



SSTC



肇源油田朝 1-朝气 3 区块扶余油层水平  
井提产试验产能建设地面工程  
环境影响报告书

(HYP202509009)

建设单位：大庆油田有限责任公司第十采油厂

编制单位：森诺科技有限公司

编制时间：二零二五年十月



# 目 录

<b>1 概述</b> .....	<b>1</b>
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 .....	7
1.4 分析判定相关情况 .....	9
1.5 关注的主要环境问题及环境影响 .....	53
1.6 环境影响评价主要结论 .....	57
<b>2 总则</b> .....	<b>58</b>
2.1 评价目的 .....	58
2.2 评价原则 .....	58
2.3 编制依据 .....	59
2.4 环境影响识别与评价因子筛选 .....	63
2.5 评价标准 .....	66
2.6 评价等级及评价范围 .....	74
2.7 环境保护目标 .....	88
<b>3 建设工程项目工程分析</b> .....	<b>95</b>
3.1 区块开发情况回顾分析 .....	95
3.2 建设工程项目概况 .....	104
3.3 开发区块概况 .....	104
3.4 工程组成 .....	106
3.5 开发方案 .....	115
3.6 主要建设内容 .....	117
3.7 场地布置及土地利用 .....	138
3.8 施工方式 .....	140
3.9 设备及物料消耗 .....	142
3.10 施工进度及时序 .....	144
3.11 主要经济技术指标 .....	144
3.12 依托工程分析 .....	145

3.13 建设项目工程分析 .....	154
3.14 清洁生产分析 .....	189
<b>4 环境现状调查与评价 .....</b>	<b>192</b>
4.1 自然环境状况 .....	192
4.2 环境保护目标调查 .....	197
4.3 环境质量现状调查与评价 .....	199
4.4 生态环境质量现状调查与评价 .....	235
4.5 区域污染源调查 .....	261
<b>5 环境影响预测与评价 .....</b>	<b>264</b>
5.1 大气环境影响预测与评价 .....	264
5.2 地表水环境影响评价 .....	307
5.3 地下水环境影响预测与评价 .....	311
5.4 声环境影响预测与评价 .....	329
5.5 固体废物环境影响分析 .....	342
5.6 土壤环境影响预测与评价 .....	348
5.7 生态环境影响评价 .....	359
5.8 环境风险分析 .....	372
<b>6 环境保护措施及其可行性论证 .....</b>	<b>402</b>
6.1 污染防治措施 .....	402
6.2 “三同时”项目一览表 .....	423
<b>7 环境影响经济损益分析 .....</b>	<b>429</b>
7.1 环境损失费估算 .....	429
7.2 环保投资估算及环境效益分析 .....	430
7.3 环境经济损益分析结论 .....	431
<b>8 环境管理与监测计划 .....</b>	<b>433</b>
8.1 HSE 管理体系的建立和运行 .....	433
8.2 环境监控 .....	435
8.3 占地审批流程 .....	443
<b>9 环境影响评价结论 .....</b>	<b>445</b>

9.1 建设项目概况 .....	445
9.2 环境质量现状评价结论 .....	445
9.3 环境影响分析和污染防治措施可行性结论 .....	446
9.4 公众意见采纳情况 .....	450
9.5 环境经济损益分析结论 .....	450
9.6 环境管理与监测计划结论 .....	450
9.7 评价结论 .....	451
<b>10 附表 .....</b>	<b>452</b>
10.1 附表 1：建设项目大气环境影响评价自查表 .....	452
10.2 附表 2：建设项目环境风险评价自查表 .....	454
10.3 附表 3：建设项目土壤环境影响评价自查表 .....	456



# 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，大庆市肇州县肇州镇巨宝山屯南侧和托古乡三家子屯南侧实施朝阳沟油田朝 1-朝气 3 区块扶余油层零散补充调整产能建设地面工程项目。

本项目所在区域范围内不涉及国家公园、自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、海洋特别保护区、基本草原、自然公园、重要湿地、天然林、重点保护野生动物栖息地、重点保护野生植物生长繁殖地、重要水生生物的自然产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场、沙化土地封禁保护区、封闭及半封闭海域、以及以医疗卫生、文化教育、科研、行政办公为主要功能的区域、文物保护单位等环境敏感区。根据现场勘查及查阅相关资料，本项目部分井场占用的耕地属于永久基本农田，且位于水土流失重点预防区与水体流失重点治理区，距离最近的生态红线为源 1011 北侧 250m 的肇源县松嫩平原生物多样性维护功能生态保护红线-水源涵养生态功能重要区，分区编码为 YS2306221110001，位于本项目土壤评价范围内。

根据《国民经济行业分类》（GB/T4754-2017），本项目国民经济分类为 B0711 陆地石油开采。根据《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》（生态环境部令第 16 号），判定本项目为“五、石油和天然气开采业-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 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第十采油厂委托森诺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《朝阳沟油田朝 1-朝气 3 区块扶余油层零散补充调整产能建设地面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。

本项目新钻井 9 口（其中：油井 1 口、转注井 1 口），新建 1 座平台井场和 8 口单井井场，采取射孔和压裂完井；就近接入周边已建 7 座集油阀组间的已建集油环上，配套新建井场集油管道 1.6km，新建注水管道 0.82km，新建油井全部依托已建管网，采用“点升温、线维温”的电加热集油流程，就近挂接至已建系统；并配套建设井口电加热器、供配电、道路等辅助工程，预计建成产能  $0.52 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

### 1.2.2 区块开发简介

本次新钻井 9 口，位于朝 1-朝气 3 区块，朝 1-朝气 3 区块处于松嫩平原中部，位于黑龙江省大庆市肇州县境内，区块东部为朝阳沟油田，西部为头台油田，北部为肇州油田，在肇源油田矿权内，属于矿业权使用年限期，并全部位于黑龙江省内，与毗邻矿权无权属争议。

本项目源 1011、源斜 2401 探井所属区块为新区块，朝 1-朝气 3 区块于 2007 年 11 月 19 日取得大庆市生态环境局批复，批复文号为庆环建字【2007】47 号，2011 年 8 月完成自主验收。本项目建设性质为改扩建。

根据调查可知，朝 1-朝气 3 区块前期工程无投诉、督查及检查情况，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肇州县朝阳沟镇境内，项目新增占地面积  $7.714 \text{hm}^2$ ，其中永久占地面积为  $3.254 \text{hm}^2$ ，临时占地面积为  $4.46 \text{hm}^2$ ，占地类型为耕地（基本农田）和草地（一般草地），周边主要分布后欧力马屯、四方山屯、刘兽医屯、王家粉坊屯等村屯。

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“三线一单”信息服务 APP 和大庆市生态保护红线

分布图，本项目所在区域范围内无国家公园、自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、海洋特别保护区、饮用水水源保护区、基本草原、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，区域内以耕地和草地为主，项目周边最近的居住区为源 1011 西侧 140m 的刘兽医屯，土壤评价范围内涉及一般湿地，位于源斜 2401 西北侧 230m。距离最近的生态红线为源 1011 北侧 250m 的肇源县松嫩平原生物多样性维护功能生态保护红线-水源涵养生态功能重要区，分区编码为 YS2306221110001。

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》，肇源县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沙漠化现象，为保护区域生态环境，针对本项目的具体特点，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。

本项目运营期油井产液通过新建管道接入周边已建 7 座集油阀组间的已建集油环上，进入朝 23 转油站及朝六联合站处理系统，朝六联转油脱水站处理后达到《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

本项目位于大庆市肇州县朝阳沟镇境内，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；项目依托的朝二联合站为采油十厂西部地区主要场站，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、油基钻井废水、压裂返排液、试压废水、试油产液、生活污水。

水基钻井废水排入井场水基钢制泥浆槽中，及时拉运至大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司处理，处理后的压滤水定期由罐车拉运至朝二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层；油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，定期拉运至朝二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层；压裂返排液由罐车拉运至朝一联压裂返排液无害化处理站处理后，管输进入朝一联含油污水处理站处理，处理后的出水满足《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朝二联含油污水处理站处理达标后回注油层；试油产液通过罐车拉运至朝二联卸油点后，进入朝二联转油脱水站处理系统，朝二联转油脱水站处理后含水油外输至朝二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；施工期施工人员产生的生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内，定期拉运至第十采油厂厂区污水泵房，经地下管网输至第十采油厂厂区生活污水处理站处理达标后排入牛毛沟，施工结束后临时防渗旱厕进行卫生处理，场地进行平整。

(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、焊接烟尘以及试油伴生气。

施工扬尘采取运输道路及施工场地定时洒水抑尘，运输车辆采取苫布遮盖措施，土方开挖采取遮盖、围挡、洒水等防尘措施；施工车辆采用清洁燃料，降低污染物排放；柴油机采用节能环保型柴油动力设备，钻井发电机和钻井柴油机采用符合《车用柴油》（GB 19147-2016）的柴油，加强对机械设备的维护、保养，减少不必要的运转时间，以控制尾气的排放，柴油发电机烟气排放满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法》（中国第三、四阶段）（GB20891-2014）及 2020 修改单中第三阶段标准限值及《非道路移动柴油机械排气烟度限值及测量方法》（GB 36886-2018）表 1 中 II 类限值要求；2 口勘探井试油阶段产生的少量伴生气采用试油设备配套放喷管设施

点火燃烧，放喷管高为 8m（配套防回火与自动点火装置），设置于井口 50m 以外，且距离发电房等易产生明火的位置 20m 以上，如伴生气达不到点火要求，通过增加气体流量提高伴生气浓度、考虑使用电火花点火器或其他辅助点火装置帮助点火，确保产生的伴生气可以全部燃烧；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水基废钻井液、水基钻井岩屑、不含油废射孔液、油基废钻井液、油基钻井岩屑、含油废射孔液、膨润土等废包装袋、施工废料、含油废防渗布、生活垃圾、封井建筑垃圾、落地油等。

水基废钻井液、水基钻井岩屑和不含油废射孔液排入井场水基钢制泥浆槽中，及时拉运至大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司处理，处理后的压滤水定期由罐车拉运至朝二联合含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，处理后的泥饼外售给大庆钻探工程公司钻井二公司综合利用垫井场或铺路；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，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《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；膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋、施工废料由钻井单位统一安排拉运至第八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第十采油厂综合固废储存库，定期委托有资质单位处理；生活垃圾统一收集拉运至肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理；勘探井封井建筑垃圾统一收集，委托清运至市政部门指定的建筑垃圾调配场处置；勘探井试油产生的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，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。

#### 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、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，集输采用密闭管道，定期对设备和管道进行维修保养，保证油气处理设施的平稳运行，控制烃类气体、温室气体的无组织挥发，井场、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。

(2) 本项目运营期产生的废水主要为油田采出水、作业污水和洗井污水。

油田采出水和作业污水、洗井污水最终均进入朝二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排。

(3) 本项目运营期噪声源主要来自抽油机噪声。

抽油机电机等发声设备尽可能选用低噪声设备；对噪声值较高的设备采用相应的减振、隔声等降噪措施。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，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；含油废防渗布经收集后暂存于第十采油厂综合固废储存库，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拉油点储罐暂存，随拉油点储罐产液全部由罐车拉运至朝二联卸油点，进入朝二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临时防渗旱厕内，施工结束后拉运至第十采油厂厂区污水泵房，经地下管网输至第十采油厂厂区生活污水处理站处理达标后排入牛毛沟。

(2) 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、储罐等废旧设备全部回收至第十采油厂物资库；拉油点储罐清淤含油污泥由罐车拉运至朝一联含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆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，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；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肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理。

### 1.3 环境影响评价工作过程

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

第一阶段：首先，收集分析工程技术文件以及相关基础资料，依据《建设项目环境影响评价分类管理名录(2021年版)》(生态环境部令第16号)规定，确定朝阳沟油田朝 1-朝气 3 区块扶余油层零散补充调整产能建设地面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8月1日，大庆油田有限责任公司第十采油厂委托森诺科技有限公司编制《朝阳沟油田朝 1-朝气 3 区块扶余油层零散补充调整产能建设地面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 8 月 8 日及 9 月 17 日~9 月 29 日；并于 2025 年 9 月 30 日在黑龙江环保技术服务网公开发布平台进行朝阳沟油田朝 1-朝气 3 区块扶余油层零散补充调整产能建设地面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。

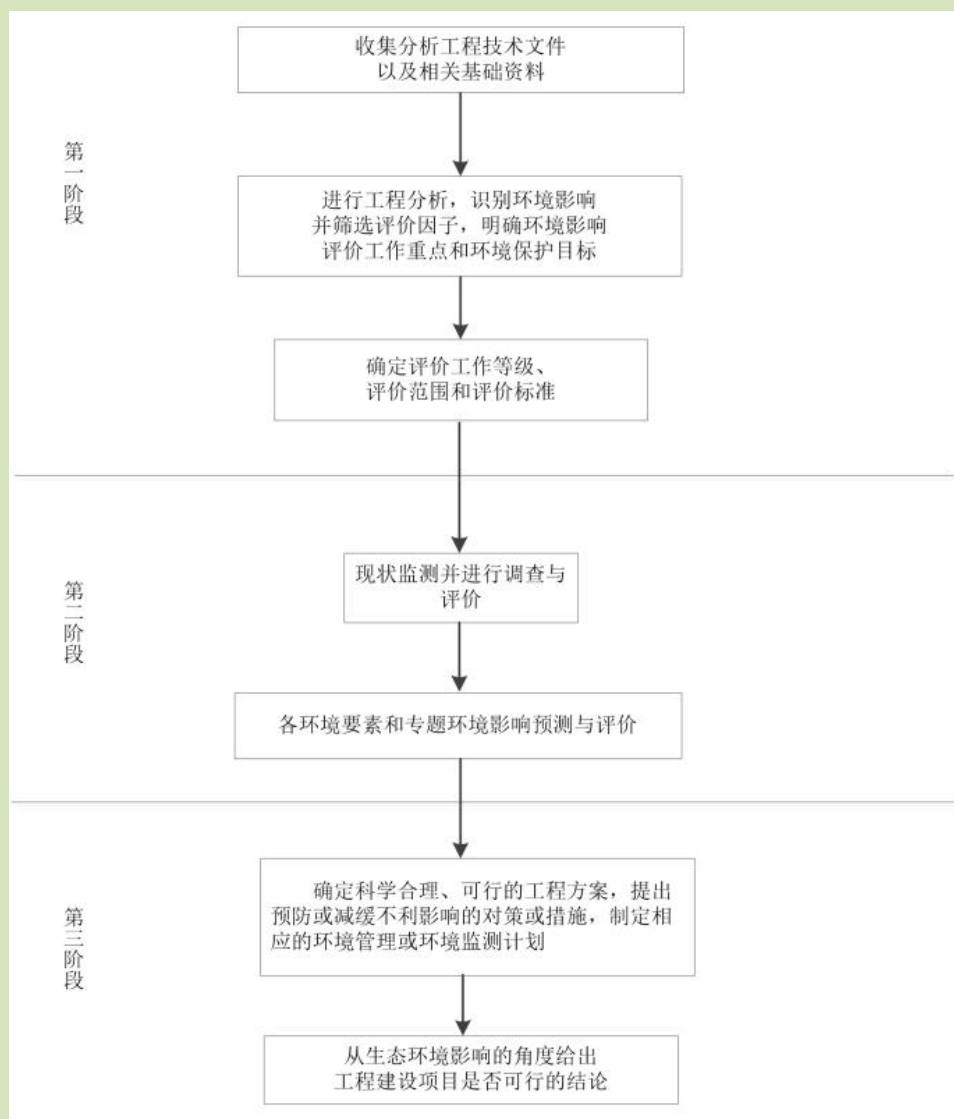


图 1.3- 1 建设项目环境影响评价工作程序图

## 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》（黑政发〔2012〕29 号）符合性分析

本项目位于黑龙江省大庆市肇州县境内，根据《黑龙江省主体功能区规划》，大庆市肇源县属于国家级重点开发城镇和限制开发区域（国家农产品主产区）。大庆市的功能定位为全国重要的能源、石化、医药和重型装备制造基地，区域性的农产品加工和生

物产业基地，东北地区陆路对外开放的重要门户。

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

本项目运营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，油井产液采用管线密闭集输进拉油点储罐，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，不外排，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水基钢制泥浆槽中，及时拉运至大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司处理，处理后的压滤水定期由罐车拉运至朝二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层；油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，定期拉运至朝二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层；压裂返排液由罐车拉运至朝一联压裂返排液无害化处理站处理后，管输进入朝一联含油污水处理站处理，处理后的出水满足《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、运营期作业污水由罐车拉运至朝二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层；产生的各类固体废物均进行了相应的处理，对外环境无影响。项目运营期工业用水为井下作业用水，用水量较小，不进行地下水资源的开采。本项目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。

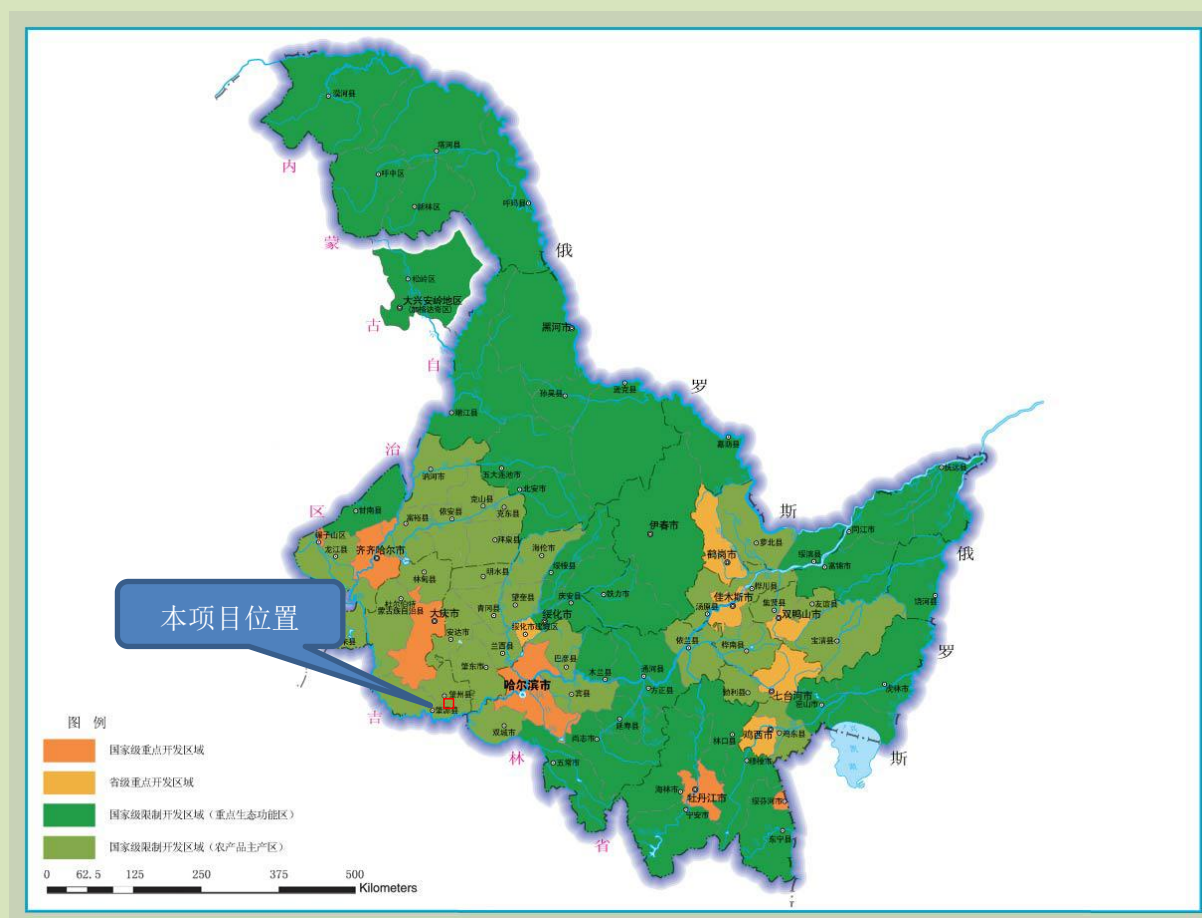


图 1.4-1 本项目与黑龙江省主体功能区位置关系图

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

根据《黑龙江省生态功能区划》，肇源县位于 I-06-01-01 嫩江下游湿地保护与沙化和盐渍化控制生态功能区。I-06-01-01 嫩江下游湿地保护与沙化和盐渍化控制生态功能区由黑龙江省肇源县、杜尔伯特蒙古族自治县和泰来县组成，总面积 14200km<sup>2</sup>，该功能区的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。

本项目属于油田开发项目，位于黑龙江省大庆市肇州县境内，建成后永久占地面积为 3.254hm<sup>2</sup>，临时占地面积为 4.46hm<sup>2</sup>，占地类型为耕地（永久基本农田）和草地（一般草地），占地面积较小，且运营期作业、洗井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；运营期产生的油井作业污水均拉运至朝二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设

计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排，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。

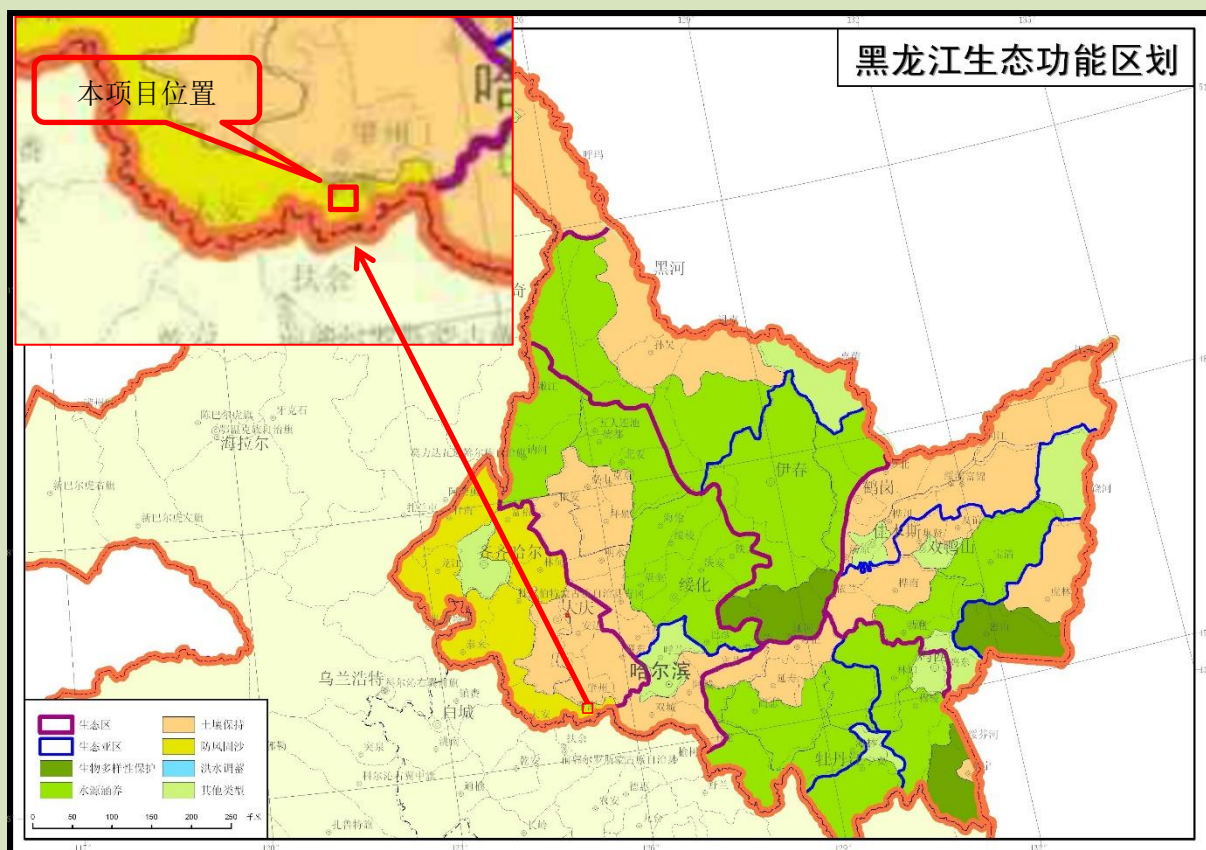


图 1.4- 2 本项目与《黑龙江省生态功能区划》位置关系图

#### 1.4.2.3 城镇规划符合性分析

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

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南部粮食主产区，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，建设永久占用耕地（永久基本农田）面积 4.163hm<sup>2</sup>，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《肇源县国土空间总体规划(2021-2035年)》符合性分析

根据《黑龙江省人民政府关于林甸县等 6 个县(区)国土空间总体规划(2021-2035 年)的批复》“筑牢安全发展的空间基础。到 2035 年,肇源县耕地保有量不低于 312.64 万亩,永久基本农田保护面积不低于 250.55 万亩,生态保护红线面积不低于 423.83 平方千米,城镇开发边界扩展倍数控制在基于 2020 年城镇建设用地规模的 13 倍以内。优化国土空间开发保护格局。构建等级合理、协调有序的城镇体系,合理控制国土开发强度,加大存量用地挖潜力度,优化镇村布局,促进城乡融合发展。优化农业空间结构,构建现代化农业体系,实施黑上耕地“三位一体”保护,保障粮食安全。构建网络化生态安全格局,加强生态空间保护和管控,统筹开展生态修复,筑牢祖国北方生态屏障。” ,本项目与肇源县国土空间规划符合性如下:

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《肇源县国土空间总体规划(2021-2035年)》中的要求。

#### (3) 与《大庆油田油振兴发展纲要》符合性分析

根据《大庆油田油振兴发展纲要》(2020年6月),力争到2025年,基本探明页岩油储量30亿吨,累计增加石油探明储量8亿吨,天然气探明储量3500亿立方米;本土原油产量实现3000万吨规模,天然气产量达到70亿立方米以上。本项目属于陆地石油开采项目,拟建油井助力大庆油田的增产,其建设符合大庆油田油振兴发展纲要。

#### 1.4.2.4 国民经济和社会发展规划符合性分析

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

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

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

本项目为陆地石油开采项目，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》（黑政规〔2021〕18号）符合性分析

本项目与《黑龙江省“十四五”生态环境保护规划》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。	运输道路、施工场地干燥时洒水抑尘；运料车辆在运输时，车辆应当采取苫布遮盖措施；土方开挖应采取遮盖、围挡、洒水等防尘措施；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；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，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，不外排，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	本项目针对工程可能发生的土壤污染，按	符合

	的建设项目，依法进行环境影响评价，按规定提出并落实防腐蚀、防渗漏、防遗撒等土壤污染防治具体措施。	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。	
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第十采油厂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 厚防渗布进行防渗，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地保有量和永久基本农田保护任务。	本项目为油田开发工程，属于国家能源建设项目，项目位于肇源县，项目新增占地类型包括耕地（永久基本农田），项目在施工前要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，取得用地审批，对永久占用的耕地按“占一补一”原则进行占地补偿，充分利用道路路边敷设管线，减少临时占地面积，对临时占用的耕地在施工结束后恢复平整，不会对周边黑土地产生影响。	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地，不准乱挖、乱采野生植物，确保不影响周边黑土地。本项目占地类型为永久基本农田、一般草地，无法避让黑土地，项目采用	符合

		单井井场及平台井场形式，尽量减少占用，施工结束后临时占地及时恢复，减少对黑土地的影响。	
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。	本项目占用耕地，在施工前要编制土壤剥离利用方案，剥离临时占地内 0.3m 的表土，剥离的表土暂存于施工井场或管线两侧的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，表土剥离临时堆放区周围设置排水沟等措施防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，施工结束后，剥离的表土全部回填，平整地表。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。	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》（2021~2025 年）符合性分析

本项目与《大庆市“十四五”生态环境保护规划》符合性分析见表 1.4-3。

表 1.4-3 本项目与《大庆市“十四五”生态环境保护规划》相关要求符合性

序号	相关要求	符合性分析	符合性
1	推进扬尘精细化管控。全面推行绿色施工，严格落实施工工地扬尘管控责任，加强施工扬尘监管执法。推进低尘机械化湿式清扫作业，加大城市出入口、城乡结合部等重要路段冲洗保洁力度，渣土车实施全密闭运输，强化绿化用地扬尘治理。城市裸露地面、粉粒类物料以及干散货物料堆场，全面完成抑尘设施建设和物料输送系统封闭改造，鼓励有条件的堆场实施全封闭改造。	运输道路、施工场地干燥时洒水抑尘；运料车辆在运输时，车辆应当采取苫布遮盖措施；土方开挖应采取遮盖、围挡、洒水等防尘措施；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；施工结束后，应及时进行施工场地的清理，清除积土、堆物。	符合
2	在制定国土空间规划及交通运输等相关规划时，合理划定防噪声距离，明确规划设计要求。因特殊需要必须连续作业的，必须按照法律规定取得证明，并公告附近居民。鼓励采用低噪声施工设备和工艺。依法将工业企业噪声纳入排污许可管理，严厉查处工业企业噪声排放超标扰民行为。加强对文化娱乐、商业经营中社会生活噪声热点问题日常监管和集中整治。到 2025 年，全面实现功能区声环境质量自动监测，声环境功能区夜间达标率达到国家要求。	施工期选用低噪声设备，平时注意设备维护和保养，避免设备不正常运行产生的高噪声，施工场界能够满足《建筑施工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	<p>严控耕地保护红线。实行最严格的耕地保护制度，对黑土地全面进行管控。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。</p> <p>强化黑土地保护的监督管理。落实属地监督管理责任，实行黑土地动态监管、日常巡查。</p> <p>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。</p>	<p>本项目新增总占地面积为 7.714hm<sup>2</sup>，其中永久占地面积为 3.254hm<sup>2</sup>，临时占地面积为 4.46hm<sup>2</sup>，项目新增占地类型为耕地（永久基本农田）和草地，项目在施工前要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。</p>	符合
4	<p>推进地下水污染防治综合防治。建立地下水污染防治管理和环境监测体系，建设地下水信息平台。加强地下水污染与地表水、土壤等共生环境协同防治。全面开展地下水污染分区防治，提出地下水污染分区防治措施，实施地下水污染源分类监管。推进地下水重点污染源风险防控，开展试点示范。</p> <p>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。</p>	<p>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，并在区域共布置 7 口跟踪监测井，定期进行跟踪监测。</p> <p>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 厚防渗布进行防渗，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。</p>	符合
5	<p>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。</p>	<p>本项目施工期水基废钻井液、水基钻井岩屑和不含油射孔液排入井场水基钢制泥浆槽中，及时拉运至大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司处理，处理后的压滤水定期由罐车拉运至朝二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，处理后的泥饼外售给大庆钻探工程公司钻井二公司综合利用垫井场或铺路；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，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《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</p>	符合

		<p>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；膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋、施工废料经由施工单位安排拉运至第八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第十采油厂综合固废储存库，定期委托有资质单位处理；生活垃圾统一收集拉运至肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理；封井建筑垃圾统一收集，委托清运至市政部门指定的建筑垃圾调配场处置；勘探井试油产生的落地油由罐车拉运至朝一联含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆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，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。运营期产生的含油污泥及落地油全部回收，由罐车拉运至朝一联含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆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，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；含油废防渗布经收集后暂存于第十采油厂综合固废储存库，定期委托有资质单位处理。</p>	
--	--	---	--

#### 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，本项目占地位于大庆市肇源县和平乡和肇源镇，属于水土流失重点预防区与水土流失重点治理区。本项目开发区域与水土保持重点治理区和重点预防区位置关系见附图 2。本项目的开发建设与该规划的符合性分析见表 1.4-4。

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

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	3.3.1.4 工矿区治理中要求“治理措施以植被恢复为主，采用种草、种树绿化方法，治理油田开采和砖厂取土生产等造成的地表植被破坏”。	本项目占地为耕地（永久基本农田）和草地（一般草地），施工期尽量避免农作物耕种季节，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。	符合
2	3.3.3.3 次生盐渍化防治中要求“建立完善水利排水工程，避免工业污水浸泡农田；生产建设用地破坏植被应及时采取恢复植被措施，避免造成次生盐渍化”。	本项目产生的生产废水进入朝二联含油污水处理站和朝一联含油污水处理站处理，处理后的污水满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排。工程施工结束后对临时占地进行平整恢复，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类项目，根据井场、管道、道路不同的施工特点给出水土保持措施，管道表土留存可以回覆，对井场等永久占地进行补偿。	符合

本项目施工期开挖面积小，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》（2015~2030 年）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《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）符合性判定

本项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》（环保部公告 2012 年第 18 号）符合性分析见表 1.4-5。

表 1.4-5 本项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》相关要求符合性

序号	相关要求	符合性分析	符合性
1	到 2015 年末，行业新、改、扩建项目均采用清洁生产工艺和技术，工业废水回用率达到 90% 以上，工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到 100%。	本项目施工期及运营期生产废水均经朝二联含油污水处理站和朝一联含油污水处理站处理达标后回注油层，回用率 90% 以上，工业固废（施工期水基废钻井液、水基钻井岩屑、不含油废射孔液、含油废射孔液、油基废钻井液、油基钻井岩屑、膨润土等废包装袋、含油废防渗布、施工废料、封井建筑垃圾、落地油及运营期含油污泥、落地油、含油废防渗布）均得到妥善处置，处置率达到 100%。	符合
2	油气田建设应总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置。	本项目为油气处置和废物收集处置均依托现有集中处置站场。	符合
3	井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到 100%。	符合。大庆油田有限责任公司第十采油厂井下作业中配备泄油器、刮油器等配套措施，落地油在施工结束后 100% 回收。	
4	在井下作业过程中，酸化液和压裂液宜集中配制，酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置，压裂放喷返排入罐率应达到 100%。酸化、压裂作业和试油（气）过程应采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施。	压裂返排液由罐车拉运至朝一联压裂返排液无害化处理站处理后，管输进入朝一联含油污水处理站处理，处理后的出水满足《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。	符合
5	在开发过程中，适宜注水开采的油气田，应将采出水处理满足标准后回注。	本项目油田产液采出水最终进入朝二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。	符合
6	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。新、改、扩建油气田油气集输损耗率不高于 0.5%	本项目油气集输均采用密闭流程，集输过程中烃类挥发系数为 1.4175%，不高于 0.5%。	符合
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。	本项目采用水平井钻井技术，且新钻井组成 1 座平台和 4 座单井井场，减少占地。	符合
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	本项目 2 口勘探井需进行放空处理，燃烧放空设施避开了鸟类迁徙通道。另外 4 口井开发过程中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	符合

	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。燃烧放空设施应避免开鸟类迁徙通道。	加热炉自耗，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。	在本项目区域上游、区域内、区域下游共布设 7 口跟踪监测井，定期对地下水进行跟踪监测。	符合
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。	作业污水由施工现场污水回收装置回收后拉运至朝二联含油污水处理站处理达标后回注油层，不外排。	符合
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。	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，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，含油污泥资源化利用率 100%。	符合

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

本项目与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函[2019]910 号）符合性分析见表 1.4- 6。

表 1.4- 6 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	本项目为现有朝 1-朝气 3 区块进行开发，本次环评在 3.1 章节中详述了肇源油田朝 1-朝气 3 区块现有工程环境影响进行回顾性评价，区块内油田生产设施主要包括油水井场和集油管线。油气集输采用密闭集输工艺，依托场站及新建拉油点加热装置采用清洁能源天然气作为燃料；油水井作业污水、油田采出水最终经朝二联含油污水处理站处理后回注油层，生活污水最终经第十采油厂厂区生活污水处理站处理达标后排入牛毛沟；噪声选用低噪声设备，定期检修维护；含油污泥由罐车拉运至朝一联含油污泥处理站减量化处理后，委托大庆博昕晶化科技有限公司无害化处理满足《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	符合

	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。	后综合利用；生活垃圾统一收集运至肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理。区块内生态恢复良好，未发现生态环境问题和环境风险隐患。明确了现有区块的污染物排放情况，依托设施卸油点、转油脱水站、污水站、含油污泥处理站的依托可行性及其污染物产生及排放情况，各依托设施均可有效依托。	
2	确定产能建设规模后，原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的，可以纳入区块环评。自 2021 年 1 月 1 日起，原则上不以单井形式开展环评。	本项目新建井 6 口，基建 4 口，2 口为勘探井，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。	项目施工期及运营期产生的废水最终经朝二联含油污水处理站处理达标后回注油层，属于回注到现役油气藏层位，回注水质执行《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求。地下水防治措施采取过程防控、跟踪监测来防止污染地下水。	符合
5	通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放	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，不外排，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	项目施工期水基废钻井液、水基钻井岩屑和不含油废射孔液排入井场水基钢制泥浆槽中，及时拉运至大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司处理，处理后的压滤水定期由罐车拉运至朝二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设	符合

	置。鼓励企业自建含油污泥集中式处理和综合利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。	设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，处理后的泥饼外售给大庆钻探工程公司钻井二公司综合利用垫井场或铺路。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，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《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。运营期含油污泥、落地油全部回收，由罐车拉运至朝一联含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆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，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；含油废防渗布属于危险废物，作业结束后委托资质单位定期拉运处置。	
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。	本项目新建1座平台井场和4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第十采油厂现有《第十采油厂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。

#### 1.4.3.3 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，不外排，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。

#### 1.4.3.4 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	符合性分析	符合性
1	加强政策引导	企业采用符合国家有关低 VOCs 含量产品规定的涂料、油墨、胶粘剂等，排放浓度稳定达标且排放速率、排放绩效等满足相关规定的，相应生产工序可不要求建设末端治理设施。使用的原辅材料 VOCs 含量（质量比）低于 10%的工序，可不要求采取无组织排放收集措施。	本项目为石油开采工程，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，伴生气用于拉油点多功能储罐加热炉自耗，不外排，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》。	符合
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。		符合
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。		符合
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。		符合

#### 1.4.3.5 与《中华人民共和国黑土地保护法》（2022年8月1日起施行）的符合性分析

本项目位于黑龙江省大庆市肇州县境内，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 1.4-8。

表 1.4- 8 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。	本项目占地类型为耕地（永久基本农田）和草地，占用黑土地，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。本项目尽可能减少占地，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编制表土剥离方案，施工过程中针对临时占地，应剥离占地内 0.3m 的表土，采用分层开挖，分层堆放，暂存于施工井场或管线两侧的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖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，并及时平整地表和植被恢复。	符合

在采取以上措施后，本项目符合《中华人民共和国黑土地保护法》中要求。

#### 1.4.3.6 与《黑龙江省黑土地保护利用条例》（2024 年 3 月 1 日起施行）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- 9。

表 1.4- 9 本项目与《黑龙江省黑土地保护利用条例》相关要求符合性一览表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	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。	本项目永久占地及临时占地占用黑土地，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。本项目尽可能减少占地，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	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。	<p>本项目占用黑土地。施工期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，定期拉运至朝二联含油污水处理站处理达标后回注油层；试油产液通过罐车拉运至朝二联卸油点后，进入朝二联转油脱水站处理系统，朝二联转油脱水站处理后含水油外输至朝二联含油污水处理站处理；压裂返排液由罐车拉运至朝一联压裂返排液无害化处理站处理后，管输进入朝一联含油污水处理站处理，处理后的出水达标后回注油层，不外排；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，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《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表 1 中的限值要求后综合利用。</p> <p>运营期产生的油田采出水、作业污水最终均进入朝二联含油污水处理站处理达标后回注油层，不外排。含油污泥、落地油及油砂由罐车拉运至朝一联含油污泥</p>	符合

		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 中的限值要求后综合利用；含油废防渗布经收集后暂存于第十采油厂综合固废储存库，定期委托有资质单位处理，固体废物处置率 100%。	
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、农业农村、林业和草原主管部门报告。	本项目占地类型包括黑土地，为避免事故状态下对周边黑土地的影响，大庆油田有限责任公司第十采油厂已针对项目运行过程中可能产生的突发环境污染事件制定了《第十采油厂环境突发事件专项应急预案》，预案内容包括应急组织机构及职责明确、监测与预警、应急处置与应急响应、恢复与重建、应急保障与培训、督查与奖惩等内容，应急预案并于 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，具体见附件 4。	符合
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。	本项目为油田产能开发项目，项目选址需要占用黑土地，按相关要求开展征地，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。对临时占地进行表土剥离，施工结束后回填，不向黑土地倾倒垃圾。	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。	本项目永久占地及临时占地类型为黑土地。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，确保恢复等质等量的耕地。本项目施工前编制表土剥离方案，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。	符合

根据以上分析，本项目符合《黑龙江省黑土地保护利用条例》（2024 年 3 月 1 日起施行）中要求。

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

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

本项目永久占地及临时占地类型为耕地（永久基本农田）和草地，占用黑土地。本项目施工前编制表土剥离方案，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地，不准乱挖、乱采野生植物，确保不影响周边黑土地。

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。

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

本项目与《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2 号）符合性分析见表 1.4-10。

表 1.4-10 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。

#### 1.4.3.9 与《基本农田保护条例》（国务院令第 257 号）符合性判定

根据《基本农田保护条例》，国家能源、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 1.463hm<sup>2</sup>，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，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》。

#### 1.4.3.10 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 1.4-11。

表 1.4-11 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。对于永久占地应剥离表层 0.3m 的耕作土，且按照“占一补一，质量相等”的要求进行易地补充耕地，按规定缴纳耕地开垦费，开垦新的耕地。	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后，应当及时启动应急预案，并按照规定处理。	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
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	符合

		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,并及时平整恢复。	
4	第四十六条:经批准占用耕地的非农业建设项目施工时,施工单位应当减少地表扰动范围,避免损坏周边耕地的耕作层。无法避免的,由建设单位及时进行整理、修复或者依法补偿。	本项目在施工过程中严格控制施工作业面积,新钻井组成1座平台和4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。

#### 1.4.3.11 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 1.4-12。

表 1.4-12 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4.163hm <sup>2</sup> ,其中永久占用耕地为1.463hm <sup>2</sup> ,临时占用耕地为2.7hm <sup>2</sup> ,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	符合
3	严格划定和永久保护基本农田。基本农田一经	等量耕地,针对临时占地在将剥离	

	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。	的表土在施工结束后分层回填, 并及时恢复地表植被。本项目建设过程中, 对占用的耕地, 按照“占多少, 垦多少”的原则, 由建设单位负责开垦与所占用耕地的数量和质量相当的耕地; 如果没有条件开垦时, 按照省的规定缴纳耕地开垦费, 专款用于开垦新的耕地。	
--	--	---	--

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。

#### 1.4.3.12 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 1.4-13。

表 1.4-13 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, 本项目共布设 7 个跟踪监测点, 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。

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

本项目与《黑龙江省人民政府办公厅关于建设占用耕地耕作层土壤剥离利用工作的指导意见（试行）》（黑政办规〔2021〕18 号）符合性分析见表 1.4-14。

表 1.4-14 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	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	符合

	土保持和扬尘防治措施，防止土壤和环境污染。土壤存储点的选取应遵循就近存储、易于存放、专人管理的原则，尽量利用废弃土地、闲置建设用地和未利用地，避让永久基本农田和生态保护红线、水源地等敏感区域。土壤存储要采取必要的工程防护和保育措施，防止出现水土流失、土壤质量退化和安全隐患。	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。	
--	---	-----------------------------	--

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。

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

本项目与《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）符合性分析见表 1.4-15。

表 1.4-15 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（基本农田和一般耕地）和草地（一般草地），钻井设备施工期摆放至远离村屯的位置。	符合
2	井场应避免滑坡、泥石流等不良地质地段，在河滩、河滩地区应避免汛、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。	本项目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，新钻井位于 1 座平台和 4 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。	本项目施工期水基废钻井液、水基钻井岩屑和不含油射孔液排入井场水基钢制泥浆槽中，及时拉运至大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司处理，处理后的压滤水定期由罐车拉运至朝二联合污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，处理后的泥饼外售给大庆钻探工程公司钻井二公司综合利用垫井场或铺路；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，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《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表 1 中的限值要求后综合利用；施工期产生的膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋、施工废料、含油防渗布、建筑垃圾、试油产生的落地油以及运营期产生的含油污泥、落地油、含油防渗布	符合

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

#### 1.4.3.15 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 1.4-16。

表 1.4-16 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、水基废钻井液、水基钻井岩屑和不含油废射孔液排入井场水基钢制泥浆槽中, 及时拉运至大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司处理。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, 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。压裂返排液由罐车拉运至朝一联压裂返排液无害化处理站处理后, 管输进入朝一联含油污水处理站处理。膨润土、纯碱、重晶石粉包装袋、施工废料经收集后拉运至第八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第十采油厂综合固废储存库, 定期委托有资质单位处理; 生活垃圾统一收集拉运至肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理; 封井建筑垃圾统一收集, 委托清运至市政部门指定的建筑垃圾调配场处置; 勘探井试油产生的落地油由罐车拉运至朝一联含油污泥处理站减量化处理后, 再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理。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, 不外排, 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
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。	本项目油田采出水由罐车拉运至朝二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015) 及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022) 限值要求后回注油	符合

		层，不外排。	
3	油气开采过程中产生的落地原油应及时全部回收。	本项目含油污泥及落地油全部回收，由罐车拉运至朝一联合油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆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，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。	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。

#### 1.4.3.16 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 1.4-17。

表 1.4-17 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 <sub>2.5</sub> ）浓度为主线，大力推动氮氧化物和挥发性有机物（VOCs）减排；开展区域协同治理，突出精准、科学、依法治污，完善大气环境管理体系，提升污染防治能力；远近结合研究谋划大气污染防治路径，扎实推进产业、能源、交通绿色低碳转型，强化面源污染治理，加强源头防控，加快形成绿色低碳生产生活方式，实现环境效益、经济效益和社会效益多赢	本项目施工过程中产生的施工扬尘采取运输道路及施工场地定时洒水抑尘，运输车辆采取苫布遮盖措施，土方开挖采取遮盖、围挡、洒水等防尘措施；施工车辆采用清洁燃料，降低污染物排放；柴油机采用节能环保型柴油动力设备，钻井发电机和钻井柴油机采用符合《车用柴油》（GB 19147-2016）的柴油，加强对机械设备的维护、保养，减少不必要的运转时间，以控制尾气的排放。本项目运营期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，不外排，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。

#### 1.4.3.17 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- 18。

表 1.4- 18 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，要严格遵照产业规划和政策、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。	本项目为石油开采项目，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。	符合
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。	本项目为石油开采项目，运营期依托加热装置均采用清洁天然气作为燃料。	符合
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。	本项目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。运营期不会产生扬尘。	符合
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。	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，不外排，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《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。

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

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

表 1.4- 19 与《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 2 口勘探井伴生气井进行燃烧防空处理，另外 4 口油井开采过程中伴生气用于拉油点多功能储罐加热炉自耗，不放空。	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，伴生气用于拉油点多功能储罐加热炉自耗，不放空。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行维修保养，保证油气处理设施的平稳运行，控制烃类气体、温室气体的无组织挥发	符合

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

#### 1.4.3.19 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

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。	本项目不位于草原区，部分井场建设占用一般草地。临时占地采取剥离占地内 0.3m 的表土，采用分层开挖，分层堆放，暂存于占地内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖、洒水抑尘等措施防止水土流失。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（构）筑物，并等质等量恢复临时占地内的草地。	符合

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

## 1.4.3.20 与《黑龙江省草原条例》（2018年6月28日修订施行）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、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意见，办理用地审批手续。本项目建设占用草地（一般草地），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，专款用于占地的恢复及补偿，针对临时占地在将剥离的表土在施工结束后分层回填，确保恢复等质等量面积的草地。	符合
2	矿藏开采和工程建设，确需征用或者使用草原的，应当经省草原行政主管部门审核同意后，按照国家土地管理法律、法规的规定办理用地审批手续，在工程实施前由用地单位依法支付补偿费、植被恢复费、附着物补偿费和当年草原应有收益以及承包者进行草原建设和改良的实际投入。		
3	临时使用草原单位应当按照批准的地点、面积、使用方式使用，并给予草原使用权单位补偿。在使用期满后，应当恢复草原植被。县以上草原行政主管部门对恢复植被的，应当及时退还恢复植被保证金；对未恢复植被的，用保证金代为恢复。恢复植被保证金的标准由草原行政主管部门根据恢复草原植被所需费用确定。	本项目在施工阶段加强管理，不占用施工场地外的土地，施工结束后对临时占地内剥离的表土进行分层回填，确保恢复等质等量面积的草地。	符合

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

## 1.4.3.21 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

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 1.4-22。

表 1.4-22 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。	本项目管道由作业区小队人员每日巡检，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，	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。	防止泄漏事故的发生。	
3	管道企业应当制定本企业管道事故应急预案，并报管道所在地县级人民政府主管管道保护工作的部门备案；配备抢险救援人员和设备，并定期进行管道事故应急救援演练。	第十采油厂已制定油气集输管道突发环境事件专项应急预案，对油气集输管道可能发生的泄漏、火灾等各类事故制定了应急处置措施，并定期演练。应急预案已于 2023 年 6 月 15 日在大庆市肇州生态环境局进行了备案，备案编号为 230621-2023-012-L。	符合

#### 1.4.4 “三线一单”符合性分析

##### 1.4.4.1 “三区三线”位置关系分析

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。

结合《黑龙江省国土空间总体规划（2021-2035 年）》、《大庆市国土空间总体规划（2021-2035 年）》：

（1）永久基本农田：根据永久基本农田查询平台，拟建井场涉及永久基本农田，永久占用 1.463hm<sup>2</sup>，临时占用 2.7hm<sup>2</sup>。查询结果见下图。

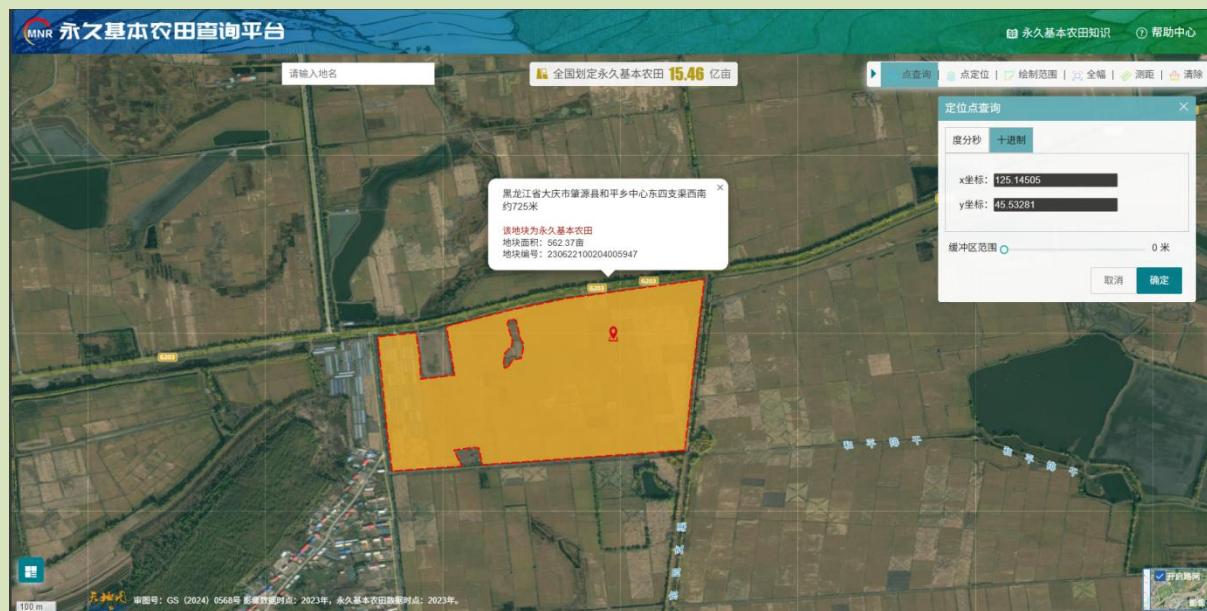


图 1.4-3 拟建源斜 2401 井场与永久基本农田位置关系



图 1.4- 4 拟建源 212-扶平 4 井场与永久基本农田位置关系

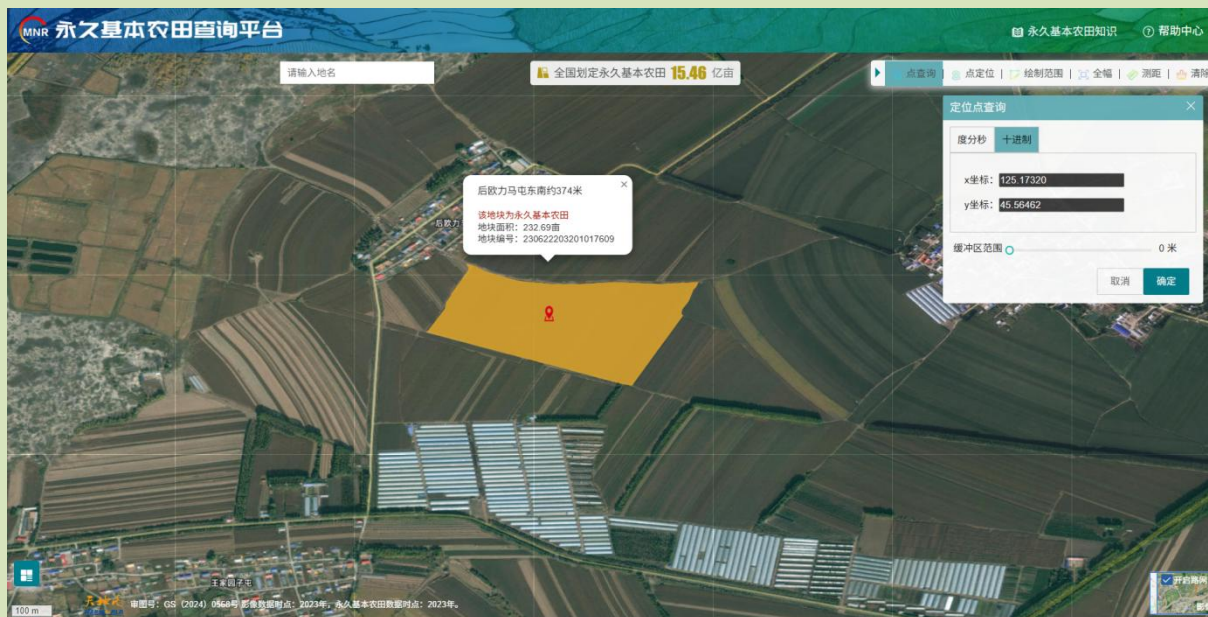


图 1.4- 5 拟建 3#平台井场与永久基本农田位置关系

(2) 生态保护红线：根据黑龙江省生态环境分区管控平台，项目不涉及生态保护红线，距离最近的生态红线为源 1011 北侧 250m 的肇源县松嫩平原生物多样性维护功能生态保护红线-水源涵养生态功能重要区，分区编码为 YS2306221110001。项目与生态红线位置关系见附件 19。

(3) 城镇开发边界：本项目所在区域属于油气资源利用区，不涉及城镇开发边界。综上所述，项目符合《黑龙江省国土空间总体规划（2021-2035 年）》、《大庆市国土空间总体规划（2021-2035 年）》相关要求。

#### 1.4.4.2 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。按照《大庆市国土空间总体规划（2021-2035 年）》，本项目生态环境分区管控分析报告和黑龙江省生态保护红线分布图，本项目占用永久基本农田、一般耕地和一般草地，不在生态保护红线、城镇开发边界内，且本项目占用国家、省、市级自然保护区、自然文化遗产、风景名胜、文物古迹、饮用水水源保护区、重要湿地等区域。根据黑龙江省生态保护红线分布图，本项目不在生态保护红线范围内，距离最近的生态红线为源 1011 北侧 250m 的肇源县松嫩平原生物多样性维护功能生态保护红线-水源涵养生态功能重要区，分区编码为 YS2306221110001。本项目与黑龙江省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，本项目占用优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元。本项目与分区管控要求符合性分析见表 1.4- 23。

表 1.4- 23 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，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，定期拉运至第十采油厂厂区污水泵房，经地下管网输至第十采油厂厂区生活污水处理站处理达标后排入牛毛沟，施工结束后临时防渗旱厕进行卫生处理，场地进行平整。管线试压废水由罐车拉运至朝二联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朝一联压裂返排液无害化处理站处理后，管输进入朝一联含油污水处理站处理后回注油层。水基钻井废水排入井场水基钢制泥浆槽中，及时拉运至大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司处理。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。试油产液通过罐车拉运至朝二联卸油点后，进入朝二联转油脱水站处理系统，朝二联转油脱水站处理后含水油外输至朝二联含油污水处理站处理。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；	符合

		<p>施工期水基废钻井液、水基钻井岩屑和不含油射孔液排入井场水基钢制泥浆槽中，及时拉运至大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司处理，处理后的压滤水定期由罐车拉运至朝二联合油污水处理站处理后回注油层，处理后的泥饼外售给大庆钻探工程公司钻井二公司综合利用垫井场或铺路；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，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、重晶石粉废包装袋、施工废料经由施工单位安排拉运至第八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第十采油厂综合固废储存库，定期委托有资质单位处理；生活垃圾统一收集拉运至肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理；封井建筑垃圾统一收集，委托清运至市政部门指定的建筑垃圾调配场处置；勘探井试油产生的落地油由罐车拉运至朝一联合油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理。运营期产生的含油污泥及落地油全部回收，由罐车拉运至朝一联合油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理；含油废防渗布经收集后暂存于第十采油厂综合固废储存库，定期委托有资质单位处理。采取以上措施可满足以生态环境保护为主的要求。</p>	
<p>重点管控单元</p>	<p>重点管控单元突出污染物排放控制和环境风险防控，按照差别化的生态环境准入要求，优先空间和产业布局，不断提升资源利用效率，强化环境质量改善目标约束，解决局部生态环境质量不达标、生态环境风险高的问题。</p>	<p>本项目不属于大规模、高强度的工业和城镇建设工程，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，定期拉运至第十采油厂厂区污水泵房，经地下管网输至第十采油厂厂区生活污水处理站处理达标后排入牛毛沟，施工结束后临时防渗旱厕进行卫生处理，场地进行平整。管线试压废水由罐车拉运至朝二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朝一联合压裂返排液无害化处理站处理后，管输进入朝一联合油污水处理站处理后回注油层。水基钻井废水排入井场水基钢制泥浆槽中，及时拉运至大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司处理。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。试油产液通过罐车拉运至朝二联卸油点后，进入朝二联转油脱水站处理系统，朝二联转油脱水站处理后含水油外输至朝二联合油污水处理站处理。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；</p> <p>施工期水基废钻井液、水基钻井岩屑和不含油射孔液排入井场水基钢制泥浆槽中，及时拉运至大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司处理，处理后的压滤水定期由罐车拉运至朝二联合油污水处理站处理后回注油层，处理后的泥饼外售给大庆钻探工程公司钻井二公司综合利用垫井场或铺路；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，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、重晶石粉废包装袋、施工废料经由施工单位安排拉运至第八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第十采油厂</p>	<p>符合</p>

		<p>综合固废储存库，定期委托有资质单位处理；生活垃圾统一收集拉运至肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理；封井建筑垃圾统一收集，委托清运至市政部门指定的建筑垃圾调配场处置；勘探井试油产生的落地油由罐车拉运至朝一联含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理。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；含油废防渗布经收集后暂存于第十采油厂综合固废储存库，定期委托有资质单位处理。采取以上措施可满足以生态环境保护为主的要求。在环境风险防控方面采取加强施工管理、制定岗位操作规程并定期培训学习、实行岗位责任制、制定可行的突发环境事件环境应急预案等措施。采取以上措施可有效解决局部生态环境质量不达标、生态环境风险高的问题。</p>	
<p>一般 管控 单元</p>	<p>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。</p>	<p>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，定期拉运至第十采油厂厂区污水泵房，经地下管网输至第十采油厂厂区生活污水处理站处理达标后排入牛毛沟，施工结束后临时防渗旱厕进行卫生处理，场地进行平整。管线试压废水由罐车拉运至朝二联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朝一联压裂返排液无害化处理站处理后，管输进入朝一联含油污水处理站处理后回注油层。水基钻井废水排入井场水基钢制泥浆槽中，及时拉运至大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司处理。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。试油产液通过罐车拉运至朝二联卸油点后，进入朝二联转油脱水站处理系统，朝二联转油脱水站处理后含水油外输至朝二联含油污水处理站处理。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；</p> <p>施工期水基废钻井液、水基钻井岩屑和不含油射孔液排入井场水基钢制泥浆槽中，及时拉运至大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司处理，处理后的压滤水定期由罐车拉运至朝二联含油污水处理站处理后回注油层，处理后的泥饼外售给大庆钻探工程公司钻井二公司综合利用垫井场或铺路；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，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、重晶石粉废包装袋、施工废料经由施工单位安排拉运至第八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第十采油厂综合固废储存库，定期委托有资质单位处理；生活垃圾统一收集拉运至肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理；封井建筑垃圾统一收集，委托清运至市政部门指定的建筑垃圾调配场处置；勘探井试油产生的落地油由罐车拉运至朝一联含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理。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；含油</p>	<p>符合</p>

		废防渗布经收集后暂存于第十采油厂综合固废储存库，定期委托有资质单位处理。	
--	--	--------------------------------------	--

#### 1.4.4.3 环境质量底线

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）要求，依据评价所需环境空气质量现状、气象资料等数据的可获得性、数据质量、代表性等因素，选择近 3 年中数据相对完整的 1 个日历年作为评价基准年，根据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，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；本项目不排放生产废水，不会对周边地表水体产生影响；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。

#### 1.4.4.4 资源利用上线

本项目为陆地石油开采项目，涉及新钻井 6 口和 3 座拉油点，项目永久占地 7.714hm<sup>2</sup>，临时占地面积 4.46hm<sup>2</sup>，占地类型为耕地（永久基本农田）和草地（一般草地），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 1459.43m<sup>3</sup>，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、洗井用水均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 11.6 万 m<sup>3</sup>/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。

#### 1.4.4.5 生态环境准入清单

本项目与《大庆市生态环境准入清单（2023 年版）》中环境管控单元进行对照，本项目位于一般管控单元、重点管控单元和优先保护单元，对照黑龙江省生态环境分区管

控数据应用平台，本项目位于肇源县永久基本农田一般管控单元、肇源县城镇空间重点管控单元、肇源县优先保护单元一般生态空间。黑龙江省生态环境分区管控数据应用平台

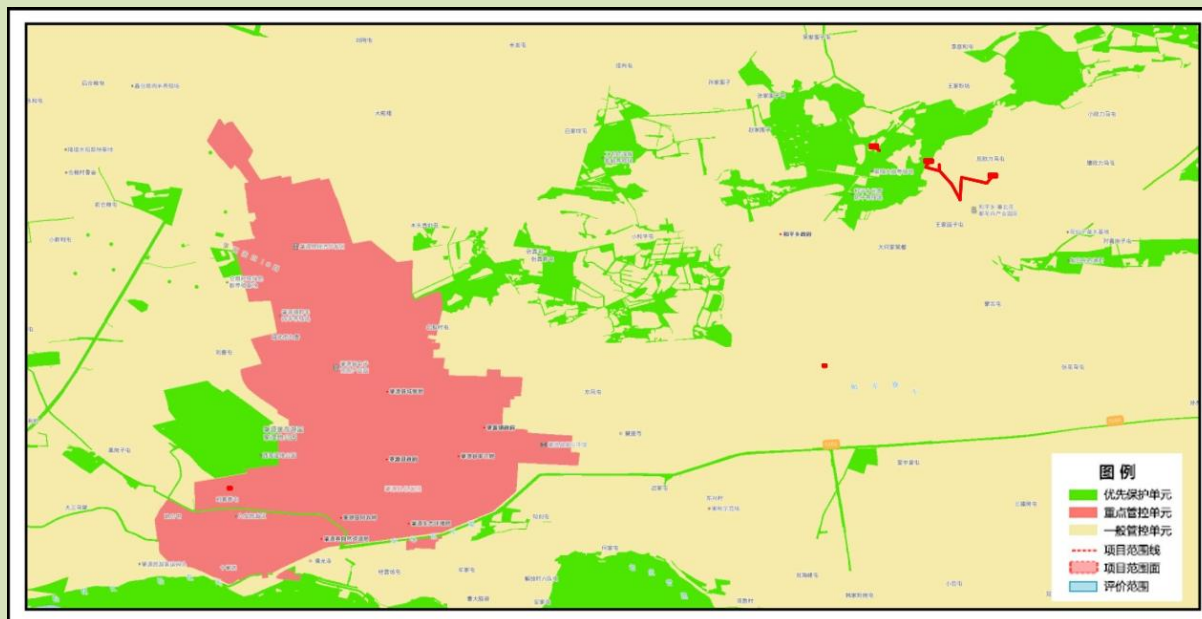


图 1.4- 6，本项目与生态环境准入清单管控体系符合性分析见表 1.4- 24。

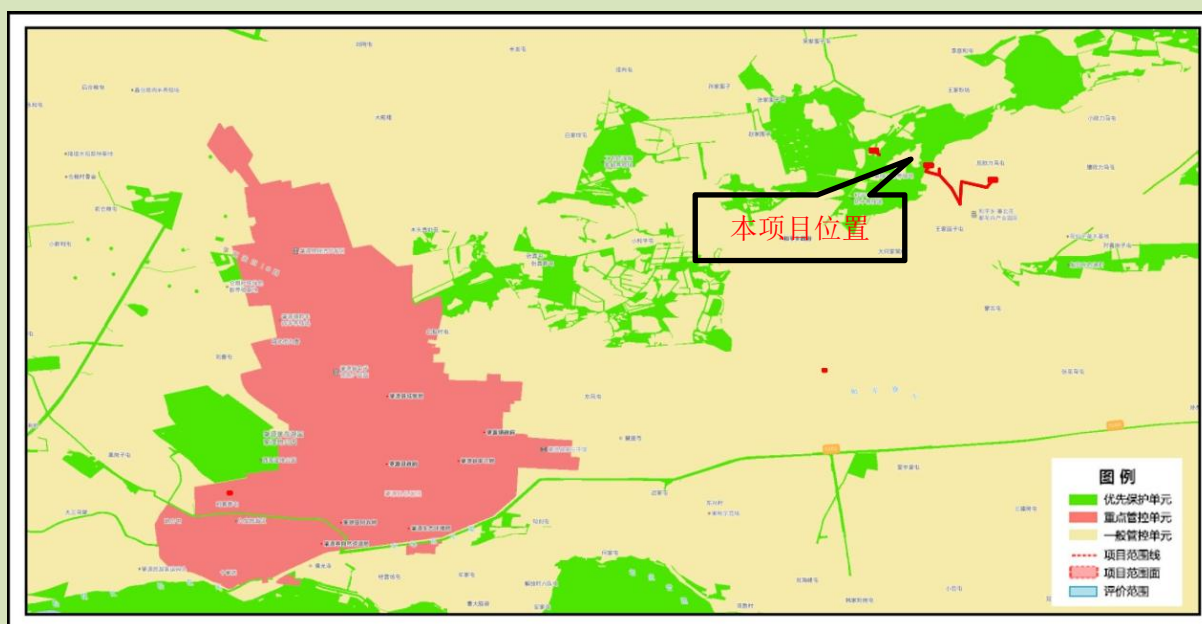


图 1.4- 6 黑龙江省生态环境分区管控数据应用平台截图

表 1.4- 24 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	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。	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。

约束	<p>业企业。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>5. 对严格管控类划定为特定农产品禁止生产区域的地块，禁止生产特定农产品。从严格管控农药、化学等行业的重度污染地块规划用途，确需开发利用的，鼓励用于拓展生态空间。严格名录内地块的准入管理。未依法完成土壤污染状况调查和风险评估的地块，不得开工建设与风险管控和修复无关的项目。</p> <p>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。</p> <p>7. 加大淘汰改造燃煤锅炉力度。一是县级及以上城市建成区原则上不再新建35 蒸吨/小时及以下燃煤锅炉，其他地区原则上不再新建 10 蒸吨/小时以下燃煤锅炉。二是积极推进地级及以上城市建成区 35 蒸吨/小时及以下燃煤锅炉淘汰，到 2025 年基本完成淘汰。三是推进建成区 65 蒸吨及以上供热燃煤锅炉，以及年燃煤量在 5 万吨以上的燃煤大户实施超低排放改造。四是采取生物质锅炉替代的，需使用专用锅炉，配套布袋等高效除尘设施，若氮氧化物排放不能达标的需配备脱硝设施，使用过程</p>	<p>2. 本项目不属于钢铁、水泥、电解铝、平板玻璃等行业。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>5. 本项目不涉及种植食用农产品。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>9. 本项目不属于煤电项目。</p> <p>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。</p> <p>因此，本项目符合空间布局约束要求。</p>
----	--	--

	<p>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。</p> <p>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。</p> <p>9. 严控煤电项目审批，不再核准自备燃煤电厂项目。</p> <p>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。</p>	
<p>污染物排放管控</p>	<p>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。</p> <p>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。</p>	<p>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》（GB 19147-2016）的柴油，加强对机械设备的维护、保养，减少不必要的运转时间，以控制尾气的排放；</p> <p>2 口勘探井试油阶段产生的少量伴生气采用试油设备配套放喷管设施点火燃烧，放喷管高为 8m（配套防回火与自动点火装置），设置于井口 50m 以外，且距离发电房等易产生明火的位置 20m 以上；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。</p>

