

龙虎泡油田金 251 区块高台子油层外扩
产能建设工程项目

环境影响报告书

建设单位：大庆油田有限责任公司方兴分公司

编制单位：湖南葆华环保科技有限公司

编制日期：2025 年 11 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
1.6 环境影响评价主要结论	56
2 总则.....	58
2.1 评价目的	58
2.2 评价原则	58
2.3 编制依据	58
2.4 环境影响识别与评价因子筛选	62
2.5 评价标准	67
2.6 评价等级及评价范围	74
2.7 环境保护目标	95
3 建设项目工程分析.....	98
3.1 现有工程分析	98
3.2 建设项目概况	99
3.3 开发区块概况	99
3.4 工程组成	101
3.5 开发方案	110
3.6 主要建设内容	110
3.7 场地布置及土地利用	129
3.8 施工方式	131
3.9 施工进度及时序	134
3.10 设备及物料消耗	134
3.11 依托工程分析.....	136
3.12 建设项目工程分析	148
3.13 清洁生产分析	180
4 环境现状调查与评价.....	182
4.1 自然环境状况	182
4.2 环境保护目标调查	187
4.3 环境质量现状调查与评价	189
4.4 区域污染源调查	228
5 环境影响预测与评价.....	230
5.1 大气环境影响预测与评价	230
5.2 地表水环境影响评价	265

5.3 地下水环境影响预测与评价	269
5.4 声环境影响预测与评价	287
5.5 固体废物环境影响分析	296
5.6 生态环境影响评价	301
5.7 环境风险分析	307
5.8 土壤环境影响预测与评价	318
6 环境保护措施及其可行性论证	324
6.1 污染防治措施	324
6.2“三同时”项目一览表	356
7 环境影响经济损益分析	363
7.1 环境损失费估算	363
7.2 环保投资估算及环境效益分析	363
7.3 环境经济损益分析结论	366
8 环境管理与监测计划	367
8.1 HSE 管理体系的建立和运行	367
8.2 环境监控	369
8.3 占地审批流程	378
9 环境影响评价结论	380
9.1 建设项目概况	380
9.2 环境质量现状评价结论	380
9.3 环境影响分析和污染防治措施可行性结论	381
9.6 公众意见采纳情况	384
9.7 环境经济损益分析结论	384
9.8 环境管理与监测计划结论	385
9.9 综合评价结论	385
附表	386
附表 1：建设项目大气环境影响评价自查表	386
附表 2：建设项目环境风险评价自查表	387
附表 3：建设项目土壤环境影响评价自查表	388
附表 4：地表水自查表	389
附表 5：生态影响评价自查表	391
附表 6：声环境影响评价自查表	392

附图

- 附图 1：地理位置图
- 附图 2：井场、拉油点及管线等工程位置分布图
- 附图 3：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
- 附图 4：项目开发区块位置关系示意图
- 附图 5-1：大气、地表水、环境风险评价范围及保护目标分布图
- 附图 5-2：地下水评价范围及监测布点图
- 附图 5-3：生态、土壤和声环境评价范围图

附图 6: 钻井井场平面布置图
附图 7: 项目区域综合水文地质图
附图 8: 区域水文地质剖面图
附图 9: 本项目区域土壤类型分布图
附图 10: 环境质量现状监测点位图（环境空气、地表水、声、土壤）
附图 11: 区域潜水等水位线图
附图 12: 区域承压水等水位线图
附图 13: 本项目区域植被类型图
附图 14: 本项目区域植被覆盖度空间分布图
附图 15: 本项目区域生态系统类型图
附图 16-1: 运营期分区防渗图-管线、拉油点和井场
附图 16-2: 运营期分区防渗图-井场作业
附图 17-1: 施工期分区防渗图-压裂施工
附图 17-2: 施工期分区防渗图-钻井施工
附图 18: 典型生态保护措施平面布置示意图
附图 19: 本项目与生态保护红线的位置关系
附图 20: 土地利用现状图
附图 21: 运营期典型井场（5 号平台与拉油点合建）平面布置图
附图 22: 地表水系图
附图 23: 生态样方和样线布置点位图
附图 24: 土壤跟踪监测布点图
附图 25: 油罐车拉运路线图

附件

附件 1: 企业投资项目备案承诺书
附件 2: 现有工程环评及验收批复
附件 3: 相关依托场站环评及验收情况
附件 4: 应急预案备案表
附件 5: 方兴分公司排污许可证
附件 6: 外委处置单位危险废物经营许可证
附件 7: 监测报告
附件 8: 类比工程环保手续

1 概述

1.1 项目由来

原油属于国家战略安全物资，特别是近几年随着国际油价的波动，国内需求持续增长，国家对国内石油资源的需求越来越大。随着原油储量的自然递减和原油含水率的升高，大庆油田老区产量呈逐年下降的态势，各种替代能源的研究和开发呈明显上升趋势。按照国家的总体要求，大庆油田未来十年还要持续一定的原油稳产规模，以保障国家原油战略安全。大庆油田有限责任公司除了常规的油气勘探，近年来加大了致密油、页岩油的勘探力度，致密油是近年来大庆外围油田增储建产的重要领域，为大庆油田高稳产提供资源保障。

在上述总体部署下，大庆油田有限责任公司方兴分公司决定在大庆市杜尔伯特蒙古族自治县绿色草原牧场第八作业区东南侧和敖林西伯乡东牛场屯东侧实施龙虎泡油田金 251 区块高台子油层外扩产能建设工程项目。本次工程是在现有金 251 区块开发效果较好基础上滚动开发项目，对金 251 区块致密油层采用定向井和水平井体积压裂弹性开发，增加原油产能。

本项目所在区域范围内不涉及国家公园、自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、海洋特别保护区、自然公园、重要湿地、天然林、重点保护野生动物栖息地、重点保护野生植物生长繁殖地、重要水生生物的自然产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场、沙化土地封禁保护区、封闭及半封闭海域、以及以医疗卫生、文化教育、科研、行政办公为主要功能的区域、文物保护单位等环境敏感区。根据《国民经济行业分类》（GB/T4754-2017），本项目国民经济分类为 B0711 陆地石油开采，本项目涉及水土流失重点预防区和重点治理区、部分井场占用永久基本农田和基本草原，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，大庆油田有限责任公司方兴分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实地考察，并结合地面工程方案，分析了项目的类型、性质、建设规模及所在区域的环境状况，在详细研究了相关资料并进行类比调查分析的情况下，按照国家环境影响评价技术导则的要求，编制了《龙虎泡油田金 251 区块高台子油层外扩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、采油工程和油气集输工程。本项目新钻油井 19 口，形成 3 座平台井场和 7 口单井井场，采取射孔和压裂完井；地面工程基建油井 22 口，其中新钻井 19 口，代用井 3 口，部分井场新建电伴热集油管线 7.55km，接入现有集输系统；4 座单井井场采用拉油工艺，新建 4 座拉油点，产液定期由罐车拉运至龙一联卸油点处理；并配套建设供配电、道路等辅助工程，预计建成产能 $2.65 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

1.2.2 区块开发简介

本项目属于现有开发区块滚动开发项目，金 251 区块位于黑龙江省大庆市杜尔伯特蒙古族自治县绿色草原牧场和敖林西伯乡境内，金 251 区块 2004 年投入开发，天然能量开采，原零散布井 30 口，后钻 6 口井采用 $400\text{m} \times 150\text{m}$ 矩形井网开发，井排方向为 $\text{NE}140^\circ$ ，2025 年外扩钻建 28 口新井， $500\text{m} \times 240\text{m}$ 交错井网开发。截至目前已动用地质储量 114.8 万吨，含油面积 7.24 平方公里。共有油井 64 口，其中直井 63 口，水平井 1 口。平均单井日产液 6.5t，日产油 3.19t，含水 50.5%。本项目建设性质为改扩建。

金 251 区块在《大庆钻探工程公司金 251 捞油区块产能建设工程》中进行了环境影响评价，于 2010 年 3 月 19 日取得原大庆市环境保护局的批复，批复文号为庆环建字〔2010〕33 号，该项目于 2017 年 11 月通过了自主验收；2023 年进行区块滚动开发，《龙虎泡油田金 251 区块高台子油层产能建设工程环境影响报告书》于 2023 年 12 月 8 日取得了大庆市生态环境局批复，环评批复文号为庆环审〔2023〕142 号，2025 年 9 月 28 日完成自主验收。

根据调查可知，金 251 区块现有工程无投诉、督查及检查情况。本工程区域内已建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。临时占地地表已恢复植被，现有区块内未发现环境问题。

1.2.3 项目选址及周边环境特点

本项目选址位于大庆市杜尔伯特蒙古族自治县绿色草原牧场第八作业区东南侧和敖林西伯乡东牛场屯东侧，项目新增占地面积 27.386hm²，其中永久占地面积为 5.776hm²，临时占地面积为 21.61hm²，占地类型为耕地（基本农田）和草地（基本草原），周边主要分布绿色草原牧场场部居民区、绿色草原牧场第八作业区和东牛场屯等村屯。

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信息服务平台数据，本项目所在区域范围内无国家公园、自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、海洋特别保护区、饮用水水源保护区、自然公园、重要湿地、天然林，重点保护野生动物栖息地，重点保护野生植物生长繁殖地，重要水生生物的自然产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场分布，不在沙化土地封禁保护区、封闭及半封闭海域，且不在生态红线范围内，区域内以耕地、草地和林地为主，项目周边最近的居住区为金 10-107-137 井场西 1180m 的绿色草原牧场场部居民区。

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》，杜尔伯特蒙古族自治县属于沙化土地所在县（区），根据现场调查，项目临时占地区域未出现沙漠化现象，为保护区域生态环境，针对本工程的具体特点，制定生态环境影响减缓措施和防沙治沙措施。

综合分析，项目周边不涉及制约本项目建设的环境影响因素。

1.2.4 工艺特点

本项目为金 251 区块滚动开发项目，为非常规资源勘探开发，与常规油气开发相比主要特点有：①部分井型采用水平井开发；②采用体积压裂弹性开发，单井产量高；③采用水平井轨迹设计技术，提高钻遇率。

本项目施工期包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程、油气集输工程、油气处理工程（依托）。钻前工程及钻井工程包括钻前准备、钻进、录井、测井、固井、完井，储层改造工程包括射孔、压裂等。油气集输工程包括新建 4 座拉油点、新建电伴热集油管线、安装井口设备及配套建设供配电、道路等辅助工程。

本项目运营期一部分油井产液通过新建电伴热集油管线接入现有树状电加热集油系统，依托已建的龙二转油站接纳来液，经油气分离、计量后进入龙一联转油脱水站处理，油气分离产生的油田伴生气作为转油站加热炉燃料加以利用；距离集输系统较远的 4 口单井产液进入新建 4 座拉油点储罐内，拉油点储罐伴生气全部用于加热炉自耗，产液定期由罐车拉运至龙一联卸油点，进入龙一联转油脱水站处理系统，处理后含水油输

送至储油罐，分离出的污水管输进入龙一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）限值要求后用于回注油层注水驱油。

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 项目建设存在的优势

本项目位于大庆市杜尔伯特蒙古族自治县绿色草原牧场第八作业区东南侧和敖林西伯乡东牛场屯东侧，区块周边建有较为完善的油、气、水、电、路、通信等工程，项目建设均可就近依托，大大减少项目工程量，从环保角度可控；项目依托的龙二转油站、龙一联合站为龙虎泡油田主要场站，项目建设可充分利用依托场站的剩余生产能力，为大庆油田的可持续发展提供保障。

1.2.6 产污特点及措施

1.2.6.1 施工期

（1）本项目施工过程中产生的废水主要为水基钻井废水、压裂返排液、试压废水、生活污水。水基钻井废水排入井场水基钢制泥浆槽中，由井场移动式泥浆不落地处理装置处理，处理后的压滤水由罐车拉运至葡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。压裂返排液由罐车拉运至塔三压裂液处理站，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；管线试压废水由罐车拉运至龙一联合油污水处理站处理达标后回注油层；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，由物业服务单位庆南工矿服务公司拉运至八百垅客运污水站经污水管网排入大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂处理达标后排放，施工结束后临时防渗旱厕进行卫生处理，场地进行平整。

（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。施工扬尘采取运输道路及施工场地定时洒水抑尘，运输车辆采取苫布遮盖措施，土方开挖采取遮盖、围挡、洒水等防尘措施；施工车辆采用清洁燃料，降低污染物排放；柴油机采用节能环保型柴油动力设备，钻井发电机和钻井柴油机采用符合《车用柴油》（GB19147-2016）的柴油，加强对机械设备的维护、保养，减少不必要的

运转时间，以控制尾气的排放，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；项目管道焊接主要方式为电焊，由于项目焊接点较少，产生的焊接烟尘量较小，且项目位于室外，空气扩散条件较好，对大气环境影响较小。

（3）施工过程中产生的噪声主要为重型车辆沿途产生的噪声及钻机振动产生的噪声污染。合理安排施工时间，尽量避免大量高噪声设备同时施工；合理布置施工现场，尽量将高噪声机械布置远离环境敏感点一侧，同时，避免在同一地点安排较多的动力机械；选用低噪声设备，平时注意设备维护和保养，避免设备不正常运行产生的高噪声；运输车辆选择避开居民点路线，尽量不鸣笛。

（4）施工过程中产生的固体废物主要为含油废射孔液、油基废钻井液、油基钻井岩屑、油基钻井废水、水基废钻井液、钻井岩屑、膨润土等废包装袋、施工废料、含油废防渗布、生活垃圾等。油基废钻井液、油基钻井岩屑、油基钻井废水和含油废射孔液排入井场设置的油基钢制泥浆槽，委托有危废处理资质的黑龙江迈景环保科技有限公司处理满足相关标准后垫井场和通井路，水基废钻井液、钻井岩屑排入井场水基钢制泥浆槽中，由井场移动式泥浆不落地处理装置处理，处理后的泥饼拉运至黑龙江龙之润环保工程有限公司渣土场堆存，用于垫井场和通井路；膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋、施工废料和废防渗布由钻井单位统一安排拉运至第七采油厂工业固废填埋场处理；含油废防渗布经收集后暂存于方兴油田台 1 危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理。生活垃圾统一收集拉运至杜尔伯特蒙古族自治县生活垃圾填埋场处理。

1.2.6.2 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、拉油点多功能储罐加热炉和场站油气处理加热炉产生的烟气、温室气体。本项目采油井井口安装密封垫，集输管线采用密闭管道，拉油点储罐阀门和法兰安装密封胶垫，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，井场、拉油点及依托场站排放的非甲烷总烃在厂界可以满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求，依托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；拉油点多功能储罐加热炉燃料均采用天然气，为清洁能源，并采用低氮燃烧器，天然气经燃烧后均经 15m 高烟囱高空排放，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 中的二级标准限值要求。

(2) 本项目运营期产生的废水主要为油田采出水和作业污水，最终均进入龙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，不外排。

(3) 本项目运营期噪声源主要来自抽油机噪声、拉油点储罐燃烧器运行噪声和罐车装卸噪声，抽油机电机和储罐燃烧器等发声设备尽可能选用低噪声设备；对噪声值较高的设备采用相应的减振、隔声等降噪措施；注意对拉油罐车的维护保养，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拉油点厂界噪声能够达到《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，由罐车拉运至方兴油田台 1 危险废物贮存库暂存，定期委托大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处理满足相关标准后用于垫井场和通井路；含油废防渗布经收集后暂存于方兴油田台 1 危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理。

1.2.6.3 退役期

(1) 本项目退役期集输管线内介质由压缩空气吹扫至龙二转油站集输系统处理，拉油点储罐产液全部由罐车拉运至龙一联卸油点，进入龙一联转油脱水站处理系统；退役期施工人员产生的生活污水排入附近场站已建生活污水收集系统，定期由物业单位庆南工矿服务公司拉运至八百垧客运污水站经污水管网排入大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂处理达标后排放。

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

(3) 本项目退役管线两端封堵后直埋处理，退役期拆除的抽油机、多功能储罐等废旧设备全部回收至方兴分公司物资库；拉油点储罐清淤含油污泥由罐车拉运至方兴油田台 1 危险废物贮存库暂存，定期委托大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处理满足相关标准后用于垫井场和通井路；封井建筑垃圾统一收集后拉运至建筑垃圾调配场处置；生活垃圾统一收集拉运至杜尔伯特蒙古族自治县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，确定龙虎泡油田金 251 区块高台子油层外扩产能建设工程项目环境影响评价技术文件类型为环境影响报告书。

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

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

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

具体环境影响评价工作程序见图 1.3-1。

2025 年 2 月 28 日，大庆油田有限责任公司方兴分公司委托湖南葆华环保科技有限公司编制《龙虎泡油田金 251 区块高台子油层外扩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。项目首次环评公示及项目环境影响报告书征求意见稿公示时间分别为 2025 年 11 月 26 日及 4 月 11 日~4 月 25 日；并于 2025 年 4 月 30 日在黑龙江环保技术服务网公开发布平台进行龙虎泡油田金 251 区块高台子油层外扩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。

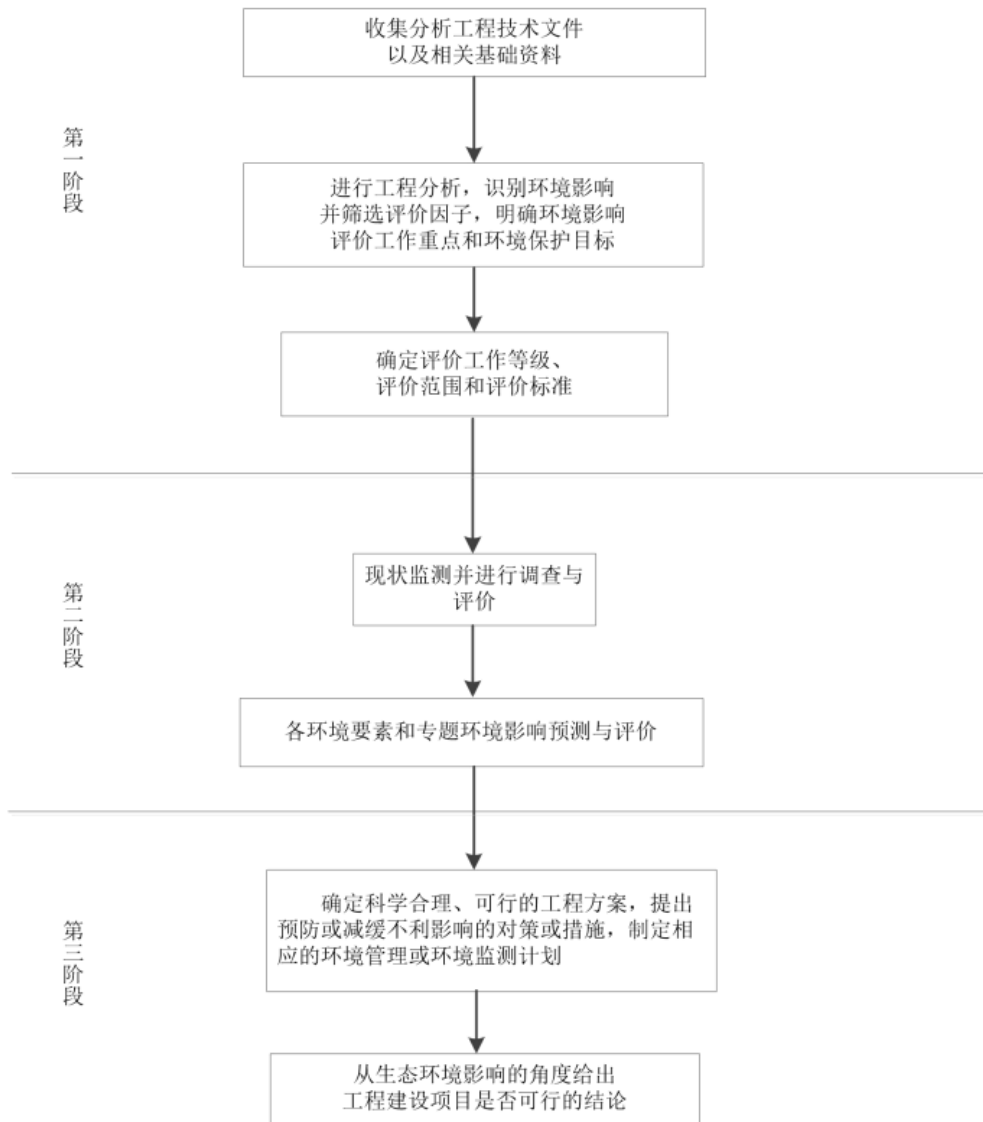


图 1.3-1 建设项目环境影响评价工作程序图

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：页岩气、页岩油、致密油（气）、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发”，因此，该项目建设符合国家的产业政策。

1.4.2 相关规划符合性分析

1.4.2.1 与《黑龙江省主体功能区划》符合性分析

本工程位于黑龙江省大庆市杜尔伯特蒙古族自治县境内，根据《黑龙江省主体功能区规划》，大庆市杜尔伯特蒙古族自治县的功能定位为国家农产品主产区，属于限制开发区域。

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

本工程属于改扩建项目，运行期产生的废气主要为无组织挥发的非甲烷总烃和拉油点储罐加热装置产生的烟气，项目加热装置使用的燃料为清洁能源天然气，且产生的污染物量较小，项目在采油井口安装了密封垫，拉油点储罐阀门、法兰等安装密封垫片，一部分油井产液采用管线密闭集输进龙二转油站集输系统；一部分采用拉油工艺，拉油点储罐密闭收集产液，伴生气用于拉油点多功能储罐加热炉自耗，剩余伴生气经火炬燃烧处理，最大程度减少了非甲烷总烃的无组织排放；项目施工期水基钻井废水排入井场钢制泥浆槽中，由井场移动式泥浆不落地处理装置处理，处理后的压滤水由罐车拉运至葡一联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层；压裂返排液由罐车拉运至塔三压裂液处理站，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。施工期试压废水、运行期作业污水由罐车拉运至龙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；产生的各类固体废物均进行了相应的处理，对外环境无影响。项目运行期工业用水为油井作业用水，用水来源为龙一联含油污水处理站的处理水，不进行地下水资源的开采。本项目满足限制开发区域的要求。

且根据《黑龙江省主体功能区规划》第八章第二节能源开发利用中明确：“在大庆及周边地区，加大石油勘探开发力度，实施老油田二次开发工程和三次采油工程，稳定石油产量”，第三节主要矿产资源开发利用中明确：“鼓励开采石油、天然气、煤层气、地热、油页岩、铁、铜、铅、锌、岩金、铂、钯、水泥用大理岩、含钾岩石、熔炼水晶、玻璃用硅质原料、珍珠岩、陶粒用原料、岩棉用玄武岩、透辉石岩、饰面石岩等矿产资源”，本项目属于大庆油田石油开采项目，符合《黑龙江省主体功能区规划》要求。本项目与黑龙江省主体功能区位置关系见图 1.4-1。

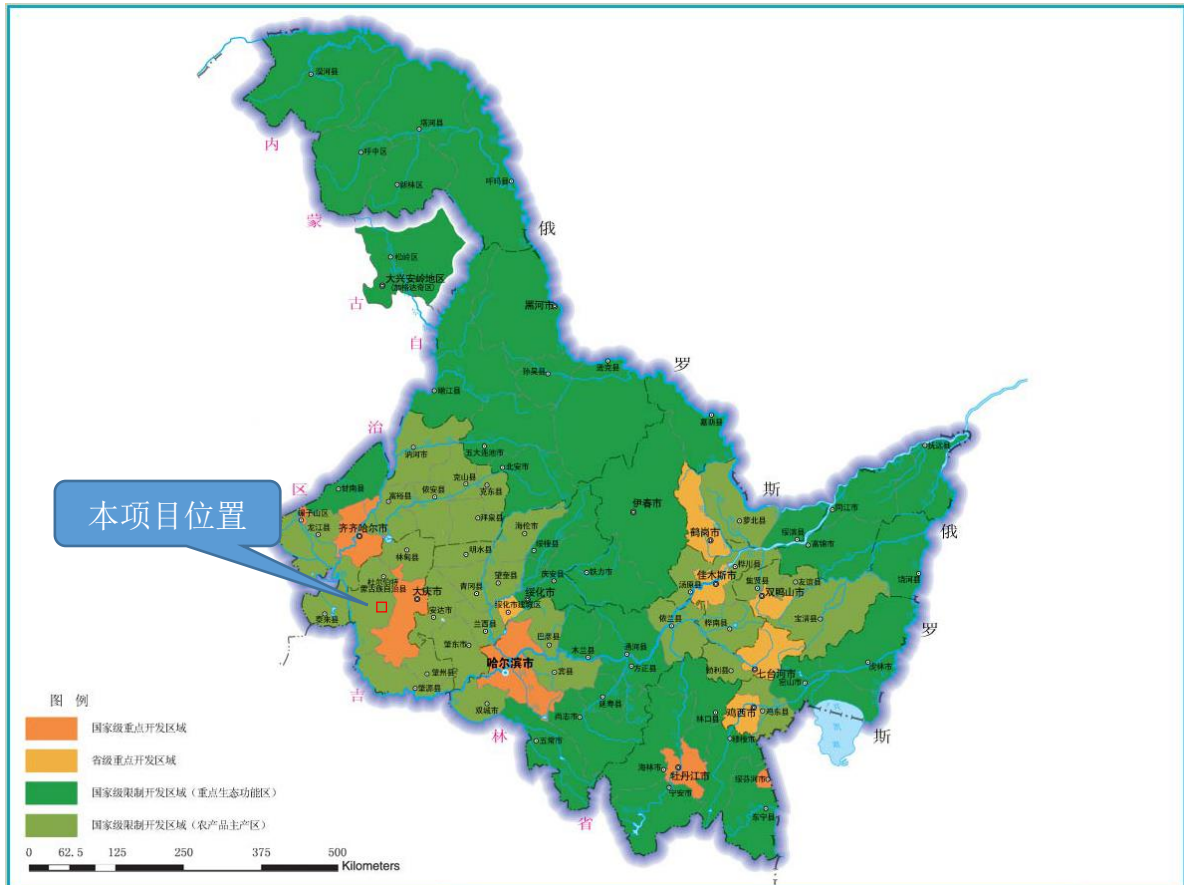


图 1.4-1 本项目与黑龙江省主体功能区位置关系图

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-6-1-1 嫩江下游湿地保护与沙化和盐渍化控制生态功能区，该区由黑龙江省西南部的肇源县、杜尔伯特蒙古族自治县和泰来县组成，总面积 14200 平方公里。该区主要生态环境问题为草地面积减小，草原沙化、碱化、退化现象严重，沙化动态仍呈扩展趋势；生态环境敏感性为西面大面积土地沙漠化敏感性为高度敏感，中度及轻度敏感地区也有分布；主要生态系统服务功能为沙漠化控制、防洪蓄洪、牧业生产、旅游；保活措施与发展方向为建立生态治沙体系，控制土地沙漠化趋势，充分发挥该地区的防洪蓄洪能力，科学发展农牧业。

本项目属于油田开发项目，位于黑龙江省大庆市杜尔伯特蒙古族自治县境内，建成后永久占地面积为 5.776hm²，临时占地面积为 21.61hm²，占地类型为耕地（基本农田和一般耕地）和草地，占地面积较小，且运营期作业等施工作业均在井场永久占地内进行，不会造成土地退化。同时，在本项目实施过程中加强防沙治沙和水土流失措施的实施，车辆运输尽量采用已有道路，管道施工严格控制作业带宽度，施工后立即进行土地原貌的恢复等。

油田在生产过程中加强管理，杜绝含油污水及污油的随意排放；井下作业产生的原

油等污染物必须及时回收，不遗落地面，一旦发生原油落地，必须及时回收；运行期产生的油井作业污水拉运至龙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，不外排，采取以上措施可有效避免土地盐渍化。

本项目的建设不会对区域生态功能产生明显影响，满足该区域作为盐渍化控制、生态系统产品提供的生态系统服务功能需求。因此，本项目符合《黑龙江省生态功能区划》的要求。本项目与《黑龙江省生态功能区划》位置关系见图 1.4-2。

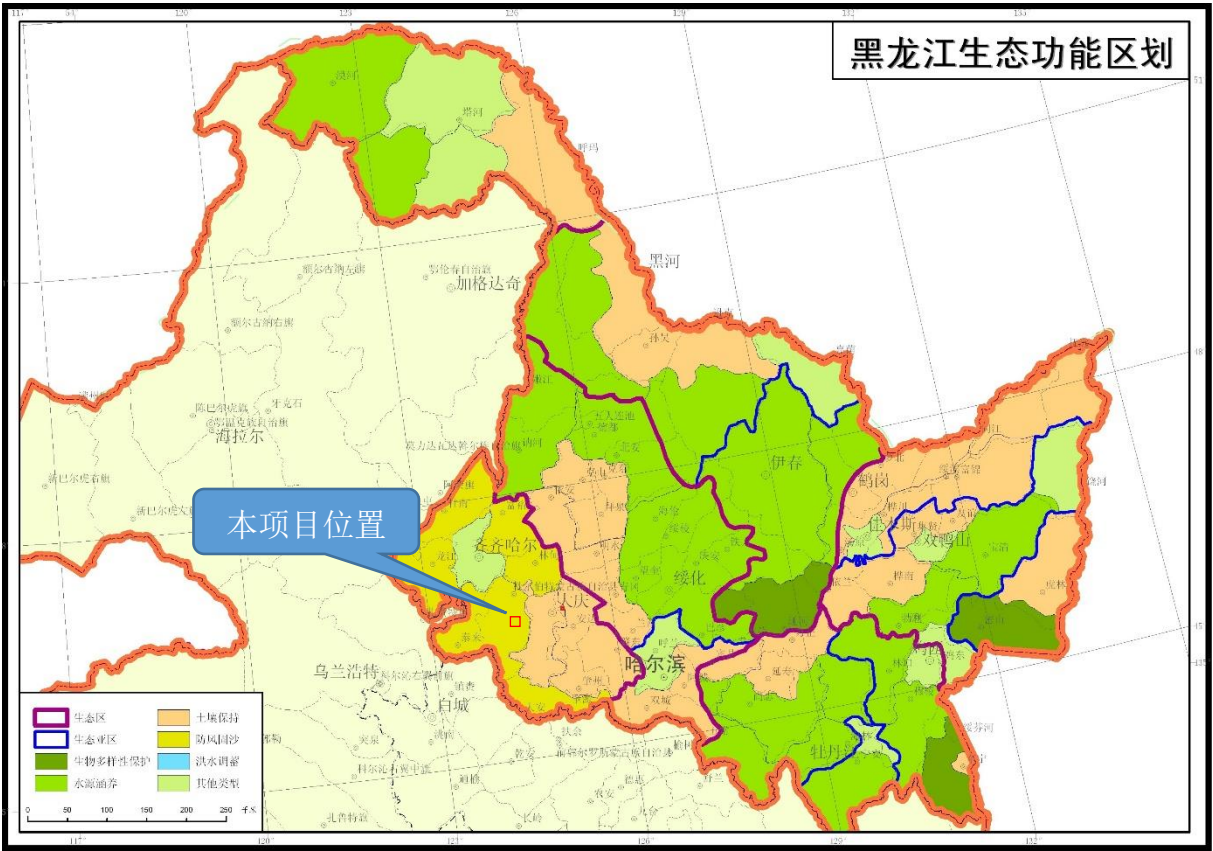


图 1.4-2 本项目与《黑龙江省生态功能区划》位置关系图

1.4.2.3 与国土空间总体规划符合性分析

(1) 与《大庆市国土空间总体规划（2021-2035 年）》符合性分析

根据《大庆市国土空间总体规划（2021-2035 年）》，本项目位于农业空间的嫩江松花江沿岸粮食主产区，不在生态保护红线、城镇开发边界内，根据规划要求“北部、南部粮食主产区，保障耕地规模，提高耕地质量，种植玉米大豆为主的农产品”， 本项目为陆地石油开采项目，建设永久占用基本农田面积 0.3hm²，占地较少，针对永久占地按“占一补一”原则及相关规定缴纳土地补偿费，专款用于占地补偿，按规定补划永久基本农田。针对临时占地在将剥离的表土在施工结束后分层回填，确保恢复等质等量面

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

（2）与《杜尔伯特蒙古族自治县国土空间总体规划（2021-2035年）》符合性分析

根据《杜尔伯特蒙古族自治县国土空间总体规划（2021-2035年）》，本项目位于农产品主产区，不在生态保护红线、城镇开发边界内，规划空间战略中要求“加速融入黑龙江省哈大齐牡绥轴线，合理开发页岩油气产业，促进石油资源转型创新，助力杜尔伯特“工业立县””。优化国土空间开发保护格局中提出“永久基本农田经划定，任何单位和个人不得擅自占用或改变用途，重大建设项目确实难以避让永久基本农田的，应严格占用和补划的审查论证，必须经国务院批准。严禁通过擅自调整市、县、乡级国土空间总体规划规避占用永久基本农田的审批，严禁违法违规占用。强化永久基本农田特殊保护，确保永久基本农田数量不减、质量提升、布局稳定”。本项目为陆地石油开采项目，建设占用永久基本农田，按要求履行征地手续，针对永久占地按“占一补一”原则及相关规定缴纳土地补偿费，专款用于占地补偿，按规定补划永久基本农田。针对临时占地在将剥离的表土在施工结束后分层回填，确保恢复等质等量面积的耕地。在采取以上措施的前提下，本项目满足《杜尔伯特蒙古族自治县国土空间总体规划（2021-2035年）》中的要求。

1.4.2.4 国民经济和社会发展规划符合性分析

《黑龙江省国民经济和社会发展第十四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。

本工程为致密油开发项目，因此本项目符合《黑龙江省国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》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。	本项目在采油井口安装了密封垫，拉油点储罐阀门、法兰等安装密封垫片，一部分油井产液采用管线密闭集输进入龙二转油站集输系统；一部分井场采用拉油工艺，拉油点储罐密闭收集储存产液，伴生气用于拉油点多功能储罐加热炉自耗，剩余伴生气经火炬燃烧，最大程度减少了 VOCs 的无组织排放。	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)）。运营期抽油机电机、储罐燃烧器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，能够确保井场和拉油点厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）2 类标准要求。	符合

4	对涉及有毒有害物质可能造成土壤污染的建设项目，依法进行环境影响评价，按规划提出并落实防腐蚀、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。	大庆油田有限责任公司方兴分公司作为土壤重点企业每年对区域内土壤进行监测，并在大庆油田信息港进行信息公开。施工期储层改造工程射孔和压裂施工时，井场地面铺垫防渗布，压裂作业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，含油废射孔液和废压裂液由罐车拉运处理，避免对周边土壤产生影响。射孔和压裂作业层位属于油层，固井采用一次上返、全井段封固工艺，不会对潜水和承压含水层产生影响。 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，项目部分新建井场位于永久基本农田内，根据地下储层特性，项目选址无法避让耕地。项目在施工前需要征收土地，应报请相关主管部门同意，取得用地审批。本项目新建井以平台井场为主，尽可能减少占地。本项目建设过程中，对占用的耕地，按照“占一补一”的原则及相关规定缴纳土地补偿费，专款用于占地补偿，按规定补划永久基本农田，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。建设项目占用耕地的，应当按规定进行表土剥离和利用。全面加大黑土耕地保护违法违规问题执法力度，及时发现、严肃查处土地违法特别是乱占耕地、破坏耕地、盗挖黑土等行为。	本项目实施前编制建设项目占用耕地耕作层土壤剥离利用方案，统筹安排剥离、储存和再利用。表土剥离和利用严格执行《建设占用耕地耕作层土壤剥离利用技术规范》（DB23/T2913-2021）。本项目施工前应剥离永久占地内 0.3m 的表土，剥离的表土暂存于施工井场的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖等措施防止水土流失，定期采取洒水抑尘措施，施工结束后，剥离表土用于周围区域土地复垦、土壤治理等用途。	符合
4	实施耕地深松轮作。推行深松（翻）整地，打破犁底层，增加土壤通透性和耕层厚度，建立“土壤水库”，提高土壤抗旱防涝、蓄水保墒能力，实现春旱秋防。	对于临时占地采取分层开挖、分层堆放方式，剥离占地内 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，恢复地表植被。	符合

由上表可知，本项目符合《黑龙江省“十四五”黑土地保护规划》中相关规定。

1.4.2.7 与《大庆市“十四五”生态环境保护规划》符合性分析

本项目与《大庆市“十四五”生态环境保护规划》符合性分析见表 1.4-3。

表 1.4-3 本项目与《大庆市“十四五”生态环境保护规划》相关要求符合性

序号	相关要求	符合性分析	符合性
1	推进扬尘精细化管控。全面推行绿色施工，严格落实施工工地扬尘管控责任，加强施工扬尘监管执法。推进低尘机械化湿式清扫作业，加大城市出入口、城乡结合部等重要路段冲洗保洁力度，渣土车实施全密闭运输，强化绿化用地扬尘治理。城市裸露地面、粉粒类物料以及干散货物料堆场，全面完成抑尘	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

	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。		
2	在制定国土空间规划及交通运输等相关规划时，合理划定防噪声距离，明确规划设计要求。因特殊需要必须连续作业的，必须按照法律规定取得证明，并公告附近居民。鼓励采用低噪声施工设备和工艺。依法将工业企业噪声纳入排污许可管理，严厉查处工业企业噪声排放超标扰民行为。加强对文化娱乐、商业经营中社会生活噪声热点问题日常监管和集中整治。到 2025 年，全面实现功能区声环境质量自动监测，声环境功能区夜间达标率达到国家要求。	施工期选用低噪声设备，平时注意设备维护和保养，避免设备不正常运行产生的高噪声，施工场界能够满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）中要求。运营期抽油机电机和储罐燃烧器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，能够确保井场和拉油点厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）2 类标准要求。	符合
3	严控耕地保护红线。实行最严格的耕地保护制度，对黑土耕地全面进行管控。落实“三线一单”生态环境分区中与耕地相关管控要求。推广保护性耕作模式。 强化黑土耕地保护的监督管理。落实属地监督管理责任，实行黑土耕地动态监管、日常巡查。 加快耕地水土流失综合治理。坚持山水林田湖草沙冰系统治理、综合治理，减轻风蚀水蚀，防治水土流失。	本项目新增总占地面积为 27.386hm²，其中永久占地面积为 5.776hm²，临时占地面积为 21.61hm²，项目新增占地类型为耕地（基本农田和一般耕地）和草地，项目在施工前由方兴分公司编制土壤剥离利用方案，征收土地应报请相关主管部门同意，对永久占用的耕地按“占一补一”原则进行占地补偿。充分利用新建通井路敷设管线，减少临时占地面积，施工期应剥离占地内 0.3m 的表土，采用分层开挖，分层堆放，暂存于临时占地内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖等措施防止水土流失，定期采取洒水抑尘措施，剥离的表土在施工结束后分层回填，平整地表	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	本项目针对施工井场、拟建管线及拉油点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。 施工期储层改造工程射孔和压裂施工时，井场地面铺垫防渗布，压裂作业区	符合

	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。	采用地面碾压平整并铺设 2mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗，废射孔液和废压裂液由罐车拉运处理，避免对周边土壤产生影响。射孔和压裂作业层位属于油层，固井采用一次上返、全井段封固工艺，不会对潜水和承压含水层产生影响。	
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。	本项目施工期水基废钻井液、钻井岩屑排入井场水基钢制泥浆槽中，由井场移动式泥浆不落地处理装置处理，处理后的泥饼拉运至黑龙江龙之润环保工程有限公司渣土场堆存，用于垫井场和通井路；油基废钻井液、油基钻井岩屑、油基钻井废水和含油废射孔液排入井场设置的油基钢制泥浆槽，委托有危废处理资质的黑龙江迈景环保科技有限公司处理满足相关标准后用于垫井场和通井路；膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋和施工废料经由施工单位安排拉运至第七采油厂工业固废填埋场处理；生活垃圾统一收集拉运至杜尔伯特蒙古族自治县生活垃圾填埋场处理。运营期产生的含油污泥及落地油全部回收，由罐车拉运至方兴油田台 1 危险废物贮存库暂存，定期委托大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处理满足相关标准后用于垫井场和通井路；含油废防渗布经收集后暂存于方兴油田台 1 危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理。	符合

1.4.2.8 与《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，本项目位于大庆市杜尔伯特蒙古族自治县绿色草原牧场和敖林西伯乡，属于水土流失重点预防区和重点治理区。本项目开发区域与水土保持重点治理区和重点预防区位置关系见附图 3。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	本项目占地为耕地和草地，施工期尽量避开	符合

	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”。	农作物耕种季节，在施工过程中尽量保护土地资源，不打乱土层，以便土地恢复，临时占用的耕地进行平整恢复，临时占用草地进行植被恢复。	
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”。	施工期水基钻井废水排入井场水基钢制泥浆槽中，由井场移动式泥浆不落地处理装置处理，处理后的压滤水由罐车拉运至葡一联合含污水处理站处理达标后回注油层；压裂返排液由罐车拉运至塔三压裂液处理站，处理达标后回注油层；管线试压废水由罐车拉运至龙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；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，由物业单位庆南工矿服务公司拉运至八百垧客运污水站经污水管网排入大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂处理达标后排放。工程施工结束后对临时占地进行平整恢复，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。施工期各井场、管线和道路施工时严格控制施工作业范围，挖、填方作业应尽量做到互补平衡，回填应按层回填，以利于施工带土壤和植被的尽早恢复。项目在施工期间定期进行洒水，防止出现土壤沙化起尘。	符合

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

1.4.2.9 与《大庆油气田地面工程“十四五”规划》符合性分析

根据《大庆油气田地面工程“十四五”规划》开发规划安排，“十四五”期间，溶解气产量逐年递减，主要通过加大松辽深层、川渝以及塔东地区的气层气开发力度，来提高气层气的产量。2025 年，基本探明页岩油储量 30 亿吨，累计增加石油探明储量 8 亿吨，

天然气探时储量 3500 亿立方米；本土原油产量实现 3000 万吨规模，天然气产量达到 70 亿立方米以上。力争天然气产量达到 $70 \times 10^8 \text{m}^3$ ，其中溶解气 $16 \times 10^8 \text{m}^3$ ，气层气产量达到 $54 \times 10^8 \text{m}^3$ 。松辽地区老井递减控制在 7% 左右，新增产能 3.3 亿方。松辽地区“十四五”期间新增产能 8.014 亿方。本项目地处松嫩平原中部，属嫩江冲积平原，在地质构造上属于松辽盆地中央坳陷区。在《大庆油气田地面工程“十四五”规划》总体部署下，本项目可促进原油开发增产，项目建设符合大庆油田油气开发规划。

1.4.3 相关政策符合性分析

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

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

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响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性。	本项目在现有金 251 区块进行开发，属于油田滚动开发建设项目。现有区块运行油井 63 口，平均单井日产液 6.5t，日产油 3.19t，含水 50.5%。区块内无已建转油站和联合站，采出液计量后依托第九采油厂龙二转油站、龙一联合站等场站处理。本项目新钻井 19 口，基建油井 22 口，其中新钻井 80 口，代用井 3 口，配套建设电伴热集油管线、拉油点、道路、供电等配套工程，本项目采出液处理、含油污水处理充分利用周边场站剩余能力。本次环评在 3.1 章节中详述了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井井场和集油管线。废气主要为井场和集输管线逸散的非甲烷总烃气体；废水主要为油井作业污水、油田采出水，作业污水和油田采出水最终经龙一联合站污水处理站处理后回注油层；噪声主要来自抽油机噪声；固废主要为油井作业产生的含油污泥，由罐车拉运至方兴油田台 1 危险废物贮存库暂存，定期委托大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处理满足相关标准后用于垫井场和通井路。区块内生态恢复良好，未发现生态环境问题和环境风险隐患。 本项目 3.1 章节对现有工程环境影响进行回顾性评价，明确了现有区块的污染物排放情况，对现有污染防治措施有效性进行了评价，依托的龙二转油站、龙一联合站等场站环保手续齐全，场站污染物能够满足达标排放要求，具体	符合

		见 3.11 章节，各依托场站设施均可有效依托。	
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，本项目拟建油井 22 口，不以单井形式开展环评。	符合
3	涉及向地表水体排放污染物的陆地油气开采项目，应当符合国家和地方污染物排放标准，满足重点污染物排放总量控制要求。	本项目施工期及运营期废水均不外排。	符合
4	涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层，一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。	项目运营期作业污水和采出液处理水经龙一联合含油污水处理站处理达标后回注油层，属于回注到现役油气藏层位，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分区防渗措施、跟踪监测来防止污染地下水。	符合
5	通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放	采油井口安装了密封垫，拉油点储罐阀门、法兰等安装密封垫片，一部分油井产液采用电伴热管线密闭集输进入龙二转油站集输系统；一部分井场产液进拉油点储罐，拉油点储罐密闭收集储存产液，伴生气用于拉油点多功能储罐加热炉自耗，剩余伴生气经火炬燃烧，拉油点储罐储存过程中为密闭状态，有效的降低了非甲烷总烃的无组织挥发。	符合
6	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式处理和综合利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及	项目施工期水基废钻井液、钻井岩屑排入井场水基钢制泥浆槽中，由井场移动式泥浆不落地处理装置处理，处理后的泥饼拉运至黑龙江龙之润环保工程有限公司渣土场堆存，用于垫井场和通井路。油基废钻井液、油基钻井岩屑、油基钻井废水和含油废射孔液排入井场设置的油基钢制泥浆槽，委托有危废处理资质的黑龙江迈景环保科技有限公司处理满足相关标准后	符合

	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。	用于垫井场和通井路；膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋和施工废料经由施工单位安排拉运至第七采油厂工业固废填埋场处理；生活垃圾统一收集拉运至杜尔伯特蒙古族自治县生活垃圾填埋场处理。运营期含油污泥、落地油全部回收，由罐车拉运至方兴油田台1危险废物贮存库暂存，定期委托大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处理满足相关标准后用于垫井场和通井路；含油废防渗布属于危险废物，定期委托资质单位定期拉运处置。油气开采项目产生的危险废物均已按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。	
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。	工程方案设计3座平台井场和10座单井井场，最大限度减少工程永久占地，管线沿新建通井路敷设，减少临时占地，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。环评中已提出针对占用耕地和草地的保护措施，本项目钻井及压裂用产品质量达标的低标号柴油，采用节能环保型柴油动力设备。	符合
8	油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案。	大庆油田有限责任公司方兴分公司现有《环境突发事件专项应急预案》主要包括应急组织机构及职责明确、监测与预警、应急处置与应急响应、恢复与重建、应急保障与培训、督查与奖惩等内容。并于2023年6月15日在大庆市肇州生态环境局进行了备案，备案编号为 230621-2023-012-L。	符合

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

1.4.3.2 与《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）符合性分析

本项目依托场站内原油储罐均为固定顶罐，罐体均无孔洞和裂隙，采样口等均处于密闭状态，同时罐体周围均设置了围堰，满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中的 5.2.3.2 固定顶罐运行要求。

本项目采油井口安装了密封垫，拉油点储罐阀门、法兰等安装密封垫片，油井产液采用管线密闭集输进入拉油点储罐，拉油点储罐密闭收集储存产液，伴生气用于拉油点多功能储罐加热炉自耗，剩余伴生气经火炬燃烧，拉油点储罐储存过程中为密闭状态，可有效控制挥发性有机物无组织排放。本项目不在重点地区，不需开展泄漏检测与修复工作，本项目符合《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）

相关要求。

1.4.3.3 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性判定

本项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》（环保部公告 2012 年第 18 号）符合性分析见表 1.4-6。

表 1.4-6 本工程与《石油天然气开采业污染防治技术政策》相关要求符合性

序号	相关要求	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。本项目作业污水经龙一联合含油污水处理站处理达标后回注油层，回用率 100%，工业固废（施工期水基废钻井液、钻井岩屑、废射孔液、膨润土等废包装袋、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。大庆油田有限责任公司方兴分公司井下作业中配备泄油器、刮油器等配套措施，落地油在施工结束后 100%回收。
4	在井下作业过程中，酸化液和压裂液宜集中配制，酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置，压裂放喷返排入罐率应达到 100%。酸化、压裂作业和试油（气）过程应采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施。	符合。压裂返排液由罐车拉运至塔三压裂液处理站，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。
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。	符合。本项目油田产液采出水最终进入龙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。
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。本项目采用定向井和水平井钻井技术，且新钻油井组成 3 座平台和 10 座单井井场，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。本项目一部分井场伴生气经新建电伴热集油管线进龙二转油站用于加热炉自耗；一部分井场产生的伴生气进入拉油点储罐，伴生气用于拉油点多功能储罐加热炉自耗，剩余伴生气经火炬燃烧，不放空。
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。作业污水由施工现场污水回收装置回收后拉运至龙一联含油污水处理站处理达标后回注油层，不外排。
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。拉油点储罐清淤、依托场站油气水分离器产生的油泥（砂）及落地油由罐车拉运至方兴油田台 1 危险废物贮存库暂存，定期委托大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处理满足相关标准后用于垫井场和通井路，含油污泥资源化利用率 100%。

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

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

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

序号	类别	相关要求	本工程符合性
1	加强政策引导	企业采用符合国家有关低 VOCs 含量产品规定的涂料、油墨、胶粘剂等，排放浓度稳定达标且排放速率、排放绩效等满足相关规定的，相应生产工序可不要求建设末端治理设施。使用的原辅材料 VOCs 含量（质量比）低于 10% 的工序，可不要求采取无组织排放收集措施。	本工程为石油开采工程，在采油井口安装了密封垫，拉油点储罐阀门、法兰等安装密封垫片，油井产液采用管线密闭集输进入拉油点储罐，拉油点储罐密闭收集储存产液，伴生气用
2	加强设备与场所密闭管理	含 VOCs 物料应储存于密闭容器、包装袋，高效密封储罐，封闭式储库、料仓等。含	

		VOCs 物料转移和输送，应采用密闭管道或密闭容器、罐车等。	于拉油点多功能储罐加热炉自耗，剩余伴生气经火炬燃烧，拉油点储罐储存过程中为密闭状态，采用罐车密闭拉运，可有效控制挥发性有机物无组织排放，在采取了上述措施后，本项目的建设符合《黑龙江省重点行业挥发性有机物综合治理行动方案》。
3	推进使用先进生产工艺	通过采用全密闭、连续化、自动化等生产技术，以及高效工艺与设备等，减少工艺过程无组织排放。挥发性有机液体装载优先采用底部装载方式。	
4	加大废水集输系统改造力度	哈尔滨市、大庆市现有重点企业通过采取密闭管道等措施逐步替代地漏、沟、渠、井等敞开式集输方式。	

1.4.3.5 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 1.4-8。

表 1.4-8 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《车用柴油》（GB19147-2016）的柴油，加强对机械设备的维护、保养，减少不必要的运转时间，以控制尾气的排放。本项目运营期在采油井口安装了密封垫，拉油点储罐阀门、法兰等安装密封垫片，油井产液采用管线密闭集输进入拉油点储罐，拉油点储罐密闭收集储存产液，伴生气用于拉油点多功能储罐加热炉自耗，剩余伴生气经火炬燃烧，拉油点储罐储存过程中为密闭状态，采用罐车密闭拉运，可有效控制挥发性有机物无组织排放。	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。

1.4.3.6 与《黑龙江省空气质量持续改善行动计划实施方案》（黑政发〔2023〕19号）符合性

本项目与《黑龙江省空气质量持续改善行动计划实施方案》（黑政发〔2023〕19号）符合性分析见表 1.4-9。

表 1.4-9 与《黑龙江省空气质量持续改善行动计划实施方案》符合性判定

序号	相关要求	符合性分析	符合性
1	严格环境准入要求。新改扩建高耗能、高排放、低水平项目，要严格按照产业规划和政策、生态环境分区管控、规划环评、项目环评、节能审查以及产能置换、总量控制、区域污染物削减、碳达峰等相关要求执行，原则上采用清洁运输方式。	本工程为陆地石油开采项目，不属于高耗能、高排放、低水平项目。	符合
2	加快淘汰重点行业落后产能。严格执行《产业结构调整指导目录》要求，加快退出淘汰类产能、工艺、装备，提高限制类产能、工艺、装备淘汰改造引导力度	本项目为陆地石油开采项目，根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，本项目属于鼓励类“七、石油天然气”中“1.石油天然气开采：页岩气、页岩油、致密油（气）、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发”，项目建设符合国家的产业政策。	
3	加快推进能源结构优化。到 2025 年，非化石能源消费比重力争超过 15%。持续增加天然气生产供应，进一步优化天然气使用方式，新增天然气优先保障居民生活和清洁取暖需求，在落实气源的前提下加大工业用煤替代力度。	本工程为陆地石油开采项目，运行期拉油点多功能储罐和依托场站加热装置均采用清洁天然气作为燃料。	
4	深化扬尘污染综合治理。全面推行绿色施工，严格执行“六个百分之百”，将防治扬尘污染费用纳入工程造价。	本工程施工期通过采取施工场地定时洒水、运输车辆加盖苫布、土方采取防尘网遮盖挡等措施，降低施工扬尘对周围环境的影响。运行期不会产生扬尘。	
5	强化 VOCs 全流程、全环节综合治理。鼓励使用低泄漏的储罐呼吸阀、紧急泄压阀，定期开展储罐部件密封	本项目运营期在采油井口安装了密封垫，拉油点储罐阀门、法兰等安装密封垫片，一部分油井产液采用管线密闭集	

	性检测。对装载汽油、煤油等高挥发性化工产品的汽车罐车，推广使用自封式快速接头。污水处理场所高浓度废气要单独收集处理；含 VOCs 有机废水储罐、装置区集水井（池）废气要密闭收集处理。规范开展泄漏检测与修复（LDAR）。企业开停工、检维修期间，及时收集处理退料、清洗、吹扫等作业产生的 VOCs 废气。企业不得将火炬燃烧装置作为日常大气污染处理设施。	输进龙二转油站集输系统；一部分采用拉油工艺，拉油点储罐密闭收集产液，伴生气用于拉油点多功能储罐加热炉自耗，剩余伴生气经火炬燃烧，拉油点储罐储存过程中为密闭状态，采用罐车密闭拉运，可有效控制挥发性有机物无组织排放。	

根据以上分析，本项目符合《黑龙江省空气质量持续改善行动计划实施方案》（黑政发〔2023〕19号）中要求。

1.4.3.7 与《大庆市空气质量持续改善行动计划实施方案》（庆政发〔2024〕10号）符合性分析

本项目与《大庆市空气质量持续改善行动计划实施方案》（庆政发〔2024〕10号）符合性分析见表 1.4-10。

表 1.4-10 与《大庆市空气质量持续改善行动计划实施方案》符合性判定

序号	相关要求	符合性分析	符合性
1	严格环境准入要求。新改扩建高耗能、高排放、低水平项目，要严格按照产业规划和政策、生态环境分区管控、规划环评、项目环评、节能审查以及产能置换、总量控制、区域污染物削减、碳达峰等相关要求执行，原则上采用清洁运输方式。	本工程为石油开采项目，不属于高耗能、高排放、低水平项目。	符合
2	加快淘汰重点行业落后产能。严格执行《产业结构调整指导目录》要求，加快退出淘汰类产能、工艺、装备，提高限制类产能、工艺、装备淘汰改造引导力度	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：页岩气、页岩油、致密油（气）、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发”，项目建设符合国家的产业政策。	
3	大力发展新能源和清洁能源。持续增加天然气生产供应，进一步优化天然气使用方式，新增天然气优先保障居	本工程为石油开采项目，运行期依托加热装置均采用清洁天然气作为燃料。	

	民生活和清洁取暖需求，在落实气源的前提下加大工业用煤替代力度。		
4	深化扬尘污染综合治理。全面推行绿色施工，严格执行“六个百分之百”，将防治扬尘污染费用纳入工程造价。	本工程施工期通过采取施工场地定时洒水、运输车辆加盖苫布、土方采取防尘网遮盖挡等措施，降低施工扬尘对周围环境的影响。运行期不会产生扬尘。	
5	强化 VOCs 综合治理。鼓励使用低泄漏的储罐呼吸阀、紧急泄压阀，定期开展储罐部件密封性检测。对装载汽油、煤油等高挥发性化工产品的汽车罐车，推广使用自封式快速接头。污水处理场所高浓度废气要单独收集处理；含 VOCs 有机废水储罐、装置区集水井（池）废气要密闭收集处理。 规范开展泄漏检测与修复（LDAR）。企业开停工、检维修期间，及时收集处理退料、清洗、吹扫等作业产生的 VOCs 废气。	本项目运营期在采油井口安装了密封垫，拉油点储罐阀门、法兰等安装密封垫片，一部分油井产液采用管线密闭集输进龙二转油站集输系统；一部分采用拉油工艺，拉油点储罐密闭收集产液，伴生气用于拉油点多功能储罐加热炉自耗，剩余伴生气经火炬燃烧，拉油点储罐储存过程中为密闭状态，采用罐车密闭拉运，可有效控制挥发性有机物无组织排放。	

根据以上分析，本项目符合《黑龙江省空气质量持续改善行动计划实施方案》（黑政发〔2023〕19号）中要求。

1.4.3.8 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 1.4-11。

表 1.4-11 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。	本项目开采过程中一部分油井产液采用管线密闭集输进龙二转油站集输系统，伴生气用于转油站加热炉自耗；一部分采用拉油工艺，伴生气用于拉油点多功能储罐加热炉自耗，剩余伴生气经火炬燃烧。	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，伴生气用于加热炉自耗，剩余伴生气经火炬燃烧。井口安装密封垫，罐车密闭运输，集输管线采用密闭管道，定期对设备和管道进	符合

		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	

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。

1.4.3.9 与《中华人民共和国黑土地保护法》的符合性分析

本项目位于黑龙江省大庆市杜尔伯特蒙古族自治县绿色草原牧场和敖林西伯乡，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 1.4-12。

表 1.4-12 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耕地（基本农田和一般耕地）和草地，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，对永久占地按“占一补一”原则进行补偿，专款用于基本农田补划。	符合
2	建设项目占用黑土地的，应当按照规定的标准对耕作层的土壤进行剥离。剥离的黑土应当就近用于新开垦耕地和劣质耕地改良、被污染耕地的治理、高标准农田建设、土地复垦等。	本项目在开工征地前由方兴分公司编制表土剥离利用方案，施工过程中针对临时占用耕地，应剥离占地内 0.3m 的表土，采用分层开挖，分层堆放，暂存于施工井场或管线两侧的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖等措施防止水土流失，定期采取洒水抑尘措施，永久占地剥离表土用于高标准农田建设，临时占地剥离的表土在施工结束后分层回填，并及时平整地表。	符合

在采取以上措施后，本项目符合《中华人民共和国黑土地保护法》中要求。

1.4.2.10 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 1.4-13。

表 1.4-13 本项目与《黑龙江省黑土地保护利用条例》相关要求符合性表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	第二十四条 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。	本项目为陆地石油开采项目，属于国家能源建设项目，项目部分新建井场位于永久基本农田内，根据地下储层特性，项目选址无法避让耕地。项目在施工前需要征收土地，应报请相关主管部门同意，取得用地审批。本项目新建井以平台井场为主，尽可能减少占地。本项目建设过程中，对占用的耕地，	符合

		按照“占一补一”的原则及相关规定缴纳土地补偿费，专款用于占地补偿，按规定补划永久基本农田，不会对周边黑土耕地产生影响。	
2	第三十三条 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。	本项目废水和固体废物合理收集处置。施工期水基钻井废水排入井场水基钢制泥浆槽中，由井场移动式泥浆不落地处理装置处理，处理后的压滤水由罐车拉运至葡一联含油污水处理站处理达标后回注油层；压裂返排液由罐车拉运至塔三压裂液处理站，处理达标后回注油层；管线试压废水由罐车拉运至龙一联含油污水处理站处理达标后回注油层；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，由物业单位庆南工矿服务公司拉运至八百垧客运污水站经污水管网排入大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂处理达标后排放。本项目施工期水基废钻井液、钻井岩屑排入井场水基钢制泥浆槽中，由井场移动式泥浆不落地处理装置处理，处理后的泥饼拉运至黑龙江龙之润环保工程有限公司渣土场堆存，用于垫井场和通井路；油基废钻井液、油基钻井岩屑、油基钻井废水和含油废射孔液排入井场设置的油基钢制泥浆槽，委托有危废处理资质的黑龙江迈景环保科技有限公司处理满足相关标准后用于垫井场和通井路；膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋和施工废料经由施工单位安排拉运至第七采油厂工业固废填埋场处理；生活垃圾统一收集拉运至杜尔伯特蒙古族自治县生活垃圾填埋场处理。运营期产生的含油污泥及落地油全部回收，由罐车拉运至方兴油田台1危险废物贮存库暂存，定期委托大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处理满足相关标准后用于垫井场和通井路；含油废防渗布经收集后暂存于方兴油田台1危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理。	符合
3	第三十九条 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	本项目为避免事故状态下对周边黑土地的影响，方兴分公司已针对项目运行过程中可能产生的突发环境污染事件制定了《大庆油田有限责任公司方兴分公司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	符合

	农村、林业和草原主管部门报告。	查与奖惩等内容，该应急预案已在大庆市肇源县生态环境局备案（备案号 230622-2023-007-M）。	
4	第四十三条 在黑土地上禁止下列行为：建窑、建坟；擅自建房、挖砂、采石、采矿等；向黑土地倾倒垃圾；法律、法规规定的其他禁止行为。	本项目为陆地石油开采项目，属于国家能源建设项目，项目部分新建井场位于永久基本农田内，根据地下储层特性，项目选址无法避让耕地。项目在施工前需要征收土地，应报请相关主管部门同意，取得用地审批。	符合
5	第四十四条 建设项目不得占用黑土地；确需占用的，应当依法严格审批，并补充数量和质量相当的耕地。基础设施建设应当采取必要措施，避免因建设项目导致水淹耕地或者破坏黑土地生态环境。	本项目为陆地石油开采项目，属于国家能源建设项目，项目部分新建井场位于永久基本农田内，根据地下储层特性，项目选址无法避让耕地。项目在施工前需要征收土地，应报请相关主管部门同意，取得用地审批。本项目新建井以平台井场为主，尽可能减少占地。本项目建设过程中，对占用的耕地，按照“占一补一”的原则及相关规定缴纳土地补偿费，专款用于占地补偿，按规定补划永久基本农田，不会对周边黑土耕地产生影响。	符合

1.4.3.11 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。

本项目永久占地及临时占地类型为耕地（永久基本农田）和草地，占用黑土耕地。本项目施工前由方兴分公司编制表土剥离利用方案，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，确保恢复等质等量耕地。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 3 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。

1.4.3.12 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 1.4-14。

表 1.4-14 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。	本项目临时占地包括耕地和草地。本项目临时占地采取剥离占地表土，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。对临时占地进行表土剥离，施工结束后平整回填和植被恢复，对永久占地按“占一补一”原则进行补偿，专款用于基本农田补划，确保恢复等质等量的耕地。	符合
2	临时用地使用期限一般不超过两年。建设周期较长的能源、交通、水利等基础设施建设项目施工使用的临时用地，期限不超过四年。	本项目为陆地石油开采的能源基础设施建设项目，本项目计划施工期不超过 1 年。	符合
3	严格落实临时用地恢复责任，临时用地期满后应当拆除临时建（构）筑物，使用耕地的应当复垦为耕地，确保耕地面积不减少、质量不降低；使用耕地以外的其他农用地的应当恢复为农用地；使用未利用地的，对于符合条件的鼓励复垦为耕地。	本项目施工结束后拆除临时用地内临时建（构）筑物，并等质等量恢复临时占地内的耕地。确保耕地面积不减少、质量不降低。对临时占用草地进行植被恢复。	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。

1.4.3.13 与《基本农田保护条例》（2011 年修正）符合性判定

根据《基本农田保护条例》，国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开永久基本农田保护区，需要占用永久基本农田，涉及农用地转用或者征

收土地的，应报请相关主管部门同意，并补充划入数量和质量相当的永久基本农田或按规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。油田开发工程占地完全避开永久基本农田的可能性较低，在不可避免的条件下需占用永久基本农田时，施工完毕后1年内，临时占地全部恢复原有植被类型，即占用农田全部恢复为耕地。临时占地恢复也可在征地过程中给予农民一定的费用补偿，由农民自行进行土地恢复。本项目井场、拉油点及道路工程永久占用基本农田面积共1.08hm²，对于占用的永久基本农田应按照《中华人民共和国土地管理法》中“占多少、垦多少”的原则，补充数量和质量相当的永久基本农田。

本项目对农业生产的直接影响主要体现为占用耕地而造成粮食减产，对于临时占地造成的农作物减产，除应对其进行经济补偿外，工程开工前，应先剥离占地范围内表层土，井场范围表层土堆置于井场内设置的表土剥离临时堆放区，并对堆放区做好水保措施，待钻井工程结束后，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，永久占耕地剥离表土就近用于新开垦耕地和低质耕地改良、被污染耕地的治理、高标准农田建设、土地复垦等。本项目的建设对当地土地利用格局影响在可接受范围内。因此本项目符合《基本农田保护条例》。

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

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

表 1.4-15 本项目与《黑龙江省耕地保护条例》相关要求符合性一览表

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

	后,应当及时启动应急预案,并按照规定处理。		
3	第四十五条:耕地的耕作层土壤剥离按照国家和省有关规定执行。	本项目根据《黑龙江省人民政府办公厅关于建设占用耕地耕作层土壤剥离利用工作的指导意见(试行)》(黑政办规〔2021〕18号)要求实施表土剥离制度,本项目在施工过程中针对永久占地及临时占地,应剥离占地内0.3m的表土,采用分层开挖,分层堆放,集中暂存于剥离表土临时堆放区,并采取苫布遮盖等措施防止水土流失,定期采取洒水抑尘措施。针对永久占地将剥离的表土就近用于新开垦耕地和低质耕地改良、被污染耕地的治理、高标准农田建设、土地复垦等,针对临时占地在将剥离的表土在施工结束后分层回填,并及时平整恢复。	符合
4	第四十六条:经批准占用耕地的非农业建设项目施工时,施工单位应当减少地表扰动范围,避免损坏周边耕地的耕作层。无法避免的,由建设单位及时进行处理、修复或者依法补偿。	本项目在施工过程中严格控制施工作业面积,基建井场组成3座平台和10口单井,减少永久占地。加强施工管理,尽量减少占地面积,并规范行车路线及施工人员行为,严禁随意践踏、碾压施工区范围外的植被,确保尽量少占优质黑土地。针对永久占地及临时占地,应剥离占地内0.3m的表土,采用分层开挖,分层堆放,集中暂存于剥离表土临时堆放区,并采取苫布遮盖等措施防止水土流失,定期采取洒水抑尘措施。针对永久占地将剥离的表土按照“占一补一,质量相等”的要求进行补偿并易地补充耕地,永久占耕地剥离表土就近用于新开垦耕地和低质耕地改良、被污染耕地的治理、高标准农田建设、土地复垦等。针对临时占地在将剥离的表土在施工结束后分层回填,及时平整恢复。	符合

根据以上分析,本项目符合《黑龙江省耕地保护条例》中要求。

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

本项目与《关于强化管控落实最严格耕地保护制度的通知》（国土资发〔2014〕18号）符合性分析见表 1.4-17。

表 1.4-17 与关于强化管控落实最严格耕地保护制度的通知相关要求符合性判定

序号	相关要求	符合性分析	符合性
1	进一步严格建设占用耕地审批。强化建设项目预审，严格项目选址把关。凡不符合土地利用总体规划、耕地占补平衡要求、征地补偿安置政策、用地标准、产业和供地政策的项目，不得通过用地预审。对线性工程占用耕地 100 公顷以上、块状工程 70 公顷以上的，省级国土资源部门必须组织实地踏勘论证，部组织抽查核实；确需占用的，按照确保粮食生产能力不下降的要求，提出补充耕地安排，补充数量质量相当的耕地，并作为通过预审的必备条件。	本项目占用耕地面积为 8.3hm ² ，其中永久占用耕地为 1.08hm ² ，临时占用耕地为 7.22hm ² ，符合大庆市国土空间总体规划等要求，本项目针对永久占地将剥离的表土按照“占一补一，质量相等”的要求进行补偿并易地补充耕地，针对临时占地在将剥离的表土在施工结束后分层回填，并及时恢复地表植被。	符合
2	强化耕地数量和质量占补平衡。各地要严格执行以补定占、先补后占规定，引导建设不占或少占耕地。	本项目针对永久占地将剥离的表土按照“占一补一，质量相等”的要求进行补偿并易地补充等质等量耕地，针对临时占地在将剥离的表土在施工结束后分层回填，并及时恢复地表植被。本工程建设过程中，对占用的耕地，按照“占多少，垦多少”的原则，由建设单位负责开垦与所占用耕地的数量和质量相当的耕地；如果没有条件开垦时，按照省的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。	符合
3	严格划定和永久保护基本农田。基本农田一经划定，实行严格管理、永久保护，任何单位和个人不得擅自占用或改变用途；建立和完善基本农田保护负面清单，符合法定条件和供地政策，确需占用和改变基本农田的，必须报国务院批准，并优先将同等面积的优质耕地补划为基本农田。		

根据以上分析，本项目符合《关于强化管控落实最严格耕地保护制度的通知》中要求。

1.4.3.18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1.4-19。

表1.4-19 本项目与黑政办规〔2021〕18号相关要求符合性一览表

序号	文件要求	符合性分析	符合性

1	成片开发和城镇批次用地占用耕地的，应在供地前实施耕作层土壤剥离；单独选址项目及其他需要剥离的项目，应在开工建设前按照剥离利用方案要求实施耕作层土壤剥离，并将剥离土壤存储在指定地点或直接输送到再利用场所。耕作层土壤剥离及运输过程中，应采取水土保持和扬尘防治措施，防止土壤和环境污染。土壤存储点的选取应遵循就近存储、易于存放、专人管理的原则，尽量利用废弃土地、闲置建设用地和未利用地，避让永久基本农田和生态保护红线、水源地等敏感区域。土壤存储要采取必要的工程防护和保育措施，防止出现水土流失、土壤质量退化 and 安全隐患。	本项目建设占地包括耕地和草地。项目在施工过程中针对临时占地，应剥离占地表土，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，并采取苫布遮盖等措施防止水土流失，定期采取洒水抑尘措施。针对临时占地在将剥离的表土在施工结束后分层回填，并及时恢复地表植被。	符合

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

1.4.3.19 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1.4-20。

表 1.4-20 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。	本项目为陆地石油开采项目，属于国家能源建设项目，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。本项目部分井场、管线等工程建设占用基本草原。临时占地采取剥离占地内0.2m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。针对永久占地按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，恢复植被。	符合
2	因建设征收、征用集体所有的草原的，应当依照《中华人民共和国土地管理法》的规定给予补偿；因建设使用国家所有的草原的，应当依照国务院有关规定对草原承包经营者给予补偿。		

3	临时占用草原的期限不得超过二年，并不得在临时占用的草原上修建永久性建筑物、构筑物；占用期满，用地单位必须恢复草原植被并及时退还。	本项目计划施工期不超过1年。本项目施工结束后拆除临时用地内临时建筑（构）筑物，并恢复草原植被。	符合

根据以上分析，本项目符合《中华人民共和国草原法》（中华人民共和国主席令第八十二号，2021年4月29日修正施行）中要求。

1.4.3.20 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1.4-21。

表 1.4-21 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，应当在规定的时间内、区域内，按照准许的采挖方式作业，并采取保护草原植被的措施。 在他人使用的草原上从事本条第一款所列活动的，还应当事先征得草原使用者的同意。	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（基本草原），临时占地采取剥离占地内0.2m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，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。	本项目施工前应剥离临时占用草地0.2m的表土，剥离的表土暂存于施工井场的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖等措施防止水土流失，定期采取洒水抑尘措施，施工结束后，剥离表土用于临时占地恢复草原植被。	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。

1.4.3.21 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 1.4-22。

表 1.4-22 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；	本项目施工期和运营期均不开采地下水，施工用水及试压废水、作业废水等均由罐车拉运，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，本项目在上游设 1 个潜水背景监测点，在项目区域下游设 1 个潜水跟踪监测点，在区域内布设 1 个承压水跟踪监测点和 1 个潜水跟踪监测点，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。

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

表 1.4-23 项目与《钻前工程及井场布置技术要求》符合性分析

序号	文件要求	拟建项目情况	符合性
1	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-40D/2250 型钻机，占地类型主要为耕地和草地，钻井设备施工期摆放至远离村屯的位置。	符合
2	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
3	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，基建井位于 3 座平台和 10 口单井，采用了占地面积较小的方案。	符合
4	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
5	有利废弃物回收处理、声光屏蔽等，防治环境污染。	本项目水基废钻井液、钻井岩屑排入井场水基钢制泥浆槽中，由井场移动式泥浆不落地处理装置处理，处理后的压	符合

		滤水由罐车拉运至葡一联合含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，处理后的泥饼拉运至黑龙江龙之润环保工程有限公司渣土场堆存，用于垫井场和通井路。油基废钻井液、油基钻井岩屑、油基钻井废水和含油废射孔液排入井场设置的油基钢制泥浆槽，委托有危废处理资质的黑龙江迈景环保科技有限公司处理满足相关标准后用于垫井场和通井路；膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋和施工废料由施工单位统一收集后拉运至第七采油厂工业固废填埋场处理。含油废防渗布集中收集暂存于方兴油田台1危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理；生活垃圾统一收集拉运至杜尔伯特蒙古族自治县生活垃圾填埋场处理。施工过程中产生的噪声主要为重型车辆沿途产生的噪声及钻机振动产生的噪声污染。合理安排施工时间，尽量避免大量高噪声设备同时施工；合理布置施工现场，尽量将高噪声机械布置远离环境敏感点一侧，同时，避免在同一地点安排较多的动力机械；选用低噪声设备，平时注意设备维护和保养，避免设备不正常运行产生的高噪声；运输车辆选择避开居民点路线，尽量不鸣笛。	

1.4.3.23 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 1.4-24。

表 1.4-24 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液、废气、固体废物均无害化处置，处置率 100%，水基钻井废水、废钻井液、钻井岩屑排入井场水基钢制泥浆槽中，由井场移动式泥浆不落地处理装置处理。压裂返排液由罐车拉运至塔三压裂液处理站处理达标后回注油层。油基废钻井液、油基钻井岩屑、油基钻井废水和含油废射孔液排入井场设置的油基钢制泥浆槽，委托有危废处理资质的黑龙江迈景环保科技有限公司处理满足相关标准后用于垫井场和通井路；膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋和施工废料经收集后拉运至第七采油厂工业固废填埋场处理；含油废防渗布集中收集暂存于方兴油田台1危险废物贮存库，定期委托有资质	符合

		单位处理；生活垃圾统一收集拉运至杜尔伯特蒙古族自治县生活垃圾填埋场处理。 在采油井口安装了密封垫，拉油点储罐阀门、法兰等安装密封垫片，油井产液采用管线密闭集输进入拉油点储罐，拉油点储罐密闭收集储存产液，伴生气用于拉油点多功能储罐加热炉自耗，剩余伴生气经火炬燃烧，拉油点储罐储存过程中为密闭状态，采用罐车密闭拉运，可有效控制挥发性有机物无组织排放。	
2	油气生产过程中的采出水应清洁处理后循环利用；不能循环利用的，应达标排放、回注或采取其他有效利用方式。	本项目油田采出水经龙一联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排。	符合
3	油气开采过程中产生的落地原油应及时全部回收。	本项目含油污泥及落地油全部回收，由罐车拉运至方兴油田台 1 危险废物贮存库暂存，定期委托大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处理满足相关标准后用于垫井场和通井路。	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。

1.4.3.24 与《生态环境分区管控管理暂行规定》符合性分析

本项目与《生态环境分区管控管理暂行规定》（2024 年 7 月 6 日施行）符合性分析见表 1.4-25。

表 1.4-25 本项目与《生态环境分区管控管理暂行规定》相关要求符合性表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	涉及区域开发建设活动、产业布局优化调整、资源能源开发利用等政策制定时，充分考虑生态环境分区管控要求，引导传统制造业绿色低碳转型升级及战略性新兴产业合理布局，严格控制 高耗能、高排放、低水平项目盲目发展，促进绿色低碳发展，助力加快形成新质生产力。	本项目油田开发建设项目，项目选址已充分考虑各生态环境分区管控要求，根据生态环境准入分析章节，本项目符合各生态环境分区管控要求。	符合
2	建设项目开展环评工作初期，应分析与生态	根据生态环境准入分析章节，本项	符合

	环境分区管控要求的符合性,对不满足要求的,应进一步论证其生态环境可行性,优化调整项目建设内容或重新选址。	目符合各生态环境分区管控要求。项目选址合理。	

根据以上分析,本项目符合《生态环境分区管控管理暂行规定》中要求。

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

本项目与《土壤污染源头防控行动计划》（环土壤〔2024〕80号）符合性分析见表1.4-26。

表 1.4-26 本项目与《土壤污染源头防控行动计划》符合性一览表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	落实生态环境分区管控。加强农用地分类管理,衔接国土空间规划,根据土壤污染程度和相关标准,动态调整优先保护类、安全利用类和严格管控类农用地的数量和边界,细化并落实分类管理措施。城镇开发边界外不得规划建设各类开发区,区内各类开发建设活动应严格落实生态环境准入清单。严格重点建设用地安全利用。完善地下水环境风险管控划定技术要求,划定地下水污染防治重点区,精准编制差异化准入清单,提出土壤和地下水污染风险管控要求。	本项目符合生态环境分区管控准入要求,已针对项目特点提出针对性地下水污染防治措施,主要包括采取分区防渗措施,根据可能对地下水造成污染的污染源分布制定重点防渗区、简单防渗区;根据区域潜水流向,在上游的设1个潜水背景监测点,在建设项目区域及区域下游设2个潜水跟踪监测点及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	加强未污染土壤保护。强化优先保护类耕地管理,加强土壤生态环境质量监测和保护。鼓励黑龙江等省份探索开展黑土地土壤生态环境保护监督管理。加强盐碱地生态环境保护。新建涉重金属排放企业,要在相关建设项目中加强重金属排放对周边耕地土壤的累积性风险分析,存在风险的,要采取防控措施。	本项目加强对占用耕地保护,施工期由方兴分公司编制表土剥离利用方案,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,并采取苫布遮盖等措施防止水土流失,定期采取洒水抑尘措施。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
3	推进固体废物源头减量和综合利用。加强一般工业固体废物规范化环境管理,开展历史遗留固体废物堆存场摸底排查和分级分类整改,全面完善防渗漏、防流失、防扬散等措施。严密防控危险废物环境风	本项目水基废钻井液、钻井岩屑排入井场水基钢制泥浆槽中,由井场移动式泥浆不落地处理装置处理,处理后的泥饼拉运至黑龙江龙之润环保工程有限公司渣土	符合

	险，深化危险废物规范化环境管理评估，推进全过程信息化环境管理，严格管控最终填埋处置。严厉打击非法排放、倾倒、转移、处置固体废物，尤其是危险废物环境违法犯罪行为。	场堆存，用于垫井场和通井路。油基废钻井液、油基钻井岩屑、油基钻井废水和含油废射孔液排入井场设置的油基钢制泥浆槽，委托有危废处理资质的黑龙江迈景环保科技有限公司处理满足相关标准后用于垫井场和通井路；膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋和施工废料由施工单位统一收集后拉运至第七采油厂工业固废填埋场处理。含油废防渗布集中收集暂存于方兴油田台 1 危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理；生活垃圾统一收集拉运至杜尔伯特蒙古族自治县生活垃圾填埋场处理，固体废物处置率 100%。	

1.4.3.26 与《中华人民共和国石油天然气管道保护法》符合性分析

本项目与《中华人民共和国石油天然气管道保护法》（2010 年 10 月 1 日起施行）符合性分析见表 1.4-27。

表 1.4-27 本项目与《中华人民共和国石油天然气管道保护法》符合性一览表

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

1.4.4 “三线一单”符合性分析

1.4.4.1 生态保护红线

根据《自然资源部办公厅关于辽宁等省启用“三区三线”划定成果作为报批建设项目用地用海依据的函》，本项目位于黑龙江省大庆市，属于“三区三线”划定启用的区域，其中的“三区”分别为城镇空间、农业空间、生态空间三种类型的国土空间；“三线”分别为城镇开发边界、永久基本农田、生态保护红线三条控制线。根据《大庆市国土空间总体规划（2021-2035 年）》和黑龙江省生态环境分区管控数据应用平台分析，本项目占用永久基本农田和基本草原，不在生态保护红线、城镇开发边界内，且本项目不涉及国家、省、市级自然保护区、自然文化遗产、风景名胜区、文物古迹、饮用水水源保护区、重要湿地等区域。根据黑龙江省生态环境分区管控数据应用平台，本项目不在生态保护红线范围内，本项目与生态保护红线的位置关系见附图 19。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，本项目占地包括一般管控单元为主和优先保护单元。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。	本项目部分井场占用优先管控单元中的一般生态空间，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。本项目属于国家能源设施重点建设项目，不属于大规模、高强度的工业和城镇建设工程，由于地下油藏分布原因，项目选址确实无法避让优先保护单元，在落实用地审批程序，占补要求满足《中华人民共和国土地管理法》、《基本农田保护条例》等法律法规要求的“占一补一，质量相等”，开工建设前依据《基本农田保护条例》等法律法规，到相关部门办理用地审批手续，且在施工期加强表土剥离措施的实施，临时占地在施工结束后进行生态恢复及生态补偿，不会破坏生态功能。 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，由物业单位庆南工矿服务公司拉运至八百垧客运污水站经污水管网排入大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂处理达标后排放，施工结束后临时防渗旱厕进行卫生处理，场地进行平整。管线试压废水由罐车拉运至龙一联合油污水处理站处理后回注油层。压裂返排液由罐车拉运至塔三压	符合

		裂液处理站处理达标后回注油层。水基钻井废水排入井场水基钢制泥浆槽中，由井场移动式泥浆不落地处理装置处理。施工场地噪声采取合理安排施工时间，注意设备维护和保养等措施降低噪声对周边环境的影响；施工期水基废钻井液、钻井岩屑排入井场水基钢制泥浆槽中，由井场移动式泥浆不落地处理装置处理。油基废钻井液、油基钻井岩屑、油基钻井废水和含油废射孔液排入井场设置的油基钢制泥浆槽，委托有危废处理资质的黑龙江迈景环保科技有限公司处理满足相关标准后用于垫井场和通井路；施工废料、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七采油厂工业固废填埋场处理。含油废防渗布集中收集暂存于方兴油田台 1 危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理。生活垃圾统一收集拉运至杜尔伯特蒙古族自治县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。运行期管线和场站均采取密闭性良好的阀门等，罐车密闭运输，加强对设备和管道的检查和维护控制非甲烷总烃无组织排放；运营期作业污水、洗井污水、油田采出水最终进入龙一联合含油污水处理站处理达标后回注油层；井场采取低噪声设备、基础减振等措施，从源头降低噪声排放；运营期含油防渗布经收集后暂存于方兴油田台 1 危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理。含油污泥、落地油集中收集，由罐车拉运至朝一联合含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理，运营期固体废物全部处置。采取以上措施可满足以生态环境保护为主的要求。	
一般 管控 单元	以生态环境保护与适度开发相结合为主，落实生态环境管控相关要求，重点加强农业、生活等领域污染治理。	本项目施工期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，由物业单位庆南工矿服务公司拉运至八百垧客运污水站经污水管网排入大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂处理达标后排放，施工结束后临时防渗旱厕进行卫生处理，场地进行平整。管线试压废水由罐车拉运至龙一联合含油污水处理站处理后回注油层。压裂返排液由罐车拉运至塔三压裂液处理站处理达标后回注油层。水基钻井废水排入井场水基钢制泥浆槽中，由井场移动式泥浆不落地处理装置处理。施工场地噪声采取合理安排施工时间，注意设备维护和保养等措施降低噪声对周边环境的影响；施工期水基废钻井液、钻井岩屑排入井场水基钢制泥浆槽中，由井场移动式泥浆不落地处理装置处理。油基废钻井液、油基钻井岩屑、油基钻井废水和含油废射孔液排入井场设置的油基钢制泥浆槽，委托有危废处理资质的黑龙江迈景环保科技有限公司处理。施工废料、膨润土、纯碱、重晶石粉废	符合

		包装袋由施工单位统一收集后拉运至第七采油厂工业固废填埋场处理。含油废防渗布集中收集暂存于方兴油田台 1 危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理。生活垃圾统一收集拉运至杜尔伯特蒙古族自治县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。运行期管线和场站均采取密闭性良好的阀门等，罐车密闭运输，加强对设备和管道的检查和维护控制非甲烷总烃无组织排放；运营期作业污水、洗井污水、油田采出水最终进入龙一联合含油污水处理站处理达标后回注油层；井场采取低噪声设备、基础减振等措施，从源头降低噪声排放；运营期含油防渗布经收集后暂存于方兴油田台 1 危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理。含油污泥、落地油集中收集，由罐车拉运至朝一联合含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理，运营期固体废物全部处置。	

1.4.4.2 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；本项目不排放废水，不会对周边月饼泡等地表水产生影响；本项目在采取措施后不会对地下水及土壤环境产生影响，区域地下水质量除锰外可以满足《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；本项目永久占地内土壤可以满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 建设用地土壤污染风险筛选值（基本项目）中第二类用地筛选值标准，以及表 2（其他项目）中第二类用地筛选值标准；评价范围内农用地土壤可以满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 农用地土壤风险筛选值（基本项目）中标准。因此本项目建设符合环境质量底线要求。

1.4.4.3 资源利用上线

根据《大庆市区域空间生态环境评价报告》，2020 年、2025 年和 2035 年黑龙江省土地利用目标分别为 10.9366%、11.0778%、11.3242%；大庆市 2020 年、2030 年用水总量控制指标为 33.54 亿立方米、35.03 亿立方米，2025 年煤炭消费上线 1236.21 万吨标准煤、1338.64 万吨标准煤。本项目为陆地石油开采项目，涉及建设 22 口油井和 4 座拉油点，项目永久占地 5.776hm²，临时占地面积 21.61hm²，占地类型为耕地和草地，占地面积较少，针对永久占地按“占一补一”原则进行补偿，临时占地均为施工结束后进行生态恢复，土地资源消耗符合大庆市土地资源利用上线要求；本项目施工期新鲜水消耗量

为 4419.3m³，消耗的水主要用于生活及生产需要，用量较少，运营期作业用水为处理达标后的含油污水，不增加区域的水资源消耗；井场、依托场站设备能源主要依托油田的电网供电，生产用气主要为油田采出气，拉油点新增耗气量 131 万 m³/a，不消费煤炭，能源消耗符合大庆市能源利用上线及分区管控要求。因此本项目符合资源利用上限要求。

1.4.4.4 生态环境准入清单

本项目与《大庆市生态环境准入清单（2023 年版）》中环境管控单元进行对照，本项目位于优先保护单元和一般管控单元，对照黑龙江省生态环境分区管控数据应用平台，本项目位于肇州县永久基本农田一般管控单元和其他区域、肇州县城镇空间重点管控单元、肇州县一般生态空间。黑龙江省生态环境分区管控数据应用平台截图见图 1.4-3，本项目与生态环境准入清单管控体系符合性分析见表 1.4-22。

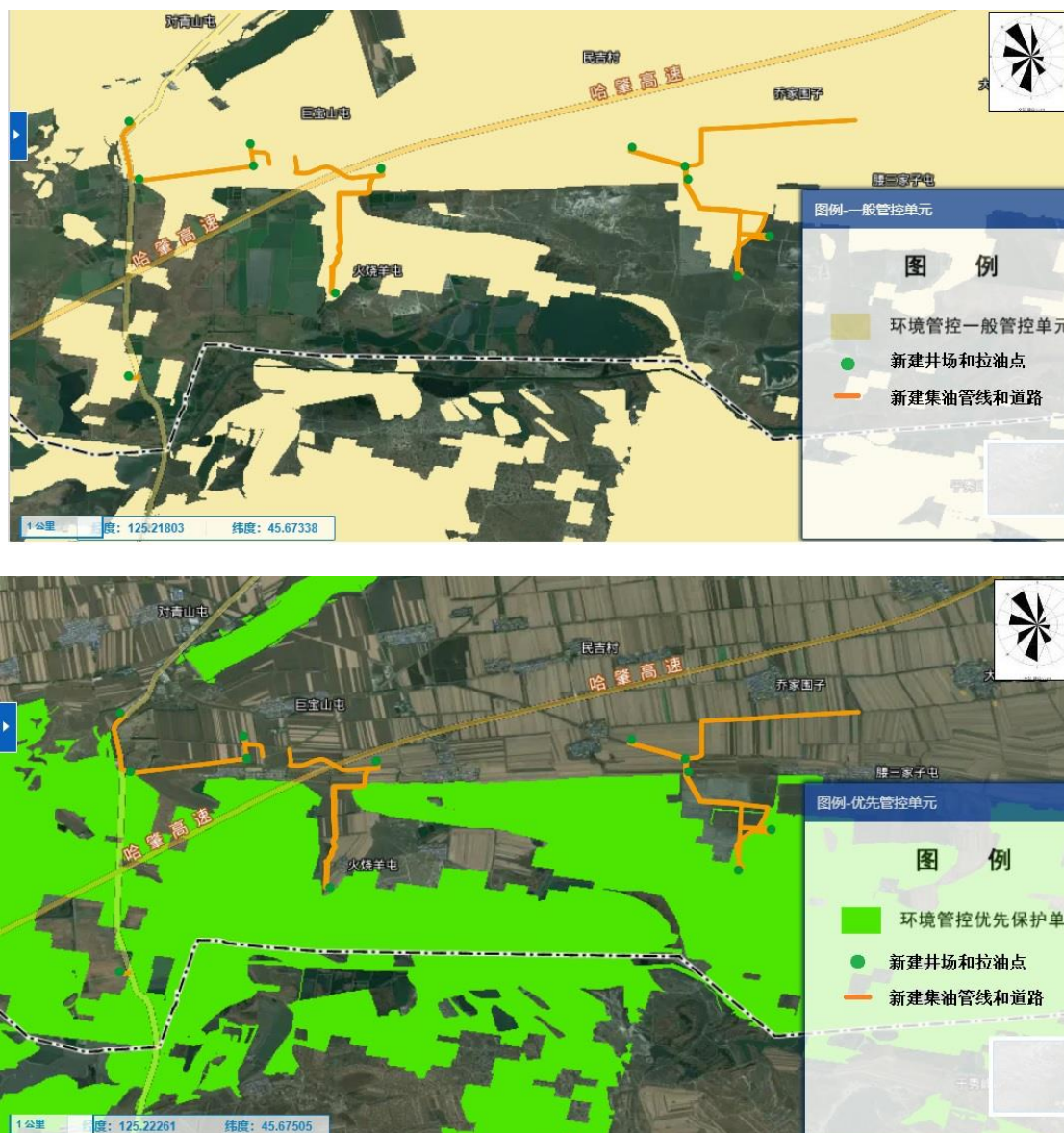


图 1.4-3 黑龙江省生态环境分区管控数据应用平台截图

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
总体要求	空间布局约束	1.禁止在居民区、学校、医疗和养老机构等周边新建有色金属冶炼、焦化等行业企业。 2. 坚决遏制高耗能高排放项目盲目发展，严禁违规“两高”项目建设、运行。严把“两高”项目审批关和监督关，坚决遏制“两高”项目盲目发展。严格落实污染物排放区域消减要求。以钢铁、煤炭、水泥等行业为重点，依据能耗、环保、质量、安全、技术等五个标准依法依规推动落后产能退出。 3.严格控制在优先保护类耕地集中区域新建有色金属冶炼、石油加工、化工、焦化、电镀、制革等行业企业，现有相关行业企业要采用新技术、新工艺，加快提标升级改造步伐，对超标、超总量排放情形严重的，依法责令其停业、关闭。 4.从严控制高能耗、高物耗、高水耗、低水平重复建设项目，以及涉危、涉重和其他重大环境风险项目。 5. 对严格管控类划定为特定农产品禁止生产区域的地块，禁止生产特定农产品。从严管控农药、化学等行业的重度污染地块规划用途，确需开发利用的，鼓励用于拓展生态空间。严格名录内地块的准入管理。未依法完成土壤污染状况调查和风险评估的地块，不得开工建设与风险管控和修复无关的项目。 6.禁燃区内禁止新建、改建、扩建燃用高污染燃料的锅炉、炉窑、炉灶等燃烧设施（城市集中供热应急调峰锅炉除外）；禁止销售和燃用高污染燃料。 7. 加大淘汰改造燃煤锅炉力度。一是县级及以上城市建成区原则上不再新	1.本项目属于石油开采行业，不属于有色金属冶炼、焦化等行业企业。 2.本项目不属于钢铁、水泥、电解铝、平板玻璃等行业。 3.本项目不属于有色金属冶炼、石油加工、化工、焦化、电镀、制革等行业企业。 4.本项目不属于高能耗、高物耗、高水耗、低水平重复建设项目，不属于涉危、涉重和其他重大环境风险项目。 5.本项目不涉及种植食用农产品。 6.根据《大庆市人民政府关于调整高污染燃料禁燃区的通告》（庆政规〔2019〕3号），本项目所在区域不属于禁燃区；同时本项目新建加热炉使用天然气，不燃用高污染燃料。 7.本项目新建拉油点储罐加热炉以天然气为燃料，不涉及燃煤锅炉使用。 8.本项新建拉油点储罐加热炉使用清洁能源天然气为燃料，不使用煤炭。 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、清洗剂等原料。因此，本项目符合空间布局约束要求。

