动力房	2 座/井，每座 30m²，用于供电、供应压缩空气，给钻机刹车提供动力等。	新建
		一般工业固体废物暂存间	1 座/井，用于暂存本项目产生的一般工业固体废物，占地面积 10m²，存储能力为 2t，施工结束后统一转运。	新建
		危险废物贮存点	1 座/井，用于暂存本项目产生的危险废物，占地面积 10m²，存储能力为 2t，施工结束后统一转运。	新建
		生活区	1 座/井，占地面积为 200m²，包括钻井监督房、工程值班房、地质值班房、钻井液值班房等，属于临时工程。	新建

		防渗旱厕	1 座/井, 占地 12m ² , 生活污水排入井场防渗旱厕。容积约 12m ³ (4m×3m×1m), 底部及四周夯实, 铺设 1.5mm 厚渗透系数为 1.0×10 ⁻¹³ cm/s 的高密度聚乙烯 (HDPE) 土工膜构筑防渗层, 满足《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016) 一般防渗区等效黏土防渗层 Mb≥1.5m, K≤1.0×10 ⁻⁷ cm/s 要求。	新建
	地面工程	自控工程	新建 5 口气井接入徐深 1-101 集气站, 井口按无人值守数字化模式进行建设。对徐深 1-101 集气站进行改造, 补充相应检测参数, 并对已建站控系统进行扩容调整, 将改造后数据上传生产调度中心/生产维护中心, 由生产管理中心/生产调度中心直接对井口、集气站进行远程集中监控。	
公辅工程	给水工程		施工期: 施工期用水主要为施工人员生活用水、管线试压用水。生活用水采用桶装水, 管线试压用水由水罐车运送。	依托
			运行期: 徐深 1-101 集气站的生产、生活给水依托现有供水装置。	
	排水工程		本项目施工期管线试压废水拉运至升一联气田污水预处理站处理, 处理后的水质执行《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ 0639-2015) 限值“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、粒径中值≤2 μm”, 同时满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022) 中标准限值, 回注地下。	依托
			运营期产生的气田采出水暂存于集气站污水罐(污水罐为钢制卧式罐, 架空装置, 且设置压力监测系统) 临时储存, 再定期通过外输泵升压外输至气田采出水集输管网, 并统一外输至升一联气田污水预处理站处理后的水质执行《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ 0639-2015) 限值“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、粒径中值≤2 μm”, 同时满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022) 中标准限值, 回注地下。	
	供热系统		本项目施工期采用电取暖, 运营期依托场站采用现有供暖方式。	新建
	供电工程		本项目施工期用电由柴油发电机供给。运营期由区域已建徐一变电站供电。新增总负荷 453.3kW, 其中扩建集气站新增负荷 220kW, 采气井口用电(管道伴热负荷及井口仪表通讯负荷) 负荷为 233.3kW。 徐深 1-101 集气站将现有 1 台 400kVA 变压器扩建为 1 台 800kVA 变压器, 并改造变压器附属设施, 新建低压配电柜 2 面, 新建低压电力电缆 0.4km 气井井场新建柱上变 5 座, 新建高压计量装置 5 套, 新建 10kV 线路 1.5km, 导线采用 LGJ-50 型。	新建
	通信工程		在徐深 1-101 集气站新建工业以太网交换机 1 台, 同时在 5 座新建井场各新建工业以太网交换机 1 台, 用于自控系统、视频监控系统的数据传输。	
依托	徐深 1-101 集气		徐深 1-101 集气站目前辖井 6 口, 产气量 29.5×104m ³ /d, 本	依

工程	站	次徐深 1-101 集气站新进气井 5 口，总气量最高在 2026 年达到 $55.3 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$。 (1) 脱水装置 站内已建 $50 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 脱水装置 1 套，新、老井最高产气 $55.3 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$，最高运行负荷 110.6%，现有脱水装置能力满足需求。 (2) 加热炉 徐深 1-101 集气站有 7 井式真空加热炉 1 台，由于所辖气井气实际 CO_2 分压较高，加热炉盘管采用 2205 双相不锈钢材质。目前加热炉处理气井 6 口，其中徐深 1-平 3 井由于气量较大，占用 2 个盘管，已无空余位置。 (3) 放空系统 徐深 1-101 集气站已建火炬规格 DN200/DN150 H=20m，本次接入新井后，最高产气量 $55.29 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$，考虑集气站火炬系统泄放能力应满足单列装置泄放时最大气量计算，本次以最高产气量作为泄放需求计算，已建放空火炬马赫数为 0.504，不满足放空需求。本次更换 DN250/DN200 H=20m 火炬 1 座，配套在放空分液罐旁新建污水泵 1 台。 (4) 分离器 徐深 1-101 集气站已建 $50 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 规模过滤分离器 2 台（一运一备），$60 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 规模生产分离器 1 台，$20 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 规模计量分离器 2 台。 本次新增产能后，站内共辖井 11 口，11 口井中，单井最高产气 $14 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$（已建徐深 1-平 3 井），单座计量分离器处理能力满足需求。11 口井合计最大处理需求为 $55.3 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$，已建生产分离器与过滤分离器能够满足处理需求。 (5) 甲醇储罐 徐深 1-101 站目前甲醇储罐罐容为 3.45m^3，目前有易节流、冻堵井 4 口，冬季生产期间需连续加注甲醇保证气井生产。2024 年冬季生产期间每月甲醇用量为 $32\text{-}47 \text{m}^3$ 左右，甲醇罐补醇频率为 2-4 天，补醇次数频繁。同时甲醇泵进出口的阀门也已出现关闭不严等问题，共有各类阀门 8 个。本次更换站内 3m^3 甲醇储罐，原位置新建 10m^3 甲醇储罐 1 座，按照 2024 年冬季甲醇用量计算，可存甲醇 6.6-9.7 天，满足存储需求。 (6) 新建 5 井式电磁加热节流装置 1 座，扩建部分按照 $30 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 规模设计。但集气站总规模不发生变化，仍为 $50 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$。	托、扩建
	升一联气田污水预处理站	升一联气田污水预处理站采用“调储缓冲→气浮→缓冲→两级过滤”处理工艺，水质处理达到《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）要求（石油类$\leq 10.0\text{mg/L}$，悬浮固体$\leq 5.0\text{mg/L}$）后回注地下。 该站设计的总规模为$1400\text{m}^3/\text{d}$，目前处理量$270\text{m}^3/\text{d}$，剩余处理能力为$1130\text{m}^3/\text{d}$，本项目试气产液由罐车拉运至升一联气田污水预处理站处理，预计产生试气产液为17m^3，满足本项目依托需求。	
		采油八厂废弃钻井液集中处理站	采油八厂废弃钻井液集中处理站采用“脱稳+均质缓冲+压滤”处理工艺，将泥浆进行固液相分离。处理后的泥饼用于大庆油田有限责任公司综合利用垫井场或铺路；处理后的滤液水由罐车拉运至第八采油厂一矿区徐三联合站处理达到《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“含油量$\leq 8\text{mg/L}$、悬浮固体含量$\leq 3\text{mg/L}$、粒径中值$\leq 2\mu\text{m}$”后回注油层；分离后的废水依托第八采油厂一矿区徐三联合站集中处理。 该站设计处理能力$45\text{万m}^3/\text{a}$（其中废弃水基泥浆$30\text{万m}^3/\text{a}$，盐水泥浆$15\text{万m}^3/\text{a}$），本项目依托其水基泥浆处理站，设计处理能力$1000\text{m}^3/\text{d}$（$30\text{万m}^3/\text{a}$），目前实际处理量$530\text{m}^3/\text{d}$，剩余能力为$470\text{m}^3/\text{d}$。本项目共需处理钻井废水106.9m^3、钻井泥浆1085m^3、钻井岩屑128.28m^3，共计1320.18m^3，本项目钻井期100d，则日均最大处理约13.2m^3，处理能力满足需求。	
		采油九厂塔三压裂返排液处理站	塔三压裂返排液处理站用“氧化-两级气浮-过滤”工艺。该站设计处理量为$800\text{m}^3/\text{d}$，目前处理量为$780\text{m}^3/\text{d}$，剩余能力为$20\text{m}^3/\text{d}$，本项目需要处理的压裂返排液量为730m^3（约$16.2\text{m}^3/\text{d}$），处理能力满足要求。	
		第八采油厂工业固废填埋场	第八采油厂工业固废填埋场总容量为11624m^3，目前实际容纳约8800m^3，剩余能力为2824m^3，本项目产生的废纯碱、膨润土、水泥等包装袋及非含油废防渗布共为0.42t，第八采油厂工业固废填埋剩余能力满足本项目新增固废处理要求。	
		采气分公司危险废物贮存库		
环保工程	施工期	废气处理措施	井场、管线、道路、站场施工现场洒水抑尘，表土及建材堆放设置挡风板、上覆遮盖材料，施工运输车辆采取密闭措施或加盖防尘布。 车辆和施工机械选用优质汽油及柴油。 井场柴油发电机采用环保型设备，选用优质轻柴油；加强柴油罐密闭性，减少柴油罐废气无组织排放。 试气作业期间采出气经分离器分离后，通过放喷管线经井场放空火炬放空燃烧，火炬高5m，放空排放管内径88.9mm。	新建
		废水处	钻井废水：排入井场设置的钢制泥浆槽中，拉运至采油八厂废弃	依托

		理措施	钻井液集中处理站处理,处理后的滤液水由罐车拉运至第八采油厂一矿区徐三联合站处理达到《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“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”后回注油层;	
			压裂返排液:送采油九厂塔三压裂返排液处理站处理,处理后的废水达到《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“石油类 $\leq 20\text{mg/L}$,悬浮物 $\leq 20\text{mg/L}$ ”后回注油层;	依托
			试气产液:罐车拉运至升一联气田污水预处理站处理;	依托
			生活污水:施工期生活污水排入施工区域设置的临时防渗旱厕,施工结束后卫生填埋。	依托
		噪声防治措施	施工期噪声主要是施工设备和运输车辆产生的噪声。施工期选用低噪声设备;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。	新建
		固体废物治理措施	废钻井泥浆、岩屑、废射孔液:通过密闭罐车拉运至采油八厂废弃钻井液集中处理站处理;采油八厂废弃钻井液集中处理站处理后的泥饼用于大庆油田有限责任公司综合利用垫井场或铺路。	依托
			废纯碱、膨润土、水泥等包装袋及非含油废防渗布:集中收集后暂存于水泥其他材料房内的一般固废贮存点内,由钻井单位统一安排拉运至第八采油厂工业固体废物填埋场进行处理;	依托
			废氢氧化钾包装袋:为危险废物,废物类别为HW49其他废物,废物代码为900-041-49,暂存于钻井液材料房内设置的加盖钢制桶中,废包装袋委托有危险废物处置资质的单位进行处置;	依托
			生活垃圾:统一收集送周围垃圾点,由市政环卫部门统一清理。	依托
			施工废料:本项目管道焊接、补口时会产生废焊渣、废防腐材料(废聚乙烯热收缩带和废聚乙烯补伤片)等施工废料,拉运至第八采油厂工业固体废物填埋场填埋。	依托
			废旧设备:主要为更换的火炬,由资产库进行回收。	依托
		地下水及土壤	项目钻井过程采取三层套管技术、定期对气井套管进行检查等措施。	
			钻井期井场柴油罐区、试气期试气施工区域、配液及输砂区、压裂车组区为重点防渗区,地面结构层下铺设厚 2mm 高密度聚乙烯(HDPE)土工膜构筑防渗层,渗透系数 $K \leq 1 \times 10^{-13} \text{cm/s}$,达到《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016)表 7 中关于重点防渗区等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0\text{m}$, $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 技术要求; 钻井井场设置的临时防渗旱厕、钻井液材料房、机械修理房、放空池为一般防渗区,地面结构层下铺设厚 1.5mm 高密度聚乙烯(HDPE)土工膜构筑防渗层,满足《环境影响评价技术导则地	

			下水环境》(HJ610-2016)中一般防渗区防渗技术要求,其防渗性能等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5m$ 、 $K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$; 施工期井场地面(除重点防渗区、一般防渗区域以外的井场区域)为简单防渗区,采取地面平整夯实等措施进行简单防渗,满足《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016)中关于简单防渗区的技术要求;	
		生态	项目施工均在临时与永久占地内进行,对临时占用耕地进行表土剥离留存,分层堆放,分层回填和平整,表土临时堆放场应用防雨布等临时遮盖措施,保护开挖形成的临时堆土及底部部分裸露地,防止遇降雨造成水土流失;施工结束后对临时占用耕地进行地表植被恢复与复垦,对永久占用耕地按照“占一补一”的要求进行经济补偿或开垦与所占用耕地质量及数量相当的耕地。 在施工场地两侧设置临时围挡,临时占地范围内设置单独表层土堆土区,临时堆土堆成梯形,土堆表面覆盖苫布,并在施工场地周边设临时施工围堰和临时排水沟,防止水土流失。	
	运营期	废气处理措施	无组织挥发烃类:运行期天然气集输及处理过程无组织挥发的烃类气体(以非甲烷总烃计),通过密闭集输的方式,大量减少气体的无组织挥发。	依托现有
			加热炉烟气:依托场站加热炉采用清洁能源天然气,采用低氮燃烧器,产生的燃烧废气经 10m 高排气筒排放。	新建
			井场、站场放空:非正常工况下井场、站场放空天然气通过 30m 高的火炬燃烧放空。	
		废气防治措施	气田采出水:本项目气田采出水暂存于集气站污水储罐临时储存,再定期通过外输泵升压外输至气田采出水集输管网,并统一外输至升一联气田污水预处理站处理,处理后的水质执行《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ 0639-2015)限值“含油量 $\leq 10mg/L$ 、悬浮固体含量 $\leq 5mg/L$ 、粒径中值 $\leq 2 \mu m$ ”,同时满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)中标准限值,回注地下。	新建
			运营期不新增人员,不新增生活污水。	依托
		噪声防治措施	项目选用低噪声设备,采用基础减振、隔声等措施;定期进行巡检,发现异常响动及时处理;注意对设备的维护保养。	新建
		固体废物处理措施	本工程气井井口安装有井口除砂器,投产初会定期检查井口除砂器,产生砂粒为危险废物 HW08 900-249-08,委托有资质单位处置。	依托
			替换的三甘醇脱水装置维修时产生的废三甘醇为一般工业固体废物,由厂家回收。更换废活性炭滤芯为危险废物,废活性炭废物类别 HW49 其他废物,滤芯危废代码为 900-039-49,委托有资质单位定期处置。	依托
			井口砂粒:本项目 5 口井除砂器产生井口砂粒约为 0.05t/a,产生	

			砂粒为危险废物 HW08 900-249-08，在井场产生后装入加盖钢制桶中，由检维修队送采气分公司危险废物贮存库内，定期委托有危废处置资质的单位处置。	
		地下水及土壤防治措施	①采气管道属于重点防渗，管线均采用无缝钢管、管道设计壁厚的腐蚀余量不小于 2mm、采用管道内外防腐，管道的连接方式应采用焊接，管线施工严格按照《油气田集输管道施工规范》GB50819 执行，定期对管道进行巡检，定期进行壁厚检测等措施，防治污染地下水； ②气井井场放空池为一般防渗，分层进行素土夯实，每层厚度不大于 300mm，压实系数不小于 0.95，铺设防渗土工膜；井场阀组区（含集水坑）、徐深 1-101 集气站扩建区域内电磁加热节流撬区、加药罐区为一般防渗区，地面铺设抗渗等级为 P8 混凝土层，厚度不低于 150mm，满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中一般防渗区防渗技术要求（等效粘土防渗层 $M_b \geq 1.5m$，$K \leq 1 \times 10^{-7}cm/s$）； ③徐深 1-101 集气站其他区域、井场其他区域均为简单防渗区，站内采取地面夯实，碾压平整，铺设水泥地面，采气井场采取地面夯实、碾压平整措施，可满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中简单防渗区要求。	
			地下水跟踪监测：	
			土壤跟踪监测：	
		生态措施	永久占地：本项目永久占地类型为永久基本农田和一般草地，占用的一般草原按照规定进行经济补偿；对永久占用的基本农田按照“占一补一”的要求进行经济补偿或开垦与所占用耕地质量及数量相当的耕地。	
			本项目临时占地类型为永久基本农田和一般草地，项目施工均在临时占地内进行施工，并且施工结束后及时清理施工现场，对临时占用的基本农田及时进行复耕，临时占用的一般草地以散播草籽的方式进行恢复。	
	退役期	废气防治措施	施工扬尘采取运输道路及施工场地定时洒水抑尘，运输车辆采取苫布遮盖措施。	新建
		废水防治措施	拆除设备清洗废水，由罐车拉运至升一联气田污水预处理站处理，处理满足《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）标准要求，即“含油量$\leq 10mg/L$、悬浮固体含量$\leq 5mg/L$”后回注地下开采油层。 退役期拆除工程生活污水排入徐深1-101集气站已建防渗旱厕，自然降解。	依托
		噪声防治措施	加强施工管理工作，合理安排施工进度，避免大量高噪声设备同时施工；施工期选用低噪声设备；运输车辆选择避开居民区	新建

			的路线。	
		固体废物防治措施	退役期气井拆除设备废旧设备回收至采气分公司资产回收库。 退役期气井封井垃圾为一般工业固体废物，拉运至第八采油厂工业固废填埋场处理。 含油废防渗布为危险废物，在作业结束后，委托有资质单位转运处置。 退役期生活垃圾统一收集后，委托环卫部门处理。	依托
		生态措施	退役期气井设备拆除、封井处理后，占地进行平整，耕地复垦。	
临时工程			本工程不设施工营地和料场，井场、管道、站场施工时需使用挖掘机、推土机、吊装机、电焊机等施工机械临时在管线、井场临时占地，道路、场站永久占地内	

本项目主要技术经济指标见表 3.4-2。

表 3.4-2 本项目主要技术经济指标汇总表

类别	指标
设计动用资源储量	动用含油面积 2.07km ² ，动用地质储量 177.9×10 ⁴ t，可采储量 32.8×10 ⁴ t，预计建成原油产能 1.55×10 ⁴ t/a。
设计井数	本项目新钻井 5 口，为直井或定向井，单井设计井深为 3700m~3900m，总进尺为 19140m，5 口新钻井均安排基建并进行压裂试气。
不同规模站场数	本项目改扩建场站 1 座，依托场站包括转油（脱水）站 15 座、含油污水处理站 2 座、注水站 5 座。
管道长度	新建采气管道 7.0km。
能源消耗情况	本项目新增耗气量 6.75 万 m ³ /a。本项目投产后，新增耗电 55.93×10 ⁴ kW·h/a。
工程临时占地及永久占地面积	本项目新增总占地面积为 38.137hm ² ，其中永久占地面积为 5.761hm ² ，临时占地面积为 32.376hm ² ，占地类型为耕地（永久基本农田）及草地（非基本草原）。
工作制度	年生产 365d，每天 24 小时。
在册职工人数	施工期钻井工程 5 个钻井队同时施工，每个钻井队在井人数 40 人，压裂试气工程施工人数 20 人，运营期不新增定员。
总投资及环境保护投资	总投资 17543.5 万元，环保投资 718.64 万元，环保投资占比 4.1%。

3.5 开发方案

3.5.1 井位分布

本项目新钻气井 5 口，均为单井井场，井位布置情况见表 3.5-1。本项目拟建井位置见附图 2。

表 3.5-1 本项目井位布置情况

序	井号	井口坐标	井别	井型	占地类型	目的层

号		X	Y				
1	徐深 6-405	21675444	5104545	气井	直井	永久基本农田	营一段兼探沙河子组
2	徐深 6-409	21675698	5101996	气井	直井	永久基本农田	营一段兼探沙河子组
3	徐深 6-斜 407	21675150	5103189	气井	定向井	永久基本农田	营一段兼探沙河子组
4	徐深 6-斜 408	21675179	5102719	气井	定向井	永久基本农田	营一段兼探沙河子组
5	徐深 6-斜 411	21674725	5102190	气井	定向井	永久基本农田	营四段兼探营一段、沙河子组

3.5.2 开发指标预测

徐深气田徐深1区块基建气井5口，其中直井4口，斜井1口。5口气井初期日产气量为 $27.7\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ ，产水量 $16.5\text{m}^3/\text{d}$ ，关井压力在25~30MPa之间。气井井口参数见表3.5-2，开发指标预测分别见表3.5-3至3.5-5。

表 3.5-2 徐深 1 区块 5 口气井井口参数表

井 号	关井压力 (MPa)	开井瞬时压力 (MPa)	正常开井压力 (MPa)	日产气 ($10^4\text{m}^3/\text{d}$)	日产水 (m^3)	稳产年限 (年)	初期产气 温度($^{\circ}\text{C}$)
徐深 6-405	30.0	28.0	22.0	5.5	2.5	/	28
徐深 6-X407	28.0	26.0	25.0	7.2	2.5	/	30
徐深 6-408	28.0	26.0	25.0	5.5	5	/	25
徐深 6-409	28.0	26.0	25.0	5.5	5	/	25
徐深 6-411	25.0	22.0	20.0	4.0	1.5	/	23
合计	/	/	/	27.7	16.5	/	/

表 3.5-3 徐深 1 区块 5 口气井产气量预测表 ($10^4\text{m}^3/\text{d}$)

井号	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
徐深 6-405	5.5	4.3	3.1	2.5	2.1	1.9	1.6	1.5	1.3	1.2
徐深 6-X407	7.2	5.2	4.0	3.3	2.8	2.4	2.2	1.9	1.7	1.6
徐深 6-408	5.5	3.9	2.9	2.3	1.9	1.5	1.2	1.0	0.9	0.8
徐深 6-409	5.5	4.0	2.9	2.3	1.9	1.5	1.3	1.1	0.9	0.8
徐深 6-411	4.0	1.9	1.8	1.6	1.5	1.4	1.4	1.3	1.2	1.2
合 计	27.7	19.3	14.7	12.0	10.2	8.7	7.7	6.8	6.0	5.6

表 3.5-4 徐深 1 区块 5 口气井产水量预测表 (m^3/d)

井号	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
徐深 6-405	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.2	2.2	2.2	2.2
徐深 6-X407	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.2	2.2	2.2	2.2

井号	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
徐深 6-408	5.0	5.0	5.0	3.0	3.0	3.0	2.5	2.5	2.5	2.5
徐深 6-409	5.0	5.0	5.0	3.0	3.0	3.0	2.5	2.5	2.5	2.5
徐深 6-411	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.3	1.3	1.3	1.3
合 计	16.5	16.5	12.5	12.5	12.5	10.7	10.7	10.7	10.7	16.5

表 3.5-5 徐深 1 区块 5 口气井正常开井压力预测表 (MPa)

井号	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
徐深 6-405	22.0	20.2	18.6	17.1	15.8	14.5	13.3	12.3	11.3	10.4
徐深 6-X407	25.0	23.0	21.2	19.5	17.9	16.5	15.2	13.9	12.8	11.8
徐深 6-408	25.0	23.0	21.2	19.5	17.9	16.5	15.2	13.9	12.8	11.8
徐深 6-409	25.0	23.0	21.2	19.5	17.9	16.5	15.2	13.9	12.8	11.8
徐深 6-411	20.0	18.4	16.9	15.6	14.3	13.2	12.1	11.2	10.3	9.4

3.5.3 气井气组成及产出水性质

5 口井 CH₄ 含量在 94.5% 以上，CO₂ 含量在 0.37%~1.86%之间，见表 3.5-6。

表 3.5-6 气井气组分表

井号	密度 (g/cm ³)	C1 (%)	C2 (%)	C3 (%)	iC4 (%)	CO ₂ (%)	N ₂ (%)
徐深 6-405	0.59	94.78	2.15	0.26	0.06	1.86	0.84
徐深 6-X407	0.59	95.15	2.37	0.37	0.06	1.16	0.70
徐深 6-408	0.59	94.53	2.45	0.47	0.06	1.28	0.98
徐深 6-409	0.59	94.53	2.45	0.47	0.06	1.28	0.98
徐深 6-411	0.58	95.67	2.16	0.37	0.08	0.37	1.24

对于湿天然气，二氧化碳分压小于 0.021MPa 时，为弱腐蚀环境，不需要腐蚀控制；二氧化碳分压在 0.021~0.21MPa 时，为中等腐蚀环境，宜采用腐蚀控制；二氧化碳分压大于 0.21MPa 时，为强腐蚀环境，应采取防腐蚀措施。

本次基建 5 口气井气，按照开井压力计算，徐深 6-411 井属于中度腐蚀情况，其余 4 口井属于强腐蚀情况，见表 3.5-7。

表 3.5-7 CO₂ 分压计算表 (单位: MPa)

井号	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
徐深 6-405	0.41	0.38	0.35	0.32	0.29	0.27	0.25	0.23	0.21	0.19
徐深 6-X407	0.29	0.27	0.25	0.23	0.21	0.19	0.18	0.16	0.15	0.14
徐深 6-408	0.32	0.29	0.27	0.25	0.23	0.21	0.19	0.18	0.16	0.15
徐深 6-409	0.32	0.29	0.27	0.25	0.23	0.21	0.19	0.18	0.16	0.15
徐深 6-411	0.07	0.07	0.06	0.06	0.05	0.05	0.04	0.04	0.04	0.03

5 口气井产出水性质见表 3.5-8。

表 3.5-8 产出水性质表

井号	总矿化度（mg/l）	pH 值	氯离子（mg/l）
徐深 6-409	5533.0	7.5	214
徐深 6-411	1624.0	6.7	483
徐深 6-405	3757.0	7.5	72
徐深 6-X407	1590.0	7.0	71
徐深 6-408	5533.0	7.5	214

3.6 主要建设内容

本项目拟在已开发的徐深气田徐深 1 区块新建 5 口气井，单井设计井深为 3700m~3900m，总进尺为 19140m，5 口新钻井均安排基建，配套地面工程建设，其中新建单井采气管道 7.0km，对徐深 1-101 集气站进行扩建，配套建设道路工程、供配电工程、自动控制、通信工程等，建成产能 27.7×10⁴m³/d。

3.6.1 钻井工程方案

本项目新钻气井 5 口，2 口直井，3 口定向井，均为单井井场。钻井工程包括钻前准备、钻进、录井、测井、固井、储层改造（射孔完井及压裂试气），本项目拟钻 5 口气井压裂试气后进入地面工程建设。

3.6.1.1 钻前工程

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

（1）井位选择

钻前准备工作主要为平整井场，保证全套钻井设备达到相关安装标准，安装完成后并进行相关调试。本项目新钻气井 5 口，2 口直井，3 口定向井。单井设计井深为 3700m~3900m，总进尺为 19140m。本项目新钻井设计参数见表 3.6-1。

表 3.6-1 本项目新钻井设计参数

序号	井号	井位坐标		井别	井型	完钻垂深（m）	设计进尺（m）
		X	Y				
1	徐深 6-405	21675444	5104545	气井	直井	3800	3800
2	徐深 6-409	21675698	5101996	气井	直井	3900	3900
3	徐深 6-斜 407	21675150	5103189	气井	定向井	3700	3728
4	徐深 6-斜 408	21675179	5102719	气井	定向井	3900	3907
5	徐深 6-斜 411	21674725	5102190	气井	定向井	3800	3805
合计		/	/	/	/	/	19140

（2）井身结构

本项目新钻井直井采用二开制井身结构，定向井采用三开制井身结构，项目井身设计数据见表 3.6-2~3.6-6。井身结构示意图见图 3.6-1、图 3.6-2。

表 3.6-2 徐深 6-405 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 地层层位	套管下入 深 度 m	环空水泥浆 返 高 m
一 开	1074.00	311.2	表层套管	244.5	嫩三段	1073.00	地面
二 开	3800.00	215.9	生产套管	139.7	沙河子组	3797.00	地面

注：表层套管下深应满足井控安全、封固浅水层、疏松地层、砾石层的要求，套管鞋进入泥岩段或稳固岩层 10m 以上，现场可根据上述要求进行适当加深。

表 3.6-3 徐深 6-409 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 地层层位	套管下入 深 度 m	环空水泥浆 返 高 m
一 开	1061.00	311.2	表层套管	244.5	嫩三段	1060.00	地面
二 开	3900.00	215.9	生产套管	139.7	沙河子组	3897.00	地面

注 1：井口砸Φ339.7mm 导管至地面以下 30m；
注 2：表层套管下深应满足井控安全、封固浅水层、疏松地层、砾石层的要求，套管鞋进入泥岩段或稳固岩层 10m 以上，现场可根据上述要求进行适当调整。

表 3.6-4 徐深 6-斜 407 井身结构设计数据

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 地层层位	套管下入 深 度 m	环空水泥浆 返 高 m
一 开	234.00	444.5	表层套管	339.7	明一段	233.00	地面
二 开	2511.00	311.2	技术套管	244.5	泉二段	2510.00	地面
三 开	3728.00	215.9	生产套管	139.7	沙河子组	3725.00	地面

注 1：井口砸Φ508mm 导管至地面以下 12m；
注 2：表层套管下深应满足井控安全、封固浅水层、疏松地层、砾石层的要求，套管鞋进入泥岩段或稳固岩层 10m 以上，现场可根据上述要求进行适当调整。

表 3.6-5 徐深 6-斜 408 井身结构设计数据

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 地层层位	套管下入 深 度 m	环空水泥浆 返 高 m
一 开	236.00	444.5	表层套管	339.7	明一段	235.00	地面
二 开	2513.00	311.2	技术套管	244.5	泉二段	2512.00	地面
三 开	3907.00	215.9	生产套管	139.7	沙河子组	3904.00	地面

注 1：井口砸Φ508mm 导管至地面以下 12m；
注 2：表层套管下深应满足井控安全、封固浅水层、疏松地层、砾石层的要求，套管鞋进入泥岩段或稳固岩层 10m 以上，现场可根据上述要求进行适当调整。

表 3.6-6 徐深 6-斜 411 井身结构设计数据

开钻 次序	井深 m	钻头 尺寸	套管柱 类 型	套管 尺寸	套管下入 地层层位	套管下入 深 度	环空水泥浆 返 高

		mm		mm		m	m
一 开	241.00	444.5	表层套管	339.7	明一段	240.00	地面
二 开	2573.00	311.2	技术套管	244.5	泉二段	2572.00	地面
三 开	3805.00	215.9	生产套管	139.7	沙河子组	3802.00	地面

注 1：井口砸Φ508mm 导管至地面以下 12m；

注 2：表层套管下深应满足井控安全、封固浅水层、疏松地层、砾石层的要求，套管鞋进入泥岩段或稳固岩层 10m 以上，现场可根据上述要求进行适当调整。

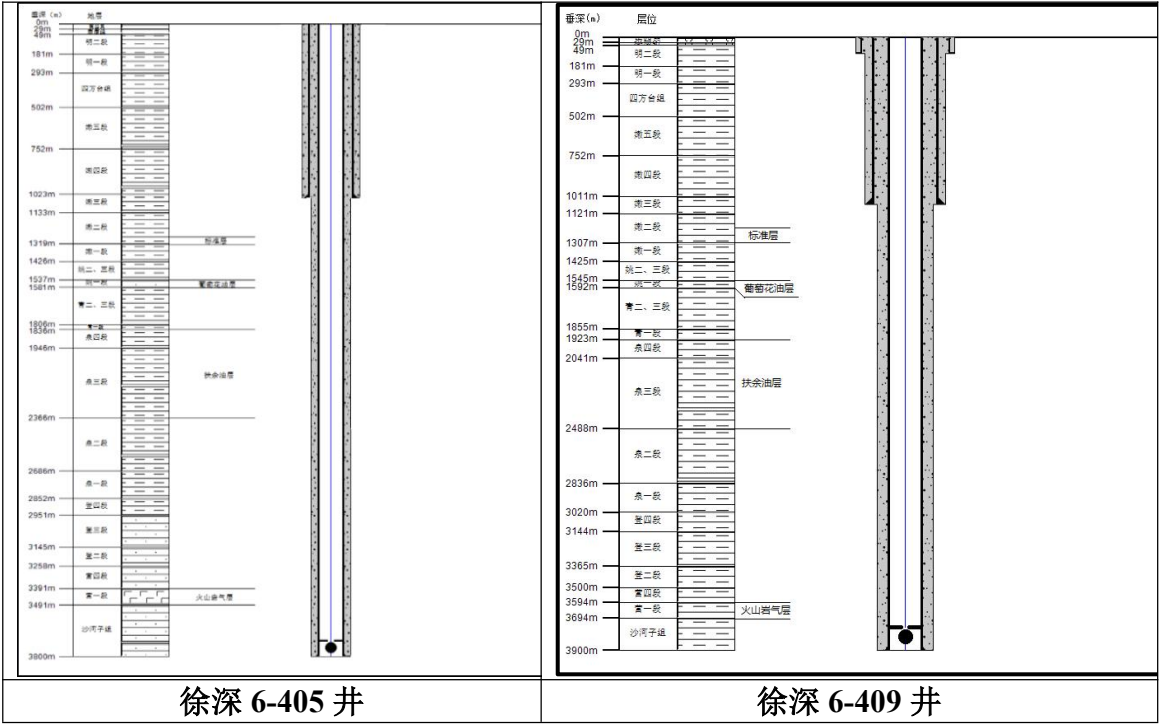


图 3.6-1 直井井身结构示意图

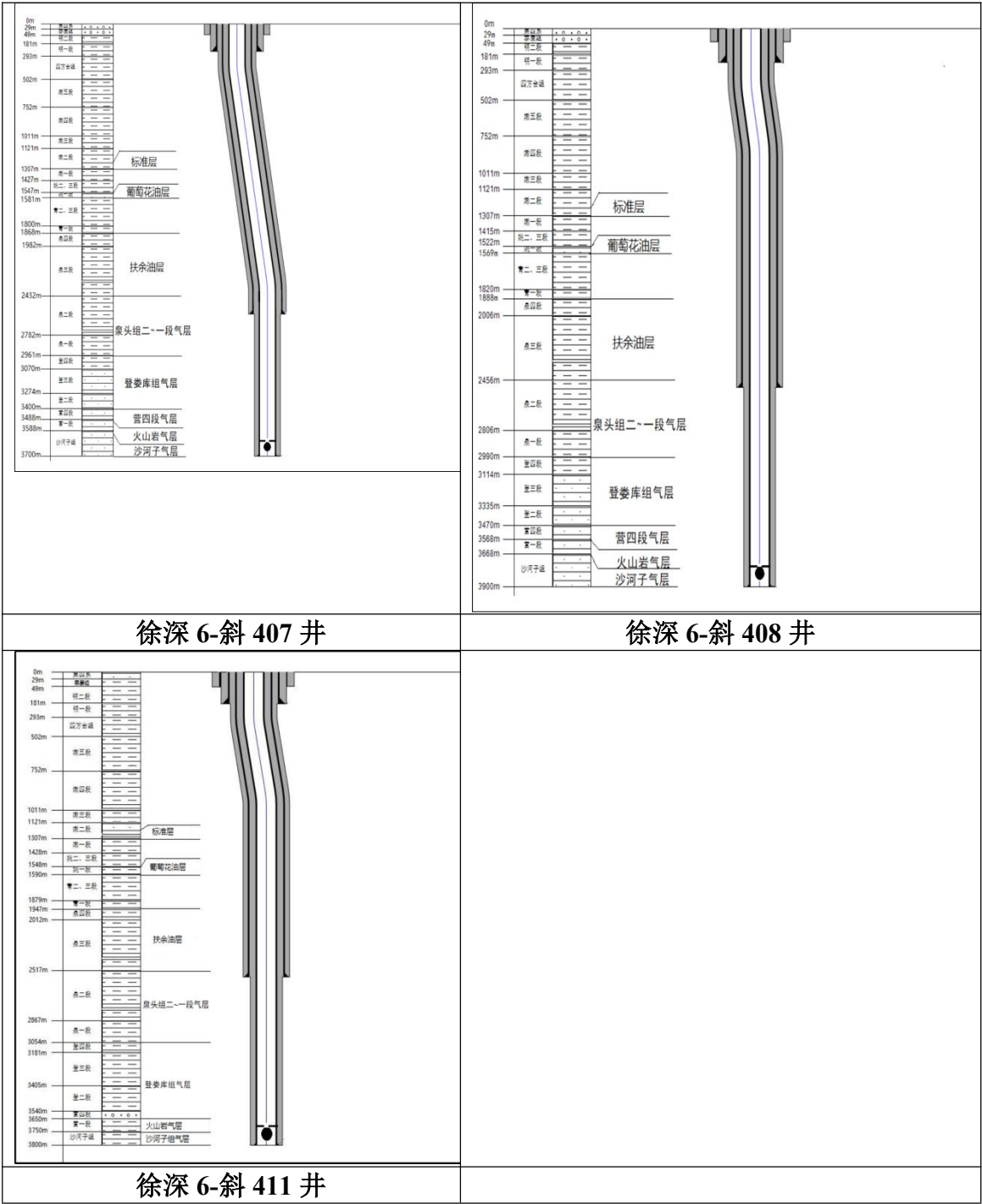


图 3.6-2 定向井井身结构示意图

(3) 钻机选型及钻井主要设备

本项目选用 ZJ-50D/3150 型钻机。钻机及钻井主要设备性能参数见表 3.6-7。

表 3.6-7 ZJ-15D/900 钻机及钻井主要设备性能

序号	名 称		规 格 型 号	主要技术参数	备 注
1	钻 机		ZJ-50D/3150		
2	井 架		JJ315/45-K	最大载荷 3150kN	
3	提升系统	绞 车	JC-50D	快绳拉力 340 kN	
		天 车	TC-315	最大载荷 3150 kN	

		游动滑车	YC-315	最大载荷 3150 kN	
		大 钩	DG-315	最大载荷 3150 kN	
		水龙头	SL-450-Z	最大载荷 4500 kN	
4	顶部驱动装置		TDS-11SA	最大载荷 5000kN	
5	转 盘		ZP-375	最大载荷 5850kN	最大工作扭矩 32362N·m
6	循环 系统 配置	钻井泵	F-1300	1300HP	3 台
		钻井液罐		380m³(循环罐)	
7	动力 系统	直流电动机	YZ08	800kW	6 台
		柴油机	G12V190/ZLD	1200HP	3 台

(4) 钻井液

直井钻井液：

①一开钻井液

一开钻井液采用环保型水基钻井液系，该体系成本低无污染可有效保护浅水层。

配方为：膨润土（5.0%~7.0%）+纯碱（0.2%~0.5%）+包被剂（0.4%~0.6%）+降滤失剂（0.5%~1.0%）+XC（0.2%~0.5%）+降粘剂（0.2%~0.4%）。

②二开钻井液

使用胺基聚合物钻井液体系，该体系具有良好的抑制性、润滑性、流变性，滤失量低，可抗 180℃高温且性能稳定，抗污染能力强，能够强化井底清洁、水力破岩，辅助提高机械钻速，成本低，满足深层气井生产需求。

胺基聚合物钻井液体系配方为：膨润土（3.0%~5.0%）+纯碱（0.5%~1.0%）+氢氧化钾（0.2%~0.4%）+钻井液用降滤失剂（1.0%~3.0%）+ 钻井液用封堵剂（1.0%~3.0%）+ 包被剂（0.2%~0.6%）+胺基抑制剂（0.2%~1.0%）+ 润滑剂（1.0%~4.0%）+ 环保油（1.0%~4.0%）+固体润滑剂（1.0%~3.0%）+降粘剂（1.0%~2.0%）+钻井液用稳定剂（1.0%~3.0%）+超细碳酸钙（1.0%~3.0%）。

定向井钻井液：

①一开钻井液

一开钻井液采用膨润土浆，该体系成本低无污染可有效保护浅水层。

配方为：膨润土（4.0%~5.0%）+纯碱（0.2%~0.4%）。

②二开钻井液

二开钻井液使用钾盐共聚物钻井液体系，该钻井液技术成熟，抑制性强、成本低。

配方为：膨润土（4.5%~5.5%）+纯碱（4.5%~5.0%）+KOH（0.04%~0.10%）

+WDYZ-1（0.3%~0.4%）+HX-D（0.3%~0.4%）+NH4-HPAN-2（0.7%~1.3%）+JS-1（0.8%~1.2%）+JS-2（1.2%~1.5%）+HX-A（1.0%~1.5%）+SPNH（1.0%~1.2%）。

③三开钻井液

三开钻井液使用胺基聚合物钻井液体系，该体系具有良好的抑制性、润滑性、流变性，滤失量低，可抗 180℃ 高温且性能稳定，抗污染能力强，能够强化井底清洁、水力破岩，辅助提高机械钻速，成本低，满足深层气井生产需求。

胺基聚合物钻井液体系配方为：膨润土（3.0%~5.0%）+纯碱（0.5%~1.0%）+氢氧化钾（0.2%~0.4%）+钻井液用降滤失剂（1.0%~3.0%）+ 钻井液用封堵剂（1.0%~3.0%）+ 包被剂（0.2%~0.6%）+胺基抑制剂（0.2%~1.0%）+ 润滑剂（1.0%~4.0%）+ 环保油（1.0%~4.0%）+固体润滑剂（1.0%~3.0%）+降粘剂（1.0%~2.0%）+钻井液用稳定剂（1.0%~3.0%）+超细碳酸钙（1.0%~3.0%）。

具体钻井液材料用量设计见表 3.6-8~3.6-12。

表 3.6-8 徐深 6-405 井钻井液材料用量设计数据表

开 钻 次 序	一 开		二开	
钻头尺寸 mm	311.2		215.9	
井段 m~m	0~1074		1074~3800	
井筒容积 m3	118		175	
地面循环量 m3	80		160	
钻井液损耗量 m3	43		273	
储备钻井液 m3	/		≥50（1.55g/cm3）	
钻井液总量 m3	241		658	
钻井液体系	环保型水基钻井液体系		胺基聚合物	
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	16.9	纯碱	6.6
	Na2CO3	1.2	膨润土	32.9
	包被剂	1.4	氢氧化钾	2.6
	降滤失剂	2.4	钻井液用降滤失剂	19.7
	XC	1.2	钻井液用封堵剂	19.7
	降粘剂	1.0	包被剂	3.9
	/	/	胺基抑制剂	6.5
	/	/	润滑剂	26.3
	/	/	环保油	26.3

	/	/	固体润滑剂	19.7
	/	/	降粘剂	13.1
	/	/	钻井液用稳定剂	19.7
	/	/	超细碳酸钙	19.7
	/	/	重晶石粉	174
注 1：本井储备重晶石粉不少于 60t；				
注 2：本井储备随钻堵漏剂 5t~10t，发生井漏时应急使用。				
注 3：施工现场使用入井材料及流体必须开展有机氯筛查，严禁含有机氯的油化剂产品入井，并提供有相关资质机构出具的有机氯检测报告。				

表 3.6-9 徐深 6-409 井钻井液材料用量设计数据表

开 钻 次 序	一 开		二 开	
钻头尺寸 mm	311.2		215.9	
井段 m~m	0~1061		1061~3900	
井筒容积 m3	116		187	
地面循环量 m3	60		160	
钻井液损耗量 m3	42		227	
储备钻井液 m3	/		≥50（1.55g/cm3）	
钻井液总量 m3	176		574	
钻井液体系	环保型水基钻井液体系		胺基聚合物	
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	12.3	纯碱	5.7
	Na2CO3	0.9	膨润土	28.7
	包被剂	1.1	氢氧化钾	2.3
	降滤失剂	1.8	钻井液用降滤失剂	17.2
	XC	0.9	钻井液用封堵剂	17.2
	降粘剂	0.7	包被剂	3.4
	润滑剂	5.3	胺基抑制剂	5.7
	/	/	润滑剂	4.6
	/	/	环保油	23.0
	/	/	固体润滑剂	17.2
	/	/	降粘剂	11.5
	/	/	钻井液用稳定剂	17.2
	/	/	超细碳酸钙	17.2
	/	/	重晶石粉	127

注 1：本井储备重晶石粉不少于 60t；
注 2：本井储备随钻堵漏剂 5t~10t，发生井漏时应急使用。
注 3：施工现场使用入井材料及流体必须开展有机氯筛查，严禁含有机氯的油化剂产品入井，并提供有相关资质机构出具的有机氯检测报告。

表 3.6-10 徐深 6-斜 407 井钻井液材料用量设计数据表

开 钻 次 序	一 开		二 开		三 开	
钻头尺寸 mm	444.5		311.2		215.9	
井段 m~m	0~234		234~2511		2511~3728	
井筒容积 m3	62		248		159	
地面循环量 m3	40		120		120	
钻井液损耗量 m3	10		91		122	
储备钻井液 m3	/		≥50(1.80g/cm3)		≥50（1.52/cm3）	
钻井液总量 m3	112		509		451	
钻井液体系	膨润土浆		DQZT-DS（Ⅱ）型		胺基聚合物	
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	材料名称	材料用量 t
	膨润土	6.0	膨润土	28.0	纯碱	4.5
	纯碱	0.5	纯碱	1.4	膨润土	22.6
	/	/	WDYZ-1	2.0	氢氧化钾	1.8
	/	/	HX-D	2.0	钻井液用降滤失剂	13.5
	/	/	JS-1	6.1	钻井液用封堵剂	13.5
	/	/	JS-2	7.6	包被剂	2.7
	/	/	NH4-HPAN-2	6.6	胺基抑制剂	4.5
	/	/	SPNH	6.1	润滑剂	18.0
	/	/	HX-A	7.6	环保油	18.0
	/	/	KOH	0.5	固体润滑剂	13.5
	/	/	重晶石粉	349.0	降粘剂	9.0
	/	/	润滑剂	15.3	钻井液用稳定剂	13.5
	/	/	/	/	超细碳酸钙	13.5
	/	/	/	/	重晶石粉	95.0
注 1：本井储备重晶石粉不少于 60t； 注 2：本井储备随钻堵漏剂 5t~10t，发生井漏时应急使用； 注 3：施工现场使用入井材料及流体必须开展有机氯筛查，严禁含有机氯的油化剂产品入井，并提供有相关资质机构出具的有机氯检测报告。						

表 3.6-11 徐深 6-斜 408 井钻井液材料用量设计数据表

开 钻 次 序	一 开		二 开		三 开	
钻头尺寸 mm	444.5		311.2		215.9	
井段 m~m	0~236		236~2513		2513~3907	

井筒容积 m3	62		253		165	
地面循环量 m3	40		120		120	
钻井液损耗量 m3	10		91		140	
储备钻井液 m3	/		≥50(1.80g/cm3)		≥50（1.52g/cm3）	
钻井液总量 m3	112		514		475	
钻井液体系	膨润土浆		DQZT-DS（Ⅱ）型		胺基聚合物	
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	材料名称	材料用量 t
	膨润土	6.0	膨润土	28.3	纯碱	4.7
	纯碱	0.5	纯碱	1.4	膨润土	23.6
	/	/	KOH	0.5	氢氧化钾	1.9
	/	/	WDYZ-1	2.1	钻井液用降滤失剂	14.1
	/	/	HX-D	2.1	钻井液用封堵剂	14.1
	/	/	NH4-HPAN-2	6.7	包被剂	2.8
	/	/	JS-1	6.2	胺基抑制剂	4.7
	/	/	JS-2	7.7	润滑剂	18.9
	/	/	HX-A	7.7	环保油	18.9
	/	/	SPNH	6.2	固体润滑剂	14.2
	/	/	重晶石粉	345.0	降粘剂	9.4
	/	/	/	/	钻井液用稳定剂	14.2
	/	/	/	/	超细碳酸钙	14.2
	/	/	/	/	重晶石粉	134.0
注 1：本井储备重晶石粉不少于 60t；						
注 2：本井储备随钻堵漏剂 5t~10t，发生井漏时应急使用；						
注 3：施工现场使用入井材料及流体必须开展有机氯筛查，严禁含有机氯的油化剂产品入井，并提供有相关资质机构出具的有机氯检测报告。						

表 3.6-12 徐深 6-斜 411 井钻井液材料用量设计数据表

开 钻 次 序	一开	二 开	三开
钻头尺寸 mm	444.5	311.2	215.9
井段 m~m	0~241	241~2573	2573~3805
井筒容积 m3	64	254	162
地面循环量 m3	40	120	120
钻井液损耗量 m3	10	94	136
储备钻井液 m3	/	≥50(1.75g/cm3)	≥50（1.52g/cm3）
钻井液总量 m3	114	518	468
钻井液体系	膨润土浆	DQZT-DS（Ⅱ）型	胺基聚合物

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	材料名称	材料用量 t
	膨润土	6.0	膨润土	/	纯碱	4.7
	纯碱	0.5	纯碱	1.4	膨润土	23.4
	/	/	WDYZ-1	2.1	氢氧化钾	1.9
	/	/	HX-D	2.1	钻井液用降滤失剂	14.0
	/	/	JS-1	6.2	钻井液用封堵剂	14.0
	/	/	JS-2	7.8	包被剂	2.8
	/	/	NH4-HPAN-2	6.7	胺基抑制剂	4.7
	/	/	SPNH	6.2	润滑剂	18.7
	/	/	HX-A	7.8	环保油	18.7
	/	/	KOH	0.5	固体润滑剂	14.0
	/	/	润滑剂	15.6	降粘剂	9.4
	/	/	重晶石粉	307.0	钻井液用稳定剂	14.0
	/	/	/	/	超细碳酸钙	14.0
	/	/	/	/	重晶石粉	98.0
注 1：本井储备重晶石粉不少于 60t；						
注 2：本井储备随钻堵漏剂 5t~10t，发生井漏时应急使用；						
注 3：施工现场使用入井材料及流体必须开展有机氯筛查，严禁含有机氯的油化剂产品入井，并提供有相关资质机构出具的有机氯检测报告。						

③钻井液理化性质

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

钻井液主要组分理化性质见表 3.6-5。

表 3.6-5 钻井液主要组分理化性质一览表

序号	原料名称	重要组分	理化性质及作用	毒理性质
1	膨润土	天然矿物，主要成分是层状铝硅酸盐蒙脱石	晶体结构是由两个硅氧四面体晶片中间夹 1 个铝氧八面体晶片组成 1 个晶层，在硅氧四面体中，有部分的 Si ⁴⁺ 可被 Al ³⁺ 取代，铝氧八面体层中有部分的 Al ³⁺ 可被 Fe ²⁺ 、Mg ²⁺ 、Zn ²⁺ 等阳离子取代，这样使得蒙脱石的晶格显负电性，同时晶层上下皆为氧原子层，不能开成氢键，晶层间有微弱的分子力连接，连接力弱，水分子容易进入两层之间使之吸水肿胀。因此，它具有很强的吸水性、可塑性、粘结性和离子交换性，水化分散性较好	无毒性

2	纯碱	碳酸钠 Na_2CO_3	无水碳酸钠为白色粉末，易溶于水，水溶液呈碱性，pH 值为 11.5。在泥浆中发生电离和水解，提供 Na^+ 和 CO_3^{2-} ，在泥浆中通过离子交换和沉淀作用，使钙质粘土变为钠质粘土。另外可除掉石膏或水泥浸入泥浆中的 Ca^{2+} 离子，使泥浆性能变好。	无毒性
3	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℃，可调节钻井液的流变性，提高体系动逆比、切力，具有很强的携屑能力，可防止井下发生复杂情况。其中木质素、腐殖酸可生物降解。	无毒性
4	HX-D	由高分子聚合物经过阳离子和官能团改造而成	阳离子聚合物抑制剂 HX-D，乳白色或浅黄色液体，pH7~9，是由高分子聚合物经过阳离子和官能团改造，形成的具有强抑制、吸附和包被作用的一种钻井泥浆助剂，可与地层多价离子反应，有良好的抗高温流变性，同时还具有防塌、防膨等作用。	无毒性
5	JS-1	钻井液聚合铝 I 型	钻井液聚合铝 I 型，粉末材料，密度 1.1，降滤失剂。	无毒性
6	JS-2	钻井液聚合铝 II 型	钻井液聚合铝 II 型，粉末材料，密度 1.1，抗盐抗温降滤失剂。	无毒性
7	$\text{NH}_4\text{-HPAN-2}$	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
8	SPNH	褐煤树脂	外观为黑褐色固体粉末或颗粒，钻井液用褐煤树脂 SPNH 是在苯环单元引入磺酸基，苯环间又以碳原子相连，能够抗高温。水化作用强、缔合水的键能高，因而又解决了它的水溶性，决定了它抗盐、抗钙、降低高温高压降失水量的作用。	无毒性
9	KOH	氢氧化钾	氢氧化钾是一种白色透明的晶体，易溶于水，溶解时强烈放热，水溶液呈碱性，pH 值为 14，有较强的腐蚀性，既能用来调节泥浆的 pH 值，又能提供 K^+ 离子，其在泥浆中全部电离，提供的 K^+ 离子有较好的防塌作用，因此钾盐泥浆被广泛使用。此外，KOH 可用来与某些有机处理剂进行水解作用，生成钾盐。	中毒性
10	重晶石	BaSO_4	纯品为白色粉末，如含有杂质多为灰绿化。相对密度	轻微

	粉		4.3~4.6，不溶于水。钻井加重剂，增加钻井泥浆的密度。	毒性
11	超细 碳酸钙	CaCO ₃	超细碳酸钙为白色粉末、无臭、无味、露置空气中无变化，不溶于水，在含有铵盐或二氧化碳的水中微能溶解，不溶于醇。遇稀醋酸、稀盐酸、稀硝酸易发生泡沸并溶解；加热分解为氧化钙和二氧化碳。作为加重剂在钻井液中主要作用为在泥岩井段防塌，在沙岩井段防压差卡钻和保护油气层及加重泥浆	无毒性
6	FST-2	植物胶 20-30%， 纤维素 20-30%， 纤维 30-40%， 膨胀物 10-20%， 其他 5-10%	有色固体粉末，相对密度 1.0-1.1g/cm ³ ，不溶于与水封堵高渗透地层孔隙，微裂缝，屏蔽暂堵高渗地层，保护储层、提高固井质量	无毒性
7	DJ-C	以丙烯酸、 氢氧化钠 等原材料 聚合而成	有较强的稀释作用，主要由其线性结构、低相对分子质量、及阴离子基团决定。通过氢键吸附在粘土颗粒上，顶替掉吸附在粘土颗粒的高分子聚合物，从而拆散高聚物与粘土颗粒形成的“桥接网架结构”。	无毒性
8	FPS	复合甲基 硅酸钠	其高效防水机理是在水和二氧化碳的作用下，生成甲基硅酸醇，在结构材料表面及内部生成一层几个分子后的不溶性的防水高分子化合物，网状的有机硅树脂膜，降低粘度和切力	无毒性

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。各次开钻井口装置要求如下：

(1) 直井

①一开井口装置

井口导管深度 3m~5m，导管中心与转盘中心偏差不大于 20mm，倾斜度小于 0.5°。一开井口装置设计见图 3.6-3。

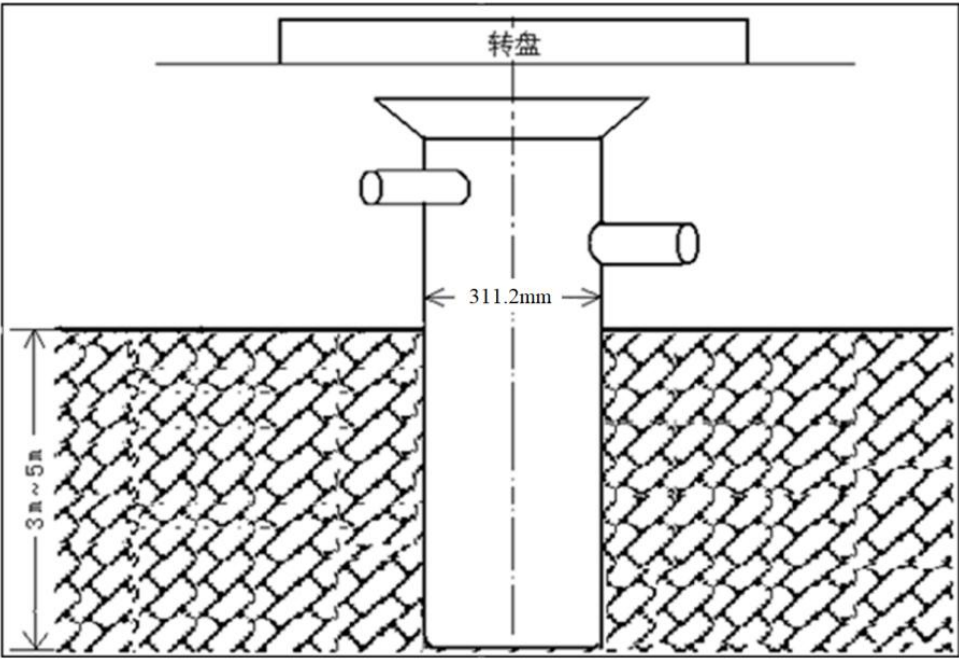


图 3.6-3 一开井口装置设计示意图

②二开井口装置

二开井口装置设计见图 3.6-4。

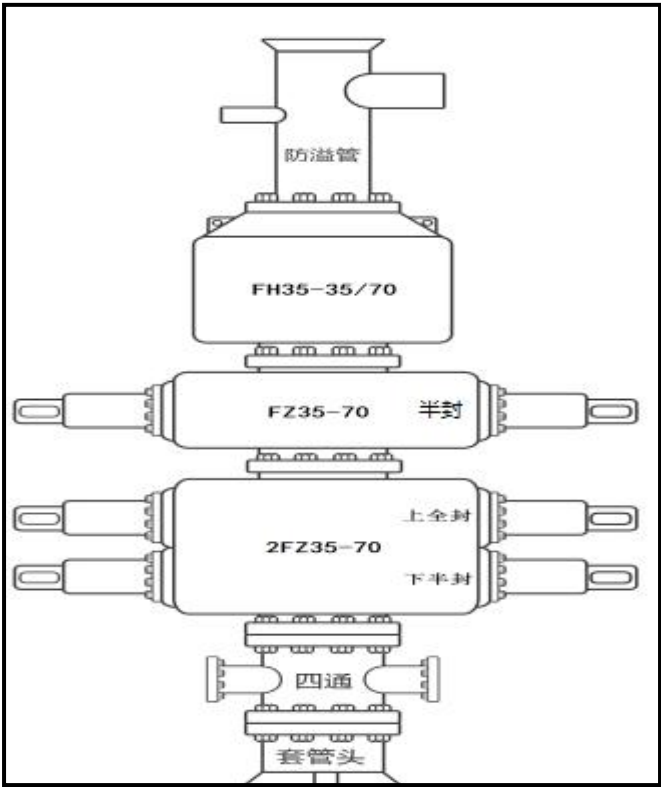


图 3.6-4 二开井口装置示意图

③二次开钻节流及压井管汇

二开井口管汇示意图见图 3.6-5。

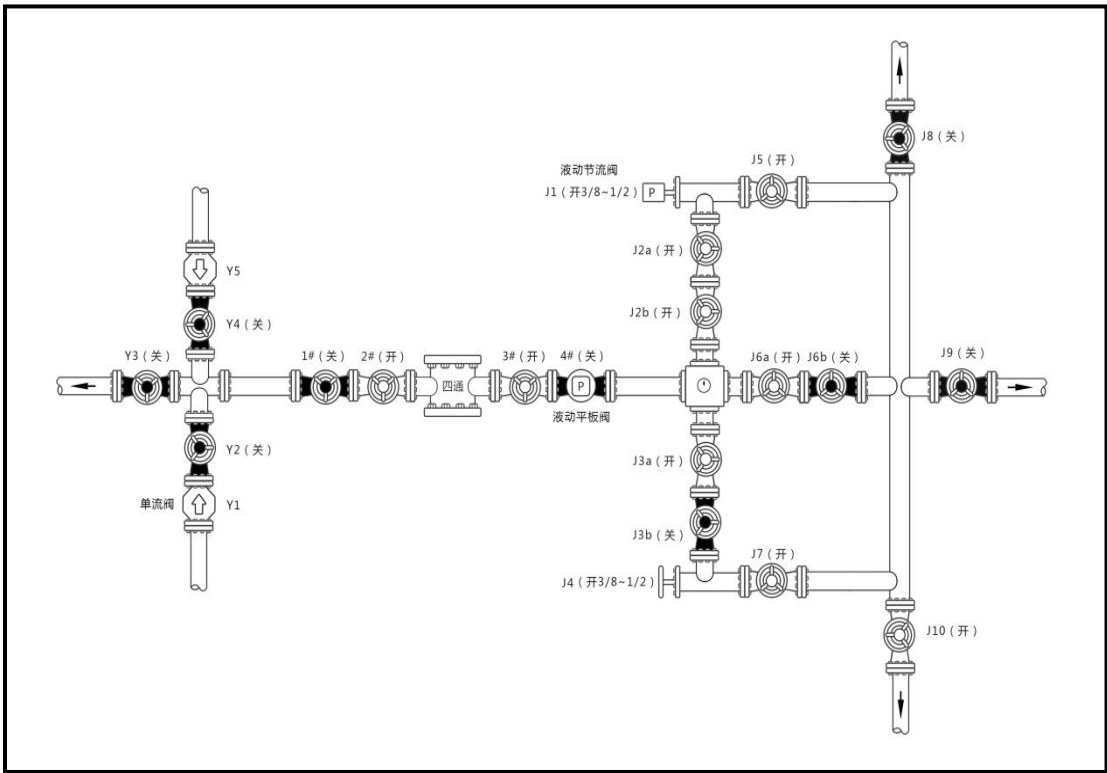


图 3.6-5 二开图节流管汇、压井管汇及各闸阀开关状态示意图

(2) 定向井

①一开井口装置

井口导管深度 3m~5m，导管中心与转盘中心偏差不大于 20mm，倾斜度小于 0.5°。一开井口装置设计见图 3.6-6。

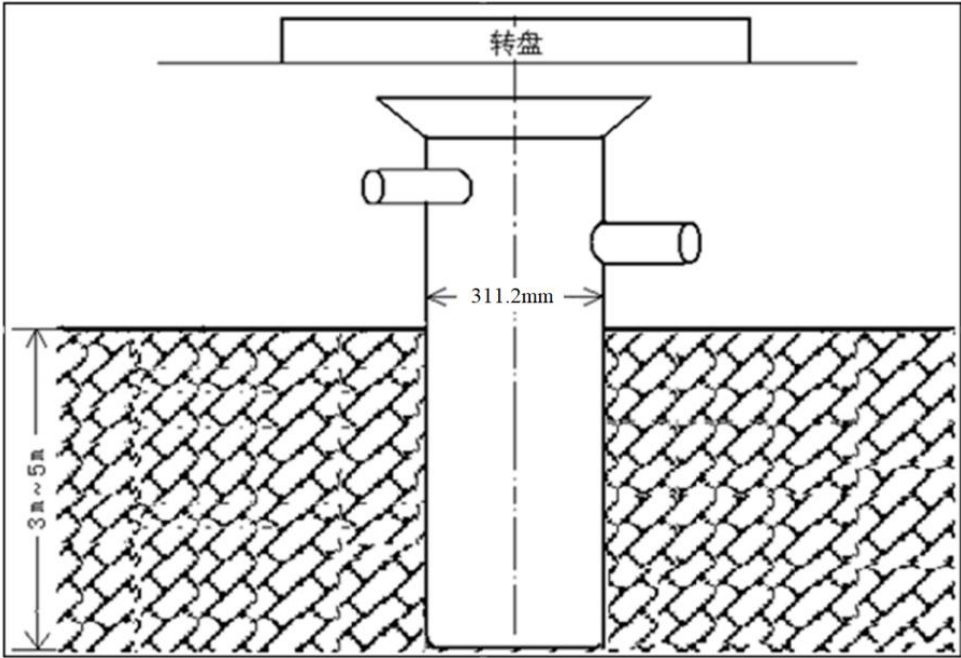


图 3.6-6 一开井口装置设计示意图

②二开井口装置

二开井口装置设计见图 3.6-7。

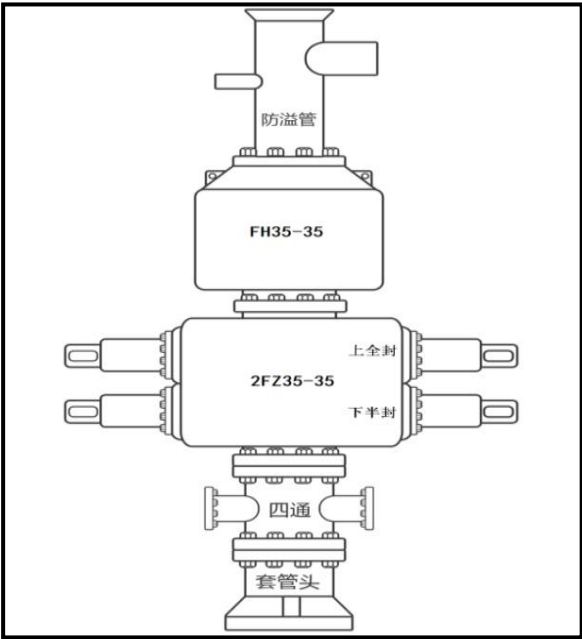


图 3.6-7 二开井口装置示意图

②三开井口装置

二开井口装置设计见图 3.6-8。

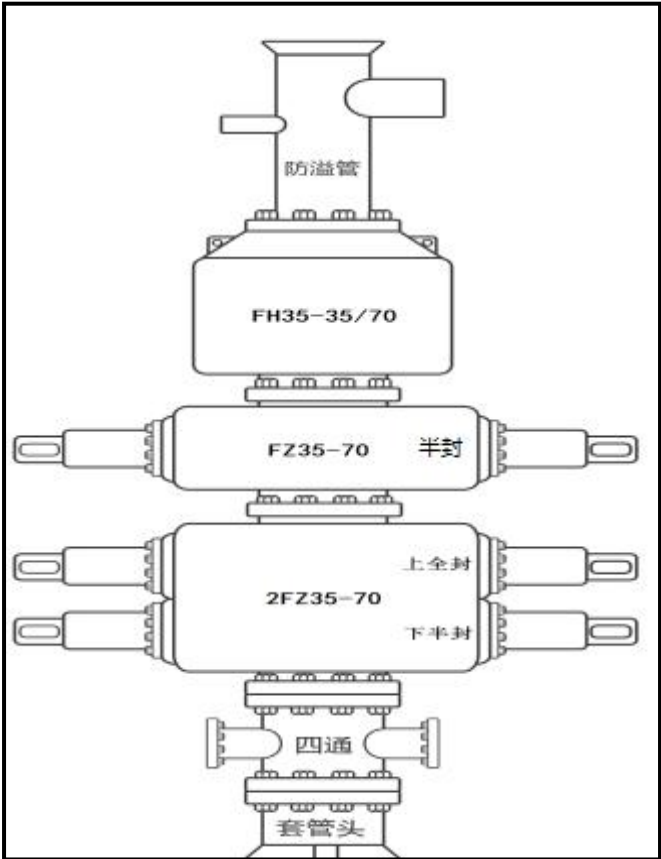


图 3.6-8 三开井口装置示意图

④二次开钻节流及压井管汇

二开井口管汇示意图见图 3.6-9。

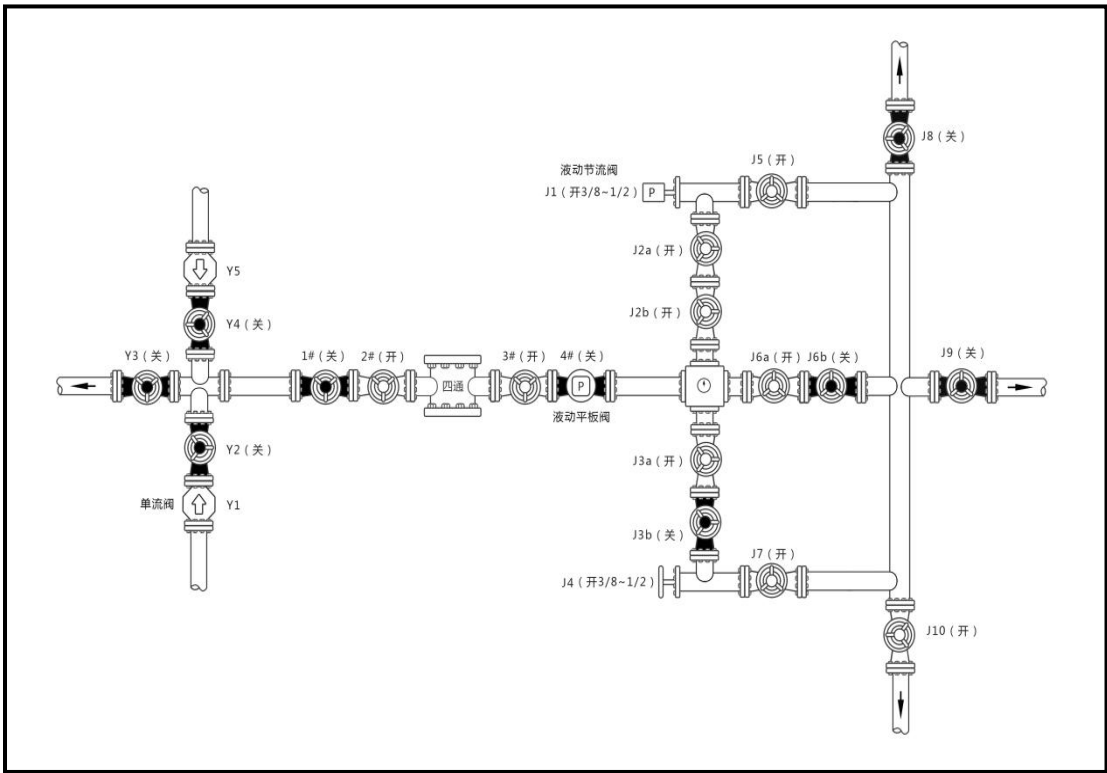


图 3.6-9 二开节流管汇、压井管汇及各闸阀开关状态示意图

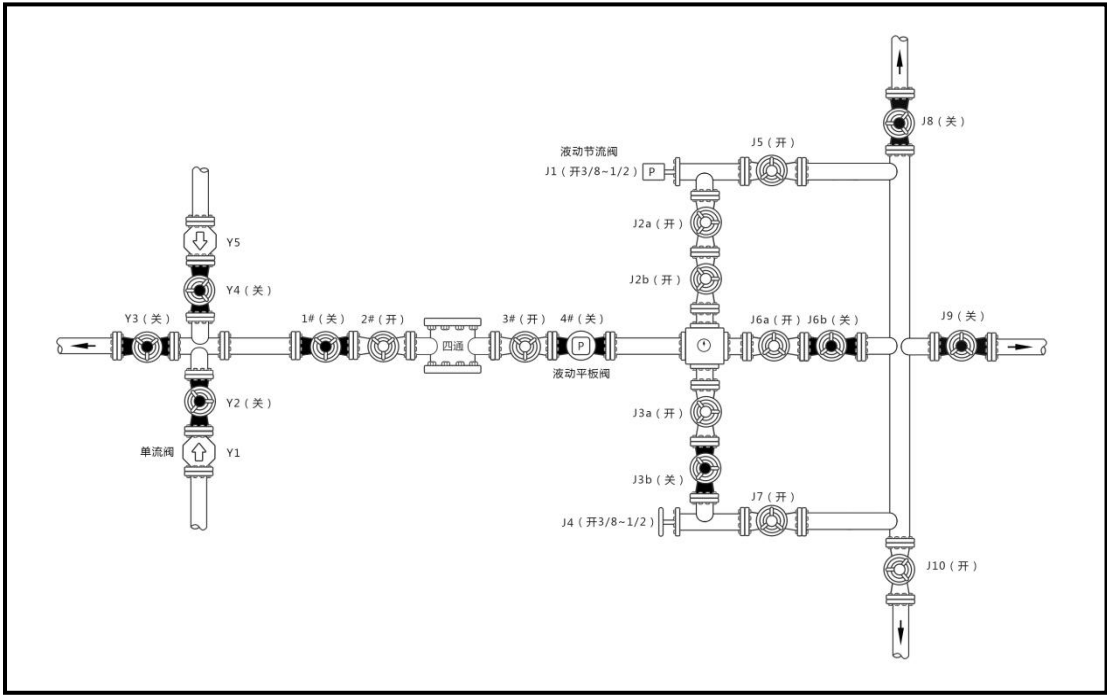


图 3.6-10 三开节流管汇、压井管汇及各闸阀开关状态示意图

3.6.1.4 录井

- ①自登娄库顶部开始至井底进行连续综合录井，做好岩性描述及含油气性检测工作。
- ②水平井从钻到水平井靶点之前斜深 100m 处开始，每钻进 1m 录取一次岩性，进入窗口 50m 之后，每 5m 录取一次岩性。

- ③对水平井加强录井分析，开展岩屑制片镜下分析，接近水平段时加密录井，对岩屑开展元素分析，准确确定岩性。
- ④及时为跟井地质导向技术人员提供实时的录井数据。

3.6.1.5 测井

- 测井配备专门的测井队，测井方式为电测井，电测井井控主要要求为：
- ①测井项目按庆油庆开发〔2015 年〕6 号文件中有关深层气井测井系列规定执行。
- ②水平井要求在造斜段采用 MWD 随钻测试仪进行随钻测井，在进入营城组地层前垂深 50m 处开始采用 LWD 随钻近钻头测试仪进行随钻测井，确保准确进入目的层，之后根据实际钻进情况选择合适的测试项目，确保沿设计目的层钻进。
- ③钻进过程中若遇连续异常显示（随钻测试仪器显示异常、钻遇储层异常），立即停钻上报开发事业部，经设计部门评估后提出下步工作建议，经开发事业部同意后开展下步工作。
- ④完钻后进行声变测井，检查固井质量。

3.6.1.6 固井

固井主要使用水泥作为固井材料，是在已钻成的井眼内下入套管，然后在套管与井壁之间环空内注入水泥浆，将套管和地层固结在一起的工艺过程，以保证安全钻进下一段井眼。固井工程包括下套管和注水泥两个过程。下套管是指在已经钻成的井眼中按规定深度下入一定直径、由某种或几种不同钢级及壁厚的套管组成的套管柱。注水泥是在地面上将水泥浆通过套管柱注入到井眼与套管柱之间的环形空间中的过程。固井的主要目的是封隔疏松的易塌、易漏地层；封隔油、气、水层，防止互相窜漏。

表层套管及固井水泥返深：表层套管下至稳定泥岩段，且封固潜水层，即表层下深为拟保护含水层底界深 10m；水泥返至井口，要求封固良好。

固井质量要求见表 3.6-6。具体固井注水泥用量见表 3.6-7。

表 3.6-6 固井质量要求

开钻次数	钻头尺寸 mm	井段 m~m	套管尺寸 mm	套管下深 m	水泥浆封固井段 m~m	阻流环深度 m
一开	311.2	0~81	244.5	80	地面~81	80
二开	215.9	81 ~设计井深	139.7	设计井深-3	地面 ~设计井深	设计井深 -15

表 3.6-7 固井水泥用量数据表

井号	套管程序	套管尺寸	钻头尺寸	井径扩大	环空容积	水泥浆返深	水泥塞面	水泥级别	附加	水泥用量

		mm	mm	率 %	m ³	m	深度 m		%	t
徐深 6-405 井	表层套 管	244.5	311.2	20	35.90	地面	1062	高强 低密 度	15	44
					31.27	574		G		48
	生产套 管	139.7	215.9	15	97.83	地面	3775	低密 度	15	72
					27.85	2958		G		29
徐深 6-409 井	表层套 管	244.5	311.2	20	31.29	地面	1049	高强 低密 度	30	43
					34.36	500		G		59
	生产套 管	139.7	215.9	15	99.71	地面	3875	低密 度	15	73
					19.22	3294		G		20
徐深 6- 斜 407 井	表层套 管	339.7	444.5	20	31.08	地面	233	A	30	54
	技术套 管	244.5	311.2	15	108.60	地面	2489	高强 低密 度	15	132
					27.00	2011		G		41
	生产套 管	139.7	215.9	10	77.10	地面	3703	低密 度	15	57
					17.35	3129		G		18
徐深 6- 斜 408 井	表层套 管	339.7	444.5	20	31.21	地面	235	A	30	54
	技术套 管	244.5	311.2	15	107.98	地面	2491	高强 低密 度	15	129
					27.00	2013		G		41
	生产套 管	139.7	215.9	10	78.35	地面	3882	低密 度	15	58
					21.15	3177		G		22
徐深 6- 斜 411 井	表层套 管	339.7	444.5	20	32.06	地面	240	A	30	55
	技术套 管	244.5	311.2	15	111.95	地面	2551	高强 低密 度	15	136
					27.00	2073		G		41
	生产套 管	139.7	215.9	10	80.32	地面	3780	低密 度	15	59
					16.22	3245		G		17

3.6.1.7 完井

完井是钻井工程的最后环节，整个钻井工艺结束。本项目完井时要求井口偏斜度小于 0.2°。施工时，根据套管头型号的具体尺寸来确定Φ339.7mm 套管头上端面离基础的距离。钻井队搬家前，卸下防喷器，安装采气树，关闭井口闸阀；钻机搬迁后将井口水泥房安装好，把圆井完全覆盖，保护好井口和采气树，并标示井号，完井时井口使用 Φ339.7mm×Φ244.5mm-70MPaFF 级套管头；Φ244.5mm×Φ139.7mm-105MPaFF 级卡瓦悬挂金属密封套管头。套管头规范级别为 PSL-3G 等级，性能级别为 PR1 及以上，温度级别为 L-U（-46℃~+121℃）。本项目完井采用射孔完井，

3.6.1.7 储层改造工程（压裂试气）

本项目钻井施工完井后，钻井期间设备全部搬迁，安装压裂试气设备后开展压裂试气作业，主要设备见表 3.6-8。

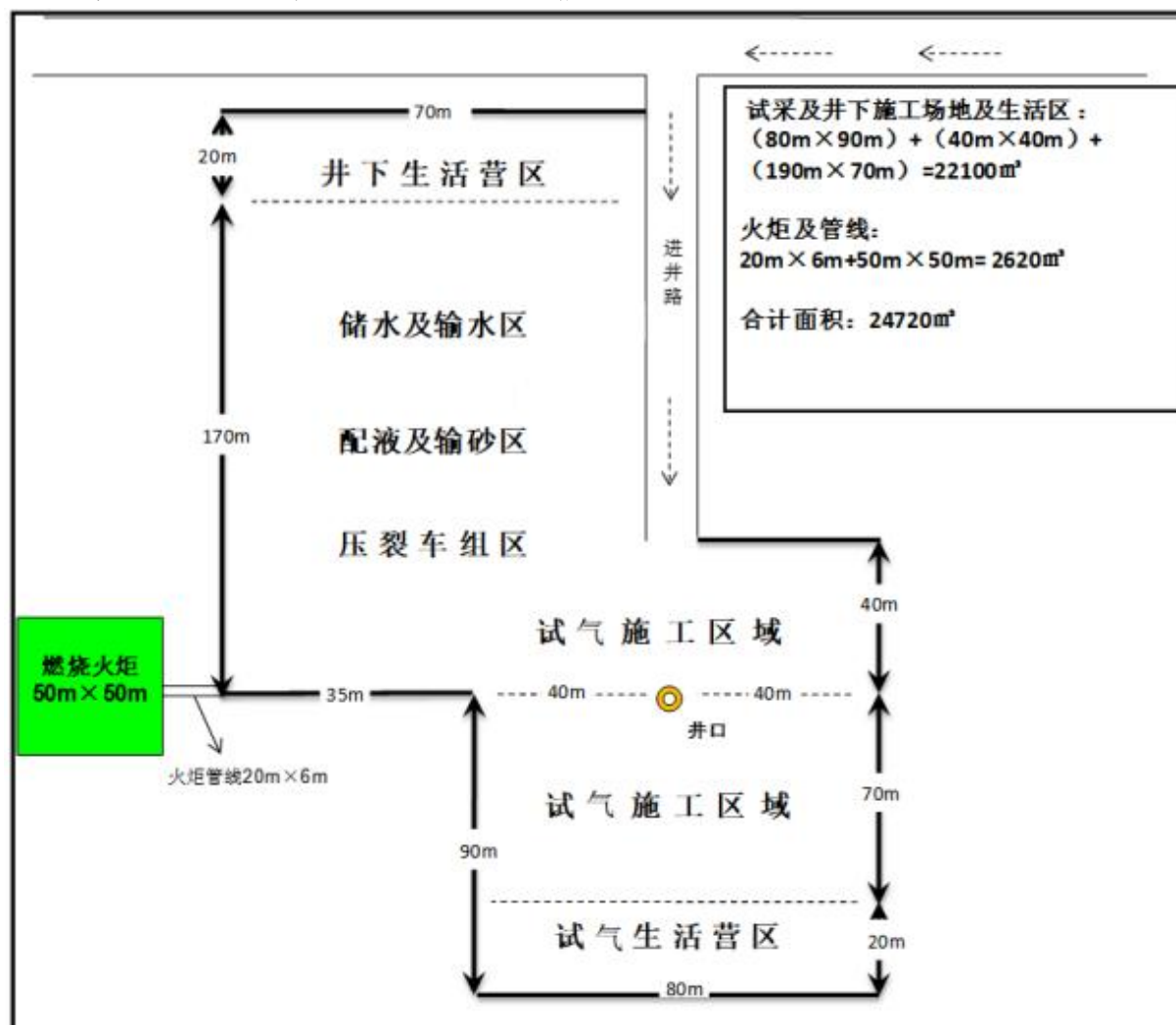
表3.6-8 压裂试气设备一览表

序号	名称	型号	技术参数	单位	数量	备注
井口设备						
1	修井机	XJ—120 型	载荷 120t	辆	1	井架
2	压裂采气树	KQS105/78	承压 105MPa	套	1	/
3	防喷器	2FZ18-70	承压 70MPa	套	1	/
压裂设备						
4	三相分离器	/	气处理能力 100 万 m ³ 以上液处理能力 500m ³	套	1	/
5	除砂器	双舱	/	台	1	/
6	计量池	/	10m ³	个	足够	/
7	储液罐	/	40m ³	个	4	回收返出液
8	压裂液罐	/	50m ³	个	20	存放压裂液
压裂作业车辆						
1	压裂车组	哈里伯顿	2000 型	台	9	/
2	砂罐车	日野 700	/	台	7	供砂
3	回收液罐车	/	15m ³	辆	足量	回收液
4	锅炉车	/	/	台	1	压裂备用
5	泵车	/	700	台	1	供液
7	氮气车组	/	/	台	1	气举备用
8	电缆车	/	/	台	1	投送桥塞及射孔

在压裂过程中要进行射孔作业。射孔是在井内下入专门的射孔器在油气层部位

射孔，穿透套管的水泥环进入地层，使油气层通过这些孔道与井底连通，从而为油气流入井内造成通道的过程。压裂作业使用压裂车，把具有一定粘度的液体挤入油气层，当把油气层压出许多裂缝后，加入支撑剂（如石英砂等）充填进裂缝，提高油气层的渗透能力，以增加产天然气产量。

压裂试气作业期间设置放空火炬一座，用于燃烧处置试气作业期间采出气。试气作业开始后，井内采出液首先进行气液分离，之后分别进行计量。试气期间对于有产能的井，须进行地面测试流量计量，计量期间应按规定的表格要求准确记录，开始 3-5min 记录一次，测试稳定后延长到 10min 记录一次。流量计量完成后，产出气将通过放空管线引入临时放空火炬放空燃烧处理，临时放空火炬布置于井口下风向处，预留 50m 安全距离，火炬高 5m，放空排放管内径 88.9mm，火炬口设置自动点火装置，保证来气直接点燃充分燃烧后排放。



压裂作业平面布置图

3.6.2 地面工程方案

本项目基建油水井 46 口，其中油井 37 口、注水井 9 口，共形成丛式井平台 7

座、单井井场 32 座。站外集油系统采用掺水和电加热集油工艺，新建单井集油掺水管道 1.46km、电加热集油管道 2.65km、井口电加热器 25 台、管道电伴热带 5.3km，更换新建井所在集油环部分腐蚀穿孔严重的集油掺水管道 3.3km。注水系统采用单干管多井配水工艺，新建单井注水管道 5.22km、高压配水阀组 5 套，利旧配水阀组 4 套。预计建成产能 $1.55\times 10^4\text{t/a}$ 。

地面工程主要建设内容包括采油工程、油气集输工程、注水工程、道路工程等。

3.6.2.1 采油工程

(1) 采油方式

本项目基建油井 37 口，全部采用抽油机采油方式，并配套安装采油动力配电设施，拟建油井机型及配电装置统计表见表 3.6-10。

表 3.6-10 拟建油井机型及配电装置统计表

抽油机型号	机型配套驱动装置(型号、功率)	数量(台)
CYJY6-2.5-26HB	ZYCYT 225L1-8 380V 15kW 配备不停机间抽配电箱 380V 15kW（具备峰谷平间抽功能）	37

(2) 油井清防蜡方式

本项目设计结蜡严重油井采用电加热清防蜡装置，结蜡不严重油井采用固体防蜡器。

3.6.2.2 天然气集输工程

本项目基建气井 5 口，总产气量为 $27.7\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ 。根据井站布局，本次 5 口气井进入徐深 1-101 集气站处理。

集输工艺：站外系统采用井场一级加热节流降压、采气管道高压集气工艺；集气和预处理系统采用多井集气，在集气站内进行二级加热节流降压、多井轮换计量、湿气外输工艺，湿气进入徐深 1 集气站集中脱水处理后计量外输。

①井场工程

本工程共基建井口设施 5 套，井口装置包括井口安全设施、井口减压设施、监测设施、井口放空池、井口除砂器，井口除砂器为预防气流将压裂砂携带到采气管道中而采取的气体 and 砂粒分离的装置，一般情况下不会发生砂粒留存，如有发生，委托有资质单位处理；靠井口一侧建有井口放空池，为水泥防渗池，占地为 $18\text{m}\times 22\text{m}$ ，池底为 2m 深沟壑，主要作用是在开关井、检修以及事故状态下关闭井口后，排出装置及管道内剩余气体，点火放空。井口与采气管道相联，采气管道将采出气输往徐深 1-101 集气站。具体内容见表 3.6-12。

表 3.6-12 采气井场主要工程内容汇总表

序号	主要工程内容	单位	数量	

序号	主要工程内容	单位	数量	
1	井口紧急切断装置 10000psi	套	5	
2	电磁加热节流装置 功率 40kW PN36MPa	台	1	
3	电磁加热节流装置 功率 60kW PN36MPa	台	3	
4	电磁加热节流装置 功率 70kW PN36MPa	台	1	
5	井口除砂器	座	5	
6	放空立管 DN100	套	5	
7	4.2m 大门	座	5	
8	井口围栏	m	140	
9	井口放空池	座	5	
10	防渗污水坑	套	5	

②场站工程

本次对徐深 1-101 集气站进行改扩建,本次 5 口气井最高产气 $27.79 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$, 扩建部分按照 $30 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 规模设计。但集气站总规模不发生变化,仍为 $50 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

主要新建 5 井式电磁加热节流装置 1 座,更换 DN250/DN200 H=20m 火炬 1 座,配套在放空分液罐旁新建污水泵 1 台。更换站内 3m^3 甲醇储罐,原位置新建 10m^3 甲醇储罐 1 座;

徐深 1-101 集气站主要扩建工程内容见表 3.6-13。

表 3.6-13 主要工程内容表

序号	主要工程内容	单位	数量
1	电磁加热节流装置 150kW	座	1
2	DN250/DN200 放空火炬	座	1
3	$3\text{m}^3/\text{h}$ 污水泵	台	1
4	$\Phi 2000 \times 6500$ 甲醇储罐	座	1

③采气管道工程

本项目新建 $\Phi 60 \times 7$ 采气管道 7.0km,设计压力为 15.0MPa,采气管道均采用埋地敷设,管顶标高为-2.1m。4 口井的采气管道定向穿越中俄东线管道,徐深 6-405 井需要跨越新民排水干渠 1 处。

表 3.6-14 采气管道部分主要工程内容汇总表

序号	主要工程内容	单位	数量	
1	20#无缝钢管 $\Phi 60 \times 7$	km	7.0	
2	绝缘接头 PN150 DN50	个	10	
3	穿跨越			
	土路穿越钢开 L=10m 套管 DN100	处	29	
	穿渠定向钻 L=20m 套管 DN200	处	1	
	穿中俄东线定向钻 L=30m 套管 DN400	处	2	2 条管道

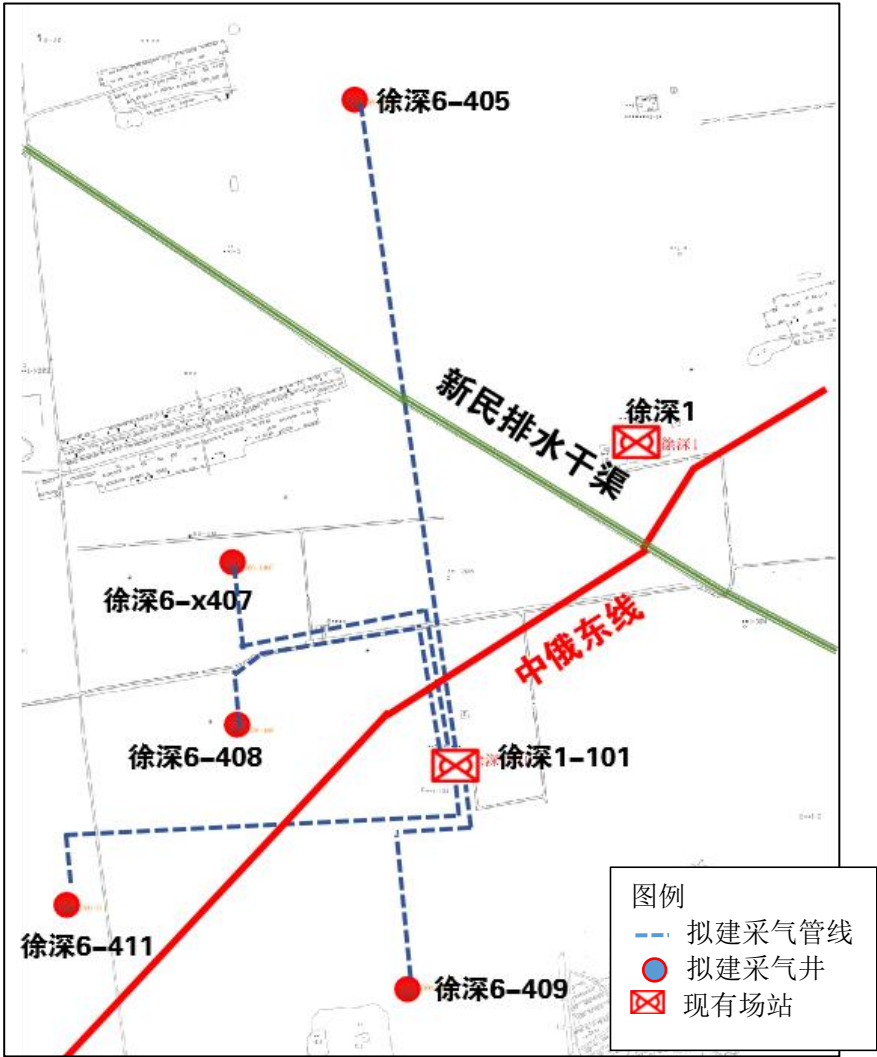


图 3.6-7 采气管线走向示意图

3.6.2.4 道路工程

本次产能建设共规划新建采气井 5 口,为 5 口井建设路面宽 3.5m、路基宽 4.5m 的沥青砼通井路 3.0km，其中 0.85km 的路段是在八厂老井土路和砂石路的基础上改建而成，其余 2.15km 是沿乡村土路或顺垄耕地上新建而成，道路平面布局如下图所示。

表 5.7-2 通井路长度统计表

井号	路长度 (km)	路基宽 (m)	路面宽 (m)	备注
徐深 6-405	0.95	4.5	3.5	550m 为砂石路改造
徐深 6-X407	0.3	4.5	3.5	150m 为老井土路改造
徐深 6-408	0.25	4.5	3.5	150m 为老井土路改造
徐深 6-409	0.75	4.5	3.5	/
徐深 6-411	0.75	4.5	3.5	/
合计	3.0	/	/	/

本项目规划新建更新油水井 46 口，共形成 7 座平台和独立井 32 口，其中在耕地内的井场有 28 座，在低洼地和稻田地内的井场有 11 座。为确保新井的可正常通车，需为耕地新井新建宽 3.5m 的通井土路 1.5km，为低洼及稻田井土路新建宽 4.0m 的通井土路 0.9km，起点均位于附近现有土路上。

本项目道路工程主要工程量见表 3.6-15，道路路由走向图见附图 4。

表 3.6-15 本项目道路工程主要工程量

道路名称	长度（km）	道路宽度（m）		路面结构
		路基	路面	
耕地井进井土路	1.5	3.5	/	土路
低洼和稻田井土路	0.9	4.0	/	土路
合计	2.4	/	/	/

3.6.3 公用工程

3.6.3.1 供水、排水系统

（1）施工期

施工期用水主要为施工人员生活用水、钻井用水。生活用水采用桶装水，钻井用水由水罐车运送。施工期废水为施工人员生活污水、钻井废水。

①生活用水及生活污水

钻井期间每个钻井队每天在井人数约 40 人，直井、定向井钻完井周期 70d，本项目共钻5 口井，分别是2 口直井、3 口定向井，根据《用水定额》(DB23/T727-2021) 项目施工期生活用水量按 80L/人·d 计，则钻井期间施工人员生活用水量为 1120m³（40×70×5×80×10⁻³=1120），生活污水按生活用水量的 80%计，则钻井期间施工人员生活污水产生量为 896m³。

压裂试气期间每个压裂试气队配置 20 人，单井压裂试气整体周期约 60 天，本项目共需压裂试气 5 口井，生活用水量按 80L/人·d 计，则压裂试气期间施工人员生活用水量为 480m³（20×60×5×80×10⁻³=480），生活污水按生活用水量的 80%计，则压裂试气期间施工人员生活污水产生量为 384m³。