	资源利用效率要求	<p>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。</p> <p>2. 全市 2025 和 2035 年耕地保有量不低于规划指标。</p> <p>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。</p>	<p>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。</p>	
大庆市肇源县生态环境准入清单				
环境管控单元编码	环境管控单元名称	管控单元类别	管控要求	本项目符合性分析
ZH23062210002	肇源县一般生态空间	优先保护单元	<p><b>空间布局约束</b></p> <p>1. 原则上按限制开发区域的要求进行管理。严格限制与生态功能不一致的开发建设活动。符合区域准入条件的新增建设项目，涉及占用生态空间中的林地、草原等，按有关法律法规规定办理；涉及占用生态空间中其他未作明确规定的用地，应当加强论证和管理。符合条件的农业开发项目，须依法由市县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。</p> <p>2. 对依法保护的生态空间实行承载力控制，防止过度垦殖、放牧、采伐、取水、渔猎、旅游等对生态功能造成损害，确保自然生态系统的稳定。3. 避免开发建设活动损害其生态服务功能和生态产品质量。4. 已经侵占生态空间的，应建立退出机制、制定治理方案及时间表。5. 肇源县大庙风景名胜区同时执行：禁止开发建设活动要求：1) 禁止在自然保护区内进行砍伐、放牧、狩猎、捕捞、采药、开垦、烧荒、开矿、采石、挖沙等活动；但法律、</p>	<p>符合要求。1、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，占地前编制表土剥离方案，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。</p> <p>2、项目占地面积较小，且运营期作业、洗井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。项目的建设不会对区域生态功能产生明显影响。</p> <p>3、本项目施工结束后临时占地及时恢复，永久占地进行经济补偿，保障生态服务功能正常发挥。</p> <p>4、项目不涉及侵占生态空间；</p> <p>5、项目未占用肇源县大庙风景名胜区；</p> <p>6、项目未占用肇源县引嫩入肇饮用水</p>

	<p>行政法规等另有规定的除外。禁止任何人进入自然保护区的核心区，因科学研究的需要，必须进入核心区从事科学研究观测、调查活动的，应当事先向自然保护区管理机构提交申请和活动计划，并经自然保护区管理机构批准；其中，进入国家级自然保护区核心区的，应当经省、自治区、直辖市人民政府有关自然保护区行政主管部门批准。 2) 禁止在自然保护区的缓冲区开展旅游和生产经营活动。严禁开设与自然保护区保护方向不一致的参观、旅游项目。 3) 禁止在自然保护区的核心区和缓冲区内建设畜禽养殖场、养殖小区。 4) 禁止在自然保护区及其外围保护地带建立污染、破坏或者危害自然保护区自然环境和自然资源的设施。 5) 核心区和缓冲区内不得建设任何生产设施；实验区不得建设污染环境、破坏资源或者景观的生产设施。 限制开发建设活动要求： 在自然保护区的实验区内，不得建设污染环境、破坏资源或者景观的生产设施；建设其他项目，其污染物排放不得超过国家和地方规定的污染物排放标准。</p> <p>6. 肇源县引嫩入肇饮用水水源地同时执行： 1) 饮用水地表水源各级保护区及准保护区内均必须遵守下列规定： (1) 禁止一切破坏水环境生态平衡的活动以及破坏水源林、护岸林、与水源保护相关植被的活动。 (2) 禁止向水域倾倒工业废渣、城市垃圾、粪便及其它废弃物。 (3) 运输有毒有害物质、油类、粪便的船舶和车辆一般不准进入保护区，必须进入者应事先申请并经有关部门批准、登记并设置防渗、防溢、防漏设施。 (4) 禁止使用剧毒和高残留农药，不得滥用化肥，不得使用炸药、毒品捕杀鱼类。 (5) 禁止建设畜禽养殖场、养殖小区。 (6) 禁止设置排污口。</p>	<p>水源地；</p> <p>7、项目未占用嫩江松花江三岔河口鲢、翘嘴鲌国家级水产种质资源保护。</p>
--	---	--

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

		<p>库；禁止建立墓地。（2）二级保护区内：①对于潜水含水层地下水水源地：禁止建设化工、电镀、皮革、造纸、制浆、冶炼、放射性、印染、染料、炼焦、炼油及其它有严重污染的企业，已建成的要限期治理，转产或搬迁；禁止设置城市垃圾、粪便和易溶、有毒有害废弃物堆放场和转运站，已有的上述场站要限期搬迁；禁止利用未经净化的污水灌溉农田，已有的污灌农田要限期改用清水灌溉；化工原料、矿物油类及有毒有害矿产品的堆放场所必须有防雨、防渗措施。②对于承压含水层地下水水源地：禁止承压水和潜水的混合开采，作好潜水的止水措施。（3）准保护区内：禁止建设城市垃圾、粪便和易溶、有毒有害废弃物的堆放场站，因特殊需要设立转运站的，必须经有关部门批准，并采取防渗漏措施；当补给源为地表水体时，该地表水体水质不应低于《地表水环境质量标准》Ⅲ类标准；不得使用不符合《农田灌溉水质标准》的污水进行灌溉，合理使用化肥；保护水源林，禁止毁林开荒，禁止非更新砍伐水源林。</p> <p>7.嫩江松花江三岔河口鲢、翘嘴鲌国家级水产种质资源保护同时执行：1）不得损害水产种质资源及其生存环境。2）禁止在水产种质资源保护区内从事围湖造田工程。3）禁止在水产种质资源保护区内新建排污口。4）在水产种质资源保护区附近新建、改建、扩建排污口，应当保证保护区水体不受污染。5）特别保护期内不得从事捕捞、爆破作业以及其他可能对保护区内生物资源和生态环境造成损害的活动。6）在水产种质资源保护区内从事修建水利工程、疏浚航道、建闸筑坝、勘探和开采矿产资源、港口建设等工程建设的，或者在水产种质资源保护区外从事可能损害保护区功能</p>	
--	--	--	--

		<p>的工程建设活动的，应当按照国家有关规定编制建设项目对水产种质资源保护区的影响专题论证报告，并将其纳入环境影响评价报告书。</p>	
<p>ZH23062220003</p>	<p>肇源 县城 镇空 间</p>	<p>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。</p>	<p>符合要求。1、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。不属于危险化学品生产项目；2、项目不属于畜禽养殖项目。</p>
		<p>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。</p>	<p>项目不涉及燃煤锅炉。</p>
		<p>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。</p>	<p>项目为陆地石油开采项目，不属于化工园区建设。</p>
		<p>资源开发效率要求 1. 推进污水再生利用设施建设。 2. 公共建筑必须采用节水器具，限期淘汰公共建筑中不符合节水标准的水嘴、便器水箱等生活用水器具。</p>	<p>1、项目不涉及污水再生利用设施建设。施工期施工人员产生的生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内，定期拉运至第十采油厂厂区污水泵房，经地下管网输至第十采油厂厂区生活污水处理站处理达标后排入牛毛沟，施工结束后临时防渗旱厕进行卫生处理，场地进行平整。管线试压废水由罐车拉运至朝二联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朝一联压裂返排液无害化处理站处理后，管输进入朝一联含油污水处理站处理后回注油层。水基钻井废水排入井场水基钢制泥浆槽中，及时拉运至大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司处理。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。运营期作业污水、洗井污水、油田采出水最终进入朝二联含油污水处理站处理达标后回注油层；本项目施工</p>

			<p>期和运营期废水均不外排。</p> <p>2、项目不涉及需要淘汰的公共建筑以及不符合要求的节水标准的水嘴、便器水箱等生活用水器具。</p>
ZH23062230001	肇源县永久基本农田	一般管控单元	<p>资源开发效率要求</p> <p>1. 严格永久基本农田占用和补划，永久基本农田经依法划定后，任何单位和个人不得擅自占用或者改变其用途。 2. 在永久基本农田集中区域，不得新建可能造成土壤污染的建设项目；已经建成的，应当限期关闭拆除。 3. 严禁占用永久基本农田发展林果业和挖塘养鱼；严禁占用永久基本农田种植苗木、草皮等用于绿化装饰以及其他破坏耕作层的植物；严禁占用永久基本农田挖湖造景、建设绿化带；严禁新增占用永久基本农田建设畜禽养殖设施、水产养殖设施和破坏耕作层的种植业设施。 4. 禁止任何单位和个人破坏永久基本农田耕作层。 5. 禁止以设施农用地为名违规占用永久基本农田建设休闲旅游、仓储厂房等设施。 6. 禁止向农用地排放重金属或者其他有毒有害物质含量超标的污水、污泥，以及可能造成土壤污染的清淤底泥、尾矿、矿渣等。 7. 国家能源、交通、水利、军事设施等重点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。位于优先保护单元和重点管控单元内永久基本农田也同时执行此要求。</p> <p>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。本项目新钻井位于 1 座平台，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，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，编制表土剥离方案，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，永久占地剥离表土用于当地高标准农田建设。</p>

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

本项目位于大庆市肇州县朝阳沟镇境内，本项目新钻井 6 口（其中：油井 4 口、探井 2 口），新建 1 座平台井场和 4 口单井井场，采取射孔和压裂完井；地面工程新建 3 座拉油点，配套新建井场集油管道 0.06km。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和耕地，与本项目最近的居住区为源 1011 井场西侧 140m 处的刘兽医屯。

本项目新增占地类型为耕地（永久基本农田）和草地（一般草地），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、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、海洋特别保护区、饮用水源保护区、基本草原、自然公园（森林公园、地质公园、海洋公园等）、重要湿地、天然林、生态红线管控范围、重点保护野生动物栖息地，重点保护野生植物生长繁殖地，重要水生生物的自然产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道，天然渔场、沙化土地封禁保护区、封闭及半封闭海域等重要保护目标。

根据分析，经采取相关措施后，项目占地符合《基本农田保护条例》、《黑龙江省湿地保护条例》（2016 年 1 月 1 日）、《大庆市水土保持规划（2015-2030 年）》以及生态环境分区管控等相关要求。

根据黑龙江省防沙治沙工作领导小组《关于印发〈关于贯彻落实《沙化土地封禁保护修复制度方案》的实施意见〉的通知》，肇源县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沙漠化现象，为保护区域生态环境，本项目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；对施工期临时堆存的表土采取苫布遮盖等，在采取以上措施后，可有限减少土地沙化。

根据《大庆市生态环境准入清单（2023 年版）》，本项目位于一般管控单元、重点管控单元和优先保护单元，对照黑龙江省生态环境分区管控数据应用平台，本项目位于肇源县永久基本农田一般管控单元、肇源县城镇空间重点管控单元、肇源县优先保护单元一般生态空间，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 1 座平台井场和 4 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；运营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、焊接烟尘以及试油伴生气。施工扬尘采取运输道路及施工场地定时洒水抑尘，运输车辆采取苫布遮盖措施，土方开挖采取遮盖、围挡、洒水等防尘措施；施工车辆采用清洁燃料，降低污染物排放；柴油机采用节能环保型柴油动力设备，钻井发电机和钻井柴油机采用符合《车用柴油》（GB 19147-2016）的柴油，加强对机械设备的维护、保养，减少不必要的运转时间，以控制尾气的排放；2口勘探井试油阶段产生的少量伴生气采用试油设备配套放喷管设施点火燃烧，放喷管高为8m（配套防回火与自动点火装置），设置于井口50m以外，且距离发电房等易产生明火的位置20m以上；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52.91%，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  $57.69842 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，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、油基钻井废水、压裂返排液、试压废水、试油产液、生活污水。水基钻井废水排入井场水基钢制泥浆槽中，及时拉运至大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司处理，处理后的压滤水定期由罐车拉运至朝二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层；油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，定期拉运至朝二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层；压裂返排液由罐车拉运至朝一联压裂返排液无害化处理站处理后，管输进入朝一联含油污水处理站处理，处理后的出水满足《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朝二联含油污水处理站处理达标后回注油层；试油产液通过罐车拉运至朝二联卸油点后，进入朝二联转油脱水站处理系统，朝二联转油脱水站处理后含水油外输至朝二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；施工期施工人员产生的生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内，定期拉运至第十采油厂厂区污水泵房，经地下管网输至第十采油厂厂区生活污水处理站处理达标后排入牛毛沟，施工结束后临时防渗旱厕进行卫生处理，场地进行平整。

本项目运营期产生的废水主要为油田采出水、作业污水和洗井污水。拉油点产液由罐车拉运至朝二联卸油点进入朝二联转油脱水站处理，朝二联转油脱水站分离的采出水

管输进入朝二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。作业污水和洗井污水通过罐车回收后拉运至朝二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。本项目废水均不外排，不会对周边地表水环境产生影响。

本项目可能对地下水产生影响的因素主要为施工期废水、钻井泥浆及运营期作业污水、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、不含油废射孔液、含油废射孔液、油基废钻井液、油基钻井岩屑、膨润土等废包装袋、含油废防渗布、施工废料、生活垃圾、落地油等。水基废钻井液、水基钻井岩屑和不含油废射孔液排入井场水基钢制泥浆槽中，及时拉运至大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司处理，处理后的压滤水定期由罐车拉运至朝二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，处理后的泥饼外售给大庆钻探工程公司钻井二公司综合利用垫井场或铺路；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，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《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；膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋、施工废料由钻井单位统一安排拉运至第八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第十采油厂综合固废储存库，定期委托有资质单位处理；生活垃圾统一收集拉运至肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理；封井建筑垃圾统一收集，委托清运至市政部门指定的建筑垃圾调配场处置；勘探井试油产生的落地油由罐车拉运至朝一联含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆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，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。

项目运营期产生的固体废物主要有正常工况下产生的含油污泥，非正常工况下产生的落地油、含油废防渗布。含油污泥及落地油全部回收，由罐车拉运至朝一联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，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；含油废防渗布经收集后暂存于第十采油厂综合固废储存库，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

本项目井场钻井施工、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

本项目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。本项目事故状态下对地表水污染途径主要是油水的事故泄漏。泄漏油污污水在雨季期间可能随地表径流流向下游。集输管道事故泄漏可以通过站内仪表监控或巡检及时发现事故，及时关闭管道阀门或筑堤限制事故影响范围，然后彻底清理周边粘滞原油和被油水污染的土壤、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，本项目符合国家产业政策。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《朝阳沟油田朝 1-朝气 3 区块扶余油层零散补充调整产能建设地面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；运营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：朝阳沟油田朝 1-朝气 3 区块扶余油层零散补充调整产能建设地面工程项目选址于大庆市肇州县朝阳沟镇境内，项目选址合理；项目符合现行产业政策；对产生的污染物采取行之有效的环保措施后，可以到达标排放，满足总量控制要求，环境风险可防控，对区域环境影响较小；公众参与调查结果表明，公众参与对该项目无反对意见。在确保落实好各项环保措施并保证其正常运行的前提下，从环境保护角度分析，本项目的建设可行。

## 2 总则

### 2.1 评价目的

根据本项目特性及工程所在地的环境特点，确定建设项目环境影响评价目的：

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

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

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

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

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

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

### 2.2 评价原则

突出环境影响评价的源头预防作用，坚持保护和改善环境质量。

#### (1) 依法评价

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

#### (2) 科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影响。

#### (3) 突出重点

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

## 2.3 编制依据

### 2.3.1 环境保护相关法律、法规

- (1) 《中华人民共和国环境保护法》（2015 年 1 月 1 日）；
- (2) 《中华人民共和国环境影响评价法》（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）；
- (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》（国务院令第 257 号）；
- (22) 《黑龙江省环境保护条例》（2018.04.26 修正）；
- (23) 《黑龙江省大气污染防治条例》（2018.12.27）；

- (24) 《黑龙江省黑土地保护利用条例》（2024 年 3 月 1 日起施行）；
- (25) 《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）；
- (26) 《黑龙江省水污染防治条例》（2023 年 12 月 1 日施行）；
- (27) 《黑龙江省防沙治沙条例》（2018 年修正）；
- (28) 《黑龙江省草原条例》（2018 年 6 月 28 日修订施行）；
- (29) 《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）》（生态环境部令第 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) 《2020 年挥发性有机物治理攻坚方案》（环大气〔2020〕33 号，2020.06.24）；
- (12) 《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2 号）；
- (13) 《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》（黑政发〔2012〕29号）；
- (19) 《黑龙江省生态功能区规划》（黑政函〔2006〕75号）；
- (20) 《黑龙江省“十四五”黑土地保护规划》（2021~2025年）；
- (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》（2021~2025年）；
- (28) 《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作法》（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) 《肇源油田朝 1-朝气 3 区块扶余油层水平井提产试验产能建设地面工程方案》（2025 年 7 月）；
- (2) 《源 212-扶平 3 井钻井地质设计》（2025 年 7 月）；
- (3) 《源 212-扶平 3 井钻井工程设计》（2024 年 9 月）；
- (4) 《源 212-扶平 4 井钻井地质设计》（2025 年 7 月）；
- (5) 《源 212-扶平 4 井钻井工程设计》（2024 年 9 月）；
- (6) 《源 212-扶平 5 井钻井地质设计》（2025 年 7 月）；
- (7) 《源 212-扶平 5 井钻井工程设计》（2024 年 9 月）；
- (8) 《源 212-扶平 6 井钻井地质设计》（2025 年 7 月）；
- (9) 《源 212-扶平 6 井钻井工程设计》（2024 年 9 月）；
- (10) 《肇源油田朝 1-朝气 3 区块扶余油层水平井提产试验产能建设投资估算及经济评价》（2025 年 2 月）；
- (11) 《2026 年永乐南扶余油层评价控制井区块环评方案》（2025 年 7 月）；
- (12) 《2026 年永乐南扶余油层评价控制井部署方案》（2025 年 7 月）
- (13) 《肇源油田朝 1-朝气 3 区块扶余油层 2022 年产能建设地面工程项目环境影响报告表》（2022 年 10 月）；
- (14) 《关于肇源油田朝 1-朝气 3 区块扶余油层 2022 年产能建设地面工程项目环境影响报告书的批复》（庆环审【2022】197 号，2022 年 12 月 22 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、运营期和退役期。

### 2.4.2 环境影响因素识别

本项目建设对环境的影响，根据其特征可分为施工期影响、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		施工期				
		废气	废水	固体废物	噪声	风险
环境因素	工程占地	施工扬尘、车辆尾气、柴油机废气、焊接烟尘、试油废气	水基钻井废水、油基钻井废水、压裂返排液、试压废水、生活污水、试油产液	水基钻井岩屑、水基废钻井液、含油废射孔液、油基钻井岩屑、油基废钻井液、含油废防渗布、一般废包装袋、施工废料、生活垃圾、落地油	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、试油拉运罐车泄漏
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	工程占地	运营期				
		废气	废水	固体废物	噪声	风险
环境因素		加热炉烟气、无组织挥发的烃类	作业污水、洗井污水、油田采出水	含油污泥、落地油、含油废防渗布	抽油机、储油罐燃烧器、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	占地恢复	退役期			
		废气	废水	固体废物	噪声
环境因素		施工扬尘、车辆尾气	生活污水	废旧设备、封井建筑垃圾、生活垃圾	施工车辆、施工机械噪声
环境空气	/	-S	/	/	/
地表水	/	/	-S	/	/
地下水	/	/	/	/	/
声环境	/	/	/	/	-S
土壤	+S	/	/	-S	/
植被	+S	/	/	-S	/
动物	/	/	/	/	/

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

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

### 2.4.3 评价因子筛选

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

表 2.4-2 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 <sub>5</sub> 、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 <sub>2</sub> 、NO <sub>x</sub> 、非甲烷总烃	pH、COD、高锰酸盐指数、氨氮、BOD <sub>5</sub> 、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 <sub>6</sub> ~C <sub>9</sub> )、石油烃 (C <sub>10</sub> ~C <sub>40</sub> )、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等	/	昼间等效声级 (Ld)、夜间等效声级 (Ln)
储层改造工程	施工期	SO <sub>2</sub> 、NO <sub>x</sub> 、非甲烷总烃	pH、COD、高锰酸盐指数、氨氮、BOD <sub>5</sub> 、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 <sub>6</sub> ~C <sub>9</sub> )、石油烃 (C <sub>10</sub> ~C <sub>40</sub> )、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等	/	昼间等效声级 (Ld)、夜间等效声级 (Ln)
试油过程	施工期	SO <sub>2</sub> 、NO <sub>x</sub> 、非甲烷总烃	pH、COD、高锰酸盐指数、氨氮、BOD <sub>5</sub> 、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 <sub>6</sub> ~C <sub>9</sub> )、石油烃 (C <sub>10</sub> ~C <sub>40</sub> )、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等	/	昼间等效声级 (Ld)、夜间等效声级 (Ln)
油气集输工程	施工期	颗粒物	BOD <sub>5</sub> 、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、SO <sub>2</sub> 、NO <sub>x</sub>	pH、COD、高锰酸盐指数、氨氮、BOD <sub>5</sub> 、总磷、	耗氧量、氨氮、石油类等	/	土壤肥力、生物多样性、生态系统完整性	昼间等效声级 (Ld)、夜间等效

		、颗粒物	总氮、石油类、溶解氧、水温					声级 (Ln)
--	--	------	---------------	--	--	--	--	---------

注：根据 3.12.3 源强核算章节，本项目排放的 SO<sub>2</sub> 和 NO<sub>x</sub> 年排放量小于 500t/a，故评价因子无需增加二次 PM<sub>2.5</sub>。

## 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。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 2.5-1 评价区域内各项污染物的浓度限值

污染物名称		TSP	NO <sub>x</sub>	PM <sub>10</sub>	PM <sub>2.5</sub>	SO <sub>2</sub>	NO <sub>2</sub>	CO	O <sub>3</sub>
单位		μg/m <sup>3</sup>	μg/m <sup>3</sup>	μg/m <sup>3</sup>	μg/m <sup>3</sup>	μg/m <sup>3</sup>	μg/m <sup>3</sup>	mg/m <sup>3</sup>	μg/m <sup>3</sup>
(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

表 2.5-2 大气污染物综合排放标准详解 单位：mg/m<sup>3</sup>

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	《地表水环境质量标准》 (GB3838-2002)表 1 中的 II 类 标准限值要求
菌落总数 (CFU/mL)	≤100	
硫化物 (mg/L)	≤0.02	
钡 (mg/L)	≤0.70	
石油类	≤0.05	

### 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，本项目位于居住、工业混杂区域，且项目周边 200m 范围内无声环境敏感点，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	《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	
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 <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> ）	826	4500		

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 基本项目筛选值标准，稻田地执行水田标准，旱地和草地执行其他标准。具体标准详见表 2.5- 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	水田	0.8
		其它	0.6
2	汞	水田	1.0
		其它	3.4
3	砷	水田	20
		其它	25
4	铅	水田	240
		其它	170
5	铬	水田	350
		其它	250
6	铜	其它	100
7	镍		190
8	锌		300

## 2.5.2 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) 施工期井场试油、运营期井场、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;依托场站朝二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/m<sup>3</sup>

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 <sup>3</sup> 。

表 2.5-9 场站内非甲烷总烃排放浓度限值 单位: mg/m<sup>3</sup>

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/m<sup>3</sup>

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/m<sup>3</sup>

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/m<sup>3</sup>

区域	污染物项目	颗粒物	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	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 <sub>x</sub> (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 <sup>-1</sup>	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、水基废钻井液、水基钻井岩屑依托大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司处理，处理后的压滤水由罐车拉运至朝二联含油污水处理站处理达标后回注油层。试压废水、作业污水、洗井污水依托朝二联含油污水处理站处理达标后回注油层。油田采出水依托朝二联含油污水处理站处理达标后回注油层；压裂返排液由罐车拉运至朝一联压裂返排液无害化处理站处理后，管输进入朝一联含油污水处理站处理。朝二联含油污水处理站和朝一联含油污水处理站进水指标要求为含油量 $\leq 1000\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 100\text{mg/L}$ ，出水指标为含油量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 1\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 1\mu\text{m}$ 。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。

施工期生活污水定期拉运至第十采油厂厂区污水泵房，经地下管网输至第十采油厂厂区生活污水处理站处理达标后排入牛毛沟，生活污水排放执行第十采油厂厂区生活污水处理站进水标准，排水执行《城镇污水处理厂污染物排放标准》(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 $\mu\text{m}^2$				
	$<0.02$	$0.02-0.1$	$0.1-0.3$	$0.3-0.6$	$>0.6$
含油量, mg/L	$\leq 5.0$	$\leq 8.0$	$\leq 10.0$	$\leq 15.0$	$\leq 20.0$
悬浮固体含量, mg/L	$\leq 1.0$	$\leq 3.0$	$\leq 5.0$	$\leq 5.0$	$\leq 10.0$
悬浮物颗粒直径中值, $\mu\text{m}$	$\leq 1.0$	$\leq 2.0$	$\leq 2.0$	$\leq 3.0$	$\leq 3.0$

表 2.5- 16 水质主要控制指标

储层空气渗透率, $\mu\text{m}^2$	$<0.01$	$[0.01-0.05)$	$[0.05-0.5)$	$[0.5-2.0)$	$\geq 2.0$
悬浮固体含量, mg/L	$\leq 8.0$	$\leq 15.0$	$\leq 20.0$	$\leq 25.0$	$\leq 35.0$
悬浮物颗粒直径中值, $\mu\text{m}$	$\leq 3.0$	$\leq 5.0$	$\leq 5.0$	$\leq 5.0$	$\leq 5.5$
含油量, mg/L	$\leq 5.0$	$\leq 10.0$	$\leq 15.0$	$\leq 30.0$	$\leq 100.0$

表 2.5- 17 十厂厂区生活污水处理站进水指标

项目	pH	COD	BOD <sub>5</sub>	SS	NH <sub>3</sub> -N	总磷 (以 P 计)	总氮 (以 N 计)
执行标准	6~9	350	200	200	30	6	40

### 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。运营期井场和拉油点噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准，详见表 2.5-19。

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

表 2.5-19 工业企业厂界环境噪声排放标准 单位：dB（A）

类别	昼间	夜间
运营期	60	50

### 2.5.2.4 固体废物

（1）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、封井建筑垃圾参照执行《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。

（2）钻井期油基钻井岩屑、油基废钻井液、含油废射孔液、含油废防渗布、落地油和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。

（3）项目运营期产生的含油污泥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，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，具体标准值见表 2.5-20。

表 2.5-20 油田含油污泥经处置后泥渣利用污染物控制限值

序号	控制项目	控制限值
1	As（以干基计）（mg/kg）	≤30
2	Hg（以干基计）（mg/kg）	≤0.8
3	Cr <sup>6+</sup> （以干基计）（mg/kg）	≤5
4	Cu（以干基计）（mg/kg）	≤150
5	Zn（以干基计）（mg/kg）	≤600

6	Ni (以干基计) (mg/kg)	≤150
7	Pb (以干基计) (mg/kg)	≤375
8	Cd (以干基计) (mg/kg)	≤3
9	石油类 (以干基计) (mg/kg)	≤3000
10	pH 值	6.5~9
11	含水率 (质量百分比)	≤40%

## 2.6 评价等级及评价范围

### 2.6.1 环境空气

#### 2.6.1.1 评价等级

根据对本项目的性质和环境要素分析可知,本项目运营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。

(1) 点源情况: 依托朝二联合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。

(2) 面源情况: 本项目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 7.371t/a,主要排放位置有油井井场、集输管道阀门、转油站、联合站等位置,其中油井井场占比约 30%,经核算本项目井场非甲烷总烃逸散量为 2.2113t/a、0.252kg/h,即单井井场非甲烷总烃逸散量为 0.2764t/a、0.03kg/h。本项目共基建 8 口油井、1 口转注井,形成 1 座平台井和 7 座单井井场。

结合项目井场分布、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(2 口油井)、朝 85-斜 110 (单井)进行预测。面源长宽根据井场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 2.6-2。

表 2.6-2 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 (2 口油井)	125.17320	45.56462	135	0	40	40	3	8760	正常排放	0.06
朝 85-斜	125.	45.567	132	0	40	30	3	8760		0.03

110 井场	1624	05							
	6								

表 2.6- 3 估算模型参数一览表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数 (城市选项时)	/
最高环境温度/°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:

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

式中: $P_i$ ——第*i*个污染物的最大地面空气质量浓度占标率, %;

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

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

根据AERSCREEN估算模式预测,估算模式的计算结果见表2.6-4。

表 2.6- 4 项目采油井场烃类气体估算模式计算结果

下风向距离	1#平台井场		朝 85-斜 110 井场	
	NMHC 浓度 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	NMHC 占标率 (%)	NMHC 浓度 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	NMHC 占标率 (%)
50.0	218.3400	10.9170	122.6400	6.1320
100.0	181.9400	9.0970	98.9640	4.9482
200.0	145.9300	7.2965	76.4860	3.8243
300.0	115.4300	5.7715	59.4040	2.9702
400.0	94.4010	4.7200	48.1720	2.4086
500.0	79.1790	3.9589	40.1700	2.0085
600.0	67.6510	3.3826	34.2890	1.7145
700.0	61.0290	3.0515	30.9000	1.5450
800.0	55.4960	2.7748	28.0410	1.4021
900.0	50.7010	2.5351	25.9210	1.2960

1000.0	46.7090	2.3354	23.8300	1.1915
1200.0	41.2200	2.0610	20.6020	1.0301
1400.0	36.4320	1.8216	18.2090	0.9104
1600.0	32.7420	1.6371	16.3650	0.8182
1800.0	29.6560	1.4828	14.8220	0.7411
2000.0	27.0400	1.3520	13.5150	0.6758
2500.0	21.9950	1.0998	10.9930	0.5497
3000.0	18.3950	0.9197	9.1940	0.4597
3500.0	15.7180	0.7859	7.8558	0.3928
4000.0	13.6590	0.6830	6.8270	0.3413
4500.0	12.0350	0.6018	6.0149	0.3007
5000.0	10.7230	0.5362	5.3596	0.2680
10000.0	4.8354	0.2418	2.4167	0.1208
11000.0	4.3169	0.2158	2.1576	0.1079
12000.0	3.8898	0.1945	1.9441	0.0972
13000.0	3.5326	0.1766	1.7656	0.0883
14000.0	3.2299	0.1615	1.6143	0.0807
15000.0	2.9706	0.1485	1.4847	0.0742
20000.0	2.0895	0.1045	1.0443	0.0522
25000.0	1.5862	0.0793	0.7928	0.0396
下风向最大浓度	218.4000	10.9200	122.9900	6.1495
下风向最大浓度 出现距离	48.0	48.0	47.0	47.0
D10%最远距离	100.0	100.0	/	/

本项目最大地面浓度占标率统计结果见表 2.6-7。

表 2.6-7 主要污染物最大地面浓度占标率统计结果

污染源	预测因子	评价标准 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	最大地面空气质 量浓度( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	最大浓度占 标率 (%)	D10%( m)
1 号平台井场(2 口油井)	非甲烷总烃	2000	218.4000	10.9200	100.0
朝 85-斜 110	非甲烷总烃	2000	122.9900	6.1495	/

《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 2.6-8。

表 2.6-8 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 1 号平台排放的非甲烷总烃， $P_{\max}=10.92\%$ ， $C_{\max}$  为  $218.4 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ， $P_{\max} \geq 10\%$ ，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 1 号平台井场 D10%为 100m，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  $80\text{km}^2$ 。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。

地表水环境影响评价等级判据见表 2.6-9。

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 2.6-9 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 $Q/(\text{m}^3/\text{d})$ ; 水污染物当量数 $W/(\text{无量纲})$
一级		$Q \geq 20000$ 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	—
<p>注 1: 水污染物当量数等于该污染物的年排放量除以该污染物的污染当量值 (见附录 A), 计算排放污染物的污染物当量数, 应区分第一类水污染物和其他类水污染物, 统计第一类污染物当量数总和, 然后与其他类污染物按照污染物当量数从大到小排序, 取最大当量数作为建设项目评价等级确定的依据。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>注 7: 建设项目利用海水作为调节温度介质, 排水量 <math>\geq 500</math> 万 <math>\text{m}^3/\text{d}</math>, 评价等级为一级; 排水量 <math>&lt; 500</math> 万 <math>\text{m}^3/\text{d}</math>, 评价等级为二级。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p>		

### 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, 包括西大海、中心西干渠、中心东四支渠等。地表水评价范围见附图 5-1。

### 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 2.6-10。

表 2.6-10 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 <sup>a</sup> 。
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）》、《黑龙江省人民政府关于调整撤销新建哈尔滨市等市(地)45 个集中式饮用水水源保护区范围的批复》（黑政函〔2020〕74 号），经现场调查，本项目位于肇源县肇源镇、和平乡范围内。

肇源镇所有村屯饮用水源全部由肇源镇地下水饮用水水源供给，肇源镇饮用水源包括 13 口饮用水井，使用状态为在用，开采层位为承压水含水层，属于集中式饮用水源地。13 眼取水井，均为承压水型，只划一级水源保护区，1#水源井为以井口为圆心，30 米为半径的圆形区域，东侧不超过 S201 县道，面积 2694 平方米；老 2#水源井、2#水源井 2 眼井作为一个井群考虑，以两口井的外包线为边界，向外径向距离 30 米的矩形区域，面积 6213 平方米；其余 10 眼水源井分别以井口为圆心，30 米为半径的 10 个圆形区域每眼井保护区面积 2826 平方米；13 眼井一级保护区总面积 37167 平方米。

和平乡周边村屯主要包括张家围子、赵家围子、王家粉坊等，饮用水源为村屯内承

压水井提供，属于分散式水源地。

根据现场调查，本项目距离水源井最近的工程设施为肇源镇新 1#水源井南侧（下游）3800m 处的源 1011 井场以及后欧力马屯分散式水源井东侧（侧向）500m 的 3#平台。

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- 11。

表 2.6- 11 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 $\geq 5$ 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；

$\alpha$ —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。

参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附录 B 水文地质参数经验值表以及该地区《大庆市水文地质勘察报告》（石油管理局）， $K_{\text{承压水}}=25m/d$ ， $K_{\text{潜水}}=5m/d$ ，根据区域等水位线与距离计算确定  $I_{\text{承压水}}=0.0004$ ， $I_{\text{潜水}}=0.0003$ ， $n_{e\text{承压水}}=0.3$ ， $n_{e\text{潜水}}=0.34$ 。

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  $L=30+2 \times 25 \times 0.0004 \times (15 \times 365+1000)$

/0.3=461.7m 的区域；

不敏感区为 461.7m 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  $L=30+2 \times 5 \times 0.0003 \times (15 \times 365+1000)$

/0.34=87.1m 的区域；

不敏感区为 87.1m 以外的区域。

3) 分散式饮用水源（中小型，承压水，未划定保护区）

补给区 L 为以水源井为基准外扩  $L=2 \times 25 \times 0.0004 \times (15 \times 365+1100)/0.3=438.33m$

的区域；

不敏感区为 438.33m 以外的区域。

4) 分散式饮用水源（中小型，潜水，未划定保护区）

补给区 L 为以水源井为基准外扩  $L=2 \times 5 \times 0.0003 \times (15 \times 365+1100)/0.34=58.01m$

的区域；

不敏感区为 58.01m 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。本项目距离水源井最近为源 1011 井场北侧 3800m 肇源镇新 1#水源井以及后欧力马屯分散式水源井东侧 500m 的 3#平台。根据计算结果可知，本项目所有工程内容均不在肇源镇水源井及分散式水源井的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

建设项目地下水环境影响评价工作等级划分见表 2.6-12。

表 2.6-12 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。本项目仅新建井场内集油管线，集油管线项目类别为 II 类，环境敏感程度为不敏感，因此集油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”，集油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：

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

式中：L——下游迁移距离，m；

a——变化系数， $a \geq 1$ ，一般取 2，取 2；

K——渗透系数；

I——水力坡度，无量纲；

T——质点迁移天数，取值不小于 5000d；

$n_e$ ——有效孔隙度，无量纲。

参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）附录 B 水文地质参数经验值表以及该地区《大庆市水文地质勘察报告》（石油管理局）， $K_{\text{承压水}}=25\text{m/d}$ ， $K_{\text{潜水}}=5\text{m/d}$ ，根据区域等水位线与距离计算确定  $I_{\text{承压水}}=0.0004$ ， $I_{\text{潜水}}=0.0003$ ， $n_{e\text{承压水}}=0.3$ ， $n_{e\text{潜水}}=0.34$ 。

本项目区域承压水层下游迁移距离为  $L_{\text{承压水}}=2 \times 25 \times 0.0004 \times 5000 / 0.3 = 333.33\text{m}$ ；区域潜水层下游迁移距离为  $L_{\text{潜水}}=2 \times 5 \times 0.0003 \times 5000 / 0.34 = 44.12\text{m}$ 。

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 333m、两侧及上游不小于 175m 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 447m。

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 250m、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 50km<sup>2</sup>。地下水评价范围见附图 5-3。

## 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。

本项目主要噪声源主要为生产运营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，运营期噪声源强度不高，周围居民受影响人口数量增加不多，敏感目标噪声级增高量在 5dB(A) 以下，且项目所处的声环境功能区为 2 类地区，项目周边村屯所处的声环境功能区为 1 类地区，因此，声环境评价等级为二级。

### 2.6.4.2 评价范围

本项目是以固定声源为主的建设项目，声环境评价等级为二级，根据《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2021)中要求，一级评价的要求一般以建设项目边界向外 200m 为评价范围，二级评价范围可根据建设项目所在区域和相邻区域的声环境功能区类别及敏感目标等实际情况适当缩小，且经后续预测分析，项目声源计算得到的贡献值到 200 m 处可以满足《声环境质量标准》中的二级标准，因此，本项目声环境影响评价范围为拟建井场、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 5-2。

## 2.6.5 生态环境

### 2.6.5.1 评价等级

本项目新增永久占地 3.254hm<sup>2</sup>，新增临时占地 4.46hm<sup>2</sup>，新增总占地面积 7.714hm<sup>2</sup> (0.07714km<sup>2</sup>)，占地面积小于 20km<sup>2</sup>，本项目占地类型为耕地(永久基本农田)和草地

(一般草地)，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 1 处沼泽地类型的一般湿地（湿地图斑标识码分别为 230621211000030316），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。

本项目生态环境影响评价工作等级判定见表 2.6-13。

表 2.6-13 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 <sup>2</sup> 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 0.07714km <sup>2</sup> ，小于 20km <sup>2</sup> 。土壤评价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 151.3hm<sup>2</sup>。生态环境评价范围见附图 5-2。

### 2.6.6 土壤环境

#### 2.6.6.1 评价等级

##### （1）土壤环境影响评价项目类别

根据 2025 年 8 月 17 日对项目区域土壤监测结果，区域土壤 pH 值在 7.78~8.23 之间，土壤含盐量在 0.5~0.8g/kg 之间，对照《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中附录 D，本项目区域属于非土壤盐化、酸化和碱化地区，本项目按照土壤污染影响型开展土壤评价。

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）要求，建设项目按照站场和内部集输管道分别判断行业分类。本项目涉及新建采油井场、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 2.6-14。

表 2.6-14 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 2.6-15。

表 2.6-15 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 2.36hm<sup>2</sup>，小于 5hm<sup>2</sup>，占地面积属于“小型”规模，敏感程度为“敏感”，项目类别为“I类”，因此井场及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。本项目新建井场集油管线 0.06km，集油管线项目类别为“II类”，环境敏感程度均为“敏感”，新建管线不新增永久占地，集油管线占地规模 5~50hm<sup>2</sup>，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 5-2。

#### 2.6.7 环境风险

##### 2.6.7.1 评价等级

##### (1) 风险潜势初判

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

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

式中：q<sub>1</sub>，q<sub>2</sub>，…，q<sub>n</sub>——每种危险物质的最大存在总量，t；

Q<sub>1</sub>，Q<sub>2</sub>，…，Q<sub>n</sub>——每种危险物质的临界量，t；

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

表 2.6-16 施工期危险物质数量与临界量的比值

序号	危险物质	CAS 号	最大存在总量 $q_n$ (t)	临界量 $Q_n$ (t)	物质 Q 值
1	柴油	/	50.1	2500	0.02
2	原油 (石油)	/	13.05	2500	0.005
3	天然气 (甲烷)	74-82-8	0.021	10	0.0021
项目 $Q = \sum q_n / Q_n$					0.0271

表 2.6-17 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	3 号拉油点	原油 (石油)	/	62.64	2500	0.025
		天然气 (甲烷)	74-82-8	0.099	10	0.0099
2	2 号拉油点	原油 (石油)	/	20.88	2500	0.008
		天然气 (甲烷)	74-82-8	0.033	10	0.0033
3	1 号拉油点	原油 (石油)	/	20.88	2500	0.008
		天然气 (甲烷)	74-82-8	0.033	10	0.0033
4	集油管线	原油 (石油)	/	0.023	2500	0.00001
		天然气 (甲烷)	74-82-8	0.00003	10	0.000003
项目 $Q = \sum q_n / Q_n$						0.0575

## (2) 评价等级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)中关于环境风险评价工作等级的划分,具体见表 2.6-18,本项目风险潜势为 I,应进行简单分析。

表 2.6-18 环境风险评价工作等级

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

<sup>a</sup>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 2.6-19,各环境要素评价范围图见附图 5-1~附图 5-3。

表 2.6- 19 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 80km <sup>2</sup>
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		中心西干渠、中心东四支渠、西大海
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 250m、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 50km <sup>2</sup>
	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 151.3hm <sup>2</sup> 。
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

本项目位于大庆市肇州县朝阳沟镇境内, 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、基本草原、自然公园、重要湿地、天然林、重点保护野生动物栖息地、重点保护野生植物生长繁殖地、重要水生生物的自然产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场、沙化土地封禁保护区、封闭及半封闭海域、文物保护单位等环境敏感区。

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, 声环境保护目标见表 2.7-3, 土壤环境保护目标见表 2.7-4, 环境风险保护目标见表 2.7-5, 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					
小欧力马屯	125.18909	45.57461	居民	约 30 户, 150 人	二类	3#平台东北	1500
立功村	125.19969	45.56472	居民	约 30 户, 150 人	二类	3#平台东	2000
腰欧力马屯	125.18685	45.56647	居民	约 35 户, 175 人	二类	3#平台东	850
华南屯	125.16807	45.58643	居民	约 10 户, 50 人	二类	源212-扶平4北	2100

李彦和屯	125.16710	45.58629	居民	约 20 户, 100 人	二类	源212-扶平4北	2000
王家粉坊屯	125.16543	45.57953	居民	约 20 户, 100 人	二类	源212-扶平4北	1200
后欧力马屯	125.17016	45.56740	居民	约 35 户, 175 人	二类	3#平台西北	250
对青岗子屯	125.18978	45.55325	居民	约 40 户, 200 人	二类	3#平台东南	1600
蒙古屯	125.17176	45.54309	居民	约 45 户, 225 人	二类	源斜2401东北	2000
王家园子屯	125.16079	45.55614	师生	约 35 户, 175 人	二类	源212-扶平4南	1000
大何家窝棚屯	125.15393	45.55259	居民	约 20 户, 100 人	二类	源212-扶平4西南	1600
和平乡	125.13898	45.55421	居民	约 80 户, 400 人	二类	源212-扶平3西南	1500
赵家围子屯	125.13150	45.57211	居民	约 50 户, 150 人	二类	源212-扶平3西	1400
吴家围子屯	125.14108	45.58790	居民	约 20 户, 100 人	二类	源212-扶平3西北	1900
张家围子屯	125.13352	45.57830	居民	约 45 户, 140 人	二类	源212-扶平3西北	1600
孙家围子屯	125.12213	45.57925	居民	约 30 户, 110 人	二类	源212-扶平3西北	2400
四方山屯	125.13263	45.52261	居民	约 45 户, 225 人	二类	源斜2401西南	700
小东屯	125.13964	45.51234	居民	约 20 户, 100 人	二类	源斜2401南	2200
奎中里屯	125.15628	45.51654	居民	约 20 户, 100 人	二类	源斜2401东南	1800
东兴村	125.12502	45.51027	居民	约 40 户, 200 人	二类	源斜2401西南	2600
迟家屯	125.11600	45.51243	居民	约 20 户, 100 人	二类	源斜2401西南	3000
肇源镇	125.07873	45.51809	居民	约 600 户, 3000 人	二类	源1011东	900
大姚屯	125.05029	45.51362	居民	约 20 户, 100 人	二类	源1011东	300

科技屯	125.07821	45.50293	居民	约 30 户, 110 人	二类	源1011东南	2600
东小山屯	125.07029	45.49834	居民	约 30 户, 110 人	二类	源1011东南	2200
协力屯	125.03487	45.50611	居民	约 45 户, 225 人	二类	源1011西南	800
友谊村	125.04167	45.50696	居民	约 45 户, 225 人	二类	源1011西南	400
刘兽医屯	125.04265	45.51045	居民	约 45 户, 225 人	二类	源1011西	140
大三马架屯	125.01863	45.50895	居民	约 45 户, 225 人	二类	源1011西	1600
黑岗子屯	125.02487	45.51861	居民	约 30 户, 110 人	二类	源1011西北	1600
前永利村	125.0079	45.52389	居民	约 80 户, 400 人	二类	源1011西北	2300
代龙村	125.03089	45.53619	居民	约 60 户, 300 人	二类	源1011北	2600
刘喜屯	125.04286	45.53492	居民	约 20 户, 100 人	二类	源1011北	2400

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	小欧力马屯	约 30 户, 150 人	3#平台东北1500m
		立功村	约 30 户, 150 人	3#平台东2000m
		腰欧力马屯	约 35 户, 175 人	3#平台东850m
		华南屯	约 10 户, 50 人	源212-扶平4北2100m
		李彦和屯	约 20 户, 100 人	源212-扶平4北2000m
		王家粉坊屯	约 20 户, 100 人	源212-扶平4北1200
		后欧力马屯	约 35 户, 175 人	3#平台西北250m
		对青岗子屯	约 40 户, 200 人	3#平台东南1600m
		蒙古屯	约 45 户, 225 人	源斜2401东北2000m
		王家园子屯	约 35 户, 175 人	源212-扶平4南1000m
		大何家窝棚屯	约 20 户, 100 人	源212-扶平4西南1600
		和平乡	约 80 户, 400 人	源212-扶平3西南1500
		赵家围子屯	约 50 户, 150 人	源212-扶平3西1400m

		吴家围子屯	约 20 户, 100 人	源212-扶平3西北1900m
		张家围子屯	约 45 户, 140 人	源212-扶平3西北1600m
		孙家围子屯	约 30 户, 110 人	源212-扶平3西北2400m
		四方山屯	约 45 户, 225 人	源斜2401西南700m
		小东屯	约 20 户, 100 人	源斜2401南2200m
		奎中里屯	约 20 户, 100 人	源斜2401东南1800m
		东兴村	约 40 户, 200 人	源斜2401西南2600m
		迟家屯	约 20 户, 100 人	源斜2401西南3000m
		肇源镇	约 600 户, 3000 人	源1011东900m
		大姚屯	约 20 户, 100 人	源1011东300m
		科技屯	约 30 户, 110 人	源1011东南2600m
		东小山屯	约 30 户, 110 人	源1011东南2200m
		协力村	约 45 户, 225 人	源1011西南800m
		友谊村	约 45 户, 225 人	源1011西南400m
		刘兽医屯	约 45 户, 225 人	源1011西140m
		大三马架屯	约 45 户, 225 人	源1011西1600m
		黑岗子屯	约 30 户, 110 人	源1011西北1600m
		前永利村	约 80 户, 400 人	源1011西北2300m
		代龙村	约 60 户, 300 人	源1011北2600m
		刘喜屯	约 20 户, 100 人	源1011北2400m
		地表水	中心东四支渠	排涝渠
中心西干渠	排涝渠		源斜 2401 井场东侧 200m	
西大海	微咸水湖, 面积约为 23.13km <sup>2</sup>		源 1011 北侧 250m	
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 2.7-3 声环境保护目标调查表

序号	声环境保护目标名称	空间相对位置/m			距厂界最近距离/m	方位	执行标准/功能区类别	声环境保护目标情况说明
		X	Y	Z				
1	刘兽医屯	-140	0	1.2	140	源 1011 西	《声环境质量标准》	约 45 户, 225 人, 单层砖混结构, 朝南, 四周

						(GB3096-2008) 中 1 类标准	为耕地、草地
--	--	--	--	--	--	--------------------------	--------

表 2.7- 4 土壤环境保护目标表

环境要素	名称	保护对象	保护内容 (人)	环境功能区	参考工程内容	相对方位	相对距离 (m)
土壤	后欧力马屯	居民	约 35 户, 175 人	《土壤环境质量 建设用地土壤污 染风险管控标准 (试行)》(GB 36600-2018)	3#平台	N W	250
	四方山屯		约 45 户, 225 人		源斜 2401 井场	S W	700
	肇源镇		约 600 户, 3000 人		源 1011 井场	E	900
	大姚屯		约 20 户, 100 人		源 1011 井场	E	300
	腰欧力马屯		约 35 户, 175 人		3#平台	E	850
	协力屯		约 45 户, 225 人		源 1011 井场	S W	800
	友谊村		约 45 户, 225 人		源 1011 井场	S W	400
	刘兽医屯		约 45 户, 225 人		源 1011 井场	W	140
	周边农田	农田、草 地	/	《土壤环境质量 农用地土壤污 染风险管控标准 (试行)》(GB 15618-2018)	井场	/	0

表 2.7- 5 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	中心东四支渠	源斜 2401 井场 东侧 200m	排涝渠	保护地表水环境质量现状
	西大海	源 1011 井场北 侧 240m	微咸水湖, 面积约为 23.13km <sup>2</sup>	
	中心西干渠	源 1011 井场南 侧 360m	排涝渠	
地下水环境	吴家围子屯 分散式水源 井	源 212-扶平 3 东 北 1900m	承压水井 1 口, 井深 70m, 供本村 100 人饮用, 其余分 散式水井约 15 口, 井深 15~25m 左右, 用于喂养牲 畜及灌溉	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017) III 类, 石 油类参考执行《地表水环境质量 标准》(GB3838-2002) 表 1 中 的 II 类标准限值要求
	张家围子分 散式水源井	源 212-扶平 3 西 北 1600m	承压水井 1 口, 井深 65m, 供本村 140 人饮用, 其余分 散式水井约 30 口, 井深 15~25m 左右, 用于喂养牲	

		畜及灌溉
赵家围子分散式水源井	源 212-扶平 3 西 1800m	承压水井 2 口, 井深 65m, 供本村 150 人饮用, 其余分散式水井约 30 口, 井深 15~25m 左右, 用于喂养牲畜及灌溉
王家粉坊分散式水源井	源 212-扶平 3 东 北 1000m	承压水井 1 口, 井深 65m, 供本村 100 人饮用, 其余分散式水井约 18 口, 井深 15~25m 左右, 用于喂养牲畜及灌溉
小欧力马屯分散式水源井	3#平台东北 1400m	承压水井 1 口, 井深 65m, 供本村 150 人饮用, 其余分散式水井约 30 口, 井深 15~25m 左右, 用于喂养牲畜及灌溉
后欧力马屯分散式水源井	3#平台北 500m	承压水井 2 口, 井深 60~110m, 供本村 175 人饮用, 其余分散式水井约 30 口, 井深 15~25m 左右, 用于喂养牲畜及灌溉
腰欧力马屯分散式水源井	3#平台东北 1250m	承压水井 1 口, 井深 65m, 供本村 175 人饮用, 其余分散式水井约 35 口, 井深 15~25m 左右, 用于喂养牲畜及灌溉
王家园子屯分散式水源井	3#平台西南 1200m	承压水井 2 口, 井深 60~100m, 供本村 150 人饮用, 其余分散式水井约 28 口, 井深 15~25m 左右, 用于喂养牲畜及灌溉
大何家窝棚分散式水源井	源 212-扶平 3 南 1800m	承压水井 1 口, 井深 70m, 供本村 100 人饮用, 其余分散式水井约 18 口, 井深 15~25m 左右, 用于喂养牲畜及灌溉
蒙古屯	源斜 2401 东北 1900m	承压水井 2 口, 井深 60~110m, 供本村 225 人饮用, 其余分散式水井约 18 口, 井深 15~25m 左右, 用于喂养牲畜及灌溉
和平乡分散式水源井	源 212-扶平 3 西 南 2400m	承压水井 2 口, 井深 60~110m, 供本村 400 人饮用, 其余分散式水井约 56 口,

			井深 15~25m 左右, 用于喂 养牲畜及灌溉	
	对青岗子屯 分散式水源 井	3#平台东南 1800m	承压水井 2 口, 井深 60~ 110m, 供本村 200 人饮用, 其余分散式水井约 35 口, 井深 15~25m 左右, 用于喂 养牲畜及灌溉	
	四方山屯分 散式水源井	源斜 2401 西南 2100m	承压水井 2 口, 井深 60~ 110m, 供本村 225 人饮用, 其余分散式水井约 40 口, 井深 15~25m 左右, 用于喂 养牲畜及灌溉	
	奎中里屯分 散式水源井	源斜 2401 东南 1900m	承压水井 1 口, 井深 65m, 供本村 100 人饮用, 其余分 散式水井约 15 口, 井深 15~25m 左右, 用于喂养牲 畜及灌溉	
	肇源镇饮用 水井	最近水源井位于 源 1011 井场北 侧 3800m	取水层承压水含水层, 为肇 源镇及周边居民提供生活 饮用水, 供水人数约 2~3 万人。村屯内还有少量水井 用于喂养牲畜、灌溉。	
	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 4.46hm <sup>2</sup> 。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。
生态环 境	沼泽地 230622211000087145	源 1011 井场东 北 930m	一般湿地, 面积 9.8839hm <sup>2</sup>	保障湿地的水文调节、水质净化 等生态服务功能正常发挥, 使其 能在保护生物多样性等方面持 续发挥作用
	沼泽地 230622211000087564	源 1011 井场西 北 350m	一般湿地, 面积 3.9547hm <sup>2</sup>	
	沼泽地 230622211000094779	源斜 2401 西北 500m	一般湿地, 面积 1.1253hm <sup>2</sup>	
	沼泽地 230622211000094780	源斜 2401 西北 230m	一般湿地, 面积 1.8572hm <sup>2</sup>	
	沼泽地 230622211000095057	源斜 2401 西北 780m	一般湿地, 面积 0.7632hm <sup>2</sup>	
	沼泽地 230622211000096083	源斜 2401 东北 800m	一般湿地, 面积 0.5hm <sup>2</sup>	
	沼泽地 230622211000098103	源斜 2401 西北 980m	一般湿地, 面积 0.2617hm <sup>2</sup>	
	沼泽地 230622211000098110	源斜 2401 西北 950m	一般湿地, 面积 0.1786hm <sup>2</sup>	

### 3 建设项目工程分析

#### 3.1 区块开发情况回顾分析

##### 3.1.1 现有区块开发情况

###### (1) 现有区块开发历程

朝 1-朝气 3 区块地理上处于松嫩平原中部，位于黑龙江省大庆市肇州县境内，区块东部为朝阳沟油田，西部为头台油田，北部为肇州油田，区内地势平坦（地面海拔在 125~142m 之间）。朝 1-朝气 3 区块进行过 2 次产能开发。

2007 年 10 月，编制了《大庆油田有限责任公司采油十厂肇源油田 212 区块产能建设工程环境影响报告书》，于 2007 年 11 月 19 日由大庆市生态环境局进行了批复，批复文号为庆环审(2007)47 号，并于 2011 年 8 月 11 日完成了验收，文号为庆环验(2011)101 号。朝 1-朝气 3 区块于 2008 年 12 月份投产，共基建油水井 161 口，其中油井 105 口，水井 56 口，新建松二联合站，新建 7 座集油阀组间，新建松二注水站 1 座，新建松二地下水深度处理站 1 座，新建多井配水间 6 座，配套新建集油掺水、注水管道 97.5km，新修各类道路 84.1km。建成产能为  $6.3 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

根据现场调查，由于朝 1-朝气 3 区块产能降低，实施转产，自 2012 年 5 月起，现有区块油井 105 口，水井 56 口中，其中 60 口油井、56 口水井停产实施临时性封井，朝 1-朝气 3 区块配套建设的所有站、间、管道等全部关停。根据现场调查，截至 2022 年 10 月，朝 1-朝气 3 区块配套建设的松二联合站（脱水站、注水站、地下水深度处理站）、7 座集油阀组间、6 座多井配水间、集油管道、注水管道等全部关停，临时性封井的 60 口油井已彻底封井，并拆除采油设备，56 口水井彻底封井。

截至 2022 年 10 月，有 45 口油井运行，其中 40 口油井采用提捞生产、罐车运输，5 口油井采用机采单井罐生产、罐车运输，根据生产统计报表，5 口机采单井罐生产油井的共计产液量为 4.5m<sup>3</sup>/d，产油量 1.8t/d；提捞生产井中有 30 口的提捞频次为每 10 天提捞一次，有 10 口的提捞频次为每 30 天提捞一次，合计 40 口提捞井每月产液 187m<sup>3</sup>，每月产油量 168.3t，朝 1-朝气 3 区块现有 45 口生产油井合计产油量约为  $0.27 \times 10^4 \text{t/a}$ 。项目区块范围详见附图 4。

2022 年 10 月，编制了《肇源油田朝 1-朝气 3 区块扶余油层提产试验区区块钻井工程环境影响报告书》，于 2022 年 1 月 30 日由大庆市生态环境局进行了批复，批复文号为庆环建字[2022]30 号，新钻 11 口油井，分布在 2 座平台井场，新钻钻井度为 1849m~1863m，钻井总进尺为 20493m。2022 年 10 月，编制了《肇源油田朝 1-朝气 3 区块扶

余油层 2022 年产能建设地面工程项目环境影响报告书》，于 2022 年 12 月 22 日由大庆市生态环境局进行了批复，批复文号为庆环建字[2022]197 号，基建油井 11 口（共形成 2 座丛式平台井），11 口油井均进行压裂后投产，新建 2 座拉油点（拉油点与丛式平台合建），新建拉油点砂石路 1km，配套建设管道工程、配电工程、数字化工程等，建成后产能  $0.95 \times 10^4 \text{t/a}$ ，对第十采油厂的 2 座含油污泥暂存池进行防雨棚改造，并在第一油矿 1# 含油污泥暂存池北侧新建 1 座  $2625 \text{m}^3$  应急事故池与初期雨水池。以上 2 个项目于 2025 年 7 月完成竣工环保验收。

综上，现有 212 区块共有 56 口油井运行，合计产能约  $1.22 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

### （2）现有工程主要内容

朝 1-朝气 3 区块地理上处于松嫩平原中部，位于黑龙江省大庆市肇州县境内，本次研究区域含油面积  $3.2 \text{km}^2$ ，地质储量  $63.33 \times 10^4 \text{t}$ 。现有工程的主要内容见表 3.1-1。

表 3.1-1 现有工程的主要内容汇总表

工程类别	现有工程组成	建设内容及规模
主体工程	井场	朝 1-朝气 3 区块共有运行的油井 56 口，年产油 $1.22 \times 10^4 \text{t}$ 。
	油气处理工程	朝 1-朝气 3 区块内无运行油田场站，区块内油井产液处理依托区块外朝二联合站。
辅助工程	集输管线	源 212 区块内油井均采用提捞与拉油工艺。
公用工程	供水系统	现有区块内无运营场站，无生活用水；运营期油水井作业用水、洗井用水、回注水来源为朝二联含油污水处理站的深度处理水水质为含油量 $\leq 5 \text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5 \text{mg/L}$ 、悬浮物颗粒直径中值 $\leq 1 \mu \text{m}$ ，作业用水量约 $156.86 \text{m}^3/\text{a}$ ，洗井用水量约 $17034.32 \text{m}^3/\text{a}$ 。
	排水系统	现有区块油田采出水量为 $1.67 \times 10^4 \text{t/a}$ ，油井作业（修井）产生的作业污水共计约 $148.96 \text{m}^3/\text{a}$ ，洗井产生的洗井污水共计约 $16182.6 \text{m}^3/\text{a}$ ，油田采出水、油井作业污水、洗井污水进入朝二联含油污水处理站处理达标后回注油层。
	供热系统	现有区块无运营场站。
	供电系统	现有区块内主要由松二变电站进行供电，电力供应依托油田已建电网。
环保工程	废气处理工程	现有区块内采出液依托区块周边的朝二联转油脱水站处理，站内加热炉采用清洁能源天然气作为燃料，并采用低氮燃烧器，加热炉燃烧产生的废气均经不低于 8m 的烟囱高空排放。 现有工程在油气集输过程采取了全密闭工艺流程，油井井口均安装了密封垫、管线均埋地敷设、依托场站内各关键接口法兰均进行了密闭处理，有效的控制了无组织气体的挥发。
	废水处理工程	现有区块油田采出水、油水井作业污水、洗井污水最终由朝二联含油污水处理站处理达标后回注油层。

	噪声防治工程	现有区块内噪声源主要来自抽油机。抽油机电机等发声设备选用了低噪声设备，定期对进场设备进行维护和保养。
	固体废物收集处理处置工程	现有区块内油水井在进行作业过程中产生的油污泥由罐车拉运至朝一联合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，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。 现有区块内油水井作业产生的含油废防渗布委托有资质单位处置。
	环境风险防控工程	大庆油田有限责任公司第十采油厂已建立较完善的应急预案体系，综合性预案为《突发事件综合（总体）应急预案》，还针对不同的事故分别编制了《环境突发事件专项应急预案》、《生产场所泄漏、火灾、爆炸突发事件专项应急预案》、《输油气管道突发事件专项应急预案》、《注水系统突发事件专项应急预案》等专项应急预案，并定期开展了应急演练。
退役工程	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。
	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临时防渗旱厕内，施工结束后拉运至第十采油厂厂区污水泵房，经地下管网输至第十采油厂厂区生活污水处理站处理达标后排入牛毛沟。
	噪声治理措施	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。
	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第十采油厂物资库。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肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理。

### （3）现有区块环评及验收手续

现有工程环评及验收情况见表 3.1-2。

表 3.1-2 现有工程环评及验收情况调查表

项目名称	环评批复	验收情况
《大庆油田有限责任公司采油十厂肇源油田 212 区块产能建设工程环境影响报告书》	庆环建字【2007】47 号	庆环验【2011】101 号
《肇源油田朝 1-朝气 3 区块扶余油层提产试验区钻井工程环境影响报告书》	庆环审【2022】30 号	2025 年 8 月完成自主验收
《肇源油田朝 1-朝气 3 区块扶余油层 2022 年产能建设地面工程项目环境影响报告书》	庆环审【2022】197 号	



图 3.1- 1 朝 1-朝气 3 区块内井场及依托场站建设情况

#### (4) 现有区块排污许可执行情况

目前,大庆油田有限责任公司第十采油厂已于 2024 年 12 月 24 日完成排污许可登记,登记编号为 91230607716675409L008X,本项目依托场站排放的相关污染物已完成登记。

### 3.1.2 现有工程污染防治设施运行和排放情况

#### (1) 废气

##### 1) 非甲烷总烃

现有工程排放的非甲烷总烃主要为区块内井场、集输管线及场站在运行过程中无组

织挥发的非甲烷总烃，根据建设单位提供资料，朝 1-朝气 3 区块目前产油约  $1.22 \times 10^4 \text{t/a}$ 。根据《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南（试行）》中石油化工业天然原油和天然气开采，石油开采挥发性有机物产生系数  $1.4175 \text{g/kg}$  原油，则现有区块非甲烷总烃挥发量为  $17.29 \text{t/a}$ 。

现有工程在油气集输过程采取了全密闭工艺流程，油井井口均安装了密封垫、管线均埋地敷设、依托场站内各关键接口法兰均进行了密闭处理，有效的控制了无组织气体的挥发，根据《肇源油田朝 1-朝气 3 区块扶余油层 2022 年产能建设工程竣工环境保护验收调查报告》中对区域内已建井场的监测结果（见附件 8，检测时间为 2025 年 4 月），现有区块内井场排放的非甲烷总烃边界能够满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求。根据对区块周边依托场站的监测结果可知，依托场站排放的非甲烷总烃厂界能够满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求，场站内非甲烷总烃能够满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求。

## 2) 加热炉烟气

区块内多功能储油罐采用电加热，油井采出液依托周边已建的朝二联转油脱水站处理，朝二联转油脱水站内加热炉运行会产生加热炉烟气。朝二联转油脱水站加热炉使用清洁燃料天然气，并采用低氮燃烧器。本次对依托场站加热炉进行了监测（见附件 7），排放浓度统计结果见表 3.1- 3。

表 3.1- 3 现有区块内依托场站加热炉污染物排放浓度统计表

场站名称	颗粒物排放浓度 ( $\text{mg}/\text{m}^3$ )		$\text{NO}_x$ 排放浓度 ( $\text{mg}/\text{m}^3$ )		$\text{SO}_2$ 排放浓度 ( $\text{mg}/\text{m}^3$ )	
	最大	平均	最大	平均	最大	平均
朝二联转油脱水站	9.4	8.68	78	73	9	6.83

由以上统计可知，依托的朝二联转油脱水站内加热炉废气的排放能够达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 中新建燃气锅炉标准限值。

根据统计数据，朝二联转油脱水站共消耗天然气  $99.36 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ 。依据《关于发布〈排放源统计调查产排污核算方法和系数手册〉的公告》（公告 2021 年第 24 号），《工业源产排污核算方法和系数手册》中“4430 工业锅炉（热力生产和供应行业）产污系数表一燃气工业锅炉”，本次评价废气量按照燃烧  $1 \text{Nm}^3$  天然气约产生  $10.7753 \text{Nm}^3$  的烟气计算，则现有工程加热炉废气产生量为  $1070.59 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ 。加热炉烟气污染物浓度取加热炉燃烧废气污染物浓度监测的最大值计算，现有加热炉污染物排放量统计结果见表 3.1- 4。

表 3.1-4 现有区块依托场站加热炉污染物排放量统计表

场站名称	排气筒高度(m)	天然气用量(万m <sup>3</sup> /h)	年运行时间(h)	站内加热炉总烟量(万Nm <sup>3</sup> /a)	污染物排放情况(t/a)		
					颗粒物	NO <sub>x</sub>	SO <sub>2</sub>
朝二联转油脱水站	8	113.42	8760	1070.59	0.1	0.835	0.096

由以上分析可知，现有区块周边依托场站加热炉排放的烟气中颗粒物排放量为0.1t/a，NO<sub>x</sub>排放量为0.835t/a，SO<sub>2</sub>排放量为0.096t/a。

### (2) 废水

现有区块产能 $1.22 \times 10^4$ t/a，现有区块油田采出水量为 $1.67 \times 10^4$ t/a，油水井作业（修井）产生的作业污水共计约148.96m<sup>3</sup>/a；现有区块水井洗井产生的洗井污水共计约16182.6m<sup>3</sup>/a。现有区块油田采出水、油水井作业污水、洗井污水最终均由朝二联含油污水处理站处理达标后回注油层，不外排。根据本次对朝二联含油污水处理站的监测结果（见附件7）可知，朝二联含油污水处理站处理后的含油污水含油量为0.97-1.28mg/L，悬浮固体含量为1mg/L，悬浮物颗粒直径中值为1μm，满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求。

### (3) 噪声

现有区块内噪声源主要来自抽油机，抽油机噪声源强为65~80dB(A)，为连续稳态声源，场站噪声主要为各类机泵噪声，源强约在80~85dB(A)之间。抽油机电机等发声设备选用了低噪声设备，定期对进场设备进行维护和保养。根据本次对区块内已建源212-平2井场及场站的监测数据（见附件7）可知，区块内已建源212-平2井场厂界昼间噪声在49.4~50.8dB(A)之间、夜间噪声在48.4~49.8dB(A)之间；现有场站朝二联卸油点厂界昼间噪声在45.1~58.8dB(A)之间、夜间噪声在41.7~44.8dB(A)之间；朝一联合站厂界昼间噪声在45.5~49.2dB(A)之间、夜间噪声在41.5~45.3dB(A)之间；朝二联合站厂界昼间噪声在45.5~48.6dB(A)之间、夜间噪声在41.3~44.6dB(A)之间；均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准。

### (4) 固体废物

现有区块内油水井在进行作业过程中产生的含油污泥量约0.37t/a，区块内无运营场站，不涉及清淤，不产生清淤含油污泥，含油污泥由罐车拉运至朝一联含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆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，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。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，含油废防渗布共产生 0.98t/a，含油废防渗布由建设单位收集后暂存于第十采油厂综合固废储存库，定期委托有资质单位大庆顺和环保科技有限公司处理。

现有工程污染物产排污情况汇总表见表 3.1- 5。

表 3.1- 5 现有工程污染物产排污情况汇总表

类别	污染物	产生量	削减量/固废处置量	排放量
废气	非甲烷总烃	17.29t/a	0	17.29t/a
	颗粒物	0.1t/a	0	0.1t/a
	SO <sub>2</sub>	0.096t/a	0	0.096t/a
	NO <sub>x</sub>	0.835t/a	0	0.835t/a
废水	油田采出水	1.67×10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /a	1.67×10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /a	0
	作业污水	148.96m <sup>3</sup> /a	148.96m <sup>3</sup> /a	0
	洗井污水	16182.6m <sup>3</sup> /a	16182.6m <sup>3</sup> /a	0
固废	作业含油污泥	0.37t/a	0.37t/a	0
	含油废防渗布	0.98t/a	0.98t/a	0

