

卫星油田卫 20 西区块扶余油层开发扩大试验产
能建设工程项目

环境影响报告书

建设单位：安达市庆新油田开发有限责任公司

编制单位：湖南葆华环保科技有限公司

编制日期：2025 年 8 月

目 录

1 概述	1
1.1 项目由来	1
1.2 项目特点	2
1.3 环境影响评价工作过程	6
1.4 分析判定相关情况	8
1.5 关注的主要环境问题及环境影响	40
1.6 环境影响评价主要结论	44
2 总则	45
2.1 评价目的	45
2.2 评价原则	45
2.3 编制依据	45
2.4 环境影响识别与评价因子筛选	49
2.5 评价标准	54
2.6 评价等级及评价范围	62
2.7 环境保护目标	77
3 建设项目工程分析	80
3.1 现有工程分析	80
3.2 项目概况	89
3.3 开发区块概况	89
3.4 工程组成	92
3.5 开发方案	100
3.6 主要建设内容	102
3.7 场地布置及土地利用	120
3.8 施工方式	122
3.9 施工进度及时序	125
3.10 设备及物料消耗	125
3.11 依托工程分析	127
3.12 建设项目工程分析	132
3.13 清洁生产分析	160
4 环境现状调查与评价	164
4.1 自然环境状况	164
4.2 环境保护目标调查	172
4.3 环境质量现状调查与评价	174
4.4 区域污染源调查	214
5 环境影响预测与评价	217
5.1 大气环境影响预测与评价	217
5.2 地表水环境影响评价	233
5.3 地下水环境影响预测与评价	236
5.4 声环境影响预测与评价	252

5.5 固体废物环境影响分析	257
5.6 生态环境影响评价	261
5.7 土壤环境影响预测与评价	268
5.8 环境风险分析	271
6 环境保护措施及其可行性论证	284
6.1 污染防治措施	284
6.2“三同时”项目一览表	315
7 环境影响经济损益分析	320
7.1 环境损失费估算	320
7.2 环保投资估算及环境效益分析	320
7.3 环境经济损益分析结论	322
8 环境管理与监测计划	323
8.1 HSE 管理体系的建立和运行	323
8.2 环境监控	324
8.3 占地审批流程	333
9 环境影响评价结论	335
9.1 建设项目概况	335
9.2 环境质量现状评价结论	335
9.3 环境影响分析和污染防治措施可行性结论	336
9.4 公众意见采纳情况	339
9.5 环境经济损益分析结论	340
9.6 环境管理与监测计划结论	340
9.7 综合评价结论	340
附表	341
附表 1: 建设项目大气环境影响评价自查表	341
附表 2: 建设项目环境风险评价自查表	342
附表 3: 建设项目土壤环境影响评价自查表	343
附表 4: 地表水自查表	344
附表 5: 生态影响评价自查表	346
附表 6: 声环境影响评价自查表	347

1 概述

1.1 项目由来

安达市庆新油田开发有限责任公司卫星油田位于黑龙江省大庆市和安达市境内，大庆长垣太平屯油田以东，松辽盆地北部中央坳陷区三肇凹陷过渡的斜坡区，东邻升平油田，南接宋芳屯油田，西接杏树岗油田。卫星油田矿权名称为《黑龙江省松辽盆地卫星油田开采》，采矿许可证号 0200000720190，矿权面积 286.823km²。随着卫星油田原油含水率升高和产油量自然递减，产量呈逐年下降的态势。

为了缓解卫星油田产量逐年递减的情况、改善开发效果，实现区域持续稳定，安达市庆新油田开发有限责任公司决定在大庆市红岗区杏树岗镇兴隆岭村西南侧实施卫星油田卫 20 西区块扶余油层开发扩大试验产能建设工程项目。

本项目为老区增产项目，项目占地范围内不涉及国家公园、自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、海洋特别保护区、永久基本农田、基本草原、自然公园、重要湿地、天然林、重点保护野生动物栖息地、重点保护野生植物生长繁殖地、重要水生生物的自然产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场、水土流失重点预防区、沙化土地封禁保护区、封闭及半封闭海域、以及以居住、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。根据《大庆市水土保持规划》（2015~2030 年），本项目位于水土流失重点治理区，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）》（部令第 16 号），判定本项目为“五、石油和天然气开采业-07、陆地石油开采 0711”中“涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）”，应编制环境影响报告书。

根据 2017 年 7 月 16 日《国务院关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》（中华人民共和国国务院令 第 682 号）、《中华人民共和国环境影响评价法》、《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》（生态环境部部令第 16 号）及《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函[2019]910 号）等法律法规，为保证建设项目与环境保护协调发展，从环境保护角度评价建设项目的可行性，安达市庆新油田开发有限责任公司委托湖南葆华环保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《卫星油田卫 20 西区块扶余油层开发扩大试验产能建设工程项目环境影响

报告书》。

1.2 项目特点

1.2.1 项目建设内容介绍

本项目为陆地石油开采项目，建设内容包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程、采油工程、油气集输工程、注水工程、道路工程、公用工程等。本项目新钻井 7 口，均为定向井，单井完钻垂深为 1860m~1887m，单井钻井进尺为 1877m~1934m，总进尺 13318m，7 口新钻井均安排基建。压裂并基建油水井 7 口，其中油井 6 口、注水井 1 口，形成丛式井平台 1 座。站外集油系统采用单管环状掺水集油工艺，新建单井集油掺水管道 0.6km。注水系统采用单干管多井配水工艺，新建单井注水管道 0.3km。项目配套建设供配电、道路等辅助工程，预计建成原油产能 $0.45 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

1.2.2 现有区块开发简介

本项目位于卫星油田卫 20 西区块，卫星油田位于黑龙江省大庆市和安达市境内，大庆长垣太平屯油田以东，东邻升平油田，南接宋芳屯油田，西接杏树岗油田。卫 20 西区块位于卫星油田西北侧，地处大庆市红岗区与绥化市安达市交界处。

庆新油田扶余油层经历了两个开发阶段：2006 年~2010 年为弹性开发阶段，2011 年~2024 年为注水和弹性开发阶段，卫 2-J53-26 井区 2011 年开始注水，2016 年芳 27-4 井实施 1 注 6 采同步注水先导试验，由于该区油井压裂投产、油井产量较高，2017 年产量和采油速度达到最高，之后因注水受效滞后等原因产量有所下降，2019 年随着加大注水油井逐渐受效，之后产量回升，2021 年来注水相对稳定，产量也相对稳定。

卫 20 西区块进行过 2 次产能开发，开发层位为葡萄花油层。2018 年 9 月，编制了《卫星油田卫 2-44-17 区块产能建设工程环境影响报告表》，于 2018 年 10 月 17 日由大庆市生态环境局（原大庆市环境保护局）进行了批复，批复文号分别为庆环审〔2018〕233 号，并于 2019 年 3 月完成自主验收，该项目实际建设 8 口油水井，其中 6 口油井、2 口转注井，形成 2 座平台及 3 口独立井，同时扩建 2-8 注配间配水阀组 2 套，新建井集油掺水管道 4.62km、注水单井支线 1.23km、10KV 供电线路 0.5km、通井路 0.25km，建成后实际产能 $0.29 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

2021 年 4 月，编制了《庆新油田 2021 年产能建设地面工程环境影响报告书》，于 2021 年 6 月 15 日由绥化市生态环境局进行了批复，批复文号分别为绥环审〔2021〕6

号，并于 2024 年 4 月完成自主验收，该项目实际建设油水井 45 口，其中油井 35 口、注水井 5 口、转注井 5 口，形成丛式井场 6 座、独立井井场 20 座，配套建设油水管道、电力、道路系统等工程，建成后实际产能 $2.28 \times 10^4 \text{t/a}$ ，该项目涉及卫 20 西区块的仅 1 口油井。卫 20 西区块内其它已建的油水井均为 2002 年之前建设，无环保手续。

目卫 20 西区块未开发扶余油层，仅开发了葡萄花油层，截至目前，卫 20 西区块共有运行的油水井 16 口，其中油井 10 口，平均单井日产油 3.9t，综合含水 37.8%，年产油 $0.58 \times 10^4 \text{t}$ 。注水井 6 口，平均单井日注水 18m^3 ，年注水 $3.3 \times 10^4 \text{m}^3$ 。

1.2.3 项目选址

本项目选址位于大庆市红岗区杏树岗镇兴隆岭村西南侧，项目新增总占地面积为 1.809hm^2 ，其中永久占地面积为 0.309hm^2 ，临时占地面积为 1.5hm^2 ，占地类型为草地（非基本草原）。

根据《黑龙江省国土空间规划（2021-2035 年）》、《大庆市国土空间总体规划（2021-2035 年）》，以及黑龙江省生态环境分区管控数据应用平台和黑龙江省生态保护红线分布图，本项目占地范围内不涉及国家公园、自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、海洋特别保护区、永久基本农田、基本草原、自然公园、重要湿地、天然林、重点保护野生动物栖息地、重点保护野生植物生长繁殖地、重要水生生物的自然产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场、水土流失重点预防区、沙化土地封禁保护区、封闭及半封闭海域、以及以居住、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，项目周边分布有兴隆岭村等村屯，项目区域周边地表水体主要为七十二号泡。

根据《大庆市水土保持规划》（2015~2030 年），大庆市划定了市级水土流失重点预防区和重点治理区，本项目位于大庆市红岗区杏树岗镇，属于市级水土流失重点治理区。

根据黑龙江省防沙治沙工作领导小组《关于印发<关于贯彻落实《沙化土地封禁保护修复制度方案》的实施意见>的通知》，大庆市红岗区属于沙化土地所在县（区），当重点增加、恢复和保护林草植被，治理土地沙化和草原退化、沙化、碱化。

1.2.4 工艺特点

本项目施工期包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程、采油工程、油气集输工程、注水工程及其它配套辅助工程等。钻前工程及钻井工程包括钻前准备、钻进、录井、测井、固井、完井，储层改造工程主要为射孔、压裂。采油工程主要为安装井口设备，油气集输

工程主要为新建集油掺水管线，注水工程主要包括新建注水井口、注水管线等，其它配套辅助工程包括道路工程、供配电工程等。

本项目运营期基建油井采出液经新建集油管线接入已建集油阀组间，已建卫 1 联转油脱水站接纳集油阀组间来液，经油水气分离、计量后，油气分离产生的油田伴生气（湿气）进入天然气除油干燥装置进行脱水和除油，处理后的伴生气（干气）用于本站加热炉自耗，净化油外输，产生的含油污水管输至已建卫 1 联含油污水处理站处理达到《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后管输至已建 2-8 集油配水间，经增压后回注于新建注水井，用于注水驱油。

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

1.2.5 产污特点及措施

1.2.5.1 施工期

（1）本项目施工过程中产生的废水主要为钻井废水、压裂返排液、试压废水、生活污水。钻井废水与废钻井液、钻井岩屑、废射孔液排入井场钢制泥浆槽中，由井场撬装式板框压滤无害化处理装置处理后，压滤水由施工单位拉运至宋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，压滤泥饼由施工单位拉运至大庆市第五建筑工程公司进行综合利用；压裂返排液由罐车拉运至卫一联压裂返排液处理装置处理，分离出污水经卫 1 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卫 1 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，定期清掏外运堆肥处理，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防渗旱厕，定期清掏外运堆肥处理。

（2）本项目施工过程中产生的废气主要为施工扬尘、施工车辆排放的尾气、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。

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

（4）施工过程中产生的废钻井液、钻井岩屑、废射孔液排入井场钢制泥浆槽中，由井场撬装式板框压滤无害化处理装置处理后，压滤水由施工单位拉运至宋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，压滤泥饼由施工单位拉运至大庆市第五建筑工程公司进行综合利用；施工废料、膨润土等废包装袋、非含油废防渗布集中收集暂存在井场设置的钢制垃圾桶内，由施工单位拉运至第八采油厂工业固废填埋场处理；生活垃圾统一收集后拉运至安达市生活垃圾填埋场处理。

1.2.5.2 运营期

（1）运营期产生的废气主要为油气集输过程中产生的非甲烷总烃、温室气体、依托场站油气处理加热炉产生的烟气。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，井场及依托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；依托的卫 1 联转油脱水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 15m 的烟囱高空排放，加热炉排放的废气能够达到《工业炉窑大气污染物排放标准》（GB9078-1996）表 2 中的二级标准及表 3 中无组织排放烟尘最高允许浓度限值要求。

（2）本项目运营期产生的废水主要为油田采出水、作业污水、洗井污水，最终均进入卫 1 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) 本项目运营期噪声源主要来自抽油机机械噪声。井场抽油机等发声设备尽可能选用低噪声设备；注意对设备的维护保养，保证设备保持在最佳运行状态，降低噪声源强度。采取以上措施后井场厂界噪声能够达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2 类标准的要求。

(4) 项目运营期产生的固体废物主要有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，委托大庆博昕晶化科技有限公司处理，处理后的泥渣满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》(DB23/T3104-2022) 表 1 中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路；含油废防渗布经收集后暂存于安达市庆新油田开发有限责任公司危废贮存库，定期委托有资质单位处理。

1.2.5.3 退役期

(1) 本项目退役期管线内介质均由压缩空气吹扫至后续集输管线进入集输系统处理。退役期施工人员产生的生活污水排入附近计量间或场站已建防渗旱厕，定期清掏外运堆肥处理。

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

(3) 本项目退役管线两段封堵后直埋处理，退役期拆除的废旧设备全部回收至安达市庆新油田开发有限责任公司物资库。封井建筑垃圾统一收集后拉运至建筑垃圾调配场处理。生活垃圾统一收集后拉运至安达市生活垃圾填埋场处理。

1.3 环境影响评价工作过程

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

第一阶段：首先，收集分析工程技术文件以及相关基础资料，依据《建设项目环境影响评价分类管理名录(2021 年版)》(部令第 16 号) 规定，确定卫星油田卫 20 西区块扶余油层开发扩大试验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 & 导则要求分析确定：本项目大气环境影响评价工作等级为一级；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并

场及场站为二级，集输管线为三级；生态环境影响评价工作等级为三级；土壤环境影响评价工作等级井场及场站为一级，集输管线为二级，环境风险环境影响评价工作等级为简单分析。并以此确定评价范围和评价标准，制定了评价工作方案。

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

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

具体环境影响评价工作程序见图 1.3-1。

2025 年 7 月 30 日，安达市庆新油田开发有限责任公司委托湖南葆华环保科技有限公司编制《卫星油田卫 20 西区块扶余油层开发扩大试验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》、《环境影响评价公众参与办法》及建设项目环境影响评价的相关规定开展项目的公众参与工作并单独出具环境影响评价公众参与说明。公众参与工作采用网络公示、报纸公示以及张贴公告等相结合的方式进行。本项目首次环境影响评价信息公开之日为 2025 年 8 月 3 日（黑龙江环保技术服务网），征求意见稿公示日期为 2025 年 8 月 29 日~9 月 11 日（黑龙江环保技术服务网），报纸第一次公告日期为 2025 年 9 月 3 日（大庆油田报），报纸第二次公告日期为 2025 年 9 月 10 日（大庆油田报），现场张贴公示日期为 2025 年 8 月 29 日~9 月 11 日，公示地点为评价范围内村屯，并于 2025 年 9 月 12 日在黑龙江环保技术服务网公开发布平台进行卫星油田卫 20 西区块扶余油层开发扩大试验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。

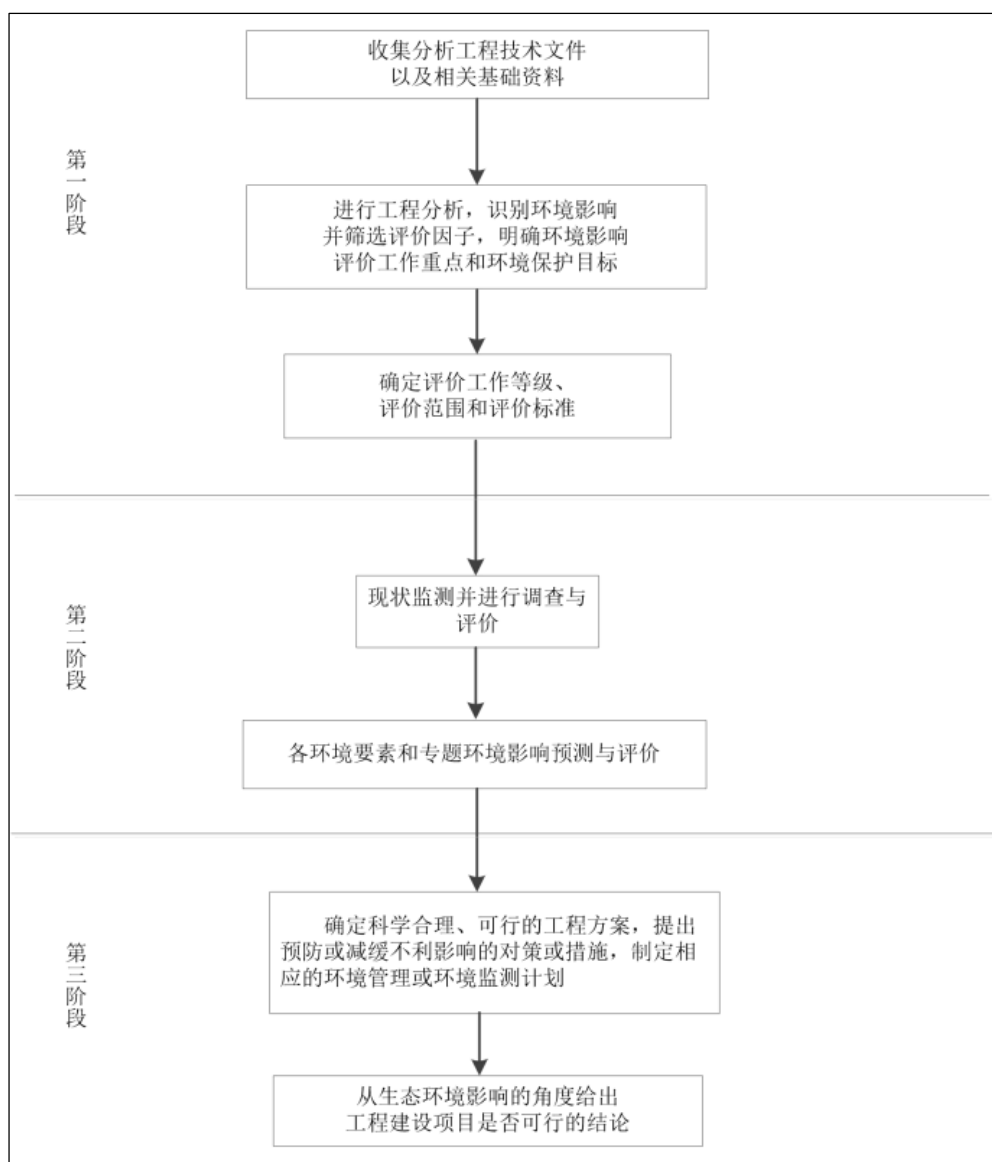


图 1.3-1 建设项目环境影响评价工作程序图

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）》，本项目属于鼓励类“七、石油天然气”中“1.石油天然气开采：常规石油、天然气勘探与开采”，因此，本项目建设符合国家的产业政策。

1.4.2 相关规划符合性分析

1.4.2.1 与《黑龙江省主体功能区划》符合性分析

本项目位于大庆市红岗区杏树岗镇兴隆岭村西南侧，根据《黑龙江省主体功能区规划》，大庆市红岗区属于国家级重点开发区域，且项目开发区域不属于限制或禁止开发区，大庆市的功能定位为全国重要的能源、石化、医药和重型装备制造基地，区域性的农产品

加工和生物产业基地，东北地区陆路对外开放的重要门户。本项目属于油田开发项目，符合“全国重要的能源、石化、医药和重型装备制造基地”，且第八章第二节能源开发利用中明确：“在大庆及周边地区，加大石油勘探开发力度，实施老油田二次开发工程和三次采油工程，稳定石油产量”。第三节主要矿产资源开发利用中明确：“鼓励开采石油、天然气、煤层气、地热、油页岩、铁、铜、铅、锌、岩金、铂、钯、水泥用大理岩、含钾岩石、熔炼水晶、玻璃用硅质原料、珍珠岩、陶粒用原料、岩棉用玄武岩、透辉石岩、饰面石岩等矿产资源”，本项目属于大庆油田陆地石油开采项目，符合《黑龙江省主体功能区规划》要求。

本项目与黑龙江省主体功能区位置关系见图 1.4-1。



图 1.4-1 本项目与黑龙江省主体功能区位置关系图

1.4.2.2 与《黑龙江省生态功能区划》符合性分析

根据《黑龙江省生态功能区划》，本项目所在区域位于I—6—1—2 大庆地区矿业与土壤保持生态功能区。该区位于大庆市，面积 5170km²，该功能区的主要生态系统服务功能为沙漠化控制、植被保护、生物多样性保护、石油开采。

本项目属于油田开发项目，建成后新增总占地面积为 1.809hm²，其中永久占地面积为 0.309hm²，临时占地面积为 1.5hm²，占地类型为草地（非基本草原），占地面积不大。

项目施工结束后对临时占地进行恢复，对永久占地进行补偿，且运营期作业均在井场永久占地内进行，不会造成大面积的土地退化，项目的建设不会对区域生态功能产生明显影响，在项目实施过程中，应加强防沙治沙措施的实施，如尽量减少施工作业范围，施工过程中力求做到挖填平衡，施工结束后对破坏的土地进行平整并覆土压实，及时进行植被恢复等，本项目的建设不会对区域生态功能产生明显影响，满足该区域生态系统服务功能需求。因此，本项目符合《黑龙江省生态功能区划》的要求。



图 1.4-2 本项目与《黑龙江省生态功能区划》位置关系图

1.4.2.3 与国土空间总体规划符合性分析

根据《大庆市国土空间总体规划（2021-2035 年）》，大庆市的城市性质为：我国重要的石油、石化工业基地，哈长城市群区域中心城市，引领资源型城市转型发展的工业强

市。城市职能为：能源安全重要保障基地，绿色化工产业及研发基地，新兴装备制造基地，大庆精神、铁人精神教育基地，东北百湖生态城市。

根据《红岗区国土空间总体规划（2021-2035 年）》，红岗区的城市性质为：大庆市重要的石油、天然气生产和服务基地，大庆市南部综合型中心城镇、现代高效农业服务中心、油田生态治理技术推广服务中心。城市职能为：打造油田强区、天然气强区、工业强区，建设近郊农业特色区、新型工业核心区、商贸物流集聚区、生态宜居功能区、地企融合发展区。规划中第四章-第二节-第 29 条指出：突出红岗区石油城市的特点，优先满足延长油田稳产开发的需要，兼顾适应新兴产业和综合经济的发展需要，为红岗区可持续发展和永续繁荣奠定坚实基础。衔接大庆市级国土空间规划总体空间格局中的“大长”城镇发展次轴、油气资源开发利用区和南部粮食主产区布局，统筹考虑红岗区主要城镇分布和区域联系通道，规划建立“一心两带、三廊三区”的国土空间总体格局。

本项目为陆地石油开采项目，位于《红岗区国土空间总体规划（2021-2035 年）》中的矿产能源发展区，符合城市职能中“能源安全重要保障基地”要求，同时本项目开发区域不在耕地和永久基本农田、生态保护红线、城镇开发边界、历史文化保护线内。本项目施工期间应划定施工活动范围，严格控制施工作业面积。针对临时占地应剥离占地内 0.3m 的表土，采用分层开挖，分层堆放，暂存于占地内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，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 1.5hm²；对永久占用草地按照规定进行经济补偿，补偿面积 0.309hm²。

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第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》中提出：保障国家能源安全。当好标杆旗帜，建设百年油田，推进大庆油田常规油气资源稳油增气，建立地企共建共享机制，加快大庆页岩油气开发产业化商业化步伐，到 2025 年油气产量当量达到 4500 万吨以上，巩固石油大省地位。

《大庆市国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》第三章中提出加快体制机制创新，全力推动百年油田建设。力争到 2025 年，大庆油田国内外油气产量当量达到 4500 万吨以上，天然气产量 70 亿立方米，有效保障国家油气安全稳定供应，肩负起“当好标杆旗帜、建设百年油田”的政治责任。支持油田打好提质增效攻坚战，服务保障油田产能建设，加强油田产能规划与大庆城市总体规划、国土空间规划等统筹衔接，支持拓宽油田勘探开发空间，保障生产建设用地。为油田开辟政务服务“绿色通

道”，优化简化油田产能项目在环保、安全等方面审批流程，压缩审批时限。全力服务保障油田，重点围绕长垣、长垣外围地区，做好加强勘探增资源、提高长垣采收率、有效动用难采储量、加快发展天然气产业四篇文章，实现油田可持续发展。

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

1.4.2.5 与《黑龙江省“十四五”生态环境保护规划》符合性分析

本项目与《黑龙江省“十四五”生态环境保护规划》符合性分析见表 1.4-1。

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

序号	相关要求	符合性分析	符合性
1	推进扬尘精细化管控。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））。运营期井场抽油机等发声设备尽可能选用低噪声设备；注意对设备的维护保养，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	符合

		噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）2 类标准要求。	
4	对涉及有毒有害物质可能造成土壤污染的建设项目，依法进行环境影响评价，按规划定提出并落实防腐蚀、防渗漏、防遗撒等土壤污染防治具体措施。	本项目针对工程可能发生的土壤污染，按照“源头控制、末端防治、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全阶段进行控制。	符合
5	防范工矿企业新增土壤污染。动态更新土壤污染重点监管单位名录，监督全面落实土壤污染防治义务，依法纳入排污许可管理。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。	安达市庆新油田开发有限责任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》中相关规定。

1.4.2.6 与《黑龙江省“十四五”黑土地保护规划》符合性分析

本项目与《黑龙江省“十四五”黑土地保护规划》符合性分析见表 1.4-2。

表 1.4-2 本项目与《黑龙江省“十四五”黑土地保护规划》相关要求符合性

序号	相关要求	符合性分析	符合性
1	严控耕地保护红线。实行最严格的耕地保护制度，划定耕地保护红线和永久基本农田控制线，严格落实耕地占补平衡、易地补充耕地、土地复垦等政策，确保完成规划期内黑土耕地保有量和永久基本农田保护任务。	本项目为陆地石油开采项目，属于国家能源建设项目，项目新增占地类型为草地，不占用黑土耕地。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。对永久占用占用的草地进行占地补偿，对临时占用的草地在施工结束后恢复地表植被，不会对周边黑土耕地产生影响。	符合
2	严格国土空间用途管制。划定一般农业区，把优质黑土耕地优先划入一般农业区。制定用途管制规则，实行严格的用途管制，严控非农建设用地规模，尽量少占优质黑土地。强化对占用黑土地的管控约束，使得城镇发展等非农建设尽量避让优质黑土地。	本项目施工过程中，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。	符合
3	严格土地执法。建设项目占用耕地	本项目占用草地，不新增占用耕地，施工前	符合

	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。	应剥离临时占地内 0.3m 的表土，剥离的表土暂存于施工井场或管线两侧的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，表土剥离临时堆放区周围设置排水沟等措施防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，施工结束后，剥离的表土全部回填，并恢复地表植被。	
4	实施耕地深松轮作。推行深松（翻）整地，打破犁底层，增加土壤通透性和耕层厚度，建立“土壤水库”，提高土壤抗旱防涝、蓄水保墒能力，实现春旱秋防。	对于临时占地采取分层开挖、分层堆放方式，剥离占地内 0.3m 的表土，并对剥离表土采取苫布遮盖、定期洒水抑尘措施，施工结束后及时用于回填，分层回填压实，恢复地表植被。	符合

由上表可知，本项目符合《黑龙江省“十四五”黑土地保护规划》中相关规定。

1.4.2.7 与《大庆市“十四五”生态环境保护规划》符合性分析

本项目与《大庆市“十四五”生态环境保护规划》符合性分析见表 1.4-3。

表 1.4-3 本项目与《大庆市“十四五”生态环境保护规划》相关要求符合性

序号	相关要求	符合性分析	符合性
1	推进扬尘精细化管理。全面推行绿色施工，严格落实施工工地扬尘管控责任，加强施工扬尘监管执法。推进低尘机械化湿式清扫作业，加大城市出入口、城乡结合部等重要路段冲洗保洁力度，渣土车实施全密闭运输，强化绿化用地扬尘治理。城市裸露地面、粉粒类物料以及干散货物料堆场，全面完成抑尘设施建设和物料输送系统封闭改造，鼓励有条件的堆场实施全封闭改造。	①运输道路、施工场地干燥时洒水抑尘。②运料车辆在运输时，车辆应当采取苫布遮盖措施。③土方开挖应采取遮盖、围挡、洒水等防尘措施。④控制施工作业带宽度，避免因施工开挖加剧土地沙漠化和水土流失。⑤施工结束后，应及时进行施工场地的清理，清除积土、堆物。	符合
2	在制定国土空间规划及交通运输等相关规划时，合理划定防噪声距离，明确规划设计要求。因特殊需要必须连续作业的，必须按照法律规定取得证明，并公告附近居民。鼓励采用低噪声施工设备和工艺。依法将工业企业噪声纳入排污许可管理，严厉查处工业企业噪声排放超标扰民行为。加强对文化娱乐、商业经营中社会生活噪声热点问题日常监管和集中整治。到	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））。运营期井场抽油机等发声设备尽可能选用低噪声设备；注意对设备的维护保养，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	符合

	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。	噪声排放标准》（GB 12348-2008）2 类标准要求。	
3	严控耕地保护红线。实行最严格的耕地保护制度，对黑土耕地全面进行管控。落实“三线一单”生态环境分区中与耕地相关管控要求。推广保护性耕作模式。 强化黑土耕地保护的监督管理。落实属地监督管理责任，实行黑土耕地动态监管、日常巡查。 加快耕地水土流失综合治理。坚持山水林田湖草沙冰系统治理、综合治理，减轻风蚀水蚀，防治水土流失。	本项目占用草地，不新增占用耕地，施工前应剥离临时占地内 0.3m 的表土，剥离的表土暂存于施工井场或管线两侧的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，表土剥离临时堆放区周围设置排水沟等措施防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，施工结束后，剥离的表土全部回填，并恢复地表植被。	符合
4	推进地下水污染综合防治。建立地下水污染防治管理和环境监测体系，建设地下水信息平台。加强地下水污染与地表水、土壤等共生环境协同防治。全面开展地下水污染分区防治，提出地下水污染分区防治措施，实施地下水污染源分类监管。推进地下水重点污染源风险防控，开展试点示范。 配合生态环境部和省生态环境厅建立地下水环境监测网。2025 年年底前，按照国家和行业相关监测、评价技术规范，开展地下水环境监测。	本项目针对施工井场、拟建管线、井场采取了分区防渗措施，并在区域内布置 3 口潜水跟踪监测井及 1 口承压水跟踪监测井，定期进行跟踪监测。	符合
5	推进重点产废单位“减量化、资源化、无害化”工作。抓好油田采油环节各类固废的源头减量、分类处置工作。加快构建与产生量相匹配处理规模的水基钻井泥浆综合利用项目。进一步推进历史遗留固体废物的排查整治，通过拓展工业固体废物的综合利用渠道和效率，最终实现产业绿色转型。	施工过程中产生的废钻井液、钻井岩屑、废射孔液排入井场钢制泥浆槽中，由井场撬装式板框压滤无害化处理装置处理后，压滤水由施工单位拉运至宋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，压滤泥饼由施工单位拉运至大庆市第五建筑工程公司进行综合利用；施工废料、膨润土等废包装袋、非含油废防渗布	符合

		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；生活垃圾统一收集后拉运至安达市生活垃圾填埋场处理。项目运营期产生的含油污泥及落地油全部回收，委托大庆博昕晶化科技有限公司处理，处理后的泥渣满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）表1中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路；含油废防渗布经收集后暂存于安达市庆新油田开发有限责任公司危废贮存库，定期委托有资质单位处理。	
--	--	---	--

1.4.2.8 与《大庆市水土保持规划》（2015~2030年）符合性分析

根据《大庆市水土保持规划》（2015~2030年），大庆市划定了市级水土流失重点预防区和重点治理区，本项目位于大庆市红岗区杏树岗镇兴隆岭村西南侧，属于水土流失重点治理区。本项目开发区域与水土保持重点治理区和重点预防区位置关系见附图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0.3m的表土，采用分层开挖，分层堆放，暂存于占地内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，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	符合

		的表土在施工结束后分层回填,并及时恢复地表植被。	
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”。	本项目运营期生产废水进入卫 1 联合油污水处理站处理,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。

1.4.3 相关政策符合性分析

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

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

表 1.4-5 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》符合性分析

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	油气开采项目(含新开发和滚动开发项目)原则上应当以区块为单位开展环评(以下简称区块环评),一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险,提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影	本项目为现有卫 20 西区块进行开发,属于滚动开发区块建设项目。卫 20 西区块共有运行的油水井 16 口,其中油井 10 口,注水井 6 口,目前区块产能 $0.58 \times 10^4 \text{t/a}$ 。区块内现有场站为 2-8 集油配水间,周边可依托场站为卫 1 联合站。本项目新钻井基建油水井 7 口,并配套建设集油、注水、供配电、道路等配套工程,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 章节中详述了卫 20 西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、依托场站加热炉废气;	符合

	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。	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、油田采出水最终经卫 1 联合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，定期清掏外运堆肥处理；噪声主要来自抽油机及场站各类机泵噪声；固废主要为油水井作业产生的落地油、含油废防渗布、场站生活垃圾等，落地油委托大庆博昕晶化科技有限公司处理，处理后的泥渣满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）表 1 中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路；含油废防渗布经收集后暂存于安达市庆新油田开发有限责任公司危废贮存库，定期委托有资质单位处理；生活垃圾统一收集后拉运至安达市生活垃圾填埋场处理。区域内生态恢复良好，未发现生态环境问题和环境风险隐患。 明确了现有区块的污染物排放情况，依托设施转油站、脱水站、污水站、含油污泥处理站的依托可行性及其污染物产生及排放情况，各依托设施均可有效依托。	
2	确定产能建设规模后，原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的，可以纳入区块环评。自 2021 年 1 月 1 日起，原则上不以单井形式开展环评。	本项目为油田产能建设项目，不为勘探项目，本项目拟新钻井基建油水井 7 口，不以单井形式开展环评。	符合
3	涉及向地表水体排放污染物的陆地油气开采项目，应当符合国家和地方污染物排放标准，满足重点污染物排放总量控制要求。	本项目施工期及运营期废水均不外排。	符合
4	涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当	项目运营期产生的废水最终均经卫 1 联合油污水处理站处理达标后回注油层，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

	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。		
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。	符合
6	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式处理和综合利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。	项目施工期产生的钻井废水、废钻井液、钻井岩屑、废射孔液排入井场钢制泥浆槽中，由井场撬装式板框压滤无害化处理装置处理后，压滤水由施工单位拉运至宋一联合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，压滤泥饼由施工单位拉运至大庆市第五建筑工程公司进行综合利用。运营期含油污泥、落地油全部回收，委托大庆博昕晶化科技有限公司处理，处理后的泥渣满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）表1中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路；含油废防渗布属于危险废物，经收集后暂存于安达市庆新油田开发有限责任公司危废贮存库，定期委托有资质单位处理。	符合
7	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。	施工期井场、管线均在临时用地内进行施工，施工采用人工开挖和机械开挖相结合的方式。环评中已提出草地的保护措施，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。	安达市庆新油田开发有限责任公司现有《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2025年3月25日在绥化市安达生态环境局进行了备案，备案编号为 231281-2025-014-L。	符合

由上表可知，本项目符合《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》中要求。

1.4.3.2 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性判定

本项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》（环保部公告 2012 年第 18 号）符合性分析见表 1.4-7。

表 1.4-7 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。安达市庆新油田开发有限责任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卫一联压裂返排液处理装置处理，分离出污水经卫 1 联合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卫 1 联合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15m的烟囱排放。
9	应设立地下水水质监测井，加强对油气田地下水水质的监控，防止回注过程对地下水造成污染。	符合。在本项目区域上游、区域内、区域下游各布设3口潜水跟踪监测水井，在区域内布设1口承压水跟踪监测井，定期对地下水进行跟踪监测。
10	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排。	符合。钻井废水排入井场钢制泥浆槽中，由井场撬装式板框压滤无害化处理装置处理后，压滤水由施工单位拉运至宋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，压滤泥饼由施工单位拉运至大庆市第五建筑工程公司进行综合利用。作业污水、洗井污水通过罐车回收后拉运至卫1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。
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）及落地油委托大庆博昕晶化科技有限公司处理，处理后的泥渣满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）表1中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路，含油污泥资源化利用率100%。

1.4.3.3 与《中华人民共和国黑土地保护法》的符合性分析

本项目与《中华人民共和国黑土地保护法》相关要求符合性分析详见表1.4-9。

表 1.4-9 与《中华人民共和国黑土地保护法》符合性分析

序号	相关要求	符合性分析	结论
1	建设项目不得占用黑土地；确需占用的，应当依法严格审批，并补充数量和质量相当的耕地。	本项目永久占地及临时占地类型为草地（非基本草原），不占用黑土耕地，本项目在施工前需要征收土地，应报请相关主管部门同意，取得用地审批。本工程尽可能减少占地，在建设过程中，对临时占地进行表土剥离，施工结束后回填，并恢复地表植被，对永久占地进行补偿。	符合

2	建设项目占用黑土地的，应当按照规定的标准对耕作层的土壤进行剥离。剥离的黑土应当就近用于新开垦耕地和劣质耕地改良、被污染耕地的治理、高标准农田建设、土地复垦等。	对于 1.5hm ² 临时占地，施工前应剥离占地内 0.3m 的表土，采用分层开挖，分层堆放，暂存于占地内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，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，对占用的草地进行植被恢复（自然恢复 2-3 年），对 0.309hm ² 永久占地进行补偿。	符合
---	---	--	----

在采取以上措施后，本项目符合《中华人民共和国黑土地保护法》中要求。

1.4.3.4 与《黑龙江省黑土地保护利用条例》符合性分析

本项目与《黑龙江省黑土地保护利用条例》符合性分析见表 1.4-10。

表 1.4-10 本项目与《黑龙江省黑土地保护利用条例》相关要求符合性一览表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	黑土地保护利用实行土地用途管制制度。严格限制农用地转为建设用地，严格控制耕地转为非耕地，禁止违法占用耕地。	本项目永久占地及临时占地类型为草地（非基本草原），不占用黑土耕地，本项目在施工前需要征收土地，应报请相关主管部门同意，取得用地审批。本工程尽可能减少占地，在建设过程中，对临时占地进行表土剥离，施工结束后回填，并恢复地表植被，对永久占地进行补偿。	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、废射孔液排入井场钢制泥浆槽中，由井场撬装式板框压滤无害化处理装置处理后，压滤水由施工单位拉运至宋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，压滤泥饼由施工单位拉运至大庆市第五建筑工程公司进行综合利用；压裂返排液由罐车拉运至卫一联压裂返排液处理装置处理，分离出污水经卫 1 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卫 1 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，定期清掏外运堆肥处理，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防	符合

		渗旱厕，定期清掏外运堆肥处理。 运营期产生的油田采出水、作业污水、洗井污水最终均进入卫 1 联合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、落地油委托大庆博昕晶化科技有限公司处理，处理后的泥渣满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）表 1 中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路；含油废防渗布经收集后暂存于安达市庆新油田开发有限责任公司危废贮存库，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。	本项目永久占地及临时占地类型为草地（非基本草原），不占用黑土耕地，为避免事故状态下对周边黑土耕地的影响，安达市庆新油田开发有限责任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 2025 年 3 月 25 日在绥化市安达生态环境局进行了备案，备案编号为 231281-2025-014-L，具体见附件 4。	符合
4	建立和完善建设用地增减挂钩机制。 建设项目应当节约、集约使用黑土地，不占或者少占黑土地。	本项目已布置丛式平台井场，减少了占地，本项目永久占地及临时占地类型为草地（非基本草原），不占用黑土耕地，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。对于 1.5hm² 临时占地，施工前应剥离占地内 0.3m 的表土，采用分层开挖，分层堆放，暂存于占地内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，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，对临时占用的草地进行植被恢复（自然恢复 2-3 年），对 0.309hm² 永久占地进行补偿。	符合
5	生产建设活动占用黑土地的，应当按照有关标准、规范和管理规定剥离表土。	本项目永久占地及临时占地类型为草地（非基本草原），不占用黑土耕地，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。对于 1.5hm² 临时占地，施工前应剥离占地内 0.3m 的表土，采用分层开挖，分层堆放，暂存于占地内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，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，对临时占用的草地进行植被恢复（自然恢复	符合

		2-3 年），对 0.309hm ² 永久占地进行补偿。	
--	--	---	--

根据以上分析，本项目符合《黑龙江省黑土地保护利用条例》（2021 年 12 月 23 日发布，自 2022 年 3 月 1 日起施行）中要求。

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

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

本项目施工前临时占地采取剥离占地内 0.3m 的表土，采用分层开挖，分层堆放，暂存于井场或管线两侧内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖、洒水抑尘等措施防止水土流失。针对永久占地按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 4 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）》中要求。

1.4.3.6 与自然资规〔2021〕2 号符合性分析

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

表 1.4-11 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。	本项目占地类型为草地（非基本草原），不占用耕地。对于 1.5hm ² 临时占地，施工前应剥离占地内 0.3m 的表土，采用分层开挖，分层堆放，暂存于占地内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，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，对临时占用的草地进行植被恢复（自然恢	符合

		复 2-3 年。	
2	临时土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《中华人民共和国草原法》符合性分析

本项目与《中华人民共和国草原法》（中华人民共和国主席令第 82 号，2021 年 4 月 29 日修正施行）符合性分析见表 1.4-13。

表 1.4-13 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 0.3m 的表土，采用分层开挖，分层堆放，暂存于占地内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖、洒水抑尘等措施防止水土流失。	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。	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。	
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	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	符合

	单位必须恢复草原植被并及时退还。	内的草地。	
--	------------------	-------	--

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

1.4.3.10 与《黑龙江省草原条例》符合性分析

本项目与《黑龙江省草原条例》（2018 年 6 月 28 日修订施行）符合性分析见表 1.4-14。

表 1.4-14 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、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 0.3m 的表土，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》（2018 年 6 月 28 日修订施行）中要求。

1.4.3.11 与《地下水管理条例》（中华人民共和国国务院令第 748 号）符合性分析

本项目与《地下水管理条例》（中华人民共和国国务院令第 748 号）符合性分析见表 1.4-15。

表 1.4-15 本项目与《地下水管理条例》相关要求符合性一览表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	兴建地下工程设施或者进行地下勘探、采矿等活动，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 2 个潜水跟踪监测点，在区域内布设 1 个承压水跟踪监测点，定期对地下水进行跟踪监测。	符合
2	化学品生产企业以及工业集聚区、矿山开采区、尾矿库、危险废物处置场、垃圾填埋场等的运营、管理单位，应当采取防渗漏等措施，并建设地下水水质监测井进行监测；		

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

1.4.3.12 与黑政办规〔2021〕18号符合性分析

本项目与《黑龙江省人民政府办公厅关于建设占用耕地耕作层土壤剥离利用工作的指导意见（试行）》（黑政办规〔2021〕18号）符合性分析见表1.4-16。

表1.4-16 本项目与黑政办规〔2021〕18号相关要求符合性一览表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	成片开发和城镇批次用地占用耕地的，应在供地前实施耕作层土壤剥离；单独选址项目及其他需要剥离的项目，应在开工建设前按照剥离利用方案要求实施耕作层土壤剥离，并将剥离土壤存储在指定地点或直接输送到再利用场所。耕作层土壤剥离及运输过程中，应采取水土保持和扬尘防治措施，防止土壤和环境污染。土壤存储点的选取应遵循就近存储、易于存放、专人管理的原则，尽量利用废弃土地、闲置建设用地和未利用地，避让永久基本农田和生态保护红线、水源地等敏感区域。土壤存储要采取必要的工程防护和保育措施，防止出	本项目建设占用草地。项目在施工过程中针对临时占地，应剥离占地内0.3m的表土，采用分层开挖，分层堆放，集中暂存于施工井场或管线两侧临时占地内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，表土剥离临时堆放区周围设置排水沟等措施防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，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

	现水土流失、土壤质量退化和安全隐 患。		
--	------------------------	--	--

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

1.4.3.13与《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1.4-17。

表1.4-17 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-30D/1800 型钻机，占地类型主要为草地，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、废射孔液排入井场钢制泥浆槽中，由井场撬装式板框压滤无害化处理装置处理后，压滤水由施工单位拉运至宋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，压滤泥饼由施工单位拉运至大庆市第五建筑工程公司进行综合利用；压裂返排液由罐车拉运至卫一联压裂返排液处理装置处理，分离出污水经卫 1 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卫 1 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，定期清掏外运堆肥处理，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防渗旱厕，定期清掏外运堆肥处理。施工期固废 100%全部处置。施工过程中产生的噪声主要为重型车辆沿途产生的噪声及钻机振动产生的噪声污染。合理安排施工时间，尽量避免大量高噪声设备同时施工；合理布置施工现场，尽量将高噪声机械布置远离环境敏感点一侧，同时，避免在同一地点安排较多的动力机械；选用低噪声设备，平时注意设备维护	符合

	和保养，避免设备不正常运行产生的高噪声；运输车辆选择避开居民点路线，尽量不鸣笛。	
--	--	--

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

本项目与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》符合性分析见表 1.4-18。

表 1.4-18 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》相关要求符合性判定

序号	相关要求	符合性分析	符合性
1	废液、废气、固体废物应建档分类管理，并清洁化、无害化处置，处置率应达到 100%	本项目施工期及运营期废水、固体废物均无害化处置，处置率 100%，运营期油气集输全部采用密闭集油工艺流程，井口安装密封垫，集输管线采用密闭管道，定期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。依托的卫 1 联转油脱水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 15m 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卫 1 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。	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，委托大庆博昕晶化科技有限公司处理，处理后的泥渣满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）表 1 中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路。	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。

1.4.3.15 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 1.4-19。

表 1.4-19 与《空气质量持续改善行动计划》相关要求符合性判定

序号	相关要求	符合性分析	符合性
1	以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，全面贯彻党的二十大精神，深入贯彻习近平生态文明思想，落实全国生态环境保护大会部署，坚持稳中求进工作总基调，协同推进降碳、减污、扩绿、增长，以改善空气质量为核心，以减少重污染天气和解决人民群众身边的突出大气环境问题为重点，以降低细颗粒物（PM _{2.5} ）浓度为主线，大力推动氮氧化物和挥发性有机物（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《普通柴油》（GB252-2015）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。依托的卫1联转油脱水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15m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。

1.4.3.16 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 1.4-20。

表 1.4-20 与《甲烷排放控制行动方案》相关要求符合性判定

序号	相关要求	符合性分析	符合性
1	强化甲烷综合利用。促进油气田放空甲烷排放管控，鼓励企业因地制宜开展伴生气与放空气回收利用，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、温室气体的无组织挥发	符合
---	--	---	----

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

1.4.3 “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和黑龙江省生态保护红线分布图，本项目不在生态保护红线内，且本项目占地内不涉及国家、省、市级自然保护区、自然文化遗产、风景名胜区、文物古迹、饮用水水源保护区、重要湿地等区域，本项目与生态保护红线的位置关系见附图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，本项目位于重点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，本工程具有地下能源分布决定地上选址的特点，充分利用区域内油气资源进行开发建设。本项目部分井位位于优先管控单元。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临时占地应剥离占地内0.3m的表土，采用分层开挖，分层堆放，暂存于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	符合

		抑尘措施，施工结束后分层回填，并及时恢复地表植被。对永久占用草地按照规定进行经济补偿。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》，本项目所在区域位于I—6—1—2 大庆地区矿业与土壤保持生态功能区。该功能区的主要生态系统服务功能为沙漠化控制、植被保护、生物多样性保护、石油开采。本项目属于油田开发项目，建成后新增总占地面积为 1.809hm²，其中永久占地面积为 0.309hm²，临时占地面积为 1.5hm²，占地类型为草地（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。	
重点管控单元	重点管控单元突出污染物排放控制和环境风险防控，按照差别化的生态环境准入要求，优先空间和产业布局，不断提升资源利用效率，强化环境质量改善目标约束，解决局部生态环境质量不达标、生态环境风险高的问题。	本项目施工期施工场地采取及时洒水、临时土方等加盖苫布等遮盖物来控制扬尘排放。施工期钻井废水与废钻井液、钻井岩屑、废射孔液排入井场钢制泥浆槽中，由井场撬装式板框压滤无害化处理装置处理后，压滤水由施工单位拉运至宋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，压滤泥饼由施工单位拉运至大庆市第五建筑工程公司进行综合利用；压裂返排液由罐车拉运至卫一联压裂返排液处理装置处理，分离出污水经卫 1 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卫 1 联含油污	符合

		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，定期清掏外运堆肥处理，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防渗旱厕，定期清掏外运堆肥处理。施工场地噪声采取合理安排施工时间，避免大量高噪声设备同时施工，选用低噪声设备，注意设备维护和保养等措施降低噪声对周边环境的影响。施工废料、膨润土等废包装袋、非含油废防渗布集中收集暂存在井场设置的钢制垃圾桶内，由施工单位拉运至第八采油厂工业固废填埋场处理；生活垃圾统一收集后拉运至安达市生活垃圾填埋场处理。本项目在施工结束后对临时占地进行补偿并恢复，对永久占地进行补偿并平整。 运营期油田采出液采用密闭集输工艺，井口安装密封垫，新建集油管道、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；依托的卫1联转油脱水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15m的烟囱高空排放。运营期作业污水、洗井污水、油田采出水最终进入卫1联含油污水处理站处理达标后回注油层；井场抽油机等发声设备尽可能选用低噪声设备，注意对设备的维护保养，保证设备保持在最佳运行状态，降低噪声源强度。运营期含油污泥及落地油全部回收，委托大庆博昕晶化科技有限公司处理，处理后的泥渣满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）表1中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路；含油废防渗布经收集后暂存于安达市庆新油田开发有限责任公司危废贮存库，定期委托有资质单位处理。 在环境风险防控方面采取加强施工管理、制定岗位操作规程并定期培训学习、实行岗位责任制、制定可行的突发环境事件环境应急预案等措施。采取以上措施可有效解决局部生态环境质量不达标、生态环境风险高的问题。 由以上分析，本项目满足重点管控单元分区管控要求。	
--	--	---	--

1.4.3.2 环境质量底线

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，不会对周边地表水七十二号泡产生影响；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，本项目管线临时占地范围内及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 0.309hm²，临时占地面积 1.5hm²，占地类型为草地（非基本草原），针对永久占地按当地相关规定进行补偿，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 1049.92m³，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 2.97 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。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，本项目位于重点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，本项目位于红岗区一般生态空间、红岗区水环境工业污染重点管控区，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。 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。	符合。 1.本项目属于石油天然气开采行业，不属于有色金属冶炼、焦化等行业企业。 2.本项目不属于钢铁、煤炭、水泥等高耗能高排放项目。 3.本项目不属于有色金属冶炼、石油加工、化工、焦化、电镀、制革等行业企业。 4.本项目不属于高能耗、高物耗、高水耗、低水平重复建设项目，不属于涉危、涉重和其他重大环境风险项目。 5.本项目不涉及种植食用农产品。 6.根据《大庆市人民政府关于调整高污染燃料禁燃区的通告》（庆政规〔2019〕3 号），本项目所在区域不属于禁燃区，且本项目依托场站加热炉采用清洁能源天然气为燃料。 7.本项目依托场站内加热炉以天然气为燃料，并采用低氮燃烧器，不涉及燃煤锅炉使用。 8、本项目依托场站内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。
-----	--------	---	---

	9.严控煤电项目审批，不再核准自备燃煤电厂项目。（关于印发《大庆市深入打好污染防治攻坚战任务清单台账》的通知） 10.严格控制生产和使用高挥发性有机物含量溶剂型涂料、油墨、胶粘剂、清洗剂，提高水性、高固体分、无溶剂、粉末等低挥发性有机物含量产品比重。（关于印发《大庆市深入打好污染防治攻坚战任务清单台账》的通知）	
污染物排放管控	1.2025 年和 2035 年全市大气污染物氮氧化物和 VOCs 重点工程削减量不低于省政府确定的削减量。 2.2025 年和 2035 年全市水污染物化学需氧量和氨氮削减量不低于省政府确定的削减量。到 2025 年，全市地表水体消除劣 V 类，县级城市建成区基本消除黑臭水体。	符合。 1.本项目不属于大庆市大气污染物氮氧化物和 VOCs 重点工程。 2、本项目运营期不新增化学需氧量和氨氮的排放，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 1049.92m³，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 0.309hm²，临时占地面积 1.5hm²，占地类型为草地（非基本草原），针对永久占地按当地相关规定进行补偿，临时占地施工结束后进行生态恢复。 3、井场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 2.97 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	符合。 根据《大庆市人民政府关于调整高污染燃料禁燃区的通告》（庆政规〔2019〕3 号），本项目所在区域不属于禁燃区，且本项目新建加热炉采用清洁能源天然气为燃料。

	其排放的大气污染物达到国家相关标准要求。				
大庆市红岗区生态环境准入清单					
环境管 控单元 编码	环境管 控单元 名称	管控单 元类别	管控要求		本项目符合性分析
ZH230 605100 02	红岗区 一般生 态空间	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。	符合要求。 本项目占地类型为草地（非基本草原），对于临时占地，施工前应剥离占地内 0.3m 的表土，采用分层开挖，分层堆放，暂存于占地内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，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，及时对占用的草地进行植被恢复（自然恢复 2-3 年）。对永久占地进行补偿。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。
ZH230 605200 05	红岗区 水环境 工业污 染重点 管控区	重点管 控单元	空间 布局 约束	1.区域内严格控制高耗水、高污染行业发展。 2.优化产业结构，加快退出落后产能,大力发展战略性新兴产业。 3.根据水资源和水环境承载能力，以水定城、以水定地、以水定人、以水定产。 4.大气环境布局敏感重点管控区同时执行： 1）严控“两高”行业产能。严格执行钢铁、水泥、平板玻璃等行业产能置换实施办法。	符合要求。 1.本项目为陆地石油开采业，不属于高耗水、高污染行业。 2.本项目不属于落后产能。 3.本项目不属于高耗水行业，施工期较少，运营期不新增新鲜水消耗，且施工期及运营期废水均合理处置，满足水资源和水环境承载能力要求。 4.本项目不在大气环境布局敏感重点管控区。

				2)利用水泥窑协同处置城市生活垃圾、危险废弃物、电石渣等固废伴生水泥项目，必须依托现有新型干法水泥熟料生产线进行不扩产能改造。	
		污染 物排 放管 控	1.新建、改建和扩建项目应当优先采用资源利用率高以及污染物产生量少的清洁生产技术、工艺和设备。 2.集中治理工业集聚区内工业废水必须经预处理达到集中处理要求后，方可进入污水集中处理设施。新建、升级工业集聚区应同步规划和建设污水、垃圾集中处理等污染治理设施。 3.大气环境布局敏感重点管控区同时执行： 1)对以煤、石焦油、渣油、重油等为燃料的锅炉和工业炉窑，加快使用清洁低碳能源以及工厂余热、电力热力等进行替代。 2)到 2025 年，在用 65 蒸吨/小时以上的燃煤锅炉（含电力）实现超低排放，钢铁企业基本实现超低排放。	符合要求。 1.本项目布井采用丛式井，不但最大限度减少废物排放，而且减少了井场占地，从而减轻了对土壤、生态及植被的影响。钻井采用水基钻井泥浆，该钻井泥浆基本为无毒性泥浆，作业井场将采用泥浆循环系统及落地油回收系统等环保设施，最大限度地减少废弃泥浆的产生和污染物的排放。 2.本项目运营期产生的废水主要为油田采出水、作业污水、洗井污水，最终均进入卫 1 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，均不外排。 3.本项目不在大气环境布局敏感重点管控区。	
		环境 风险 防控	1.排放《有毒有害水污染物名录》所列有毒有害水污染物的企业事业单位和其他生产经营者，应当对排污口和周边环境进行监测，评估环境风险，排查环境安全隐患，并公开有毒有害水污染物信息，采取有效措施防范环境风险。 2.大气环境布局敏感重点管控区同时执行：禁止在居民区、学校、医疗和养老机构等周边新建有色金属冶炼、焦化等行业企业。	符合。 1.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，最终均进入卫 1 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，废水均不外排。 2.本项目不在大气环境布局敏感重点管控区。	
		资源 利用 效率 要求	高污染燃料禁燃区同时执行： 1.在禁燃区内，禁止销售、燃用高污染燃料；禁止新建、扩建燃用高污染燃料的设施，已建成的，应当在城市人民政府规定的期限内改用天然气、页岩气、液化石油气、电或者其他清洁能源。	符合。 本项目不在高污染燃料禁燃区。	

				2.城市建设应当统筹规划，在燃煤供热地区，推进热电联产和集中供热。在集中供热管网覆盖地区，禁止新建、扩建分散燃煤供热锅炉；已建成的不能达标排放的燃煤供热锅炉，应当在城市人民政府规定的期限内拆除。	
--	--	--	--	---	--

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

本项目位于大庆市红岗区杏树岗镇兴隆岭村西南侧，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、草地，与本项目最近的居住区为兴隆岭村（1 号平台东北侧 590m）。

根据《黑龙江省国土空间规划（2021-2035 年）》、《大庆市市国土空间总体规划（2021-2035 年）》、黑龙江省生态环境分区管控数据应用平台和黑龙江省生态保护红线分布图，本项目占地范围内无国家公园、自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、海洋特别保护区、饮用水源保护区、永久基本农田、基本草原、自然公园（森林公园、地质公园、海洋公园等）、重要湿地、天然林、生态红线管控范围、重点保护野生动物栖息地，重点保护野生植物生长繁殖地，重要水生生物的自然产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道，天然渔场，水土流失重点预防区、沙化土地封禁保护区、封闭及半封闭海域等重要保护目标。同时对照《黑龙江省湿地名录》，本项目占地范围内不涉及湿地。

在选址和布局上根据“地下决定地上，地下顾及地上”的原则，本项目新增总占地面积为 1.809hm²，其中永久占地 0.309hm²，临时占地 1.5hm²，占地类型为草地（非基本草原）。本项目对永久占地缴纳补偿费，对于 1.5hm² 临时占地，施工前应剥离占地内 0.3m 的表土，采用分层开挖，分层堆放，暂存于占地内的表土剥离临时堆放区（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，及时对占用的草地进行植被恢复（自然恢复 2-3 年），采取以上措施，满足占用草地的选址要求。

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《石油天然气工程设计防火规范》（GB 50183-2004）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），本项目所在区域属于水土流失重点治理区，针对可能造成水土流失本项目采取井场平整、压实，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，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，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）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》，本项目所在的红岗区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。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）》，本项目位于重点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，本项目位于红岗区一般生态空间、红岗区水环境工业污染重点管控区，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，减少对草地的占用，并对占地采取生态恢复及补偿措施，把对生态环境的影响降至最小。工程建设对周围的主要环境影响为生态环境影响、大气环境影响、地下水环境影响、声环境影响和固体废物对周围的环境影响。通过环境影响预测与环境影响分析，工程建设实施后，通过采取相应的废气、废水、噪声、固体废物等污染控制措施，周围环境质量均满足相关标准要求，工程建设对周围的环境影响均在可接受的范围。

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

1.5 关注的主要环境问题及环境影响

本项目为陆地石油开采项目，环境影响主要来源于钻井施工、井场建设、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；运营期井场及依托站场无组织挥发的非甲烷总烃、井场抽油机的噪声、含油污泥等对环境产生的影响。

（1）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、温室气体、依托场站油气处理加热炉产生的烟气。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；依托的卫 1 联转油脱水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 15m 的烟囱高空排放，加热炉排放的废气能够达到《工业炉窑大气污染物排放标准》（GB9078-1996）表 2 中的二级标准及表 3 中无组织排放烟尘最高允许浓度限值要求，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、试压废水、生活污水。钻井废水与废钻井液、钻井岩屑、废射孔液排入井场钢制泥浆槽中，由井场撬装式板框压滤无害化处理装置处理后，压滤水由施工单位拉运至宋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，压滤泥饼由施工单位拉运至大庆市第五建筑工程公司进行综合利用；压裂返排液由罐车拉运至卫一联压裂返排液处理装置处理，分离出污水经卫 1 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卫1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；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，定期清掏外运堆肥处理，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防渗旱厕，定期清掏外运堆肥处理。

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，最终均进入卫1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。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、废射孔液等钻井过程中产生的废弃物，运营期可能对地下水产生影响的因素主要为油水井检修作业污水及落地油、洗井污水、油田采出水等。在采取源头控制、过程防控、分区防渗、跟踪监测后对区域的地下水环境影响较小。

（3）声环境

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

本项目运营期噪声源主要来自抽油机机械噪声。井场抽油机等发声设备尽可能选用低噪声设备；注意对设备的维护保养，保证设备保持在最佳运行状态，降低噪声源强度。采取以上措施后井场厂界噪声能够达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》

（GB12348-2008）2类标准的要求。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、生活垃圾等。废钻井液、钻井岩屑、废射孔液排入井场钢制泥浆槽中，由井场撬装式板框压滤无害化处理装置处理后，压滤水由施工单位拉运至宋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，压滤泥饼由施工单位拉运至大庆市第五建筑工程公司进行综合利用；施工废料、膨润土等废包装袋、非含油废防渗布集中收集暂存在井场设置的钢制垃圾桶内，由施工单位拉运至第八采油厂工业固废填埋场处理；生活垃圾统一收集后拉运至安达市生活垃圾填埋场处理。

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，委托大庆博昕晶化科技有限公司处理，处理后的泥渣满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）表1中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路；含油废防渗布经收集后暂存于安达市庆新油田开发有限责任公司危废贮存库，定期委托有资质单位处理。

本项目施工期及运营期固体废物均合理处置，不会对周边环境产生影响。

（5）生态环境

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

（6）土壤环境

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

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

（7）环境风险

本工程的主要环境风险是原油泄漏和火灾爆炸，对区域内的大气、地表水、地下水环境和生态环境有潜在危害性。集油管道、场站产生的原油泄漏会对大气环境造成直接影响，事故会造成局部大气污染，但具有发生机率小、持续时间短的特性。由于该区块所处地势平坦，一次性事故形成的局部大气污染在一定的气象条件下会逐步自然净化，对周围大气环境的影响很小。本工程事故状态下对地表水污染途径主要是油水的事故泄漏。泄漏污油污水在雨季期间可能随地表径流流向下游。集输管道事故泄漏可以通过站内仪表监

控或巡检及时发现事故，及时关闭管道阀门或筑堤限制事故影响范围，然后彻底清理周边粘滞原油和被油水污染的泥沙、树枝、杂草等含油废弃物，同时展开对事故管段或设备的抢修。只要溢出事故按相应的环境风险事故预案严格控制并彻底清理溢出的石油类污染物，泄漏事故不会对地表水体造成污染影响。油水事故泄漏存在对潜水含水层造成影响的可能，但影响范围有限，一般在几百米范围。而承压含水层一般都有隔水顶板，与潜水层相互隔离，其透水性很差，因此对承压水层产生影响的可能性很小。

1.6 环境影响评价主要结论

根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，石油、天然气勘探及开采属于鼓励类项目，本工程符合国家产业政策。本项目符合《黑龙江省生态环境分区管控动态更新成果（2023 年版）》及《大庆市生态环境准入清单（2023 年版）》中要求。按照《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令第 4 号，2019.1.1）的要求，本项目环评进行的过程中建设单位开展了公众参与调查，具体见《卫星油田卫 20 西区块扶余油层开发扩大试验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：卫星油田卫 20 西区块扶余油层开发扩大试验产能建设工程项目选址于大庆市红岗区杏树岗镇兴隆岭村西南侧，项目选址合理；项目符合现行产业政策；对产生的污染物采取行之有效的环保措施后，可以做到达标排放，满足总量控制要求，环境风险可防控，对区域环境影响较小；公众参与调查结果表明，公众参与对该项目无反对意见。在确保落实好各项环保措施并保证其正常运行的前提下，从环境保护角度分析，本项目的建设可行。

2 总则

2.1 评价目的

根据本工程特性及工程所在地环境特点，确定建设项目环境影响评价目的：

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

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

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

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

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

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

2.2 评价原则

突出环境影响评价的源头预防作用，坚持保护和改善环境质量。

（1）依法评价

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

（2）科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影响。

（3）突出重点

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

2.3 编制依据

2.3.1 环境保护相关法律

（1）《中华人民共和国环境保护法》，2015年1月1日；

- (2) 《中华人民共和国环境影响评价法》（修订），2018 年 12 月 29 日；
- (3) 《中华人民共和国大气污染防治法》，2018 年 10 月 26 日；
- (4) 《中华人民共和国水污染防治法》，2018 年 1 月 1 日；
- (5) 《中华人民共和国噪声污染防治法》，2022 年 6 月 5 日；
- (6) 《中华人民共和国土壤污染防治法》，2019 年 1 月 1 日；
- (7) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》，2020 年 4 月 29 日修订，2020 年 9 月 1 日起施行；
- (8) 《中华人民共和国黑土地保护法》（2022 年 8 月 1 日起施行）；
- (9) 《中华人民共和国水土保持法》（中华人民共和国主席令第 39 号，2011 年 3 月 1 日）。
- (10) 《中华人民共和国清洁生产促进法》（中华人民共和国主席令第 54 号，2012 年 7 月 1 日起施行）；
- (11) 《中华人民共和国野生动物保护法》（中华人民共和国主席令第 47 号，2018 年 10 月 26 日修正施行）；
- (12) 《中华人民共和国草原法》（中华人民共和国主席令〔2021〕81 号，2021 年 4 月 29 日修正施行）；
- (13) 《中华人民共和国防沙治沙法》（主席令 2018 年第 16 号（3），2018 年 10 月 26 日修正施行）；
- (14) 《中华人民共和国石油天然气管道保护法》（2010 年 10 月 1 日起施行）。
- (15) 《建设项目环境保护管理条例》（中华人民共和国国务院令第 682 号，2017.10.01）；
- (16) 《排污许可管理条例》（国令第 736 号，2021 年 3 月 1 日起施行）；
- (17) 《中华人民共和国土地管理法》（2019 修订），2019 年 8 月 26 日修订，2020 年 1 月 1 日起施行；
- (19) 《地下水管理条例》（2021 年 10 月 29 日公布，自 2021 年 12 月 1 日起施行）；
- (20) 《黑龙江省环境保护条例》（2018.04.26 修正）；
- (21) 《黑龙江省大气污染防治条例》（2018.12.27）；
- (22) 《黑龙江省黑土地保护利用条例》（2021 年 12 月 23 日发布，自 2022 年 3 月 1 日起施行）；
- (23) 《黑龙江省草原条例》（2018 年 6 月 28 日修订施行）。

2.3.2 环境保护相关部门规章及规范性文件

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

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

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

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

(5) 《危险废物转移管理办法》(2022年1月1日起施行);

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

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

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

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

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

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

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

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

(14) 《黑龙江省主体功能区规划》;

(15) 《黑龙江省生态功能区规划》;

(16) 《黑龙江省“十四五”黑土地保护规划》;

(17) 《黑龙江省黑土地保护工程实施方案(2021-2025年)》;

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

(19) 《黑龙江省生态环境分区管控动态更新成果(2023年版)》;

(20) 《大庆市人民政府关于印发大庆市声环境功能区划分、大庆市环境空气质量功

能区划分、大庆市地表水环境功能区划分的通知》（庆政发〔2019〕11号）；

（21）《大庆市生态环境准入清单（2023年版）》；

（22）《大庆市水土保持规划》（2015~2030年）；

（23）《大庆油气田地面工程“十四五”规划》；

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

2.3.3 技术依据

（1）《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）；

（2）《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）；

（3）《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）；

（4）《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）；

（5）《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）；

（6）《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）；

（7）《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）；

（8）《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）；

（9）《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）；

（10）《排污许可证申请与核发技术规范 总则》（HJ942-2018）；

（11）《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）；

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

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

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

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

（16）《污染源源强核算技术指南 准则》（HJ884-2018）。

（17）《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南》；

（18）《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）；

（19）《油田注水工程施工技术规范》（SY/T4122-2020）；

（20）《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）；

（21）《陆上石油天然气生产环境保护推荐做法》（SY/T6628-2005）；

（22）《矿山生态修复技术规范 第 7 部分：油气矿山》（TD/T1070.7-2022）；

（23）《石油天然气项目土地复垦与生态修复技术规范》（GB/T43936-2024）；

(24) 《矿产资源“三率”指标要求第 2 部分：石油、天然气、煤层气、页岩气、二氧化碳气》（DZ/T0462.2-2023）；

(25) 《危险废物鉴别技术规范》（HJ298-2019）；

(26) 《生产建设项目水土流失防治标准》（GB/T50434-2018）；

(27) 《固体废物分类与代码目录》（生态环境部公告 2024 年第 4 号）。

2.3.4 其它相关依据及支持性文件

(1) 《卫星油田卫 262 等区块扶余油层开发扩大试验区块钻井地质设计》（2025 年 7 月）；

(2) 《卫星油田卫 262 等区块扶余油层开发扩大试验区块钻井工程设计》（2025 年 7 月）；

(3) 《卫星油田卫 262 等区块扶余油层开发扩大试验钻采工程方案》（2025 年 6 月）；

(4) 《卫星油田卫 262 等区块扶余油层开发扩大试验布井方案》（2025 年 5 月）；

(5) 《卫星油田卫 262 等区块扶余油层开发扩大试验产能建设工程方案》（2025 年 7 月）；

(6) 《卫星油田卫 2-44-17 区块产能建设工程环境影响报告书》（2018 年 9 月）；

(7) 《关于卫星油田卫 2-44-17 区块产能建设工程环境影响报告书的批复》（庆环审〔2018〕233 号）；

(8) 《卫星油田卫 2-44-17 区块产能建设工程竣工环境保护验收调查表》（2019 年 3 月）；

(9) 《卫星油田卫 2-44-17 区块产能建设工程竣工环境保护验收意见》（2019 年 3 月 25 日）

(10) 《卫星油田卫 20 西区块扶余油层开发扩大试验产能建设工程项目企业投资项目备案承诺书》；

2.4 环境影响识别与评价因子筛选

2.4.1 评价时段

施工期、运营期和退役期。

2.4.2 环境影响因素识别

本工程建设对环境的影响，根据其特征可分为施工期影响和生产运营期影响两部分。施工期的环境影响主要为钻井工程、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 2.4-1。

表 2.4-1 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 占地	集输 管线 临时 占地	施工扬尘、车辆 尾气、柴油机废 气、焊接烟 尘	钻井废水、压裂 返排液、试压废 水、生活污水	废钻井液、钻井岩 屑、废射孔液、一 般废包装袋、非含 油废防渗布、施工 废料、生活垃圾	施工车辆、钻 机、柴油 发电机、钻 井设备、压 裂设备等施 工机械噪声	井喷、井漏、 套管连接不及 时泥浆泄漏、 泥浆循环罐区 泄漏、柴油罐 泄漏
环境空气	/	/	-S	/	/	/	-S
地表水	/	/	/	-S	/	/	-SA
地下水	/	/	/	-S	/	/	-SA
声环境	/	/	/	/	/	-S	/
土壤	-S	-S	/	-S	-S	/	-S
生态	-S	-S	/	/	-S	-S	-S
注：-：不利影响 +：有利影响 L：长期影响 S：短期影响 A：显著影响 /：表示此项环境因子不存在或与工程活动无关							

续表 2.4-1 环境影响因素矩阵识别表

影响 因素	永久 占地	运营期				
		废气	废水	固体废物	噪声	风险
		加热炉烟 气、无组 织挥发的 烃类、温	作业污水、 洗井污水、 油田采出水	含油污泥、落 地油、含油废 防渗布	抽油机	输油管线、场 站泄露、火灾 及爆炸，井漏 、套损和井喷

		室气体				、火灾、爆炸
环境空气	/	-L	/	-S	/	-SA
地表水	/	/	-S	/	/	-SA
地下水	/	/	-L	-S	/	-SA
声环境	/	/	/	/	-L	/
土壤	-S	/	-S	-S	/	-SA
生态	-S	/	/	-S	/	-SA
注：-：不利影响 +：有利影响 L：长期影响 S：短期影响 A：显著影响 /：表示此项环境因子不存在或与工程活动无关						

续表 2.4-1 环境影响因素矩阵识别表

环境因素	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。

2.4.3 评价因子筛选

经过对油田产生污染物排放特点及油田周围环境情况进行分析后，确定本工程评价因子详见表 2.4-2~表 2.4-5。

表 2.4-2 污染影响评价因子表

序号	评价内容	评价因子名称
现状调查因子	1	空气
	2	地表水
	3	地下水
	4	包气带
	5	声

影响 预测 因子	6	土壤	建设用地：pH、Cd、Hg、As、Pb、Cr（六价）、Cu、Ni、苯、甲苯、乙苯、氯苯、苯乙烯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、氯乙烯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、硝基苯、苯胺、2-氯酚、蒈、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（C₁₀-C₄₀）、石油类、石油烃（C₆-C₉）、水溶性盐总量 农用地：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
	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
	2	地下水	石油类
	3	噪声	昼间连续等效 A 声级、夜间连续等效 A 声级
	4	土壤	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）
	5	环境风险	危险物质泄漏：柴油、石油、天然气 火灾、爆炸：一氧化碳
	6	生态	土地利用、植被、野生动物