地面工程施工时间约，单井施工人数为 30 人，

本项目施工期生活用水量合计为 1600m³，生活污水产生量合计为 1280m³。施工期生活污水排入施工区域设置的临时防渗旱厕，定期清掏外运至周边场站现有生活污水处理系统进行处理，定期拉运至肇州镇污水处理厂处理后达标排放。

②钻井生产用水及钻井设备冲洗废水

根据大庆油田历年钻井经验,钻井过程中平均每钻进 1000m,生产用水约 150m³,产生钻井废水量约 20m³。本工程钻井总进尺为 19140m,则需消耗生产用水量 2871m³,产生钻井废水 382.8m³。钻井废水排入井场设置的钢制泥浆槽中,由罐车拉运至采油八厂废弃钻井液集中处理站处理,处理后的泥饼用于大庆油田有限责任公司组织铺垫井场、铺井场路或由昆仑集团环保分公司综合利用做烧结等;处理后的滤液水由罐车拉运至

第八采油厂一矿区徐三联合站处理达到《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ 0639-2015)限值“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2 μm”后回注油层。

③压裂液及压裂返排液

压裂液配置在各井场配置,根据设计资料,压裂液用量为用液量 21100m³,所需用水量约为 9000m³。本项目压裂液配置用水由罐车就近从场站拉运,压裂作业结束后,压裂返排液进入回收液罐车内,拉运至龙 27-3 废液处理站处理。本项目新钻井进行压裂作业过程中将产生压裂返排液,根据大庆油田压裂经验,通常返排液量为450~750m³/井,本次取750m³/井,则本项目 5 口井压裂返排液产生量为3750m³,含水量约 2239m³。返排液进入地面三相分离器气液分离,导入现场储液罐,再通过封闭罐车拉运到龙 27-3 废液处理站处理,处理后的废水达到《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)限值“石油类≤20mg/L,悬浮物≤20mg/L”后回注油层。

④管线试压用水及管线试压废水

本工程新建管线采取清水试压的方式,本项目新建Φ60×7 集气管道共计 7.0km,根据新建管线截面面积及长度,管线试压用水总量为 11.63m³,试压废水按用水量的 95%计算,试压废水产生量为 11.05m³。管线试压废水由罐车拉运至升一联气田污水预处理站处理满足《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。

(2) 运营期

本项目运营期不新增人员,不新增生活用水。

根据产能开发方案,本项目气田采出水最大产生量为 16.5m³/d,运营期产生的气田采出水暂存于集气站污水储罐临时储存,再定期通过外输泵升压外输至气田采出水集输管网,并统一外输至升一联气田污水预处理站处理后的水质执行《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ 0639-2015) 限值“含油量≤10mg/L、

悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”，同时满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)中标准限值，回注地下。

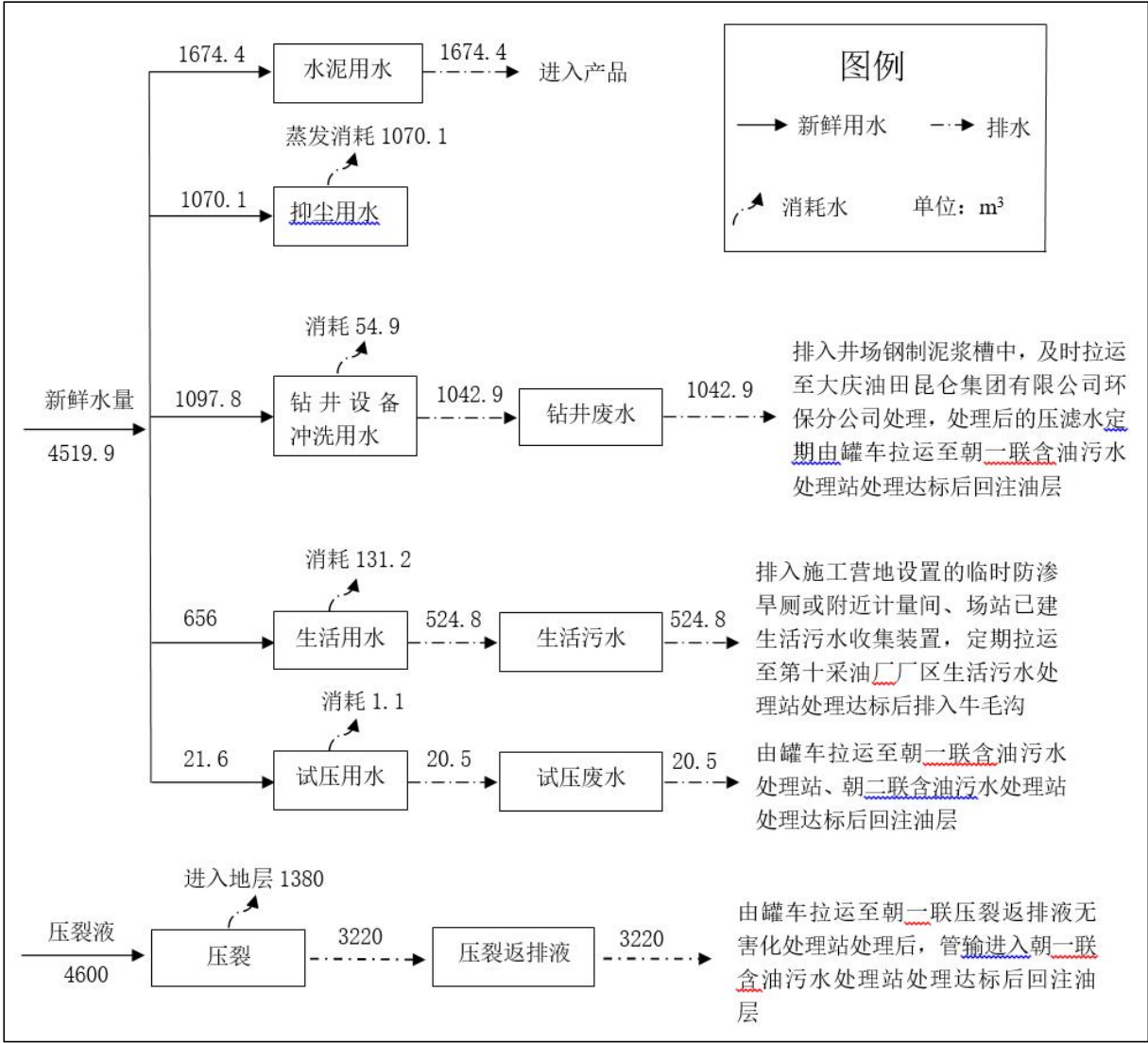


图 3.6-9 施工期水平衡图

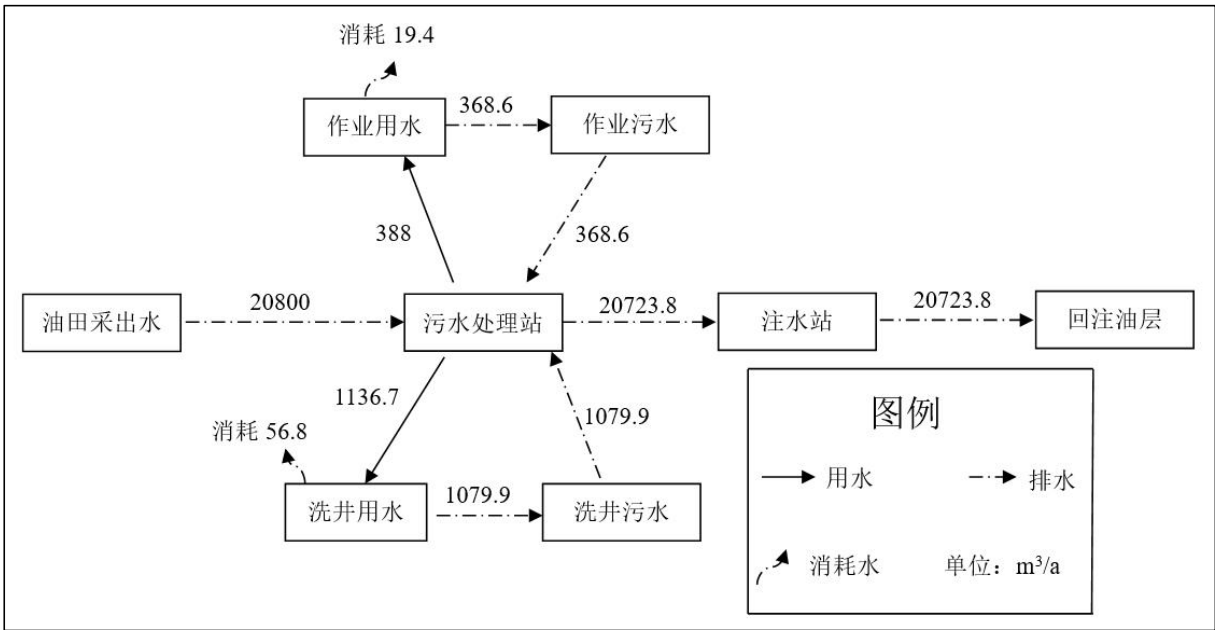


图 3.6-10 运营期水平衡图

3.6.3.2 供电系统

(1) 施工期

本项目施工期用电由柴油发电机供给。

(2) 运营期

运营期项目用电由区域已建徐一变电站供电。新增总负荷 453.3kW，其中扩建集气站新增负荷 220kW，采气井口用电（管道伴热负荷及井口仪表通讯负荷）负荷为 233.3kW。

徐深 1-101 集气站将现有 1 台 400kVA 变压器扩建为 1 台 800kVA 变压器，并改造变压器附属设施，新建低压配电柜 2 面，新建低压电力电缆 0.4km。

气井井场新建柱上变 5 座，新建高压计量装置 5 套，新建 10kV 线路 1.5km，导线采用 LGJ-50 型。

表 5.4-5 供电工程主要工程量汇总表

序号	名称	单位	数量
1	新建柱上变电站	座	5
2	新建 10kV 线路	km	1.5
3	扩建变压器	座	1
4	新建低压配电柜	面	2
5	新建低压电力电缆	km	0.4
6	新建高压计量装置	套	5

3.6.3.3 供热系统

本项目施工期采用电取暖，运营期依托场站采用现有供暖方式。

3.6.3.4 自控工程

本工程新建 5 口气井接入徐深 1-101 集气站，井口按无人值守数字化模式进行建设。对徐深 1-101 集气站进行改造，补充相应检测参数，并对已建站控系统进行扩容调整，将改造后数据上传生产调度中心/生产维护中心，由生产管理中心/生产调度中心直接对井口、集气站进行远程集中监控。

自控专业主要工程量见表 5.5-4。

表 5.5-4 自控部分主要工程量表

序号	名 称	单位	数量
一	井口	座	5
	以下为单座井场工程量		
1	压力变送器	台	2
2	一体化温度变送器	台	1
3	远程终端控制单元	套	1
二	徐深 1-101 集气站		
1	PLC 过程控制系统扩容	套	1
2	控制电缆	km	1.92
3	软件调整		
1)	生产调度中心人机界面软件调整	套	1
2)	巡检维护中心人机界面软件调整	套	1
3)	油公司生产管理子系统数据接入	套	1

3.6.3.5 通信工程

本项目运营期采出液经朝 4 转油站、朝 8 转油站、朝 10 转油站、朝 12 转油站、朝 16 转油站、朝四联转油站、朝 20 转油站、朝 23 转油站、朝 24 转油站、朝 25 转油站、朝 27 转油站、朝 21 转油站、朝一联转油脱水站、朝六联转油脱水站油气处理装置油气分离后，油田伴生气用于转油站加热炉燃烧，本项目各依托转油站新增天然气用量约 6.75 万 m³/a，本项目油田伴生气采出量约 36.735 万 m³/a，本项目油田伴生气采出量能够满足本项目依托场站用气需求，剩余油田伴生气用于油田其它产能场站用气。

3.7 场地布置及土地利用

3.7.1 场地布置

3.7.1.1 钻井井场平面布置图

本项目钻井井场平面布置图见图 3.2-7。

3.7.2.2 压裂井场平面布置图

本项目压裂井场平面布置图见图 3.2-8。

3.7.3.3 气井井场平面布置图

本项目气井井场平面布置图见图 3.2-9。

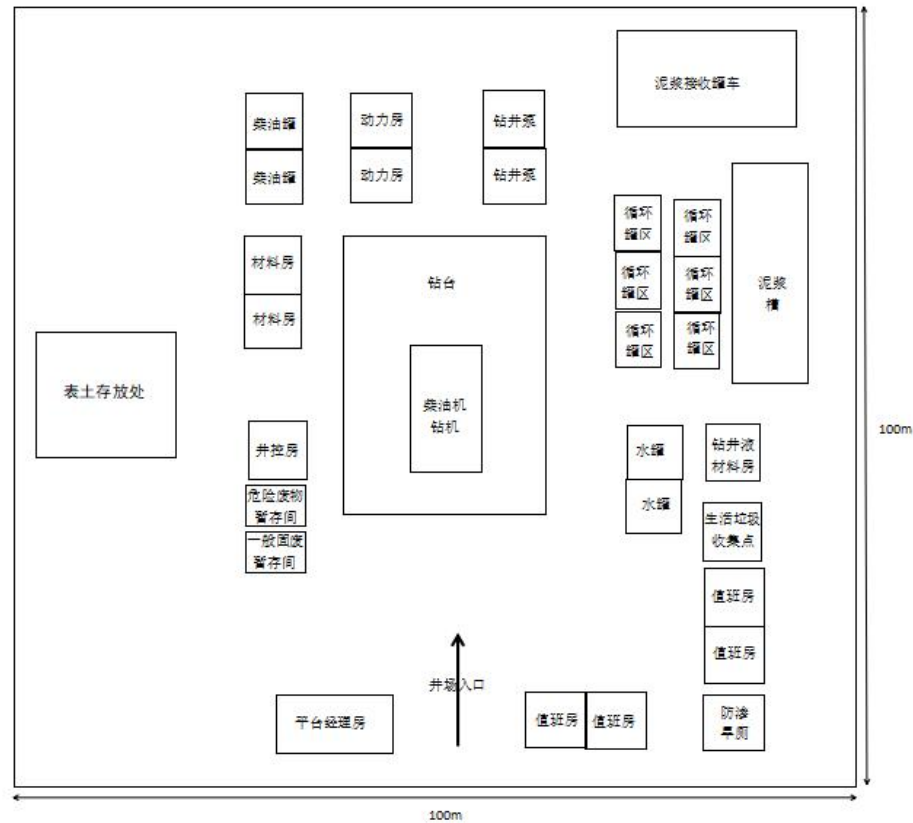


图 3.8-1 区钻井井场平面布置图

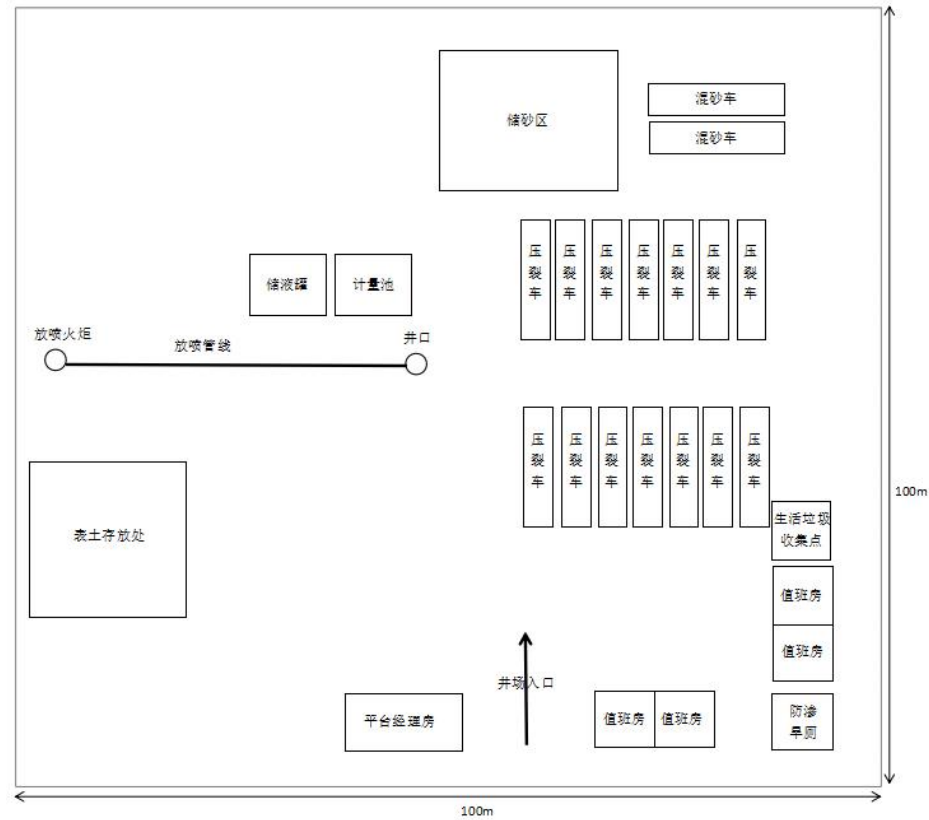
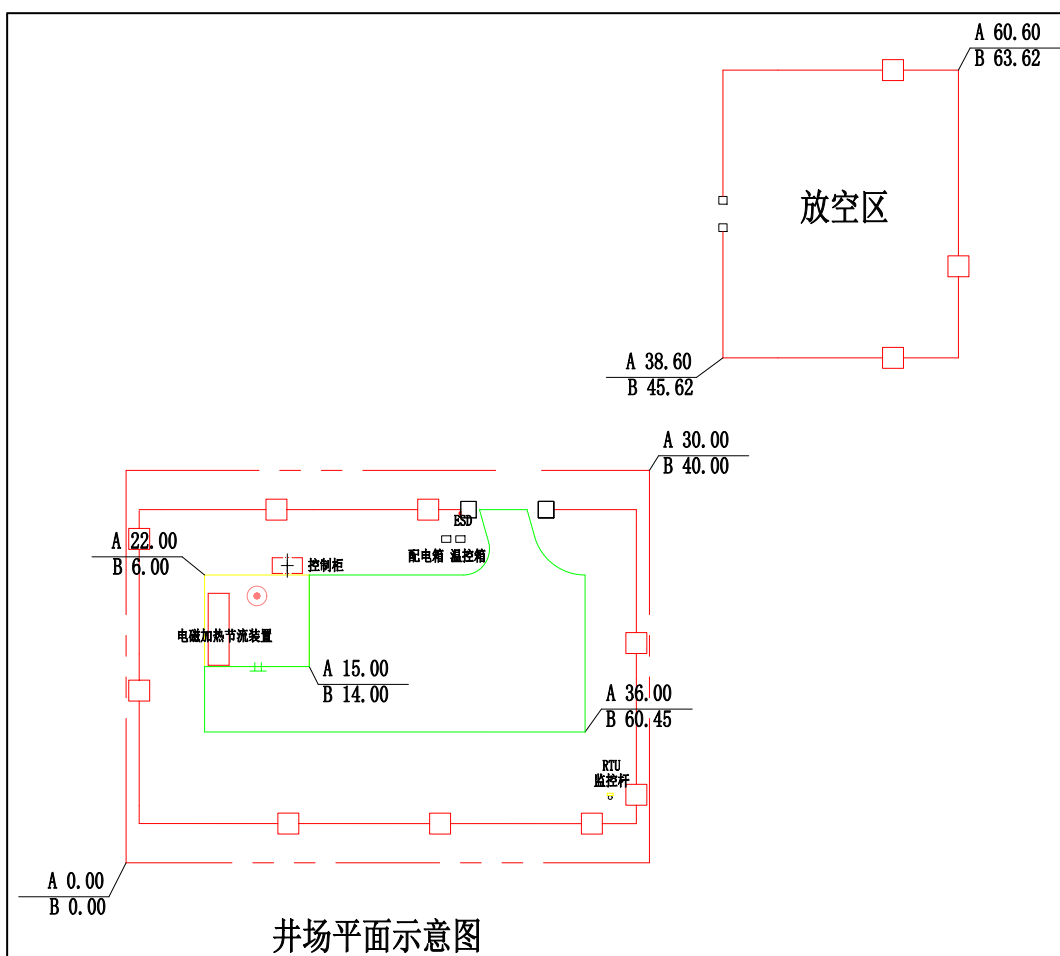


表 3.2-8 本项目压裂井场平面布置图



气井井场平面布置图

3.7.2 工程占地情况

本项目新增占地主要为井场、道路、柱上变电站、站场施工产生的永久占地，井场、管线、柱上变电站施工产生的临时占地。其中井场占地面积参考《石油天然气工程项目用地控制指标》（国土资规[2016]14号）中相关内容，确定 $3000\text{m} < \text{井深} \leq 5000\text{m}$ ，井场占地面积 10000m^2 ，后续作为生产井永久占地时，井场永久占地面积为 $\leq 2400\text{m}^2$ 。

（1）永久占地

①井场

本项目井口放空池 $18\text{m} \times 22\text{m} \times 2\text{m}$ 深，占地面积为 396m^2 ，井场永久占地按单井 $30\text{m} \times 40\text{m}$ 计，即单井井场占地为 1596m^2 ，项目新建井5口，合计占地 0.7980hm^2 。

②道路工程

项目道路工程永久占地按道路长度×路基宽度计算， 本项目规划建设路面宽3.5m、路基宽4.5m的沥青砼通井路3.0km，其中0.85km为老路改造，2.15km为新建，本次全部按照新建计算，则道路工程永久占地共计1.35hm²。

③柱上变电站

单座柱上变电站永久占地面积按30m²计算，则5座柱上变电站永久占用耕地150m²。

(2) 临时占地

①井场

本项目单座井场占地面积10000m²，去除井场+放空池永久占地面积1596m²，临时占地面积为8604m²，占用时间为钻井与压裂工程，周期约108天。

②管线

新建站外单井采气管线7.0km，占地类型为永久基本农田，管线施工作业面宽度为10m（其中施工便道宽4m，管沟带宽2m，置土带4m），则管道施工临时占用永久基本农田7.0hm²。

本项目管道施工设置3处定向钻施工场地，定向钻工程的临时施工占地主要包括定向钻入土侧施工场地和出土侧施工场，定向钻入土侧施工场地约3600m²（60m×60m）、出土侧施工场地约1600m²（40m×40m），则定向钻施工临时占地面积共计1.56hm²，纳入管线临时占地面积，则新建管线临时占地约8.56hm²。

③柱上变电站

单座柱上变电站临时占地面积按1m²计算，则5座柱上变电站永久占用耕地0.0005hm²。

工程占地情况一览表见表3.2-20。

表 3.2-20 工程占地面积和类型 单位：hm²

序号	建设项目	永久占地	临时占地
		耕地（永久基本农田）	耕地（永久基本农田）
1	井场	0.798	0.8604
2	道路	1.35	/
3	管线	/	7.0
4	柱上变电站	0.015	0.0005
小计		2.163	7.8609
合计		10.0239	

3.7.3 土石方平衡

本项目涉及土石方的工程主要包括井场施工、管线施工、道路施工、供电工程施工。土方施工主要为填筑井场和通井路、井场临时旱厕的开挖及回填、管沟开挖

及回填、临时占地的表土剥离及回填。

本项目开工前编制表土剥离方案，对新增永久占地和临时占地需进行表土进行剥离，耕地剥离厚度 0.3m。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，定期采取洒水抑尘措施，临时占地剥离的表土在施工结束后分层回填，并及时恢复地表植被，永久占地剥离的表土按照 “占一补一，质量相等” 的要求用于易地补充耕地的表土、劣质地或者其他耕地的土壤改良。

本项目位于井场永久占地需要垫高，平均填高 0.5m，需垫方井场永久占地 0.798hm²。

通井路基宽 4.5m，长度 3.0km，平均填高 0.5m；道路永久占地 1.35m²；

新钻井场均设置临时旱厕 1 座，容积为 4m³；

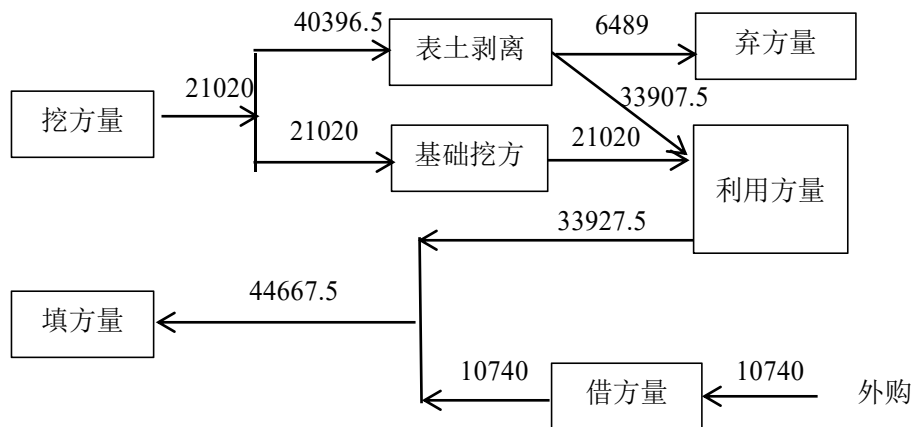
管沟开挖深度为 2m，宽度 2.0m，新建采气管线长度 7.0km。本项目管沟、临时旱厕开挖土方均原地回填，井场和通井路垫土不足的部分由建设单位外购，履行相关手续，本项目不设取弃土场。

本项目土石方情况见表 3.7-2，土石方平衡图见图 3.7-1。

表 3.7-2 本项目土石方情况 单位：m³

序号	类型	项目	挖方量		填方量	利用方量	借方量	弃方量	备注
			基础挖方	表土剥离					
1	永久占地	基建井场	0	2394	3990	0	3990	2394	井场垫土外购，垫高 0.5m。永久占地内剥离的表土 2394m ³ 施工结束后，用于周围区域土地复垦、土壤治理等用途。
2		柱上变	0	45	0	0	0	45	永久占地内剥离的表土 45m ³ 施工结束后，用于周围区域土地复垦、土壤治理等用途。
3		新建通井路	0	4050	6750	0	6750	4050	通井路路基宽 4.5m，长度 3.0km，平均填高 0.5m。
4	临时占地	井场（除旱厕）	0	12900	12900	12900	0	0	临时占地剥离的表土 12900m ³ 待施工结束后覆土回填。
5		管道	21000	21000	21000	21000	0	0	管沟开挖深度为 2m，上宽度 2m，下宽 1m，

									管沟长度 7.0km。临时占地剥离的表土 21000m ³ 待施工结束后覆土回填。
6		柱上变	0	1.5	1.5	1.5	0	0	临时占地剥离的表土 1.5m ³ 待施工结束后覆土回填。
7		临时旱厕	20	6	26	26	0	0	新增设置临时旱厕 5 座，位于井场临时占地内，单座容积为 4m ³ ，临时占地剥离的表土 6m ³ 待施工结束后覆土回填。
合计			21020	40396.5	44667.5	33927.5	10740	6489	/

图 3.7-1 土石方平衡图（单位：m³）

3.8 施工方式

3.8.1 管道施工

3.8.1.2 一般管道施工

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

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

本工程试压采用清水进行试压。

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

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

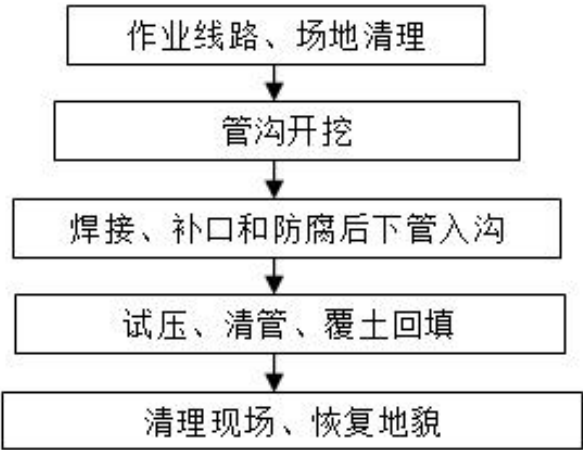


图 3.8-2 管道施工建设过程

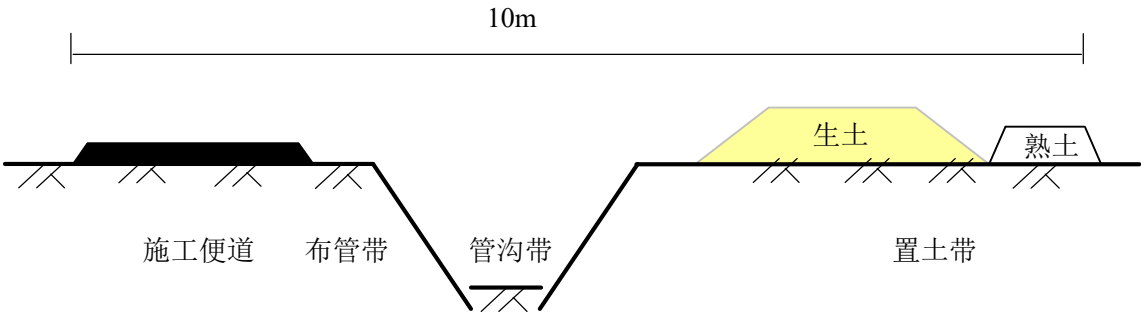


图 3.8-3 管道施工作业断面图



图 3.8-4 管道开挖施工平面布置示意图

3.8.1.2 管道钢开穿越施工

本项目管线施工涉及钢开穿越土路 1 处，施工时使用挖掘机将土路进行开挖，管沟挖开后敷设管道，然后将挖出的土石方全部回填。

3.8.1.3 管道定向钻穿越施工

本项目管线施工涉及定向钻穿越中俄东线2处，穿越新民排水干渠1处。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、泥浆槽、扩孔器和切削刀等器材。另一侧布置焊管托滚架，在钻孔完成后，应提前完成整根管道的组装焊接、探伤、试压、防腐补口等工作，并在入土点和出土点的延伸线上布置发送托管架或发送沟，摆放好管道，同时要安装好泥浆槽。

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。定向钻施工中泥浆起护壁、润滑、冷却和冲洗钻头、清扫土屑、传递动力等作用，成份一般主要为膨润土和清水、少量的添加剂（羧甲基纤维素钠CMC）等，均为无毒及无有害成分。本工程在定向钻施工期间通过螺旋泵把回扩孔中的泥浆回收至防渗泥浆池中，经场地内安装的泥浆净化与回收装置处理后，泥浆循环使用，有效降低了泥浆的使用量，在一定程度上提高了泥浆使用率。本项目定向钻穿越施工需在沟渠两侧分别设置钻机场地（入土点）和回托管场地（出土点）。定向钻穿越施工过程平面布置示意图见图3.5-4。

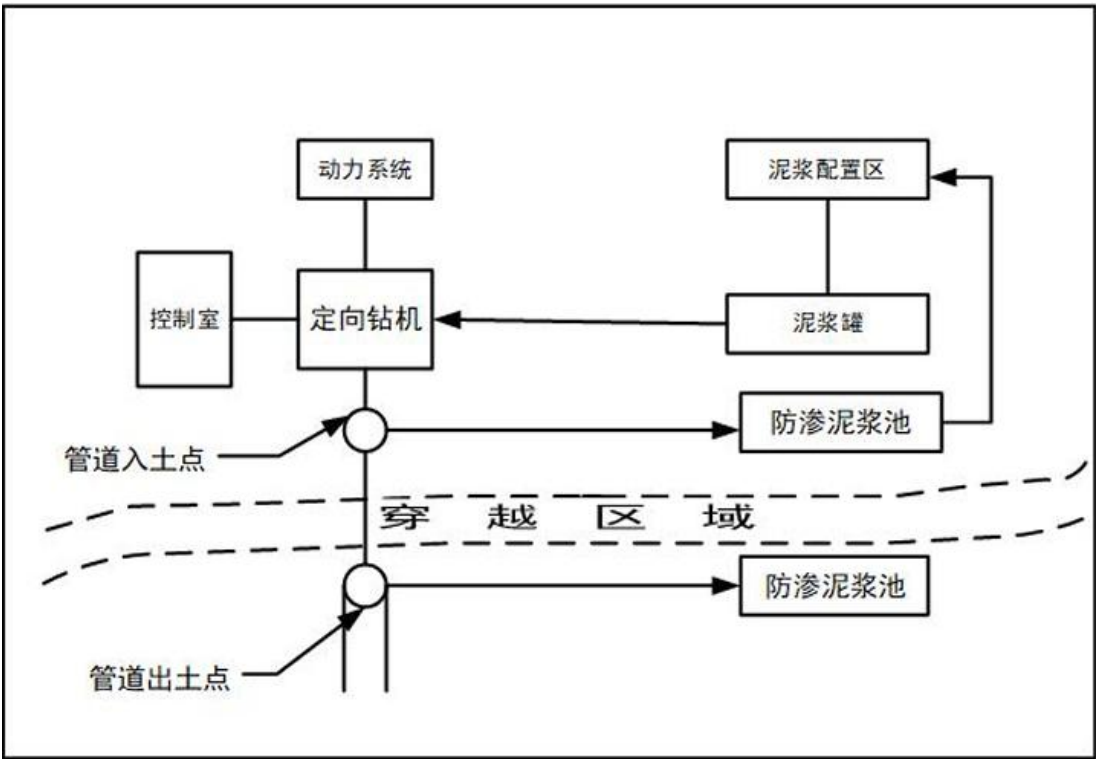


图 3.5-4 本项目定向钻穿越施工作业场地平面布置示意图

本项目管线施工过程主要污染源为施工时管沟开挖、土方堆填、车辆运输、恢复原有地貌等过程中产生的施工扬尘，管道焊接过程产生的焊接烟尘、管道防腐废气，以及施工机械设备和运输车辆尾气；管线试压废水以及施工人员生活污水；施工机械设备和运输车辆运行产生的噪声；管线施工废料（废焊渣、废防腐材料等）、定向钻废弃泥浆和生活垃圾等。

工艺管线施工技术要求及验收均按国家标准《工业金属管道工程施工及验收标准》(GB50235-2010)、《现场设备、工业管道焊接工程施工及验收规范》(GB50236-98)、《油田集输管道施工及验收规范》(SY/T0422-2010)以及有关国家及行业标准执行。

3.8.2 道路施工

本项目新建道路类型为沥青砼通井路。首先对线路进行清理平整，清除表土、杂物等，然后对路基进行施工，路基采取分层填筑并压实，最后对面层进行施工，敷设外购垫土或砂石并压实，敷设沥青碎石，摊铺碾压成型。道路施工建设过程及断面示意图见图3.8-6、图3.8-7。



图3.8-6 通井路施工建设过程

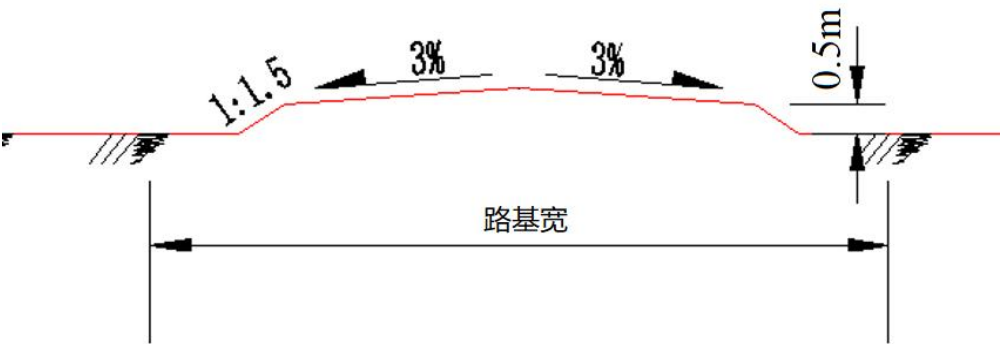


图3.8-7 通井路横断面示意图

3.8.3 典型井场施工

本工程新建 5 座采气井场，施工主要包括对新征占地范围内土地进行清理、测量放线，建设设备间等土建部分，然后安装设备等。

3.9 施工进度及时序

本项目计划施工期为 2026 年月至 2027 年 3 月，单井钻井施工约 70d，5 个钻井队同时施工，钻井施工约 70d，钻井进度计划见表 3.9-1；压裂及地面工程接续钻井后进行建设，压裂及地面工程施工约 120d。项目施工进度计划见表 3.9-2。

表 3.9-1 钻井进度计划表（单井）

开钻次数	钻头尺寸 mm	井段 m~m	施 工 项 目		累计时间 d-h
			内容	时间 d-h	
一开	311.2	0~81	钻进、接单根、起下钻、辅助等	0-12	0-12
		81	下表层套管、固井、候凝、安装井控装置等	2-0	2-12
二开	215.9	81~1442	钻进、接单根、起下钻、辅助等	3-12	6-0
		1442	电测、通井、下生产套管、固井、候凝、测声变、完井等	4-0	10-0

表 3.9-2 项目施工进度计划表

工程名称	2026 年					2027 年		
	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月	1 月	2 月	3 月
钻井工程								
压裂及地面工程								

3.10 物料消耗

3.10.2 原辅物料消耗

（1）施工期

钻井用水：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 150m^3 ，本项目钻井总进尺 19140m，则本项目钻井冲洗用水量为 2871m^3 ；

生活用水：由公用工程可知，本项目生活用水消耗总量为 656m^3 ；

(3) 钻井泥浆：根据钻井工程设计资料，本项目直井、定向井平均单井钻井泥浆设计用量为 1081m^3 ，本项目新钻直井、定向井共 4 口，其钻井泥浆为 4324m^3 ；本项目水平井平均单井钻井泥浆设计用量为 1200m^3 ，本项目新钻水平井共 3 口，其钻井泥浆为 3600m^3 。综上本项目钻井泥浆合计为 7924m^3 。

(4) (4) 水泥：根据固井水泥设计，本项目固井水泥用量为 453t /井，新钻井 7 口，固井水泥用量为 3171t 。

(5) (5) 柴油：本项目钻机钻进由柴油机供电驱动，根据施工单位长期的钻井经验数据统计，每钻进 1000m，柴油用量 20t ，钻井总进尺为 30739m，则本项目柴油消耗量为 614.78t 。

(6) (6) 射孔液：本项目新钻 7 口井全部需要射孔，在射孔完井过程中，单井射孔液用量 $100\sim 120\text{m}^3$ ，本次射孔按最大使用量 $120\text{m}^3/\text{口}$ 计，则射孔液用量 840m^3 。

(7) (7) 压裂液：本项目 7 口气井试气前需进行压裂，根据设计资料，用液量 19500m^3 、用砂量 1600m^3 ，合计压裂液使用量 21100m^3 。

管线试压用水消耗：由公用工程可知，本项目管线试压用水消耗总量为 21.6m^3 ；

钻井液消耗：根据钻井液用量表可知，本项目单口井钻井液用量 239m^3 ，本项目新钻井 46 口，则钻井液用量 10994m^3 ；

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 91t ，本工程新钻井 46 口，则固井水泥用量为 4186t ；

柴油消耗：本工程钻机用电使用柴油发电机，钻井每进尺 1000m，柴油用量 20t ，本项目钻井总进尺 54890.3m ，则柴油总用量约为 1097.8t ；

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 40m^3 ，本工程新钻 46 口井需射孔，则射孔液用量为 1840m^3 。

压裂液：根据设计方案，本项目共计使用压裂液 4600m^3 ；

防渗布：钻井过程中防渗布用量 3.9t 。

本项目使用药芯焊丝焊接管道，利用二氧化碳气体做为保护气体，焊丝用量约为 1t。

(2) 运营期

用电：本工程投产后，新增用电负荷 386.78kW。

(3) 耗气：本工程新新增耗气量 0.6 万 m³/a。

本工程主要消耗物料具体见下表：

表 3.10-2 本工程主要物料消耗

序号	时期	项目	原辅材料	用量
1	施工期	钻井工施工	钻井生产用水（m ³ ）	3842.3
2		办公生活	生活用水（m ³ ）	656
3		管线试压	试压用水（m ³ ）	21.6
4		钻井	钻井液（m ³ ）	10994
5		固井	水泥（t）	4186
6		钻井期发电	柴油（t）	1097.8
7		射孔	射孔液（m ³ ）	1840
8		压裂	压裂液（m ³ ）	4600
9		钻井	防渗布（t）	3.9
10		焊接	焊丝（t）	1
11	运营期	注水井回注	回注水（m ³ /a）	4.1×10 ⁴
12		油水井作业	作业用水（m ³ /a）	388
13		水井洗井作业	洗井用水（m ³ /a）	1136.7
14		生产运营	耗电（万 kWh/a）	55.93
15		油气水分离	耗气量（万 m ³ /a）	6.75
16		油水井作业	防渗布（t/a）	0.73

3.11 依托工程分析

3.11.1 依托工程环保手续

本项目依托工程环保手续情况见表 3.3-14。

表 3.3-14 项目依托场站环保手续一览表

序号	名称	环评文件名称	环评批复	竣工环保验收	排污许可情况
1	第八采油厂工业固废填埋场	《第八采油厂工业固废填埋场工程环境影响报告表》	庆环建〔2011〕171 号	庆环验〔2014〕38 号	9123060771667540
2	升一联气田污水预处理	《气田污水预处理站改造工程环境影响报告表》	绥环函〔2015〕423 号	2019 年 9 月完成自主验收	9L011X

	站				
3	采油八厂废弃钻井液集中处理站	《采油八厂废弃钻井液集中处理站项目环境影响报告表》	同环建字[2021]6号	2022 年 7 月完成自主验收	
4	徐深 1-101 集气站				91230604 MAE3Q8 UR0E001 Y
5	汪深 1 集气站	《汪深 1 井区 2018 年产能建设地面工程环境影响报告表》	绥环审〔2018〕66 号	2019 年 11 月完成自主验收	
6	采油九厂塔三压裂返排液处理站				

3.3.5.2 依托工程能力核实及运行现状分析

(1) 徐深 1-101 集气站

(3) 第八采油厂工业固废填埋场

本项目施工期产生的施工废料（废焊渣、废防腐材料）等一般工业固废依托第八采油厂工业固废填埋场处理。第八采油厂工业固废填埋场位于大庆市肇州县新福乡双龙山村北侧 1.8km，乐业村东南 1.05km，占地 1.91hm²，由大庆油田有限责任公司第八采油厂负责运营管理。

第八采油厂工业固废填埋场总容量为 11624m³，目前实际容纳约 8800m³，剩余能力为 2824m³，施工废料（废焊渣、废防腐材料）共为 1.41t，第八采油厂工业固废填埋剩余能力满足本项目新增固废处理要求。

(4) 采油八厂废弃钻井液集中处理站

本项目产生的定向钻废弃泥浆由罐车拉运至采油八厂废弃钻井液集中处理站进行处理。采油八厂废弃钻井液集中处理站位于大庆市大同区祝三乡大庆油田第八采油厂第一矿区东侧 1 公里处，由吉林油田多源实业集团有限责任公司负责生产管理，该站已按照要求取得排污许可证，证书编号为 91220700244904735K005V，见附件 6（2），并按照相关要求逐年上报“排污许可证执行报告”。该站由 2021 年 5 月新建，2022 年 6 月投入生产，2022 年 7 月完成自主验收，根据验收结论，废水、废气、噪声、固体废物满足建设项目竣工环境保护验收监测要求，生活垃圾、编织袋包装统一收集后运至肇州县和平垃圾处理有限公司垃圾处理厂进行处理；水基泥浆处置过程产生泥饼、岩屑，满足固相(泥

饼)主要控制指标。暂存于泥饼暂存区，泥饼统一收集后转运至大庆油田采油八厂指定地点，作为油田铺路、铺垫井场、修井间防火墙及回填等综合利用，达到竣工环保验收要求。

该站采用“脱稳+均质缓冲+压滤”处理工艺，将泥浆进行固液相分离。分离后的废水依托第八采油厂一矿区徐三联合站集中处理，处理达到《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ 0639-2015）限值“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”后回注油层。

该站设计处理能力 45 万 m^3/a （其中废弃水基泥浆 30 万 m^3/a ，盐水泥浆 15 万 m^3/a ），本工程依托其水基泥浆处理站，设计处理能力 1000 m^3/d （30 万 m^3/a ），目前实际处理量 530 m^3/d ，剩余能力为 470 m^3/d 。本工程处理水基泥浆钻井废水 298.84 m^3 、废弃水基钻井泥浆 1666.5 m^3 、水基泥浆钻井岩屑 358.61 m^3 、废射孔液 108 m^3 ，共计 2431.95 m^3 ，日均处理约 9.18 m^3 ，处理能力满足需求。

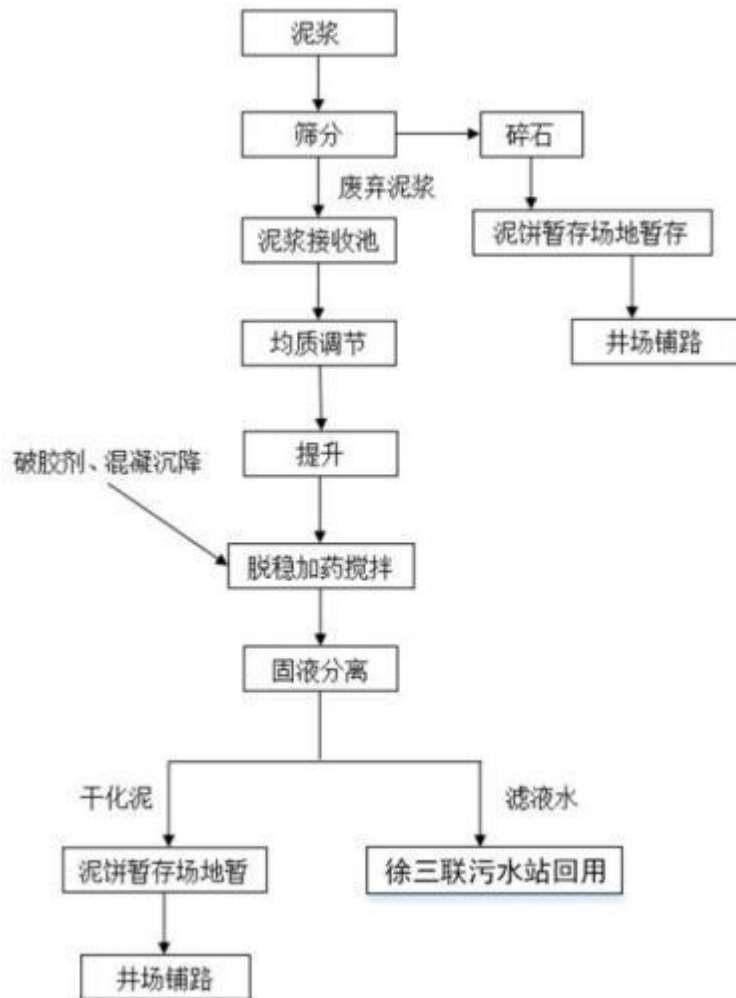


图3.3-15 废弃泥浆无害化处理中心处理五站工艺流程图

(3) 升一联气田污水预处理站

本项目气田采出水暂存于集气站（徐深 601 集气站、徐深 603 集气站）污水储罐临时储存，再定期通过外输泵升压外输至气田采出水集输管网，并统一管输至升一联气田污水预处理站处理达标后回注，本项目气田采出水最大产生量为 $12\text{m}^3/\text{d}$ 。

升一联气田污水预处理站建于黑龙江省安达市升一联合站院内，由大庆油田有限责任公司第八采油厂负责生产管理，该站与 2015 年进行了改造，2019 年完成了自主验收，根据验收结论，升一联气田污水预处理站环保手续完备，技术资料齐全，执行了环境影响评价和“三同时”管理制度，落实了环评报告表及其批复所规定的各项环境污染防治措施，外排污染物达标排放，达到竣工环保验收要求。

升一联气田污水预处理站采用“调储缓冲→气浮→缓冲→两级过滤”处理工艺。处理后的水质执行《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ 0639-2015）限值“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”，同时满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中标准限值，回注地下。

升一联气田污水预处理站主工艺流程见图3.3-9。

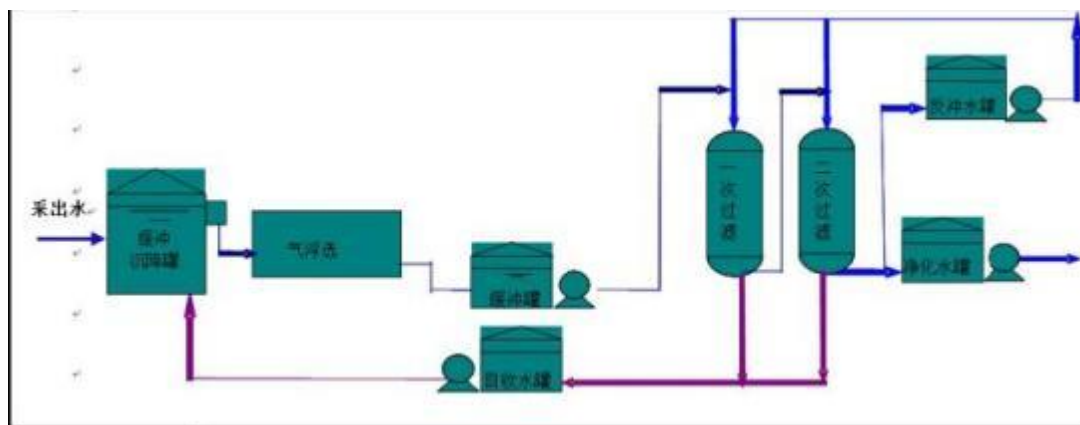


图 3.3-9 升一联气田污水预处理站工艺流程

升一联气田污水预处理站设计的总规模为 $1400\text{m}^3/\text{d}$ ，根据企业核实目前处理量 $390\text{m}^3/\text{d}$ ，剩余处理能力为 $1010\text{m}^3/\text{d}$ 。本项目气田采出水最大产生量为 $12\text{m}^3/\text{d}$ ，满足本项目依托需求。

本项目施工期产生的废钻井泥浆、岩屑、废射孔液属于一般固体废物，依托采油八厂废弃钻井液集中处理站处理。膨润土、纯碱、重晶石粉废弃包装袋、施工废料属于一般固体废物，依托第八采油厂工业固废填埋场处理。生活污水依托第十采油厂厂区生活污水处理站处理。压裂返排液依托采油九厂塔三压裂返排液处理站处理。管线试压废水、试压产液由罐车拉运至升一联气田污水预处理站处理。

本项目运营期气田采出液由管线进入徐深 1-101 集气进行处理。

(1) 大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司

大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司位于黑龙江省大庆市肇州县朝阳沟镇长林村路东，采用“集中压滤无害化处理”，处理后的压滤水定期由罐车拉运至朝一联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，处理后的泥饼由大庆钻探工程公司钻井二公司综合利用垫井场或铺路。大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司工艺流程图见图 3.10-1。

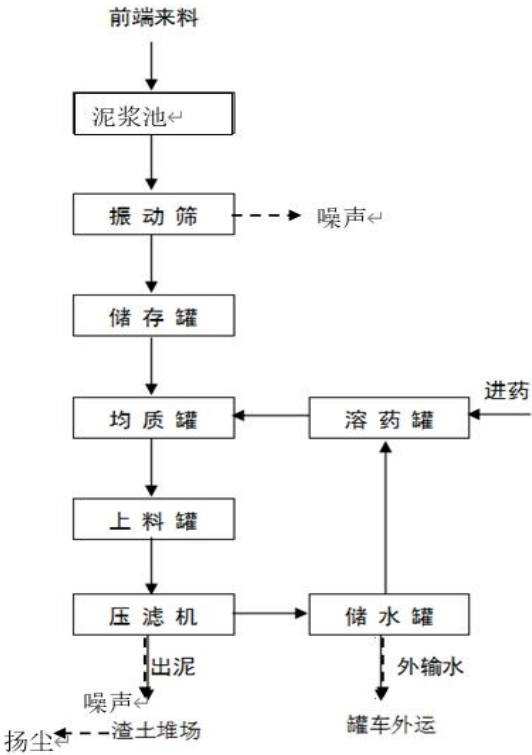


图 3.10-1 大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司工艺流程图

大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司设计处理规模为 400m³/d，目前实际处理量为 105m³/d，本项目废弃泥浆产生量最大为 116.15m³/d，同期建设项目新增废弃泥浆产生量约为 29.71m³/d，新增处理本项目产生的废弃泥浆后处理量为 250.86m³/d，负荷率 62.72%，能够满足本工程废弃泥浆处理要求。

根据《大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司采油十厂 9 万 m³/a 钻井废弃泥浆无害化处理项目竣工环境保护验收监测报告表》中的监测结果可知，泥浆压滤脱水后产生的压滤液中的 pH 监测值为 7.86，石油类的监测值为 30.1mg/L，悬浮物的监测值为 23mg/L，满足朝一联合站入水指标；厂界无组织废气颗粒物监测值在 0.058-0.077mg/m³ 之间，监测结果满足《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要求；厂界噪声昼间的监测值在 46.9-53.1 dB（A）之间，夜间噪声监测值在 40.3-43.5 dB（A）之间，监测结果满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准；该站产生的固体废物均合理处置，固废堆放场泥饼浸出液中的 pH 监测值为 8.21，总铬监测值为 0.031mg/L，六价铬未检出，COD_{Cr} 监测值为 122mg/L，全盐量监测值为 835mg/L，石油类监测值为 1.13mg/L，各项指标满足《陆上石油天然气钻井环境保护技术规范》（SY/T7298-2024）中标准要求。本项目依托可行。

（2）朝一联压裂返排液无害化处理站

本工程压裂过程产生的压裂返排液由罐车拉运至朝一联压裂返排液无害化处理站处理。站内采用三相分离两级过滤处理工艺，该站设计处理量 360m³/d，站内建有压裂返排液暂存池 5000m³。根据返排液开发预测表，本工程压裂井 46 口，压裂返排液产生量为 3220m³，产生周期约 60d，则本项目压裂返排液产生约 53.7m³/d，同期建设项目新增压裂返排液产生约为 70m³/d，可满足本项目压裂返排液处理需要，本项目压裂返排液日反排峰值可以先暂存在 5000m³ 储存池内逐渐处理，目前压裂返排液暂存池剩余容积为 2000m³，本项目暂存的压裂返排液不会超过储池容量，满足本项目依托需求。朝一联压裂返排液无害化处理站工艺流程见图 3.10-2。

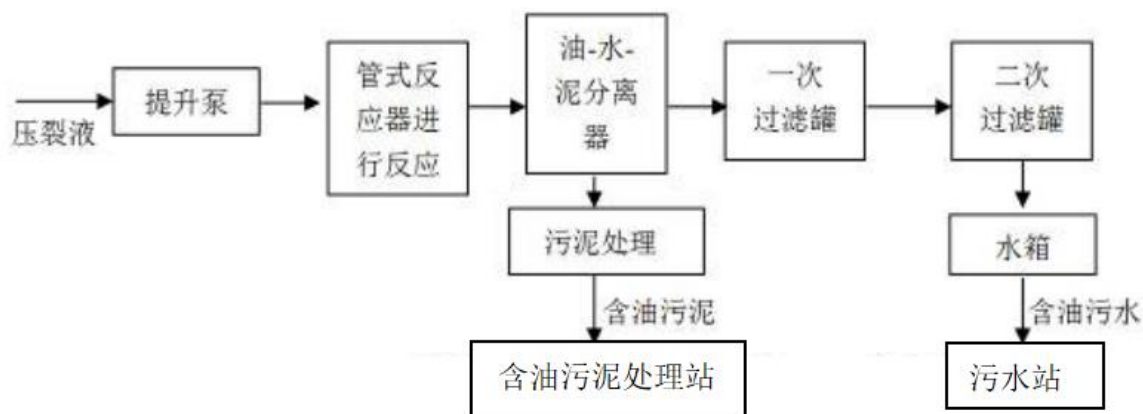


图 3.10-2 朝一联压裂返排液无害化处理站工艺流程图

（3）朝 4 转油站

本项目 4 口油井采出液依托朝 4 转油站处理。朝 4 转油站投产于 1988 年，站内主要设备有：单台设计处理能力 5000t/d 的三合一（分离沉降缓冲装置）2 台、2.0MW 掺水炉 3 台、0.315MW 外输炉 2 台；站内采用“分离+沉降+缓冲”三合一处理工艺，三合一设计处理规模为 10000t/d，目前实际处理量为 2125t/d，本项目平均单井产液量最大为 3.1t/d，则 4 口油井新增采出液量最大约为 12.4t/d，新增产能后朝 4 转油站三合一装置处理量为 3137.4t/d，负荷率为 31.37%，满足开发需求。

（4）朝 8 转油站

本项目 2 口油井采出液依托朝 8 转油站处理。朝 8 转油站投产于 1992 年，站内主要设备有：单台设计处理能力 5000t/d 的三合一（分离沉降缓冲装置）2 台、2.0MW 掺水炉 3 台、0.315MW 外输炉 2 台；站内采用“分离+沉降+缓冲”三合一处理工艺，三合一设计处理规模为 10000t/d，目前实际处理量为 1900t/d，本项目平均单井产液量最大为 3.1t/d，则 2 口油井新增采出液量最大约为 6.2t/d，考虑同期建设项目新增采出液量约为 12t/d，新增产能后朝 8 转油站三合一装置处理量为 1918.2t/d，负荷率为 19.18%，满足开发需求。

（5）朝 10 转油站

本项目 1 口油井采出液依托朝 10 转油站处理。朝 10 号转油站投产于 1989 年，站内主要设备有：单台设计处理能力 5000t/d 的三合一（分离沉降缓冲装置）2 台、1.5MW 掺水炉 2 台、2.0MW 掺水炉 2 台、0.58MW 外输炉 2 台；站内采用“分离+沉降+缓冲”三合一处理工艺，三合一设计处理规模为 10000t/d，目前实际处理量为 3300t/d，本项目平均单井产液量最大为 3.1t/d，新增产能后朝 10 转油站三合一装置处理量为 3303.1t/d，负荷率为 33.03%，满足开发需求。

（6）朝 12 转油站

本项目 1 口油井采出液依托朝 12 转油站处理。朝 12 转油站投产于 1990 年，站内主要设备有：单台设计处理能力 5000t/d 的三合一（分离沉降缓冲装置）2 台、2.0MW 掺水炉 3 台、0.315MW 外输炉 1 台；站内采用“分离+沉降+缓冲”三合一处理工艺，三合一设计处理规模为 10000t/d，目前实际处理量为 1550t/d，本项目平均单井产液量最大为 3.1t/d，新增产能后朝 12 转油站三合一装置处理量为 1553.1t/d，负荷率为 15.53%，满足开发需求。

（7）朝 16 转油站

本项目 1 口油井采出液依托朝 16 转油站处理。朝 16 转油站投产于 1990 年，站内主要设备有：单台设计处理能力 5000t/d 的三合一（分离沉降缓冲装置）2 台、2.32MW 掺水炉 4 台；站内采用“分离+沉降+缓冲”三合一处理工艺，三合一设计处理规模为 10000t/d，目前实际处理量为 2065t/d，本项目平均单井产液量最大为 3.1t/d，新增产能后朝 16 转油站三合一装置处理量为 2068.1t/d，负荷率为 20.68%，满足开发需求。

（8）朝 20 转油站

本项目 4 口油井采出液依托朝 20 转油站处理。朝 20 转油站投产于 1991 年，站内主要设备有：单台设计处理能力 5000t/d 的三合一（分离沉降缓冲装置）2 台、2.5MW 掺水炉 4 台；站内采用“分离+沉降+缓冲”三合一处理工艺，三合一设计处理规模为 10000t/d，目前实际处理量为 3235t/d，本项目平均单井产液量最大为 3.1t/d，则 4 口油井新增采出液量最大约为 12.4t/d，考虑同期建设项目新增采出液量约为 3t/d，新增产能后朝 20 转油站三合一装置处理量为 3250.4t/d，负荷率为 32.5%，满足开发需求。

（9）朝 23 转油站

本项目 4 口油井采出液依托朝 23 转油站处理。朝 23 转油站投产于 1992 年，站内主要设备有：单台设计处理能力 5000t/d 的三合一（分离沉降缓冲装置）2 台、1.5MW 掺水炉 4 台、1.5MW 外输炉 1 台；站内采用“分离+沉降+缓冲”三合一处理工艺，三合一设计处理规模为 10000t/d，目前实际处理量为 2780t/d，本项目平均单井产液量最大为 3.1t/d，则 4 口油井新增采出液量最大约为 12.4t/d，新增产能后朝 23 转油站三合一装置处理量为 2792.4t/d，负荷率为 27.92%，满足开发需求。

（10）朝 24 转油站

本项目 4 口油井采出液依托朝 24 转油站处理。朝 24 转油站投产于 1992 年，站内主要设备有：单台设计处理能力 5000t/d 的三合一（分离沉降缓冲装置）2 台、2.0MW 掺水炉 3 台、0.4MW 外输炉 1 台；站内采用“分离+沉降+缓冲”三合一处理工艺，三合一设计处理规模为 10000t/d，目前实际处理量为 2540t/d，本项目平均单井产液量最大为 3.1t/d，

则 4 口油井新增采出液量最大约为 12.4t/d，新增产能后朝 24 转油站三合一装置处理量为 2552.4t/d，负荷率为 25.52%，满足开发需求。

（11）朝 25 转油站

本项目 1 口油井采出液依托朝 25 转油站处理。朝 25 转油站投产于 1992 年，站内主要设备有：单台设计处理能力 5000t/d 的三合一（分离沉降缓冲装置）2 台、2.0MW 掺水炉 4 台、0.315MW 外输炉 2 台；站内采用“分离+沉降+缓冲”三合一处理工艺，三合一设计处理规模为 10000t/d，目前实际处理量为 2285t/d，本项目平均单井产液量最大为 3.1t/d，新增产能后朝 25 转油站三合一装置处理量为 2288.1t/d，负荷率为 22.88%，满足开发需求。

（12）朝四联转油站

本项目 1 口油井采出液依托朝四联转油站处理。朝四联转油站投产于 1990 年，站内主要设备有：单台设计处理能力 5000t/d 的三合一（分离沉降缓冲装置）2 台、2.32MW 掺水炉 4 台；站内采用“分离+沉降+缓冲”三合一处理工艺，三合一设计处理规模为 10000t/d，目前实际处理量为 2160t/d，本项目平均单井产液量最大为 3.1t/d，新增产能后朝四联转油站三合一装置处理量为 2163.1t/d，负荷率为 21.63%，满足开发需求。

“三合一”处理工艺转油站工艺流程见图 3.11-3。

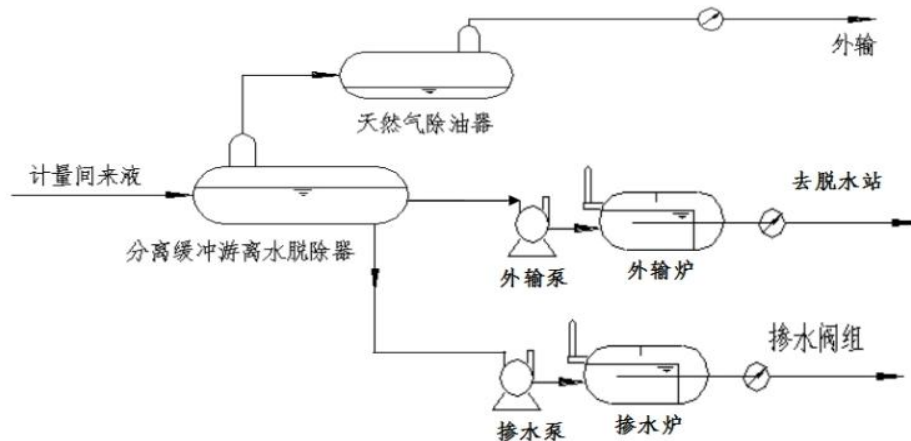


图 3.11-3 “三合一”处理工艺转油站工艺流程图

（13）朝 21 转油站

本项目 1 口油井采出液依托朝 21 转油站处理。朝 21 转油站建于 2009 年，站内主要设备有：单台设计处理能力 1700t/d 的四合一（分离沉降加热缓冲装置）3 台；站内采用“分离+沉降+加热+缓冲”四合一处理工艺，四合一设计处理规模为 5100t/d，目前实际处理量为 2700t/d，本项目平均单井产液量最大为 3.1t/d，新增产能后朝 21 转油站三合一装置处理量为 2703.1t/d，负荷率为 53%，满足开发需求。

（14）朝 27 转油站

本项目 1 口油井采出液依托朝 27 转油站处理。朝 27 转油站投产于 1998 年，站内主要设备有：单台设计处理能力 1700t/d 的四合一（分离沉降加热缓冲装置）3 台；站内采用“分离+沉降+加热+缓冲”四合一处理工艺，四合一设计处理规模为 5100t/d，目前实际处理量为 1982.2t/d，本项目平均单井产液量最大为 3.1t/d，新增产能后朝 27 转油站三合一装置处理量为 1985.3t/d，负荷率为 38.93%，满足开发需求。

“四合一”处理工艺转油站工艺流程见图 3.11-4。

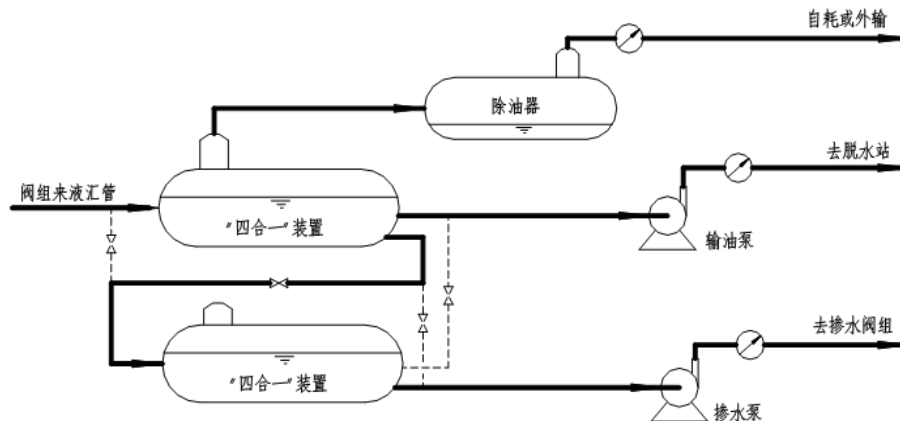


图 3.11-4 “四合一”处理工艺转油站工艺流程图

（15）朝一联转油脱水站

本项目 10 口油井采出液依托朝一联转油脱水站处理。朝一联转油脱水站投产于 1987 年，站内主要设备有：单台设计处理能力 5000t/d 的三合一（分离沉降缓冲装置）6 台、单台设计处理能力 2150t/d 的电脱水器 3 台、2.5MW 掺水炉 6 台、2.0MW 外输炉 3 台、2.0MW 脱水加热炉 2 台。站内采用“三合一+电脱水”两段处理工艺，三合一设计处理规模为 30000t/d，目前实际处理量为 9725t/d，本项目平均单井产液量最大为 3.1t/d，则本项目 10 口油井新增采出液量最大约为 31t/d，考虑同期建设项目新增采出液量约为 21t/d，新增产能后朝一联转油脱水站三合一装置处理量为 9777t/d，负荷率为 32.59%；电脱设计处理能力为 6450t/d，目前实际处理量为 786.9t/d，同期建设项目与本项目新增产液后电脱处理量为 838.9t/d，负荷率 13.01%，满足开发需求。

（16）朝六联转油脱水站

本项目 2 口油井采出液依托朝六联转油脱水站处理。朝六联转油脱水站投产于 1992 年，站内主要设备有：单台设计处理能力 5000t/d 的三合一（分离沉降缓冲装置）3 台、单台设计处理能力 1700t/d 的电脱水器 2 台、2.5MW 掺水炉 3 台、1.0MW 外输炉 2 台、1.5MW 脱水加热炉 2 台。站内采用“三合一+电脱水”两段处理工艺，三合一设计处理规模为 15000t/d，目前实际处理量为 5310t/d，本项目平均单井产液量最大为 3.1t/d，则本项目

2 口油井新增采出液量最大约为 6.2t/d，新增产能后朝六联转油脱水站三合一装置处理量为 5316.2t/d, 负荷率为 35.44%; 电脱设计处理能力为 3400t/d, 目前实际处理量为 1031.9t/d, 本项目新增产液后电脱处理量为 1099.9t/d，负荷率 32.35%，满足开发需求。

(17) 朝二联转油脱水站

本项目 6 口油井采出液依托朝二联转油脱水站处理。朝二联转油脱水站投产于 1990 年，站内主要设备有：单台设计处理能力 5000t/d 的三合一（分离沉降缓冲装置）3 台、单台设计处理能力 1700t/d 的电脱水器 2 台、1.0MW 掺水炉 3 台、1.0MW 外输炉 2 台、1.0MW 脱水加热炉 2 台。站内采用“三合一+电脱水”两段处理工艺，三合一设计处理规模为 15000t/d，目前实际处理量为 5070t/d，本项目平均单井产液量最大为 3.1t/d，则本项目 6 口油井新增采出液量最大约为 18.6t/d，考虑同期建设项目新增采出液量约为 18t/d，新增产能后朝二联转油脱水站三合一装置处理量为 5106.6t/d，负荷率为 34.04%; 电脱设计处理能力为 3400t/d，目前实际处理量为 615.4t/d，同期建设项目与本项目新增产液后电脱处理量为 652t/d，负荷率 19.18%，满足开发需求。

“三合一+电脱水”处理工艺转油脱水站工艺流程见图 3.11-5。

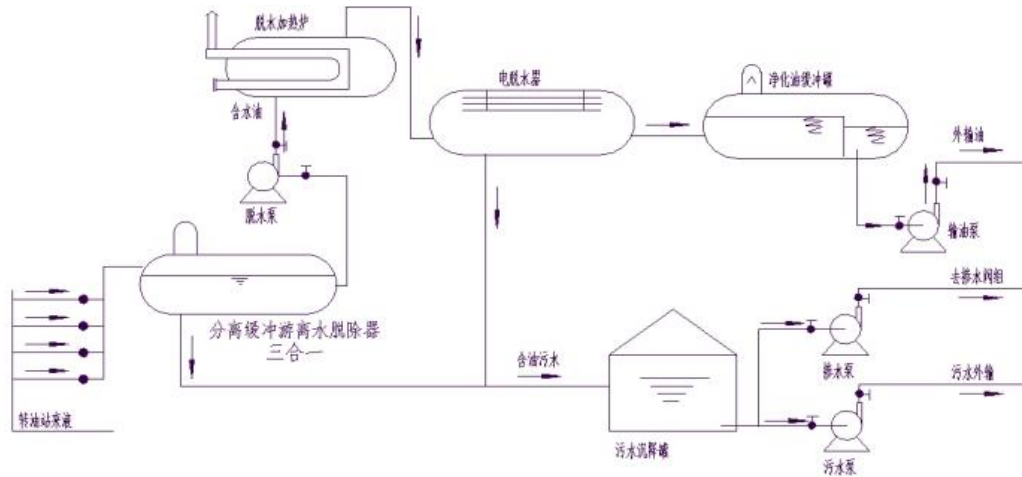


图 3.11-5 “三合一+电脱水”处理工艺转油脱水站工艺流程图

(18) 朝一联含油污水处理站

本项目 31 口油井采出水依托朝一联含油污水处理站处理，站内工艺采用“原水→沉降曝气除硫→气浮除油→两级过滤→膜过滤”工艺流程，设计出水水质指标为《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量≤5mg/L、悬浮固体≤1mg/L、悬浮物颗粒直径中值≤1μm”，设计污水处理量为 7000m³/d。目前实际污水处理量为 5780m³/d, 本项目单井最大采出水量为 1.83t/d, 则本项目 31 口油井新增采出水量为 56.73t/d, 同期建设项目新增采出水量为 20.28t/d，新增污水后处理量为 5857.01m³/d，负荷率为 83.67%，满足开发需求。朝一联含油污水处理站工艺流程见图 3.11-6。

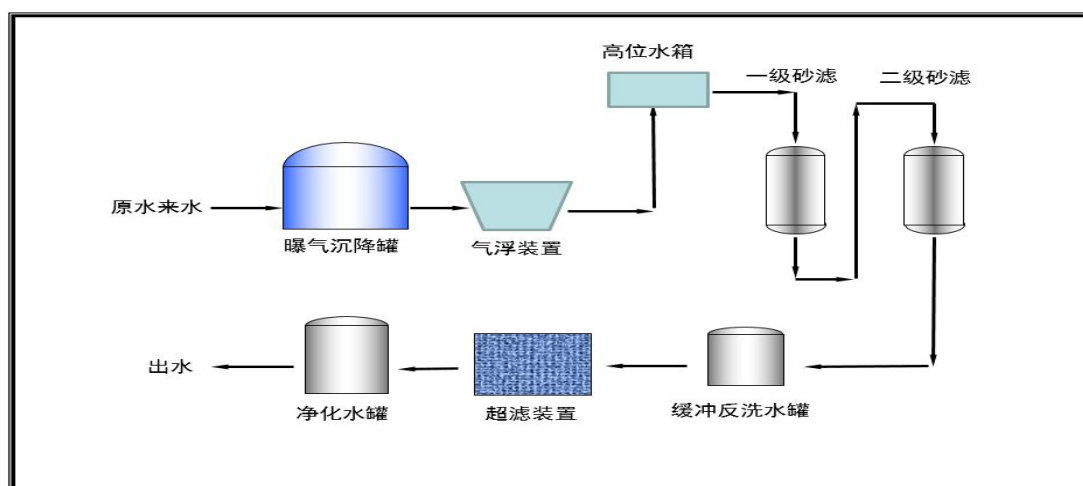


图 3.11-6 朝一联含油污水处理站工艺流程

(19) 朝二联含油污水处理站

本项目 6 口油井采出水依托朝二联含油污水处理站处理，站内工艺采用“原水→缓冲沉降罐→两级气浮除油→轴向动态反冲洗过滤罐→连续反冲洗过滤罐→膜过滤”工艺流程，设计出水水质指标为《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、悬浮固体 $\leq 1\text{mg/L}$ 、悬浮物颗粒直径中值 $\leq 1\mu\text{m}$ ”，设计污水处理量为 $2000\text{m}^3/\text{d}$ 。目前实际污水处理量为 $1218\text{m}^3/\text{d}$ ，本项目单井最大采出水量为 $1.83\text{t}/\text{d}$ ，则本项目 6 口油井新增采出水量为 $10.98\text{t}/\text{d}$ ，新增污水后处理量为 $1228.98\text{m}^3/\text{d}$ ，负荷率为 61.45%，满足开发需求。朝二联含油污水处理站工艺流程见图 3.11-7。

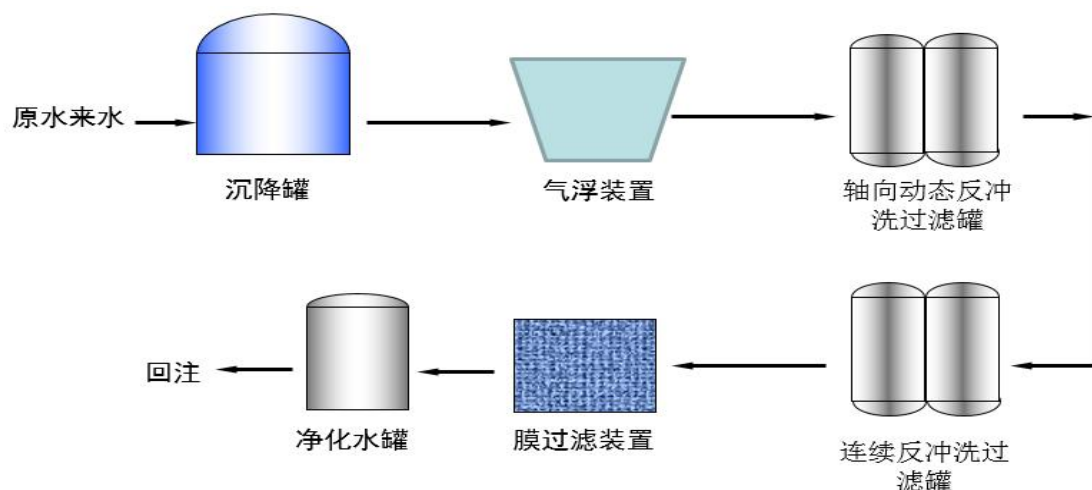


图 3.11-7 朝二联含油污水处理站工艺流程

(20) 朝一联注水站

本项目 3 口注水井由朝一联注水站提供高压水，水质为深度处理水，站内主要设备有 5DS125-30/18 型注水泵 8 台。站内设计注水量为 $4100\text{m}^3/\text{d}$ ，目前实际注水量 $2160\text{m}^3/\text{d}$ 。本项目平均单井日注水量最大为 $15\text{m}^3/\text{d}$ ，则本项目 3 口注水井需注水量为 $45\text{m}^3/\text{d}$ ，同期建设项目该站新增注水量为 $45\text{m}^3/\text{d}$ ，新增注水量后朝一联注水站注水量为 $2250\text{m}^3/\text{d}$ ，负

荷率为 54.88%，满足开发需求。

（21）朝二联注水站

本项目 1 口注水井由朝二联注水站提供高压水，水质为深度处理水，站内主要设备有 5DS150-35/16 型注水泵 4 台。站内设计注水量为 2400m³/d，目前实际注水量 1700m³/d。本项目平均单井日注水量最大为 15m³/d，新增注水量后朝二联注水站注水量为 1715m³/d，负荷率为 71.46%，满足开发需求。

（22）朝三联注水站

本项目 1 口注水井由朝三联注水站提供高压水，水质为深度处理水，站内主要设备有 DF100-150×11 型注水泵 3 台。站内设计注水量为 4800m³/d，目前实际注水量 1800m³/d。本项目平均单井日注水量最大为 15m³/d，新增注水量后朝三联注水站注水量为 1815m³/d，负荷率为 37.81%，满足开发需求。

（23）朝四联注水站

本项目 1 口注水井由朝四联注水站提供高压水，水质为深度处理水，站内主要设备有 DF100-150×11 型注水泵 3 台。站内设计注水量为 4800m³/d，目前实际注水量 2420m³/d。本项目平均单井日注水量最大为 15m³/d，新增注水量后朝四联注水站注水量为 2435m³/d，负荷率为 50.73%，满足开发需求。

（24）朝五联注水站

本项目 3 口注水井由朝五联注水站提供高压水，水质为深度处理水，站内主要设备有 DF100-150×11 型注水泵 3 台。站内设计注水量为 4800m³/d，目前实际注水量 2220m³/d。本项目平均单井日注水量最大为 15m³/d，则本项目 3 口注水井需注水量为 45m³/d，新增注水量后朝五联注水站注水量为 2265m³/d，负荷率为 47.19%，满足开发需求。

（25）朝一联含油污泥处理站

朝一联含油污泥处理站采用“机械调质+超声分离+离心”处理工艺，设计处理规模为 5m³/h（年运行 180 天，每天 24 小时，年最大处理量 21600m³），目前实际处理量约 13405.4m³/a，负荷率约为 62.06%，剩余处理量为 8194.6m³。本工程含油泥（砂）及落地油产生量为 1.925t/a，约 2m³，同期建设项目新增含油污泥量约 0.587m³，新增后处理量约为 13407.99m³/a，负荷率为 62.07%，变化较小，能够满足本项目含油污泥减量化处理需求。

朝一联含油污泥处理站工艺流程见图 3.11-8。

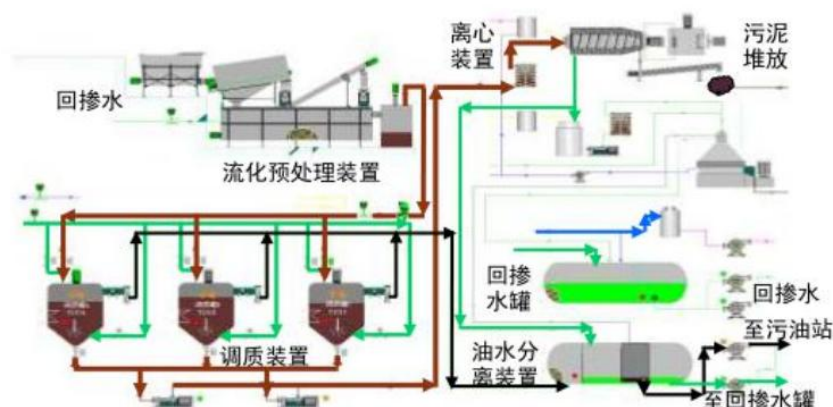


图 3.11-8 朝一联合含油污泥处理站工艺流程图

(26) 大庆市顺和环保科技有限公司

大庆市顺和环保科技有限公司位于大庆市肇州县丰乐镇，采用密闭旋转蒸馏处理工艺，设计处理规模为 100000t/a，目前负荷率为 89.4%，本项目油泥最大产生量约为 1.925t/a，经朝一联合含油污泥处理站减量化处理后进入该装置，同期建设项目新增含油污泥量约为 0.565t/a，新增后该公司处理负荷变化不大，大庆市顺和环保科技有限公司剩余处理能力满足本项目处理需求，依托可行。

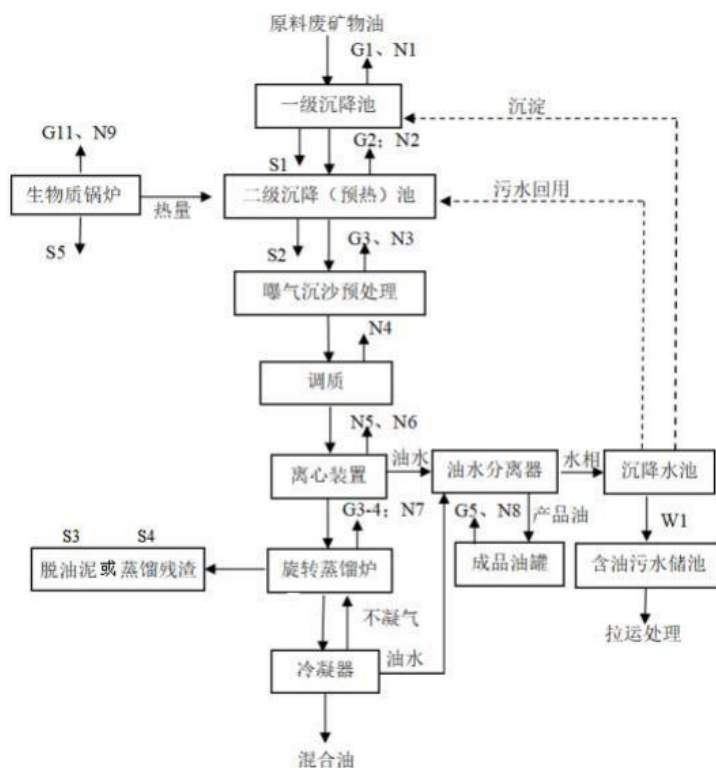


图 3.11-9 大庆市顺和环保科技有限公司工艺流程图

(27) 第八采油厂工业固废填埋场

第八采油厂工业固废填埋场位于大庆市肇州县新福乡双龙山北侧 1.8km、乐业村东南 1.05km 处，占地面积 1.91hm²，填埋场现阶段运行稳定，总容量为 11624m³，设计年处理能力为 581.2m³，合 700t/a，服务年限 20 年，目前填埋总量约为 5347m³，剩余填埋量约为 6277m³，本项目产生非含油废防渗布、膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋、施工废料共计约 5.073t，约 7m³，同期建设项目非含油废防渗布、膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋、施工废料共计约 1.52t，约 2.10m³，填埋场剩余容量能够容纳本项目产生的固体废物，依托可行。

(28) 第十采油厂厂区生活污水处理站

第十采油厂厂区生活污水处理站位于朝一联水质处理站东北侧，地理坐标为东经 125°36'43.27"，北纬 45°42'52.86"，该站于 2021 年 3 月 22 获得了大庆市肇州生态环境局《关于大庆油田有限责任公司采气分公司 厂区生活污水处理工程项目环境影响报告表的批复》，批复文号为州环发〔2021〕2 号，并于 2023 年 7 月完成自主验收。该站采用 A₂/O 污水处理工艺处理生活污水，处理后污水水质达到《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）中的一级 A 类标准后经污水排放管排入路边渠最终汇入牛毛沟。该站设计生活污水处理规模为 2500m³/d，目前实际处理量为 2000m³/d，负荷率为 80%，本项目施工期新增生活污水量约为 3m³/d，同期建设项目施工期新增生活污水量约为 1.19m³/d，新增本项目生活污水后处理量为 2004.19 m³/d，负荷率为 80.17%，能够满足本项目施工期生活污水处理需求。第十采油厂生活污水处理站工艺流程见图 3.11-10。

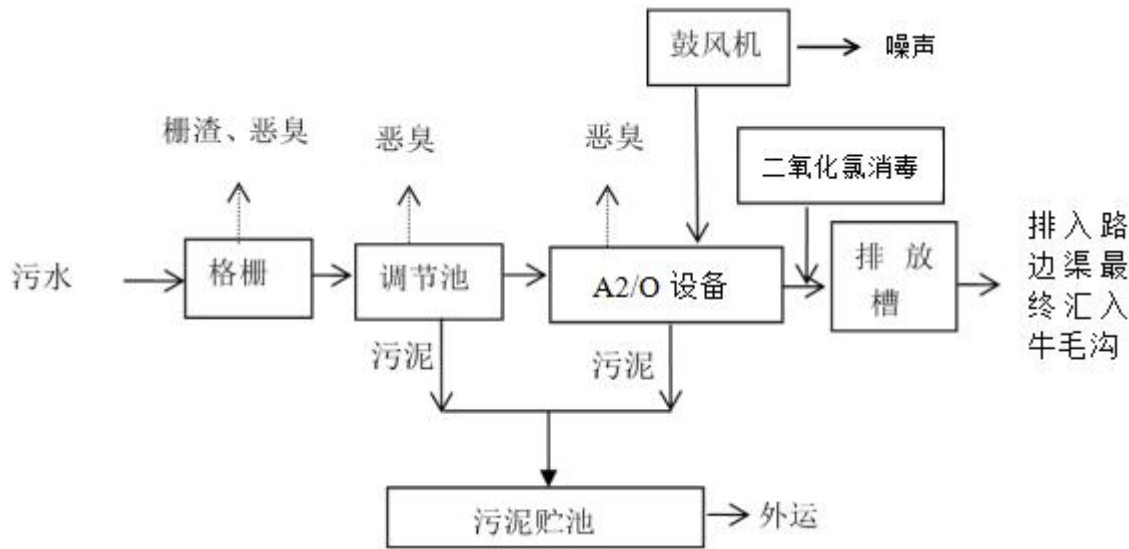


图 3.11-10 第十采油厂厂区生活污水处理站工艺流程图

(29) 第十采油厂危险废物贮存库

大庆油田有限责任公司采气分公司 危险废物贮存库位于黑龙江省大庆市肇州县朝阳沟镇境内，中心坐标为 E125°36'28.034"，N45°42'36.398"，站内建有 2 座固废存储库，建筑面积均为 296.7m²，地上一层，室内净高 3.9m，建筑高度 4.2m。建筑结构形式为砌体结构，混凝土多孔砖墙体，墙身设防潮层和防水层，采用彩钢夹芯板屋面。含油固废存储区、废机油存储区、废电瓶存储区采用不发火水泥砂浆面层地面，渗透系数≤10⁻¹⁰cm/s，设 2.5m 高耐稀酸稀碱耐酸瓷砖墙裙，渗透系数≤10⁻⁷cm/s。经过现场调查，第十采油厂危险废物贮存库设计废含油防渗布存储量为 500t，现实际存储量为 10t，本项目含油废防渗布产生量 0.73t/a，同期建设项目含油废防渗布产生量约为 0.2t/a，处理能力满足本项目处理需求，依托可行。

（30）黑龙江龙之润环保工程有限公司

黑龙江龙之润环保工程有限公司位于红岗区铁人园区兴隆产业园区，该射孔液处理装置于 2019 年 6 月 26 日获得了大庆市红岗区环境保护局的批复（岗环审[2019]016 号），于 2019 年 12 月完成自主验收。装置主要采取“高频脱水+除砂+中速离心+压滤絮凝+二次压滤”工艺，废射孔液处理装置最大处理能力为 500m³/d，年回收处理废射孔液 15 万 m³，处理后的压滤水拉运至杏十五-1 联合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）限值要求：“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”回注油层，处理后的泥饼用于铺垫井场及通井路。目前实际处理量为 2 万 m³/a，年剩余处理量为 13 万 m³，本项目废射孔液产生量最大为 200m³/d，同期建设项目废射孔液产生量约为 40m³/d，合计新增量约 240m³/d，该站剩余能力满足本项目的需求，本项目依托可行。

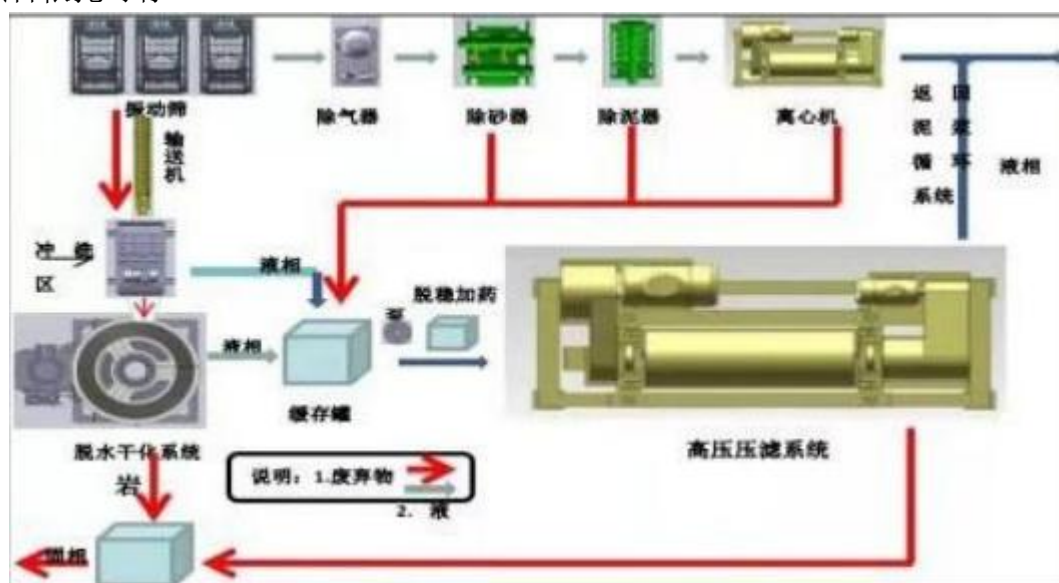


图 3.11-12 黑龙江龙之润环保工程有限公司工艺流程图

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 3.11-1。

表 3.11-1 依托工程环评验收情况一览表

序号	依托场站	环评项目名称	环评批复	验收情况	排污许可证编号
1	大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司	采油十厂 9 万 m ³ /a 钻井废弃泥浆无害化处理项目环境影响报告表	州环发〔2020〕4 号	2020 年 11 月完成自主验收	/
2	朝一联压裂返排液无害化处理站	第十采油厂朝一联改造工程环境影响报告表	庆环建字〔2013〕136 号	2019 年 10 月通过自主验收	91230607716675409L008X
3	朝 4 转油站	朝 64-2 区块 2018 年产能建设工程环境影响报告表	庆环审〔2019〕10 号	2021 年 12 月通过自主验收	91230607716675409L008X
4	朝 8 转油站	第十采油厂朝 5-朝 5 北区块加密井产能建设工程环境影响报告表	庆环审〔2021〕71 号	2024 年 4 月通过自主验收	91230607716675409L008X
5	朝 10 转油站	朝阳沟油田朝 44-601 区块加密井产能建设工程环境影响报告表	庆环建字〔2013〕240 号	2019 年 10 月通过自主验收	91230607716675409L008X
6	朝 12 转油站	大庆油田 2016 产能建设工程朝阳沟油田朝 46 葡、朝 4 葡、朝 661 葡区块加密井产能建设工程环境影响报告表	庆环审〔2016〕134 号	2020 年 1 月通过自主验收	91230607716675409L008X
7	朝 16 转油站	朝阳沟油田朝 84-6 区块 2015 年产能建设工程环境影响报告表	庆环审〔2015〕166 号	2020 年 1 月通过自主验收	91230607716675409L008X
8	朝 20 转油站	朝阳沟油田朝 86 区块 2013 年产能建设工程环境影响报告表	庆环建字〔2013〕242 号	2019 年 10 月通过自主验收	91230607716675409L008X
9	朝 23 转油站	大庆油田 2016 产能建设工程朝阳沟油田朝 46 葡、朝 4 葡、朝 661 葡区块加密井产能建设工程环境影响报告表	庆环审〔2016〕134 号	2020 年 1 月通过自主验收	91230607716675409L008X
10	朝 24 转油站	朝阳沟油田朝 44 区块北二次加密和 2021 年更新井地面工程环境影响报告表	庆环审〔2021〕110 号	2024 年 4 月通过自主验收	91230607716675409L008X