### 3.1.3 滚动开发区块回顾性分析

#### (1) 地下水及土壤防护措施及效果

现有工程油水井井场地面已进行平整夯实，防渗性能满足《环境影响评价技术导则地下水环境》简单防渗区防渗要求。

根据本项目对区块内的地下水井监测结果显示，现有区块内地下水水质除潜水中锰外均满足《地下水质量标准》（GB/T 148488-2017）中的III类标准要求，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）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<sup>2+</sup>在CO<sub>2</sub>作用下溶入地下水中，形成锰浓度偏高的水文地质化学环境。说明在采取地下水防护措施后现有工程对区域地下水无明显影响。

根据《肇源油田朝 1-朝气 3 区块扶余油层 2022 年产能建设工程竣工环境保护验收调查报告》（2025 年）中对 1#平台占地范围内、外的土壤监测结果，监测报告编号：BSJC-250422-0951，监测单位：博思百睿检测评价技术服务有限公司，监测时间 2025 年 4 月 26 日，根据监测结果，井场永久占地内土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值标准，占地外农用地土壤满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）

基本项目筛选值标准，现有工程在运行阶段未对区域土壤产生明显影响。

## （2）生态环境保护措施及效果

为保护区域生态环境，大庆油田有限责任公司第十采油厂在钻井工程时采取了生态保护措施保护区域内耕地、草地生态系统。例如严格控制了井场的临时及永久占地，井场钻井工程施工结束后及时对临时占地进行了生态恢复，最大力度降低了油田开发对区域耕地及草地生态系统的影响。并严格控制了该区域油田作业范围，严格运营期管理，减小了对区域生态系统的扰动，保证了不因油田开发活动加重生态系统的退化、沙化、盐碱化等。针对区块内水土流失重点治理区与水土流失重点预防区，大庆油田有限责任公司第十采油厂采取了井场平整、压实，开挖土方已合理利用填埋，施工期间未对占地外的地表植被造成碾压和破坏；在油田道路地势较低，容易汇水形成径流冲刷的路段，设置了钢筋砼板涵，保证了道路两侧洪沟的畅通；生产期已严格作好道路泄洪桥涵洞的疏通、维修工作，保证了各类设施的泄洪能力；管道工程施工期间，划定了施工活动范围，车辆均采用“一”字型作业法，严格避免开辟新路，管沟挖、填方作业做到了互补平衡，未造成弃土方堆积和过多借土，未增加新的水土流失，管沟回填阶段均按层回填，回填后予以平整、压实，施工期间对开发建设施工材料划定了适宜的堆料场，未破坏占地外的植被，未增加裸地面积而新增的水土流失。

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

### 3.1.4 现有工程存在的环境问题

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

区块周边依托场站加热炉排放的废气能够达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表2中新建燃气锅炉标准限值；现有站场原油集输均采用密闭集输管线、装置，场站内各关键接口法兰均进行了密闭处理，可有效控制烃类物质的排放，目前现有井场、场站厂界非甲烷总烃浓度能够满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9中规定要求，场站排放的VOCs（以非甲烷总烃计）厂区内能够满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）附录A中VOCs无组织排放限值要求。由监测结果可知，现有井场及场站厂界满足《工业企业厂界环境

噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准。油田产生的含油污水经朝二联含油污水处理站处理后全部回注，出水水质指标能够达到《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求，均不外排；作业产生的落地油委托大庆博昕晶化科技有限公司处理，处理后的泥渣满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）表1中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路。

大庆油田有限责任公司第十采油厂已于2024年12月24日完成排污许可登记，登记编号为91230607716675409L008X，本项目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，大庆油田有限责任公司第十采油厂在钻井工程时采取了生态保护措施保护区域内耕地、草地生态系统。例如严格控制了井场的临时及永久占地，井场钻井工程施工结束后及时对临时占地进行了生态恢复，最大力度降低了油田开发对区域耕地及草地生态系统的影响。并严格控制了该区域油田作业范围，严格运营期管理，减小了对区域生态系统的扰动，保证了不因油田开发活动加重生态系统的退化、沙化、盐碱化等。针对区块内水土流失重点治理区与水土流失重点预防区，大庆油田有限责任公司第十采油厂采取了井场平整、压实，开挖土方已合理利用填埋，施工期间未对占地外的地表植被造成碾压和破坏；在油田道路地势较低，容易汇水形成径流冲刷的路段，设置了钢筋砼板涵，保证了道路两侧洪沟的畅通；生产期已严格作好道路泄洪桥涵洞的疏通、维修工作，保证了各类设施的泄洪能力；管道工程施工期间，划定了施工活动范围，车辆均采用“一”字型作业法，严格避免开辟新路，管沟挖、填方作业做到了互补平衡，未造成弃土方堆积和过多借土，未增加新的水土流失，管沟回填阶段均按层回填，回填后予以平整、压实，施工期间对开发建设施工材料划定了适宜的堆料场，未破坏占地外的植被，未增加裸地面积而新增的水土流失。

原有工程严格实施HSE环境管理体系，大庆油田有限责任公司第十采油厂逐级落实岗位责任制；各工区小队或联合站设专职环保员一名，相应采油工区队长及联合站站长为HSE管理体系的第一负责人，对单位日常生产过程中的相关环境工作进行管理。

环境风险相关措施：经调查，大庆油田有限责任公司第十采油厂朝1-朝气3区块未发生过环境风险事故。大庆油田有限责任公司第十采油厂已建立较完善的应急预案体系，综合性预案为《突发事件综合（总体）应急预案》，还针对不同的事故分别编制了《环境突发事件专项应急预案》、《生产场所泄漏、火灾、爆炸突发事件专项应急预案》、《输油气管道突发事件专项应急预案》、《注水系统突发事件专项应急预案》等专项应急预案并定期开展应急演练，《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。建议增加事故应急监测及事故评估等规定内容并定期演习，避免重大污染事故的发生。

根据以上分析及现场勘查，现有区块内未发现环境问题。

### 3.2 建设项目概况

项目名称：朝阳沟油田朝 1-朝气 3 区块扶余油层零散补充调整产能建设地面工程项目；

建设单位：大庆油田有限责任公司第十采油厂；

建设性质：改扩建；

建设地点：大庆市肇州县朝阳沟镇境内；

投资规模：13156 万元人民币，其中环保投资 87.82 万元，环保投资占总投资的 0.67%；

占地面积：本项目新增总占地面积为 7.714hm<sup>2</sup>，其中永久占地面积为 3.254hm<sup>2</sup>，临时占地面积为 4.46hm<sup>2</sup>，占地类型为耕地（永久基本农田）和草地（一般草地）；

建设内容：本项目新钻井 6 口（其中：油井 4 口、探井 2 口），新建 1 座平台井场和 4 口单井井场，采取射孔和压裂完井；地面工程新建 3 座拉油点，配套新建井场集油管道 0.06km；并配套建设供配电、道路等辅助工程；

产品及产能规模：预计建成原油产能 1.16×10<sup>4</sup>t/a；

建设周期：本项目计划施工期为 2026 年 1 月至 2025 年 7 月，单井钻井施工约 28d，钻井施工约 84d。单井压裂工程施工约 15d，试气工程施工约 5d，地面工程施工约 25d，2 口勘探井压裂试气施工约 20d，另外 4 口基建井压裂地面工程施工约 80d，整个施工期为 184d。

劳动定员：施工期单井在井人数 10 人，共 2 个施工队，施工人员 20 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；拉油点全年运行。

### 3.3 开发区块概况

#### 3.3.1 油气田范围

朝 1-朝气 3 区块地理上处于松嫩平原中部，位于黑龙江省大庆市肇州县境内，区块东部为朝阳沟油田，西部为头台油田，北部为肇州油田，在肇源油田勘查探矿权内，属于矿业权使用年限期，朝 1-朝气 3 区块预计动用地质储量 63.33×10<sup>4</sup>t，动用含油面积 3.2km<sup>2</sup>。

### 3.3.2 地质构造

肇源油田位于松辽盆地北部中央坳陷区南部，跨三肇凹陷和朝阳沟阶地两个二级构造单元，主体位于朝阳沟阶地的西部，在向西北倾的单斜的背景下，发育了北北东走向的肇源鼻状构造和近南北走向的裕民鼻状构造。肇源鼻状构造南起扶余隆起，是古中央隆起解体后发育起来的比较宽缓的鼻状构造，总体为南高北低的趋势，区内断裂发育。本区所有断层均为正断层，断层与构造发育密切相关，断层走向同肇源鼻状构造走向基本一致，以正南北向和北北东向断层为主，局部存在近东西向断层。

### 3.3.3 储层岩性特征

扶余油层岩性以岩屑质长石砂岩为主，石英含量 25%~30%，长石含量 30%~35%，岩屑 25%~28%，粒度中值 0.07 mm~0.14mm，泥质含量 7%~15%。

粘土矿物中伊利石含量最高，在 40%~90%，其次是绿泥石，含量在 13%~21%，高岭石一般小于 10%。伊利石呈纤维状或纤缕状贴附颗粒表面或充填于孔喉之中，降低了储层渗透能力。

### 3.3.2 储层特征

扶余油层油层段孔隙度 4.1%~16.8%，平均 11.8%，中值为 12.3%；油层段渗透率 0.01~9.89mD，平均 1.31mD，中值为 0.52 mD，总体表现为低孔特低渗透的致密储层特征。

### 3.3.3 油气藏流体性质

朝 1-朝气 3 区块地面原油密度 0.8493~0.8801g/cm<sup>3</sup>，平均 0.87g/cm<sup>3</sup>。地面原油粘度 17.1~129.6mPa·s，平均 57.3mPa·s，凝固点平均为 37.9℃，含蜡平均为 25.3%，含胶平均为 19.1%。

根据地层水分析资料，氯离子含量在 2320~2540mg/l 之间，平均为 2430mg/L，总矿化度在 6050~6180mg/L 之间，平均为 6115mg/L，pH 值为 8.38，水型主要为 NaHCO<sub>3</sub> 型。

### 3.3.4 油气资源概况

根据建设单位提供的资料，油井伴生气不含硫化氢，原油物性见表 3.3-1，伴生气物性见表 3.3-2。

表 3.3- 1 原油主要物性表

层位	密度 20℃ (g/cm <sup>3</sup> )	粘度 50℃ (mPa·s)	凝固点 (℃)	含蜡 (%)	胶质 (%)	气油比 (m <sup>3</sup> /t)	井口出油温 度 (℃)
----	--------------------------------	-------------------	------------	--------	--------	-------------------------	----------------

扶杨油层	0.87	57.3	37.9	25.3	19.1	125	8.2
------	------	------	------	------	------	-----	-----

表 3.3- 2 伴生气主要物性表

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

### 3.3.5 开发进程

2007年10月，编制了《大庆油田有限责任公司采油十厂肇源油田212区块产能建设工程环境影响报告书》，于2007年11月19日由大庆市生态环境局进行了批复，批复文号为庆环审(2007)47号，并于2011年8月11日完成了验收，文号为庆环验(2011)101号。2022年10月，编制了《肇源油田朝1-朝气3区块扶余油层2022年产能建设地面工程项目环境影响报告书》，于2022年12月22日由大庆市生态环境局进行了批复，批复文号为庆环审(2022)197号，正在施工中。

### 3.4 工程组成

本项目工程组成见表3.4-1。

表 3.4- 1 工程组成一览表

工程类别	工程组成	建设内容及规模	备注
主体工程	钻前工程	5座钻井井场平整(1座平台井场、4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	新钻井6口，其中2口勘探井井型为定向井，4口基建井井型为水平井，单井完钻进尺为3556.5m~4201.7m，总进尺56267.7m。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501m，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5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 <sub>2</sub> )水、CaO、超细碳酸钙、	新建

		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。	
		单井钻井施工约 28d, 共钻井 6 口, 2 支钻井队伍同时施工, 钻井期时间段合计 84d。	新建
		本项目对 6 口新钻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
	储层改造工程	根据油藏工程方案要求, 对新钻井 6 口进行压裂, 压裂液选用改性胍胶压裂液, 支撑剂选用组合粒径石英砂尾追陶粒。本次压裂油井采用桥塞多段分簇压裂工艺, 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、压裂机组, 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 <sup>3</sup> /井, 压裂返排液产生量约为 70m <sup>3</sup> /井。	新建
	采油工程	本项目基建油井 4 口, 全部为新钻井, 油井全部采用抽油机举升采油方式, 新建抽油机 4 台、电机 4 台、控制柜 4 台。	新建
	油气集输工程	基建涉及 4 口抽油机井分布于 1 座平台和 2 口单井井场, 新建 3 座拉油点用于 4 口井产液集输, 拉油点新建 1 台 80m <sup>3</sup> 多功能储罐和 3 台 40m <sup>3</sup> 多功能储罐 (3 号拉油点 1 台 80m <sup>3</sup> 多功能储罐和 1 台 40m <sup>3</sup> 多功能储罐, 1 号和 2 号拉油点各 1 台 40m <sup>3</sup> 多功能储罐), 井场集油采用电加热集油工艺接至拉油点储罐, 新建集油管线 $\phi 60 \times 3.5-0.06\text{km}$ , 井口电加热器 34 台, 每座井场电加热器组合设置多台, 便于后期液量下降后可部分停用。共设置集肤伴热装置 7.9km。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 (高密度聚乙烯电热管 0.5km), 管道敷设方式采用沟埋方式沿路敷设, 设计压力 2.5MPa。	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 <sup>2</sup> , 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 <sup>2</sup> , 用于修理机械。	新建
	气源房	1 座/井场, 占地面积 30m <sup>2</sup> , 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 <sup>2</sup> 。	新建
	发电机房	1 座/井场, 占地面积 50m <sup>2</sup> , 为生活及钻井提供电力。	新建
	生活、办公区	每个井场设 50m <sup>2</sup> 地质值班房 1 座、50m <sup>2</sup> 钻井液值班房 1 座、50m <sup>2</sup> 工程值班房 1 座、50m <sup>2</sup> 钻井监督房 1 座、50m <sup>2</sup> 平台经理房 1 座、50m <sup>2</sup> 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 4.46hm <sup>2</sup> , 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
公辅	供水系统	施工期生产用水由水罐车运送, 供水来源为朝二联水质站, 生活	依托

工程		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朝二联含油污水处理站的深度处理水，由水罐车运送。	
	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，定期拉运至第十采油厂厂区污水泵房，经地下管网输至第十采油厂厂区生活污水处理站处理达标后排入牛毛沟，施工结束后临时防渗旱厕进行卫生处理，场地进行平整。水基钻井废水排入井场设置的水基钢制泥浆槽中，定期由罐车拉运至大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司处理，处理后的压滤水定期由罐车拉运至朝一联含油污水处理站处理达标后回注油层。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，定期拉运至朝二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。压裂返排液由罐车拉运至朝一联压裂返排液无害化处理站处理后，管输进入朝一联含油污水处理站处理达标后回注油层。管线试压废水由罐车拉运至朝二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。油井产液经管线进入新建拉油点储罐内，定期由罐车拉运至朝二联卸油点，进入朝二联转油站处理系统，采出水进入朝二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朝二联含油污水处理站处理达标后回注油层。	依托
	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 0.9km，新建通井土路 6.0km，改造已建土路 0.6km，征用当地水泥路 0.45km。	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	本次设计对基建的 4 口油井、3 座拉油点进行数字化建设，实现生产数据自动采集、生产过程监测、远程控制等功能，新建 WIA-PA 智能电参分析控制器、WIA-PA 智能电参分析控制模块、WIA-PA 抽油机无线工况采集单元、WIA-PA 无线压力变送器等。	新建
	供电工程	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，依托的电源为松二变电站，配电采用单变压器对单井及单变压器对多井 2 种方式。新建井场柱上变电站 3 座，新建 10kV 线路 1.1km，线路采用 3×LGJ-50 型导线。本项目投产后，新增耗电约 $56 \times 10^4 \text{kW} \cdot \text{h} / \text{a}$ 。	新建
	供气工程	本项目拉油点储罐维温用气来自产液伴生气，拉油点最大耗气量约 $11.6 \text{万 m}^3 / \text{a}$ ，伴生气全部用于拉油点多功能储罐加热炉自耗，不外排。	新建

		运营期采出液依托场站加热炉新增天然气用量约 107.84 万 m <sup>3</sup> /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 <sup>3</sup> ，占地约 100m <sup>2</sup> 。	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 <sup>3</sup> 。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，由罐车及时拉运至大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司处理，处理后的压滤水定期由罐车拉运至朝一联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；井场设置的油基钢制泥浆槽用于接收油基钻井污水、油基钻井岩屑、油基废钻井液，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，定期拉运至朝二联合含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，处理后的脱油泥满足《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。	新建
	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 <sup>3</sup> ，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 <sup>2</sup> ，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 <sup>3</sup> ，柴油密度为 0.835t/m <sup>3</sup> ，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 厚防渗布进行防渗，渗透系数为 1.0×10 <sup>-10</sup> 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 <sup>3</sup> 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 <sup>2</sup> ，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 <sup>2</sup> （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

		新建 3 座拉油点用于 4 口井产液集输，本次 2 座独立井各设置 1 座 40m <sup>3</sup> 储油罐，1 座平台井设置 1 座 80m <sup>3</sup> 储油罐、1 座 40m <sup>3</sup> 储油罐。	新建
环保工程	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，定期由罐车拉运至大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司处理，处理后的压滤水定期由罐车拉运至朝一联含油污水处理站处理达标后回注油层。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，定期拉运至朝二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。	依托
		压裂返排液由罐车拉运至朝一联压裂返排液无害化处理站处理后，管输进入朝一联含油污水处理站处理，处理后的出水满足《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朝二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排。	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，定期拉运至第十采油厂厂区污水泵房，经地下管网输至第十采油厂厂区生活污水处理站处理达标后排入牛毛沟，施工结束后临时防渗旱厕进行卫生处理，场地进行平整。	新建
		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肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理。	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八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），暂存于第十采油厂综合固废储存库，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，定期由罐车拉运至大庆油田昆仑集团有限公	依托

运营期		司环保分公司处理，处理后的泥饼外售综合利用。	
		油基废钻井液、油基钻井岩屑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。	依托
	废气治理措施	拉油点多功能储罐加热炉和依托朝二联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朝二联含油污水处理站处理达标后回注油层，不外排。	依托
		油井洗井采用热洗车进行洗井，以清除套管结蜡，含蜡热洗水由罐车回收拉运至朝二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排。	依托
		运营期拉油点产液由罐车拉运至朝二联卸油点进入朝二联转油站处理系统，最终分离的含油污水管输至朝二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排。	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、落地油及油砂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，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。	依托
		油井作业产生的含油废防渗布经收集后暂存于第十采油厂综合固废储存库，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临时防渗旱厕内，施工结束后拉运至第十采油厂厂区污水泵房，经地下管网输至第十采油厂厂区生活污水处理站处理达标后排入牛毛沟。	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第十采油厂物资库。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肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理。	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。油井运营期间参照 GB/T 17745 要求进行井筒完整性管理，定期开展井筒完整性检查。	新建
		在 4 口基建井区域上游王家粉坊屯水井（125.16401，45.57877）布设 1 口潜水背景值监测水井，区域内后欧力马水井（坐标 125.17085°，45.56812°）布设 1 口潜水跟踪监测水井，在区域下游王家园子屯水井布设 1 口潜水跟踪监测水井（125.16117°，45.55675°），1 口承压水跟踪监测水井（125.16466°，45.55678°）；在 2 口勘探井所在区块区域上游大姚屯水井（125.05032，45.51338）布设 1 口潜水背景值监测水井，在区域下游刘兽医屯水井布设 1 口潜水跟踪监测水井（125.04329°，45.51033°），1 口承压水跟踪监测水井（125.04209°，45.50913°）；共计 7 口跟踪监测水井，定期对地下水进行跟踪监测。	依托 周边 已建 水井
		在 3#平台井场、源 1011 井场、源斜 2401 井场共布设 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 <sub>6</sub> ~C <sub>9</sub> ）、石油烃（C <sub>10</sub> ~C <sub>40</sub> ）、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、钻台及压裂车作业区为重点防渗，采用地面碾压平整并铺设 2mm 厚防渗布进行防渗，渗透系数为 1.0×10 <sup>-10</sup> 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 厚防渗布进行防渗，渗透系数为 1.0×10 <sup>-7</sup> cm/s；压裂施工混砂车和储砂区、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	新建

			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，作业区和拉油点储罐占地内铺设 2mm 厚防渗布进行防渗，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ ；井场永久占地内采用地面夯实碾压平整进行处理。	
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 0.3m 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 4.46hm <sup>2</sup> ；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 3.254hm <sup>2</sup> ，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。	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，接入第八作业区控制中心，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	废弃水基泥浆处理站	大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司	大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司最大处理能力为 400m <sup>3</sup> /d，目前处理量约为 105m <sup>3</sup> /d，负荷率为 26.3%。本项目水基钻井施工期 28 天，整个钻井施工期产生的水基钻井废水、水基废钻井液和水基钻井岩屑和不含油废射孔液，最大产生量为 122.05m <sup>3</sup> /d，大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司剩余处理规模为 295m <sup>3</sup> /d，处理能力满足本项目需求，依托可行。	依托，无需扩建
	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	依托

		333t/d，目前实际处理量为120t/d，本项目油基钻井56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105.72t/d，新增本项目后该站处理量为225.72t/d，负荷率67.8%，可以满足本项目油基泥浆处理需求。	
压裂返排液处理站	朝一联压裂返排液无害化处理站	本项目压裂过程产生的压裂返排液由罐车拉运至朝一联压裂返排液无害化处理站处理。站内采用三相分离两级过滤处理工艺，主要负责对第十采油厂项目作业产生的压裂返排液处理及回注，该站设计处理量360m <sup>3</sup> /d，站内建有压裂返排液暂存池5000m <sup>3</sup> 。目前朝一联压裂返排液无害化处理站正常运行，本项目压裂井6口，压裂返排液量为140m <sup>3</sup> /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
卸油点	朝二联卸油点	朝二联卸油点已建1座16m×6m卸油池，输油泵2台(Q-30m <sup>3</sup> /h，H-100m)，按照两台泵同时工作，日工作时间8h计算，可完成480m <sup>3</sup> /d的收液任务，目前实际日最大收液量约为113m <sup>3</sup> /d，负荷率为23.5%。本项目施工期2口勘探井试油产液通过拉油罐车进入朝二联卸油点，新增最大产液量为3.95m <sup>3</sup> /d，新增后朝二联卸油点收液量约为116.95m <sup>3</sup> /d，负荷率为24.4%；运营期单井日产液最大27.7m <sup>3</sup> /d，4口井合计最大产液量110.8m <sup>3</sup> /d，新增后朝二联卸油点收液量约为229.95m <sup>3</sup> /d，负荷率为47.9%，新增产能后朝二联卸油点负荷率为28.33%，可满足本次新建产能需求。	依托，无需扩建
脱水站	朝二联脱水站	朝二联脱水站于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，朝二联脱水站采用“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，本项目最大产液量110.8t/d，增加本项目产液后朝二联脱水站一段游离水脱除器处理量处理液量为7840.3t/d，负荷率52.3%；二段电脱水器处理液量610.8t/d，负荷率24.4%，满足本项目依托需求。	依托、无需扩建
含油污水处理站	朝二联含油污水处理站	本项目4口油井采出水依托朝二联含油污水处理站处理，朝二联含油污水处理站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2000m <sup>3</sup> /d，目前实际污水处理量为1218m <sup>3</sup> /d，本项目4口油井投产初期最大采出水量为72m <sup>3</sup> /d，新增本项目采出水后处理量为1290m <sup>3</sup> /d，负荷率为64.5%，满足依托需求。	依托、无需扩建
含油	朝一联	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	依

	污泥处理站	含油污泥处理站	艺, 设计处理规模为 5m <sup>3</sup> /h (年运行 180 天, 每天 24 小时, 年最大处理量 21600m <sup>3</sup> ), 目前实际处理量约 13405.4m <sup>3</sup> /a, 负荷率约为 62.06%, 剩余处理量为 8194.6m <sup>3</sup> 。本项目含油泥(砂)及落地油产生量为 0.478t/a, 约 0.40m <sup>3</sup> , 本项目新增后处理量约为 13405.8/a, 负荷率为 62.06%, 变化较小, 能够满足本项目含油污泥处理需求。	托、无需扩建
		大庆博昕晶化科技有限公司	大庆博昕晶化科技有限公司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 67614.45m <sup>2</sup> , 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 0.478t/a, 经朝一联合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
	一般工业固废填埋场	第八采油厂工业固废填埋场	第八采油厂工业固废填埋场位于大庆市肇州县新福乡双龙山北侧 1.8km、乐业村东南 1.05km 处, 占地面积 1.91hm <sup>2</sup> , 填埋场现阶段运行稳定, 总容量为 11624m <sup>3</sup> , 设计年处理能力为 581.2m <sup>3</sup> , 合 700t/a, 服务年限 20 年, 目前填埋总量约为 5347m <sup>3</sup> , 剩余填埋量约为 6277m <sup>3</sup> , 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 0.1212t, 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
	危废贮库	第十采油厂综合固废储存库	第十采油厂综合固废储存库建设 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, 本项目施工期含油废防渗布产生量 1.6t, 运营期含油废防渗布产生量 0.07t/a, 处理能力满足本项目处理需求, 依托可行。	依托、无需扩建

### 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。本项目建设油水井共 9 口, 其中新钻油井 8 口, 转注井 1 口, 单井完钻井深最大为 1363m, 单井进尺最大为 3359m, 总进尺 9755m。具体钻井井位坐标见表 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	设计井深 (m)	设计进尺 (m)	占地 类型
			井口横坐标	井口纵坐标					
1	1	朝 87-斜 116	21710585	5072775	定向井	油井	1162	1162	耕地
2		朝 89-斜 116			定向井	油井	1291	1291	

3	单井	朝 77-斜 106	21708429	5073644	定向井	油井	1120	1120	耕地
4	单井	朝 85-斜 110	21709461	5072570	定向井	油井	1064	1064	耕地
5	单井	朝 85-斜 99	21707942	5072003	定向井	油井	1166	1166	耕地
6	单井	朝 96-斜 117	21711280	5071146	定向井	油井	1228	1228	耕地
7	单井	朝 87-斜 129	21712385	5073866	定向井	油井	1363	1363	耕地
8	单井	朝 96-斜 99	21708701	5070547	定向井	油井	1361	1361	耕地
9	单井	朝 88-116	21710500	5072589	/	转注井	/	/	耕地

### 3.5.2 基建井及井位分布

本项目基建油井 4 口，全部为新钻井，共形成丛式平台 1 座，独立井 2 口，建成产能  $1.16 \times 10^4 \text{t/a}$ 。项目产能基建安排见表 3.5-2，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（ $10^4 \text{t/a}$ ）
	新钻井（口）	代用井（口）	
朝 1-朝气 3 区块	4	0	1.16
合计	4		

### 3.5.3 开发指标预测

本项目共部署基建开发油井 4 口，全部为新钻水平井。预计初期平均单井日产油 9.7t/d，建成产能  $1.16 \times 10^4 \text{t}$ ，开采层位属于扶余油层。本项目基建井开发指标见表 3.5-3。

表 3.5-3 本项目基建井开发指标预测表

时间(年)	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
采油井（口）	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
平均单井产油量（t/d）	9.7	9.7	5.8	4.4	3.7	3.3	3.0	2.8	2.6	2.4	2.3	2.2	2.0	2.0	1.9
平均单井产液量（t/d）	27.7	27.7	15.3	10.4	8.5	7.6	6.7	6.1	5.7	5.4	5.1	4.8	4.5	4.4	4.2
年产油量（ $10^4 \text{t/a}$ ）	0.35	1.16	0.70	0.52	0.44	0.39	0.36	0.33	0.31	0.29	0.27	0.26	0.24	0.24	0.23
年产液量（ $10^4 \text{t/a}$ ）	1.00	3.33	1.84	1.25	1.02	0.91	0.80	0.74	0.69	0.65	0.61	0.57	0.54	0.52	0.50
综合含水%	65.00	65.17	61.96	58.40	56.86	57.14	55.00	55.41	55.07	55.38	55.74	54.39	55.56	53.85	54.00

### 3.6 主要建设内容

本项目新钻井6口，形成1座平台井场和4口单井井场，采用射孔和压裂完井；基建油井4口，全部为新钻井，共形成丛式平台1座，独立井2口，新建3座拉油点，预计建成产能 $1.16 \times 10^4$ t/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 钻前工程

钻前工程包括新建井场、进场道路等主体工程以及钻井办公、生活区活动板房、钻井设备基础等工程。

#### 3.6.2 钻井工程

##### 3.6.2.1 井身结构

本项目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和表3.6-3。井身结构示意图见图3.6-1和图3.6-2。

表 3.6-1 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	501	311.2	表层套管	244.5	500	地面
二开	设计井深	215.9	生产套管	139.7	设计井深-3	地面

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	131-151	311.2	表层套管	244.5	130-150	地面
二开	设计井深	215.9	生产套管	139.7	设计井深-3	地面

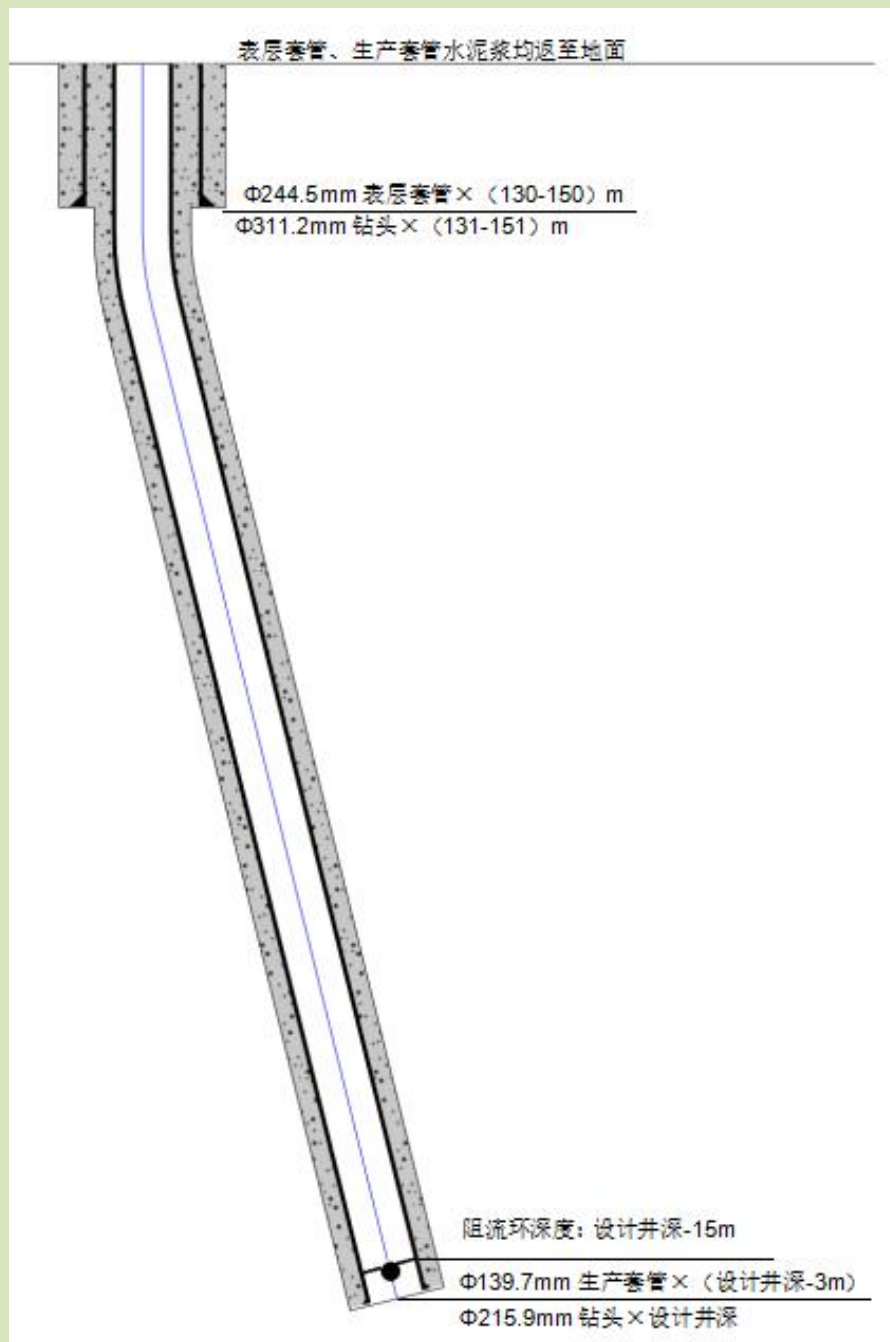


图 3.6- 1 定向井井身结构示意图

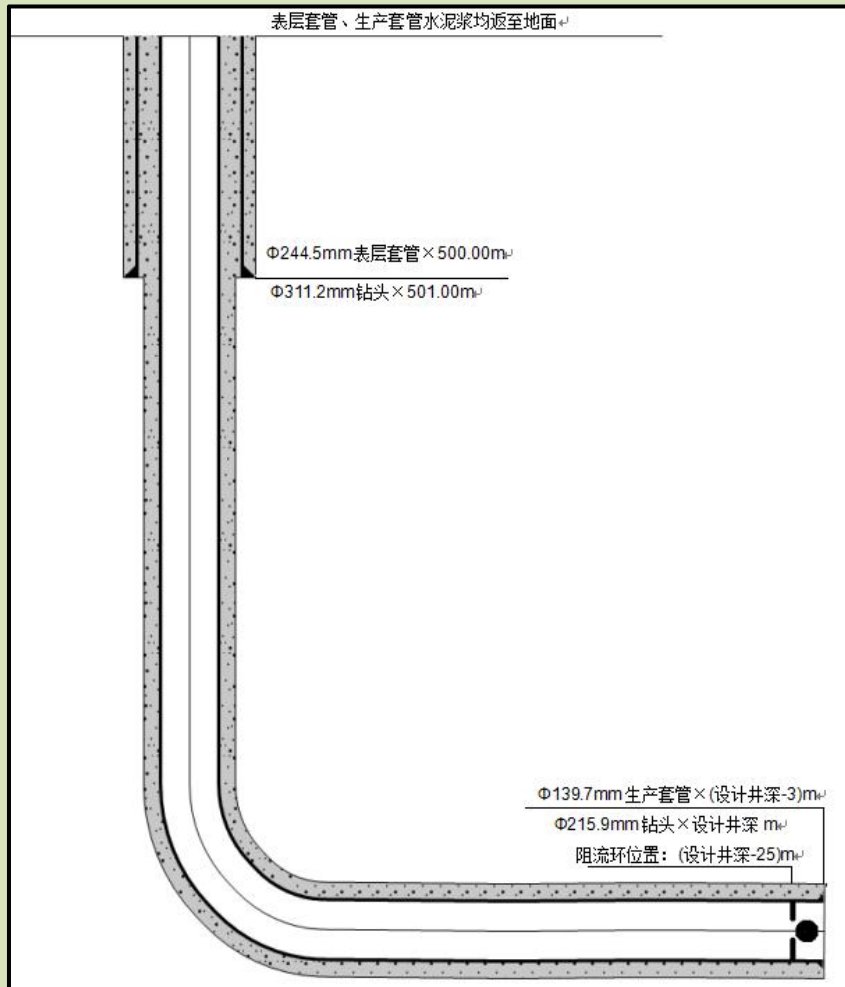


图 3.6- 2 水平井井身结构示意图

### 3.6.2.2 钻机选型及钻井主要设备

本项目定向井选用 ZJ-30D/1700 型钻机，水平井选用 ZJ-40D/2250 型钻机。钻机及钻井主要设备性能参数见表 3.6-4 和表 3.6-5。

表 3.6- 3 ZJ-30D/1700 钻机及钻井主要设备性能

序号	名称		型号	主要技术参数
1	钻机		ZJ-30D/1700	
2	井架		JJ170/40-A	170t
3	提升系统	绞车	JC-30DZ	440 kW
		天车	TC-170	170t
		游钩	YG-170	170t
		水龙头	SL-170	170t
4	转盘		ZP-205	22.56kN·m
5	循环	钻井泵 1#	SL3NB-1300A	956kW

	系统	钻井泵 2#	SL3NB-1300A	956kW
		钻井液罐	/	40m <sup>3</sup>
		搅拌器	/	/
6	动力系统	柴油机	12V190	800 kW
		发电机	500GF54	500 kW
		辅助发电机	麦海姆	250 kW
		压风机 1#	2V-6/8	37 kW
		压风机 2#	2V-5/10	52kW
7	固控系统	振动筛	BL-50	/
		除砂器	NOGJ-250*2/2*0.6	/
		离心机	LW450-842N	/
8	仪器仪表	钻井参数仪表	SK-2Z01	/
		单点测斜仪	/	/
		多点测斜仪	/	/
9		液压大钳	YQ-100	100kN·m

表 3.6- 4ZJ-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
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
5	转盘		ZP-275	441 kW
6	循环系统	钻井泵	3NB-1300	956 kW
		钻井液循环罐	40m <sup>3</sup>	/
7	动力系统	柴油机	CAT3512T1DA	1000 kW
		发电机	GF800	800 kW
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	振动筛 1#	KTL-48D	/

	系统	振动筛 2#	KTL-48D	/
		除砂器	NCS300	/
		离心机 1#	DMN×414 (高速)	/
		离心机 2#	ZW450 (中速)	/
10	仪器仪表	钻井参数仪表	ZJCB2	/
		单点测斜仪	/	/
		多点测斜仪	/	/
11		液压大钳	YQ-100	100kN•m

### 3.6.2.3 钻井液

#### (1) 2口定向井

本项目2口定向井采用无毒无害的膨润土混浆水基钻井液体系。

钻井液体系要求：一开采用膨润土浆开钻，主要成份为膨润土和纯碱；二开使用聚合物钻井液体系，该钻井液技术成熟，具有抑制性强、成本低等优点。配方为膨润土（4.5%~5.5%）+纯碱（膨润土的4.5%~5.0%）+复合抑制剂（0.3%~0.4%）+包被剂（0.3%~0.4%）+降滤失剂I型（0.8%~1.2%）+降滤失剂II型（1.2%~1.5%）+抑制剂（铵盐类）（0.7%~1.3%）+防塌剂（树脂类）（1.0%~1.2%）+封堵剂（1.0%~1.5%）+PH调节剂（0.04%~0.10%）。

具体钻井液材料用量设计见表 3.6- 5。

表 3.6- 5 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	0~151		151~2129	
井筒容积 m <sup>3</sup>	17		104	
地面循环量 m <sup>3</sup>	40		80	
钻井液损耗量 m <sup>3</sup>	7		80	
钻井液总量 m <sup>3</sup>	64		264	
钻井液体系	膨润土浆		聚合物钻井液体系	
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	3.0	膨润土	14.5
	纯碱	0.3	纯碱	0.7
	/	/	复合抑制剂	1.1
	/	/	包被剂	1.1
	/	/	降滤失剂 I 型	3.2
	/	/	降滤失剂 II 型	4.0
	/	/	抑制剂（铵盐类）	3.4

	/	/	防塌剂（树脂类）	3.2
	/	/	封堵剂	4.0
	/	/	PH 调节剂	0.8
	/	/	重晶石	79.2

表 3.6- 6 定向井水基钻井液各成分理化性质一览表

序号	原料名称	重要组分	理化性质及作用	毒理性质
1	膨润土	天然矿物，主要成分是层状铝硅酸盐蒙脱石	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 <sup>4+</sup> 可被 Al <sup>3+</sup> 取代，铝氧八面体层中有部分的 Al <sup>3+</sup> 可被 Fe <sup>2+</sup> 、Mg <sup>2+</sup> 、Zn <sup>2+</sup> 等阳离子取代，这样使得蒙脱石的晶格显负电性，同时晶层上下皆为氧原子层，不能开成氢键，晶层间有微弱的分子力连接，连接力弱，水分子容易进入两层之间使之吸水肿胀。因此，它具有很强的吸水性、可塑性、粘结性和离子交换性，水化分散性较好。	无毒性
2	纯碱	碳酸钠 Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	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 <sup>+</sup> 和 CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> ，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 <sup>2+</sup> 离子，使泥浆性能变好。	无毒性
3	WDYZ-1	主要由碳酸钾、氧化钙和至少一种反絮凝剂经过化学反应而成	是一类复合抑制剂。是以钾离子为抑制离子，以钙离子为辅助抑制离子，不使用阴离子或阴离子团，并在此基础上混入木质素或腐殖酸，形成最终复合抑制剂。抗温为 160° C，可调可钻井液的流变性，提高体系动逆比、切力，具有很强的携屑能力，可防止井下发生复杂情况。其中木质素、腐殖酸可生物降解。	无毒性
4	HX-D	由高分子聚合物经过阳离子化和官能团的改造而成	阳离子聚合物抑制剂 HX-D，乳白色或浅黄色液体，pH7~9，是由高分子聚合物经过阳离子化和官能团的改造，形成的具有强抑制、吸附和包被作用的一种钻井泥浆助剂，可与地层多价离子反应，有良好的抗高温流变性和搞钻屑污染能力，同时还具有防塌、防膨等作用。	无毒性
5	JS-1	钻井液聚合铝 I 型	钻井液聚合铝 I 型，粉末材料，密度 1.1，降滤失剂。	无毒性
6	JS-2	钻井液聚合铝 II 型	钻井液聚合铝 II 型，粉末材料，密度 1.1，抗盐抗温降滤失剂。	无毒性
7	NH <sub>4</sub> -HPAN-2	双聚铵盐	双聚铵盐 (NH <sub>4</sub> -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 <sub>4</sub> -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	无毒性

			带有-NH <sub>4</sub> 、-NH <sub>2</sub> 、-CN 基团，具有一定的防塌、防水化膨胀和很好的抗盐能力，并且使用不受温度的限制，具有良好的降滤失功能。	
8	HA	由腐植酸、焦亚硫酸钠、改性树脂、焦磷酸钠、羧甲基纤维素钠盐、苯酚、水等多种组分组成	钻井液用 HA 树脂，外观为自由流动黑色粉末，pH8.5~10.5，主要作为防塌剂和降滤失剂使用，尤其对降低高温高压失水效果显著，同时兼有良好的降粘及稀释特性，在使用过程中加量小。	无毒性
9	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
11	重晶石粉	BaSO <sub>4</sub>	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

## (2) 4 口水平井

4 口水平井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

一开设计膨润土浆，该体系成本低无污染，并且可有效保护浅水层。

膨润土浆配方为：膨润土（4.0%~5.0%）+纯碱（0.2%~0.4%）。

### ②油基钻井液

二开设计 DQZT-0S（I 型）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。

DQZT-0S（I 型）钻井液体系配方：柴油/白油+（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%）氯化钙+（20%~40%）氯化钙水溶液+（1%）封堵剂 I 型（按需）+（0.7%）封堵剂 II 型（按需）+（1%~2%）超细碳酸钙（按需）+重晶石（按需）。具体钻井液材料用量设计见表 3.6-7，钻井液主要组分理化性质见表 3.6-8。

表 3.6-7 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	0~501		501~3072	
井筒容积 m <sup>3</sup>	51		144	
地面循环量 m <sup>3</sup>	60		100	
钻井液损耗量 m <sup>3</sup>	20		232	
钻井液总量 m <sup>3</sup>	131		476	
钻井液体系	膨润土浆		油包水	
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	429.0 (m <sup>3</sup> )
	纯碱	0.5	主乳化剂	19.0
	/	/	辅乳化剂	9.5
	/	/	有机土	14.3
	/	/	油包水降滤失剂	19.0
	/	/	封堵剂 I 型 (HFLK)	7.2
	/	/	封堵剂 II 型 (纳米封堵剂)	4.8
	/	/	(20%CaCl <sub>2</sub> ) 水	19.0
	/	/	CaO	19.0
	/	/	润湿剂	2.4
	/	/	超细碳酸钙	14.3

表 3.6- 8 水平井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	毒理性质
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 <sup>4+</sup> 可被 Al <sup>3+</sup> 取代，铝氧八面体层中有部分的 Al <sup>3+</sup> 可被 Fe <sup>2+</sup> 、Mg <sup>2+</sup> 、Zn <sup>2+</sup> 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 <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	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 <sup>+</sup> 和 CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> ，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~	低毒性

			370℃)和重柴油(沸点范围约350~410℃)两大类。热值为 $3.3 \times 10^7$ J/L。易燃易挥发,不溶于水,易溶于醇和其他有机溶剂	
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 <sup>3</sup> ,表面张力 $\leq 40$ 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,主要成分为层状硅酸盐蒙脱石	晶体结构是由两个硅氧四面体晶片中间夹1个铝氧八面体晶片组成1个晶层,在硅氧四面体中,有部分的Si <sup>4+</sup> 可被Al <sup>3+</sup> 取代,铝氧八面体层中有部分的Al <sup>3+</sup> 可被Fe <sup>2+</sup> 、Mg <sup>2+</sup> 、Zn <sup>2+</sup> 等阳离子取代,这样使得蒙脱石的晶格显负电性,同时晶层上下皆为氧原子层,不能开成氢键,晶层间有微弱的分子力连接,连接力弱,水分子容易进入两层之间使之吸水肿胀。因此,它具有很强的吸水性、可塑性、粘结性和离子交换性,水化分散性较好	无毒性
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 <sub>2</sub>	CaCl <sub>2</sub>	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	轻微毒性

			呈微酸性	
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℃。沸点 2850℃。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 (Ca(OH) <sub>2</sub> ) 并产生大量热	无毒性
10	超细碳酸钙	CaCO <sub>3</sub>	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℃分解，在约 825℃时分解为氧化钙和二氧化碳。熔点 1339℃，10.7MPa 下熔点为 1289℃。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 <sub>4</sub>	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

#### 3.6.2.4 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。

#### 3.6.2.5 井控

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

##### (1) 一开井口装置

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

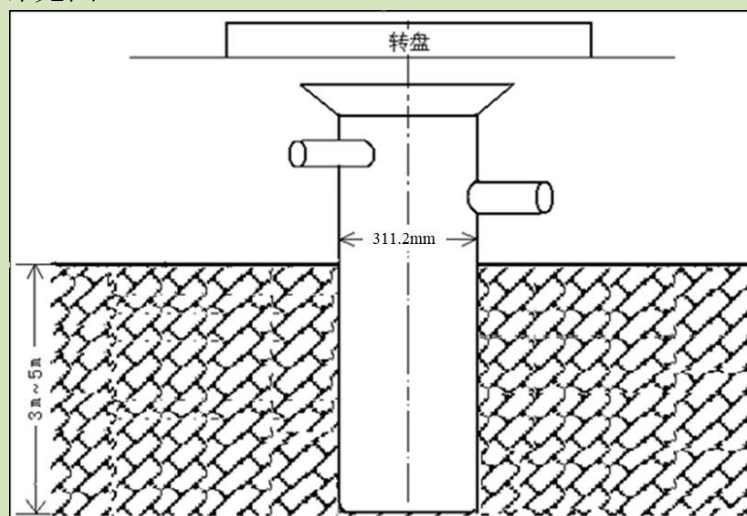


图 3.6-3 一开井口装置设计示意图

## (2) 二开井口装置

二开井口装置示意图设计见图 3.6- 4。

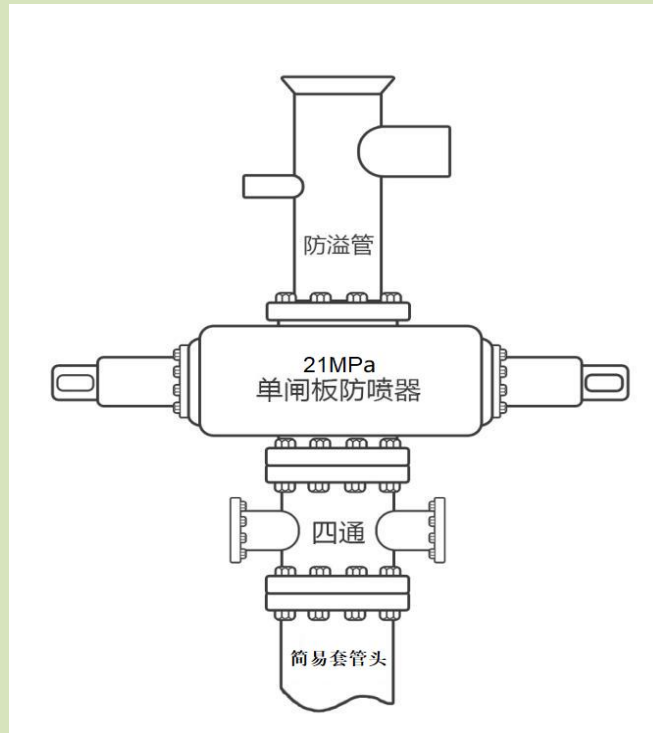


图 3.6- 4 二开井口装置示意图

## (3) 二开节流及压井管汇

节流管汇及压井管汇示意图见图 3.6- 5。

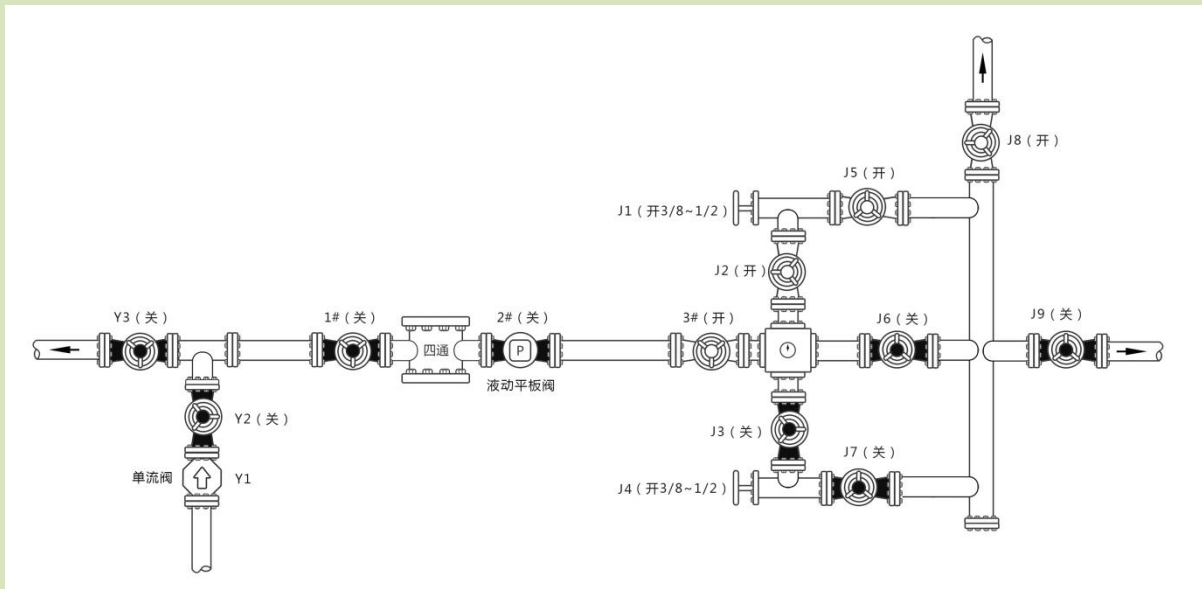


图 3.6- 5 节流管汇及压井管汇示意图

### 3.6.2.6 录井

#### (1) 钻井参数录取

水平井钻进过程中,要求采用 SK-2000 型综合录井仪执行综合录井。钻井参数悬重、钻压、转数、排量、泵压等钻开油气层前 1h 测量 1 次,钻开油气层后 0.5h 测量 1 次,如有异常情况加密测量。

#### (2) 钻井液参数录取

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。

### 3.6.2.7 测井

测井配备专门的测井队,测井方式为电测井,电测井井控要求主要为:

(1) 若电测时间将要大于安全作业时间时,中途通井循环;

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

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

### 3.6.2.8 固井

固井作业全过程保持井内压力平衡,防止因井漏、注水泥候凝失重造成井内压力失衡而导致井喷。注水泥浆时发生溢流,停止注水泥浆作业,替出井内水泥浆实施压井;固井顶替时发生溢流,先继续完成替量,然后关闭井口水泥头,关井。对于固井质量存在严重问题、威胁到井控安全、影响到后续钻井施工的井,采取有效措施进行处理,确保达到封固目的。拆卸井口、安装井控设备在水泥候凝后进行。具体固井水泥用量见表 3.6-9 和表 3.6-10。

表 3.6- 9 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/%	水泥浆返深/m	阻流环深度/m	水泥级别	水泥用量/t
表层套管	244.5	311.2	30	地面	距完钻井深 1m 以内	A	21
生产套管	139.7	215.9	10	地面	距完钻井深 15m 以内	高强 低密度	85

表 3.6- 10 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/%	水泥浆返深/m	阻流环深度/m	水泥级别	水泥用量/t
表层套管	244.5	311.2	30	地面	一开井深-1m	A	65
生产套管	139.7	215.9	10	地面	二开井深-3m	高强 低密度	123

### 3.6.3 储层改造工程

#### (1) 射孔完井

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 15 口油井采用射孔完井，射孔液主要成分理化性质见表 3.6- 11。

表 3.6- 11 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 <sub>4</sub> -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 <sub>4</sub> -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 <sub>4</sub> 、-NH <sub>2</sub> 、-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

#### (2) 压裂作业

本项目 6 口新钻井需压裂作业，压裂液使用量为 100m<sup>3</sup>/口，压裂施工设备包括外加

厚压裂管线、地面管线、井口控制器、压裂管汇、带有旋塞阀的防喷短节、压裂车组。施工期压裂液不在现场配制，由压裂液配制场地将配制好的压裂液直接拉运至现场进行施工，不产生废过硫酸钾包装袋。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- 12。

表 3.6- 12 压裂液各成分理化性质一览表

序号	原料名称	理化性质及作用	毒理性质
1	改性胍胶	采用昆山羟丙基胍胶，羟丙基胍胶具有增稠能力强，热稳定性好的特点，对水有很强的亲合力。当胍胶粉末加入水中，胍胶的微粒便“溶胀、水合”，也就是聚合物分子与许多水分子形成缔合体，然后在溶液中展开、伸长。在水基体系中，聚合物线团的相互作用，产生了粘稠溶液。适合储层温度 80℃~200℃，降低了压裂液的残渣与施工摩阻，能满足高温、低渗储层压裂改造的需要。	无毒性
2	润湿改进剂	常用的润湿剂主要是非离子型表面活性剂，如 AE1910、OP-10、SP169、796A、TA-1031 等，能将亲油砂岩润湿为亲水砂岩，有利于提高相对渗透率。	无毒性
3	破乳剂	多为胺型表面活性剂，以多乙烯多胺为引发剂，用环氧丙烷多段整体聚合而成的胺型非离子表面活性剂，破乳剂的相对分子质量大有利于破乳。主要作用是将乳化状的油水混合液中油和水分离开来。	无毒性
4	消泡剂	主要成分是烷基硅油，烷基硅油的表面张力很低，在常温下具有消泡速度快、抑泡较好的特性。	无毒性
5	高温交联剂	通过化学键或配位键与稠化剂发生交联反应的试剂称为交联剂。交联剂将聚合物的各种分子联结成一种结构，使原来的聚合物分子量明显地增加，调整压裂液的粘度。	无毒性
6	有机硼	含有硼原子的有机化合物，作为交联剂辅助用剂。	无毒性
7	高温破胶剂	目前适用于水基交联冻胶体系的破胶剂，以过硫酸钾作为主要助剂。	无毒性
8	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
9	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 $\text{Na}^+$ 和 $\text{CO}_3^{2-}$ ，在泥浆中通过离子交换	无毒性

		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 $\text{Ca}^{2+}$ 离子，使泥浆性能变好。	
10	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

### 3.6.4 采油工程

本项目基建油井 4 口，全部采用抽油机举升采油方式，新建抽油机 4 台、电动机 4 台、控制柜 4 台。拟建油井机型及配电装置统计见表 3.6-13。

表 3.6-13 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	CYJY10-3-37HB	台	4
电动机	额定电压 380V、额定功率 30kW	台	4
控制柜	额定电压 380V、额定功率 30kW 不停机间抽控制柜	台	4

### 3.6.5 油气集输工程

#### (1) 集输工艺

本项目朝 1-朝气 3 区块为试验区块，周边无集油间、转油站可依托，规划采用井场拉油方式生产，井口产液直接集输至新建储油罐，储油罐升温至拉运温度；由罐车拉运至朝二联卸油点，管输至朝二联转油脱水站进行油水分离，分离后含油污水进入朝二联含油污水处理站，拉油点拉油工艺示意图见图 3.6-6。

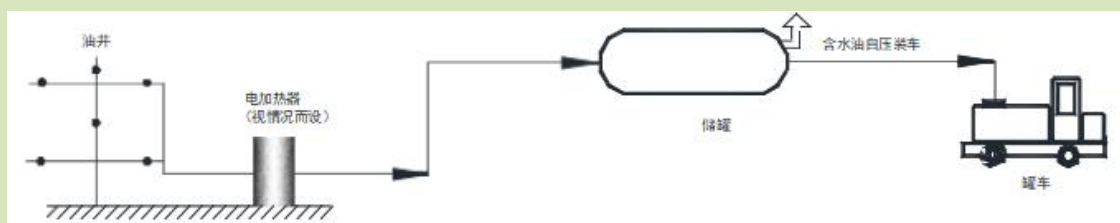


图 3.6-6 拉油点拉油工艺示意图

#### (2) 新建拉油点及井位布设

本项目新建 3 座井场，为每座井场分别设置拉油储罐，井口不设置井口电加热，拉油点位置分布示意图见图 3.6-7。



图 3.6- 7 拉油点位置分布示意图

本项目新建 3 座井场，为每座井场分别设置拉油储罐。根据《油田油气集输设计规范》GB50350-2015 第 4.2.2 条：连续生产的拉油采油井场应设储油罐，储存时间宜为 2d~7d。根据产液量预测，本次 2 座独立井各设置 1 座 40m<sup>3</sup> 储油罐，1 座平台井设置 1 座 80m<sup>3</sup> 储油罐、1 座 40m<sup>3</sup> 储油罐。每个储油罐内设置 2 个 5kW 的加热棒。

### (3) 新建管线

本项目新建集油管线  $\phi 60 \times 3.5 \text{mm}$  0.06km，材质为金属、设计压力 1.6MPa，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。

原油集输工程主要工程量见表 3.6- 14。

表 3.6- 14 原油集输工程主要工程量表

序号	项目 名称	单位	数量
1	CYJY10-3-37HB 抽油机	座	4
2	集油管道 $\phi 60 \times 3.5$	km	0.06
3	利旧多功能储油罐 40m <sup>3</sup>	座	3
4	利旧多功能储油罐 80m <sup>3</sup>	座	1

## 3.6.6 公辅工程

### 3.6.6.1 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、水基钻井废水及油基钻井废水（钻井设备冲洗

废水)、压裂返排液、管线试压废水和试油产液。

### 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 84d,钻井队在井人数 20 人。2 口勘探井压裂试气施工约 20d,另外 4 口基建井压裂地面工程施工约 80d,施工人数 20 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 294.4m<sup>3</sup>。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 235.5m<sup>3</sup>。施工期施工人员产生的生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内,定期拉运至第十采油厂厂区污水泵房,经地下管网输至第十采油厂厂区生活污水处理站处理达标后排入牛毛沟,施工结束后临时防渗旱厕进行卫生处理,场地进行平整。

### 2) 钻井生产用水及钻井设备冲洗废水

本项目钻井生产用水主要包括施工阶段洒水抑尘用水、钻井设备冲洗用水(冲洗振动筛及钻台钻具等设备)、水泥用水。本项目钻井生产用水由水罐车运送,类比第十采油厂多年的钻井工程资料,每进尺 1000m,清水用量约 70m<sup>3</sup>,钻井施工总进尺约 16642m(水基钻井总进尺 5844m,油基钻井总进尺 10798m),则钻井生产用水量为 1164.9m<sup>3</sup>。其中,钻井设备冲洗用水随井深和钻井周期变化,类比第十采油厂多年的钻井工程资料,每钻进 1m 设备冲洗用水平均为 0.02m<sup>3</sup>,则钻井设备冲洗用水量约 332.8m<sup>3</sup>;本项目固井水泥的水灰比为 0.4,定向井单井水泥用量为 106t,水平井单井水泥用量为 188t,本项目新钻 2 口定向井,4 口水平井,则水泥用水量为 385.6m<sup>3</sup>,水泥用水全部进入水泥中;根据物料平衡,洒水抑尘用水为 446.5m<sup>3</sup>,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 111m<sup>3</sup>,油基钻井废水产生量为 205.2m<sup>3</sup>。水基钻井废水排入井场钢制泥浆槽中,定期由罐车拉运至大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司处理,处理后的压滤水由罐车拉运至朝一联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)及《碎屑岩油藏注水水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,定期拉运至朝二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)限值要求后回注油层。

### 3) 压裂液及压裂返排液

本项目新钻 6 口油井投产前需进行压裂作业,压裂液使用量为 100m<sup>3</sup>/口,本项目压裂液使用量为 600m<sup>3</sup>,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 70m<sup>3</sup>/井,则本项目共计产生压裂返排液 420m<sup>3</sup>,压裂返排液由罐车

拉运至朝一联压裂返排液无害化处理站处理后，管输进入朝一联含油污水处理站处理达标后回注油层，不外排。

#### 4) 管线试压用水及管线试压废水

本项目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 $0.13\text{m}^3$ ，试压废水按用水量的95%计算，试压废水产生量为 $0.114\text{m}^3$ 。管线试压废水由罐车拉运至朝二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排。

### (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朝二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 $21700\text{t/a}$ 。朝二联转油脱水站处理后的油田采出水最终管输进入朝二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。

#### 2) 作业用水及作业污水

本项目作业用水来源为朝二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第十采油厂多年运营作业结果可知，油井作业周期1.5年，油井作业用水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4口油井，则油井作业用水量约 $11.2\text{m}^3/\text{a}$ 。作业污水产生量按用水的95%计算，则作业污水产生量约为 $10.64\text{m}^3/\text{a}$ 。此部分污水通过罐车回收后拉运至朝二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排。

#### 3) 洗井用水及洗井污水

本项目新建4口油井洗井采用热洗车进行洗井，以清除套管结蜡，洗井用水来源为朝二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 $1216.7\text{m}^3/\text{a}$ ，洗井污水产生量按用水的95%计算，则洗井污水产生量约为 $1155.9\text{m}^3/\text{a}$ 。此部分污水通过罐车回收后拉运至朝二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排。

本项目水平衡图见图 3.6- 8、图 3.6- 9。

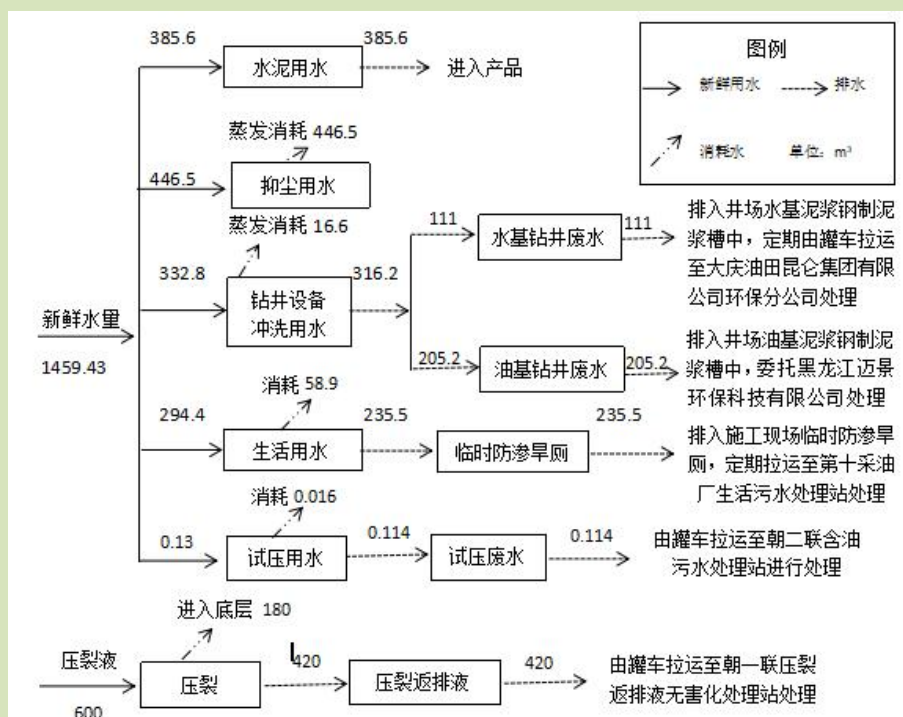


图 3.6- 8 施工期水平衡图 (单位:  $m^3$ )

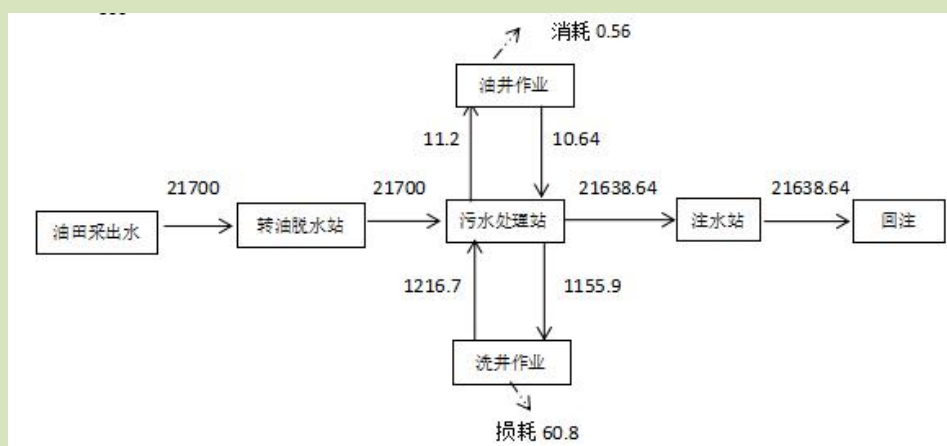


图 3.6- 9 运营期水平衡图 (单位  $m^3/a$ )

### 3.6.6.2 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，依托的电源为松二变电站，本项目新增负荷 78kW，配电采用单变压器对单井及单变压器对多井 2 种方式。新建井场柱上变电站 3 座，新建 10kV 线路 1.1km，线路采用  $3 \times LGJ-50$  型导线。供配电系统主要工程内容见表 3.6- 15。

表 3.6- 15 供配电工程主要工程量汇总表

序号	项目名称	单位	数量
----	------	----	----

1	井场变压器	台	3											
(1)	63kVA	台	2											
(2)	100kVA	台 </tr <tr> <td>2</td> <td>柱上变电站</td> <td>座</td> <td>3</td> </tr> <tr> <td>3</td> <td>10kV 线路 LGJ-50</td> <td>km</td> <td>1. 1</td> </tr> <tr> <td>4</td> <td>低压电力电缆</td> <td>km</td> <td>1. 5</td> </tr>	2	柱上变电站	座	3	3	10kV 线路 LGJ-50	km	1. 1	4	低压电力电缆	km	1. 5
2	柱上变电站	座	3											
3	10kV 线路 LGJ-50	km	1. 1											
4	低压电力电缆	km	1. 5											

### 3.6.6.3 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。

### 3.6.6.4 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，3 座拉油点收集产液最大伴生气产生量 318m<sup>3</sup>/d，伴生气最大产量 11.6 万 m<sup>3</sup>/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经朝二联卸油点后进入朝二联转油脱水站进行处理，依托场站新增天然气用量约 107.84 万 m<sup>3</sup>/a。

### 3.6.6.5 道路工程

本次产能基建 4 口油井和 3 座拉油点，共形成平台 1 座和独立井 2 口。

新建道路合计长度为 1500m，建设标准均为路面宽 3.5m 的砂石路，路基宽 4.5m；3#平台路的起点在当地水泥路上，需征用该 4m 宽水泥路 450m。



图 3.6- 10 本项目新建道路路由

表 3.6- 16 本项目道路工程主要工程量

序号	道路名称	总长度 (km)	道路宽度 (m)		建设标准	备注
			路基	路面		
1	源 212-扶平 3 通井路	0.05	4.5	3.5	砂石	新建
2	源 212-扶平 4 通井路	0.85	4.5	3.5	砂石	新建、改造
3	3#平台通井路	0.6	4.5	3.5	砂石	新建
	合计	1.5				
4	当地水泥路征用	0.45	6.5	4.0	水泥路征用	新建

### 3.6.6.6 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。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 座拉油点设计安防系统及数据传输系统。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- 17。