表 2.4-3 建设项目环境影响评价因子一览表

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

			物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅	石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等	(C ₁₀ ~C ₄₀)、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等		
油气集输工程	施工期	颗粒物	BOD ₅ 、COD、悬浮物、氨氮等	耗氧量、氨氮、石油类等	/	地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生物量损失、物种多样性、生态系统完整性	昼间等效声级(L _d)、夜间等效声级(L _n)
	运营期	非甲烷总烃	pH 值、悬浮物、COD、BOD ₅ 、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅	耗氧量、氨氮、石油类等	/	土壤肥力、生物多样性、生态系统完整性	昼间等效声级(L _d)、夜间等效声级(L _n)
油气处理工程	运营期	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)

表 2.4-4 施工期生态影响评价因子筛选表

受影响对象	评价因子	工程内容及影响方式	影响性质	影响程度
物种	分布范围、种群数量、种群结构、行为	井场、道路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 2.4-5 运营期生态影响评价因子筛选表

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

2.5 评价标准

2.5.1 环境质量标准及环境功能区划

2.5.1.1 环境空气质量标准

根据《大庆市人民政府关于印发大庆市声环境功能区划分、大庆市环境空气质量功能区划分、大庆市地表水环境功能区划分的通知》（庆政发[2019]11 号），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 2.5-1。

表 2.5-1 评价区域内各项污染物的浓度限值

污染物名称		TSP	PM ₁₀	PM _{2.5}	SO ₂	NO ₂	CO	O ₃	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	年平均	200	70	35	60	40	-	-	50
	24 小时平均	300	150	75	150	80	4	-	100

浓度限值	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 2.5-2。

表 2.5-2 评价区域内其他污染物的浓度限值 单位：mg/m³

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

2.5.1.2 地表水环境质量标准

项目区域附近地表水体为七十二号泡，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），七十二号泡未划分水环境功能区，不执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）。

2.5.1.3 地下水质量标准

根据调查，评价区域地下水使用功能为农业灌溉用水、牲畜用水及村民饮用水，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 2.5-3。

表 2.5-3 地下水质量标准

类别 项目	标准	标准来源
pH（无量纲）	6.5~8.5	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中 III 类标准
氨氮（mg/L）	≤0.5	
硝酸盐(以 N 计)（mg/L）	≤20	
亚硝酸盐(以 N 计)（mg/L）	≤1.0	
挥发性酚类（mg/L）	≤0.002	
氰化物（mg/L）	≤0.05	
砷（mg/L）	≤0.01	
汞（mg/L）	≤0.001	
铬（六价）（mg/L）	≤0.05	
总硬度（mg/L）	≤450	
铅（mg/L）	≤0.01	
氟化物（mg/L）	≤1.0	
镉（mg/L）	≤0.005	
钠（mg/L）	≤200	
铁（mg/L）	≤0.3	
锰（mg/L）	≤0.1	

溶解性总固体 (mg/L)	≤1000	
耗氧量 (mg/L)	≤3.0	
硫酸盐 (mg/L)	≤250	
氯化物 (mg/L)	≤250	
总大肠菌群 (MPN/100mL)	≤3.0	
菌落总数 (CFU/mL)	≤100	
硫化物 (mg/L)	≤0.02	
钡 (mg/L)	≤0.70	
石油类	≤0.05	《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 表 1 中的 II 类标准限值要求

2.5.1.4 声环境

根据《大庆市人民政府关于印发大庆市声环境功能区划分、大庆市环境空气质量功能区划分、大庆市地表水环境功能区划分的通知》(庆政发[2019]11 号), 无关于本项目区域的声环境功能区划分, 本项目位于居住、工业混杂区域, 根据《声环境质量标准》(GB3096-2008), 项目所在区域为 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 2.5-4。

表 2.5-4 声环境质量标准 单位: dB (A)

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

2.5.1.5 土壤环境

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

表 2.5-5 土壤环境执行标准 单位: mg/kg

序号	监测项目	筛选值		标准名称
		第一类用地	第二类用地	
1	As	20	60	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018) 基本项目
2	Cd	20	65	
3	Cr (六价)	3.0	5.7	
4	Cu	2000	18000	
5	Pb	400	800	
6	Hg	8	38	

7	Ni	150	900
8	四氯化碳	0.9	2.8
9	氯仿	0.3	0.9
10	氯甲烷	12	37
11	1,1-二氯乙烷	3	9
12	1,2-二氯乙烷	0.52	5
13	1,1-二氯乙烯	12	66
14	顺-1,2-二氯乙烯	66	596
15	反-1,2-二氯乙烯	10	54
16	二氯甲烷	94	616
17	1,2-二氯丙烷	1	5
18	1,1,1,2-四氯乙烷	2.6	10
19	1,1,2,2-四氯乙烷	1.6	6.8
20	四氯乙烯	11	53
21	1,1,1-三氯乙烷	701	840
22	1,1,2-三氯乙烷	0.6	2.8
23	三氯乙烯	0.7	2.8
24	1,2,3-三氯丙烷	0.05	0.5
25	氯乙烯	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
----	--	-----	------	---

本项目管线临时占地范围内及评价范围内农用地土壤执行《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 基本项目筛选值标准。具体标准详见表 2.5-6。

表 2.5-6 农用地土壤环境执行标准 单位：mg/kg

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

2.5.2 污染物排放标准

2.5.2.1 废气

（1）项目施工期扬尘（颗粒物）执行《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）表 2 中无组织排放监控浓度限值，见表 2.5-7。

表 2.5-7 大气污染物综合排放标准 单位：mg/m³

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

（2）施工期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 2.5-8、表 2.5-9。

表 2.5-8 非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值

阶段	额定净功率 (max) (kW)	CO (g/kWh)	HC+ NOx (g/kWh)	PM (g/kWh)
第三阶段	$P_{\max} > 560$	3.5	6.4	0.2
	$130 \leq P_{\max} \leq 560$	3.5	4.0	0.2
	$75 \leq P_{\max} < 130$	5.0	4.0	0.3

	$37 \leq P_{\max} < 75$	5.0	4.7	0.4
	$P_{\max} < 37$	5.5	7.5	0.6

表 2.5-9 排气烟度限值

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

(3) 运营期井场及场站排放的 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 2.5-10。

表 2.5-10 陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准

标准	规定要求
《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》 (GB39728-2020)	油气集中处理站、涉及凝析油或天然气凝液的天然气处理厂、储油库边界非甲烷总烃浓度不应超过 4.0 mg/m^3 。

(4) 场站排放的 VOCs (以非甲烷总烃计) 厂区内执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB 37822-2019) 附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求, 见表 2.5-11。

表 2.5-11 场站内非甲烷总烃排放浓度限值 单位: mg/m^3

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) 运营期依托场站卫 1 联转油脱水站内加热炉采用清洁能源天然气, 无加热介质, 燃烧烟气执行《工业炉窑大气污染物排放标准》(GB9078-1996) 表 2 中的二级标准, 无组织排放烟(粉)尘最高允许排放浓度执行《工业炉窑大气污染物排放标准》(GB9078-1996) 表 3 规定, 具体见表 2.5-12。

表 2.5-12 工业炉窑大气污染物排放标准 单位: mg/m^3

炉窑类别	标准级别	颗粒物	烟气黑度(林格曼级)
加热炉(非金属加热炉)	二级	≤ 200	≤ 1

续表 2.5-12 工业炉窑大气污染物排放标准 单位: mg/m^3

设置方式	炉窑类别	无组织排放烟尘最高允许浓度
露天	各种工业炉窑	≤ 5

2.5.2.2 废水

本项目钻井废水、废钻井液、钻井岩屑、废射孔液由井场撬装式板框压滤无害化处理装置处理，处理后的压滤水由施工单位拉运至宋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、洗井污水均进入卫 1 联含油污水处理站处理达标后回注油层。

宋一联含油污水处理站、卫 1 联含油污水处理站出水指标为含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、悬浮物颗粒直径中值≤2μm。回注污水需同时满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求。《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）标准限值见表 2.5-13,《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 2.5-14。

表 2.5-13 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 2.5-14 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

2.5.2.3 噪声

项目施工期噪声排放执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011），见表 2.5-16。

表 2.5-16 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 2.5-17。

表 2.5-17 工业企业厂界环境噪声排放标准 单位：dB（A）

昼 间	夜 间
60	50

2.5.2.4 固体废物

(1) 废钻井液、钻井岩屑、废射孔液经处理后，固相（泥饼）浸出液主要控制指标见表 4-10，固相（泥饼）主要控制指标见表 4-11，液相（滤液水）主要控制指标见表 4-12；

表 4-10 固相（泥饼）浸出液主要控制指标		
序号	项目	指标
1	pH 值	6-9
2	COD, mg/L	≤100
3	石油类, mg/L	≤5
4	悬浮物, mg/L	≤70
5	六价铬, mg/L	≤0.1
6	总铬, mg/L	≤1.5
7	总砷, mg/L	≤0.5
8	总铅, mg/L	≤1.0
9	全盐量, mg/L	≤2000
参考依据	GB8978-1996《污水综合排放标准》 DB23/T693-2000《废弃钻井液处理规范》	

表 4-11 固相(泥饼)主要控制指标		
序号	项目	指标
1	含水率	≤65%
2	pH 值	6-9
3	常温抗压强度（72h），Mpa（不硬结）	≥0.7
参考依据	GB18599-2001《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》	

表 4-12 液相（滤液水）主要控制指标		
序号	项目	指标
1	pH 值	6-9
2	石油类, mg/L	≤10
3	悬浮物, mg/L	≤300
参考依据	GB8978-1996《污水综合排放标准》 DB23/T693-2000《废弃钻井液处理规范》	

(2) 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。

(3) 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。

(4) 项目运营期产生的含油污泥委托大庆博昕晶化科技有限公司处理，处理后的

泥渣满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）表 1 中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路，具体标准值见表 2.5-18。

表 2.5-18 油田含油污泥经处置后泥渣利用污染物控制限值

序号	控制项目	控制限值
1	As（以干基计）（mg/kg）	≤30
2	Hg（以干基计）（mg/kg）	≤0.8
3	Cr ⁶⁺ （以干基计）（mg/kg）	≤5
4	Cu（以干基计）（mg/kg）	≤150
5	Zn（以干基计）（mg/kg）	≤600
6	Ni（以干基计）（mg/kg）	≤150
7	Pb（以干基计）（mg/kg）	≤375
8	Cd（以干基计）（mg/kg）	≤3
9	石油类（以干基计）（mg/kg）	≤3000
10	pH 值	6.5~9
11	含水率（质量百分比）	≤40%

2.6 评价等级及评价范围

2.6.1 环境空气

2.6.1.1 评价等级

根据对本项目的性质和环境要素分析可知，本工程运行期大气污染源主要为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无组织排放的烃类气体。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，故不对加热炉烟气进行预测。

（1）面源调查

本项目无组织挥发非甲烷总烃为面源形式排放，油气集输采用密闭流程，可有效控制烃类物质的排放，根据工程分析可知，整个原油集输过程中非甲烷总烃挥发量为 6.38t/a，主要排放位置有井场、集输管道阀门、联合站等位置，其中油井井场占比约 30%。

本项目新建 1 座平台井场，新建井场面源长宽根据井场永久占地面积进行选取，面源高度选取抽油机抽油杆动密封点的高度，约 2m。

根据以上分析，本项目面源参数调查清单见表 2.6-1。

表 2.6-1 面源参数调查清单

污染源名称	面源起点坐标		海拔高度/m	与正北方向夹角/°	面源长度/m	面源宽度/m	面源有效排放高度/m	年排放小时数/h	排放工况	污染物排放速率(kg/h)
	经度	纬度								NMHC
1号平台	124.93769	46.21364	132	0	72	40	2	8760	正常排放	0.218

(2) 大气污染物估算模式

①评价因子和评价标准筛选

评价因子和评价标准见表 2.6-3。

表 2.6-3 评价因子和评价标准表

评价因子	平均时段	标准值	标准来源
非甲烷总烃	1小时平均	2.0mg/m ³	《大气污染物综合排放标准详解》中非甲烷总烃浓度限值

②估算模式的选取

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

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

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

式中: P_i ——第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率, %;

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

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

③估算范围

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

④估算参数选取

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

a.根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录 B 的 B.6.1 城市/农村选项,“当项目周边 3km 半径范围内一半以上属于城市建成区或者规划区时选择城市,否

则选择农村”。本项目位于周边 3km 半径范围内一半以上为农村区域，故选取农村选项。

b.环境温度取值来源于大庆市气象站二十年气象数据统计。

c.拟建井场位于草地中，本次评价的土地利用利类型选取草地。

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

表 2.6-4 估算模型参数一览表

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

⑤估算结果

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

表 2.6-5 项目估算模型计算结果

下风向距离	1 号平台	
	NMHC 浓度($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	NMHC 占标率(%)
50.0	1153.2000	57.6600
100.0	1127.8000	56.3900
200.0	912.8300	45.6415
300.0	708.5400	35.4270
400.0	571.8900	28.5945
500.0	497.3800	24.8690
600.0	436.8500	21.8425
700.0	388.1900	19.4095
800.0	348.0700	17.4035
900.0	314.0200	15.7010
1000.0	285.4300	14.2715
1200.0	245.3900	12.2695
1400.0	209.4300	10.4715
1600.0	181.8300	9.0915
1800.0	160.0800	8.0040
2000.0	142.5500	7.1275

2500.0	110.8900	5.5445
3000.0	89.8930	4.4947
3500.0	75.0580	3.7529
4000.0	64.0840	3.2042
4500.0	55.6750	2.7837
5000.0	49.0500	2.4525
10000.0	20.9770	1.0489
11000.0	18.6340	0.9317
12000.0	16.7200	0.8360
13000.0	15.1300	0.7565
14000.0	13.7910	0.6896
15000.0	12.6490	0.6324
20000.0	8.8112	0.4406
25000.0	6.6484	0.3324
下风向最大浓度	1163.2000	58.1600
下风向最大浓度出现距离 (m)	67.0	67.0
D10%最远距离 (m)	1475.0	1475.0

(3) 评价等级判定

本项目最大地面浓度占标率统计结果见表 2.6-6。

表 2.6-6 主要污染物最大地面浓度占标率统计结果

污染源	预测因子	评价标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	最大地面空气质 量浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	最大浓度占 标率 (%)	D10% (m)
1 号平台	NMHC	2000	1163.2000	58.1600	1475.0

《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)中评价等级的划分原则见表 2.6-7。

表 2.6-7 评价等级判别表

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

计算结果可以看出, 1 号平台排放的非甲烷总烃最大地面占标率 $P_{\max}=58.1600\%$, $P_{\max} \geq 10\%$, 评价等级为一级。

2.6.1.2 评价范围

本项目大气评价等级为一级, 根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018), 大气一级评价项目自厂界外延 D10%的矩形区域作为大气环境影响评价范围, 当 D10%小于 2.5km 时, 评价范围边长取 5km, 本项目 D10%最远距离为 1475.0m, 因此本项目大气

评价范围为拟建井场边界外扩 2.5km 范围的矩形区域。

2.6.2 地表水

2.6.2.1 评价等级

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

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

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

地表水环境评价等级判据见表 2.6-8。

本项目施工期钻井废水排入井场钢制泥浆槽中，由井场撬装式板框压滤无害化处理装置处理后，压滤水由施工单位拉运至宋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，压滤泥饼由施工单位拉运至大庆市第五建筑工程公司进行综合利用。压裂返排液由罐车拉运至卫一联压裂返排液处理装置处理，分离出污水经卫 1 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卫 1 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，定期清掏外运堆肥处理，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防渗旱厕，定期清掏外运堆肥处理。

运营期油田采出水、作业污水、洗井污水最终均进入卫 1 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。

退役期管线内介质均由压缩空气吹扫至后续集输系统处理，生活污水排入附近计量间或场站已建防渗旱厕，定期清掏外运堆肥处理。

本项目产生的废水均不外排，根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）中关于地表水环境影响评价工作分级要求，建设项目生产工艺中有废水产生，但作为回水利用，不排放到外环境的，按三级 B 评价，因此本项目评价等级为三级 B。

表 2.6-8 地表水环境影响评价分级判据

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

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

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

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

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

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

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

注 7: 建设项目利用海水作为调节温度介质, 排水量 ≥ 500 万 m³/d, 评价等级为一级; 排水量 < 500 万 m³/d, 评价等级为二级。

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

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

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

2.6.2.2 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 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边界外扩 2.5km 及管线、道路沿线两侧外扩 200m 范围的地表水体, 该范围内地表水体主要为七十二号泡。

2.6.3 地下水

2.6.3.1 评价等级

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)中要求, 评价工作等级

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

（1）地下水环境影响评价行业分类

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），项目类别判定应依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附录 A 的规定，按照场站和内部集输管道分别判断行业类别，并分别判断项目类别。本项目涉及新建采油井场、集输管线，根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）中关于项目类别的要求，常规石油开采井场、站场等工程按照 I 类建设项目开展地下水环境影响评价，油类和废水等输送管道按照 II 类建设项目开展地下水环境影响评价。

（2）地下水环境敏感程度

建设项目场地的地下水环境敏感程度可分为敏感、较敏感、不敏感三级，分级原则见表 2.6-9。

表 2.6-9 地下水环境敏感程度分级

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

经现场调查，本项目调查范围内分布有兴隆岭村、西山屯、三广村、闫大岗屯等村屯，各村屯均由村屯内分散式饮用水源井集中供水，开采层位均为承压含水层，地下水开采规模均小于 5 万 m³/d，且分散式饮用水源井均未划定保护区。根据《全省地市级饮用水水源保护区基础信息名录（2022 年）》、《全省县区级饮用水水源保护区基础信息名录（2022 年）》《黑龙江省人民政府关于调整撤销新建哈尔滨等 11 个地市 384 个集中式饮用水水源保护区》（黑政函〔2019〕118 号）和《黑龙江省人民政府关于调整撤销新建哈尔滨市等市（地）197 个集中式饮用水水源保护区》（黑政函〔2020〕97 号），调查范围内无集中式饮用水水源地。

根据《地下水型饮用水水源补给区划定技术指南（试行）》划定饮用水源井补给径流区，地下水饮用水源井补给径流区判定依据见表 2.6-9。

表 2.6-10 地下水饮用水源井补给径流区判定表

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

质点运移距离采用下述公式计算：

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

式中：L—下游迁移距离，m；

α —变化系数， $\alpha \geq 1$ ，一般取 2；

K—渗透系数，m/d；

I—水力坡度，无量纲；

T—质点迁移天数；

n_e —有效孔隙度，无量纲。

本项目所在区域潜水均为第四系上更新统松散层孔隙潜水，岩性为粉细砂；参照《环境影响评价技术导则地下水》（HJ610-2016）附录 B 水文地质参数经验值表， $K_{\text{潜水}}=5\text{m/d}$ ， $n_{e\text{潜水}}=0.2$ ，根据区域潜水等水位线与距离确定 $I_{\text{潜水}}=0.0002$ 。本项目所在区域承压水为白垩系明水组承压水，岩性为白色细砂岩、中砂岩，参照《环境影响评价技术导则地下水》（HJ610-2016）附录 B 水文地质参数经验值表， $K_{\text{承压水}}=25\text{m/d}$ ， $n_{e\text{承压水}}=0.3$ ，根据区域承压水等水位线与距离确定 $I_{\text{承压水}}=0.0001$ 。

经上述公式计算得出：

①分散式饮用水源（中小型，承压水，未划定保护区）

补给区 L 为以水源井为基准外扩 $L=2 \times 25 \times 0.0001 \times (15 \times 365 + 1100) / 0.3 = 110\text{m}$ 的区域；

不敏感区为 110m 以外的区域。

②分散式饮用水源（中小型，潜水，未划定保护区）

补给区 L 为以水源井为基准外扩 $L=2 \times 5 \times 0.0002 \times (15 \times 365 + 1100) / 0.2 = 66\text{m}$ 的区域；不敏感区为 66m 以外的区域。

根据现场调查，距离本项目最近的承压水分散式饮用水源井为本项目 1 号平台东北侧 590m 的兴隆岭村饮用水井，该水源井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块内，因此按同一场地确定评价等级，建设项目地下水环境影响评价工作等级划分见表 2.6-11。

表 2.6-11 评价工作等级表

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

①井场

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，本项目集油掺水管道、注水管道项目类别为 II 类，各段集输管线环境敏感程度均为不敏感，因此各段集输管线（集油掺水管道、注水管道）地下水环境影响评价工作等级均为“三级”。

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

2.6.3.2 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）要求：井场、站场等工程评价范围应包括与建设项目相关的地下水保护目标，结合水文地质条件情况，依据 HJ 610 的规定，采用公式计算法、查表法或自定义法等确定。回注井调查评

价范围应根据回注层位所在区域地层构造发育情况确定，包括回注空间及回注水可能影响的范围。油类和废水等输送管道以工程边界两侧各向外延伸 200 米作为调查评价范围，管道穿越饮用水水源准保护区时，调查范围应至少包含水源保护区。

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

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

式中：L——下游迁移距离，m；

α ——变化系数， $\alpha \geq 1$ ，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。

本项目所在区域潜水均为第四系上更新统松散层孔隙潜水，岩性为粉细砂；参照《环境影响评价技术导则地下水》（HJ610-2016）附录 B 水文地质参数经验值表， $K_{\text{潜水}}=5\text{m/d}$ ， $n_{e\text{潜水}}=0.2$ ，根据区域潜水等水位线与距离确定 $I_{\text{潜水}}=0.0002$ 。本项目所在区域承压水为白垩系明水组承压水，岩性为白色细砂岩、中砂岩，参照《环境影响评价技术导则地下水》（HJ610-2016）附录 B 水文地质参数经验值表， $K_{\text{承压水}}=25\text{m/d}$ ， $n_{e\text{承压水}}=0.3$ ，根据区域承压水等水位线与距离确定 $I_{\text{承压水}}=0.0001$ 。

由此计算本项目区域承压水层下游迁移距离为 $L_{\text{承压水}}=2 \times 25 \times 0.0001 \times 5000 / 0.3 = 84\text{m}$ ；区域潜水层下游迁移距离为 $L_{\text{潜水}}=2 \times 5 \times 0.0002 \times 5000 / 0.2 = 50\text{m}$ 。

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 84m、两侧及上游不小于 42m 的区域，并包含拟建管线工程边界两侧各向外延伸 200m 的范围。

结合地下水影响预测分析，油井地下水影响最远距离为井场下游 225m，注水井地下水影响最远距离为井场下游 190m。

根据公式计算法的计算结果，同时综合考虑周边的地下水环境保护目标分布情况、回注空间及回注水可能影响的范围、井场区域地下水影响最远距离、现状布点情况，结合该区域地下水流向，最终确定本项目地下水评价范围为项目区域西侧外扩 2.29km、东侧外扩 3.33km、北侧外扩 3.6km、南侧外扩 2.15km，东北→西南走向的矩形区域，共计约 35.1km²。

2.6.4 声环境

2.6.4.1 评价等级

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）中规定的声环境影响评价工作等级划分原则：建设项目所处的声环境功能区为 GB3096 规定的 1 类、2 类地区，或建设项目建设前后评价范围内声环境保护目标噪声级增高量达 3dB(A)~5dB(A)，或受噪声影响人口数量增加较多时，评价等级为二级评价。

本工程主要噪声源主要为生产运营期井场抽油机产生的持续性噪声源，噪声源的种类及数量较少，运营期噪声源强度不高，周围居民受影响人口数量增加不多，敏感目标噪声级增高量在 5dB(A)以下，且项目所处的声环境功能区为 GB3096 2 类地区，项目周边村屯所处的声环境功能区为 GB3096 1 类地区，因此，声环境评价等级为二级。

2.6.4.2 评价范围

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

2.6.5 生态环境

2.6.5.1 评价等级

本项目新增永久占地 0.309hm²，新增临时占地 1.5hm²，新增总占地面积 1.809hm²（0.01809km²），占地面积小于 20km²，本项目占地类型为草地（非基本草原），占地范围内没有自然保护区、世界文化和自然遗产地、风景名胜区、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。项目土壤影响范围内无天然林、公益林、湿地等生态保护目标。因此根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）规定，本项目生态环境评价等级为三级。

本工程生态环境影响评价工作等级判定见表 2.6-12。

表 2.6-12 生态影响评价工作等级划分表

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

不低于二级	①涉及生态保护红线时；根据 HJ2.3 判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目；②根据 HJ610、HJ964 判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目；③当工程占地规模大于 20km ² 时（包括永久和临时占用陆域和水域）。	本项目不涉及生态保护红线，地表水为水污染影响型，评价等级为三级 B；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 0.01809km ² ，小于 20km ²
三级	以上之外的	涉及
说明	①改扩建项目的占地范围以新增占地（包括陆域和水域）确定；②当评价等级判定同时符合上述多种情况时，应采用其中最高的评价等级；③建设项目涉及经论证对保护生物多样性具有重要意义的区域时，可适当上调评价等级。④建设项目同时涉及陆生、水生生态影响时，可针对陆生生态、水生生态分别判定评价等级。⑤在矿山开采可能导致矿区土地利用类型明显改变，或拦河闸坝建设可能明显改变水文情势等情况下，评价等级应上调一级。⑥线性工程可分段确定评价等级。线性工程地下穿越或地表跨越生态敏感区，在生态敏感区范围内无永久、临时占地时，评价等级可下调一级。⑦涉海工程评价等级判定参照 GB/T 19485。	不涉及
简单分析	符合生态环境分区分管要求且位于原厂界（或永久用地）范围内的污染影响类改扩建项目，位于已批准规划环评的产业园区内且符合规划环评要求、不涉及生态敏感区的污染影响类建设项目，可不确定评价等级，直接进行生态影响简单分析。	不涉及，本项目为生态影响类项目

2.6.5.2 评价范围

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

2.6.6 土壤环境

2.6.6.1 评价等级

（1）土壤环境影响评价项目类别

根据 2025 年 8 月 7 日对项目区域土壤监测结果，区域土壤 pH 值在 7.71~8.23 之间，土壤含盐量在 0.5~0.8g/kg 之间，对照《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中附录 D，本项目区域属于非土壤盐化、酸化和碱化地区，本项目按照土壤污染影响型开展土壤评价。

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）要求，

建设项目按照站场和内部集输管道分别判断行业分类。本项目涉及新建采油井场、集输管道，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 2.6-13。

表 2.6-13 污染影响型敏感程度分级表

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

本项目拟建井场及管线占地类型均为草地，项目周边存在居民区，由此判定，本项目土壤环境敏感程度分级为“敏感”。

(3) 土壤环境影响评价等级

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

表 2.6-14 污染影响型评价工作等级划分表

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

注：“-”表示可不开展土壤环境影响评价工作

①井场

本项目新增永久占地 0.309hm²，占地面积属于“小型”规模，敏感程度为“敏感”，项目类别为“I 类”，因此井场及场站土壤评价工作等级为“一级”。

②集输管线

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)要求：集输管道按照主要站场位置（输油站、联合站、集气站、泵站和截断阀室等）分段判定评价等级，并按相应等级开展评价工作。本项目各段集输管线（集油掺水管道、注水管道）项目类别为“II 类”，各管线周边均存在草地，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（集油掺水管道、注水管道）

土壤环境影响评价工作等级为“二级”。

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

2.6.6.2 评价范围

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

2.6.7 环境风险

2.6.7.1 评价等级

（1）风险潜势初判

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 7 口油水井分布在共 1 座钻井井场，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掺水管道共计 0.6km，包括新建单井掺水管道 Φ60×3.5~0.3km、集油管道 Φ76×4.5~0.3m，两条管线位于同一组截断阀之间，本项目气油比为 21.3m³/t，原油密度为 0.8694g/cm³，原油综合含水最小为 25%，则集油掺水管线最大储油量为 1.12t，最大储气量为 1.12×21.3=23.9m³，伴生气标态密度 0.7256kg/m³，则管道中天然气最大储量为 23.9×0.7256/1000=0.01734t。

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 2.6-15、表 2.6-16。

表 2.6-15 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 $Q=\Sigma q_n/Q_n$					0.01002

表 2.6-16 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）	/	1.12	2500	0.000448
2	天然气（甲烷）	74-82-8	0.01734	10	0.001734
项目 $Q=\Sigma q_n/Q_n$					0.002182

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 $Q=0.002182<1$ ，环境风险潜势为I。

（2）评价等级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中关于环境风险评价工作等级的划分，具体见表 2.6-17，本项目风险潜势为 I，应进行简单分析。

表 2.6-17 环境风险评价工作等级

环境风险潜势	IV、IV ⁺	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析 ^a
^a 是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性的说明。				

2.6.7.2 评价范围

本项目风险评价等级为简单分析，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），无关于简单分析的评价范围说明，结合大气环境、地表水环境、地下水环境的影响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、大气影响范围，因此本项目环境风险评价范围为拟建井场边界外扩 2.5km 及新建管线、道路沿线两侧外扩 200m 范围的区域。

2.6.8 各环境要素评价等级及评价范围汇总

各环境要素评价等级及评价范围详见表 2.6-18，各环境要素评价范围图见附图 9。

表 2.6-18 评价范围表

项目	评价等级	评价范围
大气环境	一级	拟建井场边界外扩 2.5km 范围的矩形区域
声环境	二级	拟建井场边界外延至 200m 及管线、道路中心线两侧各 200m 范围内
地表水环境	三级 B	拟建井场边界外扩 2.5km 及管线、道路沿线两侧外扩 200m 范围的地表水体，该范围内地表水体主要为七十二号泡

地下水环境	井场及场站	二级	项目区域西侧外扩 2.29km、东侧外扩 3.33km、北侧外扩 3.6km、南侧外扩 2.15km，东北→西南走向的矩形区域，共计约 35.1km ²
	集输管线	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
	集输管线	二级	
生态环境	三级		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
环境风险	简单分析		拟建井场边界外扩 2.5km 及新建管线、道路沿线两侧外扩 200m 范围的区域

2.7 环境保护目标

本项目位于大庆市红岗区杏树岗镇兴隆岭村西南侧，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、永久基本农田、基本草原、自然公园、重要湿地、天然林、重点保护野生动物栖息地、重点保护野生植物生长繁殖地、重要水生生物的自然产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场、水土流失重点预防区、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。

本项目 200m 范围内无村屯等环境敏感点，项目主要大气环境保护目标见表 2.7-1，地表水、地下水、土壤、生态环境保护目标见表 2.7-3，环境风险保护目标见表 2.7-4，主要环境保护目标分布图见附图 9。

表 2.7-1 大气主要环境保护目标表

名称	坐标		保护对象	保护内容	环境功能区	相对厂址方位	相对厂界距离/m
	经度	纬度					
兴隆岭村	124.94828	46.22100	居民	52 户，约 178 人	二类	1号平台东北侧	590

表 2.7-3 地表水、地下水、土壤、生态环境保护目标表

环境要素	保护目标	最近方位及距离	规模	保护标准及保护级别
地表水环境	七十二号泡	1 号平台西北侧 0.9km	季节性水泡，主要功能汇集雨水，水域面积约 3.315km ² ，平均水深 1.5m	不因本项目受到污染
地下水环境	区域内第四系上更新统松散层孔隙潜水含水层	含水层厚度 2.5-4.5m，地下水水位埋深 0.4-15m。		《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
	区域内第三系上统泰康组孔隙裂隙承压水	顶板埋深一般在 55-72m 之间，含水层厚度为 47-71m，承压水头高度 22.01-24.40m，渗透系数 15.0-25.0m/d。		

	兴隆岭村饮用水井	井位坐标为东经 124.94796°，北纬 46.21962°，井深 130m，取水层为新近系泰康组承压含水层，为兴隆岭村居民提供生活饮用水，供水人数约 178 人。村屯内还有少量水井用于喂养牲畜、灌溉。	
	西山屯饮用水井	井位坐标为东经 124.97431°，北纬 46.23054°，井深 130m，取水层为新近系泰康组承压含水层，为西山屯居民提供生活饮用水，供水人数约 385 人。村屯内还有少量水井用于喂养牲畜、灌溉。	
	三广村饮用水井	井位坐标为东经 124.99199°，北纬 46.20937°，井深 125m，取水层为新近系泰康组承压含水层，为三广村居民提供生活饮用水，供水人数约 163 人。村屯内还有少量水井用于喂养牲畜、灌溉。	
	闫大岗屯饮用水井	井位坐标为东经 124.94954°，北纬 46.17740°，井深 125m，取水层为新近系泰康组承压含水层，为闫大岗屯居民提供生活饮用水，供水人数约 22 人。村屯内还有少量水井用于喂养牲畜、灌溉。	
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，土壤类型为草甸土		《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 中农用地土壤污染风险筛选值
生态环境	拟建井场边界外扩 50m 范围及管线、道路沿线两侧外扩 300m 区域的生态环境，主要为草地		临时占用草地、耕地进行恢复，恢复面积 1.5hm ² 。永久占用草地按照规定进行经济补偿
	本项目位于大庆市红岗区杏树岗镇兴隆岭村西南侧，属于市水土流失重点治理区		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。
	大庆市红岗区为沙化土地所在区县		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 0.3m 的表土，采用

		分层开挖，分层堆放，暂存于占地内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，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
--	--	--

表 2.7-4 环境风险保护目标

类别	环境敏感性					
环境空气	拟建井场边界外扩 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	兴隆岭村	1 号平台东北侧 590m		52 户，约 178 人	
地表水	拟建井场边界外扩 2.5km 及新建管线、道路沿线两侧外扩 200m 范围内					
	序号	敏感目标名称	相对方位、距离		环境敏感特征	
	1	七十二号泡	1 号平台西北侧 0.9km		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	兴隆岭村饮用水井	1 号平台东北侧 590m	不敏感 G3	III类	D2
	2	西山屯饮用水井	1 号平台东北侧 3070m	不敏感 G3	III类	D2
	3	三广村饮用水井	1 号平台东南侧 3920m	不敏感 G3	III类	D2
	4	闫大岗屯饮用水井	1 号平台东南侧 4060m	不敏感 G3	III类	D2

3 建设项目工程分析

3.1 现有工程分析

3.1.1 现有区块开发情况

(1) 现有区块开发历程

本项目位于卫星油田卫 20 西区块，卫星油田位于黑龙江省大庆市和安达市境内，大庆长垣太平屯油田以东，东邻升平油田，南接宋芳屯油田，西接杏树岗油田。卫 20 西区块位于卫星油田西北侧，地处大庆市红岗区与绥化市安达市交界处。

庆新油田扶余油层经历了两个开发阶段：2006 年~2010 年为弹性开发阶段，2011 年~2024 年为注水和弹性开发阶段，卫 2-J53-26 井区 2011 年开始注水，2016 年芳 27-4 井实施 1 注 6 采同步注水先导试验，由于该区油井压裂投产、油井产量较高，2017 年产量和采油速度达到最高，之后因注水受效滞后等原因产量有所下降，2019 年随着加大注水油井逐渐受效，之后产量回升，2021 年来注水相对稳定，产量也相对稳定。

卫 20 西区块进行过 2 次产能开发，开发层位为葡萄花油层。2018 年 9 月，编制了《卫星油田卫 2-44-17 区块产能建设工程环境影响报告表》，于 2018 年 10 月 17 日由大庆市生态环境局（原大庆市环境保护局）进行了批复，批复文号分别为庆环审〔2018〕233 号，并于 2019 年 3 月完成自主验收，该项目实际建设 8 口油水井，其中 6 口油井、2 口转注井，形成 2 座平台及 3 口独立井，同时扩建 2-8 注配间配水阀组 2 套，新建井集油掺水管道 4.62km、注水单井支线 1.23km、10KV 供电线路 0.5km、通井路 0.25km，建成后实际产能 $0.29 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

2021 年 4 月，编制了《庆新油田 2021 年产能建设地面工程环境影响报告书》，于 2021 年 6 月 15 日由绥化市生态环境局进行了批复，批复文号分别为绥环审〔2021〕6 号，并于 2024 年 4 月完成自主验收，该项目实际建设油水井 45 口，其中油井 35 口、注水井 5 口、转注井 5 口，形成丛式井场 6 座、独立井井场 20 座，配套建设油水管道、电力、道路系统等工程，建成后实际产能 $2.28 \times 10^4 \text{t/a}$ ，该项目涉及卫 20 西区块的仅 1 口油井。卫 20 西区块内其它已建的油水井均为 2002 年之前建设，无环保手续。

目卫 20 西区块未开发扶余油层，仅开发了葡萄花油层，截至目前，卫 20 西区块共有运行的油水井 16 口，其中油井 10 口，平均单井日产油 3.9t，综合含水 37.8%，年产油 $0.58 \times 10^4 \text{t}$ 。注水井 6 口，平均单井日注水 18m^3 ，年注水 $3.3 \times 10^4 \text{m}^3$ 。

(2) 现有工程主要内容

卫 20 西区块位于卫星油田西北侧，本次研究区域含油面积 3.97km^2 ，地质储量 $132.56 \times 10^4 \text{t}$ 。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	卫 20 西区块共有运行的油水井 16 口，其中油井 10 口，平均单井日产油 3.9t，综合含水 37.8%，年产油 0.58×10^4 t。注水井 6 口，平均单井日注水 18m^3 ，年注水 $3.3 \times 10^4\text{m}^3$ 。
	油气处理工程	卫 20 西区块内现有依托且运行的场站为 2-8 集油配水间，区块外依托的场站为卫 1 联合站（包括卫 1 联转油脱水站、卫 1 联含油污水处理站）。目前这些场站均稳定运行。
辅助工程	集输管线	卫 20 西区块内站外集油系统采用双管掺水集油工艺和环状掺水集油工艺，现有集油掺水管线 9.5km。 卫 20 西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 4.2km。
	内部道路	卫 20 西区块内现有井排路 3.2km，通井路 2.5km。
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 $58.4\text{m}^3/\text{a}$ ；运营期油水井作业用水、洗井用水、回注水来源为卫 1 联含油污水处理站的深度处理水水质为含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ 、悬浮物颗粒直径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ，作业用水量约 $217.6\text{m}^3/\text{a}$ ，洗井用水量约 $757.8\text{m}^3/\text{a}$ ，年注水量 $3.3 \times 10^4\text{m}^3$ 。
	排水系统	现有场站生活污水排放量约 $45.5\text{m}^3/\text{a}$ ，生活污水排入站内生活污水收集装置，定期清掏外运堆肥处理。现有区块油田采出水量为 $0.35 \times 10^4\text{t}/\text{a}$ ，油水井作业（修井）产生的作业污水共计约 $202\text{m}^3/\text{a}$ ，水井洗井产生的洗井污水共计约 $705\text{m}^3/\text{a}$ ，油田采出水、油水井作业污水、洗井污水进入卫 1 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	现有区块内主要由昌德变电站进行供电，昌德变电站主变容量为 $2 \times 6300\text{kVA}$ ，电力供应依托油田已建电网。
环保工程	废气处理工程	现有区块内采出液依托区块周边的卫 1 联转油脱水站处理，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 15m 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、洗井污水最终由卫 1 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，定期清掏外运堆肥处理。
	噪声防治工程	现有区块内噪声源主要来自抽油机及场站。抽油机电机等发声设备选用了低噪声设备，定期对进场设备进行维护和保养；场站机泵均布置在室内，采用隔声门窗及机泵加装减震设施等降低噪声源强。

	固体废物收集处理处置工程	现有区块内油水井在进行作业过程中产生的油污泥委托大庆博昕晶化科技有限公司处理，处理后的泥渣满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）表 1 中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路。
		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。
	环境风险防控工程	现有区块内场站生活垃圾统一收集后拉运至安达市生活垃圾填埋场处理。
退役工程		目前现有区块内没有退役的油水井、管线、场站等。

（3）现有区块环评及验收手续

现有工程环评及验收情况见表 3.1-2。

表 3.1-2 现有工程环评及验收情况调查表

项目名称	主要工程内容	环评批复	验收情况	登记编号
卫星油田卫 2-44-17 区块产能建设工程环境影响报告表	实际建设 8 口油水井，其中 6 口油井、2 口转注井，形成 2 座平台及 3 口独立井，同时扩建 2-8 注配间配水阀组 2 套，新建井集油掺水管道 4.62km、注水单井支线 1.23km、10KV 供电线路 0.5km、通井路 0.25km，建成后实际产能 0.29×10 ⁴ t/a。	庆环审〔2018〕233 号	于 2019 年 3 月完成自主验收	912312817028111747001X
庆新油田 2021 年产能建设地面工程环境影响报告书	实际建设油水井 45 口，其中油井 35 口、注水井 5 口、转注井 5 口，形成丛式井场 6 座、独立井井场 20 座，配套建设油水管道、电力、道路系统等工程，建成后实际产能 2.28×10 ⁴ t/a	绥环审〔2021〕6 号	于 2024 年 4 月完成自主验收	912312817028111747001X

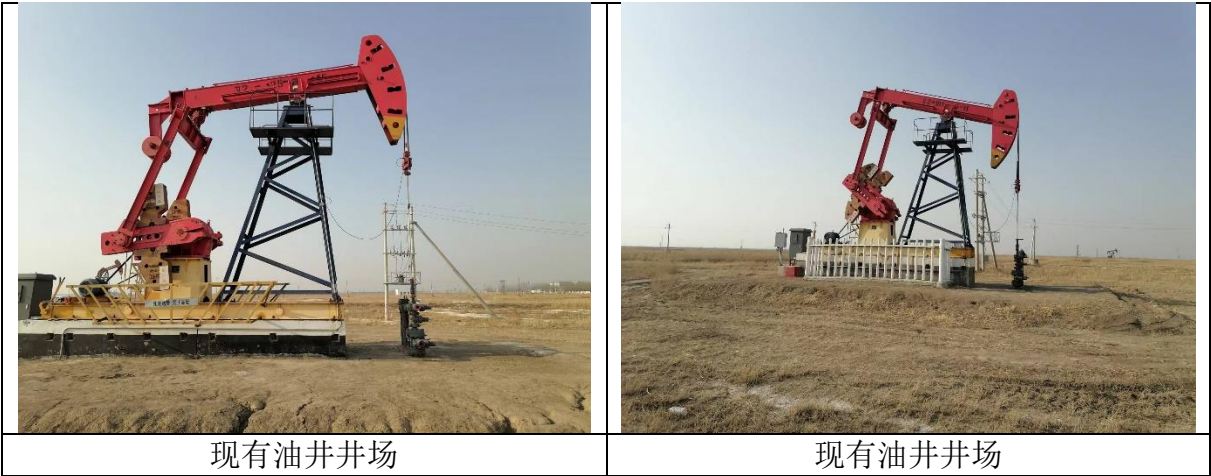




图 3.1-1 卫 20 西区块内井场及依托场站建设情况

(3) 现有区块排污许可执行情况

现有区块位于安达市庆新油田开发有限责任公司西区，根据调查，安达市庆新油田开发有限责任公司西区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 2023 年 6 月 19 日取得登记回执，登记编号为 912312817028111747001X，有效期为 2023 年 6 月 19 日至 2028 年 6 月 18 日。

3.1.2 现有工程污染防治设施运行和排放情况

(1) 废气

①非甲烷总烃

现有工程排放的非甲烷总烃主要为区块内井场、集输管线及场站在运行过程中无组织挥发的非甲烷总烃，根据建设单位提供资料，卫 20 西区块目前产油约 $0.58 \times 10^4 \text{t/a}$ 。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，石油开采挥发性有机物产生系数 1.4175g/kg 原油，则现有区块非甲烷总烃挥发量为 8.22t/a 。

现有工程在油气集输过程采取了全密闭工艺流程，油井井口均安装了密封垫、管线均埋地敷设、依托场站内各关键接口法兰均进行了密闭处理，有效的控制了无组织气体的挥发，根据现有工程竣工环境保护验收调查报告中对区域内已建井场的监测结果，现有区块内井场排放的非甲烷总烃边界能够满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求。根据对区块周边依托场站的监测结果可知，依托场站排放的非甲烷总烃厂界能够满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求，场站内非甲烷总烃能够满足《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加热炉烟气

现有区块内已建场站仅涉及 2-8 集油配水间，无加热炉等装置，区块内油井采出液依托周边已建的卫 1 联转油脱水站处理，卫 1 联转油脱水站内加热炉运行会产生加热炉烟气。卫 1 联转油脱水站加热炉使用清洁燃料天然气，并采用低氮燃烧器。本次对依托场站加热炉进行了监测，排放浓度统计结果见表 3.1-3。

表 3.1-3 现有区块内依托场站加热炉污染物排放浓度统计表

场站名称	颗粒物排放浓度 (mg/m^3)		NO _x 排放浓度 (mg/m^3)		SO ₂ 排放浓度 (mg/m^3)	
	最大	平均	最大	平均	最大	平均
卫 1 联转油脱水站	9.4	8.8	83	74	9	8

由以上统计可知，依托的卫 1 联转油脱水站内加热炉废气的排放能够达到《工业炉窑大气污染物排放标准》（GB9078-1996）表 2 中的二级标准限值要求。

依托场站加热炉污染物排放量统计结果见表 3.1-4。

表 3.1-4 现有区块依托场站加热炉污染物排放量统计表

场站名称	排气筒高度 (m)	天然气用量 ($\text{万 m}^3/\text{h}$)	年运行时间 (h)	站内加热炉总烟 气量 (万 Nm^3/a)	污染物排放情况 (t/a)		
					颗粒物	NO _x	SO ₂
卫 1 联转油脱水站	15	632.1971	8760	8155.34	0.718	6.769	0.652

由以上分析可知，现有区块周边依托场站加热炉排放的烟气中颗粒物排放量为 0.718t/a ，NO_x 排放量为 6.769t/a ，SO₂ 排放量为 0.652t/a 。

（2）废水

现有区块产能 $0.58 \times 10^4 \text{t/a}$ ，综合含水 37.8%，则现有区块油田采出水量为 $0.35 \times 10^4 \text{t/a}$ ，油水井作业（修井）产生的作业污水共计约 $202 \text{m}^3/\text{a}$ ；现有区块水井洗井产生的洗井污水共计约 $705 \text{m}^3/\text{a}$ 。现有区块油田采出水、油水井作业污水、洗井污水最终均由卫 1 联合油污水处理站处理达标后回注油层，不外排。根据本次对卫 1 联合油污水处理站的监测结果可知，卫 1 联合油污水处理站处理后的含油污水含油量为 $1.46 \sim 2.11 \text{mg/L}$ ，悬浮固体含量为 $2 \sim 3 \text{mg/L}$ ，悬浮物颗粒直径中值为 $1 \mu\text{m}$ ，满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求。

现有区块场站内的生活污水产生量约 $45.5 \text{m}^3/\text{a}$ ，生活污水排入站内生活污水收集装置，定期清掏外运堆肥处理。

（3）噪声

现有区块内噪声源主要来自抽油机及场站，抽油机噪声源强为 $65 \sim 80 \text{dB(A)}$ ，为连续稳态声源，场站噪声主要为各类机泵噪声，源强约在 $80 \sim 85 \text{dB(A)}$ 之间。抽油机电机等发声设备选用了低噪声设备，定期对进场设备进行维护和保养；场站机泵均布置在室内，采用隔声门窗及机泵加装减震设施等降低噪声源强。根据本次对区块内已建井场及场站的监测数据可知，区块内已建卫 2-46-16 井场厂界昼间噪声在 $49.1 \sim 51.5 \text{dB(A)}$ 之间、夜间噪声在 $48.3 \sim 49.9 \text{dB(A)}$ 之间，2-8 集油配水间厂界昼间噪声在 $46.4 \sim 48.8 \text{dB(A)}$ 之间、夜间噪声在 $44.5 \sim 46.6 \text{dB(A)}$ 之间。区块内已建井场、场站厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准。

（4）固体废物

现有区块内油水井在进行作业过程中产生的含油污泥量约 0.48t/a ，区块内场站为 2-8 集油配水间，不涉及清淤，不产生含油污泥，含油污泥委托大庆博昕晶化科技有限公司处理，处理后的泥渣满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）表 1 中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路。现有区块内油水井在进行作业过程中产生的含油废防渗布量约 0.24t/a ，含油废防渗布经收集后暂存于安达市庆新油田开发有限责任公司危废贮存库，定期委托有资质单位处理。现有区块内场站共产生生活垃圾 0.37t/a ，产生的生活垃圾统一收集后拉运至安达市生活垃圾填埋场处理。

现有工程污染物产排污情况汇总表见表 3.1-5。

表 3.1-5 现有工程污染物产排污情况汇总表

类别	污染物	产生量	削减量/固废处置量	排放量
废气	非甲烷总烃	8.22t/a	0	8.22t/a

	颗粒物		0.718t/a	0	0.718t/a
	SO ₂		0.652t/a	0	0.652t/a
	NO _x		6.769t/a	0	6.769t/a
废水	油田采出水		0.35×10 ⁴ m ³ /a	0.35×10 ⁴ m ³ /a	0
	作业污水		202m ³ /a	202m ³ /a	0
	洗井污水		705m ³ /a	705m ³ /a	0
	生活污水 (45.5m ³ /a)	COD	0.014t/a	0.014t/a	0
		氨氮	0.0014t/a	0.0014t/a	0
固废	作业含油污泥		0.48t/a	0.48t/a	0
	含油废防渗布		0.24t/a	0.24t/a	0
	生活垃圾		0.37t/a	0.37t/a	0

3.1.3 滚动开发区块回顾性分析

(1) 地下水及土壤防护措施及效果

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

根据本次对区块内的地下水井监测结果显示，现有区块内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 Mn²⁺在 CO₂ 作用下溶入地下水中，形成锰浓度偏高的水文地质化学环境。说明在采取地下水防护措施后现有工程对区域地下水无明显影响。

根据本次对现有井场、占地外农用地的土壤监测结果显示，井场永久占地内土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值标准，占地外农用地土壤满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）基本项目筛选值标准，现有工程在运行阶段未对区域土壤产生明显影响。

(2) 生态环境保护措施及效果

为保护区域生态环境，安达市庆新油田开发有限责任公司在钻井工程时采取了生态保护措施保护区域内耕地、草地生态系统。例如严格控制了井场的临时及永久占地，井场

钻井工程施工结束后及时对临时占地进行了生态恢复，最大力度降低了油田开发对区域耕地及草地生态系统的影响。并严格控制了该区域油田作业范围，严格运营期管理，减小了对区域生态系统的扰动，保证了不因油田开发活动加重生态系统的退化、沙化、盐碱化等。针对区块内水土流失重点治理区，安达市庆新油田开发有限责任公司采取了井场平整、压实，开挖土方已合理利用填埋，施工期间未对占地外的地表植被造成碾压和破坏；在油田道路地势较低，容易汇水形成径流冲刷的路段，设置了钢筋砼板涵，保证了道路两侧洪沟的畅通；生产期已严格作好道路泄洪桥涵洞的疏通、维修工作，保证了各类设施的泄洪能力；管道工程施工期间，划定了施工活动范围，车辆均采用“一”字型作业法，严格避免开辟新路，管沟挖、填方作业做到了互补平衡，未造成弃土方堆积和过多借土，未增加新的水土流失，管沟回填阶段均按层回填，回填后予以平整、压实，施工期间对开发建设施工材料划定了适宜的堆料场，未破坏占地外的植被，未增加裸地面积而新增的水土流失。

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



图3.1-2 卫20西区块现有井场及管线周边生态恢复情况

3.1.4 现有工程存在的环境问题

根据调查可知，现有区块运行至今内无投诉、督查及检查情况。本工程区域内已建井的井场永久性占地面积符合要求，井场地面均进行了平整，无油污。站场环境清洁，地面未发现油污，站内道路两侧和厂区院墙内外均已绿化，生态恢复较好。井场永久性占地面积符合设计要求，井场地面均进行了平整，在临时性占地范围内，地表基本进行了平整，并已完成了生态恢复。

区块周边依托场站加热炉排放的废气能够达到《工业炉窑大气污染物排放标准》（GB9078-1996）表2中的二级标准限值要求；现有站场原油集输均采用密闭集输管线、

装置，场站内各关键接口法兰均进行了密闭处理，可有效控制烃类物质的排放，目前现有井场、场站厂界非甲烷总烃浓度能够满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求，场站排放的 VOCs（以非甲烷总烃计）厂区内能够满足《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。由监测结果可知，现有井场及场站厂界满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准。油田产生的含油污水经卫 1 联合污水处理站处理后全部回注，出水水质指标能够达到《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求，均不外排；作业产生的落地油委托大庆博昕晶化科技有限公司处理，处理后的泥渣满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）表 1 中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路。

本项目位于安达市庆新油田开发有限责任公司西区，安达市庆新油田开发有限责任公司西区管理类别为登记管理，已于 2023 年 6 月 19 日取得登记回执，登记编号为 912312817028111747001X，有效期为 2023 年 6 月 19 日至 2028 年 6 月 18 日。

为保护区域生态环境，安达市庆新油田开发有限责任公司在钻井工程时采取了生态保护措施保护区域内耕地、草地生态系统。例如严格控制了井场的临时及永久占地，井场钻井工程施工结束后及时对临时占地进行了生态恢复，最大力度降低了油田开发对区域耕地及草地生态系统的影响。并严格控制了该区域油田作业范围，严格运营期管理，减小了对区域生态系统的扰动，保证了不因油田开发活动加重生态系统的退化、沙化、盐碱化等。针对区块内水土流失重点治理区，安达市庆新油田开发有限责任公司采取了井场平整、压实，开挖土方已合理利用填埋，施工期间未对占地外的地表植被造成碾压和破坏；在油田道路地势较低，容易汇水形成径流冲刷的路段，设置了钢筋砼板涵，保证了道路两侧洪沟的畅通；生产期已严格作好道路泄洪桥涵洞的疏通、维修工作，保证了各类设施的泄洪能力；管道工程施工期间，划定了施工活动范围，车辆均采用“一”字型作业法，严格避免开辟新路，管沟挖、填方作业做到了互补平衡，未造成弃土方堆积和过多借土，未增加新的水土流失，管沟回填阶段均按层回填，回填后予以平整、压实，施工期间对开发建设施工材料划定了适宜的堆料场，未破坏占地外的植被，未增加裸地面积而新增的水土流失。

原有工程严格实施 HSE 环境管理体系，安达市庆新油田开发有限责任公司逐级落实岗位责任制；各工区小队或联合站设专职环保员一名，相应采油工区队长及联合站站长为 HSE 管理体系的第一负责人，对单位日常生产过程中的相关环境工作进行管理。

环境风险相关措施：经调查，安达市庆新油田开发有限责任公司卫 20 西区块未发生过环境风险事故。安达市庆新油田开发有限责任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应急演练，《环境突发事件专项应急预案》于 2025 年 3 月 25 日在绥化市安达生态环境局进行了备案，备案编号为 231281-2025-014-L。建议增加事故应急监测及事故评估等规定内容并定期演习，避免重大污染事故的发生。

根据以上分析及现场勘查，现有区块内未发现环境问题。

3.2 项目概况

项目名称：卫星油田卫 20 西区块扶余油层开发扩大试验产能建设工程项目；

建设单位：安达市庆新油田开发有限责任公司；

建设性质：改扩建；

建设地点：大庆市红岗区杏树岗镇兴隆岭村西南侧；

投资规模：项目总投资 4285.2 万元人民币，环保投资 2463.61 万元人民币，环保投资占比为 5.01%；

占地面积：本项目新增总占地面积为 1.809hm²，其中永久占地面积为 0.309hm²，临时占地面积为 1.5hm²，占地类型为及草地（非基本草原）；

建设内容：项目新钻井 7 口，均为定向井，单井完钻垂深为 1860m~1887m，单井钻井进尺为 1877m~1934m，总进尺 13318m，7 口新钻井均安排基建。压裂并基建油水井 7 口，其中油井 6 口、注水井 1 口，形成丛式井平台 1 座。站外集油系统采用单管环状掺水集油工艺，新建单井集油掺水管道 0.6km。注水系统采用单干管多井配水工艺，新建单井注水管道 0.3km。项目配套建设供配电、道路等辅助工程。

产品及产能规模：预计建成原油产能 0.45×10⁴t/a；

建设周期：本项目计划施工期为 2025 年 12 月至 2026 年 4 月，单井钻井施工约 11d，钻井施工合计约 77d，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 45d；

劳动定员：施工期钻井队在井人数 10 人，压裂及地面建设施工人数 15 人，运营期不新增劳动定员。

3.3 开发区块概况

3.3.1 油气田范围

本项目位于卫星油田卫 20 西区块，卫星油田位于黑龙江省大庆市和安达市境内，大庆长垣太平屯油田以东，东邻升平油田，南接宋芳屯油田，西接杏树岗油田。卫 20 西区块位于卫星油田西北侧，地处大庆市红岗区与绥化市安达市交界处，本次研究区域含油面积 3.97km^2 ，地质储量 $132.56 \times 10^4\text{t}$ 。

3.3.2 勘探开发概况

庆新油田扶余油层经历了两个开发阶段：2006 年~2010 年为弹性开发阶段，2011 年~2024 年为注水和弹性开发阶段，卫 2-J53-26 井区 2011 年开始注水，2016 年芳 27-4 井实施 1 注 6 采同步注水先导试验，由于该区油井压裂投产、油井产量较高，2017 年产量和采油速度达到最高，之后因注水受效滞后等原因产量有所下降，2019 年随着加大注水油井逐渐受效，之后产量回升，2021 年来注水相对稳定，产量也相对稳定。

目前卫 20 西区块未开发扶余油层，仅开发了葡萄花油层，截至目前，卫 20 西区块共有运行的油水井 16 口，其中油井 10 口，平均单井日产油 3.9t ，综合含水 37.8%，年产油 $0.58 \times 10^4\text{t}$ 。注水井 6 口，平均单井日注水 18m^3 ，年注水 $3.3 \times 10^4\text{m}^3$ 。

3.3.3 地质构造

研究区受区域构造控制总体上表现为西高东低构造格局，最高海拔深度-1420m，最低海拔深度-1665m，构造高程相差 245m。

总体上被北西向、近南北向断层的分割控制，形成断鼻、断背斜为主的 3 个构造带。西部构造带，构造轴向为北东向，主要是被北东走向的正断层所分割形成断鼻，构造位置相对较高，断裂复杂，构造类型以断鼻和断背斜为主；中部构造带，构造轴向为近南北向，断裂以近南北向为主，构造位置中部、北部较高，构造类型为断鼻、断背斜和断块；东部构造带，沿着近南北向断层展布，构造位置相对较低，北东向发育断层进一步切割构造，构造带北部较高，南部较低，构造类型以断鼻为主。

3.3.4 层系

布井区开发目的层为扶余油层，预测有效厚度在 4.9-8.7m，有效厚度薄、地质储量丰度在 $26.88-48.93 \times 10^4\text{t}/\text{km}^2$ 之间，采用一套层系开发。

3.3.5 储层特征

（1）储层岩性特征

扶余油层砂岩碎屑成分中石英含量 16%~27%，长石 24%~35%，岩屑含量 28%~42%，粒度中值 $0.03\text{mm} \sim 0.25\text{mm}$ ，泥质含量 7%~20%，属于含泥长石岩屑粉砂细砂岩，以泥质

胶结为主，胶结类型主要为孔隙-薄膜或再生。粘土矿物以伊利石为主，FI组平均相对含量 45.1%，FII组平均相对含量 78.1%，其次为绿泥石、伊蒙混层和高岭石。

(2) 储层物性特征

岩心物性数据表明：扶余油层平均孔隙度 13.11%，空气渗透率 1.61mD，整体属于致密油I类储层。

3.3.6 油气藏流体性质

(1) 地面原油性质

地面原油密度 0.8694g/cm^3 ，粘度 $36.24\text{mPa}\cdot\text{s}$ ，凝固点 36.4° ，含蜡量 21.9%，为常规轻质原油。

(2) 地层原油性质

统计卫星地区扶余油层 6 口井高压物性资料，扶余油层饱和压力 $4.41\text{MPa}\sim 6.38\text{MPa}$ ，平均 5.12MPa ；地层原油粘度 $2.64\text{mPa}\cdot\text{s}\sim 10.55\text{mPa}\cdot\text{s}$ ，平均 $4.99\text{mPa}\cdot\text{s}$ ；体积系数 $1.079\sim 1.120$ ，平均 1.099；一次脱气气油比 $16.1\text{m}^3/\text{m}^3\sim 18.2\text{m}^3/\text{m}^3$ ，平均 $17.5\text{m}^3/\text{m}^3$ ；地层原油密度 $0.768\text{g/cm}^3\sim 0.820\text{g/cm}^3$ ，平均 0.7999g/cm^3 。

(3) 地层水性质

根据卫星油田扶余油层地层水分析资料，地层水氯离子含量平均为 1539.91mg/L ，总矿化度平均为 4300.25mg/L ，水型为 NaHCO_3 型。

(4) 有毒有害气体含量

邻井钻探未见 H_2S 、 CO 、 CO_2 等有毒有害气体。

3.3.7 油气资源类型

研究区油藏类型主要为断层-岩性油藏，油水整体呈上油下水分布特征，无统一的油水界面，油水在各自断块内独立分布，垂向上油层主要发育在 FI组，其次为 FII组，FIII组以水层和干层为主，仅在局部发育油层。

3.3.8 开发进程

本项目位于卫星油田卫 20 西区块，该区块进行过 2 次产能开发，开发层位为葡萄花油层。2018 年 9 月，编制了《卫星油田卫 2-44-17 区块产能建设工程环境影响报告表》，于 2018 年 10 月 17 日由大庆市生态环境局（原大庆市环境保护局）进行了批复，批复文号分别为庆环审〔2018〕233 号，并于 2019 年 3 月完成自主验收，该项目实际建设 8 口

油水井，其中 6 口油井、2 口转注井，形成 2 座平台及 3 口独立井，同时扩建 2-8 注配间配水阀组 2 套，新建井集油掺水管道 4.62km、注水单井支线 1.23km、10KV 供电线路 0.5km、通井路 0.25km，建成后实际产能 0.29×10⁴t/a。

2021 年 4 月，编制了《庆新油田 2021 年产能建设地面工程环境影响报告书》，于 2021 年 6 月 15 日由绥化市生态环境局进行了批复，批复文号分别为绥环审〔2021〕6 号，并于 2024 年 4 月完成自主验收，该项目实际建设油水井 45 口，其中油井 35 口、注水井 5 口、转注井 5 口，形成丛式井场 6 座、独立井井场 20 座，配套建设油水管道、电力、道路系统等工程，建成后实际产能 2.28×10⁴t/a，该项目涉及卫 20 西区块的仅 1 口油井。卫 20 西区块内其它已建的油水井均为 2002 年之前建设，无环保手续。

目卫 20 西区块未开发扶余油层，仅开发了葡萄花油层，截至目前，卫 20 西区块共有运行的油水井 16 口，其中油井 10 口，平均单井日产油 3.9t，综合含水 37.8%，年产油 0.58×10⁴t。注水井 6 口，平均单井日注水 18m³，年注水 3.3×10⁴m³。

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		1 座钻井井场平整（1 座平台井场），在临时占地内修筑运输道路，井场设备拉运，基础施工设备安装，安置柴油罐区、各撬装板房，运输柴油，配制钻井液等。	新建
	钻井工程	钻井数量	新钻油水井 7 口，包括油井 6 口、注水井 1 口，均为定向井，单井完钻垂深为 1860m~1887m，单井钻井进尺为 1877m~1934m，总进尺 13318m。主要工程内容包括钻井成套设备搬运、安装、调试、钻前准备、钻进、录井、测井、固井、完井、压裂等。	新建
		井身结构	井身结构设计一开井深 158~350m，套管尺寸 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。井身结构设计二开至设计井深，套管尺寸 139.7mm，工作内容及作用为封固目的层、达到完井要求。	新建
		钻井平面布置	新建 132m×90m 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、钢制泥浆槽、板框压滤装置等；新建 43.3m×11.7m 撬装式钢制基础，1 座/井场，用于架设钻井井架。	新建

		钻井液体系	一开钻井液采用膨润土混浆水基钻井液体系，主要成分为膨润土、纯碱。二开使用钾盐共聚物钻井液体系，主要成分为膨润土、纯碱、WDYZ-1、HX-D、JS-1、JS-2、NH ₄ -HPAN-2、SPNH、DYFT-1、KOH 等。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 11d，共钻 7 口油水井，钻井施工约 77d。	/
	储层改造工程	射孔	本项目完井采用射孔完井，射孔完井法即钻穿油、气层，下入油层套管，固井后对生产层射孔。射孔是在井内下入专门的射孔器在油层部位射孔，穿透套管的水泥环进入地层，使油气层通过这些孔道与井底连通，从而为油流入井内造成通道的过程。本项目对新钻的 7 口油水井采用射孔完井，射孔工艺采用电缆输送射孔工艺，设计采用 YD-89 枪，配套 DP41RDX25-1 弹射孔，射孔液主要成分为氯化钠或氯化钾类无机盐类水溶液，加适量黏土稳定剂。	新建
		压裂	本项目拟建 7 口油水井需压裂作业后进入产能地面建设，压裂液选用改性胍胶压裂液，支撑剂选用组合粒径石英砂尾追陶粒，设计采用缝网压裂工艺，压裂施工设备包括，外加厚压裂管线、地面管线、井口控制器、压裂管汇、带有旋塞阀的防喷短节、压裂机组。	
	采油工程		本工程产能基建油井 6 口，采用抽油机举升，新建型号为 CYJY8-3-37HB 的游梁式抽油机 6 台、电动机 6 台、控制柜 6 台。	新建
	注水工程		本项目基建注水井 1 口，新建注水井口 1 套，单井最大日注水量为 23m ³ /d，最大注水压力为 22MPa。	新建
	油气集输工程	采油工程	本工程产能基建油井 6 口，采用抽油机举升，新建型号为 CYJY8-3-37HB 的游梁式抽油机 6 台、电动机 6 台、控制柜 6 台。	新建
		集油管线	本项目基建 6 口油井站外系统采用单管环状掺水集油工艺，就近挂接已建集油环，新建单井集油掺水管道 0.6km，包括新建单井掺水管道 Φ60×3.5~0.3km、集油管道 Φ76×4.5~0.3m。本项目新建管道设计压力为 2.5MPa，管道材质均采用内内缠胶带硬质聚氨酯泡沫夹克管道，管道敷设方式采用沟埋方式敷设，管线埋深在 2.0m，管线上部开挖宽度在 2.0m，底部 0.8m 左右，作业带宽度一般 10m，管线钢顶穿越公路 2 处。	新建
		天然气集输工程	本项目油田伴生气采出量约 9.6 万 m ³ /a，油田伴生气经场站天然气干燥处理器处理后用做场站内加热炉的燃料。	利旧
	注水工程	注水井口	本项目基建注水井 1 口，新建注水井口 1 套，单井最大日注水量为 23m ³ /d，最大注水压力为 22MPa。	新建
		注水管线	本项目新建 1 口注水井，注水系统采用单干管多井配水工艺，就近挂接至已建注水干线，新建单井注水管道 Φ48×6-0.3km，注水管道设计压力 25Mpa，管道材质全部选用无缝钢管，管道敷设方式采用沟埋方式敷设，管线埋深在 2.0m，管线上部开挖宽度	新建

			在 2.0m, 底部 0.8m 左右, 作业带宽度一般 10m, 管线钢顶穿越公路 1 处。	
辅助工程	施工期	井控房	每座钻井井场设 1 座井控房, 占地面积 50m ² , 房内安放钻井控制系统、监测及报警装置, 用于井控人员监测钻井情况。	新建
		机械修理房	1 座/井场, 占地面积 50m ² , 用于修理机械。	新建
		气源房	1 座/井场, 占地面积 30m ² , 供应压缩空气, 给钻机刹车提供动力。	新建
		配电房	1 座/井场, 占地面积 30m ² 。	新建
		发电机房	1 座/井场, 占地面积 50m ² , 为生活及钻井提供电力。	新建
		生活、办公区	每个钻井平台设 50m ² 地质值班房 1 座、50m ² 钻井液值班房 1 座、50m ² 工程值班房 1 座、50m ² 钻井监督房 1 座、50m ² 平台经理房 1 座、50m ² 综合房 1 座。	新建
		钻井施工营地	钻井施工各井场沿周边设置临时场地, 临时场地用于摆放生活区活动房, 停放钻井施工设备, 设置车辆回车场地, 施工结束后对临时占地进行生态恢复。	新建
	运营期	清防蜡	本项目油井采用化学加药为主, 固体防蜡器为辅的清防蜡工艺。	新建
公辅工程	供水系统		施工期生产用水由水罐车运送, 生活用水采用桶装纯净水。运营期不新增人员, 不新增生活用水, 运营期作业用水、洗井用水来源为卫 1 联含油污水处理站的深度处理水, 由水罐车运送。	依托
	排水系统		钻井施工期施工人员产生的生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内, 定期清掏外运堆肥处理, 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防渗旱厕, 定期清掏外运堆肥处理。钻井废水排入井场钢制泥浆槽中, 由井场撬装式板框压滤无害化处理装置处理后, 压滤水由施工单位拉运至宋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, 压滤泥饼由施工单位拉运至大庆市第五建筑工程公司进行综合利用。压裂返排液由罐车拉运至卫一联压裂返排液处理装置处理, 分离出污水经卫 1 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卫 1 联含油污水处理站处理达标后回注油层。 运营期油田采出水管输进入卫 1 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、水井洗井污水通过罐车回收后拉运至卫 1 联含油污水处理站处理满足《大庆油田	依托

			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。油井洗井污水随集油管道进入集油系统,最终管输至卫1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。	
	道路工程		本项目7口油水井位于老井附近,新建井直接挂接于附近老井土路上,新建宽3.5m的通井土路60m。	新建
	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
	自控工程		对新建的7口油水井进行数字化建设,对系统相关信号进行采集和上传,实现生产数据自动采集、生产过程监测、远程控制等功能。新建WIA-PA智能电参分析控制器、WIA-PA智能电参分析控制模块、WIA-PA抽油机无线工况采集单元、WIA-PA无线压力变送器等。	新建
	供电系统		本项目施工期用电由柴油发电机供给。 运营期电力供应由昌德变电站供给,本次产能基建油井6口,新增用电负荷共计51.2kW,新建井场变压器3座,新建油井变压器配电电源均就近由已建10kV供电线路引接电源,新建10kV供电支线0.6km,采用LGJ-50型导线。本项目投产后,新增耗电 $117.8 \times 10^4 \text{ kW} \cdot \text{h/a}$ 。	新建、扩建
环保工程	施工期	废气处理工程	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。	/
			对施工场地采取洒水抑尘,对易起尘的临时土方等加盖苫布,施工运输车辆采取密闭措施或加盖苫布,加强施工管理。	新建
	施工期	废水处理工程	钻井废水排入井场钢制泥浆槽中,由井场撬装式板框压滤无害化处理装置处理后,压滤水由施工单位拉运至宋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,压滤泥饼由施工单位拉运至大庆市第五建筑工程公司进行综合利用。	依托
			压裂返排液由罐车拉运至卫一联压裂返排液处理装置处理,分离出污水经卫1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卫1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。	依托

			钻井施工期施工人员产生的生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内，定期清掏外运堆肥处理，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防渗旱厕，定期清掏外运堆肥处理。	钻井期新建
		噪声防治工程	合理安排施工进度，减少施工时间，避免大量高噪声设备同时施工；除钻进外，其它施工严格禁止夜间进行。合理布置施工现场，尽量将高噪声机械布置远离环境敏感点一侧，同时，避免在同一地点安排较多的动力机械；运输车辆选择避开居民区的路线，临近居民区应减少汽车鸣笛的次数，减速慢行。	新建
		固体废物收集及处置工程	生活垃圾统一收集后拉运至安达市生活垃圾填埋场处理。	依托
			膨润土、纯碱、重晶石粉废弃包装袋、非含油废防渗布、施工废料属于一般固体废物，集中收集暂存在井场设置的钢制垃圾桶内，由施工单位拉运至第八采油厂工业固废填埋场处理。	依托
			钻井岩屑、废钻井液、废射孔液属于一般固体废物，排入井场钢制泥浆槽中，由井场撬装式板框压滤无害化处理装置处理后，压滤水由施工单位拉运至宋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，压滤泥饼由施工单位拉运至大庆市第五建筑工程公司进行综合利用。	依托
	运营期	废气处理工程	依托的卫 1 联转油脱水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 15m 的烟囱高空排放。	依托
			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。	新建
		废水处理工程	运营期油田采出水管输进入卫 1 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。	依托
			油水井作业污水、水井洗井污水通过罐车回收后拉运至卫 1 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。油井洗井污水随集油管道进入集油系统，最终管输至卫 1 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。	依托
		噪声防治工程	井场抽油机等发声设备尽可能选用低噪声设备；注意对设备的维护保养，保证设备保持在最佳运行状态，降低噪声源强度。	新建
		固体废物收集	含油污泥、落地油及油砂委托大庆博昕晶化科技有限公司处理，处理后的泥渣满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》	依托