		建 35 蒸吨/小时及以下燃煤锅炉，其他地区原则上不再新建 10 蒸吨/小时以下燃煤锅炉。二是积极推进地级及以上城市建成区 35 蒸吨/小时及以下燃煤锅炉淘汰，到 2025 年基本完成淘汰。三是推进建成区 65 蒸吨及以上供热燃煤锅炉，以及年燃煤量在 5 万吨以上的燃煤大户实施超低排放改造。四是采取生物质锅炉替代的，需使用专用锅炉，配套布袋等高效除尘设施，若氮氧化物排放不能达标的需配备脱硝设施，使用过程中严禁掺烧煤炭、垃圾等其他物料。实施工业炉窑清洁能源替代，大力推进电能替代煤炭。 8. 大力发展新能源和清洁能源，逐步实现非化石能源成为能源消费增量主体并实施存量替代。严控煤炭消费增长，推进煤炭清洁高效利用。 9. 严控煤电项目审批，不再核准自备燃煤电厂项目。 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。	
	污染物排放管控	1.2025 年和 2035 年全市大气污染物氮氧化物和 VOCs 重点工程削减量不低于省政府确定的削减量。 2.2025 年和 2035 年全市水污染物化学需氧量和氨氮削减量不低于省政府确定的削减量。到 2025 年，全市地表水体消除劣 V 类，县级城市建成区基本消除黑臭水体。	符合。本项目施工过程中产生的废气主要为施工扬尘、施工车辆排放的尾气、柴油机废气、焊接烟尘。施工扬尘采取运输道路及施工场地定时洒水抑尘，运输车辆采取苫布遮盖措施，土方开挖采取遮盖、围挡、洒水等防尘措施；施工车辆采用清洁燃料，降低污染物排放；柴油机采用节能环保型柴油动力设备，钻井发电机和钻井柴油机采用符合《车用柴油》（GB19147-2016）的柴油，加强对机械设备的维护、保养，减少不必要的运转时间，以控制尾气的排放；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、拉油点储罐和场站油气处理加热炉产生的烟气。本项目井口安装密封垫，集输管线采用密闭管道，拉油点储罐密闭，定期对设备和管道进

				行维修保养，保证油气处理设施的平稳运行，控制烃类气体的无组织挥发，拉油点储罐和场站加热炉燃料均采用天然气，为清洁能源。本项目施工期及运营期废水均不外排。
	资源利用效率要求		1.全市 2025 年用水总量不得超过 34.38 亿立方米，2030 年用水总量控制指标不高于省政府确定的指标。 2.全市 2025 和 2035 年耕地保有量不低于规划指标。 3.全市 2025 年和 2035 年煤炭消费上线不高于省政府确定的指标。	项目永久占地较少，临时占地均为施工结束后进行生态恢复；本项目施工期消耗的水主要用于生活需要，用量较少，运营期作业用水均为处理达标后的含油污水，不新增新鲜水消耗；井场和依托场站设备能源主要依托油田的电网供电，伴生气用于拉油点多功能储罐加热炉自耗，不消费煤炭，能源消耗符合大庆市能源利用上线及分区管控要求。
大庆市肇州县生态环境准入清单				
环境管控单元编码	环境管控单元名称	管控单元类别	管控要求	本项目符合性分析
ZH23062110001	肇州县一般生态空间区	优先保护单元	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，按有关法律法規规定办理；涉及占用生态空间中其他未作明确规定的用地，应当加强论证和管理。符合条件的农业开发项目，须依法由市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。本项目部分井场占用优先管控单元中的一般生态空间，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。本项目属于国家能源设施重点建设项目，不属于大规模、高强度的工业和城镇建设工程，由于地下油藏分布原因，项目选址确实无法避让优先保护单元，在落实用地审批程序，占补要求满足《中华人民共和国土地管理法》、《基本农田保护条例》等法律法规要求的“占一补一，质量相等”，开工建设前依据《基本农田保护条例》等法律法规，到相关部门办理用地审批手续，且在施工期加强表土剥离措施的实施，临时占地在施工结束后进行生态恢复及生态补偿，不会破坏生态功能。 本项目属于陆地石油开采行业，井场和拉油点工程永久占用耕地和草地，对占用的耕地，按照“占一补一”的原则，由建设单位负责开垦与所占用耕地的数量和质量相当的耕地，如果没有条件开垦时，按照省的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。管线工程临时占用耕地和草地按规定办理占地手续，征地前由方兴分公司编制表土剥离利用方案，施工结束后按要求进行土方回填、植被恢复。本项目建设占地不会对生态空间

				造成损害，不会影响生态系统服务功能。	
ZH230 621200 02	肇州县 城镇空 间	重点管 控单元	空间 布局 约束	1.严禁在人口密集区新建危险化学品生产项目，城镇人口密集区危险化学品生产企业应搬迁改造。 2.禁止在城镇居民区、文化教育科学研究区等人口集中区域建设畜禽养殖场、养殖小区。	符合要求。本项目为陆地石油开采项目，生产过程中主要危险物质为石油和伴生气，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。 新建拉油点储罐加热炉以伴生气为燃料，本项目不涉及燃煤锅炉。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，由物业单位庆南工矿服务公司拉运至八百垧客运污水站经污水管网排入大庆市北控污水处理有限公司南区污水处理厂处理达标后排放，施工结束后临时防渗旱厕进行卫生处理，场地进行平整。管线试压废水由罐车拉运至龙一联合含油污水处理站处理后回注油层。压裂返排液由罐车拉运至塔三压裂液处理站处理达标后回注油层。水基钻井废水排入井场水基钢制泥浆槽中，由井场移动式泥浆不落地处理装置处理。运营期作业污水、洗井污水、油田采出水最终进入龙一联合含油污水处理站处理达标后回注油层；本项目施工期和运营期废水均不外排。
			污染 物排 放管 控	加快 65t/h 以上燃煤锅炉（含电力）超低排放改造。	
			环境 风险 防控	化工园区与城市建成区、人员密集场所、重要设施、敏感目标等应当保持规定的安全距离，相对封闭，不应保留常住居民，非关联企业和产业要逐步搬迁或退出，妥善防范化解“邻避”问题。严禁在松花江干流及一级支流沿岸 1 公里范围内布局化工园区。	
			资源 利用 效率 要求	1.推进污水再生利用设施建设。 2.公共建筑必须采用节水器具，限期淘汰公共建筑中不符合节水标准的水嘴、便器水箱等生活用水器具	
ZH230 621300 01	肇州县 永久基 本农田	一般管 控单元	资源 利用 效率 要求	1.严格永久基本农田占用和补划，永久基本农田经依法划定后，任何单位和个人不得擅自占用或者改变其用途。 2.在永久基本农田集中区域，不得新建可能造成土壤污染的建设项目；已经建成的，应当限期关闭拆除。 3.严禁占用永久基本农田发展林果业和挖塘养鱼；严禁占用永久基本农	符合要求。本项目为陆地石油开采项目，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。本工程新钻井位于 1 座平台，尽可能减少占地。本工程建设过程中，对占用的耕地，按照“占一补一”的原则，由建设单位负责开垦与所占用耕地的数量和质量相当的耕地，如果没有条件开垦时，按照省的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。针对临时占地在将剥离的表土在施工结束后分层回填，确保恢复等质等量面积的耕地。同时项目在施工建设过程中严格控制污染物排放，不在占地范围外

			田种植苗木、草皮等用于绿化装饰以及其他破坏耕作层的植物;严禁占用永久基本农田挖湖造景、建设绿化带;严禁新增占用永久基本农田建设畜禽养殖设施、水产养殖设施和破坏耕作层的种植业设施。 4.禁止任何单位和个人破坏永久基本农田耕作层。 5.禁止以设施农用地为名违规占用永久基本农田建设休闲旅游、仓储厂房等设施。 6.禁止向农用地排放重金属或者其他有毒有害物质含量超标的污水、污泥,以及可能造成土壤污染的清淤底泥、尾矿、矿渣等。 7.国家能源、交通、水利、军事设施等重点项目确实难以避让永久基本农田的,涉及农用地转用或者土地征收的,必须经过国务院批准。 8.一般建设项目不得占用永久基本农田;重大建设项目选址确实难以避让永久基本农田的,要按照“数量不减、质量不降、布局稳定”的要求,在储备区内选择数量相等、质量相当的地块进行补划。 9.非农业建设依法占用永久基本农田的,建设单位应当将所占用耕地耕作层的土壤用于新开垦的耕地、劣质地或其他耕地的土壤改良。	进行施工。本项目根据《黑龙江省人民政府办公厅关于建设占用耕地耕作层土壤剥离利用工作的指导意见(试行)》(黑政办规〔2021〕18号)要求实施表土剥离制度,征地前由方兴分公司编制表土剥离利用方案,本项目在施工过程中针对永久占地及临时占地,应剥离0.3m表土,采用分层开挖,分层堆放,剥离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,剥离的表土在施工结束后分层回填。永久占地剥离表土就近用于新开垦耕地和低质耕地改良、被污染耕地的治理、高标准农田建设、土地复垦等。

ZH230 621300 02	其他区域	一般管控单元	空间布局约束	引导工业项目向开发区集中，促进产业集聚、资源集约、绿色发展。对电力、钢铁、建材、有色、化工、石油石化、煤炭、印染等行业中，环保、能耗等不达标或生产、使用淘汰类产品的企业和产能，依法依规改造升级或有序退出。	1.本项目属于石油开采行业，不属于电力、钢铁、建材等高耗能行业。 2.本项目建设符合大庆市国土空间总体规划等相关规划，占地符合土地用途。

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

1.4.5 选址合理性分析

本项目位于大庆市杜尔伯特蒙古族自治县绿色草原牧场第八作业区东南侧和敖林西伯乡东牛场屯东侧，共基建油井 22 口，全部为新钻井，新钻井采取射孔和压裂完井。建设内容包括钻井、井场建设、拉油点建设、集油管线、通井路、供配电等，项目周围敏感点主要为居住区、耕地和草地，与本项目最近的居住区为绿色草原牧场场部居民区。

本项目新增占地类型为耕地（基本农田）和草地（基本草原），结合《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）》以及本项目生态环境分区管控分析报告，本项目评价范围内无国家公园、自然保护区、风景名胜區、世界文化和自然遗产地、海洋特别保护区、饮用水源保护区、自然公园（森林公园、地质公园、海洋公园等）、重要湿地、天然林、生态红线管控范围、重点保护野生动物栖息地，重点保护野生植物生长繁殖地，重要水生生物的自然产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道，天然渔场，沙化土地封禁保护区、封闭及半封闭海域等重要保护目标。

根据《基本农田保护条例》，国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开永久基本农田保护区，需要占用永久基本农田，涉及农用地转用或者征收土地的，应报请相关主管部门同意，并补充划入数量和质量相当的永久基本农田或按规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。本项目确需占用永久基本农田，施工临时占地全部恢复原有植被类型，即占用农田全部恢复为耕地。本项目新建井场、拉油点和道路等占用基本农田面积共 3.694hm²，针对永久占地按照“占一补一”原则缴纳土地补偿费，针对临时占地在将剥离的表土在施工结束后分层回填。项目在施工前由方兴分公司编制土壤剥离利用方案，报自然资源主管部门备案，征收土地应报请相关主管部门同意，取得用地审批，先剥离占地范围内表层土，井场范围表层土堆置于井场内设置的表土剥离临时堆放区，并对堆放区做好水保措施，待钻井工程结束后，临时占地表土回填

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。永久占耕地剥离表土就近用于新开垦耕地和低质耕地改良、被污染耕地的治理、高标准农田建设、土地复垦等。本项目的建设对当地土地利用格局影响在可接受范围内

根据《黑龙江省草原条例》，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。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（基本草原），临时占地采取剥离占地内 0.2m 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。针对占地按当地相关规定缴纳土地补偿费和植被恢复费，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，确保植被恢复。

《黑龙江省湿地保护条例》（2016 年 1 月 1 日）中第四十五条提出“任何单位和个人不得擅自征用、占用湿地或者改变湿地用途。确需征用、占用国际重要湿地、国家级湿地自然保护区、国家湿地公园或者改变其湿地用途的，应当报国家林业行政主管部门批准；征用、占用或者改变其他湿地用途的，应当经省林业行政主管部门审核同意后依法办理相关手续。”根据《黑龙江省湿地名录》，本项目土壤影响范围内涉及 6 处一般湿地。但本项目永久占地和临时占地不涉及一般湿地，仅施工和运营过程对其产生一定的间接影响，在采取相应措施后，对湿地影响不大。

本项目位于大庆市杜尔伯特蒙古族自治县绿色草原牧场和敖林西伯乡，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和重点预防区，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《大庆市生态环境准入清单（2023 年版）》，本项目位于优先保护单元和一般管控单元，对照黑龙江省生态环境分区管控数据应用平台，本项目位于肇州县永久基本农田一般管控单元和其他区域、肇州县城镇空间重点管控单元、肇州县一般生态空间，根据项目与生态环境准入清单管控体系符合性分析，本项目建设符合分区管控要求。

本项目井场布置 3 座平台井场和 10 口单井井场，采用占地面积小、环境影响小的布局方案，新建集油管线沿农田路和新建通井路敷设，尽量避绕周围环境敏感目标，减

少对耕地和草地的占用，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

本项目为致密油开采项目，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，本区块未在自然保护区、风景名胜区等环境敏感区域内，主要环境敏感保护目标为评价范围内的生态环境、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；运行期井场及拉油点无组织挥发的非甲烷总烃、井场抽油机和拉油点的噪声、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。施工扬尘采取运输道路及施工场地定时洒水抑尘，运输车辆采取苫布遮盖措施，土方开挖采取遮盖、围挡、洒水等防尘措施；施工车辆采用清洁燃料，降低污染物排放；柴油机采用节能环保型柴油动力设备，钻井发电机和钻井柴油机采用符合《车用柴油》（GB19147-2016）的柴油，加强对机械设备的维护、保养，减少不必要的运转时间，以控制尾气的排放；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、拉油点储罐和依托场站油气处理加热炉产生的烟气。本项目油气集输全部采用密闭集油工艺流程，根据预测分析非甲烷总烃小时值对环境敏感点最大浓度贡献值占标率为 8.28%，小于 100%，叠加现状浓度后，环境敏感点处非甲烷总烃的小时浓度最大为 $691.53\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，满足《大气污染物综合排放标准详解》 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 要求。井场、拉油点及依托场站排放的非甲烷总烃在厂界可以满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中

规定要求，依托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；拉油点储罐和依托场站加热炉燃料均采用天然气，为清洁能源，并采用低氮燃烧器，拉油点储罐加热炉烟气经 15m 烟囱排放，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。依托场站加热炉烟气经 8m 烟囱排放，满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 中新建燃气锅炉标准限值，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水基钻井废水、压裂返排液、试压废水、生活污水。水基钻井废水排入井场水基钢制泥浆槽中，由井场移动式泥浆不落地处理装置处理，处理后的压滤水由罐车拉运至葡一联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层；压裂返排液由罐车拉运至塔三压裂液处理站，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；管线试压废水由罐车拉运至龙一联含油污水处理站处理达标后回注油层；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，由物业单位庆南工矿服务公司拉运至八百垧客运污水站经污水管网排入大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂处理达标后排放，施工结束后临时防渗旱厕进行卫生处理，场地进行平整。

本项目运营期产生的废水主要为油田采出水和作业污水。采用电伴热集输工艺的油井产液进入龙二转油站集输系统，龙二转油站初步分离的含水油进龙一联脱水站处理；拉油工艺的油井产液由罐车拉运至龙一联卸油点进入龙一联转油脱水站处理系统，采出水管输进入龙一联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。作业污水通过罐车回收后拉运至龙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。本项目废水均不外排，不会对周边地表水环境产生影响。

本工程可能对地下水产生影响的因素主要为施工期废水、钻井泥浆及运行期作业污水、落地油及油田采出水等。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

施工过程中产生的噪声主要为钻井、压裂和地面建设施工机械、车辆运营噪声。采取合理安排施工时间，尽量避免大量高噪声设备同时施工；合理布置施工现场，尽量将高噪声机械布置远离环境敏感点一侧，同时，避免在同一地点安排较多的动力机械；选用低噪声设备，平时注意设备维护和保养，避免设备不正常运行产生的高噪声；运输车辆选择避开居民点路线，尽量不鸣笛。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和拉油点储罐燃烧器，抽油机电机、燃烧器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和拉油点厂界噪声能够达到《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水基废钻井液、水基钻井岩屑、油基钻井废水、油基废钻井液、油基钻井岩屑和含油废射孔液、膨润土等废包装袋、含油废防渗布、施工废料、生活垃圾等。水基废钻井液、钻井岩屑排入井场水基钢制泥浆槽中，由井场移动式泥浆不落地处理装置处理，处理后的压滤水由罐车拉运至葡一联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，处理后的泥饼拉运至黑龙江龙之润环保工程有限公司渣土场堆存，用于垫井场和通井路；油基废钻井液、油基钻井岩屑、油基钻井废水和含油废射孔液排入井场设置的油基钢制泥浆槽，委托有危废处理资质的黑龙江迈景环保科技有限公司处理满足相关标准后用于垫井场和通井路；膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋、施工废料经收集后拉运至第七采油厂工业固废填埋场处理；含油废防渗布集中收集暂存于方兴油田台1危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理；生活垃圾统一收集拉运至杜尔伯特蒙古族自治县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，由罐车拉运至方兴油田台1危险废物贮存库暂存，定期委托大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处理满足相关标准后用于垫井场和通井路；含油废防渗布经收集后暂存于方兴油田台1危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理。

本项目施工期及运营期固体废物均合理处置，不会对周边环境产生影响。

（5）生态环境

本工程井场钻井施工、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，对于永久占地应按“占一补一”原则进行补偿，项目建设对生态环境影响较小。

（6）土壤

油田生产过程中，石油类进入土壤的途径主要通过油井作业和事故时产生的落地油、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、拉油点储罐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土壤、树枝、杂草等含油废弃物，同时展开对事故管段或设备的抢修。只要溢出事故按相应的环境风险事故预案严格控制并彻底清理溢出的石油类污染物，泄漏事故不会对地表水体造成污染影响。油水的事事故泄漏存在对潜水含水层造成影响的可能，但影响范围有限，一般在几百米范围。而承压含水层一般都有隔水顶板，与潜水层相互隔离，其透水性很差，因此对承压水层产生影响的可能性很小。

1.6 环境影响评价主要结论

根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，石油、天然气勘探及开采属于鼓励类项目，本工程符合国家产业政策。本项目符合《黑龙江省生态环境分区管控动态更新成果（2023 年版）》及《大庆市生态环境准入清单（2023 年版）》中要求。按照《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令第 4 号，2019.1.1）的要求，本项目环评进行的过程中建设单位开展了公众参与调查，具体见《龙虎泡油田金 251 区块高台子油层外

扩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、施工过程的各项污染物产生以及可能发生的风险对区域环境产生的影响、生态环境问题以及生态恢复措施；运行期井场无组织挥发的非甲烷总烃、拉油点储罐加热炉产生的燃烧烟气及井场抽油机的噪声、含油污泥、废含油防渗布等对环境产生的影响，并对各环境要素进行环境影响预测分析，提出一系列拟采取的环保措施。主要结论为：龙虎泡油田金 251 区块高台子油层外扩产能建设工程项目选址于大庆市杜尔伯特蒙古族自治县绿色草原牧场第八作业区东南侧和敖林西伯乡东牛场屯东侧，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、法规

（1）《中华人民共和国环境保护法》（2015年1月1日）；

- (2) 《中华人民共和国环境影响评价法》（2018 年 12 月 29 日修正）；
- (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) 《中华人民共和国湿地保护法》（2022 年 6 月 1 日起施行）；
- (20) 《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）；
- (21) 《基本农田保护条例》（2011 年修正）；
- (22) 《黑龙江省大气污染防治条例》（2018.12.27）；
- (23) 《黑龙江省黑土地保护利用条例》（2024 年 3 月 1 日起施行）；
- (24) 《黑龙江省耕地保护条例》（2021 年 10 月 29 日修订，2022 年 1 月 1 日起

施行)；

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

(26) 《黑龙江省防沙治沙条例》(2018 年修正)；

(27) 《黑龙江省草原条例》(2018 年 6 月 28 日修订施行)；

(28) 《黑龙江省湿地保护条例》(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)》(部令第 36 号，2025 年 1 月 1 日期施行)；

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

(5) 《危险废物转移管理办法》(2022 年 1 月 1 日起施行)；

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

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

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

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

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

(11) 黑龙江省人民政府关于印发《黑龙江省空气质量持续改善行动计划实施方案》的通知(黑政发〔2023〕19 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) 《排污许可管理办法》(生态环境部令第 32 号，2024 年 7 月 1 日起施行)；

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

(15) 《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》(2020.05.21)；

(16) 关于印发《生态环境分区管控管理暂行规定》的通知(环环评〔2024〕41 号)；

(17) 《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)；

(18) 《黑龙江省主体功能区规划》；

(19) 《黑龙江省生态功能区规划》；

(20) 《黑龙江省“十四五”黑土地保护规划》；

(21) 《黑龙江省黑土地保护工程实施方案(2021-2025 年)》；

(22) 《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)；

(23) 《黑龙江省生态环境分区管控动态更新成果(2023 年版)》；

(24) 《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)；

(25) 《大庆市生态环境准入清单(2023 年版)》；

(26) 《大庆市水土保持规划》(2015~2030 年)；

(27) 《大庆油气田地面工程“十四五”规划》；

(28) 大庆市人民政府关于印发《大庆市空气质量持续改善行动计划实施方案》的通知(庆政发〔2024〕10 号)；

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

2.3.3 技术依据

(1) 《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》(HJ2.1-2016)；

(2) 《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)；

(3) 《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018)；

(4) 《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2021)；

(5) 《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)；

(6) 《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022)；

(7) 《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)；

(8) 《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)；

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

(10) 《排污许可证申请与核发技术规范 总则》(HJ942-2018)；

(11) 《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017)；

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

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

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

2017.10.1)；

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

(16) 《污染源源强核算技术指南 准则》(HJ884-2018)。

(17) 《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)；

(18) 《油田注水工程施工技术规范》(SY/T4122-2020)；

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

(20) 《陆上石油天然气生产环境保护推荐做法》(SY/T6628-2016)；

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

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

(23) 《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》(HJ 612-2011)；

(24) 《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系(试行)》(国家发展改革委、工业和信息化部公告 2009 年第 3 号)。

2.3.4 其它相关依据及支持性文件

(1) 《龙虎泡油田金 251 区块高台子油层外扩钻采工程方案》(2025 年 9 月)；

(2) 《龙虎泡油田金 251 区块高台子油层外扩产能地面工程方案》(2025 年 10 月)；

(3) 《龙虎泡油田金 251 区块高台子油层外扩产能建设投资估算及经济评价》(2025 年 9 月)；

(4) 《龙虎泡油田金 251 区块高台子油层产能建设工程环境影响报告书》(2023 年 11 月)；

(5) 《关于龙虎泡油田金 251 区块高台子油层产能建设工程环境影响报告书的批复》(庆环审〔2023〕142 号, 2023 年 12 月 8 日)；

(6) 《龙虎泡油田金 251 区块高台子油层产能建设工程竣工环境保护验收调查报告》(2025 年 10 月)；

(7) 龙虎泡油田金 251 区块高台子油层产能建设工程竣工环境保护验收意见 (2025 年 9 月 28 日)。

2.4 环境影响识别与评价因子筛选

2.4.1 评价时段

施工期、运行期和退役期。

2.4.2 环境影响因素识别

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

施工期的环境影响主要为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、拉油点储罐和井场发生原油泄漏、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、废弃管道清管废水、废旧设备、封井建筑垃圾，这种影响是短暂的，待施工结束后将随之消失。

根据工程实际情况，结合工程区域的自然环境特征，采用矩阵法对工程建设期间和运营期产生的影响进行识别，具体见表 2.4-1。

表 2.4-1 环境影响因素矩阵识别表

影响因素 环境因素	工程 占地	施工期				
		废气	废水	固体废物	噪声	风险
		施工扬尘、 车辆尾气、 柴油机废 气、焊接烟 尘	水 基 钻 井 废水、压裂 返排液、试 压废水、生 活污水	水基钻井岩屑、水 基废钻井液、油基 钻井岩屑、油基废 钻井液、油基钻井 废水、含油废射孔 液、含油废防渗布、 一般废包装袋、施 工废料、生活垃圾	施工车辆、 钻机、柴油 发电机、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
植被	- S	/	/	- S	/	-S
注：-：不利影响 +：有利影响 L：长期影响 S：短期影响 A：显著影响 /：表示此 项环境因子不存在或与工程活动无关						

续表 2.4-1 环境影响因素矩阵识别表

影响因素 环境因素	工程 占地	运营期				
		废气	废水	固体废物	噪声	风险
		拉油点多 功能储罐 加热炉烟 气、无组 织挥发的 烃类	作业污水 、油田采 出水	含油污泥、 落地油、含 油废防渗布	抽油机、 储罐燃烧 器、罐车 噪声	输油管线、拉油 点储罐、场站火 灾爆炸、井漏、 套损和井喷、火 灾、爆炸
环境空气	/	-L	/	-S	/	-SA
地表水	/	/	-SA	/	/	-SA
地下水	/	/	/	-S	/	-SA
声环境	/	/	/	/	-L	/
土壤	-S	/	/	-S	/	-SA
植被	-S	/	/	-S	/	-SA
注：-：不利影响 +：有利影响 L：长期影响 S：短期影响 A：显著影响 /：表示此 项环境因子不存在或与工程活动无关						

续表 2.4-1 环境影响因素矩阵识别表

影响因 素 环境因素	占地恢复	退役期			
		废气	废水	固体废物	噪声
		施工扬尘、 车辆尾气	生活污水	废旧设备、封井建 筑垃圾、生活垃圾	施工车辆、施 工机械噪声
环境空气	/	-S	/	/	/
地表水	/	/	-S	/	/
地下水	/	/	/	/	/
声环境	/	/	/	/	-S
土壤	+S	/	/	-S	/
植被	+S	/	/	-S	/
动物	/	/	/	/	/
注：-：不利影响 +：有利影响 L：长期影响 S：短期影响 A：显著影响 /：表示此 项环境因子不存在或与工程活动无关					

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

2.4.3 评价因子筛选

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

表 2.4-2 污染影响评价因子表

序号	评价内容	评价因子名称

现状调查因子	1	空气	NO ₂ 、SO ₂ 、O ₃ 、CO、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、TSP、非甲烷总烃
	2	地表水	pH、COD、高锰酸盐指数、氨氮、BOD ₅ 、总磷、总氮、石油类、阴离子表面活性剂、硫化物、溶解氧、水温
	3	地下水	K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、Cl ⁻ 、SO ₄ ²⁻ 、pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、六价铬、总硬度、铅、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、总大肠菌群、菌落总数、石油类、硫化物、钡
	4	包气带	pH、铅、铬、汞、砷、镉、铜、镍、锌、石油类、挥发酚
	5	噪声	等效连续 A 声级
	6	土壤	建设用地：pH、Cd、Hg、As、Pb、Cr（六价）、Cu、Ni、苯、甲苯、乙苯、氯苯、苯乙烯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、氯乙烯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、硝基苯、苯胺、2-氯酚、蒽、萘、苯并（a）蒽、苯并（b）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（C ₁₀ -C ₄₀ ）、石油类、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、水溶性盐总量
			农用地：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、石油类、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、水溶性盐总量
	7	生态	物种分布范围、生物群落结构和组成、生态系统中植被覆盖率等、水土流失、防沙治沙等
影响预测因子	1	大气	颗粒物、SO ₂ 、NO _x 、烟气黑度、非甲烷总烃
	2	地下水	石油类
	3	噪声	昼间等效 A 声级、夜间等效 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	/	地表扰动面积及类型、生态系统完整性	/

钻井工程	施工期	SO ₂ 、NO _x 、非甲烷总烃	pH、COD、高锰酸盐指数、氨氮、BOD ₅ 、总磷、总氮、石油类、溶解氧、水温	pH 值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等	pH 值、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等	/	昼间等效声级（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、COD、高锰酸盐指数、氨氮、BOD ₅ 、总磷、总氮、石油类、溶解氧、水温	pH 值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等	pH 值、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等	/	昼间等效声级（L _d ）、夜间等效声级（L _n ）
油气集输工程	施工期	颗粒物	BOD ₅ 、COD、悬浮物、氨氮等	耗氧量、氨氮、石油类等	/	地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生物量损失、物种多样性、生态系统完整性	/
	运营期	非甲烷总烃	pH、COD、高锰酸盐指数、氨氮、BOD ₅ 、总磷、总氮、石油类、溶解氧、水温	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 ）

表 2.4-4 生态影响评价因子筛选表

受影响对象	评价因子	工程内容及影响方式	影响性质	影响程度
物种	分布范围、种群数量、种群结构	井场、管线等工程施工产生的永久占地及临时占地造成的直接影响	临时占地短期可逆，永久占地长期不可逆	弱
生境	生境面积、质量、连通性	井场、管线等工程施工产生的永久占地及临时占地造成的直接影响	临时占地短期可逆，永久占地长期不可逆	弱

生物群落	物种组成、群落结构	井场、管线等工程施工产生的永久占地及临时占地造成的直接影响	临时占地短期可逆，永久占地长期不可逆	弱
生态系统	植被覆盖度、生产力、生物量、生态系统功能	井场、管线等工程施工产生的永久占地及临时占地造成的直接影响	临时占地短期可逆，永久占地长期不可逆	弱
生物多样性	物种丰富度、均匀度、优势度	井场、管线等工程施工产生的永久占地及临时占地造成的直接影响	临时占地短期可逆，永久占地长期不可逆	弱

2.5 评价标准

2.5.1 环境质量标准及环境功能区划

2.5.1.1 环境空气质量标准

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

表 2.5-1 评价区域内各项污染物的浓度限值

污染物名称		TSP	NO _x	PM ₁₀	PM _{2.5}	SO ₂	NO ₂	CO	O ₃
单位		μg/m ³	μg/m ³	μg/m ³	μg/m ³	μg/m ³	μg/m ³	mg/m ³	μg/m ³
（GB3095-2012）中二级浓度限值	年平均	200	50	70	35	60	40	-	
	24 小时平均	300	100	150	75	150	80	4	
	8 小时平均	-	-	-	-	-	-	-	160
	1 小时平均	-	250	-	-	500	200	10	200

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

表 2.5-2 大气污染物综合排放标准详解 单位：mg/m³

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

2.5.1.2 地表水环境质量标准

项目区域附近地表水体为月饼泡、芦苇地泡和大菠萝泡，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），以上地表水体均无环境功能区划，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。

表 2.5-3 地下水质量标准

类别 项目	标准	标准来源
pH	6.5~8.5（无纲量）	《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），本项目所在区域未划分声功能区，本项目位于农村地区，根据《声环境质量标准》（GB3096-2008），项目区域声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类区标准。村屯声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中1类区标准。

表 2.5-4 声环境质量标准 单位：dB（A）

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

2.5.1.5 土壤环境

本项目拟建井场和拉油点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）表1（基本项目）中第二类用地筛选值标准，以及表2（其他项目）中第二类用地石油烃筛选值标准，永久占地外村屯内土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表1（基本项目）中第一类用地筛选值标准，以及表2（其他项目）中第一类用地石油烃筛选值标准，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

本项目井场周边农用地执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表1基本项目筛选值其他标准。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;

(2) 运行期井场、拉油点、依托场站排放的 VOCs (以非甲烷总烃计) 执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 5.9 中规定要求, 见表 2.5-8;

(3) 依托场站排放的 VOCs (以非甲烷总烃计) 厂区内执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB 37822-2019) 附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求, 见表 2.5-9。

(4) 本项目不在重点地区, 运营期拉油点储罐加热装置(窑炉)采用清洁能源天然气, 采用低氮燃烧器, 排放的烟(粉)尘和烟气黑度经 15m 高排气筒排放, 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, 拉油点储罐加热装置(窑炉)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; 依托场站龙二转油站、龙一联合站等场站站内加热装置采用低氮燃烧器, 排放的烟气执行《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014) 表 2 中新建燃气锅炉标准限值, 具体见表 2.5-10~表 2.5-12。

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

表 2.5-8 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 。

表 2.5-9 场站内非甲烷总烃排放浓度限值 单位: mg/m³

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

表 2.5-10 工业炉窑大气污染物排放标准 单位: mg/m³

标准	炉窑类别	烟(粉)尘	烟气黑度(林格曼级)
二级标准	加热炉(非金属加热炉)	≤200	≤1

表 2.5-11 工业炉窑大气污染物排放标准 单位: mg/m³

设置方式	炉窑类别	无组织排放烟(粉)尘最高允许浓度
露天	各种工业炉窑	≤5

表 2.5-12 锅炉大气污染物排放标准 单位: mg/m³

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

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 2.5-13、表 2.5-14。

表 2.5-13 非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值

阶段	额定净功率 (max)(kW)	CO (g/kWh)	HC+NO _x (g/kWh)	PM (g/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 2.5-14 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	

2.5.2.2 废水

本项目水基钻井废水由井场移动式泥浆不落地处理装置处理,处理后的压滤水由罐车拉运至葡一联含油污水处理站处理达标后回注油层。油田采出水、试压废水、作业污水依托龙一联含油污水处理站处理达标后回注油层。

龙一联含油污水处理站进水指标要求为含油量≤1000mg/L、悬浮固体含量≤100mg/L,出水指标为含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm。处理后的污水同时满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)、《碎屑岩油藏注水水

质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）标准限值见表 2.5-15，《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 2.5-16。

施工期生活污水由物业单位庆南工矿服务公司拉运至八百垧客运污水站经污水管网排入大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂处理达标后排放，生活污水排放执行南区污水处理厂进水标准，排水执行《城镇污水处理站污染物排放标准》(GB18918-2002)中表 1 一级 A 标准，具体见表 2.5-17。

表 2.5-15 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 2.5-16 水质主要控制指标

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

表 2.5-17 南区污水处理厂进水指标

项目	COD	BOD ₅	SS	NH ₃ -N	总磷（以 P 计）	总氮（以 N 计）
执行标准	490	250	290	66	9.5	80

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 2.5-18。

表 2.5-18 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

运营期井场、拉油点（与井场合建）厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准，具体见表 2.5-19。

表 2.5-19 工业企业厂界环境噪声排放标准 单位：dB（A）

昼 间	夜 间
60	50

2.5.2.4 固体废物

(1) 施工期水基钻井岩屑、水基废钻井液、非含油废射孔液由井场移动式泥浆不落地处理装置处理，处理后的泥饼满足《陆上石油天然气钻井环境保护技术规范》（SY/T7298-2024）要求后拉运至黑龙江龙之润环保工程有限公司渣土场堆存，用于垫井场和通井路；

(2) 施工期油基废钻井液、油基钻井岩屑、油基钻井废水和含油废射孔液等危险废物排入井场设置的油基钢制泥浆槽，执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中的相关规定，委托黑龙江迈景环保科技有限公司处理满足相关标准后垫井场和通井路。

(3) 施工期管道敷设产生的施工废料、膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋和非含油废防渗布参照执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中 I 类场标准。

(4) 施工期含油废防渗布、运营期产生的含油污泥、落地油、作业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。

项目运行期产生的含油污泥和落地油由罐车拉运至方兴油田台 1 危险废物贮存库暂存，定期委托大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处理满足相关标准后用于垫井场和通井路。含油废防渗布拉运至方兴油田台 1 危险废物贮存库暂存，定期委托有资质单位处置。

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新建拉油点储罐和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。

点源情况：依托龙二转油站、龙一联合站等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，故不对锅炉烟气进行预测。

本项目部分井场采取拉油工艺，新建 4 座拉油点，每座拉油点新建 1 台多功能储罐，配套 0.5MW 加热装置，拉油点加热装置燃烧原料均为天然气，烟气中预测因子为颗粒物、SO₂、NO_x。根据工程分析，拉油点污染物点源参数见表 2.6-1。

表 2.6-1 污染物点源参数调查清单

污染源名称	排气筒底部中心坐标				烟气流量		年排放小	排放	污染物排放速率/kg/h

	横坐标 X/m	纵坐标 Y/m	海拔 高度 /m	排气 筒高 度/m	排气 筒内 径/m	/m ³ / h	烟气 温度 /°C	时数 /h	工 况	颗粒 物	NO _x	SO ₂
储罐加 热炉 1#	6807 00.7	5058 476	148. 37	15	0.3	187	98	8760	正 常 排 放	0.001 83	0.01 46	0.0018 7
储罐加 热炉 2#	6807 36.5	5058 458	146. 67	15	0.3	187	98	8760		0.001 83	0.01 46	0.0018 7
储罐加 热炉 3#	6807 66.2	5058 440	145. 4	15	0.3	187	98	8760		0.001 83	0.01 46	0.0018 7
储罐加 热炉 4#	6808 07.9	5058 417	143. 43	15	0.3	187	98	8760		0.001 83	0.01 46	0.0018 7

面源情况：本工程排放的无组织挥发非甲烷总烃为面源形式排放，油气集输采用密闭流程，可有效控制烃类物质的排放，根据工程分析可知整个原油集输过程中非甲烷总烃挥发量为 95.68t/a，根据油田运行多年经验，类比项目区块附近同类建设项目验收数据资料，估算本项目单口油井井场非甲烷总烃无组织排放量为 1.91t/a、0.265kg/h，本项目基建 22 口油井，形成 3 座平台井场和 10 座单井井场；本项目新建 4 座拉油点（和相应的 4 座单井井场合建），拉油点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，油品存储为 0.123g/kg 原油，本项目建成后年产原油 2.65×10⁴t/a，则拉油点非甲烷总烃挥发量为 8.3t/a。

结合项目井场和拉油点分布、产能建设情况及实际占地情况，根据油井数量和平台面积每种类型的井场分别选取 1 座进行估算分析，即选取 1#平台井场（4 口油井）、2#平台井场（5 口油井）、3#平台井场（3 口油井）、金 262-平 5 井场（单井）、金 10-107-137 井场及拉油点（1 台储罐）分别进行预测。面源长宽根据井场和拉油点永久占地面积进行选取。

本项目污染物面源参数调查清单见表 2.6-1。

表 2.6-1 污染物面源参数调查清单

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 井场（4 口油井）	125.33292	45.64563	127	0	40	40	3	7200	正 常 排 放	0.531
2 号平台 井场（5 口油井）	125.23399	45.62428	130	0	50	40	3	7200		0.796

3 号平台 井场（3 口油井）	125.32059	45.65425	129	0	40	30	3	7200	0.265
金 262-平 5 井场 （单井）	125.32011	45.65615	141	0	40	30	3	8760	0.379
金 10- 107-137 井场及拉 油点	125.25437	45.65614	151	0			3	8760	0.189

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

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

（2）环境温度取值来源于大庆市气象站二十年气象数据统计。

（3）拟建井场多数位于耕地中，本次评价的土地利用类型选取耕地。

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

表 2.6-2 估算模型参数一览表

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

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

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

式中：P_i——第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

C_i——采用估算模式计算出的第 i 个污染物的最大 1h 地面空气质量浓度，μg/m³；

C_{0i}——第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准，μg/m³。

根据 AERSCREEN 估算模式预测，估算模式的计算结果见表 2.6-3。

表2.6-3 拉油点储罐加热炉烟气估算模式计算结果

下风向距离	污染物					
	PM ₁₀		SO ₂		NO _x	
	浓度/μg/m ³	占标率/%	浓度/μg/m ³	占标率/%	浓度/μg/m ³	占标率/%
50	0.1529	0.03	0.1562	0.03	1.2199	0.49
100.0	0.1645	0.04	0.1681	0.03	1.3127	0.53
500.0	0.2773	0.06	0.2834	0.06	2.2127	0.89
1000.0	0.1556	0.03	0.1590	0.03	1.2413	0.50
1600.0	0.0825	0.02	0.0844	0.02	0.6586	0.26
2000.0	0.0666	0.01	0.0680	0.01	0.5311	0.21
2500.0	0.0505	0.01	0.0516	0.01	0.4025	0.16
10000.0	0.0132	0.003	0.0135	0.003	0.1052	0.04
20000.0	0.0072	0.002	0.0073	0.002	0.0571	0.02
25000.0	0.0056	0.001	0.0057	0.001	0.0449	0.02
下风向最大浓度 及占标率	0.4249	0.09	0.4342	0.0868	3.3898	1.36
下风向最大浓度 出现距离（m）	315.0		315.0		315.0	
D10%最远距离	/					

续表 2.6-3 项目采油井场烃类气体估算模式计算结果

下风向距离	1 号平台井场	
	NMHC 浓度(μg/m ³)	NMHC 占标率(%)
50.0	1330.9000	66.55
100.0	1053.3000	52.67
200.0	809.3800	40.47
300.0	655.7500	32.79
400.0	528.5000	26.43
500.0	433.0500	21.65
600.0	361.8500	18.09
700.0	307.5600	15.38
800.0	265.6800	13.28

900.0	232.3900	11.62
1000.0	205.5700	10.28
1200.0	168.0700	8.40
1400.0	138.7400	6.94
1600.0	117.2300	5.86
1800.0	100.8800	5.04
2000.0	88.0990	4.41
2500.0	65.9360	3.30
3000.0	51.9140	2.60
3500.0	42.3560	2.12
4000.0	35.4820	1.77
4500.0	30.3360	1.52
5000.0	26.3590	1.32
10000.0	10.3940	0.52
11000.0	9.1402	0.46
12000.0	8.1275	0.41
13000.0	7.2948	0.36
14000.0	6.5998	0.33
15000.0	6.0122	0.30
20000.0	4.0739	0.20
25000.0	3.0113	0.15
下风向最大浓度	1337.2000	66.86
下风向最大浓度出现距离	47.0	47.0
D10%最远距离	1025.0	1025.0

续表 2.6-3 项目采油井场烃类气体估算模式计算结果

下风向距离	2 号平台井场	
	NMHC 浓度($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	NMHC 占标率(%)
50.0	947.4700	47.37
100.0	724.1900	36.21
200.0	544.4800	27.22
300.0	438.3600	21.92
400.0	352.7300	17.64
500.0	288.8300	14.44
600.0	241.2900	12.06
700.0	205.1800	10.26
800.0	177.1400	8.86
900.0	154.9600	7.75

1000.0	137.1300	6.86
1200.0	112.0700	5.60
1400.0	92.5180	4.63
1600.0	78.1740	3.91
1800.0	67.2700	3.36
2000.0	58.7470	2.94
2500.0	43.9690	2.20
3000.0	34.6180	1.73
3500.0	28.2440	1.41
4000.0	23.6610	1.18
4500.0	20.2290	1.01
5000.0	17.5770	0.88
10000.0	6.9310	0.35
11000.0	6.0950	0.30
12000.0	5.4197	0.27
13000.0	4.8645	0.24
14000.0	4.4010	0.22
15000.0	4.0092	0.20
20000.0	2.7166	0.14
25000.0	2.0080	0.10
下风向最大浓度	962.7900	48.14
下风向最大浓度出现距离	43.01	43.01
D10%最远距离	725.0	725.0

续表 2.6-3 项目采油井场烃类气体估算模式计算结果

下风向距离	3 号平台井场	
	NMHC 浓度($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	NMHC 占标率(%)
50.0	531.9300	26.60
100.0	401.5000	20.08
200.0	291.5800	14.58
300.0	228.5900	11.43
400.0	181.5700	9.08
500.0	147.4800	7.37
600.0	122.5800	6.13
700.0	103.8200	5.19
800.0	89.4540	4.47
900.0	79.2030	3.96
1000.0	69.8450	3.49

1200.0	55.9270	2.80
1400.0	46.1690	2.31
1600.0	39.0110	1.95
1800.0	33.5690	1.68
2000.0	29.3160	1.47
2500.0	21.9410	1.10
3000.0	17.2750	0.86
3500.0	14.0950	0.70
4000.0	11.8070	0.59
4500.0	10.0950	0.50
5000.0	8.7713	0.44
10000.0	3.4587	0.17
11000.0	3.0415	0.15
12000.0	2.7046	0.14
13000.0	2.4275	0.12
14000.0	2.1962	0.11
15000.0	2.0007	0.10
20000.0	1.3556	0.07
25000.0	1.0021	0.05
下风向最大浓度	541.8500	27.09
下风向最大浓度出现距离	42.0	42.0
D10%最远距离	375.0	375.0

续表 2.6-3 项目拉油点烃类气体估算模式计算结果

下风向距离	金 262-平 5 井场	
	NMHC 浓度($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	NMHC 占标率(%)
50.0	379.4000	18.97
100.0	286.3700	14.32
200.0	207.9700	10.40
300.0	163.0400	8.15
400.0	129.5000	6.48
500.0	105.1900	5.26
600.0	87.4300	4.37
700.0	74.0490	3.70
800.0	63.8010	3.19
900.0	56.4900	2.82
1000.0	49.8150	2.49
1200.0	39.8890	1.99

1400.0	32.9290	1.65
1600.0	27.8230	1.39
1800.0	23.9420	1.20
2000.0	20.9090	1.05
2500.0	15.6490	0.78
3000.0	12.3210	0.62
3500.0	10.0530	0.50
4000.0	8.4213	0.42
4500.0	7.1999	0.36
5000.0	6.2559	0.31
10000.0	2.4669	0.12
11000.0	2.1693	0.11
12000.0	1.9290	0.10
13000.0	1.7313	0.09
14000.0	1.5664	0.08
15000.0	1.4269	0.07
20000.0	0.9669	0.05
25000.0	0.7147	0.04
下风向最大浓度	386.4700	19.32
下风向最大浓度出现距离	42.0	42.0
D10%最远距离	225.0	225.0

续表 2.6-3 项目拉油点烃类气体估算模式计算结果

下风向距离	金 10-107-137 井场及拉油点	
	NMHC 浓度($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	NMHC 占标率(%)
50.0	760.7900	38.04
100.0	574.2400	28.71
200.0	417.0300	20.85
300.0	326.9300	16.35
400.0	259.6800	12.98
500.0	210.9300	10.55
600.0	175.3200	8.77
700.0	148.4900	7.42
800.0	127.9400	6.40
900.0	113.2800	5.66
1000.0	99.8930	4.99
1200.0	79.9880	4.00
1400.0	66.0310	3.30

1600.0	55.7930	2.79
1800.0	48.0110	2.40
2000.0	41.9290	2.10
2500.0	31.3810	1.57
3000.0	24.7070	1.24
3500.0	20.1580	1.01
4000.0	16.8870	0.84
4500.0	14.4380	0.72
5000.0	12.5450	0.63
10000.0	4.9467	0.25
11000.0	4.3501	0.22
12000.0	3.8681	0.19
13000.0	3.4718	0.17
14000.0	3.1411	0.16
15000.0	2.8614	0.14
20000.0	1.9389	0.10
25000.0	1.4332	0.07
下风向最大浓度	774.9700	38.75
下风向最大浓度出现距离	42.0	42.0
D10%最远距离	550.0	550.0

本项目最大地面浓度占标率统计结果见表 2.6-4。

表 2.6-4 主要污染物最大地面浓度占标率统计结果

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)
拉油点储罐加热炉	颗粒物 (PM_{10})	450	0.4249	0.09	/
	SO_2	500	0.4342	0.09	/
	NO_x	250	3.3898	1.36	/
1 号平台	非甲烷总烃	2000	1337.2000	66.86	1025.0
2 号平台	非甲烷总烃	2000	386.4700	19.32	225.0
3 号平台	非甲烷总烃	2000	962.7900	48.14	725.0
金 262-平 5 井场	非甲烷总烃	2000	541.8500	27.09	375.0
金 10-107-137 井场 及拉油点	非甲烷总烃	2000	774.9700	38.75	550.0

《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 2.6-5。

表 2.6-5 评价等级判别表

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

计算结果可以看出，本项目 $P_{\max}$ 最大值出现为 5 号平台排放的非甲烷总烃， $P_{\max}=66.86\%$ ， $C_{\max}$ 为 $1337.2\mu\text{g}/\text{m}^3$ ， $P_{\max} \geq 10\%$ ，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 5 号平台井场 D10%为 1025m，因此本项目大气评价范围为拟建平台和单井井场边界外扩 2.5km 范围的矩形区域的包络范围，评价范围总面积约 100km^2 。大气评价范围见附图 5-1。

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 2.6-6。

本项目施工期水基钻井废水排入井场水基钢制泥浆槽中，由井场移动式泥浆不落地处理装置处理，处理后的压滤水由罐车拉运至葡一联含油污水处理站处理达标后回注油层；压裂返排液由罐车拉运至塔三压裂液处理站处理达标后回注油层。管线试压废水由罐车拉运至龙一联含油污水处理站处理达标后回注油层。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，由物业单位庆南工矿服务公司拉运至八百垧客运污水站经污水管网排入大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂处理达标后排放，施工结束后临时防渗旱厕进行卫生处理，场地进行平整。

运营期部分井场产液经新建电伴热集油管线进入龙二转油站集输系统处理；拉油点产液由罐车拉运至龙一联卸油点进入龙一联转油脱水站系统处理，采出水管输至龙一联

含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层；作业污水通过罐车回收后拉运至龙一联含油污水处理站处理达标后回注油层。

退役期管线内介质由压缩空气吹扫至集输系统和拉油点储罐，由罐车拉运至龙一联卸油点进系统，生活污水排入附近场站已建生活污水收集系统，定期由物业单位庆南工矿服务公司拉运至八百垧客运污水站经污水管网排入大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂处理达标后排放。

本项目排放的生活污水属于间接排放，其它废水均不外排，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 2.6-6 地表水环境影响评价分级判据

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

注 1：水污染物当量数等于该污染物的年排放量除以该污染物的污染当量值（见附录 A），计算排放污染物的污染当量数，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, 包括月饼泡、芦苇地泡和大菠萝泡。地表水评价范围见附图 5-1, 本项目地表水系图见附图 22。

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、集油管线, 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, 致密油等非常规石油开采井场、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 2.6-7。

表 2.6-7 地下水环境敏感程度分级

敏感程度	地下水环境敏感特征
敏感	集中式饮用水水源(包括已建成的在用、备用、应急水源, 在建和规划的饮用水水源)准保护区; 除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其它保护区, 如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区。
较敏感	集中式饮用水水源(包括已建成的在用、备用、应急水源, 在建和规划的饮用水水源)准保护区以外的补给径流区; 未划定准保护区的集中式饮用水水源, 其保护区以外的补给径流区; 分散式饮用水水源地; 特殊地下水资源(如矿泉水、温泉等)保护区以

	外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区 ^a 。
不敏感	上述地区之外的其它地区。
注：a“环境敏感区”是指《建设项目环境影响评价分类管理目录》中所界定的涉及地下水的环境敏感区。	

根据《全省县区级饮用水水源保护区基础信息名录（2022 年）》和《全省在用饮用水水源保护区基础信息名录（2020 年）》，经现场调查，本项目调查范围内分布有巨宝山屯、马营子屯、可怜屯等村屯，所有村屯饮用水源全部由肇州县肇州镇地下水饮用水水源供给，肇州镇饮用水源包括 11 口饮用水井，使用状态为在用，开采层位为承压水含水层，地下水开采规模 2.5 万 m³/d，供水人数约 4~5 万人，属于集中式饮用水源地。饮用水源地划定一级保护区范围为以 11 口水源井为中心，43.9m 为半径的圆形区域，未划定二级保护区和准保护区。

本项目井场及管线工程中距离水源井最近的工程设施为肇州镇 11#水源井南侧（下游）2800m 肇 27-扶平 4 井场。

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 2.6-8。

表 2.6-8 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。

根据《大庆市水文地质勘察报告》（石油管理局）及该地区的水文地质条件，本区域潜水含水层岩性主要为粉细砂，承压水含水层岩性主要为中粗砂岩，结合《环境影响评价技术导则地下水》（HJ610-2016）附录 B 中的水文地质参数，本次渗透系数潜水最大值 $K_{\text{潜水}}=10\text{m/d}$ 、承压水最大值 $K_{\text{承压水}}=25\text{m/d}$ ，有效孔隙度 $n_{e\text{潜水}}=0.18$ ， $n_{e\text{承压水}}=0.25$ 。根据区域地下水等水位线与距离确定水力坡度，潜水水力坡度 $I_{\text{潜水}}=0.0003$ 、承压水水力坡度 $I_{\text{承压水}}=0.0005$ 。

经上述公式计算得出：

①集中式饮用水源（中小型，承压水，划定一级保护区）

补给区 L 为以水源井为基准外扩 $L=43.9+2\times 25\times 0.0005\times (15\times 365+1000)/0.25=691.4\text{m}$ 的区域；

不敏感区为 691.4m 以外的区域。

②集中式饮用水源（中小型，潜水，划定一级保护区）

补给区 L 为以水源井为基准外扩 $L=43.9+2\times 10\times 0.0003\times (15\times 365+1000)/0.18=259.7\text{m}$ 的区域；

不敏感区为 259.7m 以外的区域。

根据现场调查，项目周边村屯饮用水由肇州镇饮用水井供给。本项目井场和管线工程中距离水源井最近为肇 27-扶平 4 井场北侧 2800m 肇州镇 11#水源井，根据计算结果可知，本项目所有工程内容均不在肇州镇水源井地下水敏感区及较敏感区内。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 2.6-9。

表 2.6-9 评价工作等级表

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

①井场及拉油点

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。本项目不涉及新建回注井，因此本项目采油井场和拉油点地下水环境影响评价等级为“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。本项目新建 9 条集输管线，集输管线项目类别为 II 类，环境敏感程度为不敏感，因此集输管线地下水环境影响评价工作等级均为“三级”。

综上所述，本项目采油井场地下水环境影响评价工作等级为“二级”，集输管线地下水环境影响评价工作等级均为“三级”。本项目按照项目类别、评价等级分别开展评价工作。

2.6.3.2 评价范围

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

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

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

式中：L——下游迁移距离，m；

a——变化系数， $a \geq 1$ ，一般取 2，取 2；

K——渗透系数；

I——水力坡度，无量纲；

T——质点迁移天数，取值不小于 5000d，本项目取 5475d；

n_e ——有效孔隙度，无量纲。

根据该地区水文地质调查资料，本区域潜水含水层岩性主要为粉细砂土，承压水含水层岩性主要为中粗砂岩，结合《环境影响评价技术导则地下水》（HJ610-2016）附录 B 中的水文地质参数，本次渗透系数潜水最大值 $K_{\text{潜水}}=10\text{m/d}$ 、承压水最大值 $K_{\text{承压水}}$

=25m/d, 有效孔隙度 $n_{e\text{潜水}}=0.18$, $n_{e\text{承压水}}=0.25$ 。根据区域地下水等水位线与距离确定水力坡度, 潜水水力坡度 $I_{\text{潜水}}=0.0003$ 、承压水水力坡度 $I_{\text{承压水}}=0.0005$ 。

由此计算本项目区域承压水层下游迁移距离为 $L_{\text{承压水}}=2 \times 25 \times 0.0005 \times 5475 / 0.25 = 547.5\text{m}$; 区域潜水层下游迁移距离为 $L_{\text{潜水}}=2 \times 10 \times 0.0003 \times 5475 / 0.18 = 182.5\text{m}$ 。

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 547.5m、两侧及上游不小于 274m 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。

本项目不涉及回注井, 不考虑回注空间及回注水可能影响的范围。结合地下水影响预测分析, 井场区域地下水影响最远距离为井场下游 475m。

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、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拟建井场两侧及上游不小于 274m、管线工程边界两侧各向外延伸不小于 200m, 且包含现状监测点位东北→西南走向的合围区域, 共计约 60km²。地下水评价范围见附图 5-2。

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行期井场抽油机和拉油点加热炉产生的持续性噪声源, 噪声源的种类及数量较少, 运行期噪声源强度不高, 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 200m 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、拉油点边界外延至 200m 及管线、道路中心线两侧各 200m 范围内的声环境。声环境评价范围见附图 5-3。

2.6.5 生态环境

2.6.5.1 评价等级

本项目新增永久占地 5.776hm²，新增临时占地 21.61hm²，新增总占地面积 27.386hm²（0.27km²），占地面积小于 20km²，本项目占地类型为耕地和草地，占地范围内没有自然保护区、世界文化和自然遗产地、风景名胜区、森林公园、地质公园、重要湿地、珍稀濒危野生动植物天然集中分布区等，项目不在生态保护红线内；本项目建设不影响地下水水位，项目土壤影响范围内无天然林、公益林等生态保护目标，根据《黑龙江省湿地名录》，项目土壤影响范围内分布有 6 处沼泽草地和沼泽地类型的一般湿地（湿地图斑标识码分别为 230621211000054982、230621211000055905、230621211000055904、230621211000123459、230621211000123503、230621211000054928），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二级。

本工程生态环境影响评价工作等级判定见表 2.6-10。

表 2.6-10 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）。	涉及。本项目不涉及生态保护红线，地表水为水污染影响型，评价等级为三级 B；项目建设不影响地下水水位，项目占地 0.27km ² ，小于 20km ² 。土壤范围内分布一般湿地。
三级	以上之外的	涉及
说明	①改扩建项目的占地范围以新增占地（包括陆域和水域）确定；②当评价等级判定同时符合上述多种情况时，应采用其中最高的评价等级；③建设项目涉及经论证对保护生物多样性具有重要意义的区域时，可适当上调评价等级。④建设项目同时涉及陆生、水生生态影响时，可针对陆生生态、水生生态分别判定评价等级。⑤在矿山开采可能导致矿区土地利用类型明显改变，或拦河闸坝建设可能明显改变水文情势等	/

	情况下，评价等级应上调一级。⑥线性工程可分段确定评价等级。线性工程地下穿越或地表跨越生态敏感区，在生态敏感区范围内无永久、临时占地时，评价等级可下调一级。⑦涉海工程评价等级判定参照 GB/T 19485。	
简单分析	符合生态环境分区管控要求且位于原厂界（或永久用地）范围内的污染影响类改扩建项目，位于已批准规划环评的产业园区内且符合规划环评要求、不涉及生态敏感区的污染影响类建设项目，可不确定评价等级，直接进行生态影响简单分析。	不涉及，本项目为生态影响类项目

2.6.5.2 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和拉油点边界外扩 50m 范围及新建管线、道路沿线两侧外扩 300m 区域的生态环境，评价范围总面积 846.7hm²。生态环境评价范围见附图 5-3。

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 3 月 14 日对项目区域土壤监测结果，区域土壤 pH 值在 7.74~8.23 之间，土壤含盐量在 0.5~0.9g/kg 之间，对照《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》(HJ964-2018)中附录 D，本项目区域属于非土壤盐化、酸化和碱化地区，本项目按照土壤污染影响型开展土壤评价。

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023)要求，建设项目按照站场和内部集输管道分别判断行业分类。本项目涉及新建采油井场、拉油点、集油管线，致密油等非常规石油开采井场、站场等工程按照 I 类建设项目开展土壤环境影响评价，油类和废水等输送管道按照 II 类建设项目开展土壤环境影响评价。

(2) 污染影响型敏感程度分级

根据建设项目所在地周边的土壤环境敏感程度分级判据见表 2.6-11。

表 2.6-11 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为耕地和草地，由此判定，本项目土壤环境敏感程

度分级为“敏感”。

(3) 土壤环境影响评价等级

本项目拟建井场、拉油点及单井集油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 2.6-12。

表 2.6-12 污染影响型评价工作等级划分表

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

注：“-”表示可不开展土壤环境影响评价工作

①井场及场站

本项目拟建井场、拉油点等工程新增永久占地 5.776hm^2 ，大于 5hm^2 、小于 50hm^2 ，占地面积属于“中型”规模，敏感程度为“敏感”，项目类别为“I类”，因此井场及拉油点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。本项目新建集油管线类别为“II类”，环境敏感程度均为“敏感”，新建管线不新增永久占地，占地规模小于 5hm^2 ，因此集油管线土壤环境影响评价工作等级为“二级”。

综上所述，本项目井场和拉油点土壤环境影响评价工作等级为“一级”，集油管线土壤环境影响评价工作等级为“二级”。 本项目按照项目类别、评价等级分别开展评价工作。

2.6.6.2 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和拉油点边界外扩 1km 及集油管线工程边界两侧向外延伸 0.2km 的土壤环境。土壤环境评价范围见附图 5-3。

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。井场施工期设置柴油罐 2 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 50.1t。

运营期主要将拉油点和集输管道作为危险单元，涉及的物质主要为原油和石油气（天然气），本项目 4 座拉油点共建设 4 台 40m³ 储罐，原油密度为 0.87g/cm³，原油综合含水最小为 40%，则拉油点单个储罐最大储油量为 80×0.87×（1-40%）=41.76t。

以最不利情况判定即储罐中全是伴生气情况，伴生气标态密度 0.823kg/m³，则单个储罐中天然气最大储量为 80×0.823/1000=0.066t。经计算，1 号拉油点 4 台储罐中最大储油量 167.04t、最大储气量 0.264t；2 号拉油点、3 号拉油点和 4 号拉油点均为 2 座储罐，最大储油量 83.52t、最大储气量 0.132t。

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。本工程新建集油管道 φ76×4.5-9.5km，φ89×4.5-3.0km，位于两个截断阀之间最大管线为 1 号平台井场至 1 号拉油点管线 φ89×4.5-2.5km，原油密度为 0.87g/cm³，原油综合含水最小为 40%，则集油管线最大储油量为 $\pi(0.04)^2 \times 2500 \times 0.87 \times (1-40\%) = 6.56t$ 。伴生气标态密度 0.823kg/m³，则管道中天然气最大储气量（以最不利情况考虑）为 $\pi(0.04)^2 \times 2500 \times 0.823 / 1000 = 0.01t$ 。

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 2.6-13、表 2.6-14。

表 2.6-13 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	/	50.1	2500	0.02
项目 Q=Σq _n /Q _n					0.02

表 2.6-14 运营期危险物质数量与临界量的比值

序号	危险单元	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	1 号拉油点	原油（石油）	/	167.04	2500	0.067
		天然气（甲烷）	74-82-8	0.264	10	0.026
2	2 号拉油点	原油（石油）	/	83.52	2500	0.033
		天然气（甲烷）	74-82-8	0.132	10	0.013

3	3 号拉油点	原油（石油）	/	83.52	2500	0.033
		天然气（甲烷）	74-82-8	0.132	10	0.013
4	4 号拉油点	原油（石油）	/	83.52	2500	0.033
		天然气（甲烷）	74-82-8	0.132	10	0.013
5	集油管线	原油（石油）	/	6.56	2500	0.003
		天然气（甲烷）	74-82-8	0.01	10	0.001
项目 $Q=\Sigma q_n/Q_n$						0.24

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 $Q=0.02<1$ ，运营期 $Q=0.24<1$ ，环境风险潜势为I。

（2）评价等级

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

表 2.6-15 环境风险评价工作等级

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

2.6.7.2 评价范围

本项目风险评价等级为简单分析，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），无关于简单分析的评价范围说明，结合大气环境、地表水环境、地下水环境的评价范围及保护目标分布情况，拟定环境风险评价范围包括地表水、地下水、大气评价范围，因此本项目环境风险评价范围为拟建平台和单井井场边界外扩 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 2.6-16，各环境要素评价范围图见附图 5-1～附图 5-3。

表 2.6-16 评价范围表

项目	评价等级	评价范围
大气环境	一级	拟建井场和拉油点边界外扩 2.5km 范围的矩形区域的包络范围，评价范围总面积约 100km ²
声环境	二级	拟建井场和拉油点边界外延至 200m 及管线、道路中心线两侧各 200m 范围内
地表水环境	三级 B	月饼泡、芦苇地泡和大菠萝泡

地下水环境	井场及拉油点	二级	拟建井场两侧及上游不小于 274m、管线工程边界两侧各向外延伸不小于 200m，且包含现状监测点位东北→西南走向的合围区域，共计约 60km ²
	集输管线	三级	
土壤环境	井场及拉油点	一级	拟建井场和拉油点边界外扩 1km 及集输管线工程边界两侧向外延伸 0.2km 的土壤环境
	集输管线	二级	
生态环境	二级		拟建井场和拉油点边界外扩 50m 范围及新建管线、道路沿线两侧外扩 300m 区域的生态环境，评价范围总面积 846.7hm ² 。
环境风险	简单分析		拟建井场和拉油点边界外扩 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

本项目位于大庆市杜尔伯特蒙古族自治县绿色草原牧场第八作业区东南侧和敖林西伯乡东牛场屯东侧，根据调查，本项目不涉及国家公园、自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、海洋特别保护区、自然公园、重要湿地、天然林、重点保护野生动物栖息地、重点保护野生植物生长繁殖地、重要水生生物的自然产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场、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。

项目主要大气环境保护目标见表 2.7-1，环境风险保护目标见表 2.7-2，其他环境要素保护目标见表 2.7-3，主要环境保护目标分布图见附图 5-1。

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					
绿色草原牧场场部居民区	124.31312	46.28554	居民	居民约 800 户，2400 人	二类	金10-107-137井场西侧	1180
绿色草原牧场第二作业区	124.32587	46.26101	居民	居民约 50 户，150 人	二类	金10-127-135井场东侧	1750
绿色草原牧场第十一作业区	124.30356	46.28375	居民	居民 60 户，180 人	二类	龙北142-22 西北	1780
绿色草原牧场第十二作业区	124.30310	46.30136	居民	居民 80 户，240 人	二类	金251井场东	2800
绿色草原牧场第八作业区	124.25436	46.31513	居民	居民 30 户，90 人	二类	1号平台井场西北	1500

东牛场屯	124.22153	46.30031	居民	约 25 户，75 人	二类	金262-平5西北	2300

表 2.7-2 环境风险保护目标

环境要素	保护属性	保护目标	保护对象	相对方位及距离
环境风险	大气	绿色草原牧场场部居民区	居民约 800 户，2400 人	金 10-107-137 井场西侧 1180m
		绿色草原牧场第二作业区	居民约 50 户，150 人	金 10-127-135 井场东侧 1750m
		绿色草原牧场第十一作业区	居民 60 户，180 人	龙北 142-22 西北 1780m
		绿色草原牧场第十二作业区	居民 80 户，240 人	金 251 井场东 2800m
		绿色草原牧场第八作业区	居民 30 户，90 人	1 号平台井场西北 1500m
		东牛场屯	约 25 户，75 人	金 262-平 5 西北 2300m
	地表水	月饼泡	主要功能为防洪、灌溉	金 262-平 7 南 770m
		芦苇地泡	主要功能为防洪、灌溉	1 号平台北 230m
		大菠萝泡	主要功能为防洪、灌溉	3 号平台东南 2000m
	地下水	评价范围内潜水含水层、具有饮用价值的承压水含水层		《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准

表 2.7-4 其他环境因素保护目标表

环境要素	保护目标	最近方位及距离	规模	保护标准及保护级别
地表水环境	月饼泡	金 262-平 7 南 770m	主要功能为防洪、灌溉	保护地表水环境质量现状
	芦苇地泡	1 号平台北 230m	主要功能为防洪、灌溉	
	大菠萝泡	3 号平台东南 2000m	主要功能为防洪、灌溉	
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	厚度 1.0-3.5m。地下水水位埋深 2.5-5.2m，评价范围内有部分潜水水井，用于居民灌溉和喂养牲畜。		《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

	区域内第三系上统明水组孔隙裂隙承压水含水层	顶板埋深一般在 50m-70m 之间，评价范围内有部分承压水水井，用于居民灌溉和喂养牲畜。		中的 II 类标准限值要求
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
	拟建井场和拉油点边界外扩 1km 及管线工程边界两侧向外延伸 0.2km 的村屯土壤环境			《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第一类用地筛选值
	拟建平台和单井井场边界外扩 1km 及管线工程边界两侧向外延伸 0.2km 的农用地土壤，主要为耕地和草地，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	拟建平台和单井井场边界外扩 50m 范围及新建管线、道路沿线两侧外扩 300m 区域的生态环境，主要为耕地和草地			临时占用耕地和草地进行恢复，恢复面积 21.61hm ² 。对永久占地按“占一补一”原则进行补偿，专款用于基本农田补划。

3 建设项目工程分析

3.1 区块开发情况回顾分析

3.1.1 区块情况简介

金 251 区块地理上位于黑龙江省大庆市肇州县，西北部邻永乐油田，东北部邻肇州油田，西部邻头台油田；构造上处于松辽盆地北部、中央坳陷区南部、朝阳沟阶地西部肇源鼻状构造区。

金 251 区块未进行过产能开发，前期完钻探井 3 口，其中 1 口金 251 试油井获工业油层，金 251 井试油日产量为 37.1t。研究区探明已开发石油地质储量 $1501.2 \times 10^4 \text{t}$ 、含油面积 19.96km^2 ，探明未动用石油地质储量 $826.37 \times 10^4 \text{t}$ 、含油面积 2.25km^2 ，控制石油地质储量 $5002.0 \times 10^4 \text{t}$ 、含油面积 165.4km^2 。

目前金 251 区块内未进行产能开发，区块内仅有勘探井，探井均处于封井状态，无生产设施。区块周边可依托场站主要有龙二转油站、朝二联转油站等，项目区块范围详见附图 4。

3.1.2 区块内勘探井回顾性分析

(1) 勘探井环保手续

金 251 井于 2023 年 6 月 19 日取得大庆市生态环境局批复《关于肇平 42、肇平 48、金 251 井钻探项目环境影响报告表的批复》，批复文号为庆环审〔2023〕76 号，2025 年 3 月完成自主验收，勘探井环保手续见附件 2。

(2) 勘探井现状

根据调查，金 251 井已完钻，并完成试油。试油结果显示，金 251 井经试油获得工业开采价值，目前处于临时封井状态，由大庆油田勘探事业部管理。

3.1.3 区块环境问题调查

根据调查可知，金 251 区块无投诉、督查及检查情况。本工程区域内已建勘探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。临时占地地表已恢复平整，地表植被已恢复。

目前，大庆油田有限责任公司方兴分公司已于 2024 年 12 月 24 日完成排污许可登记，登记编号为 91230607716675409L008X，本工程依托场站排放的相关污染物已完成登记。

为保护区域生态环境，方兴分公司在钻井工程时采取了生态保护措施保护区域内耕地和草地生态系统。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生态系统的影响。并严格控制了该区域油田作业范围，严格运行期管理，减小了对区域生态系统的扰动，保证了不因油田开发活动加重生态系统的退化、沙化、盐碱化等。现有区块内未发现环境问题。

3.2 建设项目概况

项目名称：龙虎泡油田金 251 区块高台子油层外扩产能建设工程项目；

建设单位：大庆油田有限责任公司方兴分公司；

建设性质：改扩建；

建设地点：大庆市杜尔伯特蒙古族自治县绿色草原牧场第八作业区东南侧和敖林西伯乡东牛场屯东侧；

投资规模：18838.7 万元人民币，其中环保投资 389.704 万元，环保投资占总投资的 0.87%；

占地面积：本项目新增总占地面积为 27.386hm²，其中永久占地面积为 5.776hm²，临时占地面积为 21.61hm²，占地类型为耕地（永久基本农田）和草地（基本草原）；

建设内容：新钻油井 19 口；基建油井 22 口，包括新钻井 19 口，代用井 3 口，共形成丛式平台 3 座，独立井 10 口，新钻井采用射孔和压裂完井（储层改造工程）后进入地面工程建设（代用井已射孔，本次仅压裂），集油系统采用电加热集油工艺和拉油工艺，新建电加热集油管线 7.55km，新建 4 座拉油点（与井场合建），并配套建设供配电、道路等辅助工程，预计建成产能 2.65×10⁴t/a；

产品及产能规模：预计建成原油产能 2.65×10⁴t/a；

建设周期：本项目计划施工期为 2026 年 2 月至 2026 年 6 月，单井钻井施工约 28d，钻井施工约 105d，压裂及地面工程接续钻井后陆续开展，压裂及地面工程施工约 40d，整体合计施工跨度约 120d；

劳动定员：施工期钻井队单井在井人数 10 人，共 4 个钻井队，钻井期施工人员 40 人；压裂及地面建设施工人数 30 人，运营期不新增劳动定员；

运行时间：本项目投产后，油井运行时间为每年 300d，每天 24h；集中拉油点全年运行。

3.3 开发区块概况

3.3.1 油气田范围

本项目位于肇源油田金 251 区块，金 251 区块位于黑龙江省大庆市杜尔伯特蒙古族

自治县境内，构造上处于松辽盆地北部、中央坳陷区南部、朝阳沟阶地西部肇源鼻状构造区。在肇源油田勘查探矿权内，属于矿业权使用年限期，研究区探明已开发石油地质储量 $1501.2 \times 10^4 \text{t}$ 、含油面积 19.96km^2 ，探明未动用石油地质储量 $826.37 \times 10^4 \text{t}$ 、含油面积 2.25km^2 ，控制石油地质储量 $5002.0 \times 10^4 \text{t}$ 、含油面积 165.4km^2 。

3.3.2 勘探开发概况

金 251 区块目前仅有 3 口勘探井，已完成试油，1 口获得工业油层，金 251 井试油日产量 37.1t。发育 Q_8 油层砂岩，储层平均有效厚度 2.3m，有效孔隙度在 8.8-10.3%，平均 9.5%；渗透率在 0.17-0.42mD，平均 0.28mD，总体表现为低孔特低渗的致密储层。

3.3.3 地质构造

金 251 区块构造上处于松辽盆地北部、中央坳陷区南部、朝阳沟阶地西部肇源鼻状构造区，高台子油层发育三角洲平原分流河道沉积，河道宽度 300m~500m。

3.3.4 层系

金 251 区块高台子油层平面上整体含油，纵向上主要含油层段位于扶I、扶II油层组。

3.3.5 储层特征

金 251 区块储层岩性主要为岩屑质长石砂岩，孔隙度中值 11.4%，中值渗透率 0.76mD，属于致密油 II 类储层。油水分布总体上呈现上油下水的特征，主要含油层段位于扶I组及扶II组，河道砂体在断层配合下形成大面积岩性油藏。

3.3.6 油气藏流体性质

金 251 区块扶I组及扶II组油层地面原油密度为 0.87t/m^3 ，原油粘度 $51.4 \text{mPa}\cdot\text{s}$ ，凝固点 38°C ，含蜡量 25%，含胶量 18.6；

根据地层水分析资料，该油层氯离子含量平均为 2628.4mg/L ；总矿化度平均为 6509mg/l ，PH 值平均为 7.24，地层水主要为 Na_2SO_4 、 NaHCO_3 型。

勘探井钻探未见 H_2S 、CO 等有毒有害气体显示。

3.3.7 油气资源类型

综合区域构造特征、断裂特征、油水分布特征、油水压力系统、储层和沉积相带展布特征等分析认为，金 251 区块成藏主要受岩性、物性控制，油藏类型为岩性油藏。

3.3.8 开发进程

目前金 251 区块内未进行产能开发，区块内仅有勘探井，金 251 井于 2023 年 6 月 19 日取得大庆市生态环境局批复《关于肇平 42、肇平 48、金 251 井钻探项目环境影响

报告表的批复》，批复文号为庆环审〔2023〕76号，2025年3月完成自主验收。根据调查，金251井已完钻，并完成试油，试油结果显示获得工业开采价值，因此开展本次工程实施北部15口井，动用含油面积18.4km²，动用地质储量481.4×10⁴t，设计产能2.65×10⁴t，评价期累计产油36.82×10⁴t，采出程度为7.65%。

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	13座钻井井场平整（3座平台井场、10座单井井场），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	新钻油井19口，井型为定向井和水平井，单井完钻进尺为2016m~3359m，总进尺45341m。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
		井身结构设计一开井深271~571m，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；二开井深为设计井深，表层套管尺寸139.7mm，悬挂生产套管，工作内容及作用为封固目的层、达到完井要求。	新建
		新建钻井井场10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
		一开钻井液采用膨润土浆钻井液体系，主要成分为膨润土、纯碱；二开钻井液采用油基钻井液体系，主要成分为柴油、主乳化剂、辅乳化剂、有机土、油包水降滤失剂、封堵剂I型（HFLK）、封堵剂II型（纳米封堵剂）、（20%CaCl ₂ ）水、CaO、超细碳酸钙、重晶石粉。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
		单井钻井施工约28d，共钻15口油井，钻井周期为105d。	新建
	储层改造工程	本项目对19口新钻油井采用射孔方式完井，射孔工艺采用连续油管喷砂射孔。	新建
		根据油藏工程方案要求，对19口新钻井和3口代用井进行压裂，压裂液选用滑溜水+胍胶压裂液，支撑剂选用组合粒径石英砂尾追陶粒。本次压裂定向井采坐压多层压裂工艺，水平井采用可溶桥塞+暂堵压裂工艺，根据压裂工艺适用条件，压裂工艺能满足本区块压裂的需要。	新建

		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，压裂液不在现场配制，由压裂液工程车拉运至井场进行压裂，压裂液用量为 100m ³ /井，压裂返排液产生量约为 70m ³ /井。	新建
	采油工程	本工程基建油井 22 口，油井全部采用抽油机举升采油方式，新建抽油机 22 台、电机 22 台、控制柜 22 台。	新建
	油气集输工程	基建涉及 22 口抽油机井分布于 3 座平台和 10 口单井，18 口油井采用电伴热集油工艺，新建电加热集油管线 $\phi 76 \times 4.5$ -3.47km、 $\phi 89 \times 4.5$ -2.5km、 $\phi 60 \times 3.5$ -1.58km，井口电加热器 18 台，新建集肤伴热装置 12 套。管道材质为无缝钢管，采用内缠胶带硬质聚氨酯泡沫保温层，管道敷设方式采用沟埋方式沿路敷设，设计压力 1.6MPa。在现有龙二转油站分厂计量撬扩建 1 套分厂计量设施。4 口油井采用拉油工艺，新建 4 座拉油点用于产液集输，每座拉油点新建 1 台 40m ³ 多功能储罐，产液直接以出油温度集输至多功能储罐升温，定期由罐车拉运至龙一联卸油点进系统处理。	新建
辅助工程	井控房	每座钻井井场设 1 座井控房，占地面积 50m ² ，房内安放钻井控制系统、监测及报警装置，用于井控人员监测钻井情况。	新建
	机械修理房	1 座/井场，占地面积 50m ² ，用于简单修理机械，不产生废机油。	新建
	气源房	1 座/井场，占地面积 30m ² ，供应压缩空气，给钻机刹车提供动力。	新建
	配电房	1 座/井场，占地面积 30m ² 。	新建
	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	每个井场设 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	钻井施工井场沿周边设置临时场地，临时占地面积为 9.1hm ² ，占地类型为耕地和草地。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
	临时防渗旱厕	施工营地设置临时防渗旱厕供人员如厕及收集生活污水，临时防渗旱厕容积 4m ³ ，施工结束后临时防渗旱厕进行卫生处理，场地进行平整。	新建
公辅工程	供水系统	施工期生产用水由水罐车运送，供水来源为龙一联水质站，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，油井作业用水来源为龙一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	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，由物业单位庆南工矿服务公司拉运至八百垧客运污水站经污水管网排入大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂处理达标后排放，施工结束后临时防渗旱厕进行卫生处理，场地进行平整。水基钻井废水排入井场设置的水基钢制泥浆槽中，由井场	依托

		移动式泥浆不落地处理装置处理，处理后的压滤水由罐车拉运至葡一联含油污水处理站处理达标后回注油层。压裂返排液由罐车拉运至塔三压裂液处理站处理达标后回注油层。管线试压废水由罐车拉运至龙一联含油污水处理站处理达标后回注油层。运营期不新增人员，不新增生活污水。电伴热集油工艺油井产液经新建电伴热集油管线进入龙二转油站集输系统，拉油工艺油井产液进入新建拉油点储罐内，定期由罐车拉运至龙一联卸油点，进入龙一联转油脱水站处理系统，采出水进入龙一联含油污水处理站处理达标后回注油层；油井作业污水通过罐车回收后拉运至龙一联含油污水处理站处理达标后回注油层。	
	道路工程	拉油点按 4.5m 宽路基，3.5m 宽砂石路面标准新建砂石路 3.0km，新建通井土路 6.0km，征用当地水泥路 2.1km、征用当地红砖路 1.0km。	新建
	供热系统	本项目施工期采用电取暖，运营期依托场站现有供暖方式。	新建
	自控工程	本项目井场及拉油点数字化建设工程内容在《方兴油田油气生产物联网建设工程》中统一考虑，本工程不再计入数字化工程量及投资。	/
	供电工程	本项目施工期用电由柴油发电机供给。运营期电力供应均来自油田已建电网，依托卧龙一次变电站供给。井场和电伴热管线共新建 24 座柱上变压器，均采用湿式变压器。新建 10kV 线路 18.58km，引自附近已建 10kV 线路，导线为 LGJ-120 型，新建低压配电线路 3.12km。本项目投产后，新增用电负荷 1271.9kW。	新建
	供气工程	本项目拉油点储罐加热炉用气来自产液伴生气，4 座拉油点最大耗气量约 16.8 万 m ³ /a，储罐维温加热后剩余气量 54.74~221.97m ³ /d，通过拉油点新建 4 座放空火炬（DN50 放空管）燃烧。	新建
		运营期采出液由龙二转油站和龙一联转油脱水站处理，依托场站加热炉新增天然气用量（分担量）约 70 万 m ³ /a。	依托
储运工程	泥浆循环罐	钻井井场设泥浆循环罐 3 个，其中水基泥浆循环罐 2 个、油基泥浆循环罐 1 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，钢制泥浆槽位于泥浆循环罐旁边，钻井施工场地设置 1 座水基钢制泥浆槽、1 座油基钢制泥浆槽，单座钢制泥浆槽有效容积 100m ³ 。井场设置的水基钢制泥浆槽用于接收水基钻井废水、水基钻井岩屑、水基废钻井液，由罐车由井场移动式泥浆不落地处理装置处理，处理后的压滤水由罐车拉运至葡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；井场设置的油基钢制泥浆槽用于接收油基钻井废水、油基钻井岩屑、油基废钻井液和含油废射孔液，委托黑龙江迈景环保科技有限公司处理，处理后的污水进入污水罐储存，定期拉运至龙一联含油污水处理	新建

			站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，处理后的泥饼满足相关要求后用于垫井场和通井路。	
		水罐区	每座钻井井场设钢制水罐 2 个/井场，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 ，用于存放水基钻井液、油基钻井液等钻井液材料。	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 2 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 50.1t。柴油罐区做重点防渗处理，采用地面碾压平整并铺设 2mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ ，罐区配备泡沫灭火器。柴油罐区周围设置高度不低于 0.5m、容积不低于 30m ³ 的便于拆装的防渗玻璃钢围堰，并距离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	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 1500m ² （25m×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
		拉油点储罐	新建 4 座拉油点用于 4 口井产液集输，每座拉油点新建 1 台 40m ³ 多功能储罐，拉油点储罐储存天数为 2.23~66.27d，投产初期拉运频次为 1 次/2 天，满足拉运需求。	新建
环保工程	施工期	废气治理措施	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。	新建
			对施工场地采取洒水抑尘，对易起尘的临时土方等加盖苫布，施工运输车辆采取密闭措施或加盖苫布，加强施工管理。	新建
		废水治理措施	水基钻井废水排入井场设置的水基钢制泥浆槽中，由井场移动式泥浆不落地处理装置处理，处理后的压滤水由罐车拉运至葡一联含油污水处理站处理达标后回注油层。	依托
			压裂返排液由罐车拉运至塔三压裂液处理站，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。	依托
			管线试压废水由罐车拉运至龙一联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排。	依托
			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，由物业公司庆南工矿服务公司拉运至八百垧客运污水站经	新建

			污水管网排入大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂处理达标后排放，施工结束后临时防渗旱厕进行卫生处理，场地进行平整。	
		噪声治理措施	合理安排施工进度，减少施工时间，避免大量高噪声设备同时施工；除钻进外，其它施工严格禁止夜间进行。合理布置施工现场；降低设备噪声运输车辆选择避开居民区的路线，尽量不鸣笛。	/
		固体废物治理措施	生活垃圾统一收集拉运至杜尔伯特蒙古族自治县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及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七采油厂工业固废填埋场处理。	依托
			钻井过程中产生的含油废防渗布属于危险废物（HW08，900-249-08），暂存于方兴油田台 1 危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理。	依托
			水基钻井岩屑和水基废钻井液属于一般固体废物，排入井场设置的水基钢制泥浆槽，由井场移动式泥浆不落地处理装置处理，处理后的泥饼拉运至黑龙江龙之润环保工程有限公司渣土场堆存，用于垫井场和通井路。钻井井场设板框压滤装置 1 套，包括破胶装置、固液分离装置、水处理一体化装置，处理能力 500m ³ /d，用于处理钻井废水、钻井岩屑、废钻井液、废射孔液。	依托
			油基废钻井液、油基钻井岩屑、油基钻井废水和含油废射孔液属于危险废物（HW08，071-002-08），排入井场设置的油基钢制泥浆槽，委托有危废处理资质的黑龙江迈景环保科技有限公司处理，处理后的污水进入污水罐储存，定期拉运至龙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，泥饼满足相关要求后用于垫井场和通井路。	依托
	运营期	废气治理措施	拉油点多功能储罐加热炉和依托的龙二转油站、龙一联转油脱水站加热炉采用清洁能源天然气作为燃料，并采用低氮燃烧器，新建拉油点储罐加热炉燃烧产生的废气经 15m 的烟囱高空排放，多功能储罐加热炉按规定设置采样平台和采样孔。	依托
			油井井口安装密封垫，拉油点储罐阀门、法兰等安装密封垫片，新建电伴热集油管道、拉油点储罐、运输罐车、依托场站阀组、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
		废水治理措施	油井作业污水由罐车拉运至龙一联合含油污水处理站处理达标后回注油层，不外排。	依托
			油井清防蜡采用固体防蜡器，不产生热洗废水。	新建

			运营期一部分油井产液采用管线密闭集输进龙二转油站集输系统；一部分采用拉油工艺，产液由罐车拉运至龙一联卸油点，最终均进入龙一联转油脱水站处理，分离的含油污水管输至龙一联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排。	依托
		噪声治理措施	拉油点储罐燃烧器、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
		固体废物治理措施	含油污泥及落地油由罐车拉运至方兴油田台 1 危险废物贮存库暂存，定期委托大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处理满足相关标准后用于垫井场和通井路。	依托
			油井作业产生的含油废防渗布经收集后暂存于方兴油田台 1 危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理。	依托
	退役期	废气治理措施	施工扬尘采取运输道路及施工场地定时洒水抑尘，运输车辆采取苫布遮盖措施。	新建
		废水治理措施	本项目退役期管线内介质均由压缩空气吹扫至集输系统或拉油点储罐后续由罐车拉运进入集输系统处理。退役期施工人员产生的生活污水排入附近场站已建生活污水收集系统，定期由物业单位庆南工矿服务公司拉运至八百垧客运污水站经污水管网排入大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂处理达标后排放。	依托
		噪声治理措施	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
		固体废物治理措施	本项目退役管线两端封堵后直埋处理，退役期拆除的废旧设备全部回收至方兴分公司物资库。封井建筑垃圾统一收集后拉运至建筑垃圾调配场处置。生活垃圾统一收集拉运至杜尔伯特蒙古族自治县生活垃圾填埋场处理。	依托
	地下水及土壤防护		压裂优先选用无毒、低毒的环境友好型压裂液。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。油井运行期间参照 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
			在本项目区域上游州 39-扶平 3 井场东北 600m 巨宝山屯孙家水井（坐标 125.25828，45.66277）布设 1 口潜水背景值监测水井，区域下游 5 号平台井场东南侧 2570m 处黄希友屯白家水井（坐标 125.25707，45.60699）布设 1 口潜水跟踪监测水井，在区域内 3 号平台井场东北侧 1150m 处南岗屯王家水井（坐标 125.28392，45.64184）布设 1 口承压水跟踪监测水井，在区域内 3 号平台井场东北侧 400m 处火烧羊屯水井（坐标 125.26901，45.63976）布设 1 口潜水跟踪监测水井，定期对地下水进行跟踪监测	依托 周边 已建 水井