表 3.6- 17 数字化工程量表

序号	项目名称	单位	数量
自控部分			
1	防爆磁致伸缩液位计	台	4
2	防爆温度控制器	台	4
3	WIA-PA 智能综合电参采集控制器	套	3
4	WIA-PA 智能三相电参分析控制模块	套	1
5	WIA-PA 压力变送器	台	4
6	WIA-PA 抽油机无线工况采集单元	台	4
7	第八作业区生产管理中心人机界面应用软件调整	套	1
8	生产管理子系统软件调整	套	1
通信部分			
一	拉油点数据传输系统	套	3
以下为单套工程量			
1	传输网络		
(1)	WIA-FA 5.8G MESH 主干网络传输单元	套	1
(2)	POE 供电防雷单元 4×100M POE 电口	套	1
(3)	防水型超 5 类非屏蔽双绞线	m	20
(4)	防水接线箱 400x500x200mm , IP65	套	1
2	水泥杆		
(1)	水泥杆, H=24m	套	1
二	中心站数据传输系统		
1	WIA-FA 5.8G MESH 主干网络传输单元	套	3

2	防水型超 5 类非屏蔽双绞线	m	150
3	POE 供电防雷单元 8×1000M POE 电口	套	1
4	防水接线箱 400x500x200mm , IP65	套	1
三	拉油点储油罐新建摄像机	套	3
	(以下为单套工程量)		
1	室外红外网络变焦球型摄像机	套	1
2	高速 SD 存储卡, 64GB	张	1
3	抱柱安装支架	套	1
4	网络电源综合缆	m	6
四	中心站视频存储		
1	监控级硬盘 8T	块	1

### 3.7 场地布置及土地利用

#### 3.7.1 场地布置

本项目共新钻井 9 口，组成 1 座平台井场和 7 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 7。

本项目基建油井 8 口、转注井 1 口，全部为新钻井，组成 1 座平台井场和 7 座单井井场，新建集油管道 1.6km，新建注水管道 0.82km，新建砂石路 0.9km，拟建井位置及集油管线、通井路走向图见附图 3。平台井场平面布置见附图 8。

#### 3.7.2 工程占地情况

本项目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、道路永久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）、《丛式井平台布置及井眼防碰技术要求》（SY/T 6396-2014）的相关要求以及根据大庆油田施工和建设实际情况，本项目施工期钻井井场占地面积按单井  $100\text{m} \times 100\text{m} = 10000\text{m}^2$  计算（含永久占地及临时占地。井场范围以井口为中心按照  $30\text{m} \times 40\text{m}$  面积进行永久占地征占。生产井永久占地面积以井口为中心按照  $30\text{m} \times 40\text{m}$  面积进行永久占地征占），本项目新建平台井场井间距为 10m，永久占地按“ $(30 + (\text{井数} - 1) \times \text{井间距}) \times 40\text{m}^2$ ”计算，本项目新建 1 座 2 井平台井和 7 座单井井场，则施工井场新增总占地  $9\text{hm}^2$ ，其中新增永久占地  $1\text{hm}^2$ ，新增临时占地  $8\text{hm}^2$ （含施工营地），占地类型为耕地（永久基本农田和一般农田）。

本项目新建 4m 宽土路通井路 0.9km，新增永久占地  $0.36\text{hm}^2$ 。

单座柱上变电站永久占地面积按  $30\text{m}^2$  计算，则 7 座柱上变电站永久占地  $210\text{m}^2$ 。

新建集油管道 1.6km，新建注水管道 0.82km，管线临时占地宽度为 10m（含施工便道），临时占地面积为 2.42hm<sup>2</sup>。

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（永久基本农田和一般农田）。

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：hm<sup>2</sup>

序号	建设项目		耕地（永久基本农田）		耕地（一般耕地）	
			永久占地	临时占地	永久占地	临时占地
1	1#平台	朝 87-斜 116	0.16	0.94	0	0
		朝 89-斜 116			0	0
2	井场	朝 77-斜 106	0.12	0.88	0	0
3		朝 85-斜 110	0.12	0.88	0	0
4		朝 85-斜 99	0.12	0.88	0	0
5		朝 96-斜 117	0.12	0.88	0	0
6		朝 87-斜 129	0.12	0.88	0.12	0.88
7		朝 96-斜 99	0.12	0.88	0	0
8		朝 88-116（转注井）	0.12	0.88	0	0
11		新建管道		0	2.32	0
13	道路		0.24	0	0.12	0
14	新建柱上变电站		0.018	0	0.003	0
小计			1.258	9.42	0.243	0.98
合计			10.678		1.223	
总计			11.901			

### 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和通井路、井场临时旱厕的开挖及回填、管沟开挖及回填、临时占地的表土剥离及回填。

本项目开工前编制表土剥离方案，对新增永久占地和临时占地 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 0.3m 用于当地高标准农田建设。

新建井场和道路平均垫高 0.3m。新建集油管线和注水管线共 2.42km，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 4m<sup>3</sup>。

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

表 3.7- 2 本项目土石方情况 单位：m<sup>3</sup>

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	13380	13380	13380	0	0	临时占地 4.46hm <sup>2</sup> ，表土剥离 0.3m
2	井场	1920	1920	0	1920	0	井场平均填高 0.3m；永久占地表土剥离 0.3m
4	拉油点	5160	5160	0	5160	0	新建拉油点占地 1.72hm <sup>2</sup> ；垫高 0.3m，永久占地表土剥离 0.3m
5	临时旱厕	32	32	32	0	0	新钻井场设置临时旱厕 1 座，容积为 4m <sup>3</sup> /座
6	集油管道	4840	4840	4840	0	0	新建集油管线和注水管线 2.42km，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	2025	2025	0	2025	0	路基宽 4.5m，长度 1.5km；永久占地表土剥离 0.3m
合计		22625	22625	13520	9105	0	/

## 3.8 施工方式

### 3.8.1 管道施工

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，本项目试压采用清水进行试压。

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

管道施工作业断面见图 3.8- 2，管道开挖施工平面布置示意图见图 3.8-3。

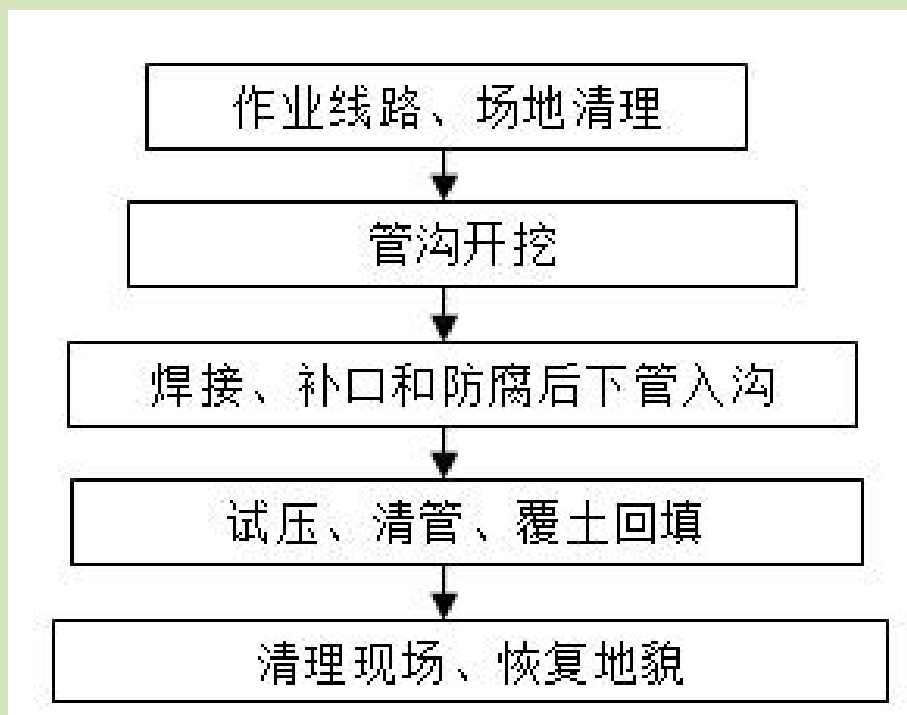


图 3.8- 1 管道施工建设过程

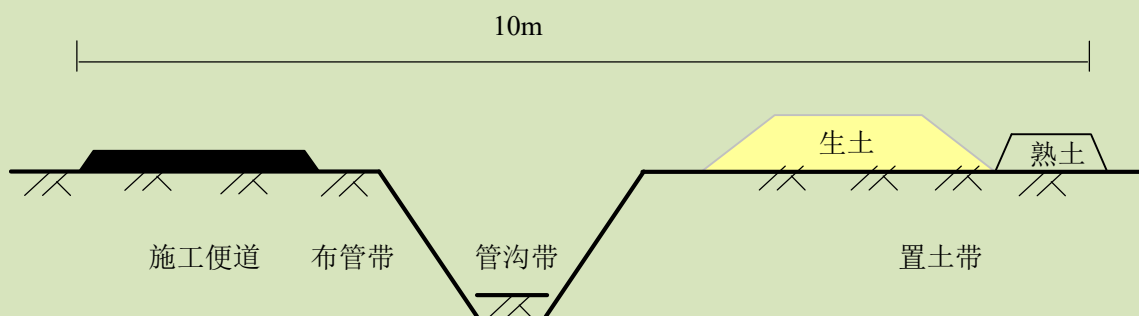


图 3.8- 2 管道施工作业断面图



图 3.8- 3 管道开挖施工平面布置示意图

### 3.8.2 道路施工

本项目道路施工包括新建通井砂石路。

新建 4.5m 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。建设过程示意图见下图 3.8- 4。

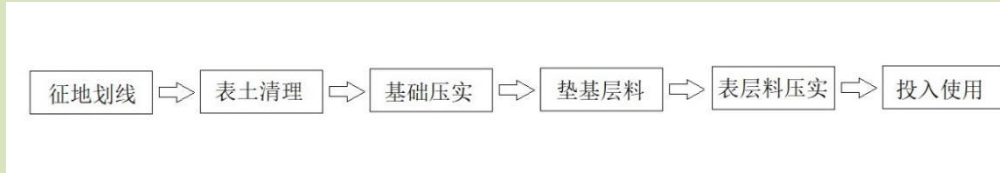


图 3.8- 4 道路施工建设过程

### 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 etc 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 设备及物料消耗

### 3.9.1 设备

本项目施工及运营期主要设备见表 3.9- 1。

表 3.9- 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	4	台
2		挖掘机	1	台
3		推土机	1	台
4		钻机	2	台
5		泥浆泵	4	台
6		钻井泵	4	台
7		振动筛	4	台
8		搅拌机	4	台
9		压路机	1	台
10		电焊机	2	台
11		运输车辆	2	台

12	运营期	压裂车	4	台
13		混砂车	2	台
14		普通抽油机	4	台
15		电动机	4	台
16		配电柜	4	台
17		拉油点多功能储罐	4	台

### 3.9.2 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 1164.9m<sup>3</sup>；

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 294.4m<sup>3</sup>；

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 0.13m<sup>3</sup>；

钻井液消耗：根据设计方案中钻井液用量表可知，本项目水基钻井液用量 1180m<sup>3</sup>、油基钻井液用量 1904m<sup>3</sup>；

水泥消耗：根据固井水泥用量表，本项目固井水泥用量为 964t；

柴油消耗：本项目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 332.84t；

射孔液消耗：根据施工单位以往经验，单口井射孔一般需要射孔液 40m<sup>3</sup>，本项目 6 口新钻井需射孔，则射孔液用量为 240m<sup>3</sup>。

压裂液：根据设计方案，压裂液使用量为 100m<sup>3</sup>/口，本项目共计使用压裂液 600m<sup>3</sup>；本项目投产后，新增耗电 56 万 kW·h/a；

本项目新建 3 座拉油点共安装 1 台 80m<sup>3</sup>多功能储罐和 3 台 40m<sup>3</sup>多功能储罐，根据工程方案预测产生的伴生气情况，本项目伴生气最大产生量为 318m<sup>3</sup>/d，即 11.6 万 m<sup>3</sup>/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。

本项目主要消耗物料具体见下表 3.9-2。

表 3.9-2 本项目主要物料消耗

序号	时期	项目	原辅材料	用量
1	施工期	钻井施工	钻井生产用水 (m <sup>3</sup> )	1164.9
2		办公生活	生活用水 (m <sup>3</sup> )	294.4
3		管线试压	试压用水 (m <sup>3</sup> )	0.13
4		钻井	水基钻井液 (m <sup>3</sup> )	1180
			油基钻井液 (m <sup>3</sup> )	1904
5	固井	水泥 (t)	964	

6		钻井期发电	柴油 (t)	332.84
7		射孔	射孔液 (m <sup>3</sup> )	240
8		压裂	压裂液 (m <sup>3</sup> )	600
9	运营期	生产运营	耗电 (万 kWh/a)	56
10		油气水分离	耗气量 (万 m <sup>3</sup> /a)	11.6
11		油井作业	防渗布 (t/a)	1.67

### 3.10 施工进度及时序

本项目计划施工期为 2026 年 1 月至 2026 年 7 月，单井钻井施工约 28d，2 支钻井队伍同时施工，钻井期时间段合计 84d；单井压裂工程施工约 15d，试气工程施工约 5d，地面工程施工约 25d，2 口勘探井压裂试气施工约 20d，另外 4 口基建井压裂地面工程施工约 80d，整个施工期为 184d。

### 3.11 主要经济技术指标

本项目主要技术经济指标见表 3.11- 1。

表 3.11- 1 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 $1.16 \times 10^4$ t/a
设计井数	新钻井 6 口，其中 2 口为勘探井，基建油井 4 口，全部为新钻井
不同规模站场数	依托联合站 1 座
管道长度	新建集输管道 0.06km。
能源消耗情况	本项目投产后，拉油点最大耗气量 $318 \times 10^4$ m <sup>3</sup> /d，依托场站新增耗气量 107.84 万 m <sup>3</sup> /a。新增耗电新增用电负荷 273.9 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 7.714hm <sup>2</sup> ，其中永久占地面积为 3.254hm <sup>2</sup> ，临时占地面积为 4.46hm <sup>2</sup> ，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 20 人，压裂及地面建设施工人数 20 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 13156 万元，环保投资 87.82 万元，环保投资占比 0.67%。

## 3.12 依托工程分析

### 3.12.1 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、水基废钻井液和不含油射孔液属于一般固体废物，依托大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司处理。油基废钻井液、油基钻井岩屑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，依托第八采油厂工业固废填埋场处理。压裂返排液依托朝一联压裂返排液无害化处理站处理。

本项目运营期油井产液经拉油点储罐收集后，定期由罐车拉运至朝二联卸油点进朝二联转油脱水站处理，处理后分离出的污水管输进入朝二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，不外排。

#### （1）朝二联卸油点

朝二联卸油点已建1座16m×6m卸油池，输油泵2台（Q=30m<sup>3</sup>/h，H=100m），按照两台泵同时工作，日工作时间8h计算，可完成480m<sup>3</sup>/d的收液任务，目前实际日最大收液量约为113m<sup>3</sup>/d，负荷率为23.5%。本项目施工期2口勘探井试油产液通过拉油罐车进入朝二联卸油点，根据设计方案，源斜2401预计试油获得2.02t/d的工业油流，源1011井计试油获得1.93t/d的工业油流，合计新增最大产液量为3.95m<sup>3</sup>/d，新增后朝二联卸油点收液量约为116.95m<sup>3</sup>/d，负荷率为24.4%，处理能力满足要求。运营期，4口基建井的最大日产液量为110.8m<sup>3</sup>，新增后朝二联卸油点收液量约为229.95m<sup>3</sup>/d，负荷率为47.9%，新增产能后朝二联卸油点负荷率为28.33%，处理能力满足要求。

根据根据大庆中环评价检测有限公司于2023年7月13日~14日对朝二联卸油点的监测结果可知，厂界非甲烷总烃浓度为0.48~0.71mg/m<sup>3</sup>，满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9中规定要求。厂区内放的非甲烷总烃泵房外监控点1h平均浓度值在0.48~0.7mg/m<sup>3</sup>之间，任意一次浓度值在0.66~0.68mg/m<sup>3</sup>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；厂界噪声昼间在46.4~49.5dB（A）之间，夜间在43.6~46.9dB（A）之间，可以满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类标准；

#### （2）朝二联脱水站

朝二联脱水站于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,朝二联脱水站采用“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110.8t/d,增加本项目产液后朝二联脱水站一段游离水脱除器处理量处理液量为7840.3t/d,负荷率52.3%;二段电脱水器处理液量610.8t/d,负荷率24.4%,满足本项目依托需求。

根据现场勘查,目前朝二联脱水站运行正常,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),朝二联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 $8.2\sim 9.0\text{mg}/\text{m}^3$ , $\text{NO}_x$ 浓度为 $65\sim 79\text{mg}/\text{m}^3$ , $\text{SO}_2$ 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;朝二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,朝二联合站厂界噪声昼间在 $45.4\sim 48.3\text{dB(A)}$ 之间,夜间在 $41.6\sim 44.8\text{dB(A)}$ 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肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理,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,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。场站内各污染物均稳定达标排放,固体废物均合理处置,朝二联合站各项污染物达标排放,满足环保要求。朝二联脱水站工艺流程见图3.12-1。

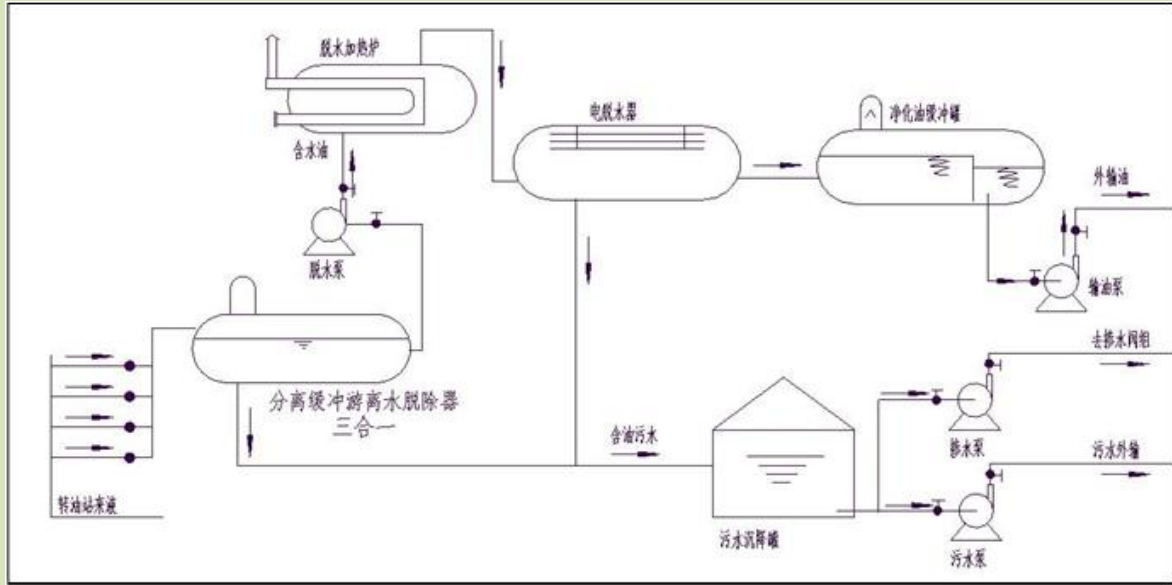


图 3.12- 1 朝二联转油脱水站工艺流程图

### (3) 朝二联含油污水处理站

本项目 4 口油井采出水依托朝二联含油污水处理站处理，朝二联含油污水处理站 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 $\leq 5\text{mg/L}$ 、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 4 口油井投产初期最大采出水量为  $72\text{t}/\text{d}$ ，新增本项目采出水后处理量为  $1290\text{m}^3/\text{d}$ ，负荷率为 64.5%，满足依托需求。朝二联含油污水处理站工艺流程见图 3.12- 2。

根据现场勘查，目前朝二联含油污水处理站运行正常，根据大庆中环评价检测有限公司于 2025 年 3 月 17 日-18 日对朝二联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  $1\text{mg/L}$ ，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，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。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。朝二联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。

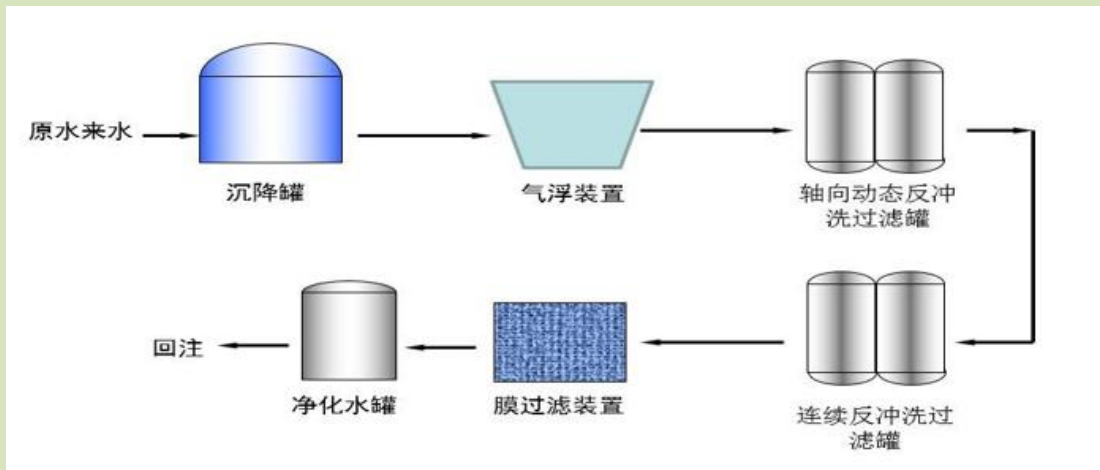


图 3.12- 2 朝二联合含油污水处理站工艺流程

#### (4) 朝一联合含油污泥处理站

朝一联合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  $5\text{m}^3/\text{h}$  (年运行 180 天，每天 24 小时，年最大处理量  $21600\text{m}^3$ )，目前实际处理量约  $13405.4\text{m}^3/\text{a}$ ，负荷率约为 62.06%，剩余处理量为  $8194.6\text{m}^3$ 。本项目含油泥（砂）及落地油产生量为  $0.478\text{t}/\text{a}$ ，约  $0.40\text{m}^3$ ，本项目新增后处理量约为  $13405.8\text{t}/\text{a}$ ，负荷率为 62.06%，变化较小，能够满足本项目含油污泥处理需求。

朝一联合含油污泥处理站工艺流程见图 3.12- 3。

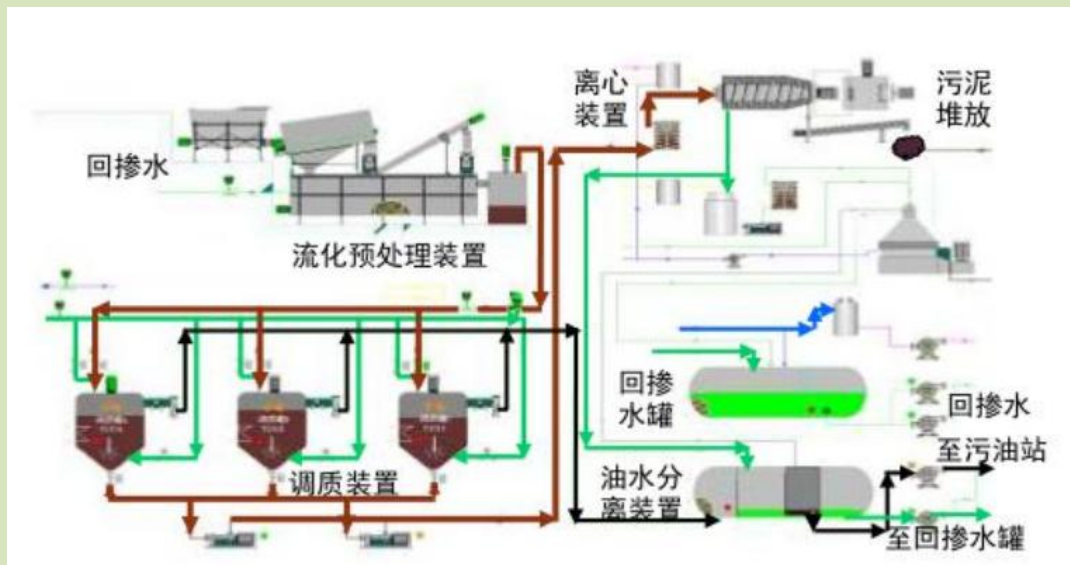


图 3.12- 3 朝一联合含油污泥处理站工艺流程图

#### (5) 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  $30000\text{t}/\text{a}$ ，厂区占地面积  $67614.45\text{m}^2$ ，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 0.478t/a，经朝一联合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。

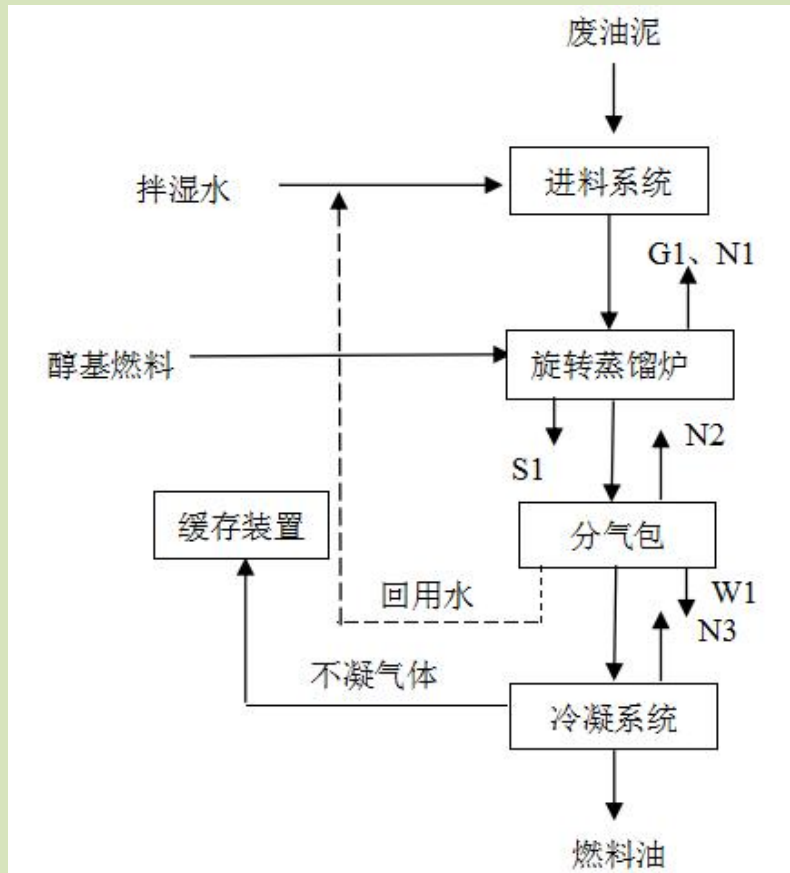


图 3.12- 4 大庆博昕晶化科技有限公司工艺流程图

(6) 第八采油厂工业固废填埋场

第八采油厂工业固废填埋场位于大庆市肇州县新福乡双龙山北侧 1.8km、乐业村东南 1.05km 处，占地面积 1.91hm<sup>2</sup>，填埋场现阶段运行稳定，总容量为 11624m<sup>3</sup>，设计年处理能力为 581.2m<sup>3</sup>，合 700t/a，服务年限 20 年，目前填埋总量约为 5347m<sup>3</sup>，剩余填埋量约为 6277m<sup>3</sup>，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 0.1212t，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。

(7) 大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司

大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司位于黑龙江省大庆市肇州县朝阳沟镇长林村路东，采用“集中压滤无害化处理”，处理后的压滤水定期由罐车拉运至朝一联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）中“含油量≤5mg/L、悬浮固体含量≤1mg/L”规定后回注油层，处理后的泥饼外售给大庆钻探工程公司钻井二公司综合利用垫井场或铺路。大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司工

艺流程图见图 3.12- 5。

大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司设计处理规模为 400m<sup>3</sup>/d，本项目废弃水基泥浆、岩屑、水基钻井废水以及非含油射孔液产生量最大为 122.05m<sup>3</sup>/d，大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司剩余处理规模为 295m<sup>3</sup>/d，能够满足本项目废弃泥浆处理要求。

根据《大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司采油十厂 9 万 m<sup>3</sup>/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/m<sup>3</sup>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<sub>cr</sub> 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。

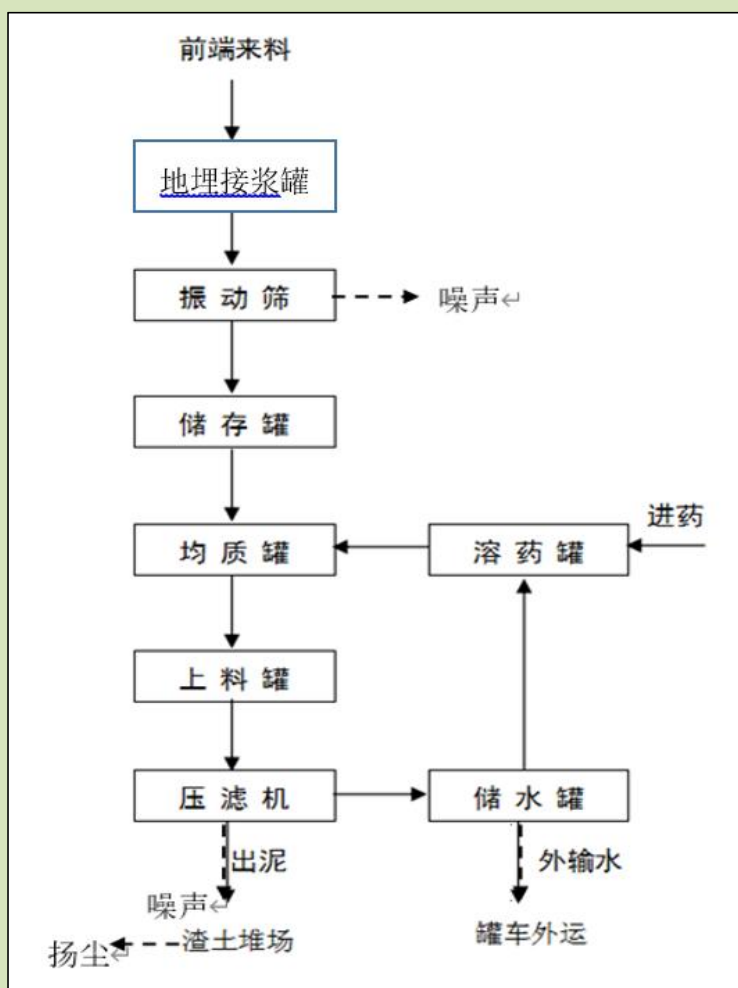


图 3.12- 5 大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司工艺流程图

#### (8) 朝一联压裂返排液无害化处理站

本项目压裂过程产生的压裂返排液由罐车拉运至朝一联压裂返排液无害化处理站处理。站内采用三相分离两级过滤处理工艺，该站设计处理量  $360\text{m}^3/\text{d}$ ，站内建有压裂返排液暂存池  $5000\text{m}^3$ 。本项目压裂井 6 口，压裂返排液量为  $140\text{m}^3/\text{d}$ ，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。朝一联压裂返排液无害化处理站工艺流程见图 3.12- 6。

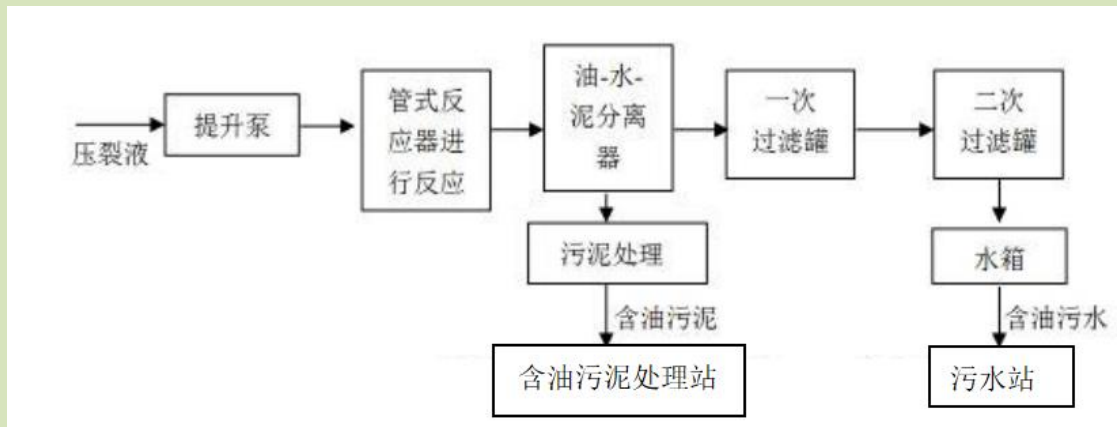


图 3.12- 6 朝一联压裂返排液无害化处理站工艺流程图

### (9) 第十采油厂厂区生活污水处理站

第十采油厂厂区生活污水处理站位于朝一联水质处理站东北侧，地理坐标为东经 125° 36' 43.27"，北纬 45° 42' 52.86"，该站于 2021 年 3 月 22 获得了大庆市肇州生态环境局《关于大庆油田有限责任公司第十采油厂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 A<sub>2</sub>/O 污水处理工艺处理生活污水，处理后污水水质达到《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）中的一级 A 类标准后经污水排放管排入路边渠最终汇入牛毛沟。该站设计生活污水处理规模为 2500m<sup>3</sup>/d，目前实际处理量为 2000m<sup>3</sup>/d，负荷率为 80%，本项目施工期产生生活污水的最大量为 1.28m<sup>3</sup>/d，新增本项目生活污水后处理量为 2001.28m<sup>3</sup>/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。第十采油厂生活污水处理站工艺流程见图 3.12- 7。

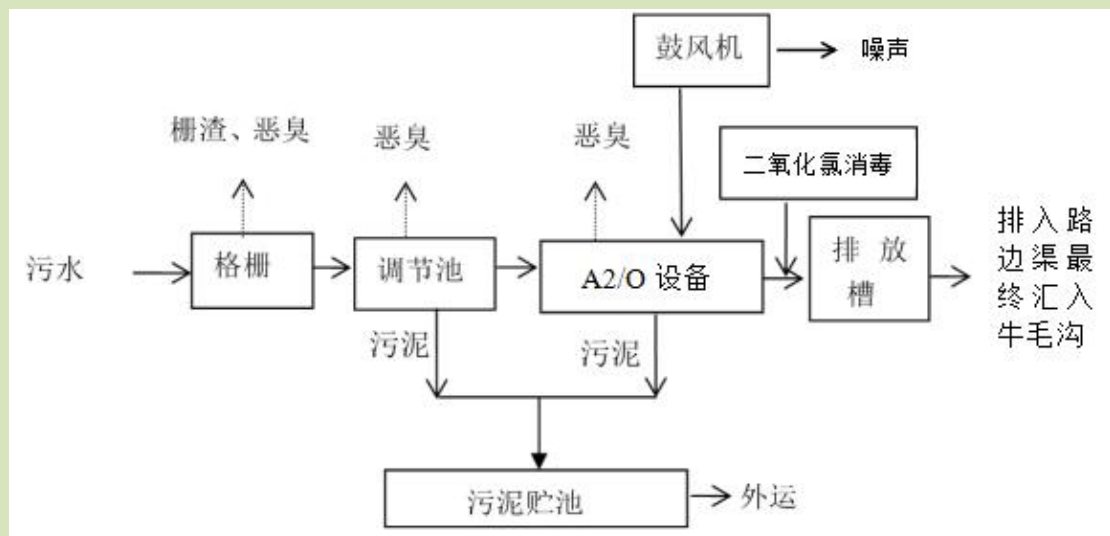


图 3.12- 7 生活污水处理装置工艺流程图

### (10) 第十采油厂综合固废储存库

大庆油田有限责任公司第十采油厂综合固废储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 296.7m<sup>2</sup>。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<sup>-10</sup>cm/s，设 2.5m 高耐稀酸稀碱耐酸瓷砖墙裙，渗透系数≤10<sup>-7</sup>cm/s。

经过现场调查，第十采油厂综合固废储存库设计废含油防渗布存储量为 500t，实际存储量为 10t，本项目含油废防渗布产生量 0.07t/a，储存能力满足本项目处理需求，依托可行。

### (11) 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）。

黑龙江迈景环保科技有限公司采用“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，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 56 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 105.72t/d，新增本项目后该站处理量为 225.72t/d，负荷率 67.8%，可以满足本项目油基泥浆处理需求。工艺流程见图 3.11-8。

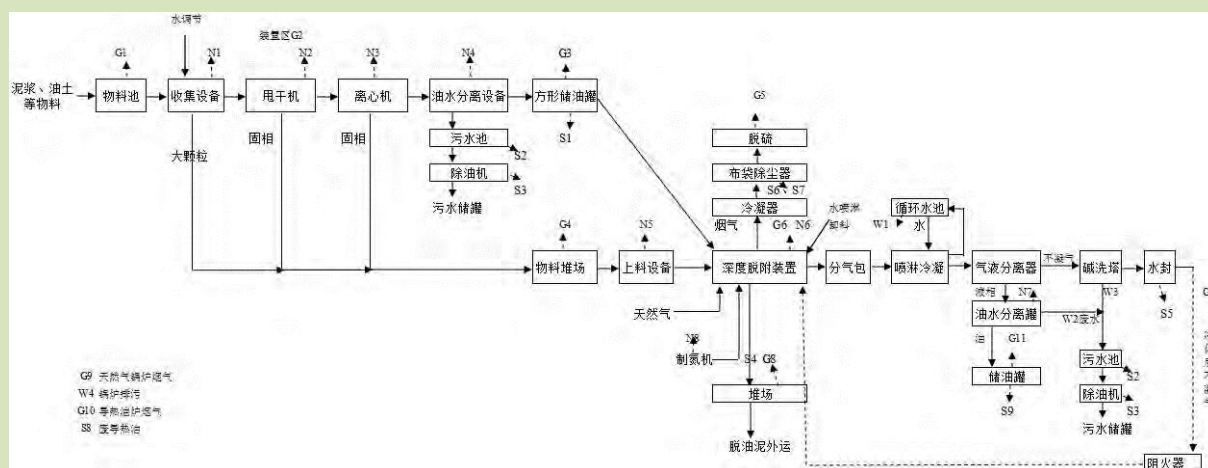


图 3.12- 8 黑龙江迈景环保科技有限公司工艺流程图

### 3.12.2 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表 3.12- 1。

表 3.12- 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	朝二联合站	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
2	大庆油田昆仑集 团有限公司环保 分公司	大庆油田昆仑集团有限公 司环保分公司采油十厂 9 万 m <sup>3</sup> /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	/
3	朝一联合油污泥 处理站	第十采油厂朝阳沟油田朝 94 区块加密井产能建设工 程环境影响报告书	庆环建字 (2012) 189 号	2019 年 10 月通 过自主验收	91230607716675 409L008X
4	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
5	第八采油厂工业 固废填埋场	第八采油厂工业固废填埋 场工程环境影响报告书	庆环建字(2011) 171 号	庆环验(2014) 38 号	91230607716675 409L011X
6	朝一联压裂返排 液无害化处理站	第十采油厂朝一联改造工 程环境影响报告表	庆环建字 (2013) 136 号	2019 年 10 月通 过自主验收	91230607716675 409L008X
7	第十采油厂厂区 生活污水处理站	厂区生活污水处理工程项 目环境影响报告表	州环发(2021) 2 号	2023 年 7 月通 过自主验收	91230607716675 409L008X
8	第十采油厂综合 固废储存库	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
9	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

### 3.13 建设项目工程分析

#### 3.13.1 工艺流程及产污环节

##### 3.13.1.1 施工期

本项目施工期包括钻前、钻井、储层改造、井下作业、地面工程建设等。

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) 钻井工程

### 1) 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。

### 2) 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。

### 3) 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。

### 4) 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。

## (3) 储层改造工程

### 1) 射孔完井

完井是钻井工程的最后环节，整个钻井工艺结束。一般情况下，完井即钻开油层，

完井方式包括套管完井法、射孔完井法、裸眼完井法等，本项目 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。

① 完井井口要求：井口使用  $\Phi 244.5\text{mm} \times \Phi 139.7\text{mm}$  简易套管头。

② 井口校正要求：井口偏斜度小于  $0.2^\circ$ ， $\Phi 139.7\text{mm}$  套管两侧高差小于  $0.5\text{mm}$ 。完井后套管顶面高出地面  $0.05\text{m} \sim 0.30\text{m}$ 。

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

## 2) 压裂

油气层压裂工艺过程用压裂车，把高压大排量具有一定粘度的液体挤入油层，当把油层压出许多裂缝后，加入支撑剂（如石英砂等）充填进裂缝，提高油层的渗透能力，以增加产油量。压裂工艺流程为施工准备，压裂液注入，压裂液增压压开地层，稳压保持裂缝，加砂，泄压，压裂液返排，施工收尾。本项目基建 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。

## (4) 井下作业

### 1) 2 口勘探井试油

试油是通过地震勘查、钻井录井、测井等间接手段初步确定的可能含油（气）层位进行直接的测试，并取得目的层的产能、压力、温度、油气水性质以及地质资料等的工艺过程，本项目对预探井进行试油，目的是为了证实主要含油气层系的产能、流体性质，以便发现油气层，查明油气层位置及其工业价值，为提交预测储量和控制储量提供资料依据。本项目在试油施工过程中可能会产生一定量的试油产液，试油产液主要是底层产出的原油、地层水等。试油产液采用抽汲方法采出后直接进入罐车，通过罐车拉运至朝二联卸油点回收利用。

### 2) 2 口勘探井封井

本项目主要进行预探井的勘探开发，通过完井后试油测试评价情况，对无利用价值或特殊需要井做报废处理的进行永久封井处理，对其余井均进行临时封井处理。

① 临时封井：在试油获得相关参数后，进行临时封井在井下  $50 \sim 100\text{m}$  注入水泥形成水泥塞，水泥塞试压合格后完成临时封井。

② 永久封井：在油层套管的水泥返深以下、射孔井段顶部以上  $50 \sim 100$  间注水泥塞，厚度不小于  $50\text{m}$ ，并在距井口  $50 \sim 100\text{m}$  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。

本项目钻井及井下作业工艺流程及产污环节图见图 3.13- 1。

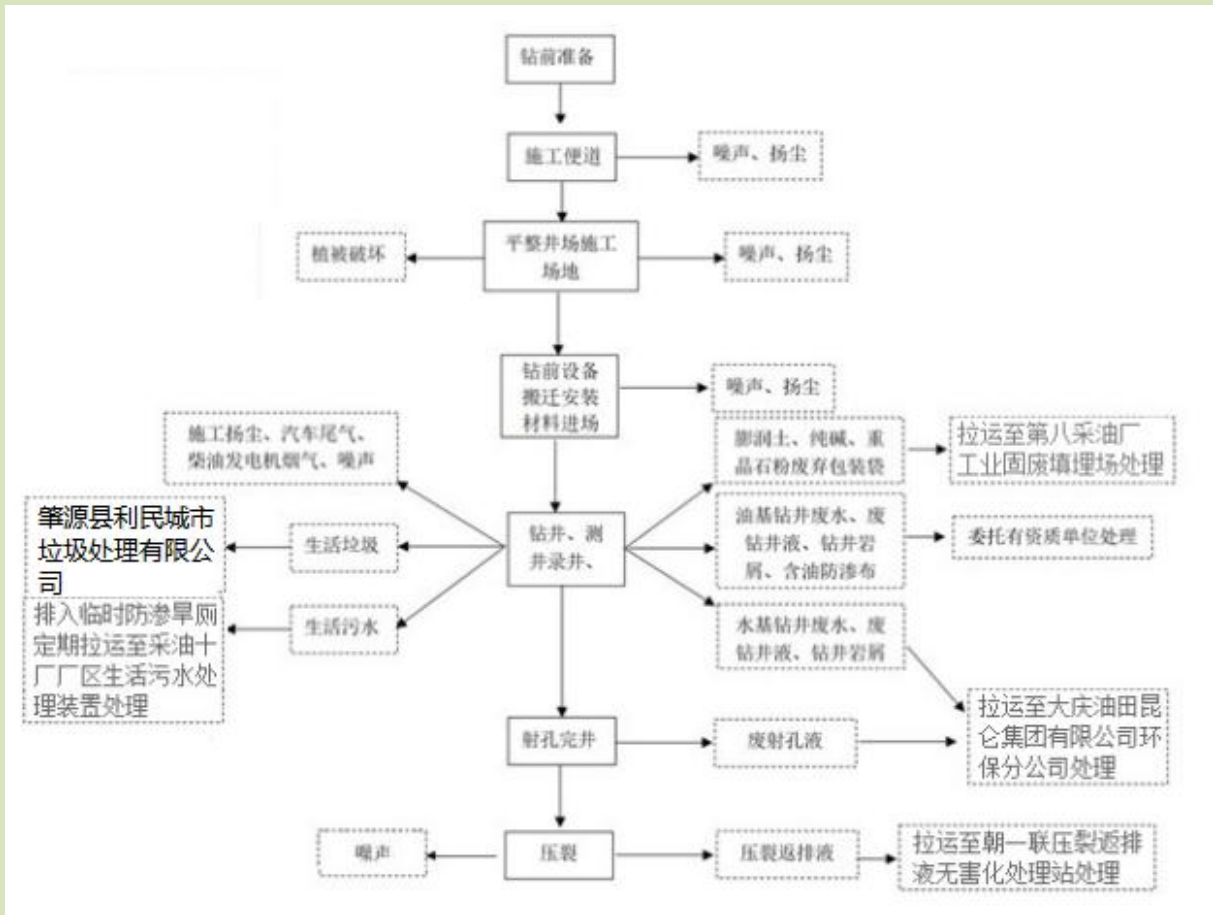


图 3.13- 1 本项目钻井及储层改造工艺流程及产污环节图

### (5) 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 1 台 80m<sup>3</sup> 储罐、3 台 40m<sup>3</sup> 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

开挖管沟时在耕地地开挖，将表层耕植土和下层土分别堆放。在可耕地地回填时，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朝二联含油污水处理站处理达标后回注。

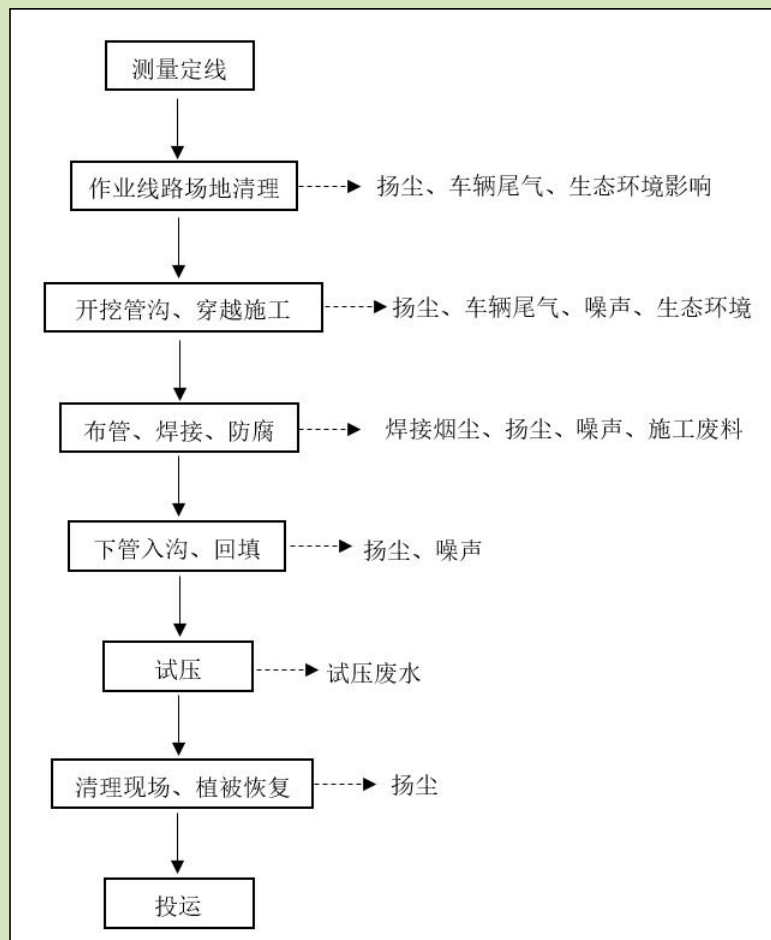


图 3.13- 2 管线施工过程产污节点图

## 3) 道路施工工艺

新建通井通道为砂石路面，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。

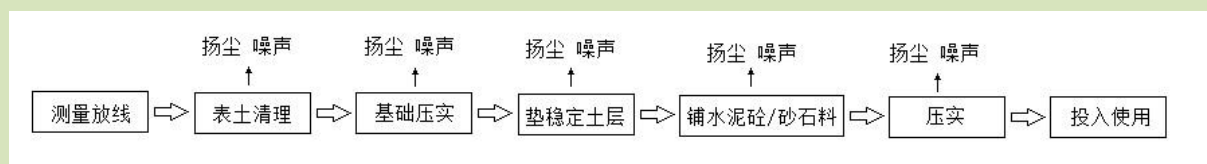


图 3.13- 3 砂石路施工流程图

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 3.12-4。

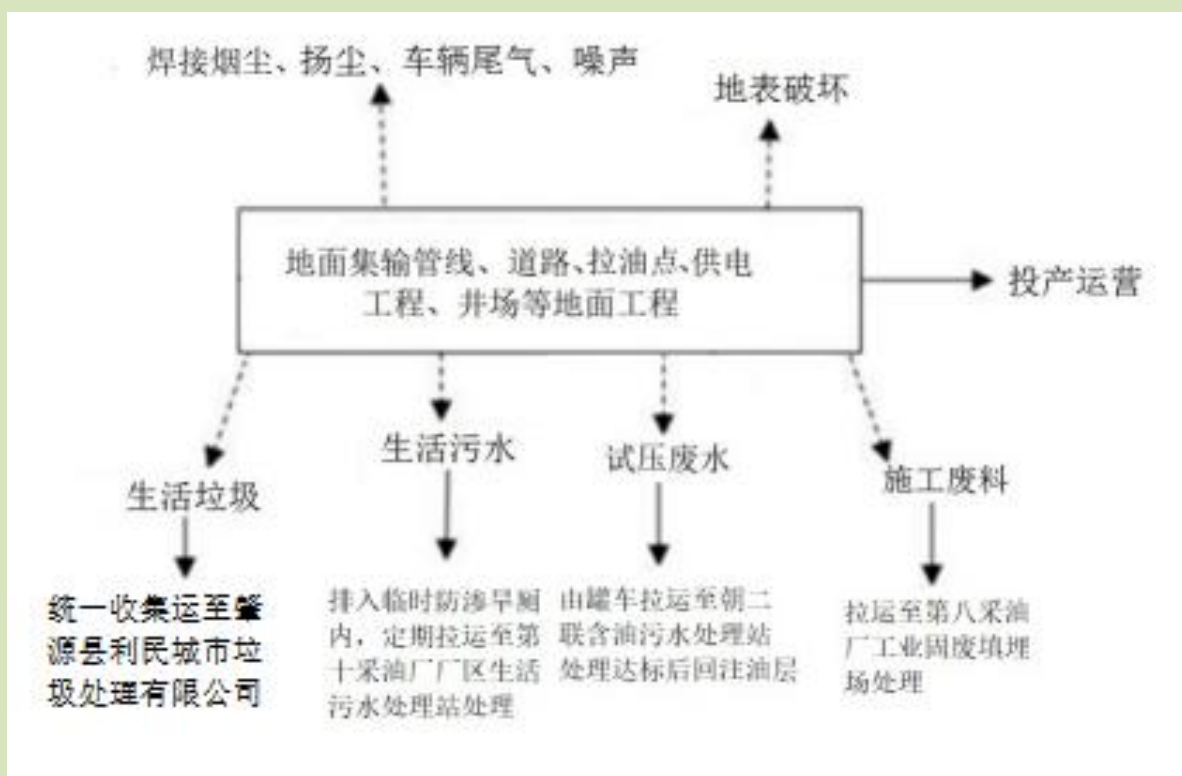


图 3.13- 4 本项目地面工程施工期产污环节图

### 3.13.1.2 运营期

本项目运营期油井产液管线输送至新建拉油点储罐，定期由罐车拉运至朝二联卸油点，管输至朝二联转油脱水站系统处理，分离出的污水管输进入朝二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 3 座拉油点共建设 1 台 80m<sup>3</sup>多功能储罐（九合一）和 3 台 40m<sup>3</sup>多功能储罐（九合一），用于收集储存 3 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朝二联卸油点处理。多功能储罐结构图见图 3.13- 5。

本项目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、洗井污水、含油防渗布和落地油，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。运营期工艺流程及主要产污节点见图 3.13- 6、图 3.13- 7。

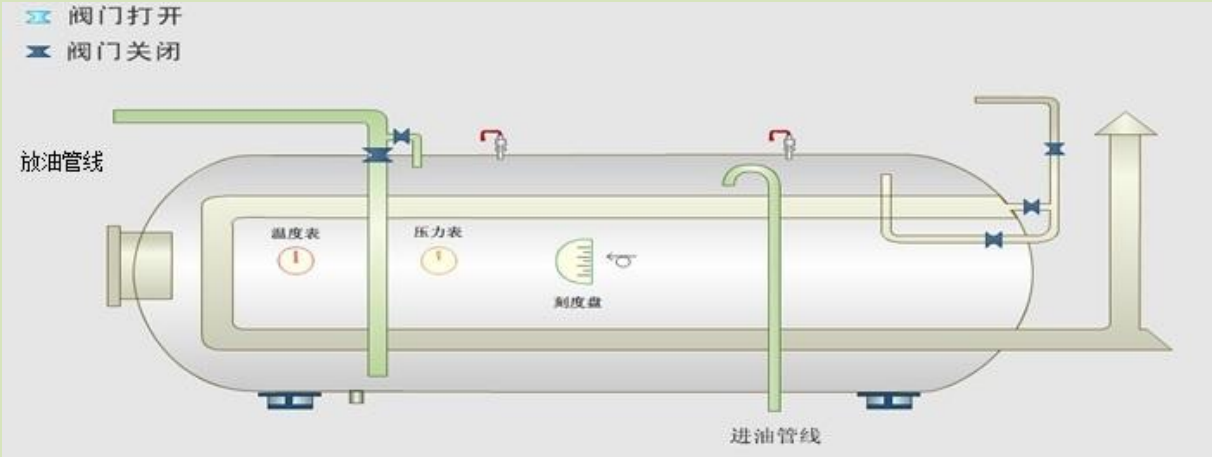


图 3.13- 5 拉油点多功能储罐结构图

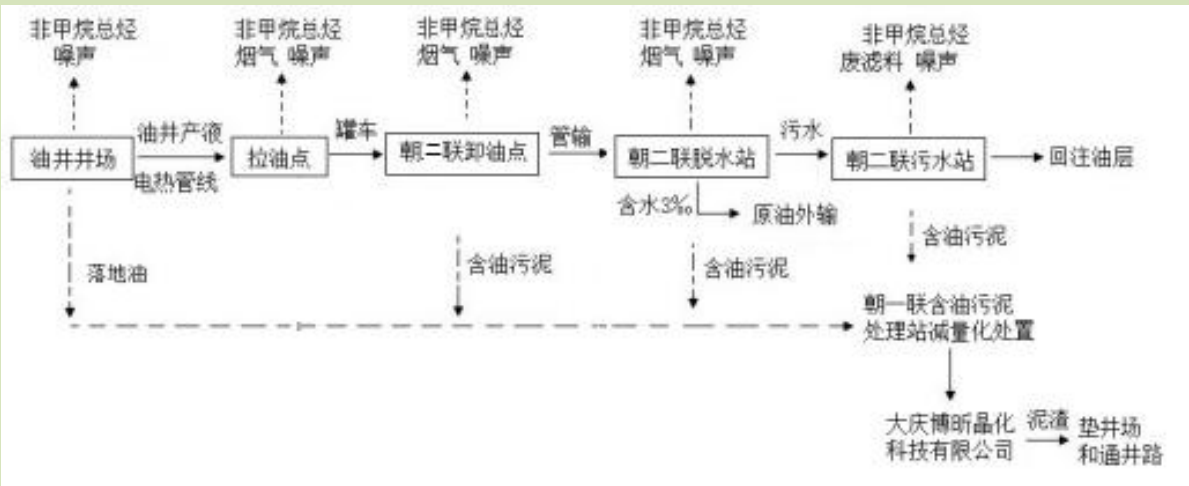


图 3.13- 6 运营期正常工况工艺流程及产污示意图

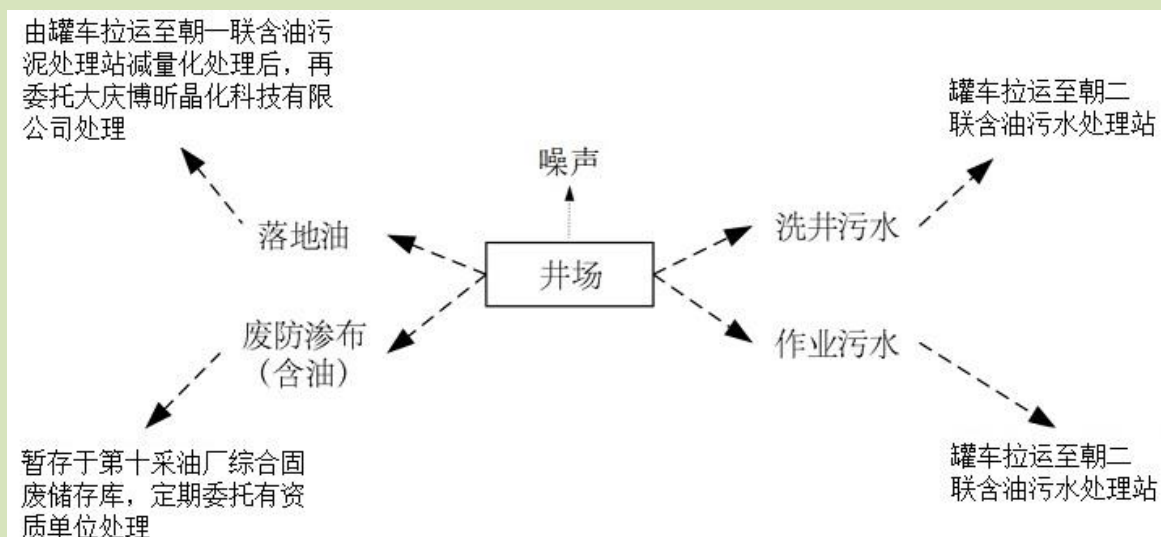


图 3.13- 7 运营期非正常工况工艺流程及产污示意图

### 3.13.1.3 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第十采油厂物资库回收再利用。

##### 2) 封井

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

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

#### (2) 退役道路处理

由于油井退役，通井路已无利用价值，本项目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，由罐车拉运朝二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 3.13- 8。

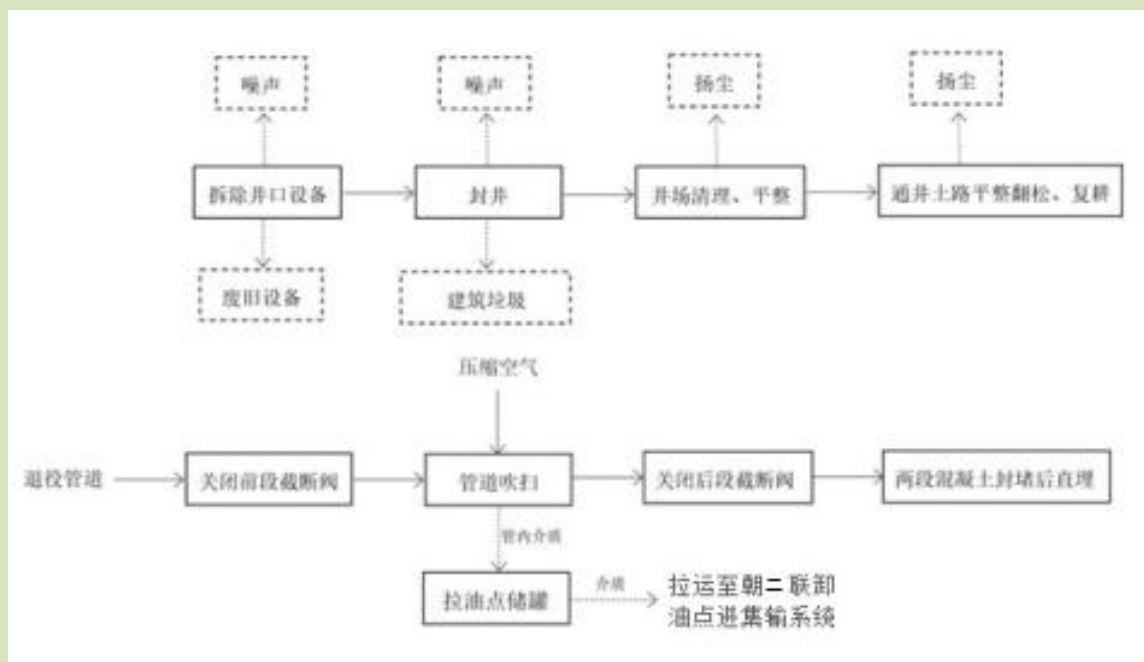


图 3.13- 8 退役期工艺流程及主要产污节点图

## 3.13.2 污染源源强核算

### 3.13.2.1 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，试油及储层改造中产生的非甲烷总烃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 7.714hm<sup>2</sup>，参考对土建工程现场扬尘实地监测结果，TSP 产生系数为 0.01~0.05mg/m<sup>2</sup>·s，考虑本项目实际情况，TSP 产生系数取 0.02mg/m<sup>2</sup>·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 0.031t。

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/m<sup>3</sup>。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/m<sup>3</sup>。

#### 2) 施工车辆排放的尾气

在工程施工期间，使用液体燃料的施工机械及运输车辆的发动机排放的尾气在含有 NO<sub>2</sub>、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，根据建设单位提供的资料，柴油机功率 800kW，本项目柴油总用量约为 332.84t，烟气量按每公斤 12m<sup>3</sup>计，则本项目烟气排放量为柴油发电机运营期间产生烟气 399.4×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>，主要污染物为 SO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub>、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、SO<sub>2</sub>为 2.24kg/t、NO<sub>x</sub>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 3.13-1。

表 3.13-1 柴油发电机燃烧废气污染物产生一览表

污染物指标	产污系数		产生量
	单位	产污系数	
废气量	m <sup>3</sup> /kg 柴油	12	399.4 万 m <sup>3</sup>
SO <sub>2</sub>	kg/t 柴油	2.24	0.75t
NO <sub>x</sub>	kg/t 柴油	2.92	0.97t
烟尘	kg/t 柴油	0.31	0.1t
CO	kg/t 柴油	0.78	0.26t
HC	kg/t 柴油	2.13	0.71t

#### 4) 焊接烟尘

项目管道焊接主要方式为电焊，焊接过程中会产生少量焊接烟尘，焊接烟气中有毒有害气体的成份主要为 CO、CO<sub>2</sub>、O<sub>3</sub>、NO<sub>x</sub>、CH<sub>4</sub>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) 试油伴生气及储层改造产生的非甲烷总烃

试油阶段勘探评井产生的少量伴生气采用试油设备配套放喷管设施点火燃烧，放喷管高为 8m（配套防回火与自动点火装置），设置于井口 50m 以外，且距离发电房等易产生明火的位置 20m 以上。

根据大庆油田近年来气田开发实际情况，放空属于短时非正常工况排放，其燃烧产污为  $\text{CO}_2$ 、 $\text{H}_2\text{O}$ ，项目产生的试气采出气均经过放喷管顶端设自动点火装置燃烧后，不排放非甲烷总烃，对环境影响较小。

储层改造工程主要包括射孔及压裂工程，产生的非甲烷总烃较少，且周围较空旷，故对周围环境影响不大。

## （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  $111\text{m}^3$ 。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，及时拉运至大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司处理，处理后的压滤水定期由罐车拉运至朝一联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。

### 2）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。根据公用工程计算可知，本项目油基钻井废水产生量为  $205.2\text{m}^3$ ，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  $\leq 300\text{mg/L}$ ，石油类浓度  $\leq 1000\text{mg/L}$ 。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，定期拉运至朝二联合含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。

### 3）压裂返排液

本项目 6 口新钻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  $420\text{m}^3$ ，压裂返排液中主要污染因子为石油类、SS，根据朝一联合压裂返排液无害化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朝一联合压裂返排液无害化处理站处理后，管输进入朝一联合含油污水处理站处理，处理后的出水满足《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

本项目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  $0.13\text{m}^3$ , 试压废水按用水量的 95% 计算, 试压废水产生量为  $0.114\text{m}^3$ , 试压废水中污染因子主要为 SS, 浓度约  $100\text{mg/L}$ 。管线试压废水由罐车收集并拉运至朝二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015) 及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022) 限值要求后回注油层, 不外排。试压废水排放满足朝二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 84d, 钻井队在井人数 20 人。2 口勘探井压裂试油施工约 20d, 另外 4 口基建井压裂地面工程施工约 80d, 施工人数 20 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  $80\text{L/d}$ , 生活用水量共计  $294.4\text{m}^3$ 。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  $235.5\text{m}^3$ , 生活污水中 COD 浓度为  $300\text{mg/L}$ , 氨氮浓度为  $30\text{mg/L}$ , 则 COD 产生量为  $0.07\text{t}$ , 氨氮产生量为  $0.007\text{t}$ 。施工期施工人员产生的生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内, 定期拉运至第十采油厂厂区污水泵房, 经地下管网输至第十采油厂厂区生活污水处理站处理达标后排入牛毛沟, 施工结束后临时防渗旱厕进行卫生处理, 场地进行平整。

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	$111\text{m}^3$	SS	$300\text{mg/L}$	进入井场钢制泥浆槽中, 定期由罐车拉运至大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司处理
2	油基钻井废水	$205.2\text{m}^3$	石油类	$1000\text{mg/L}$	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, 定期拉运至朝二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015) 及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022) 限值要求后回注油层。
			SS	$300\text{mg/L}$	
3	压裂返排液	$420\text{m}^3$	石油类	$500\text{mg/L}$	由罐车拉运至朝一联压裂返排液无害化处理站处理, 处置后污水管输进入朝一联含油污水处理站
			SS	$3500\text{mg/L}$	

4	试压废水	0.114m <sup>3</sup>	SS	30mg/L	由罐车拉运至朝二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)限值要求后回注油层
5	生活污水	235.5m <sup>3</sup>	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,定期拉运至第十采油厂厂内污水泵房,经地下管网输至第十采油厂厂内生活污水处理站处理达标后排入牛毛沟,施工结束后临时防渗旱厕进行卫生处理,场地进行平整。
			NH <sub>3</sub> -N	30mg/L	
			BOD <sub>5</sub>	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	声源名称	声源源强 dB(A)		声源性质
		声压级/距声源距离 5m		
1	钻机	90-100		连续稳态声源
2	机泵	80-90		连续稳态声源
3	柴油机	95-100		连续稳态声源
4	发电机	90-95		连续稳态声源
5	振动筛	85-95		连续稳态声源
6	筛分装置	90		连续稳态声源
7	固液分离装置	90		连续稳态声源
8	药剂搅拌罐	70		连续稳态声源
9	均质稳反应装置	90		连续稳态声源
10	压裂车	70-75		连续稳态声源
11	混砂车	85-95		连续稳态声源

### (4) 固体废物

施工期固体废物主要为钻井岩屑、废钻井液、不含油废射孔液、含油废射孔液、废包装袋、含油废防渗布、施工废料、生活垃圾和封井建筑垃圾等。

#### 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 1180m<sup>3</sup>,水基废钻井液产生量为 926m<sup>3</sup>。水基废钻井液排入井

场水基钢制泥浆槽中，及时拉运至大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司处理，处理后的压滤水定期由罐车拉运至朝二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，处理后的泥饼外售给大庆钻探工程公司钻井二公司综合利用垫井场或铺路。

#### 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 476m<sup>3</sup>，单井油基钻井液损耗量 232m<sup>3</sup>，本项目 4 口油井二开采用油基钻井液，则油基废钻井液产生量为 976m<sup>3</sup>。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《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。

#### 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。根据第十采油厂多年钻井施工统计数据，每钻井 1000m 进尺产生水基钻井岩屑 24m<sup>3</sup>。本项目水基钻井进尺 5844m，则水基钻井岩屑总产生量为 140.3m<sup>3</sup>。水基钻井岩屑排入井场水基钢制泥浆槽中，及时拉运至大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司处理，处理后的压滤水定期由罐车拉运至朝二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，处理后的泥饼外售给大庆钻探工程公司钻井二公司综合利用垫井场或铺路。

#### 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。

根据第十采油厂多年钻井施工统计分析,每钻井 1000m 进尺产生油基钻井岩屑 24m<sup>3</sup>。本项目油基钻井进尺 10798m, 则油基钻井岩屑总产生量为 259. 2m<sup>3</sup>。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《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。