		及处理 处置工程	(DB23/T3104-2022)表1中的限值要求后,用作油田垫井场和通井路。	
			油水井作业产生的含油废防渗布经收集后暂存于安达市庆新油田开发有限责任公司危废贮存库,定期委托有资质单位处理。	依托
	退役 期	废气处理工程	施工扬尘采取运输道路及施工场地定时洒水抑尘,运输车辆采取苫布遮盖措施。	新建
		废水处理工程	本项目退役期管线内介质均由压缩空气吹扫至后续集输管线进入集输系统处理。退役期生活污水排入附近计量间或场站已建防渗旱厕,定期清掏外运堆肥处理。	依托
		噪声防治工程	合理安排施工进度,避免大量高噪声设备同时施工;选用低噪声设备;运输车辆选择避开居民区的路线。	新建
		固体废物收集及处理 处置工程	本项目退役管线两段封堵后直埋处理,退役期拆除的废旧设备全部回收至安达市庆新油田开发有限责任公司物资库。封井建筑垃圾统一收集后拉运至建筑垃圾调配场处理。生活垃圾统一收集后拉运至安达市生活垃圾填埋场处理。	依托
	地下水及土壤 防护		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。油水井运营期间参照 GB/T 17745 要求进行井筒完整性管理,定期开展井筒完整性检查。	新建
			在本项目区域上游庆新油田 qx-1 潜水井(坐标 124.97667, 46.22293)布设 1 口潜水背景值监测水井,在区域内庆新油田 qx-2 潜水井(坐标 124.93973, 46.21319)、区域下游庆新油田 qx-5 潜水井(坐标 124.94317, 46.18164)各布设 1 口潜水跟踪监测水井。在区域内兴隆岭村承压水井(坐标 124.94841, 46.21815)布设 1 口承压水跟踪监测水井。定期对地下水进行跟踪监测。	依托 周边 已建 水井
			在 1 号平台井场、1 号平台井场东北侧 200m 草地共布设 2 个土壤跟踪监测点,定期对土壤进行跟踪监测,监测因子为 pH、石油类、石油烃(C ₆ ~C ₉)、石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)、汞、砷、六价铬,监测频次为 1 次/年。	新建
			施工期分区防渗:柴油罐区、泥浆循环罐、钻井液材料房、发电机房、钢制泥浆槽、钻台为重点防渗,采用地面碾压平整并铺设 2mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗,渗透系数为 1.0×10 ⁻¹⁰ 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 1.0×10 ⁻⁷ cm/s;施工井场其他区域采用地面碾压平整。	新建
			运营期分区防渗:集油掺水管道、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,管道设计壁厚防腐余量为 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 1.0×10 ⁻¹⁰	新建

			¹⁰ 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。	
	生态治理		施工期间应划定施工活动范围，严格控制施工作业面积。针对临时占地应剥离占地内 0.3m 的表土，采用分层开挖，分层堆放，暂存于占地内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，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，施工结束后分层回填，并及时恢复地表植被，临时占地恢复面积 1.5hm ² ；对永久占用草地按照规定进行经济补偿，补偿面积 0.309hm ² 。	恢复、补偿
	风险防范措施		运营期在作业期间工作区域均铺设防渗布，防渗布边缘设置围堰；车辆采用密闭罐车，配备收油工具；依托场站内定时巡检，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。	新建
储运工程	泥浆循环罐		钻井井场设泥浆循环罐 3 个，单罐容积 40m ³ ，占地约 100m ² 。	新建
	钢制泥浆槽		井场泥浆不落地，钻井施工场地泥浆循环罐旁边设置 1 座钢制泥浆槽，钢制泥浆槽有效容积 100m ³ ，用于接收钻井废水、钻井岩屑、废弃钻井液、废射孔液，由井场撬装式板框压滤无害化处理装置处理后，压滤水由施工单位拉运至宋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，压滤泥饼由施工单位拉运至大庆市第五建筑工程公司进行综合利用。	新建
	水罐区		每座钻井井场设钢制水罐 2 座，存储新鲜水，有效容积 100m ³ ，用于施工期的生产用水。	新建
	钻井液材料房		每座钻井井场设置钻井液材料房 1 座，占地面积 50m ² ，用于存放钻井液材料。	新建
	柴油罐区		钻井井场设柴油罐区 1 处，罐区内设钢制柴油罐 1 座，采用双层卧式罐，单座有效容积 30m ³ ，柴油密度为 0.835t/m ³ ，总储量约 25.05t。柴油罐区做重点防渗处理，采用地面碾压平整并铺设 2mm 厚防渗布进行防渗，渗透系数为 1.0×10 ⁻¹⁰ cm/s，罐区配备泡沫灭火器。柴油罐区周围设置高度不低于 0.5m、容积不低于 30m ³ 的便于拆装的防渗玻璃钢围堰，并距离发电房等易产生明火的位置 20m 以上。	新建
	其他材料房		每座钻井井场设置其他材料房 2 座，单座占地面积 50m ² ，用于存放其他钻井材料。	新建
	表土剥离临时堆放区		每座钻井井场设置 1 处表土剥离临时存放区，用于暂存钻井井场剥离的表土层，采取分层堆放的方式，表土堆放设置挡板、上覆遮盖材料，占地面积约 1200m ² （20m×60m）。临时占地剥离的表土在施工结束后分层回填，并及时恢复地表植被。	新建
依托工程	转油脱水站	卫 1 联转油脱水站	本项目 6 口油井采出液依托聚卫 1 联转油脱水站处理。卫 1 联转油脱水站于 2001 年建成投产，目前管辖油井 316 口，集油阀组间 10 座。卫 1 联脱水站采用“三合一+五合一”处理工艺。站内主要设备有：单台设计处理能力 8500t/d 的三合一装置 2 台、	依托、无需扩建

		五合一装置 3 套（每套包括：设计处理能力 1900t/d 的一段游离水脱除器 1 台、设计处理能力 480t/d 的二段电脱水器 1 台、0.58MW 加热炉 1 台）、0.315MW 外输加热炉 2 台、2.0MW 掺水炉 2 台、2.5MW 掺水炉 1 台、2.5MW 真空加热炉 1 台。站内“三合一”设计处理能力为 17000t/d，“五合一”一段游离水设计处理能力为 5700t/d，“五合一”二段电脱水设计处理能力为 1440t/d，目前站内“三合一”实际处理量为 13898.8/d，“五合一”一段游离水实际处理量为 5421t/d，“五合一”二段电脱水实际处理量为 565.4t/d。本项目及同期建设的项目进入站内“三合一”装置进行处理的液量最大为 146t/d，进入站内“五合一”一段游离水处理装置处理的液量最大为 94t/d，进入站内“五合一”二段电脱水处理装置处理的液量最大为 56.7t/d。该站接收本项目及同期建设的项目的采出液后，“三合一”装置处理液量最大为 14044.8t/d，负荷率为 82.62%，“五合一”一段游离水处理装置处理液量最大为 5515t/d，负荷率为 96.75%，“五合一”二段电脱水处理装置处理液量最大为 622.1t/d，负荷率为 43.2%，满足开发需求。	
含油污水处理站	卫 1 联合含油污水处理站	本项目 6 口油井采出水依托卫 1 联合含油污水处理站处理，站内主要工艺为“两级沉降+两级过滤”，设计出水水质指标为“含油量≤8mg/L、悬浮固体≤3mg/L、悬浮物颗粒直径中值≤2.0μm”，设计污水处理量为 6200m³/d。目前实际污水处理量为 6050m³/d，本项目及同期建设项目新增采出水量为 78m³/d，新增污水后卫 1 联合含油污水处理站处理量为 6128m³/d，负荷率为 98.83%，满足开发需求。	依托，无需扩建
压裂返排液处理站	卫一联合压裂返排液处理装置	卫一联合压裂返排液处理装置采用“管式反应器-三相分离器-一次过滤-二次过滤”工艺来降低废压裂液中污染物的含量，处理后废水管输进入卫一联合含油污水深度处理站。设计处理能力 240m³/d，目前负荷约 50%，本项目压裂返排液产生量约为 490m³，约 70m³/d（按每天压裂 1 口井计算），接收本项目产生的压裂返排液后，卫一联合压裂液无害化处理装置负荷率为 79%，满足依托需求。	依托，无需扩建
含油污泥处理站	大庆博昕晶化科技有限公司	大庆博昕晶化科技有限公司含油污泥处理厂位于黑龙江省大庆市林源新区（林源工业区），污泥处理系统 1 套，主要设备包括分馏塔塔顶换热器、分馏塔塔顶冷凝器、分馏塔塔底再沸器、分馏塔、旋转蒸馏炉等。主要工艺流程为：油泥拌水加湿后采用螺旋输送油泥，通过封闭进料口进料。开启旋转蒸馏炉使之处于向进料口推料的方向，启动引风机，开启天然气燃烧器 1-2 个，以便处理燃烧系统内残留的可燃气体和水蒸气所带的异味。密闭的旋转蒸馏炉分馏温度在 100℃时，石油气 C4 以下烃类和水蒸气达到沸点汽化，石油气 C4 作为燃烧原料，经引风机送至燃烧器焚烧处理；继续加热油泥至 550℃左右，馏分经分气包气液分离后，燃料油（C4~C40）经阻尼罐，冷却盘管，得到产品燃料进入储油罐，分气包产生的渣油送裂解装置，分气包产	依托、无需扩建

			生的废水送废水储池，部分回用于原料拌湿，剩余送污水暂存池。热裂解蒸馏结束后，熄灭炉膛内燃料，点燃无效燃烧室废气燃烧器，打开烧火炉门降温，旋转蒸馏炉继续旋转；分气包上温度降至 60℃时排放渣油；出料门温度 60℃以下时清除废渣送至废渣棚暂存。该公司设计含油污泥处理能力为 280t/d，目前实际处理量为 200t/d，负荷率为 71.43%，本项目含油污泥及落地油最大产生量约为 0.37t/a，能够满足含油污泥处理需求，依托可行。	
	一般工业固废填埋场	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 1.91hm ² 。第八采油厂工业固废填埋场现阶段运行稳定，总容量为 11624m ³ ，目前实际容纳约 8800m ³ ，剩余能力为 2824m ³ /a，本项目产生膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋、施工废料、非含油废防渗布共计约 0.26t，约 0.2m ³ ，填埋场剩余容量能够容纳本项目产生的固体废物，本项目依托可行。	依托、无需扩建
	危废存储库	安达市庆新油田开发有限责任公司危废贮存库	安达市庆新油田开发有限责任公司危废贮存库于 2015 年 6 月 15 日取得了环评批复，环评批复文号为绥环审[2015]236 号，于 2016 年 1 月 14 日取得验收批复，验收批复文号为绥环函[2016]2 号。该贮存库危险废物可贮存量为 1062t，本项目产生含油废防渗布约 0.11t，可满足本项目含油防渗布贮存需求，依托可行。	依托、无需扩建

本项目主要技术经济指标见表 3.4-2。

表 3.4-2 本项目主要技术经济指标汇总表

类别	指标
设计动用资源储量	本项目设计动用资源储量 132.56×10 ⁴ t，预计建成原油产能 0.45×10 ⁴ t/a。
设计井数	本项目新钻油水井 7 口，包括油井 6 口、注水井 7 口，均为定向井，7 口新钻井均安排基建。压裂并基建油水井 7 口，其中油井 6 口、注水井 1 口，形成丛式井平台 1 座。
不同规模站场数	依托联合站 1 座（卫 1 联转油脱水站、卫 1 联含油污水处理站）。
管道长度	新建单井集油掺水管道 0.6km、单井注水管道 0.3km
能源消耗情况	本项目新增耗气量 2.97 万 m ³ /a。本项目投产后，新增耗电 117.8×10 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 1.809hm ² ，其中永久占地面积为 0.309hm ² ，临时占地面积为 1.5hm ² ，占地类型为草地（非基本草原）。
工作制度	年生产 365d，每天 24 小时。
在册职工人数	施工期钻井队在井人数 10 人，压裂及地面建设施工人数 15 人，运营期不新增劳动定员。
总投资及环境保护投资	总投资 4285.2 万元，环保投资 2463.61 万元，环保投资占比 5.01%。

3.5 开发方案

3.5.1 基建井及井位分布

本项目新钻井基建油水井7口，其中油井6口、注水井1口，形成丛式井平台1座，建成产能0.45×10⁴t/a。本项目油井均为水驱油井，注水井注水来源为处理达标的含油污水。本项目产能基建安排见表3.5-1。

表3.5-1 项目产能基建井安排表

区块	基建井数（口）			建成产能（10 ⁴ t/a）
	油井	注水井	合计	
卫 20 西区块	6	1	7	0.45

项目油田产能井位布置情况见表3.5-2。本项目拟建井位置见附图2。

表3.5-2 本项目井位布置情况

序号	平台	井号	井位坐标		井别	井型	占地类型	开发层位
			经度	纬度				
1	1 号平台	卫扶 2-45-斜 11	124.93769	46.21364	油井	定向井	草地	扶余油层
2		卫扶 2-47-斜 13			注水井	定向井		
3		卫扶 2-47-斜 17			油井	定向井		
4		卫扶 2-47-斜 9			油井	定向井		
5		卫扶 2-49-斜 11			油井	定向井		
6		卫扶 2-49-斜 15			油井	定向井		
7		卫扶 2-51-斜 13			油井	定向井		

3.5.2 开发指标预测

本项目新钻井基建油水井7口，其中油井6口、注水井1口，油井初期预测平均单井产油量2.5t/d，建成产能0.45×10⁴t/a，综合含水78.4%，开采层位属于扶余油层。注水井平均单井最大日注水量为23m³/d，年注水量为0.69×10⁴m³/a，最大注水压力为22MPa，注水水质为深度处理水。本项目产能开发指标预测见表3.5-3，原油物性见表3.5-4，产出水性质见表3.5-5。

表 3.5-3 本项目产能开发指标预测表

时间 (年)	油井 (口)	水井 (口)	单井日 产油 (t)	单井日 注水 (m ³)	年产油 (10 ⁴ t)	年产液 (10 ⁴ t)	综合 含水 (%)	年注水 (10 ⁴ m ³)	累计产 油 (10 ⁴ t)	采油速 度 (%)	采出程 度 (%)	递减率 (%)
1	6	1	2.50	23.0	0.15	0.20	25.0	0.23	0.15	0.54	0.54	
2	6	1	2.50	22.9	0.45	0.64	30.2	0.69	0.60	1.61	2.15	
3	6	1	1.88	21.0	0.34	0.51	34.2	0.63	0.94	1.21	3.37	25.0
4	6	1	1.63	20.1	0.30	0.48	38.4	0.60	1.23	1.06	4.42	13.0
5	6	1	1.48	19.7	0.27	0.47	43.4	0.59	1.50	0.96	5.38	9.1
6	6	1	1.36	19.3	0.24	0.47	48.2	0.58	1.74	0.88	6.26	8.5

时间 (年)	油 井 (口)	水井 (口)	单井日 产油 (t)	单井日 注水 (m ³)	年产油 (10 ⁴ t)	年产 液 (10 ⁴ t)	综合 含水 (%)	年注水 (10 ⁴ m ³)	累计产 油 (10 ⁴ t)	采油速 度 (%)	采出程 度 (%)	递减率 (%)
7	6	1	1.25	18.9	0.22	0.50	55.3	0.57	1.97	0.81	7.06	8.2
8	6	1	1.15	18.5	0.21	0.52	60.3	0.56	2.17	0.74	7.80	8.0
9	6	1	1.06	18.2	0.19	0.54	64.3	0.55	2.36	0.69	8.49	7.3
10	6	1	0.99	17.8	0.18	0.56	68.3	0.53	2.54	0.64	9.13	7.2
11	6	1	0.92	17.5	0.16	0.56	70.4	0.53	2.71	0.59	9.72	7.0
12	6	1	0.86	16.5	0.16	0.56	72.4	0.50	2.86	0.56	10.28	6.2
13	6	1	0.81	16.4	0.15	0.57	74.4	0.49	3.01	0.53	10.80	5.6
14	6	1	0.77	16.3	0.14	0.59	76.4	0.49	3.15	0.50	11.30	5.2
15	6	1	0.73	15.9	0.13	0.61	78.4	0.48	3.28	0.47	11.77	5.0

表 3.5-4 原油物性表

油（气）田名称	密度 (g/cm ³)	粘度 (mPa.s)	凝固点 (°C)	含蜡 (%)	胶质 (%)	油气比 m ³ /t
卫星油田卫 20 西区块	0.8694	36.24	36.4	21.9	14.7	21.3

表 3.5-5 产出水性质表

油（气）田名称	总矿化度 (mg/L)	氯离子 Cl ⁻ (mg/L)	水型
卫星油田卫 20 西区块	4300.25	1539.91	NaHCO ₃

3.6 主要建设内容

本项目新钻井 7 口，均为定向井，单井完钻垂深为 1860m~1887m，单井钻井进尺为 1877m~1934m，总进尺 13318m，7 口新钻井均安排基建。压裂并基建油水井 7 口，其中油井 6 口、注水井 1 口，形成丛式井平台 1 座。站外集油系统采用单管环状掺水集油工艺，新建单井集油掺水管道 0.6km。注水系统采用单干管多井配水工艺，新建单井注水管道 0.3km。项目配套建设供配电、道路等辅助工程，预计建成产能 0.45×10⁴t/a。主要建设内容包括钻井工程、储层改造工程（射孔及压裂）、采油工程、油气集输工程、注水工程、道路工程、公用工程等。

3.6.1 钻井工程方案

本项目新钻油水井 7 口，包括油井 6 口、注水井 1 口，均为定向井，分布于 1 座丛式井平台。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），本项目拟钻 7 口油水井压裂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、各撬装板房，运输柴油，配制钻井液等。

(1) 井位选择

钻前准备工作主要为平整井场，保证全套钻井设备达到相关安装标准，安装完成后并进行相关调试。本项目新钻油井 6 口、注水井 4 口，均为定向井，分布于 1 座丛式井平台。新钻井单井完钻垂深为 1860m~1887m，单井钻井进尺为 1877m~1934m，总进尺 13318m。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	平台	井位坐标		井别	井型	完钻垂深 (m)	设计进尺 (m)
			经度	纬度				
1	卫扶 2-45-斜 11	1 号 平台	124.93769	46.21364	油井	定向井	1867	1907
2	卫扶 2-47-斜 13				注水井	定向井	1870	1877
3	卫扶 2-47-斜 17				油井	定向井	1860	1916
4	卫扶 2-47-斜 9				油井	定向井	1873	1934
5	卫扶 2-49-斜 11				油井	定向井	1877	1894
6	卫扶 2-49-斜 15				油井	定向井	1875	1888
7	卫扶 2-51-斜 13				油井	定向井	1887	1902
合计								13318

(2) 井身结构

本项目新钻井井身结构为定向井，项目井身设计数据见表 3.6-1。井身结构示意图见图 3.6-1、图 3.6-2。

表 3.6-1 井身结构设计数据表

开钻次序	井深 m	钻头尺寸 mm	套管柱类型	套管尺寸 mm	套管下入深度 m	环空水泥浆返深 m
一 开	158~350	311.2	表层套管	244.5	157~349	地面
二 开	设计井深	215.9	生产套管	139.7	设计井深-3	地面

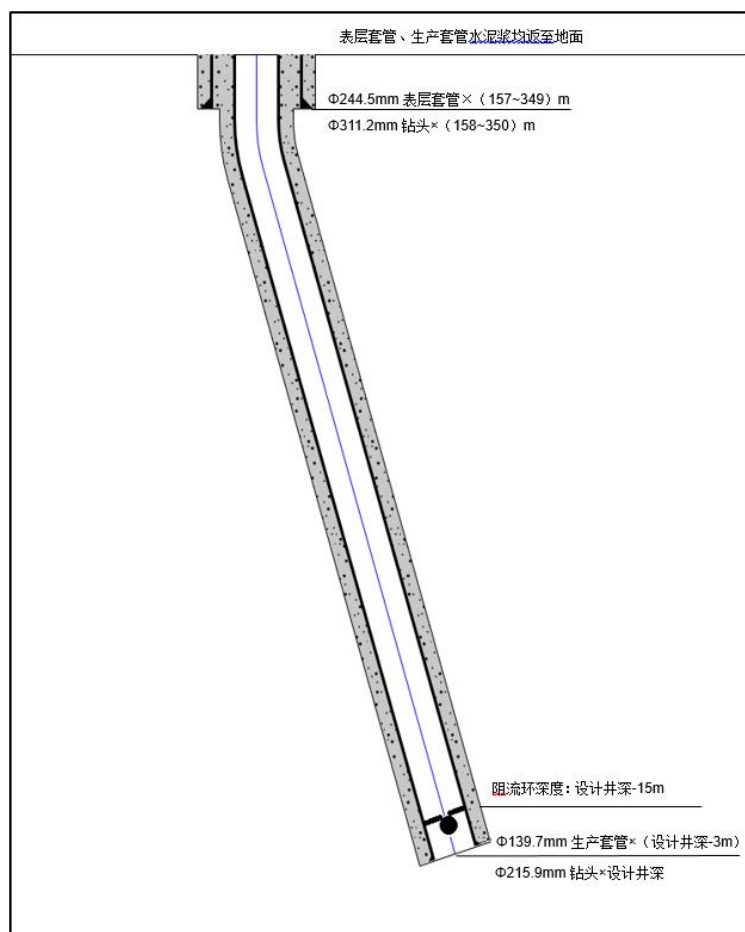


图 3.6-1 井身结构示意图

(3) 钻机选型及钻井主要设备

本项目选用 ZJ-30D/1800 型钻机。钻机及钻井主要设备性能参数见表 3.6-2。

表 3.6-2 ZJ-30D/1800 钻机及钻井主要设备性能

序号	名 称		型 号	主要技术参数	数量
1	钻 机		ZJ-30D/1800		
2	井 架		JJ180/40-A	180t	
3	提升系统	绞 车	JC-30DZ	440 kW	
		天 车	TC-180	180t	
		游 钩	YG-180	180t	
		水龙头	SL-180	180t	
4	转 盘		ZP-205	22.56kN m	
5	循环系统	钻井泵 1#	SL3NB-1300A	956kW	
		钻井泵 2#	SL3NB-1300A	956kW	
		钻井液罐		40m ³	3 个
		搅拌器			
6	动力系统	柴油机	12V190	800 kW	3 台 (2 用 1 备)
		发电机	500GF54	500 kW	

		辅助发电机	麦海姆	250 kW	
		压风机 1#	2V-6/8	37 kW	
		压风机 2#	2V-5/10	52kW	
7	固控系统	振动筛	BL-50		2 台
		除砂器	NOGJ-250*2/2*0.6		1 台
		离心机	LW450—842N		1 台
8	仪器仪表	钻井参数仪表	SK-2Z01		
		单点测斜仪			1 套
		多点测斜仪			1 套
9	液压大钳		YQ-100	100kN•m	

(4) 钻井液

本项目钻井一开采用无毒无害的膨润土混浆水基钻井液体系，二开主要采用钾盐共聚物钻井液体系。

①一开钻井液

本项目钻井一开使用膨润土浆，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

二开使用钾盐共聚物钻井液体系，该钻井液技术成熟，具有抑制性强、成本低等优点。

钾盐共聚物钻井液体系配方为：膨润土（4.5%~5.5%）+纯碱（4.5%~5.0%）+WDYZ-1（0.3%~0.4%）+HX-D（0.3%~0.4%）+JS-1（0.8%~1.2%）+JS-2（1.2%~1.5%）+NH₄-HPAN-2（0.7%~1.3%）+SPNH（1.0%~1.2%）+DYFT-1（1.0%~1.5%）+KOH（0.04%~0.10%）。

具体钻井液材料用量设计见表 3.6-4。

表 3.6-4 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~（158~350）		（158~350）~2077	
井筒容积 m ³	39		100	
地面循环量 m ³	40		80	
钻井液损耗量 m ³	14		69	
钻井液总量 m ³	93		249	
钻井液体系	膨润土浆		钾盐共聚物	
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	4.7	膨润土	13.7
	纯碱	0.4	纯碱	12.5
	重晶石粉	26	WDYZ-1	1.0

	/	/	HX-D	1.0
	/	/	JS-1	3.0
	/	/	JS-2	3.7
	/	/	NH ₄ -HPAN-2	3.2
	/	/	SPNH	3.0
	/	/	DYFT-1	3.7
	/	/	KOH	0.2
	/	/	超细碳酸钙	7.5
	/	/	重晶石粉	197.0

③钻井液理化性质

本项目配制钻井液的成分除氢氢化钾具中毒性、重晶石粉为轻微毒性外，其余成分均为无毒性物质。而氢氢化钾在配制钻井液过程中全部电离，反应生成物无毒性，且施工期氢氢化钾溶液不在现场配制，由配制场地将配制好的氢氢化钾溶液直接拉运至现场进行施工，不产生包装袋等废弃物；重晶石粉成分为硫酸钡，具轻微毒性，但硫酸钡不溶于水，对环境影响较小。所以本工程使用的钻井液为低毒物质，对环境影响较小。

钻井液主要组分理化性质见表 3.6-5。

表 3.6-5 钻井液主要组分理化性质一览表

序号	原料	主要组分	理化性质及作用	毒性性质
1	膨润土	天然矿物，主要成分是层状铝硅酸盐蒙脱石	其晶体结构是由两个硅氧四面体晶片中间夹 1 个铝氧八面体晶片组成 1 个晶层，在硅氧四面体中，有部分的 Si ⁴⁺ 可被 Al ³⁺ 取代，铝氧八面体层中有部分的 Al ³⁺ 可被 Fe ²⁺ 、Mg ²⁺ 、Zn ²⁺ 等阳离子取代，这样使得蒙脱石的晶格显负电性，同时晶层上下皆为氧原子层，不能形成氢键，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	无毒性
2	纯碱	Na ₂ CO ₃	无水碳酸钠为白色粉末，易溶于水，水溶液呈碱性，pH 值为 11.5。在泥浆中发生电离和水解，提供 Na ⁺ 和 CO ₃ ²⁻ ，在泥浆中通过离子交换和沉淀作用	无毒性
3	铵盐	双聚铵盐 (NH ₄ -HPAN-2)	双聚铵盐 (NH ₄ -HPAN-2)，外观为自由流动的粉末及颗粒，铵含量 (%) ≤6.0，是水解聚丙烯腈-铵盐 (NH ₄ -HPAN) 的进一步改进，克服了铵盐抗盐、抗钙力较差的缺点，是腈纶丝、丙烯酰胺、氨水在高温、高压下聚合的产物，带有 -NH ₄ 、-NH ₂ 、-CN 基团，具有一定的防塌、防水化膨胀和很好的抗盐能力	无毒性

4	氢氧化钾	KOH	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，KOH 可用来与某些有机处理剂进行水解作用，生成钾盐	中等毒性
5	重晶石粉	BaSO ₄	纯品为白色粉末，如含有杂质多为灰绿色。相对密度 4.3-4.6，不溶于水。钻井加重剂，增加钻井泥浆的密度	轻微毒性
6	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
7	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
8	JS-1	聚合物水泥防水涂料	JS 防水涂料是一种以聚丙烯酸酯乳液、乙烯-醋酸乙烯酯共聚乳液等聚合物乳液与各种添加剂组成的有机液料，和水泥、石英砂、轻重质碳酸钙等无机填料及各种添加剂所组成的无机粉料通过合理配比、复合制成的一种双组份、水性建筑防水涂料。“JS”防水涂料 1 型的强度和延伸率分别是 1.2MPa /200%，是低强高延伸	无毒性
9	JS-2	聚合物水泥防水涂料	JS 防水涂料是一种以聚丙烯酸酯乳液、乙烯-醋酸乙烯酯共聚乳液等聚合物乳液与各种添加剂组成的有机液料，和水泥、石英砂、轻重质碳酸钙等无机填料及各种添加剂所组成的无机粉料通过合理配比、复合制成的一种双组份、水性建筑防水涂料。“JS”防水涂料 2 型的强度和延伸率分别是 1.8MPa /80%，是高强低延伸	无毒性
10	DYFT-1	聚合物沥青树脂链接产物	DYFT-1 为高效封堵降滤失剂，属于聚合物和沥青树脂链接产物。在原磺化沥青的基础上，又接枝了三交链树脂成分，在原来磺化沥青只有封堵作用的基础上，增强了材料的刚性和对地层的吸附性，特有的刚性增强了防塌和井壁稳定的作用，抗温可达到 180 度，有较强的封堵裂缝能力、稳定泥浆流变性、改善泥饼质量、降低滤失量。	无毒性

11	SPNH	褐煤树脂	褐煤树脂（SPNH）是一种抗高温、抗盐降滤失剂。外观为黑褐色粉末，热稳定性好，抗温可达 160~180℃；抗盐性能好，抗盐可达饱和盐；降失水效果好，是目前钻井液处理剂中降失水性能较优越的产品；性能稳定，易维护；粘度效应低，不增加体系泥浆粘度。	无毒性
12	超细碳酸钙	CaCO ₃	超细碳酸钙粒度是 400~2500 目之间的高白度精细粉末，是选用优质方解石矿石，它具有含量纯度高，白度高、粒径均匀，同时还具有无臭、无味、无腐蚀、无放射、符合环保条件等特点。由于重钙本身具有良好的分散性，其是橡胶塑料、造纸、食品、医药，高分子复合材料，日用化工等行业最佳的原料和填充材料。	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。

（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。

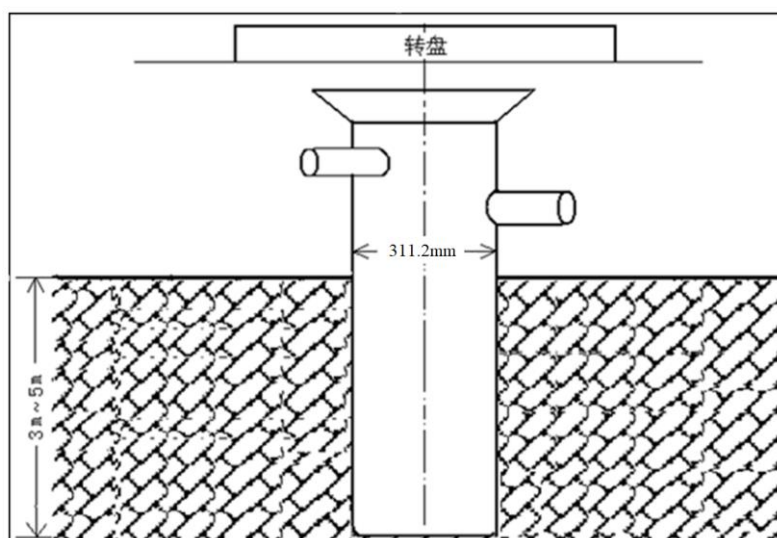


图 3.6-3 一开井口装置设计示意图

（2）二开井口装置

二开井口装置设计见图 3.6-4。

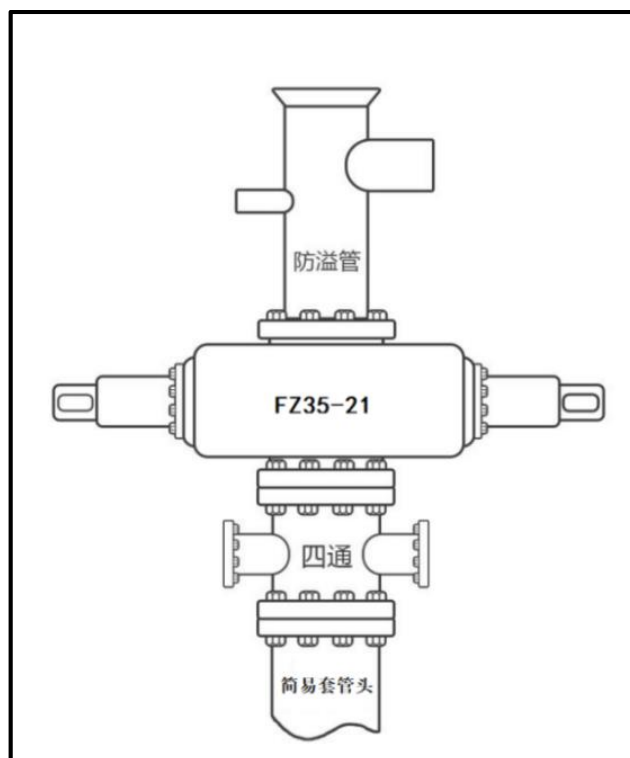


图 3.6-4 二开井口装置示意图

(3) 二开节流及压井管汇

二开节流管汇及压井管汇示意图见图 3.6-5。

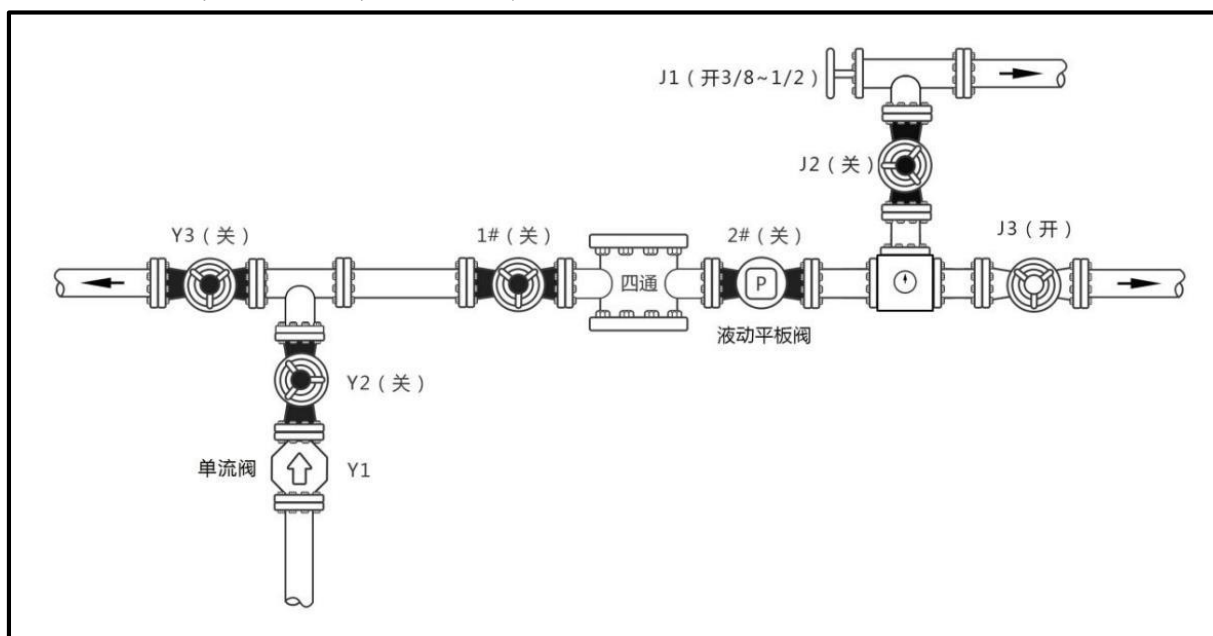


图 3.6-5 二开节流管汇及压井管汇示意图

3.6.1.4 录井

(1) 钻井参数录取

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

(2) 钻井液参数录取

开钻至一开完钻，每间隔 1h 测量 1 次钻井液密度、粘度。

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

(3) 钻井液参数

录井项目要求：流量、体积、温度、密度、电导率。

3.6.1.5 测井

测井配备专门的测井队，测井方式为电测井，电测井井控要求主要为：

(1) 若电测时间将要大于安全作业时间时，中途通井循环；

(2) 测井队到井后向钻井队了解井况，确认安全作业时间，电测时发生溢流立即停止电测，尽快起出井内电缆。当不具备起出电缆条件，钻井液涌出转盘面时，可在井口剪断电缆；

(3) 由钻井队值班干部决定何时切断电缆并进行关井作业，测井队专用剪切工具放置在钻台上，测井中随时处于待命状态，测井队队长实施剪断电缆工作。

3.6.1.6 固井

固井作业全过程保持井内压力平衡，防止因井漏、注水泥候凝失重造成井内压力失衡而导致井喷。注水泥浆时发生溢流，停止注水泥浆作业，替出井内水泥浆实施压井；固井顶替时发生溢流，先继续完成替量，然后关闭井口水泥头，关井。对于固井质量存在严重问题、威胁到井控安全、影响到后续钻井施工的井，采取有效措施进行处理，确保达到封固目的。拆卸井口、安装井控设备在水泥候凝后进行。固井质量要求见表 3.6-5。具体固井注水泥用量见表 3.6-6。

表 3.6-5 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~ (158~350)	244.5	157~349	地面~ (158~350)	157~349
二开	215.9	(158~350) ~设计井深	139.7	设计井深-3	地面 ~设计井深	设计井深- 15

表 3.6-6 固井水泥用量数据表

套管程序	套管尺寸 mm	钻头尺寸 mm	井径扩大率 %	环空容积 m ³	水泥浆返深 m	水泥塞面深度 m	水泥级别	附加 %	水泥用量 t
表层套管	244.5	311.2	20	21.9	地面	距完钻井深 1m 以内	A	40	34
生产套管	139.7	215.9	15	27.6	地面	距完钻井深 15m 以内	高强低密度	15	43
				31.4	葡萄花油层顶面以上 200m		G	15	49

3.6.1.7 完井

本项目完井采用射孔完井，射孔完井法即钻穿油、气层，下入油层套管，固井后对生产层射孔。射孔是在井内下入专门的射孔器在油层部位射孔，穿透套管的水泥环进入地层，使油气层通过这些孔道与井底连通，从而为油流入井内造成通道的过程。本项目对新钻的 7 口油水井采用射孔完井，射孔工艺采用电缆输送射孔工艺，设计采用 YD-89 枪，配套 DP41RDX25-1 弹射孔，射孔液主要成分为氯化钠或氯化钾类无机盐类水溶液，加适量黏土稳定剂。射孔液主要成分理化性质见表 3.6-7。

表 3.6-7 射孔液成分理化性质表

序号	原料名称	理化性质
1	NaCl	白色晶状体，无化学毒性，但摄入量过多会引起细胞脱水，严重者会导致死亡。皮肤接触后用清水清洗即可。不易燃
2	KCl	无色细长菱形或成一立方晶体，或白色结晶小颗粒粉末，外观如同食盐，无臭、味咸。皮肤接触后用清水清洗干净即可。
3	黏土稳定剂	双聚铵盐(NH ₄ -HPAN-2)，外观为自由流动的粉末及颗粒，铵含量(%)≤6.0，是水解聚丙烯腈-铵盐(NH ₄ -HPAN)的进一步改进，克服了铵盐抗盐、抗钙力较差的缺点，是腈纶丝、丙烯酰胺、氨水在高温、高压下聚合的产物，因带有-NH ₄ 、-NH ₂ 、-CN 基团，具有一定的防塌、防水化膨胀和很好的抗盐能力，无毒性

3.6.1.8 压裂作业

本项目拟建 7 口油水井需压裂作业后进入产能地面建设，压裂液选用改性胍胶压裂液，支撑剂选用组合粒径石英砂尾追陶粒，设计采用缝网压裂工艺，压裂液使用量为 100m³/口，压裂施工设备包括，外加厚压裂管线、地面管线、井口控制器、压裂管汇、带有旋塞阀的防喷短节、压裂车组，施工期压裂液不在现场配制，由压裂液配制场地将配制好的压裂液直接拉运至现场进行施工，不产生废包装袋。压裂是利用水力作用，使油气层

形成裂缝的一种方法，又称水力压裂。油气层压裂工艺过程用压裂车，把高压大排量具有一定粘度的液体挤入油层，当把油层压出许多裂缝后，加入支撑剂（如石英砂、陶粒等）充填进裂缝，提高油层的渗透能力，以增加产油量。压裂液主要成分理化性质见表 3.6-8。

表 3.6-8 压裂液各成分理化性质一览表

序号	原料名称	理化性质及作用	毒理性质
1	改性胍胶	采用昆山羟丙基胍胶，羟丙基胍胶具有增稠能力强，热稳定性好的特点，对水有很强的亲合力。当胍胶粉末加入水中，胍胶的微粒便“溶胀、水合”，也就是聚合物分子与许多水分子形成缔合体，然后在溶液中展开、伸长。在水基体系中，聚合物线团的相互作用，产生了粘稠溶液。适合储层温度 80℃~200℃，降低了压裂液的残渣与施工摩阻，能满足高温、低渗储层压裂改造的需要。	无毒性
2	润湿改进剂	常用的润湿剂主要是非离子型表面活性剂，如 AE1910、OP-10、SP169、796A、TA-1031 等，能将亲油砂岩润湿为亲水砂岩，有利于提高相对渗透率。	无毒性
3	破乳剂	多为胺型表面活性剂，以多乙烯多胺为引发剂，用环氧丙烷多段整体聚合而成的胺型非离子表面活性剂，破乳剂的相对分子质量大有利于破乳。主要作用是将乳化状的油水混合液中油和水分离开来。	无毒性
4	消泡剂	主要成分是烷基硅油，烷基硅油的表面张力很低，在常温下具有消泡速度快、抑泡较好的特性。	无毒性
5	高温交联剂	通过化学键或配位键与稠化剂发生交联反应的试剂称为交联剂。交联剂将聚合物的各种分子联结成一种结构，使原来的聚合物分子量明显地增加，调整压裂液的粘度。	无毒性
6	有机硼	含有硼原子的有机化合物，作为交联剂辅助用剂。	无毒性
7	高温破胶剂	目前适用于水基交联冻胶体系的破胶剂，以过硫酸钾作为主要助剂。	无毒性
8	碳酸钠	无水碳酸钠为白色粉末，易溶于水，水溶液呈碱性，pH 值为 11.5。在泥浆中发生电离和水解，提供 Na^+ 和 CO_3^{2-} ，在泥浆中通过离子交换和沉淀作用，使钙质粘土变为钠质粘土。另外可除掉石膏或水泥浸入泥浆中的 Ca^{2+} 离子，使泥浆性能变好。	无毒性
9	碳酸氢钠	白色细小晶体，溶于水时呈现弱碱性，固体 50℃以上开始逐渐分解生成碳酸钠、二氧化碳和水，270℃时完全分解。	无毒性

3.6.2 地面工程方案

本项目基建油水井 7 口，其中油井 6 口、注水井 1 口，形成丛式井平台 1 座，建成产能 $0.45 \times 10^4 \text{t/a}$ 。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 6 口，新建抽油机为常规游梁式抽油机，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 3.6-8。

表 3.6-8 拟建油井机型及配电装置统计表

序号	平台号	井号	机型	驱动装置	配电装置
1	1 号平台	卫扶 2-45-斜 11	CYJY8-3-37HB	380V、22kW	22kW 不停机间抽控制柜
2		卫扶 2-47-斜 17	CYJY8-3-37HB	380V、22kW	22kW 不停机间抽控制柜
3		卫扶 2-47-斜 9	CYJY8-3-37HB	380V、22kW	22kW 不停机间抽控制柜
4		卫扶 2-49-斜 11	CYJY8-3-37HB	380V、22kW	22kW 不停机间抽控制柜
5		卫扶 2-49-斜 15	CYJY8-3-37HB	380V、22kW	22kW 不停机间抽控制柜
6		卫扶 2-51-斜 13	CYJY8-3-37HB	380V、22kW	22kW 不停机间抽控制柜

(2) 油井清防蜡方式

本项目油井采用化学加药为主，固体防蜡器为辅的清防蜡工艺。

3.6.2.2 油气集输工程

本项目基建油井 6 口，规划原油集输系统区域内已建水驱系统可作为本次产能依托，集输系统充分依托已建转油站、脱水站剩余能力进行处理。6 基建油井采出液经新建集油管线接入已建集油阀组间，已建卫 1 联转油脱水站接纳集油阀组间来液，经油水气分离、计量后，油气分离产生的油田伴生气（湿气）进入天然气除油干燥装置进行脱水和除油，处理后的伴生气（干气）用于本站加热炉自耗，净化油外输，产生的含油污水管输至已建卫 1 联合油污水处理站处理达标后回注油层。

(1) 原油集输系统

①集油管线

本项目基建 6 口油井站外系统采用单管环状掺水集油工艺，就近挂接已建集油环，新建单井集油掺水管道 0.6km，包括新建单井掺水管道 $\Phi 60 \times 3.5 \sim 0.3\text{km}$ 、集油管道 $\Phi 76 \times 4.5 \sim 0.3\text{m}$ 。本项目新建管道设计压力为 2.5MPa，管道材质均采用内内缠胶带硬质聚氨酯泡沫夹克管道，管道敷设方式采用沟埋方式敷设，管线埋深在 2.0m，管线上部开挖宽度在 2.0m，底部 0.8m 左右，作业带宽度一般 10m，管线钢顶穿越公路 2 处。

本项目集油工艺示意图见图 3.6-6。新建集油掺水管线路由走向图见附图 3。

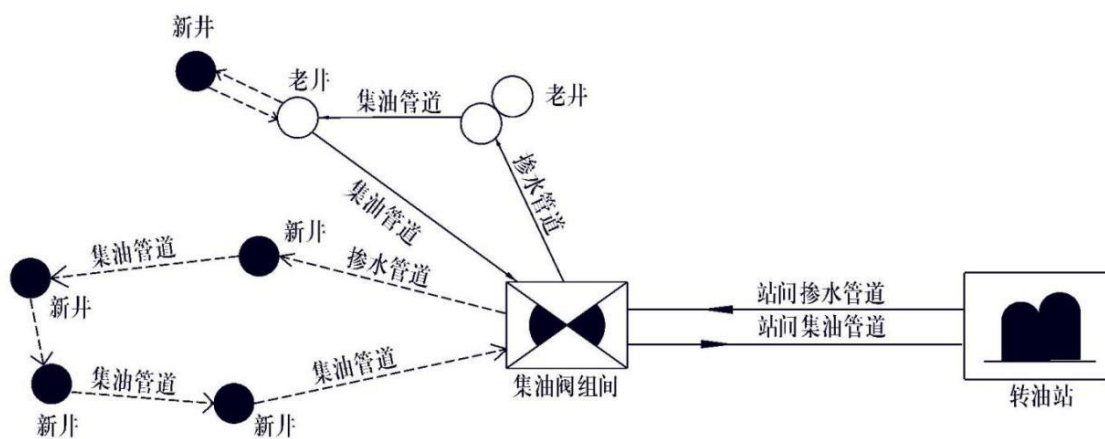


图 3.6-6 单管环状掺水集油工艺示意图

②站外集油系统

本项目基建 6 口油井经新建管线就近挂接已建集油环，由集油环接入已建集油阀组间，已建卫 1 联转油脱水站接纳集油阀组间来液。本项目新建油井集输关系统计见表 3.6-10。

表 3.6-10 油井集输关系统计

序号	井号	平台	阀组间	新建单井掺水集油管道	依托转油脱水站	备注
1	卫扶 2-45-斜 11	1 号平台	2-8 集油配水间	掺水管道 $\Phi 60 \times 3.5 \sim 0.3 \text{km}$ 、 集油管道 $\Phi 76 \times 4.5 \sim 0.3 \text{m}$	卫 1 联转油脱水站	钢顶穿越 2 处
2	卫扶 2-47-斜 17					
3	卫扶 2-47-斜 9					
4	卫扶 2-49-斜 11					
5	卫扶 2-49-斜 15					
6	卫扶 2-51-斜 13					

(2) 天然气集输工程

本项目油田伴生气采出量约 9.6 万 m^3/a ，油田伴生气经场站天然气干燥处理器处理后用做场站内加热炉的燃料。

油气集输工程主要工程量见表 3.6-11。

表 3.6-11 油气集输工程主要工程量表

序号	项 目 名 称	单 位	数 量
1	基建油井	口	7
2	新建单井掺水管道 $\Phi 60 \times 3.5$	km	0.3
3	新建单井集油管道 $\Phi 76 \times 4.5$	km	0.3

3.6.2.3 注水工程

(1) 注水工艺

本次开发区块注水系统主要采用单干管多井配水工艺，就近接入已建的配水间，新建注水井口 1 套，单井最大日注水量为 $23 \text{m}^3/\text{d}$ ，最大注水压力为 22MPa。注水水质为深度

处理水，水质指标为含油量≤8mg/L、悬浮固体≤3mg/L、悬浮物颗粒直径中值≤2μm。主要工艺流程为：水质站→注配间→注水井。本项目注水系统工艺流程图见图 3.6-6。

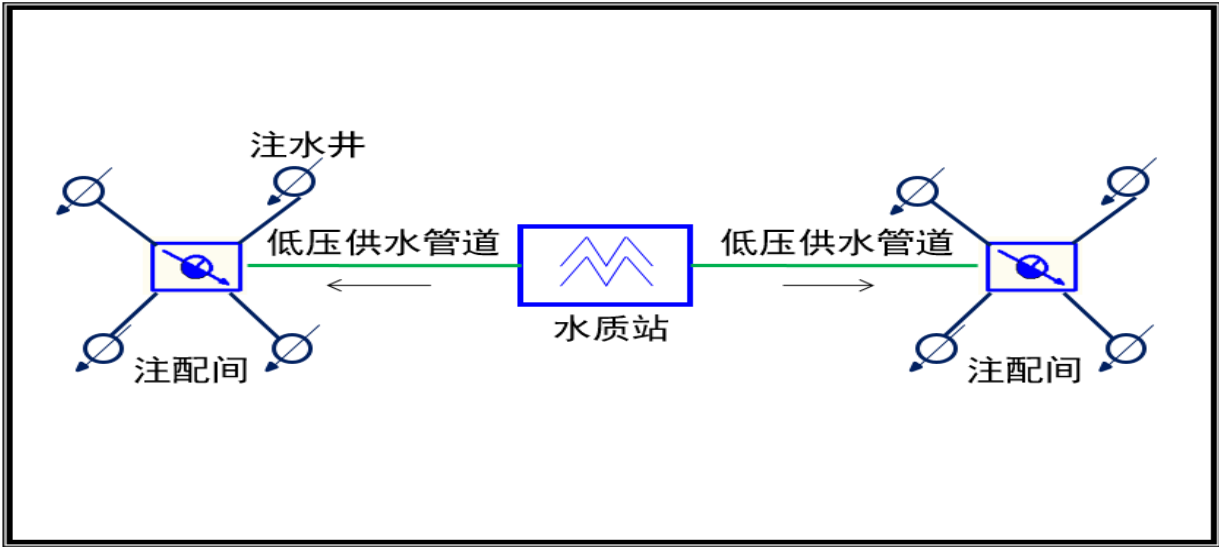


图 3.6-6 本项目注水系统工艺流程图

(2) 注水系统

本项目新建 1 口注水井，注水系统采用单干管多井配水工艺，就近挂接至已建注水干线，新建单井注水管道 Φ48×6-0.3km，注水管道设计压力 25Mpa，管道材质全部选用无缝钢管，管道敷设方式采用沟埋方式敷设，管线埋深在 2.0m，管线上部开挖宽度在 2.0m，底部 0.8m 左右，作业带宽度一般 10m，管线钢顶穿越公路 1 处。本项目新建注水井注水关系统计见表 3.6-5。新建注水管道路由走向图见附图 3。

表 3.6-5 新建注水井注水关系统计表

序号	井号	井别	平台号	新建注水管道	临时占地类型	配水间	水质站	备注
1	卫扶 2-47-斜 13	注水井	1 号平台	Φ48×6-0.3km	草地	2-8 集油配水间	卫 1 联合油污水处理站	定向钻穿越公路 1 处

注水系统主要工程量见表 3.6-6。

表 3.6-6 注水系统主要工程量表

序号	名称及规格	单位	数量
1	注水井口	套	1
2	单井注水管线 无缝钢管 Φ48×6 25MPa	km	0.3

3.6.2.4 道路工程

本项目 7 口油水井位于老井附近，新建井直接挂接于附近老井土路上，新建宽 3.5m 的通井土路 60m。

本项目道路工程主要工程量见表 3.6-19，道路路由走向图见附图 4。

表 3.6-19 本项目道路工程主要工程量

道路名称	道路长度 (m)	道路宽度 (m)		路面结构
		路基	路面	
草地井通井路	60	3.5	--	土路

3.6.3 公用工程

3.6.3.1 供水、排水系统

(1) 施工期

本项目施工期用水主要为施工生活用水、钻井生产用水、管线试压用水，施工期生产用水由水罐车运送，生活用水采用桶装纯净水，产生的废水主要为生活污水、钻井废水（钻井设备冲洗废水）、管线试压废水。

①生活用水及生活污水

项目生活用水采用桶装水，单井钻井施工约 11d，单个钻井队在井人数 10 人，本项目新钻井 7 口。压裂及地面工程施工约 45d，施工人数 15 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 115.6m³。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 92.5m³。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，定期清掏外运堆肥处理，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防渗旱厕，定期清掏外运堆肥处理。

②钻井生产用水及钻井设备冲洗废水

本项目钻井生产用水主要包括施工阶段洒水抑尘用水、钻井设备冲洗用水（冲洗振动筛及钻台钻具等设备）、水泥用水。本项目钻井生产用水由水罐车运送，类比安达市庆新油田开发有限责任公司多年的钻井工程资料，每进尺 1000m，清水用量约 70m³，钻井施工总进尺约 13318m，则钻井生产用水量为 932.3m³。其中，钻井设备冲洗用水随井深和钻井周期变化，类比安达市庆新油田开发有限责任公司多年的钻井工程资料，每钻进 1m 设备冲洗用水平均为 0.02m³，则钻井设备冲洗用水量约 266.4m³；本项目固井水泥的水灰比为 0.4，单井水泥用量约为 126t，本项目新钻 7 口井，则水泥用水量为 352.8m³，水泥用水全部进入水泥中；根据物料平衡，洒水抑尘用水为 313.1m³，洒水抑尘用水全部蒸发。本项目钻井废水（钻井设备冲洗废水）按用水量的 95%计算，则钻井废水产生量为 253.1m³。钻井废水采取现场不落地收集方式随钻处理，钻井废水排入井场钢制泥浆槽中，由井场撬装式板框压滤无害化处理装置处理后，压滤水由施工单位拉运至宋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，压滤泥饼由施

工单位拉运至大庆市第五建筑工程公司进行综合利用。

③压裂液及压裂返排液

本项目新建的 7 口油水井投产前需进行压裂作业，压裂液使用量为 $100\text{m}^3/\text{口}$ ，本项目压裂液使用量为 700m^3 ，压裂作业过程中将产生压裂返排液，根据大庆油田多年统计数据，压裂返排液产生量约 $70\text{m}^3/\text{井}$ ，则本项目共计产生压裂返排液 490m^3 ，压裂返排液由罐车拉运至卫一联压裂返排液处理装置处理，分离出污水经卫 1 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管线试压用水及管线试压废水

本工程新建管线采取清水试压的方式，本项目新建单井掺水管道 $\Phi 60 \times 3.5 \sim 0.3\text{km}$ 、集油管道 $\Phi 76 \times 4.5 \sim 0.3\text{m}$ ，新建单井注水管道 $\Phi 48 \times 6 \sim 0.3\text{km}$ 。根据新建管线截面面积及长度，管线试压用水总量为 2.02m^3 ，试压废水按用水量的 95% 计算，试压废水产生量为 1.92m^3 。管线试压废水由罐车拉运至卫 1 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）运营期

本项目运营期不新增人员，不新增生活用水，运营期作业用水、洗井用水来源为卫 1 联含油污水处理站的深度处理水，由水罐车运送。运营期废水主要为油田采出水、作业污水、洗井污水。

①油田采出水

根据本项目产能开发指标预测表，本项目油田采出水最大量为 $0.48 \times 10^4\text{t/a}$ ，油田采出水管输进入卫 1 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。

②作业污水

结合安达市庆新油田开发有限责任公司多年运营作业结果可知，油井作业周期 1.5 年，油井作业用水量约 $4.2\text{m}^3/\text{井次}$ ，本项目共基建 6 口油井，则油井作业用水量约 $16.8\text{m}^3/\text{a}$ 。注水井作业周期为 2 年，注水井作业用水量约为 $63.2\text{m}^3/\text{井次}$ ，本项目基建 1 口注水井，则注水井作业用水量约 $31.6\text{m}^3/\text{a}$ 。油水井作业用水共计约 $48.4\text{m}^3/\text{a}$ 。作业污水产生量按用水的 95% 计算，则作业污水产生量约为 $46\text{m}^3/\text{a}$ 。作业污水通过罐车回收后拉运至卫 1 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。

③洗井污水

本项目基建 1 口注水井，注水井洗井周期 1 年，洗井用水量约为 126.3m³/井 次，洗井用水量约为 126.3m³/a，洗井污水产生量按用水的 95%计算，则本项目洗井污水产生量为 120m³/a，此部分污水通过罐车回收后拉运至卫 1 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。新建的 6 口油井采用化学加药为主，固体防蜡器为辅的清防蜡工艺，洗井采用热洗车进行洗井，以清除套管结蜡，含蜡热洗水随集油管道进入集油系统，最终管输至卫 1 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。

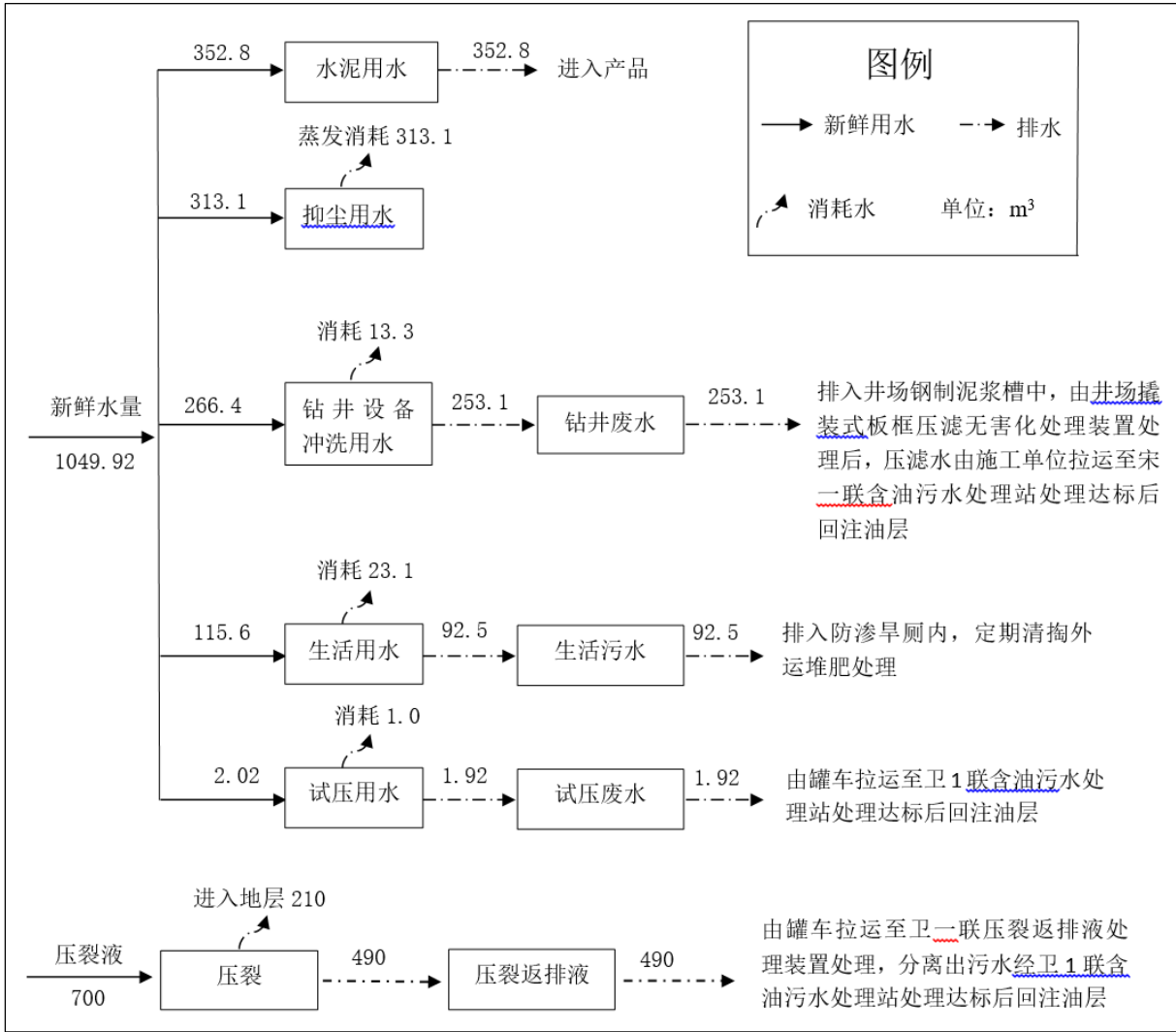


图 3.6-12 施工期水平衡图

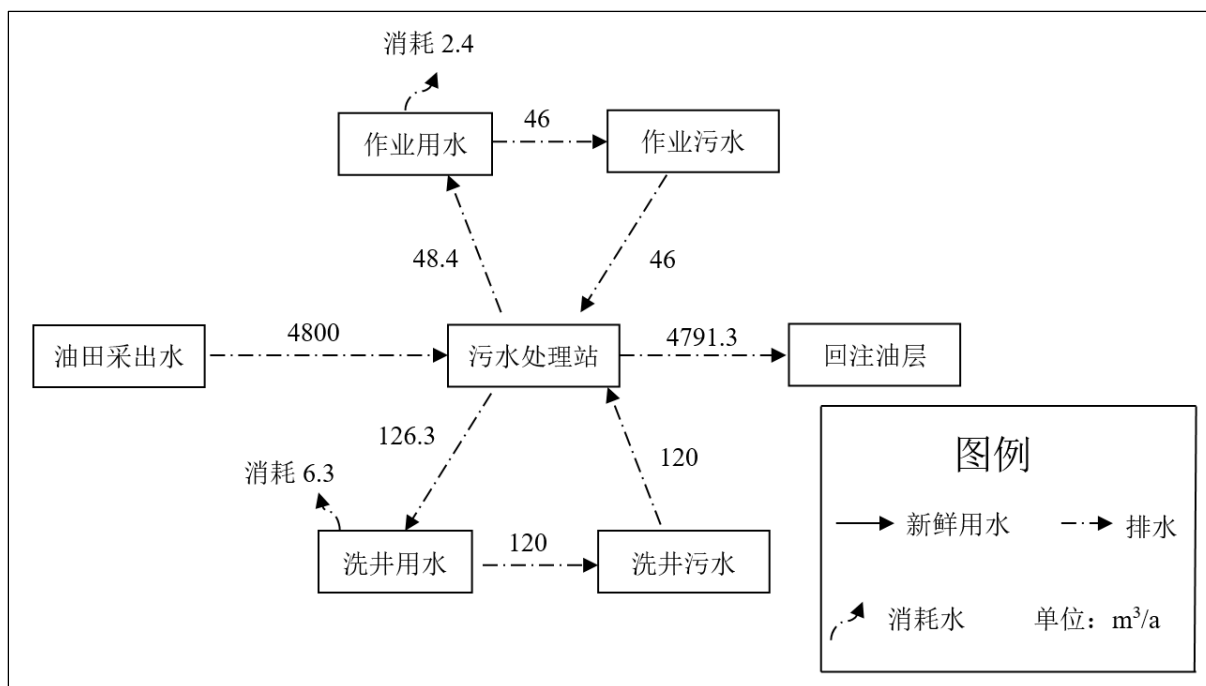


图 3.6-13 运营期水平衡图

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

本项目运营期电力供应由昌德变电站供给，本次产能基建油井 6 口，新增用电负荷共计 51.2kW，新建井场变压器 3 座，新建油井变压器配电电源均就近由已建 10kV 供电线路引接电源，新建 10kV 供电支线 0.6km，采用 LGJ-50 型导线。本项目投产后，新增耗电 $117.8 \times 10^4 \text{kW} \cdot \text{h} / \text{a}$ 。供配电系统主要工程内容见表 3.6-14。

表 3.6-14 供配电工程主要工程量汇总表

序号	名称	单位	数量
1	柱上变电站 S13 系列变压器 50kVA	座	3
2	架空钢芯铝绞线 3*LGJ-50	km	0.6
3	电力电缆 YJV22-0.6/1 4×10	m	80
4	电力电缆 YJV22-0.6/1 4×16	m	10
5	接地装置 $R \leq 4\Omega$	套	3

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

对新建的 7 口油水井进行数字化建设，对系统相关信号进行采集和上传，实现生产数据自动采集、生产过程监测、远程控制等功能。新建 WIA-PA 智能电参分析控制器、

WIA-PA 智能电参分析控制模块、WIA-PA 抽油机无线工况采集单元、WIA-PA 无线压力变送器等。

3.7 场地布置及土地利用

3.7.1 场地布置

本项目新钻油水井 7 口，包括油井 6 口、注水井 1 口，均为定向井，分布于 1 座丛式井平台，钻井井场布置采用生产区与生活区分开布置的原则，同时生产区与生活区设必要的安全与卫生防护距离。钻井井场平面布置见附图 7。

本项目基建油水井 7 口，其中油井 6 口、注水井 1 口，形成丛式井平台 1 座。站外集油系统采用单管环状掺水集油工艺，新建单井集油掺水管道 0.6km。注水系统采用单干管多井配水工艺，新建单井注水管道 0.3km。项目配套建设供配电、道路等辅助工程。拟建井场分布及新建管线、道路路由走向图见附图 2。

3.7.2 工程占地情况

本工程占地主要为完井后形成井场、道路建设产生的永久占地，施工期钻井井场施工、管线施工及顶管施工发生的临时占地，所涉及的永久占地和临时占地需要征用土地。

根据《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）的相关要求以及根据大庆油田施工和建设实际情况，本项目选用 ZJ-30D/1800 型号钻机，施工期钻井井场占地面积按单井 $90\text{m} \times 90\text{m} = 8100\text{m}^2$ 计算（含永久占地及临时占地），丛式井平台每增加 1 口井增加 630m^2 。永久占地按“ $(30 + (\text{井数} - 1) \times \text{井间距}) \times 40\text{m}^2$ ”计算，本项目新建平台井场井间距均为 7m。井场占地类型为草地（非基本草原）。

本项目道路永久占地按道路长度 $\times$ 路基宽度计算，本项目新建宽 3.5m 的通井土路 60m。占地类型为草地（非基本草原）。

本项目新建单井集油掺水管道 0.6km，单井注水管道 0.3km。由于集油管道与掺水管道同沟敷设，因此单井集油掺水管道管沟开挖长度为 0.3km。单井注水管道管沟开挖长度与管线长度一致。管线均为埋地敷设，管线施工作业面宽度为 10m，新建管线临时占地按“管沟长度 $\times$ 作业面宽度”计算，管线临时占地类型为草地（非基本草原）。

本项目新建管线共计钢顶（顶管）穿越公路 3 处，其中集油掺水管线穿越 2 处，注水管线穿越 1 处，由于集油管线与掺水管线同路由，因此共用 1 处穿越施工场地，钢顶临时施工占地主要包括穿越入土点施工场地和穿越出土点施工场地，每处施工场地临时占地面积为 200m^2 （ $20\text{m} \times 10\text{m}$ ），因此钢顶穿越临时占地面积 0.08hm^2 ，钢顶穿越临时占地已计入管线施工临时占地。

根据《2020 年国家重要湿地名录》、《黑龙江省湿地名录》（2022 年），本项目不占用重要湿地、一般湿地，根据现场勘查，本项目占地类型为草地（非基本草原）。

本项目占地情况见表3.7-1。

表 3.7-1 本项目新增占地类型及面积表 单位：hm²

序号	建设内容	新增永久占地（hm ² ）	新增临时占地（hm ² ）
		草地（非基本草原）	草地（非基本草原）
1	1 号平台	0.288	0.9
2	道路	0.021	0
3	单井集油掺水管道	0	0.3
4	单井注水管道	0	0.3
合计		0.309	1.5
总计		1.809	

由上表可知，本项目总占地面积为1.809hm²，其中永久占地0.309hm²，临时占地1.5hm²，占地类型为草地（非基本草原）。

3.7.3 土石方平衡

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

本项目对新增临时占地 0.3m 厚表土进行剥离，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。管沟、顶管施工作业坑、井场临时旱厕开挖土方均原地回填，井场、道路垫土不足的部分由建设单位外购，履行相关手续，本项目不设取弃土场。本项目土石方情况见表 3.7-2，土石方平衡图见图 3.7-1。

表 3.7-2 本项目土石方情况 单位：m³

序号	类别	挖方量	填方量	借方量	弃方量	备注
1	表土剥离	4500	4500	0	0	本项目临时占地 1.5hm ² ，表土剥离高度 0.3m，临时占地剥离的表土在施工结束后分层回填，并及时恢复地表植被
2	井场	0	864	864	0	井场新增永久占地 0.288hm ² ，井场平均填高 0.3m

3	道路	0	63	63	0	新建道路永久占地 0.021hm ² , 平均填高 0.3m
4	临时旱厕	4	4	0	0	新增设置临时旱厕 1 座, 容积为 4m ³
5	管道	1680	1680	0	0	单井集油掺水管道管沟开挖长度为 0.3km, 单井注水管道管沟开挖长度 0.3km。管道敷设方式均采用沟埋方式敷设, 管线埋深在 2.0m, 管线上部开挖宽度在 2.0m, 底部 0.8m
6	顶管穿越	432	432	0	0	本项目新建管线共计钢顶穿越公路 3 处, 共计 2 处穿越施工场地, 顶管施工过程中在穿越两端各开挖一个作业坑 (一个作为顶管作业坑、一个作为接收坑), 顶管工作坑占地约为 6m×4m, 接收坑占地约为 6m×8m, 总深度 3m (基础挖方 2.7m, 表土剥离 0.3m)
合计		6616	7543	927	0	/

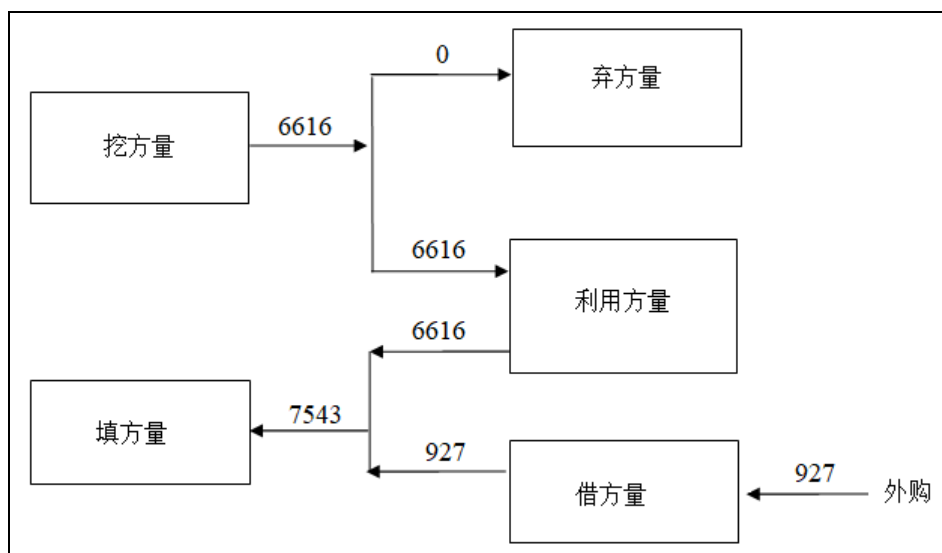


图 3.7-1 土石方平衡图 (单位: m³)

3.8 施工方式

3.8.1 管道施工

3.8.1.1 一般管道施工

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

一般地段作业带宽度为 10m, 其中管沟深度按 2m 计, 边坡坡度为 1:0.3。施工作业带清理采用挖沟机、推土机扫线, 人工配合清理。防腐管由工厂预制, 采用专用管拖车拉

运现场连接。管沟开挖采用挖掘机等机械及人工辅助清理完成。回填完的管沟进行压实、整形。管道安装完成后，经检验合格，应进行压力和严密性试验，本工程试压采用清水进行试压。

工艺管线施工技术要求及验收均按国家标准《工业金属管道工程施工及验收标准》(GB50235-2010)、《现场设备、工业管道焊接工程施工及验收规范》(GB50236-98)、《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。