			在金 251-扶平 6 井场、5 号平台井场和 5 号平台井场西侧 50m 耕地共布设 3 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 ）、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、水基钢制泥浆槽、油基钢制泥浆槽、钻台及压裂作业区为重点防渗，采用地面碾压平整并铺设 2mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ ；其他材料房、机械修理房、临时防渗旱厕为一般防渗，采用 1.5mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ；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：集油管道为重点防渗，管道采用防腐无缝钢管，管道的连接方式采用焊接，管道设计壁厚的腐蚀余量为 2mm 或采用管道内防腐，管道的外防腐等级采用特加强级；油井作业期间井场作业区、拉油点储罐区做重点防渗处理，铺设 2mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ ；拉油点其他区域和井场永久占地内采用地面夯实碾压平整进行处理。	新建
	生态治理	施工期	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 0.2~0.3m 的表土，采用分层开挖，分层堆放，暂存于临时占地内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，表土剥离临时堆放区周围设置排水沟等措施防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，剥离的表土在施工结束后分层回填。对临时占用的土地进行植被恢复和地表平整，恢复临时占地 21.61hm ² ；对永久占用基本农田按照“占一补一”原则及相关规定缴纳土地补偿费，专款用于占地补偿，按规定补划永久基本农田，补偿面积 5.776hm ² ，永久占用其他土地按规定缴纳征地费。	恢复、补偿
		运营期	严格控制油井作业占地，普通井下作业不新征临时占地；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，油井作业时严格执行环保措施，控制污染物的外排量，保证“工完料净场地清”，作业后无落地油遗留井场。	/
		退役期	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。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；对井场通井路的永久占地要进行生态恢复，采取土地平整、翻松，及时复耕或恢复植被。	恢复、复垦
	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；拉油点储罐和井场全部数字化建设，拉油点和井场定时巡检，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

依托工程	卸油点	龙一联卸油点	本项目 4 座拉油点产液除投产初期分流一部分外，全部拉运至龙一联卸油点进龙二转油站处理。龙一联卸油点设计处理能力为 350t/d，采用“埋地卧式卸油罐+输油泵”流程，已建 22m³卸油罐 5 座，输油泵 2 台（Q=60m³/h），目前来液量最高 43t/d，实际负荷率为 12.3%。本项目开发初期单井日产液最大 46.9t/d，15 口井合计最大产液量 703.5t/d，由罐车依次拉运、依次卸油和外输，建设单位通过一部分拉运至龙一联卸油点，并加强运行管理，增加卸油点储罐外输频次保障高峰期生产，卸油点产液管输进龙二转油站处理，可满足本次新建产能需求。	依托，无需扩建
	转油站	龙二转油站	本项目 15 口油井产液依托龙二转油站处理，该站建设于 1995 年，辖集油间 9 座，油井 134 口，含水油外输至龙一联转油脱水站。站内主要设备有：三合一装置 2 台、加热炉 6 台；站内采用“分离+加热+沉降”三合一处理工艺，该站游离水脱除能力 10000t/d，目前处理量 3290t/d。本项目最大产液量 703.5t/d，增加本项目产液后龙二转油站处理液量为 3993.5t/d，负荷率 39.9%；满足本项目依托需求。	依托，无需扩建
	转油脱水站	龙一联转油脱水站	本项目投产初期第 1~2 年部分产液（380-530t/d）拉运至龙一联卸油点进朝一联转油脱水站处理，朝一联转油脱水站建设于 1991 年，站内主要设备有：单台设计处理能力 5000t/d 的三合一（分离沉降缓冲装置）6 台、单台设计处理能力 2150t/d 的电脱水器 3 台、2.5MW 掺水炉 6 台、2.0MW 外输炉 3 台。站内采用“三合一+电脱水”两段处理工艺，三合一设计处理规模为 30000t/d，目前实际处理量为 10844t/d，本项目拉运至该站处理采出液量最大为 530t/d，新增产能后朝一联转油脱水站三合一装置处理量为 11375t/d，负荷率为 37.9%；电脱设计处理能力为 6450t/d，目前实际处理量为 1710.8t/d，本项目新增产液后电脱处理量为 2240.8t/d，负荷率 34.7%，满足开发需求。	依托，无需扩建
	含油污水处理站	龙一联含油污水处理站	本项目 15 口油井采出水依托龙一联含油污水处理站处理，龙一联含油污水处理站 2000 年投产运行，采用“原水→沉降罐→气浮除油→轴向动态反冲洗过滤罐→连续反冲洗过滤罐→膜过滤”处理工艺，设计出水水质指标为含油量≤5mg/L、悬浮固体含量≤1mg/L，设计污水处理量为 2000m³/d，目前实际污水处理量为 1218m³/d，本项目 15 口油井投产初期最大采出水量为 478.5t/d，新增本项目采出水后处理量为 1696.5m³/d，负荷率为 84.8%，满足依托需求。	依托、无需扩建
	含油污泥处理站	大庆市肇源县晨晰非金属废料加工	大庆博昕晶化科技有限公司危险废物利用处置厂位于黑龙江省大庆市大同区，设计处理规模为 30000t/a，厂区占地面积 67614.45m²，大庆博昕晶化科技有限公司采用密闭旋转蒸馏处理工艺，负荷率为 70%，本项目油泥最大产生量约为 2.525t/a，经朝一联含油污泥处理站减量化处理后进入该装置，大庆博昕晶化科技有限公司剩余处理能力满足本项目处理需求，依托可行。	依托、无需扩建

		有限公司		
	废弃油基泥浆处理	黑龙江迈景环保科技有限公司	黑龙江迈景环保科技有限公司（原名称大庆市云泰石化产品有限公司）采用“预处理+深度脱附”处理工艺，预处理流程包括泥浆收集-甩干-离心，深度脱附装置的原理主要为利用水、油及土的沸点不同（水沸点 100℃、油沸点 250℃、土碳化温度 300℃），将固体废弃物中的油水蒸发。该站现状处理能力为 10 万 t/a，约 333t/d，目前实际处理量为 120t/d，本项目油基钻井 93 天，油基钻井废水、钻井泥浆和岩屑和含油废射孔液等产生量约 135.2t/d，新增本项目后该站处理量为 255.2t/d，负荷率 76.6%，可以满足本项目油基泥浆处理需求。	依托
	压裂返排液处理站	塔三压裂液处理站	本工程压裂过程产生的压裂返排液由罐车拉运至塔三压裂液处理站处理。站内采用三相分离两级过滤处理工艺，主要负责对方兴分公司项目作业产生的压裂返排液处理及回注，该站设计处理量 360m³/d，站内建有压裂返排液暂存池 5000m³。目前塔三压裂液处理站正常运行，本工程压裂井 15 口，压裂返排液量为 140m³/d，储存能力和处理能力均可满足本项目压裂返排液处理需要。	依托、无需扩建
	一般工业固废填埋场	第七采油厂工业固废填埋场	第七采油厂工业固废填埋场位于大庆市肇州县新福乡双龙山北侧 1.8km、乐业村东南 1.05km 处，占地面积 1.91hm²，填埋场现阶段运行稳定，总容量为 11624m³，设计年处理能力为 581.2m³，合 700t/a，服务年限 20 年，目前填埋总量约为 5347m³，剩余填埋量约为 6277m³，本项目产生膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋、施工废料共计约 0.67t，填埋场剩余容量能够容纳本项目产生的固体废物，依托可行。	依托、无需扩建
	危废贮储库	方兴油田台 1 危险废物贮存库	方兴油田台 1 危险废物贮存库建设 2 座库房，主要用于储存废润滑油、废机油、含油滤料、废三滤、废细菌瓶、废原油、废化学试剂、含铬废液、过期药品试剂等危险废物，定期委托资质单位拉运处理。设计废含油防渗布存储量为 500t，现实际存储量为 10t，本项目含油废防渗布产生量 0.25t/a，处理能力满足本项目处理需求，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	预计建成原油产能 2.65×10 ⁴ t/a
设计井数	新钻油井 19 口。基建油井 22 口，其中新钻井 19 口，代用井 3 口
不同规模站场数	依托转油站 1 座、联合站 1 座

管道长度	新建电加热集油管线 7.55km
能源消耗情况	本项目投产后，拉油点最大耗气量 $131 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，依托场站新增耗气量 70 万 m^3/a 。新增耗电 600 万 kWh/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 27.386hm^2 ，其中永久占地面积为 5.776hm^2 ，临时占地面积为 21.61hm^2 ，占地类型为耕地和草地
工作制度	基建油井年生产 300d，每天 24 小时。集中拉油点全年运行。
在册职工人数	施工期钻井队在井人数 40 人，压裂及地面建设施工人数 30 人，拉油点无人值守，运营期不新增劳动定员。
总投资及环境保护投资	总投资 18838.7 万元，环保投资 389.704 万元，环保投资占比 0.87%。

3.5 开发方案

3.5.1 新钻井开发方案

钻前准备工作主要为平整井场，保证全套钻井设备达到相关安装标准，安装完成后并进行相关调试。本项目新钻井 19 口，全部为油井，井型包括定向井和水平井，单井完钻井深最大为 3359m，钻井总进尺 45341m。具体钻井井位统计见表 3.5-1。

表 3.5-1 项目新钻井井位统计表

序号	平台号	井号	井位坐标		井型	井别	设计进尺 (m)	占地 类型
			井口横坐标	井口纵坐标				
1	1	金 264-103-95	21610778	5154801	定向井	油井	2145	草地
2		金 392-102-98	21610786	5154801	定向井	油井	1976	
3		金 264-105-99	21610794	5154801	定向井	油井	2202	
4		金 392-104-98	21610802	5154801	定向井	油井	2016	
5	2	金 264-106-104	21612871	5154296	定向井	油井	2142	草地
6		金 264-103-107	21612879	5154296	定向井	油井	2114	
7		金 264-104-106	21612887	5154296	定向井	油井	2058	
8		金 264-106-108	21612895	5154296	定向井	油井	2173	
9		金 264-105-107	21612903	5154296	定向井	油井	2108	
10	3	金 264-109-101	21612058	5153545	定向井	油井	2118	草地
11		金 264-107-103	21612066	5153545	定向井	油井	2028	
12		金 264-109-103	21612074	5153545	定向井	油井	2016	
13	/	金 262-平 3	21609550.91	5151604.96	水平井	油井	3216	耕地
14	/	金 262-平 4	21608675.59	5151475.79	水平井	油井	3068	草地
15	/	金 262-平 5	21607487.2	5151426.84	水平井	油井	3082	草地
16	/	金 262-平 6	21610144	5151600	水平井	油井	3359	耕地
17	/	金 262-平 7	21611475.9	5149974.6	水平井	油井	3151	草地
18	/	金 10-107-137	21618501.2	5150543.4	定向井	油井	2229	耕地
19	/	金 10-127-135	21617032	5146149	定向井	油井	2140	耕地

3.5.2 基建井及井位分布

本项目基建油井 22 口，其中新钻井 19 口，代用井 3 口，共形成丛式平台 3 座，独立井 10 口，建成产能 $2.65 \times 10^4 \text{t/a}$ 。项目产能基建安排见表 3.5-2，地面基建井位部署情况见表 3.5-3，本项目拟建井位置见附图 2。

表 3.5-2 项目产能基建安排

区块	基建油井（口）		建成产能（ 10^4t/a ）
金 251 区块	新钻井（口）	代用井（口）	2.65
	19	3	
合计	22		

表 3.5-3 项目产能基建井位布置情况表

序号	平台号	井号	井位坐标		井型	井别	占地类型
			井口横坐标	井口纵坐标			
1	1	金 264-103-95	21610778	5154801	定向井	油井	草地
2		金 392-102-98	21610786	5154801	定向井	油井	
3		金 264-105-99	21610794	5154801	定向井	油井	
4		金 392-104-98	21610802	5154801	定向井	油井	
5	2	金 264-106-104	21612871	5154296	定向井	油井	草地
6		金 264-103-107	21612879	5154296	定向井	油井	
7		金 264-104-106	21612887	5154296	定向井	油井	
8		金 264-106-108	21612895	5154296	定向井	油井	
9		金 264-105-107	21612903	5154296	定向井	油井	
10	3	金 264-109-101	21612058	5153545	定向井	油井	草地
11		金 264-107-103	21612066	5153545	定向井	油井	
12		金 264-109-103	21612074	5153545	定向井	油井	
13	/	金 262-平 3	21609550.91	5151604.96	水平井	油井	耕地
14	/	金 262-平 4	21608675.59	5151475.79	水平井	油井	草地
15	/	金 262-平 5	21607487.2	5151426.84	水平井	油井	草地
16	/	金 262-平 6	21610144	5151600	水平井	油井	耕地
17	/	金 262-平 7	21611475.9	5149974.6	水平井	油井	草地
18	/	金 10-107-137	21618501.2	5150543.4	定向井	油井	耕地
19	/	金 10-127-135	21617032	5146149	定向井	油井	耕地
20	代用井	金 251	21612810	5154192	定向井	油井	草地
21	代用井	金 10	21617044	5147856	定向井	油井	耕地
22	代用井	龙 142-22	21617763	5149282	定向井	油井	耕地

3.5.3 开发指标预测

本项目共部署基建开发油井 15 口，全部为新钻水平井。预计初期平均单井日产油 4.02t/d ，建成产能 $2.65 \times 10^4 \text{t}$ ，开采层位属于高台子油层。本项目基建井开发指标见表 3.5-

3，原油物性见表 3.5-4，伴生气物性见表 3.5-5。

表 3.5-3 本项目基建井开发指标预测表

年份（年） 项目	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
油井数(口)	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
平均单井产 油量(t/d)	16.2	15.0	9.2	6.9	5.8	5.2	4.8	4.5	4.2	4.0	3.8	3.6	3.4	3.3	3.2
平均单井产 液量(t/d)	50.7	43.5	22.9	15.0	12.3	10.7	9.5	8.5	7.8	7.2	6.6	6.2	5.9	5.6	5.3
年产油 (10 ⁴ t/a)	2.92	6.75	4.12	3.09	2.62	2.36	2.16	2.01	1.89	1.79	1.70	1.61	1.55	1.49	1.43
年产液 (10 ⁴ t/a)	9.13	19.57	10.33	6.73	5.52	4.81	4.26	3.84	3.51	3.23	2.98	2.79	2.66	2.53	2.39
综合含水 (%)	68	66	60	54	53	51	49	48	46	45	43	42	42	41	40

表 3.5-4 原油主要物性表

层位	密度(g/cm ³)	粘度(mPa·s)	凝固点(°C)	含蜡(%)	胶质(%)	油气比(m ³ /t)
高台子油层	0.8534	18.7	31.6	25.9	11.9	65.25

表 3.5-5 伴生气主要物性表

类别	密度 (kg/nm ³)	C1 (%)	C2 (%)	C3 (%)	iC4 (%)	nC4 (%)	iC5 (%)	nC5 (%)	CO ₂ (%)	N ₂ (%)
伴生气	0.823	44.21	7.9	9.14	9.72	2.38	1.51	5.65	0.36	19.13

3.6 主要建设内容

本项目新钻油井 19 口，采用射孔和压裂完井；基建油井 22 口，包括新钻井 19 口，代用井 3 口，共形成丛式平台 3 座，独立井 10 口，新建 4 座拉油点，预计建成产能 2.65×10⁴t/a。主要建设内容包括钻井工程、储层改造工程、采油工程、原油集输工程、拉油点工程、道路工程、公用工程等。

3.6.1 钻井工程方案

本项目新钻油井 19 口，钻井工程包括钻前准备、钻进、录井、测井、固井、完井（射孔和压裂）。

3.6.1.1 钻前准备工作

（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 19 口，井型为定向井和水平井，单井完钻井深为 2016m~3359m，总进尺 45341m。本项目新钻井设计参数见表 3.5-1。

(2) 井身结构

本工程新钻井井身结构为定向井和水平井，项目井身设计数据见表 3.6-2。井身结构示意图见图 3.6-1 和图 3.6-2。

表 3.6-2 定向井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	浅水层底界 +11m	311.2	表层套管	244.5	浅水层底界 +10m	地面
二开	设计井深	215.9	生产套管	139.7	设计井深-3	地面

续表 3.6-2 水平井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	明二段底+51m	311.2	表层套管	244.5	明二段底 +50m	地面
二开	设计井深	215.9	生产套管	139.7	设计井深-3	地面

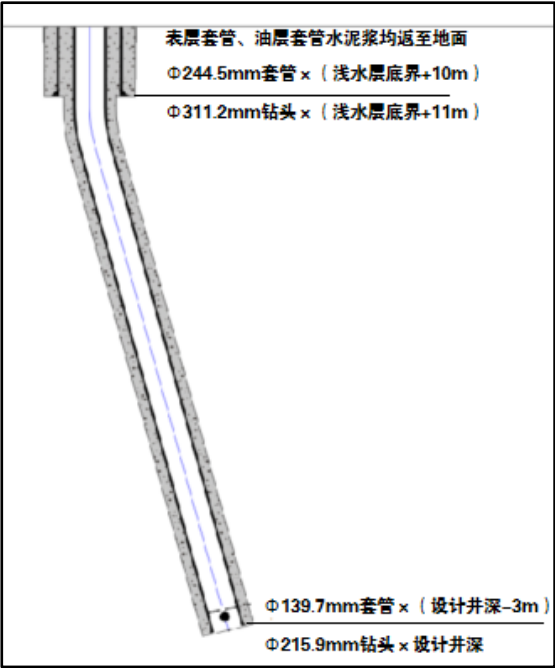


图 3.6-1 定向井井身结构示意图

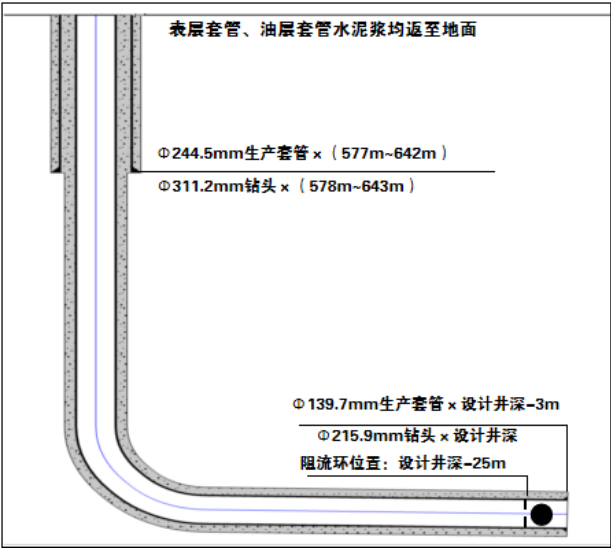


图 3.6-2 水平井井身结构示意图

(3) 钻机选型及钻井主要设备

本项目选用 ZJ-40D/2250 型钻机。钻机及钻井主要设备性能参数见表 3.6-3。

表 3.6-3 ZJ-40D/2250 钻机及钻井主要设备性能

序号	名称	型 号	主要技术参数	备 注
1	钻机	ZJ-40D/2250		
2	井架	JJ225/43-K1	2250 kN	

3	提升系统	大钩	DG-225	2250 kN	
		绞车	JC-40DB1	735 kW	
		水龙头	SL-225	2250 kN	
		天车	TC-225	2250 kN	
		游动滑车	YC-225	2250 kN	
4	顶部驱动装置		DQ40Y	2250 kN	30kN·m
5	转盘		ZP-275	441 kW	27.46kN·m
6	循环系统	钻井泵	3NB-1300	956 kW	3 台（备用 1 台）
		钻井液循环罐	40m ³		3 个
7	动力系统	柴油机	CAT3512T1DA	1000 kW	3 台
		发电机	GF800	800 kW	2 台
8	控制系统	自动压风机	5.5/12V	5.5 kW	
		电动压风机	5.5/12V	5.5 kW	
9	固控系统	振动筛 1#	KTL-48D		处理量 120 L/s
		振动筛 2#	KTL-48D		处理量 120 L/s
		除砂器	NCS300		处理量 200m ³ /h
		离心机 1#	DMN×414（高速）		处理量 60m ³ /h
		离心机 2#	ZW450（中速）		处理量 40m ³ /h
10	仪器仪表	钻井参数仪表	ZJCB2		1 台（8 参数）
		单点测斜仪			1 套
		多点测斜仪			1 套
11	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，二开采用油基钻井液体系。

①水基钻井液

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%）+携砂剂（0.2%~0.4%）。

②油基钻井液

本项目钻井二开使用油基钻井液体系，该体系具有较好的封堵性、润滑性，可有效保障井壁稳定性和长水平段钻井安全施工。油基钻井液中柴油具低毒性和环境危害性、氯化钙和重晶石粉具轻微毒性，其余成分为无毒性物质。

配方为：柴油+（3%~4%）主乳化剂+（1%~2%）辅乳化剂+（1%~3%）有机土+（3%~4%）油包水降滤失剂+（2%~4%）氧化钙+（20%-40%）氯化钙水溶液+（1%）封堵剂 I 型+（0.7%）封堵剂 II 型+（1%~2%）超细碳酸钙+重晶石。

定向井和水平井具体钻井液材料用量设计见表 3.6-4 和表 3.6-5。

表 3.6-4 定向井钻井液材料用量设计数据表

开钻次序	一开		二开	
钻头尺寸 mm	311.2		215.9	
井段 m~m	0~(203~230)		(203~230)~2229	
井筒容积 m ³	25		106	
地面循环量 m ³	40		80	
钻井液损耗量 m ³	9		80	
钻井液总量 m ³	74		266	
钻井液体系	膨润土浆		油包水钻井液	
钻井液材料 名称和用量	材料名称	材料用量 t	材料名称	材料用量 t
	膨润土	5.0	柴油	549.0
	纯碱	0.4	主乳化剂	24.4
	携砂剂	0.4	辅乳化剂	12.2
	/	/	有机土	18.3
	/	/	油包水降滤失剂	24.4
	/	/	封堵剂I型 (HFLK)	9.2
	/	/	封堵剂II型 (纳米封堵剂)	6.1
	/	/	(20%CaCl ₂) 水	24.4
	/	/	CaO	24.4
	/	/	超细碳酸钙	18.3
	/	/	重晶石粉	642.0

表 3.6-5 水平井钻井液材料用量设计数据表

开钻次序	一开		二开	
钻头尺寸 mm	311.2		215.9	
井段 m~m	0~637		637~3359	
井筒容积 m ³	70		162	
地面循环量 m ³	60		120	
钻井液损耗量 m ³	26		218	
钻井液总量 m ³	156		500	
钻井液体系	膨润土浆		油包水钻井液	
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	7.8	柴油	625.0
	纯碱	0.6	主乳化剂	32.4
	携砂剂	0.6	辅乳化剂	12.2
	/	/	有机土	22.1
	/	/	油包水降滤失剂	32.4
	/	/	封堵剂I型 (HFLK)	11.5
	/	/	封堵剂II型 (纳米封堵剂)	9.1
	/	/	(20%CaCl ₂) 水	32.4

	/	/	CaO	32.4
	/	/	超细碳酸钙	22.1
	/	/	重晶石粉	782.0

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
一	水基钻井液			
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_2CO_3	无水碳酸钠为白色粉末，易溶于水，水溶液呈碱性，pH 值为 11.5。在泥浆中发生电离和水解，提供 Na^+ 和 CO_3^{2-} ，在泥浆中通过离子交换和沉淀作用	无毒性
二	油基钻井液			
1	柴油	柴油	柴油是轻质石油产品，复杂烃类（碳原子数约 10~22）混合物。为柴油机燃料。分为轻柴油（沸点范围约 180~370℃）和重柴油（沸点范围约 350~410℃）两大类。热值为 $3.3 \times 10^7 \text{J/L}$ 。易燃易爆挥发，不溶于水，易溶于醇和其他有机溶剂	低毒性
2	主乳化剂	R-YO	具有优良的抗温乳化性能，低温可达 200℃以上，主要用于混油、油包水、油基钻井液；提高油基钻井液的热稳定性用于稳定乳状液，提高悬浮新性能以及减小确保乳状液长期保持稳定的重要组成部分，因此，也叫做油基钻井液的稳定剂	无毒性
3	辅乳化剂	MOWETL	外观粘稠透明液体，密度为 0.95~1.05g/cm ³ ，表面张力 $\leq 40 \text{mN/m}$ ，主要用于防止水侵入油基钻井液或防止水润湿的固相侵入油基钻井液，润湿剂 MOWETL 的加入使刚进入钻井液的重晶石和钻屑颗粒表面迅速转变为油湿，从而保证他们能较好的悬浮在油相中。而且其具有较高的抗温能力。适用于油基钻井液体系，与其他处理剂伍配性较好。	无毒性
4	有机土	天然矿物，主要成分为	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	无毒性

		层状硅酸盐 蒙脱石	被 Al^{3+} 取代, 铝氧八面体层中有部分的 Al^{3+} 可被 Fe^{2+} 、 Mg^{2+} 、 Zn^{2+} 等阳离子取代, 这样使得蒙脱石的晶格显负电性, 同时晶层上下皆为氧原子层, 不能开成氢键, 晶层间有微弱的分子力连接, 连接力弱, 水分子容易进入两层之间使之吸水肿胀。因此, 它具有很强的吸水性、可塑性、粘结性和离子交换性, 水化分散性较好	
5	油包水降 滤失剂	XNTROL	抗高温, 降滤湿剂结构中不能含有一些不抗高温的基团, 具有良好的分散性, 为微溶分散	低毒 性
6	封堵剂I 型	HFLK	改性腐殖酸类, 腐殖酸石油生物残骸并微生物分解和复杂化学过程形成的深色、酸性的亲水胶体类有机物, 改性腐殖酸有很强的抗温抗盐能力, 可以用于深井和超深井钻井, 有降滤失、降粘、防塌, 封堵等作用	无毒 性
7	封堵剂II 型	纳米封堵剂	由一种无机刚性材料或几种有机可变形纳米材料复合而成, 其中无机刚性纳米材料具有很好的高温稳定性, 能够架桥封堵页岩纳米级空隙, 而有机可变形纳米材料可在高温和压差作用下发生任意变形, 填充刚性架桥纳米颗粒形成的空隙, 最终在岩石表面形成一种膜效率达 58.2% 左右的半透膜, 阻止滤液的侵入, 起到保护井壁的作用	无毒 性
8	20% CaCl_2	CaCl_2	无色立方结晶体, 白色或灰白色, 有粒状、蜂窝块状、圆球状、不规则颗粒状、粉末状。微毒、无臭、味微苦。吸湿性极强, 暴露于空气中极易潮解。易溶于水, 同时放出大量的热 (氯化钙的溶解焓为 -176.2cal/g), 其水溶液呈微酸性	轻微 毒性
9	CaO	CaO	白色或带灰色块状或颗粒, 溶于酸类、甘油和蔗糖溶液, 几乎不溶于乙醇。相对密度 3.32~3.35。熔点 2572°C 。沸点 2850°C 。折光率 1.838。氧化钙为碱性氧化物, 对湿敏感。易从空气中吸收二氧化碳及水分。与水反应生成氢氧化钙 ($\text{Ca}(\text{OH})_2$) 并产生大量热	无毒 性
10	超细碳酸 钙	CaCO_3	白色固体状, 无味、无臭。有无定形和结晶两种形态。结晶型中又可分为斜方晶系和六方晶系, 呈柱状或菱形。相对密度 2.93。825~896.6 $^\circ\text{C}$ 分解, 在约 825°C 时分解为氧化钙和二氧化碳。熔点 1339°C , 10.7MPa 下熔点为 1289°C 。难溶于水和醇。与稀酸反应, 同时放出二氧化碳, 呈放热反应。也溶于氯化铵溶液。几乎不溶于水	无毒 性
11	重晶石粉	BaSO_4	纯品为白色粉末, 如含有杂质多为灰绿色。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

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 3.6-5。

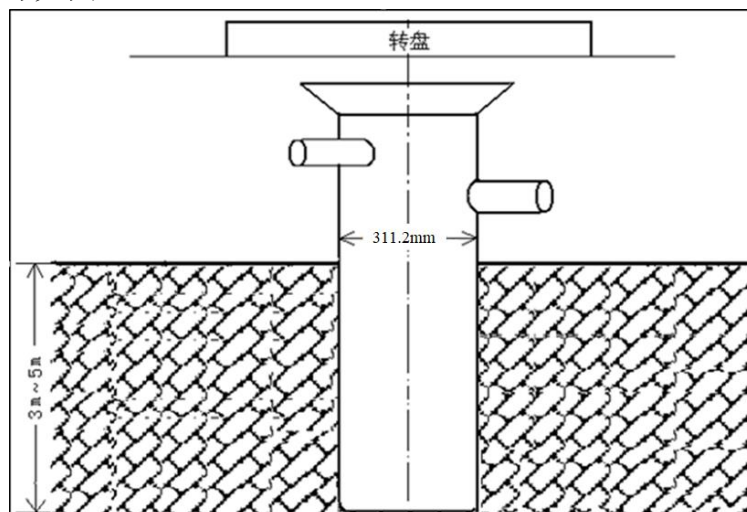


图 3.6-5 一开井口装置设计示意图

(2) 二开井口装置

二开井口装置示意图设计见图 3.6-6。

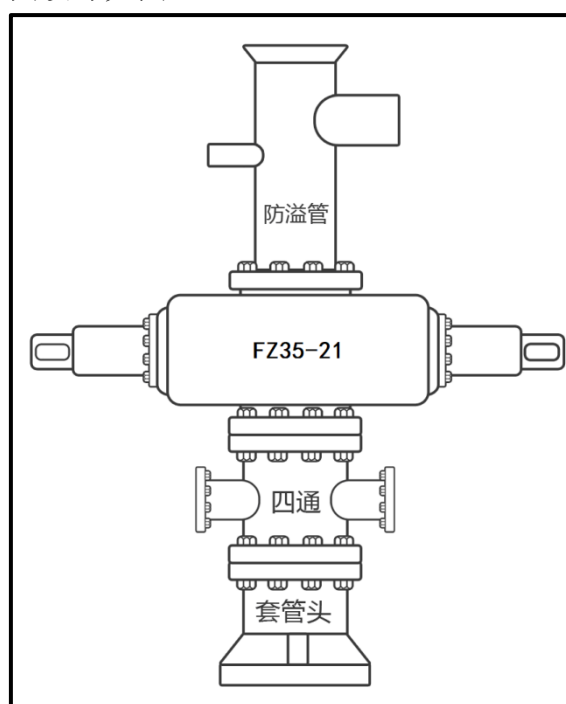


图 3.6-6 二开井口装置示意图

(3) 二开节流及压井管汇

节流管汇及压井管汇示意图见图 3.6-7。

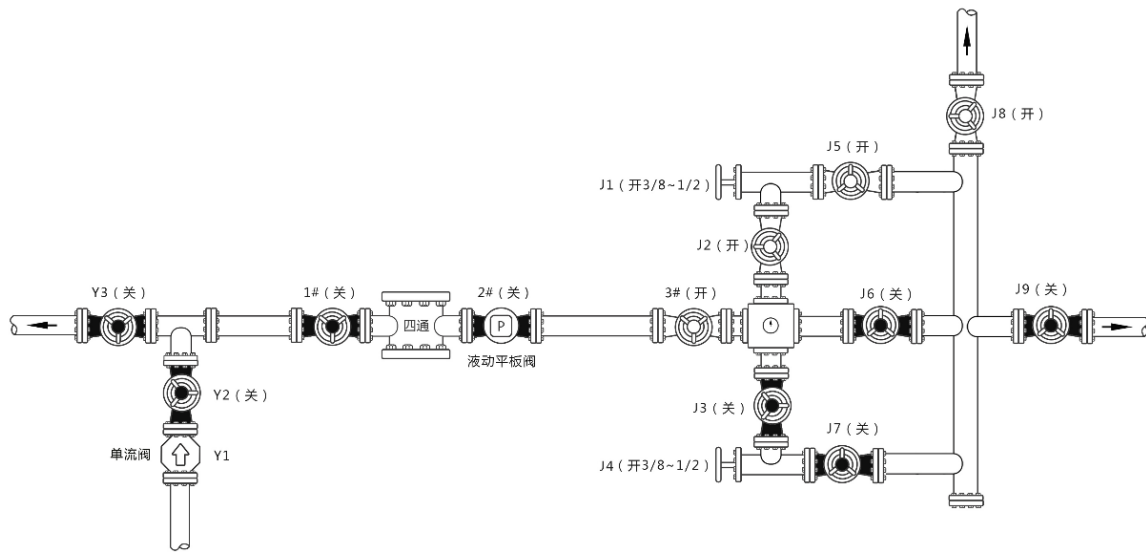


图 3.6-7 节流管汇及压井管汇示意图

3.6.1.4 录井

(1) 钻井参数录取

水平井钻进过程中,要求采用综合录井仪执行综合录井。在高台子顶以上 50m 开始录井,每 2m 录取一个采样点;高台子顶以上 10m 至设计着陆靶点 A 前开始每 0.5m 录取一个采样点,录准层位,水平段每 1m 录取一个采样点,钻进过程中,可根据现场情况适当加密取样间隔。

(2) 钻井液参数录取

高三以上 50m 开始录井,每 2m 录取一个采样点;高三以上 10m-水平段每 1m 录取一个采样点,录准层位,可根据现场情况适当加减取样间隔。每间隔 1h 测量 1 次钻井液密度、粘度,每间隔 8h 测量 1 次钻井液全套性能;钻开油层后,每间隔 0.5h 测量 1 次钻井液密度、粘度,每间隔 4h 测量 1 次钻井液全套性能和钻井液电阻率;固井前测钻井液密度、粘度、切力、失水,并做好记录。循环过程中每间隔 0.5h 观察 1 次钻井液池液面高度、钻井液性能变化,以及是否含有气泡、油气侵等异常情况,如有异常加密测量钻井液密度、粘度,并进行相应处理。

(3) 钻井液参数

录井项目要求:流量、体积、温度、密度、电导率。

3.6.1.5 测井

测井配备专门的测井队,测井方式为电测井,电测井井控要求主要为:

(1) 若电测时间将要大于安全作业时，中途通井循环；

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

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

3.6.1.6 固井

固井作业全过程保持井内压力平衡，防止因井漏、注水泥候凝失重造成井内压力失衡而导致井喷。注水泥浆时发生溢流，停止注水泥浆作业，替出井内水泥浆实施压井；固井顶替时发生溢流，先继续完成替量，然后关闭井口水泥头，关井。对于固井质量存在严重问题、威胁到井控安全、影响到后续钻井施工的井，采取有效措施进行处理，确保达到封固目的。拆卸井口、安装井控设备在水泥候凝后进行。定向井和水平井固井水泥用量见表 3.6-6 和表 3.6-7。

表 3.6-6 定向井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	14.4	地面	距完钻井深 1m 以内	A	40	27
生产套管	139.7	215.9	15	40.3	地面	距完钻井深 15m 以内	高强低密度	15	48
				23.6	萨尔图油层顶面以上 200m		G	15	37

表 3.6-6 水平井固井水泥用量数据表

套管程序	套管尺寸/mm	钻头尺寸/mm	井径扩大率/%	环空容积 m ³	水泥浆返深/m	水泥塞面深度/m	水泥级别	水泥用量/t
表层套管	244.5	311.2	20	39.86	地面	一开井深-1m	A	66
生产套管	139.7	215.9	10	35.57	地面	二开井深-3m	高强低密度	43
				59.68	1299		G	93

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。采用射

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。本项目对新钻的 19 口油井采用射孔完井，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，无臭无毒性、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 22 口基建井需压裂作业后进入产能地面建设，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、压裂机组。施工期压裂液不在现场配制，由压裂液配制场地将配制好的压裂液直接拉运至现场进行施工，不产生废过硫酸钾包装袋。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。施工流程包括装井口→测微差井温→下压裂管柱→压裂准备→压裂→关闭油套管井口闸门→压后实探砂面→测微差井温。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	滑溜水	以清水为基础，添加降阻剂和助排剂，主要化学成分为聚丙烯酰胺，是一种由丙烯酰胺单体通过聚合反应得到的高分子化合物，白色粉末，无毒，在 100℃时热稳定性好，易溶于水，是压裂液减阻剂体系中的	无毒性

		核心组分之一，其分子链上含有活性基团，可与液体中悬浮颗粒相互作用，提高流体输送效率。	
3	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
4	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
5	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
6	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
7	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
8	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
9	过硫酸钾	无机化合物，白色结晶，无气味，有潮解性，可用作油井压裂液的破胶剂。有强氧化性和助凝性，与有机物或还原物混合会发生爆炸。	中等毒性
10	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
11	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

本项目基建油井 22 口，包括新钻井 19 口，代用井 3 口，共形成丛式平台 3 座，独立井 10 口，预计建成产能 $2.65 \times 10^4 \text{t/a}$ 。地面工程主要建设内容包括采油工程、原油集输工程、道路工程等。

3.6.2.1 采油工程

本工程基建油井 22 口，全部采用抽油机举升采油方式，新建抽油机 22 台、电动机 22 台、控制柜 22 台。拟建油井机型及配电装置统计表见表 3.6-9。

表 3.6-9 拟建油井机型及配电装置统计表

名称	型号	数量	备注
抽油机	CYJY8-3-37HB	17 台	新建
	CYJY10-4.2-53HB	5 台	新建
电动机	380V、30kW 单速电机	17 台	新建

	380V、45kW 单速电机	14 台	新建
控制柜	380V、30kW 不停机间抽类控制柜	17 台	新建
	380V、45kW 不停机间抽类控制柜	14 台	新建

3.6.2.2 原油集输工程

(1) 集输工艺

本项目运营期采用点加热、线维温的电热集油工艺和拉油点拉油工艺。18 口油井新建 3 条电热干线、6 条支线，将 3 座丛式井平台、6 口独立井成树状连接至区块内已建电热集油主干线，进入龙二转油站集输系统处理后，含水油输至龙一联转油脱水站处理。

4 口油井采用单井单罐拉油工艺，新建单井拉油点 4 座，每座拉油点设 1 座 40m³ 多功能储罐，不设井口电加热器与电热管维温，产液直接以出油温度集输至多功能储罐升温，再由罐车拉运至龙一联卸油点进入龙一联转油脱水站处理。电加热集油工艺示意图见图 3.6-8，拉油点拉油工艺示意图见图 3.6-9。

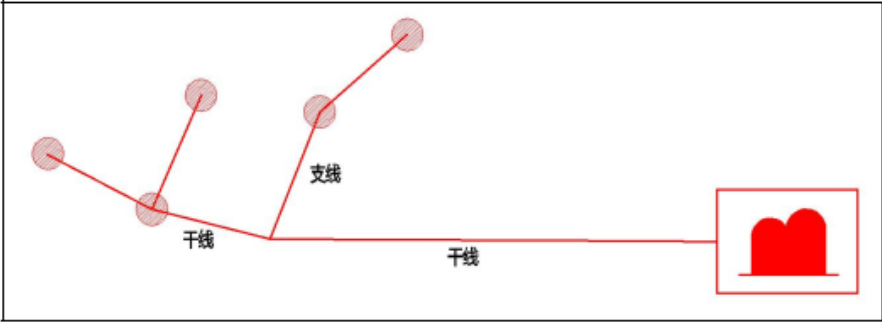


图 3.6-8 电加热集油工艺示意图

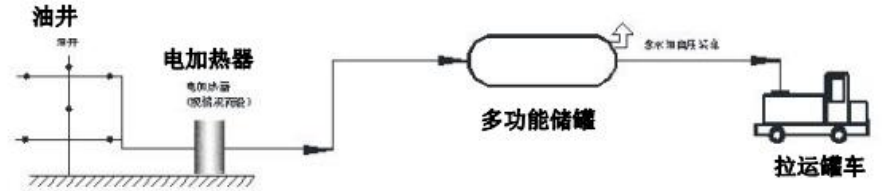


图 3.6-9 拉油点拉油工艺示意图

(2) 新建拉油点及井位布设

①1#拉油点

该拉油点接收 1#、2#平台及金 251-扶平 6、金 251-扶平 1 油井产液，共涉及 6 口油井。拉油点设置 80m³ 多功能储罐 4 座，采用电加热集油工艺，单井、平台串接或直接接入 1#拉油点。共新建井口电加热器 14 台，电加热集油管道 4.7km。拉油点及辖井位置分布示意图见图 3.6-10。

图 3.6-10 1#拉油点及辖井位置分布示意图

②2#拉油点

接收 4#平台及 2 座单井的油井产液，共涉及 3 口油井。设置 80m³ 多功能储罐 2

座，采用电加热集油工艺，平台与单井串接或直接接入 2#拉油点。共新建井口电加热器 9 台，电加热集油管道 4.1km。拉油点及辖井位置分布示意图见图 3.6-11。

③3#拉油点

接收 5#平台油井产液，与 5#平台合建，涉及 3 口井。设置 80m³ 多功能储罐 2 座，共 40kW 井口电加热器 2 台、20kW 井口电加热器 2 台，电加热集油管道 0.1km。拉油点及辖井位置分布示意图见图 3.6-11。

④4#拉油点

接收 3#平台和州 39-扶平 1 油井产液，涉及 3 口井。设置 80m³ 多功能储罐 2 座，新建井口电加热器 7 台，电加热集油管道 3.6km。拉油点及辖井位置分布示意图见图 3.6-11。

图 3.6-11 2#拉油点、3#拉油点、4#拉油点及辖井位置分布示意图

(3) 新建管线

新建电加热集油管线 $\phi 76\times 4.5$ -9.5km、 $\phi 89\times 4.5$ -3.0km，井口电加热器 34 台，集肤伴热装置 7.9km，管道材质采用内缠胶带硬质聚氨酯泡沫保温管，选取 0.5km 管道进行高密度聚乙烯管道现场应用试验（州 39-扶平 3 至 2 号拉油点集油管线），管道敷设方式采用沟埋方式敷设，管线埋深在 2.0m，管沟宽度 1m 左右。管线穿越包括 18 处钢顶穿越、8 处钢开穿越。

本项目集油工艺示意图见图 3.6-8。集油管线路由示意图见附图 2。油井集输关系系统计见表 3.6-8。管线穿越工程基本信息见表 3.6-9。

表 3.6-8 油井集输关系系统计

表 3.6-9 管线穿越工程基本信息表

原油集输工程主要工程量见表 3.6-10。

表 3.6-10 原油集输工程主要工程量表

序号	项 目 名 称	单位	数量
(一)	站外集油系统		
1	CYJY10-4.2-53HB 抽油机	座	15
2	单井集油管道 $\phi 76\times 4.5$ PN2.5MPa 泡沫黄夹克管	km	9.0
3	单井集油管道 $\phi 89\times 4.5$ PN2.5MPa 泡沫黄夹克管	km	3.0
4	高密度聚乙烯电加热管 $\phi 91\times 15.5$ 2.5MPa L=1000m	km	0.5
5	公路穿越		
(1)	钢开 $\Phi 273\times 6$, 8m/处	处	8
(2)	钢顶 $\Phi 273\times 6$, 8m/处	处	12
(3)	钢顶 $\Phi 273\times 6$, 15m/处	处	4
(4)	钢顶 $\Phi 273\times 6$, 20m/处	处	2

5	集肤伴热装置	km	7.9
6	新建 80m ³ 多功能储罐	台	8
7	利旧 80m ³ 多功能储罐	台	2
8	井口电加热器 40kW/380V	台	5
9	井口电加热器 20kW/380V	台	11
10	井口电加热器 10kW/380V	台	18

3.6.2.3 道路工程

本次产能新建 15 口油井和 4 座拉油点，共形成平台 5 座和独立井 5 口，2 座平台和 4 口独立井位于耕地内，1 座平台和拉油点合建位于稻田内，2 座平台位于草地和低洼地内。本项目涉及征用道路可直接使用，无需改扩建。

(1) 1#拉油点及所辖井道路建设

1#拉油点为 1#平台、2#平台及 2 口单井提供拉油服务，为确保拉油车辆的正常通行，在拉油点到其东侧已建油田路之间建设路面宽 3.5m 的砂石路 2.8km，路基宽 4.5m；各平台、单井到拉油点之间通过 3.5m 宽的进井通道相连，全长 4.0km，路由均沿目前现有土路建设。

(2) 2#拉油点、4#拉油点及所辖井道路建设

2#拉油点位于肇州南环路旁，除需为其建设 0.1km 的砂石路外，还需征用 2#拉油点到 4#拉油点其南侧井之间的乡村水泥路 2.0km(路面宽 4m)和红砖路 1km(路面宽 4m)，井位到征用路、G203 国道及肇州南环路之间建设 3.5m 宽的进井通道 2.0km。

(3) 3#拉油点及所辖井道路建设

3#拉油点及其所辖的 5#平台位于 G203 国道旁的稻田内，但其进井路和进站路需挂接于附近的 6m 宽乡村路上，因此需征用该乡村路 0.1km，并建设 4m 宽的拉油点砂石路 0.1km。本项目道路工程主要工程量见表 3.6-11。

表 3.6-11 本项目道路工程主要工程量

3.6.3.6 数字化工程

对本次产能涉及的油井和拉油点同步进行数字化建设。本工程对新建油井进行数字化建设。每座单井设置 1 套 WIA-PA 智能综合电参采集控制器，实现现场仪表数据及综合电参数据采集、远程启停井控制及数据上传等功能。3 座拉油点新建视频监控前端及无线传输。数据上传至第八作业区生产管理中心。数字化工程工程量汇总见表 3.6-13。

表 3.6-13 数字化工程量表

3.6.3 公用工程

3.6.3.1 给、排水工程

（1）施工期

本项目施工期用水主要为施工生活用水、钻井生产用水、压裂液用水、管线试压用水，施工期生产用水由水罐车运送，供水来源为朝四联水质站，生活用水采用桶装纯净水，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，产生的废水主要为生活污水、水基钻井废水、压裂返排液、管线试压废水。

①生活用水及生活污水

生活用水采用桶装水，项目钻井施工 105d，钻井队在井人数 40 人。压裂及地面工程施工约 40d，施工人数 30 人。根据黑龙江省地方标准《用水定额》（DB23/T727-2021），施工期生活用水量每人 80L/d，生活用水量共计 432m³。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 345.6m³。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，由物业单位庆南工矿服务公司拉运至八百垧客运污水站经污水管网排入大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂处理达标后排放，施工结束后临时防渗旱厕进行卫生处理，场地进行平整。

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，类比方兴分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 45341m（水基钻井总进尺 7515m，油基钻井总进尺 48752.7m），则钻井生产用水量为 3938.7m³。其中，钻井设备冲洗用水随井深和钻井周期变化，类比方兴分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 1125.4m³；本项目固井水泥的水灰比为 0.4，单井水泥用量为 280t，本项目新钻 15 口油井，则水泥用水量为 1680m³，水泥用水全部进入水泥中；根据物料平衡，洒水抑尘用水为 1133.3m³，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，则水基钻井废水产生量为 142.8m³，油基钻井废水产生量为 926.3m³。水基钻井废水排入井场钢制泥浆槽中，由井场移动式泥浆不落地处理装置处理，处理后的压滤水由罐车拉运至朝一联含油污水处理站处理满足《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。油基钻井废水排入井场设置的油基钢制泥浆槽中，委托黑龙江迈景环保科技有限公司处理，处理后的污水进入污水罐储存，定期拉运至龙一联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。

③压裂液及压裂返排液

本项目新钻 15 口油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 1500m^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 1050m^3 ，压裂返排液由罐车拉运至塔三压裂液处理站处理达标后回注油层，不外排。

④管线试压用水及管线试压废水

本工程新建集油管线采取清水试压的方式，根据新建管线截面面积及长度，项目试压用水总量为 48.6m^3 ，试压废水按用水量的 95% 计算，试压废水产生量为 46.2m^3 。管线试压废水由罐车拉运至龙一联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022) 限值要求后回注油层，不外排。

(2) 运营期

本项目运营期不新增人员，不新增生活用水，运营期油井作业用水来源为龙一联含油污水处理站的深度处理水，废水主要为油田采出水、作业污水、洗井污水。

①油田采出水

根据开发指标预测，本项目油田采出水最大量为 128200t/a 。龙一联转油脱水站、朝一联转油脱水站处理后的油田采出水最终管输进入龙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。

②作业用水及作业污水

本项目作业用水来源为龙一联含油污水处理站的深度处理水，结合大庆油田有限责任公司方兴分公司多年运营作业结果可知，油井作业周期 1.5 年，油井作业用水由作业罐车拉运至井场使用，用水量约 $4.2\text{m}^3/\text{井次}$ ，本项目共基建 15 口油井，则油井作业用水量约 $42\text{m}^3/\text{a}$ 。作业污水产生量按用水的 95% 计算，则作业污水产生量约为 $39.9\text{m}^3/\text{a}$ 。此部分污水通过罐车回收后拉运至龙一联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022) 限值要求后回注油层，不外排。

③洗井用水及洗井污水

本项目新建 15 口油井洗井采用热洗车进行洗井，以清除套管结蜡，洗井用水来源为龙一联含油污水处理站的深度处理水，由热洗车拉运至井场使用，本项目热洗周期为 30 天，热洗用水量为 $25\text{m}^3/\text{井次}$ ，经计算，热洗用水量为 $4562.5\text{m}^3/\text{a}$ ，洗井污水产生量

按用水的 95%计算，则洗井污水产生量约为 4334.4m³/a。此部分污水通过罐车回收后拉运至龙一联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)限值要求后回注油层，不外排。

本项目水平衡图见图 3.6-10、图 3.6-11。

图 3.6-10 施工期水平衡图（单位：m³）

图 3.6-11 运营期水平衡图（单位 m³/a）

3.6.3.2 供电工程

本项目施工期用电由柴油发电机供给。运营期电力供应均来自油田已建电网，依托的电源为肇 413 变电站，本工程新增负荷 802.8kW，配电采用单变对单井及单变对多井两种方式。新建井场柱上变电站 10 座，2 座拉油点新建柱上变 2 座，共计 12 座，新建 10kV 线路 21.4km，引自附近已建 10kV 线路，导线为 LGJ-50 型和 LGJ-120 型，新建 3 套 100kvar 柱上无功补偿装置。本项目投产后，新增耗电约 600×10⁴kW•h/a。供配电系统主要工程内容见表 3.6-12。

表 3.6-12 供配电工程主要工程量汇总表

序号	项 目 名 称	单位	数量
1	井口配电		
(1)	柱上变电站	座	12
(2)	低压电力电缆	km	3.32
2	10kV 线路		
(1)	支线:3×LGJ-50	km	6.8
(2)	干线:3×LGJ-120	km	14.6
3	防窃电装置	套	1
4	高压计量装置	套	1
5	线路无功补偿装置100kVar	套	3

3.6.3.3 供热系统

本项目施工期采用电取暖，运营期依托场站现有供暖方式。

3.6.3.4 供气工程

本项目拉油点储罐维温用气来自产液伴生气，根据工程方案，按照储罐维温在 38℃，根据产耗气量调节升温温度可将伴生气全部自耗，4 座拉油点收集产液最大伴生气产生量 4365m³/d，油井运行 300d/a，伴生气最大产量 131 万 m³/a，伴生气全部用于拉油点多功能储罐加热炉自耗。本项目运营期采出液由龙二转油站、龙一联转油脱水站和朝一联

转油脱水站处理，依托场站新增天然气用量约 70 万 m³/a。

3.7 场地布置及土地利用

3.7.1 场地布置

本工程共新钻油井 19 口，组成 3 座平台井场和 5 座单井井场，井场布设采用生产区与生活区分开布设的原则，同时生产区与生活区设必要的安全与卫生防护距离。钻井井场平面布置见附图 6。

本项目基建油井 22 口，全部为新钻井，组成 3 座平台井场和 5 座单井井场，新建拉油点 4 座（其中 3#拉油点与 5#平台井场合建、4#拉油点与州 39-扶平 1 合建），井场集输采用电加热集油工艺，新建电加热集油管线 7.55km，新建拉油砂石路 3km，通井土路 6km，征用乡村水泥路 and 红砖路 3.1km，拟建井位置及集油管线、通井路走向图见附图 2。平台井场和拉油点平面布置见附图 21。

3.7.2 工程占地情况

本工程占地主要为钻井期间井场的临时占地、完井后形成永久井场的永久占地、拉油点和道路永久占地、施工期管线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）、《丛式井平台布置》（SYT5505-2006）附录 C 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 ZJ50 钻机，施工期钻井井场占地面积按单井 100m×100m=10000m² 计算（含永久占地及临时占地），本项目新建平台井场井间距为 10m，永久占地按“（30+（井数-1）×井间距）×40m²”计算，本项目新建 5 座平台井包括 1 座 1 井平台、3 座 2 井平台和 1 座 3 井平台，则施工井场新增总占地 10.5hm²，其中新增永久占地 1.4hm²，新增临时占地 9.1hm²（含施工营地），占地类型为耕地和草地。

新建单座拉油点占地面积 0.12hm²，本项目新建拉油点总占地 0.48hm²。

本项目新建电加热集油管线 7.55km，集油管线临时占地作业面宽度为 10m。

本项目新建 4.5m 宽路基，3.5m 宽砂石路面标准拉油点砂石路 3km，新建 3.5m 宽路基进井通道 6km，新增永久占地 3.45hm²。

新建 10kV 架空线路 21.4km，线杆永久占地 0.44hm²（电力线杆施工使用预制混凝土构件，在永久占地内安装施工，不新增临时占地）。

根据《2020 年国家重要湿地名录》、《黑龙江省湿地名录》（2022 年），本项目不占用一般湿地，根据大庆市国土空间总体规划及现场勘查，本项目占地类型为耕地（基

本农田和一般耕地）和草地（一般草地）。

本项目占地情况见表 3.7-1。

表 3.7-1 本项目新增占地类型及面积表 单位：hm²

序号	建设项目		耕地（基本农田）		耕地（非基本农田）		草地（一般草地）	
			永久占地	临时占地	永久占地	临时占地	永久占地	临时占地
1	井场	1#平台（2口）	0	0	0	0	0.16	0.94
2		2#平台（2口）	0	0	0	0	0.16	0.94
3		3#平台（2口）	0	0	0.16	0.94	0	0
4		4#平台（1口）	0	0	0.12	0.88	0	0
5		5#平台（3口）	0.20	1.0	0	0	0	0
6		金 251-扶平 1	0.12	0.88	0	0	0	0
7		金 251-扶平 6	0.12	0.88	0	0	0	0
8		州 39-扶平 1	0.12	0.88	0	0	0	0
9		州 39-扶平 3	0.12	0.88	0	0	0	0
10		肇 27-扶平 4	0.12	0.88	0	0	0	0
11	新建拉油点		0.48	0	0	0	0	0
12	集油管线		0	7.56	0	1.61	0	3.34
13	道路		2.17	0	0.34	0	0.94	0
14	新建输电线路杆		0.24	0	0.08	0	0.12	0
15	管线标志桩		0.004	0	0.001	0	0.001	0
小计			3.694	12.96	0.701	3.43	1.381	5.22
合计			16.654		4.131		6.601	
总计			27.386					

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、管线和道路施工。土方施工主要为填筑井场、拉油点和通井路、井场临时旱厕的开挖及回填、管沟开挖及回填、临时占地的表土剥离及回填。

本项目开工前由大庆油田有限责任公司方兴分公司编制表土剥离利用方案，报自然资源主管部门备案，征收土地应报请相关主管部门同意，取得用地审批。对新增永久占地和临时占地 0.3m 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。永久占耕地剥离表土就近用于新开垦耕地和低质耕地改良、被污染耕地的治理、高标准农田建设、土地复垦等。

新建井场、拉油点和道路平均垫高 0.3m。新建集油管线 7.55km，管道敷设方式采用沟埋方式敷设，管线埋深在 2.0m，管沟宽度 1.0m。新钻井场设置临时旱厕 1 座，容积为 4m³。

本项目管沟、临时旱厕开挖土方均原地回填，井场、拉油点和通井路垫土不足的部分由建设单位外购，履行相关手续，本项目不设取弃土场。本项目土石方情况见表 3.7-2。

表 3.7-2 本项目土石方情况 单位：m³

序号	类别	挖方量	填方量	利用方量	借方量	弃方量	备注
1	表土剥离	64830	64830	64830	0	0	临时占地 21.61hm ² ，表土剥离 0.3m
2	井场	4200	4200	0	4200	0	井场平均填高 0.3m；永久占地表土剥离 0.3m
4	拉油点	1440	1440	0	1440	0	新建拉油点占地 0.48hm ² ；垫高 0.3m，永久占地表土剥离 0.3m
5	临时旱厕	40	40	40	0	0	新钻井场设置临时旱厕 1 座，容积为 4m ³
6	集油管道	25000	25000	25000	0	0	新建集油管线 7.55km，管道敷设方式采用沟埋方式敷设，管线埋深在 2m，管沟宽 1m
7	新建通井路	10350	10350	0	10350	0	路基宽 4.5m，长度 3km；路基宽 3.5m，长度 6km，通井路平均填高 0.3m；永久占地表土剥离 0.3m
合计		105860	105860	89870	15990	0	/

3.8 施工方式

3.8.1 管道施工

3.8.1.1 一般施工方式

管道施工过程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。管线沿路边敷设，管沟开挖以机械开挖为主，施工机械充分利用现有道路，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 3.8-1。

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焊接。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 3.8-2，管道开挖施工平面布置示意图见图 3.8-3。

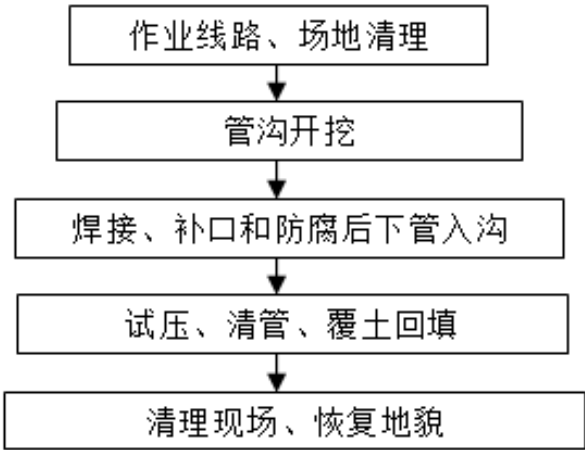


图 3.8-1 管道施工建设过程

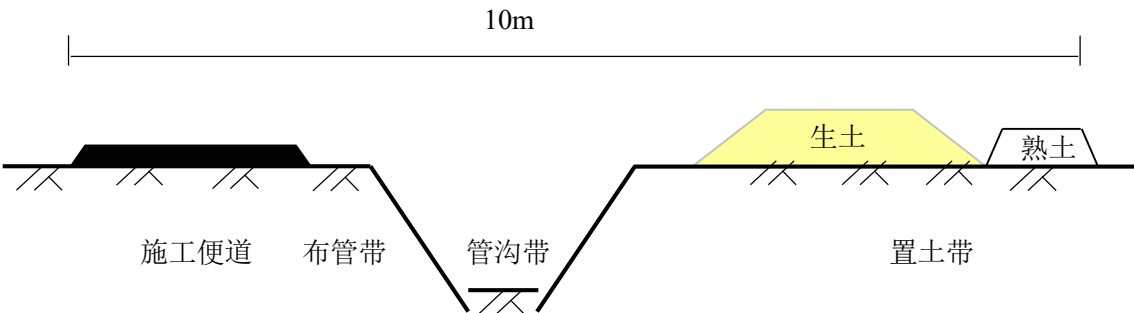


图 3.8-2 管道施工作业断面图



图 3.8-3 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

本工程管道穿越村屯水泥路采用顶管施工方案。顶管施工是不开挖或少开挖的一种管道施工方式，其主要利用顶管设备产生前进的力度，平衡管道与土体之间的摩擦力，

管道前进同时将管道内占用的土体置换出来，最终在土体中形成管道。施工中置换出的土体，最终用于该处的土地平整。

顶管施工工艺流程主要为：施工准备、顶管井施工、设备安装调试、管材吊装入井、顶进、出洞、管材吊装入井、顶进、出洞、检查井施工、回填、路面恢复。施工流程图见图 3.8-4、施工示意图见图 3.8-5。

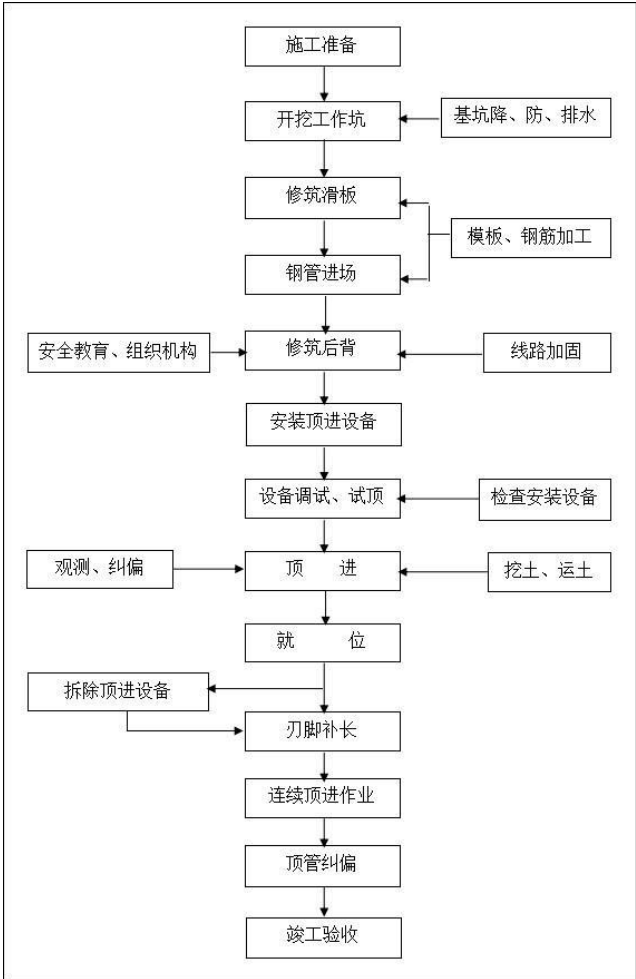


图 3.8-4 顶管施工工艺流程图

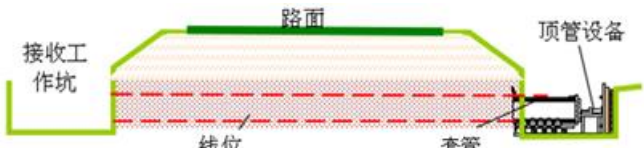


图 3.8-5 顶管施工示意图

3.8.2 道路施工

本项目道路施工包括新建拉油点砂石路和通井土路。
4 座拉油点建设 3.5m 宽砂石路，首先对线路进行清理平整，基础压实，然后铺垫碎石和砂土磨耗层，压实投用。

井场建设路基 3.5m 的进井通道，全部为土路，首先对线路进行清理平整，然后直接将拉运来的土方铺设在平整后的线路上进行压实。建设过程示意图见下图。

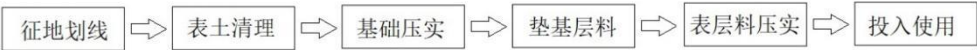


图 3.8-6 道路施工建设过程

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，井场垫高约 0.3m；平整井台后安装抽油机、采油树及电机，主要施工工序有紧固、平衡等。

耕地平台井场施工方案：确定井场施工临时占地范围后，清理 0.3m 耕作层表土暂存至临时堆放区，施工场地平整，钻机等施工设备进场安装，钻井施工结束后主要是抽油机、采油树及电机等设备运输和安装，所有施工活动全部在井场临时和永久占地内进行。

3.9 施工进度及时序

本项目计划施工期为 2025 年 10 月至 2026 年 1 月，单井钻井施工约 28d，四支钻井队伍同时施工，钻井期时间段合计 105d；压裂及地面工程接续钻井后陆续建设，压裂及地面工程施工时间段约 40d。整体合计施工跨度约 120d，项目施工进度计划见表 3.9-1。

表 3.9-1 项目施工进度计划表

工程名称	2025 年			2026
	10 月	11 月	12 月	1 月
钻井工程	——	——	——	—
压裂及地面工程			—	——

注：“—”代表 10d。

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	8	台
2		挖掘机	2	台

3		推土机	2	台
4		钻机	4	台
5		泥浆泵	8	台
6		钻井泵	8	台
7		振动筛	8	台
8		搅拌机	8	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	普通抽油机	15	台
15		电动机	15	台
16		配电柜	15	台
17		拉油点多功能储罐	10	台

3.10.2 物料消耗

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 3938.7m³；

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 432m³；

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 48.6m³；

钻井液消耗：根据设计方案中钻井液用量表可知，本项目单口井水基钻井液用量 125m³、油基钻井液用量 870.2m³，本工程新钻油井 19 口，则水基钻井液用量 1875m³、油基钻井液用量 13053m³；

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 280t，本工程新钻油井 19 口，则固井水泥用量为 4200t；

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，则柴油总用量约为 1125.4t；

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 15 口油井需射孔，则射孔液用量为 600m³。

压裂液：根据设计方案，压裂液使用量为 100m³/口，本工程共计使用压裂液 1500m³；
本项目投产后，新增耗电 600 万 kW·h/a；

本项目新建 4 座拉油点共安装 10 台 80m³ 多功能储罐，根据工程方案预测产生的伴生气情况，本工程伴生气最大产生量为 4365m³/d，即 131 万 m³/a，根据实际情况调节储

罐维温需求，产生的伴生气全部由储罐加热炉自耗，不外排。

油井作业防渗布用量 0.25t/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	钻井施工	钻井生产用水（m³）	3938.7
2		办公生活	生活用水（m³）	432
3		管线试压	试压用水（m³）	48.6
4		钻井	水基钻井液（m³）	1875
			油基钻井液（m³）	13053
5		固井	水泥（t）	4200
6		钻井期发电	柴油（t）	1125.4
7		射孔	射孔液（m³）	600
8		压裂	压裂液（m³）	1500
9	运营期	生产运营	耗电（万 kWh/a）	600
10		油气水分离	耗气量（万 m³/a）	131
11		油井作业	防渗布（t/a）	0.25

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水基钻井岩屑和水基废钻井液属于一般固体废物，依托大庆洁宇环保科技有限公司处理。油基废钻井液、油基钻井岩屑、油基钻井废水和含油废射孔液属于危险废物，排入井场设置的油基钢制泥浆槽，委托有危废处理资质的黑龙江迈景环保科技有限公司处理。膨润土、纯碱、重晶石粉废弃包装袋、施工废料属于一般固体废物，依托第七采油厂工业固废填埋场处理。压裂返排液依托塔三压裂液处理站处理。

本项目运营期油井产液在集中拉油点储罐收集后，定期由罐车拉运至龙一联卸油点进龙二转油站处理系统（投产第 1~2 年，朝三联外输管线能力不足，计划将拉油点部分产液拉运至龙一联卸油点，进朝一联转油脱水站系统处理，第 3 年开始全部产液进朝三联系统处理），初步处理后产液外输至龙一联转油脱水站处理，分离出的污水管输进入龙一联含油污水处理站（初期部分依托朝一联含油污水处理站）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）限值要求后用于回注油层注水驱油。拉油点储罐伴生气用于拉油点多功能储罐加热炉自耗，剩余伴生气经火炬燃烧。

（1）龙一联卸油点

龙一联卸油点位于龙二转油站北侧，卸油点设计处理能力为 350t/d，采用“埋地卧式卸油罐+输油泵”流程，已建 22m³卸油罐 5 座，输油泵 2 台（Q=60m³/h），目前来液量最高 43t/d，实际负荷率为 12.3%。本项目开发初期单井日产液最大 46.9t/d，15 口井合计最大产液量 703.5t/d，由罐车依次拉运、依次卸油和外输，建设单位通过加强运行管理，增加卸油点储罐外输频次保障高峰期生产，卸油点产液管输进龙二转油站处理，可满足本次新建产能需求。

根据现场勘查，目前龙一联卸油点输油泵和卸油储罐等设备运行正常，根据大庆中环评价检测有限公司于 2025 年 3 月 17 日-18 日对卸油点监测结果可知（见附件 7），卸油点原油集输均采用密闭集输管线，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 0.37~0.63mg/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；龙一联卸油点排放的非甲烷总烃油泵房外监控点 1h 平均浓度值在 0.46~0.63mg/m³ 之间，任意一次浓度值在 0.49mg/m³，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；龙一联卸油点站内输油泵泵选用低噪声设备，加装减震设施等降低噪声源强，厂界噪声昼间在 45.4~48.8dB（A）之间，夜间在 41.3~44.2dB（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。龙一联卸油点污染物达标排放，满足环保要求。

（2）龙二转油站

本项目 15 口油井产液全部依托龙二转油站处理，该站建设于 1995 年，辖集油间 9 座，油井 134 口，含水油外输至龙一联转油脱水站。站内主要设备有：三合一装置 2 台、加热炉 6 台；站内采用“分离+加热+沉降”三合一处理工艺，该站游离水脱除能力 10000t/d，目前处理量 3290t/d。本项目开采初期最大产液量 703.5t/d，增加本项目产液后龙二转油站处理液量为 3993.5t/d，负荷率 39.9%；满足本项目依托需求。

根据现场勘查，目前龙二转油站三合一装置和加热炉等设备运行正常，根据大庆中环评价检测有限公司于 2025 年 3 月 17 日-18 日对龙二转油站的监测结果可知（见附件 7），龙二转油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，由 18m 高烟囱排放，加热炉烟气颗粒物浓度为 8.9~9.8mg/m³，NO_x 浓度为 66~78mg/m³，SO₂ 浓度为 7~10mg/m³，烟气黑度<1，满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 中新建燃气锅炉标准限值要求；龙二转油站内部原油集输均采用密闭集输管线，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

0.38~0.65mg/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；朝三联排放的非甲烷总烃油泵房外监控点 1h 平均浓度值在 0.48~0.64mg/m³ 之间，任意一次浓度值在 0.51~0.61mg/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；龙二转油站内机泵均布置在室内，采用隔声门窗及机泵加装减震设施等降低噪声源强，厂界噪声昼间在 44.3~47.7dB（A）之间，夜间在 40.6~43.7dB（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定期由物业公司拉运至杜尔伯特蒙古族自治县生活垃圾填埋场处理处理，装置内含油污泥定期清理，由罐车拉运至方兴油田台 1 危险废物贮存库暂存，定期委托大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处理满足相关标准后用于垫井场和通井路。场站内各污染物均稳定达标排放，固体废物均合理处置，龙二转油站各项污染物达标排放，满足环保要求。

依托的龙二转油站工艺流程见图 3.11-1。

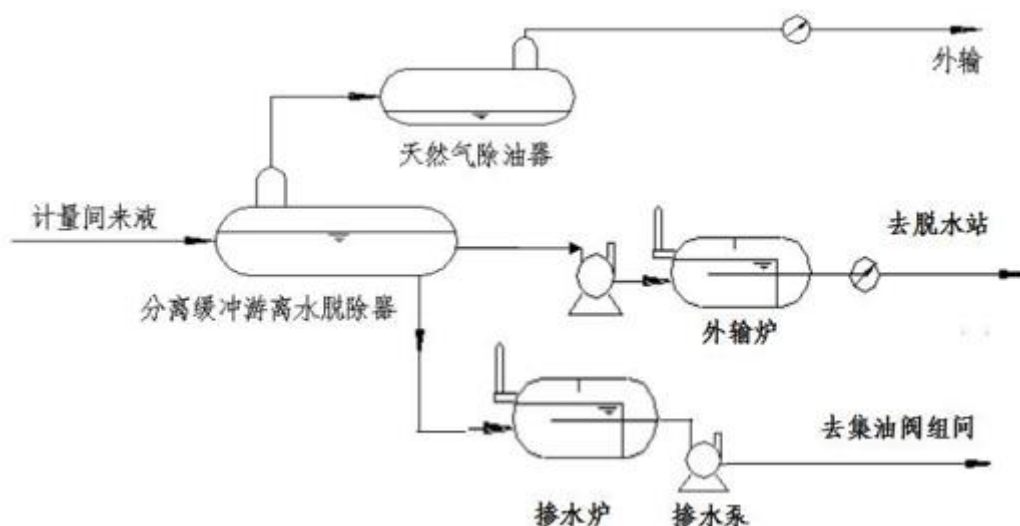
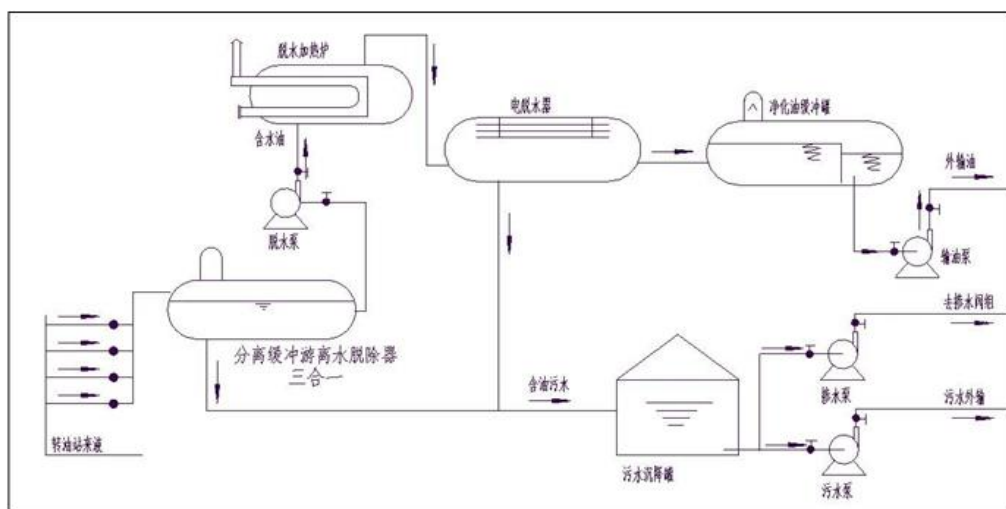


图 3.11-1 龙二转油站工艺流程图

（3）龙一联转油脱水站

龙一联转油脱水站于 1991 年投产，主要承担第三作业区越站地区 10 座集油阀组间、4 座转油站（朝 17、朝 18、朝 20、朝四联）、第五作业区 3 座转油站（朝 21、朝 27、朝三联）含水油处理及外输任务，龙一联转油脱水站采用“三合一+电脱水”两段处理工艺，站内主要设备有：5000t/d 三合一装置 3 台、1700t/d 电脱水器 2 台、加热炉 7 台；该站游离水脱除能力 15000t/d，目前处理量 7729.5t/d。电脱水器处理能力 2500t/d，目前处理量 500t/d，本项目开采初期最大产液量 703.5t/d，增加本项目产液后龙一联转油脱水站一段游离水脱除器处理量处理液量为 8433t/d，负荷率 56.2%；二段电脱水器处理液

根据现场勘查，目前龙一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 3 月 17 日-18 日对超二联合站的监测结果可知（见附件 7），龙一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，由 15m 高烟囱排放，加热炉烟气颗粒物浓度为 $8.2\sim 9.0\text{mg}/\text{m}^3$ ， NO_x 浓度为 $65\sim 79\text{mg}/\text{m}^3$ ， SO_2 浓度为 $7\sim 10\text{mg}/\text{m}^3$ ，烟气黑度 <1 ，满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 中新建燃气锅炉标准限值要求；龙一联合站内部原油集输均采用密闭集输管线，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 $0.37\sim 0.61\text{mg}/\text{m}^3$ 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；非甲烷总烃油泵房外监控点 1h 平均浓度值在 $0.43\sim 0.53\text{mg}/\text{m}^3$ 之间，任意一次浓度值在 $0.49\sim 0.57\text{mg}/\text{m}^3$ 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；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，龙一联合站厂界噪声昼间在 $45.4\sim 48.3\text{dB}(\text{A})$ 之间，夜间在 $41.6\sim 44.8\text{dB}(\text{A})$ 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定期由物业公司拉运至杜尔伯特蒙古族自治县生活垃圾填埋场处理处理，装置内含油污泥定期清理，由罐车拉运至方兴油田台 1 危险废物贮存库暂存，定期委托大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处理满足相关标准后用于垫井场和通井路。场站内各污染物均稳定达标排放，固体废物均合理处置，龙一联合站各项污染物达标排放，满足环保要求。龙一联转油脱水站工艺流程见图 3.11-2。



(4) 龙一联含油污水处理站

本项目 15 口油井采出水依托龙一联合含油污水处理站处理，龙一联合含油污水处理站 2000 年投产运行，采用“原水→沉降罐→气浮除油→轴向动态反冲洗过滤罐→连续反冲洗过滤罐→膜过滤”处理工艺，设计出水水质指标为含油量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 1\text{mg/L}$ ，设计污水处理量为 $2000\text{m}^3/\text{d}$ ，目前实际污水处理量为 $1218\text{m}^3/\text{d}$ ，本项目 15 口油井投产初期最大采出水量为 478.5t/d ，新增本项目采出水后处理量为 $1696.5\text{m}^3/\text{d}$ ，负荷率为 84.8%，满足依托需求。龙一联合含油污水处理站工艺流程见图 3.11-2。

根据现场勘查，目前龙一联合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 3 月 17 日-18 日对龙一联合含油污水处理站的监测结果可知（见附件 7），处理后的污水含油量为 $0.67\sim 0.92\text{mg/L}$ ，悬浮固体含量为 1mg/L ，满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求。沉降罐等装置内含油污泥定期清理，由罐车拉运至方兴油田台 1 危险废物贮存库暂存，定期委托大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处理满足相关标准后用于垫井场和通井路。滤罐产生的废滤料定期交由大庆蓝星环保工程有限公司处理。龙一联合含油污水处理站污染物均稳定达标排放，固体废物均合理处置，满足环保要求。

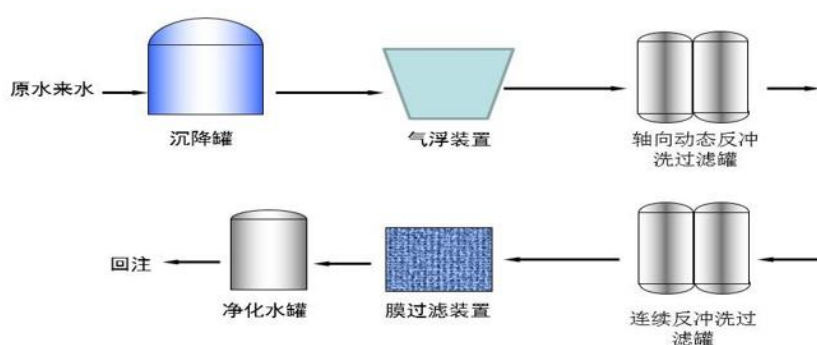


图3.11-2 龙一联合含油污水处理站工艺流程

（6）朝一联转油脱水站

本项目投产初期第 1~2 年部分产液（ $380\sim 530\text{t/d}$ ）拉运至龙一联卸油点进朝一联转油脱水站处理，朝一联转油脱水站建设于 1991 年，站内主要设备有：单台设计处理能力 5000t/d 的三合一（分离沉降缓冲装置）6 台、单台设计处理能力 2150t/d 的电脱水器 3 台、 2.5MW 掺水炉 6 台、 2.0MW 外输炉 3 台。站内采用“三合一+电脱水”两段处理工艺，三合一设计处理规模为 30000t/d ，目前实际处理量为 10844t/d ，本项目拉运至该站处理采出液量最大为 530t/d ，新增产能后朝一联转油脱水站三合一装置处理量为 11375t/d ，负荷率为 37.9%；电脱设计处理能力为 6450t/d ，目前实际处理量为 1710.8t/d ，

本项目新增产液后电脱处理量为 2240.8t/d，负荷率 34.7%，满足开发需求。

根据现场勘查，目前朝一联转油脱水站运行正常，根据《大庆外围油田杨大城子油层朝 94 区块转变注水开发方式试验工程项目》监测报告（2023 年 7 月 4 日-5 日），朝一联转油脱水站加热炉燃料为天然气，产生的烟气较为清洁，均由 8m 高烟囱高空排放，朝一联转油脱水站加热炉颗粒物浓度为 11.0~12.2mg/m³，NO_x 浓度为 77~88mg/m³，SO₂ 浓度为 6~9mg/m³，烟气黑度<1，朝一联转油脱水站加热炉排放的颗粒物、NO_x、SO₂、烟气黑度可以满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 1 中在用燃气锅炉标准；朝一联转油脱水站内部原油集输均采用密闭集输管线及装置，场站内各关键接口法兰均进行了密闭处理，朝一联合站排放的非甲烷总烃厂界浓度 0.45~0.7mg/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，朝一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 0.57~0.70mg/m³ 之间，任意一次浓度值在 0.61~0.66g/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；朝一联转油脱水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，朝一联合站厂界噪声昼间在 46.6~49.2dB（A）之间，夜间在 43.5~46.6dB（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经收集后拉运至杜尔伯特蒙古族自治县生活垃圾填埋场处理，装置内含油污泥定期清理，由罐车拉运至朝一联合站含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/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。

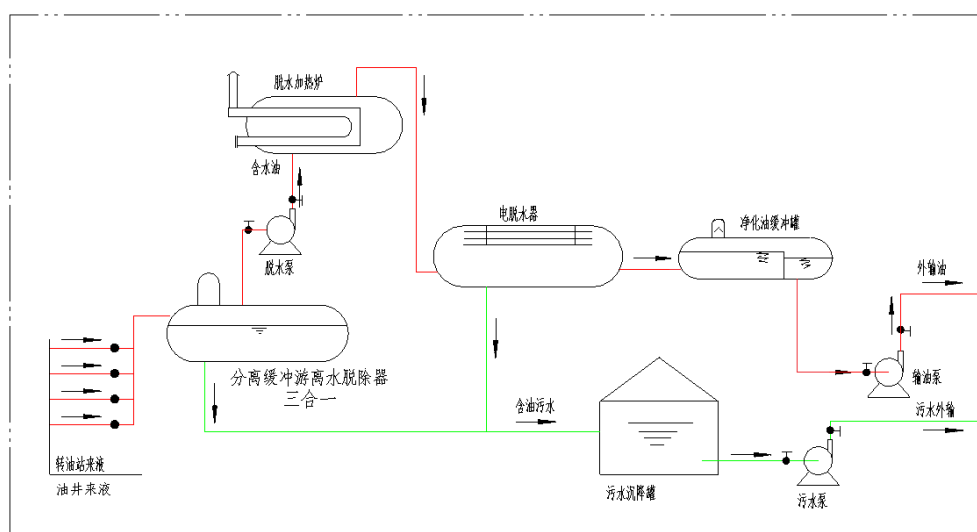


图 3.10-2 本项目依托的朝一联转油脱水站工艺流程图

（7）朝一联含油污水处理站

本项目投产初期第1~2年部分产液（380-530t/d）拉运至龙一联卸油点进朝一联转油脱水站处理，分离采出水依托朝一联含油污水处理站处理，站内工艺采用“原水→沉降曝气除硫→气浮除油→两级过滤→膜过滤”工艺流程，设计污水处理量为7000m³/d。目前实际污水处理量为5578m³/d，本项目分离采出水最大量为349.8t/d，新增污水后处理量为5927.8m³/d，负荷率为84.7%，满足开发需求。

根据现场勘查，目前朝一联含油污水处理站运行正常，根据《大庆外围油田杨大城子油层朝94区块转变注水开发方式试验工程项目》监测报告（2023年7月4日-5日），处理后的污水含油量为1.44~2.02mg/L，悬浮固体含量为1mg/L，满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量≤5mg/L、悬浮固体含量≤1mg/L”限值要求；污水处理站内部含油污水集输均采用密闭集输管线及罐体，非甲烷总烃泵房外监控点1h平均浓度值在0.57~0.71mg/m³之间，任意一次浓度值在0.54~0.57mg/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；场站内产生的生活垃圾经收集后拉运至杜尔伯特蒙古族自治县生活垃圾填埋场处理，装置内含油污泥定期清理，由罐车拉运至朝一联含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表1中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路，滤罐产生的废滤料定期交由大庆蓝星环保工程有限公司处理。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。

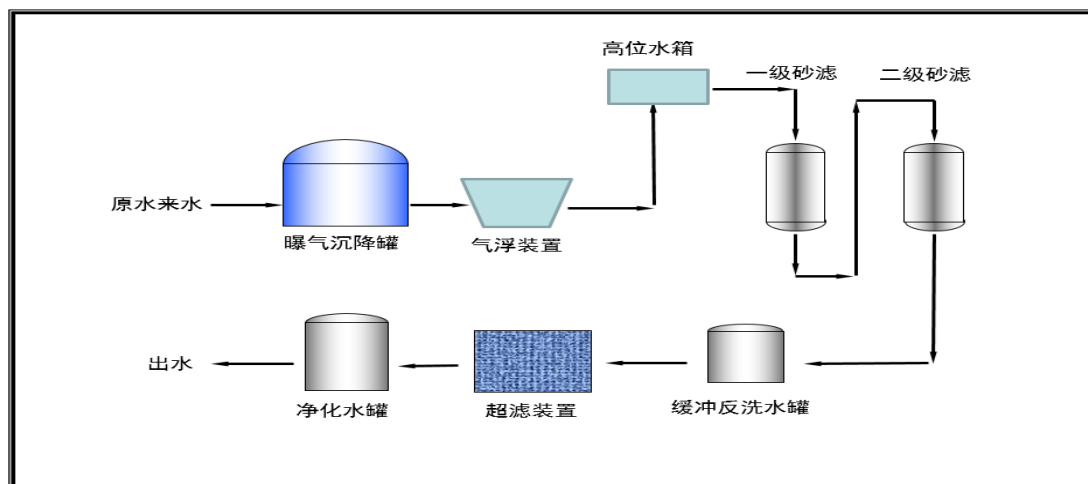


图 3.10-3 朝一联含油污水处理站工艺流程

（8）龙一联卸油点

本项目投产初期第1~2年部分产液（380-530t/d）拉运至龙一联卸油点进朝一联转油脱水站处理。龙一联卸油点设计处理能力为500t/d，采用“埋地卧式卸油罐+输油泵”流

程，已建 34m³卸油罐 5 座，输油泵 2 台（Q=50m³/h），目前来液量最高 260t/d，实际负荷率为 52%。该站初期分担处理最大液量 530t/d，通过加强运行管理，增加卸油点储罐外输频次保障高峰期生产，卸油点产液管输进朝一联转油脱水站处理，可满足本项目初期分担需求。

龙一联卸油点与朝一联合站合建，目前输油泵和储油罐均正常运行，朝一联合站污染物能够满足达标排放要求。

（9）朝一联含油污泥处理站

朝一联含油污泥处理站采用“机械调质+超声分离+离心”处理工艺，设计处理规模为 5m³/h（年运行 180 天，每天 24 小时，年最大处理量 21600m³），目前实际处理量约 13405.4m³/a，负荷率约为 62.06%，剩余处理量为 8194.6m³。本工程含油泥（砂）及落地油产生量为 2.525t/a，约 2.1m³，本项目新增后处理量约为 13408m³/a，负荷率为 62.1%，变化较小，能够满足本项目含油污泥处理需求。

朝一联含油污泥处理站工艺流程见图 3.11-3。

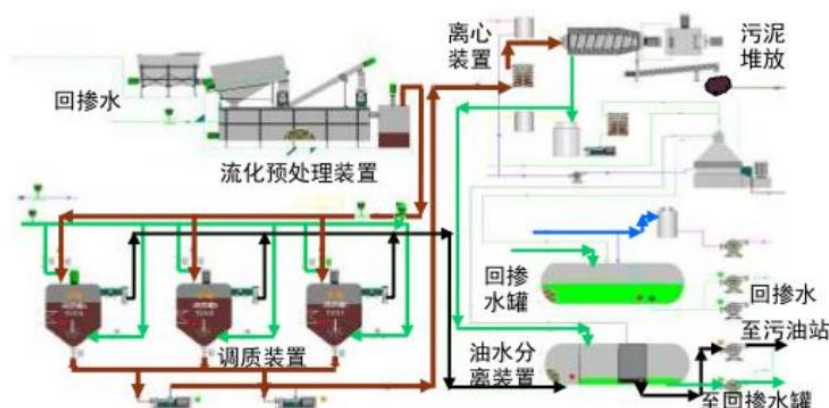


图 3.11-3 朝一联含油污泥处理站工艺流程图

（10）大庆博昕晶化科技有限公司

大庆博昕晶化科技有限公司危险废物利用处置厂区位于黑龙江省大庆市大同区，设计处理规模为 30000t/a，厂区占地面积 67614.45m²，大庆博昕晶化科技有限公司采用密闭旋转蒸馏处理工艺，负荷率为 70%，本项目油泥最大产生量约为 2.525t/a，经朝一联含油污泥处理站减量化处理后进入该装置，大庆博昕晶化科技有限公司剩余处理能力满足本项目处理需求，依托可行。

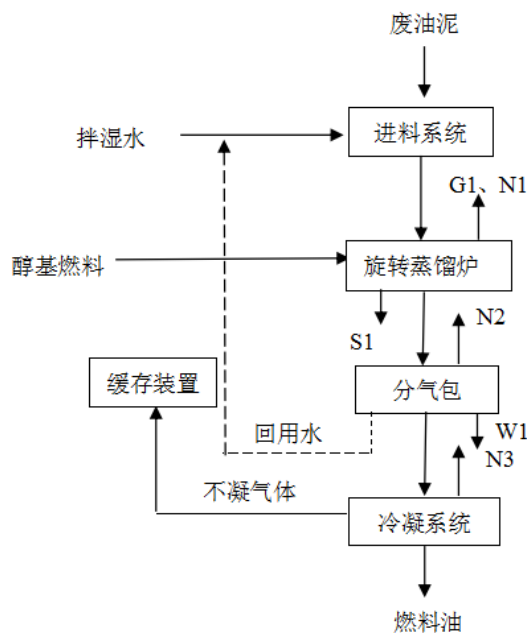


图 3.11-4 大庆博昕晶化科技有限公司工艺流程图

(11) 第七采油厂工业固废填埋场

第七采油厂工业固废填埋场位于大庆市肇州县新福乡双龙山北侧 1.8km、乐业村东南 1.05km 处，占地面积 1.91hm²，填埋场现阶段运行稳定，总容量为 11624m³，设计年处理能力为 581.2m³，合 700t/a，服务年限 20 年，目前填埋总量约为 5347m³，剩余填埋量约为 6277m³，本项目产生膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋、施工废料共计约 0.67t，填埋场剩余容量能够容纳本项目产生的固体废物，依托可行。

(12) 大庆洁宇环保科技有限公司

大庆洁宇环保科技有限公司位于黑龙江省大庆市肇州县朝阳沟镇长林村路东，采用“集中压滤无害化处理”，处理后的压滤水由罐车拉运至葡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）中“含油量≤5mg/L、悬浮固体含量≤1mg/L”规定后回注油层，处理后的泥饼拉运至黑龙江龙之润环保工程有限公司渣土场堆存，用于垫井场和通井路。大庆洁宇环保科技有限公司工艺流程图见图 3.11-5。