#### 5) 不含油废射孔液

本项目 2 口新钻勘探井需进行射孔作业, 作业过程中将产生废射孔液, 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), 不含油废射孔液分类代码为 900-099-S12。每口井产生废射孔液约 40m<sup>3</sup>, 则共计产生不含油废射孔液 80m<sup>3</sup>。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 80m<sup>3</sup>。不含油废射孔液排入井场水基钢制泥浆槽中, 及时拉运至大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司处理, 处理后的压滤水定期由罐车拉运至朝一联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, 处理后的泥饼外售给大庆钻探工程公司钻井二公司综合利用垫井场或铺路。

#### 6) 含油废射孔液

本项目 4 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<sup>3</sup>, 则共计产生含油废射孔液 160m<sup>3</sup>。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 80m<sup>3</sup>。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《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。

#### 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, 本项目新钻井 6 口, 膨润土、纯碱、重晶

石粉废弃包装袋产生量约为 0.12t。膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋统一收集后暂存于钻井液材料房内的加盖钢制桶内，施工结束后由施工单位拉运至第八采油厂工业固废填埋场处理。

#### 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和试油废液，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 0.64hm<sup>2</sup>，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 1.6t。钻井期含油废防渗布集中收集暂存于第十采油厂综合固废储存库，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 0.06km，因此，施工废料产生量约为 1.2kg。施工废料采用收集桶回收，由施工单位安排拉运至第八采油厂工业固废填埋场处理。

#### 10) 垃圾

生活用水采用桶装水，项目钻井施工 84d，钻井队在井人数 20 人。2 口勘探井压裂试气施工约 20d，另外 4 口基建井压裂地面工程施工约 80d，施工人数 20 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 1.84t。生活垃圾统一收集拉运至肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理。

#### 11) 建筑垃圾

本项目封井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，本项目共布设 2 口探井，故封井建筑垃圾产生量约为 0.4t，统一收集委托清运至市政部门指定的建筑垃圾调配场处置。

#### 12) 落地油

在试油过程中会有一部分原油散落在井场而成为落地油。本项目试油产液直接进入罐车，同时井口处铺厚防渗布。落地油产生量很小。根据相关资料，探评井试油期产生的落地油产生量约在 10~50kg/口。由于探评井存在不出油的可能性。只有在有油条件下可能产生落地油，不出油时则没有落地油产生。假设本项目 2 口井均出油，则落地油产生量共计为 0.1t。落地油属于危险废物，废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，危废代码为 071-001-08，落地油由罐车拉运至朝一联含油污泥处理站减量化处理后，再

委托大庆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，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。

表 3.12-4 本项目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	926m <sup>3</sup>	排入井场水基钢制泥浆槽中，及时拉运至大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司处理，处理后的压滤水定期由罐车拉运至朝二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，处理后的泥饼外售给大庆钻探工程公司钻井二公司综合利用垫井场或铺路。
2	水基钻井岩屑	140.3m <sup>3</sup>	
3	不含油废射孔液	80m <sup>3</sup>	
4	含油废射孔液	160m <sup>3</sup>	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《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。
5	油基废钻井液	976m <sup>3</sup>	
6	油基钻井岩屑	259.2m <sup>3</sup>	
7	膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋	0.12t	拉运至第八采油厂工业固废填埋场处理
8	施工废料	1.2kg	
9	含油废防渗布	1.6t	集中收集暂存于第十采油厂综合固废储存库，定期委托有资质单位处理
10	生活垃圾	1.84t	统一收集拉运至肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理
11	封井建筑垃圾	0.4t	统一收集委托清运至市政部门指定的建筑垃圾调配场处置
12	落地油	0.1t	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，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

### 3.13.2.2 运营期污染源强核算

#### (1) 废气

##### 1) 烃类气体

由于本项目油气集输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挥发以及天然气使用过程中的挥发所致，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，本项目建成后年产原油  $0.52 \times 10^4$  t/a，则本次产能非甲烷总烃挥发量为 7.371t/a。主要排放位置有油井井场、集输管道阀门、转油站、联合站等位置，其中油井井场占比约 30%，经核算本项目井场非甲烷总烃逸散量为 2.2113t/a、0.252kg/h，即单井井场非甲烷总烃逸散量为 0.2764t/a、0.03kg/h。

本项目井场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 (朝 87-斜 116、朝 89-斜 116)	0.5529
2	朝 77-斜 106	0.2764
3	朝 85-斜 110	0.2764
4	朝 85-斜 99	0.2764
5	朝 96-斜 117	0.2764
6	朝 87-斜 129	0.2764
7	朝 96-斜 99	0.2764
8	朝 88-116	0
合计		2.2113

##### 2) 加热炉烟气

本项目运营期产生的废气主要来自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。

根据设计资料，本项目新建 3 座拉油点，1#、2#拉油点均设置 1 座 40m<sup>3</sup>多功能储油罐，3#拉油点设置 1 座 40m<sup>3</sup>多功能储油罐和 1 座 80m<sup>3</sup>多功能储油罐，储罐均配备天然气加热装置、电加热装置，罐内产液维温依托储罐加热装置，多功能储油罐的天然气加热装置拟采用低氮燃烧技术，当油田伴生气（天然气）完全燃烧后仍不足将罐内原油升温至凝固点以上 5℃时，需采用电加热作为补充。

根据独立井拉油点储罐最大耗气量为  $2.9 \times 10^4$  m<sup>3</sup>/a，平台井拉油点储罐最大耗气量为  $5.8 \times 10^4$  m<sup>3</sup>/a，经计算，为了保证拉运原油凝固点进站，罐内原油升温至凝固点以上 5℃时，自产气完全燃烧后仍不足，需采用电加热作为补充。本项目拉油点最大耗气量

按照伴生气产气量  $5.8 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$  核算。

根据《污染源源强核算技术指南 锅炉》（HJ991-2018），新建工程锅炉废气优先采用物料衡算法进行核算，其次可采用类比法和产污系数法核算，本项目多功能储罐燃烧废气烟气量采用产污系数法核算。

根据《纳入排污许可管理的火电等 17 个行业污染物实际排放量计算方法（含排污系数、物料衡算方法）》表 B.5 中燃气锅炉的废气产排污系数（ $139854.28 \text{m}^3/\text{万 m}^3\text{-原料}$ ），经计算，本项目 4 多功能储罐废气量共计约为  $162.23 \text{万 m}^3/\text{a}$ 。

二氧化硫、氮氧化物、颗粒物的产排污系数根据《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》（HJ953-2018）表 F.3 燃气工业锅炉的废气产排污系数  $\text{NO}_x=18.71\text{kg}/\text{万 m}^3\text{-原料}$ 、 $\text{SO}_2=0.02\text{Sk}/\text{万 m}^3\text{-原料}$ 、颗粒物  $2.86\text{kg}/\text{万 m}^3\text{-原料}$ ，其中低氮燃烧技术  $\text{NO}_x$  减排率可达 20-50%，本次取 50%，即  $\text{NO}_x=9.36\text{kg}/\text{万 m}^3\text{-原料}$ 。

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 $\text{Nm}^3/\text{a}$ )	烟气量 (万 $\text{Nm}^3/\text{a}$ )	污染物排放情况					
					颗粒物		$\text{NO}_x$		$\text{SO}_2$	
					排放浓度 $\text{mg}/\text{m}^3$	排放量 $\text{t}/\text{a}$	排放浓度 $\text{mg}/\text{m}^3$	排放量 $\text{t}/\text{a}$	排放浓度 $\text{mg}/\text{m}^3$	排放量 $\text{t}/\text{a}$
1#拉油点	储罐 1#	15	2.9	40.56	20.5	0.008	66.9	0.027	28.6	0.012
2#拉油点	储罐 2#	15	2.9	40.56	20.5	0.008	66.9	0.027	28.6	0.012
3#拉油点	储罐 3#	15	1.9	26.57	20.5	0.005	66.9	0.018	28.6	0.008
	储罐 4#	15	3.9	54.54	20.5	0.011	66.9	0.036	28.6	0.016
合计		/	11.6	162.23	0.033		0.108		0.046	

### 3) 温室气体

本项目温室气体排放涉及到运营期新建井场、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

本项目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。

根据开发指标预测，本项目油田采出水最大量为 21700t/a，产液经朝二联转油脱水站分离后，油田采出水管输进入朝二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。

### 1) 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油污污水、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 10.64m<sup>3</sup>/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朝二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排。

### 2) 洗井污水

本项目洗井用水来源为朝二联含油污水处理站的深度处理水，新建 4 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 1155.9m<sup>3</sup>/a。此部分污水通过罐车回收后拉运至朝二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排。

### (3) 噪声

本项目运营期依托工程不新增设备，项目运营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。

表 3.12-7 运营期抽油机正常生产情况下主要噪声源强调查清单

(以 3#平台井场为例)

序号	声源名称	型号	空间相对位置 (m)			声压级/距声源距离 (dB (A) /1m)	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
1	抽油机	CYJY10-3-37HB型抽油机	70	70	1.5	65~80	设置减振基础、选用低噪声设备、加强保养等	0:00~24:00
2	抽油机	CYJY10-3-37HB型抽油机	80	70	1.5	65~80	设置减振基础、选用低噪声设备、加强保养等	0:00~24:00
3	加热炉	/	80	30	1.5	70~75	选用低噪	0:00~

序号	声源名称	型号	空间相对位置 (m)			声压级/距声源距离 (dB (A) /1m)	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
	燃烧器						声设备、加强保养等	24: 00
4	加热炉燃烧器	/	80	20	1.5	70~75	选用低噪声设备、加强保养等	0: 00~24: 00

注：①本次将井场西厂界与南厂界交接点坐标 X, Y 分别设为 0, 0, 则表中声源 X, Y 空间相对位置为相对于西厂界与南厂界交接点的位置坐标。②声源空间相对位置 Z 为声源相对地面的高度。

#### (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  $1.16 \times 10^4$ t/a，则本项目含油污泥产生量 0.348t/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，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。

##### 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 0.13t/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，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，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 0.07t/a。根据《国家危险废物名录（2025 年版）》（2025 年 1 月 1 日），含油防渗布属于 HW08 类危险废物，危险废物代码为 900-249-08，由建设单位收集后暂存于第十采油厂综合固废储存库，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 3.12-8。

表 3.12-8 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	0.348t/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
2	落地油	HW08 废矿物油与含矿物油废物	071-001-08	0.13t/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	0.07t/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	

### 3.13.2.3 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 NO<sub>2</sub>、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，由罐车拉运进入朝二联集输系统处理。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 48m<sup>3</sup>。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 38.4m<sup>3</sup>。退役期生活污水排入施工现场临时防渗旱厕内，施工结束后拉运至第十采油厂厂区污水泵房，经地下管网输至第十采油厂厂区生活污水处理站处理达标后排入牛毛沟。

### (3) 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 3.12-9。

表 3.12-9 本项目退役期噪声源统计表

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

### (4) 固体废物

退役期固体废物主要为废旧设备、封井建筑垃圾、生活垃圾。

#### 1) 废旧设备

退役期退役管线两端封堵后直埋处理，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 4 台、配电箱 4 台、柱上变电站 4 座，拉油点储罐 4 台。拆除的废旧设备全部回收至第十采油厂物资库。

#### 2) 建筑垃圾

##### 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，本项目共布设 4 口油井，故封井建筑垃圾产生量约为 0.8t。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肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理。

表 3.12-11 本项目退役期固体废物产生量统计表

序号	污染物名称	产生量	废物类型	处置去向
1	废旧设备	16 台/套	一般废物	全部回收至第十采油厂物资库
2	封井建筑垃圾	0.8t	/	统一收集后拉运至建筑垃圾调配场处置
3	生活垃圾	0.3t	/	统一收集拉运至肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理

本项目施工期污染源源强核算结果及相关参数汇总见表 3.12-12~表 3.12-15，运营期污染源源强核算结果及相关参数汇总见表 3.12-16~表 3.12-20，退役期污染源源强核算结果及相关参数汇总见表 3.12-21~表 3.12-23。

表 3.12-12 施工期废气污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	污染源	污染物	污染物产生				治理措施		污染物排放				排放时间
				核算方法	废气产生量 m <sup>3</sup>	产生浓度 mg/m <sup>3</sup>	产生量 t	工艺	效率%	核算方法	废气排放量 m <sup>3</sup>	排放浓度 mg/m <sup>3</sup>	排放量 t	
钻井 井场、 管线 施工	场地	施工扬尘	颗粒物	/	/	/	5.72	洒水抑尘		/	/	/	5.72	施工期
	柴油机	井场柴油机烟气	SO <sub>2</sub>	产污系数法	399.4 万	/	0.75	/	/	排污系数法	399.4 万	/	0.75	钻井期
			NO <sub>x</sub>			/	0.97					/	0.97	
			烟尘			/	0.1					/	0.1	
			CO			/	0.26					/	0.26	
			HC			/	0.71					/	0.71	
	车辆	车辆尾气	SO <sub>2</sub> NO <sub>x</sub> 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 <sub>2</sub> O <sub>3</sub> NO <sub>x</sub> CH <sub>4</sub>	焊接点较少，产生的焊接烟尘量较小				/		/	/	/	/	施工期
试油设备	施工场地	CO <sub>2</sub>	放空属于短时非正常工况排放，试气采出气均经过放喷管顶端设自动点火装置燃烧后，不排放非甲烷总烃，对环境影响较小。				放喷管顶端设自动点火装置燃烧		/	/	/	/	试油	

表 3.12-13 施工期废水污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	污染源	污染物	污染物产生			治理措施			污染物排放				排放时间
				核算方法	废水产生量 m <sup>3</sup>	产生浓度 mg/L	产生量 t	工艺	效率 /%	核算方法	废水排放量 m <sup>3</sup>	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	111	/	/	排入井场水基钢制泥浆槽中，及时拉运至大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司处理	100	类比法	0	0	0	钻井期
		油基钻井废水	COD、SS、石油类	类比法	205.2	/	/	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，定期拉运至朝二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层	100	类比法	0	0	0	钻井期
管线试压	试压	试压废水	SS	类比法	0.114	/	/	由罐车拉运至朝二联含油污水处理站处理达标后回注油层	100	类比法	0	0	0	管线试压期间
压裂	压裂车	压裂返排	石油类		420	500	0.21	由罐车拉运至朝一联压裂返排液无害化处理站处理，处置后污水管输进入朝一联含油污水	100		0	0	0	压裂期

		液	SS		3500	1.47	处理站						
施工	生活	生活污水	COD	235.5	300	0.07	施工期施工人员产生的生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内，定期拉运至第十采油厂厂区污水泵房，经地下管网输至第十采油厂厂区生活污水处理站处理达标后排入牛毛沟，施工结束后临时防渗旱厕进行卫生处理，场地进行平整。	/	235.5	34	0.008	施工期	
			氨氮		30	0.07				0.678	0.002		
			BOD <sub>5</sub>		200	0.047				10.2	0.002		
			SS		80	0.08				5	0.001		
			动植物油		10	0.02				5	0.001		

表 3.12-14 施工期噪声污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	噪声源	声源类型（频发、偶发等）	噪声源强		降噪措施		噪声值排放		持续时间
				核算方法	噪声值/dB (A)	工艺	降噪效果/dB (A)	核算方法	噪声值/dB (A)	
钻井井场 管线施工	施工机械	钻机	连续稳态声源	类比法	90-100	减震基础、定期维护	/	类比法	90-100	施工期
		机泵	连续稳态声源		80-90		/	类比法	80-90	
		柴油机	连续稳态声源		95-100		/	类比法	95-100	
		发电机	连续稳态声源		90-95		/	类比法	90-95	
		振动筛	连续稳态声源		85-95		/	类比法	85-95	
		筛分装置	连续稳态声源		90		/	类比法	90	
		固液分离装置	连续稳态声源		90		/	类比法	90	

		药剂搅拌罐	连续稳态声源		70		/	类比法	70	
		均质稳反应装置	连续稳态声源		90		/	类比法	90	
		压裂车	连续稳态声源		70-75		/	类比法	70-75	
		混砂车	连续稳态声源		85-95		/	类比法	85-95	

表 3.12-15 施工期固体废物污染源强核算结果表

工序	固体废物名称	产生情况		处置措施		最终排放去向
		核算方法	产生量	工艺	处置量	
钻井及地面建设	水基废钻井液	类比法	926m <sup>3</sup>	无害化处理	926m <sup>3</sup>	排入井场水基钢制泥浆槽中,及时拉运至大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司处理,处理后的压滤水定期由罐车拉运至朝二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)限值要求后回注油层,处理后的泥饼外售给大庆钻探工程公司钻井二公司综合利用垫井场或铺路
	水基钻井岩屑	类比法	140.3m <sup>3</sup>	无害化处理	140.3m <sup>3</sup>	
	不含油废射孔液	类比法	80m <sup>3</sup>	无害化处理	80m <sup>3</sup>	
	含油废射孔液	类比法	160m <sup>3</sup>	无害化处理	160m <sup>3</sup>	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《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;
	油基废钻井液	类比法	976m <sup>3</sup>	无害化处理	976m <sup>3</sup>	

	油基钻井岩屑	类比法	259.2m <sup>3</sup>	无害化处理	259.2m <sup>3</sup>	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
	生活垃圾	类比法	1.84t	填埋处理	1.84t	统一收集拉运至肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理
	膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋	类比法	0.02t	填埋处理	0.02t	由施工单位拉运至第八采油厂工业固废填埋场处理
	施工废料	类比法	1.5kg	填埋处理	1.5kg	
	钻井期含油废防渗布	类比法	1.6t	填埋处理	1.6t	集中收集暂存于第十采油厂综合固废储存库,定期委托有资质单位处理
	封井建筑垃圾	类比法	0.4t	填埋处理	0.4t	统一收集委托清运至市政部门指定的建筑垃圾调配场处置
	落地油	类比法	0.1t	热解+冷凝	0.1t	由罐车拉运至朝一联合油污泥处理站减量化处理后,再委托大庆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,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

表 3.12-16 运营期废气污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	污染源	污染物	污染物产生			治理措施		污染物排放				排放时间/h	
				核算方法	废气产生量万 m <sup>3</sup> /a	产生浓度 mg/m <sup>3</sup>	产生量 t/a	工艺	效率/%	核算方法	废气排放量万 m <sup>3</sup> /a	排放浓度 mg/m <sup>3</sup>		排放量 t/a
原油开采	原油集输	无组织排放	非甲烷总烃	产污系数法	—	—	16.44	—	0	产污系数法	—	—	16.44	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	145	20.5	0.033	—	0	产污系数法	—	20.5	0.033	8760
			NO <sub>x</sub>			66.9	0.108		0			66.9	0.108	
			SO <sub>2</sub>			28.6	0.046		0			28.6	0.046	

表 3.12-17 运营期废水污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	污染源	污染物	污染物产生			治理措施	污染物排放				排放时间 (h)	
				核算方法	产生废水量 (t/a)	产生浓度 (mg/L)		产生量 (t/a)	核算方法	排放废水量 (t/a)	排放浓度 (mg/L)		排放量 (t/a)
油井作业	油井	作业污水	石油类	类比法	10.64	1000	0.01	通过罐车回收后拉运至朝二联含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	1155.9	1000	1.16	热洗废水由罐车回收后拉运至朝二联含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	21700	1000	21.7	管输进入朝二联含油污水处理站处理后回注油层	/	/	/	/	7200

表 3.12-18 运营期噪声污染源源强核算结果及相关参数表

工序/生产线	装置	噪声源	声源类型	噪声声源		降噪措施		噪声排放值		持续时间(h)
				核算方法	噪声值 dB (A)	工艺	降噪效果	核算方法	噪声值 dB (A)	
井场	抽油	抽油机	连续	类比法	65-80	低噪声设备、定期保养	/	类比法	65-80	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 3.12-19 运营期固体废物污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序/生产线	装置	固体废物名称	固废属性	产生情况		处置措施		最终去向
				核算方法	产生量 (t/a)	工艺	处置量 (t/a)	
原油集输	拉油点储罐、场站	含油污泥	危险废物	类比法	0.348	热解+冷凝	0.348	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
油井作业	油井	落地油	危险废物	类比法	0.13	热解+冷凝	0.13	
油井作业	油井	含油废防渗布	危险废物	类比法	0.07	收集后暂存于第十采油厂综合固废储存库，定期委托有资质单位处理	0.07	由有资质单位进行处理

表 3.12-20 退役期废气污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	污染源	污染物	污染物产生				治理措施		污染物排放				排放时间 d
				核算方法	废气产生量 m <sup>3</sup>	产生浓度 mg/m <sup>3</sup>	产生量 t	工艺	效率%	核算方法	废气排放量	排放浓度 mg/m <sup>3</sup>	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 <sub>2</sub> 、CO、HC	/	/	/	少量	施工车辆选用高标号汽柴油，尾气达标			/	/	/	30

								排放					
--	--	--	--	--	--	--	--	----	--	--	--	--	--

表 3.12-21 退役期废水污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	污染源	污染物	污染物产生			治理措施		污染物排放				排放时间 d	
				核算方法	废水产生量 m <sup>3</sup>	产生浓度 mg/L	产生量 t	工艺	效率/%	核算方法	废水排放量 m <sup>3</sup>	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，定期拉运至第十采油厂厂区污水泵房，经地下管网输至第十采油厂厂区生活污水处理站处理达标后排入牛毛沟	/	类比法	38.4	300	0.0115	30
			氨氮			30	0.00115		/			30	0.00115	

表 3.12-22 退役期噪声污染源源强核算结果及相关参数一览表

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

表 3.12-23 退役期固体废物污染源强核算结果表

工序	固体废物名称	产生情况		处置措施		最终排放去向
		核算方法	产生量	工艺	处置量	
	生活垃圾	类比法	0.3t	焚烧	0.3t	统一收集拉运至肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理
	封井建筑垃圾	类比法	0.8t	填埋处理	0.8t	统一收集后拉运至建筑垃圾调配场处置

	废旧设备	类比法	16 台套	回收再利用	16 台套	全部回收至第十采油厂物资库
--	------	-----	-------	-------	-------	---------------

### 3.13.3 生态影响分析

#### 3.13.3.1 施工期生态影响分析

##### (1) 施工作业带清理和管沟开挖

本项目所在区域以农田、草地为主，油田在开发阶段中的管线、道路等施工过程会对区域内的生态环境，特别是建设范围内的生态环境造成严重影响。本项目施工期影响主要表现在占用土地、改变土地利用类型、扰动土层、破坏植被。

本项目管道主要采用沟埋方式敷设。管道敷设施工作业带控制在 10m 范围内。管沟开挖作业带范围内的土壤和植被都会受到扰动或者破坏，尤其是在开挖管沟约 5m 的范围内，植被破坏严重。

##### (2) 工程占地

本项目主要占地类型为基本草原，占地面积合计 7.714hm<sup>2</sup>，其中永久占地 3.254hm<sup>2</sup>，临时占地 4.46hm<sup>2</sup>。永久占用的土地将永久性的改变土地利用结构和功能；临时占地将在短期改变土地利用的结构和功能，但施工结束后可恢复原有使用功能。

##### (3) 破坏、污染土壤

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

##### (4) 水土流失

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

#### 3.13.3.2 运营期生态影响分析

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

运营期对生态系统的影响主要是井下作业对生态的影响。井下作业均在井场的永久占地范围内进行，同时在作业时铺设防渗布，油井产生的作业废水进入集油系统，作业废水由罐车拉运至朝二联含油污水处理站处理，不会排入外环境，对生态环境的影响较小。但如果作业时管理不善，导致大量污油水喷溅到植物上或散落到土壤中，就会影响植物的光合作用，导致其生产力下降。

#### 3.13.3.3 退役期生态影响分析

退役期将按照土地复垦相关要求进行植被恢复。

### 3.14 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。

#### 3.14.1 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。

#### 3.14.2 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。

#### 3.14.3 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。

本项目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

本项目井场井口设加热棒，采出液井集输管线收集至新建 3 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，不外排。

#### (3) 油田采出水处理

为了保护环境和节约用水，本项目运营期油田采出水全部经朝二联合站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。

### 3.14.4 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。

### 3.14.5 合理有效的污染物处置措施

本项目运营期产生的含油废防渗布收集后暂存于第十采油厂综合固废储存库，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，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。作业污水通过罐车回收后拉运至朝二联合站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朝二联合站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，本项目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

本项目朝 1-朝气 3 区块位于大庆市肇源县和平乡，区块东部为朝阳沟油田，西部为头台油田，北部为肇州油田，区内地势平坦。地理坐标为东经  $125^{\circ} 2' 43.709'' \sim 125^{\circ} 10' 23.518''$ ，北纬  $45^{\circ} 30' 44.347'' \sim 45^{\circ} 34' 10.248''$ 。具体地理位置见附图 1。

#### 4.1.2 地形地貌

本项目位于松花江、嫩江一级阶地上，境内无山岭，地势平坦，总体地势呈东高西低。地貌表现为波状起伏的低平原，稍高处为平缓漫岗，平地上为耕地和草地。本项目占地均位于耕地中，地貌类型较单一。区内地势较平坦，地面海拔在 151m~180m。

#### 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  $3.3^{\circ}\text{C}$ ，年极端最高气温  $38.9^{\circ}\text{C}$ ，年极端最低气温  $-36.2^{\circ}\text{C}$ 。

风速：平均风速  $3.7 \text{ m/s}$ ，年最大风速为  $22.7 \text{ m/s}$ 。

降水量：年平均  $442.0 \text{ mm}$ ，年最大降水量  $651.2 \text{ mm}$ 。

降雪量：平均积雪 158d，最大积雪深度  $220.0 \text{ mm}$ 。

蒸发量：年平均蒸发量  $1531.4 \text{ mm}$ ，年最大蒸发量  $1711.0 \text{ mm}$ ，年最小蒸发量  $1378.4 \text{ mm}$ 。

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源斜 2401 东侧中心东四支渠、源 1011 南侧 360m 中心西干渠以及源 1011 北侧 250m 的西大海。中心东四支渠与中心西干渠，均为排涝渠，

西大海位于黑龙江省大庆市肇源县境内，地处松嫩平原腹地，松花江、嫩江两江北岸，距县城 2km，规划面积 345ha。

#### 4.1.5 水文地质

##### 4.1.5.1 地形地貌

调查区地表普遍被第四系覆盖。地表为缓波状起伏的低平原地貌景观。地面海拔高

程在 121.79~193.21m 之间,相对高差 71.42m。地势起伏较大,区内分布着大面积农田、林带、油井,局部分布有村庄。

#### 4.1.5.2 地质概况

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、第三系大安组,白垩系明水组地层。

##### (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。

###### 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 120.0~220.0m。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 ( $N_1d$ )

分布在项目区西南部,上部灰绿色粉砂岩和青灰色泥岩,中部为灰绿色泥岩,下部为灰白色含砾砂岩和砂砾岩。

##### (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) 上更新统哈尔尔组 ( $Q_3$ )

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 ( $Q_2$ )

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 25.0~30.5m。土质致密，渗透性较差，为区域弱透水层，由铁质浸染的斑点条带，含铁钙质结核及白色钙质斑点。

#### 4.1.6 水文地质条件

##### 4.1.6.1 地下水的形成条件

根据地下水的埋藏条件及含水层介质、水力性质等，区内地下水类型可划分为第四系上更新统松散层孔隙潜水、第三系大安组孔隙裂隙承压水和白垩系上统明水组孔隙裂隙承压水。

##### 4.1.6.2 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 0~3.5m。地下水水位埋深 2.4~5.5m，弱富水性，单井涌水量在 50~100m<sup>3</sup>/d，地下水化学类型以 HCO<sub>3</sub>-Na、HCO<sub>3</sub>-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

分布在项目区西南部，含水层岩性为灰白色含砾砂岩和砂砾岩。地下水水位埋深 8.4~12.5m，中等富水性，含水层厚度 10~20m，单井涌水量在 600~1000m<sup>3</sup>/d，地下水化学类型以 HCO<sub>3</sub>-Na·Ca 型水为主。

###### (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，含水层分布不均，连续性较差，透水性一般、富水性一般，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 800~1200m<sup>3</sup>/d（273mm）。

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，透水性一般、富水性一般，一段含砾砂岩含水层单层厚度较薄，层数一般 3~5 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（237mm 井管）一般都能达到 1000~1500m<sup>3</sup>/d，水质为重碳酸钠型水。

明水组含水层的矿化度为 480~860g/L，总硬度为 66~95mg/L（以 CaCO<sub>3</sub> 计），水质类型为重碳酸钠型水。

##### 4.1.6.3 地下水的补给、径流和排泄条件

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

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

#### 2) 地表水体的入渗补给

本项目周边区域湖泊水的入渗水量构成了第四系潜水补给的主要来源。

#### 3) 侧向补给

在天然条件下，主要来自区域以外广泛连续分布的同一含水层中的地下水，地下水在水动力驱动下，通过水平方向径流补给区域内地下水，根据水文地质分布特征，项目区地下水侧向主要接受东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

项目区内地下水的径流方向在不同层位有所不同。上部潜水含水层主要由粉细砂组成，颗粒较细，分布不连续，透水性较差，且受地形影响，地下水径流滞缓，项目区范围内地下水流向不明显，区域上总体流向随地势由西北向东南流。而承压含水层是该区供水的主要来源，地下水开采量较大而且相对集中，区域水位下降较大，由于人工流场的形成，改变了地下水的天然径流状态，地下水位是东北高西南低，地下水的径流方向则为北东向西南。

### (3) 地下水的排泄

根据调查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、地下水人工开采排泄。

#### 4.1.6.4 地下水动态

区域潜水含水层埋深较浅，水位变化主要受大气降水补给影响较大。根据已有资料，地下水枯水期为1~3月份，丰水期为7~9月份。调查期间（2021年3月）潜水埋深1.0m~5.5m之间，潜水埋深变化较大，水位变化差4.5m左右。地下水流动缓慢，潜水位的高低受地形控制，调查区内潜水流向主要由东北向西南。

调查区内第四系承压水含水层主要受大气降水补给和人工开采影响较大。调查期间（2020年8月）水位埋深1.72m~3.5m之间，水位埋深变化较大，水位变化差1.78m。流向主要由东北向西南。

#### 4.1.6.5 包气带现状

##### (1) 建设场地地质概况

项目区内包气带均为第四系松散堆积层，堆积厚度大，分布范围广。按地貌成因形态类型主要为冲积低平原沉积地层。

根据本次勘察地下水及浅部地层特征，调查区包气带厚度最大值为 5.5m。

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

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

#### (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 4.1-2。

表 4.1-2 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 $M_b \geq 1.0m$ ，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 $0.5m \leq M_b < 1.0m$ ，渗透系数 $K \leq 10^{-6}cm/s$ ，且分布连续、稳定。岩（土）层单层厚度 $M_b \geq 1.0m$ ，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 5.5m（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，项目区域包气带防污性能为中。

#### 4.1.7 土壤情况

评价区属嫩江的冲积地带，区内土壤早期为洪积、冲、风积而成。是第四全新统疏松沉积物所覆盖，质地粘重，地形平坦，祇稍现坡状起伏。此地土壤受气候、地形、地质、水文地质、生物等影响，逐步形成现在土壤类型。根据调查本项目评价范围内土壤类型主要为草甸土，本项目区域土壤类型分布图见附图 10。

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。

#### 4.1.8 植被情况

地区内原始植被主要为草甸草原类植物，以中旱生的多年生草本植物为建群种，主要为羊草、针茅、洽草、隐子草和杂类草类型。植被群落着生在沙质漫岗上，其土壤干

燥，完全依赖大气降水。在地势低洼地带，以星星草、芦苇和杂草等中旱生植物为主。由于气候的变化和人类活动的影响，地区内森林植物退却，原生林木很少，林木主要以农田防护林、护村林和护路林等为主，品种以速生林杨树为主。农田植被以旱田植被为主，粮食作物包括玉米、大豆、高粱、谷子、小麦等，经济作物有向日葵、蓖麻子、油菜子、花生等。

#### 4.1.9 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、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。项目主要涉及永久基本农田、一般湿地、肇源莲花湖国家湿地公园、以及居住区等。

#### （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1.463hm<sup>2</sup>，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。

本项目所在区域属于肇源县基本农田保护区，本项目临时占用永久基本农田2.7hm<sup>2</sup>，

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，本项目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) 水土流失重点治理区与水土流失重点预防区

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，本项目占地位于大庆市肇源县和平乡和肇源镇，属于水土流失重点预防区与水土流失重点治理区。

#### (3) 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8处湿地，保护级别均为一般湿地，湿地类型均为沼泽地。分别为①湿地图斑标识码230622211000087145，斑块面积9.8839hm<sup>2</sup>，权属肇源镇政府，位于本项目源1011井场东北930m；②湿地图斑标识码230622211000087564，斑块面积3.9547hm<sup>2</sup>，权属友谊村，位于本项目源1011井场西北350m；③湿地图斑标识码'230622211000094779，斑块面积1.1253hm<sup>2</sup>，权属和平村，位于本项目源斜2401西北500m；④湿地图斑标识码230622211000094780，斑块面积1.8572hm<sup>2</sup>，权属和平村，位于本项目源斜2401西北230m；⑤湿地图斑标识码230622211000095057，斑块面积0.7632hm<sup>2</sup>，权属和平村，位于本项目源斜2401西北780m；⑥湿地图斑标识码'230622211000096083，斑块面积0.5hm<sup>2</sup>，权属和平村，位于本项目源斜2401东北800m；⑦湿地图斑标识码'230622211000098103，斑块面积0.2617hm<sup>2</sup>，权属和平村，位于本项目源斜2401西北980m；⑧湿地图斑标识码230622211000098110，斑块面积0.1786hm<sup>2</sup>，权属和平村，位于本项目源斜2401西北950m。

本项目永久占地和临时占地均不涉及以上湿地。

#### (4) 居住区

本项目周边2.5km范围内主要分布有后欧力马屯、四方山屯、刘兽医屯、王家粉坊屯等村屯，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。

#### （5）占地类型

根据工程占地统计情况，本项目总占地7.714hm<sup>2</sup>，其中永久占地3.254hm<sup>2</sup>，临时占地4.46hm<sup>2</sup>，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（永久基本农田）和草地（一般草地）。

#### （5）地表水体

项目区域附近地表水体为中心西干渠、中心东四干渠、西大海（肇源莲花湖国家湿地公园），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源镇饮用水源，不在本项目评价范围内；调查区域内和平乡村屯内有少量分散式水源，属于村民饮用水源。

### 4.3 环境质量现状调查与评价

委托大庆中环评价检测有限公司于2025年8月17日~27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 μg/m <sup>3</sup>	现状浓度 μg/m <sup>3</sup>	最大浓度 占标率%	超标 率%	达标 情况
	经度	纬度							
空气质量自动监测站-萨区政府监测点	125.141	46.634	SO <sub>2</sub>	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 <sub>2</sub>	年平均质量浓度	40	18	45.0	--	达标
				24小时平均第98位百分位数	80	31	38.75	--	达标
			PM <sub>10</sub>	年平均质量浓度	70	39	55.71	--	达标
				24小时平均第95位百分位数	150	87	58.0	--	达标
			PM <sub>2.5</sub>	年平均质量浓度	35	24	68.57	--	达标
				24小时平均第95位百分位数	75	61	81.3	--	达标
			CO	24小时平均第95位百分位数	4000	0.7	0.02	--	达标
			O <sub>3</sub>	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 PM<sub>10</sub>、PM<sub>2.5</sub>、SO<sub>2</sub>、NO<sub>2</sub>、CO、O<sub>3</sub>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 6 个环境空气监测点位。

本项目委托大庆中环评价检测有限公司于 2025 年 8 月 17 日至 2025 年 8 月 27 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 6。

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	3#平台井场	125.17320	45.56462	非甲烷总烃、	2025.8.17-2025.8.23	拟建井场	--
A2	后欧力马屯	125.1703	45.56833			3#平台西北侧	300m

		8		TSP			
A3	王家园子屯	125.1656 9	45.55666			3#平台西南侧	910m
A4	源 1011 井场	125.0454 7	45.51232		2025.8.21- 2025.8.27	拟建井场	—
A5	刘兽医屯	125.0424 8	45.51192			源 1011 西侧	140m
A6	四方山屯	125.1377 8	45.52767			源斜 2401 西南侧	700m

## (2) 监测项目

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

## (3) 监测频次

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

## (4) 评价方法

评价采用最大浓度占标率法，利用各监测点监测数据，统计各类污染物浓度范围、最大浓度占标率、最大超标倍数。数学表达式如下：

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

式中： $I_i$ —第  $i$  种污染物的最大浓度占标率，%；

$C_i$ —第  $i$  种污染物平均浓度， $\text{mg}/\text{m}^3$ ；

$C_{oi}$ —第  $i$  种污染物环境质量标准， $\text{mg}/\text{m}^3$ 。

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： $\text{mg}/\text{m}^3$

监测点位	监测点坐标/ $^\circ$		污染物	平均时	评价标准 $\text{mg}/\text{m}^3$	监测浓度范围 $\text{mg}/\text{m}^3$	最大浓度占标	超标率%	达标情况
	经度	纬度							

				间			率%		
3#平台井场	125.17320	45.56462	非甲烷总烃	1h	2	0.44-0.66	33	0	达标
后欧力马屯	125.17038	45.56833			2	0.40-0.65	32.5	0	达标
王家园子屯	125.16569	45.55666			2	0.44-0.62	31	0	达标
源 1011 井场	125.04547	45.51232			2	0.41-0.63	31.5	0	达标
刘兽医屯	125.04248	45.51192			2	0.41-0.63	31.5	0	达标
四方山屯	125.13778	45.52767			2	0.40-0.61	30.5	0	达标
3#平台井场	125.17320	45.56462	TSP	24h	0.3	0.051-0.062	20.67	0	达标
后欧力马屯	125.17038	45.56833			0.3	0.050-0.061	20.33	0	达标
王家园子屯	125.16569	45.55666			0.3	0.051-0.062	20.67	0	达标
源 1011 井场	125.04547	45.51232			0.3	0.051-0.066	22	0	达标
刘兽医屯	125.04248	45.51192			0.3	0.050-0.064	21.33	0	达标
四方山屯	125.13778	45.52767			0.3	0.051-0.065	21.67	0	达标

评价结果表明，评价区域特征污染物非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中的  $2.0\text{mg}/\text{m}^3$  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		
	一级	二级（√）	三级	一级	二级（√）	三级
分布区	枯平丰	枯丰	一期	枯平丰	枯丰	一期
山前冲（洪）积	二期 a	一期	一期	一期	一期	一期
滨海（含填海区）						

其他平原区 (√)	枯丰	一期 (√)	一期	枯	一期 (√)	一期
黄土地区	枯平丰	一期	一期	二期	一期	一期
沙漠地区	枯丰	一期	一期	一期	一期	一期
丘陵山区	枯丰	一期	一期	一期	一期	一期
岩溶裂隙	枯丰	一期	一期	枯丰	一期	一期
岩溶管道	二期	一期	一期	二期	一期	一期
a “二期”的间隔有明显水位变化，其变化幅度接近年内变幅。						

一般情况下，地下水水位监测点数宜大于相应评价级别地下水水质监测点数的2倍。二级评价项目潜水含水层的水质监测点应不少于5个，可能受建设项目影响且具有饮用水开发利用价值的含水层2-4个。原则上建设项目场地上游和两侧的地下水水质监测点均不得少于1个，建设项目场地及其下游影响区的地下水水质监测点不得少于2个。本项目地下水水位依托《肇源油田滚动外扩区钻井工程项目环境影响报告书》中地下水水位监测点30个，地下水水质监测点位为本次布设，共计16个。

#### 4.3.2.1 地下水水位监测

##### (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)，在本项目引用《肇源油田滚动外扩区钻井工程项目环境影响报告书》2021年9月对周边区域内布设地下水水位监测点30个，其中，潜水水位监测点26个，承压水水位监测点4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	地面高程 (m)	水位埋深 (m)	水位高程 (m)	监测含水层
1	对青山屯	192.2	6.6	185.6	潜水监测井
2	徐家围子	186.8	4.5	182.3	潜水监测井
3	马营子屯	180.1	3.5	176.6	潜水监测井
4	良种场	196.1	6.8	189.3	潜水监测井
5	常明屯	184.1	4.2	179.9	承压水监测井
6	贺什贺	178.1	3.3	174.8	潜水监测井
7	西山屯	179.2	3.4	175.8	潜水监测井
8	华原村	188.2	4.6	183.6	承压水监测井
9	华南屯	196.7	7.1	189.6	潜水监测井
10	吴家围子	184.6	4.3	180.3	潜水监测井
11	王家店	193.5	6.7	186.8	潜水监测井
12	吉星岗子屯	196.7	7.5	189.2	潜水监测井
13	二站村	188.2	2.8	185.4	承压水监测井
14	新发村	189.6	3.2	186.4	潜水监测井

15	毛家围子	179.4	2.2	177.2	潜水监测井
16	太吉村	170.8	2.5	168.3	潜水监测井
17	太平山屯	171.7	3.3	168.4	潜水监测井
18	可怜屯	173.3	2.4	170.9	潜水监测井
19	南岗屯	168.3	2.2	166.1	潜水监测井
20	火烧羊	170.2	2.5	167.7	潜水监测井
21	万发屯	187.5	3.8	183.7	潜水监测井
22	民吉村	191.3	5.6	185.7	潜水监测井
23	青山村	179.6	2.4	177.2	潜水监测井
24	裕民乡	183.7	2.8	180.9	承压水监测井
25	范家窝堡	171.1	2.4	168.7	潜水监测井
26	曙光村	180.3	2.6	177.7	潜水监测井
27	民主村	171.5	2.2	169.3	潜水监测井
28	聚宝山	214.0	15.5	198.5	潜水监测井
29	李家园子	147.6	2.2	145.4	潜水监测井
30	西山	187.8	5.5	182.3	潜水监测井

## (2) 监测频率

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

## (3) 现状地下水流场

### 1) 第四系孔隙潜水流场

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。

### 2) 承压水流场

本次对区域承压水水位进行了监测，承压水井和潜水井分布位置能够覆盖项目区域，监测井情况见表4.3-5，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0.4%。承压水等水位线图见附图12。

## 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 16 个水质监测点。地下水水质监测布点见附图 5-3。

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	王家粉坊屯水井	潜水	125.16255 , 45.57808	源 212-扶平 3 东北 1200m	13	区域上游	牲畜饮用、灌溉
D2	小欧力马屯水井	潜水	125.18676 , 45.57446	3#平台东北 1500m	20	区域上游	牲畜饮用、灌溉
D3	后欧力马屯水井	潜水	125.16904 , 45.56689	3#平台西北 400	15	区域内	牲畜饮用、灌溉
D4	赵家围子水井	潜水	125.13163 , 45.57208	源 212-扶平 3 西 1700m	18	区域侧向	牲畜饮用、灌溉
D5	腰欧力马屯水井	潜水	125.18775 , 45.56632	3#平台东北 1200m	15	区域侧向	牲畜饮用、灌溉
D6	王家园子屯水井	承压水	125.16272 , 45.55621	3#平台西南 1200m	65	区域下游	牲畜饮用、灌溉
D7	和平乡水井	承压水	125.14989 9, 45.5584 15	源 212-扶平 3 西南 1700m	65	区域下游	牲畜饮用、灌溉
D8	工商家属房水井	潜水	125.05787 , 45.52251	源 1011 东北 1500m	15	区域上游	牲畜饮用、灌溉
D9	大姚屯水井	潜水	125.05020 , 45.51378	源 1011 东南 400m	13	区域下游	牲畜饮用、灌溉
D10	黑岗子屯	潜水	125.02555 , 45.51864	源 1011 西北 1700m	18	区域侧向	牲畜饮用、灌溉
D11	刘兽医屯	潜水	125.04188 , 45.51051	源 1011 西南 350m	20	区域下游	牲畜饮用、灌溉
D12	友谊村	潜水	125.03857 , 45.50629	源 1011 西南 850m	11	区域下游	牲畜饮用、灌溉
D13	友谊村	承压水	125.04220 , 45.50684	源 1011 西南 650m	65	区域下游	牲畜饮用、灌溉
D14	协力屯	承压水	125.03453 , 45.50788	源 1011 西南 900m	65	区域下游	牲畜饮用、灌溉
D15	蒙古屯	潜水	125.16948 , 45.54227	源斜 2401 东北 4200m	15	区域上游	牲畜饮用、灌溉

D16	四方山屯	承压水	125.13680 , 45.52562	源斜 2401 西南 2100m	65	区域下游	饮用、灌溉
-----	------	-----	-------------------------	---------------------	----	------	-------

(3) 监测时间及频次

2025 年 8 月 17 日、2025 年 8 月 21 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	2025.08.17							2025.8.21	
监测项目	王家粉屯(林家、潜水)	小欧力马屯(孙家、潜水)	后欧力马屯(张家、潜水)	赵家围子(李家、潜水)	腰欧力马屯(王家、潜水)	王家园子屯(房家、承压水)	和平乡(谷家、承压水))	工商家属房(程家、潜水)	标准限值
K <sup>+</sup>	3.21	2.77	2.92	2.81	3.04	1.58	1.37	2.45	-
Na <sup>+</sup>	52.6	58.3	60.6	57.6	62.1	43.5	46.9	53.3	≤200
Ca <sup>2+</sup>	42.8	48.5	48.0	45.9	44.7	37.4	34.2	46.1	-
Mg <sup>2+</sup>	10.3	11.2	11.5	10.7	10.5	7.22	6.85	10.1	-
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	205	247	238	234	228	149	152	231	-
CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	5L	5L	5L	5L	5L	5L	5L	5L	-
Cl <sup>-</sup>	48	50	57	49	53	41	38	47	≤250
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	44	39	39	42	42	27	29	32	≤250
pH	7.4	7.6	7.7	7.5	7.9	7.8	7.5	7.7	6.5~8.5
总硬度(以 CaCO <sub>3</sub> 计)	150	168	168	159	156	124	114	157	≤450
溶解性总固体	480	540	541	522	521	368	366	501	≤1000
耗氧量(COD <sub>m</sub> 法, 以 O <sub>2</sub> 计)	1.7	2.2	2.1	2.3	1.9	1.8	1.6	2.1	≤3.0
挥发酚	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤0.002
氰化物	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	≤0.002

									05
氟化物	0.52	0.42	0.51	0.45	0.46	0.21	0.27	0.46	≤1.0
硝酸盐(以N计)	2.28	2.41	2.19	2.78	3.05	1.39	1.58	2.45	≤20
亚硝酸盐(以N计)	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	≤1.0
氨氮	0.202	0.245	0.199	0.225	0.277	0.192	0.176	0.310	≤0.5
六价铬	0.004L	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	0.0003L	≤0.01
铅	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	≤0.01
铁	0.28	0.29	0.28	0.27	0.26	0.21	0.22	0.27	≤0.3
汞	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	≤0.001
锰	0.11	0.09	0.11	0.09	0.10	0.02	0.03	0.09	≤0.1
镉	0.0001L	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	0.01L	≤0.05
总大肠菌群	2L	2L	2L	2L	2L	2L	2L	2L	≤3.0
菌落总数	12	13	12	10	11	7	6	11	≤100
硫化物	0.003L	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	0.01L	≤0.70

续表 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	2025.08.21								
监测项目	大姚屯 (苏家、潜水)	黑岗子屯(张家、潜水)	刘兽医屯(刘家、潜水)	友谊村(白家、潜水)	友谊村(侯家、承压水)	协力屯(单家、承压水)	蒙古屯(林家、潜水)	四方山屯(周家、承压水)	标准限值
K <sup>+</sup>	1.96	2.91	2.12	2.44	1.11	1.27	2.56	1.18	-

Na <sup>+</sup>	50.4	61.3	57.3	52.2	41.8	43.5	54.7	40.5	≤20 0
Ca <sup>2+</sup>	41.3	52.4	48.5	41.7	35.2	31.6	48.3	30.8	-
Mg <sup>2+</sup>	8.92	11.1	10.2	9.12	6.41	6.24	8.99	6.07	-
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	209	242	225	206	163	160	211	149	-
CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	5L	5L	5L	5L	5L	5L	5L	5L	-
Cl <sup>-</sup>	40	51	43	48	36	31	49	37	≤25 0
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	38	44	35	33	24	28	36	28	≤25 0
pH	7.8	7.6	7.7	7.6	7.5	7.6	7.7	7.5	6.5 ~ 8.5
总硬度（以 CaCO <sub>3</sub> 计）	140	177	164	142	115	105	158	102	≤45 0
溶解性总固 体	460	553	503	464	365	354	490	344	≤10 00
耗氧量 (COD <sub>m</sub> 法, 以 O <sub>2</sub> 计)	1.9	2.0	2.2	1.9	1.6	1.8	2.3	1.6	≤3. 0
挥发酚	0.0003 L	0.0003 L	0.0003 L	0.0003 L	0.0003 L	0.0003 L	0.0003 L	0.0003 L	≤0. 002
氰化物	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	≤0. 05
氟化物	0.37	0.31	0.46	0.39	0.24	0.21	0.48	0.22	≤1. 0
硝酸盐(以 N 计)	1.97	2.01	2.32	2.51	1.64	1.56	2.18	1.41	≤20
亚硝酸盐 (以 N 计)	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	≤1. 0
氨氮	0.287	0.300	0.336	0.268	0.146	0.133	0.274	0.143	≤0. 5
六价铬	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	≤0. 05
砷	0.0003 L	0.0003 L	0.0003 L	0.0003 L	0.0003 L	0.0003 L	0.0003 L	0.0003 L	≤0. 01
铅	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	≤0. 01
铁	0.28	0.28	0.26	0.27	0.21	0.22	0.27	0.23	≤0. 3
汞	0.0000 4L	0.0000 4L	0.0000 4L	0.0000 4L	0.0000 4L	0.0000 4L	0.0000 4L	0.0000 4L	≤0. 001

锰	0.12	0.10	0.08	0.07	0.02	0.03	0.11	0.03	≤0.1
镉	0.0001L	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	0.01L	≤0.05
总大肠菌群	2L	2L	2L	2L	2L	2L	2L	2L	≤3.0
菌落总数	12	10	11	11	8	9	12	7	≤100
硫化物	0.003L	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	0.01L	≤0.70

#### 4.3.2.3 监测方法

地下水监测方法详见表 4.3-8。

表 4.3-8 地下水现状监测分析方法

监测项目	分析方法名称	方法来源及标准号	分析仪器及型号	方法检出限
K <sup>+</sup>	水质 钾和钠的测定 火焰原子吸收分光光度法	GB/T 11904-1989	原子吸收分光光度计 AA320N	0.03mg/L
Na <sup>+</sup>	水质 钾和钠的测定 火焰原子吸收分光光度法	GB/T 11904-1989	原子吸收分光光度计 AA320N	0.010mg/L
Ca <sup>2+</sup>	水质 钙和镁的测定 原子吸收分光光度法	GB/T 11905-1989	原子吸收分光光度计 AA320N	0.02mg/L
Mg <sup>2+</sup>	水质 钙和镁的测定 原子吸收分光光度法	GB/T 11905-1989	原子吸收分光光度计 AA320N	0.002mg/L
CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	地下水水质分析方法 第 49 部分: 碳酸根、重碳酸根和氢氧根离子的测定 滴定法	DZ/T 0064. 49-2021	滴定管	5mg/L
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	地下水水质分析方法 第 49 部分: 碳酸根、重碳酸根和氢氧根离子的测定 滴定法	DZ/T 0064. 49-2021	滴定管	5mg/L

监测项目	分析方法名称	方法来源及标准号	分析仪器及型号	方法检出限
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	地下水水质分析方法第 65 部分：硫酸盐的测定比浊法	DZ/T 0064. 65-2021	可见分光光度计 722N	1mg/L
Cl <sup>-</sup>	水质 氯化物的测定 硝酸银滴定法	GB11896-1989	滴定管	10mg/L
pH	水质 pH 的测定 电极法	HJ 1147-2020	便携式水质检测仪 pH-03/618/K13	—
总硬度	水质钙和镁的总量的测定 EDTA 滴定法	GB/T 7477-1987	滴定管	5.00mg/L
溶解性总固体	地下水水质分析方法第 9 部分：溶解性固体总量的测定 重量法	DZ/T 0064. 9-2021	万分之一天平 FA224	4mg/L
耗氧量 (高锰酸盐指数)	水质 高锰酸盐指数测定	GB/T 11892-1989	滴定管	0.5mg/L
挥发酚	水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法(方法 1 萃取分光光度法)	HJ 503-2009	可见分光光度计 722N	0.0003mg/L
氟化物	水质 氟化物的测定 氟试剂分光光度法	HJ 488-2009	可见分光光度计 722N	0.02mg/L
硝酸盐氮	水质 硝酸盐氮的测定 酚二磺酸分光光度法	GB/T 7480-1987	可见分光光度计 722N	0.02mg/L
亚硝酸盐氮(氮)	水质 亚硝酸盐氮的测定 分光光度法	GB/T 7493-1987	可见分光光度计 722N	0.003mg/L
氨氮	水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法	HJ 535-2009	紫外可见分光光度计 UV752	0.025mg/L
六价铬	水质 六价铬的测定 二苯碳酰二肼分光光度法	GB/T 7467-1987	可见分光光度计 722N	0.004mg/L
砷	水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法	HJ 694-2014	原子荧光光度计 AFS-8220	0.0003mg/L
铅	铜、铅、镉 石墨	《水和废水监测分析方法》	石墨炉原子吸收	1.0 μg/L

监测项目	分析方法名称	方法来源及标准号	分析仪器及型号	方法检出限
	炉原子吸收法	(第四版) 国家环境保护总 (2002 年)	分光光度计 AA320N、GA3202	
铁	水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分 光光度法	GB/T 11911-1989	原子吸收分光光 度计 AA320N	0.03mg/L
锰	水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分 光光度法	GB/T 11911-1989	原子吸收分光光 度计 AA320N	0.01mg/L
汞	水质 汞、砷、硒、 铋和锑的测定 原 子荧光法	HJ 694-2014	原子荧光光度计 AFS-8220	0.00004mg/L
菌落总数	生活饮用水标准 检验方法 微生物 指标(4.1 平皿计 数法)	GB/T5750.12-2023	电热恒温培养箱 303-0B	-
总大肠菌群	多管发酵法	《水和废水监测分析方法》 (第四版) 国家环境保护总 局(2002 年)	电热恒温培养箱 303-0B	2MPN/100mL
石油类	水质 石油类的测定 紫外分光光度法 (试行)	HJ 970-2018	紫外可见分光光 度计 UV752	0.01mg/L
氰化物	地下水水质分析方 法第 52 部分: 氰 化物的测定吡啶- 吡唑啉酮分光光 度法	DZ/T 0064.52-2021	可见分光光度 722N	0.002mg/L
镉	铜、铅、镉 石墨 炉原子吸收法	《水和废水监测分析方法》 (第四版) 国家环境保护总 (2002 年)	石墨炉原子吸收 分光光度计 AA320N、GA3202	0.10 μg/L
硫化物	水质 硫化物的测定 亚甲基蓝分光光 度法	HJ1226-2021	可见分光光度计 722N	0.003mg/L
钡	水质 32 种元素 的测定 电感耦合 等离子体发射光 谱法	HJ 776-2015	电感耦合等离子 体发射光谱仪 Optima 7000DV	0.01mg/L

#### 4.3.2.4 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 $\leq 0.05\text{mg/L}$ 。

##### (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:

$$S_{i,j} = \frac{C_{i,j}}{C_{si}}$$

式中:  $S_{i,j}$ ——水质单因子  $i$  在第  $j$  点的标准指数;

$C_{i,j}$  ——水质评价因子  $i$  在第  $j$  点的监测值,  $\text{mg/L}$ ;

$C_{si}$ —— $i$  因子的评价标准,  $\text{mg/L}$ 。

pH 的标准指数公式:

$\text{pH}_j \leq 7.0$  时

$$S_{\text{pH},j} = \frac{7.0 - \text{pH}_j}{7.0 - \text{pH}_{sd}}$$

$\text{pH}_j > 7.0$  时

$$S_{\text{pH},j} = \frac{\text{pH}_j - 7.0}{\text{pH}_{su} - 7.0}$$

式中:  $S_{\text{pH},j}$ ——pH 值的单项指数;

$\text{pH}_j$ —— $j$  点 pH 值监测值;

$\text{pH}_{su}$ ——水质标准中 pH 值上限;

$\text{pH}_{sd}$ ——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 4.3-9 地下水单因子标准指数计算结果

监测项目	王家粉屯(林家、潜水)	小欧力马屯(孙家、潜水)	后欧力马屯(张家、潜水)	赵家围子(李家、潜水)	腰欧力马屯(王家、潜水)	王家园子屯(房家、承压水)	和平乡(谷家、承压水))	工商家属房(程家、潜水)	大姚屯(苏家、潜水)	黑岗子屯(张家、潜水)	刘兽医屯(刘家、潜水)	友谊村(白家、潜水)	友谊村(侯家、承压水)	协力屯(单家、承压水)	蒙古屯(林家、潜水)	四方山屯(周家、承压水)	最大值	最小值	标准值	均值	检出率	超标率
K <sup>+</sup>	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
Na <sup>+</sup>	0.263	0.292	0.303	0.288	0.311	0.218	0.235	0.267	0.252	0.307	0.287	0.261	0.209	0.218	0.274	0.203	0.311	0.203	0.035	0.26175	100	0
Ca <sup>2+</sup>	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
Mg <sup>2+</sup>	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
Cl <sup>-</sup>	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
pH	0.267	0.4	0.467	0.333	0.6	0.533	0.333	0.467	0.533	0.4	0.467	0.4	0.333	0.4	0.467	0.333	0.6	0.267	0.087	0.42	100	0
总硬度(以CaCO <sub>3</sub> 计)	0.333	0.373	0.373	0.353	0.347	0.276	0.253	0.349	0.311	0.393	0.364	0.316	0.256	0.233	0.351	0.227	0.393	0.227	0.052	0.319	100	0
溶解性总固体	0.48	0.54	0.541	0.522	0.521	0.368	0.366	0.501	0.46	0.553	0.503	0.464	0.365	0.354	0.49	0.344	0.553	0.344	0.073	0.461	100	0
耗氧量(COD <sub>mn</sub> 法,以O <sub>2</sub> 计)	0.567	0.733	0.7	0.767	0.633	0.6	0.533	0.7	0.633	0.667	0.733	0.633	0.533	0.6	0.767	0.533	0.767	0.533	0.079	0.646	100	0
挥发酚	0.075	0.075	0.075	0.075	0.075	0.075	0.075	0.075	0.075	0.075	0.075	0.075	0.075	0.075	0.075	0.075	0.075	0.075	0	0.075	0	0
氰化物	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0	0.2	0	0
氟化物	0.52	0.42	0.51	0.45	0.46	0.21	0.27	0.46	0.37	0.31	0.46	0.39	0.24	0.21	0.48	0.22	0.52	0.21	0.109	0.374	100	0
硝酸盐(以N计)	0.114	0.121	0.11	0.139	0.153	0.07	0.079	0.123	0.099	0.101	0.116	0.126	0.082	0.078	0.109	0.071	0.153	0.07	0.029	0.106	100	0
亚硝酸盐(以N计)	0.0015	0.0015	0.0015	0.0015	0.0015	0.0015	0.0015	0.0015	0.0015	0.0015	0.0015	0.0015	0.0015	0.0015	0.0015	0.0015	0.0015	0.0015	0	0.0015	0	0
氨氮	0.404	0.49	0.398	0.45	0.554	0.384	0.352	0.62	0.574	0.6	0.672	0.536	0.292	0.266	0.548	0.286	0.672	0.266	0.124	0.464	100	0
六价铬	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0	0.04	0	0
砷	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0	0.015	0	0
铅	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0	0.05	0	0
铁	0.933	0.967	0.933	0.9	0.867	0.7	0.733	0.9	0.933	0.933	0.867	0.9	0.7	0.733	0.9	0.767	0.967	0.7	0	0.854	100	0
汞	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0	0.02	0	0

锰	1.1	0.9	1.1	0.9	1	0.2	0.3	0.9	1.2	1	0.8	0.7	0.2	0.3	1.1	0.3	1.2	0.2	0.352	0.75	0	31.25
镉	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0	0.01	100	0
石油类	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0	0.1	0	0
总大肠菌群	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0	0.33	0	0
菌落总数	0.12	0.13	0.12	0.1	0.11	0.07	0.06	0.11	0.12	0.1	0.11	0.11	0.08	0.09	0.12	0.07	0.13	0.06	0.02	0.101	100	0
硫化物	0.075	0.075	0.075	0.075	0.075	0.075	0.075	0.075	0.075	0.075	0.075	0.075	0.075	0.075	0.075	0.075	0.075	0.075	0	0.075	0	0
钡	0.007	0.007	0.007	0.007	0.007	0.007	0.007	0.007	0.007	0.007	0.007	0.007	0.007	0.007	0.007	0.007	0.007	0.007	0	0.007	0	0

#### (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/T 148488-2017）中的III类标准要求，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）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/T 148488-2017）中的III类标准要求，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）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 4.3-10。

表 4.3-10 舒卡列夫分类表

含量>25Meq 的离子	$HCO_3^-$	$HCO_3^-+SO_4^{2-}$	$HCO_3^-+SO_4^{2-}+Cl^-$	$HCO_3^-+Cl^-$	$SO_4^{2-}$	$SO_4^{2-}+Cl^-$	$Cl^-$
Ca	1	8	15	22	29	36	43
Ca+Mg	2	9	16	23	30	37	44
Mg	3	10	17	24	31	38	45
Na+Ca	4	11	18	25	32	39	46
Na+Ca+Mg	5	12	19	26	33	40	47
Na+Mg	6	13	20	27	34	41	48
Na	7	14	21	28	35	42	49

按矿化度又分为 4 组：A 组矿化度 < 1.5g/L，B 组 1.5~10g/L，C 组 10~40g/L，D 组 > 40g/L。命名时在数字与字母间加连接号。

根据本项目地下水监测结果，分别计算承压水、潜水各监测点位中  $SO_4^{2-}$ 、 $Cl^-$ 、 $HCO_3^-$ 、 $CO_3^{2-}$ 、 $Ca^{2+}$ 、 $Mg^{2+}$ 、 $Na^+$ 、 $K^+$  浓度均值，进而计算各离子 Meq（毫克当量）百分数及监测点位矿化度，从而对工程区域内承压水、潜水的水化学类型进行分类，工程所在地潜水水质八大离子浓度统计结果见表 4.3-11，工程所在地承压水水质八大离子浓度统计结果见表 4.3-12。

表 4.3-11 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
王家粉屯(林	$K^+$	0.082	1.533	5.368	2.55	0.41

家、潜水)	Na <sup>+</sup>	2.287	42.607	5.649		
	Ca <sup>2+</sup>	2.140	39.869			
	Mg <sup>2+</sup>	0.858	15.991			
	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	-3.361	59.494			
	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	0.000	0.000			
	Cl <sup>-</sup>	-1.371	24.278			
	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	-0.917	16.228			
小欧力马屯 (孙家、潜水)	K <sup>+</sup>	0.071	1.191	5.964	2.66	0.46
	Na <sup>+</sup>	2.535	42.500			
	Ca <sup>2+</sup>	2.425	40.660			
	Mg <sup>2+</sup>	0.933	15.649	6.290		
	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	-4.049	64.372			
	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	0.000	0.000			
	Cl <sup>-</sup>	-1.429	22.711			
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	-0.813	12.917				
后欧力马屯 (张家、潜水)	K <sup>+</sup>	0.075	1.234	6.068	2.21	0.46
	Na <sup>+</sup>	2.635	43.421			
	Ca <sup>2+</sup>	2.400	39.552			
	Mg <sup>2+</sup>	0.958	15.793	6.343		
	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	-3.902	61.514			
	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	0.000	0.000			
	Cl <sup>-</sup>	-1.629	25.676			
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	-0.813	12.810				
赵家围子 (李 家、潜水)	K <sup>+</sup>	0.072	1.250	5.763	2.93	0.44
	Na <sup>+</sup>	2.504	43.455			
	Ca <sup>2+</sup>	2.295	39.823			
	Mg <sup>2+</sup>	0.892	15.472	6.111		
	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	-3.836	62.772			
	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	0.000	0.000			
	Cl <sup>-</sup>	-1.400	22.909			
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	-0.875	14.318				
腰欧力马屯 (王家、潜水)	K <sup>+</sup>	0.078	1.324	5.888	1.99	0.44
	Na <sup>+</sup>	2.700	45.856			
	Ca <sup>2+</sup>	2.235	37.959			
	Mg <sup>2+</sup>	0.875	14.861	6.127		
	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	-3.738	61.004			
	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	0.000	0.000			

	Cl <sup>-</sup>	-1.514	24.715			
	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	-0.875	14.281			
工商家属房 (程家、潜水)	K <sup>+</sup>	0.063	1.137	5.527	2.38	0.42
	Na <sup>+</sup>	2.317	41.929			
	Ca <sup>2+</sup>	2.305	41.705			
	Mg <sup>2+</sup>	0.842	15.229			
	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	-3.787	65.332	5.796		
	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	0.000	0.000			
	Cl <sup>-</sup>	-1.343	23.167			
	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	-0.667	11.501			
大姚屯(苏家、 潜水)	K <sup>+</sup>	0.050	0.995	5.050	2.99	0.39
	Na <sup>+</sup>	2.191	43.393			
	Ca <sup>2+</sup>	2.065	40.892			
	Mg <sup>2+</sup>	0.743	14.720			
	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	-3.426	63.913	5.361		
	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	0.000	0.000			
	Cl <sup>-</sup>	-1.143	21.319			
	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	-0.792	14.768			
黑岗子屯(张 家、潜水)	K <sup>+</sup>	0.075	1.187	6.285	0.45	0.46
	Na <sup>+</sup>	2.665	42.407			
	Ca <sup>2+</sup>	2.620	41.688			
	Mg <sup>2+</sup>	0.925	14.718			
	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	-3.967	62.564	6.341		
	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	0.000	0.000			
	Cl <sup>-</sup>	-1.457	22.980			
	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	-0.917	14.456			
刘兽医屯(刘 家、潜水)	K <sup>+</sup>	0.054	0.934	5.821	1.52	0.42
	Na <sup>+</sup>	2.491	42.801			
	Ca <sup>2+</sup>	2.425	41.662			
	Mg <sup>2+</sup>	0.850	14.603			
	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	-3.689	65.327	5.646		
	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	0.000	0.000			
	Cl <sup>-</sup>	-1.229	21.759			
	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	-0.729	12.914			
友谊村(白家、 潜水)	K <sup>+</sup>	0.063	1.208	5.177	2.44	0.39
	Na <sup>+</sup>	2.270	43.838			
	Ca <sup>2+</sup>	2.085	40.273			

	Mg <sup>2+</sup>	0.760	14.680	5.436		
	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	-3.377	62.124			
	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	0.000	0.000			
	Cl <sup>-</sup>	-1.371	25.229			
	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	-0.688	12.647			
蒙古屯(林家、 潜水)	K <sup>+</sup>	0.066	1.170	5.608	0.01	0.41
	Na <sup>+</sup>	2.378	42.408			
	Ca <sup>2+</sup>	2.415	43.063			
	Mg <sup>2+</sup>	0.749	13.359			
	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	-3.459	61.669	5.609		
	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	0.000	0.000			
	Cl <sup>-</sup>	-1.400	24.960			
	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	-0.750	13.371			

表 4.3-12 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
王家园子屯 (房家、承压 水)	K <sup>+</sup>	0.041	0.920	4.403	2.64	0.31
	Na <sup>+</sup>	1.891	42.950			
	Ca <sup>2+</sup>	1.870	42.466			
	Mg <sup>2+</sup>	0.602	13.663			
	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	-2.443	58.484	4.177		
	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	0.000	0.000			
	Cl <sup>-</sup>	-1.171	28.048			
	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	-0.563	13.468			
和平乡(谷家、 承压水)	K <sup>+</sup>	0.035	0.807	4.355	2.03	0.31
	Na <sup>+</sup>	2.039	46.822			
	Ca <sup>2+</sup>	1.710	39.264			
	Mg <sup>2+</sup>	0.571	13.107			
	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	-2.492	59.589	4.182		
	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	0.000	0.000			
	Cl <sup>-</sup>	-1.086	25.964			
	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	-0.604	14.448			
友谊村(侯家、 承压水)	K <sup>+</sup>	0.028	0.687	4.140	0.73	0.31
	Na <sup>+</sup>	1.817	43.898			
	Ca <sup>2+</sup>	1.760	42.512			
	Mg <sup>2+</sup>	0.534	12.903			
	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	-2.672	63.612	4.201		