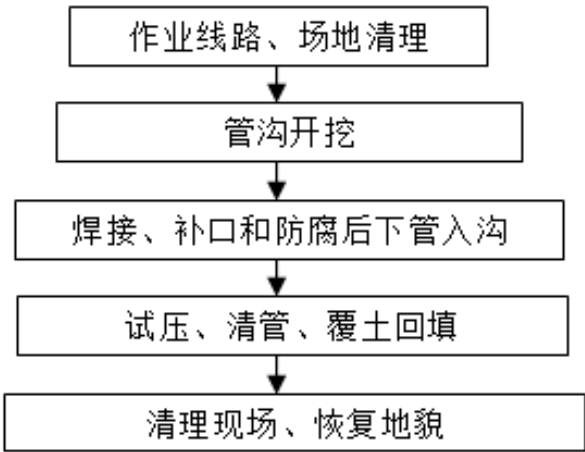


图 3.8-2 管道施工建设过程

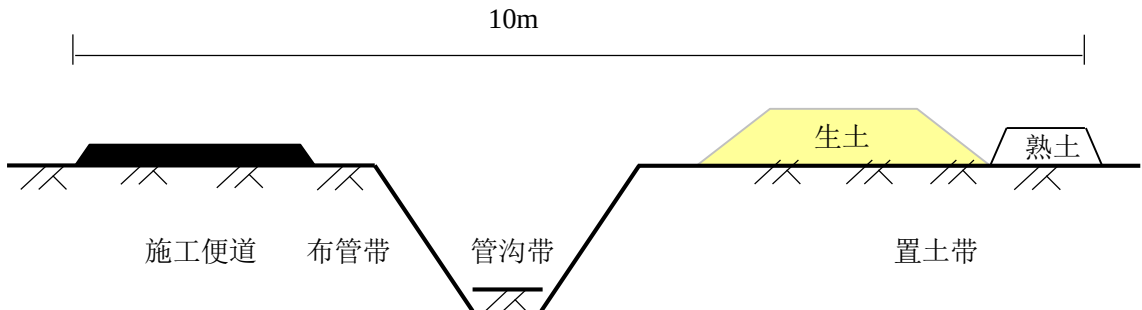


图 3.8-3 管道施工作业断面图

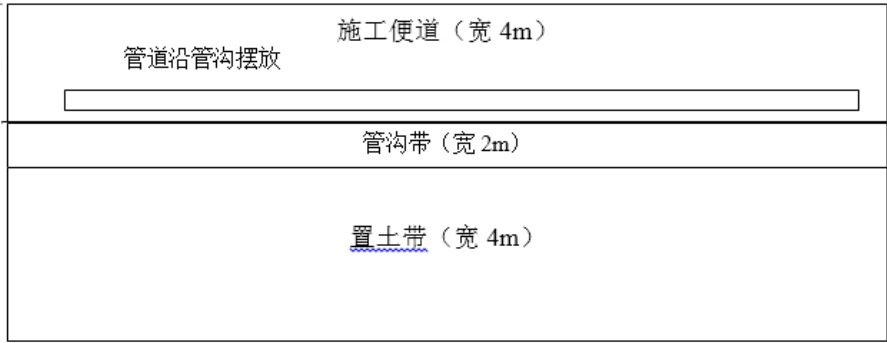


图 3.8-4 管道开挖施工平面布置示意图

3.8.1.2 管道钢顶穿越施工

本工程3处管道穿越井排路/公路，穿越采用顶管施工方案。顶管施工是不开挖或少开挖的一种管道施工方式，其主要利用顶管设备产生前进的力度，平衡管道与土体之间的摩擦力，管道前进同时将管道内占用的土体置换出来，最终在土体中形成管道。施工中置换出的土体，最终用于该处的土地平整。

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

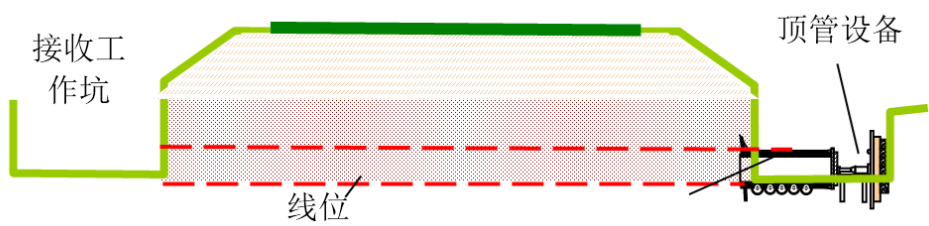


图 3.8-5 顶管施工示意图

3.8.2 道路施工

本项目新建道路类型为土路。首先对线路进行清理平整，清除表土、杂物等，然后对路基进行施工，路基采取分层填筑并压实，最后对面层进行施工，将拉运来的土方铺设在平整后的线路上进行压实。道路施工建设过程及断面示意图见图3.8-6、图3.8-7。

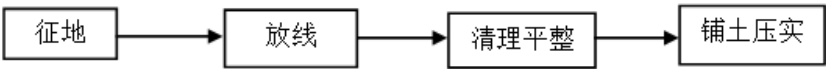


图3.8-6 通井路施工建设过程

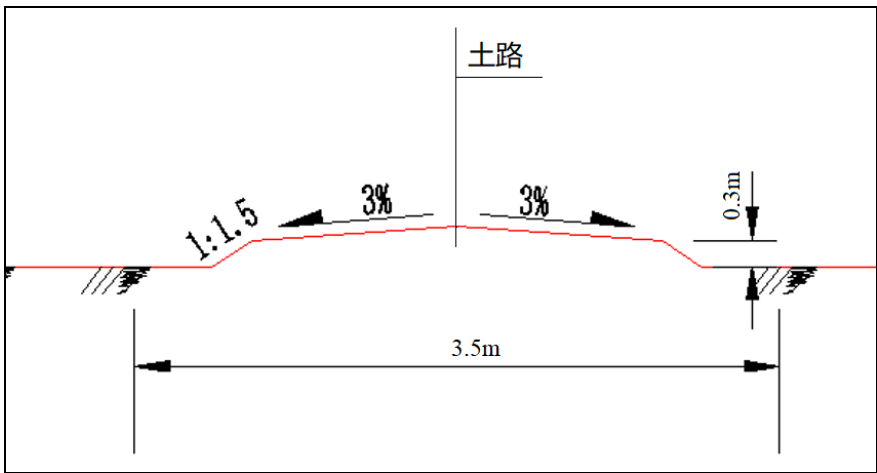


图3.8-7 通井路横断面示意图

3.8.3 典型井场施工

首先进行井台平整，井场垫高依据所在地区地势，地类及区域排水情况确定；平整井

台后安装抽油机、采油树及电机，主要施工工序有紧固、平衡等。

3.9 施工进度及时序

本项目计划施工期为 2025 年 12 月至 2026 年 4 月，单井钻井施工约 11d，钻井施工合计约 77d，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 45d。项目施工进度计划见表 3.9-2。

表 3.9-1 钻井进度计划表

开钻次数	钻头尺寸 mm	井段 m~m	施 工 项 目		累计时间 d-h
			内容	时间 d-h	
一开	311.2	0.00~（158~350）	钻进、接单根、起下钻、辅助等	0-12	0-12
		158~350	下表层套管、固井、候凝、安装井控装置等	2-0	2-12
二开	215.9	（158~350） ~2077.00	钻进、接单根、起下钻、辅助等	4-12	7-0
		2077.00	电测、通井、下生产套管、固井、候凝、测声变、完井等	4-0	11-0

表 3.9-2 项目施工进度计划表

工程名称	2025 年	2026 年			
	12 月	1 月	2 月	3 月	4 月
钻井工程					
压裂及地面工程					

3.10 设备及物料消耗

3.10.1 设备

本项目施工及运营期主要设备见表 3.10-1。

表 3.10-1 本项目施工及运营期主要设备表

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

9		压路机	1	台
10		电焊机	3	台
11		运输车辆	3	台
12		压裂车	4	台
13		混砂车	2	台
14	运营期	游梁式抽油机	6	台
15		电动机	6	台
16		控制柜	6	台

3.10.2 物料消耗

(1) 施工期

钻井生产用水消耗：由公用工程可知，本项目施工期钻井生产用水消耗总量为 932.3m³；

生活用水消耗：由公用工程可知，本项目生活用水消耗总量为 115.6m³；

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 2.02m³；

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 342m³，本项目新钻井 7 口，则钻井液用量 2394m³；

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 126t，本工程新钻井 7 口，则固井水泥用量为 882t；

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 13318m，则柴油总用量约为 266.36t；

射孔液消耗：根据施工单位以往经验，单口井射孔一般需要射孔液 40m³，本工程新钻 7 口井需射孔，则射孔液用量为 280m³。

压裂液：根据设计方案，本项目共计使用压裂液 700m³；

防渗布：钻井过程中防渗布用量 0.1t。

(2) 运营期

本项目投产后，油水井作业用水量约 48.4m³/a，水井洗井用水量约 126.3m³/a。

新增耗电 117.8 万 kW·h/a；

本项目依托的场站新增耗气量 2.97 万 m³/a。

油水井作业防渗布用量 0.11t/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)	932.3
2		办公生活	生活用水 (m ³)	115.6
3		管线试压	试压用水 (m ³)	2.02
4		钻井	钻井液 (m ³)	2394
5		固井	水泥 (t)	882
6		钻井期发电	柴油 (t)	266.36
7		射孔	射孔液 (m ³)	280
8		压裂	压裂液 (m ³)	700
9		钻井	防渗布 (t)	0.1
10	运营期	油水井作业	作业用水 (m ³ /a)	48.4
11		水井洗井作业	洗井用水 (m ³ /a)	126.3
12		生产运营	耗电 (万 kWh/a)	117.8
13		油气水分离	耗气量 (万 m ³ /a)	2.97
14		油水井作业	防渗布 (t/a)	0.11

3.11 依托工程分析

3.11.1 依托工程能力核实及运行现状分析

本项目施工期产生的膨润土、纯碱、重晶石粉废弃包装袋、施工废料、非含油废防渗布属于一般固体废物，依托第八采油厂工业固废填埋场处理。压裂返排液依托卫一联压裂返排液处理装置处理。运营期含油污泥委托大庆博昕晶化科技有限公司处理，含油废防渗布暂存于安达市庆新油田开发有限责任公司危废贮存库，定期委托有资质单位处理。

本项目运营期基建油井采出液经新建集油管线接入已建集油阀组间，已建卫 1 联转油脱水站接纳集油阀组间来液，经油水气分离、计量后，油气分离产生的油田伴生气（湿气）进入天然气除油干燥装置进行脱水和除油，处理后的伴生气（干气）用于本站加热炉自耗，净化油外输，产生的含油污水管输至已建卫 1 联含油污水处理站处理达到《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后管输至已建 2-8 集油配水间，经增压后回注于新建注水井，用于注水驱油。

（1）卫 1 联转油脱水站

本项目 6 口油井采出液依托聚卫 1 联转油脱水站处理。卫 1 联转油脱水站于 2001 年建成投产，目前管辖油井 316 口，集油阀组间 10 座。卫 1 联脱水站采用“三合一+五合一”处理工艺。本站来液先进入“三合一”进行气液分离，再与卫 1 转、卫 2 转来液混合进入“五合一”进行油水分离及脱水处理；卫 1 转、卫 2 转来液既可先进“三合一”处理，也可直接进入“五合一”进行气液分离及脱水处理，本站处理后净化油外输至采油五厂杏十三-1 联合站，污水输至本站污水站处理。站内主要设备有：单台设计处理能力 8500t/d 的三合一

装置 2 台、五合一装置 3 套（每套包括：设计处理能力 1900t/d 的一段游离水脱除器 1 台、设计处理能力 480t/d 的二段电脱水器 1 台、0.58MW 加热炉 1 台）、0.315MW 外输加热炉 2 台、2.0MW 掺水炉 2 台、2.5MW 掺水炉 1 台、2.5MW 真空加热炉 1 台。站内“三合一”设计处理能力为 17000t/d，“五合一”一段游离水设计处理能力为 5700t/d，“五合一”二段电脱水设计处理能力为 1440t/d，目前站内“三合一”实际处理量为 13898.8/d，“五合一”一段游离水实际处理量为 5421t/d，“五合一”二段电脱水实际处理量为 565.4t/d。本项目及同期建设的项目进入站内“三合一”装置进行处理的液量最大为 146t/d，进入站内“五合一”一段游离水处理装置处理的液量最大为 94t/d，进入站内“五合一”二段电脱水处理装置处理的液量最大为 56.7t/d。该站接收本项目及同期建设的项目的采出液后，“三合一”装置处理液量最大为 14044.8t/d，负荷率为 82.62%，“五合一”一段游离水处理装置处理液量最大为 5515t/d，负荷率为 96.75%，“五合一”二段电脱水处理装置处理液量最大为 622.1t/d，负荷率为 43.2%，满足开发需求。

根据现场勘查，目前卫 1 联转油脱水站运行正常，根据大庆中环评价检测有限公司于 2025 年 8 月 9 日-12 日对卫 1 联转油脱水站的监测结果可知（见附件 6），卫 1 联转油脱水站加热炉燃料为天然气，产生的烟气较为清洁，并采用低氮燃烧器，均由 15m 高烟囱高空排放，卫 1 联转油脱水站加热炉颗粒物浓度为 8.1~9.4mg/m³，NO_x 浓度为 66~83mg/m³，SO₂ 浓度为 6~9mg/m³，烟气黑度<1，卫 1 联转油脱水站加热炉排放的废气可以满足《工业炉窑大气污染物排放标准》（GB9078-1996）表 2 中的二级标准限值要求；卫 1 联合站内部原油集输及污水集输均采用密闭集输管线、密闭装置及罐体，场站内各关键接口法兰均进行了密闭处理，排放的非甲烷总烃厂界浓度 0.44~0.65mg/m³ 之间，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，卫 1 联转油脱水站排放的非甲烷总烃泵房外监控点 1h 平均浓度值在 0.52~0.67mg/m³ 之间，任意一次浓度值在 0.53~0.66mg/m³ 之间，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；卫 1 联合站内机泵均布置在室内，采用隔声门窗及机泵加装减震设施等降低噪声源强，卫 1 联合站厂界噪声昼间在 47.2~50.9dB（A）之间，夜间在 43.5~46.9dB（A）之间，可以满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准；场站内产生的生活垃圾统一收集后拉运至安达市生活垃圾填埋场处理，装置内含油污泥定期清理，由罐车拉运至大庆博昕晶化科技有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表 1 中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路，场站内各污染物均稳定达标排放，固体废物均合理处置，本项目依托可行。

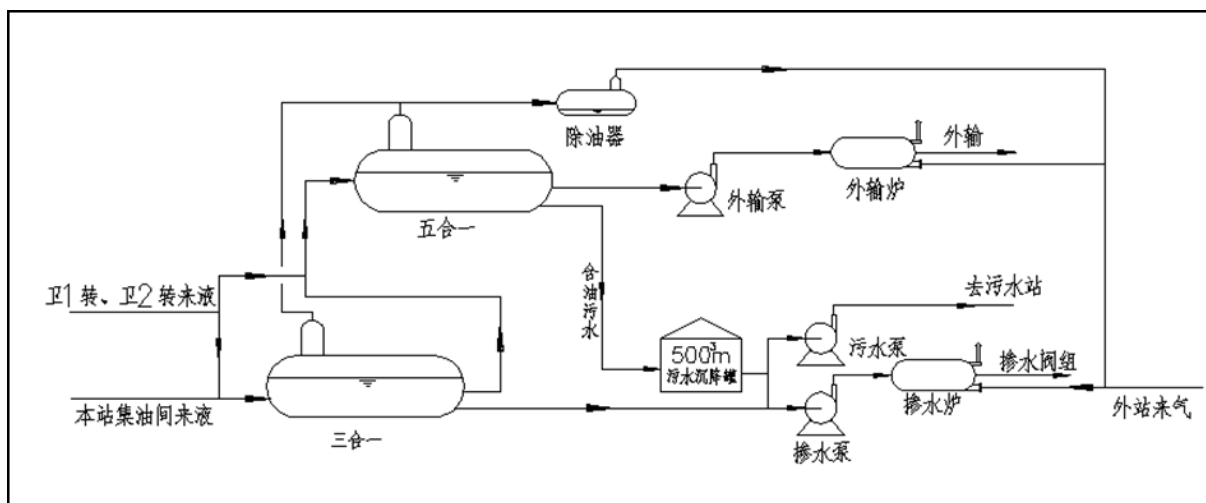


图 3.11-6 卫 1 联转油脱水站工艺流程图

(2) 卫 1 联含油污水处理站

本项目 6 口油井采出水依托卫 1 联含油污水处理站处理，站内主要工艺为“两级沉降+两级过滤”，设计出水水质指标为“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体 $\leq 3\text{mg/L}$ 、悬浮物颗粒直径中值 $\leq 2.0\mu\text{m}$ ”，设计污水处理量为 $6200\text{m}^3/\text{d}$ 。目前实际污水处理量为 $6050\text{m}^3/\text{d}$ ，本项目及同期建设项目新增采出水量为 $78\text{m}^3/\text{d}$ ，新增污水后卫 1 联含油污水处理站处理量为 $6128\text{m}^3/\text{d}$ ，负荷率为 98.83%，满足开发需求。卫 1 联含油污水处理站工艺流程见图 3.11-6。

根据现场勘查，目前卫 1 联含油污水处理站运行正常，根据大庆中环评价检测有限公司于 2025 年 8 月 9 日-10 日对卫 1 联含油污水处理站的监测结果可知（见附件 6），处理后的污水含油量为 $1.46\sim 2.11\text{mg/L}$ ，悬浮固体含量为 $2\sim 3\text{mg/L}$ ，悬浮物颗粒直径中值为 $1\mu\text{m}$ ，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。场站内污染物均稳定达标排放，本项目依托可行。

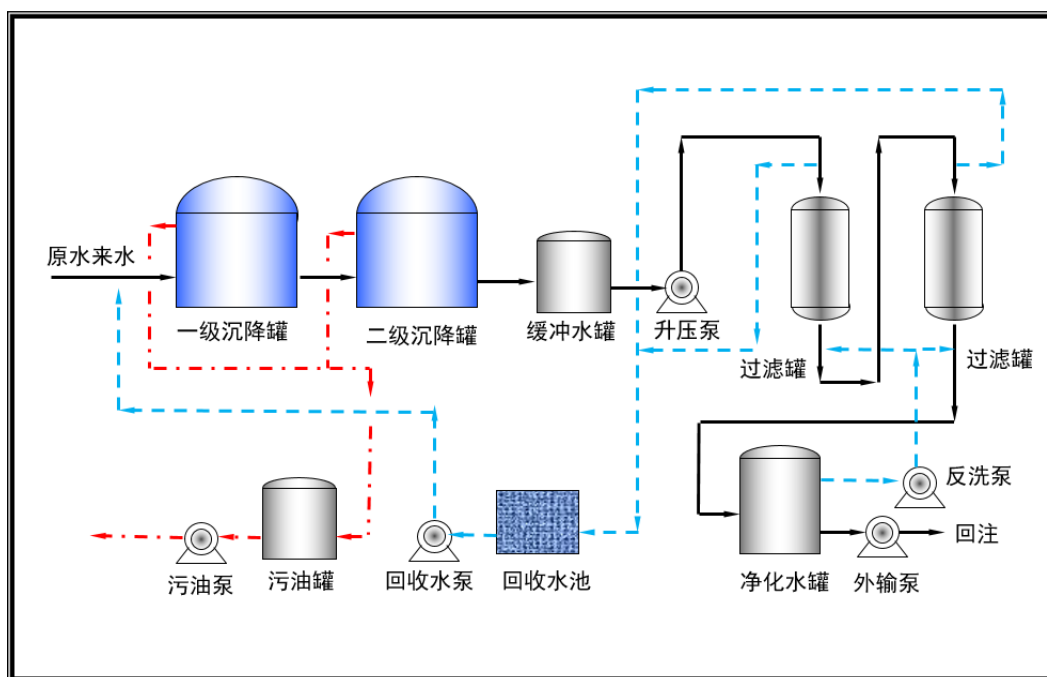


图 3.11-6 卫 1 联合油污水处理站工艺流程

(3) 卫一联压裂返排液处理装置

卫一联压裂返排液处理装置采用“管式反应器-三相分离器-一次过滤-二次过滤”工艺来降低废压裂液中污染物的含量，处理后废水管输进入卫一联合油污水深度处理站。设计处理能力 $240\text{m}^3/\text{d}$ ，目前负荷约50%，本项目压裂返排液产生量约为 490m^3 ，约 $70\text{m}^3/\text{d}$ （按每天压裂1口井计算），接收本项目产生的压裂返排液后，卫一联压裂液无害化处理装置负荷率为79%，满足依托需求。

(4) 大庆博昕晶化科技有限公司

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

该公司设计含油污泥处理能力为 280t/d, 目前实际处理量为 200t/d, 负荷率为 71.43%, 本项目含油污泥及落地油最大产生量约为 0.37t/a, 能够满足含油污泥处理需求, 依托可行。大庆博昕晶化科技有限公司含油污泥处理工艺流程见图 3.11-8。

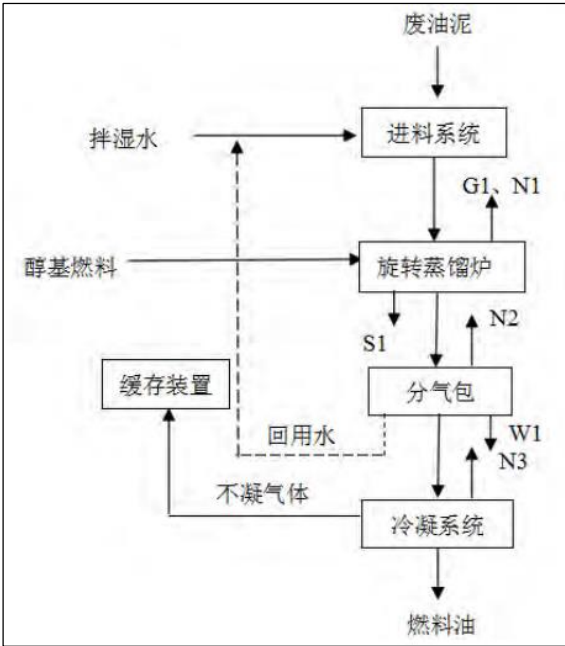


图 3.11-5 大庆博昕晶化科技有限公司含油污泥处理工艺流程图

(5) 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。第八采油厂工业固废填埋场现阶段运行稳定, 总容量为 11624m³, 目前实际容纳约 8800m³, 剩余能力为 2824m³/a, 本项目产生膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋、施工废料、非含油废防渗布共计约 0.26t, 约 0.2m³, 填埋场剩余容量能够容纳本项目产生的固体废物, 本项目依托可行。

(6) 安达市庆新油田开发有限责任公司危废贮存库

安达市庆新油田开发有限责任公司危废贮存库于 2015 年 6 月 15 日取得了环评批复, 环评批复文号为绥环审[2015]236 号, 于 2016 年 1 月 14 日取得验收批复, 验收批复文号为绥环函[2016]2 号。该贮存库危险废物可贮存量为 1062t, 本项目产生含油废防渗布约 0.11t, 可满足本项目含油防渗布贮存需求, 依托可行。

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	卫 1 联转油脱水站	卫星油田 2017 年产能建设工程环境影响报告书	绥环函〔2017〕78 号	2019 年 3 月完成自主验收	912312817028111747001X

2	卫 1 联含油污水处理站				
3	卫一联压裂返排液处理装置				
4	大庆博昕晶化科技有限公司	50000 吨/年油泥净化和 30000 吨/年润滑油再生项目环境影响报告书	庆环审〔2018〕186 号	2020 年 12 月完成自主验收	91230606790538365R001R
5	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
6	安达市庆新油田开发有限责任公司危废贮存库	安达市庆新油田开发有限责任公司卫星油田产能建设工程环境影响报告书	绥环审〔2015〕236 号	绥环函〔2016〕2 号	912312817028111747001X

3.12 建设项目工程分析

3.12.1 污染影响因素分析

3.12.1.1 施工期

本工程施工期主要内容为钻井工程、射孔、压裂以及新建管线、新建道路等地面工程。

(1) 钻井工程

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

①钻前准备

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

②钻进

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

③录井

A. 钻井参数录取资料要求

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

B.钻井液参数录取资料要求

开钻至一开完钻，每间隔 1h 测量一次钻井液密度、粘度。

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

循环过程中每间隔 0.5h 观察一次钻井液池液面高度、钻井液性能变化，以及是否含有气泡、油气侵等异常情况，如有异常加密测量钻井液密度、粘度，并进行相应处理。

④测井

测井配备专门的测井队，测井方式为电测井，电测井井控主要要求为：

A.若电测时间将要大于安全作业时间时，中途通井循环。

B.测井队到井后向钻井队了解井况，确认安全作业时间，电测时发生溢流立即停止电测，尽快起出井内电缆。当不具备起出电缆条件，钻井液涌出转盘面时，可在井口剪断电缆。

C.由钻井队值班干部决定何时切断电缆，测井队专用剪切工具放置在钻台上，测井中随时处于待命状态，测井队队长实施剪断电缆工作。

⑤固井

现场应备有钻杆与套管转换接头，发生溢流时，抢接防喷钻杆后关井。

简易套管头排液管线出口距井口不少于 10m，并固定。主要使用水泥作为固井材料，是在已钻成的井眼内下入套管，然后在套管与井壁之间环空内注入水泥浆，将套管和地层固结在一起的工艺过程，以保证安全钻进下一段井眼。固井工程包括下套管和注水泥两个过程。下套管是指在已经钻成的井眼中按规定深度下入一定直径、由某种或几种不同钢级及壁厚的套管组成的套管柱。注水泥是在地面上将水泥浆通过套管柱注入到井眼与套管柱之间的环形空间中的过程。固井的主要目的是封隔疏松的易塌、易漏地层；封隔油、气、水层，防止互相窜漏。

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

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

⑥完井

完井是钻井工程的最后环节，整个钻井工艺结束。一般情况下，完井即钻开油层，完井方式包括套管完井法、射孔完井法、裸眼完井法等，本项目 7 口新钻油水井均采用射孔完井法完井。射孔即在井内下入专门的射孔器在油层部位射孔，穿透套管的水泥环进入地层，使油层通过这些孔道与井底连通，从而为油流入井内造成通道的过程，该过程产生的污染物主要为废射孔液。

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

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

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

⑦压裂

油气层压裂工艺过程用压裂车，把高压大排量具有一定粘度的液体挤入油层，当把油层压出许多裂缝后，加入支撑剂（如石英砂等）充填进裂缝，提高油层的渗透能力，以增加产油量。压裂工艺流程为施工准备，压裂液注入，压裂液增压压开地层，稳压保持裂缝，加砂，泄压，压裂液返排，施工收尾。本项目新建的 7 口油水井需进行压裂，施工期压裂液不在现场配制，由压裂液配制场地将配制好的压裂液直接拉运至现场进行施工，该过程产生的污染物主要为压裂返排液、噪声等。

本项目钻井及井下作业工艺流程及产污环节图见图 3.12-1。

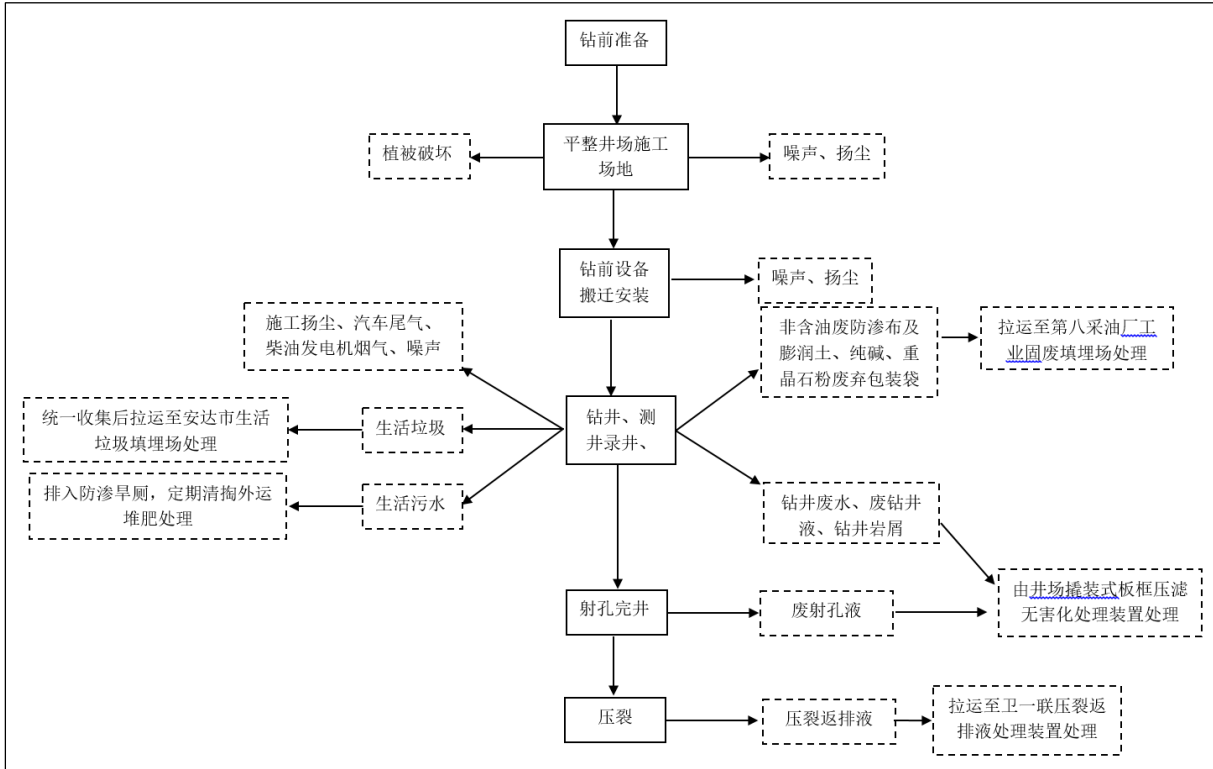


图 3.12-1 本项目钻井及井下作业工艺流程及产污环节图

(2) 地面工程

①井场施工

首先进行井台平整，井场垫高依据所在地区地势，地类及区域排水情况确定，井场平均垫高 0.5m；平整井台后安装抽油机、采油树及电机，主要施工工序有紧固、平衡等，产生的污染物主要有扬尘、施工噪声。

②新建管线施工

管线施工程序为：测量定线，施工作业带清理，清除障碍物，平整工作带，成品防腐钢管运输，布管、组装焊接，无损探伤，补口及防腐检漏，管沟开挖、下沟，分段清水试压，站间连接，通球扫线，阴极保护，工程验收。

A.施工作业带清理

管道施工采用人工开挖和机械开挖相结合的方式施工，施工初期，首先要对施工作业带进行清理和平整，进行布管、开挖管沟及焊接等施工作业。在场地清理过程中，施工带范围内的土壤、植被和农作物都将受到扰动和破坏，不过其造成的影响仅局限在施工带宽度的范围内。

B.管沟敷设

管道采用沟埋方式敷设。开挖后，将运到现场的管道进行焊接、补口、补伤，然后下到管沟内。

C.防腐及阴极保护

提高管道的防腐等级，采用熔结环氧粉末内防腐钢管；管道接头采用一次成型涂料新技术，使用寿命可达 30 年以上，并采用强制电流阴极保护法。

D.管沟回填

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

E.试压

用清水进行试压，严密性实验合格后，试压废水由罐车拉运至卫 1 联合油污水处理站处理达标后回注。

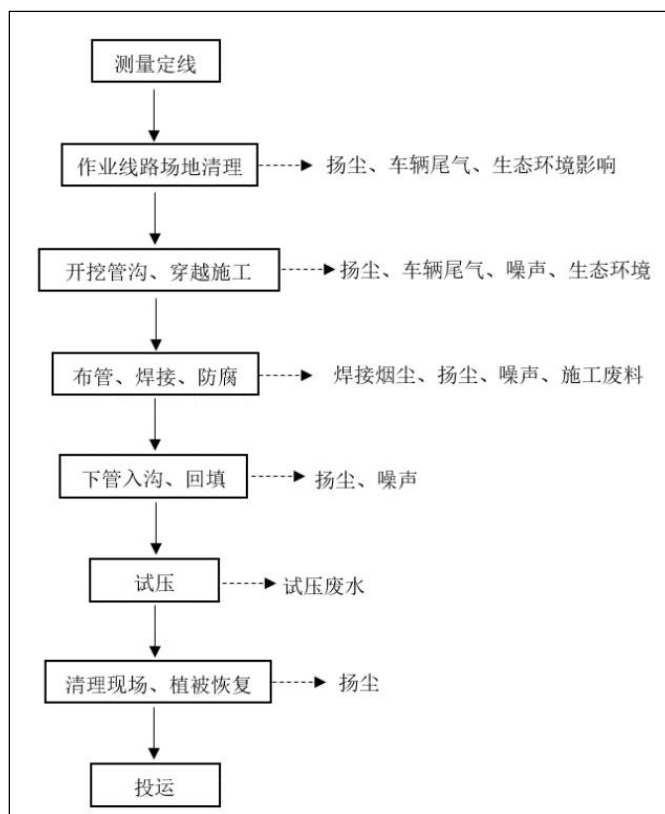


图 3.12-3 管线施工过程示意图

③道路施工工艺

本项目新建道路类型为土路，施工方式较简单，首先对线路进行清理平整，清除表土、杂物等，然后将拉运来的土方铺设在平整后的线路上进行压实。通井路施工工艺流程及产污节点见图 3.12-4。

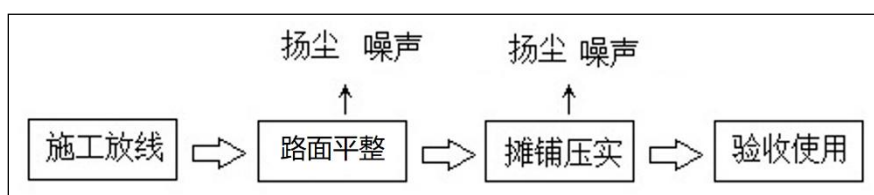


图 3.12-4 通井路施工工艺流程及产污节点图

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

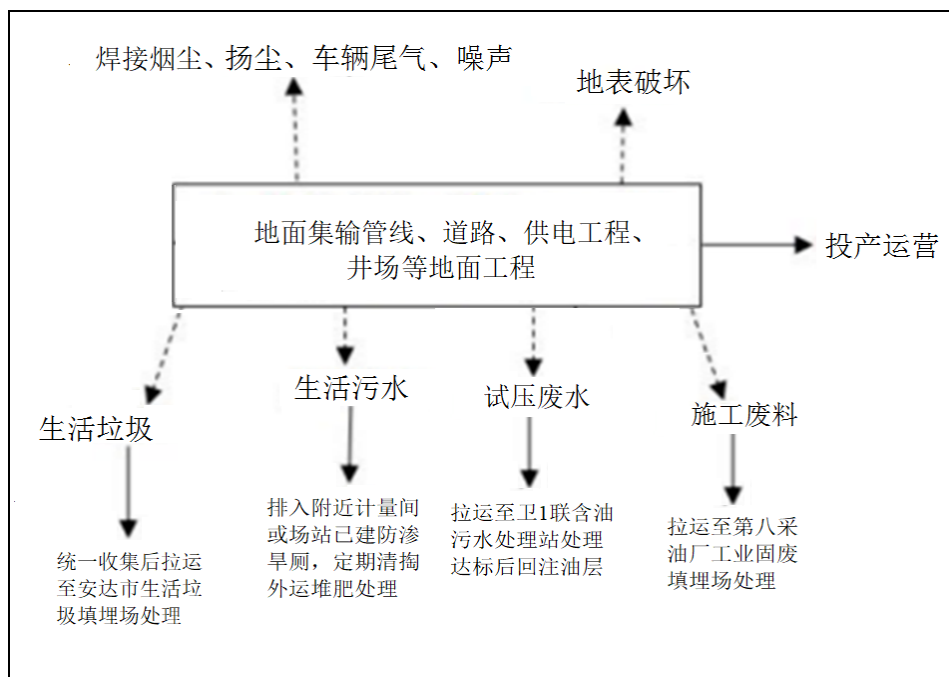


图 3.12-6 本项目地面工程施工期产污环节图

3.12.1.2 运营期

本项目运营期基建油井采出液经新建集油管线接入已建集油阀组间，已建卫 1 联转油脱水站接纳集油阀组间来液，经油水气分离、计量后，油气分离产生的油田伴生气（湿气）进入天然气除油干燥装置进行脱水和除油，处理后的伴生气（干气）用于本站加热炉自耗，净化油外输，产生的含油污水管输至已建卫 1 联合油污水处理站处理达到《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后管输至已建 2-8 集油配水间，经增压后回注于新建注水井，用于注水驱油。

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

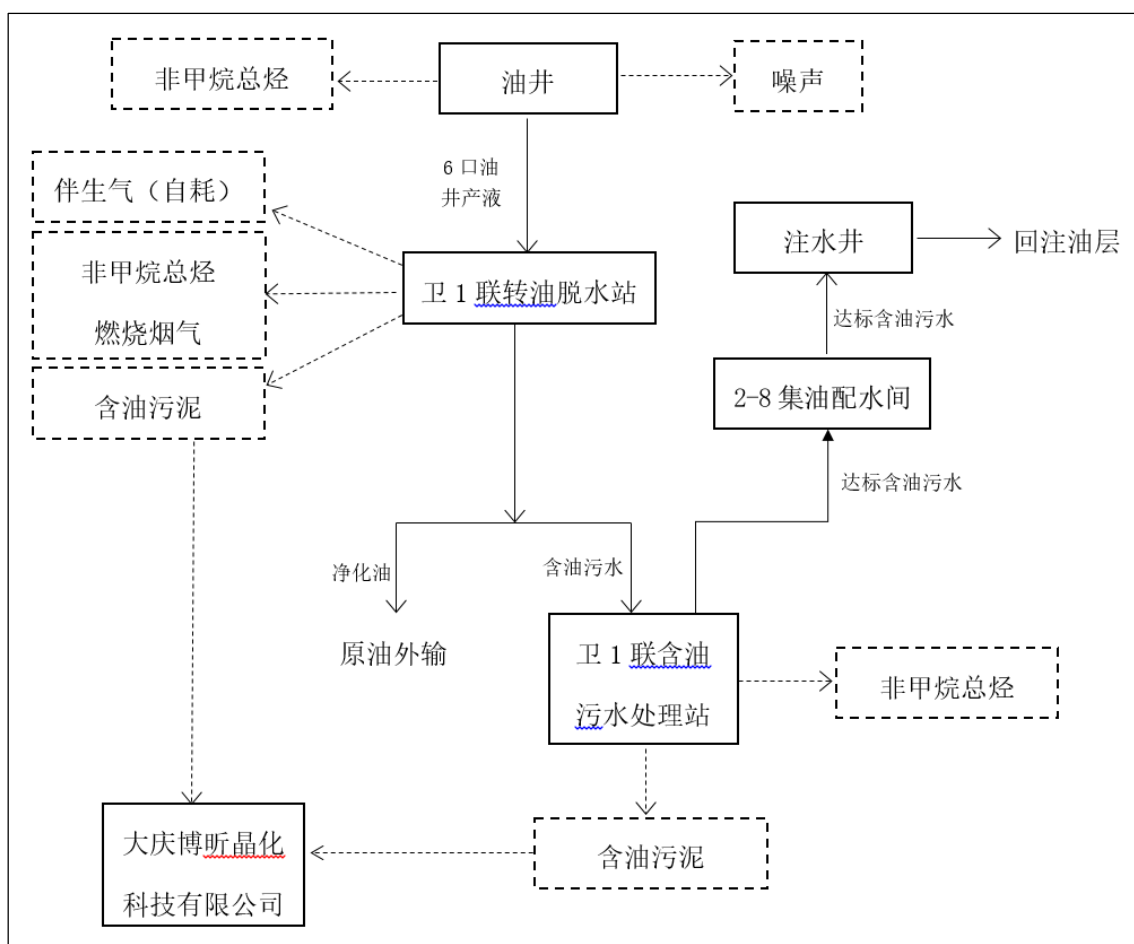


图 3.12-7 运营期正常工况工艺流程及产污示意图

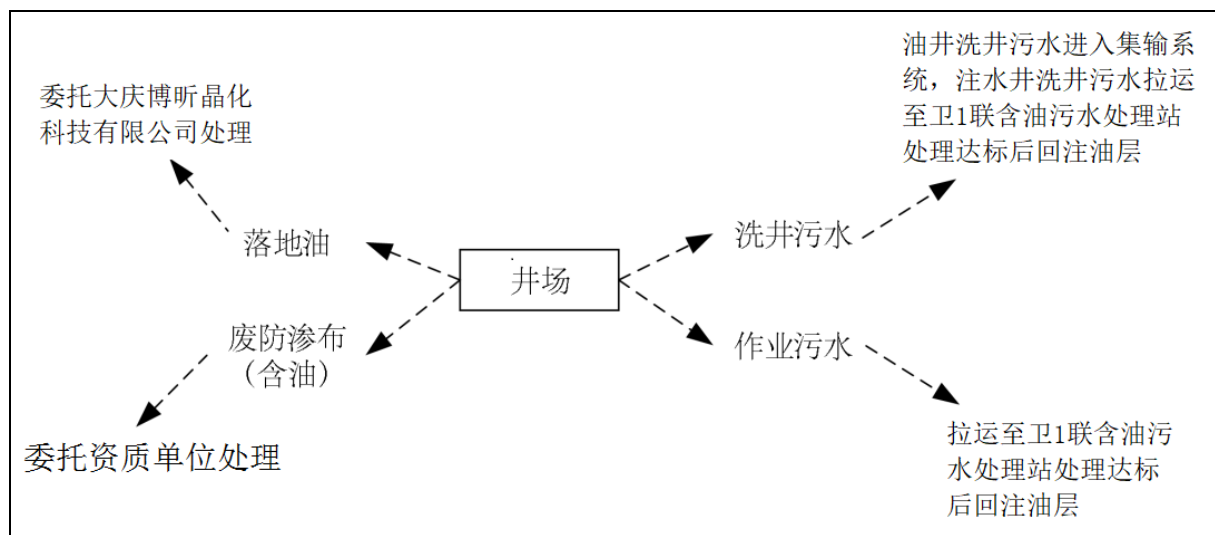


图 3.12-8 运营期非正常工况工艺流程及产污示意图

3.12.1.3 退役期

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

堵、道路平整恢复等施工过程。

(1) 退役油井处理

①井口设备拆除

首先拆除井口设备，拆除的抽油机等井口设备回收至安达市庆新油田开发有限责任公司物资库回收再利用。

②封井

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

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

(2) 退役道路处理

由于油井退役，通井路已无利用价值，本项目通井路为土路，退役阶段对通井路进行整平翻松后，重新恢复为草地。

(3) 退役管线处理

首先停止管道作业，关闭管道前段截断阀，利用压缩空气进行清管作业，将管内残留液吹扫至后续管道，进入集输系统，清管完成后关闭后段截断阀。为避免对生态的二次破坏，清管后的管道两端采用混凝土封堵直埋于地下，不再挖出。

退役期工艺流程及主要产污节点见图 3.12-9。

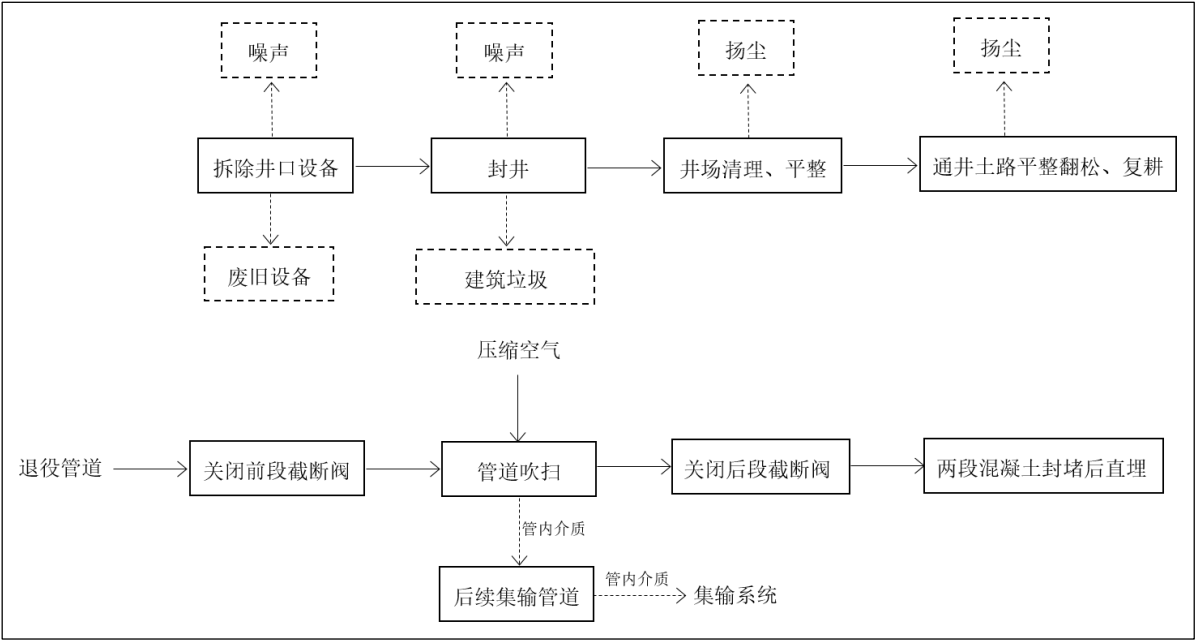


图 3.12-9 退役期工艺流程及主要产污节点图

3.12.2 生态影响因素分析

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

（1）新建井场及道路永久占地对生态的影响

本项目新建井场及道路新增永久占地 0.309hm²，永久占地对周围生态环境影响主要体现在新增占地使原来连续分布的生态环境中形成斑块，产生地表温度、水分等物理异常，以及干扰地面植被，影响生态环境的类型和结构。

（2）井场及管线施工临时占地对生态的影响

临时占地对周围生态环境影响主要体现在钻井、管线等施工过程中，机械、运输车辆对植被的碾压、人员践踏、材料占地、土壤翻出堆放地表等活动将对工程周围的地表环境造成暂时性破坏，对地面植被会造成一定的破坏。本项目井场及管线施工新增临时占地 1.5hm²，其范围内的土壤和植被都可能受到扰动和破坏，尤其是管沟两侧 2-3m 内的植被破坏严重，土壤的结构、组成和理化性质发生改变，影响土壤和植被的恢复。

（3）对土壤侵蚀的影响

施工对土地的开挖，造成土地裸露，加剧沿线的土壤风蚀。

（4）对植被的影响

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

（5）对野生动物的影响

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

3.12.3 污染源源强核算

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施工时占地表土剥离、管沟开

挖、道路敷设、土方堆填、车辆运输、恢复原有地面等过程中产生的粉尘、二次扬尘，以及施工设备和运输车辆尾气、焊接烟尘等。

①施工粉尘

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

本项目所在区域平坦空旷，大气扩散条件好。井场相对分散，且施工时间较短，施工扬尘影响较小。管线敷设、各种施工材料的运输给道路沿线带来扬尘污染，运输车辆行驶扬尘与车辆行驶速度、风速、路面积尘量和积尘湿度等因素有关。

A.施工扬尘

根据项目建设内容，本项目产生扬尘的施工区域包括新建井场、管线、道路施工占地区域，经计算施工区域面积 18090m²，参考《扬尘源颗粒物排放清单编制技术指南（试行）》中施工扬尘源排放量的计算方法。

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

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

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

式中：

W_{Ci} 为施工扬尘源中 TSP 总排放量，t。

E_{Ci} 为整个施工工地 TSP 的平均排放系数，t/（m²·月）。

A_C 为施工区域面积，m²，18090m²。

T 为工地的施工月份数。根据项目施工进度计划表，本项目施工期为 4.07 个月。

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

本项目在施工阶段采取分段施工，共约分 3 段进行施工，经计算本项目施工期施工场地扬尘产生量约 0.264t。

B.运输车辆产生的扬尘

当车辆通过干燥且路况较差路段时，在行车道两侧扬尘的 TSP 浓度短期内可达 8~10mg/m³。类比油田地区类似地面工程的起尘数据，施工场地起尘浓度约 1.15mg/m³。

②施工车辆排放的尾气

在工程施工期间，使用液体燃料的施工机械及运输车辆的发动机排放的尾气在含有 NO₂、CO、HC 等污染物，一般情况下，各种污染物的排放量不大，对周围环境的影响较

小。如果采用清洁燃料，降低污染物排放，废气污染的影响基本上是可以接受的。

③柴油机燃烧烟气

钻井时钻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，本项目施工期共 3 台柴油机（2 运 1 备）。根据建设单位提供的资料，柴油机功率 882kW，本工程柴油总用量约为 266.36t，烟气量按每公斤 12m³ 计，则柴油发电机运营期间产生烟气 319.632×10⁴m³，主要污染物为 SO₂、NO_x、CO、HC 和烟尘。根据《环境影响评价工程师职业资格培训教材：社会区域类环境影响评价》给出计算参数可知，正常工况下发电机运行污染物排放系数为：颗粒物为 0.31kg/t、SO₂ 为 2.24kg/t、NO_x 为 2.92kg/t、CO 为 0.78kg/t、HC 为 2.13kg/t。核算项目柴油机污染物排放情况见表 3.12-1。

表 3.12-1 柴油发电机燃烧废气污染物产生一览表

污染物指标	产污系数		产生量
	单位	产污系数	
废气量	m ³ /kg 柴油	12	319.632 万 m ³
SO ₂	kg/t 柴油	2.24	0.597t
NO _x	kg/t 柴油	2.92	0.778t
烟尘	kg/t 柴油	0.31	0.083t
CO	kg/t 柴油	0.78	0.208t
HC	kg/t 柴油	2.13	0.567t

④焊接烟尘

项目管道焊接主要方式为电焊，焊接过程中会产生少量焊接烟尘，焊接烟气中有毒有害气体的成份主要为 CO、CO₂、O₃、NO_x、CH₄ 等，其中以 CO 所占的比例最大，但由于项目焊接点较少，产生的焊接烟尘量较小，且项目位于室外，空气扩散条件较好，对大气环境影响较小。

（2）废水

①钻井废水

钻井废水主要来自使用钻井泥浆钻井过程中冲洗钻台、钻具等设备产生的废水，主要含有泥浆和岩屑等。类比安达市庆新油田开发有限责任公司多年的钻井工程资料，每钻进 1m 设备冲洗用水量平均为 0.02m³，则钻井设备冲洗用水量约 266.4m³，钻井废水（钻井设备冲洗废水）按用水量的 95%计算，则钻井废水产生量为 253.1m³，本项目钻井施工约 77d，则钻井废水平均每天产生量约 3.29m³。钻井废水中污染因子主要为 COD、SS，钻井废水采取现场不落地收集方式随钻处理，钻井废水排入井场钢制泥浆槽中，由井场撬装式板框压滤无害化处理装置处理后，压滤水由施工单位拉运至宋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，压滤泥饼由施工单位拉运至大庆市第五建筑工程公司进行综合利用。

②压裂返排液

本项目新建的 7 口油水井投产前需进行压裂作业，压裂液使用量为 100m³/口，本项目压裂液使用量为 700m³，压裂作业过程中将产生压裂返排液，根据大庆油田多年统计数据，压裂返排液产生量约 70m³/井，则本项目共计产生压裂返排液 490m³，压裂返排液中污染因子主要为 COD、SS，压裂返排液由罐车拉运至卫一联压裂返排液处理装置处理，分离出污水经卫 1 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。

③试压废水

本工程新建管线采取清水试压的方式，本项目新建单井掺水管道 Φ60×3.5~0.3km、集油管道 Φ76×4.5~0.3m，新建单井注水管道 Φ48×6-0.3km。根据新建管线截面面积及长度，管线试压用水总量为 2.02m³，试压废水按用水量的 95%计算，试压废水产生量为 1.92m³，试压废水中污染因子主要为 SS。管线试压废水由罐车拉运至卫 1 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生活污水

项目单井钻井施工约 11d，单个钻井队在井人数 10 人，本项目新钻井 7 口。压裂及地面工程施工约 45d，施工人数 15 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 115.6m³。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 92.5m³。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，定期清掏外运堆肥处理，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防渗旱厕，定期清掏外运堆肥处理。

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	253.1m ³	COD、SS	排入井场钢制泥浆槽中，由井场撬装式板框压滤无害化处理装置处理后，压滤水由施工单位拉运至宋一联含油污水处理

				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，压滤泥饼由施工单位拉运至大庆市第五建筑工程公司进行综合利用。
2	压裂返排液	490m ³	COD、SS	由罐车拉运至卫一联压裂返排液处理装置处理，分离出污水经卫 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）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	试压废水	1.92m ³	SS	由罐车拉运至卫 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）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	生活污水	92.5m ³	COD、NH ₃ -N	钻井施工期施工人员产生的生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内，定期清掏外运堆肥处理，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防渗旱厕，定期清掏外运堆肥处理。

（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，本项目施工期噪声源统计情况见表 3.12-3。

表 3.12-3 本项目施工期噪声源统计表

序号	设备名称	声源性质	噪声值 dB(A)	测点距声源距离
1	柴油发电机	连续稳态声源	120~130	1m
2	挖掘机	非连续稳态声源	82~90	5m
3	推土机	非连续稳态声源	83~88	5m
4	钻机	连续稳态声源	88~92	5m
5	泥浆泵	连续稳态声源	88~95	5m
6	钻井泵	连续稳态声源	88~95	5m
7	振动筛	连续稳态声源	80~88	5m
8	搅拌机	连续稳态声源	100~110	1m
9	压路机	非连续稳态声源	80~90	5m
10	电焊机	连续稳态声源	60~70	1m
11	运输车辆	非连续稳态声源	82~90	5m

12	压裂车	连续稳态声源	70~75	5m
13	混砂车	连续稳态声源	80~90	5m

(4) 固体废物

施工期固体废物主要为钻井岩屑、废钻井液、废射孔液、废包装袋、非含油废防渗布、施工废料和生活垃圾等。

①废钻井液

废钻井液是指钻井过程中无法利用或钻井完工后弃置于钢制泥浆槽内的泥浆，属于一般工业固体废物，根据《固体废物分类与代码目录》（生态环境部公告 2024 年第 4 号），废钻井液的分类代码为 071-001-S12。根据钻井物料消耗统计，本项目单口井钻井液用量 342m^3 ，单井钻井液损耗量 83m^3 ，本工程新钻油水井 7 口，则废钻井液的量为 1813m^3 。本项目单井钻井施工约 11d，废钻井液每天产生量约 23.55m^3 。废钻井液排入井场钢制泥浆槽中，由井场撬装式板框压滤无害化处理装置处理后，压滤水由施工单位拉运至宋一联合含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，压滤泥饼由施工单位拉运至大庆市第五建筑工程公司进行综合利用。

②钻井岩屑

钻井过程中，岩石经钻头和泥浆研磨破碎成岩屑，其中部分钻井岩屑混进泥浆中，剩余钻井岩屑经泥浆循环携带至井口，完井后进行无害化处理，根据《危险废物排除管理清单（2021 年版）》（生态环境部公告 2021 第 66 号），钻井岩屑不属于危险废物，属于一般工业固体废物，根据《固体废物分类与代码目录》（生态环境部公告 2024 年第 4 号），钻井岩屑的分类代码为 071-001-S12。根据安达市庆新油田开发有限责任公司多年钻井施工统计分析，每钻井 1000m 进尺产生钻井岩屑 60m^3 。本项目钻井总进尺 13318m，则钻井岩屑总产生量为 799.1m^3 。本项目单井钻井施工约 11d，则钻井岩屑每天产生量约 10.38m^3 。钻井岩屑排入井场钢制泥浆槽中，由井场撬装式板框压滤无害化处理装置处理后，压滤水由施工单位拉运至宋一联合含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，压滤泥饼由施工单位拉运至大庆市第五建筑工程公司进行综合利用。

③废射孔液

本项目新钻的 7 口油水井需进行射孔作业，作业过程中将产生废射孔液，属于一般工业固体废物，根据《固体废物分类与代码目录》（生态环境部公告 2024 年第 4 号），废射孔液的分类代码为 900-099-S12。每口井产生废射孔液约 40m^3 ，则共计产生废射孔液

280m³。本项目单井射孔时间约 1d，则废射孔液每天最大产生量约 40m³。废射孔液排入井场钢制泥浆槽中，由井场撬装式板框压滤无害化处理装置处理后，压滤水由施工单位拉运至宋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，压滤泥饼由施工单位拉运至大庆市第五建筑工程公司进行综合利用。

④膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋

现场废弃包装袋主要为钻井材料中膨润土、纯碱、重晶石粉废弃包装，属于一般固体废物，根据《固体废物分类与代码目录》（生态环境部公告 2024 年第 4 号），废包装袋的分类代码为 900-003-S17。类比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 7 口井，因此膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋产生量约为 0.14t。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非含油废防渗布

为防止在钻井过程中钻井泥浆、钻井污水等污染地面从而造成对土壤、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，属于一般工业固体废物，根据《固体废物分类与代码目录》（生态环境部公告 2024 年第 4 号），非含油废防渗布的分类代码为 900-003-S17。钻井期间单座井场铺设防渗布面积约 400m²，每平方米防渗布重约 0.25kg，本项目共 1 座钻井井场，故钻井期共产生非含油废防渗布 0.1t。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》（生态环境部公告 2024 年第 4 号），施工废料的分类代码为 900-099-S59。管道施工废料产生量以 20kg/km 管道计，本项目新建管道 0.9km，因此，施工废料产生量约为 0.02t。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。

⑦生活垃圾

本项目单井钻井施工约 11d，单个钻井队在井人数 10 人，本项目新钻油水井 7 口。地面工程施工约 45d，施工人数 15 人。施工期每人产生生活垃圾 0.5kg/d 计，施工期生活垃圾产生量为 0.72t。生活垃圾统一收集后拉运至安达市生活垃圾填埋场处理。

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	1813m ³	排入井场钢制泥浆槽中，由井场撬装式板框压滤无害化处理装置处理后，压滤水由施工单位拉运至宋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，压滤泥饼由施工单位拉运至大庆市第五建筑工程公司进行综合利用
2	钻井岩屑	799.1m ³	
3	废射孔液	280m ³	
4	膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋	0.14t	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	0.1t	
6	施工废料	0.02t	
7	生活垃圾	0.72t	统一收集后拉运至安达市生活垃圾填埋场处理

3.12.3.2 运营期污染源强核算

（1）废气

①烃类气体

由于本项目油气集输全部采用密闭集油工艺流程，烃类气体的排放主要是某些设备的超压放空，储罐和管线的油气挥发以及天然气使用过程中的泄漏所致，主要排放地点为采油井场及集输场站。非甲烷总烃挥发量按《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南（试行）》中的规定，油田开采为 1.4175g/kg 原油，本工程建成后年产原油 0.45×10⁴t/a，则本次产能非甲烷总烃挥发量为 6.38t/a。根据油田运行多年经验，其中油井井场占比约 30%，经核算本项目井场非甲烷总烃逸散量为 1.91t/a、0.218kg/h。

②加热炉烟气

本工程运行期产生的废气主要来自依托的卫 1 联转油脱水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单量。根据实测数据（见附件 6），卫 1 联转油脱水站加热炉排放的废气中颗粒物最大值为 9.4mg/m³，NO_x 最大值为 83mg/m³，SO₂ 最大值为 9mg/m³。能够达到《工业炉窑大气污染物排放标准》（GB9078-1996）表 2 中的二级标准限值要求。本项目建成后，根据项目方案分析，卫 1 联转油脱水站新增耗气量为 2.97×10⁴m³/a。本项目建成后，依托场站加热炉烟气污染物分单量见表 3.12-6。

表 3.12-6 依托场站加热炉烟气污染物分单量

场站名称	排气筒高度	燃气量（万Nm ³ /a）	烟气量（万Nm ³ /a）	污染物排放情况（t/a）		
				颗粒物	NO _x	SO ₂
卫 1 联转油脱水站	15m	2.97	38.3	0.0036	0.0318	0.0034

③温室气体

本项目温室气体排放涉及到运营期新建井场到转油站等运输处理环节，逸散排放主要为井口装置、接转站以及原油输送管道，产生的温室气体主要为油田伴生气中含有的甲烷，本项目产生的烃类气体与甲烷协同控制，采取在井口装置安装密封垫，原油集输采用密闭管道集输流程，最大限度减少温室气体的逸散。黑龙江省不属于大气污染重点管控区域，因此，不做定量分析。

（2）废水

本工程运营期产生的废水主要为正常工况下的油田采出水，及非正常工况下的油水井检修作业污水、洗井污水。

①油田采出水

根据本项目产能开发指标预测表，本项目油田采出水最大量为 $0.48 \times 10^4 \text{t/a}$ ，污染因子主要为石油类、悬浮物，油田采水管输进入卫 1 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作业污水

井下作业是运营期主要污染环节之一。主要包括换泵换杆、洗井修井等作业。产污环节主要是拆卸井口和油管起下过程中产生的污油污水、废液的返排、冒溢及滴漏等。

结合安达市庆新油田开发有限责任公司多年运营作业结果可知，油井作业周期 1.5 年，油井作业用水量约 $4.2\text{m}^3/\text{井次}$ ，本项目共基建 6 口油井，则油井作业用水量约 $16.8\text{m}^3/\text{a}$ 。注水井作业周期为 2 年，注水井作业用水量约为 $63.2\text{m}^3/\text{井次}$ ，本项目基建 1 口注水井，则注水井作业用水量约 $31.6\text{m}^3/\text{a}$ 。油水井作业用水共计约 $48.4\text{m}^3/\text{a}$ 。作业污水产生量按用水的 95% 计算，则作业污水产生量约为 $46\text{m}^3/\text{a}$ ，主要污染物为石油类、悬浮物。此部分污水通过罐车回收后拉运至卫 1 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。

③洗井污水

本项目基建 1 口注水井，注水井洗井周期 1 年，洗井用水量约为 $126.3\text{m}^3/\text{井次}$ ，洗井用水量约为 $126.3\text{m}^3/\text{a}$ ，洗井污水产生量按用水的 95% 计算，则本项目洗井污水产生量

为 $120\text{m}^3/\text{a}$ ，主要污染物为石油类、悬浮物，此部分污水通过罐车回收后拉运至卫 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）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。新建的 6 口油井采用化学加药为主，固体防蜡器为辅的清防蜡工艺，洗井采用热洗车进行洗井，以清除套管结蜡，含蜡热洗水随集油管道进入集油系统，最终管输至卫 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）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排。

（3）噪声

本项目运营期依托工程不新增设备，运营期噪声源主要来自抽油机噪声，噪声源强为 65~80dB（A），为连续稳态声源。

（4）固体废物

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

①含油污泥

结合油田实际产生情况和多年统计数据，生产万吨原油的排泥量（固相）一般按约 0.3t 计算，本项目产能 $0.45 \times 10^4 \text{t/a}$ ，则本项目含油污泥产生量 0.14t/a ，为危险废物，危废类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，危废代码为 071-001-08，含油污泥产生于依托场站各罐体中，委托大庆博昕晶化科技有限公司处理，处理后的泥渣满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）表 1 中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路。

②落地油

由于该区块地层压力较低，加上检修作业期间污油污水采用作业污油污水回收装置，因此产生的落地油量很少。考虑意外情况且按最不利状态，一般每口井作业期间产生的落地油可按 50kg/井次，一般油井作业周期 1.5 年，注水井作业周期为 2 年，本项目共计 6 口油井、1 口注水井，因此作业产生的落地油为 0.23t/a ，落地油为危险废物，危废类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，危废代码为 071-001-08，作业期间铺设防渗布，落地油全部回收，委托大庆博昕晶化科技有限公司处理，处理后的泥渣满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）表 1 中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路，落地油回收率为 100%。

③含油废防渗布

井场作业过程中铺设防渗布，工程作业期间产生的落地油滴落到防渗布上，会产生含油废防渗布，一般每口井作业期间产生含油废防渗布可按 25kg/井·次，油井作业频率一般 1.5 年，注水井作业频率一般 2 年，则含油废防渗布共产生 0.11t/a。根据《国家危险废物名录（2025 年版）》，含油防渗布属于 HW08 类危险废物，危险废物代码为 900-249-08，由建设单位收集后暂存于安达市庆新油田开发有限责任公司危废贮存库，定期委托有资质单位处理。

本项目运营期危险废物具体情况见表 3.12-9。

表 3.12-9 危险废物情况一览表

序号	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量	产生工序	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危险特性	污染防治措施
1	含油污泥	HW08 废矿物油与含矿物油废物	071-001-08	0.14t/a	集输与处理环节	半固体	废矿物油	废矿物油	设备清淤每年一次	T、I	委托大庆博昕晶化科技有限公司处理，处理达标后的泥渣用作油田垫井场和通井路
2	落地油	HW08 废矿物油与含矿物油废物	071-001-08	0.23t/a	井下作业环节	半固体、固体	废矿物油	废矿物油	油井作业 1.5 年/次，注水井作业 2 年/次	T、I	
3	含油废防渗布	HW08 废矿物油与含矿物油废物	900-249-08	0.11t/a	场地清理环节	固体	废矿物油	废矿物油	油井作业 1.5 年/次，注水井作业 2 年/次	T、I	收集后暂存于安达市庆新油田开发有限责任公司危废贮存库，定期委托有资质单位处理

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

本项目退役期管线内介质均由压缩空气吹扫至后续集输系统处理。退役期施工约 30d，施工人数 15 人，根据黑龙江省地方标准《用水定额》（DB23/T727-2021），生活用水量每人 80L/d，生活用水量共计 36m³。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 28.8m³。退役期生活污水排入附近计量间或场站已建防渗旱厕，定期清掏外运堆肥处理。

（3）噪声污染源项分析

退役期产生的噪声主要施工机械和车辆运营噪声，参考《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ 2034-2013）附录 A 中的噪声源强数据，本项目噪声源具体排放情况见表 3.12-10。

表 3.12-10 本项目退役期噪声源统计表

序号	设备名称	声源性质	噪声值 dB(A)	测点距声源距离
1	挖掘机	非连续稳态声源	82~90	5m
2	吊装机	连续稳态声源	73~81	5m
3	推土机	非连续稳态声源	83~88	5m
4	运输车辆	非连续稳态声源	82~90	5m

（4）固体废物

退役期固体废物主要为废旧设备、封井建筑垃圾、生活垃圾。

①废旧设备

退役期退役管线两段封堵后直埋处理，对退役油井的井口设备进行拆除，包括抽油机、配电箱、柱上变电站等设备，其中游梁式抽油机 6 台、电动机 6 台、控制柜 6 台、柱上变电站 3 座，共计 21 台套。拆除的废旧设备全部回收至安达市庆新油田开发有限责任公司物资库。

②封井建筑垃圾

本项目退役期井场地面设施拆除、场地清理过程会产生少量建筑垃圾，根据大庆油田已有生产经验，单井封井建筑垃圾产生量为 0.2t，本工程共布设 7 口井，故封井建筑垃圾产生量约为 1.4t。封井建筑垃圾统一收集后拉运至建筑垃圾调配场处理。

③生活垃圾

本项目退役期施工人员 15 人，施工约 30d，退役期每人产生生活垃圾 0.5kg/d 计，退役期生活垃圾产生量为 0.23t。生活垃圾统一收集后拉运至安达市生活垃圾填埋场处理。

表 3.12-11 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	21 台套	一般废物	全部回收至安达市庆新油田开发有限责任公司物资库
2	封井建筑垃圾	1.4t	/	统一收集后拉运至建筑垃圾调配场处理
3	生活垃圾	0.23t	/	统一收集后拉运至安达市生活垃圾填埋场处理

本项目施工期污染源源强核算结果及相关参数汇总见表 3.12-12~表 3.12-15，运营期污染源源强核算结果及相关参数汇总见表 3.12-16~表 3.12-19，退役期污染源源强核算结果及相关参数汇总见表 3.12-20~表 3.12-23。

表 3.12-12 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、管线施工、道路施工	场地	施工扬尘	颗粒物	/	/	/	6.6	去除效率 96%		/	/	/	0.264	施工期
	柴油机	井场柴油机烟气	SO ₂	产污系数法	319.632 万	/	0.597	/	/	排污系数法	319.632 万	/	0.597	钻井期
			NO _x			/	0.778					/	0.778	
			烟尘			/	0.083					/	0.083	
			CO			/	0.208					/	0.208	
			HC			/	0.567					/	0.567	
	车辆	车辆尾气	NO ₂ 、CO、HC	由于车辆数量和每辆车行驶的公里数不易确定，固不对其进行定量计算				施工车辆选用高标号汽柴油，尾气达标排放		/	/	/	/	施工期
	焊机	施工场地	CO、CO ₂ 、O ₃ 、NO _x 、CH ₄	焊接点较少，产生的焊接烟尘量较小				/		/	/	/	/	施工期

表 3.12-13 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	253.1	/	/	排入井场钢制泥浆槽中，由井场撬装式板框压滤无害化处理装置处理后，压滤水由施工单位拉运至宋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，压滤泥饼由施工单位拉运至大庆市第五建筑工程公司进行综合利用	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	490	/	/	由罐车拉运至卫一联压裂返排液处理装置处理，分离出污水经卫 1 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	1.92	/	/	由罐车拉运至卫 1 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	92.5	300	0.028	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，定期清掏外运堆肥处理，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防渗旱厕，定期清掏外运堆肥处理	/	92.5	300	0.028	施工期
			氨氮		30	0.0028		/		30	0.0028	

表 3.12-14 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
		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		80~90	定期维护保养	/	类比法	80~90	

表 3.12-15 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	1813m ³	无害化处理	1813m ³	排入井场钢制泥浆槽中,由井场撬装式板框压滤无害化处理装置处理后,压滤水由施工单位拉运至宋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,压滤泥饼由施工单位拉运至大庆市第五建筑工程公司进行综合利用
	钻井岩屑	类比法	799.1m ³	无害化处理	799.1m ³	
	废射孔液	类比法	280m ³	无害化处理	280m ³	
	生活垃圾	类比法	0.72t	无害化处理	0.72t	统一收集后拉运至安达市生活垃圾填埋场处理
	膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋	类比法	0.14t	填埋处理	0.14t	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	0.02t	填埋处理	0.02t	
	非含油废防渗布	类比法	0.1t	填埋处理	0.1t	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 3.12-16 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/h
				核算方法	废气产生量万m ³ /a	产生浓度mg/m ³	产生量t/a	工艺	效率/%	核算方法	废气排放量万m ³ /a	排放浓度mg/m ³	排放量t/a	
原油开采	1号平台	井场无组织排放	非甲烷总烃	产污系数法	—	—	1.91	—	0	产污系数法	—	—	1.91	8760
原油开采、原油集输、油	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

气处理														
油气处理	卫 1 联转油脱水站	加热炉	颗粒物	类比法	38.3	9.4	0.0036	—	0	类比法	38.3	9.4	0.0036	8760
			SO ₂			9	0.0034		0			9	0.0034	
			NO _x			83	0.0318		0			83	0.0318	

表 3.12-17 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	46	1000	0.046	通过罐车回收后拉运至卫 1 联含油污水处理站处理达标后回注油层	/	/	/	/	油水井作业期
水井洗井	水井	洗井污水	石油类	类比法	120	1000	0.12		/	/	/	/	水井洗井期
原油集输	原油处理装置	油田采出水	石油类	物料衡算法	0.48×10 ⁴	1000	4.8	管输进入卫 1 联含油污水处理站处理达标后回注油层	/	/	/	/	8760

表 3.12-18 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

表 3.12-19 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	0.14	热解+冷凝	0.14	

油水井作业	油井	落地油	危险废物	类比法	0.23	热解+冷凝	0.23	委托大庆博昕晶化科技有限公司处理，处理达标后的泥渣用作油田垫井场和通井路
油水井作业	油井	含油废防渗布	危险废物	类比法	0.11	收集后暂存于安达市庆新油田开发有限责任公司危废贮存库，定期委托有资质单位处理	0.11	由有资质单位进行处理

表 3.12-20 退役期废气污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	污染源	污染物	污染物产生				治理措施		污染物排放				排放时间 d
				核算方法	废气产生量 m³	产生浓度 mg/m³	产生量 t	工艺	效率%	核算方法	废气排放量	排放浓度 mg/m³	排放量 t	
施工	施工场地	施工扬尘	颗粒物	/	/	/	少量	车辆密闭运输、施工材料覆盖、洒水抑尘		/	/	/	少量	30
	车辆	车辆尾气	NO ₂ 、CO、HC	/	/	/	少量	施工车辆选用高标号汽油，尾气达标排放		/	/	/	/	30

表 3.12-21 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	28.8	300	0.0086	排入附近计量间或场站已建防渗旱厕，定期清掏外运堆肥处理。	/	类比法	28.8	300	0.0086	30
			氨氮			30	0.00086		/			30	0.00086	

表 3.12-22 退役期噪声污染源源强核算结果及相关参数一览表

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

表 3.12-23 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	
工序	生活垃圾	类比法	0.23t	无害化处理	0.23t	统一收集后拉运至安达市生活垃圾填埋场处理
	封井建筑垃圾	类比法	1.4t	填埋处理	1.4t	统一收集后拉运至建筑垃圾调配场处理
	废旧设备	类比法	21 台套	回收再利用	21 台套	全部回收至安达市庆新油田开发有限责任公司物资库

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 3.12-24。

表 3.12-24 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	54682.55	0	38.3	56984.15	+38.3
	颗粒物	t/a	0.718	0	0.0036	5.1432	+0.0036
	SO ₂	t/a	0.652	0	0.0034	4.7651	+0.0034
	NO _x	t/a	6.769	0	0.0318	43.4872	+0.0318
	非甲烷总烃	t/a	8.22	0	6.38	80.51	+6.38
废水	废水量	万 m ³ /a	0.00455	0	0	0.00455	0
	COD	t/a	0.21	0	0	0.21	0
	氨氮	t/a	0.021	0	0	0.021	0
固体废物		t/a	0	0	0	0	0