11	朝 25 转油站	朝阳沟油田朝 521 区块加密井产能建设工程环境影响报告书	绥环函〔2013〕657 号	2019 年 10 月通过自主验收	91230607716675409L008X
12	朝四联转油站	朝阳沟油田朝 86 区块 2013 年产能建设工程环境影响报告书	庆环建字〔2013〕242 号	2019 年 10 月通过自主验收	91230607716675409L008X
13	朝 21 转油站	朝阳沟油田长 10 区块 2013 年产能建设工程环境影响报告书	庆环建字〔2013〕239 号	2019 年 10 月通过自主验收	91230607716675409L008X
14	朝 27 转油站	朝阳沟油田长 10 区块 2016 年产能建设工程环境影响报告书	庆环审〔2016〕160 号	2020 年 1 月通过自主验收	91230607716675409L008X
15	朝一联转油脱水站	第十采油厂朝一联改造工程环境影响报告表	庆环建字〔2013〕136 号	2019 年 10 月通过自主验收	91230607716675409L008X
16	朝六联转油脱水站	朝阳沟油田朝 503 区块加密井 2013 年产能建设工程	庆环建字〔2013〕241 号	2019 年 10 月通过自主验收	91230607716675409L008X
17	朝二联转油脱水站	朝阳沟油田朝 86 区块 2015 年产能建设工程环境影响报告书	庆环审〔2015〕395 号	2020 年 1 月通过自主验收	91230607716675409L008X
18	朝一联含油污水处理站	第十采油厂朝一联改造工程环境影响报告表	庆环建字〔2013〕136 号	2019 年 10 月通过自主验收	91230607716675409L008X
19	朝二联含油污水处理站	朝阳沟油田朝 86 区块 2015 年产能建设工程环境影响报告书	庆环审〔2015〕395 号	2020 年 1 月通过自主验收	91230607716675409L008X
20	朝一联注水站	第十采油厂朝一联改造工程环境影响报告表	庆环建字〔2013〕136 号	2019 年 10 月通过自主验收	91230607716675409L008X
21	朝二联注水站	朝阳沟油田朝 86 区块 2015 年产能建设工程环境影响报告书	庆环审〔2015〕395 号	2020 年 1 月通过自主验收	91230607716675409L008X
22	朝三联注水站	朝阳沟油田长 30-31 区块加密井产能建设工程环境影响报告书	庆环建字〔2013〕232 号	2019 年 10 月通过自主验收	91230607716675409L008X
23	朝四联注水站	朝阳沟油田朝 61 南、朝 522 南扶余油层加密调整 2017 年产能建设工程环境影响报告书	庆环审〔2017〕203 号	2020 年 1 月通过自主验收	91230607716675409L008X
24	朝五联注水站	长斜 2901 区块产能建设地面工程环境影响报告书	庆环审〔2021〕137 号	2024 年 9 月通过自主验收	91230607716675409L008X

25	朝一联合油污泥处理站	第十采油厂朝阳沟油田朝94区块加密井产能建设工程环境影响报告书	庆环建字〔2012〕189号	2019年10月通过自主验收	91230607716675409L008X
26	大庆市顺和环保科技有限公司	10万吨/年废矿物油及废弃物综合利用项目环境影响报告书	庆环审〔2020〕150号	2022年12月完成了自主验收	91230621MA19LMTJ16001V
27	第八采油厂工业固废填埋场	第八采油厂工业固废填埋场工程环境影响报告书	庆环建字〔2011〕171号	庆环验〔2014〕38号	91230607716675409L011X
28	第十采油厂厂区生活污水处理站	厂区生活污水处理工程项目环境影响报告表	州环发〔2021〕2号	2023年7月通过自主验收	91230607716675409L008X
29	第十采油厂危险废物贮存库	综合固废储存库新建工程环境影响报告表	庆环审〔2019〕196号	2023年3月通过自主验收	91230607716675409L008X
30	黑龙江龙之润环保工程有限公司	红岗区龙之润水基泥浆回收处理项目环境影响报告表	岗环审〔2019〕016号	2019年11月通过自主验收	/

3.12 建设项目工程分析

3.12.1 污染影响因素分析

3.12.1.1 施工期

项目施工期主要内容为钻井工程、压裂试气工程、地面工程。

（1）钻井工程

钻井工艺主要包括：钻前准备工作、钻进、录井、测井、固井和完井。钻前准备工作中，在预选井位前首先要进行平整井场、堆放钻井所需的重晶石粉、水泥等物料，由大型车辆将钻机运至井场进行安装。。

①钻前准备

钻前准备工作主要为平整井场施工场地，保证全套钻井设备达到相关安装标准，安装完成后并进行相关调试。

②钻进

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

③录井

- ①自登娄库顶部开始至井底进行连续综合录井，做好岩性描述及含油气性检测工作。
- ②水平井从钻到水平井靶点之前斜深100m处开始，每钻进1m录取一次岩性，进入窗口

50m 之后，每 5m 录取一次岩性。③对水平井加强录井分析，开展岩屑制片镜下分析，接近水平段时加密录井，对岩屑开展元素分析，准确确定岩性。④及时为跟井地质导向技术人员提供实时的录井数据。

④测井

测井配备专门的测井队，测井方式为电测井，电测井井控主要要求为：

- 1) 测井项目按庆油庆开发〔2015 年〕6 号文件中有关深层气井测井系列规定执行。
- 2) 水平井要求在造斜段采用 MWD 随钻测试仪进行随钻测井，在进入营城组地层前垂深 50m 处开始采用 LWD 随钻近钻头测试仪进行随钻测井，确保准确进入目的层，之后根据实际钻进情况选择合适的测试项目，确保沿设计目的层钻进。

3) 钻进过程中若遇连续异常显示（随钻测试仪器显示异常、钻遇储层异常），立即停钻上报开发事业部，经设计部门评估后提出下步工作建议，经开发事业部同意后开展下步工作。

- 4) 完钻后进行声变测井，检查固井质量。

⑤固井

固井主要使用水泥作为固井材料，是在已钻成的井眼内下入套管，然后在套管与井壁之间环空内注入水泥浆，将套管和地层固结在一起的工艺过程，以保证安全钻进下一段井眼。固井工程包括下套管和注水泥两个过程。下套管是指在已经钻成的井眼中按规定深度下入一定直径、由某种或几种不同钢级及壁厚的套管组成的套管柱。注水泥是在地面上将水泥浆通过套管柱注入到井眼与套管柱之间的环形空间中的过程。固井的主要目的是封隔疏松的易塌、易漏地层；封隔油、气、水层，防止互相窜漏。表层套管及固井水泥返深：表层套管下至稳定泥岩段，且封固潜水层，即表层下深为拟保护含水层底界深 10m；水泥返至井口，要求封固良好。

⑥完井

完井是钻井工程的最后环节，整个钻井工艺结束。本项目完井时要求井口偏斜度小于 0.2°。施工时，根据套管头型号的具体尺寸来确定 Φ339.7mm 套管头上端面离基础的距离。钻井队搬家前，卸下防喷器，安装采气树，关闭井口闸阀；钻机搬迁后将井口水泥房安装好，把圆井完全覆盖，保护好井口和采气树，并标示井号，完井时井口使用 Φ339.7mm×Φ244.5mm-70MPa FF 级套管头；Φ244.5mm×Φ139.7mm-105MPaFF 级卡瓦悬挂金属密封套管头。套管头规范级别为 PSL-3G 等级，性能级别为 PR1 及以上，温度级别为 L-U（46℃~+121℃）。

项目钻井施工过程的污染源主要为井场平整、重晶石粉、水泥等搬运过程中产生扬

尘、柴油机发电机排出的烟气、施工机械及运输车辆排放的尾气，钻井废水、钻机等施工机械设备运行产生的噪声、车辆沿途产生的噪声，废弃钻井泥浆、钻井岩屑、废纯碱、膨润土、水泥等包装袋及非含油废防渗布，以及施工人员产生的生活污水和生活垃圾。其中，废钻井泥浆排入井场设置的钢制泥浆槽，通过密闭罐车拉运至采油八厂废弃钻井液集中处理站处理；钻井岩屑与废钻井泥浆一起排入井场设置的钢制泥浆槽，通过密闭罐车拉运至采油八厂废弃钻井液集中处理站处理；废纯碱、膨润土、水泥等包装袋及非含油废防渗布集中收集后暂存于水泥其他材料房内的一般固废贮存点内，由钻井单位统一安排拉运至第八采油厂工业固废填埋场进行填埋；废 KOH 包装袋、废过硫酸钾包装袋暂存于钻井液材料房内设置的加盖钢制桶中，委托有危险废物处置资质的单位进行处置；施工期生活垃圾统一收集送周围垃圾点，由市政环卫部门统一清理；施工期生活污水排入施工区域设置的临时防渗旱厕，定期清掏外运至周边场站现有生活污水处理系统进行处理，定期拉运至肇州镇污水处理厂处理后达标排放。

（2）压裂试气

根据工程设计要求，本项目钻井完井后，钻井期间设备全部搬迁，安装压裂试气设备后开展压裂试气作业，主要作业流程为：施工准备→连接压裂管管线→电缆桥塞射孔→压裂改造→返排→投放压力计→求产→带压下压裂完井一体化管柱→装采气树完井。压裂设备安装完成后，首先进行射孔作业，射孔是采用特殊聚能器材进入井眼预定层位进行爆炸开孔让井下地层内流体进入孔眼的作业活动，一般采用磁定位校深传输射孔，射孔后提高目的地层宽度，连通生产层。射孔完成后，冲洗射孔设备产生废射孔液，主要成分为水、无机盐类，由罐车拉运至采油八厂废弃钻井液集中处理站处理。射孔完成后，将开展压裂试气作业。压裂液配置在各井场配置，压裂液配置用水由罐车就近从场站拉运，项目附近现有场站，可满足用水需求。压裂作业是利用水力作用，使油气层进一步形成裂缝的一种方法，又称水力压裂，压裂是人为地使地层产生裂缝，改善流体在地层的流动环境，使流体产能提高的工作。压裂作业结束后，压裂返排液进入回收液罐车内，拉运至龙 27-3 废液处理站处理，处理后的废水达到《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值“石油类 $\leq 20\text{mg/L}$ ，悬浮物 $\leq 20\text{mg/L}$ ”后回注油层。试气就是将钻井、综合录井、测井所认识和评价的含气层，通过射孔、替喷、诱喷等多种方式，使地层中的流体进入井筒，流出地面，从而取得地层流体的性质、各种流体的产量、地层压力以及流体流动过程中的压力变化等资料，并通过对这些资料的分析 and 处理获得地层的各种物性参数，对地层进行评价的工作。本项目试气作业时在井口安装分离器将试气产液进行气液分离，其中的天然气通过放空管线引入井场临时设置

的放空火炬燃烧处理。试气时，天然气不直接排放，通过火炬进行燃烧，确保产出气全部充分燃烧后排放；试气产液经计量池计量后贮存于储液罐内，拉运至升一联气田污水预处理站处理后回注现役油层。

本项目钻井及井下作业工艺流程及产污环节图见图 3.12-1。

（3）地面工程

①井场施工

本工程新建 5 座采气井场，施工主要包括对新征占地范围内土地进行清理、测量放线，建设设备间等土建部分，然后安装设备等。

②管道施工

新建管道施工程序为：测量定线，施工作业带清理，然后开挖管沟，再组焊管道、下沟管道，回填，清水试压，管道施工产污节点图见图 3.5-1。

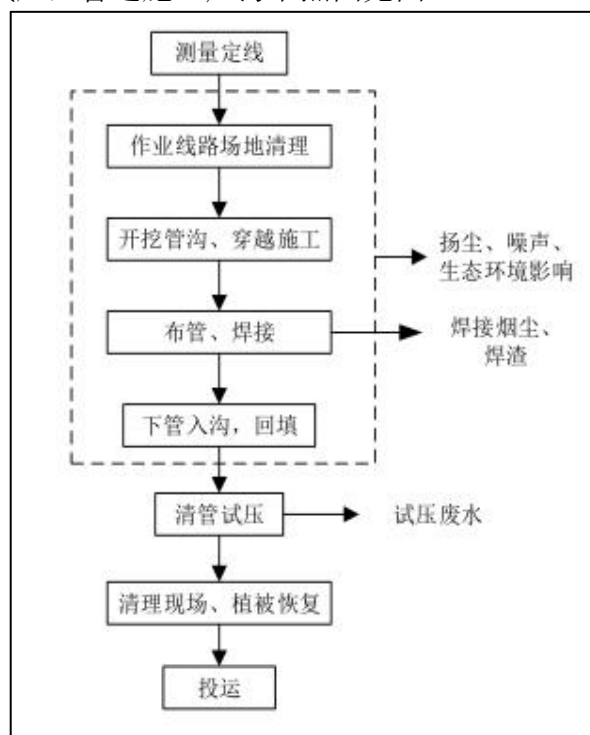


图 3.5-1 管道施工产污节点图

①施工作业带清理

管沟开挖以机械开挖为主，施工初期，首先要对施工作业带进行清理和平整，进行布管、开挖管沟及焊接等施工作业。在场地清理过程中，施工带范围内的土壤、植被和农作物都将受到扰动和破坏，不过其造成的影响仅局限在施工带宽度的范围内，管道施工平面布置图见图 3.5-2。施工作业面宽 10m，其中施工便道宽 4m，管沟带宽 2m，置土带 4m。

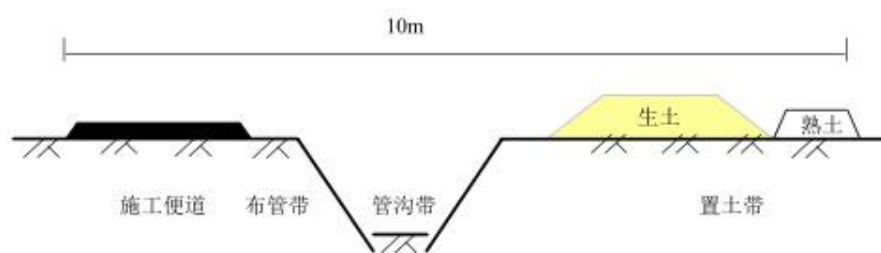


图 3.5-2 管道施工平面布置图

②管沟开挖、穿越工程

管道采用沟埋方式敷设，一般路段施工采用开挖方式施工，特殊地段根据实际情况，施工采用钢开、钢顶、定向钻等施工方式。

③焊接、防腐及阴极保护

将运到现场的管道进行焊接、补口、补伤、防腐检漏，然后下到管沟内。提高管道的防腐等级，采用熔结环氧粉末内防腐钢管；管道接头采用一次成型涂料新技术，使用寿命可达 30 年以上，并采用强制电流阴极保护法。

④清管试压、干燥

管道在下沟回填后应试压。采用清水进行试压，管道试压时，由水罐车在管道一端注水，管道另一端接入另一台水罐车，同时管道与罐车接口处设有截断阀，注水时关闭截断阀，试压结束后，注水端水罐车停止注水，打开截断阀，起点处水罐车配套基本压力推送，将管道内残余水量推送至终点水罐车，并由罐车拉运至升一联气田预处理站处理。

⑤管沟回填

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

⑥钢顶施工

本项目管线施工采用钢顶方式穿越公路 14 处。钢顶施工的基本原理是先在工作井内设置支座和安装液压千斤顶，把工具管或挖掘机从工作井内穿过土层一直推到接收井内吊起，紧随其后，将管段顶入地层，同时挖除并运走管正面的泥土。当第一节管全部顶入土层后，接着将第二节管接在后面继续顶进，这样将一节管子顶入，作好界面，建成涵管。本项目利用顶管法穿越道路，不会破坏道路正常通行。顶管穿越施工示意图见图 3.5-3。

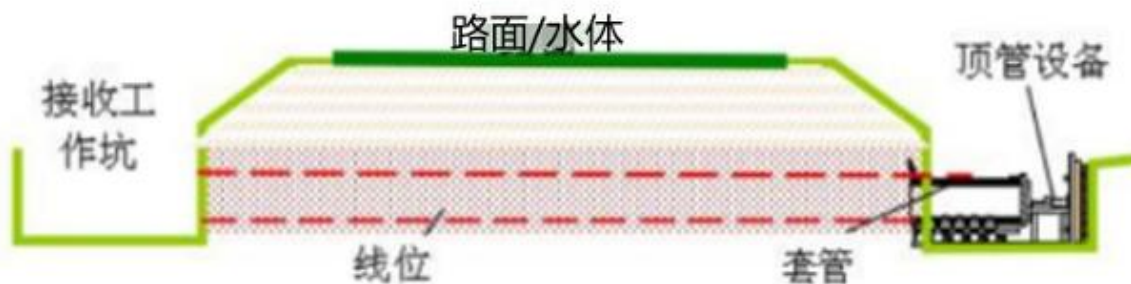


图 3.5-3 钢顶施工示意图

⑦钢开施工

本项目管线施工涉及钢开穿越公路 14 处，施工时使用挖掘机将土路进行开挖，管沟挖开后敷设管道，然后将挖出的土石方全部回填。

⑧定向钻施工期

本项目管线施工涉及定向钻穿越绥大高速 1 处，总穿越长度约 200m。本项目定向钻施工在穿越公路的防护林带两侧进行。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、泥浆槽、扩孔器和切削刀等器材。另一侧布置焊管托滚架，在钻孔完成后，应提前完成整根管道的组装焊接、探伤、试压、防腐补口等工作，并在入土点和出土点的延伸线上布置发送托管架或发送沟，摆放好管道，同时要安装好泥浆槽。

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。定向钻施工中泥浆起护壁、润滑、冷却和冲洗钻头、清扫土屑、传递动力等作用，成份一般主要为膨润土和清水、少量的添加剂（羧甲基纤维素钠 CMC）等，均为无毒及无有害成分。本工程在定向钻施工期间通过螺旋泵把回扩孔中的泥浆回收至防渗泥浆池中，经场地内安装的泥浆净化与回收装置处理后，泥浆循环使用，有效降低了泥浆的使用量，在一定程度上提高了泥浆使用率。本项目定向钻穿越施工需在沟渠两侧分别设置钻机场地（入土点）和回托管场地（出土点）。定向钻穿越施工过程平面布置示意图见图 3.5-4。

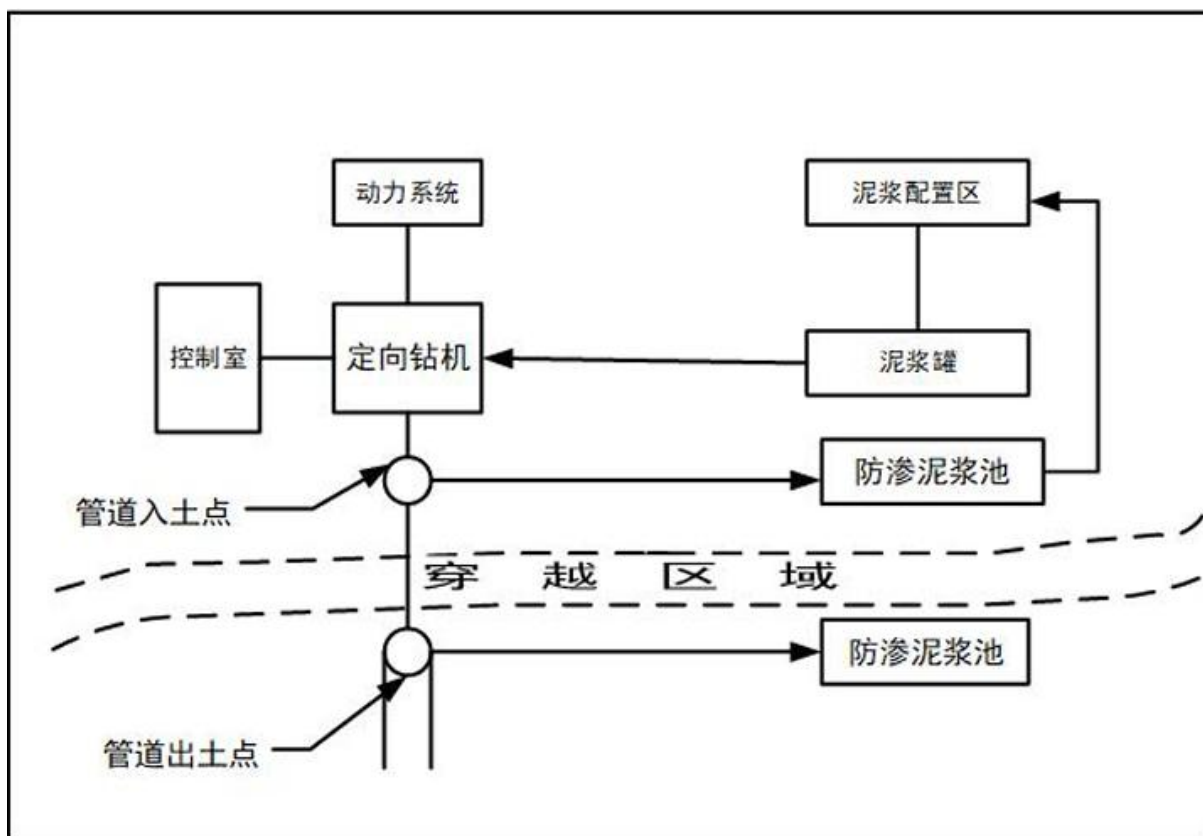


图 3.5-4 本项目定向钻穿越施工作业场地平面布置示意图

本项目管线施工过程中主要污染源为施工时管沟开挖、土方堆填、车辆运输、恢复原有地貌等过程中产生的施工扬尘，管道焊接过程产生的焊接烟尘、管道防腐废气，以及施工机械设备和运输车辆尾气；管线试压废水以及施工人员生活污水；施工机械设备和运输车辆运行产生的噪声；管线施工废料（废焊渣、废防腐材料等）、定向钻废弃泥浆和生活垃圾等。

工艺管线施工技术要求及验收均按国家标准《工业金属管道工程施工及验收标准》(GB50235-2010)、《现场设备、工业管道焊接工程施工及验收规范》(GB50236-98)、《油田集输管道施工及验收规范》(SY/T0422-2010)以及有关国家及行业标准执行。

(3) 道路施工

施工范围内的表层土、杂草、树根等用人工或推土机予以清除并且将道路进行平整，敷设外购垫土或砂石并压实，敷设沥青碎石，摊铺碾压成型。

(4) 站场施工

本项目场站改造主要为设备安装及更换。。

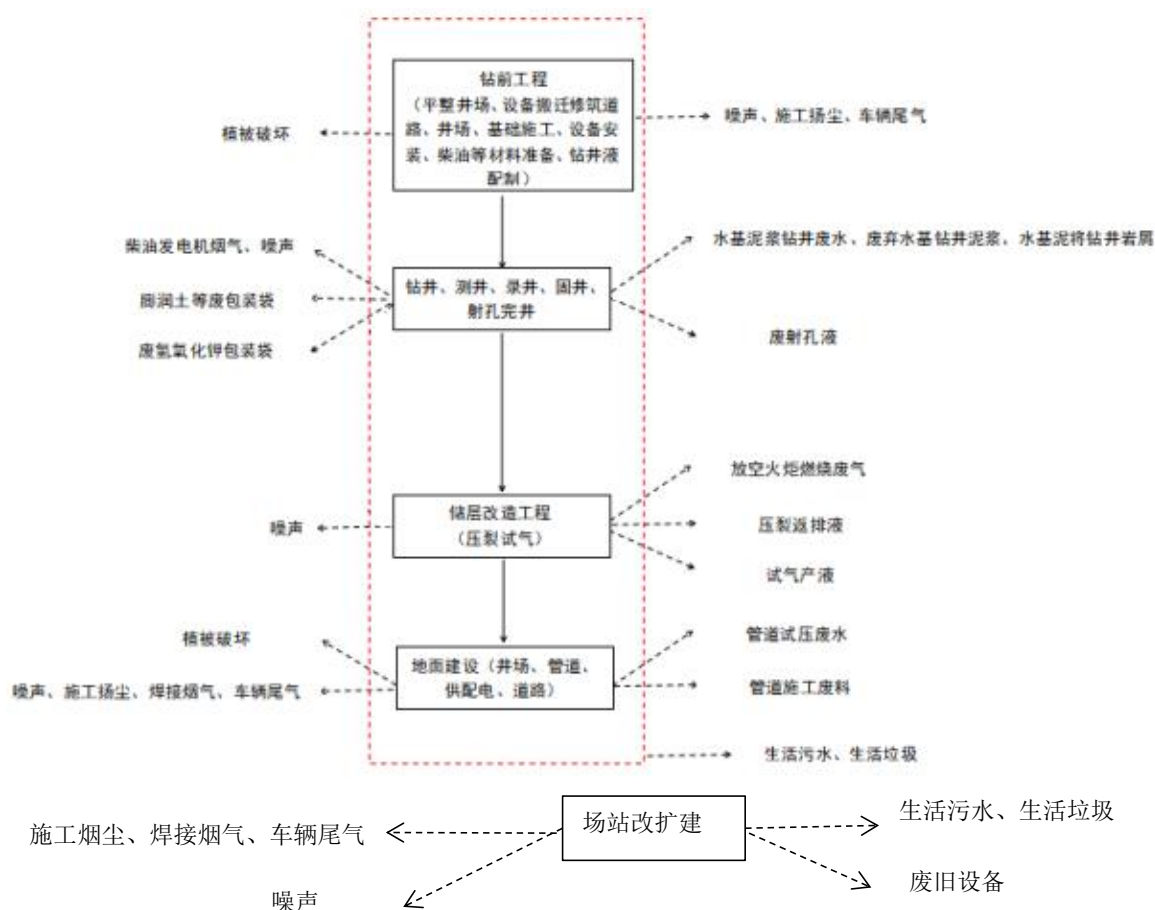


图 3.12-5 本项目地面工程施工期产污环节图

3.12.1.2 运营期

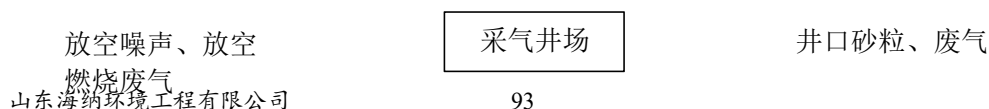
(1) 正常工况

①产能建设工程

本项目采气系统采用简易井口，高压集气工艺，井场工艺流程为：井口来气井气→电磁加热节流装置加热、节流阀降压至 10.0MPa→外输截断阀→采气管道。本项目 5 口气井具备生产条件后，气井气经采气管道至集气站，先进入电磁加热节流装置加热、节流降压，而后利用已建计量分离器和生产分离器轮换计量、分离出游离水，再接入已建过滤分离器分离出水 and 杂质，最后计量外输至徐深 1 集气站。

生产污水进入已建污水罐集中外输，放空天然气进入新建火炬。

具体工艺流程及产污环节详见图 3.4-7。



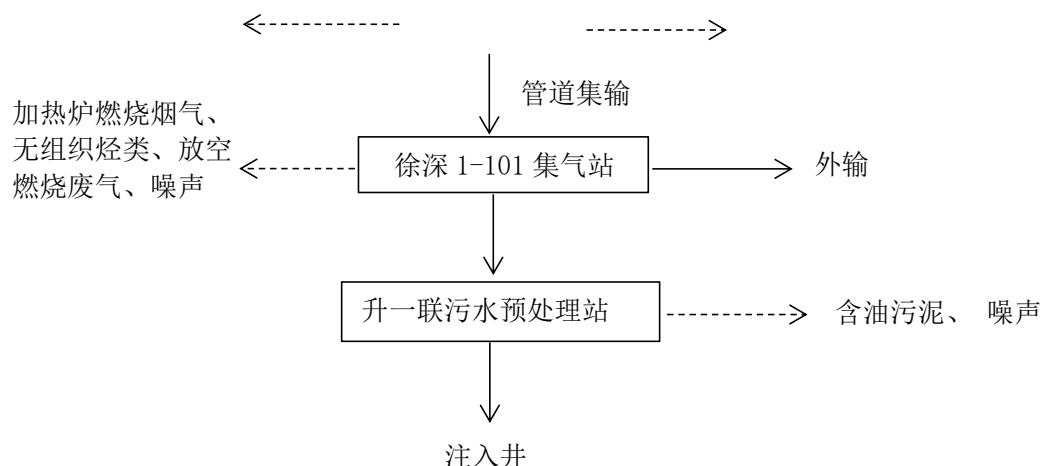


图 3.4-7 本项目运营期工艺流程及产污环节图

正常工况下，本项目运营期主要新增污染源为井场、场站无组织挥发烃类 气体（非甲烷总烃）、气田采出水、徐深 1-101 集气站站场内 新建设备噪声。

（2）非正常工况

1）设备检修及保养

本项目非正常工况下，主要是气井井场检修过程中放空燃烧废气、放空噪声等，徐深 1-101 集气站新增装置保养维护会产生一定量废润滑油、废油桶，井口除砂器产生少量井口砂粒。分离器检修废渣、废润滑油、废油桶、井口砂粒属于危险废物，由检维修队送采气分公司危险废物贮存库内，定期委托有危废处置资质的单位处置。本工程防冻采用电磁加热。

2）井下作业

根据企业天然气产能工程运行多年经验，气井在投产多年后产气量下降，经地质论证后仍具有增产潜力的，因此需要对储层进行补孔、压裂作业；气井由于某种原因需要临时关井，根据开发潜能需要，临时关井可能会进行再次投产，投产前会进行试井作业；还有一些其他带压作业的情况，例如气井大修作业等。①补孔、压裂作业：该作业对投产多年的井进行增产的重要措施，对储层进行重新射孔和压裂作业，具体是否实施根据产能情况和地质论证而定，该过程会产生废射孔液、压裂返排液、噪声等，潜在安全风险隐患。②试井作业：先进行测井的静压及静压梯度，取得合格的静压资料后压力计下入原深度位置进行产能测试，该过程会产生放喷气、放喷排液、砂粒、噪声等，潜在安全风险隐患。③气井大修作业：具体施工内容根据气井大修施工设计，该过程主要会排出天然气、排出压井液、产生施工机械噪声等，潜在安全风险隐患。施工前准备好井口控制器及井口闸门等必备器材，定期检查灭火器，做好防喷、防火准备，作业过程中必须分工明确，强化岗位间的相互配合，认真执行巡回检查制度，及时处理各类隐患，保

证作业过程的绝对安全，严格按照设计要求组织施工，作业过程中应密切观察井口压力变化情况，发现异常应立即停止作业，查找原因，做好现场安全防范措施和应急预案。

3.12.1.3 退役期

本项目退役期是建设项目气井产能逐年递减，至最后气井关停、站场关停、管线停用，站场设备、井场设备、光伏发电设备拆除。该时段主要是气井的陆续停运、关闭和恢复土地使用功能时段。项目退役期作业主要包括井筒试压、打底塞试压、储气层挤堵、打水泥塞并加压候凝等气井封堵作业、拆除井场、拆除光伏发电设备、站场地面的采气设施、平整场地对井场等占地进行生态恢复、管线两端用混凝土封堵后埋地等。项目气井封堵作业应严格执行中华人民共和国天然气行业标准《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017）的要求。闭井应采用注水泥塞封堵作业来保护淡水层，同时阻止地层流体在井内运移。封堵和闭井作业一般自下而上进行，封隔从井底到地面的各个层段，最终达到闭井作业的目的。正确的封堵方式能够保证封堵效果，包括在裸眼井注水泥塞；在套管被割断位置注水泥塞或坐封桥塞；在注采层位的射孔井段以上注水泥塞或坐封桥塞；最深淡水层的底部注水泥塞或坐封桥塞等。管道退役后，采用混凝土对两端管口进行封堵埋地。退役期将产生的固体废物（建筑垃圾等）集中进行收集，拉运至建筑垃圾调配场处理；产生的废旧设备由财务资产库进行回收。

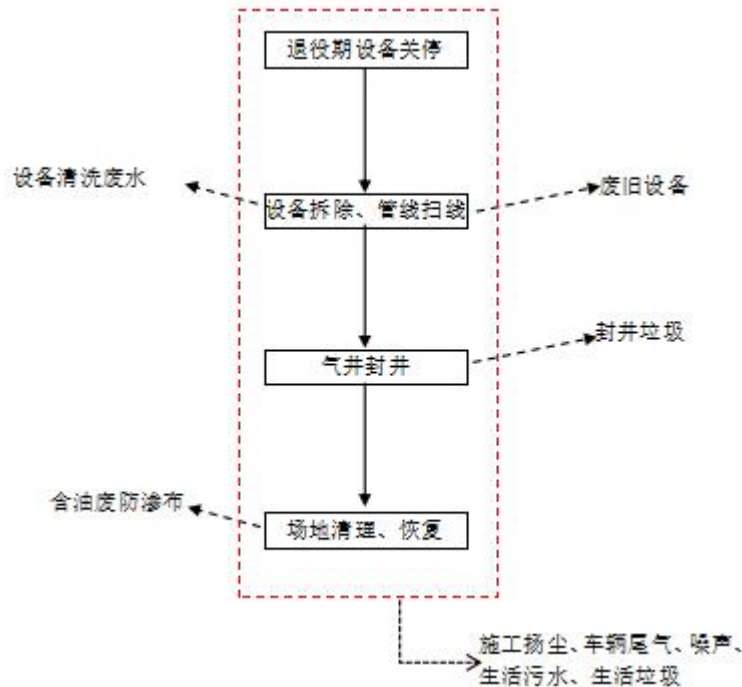


图 3.5-6 退役期工艺流程及产污节点图

3.12.2 生态影响因素分析

（1）施工期

本项目施工期生态影响主要来自施工土壤扰动、地表植被破坏、土地占用导致的土地类型利用改变与对原有动植物的侵扰，以及道路、管线等线性工程导致的区域整体景观破碎化程度上升等。

①占用土地

本工程基建 5 口气井、1 座徐深 1-101 集气站改扩建，配套建设集输管道、供配电、道路、数字化工程。新增总占地面积为 24.184hm²，其中永久占地 1.56hm²（基本农田）；临时占地 24.624hm²，其中基本农田 16.504hm²，草地 8.12hm²。

永久占用的土地将永久性的改变土地利用结构和功能；临时占地将在短期改变土地利用的结构和功能，但施工结束后可恢复原有使用功能。

②破坏植被

施工期对植物的影响主要表现在对永久占地和临时占地范围内地表植被的清理、占压及施工人群的干扰。项目施工不但造成直接破坏区的植被剥离，还将对间接破坏区的植被造成压占，将导致局部区域生物量的减少。

③破坏、污染土壤

本项目对土壤的影响主要表现为对土壤性质、土壤肥力和土壤污染的影响三个方面。项目土方的开挖和回填，将造成土壤结构的改变，进而导致土壤肥力的降低，对当地农作物等植被的生长和产量造成一定影响。

④破坏景观

项目建设对原有景观的连通性造成一定程度的破坏影响，同时在施工期形成点状、线状工程建设景观。项目建设对景观格局和功能产生临时性的影响。

⑤破坏干扰生态系统

项目建设将对评价区内的农田生态系统产生一定的不利影响，使局部生态系统受到一定程度的破坏干扰。

⑥水土流失

项目井场、站场及管线施工扰动，将使施工区域周围的土壤结构和地表植被遭到破坏，打破了地表的原有平衡状态，使得土壤结构变松，加剧区域的水土流失。

（2）运行期

本项目建成后，临时占地得到有效的填充平整、恢复植被，道路两侧及站场周围植被得到恢复，以降低土地沙漠化，减少水土流失。

本项目生产运营期对生态环境的影响较小，主要为事故状态下污水管线破裂对周边

植被、土壤等生态要素的影响；以及采气管道发生破裂后，在空气中形成爆炸性气体，遇火源发生火灾爆炸事故时，对生态环境带来的危害。

（3）退役期

退役期主要是井场采气井的陆续停运、关闭、恢复土地使用功能时段。退役期作业主要包括拆除井场的采油设备、设施，封闭井口，对井场和道路等占地进行生态恢复等。设备拆除时将对地表植被产生破坏和干扰，同时也可能引起新的水土流失。

3.12.3 环境风险分析

本项目气田开发过程中，可能发生井喷事故，井场、采气管道天然气、采出水发生泄漏事故，甚至引发火灾、爆炸等。在运行过程中，由于操作失误、设备或阀门失控、采气管道破裂等原因会导致天然气排入大气环境，其中的非甲烷总烃会污染环境空气；天然气泄漏可能引发火灾爆炸，则会产生 CO 等次生污染物，从而污染事故附近的环境空气，并对附近的人群造成伤害。

3.12.3 污染源源强核算

3.12.3.1 施工期污染源源强核算

（1）废气

施工期废气主要为钻井工程柴油机燃烧排放的烟气及钻井时期地面平整，地面工程施工时管沟开挖、道路敷设、土方堆填，站场工程地面施工、车辆运输、恢复原有地面等过程中产生的粉尘、二次扬尘，管道焊接过程产生的焊接烟尘，施工设备和运输车辆尾气，以及试过过程产生的燃烧废气。

（1）柴油机排放的烟气

本项目钻井时期供电由井场自备柴油发电机供给，钻机配备柴油机 3 台（运 2 备 1），功率 895.2kW，柴油油耗约为 209.4g/kwh，本项目总钻井时间 265d，钻进时间约 40.5d，柴油机运转负荷按 70%计，可计算得钻井期钻机柴油消耗量约 2.03t。

柴油发电机运转时产生燃烧烟气主要污染物为 SO₂、NO_x 和颗粒物。根据《环境保护实用数据手册》（胡名操主编）表 2-37 燃料油（低位发热量为 10772kcal/kg）燃烧的理论空气量为 10-13Nm³/kg/物料，结合该资料中表 2-40 中重油（低位发热量为 9470kcal/kg，当空气过剩系数为 1 时）燃烧产生废气量与所需空气量的关系，推算出柴油（低位发热量为 10200kcal/kg）燃烧过程废气量为 10.02-13.03Nm³/kg/物料，柴油燃烧过空系数取 1.2，则燃烧 1kg 柴油约产生 12.21-15.6Nm³ 的烟气，保守考虑柴油发电机产生烟气量按每公斤柴油产生 12m³ 计。

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

计算参数可知，柴油发电机运行污染物排放系数为：颗粒物 0.31kg/t、SO₂2.24kg/t、NO_x2.92kg/t、CO0.78kg/t、CmHn2.13kg/t。核算项目柴油机污染物排放情况见表 3.6-1。

表 3.6-1 柴油机燃烧废气及污染物排放表

柴油耗量 (t)	烟气量 (104m ³)	污染物	排放总量 (kg)	(g/kWh)	排放浓度 mg/m ³	标准限值	达标情况
2.03	2.436	颗粒物	0.6293	0.06	25.83	0.2	
		SO ₂	4.5472	0.47	186.67	0.40	
		NO _x	5.9276	0.61	243.33	0.12	
		CO	1.5834	0.16	65.00	3.5	
		CmHn	4.3239	0.45	177.50	6.4	

(2) 施工扬尘

本项目施工扬尘主要来自平整土地、开挖土方、材料运输、装卸等过程，其污染范围和程度与施工工艺、施工管理、土方含水率、气象条件、土方工程量等多种因素有关。本项目所在区域平坦空旷，大气扩散条件好。管线敷设、各种施工材料的运输给道路沿线带来扬尘污染，运输车辆行驶扬尘与车辆行驶速度、风速、路面积尘量和积尘湿度等因素有关。

①施工产生的施工扬尘

根据《大气环境影响评价实用技术》（中国环境出版社）中北京市环境保护科学研究院对多个建筑施工场地的施工扬尘情况（包括清理渣土、土方挖掘、现场堆放、车辆往来）进行现场监测的数据，具体见表 3.6-2。

表 3.6-2 施工场地扬尘污染的颗粒物浓度值 单位：mg/m³

工程名称	工地内	工地上风向	工地下风向		
		50m	50m	100m	150m
侨办工地	0.759	0.328	0.502	0.367	0.336
金属材料总公司工地	0.618	0.325	0.472	0.356	0.332
广播电视部工地	0.596	0.311	0.434	0.376	0.309
劲松小区工地	0.509	0.303	0.538	0.465	0.314
平均值	0.6205	0.3167	0.4865	0.390	0.322

项目施工工地的扬尘主要来自运输车辆的行驶、土方开挖、回填使用的材料的露天堆放产生，工地内的扬尘浓度在 1mg/m³ 以内。

本项目井场、管道、道路、站场施工面积约为 10.0239hm²。参考土建工程现场扬尘实地监测结果，TSP 产生系数为 0.01-0.05mg/m²·s，考虑最不利情况，TSP 产生系数取 0.05mg/m²·s，取施工现场的扰动面积为 70%，按每天施工时间 8h 计算，施工扬尘产生量为 101.04kg/d（12.63kg/h）。

②运输车辆产生的扬尘

油田开发时各类运输车辆较多，排放的尾气会对大气环境造成一定污染。但由于车辆数量与每辆车行驶里程不易确定，因此本次评价仅简单分析。

（3）焊接烟尘

本项目在管道接口处进行焊接时，采用二氧化碳气体保护焊技术，使用药芯焊丝焊接，利用二氧化碳气体做为保护气体，焊接过程中，在高温电弧作用下，焊丝端部及其母材被熔化，溶液表面剧烈喷射由药皮焊芯产生的高温高压蒸汽并向四周扩散。当蒸汽进入周围空气中时，被冷却并氧化，部分结成固体微粒，形成由气体和固体微粒组成的焊接烟尘。焊接烟尘中的主要成分是金属氧化物。

根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》中机械行业系数手册，药芯焊丝颗粒物产生量为 20.5kg/t 原料，本项目焊丝使用总量约为 200kg，焊接烟尘（颗粒物）的产生最大量为 0.004t。

（4）施工机械、运输车辆排放的废气

油田开发时各类运输车辆较多，排放的尾气会对大气环境造成一定污染。但由于车辆数量与每辆车行驶里程不易确定，因此，本次评价仅简单分析。

（5）试气废气

井口分离器分离出的试气天然气通过放喷管线引入井场临时设置的放空火炬燃烧后排放，放空火炬高为 5m，设置于井口 50m 以外，且距离发电房等易产生明火的位置 20m 以上，放空排放管内径 88.9mm。根据大庆油田近年来气田开发实际情况，放空属于短时非正常工况排放，其产生燃烧产污为 CO₂、H₂O，项目产生的试气采出气均经过放喷管顶端设自动点火装置燃烧后，不排放非甲烷总烃，对环境影响较小。

（2）废水

施工期废水主要为钻井废水、压裂返排液、试气产液、施工人员生活污水。

①钻井废水

钻井废水主要来自钻井过程中冲洗钻台、钻具和设备等产生的废水，钻井废水主要含有钻井泥浆和钻井岩屑等。根据大庆油田多年钻井数据统计，本次钻井总进尺 19140m，平均每钻进 1000m，产生钻井废水 20m³，则钻井废水产生量为 382.8m³。钻井废水排入井场设置的钢制泥浆槽中，拉运至采油八厂废弃钻井液集中处理站处理，处理后的滤液水由罐车拉运至第八采油厂一矿区徐三联合站处理后，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“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”后回注

油层后回注油层。

②压裂返排液

本项目新钻井进行压裂作业过程中将产生压裂返排液，根据大庆油田压裂经验，通常返排液量为 450~750m³/井，本次取 750m³/井，则本项目 5 口井压裂返排液产生量为 3750m³。返排液进入地面三相分离器气液分离，导入现场储液罐，再通过封闭罐车拉运到采油九厂塔三压裂返排液处理站处理。采用 20m³ 密闭罐车，每日拉运 5 次，约 45d。

③试气产液

本项目试气作业时在井口安装分离器将试气产液进行气液分离，其中的天然气通过放空管线引入井场临时设置的放空火炬燃烧处理，试气产液经计量池计量后贮存于储液罐内，根据工程方案，本项目拟钻井试气周期约 15d，本项目 5 口井试气期间产液量约为 17.0m³。

最终由罐车拉运至升一联气田污水预处理站处理后满足《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“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、粒径中值≤2μm”，回注地下，不外排。采用 20m³ 密闭罐车，一次性拉运。

④试压废水

本项目管道敷设完成后进行试压，本项目新建Φ60×7 采气管道 7.0km，管线试压用水量为 11.63m³。管线试压废水按试压用水量的 95%计，则试压废水产生量为 11.05m³。项目管线试压废水通过罐车拉运至升一联气田污水预处理站处理，满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量 ≤5mg/L、粒径中值≤2μm”后回注地下，回注到现役油气藏层位。

⑤生活污水

项目单井钻井施工约 10d，单个钻井队在井人数 10 人，本项目新钻井 46 口。压裂及地面工程施工约 120d，施工人数 30 人。根据黑龙江省地方标准《用水定额》（DB23/T727-2021），施工期生活用水量每人 80L/d，生活用水量共计 656m³。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 524.8m³，生活污水中污染因子主要为 COD、氨氮。施工期施工人员产生的生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内，地面工程生活污水排入附近场站已建防渗旱厕，均定期由大庆市钊龙物业管理有限公司拉运至大庆市北控污水管理有限公司进行处理。

项目施工期废水产生及排放情况详见表 3.12-2。

表 3.12-2 施工期废水污染物排放量表

序号	污染物名称	产生量	主要污染物	去向及措施
1	钻井废水	382.8m ³	COD、SS	排入井场设置的钢制泥浆槽中，拉运至采油八厂废弃钻井液集中处理站处理，处理后的滤液水由罐车拉运至第八采油厂一矿区徐三联合站处理后，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“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2 μm”后回注油层后回注油层。
2	压裂返排液	3750m ³	COD、SS	拉运到采油九厂塔三压裂返排液处理站处理。
3	试气产液			由罐车拉运至升一联气田污水预处理站处理后满足《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“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、粒径中值≤2μm”，回注地下，不外排。
4	试压废水	11.05m ³	SS	由罐车拉运至升一联气田污水预处理站处理后满足《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“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、粒径中值≤2μm”，回注地下，不外排。
5	生活污水		COD、NH ₃ -N	施工期施工人员产生的生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内，地面工程生活污水排入附近场站已建防渗旱厕，均定期由大庆市钊龙物业管理有限公司拉运至大庆市北控污水管理有限公司进行处理。

（3）噪声污染源项分析

施工期产生的噪声主要为钻井工程、地面工程施工过程中施工机械和车辆运行噪声，参考《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ 2034-2013）附录 A 中的噪声源强数据，本项目部分设备噪声源强根据产噪方式进行类比

（1）钻井工程

参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ2034-2013）中表 A.2 常见施工设备噪声源不同距离声压级，本项目钻井过程中的噪声源主要是搅拌机、钻井泵、钻台电机、柴油机、风机、振动筛、除砂器噪声等，钻井工程噪声源为距声源 5m 处噪声，详见表 3.6-3。

表 3.6-3 钻井工程施工机械噪声统计表 单位：dB（A）

设备名称	距声源（m）	噪声值 dB（A）
搅拌机	5	85-90
钻井泵	5	88-95
钻台电机	5	80-90
柴油机	5	95-102
风机	5	88-92
振动筛	5	80-88
除砂器	5	80-88

（2）压裂工程

参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ2034-2013）中表 A.2 常见施工设备噪声源不同距离声压级，压裂工程噪声源主要是压裂车和混砂车。压裂工程噪声源为距声源 5m 处噪声，详见表 3.6-4。

表 3.6-4 压裂工程施工机械噪声统计表 单位：dB（A）

设备名称	距声源（m）	噪声值 dB（A）
压裂车	5	70-75
混砂车	5	80-90

（3）地面工程

参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ2034-2013）中表 A.2 常见施工设备噪声源不同距离声压级，地面工程噪声源详见表 3.6-5。

表 3.6-5 地面工程施工机械噪声统计表 单位：dB（A）

设备名称	距声源（m）	噪声值 dB（A）
挖掘机	5	82-90
吊装机	5	80-86
推土机	5	83-88
电焊机	5	90-96
压路机	5	80-90
重型运输车	5	82-90

（4）固体废物

施工期固体废物主要为废弃钻井液、钻井岩屑、废射孔液、膨润土等废弃包装袋、废氢氧化钾包装袋、废防渗布、管道施工废料、建筑垃圾、施工人员生活垃圾。

① 废钻井液

废钻井液是指钻井过程中无法利用或钻井完工后弃置于钢制泥浆槽内的泥浆，属于一般工业固体废物，根据《固体废物分类与代码目录》（环境部公告〔2024〕4 号），废

钻井液分类代码为 071-001-S12。根据钻井物料消耗统计，本项目钻井液用量 4681m³，废钻井液的量为 1289m³。本项目钻井施工约 100d，由 5 个钻井队同时进行施工，废钻井液每天产生量约 90.5m³。废钻井液排入井场钢制泥浆槽中，及时拉运至采油八厂废弃钻井液集中处理站，处理后的泥饼综合利用垫井场或铺路。

② 钻井岩屑

钻井过程中，岩石经钻头和钻井泥浆研磨破碎成岩屑，其中部分岩屑混进钻井泥浆中，剩余岩屑经钻井泥浆循环携带至井口。根据大庆油田多年钻井统计数据，每钻井 1000m 进尺产生岩屑 24m³，本项目钻井总进尺 19140m，则钻井岩屑产生量为 459.36m³。根据《一般固体废物分类与代码》（GB/T39198-2020），其代码为 072-003-S12，钻井岩屑与废钻井泥浆一起排入井场设置的钢制泥浆槽，通过密闭罐车拉运至采油八厂废弃钻井液集中处理站处理，处理后的泥饼综合利用垫井场或铺路。

③ 废射孔液

本项目新钻 5 口井需射孔，作业过程中产生废射孔液。通过大庆油田多年钻井统计数据，单井废射孔液最大产生量约 36m³，主要成分为水、无机盐类，本项目新建 5 口井，合计废射孔液 180m³。根据《一般固体废物分类与代码》（GB/T39198-2020），其代码为 072-003-S12，由罐车拉运至采油八厂废弃钻井液集中处理站处理，处理后的泥饼满足《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中规定的第 I 类一般工业固体废物标准，其浸出液中任何一种特征污染物浓度满足《污水综合排放标准》（GB8978-1996）最高允许排放浓度（第二类污染物最高允许排放浓度按照一级标准执行）；同时满足《废弃钻井液处理规范》（DB23/T693-2000），用于大庆油田有限责任公司综合利用垫井场或铺路。

④ 膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋

现场废弃包装袋主要为钻井材料中膨润土、纯碱、重晶石粉废弃包装，属于一般固体废物，根据《固体废物分类与代码目录》（生态环境部公告 2024 年第 4 号），废包装袋的分类代码为 900-003-S17。类比大庆油田多年钻井井场施工经验，单井膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋产生量约为 0.02t，本项目新钻 5 口井，因此膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋产生量约为 0.10t。膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋统一收集后暂存于钻井液材料房内的加盖钢制桶内，施工结束后由施工单位拉运至第八采油厂工业固体废物填埋场处理。

⑤ 废防渗布

为防止在钻井过程中钻井泥浆、钻井污水等污染地面从而造成对土壤、地下水的影

响，需要在钻井过程中在钻井平台附近铺设防渗布，直井井场产生的防渗布属于一般工业固体废物，根据《固体废物分类与代码目录》（环境部公告〔2024〕4号），非含油防渗布的分类代码为900-003-S17，定向井井场产生的防渗布属于含油防渗布为危险废物，根据《国家危险废物名录（2025年版）》，含油防渗布属于HW08类危险废物，危险废物代码为900-249-08。钻井期间单座井场铺设防渗布面积约400m²，在本项目新钻直井2口，定向井3口，每平米防渗布重约0.25kg，故钻井期共产生非含油废防渗布0.2t，含油防渗布0.3t。非含油废防渗布采用加盖钢制桶回收，最大限度回收利用，无法利用的施工结束后由施工单位拉运至第八采油厂工业固废填埋场处理。含油防渗布

⑥废KOH包装袋

根据大庆油田多年钻井井场施工经验，钻井过程中，单井废KOH包装袋产生量约为0.005t，本项目钻井5口，废KOH包装袋产生量约为0.025t。

根据《国家危险废物名录（2025年）》，属于危险废物，废物类别为HW49其他废物，废物代码为900-041-49含有或沾染毒性、感染性危险废物的废弃包装物、容器、过滤吸附介质，废KOH包装袋暂存于钻井液材料房内设置的加盖钢制桶中，委托有危险废物处置资质的单位进行处置。

⑦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防腐施工过程中产生的废防腐材料，属于一般工业固体废物，根据《固体废物分类与代码目录》（环境部公告〔2024〕4号），施工废料的分类代码为900-099-S59。管道施工废料产生量以20kg/km管道计，本项目新建采气管道合计7.0km，因此，施工废料产生量约为0.14t。施工废料采用收集桶回收，最大限度回收利用后，剩余废料拉运至第八采油厂工业固废填埋场处理。

⑧生活垃圾

本项目钻井期间每个钻井队每天在井人数约40人，水平井钻完井周期100d，本项目共钻1口水平井，每人产生生活垃圾按0.5kg/d计，则钻井期间施工人员产生的生活垃圾为2.0t（ $40 \times 100 \times 0.5 \times 10^{-3} = 2.0$ ）。压裂试气期间压裂试气队配置20人，单井压裂试气整体周期约60天，本项目共需压裂试气1口井，每人产生生活垃圾按0.5kg/d计，则压裂试气期间施工人员生活垃圾产生量为0.6t（ $20 \times 60 \times 0.5 \times 10^{-3} = 0.6$ ）。本项目施工期生活垃圾产生量合计为2.6t，生活垃圾统一收集后拉运至就近村屯生活垃圾回收点，定期由当地环卫部门处理。

表 3.12-4 本工程施工期固体废物产生量统计表

序号	污染物名称	产生量	处置去向
1	废钻井液	1289m ³	排入井场钢制泥浆槽中，通过密闭罐车拉运至采油八厂废弃钻井液集中处理站处理，处理后的泥饼综合利用垫井场或铺路
2	钻井岩屑	459.36m ³	
3	废射孔液	180m ³	
4	膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋	0.10t	拉运至第八采油厂工业固废填埋场处理
5	非含油废防渗布	0.2t	
6	施工废料	0.14t	
7	含油防渗布	0.3t	
8	废 KOH 包装袋	0.025t	暂存于钻井液材料房内设置的加盖钢制桶中，委托有危险废物处置资质的单位进行处置
9	生活垃圾		统一收集后拉运至肇州县和平垃圾处理有限公司处理

3.12.3.2 运营期污染源强核算

(1) 正常工况

①废气

正常工况下，井场、站场工艺设备会有少量天然气以无组织形式进行排放，天然气加热炉燃烧排放烟气；项目运营期天然气均由管线运输，因此本项目不涉及新增的交通运输移动源。

集气站脱水再生尾气属于现有装置，尾气回收装置（水引射增压回收工艺）对尾气进行回收处理，尾气从收集到处理直至回收整个过程为全封闭状态，回收的气体作为三甘醇装置燃料气利用，整个工艺过程无尾气排放口，即尾气回收率 100%，因此本次不进行尾气定量核算；甲醇储罐为现有工程，且是有压密闭储存，本项目不新建甲醇储罐，因此本次不进行定量核算。

1) 无组织挥发非甲烷总烃

本项目天然气开采、集输、处理全部都是在密闭系统中进行的，正常情况下是不向大气环境排放污染物质的，但由于井场、站场阀门、管道接头处不可避免会有一些量的天然气以无组织的形式进入大气环境，主要逸散节点包括井场和徐深 1-101 集气站扩建区域的阀门等连接件处，排放形式为面源。依据《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》（HJ853-2017），计算本工程 VOCs 无组织挥发源强，计算公式如下：

$$E_{\text{设备}} = 0.003 \times \sum_{i=1}^n \left(e_{\text{TOC},i} \times \frac{WF_{\text{VOCs},i}}{WF_{\text{TOC},i}} \times t_i \right)$$

式中：E 设备 ——设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物年许可排放量 kg/a

t_i ——密封点 i 的年运行时间，h/a；

$e_{\text{TOC}, i}$ ——密封点 i 的总有机碳（TOC）排放速率，kg/h；

$\text{WF}_{\text{VOCs}, i}$ ——流经密封点 i 的物料中挥发性有机物平均质量分数；

$\text{WF}_{\text{TOC}, i}$ ——流经密封点 i 的物料中总有机碳（TOC）平均质量分数；

n ——挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数。

表 3.4-9 设备与管线组件排放速率($e_{\text{TOC}, i}$)取值参数表

类型	设备类型	排放速率 $e_{\text{TOC}, i}(\text{kg/h/排放源})$
石油化学工业	气体阀门	0.024
	开口阀或开口管线	0.03
	有机液体阀门	0.036
	法兰或连接件	0.044
	泵、压缩机、搅拌器、泄压设备	0.14
	其他	0.073

天然气的主要成分为甲烷、非甲烷总烃、 CO_2 、 N_2 等，根据表 3.2-4 可知，气体成分中主要物质是甲烷，物质的量占比大于为 96%，换算成质量占比甲烷为 92.147%，非甲烷总烃最大质量占比为 7.853%。徐深 601 集气站、徐深 603 集气站以及各井场的非甲烷总烃排放量，具体见表 3.6-2。

表 3.6-2 集气站、各井场动静密封点数量及无组织废气核算表

序号	设备名称		设备数量	年运行时间 (h)	排放速率 (kg/h)	非甲烷总烃排放 量 (t/a)
1	徐深 1-101 集 气站	气体阀门	135	8760	0.00233	0.020
2		法兰或连接件	85			
3		其他	40			
7	徐深 6-405	气体阀门	25	8760	0.00038	0.003
8		法兰或连接件	10			
9		其他	8			
10	徐深 6-409	气体阀门	25		0.00038	0.003
11		法兰或连接件	10			
12		其他	8			
13	徐深 6-斜 407	气体阀门	25		0.00038	0.003
14		法兰或连接件	10			
15		其他	8			
16	徐深 6-斜 408	气体阀门	25		0.00038	0.003
17		法兰或连接件	10			

18		其他	8			
19		气体阀门	25			
20	徐深 6-斜 411	法兰或连接件	10		0.00038	0.003
21		其他	8			
25	总计					0.035

2) 加热炉烟气

本工程运行期产生的废气主要来自依托的集气站加热炉产生的烟气，燃料为天然气，产生的烟气较为清洁，并采用了低氮燃烧器。由于本工程未新建加热炉，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，因此本项目仅计算污染物分担量。

本工程运行期产生的废气主要来自达深 32 预处理站现有加热分离一体化装置（含 0.5MW 加热炉）和汪深 1 集气站更换的 $60 \times 104 \text{m}^3/\text{d}$ 三甘醇脱水装置排放的烟气。

本工程加热装置均为燃气炉，燃烧天然气为本项目气井采出气，燃烧产生的烟气较为清洁，经 8m 高烟囱排放（高于周围 200m 建筑物高度 3m 以上）。

根据《宋深 9H 区块达深 32 井 2020 年产能建设地面工程项目竣工环境保护验收调查报告》中对达深 32 预处理站加热炉监测结果，各污染物实际浓度颗粒物取 $7.7 \text{mg}/\text{m}^3$ ， SO_2 取 $10 \text{mg}/\text{m}^3$ ， NO_x 取 $109 \text{mg}/\text{m}^3$ ，烟气黑度 <1 级，均能够达到《工业炉窑大气污染物排放标准》（GB9078-1996）表 2 中加热炉标准值要求。实际烟气排放量为 $25.86 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，各污染物排放量为 SO_2 ：0.00259t/a， NO_x ：0.02814t/a，颗粒物：0.00198t/a。

根据设计方案，达深 32 预处理站加热分离一体化装置新增燃气量约 $0.6 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，产生的烟气量约 $8.16 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ 。

汪深 1 集气站第二列三甘醇脱水装置及第二列过滤分离器原位更换为升深 2 集气站处理量 $60 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 三甘醇脱水装置及过滤分离器，参照《徐深气田徐深 1 等 8 座集气站三甘醇装置尾气回收治理工程竣工环境保护验收调查表》，徐深 8 集气站三甘醇脱水装置（设计规模为 $60 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ），三甘醇脱水装置产生的尾气从精馏柱顶排气口收集后，降温冷却，进入分水罐，分离出的气体经增压装置增压后进入三甘醇脱水装置自带燃料气缓冲罐，作为燃料气利用；产生的尾气量约 $1.6 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，即本项目更换的三甘醇脱水装置燃料气约 $1.8 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，产生的烟气量约 $24.48 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，根据监测结果，各污染物实际浓度颗粒物取 $8.0 \text{mg}/\text{m}^3$ ， SO_2 取 $8 \text{mg}/\text{m}^3$ ， NO_x 取 $67 \text{mg}/\text{m}^3$ ，烟气黑度 <1 级，均能够达到《工业炉窑大气污染物排放标准》（GB9078-1996）表 2 中加热炉标准

值要求。

根据《纳入排污许可管理的火电等 17 个行业污染物实际排放量计算方法（含排污系数、物料衡算方法）》表 B.5 中燃气锅炉的废气产排污系数（139854.28m³/万 m³-原料）。本项目新增加的大气污染物排放情况详见表 3.6-10。

表 3.6-10 本项目涉及加热装置大气污染物排放情况（t/a）

序号	场站	污染源名称	数量	烟囱高度	燃气量 10 ⁴ m ³	烟气排放量 10 ⁴ m ³	污染物排放总量		
							SO ₂	NO _x	颗粒物
1	达深 32 预处理站	加热分离一体化装置（分担量）	1	8	0.6	8.16	0.00088	0.00883	0.00065
2	汪深 1 集气站	更换后三甘醇脱水装置	1	8	1.8	24.48	0.00196	0.01640	0.00196
合计			2	/	2.4	32.64	0.00284	0.02523	0.00261

3) 温室气体

本项目温室气体排放涉及到运营期新建井场到集气站等运输处理环节，逸散排放主要为井口装置、接转站以及天然气输送管道，产生的温室气体主要为油田伴生气中含有的甲烷，本项目产生的烃类气体与甲烷协同控制，采取在井口装置安装密封垫，原油集输采用密闭管道集输流程，最大限度减少温室气体的逸散。黑龙江省不属于大气污染重点管控区域，因此，不做定量分析。

②废水

本工程运行期废水主要为气田采出水，根据产能开发方案，本项目气田采出水最大产生量为 16.5m³/d，一年按 365 天计算，则产生废水 6022.5m³/a。气田采出水暂存于集气站污水储罐，再定期通过外输泵升压外输至气田采出水集输管网，并统一外输至升一联气田污水预处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ 0639-2015）限值“含油量≤10mg/L、悬浮固体含量≤5mg/L、粒径中值≤2μm”后回注地下。。

③噪声

本工程噪声源主要是井场、场站加热装置、机泵产生的噪声。参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ2034-2013），声源强度 70-100dB（A）。

④固体废物

本项目运营期产生的固体废物主要为井口除砂器产生少量井口砂粒。

1) 井口砂粒

由于气井投产后地层未完全闭合原因，导致偶有气井在投产初出现地层压裂砂、地层砂被采出气气流带到地面的现象，为避免这部分砂粒对场站设备造成损伤，本工程气井井口安装有井口除砂器，投产初会定期检查井口除砂器，如有砂粒，委托有资质单位

处置。气井如产生这部分砂粒，单井产生量约为 0.01t/a，本项目 5 口井产生量约为 0.05t/a，这部分砂粒内会混有烃类物质，井口砂粒属于危险废物“HW08 废矿物油与含矿物油废物”中的中的“900-249-08 其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及沾染矿物油的废弃包装物”。在井场产生后装入加盖钢制桶中，由检维修队送采气分公司危险废物贮存库内，定期委托有危废处置资质的单位处置。

2) 井下作业固废

根据企业天然气产能工程运行多年经验，气井在投产多年后，根据不同需要会对气井进行井下作业，主要井下作业有进行补孔、压裂作业、试井作业、气井大修作业等，该过程会排放一定量废射孔液、压裂返排液、放喷排液、砂粒、压井液等，井下作业的情况具有不确定性，因此产生的固体废物无法采用定量核算，因此本次不进行核算。针对可能产生的井下作业固废提出以下措施：井下作业施工时做好固废的收集工作，禁止外排，收集后的固废按照类别进行妥善处理。废射孔液拉运至采油八厂废弃钻井液集中处理站处理，压裂返排液进入地面三相分离器气液分离，导入现场储液罐，再通过封闭罐车拉运到龙 27-3 废液处理站处理；放喷排液、砂粒、压井液会混有烃类物质，属于危险废物“HW08 废矿物油与含矿物油废物”中的中的“900-249-08 其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及沾染矿物油的废弃包装物”，在井场产生后装入加盖钢制桶中，由检维修队送采气分公司危险废物贮存库内，定期委托有危废处置资质的单位处置。

本项目运营期危险废物具体情况见表 3.12-8。

表 3.12-8 危险废物情况一览表

序号	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量	产生工序	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危险特性	污染防治措施
1	井口砂粒	HW08 废矿物油与含矿物油废物	900-249-08	0.05t/a	集输与处理环节	固体	废矿物油	废矿物油	设备清淤每年一次	T、I	由检维修队送采气分公司危险废物贮存库内，定期委托有危废处置资质的单位处置

(2) 非正常工况

①废气

1) 井场放空

本项目在运营期间非正常工况下，井场气井开井、关井、检修以及事故时 紧急切断

阀门后，气井内剩余气通向井口房外放空池放空。每口气井放空频次 每口气井约 3~5 次/年，每次放空约 10min，放空量约 500m³。按最大放空频次及放空量考虑，本项目 6 口气井井场的放空气量为 12500m³/a。根据环境保护部环境工程评估中心发布的《社会区域类环境影响评价》，天然气燃烧产生的污染排放因子排放率为 TSP: 0.14kg/km³，SO₂: 0.18kg/km³，NO_x: 1.76kg/km³。则本项目气井放空排放 TSP: 0.0016t/a，SO₂: 0.002t/a，NO_x: 0.022t/a。

2) 井下作业废气

根据企业天然气产能工程运行多年经验，气井在投产多年后，根据不同需要会对气井进行井下作业，主要井下作业有进行补孔、压裂作业、试井作业、气井大修作业等，该过程会排放一定量天然气，根据气井条件不同，排放的天然气排放量无法采用定量核算，因此本次不进行核算，条件允许的情况下，建议采用热放空，以减少甲烷直接排放量。施工前准备好井口控制器及井口闸门等必备器材，做好防喷、防火准备。

(2) 噪声

非正常工况噪声源主要为井场、站场放空系统噪声。根据企业天然气产能工程运行多年经验，气井在投产多年后，根据不同需要会对气井进行井下作业，该过程会产生施工噪声、放喷噪声等。主要噪声源强见表 3.6-5。

表 3.6-5 运行期站场主要噪声源强

序号	设备名称	噪声强度范围 (dB(A))	备注
1	集气站放空系统	95~105	突发
2	井场放空	95~105	突发
3	井下作业施工噪声	75~95	井下作业时产生
4	放喷噪声	95~105	

3.12.3.3 退役期污染源强核算

(1) 废气

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

①施工扬尘

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

②车辆尾气

在退役期施工期间，使用液体燃料的施工机械及运输车辆的发动机排放的尾气在含有

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

(2) 废水

退役期管线采用氮气扫线，废水主要为设备清洗废水及生活污水。

①设备清洗废水

参考大庆油田已有生产经验，清洗废水产生量为 0.52m³/井次，若本次投产的 5 口气井全部退役，则清洗废水约为 2.60m³，主要污染因子为石油类、SS，清洗过程中在现场钢槽中进行，清洗废水收集后由罐车拉运至升一联气田污水预处理站处理。

②生活污水

退役期生活污水排入周边场站已建防渗旱厕，自然降解。

(3) 噪声

参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ2034-2013）中表 A.2 常见施工设备噪声源不同距离声压级，退役期施工机械噪声源详见表 3.6-15。

表 3.6-15 退役期施工机械噪声统计表 单位：dB（A）

设备名称	距声源（m）	噪声值 dB（A）
挖掘机	5	82-90
吊装机	5	80-86
推土机	5	83-88
重型运输车	5	82-90

(4) 固体废物

退役期固体废物主要为封井垃圾、拆除废旧设备、含油废防渗布、生活垃圾。

①拆除废旧设备

若本次投产的 5 口气井全部退役，则拆除的气井装置等回收至采气分公司资产回收库。

②含油废防渗布

拆除施工时井场铺设防渗布，单块防渗布重量按 250kg（12m×12m）计，平均每口井作业用 3 块，防渗布可能滴落含烃废水，退役期含油废防渗布最大产生量约 3.75t。

根据《国家危险废物名录（2025 年版）》，含油废弃防渗布为危险废物，类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，危废代码为 900-249-08 其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及沾染矿物油的废弃包装物。含油废防渗布在作业结束后，委托有资质单位转运处置。

③封井垃圾

本项目退役期井场地面设施拆除、场地清理过程会产生少量固废，根据大庆油田已

有生产经验，单井封井垃圾产生量为 0.2t，若本次投产的 5 口气井全部退役，则封井垃圾产生量约为 1.0t，属于一般工业固体废物。封井垃圾收集后拉运至第八采油厂工业固废填埋场填埋处理。

④生活垃圾

退役期生活垃圾统一收集，委托环卫部门处理。

表 3.12-10 本项目退役期固体废物产生量统计表

序号	污染物名称	产生量	废物类型	处置去向
1	废旧设备	145 台套	一般废物	全部回收至第十采油厂物资库
2	封井建筑垃圾	9.2t	/	统一收集后由施工单位清运至建筑垃圾调配场处理
3	生活垃圾	0.6t	/	统一收集后拉运至肇州县和平垃圾处理有限公司处理

本项目施工期污染源源强核算结果及相关参数汇总见表 3.12-11~表 3.12-14，运营期污染源源强核算结果及相关参数汇总见表 3.12-15~表 3.12-18，退役期污染源源强核算结果及相关参数汇总见表 3.12-19~表 3.12-22。

表 3.12-11 施工期废气污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	污染源	污染物	污染物产生				治理措施		污染物排放				排放时 间
				核算 方法	废气产生 量 m³	产生 浓度mg/m³	产生量 t	工艺	效率%	核算 方法	废气排 放量 m³	排放浓度 mg/m³	排放量 t	
钻井 井 场、 场站 施 工、 管 线 施 工、 道 路 施 工	场地	施工扬 尘	颗粒物	/	/	/	20.25	采取洒水抑尘， 去除效率 96%		/	/	/	0.81	施 工 期
	柴油 机	井场柴 油机烟 气	SO ₂	产污 系数 法	1317.36 万	/	2.459	/	/	排污 系数 法	1317.36 万	/	2.459	钻 井 期
			NO _x			/	3.206					/	3.206	
			烟尘			/	0.340					/	0.340	
			CO			/	0.856					/	0.856	
			HC			/	2.338					/	2.338	
	车辆	车辆尾 气	SO ₂ 、NO _x 、 TSP	由于车辆数量和每辆车行驶的公里数不易确 定，固不对其进行定量计算				施工车辆选用高 标号汽柴油，尾 气达标排放		/	/	/	/	施 工 期
	电焊 机	焊接烟 尘	颗粒物	排污 系数	/	/	0.0092	/		排污 系数	/	/	0.0092	施 工 期

表 3.12-12 施工期废水污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	污染源	污染物	污染物产生				治理措施		污染物排放				排放时间
				核算方法	废水产生量 m³	产生浓度 mg/L	产生量 t	工艺		效率/%	核算方法	废水排放量 m³	排放浓度 mg/L	排放量 t

钻井	冲洗钻台、钻具等设备	钻井废水	COD、SS	类比法	1042.9	/	/	排入井场钢制泥浆槽中，及时拉运至大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司处理	100	类比法	0	0	0	钻井期
压裂	压裂车	压裂返排液	COD、SS	类比法	3220	/	/	由罐车拉运至朝一联压裂返排液无害化处理站处理后，管输进入朝一联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层	100	类比法	0	0	0	压裂期
管线试压	试压	试压废水	SS	类比法	20.5	/	/	由罐车拉运至朝一联含油污水处理站、朝二联含油污水处理站处理达标后回注油层	100	类比法	0	0	0	管线试压期间
施工	生活	生活污水	COD		524.8	300	0.157	钻井施工期施工人员产生的生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内，定期拉运至第十采油厂厂区污水泵房，经地下管	/		524.8	300	0.157	施工期

			氨氮		30	0.0 157	网输至第十采油厂厂区生活污水处理站处理达标后排入牛毛沟，施工结束后临时防渗旱厕进行卫生处理，场地进行平整。地面施工期施工人员产生的生活污水排入附近计量间或场站已建生活污水收集装置，定期拉运至第十采油厂厂区污水泵房，经地下管网输至第十采油厂厂区生活污水处理站处理达标后排入牛毛沟。	/			30	0.01 57	

表 3.12-13 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	-30	类比法	90~100	施工期
		泵柴油机	连续稳态声源		88~95	基础减震、隔声	-15	类比法	73~80	
		挖掘机	非连续稳态声源		82~90	定期维护保养	/	类比法	82~90	
		推土机	非连续稳态声源		83~88	定期维护保养	/	类比法	83~88	
		钻机	连续稳态声源		88~92	减振、低噪电机	-15	类比法	73~77	
		泥浆泵	连续稳态声源		88~95	基础减震、隔声	-15	类比法	73~80	
		钻井泵	连续稳态声源		88~95	基础减震、隔声	-15	类比法	73~80	
		振动筛	连续稳态声源		80~88	基础减震、隔声	-15	类比法	65~73	
		搅拌机	连续稳态声源		100~110	基础减震、隔声	-15	类比法	85~95	
		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	
		压裂车	连续稳态声源		70~75	定期维护保养	/	类比法	70~75	
		混砂车	连续稳态声源		80~95	定期维护保养	/	类比法	80~95	

表 3.12-14 施工期固体废物污染源强核算结果表

工序	固体废物名称	产生情况		处置措施		最终排放去向
		核算方法	产生量	工艺	处置量	
钻井及地面建设	废钻井液	类比法	8326m ³	无害化处理	8326m ³	排入井场钢制泥浆槽中，及时拉运至大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司处理，处理后的压滤水定期由罐车拉运至朝一联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，处理后的泥饼由大庆钻探工程公司钻井二公司综合利用垫井场或铺路
	钻井岩屑	类比法	1317.4m ₃	无害化处理	1317.4m ₃	
	废射孔液	类比法	1840m ³	无害化处理	1840m ³	由罐车拉运至黑龙江龙之润环保工程有限公司处理，处理后的泥饼垫井场或铺路
	生活垃圾	类比法	4.1t	无害化处理	4.1t	统一收集后拉运至肇州县和平垃圾处理有限公司处理
	膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋	类比法	0.92t	填埋处理	0.92t	由施工单位拉运至第八采油厂工业固废填埋场处理
	施工废料	类比法	0.253t	填埋处理	0.253t	
	废旧管线	实测法	3.3km	回收再利用	3.3km	全部回收至第十采油厂物资库
	非含油废防渗布	类比法	3.9t	填埋处理	3.9t	采用加盖钢制桶回收，最大限度回收利用，无法利用的施工结束后由施工单位拉运至第八采油厂工业固废填埋场处理

表 3.12-15 运营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	产生	产生量	工	效	核算方法	废气排	排放	排放量	

					生量万 m³/a	浓度 mg/m ₃	t/a	艺	率 /%		放量万 m³/a	浓度 mg/m ₃	t/a	/h
原油开采	3 号平台	井场无组 织排放	非甲烷 总烃	产污系数法	—	—	0.1781	—	0	产污系数法	—	—	0.1781	8760
	2 号平台			产污系数法	—	—	0.3562	—	0	产污系数法	—	—	0.3562	8760
	朝 103-更 78			产污系数法	—	—	0.1781	—	0	产污系数法	—	—	0.1781	8760
	朝 106-更 62			产污系数法	—	—	0.1781	—	0	产污系数法	—	—	0.1781	8760
	朝 109-更 31			产污系数法	—	—	0.1781	—	0	产污系数法	—	—	0.1781	8760
	4 号平台			产污系数法	—	—	0.1781	—	0	产污系数法	—	—	0.1781	8760
	朝 116-更 48			产污系数法	—	—	0.1781	—	0	产污系数法	—	—	0.1781	8760
	朝 119-更 63			—	—	—	0	—	0	—	—	—	0	—
	朝 122-更 36			产污系数法	—	—	0.1781	—	0	产污系数法	—	—	0.1781	8760
	朝 128-更 66			产污系数法	—	—	0.1781	—	0	产污系数法	—	—	0.1781	8760
	朝 141-更 60			—	—	—	0	—	0	—	—	—	0	—
	朝 44-更 128			产污系数法	—	—	0.1781	—	0	产污系数法	—	—	0.1781	8760
	朝 54-更 124			产污系数法	—	—	0.1781	—	0	产污系数法	—	—	0.1781	8760
	朝 54-更 128			产污系数法	—	—	0.1781	—	0	产污系数法	—	—	0.1781	8760
	朝 60-更 128			产污系数法	—	—	0.1781	—	0	产污系数法	—	—	0.1781	8760
	6 号平台			产污系数法	—	—	0.3562	—	0	产污系数法	—	—	0.3562	8760
	朝 75-更 155			产污系数法	—	—	0.1781	—	0	产污系数法	—	—	0.1781	8760
	朝 75-更 89			产污系数法	—	—	0.1781	—	0	产污系数法	—	—	0.1781	8760
	朝 77-2 更 61			产污系数法	—	—	0.1781	—	0	产污系数法	—	—	0.1781	8760
	朝 81-更 67			产污系数法	—	—	0.1781	—	0	产污系数法	—	—	0.1781	8760
	朝 82-更 108			产污系数法	—	—	0.1781	—	0	产污系数法	—	—	0.1781	8760
	1 号平台			产污系数法	—	—	0.1781	—	0	产污系数法	—	—	0.1781	8760
	7 号平台			产污系数法	—	—	0.3562	—	0	产污系数法	—	—	0.3562	8760

	朝 86-更 40			产污系数法	—	—	0.1781	—	0	产污系数法	—	—	0.1781	8760
	朝 86-更 64			—	—	—	0	—	0	—	—	—	0	—
	朝 86-更 88			产污系数法	—	—	0.1781	—	0	产污系数法	—	—	0.1781	8760
	朝 88-更 28			产污系数法	—	—	0.1781	—	0	产污系数法	—	—	0.1781	8760
	朝 94-更 58			产污系数法	—	—	0.1781	—	0	产污系数法	—	—	0.1781	8760
	朝 94-更 78			产污系数法	—	—	0.1781	—	0	产污系数法	—	—	0.1781	8760
	朝 95-更 99			产污系数法	—	—	0.1781	—	0	产污系数法	—	—	0.1781	8760
	朝 98-更 66			产污系数法	—	—	0.1781	—	0	产污系数法	—	—	0.1781	8760
	翻 104-更 16			—	—	—	0	—	0	—	—	—	0	—
	翻 107-更 61-1			产污系数法	—	—	0.1781	—	0	产污系数法	—	—	0.1781	8760
	翻 122-更 58			产污系数法	—	—	0.1781	—	0	产污系数法	—	—	0.1781	8760
	翻 126-更 48			产污系数法	—	—	0.1781	—	0	产污系数法	—	—	0.1781	8760
	翻 128-更 86			—	—	—	0	—	0	—	—	—	0	—
	5 号平台			产污系数法	—	—	0.1781	—	0	产污系数法	—	—	0.1781	8760
	翻 158-更 148			产污系数法	—	—	0.1781	—	0	产污系数法	—	—	0.1781	8760
	翻 164-更 90			产污系数法	—	—	0.1781	—	0	产污系数法	—	—	0.1781	8760
原油开 采、原油 集输、油 气处理	井场及场站	井场及场 站无组织 排放	温室气 体	少量				密 闭 集 输	0	—	—	—	—	8760
油气处理	朝 4 转油站	加热炉	颗粒物	类比法	9.42	8.9	0.00084	—	0	类比法	9.42	8.9	0.00084	8760
			NO _x			79	0.00744		0			79	0.00744	
			SO ₂			7	0.00066		0			7	0.00066	
	朝 8 转油站	加热炉	颗粒物	类比法	4.64	11.2	0.00052	—	0	类比法	4.64	11.2	0.00052	8760
			NO _x			78	0.00362		0			78	0.00362	
			SO ₂			9	0.00042		0			9	0.00042	

	朝 10 转油站	加热炉	颗粒物	类比法	2.32	10.1	0.00023	—	0	类比法	2.32	10.1	0.00023	8760
			NO _x			79	0.00183		0			79	0.00183	
			SO ₂			8	0.00019		0			8	0.00019	
	朝 12 转油站	加热炉	颗粒物	类比法	2.32	8.1	0.00019	—	0	类比法	2.32	8.1	0.00019	8760
			NO _x			84	0.00195		0			84	0.00195	
			SO ₂			8	0.00019		0			8	0.00019	
	朝 16 转油站	加热炉	颗粒物	类比法	2.32	8.4	0.00019	—	0	类比法	2.32	8.4	0.00019	8760
			NO _x			84	0.00195		0			84	0.00195	
			SO ₂			9	0.00021		0			9	0.00021	
	朝 20 转油站	加热炉	颗粒物	类比法	9.42	9	0.00085	—	0	类比法	9.42	9	0.00085	8760
			NO _x			76	0.00716		0			76	0.00716	
			SO ₂			9	0.00085		0			9	0.00085	
	朝 23 转油站	加热炉	颗粒物	类比法	9.42	8.1	0.00076	—	0	类比法	9.42	8.1	0.00076	8760
			NO _x			79	0.00744		0			79	0.00744	
			SO ₂			8	0.00075		0			8	0.00075	
	朝 24 转油站	加热炉	颗粒物	类比法	9.42	9.1	0.00086	—	0	类比法	9.42	9.1	0.00086	8760
			NO _x			84	0.00791		0			84	0.00791	
			SO ₂			8	0.00075		0			8	0.00075	
	朝 25 转油站	加热炉	颗粒物	类比法	2.32	10.1	0.00023	—	0	类比法	2.32	10.1	0.00023	8760
			NO _x			81	0.00188		0			81	0.00188	
			SO ₂			8	0.00019		0			8	0.00019	
	朝四联转油站	加热炉	颗粒物	类比法	2.32	9.2	0.00021	—	0	类比法	2.32	9.2	0.00021	8760
			NO _x			71	0.00165		0			71	0.00165	
			SO ₂			9	0.00021		0			9	0.00021	
	朝 21 转油站	加热炉	颗粒物	类比法	2.32	9.9	0.00023	—	0	类比法	2.32	9.9	0.00023	8760

			NO _x			78	0.00181		0			78	0.00181	
			SO ₂			8	0.00019		0			8	0.00019	
	朝 27 转油站	加热炉	颗粒物	类比法	2.32	11.2	0.00026	—	0	类比法	2.32	11.2	0.00026	8760
			NO _x			84	0.00195		0			84	0.00195	
			SO ₂			9	0.00021		0			9	0.00021	
	朝一联转油脱水站	加热炉	颗粒物	类比法	23.87	9.1	0.00217	—	0	类比法	23.87	9.1	0.00217	8760
			NO _x			78	0.01862		0			78	0.01862	
			SO ₂			7	0.00167		0			7	0.00167	
	朝六联转油脱水站	加热炉	颗粒物	类比法	4.64	9.4	0.00044	—	0	类比法	4.64	9.4	0.00044	8760
			NO _x			82	0.0038		0			82	0.0038	
			SO ₂			9	0.00042		0			9	0.00042	

表 3.12-16 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)
				核算方法	产生废水量 (t/a)	产生浓度 (mg/L)	产生量 (t/a)		核算方法	排放废水量 (t/a)	排放浓度 (mg/L)	排放量 (t/a)	
油水井作业	油水井	作业污水	石油类	类比法	368.6	1000	0.369	通过罐车回收后拉运至朝一联含油污水处理站、朝二联含油污水处理站处理达标后回注油层	/	/	/	/	油水井作业期
			SS			50	0.018				/	/	
水井洗井	水井	洗井污水	石油类	类比法	1079.9	1000	1.08		/	/	/	/	水井洗井期
			SS			50	0.054				/	/	
原油集输	原油处理装置	油田采出水	石油类	类比法	2.08×10 ⁴	1000	20.8	管输进入朝一联含油污水处理站、朝二联含油污水处理站处理达标后回注油层	/	/	/	/	8760
			SS			50	1.04				/	/	

表 3.12-17 运营期噪声污染源源强核算结果及相关参数表

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

表 3.12-18 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	0.465	机械调质+超声分离+离心、密闭旋转蒸馏	0.465	由罐车拉运至朝一联含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆市顺和环保科技有限公司处理达标后用作油田垫井场和通井路
油水井作业	油井	落地油	危险废物	类比法	1.46	机械调质+超声分离+离心、密闭旋转蒸馏	1.46	
油水井作业	油井	含油废防渗布	危险废物	类比法	0.73	委托有资质单位处理	0.73	收集后暂存于第十采油厂危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理

表 3.12-19 退役期废气污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	污染源	污染物	污染物产生				治理措施		污染物排放				排放时间 d
				核算方法	废气产生量 m³	产生浓度 mg/m³	产生量 t	工艺	效率%	核算方法	废气排放量	排放浓度 mg/m³	排放量 t	
施工	施工场地	施工扬尘	颗粒物	/	/	/	少量	车辆密闭运输、施工材料覆盖、洒水抑尘		/	/	/	少量	60
	车辆	车辆尾气	NO ₂ 、CO、HC	/	/	/	少量	施工车辆选用高标号汽柴油，尾气达标排		/	/	/	/	60

								放					

表 3.12-20 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	76.8	300	0.023	排入附近计量间或场站已建生活污水收集装置，定期拉运至第十采油厂厂区污水泵房，经地下管网输至第十采油厂厂区生活污水处理站处理达标后排入牛毛沟。	/	类 比 法	76.8	300	0.023	60
			氨氮			30	0.0023		/			30	0.0023	

表 3.12-21 退役期噪声污染源源强核算结果及相关参数一览表

工 序	装 置	噪 声 源	声源类型（频发、偶发等）	噪声源强		降噪措施		噪声值排放		持 续 时 间 d
				核 算 方 法	噪 声 值/dB（A）	工 艺	降 噪 效 果	核 算 方 法	噪 声 值/dB（A）	
退 役 井 场、 管 线 施 工	施 工 机 械	挖掘机	非连续稳态声源	类 比 法	82~90	定 期 维 护 和 保 养	/	类 比 法	82~90	60
		吊装机	连续稳态声源		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 3.12-22 退役期固体废物污染源强核算结果表

工 序	固 体 废 物 名 称	产生情况		处置措施		最 终 排 放 去 向
		核 算 方 法	产 生 量	工 艺	处 置 量	

	生活垃圾	类比法	0.6t	无害化处理	0.6t	统一收集后拉运至肇州县和平垃圾处理有限公司处理
	封井建筑垃圾	类比法	9.2t	填埋处理	9.2t	统一收集后由施工单位清运至建筑垃圾调配场处理
	废旧设备	类比法	145 台套	回收利用	145 台套	全部回收至第十采油厂物资库

3.12.4 污染物“三本帐”汇总

由于本项目施工期、退役期产生的各种污染物将随施工活动的结束而消失，本项目运营期废水、固体废物不排入外环境，因此，本次评价只对本项目运营期大气污染物排放情况进行核定，污染物“三本帐”汇总见表 3.12-23。

表 3.12-23 污染物“三本帐”汇总一览表

污染物名称		单位	现有工程排放量	以新代老消减量	本工程排放量	总排放量	排放增减量
废气	烟气量	10 ⁴ m ³ /a	49122.83	0	87.07	49209.9	+87.07
	颗粒物	t/a	5.187	0	0.00798	4.59598	+0.00798
	SO ₂	t/a	4.591	0	0.00691	3.94891	+0.00691
	NO _x	t/a	43.242	0	0.06901	39.07701	+0.06901
	非甲烷总烃	t/a	435.6	0	21.97	183.707	+21.97
废水	废水量	万 m ³ /a	0.1668	0	0	0.1668	0
	COD	t/a	0.057	0	0	0.057	0
	氨氮	t/a	0.0011	0	0	0.0011	0
固体废物		t/a	0	0	0	0	0

3.13 清洁生产分析

3.13.1 清洁生产概述

《中华人民共和国清洁生产促进法》中规定：清洁生产是指不断采取改进设计、使用清洁生产的能源和原料、用先进的工艺技术与设备、改善管理、综合利用等措施，从源头削减污染，提高资源利用率，减少或者避免生产、服务和产品使用过程中污染物的产生和排放，以减轻或者消除对人类健康和环境的危害。

本工程实行清洁生产，通过生产全过程控制和资源能源的合理配置，最大限度地吧原料转化为产品，把污染消灭在生产过程中，达到节能、降耗、减污、增效的目的。按照清洁生产的要求，本评价将从工艺设备的先进性、资源综合利用和环境保护等方面进行论述。

3.13.2 生产工艺与装备水平

(1) 加强气井井口的密闭集输，减少井口天然气的无组织挥发，控制站场分离器压力，减少放空，并对设备的选型设计充分考虑其承压能力。

(2) 由于采气井口及进站阀组的切换阀采用开关无磨损的轨道球阀，该阀采用硬密封，耐冲蚀，能达到零泄漏，避免天然气挥发。

(3) 天然气开采和集输采用全密闭工艺流程，提高天然气输送量，降低天然气损耗，从而节约能源，降低对大气环境的污染。

(4) 在天然气可能发生泄漏危险事故的地点设置可燃气体浓度报警器。

(5) 本工程选用高质量节流阀，减小站内管道流速，选用高质量低分贝的机泵，将噪声较大的发电机等布置在隔声房间内。

以上措施，从生产工艺技术和设备选型上充分体现了清洁生产的原则。

3.13.3 节能和减排措施

(1) 工艺流程全部选用高自动化程度的密闭流程，确保生产安全的前提下，实现天然气“零排放”。

(2) 选用新型、高效低能耗的机电设备。

3.13.4 环境管理制度

在建设和生产过程中，积极推行 QHSE 管理体系，对全体员工进行相应的 QHSE 培训，使公司的员工自觉遵守 QHSE 管理体系以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。

建立健全各项规章制度，以法规、行政、经济等手段，规范开发建设行为，对施工方案、作业工序等方面提出明确的污染防治措施和规定，使施工队伍、作业队伍实施清洁生产有法可依、有章可循，规范了企业及职工的生产行为。推行清洁生产，重视环保宣传教育和培训，依靠广大职工搞好污染防治、清洁生产工作。

综上所述，本工程在施工工艺、存储介质、工艺选择、设备选型以及资源消耗等方面均采取一定有效措施，清洁生产达到了国内先进水平。

4 环境现状调查与评价

4.1 自然环境状况

4.1.1 地理位置

本项目位于大庆市肇州县榆树乡，地理坐标为东经 125°23'19.246"~125°45'53.860"，北纬 45°31'56.377"~45°49'0.288"。本项目地理位置见附图 1。

4.1.2 地形地貌

本工程位于松花江、嫩江一级阶地上，境内无山岭，地势平坦，总体地势呈东高西低。地貌表现为波状起伏的低平原，稍高处为平缓漫岗，平地上为耕地和草地。本工程主要位于耕地中，兼有少量盐碱化草地，地貌类型较单一。

4.1.3 气象特征

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

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

风速：平均风速 3.7 m/s，年最大风速为 22.7m/s。

降水量：年平均 442.0mm，年最大降水量 651.2 mm。

降雪量：平均积雪 158d，最大积雪深度 220.0mm。

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

湿度：年平均相对湿度为 63%。

年日照时数：2595.8 小时。

4.1.4 地表水体

区域内主要降水类型为大气降水，主要降水分布在 6 月~8 月末，最高水位出现在 8 月上旬~9 月下旬，最低水位出现在 3 月下旬~4 月上旬。区块内地势总体上较平坦，起伏不大。

项目附近地表水为徐深 1-平 8 北侧 45m、本项目采气管道穿越的新民排水干渠，主要功能是防洪防涝，该河沟未划定地表水环境功能区。

4.1.5 地质条件

(1) 地形地貌

本项目区域属于低山丘陵平原区，海拔高度在 134—578 米之间，平均海拔 150 米

左右，农业区平均海拔 167 米左右。

（2）地质概况

本项目所在区域处于以长期缓慢下降作用为主的松辽中断陷中央拗陷区东部。从古生界基岩开始，以上覆盖有层次清晰的侏罗系、白垩系、第三系和第四系岩层。粉质粘土及砂砾石及淤泥质粉质粘土，中更新统粉质粘土夹砂砾石。第三系泥岩、砂质泥岩及砂岩，白垩系泥页岩、砂岩。表层 12m 以上的土主要由粘土及砂粘土构成，表土层厚 0.5~0.7m，粘土层、砂质粘土交互构成厚 0.7~12.85m。

4.1.4 地质构造

评价区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，即齐家~古龙凹陷构造单元的西部。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。

根据《中国地震动参数区划图》(GB 18306-2015)，本区地震动峰值加速度为 0.05g，相应的地震基本烈度为VI度。

4.1.5 水文地质

4.1.5.1 评价区地质概况

本项目区域地质构造属于古隆凹陷南，由于白垩系晚期以来，白垩系明水组没有接受沉积遭受剥蚀。第四系长期处于上升阶段，第四系地层沉积较薄，形成了多级阶地。

根据水文地质钻探资料和石油地质资料，区域浅部地层从新到老依次为第四系（Q）、白垩系明水组（K2m）、四方台组（K2s）。区域水文地质图见图 4.1-1。

（1）第四系（Q）

第四系广泛分布于区域内，地层厚度 25m~35m。变化趋势由东向西逐渐增厚，由北向南逐渐变薄。上部广泛分布黄土状粉细砂、细砂、粉质粘土互层，地层厚度为 2~6m，岩性主要为微显层理，裂隙较发育，具有大的孔隙，局部由铁质浸染。

（2）白垩系明水组（K2m）

白垩系明水组（K2m）地层广泛分布于区域内，由于受地质沉积作用的影响，地层埋藏较深，地层顶部埋深为 21~132m，岩性为浅灰、灰绿色泥岩，含砂砾岩与褐红色、砖红色泥岩组成。上为灰黑色泥页岩，下部为灰绿色砂岩、泥砂砂岩互层，砂岩。明水组一段与下伏四方台组地层呈不整合接触。

（3）四方台组（K2s）

四方台组广泛分布于区域内，地层厚度 138m~184m。灰绿、棕红色泥质岩夹灰、

灰白色粉细砂岩。

4.1.5.2 水文地质条件调查

(1) 第四系上更新统松散层孔隙潜水

第四系上更新统松散层孔隙潜水分布于全区，含水层岩性为上更新统哈尔滨组粉细砂组成，厚度 2.0~6.0m。地下水水位埋深 3.0~7.5m，弱富水性，单井涌水量在 500~100m³/d，地下水化学类型以 HCO₃-Na、HCO₃-Na.Ca 型水为主。该层水为大气降水的垂直入渗补给，无开采供水条件。