	$\text{CO}_3^{2-}$	0.000	0.000			
	$\text{Cl}^-$	-1.029	24.486			
	$\text{SO}_4^{2-}$	-0.500	11.903			
协力屯(单家、承压水)	$\text{K}^+$	0.033	0.809	4.024	0.84	0.30
	$\text{Na}^+$	1.891	47.002			
	$\text{Ca}^{2+}$	1.580	39.266			
	$\text{Mg}^{2+}$	0.520	12.923			
	$\text{HCO}_3^-$	-2.623	64.100	4.092		
	$\text{CO}_3^{2-}$	0.000	0.000			
	$\text{Cl}^-$	-0.886	21.645			
	$\text{SO}_4^{2-}$	-0.583	14.255			
蒙古屯(林家、潜水)	$\text{K}^+$	0.066	1.170	5.608	0.01	0.41
	$\text{Na}^+$	2.378	42.408			
	$\text{Ca}^{2+}$	2.415	43.063			
	$\text{Mg}^{2+}$	0.749	13.359			
	$\text{HCO}_3^-$	-3.459	61.669	5.609		
	$\text{CO}_3^{2-}$	0.000	0.000			
	$\text{Cl}^-$	-1.400	24.960			
	$\text{SO}_4^{2-}$	-0.750	13.371			
四方山屯(周家、承压水)	$\text{K}^+$	0.030	0.789	3.837	3.11	0.29
	$\text{Na}^+$	1.761	45.892			
	$\text{Ca}^{2+}$	1.540	40.136			
	$\text{Mg}^{2+}$	0.506	13.183			
	$\text{HCO}_3^-$	-2.443	59.823	4.083		
	$\text{CO}_3^{2-}$	0.000	0.000			
	$\text{Cl}^-$	-1.057	25.891			
	$\text{SO}_4^{2-}$	-0.583	14.287			

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  $\text{HCO}_3^-$ -Na+Ca，4-A 型淡水型及  $\text{HCO}_3^-$ + $\text{Cl}^-$ -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。

#### 4.3.2.5 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/T 14848-2017）中的 III 类标准要求，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）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/T 148488-2017）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  $HCO_3^- Na+Ca$  淡水及 25-A 型  $HCO_3+Cl^- Na+Ca$  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源 1011 北侧 240m 西大海、南侧 360m 中心西干渠，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 8 月 21 日~22 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 2 个监测点，监测点布设情况见表 4.3-13。

表 4.3-13 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	西大海	源 1011 井场北侧 240m	125.04496, 45.51489
W2	中心西干渠	源 1011 井场南侧 360m 中心西干渠	125.04547, 45.50888

###### （2）监测因子

pH 值、悬浮物、COD、 $BOD_5$ 、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅、溶解氧、水温。

###### （3）监测时间

2025 年 8 月 21 日~22 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 4.3-14。

表 4.3-14 地表水监测数据表 单位：mg/L (pH 无量纲)

监测时间		2025.08.21	2025.08.22
监测点位		西大海	
监测项目	单位	DB250821Q01	DB250822Q01
pH	无量纲	8.8	8.7
COD <sub>cr</sub>	mg/L	27	25
BOD <sub>5</sub>	mg/L	3.6	3.3
氨氮	mg/L	0.638	0.625
总磷	mg/L	0.17	0.12
石油类	mg/L	0.01L	0.01L
挥发酚	mg/L	0.0003L	0.0003L
悬浮物	mg/L	25	23
砷	mg/L	0.0003L	0.0003L
汞	mg/L	0.00004L	0.00004L
镉	mg/L	0.0001L	0.0001L
六价铬	mg/L	0.004L	0.004L
铅	mg/L	0.001L	0.001L
镍	mg/L	0.05L	0.05L
铬	mg/L	0.03L	0.03L
阴离子表面活性剂	mg/L	0.05L	0.05L
硫化物	mg/L	0.01L	0.01L
溶解氧 (mg/L)	02:12	5.4	02:10
	08:08	6.6	08:05
	14:06	7.8	14:08
	20:10	5.9	20:06
水温 (°C)	02:12	15.4	02:10
	08:08	17.2	08:05
	14:06	20.1	14:08
	20:10	16.9	20:06
监测点位		中心西干渠	
监测项目	单位	DB250821Q02	DB250822Q02
pH	无量纲	7.9	8.0
COD <sub>cr</sub>	mg/L	31	30
BOD <sub>5</sub>	mg/L	4.2	4.0
氨氮	mg/L	0.999	0.986

总磷	mg/L	0.13	0.17
石油类	mg/L	0.01L	0.01L
挥发酚	mg/L	0.0003L	0.0003L
悬浮物	mg/L	11	10
砷	mg/L	0.0003L	0.0003L
汞	mg/L	0.00004L	0.00004L
镉	mg/L	0.0001L	0.0001L
六价铬	mg/L	0.004L	0.004L
铅	mg/L	0.001L	0.001L
镍	mg/L	0.05L	0.05L
铬	mg/L	0.03L	0.03L
阴离子表面活性剂	mg/L	0.05L	0.05L
硫化物	mg/L	0.01L	0.01L
溶解氧 (mg/L)	02:38	6.2	02:37
	08:35	5.7	08:38
	14:34	7.2	14:36
	20:37	6.3	20:37
水温 (°C)	02:38	15.3	02:37
	08:35	17.0	08:38
	14:34	20.2	14:36
	20:37	16.8	20:37

#### 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 4.3-15，具体监测点位见附图 6。

表 4.3-15 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	3#平台井场	45.56462, 125.17320	拟建井场

N2	源 1011	45.51232, 125.04547	拟建井场
N3	后欧力马屯	45.56622, 125.16758	3#平台西北侧 300m
N4	刘兽医屯	45.51211, 125.04365	源 1011 西侧 140m

### (2) 监测时间及频次

监测时间：2025 年 8 月 18 日~19 日、2025 年 8 月 21 日~22 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 4.3-16。

表 4.3-16 声环境现状监测结果表 单位：dB (A)

监测点位	2025.08.18		2025.08.19	
	昼间	夜间	昼间	夜间
3#平台井场	44.5	42.9	44.1	42.2
后欧力马屯	47.3	42.5	47.6	42.9
监测点位	2025.08.21		2025.08.22	
	昼间	夜间	昼间	夜间
源 1011	44.5	42.9	44.1	42.2
刘兽医屯	47.3	42.5	47.6	42.9

#### 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，项目区域声环境满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类标准，村屯声环境满足 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 4.3-17，区域内土壤构型（土壤剖面）见表 4.3-18。


表 4.3-17 土壤理化特性调查表

时间	2025.08.17
----	------------

点号		拟建源 212-扶平 4		
层次		0-50cm	50-150cm	150-300cm
现场记录	颜色	黑色	黑色	黑色
	结构	块状	面状	面状
	质地	壤土	壤土	壤土
	砂砾含量	25~45%	25~45%	25~45%
	其他异物	植物根系	--	--
实验室测定	pH 值	7.81	7.78	8.13
	阳离子交换量 (cmol+/kg)	10.7	12.2	11.5
	氧化还原电位 (mv)	196	202	179
	饱和导水率(mm/min)	1.230	1.258	1.262
	土壤容重 (g/cm <sup>3</sup> )	1.48	1.42	1.47
	孔隙度(%)	44.2	46.4	44.5
点号		拟建 3#平台井场		
层次		0-50cm	50-150cm	150-300cm
现场记录	颜色	黑色	黑色	黑色
	结构	块状	面状	面状
	质地	壤土	壤土	壤土
	砂砾含量	25~45%	25~45%	25~45%
	其他异物	植物根系	--	--
实验室测定	pH 值	8.08	7.96	8.13
	阳离子交换量 (cmol+/kg)	10.9	11.8	12.0
	氧化还原电位 (mv)	177	195	184
	饱和导水率(mm/min)	1.156	1.216	1.188
	土壤容重 (g/cm <sup>3</sup> )	1.40	1.45	1.42
	孔隙度(%)	47.2	45.3	46.4

表 4.3-18 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
拟建源 212-扶 平 4 井			0-0.5m 块状结构 壤土
			0.5-1.5m 面状结构 壤土
			1.5-3m 面状结构 壤土

场			
拟建 3# 平台井 场			0-0.5m 块状结构 壤土
			0.5-1.5m 面状结构 壤土
			1.5-3m 面状结构 壤土
			
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 4.3-18，本项目区域土壤类型分布图见附 10，监测点位置见附图 6。

表 4.3-18 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	拟建源 212-扶平 3 井场内	125.15330, 45.56951	《土壤环境质量 建设用地土壤污 染风险管控标准	草甸土	采取柱状样，在 0~0.5m、 0.5~1.5m、1.5~3m 分别取 样

S2	拟建源212-扶平4井场内	125.16246, 45.56705	(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
S3	拟建3#平台井场内	125.17320, 45.56462		草甸土	采取柱状样,在0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m分别取样
S4	拟建源源1011井场内	125.04547, 45.51232		草甸土	采取柱状样,在0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m分别取样
S5	拟建源2401井场内	125.14505, 45.53281		草甸土	采取柱状样,在0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m分别取样
S6	拟建源212-扶平4井场内	125.16246, 45.56705		草甸土	采取表层样,在0~0.2m取样
S7	拟建3#平台井场内	125.17320, 45.56462		草甸土	采取表层样,在0~0.2m取样
S8	后欧力马屯	125.17038, 45.56833		《土壤环境质量建设用地区域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
S9	朝二联卸油点北侧100m耕地	125.49271, 45.63910	《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)中的筛选值(其他)	草甸土	采取表层样,在0~0.2m取样
S10	拟建源212-扶平3井西侧100m耕地	125.15164, 45.56949		草甸土	采取表层样,在0~0.2m取样
S11	拟建3#平台井北侧100m耕地	125.17312, 45.56641		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、镉、汞、砷、铅、铬（六价）、铜、镍、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<sub>10</sub>-C<sub>40</sub>)、石油类、石油烃(C<sub>6</sub>-C<sub>9</sub>)、水溶性盐总量，共50项。

S8#点位监测项目：pH、镉、汞、砷、铅、铬（六价）、铜、镍、石油烃(C<sub>10</sub>-C<sub>40</sub>)、石油类、石油烃(C<sub>6</sub>-C<sub>9</sub>)、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(C<sub>10</sub>-C<sub>40</sub>)、石油类、石油烃(C<sub>6</sub>-C<sub>9</sub>)、水溶性盐总量，共13项。

(3) 监测时间

2025年8月17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 4.3-19 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	8.08	7.95	7.79	8.08	7.95
2	镉 (Cd)	0.11	0.07	0.09	0.11	0.07	0.09
3	汞 (Hg)	0.018	0.023	0.016	0.018	0.023	0.016
4	砷 (As)	3.25	3.31	3.42	3.25	3.31	3.42
5	铅 (Pb)	18	20	19	18	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)	12	17	15	12	17	15
8	镍 (Ni)	25	21	23	25	21	23
9	水溶性盐总量	600	800	700	600	800	700
10	石油类	11	13	12	11	13	12
11	石油烃 (C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
12	石油烃 (C <sub>6</sub> -C <sub>9</sub> )	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
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	8.08	7.96	8.13	7.78	8.23	8.06
2	镉 (Cd)	0.10	0.11	0.07	0.12	0.10	0.11
3	汞 (Hg)	0.020	0.016	0.022	0.017	0.021	0.019
4	砷 (As)	3.27	3.31	3.26	3.39	3.40	3.25
5	铅 (Pb)	15	20	14	18	14	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)	14	10	17	18	11	16
8	镍 (Ni)	19	25	26	21	18	23
9	水溶性盐总量	600	800	600	700	600	600
10	石油类	13	15	11	12	10	13
11	石油烃 (C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
12	石油烃 (C <sub>6</sub> -C <sub>9</sub> )	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出

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	8.17	7.99	7.82	7.97	8.20	7.78
2	镉 (Cd)	0.10	0.12	0.07	0.08	0.06	0.10
3	汞 (Hg)	0.016	0.015	0.013	0.017	0.020	0.016
4	砷 (As)	3.22	3.31	3.28	3.35	3.28	3.31
5	铅 (Pb)	16	18	15	15	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)	13	17	19	16	12	17
8	镍 (Ni)	26	19	24	18	19	21
9	水溶性盐总量	700	800	500	700	600	700
10	石油类	10	13	11	12	14	11
11	石油烃 (C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
12	石油烃 (C <sub>6</sub> -C <sub>9</sub> )	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出

续表 4.2-19 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#~S8#点			S1#~S8#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 4.2-20 农用地土壤监测实测值 单位: mg/kg (pH 除外)

监测时间	2025.08.17		
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	7.89	8.11	7.73
镉 (Cd)	0.07	0.09	0.08
汞 (Hg)	0.017	0.018	0.015
砷 (As)	3.35	3.28	3.37
铅 (Pb)	17	15	19
铬 (Cr)	46	52	61
铜 (Cu)	13	11	17
镍 (Ni)	19	23	18
锌 (Zn)	61	52	48
石油烃 (C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )	未检出	未检出	未检出
石油烃 (C <sub>6</sub> -C <sub>9</sub> )	未检出	未检出	未检出
石油类	12	11	10
水溶性盐总量	700	500	600

表 4.2-21 建设用地土壤现状监测结果统计分析情况一览表 (柱状样)

序号	污染物	样品数	最小值	最大值	均值	标准差	检出率%	超标率	最大超标倍数
1	pH	18	7.78	8.23	7.99	0.15	100	0	0
2	镉 (Cd)	18	0.06	0.12	0.09	0.02	100	0	0
3	汞 (Hg)	18	0.013	0.023	0.02	0.00	100	0	0
4	砷 (As)	18	3.22	3.42	3.31	0.06	100	0	0
5	铅 (Pb)	18	14	20	17.61	2.17	100	0	0
6	铬 (六价)	18	/	/	/	/	0	0	0
7	铜 (Cu)	18	10	19	14.89	2.65	100	0	0
8	镍 (Ni)	18	18	26	22.06	2.75	100	0	0
9	水溶性盐总量	18	500	800	672.22	89.48	100	0	0
10	石油类	18	10	15	12.06	1.35	100	0	0
11	石油烃 (C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )	18	/	/	/	/	/	0	0
12	石油烃 (C <sub>6</sub> -C <sub>9</sub> )	18	/	/	/	/	/	0	0
13	四氯化碳	18	/	/	/	/	/	0	0
14	氯仿	18	/	/	/	/	/	0	0
15	氯甲烷	18	/	/	/	/	0	0	0
16	1,1-二氯乙烷	18	/	/	/	/	0	0	0

序号	污染物	样品数	最小值	最大值	均值	标准差	检出率%	超标率	最大超标倍数
17	1,2-二氯乙烷	18	/	/	/	/	0	0	0
18	1,1-二氯乙烯	18	/	/	/	/	0	0	0
19	顺-1,2-二氯乙烯	18	/	/	/	/	0	0	0
20	反-1,2-二氯乙烯	18	/	/	/	/	0	0	0
21	二氯甲烷	18	/	/	/	/	0	0	0
22	1,2-二氯丙烷	18	/	/	/	/	0	0	0
23	1,1,1,2-四氯乙烷	18	/	/	/	/	0	0	0
24	1,1,2,2-四氯乙烷	18	/	/	/	/	0	0	0
25	四氯乙烯	18	/	/	/	/	0	0	0
26	1,1,1-三氯乙烷	18	/	/	/	/	0	0	0
27	1,1,2-三氯乙烷	18	/	/	/	/	0	0	0
28	三氯乙烯	18	/	/	/	/	0	0	0
29	1,2,3-三氯丙烷	18	/	/	/	/	0	0	0
30	氯乙烯	18	/	/	/	/	0	0	0
31	苯	18	/	/	/	/	0	0	0
32	氯苯	18	/	/	/	/	0	0	0
33	1,2-二氯苯	18	/	/	/	/	0	0	0
34	1,4-二氯苯	18	/	/	/	/	0	0	0
35	乙苯	18	/	/	/	/	0	0	0
36	苯乙烯	18	/	/	/	/	0	0	0
37	甲苯	18	/	/	/	/	0	0	0
38	间,对二甲苯	18	/	/	/	/	0	0	0
39	邻二甲苯	18	/	/	/	/	0	0	0
40	硝基苯	18	/	/	/	/	0	0	0
41	苯胺	18	/	/	/	/	0	0	0
42	2-氯酚	18	/	/	/	/	0	0	0
43	苯并[a]蒽	18	/	/	/	/	0	0	0
44	苯并[a]芘	18	/	/	/	/	0	0	0
45	苯并[b]荧蒽	18	/	/	/	/	0	0	0
46	苯并[k]荧蒽	18	/	/	/	/	0	0	0

序号	污染物	样品数	最小值	最大值	均值	标准差	检出率%	超标率	最大超标倍数
47	蒽	18	/	/	/	/	0	0	0
48	二苯并[a, h]蒽	18	/	/	/	/	0	0	0
49	茚并[1, 2, 3-cd]芘	18	/	/	/	/	0	0	0
50	萘	18	/	/	/	/	0	0	0

表 4.2-22 建设用地土壤现状监测结果统计分析情况一览表（表层样）

序号	污染物	样品数	最小值	最大值	均值	标准差	检出率%	超标率	最大超标倍数
1	pH	18	7.73	8.11	7.91	0.19	100	0	0
2	镉 (Cd)	18	0.07	0.09	0.08	0.01	100	0	0
3	汞 (Hg)	18	0.015	0.018	0.02	0.00	100	0	0
4	砷 (As)	18	3.28	3.37	3.33	0.05	100	0	0
5	铅 (Pb)	18	15	19	17.00	2.00	100	0	0
6	铬 (Cr)	18	46	61	53.00	7.55	0	0	0
7	铜 (Cu)	18	11	17	13.67	3.06	100	0	0
8	镍 (Ni)	18	18	23	20.00	2.65	100	0	0
9	锌 (Zn)	18	48	61	53.67	6.66	100	0	0
10	石油烃 (C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )	18	/	/	/	/	0	0	0
11	石油烃 (C <sub>6</sub> -C <sub>9</sub> )	18	/	/	/	/	0	0	0
12	石油类	18	10	12	11.00	1.00	/	0	0
13	水溶性盐总量	18	500	700	600.00	100.00	/	0	0

#### 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：

$$K_i = X_i / X_{0i}$$

式中：K<sub>i</sub>——第 i 项分指数；

X<sub>i</sub>——土壤中 i 污染物的实测含量，mg/kg；

X<sub>0i</sub>——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4.3-23和表4.2-24。农用地土壤环境质量现状评价结果见表4.3-25。

表4.2-23 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)	0.002	0.001	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)	0.054	0.055	0.057	0.054	0.055	0.057
5	铅(Pb)	0.023	0.025	0.024	0.023	0.025	0.024
6	铬(六价)	0.04386	0.04386	0.04386	0.04386	0.04386	0.04386
7	铜(Cu)	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001
8	镍(Ni)	0.028	0.023	0.026	0.028	0.023	0.026
9	水溶性盐总量	/	/	/	/	/	/
10	石油烃(C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )	0.000666	0.000666	0.000666	0.000666	0.000666	0.000666
11	石油烃(C <sub>6</sub> -C <sub>9</sub> )	/	/	/	/	/	/
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	0.002	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)	0.055	0.055	0.054	0.057	0.057	0.054
5	铅(Pb)	0.019	0.025	0.018	0.023	0.018	0.024
6	铬(六价)	0.04386	0.04386	0.04386	0.04386	0.04386	0.04386
7	铜(Cu)	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001
8	镍(Ni)	0.021	0.028	0.029	0.023	0.020	0.026

9	水溶性盐总量	/	/	/	/	/	/
10	石油烃 (C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )	0.000666	0.000666	0.000666	0.000666	0.000666	0.000666
11	石油烃 (C <sub>6</sub> -C <sub>9</sub> )	/	/	/	/	/	/
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	0.001	0.001	0.002
3	汞 (Hg)	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001
4	砷 (As)	0.054	0.055	0.055	0.056	0.055	0.055
5	铅 (Pb)	0.020	0.023	0.019	0.019	0.025	0.024
6	铬 (六价)	0.04386	0.04386	0.04386	0.04386	0.04386	0.0833333
7	铜 (Cu)	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001
8	镍 (Ni)	0.029	0.021	0.027	0.020	0.021	0.023
9	水溶性盐总量	/	/	/	/	/	/
10	石油烃 (C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )	0.000666	0.000666	0.000666	0.000666	0.000666	0.003632
11	石油烃 (C <sub>6</sub> -C <sub>9</sub> )	/	/	/	/	/	/
12	石油类	/	/	/	/	/	/

表 4.2-24 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	S8#点			S1#~S7#点	S8#点
1	四氯化碳	0.000014	0.0007869	20	氯苯	0.000037	0.0007264
2	氯仿	0.000067	0.0006659	21	1,2-二氯苯	0.000021	0.000908
3	氯甲烷	0.00013	0.0006053	22	1,4-二氯苯	0.0000004	0.000908
4	1,1-二氯乙烷	0.000008	0.0007264	23	乙苯	0.0000005	0.0007264
5	1,2-二氯乙烷	0.000001	0.0007869	24	苯乙烯	0.000001	0.0006659
6	1,1-二氯乙烯	0.000013	0.0006053	25	甲苯	0.0000009	0.0007869
7	顺-1,2-二氯乙烯	0.000001	0.0007869	26	间二甲苯+对二甲苯	0.000592	0.0007264
8	反-1,2-二氯乙烯	0.00011	0.0008475	27	邻二甲苯	0.000019	0.0007264
9	二氯甲烷	0.00006	9.08E-05	28	硝基苯	0.000013	5.448E-05
10	1,2-二氯丙烷	0.000088	0.0006659	29	苯胺	0.003333	4.843E-05
11	1,1,1,2-四氯乙烷	0.000013	0.0007264	30	2-氯酚	0.033333	3.632E-05

12	1, 1, 2, 2-四氯乙烷	0.0000007	0.0007264	31	苯并[a]蒽	0.006667	6.053E-05
13	四氯乙烯	0.000214	0.0008475	32	苯并[a]芘	0.000331	6.053E-05
14	1, 1, 1-三氯乙烷	0.000214	0.0007869	33	苯并[b]荧蒽	0.000039	0.0001211
15	1, 1, 2-三氯乙烷	0.0012	0.0007264	34	苯并[k]荧蒽	0.033333	6.053E-05
16	三氯乙烯	0.001163	0.0007264	35	蒽	0.003333	0.0006053
17	1, 2, 3-三氯丙烷	0.000238	0.0007264	36	二苯并[a, h]蒽	0.000643	0.0006053
18	氯乙烯	0.000002	0.0006053	37	茚并[1, 2, 3-cd]芘	0.014889	6.053E-05
19	苯	0.000001	0.0011501	38	萘	0.042667	5.448E-05

表 4.2-25 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)	0.117	0.150	0.133
汞 (Hg)	0.005	0.005	0.004
砷 (As)	0.134	0.131	0.135
铅 (Pb)	0.100	0.088	0.112
铬 (Cr)	0.184	0.208	0.244
铜 (Cu)	0.130	0.110	0.170
镍 (Ni)	0.100	0.121	0.095
锌 (Zn)	0.203	0.173	0.160
石油烃 (C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )	0.000666	0.000666	0.000666
石油烃 (C <sub>6</sub> -C <sub>9</sub> )	/	/	/
石油类	/	/	/

#### 4.3.5.4 土壤环境质量现状评价结论

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。

## 4.4 生态环境质量现状调查与评价

### 4.4.1 调查范围、内容及方法

#### 4.4.1.1 调查时间

接受委托以后，本公司于2025年9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。

#### 4.4.1.2 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151.3hm<sup>2</sup>。

#### 4.4.1.3 调查内容

（1）评价区自然地理和生态现状调查，如：地貌、海拔、土壤类型、植被类型及空间分布、植被生物量、植被覆盖度等情况。

（2）评价区自然系统生态完整性调查。

（3）敏感生态目标现状调查，如生态保护红线区、湿地、公益林、古树名木及其生境现状。

#### 4.4.1.4 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 ERDASIMAGINE、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（ESACopernicusOpenAccessHub）下载的 Sentinel-2A 卫星（哨兵-2 号）遥感影像数据。

Sentinel2 是由 Sentinel2A 和 Sentinel2B 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。

### 4.4.2 生态环境相关规划和功能区划

#### 4.4.2.1 生态功能区划

根据《全国生态功能区划》（修编版，2015），本项目位于 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，对本项目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。本项目区生态功能区划见表 4.4-1。

表 4.4-1 本项目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。

#### 4.4.2.2 项目所在位置在《肇源县国土空间总体规划(2021-2035年)》(源政发〔2024〕15号)中的定位

根据《肇源县国土空间总体规划(2021-2035年)》(源政发〔2024〕15号),本项目涉及肇源县和平乡、肇源镇,属于肇源县城市化地区和农产品主产区。详见表 4.4-2。

表 4.4-2 项目所在位置的主体功能区特点及发展方向一览表

项目	功能区划分
主体功能	落实省、市级国土空间规划主体功能区要求,确定肇源县主体功能定位为国家农产品主产区。落实大庆市规划细化以乡镇为单元的主体功能区部署,肇源县城市化地区为肇源镇;农产品主产区包括福兴乡、古龙镇、头台镇、新站镇、义顺蒙古族乡、和平乡、超等蒙古族乡、大兴乡、二站镇、古恰镇、浩德蒙古族乡、茂兴镇、民意乡和三站镇 14 个乡镇和 1 个肇源农场;重点生态功能区包括 1 个薄荷台乡和 1 个茂兴湖渔场。
发展目标	<p>总体战略目标。全面建成以人民为中心的宜居宜业的生态文明城市,彰显田园风光、活力开放、人文魅力的新肇源。构建生产、生活、生态三大国土空间体系,实现国土空间治理体系和治理能力现代化。</p> <p>规划至 2025 年,国土空间开发保护格局不断优化。耕地数量、质量、生态“三位一体”保护不断加强,生态空间比重与质量稳步提升;协同发展水平逐步提高,城镇建成区范围不断拓展,有效支撑重大产业项目落位。</p> <p>规划至 2035 年,科学有序的国土空间开发与保护格局基本形成。农业农村空间优质高效,粮食安全格局更加稳固;生态环境质量得到根本改善,可持续发展能力全面提升;对外开放水平和创新能力明显增强,人民生活质量与健康水平显著提高,基本实现社会主义现代化。。</p>
国土空间总体格局	以双评价、双评估分析为基础,统筹“山水林田湖草沙”等保护类要素和城乡、产业、交通等发展类要素布局,打造肇源县“一核三心两区,一带一廊两轴”的国土空间总体格局。

### 4.4.3 生态系统调查

#### 4.4.3.1 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 4.4-3。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 4.4-3 评价范围内主要生态系统分布现状

生态系统类型		面积 (hm <sup>2</sup> )	比例 (%)
I 级分类	II 级分类		
森林生态系统	阔叶林	4.65	3.07
草地生态系统	草丛	12.28	8.12
湿地生态系统	河流	2.12	1.40
农田生态系统	耕地	129.57	85.64
城镇生态系统	居住地	1.68	1.11
	工矿交通	1.00	0.66
合计		151.30	100.00

由上表可知，本项目生态评价范围内主要生态系统为耕地，占地面积为 129.57hm<sup>2</sup>，占评价范围的 85.64%；其次为稀疏草地，占地面积为 12.28hm<sup>2</sup>，占评价范围的 8.12%；阔叶林占地面积为 4.65hm<sup>2</sup>，占评价范围的 3.07%；此外，评价范围内还分布有河流、居住地等，总占地面积为 94.8hm<sup>2</sup>，占评价范围的 3.17%。本项目生态系统类型图见附图 15。

#### 4.4.3.2 生态系统类型特点

##### (1) 森林生态系统（稀疏林）

评价区位于平原区，森林生态系统以人工林为主，主要分布于田间、河岸、公路旁及居民点四周。植被主要为欧美杨、旱柳等。人工林地郁闭度较高，生态系统结构比较简单，林下一般没有灌木分布，草本层植物种类不丰富，主要包括蒲公英、狗尾草、白茅等。尽管森林生态系统面积较小，但却具有非常重要的生态功能，例如涵养水源、

水土保持、为野生动物提供栖息地，调节区域小气候等。

#### (2) 草地生态系统（草甸）

评价区内草地中的自然植被类型主要有芦苇群落、白茅群落、碱蓬群落，还存在狗尾草、蒿类、荻、瓣蕊唐松草、地肤等原生植物。

#### (3) 湿地生态系统（河流、沟渠、坑塘水面）

评价区所在区域河流纵横、沟渠发达，多为排涝、灌溉河流，其共同特点是水流平稳，河床纵坡比小，坑塘较多，这里生物多样性较丰富，是评价区野生动物的最主要栖息地，主要的植被有水烛、小香蒲、芦苇、水莎草、莲等。

#### (4) 农田生态系统（耕地）

农田生态系统以种植水稻、玉米等农作物。由于人类的频繁抚育及化肥等外来营养物质的输入，使得该生态系统净第一性生产力较高，对维持区域的生态环境质量，起到非常重要的作用。

#### (5) 城镇生态系统

城镇生态系统以人为主体，人在其中不仅是主要的消费者，而且是整个系统的营造者；该系统几乎全是人工生态系统，其能量和物质运转均在人的控制下进行，居民所处的生物和非生物环境都已经过人工改造，是人类自我驯化的系统；该系统是不完全的开放性的生态系统，系统内无法完成物质循环和能量转换，许多输入物质经加工、利用后又从本系统中输出（包括产品、废弃物、资金、技术、信息等）。该系统属于人类干扰最强烈的区域，植被覆盖率较低，生物多样性差，生态环境脆弱。

### 4.4.4 土地利用现状调查与评价

#### 4.4.4.1 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。

#### 4.4.4.2 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 12 种类型，评价区土地利用类型现状见表 4.4-4。

表 4.4-4 评价区土地利用现状一览表

序号	土地利用类型		面积 (hm <sup>2</sup> )	比例
	一级分类	二级分类		
1	耕地	0103 旱地	116.28	76.85
2		0101 水田	13.29	8.78
3	林地	0301 乔木林地	4.35	2.88
4		0307 其他林地	0.30	0.20
5	草地	0404 其他草地	12.28	8.12
6	工矿仓储用地	0601 工业用地	0.12	0.08
7		0602 采矿用地	0.18	0.12
8	住宅用地	0702 农村宅基地	1.43	0.95
9	交通运输用地	1006 农村道路	0.42	0.28
10		1003 公路用地	0.28	0.19
11	水域及水利设施用地	1104 坑塘水面	0.18	0.12
12		1107 沟渠	1.94	1.28
	其他土地	1202 设施农用地	0.25	0.17
合计			151.30	100.00

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 129.57hm<sup>2</sup>，占评价范围的 85.64%；其次为其他草地，占地面积为 12.28hm<sup>2</sup>，占评价范围的 8.12%；乔木林地占地面积为 3.35hm<sup>2</sup>，占评价范围的 2.21%；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 6.1hm<sup>2</sup>，占评价范围的 4.03%。本项目土地利用现状图见附图 20。

#### 4.4.5 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源县肇源镇、和平乡，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。

#### 4.4.6 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源县，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》，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，针对本项目的具体特点，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。

#### 4.4.7 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。

#### 4.4.8 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。

##### 4.4.8.1 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。

#### 4.4.8.2 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 4.4-5。

表 4.4-5 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 argyvi</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>

#### 4.4.8.3 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、黄花菜等碱生植被，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 4.4-6。

表 4.4-6 评价区植被类型现状一览表

植被类型分类	面积 (hm <sup>2</sup> )	比例 (%)
玉米、大豆、水稻等农作物	129.57	85.64
杨树	4.05	2.68
金叶榆树	0.60	0.40
羊碱草、黄花菜等	12.28	8.12
无植被地段	2.68	1.77
水体	2.12	1.40
合计	151.3	100.0

(1) 杨树、榆树：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 4.65hm<sup>2</sup>，占评价区总面积的 3.08%。

(2) 草地：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 12.28hm<sup>2</sup>，占评价区总面积的 8.12%，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 129.57hm<sup>2</sup>，占评价区总面积的 85.64%，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。

#### 4.4.8.4 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。

#### 4.4.8.5 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》（2021 年 9 月 7 日），通过收集本项目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 年）》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。

#### 4.4.8.6 样方调查

##### （1）调查时间

本项目在评价区内进行了现场踏勘，建立了遥感影像解译标志。在主要工程直接占地区域、主要植被群落附近等区域均布设了样方。

(2) 样方信息统计

本项目位于肇源县。根据《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ 19-2022)中7.3 生态现状调查要求：“根据植物群落类型（宜以群系及以下分类单位为调查单元）设置调查样地，一级评价每种群落类型设置的样方数量不少于 5 个，二级评价不少于 3 个”。

本项目生态评价等级为二级。根据现场踏勘，本项目评价范围主要人工植被主要为人工林、农作物，天然植被主要为芦苇草甸、盐地碱蓬等草本植物，本次调查针对评价范围内的自然植被共设置了 9 个样方，样方种类布设情况见表 4.4-6，植物群落调查样方点位置具体情况见表 4.4-7。样方布点图见附图。

表 4.4-6 样方种类布设情况一览表

序号	群系	拉丁学名	植被型组	植被型	植被亚型	点位数 (个)
1	水稻	<i>Oryza sativa L. subsp. japonica</i>	栽培植被	水生植被型	水生草本植被亚型	3
2	杨树	<i>Populus L.</i>	栽培植被	木本类型	其他人工林型	3
3	芦苇草甸	<i>Form. Phragmites communis</i>	草甸	草甸	盐生草甸	3
总计						9

表 4.4-7 植物群落调查样方点位置

编号	名称	经度	纬度	高程 (m)
1#	水稻	125.16097950	45.57199350	127
2#	水稻	125.16838691	45.56940434	127
3#	水稻	125.15155111	45.53558990	126
4#	杨树	125.05628677	45.51741115	126
5#	杨树	125.15453848	45.53489371	125
6#	杨树	125.17973204	45.56360771	126
7#	芦苇草甸	125.05236804	45.51515859	127
8#	芦苇草甸	125.16400936	45.57334363	126
9#	芦苇草甸	125.15043755	45.53635815	126

表 4.4-8 1#点样方调查结果表

编号	1	调查人	聂海军、袁超	调查日期	2025/10/10	样方尺寸	1m×1m
经度	125.16097950	纬度	45.57199350	海拔 (m)	127	坡度	0
群系	水稻群落			群系拉丁学名	<i>Oryza sativa L. subsp. japonica</i>		

名称							
层次	类别	名称	拉丁学名	株 (丛数)	多度	高度 (m)	盖度 (%)
草本层	建群种	水稻	<i>Oryza sativa L. subsp. japonica</i>	45	Soc.	0.8	95
							

表 4.4-8 2#点样方调查结果表

编号	2	调查人	聂海军、袁超	调查日期	2025/10/10	样方尺寸	1m×1m
经度	125.16838691	纬度	45.56940434	海拔 (m)	127	坡度	0
群系名称	水稻群落			群系拉丁学名	<i>Oryza sativa L. subsp. japonica</i>		
层次	类别	名称	拉丁学名	株 (丛数)	多度	高度 (m)	盖度 (%)
草本层	建群种	水稻	<i>Oryza sativa L. subsp. japonica</i>	50	Soc.	0.8	95



表 4.4-8 3#点样方调查结果表

编号	3	调查人	聂海军、袁超	调查日期	2025/10/10	样方尺寸	1m×1m
经度	125.15155111	纬度	45.53558990	海拔 (m)	126	坡度	0
群系名称	水稻群落			群系拉丁学名	<i>Oryza sativa L. subsp. japonica</i>		
层次	类别	名称	拉丁学名	株 (丛数)	多度	高度 (m)	盖度 (%)
草本层	建群种	水稻	<i>Oryza sativa L. subsp. japonica</i>	60	Soc.	0.8	95



表 4.4-8 4#点样方调查结果表

编号	4	调查人	聂海军、袁超	调查日期	2025/10/10	样方尺寸	10m × 10m
经度	125.05628677	纬度	45.51741115	海拔(m)	126	坡度	0
群系名称	青杨群落			群系拉丁学名	<i>Populus cathayana</i> Rehd.		
层次	类别	名称	拉丁学名	株(丛数)	多度	高度(m)	盖度(%)
乔木层	建群种	青杨	<i>Populus cathayana</i> Rehd.	20	Cop2.	13.5	60
草本层	建群种	芦苇	<i>Phragmites australis</i> (Cav.) Trin. ex Steud.	155	Cop3.	2.2	30
							

表 4.4-8 5#点样方调查结果表

编号	5	调查人	聂海军、袁超	调查日期	2025/10/10	样方尺寸	10m × 10m
经	125.15453848	纬度	45.53489371	海拔	125	坡度	0

度				(m)			
群系名称	青杨群落			群系拉丁学名	<i>Populus cathayana</i> Rehd.		
层次	类别	名称	拉丁学名	株(丛数)	多度	高度(m)	盖度(%)
乔木层	建群种	青杨	<i>Populus cathayana</i> Rehd.	32	Cop2.	18.6	50



表 4.4-8 6#点样方调查结果表

编号	6	调查人	聂海军、袁超	调查日期	2025/10/10	样方尺寸	10m×10m
经度	125.17973204	纬度	45.56360771	海拔(m)	125	坡度	0
群系名称	青杨群落			群系拉丁学名	<i>Populus cathayana</i> Rehd.		
层次	类别	名称	拉丁学名	株(丛数)	多度	高度(m)	盖度(%)
乔木层	建群种	青杨	<i>Populus cathayana</i> Rehd.	28	Cop2.	22	70



表 4.4-8 7#点样方调查结果表

编号	7	调查人	聂海军、袁超	调查日期	2025/10/10	样方尺寸	1m × 1m
经度	125.05236804	纬度	45.51515859	海拔(m)	127	坡度	0
群系名称	芦苇草甸			群系拉丁学名	<i>Form. Phragmites australis</i>		
层次	类别	名称	拉丁学名	株(丛数)	多度	高度(m)	盖度(%)
草本层	建群种	芦苇	<i>Phragmites australis (Cav.) Trin. ex Steud</i>	20	Cop3.	2.0	70
草本层	建群种	香蒲	<i>Typha orientalis C. Presl</i>	21	Cop3.	1.9	70



表 4.4-8 8#点样方调查结果表

编号	8	调查人	聂海军、袁超	调查日期	2025/10/10	样方尺寸	1m × 1m
经度	125.1640093 6	纬度	45.57334363	海拔(m)	126	坡度	0
群系名称	芦苇草甸			群系拉丁学名	<i>Form. Phragmites australis</i>		
层次	类别	名称	拉丁学名	株(丛数)	多度	高度(m)	盖度(%)
乔木层	建群种	芦苇	<i>Phragmites australis (Cav.) Trin. ex Steud</i>	21	Cop1.	2.2	70



表 4.4-8 9#点样方调查结果表

编号	9	调查人	聂海军、袁超	调查日期	2025/10/10	样方尺寸	1m × 1m
经度	125.1504375 5	纬度	45.53635815	海拔(m)	126	坡度	0
群系名称	芦苇草甸			群系拉丁学名	<i>Form. Phragmites australis</i>		
层次	类别	名称	拉丁学名	株(丛数)	多度	高度(m)	盖度(%)
乔木层	建群种	芦苇	<i>Phragmites australis (Cav.) Trin. ex Steud</i>	30	Cop2.	1.7	80



#### 4.4.8.7 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<sub>v</sub>—纯植物像元的 NDVI 值；

NDVI<sub>s</sub>—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 4.4-9，本项目评价范围内植被覆盖度见附图 14。

表 4.4-9 评价区内植被覆盖度统计表

FVC 值	面积 (hm <sup>2</sup> )	占评价范围面积百分比 (%)
极低覆盖 0%-10%	12.30	8.13
低覆盖 10%-30%	12.51	8.27

中覆盖 30%~50%	14.30	9.45
中高覆盖 50%~70%	13.22	8.74
高覆盖 70%~100%	98.97	65.41
合计	151.3	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。

#### 4.4.9 野生动物现状调查与评价

##### 4.4.9.1 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：参考的技术资料包括《黑龙江省鸟类志》（马建章，1992）、《国家重点保护野生动物名录》（2021年2月1日）、《国家重点保护水生野生动物名录》（2021年2月11日）等文献。

(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) 实地观测

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ 19-2022）中 7.3 生态现状调查要求：“二级评价每种生境类型设置的野生动物调查样线数量不少于 3 个”。本项目生态评价等级二级，针对项目特点，共设置样线数量 3 个。本次线路调查时主要针对鸟类进行调查。

##### 4.4.9.2 现场调查

##### (1) 调查方法、样线调查设置

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 10 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。共布设 3 条样线。评价范围内调查样线设置明细见表 4.4-10，样线布设位置见附图 21。

表 4.4-10 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
	起点经纬 度	终点经纬 度						
1	125.05049 411E, 45.516293 44N	125.05721 146E, 45.511000 37N	乔木 林+ 草地 +湿地	陆生哺乳动物、 爬行动物、两栖 动物、鸟类	1000	1.5~ 3km/h	1次	2天/ 次调查
2	125.15499 918 E, 45.536546 20 N	125.15362 694 E, 45.526778 48 N	乔木 林+ 草地 +农 田	陆生哺乳动物、 爬行动物、两栖 动物、鸟类	1000	1.5~ 3km/h	1次	2天/ 次调查
3	125.16661 138 E, 45.577660 48N	125.15984 430 E, 45.569832 65 N	乔木 林+ 草地 +农 田	陆生哺乳动物、 爬行动物、两栖 动物、鸟类	1000	1.5~ 3km/h	1次	2天/ 次调查

## (3) 样线调查结果

本次样线调查结果见下表。

表 4.4-11 动物样线调查表 (1#)

编号	1#	日期	2025年10月10日		观测者	聂海军
起点坐标	125.05049411E, 45.51629344N	终点坐标	125.05721146E, 45.51100037N		天气	晴
人为干扰 活动类型	矿产资源开发	人为干扰活 动强度	中		平均海拔 m	126m
总种数	1	个体总数	3		生境类型	林地
中文名	学名	数量		保护级别		
		成体	幼体			
喜鹊	<i>Picapica</i>	3	0		-	-



表 4.4-11 动物样线调查表 (2#)

编号	2#	日期	2025 年 10 月 10 日	观测者	聂海军
起点坐标	125.15499918 E, 45.53654620 N	终点坐标	125.15362694 E, 45.52677848 N	天气	晴
人为干扰活动类型	矿产资源开发	人为干扰活动强度	中	平均海拔 m	126m
总种数	1	个体总数	2	生境类型	林地
中文名	学名	数量		保护级别	
		成体	幼体		
喜鹊	<i>Picapica</i>	1	0	-	-



表 4.4-11 动物样线调查表 (3#)

编号	3#	日期	2025 年 8 月 27 日	观测者	聂海军
起点坐标	125.16661138 E, 4	终点坐标	125.15984430 E, 45.	天气	晴

	5. 57766048N		56983265 N		
人为干扰活动类型	矿产资源开发	人为干扰活动强度	中	平均海拔 m	10m
总种数	1	个体总数	1	生境类型	林地
中文名	学名	数量		保护级别	
		成体	幼体		
喜鹊	<i>Picapica</i>	1	0	-	-
					

#### 4.4.9.3 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。

#### 4.4.9.4 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 4.4-12 项目评价区域主要动物名录

目	科	物种名	Species	居留类型	保护级别	是否属于三有动物
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
鸕鹚目	鸕鹚科	凤头鸕鹚	<i>Podiceps cristatus</i>	S、P	/	是
鹈形目	鹭科	大麻鹈	<i>Botaurus stellaris</i>	S	/	是
鹈形目	鹭科	苍鹭	<i>Ardea cinerea</i>	S	/	是
鹤形目	反嘴鹬科	黑翅长脚鹬	<i>Himantopus himantopus</i>	S	/	是
鹤形目	鹬科	青脚鹬	<i>Tringa nebularia</i>	P	/	是
鹤形目	鸥科	普通燕鸥	<i>Sterna hirundo</i>	S	/	是
鹤形目	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
鹑形目	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						

#### 4.4.9.5 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。

#### 4.4.10 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 129.57hm<sup>2</sup>，占评价区域总面积的 85.64%。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 12.28hm<sup>2</sup>，占评价区域总面积的 8.12%。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 4.65hm<sup>2</sup>，占评价区总面积的 3.07%。

#### 4.4.11 现有区块生态恢复措施及恢复情况

现有朝 1-朝气 3 区块内生态环境主要为农田生态系统、有少量草地、林地，结合

油田区块开发特点，对生态环境的影响主要体现在施工期井场建设过程中，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，对临时占地内植被会造成一定的破坏；永久占地对周围生态环境影响主要体现在井场的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；以及运营期朝 1-朝气 3 区块内油水井作业时，污油洒落对井场占地外植被造成影响。

根据现场调查，朝 1-朝气 3 区块内临时性封井的 60 口油井已彻底封井，并拆除采油设备，56 口水井彻底封井封堵加盖井帽，达到井口各部紧固、不渗不漏，套管、总闸门、螺栓齐全，已关停油水井井场地面恢复状况良好现状照片见下图。



图 4.4-1 现有井场生态恢复情况

区块内现运行的 56 口提捞井、机采井占地已采用相应的生态保护和恢复措施，临时施工占地得到了较好的平整、清理，并得到相应的复垦，临时占地内农田植被生长已经基本恢复到油田开发前状态，永久占用面积较小，没有改变项目区的生态系统结构与功能，项目区的生态组分及生物多样性未受影响，生态格局变化不大，朝 1-朝气 3 区块目前生态恢复情况良好。

结合《肇源油田朝 1-朝气 3 区块扶余油层 2022 年产能建设地面工程项目竣工环境保护验收调查报告》对区域内已建油水井平台 1 永久占地内、永久占地外南侧 10m、20m、30m、50m 耕地监测结果可知（附件 8），井场永久占地内监测点位监测因子满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中筛选值二类用地标准，永久占地外监测点位监测因子满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中筛选值标准，油田特征污染物石油类的监测值均低于参照标准值，说明区域土壤环境质量整体良好，该区域油田开发对区域土

壤影响较小。

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

#### 4.4.12 项目周边生态敏感区现状调查

#### 4.4.13 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，未发现环境问题。

### 4.5 区域污染源调查

本项目为油田产能项目，经现场调查，区域内污染源主要为油田场站及井场，场站主要包括朝二联卸油点、朝二联合站（朝二联转油脱水站、朝二联合油污水处理站）、朝一联合油污泥处理站等，污染物主要为油田场站及区块内已建油井、拉油点储罐产生的废气、废水、噪声、固废等污染物。

#### 4.5.1 大气污染源调查

##### （1）常规污染因子

本项目依托场站加热炉燃烧产生的烟气，包括颗粒物、二氧化硫、氮氧化物。根据对现有工程污染防治设施运行和排放情况调查，加热炉废气均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表2新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值。

##### （2）特征污染因子

朝1-朝气3区块目前产油约 $1.22 \times 10^4$ t/a。根据《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南（试行）》中石油化工业天然原油和天然气开采，石油开采挥发性有机物产生系数1.4175g/kg原油，则现有区域非甲烷总烃挥发量为17.29t/a。

##### （3）汽车尾气

由于项目的开发建设导致区内车辆、交通量增加，导致排放尾气增多，主要特征污染物为CO、NO<sub>x</sub>和碳氢化合物，属于流动源。

##### （4）区域空气质量变化状况

根据收集的滚动开发区块建设项目近5年的区域环境质量情况，具体见4.3.1.3，

项目区域内环境质量良好，各污染物浓度没有明显增加，且均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单中二级标准的要求，说明滚动开发区块未对区域环境空气质量造成明显影响。

同时区域内依托场站加热炉使用清洁燃料天然气，并采用低氮燃烧器，加热炉排放的污染物能够达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表2新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值；现有站场原油集输均采用密闭集输管线、装置，场站内各关键接口法兰均进行了密闭处理，可有效控制烃类物质的排放，目前现有井场边界、站场厂界非甲烷总烃浓度能够满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9中规定要求，区块内场站排放的VOCs（以非甲烷总烃计）厂区内能够满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）附录A中VOCs无组织排放限值要求。

由以上分析，建设项目所在区域的不存在大气环境问题。

#### 4.5.2 废水污染源调查

##### （1）生活污水污染源

区域生活污水污染源主要来源于场站办公设施，其污染物主要为COD、BOD<sub>5</sub>、SS、NH<sub>3</sub>-N等，区域场站内的生活污水排入场站内生活污水收集装置，由大庆油田生态环境管护公司定期拉运至第十采油厂生活污水处理站处理，处理后污水水质达到《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）中的一级A类标准经污水排放管排入路边渠最终汇入牛毛沟。

##### （2）工业污水污染源

工业废水污染源主要为油田采出水、油水井作业污水、洗井污水，废水污染物为pH、SS、石油类等。

区域内油田采出水量为 $1.67 \times 10^4$ t/a，油水井作业（修井）产生的作业污水共计约148.96m<sup>3</sup>/a；现有区块水井洗井产生的洗井污水共计约16182.6m<sup>3</sup>/a。区域内油田采出水、油水井作业污水、洗井污水最终进入朝一联污水处理站处理达标后回注油层。

#### 4.5.3 噪声污染源调查

工业区工业噪声源主要分为2类，分别如下：

第一类是工业企业噪声：主要为泵类、风机类、抽油机井等设备噪声，主要噪声源为油田场站、抽油机井等；第二类是交通噪声：主要是井排路、通井路的运输车辆产生的噪声。

根据现有区块内验收调查报告中对区域内已建井场、场站的监测结果可知，现有区块内已建井场永久占地外 20m 处噪声能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准，场站厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准。

#### 4.5.4 固体废物污染源分析

根据现状调查分析，区域内油井在进行作业过程中产生的含油污泥量约 0.37t/a，区块内无运营场站，不涉及清淤，不产生清淤含油污泥，含油污泥由罐车拉运至朝一联合含油污泥处理站减量化处理后，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；区域内井场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，含油废防渗布共产生 0.98t/a，含油废防渗布由建设单位收集后暂存于第十采油厂综合固废储存库，定期委托有资质单位处理。

## 5 环境影响预测与评价

### 5.1 大气环境影响预测与评价

#### 5.1.1 施工期

本项目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 8-10mg/m<sup>3</sup>。

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源 1011 西侧 140m 的刘兽医屯,在管线过程中产生的施工扬尘可能会对刘兽医屯产生一定影响。根据本项目特点,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

本项目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<sub>x</sub>、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，本项目柴油机功率为 800kW，HC+NO<sub>x</sub> 的排放速率 1.04g/kWh，烟尘的排放速率 0.06g/kWh，CO 的排放速率 0.16g/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、CO<sub>2</sub>、O<sub>3</sub>、NO<sub>x</sub>、CH<sub>4</sub> 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) 试油伴生气

试油阶段勘探评井产生的少量伴生气采用试油设备配套放喷管设施点火燃烧，放喷管高为 8m（配套防回火与自动点火装置），设置于井口 50m 以外，且距离发电房等易产生明火的位置 20m 以上。

根据大庆油田近年来气田开发实际情况，放空属于短时非正常工况排放，其燃烧产污为 CO<sub>2</sub>、H<sub>2</sub>O，项目产生的试气采出气均经过放喷管顶端设自动点火装置燃烧后，不排放非甲烷总烃，对环境影响较小。

## 5.1.2 运营期

### 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 (°C)		5.2	/	/
累年极端最高气温 (°C)		35.3	2018-06-02	38.9
累年极端最低气温 (°C)		-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

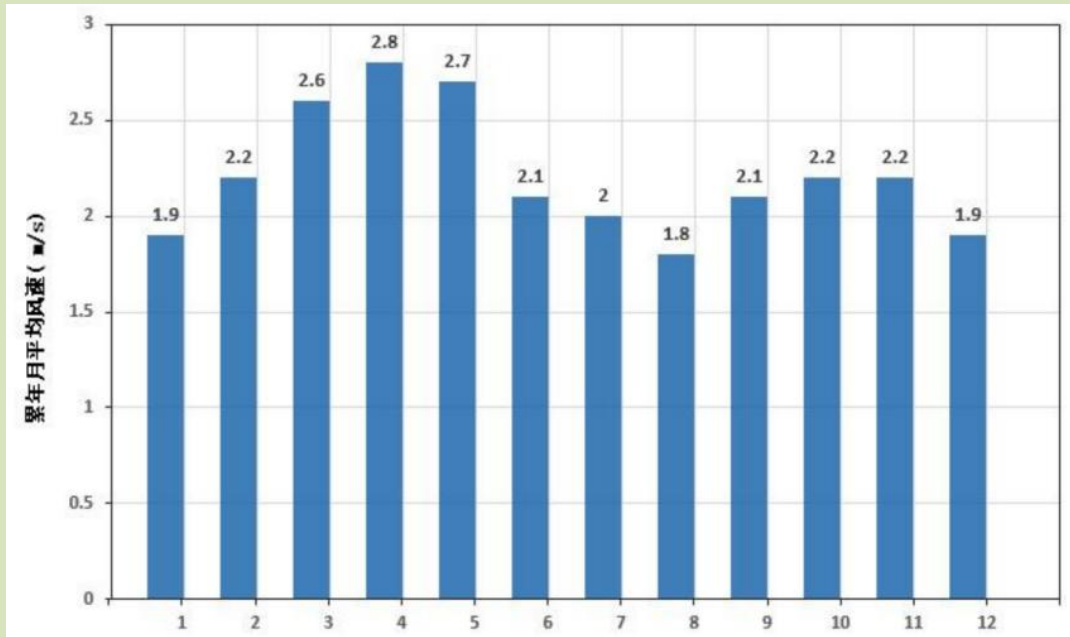


图 5.1-1 月平均风速 (单位: m/s)

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	N E	ENE	E	ES E	S E	SS E	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

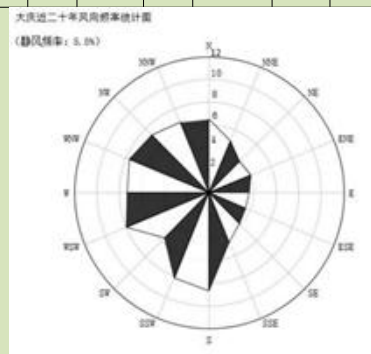


图 5.1-2 风向玫瑰图 (静风频率 5.5%)

各月风向频率见表 5.1-4, 月风向玫瑰图见图 5.1-3。

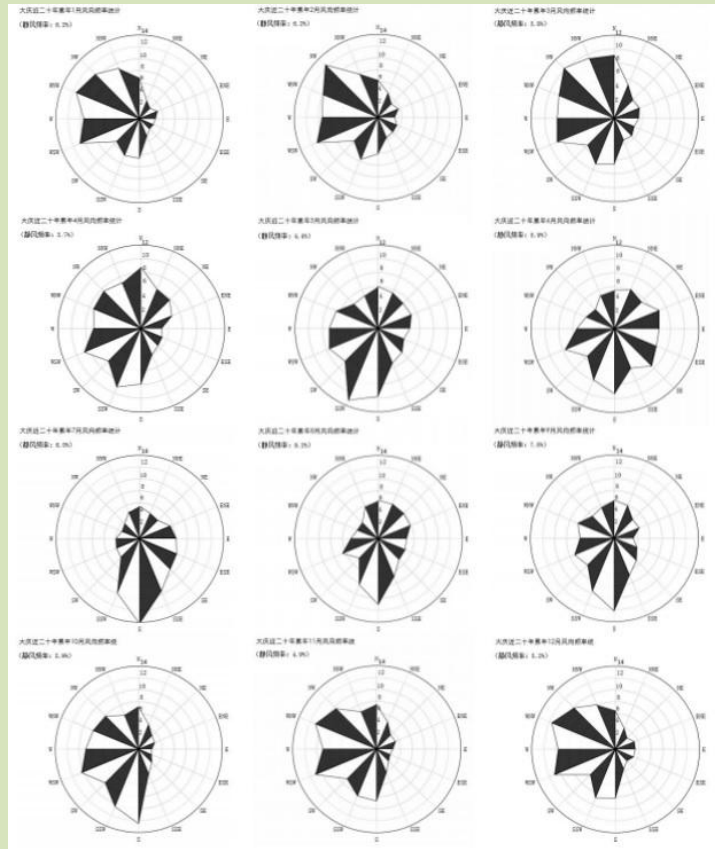


图 5.1-3 月风向玫瑰图（静风频率 5.5%）

表 5.1-4 气象站月风向频率统计（单位%）

风向频率月份	N	NN E	N E	EN E	E	ES E	S E	SS E	S	SS W	S W	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

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 年、2015 年平均风速最小（1.5m/s）。

### （3）气象站温度分析

#### 1) 月平均气温与极端气温

大庆气象站 7 月气温最高（24.1℃），1 月气温最低（-16.5℃），近 20 年极端最高气温出现在 2018 年 6 月 2 日（38.9℃），极端最低气温出现在 2013 年 1 月 1 日（-36.2℃）。

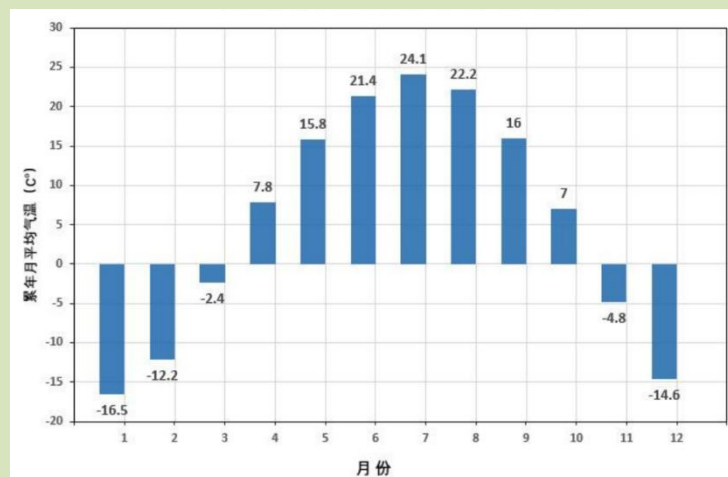


图 5.1-4 月平均气温图（单位：℃）

#### 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 7 月降水量最大 (147.7mm)，1 月降水量最小 (2.6mm)，近 20 年极端最大日降水出现在 2018 年 7 月 25 日 (96.8mm)。

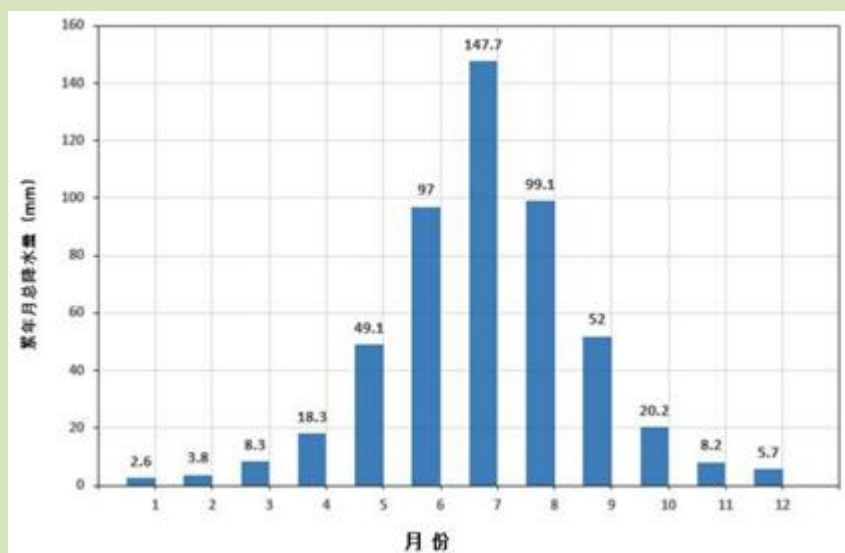


图 5.1-5 月平均降水量 (单位: 毫米)

##### 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%)。

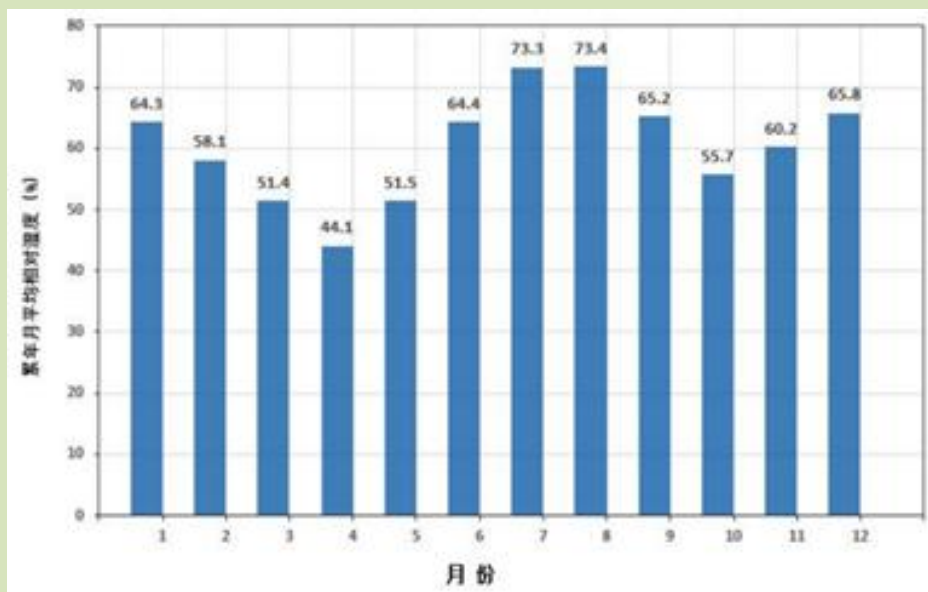


图 5.1-6 月平均相对湿度

## 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 10.5m；

测温离地面高度 1.5m；

气象站地面高程（拔海高度）152m；

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 (°C)	-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

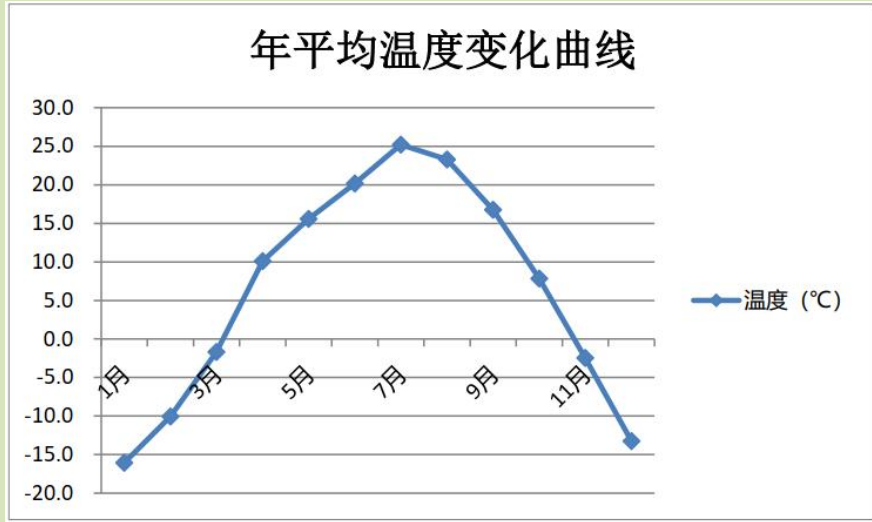


图 5.1-7 年平均温度变化曲线图

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

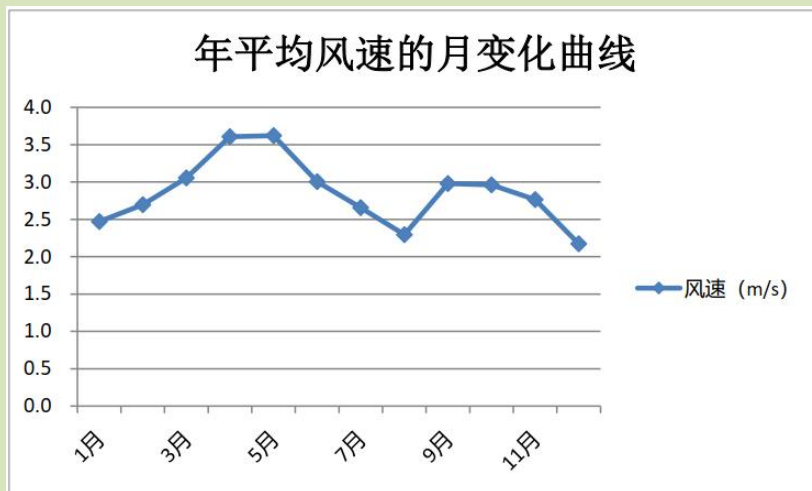


图 5.1-8 年平均风速月变化曲线图

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	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
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

风速													
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	

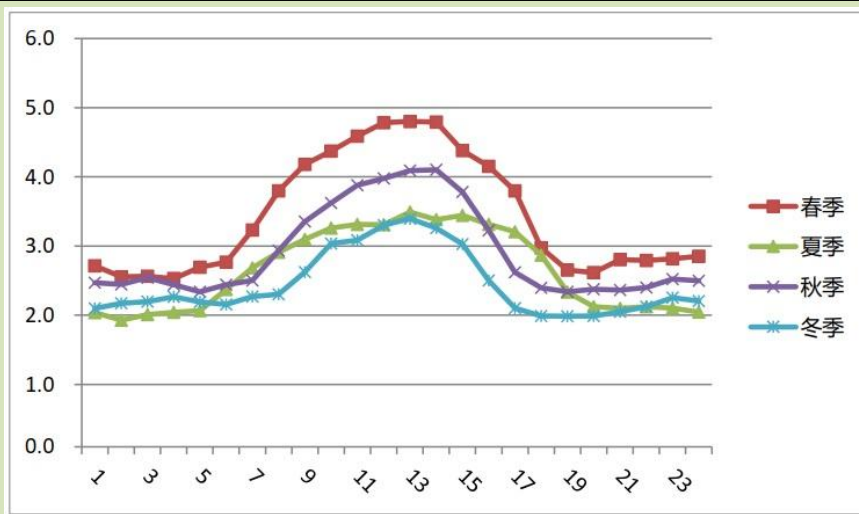


图 5.1-9 季小时平局风速日变化曲线图

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	NNE	NE	ENE	E	ES E	SE	SS E	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	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	8.1	2.1	2.1	1.0	1.1	1.1	1.1	4.4	9.9	7.6	5.1	5.8	6.1	11.6	17.1	10.7	2.1

	3		4		0	6	9	8	8		0		9		.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

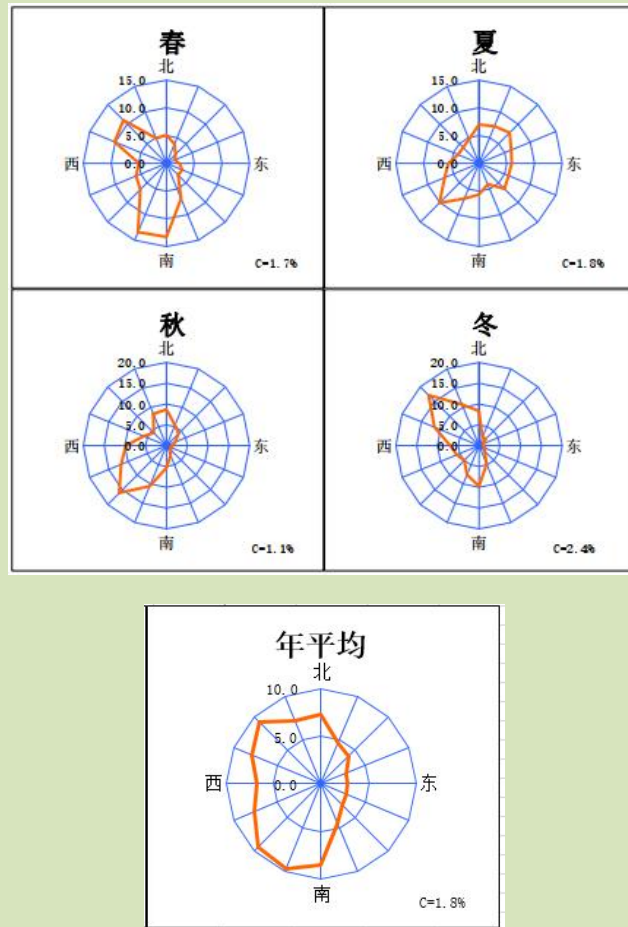


图 5.1-10 年均风频季变化及年均风频玫瑰图

### 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，本项目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	烟气流速 /m/s	烟气温度 /°C	年排放小时数 /h	排放工况	污染物排放速率/kg/h		
	经度	纬度								颗粒物	NO <sub>x</sub>	SO <sub>2</sub>
储罐加热炉 1#	125.1530	45.57005	125	15	0.3	1.79	98	8760	正常	0.0009	0.0031	0.0013

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	烟气流速/m/s	烟气温度/°C	年排放小时数/h	排放工况	污染物排放速率/kg/h		
	经度	纬度								颗粒物	NOx	SO <sub>2</sub>
	1								排放			
储罐加热炉 2#	125.16228	45.56775	126	15	0.3	1.79	98	8760		0.0009	0.0031	0.0013
储罐加热炉 3#	125.17298	45.56549	136	15	0.3	1.18	98	8760		0.0006	0.0020	0.0009
储罐加热炉 4#	125.17332	45.56550	138	15	0.3	2.41	98	8760		0.0013	0.0042	0.0018

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
3号平台井场(2口油井)	125.17320	45.56462	135	0	40	40	3	7200	正常排放	0.34
源 212-扶平 3	125.15301	45.57005	132	0	40	30	3	7200		0.17
源 212-扶平 4	125.16246	45.56705	132	0	40	30	3	7200		0.17
3#拉油点(2台储罐)	125.17324	45.56538	136	0	100	55	3	8760		0.09
2#拉油点(1台储罐)	125.16228	45.56775	127	0	100	55	3	8760		0.03
1#拉油点(1台储罐)	125.15325	45.57008	132	0	100	55	3	8760		0.03