3.13 清洁生产分析

3.13.1 钻井过程的清洁生产工艺

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

(2) 钻井采用水基钻井泥浆，该钻井泥浆基本为无毒性泥浆，广泛应用于大庆油田开发。

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

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

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

3.13.2 井下作业的清洁生产工艺

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

高，杜绝烃类气体跑冒等无组织排放。

(2) 起下油管时，安装自封式封井器，避免原油、污水喷出。另外对运输车辆采取防渗漏、溢流和散落的措施。

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

(4) 压裂液使用无毒无害可回收的压裂液，压裂返排液全部罐车收集，进罐率达到 100%，减少对环境的危害。

3.13.3 油气集输的清洁生产

(1) 优化布局

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

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

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

(2) 油气集输采用全密闭集输流程

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

(3) 油田采出水处理

为了保护环境和节约用水，本项目运营期油田采出水全部经卫 1 联合油污水处理站处理达标后回注油层，不外排。

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

3.13.4 先进的环境管理

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

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

表 3.13-1 清洁生产分析一览表

序号	《石油天然气开采业污染防治技术政策》有关清洁生产的要求	本项目处理方式	符合性
1	油气田建设应总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置	本项目油气集输采用密闭工艺，可有效减少油气损失，各种废弃物均得到合理有效集中处理	符合
2	油气田开发不得使用含有国际公约禁用化学物质的油气田化学剂，逐步淘汰微毒及以上油气田化学剂，鼓励使用无毒油气田化学剂	使用无毒无害油气田化学剂	符合
3	在勘探开发过程中，应防止产生落地原油。其中井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到 100%	配备泄油器、刮油器。落地原油及时回收，回收率达到 100%	符合
4	在油气勘探过程中，宜使用环保型炸药和可控震源，应采取防渗措施预防燃料泄漏对环境的污染	钻井过程使用柴油均储存在井场柴油罐中，柴油灌区设置围堰并采取重点防渗措施，避免泄漏	符合
5	在钻井过程中，鼓励采用环境友好的钻井液体系，配备完善的固控设备，钻井液循环率达到 95%以上，钻井过程产生的废水应回用	本项目使用无毒无害的水基钻井泥浆，循环率达到 95%以上，钻井废水排入井场钢制泥浆槽中，由井场撬装式板框压滤无害化处理装置处理后，压滤水由施工单位拉运至宋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，压滤泥饼由施工单位拉运至大庆市第五建筑工程公司进行综合利用	符合
6	酸化、压裂作业和试油（气）过程应采用防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施	本项目压裂作业过程地面管线采取防刺、防漏、防溢等措施。	符合
7	在开发过程中，适宜注水开采的油气田，应将采出水处理满足标准后回注；对于稠油注汽开采，鼓励采出水处理后回注于注汽锅炉	本项目油田采出水管输进入卫 1 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	符合
8	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。新建 3000m ³ 及以上原油储罐应采用浮顶型式，新、改、扩建油气储罐应安装泄漏报警系统	油气集输拉运采用密闭工艺，油气集输过程中烃类挥发系数为 1.4175‰，集输损耗率小于 0.5%	符合
	新、改、扩建油气田油气集输损耗不高于 0.5%，2010 年 12 月 31 日前建设的油气田油气集输损耗不高于 0.8%		

根据上表，本项目符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》中对清洁生产的各项

指标的要求，符合清洁生产要求，清洁生产水平达到国内先进水平。

4 环境现状调查与评价

4.1 自然环境状况

4.1.1 地理位置

本项目位于大庆市红岗区杏树岗镇兴隆岭村西南侧，地理坐标为东经 124°56'12.904"~ 124°56'19.557"，北纬 46°12'39.611"~ 46°12'49.293"。本项目地理位置见附图 1。

4.1.2 地形地貌

地势平坦低洼，地面绝对标高在 134~141m 之间，属于松花江及嫩江冲积平原中部，呈微波状或缓倾斜状起伏，区内微地貌发育，有大面积的闭流洼地、沼泽湿地及湖沼洼地，有众多的湖泡和砂岗、砂丘、砂垄。地形呈北高南低的广阔波状平原，地表径流条件较差。

4.1.3 气象特征

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

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

风速：平均风速 3.7 m/s，年最大风速为 22.7m/s。

降水量：年平均 442.0mm，年最大降水量 651.2 mm。

降雪量：平均积雪 158d，最大积雪深度 220.0mm。

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

湿度：年平均相对湿度为 63%。

年日照时数：2595.8 小时。

4.1.4 地表水体

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

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

本项目周边分布较近的地表水体主要为七十二号泡，位于本项目 1 号平台西北侧 0.9km 处，为季节性水泡，主要功能汇集雨水，水域面积约 3.315km²，平均水深 1.5m。

4.1.5 水文地质

4.1.5.1 地质概况

地层根据区域地质钻探资料分析，区域浅部地层从上到下依次为第四系、第三系上统泰康组、白垩系地层。

（1）白垩系嫩江组（K_{1n}）

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 35-50m，嫩江组地层主要分布在项目区中部。由灰黑色泥岩、泥质砂岩、粉砂岩组成。

（2）白垩系明水组

地层广泛分布于区域内，由于受地质沉积作用的影响，地层主要分布在项目区东部，地层埋藏较深，地层顶部埋深为 30-54m，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。

①明水组一段（K_{2m}¹）

明水组一段由灰绿色砂岩、泥质砂岩夹灰黑色、灰色泥岩组成的两个明显正旋回沉积物组成。明水组一段在区内的厚度变化较大，埋藏较深，由西向东逐渐变薄，一般为 220.0-160.0m，地层厚度 70-130m。明水组一段与下伏四方台组地层呈不整合接触。

②明水组二段（K_{2m}²）

明水组二段为棕红色、砖红、灰及灰绿色泥岩，泥质粉砂岩与灰、灰绿、灰白色细砂岩、中粗砂岩及含砾中粗砂岩组成的湖相沉积或以湖相为主的湖相冲积层。顶部砖红色泥岩分布较为稳定。明水组二段的主要特点是多种颜色混杂，以棕红色为主。明水组二段区域分布埋藏较深，变薄，一般为 100.0-140.0m。明水组二段与下伏明水组一段呈整合接触。

（3）第三系上统泰康组（N_{2t}）

区域泰康组广泛分布，由于受地质沉积作用的影响，地层主要分布在项目区西部，发育良好。变化趋势由东向西厚度逐渐增大并趋稳定，地层顶部埋深厚度 50.0m-70.0m，变化趋势由南向北厚度逐渐增大，地层厚度 55-66m。泰康组中下部为厚层块状河床相沉积的灰白色砂砾岩。上部为较薄的灰绿色、黄绿色泥岩，局部为砂质泥岩、泥质砂岩或粉砂岩构成厚度不等的交互层。地层结构表现为上细下粗的明显正旋回特征。泰康组地层与下伏白垩系上统明水组呈角度不整合接触。

（4）第四系（Q）

①全新统冲积层（Q₄）

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

②上更新统齐齐哈尔组（Q₃）

广泛分布于区域，岩性为粉质粘土和粉细砂。粉质粘土：黄褐色-褐黄色，软塑~可塑，土质不均匀，局部夹有粉土，手捻有砂粒感，含氧化铁斑点，中压缩性，干强度中等，韧性中等，稍有光滑，无摇振反应，地层厚度为 12-15.5m。局部夹粉土、粉细砂层，微显层理，裂隙较发育，具有大的孔隙。分布于评价区表层。

③中更新统荒山组（Q₂）

广泛分布区域，岩性为河湖相沉积的灰黑色粘土，地层厚度较为均匀，微显层理，局部夹有粉细砂层，致密坚硬，局部由铁质浸染，地层厚度为 50.0-55.5m。土质致密，渗透性较差，渗透系数一般在 1.0×10^{-6} - 1.0×10^{-7} cm/s，为区域弱透水层，由铁质浸染的斑点条带，含铁钙质结核及白色钙质斑点。

④白土山组（Q₁）

规划区域中部有分布，由于受地质沉积作用的影响，地层主要分布在项目区西部，岩性为乳白色砂砾石，局部有少量的杂色中粗砂沉积层，埋藏深度及厚度均自东向西、自南向北加深加厚。埋深 45.0m-72.0m，地层厚度 0.0m-3.0m。

第四系与下伏第三系泰康组地层为不整合接触。

4.1.5.2 回注层和隔离层特征

（1）沉积及发育特征

卫星油田扶余油层沉积时期主要受北部沉积体系控制，位于主体水系侧缘分支系沉积部位，形成三角洲相沉积。在区域沉积背景的控制下，扶余油层主要发育分流河道、水下分流河道、分流河道间砂、分流河道间泥等沉积微相类型。分流河道砂、水下分流河道砂是扶余油层主要储集体，分流河道大致呈近南北向展布，砂体之间连通性较差，物性变化较大，因此岩性和物性因素的变化对该区油气聚集起到主要控制作用。

通过对研究岩性分析，结合电性、地震资料及控制沉积环境的沉积构造背景等各种资料的综合分析，确定研究区扶余油层以发育分流平原相为主，识别分流河道、主体厚层河间砂、主体薄层河间砂、非主体河间砂、分流间湾等 5 种典型测井相。

在标准层控制下，采用“旋回对比、分级控制，不同相带区别对待”原则，由标准井到骨架剖面，再到横纵剖面，最后对比任意连井线上的井。剖面上采用逐级对比原则，在

井震结合确定油层顶底的基础上,油层组-砂层组-小层-沉积单元逐层对比。依据上述对比原则及方法,对研究区 138 口井分层方案进行统一的基础上,对研究区 35 个沉积单元开展复查与对比。总体上地层沉积单元厚度在 3.69m~9.65m 之间,平均 6.3m;砂岩组地层厚度 21.2m~40.9m,平均 31.5m,FI、FII、FIII油层组平均地层厚度分别为 100.6m、62.2m、57.5m;平面地层厚度最厚是卫 2-51-32 井,为 230.8m,最薄是卫 1-50-11 井,为 202.5m,扶余平均地层厚度 220.4m。扶余油层发育稳定,整体地层厚度变化不大。

扶余油层砂体厚度薄且在各小层中分布较为零散,平面上砂体变化快。FI、FI组砂岩相对发育,小层砂岩钻遇率一般在 30%以上。

扶余油层总体上发育东西两个砂岩厚度较大的条带,中部及西南部砂岩厚度较低钻遇砂岩厚度最大的是芳 27-4 井区,其次是卫 20 西、卫 262 以及卫 172 区块。FI组砂岩在油田北部区域较为发育,FII组砂岩在油田西北和东南区域较为发育,最大厚度 18.2m,FIII组砂岩不发育 11.0m 以下。

庆新油田扶余油层完钻 136 口井,126 口井钻遇油层,平均单井钻遇有效 5.2m,油层钻遇率 92.6%,FI 组和 FII组钻遇率较高,其中 FI1、FI2、FI6、FI7、FII1、FII2 等小层油层较为发育。

在钻遇油层 126 口井中,单井有效厚度在 0.7m~17.5m 之间,平均有效厚度 5.2m。已开发的芳 27-4、卫 172、卫 20 西、卫 26、卫 19 井区有效厚度发育。FI组最为发育,单井有效厚度在 0.5m~9.3m 之间,平均厚度 3.6m,芳 27-4、卫 172、卫 20 西、卫 26 分布较大;FII组单井有效厚度 0.4m~11.9m 之间,平均厚度 2.8m,芳 27-4、卫 172、卫 20 西、卫 26 分布范围较大;FIII组单井有效厚度在 0.5m~6.0m 之间,平均单井厚度 1.4m,卫 20 西区块最为发育。

单层砂岩厚度 0.4m~8.8m、平均 2.0m,厚度 1m~4m 层数占比 77.7%,厚度占比 75.8%。单层有效厚度 0.4m~5.8m、平均 1.4m,厚度 1m~4m 层数占比 84.2%,厚度占比 74.8%。整体上研究区发育有效 1m~2m 以下单砂体为主,小于 2m 含油砂岩层数占比达 79.0%,厚度占比达 59.8%。

(2) 岩性及物性特征

扶余油层砂岩碎屑成分中石英含量 16%~27%,长石 24%~35%,岩屑含量 28%~42%,粒度中值 0.03mm~0.25mm,泥质含量 7%~20%,属于含泥长石岩屑粉砂细砂岩,以泥质胶结为主,胶结类型主要为孔隙-薄膜或再生。粘土矿物以伊利石为主,FI组平均相对含量 45.1%,FII组平均相对含量 78.1%,其次为绿泥石、伊蒙混层和高岭石。

岩心物性数据表明:扶余油层平均孔隙度 13.11%,空气渗透率 1.61mD,整体属于致

密油I类储层。尤其是位于西南部的太108、太11及太121井区空气渗透率分别为1.87mD、2.88mD、6.15mD。

4.1.5.3 地下水含水层

评价区（规划区）位于松辽盆地的北部，中部隆起构造带——大庆长垣构造的西部凹陷区。中生界白垩系沉积了巨厚的碎屑岩，第三系砂岩，第四系则覆盖全区，不整合于第三系上新统地层之上，沉积有下更新统白土山组、上更新统齐齐哈尔组地层。在各组岩层中沉积有厚薄不均的砂、砂砾石层及砂岩、砂砾岩层，为地下水的赋存提供了良好的条件。

（1）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齐齐哈尔组粉细砂组成，厚度 2.5-4.5m。地下水水位埋深 0.4-15m，弱富水性，单井涌水量小于 100m³/d，地下水化学类型以 HCO₃ Na 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）第四系下更新统白土山组松散岩类孔隙承压水

布于项目区西部，含水层主要由河湖相沉积的灰白色、杂色砂、砂砾石组成，偶夹粘土透镜体。含水层顶板埋深 45.0-55.0m，含水层厚度 0.0-4.5m，承压水头高度 15-25m，渗透系数 25.0-35.0m/d。富水性较强，单井涌水量为 1000-1200m³/d。地下水水位水化学类型为 HCO₃ Na 型水，矿化度 < 0.5g/L，PH 值 7.10-8.20，总硬度（以 CaCO₃ 计）为 85.0-657.5mg/L。

（3）第三系上统泰康组孔隙裂隙承压水

泰康组承压含水层项目区西部发育，其岩性主要是砂砾岩，与上部第四系含水层之间有一层不布不稳定的泥岩，厚度一般在 3-10m，成岩性不好，胶结较差，具有一定的透水性。砂砾岩层结构松散，颗粒较粗，分选性较好，透水性强、富水性好，自上而下由细变粗，呈明显河流相沉积，沉积发育比较稳定，区域含水层由东向西逐渐增大，由北向南逐渐变薄，顶板埋深一般在 55-72m 之间，含水层厚度为 47-71m，承压水头高度 22.01-24.40m，渗透系数 15.0-25.0m/d。富水性强，单井出水量 2500-3500m³/d（273mm）。地下水水位水化学类型为 HCO₃ Na 型水，矿化度 < 0.5g/L，PH 值 7.20-8.30，总硬度（以 CaCO₃ 计）为 121.5-630.0mg/L。泰康组是区域主要开采含水层之一。

（4）白垩系上统明水组孔隙裂隙承压水

明水组承压含水层项目区东部发育，其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 2-7 个单层组成，单层厚度为 2.0-10.0m，累计厚度 10.0m-80.0m，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 1200-1800m³/d（273mm）。含水层的矿化度为 480-860g/L，总硬度为 66-95mg/L（以 CaCO₃ 计），水质类型为重碳酸钠型水。

（5）白垩系下统嫩江组孔隙裂隙承压水

项目区中部发育，含水层为砂岩，含水层单层厚度较小，区域分布不稳定，岩石颗粒较细，富水性较一般。在区域含水层 273mm 井管单井出水量 500-800m³/d，区域水位埋深达 12-15.0m。

项目所在区域区域综合水文地质图见附图 10，区域水文地质剖面图见附图 11，区域水文地质柱状图见附图 12。

4.1.5.4 地下水的补给、径流和排泄条件

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

（1）地下水补给

①大气降雨补给

从区域主要含水层分布可以看出，含水层的补给主要地表水补给和降雨垂向补给上部第四系孔隙潜水含水层，潜水通过透水层越流补给下部的白土山组含水层、泰康组含水层。

②地表水体的入渗补给

区域内分布的湖泊水的入渗水量构成了第四系潜水补给的主要来源。

③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同一含水层中的地下水，地下水在水动力驱动下，通过水平方向径流补给区域内地下水，天然流场有所改变。

（2）地下水径流规律

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

而其它含水层由于人工流场的形成，改变了地下水的天然径流状态，区域地下水径流场不同，总体地下水位是南高北低，地下水的径流方向则为由南向北。

（3）地下水排泄

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

①潜水蒸发排泄

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

②侧向径流排泄

地下水通过同一含水层向区域南部径流流出区域。

③人工开采

区域是地下水人工开采主要地区。区域地下现状年总开采量约为 $85.0 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ 。

目前区域受地质构造和含水层分布特征的影响，以开采深层承压地下水为主，开采层主要为第三系泰康组和明水组承压含水层，开采深度一般在 50-80m。

由于区域潜水含水层含水特性较差，开采潜力不足，不能满足用水需要，现状区域以承压水开采为主，主要以农村生活、农业灌溉供水为主。

4.1.5.5 地下水的动态变化

（1）潜水含水层

区域潜水含水层埋深较浅，含水层岩性为粉细砂，水位变化主要受大气降水补给和人工开采影响较大，根据水位监测结果表明，区域潜水水位埋深 0.4m-15m 之间，区域潜水埋深变化较小，水位变化差 1.0m 左右（见下图 4.1-1）。

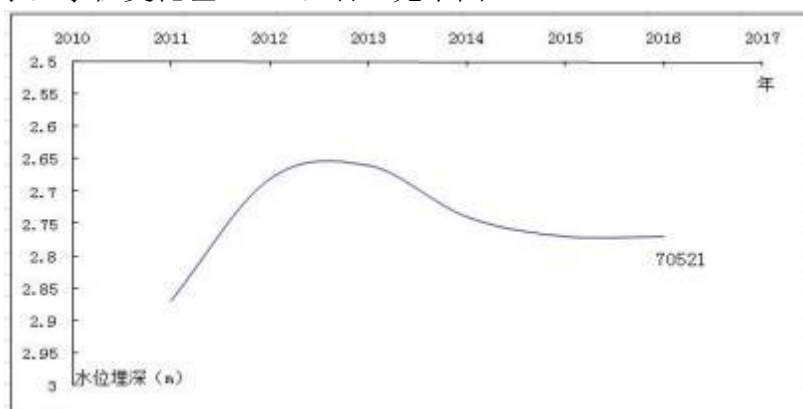


图 4.1-1 区域潜水水位埋深变化曲线

（2）承压含水层

区域承压水主要含水层为泰康组砂岩裂隙孔隙承压含水层，承压水受多年地下水开采，承压水地下水位总的趋势呈下降趋势。根据近年区域地下水动态监测井水位监测分析，地下水水位变化主要受开采量的影响，水位埋深 6.4-10.8m，目前基本处于稳定状态（见图 4.1-2）。

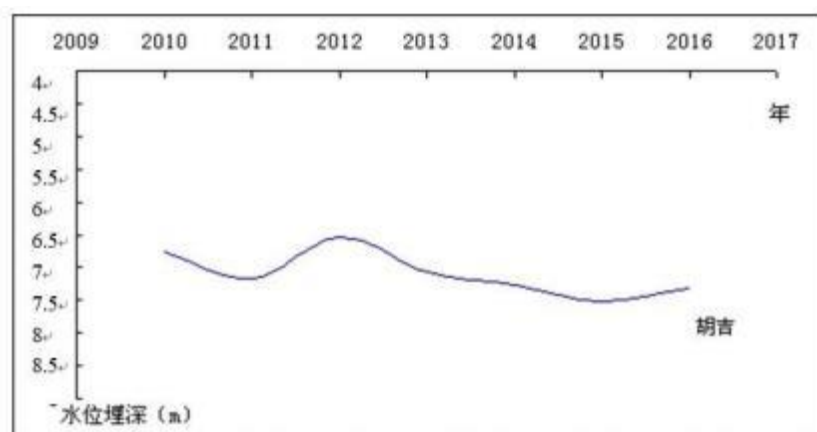


图 4.1-2 区域地下水承压水水位埋深变化曲线

4.1.5.6 包气带现状

(1) 建设场地地质概况

项目区内包气带均为第四系松散堆积层，堆积厚度大，分布范围广。按地貌成因形态类型主要为冲积低平原沉积地层。根据项目区潜水地下水埋深特征，包气带厚度 2.5-4.5m。

第四系包气带地层特征：

粉质粘土：黄褐色-褐黄色，在区域内分布不均，可塑，土质不均匀，局部夹有粉土，中压缩性，干强度中等，韧性中等，稍有光滑，无摇振反应，地层厚度 1.50-4.50m。

粉细砂：黄褐色，在区域内分布及不均，不连续。松散-中密，稍湿-饱和，地层厚度 1.50-3.50m。

(2) 建设场地包气带防污性能

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

表 4.1-1 包气带防污性能分级

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

本项目场地区粉质粘土厚度 1.5~4.5m，渗透系数 $1.15 \times 10^{-6}cm/s$ ，防污性能中等；弱透水层黏土厚度 34-45 左右（东西部不均），渗透系数 $< 10^{-6}cm/s$ ，防污性能为强。综合确定第四系潜水含水层包气带防污性能为中等，第四系弱透水层防污性能为强。

4.1.6 土壤类型与植被分布

评价区地处松嫩平原，根据现场踏勘及国家土壤信息服务平台（<http://www.soilinfo.cn/map/>）资料显示，本项目评价范围内土壤种类主要为草甸土。本项目区域土壤类型分布图见附图 13。

草甸土是形成农田和草原的主要土壤类型。草甸土主要是在草甸植被下变化而成。因为分布地形较低，地下水较高和气候因素，多数附加有盐化过程，部分附加有潜育化过程。草甸土肥力较高，一般黑土层 20~40cm，有机质含量在 3~4%，全氮在 0.1~0.2%，全磷在 0.09~0.12%。土浆粘重，冷浆，耕性不好，通透性差，该类土壤适宜发展水稻、向日葵、甜菜等作物。盐化草甸土盐分含量高低不一，是限制生物产量的主要因素。碱化草甸土多数碱化层均含有苏打，碱性强，土壤物理性质差，改良难度大，宜于牧用。

4.1.7 植被情况

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

4.1.8 动植分布

区域内野生动物种类和数量均较少，由于受人为因素影响明显，荒野被开垦为农田，工业迅速发展，管道沿线大型鸟兽基本绝迹，伴随人类生存的耕地小型鼠类、麻雀、家燕等种群数量较多，使陆生动物区系具有典型的耕地动物群色彩。

4.2 环境保护目标调查

本项目区域范围内不涉及国家公园、自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、海洋特别保护区、饮用水水源保护区，不涉及永久基本农田、基本草原、自然公园（森林公园、地质公园、海洋公园等）、重要湿地、天然林、重点保护野生动物栖息地、重点保护野生植物生长繁殖地、重要水生生物的自然产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场、水土流失重点预防区、沙化土地封禁保护区、封闭及半封闭海域，不涉及以居住、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。项目占地类型为草地（非基本草原），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）》，本项目位于水土流失重点治理区。

（1）水土流失重点治理区

本项目建设地点位于大庆市红岗区杏树岗镇兴隆岭村西南侧，根据《大庆市水土保持规划》（2015~2030 年），本项目位于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。

（2）防沙治沙区

根据《黑龙江省防沙治沙条例》，红岗区为防沙治沙区，重点治理流动、半流动沙地的风沙危害。本工程占地为草地（非基本草原），植被覆盖度较高。本工程的建设活动会对地表植被造成破坏，在短期内出现局部裸地，土壤层次、结构发生了改变，若不及时恢复，由于水土流失加剧增加了土地沙化的可能性。因此施工期须严格落实各项生态保护措施及生态减缓措施，严格控制施工作业占地范围，施工结束后对施工场地地表植被进行恢复，路基边坡采取种草措施护坡固土，尽量减少工程建设对土地沙化的影响。

（3）居住区

本项目周边 200m 范围内无居住区，周边 2.5km 范围内主要分布有兴隆岭村，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 1.809hm²，其中永久占地 0.309hm²，临时占地 1.5hm²，根据土地利用现状调查，占地类型为草地（非基本草原）。

（5）地表水体

本项目附近地表水体为七十二号泡，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），该水体均未划分水环境功能区。

（6）地下饮用水源保护区

根据《全省地市级饮用水水源保护区基础信息名录（2022 年）》、《全省县区级饮用水水源保护区基础信息名录（2022 年）》《黑龙江省人民政府关于调整撤销新建哈尔滨等 11 个地市 384 个集中式饮用水水源保护区》（黑政函〔2019〕118 号）和《黑龙江省人民政府关于调整撤销新建哈尔滨市等市（地）197 个集中式饮用水水源保护区》（黑政函〔2020〕97 号）以及现场实际勘察，调查区域内无集中式饮用水水源，调查区域内分布有兴隆岭村饮用水井、西山屯饮用水井、三广村饮用水井、闫大岗屯饮用水井等，调查区域内村屯内有少量水井用于灌溉和喂养牲畜，为非饮用水源。

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 8 月 7 日~13 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。根据区域井位分布特点，本项目共布设 2 个环境空气监测点位。

本项目委托大庆中环评价检测有限公司于 2025 年 8 月 7 日-13 日对评价区域特征污染物进行环境质量现状监测，区域特征污染物为非甲烷总烃、TSP，具体点位见表 4.3-2，现状监测布点见附图 15。

表 4.3-2 环境空气现状监测点位

序号	监测点名称	监测点坐标		监测因子	监测时段	相对厂址方位	相对厂界距离
		经度	纬度				
1	拟建 1 号平台井场	124.93769	46.21364	非甲烷总烃、TSP	2025.8.7-2025.8.13	拟建井场	--
2	1 号平台东南侧 400m 处	124.94240	46.21210			1 号平台东南侧	400m

(2) 监测项目

根据当地的环境空气质量特征，结合本项目大气污染物排放特点，确定环境空气质量监测因子为非甲烷总烃、TSP。

(3) 监测频次

非甲烷总烃监测频次为连续 7 天，每天采样 4 次，监测小时值；TSP 监测频次为连续 7 天，监测日均值，每日监测 24 小时。

(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 2.0mg/m³ 标准限值，TSP 执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单中的二级标准。

(6) 监测及评价结果

特征污染物现状监测及评价结果详见表 4.3-3。

表 4.3-3 特征污染物现状监测及评价结果 单位：mg/m³

监测点位	监测点坐标		污染物	平均时间	评价标准 μg/m ³	监测浓度范围 μg/m ³	最大浓度占标率%	超标率%	达标情况
	经度	纬度							
拟建 1 号平台井场	124.93769	46.21364	非甲烷总烃	1h	2000	410-640	32	0	达标
1 号平台东南侧 400m 处	124.94240	46.21210			2000	410-610	30.5	0	达标
拟建 1 号平台井场	124.93769	46.21364	TSP	24h	300	51-66	22	0	达标
1 号平台东南侧 400m 处	124.94240	46.21210			300	50-66	22	0	达标

评价结果表明，评价区域特征污染物非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m³ 标准限值，TSP 满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单中的二级标准，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或周边已建项目的验收监测数据。项目区域近 5 年的区域环境质量统计数据见表 4.3-4。

表 4.3-4 项目区域近 5 年的区域环境质量统计数据表

统计时段	SO ₂ 年均浓度	NO ₂ 年均浓度	PM ₁₀ 年均浓度	PM _{2.5} 年均浓度	CO 第 95 位日平均质量浓度	O ₃ 第 90 位 8h 平均质量浓度	非甲烷总烃 1 小时平均浓度
2020 年	9μg/m ³	18μg/m ³	45μg/m ³	28μg/m ³	1.1mg/m ³	130μg/m ³	/
2021 年	9μg/m ³	18μg/m ³	41μg/m ³	27μg/m ³	0.9mg/m ³	126μg/m ³	/
2022 年	7μg/m ³	16μg/m ³	38μg/m ³	26μg/m ³	0.9mg/m ³	110μg/m ³	/
2023 年	6μg/m ³	17μg/m ³	41μg/m ³	26μg/m ³	0.8mg/m ³	116μg/m ³	/
2024 年	7μg/m ³	18μg/m ³	48μg/m ³	32μg/m ³	0.8mg/m ³	114μg/m ³	/
2025 年	/	/	/	/	/	/	0.44~0.67

标准	60 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	40 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	70 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	35 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	4 mg/m^3	160 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	2 mg/m^3
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，各污染物浓度没有明显增加，且均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单中二级标准的要求，区域内非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0 mg/m^3 标准要求，说明滚动开发区块未对区域环境空气质量造成明显影响。

4.3.2 地下水环境质量现状评价

根据本项目地层特征，以及地下水含水层特点和区域水资源开发利用情况，参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016），详见下表。

表 4.3-5 地下水环境现状监测频率参照表

评价等级	水位监测频率			水质监测频率		
分布区	一级	二级（√）	三级	一级	二级（√）	三级
山前冲（洪）积	枯平丰	枯丰	一期	枯平丰	枯丰	一期
滨海（含填海区）	二期 a	一期	一期	一期	一期	一期
其他平原区（√）	枯丰	一期（√）	一期	枯	一期（√）	一期
黄土地区	枯平丰	一期	一期	二期	一期	一期
沙漠地区	枯丰	一期	一期	一期	一期	一期
丘陵山区	枯丰	一期	一期	一期	一期	一期
岩溶裂隙	枯丰	一期	一期	枯丰	一期	一期
岩溶管道	二期	一期	一期	二期	一期	一期
a “二期”的间隔有明显水位变化，其变化幅度接近年内变幅。						

一般情况下，地下水水位监测点数宜大于相应评价级别地下水水质监测点数的 2 倍。二级评价项目潜水含水层的水质监测点应不少于 5 个，可能受建设项目影响且具有饮用水开发利用价值的含水层 2-4 个。原则上建设项目场地上游和两侧的地下水水质监测点均不得少于 1 个，建设项目场地及其下游影响区的地下水水质监测点不得少于 2 个。根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）中要求“涉及两个或两个以上站场时，可根据评价等级优化调整地下水环境现状监测点布设，每个场地下游至少保证一个监测点，整体数量应满足最高评价等级的监测点数要求”。因此本项目共布设 7 个水质监测点和 16 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 16 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 8 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

序号	监测点位	井口标高（m）	埋深（m）	水位（m）	监测层位
1	兴隆堡村	135.8	2.1	133.7	潜水层
2	郎家围子	139.5	3.5	136.0	潜水层
3	兴隆山村	138.4	2.3	136.1	潜水层
4	三不管	136.5	2.6	133.9	潜水层
5	长岗子村	137.3	2.3	135.0	潜水层
6	宏伟村	134.9	2.1	132.8	潜水层
7	兴隆岭村	141.2	4.1	137.1	潜水层
8	贾小店屯	138.9	4.3	134.6	潜水层
9	兴隆堡村	135.75	6.7	129.05	承压水层
10	郎家围子	139.5	10.5	129.0	承压水层
11	兴隆山村	138.35	9.2	129.15	承压水层
12	三不管	136.51	6.9	129.61	承压水层
13	长岗子村	137.33	7.7	129.63	承压水层
14	宏伟村	134.92	5.5	129.42	承压水层
15	兴隆岭村	141.2	11.8	129.4	承压水层
16	贾小店屯	138.87	9.5	129.37	承压水层

（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

第四系上更新统松散层孔隙潜水含水层为粉细砂，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 0.2‰，潜水地下水等水位线图见附图 16。

②承压水流场

本次对区域承压水水位进行了监测，承压水井和潜水井分布位置能够覆盖项目区域，监测井情况见表 4.3-6，评价区内承压水地下水流总体由西南向东北，地下水水力坡度 0.1‰。承压水等水位线图见附图 17。

4.3.2.2 地下水水质监测

(1) 地下水水质监测因子

监测因子： K^{+} 、 Na^{+} 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^{-} 、 Cl^{-} 、 SO_4^{2-} 、pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、铬（六价）、总硬度、铅、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、总大肠菌群、菌落总数、石油类、硫化物、钡。

(2) 水质监测布点

根据本项目地层特征，以及地下水含水层特点和区域水资源开发利用情况，参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本次共布设 7 个水质监测点。地下水水质监测布点见附图 15。

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	西山屯潜水井	潜水	124.97369 ， 46.22967	1 号平台东北侧 3070m	15.0	上游水井	灌溉
2	兴隆岭村潜水井	潜水	124.94828 ， 46.22100	1 号平台东北侧 590m	20.0	区域内水井	灌溉
3	三广村潜水井	潜水	124.99287 ， 46.20942	1 号平台东南侧 3920m	18.0	侧向水井	灌溉
4	散户 1 潜水井	潜水	124.91143 ， 46.22388	1 号平台西北侧 2320m	13.0	侧向水井	灌溉
5	散户 2 潜水井	潜水	124.94255 ， 46.18649	1 号平台东南侧 3030m	20.0	下游水井	灌溉
6	兴隆岭村承压水井	承压水	124.94841 ， 46.21815	1 号平台东北侧 590m	65.0	区域内水井	灌溉
7	闫大岗屯承压水井	承压水	124.94978 ， 46.17755	1 号平台东南侧 4060m	65.0	下游水井	灌溉

(3) 监测时间及频次

于 2025 年 8 月 7 日对地下水水质监测井取样 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 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	0.0003m g/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- 2023	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 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 4.3-10。

表 4.3-9 地下水潜水水质现状监测结果

监测项目	西山屯周家 潜水井	兴隆岭村王 家潜水井	三广村孙家 潜水井	散户 1 程 家潜水井	散户 2 张 家潜水井	标准限值
K ⁺ (mg/L)	2.45	3.03	1.98	2.35	2.44	-
Na ⁺ (mg/L)	52.4	62.4	55.4	51.4	61.3	≤200
Ca ²⁺ (mg/L)	46.9	53.5	48.3	41.7	55.5	-
Mg ²⁺ (mg/L)	10.1	11.2	8.96	8.45	10.9	-
HCO ₃ ⁻ (mg/L)	221	242	228	217	244	-
CO ₃ ²⁻ (mg/L)	5L	5L	5L	5L	5L	-
Cl ⁻ (mg/L)	48	52	46	41	53	≤250
SO ₄ ²⁻ (mg/L)	38	47	38	33	47	≤250
pH (无量纲)	7.7	7.6	7.6	7.8	7.7	6.5~ 8.5
总硬度 (mg/L)	159	180	158	139	184	≤450
溶解性总固体 (mg/L)	499	561	506	465	566	≤1000
耗氧量 (mg/L)	2.0	2.1	2.0	2.2	2.1	≤3.0
挥发性酚类 (mg/L)	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤0.002
氰化物 (mg/L)	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	≤0.05
氟化物 (mg/L)	0.46	0.42	0.41	0.37	0.36	≤1.0
硝酸盐 (mg/L)	1.99	2.21	2.45	2.11	2.09	≤20
亚硝酸盐 (mg/L)	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	≤1.0
氨氮 (mg/L)	0.254	0.195	0.238	0.251	0.205	≤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	0.26	≤0.3
汞 (mg/L)	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	≤0.001
锰 (mg/L)	0.11	0.09	0.10	0.08	0.08	≤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)	12	10	11	12	9	≤100
硫化物 (mg/L)	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	≤0.02
钡 (mg/L)	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	≤0.70

表 4.3-10 地下水承压水水质现状监测结果

监测项目	兴隆岭村林家承压水井	闫大岗屯刘家承压水井	标准限值
K ⁺ (mg/L)	1.13	1.01	-
Na ⁺ (mg/L)	43.7	41.4	≤200
Ca ²⁺ (mg/L)	36.5	31.5	-
Mg ²⁺ (mg/L)	6.12	6.06	-
HCO ₃ ⁻ (mg/L)	165	161	-
CO ₃ ²⁻ (mg/L)	5L	5L	-
Cl ⁻ (mg/L)	33	31	≤250
SO ₄ ²⁻ (mg/L)	24	27	≤250
pH (无量纲)	7.5	7.6	6.5~8.5
总硬度 (mg/L)	117	104	≤450
溶解性总固体 (mg/L)	368	351	≤1000
耗氧量 (mg/L)	1.7	1.7	≤3.0
挥发性酚类 (mg/L)	0.0003L	0.0003L	≤0.002
氰化物 (mg/L)	0.002L	0.002L	≤0.05
氟化物 (mg/L)	0.24	0.27	≤1.0
硝酸盐 (mg/L)	1.71	1.71	≤20
亚硝酸盐 (mg/L)	0.003L	0.003L	≤1.0
氨氮 (mg/L)	0.169	0.156	≤0.5
六价铬 (mg/L)	0.004L	0.004L	≤0.05
砷 (mg/L)	0.0003L	0.0003L	≤0.01
铅 (mg/L)	0.001L	0.001L	≤0.01
铁 (mg/L)	0.21	0.22	≤0.3
汞 (mg/L)	0.00004L	0.00004L	≤0.001
锰 (mg/L)	0.02	0.03	≤0.1
镉 (mg/L)	0.0001L	0.0001L	≤0.005
石油类 (mg/L)	0.01L	0.01L	≤0.05
总大肠菌群 (MPN/100mL)	2L	2L	≤3.0
菌落总数 (CFU/mL)	7	8	≤100
硫化物 (mg/L)	0.003L	0.003L	≤0.02
钡 (mg/L)	0.01L	0.01L	≤0.70

4.3.2.3 地下水水质现状评价

(1) 评价标准

采用《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)中III类标准,石油类参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中的II类标准执行≤0.05mg/L。

(2) 评价方法

采用单因子标准指数法对地下水水质现状监测结果进行评价,评价模式如下:

$$S_{i,j} = C_{i,j} / C_{si}$$

式中：S_{i,j}——水质单因子 i 在第 j 点的标准指数；

C_{ij}——水质评价因子 i 在第 j 点的监测值，mg/L；

C_{si}——i 因子的评价标准，mg/L。

pH 的标准指数公式：

pH_j ≤ 7.0 时

$$S_{pH,j} = \frac{7.0 - pH_j}{7.0 - pH_{sd}}$$

pH_j > 7.0 时

$$S_{pH,j} = \frac{pH_j - 7.0}{pH_{su} - 7.0}$$

式中：S_{pH,j}——pH 值的单项指数；

pH_j——j 点 pH 值监测值；

pH_{su}——水质标准中 pH 值上限；

pH_{sd}——水质标准中 pH 值下限。

当单因子标准指数 > 1 时，表示该水质参数所表征的污染物已满足不了标准要求，水体已受到污染；反之，则满足标准要求。

(3) 单因子标准指数

地下水单因子标准指数计算结果见表 4.3-11、表 4.3-12。

表 4.3-11 地下水潜水单因子标准指数计算结果

监测项目	西山屯周家潜水井	兴隆岭村王家潜水井	三广村孙家潜水井	散户 1 程家潜水井	散户 2 张家潜水井
Na ⁺	0.26	0.31	0.28	0.26	0.31
Cl ⁻	0.19	0.21	0.18	0.16	0.21
SO ₄ ²⁻	0.15	0.19	0.15	0.13	0.19
pH	0.47	0.40	0.40	0.53	0.47
总硬度	0.35	0.40	0.35	0.31	0.41
溶解性总固体	0.50	0.56	0.51	0.47	0.57
耗氧量	0.67	0.70	0.67	0.73	0.70
挥发性酚类	ND	ND	ND	ND	ND
氰化物	ND	ND	ND	ND	ND
氟化物	0.46	0.42	0.41	0.37	0.36
硝酸盐	0.10	0.11	0.12	0.11	0.10

亚硝酸盐	ND	ND	ND	ND	ND
氨氮	0.51	0.39	0.48	0.50	0.41
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	0.87
汞	ND	ND	ND	ND	ND
锰	1.10	0.90	1.00	0.80	0.80
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	0.12	0.10	0.11	0.12	0.09
硫化物	ND	ND	ND	ND	ND
钡	ND	ND	ND	ND	ND

表 4.3-12 地下水承压水单因子标准指数计算结果

监测项目	兴隆岭村林家承压水井	闫大岗屯刘家承压水井
Na ⁺	0.22	0.21
Cl ⁻	0.13	0.12
SO ₄ ²⁻	0.10	0.11
pH	0.33	0.40
总硬度	0.26	0.23
溶解性总固体	0.37	0.35
耗氧量	0.57	0.57
挥发性酚类	ND	ND
氰化物	ND	ND
氟化物	0.24	0.27
硝酸盐	0.09	0.09
亚硝酸盐	ND	ND
氨氮	0.34	0.31
六价铬	ND	ND
砷	ND	ND
铅	ND	ND
铁	0.70	0.73
汞	ND	ND
锰	0.20	0.30
镉	ND	ND
石油类	ND	ND

总大肠菌群	ND	ND
菌落总数	0.07	0.08
硫化物	ND	ND
钡	ND	ND

由以上地下水单因子标准指数分析可知，评价区域地下水水质除潜水中锰外均满足《地下水质量标准》（GB/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 Mn^{2+} 在 CO_2 作用下溶入地下水中，形成锰浓度偏高的水文地质化学环境。

（4）区域地下水化学类型分析

根据舒卡列夫分类法，按地下水中 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 Na^+ 、 K^+ 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} 、 HCO_3^- 含量，将 Meq（毫克当量）百分数大于 25% 的阴、阳离子进行组合，每种类型以阿拉伯数字为代号，共 49 类。舒卡列夫分类表见表 4.3-13。

表 4.3-13 舒卡列夫分类表

含量>25%Meq 的离子	HCO_3^-	$HCO_3^-+SO_4^{2-}$	$HCO_3^-+SO_4^{2-}+Cl^-$	$HCO_3^-+Cl^-$	SO_4^{2-}	$SO_4^{2-}+Cl^-$	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 $HCO_3^- > 25\%Meq$ ，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 SO_4^{2-} 、 Cl^- 、 HCO_3^- 、 CO_3^{2-} 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 Na^+ 、 K^+ 浓度均值，进而计算各离子 Meq（毫克当量）百分数及监测点位矿化度，从而对工程区域内承压水、潜水的水化学类型进行分类，工程所在地潜水水质八大离子浓度统计结果见表 4.3-14，工程所在地承压水水质八大离子浓度统计结果见表 4.3-15。

表 4.3-14 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	毫克当量百	离子毫克当量	相对误	矿化度
-------	------	--------	-------	--------	-----	-----

		(mg/L)	分比 (%)	合计 (mg/L)	差%	
西山屯周家潜 水井	K ⁺	0.063	1.136	5.528	-2.28	0.42
	Na ⁺	2.278	41.215			
	Ca ²⁺	2.345	42.422			
	Mg ²⁺	0.842	15.226			
	HCO ₃ ⁻	3.623	62.615	5.786		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	1.371	23.702			
	SO ₄ ²⁻	0.792	13.682			
兴隆岭村王家 潜水井	K ⁺	0.078	1.214	6.399	-0.26	0.47
	Na ⁺	2.713	42.397			
	Ca ²⁺	2.675	41.803			
	Mg ²⁺	0.933	14.585			
	HCO ₃ ⁻	3.967	61.678	6.432		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	1.486	23.098			
	SO ₄ ²⁻	0.979	15.223			
三广村孙家潜 水井	K ⁺	0.051	0.903	5.621	-1.94	0.43
	Na ⁺	2.409	42.851			
	Ca ²⁺	2.415	42.963			
	Mg ²⁺	0.747	13.283			
	HCO ₃ ⁻	3.738	63.962	5.844		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	1.314	22.491			
	SO ₄ ²⁻	0.792	13.547			
散户 1 程家潜 水井	K ⁺	0.060	1.185	5.084	-3.16	0.39
	Na ⁺	2.235	43.955			
	Ca ²⁺	2.085	41.009			
	Mg ²⁺	0.704	13.850			
	HCO ₃ ⁻	3.557	65.679	5.416		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	1.171	21.628			
	SO ₄ ²⁻	0.688	12.693			
散户 2 张家潜 水井	K ⁺	0.063	0.976	6.411	-0.64	0.47
	Na ⁺	2.665	41.572			
	Ca ²⁺	2.775	43.284			
	Mg ²⁺	0.908	14.168			

	HCO ₃ ⁻	4.000	61.601	6.493		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	1.514	23.320			
	SO ₄ ²⁻	0.979	15.079			

表 4.3-15 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
兴隆岭村林家 承压水井	K ⁺	0.029	0.680	4.264	1.38	0.31
	Na ⁺	1.900	44.559			
	Ca ²⁺	1.825	42.800			
	Mg ²⁺	0.510	11.961			
	HCO ₃ ⁻	2.705	65.214	4.148		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	0.943	22.732			
	SO ₄ ²⁻	0.500	12.055			
闫大岗屯刘家 承压水井	K ⁺	0.026	0.663	3.906	-2.27	0.30
	Na ⁺	1.800	46.084			
	Ca ²⁺	1.575	40.324			
	Mg ²⁺	0.505	12.929			
	HCO ₃ ⁻	2.639	64.570	4.088		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	0.886	21.669			
	SO ₄ ²⁻	0.563	13.761			

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 Mn²⁺在 CO₂ 作用下溶入地下水中，形成锰浓度偏高的水文地质化学环境。评价区域地下水化学类型主要为 4-A 型 HCO₃- Na+Ca 淡水。

4.3.2.5 包气带污染现状调查

（1）包气带现状分布特征

项目区内包气带均为第四系松散堆积层，堆积厚度大，分布范围广。按地貌成因形态类型主要为冲积低平原沉积地层。根据项目区潜水地下水埋深特征，包气带厚度 2.5-4.5m。

第四系包气带地层特征：

粉质粘土：黄褐色-褐黄色，在区域内分布不均，可塑，土质不均匀，局部夹有粉土，中压缩性，干强度中等，韧性中等，稍有光滑，无摇振反应，地层厚度 1.50-4.50m。

粉细砂：黄褐色，在区域内分布不均，不连续。松散-中密，稍湿-饱和，地层厚度 1.50-3.50m。

（2）包气带污染现状监测

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），对于一、二级的改扩建项目，应在可能造成地下水污染的主要装置或设施附近开展包气带污染现状调查，对包气带进行分层取样，根据现场调查，本项目可能造成地下水污染的主要工程为区块内已建井场及场站。

①监测点位

本项目在现有区块内选取代表性井场、场站布设 4 个包气带监测点，每个点在 0-20cm 深度取 1 个样，在 20-40cm 深度取 1 个样。包气带现状调查见表 4.3-16。

表 4.3-16 包气带监测点

序号	监测点	采样深度	与拟建工程相对位置	备注
1	区域已建卫 2-46-16 井场	0~20cm、20~40cm	拟建 1 号平台井场西南侧 160m	污染控制点 (124.93683, 46.21228)
2	区域已建卫 2-46-16 井场西侧 200m 草地	0~20cm、20~40cm	拟建 1 号平台井场西南侧 300m	清洁对照点 (124.93423, 46.21232)
3	已建 2-8 集油配水间	0~20cm、20~40cm	拟建 1 号平台井场东南侧 885m	污染控制点 (124.94139, 46.20611)
4	已建 2-8 集油配水间西侧 200m 草地	0~20cm、20~40cm	拟建 1 号平台井场东南侧 840m	清洁对照点 (124.9388, 46.20605)

②监测因子

根据区块内已建场站及井场的污染特点，选取可能对地下水造成污染的特征因子进行监测，即监测 pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油类、挥发酚，共 11 项指标。

③监测时间

2025 年 8 月 7 日。

④分析方法

表 4.3-17 包气带监测分析方法

监测项目	分析方法名称	方法来源及标准号	分析仪器及型号	仪器编号	方法检出限
pH	水质 pH 的测定 电极法	HJ 1147-2020	pH 计 PHS-3C-02	4102435	—
石油类	水质 石油类的测定 紫外分光光度法 (试行)	HJ 970-2018	紫外可见分光光度计 UV752	AE1104016	0.01mg/L
砷	水质 汞、砷、硒、 铋和锑的测定 原子 荧光法	HJ 694-2014	双道原子荧光光度计 AFS-230E	230E/21115 65	0.0003mg/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	0.00004mg/L
铅	铜、铅、镉 石墨炉 原子吸收法	《水和废水监测分析方法》(第四版)国家环境保护总(2002年)	原子吸收分光光度计 AA320N	0307160101 16050008	1.0µg/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)	原子吸收分光光度计 AA320N	0307160101 16050008	0.10µg/L
总铬	水质 总铬的测定 二苯碳酰二肼分光 光度法	GB/T 7466-1987	可见分光光度计 722N	0707220202 22020043	0.004mg/L
铜	铜、铅、镉 石墨炉 原子吸收法	《水和废水监测分析方法》(第四版)国家环境保护总(2002年)	原子吸收分光光度计 AA320N	0307160101 16050008	0.001mg/L
镍	水质 镍的测定 火焰 原子吸收分光光度法	GB/T 11912-1989	原子吸收分光光度计 AA320N	0309160202 16050002	0.05mg/L
锌	水质 铜、锌、铅、 镉的测定 原子吸 收分光光度法	GB/T 7475-1987	原子吸收分光光度计 AA320N	0309160202 16050002	0.02mg/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	紫外可见分光光度计 722N	0707220202 22020043	0.0003mg/L

⑤监测结果

表 4.3-18 包气带现状调查结果

监测项目	区域已建卫 2-46-16 井场		区域已建卫 2-46-16 井场西侧 200m 草地	
	0~20cm	20~40cm	0~20cm	20~40cm
pH	8.1	7.9	8.0	7.8
铅	5.1	5.3	5.2	5.0
镉	0.10	0.12	0.11	0.13
汞	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
总铬	0.09	0.11	0.08	0.07
石油类	0.09	0.06	0.09	0.10
砷	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L
挥发酚	0.0011	0.0014	0.0009	0.0010
铜	0.006	0.010	0.008	0.011
镍	0.11	0.07	0.09	0.10
锌	0.07	0.08	0.10	0.09
监测项目	已建 2-8 集油配水间		已建 2-8 集油配水间西侧 200m 草地	
	0~20cm	20~40cm	0~20cm	20~40cm
pH	7.9	8.0	8.2	8.1
铅	4.8	5.1	5.0	4.9
镉	0.10	0.12	0.11	0.13
汞	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
总铬	0.07	0.11	0.09	0.08
石油类	0.08	0.06	0.08	0.07
砷	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L
挥发酚	0.0011	0.0010	0.0013	0.0011
铜	0.009	0.010	0.011	0.007
镍	0.11	0.07	0.10	0.09
锌	0.09	0.05	0.07	0.08
注：实测值数值后面的“L”，表示此检测项目实测值为“未检出”； 计量单位：pH 无量纲，铅、镉、汞和砷 $\mu\text{g/L}$ ，总铬和石油类、铜、镍、锌、挥发酚为 mg/L 。				

从调查结果可知，评价区域内包气带中汞、砷均未检出，且污染控制点与清洁对照点油田特征污染物石油类、挥发酚所测数值相差不大，评价区域内包气带未被污染。

4.3.3 地表水环境质量现状

本项目属于水污染影响型三级 B 评价，可不开展区域污染源调查，为了解区域内地表水现状，大庆中环评价检测有限公司于 2025 年 8 月 7 日~9 日对本项目周边的地表水体七十二号泡进行了监测。根据《大庆市人民政府关于印发大庆市声环境功能区划分、大庆市环境空气质量功能区划分、大庆市地表水环境功能区划分的通知》（庆政发〔2019〕11 号），七十二号泡无功能区划分，不执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中

的标准限值要求，因此本项目仅对七十二号泡现状进行监测，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 4.3-19。

表 4.3-19 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	七十二号泡	1 号平台西北侧 0.9km	124.9221, 46.21411

(2) 监测因子

pH 值、悬浮物、COD、BOD₅、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅、溶解氧、水温。

(3) 监测频率

pH 值、悬浮物、COD、BOD₅、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅连续取样 3 天，每天一次；溶解氧和水温每间隔 6 h 取样监测一次。

(4) 监测结果

水质监测数据见表 4.3-20。

表 4.3-20 地表水监测数据表 单位：mg/L (pH 无量纲)

监测时间		2025.08.07	2025.08.08	2025.08.09
监测点位		七十二号泡		
pH	无量纲	8.4	8.2	8.3
COD _{Cr}	mg/L	62	72	70
BOD ₅	mg/L	8.8	9.9	9.4
氨氮	mg/L	0.674	0.710	0.700
总磷	mg/L	2.26	2.05	2.13
石油类	mg/L	0.01L	0.01L	0.01L
挥发酚	mg/L	0.0003L	0.0003L	0.0003L
悬浮物	mg/L	21	18	19
砷	mg/L	0.0003L	0.0003L	0.0003L
汞	mg/L	0.00004L	0.00004L	0.00004L
镉	mg/L	0.0001L	0.0001L	0.0001L
六价铬	mg/L	0.004L	0.004L	0.004L
铅	mg/L	0.001L	0.001L	0.001L
镍	mg/L	0.05L	0.05L	0.05L

铬	mg/L	0.03L		0.03L		0.03L	
阴离子表面活性剂	mg/L	0.05L		0.05L		0.05L	
硫化物	mg/L	0.01L		0.01L		0.01L	
溶解氧	mg/L	22:32	6.5	22:30	5.1	22:33	7.2
		04:30	5.4	04:31	6.6	04:33	6.1
		08:28	7.3	08:27	5.8	08:26	5.7
		14:27	7.1	14:29	6.0	14:28	6.6
水温	℃	22:32	18.9	22:30	19.6	22:33	15.4
		04:30	19.3	04:31	20.5	04:33	16.2
		08:28	20.5	08:27	24.2	08:26	17.9
		14:27	24.2	14:29	26.1	14:28	22.1
注：实测值数值后面的“L”，表示此检测项目实测值为“未检出”。							

由监测结果可知，本项目特征因子石油类、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。本项目不涉及新建场站，声环境评价范围内无环境敏感点，因此本项目仅根据拟建井场分布情况进行布点，监测点布设见表 4.3-21，具体监测点位见附图 15。

表 4.3-21 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	拟建 1 号平台井场	124.93769, 46.21364	拟建井场	测 1 个点

（2）监测时间

于 2025 年 8 月 7 日~2025 年 8 月 8 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 4.3-22。

表 4.3-22 声环境现状监测结果表 单位：dB（A）

监测点位	2025.08.07		2025.08.08	
	昼间	夜间	昼间	夜间
拟建 1 号平台井场	43.2	41.5	43.7	42.0

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。

(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。

4.3.5 土壤质量现状监测与评价

4.3.5.1 土壤理化特性调查

本项目评价范围内主要为草甸土，在充分收集资料的基础上，根据土壤环境影响类型、建设项目特征与评价需要，有针对性选择土壤理化特性调查内容，具体土壤理化特性调查见表 4.3-23，区域内土壤构型（土壤剖面）见表 4.3-24。

表 4.3-23 土壤理化特性调查表

时间		2025.08.07		
点号		拟建1号平台卫扶2-45-11井区域		
经纬度		124.93742， 46.21364		
层次		0-50cm	50-150cm	150-300cm
现场记录	颜色	黄褐色	黄褐色	黄褐色
	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	8.11	7.86	8.02
	阳离子交换量(cmol+/kg)	12.0	10.9	11.2
	氧化还原电位（mv）	186	201	197
	饱和导水率(mm/min)	1.054	1.091	1.044
	土壤容重（g/cm³）	1.39	1.41	1.43
	孔隙度(%)	47.5	46.8	46.0
点号		兴隆岭村		
经纬度		124.94558， 46.21802		

层次		0-20cm
现场记录	颜色	黑色
	结构	面状
	质地	壤土
	砂砾含量	25~45%
	其他异物	植物根系
实验室测定	pH 值	7.73
	阳离子交换量(cmol+/kg)	11.3
	氧化还原电位 (mv)	179
	饱和导水率(mm/min)	1.012
	土壤容重 (g/cm ³)	1.38
	孔隙度(%)	47.9

表 4.3-24 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 1 号平台 卫扶 2-45-11 井 区域	 经度: 124.937218 纬度: 46.213540 地址: 黑龙江省大庆市红岗区兴隆岭村 海拔: 143.1 米 备注: 拟建 1 号平台卫扶 2-45-11 井区域		0-0.5m 块状结构 壤土
			0.5-1.5m 面状结构 壤土
			1.5-3m 面状结构 壤土
			 经度: 124.937218 纬度: 46.213540 地址: 黑龙江省大庆市红岗区兴隆岭村 海拔: 143.1 米 备注: 拟建 1 号平台卫扶 2-45-11 井区域
		/	0-0.2m 面状结构 壤土

兴隆岭村			
------	---	--	---

4.3.5.2 土壤环境质量现状监测

(1) 采样点布设

本项目土壤环境影响类型属于污染影响型项目，评价等级为一级，确定本项目占地范围内共布设 2 个表层样监测点，5 个柱状样监测点，占地范围外农用地共布设 4 个表层样点，区域已建井场布设 1 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 4.3-25，监测点位置见附图 15。

表 4.3-25 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 1 号平台卫扶 2-45-11 井区域	124.93742 , 46.21364	《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	采取柱状样，在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
2	拟建 1 号平台井场卫扶 2-47-13 井区域	124.93751 , 46.21364		草甸土	采取柱状样，在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
3	拟建 1 号平台井场卫扶 2-47-9 井区域	124.93769 , 46.21364		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 1 号平台井场卫扶 2-49-15 井区域	124.93788 , 46.21364		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 1 号平台井场卫扶 2-51-13 井区域	124.93797 , 46.21364		草甸土	采取柱状样，在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
6	区域已建卫 2-46-16 井场	124.94018 , 46.21126		草甸土	采取表层样，在 0~0.2m 取样
7	兴隆岭村	124.94558 , 46.21802	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》 （GB36600-	草甸土	采取表层样，在 0~0.2m 取样

			2018)中第一类用地筛选值		
8	拟建集油掺水管线区域	124.93784, 46.21254	《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
9	拟建注水管线区域	124.93834, 46.21204		草甸土	采取表层样, 在 0~0.2m 取样
10	拟建 1 号平台井场东北侧 600m 耕地	124.94528, 46.21478		草甸土	采取表层样, 在 0~0.2m 取样
11	拟建 1 号平台井场东北侧 200m 草地	124.94009, 46.2143		草甸土	采取表层样, 在 0~0.2m 取样
12	拟建集油掺水管线西南侧 200m 草地	124.93716, 46.20923		草甸土	采取表层样, 在 0~0.2m 取样
13	拟建注水管线东南侧 900m 草地	124.94000, 46.20571		草甸土	采取表层样, 在 0~0.2m 取样

(2) 监测项目

1#~7#点位监测项目: pH、Cd、Hg、As、Pb、Cr(六价)、Cu、Ni、苯、甲苯、乙苯、氯苯、苯乙烯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、氯乙烯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、硝基苯、苯胺、2-氯酚、蒽、萘、苯并(a)蒽、苯并(b)荧蒽、苯并(k)荧蒽、苯并(a)芘、茚并(1,2,3-cd)芘、二苯并(a,h)蒽、石油烃(C₁₀-C₄₀)、石油类、石油烃(C₆-C₉)、水溶性盐总量,共50项。

8#~13#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8月7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 4.3-26 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	测点位及监测结果								
	拟建 1 号平台卫扶 2-45-11 井区域			拟建 1 号平台井场卫扶 2-47-13 井区域			拟建 1 号平台井场卫扶 2-47-9 井区域		
	0-50cm	50-150cm	150-300cm	0-50cm	50-150cm	150-300cm	0-50cm	50-150cm	150-300cm
pH	8.11	7.86	8.02	7.95	8.23	7.74	7.84	8.01	7.93
镉 (Cd)	0.07	0.11	0.09	0.09	0.10	0.07	0.08	0.07	0.10

汞 (Hg)	0.017	0.024	0.014	0.013	0.019	0.016	0.017	0.021	0.016
砷 (As)	3.33	3.41	3.26	3.25	3.34	3.40	3.26	3.31	3.35
铅 (Pb)	17	14	19	18	15	19	15	21	16
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)	12	18	15	14	17	16	15	20	17
镍 (Ni)	24	18	23	24	19	21	21	18	16
水溶性盐总量	700	600	700	600	700	800	700	600	700
石油类	10	12	11	12	14	10	11	13	12
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
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
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]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
苯并[b]荧蒽	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
苯并[k]荧蒽	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
苯并[a]芘	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
茚并[1,2,3-cd]芘	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
二苯并[a,h]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 4.3-26 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	测点位及监测结果							
	拟建 1 号平台井场卫扶 2-49-15 井区域			拟建 1 号平台井场卫扶 2-51-13 井区域			区域已建卫 2-46-16 井场	兴隆岭村
	0-50cm	50-150cm	150-300cm	0-50cm	50-150cm	150-300cm	0-20cm	0-20cm

pH	7.89	7.71	8.03	8.04	7.96	8.11	8.11	7.73
镉 (Cd)	0.07	0.09	0.11	0.08	0.07	0.10	0.09	0.10
汞 (Hg)	0.018	0.020	0.013	0.019	0.021	0.017	0.021	0.016
砷 (As)	3.33	3.25	3.31	3.31	3.29	3.35	3.34	3.38
铅 (Pb)	17	22	19	15	20	17	19	20
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
铜 (Cu)	16	13	14	14	17	15	17	11
镍 (Ni)	22	21	18	19	24	21	21	23
水溶性盐总量	600	800	500	700	600	700	800	600
石油类	13	10	11	12	11	13	12	11
苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
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
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
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
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
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
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
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
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
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
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
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
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
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
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
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
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
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
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
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
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

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
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
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
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
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
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
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
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
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
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
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
苯并[a]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
苯并[b]荧蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并[k]荧蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
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
茚并[1,2,3-cd]芘	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
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
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
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
水溶性盐总量	600	800	700	700	600	500	500	700
石油类	13	12	14	12	10	13	13	11

表 4.3-27 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					
	拟建集油掺水管线区域	拟建注水管线区域	拟建 1 号平台井场东北侧 600m 耕地	拟建 1 号平台井场东北侧 200m 草地	拟建集油掺水管线西南侧 200m 草地	拟建注水管线东南侧 900m 草地
	0-20cm	0-20cm	0-20cm	0-20cm	0-20cm	0-20cm

pH	7.73	8.01	7.95	7.85	8.01	7.97
镉	0.08	0.10	0.07	0.09	0.11	0.10
汞	0.016	0.020	0.014	0.016	0.022	0.018
砷	3.31	3.24	3.35	3.34	3.41	3.39
铅	16	20	19	16	20	18
铬	41	52	48	47	51	52
铜	16	12	18	16	17	12
镍	19	24	21	20	22	24
锌	46	59	51	62	53	47
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
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
石油类	13	10	11	11	10	13
水溶性盐总量	700	600	800	700	800	700

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#~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）中第二类用地筛选值标准，7#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，8#~13#监测点位土壤执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中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 4.3-28。农用地土壤环境质量现状评价结果见表 4.3-29。

表 4.3-28 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 1 号平台卫扶 2-45-11 井区域	拟建 1 号平台井场卫扶 2-47-13 井区域	拟建 1 号平台井场卫扶 2-47-9 井区域

	0- 50cm	50- 150cm	150- 300cm	0- 50cm	50- 150cm	150- 300cm	0- 50cm	50- 150cm	150- 300cm
镉 (Cd)	0.0011	0.0017	0.0014	0.0014	0.0015	0.0011	0.0012	0.0011	0.0015
汞 (Hg)	0.0004	0.0006	0.0004	0.0003	0.0005	0.0004	0.0004	0.0006	0.0004
砷 (As)	0.0555	0.0568	0.0543	0.0542	0.0557	0.0567	0.0543	0.0552	0.0558
铅 (Pb)	0.0213	0.0175	0.0238	0.0225	0.0188	0.0238	0.0188	0.0263	0.0200
铬 (六价)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
铜 (Cu)	0.0007	0.0010	0.0008	0.0008	0.0009	0.0009	0.0008	0.0011	0.0009
镍 (Ni)	0.0267	0.0200	0.0256	0.0267	0.0211	0.0233	0.0233	0.0200	0.0178
苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
甲苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
乙苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
氯苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
间二甲苯+对二甲苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
邻二甲苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,2-二氯苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,4-二氯苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
四氯化碳	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
氯仿	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
氯甲烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,1-二氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,2-二氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,1-二氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
顺-1,2-二氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
反-1,2-二氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
二氯甲烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,2-二氯丙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,1,1,2-四氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,1,2,2-四氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
四氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND

1,1,1-三氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,1,2-三氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
三氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,2,3-三氯丙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
硝基苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯胺	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
2-氯酚	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
萘	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯并[a]蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯并[b]荧蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯并[k]荧蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯并[a]芘	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
茚并[1,2,3-cd]芘	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
二苯并[a, h]蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND

续表 4.3-28 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 1 号平台井场卫扶 2-49-15 井区域			拟建 1 号平台井场卫扶 2-51-13 井区域			区域已建卫 2-46-16 井场	兴隆岭村
	0-50cm	50-150cm	150-300cm	0-50cm	50-150cm	150-300cm	0-50cm	50-150cm
镉 (Cd)	0.0011	0.0014	0.0017	0.0012	0.0011	0.0015	0.0014	0.0050
汞 (Hg)	0.0005	0.0005	0.0003	0.0005	0.0006	0.0004	0.0006	0.0020
砷 (As)	0.0555	0.0542	0.0552	0.0552	0.0548	0.0558	0.0557	0.1690
铅 (Pb)	0.0213	0.0275	0.0238	0.0188	0.0250	0.0213	0.0238	0.0500
铬 (六价)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND

铜 (Cu)	0.0009	0.0007	0.0008	0.0008	0.0009	0.0008	0.0009	0.0055
镍 (Ni)	0.0244	0.0233	0.0200	0.0211	0.0267	0.0233	0.0233	0.1533
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
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
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
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
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
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
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
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
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
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
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
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
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
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
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
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
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
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
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
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
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
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
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
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
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
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
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
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

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
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
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
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
苯并[a]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
苯并[b]荧蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并[k]荧蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
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
茚并[1,2,3-cd]芘	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
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
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
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

表 4.3-29 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					
	拟建集油 掺水管线 区域	拟建注水 管线区域	拟建 1 号平 台井场东北 侧 600m 耕地	拟建 1 号平 台井场东北 侧 200m 草地	拟建集油掺 水管线西南 侧 200m 草地	拟建注水管 线东南侧 900m 草地
	0-20cm	0-20cm	0-20cm	0-20cm	0-20cm	0-20cm
镉	0.1333	0.1667	0.1167	0.1500	0.1833	0.1667
汞	0.0047	0.0059	0.0041	0.0047	0.0065	0.0053
砷	0.1324	0.1296	0.1340	0.1336	0.1364	0.1356
铅	0.0941	0.1176	0.1118	0.0941	0.1176	0.1059
铬	0.1640	0.2080	0.1920	0.1880	0.2040	0.2080
铜	0.1600	0.1200	0.1800	0.1600	0.1700	0.1200
镍	0.1000	0.1263	0.1105	0.1053	0.1158	0.1263
锌	0.1533	0.1967	0.1700	0.2067	0.1767	0.1567
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	ND	ND	ND	ND	ND	ND

土壤现状评价统计结果见表 4.3-30、表 4.3-31。

表 4.3-30 建设用地二类用地土壤现状评价统计结果

监测因子	样本 数量	最大值 (mg/kg)	最小值 (mg/kg)	均值 (mg/kg)	标准差	检出率 (%)	超标率 (%)	最大 超标
------	----------	----------------	----------------	---------------	-----	------------	------------	----------

				)				倍数
pH	16	8.23	7.71	7.97	0.136	100	0	/
镉 (Cd)	16	0.11	0.07	0.09	0.014	100	0	/
汞 (Hg)	16	0.024	0.013	0.02	0.003	100	0	/
砷 (As)	16	3.41	3.25	3.32	0.047	100	0	/
铅 (Pb)	16	22	14	18	2.256	100	0	/
铬 (六价)	16	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
铜 (Cu)	16	20	12	16	1.965	100	0	/
镍 (Ni)	16	24	16	21	2.368	100	0	/
水溶性盐总量	16	800	500	675	82.916	100	0	/
石油类	16	14	10	12	1.158	100	0	/
苯	16	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
甲苯	16	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
乙苯	16	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
氯苯	16	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
苯乙烯	16	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
间二甲苯+对二甲苯	16	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
邻二甲苯	16	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
氯乙烯	16	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
1,2-二氯苯	16	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
1,4-二氯苯	16	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
四氯化碳	16	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
氯仿	16	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
氯甲烷	16	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
1,1-二氯乙烷	16	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
1,2-二氯乙烷	16	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
1,1-二氯乙烯	16	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
顺-1,2-二氯乙烯	16	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
反-1,2-二氯乙烯	16	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
二氯甲烷	16	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
1,2-二氯丙烷	16	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
1,1,1,2-四氯乙烷	16	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
1,1,2,2-四氯乙烷	16	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
四氯乙烯	16	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
1,1,1-三氯乙烷	16	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
1,1,2-三氯乙烷	16	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
三氯乙烯	16	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/

1,2,3-三氯丙烷	16	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
硝基苯	16	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
苯胺	16	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
2-氯酚	16	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
蒽	16	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
萘	16	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
苯并[a]蒽	16	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
苯并[b]荧蒽	16	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
苯并[k]荧蒽	16	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
苯并[a]芘	16	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
茚并[1,2,3-cd]芘	16	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
二苯并[a, h]蒽	16	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	16	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
石油烃 (C ₆ -C ₉)	16	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/

表 4.3-31 农用地土壤现状评价统计结果

监测因子	样本数量	最大值 (mg/kg)	最小值 (mg/kg)	均值 (mg/kg)	标准差	检出率 (%)	超标率 (%)	最大超标倍数
pH	6	8.01	7.73	7.92	0.100	100	0	/
镉	6	0.11	0.07	0.09	0.013	100	0	/
汞	6	0.022	0.014	0.018	0.003	100	0	/
砷	6	3.41	3.24	3.34	0.055	100	0	/
铅	6	20	16	18	1.675	100	0	/
铬	6	52	41	49	3.862	100	0	/
铜	6	18	12	15	2.339	100	0	/
镍	6	24	19	22	1.886	100	0	/
锌	6	62	46	53	5.859	100	0	/
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	6	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
石油烃 (C ₆ -C ₉)	6	未检出	未检出	未检出	/	0	0	/
石油类	6	13	10	11	1.247	100	0	/
水溶性盐总量	6	800	600	717	68.718	100	0	/

(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，本项目管线临时占地范围内及评价范围内农用地土壤满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 农用地土壤风险筛选值。

4.3.6 生态环境现状评价

（1）生态功能区划

根据《全国生态功能区划》（修编版，2015），本工程位于II-01-04 松嫩平原东部农产品提供功能区。该区主要生态问题包括农田侵占、土壤肥力下降、农业面源污染严重。农产品提供功能区生态保护的主要方向为严格保护基本农田，培养土壤肥力；加强农田基本建设，增强抗自然灾害的能力等。

在全国生态功能区划的基础上，结合黑龙江省详细的生态功能区划，对本工程所在的生态功能区划进行详细说明。根据黑龙江省人民政府批准的《黑龙江省生态功能区划》(黑政函〔2006〕75 号)，本工程所在区域属于本项目所在区域属于松嫩平原西部草甸草原生态区，松嫩平原西部草甸草原与农业生态亚区，大庆地区矿业与土壤保持生态功能区。本工程区生态功能区划见表 4.3-32。

表 4.3-32 本工程区域生态功能区划表

项目区生态功能分区单元			主要生态系统服务功能	保护措施与发展方向
I-6 松嫩平原西部草甸草原生态区	I-6-1 松嫩平原西部草甸草原与农业生态亚区	I-06-01-2 大庆地区矿业与土壤保持生态功能区	沙漠化控制、植被保护、生物多样性保护、石油开采	逐步恢复草原面积，加大对漏斗区的回注，防止漏斗区继续形成，控制对水环境的影响，科学发展农牧业

4.3.6.1 土地利用类型调查

本工程生态评价范围为拟建井场边界外扩 50m 范围及新建管线、道路沿线两侧外扩 300m 区域，主要为草地。由于工程所在区域为油田开发区域，人类活动频繁，野生动物较少。评价区土地利用类型包括草地、交通运输用地、工矿仓储用地等。草地主要为区域内斑块状荒草地，交通运输用地主要为城镇村道路用地，工矿仓储用地主要为现有油田设施。评价区内土地利用现状分析结果见下表，项目区域土地利用现状图见附图 14。

表 4.3-33 评价区土地利用现状表

序号	土地类型		面积（hm ² ）	占评价区面积比例（%）
	一级类	二级类		
1	草地	其他草地	50.74	94.97

2	工矿仓储用地	工业用地	0.366	0.68
3	交通运输用地	城镇村道路用地	2.322	4.35

4.3.6.2 植被及植物多样性

本次植被及植物多样性调查工作采取资料收集、现场调查与遥感调查相结合的方法开展。

根据调查，项目评价区域无《国家重点保护野生植物名录》中的重点保护野生植物。大庆市位于松嫩平原中部，地势低，地带性植被为草甸草原，是我国温带草原的一部分，也是欧亚大陆草原的最东端，以丛生禾草和根茎禾草为其主要成分。由于湖泊、沼泽和盐碱化洼地的大面积分布，非地带性植被面积也较大，并有较多的盐生植物群落。