大庆洁宇环保科技有限公司设计处理规模为 400m³/d，本项目废弃水基泥浆、岩屑和水基钻井废水产生量最大为 151.9m³/d，大庆洁宇环保科技有限公司剩余处理规模为 295m³/d，能够满足本工程废弃泥浆处理要求。

根据《大庆洁宇环保科技有限公司采油十厂 9 万 m³/a 钻井废弃泥浆无害化处理项目竣工环境保护验收监测报告表》中的监测结果可知，泥浆压滤脱水后产生的压滤液中的 pH 监测值为 7.86，石油类的监测值为 30.1mg/L，悬浮物的监测值为 23mg/L，满足朝一联合站入水指标；厂界无组织废气颗粒物监测值在 0.058-0.077mg/m³ 之间，监测结果

满足《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）表 2 中无组织排放监控浓度限值要求；厂界噪声昼间的监测值在 46.9-53.1 dB（A）之间，夜间噪声监测值在 40.3-43.5 dB（A）之间，监测结果满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准；该站产生的固体废物均合理处置，固废堆放场泥饼中的 pH 监测值为 8.21，总铬监测值为 0.031mg/L，六价铬未检出，COD_{cr} 监测值为 122mg/L，全盐量监测值为 835mg/L，石油类监测值为 1.13mg/L，各项指标满足《废弃钻井液处理规范》（DB23/T693-2000）表 1 要求。本项目依托可行。

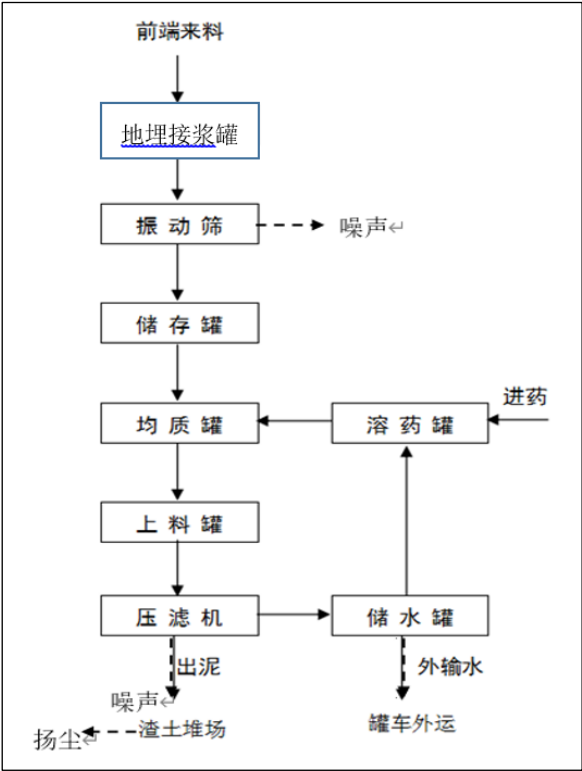


图 3.11-5 大庆洁宇环保科技有限公司工艺流程图

（13）塔三压裂液处理站

本工程压裂过程产生的压裂返排液由罐车拉运至塔三压裂液处理站处理。站内采用三相分离两级过滤处理工艺，该站设计处理量 360m³/d，站内建有压裂返排液暂存池 5000m³。本工程压裂井 15 口，压裂返排液量为 140m³/d，储存能力和处理能力均可满足本项目压裂返排液处理需要。塔三压裂液处理站工艺流程见图 3.11-6。

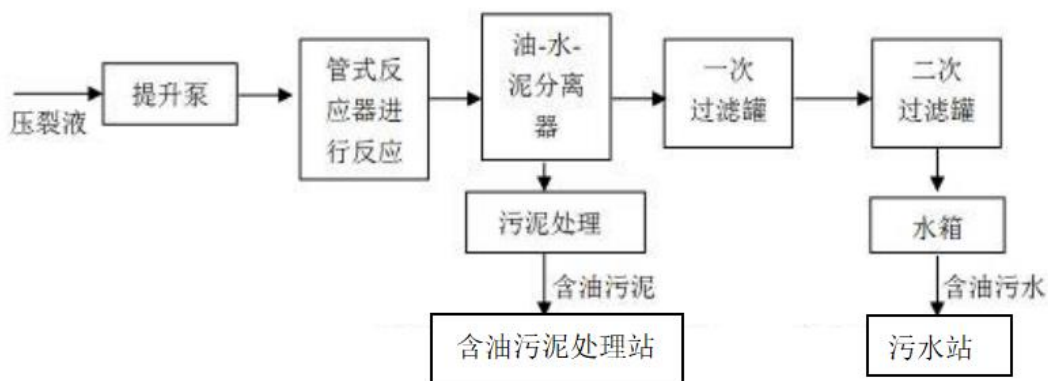


图 3.11-6 塔三压裂液处理站工艺流程图

(14) 方兴分公司厂区生活污水处理站

方兴分公司厂区生活污水处理站位于朝一联水质处理站东北侧，地理坐标为东经 125°36'43.27"，北纬 45°42'52.86"，该站于 2021 年 3 月 22 获得了大庆市肇州生态环境局《关于大庆油田有限责任公司方兴分公司厂区生活污水处理工程项目环境影响报告表的批复》，批复文号为州环发〔2021〕2 号，并于 2023 年 7 月完成自主验收。该站采用 A₂/O 污水处理工艺处理生活污水，处理后污水水质达到《城镇污水处理站污染物排放标准》（GB18918-2002）中的一级 A 类标准后经污水排放管排入路边渠最终汇入牛毛沟。该站设计生活污水处理规模为 2500m³/d，目前实际处理量为 2000m³/d，负荷率为 80%，本项目施工期新增生活污水量为 2.9m³/d，新增本项目生活污水后处理量为 2002.9 m³/d，负荷率为 80.1%，能够满足本项目施工期生活污水处理需求。方兴分公司生活污水处理站工艺流程见图 3.11-7。

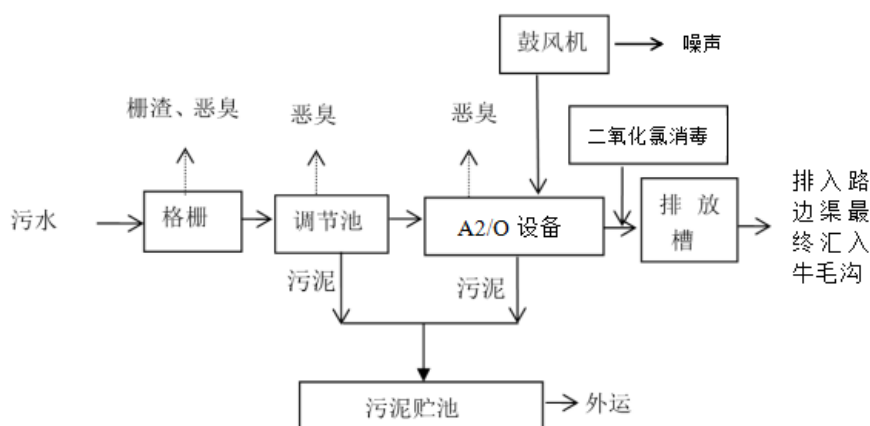


图 3.11-7 生活污水处理装置工艺流程图

(15) 方兴油田台 1 危险废物贮存库

大庆油田有限责任公司方兴油田台 1 危险废物贮存库新建工程位于黑龙江省大庆市肇州县朝阳沟镇境内，中心坐标为 E125°36'28.034"，N45°42'36.398"，站内建有 2 座

固废存储库，建筑面积均为 296.7m²。含油固废存储区、废机油存储区、废电瓶存储区采用不发火水泥砂浆面层地面，渗透系数≤10⁻¹⁰cm/s，设 2.5m 高耐稀酸稀碱耐酸瓷砖墙裙，渗透系数≤10⁻⁷cm/s。

经过现场调查，方兴油田台 1 危险废物贮存库设计废含油防渗布存储量为 500t，现实际存储量为 10t，本项目含油废防渗布产生量 0.25t/a，储存能力满足本项目处理需求，依托可行。

(16) 黑龙江迈景环保科技有限公司

本项目产生的油基钻井废水、油基废钻井液、油基钻井岩屑和含油废射孔液依托黑龙江迈景环保科技有限公司（原名称大庆市云泰石化产品有限公司）处理。黑龙江迈景环保科技有限公司核准经营类别包括：HW08 废矿物油与含矿物油废物（071-001-08、071-002-08、072-001-08）。

附”处理工艺，预处理流程包括泥浆收集-甩干-离心，深度脱附装置的原理主要为利用水、油及土的沸点不同，将固体废弃物中的油水蒸发。该站现状处理能力为 10 万 t/a，约 333t/d，目前实际处理量为 120t/d，本项目油基钻井 93 天，油基钻井废水、钻井泥浆和岩屑和含油废射孔液等产生量约 135.2t/d，新增本项目后该站处理量为 255.2t/d，负荷率 76.6%，可以满足本项目油基泥浆处理需求。工艺流程见图 3.11-7。

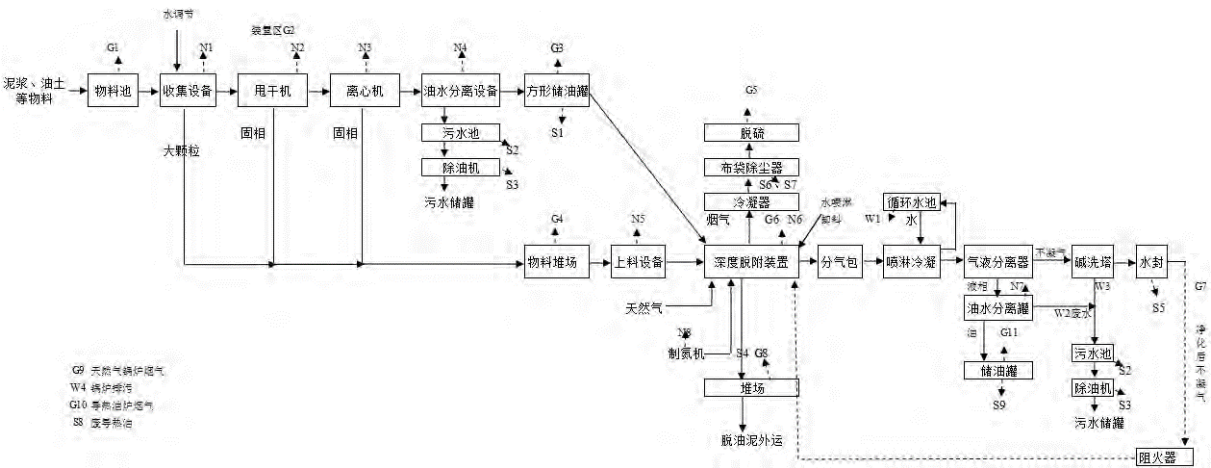


图 3.11-7 黑龙江迈景环保科技有限公司工艺流程图

3.11.2 依托工程环境影响评价及竣工验收情况

本项目依托工程环境影响评价及竣工验收情况见表 3.11-1。

表 3.11-1 依托工程环评验收情况一览表

序号	依托场站	环评项目名称	环评批复	验收情况	排污许可登记号

1	龙一联卸油点、 龙二转油站	朝阳沟油田长 10 区块 2013 年产能建设地面工 程	庆环建字 (2013) 239 号	2019 年 10 月 通过自主验收	91230607716675 409L008X
2	龙一联合站	朝阳沟油田朝 86 区块 2013 年产能建设工程	庆环审 (2013) 242 号	2019 年 10 月通 过自主验收	91230607716675 409L008X
3	朝一联转油脱水 站、朝一联含油 污水处理站、龙 一联卸油点	方兴分公司朝一联改造工 程环境影响报告表	庆环建字 (2013) 136 号	2019 年 10 月通 过自主验收	91230607716675 409L008X
4	大庆洁宇环保科 技有限公司	大庆洁宇环保科技有限公司 采油十厂 9 万 m ³ /a 钻 井废弃泥浆无害化处理项 目	州环发[2020]4 号	2020 年 11 月 完成自主验收	/
5	朝一联含油污泥 处理站	方兴分公司朝阳沟油田朝 94 区块加密井产能建设 工程环境影响报告书	庆环建字 (2012) 189 号	2019 年 10 月 通过自主验收	91230607716675 409L008X
6	大庆博昕晶化科 技有限公司	50000 吨/年油泥净化和 30000 吨/年废润滑油再生 项目	庆环审 (2018) 186 号	2020 年 12 月 完成了自主验 收	91230606790538 365R001R
7	第七采油厂工业 固废填埋场	第七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	91230607716675 409L011X
8	塔三压裂液处理 站	方兴分公司朝一联改造工 程环境影响报告表	庆环建字 (2013) 136 号	2019 年 10 月 通过自主验收	91230607716675 409L008X
9	方兴分公司厂区 生活污水处理站	厂区生活污水处理工程项 目环境影响报告表	州环发 (2021) 2 号	2023 年 7 月通 过自主验收	91230607716675 409L008X
10	方兴油田台 1 危 险废物贮存库	综合固废储存库新建工程 环境影响报告表	庆环审 (2019) 196 号	2023 年 3 月通 过自主验收	91230607716675 409L008X
11	黑龙江迈景环保 科技有限公司 (原名称大庆市 云泰石化产品有 限公司)	废弃泥浆无害化处理油基 泥浆站项目环境影响报告 书	庆环审 (2021) 21 号	2022 年 10 月 通过自主验收	91230603583819 180Y002V

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、射孔作业、压裂以及新建集油管线、通井路等地面工程。

(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。开钻前对钻杆、钻铤、稳定器、接头、钻杆进行全面检查。钻铤、稳定器及各种接头必须探伤检查合格。认真丈量钻具（包括长度、内径、外径），并做好记录，所有钻具按下井顺序编号。开钻前必须校正天车、转盘和井口，以保证三者中心偏差不大于 10mm。设备运转正常，安全装置灵活好用。各种仪器仪表要准确灵敏好用。井队工程师要仔细丈量钻机补心高，精确到毫米，并根据实测补心高校对井深。设备安装完后，进行整机试运转，连续运转 90min，各部件工作正常，性能可靠。然后进行高压循环系统试压，试验压力 30.0MPa，运转 30min 以上，所有管线不刺不漏，油气水路畅通。开钻前应对地面海拔和补心高重新进行现场测量，根据现场测量数据校对井深。

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。

一开钻井技术要求：直井段要打直，如有超标应及时采取有效措施。直井段结束前 50m 要求减压至 30kN 钻进，严格控制造斜点处井斜和水平位移，满足地质着陆和入靶的要求。钻完直井段调整好钻井液性能，其性能达到设计要求后方可起钻。起钻前投入多点测斜仪，测量直井段井斜、方位。

二开钻井技术要求：该井段用 1.5°螺杆造斜，LWD 随钻监测。合钻进两种方式施工，随时调整井斜和方位。井队工程师向现场服务人员提供已施工井段的相关情况、设备情况及井眼轨道数据。现场服务人员以书面方式将技术要求、钻进参数、注意事项等传达到井队及相关人员。现场服务人员将需要井队准备的接头、提升短接等钻井工具以书面方式通知井队工程师，井队提前准备好。时刻观察伽玛值、电阻率值等显示情况，并随时捞取砂样，保证井眼轨迹沿着目的层钻进，具体的施工参数按现场服务人员的要求执行。水平段钻进时，要尽量降低井眼曲率，减小摩阻，确保井眼光滑，以利于生产

套管顺利下入。

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。套管串结构及固井方式见表 3.12-1。

表 3.12-1 水平井各层次套管固井参数表

套管程序	套管尺寸 mm	井深 m	套管下深 m	固井方式	水泥浆返深	套管串结构 (套管钢级、壁厚、扣型、下深、浮鞋、浮箍等)
表层套管	244.5	一开井深	一开井深-1m	常规固井	地面	插入可钻式浮鞋+H40 壁厚 8.38mm 套管至井口（套管扣型 SC）
生产套管	139.7	二开井深	二开井深-3m	双密度固井	地面	浮鞋+Φ139.7mm 钢级 Q125 壁厚 10.54mm 套管距完钻井深(23~25)m+浮箍+Φ139.7mm 钢级 Q125 壁厚 10.54mm 套管距浮箍(30~50)m+Φ139.7mm 钢级 Q125 壁厚 10.54mm 套管短套管（1）+Φ139.7mm 钢级 Q125 壁厚 10.54mm 套管至水平段中点+Φ139.7mm 钢级 Q125 壁厚 10.54mm 套管短套管（2）+Φ139.7mm 钢级 Q125 壁厚 10.54mm 套管至靶点以上（20~40）m+Φ139.7mm 钢级 Q125 壁厚 10.54mm 套管短套管（3）+漂浮接箍+Φ139.7mm 钢级 Q125 壁厚 10.54mm 套管至井口（套管扣型经济型气密封扣）
注 1：短套管长度为 3m~5m； 注 2：漂浮接箍要求强度不小于套管本体，内径与套管串一致，工具内部台阶处应有 60°过渡倒角；漂浮接箍承压能力若不能满足施工要求可使用两只，具体下入位置根据下套管作业情况进行调整。						

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 15 口新钻油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含油废射孔液。

A.完井井口要求：井口使用 Φ244.5mm×Φ139.7mm 简易套管头。

B.井口校正要求：井口偏斜度小于 0.2°，Φ139.7mm 套管两侧高差小于 0.5mm。完井后套管顶面高出地面 0.05m~0.30m。

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

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。本项目基建 15 口油井需进行压裂，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。

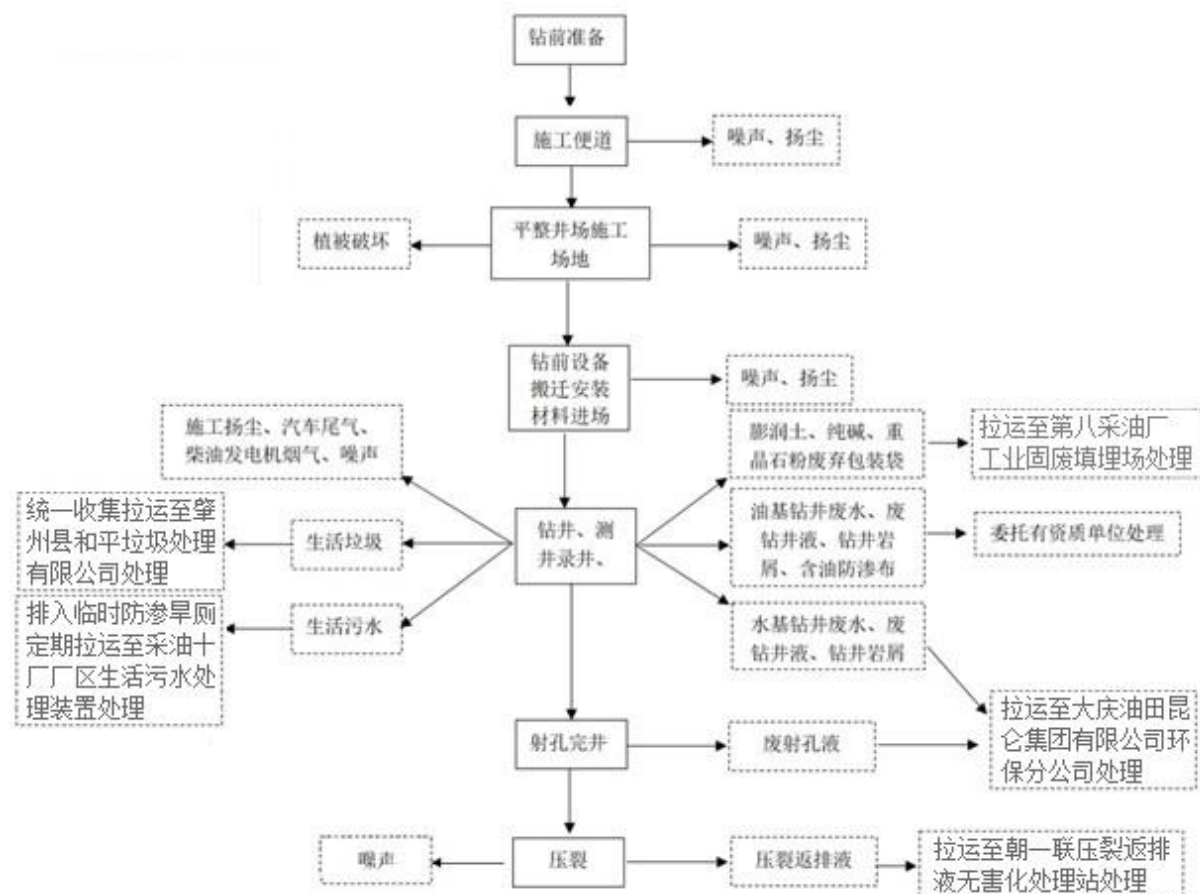


图 3.12-1 本项目钻井及储层改造工艺流程及产污环节图

(2) 地面工程

1) 井场和拉油点施工

井场和拉油点施工主要是地面平整和设备安装，本项目井场新建抽油机 15 台、电动机 15 台、控制柜 15 台。4 座拉油点新建 10 台 80m³ 储罐。

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，水试压，两端连接，阴极保护，工程验收。

①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。施工期在农作物收割后，在场地清理过程中，施工带范围内的土壤和植被都将受到扰动和破坏，不过其造成的影响仅局限在施工带宽度的范围内。

②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。管沟开挖沟底与上口同宽，不进行放坡。

③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。

④管沟回填

开挖管沟时在耕植地开挖，将表层耕植土和下层土分别堆放。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。

⑤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龙一联含油污水处理站处理达标后回注。

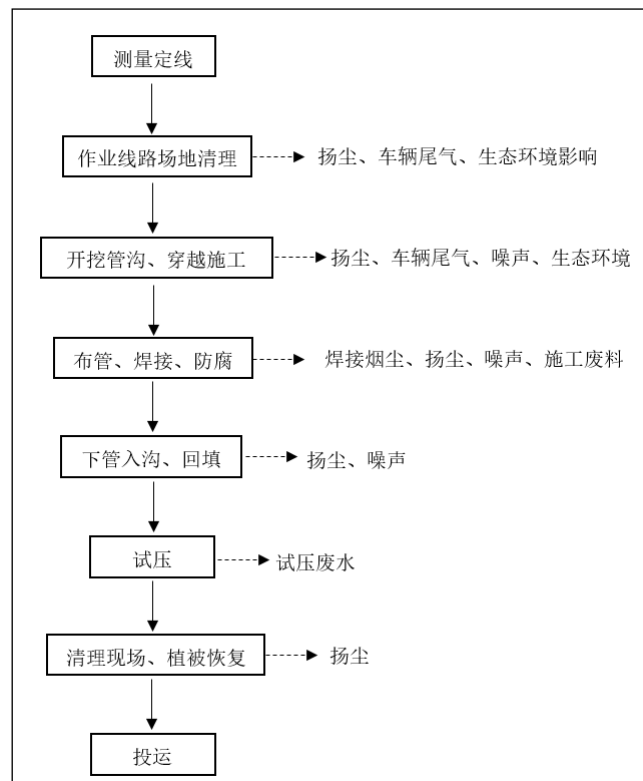


图 3.12-2 管线施工过程产污节点图

3) 道路施工工艺

①拉油点砂石路

新建拉油点拉油通道为砂石路面，施工完成测量后清理占地内表土集中堆存，然后基础压实，铺垫预拌好的水泥稳定土并压实，最后表层摊铺运输车运至现场的砂石料，砂石路面压实后可投入使用。



图 3.12-4 拉油点砂石路施工流程图

②通井土路

通井土路施工方式较简单，主要施工工艺为施工范围内的地表耕地或草地用人工或推土机予以清除并且将道路进行平整，表土集中收集，然后直接将拉运来的土方铺设在平整后的线路上进行压实。本次新建通井路均挂接至已建道路。新建道路主要产生施工机械噪声、扬尘等。道路工程施工过程见图 3.12-4。



图 3.12-5 道路施工流程图。

本项目在井场、拉油点、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。本项目地面施工期产污环节详见图 3.12-3。

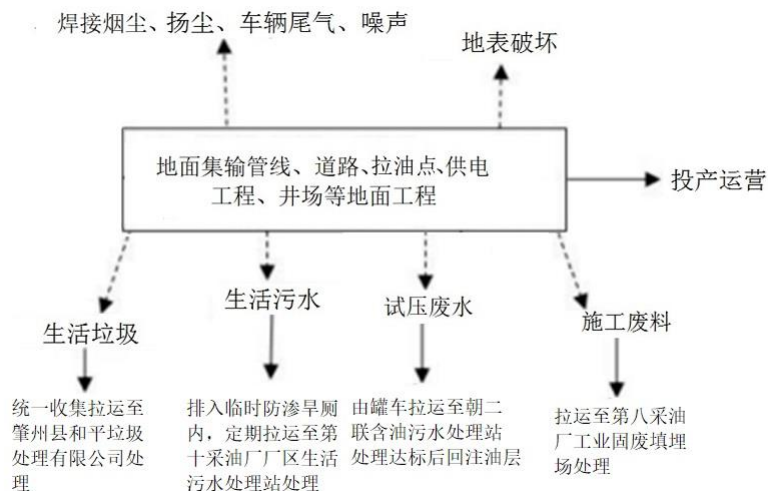


图 3.12-3 本项目地面工程施工期产污环节图

3.12.1.2 运行期

本项目运营期油井产液经电伴热管线输送至新建拉油点储罐，定期由罐车拉运至龙一联卸油点，经卸油点输送泵输送至龙二转油站“三合一”装置处理（投产第 1~2 年，朝三联外输管线能力不足，计划将拉油点部分产液拉运至龙一联卸油点，进朝一联转油脱水站系统处理，第 3 年开始全部产液进朝三联系统处理），分离出的部分游离水经掺水泵升压后回掺，分离出的天然气经过天然气除油干燥组合装置处理后自耗。龙二转油站初步分离的含水油经新建外输油管线输送至朝 20 转油站中转，与该站产液一并经现有外输油管线输送至龙一联转油脱水站处理，处理后的原油外输至朝一联储油罐，分离出的污水管输进入龙一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）限值要求后用于回注油层注水驱油。

本项目新建 4 座拉油点共建设 10 台 80m³ 多功能储罐（九合一），用于收集储存 10 座井场产液，多功能储罐主要由罐体、液体计量机构、压力直读表、油气分离装置、安全阀、加热装置（0.5MW）、防盗装置及内部密闭流程系统等一体的撬装式结构组成。多功能储罐具有气液分离功能，分离伴生气用于储罐燃烧器自耗。多功能储罐还具备密闭储油、计量直读、伴生气回收、加热维温等功能。本项目储罐采取数字化建设，收集产液定期由罐车拉运至龙一联卸油点处理。多功能储罐结构图见图 3.12-4。

本工程运营期的主要环境影响因素为拉油点储罐加热装置烟气，油井、拉油点、原油集输过程及依托场站加热装置中挥发的烃类气体，油井作业产生的作业污水和落地油，井场抽油机和拉油点储罐燃烧器产生的噪声及井场作业噪声等。运行期工艺流程及主要产污节点见图 3.12-5、图 3.12-6。



图 3.12-4 拉油点多功能储罐结构图

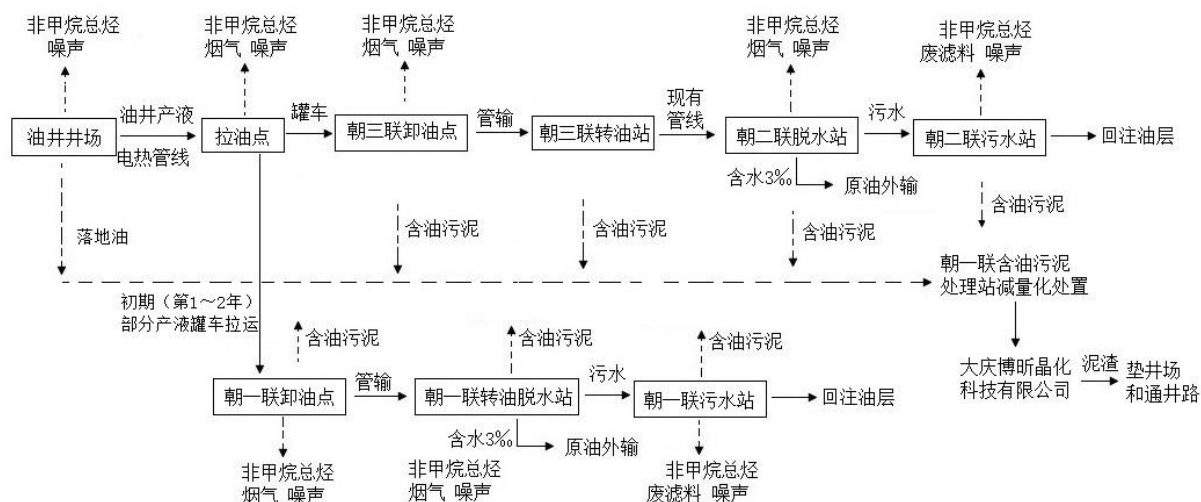


图 3.12-5 运营期正常工况工艺流程及产污示意图

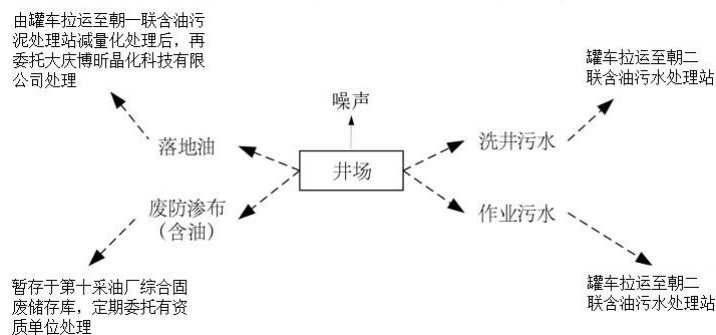


图 3.12-6 运营期非正常工况工艺流程及产污示意图

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、拉油点储罐等设备回收至方兴分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，本项目拉油点道路和通井路为砂石路和土路，退役阶段对通井路进行路面清理、整平翻松后，重新进行复耕。

(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，将管内残液吹扫进拉油点储罐，由罐车拉运龙一联卸油点进入集输系统，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 3.12-7。

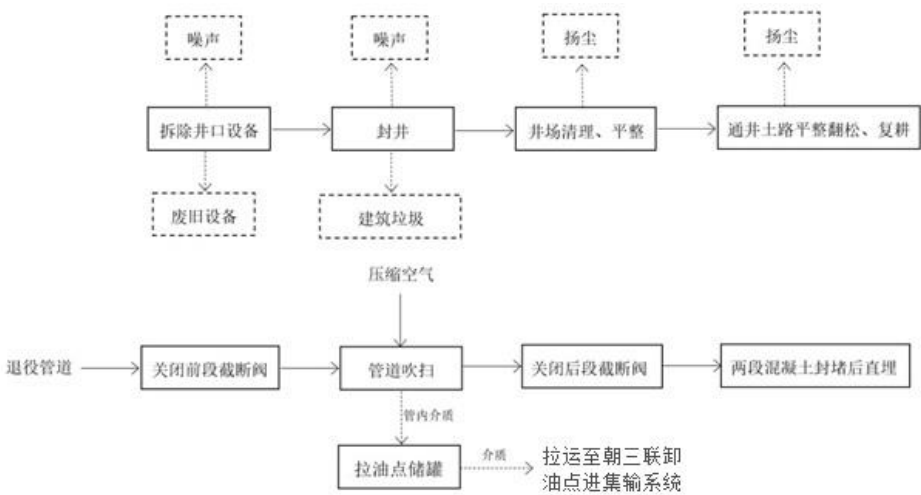


图 3.12-7 退役期工艺流程及主要产污节点图

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) 新建井场等永久占地对生态的影响

本项目新建井场、拉油点和道路等工程新增永久占地 5.776hm²，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 21.61hm^2 ，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

施工期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。本项目选择在冬季施工，对周边生态影响最小的季节，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施工扬尘

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

本项目所在区域平坦空旷，大气扩散条件好。施工期大部分施工时间主要集中在平台井场上，拉油点、管线和道路等工程土建施工面积不大，施工时间较短，施工扬尘影响较小。管线敷设、道路施工给区域带来扬尘污染。

本项目施工占地面积 27.386hm^2 ，参考对土建工程现场扬尘实地监测结果，TSP 产生系数为 $0.01\sim 0.05\text{mg}/\text{m}^2\cdot\text{s}$ ，考虑本项目实际情况，TSP 产生系数取 $0.02\text{mg}/\text{m}^2\cdot\text{s}$ ，取

施工现场的扰动面积比为 70%，土建施工按每天 8h 计算，施工期场地扬尘产生量为 13.25t。

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。类比大庆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钻井时柴油机排放的大气污染物

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(1 运 2 备)。根据建设单位提供的资料，柴油机功率 800kW，本工程柴油总用量约为 1125.4t，烟气量按每公斤 12m³ 计，则本工程烟气排放量为柴油发电机运行期间产生烟气 1350×10⁴m³，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	m³/kg 柴油	12	1350 万 m³
SO ₂	kg/t 柴油	2.24	2.52t
NO _x	kg/t 柴油	2.92	3.29t
烟尘	kg/t 柴油	0.31	0.35t
CO	kg/t 柴油	0.78	0.88t
HC	kg/t 柴油	2.13	2.40t

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水基钻井废水

水基钻井废水主要来自使用水基泥浆钻井过程中冲洗钻台、钻具等设备产生的废水，主要含有水基泥浆和水基岩屑等。根据公用工程计算可知，本项目水基钻井废水产生量为 142.8m^3 。水基钻井废水中污染因子主要为 SS，根据类比大庆油田同类项目监测数据，SS 浓度 $\leq 300\text{mg/L}$ ，水基钻井废水排入井场水基钢制泥浆槽中，由井场移动式泥浆不落地处理装置处理，处理后的压滤水由罐车拉运至葡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。本项目单井水基钻井施工约 3d，水基钻井合计施工 12d，水基钻井废水每天产生量约 11.9m^3 。

②

③压裂返排液

本工程 15 口新钻油井投产前需进行压裂作业，根据公用工程计算可知，本项目共计产生压裂返排液 1050m^3 ，压裂返排液中主要污染因子为石油类、SS，根据塔三压裂液处理站设计方案中设计进水指标，石油类浓度 $\leq 500\text{mg/L}$ ，SS 浓度 $\leq 3500\text{mg/L}$ 。压裂返排液由罐车拉运至塔三压裂液处理站，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。

④试压废水

本工程新建集油管线采取清水试压的方式，根据新建管线截面面积及长度，项目试压用水总量为 48.6m^3 ，试压废水按用水量的 95% 计算，试压废水产生量为 46.2m^3 ，试压废水中污染因子主要为 SS，浓度约 100mg/L 。管线试压废水由罐车收集并拉运至龙一联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排。试压废水排放满足龙一联含油污水处理站进水指标要求。

⑤生活污水

项目钻井施工 105d，钻井队在井人数 40 人。压裂及地面工程施工约 40d，施工人数 30 人。根据黑龙江省地方标准《用水定额》（DB23/T727-2021），施工期生活用水量每人 80L/d，生活用水量共计 432m^3 。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 345.6m^3 ，生活污水中 COD 浓度为 300mg/L ，氨氮浓度为 30mg/L ，则 COD 产生量为 0.1t，氨氮产生量为 0.01t。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，由物业单位庆南工矿服务公司拉运至八百垧客运污水站经污

水管网排入大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂处理达标后排放，施工结束后临时防渗旱厕进行卫生处理，场地进行平整。

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	水基钻井废水	142.8m ³	SS	300mg/L	进入井场钢制泥浆槽中，由井场移动式泥浆不落地处理装置处理
2	压裂返排液	1050m ³	石油类	500mg/L	由罐车拉运至塔三压裂液处理站处理满足《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
			SS	3500mg/L	
3	试压废水	46.2m ³	SS	30mg/L	由罐车拉运至龙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
4	生活污水	345.6m ³	COD	300mg/L	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，由物业单位庆南工矿服务公司拉运至八百垅客运污水站经污水管网排入大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂处理达标后排放，施工结束后临时防渗旱厕进行卫生处理，场地进行平整。
			NH ₃ -N	30mg/L	
			BOD ₅	200mg/L	
			SS	80mg/L	
			动植物油	10mg/L	

（3）噪声污染源项分析

施工期产生的噪声主要施工机械和车辆运营噪声，参考《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ 2034-2013）附录 A 中的噪声源强数据，本项目噪声源具体排放情况见表 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	95~105	1m
5	泥浆泵	连续稳态声源	88~95	5m

6	钻井泵	连续稳态声源	88~95	5m
7	振动筛	连续稳态声源	95~105	1m
8	搅拌机	连续稳态声源	100~110	1m
9	压路机	非连续稳态声源	80~90	5m
10	电焊机	连续稳态声源	60~70	1m
11	运输车辆	非连续稳态声源	82~90	5m
12	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、油基钻井废水、废包装袋、含油废防渗布、施工废料和生活垃圾等。

①水基废钻井液

水基废钻井液是指钻井过程中无法利用或钻井完工后弃置于水基钢制泥浆槽内的水基泥浆，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），水基废钻井液的分类代码为 071-001-S12。根据钻井物料消耗统计，本项目单口井水基钻井液用量 125m^3 ，单井水基钻井液损耗量 25m^3 ，本工程新钻油井 19 口，则水基废钻井液产生量为 1500m^3 。本项目单井水基钻井施工 3d，水基钻井时段合计 12d，水基废钻井液每天产生量约 125m^3 。水基废钻井液排入井场水基钢制泥浆槽中，由井场移动式泥浆不落地处理装置处理，处理后的压滤水由罐车拉运至葡一联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，处理后的泥饼拉运至黑龙江龙之润环保工程有限公司渣土场堆存，用于垫井场和通井路。

②油基废钻井液

油基废钻井液是指钻井过程中无法利用或钻井完工后弃置于油基钢制泥浆槽内的油基泥浆，属于危险废物，废物类别 HW08 废矿物油与含矿物油废物，废物代码 071-002-08。根据钻井物料消耗统计，本项目单口井油基钻井液用量 870.2m^3 ，单井油基钻井液损耗量 171.6m^3 ，本工程新钻油井 19 口，则油基废钻井液产生量为 10479m^3 。本项目单井油基钻井施工 25d，油基钻井合计施工 93d，油基废钻井液每天产生量约 112.7m^3 。油基废钻井液排入井场设置的油基钢制泥浆槽，委托黑龙江迈景环保科技有限公司处理满足相关要求后用于垫井场和通井路。

③水基钻井岩屑

钻井过程中，岩石经钻头和泥浆研磨破碎成岩屑，其中部分水基钻井岩屑混进水基泥浆中，剩余水基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），水基钻井岩屑不属于危险废物，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），水基废钻井液的分类代码为 071-001-S12。根据方兴分公司多年钻井施工统计数据分析，每钻井 1000m 进尺产生水基钻井岩屑 24m³。本项目水基钻井进尺 7515m，则水基钻井岩屑总产生量为 180.4m³。本项目单井水基钻井施工 3d，水基钻井时段合计 12d，水基钻井岩屑每天产生量约 15m³。水基钻井岩屑排入井场水基钢制泥浆槽中，由井场移动式泥浆不落地处理装置处理，处理后的压滤水由罐车拉运至葡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，处理后的泥饼拉运至黑龙江龙之润环保工程有限公司渣土场堆存，用于垫井场和通井路。

④油基钻井岩屑

钻井过程中，岩石经钻头和泥浆研磨破碎成岩屑，其中部分油基钻井岩屑混进油基泥浆中，剩余油基钻井岩屑经泥浆循环携带至井口，完井后进行无害化处理，油基钻井岩屑属于危险废物，废物类别 HW08 废矿物油与含矿物油废物，废物代码 071-002-08。根据方兴分公司多年钻井施工统计数据分析，每钻井 1000m 进尺产生油基钻井岩屑 24m³。本项目油基钻井进尺 48752.7m，则油基钻井岩屑总产生量为 1170m³。本项目单井油基钻井施工 25d，油基钻井合计施工 93d，油基钻井岩屑每天产生量约 12.6m³。油基钻井岩屑排入井场设置的油基钢制泥浆槽，委托黑龙江迈景环保科技有限公司处理满足相关要求后用于垫井场和通井路。

⑤油基钻井废水

油基钻井废水主要来自使用油基泥浆钻井过程中冲洗钻台、钻具等设备产生的废水，主要含有油基泥浆和油基岩屑等，属于危险废物，废物类别 HW08 废矿物油与含矿物油废物，废物代码 071-002-08。根据公用工程计算可知，本项目油基钻井废水产生量为 926.3m³，油基钻井废水主要污染因子为石油类、SS，根据类比大庆油田同类项目监测数据，SS 浓度≤300mg/L，石油类浓度≤1000mg/L。油基钻井废水排入井场设置的油基钢制泥浆槽中，委托黑龙江迈景环保科技有限公司处理，处理后的污水进入污水罐储存，定期拉运至龙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。本项目单井油基钻井施工约 25d，油基钻井合计施工 93d，油基钻井废水每天产生量约 9.96m³。

⑥含油废射孔液

本项目 15 口新钻油井需进行射孔作业，作业过程中将产生废射孔液，由于在二开油基钻井后进行射孔作业，因此废射孔液中可能含有油基成分，含油废射孔液属于危险废物，废物类别 HW08 废矿物油与含矿物油废物，废物代码 071-002-08。每口井产生含油废射孔液约 40m^3 ，则共计产生含油废射孔液 600m^3 。本项目单井射孔时间约 1d，则含油废射孔液每天最大产生量约 40m^3 。含油废射孔液排入井场油基钢制泥浆槽中，委托黑龙江迈景环保科技有限公司处理满足相关要求后用于垫井场和通井路。

⑦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 15 口井，膨润土、纯碱、重晶石粉废弃包装袋产生量约为 0.3t。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七采油厂工业固废填埋场处理。

⑧钻井期含油废防渗布

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，由于防渗布可能会沾染油基泥浆，因此含油防渗布属于危险废物，含油防渗布属于 HW08 类危险废物，危险废物代码为 900-249-08。本项目钻井期井场永久占地 1.4hm^2 ，每平米防渗布重约 0.25kg，故本项目钻井期共产生含油废防渗布 3.5t。钻井期含油废防渗布集中收集暂存于方兴油田台 1 危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理。

⑨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 7.55km，因此，施工废料产生量约为 0.25t。施工废料采用收集桶回收，由施工单位安排拉运至第七采油厂工业固废填埋场处理。

⑩生活垃圾

本工程钻井施工 105d，钻井队在井人数 40 人。压裂及地面工程施工约 40d，施工人数 30 人。施工期每人产生生活垃圾 0.5kg/d 计，施工期生活垃圾产生量为 2.7t。生活

垃圾统一收集拉运至杜尔伯特蒙古族自治县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	水基废钻井液	1500m ³	排入井场水基钢制泥浆槽中，由井场移动式泥浆不落地处理装置处理，处理后的压滤水由罐车拉运至葡一联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，处理后的泥饼拉运至黑龙江龙之润环保工程有限公司渣土场堆存，用于垫井场和通井路。
2	水基钻井岩屑	180.4m ³	
3	含油废射孔液	600m ³	排入井场设置的油基钢制泥浆槽，委托有危废处理资质的黑龙江迈景环保科技有限公司处理满足相关要求后用于垫井场和通井路。
4	油基废钻井液	10479m ³	
5	油基钻井岩屑	1170m ³	
6	油基钻井废水	926.3m ³	
7	膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋	0.3t	拉运至第七采油厂工业固废填埋场处理
8	施工废料	0.25t	
9	含油废防渗布	3.5t	集中收集暂存于方兴油田台 1 危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理
10	生活垃圾	2.7t	统一收集拉运至杜尔伯特蒙古族自治县生活垃圾填埋场处理

3.12.3.2 运行期污染源强核算

（1）废气

①烃类气体

由于本项目油气集输采用密闭集油工艺流程，烃类气体的排放主要是拉油点储罐装车 and 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、拉油点及卸油点、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 2.65×10^4 t/a，则本次产能非甲烷总烃挥发量为 95.68t/a。

根据油田运行多年经验，参照附近区块同类建设项目验收数据资料，本项目单井产油量最大 16.2t/d，估算本项目井场内单口井非甲烷总烃挥发量为 1.91t/a、0.265kg/h，井场非甲烷总烃排放量合计 28.65t/a。

本项目新建 4 座拉油点，拉油点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，油品存储为 0.123g/kg 原油，本项目建成后年产原油 $2.65 \times 10^4 \text{t/a}$ ，则拉油点非甲烷总烃挥发量为 8.3t/a。

本项目井场和拉油点非甲烷总烃排放量汇总见表 3.12-5。

表 3.12-5 本项目井场和拉油点非甲烷总烃排放量汇总表

序号	井场	非甲烷总烃排放量（t/a）
1	1 号平台井场	3.82
2	2 号平台井场	3.82
3	3 号平台井场	3.82
4	4 号平台井场	1.91
5	5 号平台井场	5.73
6	金 251-扶平 6	1.91
7	金 251-扶平 1	1.91
8	州 39-扶平 1	1.91
9	州 39-扶平 3	1.91
10	肇 27-扶平 4	1.91
11	1#拉油点	3.32
12	2#拉油点	1.66
13	3#拉油点	1.66
14	4#拉油点	1.66
合计		36.95

②加热炉烟气

本工程运行期产生的废气主要来自拉油点储罐加热炉烟气和依托场站加热炉烟气，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，因此本项目仅计算新建拉油点储罐加热炉烟气。

本项目拉油点储罐加热炉烟气浓度类比本次工程依托的龙二转油站加热炉烟气实测数据，项目周边区块产液均输送至龙二转油站处理，燃料天然气气源一致，类比加热炉为 2.0MW 掺水炉，密闭、加热维温等使用功能与拉油点储罐加热炉相同，根据本次工程监测报告，龙二转油站加热炉排放的废气中颗粒物最大值为 9.8mg/m^3 ， NO_x 最大值为 78mg/m^3 ， SO_2 最大值为 10mg/m^3 ，烟气黑度 <1 ，排放浓度满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 中新建燃气锅炉标准限值要求。本项目建成后，根据项目设计方案，拉油点储罐最大耗气量为 $131 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，新建拉油点储罐加热炉污染物排放情况见表 3.12-6。

本项目天然气实际烟气量按以下公式计算：

$$V=1.14Q_L/4187-0.25+(\alpha-1)V_0$$

$$V_0=0.26Q_L/1000$$

式中：

V——实际烟气量，m³/m³；

Q_L——燃料热值，KJ/m³，取 36440KJ/m³；

V₀——理论空气量，m³/m³；

α——空气过剩系数，取 1.3。

经计算，天然气实际烟气量为 12.5m³/m³。

表 3.12-6 拉油点储罐加热炉烟气污染物统计表

场站名称		排气筒 高度 (m)	燃气量 (万 Nm ³ /a)	烟气量 (万 Nm ³ /a)	污染物排放情况					
					颗粒物		NO _x		SO ₂	
					排放浓 度 mg/m ³	排放量 t/a	排放 浓度 mg/m ³	排放 量 t/a	排放浓度 mg/m ³	排放 量 t/a
1#拉 油点	储罐 1#	15	13.1	163.75	9.8	0.016	78	0.128	10	0.0164
	储罐 2#	15	13.1	163.75	9.8	0.016	78	0.128	10	0.0164
	储罐 3#	15	13.1	163.75	9.8	0.016	78	0.128	10	0.0164
	储罐 4#	15	13.1	163.75	9.8	0.016	78	0.128	10	0.0164
2#拉 油点	储罐 5#	15	13.1	163.75	9.8	0.016	78	0.128	10	0.0164
	储罐 6#	15	13.1	163.75	9.8	0.016	78	0.128	10	0.0164
3#拉 油点	储罐 7#	15	13.1	163.75	9.8	0.016	78	0.128	10	0.0164
	储罐 8#	15	13.1	163.75	9.8	0.016	78	0.128	10	0.0164
4#拉 油点	储罐 9#	15	13.1	163.75	9.8	0.016	78	0.128	10	0.0164
	储罐 10#	15	13.1	163.75	9.8	0.016	78	0.128	10	0.0164
合计		/	131	1637.5	0.16		1.28		0.164	

③温室气体

本项目温室气体排放涉及到运行期新建井场、拉油点、依托场站等运输处理环节，逸散排放主要为井口装置、罐车装卸等环节，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，拉油点储罐伴生气用于拉油点多功能储罐加热炉自耗，不放空，拉油罐车密闭运输，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、非正常工况下的油井作业污水和洗井废水。

①油田采出水

根据开发指标预测，本项目油田采出水最大量为 128200t/a，产液经龙一联转油脱水站和朝一联转油脱水站分离后，油田采出水管输进入龙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。

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。

根据公用工程可知，本项目油井作业污水共计约 39.9m³/a，主要污染物为石油类、悬浮物，作业时需铺设防渗布。此部分污水通过罐车回收后拉运至龙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，不外排。

③洗井污水

本项目洗井用水来源为龙一联合油污水处理站的深度处理水，新建 15 口油井洗井采用热洗车进行洗井，以清除套管结蜡，根据公用工程可知，本项目洗井污水产生量约为 4334.4m³/a。此部分污水通过罐车回收后拉运至龙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，不外排。

（3）噪声

本项目运营期依托工程不新增设备，项目运行期噪声源主要来自抽油机及拉油点储罐加热炉燃烧器噪声，类比同类项目，抽油机噪声源强为 65~80dB(A)，加热炉燃烧器源强为 70~75dB(A)，均为连续稳态声源。

（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 2.65×10⁴t/a，则本项目含油污泥产生量 2.025t/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，含油污泥产生于拉油点储罐和依托场站各罐体中，由罐车拉运至方兴油田台 1 危险废物贮存库暂存，定期委托大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处理满足相关标准后用于垫井场和通井路。

②落地油

由于该区块地层压力较低，加上作业期间污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，作业频率一般 1.5 年，因此作业产生的落地油为 0.5t/a，落地油为危险废物，危废类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，危废代码为 071-001-08，作业期间铺设防渗布，落地油全部回收，由罐车拉运至方兴油田台 1 危险废物贮存库暂存，定期委托大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处理满足相关标准后用于垫井场和通井路，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，作业频率一般 1.5 年，含油废防渗布共产生 0.25t/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方兴油田台 1 危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理。

本项目运营期危险废物具体情况见表 3.12-6。

表 3.12-6 运营期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	2.0 25t/a	集输与处理环节	半固体	废矿物油	废矿物油	设备清淤每年一次	T、I	由罐车拉运至朝一联含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理
2	落地油	HW08 废矿物油与含矿物油废物	071-001-08	0.5t/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	T、I	
3	含油废防渗布	HW08 废矿物油与含矿物油废物	900-249-08	0.2 5t/a	场地清理环节	固体	废矿物油	废矿物油	作业 1.5 年/一次	T、I	收集后暂存于方兴油田台 1 危险废物贮存库，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拉油点储罐，由罐车拉运进入朝三联集输系统处理。退役期施工约 30d，施工人数 20 人，根据黑龙江省地方标准《用水定额》（DB23/T727-2021），生活用水量每人 80L/d，生活用水量共计 48m³。生活污水产生量按生活用水的 80%计算，则生活污水产生量为 38.4m³。退役期生活污水排入施工现场临时防渗旱厕内，施工结束后拉运至方兴分公司厂区污水泵房，经地下管网输至方兴分公司厂区生活污水处理站处理达标后排入牛毛沟。

(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 3.12-7。

表 3.12-7 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	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

退役期退役管线两端封堵后直埋处理，对退役油井的井口设备进行拆除，拉油点设备拆除，包括抽油机、配电箱、柱上变电站和拉油点储罐等设备，其中抽油机 15 台、配

电箱 15 台、柱上变电站 12 座，拉油点储罐 10 台，共计 52 台套。拆除的废旧设备全部回收至方兴分公司物资库。

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 15 口油井，故封井建筑垃圾产生量约为 3t。封井建筑垃圾统一收集后拉运至建筑垃圾调配场处置。

③生活垃圾

本项目退役期施工人员 20 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 0.3t。生活垃圾统一收集拉运至杜尔伯特蒙古族自治县生活垃圾填埋场处理。

表 3.12-8 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	52 台套	一般废物	全部回收至方兴分公司物资库
2	封井建筑垃圾	3t	/	统一收集后拉运至建筑垃圾调配场处置
3	生活垃圾	0.3t	/	统一收集拉运至杜尔伯特蒙古族自治县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 3.12-9~表 3.12-12，运行期污染源源强核算结果及相关参数汇总见表 3.12-13~表 3.12-16，退役期污染源源强核算结果及相关参数汇总见表 3.12-17~表 3.12-20。

表 3.12-9 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	场地	施工扬 尘	颗粒物	/	/	/	13.25	洒水抑尘		/	/	/	13.25	施工 期
	柴油 机	井场柴 油机烟 气	SO ₂	产污系 数法	1350 万	/	2.52	/	/	排污 系数 法	1350 万	/	2.52	钻井期
			NO _x			/	3.29					/	3.29	
			烟尘			/	0.35					/	0.35	
			CO			/	0.88					/	0.88	
			HC			/	2.40					/	2.40	
	车辆	车辆尾 气	SO ₂ NO _x TSP	由于车辆数量和每辆车行驶的公里数不易确 定，固不对其进行定量计算				施工车辆选用高 标号汽柴油，尾 气达标排放		/	/	/	/	施工 期
	焊机	施工场 地	CO CO ₂ O ₃ NO _x CH ₄	焊接点较少，产生的焊接烟尘量较小				/		/	/	/	/	施工 期

表 3.12-10 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	水基钻井废水	COD、SS	类比法	142.8	/	/	排入井场水基钢制泥浆槽中，由井场移动式泥浆不落地处理装置处理	100	类比法	0	0	0	钻井期
管线试压	试压	试压废水	SS	类比法	156.6	/	/	由罐车拉运至龙一联合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
压裂	压裂车	压裂返排液	石油类		1050	500	0.5	由罐车拉运至塔三压裂液处理站处理达标后回注油层	100		0	0	0	压裂期
		SS	3500			3.7								
施工	生活	生活污水	COD		345.6	300	0.1	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，由物业单位庆南工矿服务公司拉运至八百垧客运污水站经污水管网排入大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂处理达标后排放，施工结束后临时防渗旱厕进行卫生处理，场地进行平	/		345.6	34	0.012	施工期
		氨氮	30	0.01		0.678	0.0002							
		BOD ₅	200	0.069		10.2	0.035							

			SS			80	0.028	整。	/			5	0.0017	
			动植物油			10	0.003					5	0.0017	

表 3.12-11 施工期噪声污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	噪声源	声源类型（频发、偶发等）	噪声源强		降噪措施		噪声值排放		持续时间
				核算方法	噪声值/dB（A）	工艺	降噪效果/dB（A）	核算方法	噪声值/dB（A）	
钻井井场 管线施工	施工机械	柴油发电机	连续稳态声源	类比法	120~130	基础减震、隔声	-35	类比法	85~95	施工期
		挖掘机	非连续稳态声源		82~90	定期维护保养	/	类比法	82~90	
		推土机	非连续稳态声源		83~88	定期维护保养	/	类比法	83~88	
		钻机	连续稳态声源		95~105	减振、低噪电机	-10	类比法	85~95	
		泥浆泵	连续稳态声源		88~95	基础减震	-10	类比法	78~85	
		钻井泵	连续稳态声源		88~95	基础减震	-10	类比法	78~85	
		振动筛	连续稳态声源		95~105	基础减震	-10	类比法	85~95	
		搅拌机	连续稳态声源		100~110	基础减震、隔声	-20	类比法	80~90	
		压路机	非连续稳态声源		80~90	定期维护保养	/	类比法	80~90	
		电焊机	连续稳态声源		60~70	选取低噪声设备	/	类比法	60~70	
		运输车辆	非连续稳态声源		82~90	定期维护保养	/	类比法	82~90	
		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 3.12-12 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	水基废钻井液	类比法	1500m ³	无害化处理	1500m ³	排入井场水基钢制泥浆槽中，由井场移动式泥浆不落地处理装置处理，处理后的压滤水由罐车拉运至葡一联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，处理后的泥饼拉运至黑龙江龙之润环保工程有限公司渣土场堆存，用于垫井场和通井路
	水基钻井岩屑	类比法	180.4m ³	无害化处理	180.4m ³	
	含油废射孔液	类比法	600m ³	无害化处理	600m ³	排入井场设置的油基钢制泥浆槽，委托有危废处理资质的黑龙江迈景环保科技有限公司处理满足相关要求后用于垫井场和通井路
	油基废钻井液	类比法	10479m ³	无害化处理	10479m ³	
	油基钻井岩屑	类比法	1170m ³	无害化处理	1170m ³	
	油基钻井废水	类比法	926.3m ³	无害化处理	926.3m ³	
	生活垃圾	类比法	2.7t	填埋处理	2.7t	统一收集拉运至杜尔伯特蒙古族自治县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	0.3t	填埋处理	0.3t	由施工单位拉运至第七采油厂工业固废填埋场处理
	施工废料	类比法	0.25t	填埋处理	0.25t	
	钻井期含油废防渗布	类比法	3.5t	填埋处理	3.5t	集中收集暂存于方兴油田台 1 危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理

表 3.12-13 运营期废气污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	污	污	污染物产生	治理措施	污染物排放	排放

		染源	染物	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	时间/h
原油开采	10 座井场	无组织排放	非甲烷总烃	产污系数法	—	—	28.65	—	0	产污系数法	—	—	28.65	7200
	4 座拉油点			产污系数法	—	—	8.3	—	0	产污系数法	—	—	8.3	8760
原油集输	拉油点储罐	加热炉排气筒	颗粒物	实测法、类比法	1637.5	9.8	0.16	—	0	产污系数法	—	9.8	0.16	8760
			NO _x			78	1.28		0			78	1.28	
			SO ₂			10	0.164		0			10	0.164	

表 3.12-14 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)	
油井作业	油井	作业污水	石油类	类比法	39.9	1000	0.04	通过罐车回收后拉运至龙一联合油污水处理站处理后回注油层	/	/	/	/	油井作业期
油井洗井	油井	洗井污水	石油类	类比法	4334.4	1000	4.33	热洗废水由罐车回收后拉运至龙一联合油污水处理站处理后回注油层	/	/	/	/	洗井期间
原油集输	原油处理装置	油田采出水	石油类	物料衡算法	128200	1000	128.2	管输进入龙一联合油污水处理站处理后回注油层	/	/	/	/	7200

表 3.12-15 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	7200
拉油点	储罐	燃烧器	连续	类比法	70-75	低噪声设备、定期保养	/	类比法	70-75	8760

表 3.12-16 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	拉油点储罐、场站	含油污泥	危险废物	类比法	2.025	热解+冷凝	2.025	由罐车拉运至朝一联含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理达标后在油田作业区域内用于通井路和井场建设、筑路和铺路、作业场地地面覆盖、围堰等材料的活动；或者在油田作业区域外用于物流仓储用地、工业厂区道路与交通设施用地以及危险废物填埋场、固体废物填埋场封场等材料的活动
油井作业	油井	落地油	危险废物	类比法	0.5	热解+冷凝	0.5	
油井作业	油井	含油废防渗布	危险废物	类比法	0.25	收集后暂存于方兴油田台1 危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理	0.25	由有资质单位进行处理

表 3.12-17 退役期废气污染源源强核算结果及相关参数一览表

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

表 3.12-18 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	38.4	300	0.0115	排入施工现场临时防渗旱厕，由物业单位庆南工矿服务公司拉运至八百垧客运污水站经污水管网排入大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂处理达标后排放	/	类比法	38.4	300	0.0115	30
			氨氮			30	0.00115		/			30	0.00115	

表 3.12-19 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	工艺	降噪效果	核算方法	噪声值/dB	

					(A)				(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 3.12-20 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	0.3t	焚烧	0.3t	统一收集拉运至杜尔伯特蒙古族自治县生活垃圾填埋场处理
	封井建筑垃圾	类比法	3t	填埋处理	3t	统一收集后拉运至建筑垃圾调配场处置
	废旧设备	类比法	52 台套	回收再利用	52 台套	全部回收至方兴分公司物资库

3.13 清洁生产分析

参照《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》（国家发展改革委、工业和信息化部公告 2009 年第 3 号）中对钻井、井下作业以及油气集输等工程定性指标的要求，简要分析施工期和运营期清洁生产工艺。

3.13.1 钻井过程的清洁生产工艺

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

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

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

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

3.13.2 井下作业的清洁生产工艺

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

（2）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）油气集输采用密闭集输流程

本项目井场敷设电伴热集输管线，收集至新建 4 座拉油点，集输管线全密闭。拉油点储罐密闭，伴生气用于拉油点多功能储罐加热炉自耗，剩余伴生气经火炬燃烧。

（3）油田采出水处理

为了保护环境和节约用水，本项目运行期油田采出水全部经龙一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平整占地，临时占地土地全部复耕，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。

3.13.5 合理有效的污染物处置措施

本工程运营期产生的含油废防渗布收集后暂存于方兴油田台 1 危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理；依托场站各罐体中产生的含油污泥及井下作业阶段回收的落地油由罐车拉运至方兴油田台 1 危险废物贮存库暂存，定期委托大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处理满足相关标准后用于垫井场和通井路。作业污水通过罐车回收后拉运至龙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，不外排；洗井污水由罐车拉运至龙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，不外排。根据上述分析，本工程将清洁生产贯穿于设计、建设与生产的全过程，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

本项目位于大庆市杜尔伯特蒙古族自治县绿色草原牧场第八作业区东南侧和敖林西伯乡东牛场屯东侧，地理坐标为东经 125°14'6.53"~125°20'1.78"，北纬 45°37'28.15"~45°39'45.81"。具体地理位置见附图 1。

4.1.2 地形地貌

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

4.1.3 气象特征

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

气温：年平均气温 3.3℃，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

本项目评价范围内地表水体为州 39-扶平 3 井场北侧 1km 八一水库、5 号平台井场东侧 85m 北大干渠、5 号平台井场东南 1km 老安肇新河、2 号平台井场西南 980m 牛毛沟。八一水库位于黑龙江省大庆市肇州县城南侧，水面面积 1.37 平方公里，整个库区是东北西南走向，主要功能以灌溉、防洪为主；牛毛沟位于肇州、肇源两县交界处，该蓄水区从肇州公路桥下起，至牛毛屯止，为一狭长的低洼地带，宽约 3~5km，总长约为 21.5km。湖泡来水为老安肇新河和肇州杏山涝区的排水，泄水通过牛毛沟泄水闸经老安肇新河和望海闸入松花江；北大干渠是杏山涝区主要排水渠道之一，负责将杏山涝区排水至八一水库。

4.1.5 水文地质

4.1.5.1 地质概况

区域地质构造位置属于徐家围子向斜构造一部分，位于向斜构造的南端。由于白垩系晚期和第三系以来，区域持续上升，上部地层剥蚀较大，第三系基本剥蚀，第四系沉积较薄。白垩系上统明水组比较发育，形成了一套河床相第三系和河湖相厚层砂砾岩，为地下水的富集创造了良好的空间条件。

根据地质钻探资料分析，区域浅部地层从上到下依次为第四系、白垩系上统明水组地层。

(1) 白垩系明水组 (K_2m)

1) 明水组一段 (K_2m^1)

明水组一段由灰绿色砂岩、泥质砂岩夹厚度为 15.0~40.0m 的两层灰黑色、灰色泥岩组成的两个明显正旋回沉积物组成。明水组一段在区内的厚度变化较大，局部地区相差较大，一般为 120.0~163.5m，局部地区厚度大于 200.0m。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特征与明水组一段基本相同，只是分布范围略小。南向北逐渐增厚，一般 120.0m~220.0m。明水组二段与下伏明水组一段呈整合接触。

(2) 第三系大安组

本组地层除北部局部缺失外区域均有分布。地层上部地层为黄、黄褐色砂质泥岩，中部为黄、黄褐色泥岩夹黑色泥岩薄层，中下部为灰褐、灰黑色泥质粉砂岩，下部为河流相沉积的灰、灰白砂岩、含砾砂岩和砂砾岩。大安组地层厚度 5.0-48.5m。大安组岩性成岩较差，质地松散较软。大安组地层与下伏的白垩系地层呈不整合接触。

(3) 第四系 (Q)

1) 全新统冲积层 (Q_4)

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) 上更新统哈尔滨组 (Q_3)

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 5~10.5m。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 12.0~22.5m。土质致密，渗透性较差，渗透系数一般在 $1.0 \times 10^{-6} \sim 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ，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；第四系与下伏第三系泰康组地层为不整合接触。

4.1.5.2 地下水含水层

本工程所在区域均位于松辽盆地北部区，区域地质构造位置属于徐家围子向斜构造一部分，位于向斜构造的南端。根据地下水的埋藏条件及含水层介质、水力性质并结合大庆市水利规划设计研究院提供的资料可知，本工程区域内地下水类型可划分为第四系上更新统哈尔滨组松散层孔隙潜水、第三系大安组孔隙裂隙承压水含水层及白垩系上统明水组孔隙裂隙承压水含水层。

①第四系上更新统松散层孔隙潜水：分布于全区，含水层岩性为上更新统哈尔滨组粉细砂组成，厚度 1~3.5m。地下水水位埋深 2.5~5.2m，弱富水性，单井涌水量在 500-1000m³/d，地下水化学类型以 HCO₃-Na·Ca 型、HCO₃+Cl -Na+Ca 型水为主。该层水为大气降水的垂直入渗补给，无开采供水条件。

②第三系大安组孔隙裂隙承压水含水层：大安组孔隙裂隙承压含水层区域均有分布厚度变化比较稳定。含水层岩性为含砾砂岩和砂砾岩，区域大安组孔隙裂隙含水层顶极埋深 17-30.0m，东部埋深较大，含水层厚度一般在 5.0-12.0m，最大厚度 14m，成岩性较差，胶结程度较差，结构松散，渗透性好，富水性一般，单井涌水量 500-1200m³/d。

③白垩系上统明水组孔隙裂隙承压水含水层：明水组二段：岩性主要是含中粗砂岩组成，质软，成岩性较差，含水层分布均匀，含砾砂岩含水层单层厚度较薄，层数较多，一般由 4-6 个层组成，单层厚度 3.0-20.0m，含水层顶板埋深 50-70m，二段含水层组单井涌水量一般可达 800-1200m³/d。

明水组一段：岩性主要是含砾砂岩和砂砾岩组成，质软，成岩性较差，含水层分布稳定性较好，一段含砾砂岩含水层单层厚度较薄，层数一般 3.0-5.0 层，单层厚度 3.0-29.0m，累计含水层厚度 10.0-45.0m，含水层顶板埋深 60-120m。单井涌水量一般都能达到 1000-1500m³/d。明水组是区域主要开采含水层之一。

项目所在区域综合水文地质图见附图 7，区域水文地质剖面图见附图 8。

4.1.5.3 地下水循环条件

地下水系统及其周围环境决定了地下水补给、径流、排泄特征，而其补给、径流和排泄构成了含水层地下水流系统形成条件。

(1) 地下水补给

①大气降雨补给：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大安组、明水组等含水层。

②地表水体的入渗补给：工程区内分布的湖泊水的入渗水量为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，根据水文地质分布特征，工程区地下水侧向主要接受由北向西南方向都有一定量的地下水侧向补给。

(2) 地下水径流

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土组成，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，流向不明显，总体流向随地势由东北向西南流。而承压含水层是该区供水的主要来源，地下水区域开采量较大而且相对集中，承压水含水层径流方向为由东北向西南。

(3) 地下水的排泄

根据评价区的地质及水文地质条件和地下水开采情况分析，地下水的排泄方式主要有三种：蒸发排泄、地下水的径流排泄、地下水的人工开采。

4.1.5.4 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土，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 2.5m-5.2m 之间，区域潜水埋深变化较小，水位变化差 2.0m 左右。评价区内地下水流由东北向西南。项目区域潜水等值线图见附图 11。

(2) 承压含水层

区域承压水主要含水层为明水组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 50-70m。目前基本处于稳定状态。工程区内地下水流总体上由东北向西南。项目区域承压水等值线图见附图 12。

4.1.5.5 包气带现状

(1) 第四系包气带地层特征

评价区内第四系松散堆积层发育，堆积厚度大，分布范围广。按地貌成因形态类型主要为冲积低平原沉积地层。区内包气带厚度为 4.3~7.3m，岩性主要为：

①亚黏土：黄褐色-褐黄色，可塑，土质不均匀，局部夹有粉土，手捻有砂粒感，含氧化铁斑点，中压缩性，干强度中等，韧性中等，稍有光滑，无摇振反应，地层厚度 2.2-2.7m。

②粉细砂：黄色，稍密，饱和，颗粒均一，级配差，主要矿物成份由石英、长石组成，含少量暗色矿物。土层分布不连续，地层厚度 2.5-3.1m。

③黏土：黄褐色-灰色，可塑，土质较均匀，粘性较强，含氧化铁斑点，中压缩性，干强度中等，韧性中等，该层未钻穿。

(2) 建设场地包气带防污性能

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

表 4.1-1 包气带防污性能分级

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

本区域包气带厚度 4.3~7.3m（大于 1.0m），根据地质资料，项目包气带岩性主要为粘土、细砂，参照水文地质参数表，黏土渗透系数 $5.79 \times 10^{-5} \sim 2.89 \times 10^{-4}cm/s (< 1 \times 10^{-6}cm/s)$ ，由此可知，项目区域包气带防污性能为强。

4.1.6 土壤情况

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资料显示，本项目评价范围内土壤种类主要为草甸土。区域土壤类型分布图见附图 9。

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

4.1.7 植被情况

本工程开发区域内天然植被较少，主要以沼泽植被为主，以羊草为主，并有针茅草、星星草、虎尾草、碱蓬等耐盐碱的植被等，分布在路边及以及村屯的周边地区。区域内农作物主要为玉米和水稻。

4.1.8 动植分布

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

4.2 环境保护目标调查

本项目区域范围内不涉及国家公园、自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、海洋特别保护区、饮用水水源保护区，不涉及基本草原、自然公园（森林公园、地质公园、海洋公园等）、重要湿地、天然林、重点保护野生动物栖息地、重点保护野生植物生长繁殖地、重要水生生物的自然产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场、水土流失重点预防区和重点治理区、沙化土地封禁保护区、封闭及半封闭海域，不涉及以医疗卫生、文化教育、科研、行政办公为主要功能的区域，以及文物保护单位等环境敏感区，也不在生态保护红线范围内。项目占地类型为耕地（基本农田和一般耕地）和草地，评价范围内不涉及地下水水源井。根据《大庆市水土保持规划（2015~2030）》，本项目不在水土流失重点治理区和预防区。项目同时涉及以居住为主要功能的区域。

（1）永久基本农田

根据《基本农田保护条例》，国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开永久基本农田保护区，需要占用永久基本农田，涉及农用地转用或者征收土地的，应报请相关主管部门同意，并补充划入数量和质量相当的永久基本农田或按规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。油田开发工程占地完全避开永久基本农田的可能性较低，在不可避免的条件下需占用永久基本农田时，施工完毕后1年内，临时占地全部恢复原有植被类型，即占用农田全部恢复为耕地。临时占地恢复也可在征地过程中给予农民一定的费用补偿，由农民自行进行土地恢复。本项目永久占用基本农田面积共3.694hm²，补偿可按永久基本农田标准给予农民。对于占用的永久基本农田应按照国家《中华人民共和国土地管理法》中“占多少、垦多少”的原则，补充数量和质量相当的永久基本农田。

本工程所在区域属于肇州县肇州镇和托古乡基本农田保护区，井场和管线等工程临时占用永久基本农田12.96hm²，对农业生产的直接影响主要体现为占用耕地而造成粮食

减产，对于临时占地造成的农作物减产，除应对其进行经济补偿外，工程开工前，编制表土剥离施工方案，先剥离占地范围内表层土，井场范围表层土堆置于井场内设置的表土剥离临时堆放区，并对堆放区做好水保措施，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。

通过调查可知，本工程区域内探井井场地面均进行了平整，钻井结束后及时的进行了地貌恢复等生态恢复，临时占用耕地已恢复耕作，通过一系列生态保护措施后，油田的开发对区域农田生态系统没有造成明显影响。随着开发力度增加，油田累积占地面积逐渐增大，但随着临时占地逐渐进行植被恢复后，临时占地面积逐渐消失，目前农田内井场临时占地均进行了复耕，并不再占用。

（2）一般湿地

根据《黑龙江省湿地名录》（2022 年版），本项目土壤影响范围内分布 6 处湿地，保护级别均为一般湿地，分别为湿地图斑标识码 230621211000054982，斑块面积 25.3061hm²，湿地类型为沼泽草地，位于本项目 3 号平台井场东南 170m；湿地图斑标识码 230621211000055905，斑块面积 1.0104hm²，湿地类型为沼泽地，位于本项目 5 号平台井场北 750m；湿地图斑标识码 230621211000055904，斑块面积 3.9401hm²，湿地类型为沼泽地，位于本项目 4 号平台井场西南 160m；湿地图斑标识码 230621211000123459，斑块面积 4.2093hm²，湿地类型为沼泽地，位于本项目 4 号平台井场西南 500m；湿地图斑标识码 230621211000123503，斑块面积 8.742hm²，湿地类型为沼泽地，位于本项目 3 号平台井场东南 530m；湿地图斑标识码 230621211000054928，斑块面积 5.1035hm²，湿地类型为沼泽地，位于本项目 4 号拉油点东南 560m。本项目永久占地和临时占地均不涉及以上湿地。

（3）居住区

本项目周边 2.5km 范围内主要分布有对青山屯、巨宝山屯、马营子屯等村屯，根据《大庆市人民政府关于印发大庆市声环境功能区划分、大庆市环境空气质量功能区划分、大庆市地表水环境功能区划分的通知》（庆政发[2019]11 号），区域内环境空气质量执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单中的二级标准，项目所在区域声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区标准，项目区域周边居住区声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 1 类区标准。

（4）占地类型

根据工程占地统计情况，本项目总占地 27.386hm²，其中永久占地 5.776hm²，临时

占地 21.61hm²，根据《大庆市国土空间总体规划》（2021-2035）及现场勘查，项目占地类型为耕地和草地。

（5）地表水体

项目区域附近地表水体为八一水库、北大干渠、牛毛沟和老安肇新河，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），以上地表水体均无环境功能区划，不执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）。

（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，评价区域内无集中式饮用水水源，根据《全省在用饮用水水源保护区基础信息名录》（2020 年），调查区域周边分布肇州县肇州镇饮用水源，不在本项目评价范围内，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 3 月 14 日-20 日对评价范围内环境空气、土壤环境、地表水环境、地下水环境、声环境质量现状进行了监测。

4.3.1 环境空气质量现状监测与评价

4.3.1.1 环境空气质量达标区判定

本项目区域环境空气质量引用空气质量自动监测站萨区政府监测点 2024 年全年的监测资料，该监测站点地形、气候条件与本项目评价范围相近。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

点位名称	监测点坐标		污染物	年评价指标	评价标准	现状浓度	最大浓度	超标率%	达标情况
	经度	纬度			μg/m ³	μg/m ³	占标率%		
空气质量自动监测站-萨区政府监测	125.141	46.634	SO ₂	年平均质量浓度	60	8	13.33	--	达标
				24小时平均第 98 位百分位数	150	13	8.67	--	达标
			NO ₂	年平均质量浓度	40	18	45.0	--	达标
				24小时平均第98	80	31	38.75	--	达标

点			位百分位数					
			年平均质量浓度	70	39	55.71	--	达标
			PM ₁₀ 24小时平均第 95 位百分位数	150	87	58.0	--	达标
			年平均质量浓度	35	24	68.57	--	达标
			PM _{2.5} 24小时平均第95 位百分位数	75	61	81.3	--	达标
			CO 24小时平均第95 位百分位数	4000	0.7	0.02	--	达标
			O ₃ 8小时平均第90 位百分位数	160	114	71.25	--	达标

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。因此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 3 月 14 日至 2025 年 3 月 20 日对评价区域特征污染物进行环境质量现状补充监测，区域特征污染物为非甲烷总烃、TSP，具体点位见表 4.3-2，现状监测点位见附图 10。

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				
A1	拟建 3#平台井场	125.25350	45.65936	非甲烷总烃、TSP	2025 年 3 月 14 日至 2025 年 3 月 20 日	拟建井场	--
A2	绿色草原牧场第二作业区	125.28433	45.65322			州 39-扶平 1 井场东南侧	550m

（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：

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

式中： I_i —第 i 种污染物的最大浓度占标率，%；

C_i —第 i 种污染物平均浓度， mg/m^3 ；

C_{0i} —第 i 种污染物环境质量标准， mg/m^3 。

若 $I_i \geq 100\%$ ，表明该项指标超过了相应的环境空气质量标准，不能满足使用功能要求。若 $I_i < 100\%$ ，则该指标满足环境空气质量标准，可以满足使用功能要求。

(5) 评价标准

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

监测点位	监测点坐标		污染物	平均时间	评价标准 mg/m^3	监测浓度范围 mg/m^3	最大浓度占标率%	超标率%	达标情况
	经度	纬度							
拟建 3#平台井场	125.25350	45.65936	非甲烷总烃	1h	2	0.32-0.62	31.0	0	达标
绿色草原牧场第二作业区	125.28433	45.65322			2	0.33-0.67	33.5	0	达标
拟建 3#平台井场	125.25350	45.65936	TSP	24h	0.3	0.048-0.062	20.7	0	达标
绿色草原牧场第二作业区	125.28433	45.65322			0.3	0.049-0.061	20.3	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 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 标准要求，TSP 满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单中的二级标准，说明评价区域内大气环境质量较好。

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 4.3-4 地下水环境现状监测频率参照表

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

一般情况下,地下水水位监测点数宜大于相应评价级别地下水水质监测点数的 2 倍。二级评价项目潜水含水层的水质监测点应不少于 5 个,可能受建设项目影响且具有饮用水开发利用价值的含水层 2-4 个。原则上建设项目场地上游和两侧的地下水水质监测点均不得少于 1 个,建设项目场地及其下游影响区的地下水水质监测点不得少于 2 个。由于本项目各井场均位于同一水文地质单元,且各井场距离较近,因此本项目各井场按照同一场地进行监测布点,共布设 7 个水质监测点和 15 个水位监测点。

4.3.2.1 地下水位监测

(1) 监测点位

根据本项目地层特征,以及地下水含水层特点和区域水资源开发利用情况,参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ 610-2016),在本项目周边及区域内布设地下水水位监测点 15 个,其中,潜水水位监测点 10 个,承压水水位监测点 5 个。

表 4.3-5 地下水水位监测点基本情况表

编号	监测点位置	监测层位	水位 m	井深 (m)	水井功能
1#	祝三乡	潜水层	143.8	35.0	农业灌溉
2#	新福乡	潜水层	134.5	30.0	农业灌溉
3#	永乐镇	潜水层	138.3	35.0	农业灌溉
4#	杏山村	潜水层	160.3	30.0	农业灌溉
5#	永胜乡	潜水层	155.9	30.5	农业灌溉
6#	丰乐镇	潜水层	158.5	25.5	农业灌溉
7#	托古村	潜水层	143.8	20.5	农业灌溉

8#	乐园村	潜水层	145.1	30.0	农业灌溉
9#	富强村	潜水层	182.4	35.0	农业灌溉
10#	肇安村	潜水层	148.3	35.0	农业灌溉
11#	杏山乡	承压水	153.1	70.0	农业灌溉
12#	永乐乡	承压水	133.2	66.0	农业灌溉
13#	丰乐镇	承压水	148.5	65.5	农业灌溉
14#	肇州镇	承压水	137.2	65.0	农业灌溉
15#	祝三乡	承压水	136.6	85.0	农业灌溉

(2) 监测频率

本项目位于松嫩平原区低平原区，依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）中表 4 中的要求，本次地下水位监测频率为一期。

(3) 现状地下水流场

①承压水流场

本次对区域承压水水位进行了监测，承压水井和潜水井分布位置能够覆盖项目区域，监测井情况见表 4.3-5，评价区内承压水地下水流总体由东北向西南，地下水水力坡度 0.5‰。承压水等水位线图见附图 12。

②第四系孔隙潜水流场

本次对区域潜水水位进行了监测，具体见表 4.3-5，评价区内地下水流由东北向西南，地下水水力坡度 0.3‰。潜水地下水等水位线图见附图 11。

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 5-2。

地下水水质监测布点信息见表 4.3-6。

表 4.3-6 地下水水质监测布点信息表

编号	监测点位	监测层位	坐标	相对位置	井深 (m)	与地下水流向关系	水井功能
D1	绿色草原牧场第十二作	潜水	125.25828 45.66277	州 39-扶平 3 井场东 北 600m	13	上游水井	灌溉

	业区水井						
D2	绿色草原牧场第二作业区水井	潜水	125.32408 45.65539	肇 27-扶平 4 新建管线西 100m	15	侧向水井	灌溉生产
D3	东牛场屯水井	潜水	125.34801 45.65357	1 平台井场东北侧 1350m	20	侧向水井	灌溉
D4	沃格屯水井	潜水	125.28293 45.64199	3 号平台井场东北侧 1260m	18	区域内水井	灌溉
D5	散户水井	潜水	125.25707 45.60699	5 号平台井场东南侧 2570m	15	下游水井	灌溉
D6	绿色草原牧场第十二作业区水井	承压水	125.28392 45.64184	3 号平台井场东北侧 1150m	65	区域内水井	灌溉
D7	绿色草原牧场第二作业区水井	承压水	125.25804 45.60573	5 号平台井场东南侧 2500m	65	下游水井	灌溉

(3) 监测时间及频次

2025 年 3 月 16 日对地下水水质监测井取样 1 次。

(4) 监测结果

地下水水质现状监测结果见表 4.3-7。

表 4.3-7 地下水水质现状监测结果

单位: mg/L (pH 无量纲、总大肠菌群 MPN/100mL、菌落总数 CFU/mL)

监测时间	2025.03.16							
监测项目	巨宝山屯(孙家、潜水)	商混站水井(韩家、潜水)	三家子屯(苏家、潜水)	南岗屯(陈家、潜水)	南岗屯(王家、承压水)	黄希友屯(周家、承压水)	黄希友屯(白家、潜水)	标准限值
K ⁺	2.10	1.90	3.00	2.30	1.20	1.10	2.5	-
Na ⁺	58.2	51.4	62.4	58.4	43.2	41.5	60.3	≤200
Ca ²⁺	48.3	41.3	52.1	48.3	34.5	32.6	51.4	-
Mg ²⁺	10.1	8.90	11.1	9.90	6.50	6.30	10.6	-
HCO ₃ ⁻	225	202	243	212	164	161	237	-
CO ₃ ²⁻	5L	5L	5L	5L	5L	5L	5L	-
Cl ⁻	43.7	48.3	51.5	45.6	31.3	30.5	50.5	≤250
SO ₄ ²⁻	37.5	31.5	44.8	39.6	24.5	25.5	45.8	≤250
pH	7.6	7.7	7.7	7.6	7.5	7.6	7.8	6.5~8.5

总硬度（以CaCO ₃ 计）	163	140	177	162	113	108	173	≤450
溶解性总固体	506	455	556	497	362	352	544	≤1000
耗氧量 (COD _{Mn} 法， 以 O ₂ 计)	1.9	2.2	2.1	2.0	1.7	1.8	2.1	≤3.0
挥发酚	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤0.002
氰化物	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	≤0.05
氟化物	0.511	0.498	0.434	0.512	0.372	0.404	0.477	≤1.0
硝酸盐(以 N 计)	2.43	2.56	2.11	1.98	1.41	1.75	2.18	≤20
亚硝酸盐(以 N 计)	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	≤1.0
氨氮	0.197	0.241	0.231	0.194	0.112	0.133	0.241	≤0.5
六价铬	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	≤0.05
砷	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤0.01
铅	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	≤0.01
铁	0.26	0.28	0.27	0.26	0.21	0.20	0.28	≤0.3
汞	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	≤0.001
锰	0.10	0.12	0.09	0.11	0.03	0.02	0.10	≤0.1
镉	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	≤0.005
石油类	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	≤0.05
总大肠菌群	2L	2L	2L	2L	2L	2L	2L	≤3.0
菌落总数	11	12	10	11	7	6	10	≤100
硫化物	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	≤0.02
钡	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	≤0.70

4.3.2.3 地下水水质现状评价

(1) 评价标准

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

(2) 评价方法

采用单因子标准指数法对地下水水质现状监测结果进行评价，评价模式如下：

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

式中：S_{ij}——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 4.3-9、表 4.3-10。

表 4.3-9 地下水单因子标准指数计算结果

监测时间	2025.03.16						
监测项目	巨宝山屯(孙家、潜水)	商混站水井(韩家、潜水)	三家子屯(苏家、潜水)	南岗屯(陈家、潜水)	南岗屯(王家、承压水)	黄希友屯(周家、承压水)	黄希友屯(白家、潜水)
钠	0.29	0.26	0.31	0.29	0.22	0.21	0.3
pH 值	0.4	0.47	0.47	0.4	0.33	0.4	0.53
总硬度	0.36	0.31	0.39	0.36	0.25	0.24	0.38
溶解性总固体	0.51	0.46	0.56	0.5	0.36	0.35	0.54
耗氧量	0.63	0.73	0.7	0.67	0.57	0.6	0.7
氟化物	0.51	0.5	0.43	0.51	0.37	0.4	0.48
硝酸盐氮	0.12	0.13	0.11	0.1	0.07	0.09	0.11

氨氮	0.39	0.48	0.46	0.39	0.22	0.27	0.48
铁	0.87	0.93	0.9	0.87	0.7	0.67	0.93
锰	1	1.2	0.9	1.1	0.3	0.2	1
菌落总数	0.11	0.12	0.1	0.11	0.07	0.06	0.1
亚硝酸盐氮	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
砷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
汞	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
铅	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
挥发酚	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
石油类	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
六价铬	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
总大肠菌群	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
硫化物	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
钡	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出

(4) 现状评价结论

由以上地下水单因子标准指数分析可知，评价区域地下水潜水水质除锰外均满足《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。

评价区域承压水水质均满足《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。

(5) 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 4.3-11。

表 4.3-11 舒卡列夫分类表

含量>25%Meq 的离子	HCO_3	HCO_3+SO_4	HCO_3+SO_4+Cl	HCO_3+Cl	SO_4	SO_4+Cl	Cl
Ca	1	8	15	22	29	36	43
Ca+Mg	2	9	16	23	30	37	44
Mg	3	10	17	24	31	38	45

含量>25%Meq 的离子	HCO ₃	HCO ₃ +SO ₄	HCO ₃ +SO ₄ +Cl	HCO ₃ +Cl	SO ₄	SO ₄ +Cl	Cl
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。

根据本项目地下水监测结果，分别计算承压水、潜水各监测点位中 SO₄²⁻、Cl⁻、HCO₃⁻、CO₃²⁻、Ca²⁺、Mg²⁺、Na⁺、K⁺浓度均值，进而计算各离子 Meq（毫克当量）百分数及监测点位矿化度，从而对工程区域内承压水、潜水的水化学类型进行分类，工程所在地潜水水质八大离子浓度统计结果见表 4.3-12，工程所在地承压水水质八大离子浓度统计结果见表 4.3-13。

表 4.3-12 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 (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
巨宝山屯(孙 家、潜水)	K ⁺	0.054	0.922	5.841	1.06	0.42
	Na ⁺	2.530	43.322			
	Ca ²⁺	2.415	41.346			
	Mg ²⁺	0.842	14.410			
	HCO ₃ ⁻	3.689	64.503	5.718		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	1.249	21.834			
	SO ₄ ²⁻	0.781	13.662			
商混站水井 (韩家、潜 水)	K ⁺	0.049	0.957	5.090	2.47	0.39
	Na ⁺	2.235	43.904			
	Ca ²⁺	2.065	40.568			
	Mg ²⁺	0.742	14.571			
	HCO ₃ ⁻	3.311	61.923	5.348		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	1.380	25.805			
	SO ₄ ²⁻	0.656	12.272			
三家子屯(苏 家、潜水)	K ⁺	0.077	1.217	6.320	0.54	0.47
	Na ⁺	2.713	42.928			
	Ca ²⁺	2.605	41.219			
	Mg ²⁺	0.925	14.636			

	HCO ₃ ⁻	3.984	62.357	6.388		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	1.471	23.033			
	SO ₄ ²⁻	0.933	14.610			
南岗屯（陈家、潜水）	K ⁺	0.059	1.010	5.838	2.05	0.42
	Na ⁺	2.539	43.492			
	Ca ²⁺	2.415	41.366			
	Mg ²⁺	0.825	14.131			
	HCO ₃ ⁻	3.475	62.025	5.603		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	1.303	23.252			
	SO ₄ ²⁻	0.825	14.724			
黄希友屯（白家、潜水）	K ⁺	0.064	1.044	6.139	1.15	0.46
	Na ⁺	2.622	42.705			
	Ca ²⁺	2.570	41.862			
	Mg ²⁺	0.883	14.388			
	HCO ₃ ⁻	3.885	61.845	6.282		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	1.443	22.967			
	SO ₄ ²⁻	0.954	15.188			

表 4.3-13 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 (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
南岗屯(王家、承压水)	K ⁺	0.031	0.737	4.176	1.00	0.31
	Na ⁺	1.878	44.981			
	Ca ²⁺	1.725	41.310			
	Mg ²⁺	0.542	12.972			
	HCO ₃ ⁻	2.689	65.682	4.093		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	0.894	21.848			
	SO ₄ ²⁻	0.510	12.470			
黄希友屯(周家、承压水)	K ⁺	0.028	0.707	3.988	0.68	0.30
	Na ⁺	1.804	45.250			
	Ca ²⁺	1.630	40.877			
	Mg ²⁺	0.525	13.166			
	HCO ₃ ⁻	2.639	65.298	4.042		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			

	Cl ⁻	0.871	21.559			
	SO ₄ ²⁻	0.531	13.143			
	SO ₄ ²⁻	0.028	0.707			

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 型淡水型及 HCO₃+Cl -Na+Ca，25-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，评价区域地下水潜水水质除锰外均满足《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。评价区域承压水水质均满足《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。评价区域地下水化学类型主要为 4-A 型 HCO₃- Na+Ca 淡水及 25-A 型 HCO₃+Cl -Na+Ca 淡水。