(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

根据本项目的厂址位置，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。本项目大气预测所需的表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	124.9903 0E	46.62080 N	118	152.3	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。

#### 2) 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	660	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，因此确定本项目预测范围为以井场为中心外扩 2.5km，尺寸 13800m $\times$ 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、PM<sub>10</sub>、SO<sub>2</sub>、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 80km<sup>2</sup>。

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：后欧力马屯、四方山屯、刘兽医屯、王家粉坊屯等村屯，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	叠加环境质量现状浓

			长期浓度	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/ $\mu\text{g}/\text{m}^3$	贡献值占标率%	达标情况
SO <sub>2</sub>	区域最大值	1h 平均	0.90035	0.18	达标
		24h 平均	0.27514	0.18	达标
		年平均	0.03661	0.06	达标
NO <sub>x</sub>	区域最大值	1h 平均	7.67183	3.07	达标
		24h 平均	2.32072	2.32	达标
		年平均	0.31136	0.62	达标
PM <sub>10</sub>	区域最大值	24h 平均	0.27518	0.18	达标
		年平均	0.03734	0.05	达标
非甲烷总烃	区域最大值	1h 平均	1058.16476	52.91	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	小欧力马屯	小时值	11.96996	0.598	≤100%达标
	立功村	小时值	8.3081	0.415	≤100%达标
	华南屯	小时值	20.57794	1.029	≤100%达标
	李彦和屯	小时值	22.4446	1.122	≤100%达标
	后欧力马屯	小时值	57.69842	2.885	≤100%达标
	对青岗子屯	小时值	9.91248	0.496	≤100%达标
	蒙古屯	小时值	12.2255	0.611	≤100%达标
	王家园子屯	小时值	42.82393	2.141	≤100%达标
	和平乡	小时值	12.1897	0.609	≤100%达标
	赵家围子屯	小时值	12.18365	0.609	≤100%达标
吴家围子屯	小时值	8.13096	0.407	≤100%达标	

	孙家围子屯	小时值	8.99314	0.450	≤100%达标
	四方山屯	小时值	5.47459	0.274	≤100%达标
	小东屯	小时值	6.30923	0.315	≤100%达标
	奎中里屯	小时值	4.90166	0.245	≤100%达标
	东兴村	小时值	3.89358	0.195	≤100%达标
	迟家屯	小时值	3.77413	0.189	≤100%达标
	肇源镇	小时值	2.93884	0.147	≤100%达标
	大姚屯	小时值	2.4522	0.123	≤100%达标
	科技屯	小时值	2.60025	0.130	≤100%达标
	东小山屯	小时值	2.3029	0.115	≤100%达标
	协力村	小时值	2.12354	0.106	≤100%达标
	友谊村	小时值	2.1537	0.108	≤100%达标
	刘兽医屯	小时值	2.28477	0.114	≤100%达标
	大三马架屯	小时值	1.91081	0.096	≤100%达标
	黑岗子屯	小时值	4.90166	0.245	≤100%达标
	代龙村	小时值	2.45486	0.123	≤100%达标
	刘喜屯	小时值	2.24629	0.112	≤100%达标
SO <sub>2</sub>	小欧力马屯	年均值	0.00951	0.016	≤30%达标
		日均值	0.06803	0.045	≤100%达标
		小时值	0.29838	0.060	≤100%达标
	立功村	年均值	0.00604	0.010	≤30%达标
		日均值	0.05032	0.034	≤100%达标
		小时值	0.31854	0.064	≤100%达标
	华南屯	年均值	0.00767	0.013	≤30%达标
		日均值	0.0475	0.032	≤100%达标
		小时值	0.23801	0.048	≤100%达标
	李彦和屯	年均值	0.00744	0.012	≤30%达标
		日均值	0.04626	0.031	≤100%达标
		小时值	0.23857	0.048	≤100%达标
	后欧力马屯	年均值	0.02057	0.034	≤30%达标
		日均值	0.11447	0.076	≤100%达标
		小时值	0.66514	0.133	≤100%达标
	对青岗子屯	年均值	0.00832	0.014	≤30%达标
		日均值	0.05957	0.040	≤100%达标
		小时值	0.31934	0.064	≤100%达标
	蒙古屯	年均值	0.00546	0.009	≤30%达标
		日均值	0.05294	0.035	≤100%达标
		小时值	0.20788	0.042	≤100%达标
王家园子屯	年均值	0.00918	0.015	≤30%达标	
	日均值	0.06958	0.046	≤100%达标	
	小时值	0.31437	0.063	≤100%达标	

	和平乡	年均值	0.00308	0.005	≤30%达标
		日均值	0.03043	0.020	≤100%达标
		小时值	0.20229	0.040	≤100%达标
	赵家围子屯	年均值	0.00304	0.005	≤30%达标
		日均值	0.05718	0.038	≤100%达标
		小时值	0.41431	0.083	≤100%达标
	吴家围子屯	年均值	0.00309	0.005	≤30%达标
		日均值	0.0312	0.021	≤100%达标
		小时值	0.19185	0.038	≤100%达标
	孙家围子屯	年均值	0.00196	0.003	≤30%达标
		日均值	0.02952	0.020	≤100%达标
		小时值	0.36282	0.073	≤100%达标
	四方山屯	年均值	0.00143	0.002	≤30%达标
		日均值	0.01494	0.010	≤100%达标
		小时值	0.12274	0.025	≤100%达标
	小东屯	年均值	0.00127	0.002	≤30%达标
		日均值	0.01713	0.011	≤100%达标
		小时值	0.10703	0.021	≤100%达标
	奎中里屯	年均值	0.00188	0.003	≤30%达标
		日均值	0.02931	0.020	≤100%达标
		小时值	0.12548	0.025	≤100%达标
	东兴村	年均值	0.00092	0.002	≤30%达标
		日均值	0.01001	0.007	≤100%达标
		小时值	0.10061	0.020	≤100%达标
	迟家屯	年均值	0.00088	0.001	≤30%达标
		日均值	0.01302	0.009	≤100%达标
		小时值	0.09712	0.019	≤100%达标
肇源镇	年均值	0.00059	0.001	≤30%达标	
	日均值	0.01	0.007	≤100%达标	
	小时值	0.08747	0.017	≤100%达标	
大姚屯	年均值	0.00045	0.001	≤30%达标	
	日均值	0.00777	0.005	≤100%达标	
	小时值	0.07631	0.015	≤100%达标	
科技屯	年均值	0.00051	0.001	≤30%达标	
	日均值	0.01333	0.009	≤100%达标	
	小时值	0.06732	0.013	≤100%达标	
东小山屯	年均值	0.00046	0.001	≤30%达标	
	日均值	0.01292	0.009	≤100%达标	
	小时值	0.06529	0.013	≤100%达标	
协力村	年均值	0.00037	0.001	≤30%达标	
	日均值	0.00683	0.005	≤100%达标	

	友谊村	小时值	0.06811	0.014	≤100%达标	
		年均值	0.0004	0.001	≤30%达标	
		日均值	0.00723	0.005	≤100%达标	
	刘兽医屯	小时值	0.06816	0.014	≤100%达标	
		年均值	0.0004	0.001	≤30%达标	
		日均值	0.00726	0.005	≤100%达标	
	大三马架屯	小时值	0.07208	0.014	≤100%达标	
		年均值	0.00029	0.000	≤30%达标	
		日均值	0.00536	0.004	≤100%达标	
	代龙村	小时值	0.05535	0.011	≤100%达标	
		年均值	0.00038	0.001	≤30%达标	
		日均值	0.00699	0.005	≤100%达标	
	刘喜屯	小时值	0.08659	0.017	≤100%达标	
		年均值	0.00042	0.001	≤30%达标	
		日均值	0.00606	0.004	≤100%达标	
NO2		小时值	0.08333	0.017	≤100%达标	
		年均值	0.02681	0.067	≤30%达标	
		李彦和屯	年均值	0.06445	0.161	≤30%达标
		华南屯	年均值	0.06637	0.166	≤30%达标
		小欧力马屯	年均值	0.08162	0.204	≤30%达标
		立功村	年均值	0.0517	0.129	≤30%达标
		后欧力马屯	年均值	0.17748	0.444	≤30%达标
		王家园子屯	年均值	0.07955	0.199	≤30%达标
		和平乡	年均值	0.02662	0.067	≤30%达标
		赵家围子屯	年均值	0.02636	0.066	≤30%达标
		孙家围子屯	年均值	0.01698	0.042	≤30%达标
		对青岗子屯	年均值	0.07128	0.178	≤30%达标
		蒙古屯	年均值	0.04698	0.117	≤30%达标
		四方山屯	年均值	0.01236	0.031	≤30%达标
		小东屯	年均值	0.01098	0.027	≤30%达标
		东兴村	年均值	0.00792	0.020	≤30%达标
		迟家屯	年均值	0.00759	0.019	≤30%达标
		刘喜屯	年均值	0.00363	0.009	≤30%达标
		代龙村	年均值	0.00325	0.008	≤30%达标
		肇源镇	年均值	0.00505	0.013	≤30%达标
		刘兽医屯	年均值	0.00346	0.009	≤30%达标
		友谊村	年均值	0.00343	0.009	≤30%达标
		协力屯	年均值	0.00319	0.008	≤30%达标
		大三马架	年均值	0.0025	0.006	≤30%达标
		东小山	年均值	0.00395	0.010	≤30%达标
科技屯	年均值	0.00441	0.011	≤30%达标		

	大姚屯	年均值	0.00385	0.010	≤30%达标
	奎中里屯	年均值	0.01618	0.040	≤30%达标
	李彦和屯	小时值	2.01298	1.006	≤100%达标
	华南屯	小时值	2.00782	1.004	≤100%达标
	小欧力马屯	小时值	2.51689	1.258	≤100%达标
	立功村	小时值	2.73772	1.369	≤100%达标
	后欧力马屯	小时值	5.60994	2.805	≤100%达标
	王家园子屯	小时值	2.65281	1.326	≤100%达标
	和平乡	小时值	1.70625	0.853	≤100%达标
	赵家围子屯	小时值	3.58531	1.793	≤100%达标
	孙家围子屯	小时值	3.13821	1.569	≤100%达标
	对青岗子屯	小时值	2.73942	1.370	≤100%达标
	蒙古屯	小时值	1.75399	0.877	≤100%达标
	四方山屯	小时值	1.0378	0.519	≤100%达标
	小东屯	小时值	0.90487	0.452	≤100%达标
	东兴村	小时值	0.85183	0.426	≤100%达标
	迟家屯	小时值	0.82299	0.411	≤100%达标
	刘喜屯	小时值	0.71126	0.356	≤100%达标
	代龙村	小时值	0.74495	0.372	≤100%达标
	肇源镇	小时值	0.74906	0.375	≤100%达标
	刘兽医屯	小时值	0.62111	0.311	≤100%达标
	友谊村	小时值	0.58416	0.292	≤100%达标
	协力屯	小时值	0.58644	0.293	≤100%达标
	大三马架	小时值	0.47234	0.236	≤100%达标
	东小山	小时值	0.55726	0.279	≤100%达标
	科技屯	小时值	0.58548	0.293	≤100%达标
	大姚屯	小时值	0.65629	0.328	≤100%达标
	奎中里屯	小时值	1.05935	0.530	≤100%达标
	吴家围子	日均值	0.27185	0.340	≤100%达标
	李彦和屯	日均值	0.39339	0.492	≤100%达标
	华南屯	日均值	0.40827	0.510	≤100%达标
	小欧力马屯	日均值	0.58652	0.733	≤100%达标
	立功村	日均值	0.42911	0.536	≤100%达标
	后欧力马屯	日均值	0.9658	1.207	≤100%达标
	王家园子屯	日均值	0.60058	0.751	≤100%达标
	和平乡	日均值	0.26007	0.325	≤100%达标
	赵家围子屯	日均值	0.49488	0.619	≤100%达标
	孙家围子屯	日均值	0.25586	0.320	≤100%达标
	对青岗子屯	日均值	0.51159	0.639	≤100%达标
	蒙古屯	日均值	0.45248	0.566	≤100%达标
	四方山屯	日均值	0.12804	0.160	≤100%达标

	小东屯	日均值	0.14918	0.186	≤100%达标
	东兴村	日均值	0.08624	0.108	≤100%达标
	迟家屯	日均值	0.11169	0.140	≤100%达标
	刘喜屯	日均值	0.05172	0.065	≤100%达标
	代龙村	日均值	0.05993	0.075	≤100%达标
	肇源镇	日均值	0.08662	0.108	≤100%达标
	刘兽医屯	日均值	0.06291	0.079	≤100%达标
	友谊村	日均值	0.06226	0.078	≤100%达标
	协力屯	日均值	0.05913	0.074	≤100%达标
	大三马架	日均值	0.04628	0.058	≤100%达标
	东小山	日均值	0.11138	0.139	≤100%达标
	科技屯	日均值	0.11528	0.144	≤100%达标
	大姚屯	日均值	0.0672	0.084	≤100%达标
	奎中里屯	日均值	0.2515	0.314	≤100%达标
PM <sub>10</sub>	小欧力马屯	年均值	0.0099	0.014	≤30%达标
		日均值	0.07162	0.048	≤100%达标
	立功村	年均值	0.00626	0.009	≤30%达标
		日均值	0.05164	0.034	≤100%达标
	华南屯	年均值	0.00815	0.012	≤30%达标
		日均值	0.04965	0.033	≤100%达标
	李彦和屯	年均值	0.00792	0.011	≤30%达标
		日均值	0.04717	0.031	≤100%达标
	后欧力马屯	年均值	0.02169	0.031	≤30%达标
		日均值	0.11455	0.076	≤100%达标
	对青岗子屯	年均值	0.00863	0.012	≤30%达标
		日均值	0.06215	0.041	≤100%达标
		小时值	0.33228	0.008	≤30%达标
	蒙古屯	年均值	0.00572	0.036	≤100%达标
		日均值	0.05462	0.014	≤30%达标
	王家园子屯	年均值	0.00977	0.049	≤100%达标
		日均值	0.07344	0.000	≤30%达标
	和平乡	年均值	0.00327	0.021	≤100%达标
		日均值	0.0314	0.005	≤30%达标
	赵家围子屯	年均值	0.00325	0.040	≤100%达标
		日均值	0.06074	0.005	≤30%达标
	吴家围子屯	年均值	0.00331	0.022	≤100%达标
		日均值	0.03366	0.000	≤30%达标
	孙家围子屯	年均值	0.00209	0.021	≤100%达标
日均值		0.03147	0.002	≤30%达标	
四方山屯	年均值	0.00152	0.010	≤100%达标	
	日均值	0.01551	0.002	≤30%达标	

小东屯	年均值	0.00135	0.012	≤100%达标
	日均值	0.01845	0.003	≤30%达标
奎中里屯	年均值	0.00198	0.020	≤100%达标
	日均值	0.03051	0.001	≤30%达标
	小时值	0.12576	0.007	≤100%达标
东兴村	年均值	0.00097	0.001	≤30%达标
	日均值	0.01053	0.009	≤100%达标
迟家屯	年均值	0.00093	0.001	≤30%达标
	日均值	0.01354	0.007	≤100%达标
肇源镇	年均值	0.00062	0.001	≤30%达标
	日均值	0.01064	0.005	≤100%达标
	小时值	0.09112	0.001	≤30%达标
大姚屯	年均值	0.00047	0.009	≤100%达标
	日均值	0.00824	0.001	≤30%达标
科技屯	年均值	0.00054	0.009	≤100%达标
	日均值	0.01413	0.001	≤30%达标
	小时值	0.07241	0.005	≤100%达标
东小山屯	年均值	0.00048	0.001	≤30%达标
	日均值	0.0136	0.005	≤100%达标
协力村	年均值	0.00039	0.001	≤30%达标
	日均值	0.00726	0.005	≤100%达标
友谊村	年均值	0.00042	0.000	≤30%达标
	日均值	0.00759	0.004	≤100%达标
刘兽医屯	年均值	0.00042	0.000	≤30%达标
	日均值	0.00773	0.000	≤100%达标
大三马架屯	年均值	0.00031	0.000	≤30%达标
	日均值	0.00566	0.000	≤100%达标
代龙村	年均值	0.0004	0.014	≤30%达标
	日均值	0.00727	0.048	≤100%达标
刘喜屯	年均值	0.00044	0.009	≤30%达标
	日均值	0.00623	0.034	≤100%达标

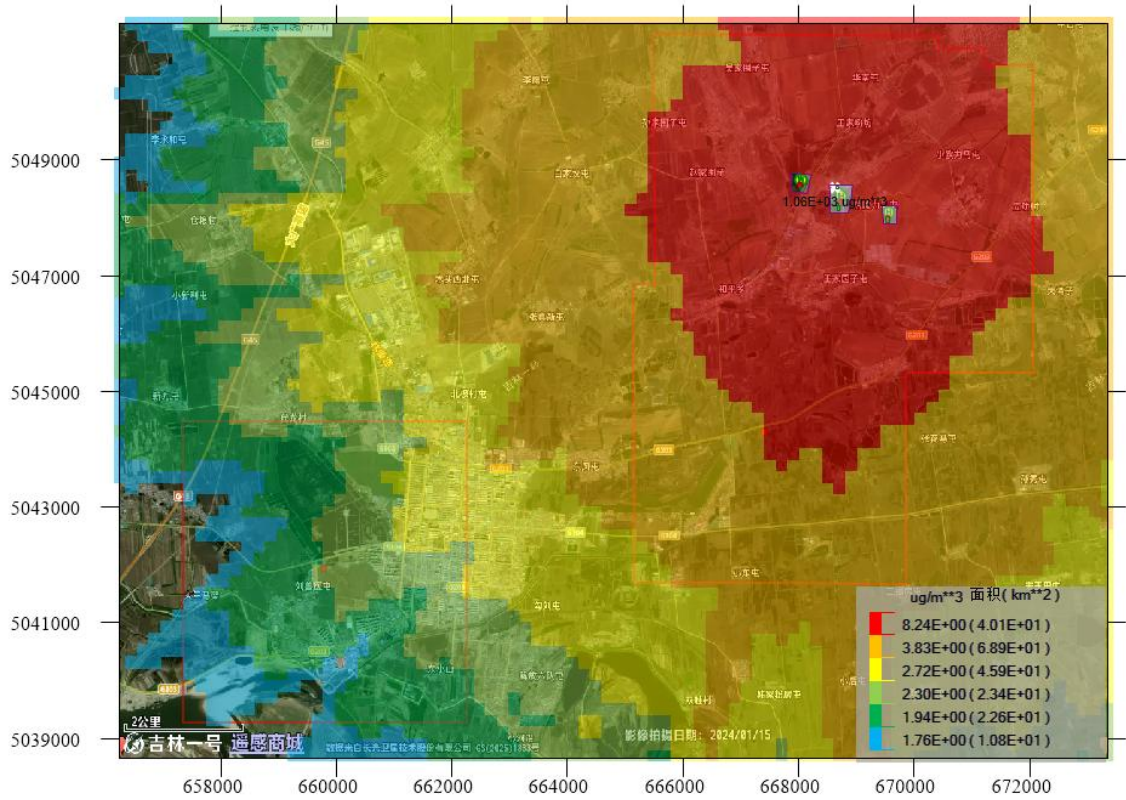


图 5.1-11 非甲烷总烃小时贡献浓度分布图

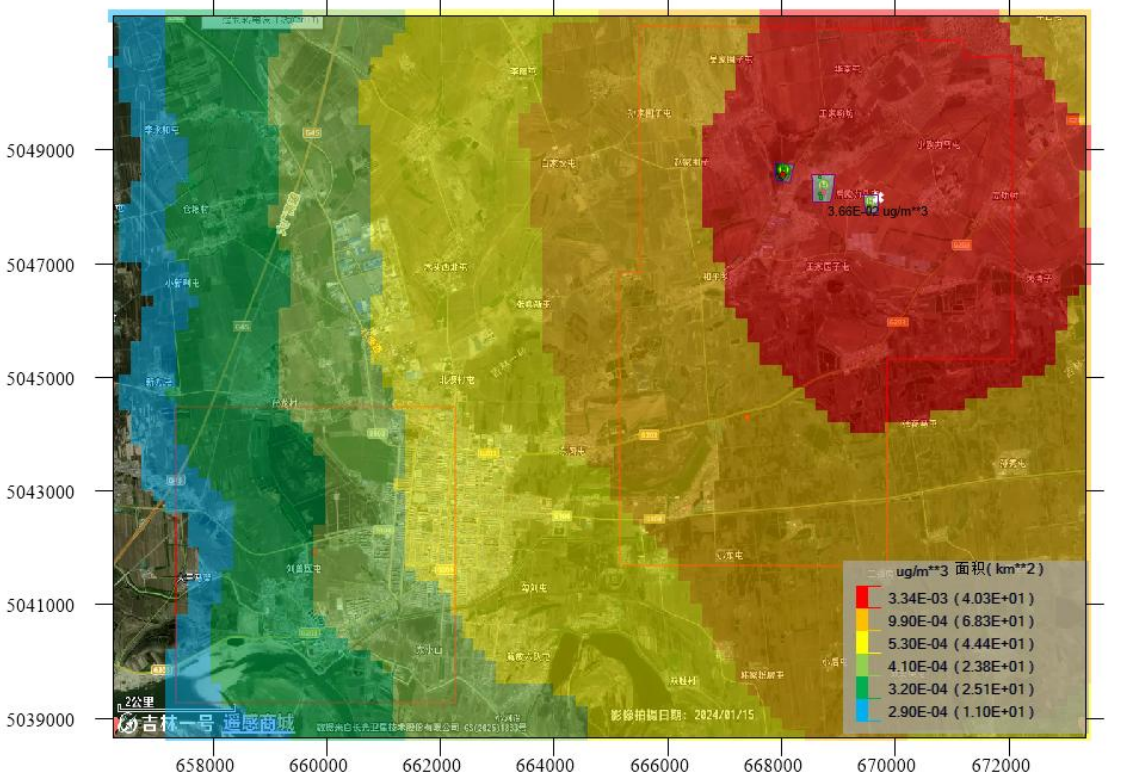


图 5.1-12 SO<sub>2</sub>年均值贡献浓度分布图

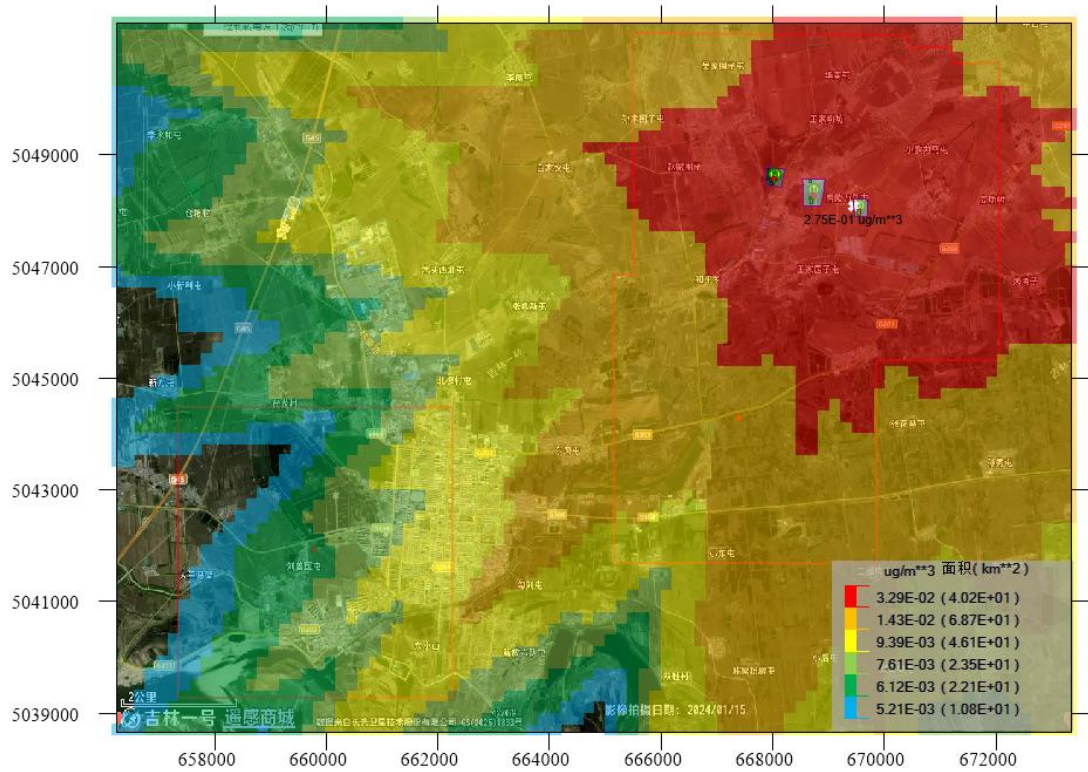


图 5.1-13 SO<sub>2</sub>日均值贡献浓度分布图

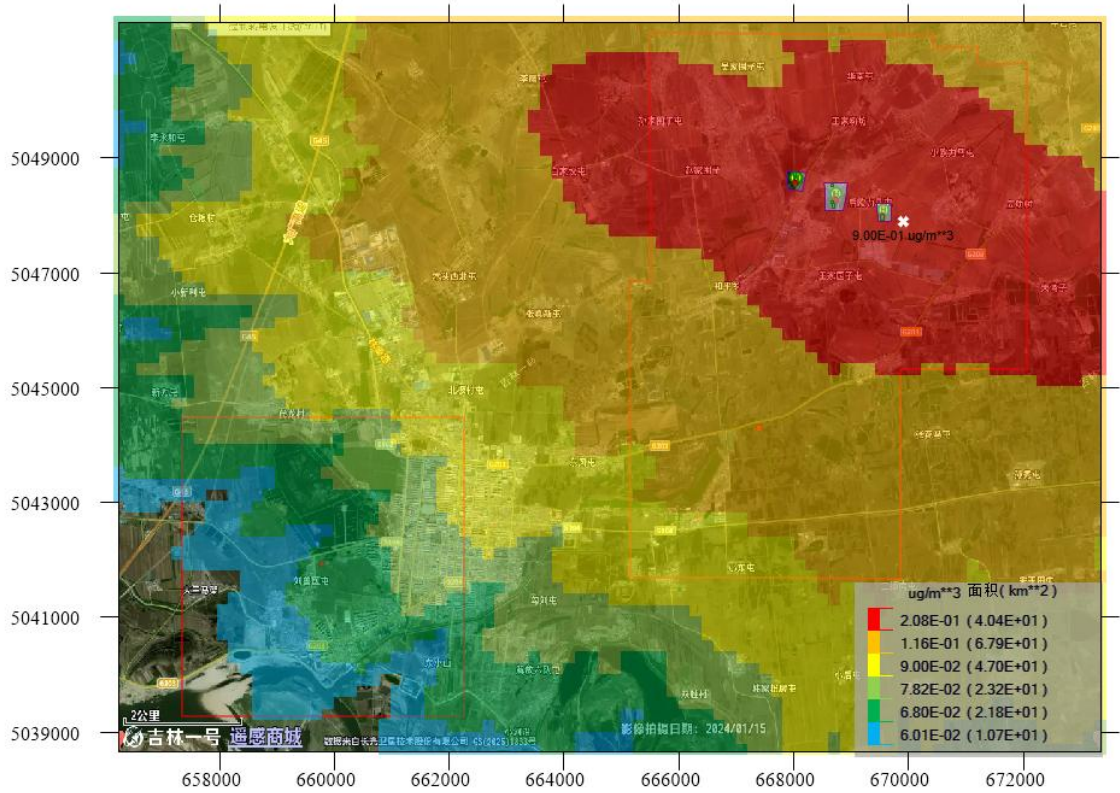


图 5.1-14 SO<sub>2</sub>小时均值贡献浓度分布图

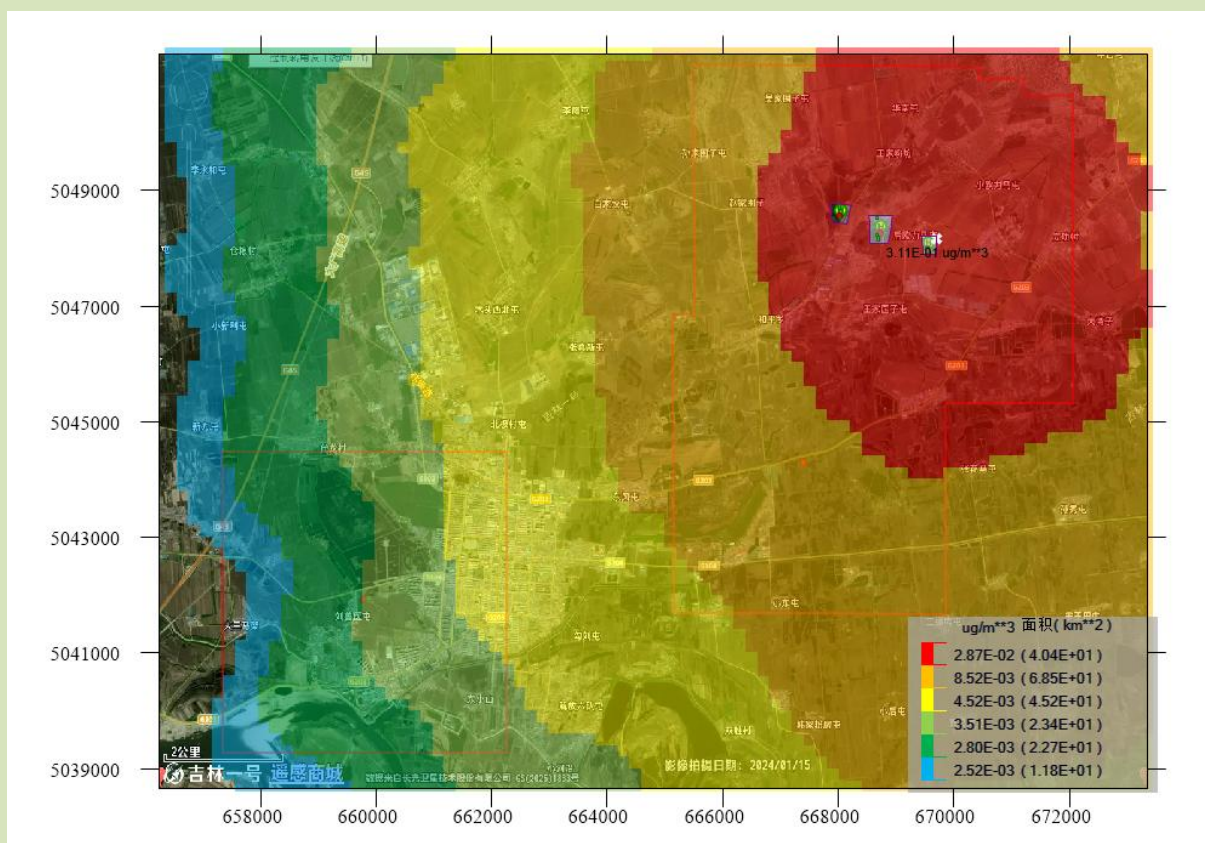


图 5.1-15 NO<sub>x</sub> 年均值贡献浓度分布图

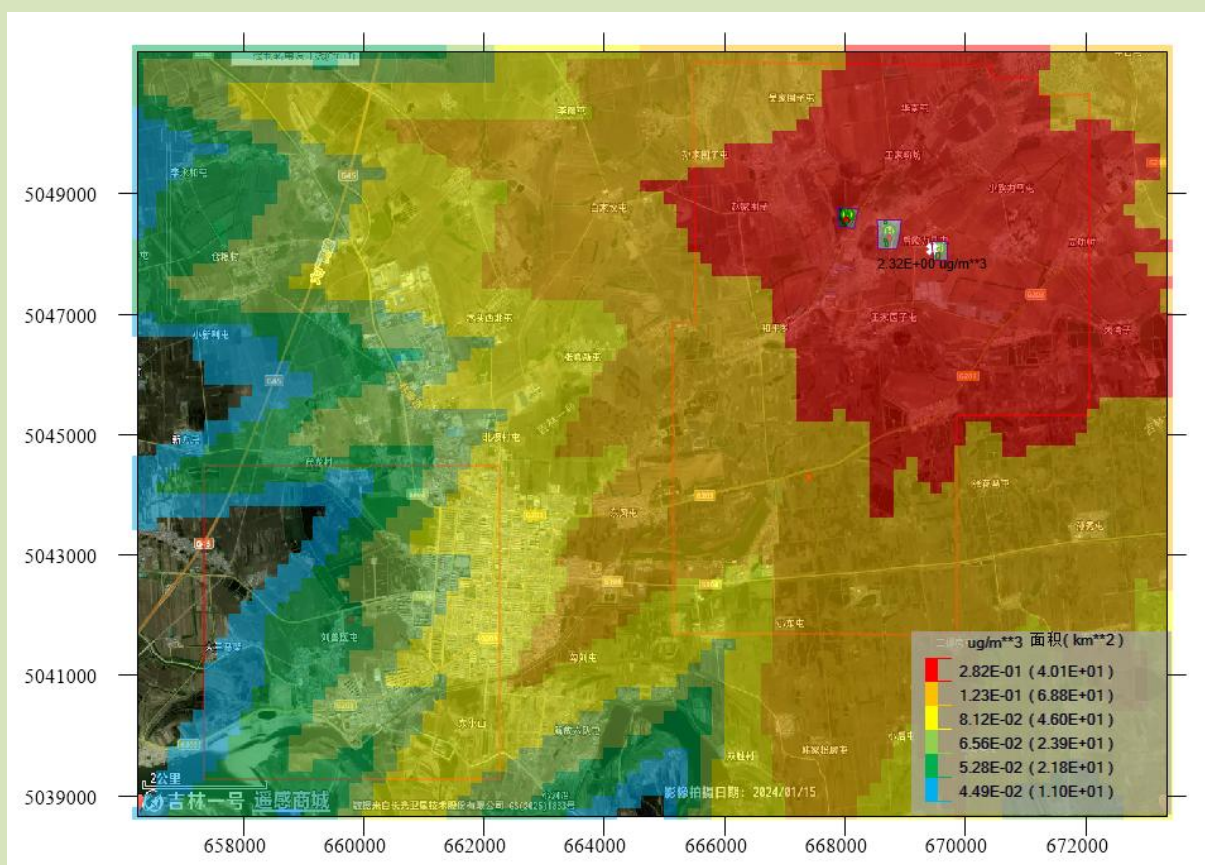


图 5.1-16 NO<sub>x</sub> 日均值贡献浓度分布图

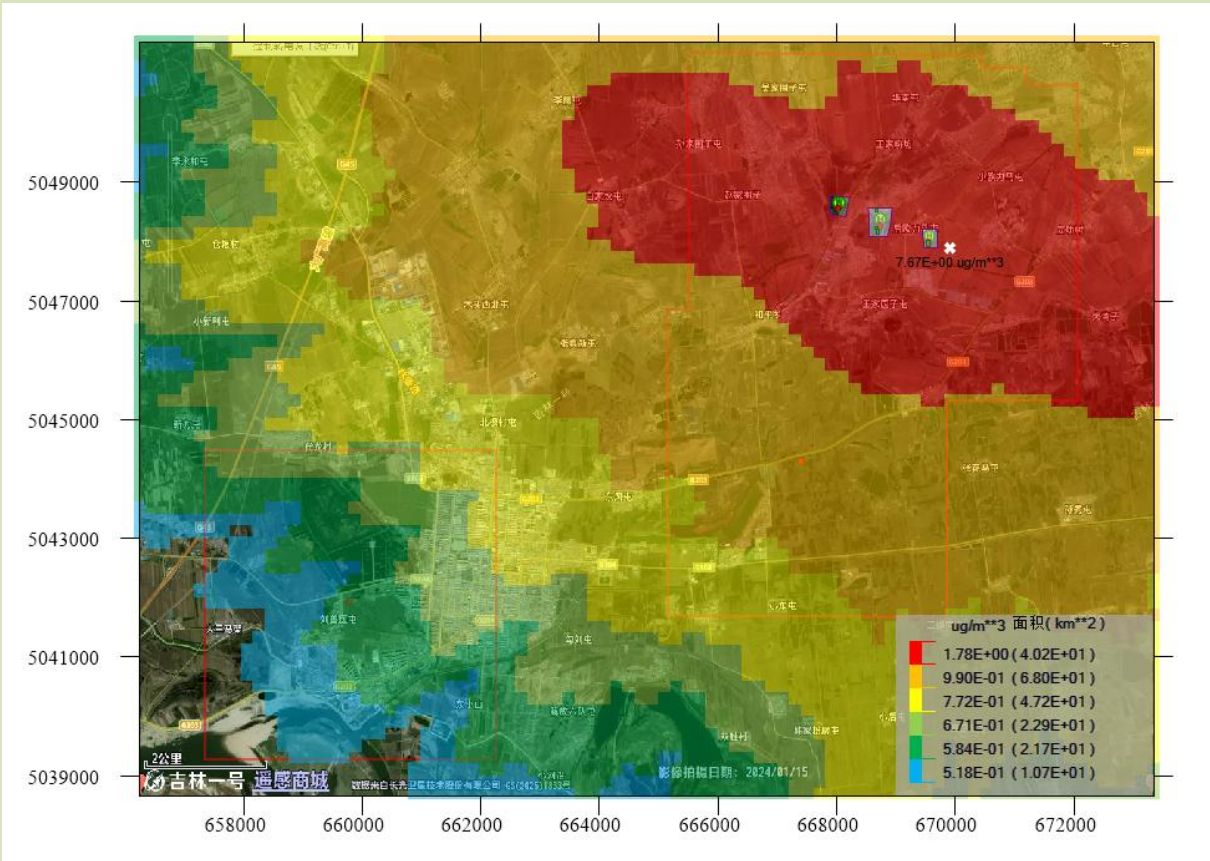


图 5.1-17 NO<sub>x</sub> 小时均值贡献浓度分布图

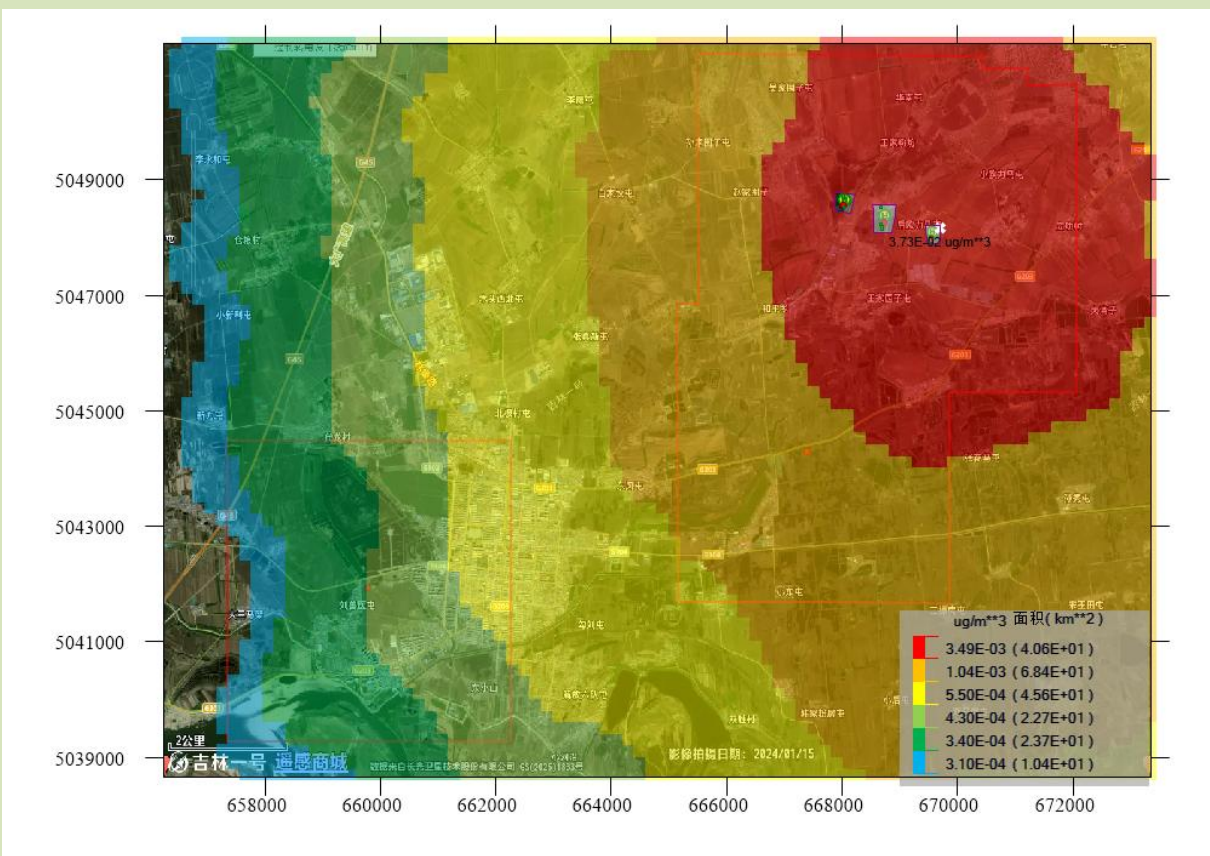


图 5.1-18 PM<sub>10</sub> 年均值贡献浓度分布图

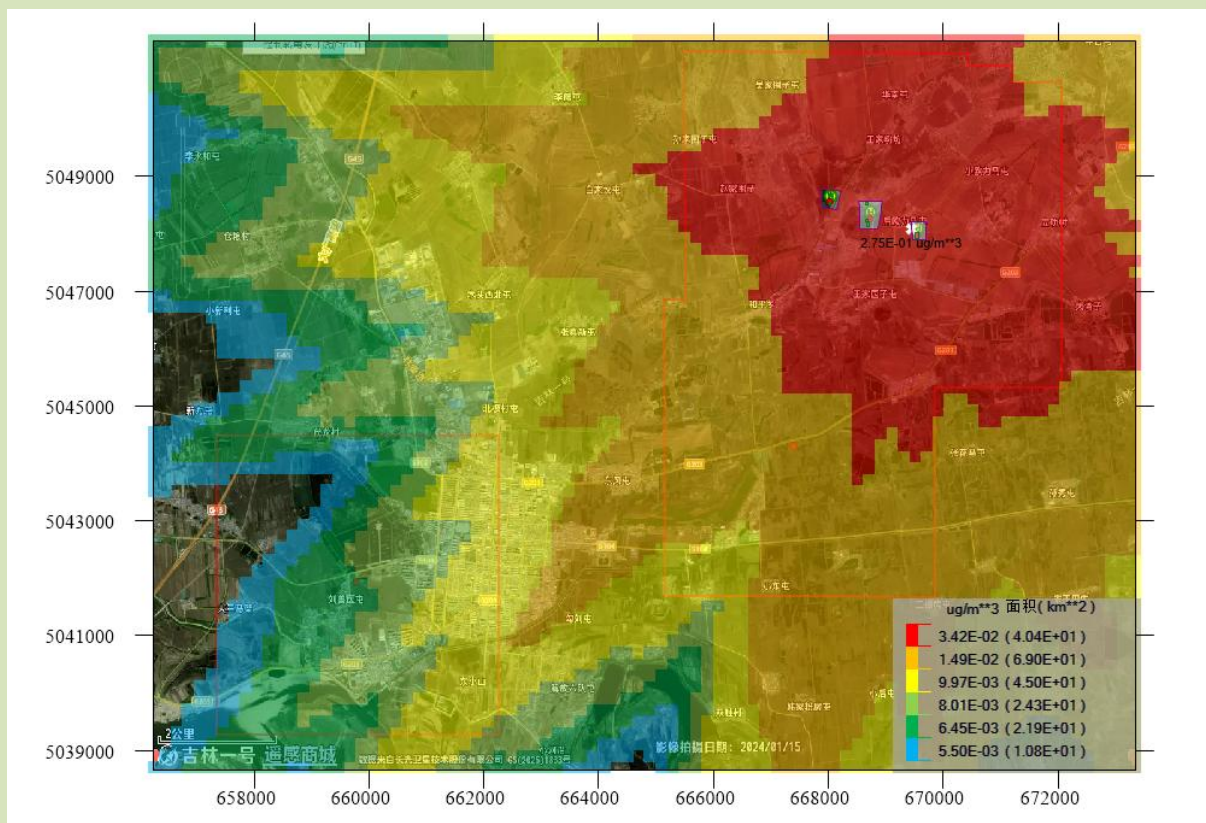


图 5.1-19 PM<sub>10</sub>日均值贡献浓度分布图

## (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 <sub>10</sub>	吴家围子	95%保证率日平均	0.0159	0.011	87	87.0159	58.011	达标
	李彦和屯		0.0265	0.018	87	87.0265	58.018	达标
	华南屯		0.0273	0.018	87	87.0273	58.018	达标
	小欧力马屯		0.0323	0.022	87	87.0323	58.022	达标
	立功村		0.0253	0.017	87	87.0253	58.017	达标

	后欧力马屯		0.0622	0.041	87	87.0622	58.04 1	达标
	王家园子屯		0.0354	0.024	87	87.0354	58.02 4	达标
	和平乡		0.0145	0.010	87	87.0145	58.01 0	达标
	赵家围子屯		0.0163	0.011	87	87.0163	58.01 1	达标
	孙家围子屯		0.0122	0.008	87	87.0122	58.00 8	达标
	对青岗子屯		0.0352	0.023	87	87.0352	58.02 3	达标
	蒙古屯		0.021	0.014	87	87.021	58.01 4	达标
	四方山屯		0.0073	0.005	87	87.0073	58.00 5	达标
	小东屯		0.0059	0.004	87	87.0059	58.00 4	达标
	东兴村		0.0052	0.003	87	87.0052	58.00 3	达标
	迟家屯		0.0048	0.003	87	87.0048	58.00 3	达标
	刘喜屯		0.0022	0.001	87	87.0022	58.00 1	达标
	代龙村		0.0018	0.001	87	87.0018	58.00 1	达标
	肇源镇		0.0033	0.002	87	87.0033	58.00 2	达标
	刘兽医屯		0.0021	0.001	87	87.0021	58.00 1	达标
	友谊村		0.0021	0.001	87	87.0021	58.00 1	达标
	协力屯		0.0019	0.001	87	87.0019	58.00 1	达标
	大三马架		0.0015	0.001	87	87.0015	58.00 1	达标
	东小山		0.0021	0.001	87	87.0021	58.00 1	达标
	科技屯		0.0026	0.002	87	87.0026	58.00 2	达标
	大姚屯		0.0023	0.002	87	87.0023	58.00 2	达标

	奎中里屯		0.0084	0.006	87	87.0084	58.006	达标
	区域最大落地浓度		0.121252	0.081	87	87.1213	58.081	达标
	吴家围子	年平均	0.00330852	0.005	39	39.0033	55.719	达标
	李彦和屯		0.00791691	0.011	39	39.0079	55.726	达标
	华南屯		0.00814851	0.012	39	39.0081	55.726	达标
	小欧力马屯		0.00990277	0.014	39	39.0099	55.728	达标
	立功村		0.00625938	0.009	39	39.0063	55.723	达标
	后欧力马屯		0.0216902	0.031	39	39.0217	55.745	达标
	王家园子屯		0.00977434	0.014	39	39.0098	55.728	达标
	和平乡		0.003269	0.005	39	39.0033	55.719	达标
	赵家围子屯		0.00324508	0.005	39	39.0032	55.719	达标
	孙家围子屯		0.00208643	0.003	39	39.0021	55.717	达标
	对青岗子屯		0.00862746	0.012	39	39.0086	55.727	达标
	蒙古屯		0.00571663	0.008	39	39.0057	55.722	达标
	四方山屯		0.00151531	0.002	39	39.0015	55.716	达标
	小东屯		0.00134501	0.002	39	39.0013	55.716	达标
	东兴村		0.000968673	0.001	39	39.001	55.716	达标
	迟家屯		0.000926129	0.001	39	39.0009	55.716	达标
	刘喜屯		0.00044279	0.001	39	39.0004	55.715	达标
	代龙村		0.000396743	0.001	39	39.0004	55.715	达标
	肇源镇		0.00061	0.001	39	39.0006	55.71	达标

			5892				5	
	刘兽医屯		0.00042 3895	0.001	39	39.0004	55.71 5	达标
	友谊村		0.00041 9782	0.001	39	39.0004	55.71 5	达标
	协力屯		0.00039 0184	0.001	39	39.0004	55.71 5	达标
	大三马架		0.00030 5752	0.000	39	39.0003	55.71 5	达标
	东小山		0.00048 3231	0.001	39	39.0005	55.71 5	达标
	科技屯		0.00053 9849	0.001	39	39.0005	55.71 5	达标
	大姚屯		0.00047 1629	0.001	39	39.0005	55.71 5	达标
	奎中里屯		0.00197 675	0.003	39	39.002	55.71 7	达标
	区域最大落地浓度		0.03734 28	0.025	39	39.0373	55.76 8	达标
SO <sub>2</sub>	吴家围子	98%保证率 日平均	0.01967 24	0.013	13	13.0197	8.680	达标
	李彦和屯		0.03208 55	0.021	13	13.0321	8.688	达标
	华南屯		0.03631 22	0.024	13	13.0363	8.691	达标
	小欧力马屯		0.03712 9	0.025	13	13.0371	8.691	达标
	立功村		0.02948 7	0.020	13	13.0295	8.686	达标
	后欧力马屯		0.08142 8	0.054	13	13.0814	8.721	达标
	王家园子屯		0.04469 65	0.030	13	13.0447	8.696	达标
	和平乡		0.02076 18	0.014	13	13.0208	8.681	达标
	赵家围子屯		0.02079 16	0.014	13	13.0208	8.681	达标
	孙家围子屯		0.01576 24	0.011	13	13.0158	8.677	达标
	对青岗子屯		0.04930 3	0.033	13	13.0493	8.700	达标

	蒙古屯		0.02739 41	0.018	13	13.0274	8.685	达标
	四方山屯		0.00855 378	0.006	13	13.0086	8.672	达标
	小东屯		0.00867 576	0.006	13	13.0087	8.672	达标
	东兴村		0.00604 773	0.004	13	13.006	8.671	达标
	迟家屯		0.00604 31	0.004	13	13.006	8.671	达标
	刘喜屯		0.00284 377	0.002	13	13.0028	8.669	达标
	代龙村		0.00295 921	0.002	13	13.003	8.669	达标
	肇源镇		0.00430 869	0.003	13	13.0043	8.670	达标
	刘兽医屯		0.00329 607	0.002	13	13.0033	8.669	达标
	友谊村		0.00303 524	0.002	13	13.003	8.669	达标
	协力屯		0.00306 31	0.002	13	13.0031	8.669	达标
	大三马架		0.00229 654	0.002	13	13.0023	8.668	达标
	东小山		0.00313 829	0.002	13	13.0031	8.669	达标
	科技屯		0.00349 152	0.002	13	13.0035	8.669	达标
	大姚屯		0.00344 758	0.002	13	13.0034	8.669	达标
	奎中里屯		0.01079 87	0.007	13	13.0108	8.674	达标
	区域最大落地浓度		0.16027 2	0.107	13	13.1603	8.774	达标
	吴家围子	年平均	0.00308 533	0.008	8	8.00309	20.00 8	达标
	李彦和屯		0.00744 215	0.019	8	8.00744	20.01 9	达标
	华南屯		0.00766 718	0.019	8	8.00767	20.01 9	达标
	小欧力马屯		0.00951	0.024	8	8.00951	20.02	达标

		452				4	
立功村		0.00603 527	0.015	8	8.00604	20.01 5	达标
后欧力马屯		0.02056 96	0.051	8	8.02057	20.05 1	达标
王家园子屯		0.00918 381	0.023	8	8.00918	20.02 3	达标
和平乡		0.00307 531	0.008	8	8.00308	20.00 8	达标
赵家围子屯		0.00303 831	0.008	8	8.00304	20.00 8	达标
孙家围子屯		0.00195 922	0.005	8	8.00196	20.00 5	达标
对青岗子屯		0.00832 366	0.021	8	8.00832	20.02 1	达标
蒙古屯		0.00546 465	0.014	8	8.00546	20.01 4	达标
四方山屯		0.00143 02	0.004	8	8.00143	20.00 4	达标
小东屯		0.00127 125	0.003	8	8.00127	20.00 3	达标
东兴村		0.00091 6736	0.002	8	8.00092	20.00 2	达标
迟家屯		0.00088 1362	0.002	8	8.00088	20.00 2	达标
刘喜屯		0.00042 0618	0.001	8	8.00042	20.00 1	达标
代龙村		0.00037 6582	0.001	8	8.00038	20.00 1	达标
肇源镇		0.00058 5457	0.001	8	8.00059	20.00 1	达标
刘兽医屯		0.00040 0854	0.001	8	8.0004	20.00 1	达标
友谊村		0.00039 8021	0.001	8	8.0004	20.00 1	达标
协力屯		0.00036 9212	0.001	8	8.00037	20.00 1	达标
大三马架		0.00028 9603	0.001	8	8.00029	20.00 1	达标
东小山		0.00045 7085	0.001	8	8.00046	20.00 1	达标
科技屯		0.00051	0.001	8	8.00051	20.00	达标

			0767				1	
	大姚屯		0.00044 6089	0.001	8	8.00045	20.00 1	达标
	奎中里屯		0.00187 561	0.005	8	8.00188	20.00 5	达标
	区域最大落地浓度		0.03660 61	0.092	8	8.03661	20.09 2	达标
NO <sub>2</sub>	吴家围子	98%保证率 日平均	0.16905 5	0.211	31	31.1691	38.96 1	达标
	李彦和屯		0.27570 5	0.345	31	31.2757	39.09 5	达标
	华南屯		0.30945 2	0.387	31	31.3095	39.13 7	达标
	小欧力马屯		0.31944 6	0.399	31	31.3194	39.14 9	达标
	立功村		0.25702	0.321	31	31.257	39.07 1	达标
	后欧力马屯		0.70654 9	0.883	31	31.7065	39.63 3	达标
	王家园子屯		0.37912 6	0.474	31	31.3791	39.22 4	达标
	和平乡		0.17963 5	0.225	31	31.1796	38.97 5	达标
	赵家围子屯		0.18077 8	0.226	31	31.1808	38.97 6	达标
	孙家围子屯		0.13633 4	0.170	31	31.1363	38.92 0	达标
	对青岗子屯		0.42472 2	0.531	31	31.4247	39.28 1	达标
	蒙古屯		0.23361 9	0.292	31	31.2336	39.04 2	达标
	四方山屯		0.07400 39	0.093	31	31.074	38.84 3	达标
	小东屯		0.07458 1	0.093	31	31.0746	38.84 3	达标
	东兴村		0.05187 02	0.065	31	31.0519	38.81 5	达标
迟家屯	0.05139 62	0.064	31	31.0514	38.81 4	达标		
刘喜屯	0.02436	0.030	31	31.0244	38.78	达标		

			61				1	
	代龙村		0.02541 21	0.032	31	31.0254	38.78 2	达标
	肇源镇		0.03670 37	0.046	31	31.0367	38.79 6	达标
	刘兽医屯		0.02813 8	0.035	31	31.0281	38.78 5	达标
	友谊村		0.02630 25	0.033	31	31.0263	38.78 3	达标
	协力屯		0.02636 57	0.033	31	31.0264	38.78 3	达标
	大三马架		0.01999 05	0.025	31	31.02	38.77 5	达标
	东小山		0.02732 73	0.034	31	31.0273	38.78 4	达标
	科技屯		0.03050 25	0.038	31	31.0305	38.78 8	达标
	大姚屯		0.02956 55	0.037	31	31.0296	38.78 7	达标
	奎中里屯		0.09378 26	0.117	31	31.0938	38.86 7	达标
	区域最大落地浓度		1.36144	1.702	31	32.3614	40.45 2	达标
	吴家围子	年平均	0.02681 39	0.067	18	18.0268	45.06 7	达标
	李彦和屯		0.06445 34	0.161	18	18.0645	45.16 1	达标
	华南屯		0.06637 44	0.166	18	18.0664	45.16 6	达标
	小欧力马屯		0.08162 46	0.204	18	18.0816	45.20 4	达标
	立功村		0.05169 68	0.129	18	18.0517	45.12 9	达标
	后欧力马屯		0.17747 6	0.444	18	18.1775	45.44 4	达标
	王家园子屯		0.07955 46	0.199	18	18.0796	45.19 9	达标
	和平乡		0.02662 49	0.067	18	18.0266	45.06 7	达标
	赵家围子屯		0.02635 92	0.066	18	18.0264	45.06 6	达标

	孙家围子屯		0.01697 57	0.042	18	18.017	45.04 3	达标
	对青岗子屯		0.07128 07	0.178	18	18.0713	45.17 8	达标
	蒙古屯		0.04698 44	0.117	18	18.047	45.11 8	达标
	四方山屯		0.01236 44	0.031	18	18.0124	45.03 1	达标
	小东屯		0.01098 35	0.027	18	18.011	45.02 8	达标
	东兴村		0.00791 604	0.020	18	18.0079	45.02 0	达标
	迟家屯		0.00759 223	0.019	18	18.0076	45.01 9	达标
	刘喜屯		0.00362 616	0.009	18	18.0036	45.00 9	达标
	代龙村		0.00324 762	0.008	18	18.0032	45.00 8	达标
	肇源镇		0.00504 575	0.013	18	18.005	45.01 3	达标
	刘兽医屯		0.00346 255	0.009	18	18.0035	45.00 9	达标
	友谊村		0.00343 411	0.009	18	18.0034	45.00 9	达标
	协力屯		0.00318 834	0.008	18	18.0032	45.00 8	达标
	大三马架		0.00249 98	0.006	18	18.0025	45.00 6	达标
	东小山		0.00394 782	0.010	18	18.0039	45.01 0	达标
	科技屯		0.00441 099	0.011	18	18.0044	45.01 1	达标
	大姚屯		0.00385 294	0.010	18	18.0039	45.01 0	达标
	奎中里屯		0.01617 79	0.040	18	18.0162	45.04 1	达标
	区域最大落地浓度		0.31135 9	0.778	18	18.3114	45.77 9	达标
非甲烷总烃	小欧力马屯	小时均值	11.9699 6	0.598	660	671.96996	33.59 8	达标
	立功村		8.3081	0.415	660	668.3081	33.41 5	达标

华南屯	20.5779 4	1.029	660	680.57794	34.02 9	达标
李彦和屯	22.4446	1.122	660	682.4446	34.12 2	达标
后欧力马屯	57.6984 2	2.885	660	717.69842	35.88 5	达标
对青岗子屯	9.91248	0.496	660	669.91248	33.49 6	达标
蒙古屯	12.2255	0.611	660	672.2255	33.61 1	达标
王家园子屯	42.8239 3	2.141	660	702.82393	35.14 1	达标
和平乡	12.1897	0.609	660	672.1897	33.60 9	达标
赵家围子屯	12.1836 5	0.609	660	672.18365	33.60 9	达标
吴家围子屯	8.13096	0.407	660	668.13096	33.40 7	达标
孙家围子屯	8.99314	0.450	660	668.99314	33.45 0	达标
四方山屯	5.47459	0.274	660	665.47459	33.27 4	达标
小东屯	6.30923	0.315	660	666.30923	33.31 5	达标
奎中里屯	4.90166	0.245	660	664.90166	33.24 5	达标
东兴村	3.89358	0.195	660	663.89358	33.19 5	达标
迟家屯	3.77413	0.189	660	663.77413	33.18 9	达标
肇源镇	2.93884	0.147	660	662.93884	33.14 7	达标
大姚屯	2.4522	0.123	660	662.4522	33.12 3	达标
科技屯	2.60025	0.130	660	662.60025	33.13 0	达标
东小山屯	2.3029	0.115	660	662.3029	33.11 5	达标
协力村	2.12354	0.106	660	662.12354	33.10 6	达标
友谊村	2.1537	0.108	660	662.1537	33.10 8	达标
刘兽医屯	2.28477	0.114	660	662.28477	33.11	达标

							4	
	大三马架屯	1.91081	0.096	660	661.91081	33.096	达标	
	黑岗子屯	4.90166	0.245	660	664.90166	33.245	达标	
	代龙村	2.45486	0.123	660	662.45486	33.123	达标	
	刘喜屯	2.24629	0.112	660	662.24629	33.112	达标	
	区域最大落地浓度	57.69842	2.885	660	717.69842	35.884921	达标	