(1) 植物区系特征

本区植物区系成分主要包括长白植物区系、蒙古植物区系、华北植物区系和大兴安岭植物区系。以蒙古草原植物区系成分占优势，常见的优势种和伴生种多属蒙古植物区系成分，如羊草(*Aneurolepidium chinense*)、贝加尔针茅(*Stipa baicalensis*)、大针茅(*S. grandis*)、线叶菊(*Filifolium sibiricum*)、星星草(*Puccinellia tenuifolia*)等。长白植物区系，也称满洲植物区系，在本区分布的种数仅次于蒙古植物区系，如木贼(*Equisetum hyemale*)、普通蓼(*Polygoeum manshuricum*)、野大豆(*Glycine soja*)、水车前(*Ottelia alimoides*)、狼爪瓦松(*Orostachys cartilaginous*)等。华北植物区系成分所占比例不大，主要有细叶地榆(*Samguisorba tenuifolia*)、柴胡(*Bupleurum scorzonerifolium*)、糙隐子草(*C. squarrosa*)等。

(2) 主要植被类型

评价区域内植被类型以草甸、人工林和农田植被为主。

评价区域内草甸主要包括草甸草原植被和盐生草甸植被。

草甸草原植被：羊草草甸草原(*Form. Leymus chinensis*)。羊草草甸草原是欧亚大陆草原区东部一种特有和优势的草原类型，也是本市主要的草甸草原类型。由于羊草具有强烈的根茎繁殖能力，排挤其它植物侵入，故种类组成比较单纯，在群落中羊草占绝对优势，是稳定的建群成分。但由于小生境，尤其是土壤类型和土壤盐碱含量的变化，群落组成结构有明显差异，可以区分若干群丛。如羊草-野古草群丛(*Leymuschinensis-Spodipogon sibiticus*)、羊草-箭头唐松草群丛(*Leymuschinensis-Thalictretumsimplex*)、羊草-拂子茅群丛(*LeymusChinensis-Calamagrostis epigejos*)、羊草-糙隐子草群丛(*LeymusChinensis-Cleistogenes squarrosa*)、羊草-野大麦群丛(*LeymusChinensis-Hordetum*)、羊草-虎尾草群丛(*Leymus Chinensis-Chioris vigata*)、羊草-碱蒿群丛(*Leymus Chinensis-Artemisetum*)等。羊草草甸草原是草原植被中经济价值最

高的类型。由于羊草营养价值在整个生长季都很高，适口性强，适于调制干草，是最重要的自然割草场和放牧场。但目前因过度放牧和碱化，草场退化严重。

盐生草甸植被：星星草草甸（*Form. Puccinellia tenuiflora*）。广泛分布在退化草地的碱斑和盐碱化湖泡周围，但面积较小，生境较低湿，常有短期积水。此类草甸盖度变化很大，40%~80%。由于生境条件严酷，常以星星草为单优势，甚至无伴生种，可混有少量羊草、野大麦（*Hordeum brevisublatum*）、朝鲜碱茅（*Puccinellia chinampoensis*）、碱地风毛菊（*Saussurea runcinata*）、碱地肤（*Kochia sieversiana* var. *suaedaefolia*）、碱蒿（*Artemisia anethifolia*），以及常混有少量一年生的碱蓬（*Suaeda glauca*）和角碱蓬（*S. corniculata*）等。马蔺草甸（*Form. Iris ensata*）。主要分布在严重退化草地的碱斑周围。组成以马蔺为优势，伴生种随着小生境土壤的盐分、湿润度的不同而有变化，主要有无脉苔草（*Carex enervis*）、走茎苔草（*C. reptabunda*）、寸草、羊草、赖草及芨芨草（*Achnatherum splendens*），其次间或混有少量的各类杂类草。碱蓬草甸（*Form. Suaedion glancae*）。广泛分布在碱湖周围的碱土和严重退化草地的碱斑上，是草地土壤严重碱化的标志之一，在土壤碱化度达到 50% 以上的地段仍能正常生长。它包括原生和次生的群落，一般面积较小，但在村庄附近、放牧点、饮水点、极度放牧的地方也可连成大片。组成群落的种类简单，多为盐生植物，碱蓬和碱蒿在群落中占主要地位，虎尾草在某些地段也可有较多数量。该群落只在夏季雨水充足的情况才有很好的发育，否则植物稀疏。角碱蓬草甸（*Form. Suaedetum corniculatae*）。角碱蓬的生境与碱蓬相似，常与其形成复合分布，也包括原生和次生群落，种类组成较单纯，角碱蓬占绝对优势。

4.3.6.3 动物现状调查

根据调查，项目评价区域无《国家重点保护野生动物名录》中的重点保护野生动物，无《中国生物多样性红色名录》中珍稀濒危野生动物，无国家列入拯救保护的极小种群、特有种等动物资源的主要的天然集中分布区和繁殖区。

（1）陆生哺乳动物

评价区为典型农区，其动物的组成与分布具有明显的村栖型特点。主要分布有小家鼠（*Mus musculus* L.）、大仓鼠（*Cricetulus triton*）、普通田鼠（*Microtus arvalis*）等啮齿目动物。由于人类活动的干扰，较大型哺乳类动物基本绝迹，但小型哺乳类特别是鼠类仍为常见种。

（2）鸟类

项目区域内人类生产活动频繁，因此鸟类的种类和分布亦较少。经调查，区域内无国家和地方受保护的珍稀濒危野生动物，常见鸟类主要为喜鹊（*P. picasericea* Gould）、小嘴

乌鸦(*C.coroneorientalis*Evers)、麻雀(*P.montanusmontanus*)、家燕(*H.rusticagutturalis*Scopoli)等村栖型鸟类。

4.3.6.4 生态景观类型调查

采用地理信息系统技术并结合地面实际调查,对油田开发区所涉及区域内的生态景观构成进行调查。景观调查以工程用地为中心,采用国家生态环境现状调查所用分类系统进行分类。区域内的景观主要由草甸景观构成,为本区内面积最大景观类型,大面积的分布于油田开发区内,总面积 50.74hm²,占评价区域总面积的 94.97%。草甸分布不连续,斑块数量多。

4.3.6.5 生态敏感区调查

本项目位于大庆市红岗区杏树岗镇兴隆岭村西南侧,根据勘查,项目区域内无国家公园、自然保护区、自然公园等自然保护地、世界自然遗产、生态保护红线等区域,无重要物种的天然集中分布区、栖息地,重要水生生物的产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道,迁徙鸟类的重要繁殖地、停歇地、越冬地以及野生动物迁徙通道等重要生境,无其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域。项目所在区域为一般区域。

4.3.6.6 水土流失现状调查

根据《大庆市水土保持规划(2015~2030)》,大庆市划定了市级水土流失重点预防区和重点治理区,本项目位于大庆市红岗区杏树岗镇兴隆岭村西南侧,属于市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。

4.3.6.7 防沙治沙情况调查

《黑龙江省防沙治沙条例》第二十六条规定：“油气勘探开发以及矿产资源开采应当按照规划组织实施，并将地表植被恢复和建设纳入规划。在开发和开采前，应当进行环境影响评价，依法提交包括有关防沙治沙内容的环境影响报告。县级以上人民政府林业、国土资源、环境保护、草原等行政主管部门应当对开发和开采单位的地表植被恢复情况进行监督检查。”第二十七条：“在沙化土地所在地区从事开发建设活动，应当事先就开发建设项目可能对当地及相关地区生态环境产生的影响进行环境影响评价和水资源论证。对不具备水源条件，且有可能造成土地沙化、水土流失等灾害，严重破坏生态环境的开发建设项目，不得批准立项。环境保护行政主管部门在审批环境影响报告时，应当就报告中有关防沙治沙的内容征得同级林业行政主管部门同意。”

本项目位于大庆市红岗区，根据黑龙江省防沙治沙工作领导小组《关于印发<关于贯彻落实《沙化土地封禁保护修复制度方案》的实施意见>的通知》，红岗区属于沙化土地所在区。当重点增加、恢复和保护林草植被，治理土地沙化和草原退化、沙化、碱化。

根据现场调查，项目占地区域未出现土壤沙化现象，为保护区域生态环境，针对本工程的具体特点，应制定生态环境影响减缓措施和防沙治沙措施。

施工期临时占地及施工车辆行驶将对区域地表植被产生破坏。因此施工期须严格落实各项目生态保护措施及生态减缓措施，严格控制控制施工作业占地范围，尽量减小施工期对区域生态影响。

4.3.6.8 既有工程实际生态影响到及措施调查

根据现场调查，为保护区域生态环境，安达市庆新油田开发有限责任公司在施工过程中采取了生态保护措施保护区域内生态系统，例如严格控制了井场的临时及永久占地，井场钻井工程施工结束后及时对临时占地进行了生态恢复，最大力度降低了油田开发对区域草地生态系统的影响。并严格控制了该区域油田作业范围，严格运营期管理，减小了对区域生态系统的扰动，保证了不因油田开发活动加重生态系统的退化、沙化、盐碱化等。针对水土流失，安达市庆新油田开发有限责任公司采取了井场平整、压实，开挖土方已合理利用填埋；施工期间未对占地外的地表植被造成碾压和破坏；在油田道路地势较低，容易汇水形成径流冲刷的路段，设置了钢筋砼板涵，保证了道路两侧洪沟的畅通；生产期已严格作好道路泄洪桥涵洞的疏通、维修工作，保证了各类设施的泄洪能力；管道工程施工期间，划定了施工活动范围，车辆均采用“一”字型作业法，严格避免开辟新路，管沟挖、填方作业做到了互补平衡，未造成弃土方堆积和过多借土，未增加新的水土流失，管沟回

填阶段均按层回填，回填后予以平整、压实，施工期间对开发建设施工材料划定了适宜的堆料场，未破坏占地外的植被，未增加裸地面积而新增的水土流失。

在生产运营期，区块内油水井作业均在永久占地范围内进行，同时在作业时铺设防渗布，并将产生的污水用罐车拉运到安达市庆新油田开发有限责任公司含油污水处理站处理，防止了油污污水污染周围生态环境，运营期间区域土壤环境质量整体良好，该区域油田开发对区域生态环境影响不大。

本工程区域内已建井的井场永久性占地面积符合要求，井场地面均进行了平整，场站内道路两侧和场站院墙内外均已绿化，生态恢复较好。井场永久性占地面积符合设计要求，井场地面均进行了平整，在临时性占地范围内，地表基本进行了平整，并已完成了生态恢复。

综上所述，现有区块内生态环境保护措施都基本得到了落实，目前所采取的各项环保措施是有效的，未发现生态环境问题。

4.3.6.9 主要生态环境问题

根据现场调查，本工程所在区域内生态环境以草地生态系统为主，为保护区域生态环境，安达市庆新油田开发有限责任公司在施工时采取了一系列的生态保护措施保护区域生态系统，例如尽可能增加丛式井比例，严格控制井场的临时及永久占地，井场施工结束后及时的进行了生态恢复措施，通过采取了一系列的生态保护措施后，油田的开发对区域生态系统没有造成明显影响。下一阶段要求建设单位严格控制该区域油田作业范围，严格运营期管理，尽量减小对区域生态系统的扰动，保证不因油田开发活动加重盐碱地生态系统的退化、沙化、盐碱化等。

4.3.6.10 生态环境现状评价结论

本项目评价范围内生态系统类型主要为草地生态系统。本项目评价范围内土地利用类型以草地为主，工程所在区域内主要土壤类型以草甸土为主，工程所在区域人类活动频繁，野生动物较少，区域生态环境总体质量较好。

4.4 区域污染源调查

本工程为石油开采项目，经现场调查，区域内污染源主要为油田场站及井场，场站主要为 2-8 集油配水间，污染物主要为油田场站及区块内已建油井产生的废气、废水、噪声、固废等污染物。

4.4.1 大气污染源调查

(1) 非甲烷总烃

本项目所在区块为卫星油田卫 20 西区块，根据调查，卫 20 西区块现有运行油水井

96 口，油水目前实际产能 $0.58 \times 10^4 \text{t/a}$ 。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，石油开采挥发性有机物产生系数 1.4175g/kg 原油，则现有区域非甲烷总烃挥发量为 8.22t/a 。

（3）汽车尾气

由于项目的开发建设导致区内车辆、交通量增加，导致排放尾气增多，主要特征污染物为 CO 、 NO_x 和碳氢化合物，属于流动源。

（4）区域空气质量变化状况

根据收集的滚动开发区块建设项目近 5 年的区域环境质量情况，具体见 4.3.1.3，项目区域内环境质量良好，各污染物浓度没有明显增加，且均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单中二级标准的要求，说明滚动开发区块未对区域环境空气质量造成明显影响。

同时区域内现有站场原油集输均采用密闭集输管线、装置，场站内各关键接口法兰均进行了密闭处理，可有效控制烃类物质的排放，目前现有井场边界、站场厂界非甲烷总烃浓度能够满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求，区块内现有场站排放的 VOCs（以非甲烷总烃计）厂区内能够满足《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。

由以上分析，建设项目所在区域的不存在大气环境问题。

4.4.2 废水污染源调查

（1）生活污水污染源

区域生活污水污染源主要来源于场站办公设施，其污染物主要为 COD、 BOD_5 、SS、 $\text{NH}_3\text{-N}$ 等，区域场站内的生活污水排入场站内生活污水收集装置，定期清掏外运堆肥处理。

（2）工业污水污染源

工业废水污染源主要为油田采出水、油水井作业污水、洗井污水，废水污染物为 pH、SS、石油类等。

区域内油田采出水量为 $0.35 \times 10^4 \text{t/a}$ ，区域内油水井作业（修井）产生的作业污水共计约 $202 \text{m}^3/\text{a}$ ，区域内水井洗井产生的洗井污水共计约 $705 \text{m}^3/\text{a}$ 。区域内油田采出水、油水井作业污水、洗井污水最终进入卫 1 联合油污水处理站处理达标后回注油层。

4.4.3 噪声污染源调查

工业区工业噪声源主要分为 2 类，分别如下：

第一类是工业企业噪声：主要为泵类、抽油机井等设备噪声，主要噪声源为 2-8 集油

配水间、抽油机井等；第二类是交通噪声：主要是井排路、通井路的运输车辆产生的噪声。

根据现有区块内验收调查报告中对区域内已建井场的监测结果可知，现有区块内已建井场厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准；根据本次对区块内已建场站的监测数据及验收监测数据可知，区域内 2-8 集油配水间厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准。

4.4.4 固体废物污染源分析

根据现状调查分析，区域内油水井在进行作业过程中产生的含油污泥量约 0.48t/a，含油污泥委托大庆博昕晶化科技有限公司处理，处理后的泥渣满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）表 1 中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路；区域内油水井在进行作业过程中产生的含油废防渗布量约 0.24t/a，含油废防渗布经收集后暂存于安达市庆新油田开发有限责任公司危废贮存库，定期委托有资质单位处理。区域内场站共产生生活垃圾 0.37t/a，产生的生活垃圾统一收集后拉运至安达市生活垃圾填埋场处理。

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) 施工中路拌机采用密封拌合的方式；
- 2) 材料运输过程中，进行材料遮盖，防止材料洒落、风刮起的粉尘；
- 3) 施工场地干燥时适当洒水抑尘，建材堆放应定位定点，并采取防尘、抑尘措施，如设置挡风板、上覆遮盖材料等；
- 4) 运输车辆进入居民区附近施工场地应低速行驶或限速行驶，减少扬尘产生。
- 5) 在施工过程中，应定时适量洒水，并在大风天加大洒水量及洒水次数，使作业面保持一定的湿度；
- 6) 加强回填土方堆放场的管理，要采取土方表面压实、覆盖等措施；
- 7) 在距离村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。

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，NMHC+NO_x 的排放速率 0.52g/kWh，烟尘的排放速率 0.032g/kWh，CO 的排放速率 0.08g/kWh，能够满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法》（中国第三、四阶段）（GB20891-2014）及 2020 修改单中第三阶段标准限值及《非道路移动柴油机械排气烟度限值及测量方法》（GB 36886-2018）表 1 中Ⅱ类限值要求。由于拟建工程开发区域所在地较空旷，扩散能力较快，因此对局部区域环境的影响不大。随着钻井工作的结束，柴油机排放的废气对环境空气的影响会逐渐消失。

（4）焊接烟尘

项目管道焊接主要方式为电焊，焊接过程中会产生少量焊接烟尘，焊接烟气中有毒有害气体成份主要为 CO、CO₂、O₃、NO_x、CH₄ 等，其中以 CO 所占的比例最大，但由于项目焊接点较少，产生的焊接烟尘量较小，且项目位于室外，空气扩散条件较好，对大气环境影响较小。

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

5.1.2.1 评价区域二十年地面气象资料

《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中要求“地面气象数据选择距离项目最近或气象特征基本一致的气象站的逐时地面气象数据”，大庆气象站位于本项目东北侧 33.7km 处，为距离本项目最近的气象站，因此本项目采用的是大庆气象站（一般气象站，50850）资料，气象站位于黑龙江省大庆市，地理坐标为东经 124.99030°，北纬 46.62080°，海拔高度 152m。气象站始建于 2005 年，于 2005 年正式进行气象观测。

大庆气象站距离本项目 33.7km，拥有长期的气象观测资料，以下资料根据 2005-2024 年气象数据统计分析。

（1）气象站常规气象统计（2005-2024）

气象站常规气象项目统计表见表 5.1-1。

表 5.1-1 气象站常规气象项目统计表

统计项目	统计值	极值出现时间	极值
多年平均气温（℃）	5.2	/	/
累年极端最高气温（℃）	35.3	2018-06-02	38.9
累年极端最低气温（℃）	-27.9	2013-01-01	-36.2

多年平均气压（hpa）		996.0	/	/
多年平均相对湿度（%）		60.7	/	/
多年平均降雨量（mm）		513.6	/	/
日照时长（h）		2470.3	/	/
平均风速（m/s）		5.2	/	/
静风频率（%）		5.5	/	/
极大风速（m/s）、相应风向		26.2、NW	2019-07-28	/
灾害天气统计	多年平均雷暴日数	20.8	/	/
	多年平均大风日数	3.8	/	/
	多年平均冰雹日数	0.7	/	

（2）气象站风观测数据统计

①月平均风速

大庆气象站月平均风速见表 5.1-2,4 月平均风速最大(2.8m/s),8 月风最小(1.8m/s)。

表 5.1-2 气象站月平均风速统计（单位： m/s）

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
平均风速	1.9	2.2	2.6	2.8	2.7	2.1	2.0	1.8	2.1	2.2	2.2	1.9

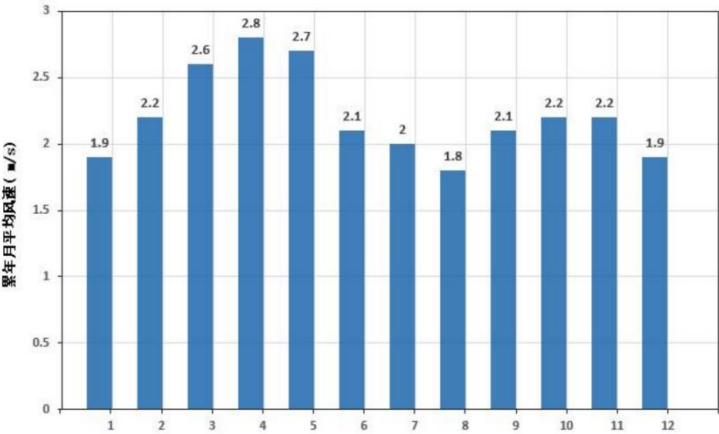


图 5.1-1 大庆月平均风速（单位： m/s）

②风向特征

近 20 年资料分析的风向玫瑰图见图 5.1-2, 大庆气象站主要风向为 S、SSW、WSW、WNW，占 32.5%，其中以 S 为主风向，占到全年的 8.6%左右。

表 5.1-3 气象站年风向频率统计（单位： %）

风向	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	C
频率	6.5	4.9	3.9	4.0	3.6	3.5	3.8	4.7	8.6	8.1	5.6	8.0	7.3	7.7	7.2	6.7	5.5

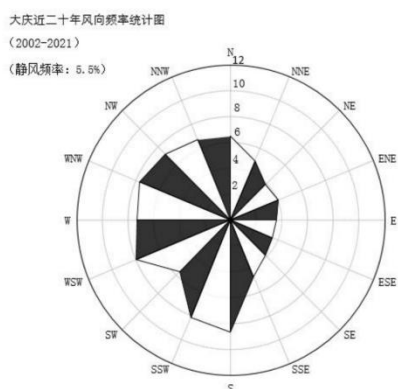


图 5.1-2 风向玫瑰图（静风频率 5.5%）

月风向玫瑰图见图 5.1-3。

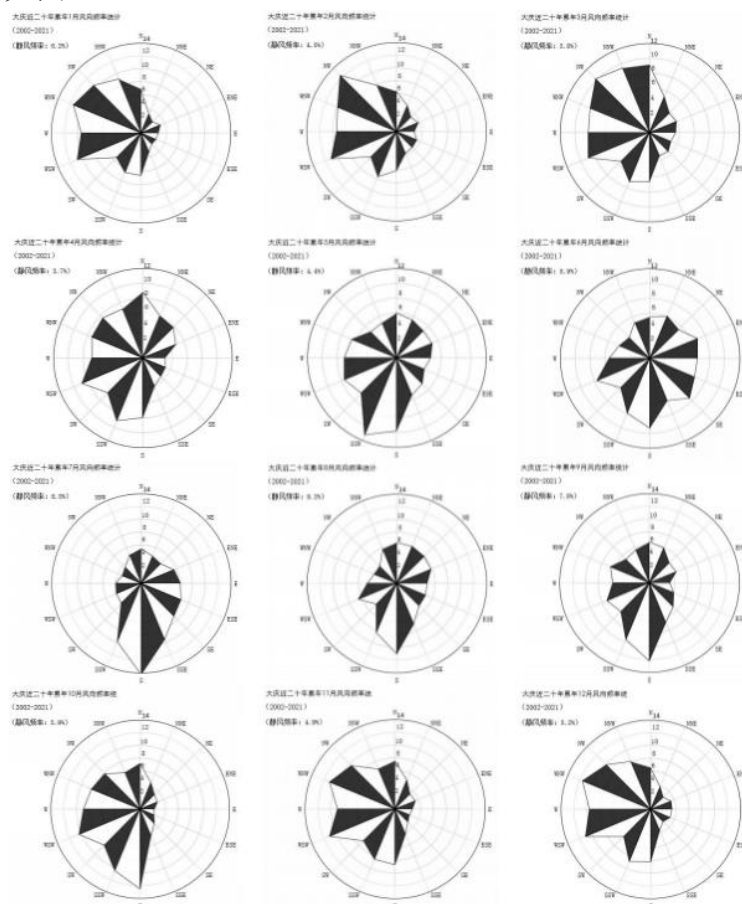


图 5.1-3 月风向玫瑰图（静风频率 5.5%）

表 5.1-4 气象站月风向频率统计（单位%）

风向频率月份	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	C
01	6.8	3.2	2.5	3.3	2.7	2.5	2.4	3.2	6.6	6.6	5.4	10.8	9.4	11.5	10.5	9.1	6.2
02	6.3	4.4	3.2	3.7	2.8	3.4	3.5	3.7	6.1	7.6	5.6	11.1	9.4	10	12.5	7.9	4.5
03	9.1	5.2	3.7	3.9	3.5	3.1	3.6	3.4	6.6	7.1	5.4	8.9	8.2	8.6	10.2	9.4	3.8
04	8.8	6.1	5.8	4.8	3	3.3	3.5	4.1	8	9.1	6.6	8.8	6.8	7.4	7.6	7.1	3.7
05	6	5.5	5.1	5.2	4.6	4	4.9	5.4	9.8	11.2	6.7	7.6	7	6.5	4.9	5.1	4.4
06	5.5	6.1	5.4	6.9	6.4	6.5	7.5	6.1	9.3	7.9	5.5	7.7	5.4	4.4	3.9	5.2	5.9

07	5.4	4.6	4.3	5.5	6.1	6.7	7.2	9.5	14.2	9.8	4.4	4.2	4	3.2	3.6	4.8	6.5
08	6.4	6.3	6	5.8	4.7	4.9	4.9	6.9	11	8.3	4.6	6.5	4.6	3.8	3.8	5.8	9.2
09	6.4	5.9	4.4	4.5	3.2	4.1	5.3	6.7	12.2	9.6	6.3	7.2	5.7	6.6	5.2	5.6	7.8
10	7.2	4.5	3.2	2.9	2.2	2.3	3.2	4.5	12.5	10.4	8	10.4	8.9	8.3	7.9	6.2	5.9
11	7.5	4.9	3.3	3.4	2.7	2.4	2.8	4.3	8.7	8.5	7	11.1	9	11.1	9.6	6.8	4.9
12	6.5	3.8	2.7	3.4	3.3	3.3	2.7	3.6	8.2	8.8	6	11.1	9.6	11.6	9.8	8.1	5.2

③风速年际变化特征与周期分析

根据近 20 年资料分析，大庆气象站 2019 年年平均风速最大（3.1m/s），2014、2015 年年平均风速最小（1.5m/s）。

（3）气象站温度分析

①月平均气温与极端气温

大庆气象站 7 月气温最高（24.1℃），1 月气温最低（-16.5℃），近 20 年极端最高气温出现在 2018-06-02（38.9℃），近 20 年极端最低气温出现在 2013-01-01（-36.2℃）。

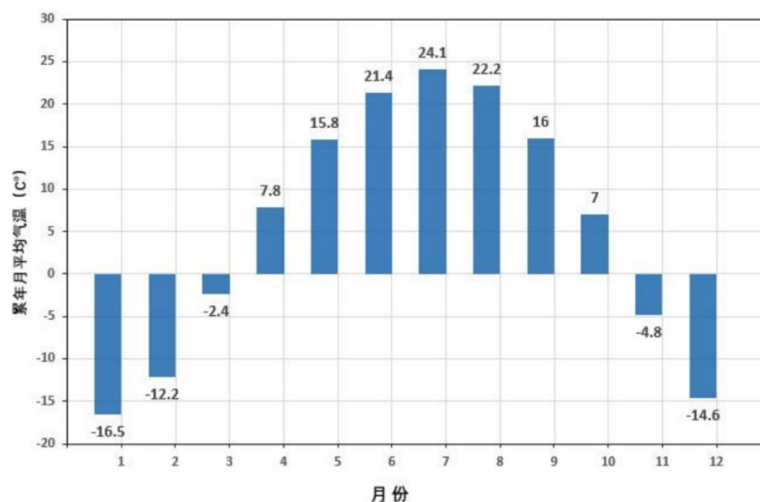


图 5.1-4 月平均气温变化图（单位：℃）

②温度年际变化趋势与周期分析

大庆气象站近 20 年气温呈逐年上升趋势，2007 年年平均气温最高（6.4℃），2010 年年平均气温最低（4.1℃）。

（4）气象站降水分析

①月平均降水与极端降水

大庆气象站 7 月降水量最大（147.7mm），1 月降水量最小（2.6mm），近 20 年极端最大日降水出现在 2018-07-25（96.8mm）。

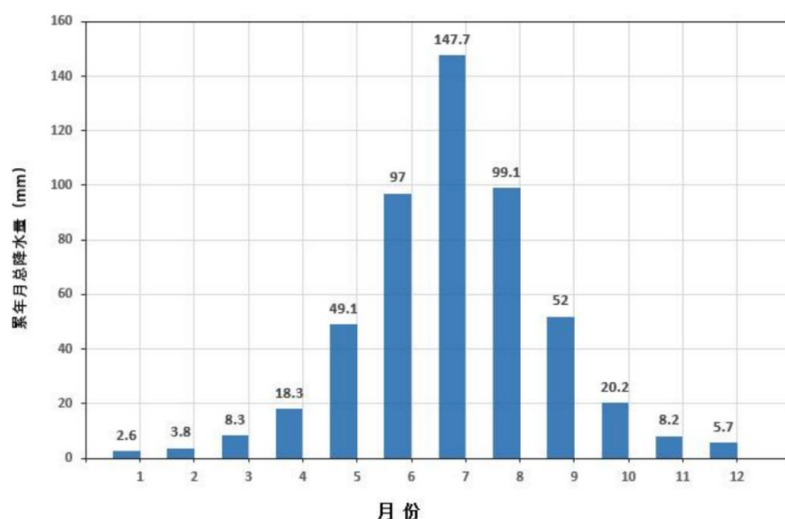


图 5.1-5 月总降水量变化图（单位：毫米）

②降水年际变化趋势与周期分析

大庆气象站近 20 年年降水总量无明显变化趋势，2018 年年总降水量最大(721.2mm)，2007 年年总降水量最小（316.9mm）。

（5）气象站日照分析

①月日照时数

大庆气象站 05 月日照最长（239.2 小时），12 月日照最短（155 小时）。

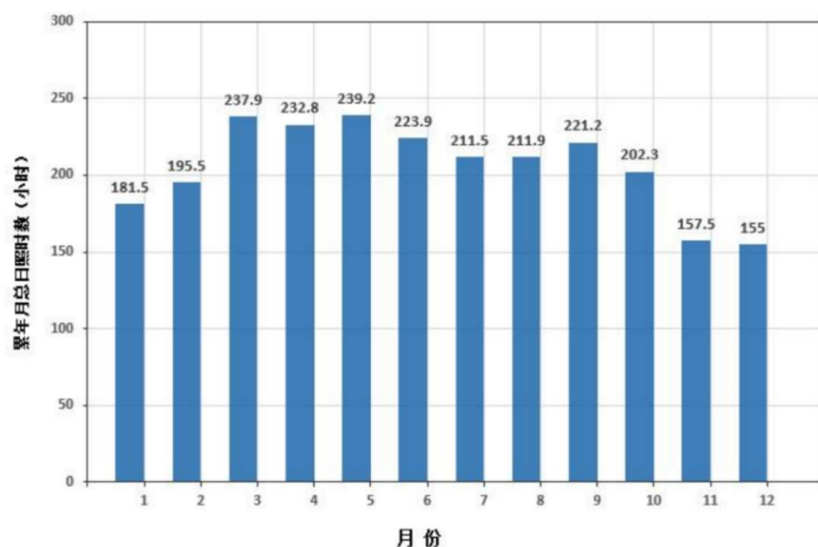


图 5.1-6 月总日照时数变化图（单位：小时）

②日照时数年际变化趋势与周期分析

大庆气象站（与本项目区域气象特征基本一致的气象站）近 20 年年日照时数呈现上升趋势，2020 年年日照时数最长(2825.1 小时)，2015 年年日照时数最短(2144.4 小时)。

（6）气象站相对湿度分析

①月相对湿度分析

大庆气象站 7 月平均相对湿度最大（73.3%），4 月平均相对湿度最小（44.1%）。

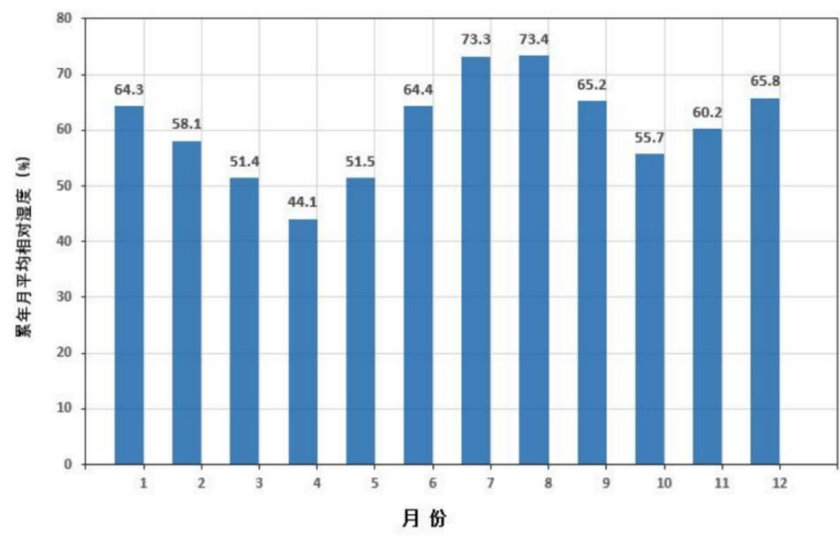


图 5.1-7 月平均相对湿度变化图（纵轴为百分比）

②相对湿度年际变化趋势与周期分析

大庆气象站近 20 年年平均相对湿度无明显变化趋势，2013 年年平均相对湿度最大（67%），2017 年年平均相对湿度最小（56%）。

5.1.2.2 近一年地面气象资料统计

本项目地面观测资料采用气象局提供的 2024 年 1 月至 2024 年 12 月全年风速、风向、干球温度、露点温度、相对湿度、气压观测资料以及观测的总云和低云资料进行统计分析。统计分析结果表明，2024 年评价区域平均温度 6.3℃，平均风速 2.9m/s。

（1）气象台站的基本信息

气象台站区站号（国家统一编号）50850；

测风距离地面高度 10.5 米；

测温离地面高度 1.5 米；

气象站地面高程（拔海高度）152 米；

气象站类别（一般站）。

（2）温度统计分析

年平均温度月变化统计表见表 5.1-5，年平均温度变化曲线图见图 5.1-8。

表 5.1-5 年评价区域月平均温度统计表

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	全年
气温（℃）	-16.1	-10.0	-1.7	10.1	15.6	20.2	25.2	23.3	16.8	7.8	-2.5	-13.2	6.3

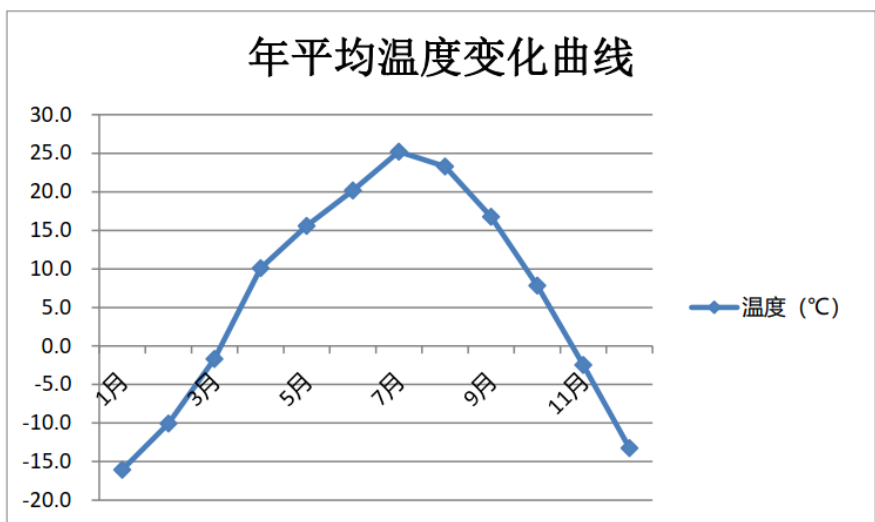


图 5.1-8 年平均温度变化曲线图

由上表可知，近 1 年的平均温度为 6.3℃，4-10 月份高于全年平均气温，其它月份小于全年平均值，7 月份平均气温最高为 25.2℃，1 月份温度最低为-16.1℃。

(3) 风速统计分析

年平均风速为 2.9m/s, 4-5 月份平均风速最大为 3.6m/s; 12 月份平均风速最小为 2.2m/s。年平均风速月变化统计见表 5.1-6，年平均风速的月变化曲线见图 5.1-9。

表 5.1-6 年平均风速月变化统计

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	全年
风速 (m/s)	2.5	2.7	3.1	3.6	3.6	3.0	2.7	2.3	3.0	3.0	2.8	2.2	2.9

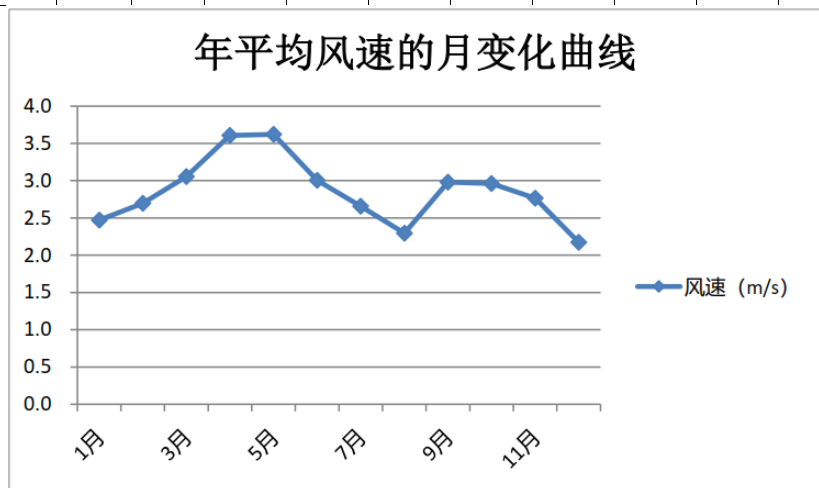


图 5.1-9 年平均风速的月变化曲线图

季小时平均风速的日变化见表 5.1-7。季小时平均风速的日变化曲线图见图 5.1-10。

表 5.1-7 季小时平均风速的日变化 单位：m/s

小时 风速	1 时	2 时	3 时	4 时	5 时	6 时	7 时	8 时	9 时	10 时	11 时	12 时
春季	2.7	2.6	2.6	2.5	2.7	2.8	3.2	3.8	4.2	4.4	4.6	4.8
夏季	2.0	1.9	2.0	2.0	2.1	2.4	2.7	2.9	3.1	3.3	3.3	3.3
秋季	2.5	2.4	2.5	2.4	2.3	2.4	2.5	2.9	3.4	3.6	3.9	4.0

冬季	2.1	2.2	2.2	2.3	2.2	2.2	2.3	2.3	2.6	3.0	3.1	3.3
小时 风速	13 时	14 时	15 时	16 时	17 时	18 时	19 时	20 时	21 时	22 时	23 时	24 时
春季	4.8	4.8	4.4	4.2	3.8	3.0	2.7	2.6	2.8	2.8	2.8	2.9
夏季	3.5	3.4	3.4	3.3	3.2	2.9	2.3	2.1	2.1	2.1	2.1	2.0
秋季	4.1	4.1	3.8	3.2	2.6	2.4	2.3	2.4	2.4	2.4	2.5	2.5
冬季	3.4	3.3	3.0	2.5	2.1	2.0	2.0	2.0	2.1	2.1	2.3	2.2

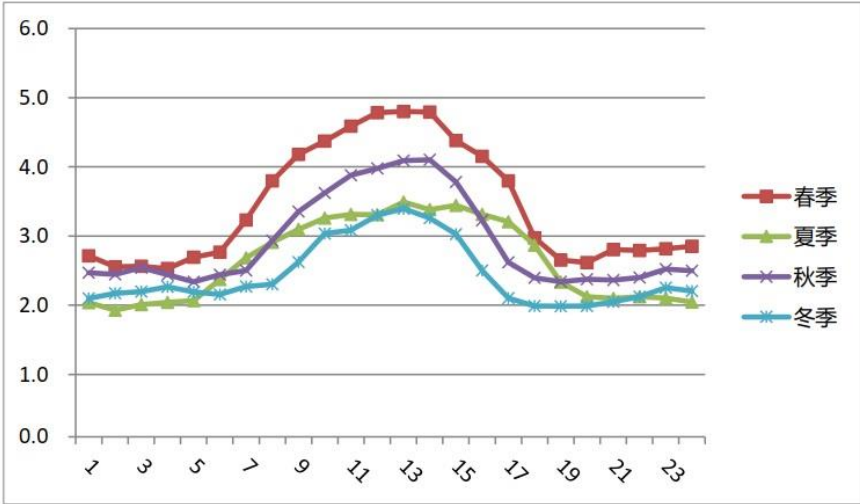


图 5.1-10 季小时平均风速的日变化曲线图

上表给出了风速日变化趋势。由表可知，各季节内，风速较小值一般出现在夜间，风速在下午达到最大，有利于大气污染物的扩散。

(4) 风向、风频统计分析

年均风频季变化及年均风频统计见表 5.1-8，年均风频季变化及年均风频玫瑰图见图 5.1-11。

表 5.1-8 年均风频季变化及年均风频统计表 单位：%

风向 风频	N	NN E	N E	EN E	E	ES E	SE	SS E	S	SS W	S W	WS W	W	WN W	N W	NN W	C
	北				东				南				西				
春季	5.1	3.8	2.3	1.6	2.4	3.1	2.9	6.9	13.3	13.4	6.7	5.9	5.0	10.1	11.0	4.9	1.7
夏季	7.0	7.2	7.8	6.3	5.9	5.8	6.5	4.1	5.6	6.9	10.1	6.7	5.5	4.1	4.0	4.7	1.8
秋季	8.7	5.3	4.1	2.2	1.6	1.1	1.4	2.5	5.3	10.5	16.1	11.8	9.8	6.0	4.3	8.3	1.1
冬季	8.3	2.1	2.4	1.0	1.0	1.6	1.9	4.8	9.8	7.6	5.0	5.8	6.9	11.6	17.2	10.7	2.4
年平均	7.3	4.6	4.2	2.8	2.7	2.9	3.2	4.6	8.5	9.6	9.5	7.5	6.8	7.9	9.1	7.1	1.8

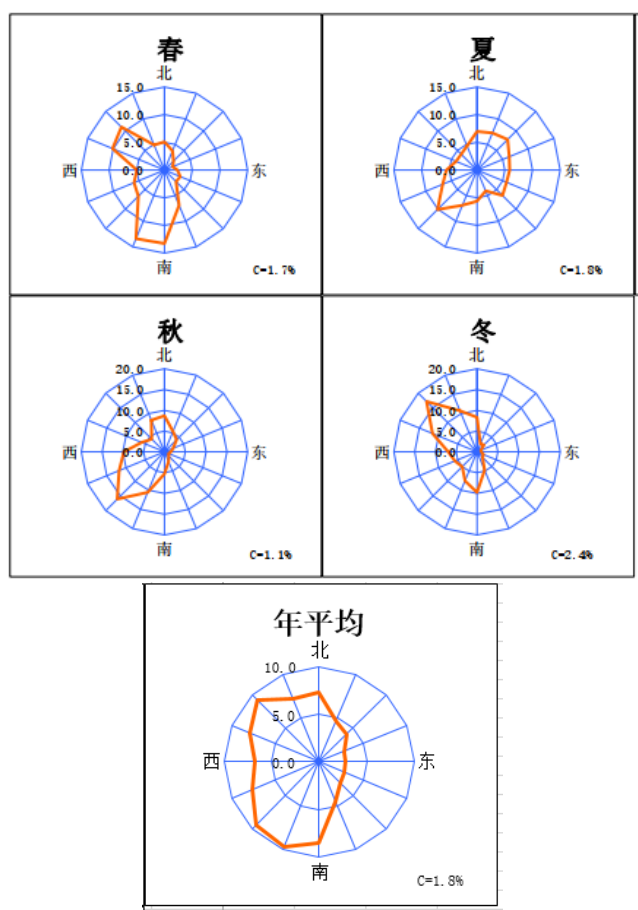


图 5.1-11 年均风频季变化及年均风频玫瑰图

5.1.2.3 污染源调查

(1) 本项目污染源

根据对本项目的性质和环境要素分析可知，本工程运营期大气污染源主要为新建油井产液集输过程中无组织排放的烃类气体以及扩建场站新增加热炉产生的燃烧烟气。

根据占地统计及工程分析，本项目新增面源非甲烷总烃排放量见表 5.1-9。

表 5.1-9 本项目新增面源非甲烷总烃排放量汇总表

编号	面源名称	占地/m ²	长/m	宽/m	高/m	排放量 (t/a)	排放速率 (kg/h)
1	1 号平台	3720	93	40	2	1.91	0.0846

(2) 本项目拟替代的污染源

根据建设单位提供资料和现场调查，项目区域不存在拟替代的污染源。

(3) 其他在建项目、已批复环境影响评价文件的拟建项目污染源

根据建设单位提供的项目区建设情况及现场调查本次拟开发的区块大气评价区域目前不存在与评价项目排放污染物有关的其他在建项目、已批复环境影响评价文件的拟建项目。

5.1.2.4 大气环境影响预测方案

(1) 预测模式

采用 HJ2.2-2018 推荐模式清单中的 AERMOD 模型进行预测，AERMOD 模型版本号为 2.2.0.23875。地形按简单地形考虑。

(2) 气象资料

根据本工程的厂址位置，通过生态环境部环境工程评估中心环境空气质量模型技术支持服务系统查询确定气象资料站点，选择大庆气象站（124.99030 E，46.62080N）作为本次预测气象统计资料、地面气象数据、高空模拟气象数据来源。本工程大气预测所需的地面气象数据由国家气象信息中心提供；高空气象资料采用“中国全球大气再分析中间产品（CRA-Interim），购置于国家气象信息中心。

观测气象数据及探空气象数据基本信息见表 5.1-11，模拟高空气象数据信息见表 5.1-12。

表 5.1-11 观测气象数据信息

气象站名称	气象站编号	气象站等级	气象站坐标		相对距离/km	海拔高度/m	数据年份/年	气象要素
大庆气象站	50850	一般站	124.99030E	46.62080N	33.7	152	2024	风速、风向、温度等

表 5.1-12 模拟高空气象数据信息一览表

模拟点坐标		相对距离/km	数据年份	模拟气象要素	模拟方式
124.99030E	46.62080N	33.7	2024	风、气压、温度等	WRF-ARW

(3) 地形及土地利用参数

①地形参数

地形采用 SRTM 的数据，土地利用类型采用中欧亚大陆的亚洲部分，并根据实际规划情况进行了调整。地形数据由软件配套数据库提供，原始地形数据分辨率不小于 90m。

①地表参数

评价区内地表特征为农作地（0°~360°），采用 1 个扇区。项目所处大庆市属于温带季风气候，四季气候区分明显，对地表参数按月份进行划分，其地表参数列于下表。

表 5.1-13 预测模式中应用的地表参数

序号	扇区	时段	正午反照率	BOWEN	粗糙度
1	0-360	一月	0.6	1.5	0.01
2	0-360	二月	0.6	1.5	0.01
3	0-360	三月	0.14	0.3	0.03
4	0-360	四月	0.14	0.3	0.03

5	0-360	五月	0.14	0.3	0.03
6	0-360	六月	0.2	0.5	0.2
7	0-360	七月	0.2	0.5	0.2
8	0-360	八月	0.2	0.5	0.2
9	0-360	九月	0.18	0.7	0.05
10	0-360	十月	0.18	0.7	0.05
11	0-360	十一月	0.18	0.7	0.05
12	0-360	十二月	0.6	1.5	0.01

(4) 预测范围

根据导则要求，预测范围应覆盖评价范围，且覆盖各污染物短期浓度贡献值占标率大于 10%的区域，根据估算模型预测结果，本项目废气污染物占标率 10%最远影响距离不超过 2.5km，因此确定本工程预测范围为拟建区域外扩 2.5km 形成的矩形区域。

(5) 预测参数及情景组合

- ①预测因子：非甲烷总烃、PM₁₀、SO₂、氮氧化物；
- ②预测范围：覆盖评价范围，拟建区域外扩 2.5km 形成的矩形区域。
- ③网格划分：预测网格间距 100m。

④预测周期：根据导则要求，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。因此可选择 2024 年为评价基准年，预测周期为连续 1 年。

⑤敏感点：兴隆岭村。

⑥预测与评价内容

本评价大气环境影响预测与评价内容见表 5.1-14。

表 5.1-14 大气环境影响预测与评价内容

评价对象	污染源	污染源排放形式	预测内容	评价内容
达标区评价项目	新增污染源	正常排放	短期浓度 长期浓度	最大浓度占标率
	新增污染源	正常排放	短期浓度 长期浓度	叠加环境质量现状浓度后的保证率日平均质量浓度和年平均质量浓度的占标率，或短期浓度的达标情况
	新增污染源	非正常排放	1h 平均质量浓度	最大浓度占标率

5.1.2.5 大气环境影响预测结果与分析

(1) 新增污染源贡献浓度预测

本项目主要选取大气环境影响评价范围内的大气环境保护目标进行预测，本评价采用 AERMOD 推荐模式计算评价范围内区域最大浓度影响值。新增污染源贡献浓度及占标率预测结果见表 5.1-15，污染物贡献浓度分布见图 5.1-12~图 5.1-20。

表 5.1-15 新增污染源贡献浓度及占标率预测结果表

污染物	预测点	平均时段	最大贡献值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	出现时间	占标率/%	达标情况
NMHC	兴隆岭村	1 小时平	9.55883	24013006	0.478	< 100%
	区域最大落地浓度	均	691.90507	24021109	34.595	< 100%

(2) 新增污染源叠加环境质量现状浓度预测

对于区块内污染物浓度采用《2024 年大庆市生态环境状况公报》或补充点位监测数据的最大值作为环境空气保护目标及网格点环境质量现状浓度，首先计算相同时刻各监测点位平均值，再取各监测时段平均值中的最大值作为环境空气保护目标及网格点环境质量现状浓度。本项目环境空气保护目标及网格点环境质量现状浓度统计结果见表 5.1-16。

表 5.1-16 环境空气保护目标及网格点环境质量现状浓度统计结果

污染物	平均时间	环境质量现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)
非甲烷总烃	1h	605

本项目正常排放新增污染源贡献浓度及叠加后环境质量浓度预测结果见表 5.1-17 及图 5.1-21~图 5.1-27。

表 5.1-17 新增污染源贡献浓度及叠加后环境质量浓度预测结果表

污染物	预测点	平均时段	贡献值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率/%	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	叠加后浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 /%	达标 情况
非甲烷总 烃	兴隆岭村	小时平	0.583293	0.029	605	605.583	30.279	达标
	区域最大落地浓度	均	109.321	5.466	605	714.321	35.716	达标

(2) 非正常工况预测

在采油井投产一段时间后，由于腐蚀结垢，机具损坏等原因，往往要进行修井，修井时要将油管全部拔出，以更换损坏的油管和机具，会增加非甲烷总烃挥发量，取油井作业时非甲烷总烃挥发量为正常挥发量的 10 倍，同一平台油井不同时作业，以 1 号平台井场作业为例，本项目非正常工况下污染物外排情况参见表 5.1-18。

表 5.1-18 非正常工况源强表

污染源	非正常排放原因	污染物	非正常排放浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	非正常排放速率 (kg/h)	单次持续时间 (h)	年发生频次 (次)	应对措施
1 号平台井场	油井作业	NMHC	/	0.31725	1	1	作业前实施压井技术（即对油井修井前向其注入高压水，冲刷油管和套管）以及安装井下卸油器

表 5.1-19 非正常大气污染物贡献浓度影响表

污染物	预测点	平均时段	最大贡献值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	出现时间	占标率/%	达标情况
NMHC	兴隆岭村	1 小时平均	11.70097	24013006	0.585	达标
	区域最大落地浓度	质量浓度	1012.84705	24031907	50.642	达标

(3) 大气环境保护距离的设置

根据《环境影响评价技术导则大气环境》(HJ2.2-2018)的 8.7.5 条要求“对于项目厂界浓度满足大气污染物厂界浓度限值,但厂界外大气污染物短期贡献浓度超过环境质量浓度限值的,可以自厂界向外设置一定范围的大气环境保护区域,以确保大气环境保护区域外的贡献浓度满足环境质量标准”,根据预测结果,本项目无组织排放的非甲烷总烃厂界浓度值及厂界外短期贡献浓度均满足《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保护距离。

(4) 污染物排放量核算

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018),对污染物排放量进行核算,提出污染源监测计划。本项目大气污染物有组织排放量核算见表 5.1-20,大气污染物无组织排放量核算见表 5.1-21。

表 5.1-20 大气污染物有组织排放量核算表

序号	排放口编号	污染物	核算排放浓度 /(mg/m³)	核算排放速率 /(kg/h)	核算年排放量 /(t/a)
主要排放口					
/	/	/	/	/	/
主要排放口合计		/			/
一般排放口					
1	卫 1 联转油脱水站	颗粒物	8.7	0.0229	0.0036
		SO ₂	8	0.021	0.0034
		NO _x	77	0.2023	0.0318
一般排放口合计		颗粒物			0.0036
		SO ₂			0.0034
		NO _x			0.0318
有组织排放总计					
有组织排放总计		颗粒物			0.0036
		SO ₂			0.0034
		NO _x			0.0318

表 5.1-21 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	6.38
2	扩建及依托场站	油气集输	非甲烷总烃	场站油气集输全部采用密闭流程			
无组织排放总计							
无组织排放总计				非甲烷总烃			6.38

本项目大气污染物年排放量核算见表 5.1-22。

表 5.1-22 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	6.38
2	颗粒物	0.0036
3	SO ₂	0.0034
4	NO _x	0.0318

（5）评价结论

①本项目正常排放下非甲烷总烃区域最大落地浓度为 691.90507μg/m³，新建井场及场站厂界可以满足《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。本项目新增污染物正常排放下非甲烷总烃小时值最大浓度贡献值占标率为 34.595%，小于 100%，满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中新增污染源正常排放下污染物短期浓度贡献值最大浓度占标率均小于 100%要求。

②本项目新增污染物正常排放下 PM₁₀、SO₂、NO_x 年均值最大浓度贡献值占标率分别为 0.062%、0.067%、0.770%，均小于 30%，满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中新增污染源正常排放下污染物年均浓度贡献值的最大浓度占标率≤30%要求；

③叠加现状浓度后，PM₁₀、SO₂、NO_x 的保证率日平均质量浓度最大分别为 40.9431μg/m³、9.24351μg/m³、37.5959μg/m³，PM₁₀、SO₂、NO_x 年平均质量浓度最大分别为 41.0436μg/m³、6.03996μg/m³、17.3849μg/m³，均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单二级标准要求；叠加现状浓度后，非甲烷总烃 1 小时平均质量浓度最大为 714.321μg/m³，满足《大气污染物综合排放标准详解》中非甲烷总烃浓度限值。

④非正常工况下，非甲烷总烃区域最大落地浓度为 1012.84705μg/m³，新建井场及场站厂界可以满足《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，预测 NMHC 的 1h 平均质量浓度贡献值最大浓度占标率小于 100%。

⑤通过预测可知，本项目无需设置大气环境保护区域。

⑥正常工况下，本项目在运营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，场站内设备阀门进行密封、防腐处理，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。

本项目运营期依托的卫 1 联转油脱水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经 15m 的烟囱高空排放，废气排放能够达到《工业炉窑大气污染物排放标准》（GB9078-1996）表 2 中的二级标准及表 3 中无组织排放烟尘最高允许浓度限值要求。

正常工况下，油田开发区域产生的非甲烷总烃对大气环境影响较小；非正常工况为油井井下作业，作业过程中使用作业污水回收装置，整个过程非甲烷总烃排放量很小，且作业时间很短，对大气环境影响较小。

通过采取上述措施，区域环境质量能够满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单二级标准要求。本项目大气环境评价等级为一级，环境影响是可接受的，大气环境影响评价自查表见附表 1。

5.1.3 退役期

本项目退役期对大气环境的影响主要是施工产生的扬尘、运输车辆排放的尾气。

（1）施工扬尘

运输车辆行驶扬尘与车辆行驶速度、风速、路面积尘量和积尘湿度等因素有关。施工场地、施工道路在自然风作用下产生的扬尘所影响的范围在 100m 以内，在退役期施工过程中应采取以下措施：

- 1）材料运输过程中，进行材料遮盖，防止材料洒落、风刮起的粉尘；
- 2）运输车辆进入居民区附近施工场地应低速行驶或限速行驶，减少扬尘产生。
- 3）在施工过程中，施工场地应定时适量洒水，并在大风天加大洒水量及洒水次数，使作业面保持一定的湿度；

采取上述措施后，可有效降低退役期施工过程中产生的扬尘，颗粒物浓度能够满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 中无组织排放监控浓度限值要求。施工扬尘对周边敏感目标影响具有一定的时段性，这种影响随着施工的结束而消失。

（2）车辆尾气

本项目退役期各类工程及运输车辆排放的尾气会对大气环境造成一定污染，排放主

要污染物为 NO_x、CO、HC 等，均属于无组织排放，施工所处地区宽阔，地形简单，污染物在大气中可快速扩散，由于车辆排放的尾气为流动的线源，其污染不集中且扩散能力相对较快，因此对环境的空气的影响不是很大。

5.2 地表水环境影响评价

项目区域地表水体主要为七十二号泡，位于 1 号平台西北侧 0.9km，为季节性水泡，主要功能汇集雨水，水域面积约 3.315km²，平均水深 1.5m。

施工期对地表水体可能造成污染的污染源主要是钻井废水、管线试压废水、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。

5.2.1 施工期

项目施工期产生的钻井废水排入井场钢制泥浆槽中，由井场撬装式板框压滤无害化处理装置处理后，压滤水由施工单位拉运至宋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，压滤泥饼由施工单位拉运至大庆市第五建筑工程公司进行综合利用。管线试压废水由罐车拉运至卫 1 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，定期清掏外运堆肥处理，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防渗旱厕，定期清掏外运堆肥处理。

综上所述，本项目施工期废水均得到合理有效的处理，对区域内地表水环境影响较小。

5.2.2 运营期

5.2.2.1 正常工况下地表水环境影响分析

正常工况下，运营期油田采出水管输进入卫 1 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卫 1 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, 最终管输至卫 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) 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》(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为避免井场对周边七十二号泡的影响, 对低洼地带的 11 号平台井场进行填筑, 使井场标高高于七十二号泡丰水期高度, 防止油污外溢。

②为避免油田开发过程中污染物随地表径流进入地表水体, 在生产过程中严格管理, 杜绝含油污水及污油的随意排放; 生产过程中修井及其它井下作业通过安装防喷器、卸油器、作业污水回收装置、井口溢流控制器等井口及井下装置, 防止井喷、泄漏等事故的发生, 减少含油污泥的产生量, 一旦发生原油落地, 全部及时回收。

③集油管线采用无缝钢管, 内缠聚乙烯胶带硬质聚氨酯塑料夹克保温管, 能有效防止管线泄漏, 同时定期对管线检查、维修, 确保各部分的使用性能;

④在进行油水井井下作业时, 严格按照要求使用污油污水回收装置、油管清洗污水回收装置及罐车对作业污水进行回收, 防止作业产生的污油污水进入周围环境。同时限制作业范围, 严格控制在井场占地范围内, 完工后, 将井场平整清理干净, 不得遗留油污;

⑤定期巡检, 每天有专职人员对油井及管线进行检查, 巡检次数至少为 1 次/d, 雨季等特殊天气增加巡检次数, 若管线泄漏应及时关闭切断阀, 同时确保应急工具和设备齐备完好, 准备围油栏、吸油毡、消油剂、接油桶等应急物资, 以便在发生泄漏事故时对产生的污油污水进行及时回收和处理, 避免对周围地表水环境产生大面积污染。

综上所述, 正常生产情况下, 项目开发建设采取较为完善的环境保护措施, 对周围环境不会产生不良影响。

(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 4 口油井采出水依托卫 1 联合油污水处理站处理, 站内主要工艺为“横向流+

三级过滤”，设计出水水质指标为“含油量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、悬浮固体 $\leq 5\text{mg/L}$ 、悬浮物颗粒直径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”，设计污水处理量为 $22000\text{m}^3/\text{d}$ ，目前实际污水处理量为 $20175\text{m}^3/\text{d}$ ，本项目新增的 4 口油井最大采出水量 167t/d ，与本项目同期建设的杏八区丙 2 块油井新增采出水最大量为 $422\text{m}^3/\text{d}$ ，新增污水后卫 1 联合油污水处理站处理量为 $20764\text{m}^3/\text{d}$ ，负荷率为 94.4%，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对卫 1 联合油污水处理站出水水质进行监测，根据监测结果可知，卫 1 联合油污水处理站处理后的含油污水含油量在 $0.98\sim 1.48\text{mg/L}$ 之间，悬浮固体含量在 $2\sim 3\text{mg/L}$ 之间，悬浮物颗粒直径中值为 $1\mu\text{m}$ ，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，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卫 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）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。对地表水体构成污染的污染源主要为作业污水、洗井污水地表径流可能携带部分落地油进入水环境。根据前述工程分析可知：

（1）油水井作业过程中使用作业污油污水回收装置、油管清洗污水回收装置对作业污水进行回收。油水井作业时泄漏出的污油污水限定在井场范围内，通过带有自吸泵的污油污水回收装置将泄漏出的污油污水回收处理，不进入外环境。

（2）作业过程中严格限制作业范围，作业范围不超出井场占地范围外，作业过程中跑、冒、滴、漏产生的油水不会污染外环境。

（3）本工程对落地油采取了及时回收措施，回收率 100%，并禁止在雨季进行油水井作业，因此，地表径流不会对地表水体产生影响。

综上，非正常工况下，通过上述的相应措施，项目不会对地表水体产生影响。

5.2.3 退役期

退役期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防渗旱厕，定期清掏外运堆肥处理。本项目退役期废水均得到合理有效的处理，不会对区域内地表水体产生不良影响。

5.2.4 地表水环境影响评价结论

本项目在施工期、运营期正常生产及非正常工况、退役期情况下，采取了较为完善的环境保护措施，对地表水环境不会产生不良影响。在事故状态下，尤其是发生集输管线泄漏的情况下，若发现或处理不及时会对地表水环境产生一定影响。因此，运营期应加强检测、巡检巡视，及时发现问题及时处理，尽量避免事故的发生，降低事故发生后对环境的影响程度和范围。

5.3 地下水环境影响预测与评价

5.3.1 正常情况下地下水环境影响分析

（1）施工期

①钻井过程对地下水环境影响分析

本项目钻井期对地下水可能造成的影响主要是钻井过程中钻遇含水层时钻井液漏失对地下水造成影响。若漏失地层存在较多的裂隙时，漏失的钻井液就有可能沿着岩层裂隙进入地下水造成地下水污染。

钻井期间，为防止钻井泥浆上返地面后对土壤的污染，井场设钢制泥浆槽，泥浆不落地；钻井过程中使用双层套管，以保护地下水不受污染；表层套管和油层套管固井水泥浆必须返至井口，确保安全封闭此深度内的地下水层，同时封固地表疏松地层，为井口控制和后续完井采用预应力固井创造条件；尽可能缩短水泥胶的稠化时间减少对地层水的污染；慎重使用水泥外加剂，表套固井不使用带毒性的水泥外加剂；提高钻井速度，减少钻井泥浆对地层水的污染及浸泡时间；固井水泥返高要求返至油层以上 100m，确保完全封闭此深度内的潜水层和承压水层，保证地下水质安全。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，生活污水定期清掏外运堆肥处理。

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，由井场撬装式板框压滤无害化处理装置处理后，压滤水由施工单位拉运至宋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，压滤泥饼由施工单位拉运至大庆市第五建筑工程公司进行综合利用。管线试压废水由罐车拉运至卫 1 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，定期清掏外运堆肥处理，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防渗旱厕，定期清掏外运堆肥处理。本项目施工期正常情况下不会对地下水产生影响。

(2) 运营期

项目运营期可能对地下水产生影响的污染物主要为含油污水、含油污泥、落地油等。

运营期油田采出水管输进入卫 1 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、落地油委托大庆博昕晶化科技有限公司处理，处理后的泥渣满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》(DB23/T3104-2022)表 1 中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路。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卫 1 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管道泄露

运营期间，可能因管道老化、腐蚀穿孔引起原油泄漏，多发生在投产若干年后，一旦管道泄漏会有原油、含油污水溢出，对环境造成污染，但发生管线泄漏时因管道的压力变化较易发现，及时采取必要的处理措施后，使造成的污染可控制在局部地区，不会造成大面积的区域性污染。管道泄漏原油、含油污水首先进入土壤，经过土壤下渗到达潜水层，会对土壤、潜水产生影响；承压水含水层上有隔水层阻隔，管道泄漏一般不会对承压水造成影响。

②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

根据以上分析，本项目最有可能对地下水造成污染且不易被发现的情景包括管道泄露、池体渗漏、套管破损。

本项目预测情景模式见表 5.3-1。

表 5.3-1 地下水预测情景模式一览表

序号	泄漏类型	影响层位	场景选择	
			持续泄漏	短时泄漏
1	集输管线腐蚀造成的含油物质渗漏	潜水	—	√
2	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（第三系上统泰康组孔隙裂隙承压水）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：管道泄漏

(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，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，即站间集油管道，管线规格为 DN100-0.877km，输油量最大为 39.15t/d，本项目油井及计量间均数字化建设，管线泄露可在 15min 内发现并关闭截断阀，截断阀关闭前，即 15min 最大原油泄漏量 407.8kg。

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露考虑，集油管线规格 DN100-0.877km，原油密度 0.851g/cm³，综合含水最小为 89%，则关闭截断阀后泄漏原油量为 0.743t，截断阀关闭前后泄露原油总量 1150.8kg。

(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、5000d 石油类在潜水中的运移情况。

(3) 预测模型

将地下水泄漏时间概化为瞬时注入，再利用二维水动力弥散方程计算最大影响范围。二维水动力瞬时注入弥散方程如下：

$$C(x, y, t) = \frac{m_M / M}{4\pi n t \sqrt{D_L D_T}} e^{-\left[\frac{(x-ut)^2}{4D_L t} + \frac{y^2}{4D_T t} \right]}$$

式中：

x, y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；

C(x, y, t)—t 时刻点 x, y 处的示踪剂浓度，g/L；

M—含水层的厚度，m；

m_M—单位时间注入的质量，kg；

u—水流速度，m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；

D_L—纵向弥散系数，m²/d；

D_T —横向 y 方向的弥散系数， m^2/d 。

π —圆周率。

(4) 参数选取

根据达西定律 $u = \text{渗透系数} \times \text{地下水水力坡度} / \text{有效孔隙度}$ ，潜水含水层渗透系数 $K = 5m/d$ ，水力坡度 $I = 0.0001$ ，有效孔隙度 n 为 0.2，有效评价区内潜水含水层地下水流速为 $0.0025m/d$ 。潜水含水层厚度取 $2.5m$ 。弥散系数：区域地下水纵向弥散系数 $0.2m^2/d$ ，横向弥散系数 $0.02m^2/d$ 。

选取地下水石油类 $\leq 0.05mg/L$ （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

集油管道泄漏 100d、1000d、5000d 对潜水的影响预测结果见表 5.3-2、图 5.3-1~图 5.3-3。

表 5.3-2 集油管道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	32m	1056.77m ²	34m	1170.31m ²
	1000 天	96m	8689.21m ²	102m	9952.15m ²
	5000 天	205m	37061.61m ²	221m	43440.07m ²

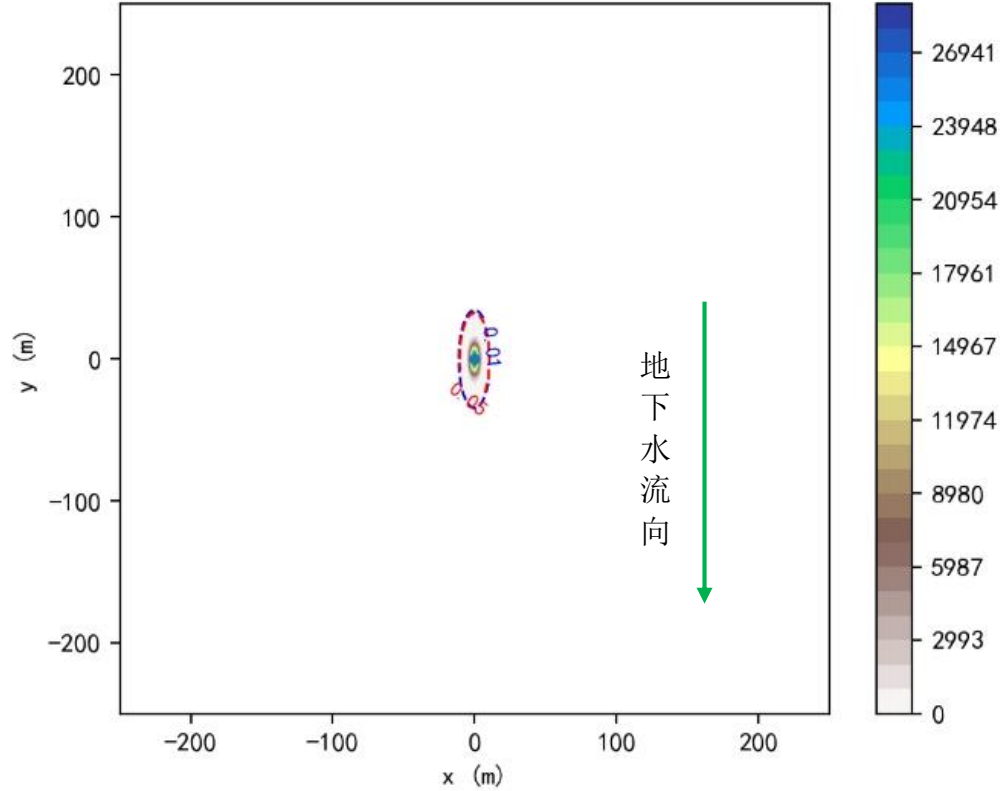


图 5.3-1 集油管道泄漏后 100 天污染物浓度分布图（污染源点：0，0）

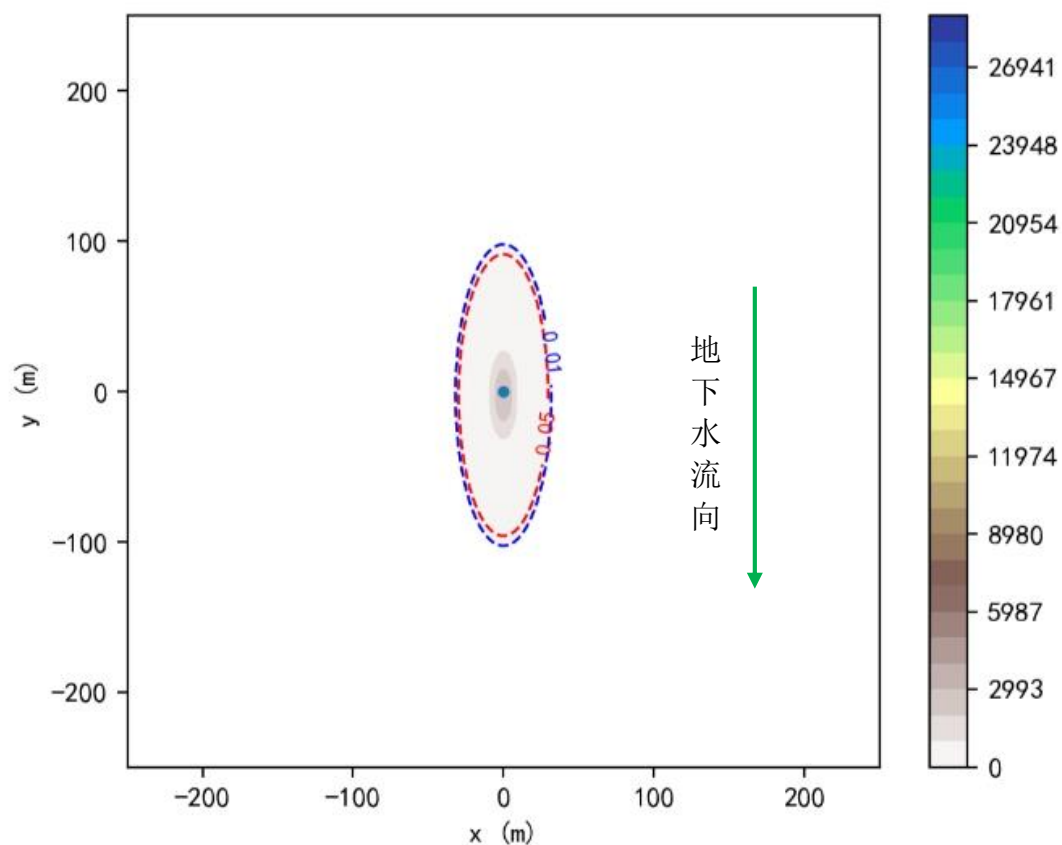


图 5.3-2 集油管道泄漏后 1000 天污染物浓度分布图（污染源点：0，0）

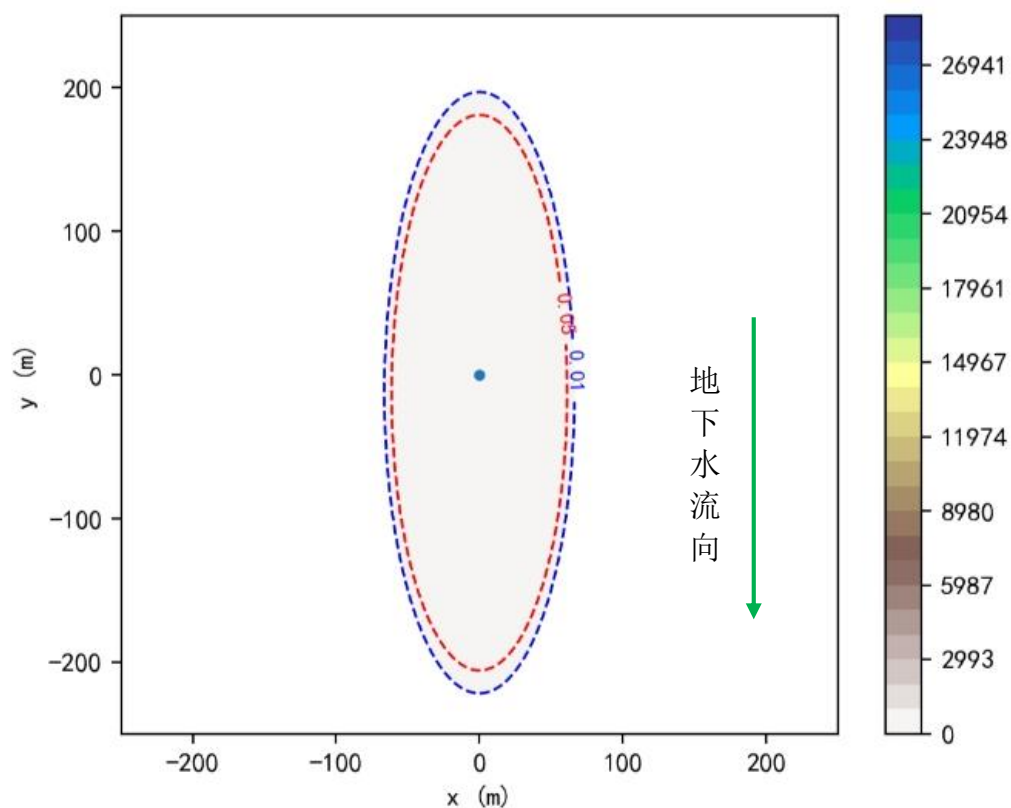


图 5.3-3 集油管道泄漏后 5000 天污染物浓度分布图（污染源点：0，0）

由预测结果可知，随着时间增加，污染范围有所增加，集油管道泄漏 100d 后，超标

距离最远为 32m，影响距离最远为下游 34m；集油管道泄漏 1000d 后，超标距离最远为 96m，影响距离最远为下游 102m；集油管道泄漏 5000d 后，超标距离最远为 205m，影响距离最远为下游 221m。距离本项目最近的饮用水源井为本项目 1 号平台东北侧 590m 的兴隆岭村饮用水井，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。本项目管线泄露，可能会对区域内潜水产生影响，为避免管线泄漏对潜水的影响，应采取措施避免管线泄漏，如采用防腐无缝钢管，运营期定期巡线检查等措施，巡线过程中若发现管线泄漏，应及时关闭截断阀，并在泄漏点周围修筑围堤，控制油水扩散范围，并对泄漏的管线进行更换，更换完成后及时清理被污染的土壤。采取以上措施后可有效预防管线泄露，事故状态下可有效阻止原油泄漏进入地下水，对潜水的影响较小。