(2) 白垩系上统明水组孔隙裂隙承压水含水层

明水组二段：明水组二段上段含水层主要由中粗砂岩组成，区域均有分布。含水层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 3-7 层，单层厚度 3.0-12.0m，累计厚度 10.0-30.0m，含水层岩石颗粒较细，富水性较差。区域 273mm 管单井出水量 1030-1700m³/d。明水组二段下段含水层主要由中细粗砂岩组成。区域均有分布。含水层分布不稳定，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 2.0-12.0m，累计厚度 10.0-25.0m，含水层顶板埋藏深度 40.0m。含水层岩石颗粒较细，富水性较差。区域 273mm 管单井出水量 850-1700m³/d。

明水组一段：明水组一段含水层主要由粗砂岩和含砾砂岩组成。含水层分布稳定性较好，明一段上部含水层 1-8 个单层，单层厚度 3.0-29.0m。含水层累计厚度 20.0-55.0m。岩石颗粒较少，有效孔隙度较大，富水性较强。在区域明水组一段含水层 273mm 井管单井出水量 1000-2360m³/d 含水层由北向南富水性增强。

区域综合水文地质图见附图 16。

4.1.5.3 地下水补径排

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垂向补给

区域地下水垂向补给，主要来自大气降水、地表水体入渗补给孔隙潜水，潜水通过弱透水层越流补给下部孔隙承压水含水层，区域第四系垂向节理发育，结构松散，构成具有一定透水能力，为第四系潜水通过弱透水层越流补给明水组孔隙承压水含水层提供了有利条件。

②侧向补给

在天然条件下，主要来自区域以外广泛连续分布的统一含水层中的地下水，在地下水动力作用下，通过水平方向径流补给评价区地下水。

（2）地下水径流

本项目所在评价区域地下水径流方向为由东南向西北。

（3）地下水排泄

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

4.1.5.4 包气带

根据勘察地下水及浅部地层特征，工程区包气带厚度最大值为 9.7m，主要为粉质粘土，垂向渗透系数取 0.02m/d。根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），判定包气带防污性能为中。

4.1.5.5 地下水动态

区域潜水含水层埋深较浅，水位变化主要受大气降水补给和人工开采影响较大。根据已有资料，地下水枯水期为 1~3 月份，丰水期为 4~9 月份。调查期间潜水埋深 2~5m 之间，潜水埋深变化较大，水位变化差 3m 左右。

根据区域地下水动态资料，调查区承压水枯水期为 1~3 月份，丰水期为 4~9 月份。等水位线图见图 4.1-3~4.1-4。

4.1.6 土壤与植被情况

（1）土壤

区内主要土壤类型是草甸土。草甸土主要包括碳酸盐草甸土、盐化草甸土、碱化草甸土，主要分布在低平原和碟形洼地上。草甸土的形成过程主要是腐殖质积累过程、草甸化过程和盐分积聚过程。黑土层较厚，一般为 25~50cm，表层含有机质 2%~4%，土壤水分比较足，易反润。

（2）植被

评价区域为松嫩平原湿地的典型代表，维管束植物中 116 属为温带分布，占总属的 75.33%（不含世界分布属），植物区系成分则以蒙古植物区系成分和世界分布种为主，长白植物区系成分也较多，其水分生态类型中，湿生、沼生和水生植物约占总种数的 27.91%，除旱生植物仅一种外，其余均为中生植物，且多为喜湿润类型。在植被中，包括灌丛、草甸、沼泽、水生植被等类型，基本涵盖了松嫩平原湿地植被的中级分类单位-群系的类型。农作物主要以玉米、花生为主。

4.1.8 自然保护区情况

本项目位于黑龙江省大庆市肇州县境内，评价范围内无自然保护区、风景名胜区、水源保护区等环境敏感区域。

距离最近的保护区为肇州县卫星牧场草原自然保护区，卫星牧场草原自然保护区为县级自然保护区，位于大庆市肇州县最北部，距离县城中心 60 公里，保护区为肇州县地界向北突出的部分，三面与安达市接壤，总面积 56.05km²，主要保护对象为羊草。该保护区位于工程西北约 9.85km，见图 4.1-5，距离较远。

4.1.6 回注层和隔离层特征

（1）沉积及发育特征

根据重矿物组合类型，油层发育程度，岩屑（块）分布趋势综合研究认为，三肇地区东部及朝阳沟地区葡萄花油层属于北部沉积体系（克山~杏树岗）前缘带和东部沉积体系交汇沉积。沉积环境属于滨湖浅水相。

滨湖浅水相主要是各小层沉积时期湖盆东南岸的沉积。由于古隆起斜坡部位水体较浅，湖流、波浪为主要动力。在水进条件下，碎屑颗粒的沉积具有明显的地形制约性，砂体的形成不是亦步亦趋的追随着后退的湖岸线，而是在有利的地形与波浪作用相吻合，平面上砂体间断分布。滨湖浅水相带的沉积微相主要有：滨湖沿岸砂坝微相、滨湖滩地砂微相、滨湖泥质微相。岩石剖面结构为紫红色、灰绿色泥质岩与厚层-薄层粉细砂岩组成复合旋回和过渡旋回，水平层理、波状层理发育。

朝阳沟油田葡萄花油层是在青山口组沉积末期古隆起基础上的超覆沉积，砂体围绕古隆起呈上倾尖灭分布，也就是说朝阳沟古隆起斜坡地带（构造西翼及北翼）是砂坝富集的主要部位。

朝阳沟油田扶余油层沉积时期，盆地经历了进积-快速进积~稳定退积~快速退积的充填过程，沉积环境也经历了浅湖~三角洲平原、前缘~三角洲前缘、滨浅湖相的演化过程。物源来自西南、东南和北部 3 个方向，主要受西南物源影响，储层以分流河道、决口扇微相沉积的砂体为主。主要目的层为扶一、扶二组，其中扶一组地层厚度 90m~110m，扶二组地层厚度 50m~60m。各砂岩组沉积微相平面展布特征如下：

扶二组油层下部（FII3~5 层）：随着进积作用加剧，出现水上水下交替沉积的现象。南部的长春岭背斜带、裕民、薄荷台以及翻身屯的大部分地区位于水上，发育三角洲平原的水上分流河道、泛滥平原和决口水道。朝阳沟背斜位于水下，发育三角洲前缘的水下分流河道和分流间湾。

扶二组油层上部（FII1~2 层）：进积作用进一步加剧，研究区大部分位于水上，沉积环境为三角洲平原相、网状河的特征也更加明显，主要发育分流河道、泛滥平原沉积微相，河道呈南北或北东走向，分流河道砂体发育，单层厚度较大，一般在 5.3m~12.4m，平均 7.2m。该区仅在北部发育小部分的三角洲前缘相，沉积微相以水下分流河道、席状砂和分流间湾为主。

扶一组油层下部（FI6~7 层）：进积作用达到鼎盛并开始退积，湖侵范围开始扩大，北部地区开始出现一定面积的三角洲前缘相和滨浅湖相。南部仍位于水上，发育水上分流河道、决口河道和泛滥平原，河道以东北走向为主，河道砂体单层厚度大，一般在 4.5m~10.4m 之间，平均 6.3m。分流间湾和水下分流河道主要在朝阳沟背斜北部发育。

扶一组油层中部（FI4~5 层）：继承了下部的沉积特征，退积作用加大，湖岸线向南迁移了，北部水下部分面积进一步扩大，发育水下分流河道和分流间湾，局部发育小片席状砂；南部以分流河道、决口河道和泛滥平原微相为主，河道走向为北东向和南北向。

扶一组油层上部（FI1~3 层）：退积作用进一步加剧，湖水进一步扩张，末期达到鼎盛，全区位于水下，沉积微相以滨浅湖和三角洲前缘的水下分流河道、分流间湾为主，局部发育水下决口水道和席状砂，该期砂岩厚度明显变薄，单井平均厚度仅为 4.7m，且平面分布不稳定。

综上所述，朝阳沟油田扶余油层的主体砂岩集中发育在扶I组下部和扶II组上部，其余小层虽有砂岩发育，但厚度较小，分布零散，主体砂岩发育带纵向上为河道叠加型，平面上呈带状分布。

杨大城子油层属于河流~三角洲相沉积，以河流相沉积为主，受古气候影响，河流能量变化具有周期性，致使曲流点坝分段集中发育。物源来自西南部的保康沉积体系，杨大城子油层古河流主要延伸方向以北北东向为主。运用单砂体的等时对比技术，朝 94 区块杨大城子油层划分为 47 个沉积单元，分属于曲流河、低弯曲分流河道、顺直分流河道沉积。其中曲流河携砂能力强，沉积补偿速度快，致使河道在平面上侧蚀，改道形成面积宽阔的复合曲流带砂体，砂体岩性剖面呈典型的正旋回二元结构，由点坝、废弃河道砂、河漫滩、天然堤、河间泛滥淤积等沉积微相组成；低弯曲分流河道弯曲段发育点坝，顺直段发育垂积河道砂，而顺直分流河道发育垂积河道砂，两类河流由分流点坝砂、河道砂、废弃河道砂、决口水道砂、决口扇、河漫滩、天然堤、分流间淤积等沉积微相组成。点坝、河道砂与非河道砂体内部孔隙骨架不同，厚层点坝、河道砂基本是含油的，是开发的主力层，而非河道砂体基本上为干层。

朝阳沟油田葡萄花油层主要发育葡I₁、I₂两小层，其中葡I₂层为主要储层。葡I₁层：

岩性组合以反旋回为主，砂层以薄层、互层为主，单层厚度一般小于 2.0m。葡I₂层：岩性组合以复合旋回为主，砂体呈块状，单砂体厚度一般 1.0m~5.0m，最厚 7.0m~8.0m，夹层不发育，微电极呈箱状，自然电位曲线呈钟形，砂体类型为滨湖岸砂坝。

（2）岩性及物性特征

朝阳沟油田葡萄花油层储层为硬砂质长石细粉砂岩，岩石成分中石英含量 33.3%，长石含量 40.6%，岩屑含量 12.7%，粒度中值 0.083mm。

岩石以泥质胶结为主，根据 6 口井 49 块粘土矿物样品分析，泥质含量平均 16.5%。蒙脱石占 3.7%、伊利石占 44.6%、高岭石占 6.9%、绿泥石占 23%、蒙-伊混合层占 2.0%、蒙-绿混合层占 19.6%。岩石处于中成岩阶段。

含油砂岩虽然粒度较细，但埋藏深度较浅，油层物性明显好于扶余油层，也好于同层位的升平、宋芳屯、模范屯油田。岩样中有效孔隙度小于 15%的样品占 3.3%，有效孔隙度 15%~20%的样品占 7.4%，有效孔隙度 20%~25%的样品占 14.3%，有效孔隙度 25%~30%的样品占 48.2%，有效孔隙度大于 30%的样品占 26.8%。岩样中空气渗透率小于 $30 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的样品占 30.6%，空气渗透率 $30 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 \sim 100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 样品占 15.7%，空气渗透率 $100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 \sim 500 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 样品占 25.0%，空气渗透率大于 $500 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 样品占 28.7%。葡萄花油层属于高孔中渗透储层。

扶余油层岩性以粉、细粒岩屑长石砂岩为主，石英含量在 24.0%~32.0%，平均 29.6%；正长石含量在 19%~36%，平均 28.9%；斜长石含量在 1.0%~5.0%，平均 3.3%；岩屑含量一般在 24.0%~36.0%，平均 27.7%；泥质含量一般在 3.0%~10.0%，平均 4.5%；粒度中值在 0.01mm~0.25mm。胶结物以方解石为主，分选程度中~好，风化程度一般为深~中，胶结类型以再生~孔隙式为主。

朝阳沟油田粘土矿物以伊利石为主，其次为绿泥石。扶一组油层伊利石平均含量为 38.7%，绿泥石为 28.1%，伊蒙混层 4.7%，高岭石为 16.8%，扶二组油层伊利石平均含量为 52.5%，绿泥石为 31.6%，伊蒙混层 7.4%，高岭石为 1.9%。扶一和扶二组油层的粘土矿物特征略有区别。朝阳沟油田的粘土矿物多呈分散状或搭桥状分布于粒表或粒间孔隙中。高岭石在储层中多以书页状、蠕虫状的形式存在，常随高速流动的流体迁移，易在局部发生聚集，使孔隙、喉道变窄，甚至堵塞整个喉道；伊利石多呈形状不规则的鳞片状分布，易堵塞孔隙和喉道，降低渗透能力。

孔隙度岩心表明孔隙度 10.1%~17.0%，平均为 14.8%；空气渗透率岩心分析表明，渗透率 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 \sim 16.9 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，平均为 $4.3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

杨大城子油层属岩屑质长石混杂砂岩，岩矿成份长石含量 28%~34%，石英含量

24%~28%，岩屑含量 24%~30%。砂岩颗粒较粗，主力油层单层平均粒度中值 0.08mm~0.10mm，平均 0.092mm，分选中~差。

砂岩以泥质胶结为主，泥质含量 16%~22%，平均 17.9%。其次为方解石、硬石膏和自生石英。粘土矿物呈薄膜式或凝块式胶结；方解石、硬石膏呈充填式或嵌晶式胶结。胶结类型主要为薄膜~再生和再生~孔隙式。

区块的平均空气渗透率为 $20.6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，平均有效孔隙度为 17.0%，含油饱和度 59.0%，属低渗透储层。扶余油层地面原油密度平均 0.8567g/cm^3 ，粘度平均 $21.1 \text{mPa}\cdot\text{s}$ ，凝固点平均 31.0°C ，含胶平均 14.2%，含蜡平均 18.4%；地层原油粘度平均 $8.5 \text{mPa}\cdot\text{s}$ ，原始饱和压力平均 6.82MPa。根据邻井的岩心分析资料，杨大城子油层平均空气渗透率 $3.14 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，平均孔隙度 13.6%，为低渗透储层。其中杨一组空气渗透率 $0.83 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 \sim 11.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，平均为 $3.75 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，有效孔隙度 13.3%~17.3%，平均为 15.0%。杨二、杨三组空气渗透率 $0.3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 \sim 6.37 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，平均为 $2.46 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，有效孔隙度 10.6%~14.7%，平均为 13.2%。反映储层物性纵向变化杨一组好于杨二、杨三组。

（3）储层敏感性

朝阳沟油田临界流速为 0.1mL/min~6.0mL/min，速敏类型为弱-中偏强速敏；水敏指数为 0.1mL/min~0.5mL/min，水敏类型为弱~中偏强水敏；FI3₁、FII1 层岩样分别为弱酸敏和中等偏弱酸敏，而 FI7₂ 层岩样酸敏类型为强酸敏；临界 pH 值为 8.5，碱敏类型为弱碱敏。

（4）裂缝及地应力发育特征

天然微裂缝相对发育，方向为东西~北东向。人工裂缝主缝方位与相邻已开发区老井网井排方向基本一致。最大主应力方向为 NE60°~NE80°，平均为 NE67°，与该区人工裂缝方向基本相同。

4.2 环境保护目标调查

本项目区域范围内不涉及国家公园、自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、海洋特别保护区、饮用水水源保护区，不涉及基本草原、自然公园（森林公园、地质公园、海洋公园等）、重要湿地、天然林、重点保护野生动物栖息地、重点保护野生植物生长繁殖地、重要水生生物的自然产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场、沙化土地封禁保护区、封闭及半封闭海域，不涉及以医疗卫生、文化教育、科研、行政办公为主要功能的区域，以及文物保护单位等环境敏感区，也不在生态保护红线范围内。项目占地类型为耕地（永久基本农田），开发区域不涉及地下水水源井。根据《大庆市水土保持规划》（2015~2030 年）、《肇州县水土保持规划》（2020~2030 年），

本项目所在的肇州县榆树乡属于县级水土流失重点治理区。项目同时涉及以居住为主要功能的区域。

（1）永久基本农田

根据《永久基本农田查询平台》，项目新建的5口及配套管线均占用永久基本农田，涉及的地块分别为①黑龙江大庆市肇州县榆树乡姜家围子屯东南约446米，地块编号230621208203012652-1，地块面积221.52亩；②黑龙江大庆市肇州县榆树乡三门闫家屯西北约741米，地块编号230621208201005281，地块面积682.08亩；③黑龙江大庆市肇州县榆树乡太平川屯东南约318米，地块编号230621208203012657，地块面积283.25亩；④黑龙江大庆市肇州县榆树乡，地块编号230621208201005436，地块面积390.64亩；⑤黑龙江大庆市肇州县榆树乡，地块编号230621208201005824，地块面积233.59亩。

本工程属国家能源设施建设项目，根据设计要求，工程无法避让永久基本农田，因此应按有关土地管理办法的要求，逐级上报土地管理部门批准，对于永久占地，应纳入省土地利用规划，按有关土地管理部门要求认真执行。对占用的耕地，按照“占多少，垦多少”的原则，由建设单位负责开垦与所占用耕地的数量和质量相当的耕地；如果没有条件开垦，应当按照省的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地，永久基本农田的耕地恢复由当地政府负责开垦相应数量的耕地，进行耕地保护。

（2）水土流失重点治理区及预防区

本项目建设地点位于大庆市肇州县榆树乡，根据《大庆市水土保持规划》（2015～2030年）、《肇州县水土保持规划》（2020～2030年），本项目所在的肇州县榆树乡属于县级水土流失重点治理区，该区土壤退化、盐渍化、水体污染等水土流失较严重、对当地和下游易造成较大危害，土壤侵蚀强度为轻度以上，多为轻中度侵蚀。且区域内人为活动较为剧烈，容易发生严重水土流失。该区域工作重点是采取工程、林草、封育治理和耕地等措施，进行水、田、林、草、路统一规划、综合治理，增强防洪排涝、抗御干旱等自然灾害的能力。推广先进适用的科技成果，加快治理进度。治理后应强化监督管理和管护，巩固治理成果，促进区域生态环境恢复和经济发展。

（3）居住区

本项目周边2.5km范围内主要分布姜家洼子屯、西长发电、太平川屯、三门闫家屯等共计148个村屯，根据《大庆市人民政府关于印发大庆市声环境功能区划分、大庆市环境空气质量功能区划分、大庆市地表水环境功能区划分的通知》（庆政发[2019]11号），区域内环境空气质量执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单中的二级标准，项目所在区域声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类区标准，项目

区域周边居住区声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 1 类区标准。

（4）占地类型

根据工程占地统计情况，本项目总占地面积为 38.137hm²，其中永久占地 5.761hm²，临时占地 32.376hm²，根据土地利用现状调查，占地类型为耕地（永久基本农田）及草地（非基本草原）。

（5）地表水体

本项目附近地表水体为新民排水干渠，根据《大庆市声环境功能区划分、大庆市环境空气质量功能区划分、大庆市地表水环境功能区划分》（庆政发〔2019〕11 号），新民排水干渠未划分水环境功能区。

（6）地下饮用水源保护区

根据《黑龙江省人民政府关于佳木斯市、大庆市、七台河市农村集中式饮用水水源保护区划分方案的批复》（黑政函〔2017〕89 号）及《大庆市人民政府关于我市大同区大同镇乡镇集中式饮用水水源和让胡路区银浪牧场队等 78 个农村集中式饮用水水源保护区划分的请示》（庆政呈〔2017〕46 号）、《肇州县人民政府关于肇州县集中式饮用水水源保护区调整的公示》（2025 年 6 月 6 日发布）以及现场实际勘察，评价范围内无集中式饮用水水源，榆树乡饮用水水源共有 4 眼取水井，均为承压水型水源，不设二级保护区和准保护区。一级保护区范围为以 4 眼井为圆心，30 米为半径的圆所围区域，总面积为 11304 平方米。4 口井的坐标分别为：1#水源井：经度 5097794.484、纬度 42442217.15；2#水源井：经度 5097550.874、纬度 42441927.2；3#水源井：经度 5097295.05、纬度 42441955.31；4#水源井：经度 5097040.564、纬度 42441983.13；

根据《全省在用饮用水水源保护区基础信息名录》（2020 年），调查范围内各村屯饮用水由周边的朝阳沟镇饮用水源井、福兴乡饮用水水源井、托古乡托古村饮用水源井、二井子镇地下水饮用水水源井、薄荷台乡台前村集中式饮用水水源井、朝阳乡朝阳村地下水饮用水水源井供给，不在本项目评价范围内。

4.3 环境质量现状调查与评价

委托大庆中环评价检测有限公司于 2025 年 11 月 27 日-12 月 03 日对评价范围内环境空气、地表水环境、地下水环境、包气带、声环境、土壤环境质量现状进行了监测。

4.3.1 环境空气质量现状监测与评价

4.3.1.1 环境空气质量达标区判定

本项目区域环境空气质量引用《2024 年大庆市生态环境状况公报》，2024 年，大庆市城区环境空气中二氧化硫年均浓度为 7μg/m³，日均值浓度范围为 4~17μg/m³，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 18μg/m³，日均值浓度范围为 4～48μg/m³，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 48μg/m³，优于国家环境空气质量二级标准限值；细颗粒物(PM_{2.5})年均浓度为 32μg/m³，优于国家环境空气质量二级标准限值；一氧化碳 24 小时平均第 95 百分位数为 0.8mg/m³，24 小时平均浓度范围为 0.2～1.3mg/m³，优于国家环境空气质量一级标准限值；臭氧日最大 8 小时平均第 90 百分位数为 114g/m³，日最大 8 小时平均浓度范围为 13～180μg/m³，优于国家环境空气质量二级标准限值。

本项目区域空气质量现状评价见表 4.3-1。

表 4.3-1 区域空气质量现状评价表

污染物	年评价指标	现状浓度	标准值	占标率	达标情况
SO ₂	年平均质量浓度	7μg/m³	60μg/m³	11.7%	达标
NO ₂	年平均质量浓度	18μg/m³	40μg/m³	45%	达标
PM ₁₀	年平均质量浓度	48μg/m³	70μg/m³	68.6%	达标
PM _{2.5}	年平均质量浓度	32μg/m³	35μg/m³	91.4%	达标
CO	第 95 位日平均质量浓度	0.8mg/m³	4mg/m³	20%	达标
O ₃	第 90 位 8h 平均质量浓度	114μg/m³	160μg/m³	71.3%	达标

以上统计结果表明，项目所在区域内空气污染因子 PM₁₀、PM_{2.5}、SO₂、NO₂、CO、O₃ 均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单中二级标准的要求，判定项目所在区域为达标区。

4.3.1.2 环境空气质量现状补充监测

（1）监测点位布设

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），以近 20 年统计的当地主导风向为轴向，在厂址及主导风向下风向 5 km 范围内设置 1～2 个监测点。本项目井位多，因此根据区域井位分布特点，本项目共布设 8 个环境空气监测点位。

本项目委托大庆中环评价检测有限公司于 2025 年 11 月 27 日-12 月 03 日对评价区域特征污染物进行环境质量现状监测，区域特征污染物为非甲烷总烃、甲醇，具体点位见表 4.3-2，现状监测布点见附图 23。

表 4.3-2 环境空气现状监测点位

序号	监测点名称	监测点坐标		监测因子	监测时段	相对厂址方位	相对厂界距离（m）
		经度	纬度				
1	拟建徐深 6-409 井场	125.26942	46.03061	非甲烷总烃、 甲醇	2025.11.27-2025.12.03	拟建井场	--
2	三门闫家屯	125.27626	46.02886			徐深 6-409 东 南侧	550

(2) 监测项目

根据当地的环境空气质量特征，结合本项目大气污染物排放特点，确定环境空气质量监测因子为非甲烷总烃、甲醇。

(3) 监测频次

连续监测七天，每天取 4 次小时浓度值。

(4) 评价方法

评价采用最大浓度占标率法，利用各监测点监测数据，统计各类污染物浓度范围、最大浓度占标率、最大超标倍数。数学表达式如下：

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

式中： I_i —第 i 种污染物的最大浓度占标率，%；

C_i —第 i 种污染物平均浓度， mg/m^3 ；

C_{oi} —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。

(5) 评价标准

非甲烷总烃执行《大气污染物综合排放标准详解》中的 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 标准限值，甲醇执行标准《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 附录 D 中甲醇 1h 平均浓度参考限值 $3.0\text{mg}/\text{m}^3$ 。

(6) 监测及评价结果

特征污染物现状监测及评价结果详见表 4.3-3。

表 4.3-3 特征污染物现状监测及评价结果 **单位： mg/m^3**

监测点位	监测点坐标		污染物	平均时间	评价标准	监测浓度范围	最大浓度占标率%	超标率%	达标情况
	经度	纬度							
拟建徐深 6-409 井场	125.26942	46.03061	非甲烷总烃	1h	2.0	0.41-0.64	32	0	达标
三门闫家屯	125.27626	46.02886			2.0	0.40-0.62	31	0	达标
拟建徐深 6-409 井场	125.26942	46.03061	甲醇	1h	3.0	0.3L	/	0	达标
三门闫家屯	125.27626	46.02886			3.0	0.3L	/	0	达标

评价结果表明，评价区域特征污染物非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详

解》中的 2.0mg/m³ 标准限值，甲醇执行标准《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018) 附录 D 中甲醇 1h 平均浓度参考限值 3.0mg/m³。说明评价区域内大气环境质量较好。

4.3.1.3 滚动开发区块建设项目近 5 年的区域环境质量

本项目为滚动开发区块建设项目，项目近 5 年的区域基本污染物环境质量引用《2020 年大庆市生态环境状况公报》《2021 年大庆市生态环境状况公报》、《2022 年大庆市生态环境状况公报》、《2023 年大庆市生态环境状况公报》、《2024 年大庆市生态环境状况公报》。区域内近 5 年非甲烷总烃环境质量的监测引用区域、周边已建项目的验收监测数据，2025 年监测数据为本次监测。项目区域近 5 年的区域环境质量统计数据见表 4.3-4。

表 4.3-4 项目区域近 5 年的区域环境质量统计数据表

统计时段	SO ₂ 年均浓度 (μg/m ³)	NO ₂ 年均浓度 (μg/m ³)	PM ₁₀ 年均浓度 (μg/m ³)	PM _{2.5} 年均浓度 (μg/m ³)	CO 第 95 位 日平均质量 浓度 (mg/m ³)	O ₃ 第 90 位 8h 平均质 量浓度 (μg/m ³)	非甲烷总烃 1 小时平均 浓度 (mg/m ³)
2020 年	9	18	45	28	1.1	130	0.45-1.0
2021 年	9	18	41	27	0.9	126	0.41-0.69
2022 年	7	16	38	26	0.9	110	/
2023 年	6	17	41	26	0.8	116	0.6-0.86
2024 年	7	18	48	32	0.8	114	0.81-0.95
2025 年	/	/	/	/	/	/	0.41-0.64
标准	60	40	70	35	4	160	2
达标情况	达标	达标	达标	达标	达标	达标	达标

以上统计结果表明，项目区域内环境质量良好，各污染物浓度变化不大，基本污染因子均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单中二级标准的要求，非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m³ 标准限值，说明滚动开发区块对区域环境空气质量影响不大。

4.3.2 地下水环境质量现状评价

根据本项目地层特征，以及地下水含水层特点和区域水资源开发利用情况，参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016），详见下表。

表 4.3-5 地下水环境现状监测频率参照表

评价等级	水位监测频率			水质监测频率		
分布区	一级	二级 (√)	三级	一级	二级 (√)	三级
山前冲（洪）积	枯平丰	枯丰	一期	枯平丰	枯丰	一期

滨海（含填海区）	二期 a	一期	一期	一期	一期	一期
其他平原区（√）	枯丰	一期（√）	一期	枯	一期（√）	一期
黄土地区	枯平丰	一期	一期	二期	一期	一期
沙漠地区	枯丰	一期	一期	一期	一期	一期
丘陵山区	枯丰	一期	一期	一期	一期	一期
岩溶裂隙	枯丰	一期	一期	枯丰	一期	一期
岩溶管道	二期	一期	一期	二期	一期	一期
a “二期”的间隔有明显水位变化，其变化幅度接近年内变幅。						

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本项目地下水评价等级为三级，三级评价项目潜水含水层水质监测点应不少于 3 个，可能受建设项目影响且具有饮用水开发利用价值的含水层 1~2 个。原则上建设项目场地上游及下游影响区的地下水水质监测点各不得少于 1 个；一般情况下，地下水水位监测点数以不小于相应评价级别地下水水质监测点数的 2 倍为宜。本项目监测点位满足要求。

本项目共布设 27 个水质监测点和 63 个水位监测点。

4.3.2.1 地下水位监测

（1）监测点位

根据本项目地层特征，以及地下水含水层特点和区域水资源开发利用情况，参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016），项目区域内共布设 10 个地下水水位监测点，其中，潜水水位监测点 8 个，承压水水位监测点 2 个，地下水水位监测具体见下表。

表 4.3-6 地下水水位监测点基本情况表

编号	监测点位置	水位埋深（m）	井深（m）	监测含水层
1	姜家洼子屯孙家水井	6	13	潜水
2	太平川屯周家水井	2	9	潜水
3	郑家馆子屯张家水井	2	8	潜水
4	三门闫家屯冯家水井	6	22	潜水
5	姜家洼子屯韩家水井	4	50	承压水
6	董合屯苏家水井	4	14	潜水
7	东榆树屯王家水井	5.4	25	潜水
8	榆树村夏家水井	7.3	60	承压水
9	西长发电白家水井	5	19	潜水
10	黄家窝棚屯林家水井	7.8	15	潜水

（2）监测频率

本项目位于松嫩平原区低平原区，依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ

610-2016) 中表 4 中的要求, 本次地下水位监测频率为一期。

(3) 现状地下水流场

①第四系孔隙潜水流场

第四系砂砾石孔隙潜水含水层的岩性为冲积和湖相沉积的细粉砂层, 地下水水平径流滞缓, 以垂直交替作用为主, 地下水流场随地形起伏而变化。项目区内地下水流总体上由东北向西南, 地下水水力坡度 0.00075, 潜水地下水等水位线图见附图 24。

②承压水流场

本项目区域大安组承压含水层地下水流向总体上由东北向西南, 评价区地下水水力坡度约为 0.00028, 区域承压水等水位线图见附图 25。

4.3.2.2 地下水水质监测

(1) 地下水水质监测因子

监测因子: K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} 、pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、铬(六价)、总硬度、铅、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、总大肠菌群、菌落总数、石油类、硫化物、钡。

(2) 水质监测布点

根据本项目地层特征, 以及地下水含水层特点和区域水资源开发利用情况, 参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016), 本次共布设 5 个水质监测点。地下水水质监测布点见附图 23。

地下水水质监测布点信息见表 4.3-7。

表 4.3-7 地下水水质监测布点信息表

编号	监测点位	监测层位	坐标	与村屯相对位置及距离	井深(m)	与地下水流向关系	水井功能
1	姜家洼子屯孙家水井	潜水			13	下游水井	灌溉
2	太平川屯周家水井	潜水			9	下游水井	灌溉
3	郑家馆子屯张家水井	潜水			8	下游水井	灌溉
4	三门闫家屯冯家水井	潜水			22	上游水井	灌溉
5	姜家洼子屯韩家水井	承压水			50	下游水井	灌溉

(3) 监测时间及频次

于 2025 年 11 月 27 日监测，均取样 1 次，并进行水质分析。

(4) 分析方法

地下水各监测因子分析方法见表 4.3-8。

表 4.3-8 地下水监测分析方法

监测项目	分析方法名称	方法来源及标准号	分析仪器及型号	仪器编号	方法检出限
K ⁺	水质 钾和钠的测定 火焰原子吸收分光光度法	GB/T 11904-1989	原子吸收分光光度计 AA320N	0309160202 16050002	0.03mg/L
Na ⁺	水质 钾和钠的测定 火焰原子吸收分光光度法	GB/T 11904-1989	原子吸收分光光度计 AA320N	0309160202 16050002	0.010mg/L
Ca ²⁺	水质 钙和镁的测定 原子吸收分光光度法	GB/T 11905-1989	原子吸收分光光度计 AA320N	0309160202 16050002	0.02mg/L
Mg ²⁺	水质 钙和镁的测定 原子吸收分光光度法	GB/T 11905-1989	原子吸收分光光度计 AA320N	0309160202 16050002	0.002mg/L
CO ₃ ²⁻	地下水水质分析方法 第 49 部分：碳酸根、重碳酸根和氢氧根离子的测定 滴定法	DZ/T 0064.49-2021	滴定管	T011	5mg/L
HCO ₃ ⁻	地下水水质分析方法 第 49 部分：碳酸根、重碳酸根和氢氧根离子的测定 滴定法	DZ/T 0064.49-2021	滴定管	T011	5mg/L
SO ₄ ²⁻	水质 无机阴离子（F ⁻ 、Cl ⁻ 、NO ₂ ⁻ 、Br ⁻ 、NO ₃ ⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、SO ₃ ²⁻ 、SO ₄ ²⁻ ）的测定 离子色谱法	HJ 84-2016	离子色谱仪 CIC-200	12185	0.018mg/L
Cl ⁻	水质 无机阴离子（F ⁻ 、Cl ⁻ 、NO ₂ ⁻ 、Br ⁻ 、NO ₃ ⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、SO ₃ ²⁻ 、SO ₄ ²⁻ ）的测定 离子色谱法	HJ 84-2016	离子色谱仪 CIC-200	12185	0.007mg/L
pH	水质 pH 的测定 电极法	HJ 1147-2020	便携式水质检测仪 pH-03/618/K13	—	—
总硬度	水质钙和镁的总量的测定 EDTA 滴定法	GB/T 7477-1987	滴定管	T015	5.00mg/L
溶解性总固体	地下水水质分析方法第 9 部分：溶解性固体总量的测定 重量法	DZ/T 0064.9-2021	精密电子天平 FA2004	12011164	4mg/L
耗氧量 （高锰酸盐指数）	水质 高锰酸盐指数测定	GB/T 11892-1989	滴定管	T005	0.5mg/L

挥发酚	水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法 (方法 1 萃取分光光度法)	HJ 503-2009	可见分光光度计 722N	0707220202 22020043	0.0003mg/L
氟化物	水质 无机阴离子 (F ⁻ 、Cl ⁻ 、 NO ₂ ⁻ 、Br ⁻ 、NO ₃ ⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、SO ₃ ²⁻ 、 SO ₄ ²⁻) 的测定 离子色谱法	HJ 84-2016	离子色谱仪 CIC-200	12185	0.006mg/L
硝酸盐 氮	水质 无机阴离子 (F ⁻ 、Cl ⁻ 、 NO ₂ ⁻ 、Br ⁻ 、NO ₃ ⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、SO ₃ ²⁻ 、 SO ₄ ²⁻) 的测定 离子色谱法	HJ 84-2016	离子色谱仪 CIC-200	12185	0.004mg/L
亚硝酸盐 (氮)	水质 亚硝酸盐氮的测定 分光光度法	GB/T 7493-1987	紫外可见分光光度计 752N	7521712023 N	0.003mg/L
氨氮	水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法	HJ 535-2009	可见分光光度计 722N	0707220202 22020043	0.025mg/L
六价铬	水质 六价铬的测定 二苯碳酰二肼分光光度法	GB/T 7467-1987	可见分光光度计 722N	0707220202 22020043	0.004mg/L
砷	水质 汞、砷、硒、铋和锑的 测定 原子荧光法	HJ 694-2014	双道原子荧光光度计 AFS-230E	230E/21115 65	0.0003mg/L
铅	铜、铅、镉 石墨炉原子吸收 法	《水和废水监测分析方法》 (第四版) 国家 环境保护总 (2002 年)	石墨炉原子吸收 分光光度计 GA3202	0307160101 16050008	1.0μg/L
铁	水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法	GB/T 11911-1989	原子吸收分光光度计 AA320N	0309160202 16050002	0.03mg/L
锰	水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法	GB/T 11911-1989	原子吸收分光光度计 AA320N	3091602021 6050002	0.01mg/L
汞	水质 汞、砷、硒、铋和锑的 测定 原子荧光法	HJ 694-2014	双道原子荧光光度计 AFS-230E	230E/21115 65	0.00004 mg/L
菌落总数	生活饮用水标准检验方法 微生物指标 (4.1 平皿计数 法)	GB/T5750.12-2 023	电热恒温培养箱 DH-250A	GL-278	-
总大肠 菌群	多管发酵法	《水和废水监测分析方法》 (第四版) 国家 环境保护总局 (2002 年)	电热恒温培养箱 DH-250A	GL-278	2MPN/1 00mL
石油类	水质 石油类的测定 紫外分光光度法 (试行)	HJ 970-2018	紫外可见分光光度计 UV752	AE1104016	0.01mg/L
氰化物	水质 氰化物的测定 容量法 和分光光度法 (方法 2 异烟 酸-吡啶啉酮分光光度法)	HJ 484-2009	可见分光光度计 722N	0707220202 22020043	0.004mg/L

镉	铜、铅、镉 石墨炉原子吸收法	《水和废水监测分析方法》 (第四版) 国家环境保护总 (2002 年)	石墨炉原子吸收 分光光度计 GA3202	0307160101 16050008	0.10μg/L
硫化物	水质 硫化物的测定 亚甲基蓝分光光度法	HJ1226-2021	可见分光光度计 722N	0707220202 22020043	0.01mg/ L
钡	水质 32 种元素的测定 电感 耦合等离子体发射光谱法	HJ 776-2015	电感耦合等离子 体发射光谱仪 ICP2100DV	N0800540	0.01mg/ L

(5) 监测结果

地下水水质现状监测结果见表 4.3-9~表 4.3-13。

表 4.3-9 地下水水质现状监测结果

监测项目	姜家洼子 屯孙家潜 水井	太平川屯周 家潜水井	郑家馆子屯 张家潜水井	三门闫家 屯冯家潜 水井	姜家洼子 屯韩家承 压水井	标准限值
K ⁺ (mg/L)	2.48	1.96	3.03	2.17	1.21	-
Na ⁺ (mg/L)	54.7	59.3	61.1	57.5	43.5	≤200
Ca ²⁺ (mg/L)	46.3	41.4	51.4	43.6	32.7	-
Mg ²⁺ (mg/L)	9.12	8.25	10.5	7.97	6.31	-
HCO ₃ ⁻ (mg/L)	223	215	245	221	169	-
CO ₃ ²⁻ (mg/L)	5L	5L	5L	5L	5L	-
Cl ⁻ (mg/L)	47	41	52	46	33	≤250
SO ₄ ²⁻ (mg/L)	35	39	43	38	24	≤250
pH (无量纲)	7.7	7.8	7.8	7.7	7.6	6.5~8.5
总硬度 (mg/L)	154	138	172	142	108	≤450
溶解性总固体 (mg/L)	494	475	552	487	364	≤1000
耗氧量 (mg/L)	2.0	2.1	2.3	2.2	1.7	≤3.0
挥发性酚类 (mg/L)	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤0.002
氰化物 (mg/L)	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	≤0.05
氟化物 (mg/L)	0.43	0.31	0.39	0.29	0.18	≤1.0
硝酸盐 (mg/L)	1.95	2.64	2.25	1.97	1.56	≤20
亚硝酸盐 (mg/L)	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	≤1.0
氨氮 (mg/L)	0.223	0.280	0.248	0.197	0.134	≤0.5
六价铬 (mg/L)	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	≤0.05
砷 (mg/L)	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤0.01
铅 (mg/L)	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	≤0.01
铁 (mg/L)	0.26	0.28	0.27	0.26	0.20	≤0.3
汞 (mg/L)	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	≤0.001

锰 (mg/L)	0.09	0.12	0.11	0.10	0.03	≤0.1
镉 (mg/L)	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	≤0.005
石油类 (mg/L)	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	≤0.05
总大肠菌群 (MPN/100mL)	2L	2L	2L	2L	2L	≤3.0
菌落总数 (CFU/mL)	10	11	12	11	7	≤100
硫化物 (mg/L)	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	≤0.02
钡 (mg/L)	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	≤0.70

4.3.2.3 地下水水质现状评价

(1) 评价标准

采用《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准，石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅱ类标准执行≤0.05mg/L。

(2) 评价方法

采用单因子标准指数法对地下水水质现状监测结果进行评价，评价模式如下：

$$S_{i,j} = C_{i,j} / C_{si}$$

式中：S_{i,j}——水质单因子 i 在第 j 点的标准指数；

C_{ij}——水质评价因子 i 在第 j 点的监测值，mg/L；

C_{si}——i 因子的评价标准，mg/L。

pH 的标准指数公式：

pH_j≤7.0 时

$$S_{pH,j} = \frac{7.0 - pH_j}{7.0 - pH_{sd}}$$

pH_j>7.0 时

$$S_{pH,j} = \frac{pH_j - 7.0}{pH_{su} - 7.0}$$

式中：S_{pH,j}——pH 值的单项指数；

pH_j——j 点 pH 值监测值；

pH_{su}——水质标准中 pH 值上限；

pH_{sd}——水质标准中 pH 值下限。

当单因子标准指数>1 时，表示该水质参数所表征的污染物已满足不了标准要求，水体已受到污染；反之，则满足标准要求。

(3) 单因子标准指数

地下水单因子标准指数计算结果见表 4.3-14~表 4-18。

表 4.3-14 地下水单因子标准指数计算结果

监测项目	姜家洼子屯孙家潜水井	太平川屯周家潜水井	郑家馆子屯张家潜水井	三门闫家屯冯家潜水井	姜家洼子屯韩家承压水井
Na ⁺	0.27	0.30	0.31	0.29	0.22
Cl ⁻	0.19	0.16	0.21	0.18	0.13
SO ₄ ²⁻	0.14	0.16	0.17	0.15	0.10
pH	0.47	0.53	0.53	0.47	0.40
总硬度	0.34	0.31	0.38	0.32	0.24
溶解性总固体	0.49	0.48	0.55	0.49	0.36
耗氧量	0.67	0.70	0.77	0.73	0.57
挥发性酚类	ND	ND	ND	ND	ND
氰化物	ND	ND	ND	ND	ND
氟化物	0.43	0.31	0.39	0.29	0.18
硝酸盐	0.10	0.13	0.11	0.10	0.08
亚硝酸盐	ND	ND	ND	ND	ND
氨氮	0.45	0.56	0.50	0.39	0.27
六价铬	ND	ND	ND	ND	ND
砷	ND	ND	ND	ND	ND
铅	ND	ND	ND	ND	ND
铁	0.87	0.93	0.90	0.87	0.67
汞	ND	ND	ND	ND	ND
锰	0.90	1.20	1.10	1.00	0.30
镉	ND	ND	ND	ND	ND
石油类	ND	ND	ND	ND	ND
总大肠菌群	ND	ND	ND	ND	ND
菌落总数	0.10	0.11	0.12	0.11	0.07
硫化物	ND	ND	ND	ND	ND
钡	ND	ND	ND	ND	ND

由以上地下水单因子标准指数分析可知，评价区域地下水水质除潜水中锰外均满足《地下水质量标准》（GB/T148488-2017）中的III类标准要求，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）II类标准。其中锰因子水质监测浓度占标率偏高，主要是由于评价区域地层中富含锰矿物，还原条件下转化的可溶性 Mn²⁺溶入地下水中，形成锰浓度偏高的水文地质化学环境。

（4）区域地下水化学类型分析

根据舒卡列夫分类法，按地下水中 Ca²⁺、Mg²⁺、Na⁺、K⁺、Cl⁻、SO₄²⁻、HCO₃⁻含量，

将 Meq（毫克当量）百分数大于 25% 的阴、阳离子进行组合，每种类型以阿拉伯数字为代号，共 49 类。舒卡列夫分类表见表 4.3-19。

表 4.3-19 舒卡列夫分类表

含量>25%Meq 的离子	HCO ₃	HCO ₃ +SO ₄	HCO ₃ +SO ₄ +Cl	HCO ₃ +Cl	SO ₄	SO ₄ +Cl	Cl
Ca	1	8	15	22	29	36	43
Ca+Mg	2	9	16	23	30	37	44
Mg	3	10	17	24	31	38	45
Na+Ca	4	11	18	25	32	39	46
Na+Ca+Mg	5	12	19	26	33	40	47
Na+Mg	6	13	20	27	34	41	48
Na	7	14	21	28	35	42	49

按矿化度又分为 4 组：A 组矿化度< 1.5g/L，B 组 1.5~10g/L，C 组 10~40g/L，D 组> 40g/L。命名时在数字与字母间加连接号，如 1-A 型：指的是 M< 1.5g/L，阴离子只有 HCO₃⁻> 25%Meq，阳离子只有 Ca 大于 25 %Meq。49-D 型，表示矿化度大于 40g/L 的 Cl-Na 型水，该型水可能是于海水及海相沉积有关的地下水，或是大陆盐化潜水。

根据本项目地下水监测结果，分别计算承压水、潜水各监测点位中 SO₄²⁻、Cl⁻、HCO₃⁻、CO₃²⁻、Ca²⁺、Mg²⁺、Na⁺、K⁺浓度均值，进而计算各离子 Meq（毫克当量）百分数及监测点位矿化度，从而对工程区域内承压水、潜水的水化学类型进行分类，工程所在地潜水水质八大离子浓度统计结果见表 4.3-20，工程所在地承压水水质八大离子浓度统计结果见表 4.3-21。

表 4.3-20 潜水水质八大离子水化学类型分析结果

监测井点位	离子名称	毫克当量/升 (meq/L)	毫克当量百分 比 (%)	离子毫克当量 合计 (mg/L)	相对误 差%	矿化度
姜家洼子屯孙 家潜水井	K ⁺	0.064	1.153	5.517	-1.88	0.42
	Na ⁺	2.378	43.109			
	Ca ²⁺	2.315	41.962			
	Mg ²⁺	0.760	13.776			
	HCO ₃ ⁻	3.656	63.825	5.728		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	1.343	23.445			
	SO ₄ ²⁻	0.729	12.730			
太平川屯周家 潜水井	K ⁺	0.050	0.933	5.386	-1.12	0.41
	Na ⁺	2.578	47.870			
	Ca ²⁺	2.070	38.433			
	Mg ²⁺	0.688	12.765			
	HCO ₃ ⁻	3.525	63.984	5.509		

	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	1.171	21.266			
	SO ₄ ²⁻	0.813	14.750			
郑家馆子屯张家水井	K ⁺	0.078	1.257	6.179	-1.74	0.47
	Na ⁺	2.657	42.991			
	Ca ²⁺	2.570	41.591			
	Mg ²⁺	0.875	14.160			
	HCO ₃ ⁻	4.016	62.776	6.398		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	1.486	23.222			
	SO ₄ ²⁻	0.896	14.002			
三门闫家屯冯家水井	K ⁺	0.056	1.030	5.400	-2.96	0.42
	Na ⁺	2.500	46.298			
	Ca ²⁺	2.180	40.372			
	Mg ²⁺	0.664	12.300			
	HCO ₃ ⁻	3.623	63.240	5.729		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	1.314	22.941			
	SO ₄ ²⁻	0.792	13.819			

表 4.3-21 承压水水质八大离子浓度评价结果

监测井点位	离子名称	毫克当量/升 (mg/L)	毫克当量百分 比 (%)	离子毫克当量 合计 (mg/L)	相对误 差%	矿化度
张万山屯汪家 承压水井	K ⁺	0.031	0.760	4.083	-1.57	0.31
	Na ⁺	1.891	46.320			
	Ca ²⁺	1.635	40.042			
	Mg ²⁺	0.526	12.878			
	HCO ₃ ⁻	2.770	65.755	4.213		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	0.943	22.378			
	SO ₄ ²⁻	0.500	11.867			

通过对区域内地下水八大离子监测结果可知，本项目所在区域地下水化学类型以 HCO₃-Na+Ca，4-A 型淡水型为主，地下水矿化度较低，水质情况较好。根据上表可知，项目区域水质总阳离子（钠、钾、钙、镁）与阴离子（硫酸盐、氯化物、碳酸盐、重碳酸盐）毫克当量浓度相对误差不大于 5%，阴阳离子平衡。

4.3.2.4 地下水环境质量现状评价结论

由以上地下水单因子标准指数分析可知，评价区域地下水水质除潜水中锰外均满足《地下水质量标准》（GB/T148488-2017）中的Ⅲ类标准要求。其中锰因子水质监测浓度

占标率偏高，主要是由于评价区域地层中富含锰矿物，还原条件下转化的可溶性 Mn^{2+} 溶入地下水中，形成锰浓度偏高的水文地质化学环境。评价区域地下水化学类型主要为 4-A 型 HCO_3^-Na+Ca 淡水及 $HCO_3^-Cl-Na+Ca$ ，25-A 型淡水。

4.3.3 地表水环境质量现状

本项目属于水污染影响型三级 B 评价，可不开展区域污染源调查，为了解区域内地表水现状，委托大庆中环评价检测有限公司于 2025 年 11 月 27 日~28 日对本项目周边的地表水体新民排水干渠进行了监测。根据《大庆市水生态环境保护“十四五”规划》（庆政发〔2022〕19 号）并咨询当地管理部门，新民排水干渠无水质管理目标，并根据《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），新民排水干渠无功能区划分，不执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的标准限值，因此本项目仅对新民排水干渠现状进行监测，不对环境质量进行评价。

（1）监测点位

本次评价共布设 1 条地表水水质取样垂线，监测点布设情况见表 4.3-24。

表 4.3-24 监测点布设情况

序号	监测点	监测点位与本项目位置关系	坐标
1	新民排水干渠	徐深 6-405 至徐深 1-101 集气站采气管线穿跨越	125.26912, 46.04589

（2）监测因子

pH 值、悬浮物、COD、BOD₅、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅、溶解氧、水温。

（3）监测频率

pH 值、悬浮物、COD、BOD₅、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅连续取样 2 天，每天一次；溶解氧和水温每间隔 6 h 取样监测一次。

（4）监测结果

地表水水质监测数据见表 4.3-25。

表 4.3-25 地表水监测数据表 单位：mg/L（pH 无量纲）

监测时间	2025.11.27	2025.11.28

监测点位		新民排水干渠			
pH	无量纲	8.1		8.2	
CODcr	mg/L	56		52	
BOD ₅	mg/L	5.5		5.1	
氨氮	mg/L	0.432		0.397	
总磷	mg/L	0.04		0.06	
石油类	mg/L	0.01L		0.01L	
挥发酚	mg/L	0.0003L		0.0003L	
悬浮物	mg/L	7		8	
砷	mg/L	0.0003L		0.0003L	
汞	mg/L	0.00004L		0.00004L	
镉	mg/L	0.0001L		0.0001L	
六价铬	mg/L	0.004L		0.004L	
铅	mg/L	0.001L		0.001L	
镍	mg/L	0.05L		0.05L	
铬	mg/L	0.03L		0.03L	
阴离子表面活性剂	mg/L	0.05L		0.05L	
硫化物	mg/L	0.01L		0.01L	
高锰酸盐指数	mg/L	4.5		4.7	
总氮	mg/L	1.57		1.66	
溶解氧	mg/L	05:25	5.5	05:29	5.8
		11:30	4.9	11:31	6.6
		17:31	7.7	17:33	7.2
		23:34	6.1	23:32	8.1
水温	℃	05:25	1.0	05:29	1.1
		11:30	2.2	11:31	2.1
		17:31	1.5	17:33	1.6
		23:34	1.1	23:32	1.0

由监测结果可知，本项目周边地表水体新民排水干渠中污染特征因子石油类、挥发酚均未检出。

4.3.4 声环境质量现状监测与评价

4.3.4.1 声环境质量现状监测

(1) 监测点布设

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）要求，滚动开发区块建设项目应列表给出代表性的场站厂界、各声环境保护目标现状值和达标情况分析。本项目不新改扩建场站，因此本项目根据拟建井场布置情况、环境保护目标分布情况进行布点，监测点布设见表 4.3-26，具体监测点位见附图 23。

表 4.3-26 声环境现状监测点位表

序号	监测点	监测坐标	项目位置关系	备注
1	太平川屯	125.26777, 46.04565	徐深 6-405 至徐深 1-101 集气站采气 管线西侧 100m	测 1 个点
2	拟建徐深 6-斜 407 井场	125.26278, 46.04148	拟建井场	测 1 个点

(2) 监测时间

于 2025 年 11 月 28 日~29 日监测。

(3) 监测频次

连续监测 2 天，昼夜各 1 次。

(4) 监测结果

声环境现状监测结果见表 4.3-27。

表 4.3-27 声环境现状监测结果表 单位：dB (A)

监测点位	2025.11.28		2025.11.29	
	昼间	夜间	昼间	夜间
拟建 7 号平台	47.8	43.1	47.5	43.3
共和村	45.4	44.2	45.1	44.3

4.3.4.2 声环境质量现状评价

本项目评价范围内噪声源主要来自抽油机及场站，抽油机噪声源强为 65~80dB(A)，为连续稳态声源，场站噪声主要为各类机泵噪声，源强约在 80~85dB(A)之间，为连续稳态声源。

(1) 评价标准

根据本项目区域声环境功能区划，项目区域声环境执行《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类标准，项目周边村屯声环境执行《声环境质量标准》(GB3096-2008) 1 类标准。

(2) 评价方法

声环境质量现状评价采用对标法进行评价。

(3) 评价结论

由本项目区域声环境质量现状监测结果与执行评价标准限值对比分析可知，项目拟建井场区域声环境满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类标准，项目周边村屯声环境满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 1 类标准。

4.3.5 土壤质量现状监测与评价

4.3.5.1 土壤理化特性调查

本项目评价范围内主要为草甸土，在充分收集资料的基础上，根据土壤环境影响类型、建设项目特征与评价需要，有针对性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 4.3-28，区域内土壤构型（土壤剖面）见表 4.3-29。

表 4.3-28 土壤理化特性调查表

时间		2025.11.27		
点号		拟建徐深 6-斜 411 井场占地内		
经纬度		125.258631，45.033073		
层次		0-50cm	50-150cm	150-300cm
现场记录	颜色	黑色	黑色	黑色
	结构	块状	面状	面状
	质地	壤土	壤土	壤土
	砂砾含量	25~45%	25~45%	25~45%
	其他异物	植物根系	--	--
实验室测定	pH 值	8.05	7.73	7.95
	阳离子交换量(cmol+/kg)	12.5	11.4	13.2
	氧化还原电位 (mv)	177	202	194
	饱和导水率(mm/min)	1.355	1.332	1.378
	土壤容重 (g/cm ³)	1.50	1.47	1.45
	孔隙度(%)	43.4	44.5	45.3
点号		拟建徐深 6-405 井场占地内		
经纬度		125.267500，45.056486		
层次		0-50cm	50-150cm	150-300cm
现场记录	颜色	黑色	黑色	黑色
	结构	块状	面状	面状
	质地	壤土	壤土	壤土
	砂砾含量	25~45%	25~45%	25~45%
	其他异物	植物根系	--	--
实验室测定	pH 值	7.84	8.11	8.05
	阳离子交换量(cmol+/kg)	10.4	11.1	10.7
	氧化还原电位 (mv)	191	176	183
	饱和导水率(mm/min)	1.402	1.392	1.388
	土壤容重 (g/cm ³)	1.45	1.49	1.51
	孔隙度(%)	45.3	43.8	43.0

表 4.3-29 区域内土体构型（土壤剖面）

点号	景观照片	土壤剖面照片	层次
拟建徐深 6-斜 411 井场占地内			0-0.5m 块状结构 壤土
			0.5-1.5m 面状结构 壤土
			1.5-3m 面状结构 壤土
			
拟建徐深 6-405 井场占地内			0-0.5m 块状结构 壤土
			0.5-1.5m 面状结构 壤土
			1.5-3m 面状结构 壤土
			
注：应给出带标尺的土壤剖面照片及其景观照片。			
根据土壤分层情况描述土壤的理化特性。			

4.3.5.2 土壤环境质量现状监测

(1) 采样点布设

本项目土壤环境影响类型属于污染影响型项目，评价等级为二级，由于本项目分布较分散，且根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）及《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）中现状监测布点要求，确定本项目永久占地范围内共布设 2 个表层样监测点、3 个柱状样监测点，占地范围外农用地共布设2个表层样点，区域内村屯布设1个表层样点，土壤现状监测点位详见表4.3-30，监测点位置见附图 23。

表 4.3-30 土壤现状监测点位

编号	监测点名称	坐标	执行标准	土壤类型	备注
1	拟建徐深 6-斜 407 井场占地内	125.26278, 46.04148	《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	草甸土	采取表层样，在 0~0.2m 取样
2	已建 xx 井井场内	125.27158, 46.04091		草甸土	采取表层样，在 0~0.2m 取样
3	拟建徐深 6-斜 411 井场占地内	125.25693, 46.03261		草甸土	采取柱状样，在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
4	拟建徐深 6-405 井场占地内	125.26708, 46.05359		草甸土	采取柱状样，在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
5	拟建徐深 6-斜 408 井场占地内	125.26298, 46.03725		草甸土	采取柱状样，在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
6	太平川屯	125.26117, 46.04410	《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第一类用地筛选值	草甸土	采取表层样，在 0~0.2m 取样
7	拟建徐深 6-斜 411 井场南侧 200m	125.25702, 46.03066	《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618-2018）中的筛选值	草甸土	采取表层样，在 0~0.2m 取样
8	拟建徐深 6-405 井场占地内北侧 200m	125.26701, 46.05529		草甸土	采取表层样，在 0~0.2m 取样

(2) 监测项目

1#~6#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）蒎、苯并（k）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。

7#-8#点位监测项目：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃（C₁₀-C₄₀）、石油类、石油烃（C₆-C₉）、水溶性盐总量，共 13 项。

（3）监测时间

2025 年 11 月 27 日。

（4）监测频次

采样 1 次，分别对各采样土壤进行监测因子全分析。

（5）监测结果

表 4.3-31 建设用地土壤环境质量现状监测结果 单位：mg/kg（pH 无量纲）

监测项目	监测点位及监测结果								
	拟建徐深6-斜411井场占地内			拟建徐深6-405井场占地内			拟建徐深 6-斜 408 井场占地内		
	0-50cm	50-150cm	150-300cm	0-50cm	50-150cm	150-300cm	0-50cm	50-150cm	150-300cm
pH	8.05	7.73	7.95	7.84	8.11	8.05	8.08	7.93	7.75
镉（Cd）	0.08	0.10	0.09	0.09	0.07	0.11	0.08	0.10	0.09
汞（Hg）	0.017	0.020	0.016	0.021	0.016	0.023	0.022	0.019	0.021
砷（As）	3.25	3.31	3.47	3.40	3.25	3.38	3.35	3.41	3.27
铅（Pb）	19	20	17	18	21	14	17	15	19
铬（六价）	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
铜（Cu）	16	12	15	17	21	16	16	12	20
镍（Ni）	23	21	25	24	19	21	21	25	23
水溶性盐总量	600	700	600	700	800	700	600	900	800
石油类	12	11	13	10	14	11	12	11	13
苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
甲苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
乙苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
氯苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
间二甲苯+对二甲苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
邻二甲苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,2-二氯苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,4-二氯苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出

四氯化碳	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
氯仿	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
氯甲烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1-二氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,2-二氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1-二氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
顺-1,2-二氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
反-1,2-二氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
二氯甲烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,2-二氯丙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1,1,2-四氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1,2,2-四氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
四氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1,1-三氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1,2-三氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
三氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,2,3-三氯丙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
硝基苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯胺	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
2-氯酚	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
蒎	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
萘	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并[a]蒎	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并[b]荧蒎	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并[k]荧蒎	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并[a]芘	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
茚并	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出

[1,2,3-cd]芘									
二苯并[a, h]蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
石油烃 (C ₆ -C ₉)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出

续表 4.3-31 建设用土壤环境质量现状监测结果 单位: mg/kg (pH 无量纲)

监测项目	监测点位及监测结果		
	拟建徐深6-斜407井场占地内	已建徐深1-203气井井场内	太平川屯
	0-20cm	0-20cm	0-20cm
pH	8.01	7.92	7.88
镉 (Cd)	0.08	0.07	0.10
汞 (Hg)	0.021	0.019	0.018
砷 (As)	3.33	3.41	3.35
铅 (Pb)	16	14	17
铬 (六价)	未检出	未检出	未检出
铜 (Cu)	12	21	19
镍 (Ni)	22	25	20
水溶性盐总量	600	700	800
石油类	8.01	7.92	7.88
苯	未检出	未检出	未检出
甲苯	未检出	未检出	未检出
乙苯	未检出	未检出	未检出
氯苯	未检出	未检出	未检出
苯乙烯	未检出	未检出	未检出
间二甲苯+对二甲苯	未检出	未检出	未检出
邻二甲苯	未检出	未检出	未检出
氯乙烷	未检出	未检出	未检出
1,2-二氯苯	未检出	未检出	未检出
1,4-二氯苯	未检出	未检出	未检出
四氯化碳	未检出	未检出	未检出
氯仿	未检出	未检出	未检出
氯甲烷	未检出	未检出	未检出
1,1-二氯乙烷	未检出	未检出	未检出
1,2-二氯乙烷	未检出	未检出	未检出

1,1-二氯乙烯	未检出	未检出	未检出
顺-1,2-二氯乙烯	未检出	未检出	未检出
反-1,2-二氯乙烯	未检出	未检出	未检出
二氯甲烷	未检出	未检出	未检出
1,2-二氯丙烷	未检出	未检出	未检出
1,1,1,2-四氯乙烷	未检出	未检出	未检出
1,1,2,2-四氯乙烷	未检出	未检出	未检出
四氯乙烯	未检出	未检出	未检出
1,1,1-三氯乙烷	未检出	未检出	未检出
1,1,2-三氯乙烷	未检出	未检出	未检出
三氯乙烯	未检出	未检出	未检出
1,2,3-三氯丙烷	未检出	未检出	未检出
硝基苯	未检出	未检出	未检出
苯胺	未检出	未检出	未检出
2-氯酚	未检出	未检出	未检出
蒽	未检出	未检出	未检出
萘	未检出	未检出	未检出
苯并[a]蒽	未检出	未检出	未检出
苯并[b]荧蒽	未检出	未检出	未检出
苯并[k]荧蒽	未检出	未检出	未检出
苯并[a]芘	未检出	未检出	未检出
茚并[1,2,3-cd]芘	未检出	未检出	未检出
二苯并[a, h]蒽	未检出	未检出	未检出
石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	未检出	未检出	未检出
石油烃（C ₆ -C ₉ ）	未检出	未检出	未检出

表 4.3-32 农用地土壤环境质量现状监测结果 单位：mg/kg（pH 无量纲）

监测项目	监测点位及监测结果	
	拟建徐深 6-斜 411 井场南侧 200m	拟建徐深 6-405 井场占地内北侧 200m
	0-20cm	0-20cm
pH	7.84	8.07
镉	0.10	0.11
汞	0.017	0.019
砷	3.35	3.42
铅	17	14
铬	51	48
铜	17	20
镍	19	23

锌	47	53
石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	未检出	未检出
石油烃（C ₆ -C ₉ ）	未检出	未检出
石油类	12	11
水溶性盐总量	600	500

4.3.5.3 土壤环境质量现状评价

（1）评价方法

评价方法采用标准指数法进行土壤环境质量现状评价，即通过指数的大小反应土壤环境受污染的程度，公式为：

$$K_i = X_i / X_{oi}$$

式中：K_i——第 i 项分指数；

X_i——土壤中 i 污染物的实测含量，mg/kg；

X_{oi}——土壤中 i 污染物的标准值，mg/kg。

（2）评价标准

1#~5#监测点位土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值标准，6#监测点位土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第一类用地筛选值标准，7#~8#监测点位土壤执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 中其它农用地土壤风险筛选值。

（3）土壤现状评价结果分析

建设用地土壤环境质量现状评价结果见表 4.3-33。农用地土壤环境质量现状评价结果见表 4.3-34。

表 4.3-33 建设用地土壤环境质量现状评价结果（K_i值）

监测项目	监测点位及评价结果								
	拟建徐深 6-斜 411 井场占地内			拟建徐深 6-405 井场占地内			拟建徐深 6-斜 408 井场占地内		
	0-50c	50-150c	150-300c	0-50c	50-150c	150-300c	0-50c	50-150c	150-300c
	m	m	m	m	m	m	m	m	m
镉（Cd）	0.0012	0.0015	0.0014	0.0014	0.0011	0.0017	0.0012	0.0015	0.0014
汞（Hg）	0.0004	0.0005	0.0004	0.0006	0.0004	0.0006	0.0006	0.0005	0.0006
砷（As）	0.0542	0.0552	0.0578	0.0567	0.0542	0.0563	0.0558	0.0568	0.0545

铅 (Pb)	0.023 8	0.0250	0.0213	0.022 5	0.0263	0.0175	0.021 3	0.0188	0.0238
铬 (六价)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
铜 (Cu)	0.000 9	0.0007	0.0008	0.000 9	0.0012	0.0009	0.000 9	0.0007	0.0011
镍 (Ni)	0.025 6	0.0233	0.0278	0.026 7	0.0211	0.0233	0.023 3	0.0278	0.0256
苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
甲苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
乙苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
氯苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
间二甲苯 +对二甲 苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
邻二甲苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,2-二氯 苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,4-二氯 苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
四氯化碳	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
氯仿	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
氯甲烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,1-二氯 乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,2-二氯 乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,1-二氯 乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
顺-1,2-二 氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
反-1,2-二 氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
二氯甲烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,2-二氯 丙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,1,1,2-四	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND

氯乙烷									
1,1,2,2-四氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
四氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,1,1-三氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,1,2-三氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
三氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,2,3-三氯丙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
硝基苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯胺	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
2-氯酚	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
萘	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯并[a]蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯并[b]荧蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯并[k]荧蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯并[a]芘	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
茚并[1,2,3-cd]芘	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
二苯并[a,h]蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND

续表 4.3-33 建设用地土壤环境质量现状评价结果 (K_i值)

监测项目	监测点位及评价结果		
	拟建徐深 6-斜 407 井场占地内	已建徐深 1-203 气井井场内	太平川屯
	0-20cm	0-20cm	0-20cm
镉 (Cd)	0.0012	0.0011	0.0050

汞 (Hg)	0.0006	0.0005	0.0023
砷 (As)	0.0555	0.0568	0.1675
铅 (Pb)	0.0200	0.0175	0.0425
铬 (六价)	ND	ND	ND
铜 (Cu)	0.0007	0.0012	0.0095
镍 (Ni)	0.0244	0.0278	0.1333
苯	ND	ND	ND
甲苯	ND	ND	ND
乙苯	ND	ND	ND
氯苯	ND	ND	ND
苯乙烯	ND	ND	ND
间二甲苯+对二甲苯	ND	ND	ND
邻二甲苯	ND	ND	ND
氯乙烯	ND	ND	ND
1,2-二氯苯	ND	ND	ND
1,4-二氯苯	ND	ND	ND
四氯化碳	ND	ND	ND
氯仿	ND	ND	ND
氯甲烷	ND	ND	ND
1,1-二氯乙烷	ND	ND	ND
1,2-二氯乙烷	ND	ND	ND
1,1-二氯乙烯	ND	ND	ND
顺-1,2-二氯乙烯	ND	ND	ND
反-1,2-二氯乙烯	ND	ND	ND
二氯甲烷	ND	ND	ND
1,2-二氯丙烷	ND	ND	ND
1,1,1,2-四氯乙烷	ND	ND	ND
1,1,2,2-四氯乙烷	ND	ND	ND
四氯乙烯	ND	ND	ND
1,1,1-三氯乙烷	ND	ND	ND
1,1,2-三氯乙烷	ND	ND	ND
三氯乙烯	ND	ND	ND
1,2,3-三氯丙烷	ND	ND	ND
硝基苯	ND	ND	ND
苯胺	ND	ND	ND
2-氯酚	ND	ND	ND
蒽	ND	ND	ND

萘	ND	ND	ND
苯并[a]蒽	ND	ND	ND
苯并[b]荧蒽	ND	ND	ND
苯并[k]荧蒽	ND	ND	ND
苯并[a]芘	ND	ND	ND
茚并[1,2,3-cd]芘	ND	ND	ND
二苯并[a, h]蒽	ND	ND	ND
石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	ND	ND	ND
石油烃（C ₆ -C ₉ ）	ND	ND	ND
石油类	ND	ND	ND
水溶性盐总量	ND	ND	ND

表 4.3-34 农用地土壤环境质量现状评价结果（K_i 值）

监测项目	监测点位及评价结果	
	拟建朝 122-更 36 集油管线 临时占地范围内	拟建翻 128-更 86 注水管线 临时占地范围内
	0-20cm	0-20cm
镉	0.1667	0.1833
汞	0.0050	0.0056
砷	0.1340	0.1368
铅	0.1000	0.0824
铬	0.2040	0.1920
铜	0.1700	0.2000
镍	0.1000	0.1211
锌	0.1567	0.1767
石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	ND	ND
石油烃（C ₆ -C ₉ ）	ND	ND
石油类	ND	ND
水溶性盐总量	ND	ND

（4）评价结论

从表中可以看出，评价区域内土壤环境质量较好，没有出现超标情况。本项目永久占地内土壤及现有井场土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值标准，评价范围内居住区土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第一类用地筛选值标准，临时占地范围内及评价范围内土壤满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 中其它农用地土壤风险筛选值。

4.3.6 生态环境质量现状调查与评价

4.3.6.1 现有区块生态影响回顾

本项目位于黑龙江省大庆市肇州县榆树乡境内。项目所在区块为徐深气田徐深 1 区块。根据现有区块已建工程周边的植被和植物现状调查，区块内已建工程占用面积最大类型为耕地（基本农田），现有工程在施工期影响的主要植物种类均为区域常见植物种类，施工过程中未发现珍稀保护植物。现有区块在建设过程中采取了一系列的措施进行生态保护。施工期严格控制井场的临时及永久占地面积；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；施工结束后妥善处理了施工期产生的各类污染物，并进行了施工现场清理，井场进行了平整、压实的措施，对临时占地及时进行了地貌植被恢复、耕地恢复耕作等，最大力度的降低气田开发对区域农田生态系统的影响。根据现场调查，本项目区域内已建井的井场永久性占地面积符合要求，井场地面均进行了平整，场站内道路两侧和场站院墙内外均已绿化，生态恢复较好。井场永久性占地面积符合设计要求，井场地面均进行了平整，在临时性占地范围内，地表基本进行了平整，并已完成了生态恢复。现有区块的气田开发没有改变项目区的生态系统结构与功能，区域生态组分及多样性未受影响，生态格局变化不大。除了占地直接减少了粮食的产量外，对生态目前所采取的各项环保措施是有效的，未发现需要整改的生态环境问题。

4.3.6.2 生态功能区划

根据《全国生态功能区划》（环保部公告〔2015〕61 号），本工程位于Ⅱ-01-04 松嫩平原东部农产品提供功能区。该区主要生态问题包括农田侵占、土壤肥力下降、农业面源污染严重。农产品提供功能区生态保护的主要方向为严格保护永久基本农田，培养土壤肥力；加强农田基本建设，增强抗自然灾害的能力等。

在全国生态功能区划的基础上，结合黑龙江省详细的生态功能区划，对本工程所在的生态功能区划进行详细说明。根据黑龙江省人民政府批准的《黑龙江省生态功能区划》（黑政函〔2006〕75 号），本项目所在区域属于松嫩平原西部草甸草原生态区，松嫩平原西部草甸草原与农业生态亚区，安达-肇东-肇州农、牧业与盐渍化控制生态功能区。本工程区生态功能区划见表 4.3-37。

表 4.3-37 本工程区域生态功能区划表

项目区生态功能分区单元			主要生态系统服务功能	保护措施与发展方向
I-6 松嫩平原西	I-6-1 松嫩平原西部	I-6-1-3 安达-肇东-肇州农、牧业与盐渍化控制生态功能区	盐渍化控制、生态系统产品提供	对草地进行恢复，禁止盲目开荒，对家畜实行圈养或轮牧，加大生态农业建设。

部草甸 草原生 态区	草甸草原与 农业生态亚 区			

本项目类型属于气田开采项目，项目建设不会对区域生态功能产生明显影响，满足该区域作为盐渍化控制、生态系统产品提供的生态系统服务功能需求。

4.3.6.3 区域土地利用现状

按照《土地利用现状分类》（GB210210-2017）的分类系统，《土地利用现状分类》国家标准采用一级、二级两个层次的分类体系，共分 12 个一级类、73 个二级类。

评价范围土地利用现状分类系统按照全国土地利用分类系统标准，调查采用 2021 年 8 月 31 日的哨兵 2 号遥感卫星影像（分辨率 10m），在 ArcGIS10.2 软件支持下，进行数据解译、编绘成图，在此基础上，分析评价范围土地利用现状。

本项目生态评价范围内主要以耕地（基本农田）为主。由于工程所在区域为已开发区，人类活动频繁，野生动物较少。评价区总幅员面积约为 12.73km²，土地利用结构大体可分 4 个类型：

- ①旱地——主要植被为玉米；
- ②农村宅基地——主要是指评价区内的村屯；
- ③城镇村道路用地——主要是指评价区内城镇、村屯范围内的公用道路及行道树用地；
- ④采矿用地——主要指评价区内的采油站场、通井路等油田设施用地；

区域生态评价范围内土地利用现状见图附图 11。

表 4.2-22 评价区土地利用结构

序号	地类	面积（km ² ）	比例（%）
1	建设用地	0.657	6.28
2	旱地	5.542	53.01
3	盐碱草地	3.923	37.53
4	林地	0.304	2.91
5	地表水体	0.028	0.27
6	合计	10.454	100.00

从表中可以看出，本评价区内耕地占主要地位，面积为 5.542km²，占评价区总体面积的 53.01%，其他类型占地占评价区总面积的比例较小。

4.3.6.3 区域陆生植被现状调查

4.2.6.5 区域陆生野生动物调查

(1) 生态系统类型与生境质量现状

生态系统指在自然界的一定的空间内，生物与环境构成的统一整体，在这个统一整体中，生物与环境之间相互影响、相互制约，并在一定时期内处于相对稳定的动态平衡状态。评价区生态系统调查是采用卫星影像数据，时相为 2023 年 10 月。

根据植物区系、动物区系及其环境特点，依据《全国生态状况调查评估技术规范-生态系统遥感解译与野外核查》的分类方法，项目评价范围内生态系统类型主要有森林生态系统、草地生态系统，农田生态系统、城镇生态系统、湿地生态系统等，各类生态系统的面积分布见表 4.3-38。评价范围内生态系统类型较丰富，各类型分布面积差异明显。

表 4.3-38 评价范围内主要生态系统分布现状

生态系统分类		评价范围	
一级类	二级类	面积 (hm ²)	占比 (%)
1 森林生态系统	11 阔叶林	81.88501	4.79
	12 针叶林	0.204195	0.01
2 灌丛生态系统	21 阔叶灌丛	0.110908	0.01
3 草地生态系统	31 草甸	16.99036	0.99
	34 稀疏草地	317.3355	18.55
4 湿地生态系统	43 河流	31.67949	1.85
5 农田生态系统	51 耕地	1181.98	69.10
6 城镇生态系统	61 居住地	6.680444	0.39
	63 工矿交通	72.06546	4.21
8 其他生态系统	82 裸地	1.658	0.10
合计		1710.590	100.00

由上表可知，本项目生态评价范围内主要生态系统为耕地，占地面积为 1181.98hm²，占评价范围的 69.10 %；其次为稀疏草地，占地面积为 317.3355hm²，占评价范围的 18.55 %；阔叶林占地面积为 81.88501hm²，占评价范围的 4.79%；此外，评价范围内还分布有河流、居住地等，总占地面积为 129.38949hm²，占评价范围的 7.56%。本项目生态系统类型图见附图 18。

（2）生态系统类型特点

①森林生态系统（稀疏林）

评价区位于平原区，森林生态系统以人工林为主，主要分布于田间、河岸、公路旁及居民点四周。植被主要为欧美杨、旱柳等。人工林地郁闭度较高，生态系统结构比较简单，林下一般没有灌木分布，草本层植物种类不丰富，主要包括蒲公英、狗尾草、白茅等。尽管森林生态系统面积较小，但却具有非常重要的生态功能，例如涵养水源、水土保持、为野生动物提供栖息地，调节区域小气候等。

②草地生态系统（草甸）

评价区内草地中的自然植被类型主要有芦苇群落、白茅群落、碱蓬群落，还存在狗尾草、蒿类、荻、瓣蕊唐松草、地肤等原生植物。

③湿地生态系统（河流）

评价区所在区域河流纵横、沟渠发达，多为排涝、灌溉河流，其共同特点是水流平稳，河床纵坡比小，坑塘较多，这里生物多样性较丰富，是评价区野生动物的最主要栖息地，主要的植被有水烛、小香蒲、芦苇、水莎草、莲等。

④农田生态系统（耕地）

农田生态系统以种植水稻、玉米等农作物。由于人类的频繁抚育及化肥等外来营养物质的输入，使得该生态系统净第一性生产力较高，对维持区域的生态环境质量，起到非常重要的作用。

⑤城镇生态系统

城镇生态系统以人为主体的，人在其中不仅是主要的消费者，而且是整个系统的营造者；该系统几乎全是人工生态系统，其能量和物质运转均在人的控制下进行，居民所处的生物和非生物环境都已经过人工改造，是人类自我驯化的系统；该系统是不完全的开放性的生态系统，系统内无法完成物质循环和能量转换，许多输入物质经加工、利用后又从本系统中输出（包括产品、废弃物、资金、技术、信息等）。该系统属于人类干扰最强烈的区域，植被覆盖率较低，生物多样性差，生态环境脆弱。

4.3.6.5 水土流失现状调查

本项目位于大庆市肇州县榆树乡，根据《大庆市水土保持规划》（2015~2030年）、《肇州县水土保持规划》（2020~2030年），本项目所在的肇州县榆树乡属于县级水土流失重点治理区。

本项目区域水土流失类型为风水蚀交错类型。成因包括石油天然气开发引起的水土流失、交通建设引起的水土流失、农业开发引起的水土流失。石油天然气开发主要表现在对土地的占用和破坏，地质地貌的变化等。交通建设主要表现在土地占用和土壤侵蚀；地表景观的破坏和生态功能的扰动加剧水土流失；弃土场处理不当引起的水土流失；道路边坡稳定性引发的水土流失。农业开发主要表现在破坏原生植被，导致生态系统退化；干扰原有的土壤基准条件，引发土壤沙化或土地盐渍化；影响水文水情及生态系统，如抽取地下水导致水位下降，地面沉降；化学肥料的过渡使用对土壤、地下水的污染等。

目前我省经济社会发展的重要时期，经济社会发展总体形势对水土保持工作提出了新要求。全省水土流失综合防治逐步进入法制化轨道，重点地区水土流失治理成效显著，植被保护和生态修复初见成效，退耕还林还草面积得到巩固，黑土区保土蓄水功能持续增强，水土流失面积和强度呈现总体下降趋势。

4.3.6.6 防沙治沙情况调查

《黑龙江省防沙治沙条例》第二十六条规定：“油气勘探开发以及矿产资源开采应当按照规划组织实施，并将地表植被恢复和建设纳入规划。在开发和开采前，应当进行环境影响评价，依法提交包括有关防沙治沙内容的环境影响报告。县级以上人民政府林业、国土资源、环境保护、草原等行政主管部门应当对开发和开采单位的地表植被恢复情况进行监督检查。”第二十七条：“在沙化土地所在地区从事开发建设活动，应当事先就开发建设项目可能对当地及相关地区生态环境产生的影响进行环境影响评价和水资源论证。对不具备水源条件，且有可能造成土地沙化、水土流失等灾害，严重破坏生态环境的开发建设项目，不得批准立项。环境保护行政主管部门在审批环境影响报告时，应当就报告中有关防沙治沙的内容征得同级林业行政主管部门同意。”

本项目位于大庆市肇州县榆树乡，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》（黑防沙发〔2020〕3号），肇州县不属于沙化土地所在区。

根据现场调查，项目占地区域未出现土壤沙化现象，为保护区域生态环境，针对本工程的具体特点，应制定生态环境影响减缓措施和防沙治沙措施。

施工期临时占地及施工车辆行驶将对区域地表植被产生破坏。因此施工期须严格落实各项目生态保护措施及生态减缓措施，严格控制控制施工作业占地范围，尽量减小施

工期对区域生态影响。

4.3.6.7 生态敏感区现状调查

根据《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ19-2022）中生态敏感区定义，本项目所在区域不涉及国家公园、自然保护区、自然公园等自然保护地、世界自然遗产、生态保护红线等法定生态保护区；重要物种的天然集中分布区、栖息地，重要水生生物的产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道，迁徙鸟类的重要繁殖地、停歇地、越冬地以及野生动物迁徙通道等重要生境以及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。

4.3.6.10 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，主要由耕地景观、草甸景观、林地景观构成。

（1）耕地景观是评价区域内面积最大景观类型，总面积 1180.676hm²，占评价区域总面积的 69.022%。主要种植以玉米、大豆、水稻为主的农作物。

（2）草甸景观是评价区域内面积较大景观类型，总面积 29.08374hm²，占评价区域总面积的 1.7%。主要羊草、小白花、地榆、金莲花等。

（3）林地景观主要为道路和农田人工防护林用地，总面积 82.20012hm²，占评价区域总面积的 4.805%。

4.3.6.12 生态环境现状评价结论

本项目评价范围内生态系统类型主要为草地及农田生态系统。本项目评价范围内土地利用类型以耕地为主，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

本项目属于天然气开采工程，经现场调查，工程区域内已有气田开发，原有采气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，在临时占地范围内，地表进行了平整，区域内临时占地已复耕或恢复地表原态，已开发区域的生态得到一定程度的恢复。通过现场调查，项目评价区域内主要为农田、村庄、已建的采气井场、天然气集输管线，周边无其他工业企业。根据调查，本项目所在的区块开展了区块内工程的环境影响评价，区块的环评批复及验收情况详见表 3.1-1。大庆油田有限责任公司采气分公司已办理固定污染源排污许可证登记，登记编号：91230607716675409L007W，有效日期为

2021年03月15日至2026年03月14日，申报的排污许可内容主要包括各场站内加热炉、锅炉等。本项目依托的徐深1-101集气站已经纳入排污许可管理。大庆油田有限责任公司采气分公司已按照排污许可证的相关要求对各场站加热装置排气筒进行定期监测，定期将各场站污染源监测数据填报在全国排污许可证管理信息平台上，公开采气分公司各场站污染源的污染物排放信息，已按照排污许可证的相关要求建立环境管理台账。

4.4.1 大气污染源调查

包括井场、场站、管线等无组织排放的非甲烷总烃和设备检修时放空燃烧的天然气、集气站加热炉烟气、集气站三甘醇脱水装置尾气等，同时区域内农村居民生活燃用燃料也会排放燃烧烟气。根据现状监测结果，徐深1-101集气站厂界外10m处非甲烷总烃无组织排放浓度均满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中5.9企业边界污染物控制要求限值（4.0mg/m³）要求，厂区内无组织排放非甲烷总烃满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）中的厂区内VOCs无组织排放限值标准要求。徐深1-101集气站加热炉排气筒烟气满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中表2新建燃气锅炉标准。根据本次对项目区块内姜家洼子屯环境空气质量现状监测数据可知，项目所在区域非甲烷总烃浓度可以满足《大气污染物综合排放标准详解》中相关标准限值。区块开发对周围环境影响较小。

4.4.2 水污染源调查

现有区块内分离污水在各集气站污水储罐暂存，然后由集输管网统一输送至升一联气田污水处理站集中处理；区块内场站员工产生的生活污水排入防渗化粪池，定期由罐车拉运至至肇州县污水处理厂处理后达标排放，因此本区块内无废水排放。区域内存在农业生产使用化肥、农药以及居民生活排放的生活污水等。

4.4.3 噪声污染源调查

现有工程主要声源来自井场和场站检修时的天然气放空噪声、集气站内设备、机泵运行产生的噪声以及运输车辆噪声。根据现状监测结果，现有场站厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类标准要求。由于场站检修时放空时间和井场放空时间较短，且距离村屯等声环境保护目标较远，对周边声环境影响较小。

4.4.4 固体废物污染源调查

项目所在区域内固体废物污染源主要为井口砂粒、废三甘醇、废活性炭、废润滑油、废润滑油桶、分离器检修废渣和生活垃圾等。井口砂粒由检维修队送采气分公司危险废物贮存库内，定期委托有危废处置资质的单位处置；集气站三甘醇脱水装置产生的废活

性炭暂存于采气分公司危险废物贮存库，定期委托有危废处置资质的单位处置；集气站压缩机运行过程产生的废润滑油和废油桶暂存于采气分公司危险废物贮存库内，定期委托有危废处置资质的单位处置；集气站分离器检修废渣暂存于采气分公司危险废物贮存库内，定期委托有危废处置资质的单位处置。集气站三甘醇脱水装置产生的废三甘醇由厂家回收处理。生活垃圾集中收集，统一收集后运至肇州县和平垃圾处理有限公司垃圾处理厂进行处理。

5 环境影响预测与评价

5.1 大气环境影响预测与评价

5.1.1 施工期

本工程施工期对大气环境的影响主要是施工产生的扬尘、运输车辆排放的尾气、柴油机燃烧排放的烟气、焊接烟尘。

(1) 施工扬尘

运输车辆行驶扬尘与车辆行驶速度、风速、路面积尘量和积尘湿度等因素有关。当车辆通过干燥且路况较差路段时，在行车道两侧扬尘的 TSP 浓度短期内可达 $8-10\text{mg}/\text{m}^3$ 。

一般情况下，施工场地、施工道路在自然风作用下产生的扬尘所影响的范围在 100m 以内，本项目施工区域 100m 范围内无环境敏感点，建设过程中产生的施工扬尘不会对周边环境产生较大影响。根据本工程特点，在施工过程中应采取以下措施：

- 1) 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) 施工场地干燥时适当洒水抑尘，建材堆放应定位定点，并采取防尘、抑尘措施，如设置挡风板、上覆遮盖材料等；
- 3) 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。
- 4) 在施工过程中，应定时适量洒水，并在大风天加大洒水量及洒水次数，使作业面保持一定的湿度；
- 5) 加强回填土方堆放场的管理，要采取土方表面压实、覆盖等措施；
- 6) 在距离姜家洼子、太平川屯较近管线施工过程中采取人工开挖，施工阶段设置围挡等方式降低施工噪声及扬尘对周边村屯的影响，围挡设置在临时占地范围内，优先选用环保、可回收利用的材料，围挡高度不低于 1.8m，围挡应连续设置，不得有缺口、裂缝或破损，确保施工现场的封闭性。

采取上述措施后，可有效降低施工期过程中产生的扬尘，颗粒物浓度能够满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 中无组织排放监控浓度限值要求。项目

施工结束后及时恢复施工占地的原有地表形态。施工扬尘对沿线敏感目标影响具有一定的时段性，这种影响随着施工期的结束而消失。

（2）施工车辆尾气

本工程施工期各类工程及运输车辆排放的尾气会对大气环境造成一定污染，排放主要污染物为 NO_x 、 CO 、 HC 等，均属于无组织排放，施工所处地区宽阔，地形简单，污染物在大气中可快速扩散，由于车辆排放的尾气为流动的线源，影响范围较大，但其污染不集中且扩散能力相对较快，因此对环境的空气的影响不是很大。

（3）柴油机燃烧排放的烟气

钻井时钻机和其他设备动力源均由发电机提供，而为发电机提供动能的是柴油机。本项目施工时使用低标号柴油，调节好柴油机运行工况，根据工程分析可知，本工程柴油机功率为 882kW， $\text{NMHC}+\text{NO}_x$ 的排放速率 0.52g/kWh，烟尘的排放速率 0.032g/kWh， CO 的排放速率 0.08g/kWh，能够满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法》（中国第三、四阶段）（GB20891-2014）及 2020 修改单中第三阶段标准限值及《非道路移动柴油机械排气烟度限值及测量方法》（GB 36886-2018）表 1 中 II 类限值要求。由于拟建工程开发区域所在地较空旷，扩散能力较快，因此对局部区域环境的影响不大。随着钻井工作的结束，柴油机排放的废气对环境空气的影响会逐渐消失。

（4）焊接烟尘

项目管道焊接主要方式为电焊，焊接过程中会产生少量焊接烟尘，焊接烟气中有毒有害气体的成份主要为 CO 、 CO_2 、 O_3 、 NO_x 、 CH_4 等，其中以 CO 所占的比例最大，但由于项目焊接点较少，产生的焊接烟尘量较小，且项目位于室外，空气扩散条件较好，对大气环境影响较小。

采取以上措施后，对大气环境的影响较小，且施工期结束后对环境的影响即消失，对周围环境产生的影响较小。

5.1.2 运营期

本工程运行期大气污染源主要为依托场站加热炉产生的燃烧烟气、新建油井产液集输过程中及无组织排放的烃类气体。

（1）大气评价等级

根据 2.6.1 节估算模式计算结果，本工程排放的大气污染物的最大地面空气质量浓度占标率为 8.2060%， $1\% \leq P_{\max} < 10\%$ ，因此确定大气评价工作等级为二级。

（2）污染物排放量核算

①正常工况下大气污染物年排放量核算

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），对于二级评价项目一般性要求是不进行进一步预测与评价，只对污染物排放量进行核算，提出污染源监测计划。由于本工程未新建加热炉，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 5.1-1。

表 5.1-1 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，井口安装密封垫	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》 (GB39728-2020) 5.9 中规定要求	4.0	21.97
2	依托场站	油气集输	非甲烷总烃	油气集输采用密闭流程			
无组织排放总计							
无组织排放总计				非甲烷总烃			21.97

本项目大气污染物年排放量核算见表 5.1-2。

表 5.1-2 本项目大气污染物年排放量核算

序号	污染物	年排放量 (t/a)
1	非甲烷总烃	21.97

②非正常工况下大气污染物年排放量核算

根据工程分析可知，本项目涉及的非正常工况条件下的废气排放主要为井场、场站设备检修时非甲烷总烃的溢散，一般情况下检修时间较短（1-2d），排放量很少，且项目均处于野外，扩散条件较好，不会对周围大气环境造成较大影响。

（3）大气环境防护距离的设置

本项目大气环境影响评价等级定为二级，根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）的 8.7.5 条要求“对于项目厂界浓度满足大气污染物厂界浓度限值，但厂界外大气污染物短期贡献浓度超过环境质量浓度限值的，可以自厂界向外设置一定范围的大气环境防护区域，以确保大气环境防护区域外的贡献浓度满足环境质量标准”，根据估算结果，本项目评价范围内非甲烷总烃短期贡献浓度未超过《大气污染物综合排放标准详解》中标准限值，故无需设置大气环境防护距离。

（4）评价结论

本项目大气评价工作等级为二级，通过估算模式的计算结果可知，本项目排放的非

甲烷烃最大地面浓度为 $164.1200\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 标准限值。

本项目所在地区为大庆市，为达标区域。正常工况下，本项目在运行期油田生产过程中采用全密闭工艺流程，油井井口均安装了密封垫，确保了油田特征污染物非甲烷总烃挥发量降至最低，通过采取上述措施，能够确保井场、场站排放的非甲烷总烃边界满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求，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。通过估算可知，本项目对大气环境影响较小，无需设置大气环境防护区域。大气环境影响评价自查表见附表 1。

5.1.3 退役期

本项目退役期对大气环境的影响主要是施工产生的扬尘、运输车辆排放的尾气。

（1）施工扬尘

运输车辆行驶扬尘与车辆行驶速度、风速、路面积尘量和积尘湿度等因素有关。施工场地、施工道路在自然风作用下产生的扬尘所影响的范围在 100m 以内，在退役期施工过程中应采取以下措施：

- 1）材料运输过程中，进行材料遮盖，防止材料洒落、风刮起的粉尘；
- 2）运输车辆进入居民区附近施工场地应低速行驶或限速行驶，减少扬尘产生。
- 3）在施工过程中，施工场地应定时适量洒水，并在大风天加大洒水量及洒水次数，使作业面保持一定的湿度；

采取上述措施后，可有效降低退役期施工过程中产生的扬尘，颗粒物浓度能够满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 中无组织排放监控浓度限值要求。施工扬尘对周边敏感目标影响具有一定的时段性，这种影响随着施工的结束而消失。

（2）车辆尾气

本项目退役期各类工程及运输车辆排放的尾气会对大气环境造成一定污染，排放主要污染物为 NO_x 、CO、HC 等，均属于无组织排放，施工所处地区宽阔，地形简单，污染物在大气中可快速扩散，由于车辆排放的尾气为流动的线源，其污染不集中且扩散能力相对较快，因此对环境的空气的影响不是很大。

5.2 地表水环境影响评价

本项目开发区块及周边主要分布 3 个较近的地表水体，分别为本项目朝 122-更 36 井

场东南侧 730m 的永强水库、翻 128-更 86 井场东北侧 370m 的牛毛沟、翻 164-更 90 西北侧 390m 的无名泡，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），永强水库、牛毛沟、无名泡未划分水环境功能区，不执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）。永强水库主要功能为防洪调蓄及农业灌溉，水域面积约 0.106km²，平均水深 2m。牛毛沟为季节性水泡，主要功能为防洪排涝及农业灌溉，水域面积约 29.7km²，平均水深 2m。无名泡主要功能为农业灌溉、防洪排涝，水域面积约 0.245km²，平均水深 2m。

施工期对地表水体可能造成污染的污染源主要是钻井废水、压裂返排液、管线试压废水、生活污水、污染因子主要为 COD、氨氮、SS。

运营期产生的作业污水、洗井污水、油田采出液中分离的含油污水污染因子为石油类、SS。

本项目对地表水的污染途径主要包括施工期柴油泄露、钻井钢制泥浆槽防渗措施失效、施工废水没有及时回收等随地面径流进入地表水体，及运营期井下作业、集输管道泄露等导致含油污水、原油泄露进入地表水体。

5.2.1 施工期

（1）项目施工期产生的钻井废水排入井场钢制泥浆槽中，及时拉运至大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司处理，处理后的压滤水定期由罐车拉运至朝一联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。

（2）压裂返排液由罐车拉运至朝一联压裂返排液无害化处理站处理后，管输进入朝一联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。

（3）管线试压废水由罐车拉运至朝一联含油污水处理站、朝二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。