4.3.3 地表水环境质量现状

本项目运营期不排放废水，属于水污染影响型三级 B 评价，可不开展区域污染源调查。本项目评价范围内地表水体为州 39-扶平 3 井场北侧 1km 八一水库、5 号平台井场东侧 85m 北大干渠、5 号平台井场东南 1km 老安肇新河、2 号平台井场西南 980m 牛毛沟。在调查了地表水监控断面达标情况的基础上，为进一步了解区域内地表水现状数据，大庆中环评价检测有限公司于 2025 年 3 月 15 日~16 日对本项目周边的地表水体进行了监测。

4.3.3.1 地表水环境质量调查

根据《2023 年大庆市生态环境状况公报》，2023 年大庆市 6 个国控考核断面（白沙滩断面、嫩江口内断面、肇源断面、拉林河口下断面、红旗水库出口断面、古恰泄洪闸口断面）中，5 个（白沙滩断面、嫩江口内断面、肇源断面、拉林河口下断面、红旗水库出口断面）达到《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准，国控考核断面水质优良率 83.3%。

4.3.3.2 地表水环境质量现状监测

(1) 监测点位

本次评价布设 6 个监测点和监测断面，监测点布设情况见表 4.3-16。

表 4.3-16 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
W1	八一水库	州 39-扶平 3 井场北 1km	125.24808,45.66867
W2	北大干渠 1#	肇 27-扶平 4 井场北 180m	125.23604,45.66395
W3	北大干渠 2#	5 号平台井场南 1.25km	125.24054,45.61316
W4	老安肇新河 1#断面	5 号平台井场南 1.24km	125.23991,45.61273
W5	老安肇新河 2#断面	2 号平台井场东南 3.4km	125.35266,45.61501
W6	牛毛沟	2 号平台井场西南 0.98m	125.30597,45.62797

(2) 监测因子

pH、COD、高锰酸盐指数、氨氮、BOD₅、总磷、总氮、石油类、溶解氧、水温。

(3) 监测时间

2025 年 3 月 15 日~16 日。

(4) 监测频率

连续取样 2 天，每天一次；溶解氧和水温每间隔 6 h 取样监测一次。

(5) 监测结果

水质监测数据见表 4.3-17。

表 4.3-17 地表水监测数据表 单位：mg/L (pH 无量纲)

监测时间		2025.03.15	2025.03.16
监测点位		八一水库	
监测项目	单位	DB250315K01	DB250316K01
pH	无量纲	7.7	7.8
COD _{Cr}	mg/L	38	35
BOD ₅	mg/L	2.8	2.6
氨氮	mg/L	0.122	0.109
总磷	mg/L	0.03	0.02
总氮	mg/L	0.79	0.66
石油类	mg/L	0.01L	0.01L
高锰酸盐指数	mg/L	2.1	2.0
溶解氧 (mg/L)	07:09	4.8	4.6
	13:02	5.5	5.3
	19:07	6.3	5.7

	01:05	5.1	6.0
水温 (°C)	07:09	1.9	2.0
	13:02	3.0	3.1
	19:07	2.5	2.4
	01:05	1.8	1.9
监测点位		北大干渠 1#	
监测项目	单位	DB250315K02	DB250316K02
pH	无量纲	8.9	8.8
CODcr	mg/L	156	147
BOD ₅	mg/L	41.3	38.9
氨氮	mg/L	1.44	1.57
总磷	mg/L	0.12	0.11
总氮	mg/L	3.13	3.25
石油类	mg/L	0.01L	0.01L
高锰酸盐指数	mg/L	6.6	6.1
溶解氧 (mg/L)	07:09	6.3	5.1
	13:02	4.9	6.1
	19:07	6.7	5.8
	01:05	7.2	4.8
水温 (°C)	07:09	1.8	1.9
	13:02	3.1	3.2
	19:07	2.4	2.5
	01:05	1.7	1.8
监测点位		北大干渠 2#	
监测项目	单位	DB250315K03	DB250316K03
pH	无量纲	8.1	8.3
CODcr	mg/L	101	112
BOD ₅	mg/L	28.9	30.1
氨氮	mg/L	1.11	1.04
总磷	mg/L	0.09	0.10
总氮	mg/L	2.79	2.96
石油类	mg/L	0.01L	0.01L
高锰酸盐指数	mg/L	4.2	4.5
溶解氧 (mg/L)	07:09	5.1	6.0
	13:02	5.5	5.1
	19:07	6.0	5.7
	01:05	4.9	5.2
水温 (°C)	07:09	1.9	2.1
	13:02	3.3	3.2

	19:07	2.2	2.4
	01:05	1.8	2.0
监测点位		老安肇新河 1#断面	
监测项目	单位	DB250315K04	DB250316K04
pH	无量纲	7.9	8.0
CODcr	mg/L	84	78
BOD ₅	mg/L	21.2	20.5
氨氮	mg/L	0.472	0.465
总磷	mg/L	0.07	0.08
总氮	mg/L	0.96	0.89
石油类	mg/L	0.01L	0.01L
高锰酸盐指数	mg/L	3.3	3.5
溶解氧 (mg/L)	07:09	4.9	5.3
	13:02	5.7	4.8
	19:07	6.1	5.4
	01:05	6.6	4.7
水温 (°C)	07:09	2.0	2.1
	13:02	3.2	3.1
	19:07	2.5	2.3
	01:05	1.9	1.8
监测点位		老安肇新河 2#断面	
监测项目	单位	DB250315K05	DB250316K05
pH	无量纲	8.3	8.2
CODcr	mg/L	64	62
BOD ₅	mg/L	15.4	14.8
氨氮	mg/L	0.404	0.414
总磷	mg/L	0.06	0.07
总氮	mg/L	0.81	0.92
石油类	mg/L	0.01L	0.01L
高锰酸盐指数	mg/L	3.7	4.0
溶解氧 (mg/L)	07:09	5.0	4.6
	13:02	4.9	5.5
	19:07	6.5	6.1
	01:05	5.3	4.8
水温 (°C)	07:09	2.0	1.9
	13:02	3.4	3.5
	19:07	2.6	2.5
	01:05	1.8	1.9
监测点位		牛毛沟	

监测项目	单位	DB250315K06	DB250316K06
pH	无量纲	8.1	8.2
COD _{Cr}	mg/L	92	89
BOD ₅	mg/L	21.2	20.3
氨氮	mg/L	0.524	0.534
总磷	mg/L	0.11	0.10
总氮	mg/L	1.42	1.38
石油类	mg/L	0.01L	0.01L
高锰酸盐指数	mg/L	4.2	4.4
溶解氧（mg/L）	07:09	5.3	6.6
	13:02	7.2	5.1
	19:07	6.1	7.3
	01:05	5.4	7.1
水温（℃）	07:09	1.9	2.1
	13:02	3.3	3.2
	19:07	2.4	2.5
	01:05	1.8	2.0

4.3.3.3 地表水环境质量现状结论

项目区域地表水体均无环境功能区划，不执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002），由监测结果可知，以上地表水体中本项目特征因子石油类未检出。本次监测掌握了项目周边地表水体水质现状，为后续项目投产运行后及时了解地表水环境质量变化提供参考依据。

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，选取距本项目最近的声环境敏感点，根据拟建井场布置情况进行布点，监测点布设见表 4.3-18，具体监测点位见附图 10。

表 4.3-18 声环境现状监测点位表

序号	监测点	监测坐标	项目位置关系
N1	马营子屯	125.25983,45.65365	4#平台新建管线南 100m
N2	火烧羊屯	125.26811,45.63976	3 号平台井场集油管线东 80m
N3	太吉小学	125.25793,45.65961	州 39-扶平 3 井场东 270m

（2）监测时间及频次

监测时间：2025 年 3 月 17 日~18 日

监测频次：连续监测 2 天，昼夜各 1 次。

(3) 监测结果

声环境现状监测结果见表 4.3-19。

表 4.3-19 声环境现状监测结果表 单位：dB (A)

监测点位	2025.03.17		2025.03.18	
	昼间	夜间	昼间	夜间
马营子屯	47.3	43.2	47.5	43.9
火烧羊屯	48.5	44.0	48.1	44.1
太吉小学	45.4	41.7	45.9	41.4

4.3.4.2 声环境质量现状评价

(1) 评价标准

根据建设项目区域声环境功能区划，村屯和学校声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）1 类标准。

(2) 评价方法

声环境质量现状评价采用对标法进行评价。

(3) 评价结论

由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，马营子屯、火烧羊屯和太吉小学声环境满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）1 类标准。

4.3.5 土壤质量现状监测与评价

4.3.5.1 土壤理化特性调查

本项目评价范围内主要为草甸土，在充分收集资料的基础上，根据土壤环境影响类型、建设项目特征与评价需要，有针对性地选择土壤理化特性调查内容，具体土壤理化特性调查见表 4.3-20，区域内土壤构型（土壤剖面）见表 4.3-21。

表 4.3-20 土壤理化特性调查表

时间		2025.03.14		
点号		拟建金 251-扶平 6 井场		
层次		0-50cm	50-150cm	150-300cm
现场记录	颜色	黑色	黑色	黑色
	结构	面状	面状	面状
	质地	壤土	壤土	壤土
	砂砾含量	25~45%	25~45%	25~45%
	其他异物	植物根系	--	--
实验室测定	pH 值	7.99	8.08	7.74
	阳离子交换量(cmol+/kg)	10.8	11.5	12.2

		氧化还原电位 (mv)	188	201	193
		饱和导水率(mm/min)	1.341	1.295	1.322
		土壤容重 (g/cm ³)	1.41	1.48	1.39
		孔隙度(%)	46.8	44.2	47.5
点号		2 号平台新建管线临时占草地处			
层次		0-20cm			
现场记录	颜色	黄褐色			
	结构	块状			
	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	8.08			
	阳离子交换量(cmol+/kg)	11.7			
	氧化还原电位 (mv)	184			
	饱和导水率(mm/min)	1.360			
	土壤容重 (g/cm ³)	1.40			
	孔隙度(%)	47.2			

表 4.3-21 区域内土壤构型（土壤剖面）

点号	景观照片	土壤剖面照片	层次
拟建金 251-扶 平 6 井 场			0-0.5m 面状结构 壤土
			0.5-1.5m 面状结构 壤土
			1.5-3m 面状结构 壤土
			
2 号平		/	0-0.2m 块状结构 壤土

台新建 管线临时占草地处			
注：应给出带标尺的土壤剖面照片及其景观照片			
根据土壤分层情况描述土壤的理化特性			

4.3.5.2 土壤环境质量现状监测

（1）采样点布设

本项目土壤环境影响类型属于污染影响型项目，评价等级为一级，确定本项目占地范围内共布设 2 个表层样监测点，5 个柱状样监测点，占地范围外共布设 4 个表层样点，土壤现状监测点位详见表 4.3-22，本项目区域土壤类型分布图见附 9，监测点位置见附图 10。

表 4.3-22 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
S1	拟建 2 号拉油点	125.26122 45.65703	《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
S2	拟建 5#平台井场	125.23510 45.62418		草甸土	采取柱状样，在 0~0.5m、 0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
S3	拟建金 251-扶平 6 井场	125.31241 45.65886		草甸土	采取柱状样，在 0~0.5m、 0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
S4	拟建 2#平台井场	125.32881 45.63886		草甸土	采取柱状样，在 0~0.5m、 0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
S5	拟建 1#平台井场	125.33349 45.64650		草甸土	采取柱状样，在 0~0.5m、 0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
S6	拟建 3#平台井场	125.26681 45.63641		草甸土	采取表层样，在 0~0.2m 取 样
S7	拟建肇 27-扶平 2 井场	125.23541 45.66287		草甸土	采取表层样，在 0~0.2m 取 样

S8	小后屯	125.30773 45.66049	《土壤环境质量 建设用地土壤污 染风险管控标准 (试行)》 (GB36600- 2018)中第一类 用地筛选值	草甸土	采取表层样,在 0~0.2m 取 样
S9	拟建肇 27-扶平 2 井场北侧 100m 耕地	125.23589 45.66343	《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(其他)	草甸土	采取表层样,在 0~0.2m 取 样
S10	拟建 2#平台井场 南侧 100m 草地	125.32880 45.63787		草甸土	采取表层样,在 0~0.2m 取 样
S11	拟建 5#平台井场 西侧 100m 稻田 地	125.23263 45.62418	《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(水田)	草甸土	采取表层样,在 0~0.2m 取 样

(2) 监测项目

S1#~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、蒈、萘、苯并(a)蒈、苯并(b)蒈、苯并(k)蒈、苯并(a)芘、茚并(1,2,3-cd)芘、二苯并(a,h)蒈、石油烃(C₁₀-C₄₀)、石油类、石油烃(C₆-C₉)、水溶性盐总量,共 50 项。

S8#点位监测项目: pH、Cd、Hg、As、Pb、Cr(六价)、Cu、Ni、石油烃(C₁₀-C₄₀)、石油类、石油烃(C₆-C₉)、水溶性盐总量,共 12 项。

S9#~11#点位监测项目: pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃(C₁₀-C₄₀)、石油类、石油烃(C₆-C₉)、水溶性盐总量,共 13 项。

(3) 监测时间

2025 年 3 月 14 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 4.3-23 建设用地土壤环境质量现状监测结果 单位: mg/kg (pH 无量纲)

序号	监测项目	监测点位					
		S1#			S2#		
		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m
1	pH	7.79	8.23	7.84	8.11	7.85	7.96
2	镉 (Cd)	0.08	0.11	0.09	0.10	0.07	0.08
3	汞 (Hg)	0.015	0.021	0.016	0.023	0.018	0.022
4	砷 (As)	3.36	3.41	3.25	3.28	3.37	3.31
5	铅 (Pb)	16	21	17	14	20	19
6	铬 (六价)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
7	铜 (Cu)	19	23	15	21	24	18
8	镍 (Ni)	25	16	18	24	26	27
9	水溶性盐总量	500	700	900	700	600	500
10	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
11	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
12	石油类	15	12	13	11	12	10
序号	监测项目	监测点位					
		S3#			S4#		
		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m
1	pH	7.99	8.08	7.74	7.88	8.13	8.05
2	镉 (Cd)	0.11	0.09	0.07	0.10	0.11	0.12
3	汞 (Hg)	0.017	0.019	0.023	0.016	0.022	0.021
4	砷 (As)	3.44	3.28	3.36	3.33	3.40	3.27
5	铅 (Pb)	16	17	21	19	20	14
6	铬 (六价)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
7	铜 (Cu)	20	18	23	21	16	22
8	镍 (Ni)	21	19	24	22	18	23
9	水溶性盐总量	600	700	800	800	600	700
10	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
11	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
12	石油类	10	13	12	12	14	10
序号	监测项目	监测点位					
		S5#			/		
		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	/	/	/
1	pH	8.03	7.97	8.11	/	/	/
2	镉 (Cd)	0.11	0.10	0.07	/	/	/
3	汞 (Hg)	0.017	0.021	0.015	/	/	/
4	砷 (As)	3.36	3.24	3.33	/	/	/

5	铅 (Pb)	17	13	22	/	/	/
6	铬 (六价)	未检出	未检出	未检出	/	/	/
7	铜 (Cu)	14	20	18	/	/	/
8	镍 (Ni)	19	24	25	/	/	/
9	水溶性盐总量	600	800	600	/	/	/
10	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	未检出	未检出	未检出	/	/	/
11	石油烃 (C ₆ -C ₉)	未检出	未检出	未检出	/	/	/
12	石油类	12	10	11	/	/	/

续表 4.3-23 建设用地上壤环境质量现状监测结果 单位: mg/kg (pH 无量纲)

序号	监测项目	监测点位		
		S6#	S7#	S8#
		0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m
1	pH	8.03	7.78	7.74
2	镉 (Cd)	0.11	0.07	0.08
3	汞 (Hg)	0.018	0.023	0.016
4	砷 (As)	3.33	3.27	3.32
5	铅 (Pb)	18	21	19
6	铬 (六价)	未检出	未检出	未检出
7	铜 (Cu)	16	11	13
8	镍 (Ni)	24	20	25
9	水溶性盐总量	600	800	600
10	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	未检出	未检出	未检出
11	石油烃 (C ₆ -C ₉)	未检出	未检出	未检出
12	石油类	15	10	12

续表 4.2-24 建设用地柱状及表层样土壤监测实测值 单位: mg/kg (pH 除外)

序号	监测项目	监测点位	序号	监测项目	监测点位
		S1#~S7#点			S1#~S7#点
1	四氯化碳	未检出	20	氯苯	未检出
2	氯仿	未检出	21	1,2-二氯苯	未检出
3	氯甲烷	未检出	22	1,4-二氯苯	未检出
4	1,1-二氯乙烷	未检出	23	乙苯	未检出
5	1,2-二氯乙烷	未检出	24	苯乙烯	未检出
6	1,1-二氯乙烯	未检出	25	甲苯	未检出
7	顺-1,2-二氯乙烯	未检出	26	间, 对二甲苯	未检出
8	反-1,2-二氯乙烯	未检出	27	邻二甲苯	未检出
9	二氯甲烷	未检出	28	硝基苯	未检出
10	1,2-二氯丙烷	未检出	29	苯胺	未检出

11	1,1,1,2-四氯乙烷	未检出	30	2-氯酚	未检出
12	1,1,2,2-四氯乙烷	未检出	31	苯并[a]蒽	未检出
13	四氯乙烯	未检出	32	苯并[a]芘	未检出
14	1,1,1-三氯乙烷	未检出	33	苯并[b]荧蒽	未检出
15	1,1,2-三氯乙烷	未检出	34	苯并[k]荧蒽	未检出
16	三氯乙烯	未检出	35	蒽	未检出
17	1,2,3-三氯丙烷	未检出	36	二苯并[a, h]蒽	未检出
18	氯乙烯	未检出	37	茚并[1,2,3-cd]芘	未检出
19	苯	未检出	38	萘	未检出

表 4.2-25 农用地土壤监测实测值 单位: mg/kg (pH 除外)

监测时间	2025.03.14		
监测项目	监测点位及监测结果		
	S9#	S10#	S11#
	(0m-0.2m)	(0m-0.2m)	(0m-0.2m)
pH	7.95	8.06	7.77
镉 (Cd)	0.12	0.11	0.07
汞 (Hg)	0.018	0.017	0.021
砷 (As)	3.37	3.33	3.25
铅 (Pb)	19	15	17
铬 (Cr)	51	52	41
铜 (Cu)	18	16	13
镍 (Ni)	19	18	20
锌 (Zn)	63	46	59
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	未检出	未检出	未检出
石油烃 (C ₆ -C ₉)	未检出	未检出	未检出
石油类	11	12	14
水溶性盐总量	600	600	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#~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)中表 1 建设用地土壤污染风险筛选值(基本项目)中第二类用地筛选

值标准，以及表 2（其他项目）中第二类用地筛选值标准；8#监测点位土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 建设用地土壤污染风险筛选值（基本项目）中第一类用地筛选值标准，以及表 2（其他项目）中第一类用地筛选值标准；9#~11#监测点位土壤执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 农用地土壤风险筛选值（基本项目）中标准。

（3）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 4.3-26 和表 4.2-27。农用地土壤环境质量现状评价结果见表 4.3-28。

表 4.2-26 建设用地土壤环境质量现状评价结果

序号	监测项目	监测点位					
		S1#			S2#		
		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m
1	pH	/	/	/	/	/	/
2	镉（Cd）	0.001	0.002	0.001	0.002	0.001	0.001
3	汞（Hg）	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001
4	砷（As）	0.056	0.057	0.054	0.055	0.056	0.055
5	铅（Pb）	0.02	0.026	0.021	0.018	0.025	0.024
6	铬（六价）	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
7	铜（Cu）	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001
8	镍（Ni）	0.028	0.018	0.02	0.027	0.029	0.03
9	水溶性盐总量	/	/	/			
10	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
11	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
12	石油类	/	/	/	/	/	/
序号	监测项目	监测点位					
		S3#			S4#		
		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m
1	pH	/	/	/	/	/	/
2	镉（Cd）	0.002	0.001	0.001	0.002	0.002	0.002
3	汞（Hg）	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001
4	砷（As）	0.057	0.055	0.056	0.056	0.057	0.055
5	铅（Pb）	0.02	0.021	0.026	0.024	0.025	0.018
6	铬（六价）	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
7	铜（Cu）	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001
8	镍（Ni）	0.023	0.021	0.027	0.024	0.02	0.026

9	水溶性盐总量	/	/	/	/	/	/
10	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
11	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
12	石油类	/	/	/	/	/	/
序号	监测项目	监测点位					
		S5#			S6#	S7#	S8#
		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m
1	pH	/	/	/	/	/	/
2	镉（Cd）	0.002	0.002	0.001	0.002	0.001	0.004
3	汞（Hg）	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.002
4	砷（As）	0.056	0.054	0.056	0.056	0.055	0.166
5	铅（Pb）	0.021	0.016	0.028	0.023	0.026	0.048
6	铬（六价）	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
7	铜（Cu）	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.007
8	镍（Ni）	0.021	0.027	0.028	0.027	0.022	0.167
9	水溶性盐总量	/	/	/	/	/	/
10	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
11	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
12	石油类	/	/	/	/	/	/

表 4.2-27 建设用地土壤环境质量挥发性及半挥发性有机物现状评价结果

序号	监测项目	监测点位	序号	监测项目	监测点位
		S1#~S7#点			S1#~S7#点
1	四氯化碳	未检出	20	氯苯	未检出
2	氯仿	未检出	21	1,2-二氯苯	未检出
3	氯甲烷	未检出	22	1,4-二氯苯	未检出
4	1,1-二氯乙烷	未检出	23	乙苯	未检出
5	1,2-二氯乙烷	未检出	24	苯乙烯	未检出
6	1,1-二氯乙烯	未检出	25	甲苯	未检出
7	顺-1,2-二氯乙烯	未检出	26	间二甲苯+对二甲苯	未检出
8	反-1,2-二氯乙烯	未检出	27	邻二甲苯	未检出
9	二氯甲烷	未检出	28	硝基苯	未检出
10	1,2-二氯丙烷	未检出	29	苯胺	未检出
11	1,1,1,2-四氯乙烷	未检出	30	2-氯酚	未检出
12	1,1,2,2-四氯乙烷	未检出	31	苯并[a]蒽	未检出
13	四氯乙烯	未检出	32	苯并[a]芘	未检出
14	1,1,1-三氯乙烷	未检出	33	苯并[b]荧蒽	未检出
15	1,1,2-三氯乙烷	未检出	34	苯并[k]荧蒽	未检出

16	三氯乙烯	未检出	35	蒾	未检出
17	1,2,3-三氯丙烷	未检出	36	二苯并[a, h]蒽	未检出
18	氯乙烯	未检出	37	茚并[1,2,3-cd]芘	未检出
19	苯	未检出	38	萘	未检出

表 4.2-28 农用地土壤环境质量现状评价结果

监测项目	评价结果		
	S9# (0m-0.2m)	S10# (0m-0.2m)	S11# (0m-0.2m)
镉 (Cd)	0.2	0.18	0.09
汞 (Hg)	0.01	0.01	0.02
砷 (As)	0.13	0.13	0.16
铅 (Pb)	0.11	0.09	0.07
铬 (Cr)	0.2	0.21	0.12
铜 (Cu)	0.18	0.16	0.13
镍 (Ni)	0.1	0.09	0.11
锌 (Zn)	0.21	0.15	0.2
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	未检出	未检出	未检出
石油烃 (C ₆ -C ₉)	未检出	未检出	未检出
石油类	/	/	/

(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。项目区域土壤 pH 值在 7.74~8.23 之间，土壤含盐量在 0.5~0.9g/kg 之间，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。本项目永久占地内土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 建设用地土壤污染风险筛选值（基本项目）中第二类用地筛选值标准，以及表 2（其他项目）中第二类用地石油烃筛选值标准；评价范围内小后屯土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 建设用地土壤污染风险筛选值（基本项目）中第一类用地筛选值标准，以及表 2（其他项目）中第一类用地石油烃筛选值标准；评价范围内耕地（水田、旱地）和草地土壤满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 农用地土壤风险筛选值（基本项目）中标准。

4.3.6 生态环境现状评价

4.3.6.1 生态功能区划

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)，本项目所在区域属于安达-肇东-肇源农牧业与盐渍化控制生态功能区，该区主要生态系统服务功能盐渍化控制、生态系统产品提供。本工程区生态功能区划见表 4.3-29。

表 4.3-29 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 -6-1-3 安达-肇东-肇源农牧业与盐渍化控制生态功能区	盐渍化控制、生态系统产品提供	对草地进行恢复，禁止盲目开荒，对家畜实行圈养或轮牧，加大生态农业建设

本项目类型属于油田开采项目，项目建设不会对区域生态功能产生明显影响，满足该区域作为盐渍化控制、生态系统产品提供的生态系统服务功能需求。

4.3.6.2 生态环境质量现状调查

(1) 调查时间

接受委托以后，本公司于 2025 年 3 月对评价范围内的生态现状进行现场调查，对评价区植被、地形地貌进行初步判断，了解评价范围内的植被类型及生境类型。通过收集资料，结合遥感影像分析数据，据此进行生态现状评价。

(2) 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）及《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）要求，拟建井场和拉油点边界外扩 50m 范围及新建管线、道路沿线两侧外扩 300m 区域的生态环境，最终确定的生态评价面积为 846.7hm²。

(3) 调查方法

生态现状调查与评价采用《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）、《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）中的资料收集法、现场调查法、遥感调查法相结合的方法，进行定性或定量的分析评价。

①基础资料收集法

收集评价区域非生物因子特征（气候、土壤、地形地貌、水文地质等）、动植物类

型及分布、土壤侵蚀、生态功能区划、土地利用等资料，分析区域各生态要素现状情况，结合现场调查，得出区域动植物分布、土地利用及水土流失等现状情况。

②野外实地调查

现场勘查遵循整体与重点相结合的调查原则，在综合考虑主导生态因子结构与功能的完整性的同时，突出重点区域和关键时段的调查，并通过对评价区域的实际踏勘，核实收集资料及遥感解译的准确性，以获取实际资料和数据。

重要生态敏感区逐一调查核实其类型、等级、分布、保护对象、功能区划、保护要求等。

③遥感调查法

规划评价区域涉及区域范围较大，本次借助遥感手段调查区域生态系统、土地利用、植被分布、地形地貌等生态因子。

本次评价以充分反映生态环境信息为原则，运用 ERDAS IMAGINE、ARCGIS 等软件进行图像解译与制作。解译信息源主要为欧洲航天局哥白尼数据中心（ESA Copernicus Open Access Hub）下载的 Sentinel-2A 卫星（哨兵-2 号）遥感影像数据。

Sentinel 2 是由 Sentinel 2A 和 Sentinel 2B 两颗卫星组成，由欧洲航天局分别与 2015 年、2017 年发射的高分辨率多光谱成像卫星，搭载多光谱成像仪（MSI），覆盖 13 个工作波段，其中 4 个波段在 10 米，6 个波段在 20 米和 3 个波段在 60 米空间分辨率。两颗卫星轨道彼此相差 180°，每颗卫星重访周期为 10 天，两颗为 5 天。

根据实地考察和收集到的有关文字与图形资料，建立地物原型与卫星影像之间的直接解译标志，通过监督分类和人机交互判读分析方法，运用 ArcGIS 软件解译出评价范围内生态环境评价所需的植被、土地等相关数据，得到项目评价区域植被类型、土地利用等生态现状信息。

4.3.6.3 生态系统调查

（1）生态系统类型与生境质量现状

生态系统指在自然界的一定的空间内，生物与环境构成的统一整体，在这个统一整体中，生物与环境之间相互影响、相互制约，并在一定时期内处于相对稳定的动态平衡状态。评价区生态系统调查是采用卫星影像数据，时相为 2023 年 9 月。

根据植物区系、动物区系及其环境特点，依据《全国生态状况调查评估技术规范 生态系统遥感解译与野外核查》的分类方法，项目评价范围内生态系统类型主要有森林生态系统、草地生态系统，农田生态系统、城镇生态系统、湿地生态系统等，各类

生态系统的面积分布见表 4.3-30。评价范围内生态系统类型较丰富，各类型分布面积差异明显。

表 4.3-30 评价范围内主要生态系统分布现状

生态系统类型		面积 (hm ²)	比例 (%)
I级分类	II级分类		
森林生态系统	阔叶林	68.13	8.05
灌丛生态系统	阔叶灌丛	1.69	0.21
草地生态系统	稀疏草地	117.20	13.84
湿地生态系统	湖泊	49.65	5.86
农田生态系统	耕地	562.12	66.39
城镇生态系统	居住地	17.56	2.07
	工矿交通	30.35	3.58
合计		846.70	100

由上表可知，本项目生态评价范围内主要生态系统为耕地，占地面积为 562.12hm²，占评价范围的 66.39%；其次为稀疏草地，占地面积为 117.2hm²，占评价范围的 13.84%；阔叶林占地面积为 68.13hm²，占评价范围的 8.05%；此外，评价范围内还分布有湖泊、居住地等，总占地面积为 99.25hm²，占评价范围的 11.72%。本项目生态系统类型图见附图 15。

4.3.6.4 土地利用现状调查与评价

(1) 调查方法

根据国家或相关行业标准，建立科学的土地利用现状分类体系；利用卫星影像图作为基础数据源，对卫星遥感图像数据进行图像处理，结合野外踏勘资料及既有专题成果，建立基于土地利用现状分类系统的影像解译标志采用专题自动分类和人机交互解译相结合的方法，编制评价区土地利用现状图；采用遥感图像处理软件 ArcGIS 进行影像数据处理及专题矢量数据处理、分析。

(2) 调查结果

根据现场踏勘来看，项目附近以耕地和草地为主。根据《土地利用现状分类》（GB/T21010-2017）中的土地资源分类标准，项目评价区域内的土地利用类型可划分为旱地、乔木林地、其他草地等 9 种类型，评价区土地利用类型现状见表 4.3-31。

表 4.3-31 评价区土地利用现状一览表

序号	土地利用类型		面积 (hm ²)	比例
	一级分类	二级分类		
1	耕地	旱地	562.12	66.39
	林地	乔木林地	58.02	6.85

2		灌木林地	1.69	0.21
		其他林地	10.11	1.19
3	草地	其他草地	117.20	13.84
4	住宅用地	农村宅基地	17.56	2.07
5	交通运输用地	农村道路	20.44	2.41
		公路用地	9.91	1.17
6	水域及水利设施用地	坑塘水面	49.65	5.87
7	合计		846.70	100

由上表可知，本项目生态评价范围内主要土地利用类型为耕地，占地面积为 562.12hm²，占评价范围的 66.39%；其次为其他草地，占地面积为 117.2hm²，占评价范围的 13.84%；乔木林地占地面积为 58.02hm²，占评价范围的 6.85%；此外，评价范围内还分布有住宅用地、交通运输用地、水域及水利设施用地等，总占地面积为 99.25hm²，占评价范围的 11.72%。本项目土地利用现状图见附图 20。

4.3.6.5 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，本项目位于大庆市肇州县肇州镇、托古乡，不属于市级水土流失重点治理区和重点预防区。

本项目区域水土流失类型为风水蚀交错类型。成因主要是农业开发引起的水土流失。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；化学肥料的过渡使用对土壤、地下水的污染等。

目前我省经济社会发展的重要时期，经济社会发展总体形势对水土保持工作提出了新要求。全省水土流失综合防治逐步进入法制化轨道，重点地区水土流失治理成效显著，植被保护和生态修复初见成效，退耕还林还草面积得到巩固，黑土区保土蓄水功能持续增强，水土流失面积和强度呈现总体下降趋势。

4.3.6.6 防沙治沙情况调查

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

环境的开发建设项目，不得批准立项。环境保护行政主管部门在审批环境影响报告时，应当就报告中有关防沙治沙的内容征得同级林业行政主管部门同意。”

本项目位于大庆市肇州县，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》，不属于沙化土地所在县（区）。根据现场调查，项目占地区域未出现土壤沙化现象，为保护区域生态环境，针对本工程的具体特点，应制定生态环境影响减缓措施和防沙治沙措施。

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

4.3.6.7 生态敏感区现状调查

根据《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ19-2022）中生态敏感区定义，本项目所在区域不涉及国家公园、自然保护区、自然公园等自然保护地、世界自然遗产、生态保护红线等法定生态保护区；重要物种的天然集中分布区、栖息地，重要水生生物的产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道，迁徙鸟类的重要繁殖地、停歇地、越冬地以及野生动物迁徙通道等重要生境以及其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域。

4.3.6.8 植被现状调查及评价

评价区植被现状调查是应用植被生态学野外调查的方法确定植被的群落类型、对评价区生态系统中的宏观结构、功能、人类活动等群落水平上作出分析和比较，为该区实施可持续发展战略提供理论基础。

（1）植被类型与特征确定

按照植被类型图的编制原则和方法，根据现场植被调查的实际数据结合遥感影像数据，作为植被类型划分的划分依据。对项目区评价范围内的植物和植被进行调查。调查内容包括植被类型、分布、面积、物种基本组成、优势物种等。

（2）调查方法与步骤

评价区植被类型调查充分利用现有的调查和普查、土地详查、资源遥感调查等资料，与实地调查相结合，并采用综合的解译法进行分析。

实地调查采用线路调查与重点调查相结合的方法。在工程重点区域以及植被状况良好的区域进行重点调查；对于没有原生植被的区域采取线路调查；项目评级范围不涉及珍稀濒危植物，按照上述基础工作所收集的调查数据编撰评价区植物名录见表 4.3-32。

表 4.3-32 评价范围内植物信息表

科	属	种	拉丁名
杨柳科	杨属	青杨	<i>Populus pseudo-simonii</i>
榆科	榆属	榆树	<i>Ulmus pumila</i>
蔷薇科	杏属	山杏	<i>Prunus sibirica</i>
	地榆属	地榆	<i>Sanguisorba officinalis</i>
豆科	大豆属	小白花	<i>Glycine max L. Merrill</i>
		大豆	<i>Glycine max (L.) Merr.</i>
藜科	碱蓬属	碱蓬	<i>Suaeda glauca</i>
大戟科	铁苋菜属	铁苋菜	<i>Acalypha australis</i>
菊科	蒿属	艾蒿	<i>Artemisia argyi</i>
		野艾蒿	<i>Artemisia lavandulifolia</i>
	蒲公英属	东北蒲公英	<i>faraxacum ohwianum</i>
禾本科	芦苇属	芦苇	<i>Phragmites australis</i>
	赖草属	羊草	<i>Leymus chinensis</i>
	狗尾草属	狗尾草	<i>Setaria viridis</i>
	针茅属	丛生禾草	<i>bunch grass</i>
	稻属	水稻	<i>Oryza sativa</i>
	玉蜀黍属	玉米	<i>Zea mays</i>
香蒲科	香蒲属	香蒲	<i>Typha orientalis</i>

(3) 调查结果与分析

在卫片解译图片分析的基础上,通过现场针对性斑块详查,统计出评价区内各种植被的面积、种类和分布。经过调查分析,区域人工植被较少,主要为农作物和杨树、榆树林,自然植被主要为羊草、小白花、地榆、金莲花、禾草、草甸等碱生植被,植被群落结构单一,植物资源丰富度较低。各植被面积及比例见表 4.3-33。

表 4.3-33 评价区植被类型现状一览表

植被类型分类	面积 (hm ²)	比例 (%)
玉米、大豆、水稻等农作物	562.12	66.39
杨树	31.22	3.69
杨树、榆树	26.80	3.17
杨树幼林	10.11	1.19
山杏、柳灌丛	1.69	0.21
羊草、小白花、地榆、金莲花、草甸	117.20	13.84
农村宅基地	17.56	2.07
道路用地	30.35	3.58

水域及水利设施	49.65	5.86
合计	846.70	100.0

①杨树、榆树林：根据现场调查，项目区附近乔木植被主要为人工栽种的杨树、榆树林，主要分布在道路及村屯附近，属于人工乔木植被。评价范围内杨树、榆树面积为68.13hm²，占评价区总面积的8.05%。

②丛生羊草草甸：评价范围内自然植被主要为各类杂草，包括羊草、小白花、地榆、金莲花等草甸，其中羊草、小白花、地榆为当地的优势草本，面积为117.2hm²，占评价区总面积的13.84%，主要分布在荒草地地段。

③农作物：主要为人工草本植被，总面积为562.12hm²，占评价区总面积的66.39%，主要分布在评价区北部人类活动较为频繁的区域。本项目植被类型图见附图13。

（4）主要植被特征

评价区域乔木林地主要为防护林，经过多年建设，在评价区内已经形成林网体系。耕地防护林树种均为杨树，已有30几年的树龄，胸径20~30cm，树高10~15m，多为成树林和近熟林。

青杨林：是东北地区习见树种。杨柳科，属落叶乔木，高可达30米。性喜湿润或干燥寒冷的气候，树冠阔卵形；树皮初光滑，灰绿色，老时暗灰色，沟裂。枝圆柱形，有时具角棱，幼时橄榄绿色，后变为橙黄色至灰黄色，无毛。芽长圆锥形，无毛，紫褐色或黄褐色，多粘质。短枝叶卵形、椭圆状卵形、椭圆形或狭卵形，长5-10厘米，宽3.5-7厘米，最宽处在中部以下，先端渐尖或突渐尖，基部圆形，稀近心形或阔楔形，边缘具腺圆锯齿，上面亮绿色，下面绿白色，脉两面隆起，尤以下面为明显，具侧脉5-7条，无毛，叶柄圆柱形，长2-7厘米，无毛；长枝或萌枝叶较大，卵状长圆形，长10-20厘米，基部常微心形；叶柄圆柱形，长1-3厘米，无毛。雄花序长5-6厘米，雄蕊30-35，苞片条裂；雌花序长4-5厘米，柱头2-4裂；果序长10-15（20）厘米。蒴果卵圆形，长6-9毫米，3-4瓣裂，稀2瓣裂。花期3-5月，果期5-7月。常见于人造青杨防护林，在本项目评价范围内均分布于道路和耕地旁，带状分布。

羊草：多年生草本。秆丛生，直立或基部倾斜，高25-70厘米，径1-2毫米，具3至多节，节上无毛或具白色髯毛；叶鞘无毛，多密集于基部而相互跨覆，常短于节间；叶舌膜质，长约1毫米，具纤毛；叶片线形，长5-16厘米，宽2-3毫米，顶生者常缩短，先端渐尖，基部圆形，两面疏生疣基柔毛或下面无毛。总状花序4至多数着生于秆顶呈指状，长3-7厘米，纤细，灰绿色或带紫褐色，总状花序轴节间与小穗柄两侧具白色丝状毛；无柄小穗长圆状披针形，长4-5毫米，基盘具髯毛；第一颖草质，背部中央略下凹，具5-7脉，下部1/3具丝状柔毛，边缘内卷成2脊，脊上粗糙，先端钝或带膜质；第二颖舟形，

中部以上具纤毛；脊上粗糙，边缘亦膜质；第一外稃长圆状披针形，长约3毫米，先端尖，边缘上部疏生纤毛；第二外稃退化成线形，先端延伸成一膝曲扭转的芒，芒长10-15毫米；第一内稃长圆状披针形，长约0.5毫米；第二内稃退化；鳞被2，楔形；雄蕊3枚，长约2毫米。有柄小穗雄性；第一颖背部无毛，具9脉；第二颖具5脉，背部扁平，两侧内折，边缘具纤毛。

野艾蒿-多年生杂草：野艾蒿是菊科、蒿属多年生草本植物，多生于低或中海拔地区的路旁、林缘、山坡、草地、山谷、灌丛及河湖滨草地等。评价范围内该群落主要分布于乔木林地林下或林间，群落盖度一般80%以上，高度 20-50cm，种类简单，群落结构层次不明显。

人工植被：区域内农作物主要为玉米、水稻、大豆及其他应季节蔬菜等。

（5）重要野生植物及古树名木

根据《国家重点保护野生植物名录》，通过收集本工程所在行政区内关于国家重点保护野生植物的相关资料，结合现场调查，评价范围内未发现重点野生保护植物分布。

根据《黑龙江省古树名木资源保护规划》（2020-2029）古树名木资源普查结果，全省现有古树名木4322株，其中，古树4303株，含4个古树群2283株，名木19株，涉及大庆市古树主要为肇源县大庙村古树群及萨尔图区城市森林公园古树群，本项目评价区域无古树名木。

综上，评价范围内植被类型比较简单，植被包括自然植被及人工植被，植被覆盖度整体不高，且无重点野生保护植物。

（5）样方调查

本次评价于 2025 年 3 月对评价区内的植被类型进行现场调查，针对评价区内主要植被类型进行样方调查。评价区内自然植被以乔木植被、草本植被为主，其优势群落主要为青杨林群落、羊草群落，其他植物均零散分布，因此本次选择青杨林、羊草进行样方调查，根据导则要求，本次各群落分别设置 3 个样方进行植物调查，乔木样方取 10m×10m、草本样方取 1m×1m，随机布设样方，样方设置基本包含各自然植被群落，具有代表性。现场调查中记录数据主要有：调查样方的 GPS 坐标、样方面积、样方内植被名称、优势植物、群落郁闭度（盖度）等信息。样方基本信息见表 4.3-34，样方调查情况见表 4.3-35，样方点位布置图见附图 23。

表4.3-34 样方信息汇总表

序号	坐标点		海拔（m）	样方面积（m*m）	植被类型
	X	Y			
1	125.2551	45.65437	148	10*10	青杨林

2	125.2348	45.65585	131	10*10	青杨林
3	125.3158	45.65647	153	10*10	青杨林
4	125.3332	45.64393	126	1*1	羊草
5	125.2652	45.65092	128	1*1	羊草
6	125.3296	45.64003	127	1*1	羊草

表 4.3-35 各样方信息详细情况表

样方号	种号	种名	多度	高度m	盖度%	胸径cm	样方照片
1号	1	青杨林	Cop2.	16	50	16	
2号	1	青杨林	Cop2.	18	55	22	
3号	1	青杨林	Cop2.	14	53	18	
4号	1	羊草	Cop2.	0.4	85	-	
5号	1	羊草	Cop2.	0.5	92	-	

6号	1	羊草	Cop1.	0.3	76	-	

注：多度按七级制计量，分别为：Soc.极多；Cop3.很多；Cop2.多；Cop1.尚多；Sp.不多且分散；Ol.很少而稀疏；Un.个别或单株。

（6）植被覆盖度

采用植被覆盖度指标定量分析评价范围内植被现状。通过遥感手段，采用归一化植被指数（NDVI）方法，对评价区的植被覆盖度进行分析。NDVI计算公式为如下：

$$NDVI = (NIR - R) / (NIR + R)$$

其中：NIR为近红外波段，R为红波段。

基于NDVI，采用像元二分模型计算植被覆盖度，公式如下：

$$FVC = (NDVI - NDVI_s) / (NDVI_v - NDVI_s)$$

式中：FVC—所计算像元的植被覆盖度；

NDVI—所计算像元的 NDVI 值；

NDVI_v—纯植物像元的 NDVI 值；

NDVI_s—完全无植被覆盖像元的 NDVI 值。

本次计算采用评价区域Sentinel-2数据L2A级产品，影像分辨10m，数据经过辐射校正、几何校正、辐射定标和大气校正。采用ENVI软件平台计算FVC，并用GIS软件制作评价范围内植被覆盖度空间分布图，评价区植被覆盖度面积统计见表4.3-36，本项目评价范围内植被覆盖度见附图14。

表 4.3-36 评价区内植被覆盖度统计表

FVC 值	面积（hm ² ）	占评价范围面积百分比（%）
极低覆盖 0%-10%	68.90	8.13
低覆盖 10%-30%	70.19	8.27
中覆盖 30%-50%	80.03	9.45
中高覆盖 50%-70%	73.95	8.74
高覆盖 70%-100%	553.63	65.41
合计	846.70	100.00

根据调查结果可知，评价区内植被盖度主要集中在中高覆盖区~高覆盖区，评价区植被覆盖度较高，主要以粮食作物为主，广泛分布在评价区范围内，而在居住用地植被

覆盖度较低。

4.3.6.9 野生动物现状调查与评价

(1) 调查方法

本次调查采用查阅文献，访谈咨询和现场调查相结合的方式。

①文献资料收集：查阅之前有关动物考察的资料，收集当地及其邻近地区的相关文献，初步拟出该地区的动物名录，具体见表 4.3-37。

②访问调查：走访当地相关部门的工作人员、熟悉野生动物的村民和工作人员，请他们介绍在当地见到过的动物，并描述其主要特征，以了解当地动物的种类、数量和分布。

③现场调查

参照《生物多样性观测技术导则 陆生哺乳动物》（HJ710.3-2014）、《生物多样性观测技术导则 爬行动物》（HJ710.5-2014）、《生物多样性观测技术导则 鸟类》（HJ710.4-2014），于 2025 年 3 月采取样线调查法对项目区周边野生动物现状进行了 1 次实地调查。利用评价区内小径、步道等设置样线，观测野生动物及其活动痕迹（如粪便、足迹链等）。鸟类调查主要采用样点法进行，调查中使用 20×50 双筒望远镜，对于无法辨识鸟类，使用相机进行拍照记录以便后期鉴定。对每种生境布设 3 条样线，生境分别为乔木林、居住地、农田、内陆水体等，因居住地较少，因此居住地布设 1 条样线，本次共布设 10 条样线。评价范围内调查样线设置明细见表 4.3-37，样线布设位置见附图 13。

表 4.3-37 样线设置点位情况表

样线 编号	样线中心坐标 (°)		生境 类型	主要调查物种	样线长度 (m)	观测行 进速度	调查 次数	持续天 数
	经度	纬度						
1	125.25705	45.65488	乔木 林	陆生哺乳动物、 爬行动物、两栖 动物、鸟类	460	1.5~3k m/h	1 次	2 天/次 调查
2	125.31404	45.65745	乔木 林	陆生哺乳动物、 爬行动物、两栖 动物、鸟类	970	1.5~3k m/h	1 次	2 天/次 调查

3	125.33089	45.66045	乔木林	陆生哺乳动物、爬行动物、两栖动物、鸟类	530	1.5~3km/h	1 次	2 天/次调查
4	125.23635	45.62357	农田	陆生哺乳动物、爬行动物、两栖动物、鸟类	600	1.5~3km/h	1 次	2 天/次调查
5	125.25326	45.65764	农田	陆生哺乳动物、爬行动物、两栖动物、鸟类	750	1.5~3km/h	1 次	2 天/次调查
6	125.26751	45.64703	农田	陆生哺乳动物、爬行动物、两栖动物、鸟类	600	1.5~3km/h	1 次	2 天/次调查
7	125.23830	45.62424	内陆水体	陆生哺乳动物、爬行动物、两栖动物、鸟类	400	1.5~3km/h	1 次	2 天/次调查
8	125.26527	45.63851	内陆水体	陆生哺乳动物、爬行动物、两栖动物、鸟类	360	1.5~3km/h	1 次	2 天/次调查
9	125.27118	45.65145	内陆水体	陆生哺乳动物、爬行动物、两栖动物、鸟类	500	1.5~3km/h	1 次	2 天/次调查
10	125.25703	45.65317	居住地	陆生哺乳动物、爬行动物、两栖动物、鸟类	360	1.5~3km/h	1 次	2 天/次调查

(2) 动物区系

根据中国动物地理区划，本区属于古北界东北亚界东北区松辽平原亚区。本区属北温带大陆性季风气候，四季分明，冬季寒冷干燥，夏季炎热多雨，春秋两季天气复杂，气温变化剧烈。该区具有大面积的草地景观，栖息于草丛内的小型兽类得到很大发展。

(3) 动物资源

结合询问当地居民及查阅文献资料可知，评价区域内人类生产、生活活动频繁，区域内动物种类属小型，以适应性广、繁殖能力强的动物为主，哺乳动物中有东北兔、蒙古兔等，以啮齿类为主；鸟类常见有麻雀、家燕等；两栖类动物主要为中华蟾蜍、花背蟾蜍。

评价区野生动物包括但不限于下列名录中所列物种。

表 4.3-38 项目评价区域主要动物名录

目	科	物种名	Species	居留类	保护级	是否属于三有动

				型	别	物
鸟纲						
鸡形目	雉科	环颈雉	<i>Phasianus colchicus</i>	R	/	是
雁形目	鸭科	赤膀鸭	<i>Mareca strepera</i>	S	/	是
鸊鷉目	鸊鷉科	凤头鸊鷉	<i>Podiceps cristatus</i>	S、P	/	是
鹈形目	鹭科	大麻鵰	<i>Botaurus stellaris</i>	S	/	是
鹈形目	鹭科	苍鹭	<i>Ardea cinerea</i>	S	/	是
鸻形目	反嘴鹬科	黑翅长脚鹬	<i>Himantopus himantopus</i>	S	/	是
鸻形目	鹬科	青脚鹬	<i>Tringa nebularia</i>	P	/	是
鸻形目	鸥科	普通燕鸥	<i>Sterna hirundo</i>	S	/	是
鸻形目	鸥科	白翅浮鸥	<i>Chlidonias leucopterus</i>	S	/	是
鸽形目	鸠鸽科	山斑鸠	<i>Streptopelia orientalis</i>	R	/	是
鸮形目	杜鹃科	大杜鹃	<i>Cuculus canorus</i>	S	/	是
雀形目	鸦科	喜鹊	<i>Pica serica</i>	R	/	是
雀形目	鸦科	秃鼻乌鸦	<i>Corvus frugilegus</i>	R	/	是
雀形目	鸦科	大嘴乌鸦	<i>Corvus macrorhynchos</i>	R	/	否
雀形目	燕科	家燕	<i>Hirundo rustica</i>	S	/	是
雀形目	燕科	金腰燕	<i>Cecropis daurica</i>	R	/	是
雀形目	雀科	麻雀	<i>Passer montanus</i>	R	/	是
哺乳纲						
翼手目	蝙蝠科	普通蝙蝠	<i>Vespertilio murinus</i>	/	/	否
啮齿目	松鼠科	花鼠	<i>Amias sibiricus</i>	/	/	是
啮齿目	鼠科	大林姬鼠	<i>Apodemus peninsulae</i>	/	/	否
啮齿目	鼠科	褐家鼠	<i>Rattus norvegicus</i>	/	/	否
啮齿目	鼠科	小家鼠	<i>Mus musculus</i>	/	/	否
两栖纲						
无尾目	蟾蜍科	中华蟾蜍	<i>Bufo gargarizans</i>	/	/	是
无尾目	蟾蜍科	花背蟾蜍	<i>Strauchbufo raddei</i>	/	/	是

无尾目	蛙科	黑龙江林蛙	<i>Rana amurensis</i>	/	/	否
无尾目	雨蛙科	东北雨蛙	<i>Hyla ussuriensis</i>	/	/	否
注：R 留鸟，S 夏候鸟，P 旅鸟						

(4) 野生动物现状评价

评价区内由于人类的长期干扰和生态环境的改变，项目评价区域大量野生动物消失，现存动物种类较少，且均为常见种，区域内“三有”保护动物有麻雀、家燕、喜鹊等，以上动物均为该区域常见的广布种，广泛生存于林地、草丛、农田等区域，行动途径常因季节变化而变化，非本项目所在区域独有物种，且区域陆域生境基本一致，项目评价范围不是以上物种的唯一生境，且在实地调查过程中未发现评价范围内存在各级野生动物栖息地和野生动物自然保护区，也未发现国家级重点野生保护动物。因而，项目的实施对当地野生动物的影响较小。

4.3.6.10 生态景观类型调查

采用地理信息系统技术并结合地面实际调查，对油田开发区所涉及区域内的生态景观构成进行调查。景观调查以工程用地为中心，采用国家生态环境现状调查所用分类系统进行分类。区域内的景观共分为三类，主要由耕地景观、草甸景观、林地景观构成。

(1) 耕地景观是评价区域内面积最大景观类型，总面积 562.12hm²，占评价区域总面积的 66.39%。主要种植以玉米、大豆、水稻为主的农作物。

(2) 草甸景观是评价区域内面积较大景观类型，总面积 117.2hm²，占评价区域总面积的 13.84%。主要羊草、小白花、地榆、金莲花等。

(3) 林地景观主要为道路和农田人工防护林用地，总面积 69.82hm²，占评价区总面积的 8.25%。

4.3.6.11 生态环境现状评价结论

本项目评价范围内生态系统类型以农田生态系统和草地生态系统为主。本项目评价范围内土地利用类型以耕地和草地为主，工程所在区域内主要土壤类型为草甸土，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

本区块为拟新开发的致密油区块，区块内只有 3 口临时封井的勘探井，无油田运行设施及场站，项目开发区域以旱田、草地和水稻田为主，包括永久基本农田和一般耕地，区域污染源以农村生活源为主。区域大气移动源主要是明沈公路、哈肇高速及村屯道路

上来往运输车辆尾气。

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。

(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,施工中产生的扬尘源强较大,距离项目施工建设的最近敏感点为 3 号平台井场新建集油管线东侧 80m 火烧羊屯,在管线过程中产生的施工扬尘可能会对火烧羊屯产生一定影响。根据本工程特点,在施工过程中应采取以下措施:

- 1) 施工材料运输过程中,进行材料遮盖,防止材料洒落、风刮起的粉尘;
- 2) 施工场地干燥时适当洒水抑尘,建材堆放应定位定点,并采取防尘、抑尘措施,如设置挡风板、上覆遮盖材料等;
- 3) 运输车辆路过村屯附近施工场地应低速行驶或限速行驶,减少扬尘产生。
- 4) 在管沟开挖施工过程中,应定时适量洒水,并在大风天加大洒水量及洒水次数,使作业面保持一定的湿度;
- 5) 加强回填土方堆放场的管理,要采取土方表面压实、覆盖等措施。
- 6) 在距离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。根据工程分析可知，本工程柴油机功率为 800kW，NMHC+NO_x 的排放速率 4.32g/kWh，烟尘的排放速率 0.52g/kWh，CO 的排放速率 1.31g/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。距本项目钻井井场最近保护目标为 3 号平台东北侧 270m 的火烧羊屯，由于拟建工程开发区域所在地较空旷，扩散能力较快，因此对局部区域环境的影响不大。随着钻井工作的结束，柴油机排放的废气对环境空气的影响会逐渐消失。

（4）焊接烟尘

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

5.1.2 运行期

5.1.2.1 评价区域二十年地面气象资料

本项目分布在东经 125°14'6.53"~125°20'1.78"，北纬 45°37'28.15"~45°39'45.81"区域，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 100km，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

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 5.1-2,04 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

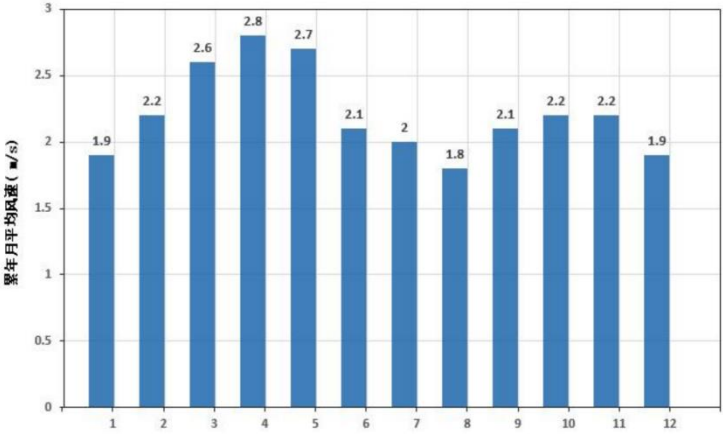


图 5.1-1 月平均风速（单位： m/s）

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

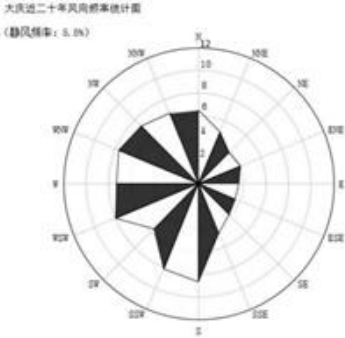


图 5.1-2 风向玫瑰图（静风频率 5.5%）

各月风向频率见表 5.1-4，月风向玫瑰图见图 5.1-3。

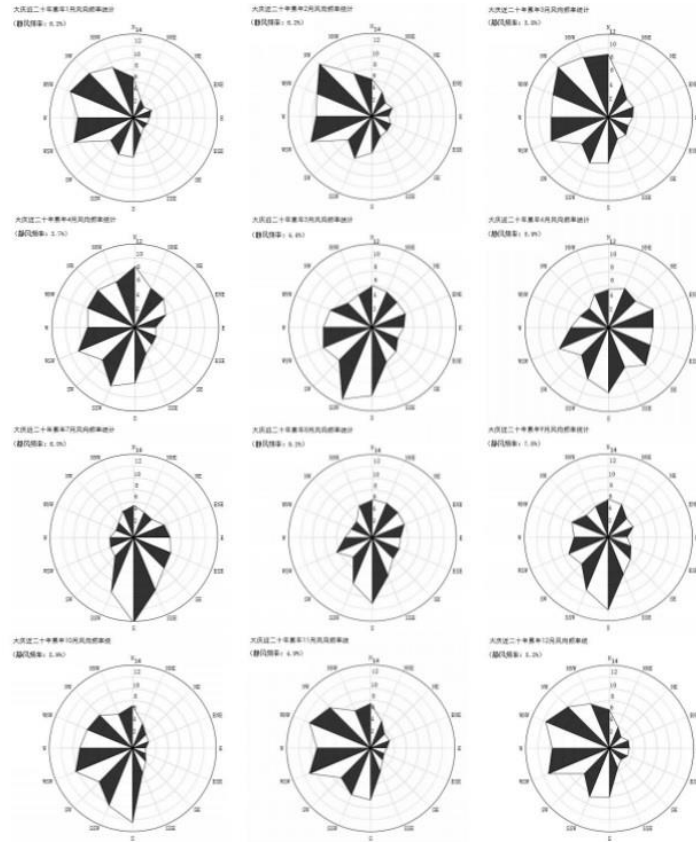


图 5.1-3 月风向玫瑰图（静风频率 5.5%）

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 07 月气温最高（24.1℃），01 月气温最低（-16.5℃），近 20 年极端最高气温出现在 2018-06-02（38.9℃），极端最低气温出现在 2013-01-01（-36.2℃）。

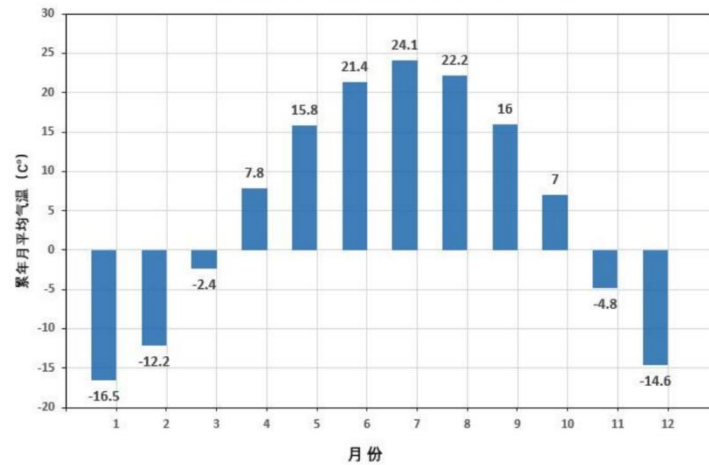


图 5.1-4 月平均气温图（单位：℃）

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 07 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）。

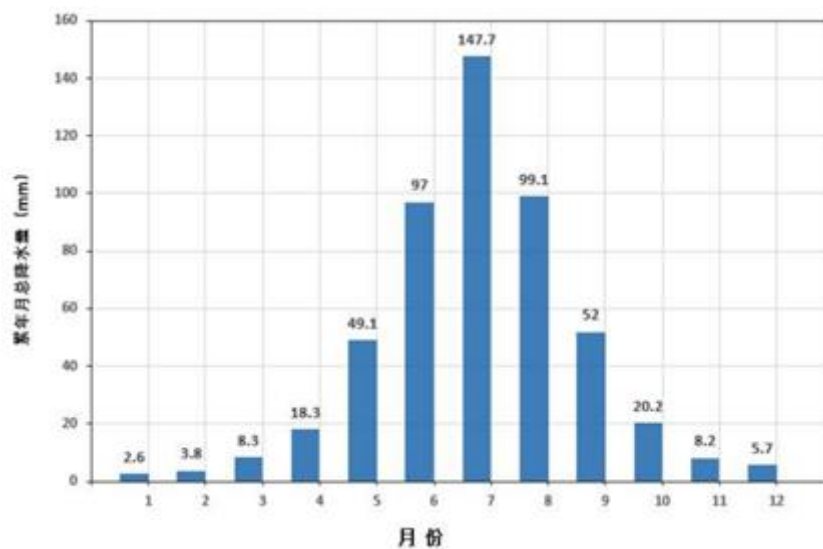


图 5.1-5 月平均降水量（单位：毫米）

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)。

②日照时数年际变化趋势与周期分析

大庆气象站近 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 07 月平均相对湿度最大 (73.3%)，04 月平均相对湿度最小 (44.1%)。

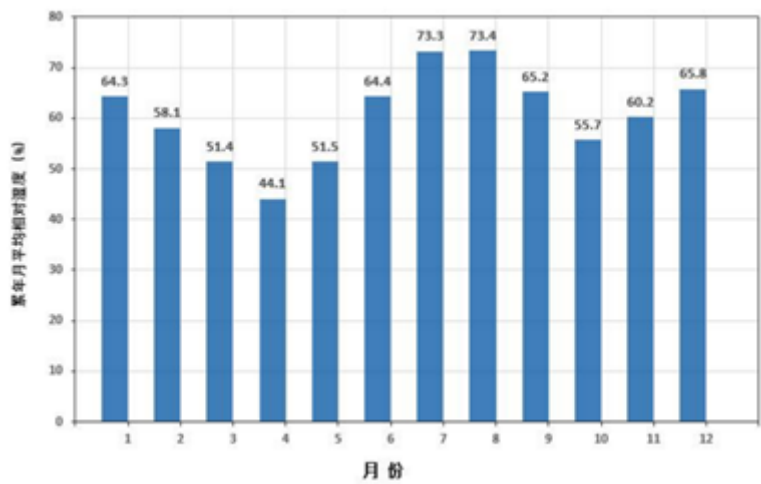


图 5.1-6 月平均相对湿度

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 和图 5.1-7。

表 5.1-5 年平均温度月变化统计表

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

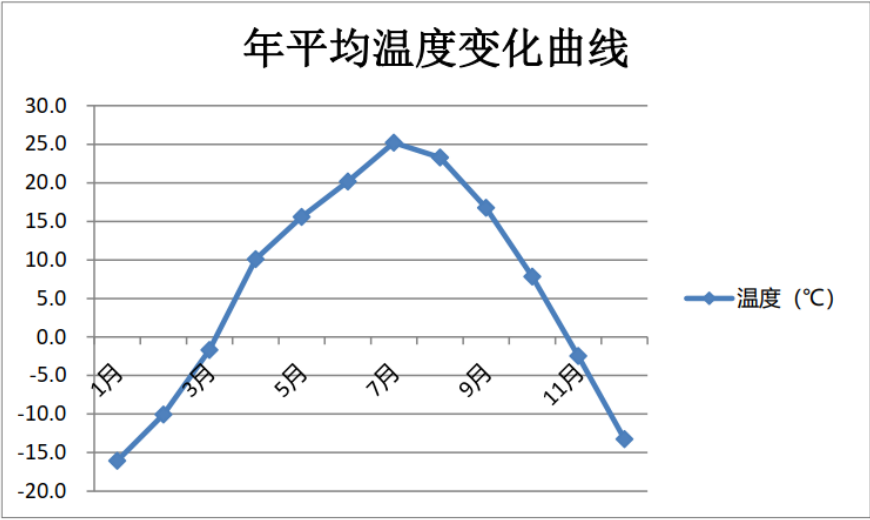


图 5.1-7 年平均温度变化曲线图

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 和图 5.1-8。

表 5.1-6 年平均风速统计表

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
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

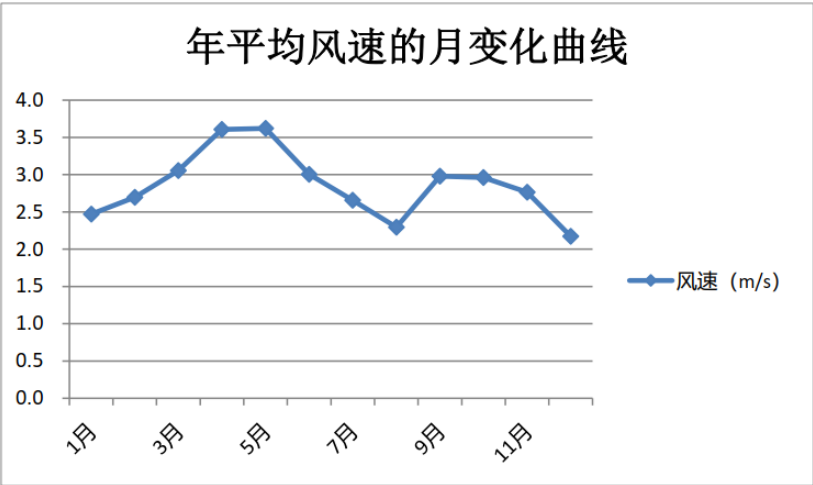


图 5.1-8 年平均风速月变化曲线图

季小时平均风速的日变化见表 5.1-7 和图 5.1-9。

表 5.1-7 季小时平均风速的日变化 (单位: m/s)

小时 风速	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
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	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
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

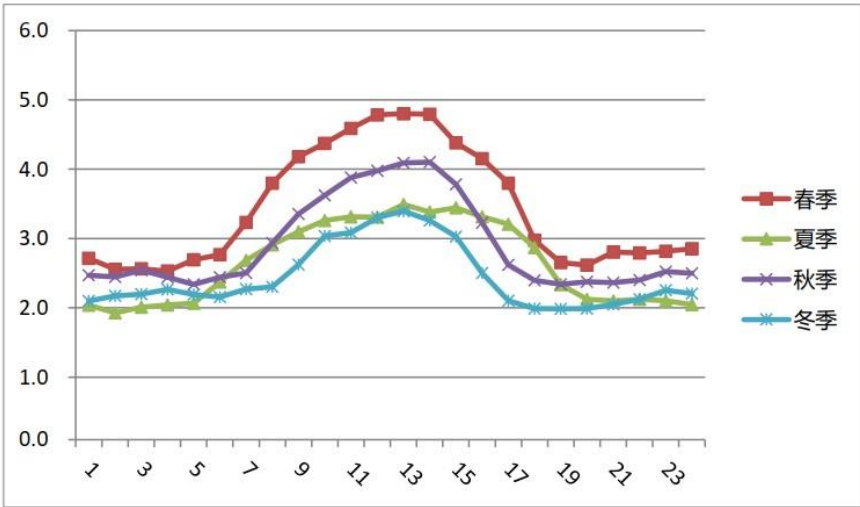


图 5.1-9 季小时平均风速日变化曲线图

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 和图 5.1-10。

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

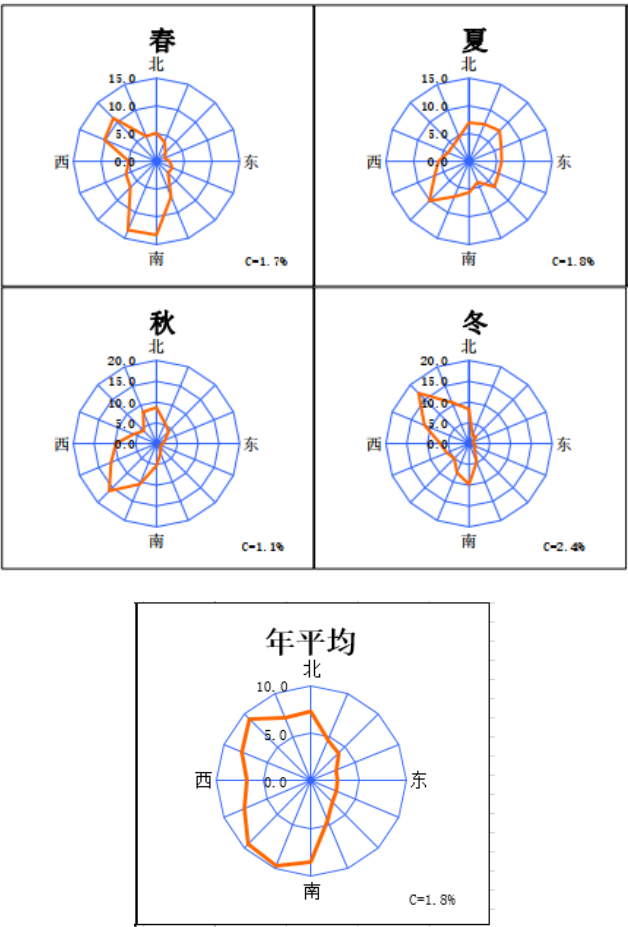


图 5.1-10 年均风频季变化及年均风频玫瑰图

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和新建拉油点储罐加热炉烟气。

根据大气评价等级判定分析，本项目大气评价等级为一级。本项目污染物点源调查清单见表 5.1-9，本项目污染物面源调查清单见表 5.1-10。

表 5.1-9 污染物点源参数调查清单

污染源名称	排气筒底部中心坐标		海拔高度/m	排气筒高度/m	排气筒内径/m	烟气流量/m ³ /h	烟气温度/℃	年排放小时数/h	排放工况	污染物排放速率/kg/h		
	横坐标 X/m	纵坐标 Y/m								颗粒物	NO _x	SO ₂
储罐加热炉 1#	680700.7	5058476	148.37	15	0.3	187	98	8760	正常排放	0.00183	0.0146	0.00187
储罐加热炉 2#	680736.5	5058458	146.67	15	0.3	187	98	8760		0.00183	0.0146	0.00187
储罐加热炉 3#	680766.2	5058440	145.4	15	0.3	187	98	8760		0.00183	0.0146	0.00187
储罐加热炉 4#	680807.9	5058417	143.43	15	0.3	187	98	8760		0.00183	0.0146	0.00187
储罐加热炉 5#	675687.9	5058458	153.99	15	0.3	187	98	8760		0.00183	0.0146	0.00187
储罐加热炉 6#	675735.6	5058482	153.91	15	0.3	187	98	8760		0.00183	0.0146	0.00187
储罐加热炉 7#	674135.4	5054754	129.65	15	0.3	187	98	8760		0.00183	0.0146	0.00187
储罐加热炉 8#	674159.9	5054768	130.95	15	0.3	187	98	8760		0.00183	0.0146	0.00187
储罐加热炉 9#	677240.7	5058363	153.04	15	0.3	187	98	8760		0.00183	0.0146	0.00187
储罐加热炉 10#	677240.7	5058319	153.01	15	0.3	187	98	8760		0.00183	0.0146	0.00187

表 5.1-10 污染物面源参数调查清单

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 号平台井场	681639	5057217.3	126.46	0	40	40	3	7200	正常排放	0.531
2 号平台井场	681261.9	5056556.1	127.65	0	40	40	3	7200		0.531
3 号平台井场	676638.3	5056252.4	129.62	0	40	40	3	7200		0.531

4号平台井场	674364.8	5058221.3	139.98	0	40	30	3	7200	0.265
5号平台井场	674195.7	5054796	128.12	0	50	40	3	7200	0.796
金251-扶平6	680076.6	5058755.3	154.81	0	40	30	3	7200	0.265
金251-扶平1	680752.5	5058211.6	130.60	0	40	30	3	7200	0.265
州39-扶平1	677147.6	5058373.2	153.73	0	40	30	3	7200	0.265
州39-扶平3	675634.2	5058828.7	152.58	0	40	30	3	7200	0.265
肇27-扶平4	674288.4	5059224.9	133.37	0	40	30	3	7200	0.265
1#拉油点	680719	5058515.8	149.80	0	40	30	3	8760	0.379
2#拉油点	675668.4	5058499.4	154.14	0	40	30	3	8760	0.189
3#拉油点	674113.9	5054779.6	127.90	0	40	30	3	8760	0.189
4#拉油点	677217.4	5058379.5	153.18	0	40	30	3	8760	0.189

（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。

表 5.1-11 观测气象数据信息

气象站名称	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
50850	一般站	124.99030E	46.62080N	60-70	152	2024	温度、风向、风速、总云量

(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。

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 5.1-12 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) 环境空气保护目标及网格点环境质量现状浓度

对于区块 NMHC 采用 1 个点位补充监测数据（可怜屯）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。

表 5.1-13 预测背景值

预测因子	类型	背景值 $\mu\text{g}/\text{m}^3$	来源
NMHC	小时值	526	补充监测数据最大值

(5) 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 AERMOD 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以井场为中心外扩 2.5km，尺寸 13800m×11600m 的矩形区域。

(2) 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，以井场为中心外扩 2.5km，预测范围总面积约 160.1km²。
- 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：民吉村、可怜屯、马营子屯等村屯，具体见表 2.7-1。

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
	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保证率日平均质量浓度和年平均质量浓度占标率、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结果

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。新增污染源短期浓度和长期浓度占标率统计见表 5.1-15，保护目标处新增污染源短期浓度达标情况及叠加后年平均质量浓度占标率结果见表 5.1-16，各项污染物贡献浓度分布见图 5.1-11～图 5.1-19。

表 5.1-15 建设项目贡献浓度预测结果表

污染物	预测点	平均时段	最大贡献值/μg/m ³	占标率%	达标情况
SO ₂	区域最大值	1h 平均	0.39510	0.08	达标
		24h 平均	0.10761	0.07	达标
		年平均	0.01314	0.02	达标
NO _x	区域最大值	1h 平均	3.09007	1.24	达标
		24h 平均	0.84180	0.84	达标

		年平均	0.10276	0.21	达标
PM ₁₀	区域最大值	24h 平均	0.10533	0.07	达标
		年平均	0.01286	0.02	达标
非甲烷总 烃	区域最大值	1h 平均	975.00872	48.75	达标

表 5.1-16 保护目标处新增污染源短期浓度和长期浓度贡献值预测结果表

污染物	预测点	平均时段	最大贡献值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	贡献值占标 率%	贡献值达标情况
NMHC	毕老祥子屯	小时值	16.72572	0.84	≤100%达标
	大青山屯	小时值	15.34407	0.77	≤100%达标
	对青山屯	小时值	18.08595	0.90	≤100%达标
	马站屯	小时值	15.07125	0.75	≤100%达标
	肇州镇中学	小时值	18.2042	0.91	≤100%达标
	刘荒子屯	小时值	9.88258	0.49	≤100%达标
	巨宝山屯	小时值	45.58035	2.28	≤100%达标
	马营子屯	小时值	112.47343	5.62	≤100%达标
	太吉小学	小时值	92.50759	4.63	≤100%达标
	徐家围子屯	小时值	18.47902	0.92	≤100%达标
	王林屯	小时值	14.73841	0.74	≤100%达标
	崔家屯	小时值	16.86696	0.84	≤100%达标
	民吉村	小时值	18.81844	0.94	≤100%达标
	董发屯	小时值	24.48097	1.22	≤100%达标
	小后屯	小时值	74.71717	3.74	≤100%达标
	乔家围子	小时值	21.21784	1.06	≤100%达标
	三家子屯	小时值	51.59108	2.58	≤100%达标
	唐家岗子屯	小时值	15.63263	0.78	≤100%达标
	大富海盛屯	小时值	14.621	0.73	≤100%达标
	太平山屯	小时值	54.53223	2.73	≤100%达标
	可怜屯	小时值	45.23118	2.26	≤100%达标
	南岗屯	小时值	40.97096	2.05	≤100%达标
	火烧羊屯	小时值	165.52768	8.28	≤100%达标
	黄希友屯	小时值	21.74076	1.09	≤100%达标
SO ₂	毕老祥子屯	年均值	0.00061	0.001	≤30%达标
	大青山屯	年均值	0.00067	0.001	≤30%达标
	对青山屯	年均值	0.00087	0.001	≤30%达标
	马站屯	年均值	0.00136	0.002	≤30%达标
	肇州镇中学	年均值	0.00111	0.002	≤30%达标
	刘荒子屯	年均值	0.00112	0.002	≤30%达标
	巨宝山屯	年均值	0.00355	0.006	≤30%达标
	马营子屯	年均值	0.00393	0.007	≤30%达标
	太吉小学	年均值	0.00556	0.009	≤30%达标

	徐家围子屯	年均值	0.00213	0.004	≤30%达标
	王林屯	年均值	0.00154	0.003	≤30%达标
	崔家屯	年均值	0.00155	0.003	≤30%达标
	民吉村	年均值	0.00178	0.003	≤30%达标
	董发屯	年均值	0.00219	0.004	≤30%达标
	小后屯	年均值	0.0028	0.005	≤30%达标
	乔家围子	年均值	0.00313	0.005	≤30%达标
	三家子屯	年均值	0.0025	0.004	≤30%达标
	唐家岗子屯	年均值	0.00125	0.002	≤30%达标
	大富海盛屯	年均值	0.00131	0.002	≤30%达标
	太平山屯	年均值	0.00442	0.007	≤30%达标
	可怜屯	年均值	0.00369	0.006	≤30%达标
	南岗屯	年均值	0.00221	0.004	≤30%达标
	火烧羊屯	年均值	0.00211	0.004	≤30%达标
	黄希友屯	年均值	0.00119	0.002	≤30%达标
	毕老祥子屯	日均值	0.00691	0.005	≤100%达标
	大青山屯	日均值	0.00562	0.004	≤100%达标
	对青山屯	日均值	0.00705	0.005	≤100%达标
	马站屯	日均值	0.00959	0.006	≤100%达标
	肇州镇中学	日均值	0.00763	0.005	≤100%达标
	刘荒子屯	日均值	0.01035	0.007	≤100%达标
	巨宝山屯	日均值	0.02043	0.014	≤100%达标
	马营子屯	日均值	0.03727	0.025	≤100%达标
	太吉小学	日均值	0.03926	0.026	≤100%达标
	徐家围子屯	日均值	0.01207	0.008	≤100%达标
	王林屯	日均值	0.01312	0.009	≤100%达标
	崔家屯	日均值	0.01068	0.007	≤100%达标
	民吉村	日均值	0.01663	0.011	≤100%达标
	董发屯	日均值	0.01738	0.012	≤100%达标
	小后屯	日均值	0.02319	0.015	≤100%达标
	乔家围子	日均值	0.02392	0.016	≤100%达标
	三家子屯	日均值	0.01849	0.012	≤100%达标
	唐家岗子屯	日均值	0.01053	0.007	≤100%达标
	大富海盛屯	日均值	0.01568	0.010	≤100%达标
	太平山屯	日均值	0.0318	0.021	≤100%达标
	可怜屯	日均值	0.01971	0.013	≤100%达标
	南岗屯	日均值	0.01226	0.008	≤100%达标
	火烧羊屯	日均值	0.01505	0.010	≤100%达标
	黄希友屯	日均值	0.00804	0.005	≤100%达标
	毕老祥子屯	小时值	0.04391	0.01	≤100%达标
	大青山屯	小时值	0.03636	0.01	≤100%达标

	对青山屯	小时值	0.04657	0.01	≤100%达标
	马站屯	小时值	0.05215	0.01	≤100%达标
	肇州镇中学	小时值	0.05187	0.01	≤100%达标
	刘荒子屯	小时值	0.04507	0.01	≤100%达标
	巨宝山屯	小时值	0.12656	0.03	≤100%达标
	马营子屯	小时值	0.15386	0.03	≤100%达标
	太吉小学	小时值	0.15933	0.03	≤100%达标
	徐家围子屯	小时值	0.06161	0.01	≤100%达标
	王林屯	小时值	0.07169	0.01	≤100%达标
	崔家屯	小时值	0.08543	0.02	≤100%达标
	民吉村	小时值	0.10865	0.02	≤100%达标
	董发屯	小时值	0.13767	0.03	≤100%达标
	小后屯	小时值	0.20792	0.04	≤100%达标
	乔家围子	小时值	0.14703	0.03	≤100%达标
	三家子屯	小时值	0.12225	0.02	≤100%达标
	唐家岗子屯	小时值	0.0676	0.01	≤100%达标
	大富海盛屯	小时值	0.0871	0.02	≤100%达标
	太平山屯	小时值	0.15303	0.03	≤100%达标
	可怜屯	小时值	0.10955	0.02	≤100%达标
	南岗屯	小时值	0.06808	0.01	≤100%达标
	火烧羊屯	小时值	0.05824	0.01	≤100%达标
	黄希友屯	小时值	0.06076	0.01	≤100%达标
NO _x	毕老祥子屯	年均值	0.00479	0.01	≤30%达标
	大青山屯	年均值	0.00525	0.01	≤30%达标
	对青山屯	年均值	0.00682	0.01	≤30%达标
	马站屯	年均值	0.0106	0.02	≤30%达标
	肇州镇中学	年均值	0.00865	0.02	≤30%达标
	刘荒子屯	年均值	0.00874	0.02	≤30%达标
	巨宝山屯	年均值	0.02774	0.06	≤30%达标
	马营子屯	年均值	0.03074	0.06	≤30%达标
	太吉小学	年均值	0.0435	0.09	≤30%达标
	徐家围子屯	年均值	0.01663	0.03	≤30%达标
	王林屯	年均值	0.01206	0.02	≤30%达标
	崔家屯	年均值	0.0121	0.02	≤30%达标
	民吉村	年均值	0.01392	0.03	≤30%达标
	董发屯	年均值	0.01716	0.03	≤30%达标
	小后屯	年均值	0.02191	0.04	≤30%达标
	乔家围子	年均值	0.02445	0.05	≤30%达标
	三家子屯	年均值	0.01952	0.04	≤30%达标
	唐家岗子屯	年均值	0.00976	0.02	≤30%达标
	大富海盛屯	年均值	0.01024	0.02	≤30%达标
	太平山屯	年均值	0.03461	0.07	≤30%达标

	可怜屯	年均值	0.02887	0.06	≤30%达标
	南岗屯	年均值	0.01727	0.03	≤30%达标
	火烧羊屯	年均值	0.01651	0.03	≤30%达标
	黄希友屯	年均值	0.00933	0.02	≤30%达标
	毕老祥子屯	日均值	0.05405	0.05	≤100%达标
	大青山屯	日均值	0.04397	0.04	≤100%达标
	对青山屯	日均值	0.05518	0.06	≤100%达标
	马站屯	日均值	0.075	0.08	≤100%达标
	肇州镇中学	日均值	0.05971	0.06	≤100%达标
	刘荒子屯	日均值	0.08095	0.08	≤100%达标
	巨宝山屯	日均值	0.15984	0.16	≤100%达标
	马营子屯	日均值	0.29154	0.29	≤100%达标
	太吉小学	日均值	0.30712	0.31	≤100%达标
	徐家围子屯	日均值	0.09444	0.09	≤100%达标
	王林屯	日均值	0.10267	0.10	≤100%达标
	崔家屯	日均值	0.08357	0.08	≤100%达标
	民吉村	日均值	0.13011	0.13	≤100%达标
	董发屯	日均值	0.13599	0.14	≤100%达标
	小后屯	日均值	0.18142	0.18	≤100%达标
	乔家围子	日均值	0.18716	0.19	≤100%达标
	三家子屯	日均值	0.14468	0.14	≤100%达标
	唐家岗子屯	日均值	0.0824	0.08	≤100%达标
	大富海盛屯	日均值	0.12266	0.12	≤100%达标
	太平山屯	日均值	0.24878	0.25	≤100%达标
	可怜屯	日均值	0.15422	0.15	≤100%达标
	南岗屯	日均值	0.09589	0.10	≤100%达标
	火烧羊屯	日均值	0.11776	0.12	≤100%达标
	黄希友屯	日均值	0.06286	0.06	≤100%达标
	毕老祥子屯	小时值	0.3435	0.14	≤100%达标
	大青山屯	小时值	0.2844	0.11	≤100%达标
	对青山屯	小时值	0.36432	0.15	≤100%达标
	马站屯	小时值	0.40793	0.16	≤100%达标
	肇州镇中学	小时值	0.40579	0.16	≤100%达标
	刘荒子屯	小时值	0.3526	0.14	≤100%达标
	巨宝山屯	小时值	0.99003	0.40	≤100%达标
	马营子屯	小时值	1.20362	0.48	≤100%达标
	太吉小学	小时值	1.24642	0.50	≤100%达标
	徐家围子屯	小时值	0.48198	0.19	≤100%达标
	王林屯	小时值	0.56077	0.22	≤100%达标
	崔家屯	小时值	0.66832	0.27	≤100%达标
	民吉村	小时值	0.84992	0.34	≤100%达标

NOx	董发屯	小时值	1.07694	0.43	≤100%达标
	小后屯	小时值	1.62653	0.65	≤100%达标
	乔家围子	小时值	1.15016	0.46	≤100%达标
	三家子屯	小时值	0.95631	0.38	≤100%达标
	唐家岗子屯	小时值	0.52884	0.21	≤100%达标
	大富海盛屯	小时值	0.68133	0.27	≤100%达标
	太平山屯	小时值	1.19711	0.48	≤100%达标
	可怜屯	小时值	0.85701	0.34	≤100%达标
	南岗屯	小时值	0.5326	0.21	≤100%达标
	火烧羊屯	小时值	0.45557	0.18	≤100%达标
	黄希友屯	小时值	0.47527	0.19	≤100%达标
PM ₁₀	毕老祥子屯	年均值	0.0006	0.001	≤30%达标
	大青山屯	年均值	0.00066	0.001	≤30%达标
	对青山屯	年均值	0.00085	0.001	≤30%达标
	马站屯	年均值	0.00133	0.002	≤30%达标
	肇州镇中学	年均值	0.00108	0.002	≤30%达标
	刘荒子屯	年均值	0.00109	0.002	≤30%达标
	巨宝山屯	年均值	0.00347	0.005	≤30%达标
	马营子屯	年均值	0.00385	0.006	≤30%达标
	太吉小学	年均值	0.00544	0.008	≤30%达标
	徐家围子屯	年均值	0.00208	0.003	≤30%达标
	王林屯	年均值	0.00151	0.002	≤30%达标
	崔家屯	年均值	0.00151	0.002	≤30%达标
	民吉村	年均值	0.00174	0.002	≤30%达标
	董发屯	年均值	0.00215	0.003	≤30%达标
	小后屯	年均值	0.00274	0.004	≤30%达标
	乔家围子	年均值	0.00306	0.004	≤30%达标
	三家子屯	年均值	0.00244	0.003	≤30%达标
	唐家岗子屯	年均值	0.00122	0.002	≤30%达标
	大富海盛屯	年均值	0.00128	0.002	≤30%达标
	太平山屯	年均值	0.00433	0.006	≤30%达标
	可怜屯	年均值	0.00361	0.005	≤30%达标
	南岗屯	年均值	0.00216	0.003	≤30%达标
	火烧羊屯	年均值	0.00207	0.003	≤30%达标
	黄希友屯	年均值	0.00117	0.002	≤30%达标
	毕老祥子屯	日均值	0.00676	0.005	≤100%达标
	大青山屯	日均值	0.0055	0.004	≤100%达标
	对青山屯	日均值	0.0069	0.005	≤100%达标
	马站屯	日均值	0.00938	0.006	≤100%达标
	肇州镇中学	日均值	0.00747	0.005	≤100%达标
	刘荒子屯	日均值	0.01013	0.007	≤100%达标

巨宝山屯	日均值	0.02	0.013	≤100%达标
马营子屯	日均值	0.03648	0.024	≤100%达标
太吉小学	日均值	0.03843	0.026	≤100%达标
徐家围子屯	日均值	0.01182	0.008	≤100%达标
王林屯	日均值	0.01285	0.009	≤100%达标
崔家屯	日均值	0.01046	0.007	≤100%达标
民吉村	日均值	0.01628	0.011	≤100%达标
董发屯	日均值	0.01702	0.011	≤100%达标
小后屯	日均值	0.0227	0.015	≤100%达标
乔家围子	日均值	0.02342	0.016	≤100%达标
三家子屯	日均值	0.0181	0.012	≤100%达标
唐家岗子屯	日均值	0.01031	0.007	≤100%达标
大富海盛屯	日均值	0.01535	0.010	≤100%达标
太平山屯	日均值	0.03113	0.021	≤100%达标
可怜屯	日均值	0.0193	0.013	≤100%达标
南岗屯	日均值	0.012	0.008	≤100%达标
火烧羊屯	日均值	0.01473	0.010	≤100%达标
黄希友屯	日均值	0.00786	0.005	≤100%达标