情景二：油井套管破损泄漏

（1）预测源强

假设油井套管破损发生泄漏，本项目油井采用数字化建设，当油井套管破损引起产液量不正常下降时可及时发现，从发现到修井作业结束全过程一般需要 15d，本项目新建单口油井最大产油量为 3.94t/d，抽油管尺寸 $\Phi 139.7\text{mm}$ ，压力 0.7MPa，原油密度 0.851g/cm^3 ，区块原油综合含水最小为 89%，经计算抽油管泄露流速 0.0012m/s ，原油总泄漏量 2575kg。

选择石油类作为预测因子，预测第 100 天、1000 天、5000 天石油类在地下水中的运移情况。

（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。

（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：

$$C(x, y, t) = \frac{m_M / M}{4\pi t \sqrt{D_L D_T}} e^{-\left[\frac{(x-ut)^2}{4D_L t} + \frac{y^2}{4D_T t} \right]}$$

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 $u = \text{渗透系数} \times \text{地下水水力坡度} / \text{有效孔隙度}$, 承压水含水层渗透系数 $K = 25 \text{ m/d}$, 水力坡度 $I = 0.0001$, 有效孔隙度 n 为 0.3, 有效评价区内承压水含水层地下水流速为 0.0083 m/d 。有饮用价值的承压含水层厚度 47 m 。区域地下水纵向弥散系数 $0.2 \text{ m}^2/\text{d}$, 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 0.01 mg/L , 化学反应常数为 0。

(4) 预测结果

套管破损泄漏 100d、1000d、5000d 对承压水的影响预测结果见表 5.3-4、图 5.3-7~图 5.3-9。

表 5.3-4 油井套管泄漏对地下水的影响预测结果表

污染物	预测时间	超标最远距离	超标面积	最远影响距离 (最大迁移距离)	影响面积
石油类	100 天	30m	853.58 m^2	30m	967.13 m^2
	1000 天	90m	6655.35 m^2	97m	7953.16 m^2
	5000 天	206m	27005.87 m^2	225m	33382.34 m^2

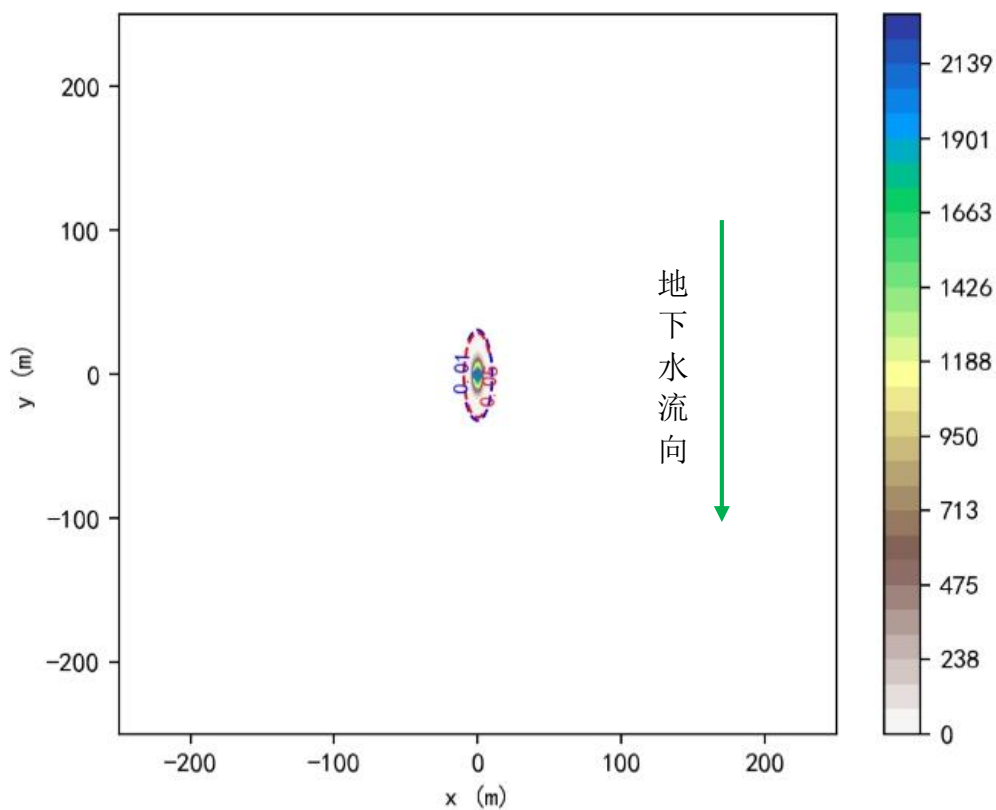


图 5.3-7 油井套管泄漏 100 天石油类污染扩散平面图（污染源点：0，0）

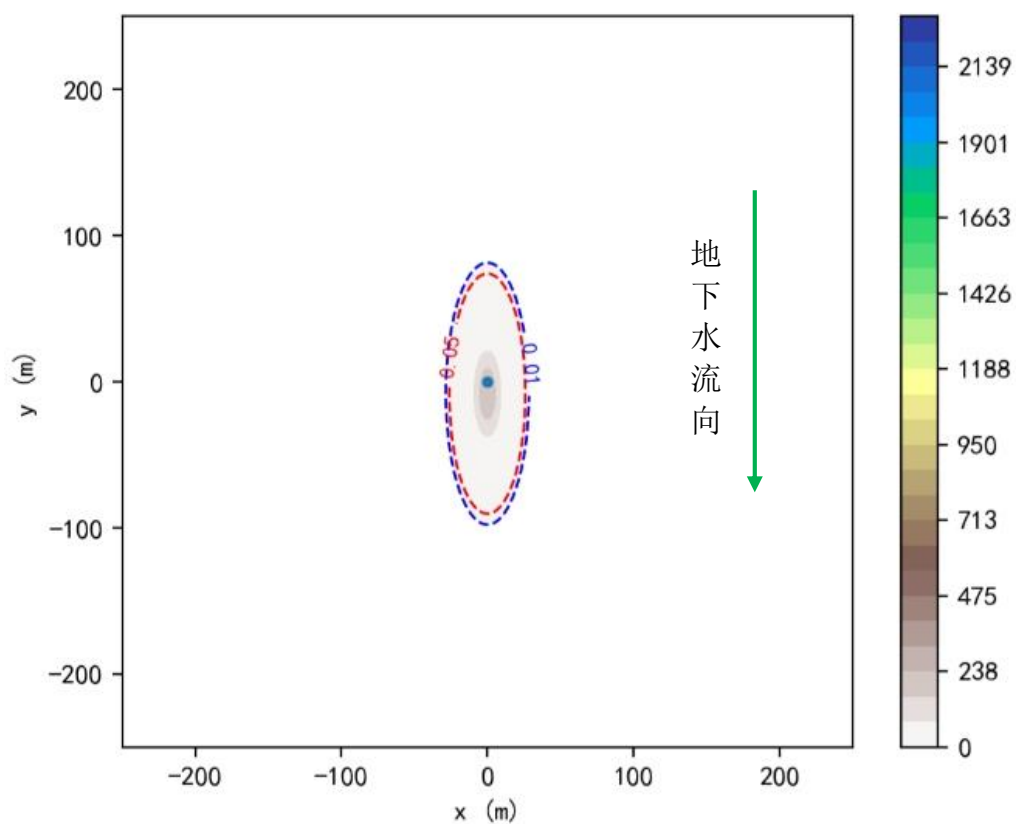


图 5.3-8 油井套管泄漏 1000 天石油类污染扩散平面图（污染源点：0，0）

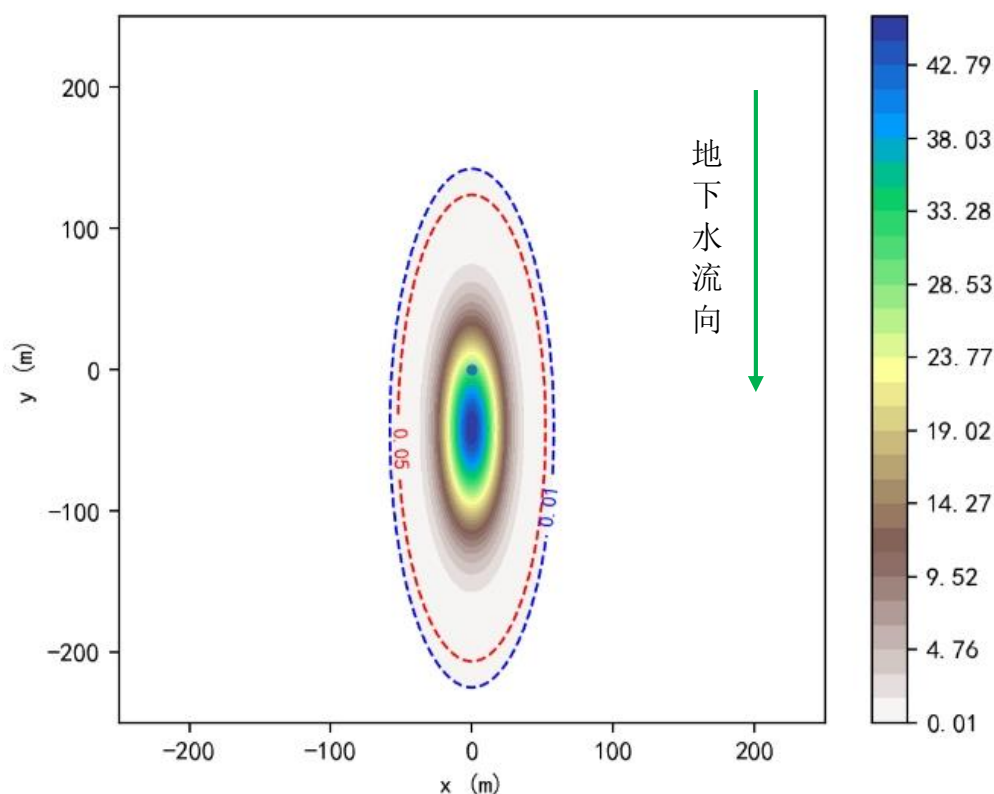


图 5.3-9 油井套管泄漏 5000 天石油类污染扩散平面图（污染源点：0，0）

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 30m，影响距离为下游 32m；套损泄漏 1000d 后，超标距离为下游 90m，影响距离为下游 97m；套损泄漏 5000d 后，超标距离为下游 206m，影响距离为下游 225m。

经调查，距离本项目最近的承压水分散式饮用水源井为本项目 1 号平台东北侧 590m 的兴隆岭村饮用水井，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，拟建油井在钻井阶段采用双层套管，且项目应定期对油井套管情况进行检测，发现异常情况，应及时关闭截断阀，并对油井进行修井作业，修补破损的套管，防止污染地下水，降低风险事故对地下水的影响。

5.3.3 回注水对地下水影响分析

5.3.3.1 正常工况下

本工程涉及新建注水井 60 口，利用注水井 1 口。

（1）回注井井筒完整性

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 100m，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 5.3-10，注水井均通

过水泥将套管与地层之间进行封闭，上有封隔器完全隔绝采出水回注过程中与非注水层和地下含水层的联系，阻止回注水对非注水层和地下含水层的污染，且水井表层套管下入到 100m 以下，不会对潜水产生影响；井底构筑水泥塞，阻止注水向下部地层的渗入；仅井体底部的钢质封闭管壁设置了射孔段作为回注水排出钢管之外的通道；地面部分，井口高出地面，还设置控制加压装置，防止了对地下潜水与地表水的污染。

因此，回注地层的采出水，在正常状况下，固井质量合格，不可能跨越抗压强度较高的钢管与水泥阻挡层而涌入非注水层，可认为不会对地下水水质产生影响。

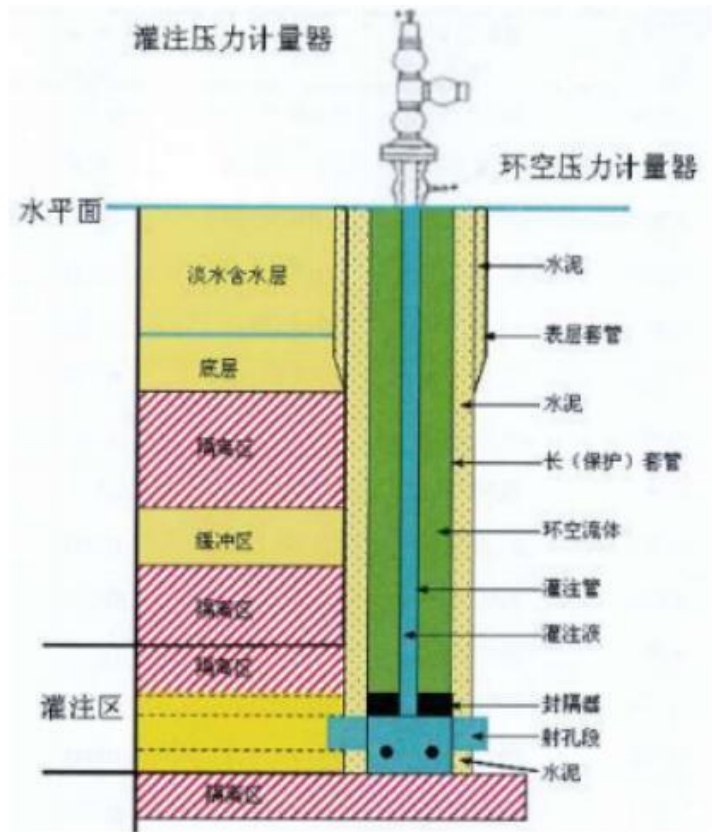


图 5.3-10 注水井井身结构示意图

注水井油管选用超高强度抗变形防粘扣防腐油管，卫星油田卫 20 西区块葡 I2-3 油层平均底深为 1100m，选用外径径为 $\Phi 73\text{mm}$ ，壁厚 5.5mm，J55 钢级防腐防垢油管，最小抗拉强度 329kN，理论抗内压强度 36.68MPa 能够承受本项目设计回注压力，同时企业定期对回注井进行防腐、防漏、防堵检测，确保注水井井筒完整性。

为满足全过程注入，注入管柱选用化学驱全过程一体化分注管柱，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 5.3-11 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。

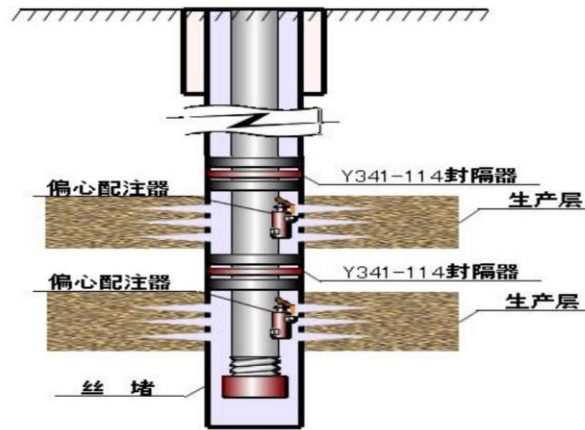


图 5.3-11 化学驱全过程一体化分注管柱示意图

本项目注水压力为 7.5~13.5MPa，设计回注井规格能够承受本项目设计回注压力，同时企业定期对回注井进行防腐、防漏、防堵检测，确保注水井井筒完整性。

(2) 回注层可注性

本项目回注水质为卫 1 联合油污水处理站出水，出水指标为“8、3、2”，油层空气渗透率 $317 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022），空气渗透率在 $0.05-0.5 \mu\text{m}^2$ ，注入水质应满足“含油量 $\leq 15\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 20\text{mg/L}$ 、悬浮物颗粒直径中值 $\leq 5 \mu\text{m}$ ”要求，不会形成二次沉淀堵塞地层，能满足油田生产期内的回注要求。

(3) 回注层封闭性

本项目注水井回注水层为葡萄花油层葡 I2-3 层，葡 I2-3 层有效孔隙度 23.1%，空气渗透率 $317 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，从层内看，分流平原相河道层内薄夹层比较发育，有夹层比例高，而且有一定比例河道夹层数大于 4 个；且河道砂体渗透率主要分布在 $100 \sim 400\text{mD}$ 区间内，单一侧积体渗透率空间模式为向凸向上减小的新月楔状体模式，即：渗透率横向向凸岸、纵向向上（正韵律）减小；内前缘相分流河道主要分布在 $100 \sim 300\text{mD}$ 区间，单一垂向加积体渗透率空间模式为：横稳垂正的平板模式。即垂积体近水平产状，岩性、物性横稳垂正，向上的不同垂积体变差。地层纵向上泥岩沉积广泛分布，储盖组合特征明显，横向上岩性致密遮挡，不会串层。

根据油藏工程方案中，回注层位所在区域地层构造发育情况，回注量影响范围内无断层、无地表露头或出露点，回注不会对潜水含水层、具有地下水开发利用价值的含水层造成影响。

本项目平均注水深度约 1100m~1253m，项目所在区域潜水层、承压水层埋深在 0.4m-15m 和 45m-55m 和 55-72m 之间，正常运行情况下回注水不会对区域潜水含水层及具有地下水开发利用价值的含水层（第三系上统泰康组孔隙裂隙承压水含水层）造成影响。

5.3.3.2 事故状态下

(1) 情景设定

回注井在含水层中发生泄漏时,假设回注水从套管腐蚀的管孔隙中流出,因此将泄漏点作为点状污染源,如果泄漏量较大,渗漏发生后注水压力会明显改变,工作人员能及时发现从而采取相应措施,影响相对较小。因此本次评价假设少量持续泄漏,将泄漏点概化为平面连续点源,在预测评价过程中考虑最不利的工程状况,如此一来,渗漏发生后的影响也较大,以便于对危害做出最大化的评估预测。

(2) 预测因子

套管破损导致回注水泄漏,污染物主要为石油类,本次评价选取石油类作为预测特征因子。

(3) 预测源强

本项目注水井套管破损发生泄漏时,主要影响区域为承压水层位,本项目选取具有地下水开发利用价值的含水层进行预测,即第三系上统泰康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 $56\text{m}^3/\text{d}$,考虑在最不利的情况下,套管 100%破裂,回注水全部泄露进入含水层中,回注水中石油类含量为 5mg/L ,故其泄漏的石油类污染物质最大约为 280g/d 。由于套管破损不易被发现,只能在井下作业时对套管检测等措施进行控制,所以按持续泄漏预测。选择石油类作为预测因子,预测第 100 天、1000 天、5000 天石油类在地下水中的运移情况。

(4) 预测模型

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)中 9.7 节预测方法,采用推荐的地下水溶质运移解析法中的一维稳定流动二维弥散点源模型连续注入示踪剂——平面连续点源进行预测。具体如下:

连续注入示踪剂——平面连续点源

$$C(x, y, t) = \frac{m_t}{4\pi M n \sqrt{D_L D_T}} e^{\frac{xu}{2D_L} \left[2K_0(\beta) - W\left(\frac{u^2 t}{4D_L}\right), \beta \right]}$$
$$\beta = \sqrt{\frac{u^2 x^2}{4D_L^2} + \frac{u^2 y^2}{4D_L D_T}}$$

式中:

x, y—计算点处的位置坐标;

t—时间, d;

$C(x, y, t)$ — t 时刻点 x, y 处的示踪剂浓度, g/L;

M —含水层的厚度, m;

mt —单位时间注入示踪剂的质量, kg/d;

u —水流速度, m/d;

n —有效孔隙度, 无量纲;

DL —纵向弥散系数, m^2/d ;

DT —横向 y 方向的弥散系数, m^2/d 。

π —圆周率。

$K_0(\beta)$ —第二类零阶修正贝塞尔函数;

$W(u^2t/4DL, \beta)$ —第一类越流系统井函数。

(5) 参数选取

根据达西定律 $u = \text{渗透系数} \times \text{地下水水力坡度} / \text{有效孔隙度}$, 承压水含水层渗透系数 $K = 25m/d$, 水力坡度 $I = 0.0001$, 有效孔隙度 n 为 0.3, 有效评价区内承压水含水层地下水流速为 $0.0083m/d$ 。有饮用价值的承压含水层厚度 47m。区域地下水纵向弥散系数 $0.2m^2/d$, 横向弥散系数 $0.02m^2/d$ 。

选取地下水石油类 $\leq 0.05mg/L$ (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。

(6) 预测结果

注水井套管破损泄漏 100d、1000d、5000d 对承压水的影响预测结果见表 5.3-5、图 5.3-12~图 5.3-14。

表 5.3-5 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	19m	$356.38m^2$	22m	$463.89m^2$
	1000 天	67m	$3592.65m^2$	76m	$4674.73m^2$
	5000 天	170m	$18079.73m^2$	190m	$23517.98m^2$

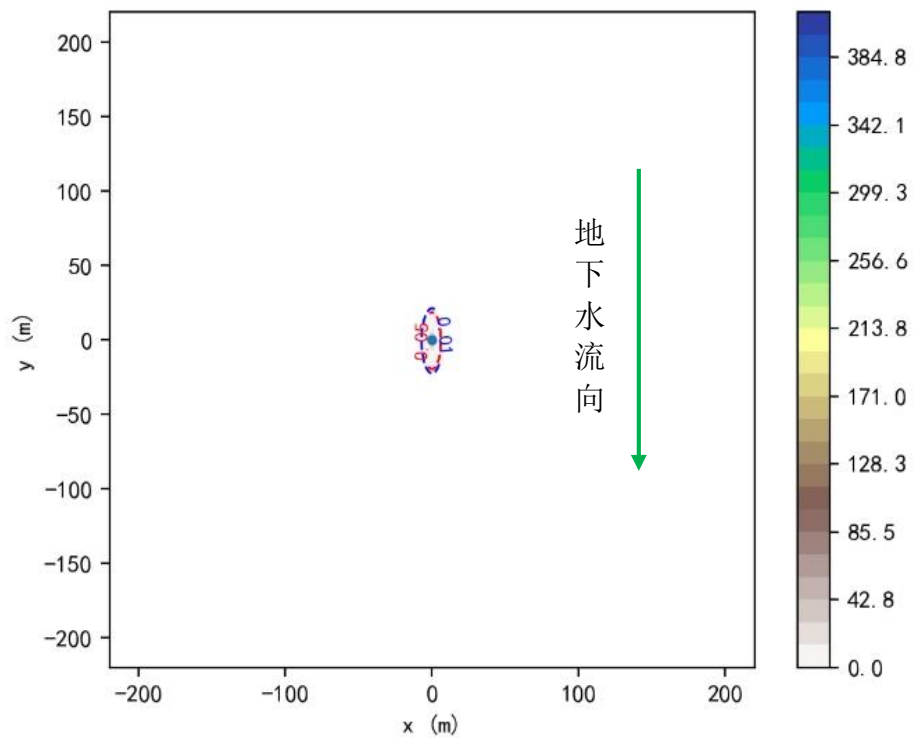


图 5.3-12 注水井套管泄漏 100 天石油类污染扩散平面图（污染源点：0，0）

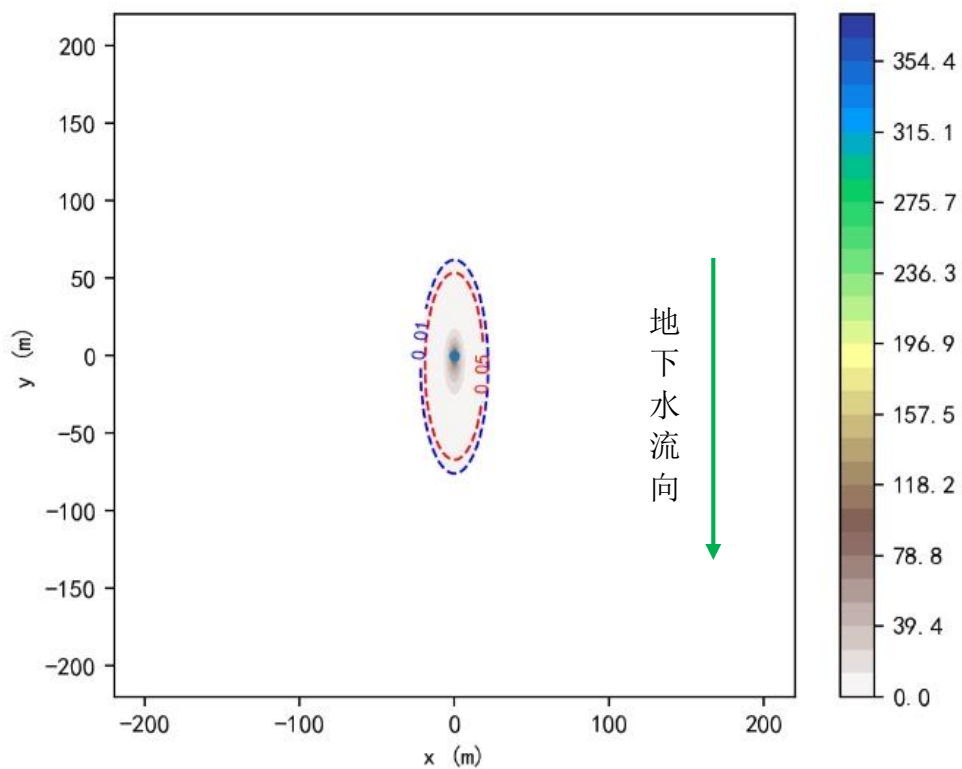


图 5.3-13 注水井套管泄漏 1000 天石油类污染扩散平面图（污染源点：0，0）

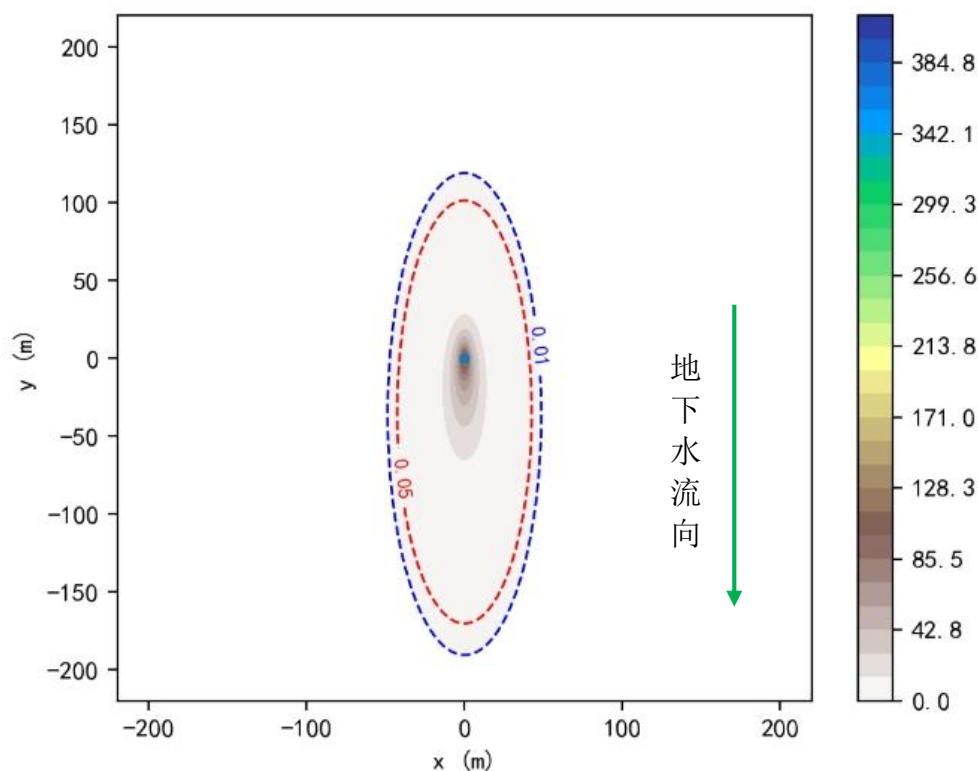


图 5.3-14 注水井套管泄漏 5000 天石油类污染扩散平面图（污染源点：0，0）

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 19m，影响距离为下游 22m；注水井套损泄漏 1000d 后，超标距离为下游 67m，影响距离为下游 76m；注水井套损泄漏 5000d 后，超标距离为下游 170m，影响距离为下游 190m。

经调查，距离本项目最近的承压水分散式饮用水源井为本项目 1 号平台东北侧 590m 的兴隆岭村饮用水井，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。事故状况下，当集输管线泄漏 100d、1000d、5000d 时，随着时间增加，污染物超标范围有所增加，下游 32m、96m、205m 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。当池体泄漏 100d、1000d、5000d 时，随着时间增加，污染物超标范围有所增加，下游 21m、69m、161m 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。当油井套损 100d、1000d、5000d 时，下游 30m、90m、206m 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，当注水井套损 100d、1000d、5000d 时，下游 19m、67m、170m 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 14 号平台钻井井场进行预测分析，钻井井场占地 12560m²，长 157m，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，钻井工程噪声贡献值预测图见图 5.4-1。

表 5.4-1 钻井时期噪声源强调查清单

序号	声源名称	空间相对位置/m			声源源强/ dB(A)	声源控制措施	运行时 段
		X	Y	Z			

1	柴油发电机	45.00	61.80	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	钻机	78.32	40.88	1.5	92	泵类安装减震基 础、选用低噪声设 备	
3	钻井泵	107.99	27.75	1.5	95		
4	钻井泵	112.36	23.38	1.5	95		
5	泥浆泵	96.31	27.51	1.5	95		
6	振动筛	80.26	28.00	1.5	88		
7	振动筛	84.64	28.48	1.5	88		
8	搅拌机	89.75	29.21	1.5	110		

1 号平台钻井井场场界噪声贡献值预测结果见表 5.4-2，声环境保护目标噪声预测结果与达标分析表见表 5.4-3，14 号平台钻井工程噪声贡献值预测图见图 5.4-1。

表 5.4-2 14 号平台钻井井场场界噪声贡献值预测结果 单位：dB(A)

预测井场	昼间噪声				夜间噪声			
	东场界	南场界	西场界	北场界	东场界	南场界	西场界	北场界
1 号平台井场	45.39	52.41	46.91	51.54	45.39	52.41	46.91	51.54

本项目钻井井场距离最近声环境敏感点为 14 号平台北侧 120m 的先锋村，根据预测分析，先锋村声环境能够满足《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，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。

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）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；

$L_p(r_0)$ ——参考位置 r_0 处的声压级，dB；

r ——预测点距声源的距离；

r_0 ——参考位置距声源的距离。

施工机械噪声衰减结果见表 5.4-4。

表 5.4-4 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，地面工程最近的声环境敏感点为 14 号平台北侧 120m、11 号平台集油管线西南侧 50m 的先锋村，站场地面工程最近的敏感目标为杏八区丙 1 块注入站西北侧 245m 的先锋村，根据分析，在距离先锋村最近的管线施工地带采取人工开挖后，对先锋村的声环境影响较小，先锋村声环境能够满足《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在距离村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。

在采取了上述措施后，地面工程井场、场站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

5.4.2.1 井场噪声

(1) 声源源强

本工程运营期正常工况下主要噪声源为采油井场。噪声源强主要为井场抽油机，为机械噪声。主要声源强度见表 5.4-5。

表 5.4-5 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 5.4-6。

表 5.4-6 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能要求而定。本工程主要噪声源为采油井场，距离本项目井场最近的敏感点为 14 号平台北侧 120m 的先锋村，本次选择 14 号平台井场进行预测分析运营期井场噪声对周边环境的影响。

采用《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）中推荐的户外声源模式，户外声传播衰减包括几何发散（ A_{div} ）、大气吸收（ A_{atm} ）、地面效应（ A_{gr} ）、障碍物屏蔽（ A_{bar} ）、其他多方面效应（ A_{misc} ）引起的衰减。根据现场实际情况，本次计算只考虑几何发散（ A_{div} ）、大气吸收（ A_{atm} ）、地面效应（ A_{gr} ）三种情况。

$$L_p(r) = L_w + D_C - (A_{div} + A_{atm} + A_{gr} + A_{bar} + A_{misc})$$

$$A_{div} = 20 \lg(r/r_0)$$

$$A_{atm} = \alpha (r - r_0) / 1000$$

$$A_{gr} = 4.8 - (2h_m/r) [17 + (300/r)]$$

式中：

$L_p(r)$ ——预测点处声压级，dB；

L_w ——由点声源产生的声功率级（A 计权或倍频带），dB；

DC——指向性校正，它描述点声源的等效连续声压级与产生声功率级 L_w 的全向点声源在规定方向的声级的偏差程度，dB；

Adiv——几何发散引起的衰减，dB；

Aatm——大气吸收引起的衰减，dB；

Agr——地面效应引起的衰减，dB；

Abar——障碍物屏蔽引起的衰减，dB；

Amisc——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

1 号平台井场厂界噪声贡献值预测结果见表 5.4-7，声环境保护目标噪声预测结果与达标分析表见表 5.4-8，14 号平台井场噪声预测图见图 5.4-2。

表 5.4-7 运营期 14 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
1 号平台井场	45.33	49.58	49.27	49.58	45.33	49.58	49.27	49.58

由预测结果可知，1 号平台井场厂界处的噪声贡献值满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准的要求，井场噪声对声环境敏感点先锋村较现状增量为昼间增加 0.11dB(A)，夜间增加 0.27dB(A)，本项目建设完成后先锋村环境噪声可以满足《声环境质量标准》1 类标准要求，项目井场运行对周边声环境影响较小，不会发生噪声扰民问题。

5.4.3 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 5.4-14。

表 5.4-14 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 1 号平台北侧 120m 的兴隆岭村，项目退役期产生噪声对其影响较小，且噪声对环境的影响是暂时性的，随着施工结束，其影响也随之消失。

5.5 固体废物环境影响分析

5.5.1 施工期

施工过程中产生的固体废物主要为废钻井液、钻井岩屑、废射孔液、膨润土等废包装袋、非含油废防渗布、施工废料、建筑垃圾、生活垃圾等。

（1）废钻井液、钻井岩屑、废射孔液

根据《大庆油田开发建设对环境影响研究》课题研究成果，废弃泥浆如果不处理，长期以自然状态积存于井场，对土壤中有机物含量影响不大，但会对土壤理化性质如 pH、总碱度、总盐产生一定影响。本项目在钻井过程中在每座钻井井场设置一座 100m³ 钢制泥浆槽，废钻井液与钻井废水、钻井岩屑、废射孔液等废弃物暂存于井场钢制泥浆槽中形成废弃泥浆，钻井期单座钻井井场废弃泥浆最大产生量为 73.3m³/d，井场设置的钢制泥浆槽有效容积 100m³，能够满足 1 天暂存要求，拉运频 1 次/d，由井场撬装式板框压滤无害化处理装置处理后，压滤水由施工单位拉运至宋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，压滤泥饼由施工单位拉运至大庆市第五建筑工程公司进行综合利用，对环境影响较小。

（2）施工废料、非含油废防渗布及膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋

本项目施工废料主要为焊接施工中产生废焊条和管道防腐施工过程中产生的废防腐材料。最大限度回收利用后，剩余废料拉运至第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。

（3）生活垃圾

生活垃圾统一收集后拉运至安达市生活垃圾填埋场处理。

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、落地油委托大庆博昕晶化科技有限公司处理，处理后的泥渣满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）表 1 中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路。落地油及含油污泥均由施工人员回收至罐车内，罐车采用密闭的专用罐车，拉运过程中按照指定的拉运路线、尽量避开村屯等敏感点进行运输，同时罐车上配备铁锹等应急工具。

项目运营期含油污泥和落地油只要采取合理的废物回收、处置方案，对环境影响较小。

（2）含油废防渗布

井场作业过程中铺设防渗布，工程作业期间产生的落地油滴落到防渗布上，会产生含油废防渗布，根据《国家危险废物名录（2025 年版）》，含油防渗布属于 HW08 类危险废物，危险废物代码为 900-249-08，由建设单位收集后暂存于安达市庆新油田开发有限责任公司危废贮存库，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》（环境保护部公告 2017 年第 43 号）相关规定，危险废物收集、贮存、运输的一般要求：

从事危险废物收集、贮存、运输经营活动的单位应具有危险废物经营许可证。在收集、贮存、运输危险废物时，应根据危险废物收集、贮存、处置经营许可证核发的有关规定建立相应的规章制度和污染防治措施，包括危险废物分析管理制度、安全管理制度、污染防治措施等；危险废物产生单位内部自行从事的危险废物收集、贮存、运输活动应遵照国家相关管理规定，建立健全规章制度及操作流程，确保该过程的安全、可靠。

危险废物转移过程应按《危险废物转移管理办法》执行。

危险废物收集、贮存、运输单位应建立规范的管理和技术人员培训制度，定期针对管理和技术人员进行培训。培训内容至少应包括危险废物鉴别要求、危险废物经营许可证管理、危险废物转移联单管理、危险废物包装和标识、危险废物运输要求、危险废物事故应

急方法等。

危险废物收集、贮存、运输单位应编制应急预案。应急预案编制可参照《危险废物经营单位编制应急预案指南》，涉及运输的相关内容还应符合交通行政主管部门的有关规定。针对危险废物收集、贮存、运输过程中的事故易发环节应定期组织应急演练。

危险废物收集、贮存、运输时应按危险特性对危险废物进行分类、包装并设置形影的标志及标签。

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》（2011 年 5 月 1 日起施行）要求进行报告；

（2）应立即疏散人群，并请求环境保护、消防、医疗、公安等相关部门支援；

（3）对事故现场受到污染的土壤和水体等环境介质应进行相应的清理和作复；

（4）清理过程中产生的所有废物均应按危险废物进行管理和处置；

（5）进入现场清理和包装危险废物的人员应受过专业培训，并佩戴相应的防护工具。

采取本环评提出的预防及治理措施后，危险废物转运对周围环境影响较小。

5.5.3.3 危险废物处置

本工程运营期产生的含油污泥和落地油委托大庆博昕晶化科技有限公司处理，处理

后的泥渣满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）表 1 中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路；含油废防渗布收集后暂存于安达市庆新油田开发有限责任公司危废贮存库，定期委托有资质单位处理。

根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告 2017 年第 43 号）相关规定，“环评阶段已签订利用或者委托处置意向的，应分析危险废物利用或者处置途径的可行性。暂未委托利用或者处置单位的，应根据建设项目周边有资质的危险废物处置单位的分布情况、处置能力、资质类别等，给出建设项目产生危险废物的委托利用或处置途径建议。”

本工程建设单位尚未签订含油废防渗布的委托处置协议。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安达市庆新油田开发有限责任公司物资库。封井建筑垃圾统一收集后拉运至建筑垃圾调配场处理。生活垃圾统一收集后拉运至安达市生活垃圾填埋场处理。

通过采取以上措施，退役期产生的固体废物均得到有效处置，不会对周围环境产生不

良影响。

5.5.5 固体废物环境影响评价结论

由上述分析可知，本工程对施工期、运营期、退役期产生的各类固体废弃物均进行了合理的处置，能够实现固废的减量化、资源化和无害化，对环境影响较小。

5.6 生态环境影响评价

本项目生态影响评价等级为三级评价，按照《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），本次评价采用类比分析法预测分析工程对土地利用、植被、野生动植物等的影响。

本项目开发区域无重要物种分布，因此工程开发不会造成重要物种的活动、分布及重要生境变化，同时，本项目评价区不是国家重点保护野生动物的集中栖息地和繁殖地，区内野生动物仅为一些常见种类。工程井场及场站建设、管沟开挖、管道敷设、覆土回填等建设会对周围生态环境造成影响较小。

本项目通过类比分析项目区块周边已建产能开发项目环评阶段与验收阶段生态影响，判定本项目开发对生态环境的影响，类比项目建设内容为基建油井和配套建设集油管线等内容，且与本项目位于同一生态区域内，因此类比可行。《杏八-九区纯油区断层附近大位移定向井产能建设工程环境影响报告表》于2018年10月10日由大庆市生态环境局进行了批复，批复文号为庆环审〔2018〕230号，该项目已于2020年4月完成自主验收，通过类比分析项目建设对生态环境的影响。

5.6.1 施工期生态环境影响分析

5.6.1.1 对土地利用的影响分析

本项目生态评价范围内主要以耕地、草地为主。本项目新增永久占地 0.309hm²，本工程永久占地在原来连续分布的生态环境中形成斑块，但由于本项目永久占地面积较小，对项目区域土地利用结构影响较小。

本项目管线施工、钻井施工临时占用一定量的土地，新增临时占地面积 1.5hm²，占地类型主要为草地（非基本草原）。临时占地是在项目施工过程中，施工时间较短，施工结束后临时占地通过拆除临时设施、平整土地均可恢复原有的土地用地类型，因此，本项目施工临时占地不会对区域土地利用性质和功能、土地利用格局造成显著影响。

5.6.1.2 占地对生态环境的影响

（1）临时占地生态环境影响

本项目井场建设、管道及道路施工过程中，车辆碾压、机械推挖、人员践踏将会对地

表植被造成很大破坏，本项目临时占用草地 22.682hm²，临时占用耕地 23.022hm²，临时占地的影响是短期可逆的。人工植被当季无法种植作物，将耽误全年收成，临时占用农田只能种浅根作物，施工结束后区内农田可恢复种植，但上层翻动使肥力下降，第二、三年产量将下降 20%~40%。

对于临时占地造成的作物减产，除应对其进行经济补偿外，项目开工前，针对临时占地，应剥离占地内 0.3m 的表土，采用分层开挖，分层堆放，暂存于井场或管线两侧临时占地内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，表土剥离临时堆放区周围设置排水沟等措施防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，待施工结束后，回填占地范围，并采用表土复耕，增肥作业，恢复临时占用耕地的生产力，本项目的建设对当地土地利用格局影响在可接受范围内。

类比现有区块内的井场周围及管线沿线植被恢复情况，井场周围及管线沿线的植被情况与未进行井场及管线建设的区域无明显区别。说明在采取有效的占地恢复措施后，项目临时占地对当地生态环境影响较小。

（2）永久占地生态环境影响

本工程建设永久占用的土地主要是井场、道路占地，永久占用耕地 1.399hm²，永久占用草地 1.743hm²。本工程永久占地在原来连续分布的生态环境中形成生态斑块，产生地表温度、水分等物理异常，以及干扰地面植被，影响生态环境的类型和结构。本工程永久占地虽然在一定程度上影响到地表植被生长，使部分土地失去了原有的生物生产功能和生态功能，土地利用类型转变为工业用地，但由于永久占地面积较小，因此对区域生态环境不会造成较大影响。该项目投产后在生产期内永久占地的生物量将永久损失，其影响是长期且不可逆的。

本项目施工前应剥离永久占地内 0.3m 的表土，剥离的表土暂存于临时占地内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，表土剥离临时堆放区周围设置排水沟等措施防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，施工结束后，剥离表土用于周围区域土地复垦、土壤治理等用途。本项目的建设对当地土地利用格局影响在可接受范围内。

（3）取弃土的影响

本工程没有弃土不设弃土场，工程需要取土量为 15010m³，用于井场、道路及场站的筑高。工程取土采用外购方式，不自行开采，卖方负责取土后的取土场的生态恢复。

5.6.1.3 工程建设对生态环境的影响

该项目工程建设对生态环境的影响来自两个途径，一是钻井施工时，除井场本身永久占地外，还会因机械设备、车辆的碾压、人员的践踏、材料占地等活动，造成土壤板结、

植被剥离，植株矮小，群落盖度降低，在原来连续分布的生态环境中，产生生态斑块，造成地貌及地表温度、水分等物理异常，进而影响生态环境的类型和结构；在管线铺设和道路建设时，会对地表植被造成破坏；二是管线和道路网络对生态系统的分割效应。

高于地表的管线培埂和油田道路网络形成了对原有生态系统的分割，破坏了生态系统的连续性，可能会阻隔地表径流的原有流向，改变了水分因子的分布，而水分因子对农田产量的影响较大。另外，管线培埂网格的大小体现了油井的密度，反映出油田开发建设对地表植被的破坏强度。当井间距小时，管网密度大时，对植被影响较大。当管网密度较小时，对植被的影响较小。就本项目而言，新建管线采取平埋方式铺设，避免了管道铺设对地表径流的截流；管线走向力求线路顺直，缩短线路长度，并利用道路路肩敷设，以减少管道建设对生态环境的影响。油田开发区内道路尽量利用现有道路，不存在道路网络对地表径流的截流，道路网络产生的分割效应不大，对油田开发区的生态系统影响有限。

5.6.1.4 对植被的影响分析

本项目区域内未发现珍稀保护植物。由于本工程永久占地面积较小，临时占地的占用期限很短，在完工后可以及时恢复，所以不会对当地地表植被产生大的影响。

施工过程中，车辆碾压，机械推挖、人员践踏及道路修建对地表进行的平整将会对地表植被造成很大破坏，这种影响是短期可逆的，施工结束后，被占用土地开始恢复。自然植被演替的规律是先是一、二年生的植物，3-5 年后可恢复到冷蒿、杂草类，10 年后可达到原来的顶级群落。人工植被当季无法种植作物，将耽误全年收成。施工结束后永久性占地仍无法种植作物。本项目的建设主要是对农作物有一定的影响，建设单位按相关规定对当地居民进行赔偿。

（1）占地对草地的影响

本项目永久占用草地 1.743hm²，临时占用草地 22.682hm²。草地上干草产量按 2.5t/hm² 计算，共损失干草 213.69t（永久占地按 10 年计算，临时占地按 3 年计算），干草价格按 700 元/t 计算，本工程损失干草经济价值约为 14.96 万元。临时占地自然植被演替的规律是先是一、二年生的植物，3-5 年后可恢复到冷蒿、杂草类，10 年后可达到原来的顶级群落，永久占用草地采取经济补偿措施。

（2）占地对耕地的影响

本工程永久占用耕地面积为 1.399hm²，占用的农作物主要为玉米，玉米产量按 7t/hm² 计算，永久占地按 10 年损失计算，共损失玉米 97.93t，玉米价格按 1500 元/t 计算，其经济价值约为 14.69 万元，本项目对永久占用的耕地进行经济补偿，并剥离永久占用耕地表土用于周围区域土地复垦、土壤治理等用途。临时占地上层翻动使肥力下降，第二、三年

产量将下降 20%-40%。本工程临时占用耕地 23.022hm²，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 257.85t。玉米价格按 1500 元/t 计算，其经济价值为 38.68 万元。工程完工后，临时占地逐年恢复生产力，继续种植农作物，并且将所占耕地恢复为原本质量的耕地。

类比现有区块内的井场周围及管线沿线植被恢复情况，井场周围及管线沿线的植被情况与未进行井场及管线建设的区域无明显区别。因此项目对区域的植被影响很小。

5.6.1.6 对动物的影响分析

本工程所在区域属于传统油田开发区域，长期受人为干扰和开发影响，区内野生动物种类、数量较少，本次产能建设对动物影响程度不明显。

(1) 对哺乳类动物的影响

项目建设过程中，在局部地区由于人类活动的加剧，垃圾、食物等会随之增加，从而吸引一些鼠类，可能会造成这些区域鼠类的种群数量上升，导致这些区域的小型兽类种群结构发生改变。同时，施工期的管线施工等对土地的占用都会直接破坏地表原有植被，使区域内分布的部分野生动物特别是草食性动物的食物减少，从而影响野生动物觅食。与此同时，工程建设造成动物栖息地减少，割断动物的活动区域、迁移途径、栖息区域等，对它们的生存产生一定影响。

(2) 对鸟类的影响

麻雀、喜鹊、灰喜鹊等均为本区常见种，由于鸟类活动受空间限制较小，工程建设对鸟类的觅食影响不大。但由于鸟类容易受到强频振动和噪声的影响，且噪声级大小是影响鸟类繁殖的重要因素，因此，施工期的噪声可能对项目沿线附近的鸟类繁殖产生一定的影响。此外，作业车辆与施工人员的增加与流动也会对鸟类产生影响。沿线未发现珍稀鸟类，项目建设与运行对鸟类繁殖影响不是很大。

本项目完工后，随着施工范围内施工影响的消失和植被的逐渐恢复，动物的生存环境逐步得以复原，部分暂时离开的动物可以回到原来的栖息地，部分动物可能在新的地点建立新的适生环境。施工造成的对动物活动的影响消失。

由现场调查可知，项目附近区域内的野生动物的种类和数量较少，区域内野生动物已基本适应存在多年油田开发的现有生态环境，种类和数量无明显变化，油田开发不会使整个评价区动物种类组成发生明显变化，也不会造成某一动物物种的消失。说明运行多年的油田作业对油田开发区域的野生动物的影响在可接受范围内，通过类比，本项目的建设对周围野生动物的影响较小。

5.6.1.7 防沙治沙影响分析

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》，红岗区属于沙化土地所在县（区）。

《黑龙江省防沙治沙条例》第二十六条规定：“油气勘探开发以及矿产资源开采应当按照规划组织实施，并将地表植被恢复和建设纳入规划。在开发和开采前，应当进行环境影响评价，依法提交包括有关防沙治沙内容的环境影响报告。县级以上人民政府林业、国土资源、环境保护、草原等行政主管部门应当对开发和开采单位的地表植被恢复情况进行监督检查。”第二十七条：“在沙化土地所在地区从事开发建设活动，应当事先就开发建设项目可能对当地及相关地区生态环境产生的影响进行环境影响评价和水资源论证。对不具备水源条件，且有可能造成土地沙化、水土流失等灾害，严重破坏生态环境的开发建设项目，不得批准立项。环境保护行政主管部门在审批环境影响报告时，应当就报告中有关防沙治沙的内容征得同级林业行政主管部门同意。”

根据现场勘查，本工程开发区域沙化土壤分布较少，主要地类为土壤性能良好的耕地及草地，区域内沙化土地所占的比重较小，为减轻植被破坏和农田生态系统受工程影响可能导致的沙化现象，防患于未然，建设单位应采取以下措施进行控制：

①施工结束后及时有效地对占地区域土地进行平整，并压实，利于植被自然恢复。

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。

5.6.1.8 对区域水土流失环境影响分析

本项目位于大庆市红岗区杏树岗镇兴隆岭村西南侧，根据《大庆市水土保持规划》（2015～2030 年），本项目所在地属于市级水土流失重点治理区，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，避免加行开辟新路。管沟挖、填方作业应尽量做到互补平衡，以免造成弃土方堆积和过多借土，增加新的水土流失。管沟回填应按层回填，以利于施工带土壤和植被的尽早恢复。回填后应予以平整、压实，以免发生水土流失。对高出地面部分做出水土保持要求，要求高出地面部分回填土按梯形堆放于管线上部，堆放后人工进行修整、拍实。

④做好原有植被恢复工作和人工绿化工作，最大程度的降低因本项目施工建设和生产运行而新增的水土流失量。

⑤严禁在大风、大雨天气下施工，特别是管沟开挖、管道回填作业等。在便道出入口，竖立保护植被的警示牌，以提醒施工作业人员，减少人员随意践踏造成的水土流失。严禁开发建设施工材料乱堆乱放，划定适宜的堆料场，以防对植物破坏范围的扩大，增加裸地面积而新增的水土流失。

5.6.1.9 对黑土地的环境影响分析

根据地下储层特性，项目部分井场及场站、管道、道路等工程选址无法避让耕地（黑土地）。本项目新增总占地面积为 1.809hm^2 ，其中永久占地 0.309hm^2 ，临时占地 1.5hm^2 ，占地类型为草地（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、新建站场永久占地，表土剥离厚度 30cm，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 1200m^2 ），加盖苫布。施工结束后，永久占地剥离的表土用于周围区域土地复垦、土壤治理等用途。

井场临时占地范围内需进行表土剥离，工程结束后及时回填，对临时占地进行复垦恢复耕种条件，可以减少对耕作层的破坏；管道施工采取机械、人工分层开挖方式，管线施工作业带除去管线一侧设置的置土带外，管沟及设备区在施工前剥离表土，剥离的表土放

在置土带外侧，管沟挖方土放置在置土带内侧，置土带采取先设置编织袋压护，在采用单行十字形压护，底土层另外堆放，管道施工结束后，采用分层回填压实，按生、熟土顺序填放，保护耕作层，复原时先填心、底土，后平覆表土，回填后管沟上方留有自然沉降余量，管沟回填多余的土严禁大量集中弃置，应均匀分散在管道中心两侧，并使管沟与周围地表形成平滑过度，不得形成汇水环境，以便尽快恢复植被，防止水土流失。

5.6.2 运营期生态环境影响分析

油田生产运营期对植被的影响主要是在油井井下作业过程的占地和施工时排放的污水、污油两方面。井下作业的临时占地范围均在井场永久占地范围内，同时在作业时铺设防渗布，并将产生的污水用罐车拉运到卫 1 联合油污水处理站处理，防止了污油污水排入外环境，因此，不会对井场周围的植被产生影响。

本项目在发生油水管线穿孔泄漏、作业时操作失误等事故状态下会导致油水进行周围环境，对生态环境的影响主要表现为降低土壤透气、透水性，使植物生产受阻，同时如果附着在植物上会影响植物的光合作用，造成植物枯萎。因此发生事故时应及时对泄漏的油水进行回收，对被污染的土壤进行清理，清理结束后对受影响的区域进行植被恢复。

5.6.3 退役期生态环境影响分析

本项目在拆除各类设施的过程中会造成地表扰动，水土流失，产生一定的生态影响。因此本项目在拆除作业的过程中应合理安排作业计划和作业时间，尽量避开雨天作业，尽量减少场地的裸露时间，尽可能减少拆除作业造成的生态影响。拆除工作结束后，在开展场地土壤环境调查与评价，对临时占地内土壤环境质量进行检测，与环评时期背景值进行对比，确定本项目对临时占地土壤无污染后，应及时对受扰动场地进行平整，耕地进行复垦、草地进行植被恢复。采取上述措施后项目退役期拆除作业对原有生态环境影响很小。

5.6.4 生态环境影响评价结论

根据对本项目油田生态系统结构、功能和生态环境现状评价及油田开发对生态环境的影响分析，得出如下结论：

（1）该项目的井场、管道和道路建设对土地的侵占，对植被的破坏，将使油田开发区内的第一生产者的生物量有一定程度的下降。在采取必要的保护措施后，可以最大程度减小对生态环境的不利影响，加快生态环境的恢复。

（2）油田采油、集输及其它生产过程中产生的污染物对油井周围环境中的植物生长发育及作物品质有一定的影响。在采取必要的环保措施后，其对环境的污染程度是较小的，不会影响油田区域内植被的生长发育。

(3) 油田开发工程不可避免会改变原有的生态环境，但若合理规划和建设，石油产业有利于当地及周边地区的经济发展，能够与周围生态环境协调共处。

可见，只要采取必要的措施，该项目油田开发对生态环境的影响不会太大，在生态上是可行的。

5.7 土壤环境影响预测与评价

5.7.1 施工期土壤环境影响分析

施工期包括井场、管线、道路、站场施工等对土地的占用以及对地表环境的影响。

(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，占地类型为草地（非基本草原），合计临时占地 1.5hm²。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、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 100m，环空水泥返深至地面；生产套管下入深度为设计井深-3m，环空水泥返深至地面，阻流环深度设置在完钻井深 15m 以内，正常状况下，油井套管不会破损污染土壤。

（4）管线泄露对土壤的影响

管线内原油或含油污水泄露会对土壤产生明显影响，根据对区域土壤理化性质的调查，调查土壤深度 3m 范围内均为壤土，饱和导水率最大为 1.332mm/min，本项目油水井及计量间均数字化建设，管线泄露可在 15min 内发现并关闭截断阀，30min 内可阻止管线继续泄露，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 土壤环境影响预测与评价

（1）预测评价范围

土壤预测评价范围与调查评价范围一致，为拟建井场、场站边界外扩 1km 及管线工程边界两侧向外延伸 0.2 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。

安达市庆新油田开发有限责任公司《杏八-九区纯油区断层附近大位移定向井产能建设工程环境影响报告表》于 2018 年 10 月 10 日由大庆市生态环境局进行了批复，批复文号为庆环审〔2018〕230 号，该项目已于 2020 年 4 月完成自主验收。该项目实际新建定向井油井 6 口，新建单井集油掺水管道 9km，建成后实际产能 $0.9 \times 10^4 \text{t/a}$ 。该项目在生产运营过程中可能对土壤产生影响的主要为油田采出水、作业污水、洗井污水、落地油等，单井污染物产生规模与本项目相差不大，且建设和运营过程中，采取的土壤环保措施与本项目一致，与本项目所属区域生态环境基本一致，与本项目位于同一区块，该项目施工阶段临时占用了部分耕地及草地，在施工过程中机械设备的碾压，施工人员的践踏等都会破坏地表植被，使土壤紧实度增高，加上项目施工时翻动土体，都会造成局部大片裸地出现，容易引起土壤风蚀和水土流失。根据验收调查报告，项目投产运营至今，区域地表在施工阶段产生的临时占地形成的裸地基本已得到了恢复。

本次类比分析引用安达市庆新油田开发有限责任公司《杏八-九区纯油区断层附近大位移定向井产能建设工程竣工环境保护验收调查表》中已建井场及占地外共 2 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）
杏 9-丁 2-斜 336 井井场内	石油烃	未检出	4500
何家屯南侧盐碱地		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。

5.7.3 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（℃）：257		闪点（℃）：38
	爆炸上限（v%）：6.5		爆炸下限（v%）：0.6
	燃烧热（kJ/L）：30000~46000		火灾危险类别：乙 B
	燃烧（分解）产物：CO、CO ₂ 、水		
	危险特性：蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与氧化剂可发生反应。流速过快，容易产生和积聚静电。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。若遇高热，有容器开裂和爆炸的危险。		
	灭火方法：尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。		
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℃，属甲 B 类易燃、易爆物。原油闪点范围较宽，凝固点较高，其蒸气与空气形成爆炸混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸，与氧化剂能发生强烈反应，遇高热可分解出有毒烟雾。

表 5.8-2 原油安全技术说明书

理化常数	序号	1967		
	CAS 号	/		
	中文名称	原油		
	英文名称	CrudeoU; Petroleumn		
	别名	石油		
	外观与性状	黑色的可燃性黏稠液体		
	闪点	<28℃		
	凝固点	18.3~19℃	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机，穿防火服，使用防爆等级达到要求的通讯工具。采取关闭阀门或堵漏等措施切断泄漏源。如果槽车或储罐发生泄漏，可通过倒罐转移尚未泄漏的液体。构筑围堤或挖坑收容泄漏物，防止流入河流、下水道、排洪沟等地方。收容的泄漏液用防爆泵转移至槽车或专用收集器内。用砂土吸收残液。			

防护措施	工程控制：生产过程密闭，全面通风。呼吸系统防护：空气中浓度超标时，佩戴正压式空气呼吸器。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、污油泄漏进入环境，造成污染；

②作业时地层压力高，井口溢流较大，而未及时采取压井或关闭封井器等措施，导致油、水、气大量冒溢，甚至井喷、污染环境。

由于该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。安达市庆新油田开发有限责任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、注水管道风险因素分析

工程管道内的介质主要是含水油、含油污水，由于管材本身的质量、施工、运行和管理等各环节都可能出现缺陷和失误，从而导致事故发生。集输管道的常见事故是管道穿孔或破裂导致管道内介质泄漏，会导致原油和含油污水外泄，对环境污染较大。泄漏的油气如遇明火将引起火灾、爆炸。导致管道事故的主要因素分析如下：

- ①管道由于腐蚀造成穿孔，焊缝开裂出现裂纹；
- ②管道材料缺陷或焊接缺陷；
- ③不法分子在管道上打孔或偷油；
- ④由于外物撞击而造成管道破裂；
- ⑤由于地震、洪水自然灾害而引起的管道破裂；
- ⑥由于误开挖造成管道破裂；
- ⑦操作失误。

根据油田的运营经验，一般在油田开发 7-8 年后低洼地区的管道可能发生腐蚀穿孔事故，而导致原油泄漏到环境中。

（4）涉及场站风险因素分析

本工程涉及转油站和污水处理站处理的介质具有易燃性质，因此，本工程场站主要事故类型是火灾、爆炸和油、含油污水、天然气泄漏。

本工程场站事故主要因素分析如下：

- ①组织不严密，管理不善，违章作业导致大量的油气泄漏遇明火爆炸燃烧；
- ②设备缺陷主要包括因选材错误而引起的设备、管道的腐蚀、侵蚀等引发火灾、爆炸；

③设备安装时考虑不周不细，施工时施工质量差，不符合设计要求和施工验收规范，从而导致投产后发生事故；

④控制生产装置的仪表仪器失灵，造成设备操作失控，引发油气泄漏，形成火灾等；

⑤泄漏的油气遇明火发生火灾爆炸。

⑥站场储罐破损，导致含油污水、原油泄露，污染土壤、地下水。

(5) 事故伴生/次生风险分析

在原油天然气发生火灾事故情况下，各装置及储运系统主要气态伴生/次生危害物质为物质燃烧、不完全燃烧所产生的 CO 及黑烟、飞灰等。

CO 危险特性：一种易燃易爆气体。与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。**健康危害：**一氧化碳在血中与血红蛋白结合而造成组织缺氧。急性中毒：轻度中毒者出现头痛、耳鸣、心悸、呕吐、无力，血液碳氧血红蛋白浓度可高于 10%；中度中毒者除上述症状外，还有皮肤粘膜呈樱红色、脉快、烦躁、步态不稳、浅至中度昏迷，血液碳氧血红蛋白浓度可高于 30%；重度患者深度昏迷、瞳孔缩小、肌张力增强、频繁抽搐、大小便失禁、休克、严重心肌损害等，血液碳氧血红蛋白可高于 50%。**慢性影响：**能否造成慢性中毒及对心血管影响无定论。**环境危害：**对大气可造成污染。

本工程主要作业场所、生产设备设施环境风险识别见表 5.8-4。

表 5.8-4 工程环境风险识别表

主要设备及场所名称	危险介质	主要危险特性	影响环境
施工期井场	柴油	火灾、爆炸、泄漏	空气、地下水、地表水、土壤
运营期井场	原油、天然气	火灾、爆炸、油气泄漏	空气、地下水、地表水、土壤
油气管道	原油、天然气	火灾、爆炸、油气泄漏	空气、地下水、地表水、土壤
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，可及时切断泄露源，指挥人员进行处理，对周围环境影响是可接受的。

5.8.3.2 事故状态下对地表水环境影响

本项目运营期事故状态下对水体产生污染的途径主要为集油管道、站场储罐泄漏。本项目在运营期对集输管道、储罐定期进行检测，防止腐蚀穿孔引起原油、含油污水泄漏污染环境，同时对位于土壤腐蚀性较强的低洼地带，采用外防腐管道，以延长埋地管道使用寿命。另外加强巡检巡视，及时发现问题及时处理事故，对泄漏含油污水及时回收处理，本地区发生集输管道泄漏随地表径流进入水体的可能性不大，但可能在事故情况下对区块外的水体产生原油、含油污水泄漏污染环境，应该通过加强检测、巡检巡视、事故应急措施等事故预防和控制措施尽量避免事故的发生，降低事故发生后对环境的影响程度和范围。

5.8.3.3 事故状态下对地下水环境影响

（1）管道泄漏对地下水的影响

本项目事故状态下对地下水污染途径主要是集输管道、注水管道等事故泄漏。一旦发生泄漏，含油污水、原油就可能会渗透到含水层中，造成地下水环境污染。资料研究结果表明：石油类污染物在一般土壤中绝大部分集中在泄漏层以下 0~10cm 及 10~30cm 范围，一般下渗深度在 80cm 以内，一般很难下渗 2m 以下，存在对潜水含水层造成影响的可能，但影响范围有限，一般在几百米范围。而承压含水层一般都有隔水顶板，与潜水层相互隔离，其透水性很差，因此对承压水层产生影响的可能性很小。

（2）套损对地下水的影响

为保证钻井期间不对地下水造成污染，本工程在钻井过程中使用双层套管（由表层套

管、油层套管组成)。在采油过程中,由于腐蚀、固井质量差、地层错动等原因可能导致套管断裂或破损,使原油泄漏窜入地下水层造成污染。大庆油田套损统计表明,98%以上的套管断裂发生在700m以下,表层套管基本没有断裂发生,且套管破损机率一般为1/1万至1/5万,而因套损污染地下水的最大概率约为1/200万。资料显示,美国同类井套损后因外保护层失效而导致油水泄漏的概率约1/400万到1/100万。

因此,套管损坏虽然对地下水存在潜在污染隐患,但发生几率极小。只要防护得当,一般不会形成套损,即使套损,能发生油水泄漏污染地下水的概率也很小。

(3) 井漏对地下水环境的影响

井漏是钻井过程中遇到复杂地层,钻井泥浆漏入地层孔隙、裂缝等空间的现象。若漏失地层与含水层之间存在较多的断裂或裂隙,漏失的钻井泥浆就有可能顺着岩层断裂、裂隙进入地下水,造成地下水污染。

本项目采用水基钻井泥浆,水基钻井泥浆中有害成分为盐类、化学添加剂,高分子有机化合物经生物降解后产生的低分子有机化合物和碱性物质,有害成分进入含水层会对地下水造成污染。

本项目表层套管下至潜水含水层以下,在套管的保护下能有效地保护浅层地下水;每开钻结束后通过固井作业封隔地层与套管之间的环形空间,也可降低污染物进入地层的风险;在钻井过程对泥浆进行实时监测,一旦有漏失发生,立即采取堵漏措施。施工区块集中储备随钻堵漏剂10~20t,以备井漏发生时应急使用,堵漏剂由多种天然植物、腐植酸盐、羧甲基纤维素等多种高份子化合物复配而成,属于清洁、无毒、对人体无害、无环境污染的种类。因此,事故状态下泥浆泄漏对地下水环境影响较小。

(4) 柴油罐泄漏对地下水的影响

钻井井场设柴油储罐1座,柴油储存量为25.05t。储油罐的泄漏对地下水的污染较为严重,地下水一旦遭到成品油的污染,将使地下水产生严重异味,根本无法饮用。又由于这种渗漏必然穿过较厚的土壤层,使土壤层中吸附了大量的燃料油,土壤层吸附的燃料油不仅会造成植物生物的死亡,而且土壤层吸附的燃料油还会随着地表水的下渗对土壤层的冲刷作用补充到地下水,这样即便污染源得到及时控制,地下水要完全恢复也需几十年甚至上百年的时间。本项目柴油储存采用卧式罐,罐体架设在两个承台基础之上,如果发生泄漏,很容易发现并能够及时回收处理;而且罐区进行了防渗处理,并设置了围堰,即使发生泄漏,油品将由于防渗层的保护作用,积聚在围堰内,不会对地下水环境产生影响。

(5) 站场储罐对地下水的影响

本工程事故状态下对地下水污染途径主要是站场储罐事故泄漏。一旦发生泄漏,含油

污水就可能会渗透到含水层中，造成地下水环境污染。资料研究结果表明：石油类污染物在一般土壤中绝大部分集中在泄漏层以下 0-10cm 及 10-30cm 范围，一般下渗深度在 80cm 以内，一般很难下渗 2m 以下，存在对潜水含水层造成影响的可能，但影响范围有限，一般在几百米范围。而承压含水层一般都有隔水顶板，与潜水层相互隔离，其透水性很差，因此对承压水层产生影响的可能性很小。站场储罐配备液面检测装置，能够及时发现事故，各截断阀在事故情况下及时关闭，破损罐内物料转移至事故罐内，避免大量废水泄露。且巡线工能够及时赶赴现场进行处理，对周边影响较小。

5.8.3.4 对土壤环境的影响

原油及含油污水泄漏渗入土壤孔隙，会降低土壤的通透性，抑制土壤中酶活性，使土壤生物减少。一般而言，原油集中于土壤表层 0~30 cm 的范围内，使得根系分布于此深度的植物不能生长。石油类对土壤的污染，可使土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响局部区域土壤正常的结构和功能。本项目集输管线均采用防腐钢管，从源头控制原油及含油污水的泄漏，且只要溢出事故按相应的环境风险事故预案严格控制并彻底清理溢出的石油类污染物，并将污染土壤清理并拉运至含油污泥站处理，泄漏事故不会对周边土壤造成明显污染影响。

5.8.3.5 对生态环境的影响

原油及含油污水泄漏可影响农田和草地的生态环境，减少农作物产量，危害植物生长。其危害最显著的表现是植物，原油黏附于枝叶，阻止植物进行光合作用，可使植物枯萎死亡；在土壤中粘附于植物根系，可阻止植物吸收水分和矿物质而死亡。所以，原油泄漏可引起原生植被生态系统退化，次生植被生态系统的演替，含油污水相对而言危害较小。本项目定期对集输管线进行巡线，发现泄漏及时处理，清理溢出的原油或含油污水，并将污染土壤清理并拉运至含油污泥站处理，清理结束后及时平整并恢复地表植被，泄漏事故对周边生态环境影响较小。

5.8.4 环境风险评价结论

通过对本工程产能建设工程的环境风险分析可知，本工程的主要环境风险是泄漏、火灾和爆炸，对区域内的地下水环境、地表水环境、土壤环境和空气环境有潜在危害性。在工程采取一系列风险防范措施、应急措施和建立环境风险防控体系后，火灾爆炸等事故影响可控，可以降低事故的发生率和事故情况下对周围环境的影响。但建设单位应加强员工的环保教育和培训，完善项目的事故应急预案，增加事故应急监测及事故评估等规定内容并定期演习，避免重大污染事故的发生。

表 5.8-5 建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	卫星油田卫 20 西区块扶余油层开发扩大试验产能建设工程项目				
建设地点	黑龙江省	大庆市	红岗区	（杏树岗镇）	（）园区
地理坐标	经度	124°56'12.904"~ 124°56'19.557"	纬度	46°12'39.611"~ 46°12'49.293"	
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、含油污水就可能渗透至含水层中，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 1.12t，天然气 0.01734t。 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 $Q=0.002182<1$，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《普通柴油》（GB252-2011）的柴油；

③加强对机械设备的维护、保养，减少不必要的运转时间，以控制尾气的排放；

④严禁在施工现场焚烧任何废弃物和可能产生有毒有害气体、烟尘和臭气的物质。

（2）施工扬尘污染防治措施

①为防止因交通运输量的增加而导致的扬尘污染，应在施工初期合理规划道路运输路线，尽量利用现有公路网络。

②运输道路、施工场地干燥时洒水抑尘，定期清扫散落在施工场地的泥土，应实行湿法吸扫，严禁干扫和吹扫，以减少扬尘对周边土壤和植被的影响。

③运料车辆在运输时，车辆应当采取苫布遮盖措施，严禁敞开式、半敞开式运输，不得装载过满，以防洒落在地，形成二次扬尘。

④土方开挖应采取遮盖、围挡、洒水等防尘措施。临时弃土集中堆放在背风侧，临时堆放土堆应采取覆盖、洒水等防尘措施；缩短土方裸露时间，且不宜堆积过久、过高，堆放过程中应在顶部加盖篷布；对易产生扬尘污染的建筑材料堆应覆盖到位。