（4）钻井施工期施工人员产生的生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内，定期拉运至第十采油厂厂区污水泵房，经地下管网输至第十采油厂厂区生活污水处理站处理达标后排入牛毛沟，施工结束后临时防渗旱厕进行卫生处理，场地进行平整。地面施工期施工人员产生的生活污水排入附近计量间或场站已建生活污水收集装置，定期拉运

至第十采油厂厂区污水泵房，经地下管网输至第十采油厂厂区生活污水处理站处理达标后排入牛毛沟。

综上所述，本项目施工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明显影响。

5.2.2 运营期

5.2.2.1 正常工况下地表水环境影响分析

正常工况下，运营期油田采出水管输进入朝一联含油污水处理站、朝二联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；油水井作业污水及注水井洗井污水通过罐车回收后拉运至朝一联含油污水处理站、朝二联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；油井洗井污水随集油管道进入集油系统，最终管输至朝一联含油污水处理站、朝二联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。综上所述，本项目运营期废水均得到合理有效的处理，不排入外环境，因此，正常工况下对区域内地表水体几乎不产生影响。

根据《环境影响评价技术导则地表水环境》（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为避免井场对周边地表水的影响，对低洼地带的井场进行填筑，使井场标高高于地表水体丰水期高度，防止油污外溢。

②施工期在井场柴油罐等重点区域铺垫防渗布并修建 0.5m 高临时玻璃钢围堰，防止污染物泄漏外溢，确保施工期井场污染物不会进入周边地表水体。

②施工期在低洼地井场占地边界修建 0.3m 高临时围堰，在井场柴油罐等重点区域铺垫防渗布并修建 0.5m 高临时玻璃钢围堰，防止污染物泄漏外溢，确保施工期井场污染物不会进入周边地表水体。

③为避免油田开发过程中污染物随地表径流进入地表水体，在生产过程中严格管理，

杜绝含油污水及污油的随意排放；生产过程中修井及其它井下作业通过安装防喷器、卸油器、作业污水回收装置、井口溢流控制器等井口及井下装置，防止井喷、泄漏等事故的发生，减少含油污泥的产生量，一旦发生原油落地，全部及时回收。

④集油管线采用无缝钢管，内缠聚乙烯胶带硬质聚氨酯塑料夹克保温管，能有效防止管线泄漏，同时定期对管线检查、维修，确保各部分的使用性能；

⑤在进行油水井井下作业时，严格按照要求使用污油污水回收装置、油管清洗污水回收装置及罐车对作业污水进行回收，防止作业产生的污油污水进入周围环境。同时限制作业范围，严格控制在井场占地范围内，完工后，将井场平整清理干净，不得遗留油污；

⑥新建油水井采用数字化建设，全部数据接入作业区指挥中心，实时监控油水井运行状态。

⑦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污水站处理工艺及处理能力可行性分析

本项目 31 口油井采出水依托朝一联含油污水处理站处理，站内工艺采用“原水→沉降曝气除硫→气浮除油→两级过滤→膜过滤”工艺流程，设计出水水质指标为《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、悬浮固体 $\leq 1\text{mg/L}$ 、悬浮物颗粒直径中值 $\leq 1\mu\text{m}$ ”，设计污水处理量为 $7000\text{m}^3/\text{d}$ 。目前实际污水处理量为 $5780\text{m}^3/\text{d}$ ，本项目单井最大采出水量为 1.83t/d ，则本项目 31 口油井新增采出水量为 56.73t/d ，同期建设项目新增采出水量为 20.28t/d ，新增污水后处理量为 $5857.01\text{m}^3/\text{d}$ ，负荷率为 83.67%，满足开发需求。

本项目 6 口油井采出水依托朝二联含油污水处理站处理，站内工艺采用“原水→缓冲沉降罐→两级气浮除油→轴向动态反冲洗过滤罐→连续反冲洗过滤罐→膜过滤”工艺流程，设计出水水质指标为《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、悬浮固体 $\leq 1\text{mg/L}$ 、悬浮物颗粒直径中值 $\leq 1\mu\text{m}$ ”，设计污水处理量为 $2000\text{m}^3/\text{d}$ 。目前实际污水处理量为 $1218\text{m}^3/\text{d}$ ，本项目单井最大采出水量为 1.83t/d ，则本项目 6 口油

井新增采出水量为 10.98t/d，新增污水后处理量为 1228.98m³/d，负荷率为 61.45%，满足开发需求。

②污水站处理达标后回注的环境可行性分析

根据现场调查，项目所属区域注水井回注层位与油井开采层位相同，属于回注到现役油气藏层位。

本次委托大庆中环评价检测有限公司于 2025 年 9 月 10 日-22 日对朝一联含油污水处理站、朝二联含油污水处理站出水水质进行监测，根据监测结果可知，朝一联含油污水处理站处理后的污水含油量为 0.89~1.45mg/L，悬浮固体含量为 1mg/L，悬浮物颗粒直径中值为 1μm；朝二联含油污水处理站处理后的污水含油量为 0.95~1.48mg/L，悬浮固体含量为 1mg/L，悬浮物颗粒直径中值为 1μm。各含油污水处理站处理后的污水均满足《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，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，作业污水、洗井污水通过罐车回收后拉运至朝一联含油污水处理站、朝二联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。对地表水体构成污染的污染源主要为作业污水、洗井污水地表径流可能携带部分落地油进入水环境。根据前述工程分析可知：

（1）油水井作业过程中使用作业污油污水回收装置、油管清洗污水回收装置对作业污水进行回收。油水井作业时泄漏出的污油污水限定在井场范围内，通过带有自吸泵的污油污水回收装置将泄漏出的污油污水回收处理，不进入外环境。

（2）作业过程中严格限制作业范围，作业范围不超出井场占地范围外，作业期间油井井场作业区域四周设置临时围堰，作业过程中跑、冒、滴、漏产生的油水不会污染外环境。

（3）本工程对落地油采取了及时回收措施，回收率 100%，并禁止在雨季进行油水井作业，因此，地表径流不会对地表水体产生影响。

综上，非正常工况下，通过上述的相应措施，项目不会对地表水体产生影响。

5.2.3 退役期

退役期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，不会对周

边地表水产生影响。退役期生活污水排入附近计量间或场站已建生活污水收集装置，定期拉运至第十采油厂厂区污水泵房，经地下管网输至第十采油厂厂区生活污水处理站处理达标后排入牛毛沟。本项目退役期废水均得到合理有效的处理，不会对区域内地表水体产生不良影响。

5.2.4 地表水环境影响评价结论

本项目在施工期、运营期正常生产及非正常工况、退役期情况下，采取了较为完善的环境保护措施，对地表水环境不会产生不良影响。在事故状态下，尤其是发生集输管线泄漏的情况下，若发现或处理不及时会对地表水环境产生一定影响。因此，运营期应加强检测、巡检巡视，及时发现问题及时处理，尽量避免事故的发生，降低事故发生后对环境的影响程度和范围。

5.3 地下水环境影响预测与评价

5.3.1 正常情况下地下水环境影响分析

（1）施工期

①钻井过程对地下水环境影响分析

本项目钻井期对地下水可能造成的影响主要是钻井过程中钻遇含水层时钻井液漏失对地下水造成影响。若漏失地层存在较多的裂隙时，漏失的钻井液就有可能沿着岩层裂隙进入地下水造成地下水污染。

钻井期间，为防止钻井泥浆上返地面后对土壤的污染，井场设钢制泥浆槽，泥浆不落地；钻井过程中使用双层套管，以保护地下水不受污染；表层套管和油层套管固井水泥浆必须返至井口，确保安全封闭此深度内的地下水层，同时封固地表疏松地层，为井口控制和后续完井采用预应力固井创造条件；尽可能缩短水泥胶的稠化时间减少对地层水的污染；慎重使用水泥外加剂，表套固井不使用带毒性的水泥外加剂；提高钻井速度，减少钻井泥浆对地层水的污染及浸泡时间；固井水泥返高要求返至油层以上 100m，确保完全封闭此深度内的潜水层和承压水层，保证地下水质安全。结合油田多年钻井的实际经验可知，在固井质量可靠的基础上，一般井管泄漏的可能性极小。即使发生泄漏，固井时已采用加套管等防护措施，正常情况下不会对地下水产生影响。

②压裂对地下水环境影响分析

油气层压裂工艺采用压裂车，把高压大排量具有一定粘度的液体通过井筒挤入油层，当把油层压出许多裂缝后，加入支撑剂充填进裂缝，提高油层的渗透能力，以增加产油

量。在固井质量可靠，并采用加套管等防护措施的基础上，一般井管压裂液泄漏的可能性极小。本项目采用无毒、低毒的环境友好型压裂液，压裂实施过程中加强现场监督，产生的压裂返排液直接进入罐车，不落地，因此正常情况下不会对地下水产生影响。

③井场防渗旱厕对地下水环境影响分析

施工场地的生活污水经临时防渗旱厕收集，生活污水量非常少且是短期行为，生活污水定期拉运至第十采油厂厂区污水泵房，经地下管网输至第十采油厂厂区生活污水处理站处理达标后排入牛毛沟。

③柴油罐区对地下水影响分析

本项目钻井时期在井场设置 1 个柴油罐区，罐区属于重点防渗区，采用地面碾压平整并铺设 2mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ ，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。

综上所述，项目正常情况下施工期钻井废水排入井场钢制泥浆槽中，及时拉运至大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司处理，处理后的压滤水定期由罐车拉运至朝一联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。管线试压废水由罐车拉运至朝一联含油污水处理站、朝二联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。钻井施工期施工人员产生的生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内，定期拉运至第十采油厂厂区污水泵房，经地下管网输至第十采油厂厂区生活污水处理站处理达标后排入牛毛沟，施工结束后临时防渗旱厕进行卫生处理，场地进行平整。地面施工期施工人员产生的生活污水排入附近计量间或场站已建生活污水收集装置，定期拉运至第十采油厂厂区污水泵房，经地下管网输至第十采油厂厂区生活污水处理站处理达标后排入牛毛沟。压裂返排液由罐车拉运至朝一联压裂返排液无害化处理站处理后，管输进入朝一联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。因此，本项目施工期正常情况下不会对地下水产生影响。

（2）运营期

项目运营期可能对地下水产生影响的污染物主要为含油污水、含油污泥、落地油等。

运营期油田采出水管输进入朝一联含油污水处理站、朝二联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；含油污泥、落地油由罐车拉运至朝一联含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆市顺和环保科技有限公司处理满足相应标准要求后，用作油田垫井场和通井路。因此，项目营运期正常工况下对地下水产生影响的可能较小。

本工程油水井套管采用双层套管；管道采用防腐无缝钢管，管道的连接方式采用焊接，管道设计壁厚的腐蚀余量为 2mm 或采用管道内防腐，管道的外防腐等级采用特加强级。在采取上述措施后，正常状况下，油水井及管线等不会对地下水环境造成影响。

非正常工况下，油井水作业期间，作业区域铺设 2mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗，井口设置作业污水回收装置，井场内设置钢制污油回收槽，作业污水通过罐车回收后拉运至朝一联含油污水处理站、朝二联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，产生的落地油及时进行回收，回收率 100%。在采取上述措施后，非正常工况下油水井作业污水和落地油不会对地下水环境造成影响。

（3）退役期

建设项目进入闭井期，油井退役后采用全段封井工艺进行封井处理，阻止各层段之间的井内窜流，达到保护含水层的目的，可有效阻隔油层中含油地下水与上部其他含水层之间的水力联系，井区内的潜水含水层和承压含水层均不再受石油开采的影响。

5.3.2 非正常状况下地下水环境影响分析

（1）污染途径

①水基钻井液泄漏

根据井身结构设计数据，钻井次序分为二开，均采用水基钻井液，钻井在穿越地下水含水层时，钻井套管连接错位、套管连接不及时等操作失误可能导致钻井液泄漏，水基钻井液窜入含水层造成对地下水污染，可能对承压水含水层造成污染。

②管道泄漏

运营期间，可能因管道老化、腐蚀穿孔引起原油泄漏，多发生在投产若干年后，一旦管道泄漏会有原油、含油污水溢出，对环境造成污染，但发生管线泄漏时因管道的压力变化较易发现，及时采取必要的处理措施后，使造成的污染可控制在局部地区，不会造成大面积的区域性污染。管道泄漏原油、含油污水首先进入土壤，经过土壤下渗到达潜水层，会对土壤、潜水产生影响；承压水含水层上有隔水层阻隔，管道泄漏一般不会

对承压水造成影响。

③套管破损

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。

（2）预测情景模式

本项目已依据 GB/T 50934 设计地下水污染防渗措施，可不进行正常状况情景下的预测。根据以上分析，本项目最有可能对地下水造成污染且不易被发现的情景包括钻井液泄漏、管道泄漏、套管破损。

本项目预测情景模式见表 5.3-1。

表 5.3-1 地下水预测情景模式一览表

序号	泄漏类型	影响层位	场景选择	
			持续泄漏	短时泄漏
1	套管连接错位、套管连接不及时等操作失误造成水基钻井液泄漏	承压水	—	√
2	集输管线腐蚀造成的含油物质渗漏	潜水	—	√
3	油井泄漏造成的含油物质泄漏	承压水	√	—

根据以上情景模式，预测事故状态下对区域潜水层（第四系上更新统松散层孔隙潜水含水层）或有饮用价值的承压水层（白垩系上统明水组孔隙裂隙承压水含水层）的影响。由于本项目各井场距离较近，且均位于同一水文地质单元，因此选取可能对地下水造成最大影响的井场进行预测分析。

情景一：钻井套管连接不及时等操作失误造成水基钻井液泄漏

（1）预测源强

根据钻井工程方案，本项目区块附近钻井出现复杂显示，发生钻井液漏失情况，采取堵漏、降密度后均能成功处理。根据井漏情况记录：

情况 1：钻井液漏失速度 $5.1\sim 9.93\text{m}^3/\text{h}$ ，钻井队通过随钻堵漏和延迟膨胀堵漏等技术处理后，堵漏用时 $1.08\sim 1.35\text{h}$ ；

情况 2：钻井液漏失速度 $0.49\sim 1.05\text{m}^3/\text{min}$ ，钻井队通过随钻堵漏和延迟膨胀堵漏等技术处理后，堵漏用时 $7\sim 11\text{min}$ 。

参考以上钻井期钻井液漏失实际发生情况，以最不利情况考虑，钻井期发生钻井液漏失时钻井液最大泄漏源强为 $1.05\text{m}^3/\text{min}\times 11\text{min}=11.55\text{m}^3$ 。水基钻井液中 COD 的浓度约

为 2000mg/L，则水基钻井液中 COD 泄漏质量约为 23100g。距离本项目最近的饮用水水源井为薄荷台乡台前村集中式饮用水水源井，位于翻 164-更 90 西南侧 1.1km，且位于项目区域地下水流向的下游，因此选取距离周边饮用水水源井最近的翻 164-更 90 钻井井场进行预测分析。

（2）预测因子

水基钻井液主要是由膨润土、纯碱、等无机添加剂组成，钻井液中含有大量的还原性物质，COD 浓度较高，在钻井过程中，钻井液主要起到润滑钻头、将碎岩屑带出等作用，结合钻井区域地层压力，钻井过程中不会触处油层，因此钻井液对地下水产生的影响因子主要为 COD，钻井液中 COD 的浓度一般可达 2000mg/L，本项目预测中 COD 的浓度取 2000mg/L。预测第 100 天、1000 天、5475d（15 年）COD 在承压水中的运移情况。

（3）预测模型

将泄漏时间概化为瞬时注入，再利用二维水动力弥散方程计算最大影响范围。二维水动力瞬时注入弥散方程如下：

$$C(x, y, t) = \frac{m_M / M}{4\pi n t \sqrt{D_L D_T}} e^{-\left[\frac{(x-ut)^2}{4D_L t} + \frac{y^2}{4D_T t} \right]}$$

式中：

x, y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；

C(x, y, t)—t 时刻点 x, y 处的示踪剂浓度，g/L；

M—含水层的厚度，m；

m_M—长度为 M 的线源瞬时注入的示踪剂质量，kg；

u—水流速度，m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；

D_L—纵向弥散系数，m²/d；

D_T—横向 y 方向的弥散系数，m²/d。

π—圆周率。

（4）参数选取

根据达西定律 u=渗透系数×地下水水力坡度/有效孔隙度，本项目所在区域承压水为大安组承压含水层，岩性主要是含砾粉细砂岩和含砾中砂岩，渗透系数 8~15m/d，考虑最不利情况取最大值，K_{承压水} 15m/d，n_{e 承压水}=0.3，根据区域承压水等水位线与距离确定 I

承压水=0.00028，有效评价区内承压水含水层地下水流速为 0.014m/d。区域具有饮用水价值的含水层为新近系大安组承压含水层，承压含水层厚度 10-50m，考虑最不利情况，承压含水层厚度取 10m。弥散系数：区域地下水纵向弥散系数 0.1m²/d，横向弥散系数 0.02m²/d。

选取地下水 COD≤15mg/L（参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）II 类标准执行），COD 最低检出限为 4mg/L，化学反应常数为 0。

（5）预测结果

钻井套管连接不及时等操作失误造成的水基钻井液泄漏第 100d、1000d、5475d（15 年）对承压水的影响预测结果见表 5.3-2、图 5.3-1。

表 5.3-2 水基钻井液泄漏对地下水影响预测结果表

污染物	预测时间	超标最远距离	超标面积	最远影响距离 （最大迁移距离）	影响面积
COD	100 天	7m	39.02m ²	10m	107.56m ²
	1000 天	未超标	无	未超标	无
	5475 天	未超标	无	未超标	无

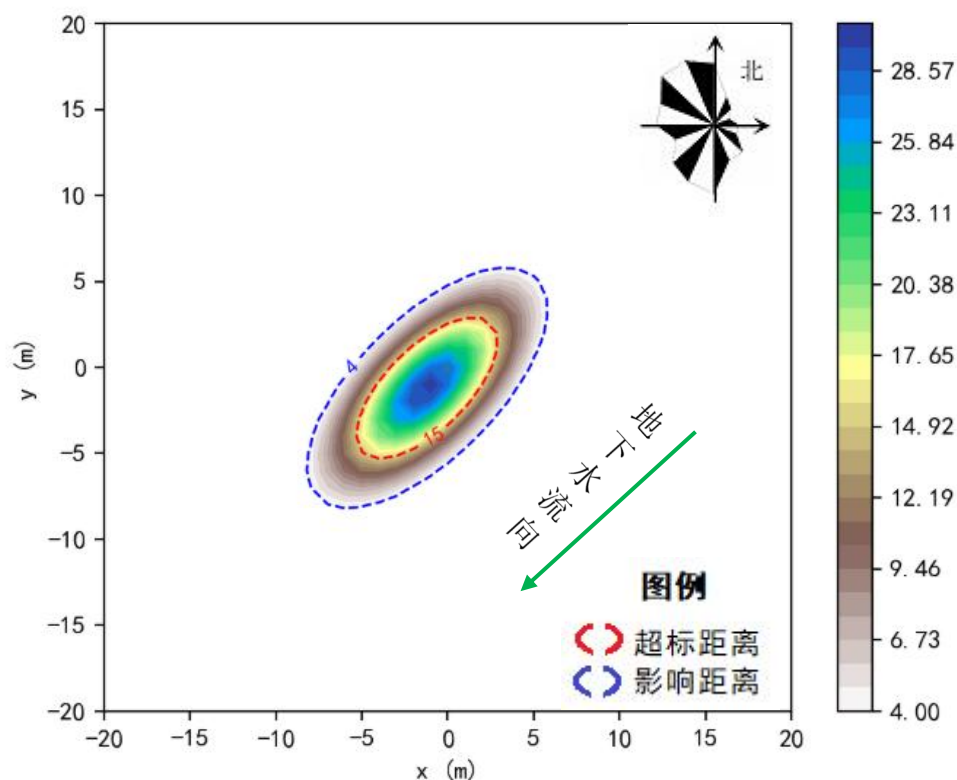


图 5.3-1 水基钻井液泄漏后 100 天 COD 浓度分布图（污染源点：0，0）

由预测结果可知，随着时间增加，污染范围有所增加，水基钻井液泄漏 100d 后，超标距离最远为 7m，影响距离最远为下游 10m；水基钻井液泄漏 1000d、5475d 后，均未出现超标。经调查，距离钻井井场最近的饮用水源井为翻 164-更 90 西南侧 1.1km 的薄荷

台乡台前村集中式饮用水水源井，该饮用水井不在本项目水基钻井液泄漏影响范围内，因此，钻井套管连接不及时等操作失误造成的水基钻井液泄漏对地下水的影响可接受。

情景二：管道泄漏

（1）泄漏孔径为管径的 10%

①预测源强

假设新建集油管道无缝钢管因破裂而导致泄漏，本项目新建集油管线中位于两个截断阀室间含液量最大管段为更换的部分集油环管道，管线规格为 DN50~0.9km，本工程在集油管道发生破裂时，会导致原油进入地下水含水层，主要影响区域为潜水含水层，液体泄漏量按《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）推荐的柏努力方程计算。

$$Q_L = C_d A \rho \sqrt{\frac{2(P - P_0)}{\rho} + 2gh}$$

式中：Q_L：液体泄漏速率，kg/s；

C_d：液体泄漏系数，圆形孔为 0.65；

A：裂口面积，m²；本项目管线规格为 DN50，参考附录 E 泄漏频率表，泄漏孔径取 10%管径，即裂口面积为 0.000019625m²；

P：管线内液体压力，Pa；根据工程方案，管道设计压力 500000Pa；

P₀：环境压力，Pa；取 101325Pa；

g：重力加速度 9.8m/s²；

h：裂口之上液位高度，0.05m；

ρ：泄漏液体密度，930kg/m³。

经计算得液体泄漏速率为 0.348kg/s，综合含水最小为 53.7%，原油密度 0.8567g/cm³，进入地下水中的石油类浓度按 500mg/L 计算，则石油类泄漏量为 8.11kg/d。由于管道小孔径破损不易被发现，所以按持续泄漏预测。

②预测因子

输油管道发生泄漏，导致原油泄漏，污染物有石油类、挥发性酚类等。根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中情景设置预测因子相关要求，对每一类别中的各项因子采取标准指数法进行排序，分别取标准指数最大的因子作为预测因子。在输油管道发生泄漏情景下，原油泄漏的主要污染因子为石油类，挥发性酚类的含量远低于石油，本次评价最终选取石油类作为预测特征因子。预测第 100 天、1000 天、5475d（15 年）石油类在潜水中的运移情况。

③预测模型

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中 9.7 节预测方法，采用推荐的地下水溶质运移解析法中的一维稳定流动二维弥散点源模型连续注入示踪剂——平面连续点源进行预测。具体如下：

连续注入示踪剂——平面连续点源

$$C(x, y, t) = \frac{m_t}{4\pi M n \sqrt{D_L D_T}} e^{\frac{xu}{2D_L} \left[2K_0(\beta) - W\left(\frac{u^2 t}{4D_L}, \beta\right) \right]}$$

$$\beta = \sqrt{\frac{u^2 x^2}{4D_L^2} + \frac{u^2 y^2}{4D_L D_T}}$$

式中：

x, y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；

C (x, y, t) —t 时刻点 x, y 处的示踪剂浓度，g/L；

M—含水层的厚度，m；

mt—单位时间注入示踪剂的质量，kg/d；

u—水流速度，m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；

DL—纵向弥散系数，m²/d；

DT—横向 y 方向的弥散系数，m²/d。

π—圆周率。

K₀(β) —第二类零阶修正贝塞尔函数；

W(u²t/4DL, β) —第一类越流系统井函数。

④参数选取

根据达西定律 $u = \text{渗透系数} \times \text{地下水水力坡度} / \text{有效孔隙度}$ ，本项目所在区域潜水含水层岩性为上更新统哈尔滨组粉细砂组成；参照《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）附录 B 水文地质参数经验值表， $K_{\text{潜水}} = 5\text{m/d}$ ， $n_{\text{潜水}} = 0.3$ ，根据区域潜水平等水位线与距离确定 $I_{\text{潜水}} = 0.0003$ ，有效评价区内潜水含水层地下水流速为 0.005m/d 。潜水含水层厚度取 3.5m 。弥散系数：区域地下水纵向弥散系数 $0.1\text{m}^2/\text{d}$ ，横向弥散系数 $0.02\text{m}^2/\text{d}$ 。

选取地下水石油类 $\leq 0.05\text{mg/L}$ （参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）II 类标准执行），石油类最低检出限为 0.01mg/L ，化学反应常数为 0。

⑤预测结果

集油管道 10%管径泄漏 100d、1000d、5475d 对潜水的影响预测结果见表 5.3-3、图 5.3-2~图 5.3-4。

表 5.3-3 集油管道 10%管径泄漏对潜水的影响预测结果表

污染物	预测时间	超标最远距离	超标面积	最远影响距离 (最大迁移距离)	影响面积
石油类	100 天	19m	491.77m ²	385m	20176.18m ²
	1000 天	62m	4650.37m ²	124m	7094.25m ²
	5475 天	159m	25228.89m ²	175m	30035.86m ²

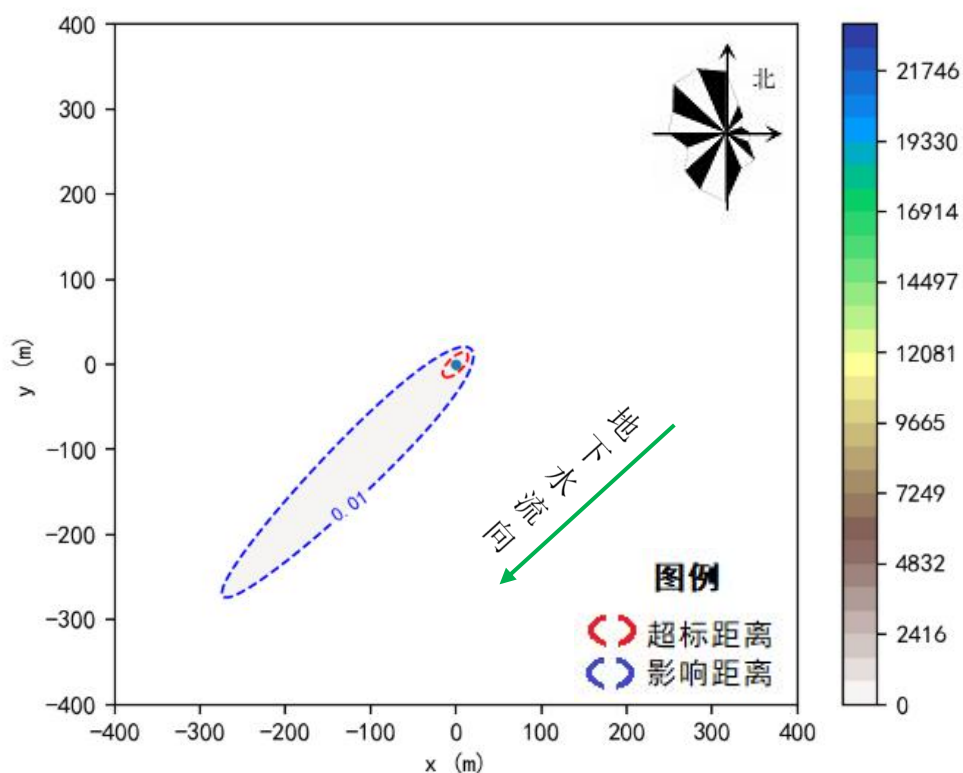


图 5.3-2 集油管道 10%管径泄漏后 100d 污染物浓度分布图（污染源点：0，0）

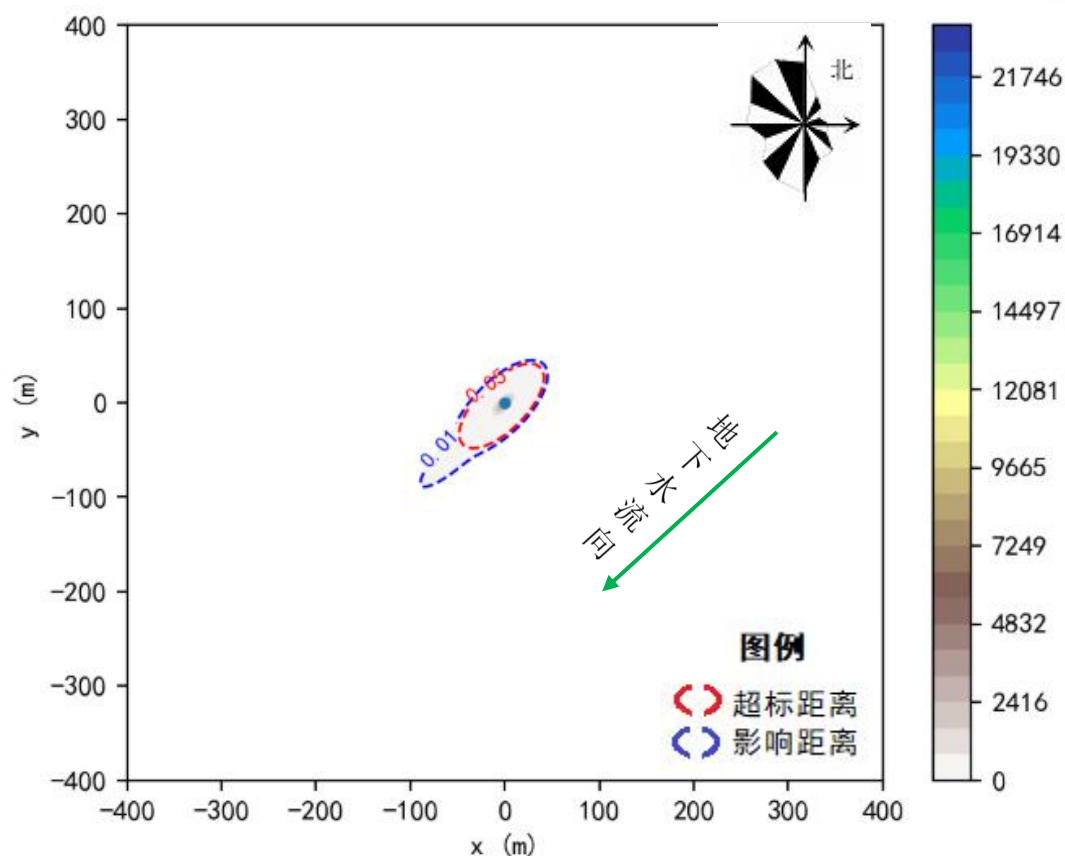


图 5.3-3 集油管道 10%管径泄漏后 1000d 污染物浓度分布图（污染源点：0，0）

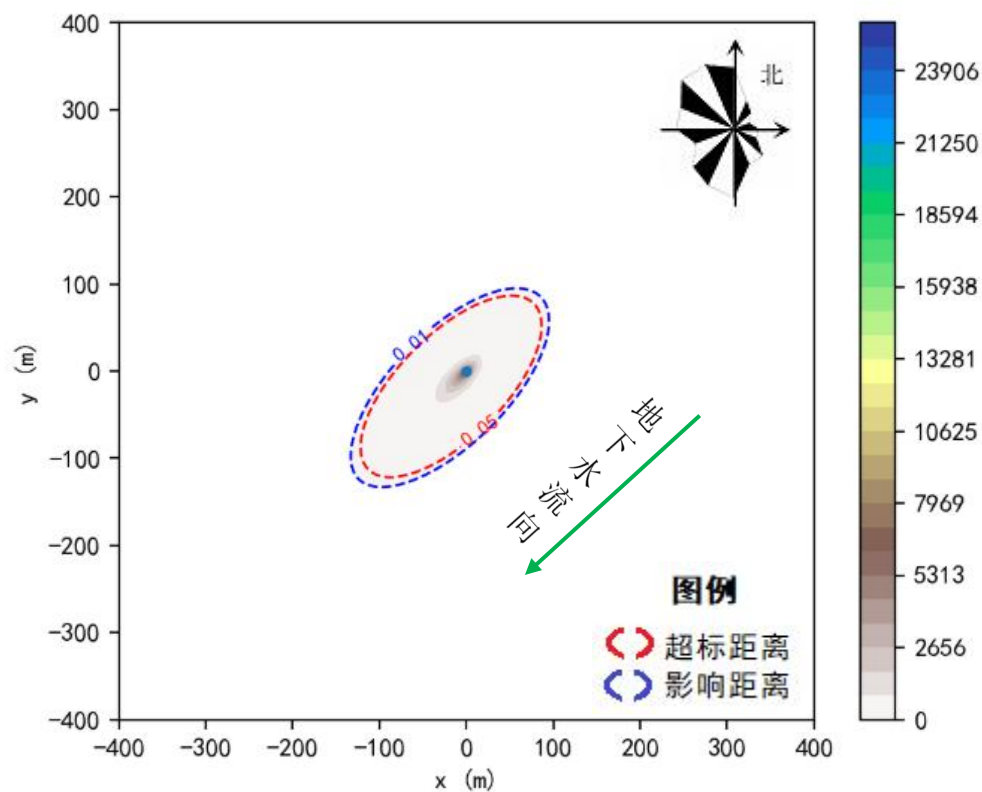


图 5.3-4 集油管道 10%管径泄漏后 5475d 污染物浓度分布图（污染源点：0，0）

由预测结果可知，随着时间增加，污染范围有所增加，集油管道 10%管径泄漏 100d

后，超标距离最远为 19m，影响距离最远为下游 385m；集油管道 10%管径泄漏 1000d 后，超标距离最远为 62m，影响距离最远为下游 124m；集油管道 10%管径泄漏 5475d 后，超标距离最远为 159m，影响距离最远为下游 175m。

（2）全管径泄漏

①预测源强

按照《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）中“9.2.2 油类管道泄漏源强，根据截断阀室分布、管线尺寸、截断启动时间等合理确定”和“11.5.2 气管道泄漏事故应按照管道截面 100%断估算泄漏量，考虑截断阀启动前后的泄漏量”，假设新建集油管道无缝钢管因破裂而导致泄漏，按管道截面 100%断裂估算泄漏量，考虑截断阀启动前后的泄漏量。本项目选取输油量最大的管线，即 6 号平台集油管道，管线规格为 DN50-0.11km，本项目油井及计量间均数字化建设，管线泄漏可在 30min 内发现并关闭截断阀，截断阀关闭前，即 30min 最大原油泄漏量 58.3kg。

截断阀关闭后，两处截断阀之间（站间集油管道）新建管段液量按全部泄漏考虑，集油管线规格 DN50-0.11km，原油密度 0.8567g/cm³，综合含水最小为 53.7%，则关闭截断阀后泄漏原油量为 93kg，截断阀关闭前后泄漏原油总量 151.3kg，进入地下水中的石油类浓度按 500mg/L 计算，则截断阀关闭前后泄漏进入地下水原油总量 0.09kg。

②预测因子

输油管道发生泄漏，导致原油泄漏，污染物有石油类、挥发性酚类等。根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中情景设置预测因子相关要求，对每一类别中的各项因子采取标准指数法进行排序，分别取标准指数最大的因子作为预测因子。在输油管道发生泄漏情景下，原油泄漏的主要污染因子为石油类，挥发性酚类的含量远低于石油，本次评价最终选取石油类作为预测特征因子。预测第 100 天、1000 天、5475d（15 年）石油类在潜水中的运移情况。

③预测模型

将地下水泄漏时间概化为瞬时注入，再利用二维水动力弥散方程计算最大影响范围。二维水动力瞬时注入弥散方程如下：

$$C(x, y, t) = \frac{m_M / M}{4\pi m t \sqrt{D_L D_T}} e^{-\left[\frac{(x-ut)^2}{4D_L t} + \frac{y^2}{4D_T t} \right]}$$

式中：

x, y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；

$C(x, y, t)$ — t 时刻点 x, y 处的示踪剂浓度, g/L;
 M —含水层的厚度, m;
 m_M —单位时间注入的质量, kg;
 u —水流速度, m/d;
 n —有效孔隙度, 无量纲;
 D_L —纵向弥散系数, m^2/d ;
 D_T —横向 y 方向的弥散系数, m^2/d 。
 π —圆周率。

④参数选取

根据达西定律 $u=渗透系数\times地下水水力坡度/有效孔隙度$, 本项目所在区域潜水含水层岩性为上更新统哈尔滨组粉细砂组成; 参照《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016)附录 B 水文地质参数经验值表, $K_{潜水}=5m/d$, $n_{e潜水}=0.3$, 根据区域潜水平等水位线与距离确定 $I_{潜水}=0.0003$, 有效评价区内潜水含水层地下水流速为 $0.005m/d$ 。潜水含水层厚度取 $3.5m$ 。弥散系数: 区域地下水纵向弥散系数 $0.1m^2/d$, 横向弥散系数 $0.02m^2/d$ 。

选取地下水石油类 $\leq 0.05mg/L$ (参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) II 类标准执行), 石油类最低检出限为 $0.01mg/L$, 化学反应常数为 0 。

⑤预测结果

集油管道全管径泄漏 100d、1000d、5475d 对潜水的影响预测结果见表 5.3-4、图 5.3-5~图 5.3-7。

表 5.3-4 集油管道全管径泄漏对潜水的影响预测结果表

污染物	预测时间	超标最远距离	超标面积	最远影响距离 (最大迁移距离)	影响面积
石油类	100 天	12m	191.60m ²	14m	278.51m ²
	1000 天	26m	620.22m ²	38m	1511.05m ²
	5475 天	0m	0m ²	74m	311198m ²

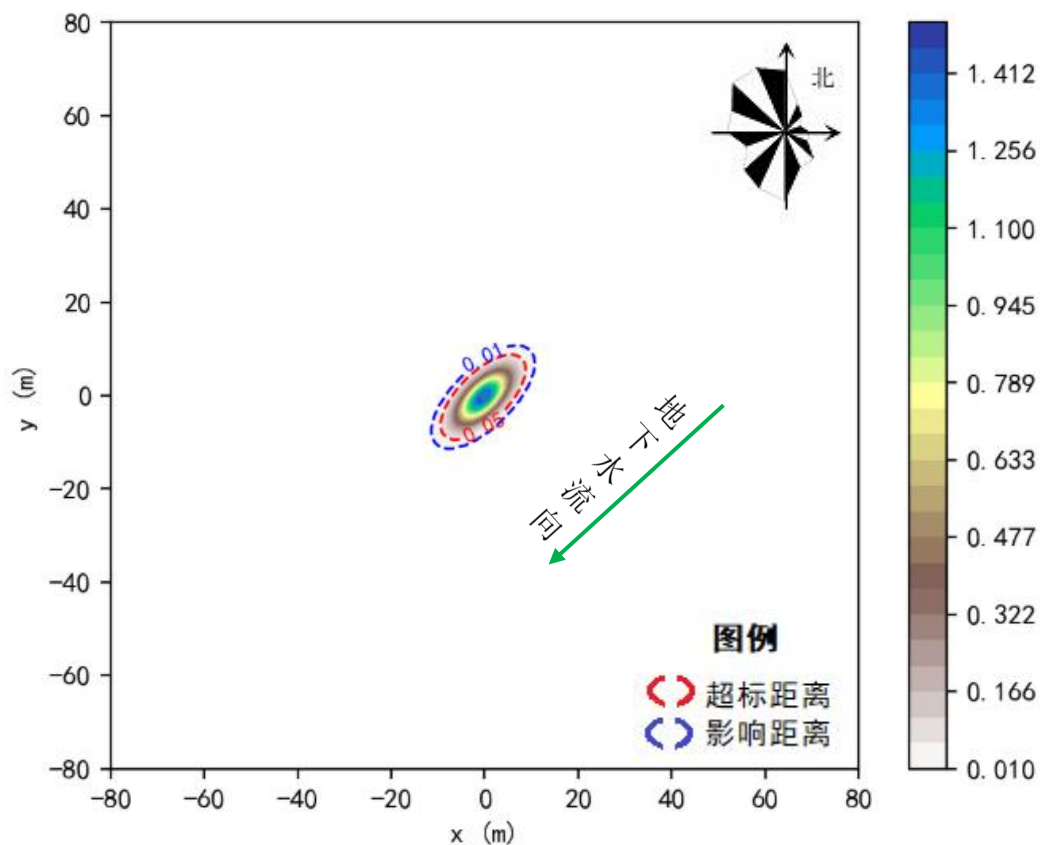


图 5.3-5 集油管道全管径泄漏后 100 天污染物浓度分布图（污染源点：0，0）

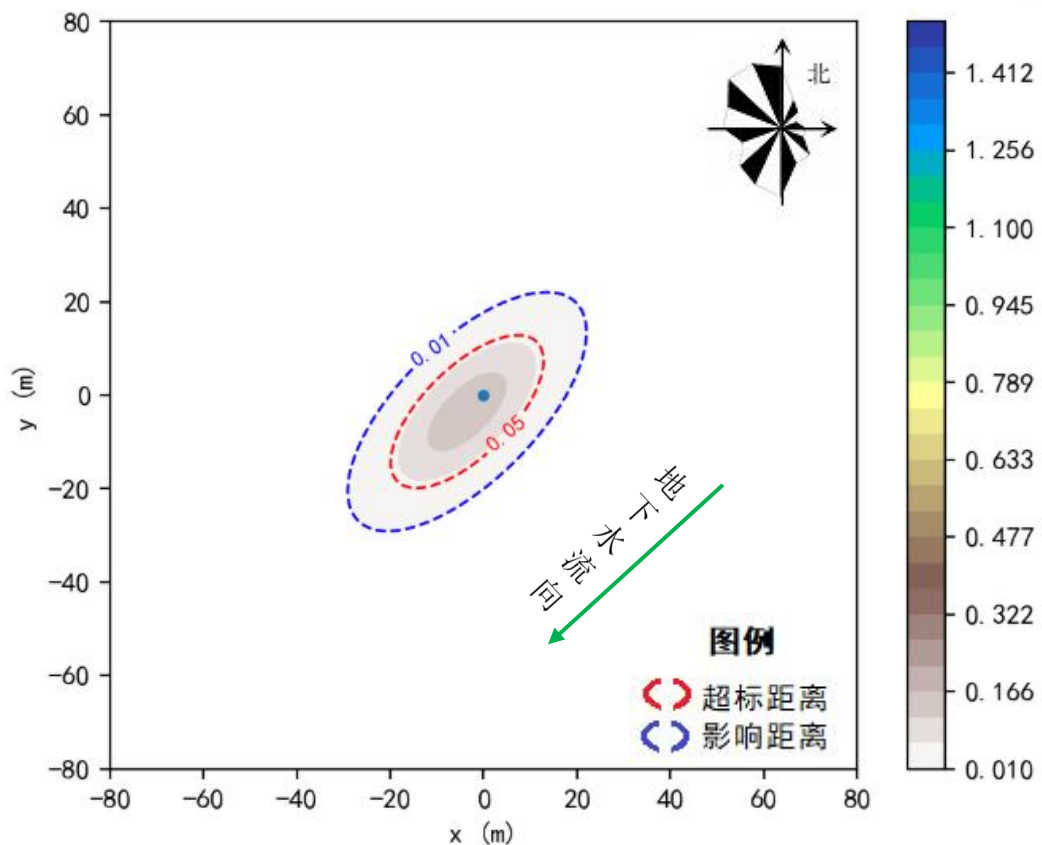


图 5.3-6 集油管道全管径泄漏后 1000 天污染物浓度分布图（污染源点：0，0）

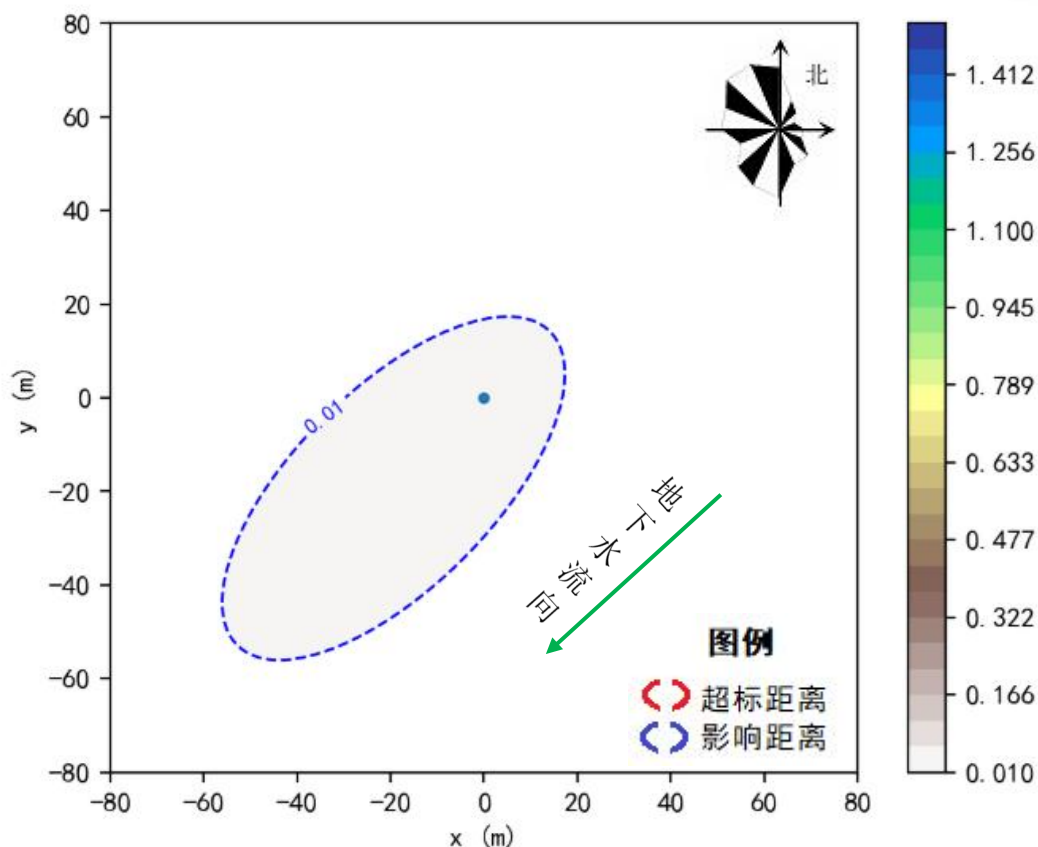


图 5.3-7 集油管道全管径泄漏后 5475 天污染物浓度分布图（污染源点：0，0）

由预测结果可知，随着时间增加，污染范围有所增加，集油管道全管径泄漏 100d 后，超标距离最远为 12m，影响距离最远为下游 14m；集油管道全管径泄漏 1000d 后，超标距离最远为 26m，影响距离最远为下游 38m；集油管道全管径泄漏 5475d 后，超标距离最远为 0m，影响距离最远为下游 74m。

距离本项目最近的饮用水源井为翻 164-更 90 西南侧 1.1km 的薄荷台乡台前村集中式饮用水水源井，该饮用水井不在管线泄漏影响范围内，因此本项目管线破损泄漏对周边村屯地下水环境的影响较小。本项目管线泄漏，可能会对区域内潜水产生影响，为避免管线泄漏对潜水的影响，应采取措施避免管线泄漏，如采用防腐无缝钢管，运营期定期巡线检查等措施，巡线过程中若发现管线泄漏，应及时关闭截断阀，并在泄漏点周围修筑围堤，控制油水扩散范围，并对泄漏的管线进行更换，更换完成后及时清理被污染的土壤。采取以上措施后可有效预防管线泄漏，非正常状况下可有效阻止原油泄漏进入地下水，对潜水的影响较小。

情景四：油井套管破损泄漏

（1）预测源强

本工程在油井套管发生破裂时，会导致原油进入地下水含水层，主要影响区域为承压水层位。按照《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）

中“9.2.2 套管破裂泄漏源强，综合考虑流速、压力、管线尺寸、泄漏时间等因素合理确定”，假设油井套管在地下发生泄漏，液体泄漏量按《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）推荐的柏努力方程计算。

$$Q_L = C_d A \rho \sqrt{\frac{2(P - P_0)}{\rho} + 2gh}$$

式中：Q_L：液体泄漏速率，kg/s；

C_d：液体泄漏系数，圆形孔为 0.65；

A：裂口面积，m²；本项目井区采用Φ139.7×7 的套管完井，参考附录 E 泄漏频率表，泄漏孔径取 10%孔径，即裂口直径为 12.57mm，裂口面积为 0.000124m²；

P：管线内液体压力，Pa；根据建设单位提供，本项目生产层位为扶余油层，生产流压为 1.1-2.0MPa，本项目取 2.0MPa；

P₀：环境压力，Pa；根据项目地下水水文资料，明水组一段在区内的厚度变化较大，局部地区相差较大，一般为 120.0-163.5m，假设油井套管在地下 163.5m 处发生泄漏，压力约为 1.0MPa；

g：重力加速度 9.8m/s²；

h：裂口之上液位高度，163.5m；

ρ：泄漏液体密度，930kg/m³。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中附录 E 确定泄漏孔径按套管内径的 10%计算得液体泄漏速率为 5.485kg/s，综合含水最小为 53.7%，原油密度 0.8567g/cm³，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 128.06kg/d。由于套管破损不易被发现，所以按持续泄漏预测。

（2）预测因子

油井套管发生泄漏，导致原油泄漏，污染物有石油类、挥发性酚类等。根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中情景设置预测因子相关要求，对每一类别中的各项因子采取标准指数法进行排序，分别取标准指数最大的因子作为预测因子。在井套管发生泄漏情景下，原油泄漏的主要污染因子为石油类，挥发性酚类的含量远低于石油类，因此，最终选取石油类作为本次评价预测特征因子。预测第 100 天、1000 天、5475 天（15 年）石油类在地下水中的运移情况。

（3）预测模型

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中 9.7 节预测方法，采用推荐的地下水溶质运移解析法中的一维稳定流动二维弥散点源模型连续注入示踪剂—

平面连续点源进行预测。具体如下：

连续注入示踪剂——平面连续点源

$$C(x, y, t) = \frac{m_t}{4\pi M n \sqrt{D_L D_T}} e^{\frac{xu}{2D_L} \left[2K_0(\beta) - W\left(\frac{u^2 t}{4D_L}, \beta\right) \right]}$$
$$\beta = \sqrt{\frac{u^2 x^2}{4D_L^2} + \frac{u^2 y^2}{4D_L D_T}}$$

式中：

x, y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；

C (x, y, t) —t 时刻点 x, y 处的示踪剂浓度，g/L；

M—含水层的厚度，m；

mt—单位时间注入示踪剂的质量，kg/d；

u—水流速度，m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；

DL—纵向弥散系数，m²/d；

DT—横向 y 方向的弥散系数，m²/d。

π—圆周率。

K₀(β) —第二类零阶修正贝塞尔函数；

W(u²t/4DL, β) —第一类越流系统井函数。

(4) 参数选取

根据达西定律 $u = \text{渗透系数} \times \text{地下水水力坡度} / \text{有效孔隙度}$ ，本项目所在区域承压水为大安组承压含水层，岩性主要是含砾粉细砂岩和含砾中砂岩，渗透系数 8~15m/d，考虑最不利情况取最大值， $K_{\text{承压水}} = 15\text{m/d}$ ， $n_{\text{承压水}} = 0.3$ ，根据区域承压水等水位线与距离确定 $I_{\text{承压水}} = 0.00028$ ，有效评价区内承压水含水层地下水流速为 0.014m/d。区域具有饮用水价值的含水层为新近系大安组承压含水层，承压含水层厚度 10-50m，考虑最不利情况，承压含水层厚度取 10m。弥散系数：区域地下水纵向弥散系数 0.1m²/d，横向弥散系数 0.02m²/d。

选取地下水石油类 ≤0.05mg/L（参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）II 类标准执行），石油类最低检出限为 0.01mg/L，化学反应常数为 0。

(4) 预测结果

套管破损泄漏 100d、1000d、5475d 对承压水的影响预测结果见表 5.3-5、图 5.3-8~图

5.3-10。

表 5.3-5 油井套管泄漏对地下水的影响预测结果表

污染物	预测时间	超标最远距离	超标面积	最远影响距离(最大迁移距离)	影响面积
石油类	100 天	19m	466.13m ²	37m	686.25m ²
	1000 天	73m	4633.45m ²	79m	5477.07m ²
	5475 天	220m	26243.92m ²	233m	30652.27m ²

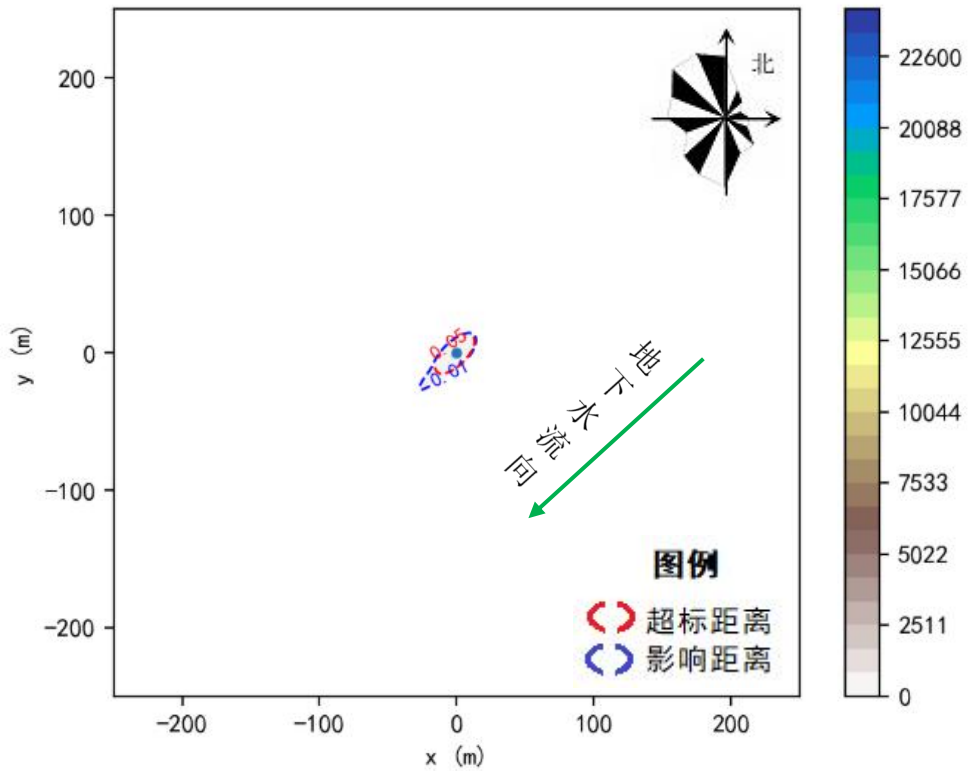


图 5.3-8 油井套管泄漏 100 天石油类污染扩散平面图（污染源点：0，0）

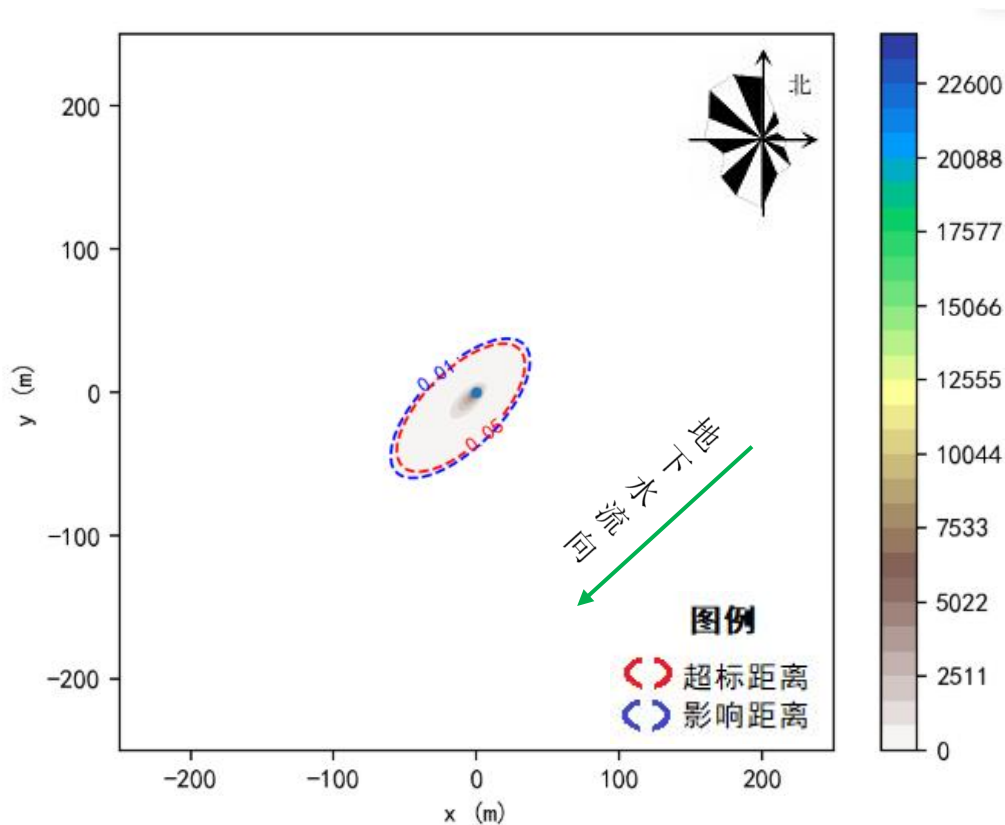


图 5.3-9 油井套管泄漏 1000 天石油类污染扩散平面图（污染源点：0，0）

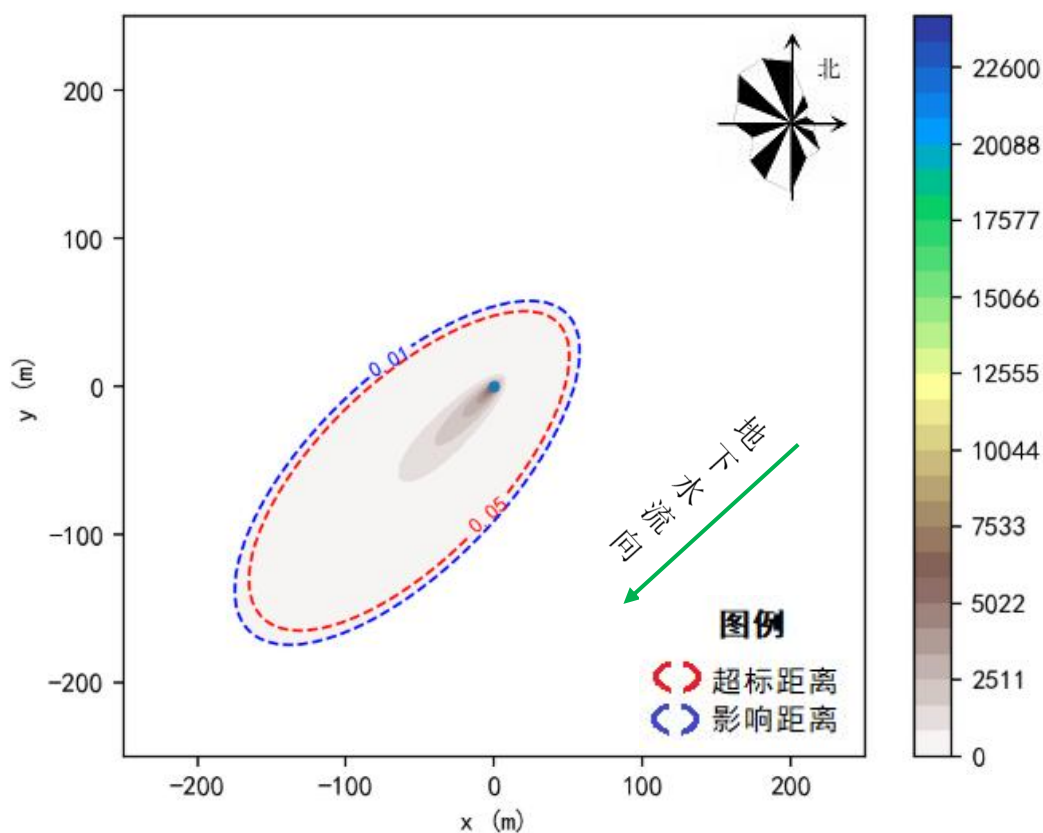


图 5.3-10 油井套管泄漏 5475 天石油类污染扩散平面图（污染源点：0，0）

由预测结果可知，随着时间增加，污染范围有所增加，套损并固井层破损泄漏 100d

后，超标距离为下游 19m，影响距离为下游 37m；套损泄漏 1000d 后，超标距离为下游 73m，影响距离为下游 79m；套损泄漏 5475d 后，超标距离为下游 220m，影响距离为下游 233m。

经调查，距离本项目最近的饮用水源井为翻 164-更 90 西南侧 1.1km 的薄荷台乡台前村集中式饮用水水源井，该水井不在套管破损影响范围内，套管破损事故状态下对周边承压水井影响可接受。为避免油井套管泄漏对地下水的影响，拟建油水井在钻井阶段采用双层套管，且项目应定期对油井套管情况进行检测，发现异常情况，应及时关闭截断阀，并对油井进行修井作业，修补破损的套管，防止污染地下水，降低风险事故对地下水的影响。

5.3.3 回注水对地下水影响分析

5.3.3.1 回注层和隔离层特征、地质构造特征

（1）地层特征

根据邻井钻遇情况，预计设计井自上而下钻遇的地层依次为第四系、新近系大安组、白垩系上统嫩江组四段至一段、姚家组、青山口组、泉头组部分地层。本区缺失新近系泰康组、古近系依安组、白垩系上统明水组、四方台组、嫩五段地层。

第四系：顶部为表层黄色粘土，其下部为灰色细砾、灰色粉粒流砂层、黄灰色砂砾层。与下伏地层呈不整合接触。

新近系大安组：上部为较厚一层砂砾岩及棕红色泥岩、下部为灰、灰绿色泥岩夹薄层灰色粉砂岩、底为较厚的砂砾岩。与下伏地层呈不整合接触。

白垩系上统嫩江组嫩四段：上部岩性为灰绿、紫红色泥岩、粉砂质泥岩夹薄层泥质粉砂岩。中部为灰、灰绿、紫红色泥岩、粉砂质泥岩、夹薄层粉砂岩及泥质粉砂岩。下部为灰、深灰色泥岩及灰色粉砂质泥岩。

嫩三段：上部为大段深灰、黑灰色泥岩、灰色粉砂岩，下部为深灰色泥岩、夹薄层灰色泥质粉砂岩、粉砂质泥岩。

嫩二段：岩性为大段灰、灰黑色泥岩、夹薄层灰黑色粉砂质泥岩、见介形虫及叶肢介化石、底部为黑色泥岩、黑褐色劣质油页岩、性软、为区域标准层。

嫩一段：岩性为大段灰、灰黑色泥岩、中部及下部夹薄层灰黄色泥灰岩及黑褐色劣质油页岩、灰色泥质粉砂岩。与下伏地层呈整合接触。

姚家组姚二、三段：绿灰、灰绿、紫红色泥岩、中部及下部夹薄层灰色泥质粉砂岩、均含钙。

姚一段：上部岩性为紫红、紫红杂灰绿色泥岩、下部为灰绿、紫红色泥岩，紫灰色粉砂质泥岩、紫灰色泥质粉砂岩、灰色粉砂岩、砂岩含钙。与下伏地层呈假整合接触。

青山口组青二、三段：上部为灰绿、紫红、紫红杂灰绿色泥岩、夹薄层灰色泥质粉砂岩。中部为灰绿、紫红、深灰色泥岩、灰色泥质粉砂岩、灰色含钙粉砂岩。夹薄层灰黄色泥灰岩及介形虫层。下部为深灰、黑灰、黑色泥岩、夹薄层黑褐色劣质油页岩、泥岩含介形虫化石。

青一段：灰黑、黑色泥岩、粉砂质泥岩、泥质粉砂岩、黑褐色油页岩。与下伏地层呈整合接触。

白垩系下统泉头组泉四段：上部灰绿色泥岩、灰色含钙粉砂岩、紫红色泥岩、灰色粉砂质泥岩、下部为灰绿、紫红色泥岩、灰色粉砂质泥岩、泥质粉砂岩。砂岩均含黄铁矿晶体及钙质团块。

泉三段（未穿）：上部为紫红、深灰、灰黑色泥岩、灰色粉砂质泥岩、紫灰、灰色泥质粉砂岩、粉砂岩。中部、紫红色泥岩、棕灰、灰棕色含油粉砂岩、灰色粉砂岩、灰色含水粉砂岩、紫灰色泥质粉砂岩。砂岩胶结疏松。下部为紫红、深灰色泥岩、灰、紫灰色粉砂岩。

表 5.3-6 地（油、气）层分层数据表

地层层序					地层 代号	油层组	地层厚度 m~m	地层倾角 (°)	故障 提示
界	系	统	组	段					
新生界	第四系				Q		17~25		防漏 防塌
	新近系	泰康组			N ₂ t		缺失		
		大安组			N ₁ d		0~46		
	古近系	依安组			E ₂₊₃ y		缺失		
中生界	白垩系	上白垩统	明水组	明二段	K ₂ m ₂		缺失		防漏 防塌
				明一段	K ₂ m ₁		缺失		
			四方台组		K ₂ s		缺失		
			嫩江组	嫩五段	K ₂ n ₅		缺失		
				嫩四段	K ₂ n ₄		0~70		防塌 防斜
				嫩三段	K ₂ n ₃		0~143		
				嫩二段	K ₂ n ₂		81~221		
				嫩一段	K ₂ n ₁		96~114		
			姚家组	姚二、三段	K ₂ y ₂₊₃		44~110		
				姚一段	K ₂ y ₁	葡萄花	19~43	1.0~5.8	防油水侵 防喷
			青山	青二、三段	K ₂ qn ₂₊₃		284~435		防塌

		口组	青一段	K _{2qn1}		32~92		
		下 白 垩 统	泉四段	K _{1q4}	扶一组	97~106	1.4~7.5	防油 气水侵
			泉三段	K _{1q3}	扶二组	54~62		
					扶三组	49~89		
					杨一组	115~117 (未穿)		

(2) 构造特征

朝阳沟油田位于松辽盆地北部朝阳沟阶地中部，自东北向西南依次发育朝阳沟背斜、大榆树鼻状构造、翻身屯背斜及薄荷台鼻状构造。大榆树鼻状构造位于朝阳沟阶地向长春岭背斜隆起的过渡部位，总体为西南低东北高的趋势，区内断裂发育。本区所有断层均为正断层，断层与构造发育密切相关，断层走向以近南北向为主，少数为东西向，断层延伸长 0.3km~5.5km，断距 30m~60m 左右，断层平面分布为南部多，北部少。

(3) 储集层特征

①沉积及发育特征

根据重矿物组合类型，油层发育程度，岩屑（块）分布趋势综合研究认为，三肇地区东部及朝阳沟地区葡萄花油层属于北部沉积体系（克山~杏树岗）前缘带和东部沉积体系交汇沉积。沉积环境属于滨湖浅水相。

滨湖浅水相主要是各小层沉积时期湖盆东南岸的沉积。由于古隆起斜坡部位水体较浅，湖流、波浪为主要动力。在水进条件下，碎屑颗粒的沉积具有明显的地形制约性，砂体的形成不是亦步亦趋的追随着后退的湖岸线，而是在有利的地形与波浪作用相吻合，平面上砂体间断分布。滨湖浅水相带的沉积微相主要有：滨湖沿岸砂坝微相、滨湖滩地砂微相、滨湖泥质微相。岩石剖面结构为紫红色、灰绿色泥质岩与厚层-薄层粉细砂岩组成复合旋回和过渡旋回，水平层理、波状层理发育。

朝阳沟油田葡萄花油层是在青山口组沉积末期古隆起基础上的超覆沉积，砂体围绕古隆起呈上倾尖灭分布，也就是说朝阳沟古隆起斜坡地带（构造西翼及北翼）是砂坝富集的主要部位。

朝阳沟油田扶余油层沉积时期，盆地经历了进积-快速进积~稳定退积~快速退积的充填过程，沉积环境也经历了浅湖~三角洲平原、前缘~三角洲前缘、滨浅湖相的演化过程。物源来自西南、东南和北部 3 个方向，主要受西南物源影响，储层以分流河道、决口扇微相沉积的砂体为主。主要目的层为扶一、扶二组，其中扶一组地层厚度 90m~110m，扶二组地层厚度 50m~60m。各砂岩组沉积微相平面展布特征如下：

扶二组油层下部（F II 3~5 层）：随着进积作用加剧，出现水上水下交替沉积的现象。南部的长春岭背斜带、裕民、薄荷台以及翻身屯的大部分地区位于水上，发育三角洲平

原的水上分流河道、泛滥平原和决口水道。朝阳沟背斜位于水下，发育三角洲前缘的水下分流河道和分流间湾。

扶二组油层上部（F II 1~2 层）：进积作用进一步加剧，研究区大部分位于水上，沉积环境为三角洲平原相、网状河的特征也更加明显，主要发育分流河道、泛滥平原沉积微相，河道呈南北或北东走向，分流河道砂体发育，单层厚度较大，一般在 5.3m~12.4m，平均 7.2m。该区仅在北部发育小部分的三角洲前缘相，沉积微相以水下分流河道、席状砂和分流间湾为主。

扶一组油层下部（F I 6~7 层）：进积作用达到鼎盛并开始退积，湖侵范围开始扩大，北部地区开始出现一定面积的三角洲前缘相和滨浅湖相。南部仍位于水上，发育水上分流河道、决口河道和泛滥平原，河道以东北走向为主，河道砂体单层厚度大，一般在 4.5m~10.4m 之间，平均 6.3m。分流间湾和水下分流河道主要在朝阳沟背斜北部发育。

扶一组油层中部（F I 4~5 层）：继承了下部的沉积特征，退积作用加大，湖岸线向南迁移了，北部水下部分面积进一步扩大，发育水下分流河道和分流间湾，局部发育小片席状砂；南部以分流河道、决口河道和泛滥平原微相为主，河道走向为北东向和南北向。

扶一组油层上部（F I 1~3 层）：退积作用进一步加剧，湖水进一步扩张，末期达到鼎盛，全区位于水下，沉积微相以滨浅湖和三角洲前缘的水下分流河道、分流间湾为主，局部发育水下决口水道和席状砂，该期砂岩厚度明显变薄，单井平均厚度仅为 4.7m，且平面分布不稳定。

综上所述，朝阳沟油田扶余油层的主体砂岩集中发育在扶 I 组下部和扶 II 组上部，其余小层虽有砂岩发育，但厚度较小，分布零散，主体砂岩发育带纵向上为河道叠加型，平面上呈带状分布。

杨大城子油层属于河流~三角洲相沉积，以河流相沉积为主，受古气候影响，河流能量变化具有周期性，致使曲流点坝分段集中发育。物源来自西南部的保康沉积体系，杨大城子油层古河流主要延伸方向以北北东向为主。运用单砂体的等时对比技术，朝 94 区块杨大城子油层划分为 47 个沉积单元，分属于曲流河、低弯曲分流河道、顺直分流河道沉积。其中曲流河携砂能力强，沉积补偿速度快，致使河道在平面上侧蚀，改道形成面积宽阔的复合曲流带砂体，砂体岩性剖面呈典型的正旋回二元结构，由点坝、废弃河道砂、河漫滩、天然堤、河间泛滥淤积等沉积微相组成；低弯曲分流河道弯曲段发育点坝，顺直段发育垂积河道砂，而顺直分流河道发育垂积河道砂，两类河流由分流点坝砂、河道砂、废弃河道砂、决口水道砂、决口扇、河漫滩、天然堤、分流间淤积等沉积微相组

成。点坝、河道砂与非河道砂体内部孔隙骨架不同，厚层点坝、河道砂基本是含油的，是开发的主力层，而非河道砂体基本上为干层。

朝阳沟油田葡萄花油层主要发育葡I1、I2 两小层，其中葡I2 层为主要储层。葡I1 层：岩性组合以反旋回为主，砂层以薄层、互层为主，单层厚度一般小于 2.0m。葡I2 层：岩性组合以复合旋回为主，砂体呈块状，单砂体厚度一般 1.0m~5.0m，最厚 7.0m~8.0m，夹层不发育，微电极呈箱状，自然电位曲线呈钟形，砂体类型为滨湖岸砂坝。

②岩性及物性特征

朝阳沟油田葡萄花油层储层为硬砂质长石细粉砂岩，岩石成分中石英含量 33.3%，长石含量 40.6%，岩屑含量 12.7%，粒度中值 0.083mm。

岩石以泥质胶结为主，根据 6 口井 49 块粘土矿物样品分析，泥质含量平均 16.5%。蒙脱石占 3.7%、伊利石占 44.6%、高岭石占 6.9%、绿泥石占 23%、蒙-伊混合层占 2.0%、蒙-绿混合层占 19.6%。岩石处于中成岩阶段。

含油砂岩虽然粒度较细，但埋藏深度较浅，油层物性明显好于扶余油层，也好于同层位的升平、宋芳屯、模范屯油田。岩样中有效孔隙度小于 15%的样品占 3.3%，有效孔隙度15%~20%的样品占7.4%，有效孔隙度20%~25%的样品占14.3%，有效孔隙度25%~30%的样品占 48.2%，有效孔隙度大于 30%的样品占 26.8%。岩样中空气渗透率小于 $30 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的样品占 30.6%，空气渗透率 $30 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 \sim 100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 样品占 15.7%，空气渗透率 $100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 \sim 500 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 样品占 25.0%，空气渗透率大于 $500 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 样品占 28.7%。葡萄花油层属于高孔中渗透储层。

扶余油层岩性以粉、细粒岩屑长石砂岩为主，石英含量在 24.0%~32.0%，平均 29.6%；正长石含量在 19%~36%，平均 28.9%；斜长石含量在 1.0%~5.0%，平均 3.3%；岩屑含量一般在 24.0%~36.0%，平均 27.7%；泥质含量一般在 3.0%~10.0%，平均 4.5%；粒度中值在 0.01mm~0.25mm。胶结物以方解石为主，分选程度中~好，风化程度一般为深~中，胶结类型以再生~孔隙式为主。

朝阳沟油田粘土矿物以伊利石为主，其次为绿泥石。扶一组油层伊利石平均含量为 38.7%，绿泥石为 28.1%，伊蒙混层 4.7%，高岭石为 16.8%，扶二组油层伊利石平均含量为 52.5%，绿泥石为 31.6%，伊蒙混层 7.4%，高岭石为 1.9%。扶一和扶二组油层的粘土矿物特征略有区别。朝阳沟油田的粘土矿物多呈分散状或搭桥状分布于粒表或粒间孔隙中。高岭石在储层中多以书页状、蠕虫状的形式存在，常随高速流动的流体迁移，易在局部发生聚集，使孔隙、喉道变窄，甚至堵塞整个喉道；伊利石多呈形状不规则的鳞片状分布，易堵塞孔隙和喉道，降低渗透能力。

孔隙度岩心表明孔隙度 10.1%~17.0%，平均为 14.8%；空气渗透率岩心分析表明，渗透率 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 \sim 16.9 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，平均为 $4.3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

杨大城子油层属岩屑质长石混杂砂岩，岩矿成份长石含量 28%~34%，石英含量 24%~28%，岩屑含量 24%~30%。砂岩颗粒较粗，主力油层单层平均粒度中值 0.08mm~0.10mm，平均 0.092mm，分选中~差。

砂岩以泥质胶结为主，泥质含量 16%~22%，平均 17.9%。其次为方解石、硬石膏和自生石英。粘土矿物呈薄膜式或凝块式胶结；方解石、硬石膏呈充填式或嵌晶式胶结。胶结类型主要为薄膜~再生和再生~孔隙式。

区块的平均空气渗透率为 $20.6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，平均有效孔隙度为 17.0%，含油饱和度 59.0%，属低渗透储层。扶余油层地面原油密度平均 0.8567g/cm^3 ，粘度平均 $21.1 \text{mPa}\cdot\text{s}$ ，凝固点平均 31.0°C ，含胶平均 14.2%，含蜡平均 18.4%；地层原油粘度平均 $8.5 \text{mPa}\cdot\text{s}$ ，原始饱和压力平均 6.82MPa。根据邻井的岩心分析资料，杨大城子油层平均空气渗透率 $3.14 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，平均孔隙度 13.6%，为低渗透储层。其中杨一组空气渗透率 $0.83 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 \sim 11.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，平均为 $3.75 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，有效孔隙度 13.3%~17.3%，平均为 15.0%。杨二、杨三组空气渗透率 $0.3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 \sim 6.37 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，平均为 $2.46 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，有效孔隙度 10.6%~14.7%，平均为 13.2%。反映储层物性纵向变化杨一组好于杨二、杨三组。

③储层敏感性

朝阳沟油田临界流速为 $0.1 \text{mL/min} \sim 6.0 \text{mL/min}$ ，速敏类型为弱-中偏强速敏；水敏指数为 $0.1 \text{mL/min} \sim 0.5 \text{mL/min}$ ，水敏类型为弱~中偏强水敏；FI3₁、FII1 层岩样分别为弱酸敏和中等偏弱酸敏，而 FI7₂ 层岩样酸敏类型为强酸敏；临界 pH 值为 8.5，碱敏类型为弱碱敏。

④裂缝及地应力发育特征

天然微裂缝相对发育，方向为东西~北东向。人工裂缝主缝方位与相邻已开发区老井网井排方向基本一致。最大主应力方向为 $\text{NE}60^\circ \sim \text{NE}80^\circ$ ，平均为 $\text{NE}67^\circ$ ，与该区人工裂缝方向基本相同。

（4）油水分布和油藏类型

区块纵向上分布为上油下水组合，FI1~FII5 层为油层，含油井段 200m 左右，扶III组为零散油层或油水同层，少数井点为水层。油底随油层埋深而加深，平均海拔为-930m。砂岩发育规模相对较大，油水分布主要受构造、岩性和断层因素的控制，油藏类型以断层~岩性油藏为主。油水分布主要受断层和岩性的控制，全区无统一的油水界面。

5.3.3.2 回注井井身结构、固井质量、井筒材质

(1) 井身结构

1) 井身结构设计原则

井身结构设计直接关系到钻井和油田开发的效益。根据本区块地层特点、地层压力情况及目前钻井工艺技术状况，参考已钻井实钻井身结构，按照有利于安全、优质、高效钻井和保护油气层的原则进行设计。

- ①能有效地保护油气层，使不同压力系统的油气层不受钻井液损害；
- ②能尽量避免井喷、井塌、卡钻，特别是井漏等复杂情况的发生，为全井快速、安全、优质、经济地钻井创造条件；
- ③能尽量减少施工技术难度，保障安全钻井；
- ④有利于提高钻井速度，缩短建井周期，达到较高的技术经济效益；
- ⑤满足采油工程的要求；
- ⑥有利于井眼轨迹控制，有利于精确中靶。

2) 回注井井身结构

回注井均采用二开井身结构。一开：采用 $\Phi 244.5\text{mm}$ 表层套管，表层下深 81m，固井水泥返深至地面。二开下入 $\Phi 139.7\text{mm}$ 油层套管，生产套管下入深度至设计井深-3m，固井水泥返深至地面。

回注井井身结构图见图 5.3-11、图 5.3-12。

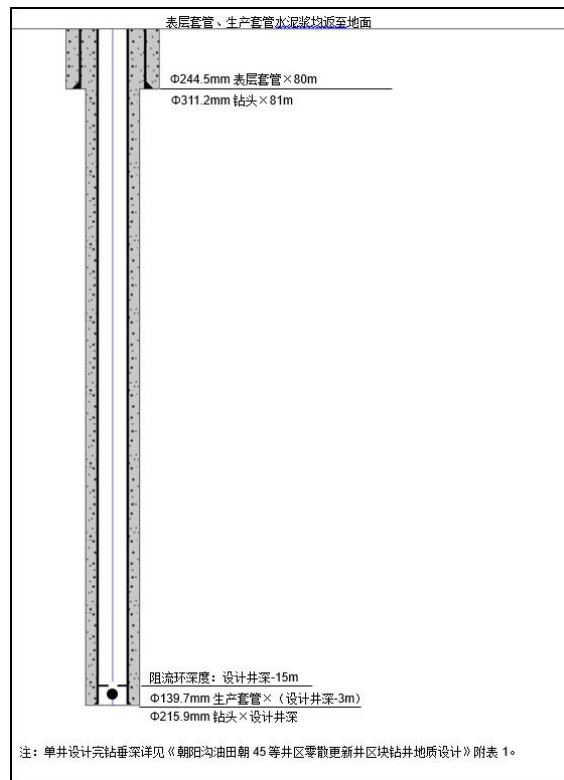


图 5.3-11 直井井身结构示意图

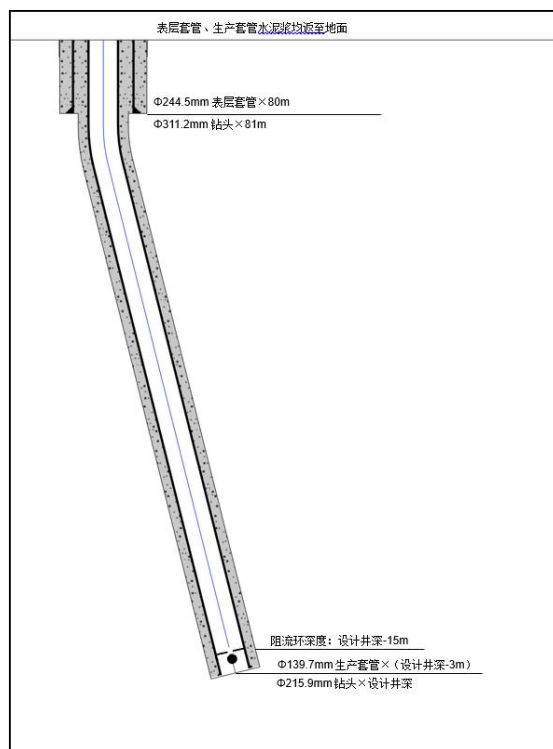


图 5.3-12 定向井井身结构示意图

(2) 固井质量

常见回注井固井方式一开表层套管采用内插法固井，要求水泥浆返至地面，二开油层套管采用常规固井方式，水泥浆返至地面。

钻井过程中常见的固井质量保证技术措施如下：

- ①为降低固井泥浆滤液伤害，生产套管固井推荐采用低失水、防漏水泥浆体系。
- ②加降失水剂，严格控制水泥浆失水量及自由水含量，改善水泥浆性能，提高固井质量。
- ③减少水泥浆流动阻力，改善水泥浆性能，实现紊流顶替，或采用适当顶替速度，实现塞流顶替。
- ④井径扩大率尽量控制在 10%以内，避免出现“糖葫芦”井眼；
- ⑤下套管过程中注意活动套管，合理使用套管扶正器，保证套管居中度；
- ⑥在保证井眼安全的前提下，尽量采用紊流顶替，提高顶替效率；如果井眼条件不理想无法达到紊流，则通过设计合理前置液和先导低密度水泥浆的流变参数和用量来达到紊流。
- ⑦控制水泥浆游离液和失水量，保证水泥浆的稳定性。

(3) 井筒材质

- ①生产套管尺寸确定

生产套管尺寸的选定要从完井工艺、增产措施和油管节点性分析四个方面综合考虑并确定，典型回注井生产套管采用外径 $\Phi 139.7\text{mm}$ ，壁厚 9.17mm 套管满足生产要求。

②生产套管材料选择

生产套管材料选择应能满足地质、注水目的层压力、压裂措施的要求，通过强度校核，选用钢级为 P110 的套管可满足注水压力要求。

表 5.3-7 典型套管柱设计表

套管程序	井段 m~m	规范		长度 m	钢级	壁厚 mm
		尺寸 mm	扣型			
表层套管	0~80	244.5	SC	80	H40	7.92
生产套管	0~1010	139.7	LC	1010	N80	7.72
	~1439	139.7	LC	429	P110	7.72

表 5.3-8 常见套管柱强度校核表

套管程序	井段 m~m	重量			抗外挤			抗内压			抗拉		
		每米重 kg/m	段重 t	累重 t	理论强度 MPa	最大载荷 MPa	安全系数	理论强度 MPa	最大载荷 MPa	安全系数	理论强度 kN	最大载荷 kN	安全系数
表层套管	0~80	48.07	3.85	3.85	9.45	0.98	9.63	15.65	9.83	1.59	1129.80	37.73	29.95
生产套管	0~1010	25.72	25.98	37.01	43.38	17.83	2.32	53.38	23.31	2.41	1546.93	279.82	5.52
	~1439	25.72	11.03	11.03	51.57	25.41	1.95	73.36	14.59	5.01	1979.00	83.42	22.54

(4) 回注井检测

回注井运行过程中，建设单位持续对回注井口压力、套管压力、环空压力、回注流体的流量、水质等指标进行监测，油田注水水质满足 SY/T5329 要求；建设单位定期开展套管腐蚀和水泥环状况检测，检测周期不超过 3 年。新启用或检维修后初次启用的回注井运行前，进行井筒完整性测试；平均注入量大于等于 $300\text{m}^3/\text{d}$ 的回注井每年至少进行 1 次井筒完整性检测，注入量小于 $300\text{m}^3/\text{d}$ 的回注井至少每 2 年进行 1 次井筒完整性检测，检测发现井筒完整性失效，立即停止回注。

5.3.3.3 正常工况下回注井地下水环境影响评价

(1) 回注井井筒完整性分析

①井身结构按相关规范设计，实践证明满足开发要求且安全可靠

根据井身结构设计执行标准《井身结构设计方法》（SY/T 5431-2017）要求，本区块井身结构采用二开井身结构：一开采用 311.2mm 钻头，钻至 81m 左右，下入直径 244.5mm ，P110 钢级套管；二开采用 215.9mm 钻头，钻至目的井深，下入直径 139.7mm ，钢级 P110

套管。朝阳沟油田自投入开发以来，已完钻上百口井，证明二开井身结构能够满足开发要求且安全可靠。

注水井井身结构均为直井、定向井，采用双层套管固井，其中表层套管下入深度为80m，环空水泥返深至地面；生产套管下入深度为设计井深-3m，环空水泥返深至地面，阻流环深度设置在完钻井深15m以内，注水井井身结构示意图见图5.3-13，注水井均通过水泥将套管与地层之间进行封闭，上有封隔器完全隔绝采出水回注过程中与非注水层和地下含水层的联系，阻止回注水对非注水层和地下含水层的污染，不会对潜水产生影响；井底构筑水泥塞，阻止注水向下部地层的渗入；仅井体底部的钢质封闭管壁设置了射孔段作为回注水排出钢管之外的通道；地面部分，井口高出地面，还设置控制加压装置，防止了对地下潜水与地表水的污染。

因此，回注地层的采出水，在正常状况下，固井质量合格，不可能跨越抗压强度较高的钢管与水泥阻挡层而涌入非注水层，可认为不会对地下水水质产生影响。

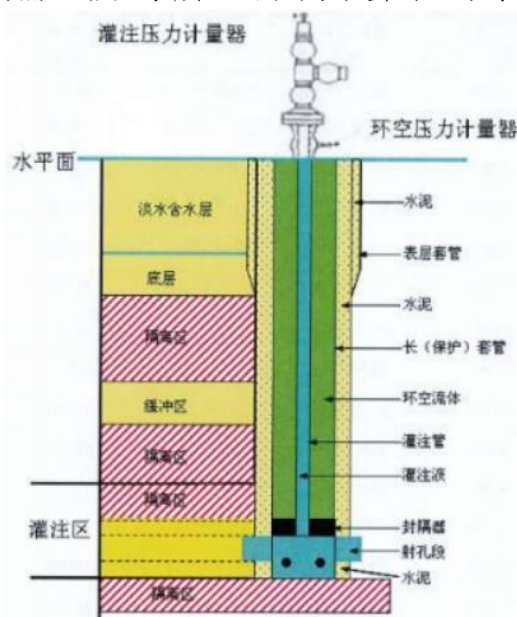


图 5.3-13 注水井井身结构示意图

注水井油管选用超高强度抗变形防粘扣防腐油管，本项目油层平均底深为1100m，选用外径为 $\Phi 73\text{mm}$ ，壁厚5.5mm，J55钢级防腐防垢油管，最小抗拉强度329kN，理论抗内压强度36.68MPa能够承受本项目设计回注压力，同时企业定期对回注井进行防腐、防漏、防堵检测，确保注水井井筒完整性。

为满足全过程注入，注入管柱选用桥式偏心分层注水管柱，实现开发全过程应用同一管柱。主要由封隔器、偏心配注器等部件构成，如图5.3-14所示。为满足清洁化、测静压作业需求，选用双向防喷球座防喷技术。

注水井井口具有防喷、测试、测压、防冻和洗井功能。井口保证施工安全，同时要

满足井控要求，井口阀门齐全并检测合格。

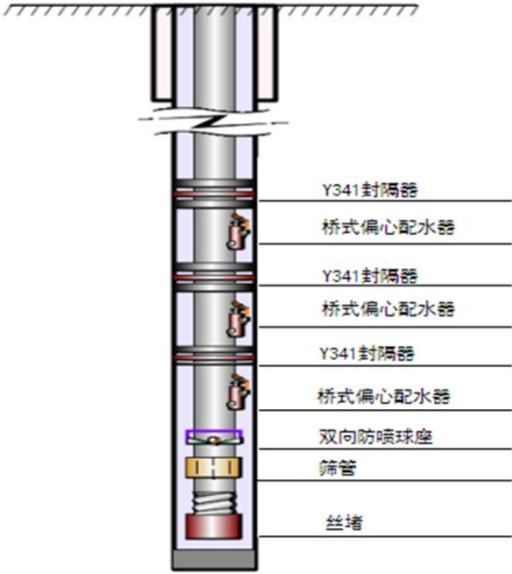


图 5.3-14 桥式偏心分层注水管柱示意图

本项目注水压力为 11~15MPa，设计回注井规格能够承受本项目设计回注压力，同时企业定期对回注井进行防腐、防漏、防堵检测，确保注水井井筒完整性。

②固井工艺整体适应性较好，固井优良率 100%

本项目固井设计执行《固井作业规程 第 1 部分：常规固井》（SY/T 5374.1-2016）、《固井作业规程 第 2 部分：特殊固井》（SY/T 5374.2-2023）等标准，表层套管采用内插法固井水泥返至地面，油层套管采用常规法固井，水泥返至地面。在固井实施过程中，采取一系列措施，确保固井质量优良：一是实施过程中控制井径扩大率在 10%以内，避免出现“糖葫芦”井眼；二是合理使用套管扶正器，保证套管居中度大于 70%；三是在保证井眼安全的前提下，尽可能提高注替排量，提高顶替效率；四是使用合理的水泥浆体系，控制水泥浆自由水小于 1.50mL，失水量小于 100mL；五是施工过程中保证注水泥施工的连续性。已实施井固井优良率 100%，表明固井工艺整体适应性较好。

（2）回注层的可注性分析

①储层厚度大、连通率高，可注性好

朝阳沟油田扶余油层沉积时期，盆地经历了进积-快速进积~稳定退积~快速退积的充填过程，沉积环境也经历了浅湖~三角洲平原、前缘~三角洲前缘、滨浅湖相的演化过程。物源来自西南、东南和北部 3 个方向，主要受西南物源影响，储层以分流河道、决口扇微相沉积的砂体为主。主要目的层为扶一、扶二组，其中扶一组地层厚度 90m~110m，扶二组地层厚度 50m~60m，油层相对厚，分布范围广，而且连通好；据馆岩心分析，孔隙度岩心表明孔隙度 10.1%~17.0%，平均为 14.8%；空气渗透率岩心分析表明，渗透率

$0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 \sim 16.9 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，平均为 $4.3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，属高孔高渗储层，储层敏感性中等偏强。砂岩埋深浅，胶结疏松，储层物性好，常规注水能有效注入。

本项目回注水质为朝一联含油污水处理站、朝二联含油污水处理站出水，出水指标为“含油量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 1\text{mg/L}$ 、悬浮物颗粒直径中值 $\leq 1\mu\text{m}$ ”，油层平均空气渗透率 $20.6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022），空气渗透率在 $0.05\text{--}0.5 \mu\text{m}^2$ ，注水水质应满足“含油量 $\leq 15\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 20\text{mg/L}$ 、悬浮物颗粒直径中值 $\leq 5\mu\text{m}$ ”要求，不会形成二次沉淀堵塞地层，能满足油田生产期内的回注要求。

②回注层的封闭性分析

潜水层一般指地表第一个稳定水层，依靠降水和地表水通过下渗补给。潜水层是重要的供水水源，本项目区域埋藏较浅，一般在 $15 \sim 25\text{m}$ 左右，其他可开发利用的水在 65m 左右。

本项目单井单井最大日注水量为 $15\text{m}^3/\text{d}$ ，油藏埋深 $850.0\text{m} \sim 1270.0\text{m}$ ，上面有稳定的青山口组区域盖层，其地层厚度 $316 \sim 527\text{m}$ ，该段地层泥岩为主。并且各砂层组顶部均发育稳定的泥岩盖层，压力系统独立，注水目的层所在地层属于岩石完整、致密、较均质、少裂隙的地层，地层稳定性较高，项目回注量影响范围内地质结构稳定，无断层、无地表露头和出露点，封闭能力强。本项目注水不会对潜水含水层、具有地下水开发利用价值的含水层造成影响。

5.3.3.2 非正常状况下回注井地下水环境影响评价

（1）情景设定

回注井在含水层中发生泄漏时，假设回注水从套管腐蚀的管孔隙中流出，因此将泄漏点作为点状污染源，如果泄漏量较大，渗漏发生后注水压力会明显改变，工作人员能及时发现从而采取相应措施，影响相对较小。因此本次评价假设少量持续泄漏，将泄漏点概化为平面连续点源，在预测评价过程中考虑最不利的工程状况，如此一来，渗漏发生后的影响也较大，以便于对危害做出最大化的评估预测。