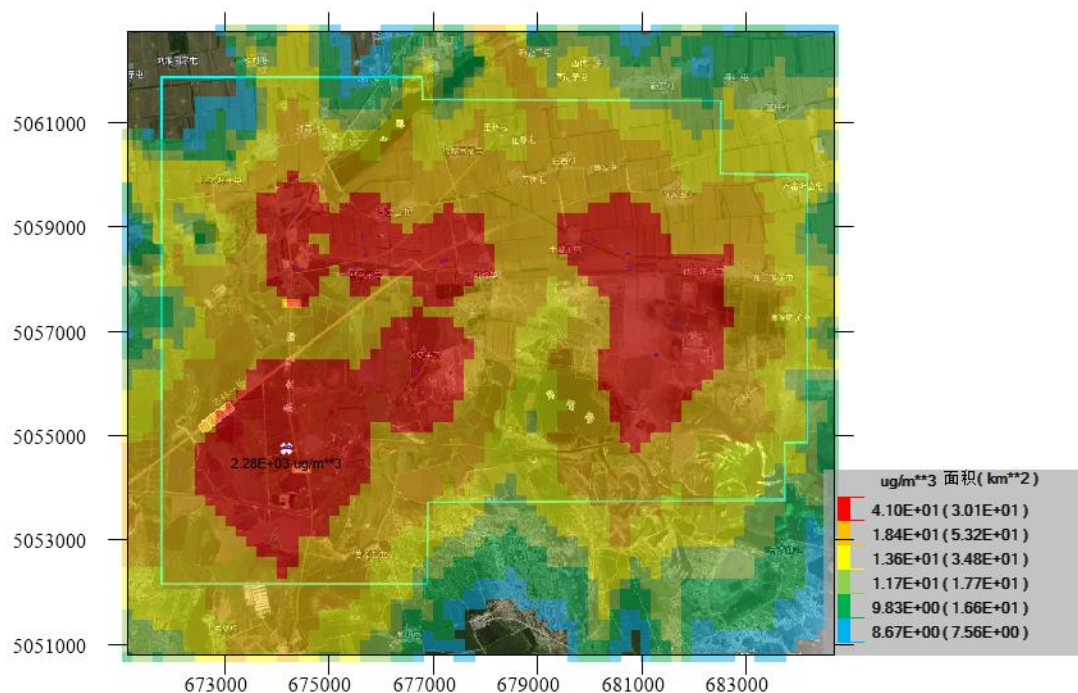


图 5.1-11 非甲烷总烃小时贡献浓度分布图

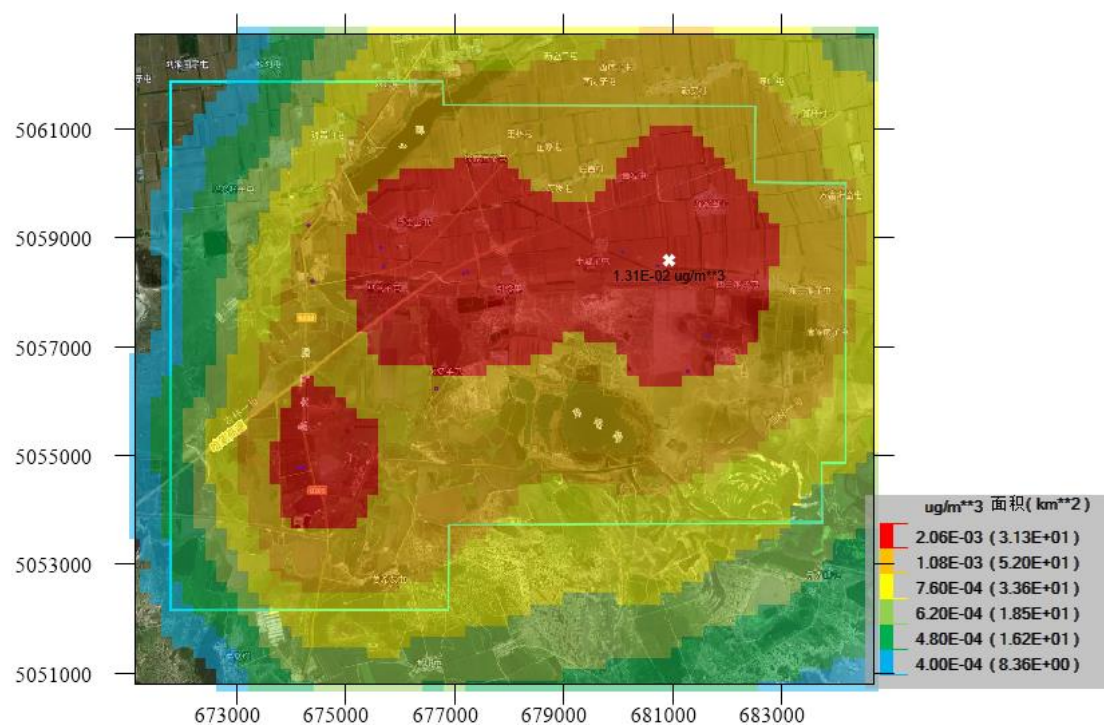


图 5.1-12 SO₂ 年均值贡献浓度分布图

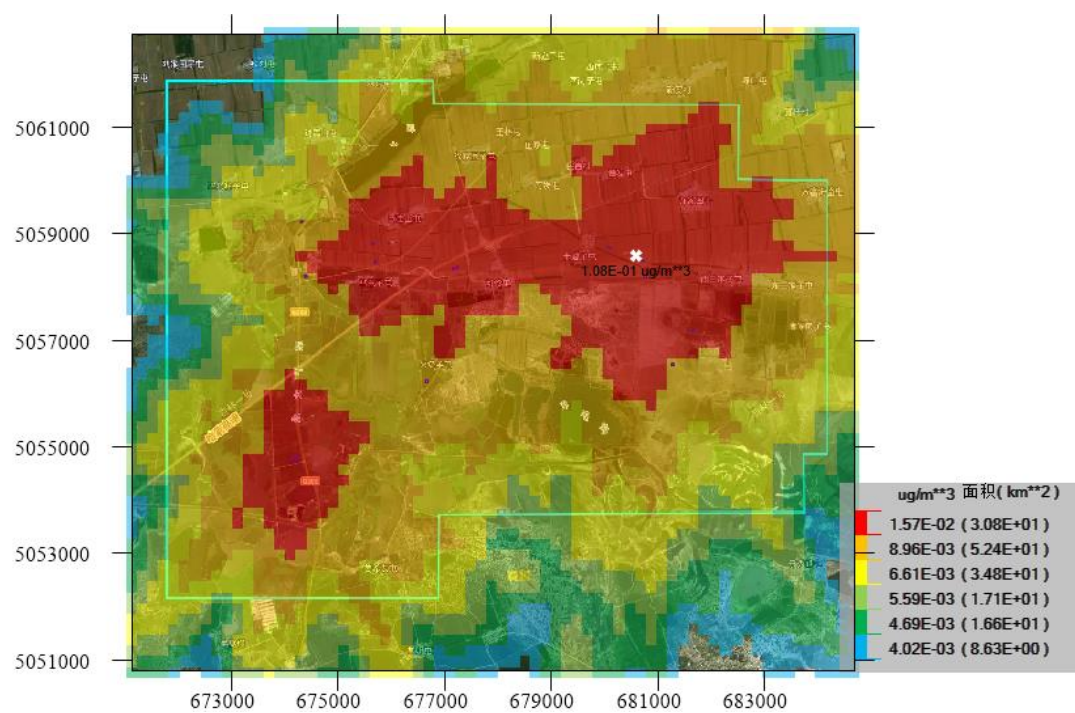


图 5.1-13 SO₂ 日均值贡献浓度分布图

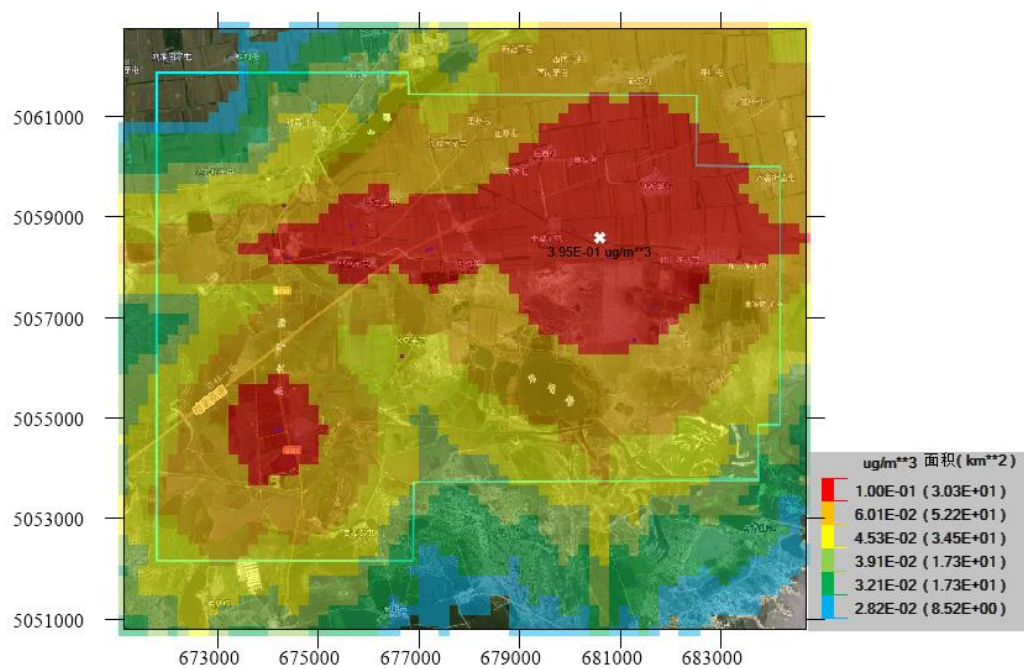


图 5.1-14 SO₂ 小时均值贡献浓度分布图

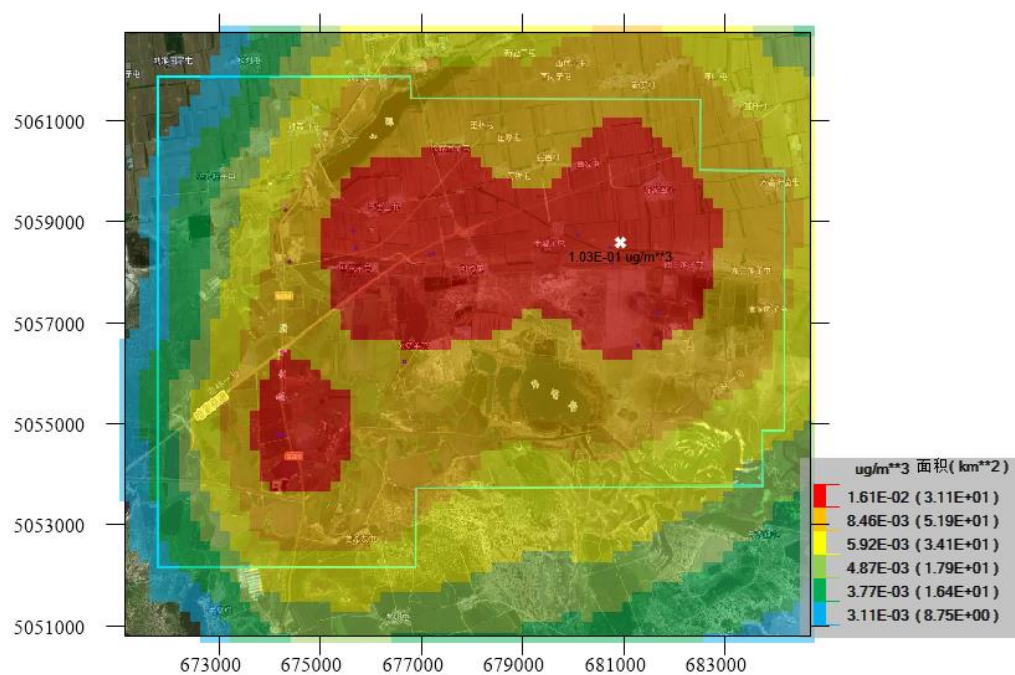


图 5.1-15 NO_x 年均值贡献浓度分布图

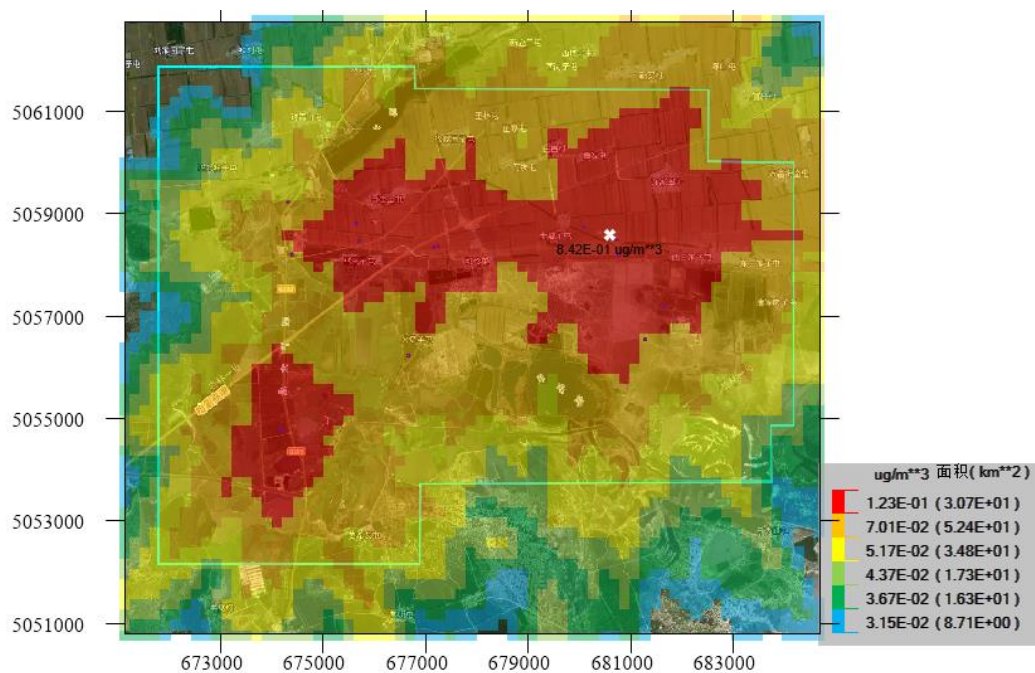


图 5.1-16 NO_x 日均值贡献浓度分布图

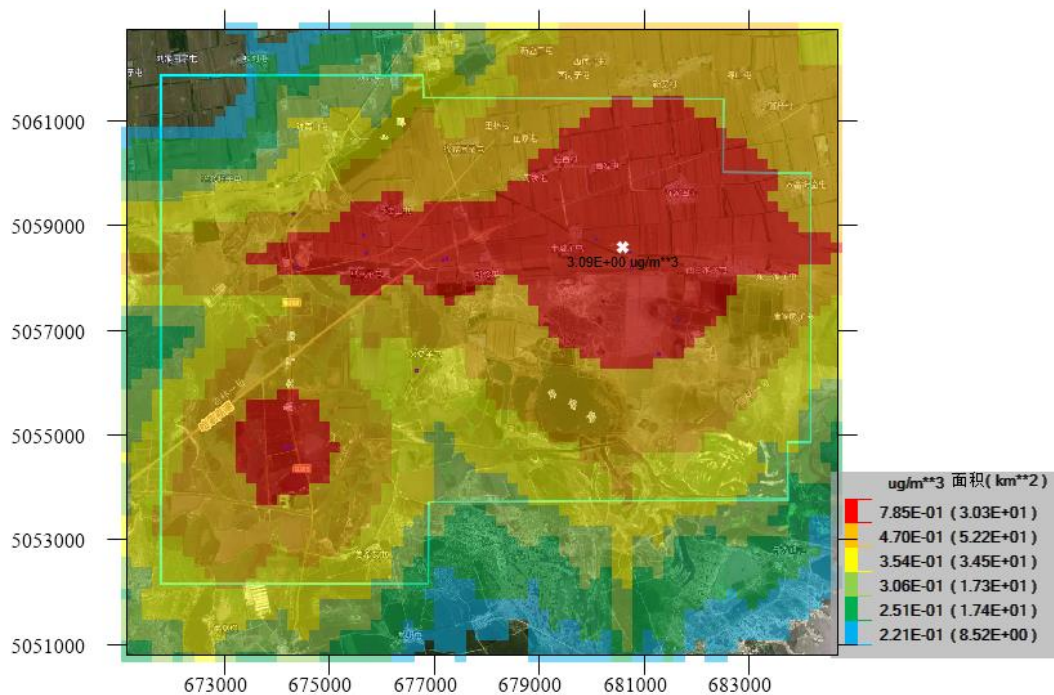


图 5.1-17 NO_x 小时均值贡献浓度分布图

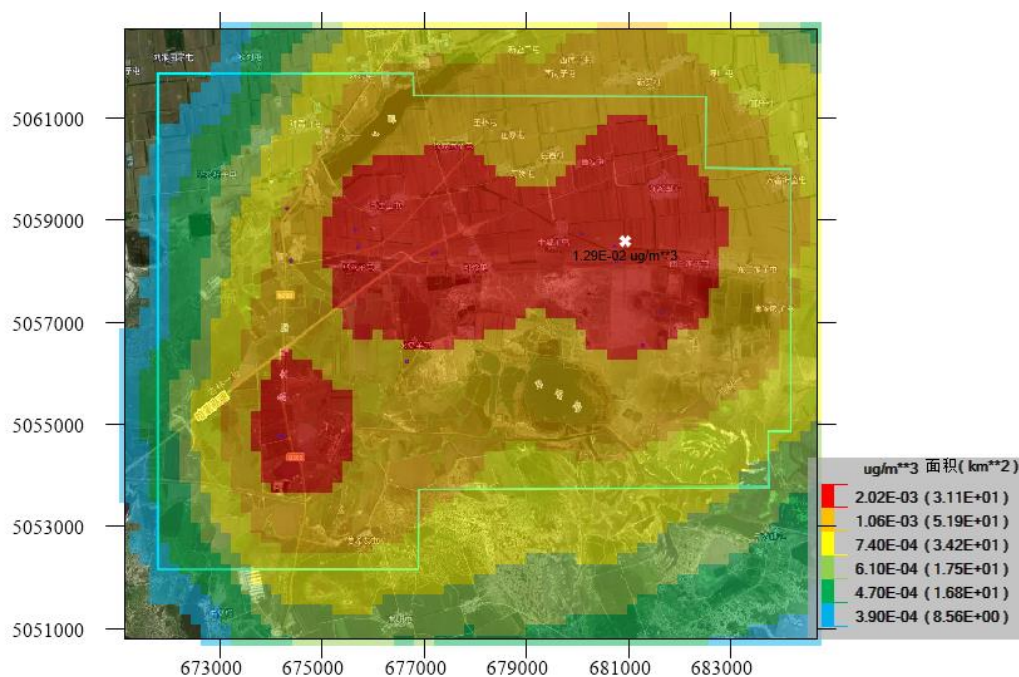


图 5.1-18 PM₁₀ 年均值贡献浓度分布图

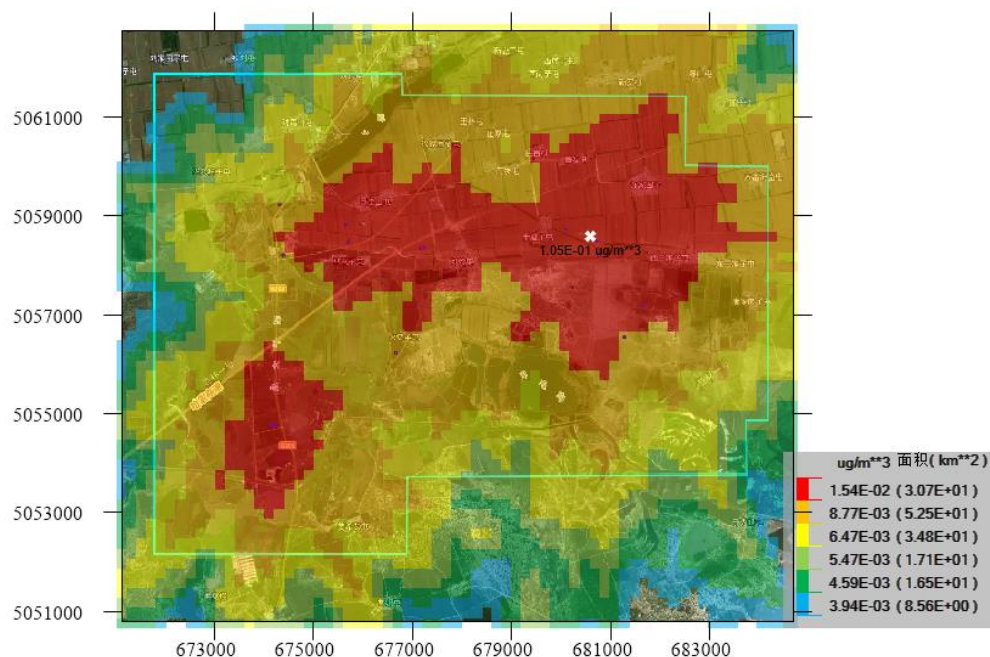


图 5.1-19 PM₁₀ 日均值贡献浓度分布图

(2) 新增污染源叠加环境质量现状浓度预测

对于区域内污染物浓度采用空气质量自动监测站萨区政府监测点 2024 年全年的监测资料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 5.1-20~图 5.1-25。

表 5.1-17 叠加环境质量现状浓度后保证率日均和年均浓度占标率结果表

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
PM ₁₀	毕老祥子屯	95% 保证率日均	0.00676	0.005	87	87.00676	58.00	达标
	大青山屯		0.0055	0.004	87	87.0055	58.00	达标
	对青山屯		0.0069	0.005	87	87.0069	58.00	达标
	马站屯		0.00938	0.006	87	87.00938	58.01	达标
	肇州镇中学		0.00747	0.005	87	87.00747	58.00	达标
	刘荒子屯		0.01013	0.007	87	87.01013	58.01	达标
	巨宝山屯		0.02	0.013	87	87.02	58.01	达标
	马营子屯		0.03648	0.024	87	87.03648	58.02	达标
	太吉小学		0.03843	0.026	87	87.03843	58.03	达标
	徐家围子屯		0.01182	0.008	87	87.01182	58.01	达标
	王林屯		0.01285	0.009	87	87.01285	58.01	达标
	崔家屯		0.01046	0.007	87	87.01046	58.01	达标
	民吉村		0.01628	0.011	87	87.01628	58.01	达标
	董发屯		0.01702	0.011	87	87.01702	58.01	达标
	小后屯		0.0227	0.015	87	87.0227	58.02	达标
	乔家围子		0.02342	0.016	87	87.02342	58.02	达标
	三家子屯		0.0181	0.012	87	87.0181	58.01	达标
	唐家岗子屯		0.01031	0.007	87	87.01031	58.01	达标
	大富海盛屯		0.01535	0.010	87	87.01535	58.01	达标
	太平山屯		0.03113	0.021	87	87.03113	58.02	达标
	可怜屯		0.0193	0.013	87	87.0193	58.01	达标
	南岗屯		0.012	0.008	87	87.012	58.01	达标
	火烧羊屯		0.01473	0.010	87	87.01473	58.01	达标
	黄希友屯		0.00786	0.005	87	87.00786	58.01	达标
	区域最大落地浓度		0.10533	0.07	87	87.10533	58.07	达标
	毕老祥子屯	年平均	0.0006	0.001	39	39.0006	55.72	达标
	大青山屯		0.00066	0.001	39	39.00066	55.72	达标
	对青山屯		0.00085	0.001	39	39.00085	55.72	达标
	马站屯		0.00133	0.002	39	39.00133	55.72	达标
	肇州镇中学		0.00108	0.002	39	39.00108	55.72	达标
	刘荒子屯		0.00109	0.002	39	39.00109	55.72	达标
	巨宝山屯		0.00347	0.005	39	39.00347	55.72	达标
	马营子屯		0.00385	0.006	39	39.00385	55.72	达标
	太吉小学		0.00544	0.008	39	39.00544	55.72	达标
	徐家围子屯		0.00208	0.003	39	39.00208	55.72	达标
	王林屯		0.00151	0.002	39	39.00151	55.72	达标

	崔家屯		0.00151	0.002	39	39.00151	55.72	达标
	民吉村		0.00174	0.002	39	39.00174	55.72	达标
	董发屯		0.00215	0.003	39	39.00215	55.72	达标
	小后屯		0.00274	0.004	39	39.00274	55.72	达标
	乔家围子		0.00306	0.004	39	39.00306	55.72	达标
	三家子屯		0.00244	0.003	39	39.00244	55.72	达标
	唐家岗子屯		0.00122	0.002	39	39.00122	55.72	达标
	大富海盛屯		0.00128	0.002	39	39.00128	55.72	达标
	太平山屯		0.00433	0.006	39	39.00433	55.72	达标
	可怜屯		0.00361	0.005	39	39.00361	55.72	达标
	南岗屯		0.00216	0.003	39	39.00216	55.72	达标
	火烧羊屯		0.00207	0.003	39	39.00207	55.72	达标
	黄希友屯		0.00117	0.002	39	39.00117	55.72	达标
	区域最大落地浓度		0.01286	0.02	39	39.01286	55.73	达标
SO ₂	毕老祥子屯	98% 保证 率日 平均	0.00691	0.005	13	13.00691	8.67	达标
	大青山屯		0.00562	0.004	13	13.00562	8.67	达标
	对青山屯		0.00705	0.005	13	13.00705	8.67	达标
	马站屯		0.00959	0.006	13	13.00959	8.67	达标
	肇州镇中学		0.00763	0.005	13	13.00763	8.67	达标
	刘荒子屯		0.01035	0.007	13	13.01035	8.67	达标
	巨宝山屯		0.02043	0.014	13	13.02043	8.68	达标
	马营子屯		0.03727	0.025	13	13.03727	8.69	达标
	太吉小学		0.03926	0.026	13	13.03926	8.69	达标
	徐家围子屯		0.01207	0.008	13	13.01207	8.67	达标
	王林屯		0.01312	0.009	13	13.01312	8.68	达标
	崔家屯		0.01068	0.007	13	13.01068	8.67	达标
	民吉村		0.01663	0.011	13	13.01663	8.68	达标
	董发屯		0.01738	0.012	13	13.01738	8.68	达标
	小后屯		0.02319	0.015	13	13.02319	8.68	达标
	乔家围子		0.02392	0.016	13	13.02392	8.68	达标
	三家子屯		0.01849	0.012	13	13.01849	8.68	达标
	唐家岗子屯		0.01053	0.007	13	13.01053	8.67	达标
	大富海盛屯		0.01568	0.010	13	13.01568	8.68	达标
	太平山屯		0.0318	0.021	13	13.0318	8.69	达标
	可怜屯		0.01971	0.013	13	13.01971	8.68	达标
	南岗屯		0.01226	0.008	13	13.01226	8.67	达标
	火烧羊屯		0.01505	0.010	13	13.01505	8.68	达标
	黄希友屯		0.00804	0.005	13	13.00804	8.67	达标
	区域最大落地浓度		0.10761	0.07	13	13.10761	8.74	达标

	毕老祥子屯	年平均	0.00061	0.001	8	8.00061	13.33	达标
	大青山屯		0.00067	0.001	8	8.00067	13.33	达标
	对青山屯		0.00087	0.001	8	8.00087	13.33	达标
	马站屯		0.00136	0.002	8	8.00136	13.34	达标
	肇州镇中学		0.00111	0.002	8	8.00111	13.34	达标
	刘荒子屯		0.00112	0.002	8	8.00112	13.34	达标
	巨宝山屯		0.00355	0.006	8	8.00355	13.34	达标
	马营子屯		0.00393	0.007	8	8.00393	13.34	达标
	太吉小学		0.00556	0.009	8	8.00556	13.34	达标
	徐家围子屯		0.00213	0.004	8	8.00213	13.34	达标
	王林屯		0.00154	0.003	8	8.00154	13.34	达标
	崔家屯		0.00155	0.003	8	8.00155	13.34	达标
	民吉村		0.00178	0.003	8	8.00178	13.34	达标
	董发屯		0.00219	0.004	8	8.00219	13.34	达标
	小后屯		0.0028	0.005	8	8.0028	13.34	达标
	乔家围子		0.00313	0.005	8	8.00313	13.34	达标
	三家子屯		0.0025	0.004	8	8.0025	13.34	达标
	唐家岗子屯		0.00125	0.002	8	8.00125	13.34	达标
	大富海盛屯		0.00131	0.002	8	8.00131	13.34	达标
	太平山屯		0.00442	0.007	8	8.00442	13.34	达标
	可怜屯		0.00369	0.006	8	8.00369	13.34	达标
	南岗屯		0.00221	0.004	8	8.00221	13.34	达标
	火烧羊屯		0.00211	0.004	8	8.00211	13.34	达标
	黄希友屯		0.00119	0.002	8	8.00119	13.34	达标
	区域最大落地浓度		0.01314	0.02	8	8.01314	13.36	达标
NO ₂	毕老祥子屯	98% 保证率日 平均	0.05405	0.05	31	31.05405	38.82	达标
	大青山屯		0.04397	0.04	31	31.04397	38.80	达标
	对青山屯		0.05518	0.06	31	31.05518	38.82	达标
	马站屯		0.075	0.08	31	31.075	38.84	达标
	肇州镇中学		0.05971	0.06	31	31.05971	38.82	达标
	刘荒子屯		0.08095	0.08	31	31.08095	38.85	达标
	巨宝山屯		0.15984	0.16	31	31.15984	38.95	达标
	马营子屯		0.29154	0.29	31	31.29154	39.11	达标
	太吉小学		0.30712	0.31	31	31.30712	39.13	达标
	徐家围子屯		0.09444	0.09	31	31.09444	38.87	达标
	王林屯		0.10267	0.10	31	31.10267	38.88	达标
	崔家屯		0.08357	0.08	31	31.08357	38.85	达标
	民吉村		0.13011	0.13	31	31.13011	38.91	达标
	董发屯		0.13599	0.14	31	31.13599	38.92	达标
	小后屯		0.18142	0.18	31	31.18142	38.98	达标

	乔家围子		0.18716	0.19	31	31.18716	38.98	达标
	三家子屯		0.14468	0.14	31	31.14468	38.93	达标
	唐家岗子屯		0.0824	0.08	31	31.0824	38.85	达标
	大富海盛屯		0.12266	0.12	31	31.12266	38.90	达标
	太平山屯		0.24878	0.25	31	31.24878	39.06	达标
	可怜屯		0.15422	0.15	31	31.15422	38.94	达标
	南岗屯		0.09589	0.10	31	31.09589	38.87	达标
	火烧羊屯		0.11776	0.12	31	31.11776	38.90	达标
	黄希友屯		0.06286	0.06	31	31.06286	38.83	达标
	区域最大落地浓度		0.84180	0.84	31	31.8418	39.80	达标
	毕老祥子屯	年平均	0.00479	0.01	18	18.00479	45.01	达标
	大青山屯		0.00525	0.01	18	18.00525	45.01	达标
	对青山屯		0.00682	0.01	18	18.00682	45.02	达标
	马站屯		0.0106	0.02	18	18.0106	45.03	达标
	肇州镇中学		0.00865	0.02	18	18.00865	45.02	达标
	刘荒子屯		0.00874	0.02	18	18.00874	45.02	达标
	巨宝山屯		0.02774	0.06	18	18.02774	45.07	达标
	马营子屯		0.03074	0.06	18	18.03074	45.08	达标
	太吉小学		0.0435	0.09	18	18.0435	45.11	达标
	徐家围子屯		0.01663	0.03	18	18.01663	45.04	达标
	王林屯		0.01206	0.02	18	18.01206	45.03	达标
	崔家屯		0.0121	0.02	18	18.0121	45.03	达标
	民吉村		0.01392	0.03	18	18.01392	45.03	达标
	董发电		0.01716	0.03	18	18.01716	45.04	达标
	小后屯		0.02191	0.04	18	18.02191	45.05	达标
	乔家围子		0.02445	0.05	18	18.02445	45.06	达标
	三家子屯		0.01952	0.04	18	18.01952	45.05	达标
	唐家岗子屯		0.00976	0.02	18	18.00976	45.02	达标
	大富海盛屯		0.01024	0.02	18	18.01024	45.03	达标
	太平山屯		0.03461	0.07	18	18.03461	45.09	达标
	可怜屯		0.02887	0.06	18	18.02887	45.07	达标
	南岗屯		0.01727	0.03	18	18.01727	45.04	达标
	火烧羊屯		0.01651	0.03	18	18.01651	45.04	达标
	黄希友屯		0.00933	0.02	18	18.00933	45.02	达标
	区域最大落地浓度		0.10276	0.21	18	18.10276	45.26	达标
非甲烷总烃	毕老祥子屯	小时均值	16.72572	0.84	526	542.73	27.14	达标
	大青山屯		15.34407	0.77	526	541.34	27.07	达标
	对青山屯		18.08595	0.90	526	544.09	27.20	达标
	马站屯		15.07125	0.75	526	541.07	27.05	达标

肇州镇中学	18.2042	0.91	526	544.20	27.21	达标
刘荒子屯	9.88258	0.49	526	535.88	26.79	达标
巨宝山屯	45.58035	2.28	526	571.58	28.58	达标
马营子屯	112.4734 3	5.62	526	638.47	31.92	达标
太吉小学	92.50759	4.63	526	618.51	30.93	达标
徐家围子屯	18.47902	0.92	526	544.48	27.22	达标
王林屯	14.73841	0.74	526	540.74	27.04	达标
崔家屯	16.86696	0.84	526	542.87	27.14	达标
民吉村	18.81844	0.94	526	544.82	27.24	达标
董发屯	24.48097	1.22	526	550.48	27.52	达标
小后屯	74.71717	3.74	526	600.72	30.04	达标
乔家围子	21.21784	1.06	526	547.22	27.36	达标
三家子屯	51.59108	2.58	526	577.59	28.88	达标
唐家岗子屯	15.63263	0.78	526	541.63	27.08	达标
大富海盛屯	14.621	0.73	526	540.62	27.03	达标
太平山屯	54.53223	2.73	526	580.53	29.03	达标
可怜屯	45.23118	2.26	526	571.23	28.56	达标
南岗屯	40.97096	2.05	526	566.97	28.35	达标
火烧羊屯	165.5277	8.28	526	691.53	34.58	达标
黄希友屯	21.74076	1.09	526	547.74	27.39	达标
区域最大落地浓度	975.0087	48.75	526	1501.01	75.05	达标

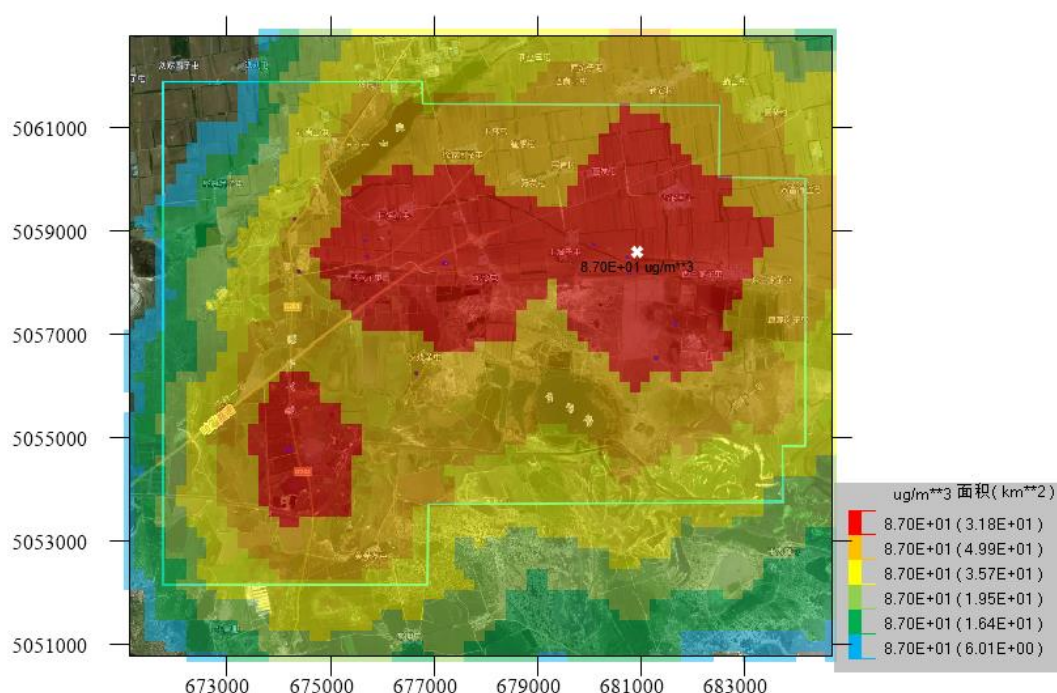


图 5.1-20 正常排放叠加现状浓度后 PM₁₀ 保证率日平均网格浓度分布图

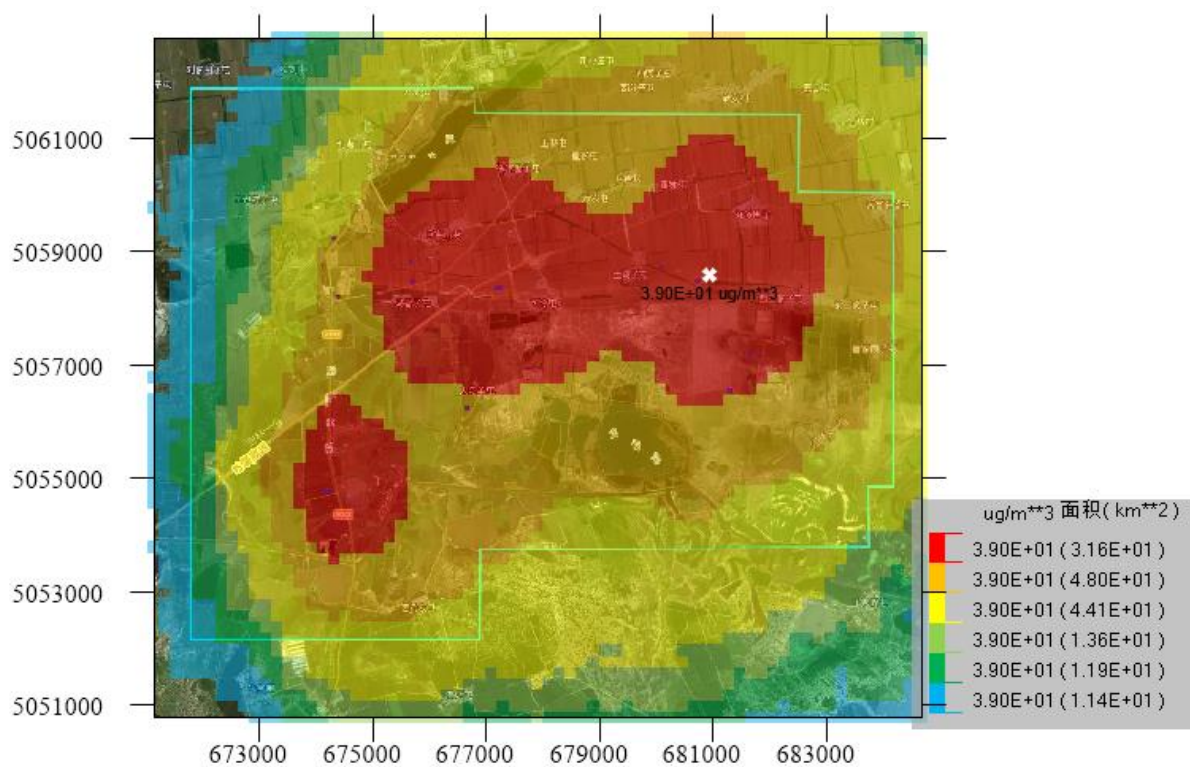


图 5.1-21 正常排放叠加现状浓度后 PM_{10} 年平均网格浓度分布图

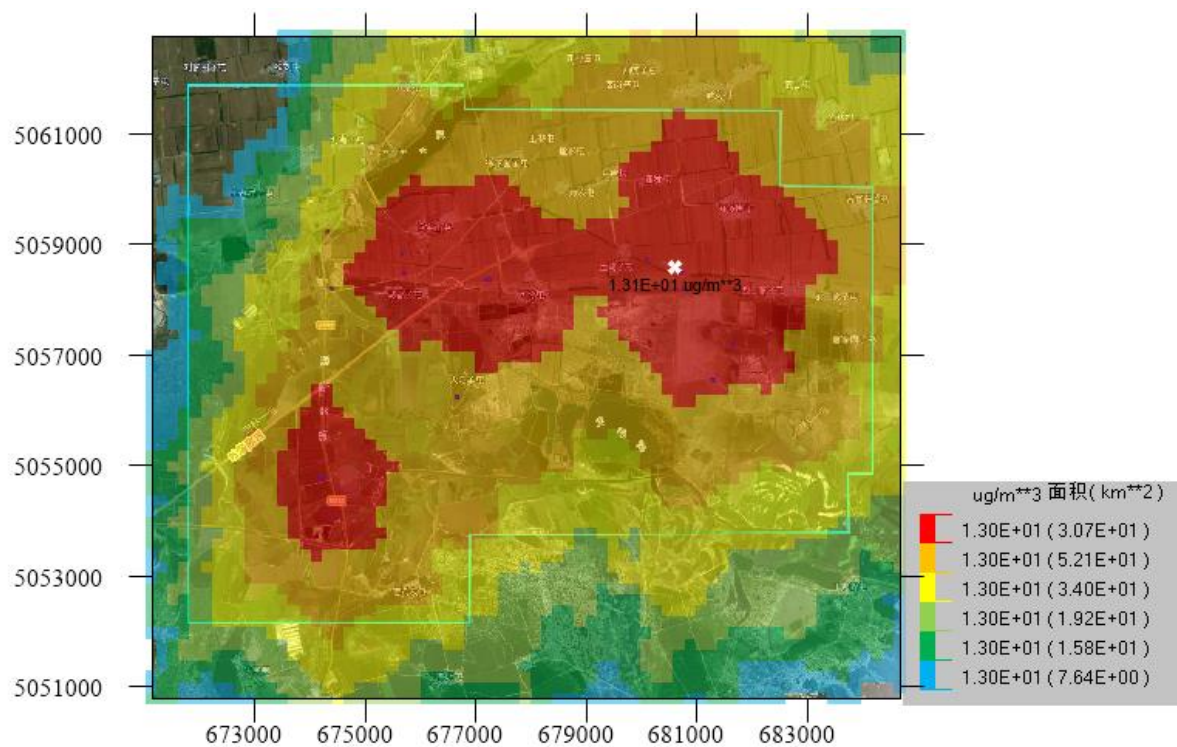


图 5.1-22 正常排放叠加现状浓度后 SO_2 保证率日平均网格浓度分布图

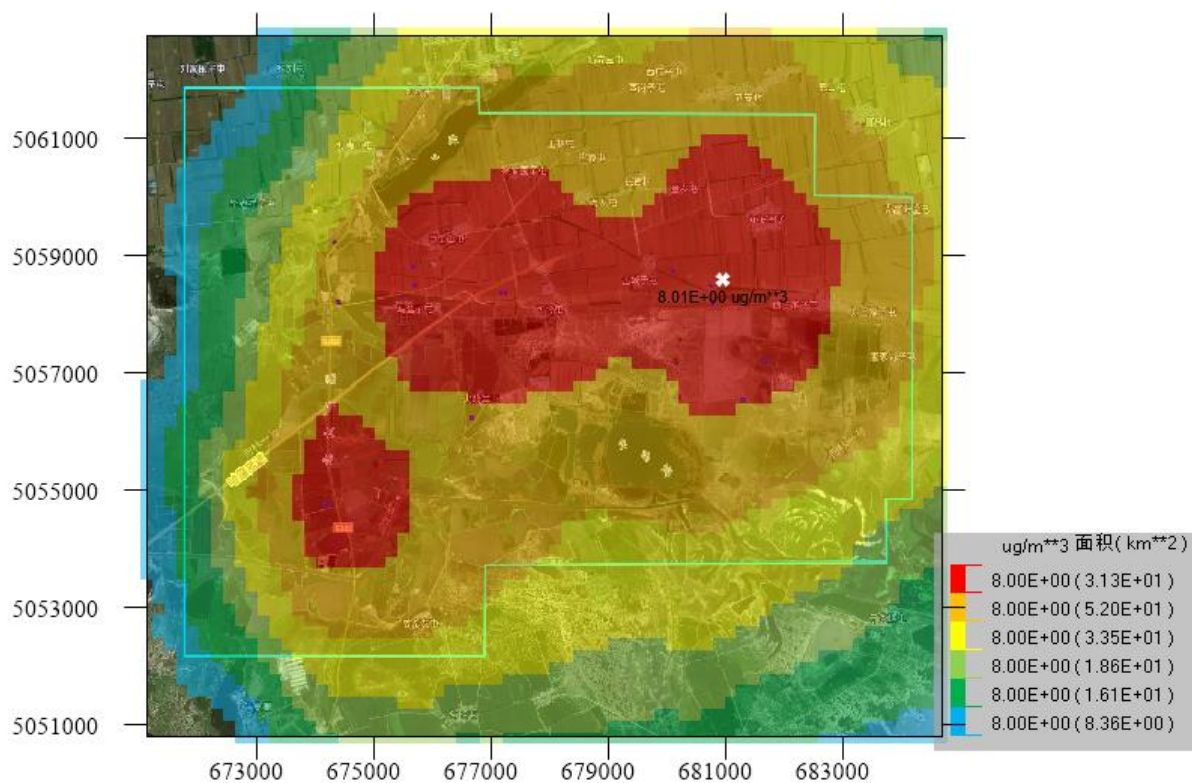


图 5.1-23 正常排放叠加现状浓度后 SO₂ 年平均网格浓度分布图

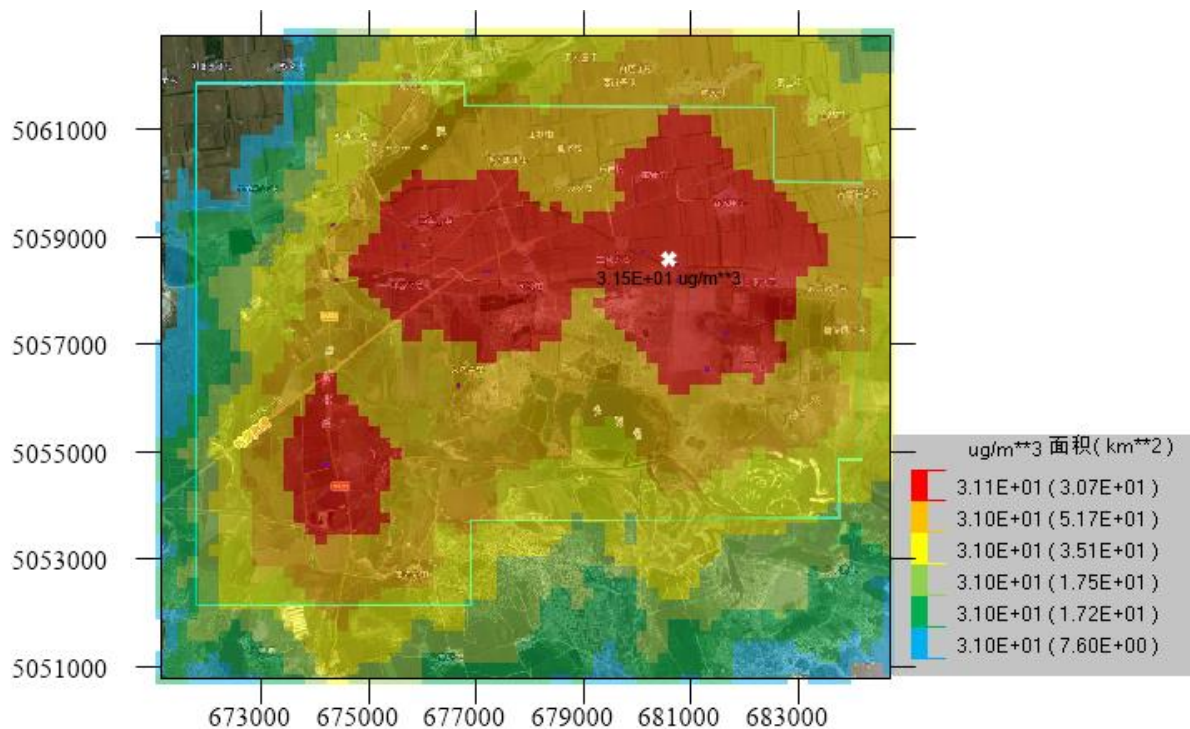


图 5.1-24 正常排放叠加现状浓度后 NO_x 保证率日平均网格浓度分布图

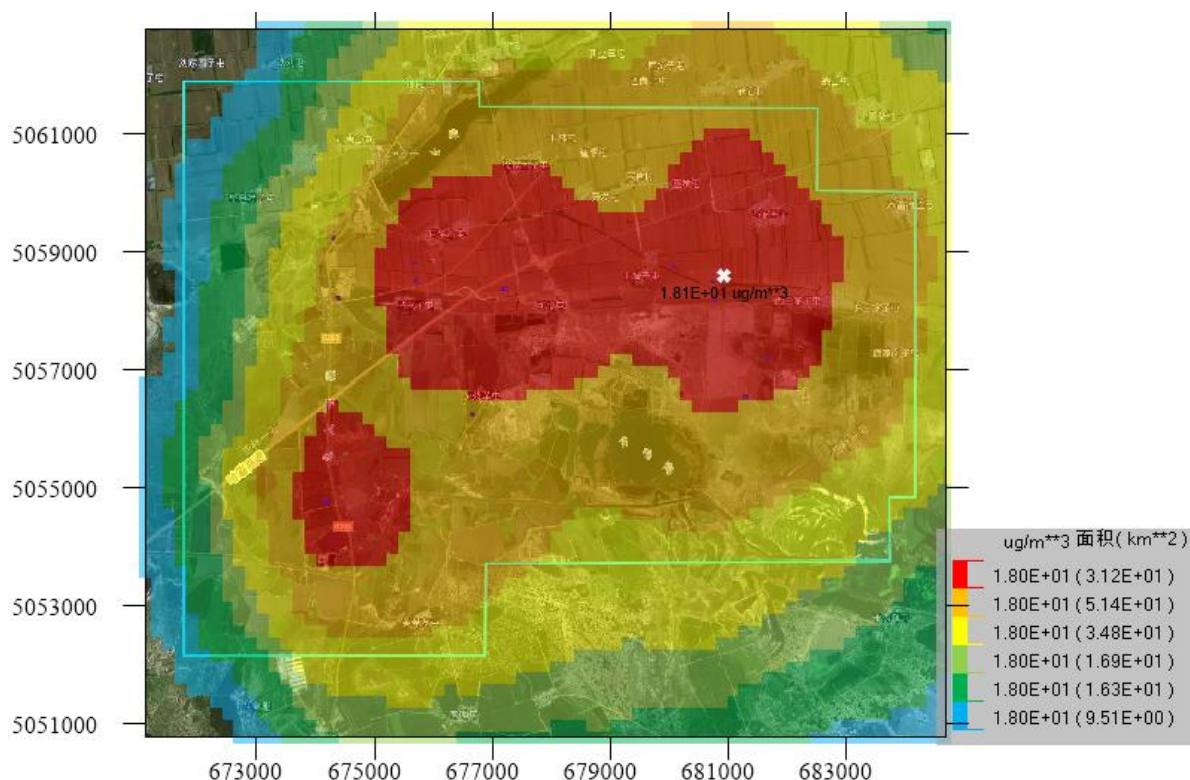


图 5.1-25 正常排放叠加现状浓度后 NO_x 年平均网格浓度分布图

(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，修井时要把油管全部拔出，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 5 号平台井场 1 口油井作业为例，本项目非正常工况下污染物外排情况参见表 5.1-18，非正常工况非甲烷总烃小时贡献浓度保护目标处占标率统计见表 5.1-19。非正常工况废气污染物预测结果图见图 5.1-26。

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 (μg/m³)	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
5 号平台井场	油井作业	NMHC	/	7.96	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 非正常工况非甲烷总烃小时贡献浓度占标率统计表

污染物	预测点	平均时段	最大贡献值 (μg/m³)	占标率/%	达标情况
NMHC	毕老祥子屯	小时值	101.20011	5.06	达标
	大青山屯	小时值	87.42466	4.37	达标
	对青山屯	小时值	83.66689	4.18	达标

马站屯	小时值	87.40376	4.37	达标
肇州镇中学	小时值	93.37304	4.67	达标
刘荒子屯	小时值	69.72308	3.49	达标
巨宝山屯	小时值	113.07277	5.65	达标
马营子屯	小时值	168.18694	8.41	达标
太吉小学	小时值	123.62977	6.18	达标
徐家围子屯	小时值	78.10409	3.91	达标
王林屯	小时值	67.06472	3.35	达标
崔家屯	小时值	69.93708	3.50	达标
民吉村	小时值	86.99093	4.35	达标
董发屯	小时值	60.80486	3.04	达标
小后屯	小时值	74.71717	3.74	达标
乔家围子	小时值	60.85499	3.04	达标
三家子屯	小时值	51.59108	2.58	达标
唐家岗子屯	小时值	64.89585	3.24	达标
大富海盛屯	小时值	42.01204	2.10	达标
太平山屯	小时值	125.98234	6.30	达标
可怜屯	小时值	108.27109	5.41	达标
南岗屯	小时值	129.68897	6.48	达标
火烧羊屯	小时值	165.52768	8.28	达标
黄希友屯	小时值	174.88607	8.74	达标

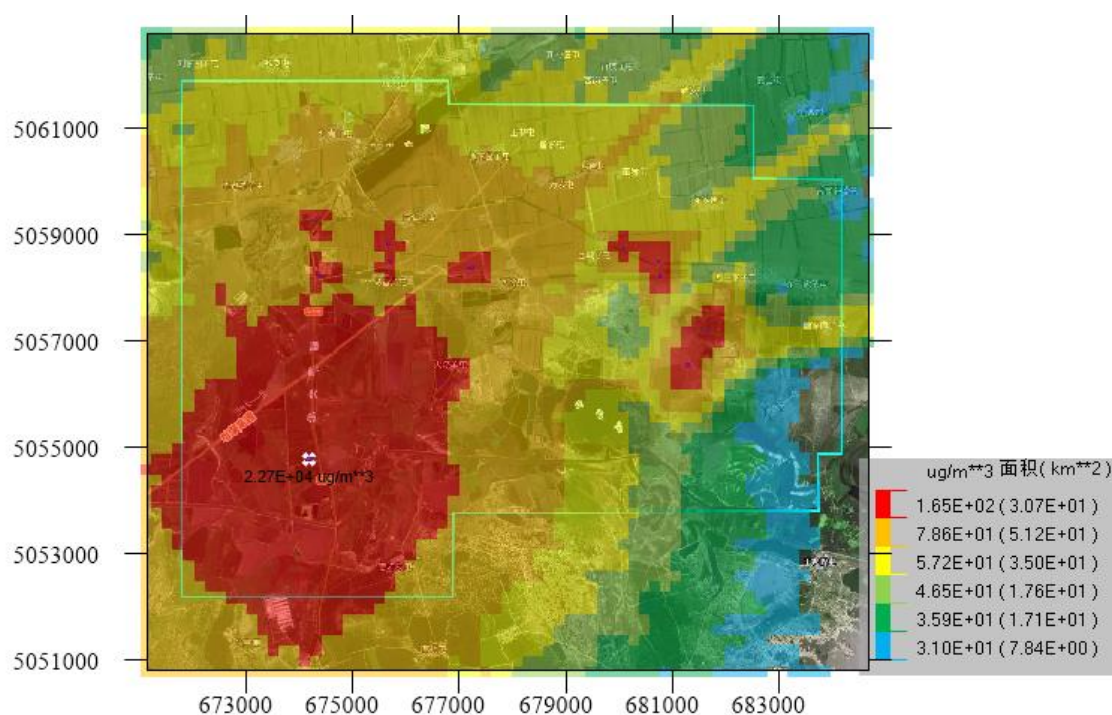


图 5.1-26 非正常工况非甲烷总烃小时浓度占标率预测结果图

(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防护区域，以确保大气环境防护区域外的贡献浓度满足环境质量标准”，根据预测结果，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防护距离。

（4）污染物排放量核算

①正常工况下大气污染物年排放量核算

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），对污染物排放量进行核算，提出污染源监测计划。由于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，故不对依托加热炉排放的污染物进行核算。本项目大气污染物有组织排放量核算见表 5.1-20，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

序号	排放口编号	污染物	核算排放浓度 (mg/m ³)	核算排放速率 (kg/h)	核算年排放量 (t/a)
主要排放口					
主要排放口合计		/	/	/	/
一般排放口					
1	拉油点储罐 1#	颗粒物	9.8	0.00183	0.016
		NO _x	/	0.0146	0.128
		SO ₂	/	0.00187	0.0164
2	拉油点储罐 2#	颗粒物	9.8	0.00183	0.016
		NO _x	/	0.0146	0.128
		SO ₂	/	0.00187	0.0164
3	拉油点储罐 3#	颗粒物	9.8	0.00183	0.016
		NO _x	/	0.0146	0.128
		SO ₂	/	0.00187	0.0164
4	拉油点储罐 4#	颗粒物	9.8	0.00183	0.016
		NO _x	/	0.0146	0.128
		SO ₂	/	0.00187	0.0164
5	拉油点储罐 5#	颗粒物	9.8	0.00183	0.016
		NO _x	/	0.0146	0.128
		SO ₂	/	0.00187	0.0164
6	拉油点储罐 6#	颗粒物	9.8	0.00183	0.016
		NO _x	/	0.0146	0.128
		SO ₂	/	0.00187	0.0164

7	拉油点储罐 7#	颗粒物	9.8	0.00183	0.016
		NOx	/	0.0146	0.128
		SO ₂	/	0.00187	0.0164
8	拉油点储罐 8#	颗粒物	9.8	0.00183	0.016
		NOx	/	0.0146	0.128
		SO ₂	/	0.00187	0.0164
9	拉油点储罐 9#	颗粒物	9.8	0.00183	0.016
		NOx	/	0.0146	0.128
		SO ₂	/	0.00187	0.0164
10	拉油点储罐 10#	颗粒物	9.8	0.00183	0.016
		NOx	/	0.0146	0.128
		SO ₂	/	0.00187	0.0164
一般排放口合计		SO ₂			0.164
		NOx			1.28
		颗粒物			0.16
有组织排放总计					
有组织排放总计		SO ₂			0.164
		NOx			1.28
		颗粒物			0.16

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、拉油点和管线等	油气集输	非甲烷总烃	井口安装密封垫、拉油点储罐阀门、法兰等安装密封垫片	《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	95.68
2	依托朝三联合站	油气集输	非甲烷总烃	油气集输采用密闭流程			
无组织排放总计							
无组织排放总计				非甲烷总烃			95.68

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	95.68

②非正常工况下大气污染物年排放量核算

根据工程分析可知，本项目涉及的非正常工况条件下的废气排放主要为井场、场站

设备检修时非甲烷总烃的溢散，一般情况下检修时间较短（1-2d），非甲烷总烃溢散量难以核算，且项目均处于野外，扩散条件较好，不会对周围大气环境造成较大影响。

（5）评价结论

①本项目所在地区为大庆市，为达标区域。新增污染物正常排放下，拟建井场非甲烷总烃贡献浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求，非甲烷总烃小时值对环境敏感点最大浓度贡献值占标率为 8.28%，小于 100%，拉油点储罐加热炉排放 SO₂、NO_x 和 PM₁₀ 年均浓度贡献值最大浓度占标率≤30%，小时浓度和日均浓度贡献值最大浓度占标率≤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≤100%和年均浓度贡献值最大浓度占标率≤30%要求；叠加现状浓度后，环境敏感点处非甲烷总烃的小时浓度最大出现在火烧羊屯为 691.53μg/m³，满足《大气污染物综合排放标准详解》2.0mg/m³ 要求。

②非正常工况下，预测 NMHC 的 1h 平均质量浓度贡献值最大浓度占标率均小于 100%。

③通过预测可知，本项目对大气环境影响较小，无需设置大气环境保护区域。

④正常工况下，本项目在运行期油田生产过程中采用全密闭工艺流程，油井井口均安装了密封垫，烃类气体的损失量可以控制在合理范围以内，井场、拉油点及依托的油气处理站排放的非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求，依托场站排放的非甲烷总烃厂区内满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求，油田开发区域产生的非甲烷总烃对大气环境影响较小。非正常工况为油井井下作业，作业过程中使用作业污水回收装置，整个过程非甲烷总烃排放量很小，且作业时间很短，对大气环境影响较小。

通过采取上述措施，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

本项目评价范围内地表水体为州 39-扶平 3 井场北侧 1km 八一水库、5 号平台井场东侧 85m 北大干渠、5 号平台井场东南 1km 老安肇新河、2 号平台井场西南 980m 牛毛沟。八一水库位于本项目井场上游，无直接水力联系；5#平台井场与北大干渠之间由稻田堤坝分隔，无直接水力联系，本项目部分井场分布在低洼耕地、草地和稻田地中，区域稻田灌溉水引自北大干渠，在雨季受降雨影响，井场非正常情况下可能对周边灌溉水渠和牛毛沟产生影响。

施工期对地表水体可能造成污染的污染源主要是水基钻井废水、管线试压废水、生活污水、压裂返排液，污染因子主要为 COD、氨氮、SS、石油类。

运营期产生的废水主要为作业污水、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。

5.2.1 施工期

项目施工期产生的水基钻井废水排入井场水基钢制泥浆槽中，由井场移动式泥浆不落地处理装置处理，处理后的压滤水由罐车拉运至葡一联合含油污水处理站处理达标后回注油层；管线试压废水由罐车拉运至龙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，不外排；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，由物业单位庆南工矿服务公司拉运至八百垧客

运污水站经污水管网排入大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂处理达标后排放，施工结束后临时防渗旱厕进行卫生处理，场地进行平整。压裂返排液由罐车拉运至塔三压裂液处理站，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。

综上所述，本项目施工期废水均得到合理有效的处理，不会对区域内地表水体产生影响。

5.2.2 运营期

5.2.2.1 正常工况下地表水环境影响分析

正常工况下，本项目运营期油井产液收集到新建拉油点储罐内，定期由罐车拉运至龙一联卸油点，进入龙二转油站处理系统（投产第1~2年，朝三联外输管线能力不足，计划将拉油点部分产液拉运至龙一联卸油点，进朝一联转油脱水站系统处理），分离的含油污水最终管输进入龙一联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层；作业污水通过罐车回收后拉运至龙一联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排；洗井污水由罐车回收后拉运至龙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。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为避免井场对周边稻田地产生影响，对井场进行填筑，平均填高 0.3m，井场四周采用水泥混凝土预制块、干砌块石护砌。

②施工期在井场柴油罐等重点区域铺垫防渗布并修建 0.2m 高临时玻璃钢围堰，防止污染物泄露外溢，确保施工期井场污染物不会进入周边水渠。

③为避免油田开发过程中污染物随地表径流进入周边灌溉渠，在生产过程中严格管理，杜绝含油污水及污油的随意排放；生产过程中修井及其它井下作业通过安装防喷器、卸油器、作业污水回收装置、井口溢流控制器等井口及井下装置，防止井喷、泄漏等事故的发生，减少含油污泥的产生量，一旦发生原油落地，全部及时回收。

④集油管线采用无缝钢管，内缠聚乙烯胶带硬质聚氨酯塑料夹克保温管，能有效防止管线泄漏，同时定期对管线检查、维修，确保各部分的使用性能；

⑤在进行油井井下作业和油井洗井时，严格按照要求使用污油污水回收装置、油管清洗污水回收装置及罐车对作业污水进行回收，防止作业产生的污油污水进入周围环境。同时限制作业范围，严格控制在井场占地范围内，完工后，将井场平整清理干净，不得遗留油污；

⑥新建集中拉油点采用数字化建设，配套视频监控系统，全部数据接入第八作业区指挥中心，实时监控拉油点运行状态。小队定期巡检，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 15 口油井采出水依托龙一联含油污水处理站处理，龙一联含油污水处理站 2000 年投产运行，采用“原水→沉降罐→气浮除油→轴向动态反冲洗过滤罐→连续反冲洗过滤罐→膜过滤”工艺流程，设计出水水质指标为含油量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 1\text{mg/L}$ ，设计污水处理量为 $2000\text{m}^3/\text{d}$ ，目前实际污水处理量为 $1218\text{m}^3/\text{d}$ ，本项目 15 口油井最大采出水量为 478.5t/d ，新增污水后处理量为 $1696.5\text{m}^3/\text{d}$ ，负荷率为 84.8%，满足依托需求。

本项目投产初期第 1~2 年部分产液（ $380\text{--}530\text{t/d}$ ）拉运至龙一联卸油点进朝一联转油脱水站处理，分离采出水依托朝一联含油污水处理站处理，站内工艺采用“原水→沉降曝气除硫→气浮除油→两级过滤→膜过滤”工艺流程，设计污水处理量为 $7000\text{m}^3/\text{d}$ 。目前实际污水处理量为 $5578\text{m}^3/\text{d}$ ，本项目分离采出水最大量为 349.8t/d ，新增污水后处理量为 $5927.8\text{m}^3/\text{d}$ ，负荷率为 84.7%，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

根据调查，朝二联所属区域注水井回注层位与油井开采层位相同，属于回注到现役油气藏层位。

本次委托大庆中环评价检测有限公司于 2025 年 3 月 17 日-18 日对龙一联合油污水处理站的监测结果可知（见附件 7），处理后的污水含油量为 0.67~0.92mg/L，悬浮固体含量为 1mg/L，《大庆外围油田杨大城子油层朝 94 区块转变注水开发方式试验工程项目检测报告》（2023 年 7 月 4 日-5 日）对朝一联合油污水处理站出水水质进行监测，处理后的污水含油量为 1.44~2.02mg/L，悬浮固体含量为 1mg/L，本项目依托污水站满足《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。

5.2.2.1 非正常工况下地表水环境影响分析

非正常工况下对地表水体构成污染的污染源主要为作业污水地表径流可能携带部分落地油进入水环境。根据前述工程分析可知：

（1）油井作业过程中使用作业污油污水回收装置、油管清洗污水回收装置对作业污水进行回收。油井作业时泄漏出的污油污水限定在井场范围内，通过带有自吸泵的污油污水回收装置将泄漏出的污油污水回收处理，不进入外环境。

（2）作业过程中严格限制作业范围，作业范围不超出井场占地范围外，作业期间油井井场作业区域四周设置临时围堰，作业过程中跑、冒、滴、漏产生的油水不会污染外环境。

（3）本工程对落地油采取了及时回收措施，回收率 100%，并禁止在雨季进行油井作业，因此，地表径流不会对周边水渠产生影响。

综上，非正常工况下，通过上述的相应措施，项目对地表水体不会产生影响。

5.2.3 退役期

退役期管线内介质均由压缩空气吹扫至拉油点储罐，后续罐车拉运至朝三联集输系统处理，不会对周边地表水产生影响。退役期生活污水排入施工现场临时防渗旱厕，施工结束后拉运至方兴分公司厂区污水泵房，经地下管网输至方兴分公司厂区生活污水处理站处理达标后排入牛毛沟。本项目退役期废水均得到合理有效的处理，不会对区域内地表水体产生不良影响。

5.2.4 地表水环境影响评价结论

本项目在施工期、运营期正常生产及非正常工况、退役期情况下，采取了较为完善的环境保护措施，对地表水环境不会产生不良影响。在事故状态下，尤其是发生拉油点储罐和集输管线泄漏的情况下，若发现或处理不及时会对地表水环境产生一定影响。因此，运营期应加强检测、巡检巡视，及时发现问题及时处理，尽量避免事故的发生，降低事故发生后对环境的影响程度和范围。

5.3 地下水环境影响预测与评价

5.3.1 正常情况下地下水环境影响分析

(1) 施工期

① 钻井过程对地下水环境影响分析

本项目钻井期对地下水可能造成的影响主要是钻井过程中钻遇含水层时钻井液漏失对地下水造成影响。若漏失地层存在较多的裂隙时，漏失的钻井液就有可能沿着岩层裂隙进入地下水造成地下水污染。

钻井期间，为防止钻井泥浆上返地面后对土壤的污染，井场设钢制泥浆槽，泥浆不落地；钻井过程中使用双层套管，以保护地下水不受污染；表层套管和油层套管固井水泥浆必须返至井口，确保安全封闭此深度内的地下水层，同时封固地表疏松地层，为井口控制和后续完井采用预应力固井创造条件；尽可能缩短水泥胶的稠化时间减少对地层水的污染；慎重使用水泥外加剂，表套固井不使用带毒性的水泥外加剂；提高钻井速度，减少钻井泥浆对地层水的污染及浸泡时间；固井水泥返高要求返至油层以上 100m，确保完全封闭此深度内的潜水层和承压水层，保证地下水质安全。结合油田多年钻井的实际经验可知，在固井质量可靠的基础上，一般井管泄漏的可能性极小。即使发生泄漏，固井时已采用加套管等防护措施，正常情况下不会对地下水产生影响。

② 压裂对地下水环境影响分析

油气层压裂工艺采用压裂车，把高压大排量具有一定粘度的液体通过井筒挤入油层，当把油层压出许多裂缝后，加入支撑剂充填进裂缝，提高油层的渗透能力，以增加产油量。在固井质量可靠，并采用加套管等防护措施的基础上，一般井管压裂液泄漏的可能性极小。本项目采用无毒、低毒的环境友好型压裂液，压裂实施过程中加强现场监督，产生的压裂返排液直接进入罐车，不落地，因此正常情况下不会对地下水产生影响。

③ 井场防渗旱厕对地下水环境影响分析

施工场地的生活污水经临时防渗旱厕收集，生活污水量少且是短期行为，生活污水由物业单位庆南工矿服务公司拉运至八百垧客运污水站经污水管网排入大庆市北控污

水管理有限公司南区污水处理厂处理达标后排放。临时防渗旱厕进行卫生处理，场地进行平整。

④油基泥浆循环罐、油基钢制泥浆槽、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 个油基泥浆循环罐区、1 个油基钢制泥浆槽、1 个柴油罐区，均属于重点防渗区，油基泥浆循环罐和柴油罐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。油基钢制泥浆槽采用地面碾压平整并铺设 2mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ ，满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中防渗要求。由于油基泥浆循环罐、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水基钻井废水排入井场水基钢制泥浆槽中，与水基废钻井液、钻井岩屑一同拉运至大庆洁宇环保科技有限公司处理，处理后的压滤水由罐车拉运至葡一联含油污水处理站处理达标后回注油层；油基钻井废水、油基废钻井液、油基钻井岩屑和油基废射孔液排入井场设置的油基钢制泥浆槽中，委托黑龙江迈景环保科技有限公司处理，处理后的污水进入污水罐储存，定期拉运至龙一联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，处理后的脱油泥满足相关要求后用于垫井场和通井路；管线试压废水由罐车拉运至龙一联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排；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，由物业单位庆南工矿服务公司拉运至八百垧客运污水站经污水管网排入大庆市北控水管理有限公司南区污水处理厂处理达标后排放，施工结束后临时防渗旱厕进行卫生处理，场地进行平整。压裂返排液由罐车拉运至塔三压裂液处理站，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。因此，本项目施工期正常情况下不会对地下水产生影响。

（2）运行期

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。

本项目采出液最终处理产生的含油污水最终由管线输送至龙一联含油污水处理站

处理达标后回注油层，含油污泥、落地油由罐车拉运至方兴油田台 1 危险废物贮存库暂存，定期委托大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处理满足相关标准后用于垫井场和通井路。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。

(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，区块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

油田开发生产过程中，非正常状况下，具有污染环境的潜在因素，包括井漏、原油泄漏等，可能对地下水环境产生不利影响。具体分析如下：

(1) 根据井身结构设计数据，钻井次序分为二开，一开采用水基钻井液，二开采用油基钻井液。钻井时，钻井套管连接错位、套管连接不及时等操作失误导致钻井液泄漏，油基钻井液窜入含水层造成对地下水污染，可能对承压水含水层造成污染。

(2) 运营期间，可能因管道老化、腐蚀穿孔引起原油、含油污水泄漏，多发生在投产若干年后，一旦管道泄漏会有原油、含油污水溢出，对环境造成污染，但发生管线泄漏时因管道的压力变化较易发现，及时采取必要的处理措施后，使造成的污染可控制在局部地区，不会造成大面积的区域性污染。管道泄漏原油、含油污水首先进入土壤，经过土壤下渗到达潜水层，会对土壤、潜水产生影响；承压水含水层上有隔水层阻隔，管道泄漏一般不会对承压水造成影响。

(3) 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。

本项目预测情景模式见表 5.3-1。

表 5.3-1 地下水预测情景模式一览表

序号	泄漏类型		影响层位	场景选择	
				持续泄漏	短时泄漏
1	套管连接错位、套管连接不及时等操作失误造成油基钻井液泄漏		承压水	—	√
2	集输管线腐蚀造成的含油物质渗漏	泄露孔径按 10%孔径	潜水	√	—
		全管径泄露	潜水	—	√
3	油井泄漏造成的含油物质泄漏		承压水	√	—

根据以上情景模式，预测非正常状态下对区域潜水层（第四系上更新统松散层孔隙潜水）或有饮用价值的承压水层（第三系上统明水组孔隙裂隙承压水含水层）的影响。由于本项目井场距离较近，且位于同一水文地质单元，因此选取可能对地下水造成最大影响的井场进行预测分析。

情景一：钻井套管连接不及时等操作失误造成油基钻井液泄漏

（1）预测源强

根据工程方案，本工程钻井泥浆类型一开选用膨润土浆、二开选用油基泥浆。膨润土浆为无毒无害，因此本次选取危害作用最大的油基泥浆进行预测分析。

根据方兴分公司地质部门提供的本项目区块及周边临井钻探记录，本项目区块 4km 范围共有 3 口探评井在钻井时出现复杂显示，其中 1 口井发生钻井液漏失情况（即为本区块内金 251 探井），采取堵漏、降密度后均成功处理。根据该井井漏情况记录表，金 251 井钻井过程中发生过两次钻井液漏失，漏失速度 $0.79\sim 2.98\text{m}^3/\text{min}$ ，钻井队通过随钻堵漏和延迟膨胀堵漏等技术处理后，堵漏用时 $8\sim 15\text{min}$ 。参考邻井钻井期钻井液漏失实际发生情况，以最不利情况考虑，预估本项目钻井发生 2 次漏失，钻井期发生钻井液漏失时油基钻井液最大泄漏源强为 $2.98\text{m}^3/\text{min}\times 15\text{min}\times 2=89.1\text{m}^3$ 。根据企业提供的油基钻井液体系配方，油基钻井液主要污染物为柴油，柴油含量 $80\%\sim 90\%$ ，则柴油最大泄漏源强为 $89.1\text{m}^3\times 90\%=80.2\text{m}^3$ 。柴油密度按 $0.835\text{t}/\text{m}^3$ ，即柴油最大泄漏源强为 $80.2\text{m}^3\times 0.835\text{t}/\text{m}^3\times 1000\text{kg}/\text{t}=66967\text{kg}$ 。

（2）预测因子

钻井套管连接错位、套管连接不及时等操作失误造成的井筒油基钻井液泄漏，污染物主要为柴油，以石油类计，因此，选取石油类作为本次评价预测特征因子。预测第 100 天、1000 天、5475d 石油类在承压水中的运移情况。

（3）预测模型

将泄漏时间概化为瞬时注入，再利用二维水动力弥散方程计算最大影响范围。二维水动力瞬时注入弥散方程如下：

$$C(x, y, t) = \frac{m_M / M}{4\pi mt \sqrt{D_L D_T}} e^{-\left[\frac{(x-ut)^2}{4D_L t} + \frac{y^2}{4D_T t} \right]}$$

式中：

x, y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；

$C(x, y, t)$ — t 时刻点 x, y 处的示踪剂浓度, g/L;

M —含水层的厚度, m;

m_M —长度为 M 的线源瞬时注入的示踪剂质量, kg;

u —水流速度, m/d;

n —有效孔隙度, 无量纲;

D_L —纵向弥散系数, 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 $I = 0.0005$, 有效孔隙度 n_e 为 0.25, 有效评价区内承压水含水层地下水流速为 0.05 m/d 。承压含水层厚度 20 m 。弥散系数: 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), 化学反应常数为 0。

(5) 预测结果

钻井套管连接不及时等操作失误造成的油基钻井液泄漏第 100d、1000d、5475d 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 油基钻井液泄漏对地下水影响预测结果表

污染物	预测时间	超标最远距离/m	超标面积/ m^2	最远影响距离 (最大迁移距离) /m	影响面积/ m^2
石油类	100 天	39	1197.01	41	1319.19
	1000 天	150	10050.88	157	11310.47
	5475 天	493	47887.52	509	50860.02

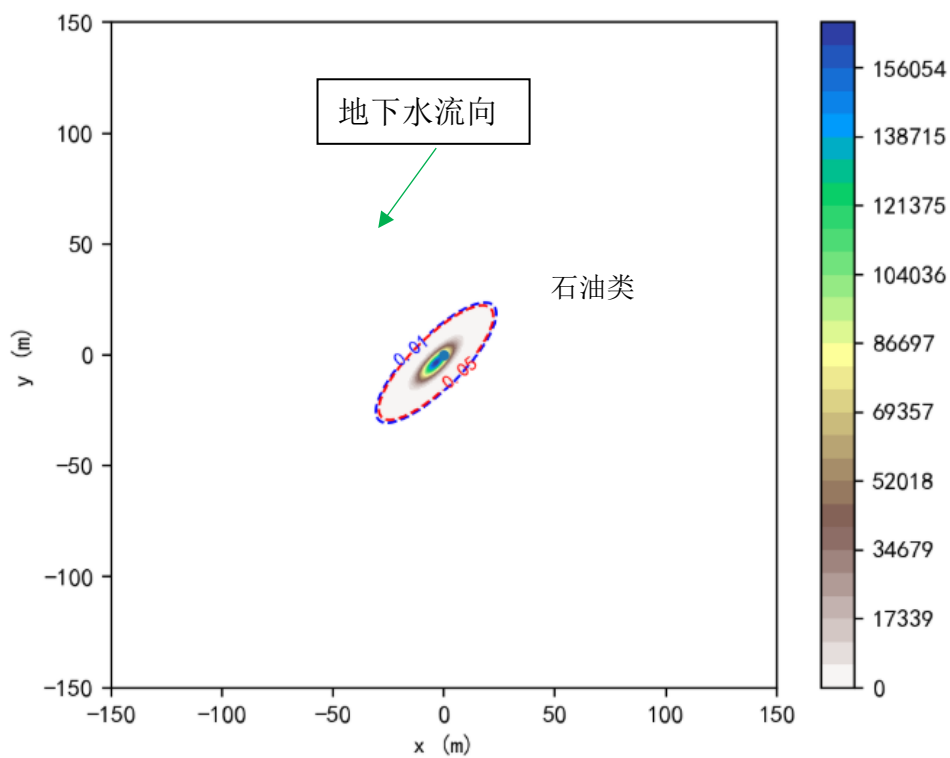


图 5.3-1 油基钻井液泄漏后 100 天污染物浓度分布图（污染源点：0，0）

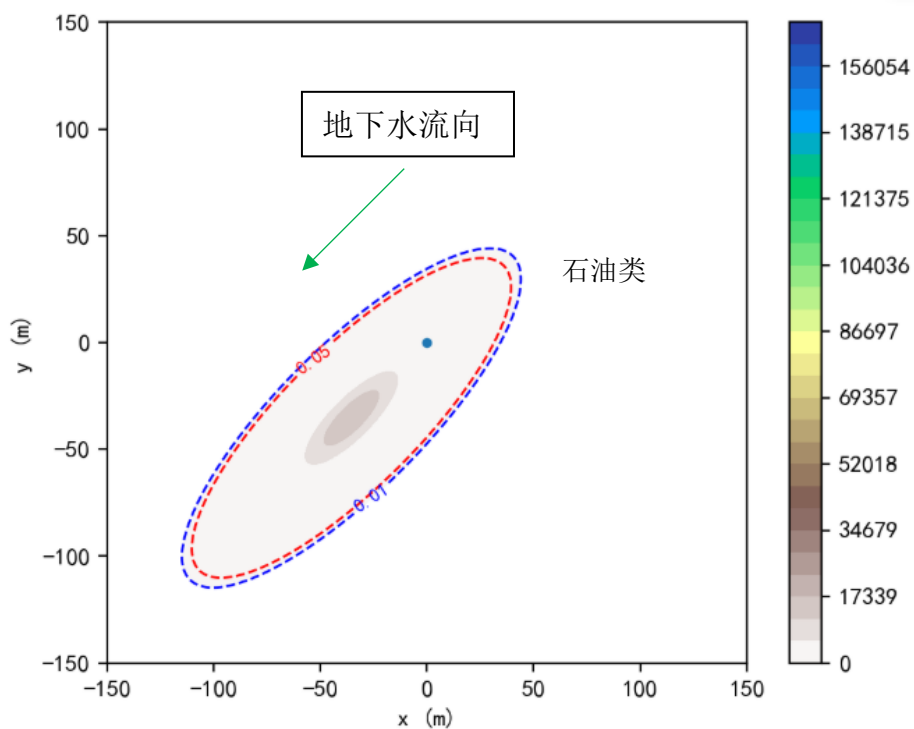


图 5.3-2 油基钻井液泄漏后 1000 天污染物浓度分布图（污染源点：0，0）

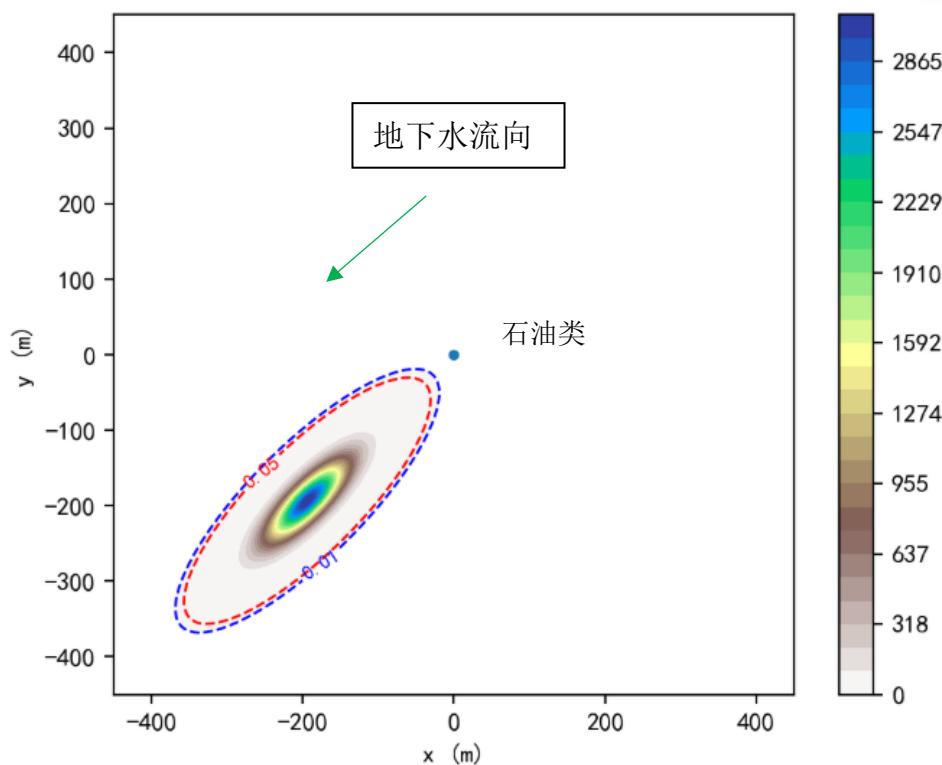


图 5.3-3 油基钻井液泄漏后 5475 天污染物浓度分布图（污染源点：0，0）

由预测结果可知，随着时间增加，污染范围有所增加，油基钻井液泄漏 100d 后，超标距离最远为 39m，影响距离最远为下游 41m；油基钻井液泄漏 1000d 后，超标距离最远为 150m，影响距离最远为下游 157m；油基钻井液泄漏 5475d 后，超标距离最远为 493m，影响距离最远为下游 509m。

经调查，距离本项目最近的最近肇州镇 11#水源井位于肇 27-扶平 4 井场北侧 2800m，位于评价范围上游，不在本项目油基钻井液泄漏 5475d 的影响范围内，因此，钻井套管连接不及时等操作失误造成的油基钻井液泄漏不会对其产生污染影响。

情景二：输油管道泄漏

（1）泄露孔径为管径的 10%

1) 预测源强

假设新建集油管道无缝钢管因破裂而导致泄漏，本项目新建集油管线中位于两个截断阀室间含液量最大管段为 1 号平台井场至 1 号拉油点管线，管线规格为 $\phi 89 \times 4.5$ -2.5km，选取管径较大的集油管道进行预测分析，本工程在油井套管发生破裂时，会导致原油进入地下水含水层，主要影响区域为潜水含水层，液体泄漏量按《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T-2018）推荐的柏努力方程计算。

$$Q_L = C_d A \rho \sqrt{\frac{2(P - P_0)}{\rho} + 2gh}$$

式中：Q_L：液体泄漏速率，kg/s；

C_d：液体泄漏系数，圆形孔为 0.65；

A：裂口面积，m²；本项目管线规格为 Φ89×4.5mm，参考附录 E 泄漏频率表，泄漏孔径取 10%管径，即裂口面积为 0.0005m²；

P：管线内液体压力，Pa；根据工程方案，管道实际运行压力 770000Pa；

P₀：环境压力，Pa；取 101325Pa；

g：重力加速度 9.8m/s²；

h：裂口之上液位高度，0.08m；

ρ：泄漏液体密度，870kg/m³。

经计算得液体泄漏速率为 11.1kg/s，采出液最低含水率为 40%，进入地下水中的石油类浓度按 500mg/L 计算，则石油类泄漏量为 330.7kg/d。由于管道小孔径破损不易被发现，所以按持续泄漏预测。

选择石油类作为预测因子，预测第 100 天、1000 天、5475 天石油类在地下水中的运移情况。

2) 预测因子

管道原油泄漏的污染物有石油类、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

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中 9.7 节预测方法，采用推荐的地下水溶质运移解析法中的一维稳定流动二维弥散点源模型连续注入示踪剂——平面连续点源进行预测。具体如下：

连续注入示踪剂——平面连续点源。

$$C(x, y, t) = \frac{m_t}{4\pi M n \sqrt{D_L D_T}} e^{\frac{xu}{2D_L} \left[2K_0(\beta) - W\left(\frac{u^2 t}{4D_L}, \beta\right) \right]}$$
$$\beta = \sqrt{\frac{u^2 x^2}{4D_L^2} + \frac{u^2 y^2}{4D_L D_T}}$$

式中：

x, y —计算点处的位置坐标;

t —时间, d ;

$C(x, y, t)$ — t 时刻点 x, y 处的示踪剂浓度, g/L ;

M —含水层的厚度, m ;

mt —单位时间注入示踪剂的质量, kg/d ;

u —水流速度, m/d ;

n —有效孔隙度, 无量纲;

DL —纵向弥散系数, m^2/d ;

DT —横向 y 方向的弥散系数, m^2/d 。

π —圆周率。

$K_0(\beta)$ —第二类零阶修正贝塞尔函数;

$W(u^2t/4DL, \beta)$ —第一类越流系统井函数。

4) 参数选取

根据达西定律 $u = \text{渗透系数} \times \text{地下水水力坡度} / \text{有效孔隙度}$, 潜水含水层渗透系数 $K = 10m/d$, 水力坡度 $I = 0.0003$, 有效孔隙度 n 为 0.18, 有效评价区内潜水含水层地下水流速为 $0.017m/d$ 。潜水含水层厚度 $3.5m$ 。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), 化学反应常数为 0。

5) 预测结果

管道破损泄漏 100d、1000d、5475d 对潜水的影响预测结果见表 5.3-3、图 5.3-4~图 5.3-6。

表 5.3-3 管道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/m	超标面积/ m^2	最远影响距离 (最大迁移距离)/m	影响面积/ m^2
石油类	100 天	28	673.32	271	2401.99
	1000 天	99	6856.67	111	8190.00
	5475 天	281	37985.28	299	44430.77

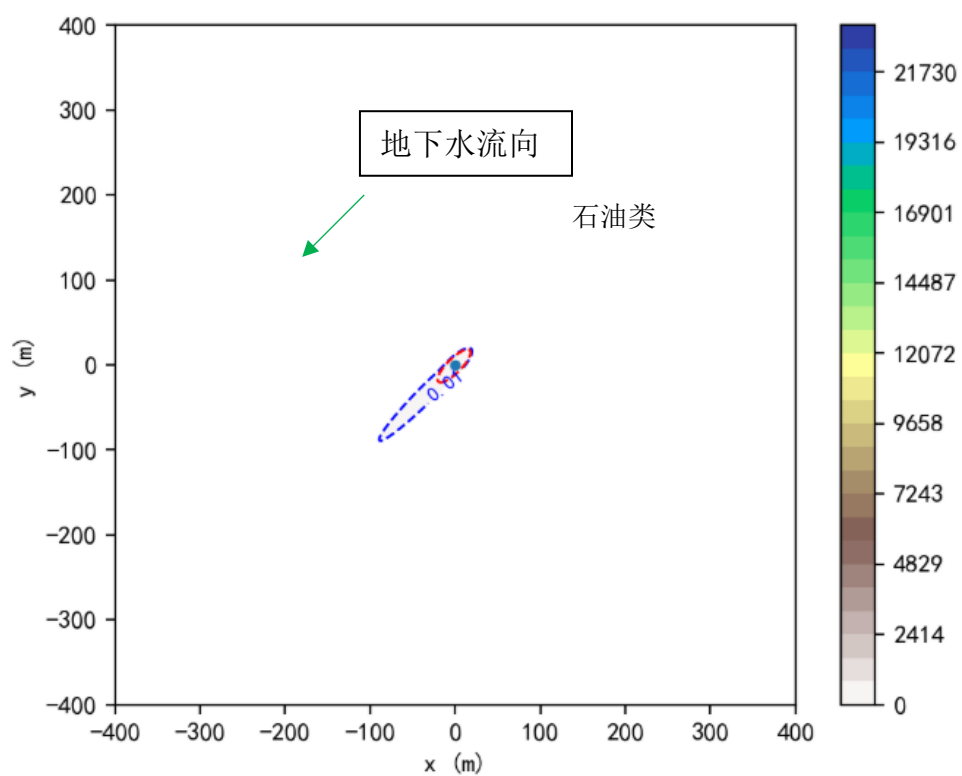


图 5.3-4 集油管道泄漏后 100 天污染物浓度分布图（污染源点：0，0）

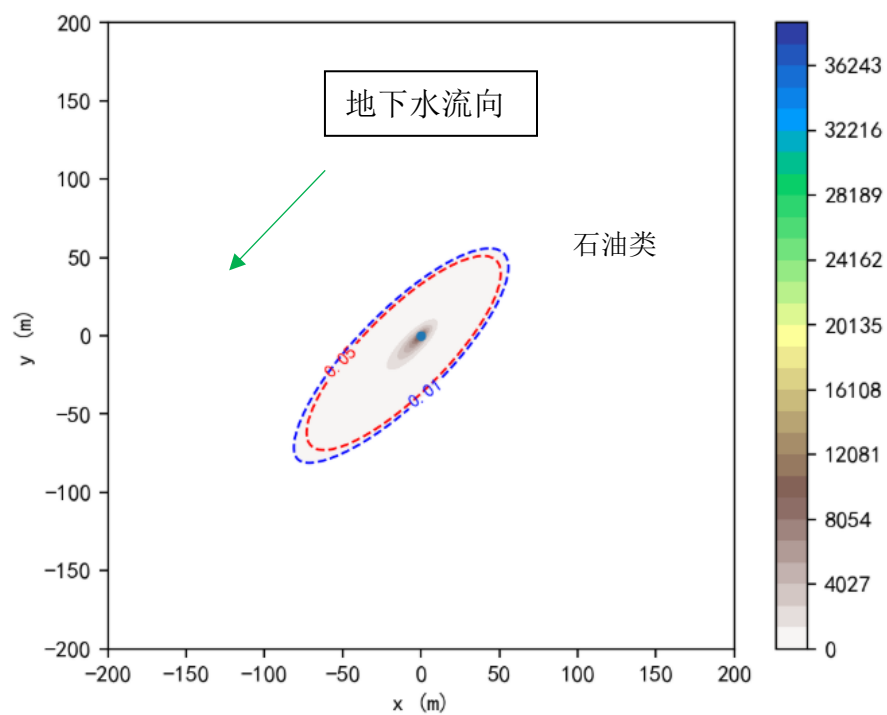


图 5.3-5 集油管道泄漏后 1000 天污染物浓度分布图（污染源点：0，0）

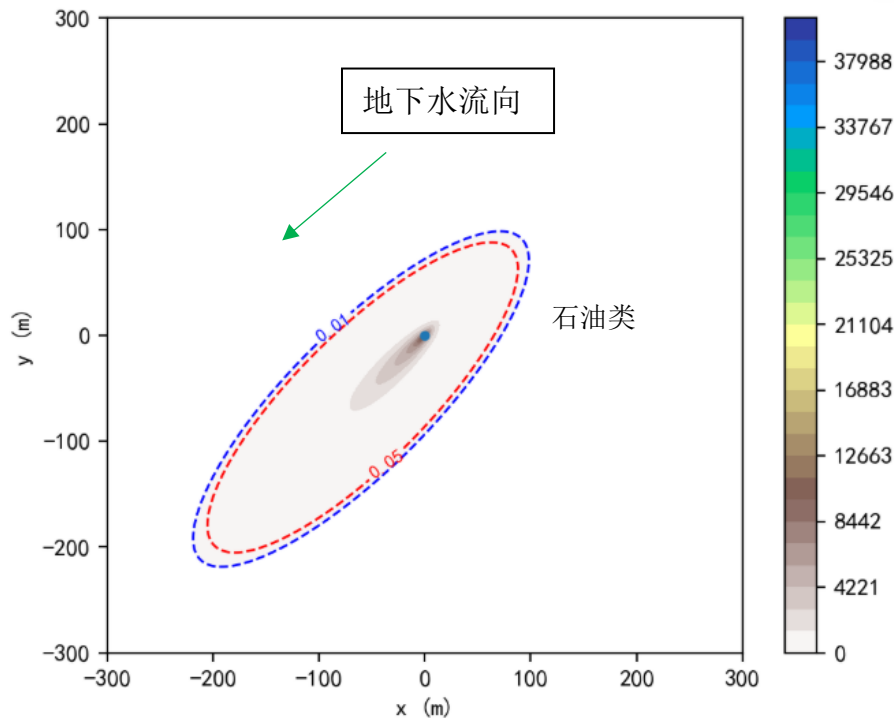


图 5.3-6 集油管道泄漏后 5475 天污染物浓度分布图（污染源点：0，0）

由预测结果可知，随着时间增加，污染范围有所增加，集油管道泄漏 100d 后，超标距离最远为 28m，影响距离最远为下游 271m；集油管道泄漏 1000d 后，超标距离最远为 99m，影响距离最远为下游 111m；集油管道泄漏 5475d 后，超标距离最远为 281m，影响距离最远为下游 299m。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，运行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，非正常状况下可有效阻止原油泄漏进入地下水，对潜水的影响较小。