⑤管线尽可能沿道路走向设计，以避免施工活动对土地和地表植被的扰动；最大限度控制施工作业带宽度，避免因施工开挖加剧土地沙漠化和水土流失，同时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 NO₂、CO、THC 等污染物，一般情况下，各种污染物的排放量不大，对周围环境的影响较小。运输车辆在野外作业区时有利于尾气扩散，不会对环境产生污染

（4）焊接烟尘

项目管道焊接主要方式为电焊，由于项目焊接点较少，产生的焊接烟尘量较小，且项目位于室外，空气扩散条件较好，对大气环境影响较小。

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，保证正常生产无泄露；

②油田采出液采用密闭集输工艺，井口安装密封垫，集输管线采用密闭管道，最大限度降低烃类气体的挥发；

③加强场站运行管理，提高油气分离效率，减少油罐呼吸口的轻烃挥发；

④新建集油管道、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，提高落地油回收率，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、场站排放的非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求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

卫 1 联转油脱水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 15m 的烟囱高空排放，废气的排放能够达到《工业炉窑大气污染物排放标准》（GB9078-1996）表 2 中的二级标准及表 3 中无组织排放烟尘最高允许浓度限值要求。

（3）温室气体管控措施

①井口装置安装密封垫，原油集输采用密闭管道集输流程，最大限度减少温室气体的逸散；

（2）加强对设备和管道的检查和维护，定期检查站内储罐，保证均无孔洞和裂隙，采样口等均处于密闭状态，控制场站各部位温室气体的逸散；

（3）场站加热装置采用清洁燃料天然气，减少化石燃料燃烧 CO₂ 排放；

（4）油田开发实行连续生产，杜绝大功率设备频繁启动，减少设备启停对用电的影

响；

(5) 增加厂区绿化面积，扩大生态修复范围，通过植树造林和森林碳汇建设，采取多方面碳中和举措；

(6) 建立健全的能源利用和消费统计制度和管理制度。

通过采取以上措施，可以将项目建设对大气环境的影响减小到最小程度，运营期大气污染防治措施可行。

6.1.1.3 退役期

(1) 机械尾气

加强对机械设备的维护、保养，减少不必要的运转时间，采取高标号燃油以控制尾气的排放；

(2) 施工扬尘污染防治措施

①材料运输过程中，进行材料遮盖，防止材料洒落、风刮起的粉尘；

②运输车辆进入居民区附近施工场地应低速行驶或限速行驶，减少扬尘产生；

③在施工过程中，施工场地应定时适量洒水，并在大风天加大洒水量及洒水次数，使作业面保持一定的湿度。

④施工结束后，应及时进行施工场地的清理，清除积土、堆物。

采取以上大气污染防治措施后，能够确保施工场界颗粒物浓度满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表 2 无组织排放监控浓度限值要求，不会对大气环境产生较大影响，退役期大气污染防治措施可行。

6.1.2 水污染防治措施及其可行性论证

6.1.2.1 施工期废水处理措施

(1) 施工期废水处理措施及其可行性论证

①钻井施工期施工人员产生的生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内，定期清掏外运堆肥处理，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防渗旱厕，定期清掏外运堆肥处理。

②管线试压废水由罐车拉运至卫 1 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。

③钻井废水与废钻井液、钻井岩屑、废射孔液排入井场钢制泥浆槽中，由井场撬装式板框压滤无害化处理装置处理后，压滤水由施工单位拉运至宋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，压滤泥饼由施工单位拉运至大庆市第五建筑工程公司进行综合利用。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为避免井场对周边七十二号泡的影响，对低洼地带的 11 号平台井场进行填筑，使井场标高高于七十二号泡丰水期高度。

④距离地表水体较近的井场施工、管线施工尽量不要选择在雨季施工，工尽量选择在地表水体枯水期或冰封期，避免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。

⑤确保安达市庆新油田开发有限责任公司应急物资库的围油栏、铁锹、吸油毡、消油剂等应急工具和设备齐备完好，以便在发生泄漏事故时对产生的污油污水进行及时回收和处理，避免对周围环境产生污染。

⑥宣传教育：施工单位应加强对施工人员爱护环境防止地表水体破坏的宣传教育活动，在施工过程中，应做到井然有序的组织实施设计，做到文明施工。

综合分析，采取以上措施，施工期地表水污染防治措施可行。

6.1.2.2 运营期废水处理措施及地表水保护措施

（1）运营期废水处理措施及其可行性论证

①运营期废水处理措施

油田采出水管输进入卫 1 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卫 1 联含油污水处理站处理达标后回注油层，不外排。

②处理工艺可行性分析

本项目含油污水依托卫 1 联含油污水处理站处理，卫 1 联含油污水处理站采用“一级气浮沉降+二级混凝沉降+提升+一级石英砂磁铁矿过滤+二级海绿石磁铁矿滤料过滤罐”处理工艺，设计出水水质指标为含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体 $\leq 3\text{mg/L}$ 、悬浮物颗粒直径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ 。

③处理工艺达标可行性分析

卫 1 联合油污水处理站设计出水水质指标均为含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体 $\leq 3\text{mg/L}$ 、悬浮物颗粒直径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ 。本次委托大庆中环评价检测有限公司对卫 1 联合油污水处理站出水水质进行监测，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

卫 1 联合油污水处理站设计污水处理量为 $22000\text{m}^3/\text{d}$ ，目前实际污水处理量为 $20175\text{m}^3/\text{d}$ ，本项目新增的 4 口油井最大采出水量 $167\text{t}/\text{d}$ ，与本项目同期建设的杏八区丙 2 块油井新增采出水最大量为 $421\text{m}^3/\text{d}$ ，新增污水后卫 1 联合油污水处理站处理量为 $20763\text{m}^3/\text{d}$ ，负荷率为 94.4%，满足开发需求。

由以上分析，从处理规模本项目依托卫 1 联合油污水处理站可行。

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，并接受视频监控，视频要求本地保留 3 个月以上。

综上所述，通过采取以上各种废水处理及防治措施，本工程产生的各类废水都可以得到有效处置，项目的水污染防治措施合理可行。

（2）运营期地表水保护措施

在油田生产建设及运营过程中，必须加强管理，同时确保各项污染控制措施及事故应急措施能够切实落实，运营期还应做到如下要求：

①为避免油田开发过程中污染物随地表径流进入地表水体，在生产过程中严格管理，杜绝含油污水及污油的随意排放；生产过程中修井及其它井下作业通过安装防喷器、卸油器、作业污水回收装置、井口溢流控制器等井口及井下装置，防止井喷、泄漏等事故的发生，减少含油污泥的产生量，一旦发生原油落地，全部及时回收；

②集油管线采用无缝钢管，内缠聚乙烯胶带硬质聚氨酯塑料夹克保温管，能有效防止管线泄漏，同时定期对管线检查、维修，确保各部分的使用性能；

③在进行油水井井下作业时，严格按照要求使用污油污水回收装置、油管清洗污水回收装置及罐车对作业污水进行回收，防止作业产生的污油污水进入周围环境。同时限制作业范围，严格控制在井场占地范围内，完工后，将井场平整清理干净，不得遗留油污；

④洗井期间，热洗车洗井废水直接接入污水罐车回收，拉运至卫 1 联合油污水处理站处理。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；

⑤定期巡检，每天有专职人员对油井及管线进行检查，巡检次数至少为 1 次/d，雨季等特殊天气增加巡检次数，若管线泄漏应及时关闭切断阀，同时确保应急工具和设备齐备完好，准备围油栏、吸油毡、消油剂、接油桶等应急物资，以便在发生泄漏事故时对产生的污油污水进行及时回收和处理，避免对周围地表水环境产生大面积污染。

在正常生产情况下，项目开发建设采取较为完善的环境保护措施，措施技术可行，对周围环境不会产生不良影响。

6.1.2.3 退役期废水处理措施及地表水保护措施

(1) 退役期废水处理措施

- ①退役期生活污水排入附近计量间或场站已建防渗旱厕，定期清掏外运堆肥处理；
- 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。

③将使用双层套管技术纳入清洁生产，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；

④油井的设计、建造、改造应按照 SY/T 6596 的要求保证其完整性。

⑤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。

⑥废弃物等拉运车辆须在转运过程做好转运台账，严格执行废弃物转运签认和交接清单制度；运输前规划运输路线，转运过程中应严格按照规定的路线运输到相应的目的地；运输过程中应尽量避免环境敏感区；对拉运过程进行严格监督管理，运输车辆、装卸工具必须符合安全环保要求，装卸和运输废弃物过程中不得溢出和渗漏，严禁半途倾倒、排放或向第三方转移废弃物。

6.1.3.2 运营期地下水污染防治措施

①定期对油井套管情况进行检测，发现异常情况及时处理，防止污染地下水；

②油井运营期间应参照 GB/T 17745 要求进行井筒完整性管理，定期开展井筒完整性检查。

③油田生产过程中严格管理，坚决杜绝含油污水及污油的随意排放，井下作业产生的原油等污染物及时回收，不遗落地面，一旦发生原油落地事故，及时回收并确保回收率达到 100%；

④管线的连接方式采用焊接，在施焊前进行检查；

⑤管道采用防腐无缝钢管，管道设计壁厚的腐蚀余量为 2mm 或采用管道内防腐。埋地保温管道外防腐采用沥青防腐胶带特加强级，带宽不小于 150mm，防腐层厚度不小于 3.2mm。泄漏事故具有隐蔽性和灾难性，要加强监控，定期对集输管线防腐及腐蚀情况定期检测，及时维修或更新，防止泄漏事故的发生。

⑥管道补口采用配套的补口带，补口层与原防腐层搭接宽度应不小于 100mm。

⑦运营期定期检查、维修项目所有管道、机泵等，确保各部分的使用性能。尤其在雨季更要认真检查，清除隐患。

⑧油水井作业范围限制在油井永久占地范围内，防止作业过程中跑、冒、滴、漏产生的油水污染环境。

⑨巡检过程一旦发现管道泄漏，应立即采取应急截断措施，关闭机泵，清理泄漏的原油、含油污水。

⑩回注井运行过程中，应持续对回注井口压力、套管压力、环空压力、回注流体的流量、水质等指标进行监测，本工程注水水质满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ 0639-2015）中“含油量 $\leq 5\text{mg/L}$ ，悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、悬浮物颗粒直径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”要求，同时满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求；定期开展套管腐蚀和水泥环状况检测，检测周期不超过 3 年。

⑪泄漏事故具有隐蔽性和灾难性，要加强监控，对集输管道防腐及腐蚀情况定期检测，及时维修或更新；对油井套损情况也要定期检测，防止套管破裂上返油水污染地下水。

6.1.3.3 分区防渗措施

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）11.2.2.1 条的要求，将本项目涉及区域划分为重点防渗区、一般防渗区、简单防渗区。项目分区防渗具体见表 6.1-1，施工期钻井井场及运营期井场、场站分区防渗图见附图 19。

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	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	采用地面碾压平整并铺设 2mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗，渗透系数为 1.0×10^{-10} cm/s	满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中关于重点防渗区等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0m$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7}$ cm/s 防渗技术要求
	一般防渗区	其他材料房、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 1.0×10^{-7} cm/s	满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中关于一般防渗区等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5m$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7}$ cm/s 防渗技术要求
	简单防渗区	施工井场其他区域	采用地面碾压平整	满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中关于简单防渗区一般地面硬化防渗技术要求
运营期	重点防渗区	集油掺水管道、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 $Mb \geq 6.0m$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7}$ 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 1.0×10^{-10} 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，同时在当地对监测结果进行信息公开，每年公开一次，随时监测地下水的变化，及时发现和解决问题；如发生重大污染事故且已对地下水造成污染，应进行信息公开，并与政府相关部门进行联动，聘请专家进行讨论，制定减轻地下水污染程度及控制地下水污染范围的措施，防止地下水污染加剧。

项目区域潜水流向为从东北向西南，根据项目油井分布、周边地下水井分布情况，在区块上游设 1 个潜水背景监测点，在项目区域内及区域下游布设 2 个潜水跟踪监测点，在区域内布设 1 个承压水跟踪监测点，定期对地下水进行跟踪监测，地下水跟踪监测井结构类型为单管单层监测，井管的内径要求不小于 50 mm，井管材料为钢管、不锈钢管、PVC 材质的井为宜，井的滤水管顶部位置位于多年平均最低水位面以下 1m。具体设置情况见表 6.1-2。地下水跟踪监测布点图附图 20。

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
庆新油田qx-1 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	124.97667, 46.22293	1 号平台东北侧 3175m	20m	潜水	1 次/半年
庆新油田qx-2 潜水井	跟踪监测点		124.93973, 46.21319	1 号平台注水管道东北侧 135m	20m	潜水	
庆新油田qx-5 潜水井	跟踪监测点		124.94317, 46.18164	1 号平台东南侧 3580m	20m	潜水	
兴隆岭村承压水井	跟踪监测点		124.94841, 46.21815	1 号平台东北侧 590m	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，跟踪监测井依托安达市庆新油田开发有限责任公司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。

(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机械噪声。

(1) 井场抽油机、电机等发声设备尽可能选用低噪声设备，并安装减震基础；

(2) 聚杏四-1 转油放水站掺水炉选用低噪声设备，并设置减震基础；

(3) 杏八区丙 1 块注入站内机泵设置减震基础，且均安装至室内，泵房为砖混结构并安装隔声门窗。

(4) 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、站场（聚杏四-1 转油放水站、杏八区丙 1 块注入站）厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）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 固体废弃物控制措施

6.1.5.1 施工期

（1）废钻井液、钻井岩屑、废射孔液与钻井废水排入井场钢制泥浆槽中，由井场撬装式板框压滤无害化处理装置处理后，压滤水由施工单位拉运至宋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，压滤泥饼由施工单位拉运至大庆市第五建筑工程公司进行综合利用。

（2）本项目施工废料主要为焊接施工中产生废焊条和管道防腐施工过程中产生的防腐材料，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。

（3）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。

（4）为防止在钻井过程中钻井泥浆、钻井污水等污染地面而造成对土壤、地下水的的影响，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。

（5）施工人员生活垃圾统一收集后拉运至安达市生活垃圾填埋场处理。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，委托大庆博昕晶化科技有限公司处理，处理后的泥渣满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）表 1 中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路。落地油及含油污泥均由施工人员回收至罐车内，罐车采用密闭的专用罐车，拉运过程中按照指定的拉运路线、尽量避开村屯等敏感点进行运输，同时罐车上配备铁锹等应急工具。

(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，经收集后暂存于安达市庆新油田开发有限责任公司危废贮存库，定期委托有资质单位处理。该贮存库贮存能力 300m³，目前实际存储量为 25m³，周转周期为 1 次/年，本工程运营期废含油防渗布产生量为 0.11t/a，约 4m³，拉运至该贮存库进行暂存，本工程新增产能后该贮存库负荷率 9.67%，存储能力均满足需求，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安达市庆新油田开发有限责任公司物资库；

(2) 生活垃圾统一收集后拉运至安达市生活垃圾填埋场处理，执行《城市生活垃圾管理办法》（中华人民共和国建设部令第 157 号令）；

(3) 封井建筑垃圾统一收集后拉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（30cm 左右）单独堆放；然后挖心、底土层另外堆放。复原时先填心、底土，后平覆表土，以便尽快恢复土地原貌；

⑨施工结束后施工营地进行搬迁，料场做到工完、料净、场地清，施工时所产生的生活污水、生活垃圾等废弃物，严禁随意倾倒；

⑩埋设管线时，根据管径的大小做到尽量窄控，采取平埋方式（不起土坝）进行，以便尽快恢复植被；

⑪管道施工尽量缩小占地面积，应划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，走同一车辙，避免加行开辟新路；

⑫管沟挖、填方作业应尽量作到互补平衡，以免造成弃土方堆积和过多借土；

⑬管沟回填应按层回填，以利施工带土壤和植被的尽早恢复。回填后应予以平整、压实，以免发生水土流失。对高出地面部分做出水土保持要求，要求高出地面部分回填土按梯形堆放于管线上部，堆放后人工进行修整、拍实；

⑭管道建设工程结束后，回填开挖的管沟，路基采取护坡、养护措施，进行表土回覆、场地清理平整并恢复植被；

⑮对废水、固体废物进行严格管理，统一处理或回收，不得随意抛撒，防止污染土壤；

⑯施工结束后，及时恢复被破坏的地表形态，平整作业现场，改善土壤及植被恢复条件。对永久占用耕地按“占一补一”的原则及相关规定缴纳土地补偿费，专款用于占地的恢复及补偿，对永久占用的草地进行土地补偿；对临时占用耕地进行表土留存，分层回填，整平翻松，确保恢复等质等量面积的耕地，对临时占用的草地进行地面平整，恢复植被；

（2）针对性保护措施

本项目新增总占地面积为 1.809hm²，其中永久占地 0.309hm²，临时占地 1.5hm²，占地类型为草地（非基本草原）。

①本项目临时占地面积 1.5hm²，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 0.3m 的表土，采用分层开挖，分层堆放，暂存于占地内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，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 1.399hm²耕地（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 1.743hm²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）。

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 21。

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 1.399hm ² 耕地补偿费	107.72 万元（根据《大庆市人民政府关于调整大庆市征地区片综合地价执行标准的通告》庆政规[2023]2 号，永久征地费用为 77 元/m ² ）	施工完毕后 1 年内	安达市庆新油田开发有限责任公司
		草地	永久占用 1.743hm ² 草地进行经济补偿	134.21 万元（根据《大庆市人民政府关于调整大庆市征地区片综合地价执行标准的通告》庆政规[2023]2 号，永久征地费用为 77 元/m ² ）		

2	临时占地	耕地	分层开挖，分层回填，并通过生态植被恢复措施可逐年恢复原有农田质量和产量，耕地复耕 23.022hm ²	225.62 万元(临时征地费用按 7.7 元/m ² ，旱田青苗补偿费为 2.1 元/ m ²)		
		草地	分层开挖，分层回填，占地平整，恢复草地 22.682hm ²	183.04 万元(临时征地费用按 7.7 元/m ² ，天然草补偿标准为 0.37 元/m ²)		

采取上述施工期生态保护措施后，项目施工期对生态环境的影响将降至最低，因此施工期生态保护措施是可行的。

6.1.6.2 运营期

(1) 严格控制油水井作业占地，普通井下作业不新征临时占地。大修占地不超过 50×50m。

(2) 油水井作业过程中缩小影响范围，提高工程施工效率，减少工程在空间上、时间上对生态环境的影响。

(3) 油水井作业时应在井场周围堆筑临时围堰，防止作业时产生的油水进入周围环境。

(4) 油水井作业时严格执行环保措施，控制污染物的外排量，保证“工完料净场地清”，作业后无落地油遗留井场。

(5) 加强井场管理及设备养护，防止原油、含油污水以及各种废液的跑冒滴漏，如发生跑冒滴漏，及时处理。

(6) 油水井作业时，井场永久占地内铺设 2.0mm 厚高密度聚乙烯膜（渗透系数为 1.0×10^{-10} cm/s），井口安装污油污水回收装置，井场内设置钢制污油回收槽，以免污油污水散落。

(7) 运营期油水井作业时禁止碾压和破坏道路及井场永久占地外的耕地、草地。

(8) 回收落地油时，减少土壤的剥离量。加强管理，减少落地油在清理和运输过程跑冒滴漏的量，污泥回收后做无害化处理，处理后油水回收。

本项目通过采取上述生态保护措施，能够确保本项目对区域生态环境的破坏得到有效控制，不会对区域生态环境产生较大影响，生态保护措施可行。

6.1.6.3 退役期生态恢复与重建措施

油田退役期，根据立地条件和宜林则林、宜草则草、宜农则农的原则，对生态环境进行恢复和重建，评价建议分区采取生态恢复与重建措施。

(1) 井场生态恢复与重建措施

①退役期油井退役或报废后，应当在 6 个月内将打开的油气层和井口封闭；井场应

拆除采油设备、封好井口，挖松固化地面，并对井场土地进行平整、翻松，同步实施井场复垦还田措施。

②保留各类绿化、防洪工程、生态保护设施，使油田开发区生态环境功能不变生态环境质量不低于目前现状。

(2) 道路及管线生态恢复与重建措施

①为避免退役管线开挖对生态环境的影响，管线退役阶段不进行开挖，采取管线两段灌注水泥封堵直埋处理。

②对井场道路的永久占地要进行生态恢复，采取土地平整、翻松，及时恢复，使油田开发区与区域生态景观和谐一致。

③部分道路可以作为当地交通和农业生产用地，不必恢复；其余道路应恢复为耕地或草地；

综上所述，项目退役期在采取生态恢复与重建措施后，可有效地将生态环境的影响降到最低程度。

6.1.6.4 基本农田保护措施

根据《基本农田保护条例》中规定：国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开基本农田保护区，需要占用基本农田，涉及农用地转用或者征用土地必须经国务院批准。经国务院批准占用基本农田的，当地人民政府应当按照国务院的批准文件修改土地利用总体规划，并补充划入数量和质量相当的基本农田。占用单位应当按照占多少、垦多少的原则，负责开垦与所占用基本农田数量与质量相当的耕地；没有条件开垦或者开垦的耕地不符合的要求的，应当按照省、自治区、直辖市的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。占用基本农田的单位应按照县级以上地方人民政府的要求，将所占用基本农田耕作层的土壤用于新开垦耕地、劣质地或者其他耕地的土壤改良。

本工程属国家能源设施建设项目，根据设计要求，工程无法避让基本农田，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，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 30cm 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。

6.1.6.5 黑土地保护措施

本项目新增占地类型为草地,不占用黑土耕地。根据《黑龙江省“十四五”黑土地保护规划》及《黑龙江省人民政府办公厅关于建设占用耕地耕作层土壤剥离利用工作的指导意见(试行)》中要求,本项目采取以下措施。

(1) 本项目新建井场严格遵守《石油天然气工程项目用地控制指标》(2017.1.1)要求,尽可能减少占地。

(2) 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。

(3) 本项目在施工过程中针对临时占地,应剥离占地内 0.3m 的表土,采用分层开挖,分层堆放,暂存于占地内的表土剥离临时堆放区,并采取苫布遮盖,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,在施工结束后分层回填,并及时恢复地表植被。

6.1.6.6 水土流失保护措施

(1) 工程防治措施

①井场

井场予以平整、压实,以免发生水土流失。对于建设开挖、回填土石方要合理填埋、堆放、利用,并采取适当的压实平整措施。地面建设产生的弃方不得随处堆放,应合理利用。

②道路

施工期尽量利用现有公路和已有便道行车,避免造成新的裸露地表;执行“无捷径”原则,规范车辆行驶路线,不在道路、井场以外的地方行驶和作业,禁止碾压和破坏地表植被。在油田道路地势较低,容易汇水形成径流冲刷的路段,设置钢筋砼板涵,以保证道路两侧洪沟的畅通。生产期及时作好道路泄洪桥涵洞的疏通、维修工作,保证各类设施的泄洪能力。

③管线

管道工程施工时，要特别注意保护原始地表与天然植被，应划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，走同一车辙，避免加行开辟新路。管沟挖、填方作业应尽量做到互补平衡，以免造成弃土方堆积和过多借土，增加新的水土流失。管沟回填应按层回填，以利于施工带土壤和植被的尽早恢复。回填后应予以平整、压实，以免发生水土流失。对高出地面部分做出水土保持要求，要求高出地面部分回填土按梯形堆放于管线上部，堆放后人工进行修整、拍实。项目区低洼地段，降雨季节施工的应先建好防洪、导流和泄洪设施后开工，以防洪水冲毁工程、机械，造成不必要的损失。

④生物防治措施

采取工程、林草、封育治理和耕作等措施，进行水、田、林、草、路统一规划、综合治理，增强防洪排涝、抗御干旱等自然灾害的能力。本项目水土保持生物措施主要根据油田地面植被情况，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。

严禁在大风天气下运输及装卸施工散料等。在便道出入口，树立保护耕地的警示牌，以提醒施工作业人员，减少人员随意践踏造成的水土流失。严禁开发建设施工材料乱堆乱放，划定适宜的堆料场，以防对植物破坏范围的扩大，增加裸地面积而新增的水土流失。

6.1.6.7 防沙治沙保护措施

为减轻植被破坏和农田生态系统受工程影响可能导致的沙化现象，防患于未然，建设单位应采取以下措施进行控制：

（1）做好施工期开挖土方临时堆存的水土保持措施，确保土方水土流失得到有效控制。对开挖井场造成植被破坏或地表裸露的，必须采取有效的修复措施，所有生态措施应在井场投运半年内完成。

（2）管道采用沟埋敷设，施工结束后及时有效地对占地区域土地进行平整，并压实，利于植被自然恢复。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。

6.1.6.8 植被恢复措施及补偿措施

建设单位在施工过程中,应严格执行《中华人民共和国土地管理法》、《石油天然气工程项目用地控制指标》的相关规定,切实采取有效的保护措施,对生态环境进行正确的保护,并进行补偿和恢复。

(1) 植被占用补偿

按照国家“水土保持法”要求,凡是占用和破坏植被的单位或个人均应向水土保持主管部门缴纳一定的水土保持费用。国家为了加大水土保持工作力度,对水土保持费不断进行了调整,建设单位应按标准向水土保持主管部门缴纳水保费用。

(2) 耕地复垦补偿

本项目将临时占用耕地面积 23.022hm^2 ,即需要复垦的耕地面积。由于在征地费用中已经体现了后期的复垦费用,施工结束后将由农民自行复垦,故不再计算复垦补偿费用。

根据对当地乡镇政府调查,本区域耕地虽然面积较小,但仍有 5~10%的机动农田可以调剂,按“占一开一,占补平衡”的原则,油田开发占用的耕地可从机动耕地中进行补充,保证区域内耕地总数不降低。

(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 1.5hm^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。

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油罐区地面铺设防渗布,设置围堰;

⑧确保应急工具和设备齐备完好,以便在发生泄漏事故时对产生的污油污水进行及时回收和处理;

⑨一旦发生井喷事故,要及时上报上级主管部门,并有消防车、救护车、医护人员和技术安全人员在井场值班;

⑩对油田设施采用新技术,提高油田设施的抗蚀防腐能力,如推广抗腐蚀的非金属管线的应用,从而减少由于设施因素引发油水泄漏事故的几率;

⑪原油、天然气为易燃易爆物质。为了防止设备、管道爆破泄漏，严格遵循有关设计规范进行规划设计，严格要求设备、材料的质量和工程的施工质量，保证工艺过程的密闭性，避免事故的发生；

⑫爆炸危险区域内所用的电气设备、自控仪表设备均采用防爆型，并符合相应的防爆等级；

⑬严格执行各项安全生产制度，在油气泄漏场所严禁静电和携带火种。

（4）井下作业事故风险防范措施

①为预防作业时井喷，对于地层压力较高的油水井作业，在作业前应先调节注采比，降低井底压力后再进行作业；

②施工准备过程要在管、杆桥下设污油收集设施；拆卸井口采油树后，要安装简易控制器，并将井口溢流油水控制器、作业废水进站装置与井口连接，完好后，通电调试；

③作业前要打开生产阀门、套管放空阀门，观察溢流量大小。如果溢流量较大，采取清水或泥浆进行压井；起下抽油杆、管柱过程要注意井口变化，井口溢流较小时，将污水排入污水回收装置，溢流较大时，立即停止操作，迅速关闭封井器；采取清水或泥浆压井；

④打开套管闸门，启动作业废水进站装置和油水收集器，使废水废液由套管排出经作业废水进站装置回站；

⑤在压井、冲沙、刮蜡、验串、套铣施工有溢流时，必须下单流阀，套管出口接到作业废水进站装置；

⑥压井、冲沙、刮蜡、验串、套铣前，必须认真检查水龙带有无破皮、断丝、油壬丝扣完好状态，水泥车井口管线试打压 4.0 Mpa 检验密封性；作业时随时注意进出口排量压力，防止井喷，观察拉力计悬重变化，防止沙堵憋泵。遇阻憋压时，要立即将管柱上提，防止管线爆裂。

6.1.7.2 运营期环境风险防范措施

（1）集输系统事故风险防范措施

①严格挑选施工队伍，施工单位应持有劳动行政部门颁发的压力管道安装许可证，以确保管道施工质量，同时对工程中使用的设备及附件应严格进行施工安装前的质量检验，检验合格后方可进行施工安装；

②对已建集输系统定期维修保养，及时更换老化管线、设备；

③定时对采油井和管线进行巡查，及时发现管线、阀门、设备渗漏、穿孔问题；

④加强应急预案和紧急切断等措施，加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。定期对管线进行检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；

定期对集输管线上的安全保护设施，如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查，使管道在超压时能够得到安全处理，在管道破裂时能够及时截断上下游管段，以减少事故时油气的释放量，使危害影响范围减小到最低程度；

⑤生产时密切关注系统压力变化，一旦系统压力有大的降低，要及时报告，找到管线泄漏点，及时处理，避免污水大量泄漏；

⑥当发生油水泄漏时应及时在泄漏点周围修筑围堤，控制油水扩散范围，保护周围生态环境；同时明确泄漏可能导致的后果，泄漏危急周围环境的可能性，隔离泄漏区，周围设警告标志；

⑦确保安达市庆新油田开发有限责任公司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委托大庆博昕晶化科技有限公司处理，处理后的泥渣满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）表1中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路；

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。

（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。

（4）危险废物收集、贮存、运输过程风险防范措施

根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》本项目涉及的危险物质必须按照《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ 2025-2012）的要求处理处置。

①从事危险废物收集贮存运输的单位在进行生产活动时应按照有关规定建立相应的规章制度和污染防治措施，包括危险废物分析管理制度、安全管理制度、污染防治措施等。并建立健全规章制度及操作流程，确保改过程安全可靠；

②危险废物转移过程中应按《危险废物转移管理办法》执行，单位应编制应急预案；

③运输的车辆必须是专用车或经有关部门批准使用符合安全规定的运载工具，并符合相关要求；运输车辆、设备及管道进行定期的维护和检查，防患于未然，保持槽车和良好的工作状态，保证接地正常；

④担任储运人员必须经过上岗培训，经定期考核通过后方能持证上岗。工作人员应熟悉事故应急设备的使用和维护，了解应急手册应急处理流程，一旦发生意外，在采取应急处理的同时，迅速报告公安、交通部门和环保等有关部门，必要时疏散群众，防止事态进一步步扩大和恶化；

⑤运输、储存原料、溶剂、产品危险化学用品所用的槽车、容器、设备必须符合《压力容器安全技术监察规程》的安全管理规定，企业对压力容器管理执行国家有关压力容器的规定。设备区设计应按照《石油化工企业设计防火标准》（GB50160-2018）要求进行必要的围堰、防火设计、修复。

针对上述风险情况，本工程建设单位已经针对可能发生的风险事故提出相应风险防范措施，企业结合所处区域的自然条件、环境状况、地理位置等特点，制定了较完善的事故风险应急预案，本工程为扩建工程，如发生风险事故，可按已建立的事故风险应急预案执行。

6.1.7.3 事故应急救援预案

大庆油田公司突发事件应急管理归口部门为公司生产运行部门，为及时应对突发事件，快速调动应急资源，以消防支队为依托，组建了国家级专业应急救援队伍 1 支，以及作业井喷应急救援队伍、原油泄漏应急救援队伍、天然气泄漏应急救援队伍、电力系统故障应急救援队伍、水上溢油应急救援队伍、医疗卫生救援队伍 7 个油田公司级应急救援队伍，在各二级单位建设综合应急救援队伍，基本形成了覆盖油田生产各专业的应急救援队伍体系。

根据突发环境事件级别确定上报部门及应急队伍响应级别。从发现环境事件后要上报突发环境事件初报，初判发生Ⅲ级突发环境事件时，由三级单位负责应对工作，具体为现场人员、三级单位应急救援队伍或区域消防队进行应对；初判发Ⅱ级突发环境事件时，由二级单位负责应对工作，具体为二级单位综合应急救援队伍和区域消防队进行应对，必要时向油田公司求援，调集油田公司级应急救援队伍；初判发生Ⅰ级突发环境事件时，30 分钟内向突发环境事件应急办公室初报，启动油田公司突发事件应急响应程序，启动油田公司级专业工作组、综合工作组、专业应急救援队伍。

建设单位目前拥有的应急预案内容较为完善，已有应急预案能够满足建设项目的要求。本工程为改扩建工程，目前安达市庆新油田开发有限责任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，《环境突发事件专项应急预案》于 2025 年 3 月 25 日在绥化市安达生态环境局进行了备案，备案编号为 231281-2025-014-L。其中总体预案适用于本公司范围内发生的、造成或可能造成人员伤亡、环境污染、停产和较大社会影响等突发事件的应对工作，主要包括应急组织机构及职责明确、监测与预警、应急处置与应急响应、恢复与重建、应急保障与培训、督查与奖惩等内容，重点明确各分项预案所述事件类型及事件各级应急组织机构框架内容，起到总体掌控、督查的作用；《环境突发事件专项应急预案》中不仅包含了原油泄漏污染、污水泄漏污染、给排水系统泄漏污染、天然气泄漏污染和施工时发生井喷造成污油、污水排放污染等事故的分类、应急响应等内容，而且明确了环境突发事件应急

储备物资清单、应急联络单等重要内容。该《环境突发事件专项应急预案》进行了组织机构及职责明确、预防与预警设置、应急响应与应急处置、应急保障内容确定以及安达市庆新油田开发有限责任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，安达市庆新油田开发有限责任公司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，可以纳入安达市庆新油田开发有限责任公司油田原有应急体系内，不需对本工程提出新的应急预案，发生风险事故时按已建立的事故风险应急预案执行，在执行应急预案的同时，要加强区域应急联动体系，发生事故必要时可直接向邻近企业、单位和政府部门、消防队、环保局、安全生产监督管理局和市政府报告，申请求援并要求周围企业单位启动应急计划。该应急预案需补充内容如下：

（1）依托大庆油田公司监测机构建立事故应急监测机制，及时进行事故环境影响监测。

（2）环境监测内容

本项目发生污染事故时，对环境的影响主要是对生态（包括土壤、植被）和大气环境的影响，应急监测主要是这几方面的内容。

①生态方面：对事故现场及周围区域的植物、土壤进行危害监测，并在事故后不定期的对生态环境的恢复状况进行监测；

②大气环境：应对事故全过程（发生时，控制时和事故后）进行监测，特别应对事故发生地附近的敏感区域进行大气监测；

③水环境：应对事故全过程（发生时，控制时和事故后）所影响的地表水环境和地下水环境进行监测；

④土壤环境：应对事故全过程（发生时，控制时和事故后）进行监测，特别应对事故发生地附近的敏感区域进行土壤监测；

⑤负责单位要根据监测结果编制事故污染报告，确定事故影响范围，为制定治理措施提供依据。

3、应急预案有效性分析

安达市庆新油田开发有限责任公司编制了《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，安达市庆新油田开发有限责任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

安达市庆新油田开发有限责任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。安达市庆新油田开发有限责任公司已备案登记《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	火警	119
2	医疗急救	120
3	大庆市人民政府	0459-4609222/6373055

4	大庆市生态环境局	0459-4623818
5	大庆市公安局	110
6	大庆市安监局	0459-6367656
7	大庆市应急管理局	0459-6377119
8	大庆市城市管理局	0459-4688501
9	大庆市安全生产委员会办公室	0459-4600048
10	大庆油田总医院	0459-5886408
11	大庆市第二医院	0459-5202621
12	大庆市气象台值班室	0459-8151615/8151030
13	安达市庆新油田开发有限责任公司环保部	0459-4596962
14	大庆市红岗生态环境局	0459-2799367

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，由罐车拉运至卫 1 联合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，委托大庆博昕晶化科技有限公司处理，处理后的泥渣满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）表 1 中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路，落地原油回收率应达到 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 20。

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	1 号平台井场	124.93769, 46.21364	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	1 号平台井场东北侧 200m 草地	124.93993, 46.21455			

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

	运 营 期			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
		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	卫 1 联转油脱水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 15m 的烟囱高空排放	燃烧烟气执行《工业炉窑大气污染物排放标准》（GB9078-1996）表 2 中的二级标准及表 3 中无组织排放烟尘最高允许浓度限值要求
	施 工 期	钻井废水	排入井场钢制泥浆槽中，由井场撬装式板框压滤无害化处理装置处理后，压滤水由施工单位拉运至宋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，压滤泥饼由施工单位拉运至大庆市第五建筑工程公司进行综合利用	不外排
		施工人员生活污水	钻井施工期施工人员产生的生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内，定期清掏外运堆肥处理，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防渗旱厕，定期清掏外运堆肥处理	不直接排放
		管线试压废水	由罐车拉运至卫 1 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

	运营期	作业污水、洗井污水	通过罐车回收后拉运至卫 1 联合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	管输进入卫 1 联合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	井场噪声	井场抽油机等发声设备尽可能选用低噪声设备；注意对设备的维护保养，保证设备保持在最佳运行状态，降低噪声源强度	《工业企业厂界噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准限值：昼间≤60dB（A），夜间≤50dB（A）
固废	施工期	废钻井液、钻井岩屑、废射孔液	排入井场钢制泥浆槽中，由井场撬装式板框压滤无害化处理装置处理后，压滤水由施工单位拉运至宋一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，压滤泥饼由施工单位拉运至大庆市第五建筑工程公司进行综合利用	100%处置
		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	执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）要求
		生活垃圾	统一收集后拉运至安达市生活垃圾填埋场处理	100%处置
	运营期	含油防渗布	经收集后暂存于安达市庆新油田开发有限责任公司危废贮存库，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	委托大庆博昕晶化科技有限公司处理,处理达标后的泥渣用作油田垫井场和通井路。	执行《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》(DB23/T 3104-2022)表1中的限值要求
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0.3m的表土,采用分层开挖,分层堆放,暂存于占地内的表土剥离临时堆放区,并采取苫布遮盖,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 1.5hm 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	对永久占用草地按照规定进行经济补偿,补偿面积 0.309hm ² 。	按相关要求要求进行征地补偿	
	水土流失	合理选择施工季节,井场施工控制作业面积,管线施工回填平整、压实	防治水土流失	
	防沙治沙	对占地区域土地进行平整,并压实;路基边坡采取种草措施护坡固土;做好施工期开挖土方临时堆存的水土保持措施;对临时占用的草地进行植被恢复,植被恢复至原有覆盖率;对永久占地平整压实,路基边坡采取种草措施护坡固土	防治土壤沙化	
地下水及土壤防护		施工期分区防渗: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 1.0×10 ⁻¹⁰ 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 1.0×10 ⁻⁷ cm/s;施工井场其他区域采用地面碾压平整。	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	
		运营期分区防渗:集油掺水管道、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 1.0×10 ⁻¹⁰ 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	
		在本项目区域上游庆新油田 qx-1 潜水井(坐标 124.97667, 46.22293)布设 1 口潜水背景值监测水井,在区域内庆新油田 qx-2 潜水井(坐标 124.93973, 46.21319)、区域下游庆新油田 qx-5 潜水井(坐标 124.94317, 46.18164)各布	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》	

	设 1 口潜水跟踪监测水井。在区域内兴隆岭村承压水井（坐标 124.94841，46.21815）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（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、汞、砷、六价铬、挥发酚、氨氮、耗氧量。	（GB3838-2002）表 1 中的 II 类标准限值要求
	在 1 号平台井场、1 号平台井场东北侧 200m 草地共布设 2 个土壤跟踪监测点，定期对土壤进行跟踪监测，监测因子为 pH、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、汞、砷、六价铬，监测频次为 1 次/年。	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
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；依托场站内定时巡检，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、道路及场站建设、管道铺设等，需要占用一定面积土地，而且由此产生的污染物对周围环境也会造成一定污染，因此引起的环境损失费往往很难直接用经济价值来计算，因此，我们仅用植被损失费和资源损失费来估算。

(1) 植被损失费

本项目永久占用草地 1.743hm²，临时占用草地 22.682hm²。草地上干草产量按 2.5t/hm² 计算，共损失干草 213.69t（永久占地按 10 年计算，临时占地按 3 年计算），干草价格按 700 元/t 计算，本工程损失干草经济价值约为 14.96 万元。

本工程永久占用耕地面积为 1.399hm²，占用的农作物主要为玉米，玉米产量按 7t/hm² 计算，永久占地按 10 年损失计算，共损失玉米 97.93t，玉米价格按 1500 元/t 计算，其经济价值约为 14.69 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 23.022hm²，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 257.85t。玉米价格按 1500 元/t 计算，其经济价值为 38.68 万元。耕地植被损失费约 68.33 万元。

(2) 资源损失费

该项目资源损失主要为油田开发过程中伴生气损失，油田投产 10 年间该项目将有 463.5t 烃类排入大气，每吨按 1529.7 元计，相当于损失 70.9 万元。

7.2 环保投资估算及环境效益分析

7.2.1 环保投资估算

本项目总投资 4285.2 万元，其中环保投资 2463.61 万元，环保投资占总投资的 5.01%，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 136 口油水井	13.6

	废水	试压废水由罐车拉运至卫 1 联合油污水处理站处理	0.005 万元/m ³ ，共计 1.92m ³	1.35
		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 4 座	0.8
		钻井废水由井场撬装式板框压滤无害化处理装置处理	0.005 万元/m ³ ，共计 253.1m ³	5.77
	噪声	机泵等设备布置在室内，且采取基础减震等设施	0.1 万元/新钻井场，共新钻 18 座井场	1.8
	固体废物	废钻井液、钻井岩屑、废射孔液由井场撬装式板框压滤无害化处理装置处理	0.005 万元/m ³ ，共计 11333.54m ³	56.67
		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 4.536t	0.45
		生活垃圾统一收集后拉运至安达市生活垃圾填埋场处理	0.1 万元/吨，共计 0.72t	0.29
	生态	对于项目永久占地进行经济补偿，补偿面积 0.309hm 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 77 元/m ²	241.93
		对临时占用的土地进行植被恢复，恢复临时占地 1.5hm ²	临时征地费用按 7.7 元/m ² ，旱田青苗补偿费为 2.1 元/m ² ，天然草补偿标准为 0.37 元/m ² ；	408.66
		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 1.809hm ²	9.77
运营期	废水	油田采出水依托卫 1 联合油污水处理站处理	扩建聚杏四-1 含油污水处理站	1600
		作业污水、洗井污水通过罐车回收后拉运至卫 1 联合油污水处理站处理	0.005 万元/m ³ ，共计 9349.8m ³	46.75
	噪声	低噪声设备、基础减振、隔声	0.2 万元/台设备，合计 78 台套	15.6
	固体废物	含油污泥、落地油委托大庆博昕晶化科技有限公司处理	0.2 万元/吨，共计 5.511t/a	1.1
		含油防渗布由建设单位统一收集后暂存于安达市庆新油田开发有限责任公司危废贮存库，定期委托有资质单位处理	0.1 万元/吨，共计 0.11t/a	0.2
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 136 口油水井	13.6
	固体废物	封井建筑垃圾统一收集后拉运至建筑垃圾调配场处理	0.01 万元/吨，共计 1.4t	0.27

		生活垃圾统一收集后拉运至安达市生活垃圾填埋场处理	0.1 万元/吨，共计 0.23t	0.06
风险防范		配备围油栏、吸油毡、消油剂等应急物资，定期进行应急演练等风险防范措施及应急措施	配备 1 套	6
地下水及土壤防范措施		作业井场、新建场站采取分区防渗措施	0.2 万元/口井，共 136 口基建井；5 万元/座场站，0.5 万元/座阀组间，包括 1 座场站、1 座集油阀组间、3 座混配阀组间	34.2
		依托周边已建水井布设 4 口跟踪监测井，定期跟踪监测地下水	0.1 万元/点位，共 4 个监测点位	0.4
		设 4 个土壤跟踪监测点，定期跟踪监测土壤	0.2 万元/点位，共 4 个监测点位	0.8
合计				2463.61

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安达市庆新油田开发有限责任公司负责。由安达市庆新油田开发有限责任公司施工业务主管部门对油田建设环境保护工作进行全过程监控，对环境保护措施强制推行，控制施工阶段的环境污染和生态破坏。施工期除设置 1 名专职环保员外，还应根据现场实际情况，建立健全相应的二级 HSE 管理网络，在油田已有 HSE 指挥部的基础上，分别配备数名 HSE 现场监督人员。分别配备协调员，实行逐级负责制。

8.1.2 规章制度

油田环保工作必须严格执行国家、黑龙江省的环保法律法规，同时还应制定相应的环境管理规章制度，环保法规及油田内部的各种环境管理规章制度应下发到相应人员，并组织有关人员学习和贯彻执行，以确保环境管理工作的顺利进行。相关法规和规章制度详见表 8.1-1。

表 8.1-1 环保法规和规章制度一览表

序号	规章名称	主要内容
1	国家、省市级的相关环保法律法规	国家、省市颁发的环境保护法律、法规。

序号	规章名称	主要内容
2	油田公司制定的相关环保法律法规	油田公司的环境管理规定及环境管理规章制度（或环境保护条例及事故预案）。
3	环保技术规程及标准	各级有关环境管理的技术规程、标准，主要包括：国家及省市颁布的相关污染物排放控制标准；油田公司及厂矿等各单位制定的生产工艺、设备的环境技术管理规程，环境保护设备的操作规程等。
4	环境保护责任制	公司各类人员环境保护工作范围，应负的责任以及相应的权力。
5	三废管理制度	包括油田开发建设期及生产运营期废水、废气、废渣及噪声等方面的管理制度；在油田投入正常生产过程后，三废管理制度主要应包括油田正常运行过程中对含油污泥、含油污水及挥发烃的治理（回收及利用）等方面的管理制度。
6	生态保护管理制度	主要包括油田建设期井场、场站。道路和管道的建设过程对区域内生态环境产生的影响后所做出的恢复计划及生态补偿措施等；在油田进入正常生产运营期后，生态保护制度主要包括油田生产过程中所进行的油水井作业过程，同时包括在生产过程中对于一些突发事故可能对周围生态环境产生的影响而制定的生态恢复计划和补偿措施等内容。
7	事故管理预案	明确油田开发建设过程中的诸如油水井作业、集油管道所可能存在的突发事故的预防管理措施。

8.1.3 管理措施

- （1）最高领导层将 HSE 管理放在与企业生产和经营管理同等重要的位置上；
- （2）公司员工时刻将 HSE 责任放在心中；
- （3）制定和落实一岗一责制；
- （4）加强生产技术及 HSE 教育和培训；
- （5）做好现场审核和整改；
- （6）奖优罚劣，持续改进 HSE 表现。

8.2 环境监控

8.2.1 环境监控实施计划

本项目由安达市庆新油田开发有限责任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，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安达市庆新油田开发有限责任公司安全环保部负责，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	0.264t	对施工场地采取洒水抑尘，对易起尘的临时土方等加盖苫布，施工运输车辆采取密闭措施或加盖苫布，加强施工管理。	执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表2中无组织排放监控浓度限值要求
	焊接烟尘	颗粒物	少量	由于项目焊接点较少，产生的焊接烟尘量较小，且项目位于室外，空气扩散条件较好	
	柴油机燃烧烟气	颗粒物、SO ₂ 、NO _x 、HC、CO	319.632万 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	253.1m ³	排入井场钢制泥浆槽中，由井场撬装式板框压滤无害化处理装置处理后，压滤水由施工单位拉运至宋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，压滤泥饼由施工单位拉运至大庆市第五建筑工程公司进行综合利用	不外排
	生活污水	COD、NH ₃ -N	92.5m 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，定期清掏外运堆肥处理，施工结束后临时防渗旱厕	不直接排放

				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防渗旱厕，定期清掏外运堆肥处理	
	管线试压废水	SS	1.92m ³	由罐车拉运至卫 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）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	/	1813m ³	排入井场钢制泥浆槽中，由井场撬装式板框压滤无害化处理装置处理后，压滤水由施工单位拉运至宋一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，压滤泥饼由施工单位拉运至大庆市第五建筑工程公司进行综合利用	100%处置
	钻井岩屑	/	799.1m ³		
	废射孔液	/	280m ³		
	膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋	/	0.14t	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	100%处置
	非含油废防渗布		0.1t		
	施工废料	/	0.02t		
	生活垃圾	/	0.72t	统一收集后拉运至安达市生活垃圾填埋场处理	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	6.38t/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	38.3 万 m ³	卫 1 联转油脱水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 15m 的烟囱高空排放	执行《工业炉窑大气污染物排放标准》（GB9078-1996）表 2 中的二级标准及表 3 中无组织排放烟尘最高允许浓度限值要求
废水	油田采出水	石油类	0.48×10 ⁴ t/a	管输进入卫 1 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
	作业污水	石油类、悬浮物	46t/a	通过罐车回收后拉运至卫 1 联含油污水处理站处理达标后回注油层	
	洗井污水	石油类、悬浮物	120t/a		
固废	含油污泥	石油类	0.14t/a	委托大庆博昕晶化科技有限公司处理，处理达标后的泥渣用作油田垫井场和通井路	执行《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表 1 中的限值要求
	落地油	石油类	0.23t/a		
		含油废防渗布	石油类	0.11t/a	收集后暂存于安达市庆新油田开发有限责任公司危废贮存库，定期委托有资质单位处理

噪声	采油井 噪声	噪声	65~ 95dB(A)	井场抽油机等发声设备 尽可能选用低噪声设备； 注意对设备的维护保养， 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的卫 1 联转油脱水站加热炉排放的 SO₂、NO_x、颗粒物及新增产能排放的 VOCs。本工程依托的卫 1 联转油脱水站未新增加热炉，产生的污染物量在原有申请总量内，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，本项目污染物排放总量情况见表 8.2-3。

表 8.2-3 本工程污染物排放总量一览表

序号	污染物	核定排放量 (t/a)
1	VOCs	6.38

8.2.7 施工期环境管理

8.2.7.1 加强工程承包方管理

要与具有相关资质的施工作业单位签定《工程服务安全生产合同》，执行 HSE 管理体系，对项目实施 HSE 立卷管理，并按其内容执行。针对工程的承包方，应加强环境管理，制定出严格的环保管理制度：

- （1）在承包方的选择上应优先选择那些环保管理水平高、环保业绩好的单位；
- （2）在承包合同中应明确有关环境保护条款，如环境保护目标，采取的水、气、声和生态保护措施等，将环保工作的好坏作为工程验收的标准之一；
- （3）各分承包方应按照项目部的环境管理制度要求，建立相应的环境管理机构，明确环保管理人员，明确人员职责等；
- （4）各分承包方在施工之前，编制详细的“环境管理方案”，并连同施工计划一起呈报项目经理部以及有关的生态环境部门，批准后方可开工。

8.2.7.2 注重人员培训

施工作业之前必须对全体施工人员进行包括环保知识、意识和能力的培训。其中环保能力的培训主要包括：保护生态环境的规定；减少和收集、处理固体废物的方法；管理、存放及处理危险品的方法；国家及当地政府的环境保护法律、法规等。

8.2.8 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 8.2-4 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	1 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	1 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 8.2-5 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 ）、	庆新油田 qx-1 潜水井	124.97667, 46.22293	1 号平台东北侧 3175m	1 次/半年
			庆新油田 qx-2 潜水井	124.93973, 46.21319	1 号平台注水管道东北侧 135m	

		汞、砷、六价铬、挥发酚、氨氮、耗氧量	庆新油田 qx-5 潜水井	124.94317, 46.18164	1 号平台东南侧 3580m	
			兴隆岭村承压水井	124.94841, 46.21815	1 号平台东北侧 590m	
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	1 号平台井场	124.93769, 46.21364	拟建井场	1 次/年
			1 号平台井场东北侧 200m 草地	124.93993, 46.21455	1 号平台井场东北侧 200m	

表 8.2-6 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 8.2-7。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 8.2-7 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	庆新油田 qx-1 潜水井	124.97667, 46.22293	1 号平台东北侧 3175m	1 次/半年
			庆新油田 qx-2 潜水井	124.93973, 46.21319	1 号平台注水管道东北侧 135m	
			庆新油田 qx-5 潜水井	124.94317, 46.18164	1 号平台东南侧 3580m	
			兴隆岭村承压水井	124.94841, 46.21815	1 号平台东北侧 590m	
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	1 号平台井场	124.93769, 46.21364	拟建井场	1 次/年
			1 号平台井场东北侧 200m 草地	124.93993, 46.21455	1 号平台井场东北侧 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。

本项目位于安达市庆新油田开发有限责任公司西区，根据调查，安达市庆新油田开发有限责任公司西区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 2023 年 6 月 19 日取得登记回执，登记编号为 912312817028111747001X，有效期为 2023 年 6 月 19 日至 2028 年 6 月 18 日。

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”。本项目新建场站不涉及新建锅炉、工业炉窑、表面处理、水处理等，且安达市庆新油田开发有限责任公司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 1.809hm²，其中永久占地 0.309hm²，临时占地 1.5hm²，占地类型为草地（非基本草原）。

（1）占用耕地征地工作流程

①安达市庆新油田开发有限责任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，提交给红岗区自然资源部门。

②红岗区自然资源部门初审。红岗区自然资源部门组织对安达市庆新油田开发有限责任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红岗区自然资源部门提交的安达市庆新油田开发有限责任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安达市庆新油田开发有限责任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

安达市庆新油田开发有限责任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。

红岗区林业和草原主管部门审批。红岗区林业和草原主管部门组织对安达市庆新油田开发有限责任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。红岗区自然资源局审批。不涉及耕地的，红岗区自然资源局对包含草原批复在内的资料进行审查，审查通过的出具意见；涉及耕地的出具初审意见，报大庆市自然资源局审批。

②永久征用草原

安达市庆新油田开发有限责任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。安达市庆新油田开发有限责任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。红岗区林业和草原主管部门初审。红岗区自然资源局组织对安达市庆新油田开发有限责任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红岗区林业和草原主管部门初审后的永久征用草原等资料进行审核，出具审核意见，符合要求的上报黑龙江省林业和草原局。黑龙江省林业和草原局对经市级主管部门审核上报的占用草原征用资料进行核查，组织审批，下发审批文件。

本项目按照“先临时、后永久”的政策，临时用地结束后，办理永久用地审批。安达市庆新油田开发有限责任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，经红岗区自然资源局、红岗区政府，大庆市自然资源局、大庆市政府，黑龙江省自然资源厅、黑龙江省政府，逐级上报自然资源部、国务院审批。组卷资料中需提供数十项资料，其中包括永久占用草地（非基本草原）的批复意见。永久占用草地（非基本草原）手续，需经红岗区林草主管部门、大庆市级林草主管部门、黑龙江省级林草主管部门逐级审批。

9 环境影响评价结论

9.1 建设项目概况

安达市庆新油田开发有限责任公司拟建卫星油田卫 20 西区块扶余油层开发扩大试验产能建设工程项目，为改扩建项目，位于大庆市红岗区杏树岗镇兴隆岭村西南侧，地理坐标为东经 124°56′12.904″~124°56′19.557″，北纬 46°12′39.611″~46°12′49.293″。

本项目新钻井 7 口，均为定向井，单井完钻垂深为 1860m~1887m，单井钻井进尺为 1877m~1934m，总进尺 13318m，7 口新钻井均安排基建。压裂并基建油水井 7 口，其中油井 6 口、注水井 1 口，形成丛式井平台 1 座。站外集油系统采用单管环状掺水集油工艺，新建单井集油掺水管道 0.6km。注水系统采用单干管多井配水工艺，新建单井注水管道 0.3km。项目配套建设供配电、道路等辅助工程，预计建成原油产能 $0.45 \times 10^4 \text{t/a}$ 。本项目新增总占地面积为 1.809hm²，其中永久占地面积为 0.309hm²，临时占地面积为 1.5hm²，占地类型为草地（非基本草原）。本项目总投资 4285.2 万元，其中环保投资 2463.61 万元，环保投资占比为 5.01%。

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，PM₁₀、SO₂、TSP、NO_x 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），七十二号泡未划分水体功能，不执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的标准限值要求，本项目仅对七十二号泡现状进行监测，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/T14848-2017）中的Ⅲ类标准要求。其中锰因子水质监测浓度占标率偏高，主要是由于评价区域地层中富含锰矿物，还原条件下转化的 Mn²⁺在 CO₂ 作用下溶入地下水中，形成锰浓度偏高的水文

地质化学环境。评价区域地下水化学类型主要为 4-A 型 HCO_3^- -Na+Ca 淡水。

评价区域内包气带中汞、砷均未检出，且污染控制点与清洁对照点油田特征污染物石油类、挥发酚所测数值相差不大，评价区域内包气带未被污染。

9.2.4 声环境质量现状评价结论

项目区域声环境满足《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，本项目管线临时占地范围内及评价范围内农用地土壤满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 农用地土壤风险筛选值。

9.2.6 生态环境现状评价结论

本项目评价范围内生态系统类型主要为草地及农田生态系统。本项目评价范围内土地利用类型以草地及耕地为主，工程所在区域内主要土壤类型以草甸土为主，工程所在区域人类活动频繁，野生动物较少，区域生态环境总体质量较好。

9.3 环境影响分析和污染防治措施可行性结论

9.3.1 大气环境影响分析和污染防治措施可行性结论

施工期对施工场地采取洒水抑尘，对易起尘的临时土方等加盖苫布，施工运输车辆采取密闭措施或加盖苫布，加强施工管理，施工期界外扬尘满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放监控浓度限值。施工期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。

依托的卫 1 联转油脱水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 15m 的烟囱高空排放，废气排放能够达到《工业炉窑大气污染物排放标准》（GB9078-1996）表 2 中的二级标准及表 3 中无组织排放烟尘最高允许浓度限值要求。

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，定期清掏外运堆肥处理，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防渗旱厕，定期清掏外运堆肥处理。管线试压废水由罐车拉运至卫 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）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，由井场撬装式板框压滤无害化处理装置处理后，压滤水由施工单位拉运至宋一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，压滤泥饼由施工单位拉运至大庆市第五建筑工程公司进行综合利用。

运营期油田采出水管输进入卫 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）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卫 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）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控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、废射孔液排入井场钢制泥浆槽中，由井场撬装式板框压滤无害化处理装置处理后，压滤水由施工单位拉运至宋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，压滤泥饼由施工单位拉运至大庆市第五建筑工程公司进行综合利用。施工废料、膨润土等废包装袋、非含油废防渗布集中收集暂存在井场设置的钢制垃圾桶内，由施工单位拉运至第八采油厂工业固废填埋场处理。生活垃圾统一收集后拉运至安达市生活垃圾填埋场处理。

运营期产生的落地油及清淤油泥（砂）属于危险废物，委托大庆博昕晶化科技有限公司处理，处理后的泥渣满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）表1中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路。运营期油水井作业产生的含油废防渗布属于危险废物，经收集后暂存于安达市庆新油田开发有限责任公司危废贮存库，定期委托有资质单位处理。

本工程对施工期和运营期产生的各类固体废弃物均进行了合理的处置，能够实现固废的减量化、资源化和无害化，对环境影响较小。

9.3.6 生态环境影响分析和生态保护减缓措施可行性结论

该项目的井场及场站、管道和道路建设对土地的侵占，对植被的破坏，将使油田开发区内的第一生产者的生物量有一定程度的下降。通过选择适当时机施工，并在建设过程中采取必要的生态保护措施，可最大程度减小该项目建设对生态环境的不利影响，使生态环境在尽可能短的时间内得到恢复。

项目永久占用部分耕地、草地，使土地利用类型转变为工业用地，永久占地按照“占一补一”原则开垦与所占用耕地的数量与质量相当的耕地，并采用分层剥离的方式保存所占用农田耕作层土壤，用于新开垦耕地、劣质地或者其他耕地的土壤改良等农田保护措施，对区域内农田分布不会造成较大影响。

在制定相应的生态保护及恢复措施，并能够确保其切实执行的前提下，工程建设不会对现有生态环境造成太大的影响，在生态上是可行的。

9.3.7 土壤环境影响分析和保护措施可行性结论

本工程所在地土壤环境现状较好，根据土壤环境影响分析结果，正常工况下本工程对土壤环境的影响较小，非正常工况如产生落地油等，可能会对土壤造成影响，但项目施工过程中均铺设防渗布，落地油不会污染土壤，因此项目对土壤环境影响较小。

9.3.8 环境风险分析可行性结论

通过对本工程产能建设工程的环境风险分析可知，本工程的主要环境风险是泄漏、火灾和爆炸，对区域内的地下水环境、地表水环境、土壤环境和空气环境有潜在危害性。在工程采取一系列风险防范措施、应急措施和建立环境风险防控体系后，火灾爆炸等事故影响可控，可以降低事故的发生率和事故情况下对周围环境的影响。但建设单位应加强员工的环保教育和培训，完善项目的事故应急预案，增加事故应急监测及事故评估等规定内容并定期演习，避免重大污染事故的发生。

9.4 公众意见采纳情况

本项目首次环境影响评价信息公开之日为 2025 年 8 月 3 日（黑龙江环保技术服务网 <http://www.hljbjsfw.cn/NewsDetail.aspx?ID=756>）。

征求意见稿公示日期为 2025 年 8 月 29 日~9 月 11 日（黑龙江环保技术服务网 <http://www.hljbjsfw.cn/NewsDetail.aspx?ID=757>）；

报纸第一次公告日期为 2025 年 9 月 3 日（大庆油田报），报纸第二次公告日期为 2025 年 9 月 10 日（大庆油田报）；

现场张贴公示日期为 2025 年 8 月 29 日~9 月 11 日，公示地点为评价范围内村屯。

报批前公示日期为 2025 年 9 月 12 日（黑龙江环保技术服务网 <http://www.hljbjsfw.cn/NewsDetail.aspx?ID=785>）。

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，卫星油田卫 20 西区块扶余油层开发扩大试验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安达市庆新油田开发有限责任公司安全环保部负责，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，卫星油田卫 20 西区块扶余油层开发扩大试验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、NO _x				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（NMHC、PM ₁₀ 、NO _x 、SO ₂ ）			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（1）h		C _{非正常} 占标率 ≤100% ☒		C _{非正常} 占标率 >100% ☐	
	保证率日平均浓度和年评价浓度叠加值	C _{叠加} 达标 ☒			C _{叠加} 不达标 ☐		
区域环境质量的整体变化情况	k ≤-20% ☒			K >-20% ☐			
环境监测计划	污染源监测	监测因子：（非甲烷总烃、颗粒物、SO ₂ 、NO _x 、林格曼黑度）			有组织废气监测 ☒ 无组织废气监测 ☒		无监测 ☐
	环境质量监测	监测因子：（）			监测点位数（）		无监测 ☒
环评结论	环境影响	可以接受 ☒ 不可以接受 ☐					
	大气防护距离	距（）厂界最远（）m					
	污染源年排放量	NO _x ： （0.0318）t/a		SO ₂ ： （0.0034）t/a		颗粒物： （0.0036）t/a NMHC： （6.38）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	1.12t	0.01734t	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□
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	(0.309) 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	7	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,本项目管线临时占地范围内及评价范围内农用地土壤满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中的标准要求。				
影响预测	预测方法	附录 E ☐ ；附录 F ☐ ；其他 ☒				
	预测分析内容	影响范围 () 影响程度 ()				
	预测结论	达标结论: a) ☒ ；b) ☐ ；c) ☐ 不达标结论: a) ☐ ；b) ☐				
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障 ☐ ；源头控制 ☒ ；过程防控 ☒ ；其他(跟踪监测)				
	跟踪监测	监测点数	监测指标		监测频次	
		4	pH、石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、汞、砷、六价铬		1 次/年	
	信息公开指标	监测点位和监测值				
评价结论		采取环评提出的措施,影响可接受				
注 1: “ ☐ ”为勾选项,可√;“()”为内容填写项;“备注”为其他补充内容。						
注 2: 需要分别开展土壤环境影响评级工作的,分别填写自查表。						

附表 4：地表水自查表

工作内容		自查项目			
影响识别	影响类型	水污染影响型√；水文要素影响型 □			
	水环境保护目标	饮用水水源保护区 □；饮用水取水口 □；涉水的自然保护区 □；重要湿地 □；重点保护与珍稀水生生物的栖息地 □；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场等渔业水体 □；涉水的风景名胜区 □；其他 √			
	影响途径	水污染影响型		水文要素影响型	
		直接排放 □；间接排放 □；其他√		水温 □；径流 □；水域面积 □	
影响因子	持久性污染物 □；有毒有害污染物 □；非持久性污染物 □；pH 值 □；热污染 □；富营养化 □；其他 √		水温 □；水位（水深） □；流速□；流量 □；其他 □		
评价等级		水污染影响型		水文要素影响型	
		一级 □；二级 □；三级 A □；三级 B √		一级 □；二级 □；三级 □	
现状调查	区域污染源	调查项目		数据来源	
		已建 □；在建 □； 拟建 □；其他 □	拟替代的污染源 □	排污许可证 □；环评 □；环保验收 □；既有实测 □；现场监测 □；入河排放口数据 □；其他 □	
	受影响水体水环境质量	调查时期		数据来源	
		丰水期 □；平水期 □；枯水期 □；冰封期 √ 春季 □；夏季 □；秋季 □；冬季√		生态环境保护主管部门 □；补充监测 √；其他 □	
	区域水资源开发利用状况	未开发 □；开发量 40%以下 □；开发量 40%以上 □			
	水文情势调查	调查时期		数据来源	
		丰水期 □；平水期 □；枯水期 □；冰封期 □ 春季 □；夏季 □；秋季 □；冬季□		水行政主管部门 □；补充监测 □；其他 □	
	补充监测	监测时期		监测因子	监测断面或点位
丰水期 □；平水期 □；枯水期 □；冰封期 √ 春季 □；夏季 □；秋季 □；冬季√		（pH 值、悬浮物、COD、BOD ₅ 、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅、溶解氧、水温）	监测断面或点位个数（1）个		
现状评价	评价范围	河流：长度（ ）km；湖库、河口及近岸海域：面积（ ）km ²			
	评价因子	（pH 值、悬浮物、COD、BOD ₅ 、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅、溶解氧、水温）			
	评价标准	河流、湖库、河口：Ⅰ类 □；Ⅱ类 □；Ⅲ类 □；Ⅳ类 □；Ⅴ类 □ 近岸海域：第一类 □；第二类 □；第三类 □；第四类 □ 规划年评价标准（ ）			
	评价时期	丰水期 □；平水期 □；枯水期 □；冰封期 □ 春季 □；夏季 □；秋季 □；冬季 √			
	评价结论	水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标状况□：达标 □；不达标 □ 水环境控制单元或断面水质达标状况 □：达标 □；不达标 □ 水环境保护目标质量状况 □：达标 □；不达标 □ 对照断面、控制断面等代表性断面的水质状况 □：达标 □；不达标□ 底泥污染评价 □ 水资源与开发利用程度及其水文情势评价 □ 水环境质量回顾评价 □			达标区□ 不达标区□

		流域（区域）水资源（包括水能资源）与开发利用总体状况、生态流量管理要求与现状满足程度、建设项目占用水域空间的水流状况与河湖演变状况 ☐				
影响预测	预测范围	河流：长度（ ）km；湖库、河口及近岸海域：面积（ ）km ²				
	预测因子	（ ）				
	预测时期	丰水期 ☐ ；平水期 ☐ ；枯水期 ☐ ；冰封期 ☐ 春季 ☐ ；夏季 ☐ ；秋季 ☐ ；冬季 ☐ 设计水文条件 ☐				
	预测情景	建设期 ☐ ；生产运行期 ☐ ；服务期满后 ☐ 正常工况 ☐ ；非正常工况 ☐ 污染控制和减缓措施方案 ☐ 区（流）域环境质量改善目标要求情景 ☐				
	预测方法	数值解 ☐ ；解析解 ☐ ；其他 ☐ 导则推荐模式 ☐ ；其他 ☐				
影响评价	水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价	区（流）域水环境质量改善目标 ☐ ；替代削减源 ☐				
	水环境影响评价	排放口混合区外满足水环境管理要求 ☐ 水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标 ☐ 满足水环境保护目标水域水环境质量要求 ☐ 水环境控制单元或断面水质达标 ☐ 满足重点水污染物排放总量控制指标要求，重点行业建设项目，主要污染物排放满足等量或减量替代要求 ☐ 满足区（流）域水环境质量改善目标要求 ☐ 水文要素影响型建设项目时应包括水文情势变化评价、主要水文特征值影响评价、生态流量符合性评价 ☐ 对于新设或调整入河（湖库、近岸海域）排放口的建设项目，应包括排放口设置的环境合理性评价 ☐ 满足生态保护红线、水环境质量底线、资源利用上线和环境准入清单管理要求 ☐				
	污染源排放量核算	污染物名称 （ ）		排放量/（t/a） （ ）		排放浓度/（mg/L） （ ）
	替代源排放情况	污染源名称 （ ）	排污许可证编号 （ ）	污染物名称 （ ）	排放量/（t/a） （ ）	排放浓度/（mg/L） （ ）
	生态流量确定	生态流量：一般水期（ ）m ³ /s；鱼类繁殖期（ ）m ³ /s；其他（ ）m ³ /s 生态水位：一般水期（ ）m；鱼类繁殖期（ ）m；其他（ ）m				
	环保措施	污水处理设施 ☐ ；水文减缓设施 ☐ ；生态流量保障设施 ☐ ；区域削减 ☐ ；依托其他工程措施 ☒ ；其他 ☐				
防治措施	监测计划	环境质量			污染源	
		监测方式	手动 ☐ ；自动 ☐ ；无监测 ☒		手动 ☐ ；自动 ☐ ；无监测 ☒	
		监测点位	（ ）		（ ）	
		监测因子	（ ）		（ ）	
	污染物排放清单	☒				
评价结论		可以接受 ☒ ；不可以接受 ☐				
注：“ ☐ ”为勾选项，可 ☒ ；“（ ）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。						

附表 5：生态影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态影响 识别	生态保护目标	重要物种□；国家公园□；自然保护区□；自然公园□；世界自然遗产□；生态保护红线□；重要生境□；其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域□；其他 ☒
	影响方式	工程占用 ☒ ；施工活动干扰 ☒ ；改变环境条件□；其他□
	评价因子	物种 ☒ （分布范围、种群数量、种群结构、行为） 生境 ☒ （生境面积、质量、连通性） 生物群落 ☒ （物种组成、群落结构） 生态系统 ☒ （植被覆盖度、生产力、生物量、生态系统功能） 生物多样性 ☒ （物种丰富度、均匀度、优势度） 生态敏感区□（ ） 自然景观□（ ） 自然遗迹□（ ） 其他□（ ）
评价等级		一级□ 二级□ 三级 ☒ 生态影响简单分析□
评价范围		陆域面积：（ ）km ² ；水域面积：（ ）km ²
生态现状 调查与评价	调查方法	资料收集 ☒ ；遥感调查 ☒ ；调查样方、样线□；调查点位、断面□；专家和公众咨询法□；其他□
	调查时间	春季 ☒ ；夏季□；秋季□；冬季□ 丰水期□；枯水期□；平水期□
	所在区域的生态问题	水土流失□；沙漠化□；石漠化□；盐渍化□；生物入侵□；污染危害□；其他□
	评价内容	植被/植物群落 ☒ ；土地利用 ☒ ；生态系统 ☒ ；生物多样性 ☒ ；重要物种□；生态敏感区□；其他□
生态影响 预测与评价	评价方法	定性 ☒ ；定性和定量□
	评价内容	植被/植物群落 ☒ ；土地利用 ☒ ；生态系统 ☒ ；生物多样性 ☒ ；重要物种□；生态敏感区□；生物入侵风险□；其他□
生态保护 对策措施	对策措施	避让□；减缓 ☒ ；生态修复 ☒ ；生态补偿 ☒ ；科研□；其他□
	生态监测计划	全生命周期 ☒ ；长期跟踪□；常规□；无□
	环境管理	环境监理□；环境影响后评价□；其他 ☒
评价结论	生态影响	可行 ☒ ；不可行□
注：“□”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项。		

附表 6：声环境影响评价自查表

工作内容		自查项目					
评价等级 与范围	评价等级	一级□ 二级 ☒ 三级□					
	评价范围	200 m ☒ 大于 200 m□ 小于 200 m□					
评价因子	评价因子	等效连续 A 声级 ☒ 最大 A 声级□ 计权等效连续感觉噪声级□					
评价标准	评价标准	国家标准 ☒ 地方标准□ 国外标准□					
现状评价	环境功能区	0 类区□	1 类区 ☒	2 类区 ☒	3 类区□	4a 类区□	4b 类区□
	评价年度	初期□		近期 ☒	中期□		远期□
	现状调查方法	现场实测法 ☒ 现场实测加模型计算法□ 收集资料□					
	现状评价	达标百分比		100%			
噪声源调查	噪声源调查方法	现场实测 ☒ 已有资料 ☒ 研究成果□					
声环境影响预测与评价	预测模型	导则推荐模型 ☒ 其他□_____					
	预测范围	200 m ☒ 大于 200 m□ 小于 200 m□					
	预测因子	等效连续 A 声级 ☒ 最大 A 声级□ 计权等效连续感觉噪声级□					
	厂界噪声贡献值	达标 ☒ 不达标□					
	声环境保护目标处噪声值	达标 ☒ 不达标□					
环境监测计划	排放监测	厂界监测 ☒ 固定位置监测□ 自动监测□ 手动监测□ 无监测□					
	声环境保护目标处噪声监测	监测因子：（ ）		监测点位数（ ）		无监测 ☒	
	评价结论	环境影响 可行 ☒ 不可行□					

注：“□”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项。