（2）预测因子

套管破损导致回注水泄漏，污染物主要为石油类，本次评价选取石油类作为预测特征因子。

（3）预测源强

本项目注水井套管破损发生泄漏时，主要影响区域为承压水层位，本项目选取具有地下水开发利用价值的含水层进行预测，即白垩系上统明水组孔隙裂隙承压水含水层。

本工程单口注水井最大注水量为 15m³/d，考虑在最不利的情况下，套管 100%破裂，回注水全部泄漏进入含水层中，回注水中石油类含量为 5mg/L，故其泄漏的石油类污染物质最大约为 75g/d。由于套管破损不易被发现，只能在井下作业时对套管检测等措施进行控制，所以按持续泄漏预测。选择石油类作为预测因子，预测第 100 天、1000 天、5475 天（15 年）石油类在地下水中的运移情况。

（4）预测模型

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中 9.7 节预测方法，采用推荐的地下水溶质运移解析法中的一维稳定流动二维弥散点源模型连续注入示踪剂——平面连续点源进行预测。具体如下：

连续注入示踪剂——平面连续点源

$$C(x, y, t) = \frac{m_t}{4\pi M n \sqrt{D_L D_T}} e^{\frac{xu}{2D_L} \left[2K_0(\beta) - W\left(\frac{u^2 t}{4D_L}, \beta\right) \right]}$$

$$\beta = \sqrt{\frac{u^2 x^2}{4D_L^2} + \frac{u^2 y^2}{4D_L D_T}}$$

式中：

x, y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；

C (x, y, t) —t 时刻点 x, y 处的示踪剂浓度，g/L；

M—含水层的厚度，m；

mt—单位时间注入示踪剂的质量，kg/d；

u—水流速度，m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；

DL—纵向弥散系数，m²/d；

DT—横向 y 方向的弥散系数，m²/d。

π—圆周率。

K₀(β) —第二类零阶修正贝塞尔函数；

W(u²t/4DL, β) —第一类越流系统井函数。

（5）参数选取

根据达西定律 u=渗透系数×地下水水力坡度/有效孔隙度，本项目所在区域承压水为大安组承压含水层，岩性主要是含砾粉细砂岩和含砾中砂岩，渗透系数 8~15m/d，考虑最不

利情况取最大值， $K_{\text{承压水}}=15\text{m/d}$ ， $n_{\text{承压水}}=0.3$ ，根据区域承压水等水位线与距离确定 $I_{\text{承压水}}=0.00028$ ，有效评价区内承压水含水层地下水流速为 0.014m/d 。区域具有饮用水价值的含水层为新近系大安组承压含水层，承压含水层厚度 $10\text{-}50\text{m}$ ，考虑最不利情况，承压含水层厚度取 10m 。弥散系数：区域地下水纵向弥散系数 $0.1\text{m}^2/\text{d}$ ，横向弥散系数 $0.02\text{m}^2/\text{d}$ 。

选取地下水石油类 $\leq 0.05\text{mg/L}$ （参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）II 类标准执行），石油类最低检出限为 0.01mg/L ，化学反应常数为 0 。

(6) 预测结果

注水井套管破损泄漏 100d、1000d、5475d 对承压水的影响预测结果见表 5.3-9、图 5.3-15~图 5.3-17。

表 5.3-9 注水井套管泄漏对地下水的影响预测结果表

污染物	预测时间	超标距离	超标面积	最远影响距离	影响面积
石油类	100 天	13m	213.93m ²	15m	283.58m ²
	1000 天	53m	2139.29m ²	60m	2894.51m ²
	5475 天	172m	12755.14m ²	189m	16873.53m ²

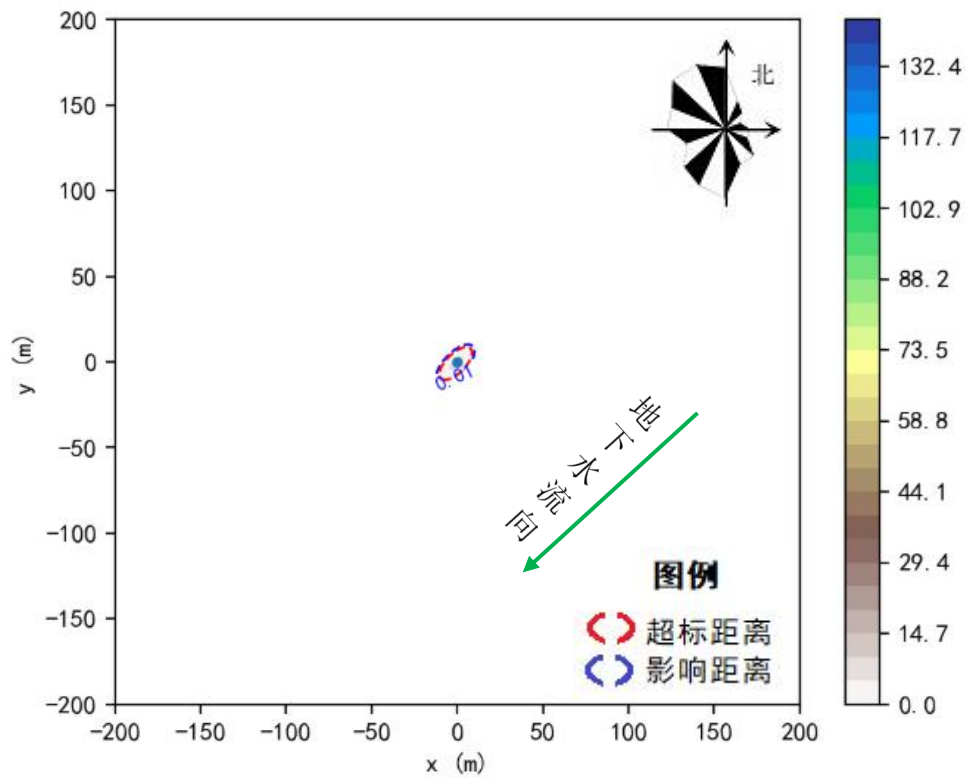


图 5.3-15 注水井套管泄漏 100 天石油类污染扩散平面图（污染源点：0，0）

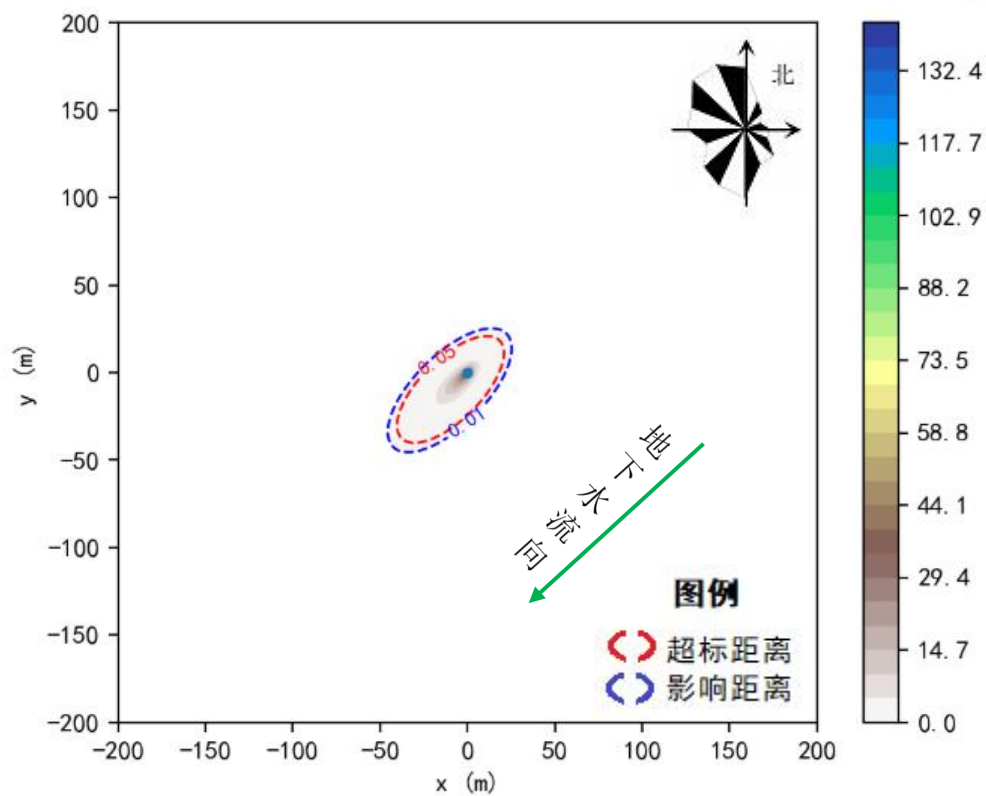


图 5.3-16 注水井套管泄漏 1000 天石油类污染扩散平面图（污染源点：0，0）

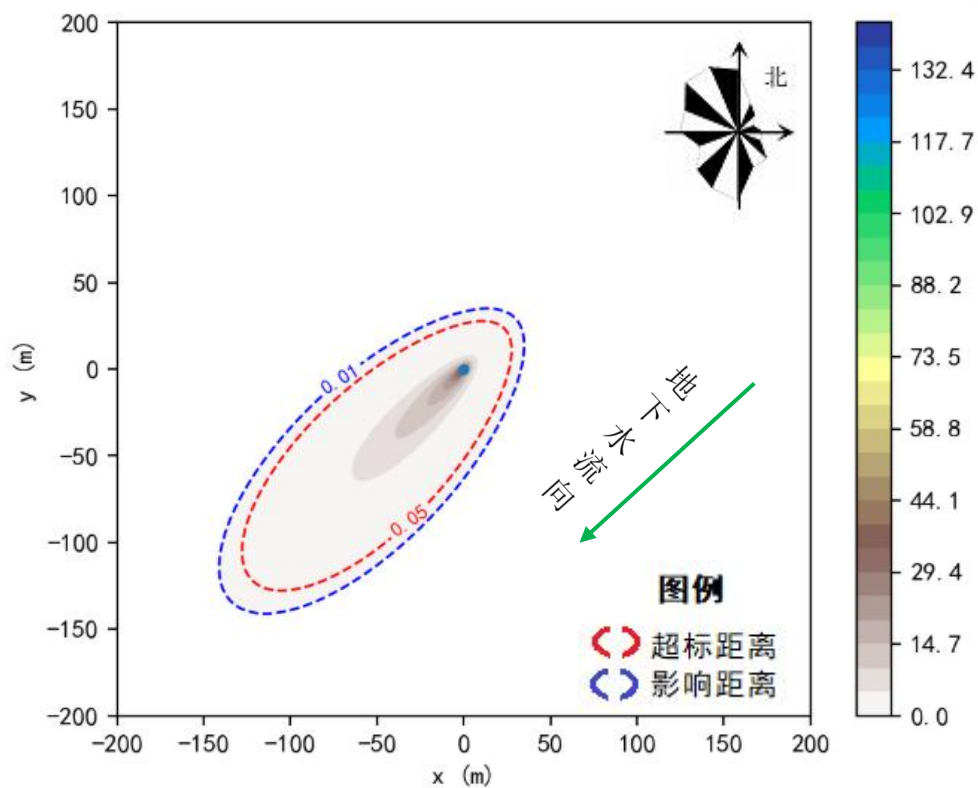


图 5.3-17 注水井套管泄漏 5475 天石油类污染扩散平面图（污染源点：0，0）

由预测结果可知，随着时间增加，污染范围有所增加，注水井套损泄漏 100d 后，超

标距离为下游 13m，影响距离为下游 15m；注水井套管泄漏 1000d 后，超标距离为下游 53m，影响距离为下游 60m；注水井套管泄漏 5475d 后，超标距离为下游 172m，影响距离为下游 189m。

经调查，距离本项目最近的饮用水源井为翻 164-更 90 西南侧 1.1km 的薄荷台乡台前村集中式饮用水水源井，该水井不在套管破损影响范围内，套管破损事故状态下对周边承压水井影响可接受。为避免注水井套管泄漏对地下水的影响，拟建注水井在钻井阶段采用双层套管，且项目应定期对套管情况进行检测，发现异常情况，应及时关闭截断阀，并对注水井进行修井作业，修补破损的套管，防止污染地下水，降低风险事故对地下水的影响。

5.3.4 地下水环境影响评价结论

项目正常工况及非正常工况下不会对地下水环境产生影响，井场厂界特征污染物石油类可以满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 II 类标准限值。非正常状况下，当钻井套管连接不及时等操作失误造成水基钻井液泄漏 100d 后，下游 7m 范围内 COD 超出了《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 II 类标准限值，泄漏 1000d、5475d 后，均未出现超标。当集输管线 10%管径泄漏 100d、1000d、5475d 时，随着时间增加，污染物超标范围有所增加，下游 19m、62m、159m 范围内石油类超出了《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 II 类标准限值。当集输管线全管径泄漏 100d、1000d 后，随着时间增加，污染物超标范围有所增加，下游 12m、26m 范围内石油类超出了《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 II 类标准限值，泄漏 5475d 后，未出现超标。当油井套管 100d、1000d、5475d 时，下游 19m、73m、220m 范围内石油类超出了《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 II 类标准限值，当注水井套管 100d、1000d、5475d 时，下游 13m、53m、172m 范围内石油类超出了《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 II 类标准限值。事故状态下地下水影响范围内无地下水饮用水井，因此本项目对周边村屯地下水环境的影响较小。

5.4 声环境影响预测与评价

5.4.1 施工期

项目施工期噪声主要来源于钻井工程、压裂及地面工程施工时施工机械噪声和运输车辆噪声。

（1）钻井工程

本项目选取距声环境敏感点最近的朝 119-更 63 钻井井场进行预测分析，钻井井场占

地 6400m²，长 80m，宽 80m，结合《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）中推荐的室外声源模式：户外声传播衰减包括几何发散（A_{div}）、大气吸收（A_{atm}）、地面效应（A_{gr}）、障碍物屏蔽（A_{bar}）、其他多方面效应（A_{misc}）引起的衰减。

在环境影响评价中，应根据声源声功率级或参考位置处的声压级、户外声传播衰减，计算预测点的声级，户外噪声计算公式为：

$$L_p(r)=L_w+D_C-(A_{div}+A_{atm}+A_{gr}+A_{bar}+A_{misc})$$

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。

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	24.96	55.98	1.5	130	基础减震、隔声、选用低噪声设备	连续、稳定、昼夜运行
2	泵柴油机	37.46	42.55	1.5	95	泵类安装减震基础、选用低噪声设备	
3	钻机	40	40	1.5	92		
4	钻井泵	56.2	32.03	1.5	95		
5	钻井泵	58.66	27.6	1.5	95		
6	泥浆泵	45.36	31.29	1.5	95		
7	振动筛	40.43	30.56	1.5	88		
8	振动筛	35.51	30.56	1.5	88		
9	搅拌机	40.93	26.61	1.5	110		

朝 119-更 63 钻井井场场界噪声贡献值预测结果见表 5.4-2，声环境保护目标噪声预测结果与达标分析表见表 5.4-3，朝 119-更 63 钻井工程噪声贡献值预测图见图 5.4-1。

表 5.4-2 朝 119-更 63 钻井井场场界噪声贡献值预测结果 单位：dB(A)

预测井场	昼间噪声				夜间噪声			
	东场界	南场界	西场界	北场界	东场界	南场界	西场界	北场界
朝 119-更 63 井场	51.9	54.4	54.1	54.2	51.9	54.4	54.1	54.2

表 5.4-3 声环境保护目标噪声预测结果与达标分析表 单位：dB(A)

声环 境保 护目 标名 称	噪声背景 值		噪声现状 值		噪声标准		噪声贡献值		噪声预测值		较现状增 量		超标和达 标情况	
	昼 间	夜 间	昼 间	夜 间	昼 间	夜 间	昼 间	夜 间	昼 间	夜 间	昼 间	夜 间	昼 间	夜 间
冯家 围子 屯	47.6	43.3	47.6	43.3	55	45	35.4	35.4	47.9	44.0	0.3	0.7	达 标	达 标

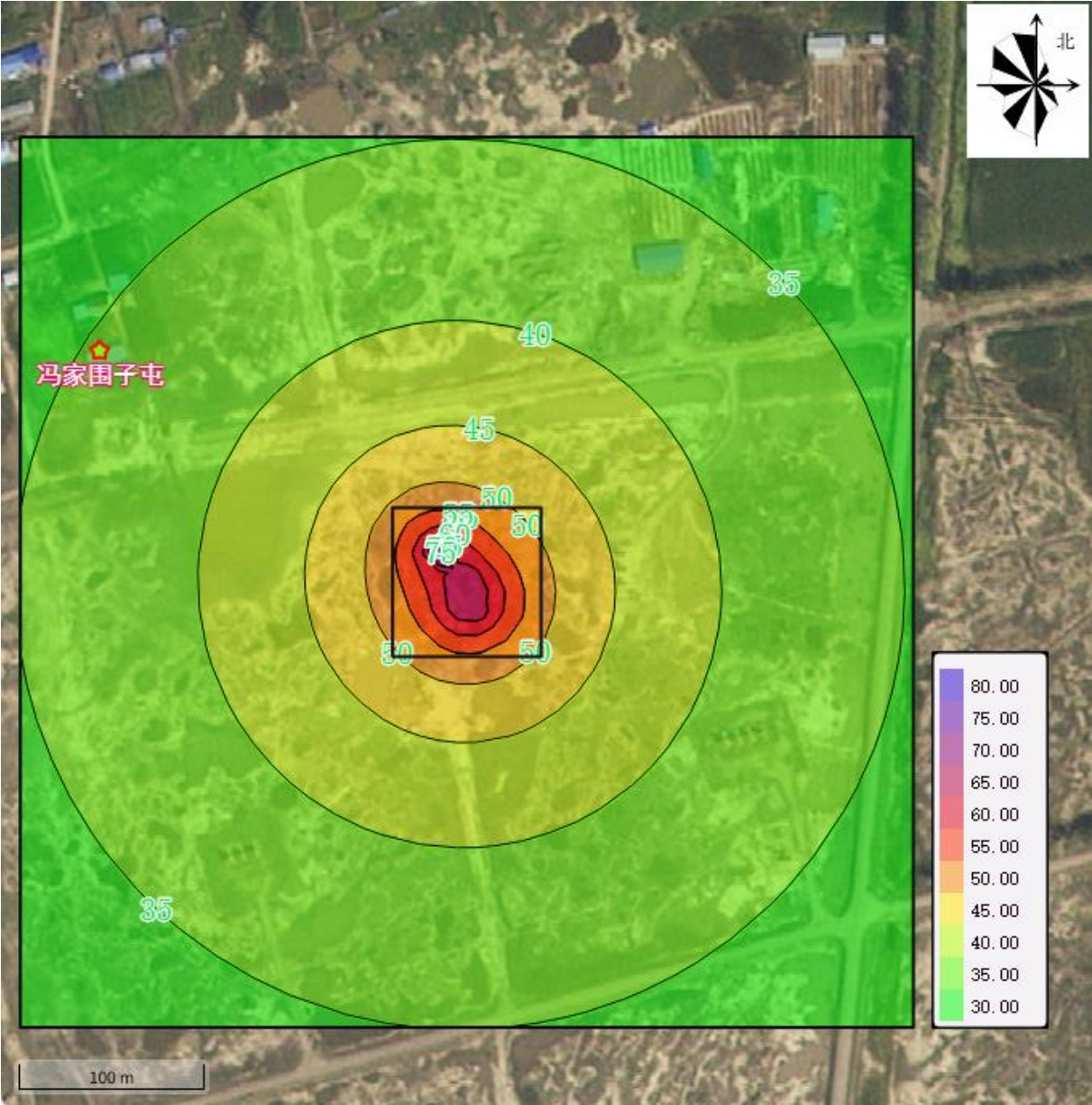


图 5.4-1 朝 119-更 63 钻井工程噪声贡献值预测图

距离本项目钻井井场最近的声环境敏感点为朝 119-更 63 西北侧 160m 的冯家围子屯，根据预测分析，冯家围子屯声环境能够满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 1 类区标准，钻井施工对周影响较小。为了更好的保护区域声环境，本项目采取以下措施：

- ①钻机等发声设备尽可能选用低噪声设备；
- ②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营状态，降低噪声源强度。
- ④距离冯家围子屯最近的朝 119-更 63 钻井井场周边设置隔声屏障，降低钻机等施工机械对冯家围子屯的影响。

在采取了上述降噪措施后，钻井工程井场场界噪声可以满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011），本项目对声环境敏感点影响较小，钻井工程噪声对区域环境影响可接受，并且这种影响在施工期结束时即消失。

（2）压裂工程

压裂过程噪声源主要为压裂车、混砂车，噪声源强在 70-90 dB(A)之间。本项目选取施工选取施工场地占地面积小且距离村屯最近的朝 119-更 63 压裂施工井场进行预测分析，压裂施工井场占地 6400m²，长 80m，宽 80m。压裂噪声源强调查清单见表 5.4-4。

表 5.4-4 压裂噪声源强调查清单

序号	声源名称	空间相对位置/m			声源源强/ dB(A)	声源控制措施	运行时段
		X	Y	Z			
1	压裂车 1	31.64	54.03	1.5	75	泵类安装减震基础、选用低噪声设备	连续、稳定、昼间运行
2	压裂车 2	31.38	48.17	1.5	75		
3	压裂车 3	31.26	43.03	1.5	75		
4	压裂车 4	31.03	37.36	1.5	75		
5	混砂车 1	43.49	47.3	1.5	95		
6	混砂车 2	43.4	42.81	1.5	95		

朝 119-更 63 压裂施工场界噪声贡献值预测结果见表 5.4-5，声环境保护目标噪声预测结果与达标分析表见表 5.4-6，朝 119-更 63 压裂施工噪声预测图见图 5.4-2。

表 5.4-5 朝 119-更 63 压裂施工场界噪声贡献值预测结果 单位：dB(A)

预测井场	昼间噪声				夜间噪声			
	东场界	南场界	西场界	北场界	东场界	南场界	西场界	北场界
朝 119-更 63 压裂施工场地	50.7	48.7	49.3	51.6	50.7	48.7	49.3	51.6

表 5.4-6 声环境保护目标噪声预测结果与达标分析表 单位：dB(A)

声环境 保护目 标名称	噪声背景 值		噪声现状 值		噪声标准		噪声贡献值		噪声预测值		较现状增 量		超标和达 标情况	
	昼 间	夜 间	昼 间	夜 间	昼 间	夜 间	昼 间	夜 间	昼 间	夜 间	昼 间	夜 间	昼 间	夜 间
冯家 围子 屯	47.6	43.3	47.6	43.3	55	45	32.8	32.8	47.7	43.7	0.1	0.4	达 标	达 标

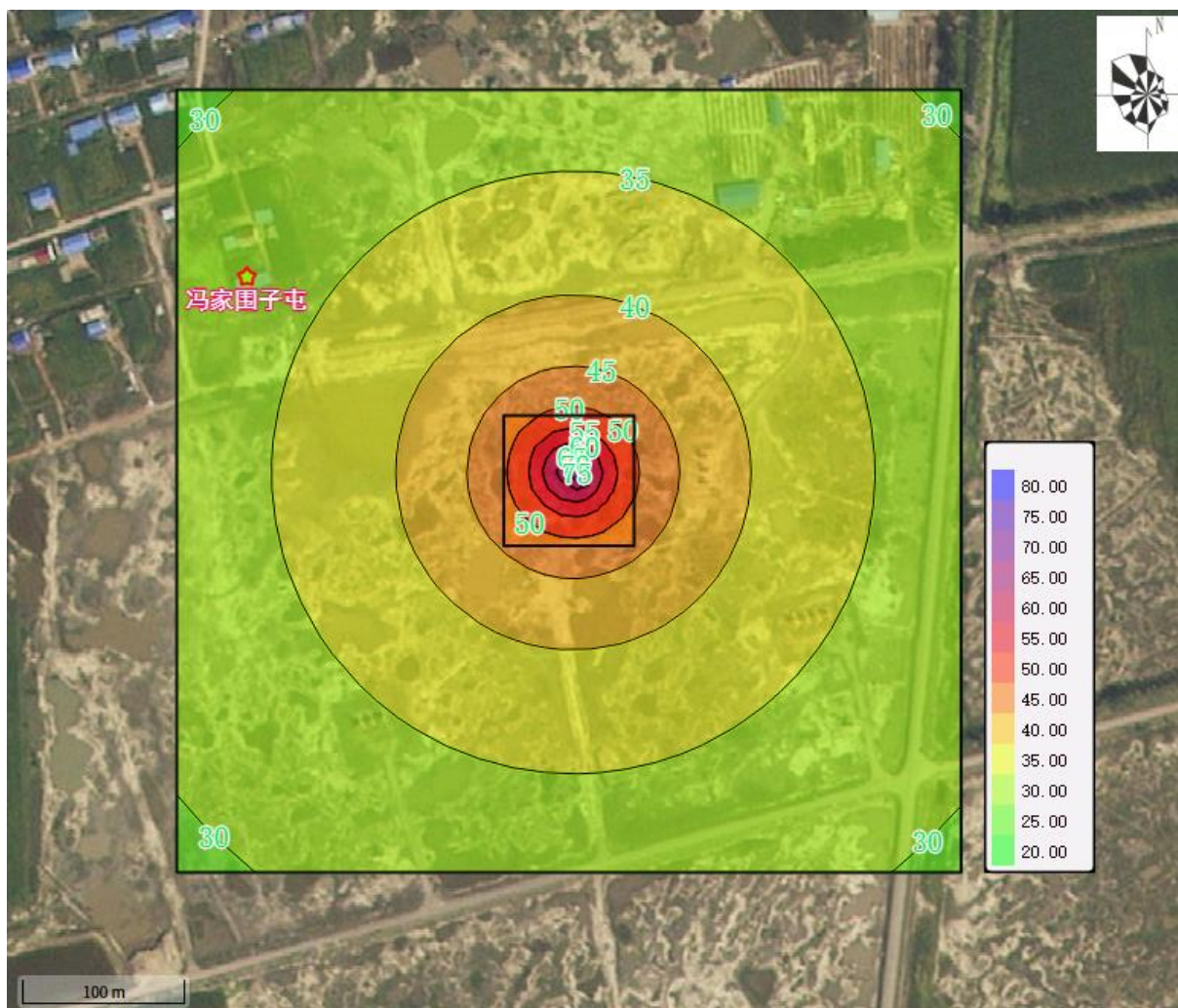


图 5.4-2 朝 119-更 63 压裂施工噪声预测图

距离本项目压裂井场最近的声环境敏感点为朝 119-更 63 西北侧 160m 的冯家围子屯，根据预测分析，在井场压裂期间，冯家围子屯声环境能够满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 1 类区标准，钻井施工对周围影响较小。为了更好的保护区域声环境，应注意对设备的维护保养，保证设备保持在最佳运营状态，降低噪声源强度。

在采取了上述降噪措施后，压裂工程井场场界噪声可以满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011），压裂工程噪声对区域环境影响可接受，并且这种影响

在施工期结束时即消失。

压裂机组等大型车辆运输线路途经村屯时，车辆与临街民房距离约 10-20m，车辆途经居民区过程中应减速慢行，非特殊情况不鸣笛，车辆运输噪声为途经村屯时产生的临时性影响，待车辆驶离后即恢复正常，对居民区的影响较小。

(3) 地面工程

本工程地面施工期主要噪声源包括挖掘机、推土机、压路机、电焊机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 5.4-7。

表 5.4-7 施工期施工机械噪声统计表 单位：dB(A)

机械名称	离施工点距离不同处的噪声值						
	10m	40m	50 m	100 m	150 m	200 m	300m
挖掘机	76.0	59.1	57.0	50.4	46.8	44.2	40.6
推土机	74.0	57.1	55.0	48.4	44.8	42.2	38.6
压路机	76.0	59.1	57.0	50.4	46.8	44.2	40.6
电焊机	50	38.0	36.0	30.0	26.5	24.0	20.5
运输车辆	70.0	58.0	56.0	50.0	46.5	44.0	40.5

本项目地面工程道路施工、管线工程等仅在昼间进行施工，距离地面工程较近的声环境敏感点为朝 86-更 40 集油管线东北侧 140m 的共和村、朝 119-更 63 西北侧 160m 的冯家围子屯、朝 141-更 60 注水管线西北侧 170m 的后赵家屯，根据分析，在距离共和村、冯家围子屯、后赵家屯较近的管线施工地带采取人工开挖后，对共和村、冯家围子屯、后赵家屯的声环境影响较小，共和村、冯家围子屯、后赵家屯声环境能够满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 1 类区标准，地面工程施工期拟采取以下措施：

①降低设备噪声。选用低噪声设备，注意对设备的维护和保养，合理操作，保证施工机械保持在最佳状态，降低噪声源强度。

②合理安排施工进度，减少施工时间，不在夜间施工，调整同时作业的施工机械数量，降低对周围环境的影响。

③合理布置施工现场，尽量将高噪声机械布置远离环境敏感点一侧，同时，避免在同一地点安排较多的动力机械。

④施工期运输车辆的运行路线应远离周围的居民区，合理选择路线进行绕行、避让措施，临近居民区应减少汽车鸣笛的次数，减速慢行，减少车辆噪声对居民区的不利影响。

⑤在距离共和村、冯家围子屯、后赵家屯较近管线施工过程中采取人工开挖，并在靠近村屯一侧安装隔声屏障，减少挖掘机等施工机械施工时间，降低噪声影响。

在采取了上述措施后，地面工程井场、管线等施工场界噪声可以满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)标准要求。施工噪声对周围环境的影响较小，且施工期噪声对环境的影响是暂时性的，随着施工结束，其影响也随之消失。

5.4.2 运营期

(1) 正常工况下井场声环境影响分析

①声源源强

本工程运营期正常工况下主要噪声源为采油井场。噪声源强主要为井场抽油机，为机械噪声。主要声源强度见表 5.4-8。

表 5.4-8 本工程运营期主要声源强度统计

序号	噪声源	发声源	噪声源强度 dB (A)
1	采油井	抽油机	65~80

②环境数据

通过资料收集，影响声波传播的各类参数见表 5.4-9。

表 5.4-9 影响声波传播的各类参数统计

序号	参数	取值
1	年平均风速和主导风向	3.7m/s，西北风
2	项目区域年平均气温	3.3℃
3	年平均相对湿度	63%
4	大气压强	101325Pa
5	声源和预测点间的地形、高差	平原，1.2m
6	声源和预测点间障碍物（如建筑物、围墙等）的几何参数	无
7	声源和预测点间树林、灌木等的分布情况以及地面覆盖情况	耕地

③预测方法

油田运营期所产生的噪声污染贯穿油田生产的全过程，具有点多、分散的特点，其

影响程度视油田生产中的设备发声强度和周围环境的功功能要求而定。本工程主要噪声源为采油井场，根据调查，本项目油井井场 200m 范围内无声环境敏感点，距离本项目采油井场最近的敏感点为翻 126-更 48 西北侧 240m 的西屯里屯，本次选择距离敏感点最近的翻 126-更 48 井场及油井数量最多的 7 号平台井场预测分析运营期井场噪声对周边环境的影响。

采用《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）中推荐的户外声源模式，户外声传播衰减包括几何发散（ A_{div} ）、大气吸收（ A_{atm} ）、地面效应（ A_{gr} ）、障碍物屏蔽（ A_{bar} ）、其他多方面效应（ A_{misc} ）引起的衰减。根据现场实际情况，本次计算只考虑几何发散（ A_{div} ）、大气吸收（ A_{atm} ）、地面效应（ A_{gr} ）三种情况。

$$L_p(r)=L_w+D_C-(A_{div}+A_{atm}+A_{gr}+A_{bar}+A_{misc})$$

$$A_{div}=20lg(r/r_0)$$

$$A_{atm}=\alpha (r-r_0)/1000$$

$$A_{gr}=4.8- (2h_m/r) [17+ (300/r)]$$

式中：

$L_p(r)$ ——预测点处声压级，dB；

L_w ——由点声源产生的声功率级（A 计权或倍频带），dB；

D_C ——指向性校正，它描述点声源的等效连续声压级与产生声功率级 L_w 的全向点声源在规定方向的声级的偏差程度，dB；

A_{div} ——几何发散引起的衰减，dB；

A_{atm} ——大气吸收引起的衰减，dB；

A_{gr} ——地面效应引起的衰减，dB；

A_{bar} ——障碍物屏蔽引起的衰减，dB；

A_{misc} ——其他多方面效应引起的衰减，dB

α ——空气吸收系数，dB/100m；取相对湿度 63%，温度 3.7℃时的值；

$r、r_0$ ——声源至预测点和测量点的距离。

④预测结果

翻 126-更 48 井场厂界噪声贡献值预测结果见表 5.4-10，7 号平台井场厂界噪声贡献值预测结果见表 5.4-11，井场噪声预测图见图 5.4-3、图 5.4-4。

表 5.4-10 运营期翻 126-更 48 井场厂界噪声贡献值预测结果 单位：dB(A)

预测井场	昼间噪声				夜间噪声			
	东厂界	南厂界	西厂界	北厂界	东厂界	南厂界	西厂界	北厂界
翻 126-更 48 井场	45.0	48.4	45.0	48.4	45.0	48.4	45.0	48.4

表 5.4-11 运营期 7 号平台井场厂界噪声贡献值预测结果 单位: dB(A)

预测井场	昼间噪声				夜间噪声			
	东厂界	南厂界	西厂界	北厂界	东厂界	南厂界	西厂界	北厂界
7 号平台井场	48.2	49.0	48.2	48.9	48.2	49.0	48.2	48.9

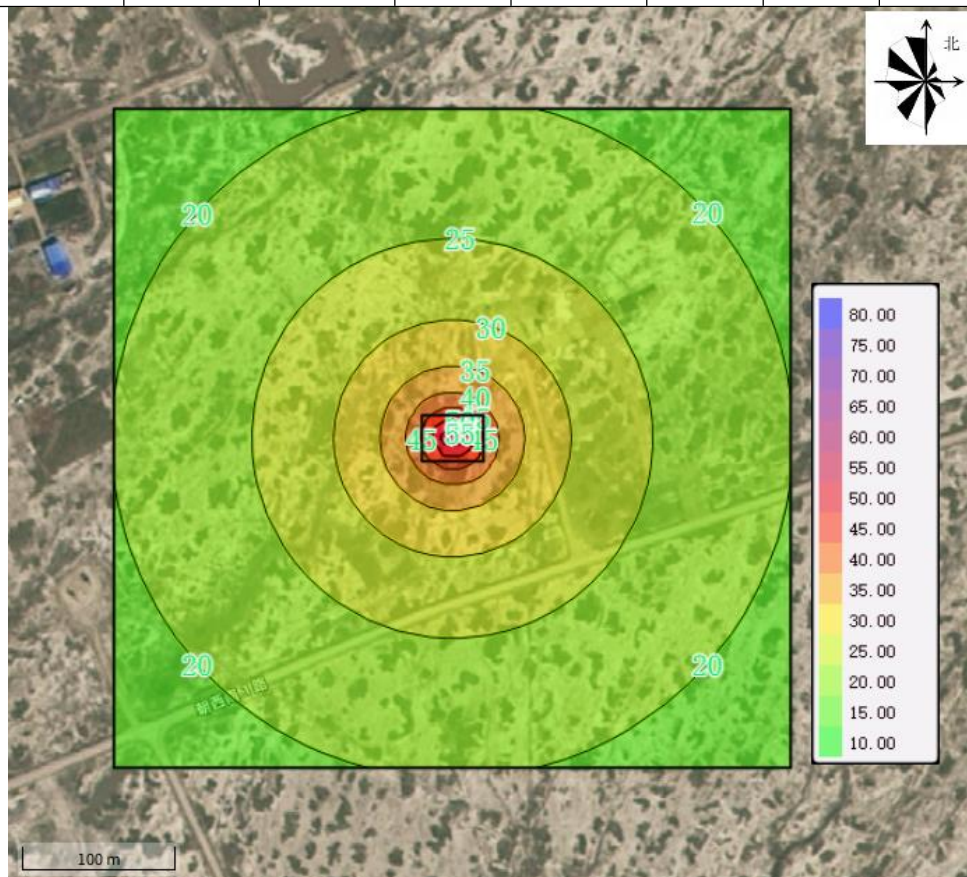


图 5.4-3 翻 126-更 48 井场噪声预测图

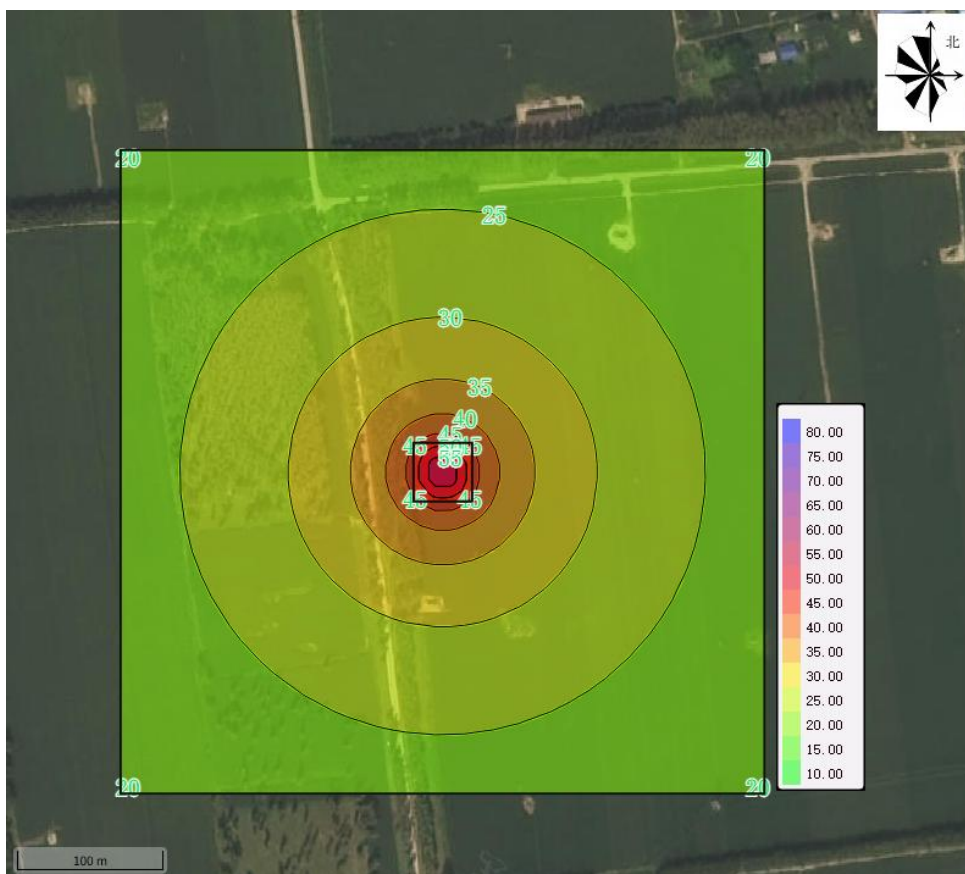


图 5.4-4 7 号平台井场噪声预测图

由预测结果可知，翻 126-更 48 井场、7 号平台井场厂界处的噪声贡献值满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准的要求，项目井场运行对周边声环境影响较小，不会发生噪声扰民问题。

（2）常规井下作业声环境影响分析

井下作业主要为修井、洗井等，井下作业施工机械噪声衰减结果见表 5.4-12。

表 5.4-12 井下作业施工机械噪声衰减结果表 单位：dB(A)

机械名称	离施工点距离不同处的噪声值						
	10m	15m	20m	50 m	100 m	200 m	300 m
修井机	60	56.5	54.0	46.0	40.0	34.0	30.5

由上表可知，井下作业噪声源主要为修井机，距离井口 20m，噪声降低至 54.0dB(A)，满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）中的标准限值（昼间 70dB(A)、夜间 55dB(A)）要求。

本项目井场周围 200m 范围存在 1 处居住区，建议采取以下措施：

（1）井下作业期间噪声主要来自通井机的轰鸣声，此噪声的大小与井内管柱的负荷有直接关系，现场施工要求司钻根据井内管柱负荷变化，调整合适的设备档位，以达到在同等负荷下，噪声最小。

(2) 在条件允许情况下, 建议采取网电修井机, 作业期间井场四周设置隔声围挡措施。

加大设备的维护保养, 在设备下铺设减振基础, 减少振动噪声。

井下作业施工时间是短暂的, 在井下作业结束后这种不利影响将消失, 因此本项目在井下作业时对井场周边声环境敏感目标较小。

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 5.4-13。

表 5.4-13 退役期施工机械噪声统计表 单位: dB(A)

机械名称	离施工点距离不同处的噪声值					
	10m	20m	50 m	100 m	200 m	300 m
挖掘机	76	66.5	56.9	50.4	44.2	40.6
推土机	74	64.5	55	48.4	42.2	38.6
吊装机	67	57.5	48	41.4	35.2	31.6
运输车辆	76	66.5	56.9	50.4	44.2	40.6

本项目退役期仅在昼间施工, 由上表可以看出, 主要施工机械在 20m 以外均能够满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011) 中昼间限值不超过 70dB (A) 的要求。根据现场调查, 距离本项目最近的声环境敏感点为朝 86-更 40 集油管线东北侧 140m 的共和村、朝 119-更 63 西北侧 160m 的冯家围子屯、朝 141-更 60 注水管线西北侧 170m 的后赵家屯, 项目退役期产生噪声对其影响较小, 且噪声对环境的影响是暂时性的, 随着施工结束, 其影响也随之消失。

5.5 固体废物环境影响分析

5.5.1 施工期

施工过程中产生的固体废物主要为废钻井液、钻井岩屑、废射孔液、膨润土等废包装袋、非含油废防渗布、施工废料、生活垃圾等。

(1) 废钻井液、钻井岩屑、废射孔液

根据《大庆油田开发建设对环境影响研究》课题研究成果, 废弃泥浆如果不处理, 长期以自然状态积存于井场, 对土壤有机物含量影响不大, 但会对土壤理化性质如 pH、总碱度、总盐产生一定影响。本项目在钻井过程中在每座钻井井场设置一座 100m³ 钢制泥浆槽, 废钻井液与钻井废水、钻井岩屑等废弃物暂存于井场钢制泥浆槽中形成废弃泥浆, 钻井期单座钻井井场废弃泥浆最大产生量为 23.23m³/d, 井场设置的钢制泥浆槽有效

容积 100m³，能够满足 4 天暂存要求，拉运频 1 次/4d，由罐车拉运至大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司处理，处理后的压滤水由罐车拉运至朝一联含油污水处理站处理达标后回注油层，处理后的泥饼由大庆钻探工程公司钻井二公司综合利用垫井场或铺路，对环境的影响较小。

废射孔液由罐车拉运至黑龙江龙之润环保工程有限公司处理，处理后的泥饼综合利用垫井场或铺路。

（2）施工废料、非含油废防渗布及膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋

本项目施工废料主要为焊接施工中产生废焊条和管道防腐施工过程中产生的废防腐材料。最大限度回收利用后，剩余废料拉运至第八采油厂工业固废填埋场处理，膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋由施工单位统一收集后拉运至第八采油厂工业固废填埋场处理，非含油废防渗布采用加盖钢制桶回收，最大限度回收利用，无法利用的施工结束后由施工单位拉运至第八采油厂工业固废填埋场处理。

（4）废旧管线

本项目更换管线产生废旧管线，拆除的废旧管线全部回收至第十采油厂物资库。

（5）生活垃圾

生活垃圾统一收集后拉运至肇州县和平垃圾处理有限公司处理。

综上所述，施工期产生的固体废物均得到分类收集，妥善、有效处置，不会对周围环境产生不良影响。

5.5.2 运营期

本项目运营期产生的固体废物主要是含油污泥、作业过程中产生的落地油、含油废防渗布。

（1）含油污泥、落地油

含油污泥、落地油含有石油类等有害成份，含油污泥、落地油的主要成份是水、砂和石油类。根据《国家危险废物名录（2025 年版）》及《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》，属于危险废物，废物类别均为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，含油污泥、落地油危废代码为 071-001-08 石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚。含油污泥、落地油由罐车拉运至朝一联含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆市顺和环保科技有限公司处理满足相应标准要求后，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。

项目运营期含油污泥和落地油只要采取合理的废物回收、处置方案，对环境的影响较小。

小。

（2）含油废防渗布

井场作业过程中铺设防渗布，工程作业期间产生的落地油滴落到防渗布上，会产生含油废防渗布，根据《国家危险废物名录（2025 年版）》，含油防渗布属于 HW08 类危险废物，危险废物代码为 900-249-08，由建设单位收集后暂存于第十采油厂危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理。

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》（环保部公告〔2017〕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、包装并设置形影的标志及标签。

5.5.3.1 危险废物收集及储存分析

本项目运营期产生含油污泥、落地油，废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，废物代码均为 071-001-08；含油废防渗布废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，废物代码为 900-249-08。

本工程运营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。

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》（环境保护部令[2011]第 17 号）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

本工程运营期产生的含油污泥和落地油由罐车拉运至朝一联含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆市顺和环保科技有限公司处理满足相应标准要求后，用作油田垫井场和通井路；含油废防渗布收集后暂存于第十采油厂危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理。

根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环保部公告〔2017〕43 号）相关规定，“环评阶段已签订利用或者委托处置意向的，应分析危险废物利用或者处置途径的可行性。暂未委托利用或者处置单位的，应根据建设项目周边有资质的危险废物处置单位的分布情况、处置能力、资质类别等，给出建设项目产生危险废物的委托利用或处置途径建议。”

本工程建设单位尚未签订含油废防渗布的委托处置协议。根据黑龙江省核发的危险废物处理资质单位名单，有能力处理含油废防渗布的企业有大庆圣德雷特化工有限公司和大庆市云泰石化产品有限公司，详细情况如下：

大庆圣德雷特化工有限公司经营范围包括 HW08-废矿物油与含矿物油废物（071-001-08、071-002-08、072-001-08、251-001-08、251-002-08、251-003-08、251-004-08、

251-005-08、251-006-08、251-010-08、251-011-08、251-012-08、900-199-08、900-200-08、900-201-08、900-204-08、900-210-08、900-212-08、900-213-08、900-214-08、900-215-08、900-216-08、900-217-08、900-218-08、900-219-08、900-220-08、900-221-08、900-222-08、900-249-08），HW08 类核准经营规模 50000t/a，HW49 类 25 万只/年。

大庆市云泰石化产品有限公司经营范围包括 HW08 废矿物油与含矿物油废物（071-001-08、071-002-08、072-001-08、251-001-08、251-002-08、251-003-08、251-004-08、251-005-08、251-006-08、251-010-08、900-199-08、900-200-08、900-210-08、900-214-08、900-221-08、900-222-08、900-249-08）；HW49 其他废物，HW08（80000t/a），HW49（20000t/a）。

大庆圣德雷特化工有限公司、大庆市云泰石化产品有限公司有资质处理本工程产生的含油废防渗布，且处理能力均能够满足本工程处理需求。

采取以上措施后，本工程产生的固体废物均得到有效处置，不会对周围环境产生不良影响。

5.5.4 退役期

退役期产生的固体废物主要为废旧设备、封井建筑垃圾、生活垃圾。

本项目退役管线两段封堵后直埋处理，退役期拆除的废旧设备全部回收至第十采油厂物资库。封井建筑垃圾统一收集后由施工单位清运至建筑垃圾调配场处理。生活垃圾统一收集后拉运至肇州县和平垃圾处理有限公司处理。

通过采取以上措施，退役期产生的固体废物均得到有效处置，不会对周围环境产生不良影响。

5.5.5 固体废物环境影响评价结论

由上述分析可知，本工程对施工期、运营期、退役期产生的各类固体废弃物均进行了合理的处置，能够实现固废的减量化、资源化和无害化，对环境影响较小。

5.6 生态环境影响评价

5.6.1 施工期生态环境影响评价

5.6.1.1 对生态系统影响分析

（1）对生态系统结构和功能影响分析

①对生态系统结构影响分析

根据遥感解译结果，项目建设前和建设期（施工期）评价区各类生态系统面积变化情况详见下表。

表 5.6-1 项目建设前后评价区生态系统面积变化情况表

生态系统分类		建设前		施工期		生态系统面积变化	
一级类	二级类	面积 (hm ²)	占比(%)	面积 (hm ²)	占比(%)	面积(hm ²)	比例 (%)
1 森林生态系统	11 阔叶林	81.88501	4.79	81.88501	4.79	0	0
	12 针叶林	0.204195	0.01	0.204195	0.01	0	0
2 灌丛生态系统	21 阔叶灌丛	0.110908	0.01	0.110908	0.01	0	0
3 草地生态系统	31 草甸	16.99036	0.99	16.99036	0.99	0	0
	34 稀疏草地	317.3355	18.55	308.6385	18.04	-8.697	-0.51
4 湿地生态系统	43 河流	31.67949	1.85	31.67949	1.85	0	0
5 农田生态系统	51 耕地	1181.98	69.10	1152.54	67.38	-29.44	-1.72
6 城镇生态系统	61 居住地	6.680444	0.39	6.680444	0.39	0	0
	63 工矿交通	72.06546	4.21	110.20246	6.44	+38.137	+2.23
8 其他生态系统	82 裸地	1.658	0.10	1.658	0.10	0	0
合计		1710.590	100.00	1710.590	100.00	0	0

由上表可知，项目施工前和施工期，评价区内景观结构发生了变化，其中受施工期影响面积最大的为城镇生态系统，面积增加 38.137hm²，增加 2.23%；其次为农田生态系统，面积减少 29.44hm²，减少 1.72%；但城镇生态系统相对评价区连片的草地生态系统少很多，不会造成地理隔离，不具备动态控制能力，对生态调控作用很小，尚不会对生态环境起决定作用。

由遥感解译结果可知，评价区景观基质为农田景观。工程建设期农田景观占评价区总面积的比例仍然维持在较高水平，可见油田设施建设虽使评价区自然体系的景观质量呈下降趋势，但没有根本上改变评价区的生态体系质量和以农田景观为主的景观结构。这说明景观拼块中人工异质性的增加不会对评价区产生较大干扰能力。另外，工程施工结束后，临时占地区植被将得以恢复，工程建设对评价区各类生态系统的影响将逐步减小和恢复，对生态系统结构影响较小。

②对生态系统功能影响分析

本项目不占用湿地，根据上表数据，项目施工前和施工期相比较，评价区湿地生态系统面积不变，因此，工程建设不会影响湿地生态系统的气候调节、水质净化、补给地下水等功能，也不会影响其抵御区域自然灾害和环境污染风险的能力。

(2) 对生态系统完整性的影响

本项目为油田开发产能项目，在已开发的区块内进行点状更新，临时占地施工结束后及时进行植被恢复，不会改变周围的植物群落，且永久占地面积较小，对植被覆盖度变化影响较小。

本项目施工结束后，及时恢复被破坏的地表形态，平整作业现场，改善土壤及植被恢复条件。对于本项目占用的临时占地，在施工结束后及时进行植被恢复，包括施工前表土剥离后的土地恢复及播撒草籽等恢复措施；恢复采取自然恢复与人工恢复相结合的方式进行。其中管沟开挖上方、井场建设等施工活动将使地表植被全部被破坏，自然恢复较困难，因此需采取人工撒播草籽的方式进行恢复，施工后或次年适宜季节（一般 5、6 月份）完成。植被盖度恢复至与四周相同，对草地生态系统完整性影响较小。

（3）对生态功能影响分析

本次施工期需临时占用耕地、草地，施工时将清除占地范围内陆域植被，经现场踏勘，工程沿线全部为农田、草地，区域植物都是广布种，无稀有种。因此，工程在施工对陆域植物的影响只引起数量的减少，不会造成物种的灭绝。施工结束后及时对临时占用植被进行恢复，对区域生态功能影响可接受。

5.6.1.2 对土地利用影响分析

本项目施工期占地面积 38.137hm²，占地类型为农田、草地。根据遥感解译结果，项目建设前和建设期（施工期）评价区土地利用类型面积变化情况详见下表。

表 5.6-2 项目建设前后评价区土地利用类型面积变化情况表

土地利用分类		建设前		施工期		土地利用面积变化	
一级类	二级类	面积 (hm ²)	占比(%)	面积 (hm ²)	占比(%)	面积 (hm ²)	占比 (%)
01 耕地	0101 水田	45.93889	2.686	44.65889	2.611	-1.28	-0.075
	0102 水浇地	196.671	11.497	196.671	11.497	0	0
	0103 旱地	938.0665	54.839	909.9065	53.192	-28.16	-1.647
03 林地	0301 乔木林地	80.63815	4.714	80.63815	4.714	0	0
	0305 灌木林地	0.110908	0.006	0.110908	0.006	0	0
	0307 其他林地	1.451063	0.085	1.451063	0.085	0	0
04 草地	0404 沼泽草地	16.99036	0.993	16.99036	0.993	0	0
	0404 其他草地	12.09338	0.707	12.09338	0.707	0	0
05 商服用地	0507 其他商服用地	0.151016	0.009	0.151016	0.009	0	0
06 工矿仓储用地	0601 工业用地	11.50689	0.673	11.50689	0.673	0	0
	0602 采矿用地	13.07233	0.764	51.20933	2.994	38.137	2.23
07 住宅用地	0701 农村宅基地	6.529428	0.382	6.529428	0.382	0	0
010 交通运输用地	1003 公路用地	0.701069	0.041	0.701069	0.041	0	0
	1006 农村道路	39.92852	2.334	39.92852	2.334	0	0
11 水域	1101 河流水面	14.08591	0.823	14.08591	0.823	0	0

及水利设施用地	1104 坑塘水面	12.36107	0.723	12.36107	0.723	0	0
	1107 沟渠	5.23252	0.306	5.23252	0.306	0	0
12 其他土地	1201 空闲地	6.856648	0.401	6.856648	0.401	0	0
	1202 设施农用地	1.30411	0.076	1.30411	0.076	0	0
	1205 盐碱地	305.242	17.844	296.545	17.336	-8.697	-0.508
	1206 裸土地	1.658	0.097	1.658	0.097	0	0
合计		1710.590	100.000	1710.590	100	0	0

本项目临时占地面积为 32.376hm²，占评价区总面积比例为 1.89%，临时占地在施工结束后应进行复垦工作，进行必要的土壤抚育，可使用有机肥，恢复草地的生产力。总之，在短期内，临时占地将影响沿线土地的利用状况，施工结束后，随着生态补偿或生态恢复措施的实施，其影响将逐渐减小或消失。

永久占地面积为 5.761hm²，占评价区总面积比例为 0.34%，永久占地导致农田无法恢复，但评价区仍然以农田类型为主（占评价区总面积比例为 67.3%），因此，对区域土地利用格局的影响较小。

5.6.1.3 对植被影响分析

（1）施工活动对植被影响分析

施工过程运输车辆产生的扬尘、施工过程洒落的石灰和水泥，会对周围植物的生长带来直接的影响。这些尘土降落到植物的叶面上，会堵塞毛孔，影响植物的光合作用，从而使之生长减缓甚至死去。石灰和水泥若被雨水冲刷渗入地下，会导致土壤板结，影响植物根系对水分和矿物质的吸收。另外，原材料的堆放、车辆漏油，会污染土壤，从而间接影响植物的生长。虽然随着施工结束不再产生扬尘，情况会有所好转，但是这些影响并不会随施工结束而得到解决，它们的影响将持续较长一段时间。因此施工过程中在湿地公园段禁止堆放原材料以及废弃料，对于运输车辆，必须规定固定的路线，将影响减小到最少范围。

施工完成之后可采取措施进行植被生态重建和恢复。根据现场调查显示，临时占地均为旱地，原则上按原用地类型进行恢复。

（2）对植被群落影响分析

拟建井场、管线、道路施工区域植被基本以耕地和草地为主，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；

Wi—单位面积生物量，t/hm²。

本项目永久占地面积 5.761hm²，临时占地面积 32.376hm²，总生物损失量为 115.71t，具体占地类型及生物量详见表 5.6-3。

表 5.6-3 占地范围内植被生物量计算表

类型	面积 (hm ²)		单位面积生物量 (t/hm ²)	生物量 (t)	占总生物量的比例
	永久占地	临时占地			
耕地	4.445	24.995	7	746.67	87.7%
草地	1.316	7.381	2.5	104.7	12.3%
合计	5.761	32.376	/	851.37	100.00%

(3) 不同工程类型对植被影响分析

①井场工程对植被影响分析

井场工程对植被的影响主要为钻前工程的土地平整、钻机安置、施工机械碾压、施工人员及车辆踩踏等施工活动对植被的破坏。土地平整将清除井场内全部植被，最直接的影响就是造成植物死亡，地表裸露，将造成评价区植被生物量和生产力下降。同时，施工尘土附着在植物叶片表面，影响植物的光合作用，尤其是会对植物幼苗生理特性产生影响。另外，施工人员踩踏和施工机械设备碾压也会对植被的生长产生不利影响。

井场占地占评价区总面积的比例较小，对植被影响的特征是形成建设用地斑块，而对植物群落的演替基本没有影响。施工结束采取植物恢复措施后，生物量在 2 年~3 年后可全部恢复。本项目占用植被类型主要为农田和草地，其中农田以水稻、玉米为主，草地以羊草、狗尾草等为主，不占用国家级及黑龙江省级重点保护植物。施工结束后，临时占地植被可及时恢复，因此，井场工程对评价区植被的影响在可接受范围内。

②道路工程对植被影响分析

本项目道路建设新增永久占地面积 0.885hm²。永久占地将会改变土地利用结构，造成生物量永久损失。由于永久占地面积较小，同时对道路边坡进行植被恢复，因此道路建设对植被造成的影响较小。

类比已开发区块内的油井井场周围植被恢复情况，井场周围的植被情况与未进行井场建设的区域无明显区别。因此，项目对区域的植被影响很小。

在不同的地形或土壤条件下，本项目井场建设的大部分临时占地植被自然恢复速度及效果有所不同。经过多年恢复，已经很难看出井场施工的痕迹，井场周围已恢复原有植被，因此，项目施工对区域植被影响在可接受范围内。

5.6.1.4 对农田生态系统影响分析

(1) 对农作物产量的影响

本项目占用少部分耕地，主要种植农作物为水稻、玉米等。施工结束后，临时占地恢复到原有生产力期间的短期损失，为暂时损失。工程结束后，临时占地通过场地清理、土地复垦等措施，可以逐步恢复其原有农业种植功能。因此，施工期占用耕地不会影响评价区农田生态系统结构和功能。

本工程施工期一般约为 7 月，单季损失采用以下公式计算：

$$Y_1 = A_1 W_1$$

式中：Y₁——某一农作物损失量（kg）；

A₁——某一农作物农田施工占地面积（hm²）；

W₁——某一农作物单位面积（kg/hm²）的产量。

临时占地在施工结束后第二年便可恢复种植，但恢复能力约 2 季~3 季，对农业生产造成一定的经济损失，这部分临时性损失计算模式如下：

$$Y_2 = A_2 \times (n+1) \times (W_1 - W_2)$$

式中：Y₂——本项目对农业造成的临时性损失，kg；

A₂——本项目临时性占地面积，hm²；

W₁——施工前耕地粮食的单产量，kg/hm²；

W₂——施工后耕地粮食的单产量，按施工前 70%计，kg/hm²；

n——耕地粮食产量恢复至施工前状态所需时间（季）。

钻井与地面施工会临时占用耕地，当季无法种植作物，将耽误全年收成。项目建成投产后暂时影响区内的农田可以恢复种植，但土层翻动使肥力下降。

①施工期临时占地农业损失

本次以项目所在区域主要种植的农作物计算农业损失。本项目以施工对粮食产量的影响作为评价标准，计算农业生产损失情况见下表。由下表可知，施工期临时占地将可能造成的农业损失量为 174.97t。

表 5.6-4 施工期临时占地农业损失统计表

土地类型	面积（hm ² ）	产量（t/hm ² ）	损失量（t）
耕地	24.995	7	174.97t

②恢复期临时占地农业损失

施工结束后及时对临时占地进行土地复垦，第二年便可恢复种植，但耕地生产力的恢复期一般为 2 年，第 3 年可完全恢复产量，对农业生产造成一定的经济损失。施工临时占地恢复期第一年、第二年的作物产量以正常作物产量的 70%计算（损失 30%），恢复期临时占地的农作物损失量见下表。

表 5.6-5 恢复期临时占地农作物损失量统计表

作物种类	面积 (hm ²)	产量 (t/hm ²)	正常年一年的产量 (t/a)	第一年农作物产量损失 (t)	第二年农作物产量损失 (t)	恢复期农作物产量损失 (t)
玉米	24.995	7	174.97	52.49	52.49	104.98

由上表可知，临时占地一年农作物正常产量为 174.97t，临时占地在恢复期造成农作物损失量约 104.98t。临时占地导致当季无法种植农作物，而且将破坏施工地面已有的农作物，这些都将造成一定的经济损失。因此，环评建议建设单位合理安排工期，尽量避开农作物生长期，减少对农田生态系统的不利影响。

(2) 对农业生产的影响

施工期对农业生产的影响主要是占用耕地，破坏农作物，导致农作物无法正常生长。因此，施工期井场尽量少占耕地，减少对农业生产的影响。

井场内钻井废弃泥浆、钻井岩屑存在进入土壤的可能性，污染物经雨水淋溶流入农田，从而污染土壤，导致农田土壤结构变化，降低土壤肥力而影响农作物生长发育，导致减产。本项目施工期对钻井废弃泥浆、钻井岩屑采用泥浆不落地处理工艺，且井场四周设排水沟，废弃泥浆外流的可能性较小，故在正常情况下井场内废弃泥浆、钻井废弃物不会对井场外农业生产造成影响，不会影响当地农业生产结构。

井场永久占地面积占评价区总面积的比例较小，对农田生态景观格局影响可以接受。钻井井场临时占地将耕地转变为建设用地，对农田景观产生的影响属于短期不利影响，施工结束后即可进行土地复垦，土壤经过 1 年~2 年的恢复期，农作物产量可恢复到施工前的水平，对评价区农业生产的影响在可接受范围内。

5.6.1.5 对动物影响分析

(1) 对陆生生物影响分析

施工期对动物的影响方式主要包括井场建设迫使动物远离原有生境，各种车辆和机械噪声对野生动物的惊扰，这种影响是短暂的。根据类比调查，井场噪声影响范围为距井场边界 500m 以内，即施工过程可能对井场周围 500m 范围内的野生动物造成惊吓和干扰，影响范围很小，受工程影响的动物数量较少。

井场工程及道路工程建设对陆生动物的影响首先体现在施工期间割断了部分陆生动物的活动区域、迁移途径、栖息区域、觅食范围等，从而对动物的生存产生一定的影响。

根据现场踏勘和走访调查，项目评价区无大型野生动物，不是国家重点保护野生动物的集中栖息地和繁殖地，区内野生动物仅为一些常见种类，例如蒙古兔、草原鼯鼠等，均为北方常见种类。另外，施工人员活动、施工机械、车辆的噪声对野生动物的短暂惊吓和干扰，影响动物的正常活动，若管理不善，将会出现施工人员对沿线附近野生动物

的狩猎，则对野生动物资源影响较大，这将迫使动物离开管道沿线附近区域。

施工结束后，临时占地通过修复，植被将逐渐恢复到原来的状态，生活在其中的动物可逐渐恢复到施工之前的状态。因此，施工期对区域的环境影响不大，不会改变区域内动物区系组成及其种类组成。

（2）对鸟类的影响分析

施工期间，本项目大部分地段采用大开挖施工方式，人为活动的增加、管沟开挖敷设、施工便道的铺设，施工机械噪声会惊吓、干扰，尤其对林地段的鸟类如雀形目类产生干扰；管线经过农业区段，该区域鸟类较多，活动范围广泛，所栖息的环境多种多样，它们的食物也丰富多彩，动物尸体、小动物、昆虫、植物枝叶、种子、果实等都是它们的食物。因此工程对附近区域的这些鸟类可能产生一定影响，但由于附近农田区和林地分布广泛，这些鸟类很容易找到类似生境，鸟类将通过迁移和飞翔来避免工程施工对其栖息和觅食的影响。

表 5.6-6 施工噪声对鸟类影响方式表

影响方式	影响区域	影响性质
施工噪声	当施工机械噪声源强在 100dB 左右。研究表明，小于 50dB 的噪声对鸟类的正常活动无明显影响，据此推算，工程噪声影响范围为施工区 300m 以内区域，300m 以外区域，鸟类受施工噪声影响很小。	短期的、可恢复、无法避免的
	研究表明，鸟类栖息地噪声平均 24h 噪声不能超过 65dB（Leq24h），超过这个阈值则对鸟类有明显影响，此范围为施工区外 52m 以内区域。	短期的、可恢复、无法避免的
	研究表明，一般鸟类耐受的最大噪声不超过 87dB（Lmax），超过该值鸟类会立刻逃离。此范围为工程区外 5.5m 以内区域。	

由上表可知，施工区 300m 以内区域生活的鸟类均会受到噪声的干扰，其中 52~300m 区域，鸟类会受到明显影响。本项目在现有井场及设施周边施工，不直接占用鸟类栖息地，施工期尽可能避开蒙古百灵繁殖期，在施工场地设置警示牌，提醒施工人员保护野生动物。另外，由于鸟类具有飞翔能力，工程对其影响不属于伤害性，工程施工结束后鸟类会逐渐返回原栖息地，不会导致鸟类种类显著减少。

综上，工程对鸟类种群数量、生境质量的影响是短期的，可恢复。

（3）对生物多样性的影响

本项目所在区域属于传统油田开发区域，长期受人为干扰和开发影响，生物多样性相对较低，区内动物均为一些常见种类，且项目永久占地面积较小，项目建设不会造成生物的生境丧失、退化及破碎化等，不会造成生态系统退化以及生物多样性的下降，项目建设对生物多样性的影响不明显。

5.6.1.6 对土壤影响分析

（1）土壤理化性质影响

施工过程中，土石方开挖、堆放、回填及材料堆放、人工踩踏、机械设备碾压等活动将对土壤理化性质产生影响，如扰乱土壤表层、破坏土壤结构，这种扰乱和破坏，除了开挖处受到直接的破坏外，挖出土方的堆放将直接占压开挖处附近的土地，破坏土壤表层及其结构。由于表层的团粒结构是经过较长的历史时期形成的，一旦遭到破坏，短期内难以恢复，在生境恶劣的环境下尤其困难。因此，在整个施工过程中，该工程对土壤表层的影响较严重。

工程土方的开挖与回填，使原土壤层次混合，原土体构型破坏。土体构型被破坏，将明显的改变土体中物质和能量的转移和传递规律，使表层通气透水性变差，亚表层保水、保肥性能降低，从而造成对植物的生长、发育及其产量影响。同时由于管线埋入，挖出的土方回填后需要保护地面与原地面高度一致，必须用机械碾压夯实，这些都将直接影响土壤的结构和孔隙状况，导致土壤结构体特别是良性结构体的破坏和土壤透气孔隙的减少。另外由于作业采用大型机械，加上施工中不规范作业，一般将弃土和表土相混合，造成土壤质量下降。

（2）土壤污染影响

施工过程中将产生生活垃圾、焊渣等固体废物，这些固体废物可能含有难以生物降解的物质，如不妥善管理，回填入土，将影响土壤质量。因此，施工时必须对固体废物进行严格管理，统一回收和专门处理，不得随意抛撒。因此，项目产生的施工废物对土壤环境质量影响较小。

5.6.1.7 对水土流失影响分析

本项目位于大庆市肇州县朝阳沟镇、二井镇、朝阳乡、托古乡及肇源县福兴乡、薄荷台乡，根据《大庆市水土保持规划》（2015～2030年）、《肇源县水土保持规划》（2019～2030年）、《肇州县水土保持规划》（2020～2030年），本项目所在的肇源县福兴乡属于市级水土流失重点治理区，肇州县朝阳沟镇、二井镇、朝阳乡属于县级水土流失重点治理区，肇州县托古乡属于县级水土流失重点预防区，该区域的工作重点是采取工程、林草、封育治理和耕作等措施，进行水、田、林、草、路统一规划、综合治理，增强防洪排涝、抗御干旱等自然灾害的能力。推广先进适用的科技成果，加快治理进度。治理后应强化监督管理和管护，巩固治理成果，促进区域生态环境恢复和经济发展。

本工程由于井场及场站、道路、管线等施工时车辆对土壤的碾压，人员对土壤的践踏，将改变原地表地貌状况，扰动原地貌，改变原地貌的状况和性质。工程施工破坏植被，新地貌失去植物根系的固土作用，雨水直接冲刷疏松、裸露的地表土，易造成水土流失；施工过程中，开挖回填后产生的弃渣松散堆积，结构疏松，胶结力差，抗侵蚀能

力极低，遇暴雨产生径流，加大水土流失。为了更好的保持水土，建议采取以下水土流失防治措施。

①严格控制油田内各井场和管线的作业面积，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围。

②在油田道路地势较低，容易汇水形成径流冲刷的路段，设置钢筋砼板涵，以保证道路两侧洪沟的畅通。

③管道工程施工时，应划定施工活动范围，严格控制车辆及重型机械的运行范围，避免开辟新路。管沟挖、填方作业应尽量做到互补平衡，以免造成弃土方堆积和过多借土，增加新的水土流失。管沟回填应按层回填，以利于施工带土壤和植被的尽早恢复。回填后应予以平整、压实，以免发生水土流失。对高出地面部分做出水土保持要求，要求高出地面部分回填土按梯形堆放于管线上部，堆放后人工进行修整、拍实。

④做好原有植被恢复工作和人工绿化工作，最大程度的降低因本项目施工建设和生产运行而新增的水土流失量。

⑤严禁在大风、大雨天气下施工，特别是管沟开挖、管道回填作业等。在便道出入口，竖立保护植被的警示牌，以提醒施工作业人员，减少人员随意践踏造成的水土流失。严禁开发建设施工材料乱堆乱放，划定适宜的堆料场，以防对植物破坏范围的扩大，增加裸地面积而新增的水土流失。

在采取以上措施后，可最大程度减少水土流失。

5.6.1.8 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，若未经有效收集泄漏至周边水渠，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。

本项目采用无毒无害的水基泥浆、双层套管保护和固井措施保障等措施，在套管的保护下能有效地保护浅层地下水，不会对地下水水位造成影响，从而不会对周边湿地产生明显影响。本项目在施工过程中严控所有施工活动全部在临时占地范围内进行，禁止碾压占地外土地，材料运输车辆尽量绕避湿地区域；在施工区域靠近湿地的一侧设立围

挡，减少噪音和粉尘对湿地的影响；施工场地废水和固废全部按要求集中收集后拉运处置，钻井场地柴油罐区等重点位置安装临时围堰，施工场地采取分区防渗措施，杜绝事故情况下污染物排放；在施工区域靠近湿地的一侧设立围挡，减少噪音和粉尘对湿地的影响。严禁堵塞、填埋湿地的自然径流通道，保证湿地水系的自然联通；对表土临时堆放区采取苫盖，防止雨水冲刷造成水土流失和湿地淤塞。经采取以上措施，本项目施工期和运营期对湿地生态系统的影响可以接受。

5.6.1.9 对防沙治沙影响分析

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》（黑防沙发〔2020〕3号），肇源县属于沙化土地所在县（区）。

根据现场勘查，本工程开发区域沙化土壤分布较少，主要地类为土壤性能良好的耕地及草地，区域内沙化土地所占的比重较小，为减轻植被破坏和农田生态系统受工程影响可能导致的沙化现象，防患于未然，建设单位应采取以下措施进行控制：

①施工结束后及时有效地对占地区域土地进行平整，并压实，利于植被自然恢复。

②施工时要特别注意保护原始地表与天然植被，施工尽量缩小占地面积，划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，避免并行开辟新路，以减少风蚀沙化活动的范围。

③施工作业避免在大风天施工。

④路基边坡采取种草措施护坡固土，维护路基稳定和道路安全运行。

⑤做好施工期开挖土方临时堆存的水土保持措施，确保土方水土流失得到有效控制。对开挖井场造成植被破坏或地表裸露的，必须采取有效的修复措施，所有生态措施应在井场投运半年内完成。

通过以上措施，可有效防止土地沙化。

5.6.1.10 对黑土地的环境影响分析

根据地下储层特性，项目部分井场及场站、管道、道路等工程选址无法避让耕地（黑土地）。本项目新增总占地面积为 38.137hm²，其中永久占地 5.761hm²（4.445hm²耕地（永久基本农田）、1.316hm²草地（非基本草原）），临时占地 32.376hm²（24.995hm²耕地（永久基本农田）、7.381hm²草地（非基本草原））。本工程实施前编制建设项目占用耕地耕作层土壤剥离利用方案，统筹安排剥离、储存和再利用。表土剥离和利用严格执行《建设占用耕地耕作层土壤剥离利用技术规范》（DB23/T2913-2021）。

本项目井场、道路工程永久占地，耕地剥离厚度 0.3m，草地剥离厚度 0.2m，剥离表

土堆放在每座井场的表土剥离临时堆放区（每座井场表土堆场面积为 1200m²），加盖苫布。施工结束后，永久占地剥离的表土用于周围区域土地复垦、土壤治理等用途。

井场临时占地范围内需进行表土剥离，工程结束后及时回填，对临时占地进行复垦恢复耕种条件，可以减少对耕作层的破坏；管道施工采取机械、人工分层开挖方式，管线施工作业带除去管线一侧设置的置土带外，管沟及设备区在施工前剥离表土，剥离的表土放在置土带外侧，管沟挖方土放置在置土带内侧，置土带采取先设置编织袋压护，在采用单行十字形压护，底土层另外堆放，管道施工结束后，采用分层回填压实，按生、熟土顺序填放，保护耕作层，复原时先填心、底土，后平覆表土，回填后管沟上方留有自然沉降余量，管沟回填多余的土严禁大量集中弃置，应均匀分散在管道中心两侧，并使管沟与周围地表形成平滑过渡，不得形成汇水环境，以便尽快恢复植被，防止水土流失。

5.6.2 运营期生态环境影响分析

5.6.2.1 对生态系统影响分析

运营期主要工程内容为巡井及井下作业，一般情况仅在永久占地范围内作业。此时临时占地已恢复原有土地利用状况。

由遥感解译结果可知，评价区景观基质为草地景观，运营期农田景观占评价区总面积的比例仍然维持在较高水平，可见油田设施建设虽使评价区自然体系的景观质量呈下降趋势，但没有根本上改变评价区的生态体系质量和以农田景观为主的景观结构。这说明景观拼块中人工异质性的增加不会对评价区产生较大干扰能力。因此，工程建设对评价区生态系统结构影响较小。

5.6.2.2 对生态功能影响分析

本项目占用土地类型主要为草地、农田。土地的占用势必导致草地资源的减少。但由于工程建设占地面积相对整个评价区面积而言所占比例较小，且所占草地内植被种类均为本地常见种，工程建设完毕后，通过在区域内的植被恢复工程，可减少草地影响。因此，工程建成后基本不会改变区域土地利用结构。

运营期正常工况下油井不会停止运行，仅在非正常工况下井下作业会产生污染物。井下作业各类污染物均得到有效处置，不外排，且井下作业时间是短暂，随施工结束影响也随之消失。

5.6.2.3 对植被影响分析

运营期井场正常运行不会对井场外周围植被产生影响，但在修井作业过程中，若落地油回收不及时，可能洒落地面，影响植被生长。因此，井下作业带罐作业，地面铺设

防渗布，落地油回收率达到 100%，减少落地油污染土壤途径。通过采取以上措施后，运营期修井作业不会对周围土壤和植被造成显著影响。

5.6.2.4 对动物影响分析

与施工期相比，运营期对野生动植物的影响较小，主要是抽油机运行噪声和修井作业噪声可能对鸟类产生影响。

（1）抽油机运行噪声影响

抽油机运行噪声，属低频稳态噪声，与压裂施工噪声相比明显下降，一般在 65dB（A）左右，经距离衰减后，在 50m 处噪声已降至 31dB（A）。研究表明，小于 50dB（A）的噪声对鸟类的正常活动无明显影响，据此推算，工程噪声影响范围为井场周围 50m 以内区域，50m 以外区域，鸟类的正常活动无明显影响。本项目所在区域分布的鸟类均为一般种类，鸟类飞翔能力强，因此运营期对鸟类影响较小。

（2）井下作业施工机械噪声影响

运营期井下作业机械噪声周期较短，声源具有不确定性和不稳定性，在施工时对周围环境的影响是可以接受的。

根据调研，野生动物在环境噪声提高时，首先会因警惕行为而驻足倾听，而后随环境噪声增至 60dB（A）时出现避让奔逃的现象，至距离噪声源 60m 以上时停止奔逃，但群体仍处于躁动状态直至平静。本项目井下作业施工机械噪声是暂时的，只在短时期对局部环境造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失，不会对野生动物造成伤害。因此，本项目修井机械噪声对野生动物造成的影响在可接受范围内。

（3）对鸟类多样性影响分析

油田建设出现了许多新的人工景观（井场、电杆及电缆线等）。但油田开发内各种人工景观密度是比较低的，不会对区内鸟类的栖息环境造成严重影响。另外，根据现状调查，本项目所在区域以农田耕作为主，工程区域鸟类均为常见种，抽油机运行和修井作业对鸟类的干扰不属于伤害性影响，不会因本项目实施而导致种群消失或灭绝，也不会导致鸟类生境类型、分布范围、种群结构、区系组成发生变化。

5.6.2.5 对土壤影响分析

运营期，油气开采很少在大面积范围内造成污染，主要是在油井修井过程附近形成局部污染，如修井过程可能产生落地油和井下作业废水，如回收不及时可能对土壤环境产生一定影响。

本项目井下作业废水、洗井污水等依托朝一联合站含油污水处理站、朝二联合站含油污水处理站处理达标后回注地层用于油田注水开发，不外排；运营期应加强修井过程

的管理，文明作业，提高修井效率，减少修井次数，在采取以上环保措施后，运营期井场工程不会对井场周围土壤造成显著影响。

5.6.3 退役期生态环境影响评价

退役期，油井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、封井、井场清理等，将会产生少量扬尘和固体废物。若不采取有效的生态保护措施，管线中残存的少量原油有可能对管线沿线的土壤和地下潜水造成污染，对当地的生态环境产生不利影响。因此，退役施工操作中应注意采取降尘措施，同时，将产生的固体废物集中处置。退役期施工主要在工程周边，不会形成大的扰动，对植物物种组成、群落结构等影响较小。

另外，地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线及井口设备，应集中清理收集，按照资产报废程序由大庆油田资产库统一处理，能回收的尽量回收，其余不能回收的外运至市政部门指定地点，由环卫部门处置。井场永久占地通过采取植被恢复措施后，使项目区内人工景观比例下降，植被恢复有助于增加区域绿化面积，改善区域生态环境质量，尤其是随着项目区植被恢复，一定程度上使评价区生物量、生产力等均会随之增加。

5.6.4 生态环境影响评价结论

施工期对生态环境的影响表现为破坏植被、破坏土壤环境等，施工对其破坏仅为短期的损毁，随着施工期的结束而消失。施工污染物处理处置去向明确，废水、固体废物均不外排，因此，工程建设对生态保护红线区影响较小。

综上所述，施工期、运营期、退役期将对周围生态环境产生一定影响，在采取有效的控制和处理措施后，项目对周围生态环境影响在可接受范围内。

5.7 土壤环境影响预测与评价

5.7.1 施工期土壤环境影响分析

施工期包括井场、管线、道路、站场施工等对土地的占用以及对地表环境的影响。

（1）施工期临时占地对土壤影响

本项目临时占地主要是井场及各类管道工程占地，占地类型为耕地（永久基本农田）、草地（非基本草原），合计临时占地 32.376hm²。大型、重型机械设备的碾压，施工人员的践踏、材料堆放等都会破坏地表植被，使土壤紧实度增高，加上道路修建时翻动土体，都会造成局部大片裸地出现，容易引起土壤风蚀和水土流失，特别是风蚀，对土壤环境的影响表现在：

①破坏土壤结构

土壤结构的形成需要漫长的时间，管道在开挖和填埋时，必将破坏土壤结构，干扰了团粒结构的自然形成过程。作为土壤质量重要指标的团粒结构一旦遭到破坏，需要经过较长的时间才能恢复。

②混合土壤层次，改变土壤质地

土壤表层质地与底层的质地截然不同，管道的开挖与回填，会混合原有的土壤层次，降低土壤的蓄水保肥能力，易受风蚀，影响土壤的发育、植被的恢复。

③土壤养分流失

在土壤剖面中各个土层中，就养分状况而言，表土层（腐殖质层、耕作层）远较心土层好，其有机质、全氮、全磷均较其他层次高。施工作业对原有的土体构型产生扰动，使土壤性质发生变化，土壤养分流失，从而影响植物的生长。

根据国内外有关资料，即使在实行分层堆放、分层覆土的措施下，土壤的有机质还将下降 30%~40%，土壤养分下降 30%~50%，其中全氮下降 43%左右，磷素下降 40%，钾素下降 43%。若不实行分层堆放和分层覆土，土壤养分流失量更大。

（2）土壤侵蚀

本项目管道建设过程中将开挖管沟，管沟上方的地表植被被完全破坏，新增一定量的土壤侵蚀，挖出的表层土和下层土临时就近分别堆放，如果防护措施不当也会引起水土流失。开挖管沟对土体的扰动将使土壤的结构、组成及理化性质等发生变化，进而影响土壤的侵蚀状况。同时管道施工过程中施工机械的碾压和人员的践踏会破坏管沟两侧施工范围内自然植被和扰动原来相对稳定的地表，使土壤变得疏松，产生一定面积的裸露地面，造成新增土壤侵蚀。管道建设施工结束后，管沟回填先填下层土再填表土，同时对施工迹地地表植被进行恢复，可有效减轻管道建设过程中对土壤环境的影响。

5.7.2 运营期土壤环境影响预测与分析

5.7.2.1 土壤污染途径

油田生产过程中对土壤环境的影响主要为油水井作业时污油污水回收装置泄漏以及事故状态下产生的落地油可能对土壤环境造成破坏，对土壤的化学、生物性质等方面造成影响。

5.7.2.2 对土壤环境的影响

（1）油水井作业污油污水对土壤的影响

由于油井作业时采用污油污水回收装置回收污油污水，同时将作业范围严格控制在井场占地范围内，可有效减少石油类进入土壤。

由于土壤本身具有的吸附和生物降解等自净作用，石油烃在土壤中的迁移深度较浅。因此，油田土壤环境污染的分布为：污染物主要集中在井场永久占地内，各种污染物尤其是石油类污染物主要集中在土壤表层，迁移深度较浅。

（2）落地油对土壤的影响

事故时排放的落地油量大且集中，其危害主要表现为降低土壤透气、透水性，改变土壤微生物种群结构，消耗土壤氮素，使植物生长受阻，体内残留量增加，恶化土壤-植物及土壤-食物链系统的环境质量。因此，油田生产中一定要严防原油跑、冒事故的发生，一旦发生事故，应立即采取事故应急措施，及时对落地油进行回收，最大限度地恢复地表原貌，为利用土壤的自净作用创造条件，在尽可能短的时间使土壤环境得到恢复。

（3）油井套管破损对土壤的影响

本工程油井套管采用双层套管，其中表层套管下入深度为 80m，环空水泥返深至地面；生产套管下入深度为设计井深-3m，环空水泥返深至地面，阻流环深度设置在完钻井深 15m 以内，正常状况下，油井套管不会破损污染土壤。

（4）管线泄漏对土壤的影响

管线内原油或含油污水泄漏会对土壤产生明显影响，根据对区域土壤理化性质的调查，调查土壤深度 3m 范围内均为壤土，饱和导水率最大为 1.360mm/min，本项目油水井及计量间均数字化建设，管线泄漏可在 15min 内发现并关闭截断阀，30min 内可阻止管线继续泄漏，石油烃在土壤中的迁移深度约 40mm，污染物主要集中在土壤表层，迁移深度较浅。

本项目土壤环境影响类型与影响途径见表 5.7-1。

表 5.7-1 本项目土壤影响类型与影响途径表

不同时段	污染影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他
建设期	/	/	√	/
运营期	/	/	√	/
注：在可能产生的土壤影响类型处打“√”，列表未涵盖的可自行设计。				

根据上表可知，本项目属于污染型影响建设项目，污染型影响型土壤环境影响源及影响因子识别见表 5.7-2。

表 5.7-2 污染影响型本项目土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	工艺流程/节点	污染途径	全部污染物指标	特征因子	备注
井场	洗井，修井落地油	垂直入渗	石油烃	石油烃	非正常

管线	管道泄漏	垂直入渗	石油烃	石油烃	事故
场站	池体破损	垂直入渗	石油烃	石油烃	事故

5.7.2.3 井场区域土壤环境影响预测与评价

（1）预测评价范围

土壤预测评价范围与调查评价范围一致，为拟建井场边界外扩 1km 及管线工程边界两侧向外延伸 0.2 km 的土壤环境。

（2）预测评价时段

评价时段为运营期。

（3）情景设置

按项目正常状态情形为预测情景。

（4）预测与评价因子

评价因子为石油烃（C₁₀-C₄₀）。

（5）预测评价标准

《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值。

（6）预测评价方法

本次评价采用类比分析法，对项目运营过程中对土壤环境产生的影响进行定性分析。

（7）预测结果分析

本次土壤评价通过类比本项目区块内周边已建的油井占地内与占地外的验收阶段监测数据对比情况，来判定本项目拟建油井对区域内土壤的影响。

大庆油田有限责任公司采气分公司《第十采油厂朝 5-朝 5 北区块加密井产能建设工程环境影响报告书》于 2021 年 7 月 5 日由大庆市生态环境局进行了批复，批复文号为庆环审〔2021〕71 号，该项目已于 2024 年 4 月完成了自主验收。该项目在生产运营过程中可能对土壤产生影响的主要为油田采出水、作业污水、洗井污水、落地油等，单井污染物产生规模与本项目相差不大，且建设和运营过程中，采取的土壤环保措施与本项目一致，与本项目所属区域生态环境基本一致，与本项目位于同一区块，该项目施工阶段临时占用了部分耕地及草地，在施工过程中机械设备的碾压，施工人员的践踏等都会破坏地表植被，使土壤紧实度增高，加上项目施工时翻动土体，都会造成局部大片裸地出现，容易引起土壤风蚀和水土流失。根据验收调查报告，项目投产运营至今，区域地表在施工阶段产生的临时占地形成的裸地基本已得到了恢复。

本次类比分析引用大庆油田有限责任公司采气分公司《第十采油厂朝 5-朝 5 北区块

加密井产能建设工程竣工环境保护验收报告》中已建井场及占地外共 7 个土壤监测点位，监测深度 0~20cm，类比项目验收阶段占地内与占地外土壤监测数据对比情况见表 5.7-3。

表 5.7-3 类比项目验收阶段占地内与占地外土壤监测数据对比 单位：mg/kg

监测点位	监测因子	监测结果 (mg/kg)	风险筛选值（建设用地 2 类）
油井朝 75-78 永久占地内	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	未检出	4500
油井朝 75-78 井场外 10m		未检出	
油井朝 75-78 井场外 20m		未检出	
油井朝 75-78 井场外 30m		未检出	
油井朝 75-78 井场外 50m		未检出	
油井朝 75-78 管线临时占地	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	未检出	4500
油井朝 75-78 管线临时占地外 30m		未检出	

根据监测结果，该项目建设完成后，运营期井场永久占地内特征污染物石油烃的监测数值与占地外石油烃的监测数值差别不大，且均满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）筛选值中第二类用地标准要求，土壤类比项目的验收意见见附件 2。以上分析说明企业在项目实施之后较好的落实污染防治措施，油田开发对土壤环境影响较小。

5.7.2.3 非正常工况下管线泄露对土壤环境影响预测与评价

①预测情景

在实际生产过程中，井场内有实时视频监控，加之现场有值班人员巡视，发现若出现严重泄漏时会及时采取关停措施，关停时间一般不超过 30min，污染土壤及时清运的情况下，污染物通常不会继续下渗，造成进一步污染。本次土壤污染预测情景主要针对非正常工况。

表 5.7-4 预测情景汇总表

类型	预测情景设定	选择依据
输油管道	集油环管道发生小孔泄漏长期泄漏污染土壤	管线规格最大

②预测因子

本次选择特征因子石油类进行影响预测。

③预测方法

集油管道穿孔泄漏后，采出液首先在土壤中发生垂直和侧向迁移。经资料调研可知，污染物在土壤中的运移和分布都受到多种因素的控制，如污染物本身的物理化学性质、土壤性质、土壤含水率等。且迁移转化过程十分复杂，存在包括吸附、沉淀、生物吸收、

化学与生物降解等作用，本次预测评价本着风险最大化原则，在模拟污染物扩散时不考虑吸附、化学反应等降解作用，仅考虑典型污染物在对流、弥散作用下的扩散过程及规律。

一般认为，水在土壤中的运移符合活塞流模式，由于评价区土壤层包气带岩性单一，污染物的弥散、吸附和降解作用所产生的侧向迁移距离远远小于垂向迁移距离。因此，忽略侧向运移，重点预测污染物在土壤中垂向向下迁移情况，可概化为一维垂向数值模型。

本次评价选用《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）中附录 E 中 E.2.1 推荐的预测方法，该方法适用于污染物以点源形式垂直进入土壤环境的影响预测，重点预测污染物可能影响的深度。

A) 水流运行基本方程

土壤水流运动的控制方程为一维垂向饱和—非饱和土壤水中水分运动方程（Richards 方程），即

$$\frac{\partial \theta}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial z} \left[k(\theta) \left(1 + \frac{\partial h}{\partial z} \right) \right] - S$$

式中： θ ——土壤体积含水率（ $\text{cm}^3 \cdot \text{cm}^{-3}$ ）；

h ——压力水头[L]，饱和带大于零，非饱和带小于零；

K ——非饱和渗透系数（ cm/h ）；

T ——时间变量（1/h）；

Z ——空间变量（ cm ），地表为原点，向上为正。

B) 土壤水分运移模型

土壤水分运移模型可用来描述水分在土壤中的运移过程。HYDRUS-1D 软件水流模型中包括单孔介质模型、双孔隙/双渗透介质模型等多种土壤水分运移模型。本文模拟时采用 Van Genuchten- Malen 提出的土壤水力模型来进行模拟预测，且在模拟中不考虑水流滞后的现象。

$$\theta(h) = \theta_s + \frac{\theta_s - \theta_r}{\left[1 + |\alpha h|^n \right]^m} \quad h < 0, m = 1 - \frac{1}{n}, n > 1$$

$$\theta(h) = \theta_s \quad h > 0$$

$$K(h) = K_s S_e^l \left[1 - \left(1 - S_e^{1/m} \right)^n \right]^2 \quad S_e = \frac{\theta - \theta_r}{\theta_s - \theta_r}$$

式中： θ_r ——土壤残余含水率；

θ_s ——土壤饱和含水率；

S_e ——有效饱和度；

α ——土壤水力特征经验参数；

n ——土壤孔隙大小分配指数；

K_s ——饱和水力传导系数；

l ——土壤孔隙连通性参数，通常取 0.5。

C) 土壤溶质运移模型

a) 一维非饱和溶质垂向运移控制方程：

$$\frac{\partial (\theta c)}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial z} \left(\theta D \frac{\partial c}{\partial z} \right) - \frac{\partial}{\partial z} (qc)$$

式中： c —污染物介质中的浓度，mg/L；

D —弥散系数， m^2/d ；

q —渗透速度， m/d ；

z —沿 z 轴的距离， m ；

t —时间变量， d ；

θ —土壤含水率，%。

b) 初始条件

$$c(z, t) = 0 \quad t = 0, \quad L \leq z < 0$$

c) 边界条件

i. 第一类 Dirichlet 边界条件

连续点源： $c(z, t) = c_0 \quad t > 0, z = 0$

非连续点源 $c(z, t) = \begin{cases} c_0, & 0 < t \leq t_0 \\ 0, & t > t_0 \end{cases}$

ii. 第二类 Neumann 零梯度边界条件

$$-\theta D \frac{\partial c}{\partial z} = 0 \quad t > 0, z = L$$

D) 软件选用及简介

本次土壤数值模拟选用 HYDRUS-1D 软件。HYDRUS 软件由美国国家盐土改良中心 (US Salinity laboratory)、美国农业部、农业研究会联合开发，于 1991 年研制成功的 HYDRUS 模型是一套用于模拟变饱和多孔介质中水分、能量、溶质运移的数值模型。经改进与完善，目前已得到广泛认可与应用，能够较好地模拟水分、溶质与能量在土壤中

的分布，时空变化，运移规律，分析人们普遍关注的农田灌溉、田间施肥、环境污染等实际问题。

E) 模型构建

包气带污染物运移模型为：集油管线出现泄漏对特征污染物石油类在包气带中的运移进行模拟。

本项目模型选择自地表向下 3m 范围内进行模拟，模型剖分按 1cm 间隔，共 301 个节点。在模型中设置 5 个观测点位，编号 N1~N5，分别位于-0.5m、-1.0m、-1.5m、-2.0m、-3.0m 深处。设定模型运行时间为 120d，本次共设置了 8 个输出时间点，分别为 20d、40d、60d、80d、100d。

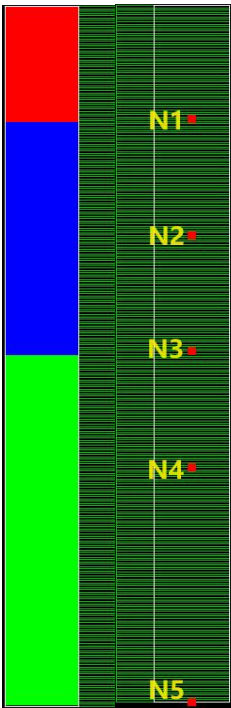


图 5.7-1 模型结构图

F) 泄漏源强及参数选取

a) 参数选取

本项目所在地土壤质地均为壤土，土壤水力参数见表 5.7-5，土壤溶质运移参数见表 5.5-5。

表 5.7-5 土壤水力参数表

土壤层次 (cm)	土壤 质地	残余含水率 Qr	饱和含水率 Qs	α (cm^{-1})	n	饱和导水率 Ks (cm/d)	经验参数 l
0~50	壤土	0.078	0.43	0.036	1.56	24.96	0.5
50~150	壤土	0.078	0.43	0.036	1.56	24.96	0.5