（2）全管径泄露

1) 预测源强

按照《陆地石油天然气开发建设项目技术导则》（HJ349-2023）中“9.2.2 油类管道泄漏源强，根据截断阀室分布、管线尺寸、截断启动时间等合理确定”和“11.5.2 油气管道泄漏事故应按照管道截面 100%断估算泄漏量，考虑截断阀启动前后的泄漏量”，假设新建集油管道无缝钢管因破裂而导致泄漏，按管道截面 100%断裂估算泄漏量，考虑截断阀启动前后的泄漏量。本项目新建集油管线中位于两个截断阀室间含液量最大管段为 1 号平台井场至 1 号拉油点管线，管线规格为 $\phi 89 \times 4.5$ -2.5km，1 号平台 2 口油井最大产液量 93.8t/d，本项目油井和拉油点均数字化建设，管线泄露可在 30min 内发现并关闭截

断阀，截断阀关闭前，即 30min 最大产液泄漏量 1.95t。

截断阀关闭后，两处截断阀之间（1 号平台井场至 1 号拉油点）新建管段液量按全部泄露考虑，管道内液体最大存在量为 $\pi(0.04)^2 \times 2500 \times 0.87 = 10.93\text{t}$ ，原油密度 870kg/m^3 ，综合含水最小为 40%，进入地下水中的石油类浓度按 500mg/L 计算，则截断阀关闭前后泄露原油总量 4.44kg 。

2) 预测因子

输油管道发生泄漏，导致原油泄漏，污染物有石油类、挥发性酚类等。根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中情景设置预测因子相关要求，对每一类别中的各项因子采取标准指数法进行排序，分别取标准指数最大的因子作为预测因子。在输油管道发生泄漏情景下，原油泄漏的主要污染因子为石油类，挥发性酚类的含量远低于石油，本次评价最终选取石油类作为预测特征因子。预测第 100 天、1000 天、5475d 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 —长度为 M 的线源瞬时注入的示踪剂质量，kg；

u—水流速度，m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；

D_L —纵向弥散系数， 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 $u = \text{渗透系数} \times \text{地下水水力坡度} / \text{有效孔隙度}$ ，潜水含水层渗透系数

K=10m/d，水力坡度 I=0.0003，有效孔隙度 n 为 0.18，有效评价区内潜水含水层地下水流速为 0.017m/d。潜水含水层厚度 3.5m。弥散系数：区域地下水纵向弥散系数 0.2m²/d，横向弥散系数 0.02m²/d。

选取地下水石油类≤0.05mg/L（参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）II 类标准执行），化学反应常数为 0。

5) 预测结果

集油管道泄漏 100d、1000d、5475d 对潜水的影响预测结果见表 5.3-4、图 5.3-7~图 5.3-9。

表 5.3-4 集油管道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/m	超标面积/m ²	最远影响距离 (最大迁移距离) /m	影响面积/ m ²
石油类	100 天	26	577.39	28	709.73
	1000 天	81	4072.18	90	5333.53
	5475 天	216	15096.64	242	22063.39

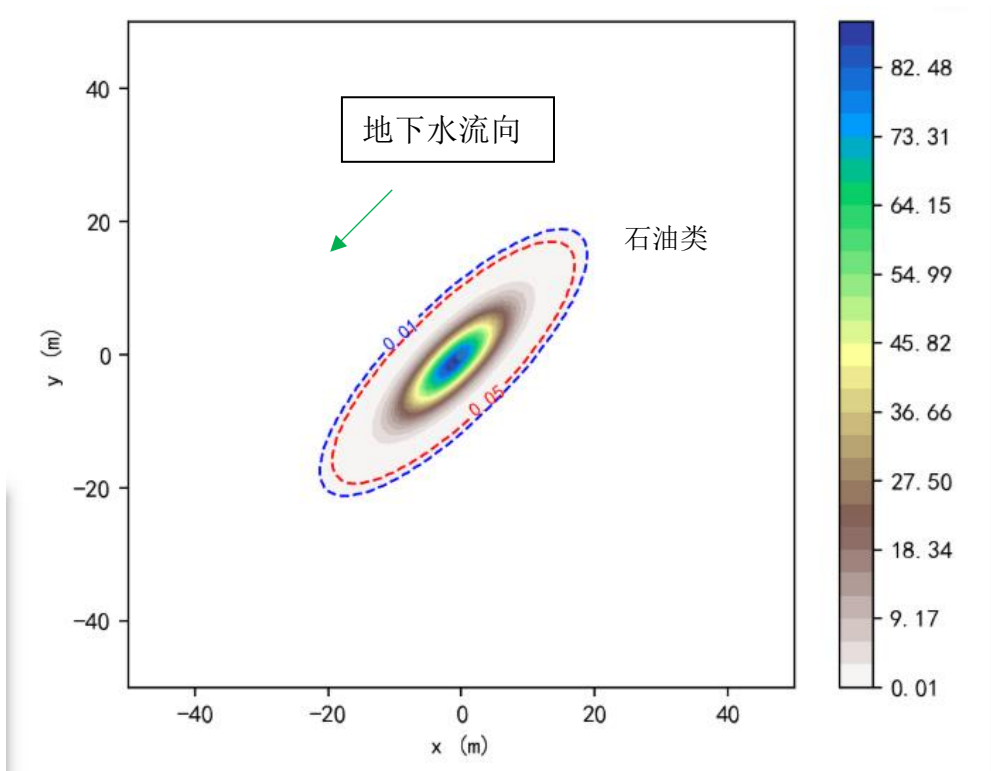


图 5.3-7 集油管道泄漏后 100 天污染物浓度分布图（污染源点：0，0）

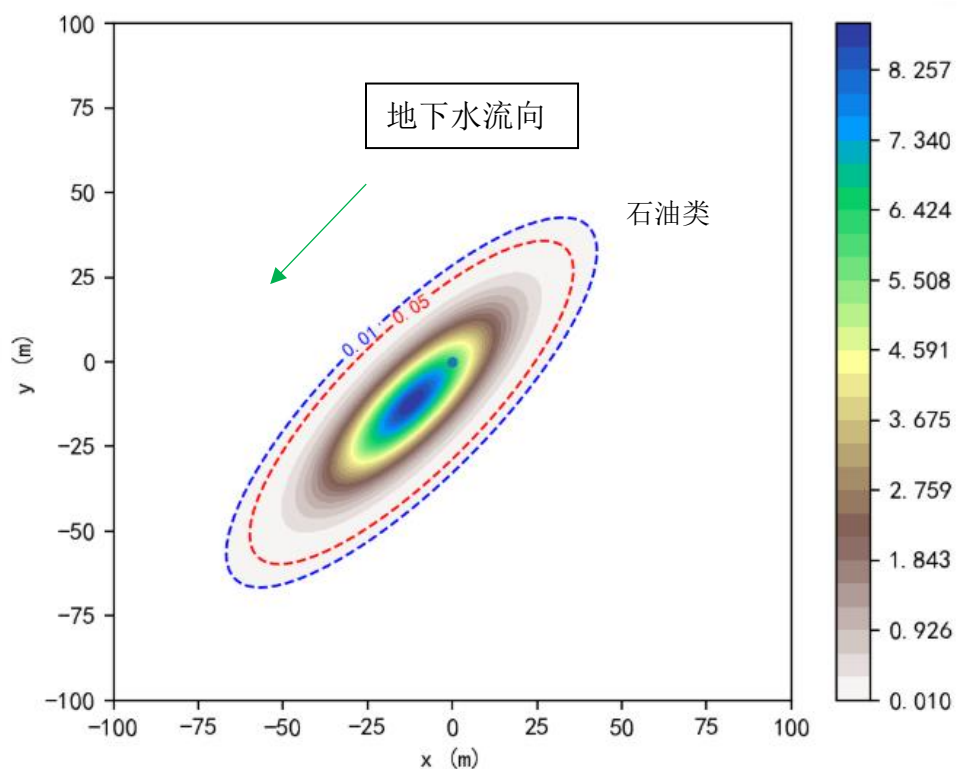


图 5.3-8 集油管道泄漏后 1000 天污染物浓度分布图（污染源点：0，0）

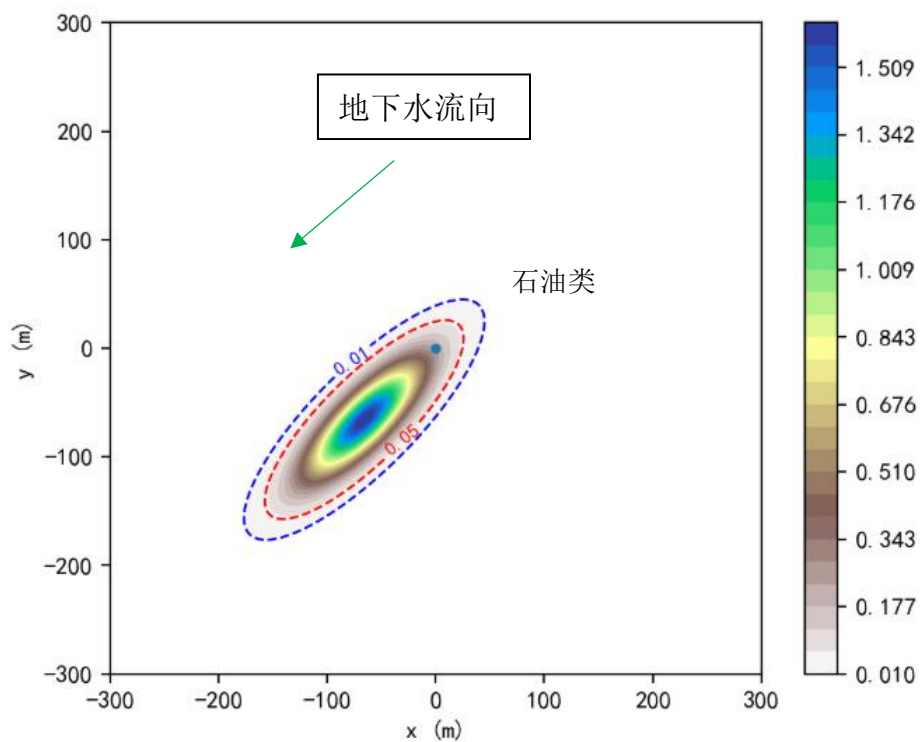


图 5.3-9 集油管道泄漏后 5475 天污染物浓度分布图（污染源点：0，0）

由预测结果可知，随着时间增加，污染范围有所增加，集油管道泄漏 100d 后，超标距离最远为 26m，影响距离最远为下游 28m；集油管道泄漏 1000d 后，超标距离最远为 81m，影响距离最远为下游 90m；集油管道泄漏 5475d 后，超标距离最远为 216m，

影响距离最远为下游 242m。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，运行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，非正常状况下可有效阻止原油泄漏进入地下水，对潜水的影响较小。

情景三：油井套管破损泄漏

（1）预测源强

本工程在油井套管发生破裂时，会导致原油进入地下水含水层，主要影响区域为承压水层位。按照《陆地石油天然气开发建设项目技术导则》（HJ349-2023）中“9.2.2 套管破裂泄漏源强，综合考虑流速、压力、管线尺寸、泄漏时间等因素合理确定”，假设油井套管在地下 200m 处发生泄漏，液体泄漏量按《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T-2018）推荐的柏努力方程计算。

$$Q_L = C_d A \rho \sqrt{\frac{2(P - P_0)}{\rho} + 2gh}$$

式中：Q_L：液体泄漏速率，kg/s；

C_d：液体泄漏系数，圆形孔为 0.65；

A：裂口面积，m²；本项目井区采用 Φ139.7×7 的套管完井，参考附录 E 泄漏频率表，泄漏孔径取 10%孔径，即裂口直径为 6.3mm，裂口面积为 0.00012m²；

P：套管内液体压力，Pa；根据建设单位提供，本项目生产层位为高台子油层扶 I、II 组，生产流压为 1.1-2.0MPa，本项目取 2.0MPa；

P₀：环境压力，Pa；根据项目地下水水文资料，第三系上统明水组在区内的厚度变化较大，埋藏较深，一般为 165.0-120.0m，假设油井套管在地下 165m 处发生泄漏，压力约为 1.0MPa；

g：重力加速度 9.8m/s²；

h：裂口之上液位高度，165m；

ρ：泄漏液体密度，870kg/m³。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中附录 E 确定泄漏孔径按套管内径的 10%计算得液体泄漏速率为 5.05kg/s，采出液最低含水率为 40%，进入地下水中的石油类浓度按 500mg/L 计算，则石油类泄漏速率为 150.5kg/d。由于套管破损不易被发现，所以按持续泄漏预测。

选择石油类作为预测因子，预测第 100 天、1000 天、5475 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

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中 9.7 节预测方法，采用推荐的地下水溶质运移解析法中的一维稳定流动二维弥散点源模型连续注入示踪剂——平面连续点源进行预测。具体如下：

连续注入示踪剂——平面连续点源。

$$C(x, y, t) = \frac{m_t}{4\pi M n \sqrt{D_L D_T}} e^{\frac{xu}{2D_L} \left[2K_0(\beta) - W\left(\frac{u^2 t}{4D_L}, \beta\right) \right]}$$

$$\beta = \sqrt{\frac{u^2 x^2}{4D_L^2} + \frac{u^2 y^2}{4D_L D_T}}$$

式中：

x, y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；

C (x, y, t) —t 时刻点 x, y 处的示踪剂浓度，g/L；

M—含水层的厚度，m；

mt—单位时间注入示踪剂的质量，kg/d；

u—水流速度，m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；

DL—纵向弥散系数，m²/d；

DT—横向 y 方向的弥散系数，m²/d。

π—圆周率。

K₀(β) —第二类零阶修正贝塞尔函数；

W(u²t/4DL, β) —第一类越流系统井函数。

(4) 参数选取

根据达西定律 $u = \text{渗透系数} \times \text{地下水水力坡度} / \text{有效孔隙度}$ ，承压水含水层渗透系数 $K = 25\text{m/d}$ ，水力坡度 $I = 0.0005$ ，有效孔隙度 n_e 为 0.25，有效评价区内承压水含水层地下水流速为 0.05m/d 。承压含水层厚度 20m 。弥散系数：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），化学反应常数为 0。

(4) 预测结果

套管破损泄漏 100d、1000d、5475d 对承压水的影响预测结果见表 5.3-5、图 5.3-10~图 5.3-12。

表 5.3-5 油井套管泄漏对地下水的影响预测结果表

污染物	预测时间	超标最远距离/m	超标面积/ m^2	最远影响距离 (最大迁移距离) /m	影响面积/ m^2
石油类	100 天	31	708.45	53	939.30
	1000 天	131	7270.60	139	8446.71
	5475 天	458	47218.01	475	53553.93

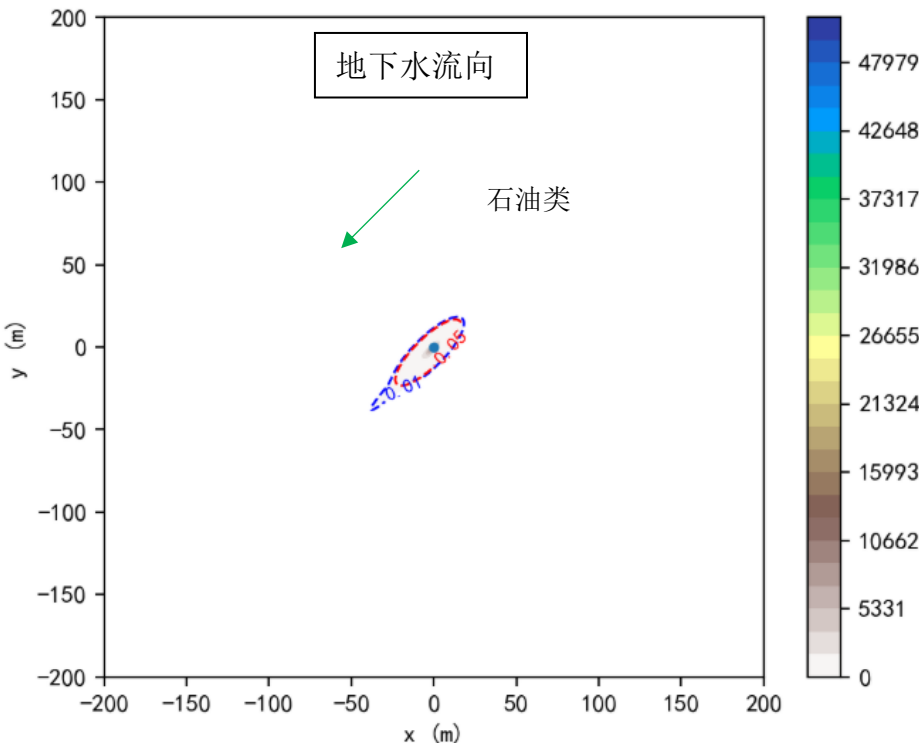


图 5.3-10 油井套管泄漏 100 天石油类污染扩散平面图（污染源点：0，0）

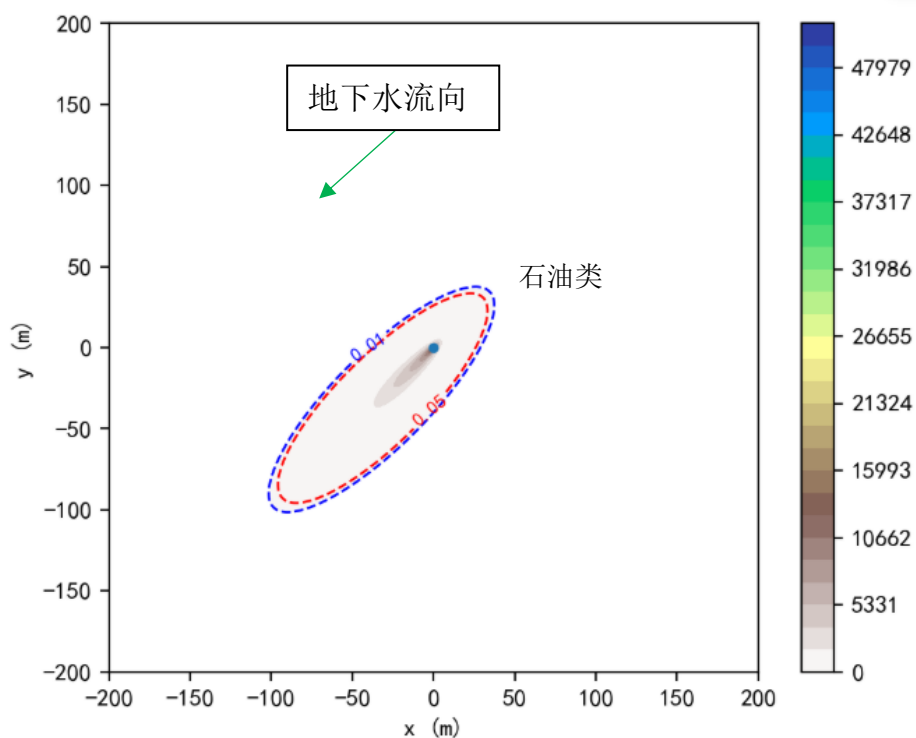


图 5.3-11 油井套管泄漏 1000 天石油类污染扩散平面图（污染源点：0，0）

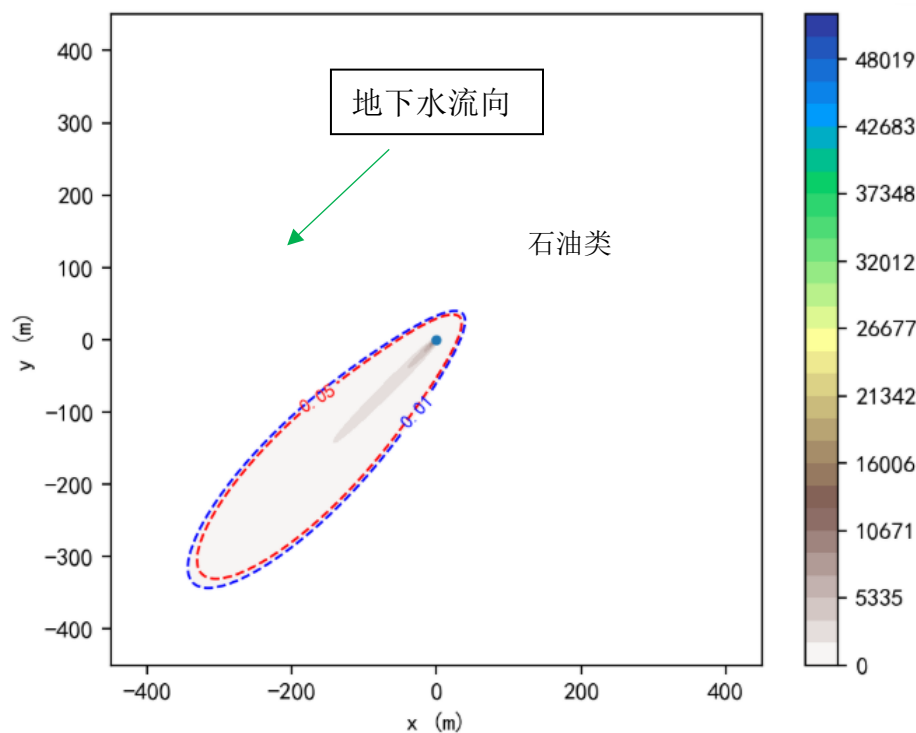


图 5.3-12 油井套管泄漏 5475 天石油类污染扩散平面图（污染源点：0，0）

由预测结果可知，随着时间增加，污染范围有所增加，套损并固井层破损泄漏 100d 后，超标距离为下游 31m，影响距离为下游 53m；套损泄漏 1000d 后，超标距离为下游 131m，影响距离为下游 139m；套损泄漏 5475d 后，超标距离为下游 458m，影响距离为

下游 475m。

经调查,距离本项目最近的最近肇州镇 11#水源井位于肇 27-扶平 4 井场北侧 2800m, 位于评价范围上游,该水井不在非正常状态下影响范围内,套管破损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,拟基建油井在钻井阶段采油地下井管已使用双层套管,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,并对注采井进行修井作业,修补破损的套管,防止污染地下水,降低非正常对地下水的影响。

5.3.3 地下水环境影响评价结论

项目正常工况下不会对地下水环境产生影响。事故状况下,当钻井套管连接不及时等操作失误造成油基钻井液泄漏 100d、1000d、5475d 时,随着时间增加,污染物超标范围有所增加,下游 39m、150m、493m 范围内石油类超出了《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中 II 类标准限值;当集输管线按孔径 10%泄漏 100d、1000d、5475d 时,下游 28m、99m、281m 范围内石油类超标。当集输管线按孔径 100%泄漏 100d、1000d、5475d 时,下游 26m、81m、216m 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、5475d 时,下游 31m、131m、458m 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。

距离本项目最近的最近肇州镇 11#水源井位于肇 27-扶平 4 井场北侧 2800m, 位于评价范围上游,事故泄漏情况下石油类不会对其产生影响。

5.4 声环境影响预测与评价

5.4.1 施工期

项目施工期噪声主要来源于钻井工程、压裂工程及地面工程时期施工机械噪声和运输车辆噪声。

(1) 钻井工程

本项目 10 座钻井井场中,距离村屯保护目标最近的为 3 号平台井场(钻井施工场界东北侧 210m 为火烧羊屯),3 号平台钻井井场占地 11000m²,长 110m,宽 100m,结合《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2021)中推荐的室外声源模式:户外声传播衰减包括几何发散(A_{div})、大气吸收(A_{atm})、地面效应(A_{gr})、障碍物屏蔽(A_{bar})、其他多方面效应(A_{misc})引起的衰减。

在环境影响评价中,应根据声源声功率级或参考位置处的声压级、户外声传播衰减,

计算预测点的声级，户外噪声计算公式为：

$$L_p(r)=L_w+D_C-(A_{div}+A_{atm}+A_{gr}+A_{bar}+A_{misc})$$

式中：

$L_p(r)$ —预测点处声压级，dB；

L_w —由点声源产生的声功率级（A 计权或倍频带），dB；

D_C —指向性校正，它描述点声源的等效连续声压级与产生声功率级 L_w 的全向点声源在规定方向的声级的偏差程度，dB；

A_{div} —几何发散引起的衰减，dB；

A_{atm} —大气吸收引起的衰减，dB；

A_{gr} —地面效应引起的衰减，dB；

A_{bar} —障碍物屏蔽引起的衰减，dB；

钻井时期井场同时运行噪声源强调查清单（不考虑备用机泵）见表 5.4-1，钻井工程厂界噪声贡献值见表 5.4-2，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	声源控制措施	运行时 段
		X	Y	Z	声压级/距声 源距离 dB(A)/m		
1	柴油发电机	16.11	76.94	1	95/1	基础减震、建筑 隔声、选用低噪 声设备	连续、 稳定、 昼夜运 行
2	钻机	31.17	75.66	1	95/1	泵类安装减震基 础、选用低噪声 设	
3	泥浆泵	45.7	68.06	1	85/5		
4	钻井泵	57.34	71.76	1	85/5		
5	振动筛	34.85	62.63	1	95/1		
6	搅拌机	38.82	64.62	1	90/1		

表 5.4-2 钻井施工厂界噪声贡献值表 单位：dB（A）

噪声源	厂界位置	噪声贡献值		标准值
		昼间	夜间	
3 号平台钻井井场	钻井施工井场东侧边界	54.07	49.24	昼间 70 夜间 55
	钻井施工井场南侧边界	37.78	30.68	
	钻井施工井场西侧边界	55.12	49.15	
	钻井施工井场北侧边界	35.94	29.71	

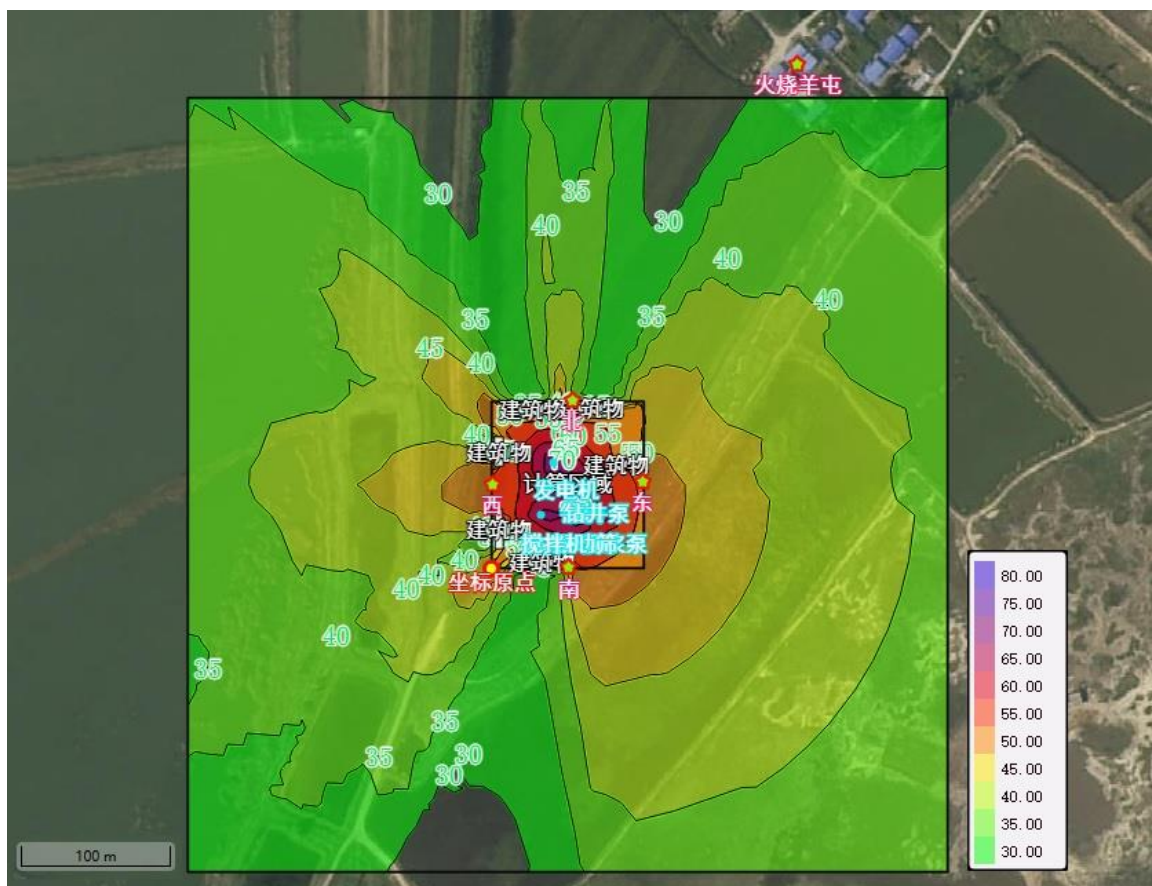


图 5.4-1 钻井工程噪声贡献值预测图

距离本项目钻井井场场界最近的村屯保护目标为施工场界东北侧 210m 的火烧羊屯，钻井施工期声环境保护目标噪声预测结果与达标情况见表 5.4-3。

表 5.4-3 钻井施工声环境保护目标噪声预测结果与达标分析表 单位: dB(A)

声环境 保护目 标名 称	噪声背景 值		噪声现状 值		噪声标准		噪声贡献值		噪声预测值		较现状增 量		超标和达 标情况	
	昼 间	夜 间	昼 间	夜 间	昼 间	夜 间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼 间	夜 间	昼 间	夜 间
火烧 羊屯	48.5	44.1	48.5	44.1	55	45	32.53	22.9	48.61	44.11	0.11	0.01	达 标	达 标

根据上述预测结果，钻井施工对周围环境影响较小。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），本项目对附近村屯噪声影响较小，钻井工程噪声对区域环境影响可接受，并且这种影响在施工期结束时即消失。

（2）压裂工程

压裂过程噪声源主要为压裂车、混砂车，噪声源强在 70-90 dB(A)之间。压裂噪声源强调查清单见表 5.4-4，压裂施工场界噪声贡献值见表 5.4-5，压裂施工期井场噪声预测图见图 5.4-2。

表 5.4-4 压裂噪声源强调查清单

序号	声源名称	空间相对位置/m			声源源强	声源控制措施	运行时段
		X	Y	Z	声压级/距声源距离 dB(A)/m		
1	压裂车 1	19.96	72.86	1.5	75/5	泵类安装减震基础、选用低噪声设备	连续、稳定、昼间运行
2	压裂车 2	25.37	74.89	1.5	75/5		
3	压裂车 3	31.47	76.92	1.5	75/5		
4	压裂车 4	37.57	78.62	1.5	75/5		
5	混砂车 1	26.73	64.05	1.5	90/5		
6	混砂车 2	37.23	67.10	1.5	90/5		

表 5.4-5 压裂施工厂界噪声贡献值表 **单位：dB（A）**

噪声源	厂界位置	噪声贡献值		标准值
		昼间	夜间	
3 号平台钻井井场	压裂施工井场东侧边界	48.58	/	昼间 70 夜间 55
	压裂施工井场南侧边界	43.73	/	
	压裂施工井场西侧边界	46.32	/	
	压裂施工井场北侧边界	50.71	/	



图 5.4-2 压裂施工期井场噪声预测图

距离本项目压裂施工井场场界最近的村屯保护目标为施工场界东北侧 210m 的火烧羊屯，压裂施工期声环境保护目标噪声预测结果与达标情况见表 5.4-6。

表 5.4-6 压裂施工声环境保护目标噪声预测结果与达标分析表 单位: dB(A)

声环 境保 护目 标名 称	噪声背景 值		噪声现状 值		噪声标准		噪声贡献值		噪声预测值		较现状增 量		超标和达 标情况	
	昼 间	夜 间	昼 间	夜 间	昼 间	夜 间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼 间	夜 间	昼 间	夜 间
火烧 羊屯	48.5	44.1	48.5	44.1	55	45	31.05	/	48.58	44.1	0.08	0	达 标	达 标

为了更好的保护区域声环境，应注意对设备的维护保养，保证设备保持在最佳运营状态，降低噪声源强度。

在采取了上述降噪措施后，压裂工程井场场界噪声可以满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011），压裂工程噪声对区域环境影响可接受，并且这种影响在施工期结束时即消失。

压裂机组等大型车辆运输线路途经村屯时，车辆与临街民房距离约 10-20m，车辆途经居民区过程中应减速慢行，非特殊情况不鸣笛，车辆运输噪声为途经村屯时产生的临时性影响，待车辆驶离后即恢复正常，对居民区的影响较小。

(3) 地面工程

本工程地面施工期主要噪声源包括挖掘机、推土机、压路机、电焊机、运输车辆等设备噪声及运输车辆的交通噪声。将各种施工机械等近似为点声源，采用最大噪声值，仅考虑距离衰减进行计算，可得到施工期各种机械等在不同距离处的噪声贡献值，采用无指向性点声源几何发散衰减的基本公式。

无指向性点声源几何发散衰减的基本公式：

$$L_P(r) = L_P(r_0) - 20 \lg(r/r_0)$$

式中： $L_P(r)$ ——预测点处声压级，dB；

$L_P(r_0)$ ——参考位置 r_0 处的声压级，dB；

r ——预测点距声源的距离；

r_0 ——参考位置距声源的距离。

施工机械噪声衰减结果见表 5.4-7。

表 5.4-7 施工期施工机械噪声统计表 单位：dB(A)

机械名称	离施工点距离不同处的噪声值							
	10m	40m	50m	80m	100m	150m	200m	300m
挖掘机	76.0	59.1	57.0	53.1	50.4	46.8	44.2	40.6
推土机	74.0	57.1	55.0	51.1	48.4	44.8	42.2	38.6
压路机	76.0	59.1	57.0	53.1	50.4	46.8	44.2	40.6
电焊机	50	38.0	36.0	32.0	30.0	26.5	24.0	20.5
运输车辆	70.0	58.0	56.0	52.0	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，本项目 3 号平台新建管线和通井路施工场地东 80m 为火烧羊屯，4 号平台新建管线南 100m 为马营子屯，由表 5.4-7 可知，施工场地机械噪声衰减至村屯处满足标准要求，地面工程施工拟采取以下措施：

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。

响。

⑤3号平台和4号平台新建管线施工场地在靠近村屯区域管段以人工开挖为主，并在靠近村屯一侧安装隔声屏障，减少挖掘机等施工机械施工时间，降低噪声影响。

在采取了上述措施后，地面工程井场场界噪声可以满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)标准要求。施工噪声对周围环境的影响较小，且施工期噪声对环境的影响是暂时性的，随着施工结束，其影响也随之消失。

5.4.2 运行期

(1) 声源源强

本工程运行期正常工况下主要噪声源为采油井场和拉油点。噪声源强主要为井场抽油机和拉油点储罐加热炉，为机械噪声。主要声源强度见表 5.4-8。

表 5.4-8 本工程运行期主要声源强度统计

序号	噪声源	发声源	噪声源强度 dB (A)
1	采油井	抽油机	65~80
2	拉油点储罐加热炉	加热炉燃烧器	70~75

(2) 环境数据

通过资料收集，影响声波传播的各类参数见表 5.4-9。

表 5.4-9 影响声波传播的各类参数统计

序号	参数	取值
1	年平均风速和主导风向	3.7m/s，西北风
2	项目区域年平均气温	3.3℃
3	年平均相对湿度	63%
4	大气压强	101325Pa
5	声源和预测点间的地形、高差	平原，1.2m
6	声源和预测点间障碍物（如建筑物、围墙等）的几何参数	无
7	声源和预测点间树林、灌木等的分布情况以及地面覆盖情况	耕地、乔木林地

(3) 预测方法

油田运行期所产生的噪声污染贯穿油田生产的全过程，具有点多、分散的特点，其影响程度视油田生产中的设备发声强度和周围环境的功能要求而定。本工程主要噪声源为油井井场和拉油点，项目井场周边 200m 范围内无声环境敏感点、2#拉油点南侧 170m 为马营子屯，运营期选择距离保护目标相对较近、井数较多的 3#平台井场和 2#拉油点进行预测分析厂界达标情况。

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。

$$L_p(r) = L_w + D_C - (A_{\text{div}} + A_{\text{atm}} + A_{\text{gr}} + A_{\text{bar}} + A_{\text{misc}})$$

$$A_{\text{div}} = 20 \lg(r/r_0)$$

$$A_{\text{atm}} = \alpha (r - r_0) / 1000$$

$$A_{\text{gr}} = 4.8 - (2h_m/r) [17 + (300/r)]$$

式中:

$L_p(r)$ ——预测点处声压级, dB;

L_w ——由点声源产生的声功率级(A计权或倍频带), dB;

D_C ——指向性校正,它描述点声源的等效连续声压级与产生声功率级 L_w 的全向点声源在规定方向的声级的偏差程度, dB;

A_{div} ——几何发散引起的衰减, dB;

A_{atm} ——大气吸收引起的衰减, dB;

A_{gr} ——地面效应引起的衰减, dB;

A_{bar} ——障碍物屏蔽引起的衰减, dB;

A_{misc} ——其他多方面效应引起的衰减, dB

α ——空气吸收系数, dB/100m; 取相对湿度 63%, 温度 3.3℃时的值;

r 、 r_0 ——声源至预测点和测量点的距离。

(4) 预测结果

3 号平台井场和 2 号拉油点厂界噪声贡献值预测结果见表 5.4-10, 噪声预测图见图 5.4-3 和图 5.4-4。井场和拉油点外声环境保护目标噪声预测结果与达标分析表见表 5.4-11。

表 5.4-10 运营期平台井场和拉油点厂界噪声贡献值预测结果 单位: dB(A)

预测位置	昼间噪声				夜间噪声			
	东厂界	南厂界	西厂界	北厂界	东厂界	南厂界	西厂界	北厂界
3 号平台井场	46.65	48.89	46.93	49.13	46.65	48.89	46.93	49.13
2 号拉油点	46.04	39.58	46.11	46.35	46.04	39.58	46.11	46.35

表 5.4-11 声环境保护目标噪声预测结果与达标分析表 单位: dB(A)

声环 境保 护目 标名	噪声背景 值		噪声现状 值		噪声标准		噪声贡献值		噪声预测值		较现状增 量		超标和 达标情 况	
	昼	夜	昼	夜	昼	夜	昼间	夜间	昼间	夜间	昼	夜	昼	夜

称	间	间	间	间	间	间					间	间	间	间
火烧 羊屯	48.5	44.1	48.5	44.1	55	45	19.01	19.01	48.5	44.11	0	0.01	达 标	达 标
马营 子屯	47.5	43.9	47.5	43.9	55	45	13.35	13.35	47.5	43.9	0	0	达 标	达 标



图 5.4-3 3 号平台井场运营期噪声预测图



图 5.4-4 2 号拉油点运营期噪声预测图

由预测结果可知，3 号平台井场厂界噪声贡献值 46.65~49.13dB（A），2 号拉油点厂界噪声贡献值 39.58~46.35dB（A），厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准的要求，由预测结果可知，3 号平台井场和 2 号拉油点运行噪声对声环境敏感点火烧羊屯、马营子屯较声环境现状基本无影响，本项目建设完成后火烧羊屯、马营子屯环境噪声可以满足《声环境质量标准》1 类标准要求，项目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 5.4-7。

表 5.4-7 退役期施工机械噪声统计表 单位：dB(A)

机械名称	离施工点距离不同处的噪声值					
	10m	20m	50 m	100 m	200 m	300 m
挖掘机	76	66.5	56.9	50.4	44.2	40.6
推土机	74	64.5	55	48.4	42.2	38.6
吊装机	67	57.5	48	41.4	35.2	31.6
运输车辆	76	66.5	56.9	50.4	44.2	40.6

本项目退役期仅在昼间施工，由上表可以看出，主要施工机械在 20m 以外均能够满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）中昼间限值不超过 70dB（A）的要求。根据现场调查，距离本项目施工场地最近敏感目标为 2 号拉油点南侧 170m 的马营子屯，本项目拟建井场周边 200m 范围内无声环境敏感点，项目退役期井场封井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、膨润土等废包袋、含油废防渗布、施工废料、生活垃圾等。

（1）一般工业固体废物

①水基废钻井液、钻井岩屑和废射孔液

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口井场设置一座 100m³ 水基钢制泥浆槽，水基废钻井液与水基钻井废水、钻井岩屑等废弃物暂存于井场水基钢制泥浆槽中形成水基废弃泥浆，钻井期水基废物最大产生量为 151.9m³/d，井场设置的水基钢制泥浆槽有效容积 100m³，能够满足 0.5 天暂存要求，拉运频 2 次/d，由罐车拉运至大庆洁宇环保科技有限公司处理，处理后的压滤水由罐车拉运至葡一联含油污水处理站处理达标后回注油层，处理后的泥饼拉运至黑龙江龙之润环保工程有限公司渣土场堆存，用于垫井场和通井路，对环境的影响较小。

②施工废料及膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋

本项目施工废料主要为管线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。由施工单位统一收集后拉运至第七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七采油厂工业固废填埋场处理，对周围环境影响较小。

（2）危险废物

施工期产生的危险废物包括油基废钻井液、油基钻井岩屑、油基钻井废水、含油废射孔液和含油废防渗布。

①油基废钻井液、油基钻井岩屑、油基钻井废水和含油废射孔液

根据《国家危险废物名录（2025 年版）》，油基废钻井液、油基钻井岩屑、油基钻井废水和含油废射孔液废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，废物代码 071-002-08。油基废钻井液、油基钻井岩屑、油基钻井废水和含油废射孔液排入井场设置的水基钢制泥浆槽，委托有危废处理资质的黑龙江迈景环保科技有限公司处理，处理后的污水进入污水罐储存，定期拉运至龙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，泥饼满足相关要求后用于垫井场和通井路，对环境的影响较小。

②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 废矿物油与含矿物油废物，危险废物代码为 900-249-08。含油废防渗布集中收集暂存于方兴油田台 1 危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理，不排入外环境，对环境的影响较小。

（3）生活垃圾

生活垃圾统一收集拉运至杜尔伯特蒙古族自治县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 运行期

本项目运营期产生的固体废物主要是作业过程中产生的含油污泥、落地油、含油废防渗布。

（1）含油污泥、落地油

含油污泥、落地油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》，均属于危险废物，废物类别均为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，含油污泥、落地油危废代码为 071-001-08 石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚。含油污泥、落地油由罐车拉运至方兴油田台 1 危险废物贮存库暂存，定期委托大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处理满足相关标准后用于垫井场和通井路。落地油及含油污泥均由施工人员回收至罐车内，罐车采用密闭的专用罐车，拉运过程中按照指定的拉运路线、尽量避开村屯等敏感点进行运输，同时罐车上配备铁锹等应急工具。

项目运行期含油污泥和落地油只要采取合理的废物回收、处置方案，对环境影响较小。

（2）含油废防渗布

井场作业过程中铺设防渗布，工程作业期间产生的落地油滴落到防渗布上，会产生含油废防渗布，根据《国家危险废物名录（2025 年版）》，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方兴油田台 1 危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理。

5.5.3 危险废物环境影响评价

根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告 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

本项目施工期产生的油基废钻井液、油基钻井岩屑和油基钻井废水废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，废物代码为 071-002-08；施工期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。运行期产生含油污泥、落地油，废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，废物代码均为 071-001-08；运营期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。

本工程运行期产生的含油污泥和落地油即产集运，不在井场暂存，含油废防渗布由有资质的单位按照《危险废物收集贮存运输技术规范》要求进行运输管理。

5.5.3.2 危险废物转运

危险废物转移过程中应按《危险废物转移管理办法》执行。

本工程危险废物转运将严格执行危险废物转移制度。危险废物在运输工程中严格控制运输车辆密闭性，避免“跑、冒、滴、漏”情况发生。危险废物的运输由资质单位按照《危险废物收集贮存 运输技术规范》要求进行运输管理，危险废物的转移过程应按照《危险废物转移管理办法》执行。在运输过程中，尽量选择硬质路面的路线进行运输，同时要在厂区内的运输路线上经常洒水降尘，减少扬尘污染；运输过程中要避开居住区等敏感区，合理安排运输时间，避免夜间运输，减少噪声污染；同时尽量挑选较好的天气进行运输，避免在雨雪大风等天气条件下运输。

一旦运输过程发生意外事故，运输单位及相关部门应根据风险程度采取如下措施：

- (1) 设立事故警戒线，启动应急预案，并按《突发环境事件信息报告办法》（2011 年 5 月 1 日起施行）要求进行报告；
- (2) 应立即疏散人群，并请求环境保护、消防、医疗、公安等相关部门支援；
- (3) 对事故现场受到污染的土壤和水体等环境介质应进行相的清理和作复；
- (4) 清理过程中产生的所有废物均应按危险废物进行管理和处置；
- (5) 进入现场清理和包装危险废物的人员应受过专业培训，并佩戴相应的防护工

具。

采取本环评提出的预防及治理措施后，危险废物转运对周围环境影响较小。

5.5.3.3 危险废物处置

本工程运行期产生的含油污泥和落地油由罐车拉运至方兴油田台 1 危险废物贮存库暂存，定期委托大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处理满足相关标准后用于垫井场和通井路；含油废防渗布收集后暂存于方兴油田台 1 危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理。

根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告 2017 年第 43 号）相关规定，“环评阶段已签订利用或者委托处置意向的，应分析危险废物利用或者处置途径的可行性。暂未委托利用或者处置单位的，应根据建设项目周边有资质的危险废物处置单位的分布情况、处置能力、资质类别等，给出建设项目产生危险废物的委托利用或处置途径建议。”

本工程建设单位尚未签订含油废防渗布的委托处置协议。根据黑龙江省核发的危险废物处理资质单位名单，有能力处理该危险废物的企业有大庆圣德雷特化工有限公司和大庆市云泰石化产品有限公司，详细情况如下：

大庆圣德雷特化工有限公司经营范围包括 HW08-废矿物油与含矿物油废物（071-001-08、071-002-08、072-001-08、251-001-08、251-002-08、251-003-08、251-004-08、251-005-08、251-006-08、251-010-08、251-011-08、251-012-08、900-199-08、900-200-08、900-201-08、900-204-08、900-210-08、900-212-08、900-213-08、900-214-08、900-215-08、900-216-08、900-217-08、900-218-08、900-219-08、900-220-08、900-221-08、900-222-08、900-249-08），HW08 类核准经营规模 50000t/a，HW49 类 25 万只/年。

大庆市云泰石化产品有限公司经营范围包括 HW08 废矿物油与含矿物油废物（071-001-08、071-002-08、072-001-08、251-001-08、251-002-08、251-003-08、251-004-08、251-005-08、251-006-08、251-010-08、900-199-08、900-200-08、900-210-08、900-214-08、900-221-08、900-222-08、900-249-08）；HW49 其他废物，HW08（80000t/a），HW49（20000t/a）。

大庆圣德雷特化工有限公司、大庆市云泰石化产品有限公司有资质处理本工程产生的含油废防渗布，且处理能力均能够满足本工程处理需求。

采取以上措施后，本工程产生的固体废物均得到有效处置，不会对周围环境产生不良影响。

5.5.4 退役期

退役期产生的固体废物主要为废旧设备、封井建筑垃圾、生活垃圾。

本项目退役管线两端封堵后直埋处理，退役期拆除的废旧设备全部回收至方兴分公司物资库。封井建筑垃圾统一收集后拉运至建筑垃圾调配场处置。生活垃圾统一收集拉运至杜尔伯特蒙古族自治县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、运行期、退役期产生的各类固体废弃物均进行了合理的处置，能够实现固废的减量化、资源化和无害化，对环境影响较小。

5.6 生态环境影响评价

本项目开发区域无重要物种分布，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。

5.6.1 占地对生态环境的影响

5.6.1.1 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，本项目临时占地 21.61hm²，为耕地和草地，临时占地按《大庆市人民政府关于印发大庆市征地青苗补偿费标准的通知》（庆政规〔2021〕1 号）规定标准进行补偿，临时占地的影响是短期可逆的。

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，并采取苫布遮盖等措施防止水土流失，定期采取洒水抑尘措施，待施工结束后，回填占地范围，恢复临时占用的生产力，本项目的建设对当地土地利用格局影响在可接受范围内。

5.6.1.2 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、拉油点和通井路占地，永久占地面积为 5.776hm²，占地类型主要为耕地和草地。根据《大庆市人民政府关于印发大庆市征地青苗补偿费标准的通知》（庆政规〔2021〕1 号），大田作物的青苗补偿标准为 2.10 元/m²，水稻为 3.36 元/m²，天然草的补偿标准为 0.37 元/m²，生物量损失占地补偿 101.44 万元。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农作物生长，使占用土地失去了原有的农作物生产功能和生态功能，造成一定量减产，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。

5.6.1.3 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 15990m^3 ，用于井场、拉油点和道路的筑高。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。

5.6.2 对永久基本农田影响分析

油田开发工程占地完全避开永久基本农田的可能性较低，在不可避免的条件下需占用永久基本农田时，根据《基本农田保护条例》（2011 修正），国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开永久基本农田保护区，需要占用永久基本农田，涉及农用地转用或者征收土地的，应报请相关主管部门同意，并补充划入数量和质量相当的永久基本农田或按规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。油田开发工程占地完全避开永久基本农田的可能性较低，在不可避免的条件下需占用永久基本农田时，施工完毕后 1 年内，临时占地全部恢复原有植被类型，即占用农田全部恢复为耕地。临时占地恢复也可在征地过程中给予农民一定的费用补偿，由农民自行进行土地恢复。永久占用基本农田面积共 1.08hm^2 ，补偿可按永久基本农田标准给予农民。对于占用的永久基本农田应按照《中华人民共和国土地管理法》中“占多少、垦多少”的原则，补充数量和质量相当的永久基本农田。

本项目对农业生产的直接影响主要体现为占用耕地而造成粮食减产，对于临时占地造成的农作物减产，除应对其进行经济补偿外，工程开工前，由方兴分公司编制土壤剥离利用方案，报自然资源主管部门备案，征收土地应报请相关主管部门同意，取得用地审批，临时占地剥离的表土用于临时占地恢复。永久占耕地剥离表土就近用于新开垦耕地和低质耕地改良、被污染耕地的治理、高标准农田建设、土地复垦等。管线范围表层土堆置于管线一侧临时占地内，并对堆放场做好水土保持措施，待施工结束后，回填占地范围，并采用表土复耕，增肥作业，恢复临时占用耕地的生产力，本项目的建设对当地土地利用格局影响在可接受范围内。

5.6.3 工程建设对生态环境的影响

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，除井场和拉油点本身永久占地外，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，新建集油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，对项目开发区域的生态系统影响有限。

5.6.4 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

本工程临时占地 21.61hm²，占地为耕地和草地。根据《大庆市人民政府关于印发大庆市征地青苗补偿费标准的通知》（庆政规〔2021〕1 号），大田作物的青苗补偿标准为 2.10 元/m²，水稻为 3.36 元/m²，天然草的补偿标准为 0.37 元/m²，临时占地按 3 年计算，本工程临时占地生物量损失补偿约为 112.83 万元。临时占地通过尽早平整恢复、尽早复耕恢复生产种植以及合理增加土壤肥力等措施，尽快恢复临时占地占用前产量。

拟建井场、拉油点和管线施工区域植被基本以耕地和草地为主，永久占地和临时用地都会导致生物量损失。占地范围内生物量计算如下：

$$Y=S_i \cdot W_i$$

式中，Y—生物量损失，t；
S_i—占地面积，hm²；
W_i—单位面积生物量，t/hm²。

本项目永久占地面积 5.776hm²，临时占地面积 21.61hm²，总生物损失量为 547.78t，具体占地类型及生物量详见表 5.1-3。

表5.1-3 占地范围内植被生物量计算表

类型	面积 (hm ²)		单位面积生物量 (t/hm ²)	生物量 (t)	占总生物量的比例
	永久占地	临时占地			
耕地	4.395	16.39	25.5	530.02	96.76%
草地	1.381	5.22	2.69	17.76	3.24%
合计	5.766	21.61	/	547.78	100.00%

5.6.5 对动物的影响分析

本工程所在区域长期受人为干扰和农田生产影响，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，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，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，本项目的建设对周围野生动物的影响较小。

5.6.6 对生态系统完整性的影响分析

本项目对生态系统的影响主要是对土地的占用以及由此带来的土壤侵蚀等，本项目主要为管道施工作业带占地。由于新建井场及集输管线呈点状、线状分布在开发区块内，相对于整体区域来说是非常小的。施工活动、运输的噪声以及土地的占用会对项目区植被生长地和动物栖息地造成直接破坏，使生态系统的生境特征发生变化，导致动植物生境破碎化，如项目建设区域动物活动的干扰等。由于工程建设一般为局限于小范围的施工活动，工程施工会对它们产生影响，造成部分栖息地和活动范围的丧失，使其迁往他

处，但评价区动物多为常见种类，在评价区及周边地区分布广泛，且一般具有趋避性，随着工程建设的结束，生态环境逐渐恢复，种群又会得以恢复。在施工结束后及时进行施工迹地恢复，采取严格生态恢复、水土保持、防沙治沙等措施，区域生态系统服务功能能够在较短的时间内得到有效的恢复。

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

5.6.7 对生物多样性的影响分析

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

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

5.6.8 对湿地的影响分析

本项目临时占地和永久占地不占用湿地，但是施工噪声、人员活动等会干扰湿地内的野生动物，如两栖类等的正常生活和繁殖。一些敏感物种可能会因无法适应施工干扰而迁移，导致局部地区野生动物数量减少。同时，施工对湿地植被和水域环境的破坏，也直接摧毁了许多野生动物的栖息地，使它们的生存空间受到挤压。施工过程中产生的废水，如泥浆水、设备冲洗水等，若未经有效收集泄露至周边水渠，可能会含有大量的悬浮物、石油类物质和化学药剂等污染物，进入湿地水体后会导致水质恶化，影响湿地生态系统的功能。此外，施工材料的泄漏、机械油污的滴漏等也可能对湿地水质造成污染。

5.6.9 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》，肇州县不属于沙化土地所在县（区）。

根据现场勘查，本工程开发区域沙化土壤分布较少，主要地类为土壤性能良好的耕地，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，利于农作物复耕生产。

②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。

5.6.10 对区域水土流失环境影响分析

本工程由于井场、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。施工过程中，开挖回填后土壤结构疏松，胶结力差，抗侵蚀能力极低，遇大风天气易造成水土流失。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在油田道路通过农田水驱路段，设置钢筋砼板涵，以保证道路两侧水流的畅通。

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。

④井场、拉油点和道路垫高后，在稻田地一侧做混凝土砼板护边坡，防止运营期稻田内水流浸泡影响。

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。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，防止破坏范围的扩大，增加裸地面积而新增的水土流失。

5.6.11 运行期生态环境影响分析

油田生产运营期对周边生态的影响主要是在油井井下作业过程的占地和施工时排放的污水、污油两方面。井下作业的临时占地范围均在井场永久占地范围内，同时在作业时铺设防渗布，并将产生的污水用罐车拉运到龙一联含油污水处理站，防止了污油污

水排入外环境，因此，不会对井场周围的农田产生影响。

本项目在发生集油管线穿孔泄漏、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，使农作物生产受阻。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生态恢复。

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

油井在开采、运输等过程中，可能会发生石油泄漏事故。石油类物质进入湿地水体后，会在水面形成油膜，阻碍水体与大气之间的气体交换，导致水中溶解氧含量降低，影响水生植物的呼吸作用。同时，石油中的有害物质如多环芳烃等会对湿地生物产生毒性作用，造成两栖类等生物死亡或变异，破坏湿地的水生生态系统。

5.6.9 退役期生态环境影响分析

本项目新建井场、拉油点、管线占地类型均为耕地和草地，退役期井场设备均拆除，废弃油井进行封堵，管线两段采用混凝土封堵后直埋，不会对现有生态环境造成破坏。井场通井砂石路占地通过地表清理、平整、土地翻松、土壤施肥等人工辅助措施进行场地的土地整治后，占地内的土壤逐步得到改善，区域生态得到恢复。

5.6.10 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、拉油点、管道和道路建设对土地的侵占，对植被的破坏，将使油田开发区内的第一生产者的生物量有一定程度的下降。在采取必要的保护措施后，可以最大程度减小对生态环境的不利影响，加快生态环境的恢复。

（2）油田开发工程不可避免会改变原有的生态环境，但若合理规划和建设，石油产业有利于当地及周边地区的经济发展，能够与周围生态环境协调共处。

可见，只要采取必要的措施，该项目油田开发对生态环境的影响不会太大，在生态上是可行的。

5.7 环境风险分析

5.7.1 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，运行期涉及的主要危险物质是石

油开采过程中井场、拉油点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 5.7-1。

表 5.7-1 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。运输途中应防暴晒、雨淋，防高温。运输时所用的槽（罐）车应有接地链，槽内可设孔隔板以减少震荡产生静电。

（2）原油

原油闪点小于 28℃，属甲 B 类易燃、易爆物。原油闪点范围较宽，凝固点较高，其蒸气与空气形成爆炸混合物，遇明火、高温能引起燃烧爆炸，与氧化剂能发生强烈反应，遇高热可分解出有毒烟雾。

表 5.7-2 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、高温能引起燃烧爆炸。与硝酸、浓硫酸、高锰酸钾、重铬酸盐等强氧化剂接触会剧烈反应，甚至发生燃烧爆炸。			
健康危害	毒性：IV（轻度危害），属低毒类。 侵入途径：吸入、食入、经皮吸收。 健康危害：未见原油引起急慢性中毒的报道。原油在分馏、裂解和深加工过程中的产品和中间产品表现出不同的毒性。长期接触可引起皮肤损害。			
泄漏应急处理	根据液体流动和蒸气扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。消除所有点火源。应急人员应佩戴正压式空气呼吸器，穿防火服，使用防爆等级达到要求的通讯工具。采取关闭阀门或堵漏等措施切断泄漏源。如果槽车或储罐发生泄漏，可通过倒罐转移尚未泄漏的液体。构筑围堤或挖坑收容泄漏物，防止流入河流、下			

	水道、排洪沟等地方。收容的泄漏液用防爆泵转移至槽车或专用收集器内。用砂土吸收残液。
防护措施	工程控制：生产过程密闭，全面通风。呼吸系统防护：空气中浓度超标时，佩戴正压式空气呼吸器。眼睛防护：必要时，戴化学安全防护眼镜。身体防护：穿防静电工作服。手防护：戴橡胶手套。其它：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。
急救措施	皮肤接触：脱去污染的衣着，用肥皂水及清水彻底冲洗。眼睛接触：立即提起眼睑，用流动清水冲洗。吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。注意保暖，呼吸困难时给输氧。呼吸停止时，立即进行人工呼吸。就医。食入：误服者给充分漱口、饮水，就医。
灭火方法	消防人员须穿全身防火防毒服，佩戴空气呼吸器，在上风向灭火。喷水冷却燃烧罐和临近罐，直至灭火结束。处在火场中若发生异常变化或发出异常声音，须马上撤离。 灭火剂：泡沫、干粉、砂土、二氧化碳。

(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 5.7-3 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	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		

处理	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，佩戴自吸过滤式防毒面具（半面罩）。眼睛防护：一般不需要特别防护，高浓度接触时可戴安全防护眼镜。身体防护：穿防静电工作服。手防护：戴一般作业防护手套。其它：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。进入罐、限制性空间或其它高浓度区作业，须有人监护。
急救措施	皮肤接触：若有冻伤，就医治疗。吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸，就医。
灭火方法	切断气源。若不能立即切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。 灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉。

5.7.2 风险识别

5.7.2.1 物质危险性识别

本工程施工期涉及的危险物质主要是井场柴油罐，运行期涉及的主要危险物质是石油开采过程中井场、拉油点及集输管线内的原油和伴生气，具有易燃、易爆的性质，火灾及爆炸还会产生爆炸伴生物一氧化碳等。

5.7.2.2 生产系统危险性识别

根据本项目的油藏情况及后期运行工艺、管理水平及自然灾害等因素，本项目的环境风险主要来自施工期钻井过程中井喷、套管破损、井漏以及柴油储罐泄漏；运营期的井下作业过程、采油过程和拉油点储罐集输过程等工艺环节。

大庆油田自开发初期至今已有百年的历史，已完钻的探井和生产井近万口，根据调查了解，井喷事故多在油田开发初期探井钻探过程中发生，主要原因是对地下情况了解掌握较少，井内蓄积压力过大而操作人员疏于观测所致，若在钻井过程中，随时注意参数变化，采取相应处理措施，是可以避免部分井喷事故发生的，因此井喷的概率极低。原油泄漏一般在油田运行中后期发生，一些输油管线在内外腐蚀作用下，易穿孔，在不同地貌环境下，所产生不同程度的环境影响。

5.7.2.3 危险物质向环境转移的途径识别

（1）井喷

钻井作业是通过地面钻机等设备带动钻杆、钻头，破碎地层岩石，使井不断加深，直至目的层。当钻井作业进入含气层后，存在发生井喷事故的可能性。另外，完井和井下作业过程中也有发生井喷的可能性。井喷时大量的油气从井口喷出，喷出的油气流可高达数十米，喷出气体几万到几十万方，原油数百以至上千吨，并且井喷发生时，当天

然气在空气中的浓度达到 5%~16%时，遇火可形成爆炸，而在爆炸浓度范围以外，则极易发生火灾，无论是火灾还是爆炸均会造成灾难性的后果。在钻井过程中由于操作者直接责任而引起的井控措施不当、违反操作规程、井控措施故障是造成井喷失控事故的主要因素。通常井喷可能由以下因素引起：

1) 进入地层，钻井泥浆的密度偏低，使泥浆液柱压力达不到抑制地层压力的要求，或泥浆密度不够。

2) 起下钻后未及时灌满井筒内的泥浆，或起钻速度过快抽喷。

3) 对地质情况掌握不够，地质差异认识不足，地层实际压力比预计值大。

4) 井口未安装防喷器或防喷器的安装不符合要求。

5) 施工组织不严密，违章逾越程序。

6) 作业人员素质差，缺乏应急能力。

(2) 套管破损

在集油过程中，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。

(3) 火灾、爆炸

油田开发运行过程中发生火灾爆炸的原因很多，主要包括：1) 组织不严密，管理不善，违章作业导致大量的油气泄漏遇明火爆炸燃烧；2) 设备缺陷主要包括因选材错误而引起的设备、管线的腐蚀、侵蚀等引发火灾、爆炸；3) 设备安装时考虑不周不细，施工时施工质量差，不符合设计要求和施工验收规范，从而导致投产后发生事故；4) 控制生产装置的仪表仪器失灵，造成设备操作失控，引发油气泄漏，形成火灾等。上述各类生产事故在发生火灾及爆炸安全生产危害的同时，对区域内环境也将产生严重的污染。

(4) 中毒

本工程涉及的天然气毒性较低，其中天然气主要成分烃类物质毒性较低，但如果浓度过高将使人昏迷、窒息，一般在封闭或通风不良的作业场所积聚后可能产生此类事故。阀组渗漏，管道腐蚀穿孔、超压泄漏，天然气系统安全控制装置失灵将在局部空间弥漫高浓度天然气，人员接触后将会有头晕、恶心、呼吸困难等症状，严重时将发生中毒窒息。

(5) 物料泄漏

正常情况下，柴油在储罐中密闭贮存，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，导致大量柴油释放，在空气中形成爆炸性气体，一旦遇有点火源即可引发火灾、爆炸事故。本工程在生产运行过程中由于拉油点储罐和集油管线等设备破损、腐蚀穿孔、接头密闭不严、操作失误，发生泄漏，对环境造成染。

发生泄漏事故的人为因素：

- ①管道焊接不严，检测有误，造成泄漏；
- ②管道防腐涂层质量差，造成管道腐蚀；
- ③管材或连接缺陷，造成管道断裂，油气泄漏；
- ④操作失误引发的憋压等造成的风险事故；
- ⑤设备故障、机械失灵、老化造成的泄漏；

⑥动力故障引发的事故，如停电造成的阀门无法关闭、通讯线路中断无法传递控制指令等导致事故发生；

⑦在管道近旁或上方进行其它生产活动时的挖掘，造成管道破裂；

⑧其它选线不当或设计有误导导致的风险事故。

自然风险因素是由于自然环境条件恶劣，如土壤盐渍化造成管道腐蚀等威胁管道安全。根据油田的运行经验，一般在油田开发 7-8 年后低洼地区的油井管道可能发生腐蚀穿孔事故，而导致原油泄漏到环境中。

结合本项目工程内容分析，本项目施工期间对集输管线和拉油点储罐进行严格的检测，因此，不会产生大规模的油气泄漏事故。管道断裂、储罐气阀漏气等事故，通常是通过监控系统及巡回检查对此加以控制。

本工程主要作业场所、生产设备设施环境风险识别见表 5.7-4。

表 5.7-4 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
井场和拉油点储罐	原油、天然气	火灾、爆炸、油气泄漏	空气、地下水、地表水、土壤
集油管道	原油、天然气	火灾、爆炸、油气泄漏	空气、地下水、地表水、土壤
依托转油站等场站	原油、含油污水、天然气	火灾、爆炸、中毒、油水泄漏污染	空气、地下水、地表水、土壤

5.7.3 环境风险分析

5.7.3.1 事故状态下对大气环境影响

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。由于本地区所处地势平坦，扩散条件好，在一定的气象条件下一次性事故形成的局部大气污染中烃类气体聚集成高浓度的可能性较小，对周围大气环境的影响不会太严重。

一般钻井时发生井喷事故较多，而钻生产井时则较少。该项目在钻井时采用了防喷措施，如加自封、半封、全封等封井器，因此发生井喷的概率很小。

集油管道及拉油点储罐原油泄漏会对大气环境造成直接影响，事故会造成局部大气污染，但具有发生机率小、持续时间短的特性。由于该区块所处地势平坦，一次性事故形成的局部大气污染在一定的气象条件下会逐步自然净化，对周围大气环境的影响很小。

5.7.3.2 事故状态下对地表水环境影响

1) 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周边农田。施工期柴油储罐泄漏可以通过设置的临时围堰进行收集，拉油点储罐为地上设施，泄露可统计监控系统和人员巡查及时发现处理，集输管道事故泄漏可以通过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、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。

2) 当井场拉油点储罐发生油水泄漏时应首先关闭相关阀门，倒罐或安排罐车转移罐内产液，在储罐周围修筑 0.8m 高永久围堤，控制油水扩散范围，保护周围耕地；当发生管线泄露油品流入井场周边灌溉水渠后，应采取筑坝方式进行拦截。夏季灌溉水渠有水时，在管道泄漏初始，专用抢险物资到来之前，应以草垛（玉米秸秆）为原料构筑草垛坝进行拦截，草垛坝坝体宽度不宜小于 2.0 米，坝体要紧密结实，以树桩等坚固的构筑物为支撑进行筑坝。冬季水渠干涸时修筑实体坝，在迎水面设置塑料布防止油品渗透，在集油坑和导油沟内应敷设防渗布，采取以上措施后，可及时消除泄漏污染，降低事故对周边稻田地影响。

5.7.3.3 事故状态下对地下水环境影响

(1) 地面设施泄漏对地下水的影响

本工程事故状态下对地下水污染途径主要是油水的事事故泄漏。原油、含油污水就可能渗透到含水层中，造成地下水环境污染。资料研究结果表明：石油类污染物在一般土壤中绝大部分集中在泄漏层以下 0~10cm 及 10~30cm 范围，一般下渗深度在 80cm 以内，一般很难下渗 2m 以下，存在对潜水含水层造成影响的可能，但影响范围有限，一般在几百米范围。而承压含水层一般都有隔水顶板，与潜水层相互隔离，其透水性很差，因此对承压水层产生影响的可能性很小。

（2）套损对地下水的影响

为保证钻井期间不对地下水造成污染，本工程在钻井过程中使用双层套管（由表层套管、油层套管组成）。在采油过程中，由于腐蚀、固井质量差、地层错动等原因可能导致套管断裂或破损，使原油泄漏窜入地下水层造成污染。大庆油田套损统计表明，98% 以上的套管断裂发生在 700m 以下，表层套管基本没有断裂发生，且套管破损机率一般为 1/1 万至 1/5 万，而因套损污染地下水的最大概率约为 1/200 万。资料显示，美国同类井套损后因外保护层失效而导致油水泄漏的概率约 1/400 万到 1/100 万。

因此，套管损坏虽然对地下水存在潜在污染隐患，但发生几率极小。只要防护得当，一般不会形成套损，即使套损，能发生油水泄漏污染地下水的概率也很小。

（3）井漏对地下水环境的影响

井漏是钻井过程中遇到复杂地层，钻井泥浆（水基钻井泥浆及油基钻井泥浆）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。

本项目钻井一开采用水基钻井泥浆，井段为 0-501m，钻井二开采用油基钻井泥浆，井段为 501m 至井深。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，油基钻井泥浆中有害成分为油类物质，有害成分进入含水层会对地下水造成污染。

本项目表层套管下至潜水含水层以下，在套管的保护下能有效地保护浅层地下水；每开钻井结束后通过固井作业封隔地层与套管之间的环形空间，也可降低污染物进入地层的风险；在钻井过程对泥浆进行实时监测，一旦有漏失发生，立即采取堵漏措施。施工区块集中储备随钻堵漏剂 10~20t，以备井漏发生时应急使用，堵漏剂由多种天然植物、腐植酸盐、羧甲基纤维素等多种高份子化合物复配而成，属于清洁、无毒、对人体无害、无环境污染的种类。因此，事故状态下泥浆泄漏对地下水环境影响较小。

（4）柴油罐泄漏对地下水的影响

钻井井场设柴油储罐 2 座，柴油储存量为 50.1t。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无法使用。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) 拉油点储罐泄露对地下水的影响

新建拉油点多功能储罐采用数字化建设，储罐生产信息上传至第八作业区控制中心，拉油点配视频监控和无线传输系统，监控摄像机具备实时拍照功能（1 张/10 分钟），拍摄照片通过无线网卡上传至大庆油田有限责任公司 DMZ 区域，安全检测后返回采油十厂调度中心，实时监控储罐运行状态，发现异常可及时启动应急处置措施。小队人员每天按时巡检，拉油点储罐均为地上罐，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，不会对地下水环境产生影响。

5.7.3.4 对土壤环境的影响

原油及含油污水泄漏渗入土壤孔隙，会降低土壤的通透性，抑制土壤中酶活性，使土壤生物减少。一般而言，原油集中于土壤表层 0~30 cm 的范围内，使得根系分布于此深度的植物不能生长。石油类对土壤的污染，可使土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响局部区域土壤正常的结构和功能。本项目集油管线均采取防腐钢管，从源头控制原油及含油污水的泄漏，且只要溢出事故按相应的环境风险事故预案严格控制并彻底清理溢出的石油类污染物，并将污染土壤清理并拉运至含油污泥站处理，泄漏事故不会对周边土壤造成明显污染影响。

5.7.3.5 对生态环境的影响

原油及含油污水泄漏可影响农田的生态环境，减少农作物产量。其危害最显著的表现是原油黏附于植被枝叶，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，原油泄漏可直接影响受污染农作物当季产量。本项目定期对拉油点和集油管线进行巡线，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。

5.7.4 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 5.7-5 建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	龙虎泡油田金 251 区块高台子油层外扩产能建设工程项目				
建设地点	黑龙江省	大庆市	肇州县	肇州镇、托古乡	() 园区
地理坐标	经度	125°14'6.53"~125°20'1.78"	纬度	45°37'28.15"~45°39'45.81"	
主要危险物质及分布	原油、天然气：井场、拉油点、集输管道、依托场站等；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集油管线、储罐设备事故泄漏、施工井场柴油储罐的泄漏。柴油、原油、含油污水就可能会渗透到含水层中，造成地下水环境污染。在采油过程中，由于腐蚀、固井质量差、地层错动等原因可能导致套管断裂或破损，使原油泄漏窜入地下水层造成污染。 土壤环境：原油及含油污水泄漏渗入土壤孔隙，会降低土壤的通透性，抑制土壤中酶活性，使土壤生物减少。 生态环境：原油及含油污水泄漏可影响农田和草地的生态环境，减少农作物产量，危害植物生长。				
风险防范措施要求	施工井场柴油储罐泄漏的防治措施： 本项目柴油储存采用卧式罐，罐体架设在两个承台基础之上，如果发生泄漏，很容易发现并能够及时回收处理；而且罐区进行了防渗处理，并设置了围堰，即使发生泄漏，油品将由于防渗层的保护作用，积聚在围堰内，对环境的影响较小。 拉油点储罐、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油水作业, 在作业前应先调节注采比, 降低井底压力后再进行作业。 (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 50.1t, 运营期拉油点储罐和管道内最大储油量 424.16t, 天然气 0.67t。 本项目危险物质数量与临界量的比值施工期 $Q=0.02<1$, 运营期 $Q=0.24<1$, 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。	

5.8 土壤环境影响预测与评价

5.8.1 施工期土壤环境影响分析

(1) 井场建设对土壤的影响

①施工占地对土壤环境的影响: 钻井施工期间, 大型、重型机械设备的碾压, 施工人员的践踏等都会破坏地表植被, 使土壤紧实度增高, 造成局部大片裸地出现, 容易引起土壤风蚀和水土流失, 特别是风蚀。因此, 钻井施工取土时要先将表土单独堆放留存, 取土后再覆盖于取土处表面, 并在完井后及时进行平整恢复, 尽量减小对土壤结构的影响和破坏。

②钻井泥浆对土壤的影响: 有关研究表明钻井泥浆如果长期以自然状态积存于井场, 主要会对土壤理化性质如 pH、总碱度、总盐产生一定影响, 特别对总碱度影响比较明显, 可使土壤板结, 增强土壤的盐碱化程度。废钻井泥浆若直接与土壤接触, 泥浆中的污染物质对土壤环境的影响主要集中在土壤上层, 向下影响土壤的深度约为 1m 左右,

渗透最深为 1.2m，对深层土壤影响较小。为减少钻井泥浆对土壤的污染，钻井工程全程泥浆不落地，废弃泥浆直接进入井场水基钢制泥浆槽，废弃油基泥浆进入井场油基钢制泥浆槽，废弃泥浆均由罐车外运处置，从而阻隔泥浆与建设用地土壤直接接触。在采取了上述措施后，井场废钻井泥浆不会对土壤环境产生影响。

③柴油储罐泄漏对土壤环境的影响：正常工况条件下，柴油储罐不会污染土壤，但是一旦发生泄漏风险事故时会对井场的土壤产生一定的污染，项目柴油罐为地上罐，且罐区采取铺设防渗布及围堰等措施，在发生柴油罐发生泄漏时可及时得到处置，因此也不会对周围土壤环境产生影响。

④井喷事故下对土壤的影响：井喷时喷出的原油会进入周围土壤，根据类比调查，井喷时会对周围 1km 内的环境造成污染，事故发生后，疏松土质上影响扩展范围较小，原油覆于地表会使土壤透气性下降，降低土壤肥力，在泄漏事故发生的最初，原油在土壤中下渗至一定深度，随泄漏历时的延长，下渗深度增加不大，通过在大庆油田等实地调查情况，落地原油一般在土壤内部 50cm 以上深度内积聚，在土壤中的迁移深度较浅。

⑤压裂返排液对土壤影响：项目压裂过程使用压裂液，其主要成分是改性胍胶、润湿改进剂、高温交联剂和高温破胶剂等，导致环境污染的有害成分为过硫酸钾等，压裂返排液泄漏可能会污染土壤。压裂过程产生的压裂返排液，由罐车拉运至塔三压裂液处理站处理。项目在压裂车及拉运罐车底部及周围铺设防渗布，确保压裂返排液不落地。在采取了以上措施后，压裂返排液对土壤理化性质的影响很小。

（2）道路建设对土壤的影响

本项目新建通井土路和拉油点砂石路，道路建设过程中施工机械和人员可能会对道路两侧的农田进行碾压和践踏，扰动原来相对稳定的地表，使土壤变得疏松，造成新增土壤侵蚀。施工结束后对施工迹地地表进行平整恢复，可有效减轻道路建设过程中对土壤环境的影响。

（3）施工期建设对土壤的影响主要表现

①破坏土壤结构

土壤结构的形成需要漫长的时间，井场等在开挖和填埋时，必将破坏土壤结构，干扰了团粒结构的自然形成过程。作为土壤质量重要指标的团粒结构一旦遭到破坏，需要经过较长的时间才能恢复。

②混合土壤层次，改变土壤质地

土壤表层质地与底层的质地截然不同，井场、管线的开挖与回填，会混合原有的土壤层次，降低土壤的蓄水保肥能力，易受风蚀，从而影响土壤的发育、植被的恢复。

③土壤养分流失

不同土层的特征及理化性质差异较大，就养分状况而言，表土层（腐殖质层、耕作层）远较心土层好，其有机质、全氮、全磷均较其他层次高。施工作业对原有的土体构型产生扰动，使土壤性质发生变化，土壤养分流失，从而影响植物的生长。

井场、管线、道路等建设施工结束后，通过对施工地地表植被的恢复，水土流失将得到有效控制，水土流失量较小。

5.8.2 运营期土壤环境影响预测与分析

5.8.2.1 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井作业时污油污水回收装置泄漏以及事故状态下产生的井场落地油泄漏，拉油点储罐泄露、油井套管破损泄露、管道破损造成的原油泄漏，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。

本项目土壤环境影响类型与影响途径见表 5.8-1。

表 5.8-1 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。				

污染型影响型土壤环境影响源及影响因子识别见表 5.8-2。

表 5.8-2 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	修井落地油	垂直入渗	石油烃	石油烃	非正常
井场	作业污水泄露	垂直入渗	石油烃	石油烃	事故
油井	套管破损泄露	垂直入渗	石油烃	石油烃	事故
拉油点	储罐泄露	垂直入渗	石油烃	石油烃	事故
管线	管道泄漏	垂直入渗	石油烃	石油烃	事故

5.8.2.2 对土壤环境的影响

（1）作业污水对土壤的影响

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，根据类比项目现有井场土壤监测结果可知，采油井井场永久占地内土壤中石油烃监测浓度较小，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要求，污染测

程度小。从平面上看，石油烃集中在井场永久占地范围内，永久占地范围外土壤中石油烃含量迅速降低。在垂直方向上，土壤中石油烃主要集中在 0~20cm 的表层土壤中。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。

（2）事故状态下井场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 501m，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）拉油点储罐泄露对土壤影响

本项目拉油点储罐为地上常压储罐，可能发生泄漏部位集中在管线、阀门等连接处，一旦发生事故，监控系统或巡检人员应立即采取事故应急措施，及时关闭阀门，转移泄露罐体产液至其他罐，及时对地表泄露产液和泥土进行罐车回收，委托含油污泥处置单位处理，在尽可能短的时间使土壤环境得到恢复。

（5）管线破损对土壤的影响

本项目管道选用无缝钢管，设计壁厚的腐蚀余量大于 3mm 或采用管道内防腐，管道的外防腐等级采用加强级，管道的连接方式采用焊接，正常状况下，管线不会泄露，不会对土壤造成影响。一旦发生事故，管线破损，油污污水泄漏，会污染土壤降低土壤透气、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。

5.8.2.3 土壤环境影响预测与评价

（1）土壤预测评价范围、预测时段和预测情景设置

土壤预测评价范围与调查评价范围一致，评价时段运营期。按项目正常状态情形为预测情景。

（2）预测评价因子

石油烃（C₁₀-C₄₀）

（3）预测评价标准

占地范围内执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）风险筛选值中第二类用地限值要求，占地范围外耕地和草地执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）筛选值标准。

（4）预测评价方法及结果分析

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），本项目采用类比法对土壤环境影响进行评价。选取周边区域已实施的产能项目验收阶段监测数据达标情况，判定本项目拟建油井对区域内土壤环境的影响。

大庆油田有限责任公司方兴分公司《采油十厂 2019 年更新井产能建设工程竣工环境保护验收调查表》于 2020 年 1 月 8 日取得了环评批复，批复文号为庆环审〔2020〕2 号，项目于 2021 年 12 月完成了自主验收。该项目共建设油井 5 口，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、洗井废水、井场落地油等，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，该项目施工阶段临时占用了耕地和草地，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。

（5）预测结果分析

本次类比分析引用大庆油田有限责任公司方兴分公司《采油十厂 2019 年更新井产能建设工程竣工环境保护验收调查表》中朝 90-更斜 34 井场内、井场外 1m、10m、20m、30m 和井场外 50m 处共 6 个土壤监测点位，监测深度 0~20cm，该项目验收阶段监测数据分析见表 5.8-3。

表 5.8-3 类比项目井场土壤验收阶段横向监测数据对比 单位：mg/kg

监测项目	类比项目土壤质量监测结果					
	朝 90-更斜 34 井场内	朝 90-更斜 34 井场外 1m	朝 90-更斜 34 井场外 10m	朝 90-更斜 34 井场外 20m	朝 90-更斜 34 井场外 30m	朝 90-更斜 34 井场外 50m
石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	15	10	未检出	未检出	未检出	未检出

根据监测结果，类比项目井场永久占地内土壤中石油烃（C₁₀-C₄₀）可以满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）筛选值中第二类用地标准要求，永久占地外土壤环境质量均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 基本项目筛选值标准，土壤类比项目的验收

意见见附件 8。说明大庆油田有限责任公司方兴分公司在项目实施之后较好的落实了污染防治措施，油田开发对土壤环境影响较小。类比得出，只要大庆油田有限责任公司方兴分公司严格落实污染防治措施，本工程对土壤环境影响较小。

5.8.3 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。

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

本项目钻井及地面工程的工程量较小，施工期的环境空气影响主要来源于钻井施工柴油机烟气、机械尾气和施工活动引起的扬尘。

（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《非道路移动柴油机排气烟度限值及测量方法》（GB 36886-2018）表 1 中Ⅱ类限值要求；

②钻井发电机和钻井柴油机采用符合《车用柴油》（GB19147-2016）的柴油；

③加强对机械设备的维护、保养，减少不必要的运转时间，以控制尾气的排放；

④严禁在施工现场焚烧任何废弃物和可能产生有毒有害气体、烟尘和臭气的物质。

（2）施工扬尘污染防治措施

①为防止因交通运输量的增加而导致的扬尘污染，应在施工初期合理规划道路运输路线，尽量利用现有公路网络。

②运输道路、施工场地干燥时洒水抑尘，定期清扫散落在施工场地的泥土，应实行湿法吸扫，严禁干扫和吹扫，以减少扬尘对周边土壤和植被的影响。

③运料车辆在运输时，车辆应当采取苫布遮盖措施，严禁敞开式、半敞开式运输，不得装载过满，以防洒落在地，形成二次扬尘。

④土方开挖应采取遮盖、围挡、洒水等防尘措施。临时弃土集中堆放在背风侧，临时堆放土堆应采取覆盖、洒水等防尘措施；缩短土方裸露时间，且不宜堆积过久、过高，堆放过程中应在顶部加盖篷布；对易产生扬尘污染的建筑材料堆应覆盖到位。

⑤管线尽可能沿道路走向设计，以避免施工活动对土地和地表植被的扰动；最大限度控制施工作业带宽度，避免因施工开挖加剧土地沙漠化和水土流失，同时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。

（3）焊接烟尘

项目管道焊接主要方式为电焊，由于项目焊接点较少，产生的焊接烟尘量较小，且项目位于室外，空气扩散条件较好，对大气环境影响较小。

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 运行期

本工程运行期的大气污染主要来自运营过程中产液集输，新建拉油点储罐加热炉燃烧烟气及依托场站处理过程无组织挥发的烃类气体、依托场站加热装置燃烧烟气。

（1）挥发性有机物污染防治措施

①采用合理工艺，选用优质材料，管道及设备在设计时充分考虑抗震，保证正常生产无泄漏；

②井口安装密封垫，拉油点储罐阀门、法兰等安装密封垫片，集输管线采用密闭管道，最大限度降低烃类气体的挥发；

③本项目油井产液伴生气由拉油点储罐收集，伴生气用于拉油点多功能储罐加热炉自耗，不放空，减少烃类气体挥发；

④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。

⑤加强依托场站运行管理，提高油气分离效率，减少油罐呼吸口的轻烃挥发；

⑥加强井下作业管理，落地油全部回收，减少烃类气体挥发；

⑦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；

⑧定期对拉油点储罐设备和集输管道进行维修保养，保证油气处理设施的平稳运行，控制烃类气体的无组织挥发，确保井场、拉油点及依托场站排放的非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求，依托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。拉油点加热装置（窑炉）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。

（2）加热装置燃烧烟气

本项目拉油点储罐加热炉和依托场站加热装置燃料均采用清洁能源天然气，并采用低氮燃烧器，拉油点储罐加热炉产生的烟气经 15m 高烟囱高空排放，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（烟（粉）尘 $\leq 200\text{mg/m}^3$ 、烟气黑度 ≤ 1 ）。依托场站加热装置产生的烟气经 8m 以上烟囱高空排放，满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 中新建燃气锅炉标准限值要求。

以上措施可从源头降低废气产生，技术可行，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，使其对周围大气环境的影响大大降低，保持在环境可接受的范围之内。

（3）拉油罐车运输废气

拉油车辆使用符合标准要求汽油等燃料，罐车储油罐密闭，行驶至村屯路段减速慢行，减少因车速过快造成扬尘污染。

（4）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，拉油点储罐伴生气全部由加热炉自耗，不放空，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，定期检查拉油点储罐，保证均无孔洞和裂隙，采样口等均处于密闭状态，控制依托场站各部位温室气体的逸散；

③依托场站加热装置采用清洁燃料天然气，并采用低氮燃烧器，减少化石燃料燃烧 CO_2 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增加依托厂区绿化面积，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。

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，施工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及地表水保护措施

（1）施工期废水处理措施及其可行性论证

①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，由物业单位庆南工矿服务公司拉运至八百垧客运污水站经污水管网排入大庆市北控污水处理有限公司南区污水处理厂处理达标后排放，施工结束后临时防渗旱厕进行卫生处理，场地进行平整。

②管线试压废水由罐车拉运至龙一联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排。

③压裂返排液由罐车拉运至塔三压裂液处理站，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。

④水基钻井废水排入井场水基钢制泥浆槽中，由井场移动式泥浆不落地处理装置处理，处理后的压滤水由罐车拉运至葡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。

（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为避免井场对周边稻田地产生影响，对井场和拉油点进行填筑，平均填高 0.3m，井场和拉油点边坡采用水泥混凝土预制块、干砌块石护砌。

④施工期在井场占地内柴油罐等重点区域修建 0.2m 高临时围堰，确保施工期井场污染物不会进入周边水渠。

⑤合理选择施工季节，遇到降雨天气做好井场污油污水收集工作，避免废水随地表径流进入周边地表水体造成污染影响。

⑥确保方兴分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。

⑦宣传教育：施工单位应加强对施工人员爱护环境防止地表水体破坏的宣传教育活动，在施工过程中，应做到井然有序的组织实施设计，做到文明施工。

通过采取以上措施，施工期能够有效防止各类污染物进入附近地表水体造成污染事故，减少对周边水环境的影响。

6.1.2.2 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

运营期油井产液收集到新建拉油点储罐内，定期由罐车拉运至龙一联卸油点，进入龙二转油站系统处理（投产第 1~2 年，朝三联外输管线能力不足，计划将拉油点部分产液拉运至龙一联卸油点，进朝一联转油脱水站系统处理），龙二转油站处理的含水油管输进入龙一联转油脱水站，最终分离的含油污水管输进入龙一联含油污水处理站处理，朝一联转油脱水站分离的含油污水管输至朝一联含油污水处理站处理，作业污水和洗井污水由罐车拉运至龙一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

本项目依托龙一联含油污水处理站，站内采用“原水→沉降罐→气浮除油→轴向动态反冲洗过滤罐→连续反冲洗过滤罐→膜过滤”工艺流程，本项目投产初期第 1~2 年部分产液（380-530t/d）拉运至龙一联卸油点进朝一联转油脱水站处理，分离采出水依托朝一联含油污水处理站处理，站内工艺采用“原水→沉降曝气除硫→气浮除油→两级过滤→膜过滤”工艺流程，两座污水站设计出水水质指标均为含油量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 1\text{mg/L}$ 。

③处理工艺达标可行性分析

龙一联含油污水处理站设计出水指标为含油量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 1\text{mg/L}$ 。本次委托大庆中环评价检测有限公司于 2025 年 3 月 17 日-18 日对龙一联含油污水处理站出水水质进行监测，《大庆外围油田杨大城子油层朝 94 区块转变注水开发方式试验工程项目检测报告》（2023 年 7 月 4 日-5 日）对朝一联含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

龙一联合含油污水处理站设计污水处理量为 2000m³/d，目前实际污水处理量为 1218m³/d，本项目 15 口油井最大采出水量为 478.5t/d，新增污水后处理量为 1696.5m³/d，负荷率为 84.8%，因此，从规模上本项目依托可行。

朝一联合含油污水处理站设计污水处理量为 7000m³/d。目前实际污水处理量为 5578m³/d，本项目分离采出水最大量为 349.8t/d，新增污水后处理量为 5927.8m³/d，负荷率为 84.7%，因此，从规模上本项目依托可行。

本项目施工期及运营期拉运污水集中接收场站要建设监控装置，并接入市生态环境局监控平台，污水拉运过程要建立台账，并接受视频监管，视频要求本地保留 3 个月以上。采取以上措施后，本项目运营期废水均不外排，对环境影响较小。

（2）运营期地表水保护措施

在油田生产建设及运营过程中，必须加强管理，同时确保各项污染控制措施及事故应急措施能够切实落实，运营期还应做到如下要求：

①为避免油田开发过程中污染物随地表径流进入地表水体，在生产过程中严格管理，杜绝含油污水及污油的随意排放；生产过程中修井及其它井下作业通过安装防喷器、卸油器、作业污水回收装置、井口溢流控制器等井口及井下装置，可有效回收作业过程中污油污水，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本项目油井井场新建电伴热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，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。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，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，作业范围全部铺垫防渗布，并在作业区边缘修筑 0.2m 高临时玻璃钢围堰，将作业过程中可能产生的污油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；

④洗井期间，热洗车洗井废水直接接入污水罐车回收，拉运至龙一联合含油污水处理站处理。洗井严格控制在井场占地范围内，洗井作业范围全部铺垫防渗布，并在作业区

边缘修筑 0.2m 高临时玻璃钢围堰，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、拉油点及管线进行检查，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。

⑥本项目低洼地集油管线沿路敷设，距灌溉渠和低洼池塘较近，当发生管线泄露油品流入井场周边灌溉水渠后，应采取筑坝方式进行拦截。夏季灌溉水渠有水时，在管道泄漏初始，专用抢险物资到来之前，应以草垛（玉米秸秆）为原料构筑草垛坝进行拦截，草垛坝坝体宽度不宜小于 2.0 米，坝体要紧密结实，以树桩等坚固的构筑物为支撑进行筑坝。冬季水渠干涸时修筑实体坝，在迎水面设置塑料布防止油品渗透，在集油坑和导油沟内应敷设防渗布。熟练掌握收油设备、机具和物资的属性，并与现场实际有机结合，将泄漏油品及其所污染的水、固体杂质等收纳至安全的地方。

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及其可行性论证

①施工人员生活污水排入临时防渗旱厕，施工结束后拉运至方兴分公司厂区污水泵房，经地下管网输至方兴分公司厂区生活污水处理站处理达标后排入牛毛沟；

②退役期管线内介质均由压缩空气吹扫至拉油点储罐，后续由罐车拉运至龙一联卸油点进集输系统处理，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。

6.1.2.4 地下水污染防治措施

(1) 源头控制措施

①施工期加强对钻井泥浆的回收处理工作，消除对地下水的污染隐患；

②压裂优先选用无毒、低毒的环境友好型压裂液。

③本项目井场、集输管道等选址选线均不涉及集中式饮用水源保护区、集中式饮用水源的补给区、径流区。

④将使用双层套管技术纳入清洁生产，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；

⑤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；

⑥油井的设计、建造、改造应按照 SY/T 6596 的要求保证其完整性。油气井运行期间应参照 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。

⑦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%；

⑧管线的连接方式采用焊接，在施焊前进行检查；

⑨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。

⑩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。

⑪运行期定期检查、维修项目所有管道、机泵等，确保各部分的使用性能。尤其在雨季更要认真检查，清除隐患。

⑫油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。

⑬巡检过程一旦发现管道泄漏，应立即采取应急措施，关闭机泵，清理泄漏的原油、含油污水。

⑭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。

⑮ 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避开环境敏感区；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。

(2) 分区防渗措施

项目分区防渗具体见表 6.1-1，施工期钻井井场分区防渗图见附图 17-2，压裂施工分区防渗图见附图 17-1，运营期分区防渗图见图附图 16-1 和附图 16-2。

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、水基钢制泥浆槽、钻台	采用地面碾压平整并铺设 2mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗,渗透系数为 $1.0\times 10^{-10}\text{cm/s}$	满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中关于重点防渗区等效黏土防渗层 $Mb\geq 6.0\text{m}$ ， $K\leq 1\times 10^{-7}\text{cm/s}$ 防渗技术要求
		施工期压裂作业区域		
		油基钢制泥浆槽	采用地面碾压平整并铺设 2mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗,渗透系数为 $1.0\times 10^{-10}\text{cm/s}$	满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中防渗要求
	一般防渗区	其他材料房、机械修理房、临时防渗旱厕	采用 1.5mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗，渗透系数为 $1.0\times 10^{-7}\text{cm/s}$	满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中关于一般防渗区等效黏土防渗层 $Mb\geq 1.5\text{m}$ ， $K\leq 1\times 10^{-7}\text{cm/s}$ 防渗技术要求
	简单防渗区	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 $Mb\geq 6.0\text{m}$ ， $K\leq 1\times 10^{-7}\text{cm/s}$ 防渗技术要求
		井场作业区	井场作业区永久占地内铺设 2mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗，渗透系数为 $1.0\times 10^{-10}\text{cm/s}$	
		拉油点储罐区	储罐区占地内铺设 2mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗，渗透系数为 $1.0\times 10^{-10}\text{cm/s}$	
		3 号拉油点事故池	整个池体铺设 2mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗，渗透系数为 $1.0\times 10^{-10}\text{cm/s}$	

简单防渗区	井场永久占地内	采用地面夯实碾压平整进行防渗	满足一般地面硬化防渗技术要求

(3) 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）制定本项目运行期监测计划，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，根据项目油井分布和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，在项目区域下游设 1 个潜水跟踪监测点，在区域内布设 1 个承压水跟踪监测点和 1 个潜水跟踪监测布点，定期对地下水进行跟踪监测，具体设置情况见表 6.1-2。地下水跟踪监测布点图附图 5-2。

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
项目上游巨宝山屯孙家水井	背景监测点	pH、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、砷、六价铬、挥发酚、氨氮、耗氧量	125.25828 45.66277	州 39-扶平 3 井场东北 600m	13m	潜水	1 次/半年
项目区域内火烧羊屯水井	跟踪监测点		125.26901 45.63976	3 号平台井场东北侧 400m	15m	潜水	
项目区域内南岗屯王家水井	跟踪监测点		125.28392 45.64184	3 号平台井场东北侧 1150m	65m	承压水	
项目下游黄希友屯白家水井	跟踪监测点		125.25707 45.60699	5 号平台井场东南侧 2570m	15m	潜水	

(4) 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）对退役的油井进行地下水跟踪监测，跟踪监测井依托方兴分公司现有区域跟踪监测井。

6.1.3 噪声污染控制措施

6.1.3.1 施工期

（1）合理安排施工时间，尽量避免大量高噪声设备同时施工。

（2）合理布置施工现场，尽量将高噪声机械布置远离环境敏感点一侧，同时，避免在同一地点安排较多的动力机械。

（3）降低设备噪声。选用低噪声设备，平时注意设备维护和保养，避免设备不正常运行产生的高噪声。

（4）运输车辆选择避开居民点路线，尽量不鸣笛。

（5）加强对施工人员的培训及责任教育，做好施工机械和运输车辆的调度和交通疏导工作，运输车辆选择避开居民区的路线，限制车速，禁止鸣笛，降低交通噪声；

（6）本项目施工期较近的敏感目标为 3#平台新建管线和通井路施工场地东 80m 为火烧羊屯、4#平台新建管线南 100m 为马营子屯，施工期主要是新建集油管线和通井路，在管线施工阶段靠近村屯一段采取人工开挖，并在靠进村屯一侧安装隔声屏障，降低对村屯声环境的影响。

通过采取上述措施，能够确保施工场界噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）要求，且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。

6.1.3.2 运行期

（1）井场和拉油点噪声控制措施

1）抽油机电机、拉油点储罐加热炉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）注意对井场和拉油点设备的维护保养，保证设备保持在最佳运行状态，降低噪声源强度。

4）本项目井场距保护目标最近的为 3#平台井场东北 270m 的火烧羊屯，拉油点距离保护目标最近的为 2 号拉油点南侧 170m 的马营子屯，加强对井场抽油机设备和拉油

点储罐的维护保养，保证设备保持在最佳运行状态，降低噪声源强度。

根据预测分析，在采取减振、隔声等降噪措施后，运营期井场和拉油点厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准的要求，不会对周围声环境产生较大影响，运行期噪声治理措施可行。

（2）拉油罐车噪声控制措施

1）选用低噪声运输罐车，使用符合国六或更高排放标准的低噪声发动机，安装高效消声器，降低发动机和排气系统噪声。运输单位定期加强车辆维护保养，保证运输车辆处于最佳运行状态。

2）夜间禁止进行拉油活动，避开居民休息时段。拉油罐车在村屯路段减速慢行，控制车速降至 40 km/h 以下，降低轮胎噪声和发动机负荷声。禁止急加速、急刹车，减少瞬时高噪声。

3）严格按设定拉油路线活动，后期道路路网发生变化时，确保选用途经最少敏感点的拉油路线。

通过采取以上噪声控制措施，可有效降低拉油罐车对沿途村屯的噪声影响，减小对村屯居民日常生活的影响，拉油罐车噪声治理措施可行。

6.1.3.3 退役期

退役期噪声源主要是拆除井场抽油机和拉油点储罐等设备产生的噪声。

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。

6.1.4 固体废弃物控制措施

6.1.4.1 施工期

（1）水基废钻井液、钻井岩屑和废射孔液排入井场水基钢制泥浆槽中，由井场移动式泥浆不落地处理装置处理，处理后的压滤水由罐车拉运至葡一联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，处理后的泥饼拉运至黑龙江龙之润环保工程有限公司渣土场堆存，用于垫井场和通井路。

（2）油基废钻井液（危废代码 HW08-071-002-08）、油基钻井岩屑（危废代码 HW08-071-002-08）、油基钻井废水（危废代码 HW08-071-002-08）和含油废射孔液（危废代码

HW08-071-002-08)排入井场设置的油基钢制泥浆槽,委托有危废处理资质的黑龙江迈景环保科技有限公司处理,处理后的污水进入污水罐储存,定期拉运至龙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,泥饼满足相关要求后用于垫井场和通井路。

(3)本项目施工废料主要为焊接施工中产生废焊条和管道防腐施工过程中产生的废防腐材料,由施工单位统一收集后拉运至第七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七采油厂工业固废填埋场处理。

(4)含油废防渗布(危废代码 HW08-900-249-08)集中收集暂存于方兴油田台 1 危险废物贮存库,定期委托有资质单位处理。

(5)生活垃圾统一收集拉运至杜尔伯特蒙古族自治县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。

6.1.4.2 运行期

(1)本工程产生的落地油及清淤油泥(砂)属于危险废物,危险废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物,代码为 071-001-08,井场落地油全部回收,由罐车拉运至方兴油田台 1 危险废物贮存库暂存,定期委托大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处理满足相关标准后用于垫井场和通井路。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,经收集后暂存于方兴油田台 1 危险废物贮存库,定期委托有资质单位处理。该储存库存储量为 500t,现实际储存量为 10t,本项目含油废防渗布产生量 0.25t/a,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。

6.1.4.3 退役期

(1)退役期拆除的废旧设备全部回收至方兴分公司物资库;

(2) 生活垃圾统一收集拉运至杜尔伯特蒙古族自治县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置。

6.1.5 生态保护措施

6.1.5.1 施工期

(1) 钻井施工应编制施工预案，科学安排作业，新钻井位于 5 座平台和 5 座单井井场，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) 施工机械不在道路、井场以外的地方行驶和作业，规范行车路线及施工人员行为，严禁随意践踏、碾压施工区范围外的植被，不准乱挖、乱采植物；

(4) 井场布置必须遵守《大庆油田开发建设用地标准》规定，严格控制施工作业面积，以减少地表植被破坏；

(5) 为避免施工期对植被的影响，对易产生扬尘的场所必要时加以遮挡，以减轻对植物的影响；

(6) 加强井场管理及设备养护，井场铺设防渗布，防止原油、含油污水以及各种废液的跑冒滴漏，如发生跑冒滴漏，及时处理；

(7) 规范施工人员行为，严禁随意践踏、碾压施工区范围之外的植被；

(8) 项目在施工前由方兴分公司编制土壤剥离利用方案，报自然资源主管部门备案，征收土地应报请相关主管部门同意，取得用地审批。施工过程中尽量保护土地资源，不打乱土层。本项目在施工过程中针对临时占地，应剥离占地内 0.3m 的表土，采用分层开挖，分层堆放，暂存于占地内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖等措施防止水土流失，定期采取洒水抑尘措施，剥离的表土在施工结束后分层回填，及时恢复地表植被，并采取补植、补播等措施，保证土壤肥力和植被覆盖度。永久占耕地剥离表土就近用于新开垦耕地和低质耕地改良、被污染耕地的治理、高标准农田建设、土地复垦等。

(9) 施工结束后施工营地进行搬迁，料场做到工完、料净、场地清。井场临时防渗旱厕进行清理卫生填埋，按照先填心、底土，后平覆表土，柴油罐区的防渗材料及围堰与柴油罐一同拆除，临时占地平整并恢复；施工时所产生的生活污水、生活垃圾等废弃物，严禁随意倾倒；

(10) 埋设管线时，根据管径的大小做到尽量窄控，采取平埋方式（不起土坝）进行，以便尽快恢复植被；

(11) 恢复被破坏的地表形态，平整作业现场，改善土壤及植被恢复条件；

(12) 本工程永久占用的耕地，针对永久占地按“占一补一”原则及相关规定缴纳土地补偿费，专款用于占地补偿，按规定补划永久基本农田；

(13) 管道施工尽量缩小占地面积，应划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，走同一车辙，避免加行开辟新路；

(14) 管沟挖、填方作业应作到互补平衡；

(15) 管沟回填应按层回填，以利施工带土壤和植被的尽早恢复。回填后应予以平整、压实，以免发生水土流失；

(16) 管道建设工程结束后，回填开挖的管沟，路基采取护坡、养护措施，进行表土回覆、场地清理平整并恢复植被；

(17) 对废水、固体废物进行严格管理，统一处理或回收，不得随意抛撒，防止污染土壤。

本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 18。

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	实施时间	实施单位
1	永久占地	耕地、草地	按照当地相关规定缴纳补偿费用，补偿永久占地 5.776hm ² 。	施工完毕后 1 年内	大庆油田有限责任公司方兴分公司
2	临时占地	耕地、草地	恢复临时占地 21.61hm ² ，分层开挖，分层回填，及时恢复地表植被，并采取补播等措施，保证土壤肥力		

6.1.5.2 运行期

本工程由于井场、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。运营期建议采取以下生态保护措施：

(1) 严格控制油井作业占地，普通井下作业不新征临时占地；施工结束后及时有效地对占地区域土地进行平整，并压实，利于植被自然恢复。井场临时占地主要为设备放置地，在设备放置时尽量不破坏原有地貌，施工结束后及时对现场进行清理，对破坏的土地进行平整并压实，利于植被自然恢复。

(2) 油井作业过程中缩小影响范围，提高工程施工效率，减少工程在空间上、时间上对生态环境的影响。

(3) 油井作业要划定施工活动范围, 严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围, 所有车辆采用“一”字型作业法, 避免并行开辟新路, 以减少风蚀沙化活动的范围。油井作业结束后, 应针对作业过程中的不同破坏类型, 恢复被破坏的地表形态, 降低工程对周围生态环境的影响。

(4) 油井作业避免在大风天施工。作业时在井场作业区域四周修建临时围堰, 防止作业时产生的油水进入周围环境。

(5) 油井作业时严格执行环保措施, 控制污染物的外排量, 保证“工完料净场地清”, 作业后无落地油遗留井场。

(6) 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。

(7) 运行期拉油和作业车辆应在已修建的道路上行驶, 不得随意行驶。

本项目通过采取上述生态保护措施, 能够确保本项目对区域生态环境的破坏得到有效控制, 不会对区域生态环境产生较大影响, 生态保护措施可行。

6.1.5.3 退役期生态恢复与重建措施

油田退役期, 根据当地条件, 占地全部复耕, 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对井场通井路的永久占地要进行生态恢复, 采取土地平整、翻松, 及时复耕。

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。

6.1.5.4 黑土地保护措施

本项目新增占地类型包括耕地, 属于黑土耕地。根据《黑龙江省“十四五”黑土地保护规划》及《黑龙江省黑土地保护工程实施方案(2021-2025 年)》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,新钻井位于5座平台和5座单井井场,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) 本项目在施工征地前由方兴分公司编制表土剥离利用方案,施工过程中针对永久和临时占地,应剥离占地内0.3m的表土,采用分层开挖,分层堆放,暂存于占地内的表土剥离临时堆放区,并采取苫布遮盖等措施防止水土流失,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。永久占地剥离表土用于当地高标准农田建设。

6.1.5.5 水土流失保护措施

(1) 工程防治措施

1) 井场

井场予以平整、压实,以免发生水土流失。对于建设开挖、回填土石方要合理填埋、堆放、利用,并采取适当的压实平整措施。地面建设产生的弃方不得随处堆放,应合理利用。

2) 道路

施工期利用征用的水泥路和已有便道行车,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。在灌溉水渠的路段,征用水泥路已设置了钢筋砼板涵,以保证道路两侧水渠的畅通。生产期及时作好道路涵洞的疏通、维修工作,保证各类设施的泄洪能力。

3) 管线

管道工程施工时,要特别注意保护原始地表与天然植被,应划定施工活动范围,严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围,所有车辆采用“一”字型作业法,走同一车辙,避免加行开辟新路。管沟挖、填方作业应尽量做到互补平衡,以免造成弃土方堆积和过多借土,增加新的水土流失。管沟回填应按层回填,以利于施工带土壤和植被的尽早恢复。回填后应予以平整、压实,以免发生水土流失。

4) 生物防治措施

本项目水土保持生物措施主要根据油田地面植被情况,做好原有植被恢复工作和人

工绿化工作，最大程度的降低因本项目施工建设和生产运行而新增的水土流失量，尽量改善当地的生态环境。

(2) 管理措施

因地制宜选择施工季节，本项目按总体产能计划施工选在夏季，不可避免地对农作物生物量造成损失，施工时尽量避开大风及强降水天气。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。

6.1.5.6 一般湿地保护措施

根据《黑龙江省湿地保护条例》，“任何单位和个人不得擅自征用、占用湿地或者改变湿地用途。确需征用、占用国际重要湿地、国家级湿地自然保护区、国家湿地公园或者改变其湿地用途的，应当报国家林业行政主管部门批准；征用、占用或者改变其他湿地用途的，应当经省林业行政主管部门审核同意后依法办理相关手续。” 本项目永久占地和临时占地工程均不涉及评价范围内的一般湿地，对湿地影响主要是施工期和运营期的间接影响。在施工过程中严控所有施工活动全部在临时占地范围内进行，禁止碾压占地外土地，材料运输车辆尽量绕避湿地区域；施工场地废水和固废全部按要求集中收集后拉运处置，钻井场地柴油罐区等重点位置安装临时围堰，杜绝事故情况下污染物排放；运营期油井井场和拉油点噪声能够满足厂界达标排放要求，不会对湿地动物产生影响，拉油车辆在井场区域控制车速，禁止鸣笛，油井作业废水全部由罐车收集拉运至龙一联合油污水处理站，处理达标后回注。经采取以上措施，本项目施工期和运营期对湿地生态系统的影响可以接受。

6.1.5.7 防沙治沙保护措施

经调查，本项目开发区域沙化土壤分布较少，主要地类为土壤性能良好的耕地，区域内沙化土地所占的比重较小，为减轻农田生态系统和草地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。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。

(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) 路基边坡采取水泥板护坡固土，维护路基稳定和道路安全运行。

6.1.5.8 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) 植被恢复措施

施工结束后，及时恢复被破坏的地表形态。对 21.61hm² 临时占地进行表土留存，施工结束后进行回填，临时占用的耕地由农民自行复垦，确保恢复等质等量面积的耕地，对临时占用草地进行植被恢复。

通过采取上述生态保护措施，能够确保本项目对区域生态的破坏得到有效控制，不会对区域生态产生较大影响，生态保护措施可行。

6.1.6 环境风险防范措施及应急要求

6.1.6.1 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/cm^3 。

9) 钻进时司钻注意观察泵压、钻速等变化, 发现异常立即停止钻进, 循环钻井液观察后效。

10) 起钻过程中, 要严格控制起钻速度, 钻头在油气层中和油气层顶部以上 300m 井段内起钻用 I 挡或起钻速度不超过 0.5m/s , 预防抽吸引起井喷。起钻中严格按照规定及时向井内灌满钻井液, 并作好记录、校核, 及时发现异常情况; 起钻完应及时下钻, 检修设备时必须保持井内有一定数量的钻具, 并观察出口管钻井液返出情况。严禁在空井情况下进行设备检修。

11) 空井作业时间(如电测、井壁取心等)原则上不能超过 24h, 或根据坐岗观察和钻井工程设计要求的空井时间, 否则必须下钻通井。

12) 钻开油气层后, 每次起钻前钻井液密度达到设计上限, 都要进行一次 250m~350m 的短起下钻, 计算气体上窜速度, 循环钻井液观察后效, 正常后才可起钻。

13) 钻进中发生井漏应将钻具提离井底、方钻杆提出转盘, 以便关井观察。采取定时、定量反灌钻井液措施, 保持井内液柱压力与地层压力平衡, 防止发生溢流, 其后采取相应措施处理井漏。

14) 需调整钻井液密度时, 应确保井筒液柱压力不小于裸眼段中的最高地层孔隙压力。

15) 完井下套管建立循环前, 必须在套管内灌满钻井液。

16) 固井作业时不得拆除防喷器, 应配套微变径闸板、换与套管直径相匹配的闸板

或在钻台配备套管螺纹和防喷钻杆相匹配的接头。固井全过程保证井内压力平衡，尤其防止水泥浆候凝期间因失重造成井内压力平衡的破坏，甚至井喷。

17) 中途测试和先期完成井，在进行作业以前观察一个作业期时间；起、下钻杆或油管应在井口装置符合安装、试压要求的前提下进行。

18) 发现溢流后，严格按照《大庆油田钻井井控实施细则》溢流的控制及压井作业中的要求执行。

19) 认真做好井控记录，严格执行井控九项管理制度，按《大庆油田井控技术管理实施细则》执行。

(2) 套损风险防范措施

1) 检查套管质量

① 套管下井的质量检查。

一是检查套管钢级、壁厚等是否符合下井的设计规范与要求（设计中应对各种应力、强度校核作严格计算）。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，为注气和采气提供资料。

3) 工程技术预防措施

① 对开发方式与工艺的要求。

A. 为防止地应力集中，尤其在断层附近，应采取恰当的布井方式，以适应地下应力分布情况。

B. 在套管易损坏地区的井，应考虑下技术套管，技术套管下至断裂层下部固井后再

下生产套管。

C.在可能的情况下，应分层开采，以利于克服层间应力异常和减少井下作业次数，防止套管损坏。

②下套管和固井质量的要求。

A.为防止浅层水腐蚀套管及浅层高塑性泥岩层蠕变，在浅层套管内外壁进行防腐，同时可下表层套管封隔浅层。

B.为保证套管接箍丝扣和密封脂质量及上扣的扭矩值，对井下的套管要定期紧扣。

C.为减少套管损坏，固井时水泥浆应返至地面，进行全程固井。

(3) 防火、防爆、防泄漏措施

1) 井场钻井设备的布局要考虑防火的安全要求。值班房、发电房、配电柜距井口不小于 30m。

2) 距井口 30m 以内及钻井液循环系统的电气设备、照明设备、开关、输电线路及接线方法应符合防火防爆安全规定。

3) 钻台下面和井口周围严禁堆放杂物和易燃品，机泵房下无积油。

4) 井场内严禁吸烟和动用明火，应有明显的防火标志。若需动火，应执行相关的安全规定。

5) 在井架上、井场盛行风入口处、钻台等地应至少设置 2 个风向标，一旦发生紧急情况，作业人员可向上风方向设定的 2 个紧急集合点疏散。

6) 在钻台上下、振动筛、循环罐等气体易聚积的场所，应安装防爆排风扇以驱散工作场所弥漫的有毒有害、可燃气体。

7) 柴油罐区地面铺设防渗布，设置围堰。

8) 确保应急工具和设备齐备完好，以便在发生泄漏事故时对产生的油污污水进行及时回收和处理。

9) 一旦发生井喷事故，要及时上报上级主管部门，并有消防车、救护车、医护人员和技术安全人员在井场值班。

10) 对油田设施采用新技术，提高油田设施的抗蚀防腐能力，如推广抗腐蚀的非金属管线的应用，从而减少由于设施因素引发油水泄漏事故的几率。

11) 原油、天然气为易燃易爆物质。为了防止设备、管道爆破泄漏，严格遵循有关设计规范进行规划设计，严格要求设备、材料的质量和工程的施工质量，保证工艺过程的密闭性，避免事故的发生。

12) 爆炸危险区域内所用的电气设备、自控仪表设备均采用防爆型，并符合相应的

防爆等级。

13) 严格执行各项安全生产制度, 在油气泄漏场所严禁静电和携带火种。

(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井作业, 在作业前应先调节注采比, 降低井底压力后再进行作业;

2) 施工准备过程要在管、杆桥下设污油收集设施; 拆卸井口采油树后, 要安装简易控制器, 并将井口溢流油水控制器、作业废水进站装置与井口连接, 完好后, 通电调试;

3) 作业前要打开生产阀门、套管放空阀门, 观察溢流量大小。如果溢流量较大, 采取清水或泥浆进行压井; 起下抽油杆、管柱过程要注意井口变化, 井口溢流较小时, 将污水排入污水回收装置, 溢流较大时, 立即停止操作, 迅速关闭封井器; 采取清水或泥浆压井;

4) 打开套管闸门, 启动作业废水进站装置和油水收集器, 使废水废液由套管排出经作业废水进站装置回站;

5) 在压井、冲沙、刮蜡、验串、套铣施工有溢流时, 必须下单流阀, 套管出口接到作业废水进站装置;

6) 压井、冲沙、刮蜡、验串、套铣前, 必须认真检查水龙带有无破皮、断丝、油壬丝扣完好状态, 水泥车井口管线试打压 4.0 Mpa 检验密封性; 作业时随时注意进出口排量压力, 防止井喷, 观察拉力计悬重变化, 防止沙堵憋泵。遇阻憋压时, 要立即将管柱上提, 防止管线爆裂。

(5) 水稻田施工风险防范措施

本项目 5#平台井场和 3 号拉油点合建在水稻田中, 施工期在施工场地外围设临时施工围堰。钻井施工期避开水稻成熟期, 选在 10 月份农户水稻收割完成后动工, 直接避免占地等施工活动造成的水稻减产; 施工期周边灌溉水渠处于枯水期, 除主干渠北大干渠外, 水稻田中支灌渠全部干涸, 若发生废水或废液泄露并溢流到围堰外等事故情况时, 污染物扩散较慢, 施工单位可及时采取切断污染源(关闭阀门、封堵泄漏点); 用吸油毡吸附泄漏液, 挖设临时截污沟、铺垫防渗布防止扩散等风险防范措施, 降低事故情况对水稻田土壤的影响。

6.1.6.2 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) 新建集中拉油点采用数字化建设，配套视频监控和无线传输系统，监控摄像机具备实时拍照功能（1 张/10 分钟），拍摄照片通过无线网卡上传至大庆油田有限责任公司 DMZ 区域，安全检测后返回采油十厂调度中心，实时监控拉油点储罐运行状态，发现异常可及时启动应急处置措施。小队每日巡检，及时发现阀门泄露等问题并及时采取处置措施。

3) 定时对油井、拉油点储罐和管线进行巡查，及时发现管线、阀门、设备渗漏、穿孔问题。拉油点储罐配备泄露检测和预警系统，接入控制中心；储罐罐体标识安全警示牌，以提醒人员注意安全风险和执行正确的操作规程。操作规程应准确明确，包括处理泄漏和紧急情况的指导，以便事故发生时能够迅速、有效地采取措施。为了保持储油罐的良好状态和功能，必须定期进行检查和维护工作，包括检查防腐层、泄漏传感器和防火设施等。

4) 加强应急预警和紧急切断等措施，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、安全阀等进行检查，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) 在进行油井井下作业时，严格按照要求使用污油污水回收装置、油管清洗污水回收装置及罐车对作业污水进行回收，防止作业产生的污油污水进入周围环境。同时限制作业范围，严格控制在井场占地范围内，作业范围全部铺垫防渗布，并在井场作业区边缘修筑 0.2m 高临时玻璃钢围堰，将作业过程中可能产生的污油污水全部控制在作业区域内，完工后，将井场平整清理干净，不得遗留油污。

6) 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。

7) 耕地（旱田）拉油点（即 1 号、2 号和 4 号拉油点）储罐发生油水泄漏时应首先关闭相关阀门，倒罐或安排罐车转移罐内产液，在 3 座拉油点储罐周围修筑 0.8m 高永久围堰。井场泄露时在井场四周修筑 0.2m 高临时围堤，控制油水扩散范围，保护周围农田，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。

8) 确保方兴分公司第八作业区物资库的围油栏、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

对周围地表水、地下水、土壤等环境产生污染。

9) 水稻田拉油点(即 3 号拉油点)与 5 号平台井场合建,井场和储罐周围修筑 0.8m 高永久围堰。事故情况下储罐泄露油水流入井场周边农田灌溉水渠后,应采取筑坝方式进行拦截。夏季灌溉水渠有水时,在管道泄漏初始,专用抢险物资到来之前,应以草垛(玉米秸秆)为原料构筑草垛坝进行拦截,草垛坝坝体宽度不宜小于 2.0 米,坝体要紧密结实,以树桩等坚固的构筑物为支撑进行筑坝。冬季水渠干涸时修筑实体坝,在迎水面设置塑料布防止油品渗透,在集油坑和导油沟内应敷设防渗布。

10) 将被泄漏原油污染的土壤清理后由罐车拉运至方兴油田台 1 危险废物贮存库暂存,定期委托大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处理满足相关标准后用于垫井场和通井路。

11) 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。

12) 建立应急响应机构,配备快捷的交通通讯工具,以便对泄漏事故及时作出反应和处理。制定定期巡查制度,发现异常及时处理和报告。

13) 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。

(2) 拉油点储罐风险防范措施

1) 拉油点多功能储罐设有液位显示、高低液位报警及联锁关闭燃烧器的功能,当液位高于 2200mm 时,触发高液位报警功能,管理人员采取措施防止液位继续升高;当液位低于 900mm 时,触发低液位报警功能,自动联锁关闭燃烧器,防止干烧,可有效防止火灾、爆炸事故发生。

2) 拉油点多功能储罐属于压力容器,加热时先加热火管再导热至油罐内,属于间接加热,建设单位定期更换火管内耐火砖,以确保加热过程不发生环境风险事故。

3) 拉油点多功能储油罐按照《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183)进行设计,储罐采用卧式油罐,容量较小,在拉油点储罐周围设置永久围堰,可有效防止储罐泄漏产液在地表蔓延造成环境污染及火灾爆炸等风险事故。

4) 企业定期开展压力容器强制检测探伤,发现砂眼等泄漏隐患直接停用或更换,保障罐体完好。

5) 拉油点采取无人值守、定时巡查模式,拉油点安装视频监控,多功能储罐采用数字化建设,配备温度、压力及液位、可燃气体报警检测等各类传感器接入作业区中控系统,实时监控拉油点储罐运行状况。定期检测探伤,现场配备足量的风险应急处置设施,

编制相关应急预案，能在较短时间内发现泄漏并开展应急工作。

6) 5号平台井场和3号拉油点合建场地位于水稻田内，占地周边设置截水沟和20cm地埂与周边稻田分隔，井场和储罐周围修筑永久性围堰，围堰宽度30cm，高度80cm；拉油点多功能储罐区设置1座100m³事故池，防止运营期事故情况下油井作业泄露废液、拉油点储罐泄露产液和事故废水流入周边水稻田地。

7) 拉油点多功能储罐区做重点防渗，罐区占地内铺设2mm厚高密度聚乙烯膜进行防渗，渗透系数为 1.0×10^{-10} cm/s。3号拉油点事故池池体铺设2mm厚高密度聚乙烯膜进行防渗，渗透系数为 1.0×10^{-10} cm/s。

(3) 依托场站事故风险防范措施

1) 建议对地层压力进行监控，合理安排注采比，预防套损事故的发生；

2) 站内定时巡检，及时发现并处理容器、罐体、管线和阀门的泄漏、穿孔问题，避免出现大量油水泄漏；

3) 平稳操作，避免系统压力超高放空；

4) 定期维护保养容器、设备和站内管线。

5) 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) 各依托场站均设置了事故排污池，可在事故状态下暂存装置内残余的原油或含油污水。

(4) 泄漏、火灾、爆炸风险防范措施

1) 为防止系统憋压或误操作造成密闭设备的超压破坏或爆炸，所有压力容器及油罐均设有安全阀、呼吸阀等泄压设施。场站可燃气体设备的安全阀出口泄放管应接至火炬系统或其它安全泄放设施；

2) 场站的油罐均设计防雷、防静电接地装置；对生产场所超过安全电压的电气设备均采取保护接零或接地措施；

3) 场站内的防雷接地设施及报警装置必须定期校检，保证安全设施可靠有效。

4) 新建井场柱上变压器属于湿式变压器，首先选取符合标准的正规变压器设备，电力维护单位定期检查密封件、焊缝、阀门等关键部位，发现渗漏及时处理。发生变压器漏油风险时，对微小渗漏点使用耐油密封胶（如环氧树脂胶）临时封堵。在变压器底部加装集油槽或导油管，将渗漏油引导至专用容器，避免污染土壤。收集的废变压器油属于危险废物，由电力运维单位收集贮存委托有资质单位处置。

(5) 运输过程风险防范措施

1) 根据开发预测指标表中产液最高量计算, 投产次年最高年产液量为 $19.57 \times 10^4 \text{m}^3$, 则 15 口油井日产液最大量约为 652.5m^3 。罐车容积为 25m^3 , 则项目产液高峰期每日转运 27 车次。

2) 项目物料的运输委托有资质、记录良好的运输单位作为物料运输的承运单位。对承运单位的车辆、人员、防护措施等进行全方位的考察, 以确保承运单位具备安全运输物料的能力。

3) 确定合理的运输路线, 运输过程中应远离村庄、学校、医院等敏感保护目标, 运输路线无法避开村屯时, 应减速慢行, 尽量避开运输高峰期和居民休息时间段。

4) 油井产液运输过程按照指定路线拉运, 同时车内配备铁锹等应急物资。对拉油车辆配备必要的收油工具, 一旦在行驶过程中发生原油泄漏, 立即停车, 对泄漏的原油用木粉及时清理带走, 如发现恶性事故, 要及时报告, 及时处理, 减轻危害。

5) 选择带有密闭油罐的油罐车。平时加强检修, 保持油罐上盖和胶皮管法门的密闭性。原油装车后要求司机盖好上面的盖子, 拧紧阀门。每个罐车配一个小筒, 以备一旦出现泄漏后可以接油。

6) 龙一联卸油点卸车平台已采取防渗措施, 与卸油口连接处放置接油槽, 防止原油落地。

7) 罐车拉运过程实行风险控制, 严格交接制度, 确保拉运到指定地点。

8) 拉油罐车限制车速, 尽量避开敏感点运输, 恶劣天气要注意行车安全, 防止交通事故发生。

(6) 危险废物收集、贮存、运输过程风险防范措施

根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》本项目涉及的危险物质必须按照《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ 2025-2012) 的要求处理处置。

1) 从事危险废物收集贮存运输的单位在进行生产活动时应按照有关规定建立相应的规章制度和污染防治措施, 包括危险废物分析管理制度、安全管理制度、污染防治措施等。并建立健全规章制度及操作流程, 确保全过程安全可靠。

2) 危险废物转移过程中应按《危险废物转移管理办法》执行, 单位应编制应急预案。

3) 运输的车辆必须是专用车或经有关部门批准使用符合安全规定的运载工具, 并符合相关要求; 运输车辆、设备及管道进行定期的维护和检查, 防患于未然, 保持槽车和良好的工作状态, 保证接地正常。

4) 担任储运人员必须经过上岗培训, 经定期考核通过后方能持证上岗。工作人员应

熟悉事故应急设备的使用和维护，了解应急手册应急处理流程，一旦发生意外，在采取应急处理的同时，迅速报告公安、交通部门和环保等有关部门，必要时疏散群众，防止事态进一步扩大和恶化。

5) 运输、储存原料、溶剂、产品危险化学品所用的槽车、容器、设备必须符合《压力容器安全技术监察规程》的安全管理规定，企业对压力容器管理执行国家有关压力容器的规定。设备区设计应按照《石油化工企业设计防火标准》（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。

6.1.6.3 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。本工程为新建工程，目前方兴分公司已建立较完善的应急预案体系，综合性预案为《方兴分公司突发事件总体应急预案》，还针对不同的事故分别编制了《方兴分公司环境突发事件专项应急预案》、《方兴分公司井喷突发事件专项应急预案》、《方兴分公司生产场所突发泄露、火灾、爆炸事件专项应急预案》、《方兴分公司长输管道突发事件专项应急预案》、《方兴分公司自然灾害专项应急预案》等专项应急预案，《方兴分公司环境突发事件专项应急预案》于 2023 年 6 月 15 日在大庆市肇州生态环境局进行了

备案，备案编号为 230621-2023-012-L。其中总体预案适用于本公司范围内发生的、造成或可能造成人员伤亡、环境污染、停产和较大社会影响等突发事件的应对工作，主要包括应急组织机构及职责明确、监测与预警、应急处置与应急响应、恢复与重建、应急保障与培训、督查与奖惩等内容，重点明确各分项预案所述事件类型及事件各级应急组织机构框架内容，起到总体掌控、督查的作用；《方兴分公司环境突发事件专项应急预案》中不仅包含了原油泄漏污染、污水泄漏污染、给排水系统泄漏污染、天然气泄漏污染和施工时发生井喷造成油污、污水排放污染等事故的分类、应急响应等内容，而且明确了环境突发事件应急储备物资清单、应急联络单等重要内容。《方兴分公司环境突发事件专项应急预案》进行了组织机构及职责明确、预防与预警设置、应急响应与应急处置、应急保障内容确定以及大庆油田有限责任公司方兴分公司突发事故的联络信息公布，预案内容针对性较强，组织结构框架合理。

总体上看，方兴分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。本工程可以纳入方兴分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，重点监测伴生/次生 CO 等污染物。

③水环境：应对事故全过程（发生时，控制时和事故后）所影响的地表水环境和地下水环境进行监测。

④土壤环境：应对事故全过程（发生时，控制时和事故后）进行监测，特别应对事故发生地附近的敏感区域进行土壤监测。

⑤负责单位要根据监测结果编制事故污染报告，确定事故影响范围，为制定治理措施提供依据。

（3）应急预案有效性分析

大庆油田有限责任公司方兴分公司编制了《方兴分公司环境突发事件专项应急预案》，该应急预案主要针对项目运营过程中可能突发的各种环境风险事故等制定了详细的安全应急救援预案。预案中包含了应急救援任务和目标、原则、组织机构、应急救援职责、突发事件信息报送及处置、应急响应和处置、应急措施以及应急救援值班电话和联络电话，充分保证了项目运营期发生的风险事故得到及时救援和处理。降低了环境风险的危害。

应急预案制定完毕后，大庆油田有限责任公司方兴分公司各作业区平均每月开展一次应急预案的宣传教育及应急演练，保证每一个工作人员都熟悉预案的内容，熟练应急措施，检查预案的有效性和符合性，对存在的不足及时修正。

（4）应急状态地企联动

大庆油田有限责任公司方兴分公司已在大庆油田有限责任公司备案登记，由大庆油田有限责任公司向市政府有关部门及集团公司申请备案。大庆油田有限责任公司方兴分公司已备案登记《方兴分公司环境突发事件专项应急预案》、《方兴分公司井喷突发事件专项应急预案》、《方兴分公司生产场所突发泄露、火灾、爆炸事件专项应急预案》、

《方兴分公司长输管道突发事件专项应急预案》、《方兴分公司自然灾害专项应急预案》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应急预案，保障事故控制及事故救援得到有效迅捷地处理，详见下表。

表 6.1-4 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	大庆市城市管理局	0459-4688501
8	大庆市安全生产委员会办公室	0459-4600048
9	大庆油田总医院	0459-5886408
10	大庆市第二医院	0459-5202621
11	大庆市气象台值班室	0459-8151615/8151030
12	大庆油田有限责任公司方兴分公司环保部	0459-4392296
13	肇州县应急管理局	0459-8511212
14	肇州县生态环境局	0459-8523628

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。

6.1.7 土壤保护措施

6.1.7.1 施工期土壤污染防治措施

(1) 加强施工过程的环境管理，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，征用农田水泥路和红砖路，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，以便其尽快恢复耕种。

(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。

6.1.7.2 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，由罐车拉运至龙一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，由罐车拉运至方兴油田台 1 危险废物贮存库暂存，定期委托大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处理满足相关标准后用于垫井场和通井路，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。

拉油点控制措施。在拉油点储罐等产液储存装置采取液位监测等措施，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；井场和拉油点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

主要包括井场和拉油点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）的相关要求，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 2 个。跟踪监测计划见表 6.1-5，土壤跟踪监测布点图见附图 24。

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	金 251-扶平 6 井场内	125.31241 45.65886	pH、石油类、 石油烃 (C ₆ ~C ₉)、 石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)、 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）表 2（其他项目）中第二类用地石油烃筛选值，《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
2	5 号平台井场内	125.23510 45.62418			
3	5 号平台井场西侧 50m 稻田地	125.23313 45.62412			

上述监测结果应按照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。

6.1.7.3 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	及时洒水、临时土方等加盖苫布等遮盖物	施工场界执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表2中无组织排放监控浓度限值
		焊接烟尘	由于项目焊接点较少，产生的焊接烟尘量较小，且项目位于室外，空气扩散条件较好	
		柴油机燃烧烟气	使用产品质量达标的低标号柴油，采用节能环保型柴油动力设备，调节好柴油机运行工况	柴油燃烧烟气执行《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法》（中国第三、四阶段）（GB20891-2014）及2020修改单中第三阶段标准限值及《非道路移动柴油机械排气烟度限值及测量方法》（GB 36886-2018）表1中II类限值要求
	运营期	采油井场、拉油点非甲烷总烃	井口安装密封垫，拉油点储罐阀门、法兰等安装密封垫片，管线和拉油点储罐均采用密闭性良好的阀门等，确保密闭集输，加强对设备和管道的检查和维护	井场、拉油点及依托场站厂界执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9中规定要求；依托场站厂区内非甲烷总烃满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）附录A中VOCs无组织排放限值要求
		场站非甲烷总烃		
		加热炉燃烧烟气	拉油点储罐加热炉采用清洁能源天然气为燃料，并采用了低氮燃烧器，烟气经15m排气筒排放	燃烧烟气执行《工业炉窑大气污染物排放标准》（GB9078-1996）表2中的二级标准限值；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
废水	施工期	水基钻井废水	排入井场水基钢制泥浆槽中，由井场移动式泥浆不落地处理装置处理，处理后的压滤水由罐车拉运至葡一联含油污水处理站处理达标后回注油层	不外排

		施工人员生活污水	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，由物业公司拉运至八百垧客运污水站经污水管网排入大庆市北控污水处理有限公司南区污水处理厂处理达标后排放，施工结束后临时防渗旱厕进行卫生处理，场地进行平整。	不外排
		管线试压废水	由罐车拉运至龙一联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层	不外排
		压裂返排液	由罐车拉运至塔三压裂液处理站处理达标后回注油层	不外排
	运营期	作业污水	由罐车拉运至龙一联含油污水处理站处理达标后回注油层	执行《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求
		洗井污水	由罐车拉运至龙一联含油污水处理站处理达标后回注油层	
		油田采出水	最终管输至龙一联含油污水处理站处理达标后回注油层	
噪声	施工期	施工场地噪声	合理安排施工时间，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，机泵等设备布置在室内，且采取基础减震等设施	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	井场和拉油点噪声	低噪声设备、基础减振	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类标准限值：昼间≤60dB（A），夜间≤50dB（A）
固废	施工期	水基废钻井液、钻井岩屑	排入井场水基钢制泥浆槽中，由井场移动式泥浆不落地处理装置处理，处理后的压滤水由罐车拉运至葡一联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，处理后的泥饼拉运至黑龙江龙之润环保工	合理处置

			程有限公司渣土场堆存，用于垫井场和通井路	
		油基废钻井液、油基钻井岩屑、油基钻井废水和含油废射孔液	排入井场设置的油基钢制泥浆槽，委托有危废处理资质的黑龙江迈景环保科技有限公司，处理后的污水进入污水罐储存，定期拉运至龙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，泥饼处理满足相关要求后用于垫井场和通井路	100%处置
		施工废料、膨润土等废包装袋	经收集后拉运至第七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
		含油废防渗布	集中收集暂存于方兴油田台 1 危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理	执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中的相关规定，实行危险废物转移制度
		生活垃圾	统一收集拉运至杜尔伯特蒙古族自治县生活垃圾填埋场处理	100%处置
	运营期	含油防渗布	由建设单位统一收集后暂存于方兴油田台 1 危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理	执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中的相关规定，实行危险废物转移制度
		含油污泥、落地油	属于危险废物，集中收集，由罐车拉运至朝一联合含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理达标后在油田作业区域内用于通井路和井场建设、筑路和铺路、作业场地地面覆盖、围堰等材料的活动；或者在油田作业区域外用于物流仓储用地、工业厂区道路与交通设施用地以及危险废物填埋场、固体废物填埋场封场等材料的活动	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

生态恢复	临时占地类型为耕地和草地，临时占地面积 21.61hm ² ，施工结束后及时清理施工现场，对临时占用的土地进行恢复、平整	施工结束后地表平整，及时恢复地表形态、生态修复
	永久占地类型为耕地和草地，永久占地面积 5.776hm ² ，永久占地按照规定进行补偿，恢复等质等量耕地	按相关要求要求进行征地补偿，专款用于当地基本农田补划；占用草地按规定补偿
地下水及土壤防护	施工期分区防渗：柴油罐区、泥浆循环罐、钻井液材料房、发电机房、水基钢制泥浆槽、钻台及压裂作业区为重点防渗，采用地面碾压平整并铺设 2mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ ；其他材料房、机械修理房、临时防渗旱厕为一般防渗，采用 1.5mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ；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
	油基钢制泥浆槽采用地面碾压平整并铺设 2mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$	满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中防渗要求
	运营期分区防渗：集油管道为重点防渗，管道采用防腐无缝钢管，管道的连接方式采用焊接，管道设计壁厚的腐蚀余量为 2mm 或采用管道内防腐，管道的外防腐等级采用特加强级；油井作业期间井场作业区和拉油点储罐区做重点防渗处理，作业区、拉油点储罐区和 3 号拉油点事故池铺设 2mm 厚高密度聚乙烯膜进行防渗，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ ；井场永久占地内采用地面夯实碾压平整进行处理。	执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中关于分区防渗技术要求
	在本项目区域上游州 39-扶平 3 井场东北 600m 巨宝山屯孙家水井（坐标 125.25828, 45.66277）布设 1 口潜水背景值监测水井，区域下游 5 号平台井场东南侧 2570m 处黄希友屯白家水井（坐标 125.25707, 45.60699）布设 1 口潜水跟踪监测水井，在区域内 3 号平台井场东北侧 1150m 处南岗屯王家水井（坐标 125.28392, 45.64184）布设 1 口承压水跟	执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准，石油类执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）表 1 中的 II 类标准限值要求

	踪监测水井，在区域内 3 号平台井场东北侧 400m 处火烧羊屯水井（坐标 125.26901，45.63976）布设 1 口潜水跟踪监测水井，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 ）、砷、六价铬、挥发酚、氨氮、耗氧量	
	在金 251-扶平 6 井场、5 号平台井场和 5 号平台井场西侧 50m 耕地共布设 3 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 ）、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）表 2（其他项目）中第二类用地石油烃筛选值，《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
风险防控	运营期作业期间工作区域均铺设防渗布，防渗布边缘设置围堰；旱地拉油点储罐周围设永久围堰；稻田地井场和拉油点储罐周围设永久围堰；车辆采用密闭罐车，配备收油工具，场站定期进行应急演练。	
水土流失	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	
防沙治沙	对占地区域土地进行平整，并压实；路基边坡采取水泥板护坡固土；做好施工期开挖土方临时堆存的水土保持措施；对临时占用的耕地进行平整恢复，完成复耕；对永久占地平整压实，路基边坡采取水泥板护坡固土	

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
	运行期环境保护监测计划实施情况
	本项目事故风险的环保应急计划，包括物质配备、防范措施，应急处置等
	施工期、运行期扰民现象的调查
	固体废物种类、产生量、处理处置情况、综合利用情况
污染物达标排放监测	无组织排放烃类气体监测，拉油点储罐加热炉烟气监测
	厂界噪声达标排放监测

	事故时对大气，地下水、地表水、土壤等进行事故监测
环境保护敏感点环境质量监测	油田开发区域内的地下水以及生态环境质量
生态调查主要内容	项目在施工、运行期落实环境影响评价、工程设计文件以及各级环境保护行政主管部门批复文件中生态保护措施的情况
	落实管道采用沟埋敷设，施工结束后及时有效地对占地区域土地进行平整，并压实；施工时要特别注意保护原始地表与天然植被，划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，避免并行开辟新路，以减少风蚀沙化活动的范围
	平整及恢复 21.61hm ² ；补偿 5.776hm ²
	针对环境破坏或潜在环境影响提出补救措施的落实情况

7 环境影响经济损益分析

油田产能项目的开发建设，除对所在区域的经济发展起着促进作用外，也在一定程度上影响着项目拟建地区环境的变化。本评价将通过对拟建项目的经济和环境效益分析，对项目建设的合理性进行分析。

7.1 环境损失费估算

本油田开发过程中，由于井场、拉油点、管道铺设建设等，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。

本项目损失主要为草地和耕地的损失，耕地损失包括旱田和水稻田，本项目永久占用耕地 4.395hm²，其中旱田 4.075hm²，水田 0.32hm²，永久占用草地 1.381hm²，临时占用耕地 16.39hm²，其中旱田 15.39hm²，水田 1.0hm²，临时占用草地 5.22hm²。旱田农作物主要为玉米，水田农作物为水稻，草地为天然草。

根据《大庆市人民政府关于印发大庆市征地青苗补偿费标准的通知》（庆政规〔2021〕1 号），大田作物的青苗补偿标准为 2.10 元/m²，水稻为 3.36 元/m²，天然草的补偿标准为 0.37 元/m²。永久占地生物量损失按照 10 年计算，施工期结束后对临时占地进行复垦，复垦地由于土壤自然结构的破坏造成的土壤板结、透气性差、肥力下降，可能对农作物的生产产生影响，这种影响预计 2~3 年可逐渐减弱，并且随着时间的推移最终使农作物恢复到原来的产量，农田在 2~3 年可恢复生产力，本项目临时占地生物量损失按照按 3 年计算，本项目永久及临时占地补偿情况见表 7.1-1。

表 7.1-1 本项目占地生物量损失的农作物统计

占地	占地类型		占地面积 (hm ²)	补偿标准（元 /m ² ）	生物量损失 年限（年）	损失补偿费用 （万元）
永久占地	耕地	旱田	4.075	2.10	10	85.58
		水田	0.32	3.36	10	10.75
	草地		1.381	0.37	10	5.11
临时占地	耕地	旱田	15.39	2.10	3	96.96
		水田	1.0	3.36	3	10.08
	草地		5.22	0.37	3	5.79

由以上可知，本项目永久占地生物量损失费为 101.44 万元，临时占地生物量损失费为 112.83 万元，投产十年间生物量损失 214.27 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 18838.7 万元，其中环保投资 389.704 万元，环保投资占总投资的 0.87%，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 15 口油井	1.5
	废水	压裂返排液由罐车拉运至塔三压裂液处理站处理达标后回注油层	0.005 万元/m ³ ，共计 1050m ³	5.25
		试压废水由罐车拉运至龙一联合含油污水处理站处理	0.005 万元/m ³ ，共计 46.2m ³	0.23
		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/新钻井场，共新钻 10 座井场	2.0
	噪声	机泵等设备布置在室内，且采取基础减震等设施	0.2 万元/新钻井场，共新钻 10 座井场	2.0
	固体废物	水基钻井废水、水基废钻井液、钻井岩屑和废射孔液拉运至大庆洁宇环保科技有限公司处理	0.005 万元/m ³ ，共计 1823.2m ³	9.116
		油基钻井废水、油基废钻井液、油基钻井岩屑和含油废射孔液排入井场设置的油基钢制泥浆槽中，委托黑龙江迈景环保科技有限公司处理	0.01 万/m ³ ，共计 13175.3m ³	131.753
		含油废防渗布集中收集暂存于方兴油田台 1 危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理	0.5 万元/吨，共计 3.5t	1.75
		膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋、施工废料拉运至第七采油厂工业固废填埋场处理	0.1 万元/吨，共计 0.3t	0.03
		生活垃圾统一收集拉运至杜尔伯特蒙古族自治县生活垃圾填埋场处理	0.1 万元/吨，共计 2.7t	0.27
		对于项目永久占地进行经济补偿，补偿面积 5.776hm ²	永久占地生物量损失补偿按 10 年计	101.44
		对临时占用的土地进行恢复、平整，恢复临时占地 21.61hm ²	临时占地生物量损失补偿按 3 年计	112.83

		水土流失防护	0.1 万元/口井，包括 15 口油井	1.5
		防沙治沙	0.1 万元/口井，包括 15 口油井	1.5
运营期	废气	多功能储罐安装低氮燃烧器，并设置符合要求的采样平台和采样孔	0.25 万元/台炉，共 10 台储罐	2.5
	废水	作业污水由罐车拉运至龙一联合含油污水处理站处理	0.005 万元/m³，共计 39.9m³/a	1.62
	噪声	低噪声设备、基础减振	0.1 万元/口井，包括 15 口油井	1.5
	固体废物	含油污泥、落地油由罐车拉运至朝一联合含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理	0.5 万元/吨，共计 2.525t/a	1.26
		含油防渗布由建设单位统一收集后暂存于方兴油田台 1 危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理	0.5 万元/吨，共计 0.25t/a	0.125
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 15 口油井	1.5
	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置	0.1 万元/吨，共计 3t	0.3
		生活垃圾统一收集拉运至杜尔伯特蒙古族自治县生活垃圾填埋场处理	0.1 万元/吨，共计 0.3t	0.03
风险防范		配备围油栏、吸油毡、消油剂等应急物资，油井作业区域边缘设置玻璃钢临时围堰，拉油点储罐周围设永久围堰，并在水稻田拉油点储罐区设事故池，定期进行应急演练等风险防范措施及应急措施	配备 1 套	5.9
地下水及土壤防范措施		施工期和运营期井场采取的分区防渗措施；井场作业区、拉油点罐区和 3 号拉油点事故池采取重点防渗措施	0.2 万元/场地，共 10 座井场和 4 座拉油点	2.8
		依托周边已建水井设 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 3 个土壤跟踪监测点，定期跟踪监测土壤	0.2 万元/点位，共 3 个监测点位	0.6
合计				389.704

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

该项目的建设，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行期的风险事故。为最大限度地减轻油田生产对区域内空气环境、水环境及生态环境的影响,减少温室气体的排放,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方兴分公司负责。由方兴分公司基建主管部门对油田建设环境保护工作进行全过程监控,对环境保护措施强制推行,控制施工阶段的环境污染和生态破坏。施工期除设置 1 名专职环保员外,还应根据现场实际情况,建立健全相应的二级 HSE 管理网络,在油田已有 HSE 指挥部的基础上,分别配备数名 HSE 现场监督人员。分别配备协调员,实行逐级负责制。

8.1.2 规章制度

在项目运行期,环境管理除抓好日常站场各种环保设施的运行、维护等工作外,工作重点应针对油气集输生产和管理情况及油井作业过程管理、井场和场站管理、集输管线破裂后油水泄漏等事故的预防和处理上。为此,必须制定相应的事故预防措施、事故应急措施以及恢复补偿措施等。正常油气集输过程中的检查重点为油井及集输管道、场站。油井主要检查现场原油泄漏情况和油井环境维护状况,如抽油机有无泄漏及油井井场是否平整干净,有无落地油等。集输管道的监控内容为管道运营是否正常,是否有穿孔等潜在危害存在,以杜绝原油泄漏。井下作业工艺过程检查应包括井下作业中的设备器材的搬迁、工前准备、井下作业施工和完工的全过程。

油田环保工作必须严格执行国家、黑龙江省的环保法律法规，同时还应制定相应的环境管理规章制度，环保法规及油田内部的各种环境管理规章制度应下发到相应人员，并组织有关人员学习和贯彻执行，以确保环境管理工作的顺利进行。相关法规和规章制度详见表 8.1-1。

表 8.1-1 环保法规和规章制度一览表

序号	规章名称	主要内容
1	国家、省市级的相关环保法律法规	国家、省市颁发的环境保护法律、法规。
2	油田公司制定的相关环保法律法规	油田公司的环境管理规定及环境管理规章制度（或环境保护条例及事故预案）。
3	环保技术规程及标准	各级有关环境管理的技术规程、标准，主要包括：国家及省市颁布的相关污染物排放控制标准；油田公司及厂矿等各单位制定的生产工艺、设备的环境技术管理规程，环境保护设备的操作规程等。
4	环境保护责任制	公司各类人员环境保护工作范围，应负的责任以及相应的权力。
5	三废管理制度	包括油田开发建设期及生产运行期废水、废气、废渣及噪声等方面的管理制度：在油田投入正常生产过程后，三废管理制度主要包括油田正常运行过程中对含油污泥、含油污水及挥发烃的治理（回收及利用）等方面的管理制度。
6	生态保护管理制度	主要包括油田建设期井场、道路和管道的建设过程对区域内生态环境产生的影响后所做出的恢复计划及生态补偿措施等；在油田进入正常生产运行期后，生态保护制度主要包括油田生产过程中所进行的油井作业过程，同时包括在生产过程中对于一些突发事件可能对周围生态环境产生的影响而制定的生态恢复计划和补偿措施等内容。
7	事故管理预案	明确油田开发建设过程中的诸如油井作业、集油管道所可能存在的突发事件的预防管理措施。

8.1.3 管理措施

- （1）最高领导层将 HSE 管理放在与企业生产和经营管理同等重要的位置上；
- （2）公司员工时刻将 HSE 责任放在心中；
- （3）制定和落实一岗一责制；
- （4）加强生产技术及 HSE 教育和培训；
- （5）做好现场审核和整改；
- （6）奖优罚劣，持续改进 HSE 表现。

8.2 环境监控

8.2.1 环境监控实施计划

本项目由方兴分公司安全环保部对油田建设环境保护工作进行全过程监控，对环境保护措施强制推行，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方兴分公司安全环保部负责，在油田生产运行期，环境管理除抓好日常站场各种环保设施的运行、维护等工作外，工作重点应针对油气集输生产和管理情况及油井作业过程管理、拉油点储罐、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、拉油点及集输管道。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。拉油点主要检查储罐运行情况，储罐阀门、法兰等连接处有无渗漏情况等。集输管道的监控内容为管道运营是否正常，是否有穿孔等潜在危害存在，以杜绝原油泄漏。井下作业工艺过程检查应包括井下作业中的设备器材的搬迁、工前准备、井下作业施工和完工的全过程。

8.2.3 环境管理人员的基本职责

- (1) 协助有关生态环境部门进行环境保护设施的竣工验收工作；
- (2) 定期进行环保安全检查和召开有关会议；
- (3) 对领导和职工特别是兼职环保人员进行环保安全方面的培训；
- (4) 制定各种可能发生事故的应急计划，定期进行演练；配备各种必要的维护、抢修器材和设备，保证在发生事故时能及时到位；
- (5) 主管环保的人员应参加生产调度和管理工作会议，针对生产运行中存在的环

境问题，向公司领导和生产部门提出建议和技术处理措施。

8.2.4 环境监控基本内容

为了油田开发区域内环境的持续改进，对油田开发建设的各项活动进行全过程、全方位的监控。包括井场、拉油点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	13.25t	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	1350 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	水基钻井废水	COD、SS	142.8m ³	排入井场水基钢制泥浆槽中，由井场移动式泥浆不落地处理装置处理，处理后的压滤水由	不外排

				罐车拉运至葡一联含油污水处理站处理达标后回注油层	
	生活污水	COD、NH ₃ -N	345.6m ³	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，由物业单位庆南工矿服务公司拉运至八百垧客运污水站经污水管网排入大庆市北控污水管理有限公司南区污水处理厂处理达标后排放，施工结束后临时防渗旱厕进行卫生处理，场地进行平整。	不外排
	管线试压废水	SS	46.2m ³	由罐车拉运至龙一联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层	不外排
	压裂返排液	COD、SS	1050m ³	由罐车拉运至塔三压裂液处理站处理达标后回注油层	不外排
固废	水基废钻井液	/	1500m ³	排入井场水基钢制泥浆槽中，由井场移动式泥浆不落地处理装置处理，处理后的压滤水由罐车拉运至葡一联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，处理后的泥饼拉运至黑龙江龙之润环保工程有限公司渣土场堆存，用于垫井场和通井路	100%处置
	水基钻井岩屑	/	180.4m ³		
	油基废钻井液	/	10479m ³	排入井场设置的油基钢制泥浆槽中，委托有危废处理资质的黑龙江迈景环保科技有限公司处理满足相关要求后用于垫井场和通井路	100%处置
	油基钻井岩屑	/	1170m ³		

	油基钻井废水	/	926.3m ³		
	含油废射孔液	/	600m ³		
	膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋	/	0.3t	统一送第七采油厂工业固废填埋场处理	100%处置
	施工废料	/	0.25t		
	含油废防渗布	/	3.5t	集中收集暂存于方兴油田台 1 危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理	100%处置
	生活垃圾	/	2.7t	统一收集拉运至杜尔伯特蒙古族自治县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

本工程运行期污染物排放清单见表 8.2-2。

表 8.2-2 本工程运行期污染物排放清单

种类	污染物名称	主要污染因子	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	95.68t/a	排入大气	井场（含拉油点）及依托场站厂界执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求，依托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	1637.5 万 m ³		执行《工业炉窑大气污染物排放标准》（GB9078-1996）表 2 中的二级标准限值要求
废水	油田采出水	石油类	128200t/a	管输至龙一联含油污水处理站处理达标后回注油层	处理后的废水满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑

	作业污水	石油类、悬浮物	39.9m ³ /a	由罐车回收拉运至龙一联合含油污水处理站处理达标后回注油层	岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022） 限值要求后回注油层
	洗井污水	石油类、悬浮物	4334.4m ³ /a		
固废	含油污泥	石油类	2.025t/a	由罐车拉运至朝一联合含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理达标后在油田作业区域内用于通井路和井场建设、筑路和铺路、作业场地地面覆盖、围堰等材料的活动；或者在油田作业区域外用于物流仓储用地、工业厂区道路与交通设施用地以及危险废物填埋场、固体废物填埋场封场等材料的活动	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	0.5t/a		
	含油废防渗布	石油类	0.25t/a	收集后暂存于方兴油田台 1 危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理	100%处置
噪声	采油井、燃烧器	噪声	65~75dB(A)	选用低噪声设备，基础减振，定期维护保养	执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中 2 类标准

8.2.6 总量控制

目前，方兴分公司已完成排污许可登记，已经包含本工程依托场站排放的加热炉废气污染物排放量。登记编号为 91230607716675409L008X。本工程新建拉油点加热炉新增大气排放总量。本工程新增非甲烷烃排放量 95.68t/a，建议按实际排放总量进行控制。

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	NO _x	1.28
2	VOCs	95.68

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

本工程生产运行期需要进行的环境监测任务委托取得相关资质的地方环境监测站进行。环境监测应按国家和地方的环保要求进行，应采用国家规定的标准监测方法，并应按照规定，定期向有关环境保护主管部门上报监测结果。

运行期根据《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南（试行）》（HJ1209-2021）、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ 1248-2022）及生态环境部门要求，结合油田运行期环境污染的特点，主要针对油田污染物排放、油田开发区生态恢复情况、事故等，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 工程运行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	噪声	连续等效 A 声级	3 号平台井场永久占地外 1m、2 号拉油点永久占地外 1m	1 次/季
2	废气	颗粒物、烟气黑度	拉油点多功能储罐加热炉排气筒	1 次/年
		颗粒物	拉油点厂界	1 次/年
		非甲烷总烃	3 号平台井场厂界、5 号平台井场厂界；依托油气处理站厂界、依托场站站内	1 次/季
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 工程运行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	环境空气	非甲烷总烃	5 号平台厂界外	125.23408 45.62417	/	1 次/年
2	地下水	pH、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、砷、六价铬、挥发酚、氨氮、耗氧量	项目上游巨宝山屯孙家水井（潜水）	125.25828 45.66277	州 39-扶平 3 井场东北 600m	1 次/半年
			项目下游黄希友屯白家水井（潜水）	125.25707 45.60699	5 号平台井场东南侧 2570m	
			项目区域内南岗屯王家水井（承压水）	125.28392 45.64184	3 号平台井场东北侧 1150m	
3	土壤		金 251-扶平 6 井场内	125.31241 45.65886	拟建井场	1 次/年

		pH、石油类、石油烃 (C ₆ ~C ₉)、石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)、砷、六价铬	5 号平台井场内	125.23510 45.62418	拟建井场	
			5 号平台井场西侧 50m 稻田地	125.23313 45.62412	5 号平台井场西侧 50m	

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

表 8.2-7 监测项目、分析方法及分析仪器信息

类别	监测项目	分析方法名称	方法来源及标准号	分析仪器	方法检出限
噪声	厂界噪声	工业企业厂界环境噪声排放标准	GB 12348-2008	多功能声级计	-
环境空气	非甲烷总烃	环境空气总烃、甲烷和非甲烷总烃的测定 直接进样-气相色谱法	HJ 604-2017	气相色谱仪	0.07mg/m ³
地下水	pH	水质 pH 的测定 电极法	HJ 1147-2020	pH 计	—
	耗氧量	水质 高锰酸盐指数测定	GB/T 11892-1989	滴定管	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	0.0003mg/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	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	0.004mg/L
	砷	水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法	HJ 694-2014	非色散原子荧光光度计	0.0003mg/L
	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	0.01mg/L
土壤	砷	土壤和沉积物汞、砷、硒、铋、锑的测定微波消解/原子荧光法	HJ 680-2013	原子荧光光度计	0.01mg/kg
	六价铬	土壤和沉积物 六价铬的测定 碱溶液提取-火焰原子吸收分光光度法	HJ 1082-2019	原子吸收分光光度计	0.5mg/kg
	pH 值	土壤 pH 值的测定 电位法	HJ 962-2018	pH 计	-
	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	土壤和沉积物 石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）的测定气相色谱法	HJ 1021-2019	气相色谱仪	6mg/kg

石油烃 (C ₆ -C ₉)	土壤和沉积物 石油烃 (C ₆ -C ₉) 的测定吹扫捕集/气相色谱法	HJ 1020-2019	气相色谱仪	0.04mg/kg
石油类	土壤 石油类的测定 红外分光光度法	HJ 1051-2019	红外分光测油仪	4mg/kg

8.2.9 退役期环境管理与监测计划

8.2.9.1 退役期环境管理

- (1) 进行环境监测，掌握污染现状；
- (2) 定时定点监测周围环境，及时掌握环境状况的资料，促进环境管理的深入和污染治理的落实；
- (3) 落实环境管理制度；
- (4) 检查环保措施可行性。

8.2.9.2 退役期环境监测计划

本工程退役期需要进行的环境监测任务委托取得相关资质的地方环境监测站进行。环境监测应按国家和地方的环保要求进行，应采用国家规定的标准监测方法，并应按照规定，定期向有关环境保护主管部门上报监测结果。

根据《排污单位自行监测技术指南总则》（HJ819-2017）、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）、《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）中要求：重点对退役期的油气井井口周边地下水环境、油井井口周边土壤环境开展跟踪监测，具体见表 8.2-8。考虑油田为滚动开发，建议企业结合区块内后期计划项目的运营期及退役期跟踪监测计划统筹考虑。

表 8.2-8 项目退役期监测计划表

序号	监测内容	监测（检查）项目	监测点位	坐标	与本项目的位置关系	监测频次
1	地下水	pH、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、砷、六价铬、挥发酚、氨氮、耗氧量	项目上游巨宝山屯孙家水井	125.25828 45.66277	州 39-扶平 3 井场东北 600m	1 次/半年
			项目下游黄希友屯白家水井	125.25707 45.60699	5 号平台井场东南侧 2570m	
			项目区域内南岗屯王家水井	125.28392 45.64184	3 号平台井场东北侧 1150m	
			项目区域内火烧羊屯水井	125.26901 45.63976	3 号平台井场东北侧 400m	
2	土壤		金 251-扶平 6 井场内	125.31241 45.65886	拟建井场	1 次/年

		pH、石油类、石油烃 (C ₆ ~C ₉)、石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)、砷、六价铬	5 号平台井场内	125.23510 45.62418	拟建井场	
			5 号平台井场西侧 50m 稻田地	125.23313 45.62412	5 号平台井场西侧 50m	

8.2.10 排污许可管理

依据《国务院办公厅关于印发<控制污染物排放许可制度实施方案>的通知》（国办发[2016]81 号）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。

大庆油田有限责任公司方兴分公司已于 2024 年 12 月 24 日完成排污许可登记，登记编号为 91230607716675409L008X。有限期限为自 2024 年 10 月 24 日至 2029 年 10 月 23 日止。

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管理，其他实施登记管理”。本项目不涉及新增通用工序，拉油点新建多功能储罐加热炉为 0.5MW，不涉及“单台或者合计出力 20 吨/小时（14 兆瓦）及以上的锅炉”，且第五采油厂未纳入重点排污单位名录，因此本项目实施登记管理，需在更新排污许可证时，在申请表中填写补充登记表。

8.3 占地审批流程

本项目新增总占地面积为 27.386hm²，其中永久占地面积为 5.776hm²，临时占地面积为 21.61hm²，占地类型为耕地（永久基本农田和一般耕地）和草地（一般草地）。

建设单位在环境影响评价批复文件下发后应按文件要求申请临时用地批复。

①大庆油田有限责任公司方兴分公司监督管理中心土地组依据项目设计资料、投资计划等基础资料，核实项目用地范围、面积、类型，准备临时用地申请、平面布置图、占地现状图、临时使用土地合同、土地复垦方案等相关材料，提交给县区（肇州县）自然资源部门。

②县区（肇州县）自然资源部门对资料进行初审。县区（肇州县）自然资源部门组

织对大庆油田有限责任公司方兴分公司监督管理中心土地组提交的临时用地申请资料进行初审，开展实地探勘核验，审查同意的出具审查意见。

③大庆市自然资源局审批。大庆市自然资源局组织审查县、县区自然资源部门提交的大庆油田有限责任公司方兴分公司监督管理中心土地组临时用地申请是否已完成初审、是否符合相关要求，对满足要求的用地申请组织审批，下发临时用地批复文件。

④大庆油田有限责任公司方兴分公司监督管理中心土地组根据批复文件，办理征地手续，组织进场施工。

大庆油田有限责任公司方兴分公司监督管理中心土地组按照“先临时、后永久”的政策，井场、道路、管线临时用地结束后，办理永久用地审批。大庆油田有限责任公司方兴分公司监督管理中心土地组每年上报油田公司生态资源管理部，全油田全年组卷一次，经县自然资源局、县政府，市自然资源局、市政府，省自然资源厅、省政府，逐级上报自然资源部、国务院审批。

9 环境影响评价结论

9.1 建设项目概况

大庆油田有限责任公司方兴分公司拟建的龙虎泡油田金 251 区块高台子油层外扩产能建设工程项目，为新建工程，位于大庆市杜尔伯特蒙古族自治县绿色草原牧场第八作业区东南侧和敖林西伯乡东牛场屯东侧，地理坐标为东经 $125^{\circ}14'6.53''\sim 125^{\circ}20'1.78''$ ，北纬 $45^{\circ}37'28.15''\sim 45^{\circ}39'45.81''$ 。

新钻油井 19 口，采用射孔和压裂完井；基建油井 22 口，共形成丛式平台 5 座，独立井 5 口，新建 4 座拉油点，采用电加热集油工艺，新建电加热集油管线 7.55km；并配套建设供配电、道路等辅助工程，预计建成产能 $2.65\times 10^4\text{t/a}$ 。本项目新增总占地面积为 27.386hm^2 ，其中永久占地面积为 5.776hm^2 ，临时占地面积为 21.61hm^2 ，占地类型为耕地和草地。本项目总投资 18838.7 万元，其中环保投资 389.704 万元。

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

根据空气质量自动监测站萨区政府监测点 2024 年全年的监测资料统计数据可知，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。特征污染物非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 标准要求，TSP 满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）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

对项目周边牛毛沟、北大干渠、老安肇新河和八一水库进行了现状监测，掌握了地表水环境质量现状数据。

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锰外均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的 III 类标准要求，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）II 类标准。其中锰因子水质监测浓度占标率偏高，主要是由于评价区域地层中富含锰矿物，还原条件下转化的 Mn^{2+} 在 CO_2 作用下溶入地下水中，形成锰浓度偏高的水文地质化学环境。评价区域地下水化学类型主要为 4-A 型 $\text{HCO}_3^- \text{Na}+\text{Ca}$ 淡水及 25-A 型 $\text{HCO}_3^-+\text{Cl}^- \text{Na}+\text{Ca}$ 淡水。

9.2.4 声环境质量现状评价结论

监测结果显示，马营子屯、火烧羊屯和太吉小学声环境满足《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场站内土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)表 1 中建设用地土壤污染风险筛选值(基本项目)中第二类用地筛选值标准,以及表 2 (其他项目)中第二类用地筛选值标准;评价范围内村屯土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中表 1 建设用地土壤污染风险筛选值(基本项目)中第一类用地筛选值标准,以及表 2 (其他项目)中第一类用地石油烃筛选值标准;评价范围内耕地土壤满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表 1 农用地土壤风险筛选值(基本项目)中标准。

9.2.6 生态环境现状评价结论

本项目评价范围内生态系统类型主要为农田生态系统和草地生态系统。本项目评价范围内土地利用类型以耕地和草地为主,工程所在区域内主要土壤类型为草甸土,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。

运营期依托场站内满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019)排放限值,项目井场、拉油点、依托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。

拉油点储罐加热炉(窑炉)采用清洁能源天然气,排放的烟(粉)尘和烟气黑度经 15m 高排气筒排放满足《工业炉窑大气污染物排放标准》(GB9078-1996)表 2 中的二级标准,依托场站加热炉产生的烟气经低氮燃烧器处理后通过各自配套建设的 8m 高烟囱排放,二氧化硫、氮氧化物、颗粒物的浓度能够满足《锅炉大气污染物排放标准》

（GB13271-2014）表 2 中新建燃气锅炉标准值要求。拉油点储罐加热装置（窑炉）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。

9.3.2 水环境影响分析和污染防治措施可行性结论

施工期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，由物业服务单位庆南工矿服务公司拉运至八百垧客运污水站经污水管网排入大庆市北控污水处理有限公司南区污水处理厂处理达标后排放，施工结束后临时防渗旱厕进行卫生处理，场地进行平整。

管线试压废水由罐车拉运至龙一联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排。

压裂返排液由罐车拉运至塔三压裂液处理站，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。

水基钻井废水排入井场水基钢制泥浆槽中，由井场移动式泥浆不落地处理装置处理，处理后的压滤水由罐车拉运至葡一联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。

运营期油井采出液由罐车拉运至龙一联卸油点，进入龙二转油站集输系统处理（投产第 1~2 年，朝三联外输管线能力不足，计划将拉油点部分产液拉运至龙一联卸油点，进朝一联转油脱水站系统处理），分离出的含油污水最终管输至龙一联含油污水处理站处理。作业污水和洗井污水由罐车拉运至龙一联含油污水处理站处理达标后回注油层。

本工程产生的各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。

9.5.3 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。

9.5.4 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，本工程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，运行期井场和拉油点厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准要求，对周围环境及环保目标影响很小。

9.5.5 固体废物环境影响分析和污染防治措施可行性结论

本项目施工期水基废钻井液、钻井岩屑和废射孔液排入井场水基钢制泥浆槽中，由井场移动式泥浆不落地处理装置处理，处理后的压滤水由罐车拉运至葡一联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，处理后的泥饼拉运至黑龙江龙之润环保工程有限公司渣土场堆存，用于垫井场和通井路。

油基废钻井液、油基钻井岩屑、油基钻井废水和含油废射孔液排入井场设置的油基钢制泥浆槽，委托有危废处理资质的黑龙江迈景环保科技有限公司处理，处理后的污水进入污水罐储存，定期拉运至龙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，泥饼满足相关要求后用于垫井场和通井路。

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。由施工单位统一收集后拉运至第七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七采油厂工业固废填埋场处理。

含油废防渗布集中收集暂存于方兴油田台1危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理。

生活垃圾统一收集拉运至杜尔伯特蒙古族自治县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，由罐车拉运至方兴油田台1危险废物贮存库暂存，定期委托大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处理满足相关标准后用于垫井场和通井路。运营期油井作业产生的含油废防渗布属于危险废物，经收集后暂存于方兴油田台1危险废物贮存库，定期委托有资质单位处理。

本工程对施工期和运行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。

9.5.6 生态环境影响分析和生态保护减缓措施可行性结论

本项目的井场、拉油点、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。

9.5.7 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，落地油不会沾染土壤，因此项目对土壤环境影响较小。

9.5.8 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。

9.6 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 3 月 3 日（黑龙江环保技术服务网 <http://www.hljbjsfw.cn/NewsDetail.aspx?ID=790>）。

征求意见稿公示日期为 2025 年 4 月 11 日~4 月 25 日（黑龙江环保技术服务网 <http://www.hljbjsfw.cn/NewsDetail.aspx?ID=791>）；

报纸第一次公告日期为 2025 年 4 月 15 日（大庆油田报），报纸第二次公告日期为 2025 年 4 月 18 日（大庆油田报）；

现场张贴公示日期为 2025 年 4 月 11 日~4 月 25 日，公示地点为评价范围内村屯。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，龙虎泡油田金 251 区块高台子油层外扩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环要求愿望。

9.7 环境经济损益分析结论

该项目的建设，为确保大庆油田的可持续发展、建设百年油田提供了强有力的保证，

对保障我国石油供应、发展我国石油化工、繁荣经济、促进改革和社会发展，都将发挥重要的作用。同时，该项目的建设还可以提高项目所在地的税收、增加就业机会、带动当地第三产业的发展，提高当地的生活水平，实现当地经济环境的协调发展。因此本项目的建设从环境经济损益的角度分析是可行的。

9.8 环境管理与监测计划结论

工程投产运行后环境管理工作由方兴分公司安全环保部负责，在油田生产运行期，环境管理除抓好环保设施的运行、维护等工作外，工作重点应针对油气集输生产和管理情况及油井作业过程管理、拉油点事故、集输管线破裂后油水泄漏等事故的预防和处理上。施工期的环境监测可包括对作业场所的控制监测和事故发生后的影响监测。主要监测对象有土壤、植被、施工作业废气、废水和噪声等。运行期根据《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ 1248-2022）和油田运行期环境污染的特点，环境监测计划主要针对油田污染物排放、油田开发区生态恢复情况、事故而制定。

9.9 综合评价结论

综上所述，龙虎泡油田金 251 区块高台子油层外扩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 _x 、SO ₂ 、PM _{2.5} 、CO、O ₃ ） 其他污染物（TSP、非甲烷总烃）				包括二次 PM _{2.5} ☐ 不包括二次 PM _{2.5} ☒	
评价标准	评价标准	国家标准 ☒		地方标准 ☐	附录 D ☐	其他标准 ☒	
现状评价	环境功能区	一类区 ☐		二类区 ☒		一类区和二类区 ☐	
	评价基准年	(2023) 年					
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据 ☐		主管部门发布的数据 ☒		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 建设项目最大占标率≤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 建设项目最大占标率≤10% ☐			C 建设项目最大占标率>10% ☐	
		二类区	C 建设项目最大占标率≤30% ☒			C 建设项目最大占标率>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、NO _x 、SO ₂ ）			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：（非甲烷总烃）			监测点位数 (1)		无监测 ☐
环评结论	环境影响	可以接受 ☒ 不可以接受 ☐					
	大气防护距离	距 () 厂界最远 () m					
	污染源年排放量	NO _x : (1.28) t/a		SO ₂ : (0.164) t/a		颗粒物: (0.16) t/a NMHC: (95.68) 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	424.16t	0.67t	50.1t	
	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，运行期制定操作规程、巡线、检测、应急等管理措施				
评价结论与建议		本工程的主要环境风险是泄漏和火灾爆炸，对区域内的大气环境、地表水环境、地下水环境和土壤植被危害性不大。在工程采取一系列风险防范措施和应急措施后，可以控制和降低工程发生事故情况下对周围环境的影响。				
注：“□”为勾选项，“___”为内容填写项						

附表 3：建设项目土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况				备注
影响识别	影响类型	污染影响型 ☒ ；生态影响型 ☐ ；两种兼有 ☐				
	土地利用类型	建设用地 ☒ ；农用地 ☒ ；未利用地 ☐				土地利用类型图
	占地规模	(5.776) 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	-				见表 4.3-26
	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	2	4	0-20cm	
		柱状样点数	5	0	0-50cm 50-150cm 150-300cm	
现状监测因子	50 项(包括建设用地土壤基本项目 45 项,其他项目石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)及 pH 值、石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)、水溶性盐总量)及农用地土壤监测项目(pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)、水溶性盐总量)					
现状评价	评价因子	50 项(包括建设用地土壤基本项目 45 项,其他项目石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)及 pH 值、石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)、水溶性盐总量)及农用地土壤监测项目(pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)、水溶性盐总量)				
	评价标准	GB 15618 ☒ ；GB 36600 ☒ ；表 D.1 ☐ ；表 D.2 ☐ ；其他 ()				
	现状评价结论	本项目永久占地内土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中的标准要求,评价范围内农用地土壤满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中的标准要求。				
影响预测	预测方法	附录 E ☐ ；附录 F ☐ ；其他 ☒				
	预测分析内容	影响范围 () 影响程度 ()				
	预测结论	达标结论: a) ☒ ；b) ☐ ；c) ☐ 不达标结论: a) ☐ ；b) ☐				
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障 ☐ ；源头控制 ☒ ；过程防控 ☒ ；其他(跟踪监测)				
	跟踪监测	监测点数	监测指标		监测频次	
		3	pH、石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、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、COD、高锰酸盐指数、氨氮、BOD ₅ 、总磷、总氮、石油类、溶解氧、水温）	监测断面或点位个数（2）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、COD、高锰酸盐指数、氨氮、BOD ₅ 、总磷、总氮、石油类、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 □ 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 □			达标区□ 不达标区□
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			

响 预 测	围						
	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同时应包括水文情势变化评价、主要水文特征值影响评价、生态流量符合性评价 ☐ 对于新设或调整入河(湖库、近岸海域)排放口的建设项目, 应包括排放口设置的环境合理性评价 ☐ 满足生态保护红线、水环境质量底线、资源利用上线和环境准入清单管理要求 ☐					
	污染源排放量核算	污染物名称 ()		排放量/(t/a) ()		排放浓度/(mg/L) ()	
	替代源排放情况	污染源名称 ()	排污许可证编号 ()	污染物名称 ()	排放量/(t/a) ()	排放浓度/(mg/L) ()	
	生态流量确定	生态流量: 一般水期 () m ³ /s; 鱼类繁殖期 () m ³ /s; 其他 () m ³ /s 生态水位: 一般水期 () m; 鱼类繁殖期 () m; 其他 () m					
	防 治 措 施	环保措施	污水处理设施 ☐ ; 水文减缓设施 ☐ ; 生态流量保障设施 ☐ ; 区域削减 ☐ ; 依托其他工程措施 ☒ ; 其他 ☐				
		监测计划			环境质量		污染源
监测方式			手动 ☐ ; 自动 ☐ ; 无监测 ☒		手动 ☐ ; 自动 ☐ ; 无监测 ☒		
监测点位			()		()		
监测因子			()		()		
污染物排放清单	√						
评价结论	可以接受 ☒ ; 不可以接受 ☐						
注: “□”为勾选项, 可√; “()”为内容填写项; “备注”为其他补充内容。							

附表 5：生态影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态影响识别	生态保护目标	重要物种□；国家公园□；自然保护区□；自然公园□；世界自然遗产□；生态保护红线□；重要生境□；其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域□；其他 ☒
	影响方式	工程占用 ☒ ；施工活动干扰 ☒ ；改变环境条件□；其他□
	评价因子	物种 ☒ （分布范围、种群数量、种群结构） 生境□（ ） 生物群落 ☒ （物种组成、群落结构） 生态系统 ☒ （植被覆盖度、生产力、生物量、生态系统功能） 生物多样性□（ ） 生态敏感区□（ ） 自然景观□（ ） 自然遗迹□（ ） 其他□（ ）
评价等级		一级□ 二级 ☒ 三级□ 生态影响简单分析□
评价范围		陆域面积：（ ）km ² ；水域面积：（ ）km ²
生态现状调查与评价	调查方法	资料收集 ☒ ；遥感调查 ☒ ；调查样方、样线□；调查点位、断面□；专家和公众咨询法□；其他□
	调查时间	春季 ☒ ；夏季□；秋季□；冬季□ 丰水期□；枯水期□；平水期□
	所在区域的生态问题	水土流失□；沙漠化□；石漠化□；盐渍化□；生物入侵□；污染危害□；其他□
	评价内容	植被/植物群落 ☒ ；土地利用 ☒ ；生态系统 ☒ ；生物多样性 ☒ ；重要物种□；生态敏感区□；其他□
生态影响预测与评价	评价方法	定性 ☒ ；定性和定量□
	评价内容	植被/植物群落 ☒ ；土地利用 ☒ ；生态系统 ☒ ；生物多样性 ☒ ；重要物种□；生态敏感区□；生物入侵风险□；其他□
生态保护对策措施	对策措施	避让□；减缓 ☒ ；生态修复 ☒ ；生态补偿 ☒ ；科研□；其他□
	生态监测计划	全生命周期 ☒ ；长期跟踪□；常规□；无□
	环境管理	环境监理□；环境影响后评价□；其他 ☒
评价结论	生态影响	可行 ☒ ；不可行□
注：“□”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项。		

附表 6：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。



填表人(签字): 张东姐

项目经办人(签字): 张东旭

建 设 项 目	项目名称	肇源油田肇平50区块黄金油库产能建设工程项目				建设内容	新钻油井15口，采用射孔和压裂完井；基建油井15口，共形成总式平台5座，独立井3口，新建4座注水点，采用电加热集输工艺，新建电加热集输管线12.5km，并配套建设供电配、道路等辅助工程					
	项目代码	2509-230621-04-01-932201										
	环评信用等级及理由	a级4b										
	建设地点	大庆市肇州县肇州镇巨宝山屯南侧和托古乡三家子屯南侧										
	项目建设周期(月)	4.0										
	环境影响评价行业类别	95-007陆地石油开采										
	建设性质	新建(迁建)										
	现有工程排污许可证或排污登记编号(改、扩建项目)	91230607716675409L006X	现有工程排污许可管理类别(改、扩建项目)	登记管理	项目申报类别	新申报项目						
	规划环评开展情况	无				规划环评文件名						
	规划环评审查机关					规划环评审查意见文号						
建 设 单 位	建设地点中心坐标(经纬度)	经度	125.235977	纬度	45.655317	占地面积(平方米)	273840	环评文件类别	环境影响报告书			
	敏感点名称(敏感性工程)	敏感距离		敏感程度		站址环境		工程长度(千米)				
	总投资(万元)	44891.20				环保投资(万元)	309.70	所占比例(%)	0.87			
	单位名称	大庆油田有限责任公司第十采油厂		法定代表人	王彪	单位名称	河北帝正环境科技有限公司		统一社会信用代码	91130154779199576H		
	统一社会信用代码(组织机构代码)	91230607716675409L		主要负责人	张东旭	编制主持人	姓名	郭金钊	联系电话	13795205461		
							信用编号	BH500770				
							职业资格证书管理号	201805033120000025				
	通讯地址	大庆市肇州县朝阳沟镇				通讯地址	河北省石家庄市桥西区自强路16号中交财富中心13楼A层					
	污 染 物 排 放 量	污染物		现有工程(已建+在建)		本工程(拟建或调整变更)		总体工程(已建+在建+拟建或调整变更)				区域削减来源(国家、省、市、县级项目)
				①排放量(吨/年)	②许可排放量(吨/年)	③预测排放量(吨/年)	④“以新带老”削减量(吨/年)	⑤区域平衡替代本工程削减量(吨/年)		⑥预测排放量(吨/年)	⑦排放削减量(吨/年)	
废 水		废水量(万吨/年)										
		COD										
		氨氮										
		总磷										
		总氮										
		铅										
		汞										
		镉										
		铬										
		贵金属										
其他特征污染物												
废 气		废气量(万标立方米/年)										
		二氧化硫			0.16400				0.16400	0.16400		
		氮氧化物			1.28000				1.28000	1.28000		
		颗粒物			0.16000				0.16000	0.16000		
		挥发性有机物			95.680				95.680	95.680		
	铅											
	锡											

[illegible]

	总排 放口 (直 接排 放)	序号 (编 号)	排放口名称	污染防治设施工艺	污染防治设施处理水量 (吨/小时)	受纳水体		污染物排放				
						名称	功能类别	污染物种类	排放浓度 (毫克/升)	排放量 (吨/年)	排放标准名称	
固体废物 信息	废物 类型 一般 工业 固体 废物	序号	名称	产生环节及数量	危险废物特性	危险废物代码	产生量 (吨/年)	贮存设施名称	贮存能力 (吨/年)	自行利用 工艺	自行处置 工艺	是否外委处 置
	危险 废物	1	含油污泥	扬站	T, I	071-001-08	2.025				调质+离心	是
		2	废机油	开站	T, I	071-001-08	0.02				调质+离心	是
		3	含油废抹布	开站	T, I	900-249-08	0.25					是