150~300	壤土	0.078	0.43	0.036	1.56	24.96	0.5

注：表中参数采用软件中自带公式，并根据本次实际调研土壤理想性质计算所得。

表 5.7-6 土壤溶质运移参数表

土壤层次 (cm)	土壤质地	土壤密度 (g/cm ³)
0~50	壤土	1.40~1.46
50~150	壤土	1.38~1.50
150~300	壤土	1.42~1.51

备注：土壤质地及密度取自本项目土壤理化特征调查结果。

b) 泄漏源强

非正常工况条件下，假设油井集油管道存在细小裂缝，有长期微量的跑冒滴漏而未被察觉且防渗措施失效时，石油类进入土壤对其造成污染。根据建设单位多年统计数据，同时考虑油田现有污染防治水平、事故应急措施及管理水平等因素，预测考虑破损产生的长期连续泄漏情景，本次预测参照地下水非正常工况下管线规格最大的集油环管道长期泄漏源强，原油泄漏量为 8.11kg/d。

c) 单位面积渗透量

渗透性地表按圆形扩展，油膜扩散面积按公式（Raisbeck 和 Mohtadi，1975）：

$$S = 53.5 \alpha W^{0.89}$$

式中：

α ——土壤阻隔系数，取 1.2；

S——油膜面积，m²；

W——泄漏质量，t。

计算的油品在土壤中的扩散面积为 0.88m²。

单位面积渗透通量=（0.00811/0.8567）×100/0.88=1.08cm/d。

石油烃泄漏源强见表 5.7-7。

表 5.7-7 泄漏源强表

预测情景	污染物	管线泄漏原油量 (t/d)	单位时间渗透通量 (cm/d)
管线渗漏	石油烃	0.00811	1.08

G) 边界条件

对于边界条件概化方法，综述如下：

a) 水流模型

上边界为定通量边界，单位时间渗透通量为 1.08cm/d，下边界为潜水含水层自由水面，下边界设定为自由水面。

b) 溶质运移模型

模型运移模型上边界概化为污染物变量，选择浓度通量边界；下边界为自由排泄，零浓度梯度边界。

c) 预测结果

本次模型中未考虑污染物自身降解、滞留等作用。

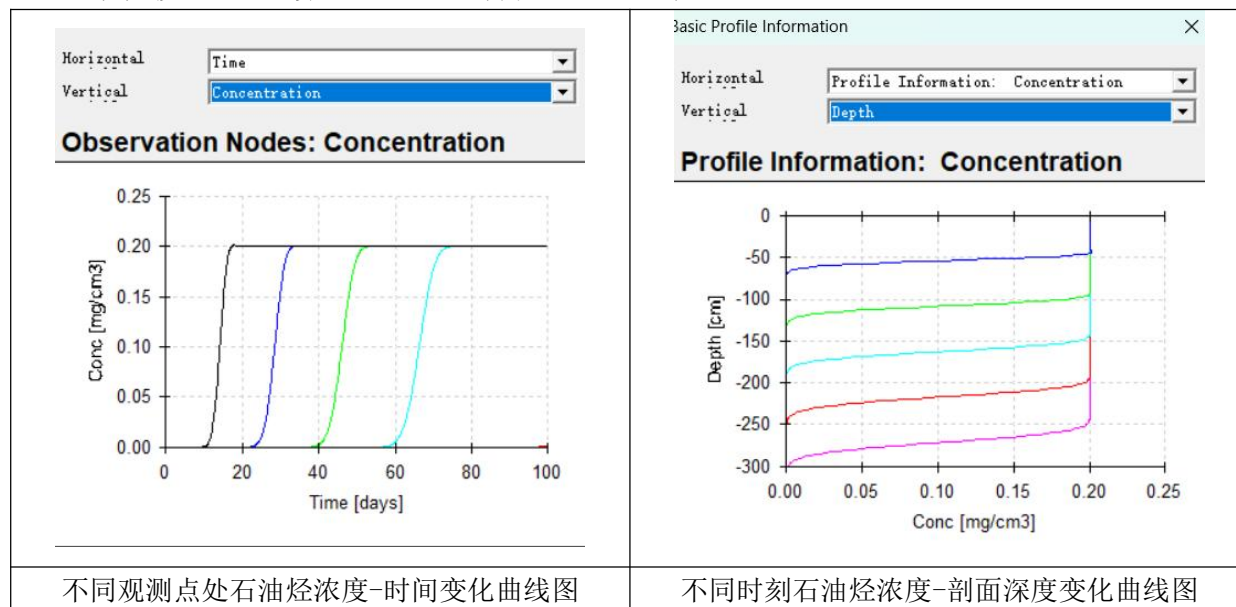


图 5.7-2 集油环管道泄漏土壤预测结果图

由预测结果可知，发生泄漏后，最先污染表层土壤，时间越久，污染物向土壤下方运移越深，泄漏发生后短期内对表层土壤环境影响严重，泄漏约 278 后，石油类迁移至 -300cm 处。这说明在事故状态下，石油烃先后会污染土壤及地下水，预测结果表明污染物迁移过程中对土壤影响较大。

因此本次环评要求项目在建设过程中加强管道的防腐，以及源头控制和分区防渗措施，在运行过程中加强巡线和维护，减少非正常工况下污染物渗漏对土壤的影响。

5.8.3 项目建设对土壤“三化”的影响分析

油井建设主要通过化学物质的使用、废弃物的产生、以及物理结构的改变，对土壤的酸、盐、碱平衡造成影响。总体而言，土壤盐化和碱化的风险远高于酸化，但酸化在特定情况下也可能发生。

项目钻井过程中使用钻井液和压裂液，钻井液中会添加大量可溶性盐类（如氯化钠、氯化钾、氯化钙等），水力压裂液中也会使用高盐度的水作为基液或添加盐类作为调节剂这些液体的泄漏、溅洒或不妥善处理，会直接导致井场周围土壤的盐分急剧升高。油田采出水管道的破裂等，都会造成灾难性的土壤盐化；油井固井需要大量水泥。水泥的主要成分是硅酸钙盐，其在水化过程中会产生氢氧化钙等碱性物质。水泥浆的泄漏或废弃水泥的不当处置，会局部提高土壤的 pH 值，导致碱化；相比盐化和碱化，酸化不那么普

遍，但在特定条件下会发生。

本项目每座钻井井场设 100m³ 钢制泥浆槽 1 座，废钻井液、钻井岩屑排入井场钢制泥浆槽中，及时拉运至黑龙江省大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司处理，处理后的压滤水定期由罐车拉运至朝一联含油污水处理站处理达标后回注油层，处理后的泥饼由大庆钻探工程公司钻井二公司综合利用垫井场或铺路；第十采油厂在井场作业现场管理中，严格落实作业前后环保交接制度，作业队伍必须严格遵守相应的无污染作业准则，确保无污染作业率达到 100%。

在采取以上环境保护措施的基础上，项目建设不会对区域土壤造成盐化、碱化及酸化的不利影响。

5.7.3 评价结论

综上所述，本项目在施工期及运营期采取上述相关防治措施后，项目的开发建设对区域土壤环境影响较小。本项目土壤环境影响评价自查表见附表 3。

5.8 环境风险分析

5.8.1 风险调查

本工程施工期涉及的主要危险物质是井场柴油罐，运营期涉及的主要危险物质是石油开采过程中井场、场站及集输管线内的原油和伴生气，具有易燃、易爆的性质。物料的危险性分析如下：

(1) 柴油

柴油属易燃易爆物品，火灾危险性为乙类，遇明火、高热或与氧化剂接触，有引起燃烧爆炸的危险；若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。柴油理化性质等见表 5.8-1。

表 5.8-1 柴油理化性质、燃烧爆炸特性和毒理性质一览表

标识	中文名：柴油		英文名：diesel oil
	分子式：-		分子量：-
	危规号：32501	UN 编号：1202	CAS 号：-
理化特性	外观及性状：有色透明挥发、易燃液体		溶解性：不溶于水，溶于醇等溶剂。
	熔点（℃）：-18		沸点（℃）：282~338
	相对密度（水=1）：0.70~0.75		相对密度（空气=1）：1.59~4
理化特性	饱和蒸气压（kPa）：无资料		禁忌物：强氧化剂
	临界压力（MPa）：无资料		临界温度（℃）：无资料
	稳定性：常温常压下稳定		聚合危害：不聚合
危险特性	危险性类别：易燃液体类别 3		燃烧性：易燃液体，

	引燃温度 (°C) : 257	闪点 (°C) : 38
	爆炸上限 (v%) : 6.5	爆炸下限 (v%) : 0.6
	燃烧热 (kJ/L) : 30000~46000	火灾危险类别: 乙 B
	燃烧 (分解) 产物: CO、CO ₂ 、水	
	危险特性: 蒸气与空气可形成爆炸性混合物, 遇明火、高热可引起燃烧爆炸。与氧化剂可发生反应。流速过快, 容易产生和积聚静电。其蒸气比空气重, 能在较低处扩散到相当远的地方, 遇火源会着火回燃。若遇高热, 有容器开裂和爆炸的危险。	
	灭火方法: 尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却, 直至灭火结束。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音, 必须马上撤离。	
	灭火剂: 雾状水、泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。	
毒理性质	LC ₅₀ : >5000mg/m ³ /4h	LD ₅₀ : 7500mg/kg (大鼠经口)
	环境危害: 对环境有危害。对大气可造成污染。	
健康危害	侵入途径: 吸入、食入、皮肤吸收	
	健康危害: 吸入该物质可能会引起对健康有害的影响或呼吸道不适。意外食入本品可能对个体健康有害。通过割伤、擦伤或病变处进入血液, 可能产生全身损伤的有害作用。眼睛直接接触本品可导致暂时不适。	
急救	皮肤接触: 立即脱去污染的衣物。用大量肥皂水和清水冲洗皮肤。如有不适, 就医。 眼睛接触: 用大量水彻底冲洗至少15分钟。如有不适, 就医。 吸入: 立即将患者移到新鲜空气处, 保持呼吸畅通。如果呼吸困难, 给予吸氧。如食入或吸入, 不得进行口对口人工呼吸。如呼吸停止。立即进行心肺复苏术。就医。 食入: 禁止催吐, 切勿给失去知觉者从嘴里喂食任何东西。立即呼叫医生或中毒控制中心。	
泄漏处理	人员防护措施: 避免吸入蒸气、接触皮肤和眼睛。谨防蒸气积累达到可爆炸的浓度。应急人员戴正压自给式呼吸器, 穿防毒、防静电服, 戴化学防渗透手套。清除所有点火源。迅速将人员撤离到安全区域, 远离泄漏区域并处于上风方向。 环境保护措施: 在确保安全的情况下, 采取措施防止进一步的泄漏或溢出。避免排放到周围环境中。 泄漏物收容、清除方法及处置材料: 少量泄漏时, 可采用干砂或惰性吸附材料吸收泄漏物, 大量泄漏时需筑堤控制。附着物或收集物应存放在合适的密闭容器中, 并根据相关法律法规废弃处置。	
储运	装运车辆排气管必须配备阻火装置, 禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。运输途中应防曝晒、雨淋, 防高温。运输时所用的槽 (罐) 车应有接地链, 槽内可设孔隔板以减少震荡产生静电。	

(2) 原油

原油闪点小于 28°C, 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、高热可引起燃烧爆炸, 与氧化剂能发生强烈反应, 遇高热可分解出有毒烟雾。

表 5.8-2 原油安全技术说明书

理化常数	序号	1967
	CAS 号	/
	中文名称	原油
	英文名称	CrudeoU; Petroleum

	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。			

（3）伴生气（天然气）

天然气属甲 B 类易燃易爆气体，含有大量的低分子烷烃混合物，其与空气混合形成爆炸性混合物遇明火极易燃烧爆炸。如果出现泄漏，易与空气形成爆炸性混合物，而且能顺风飘动，形成着火爆炸和蔓延扩散的重要条件，遇明火回燃。天然气主要成分为甲烷，甲烷对人基本无毒，但浓度过高时，使空气中氧含量明显降低，使人窒息。当空气中甲烷达 25%~30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、

共济失调，若不及时脱离，可致窒息死亡。

表 5.8-3 天然气安全技术说明书

CAS 号		74-82-8	
中文名称		天然气	
分子式	CH ₄	外观与性状	无色无臭气体。
分子量	16.04	蒸汽压	53.32kPa/-168.8℃
沸点	-161.5℃	闪点	-188℃
熔点	-182.5℃	溶解性	微溶于水，溶于醇、乙醚。
密度	相对密度（空气=1）0.55	稳定性	稳定
爆炸极限	空气中 5.3~15%（体积）	自燃温度	538℃
主要用途	用作燃料和用于炭黑、氢、乙炔、甲醛等的制造。		
危险特性	危险性类别：第 2.1 类易燃气体 燃烧与爆炸特性：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氟化氧及其它强氧化剂接触剧烈反应。 燃烧（分解）产物：一氧化碳、二氧化碳。		
健康危害	侵入途径：吸入 健康危害：甲烷对人基本无毒，但浓度过高时，使空气中氧含量明显降低，使人窒息。当空气中甲烷达 25%~30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、共济失调。若不及时脱离，可致窒息死亡。皮肤接触液化本品，可致冻伤。		
泄漏应急处理	迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿消防防护服。尽可能切断泄漏源。合理通风，加速扩散。喷雾状水稀释、溶解。构筑围堤或挖坑收容产生的大量废水。如有可能，将漏出气用排风机送至空旷地方或装设适当喷头烧掉。也可以将漏气的容器移至空旷处，注意通风。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。		
防护措施	呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，但建议特殊情况下，佩带自吸过滤式防毒面具（半面罩）。眼睛防护：一般不需要特别防护，高浓度接触时可戴安全防护眼镜。身体防护：穿防静电工作服。手防护：戴一般作业防护手套。其它：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。进入罐、限制性空间或其它高浓度区作业，须有人监护。		
急救措施	皮肤接触：若有冻伤，就医治疗。吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸，就医。		
灭火方法	切断气源。若不能立即切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。 灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉。		

5.8.2 风险识别

5.8.2.1 施工期环境风险识别

施工期施工过程的环境风险主要来自钻井过程中可能发生井喷事故、套管破损、井漏等风险事故。

（1）井喷事故成因

当钻井作业进入地下含气层后，存在发生气涌井喷事故的可能性。分析其形成井喷事故因素如下：

①地质设计未能提供准确的底层孔隙压力资料，井身结构设计不合理，设计时未能正确地预测油、气层的位置，导致在钻井过程中对高压层位压力估计不足，可能发生井喷。

②操作失误，起钻抽吸。钻井达到穿油、气层段，起钻速度太快，产生抽吸作用，将油、气抽出来；或起钻时没有及时灌入泥浆，液面降低，泥浆柱压力下降；地面除气设备效率低，未及时采取措施消除泥浆中滞留的气体，重复循环，气蚀严重等原因而发生井喷失控。

③机械故障。钻入油、气层时发生井下事故（断钻具、卡钻）或地面设备发生故障，泥浆静止时间过长，压力降低发生失控。

④井口防喷器不符合要求，节流管汇和放喷管线的安装不符合技术要求，当发生井喷时无法控制。

⑤钻井过程中遇漏失层段，发生井漏未能及时处理或处理事故中措施不当。

⑥在钻井中不能及时发现溢流，或发生溢流后处理措施不当，造成失控。

⑦泥浆密度偏低。当钻遇地下高压油、气、水层时，泥浆柱压力下降不足以平衡地下油、气时而发生井喷失控。

⑧当发生地震等自然因素导致的灾害时，可能发生井喷事故。

该项目开发的油层原始地层压力较低，而且在钻井时采用了防喷井控措施后，发生井喷的概率很小。

（2）井漏因素

井漏是钻井过程中遇到复杂地层，钻井泥浆或其他介质（固井水泥浆等）漏入地层孔隙、裂缝等空间的现象。若漏失地层与含水层之间存在较多的断裂或裂隙，漏失的钻井液就有可能顺着岩层断裂、裂隙进入高渗地层地下水，造成地下水污染。

5.8.2.2 运营期环境风险识别

本项目运营期涉及的危险单元主要为油井井场、集输管道、站场等。

（1）井下作业过程的风险因素分析

本工程运营期井下作业主要为油水井作业，主要风险是油、气、废水的泄漏和井喷。通常由以下因素引起：

①未按要求安装井口溢流回收装置、作业废水收集装置和井场含油废防渗布，或者设备故障无法使用，导致作业废水废液、油污泄漏进入环境，造成污染；

②作业时地层压力高，井口溢流较大，而未及时采取压井或关闭封井器等措施，导致油、水、气大量冒溢，甚至井喷、污染环境。

由于该工程地层压力比较低，不能自喷，要靠抽油机采油，因此，作业时发生井喷的几率不大。大庆油田有限责任公司采气分公司 实施全过程风险因素控制，为井下作业配备了井口溢流回收器、作业废水进站装置、污水罐车，制定了详细的操作规程和应急预案，因此，在管理到位的情况下，出现作业油、气、废水泄漏的几率大大减少。

（2）油井套管破损的风险因素分析

采油过程的主要环境风险是油井套损，原油泄漏进入含水层，污染地下水。本工程油井套管采用双层套管（由表层套管、技术套管组成），运营期造成套损的因素主要有地质因素、工程技术因素和套管腐蚀三大类：

①地质因素主要包括泥岩遇水膨胀使岩压转移到套管使其变形损坏，断层运移可能对套管产生剪切破坏，由于地壳运动和地震引起的套管损坏以及地面下沉及油层压实导致应力变化，从而使套管在拉张力及剪切力的作用下发生弯曲或错断。

②工程技术因素主要有套管强度计算及井深结构设计不合理，泥岩吸水蠕变、滑移产生的横向层间位移侧压力、纵向地层位移产生的拉伸力及纵横向位移产生的弯曲应力对套管的破坏作用；固井质量不好时，会使泥岩吸水蠕变、滑移，对套管产生破坏作用。另外，由于井眼不规则或固井时存在混浆井段，在封固井段内，水泥浆候凝期间放热不均匀，温度的变化使套管热胀冷缩，也易导致套管变形破裂。当不合理的注水开发时，注释压力超过地层上覆压力，也会导致套管的破损。

③套管腐蚀是套管损坏的一种主要诱因，一旦套管腐蚀穿孔则会多点破漏，并会加速套管的疲劳进而过早变形和损坏。它是由原油天然气中含有的硫、CO₂及地层水中含有的各种腐蚀性物质与套管中 Fe 或 Fe²⁺发生反应引起的。腐蚀条件包括一定的温度、压力、Fe²⁺浓度及地层水中存在还原菌等，大多与硫酸盐还原菌的作用有关。

根据大庆油田对套损井的统计，套损绝大部分是发生在油层附近，主要形式是变形和错断。浅层套损的主要原因是腐蚀，形式是外漏，约占全部套损井的 5%。对地下水的污染主要来自浅层套损油水渗入含水层，或深层套损油水窜槽进入含水层。因此，预防套损污染地下水的合理设计井身结构，采取表套、技术套管双层套管结构，固井水泥均返至井口进行全程固井，对含水层段的套管采取防腐措施，采取以上措施后，发生套损后对地下水的污染几率很小。

（3）集输管道、注水管道、聚合物母液管道风险因素分析

工程管道内的介质主要是含水油、含油污水、聚合物母液，由于管材本身的质量、

施工、运行和管理等各环节都可能出现缺陷和失误，从而导致事故发生。集输管道的常见事故是管道穿孔或破裂导致管道内介质泄漏，会导致原油和含油污水外泄，对环境污染较大。泄漏的油气如遇明火将引起火灾、爆炸。导致管道事故的主要因素分析如下：

- ①管道由于腐蚀造成穿孔，焊缝开裂出现裂纹；
- ②管道材料缺陷或焊接缺陷；
- ③不法分子在管道上打孔或偷油；
- ④由于外物撞击而造成管道破裂；
- ⑤由于地震、洪水自然灾害而引起的管道破裂；
- ⑥由于误开挖造成管道破裂；
- ⑦操作失误。

根据油田的运营经验，一般在油田开发 7-8 年后低洼地区的管道可能发生腐蚀穿孔事故，而导致原油泄漏到环境中。

（4）涉及场站风险因素分析

本工程涉及转油站和污水处理站处理的介质具有易燃性质，因此，本工程场站主要事故类型是火灾、爆炸和油、含油污水、天然气泄漏。

本工程场站的事故主要因素分析如下：

- ①组织不严密，管理不善，违章作业导致大量的油气泄漏遇明火爆炸燃烧；
- ②设备缺陷主要包括因选材错误而引起的设备、管道的腐蚀、侵蚀等引发火灾、爆炸；
- ③设备安装时考虑不周不细，施工时施工质量差，不符合设计要求和施工验收规范，从而导致投产后发生事故；
- ④控制生产装置的仪表仪器失灵，造成设备操作失控，引发油气泄漏，形成火灾等；
- ⑤泄漏的油气遇明火发生火灾爆炸。
- ⑥站场储罐破损，导致含油污水、原油泄漏，污染土壤、地下水。

（5）事故伴生/次生风险分析

在原油天然气发生火灾事故情况下，各装置及储运系统主要气态伴生/次生危害物质为物质燃烧、不完全燃烧所产生的 CO 及黑烟、飞灰等。

CO 危险特性：一种易燃易爆气体。与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。**健康危害：**一氧化碳在血中与血红蛋白结合而造成组织缺氧。**急性中毒：**轻度中毒者出现头痛、耳鸣、心悸、呕吐、无力，血液碳氧血红蛋白浓度可高于 10%；中度中毒者除上述症状外，还有皮肤粘膜呈樱红色、脉快、烦躁、步态不稳、浅至中度

昏迷，血液碳氧血红蛋白浓度可高于 30%；重度患者深度昏迷、瞳孔缩小、肌张力增强、频繁抽搐、大小便失禁、休克、严重心肌损害等，血液碳氧血红蛋白可高于 50%。慢性影响：能否造成慢性中毒及对心血管影响无定论。环境危害：对大气可造成污染。

本工程主要作业场所、生产设备设施环境风险识别见表 5.8-4。

表 5.8-4 工程环境风险识别表

主要设备及场所名称	危险介质	主要危险特性	影响环境
施工期井场	柴油	火灾、爆炸、泄漏	空气、地下水、地表水、土壤
运营期井场	原油、天然气	火灾、爆炸、油气泄漏	空气、地下水、地表水、土壤
油气管道	原油、天然气	火灾、爆炸、油气泄漏	空气、地下水、地表水、土壤
转油污水处理站	原油、含油污水、天然气	火灾、爆炸、中毒、油水泄漏污染	空气、地下水、地表水、土壤

5.8.3 环境风险分析

5.8.3.1 事故状态下对大气环境影响

(1) 井喷事故对环境空气的影响

井喷具有突发性、意外性和短暂性的特点，井喷时喷出的大量天然气（含少量原油的烃类物质），短时间内会造成局部大气环境中的烃含量激增，造成了短期局部大气环境中污染物超标。若遇明火，引发的火灾事故可在短时间内产生大量燃烧烟气，烟气中有毒物质 CO 对大气环境造成短时的严重污染。

本工程开采的油层原始地层压力较低，不能自喷，要靠抽油机采油，且已在钻井时期采用了防喷措施，如加自封、半封、全封等封井器，因此发生井喷的概率很小。

(2) 场站储罐泄漏对环境空气的影响

项目依托场站原油均在储罐中密闭贮存，不具备发生火灾爆炸的条件。但是由于储罐的阀门、法兰连接处泄漏，操作失误等情况下，导致大量原油泄漏或天然气释放，在空气中形成易爆炸气体，一旦遇有点火源即可引发火灾、爆炸事故。

事故时天然气或原油泄漏将导致局部大气中总烃浓度可比正常情况高出数倍甚至数十倍，对大气环境造成短时的严重污染。若遇明火，引发的火灾事故可在短时间内产生大量燃烧烟气、次生 CO，对大气环境造成短时的严重污染。

但由于场站各处均设有可燃气体报警装置，同时各储罐均设有液面控制装置，并进行信息化统计，当出现泄漏时，可及时切断泄漏源，指挥人员进行处理，对周围环境影响是可接受的。

5.8.3.2 事故状态下对地表水环境影响

距离本项目最近的表水体为永强水库、牛毛沟、无名泡，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，可能造成水体中石油类升高等变化，原油进入水体可能造成地表水水质及沿岸生态环境造成破坏，溶入水中的石油类组份对水生生物有直接的危害。为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，要靠抽油机采油，并且在钻井作业中采取了相应的井控防喷措施，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油井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。

本项目运营期事故状态下对水体产生污染的途径主要为集油管道、站场储罐泄漏。本项目在运营期对集输管道、储罐定期进行检测，防止腐蚀穿孔引起原油、含油污水泄漏污染环境，同时对位于土壤腐蚀性较强的低洼地带，采用外防腐管道，以延长埋地管道使用寿命。另外加强巡检巡视，及时发现问题及时处理事故，对泄漏含油污水及时回收处理，本地区发生集输管道泄漏随地表径流进入水体的可能性不大，但可能在事故情况下对区块外的水体产生原油、含油污水泄漏污染环境，应该通过加强检测、巡检巡视、事故应急措施等事故预防和控制措施尽量避免事故的发生，降低事故发生后对环境的影响程度和范围。

5.8.3.3 事故状态下对地下水环境影响

（1）管道泄漏对地下水的影响

本项目事故状态下对地下水污染途径主要是集输管道、注水管道、聚合物母液管道等事故泄漏。一旦发生泄漏，含油污水、原油就可能渗透到含水层中，造成地下水环境污染。资料研究结果表明：石油类污染物在一般土壤中绝大部分集中在泄漏层以下 0~10cm 及 10~30cm 范围，一般下渗深度在 80cm 以内，一般很难下渗 2m 以下，存在对潜水含水层造成影响的可能，但影响范围有限，一般在几百米范围。而承压含水层一般都有隔水顶板，与潜水层相互隔离，其透水性很差，因此对承压水层产生影响的可能性很小。

（2）套损对地下水的影响

为保证钻井期间不对地下水造成污染，本工程在钻井过程中使用双层套管（由表层套管、油层套管组成）。在采油过程中，由于腐蚀、固井质量差、地层错动等原因可能导致套管断裂或破损，使原油泄漏窜入地下水层造成污染。大庆油田套损统计表明，98%

以上的套管断裂发生在 700m 以下，表层套管基本没有断裂发生，且套管破损机率一般为 1/1 万至 1/5 万，而因套损污染地下水的最大概率约为 1/200 万。资料显示，美国同类井套损后因外保护层失效而导致油水泄漏的概率约 1/400 万到 1/100 万。

因此，套管损坏虽然对地下水存在潜在污染隐患，但发生几率极小。只要防护得当，一般不会形成套损，即使套损，能发生油水泄漏污染地下水的概率也很小。

（3）井漏对地下水环境的影响

井漏是钻井过程中遇到复杂地层，钻井泥浆漏入地层孔隙、裂缝等空间的现象。若漏失地层与含水层之间存在较多的断裂或裂隙，漏失的钻井泥浆就有可能顺着岩层断裂、裂隙进入地下水，造成地下水污染。

本项目采用水基钻井泥浆，水基钻井泥浆中有害成分为盐类、化学添加剂，高分子有机化合物经生物降解后产生的低分子有机化合物和碱性物质，有害成分进入含水层会对地下水造成污染。

本项目表层套管下至潜水含水层以下，在套管的保护下能有效地保护浅层地下水；每开钻井结束后通过固井作业封隔地层与套管之间的环形空间，也可降低污染物进入地层的风险；在钻井过程对泥浆进行实时监测，一旦有漏失发生，立即采取堵漏措施。施工区块集中储备随钻堵漏剂 10~20t，以备井漏发生时应急使用，堵漏剂由多种天然植物、腐植酸盐、羧甲基纤维素等多种高份子化合物复配而成，属于清洁、无毒、对人体无害、无环境污染的种类。因此，事故状态下泥浆泄漏对地下水环境影响较小。

（4）柴油罐泄漏对地下水的影响

钻井井场设柴油储罐 1 座，柴油储存量为 25.05t。储油罐的泄漏对地下水的污染较为严重，地下水一旦遭到成品油的污染，将使地下水产生严重异味，根本无法饮用。又由于这种渗漏必然穿过较厚的土壤层，使土壤层中吸附了大量的燃料油，土壤层吸附的燃料油不仅会造成植物生物的死亡，而且土壤层吸附的燃料油还会随着地表水的下渗对土壤层的冲刷作用补充到地下水，这样即便污染源得到及时控制，地下水要完全恢复也需几十年甚至上百年的时间。本项目柴油储存采用卧式罐，罐体架设在两个承台基础之上，如果发生泄漏，很容易发现并能够及时回收处理；而且罐区进行了防渗处理，并设置了围堰，即使发生泄漏，油品将由于防渗层的保护作用，积聚在围堰内，不会对地下水环境产生影响。

（5）站场储罐对地下水的影响

本工程事故状态下对地下水污染途径主要是站场储罐事故泄漏。一旦发生泄漏，含油污水就可能会渗透到含水层中，造成地下水环境污染。资料研究结果表明：石油类污

染物在一般土壤中绝大部分集中在泄漏层以下 0-10cm 及 10-30cm 范围，一般下渗深度在 80cm 以内，一般很难下渗 2m 以下，存在对潜水含水层造成影响的可能，但影响范围有限，一般在几百米范围。而承压含水层一般都有隔水顶板，与潜水层相互隔离，其透水性很差，因此对承压水层产生影响的可能性很小。站场储罐配备液面检测装置，能够及时发现事故，各截断阀在事故情况下及时关闭，破损罐内物料转移至事故罐内，避免大量废水泄漏。且巡线工能够及时赶赴现场进行处理，对周边影响较小。

5.8.3.4 对土壤环境的影响

原油及含油污水泄漏渗入土壤孔隙，会降低土壤的通透性，抑制土壤中酶活性，使土壤生物减少。一般而言，原油集中于土壤表层 0~30 cm 的范围内，使得根系分布于此深度的植物不能生长。石油类对土壤的污染，可使土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响局部区域土壤正常的结构和功能。本项目集输管线均采取防腐钢管，从源头控制原油及含油污水的泄漏，且只要溢出事故按相应的环境风险事故预案严格控制并彻底清理溢出的石油类污染物，并将污染土壤清理并拉运至含油污泥站处理，泄漏事故不会对周边土壤造成明显污染影响。

5.8.3.5 对生态环境的影响

原油及含油污水泄漏可影响农田和草地的生态环境，减少农作物产量，危害植物生长。其危害最显著的表现是植物，原油黏附于枝叶，阻止植物进行光合作用，可使植物枯萎死亡；在土壤中粘附于植物根系，可阻止植物吸收水分和矿物质而死亡。所以，原油泄漏可引起原生植被生态系统退化，次生植被生态系统的演替，含油污水相对而言危害较小。本项目定期对集输管线进行巡线，发现泄漏及时处理，清理溢出的原油或含油污水，并将污染土壤清理并拉运至含油污泥站处理，清理结束后及时平整并恢复地表植被，泄漏事故对周边生态环境影响较小。

5.8.4 环境风险评价结论

通过对本工程产能建设工程的环境风险分析可知，本工程的主要环境风险是泄漏、火灾和爆炸，对区域内的地下水环境、地表水环境、土壤环境和空气环境有潜在危害性。在工程采取一系列风险防范措施、应急措施和建立环境风险防控体系后，火灾爆炸等事故影响可控，可以降低事故的发生率和事故情况下对周围环境的影响。但建设单位应加强员工的环保教育和培训，完善项目的事故应急预案，增加事故应急监测及事故评估等规定内容并定期演习，避免重大污染事故的发生。

表 5.8-5 建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	朝阳沟油田朝 45 等井区零散更新井扶余油层 2026 年产能建设工程项目				
建设地点	黑龙江省	大庆市	肇州县及肇源县	朝阳沟镇、二井镇、朝阳乡、托古乡、福兴乡、薄荷台乡	() 园区
地理坐标	经度	125°23'19.246"~125°45'53.860"	纬度	45°31'56.377"~45°49'0.288"	
主要危险物质及分布	原油、天然气：井场、集输管道；柴油：施工井场				
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	大气环境：柴油、天然气或原油泄漏事故会直接对大气环境带来影响。事故时天然气或原油泄漏将导致局部大气中总烃浓度可比正常情况高出数倍甚至数十倍，对大气环境造成短时的严重污染。 地表水环境：如果事故状态下一旦发生井喷时，原油外泄，一旦大量原油进入地表水体将会污染地表水体，柴油储罐泄漏收集不及时也会污染地表水体。 地下水环境：本工程事故状态下对地下水污染途径主要是注采井管线、设备的事 故泄漏、施工井场柴油储罐的泄漏。柴油、原油、含油污水就可能会渗透到含水层中，造成地下水环境污染。在采油过程中，由于腐蚀、固井质量差、地层错动等原因可能导致套管断裂或破损，使原油泄漏窜入地下水层造成污染。 土壤环境：原油及含油污水泄漏渗入土壤孔隙，会降低土壤的通透性，抑制土壤中酶活性，使土壤生物减少。 生态环境：原油及含油污水泄漏可影响农田和草地的生态环境，减少农作物产量，危害植物生长。				
风险防范措施要求	施工井场柴油储罐泄漏的防治措施； 本项目柴油储存采用卧式罐，罐体架设在两个承台基础之上，如果发生泄漏，很容易发现并能够及时回收处理；而且罐区进行了防渗处理，并设置了围堰，即使发生泄漏，油品将由于防渗层的保护作用，积聚在围堰内，对环境的影响较小。 场站、管线泄漏的主要预防和处理措施： （1）对油田设施采用新技术，提高油田设施的抗蚀防腐能力，如采取耐腐蚀管线进行铺设。从而减少由于设施因素引发油水泄漏事故的几率； （2）加强应急预案和紧急切断等措施，加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。定期对管线进行检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；定期对集输管线上的安全保护设施，如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查，使管道在超压时能够得到安全处理，在管道破裂时能够及时截断上下游管段，以减少事故时油气的释放量，使危害影响范围减小到最低程度。当管线发生泄漏时应及时修筑围堤，控制油水的扩散范围，保护周围生态环境；同时明确泄漏可能导致的后果，泄漏危急周围环境的可能性，隔离泄漏区，周围设警告标志； 井下作业事故风险防范措施 （1）为预防作业时井喷，对于地层压力较高的作业，在作业前应先调节注采比，降低井底压力后再进行作业；				

	(2) 施工准备过程要在管、杆桥下设污油收集设施；拆卸井口采油树后，要安装简易控制器，并将井口溢流油水控制器、作业废水进站装置与井口连接，完好后，通电调试；
填表说明（列出项目相关信息及评价说明） 项目相关信息：施工期井场柴油最大存储量为 25.05t，运营期管道内最大储油量 0.76t，天然气 0.013t。本项目危险物质数量与临界量的比值施工期 $Q=0.01002<1$，运营期 $Q=0.001604<1$，环境风险潜势为I，风险评价等级为简单分析。 本工程的主要环境风险是油气水泄漏和火灾爆炸，对区域内的大气环境、地下水环境、地表水环境和土壤植被等危害性不大。在工程采取一系列风险防范措施和应急措施后，可以控制和降低工程发生事故情况下对周围环境的影响。但建设单位应加强员工的环保教育和培训，避免污染事故的发生。	

6 环境保护措施及其可行性论证

6.1 污染防治措施

6.1.1 大气污染防治措施

6.1.1.1 施工期

本项目施工期的环境空气影响主要来源于钻前工程地面平整，地面工程施工时管沟开挖、道路敷设、土方堆填，站场工程地面施工、车辆运输、恢复原有地面等过程中产生的粉尘、二次扬尘，管道焊接过程产生的焊接烟尘，以及施工设备和运输车辆尾气。

（1）柴油机烟气及机械尾气

①采用节能环保型柴油动力设备，减少污染物排放对环境空气的影响，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《非道路移动柴油机械排气烟度限值及测量方法》（GB 36886-2018）表 1 中Ⅱ类限值要求；

②钻井发电机和钻井柴油机采用符合《车用柴油》（GB 19147-2016）的柴油；

③加强对机械设备的维护、保养，减少不必要的运转时间，以控制尾气的排放；

④严禁在施工现场焚烧任何废弃物和可能产生有毒有害气体、烟尘和臭气的物质。

（2）施工扬尘污染防治措施

①为防止因交通运输量的增加而导致的扬尘污染，应在施工初期合理规划道路运输路线，尽量利用现有公路网络。

②运输道路、施工场地干燥时洒水抑尘，定期清扫散落在施工场地的泥土，应实行湿法吸扫，严禁干扫和吹扫，以减少扬尘对周边土壤和植被的影响。

③运料车辆在运输时，车辆应当采取苫布遮盖措施，严禁敞开式、半敞开式运输，不得装载过满，以防洒落在地，形成二次扬尘。

④施工场地租赁洒水车 1 辆，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。

⑧禁止占用保护区用地。

（3）施工车辆尾气

施工井场运输车辆尾气含有 NO_2 、 CO 、 THC 等污染物，一般情况下，各种污染物的排放量不大，对周围环境的影响较小。运输车辆在野外作业区时有利于尾气扩散，不会对环境产生污染。

（4）焊接烟尘

本项目管线在焊接过程中将会有焊接烟气产生，主要污染物为颗粒物。施工过程中焊接烟尘主要集中在作业现场附近，本项目管道焊接采用分段焊接、分段组装的方式，焊接烟气比较分散，且施工场地较为空旷，焊接烟尘排放量较小，经大气扩散后对环境及环境保护目标的影响较小。

施工期采取的上述技术方案是施工过程中常见的扬尘和大气污染防治措施，采取以上大气污染防治措施后，能够确保施工场界颗粒物浓度满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表 2 无组织排放监控浓度限值要求，不会对大气环境产生较大影响，施工期大气污染防治措施可行。

6.1.1.2 运营期

本工程运营期的大气污染主要来自产液集输过程中井场无组织挥发的烃类气体，场站加热装置燃烧烟气。

（1）挥发性有机物污染防治措施

①采用合理工艺，选用优质材料，管道及设备在设计时充分考虑抗震，保证正常生产无泄漏；

②油田采出液采用密闭集输工艺，井口安装密封垫，集输管线采用密闭管道，最大限度降低烃类气体的挥发；

③加强场站运行管理，提高油气分离效率，减少油罐呼吸口的轻烃挥发；

④新建集油管道、阀组、法兰等动静密封系统要加强密闭措施，防止烃类气体的无组织挥发

⑤加强井下作业管理，落地油全部回收，减少烃类气体挥发；

⑥精细化管理，减少“跑、冒、滴、漏”现象，加强设备设施的日常管理，严格执行

操作规程；

⑦罐体应保持完好，不应有孔洞和裂隙；应定期检查呼吸阀的定压是否符合设定要求；储罐附件开口（孔），除采样、计量、例行检查、维护和其他正常活动外，应密闭；

⑧挥发性有机液体装载应采用底部装载或顶部浸没式装载方式；采用顶部浸没式装载的，出料管口距离罐（槽）底部高度应小于 200mm。

⑨伴生气的处理均在密闭压力容器内进行，集输过程中均为密闭状态，有效的降低了非甲烷总烃的无组织挥发。

⑩加强对集输气设备的日常巡检和及时维护，控制各部位无组织挥发的非甲烷总烃总量，合理控制外输温度，在满足生产的前提下降低加热温度，减少天然气用量，减少烟气排放量。

⑪加强油田气放空的管理，定期对设备进行维修保养，保证油气处理设施的平稳运行，尽量减少事故性油田气放空，在进行放空时，应经过充分燃烧，并控制放空量，在系统可承受的压力范围内时应停止放空。

⑫定期对设备和管道进行检查、维修和保养，保证油气处理设施的平稳运行，最大限度降低场站及某些设备的超压放空、除油干燥器排气、储罐和管线的油气挥发以及天然气使用过程中非甲烷总烃的无组织挥发，确保井场、场站厂界非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求中无组织排放监控浓度限值，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）依托场站加热炉燃烧烟气

依托场站内加热炉采用清洁能源天然气作为燃料，并采用低氮燃烧器，加热炉燃烧产生的废气均经不低于 8m 的烟囱高空排放，能够达到《锅炉大气污染物排放标准》

（GB13271-2014）表 2 中新建燃气锅炉标准限值要求（颗粒物 $\leq 20\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $\text{NO}_x \leq 200\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $\text{SO}_2 \leq 50\text{mg}/\text{m}^3$ ，烟气黑度 ≤ 1 ）。

（3）温室气体管控措施

①井口装置安装密封垫，原油集输采用密闭管道集输流程，最大限度减少温室气体的逸散；

（2）加强对设备和管道的检查和维护，定期检查站内储罐，保证均无孔洞和裂隙，

采样口等均处于密闭状态，控制场站各部位温室气体的逸散；

(3) 场站加热装置采用清洁燃料天然气，减少化石燃料燃烧 CO₂ 排放；

(4) 油田开发实行连续生产，杜绝大功率设备频繁启动，减少设备启停对用电的影响；

(5) 增加厂区绿化面积，扩大生态修复范围，通过植树造林和森林碳汇建设，采取多方面碳中和举措；

(6) 建立健全的能源利用和消费统计制度和管理制度。

通过采取以上措施，可以将项目建设对大气环境的影响减小到最小程度，运营期大气污染防治措施可行。

6.1.1.3 退役期

(1) 机械尾气

加强对机械设备的维护、保养，减少不必要的运转时间，采取高标号燃油以控制尾气的排放；

(2) 施工扬尘污染防治措施

①材料运输过程中，进行材料遮盖，防止材料洒落、风刮起的粉尘；

②运输车辆进入居民区附近施工场地应低速行驶或限速行驶，减少扬尘产生；

③在施工过程中，施工场地应定时适量洒水，并在大风天加大洒水量及洒水次数，使作业面保持一定的湿度。

④施工结束后，应及时进行施工场地的清理，清除积土、堆物。

采取以上大气污染防治措施后，能够确保施工场界颗粒物浓度满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表 2 无组织排放监控浓度限值要求，不会对大气环境产生较大影响，退役期大气污染防治措施可行。

6.1.2 水污染防治措施及其可行性论证

6.1.2.1 施工期废水处理措施

(1) 施工期废水处理措施及其可行性论证

①每个钻井井场设 1 座 4m³临时防渗旱厕，共计 39 座，钻井施工期施工人员产生的生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内，定期拉运至第十采油厂厂区污水泵房，经地下管网输至第十采油厂厂区生活污水处理站处理达标后排入牛毛沟，施工结束后临时防渗旱厕进行卫生处理，场地进行平整。地面施工期施工人员产生的生活污水排入附近计量间或场站已建生活污水收集装置，定期拉运至第十采油厂厂区污水泵房，经地下管网输至第十采油厂厂区生活污水处理站处理达标后排入牛毛沟。

②压裂施工场地设置储液罐，压裂返排液暂存至储液罐，由罐车拉运至朝一联压裂返排液无害化处理站处理后，管输进入朝一联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。

③管线试压废水不在施工场地暂存，直接由罐车拉运至朝一联含油污水处理站、朝二联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钻井废水与废钻井液、钻井岩屑一起，排入井场钢制泥浆槽中，及时拉运至大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司处理，处理后的压滤水定期由罐车拉运至朝一联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，处理后的泥饼由大庆钻探工程公司钻井二公司综合利用垫井场或铺路。钢制泥浆槽中位于井场内，确保本项目产生的废弃钻井泥浆不落地，全部收集合理处置。

（2）施工期地表水保护措施

①合理规划：施工单位严格按照有关规定安排施工作业；合理进行施工组织和场地布置；对施工运输合理规划、布局，利用既有道路，运输车辆按指定路线运行；施工运输车辆加盖棚布，防止运输材料洒落，产生扬尘，影响区域内环境。

②施工期间各类固体废物应及时清运，施工期间严禁将污水及固体废物直接排放至周围地表水体中。

③为避免井场对周边地表水的影响，对低洼地带的井场进行填筑，使井场标高高于地表水体丰水期高度，防止油污外溢。

④施工期在低洼地井场占地边界修建 0.3m 高临时围堰，在井场柴油罐等重点区域铺垫防渗布并修建 0.5m 高临时玻璃钢围堰，防止污染物泄漏外溢，确保施工期井场污染物不会进入周边地表水体。

⑤距离地表水体较近的井场施工、管线施工尽量不要选择在雨季施工，工尽量选择在地表水体枯水期或冰封期，避免钻井废水及试压废水径流进入地表水体可能造成的污染影响。

⑥确保第十采油厂应急物资库的围油栏、铁锹、吸油毡、消油剂等应急工具和设备齐备完好，以便在发生泄漏事故时对产生的油污污水进行及时回收和处理，避免对周围环境产生污染。

⑦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，应做到井然有序的实施组织设计，做到文明施工。

综合分析，采取以上措施，施工期地表水污染防治措施可行。

6.1.2.2 运营期废水处理措施及地表水保护措施

(1) 运营期废水处理措施及其可行性论证

①运营期废水处理措施

油田采出水管输进入朝一联含油污水处理站、朝二联含油污水处理站处理达标后回注油层，作业污水及洗井污水由罐车拉运至朝一联含油污水处理站、朝二联含油污水处理站处理达标后回注油层，不外排。本项目运营期不新增人员，不新增生活污水。

②处理工艺可行性分析

本项目含油污水依托朝一联含油污水处理站主要工艺为“原水→沉降曝气除硫→气浮除油→两级过滤→膜过滤”工艺流程，朝二联含油污水处理站主要工艺为“原水→缓冲沉降罐→两级气浮除油→轴向动态反冲洗过滤罐→连续反冲洗过滤罐→膜过滤”工艺流程，2座含油污水处理站设计出水水质指标均为含油量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、悬浮固体 $\leq 1\text{mg/L}$ 、悬浮物颗粒直径中值 $\leq 1\mu\text{m}$ 。

③处理工艺达标可行性分析

朝一联含油污水处理站、朝二联含油污水处理站设计出水水质指标均为含油量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、悬浮固体 $\leq 1\text{mg/L}$ 、悬浮物颗粒直径中值 $\leq 1\mu\text{m}$ 。本次委托大庆中环评价检测有限公司于2025年9月10日-22日对朝一联含油污水处理站、朝二联含油污水处理站出水水质进行监测，根据监测结果可知，2座含油污水处理站处理后水质满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求，工艺可行。

④处理规模的可行性分析

朝一联含油污水处理站设计污水处理量为 $7000\text{m}^3/\text{d}$ 。目前实际污水处理量为 $5780\text{m}^3/\text{d}$ ，本项目单井最大采出水量为 $1.83\text{t}/\text{d}$ ，则本项目31口油井新增采出水量为 $56.73\text{t}/\text{d}$ ，同期建设项目新增采出水量为 $20.28\text{t}/\text{d}$ ，新增污水后处理量为 $5857.01\text{m}^3/\text{d}$ ，负荷率为83.67%，满足开发需求。

朝二联含油污水处理站设计污水处理量为 $2000\text{m}^3/\text{d}$ 。目前实际污水处理量为 $1218\text{m}^3/\text{d}$ ，本项目单井最大采出水量为 $1.83\text{t}/\text{d}$ ，则本项目6口油井新增采出水量为 $10.98\text{t}/\text{d}$ ，新增污水后处理量为 $1228.98\text{m}^3/\text{d}$ ，负荷率为61.45%，满足开发需求。

由以上分析，从处理规模本项目依托朝一联含油污水处理站、朝二联含油污水处理站可行。

本项目施工期及运营期拉运污水集中接收场站要建设监控装置，并接入市生态环境局监控平台，污水拉运过程要建立台账，并接受视频监管，视频要求本地保留3个月以上。

综上所述，通过采取以上各种废水处理及防治措施，本工程产生的各类废水都可以得到有效处置，项目的水污染防治措施合理可行。

（2）运营期地表水保护措施

在油田生产建设及运营过程中，必须加强管理，同时确保各项污染控制措施及事故应急措施能够切实落实，运营期还应做到如下要求：

①为避免油田开发过程中污染物随地表径流进入地表水体，在生产过程中严格管理，杜绝含油污水及污油的随意排放；生产过程中修井及其它井下作业通过安装防喷器、卸油器、作业污水回收装置、井口溢流控制器等井口及井下装置，防止井喷、泄漏等事故的发生，减少含油污泥的产生量，一旦发生原油落地，全部及时回收；

②集油管线采用无缝钢管，内缠聚乙烯胶带硬质聚氨酯塑料夹克保温管，能有效防止管线泄漏，同时定期对管线检查、维修，确保各部分的使用性能；

③在进行油水井井下作业时，严格按照要求使用污油污水回收装置、油管清洗污水回收装置及罐车对作业污水进行回收，防止作业产生的污油污水进入周围环境。同时限制作业范围，严格控制在井场占地范围内，完工后，将井场平整清理干净，不得遗留油污；

④新建油水井采用数字化建设，全部数据接入作业区指挥中心，实时监控油水井运行状态。

⑤注水井洗井期间，热洗车洗井废水直接接入污水罐车回收，拉运至朝一联含油污水处理站、朝二联含油污水处理站处理。洗井严格控制在井场占地范围内，洗井作业范围全部铺垫防渗布，并在作业区边缘修筑临时围堰，将洗井过程中可能产生的污水全部控制在作业区域内，完工后，将井场平整清理干净，不得遗留油污；

⑥定期巡检，每天有专职人员对油井及管线进行检查，巡检次数至少为1次/d，雨季等特殊天气增加巡检次数，若管线泄漏应及时关闭切断阀，同时确保应急工具和设备齐备完好，准备围油栏、吸油毡、消油剂、接油桶等应急物资，以便在发生泄漏事故时产生的污油污水进行及时回收和处理，避免对周围地表水环境产生大面积污染。

在正常生产情况下，项目开发建设采取较为完善的环境保护措施，措施技术可行，

对周围环境不会产生不良影响。

6.1.2.3 退役期废水处理措施及地表水保护措施

（1）退役期废水处理措施

①退役期生活污水排入附近计量间或场站已建生活污水收集装置，定期拉运至第十采油厂厂区污水泵房，经地下管网输至第十采油厂厂区生活污水处理站处理达标后排入牛毛沟；

②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，不外排。

（2）退役期地表水保护措施

①合理规划：施工单位严格按照有关规定安排施工作业；合理进行施工组织和场地布置；对施工运输合理规划、布局，利用既有道路，运输车辆按指定路线运行；运输车辆加盖棚布，防止运输材料洒落，产生扬尘，影响区域内环境。

②退役期间各类固体废物应及时清运，施工期间严禁将生活污水直接排放。

③宣传教育：施工单位应加强对施工人员爱护环境防止地表水体破坏的宣传教育活动，在施工过程中，应做到井然有序的组织实施设计，做到文明施工。

通过采取以上措施，退役期能够有效防止各类污染物进入附近地表水体造成污染事故，减少对周边水环境的影响。

6.1.3 地下水污染防治措施

本项目地下水污染防治措施按照“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应进行控制。

6.1.3.1 施工期地下水污染防治措施

①施工期加强对钻井泥浆的回收处理工作，消除对地下水的污染隐患；

②压裂优先选用无毒、低毒的环境友好型压裂液；

③本项目井场、集输管道等选址选线均避开了集中式饮用水源保护区、集中式饮用水源的补给区、径流区。

④将使用双层套管技术纳入清洁生产，表层套管下深应在浅水层以下，表层套管和油层套管固井水泥浆必须返至井口，保证固井质量，确保安全封闭此深度内的潜水层和承压水层；

⑤油井的设计、建造、改造应按照 SY/T 6596 的要求保证其完整性。

⑥钻井通过具有饮用功能的潜水含水层的，应选用清水钻进或气体钻等清洁钻进方式。

⑦废弃物等拉运车辆须在转运过程做好转运台账，严格执行废弃物转运签认和交接

清单制度；运输前规划运输路线，转运过程中应严格按照规定的路线运输到相应的目的地；运输过程中应尽量避免环境敏感区；对拉运过程进行严格监督管理，运输车辆、装卸工具必须符合安全环保要求，装卸和运输废弃物过程中不得溢出和渗漏，严禁半途倾倒、排放或向第三方转移废弃物。

6.1.3.2 运营期地下水污染防治措施

①定期对油井套管情况进行检测，发现异常情况及时处理，防止污染地下水；

②油井运营期间应参照 GB/T 17745 要求进行井筒完整性管理，定期开展井筒完整性检查。

③油田生产过程中严格管理，坚决杜绝含油污水及污油的随意排放，井下作业产生的原油等污染物及时回收，不遗落地面，一旦发生原油落地事故，及时回收并确保回收率达到 100%；

④管线的连接方式采用焊接，在施焊前进行检查；

⑤管道采用防腐无缝钢管，管道设计壁厚的腐蚀余量为 2mm 或采用管道内防腐。埋地保温管道外防腐采用沥青防腐胶带特加强级，带宽不小于 150mm，防腐层厚度不小于 3.2mm。泄漏事故具有隐蔽性和灾难性，要加强监控，定期对集输管线防腐及腐蚀情况定期检测，及时维修或更新，防止泄漏事故的发生。

⑥管道补口采用配套的补口带，补口层与原防腐层搭接宽度应不小于 100mm。

⑦运营期定期检查、维修项目所有管道、机泵等，确保各部分的使用性能。尤其在雨季更要认真检查，清除隐患。

⑧油水井作业范围限制在油井永久占地范围内，防止作业过程中跑、冒、滴、漏产生的油水污染环境。

⑨巡检过程一旦发现管道泄漏，应立即采取应急截断措施，关闭机泵，清理泄漏的原油、含油污水。

⑩回注井运行过程中，应持续对回注井口压力、套管压力、环空压力、回注流体的流量、水质等指标进行监测，本工程注水水质满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ 0639-2015）中“含油量 $\leq 5\text{mg/L}$ ，悬浮固体含量 $\leq 1\text{mg/L}$ 、悬浮物颗粒直径中值 $\leq 1\mu\text{m}$ ”要求，同时满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求；定期开展套管腐蚀和水泥环状况检测，检测周期不超过 3 年。

⑪泄漏事故具有隐蔽性和灾难性，要加强监控，对集输管道防腐及腐蚀情况定期检

测，及时维修或更新；对油井套损情况也要定期检测，防止套管破裂上返油水污染地下水。

6.1.3.3 分区防渗措施

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）11.2.2.1 条的要求，将本项目涉及区域划分为重点防渗区、一般防渗区、简单防渗区。项目分区防渗具体见表 6.1-1，施工期钻井井场、压裂井场及运营期井场分区防渗图见附图 26。

表 6.1-1 项目污染防渗区划分

项目	类别	项目涉及区域		防渗措施	防渗要求
施工期	重点防渗区	钻井井场	柴油罐区、泥浆循环罐、钻井液材料房、发电机房、钢制水基泥浆槽、钢制油基泥浆槽、钻台	采用地面碾压平整并铺设 2mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗，渗透系数为 $1.0\times10^{-10}\text{cm/s}$	满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中关于重点防渗区等效黏土防渗层 $Mb\geq6.0\text{m}$ ， $K\leq1\times10^{-7}\text{cm/s}$ 防渗技术要求
		压裂井场	压裂车区、计量池、储液罐、压裂井口区		
	一般防渗区	钻井井场	其他材料房、机械修理房、临时防渗旱厕	采用 1.5mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗，渗透系数为 $1.0\times10^{-7}\text{cm/s}$	满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中关于一般防渗区等效黏土防渗层 $Mb\geq1.5\text{m}$ ， $K\leq1\times10^{-7}\text{cm/s}$ 防渗技术要求
		压裂井场	临时防渗旱厕		
	简单防渗区	钻井井场	钻井井场其他区域	采用地面碾压平整	满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中关于简单防渗区一般地面硬化防渗技术要求
		压裂井场	压裂井场其他区域		
运营期	重点防渗区	集油管道、注水管道		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 $Mb\geq6.0\text{m}$ ， $K\leq1\times10^{-7}\text{cm/s}$ 防渗技术要求
		井场作业区		作业区域铺设 2mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗，渗透系数为 $1.0\times10^{-10}\text{cm/s}$	
	简单防渗区	正常工况下井场永久占地内		采用地面夯实碾压平整进行防渗	满足一般地面硬化防渗技术要求

6.1.3.4 地下水环境跟踪监测

定期对地下水环境进行监测，监测委托具有资质的单位进行，结合《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）、《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南（试行）》（HJ 1209-2021）制定本项目运营期监测计划，同时在对监测结果进行信息公开，每年公开一次，随时监测地下水的变化，及时发现和解决问题；如发生重大污染事故且已对地下水造成污染，应进行信息公开，并与政府相关部门进行联动，聘请专家进行讨论，制定减轻地下水污染程度及控制地下水污染范围的措施，防止地下水污染加剧。

项目区域潜水流向为从东北向西南，根据项目油井分布、周边地下水井分布情况，在区块上游设 1 个潜水背景监测点，在项目区域内及区域下游布设 10 个潜水跟踪监测点，在区域内布设 3 个承压水跟踪监测点，定期对地下水进行跟踪监测，地下水跟踪监测井结构类型为单管单层监测，井管的内径要求不小于 50 mm，井管材料为钢管、不锈钢管、PVC 材质的井为宜，井的滤水管顶部位置位于多年平均最低水位面以下 1m。具体设置情况见表 6.1-2。地下水跟踪监测布点图附图 27。

表 6.1-2 地下水环境监测计划表

点位	功能	监测因子	坐标	位置	井深	监测层位	监测频次
第十采油厂 CY10-21 潜水井	背景监测点	pH、石油类、 石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、 石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、 汞、砷、六价铬、挥发酚、氨氮、 耗氧量	125.74691, 45.79873	朝 75-更 155 西 南侧 1380m	20m	潜水	1 次/ 半年
第十采油厂 CY10-20 潜水井	跟踪监测点		125.70887, 45.79039	朝 60-更 128 东 南侧 820m	20m	潜水	
第十采油厂 CY10-19 潜水井	跟踪监测点		125.69105, 45.75529	朝 82-更 108 东 南侧 500m	20m	潜水	
第十采油厂 CY10-18 潜水井	跟踪监测点		125.65551, 45.73713	朝 86-更 88 西南 侧 820m	20m	潜水	
五门杨家屯承压水井	跟踪监测点		125.6777, 45.75505	朝 82-更 108 西 南侧 440m	65m	承压水	
第十采油厂 CY10-36 潜水井	跟踪监测点		125.642, 45.73111	朝 94-更 78 西北 侧 1130m	20m	潜水	
第十采油厂 CY10-15 潜水井	跟踪监测点		125.6121, 45.71411	朝 94-更 58 西南 侧 310m	20m	潜水	
第十采油厂 CY10-14 潜水井	跟踪监测点		125.58876, 45.67996	集油环管线西 北侧 125m	20m	潜水	
第十采油厂 CY10-10 潜水井	跟踪监测点		125.50895, 45.66132	翻 104-更 16 东 南侧 530m	20m	潜水	
苏家窝棚屯承压水井	跟踪监测点		125.61991, 45.71144	朝 94-更 58 东南 侧 480m	65m	承压水	
第十采油厂 CY10-09 潜水井	跟踪监测点		125.43947, 45.6241	翻 122-更 58 西 北侧 910m	20m	潜水	

第十采油厂 CY10-06 潜水井	跟踪监测 点		125.42514, 45.58579	翻 128-更 86 注 水管线东南侧 1120m	20m	潜水	
第十采油厂 CY10-04 潜水井	跟踪监测 点		125.40654, 45.51983	翻 158-更 148 东南侧 1870m	20m	潜水	
后杏树园子屯承 压水井	跟踪监测 点		125.42645, 45.54027	翻 164-更 90 西 南侧 530m	65m	承压 水	

6.1.3.5 退役期地下水污染防治措施

退役期主要污染源是设备拆除、井场清理产生的扬尘和固体废物等，主要污染防治措施如下：

(1) 对关闭的油井实施安全封堵。

(2) 油水井退役阶段，应按照《陆上石油天然气生产环境保护推荐作法》(SY/T 6628)、《废弃井及长停井处置指南》(SY/T 6646)和《废弃井封井回填技术指南(试行)》的相关要求进行封井，在井内适当层段注入水泥塞，以防止井筒内形成流体串通通道，保护含水层免受地层流体或地表水窜入的污染。

(3) 对退役的油水井进行地下水跟踪监测，跟踪监测井依托第十采油厂现有区域跟踪监测井。

6.1.4 噪声污染控制措施

6.1.4.1 施工期

施工期产生的噪声主要为钻井工程、地面及站场施工过程中施工机械和车辆运行噪声。

(1) 合理安排施工进度，减少施工时间，尽量避免大量高噪声设备同时施工。

(2) 除钻进外，其它施工严格禁止夜间进行。合理布置施工现场，尽量将高噪声机械布置远离环境敏感点一侧，同时，避免在同一地点安排较多的动力机械。距离周边居住区较近的施工场地在靠近环境敏感点一侧设置移动声屏障。

(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，合理操作，保证施工机械保持在最佳状态，降低噪声源强度，避免设备不正常运行产生的高噪声。

(4) 运输车辆选择避开居民点路线，临近居民区应减少汽车鸣笛的次数，减速慢行。

(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) 机泵等设备布置在室内，且采取基础减震等设施。

通过采取上述措施，能够确保各施工场界噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB 12523-2011)要求，不会对施工场地周边敏感点产生较大影响，施工期噪声治

理措施可行。

6.1.4.2 运营期

本项目运营期噪声源主要来自抽油机及修井机机械噪声。

(1) 井场抽油机、电机及修井机等发声设备尽可能选用低噪声设备，并安装减震基础；

(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，尤其加强村屯周围井场维护和保养，保证设备保持在最佳运行状态，降低噪声源强度。

通过采取以上措施后，能够确保井场厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准，不会对周围声环境产生较大影响，运营期噪声治理措施可行。

6.1.4.3 退役期

退役期噪声源主要是拆除井场抽油机等设备产生的噪声。

退役期施工时应加强施工管理工作，合理安排施工进度，避免大量高噪声设备同时施工；选用低噪声设备；运输车辆选择避开居民区的路线。

通过采取上述措施，能够确保退役期施工场界噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）要求，且不会对施工场地周边敏感点产生较大影响，退役期噪声治理措施可行。

6.1.5 固体废物控制措施

6.1.5.1 施工期

(1) 废钻井液、钻井岩屑排入井场钢制泥浆槽中，及时拉运至大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司处理，处理后的泥饼由大庆钻探工程公司钻井二公司综合利用垫井场或铺路。

(2) 废射孔液由罐车拉运至黑龙江龙之润环保工程有限公司处理，处理后的泥饼垫井场或铺路。

(3) 本项目施工废料主要为焊接施工中产生废焊条和管道防腐施工过程中产生的防腐材料，属于一般工业固体废物，施工废料采用收集桶回收，最大限度回收利用后，剩余废料拉运至第八采油厂工业固废填埋场处理。

(4) 本项目膨润土、纯碱等原料基本无毒性，产生的废弃包装属于一般固体废物，膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋统一收集后暂存于钻井液材料房内的加盖钢制桶内，

施工结束后由施工单位拉运至第八采油厂工业固废填埋场处理。

(5) 为防止在钻井过程中钻井泥浆、钻井污水等污染地面从而造成对土壤、地下水的影 响，需要在钻井过程中在钻井平台附近铺设防渗布，钻井作业结束后会产生一定量的非含油废防渗布，属于一般工业固体废物，非含油废防渗布采用加盖钢制桶回收，最大限度回收利用，无法利用的施工结束后由施工单位拉运至第八采油厂工业固废填埋场处理。

(6) 本项目更换管线产生废旧管线，拆除的废旧管线全部回收至第十采油厂物资库。

(7) 每个钻井小队设垃圾箱 1 个，共设 5 个垃圾箱，施工人员生活垃圾统一收集后拉运至肇州县和平垃圾处理有限公司处理。施工产生的生活垃圾等固体废物在固定地点集中存放，防止因暴雨、大风等冲入外环境，并及时清运，做到工完、料净、场地清。

通过采取上述措施，本项目施工期产生的固体废物均能按照“资源化、减量化、无害化”原则，合理安全处置。

6.1.5.2 运营期

(1) 根据《国家危险废物名录（2025 年版）》，本工程产生的落地油及清淤油泥（砂）属于危险废物，危险废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，代码为 071-001-08，由罐车拉运至朝一联合油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆市顺和环保科技有限公司处理满足相应标准要求后，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。

(2) 运营期油水井作业产生的含油废防渗布属于危险废物，危险废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，废物代码为 900-249-08，经收集后暂存于第十采油厂危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理。该贮存库设计废含油防渗布存储量为 500t，现实际储存量为 10t，本项目含油废防渗布产生量 0.73t/a，处理能力满足本项目处理需求，依托可行。

(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%。

(4) 本工程产生的危险废物及时进行收集运输工作，严格执行《危险废物转移管理办法》。在收集过程中确保危险废物不遗撒、泄漏。运输路线的选择过程中尽量避开环境敏感点。

综上所述，本项目运营期产生的固体废物均能按照“资源化、减量化、无害化”原则，处理方式可行。

6.1.5.3 退役期

(1) 退役期拆除的废旧设备全部回收至第十采油厂物资库；

(2) 生活垃圾统一收集后拉运至肇州县和平垃圾处理有限公司处理，执行《城市生活垃圾管理办法》（建设部令〔2007〕157号发布，住建部令〔2015〕24号、建法规〔2019〕6号修正）；

(3) 封井建筑垃圾统一收集后由施工单位清运至建筑垃圾调配场处理。

6.1.6 生态保护措施

6.1.6.1 施工期

(1) 一般性生态保护措施

① 钻井施工应编制施工预案，科学安排作业，最大限度减少钻机搬迁等对植被的碾压和破坏；

② 充分利用现有道路，尽量不再开辟新的临时进井通道；

③ 搬运钻井设备利用现有公路、小路，执行“无捷径”原则，应尽量减少占地面积，认真确定车辆行驶路线，不在道路、井场以外的地方行驶和作业，规范行车路线及施工人员行为，严禁随意践踏、碾压施工区范围外的植被，不准乱挖、乱采植物；

④ 本项目已优先布置平台井，并采用定向钻井方式，减少了用地。井场布置必须遵守《大庆油田开发建设用地标准》规定，严格控制施工作业面积，以减少地表植被破坏；

⑤ 为避免施工期对植被的影响，对易产生扬尘的场所必要时加以遮挡，以减轻对植物的影响；

⑥ 加强井场管理及设备养护，井场铺设防渗布，防止原油、含油污水以及各种废液的跑冒滴漏，如发生跑冒滴漏，及时处理；

⑦ 规范施工人员行为，严禁随意践踏、碾压施工区范围之外的植被；

⑧ 恢复土地生产能力，提高土壤肥力。施工过程中尽量保护土地资源，不打乱土层，先挖表土层（耕地剥离厚度 0.3m，草地剥离厚度 0.2m）单独堆放；然后挖心、底土层另外堆放。复原时先填心、底土，后平覆表土，以便尽快恢复土地原貌；

⑨ 施工结束后施工营地进行搬迁，料场做到工完、料净、场地清，施工时所产生的生活污水、生活垃圾等废弃物，严禁随意倾倒；

⑩ 埋设管线时，根据管径的大小做到尽量窄控，采取平埋方式（不起土坝）进行，以便尽快恢复植被；

⑪ 管道施工尽量缩小占地面积，应划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，走同一车辙，避免加行开辟新路；

⑫管沟挖、填方作业应尽量作到互补平衡，以免造成弃土方堆积和过多借土；

⑬管沟回填应按层回填，以利施工带土壤和植被的尽早恢复。回填后应予以平整、压实，以免发生水土流失。对高出地面部分做出水土保持要求，要求高出地面部分回填土按梯形堆放于管线上部，堆放后人工进行修整、拍实；

⑭管道建设工程结束后，回填开挖的管沟，路基采取护坡、养护措施，进行表土回覆、场地清理平整并恢复植被；

⑮对废水、固体废物进行严格管理，统一处理或回收，不得随意抛撒，毗邻农田的井场四周应设置边沟或围土堤，防止污染土壤；

⑯施工结束后，及时恢复被破坏的地表形态，平整作业现场，改善土壤及植被恢复条件。对永久占用耕地按“占一补一”的原则及相关规定缴纳土地补偿费，专款用于占地的恢复及补偿，对永久占用的草地进行土地补偿；对临时占用耕地进行表土留存，分层回填，整平翻松，确保恢复等质等量面积的耕地，对临时占用的草地进行地面平整，恢复植被；

（2）针对性保护措施

本项目新增总占地面积为 38.137hm²，其中永久占地 5.761hm²（4.445hm² 耕地（永久基本农田）、1.316hm² 草地（非基本草原）），临时占地 32.376hm²（24.995hm² 耕地（永久基本农田）、7.381hm² 草地（非基本草原））。

①本项目临时占地面积 32.376hm²，临时占地主要包括钻井井场施工临时占地、管线施工临时占地（包括临时道路、临时土方堆场、管沟开挖区域）、顶管作业临时占地，对于临时占地，施工前应剥离占地内的表土，耕地剥离厚度 0.3m，草地剥离厚度 0.2m，采用分层开挖，分层堆放，暂存于占地内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，表土剥离临时堆放区周围设置排水沟等措施防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，剥离的表土在施工结束后分层回填并平整，及时恢复地表植被，并采取补播措施，对占用农田全部恢复为等质等量面积的耕地，对占用的草地进行植被恢复（自然恢复 2-3 年），表土剥离和利用严格执行《建设占用耕地耕作层土壤剥离利用技术规范》（DB23/T2913-2021）。

②对永久占用 4.445hm² 耕地（永久基本农田），按照“占一补一”原则进行占补平衡，由建设单位负责开垦与所占用耕地的数量和质量相当的耕地；如果没有条件开垦时，应当按照黑龙江省的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。永久占用耕地的耕作层土壤集中堆放在施工井场或场站置土带区域，施工结束后用于周围区域土地复垦、土壤治理等用途。对永久占用的 1.316hm² 草地（非基本草原）缴纳补偿费。

③本项目为油田开发工程，属于国家能源建设项目，根据地下储层特性，项目选址无法避让耕地（黑土地）。项目施工过程中，需遵守《大庆油（气）田建设工程用地规范》规定，严格控制施工作业面积，加强施工管理，尽量减少占地面积，并规范行车路线及施工人员行为，严禁随意践踏、碾压施工区范围外的植被，不准乱挖、乱采野生植物，确保尽量少占优质黑土地。本工程实施前编制表土剥离利用方案，统筹安排剥离、储存和再利用。表土剥离和利用严格执行《建设占用耕地耕作层土壤剥离利用技术规范》（DB23/T2913-2021），表土剥离方案由大庆油田有限公司第十采油厂编制后报大庆市自然资源局备案。

④恢复过程应由环境监理全程监督，以确保生态恢复效果。

本工程应在施工完毕后进行生态影响减缓及恢复措施，具体见表 6.1-3。典型生态保护措施平面布置示意图见附图 28。

表 6.1-3 生态影响减缓及恢复措施

序号	项目	占地类型	恢复措施	生态恢复投资	实施时间	实施单位
1	永久占地	耕地	将表层土剥离用于周围区域土地复垦、土壤治理等用途，占地后按照“占一补一”原则缴纳 4.445hm ² 耕地补偿费	257.9 万元（根据《大庆市人民政府关于调整大庆市征地区片综合地价执行标准的通告》庆政规[2023]2 号，永久征地费用为 58.02 元/m ² ）	施工完毕后 1 年内	大庆油田有限责任公司采气分公司
		草地	永久占用 1.316hm ² 草地进行经济补偿	76.35 万元（根据《大庆市人民政府关于调整大庆市征地区片综合地价执行标准的通告》庆政规[2023]2 号，永久征地费用为 58.02 元/m ² ）		
2	临时占地	耕地	分层开挖，分层回填，并通过生态植被恢复措施可逐年恢复原有农田质量和产量，耕地复耕 24.995hm ²	197.1 万元（临时征地费用按 5.8 元/m ² ，旱田青苗补偿费为 2.1 元/m ² ）		
		草地	分层开挖，分层回填，占地平整，恢复草地 7.381hm ²	45.54 万元（临时征地费用按 5.8 元/m ² ，天然草补偿标准为 0.37 元/m ² ）		

采取上述施工期生态保护措施后，项目施工期对生态环境的影响将降至最低，因此施工期生态保护措施是可行的。

6.1.6.2 运营期

(1) 严格控制油水井作业占地，普通井下作业不新征临时占地。大修占地不超过50×50m。

(2) 油水井作业过程中缩小影响范围，提高工程施工效率，减少工程在空间上、时间上对生态环境的影响。

(3) 油水井作业时应在井场周围堆筑临时围堰，防止作业时产生的油水进入周围环境。

(4) 油水井作业时严格执行环保措施，控制污染物的外排量，保证“工完料净场地清”，作业后无落地油遗留井场。

(5) 加强井场管理及设备养护，防止原油、含油污水以及各种废液的跑冒滴漏，如发生跑冒滴漏，及时处理。

(6) 油水井作业时，井场永久占地内铺设 2.0mm 厚高密度聚乙烯膜（渗透系数为 $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ ），井口安装污油污水回收装置，井场内设置钢制污油回收槽，以免污油污水散落。

(7) 运营期油水井作业时禁止碾压和破坏道路及井场永久占地外的耕地、草地。

(8) 回收落地油时，减少土壤的剥离量。加强管理，减少落地油在清理和运输过程跑冒滴漏的量，污泥回收后做无害化处理，处理后油水回收。

(9) 本项目有 9 口低洼地及稻田地井场，为避免对周边环境的影响，对井场进行填高，填高高度 1m，井场周围设置 0.8m 高永久性围堰，防止井场污染物随灌溉或雨水进入周边环境。

本项目通过采取上述生态保护措施，能够确保本项目对区域生态环境的破坏得到有效控制，不会对区域生态环境产生较大影响，生态保护措施可行。

6.1.6.3 退役期生态恢复与重建措施

油田退役期，根据立地条件和宜林则林、宜草则草、宜农则农的原则，对生态环境进行恢复和重建，评价建议分区采取生态恢复与重建措施。

(1) 井场生态恢复与重建措施

①退役期油井退役或报废后，应当在 6 个月内将打开的油气层和井口封闭；井场应拆除采油设备、封好井口，挖松固化地面，并对井场土地进行平整、翻松，同步实施井场复垦还田措施。

②保留各类绿化、防洪工程、生态保护设施，使油田开发区生态环境功能不变生态环境质量不低于目前现状。

(2) 道路及管线生态恢复与重建措施

①为避免退役管线开挖对生态环境的影响，管线退役阶段不进行开挖，采取管线两段灌注水泥封堵直埋处理。

②对井场道路的永久占地要进行生态恢复，采取土地平整、翻松，及时恢复，使油田开发区与区域生态景观和谐一致。

③部分道路可以作为当地交通和农业生产用地，不必恢复；其余道路应恢复为耕地或草地；

综上所述，项目退役期在采取生态恢复与重建措施后，可有效地将生态环境的影响降到最低程度。

6.1.6.4 永久基本农田保护措施

根据《基本农田保护条例》（国务院令第 257 号）中规定：国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开永久基本农田保护区，需要占用永久基本农田，涉及农用地转用或者征用土地必须经国务院批准。经国务院批准占用永久基本农田的，当地人民政府应当按照国务院的批准文件修改土地利用总体规划，并补充划入数量和质量相当的永久基本农田。占用单位应当按照占多少、垦多少的原则，负责开垦与所占用的永久基本农田数量与质量相当的耕地；没有条件开垦或者开垦的耕地不符合的要求的，应当按照省、自治区、直辖市的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。占用永久基本农田的单位应按照县级以上地方人民政府的要求，将所占用的永久基本农田耕作层的土壤用于新开垦耕地、劣质地或者其他耕地的土壤改良。

本工程属国家能源设施建设项目，根据设计要求，工程无法避让永久基本农田，因此应按有关土地管理办法的要求，逐级上报土地管理部门批准，对于永久占地，应纳入省土地利用规划，按有关土地管理部门要求认真执行。对占用的耕地，按照“占多少，垦多少”的原则，由建设单位负责开垦与所占用耕地的数量和质量相当的耕地；如果没有条件开垦，应当按照省的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地，永久基本农田的耕地恢复由当地政府负责开垦相应数量的耕地，进行耕地保护。同时采取以下保护措施：

（1）严格控制在耕地内的施工活动，限制施工范围和施工时限，将施工期对农业损失降至最小，例如优化工程施工周期尽量避开农作物的生长期进行施工；

（2）本项目施工前应剥离永久占地内的表土，剥离面积 5.761hm²，耕地剥离厚度 0.3m，草地剥离厚度 0.2m，剥离的表土暂存于施工井场的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，表土剥离临时堆放区周围设置排水沟等措施防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，施工结束后，剥离表土用于周围区域土地复垦、土壤治理等用途。对永久占用

4.445hm²耕地（永久基本农田），包括水田及旱地，按照“占一补一”原则进行占补平衡，由建设单位负责开垦与所占用耕地的数量和质量相当的耕地；如果没有条件开垦时，应当按照黑龙江省的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。永久占用耕地的耕作层土壤集中堆放在施工井场或场站置土带区域，施工结束后用于周围区域土地复垦、土壤治理等用途。对永久占用的 1.316hm²草地（非基本草原）缴纳补偿费。对于 32.376hm²临时占地，施工前应剥离占地内的表土，耕地剥离厚度 0.3m，草地剥离厚度 0.2m，采用分层开挖，分层堆放，暂存于占地内的表土剥离临时堆放区（井场施工临时占地剥离表土暂存于井场内表土剥离临时堆放区，管线施工临时占地剥离表土暂存于管线一侧的表土剥离临时堆放区），并采取苫布遮盖，表土剥离临时堆放区周围设置排水沟等措施防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，剥离的表土在施工结束后分层回填，及时恢复地表植被，并采取补播措施，对占用农田全部恢复为等质等量面积的耕地。

（3）占用永久基本农田的单位应当按照县级以上地方人民政府的要求，将所占用永久基本农田耕作层的土壤用于新开垦耕地、劣质地或者其他耕地的土壤改良。对于临时占用的耕地给付耕地补偿费，保证耕地按质量得到恢复。

6.1.6.5 黑土地保护措施

根据《黑龙江省“十四五”黑土地保护规划》（2021 年 12 月 31 日）及《黑龙江省人民政府办公厅关于建设占用耕地耕作层土壤剥离利用工作的指导意见（试行）》中要求，本项目采取以下措施。

（1）应当按照规定的标准对耕作层的土壤进行剥离。剥离的黑土应当就近用于新开垦耕地和低质耕地改良、被污染耕地的治理、高标准农田建设、土地复垦等。

（2）本工程对临时占用的耕地采用深松深耕进行复垦。

（3）本项目需遵守《大庆油（气）田建设工程用地规范》规定，严格控制施工作业面积，加强施工管理，尽量减少占地面积，并规范行车路线及施工人员行为，严禁随意践踏、碾压施工区范围外的植被，不准乱挖、乱采野生植物，确保尽量少占优质黑土地。

（4）本项目在施工过程中针对永久占地及临时占地，应剥离占地内的表土，占地范围内耕地剥离厚度 0.3m，草地剥离厚度 0.2m，采用分层开挖，分层堆放，暂存于占地内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，表土剥离临时堆放区周围设置排水沟等措施防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，针对永久占地将剥离的表土就近用于新开垦耕地和低质耕地改良、被污染耕地的治理、高标准农田建设、土地复垦等，针对临时占地在将剥离的表土在施工结束后分层回填，并及时恢复地表植被。

6.1.6.6 水土流失保护措施

根据《大庆市水土保持规划》（2015~2030年）、《肇源县水土保持规划》（2019~2030年）、《肇州县水土保持规划》（2020~2030年），本项目所在的肇源县福兴乡属于市级水土流失重点治理区，肇州县朝阳沟镇、二井镇、朝阳乡属于县级水土流失重点治理区，肇州县托古乡属于县级水土流失重点预防区。结合工程实际和项目区水土流失特点，因地制宜，因害设防，提出总体防治思路，明确综合防治措施体系，工程措施、植物措施以及临时措施有机结合。主要措施如下：

（1）工程防治措施

①井场

严格控制油田内井场、拉油点的地面作业面积，按设计标准规定，严格控制施工作业带（开挖）面积，井场建设完成后，对井场周围由于施工产生的植被损坏进行恢复。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

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；新建道路应在推平后加以机械碾压压实，如遇水土流失较严重区域，应在道路一侧开挖简易土质排水沟。

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

管线敷设施工宽度控制在设计标准范围内，并尽量沿道路纵向平行布设，以减少地表植被破坏，减少裸地和土方的暴露面积。管线敷设地表开挖施工时，对管沟区土壤，做到分层开挖，生熟土分开堆放，分层循序回填压实，以保护植被生长层，降低对土壤养分的影响，使土壤尽快恢复生产力，同时减少水土流失。

管道工程施工时，要特别注意保护原始地表与天然植被，应划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，走同一车辙，避免加行开辟新路。管沟挖、填方作业应尽量做到互补平衡，以免造成弃土方堆积和过多借土，增加新的水土流失。管沟回填应按层回填，以利于施工带土壤和植被的尽早恢

复。回填后应予以平整、压实，以免发生水土流失。对高出地面部分做出水土保持要求，要求高出地面部分回填土按梯形堆放于管线上部，堆放后人工进行修整、拍实。项目区低洼地段，降雨季节施工的应先建好防洪、导流和泄洪设施后开工，以防洪水冲毁工程、机械，造成不必要的损失。

④生物防治措施

采取工程、林草、封育治理和耕作等措施，进行水、田、林、草、路统一规划、综合治理，增强防洪排涝、抗御干旱等自然灾害的能力。本项目水土保持生物措施主要根据油田地面植被情况，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，保护当地出现退化现象的草原生态系统，降低人为因素导致当地土壤盐碱化的趋势，尽量改善当地的生态环境。

（2）管理措施

因地制宜选择施工季节，尽量避开植被生长季节、农作物耕种季节，减少损失，同时避开大风及强降水季节。施工期间应划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆、重型机械设备作业范围，以及施工人员的活动范围，由专人负责管理，减少施工作业对周围土壤和植被的破坏范围和程度。

严禁在大风、大雨天气下施工，特别是管沟开挖、管道回填作业等。在便道出入口，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。

6.1.6.7 一般湿地保护措施

根据《黑龙江省湿地保护条例》（黑人常〔2015〕22号发布，黑人常〔2018〕7号修正），“任何单位和个人不得擅自征用、占用湿地或者改变湿地用途。确需征用、占用国际重要湿地、国家级湿地自然保护区、国家湿地公园或者改变其湿地用途的，应当报国家林业行政主管部门批准；征用、占用或者改变其他湿地用途的，应当经省林业行政主管部门审核同意后依法办理相关手续”。本项目不占用一般湿地，对湿地影响主要是施工期和运营期的间接影响，为避免项目建设对周边一般湿地产生不良影响，拟采取以下措施：

（1）在施工过程中严控所有施工活动全部在临时占地范围内进行，禁止碾压占地外土地，材料运输车辆尽量绕避湿地区域；

（2）在施工区域靠近湿地的一侧设立围挡，减少噪音和粉尘对湿地的影响；

（3）施工场地废水和固废全部按要求集中收集后拉运处置，钻井场地柴油罐区等重

点位置安装临时围堰，施工场地采取分区防渗措施，杜绝事故情况下污染物排放；

（4）在施工区域靠近湿地的一侧设立围挡，减少噪音和粉尘对湿地的影响，运营期油井井场噪声需满足厂界达标排放要求，油水井作业期间在井场区域控制车速，禁止鸣笛，防止对湿地内动物产生影响。

（5）运营期油水井检修作业期间污油污水采用作业污油污水回收装置进行收集，作业废水全部拉运至朝一联含油污水处理站、朝二联含油污水处理站处理达标后回注油层。运营期废水全部收集处理，避免废水溢流进入周边湿地。

（6）严禁堵塞、填埋湿地的自然径流通道，保证湿地水系的自然联通；

（7）对表土临时堆放区采取苫盖，防止雨水冲刷造成水土流失和湿地淤塞。

经采取以上措施，本项目施工期和运营期对湿地生态系统的影响可以接受。

6.1.6.8 防沙治沙保护措施

为减轻植被破坏和农田生态系统受工程影响可能导致的沙化现象，防患于未然，建设单位应采取以下措施进行控制：

（1）做好施工期开挖土方临时堆存的水土保持措施，确保土方水土流失得到有效控制。对开挖井场造成植被破坏或地表裸露的，必须采取有效的修复措施，所有生态措施应在井场投运半年内完成。

（2）管道采用沟埋敷设，施工结束后及时有效地对占地区域土地进行平整，并压实，利于植被自然恢复。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。

6.1.6.9 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》（主席令〔2019〕第32号〔2019年修正本〕）、《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）耕地复垦补偿

本项目将临时占用耕地面积 24.995hm^2 ，即需要复垦的耕地面积。由于在征地费用中已经体现了后期的复垦费用，施工结束后将由农民自行复垦，故不再计算复垦补偿费用。

根据对当地乡镇政府调查，本区域但仍有 5~10%的机动农田可以调剂，按“占一开一，占补平衡”的原则，油田开发占用的耕地可从机动耕地中进行补充，保证区域内耕地总数不降低。

（4）植被恢复措施

施工结束后，及时恢复被破坏的地表形态。对 32.376hm^2 临时占地进行表土留存，施工结束后进行回填，临时占用的耕地由农民自行复垦，临时占用的草地由施工单位恢复，确保恢复等质等量面积的耕地及草地。

6.1.6.10 表土剥离方案

1、土壤剥离

（1）剥离范围及厚度

项目占地范围内耕地剥离厚度 0.3m ，草地剥离厚度 0.2m ，均为表土层。

（2）工艺选择

剥离工艺依据剥离区的地质地貌、交通运输情况以及未来不同表土利用方向进行选择。根据地形、土壤厚度、土壤均一性和作业方便等条件，将剥离区域划分出不同的施工区。

（3）机械选择

根据耕作层土壤剥离利用工艺、耕作层土壤剥离利用区的地质地貌、交通运输情况、不同耕作层土壤剥离利用方向以及每台机组剥离面积及形状确定，选择合适的施工机械，减少对耕作层土壤结构的破坏，提高剥离效率。

（4）施工技术要求

①选择土壤剥离时间。选择天气好且土壤含水量合适时进行剥离。

②清除异物。实施剥离前，清理、移除土层中或地表比较大的树根、石块、垃圾等

异物。收集的表土不应含有垃圾杂物、硬黏土块或直径大于 5cm 的砾石。

③剥离。分单元进行土壤剥离，并详细记载不同剥离单元的土壤类型和剥离量。当天工作结束后，推土机尽量运行于已剥离完土壤的空地，自卸汽车不得在耕作层土壤尚未剥离的区域运行。

④注意事项。当剥离过程中发生较大强度降雨时，应立即停止剥离工作。在降雨停止后，待土壤含水量达到剥离要求时，再实施土壤剥离工作。因受降雨冲刷造成土壤结构严重破坏的表土面应清除。在每次开展土壤剥离之前，应采取措施，确保施工工作面无积水，土壤中含水量达到要求。剥离后的土壤应利用纸簿进行登记，详细载明运输车辆、剥离单元、储存区或回覆区、土壤类型、质地、土壤质量状况、数量等，并建立备查档案。

2、土壤储存

(1) 堆存区的要求。耕作层土壤以及腐殖质层土壤按土块分别单存单放。防止放牧、机器和车辆的进入，防止粉尘、盐碱的覆盖；地势较高，没有径流流入或流过堆土地；防止主导风。在堆放场地的选择上，应当尽量避免水蚀、风蚀和各种人为损毁。

(2) 在储存区堆放土方时，应当分层放土，待上一层土摊平后再堆放下一层土。单层土堆放高度不大于 1.0m。在土方堆筑过程中，严格禁止施工机械对已堆放土方的碾压。

(3) 土壤含水过量时极易被压紧。为了保持土壤结构、避免土壤板结，应避免雨季剥离、搬运和堆存表土。另外，土壤湿度较大，不利于运输中的装车与排卸。

(4) 顶层覆盖。土堆的顶部用苫布等进行遮盖，防止雨水淋溶。

3、土壤利用

根据《关于建设占用耕地耕作层土壤剥离利用工作的指导意见（试行）》（黑政办规〔2021〕18 号）文件要求，剥离的土壤优先用于土地整治、高标准农田建设、工矿废弃地复垦、生态修复等项目，以及新开垦耕地、劣质地或者其他耕地的土壤改良等农业生产生活，富余土壤可以用于绿化。本工程临时占地剥离表层土全部回填施工作业带，临时占用的耕地及时进行土地复垦，临时占用的草地及时恢复地表植被。永久占地剥离表层土剥离表土用于周围区域土地复垦、土壤治理等用途。

4、生态环境监测和环境管理

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），本项目无需进行长期跟踪生态监测，要求施工期时重点监测施工活动干扰下的植物群落变化、生境质量变化等，在项目施工结束后重点监测植被恢复情况。

通过采取上述生态保护措施，能够确保本项目对区域生态的破坏得到有效控制，不

会对区域生态产生较大影响，生态保护措施可行。

6.1.7 环境风险防范措施

6.1.7.1 施工期环境风险防范措施

(1) 突发井喷事故风险防范措施

①钻井时安装防喷器，防止井喷事故发生。

②钻井过程中钻井队要认真做好地层孔隙压力监测，绘制四条曲线，包括预测地层孔隙压力曲线、监测地层孔隙压力曲线、设计钻井液密度曲线、实际钻井液密度曲线，并贴于井场值班房墙上。

③施工方在施工过程中因地质情况或施工条件出现较大变化时，应及时对钻井作业进行风险识别和评价，制定出安全技术保障措施，并提出修改设计的请求，按程序审批后方可实施。

④井控设备的维护和使用严格按照《大庆油田钻井井控实施细则》中的 4.2 和 5.2 的要求执行。

⑤从一次开钻开始，干部必须 24h 值班，负责包括井控工作在内的所有钻井施工管理。值班干部要佩戴明显标志，填写值班记录（包含在交接班记录内）。

⑥严格执行钻开油气层前的准备和检查验收制度，在进入油气层前 50m~100m，按照下部钻井的设计最高钻井液密度值，对裸眼地层进行承压能力检验。

⑦最大允许关井套压值为防喷器额定工作压力、地层破裂压力决定的允许关井套压值、套管抗内压强度的 80%，三者中的最小值。

⑧钻井液性能符合钻井设计要求，特别是钻井液密度必须在设计范围内。起钻前充分循环井内钻井液，使其性能稳定，进出口密度差不超过 0.02g/cm³。

⑨钻进时司钻注意观察泵压、钻速等变化，发现异常立即停止钻进，循环钻井液观察后效。

⑩起钻过程中，要严格控制起钻速度，钻头在油气层中和油气层顶部以上 300m 井段内起钻用 I 挡或起钻速度不超过 0.5m/s，预防抽吸引起井喷。起钻中严格按照规定及时向井内灌满钻井液，并作好记录、校核，及时发现异常情况；起钻完应及时下钻，检修设备时必须保持井内有一定数量的钻具，并观察出口管钻井液返出情况。严禁在空井情况下进行设备检修。

⑪空井作业时间（如电测、井壁取心等）原则上不能超过 24h，或根据坐岗观察和钻井工程设计要求的空井时间，否则必须下钻通井。

⑫钻开油气层后，每次起钻前钻井液密度达到设计上限，都要进行一次 250m~350m

的短起下钻，计算气体上窜速度，循环钻井液观察后效，正常后才可起钻。

⑬钻进中发生井漏应将钻具提离井底、方钻杆提出转盘，以便关井观察。采取定时、定量反灌钻井液措施，保持井内液柱压力与地层压力平衡，防止发生溢流，其后采取相应措施处理井漏。

⑭需调整钻井液密度时，应确保井筒液柱压力不小于裸眼段中的最高地层孔隙压力。

⑮完井下套管建立循环前，必须在套管内灌满钻井液。

⑯固井作业时不得拆除防喷器，应配套微变径闸板、换与套管直径相匹配的闸板或在钻台配备套管螺纹和防喷钻杆相匹配的接头。固井全过程保证井内压力平衡，尤其防止水泥浆候凝期间因失重造成井内压力平衡的破坏，甚至井喷。

⑰中途测试和先期完成井，在进行作业以前观察一个作业期时间；起、下钻杆或油管应在井口装置符合安装、试压要求的前提下进行。

⑱发现溢流后，严格按照《大庆油田钻井井控实施细则》溢流的控制及压井作业中的要求执行。

⑲认真做好井控记录，严格执行井控九项管理制度，本设计未提及部分按《大庆油田井控技术管理实施细则》执行。

（2）套损风险防范措施

1）检查套管质量

①套管下井的质量检查。

一是检查套管钢级、壁厚等是否符合下井的设计规范与要求（设计中应对各种应力、强度校核作严格计算）。二是加强对下井前套管的探伤检查，要用多种检测方法检查套管壁厚薄程度、弯曲程度、圆度、丝扣密封情况和破裂等质量问题，严禁不合格套管下井。

②确定厚壁套管下入井段，根据地应力集中点、膨胀泥岩深度。断层深度和油层部位等确定厚壁套管下入井段。

2）地质影响因素预测

根据钻井、钻井地质（岩心，岩屑、层位变化等）、测井资料和地层对比等预测影响损坏套管的地质因素。

①预测断层性质（正、逆断层）、分布、深度、产状（走向、倾向和倾角），为气田开发方案布井提供资料和依据。

②预测膨胀泥岩厚度、分布层位、深度和范围。

③预测浅层水深度、层位。分布范围和水化学特征等，为套管内外壁防腐提供资料。

④预测气层疏松程度、出砂程度等。

⑤预测透镜砂体厚度、分布范围和层位，为采油提供资料。

3) 工程技术预防措施

①对开发方式与工艺的要求。

A.为防止地应力集中，尤其在断层附近，应采取恰当的布井方式，以适应地下应力分布情况。

B.在套管易损坏地区的井，应考虑下技术套管，技术套管下至断裂层下部固井后再下气层套管，从而更有效地防止气层套管的损坏。

C.在可能的情况下，应分层开采，以利于克服层间应力异常和减少井下作业次数，防止套管损坏。

②下套管和固井质量的要求。

A.为防止浅层水腐蚀套管及浅层高塑性泥岩层蠕变，在浅层套管内外壁进行防腐，同时可下表层套管或技术套管封隔浅层。为减少管内承压，在高塑性泥岩层需下厚壁套管，并在环形空间内注入水泥封固。

B.为保证套管接箍丝扣和密封脂质量及上扣的扭矩值，对井下的套管要定期紧扣。

C.为减少套管损坏，固井时水泥浆应返至地面，进行全程固井。

(3) 防火、防爆、防泄漏措施

①井场钻井设备的布局要考虑防火的安全要求。值班房、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，应执行相关的的安全规定；

⑤在井架上、井场盛行风入口处、钻台等地应至少设置 2 个风向标，一旦发生紧急情况，作业人员可向上风方向设定的 2 个紧急集合点疏散；

⑥在钻台上下、振动筛、循环罐等气体易聚积的场所，应安装防爆排风扇以驱散工作场所弥漫的有毒有害、可燃气体；

⑦施工期柴油罐区地面铺设防渗布，柴油罐区周围设置高度不低于 0.5m、容积不低于 30m³ 的便于拆装的防渗玻璃钢围堰，并距离发电房等易产生明火的位置 20m 以上；

⑧施工期采取分区防渗措施防止污染地下水，钻井施工分区防渗：柴油罐区、泥浆

循环罐、钻井液材料房、发电机房、钢制泥浆槽、钻台为重点防渗，采用地面碾压平整并铺设 2mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ ；其他材料房、机械修理房、临时防渗旱厕为一般防渗，采用 1.5mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ；钻井井场其他区域采用地面碾压平整。压裂施工分区防渗：压裂车区、计量池、储液罐、压裂井口区为重点防渗，采用地面碾压平整并铺设 2mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ ；临时防渗旱厕为一般防渗，采用 1.5mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ；压裂井场其他区域采用地面碾压平整。

⑨确保应急工具和设备齐备完好，以便在发生泄漏事故时对产生的污油污水进行及时回收和处理；

⑩一旦发生井喷事故，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；

⑪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；

⑫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；

⑬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；

⑭严格执行各项安全生产制度，在油气泄漏场所严禁静电和携带火种。

（4）井下作业事故风险防范措施

①为预防作业时井喷，对于地层压力较高的油水井作业，在作业前应先调节注采比，降低井底压力后再进行作业；

②施工准备过程要在管、杆桥下设污油收集设施；拆卸井口采油树后，要安装简易控制器，并将井口溢流油水控制器、作业废水进站装置与井口连接，完好后，通电调试；

③作业前要打开生产阀门、套管放空阀门，观察溢流量大小。如果溢流量较大，采取清水或泥浆进行压井；起下抽油杆、管柱过程要注意井口变化，井口溢流较小时，将污水排入污水回收装置，溢流较大时，立即停止操作，迅速关闭封井器；采取清水或泥浆压井；

④打开套管闸门，启动作业废水进站装置和油水收集器，使废水废液由套管排出经作业废水进站装置回站；

⑤在压井、冲沙、刮蜡、验串、套铣施工有溢流时，必须下单流阀，套管出口接到

作业废水进站装置；

⑥压井、冲沙、刮蜡、验串、套铣前，必须认真检查水龙带有无破皮、断丝、油壬丝扣完好状态，水泥车井口管线试打压 4.0 Mpa 检验密封性；作业时随时注意进出口排量压力，防止井喷，观察拉力计悬重变化，防止沙堵憋泵。遇阻憋压时，要立即将管柱上提，防止管线爆裂。

（5）水稻田施工风险防范措施

本项目翻 158-更 148 井场和翻 164-更 90 建在水稻田中，施工期在施工场地外围设临时施工围堰。钻井施工期避开水稻成熟期，选在 10 月份农户水稻收割完成后动工，直接避免占地等施工活动造成的水稻减产；施工期周边灌溉水渠处于枯水期，若发生废水或废液泄露并溢流到围堰外等事故情况时，污染物扩散较慢，施工单位可及时采取切断污染源（关闭阀门、封堵泄漏点）；用吸油毡吸附泄漏液，挖设临时截污沟、铺垫防渗布防止扩散等风险防范措施，降低事故情况对水稻田土壤的影响。

6.1.7.2 运营期环境风险防范措施

（1）集输系统事故风险防范措施

①严格挑选施工队伍，施工单位应持有劳动行政部门颁发的压力管道安装许可证，以确保管道施工质量，同时对工程中使用的设备及附件应严格进行施工安装前的质量检验，检验合格后方可进行施工安装；

②对已建集输系统定期维修保养，及时更换老化管线、设备；

③定时对采油井和管线进行巡查，及时发现管线、阀门、设备渗漏、穿孔问题；

④加强应急预案和紧急切断等措施，加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。定期对管线进行检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；定期对集输管线上的安全保护设施，如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查，使管道在超压时能够得到安全处理，在管道破裂时能够及时截断上下游管段，以减少事故时油气的释放量，使危害影响范围减小到最低程度；

⑤生产时密切关注系统压力变化，一旦系统压力有大的降低，要及时报告，找到管线泄漏点，及时处理，避免污水大量泄漏；

⑥当发生油水泄漏时应及时在泄漏点周围修筑围堤，控制油水扩散范围，保护周围生态环境；同时明确泄漏可能导致的后果，泄漏危急周围环境的可能性，隔离泄漏区，周围设警告标志；

⑦确保第十采油厂财务资产库的围油栏、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

地表水、地下水、土壤等环境产生污染；

⑧将被泄漏原油污染的土壤清理后由罐车拉运至朝一联合油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆市顺和环保科技有限公司处理满足相应标准要求后，用作油田垫井场和通井路；

⑨当发生油田伴生气泄漏应划出警戒线，告知围观群众危险性，劝之不要动用火源，防止火灾及爆炸事故发生；同时根据泄漏情况有组织性的疏散周围相关人员；

⑩建立应急响应机构，配备快捷的交通通讯工具，以便对泄漏事故及时作出反应和处理；

⑪对油田设施采用新技术，提高油田设施的抗蚀防腐能力，从而减少由于设施因素引发油水泄漏事故的几率；

⑫制定定期巡查制度，发现异常及时处理和报告；

⑬建立应急响应机构，配备快捷的交通通讯工具，以便对泄漏事故及时作出反应和处理。

（2）场站事故风险防范措施

①站内定时巡检，及时发现并处理容器、罐体、管线和阀门的泄漏、穿孔问题，避免出现大量油水泄漏；

②平稳操作，避免系统压力超高放空；

③定期维护保养容器、设备和站内管线。

④站内配备干粉灭火器、吸油毡、铁锹、消防沙等应急物资；

⑤加强场站管理，建立并严格执行安全生产责任制度，科学监控设备运行，消除故障隐患；

⑥场站设置事故排污池，可在事故状态下暂存装置内残余的原油或含油污水；

⑦场站罐体周围均设置了 1.2m 高围堰，防止事故状态下原油或含油污水外溢。

（3）泄漏、火灾、爆炸风险防范措施

①为防止系统憋压或误操作造成密闭设备的超压破坏或爆炸，所有压力容器及油罐均设有安全阀、呼吸阀等泄压设施。场站可燃气体设备的安全阀出口泄放管应接至火炬系统或其它安全泄放设施；

②场站的油罐均设计防雷、防静电接地装置；对生产场所超过安全电压的电气设备均采取保护接零或接地措施；

③场站内的防雷接地设施及报警装置必须定期校检，保证安全设施可靠有效。

④新建井场柱上变压器属于湿式变压器，首先选取符合标准的正规变压器设备，电

力维护单位定期检查密封件、焊缝、阀门等关键部位，发现渗漏及时处理。发生变压器漏油风险时，对微小渗漏点使用耐油密封胶（如环氧树脂胶）临时封堵。在变压器底部加装集油槽或导油管，将渗漏油引导至专用容器，避免污染土壤。收集的废变压器油属于危险废物，由电力运维单位收集贮存委托有资质单位处置。

⑤运营期采取分区防渗防止对地下水造成污染，集油管道、注水管道为重点防渗区，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为重点防渗区，作业区域铺设 2mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ ；正常工况下井场采取简单防渗，采取地面夯实碾压平整进行处理。

（4）危险废物收集、贮存、运输过程风险防范措施

根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》本项目涉及的危险物质必须按照《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ 2025-2012）的要求处理处置。

①从事危险废物收集贮存运输的单位在进行生产活动时应按照有关规定建立相应的规章制度和污染防治措施，包括危险废物分析管理制度、安全管理制度、污染防治措施等。并建立健全规章制度及操作流程，确保改过程安全可靠；

②危险废物转移过程中应按《危险废物转移管理办法》执行，单位应编制应急预案；

③运输的车辆必须是专用车或经有关部门批准使用符合安全规定的运载工具，并符合相关要求；运输车辆、设备及管道进行定期的维护和检查，防患于未然，保持槽车和良好的工作状态，保证接地正常；

④担任储运人员必须经过上岗培训，经定期考核通过后方能持证上岗。工作人员应熟悉事故应急设备的使用和维护，了解应急手册应急处理流程，一旦发生意外，在采取应急处理的同时，迅速报告公安、交通部门和环保等有关部门，必要时疏散群众，防止事态进一步步扩大和恶化；

⑤运输、储存原料、溶剂、产品危险化学品所用的槽车、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（2018 年版）》（GB50160-2018）要求进行必要的围堰、防火设计、修复。

针对上述风险情况，本工程建设单位已经针对可能发生的风险事故提出相应风险防范措施，企业结合所处区域的自然条件、环境状况、地理位置等特点，制定了较完善的事故风险应急预案，本工程为扩建工程，如发生风险事故，可按已建立的事故风险应急预案执行。

6.1.7.3 事故应急救援预案

大庆油田公司突发事件应急管理归口部门为公司生产运行部门，为及时应对突发事件，快速调动应急资源，以消防支队为依托，组建了国家级专业应急救援队伍 1 支，以及作业井喷应急救援队伍、原油泄漏应急救援队伍、天然气泄漏应急救援队伍、电力系统故障应急救援队伍、水上溢油应急救援队伍、医疗卫生救援队伍 7 个油田公司级应急救援队伍，在各二级单位建设综合应急救援队伍，基本形成了覆盖油田生产各专业的应急救援队伍体系。

根据突发环境事件级别确定上报部门及应急队伍响应级别。从发现环境事件后要上报突发环境事件初报，初判发生Ⅲ级突发环境事件时，由三级单位负责应对工作，具体为现场人员、三级单位应急救援队伍或区域消防队进行应对；初判发Ⅱ级突发环境事件时，由二级单位负责应对工作，具体为二级单位综合应急救援队伍和区域消防队进行应对，必要时向油田公司求援，调集油田公司级应急救援队伍；初判发生Ⅰ级突发环境事件时，30 分钟内向突发环境事件应急办公室初报，启动油田公司突发事件应急响应程序，启动油田公司级专业工作组、综合工作组、专业应急救援队伍。

建设单位目前拥有的应急预案内容较为完善，已有应急预案能够满足建设项目的要求。本工程为改扩建工程，目前第十采油厂已建立较完善的应急预案体系，综合性预案为《突发事件综合（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》、《生产场所泄漏、火灾、爆炸突发事件专项应急预案》、《输油气管道突发事件专项应急预案》、《注水系统突发事件专项应急预案》等专项应急预案，《环境突发事件专项应急预案》于 2023 年 6 月 15 日在大庆市肇州生态环境局进行了备案，备案编号为 230621-2023-012-L。其中总体预案适用于本公司范围内发生的、造成或可能造成人员伤亡、环境污染、停产和较大社会影响等突发事件的应对工作，主要包括应急组织机构及职责明确、监测与预警、应急处置与应急响应、恢复与重建、应急保障与培训、督查与奖惩等内容，重点明确各分项预案所述事件类型及事件各级应急组织机构框架内容，起到总体掌控、督查的作用；《环境突发事件专项应急预案》中不仅包含了原油泄漏污染、污水泄漏污染、给排水系统泄漏污染、天然气泄漏污染和施工时发生井喷造成油污、污水排放污染等事故的分类、应急响应等内容，而且明确了环境突发事件应急储备物资清单、应急联络单等重要内容。该《环境突发事件专项应急预案》进行了组织机构及职责明确、预防与预警设置、应急响应与应急处置、应急保障内容确定以及大庆油田有限责任公司采气分公司 突发事故的联络信息公布，预案内容针对性较强，组织结构框架合理。

总体上看，第十采油厂应急预案涵盖了环境突发事件、井喷、油气泄漏、输油系统突发事件等事故情况，依托合理，现有应急预案依托可行。根据《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》（2015）4号），环境应急预案每3年至少修订一次，因此建设单位应及时对环境应急预案进行修订，且建议建设单位加强对应急预案的定期风险应急演练及员工培训。

通过分析，工程在发生事故状态下可依托已经制定了相关应急预案及相关应急资源。不需对本工程提出新的应急预案，发生风险事故时按已建立的事故风险应急预案执行，在执行应急预案的同时，要加强区域应急联动体系，定期进行地企联动应急演练，提高突发事件的应急处理能力。

1、确定危害和风险

本项目潜在的环境风险事故是泄漏、火灾和爆炸。

通过正确地判别和评价本项目潜在的环境风险事故，制定相应的应急措施，可将风险和影响降到合理实际并尽可能低的水平，最大程度地保护人、环境和财产不受或少受影响。

2、应急预案基本内容

针对本项目可能发生的风险事故，制定相应的应急预案，以处理突发事故，降低风险，并与当地政府应急预案衔接，报当地政府备案。本工程位于已建区块内，可以纳入第十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向邻近企业、单位和政府部门、消防队、环保局、安全生产监督管理局和市政府报告，申请求援并要求周围企业单位启动应急计划。该应急预案需补充内容如下：

（1）依托大庆油田公司监测机构建立事故应急监测机制，及时进行事故环境影响监测。

（2）环境监测内容

本项目发生污染事故时，对环境的影响主要是对生态（包括土壤、植被）和大气环境的影响，应急监测主要是这几方面的内容。

①生态方面：对事故现场及周围区域的植物、土壤进行危害监测，并在事故后不定期的对生态环境的恢复状况进行监测；

②大气环境：应对事故全过程（发生时，控制时和事故后）进行监测，特别应对事故发生地附近的敏感区域进行大气监测；

③水环境：应对事故全过程（发生时，控制时和事故后）所影响的地表水环境和地下水环境进行监测；

④土壤环境：应对事故全过程（发生时，控制时和事故后）进行监测，特别应对事故发生地附近的敏感区域进行土壤监测；

⑤负责单位要根据监测结果编制事故污染报告，确定事故影响范围，为制定治理措施提供依据。

3、应急预案有效性分析

大庆油田有限责任公司采气分公司 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采气分公司 各作业区平均每月开展一次应急预案的宣传教育及应急演练，保证每一个工作人员都熟悉预案的内容，熟练应急措施，检查预案的有效性和符合性，对存在的不足及时修正。

4、应急状态地企联动

大庆油田有限责任公司采气分公司 已在大庆油田有限责任公司备案登记，由大庆油田有限责任公司向市政府有关部门及集团公司申请备案。大庆油田有限责任公司采气分公司 已备案登记《环境突发事件专项应急预案》、《生产场所泄漏、火灾、爆炸突发事件专项应急预案》、《输油气管道突发事件专项应急预案》、《注水系统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、生态环境部门及公安部门启动相应紧急预案，保障事故控制及事故救援得到有效迅捷地处理，详见下表。

表 6.1-4 地企联动各部门联系方式

序号	单位	电话
1	大庆市政府总值班室	0459-4609988
2	大庆油田公司应急值班室	0459-5999191 0459-5963011
3	大庆市肇州县政府值班室	0459-8522310
4	大庆市肇源县政府值班室	0459-8222039
5	大庆市公安局报警	110
6	大庆市交警支队交通事故报警	122

7	火警	119
8	大庆市医疗急救中心	120
9	大庆市气象局	0459-8151615
10	油田总院十厂卫生所	0459-4393120
11	大庆油田总医院	0459-5805130
12	朝阳沟消防队	0459-4391994 0459-4395119
13	黑龙江海事局	0451-12395
14	黑龙江航道局	0451-88987292
15	黑龙江航运救捞站	0451-88912119
16	大庆市生态环境局	0459-4623818
17	大庆市肇州生态环境局	0459-8523628
18	大庆市肇源县生态环境局	0459-8222470
19	大庆市应急管理局	0459-6377119
20	肇州县应急管理局	0459-8511212
21	肇源县应急管理局	0459-8222160
22	大庆油田有限责任公司采气分公司 环保部	0459-4392296

由前述分析可知以上提出的各项环境保护措施是切实有效的，同时工程对油田生产全过程采取环境保护管理措施和技术措施，有效的预防和减缓本次产能建设可能带来的不良环境影响。

6.1.8 土壤保护措施

6.1.8.1 施工期土壤污染防治措施

(1) 加强施工中的环境管理，控制和消除土壤污染源。严禁随意倾倒污水、随意堆放固体废物，防止因“三废”处理不合理或处置措施不当对土壤造成污染；

(2) 井场布置必须遵守《大庆油田开发建设用地标准》规定，严格控制施工作业面积，以减少地表植被和土壤的破坏；

(3) 充分利用现有道路，尽量不再开辟新的临时通道；

(4) 对于临时占地，在对土壤进行开挖施工时要采取措施降低土壤风蚀，减少水土流失：对土壤要分层开挖、分别堆放，按原土层回填（先填心土，后覆盖表土）平埋方式（不起土坝）进行，以便其尽快恢复植被生长；

(5) 加强管理，杜绝钻井泥浆跑冒滴漏，施工井场采取分区防渗措施，杜绝污染物泄漏对土壤造成影响；

(6) 加强管理，提高职工的环境保护意识，规范施工人员行为，严禁随意践踏、碾压施工区范围之外的植被。

6.1.8.2 运营期土壤污染防治措施

针对工程可能发生的土壤污染，按照“源头控制、末端防治、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全阶段进行控制。

（1）源头控制措施

井场控制措施。油田开发过程中，井下作业应配备泄油器、刮油器等，作业污水要求全部进罐，由罐车拉运至朝一联含油污水处理站、朝二联含油污水处理站处理达标后回注油层，不外排；按照“铺设作业、带罐上岗”的作业模式，及时回收落地油，由罐车拉运至朝一联含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆市顺和环保科技有限公司处理满足相应标准要求后，用作油田垫井场和通井路，落地原油回收率应达到 100%。

管线控制措施。在管线的路由选择中，应尽量沿道路进行铺设，同时还采用管线保温措施；管道应按要求设置截断阀与报警系统和监控系统。

设备控制措施。在设备等污水储存及处理构筑物采取相应措施，防止和降低污染物跑、冒、滴、漏，将污染物泄漏的环境风险事故降到最低程度。

（2）过程控制措施

对集输管线定期进行检测，防止腐蚀穿孔引起油水泄漏污染环境，同时对位于土壤腐蚀性较强的低洼地带，采用玻璃钢外防腐钢制管道，以延长埋地管道使用寿命；井场永久占地采用地面夯实碾压平整处理。同时企业在管理方面严加管理，并采取相应的防渗措施可有效防止管线和站场贮存设施发生含油污水及原油泄漏事故造成对区域土壤环境的污染。

（3）末端控制措施

主要包括井场污染区地面的防渗措施和泄漏、渗漏污染物收集措施，即在污染区地面进行防渗处理，防止洒落地面的污染物渗入地下，并把滞留在地面的污染物收集起来集中处理；末端控制采取分区防渗原则。

（4）应急响应措施

包括一旦发现土壤污染事故，立即采取应急措施控制土壤、地下水污染，并使污染得到治理。

（5）污染监控体系

为了及时了解项目场区及周边土壤环境质量状况和土壤中污染物的动态变化，根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）、《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南（试行）》（HJ 1209-2021）相关要求，本项目拟制定土壤环境跟踪监测措施，包括制定跟踪监测计划，科学、合理地设置土壤监测点位，建立完善的跟踪监测制度，

配备必要的取样设备，以便及时发现并有效控制。

根据土壤环境影响分析结果，定期对重点影响区及土壤环境敏感点附近土壤环境进行监测，监测委托具有资质的单位进行，监测报告应存档，同时对监测结果进行信息公开。根据项目分布情况、现状监测布点情况和土壤类型分布情况，布置土壤监测点位 4 个。跟踪监测计划见表 6.1-5，土壤跟踪监测布点图见附图 27。

表 6.1-5 土壤环境跟踪监测计划表

点位	位置	坐标	监测因子	监测频次	执行标准
1	7 号平台井场	125.7637, 45.77896	pH、石油类、石油烃 (C ₆ ~C ₉)、石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)、汞、砷、 六价铬	1 次/年	《土壤环境质量 建设用地土壤污 染风险管控标准 (试行)》 (GB36600-2018) 中第二类用地 筛选值
2	7 号平台井场东北侧 200m 耕地	125.76612, 45.77955			
3	2 号平台井场	125.61729, 45.70461			
4	2 号平台井场东北侧 200m 耕地	125.61915, 45.70585			
5	翻 107-更 61-1 井场	125.42906, 45.63521			
6	翻 107-更 61-1 井场东 南侧 200m 草地	125.43099, 45.63402			

上述监测结果应按照相关规定及时建立数据档案，并定期向社会公开监测信息。如发现异常或发生事故，需加密监测频次，确定影响源位置，分析影响结果，并及时采取应急措施。

6.1.8.3 退役期土壤环境保护措施

井场退役期应按照《污染地块土壤环境管理办法（试行）》的有关规定，开展土壤环境调查及风险评估，并按照相关管理规定对污染地块采取治理与修复措施。通过采取以上污染控制措施，可保证闭井后项目用地土壤满足相关标准要求，处置措施可行。

6.2“三同时”项目一览表

为进一步落实本项目工程设计和环境影响评价提出的各项环保措施，确保环保工程发挥真正作用，本评价列出“三同时”项目表和竣工验收监测与调查的相关要求，具体内容见表 6.2-1、表 6.2-2。

表 6.2-1 “三同时”项目一览表

防治内容			环保措施	验收标准
废气	施工期	施工期扬尘	对施工场地采取洒水抑尘，对易起尘的临时土方等加盖苫布，施工运输车辆采取密闭措施或加盖苫布，加强施工管理	施工场界执行《大气污染物综合排放标准》 (GB16297-1996) 表 2 中无组织排放监控浓度限值
		焊接烟尘	由于项目焊接点较少，产生的焊接烟尘量较小，且项目位于室外，空气扩散条件较好	
		柴油机燃烧烟气	使用产品质量达标的低标号柴油，采用节能环保型柴油动力设备，调节好柴油机运行工况	柴油燃烧烟气执行《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法》 (中国第三、四阶段) (GB20891-2014) 及 2020 修改单中第三阶段标准限值及《非道路移动柴油机械排气烟度限值及测量方法》 (GB 36886-2018) 表 1 中 II 类限值要求
	运营期	采油井场非甲烷总烃	油田采出液采用密闭集输工艺，井口安装密封垫，新建集油管道、阀组、法兰等动静密封系统要加强密闭措施，防止烃类气体的无组织挥发	井场及场站厂界执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》 (GB39728-2020) 5.9 中规定要求，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
		场站非甲烷总烃		
		加热炉燃烧烟气	依托场站内加热炉采用清洁能源天然气作为燃料，并采用低氮燃烧器，加热炉燃烧产生的废气均经不低于 8m 的烟囱高空排放	燃烧烟气执行《锅炉大气污染物排放标准》 (GB13271-2014) 表 2 中新建燃气锅炉标准限值
废水	施工期	钻井废水	排入井场钢制泥浆槽中，定期拉运至大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司处理，处理后的压滤水定期由罐车拉运至朝一联含油污水处理站处理达标后回注油层	执行《大庆油田地面工程设计规定》 (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
		压裂返排液	由罐车拉运至朝一联压裂返排液无害化处理站处理后，管输进入朝一联含油污水处理站处理达标后回注油层	
		施工人员生活污水	钻井施工期施工人员产生的生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内，定期拉运至第十	不直接排放

			采油厂厂区污水泵房，经地下管网输至第十采油厂厂区生活污水处理站处理达标后排入牛毛沟，施工结束后临时防渗旱厕进行卫生处理，场地进行平整。地面施工期施工人员产生的生活污水排入附近计量间或场站已建生活污水收集装置，定期拉运至第十采油厂厂区污水泵房，经地下管网输至第十采油厂厂区生活污水处理站处理达标后排入牛毛沟	
		管线试压废水	由罐车拉运至朝一联含油污水处理站、朝二联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
		作业污水、洗井污水	通过罐车回收后拉运至朝一联含油污水处理站、朝二联含油污水处理站处理达标后回注油层	执行《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求
		油田采出水	管输进入朝一联含油污水处理站、朝二联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	合理安排施工进度，减少施工时间，避免大量高噪声设备同时施工；除钻进外，其它施工严格禁止夜间进行。合理布置施工现场，尽量将高噪声机械布置远离环境敏感点一侧，同时，避免在同一地点安排较多的动力机械；运输车辆选择避开居民区的路线，临近居民区应减少汽车鸣笛的次数，减速慢行	执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）中限值要求
		运营期 抽油机、修井机噪声	井场抽油机及修井机尽可能选用低噪声设备，注意对设备的维护保养，保证设备保持在最佳运行状态，降低噪声源强度	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类标准限值：昼间≤60dB（A），夜间≤50dB（A）
固废	施工期	废钻井液、钻井岩屑	排入井场钢制泥浆槽中，及时拉运至大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司处理，处理后的泥饼由大庆钻探工程公司钻井二公司综合利用垫井场或铺路	100%处置
		废射孔液	由罐车拉运至黑龙江龙之润环保工程有限公司处理，处理后的泥饼垫井场或铺路	100%处置
		施工废料、膨润土	集中收集暂存在井场设置的钢制垃圾桶内，由施工单位拉运至第八采油厂工业固废填埋场处理	执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》

		土等废包装袋、非含油废防渗布		(GB 18599-2020) 要求
		废旧管线	全部回收至第十采油厂物资库	100%处置
		生活垃圾	统一收集后拉运至肇州县和平垃圾处理有限公司处理	100%处置
	运营期	含油防渗布	经收集后暂存于第十采油厂危险废物贮存库, 定期委托有资质单位处理	执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023) 中的相关规定, 实行危险废物转移制度
		含油污泥、落地油	由罐车拉运至朝一联合含油污泥处理站减量化处理后, 再委托大庆市顺和环保科技有限公司处理满足相应标准要求后, 用作油田垫井场和通井路。	100%处置
生态治理	临时占地		针对临时占地及永久占地应剥离占地内的表土, 耕地剥离厚度 0.3m, 草地剥离厚度 0.2m, 采用分层开挖, 分层堆放, 暂存于占地内的表土剥离临时堆放区, 并采取苫布遮盖, 表土剥离临时堆放区周围设置排水沟等措施防止水土流失, 并定期采取洒水抑尘措施, 临时占地剥离的表土在施工结束后分层回填, 并及时恢复地表植被, 临时占地恢复面积 32.376hm ²	施工结束后地表平整, 及时恢复地表形态、生态修复
	永久占地		永久占用耕地剥离的表土按照“占一补一, 质量相等”的要求用于易地补充耕地的表土, 开垦新的耕地, 对永久占地按照规定进行经济补偿, 补偿面积 5.761hm ² 。	按相关要求征地补偿
	水土流失		合理选择施工季节, 井场施工控制作业面积, 管线施工回填平整、压实	防治水土流失
	防沙治沙		对占地区域土地进行平整, 并压实; 路基边坡采取种草措施护坡固土; 做好施工期开挖土方临时堆存的水土保持措施; 对临时占用的草地进行植被恢复, 植被恢复至原有覆盖率; 对永久占地平整压实, 路基边坡采取种草措施护坡固土	防治土壤沙化
地下水及土壤防护		钻井施工分区防渗: 柴油罐区、泥浆循环罐、钻井液材料房、发电机房、钢制泥浆槽、钻台为重点防渗, 采用地面碾压平整并铺设 2mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗, 渗透系数为 $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$; 其他材料房、机械修理房、临时防渗旱厕为一般防渗, 采用 1.5mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗, 渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$; 钻井井场其他区域采用		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

	地面碾压平整。 压裂施工分区防渗：压裂车区、计量池、储液罐、压裂井口区为重点防渗，采用地面碾压平整并铺设 2mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$；临时防渗旱厕为一般防渗，采用 1.5mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$；压裂井场其他区域采用地面碾压平整。	
	运营期分区防渗：集油管道、注水管道为重点防渗区，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为重点防渗区，作业区域铺设 2mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$；正常工况下井场采取简单防渗，采取地面夯实碾压平整进行处理。	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
	在本项目区域上游第十采油厂 CY10-21 潜水井（坐标 125.74691，45.79873）布设 1 口潜水背景值监测水井，在区域内或下游第十采油厂 CY10-20 潜水井（坐标 125.70887，45.79039）、第十采油厂 CY10-19 潜水井（坐标 125.69105，45.75529）、第十采油厂 CY10-18 潜水井（坐标 125.65551，45.73713）、第十采油厂 CY10-36 潜水井（坐标 125.642，45.73111）、第十采油厂 CY10-15 潜水井（坐标 125.6121，45.71411）、第十采油厂 CY10-14 潜水井（坐标 125.58876，45.67996）、第十采油厂 CY10-10 潜水井（坐标 125.50895，45.66132）、第十采油厂 CY10-09 潜水井（坐标 125.43947，45.6241）、第十采油厂 CY10-06 潜水井（坐标 125.42514，45.58579）、第十采油厂 CY10-04 潜水井（坐标 125.40654，45.51983）各布设 1 口潜水跟踪监测水井。在区域内五门杨家屯承压水井（坐标 125.6777，45.75505）、苏家窝棚屯承压水井（坐标 125.61991，45.71144）、后杏树园子屯承压水井（坐标 125.42645，45.54027）各布设 1 口承压水跟踪监测水井。定期对地下水进行跟踪监测。监测因子为 pH、石油类、石油烃（$\text{C}_6\sim\text{C}_9$）、石油烃（$\text{C}_{10}\sim\text{C}_{40}$）、汞、砷、六价铬、挥发酚、氨氮、耗氧量	执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准，石油类执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）表 1 中的 II 类标准限值要求
	在 7 号平台井场、7 号平台井场东北侧 200m 耕地、2 号平台井场、2 号平台井场东北侧 200m 耕地、翻 107-更 61-1 井场、翻 107-更 61-1 井场东南侧 200m 草地、共布设 6 个土壤跟踪监测点，	执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二

	定期对土壤进行跟踪监测，监测因子为 pH、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、汞、砷、六价铬，监测频次为 1 次/年。	类用地筛选值
风险防控	运营期在作业期间工作区域均铺设防渗布，防渗布边缘设置围堰；车辆采用密闭罐车，配备收油工具；场站内定时巡检，及时发现并处理容器、罐体、管线和阀门的泄漏、穿孔问题，避免出现大量油水泄漏，并定期进行应急演练。	

表 6.2-2 竣工验收监测与调查主要内容

项目	内容
环境保护管理检查	项目各阶段环境保护法律、法规、规章制度的执行情况
	环境保护审批手续及环境保护档案资料
	环保组织机构及规章管理制度
	污水回收装置等环保设施建成及运行情况，生态恢复、占地补偿等措施的落实情况
	本项目环评报告及其批复提出的环保措施落实情况及其效果
	运营期环境保护监测计划实施情况
	本项目事故风险的环保应急计划，包括物质配备、防范措施，应急处置等
	施工期、运营期扰民现象的调查
	固体废物种类、产生量、处理处置情况、综合利用情况
污染物达标排放监测	无组织排放烃类气体监测
	燃烧烟气排放监测
	厂界噪声声达标排放监测
	含油污水达标监测
	事故时对大气，地下水、地表水、土壤等进行事故监测
环境保护敏感点环境质量监测	油田开发区域内的环境空气、地下水以及生态环境质量
生态调查主要内容	项目在施工、运营期落实环境影响评价、工程设计文件以及各级环境保护行政主管部门批复文件中生态保护措施的情况
	耕地复垦、草地恢复情况，永久占地补偿情况
	针对水土流失、防沙治沙环境破坏或潜在环境影响提出补救措施的落实情况

7 环境影响经济损益分析

油田产能项目的开发建设，除对所在区域的经济发展起着促进作用外，也在一定程度上影响着项目拟建地区环境的变化。本评价将通过对拟建项目的经济和环境效益分析，对项目建设的合理性进行分析。

7.1 环境损失费估算

油田开发过程中，由于井场、道路建设、管道铺设等，需要占用一定面积土地，而且由此产生的污染物对周围环境也会造成一定污染，因此引起的环境损失费往往很难直接用经济价值来计算，因此，我们仅用植被损失费和资源损失费来估算。

(1) 植被损失费

本项目永久占用草地 1.316hm²，临时占用草地 7.381hm²。草地上干草产量按 2.5t/hm² 计算，共损失干草 104.7t（永久占地按 15 年计算，临时占地按 3 年计算），干草价格按 700 元/t 计算，本工程损失干草经济价值约为 7.33 万元。

本工程永久占用耕地面积为 4.445hm²，占用的农作物主要为玉米，玉米产量按 7t/hm² 计算，永久占地按 15 年损失计算，共损失玉米 466.73t，玉米价格按 1500 元/t 计算，其经济价值约为 70.01 万元。临时占地上层翻动使肥力下降，第二、三年产量将下降 20%-40%，本工程临时占用耕地 24.995hm²，玉米产量按 7t/hm² 计算，临时占地按第 1 年产量完全损失，第 2、3 年损失 30% 计算，三年间总共损失玉米分别为 279.94t。玉米价格按 1500 元/t 计算，其经济价值为 41.99 万元。耕地植被损失费约 112 万元。

(2) 资源损失费

该项目资源损失主要为油田开发过程中伴生气损失，油田投产 15 年间该项目将有 329.55t 烃类排入大气，每吨按 1529.7 元计，相当于损失 50.41 万元。

7.2 环保投资估算及环境效益分析

7.2.1 环保投资估算

本项目总投资 17543.5 万元，其中环保投资 718.64 万元，环保投资占总投资的 4.1%，本工程环保投资详见表 7.2-1。

表 7.2-1 环保投资统计

环保工程名称		措施内容	工程量	环保投资 (万元)
施工期	废气	施工场地洒水抑尘，临时土方等加盖苫布等遮盖物，施工运输车辆采取密闭措施或加盖防尘布	0.1 万元/口井，共 46 口油水井	4.6

	废水	试压废水由罐车拉运至朝一联合油污水处理站、朝二联合油污水处理站处理	0.005 万元/m ³ ，共计 20.5m ³	0.1
		钻井施工期生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内	0.2 万元/座，新增设置临时旱厕 39 座	7.8
		压裂返排液由罐车拉运至朝一联合压裂返排液无害化处理站处理	0.005 万元/m ³ ，共计 3220m ³	16.1
		钻井废水拉运至大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司处理	0.005 万元/m ³ ，共计 1042.9m ³	5.21
	噪声	机泵等设备布置在室内，采取基础减震、隔声等设施	0.1 万元/新钻井场，共新钻 39 座井场	3.9
	固体废物	废钻井液、钻井岩屑拉运至大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司处理	0.005 万元/m ³ ，共计 9643.4m ³	48.22
		废射孔液由罐车拉运至黑龙江龙之润环保工程有限公司处理，处理后的泥饼垫井场或铺路	0.005 万元/m ³ ，共计 1840m ³	9.2
		膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋、施工废料、非含油废防渗布拉运至第八采油厂工业固废填埋场处理	0.1 万元/吨，共计 5.073t	0.51
		生活垃圾统一收集后拉运至肇州县和平垃圾处理有限公司处理	0.02 万元/吨，共计 4.1t	0.08
		拆除的废旧管线全部回收至第十采油厂物资库。	/	5
	生态	对于项目永久占地进行经济补偿，补偿面积 5.761hm ²	根据《大庆市人民政府关于调整大庆市征地区片综合地价执行标准的通告》庆政规[2023]2 号，永久征地费用为 58.02 元/m ²	334.25
		对临时占用的土地进行植被恢复，恢复临时占地 32.376hm ²	临时征地费用按 5.8 元/m ² ，旱田青苗补偿费为 2.1 元/m ² ，天然草补偿标准为 0.37 元/m ² ；	236.64
		水土流失防护、防沙治沙、黑土地保护	0.2 万元/hm ² ，本项目新增总占地面积为 38.137hm ²	7.63
运营期	废水	作业污水、洗井污水通过罐车回收后拉运至朝一联合油污水处理站、朝二联合油污水处理站处理	0.005 万元/m ³ ，共计 1448.5m ³	7.24
	噪声	低噪声设备、基础减振、隔声	0.2 万元/台设备，合计 46 台套	9.2
	固体废物	含油污泥、落地油由罐车拉运至朝一联合油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆市顺和环保科技有限公司处理	0.2 万元/吨，共计 1.925t/a	0.39
		含油防渗布由建设单位统一收集后暂存于第十采油厂危险废物贮存	0.1 万元/吨，共计 0.73t/a	0.07

		库，定期委托有资质单位处理		
退役期	废气	施工扬尘采取车辆密闭运输、洒水抑尘	0.1 万元/口井，共 46 口油水井	4.6
	固体废物	封井建筑垃圾统一收集后由施工单位清运至建筑垃圾调配场处理	0.01 万元/吨，共计 9.2tt	0.09
		生活垃圾统一收集后拉运至肇州县和平垃圾处理有限公司处理	0.02 万元/吨，共计 0.6t	0.01
风险防范		配备围油栏、吸油毡、消油剂等应急物资，定期进行应急演练等风险防范措施及应急措施	配备 1 套	6
地下水及土壤防范措施		采取分区防渗措施	0.2 万元/口井，共 46 口基建井	9.2
		依托周边已建水井布设 14 口跟踪监测井，定期跟踪监测地下水	0.1 万元/点位，共 14 个监测点位	1.4
		设 6 个土壤跟踪监测点，定期跟踪监测土壤	0.2 万元/点位，共 6 个监测点位	1.2
合计				718.64

7.2.2 环境效益简要分析

项目建设运营中排放的污染物采取了一系列治理措施，大大降低了排入环境中污染物的数量，将取得一定的环境效益。

7.3 环境经济损益分析结论

总体而言，本项目的建设，为确保大庆油田的可持续发展、建设百年油田提供了强有力的保证，对保障我国石油供应、发展我国石油化工、繁荣经济、促进改革和社会发展，都将发挥重要的作用。同时，该项目的建设还可以提高项目所在地的税收、增加就业机会、带动当地第三产业的发展，提高当地的生活水平，实现当地经济环境的协调发展。

8 环境管理与监测计划

8.1 HSE 管理体系的建立和运行

本项目应依据《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T6276-2014）的要求，在项目的建设期、运营期和退役期等 3 个阶段建立和实施 HSE 管理体系。建设期、运营期和退役期的 HSE 管理分别包括以下内容：

（1）建设期 HSE 管理主要包括良好的工程（高产、节水、节能）设计、安全、健康与环境保护设施的同时设计、同时施工和同时投入使用，安全、绿色施工等；

（2）运营期 HSE 管理主要包括：HSE 组织机构的建立及职责的确定、文件的编写、风险的识别和管理、应急措施的建立、人员的培训、HSE 管理体系的运行及保持、清洁生产等；

（3）退役期 HSE 管理主要考虑油区退役的安全与环境影响。

油田开发建设对环境主要影响是建设期的各种施工作业活动和运营期的风险事故。为最大限度地减轻油田生产对区域内空气环境、水环境及生态环境的影响，减少温室气体的排放，减少事故的发生，以确保油田安全运行，必须建立科学有效的环境管理体制，制定详细周密的环境保护管理计划。

8.1.1 组织结构

本工程环境管理工作由第十采油厂负责。由第十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 管理内容

在项目建设期引入环境监理制度，推行环保监理和检查制度。由大庆油田有限责任公司采气分公司 安全环保部对油田建设环境保护工作进行全过程监控，对环境保护措施强制推行，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，还应根据施工现场实际情况，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，对施工期环境进行严格管理。

8.1.3 规章制度

油田环保工作必须严格执行国家、黑龙江省的环保法律法规，同时还应制定相应的环境管理规章制度，环保法规及油田内部的各种环境管理规章制度应下发到相应人员，并组织有关人员学习和贯彻执行，以确保环境管理工作的顺利进行。相关法规和规章制度详见表 8.1-1。

表 8.1-1 环保法规和规章制度一览表

序号	规章名称	主要内容
1	国家、省市级的相关环保法律法规	国家、省市颁发的环境保护法律、法规。
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单位制定的生产工艺、设备的环境技术管理规程，环境保护设备的操作规程等。
4	环境保护责任制	公司各类人员环境保护工作范围，应负的责任以及相应的权力。
5	三废管理制度	包括油田开发建设期及生产运营期废水、废气、废渣及噪声等方面的管理制度；在油田投入正常生产过程后，三废管理制度主要应包括油田正常运行过程中对含油污泥、含油污水及挥发烃的治理（回收及利用）等方面的管理制度。
6	生态保护管理制度	主要包括油田建设期井场、场站。道路和管道的建设过程对区域内生态环境产生的影响后所做出的恢复计划及生态补偿措施等；在油田进入正常生产运营期后，生态保护制度主要包括油田生产过程中所进行的油水井作业过程，同时包括在生产过程中对于一些突发事件可能对周围生态环境产生的影响而制定的生态恢复计划和补偿措施等内容。
7	事故管理预案	明确油田开发建设过程中的诸如油水井作业、集油管道所可能存在的突发事件的预防管理措施。

8.1.4 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

本项目由第十采油厂安全环保部对油田建设环境保护工作进行全过程监控，对环境保护措施强制推行，以加强设计和施工阶段的环境管理，控制施工阶段的环境污染和生态破坏；同时在日常生产管理过程中对相应的环境管理机构、人员及环境管理制度必须切实落实和执行。尤其在建设施工期，除设置油田专职环保员一名外，还应根据现场实际情况，建立健全相应的二级 HSE 管理网络，在油田已有 HSE 指挥部的基础上，分别配备数名 HS 现场监督人员。分别配备协调员，实行逐级负责制。

HSE 机构在环境管理上的主要任务包括：负责制定本油田施工作业的环境管理方案，制定发生事故的应急计划，监督各项环保措施的落实及环保工程的检查和预验收，负责协调与地方环保、水利、土地等部门的关系以及负责有关环保文件、技术资料的收集建档等。

8.2.2 环境管理工作的重点

工程投产运行后，油田环境管理工作由第十采油厂安全环保部负责，在油田生产运营期，环境管理除抓好日常站场各种环保设施的运行、维护等工作外，工作重点应针对油气集输生产和管理情况及油水井作业过程管理、场站事故、集输管线破裂后油水泄漏等事故的预防和处理上。为此，必须制定相应的事故预防措施、事故应急措施以及恢复补偿措施等。正常油气集输过程中的检查重点为油井及集输管道。油井主要检查现场原油泄漏情况和油井环境维护状况，如抽油机有无泄漏及油井井场是否平整干净，有无落地油等。集输管道的监控内容为管道运营是否正常，是否有穿孔等潜在危害存在，以杜绝原油泄漏。井下作业工艺过程检查应包括井下作业中的设备器材的搬迁、工前准备、井下作业施工和完工的全过程。

8.2.3 环境管理人员的基本职责

- (1) 协助有关生态环境部门进行环境保护设施的竣工验收工作；
- (2) 定期进行环保安全检查和召开有关会议；
- (3) 对领导和职工特别是兼职环保人员进行环保安全方面的培训；
- (4) 制定各种可能发生事故的应急计划，定期进行演练；配备各种必要的维护、抢修器材和设备，保证在发生事故能及时到位；
- (5) 主管环保的人员应参加生产调度和管理工作会议，针对生产运行中存在的环境问题，向公司领导和生产部门提出建议和技术处理措施。

8.2.4 环境监控基本内容

为了油田开发区域内环境的持续改进，对油田开发建设的各项活动进行全过程、全方位的监控。包括井场、场站建设及相应配套设施建设，以及油田正常生产情况下的相应作业施工建设等过程。油田运营期的环境监控主要是采油、井下作业和原油集输过程中的环境保护措施执行情况。日常监控主要由本站的环保员组织定期进行，由上级部门核查。核查采用检查现场、检查记录、与员工座谈等形式进行；检查和核查应形成记录。

8.2.5 本工程污染源排放清单

本工程施工期污染物排放清单见表 8.2-1。

8.2-1 施工期污染物排放清单

污染物种类	污染物名称	主要污染因子	排放量	控制措施及去向	排放管理要求
废气	扬尘	颗粒物	0.81t	对施工场地采取洒水抑尘，对易起尘的临时土方等加盖苫布，施工运输车辆采取密闭措施或加盖苫布，加强施工管理。	执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 中无组织排放监控浓度限值要求
	焊接烟尘	颗粒物	0.0092t	由于项目焊接点较少，产生的焊接烟尘量较小，且项目位于室外，空气扩散条件较好	
	柴油机燃烧烟气	颗粒物、SO ₂ 、NO _x 、HC、CO	1317.36 万 m ³	使用产品质量达标的低标号柴油，采用节能环保型柴油动力设备，调节好柴油机运行工况	柴油燃烧烟气执行《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法》（中国第三、四阶段）（GB20891-2014）及 2020 修改单中第三阶段标准限值及《非道路移动柴油机械排气烟度限值及测量方法》（GB 36886-2018）表 1 中 II 类限值要求
废水	钻井废水	COD、SS	1042.9m ³	排入井场钢制泥浆槽中，定期拉运至大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司处理，处理后的压滤水定期由罐车拉运至朝一联含油污水处理站处理达标后回注油层	执行《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求
	压裂返排液	COD、SS	3220m ³	由罐车拉运至朝一联压裂返排液无害化处理站处理	

				后,管输进入朝一联合含油污水处理站处理达标后回注油层	
	生活污水	COD、NH ₃ -N	524.8m ³	钻井施工期施工人员产生的生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内,定期拉运至第十采油厂厂区污水泵房,经地下管网输至第十采油厂厂区生活污水处理站处理达标后排入牛毛沟,施工结束后临时防渗旱厕进行卫生处理,场地进行平整。地面施工期施工人员产生的生活污水排入附近计量间或场站已建生活污水收集装置,定期拉运至第十采油厂厂区污水泵房,经地下管网输至第十采油厂厂区生活污水处理站处理达标后排入牛毛沟	不直接排放
	管线试压废水	SS	20.5m ³	由罐车拉运至朝一联合含油污水处理站、朝二联合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
固废	废钻井液	/	8326m ³	排入井场钢制泥浆槽中,及时拉运至大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司处理,处理后的泥饼由大庆钻探工程公司钻井二公司综合利用垫井场或铺路	100%处置
	钻井岩屑	/	1317.4m ³		
	废射孔液	/	1840m ³	由罐车拉运至黑龙江龙之润环保工程有限公司处理,处理后的泥饼垫井场或铺路	
	膨润	/	0.92t	集中收集暂存在井场设置	100%处置

	土、纯碱、重晶石粉废包装袋			的钢制垃圾桶内，由施工单位拉运至第八采油厂工业固废填埋场处理	
	非含油废防渗布		3.9t		
	施工废料	/	0.253t		
	废旧管线	/	3.3km	全部回收至第十采油厂物资库	回收再利用
	生活垃圾	/	4.1t	统一收集后拉运至肇州县和平垃圾处理有限公司处理	100%处置
噪声	机械噪声	噪声	60~130dB(A)	选用低噪声设备，并采取基础减震、隔声等措施	执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）要求

本工程运营期污染物排放清单见表 8.2-2。

表 8.2-2 本工程运营期污染物排放清单

种类	污染物名称	主要污染因子	排放量	控制措施及去向	排放管理要求
废气	烃类气体	非甲烷总烃	21.97t/a	油田采出液采用密闭集输工艺，井口安装密封垫，新建集油管道、阀组、法兰等动静密封系统要加强密闭措施，防止烃类气体的无组织挥发	井场及场站厂界执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求，场站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
	加热炉烟气	SO ₂ 、NO _x 、颗粒物	87.07 万 m ³	依托场站内加热炉采用清洁能源天然气作为燃料，并采用低氮燃烧器，加热炉燃烧产生的废气均经不低于 8m 的烟囱高空排放	执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 中新建燃气锅炉标准限值要求
废水	油田采出水	石油类	2.08×10 ⁴ t/a	管输进入朝一联含油污水处理站、朝二联含油污水处理站处理达标后回注油层	执行《大庆油田地面工程设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术

	作业污水	石油类、悬浮物	368.6t/a	通过罐车回收后拉运至朝一联合含油污水处理站、朝二联合含油污水处理站处理达标后回注油层	要求及分析方法》 (SY/T5329-2022) 限值要求
	洗井污水	石油类、悬浮物	1079.9t/a		
固废	含油污泥	石油类	0.465t/a	由罐车拉运至朝一联合油污泥处理站减量化处理后,再委托大庆市顺和环保科技有限公司处理达标后用作油田垫井场和通井路	执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)中的相关规定
	落地油	石油类	1.46t/a		
	含油废防渗布	石油类	0.73t/a		
噪声	抽油机及修井机噪声	噪声	65~80dB(A)	井场抽油机及修井机尽可能选用低噪声设备,注意对设备的维护保养,保证设备保持在最佳运行状态,降低噪声源强度	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

本工程新增废气污染物为依托场站加热炉排放的 SO₂、NO_x、颗粒物及新增产能排放的 VOCs。本项目依托的场站未新增加热炉,产生的污染物质在原有申请总量内,整体区域总量不增加,因此本项目外排污染物涉及的总量控制因子为 VOCs,总量由所在区域削减平衡,本项目污染物排放总量情况见表 8.2-3。

表 8.2-3 本项目污染物排放总量一览表

序号	污染物	核定排放量 (t/a)
1	VOCs	21.97

8.2.7 施工期环境管理

8.2.7.1 加强工程承包方管理

要与具有相关资质的施工作业单位签定《工程服务安全生产合同》,执行 HSE 管理体系,对项目实施 HSE 立卷管理,并按其内容执行。针对工程的承包方,应加强环境管理,制定出严格的环保管理制度:

- (1) 在承包方的选择上应优先选择那些环保管理水平高、环保业绩好的单位;
- (2) 在承包合同中应明确有关环境保护条款,如环境保护目标,采取的水、气、声和生态保护措施等,将环保工作的好坏作为工程验收的标准之一;

(3) 各分承包方应按照项目部的环境管理制度要求，建立相应的环境管理机构，明确环保管理人员，明确人员职责等；

(4) 各分承包方在施工之前，编制详细的“环境管理方案”，并连同施工计划一起呈报项目经理部以及有关的生态环境部门，批准后方可开工。

8.2.7.2 注重人员培训

施工作业之前必须对全体施工人员进行包括环保知识、意识和能力的培训。其中环保能力的培训主要包括：保护生态环境的规定；减少和收集、处理固体废物的方法；管理、存放及处理危险品的的方法；国家及当地政府的环境保护法律、法规等。

8.2.7.3 施工期环境监测计划

施工期的环境监测可包括对作业场所的控制监测和事故发生后的影响监测。施工单位可委托取得相关资质的地方环境监测站对施工场界的噪声、扬尘等进行一次性监测，发生事故时对周围的空气、土壤等进行监测。对作业场所的控制监测根据当地具体情况、当地生态环境部门要求等情况而定。施工期监测计划见下表 8.2-4。

表 8.2-4 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	场界外 1m	1 次/施工期
2	废气	颗粒物	场界外 10m 范围内	1 次/施工期
3	事故监测	空气：非甲烷总烃；土壤：石油烃； 地下水：石油类；地表水：石油类	空气及土壤为事故地点；地下水、 地表水为事故地点周围区域	事故发生 24 小时内

8.2.8 运营期环境管理与监测计划

8.2.8.1 运营期环境管理

- (1) 进行环境监测，掌握污染现状；
- (2) 定时定点监测周围环境，及时掌握环境状况的资料，促进环境管理的深入和污染治理的落实；
- (3) 落实环境管理制度；
- (4) 制定环保经济责任考核制度，提高各部门对环境保护的责任感；
- (5) 强化专业人员培训。

8.2.8.2 运营期环境监测计划

本工程生产运营期需要进行的环境监测任务委托取得相关资质的地方环境监测站进行。环境监测应按国家和地方的环保要求进行，应采用国家规定的标准监测方法，并应

按照规定，定期向有关环境保护主管部门上报监测结果。

运营期根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）、《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）、《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南（试行）》（HJ1209-2021）、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ 1248-2022）及生态环境部门要求，结合油田运营期环境污染的特点，主要针对油田污染物排放、油田开发区生态恢复情况、事故等，同时考虑已批复现有工程等制定监测计划，包括污染源监测计划、环境质量监测计划及生态调查方案，具体见下表：

表 8.2-5 项目运营期污染源监测计划表

序号	监测内容	监测因子	监测点位	监测频次
1	废气	非甲烷总烃	6号平台井场上风向1个、下风向3个	1次/季
2	噪声	连续等效A声级	2号平台井场占地外1m	1次/季，昼、夜间监测
3	事故监测	空气：非甲烷总烃；土壤：石油烃；地下水：石油类；地表水：石油类	空气及土壤为事故地点；地表水及地下水为事故地点周围区域。	事故发生24小时内

表 8.2-6 项目运营期环境质量监测计划表

序号	监测内容	监测因子	监测点位	坐标	与本项目的位置关系	监测频次
1	地下水	pH、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、汞、砷、六价铬、挥发酚、氨氮、耗氧量	第十采油厂 CY10-21 潜水井	125.74691, 45.79873	朝 75-更 155 西南侧 1380m	1次/半年
			第十采油厂 CY10-20 潜水井	125.70887, 45.79039	朝 60-更 128 东南侧 820m	
			第十采油厂 CY10-19 潜水井	125.69105, 45.75529	朝 82-更 108 东南侧 500m	
			第十采油厂 CY10-18 潜水井	125.65551, 45.73713	朝 86-更 88 西南侧 820m	
			五门杨家屯承压水井	125.6777, 45.75505	朝 82-更 108 西南侧 440m	
			第十采油厂 CY10-36 潜水井	125.642, 45.73111	朝 94-更 78 西北侧 1130m	
			第十采油厂 CY10-15 潜水井	125.6121, 45.71411	朝 94-更 58 西南侧 310m	
			第十采油厂 CY10-14	125.58876,	集油环管线西北侧	

			潜水井	45.67996	125m	
			第十采油厂 CY10-10 潜水井	125.50895, 45.66132	翻 104-更 16 东南侧 530m	
			苏家窝棚屯承压水井	125.61991, 45.71144	朝 94-更 58 东南侧 480m	
			第十采油厂 CY10-09 潜水井	125.43947, 45.6241	翻 122-更 58 西北侧 910m	
			第十采油厂 CY10-06 潜水井	125.42514, 45.58579	翻 128-更 86 注水管线 东南侧 1120m	
			第十采油厂 CY10-04 潜水井	125.40654, 45.51983	翻 158-更 148 东南侧 1870m	
			后杏树园子屯承压水井	125.42645, 45.54027	翻 164-更 90 西南侧 530m	
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	7 号平台井场	125.7637, 45.77896	拟建井场	1 次/年
			7 号平台井场东北侧 200m 耕地	125.76612, 45.77955	7 号平台井场东北侧 200m	
			2 号平台井场	125.61729, 45.70461	拟建井场	
			2 号平台井场东北侧 200m 耕地	125.61915, 45.70585	2 号平台井场东北侧 200m	
			翻 107-更 61-1 井场	125.42906, 45.63521	拟建井场	
			翻 107-更 61-1 井场东南侧 200m 草地	125.43099, 45.63402	翻 107-更 61-1 井场东南侧 200m	

表 8.2-7 生态调查方案

序号	调查内容	调查方法	点位	监测频次
1	植被恢复情况	样方调查	临时占地内	1 次/年，直至恢复至与周边地表植被相协调

8.2.9 退役期环境管理与监测计划

对退役期封井的油井井场进行场地土壤环境调查与评价，确定未造成场地污染后，应跟踪其生态恢复情况。

8.2.9.1 退役期环境管理

(1) 进行环境监测，掌握污染现状；

(2) 定时定点监测周围环境，及时掌握环境状况的资料，促进环境管理的深入和污染治理的落实；

(3) 落实环境管理制度；

(4) 检查环保措施可行性。

8.2.9.2 退役期环境监测计划

本工程退役期需要进行的环境监测任务委托取得相关资质的地方环境监测站进行。环境监测应按国家和地方的环保要求进行，应采用国家规定的标准监测方法，并应按照规定，定期向有关环境保护主管部门上报监测结果。

根据《排污单位自行监测技术指南总则》（HJ819-2017）、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ 1248-2022）、《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）中要求：重点对退役期的油气井井口周边地下水环境、油井井口周边土壤环境开展跟踪监测，具体见表 8.2-8。考虑油田为滚动开发，建议企业结合区块内后期计划项目的运营期及退役期跟踪监测计划统筹考虑。

表 8.2-8 项目退役期监测计划表

序号	监测内容	监测因子	监测点位	坐标	与本项目的位置关系	监测频次
1	地下水	pH、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、汞、砷、六价铬、挥发酚、氨氮、耗氧量	第十采油厂 CY10-21 潜水井	125.74691, 45.79873	朝 75-更 155 西南侧 1380m	1 次/半年
			第十采油厂 CY10-20 潜水井	125.70887, 45.79039	朝 60-更 128 东南侧 820m	
			第十采油厂 CY10-19 潜水井	125.69105, 45.75529	朝 82-更 108 东南侧 500m	
			第十采油厂 CY10-18 潜水井	125.65551, 45.73713	朝 86-更 88 西南侧 820m	
			五门杨家屯承压水井	125.6777, 45.75505	朝 82-更 108 西南侧 440m	
			第十采油厂 CY10-36 潜水井	125.642, 45.73111	朝 94-更 78 西北侧 1130m	
			第十采油厂 CY10-15 潜水井	125.6121, 45.71411	朝 94-更 58 西南侧 310m	
			第十采油厂 CY10-14 潜水井	125.58876, 45.67996	集油环管线西北侧 125m	

			第十采油厂 CY10-10 潜水井	125.50895, 45.66132	翻 104-更 16 东南侧 530m	
			苏家窝棚屯承压水井	125.61991, 45.71144	朝 94-更 58 东南侧 480m	
			第十采油厂 CY10-09 潜水井	125.43947, 45.6241	翻 122-更 58 西北侧 910m	
			第十采油厂 CY10-06 潜水井	125.42514, 45.58579	翻 128-更 86 注水管线 东南侧 1120m	
			第十采油厂 CY10-04 潜水井	125.40654, 45.51983	翻 158-更 148 东南侧 1870m	
			后杏树园子屯承压水 井	125.42645, 45.54027	翻 164-更 90 西南侧 530m	
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	7 号平台井场	125.7637, 45.77896	拟建井场	1 次/年
			7 号平台井场东北侧 200m 耕地	125.76612, 45.77955	7 号平台井场东北侧 200m	
			2 号平台井场	125.61729, 45.70461	拟建井场	
			2 号平台井场东北侧 200m 耕地	125.61915, 45.70585	2 号平台井场东北侧 200m	
			翻 107-更 61-1 井场	125.42906, 45.63521	拟建井场	
			翻 107-更 61-1 井场东 南侧 200m 草地	125.43099, 45.63402	翻 107-更 61-1 井场东 南侧 200m	

8.2.10 排污许可管理

依据《排污许可管理条例》中相关要求，环境影响评价制度是建设项目的环境准入门槛，排污许可制是企业单位在生产运营期排污的法律依据，必须做好充分衔接，实现从污染预防到污染治理和排放控制的全过程监管。新建项目必须在发生实际排污行为之前申领排污许可证，不得无证或不按证排污，环境影响评价文件及批复中与污染物排放相关的主要内容应当纳入排污许可证。

根据调查，大庆油田有限责任公司采气分公司 排污许可管理类别为登记管理，已在“全国排污许可证管理信息平台公开端”填报了现有区块内场站污染物相关排放情况，并于 2025 年 7 月 29 日取得登记回执，登记编号为 91230607716675409L008X，有效期为 2025 年 7 月 29 日至 2030 年 7 月 28 日。第十采油厂排污许可登记回执见附件 5。

根据生态环境部部令第 11 号《固定污染源排污许可证分类管理名录（2019 年版）》的有关规定，本项目均属于“三、石油和天然气开采业 07 中的 4 石油开采 071”，相关要求为“涉及通用工序重点管理的实施重点管理，涉及通用工序简化管理的实施简化管理，其他实施登记管理”。本项目不涉及新建锅炉、工业炉窑、表面处理、水处理等，且第十采油厂未纳入重点排污单位名录，因此本项目实施登记管理，需在更新排污许可证时，在申请表中填写补充登记表。

8.3 占地审批流程

本项目总占地面积为 38.137hm²，其中永久占地 5.761hm²，临时占地 32.376hm²，占地类型为耕地（永久基本农田）及草地（非基本草原）。

（1）占用耕地征地工作流程

①大庆油田有限责任公司采气分公司 监督管理中心土地管理室依据项目设计资料、投资计划等基础资料，核实项目用地范围、面积、地类，准备临时用地申请、平面布置图、勘测定界图、临时使用土地合同、土地复垦方案、表土剥离方案等相关材料，提交给肇州县及肇源县自然资源部门。

②肇州县及肇源县自然资源部门初审。肇州县及肇源县自然资源部门组织对大庆油田有限责任公司采气分公司 监督管理中心土地管理室提交的临时用地申请资料进行初审，开展实地探勘核验，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肇州县及肇源县自然资源部门提交的大庆油田有限责任公司采气分公司 监督管理中心土地管理室关于本项目临时用地申请是否已完成初审、是否符合相关要求，对满足要求的用地申请组织审批，下发临时用地批复文件。

④大庆油田有限责任公司采气分公司 监督管理中心土地管理室根据批复文件，办理征地手续，组织进场施工。

（2）占用草原征地工作流程

①临时征用草原

大庆油田有限责任公司采气分公司 监督管理中心土地管理室准备临时征用草原材料。建设单位依据项目设计资料、投资计划等基础资料，核实项目用地范围、面积、类型，提交草原临时征用草原申请表、草原植被恢复方案、勘测定界确权图、建设项目环境影响评价报告批复等文件材料。

肇州县及肇源县林业和草原主管部门审批。肇州县及肇源县林业和草原主管部门组织对大庆油田有限责任公司采气分公司 监督管理中心土地管理室提交的临时征用草原

资料进行审查，开展实地探勘核验，审查同意的出具意见。肇州县及肇源县自然资源局审批。不涉及耕地的，肇州县及肇源县自然资源局对包含草原批复在内的资料进行审查，审查通过的出具意见；涉及耕地的出具初审意见，报大庆市自然资源局审批。

②永久征用草原

大庆油田有限责任公司采气分公司 监督管理中心土地管理室准备永久征用草原申请材料。大庆油田有限责任公司采气分公司 监督管理中心土地管理室依据项目设计资料、投资计划等基础资料，核实项目用地范围、面积、类型，提交永久征用草原申请表、草原植被恢复方案、勘测定界确权图、建设项目环境影响评价报告批复等文件材料。肇州县及肇源县林业和草原主管部门初审。肇州县及肇源县自然资源局组织对大庆油田有限责任公司采气分公司 监督管理中心土地管理室提交的永久征用草原资料进行初审，开展实地探勘核验，审查同意的出具意见。大庆市林业和草原主管部门逐级审批。大庆市林业和草原主管部门对肇州县及肇源县林业和草原主管部门初审后的永久征用草原等资料进行审核，出具审核意见，符合要求的上报黑龙江省林业和草原局。黑龙江省林业和草原局对经市级主管部门审核上报的占用草原征用资料进行核查，组织审批，下发审批文件。

本项目按照“先临时、后永久”的政策，临时用地结束后，办理永久用地审批。大庆油田有限责任公司采气分公司 监督管理中心土地管理室由专业测绘队伍，组卷勘测定界成果，每年上报油田公司生态资源管理部，全油田全年组卷一次，经肇州县及肇源县自然资源局、肇州县及肇源县政府，大庆市自然资源局、大庆市政府，黑龙江省自然资源厅、黑龙江省政府，逐级上报自然资源部、国务院审批。组卷资料中需提供数十项资料，其中包括永久占用草地（非基本草原）的批复意见。永久占用草地（非基本草原）手续，需经肇州县及肇源县林草主管部门、大庆市级林草主管部门、黑龙江省级林草主管部门逐级审批。

9 环境影响评价结论

9.1 建设项目概况

大庆油田有限责任公司采气分公司 拟建朝阳沟油田朝 45 等井区零散更新井扶余油层 2026 年产能建设工程项目，为改扩建项目，位于大庆市肇州县朝阳沟镇、二井镇、朝阳乡、托古乡及肇源县福兴乡、薄荷台乡，地理坐标为东经 125°23'19.246"~125°45'53.860"，北纬 45°31'56.377"~45°49'0.288"。

本项目新钻井 46 口，为直井或定向井，单井设计井深为 985.4m~1442m，总进尺为 54890.3m，46 口新钻井均安排基建。压裂并基建油水井 46 口，其中油井 37 口、注水井 9 口，共形成丛式井平台 7 座、单井井场 32 座。站外集油系统采用掺水和电加热集油工艺，新建单井集油掺水管道 1.46km、电加热集油管道 2.65km、井口电加热器 25 台、管道电伴热带 5.3km，更换新建井所在集油环部分腐蚀穿孔严重的集油掺水管道 3.3km。注水系统采用单干管多井配水工艺，新建单井注水管道 5.22km、高压配水阀组 5 套，利旧配水阀组 4 套。项目配套建设供配电、道路等辅助工程，预计建成原油产能 $1.55 \times 10^4 \text{t/a}$ 。本项目新增总占地面积为 38.137hm²，其中永久占地面积为 5.761hm²，临时占地面积为 32.376hm²，占地类型为耕地（永久基本农田）及草地（非基本草原）。本项目总投资 17543.5 万元，其中环保投资 718.64 万元，环保投资占比为 4.1%。

9.2 环境质量现状评价结论

9.2.1 大气环境质量现状评价结论

根据《2024 年大庆市生态环境状况公报》统计数据可知，项目所在区域属于达标区，均能满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准要求。根据补充监测可知，区域特征污染物非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m³ 标准要求，TSP 满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单中的二级标准，评价区域内大气环境质量较好。

9.2.2 地表水环境质量现状评价结论

根据《大庆市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），永强水库、牛毛沟、无名泡未划分水体功能，不执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的标准限值要求，本项目仅对永强水库、牛毛沟、无名泡现状进行监测，监测结果显示本项目特征因子石油类未检出。

9.2.3 地下水环境质量现状评价结论

评价区域地下水水质除潜水中锰外均满足《地下水质量标准》（GB/T148488-2017）中的Ⅲ类标准要求。其中锰因子水质监测浓度占标率偏高，主要是由于评价区域地层中富含锰矿物，还原条件下转化的可溶性 Mn^{2+} 溶入地下水中，形成锰浓度偏高的水文地质化学环境。评价区域地下水化学类型主要为4-A型 HCO_3^- -Na+Ca 淡水及 HCO_3^- +Cl⁻-Na+Ca，25-A型淡水。

评价区域内包气带中汞、砷均未检出，且污染控制点与清洁对照点油田特征污染物石油类、挥发酚所测数值相差不大，评价区域内包气带未被污染。

9.2.4 声环境质量现状评价结论

项目区域声环境满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类标准，项目周边村屯声环境满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）1类标准。

9.2.5 土壤现状评价结论

评价区域内土壤环境质量较好，没有出现超标情况。本项目永久占地内土壤及现有井场、场站土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值标准，评价范围内居住区土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第一类用地筛选值标准，评价范围内农用地土壤满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表1农用地土壤风险筛选值。

9.2.6 生态环境现状评价结论

本项目评价范围内生态系统类型主要为草地及农田生态系统。本项目评价范围内土地利用类型以草地及耕地为主，工程所在区域内主要土壤类型以黑钙土为主，工程所在区域人类活动频繁，野生动物较少，区域生态环境总体质量较好。

9.3 环境影响分析和污染防治措施可行性结论

9.3.1 大气环境影响分析和污染防治措施可行性结论

施工期对施工场地采取洒水抑尘，对易起尘的临时土方等加盖苫布，施工运输车辆采取密闭措施或加盖苫布，加强施工管理，施工期界外扬尘满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放监控浓度限值。施工期柴油发电机使用低标号柴油，调节好柴油机运行工况，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《非道路移动柴油机械排气烟度限值及测量方法》（GB 36886-2018）

表 1 中Ⅱ类限值要求。

运营期油田采出液采用密闭集输工艺，井口安装密封垫，新建集油管道、阀组、法兰等动静密封系统要加强密闭措施，防止烃类气体的无组织挥发。场站内非甲烷总烃可以满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）排放限值，井场及场站厂界外非甲烷总烃满足《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。

依托场站内加热炉采用清洁能源天然气作为燃料，并采用低氮燃烧器，加热炉燃烧产生的废气均经不低于 8m 的烟囱高空排放，能够达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 中新建燃气锅炉标准限值要求。

9.3.2 水环境影响分析和污染防治措施可行性结论

钻井施工期施工人员产生的生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内，定期拉运至第十采油厂厂区污水泵房，经地下管网输至第十采油厂厂区生活污水处理站处理达标后排入牛毛沟，施工结束后临时防渗旱厕进行卫生处理，场地进行平整。地面施工期施工人员产生的生活污水排入附近计量间或场站已建生活污水收集装置，定期拉运至第十采油厂厂区污水泵房，经地下管网输至第十采油厂厂区生活污水处理站处理达标后排入牛毛沟。管线试压废水由罐车拉运至朝一联含油污水处理站、朝二联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。钻井废水排入井场钢制泥浆槽中，定期拉运至大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司处理，处理后的压滤水定期由罐车拉运至朝一联含油污水处理站处理达标后回注油层。压裂返排液由罐车拉运至朝一联压裂返排液无害化处理站处理后，管输进入朝一联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。

运营期油田采出水管输进入朝一联含油污水处理站、朝二联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。作业污水、洗井污水通过罐车回收后拉运至朝一联含油污水处理站、朝二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。

本工程产生的种类废水均进行了妥善处理，不排入地表水体，不会对地表水环境产生影响。

9.3.3 地下水境影响分析和污染防治措施可行性结论

本工程在正常且各项环境保护措施落实到位情况下对地下水环境影响较小，但在事故状态下可能对地下水环境造成影响，但在各项地下水污染防治措施及应急措施落实到位的情况下，对地下水环境影响较小。

9.3.4 声环境影响分析和污染防治措施可行性结论

在采取选用低噪声设备，采用减振、隔声等降噪措施，注意对设备的维护保养适当的降噪措施后，施工期场界噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）要求，运营期井场及场站噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准要求，对周围环境及环保目标影响很小。

9.3.5 固体废物环境影响分析和污染防治措施可行性结论

本项目施工期废钻井液、钻井岩屑排入井场钢制泥浆槽中，及时拉运至大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司处理，处理后的泥饼由大庆钻探工程公司钻井二公司综合利用垫井场或铺路。废射孔液由罐车拉运至黑龙江龙之润环保工程有限公司处理，处理后的泥饼垫井场或铺路。施工废料、膨润土等废包装袋、非含油废防渗布集中收集暂存在井场设置的钢制垃圾桶内，由施工单位拉运至第八采油厂工业固废填埋场处理。拆除的废旧管线全部回收至第十采油厂物资库。生活垃圾统一收集后拉运至肇州县和平垃圾处理有限公司处理。

运营期产生的落地油及清淤油泥（砂）属于危险废物，由罐车拉运至朝一联含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆市顺和环保科技有限公司处理满足相应标准要求后，用作油田垫井场和通井路。运营期油水井作业产生的含油废防渗布属于危险废物，经收集后暂存于第十采油厂危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理。

本工程对施工期和运营期产生的各类固体废弃物均进行了合理的处置，能够实现固废的减量化、资源化和无害化，对环境的影响较小。

9.3.6 生态环境影响分析和生态保护减缓措施可行性结论

该项目的井场及场站、管道和道路建设对土地的侵占，对植被的破坏，将使油田开发区内的第一生产者的生物量有一定程度的下降。通过选择适当时机施工，并在建设过程中采取必要的生态保护措施，可最大程度减小该项目建设对生态环境的不利影响，使生态环境在尽可能短的时间内得到恢复。

项目永久占用部分耕地、草地，使土地利用类型转变为工业用地，永久占地按照“占一补一”原则开垦与所占用耕地的数量与质量相当的耕地，并采用分层剥离的方式保存所

占用农田耕作层土壤，用于新开垦耕地、劣质地或者其他耕地的土壤改良等农田保护措施，对区域内农田分布不会造成较大影响。

在制定相应的生态保护及恢复措施，并能够确保其切实执行的前提下，工程建设不会对现有生态环境造成太大的影响，在生态上是可行的。

9.3.7 土壤环境影响分析和保护措施可行性结论

本工程所在地土壤环境现状较好，根据土壤环境影响分析结果，正常工况下本工程对土壤环境的影响较小，非正常工况如产生落地油等，可能会对土壤造成影响，但项目施工过程中均铺设防渗布，落地油不会污染土壤，因此项目对土壤环境影响较小。

9.3.8 环境风险分析可行性结论

通过对本工程产能建设工程的环境风险分析可知，本工程的主要环境风险是泄漏、火灾和爆炸，对区域内的地下水环境、地表水环境、土壤环境和空气环境有潜在危害性。在工程采取一系列风险防范措施、应急措施和建立环境风险防控体系后，火灾爆炸等事故影响可控，可以降低事故的发生率和事故情况下对周围环境的影响。但建设单位应加强员工的环保教育和培训，完善项目的事故应急预案，增加事故应急监测及事故评估等规定内容并定期演习，避免重大污染事故的发生。

9.4 公众意见采纳情况

本项目首次环境影响评价信息公开之日为 2025 年 9 月 5 日（黑龙江环保技术服务网 <http://www.hljbjsfw.cn/NewsDetail.aspx?ID=840>）。

征求意见稿公示日期为 2025 年 9 月 30 日~10 月 20 日（黑龙江环保技术服务网朝阳沟油田朝 45 等井区零散更新井扶余油层 2026 年产能建设工程项目环境影响报告书征求意见稿公示-黑龙江环保技术服务网）；

报纸第一次公告日期为 2025 年 10 月 10 日（大庆油田报），报纸第二次公告日期为 2025 年 10 月 11 日（大庆油田报）；

现场张贴公示日期为 2025 年 9 月 30 日~10 月 20 日，公示地点为评价范围内村屯。

报批前公示日期为 2025 年 10 月 24 日（黑龙江环保技术服务网）。

至信息公告的截止日期没有收到相关反馈信息。

网络公示起到了应有的告知作用。在现场公示期间，对居民进行了必要的讲解和说明，让附近居民充分了解本项目的各项情况。选择了黑龙江环保技术服务网和《大庆油田报》进行公示，起到了网络和报纸传播较广，受众广泛的作用。在网上两次公示过程中、公示期间及问卷调查过程中没有接到任何人反映意见或建议的电话和邮件、传真等。

建设单位的公参调查结果表明，朝阳沟油田朝 45 等井区零散更新井扶余油层 2026 年产能建设工程项目的建设周围民众是支持的。建设单位认真执行环保“三同时”制度，加强环境管理，使环境的负效应降至最低。并对周围环境的影响减至最小程度，达到公众对项目建设的的环境要求愿望。

9.5 环境经济损益分析结论

本项目的建设，为确保大庆油田的可持续发展、建设百年油田提供了强有力的保证，对保障我国石油供应、发展我国石油化工、繁荣经济、促进改革和社会发展，都将发挥重要的作用。同时，该项目的建设还可以提高项目所在地的税收、增加就业机会、带动当地第三产业的发展，提高当地的生活水平，实现当地经济环境的协调发展。

9.6 环境管理与监测计划结论

工程投产运行后油田环境管理工作由第十采油厂安全环保部负责，在油田生产运营期，环境管理除抓好环保设施的运行、维护等工作外，工作重点应针对油气集输生产和管理情况及油水井作业过程管理、站场事故、集输管线破裂后油水泄漏等事故的预防和处理上。施工期的环境监测可包括对作业场所的控制监测和事故发生后的影响监测。主要监测对象有植被、施工作业废气和噪声等。运营期根据《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ 1248-2022）和油田运营期环境污染的特点，环境监测计划主要针对油田污染物排放、油田开发区生态恢复情况、事故而制定。

9.7 综合评价结论

综上所述，朝阳沟油田朝 45 等井区零散更新井扶余油层 2026 年产能建设工程项目符合国家产业政策和区域发展规划。油田正常生产情况下对环境的影响较小，工程施工及生产运行过程中可能出现的各类风险事故，在相应的污染防治措施、生态保护措施及事故应急措施得以切实有效实施的前提下，能够确保区域环境不受污染。公众参与调查结果表明，公众参与对该项目无反对意见。在确保落实好各项环保措施并保证其正常运行的前提下，从环境保护角度分析，本项目的建设可行。

附表

附表 1：建设项目大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目					
评价等级与范围	评价等级	一级 ☐		二级 ☒		三级 ☐	
	评价范围	边长=50km ☐		边长 5~50km ☒		边长<5km ☐	
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放	≥2000t/a ☐		500~2000t/a ☐		<500t/a ☒	
	评价因子	基本污染物：PM ₁₀ 、NO ₂ 、SO ₂ 、PM _{2.5} 、CO、O ₃ 其他污染物：TSP、非甲烷总烃				包括二次 PM _{2.5} ☐ 不包括二次 PM _{2.5} ☒	
评价标准	评价标准	国家标准 ☒		地方标准 ☐	附录 D ☐	其他标准 ☒	
现状评价	环境功能区	一类区 ☐		二类区 ☒		一类区和二类区 ☐	
	评价基准年	(2024) 年					
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据 ☐		主管部门发布的数据 ☒		现状补充监测 ☒	
	现状评价	达标区 ☒				不达标区 ☐	
污染源调查	调查内容	建设项目正常排放源 ☒ 建设项目非正常排放源 ☒ 现有污染源 ☐		拟替代的污染源 ☐	其他在建、拟建项目污染源 ☐	区域污染源 ☒	
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD ☐	ADMS ☐	AUSTAL2000 ☐	EDMS ☐	CALPUFF ☐	其他 ☐
	预测范围	边长 ≥50km ☐		边长 5~50km ☐		边长<5km ☐	
	预测因子	预测因子 ()			包括二次 PM _{2.5} ☐ 不包括二次 PM _{2.5} ☐		
	正常排放短期浓度贡献值	C _{本项目} 最大占标率 ≤100% ☐			C _{建设项目} 最大占标率 >100% ☐		
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C _{本项目} 最大占标率 ≤10% ☐			C _{本项目} 最大占标率 >10% ☐	
		二类区	C _{本项目} 最大占标率 ≤30% ☐			C _{本项目} 最大占标率 >30% ☐	
	非正常排放 1h 浓度贡献值	非正常持续时长 () h		C _{非正常} 占标率 ≤100% ☐		C _{非正常} 占标率 >100% ☐	
	保证率日平均浓度和年评价浓度叠加值	C _{叠加} 达标 ☐			C _{叠加} 不达标 ☐		
区域环境质量的整体变化情况	k ≤-20% ☐			K >-20% ☐			
环境监测计划	污染源监测	监测因子：(非甲烷总烃)			有组织废气监测 ☐ 无组织废气监测 ☒		无监测 ☐
	环境质量监测	监测因子：()			监测点位数 ()		无监测 ☒
环评结论	环境影响	可以接受 ☒ 不可以接受 ☐					
	大气防护距离	距 () 厂界最远 () m					
	污染源年排放量	NO _x ： (0.06901) t/a		SO ₂ ： (0.00691) t/a		颗粒物： (0.00798) t/a NMHC：(21.97) t/a	
注：“□”为勾选项，填“√”；“()”为内容填写项							

附表 2：建设项目环境风险评价自查表

工作内容		完成情况				
风险调查	危险物质	名称	原油	天然气	柴油	
		存在总量	0.76t	0.013t	25.05t	
	环境敏感性	大气	500m 范围内人口数____人		5km 范围内人口数____人	
			每公里管段周边 200m 范围内人口数（最大）____人			
		地表水	地表水功能敏感性	F1□	F2□	F3□
			环境敏感目标分级	S1□	S2□	S3□
		地下水	地下水功能敏感性	G1□	G2□	G3□
			包气带防污性能	D1□	D2□	D3□
物质及工艺系数危险性		Q 值	Q<1 ☒	1≤Q<10□	10≤Q<100□	Q>100□
		M 值	M1□	M2□	M3□	M4□
		P 值	P1□	P2□	P3□	P4□
环境风险潜势		IV+□	IV□	III□	II□	I ☒
评价等级		一级□		二级□	三级□	简单分析 ☒
风险识别	物质危险性	有毒有害 ☒			易燃易爆 ☒	
	环境风险类型	泄漏 ☒			火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放 ☒	
	影响途径	大气 ☒	地表水 ☒		地下水 ☒	
事故情形分析		源强设定方法	计算法□		经验估算法□	其他估算法 ☒
风险预测与评价	大气	预测模型	SLAB□		AFTOX□	其他□
		预测结果	大气毒性终点浓度-1 最大影响范围____m			
			大气毒性终点浓度-2 最大影响范围____m			
	地表水	最近敏感目标____，到达时间____h				
	地下水	下游厂区边界到达时间____d				
		最近环境敏感目标____，到达时间____d				
重点风险防范措施		管道密闭输送、防腐、试压等，运营期制定操作规程、巡线、检测、应急等管理措施				
评价结论与建议		本工程的主要环境风险是泄漏和火灾爆炸，对区域内的大气环境、地表水环境、地下水环境和土壤植被危害性不大。在工程采取一系列风险防范措施和应急措施后，可以控制和降低工程发生事故情况下对周围环境的影响。				
注：“□”为勾选项，“____”为内容填写项						

附表 3：建设项目土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况				备注
影响识别	影响类型	污染影响型☑；生态影响型□；两种兼有□				
	土地利用类型	建设用地☑；农用地☑；未利用地□				土地利用类型图
	占地规模	(5.761) hm ²				
	敏感目标信息	敏感目标（）、方位（）、距离（）				
	影响途径	大气沉降□；地面漫流□；垂直入渗☑；地下水位□；其他□				
	特征因子	石油烃				
	土壤环境影响评价项目类别	I类☑；II类□；III类□；IV类□				
	敏感程度	敏感☑；较敏感□；不敏感□				
评价工作等级		一级☑；二级□；三级□				
现状调查内容	资料收集	a) ☑；b) ☑；c) ☑；d) ☑				
	理化特性	-				见 5.8
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	点位布置图
		表层样点数	14	5	0-20cm	
		柱状样点数	5	0	0-50cm 50-150cm 150-300cm	
	现状监测因子	50 项（包括建设用地土壤基本项目 45 项，其他项目石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）及 pH 值、石油类、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、水溶性盐总量）及农用地土壤监测项目（pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、石油类、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、水溶性盐总量）				
现状评价	评价因子	50 项（包括建设用地土壤基本项目 45 项，其他项目石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）及 pH 值、石油类、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、水溶性盐总量）及农用地土壤监测项目（pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、石油类、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、水溶性盐总量）				
	评价标准	GB 15618☑；GB 36600☑；表 D.1□；表 D.2□；其他（）				
	现状评价结论	本项目永久占地内土壤、现有井场及场站土壤、居民区土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中的标准要求，评价范围内农用地土壤满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中的标准要求。				
影响预测	预测方法	附录 E□；附录 F□；其他☑				
	预测分析内容	影响范围（）影响程度（）				
	预测结论	达标结论：a) ☑；b) □；c) □ 不达标结论：a) □；b) □				
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障□；源头控制☑；过程防控☑；其他（跟踪监测）				
	跟踪监测	监测点数	监测指标		监测频次	
		6	pH、石油类、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、汞、砷、六价铬		1 次/年	
	信息公开指标	监测点位和监测值				
评价结论		采取环评提出的措施，影响可接受				

注 1：“□”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。
 注 2：需要分别开展土壤环境影响评价工作的，分别填写自查表。

附表 4：地表水自查表

工作内容		自查项目			
影响识别	影响类型	水污染影响型√；水文要素影响型 □			
	水环境保护目标	饮用水水源保护区 □；饮用水取水口 □；涉水的自然保护区 □；重要湿地 □；重点保护与珍稀水生生物的栖息地 □；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场等渔业水体 □；涉水的风景名胜區 □；其他 √			
	影响途径	水污染影响型		水文要素影响型	
		直接排放 □；间接排放 □；其他√		水温 □；径流 □；水域面积 □	
	影响因子	持久性污染物 □；有毒有害污染物 □；非持久性污染物 □；pH 值 □；热污染 □；富营养化 □；其他 √		水温 □；水位（水深） □；流速□；流量 □；其他 □	
评价等级		水污染影响型		水文要素影响型	
		一级 □；二级 □；三级 A □；三级 B √		一级 □；二级 □；三级 □	
现状调查	区域污染源	调查项目		数据来源	
		已建 □；在建 □； 拟建 □；其他 □	拟替代的污染源 □	排污许可证 □；环评 □；环保验收 □；既有实测 □；现场监测 □；入河排放口数据 □；其他 □	
	受影响水体水环境质量	调查时期		数据来源	
		丰水期 √；平水期 □；枯水期 □；冰封期 □ 春季 □；夏季 □；秋季 √；冬季□		生态环境保护主管部门 □；补充监测 √；其他 □	
	区域水资源开发利用状况	未开发 □；开发量 40%以下 □；开发量 40%以上 □			
	水文情势调查	调查时期		数据来源	
		丰水期 □；平水期 □；枯水期 □；冰封期 □ 春季 □；夏季 □；秋季 □；冬季□		水行政主管部门 □；补充监测 □；其他 □	
	补充监测	监测时期		监测因子	监测断面或点位
丰水期 √；平水期 □；枯水期 □；冰封期 □ 春季 □；夏季 □；秋季 √；冬季□		（pH 值、悬浮物、COD、BOD ₅ 、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅、溶解氧、水温）	监测断面或点位个数（3）个		
现状评价	评价范围	河流：长度（ ）km；湖库、河口及近岸海域：面积（ ）km ²			
	评价因子	（pH 值、悬浮物、COD、BOD ₅ 、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅、溶解氧、水温）			
	评价标准	河流、湖库、河口：Ⅰ类 □；Ⅱ类 □；Ⅲ类 □；Ⅳ类 □；Ⅴ类 □ 近岸海域：第一类 □；第二类 □；第三类 □；第四类 □ 规划年评价标准（ ）			
	评价时期	丰水期 √；平水期 □；枯水期 □；冰封期 □ 春季 □；夏季 □；秋季√；冬季□			
	评价结论	水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标状况□：达标 □；不达标 □ 水环境控制单元或断面水质达标状况 □：达标 □；不达标 □ 水环境保护目标质量状况 □：达标 □；不达标 □ 对照断面、控制断面等代表性断面的水质状况 □：达标 □；不达标□ 底泥污染评价 □ 水资源与开发利用程度及其水文情势评价 □ 水环境质量回顾评价 □			达标区□ 不达标区□

		流域（区域）水资源（包括水能资源）与开发利用总体状况、生态流量管理要求与现状满足程度、建设项目占用水域空间的水流状况与河湖演变状况 ☐				
影响预测	预测范围	河流：长度（ ）km；湖库、河口及近岸海域：面积（ ）km ²				
	预测因子	（ ）				
	预测时期	丰水期 ☐ ；平水期 ☐ ；枯水期 ☐ ；冰封期 ☐ 春季 ☐ ；夏季 ☐ ；秋季 ☐ ；冬季 ☐ 设计水文条件 ☐				
	预测情景	建设期 ☐ ；生产运行期 ☐ ；服务期满后 ☐ 正常工况 ☐ ；非正常工况 ☐ 污染控制和减缓措施方案 ☐ 区（流）域环境质量改善目标要求情景 ☐				
	预测方法	数值解 ☐ ；解析解 ☐ ；其他 ☐ 导则推荐模式 ☐ ；其他 ☐				
影响评价	水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价	区（流）域水环境质量改善目标 ☐ ；替代削减源 ☐				
	水环境影响评价	排放口混合区外满足水环境管理要求 ☐ 水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标 ☐ 满足水环境保护目标水域水环境质量要求 ☐ 水环境控制单元或断面水质达标 ☐ 满足重点水污染物排放总量控制指标要求，重点行业建设项目，主要污染物排放满足等量或减量替代要求 ☐ 满足区（流）域水环境质量改善目标要求 ☐ 水文要素影响型建设项目时应包括水文情势变化评价、主要水文特征值影响评价、生态流量符合性评价 ☐ 对于新设或调整入河（湖库、近岸海域）排放口的建设项目，应包括排放口设置的环境合理性评价 ☐ 满足生态保护红线、水环境质量底线、资源利用上线和环境准入清单管理要求 ☐				
	污染源排放量核算	污染物名称		排放量/（t/a）		排放浓度/（mg/L）
		（ ）		（ ）		（ ）
	替代源排放情况	污染源名称	排污许可证编号	污染物名称	排放量/（t/a）	排放浓度/（mg/L）
		（ ）	（ ）	（ ）	（ ）	（ ）
生态流量确定	生态流量：一般水期（ ）m ³ /s；鱼类繁殖期（ ）m ³ /s；其他（ ）m ³ /s 生态水位：一般水期（ ）m；鱼类繁殖期（ ）m；其他（ ）m					
防治措施	环保措施	污水处理设施 ☐ ；水文减缓设施 ☐ ；生态流量保障设施 ☐ ；区域削减 ☐ ；依托其他工程措施 ☒ ；其他 ☐				
	监测计划	环境质量			污染源	
		监测方式	手动 ☐ ；自动 ☐ ；无监测 ☒		手动 ☐ ；自动 ☐ ；无监测 ☒	
		监测点位	（ ）		（ ）	
		监测因子	（ ）		（ ）	
污染物排放清单	√					
评价结论		可以接受 ☒ ；不可以接受 ☐				
注：“ ☐ ”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。						

附表 5：生态影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态影响 识别	生态保护目标	重要物种□；国家公园□；自然保护区□；自然公园□；世界自然遗产□；生态保护红线□；重要生境□；其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域□；其他☑
	影响方式	工程占用☑；施工活动干扰☑；改变环境条件□；其他□
	评价因子	物种☑（分布范围、种群数量、种群结构、行为） 生境☑（生境面积、质量、连通性） 生物群落☑（物种组成、群落结构） 生态系统☑（植被覆盖度、生产力、生物量、生态系统功能） 生物多样性☑（物种丰富度、均匀度、优势度） 生态敏感区□（ ） 自然景观□（ ） 自然遗迹□（ ） 其他□（ ）
评价等级		一级□ 二级☑ 三级□ 生态影响简单分析□
评价范围		陆域面积：（ ）km ² ；水域面积：（ ）km ²
生态现状 调查与评价	调查方法	资料收集☑；遥感调查☑；调查样方、样线□；调查点位、断面□；专家和公众咨询法□；其他□
	调查时间	春季□；夏季□；秋季☑；冬季□ 丰水期□；枯水期□；平水期□
	所在区域的生态问题	水土流失□；沙漠化□；石漠化□；盐渍化□；生物入侵□；污染危害□；其他□
	评价内容	植被/植物群落☑；土地利用☑；生态系统☑；生物多样性☑；重要物种□；生态敏感区□；其他□
生态影响 预测与评价	评价方法	定性☑；定性和定量□
	评价内容	植被/植物群落☑；土地利用☑；生态系统☑；生物多样性☑；重要物种□；生态敏感区□；生物入侵风险□；其他□
生态保护 对策措施	对策措施	避让□；减缓☑；生态修复☑；生态补偿☑；科研□；其他□
	生态监测计划	全生命周期☑；长期跟踪□；常规□；无□
	环境管理	环境监理□；环境影响后评价□；其他☑
评价结论	生态影响	可行☑；不可行□
注：“□”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项。		

附表 6：声环境影响评价自查表

工作内容		自查项目					
评价等级 与范围	评价等级	一级□ 二级 ☒ 三级□					
	评价范围	200 m ☒ 大于 200 m□ 小于 200 m□					
评价因子	评价因子	等效连续 A 声级 ☒ 最大 A 声级□ 计权等效连续感觉噪声级□					
评价标准	评价标准	国家标准 ☒ 地方标准□ 国外标准□					
现状评价	环境功能区	0 类区□	1 类区 ☒	2 类区 ☒	3 类区□	4a 类区□	4b 类区□
	评价年度	初期□		近期 ☒		中期□ 远期□	
	现状调查方法	现场实测法 ☒ 现场实测加模型计算法□ 收集资料□					
	现状评价	达标百分比		100%			
噪声源调查	噪声源调查方法	现场实测 ☒ 已有资料 ☒ 研究成果□					
声环境影响预测与评价	预测模型	导则推荐模型 ☒ 其他□_____					
	预测范围	200 m ☒ 大于 200 m□ 小于 200 m□					
	预测因子	等效连续 A 声级 ☒ 最大 A 声级□ 计权等效连续感觉噪声级□					
	厂界噪声贡献值	达标 ☒ 不达标□					
	声环境保护目标处噪声值	达标 ☒ 不达标□					
环境监测计划	排放监测	厂界监测 ☒ 固定位置监测□ 自动监测□ 手动监测□ 无监测□					
	声环境保护目标处噪声监测	监测因子：（ ）		监测点位数（ ）		无监测 ☒	
评价结论	环境影响	可行 ☒ 不可行□					
注：“□”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项。							