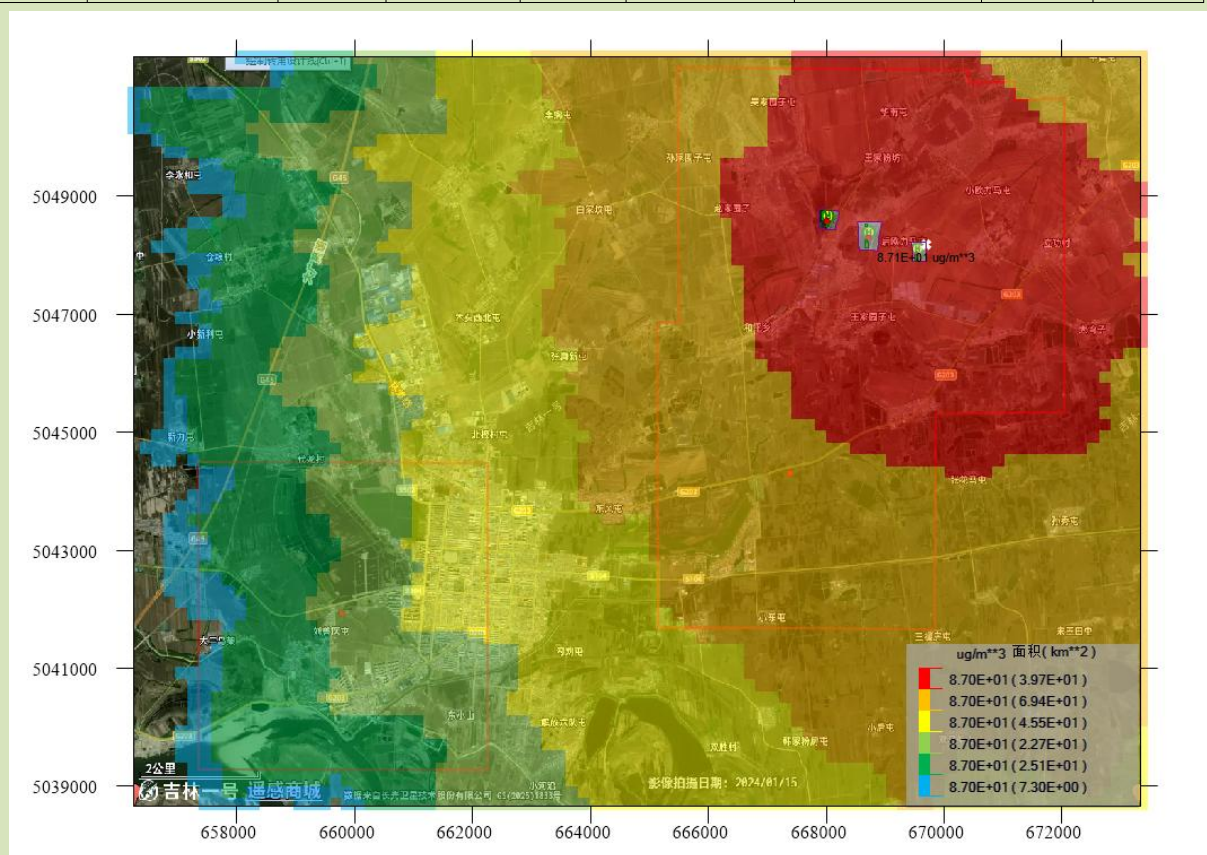


图 5.1-20 正常排放叠加现状浓度后 PM<sub>10</sub> 保证率日平均网格浓度分布图

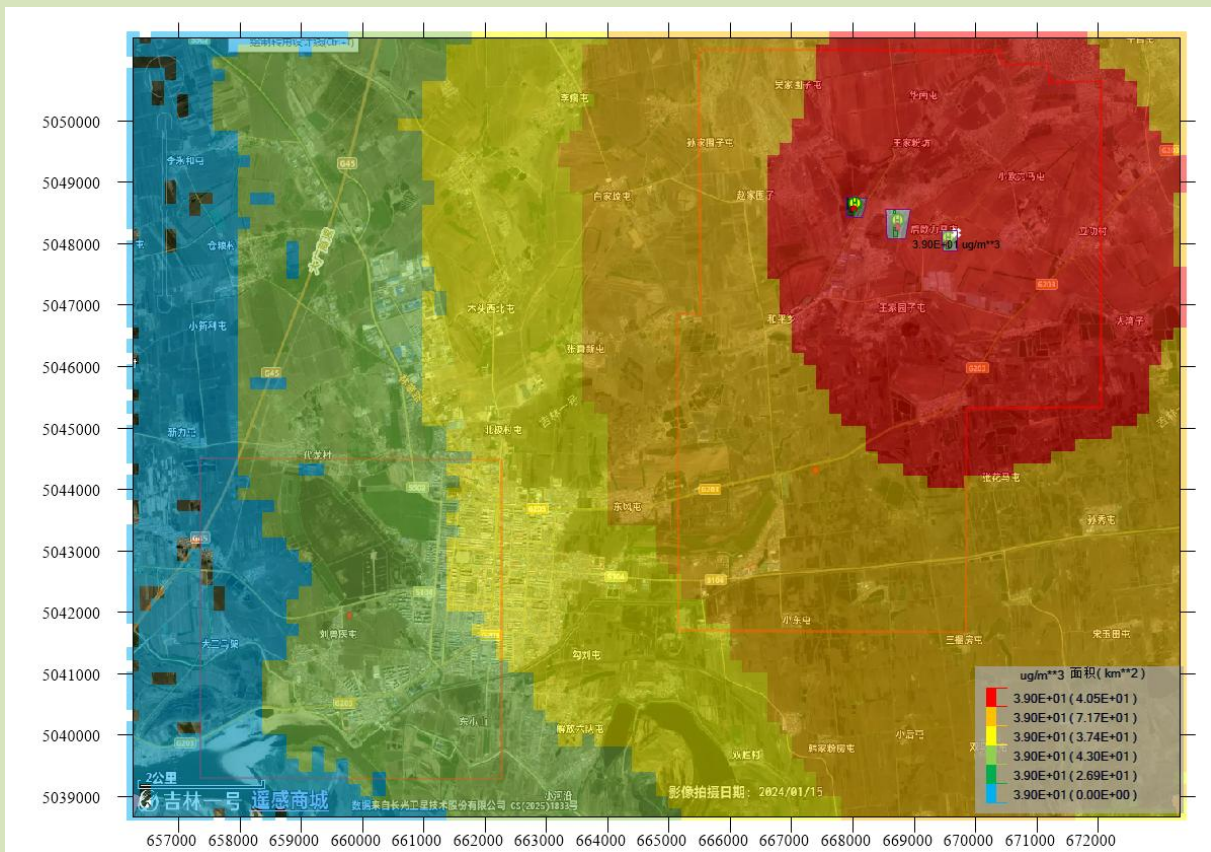


图 5.1-21 正常排放叠加现状浓度后 PM<sub>10</sub> 年平均网格浓度分布图

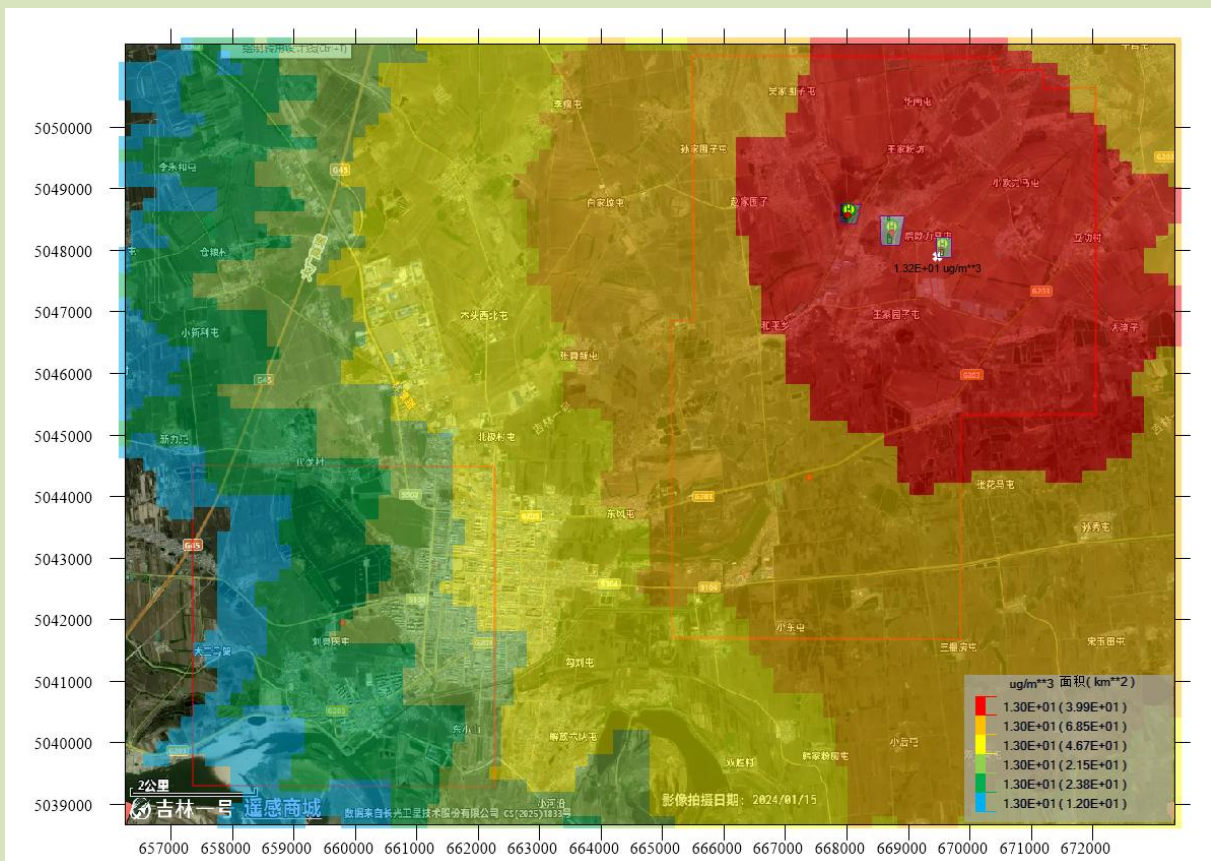


图 5.1-22 正常排放叠加现状浓度后 SO<sub>2</sub> 保证率日平均网格浓度分布图

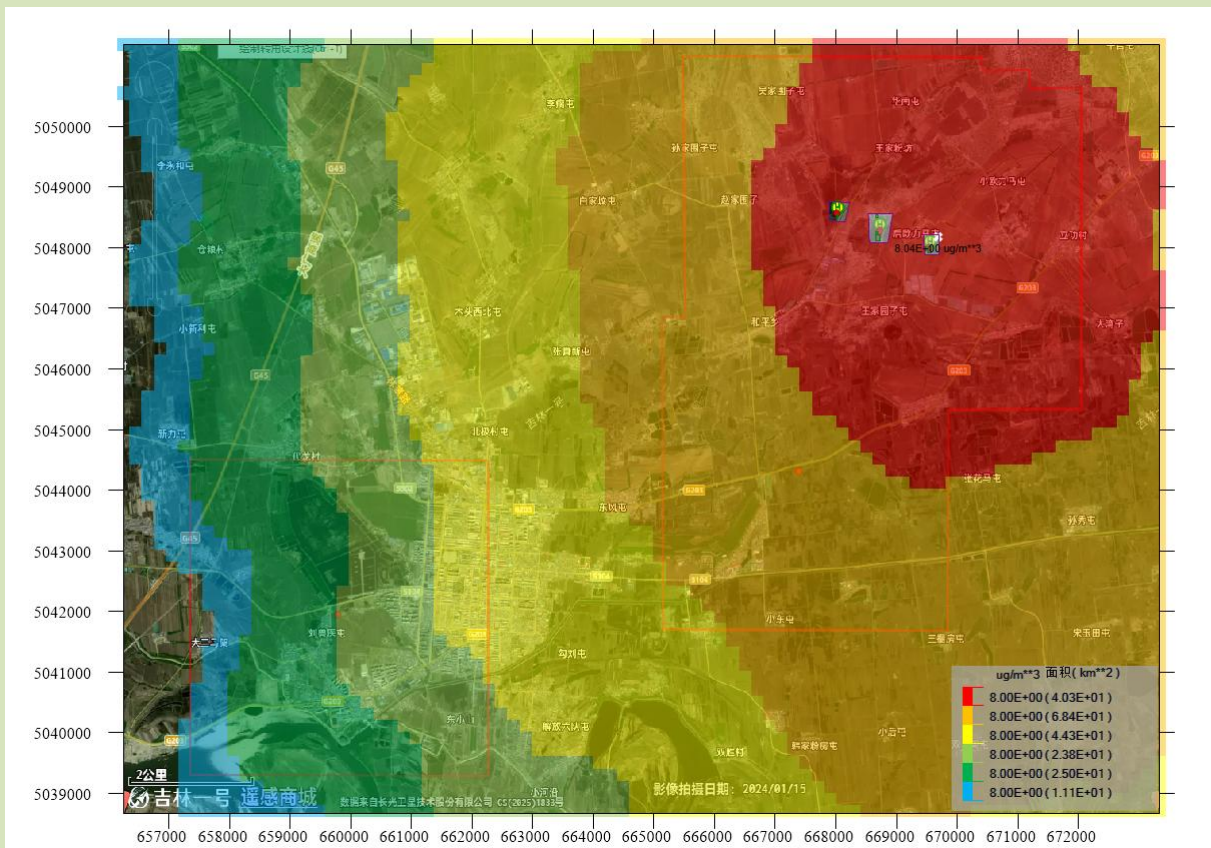


图 5.1-23 正常排放叠加现状浓度后 SO<sub>2</sub> 年平均网格浓度分布图

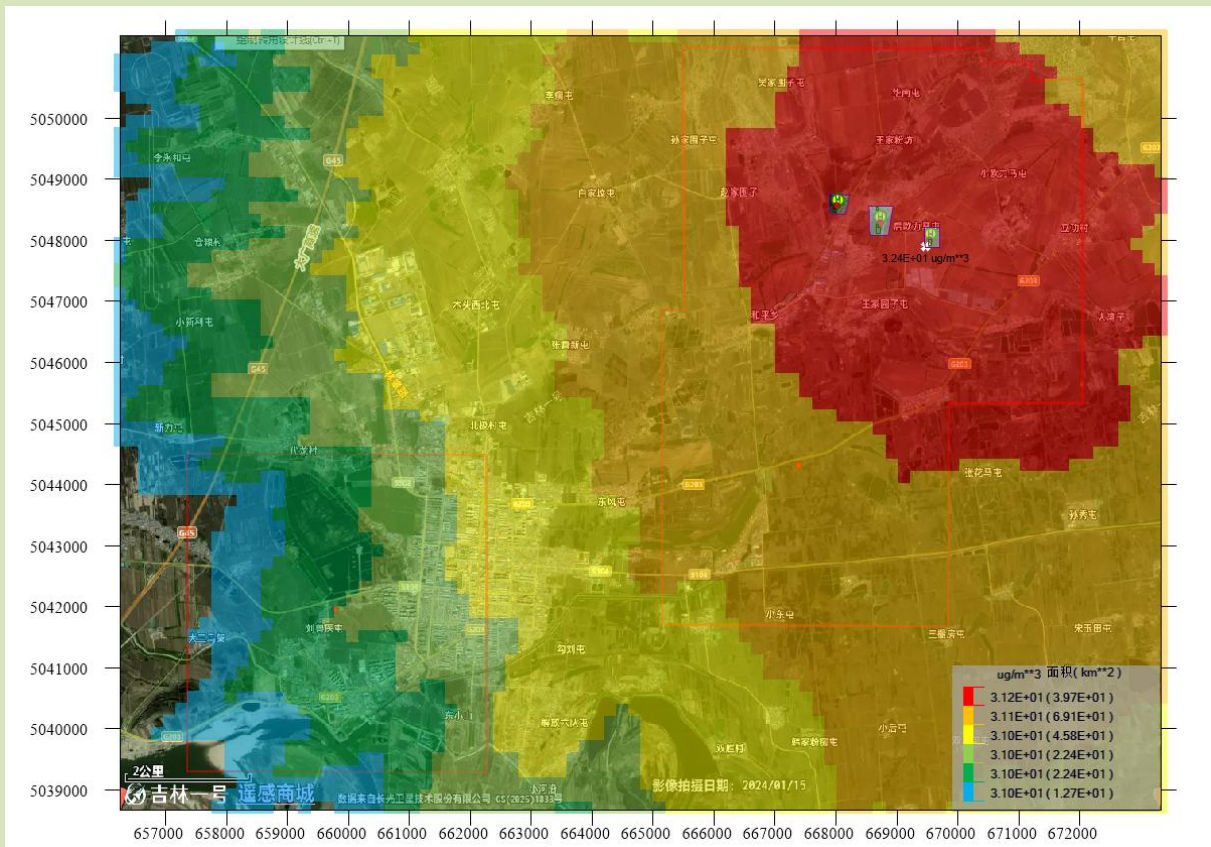


图 5.1-24 正常排放叠加现状浓度后 NO<sub>x</sub> 保证率日平均网格浓度分布图

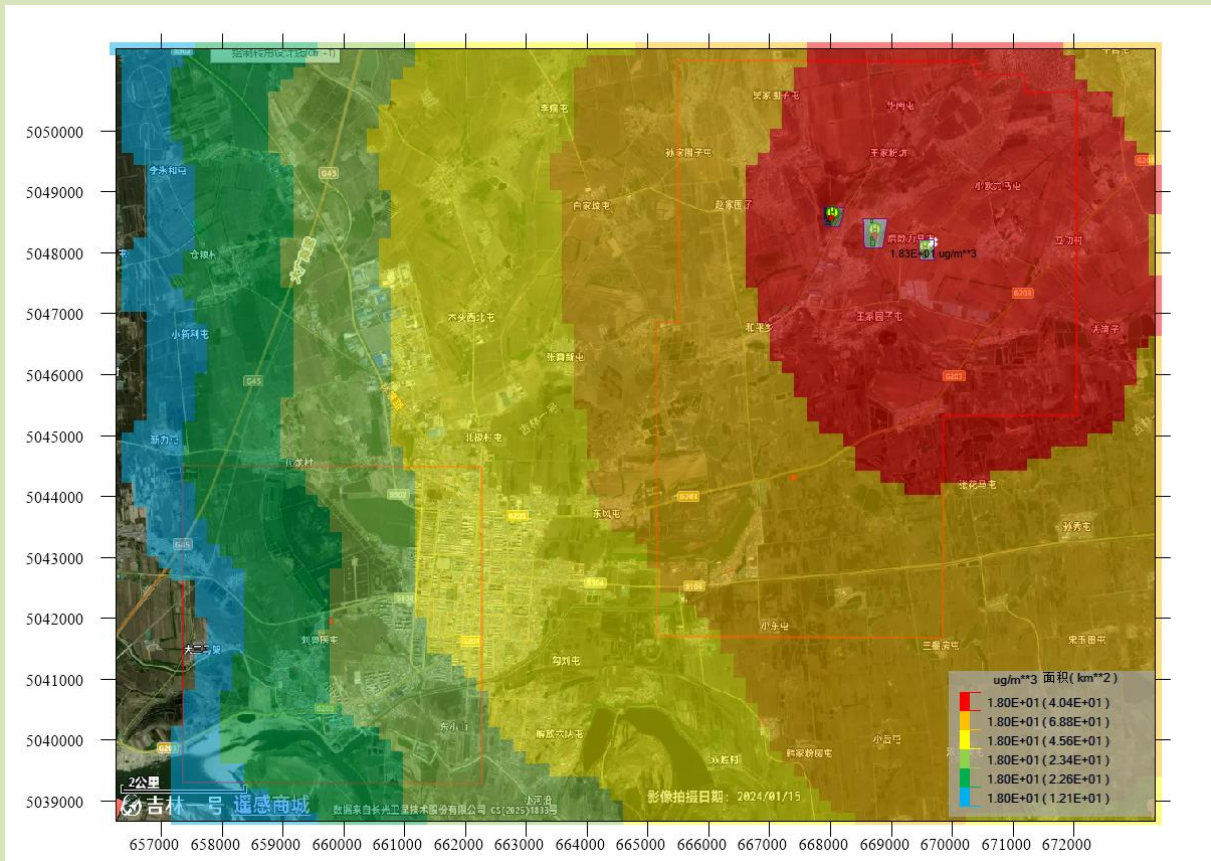


图 5.1-25 正常排放叠加现状浓度后 NOx 年平均网格浓度分布图

(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，修井时要将油管全部拔出，以更换损坏的油管和机具，会增加非甲烷总烃挥发量，取油井作业时非甲烷总烃挥发量为正常挥发量的 10 倍，同一平台油井不同时作业，以 3 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 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	非正常排放速率 (kg/h)	单次持续时间 (h)	年发生频次 (次)	应对措施
源 212 扶平 3 井场	油井作业	NMHC	/	1.70	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	最大贡献值 ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )	占标率/%	达标情况
-----	-----	-----	------------------------------------	-------	------

		段			
NMHC	吴家围子	小时值	18.64496	0.932	达标
	李彦和屯	小时值	22.4446	1.122	达标
	华南屯	小时值	20.57794	1.029	达标
	小欧力马屯	小时值	30.89787	1.545	达标
	立功村	小时值	17.25691	0.863	达标
	后欧力马屯	小时值	58.41991	2.921	达标
	王家园子屯	小时值	42.82393	2.141	达标
	和平乡	小时值	21.97677	1.099	达标
	赵家围子屯	小时值	30.23112	1.512	达标
	孙家围子屯	小时值	21.679	1.084	达标
	对青岗子屯	小时值	17.35503	0.868	达标
	蒙古屯	小时值	13.90703	0.695	达标
	四方山屯	小时值	12.91619	0.646	达标
	小东屯	小时值	10.23493	0.512	达标
	东兴村	小时值	7.37734	0.369	达标
	迟家屯	小时值	7.10195	0.355	达标
	刘喜屯	小时值	5.18577	0.259	达标
	代龙村	小时值	5.17271	0.259	达标
	肇源镇	小时值	6.57853	0.329	达标
	刘兽医屯	小时值	5.53127	0.277	达标
	友谊村	小时值	5.43275	0.272	达标
	协力屯	小时值	5.17488	0.259	达标
	大三马架	小时值	5.73552	0.287	达标
	东小山	小时值	5.5983	0.280	达标
	科技屯	小时值	6.0075	0.300	达标
大姚屯	小时值	5.81898	0.291	达标	
奎中里屯	小时值	20.05293	1.003	达标	

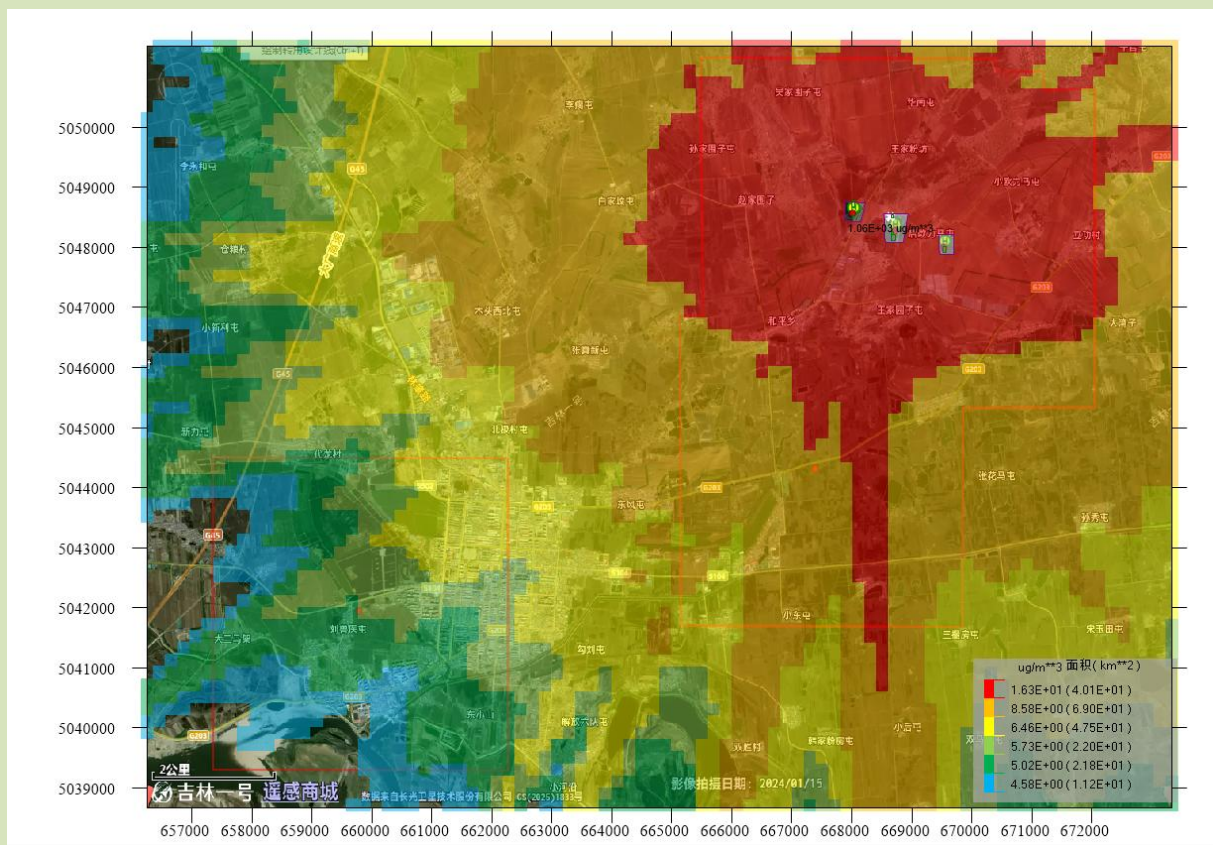


图 5.1-26 非正常工况非甲烷总烃小时浓度占标率预测结果图

### (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保护区域,以确保大气环境保护区域外的贡献浓度满足环境质量标准”,根据预测结果,本项目无组织排放的非甲烷总烃厂界浓度值及厂界外短期贡献浓度均满足《大气污染物综合排放标准详解》中标准限值,故无需设置大气环境保护距离。

### (4) 污染物排放量核算

#### 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 <sup>3</sup> )	核算排放速率 /(kg/h)	核算年排放量 /(t/a)
----	-------	-----	---------------------------------	-------------------	------------------

主要排放口					
主要排放口合计		/	/	/	/
一般排放口					
1	1#拉油点储罐 1#	颗粒物	9.4	0.00183	0.093
		NO <sub>x</sub>	78	0.0146	0.775
		SO <sub>2</sub>	9	0.00187	0.089
2	2#拉油点储罐 2#	颗粒物	9.4	0.00183	0.093
		NO <sub>x</sub>	78	0.0146	0.775
		SO <sub>2</sub>	9	0.00187	0.089
3	3#拉油点储罐 3#	颗粒物	9.4	0.00183	0.062
		NO <sub>x</sub>	78	0.0146	0.517
		SO <sub>2</sub>	9	0.00187	0.060
4	3#拉油点储罐 4#	颗粒物	9.4	0.00183	0.125
		NO <sub>x</sub>	78	0.0146	1.034
		SO <sub>2</sub>	9	0.00187	0.119
一般排放口合计		SO <sub>2</sub>			0.046
		NO <sub>x</sub>			0.108
		颗粒物			0.033
有组织排放总计					
有组织排放总计		SO <sub>2</sub>			0.046
		NO <sub>x</sub>			0.108
		颗粒物			0.033

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 ( $\text{mg}/\text{m}^3$ )	
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	16.44
2	依托朝二联合站	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			16.44

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	16.44

2	SO <sub>2</sub>	0.046
3	NO <sub>x</sub>	0.108
4	颗粒物	0.033

## 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 52.91%，小于 100%，拉油点储罐加热炉排放 SO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub> 和 PM<sub>10</sub> 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后欧力马屯为 57.69842 μg/m<sup>3</sup>，满足《大气污染物综合排放标准详解》2.0mg/m<sup>3</sup> 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，无需设置大气环境防护区域。

4) 正常工况下，本项目在运营期油田生产过程中采用全密闭工艺流程，油井井口均安装了密封垫，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<sub>x</sub>、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源斜 2401 西北侧 130m 的一般湿地，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、油基钻井废水、管线试压废水、生活污水、压裂返排液、试油产液，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

(1) 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，及时拉运至大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司处理，处理后的压滤水定期由罐车拉运至朝二联合油污水处理站处理达标后回注油层；

(2) 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，定期拉运至朝二联合油污水处理站处理

满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层；

（3）管线试压废水由罐车拉运至朝二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排；

（4）施工期施工人员产生的生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内，定期拉运至第十采油厂厂区污水泵房，经地下管网输至第十采油厂厂区生活污水处理站处理达标后排入牛毛沟，施工结束后临时防渗旱厕进行卫生处理，场地进行平整。

（5）压裂返排液由罐车拉运至朝一联压裂返排液无害化处理站处理后，管输进入朝一联含油污水处理站处理，处理后的出水满足《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。

（6）试油产液通过罐车拉运至朝二联卸油点后，进入朝二联转油脱水站处理系统，处理后含水油外输至朝二联含油污水处理站处理后回注。

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，定期由罐车拉运至朝二联卸油点，进入朝二转油脱水站处理系统，分离的含油污水最终管输进入朝二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层；作业污水通过罐车回收后拉运至朝二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排；洗井污水由罐车回收后拉运至朝二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。综上所述，本项目运营期废水均得到合理有效的处理，不排入外环境，因此，正常工况下对区域内地表水体几乎不产生影响。

根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）中 8.1.2，水污染影响型为三级 B 评价，主要评价内容包括：水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价，

及依托污水处理站的环境可行性评价。

#### (1) 地表水环境保护措施有效性

在油田生产建设及运营过程中，加强管理，同时确保各项污染控制措施及事故应急措施切实落实。

1) 为避免井场对周边耕地产生影响，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，防止污染物泄漏外溢，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 4 口油井采出水依托朝二联含油污水处理站处理，朝二联含油污水处理站 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

≤1mg/L，设计污水处理量为 2000m<sup>3</sup>/d，目前实际污水处理量为 1218m<sup>3</sup>/d，本项目 4 口油井投产初期最大采出水量为 72t/d，新增本项目采出水后处理量为 1290m<sup>3</sup>/d，负荷率为 64.5%，满足依托需求。

#### 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 8 月 17 日-18 日对朝二联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 0.97-1.28mg/L，悬浮固体含量为 1mg/L，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。

#### 5.2.2.2 非正常工况下地表水环境影响分析

非正常工况下对地表水体构成污染的污染源主要为作业污水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）本项目对落地油采取了及时回收措施，回收率 100%，并禁止在雨季进行油井作业，因此，地表径流不会对周边水渠产生影响。

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，后续罐车拉运至朝二联集输系统处理，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，施工结束后拉运至第十采油厂厂区污水泵房，经地下管网输至第十采油厂厂区生活污水处理站处理达标后排入牛毛沟。本项目退役期废水均得到合理有效的处理，不会对区域内地表水体产生不良影响。

#### 5.2.4 地表水环境影响评价结论

本项目在施工期、运营期正常生产及非正常工况、退役期情况下，采取了较为完善的环境保护措施，对地表水环境不会产生不良影响。在事故状态下，尤其是发生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) 试油产液泄漏对地下水影响分析

试油过程存在试油产液泄漏的可能性，本项目试油产液采用抽汲方法采出后不落地，

直接进入罐车，作业全过程铺设防渗布，拉油罐车密闭运输，试油产液泄漏的可能性很小，因此不会对地下水产生大的影响。

#### 4) 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，生活污水定期拉运至第十采油厂厂区污水泵房，经地下管网输至第十采油厂厂区生活污水处理站处理达标后排入牛毛沟。临时防渗旱厕进行卫生处理，场地进行平整。

#### 5) 油基泥浆循环罐、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 个柴油罐区，罐区属于重点防渗区，采用地面碾压平整并铺设 2mm 厚防渗布进行防渗，渗透系数为  $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ ，满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中重点防渗区“等效黏土防渗层  $\geq 6.0\text{m}$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ”的要求。由于油基泥浆循环罐、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、水基钻井岩屑、不含油废射孔液一同拉运至大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司处理，处理后的压滤水定期由罐车拉运至朝二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、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，处理后的污水进入污水罐储存，定期拉运至朝二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，处理后的脱油泥满足《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；管线试压废水由罐车拉运至朝二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排；施工期施工人员产生的生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内，定期拉运至第十采油厂厂区污水泵房，经地下管网输至第十采油厂厂区生活污水处理站处理达标后排入牛毛沟，施工结束后临时防渗旱厕进行卫生处理，场地进行平整。压裂返排液由罐车拉运至朝一联压裂返排液无害化处理站处理后，管输进入朝一联含油污水处理站处理，处理

后的出水满足《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）运营期

项目运营期可能对地下水产生影响的污染物主要为含油污水、含油污泥、落地油等。

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朝二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，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。因此，项目运营期正常工况下对地下水产生影响的可能较小。

### （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 2 口勘探井采用水基钻井液，4 口基建井采用油基钻井液。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，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	潜水	—	√
3	油井泄漏造成的含油物质泄漏	承压水	—	√
4	拉油点储罐破损	潜水	—	√

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，本项目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。根据钻井工程方案，井深最深的油井二开油基钻井液用量为  $264\text{m}^3$ ，根据大庆油田多年统计数据，因套管连接不及时钻井泥将漏失量约为 10%，则泥浆最大漏失量为  $26.4\text{m}^3$ 。

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%~90%，则柴油最大泄漏源强为  $26.4\text{m}^3 \times 90\% = 23.76\text{m}^3$ 。柴油密度按  $0.835\text{t}/\text{m}^3$ ，即柴油最大泄漏源强为  $23.76\text{m}^3 \times 0.835\text{t}/\text{m}^3 \times 1000\text{kg}/\text{t} = 19839.6\text{kg}$ 。

#### （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：

$$C(x, y, t) = \frac{m_M / M}{4\pi n t \sqrt{D_L D_T}} e^{-\left[ \frac{(x-ut)^2}{4D_L t} + \frac{y^2}{4D_T t} \right]}$$

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,  $m^2/d$ 。

$\pi$ —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  $I = 0.0004$ , 有效孔隙度  $n_e$  为 0.3, 有效评价区内承压水含水层地下水流速为  $0.033 \text{ m/d}$ 。承压含水层厚度 10m。弥散系数: 区域地下水纵向弥散系数  $0.1 \text{ m}^2/\text{d}$ , 横向弥散系数  $0.02 \text{ m}^2/\text{d}$ 。

选取地下水石油类  $\leq 0.05 \text{ mg/L}$  (参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) II 类标准执行), 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 对潜水的影晌预测结果见表 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	最大浓度 mg/L	超标最远距离 /m	超标面积/ $\text{m}^2$	最远影响距离 (最大迁移距离) /m	影响面积 / $\text{m}^2$
石油类	100 天	117675.70	27	815.61	28	925.40
	1000 天	11767.57	103	6822.86	107	7669.84
	5475 天	2149.33	333	32300.75	344	36908.15

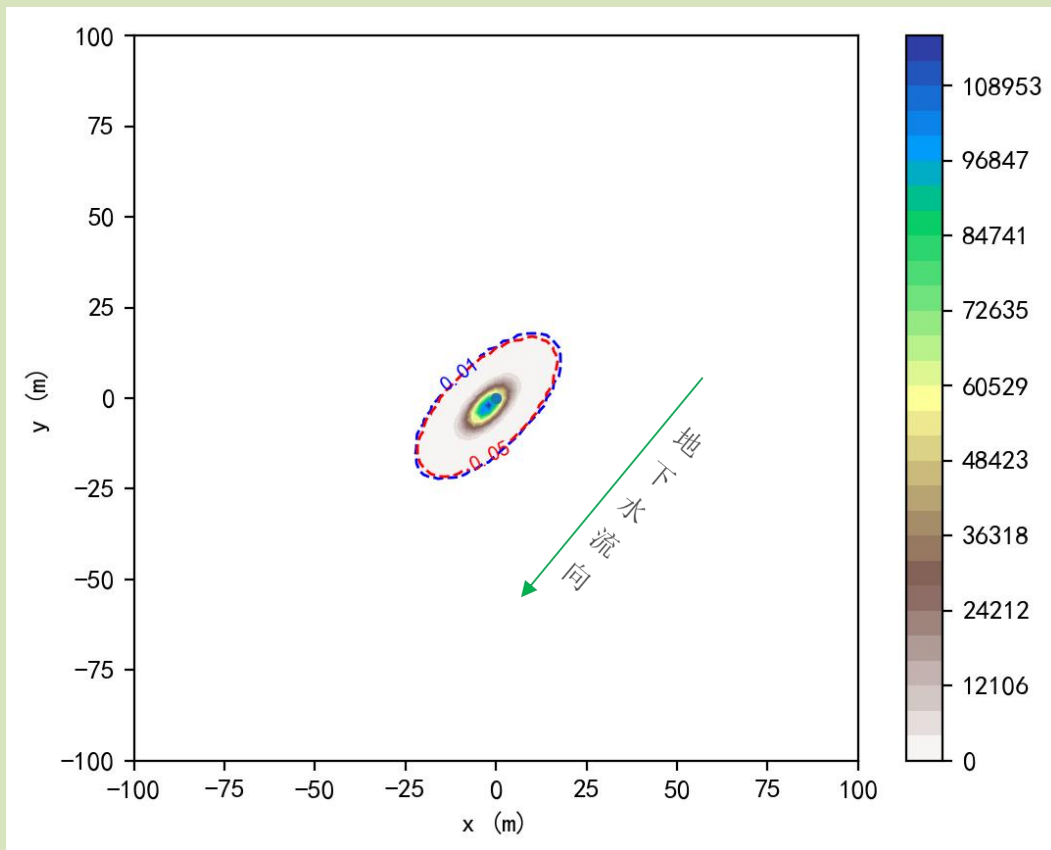


图 5.3-1 油基钻井液泄漏后 100 天污染物浓度分布图（污染源点：0，0）

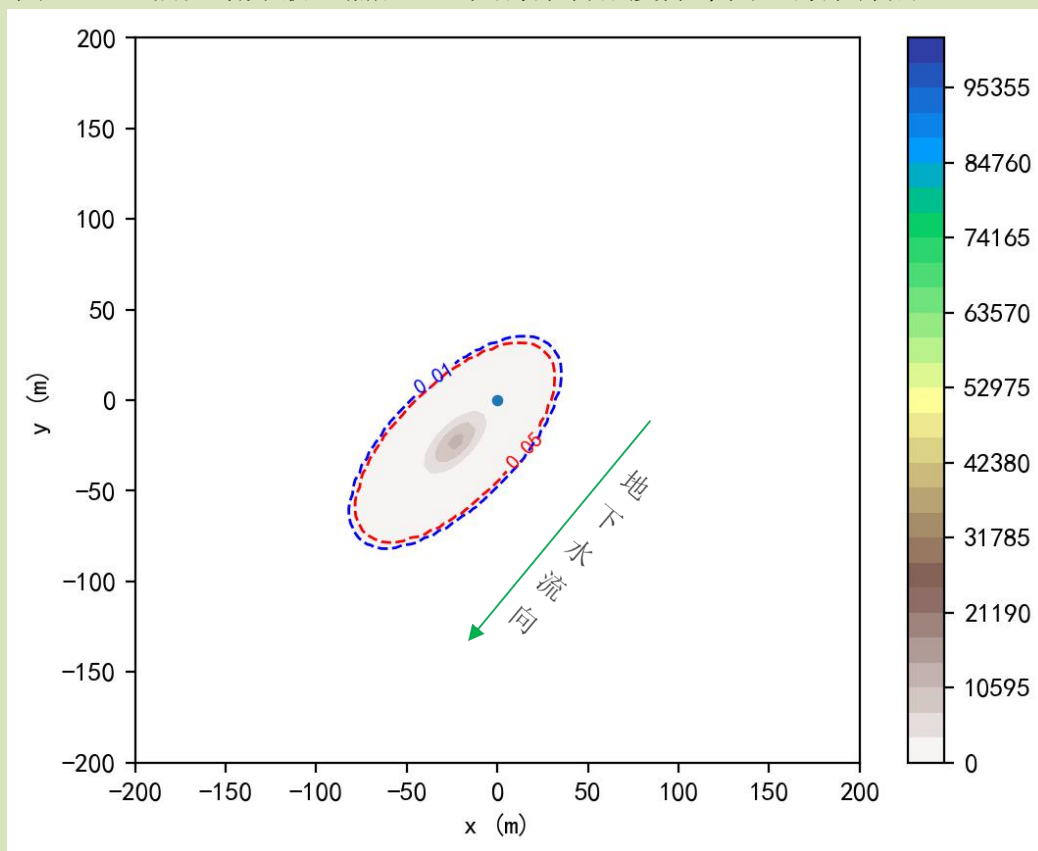


图 5.3-2 油基钻井液泄漏后 1000 天污染物浓度分布图（污染源点：0，0）

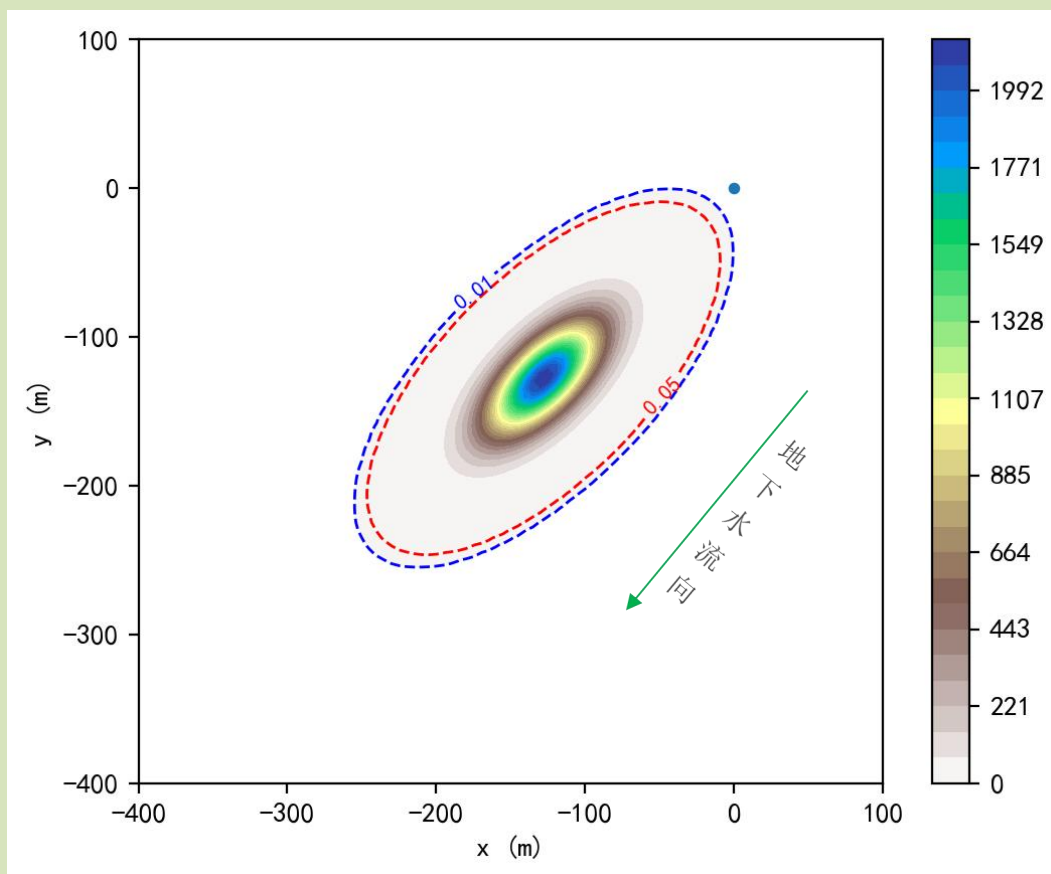


图 5.3-3 油基钻井液泄漏后 5000 天污染物浓度分布图（污染源点：0，0）

由预测结果可知，随着时间增加，污染范围有所增加，油基钻井液泄漏 100d 后，超标距离最远为 27m，影响距离最远为下游 28m；油基钻井液泄漏 1000d 后，超标距离最远为 103m，影响距离最远为下游 107m；油基钻井液泄漏 5475d 后，超标距离最远为 333m，影响距离最远为下游 344m。

经调查，距离本项目最近的水源井为 3#平台北 500m 后欧力马屯分散式水源井，位于评价范围上游，不在本项目油基钻井液泄漏 5000d 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）预测源强

假设新建集油管道无缝钢管因破裂而导致泄漏，按管道截面 100%断裂估算泄漏量，考虑截断阀启动前后的泄漏量。本项目新建集油管线中位于两个截断阀室间含液量最大管段为井场至拉油点管线，管线规格为  $\phi 60 \times 3.5-0.06\text{km}$ ，3 号平台 2 口油井产油量最大为 19.4t/d，本项目油井和拉油点均数字化建设，管线泄漏可在 15min 内发现并关闭截断阀，截断阀关闭前，即 15min 最大原油泄漏量 202.08kg。

截断阀关闭后，两处截断阀之间（3 号平台井场至拉油点）新建管段液量按全部泄

漏考虑，管线规格为  $\phi 60 \times 3.5-0.06\text{km}$ ，原油密度  $0.87\text{g/cm}^3$ ，综合含水最小为  $53.85\%$ ，则泄漏原油量为  $\pi (0.0265)^2 \times 60 \times 0.87 \times (1-53.85\%) = 0.053\text{t}$ ，截断阀关闭前后泄漏原油总量  $53\text{kg}$ 。

### (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， $\text{m}^2/\text{d}$ ；

$D_T$ —横向  $y$  方向的弥散系数， $\text{m}^2/\text{d}$ 。

$\pi$ —圆周率。

### (4) 参数选取

根据达西定律  $u = \text{渗透系数} \times \text{地下水水力坡度} / \text{有效孔隙度}$ ，有效孔隙度  $n$  为  $0.34$ ，有效评价区内潜水含水层地下水流速为  $0.05\text{m/d}$ 。潜水含水层厚度  $3.5\text{m}$ 。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

集油管道泄漏 100d、1000d、5475d 对潜水的的影响预测结果见表 5.3-3、图 5.3-4~图 5.3-6。

表 5.3-3 集油管道泄漏对地下水的影响预测结果表

污染物	预测时间	最大浓度 mg/L	超标最远距离 /m	超标面积/m <sup>2</sup>	最远影响距离 (最大迁移距离) /m	影响面积 / m <sup>2</sup>
石油类	100 天	560.38	32	735.22	34	882.27
	1000 天	56.04	124	5465.15	133	6837.56
	5475 天	10.23	426	22718.36	447	29629.45

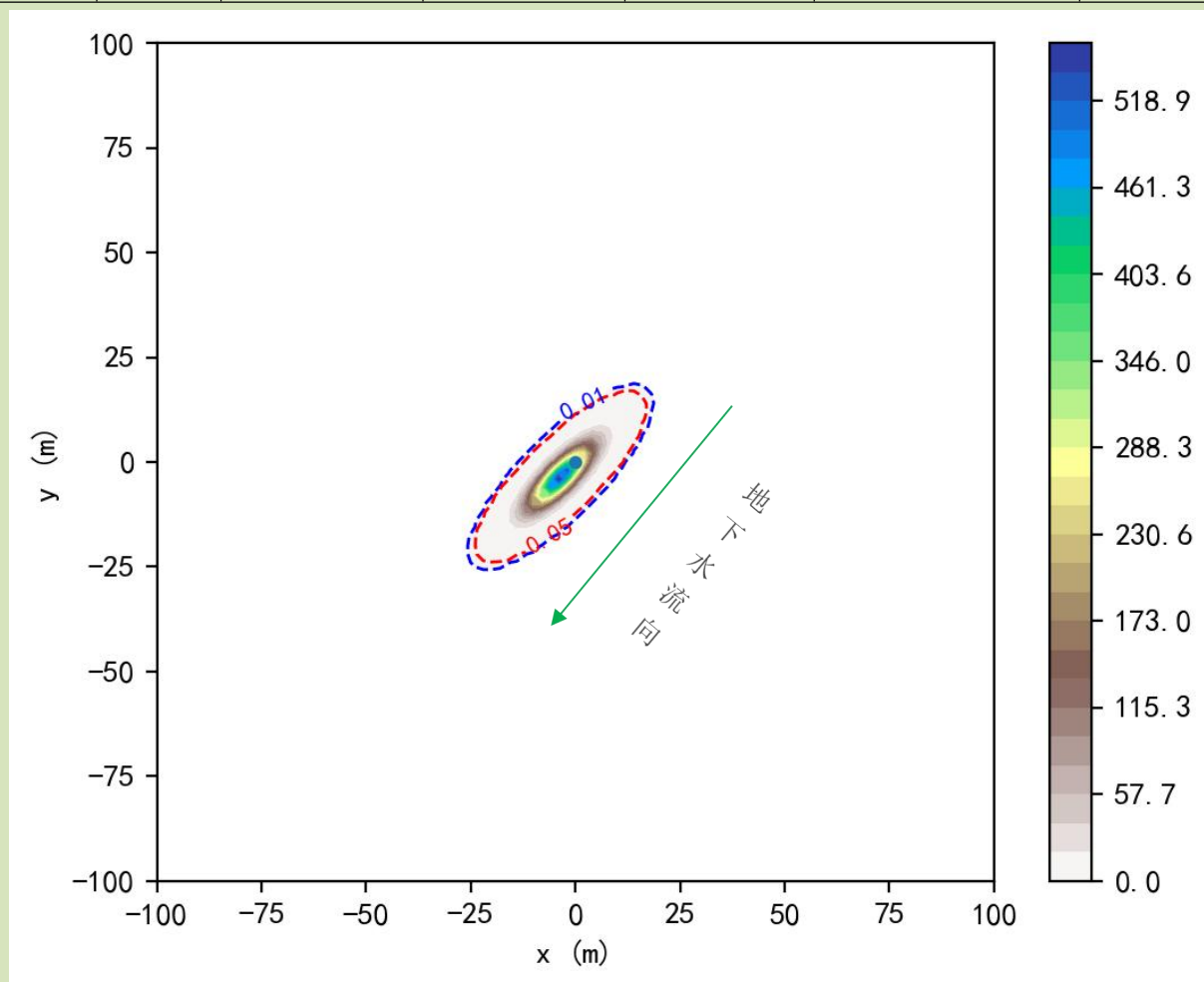


图 5.3-4 集油管道泄漏后 100 天污染物浓度分布图（污染源点：0，0）

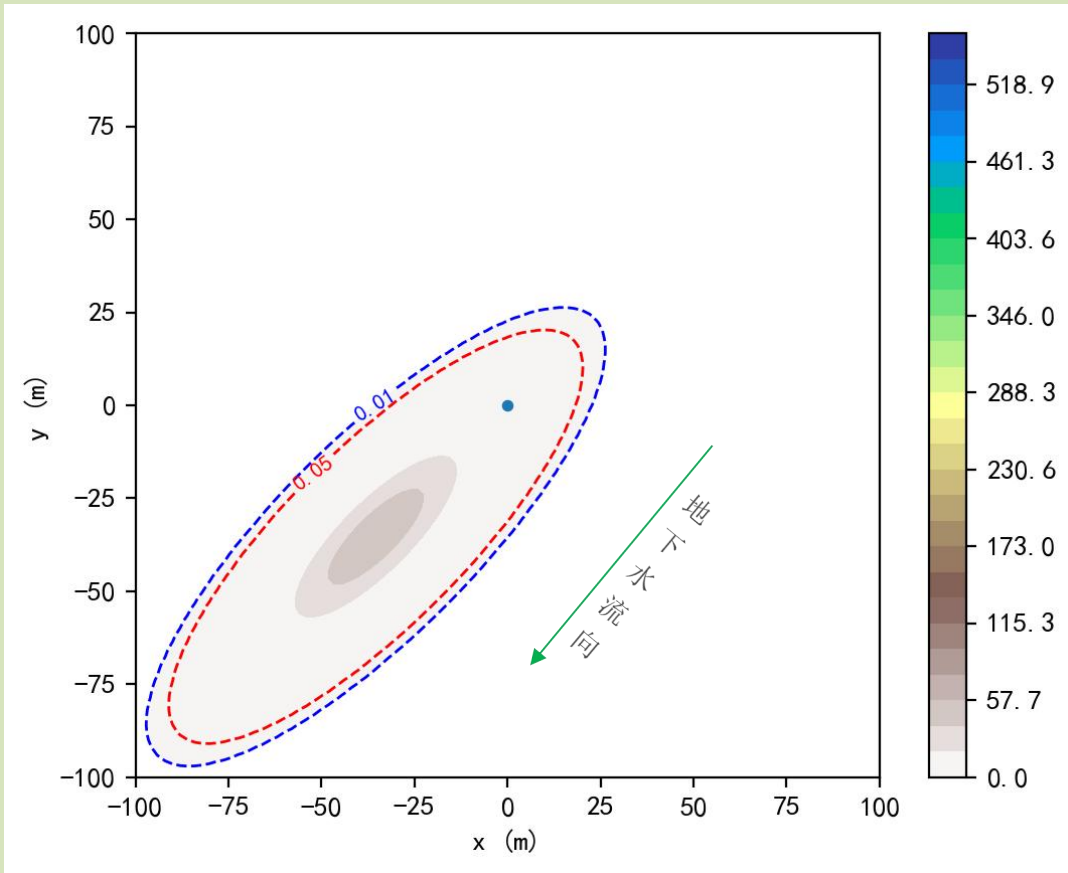


图 5.3-5 集油管道泄漏后 1000 天污染物浓度分布图（污染源点：0，0）

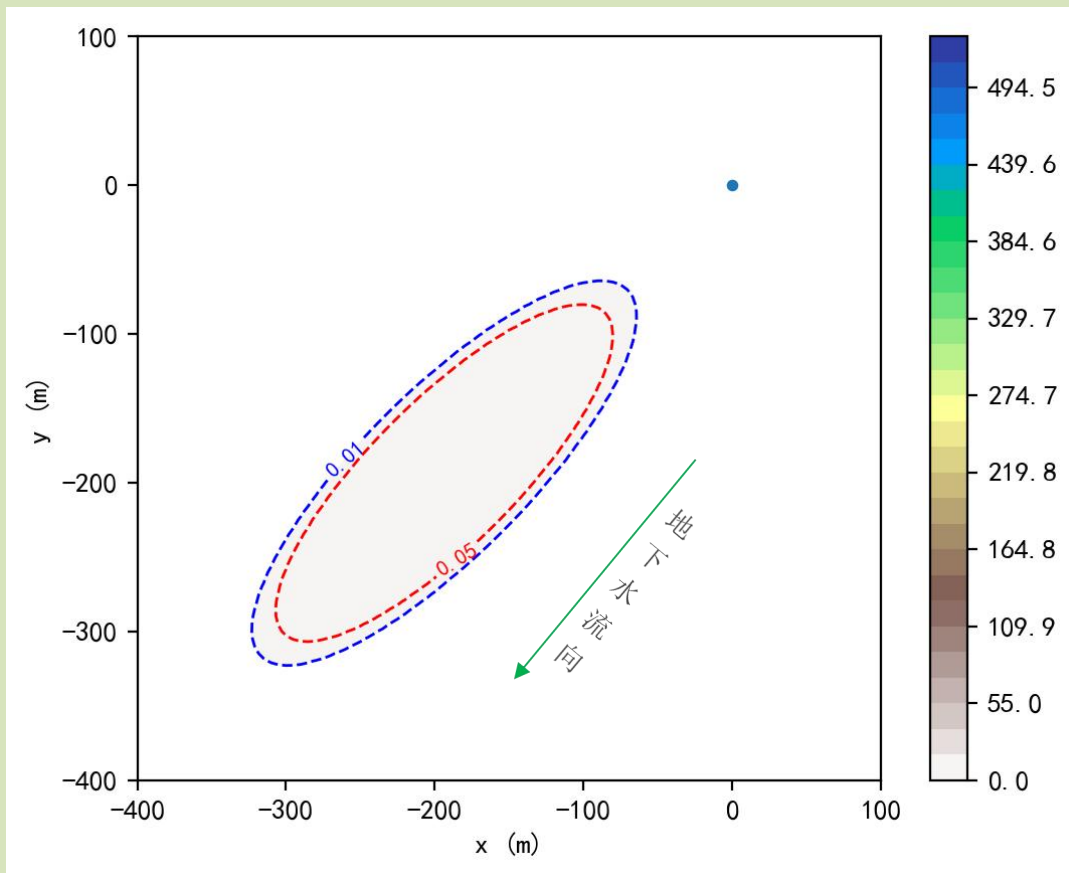


图 5.3-6 集油管道泄漏后 5000 天污染物浓度分布图（污染源点：0，0）

由预测结果可知，随着时间增加，污染范围有所增加，集油管道泄漏 100d 后，超标距离最远为 32m，影响距离最远为下游 34m；集油管道泄漏 1000d 后，超标距离最远为 124m，影响距离最远为下游 133m；集油管道泄漏 5475d 后，超标距离最远为 426m，影响距离最远为下游 447m。本项目管线泄漏，可能会对区域内潜水产生影响，为避免管线泄漏对潜水的影 响，应采取措施避免管线泄漏，如采用防腐无缝钢管，运营期定期巡线检查等措施，巡线过程中若发现管线泄漏，应及时关闭截断阀，并在泄漏点周围修筑围堤，控制油水扩散范围，并对泄漏的管线进行更换，更换完成后及时清理被污染的土壤。采取以上措施后可有效预防管线泄漏，非正常状况下可有效阻止原油泄漏进入地下水，对潜水的影 响较小。

### 情景三：油井套管破损泄漏

#### (1) 预测源强

假设油井套管破损发生泄漏，本项目油井采用数字化建设，当油井套管破损引起产液量不正常下降时可及时发现，从发现到修井作业结束全过程一般需要 15d，本项目新建单口油井最大产油量为 9.7t/d，抽油管尺寸  $\Phi 139.7\text{mm}$ ，压力 0.7MPa，原油密度  $0.87\text{g/cm}^3$ ，区块原油综合含水最小为 53.85%，经计算抽油管泄漏流速  $0.0011\text{m/s}$ ，总泄漏量  $=\pi [139.7/2/1000]^2 \times 0.0011 \times 3600 \times 24 \times 15 \times 0.87 \times 1000 \times (1-53.85\%) = 8769.02\text{kg}$ 。

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， $m^2/d$ 。

$\pi$ —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  $I = 0.0004$ ，有效孔隙度  $n_e$  为 0.3，有效评价区内承压水含水层地下水流速为  $0.033 \text{m/d}$ 。承压含水层厚度  $10 \text{m}$ 。弥散系数：区域地下水纵向弥散系数  $0.1 \text{m}^2/\text{d}$ ，横向弥散系数  $0.02 \text{m}^2/\text{d}$ 。

选取地下水石油类  $\leq 0.05 \text{mg/L}$ （参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）II 类标准执行），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 5.3-4、图 5.3-7~图 5.3-9。

表 5.3-4 油井套管泄漏对地下水的影响预测结果表

污染物	预测时间	最大浓度 mg/L	超标最远距离 /m	超标面积/ $\text{m}^2$	最远影响距离 (最大迁移距离) /m	影响面积/ $\text{m}^2$
石油类	100 天	52012.16	26	752.87	28	815.61
	1000 天	5201.21	100	6305.26	105	7293.40

5475 天	949.99	327	29863.74	339	34506.42
--------	--------	-----	----------	-----	----------

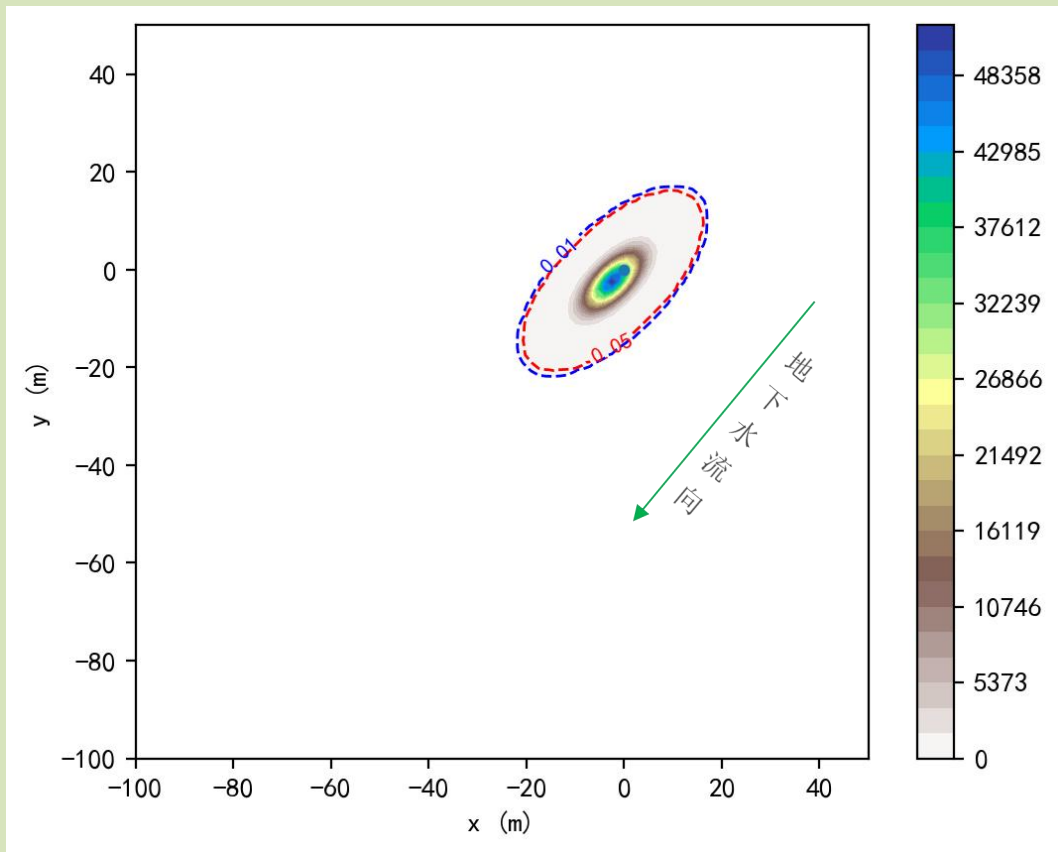


图 5.3-7 油井套管泄漏 100 天石油类污染扩散平面图（污染源点：0，0）

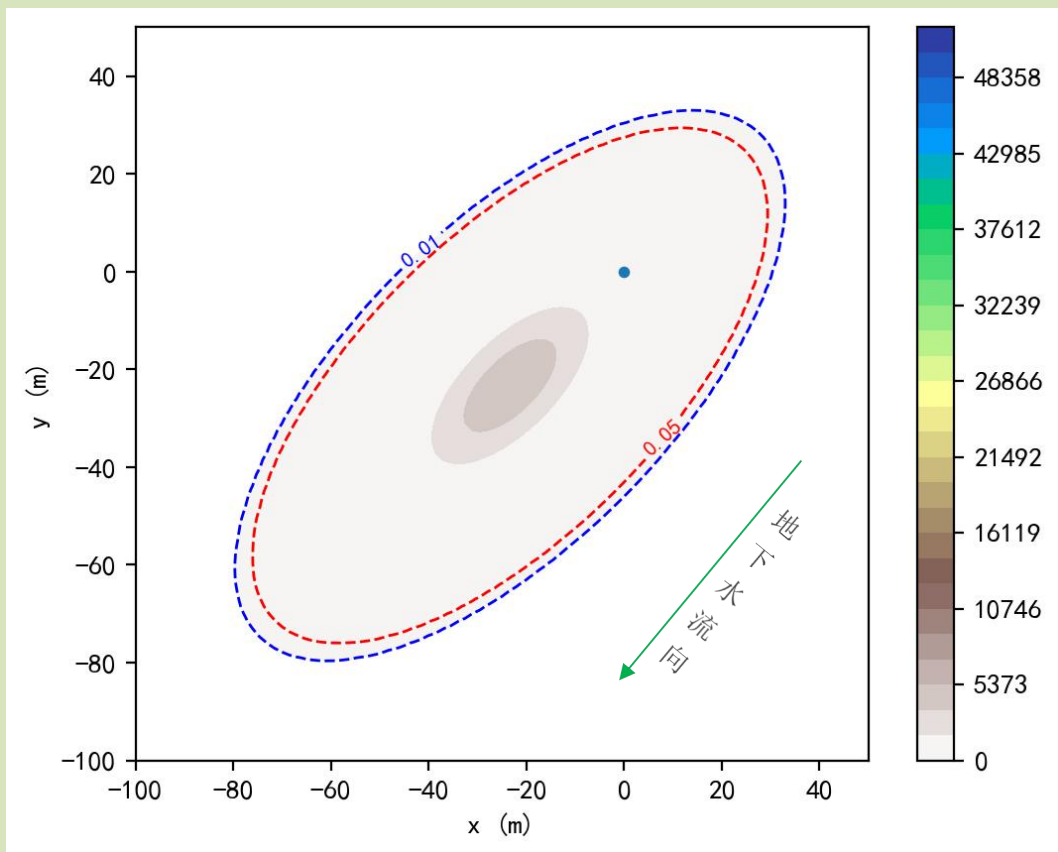


图 5.3-8 油井套管泄漏 1000 天石油类污染扩散平面图（污染源点：0，0）

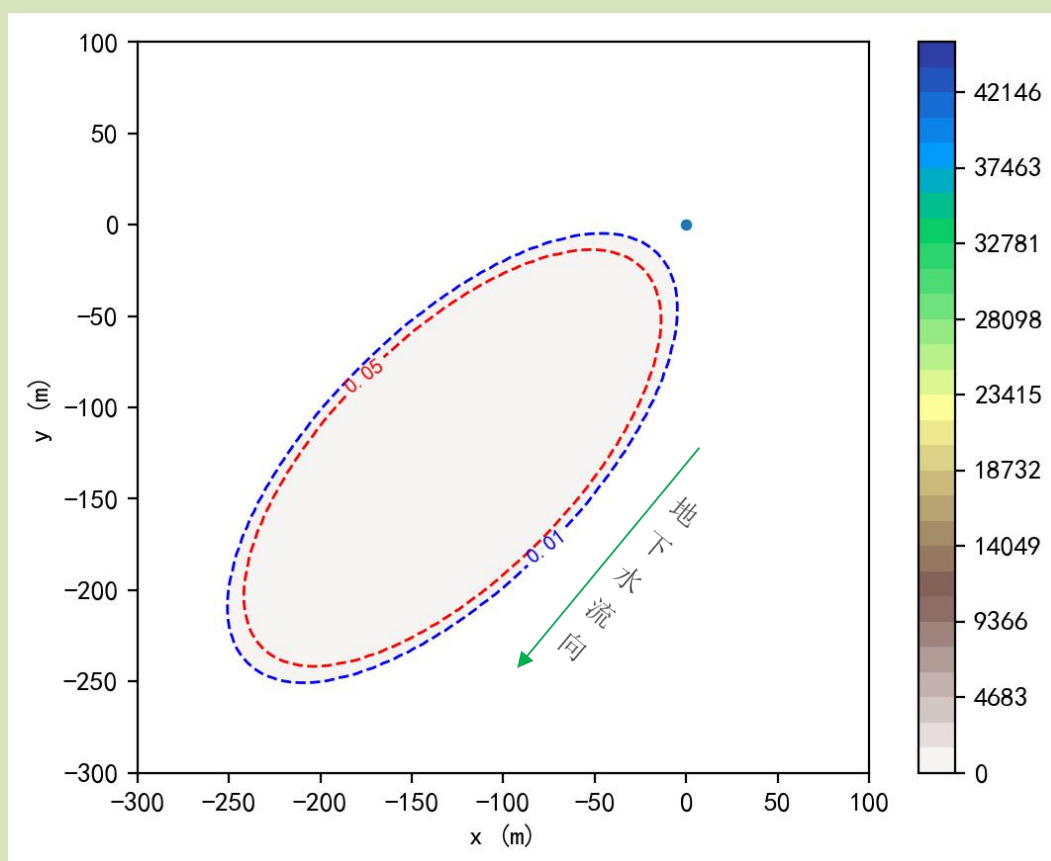


图 5.3-9 油井套管泄漏 5475 天石油类污染扩散平面图（污染源点：0，0）

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 26m，影响距离为下游 28m；套损泄漏 1000d 后，超标距离为下游 100m，影响距离为下游 105m；套损泄漏 5475d 后，超标距离为下游 327m，影响距离为下游 339m。

经调查，距离本项目最近的水源井为 3#平台北 500m 后欧力马屯分散式水源井，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。

#### 情景四：拉油点储罐破损泄漏

##### (1) 预测源强

假设拉油点储罐发生泄漏，多功能储罐距离地面悬空 0.5m，泄漏极易被发现，本项目最大单个储罐容积为  $80\text{m}^3$ ，假设储罐因腐蚀穿孔，穿孔大小为半径 1cm 的圆形，泄漏

时间为 20 分钟。选择石油类作为预测因子，预测第 100 天、1000 天、5475 天石油类在潜水中的运移情况。

根据风险导则，液体泄漏速率  $Q_L$  用伯努利方程计算：

$$Q_L = C_d A \rho \sqrt{\frac{2(P - P_0)}{\rho} + 2gh}$$

式中：

$Q_L$ —液体泄漏速率，kg/s；

$P$ —容器内介质压力，Pa；

$P_0$ —环境压力，Pa；本次取 0.1MPa；

$\rho$ —泄漏液体密度，kg/m<sup>3</sup>；本项目取 850kg/m<sup>3</sup>

$g$ —重力加速度，9.81m/s<sup>2</sup>；

$h$ —裂口之上液位高度，m；

$C_d$ —液体泄漏系数，本项目取 0.50；

$A$ —裂口面积，m<sup>2</sup>；

根据上述公式计算得到，拉油点储罐泄漏速率( $Q_L$ )为 0.091kg/s，泄漏时间为 20min，泄漏量为 0.109t。

### (2) 预测因子

拉油点储罐发生泄漏，导致原油泄漏，污染物有石油类等。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。在拉油点储罐发生泄漏情景下，原油泄漏的主要污染因子为石油类，本次评价最终选取石油类作为预测特征因子。

### (3) 预测模型

将地下水泄漏时间概化为瞬时注入，再利用二维水动力弥散方程计算最大影响范围。二维水动力瞬时注入弥散方程如下：

$$C(x, y, t) = \frac{m_M / M}{4\pi t \sqrt{D_L D_T}} e^{-\left[ \frac{(x-ut)^2}{4D_L t} + \frac{y^2}{4D_T t} \right]}$$

式中：

$x, y$ —计算点处的位置坐标；

$t$ —时间，d；

$C(x, y, t)$ — $t$ 时刻点  $x, y$  处的浓度, g/L;

$M$ —含水层的厚度, m;

$mM$ —瞬时注入的质量, kg;

$u$ —水流速度, m/d;

$n$ —有效孔隙度;

$DL$ —纵向弥散系数,  $m^2/d$ ;

$DT$ —横向  $y$  方向的弥散系数,  $m^2/d$ 。

#### (4) 参数选取

根据该地区的水文地质资料, 评价时分别取: 有效孔隙度  $n$  为 0.34; 水流速度  $u$  为 0.05m/d, 纵向弥散系数  $0.2m^2/d$ , 横向弥散系数  $0.02m^2/d$ , 潜水含水层厚度以 3.5m 计, 化学反应常数为 0。

#### (4) 预测结果

表 5.3-5 拉油点储罐泄漏对地下水的影响预测结果表

污染物	预测时间	下游最大浓度 mg/L	超标距离 m	超标面积 m <sup>2</sup>	最远影响距离 m	影响面积 m <sup>2</sup>
石油类	100 天	1152.49	33	784.24	35	906.77
	1000 天	115.24	128	6004.31	136	7131.65
	5475 天	21.05	436	25732.77	456	32643.86

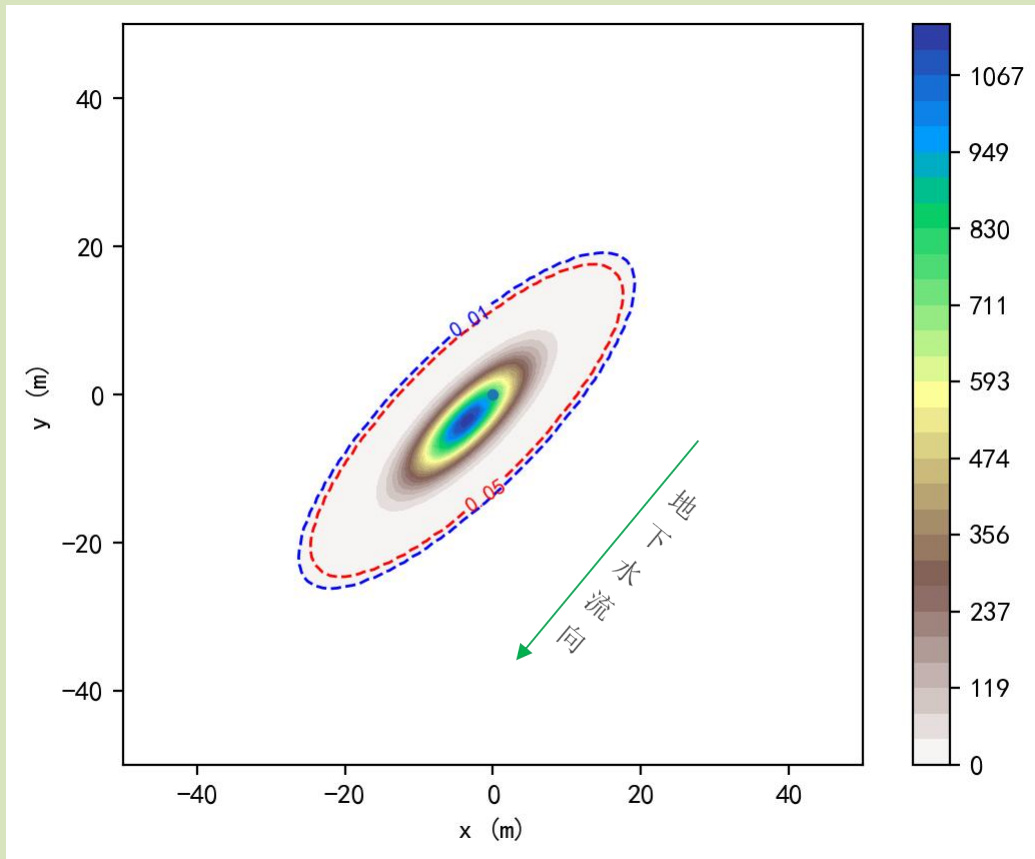


图 5.3-5 拉油点储罐泄漏 100 天石油类污染扩散平面图

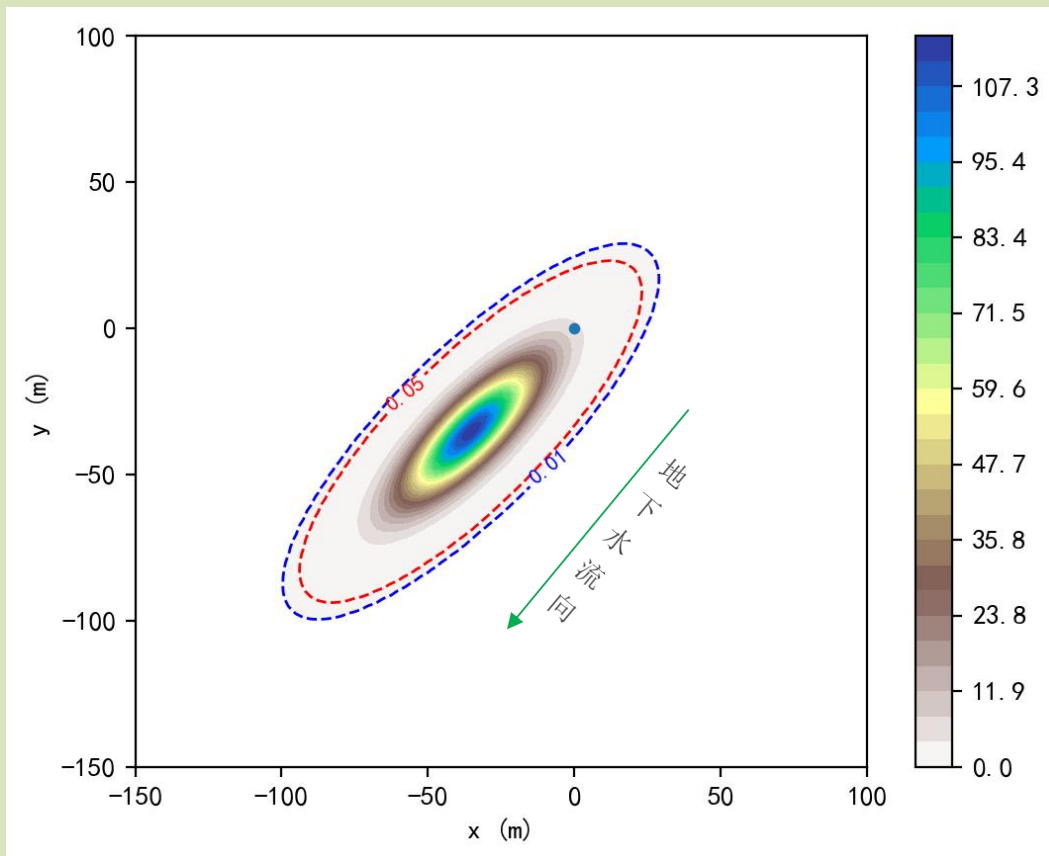


图 5.3-6 拉油点储罐泄漏 1000 天，石油类污染扩散平面图

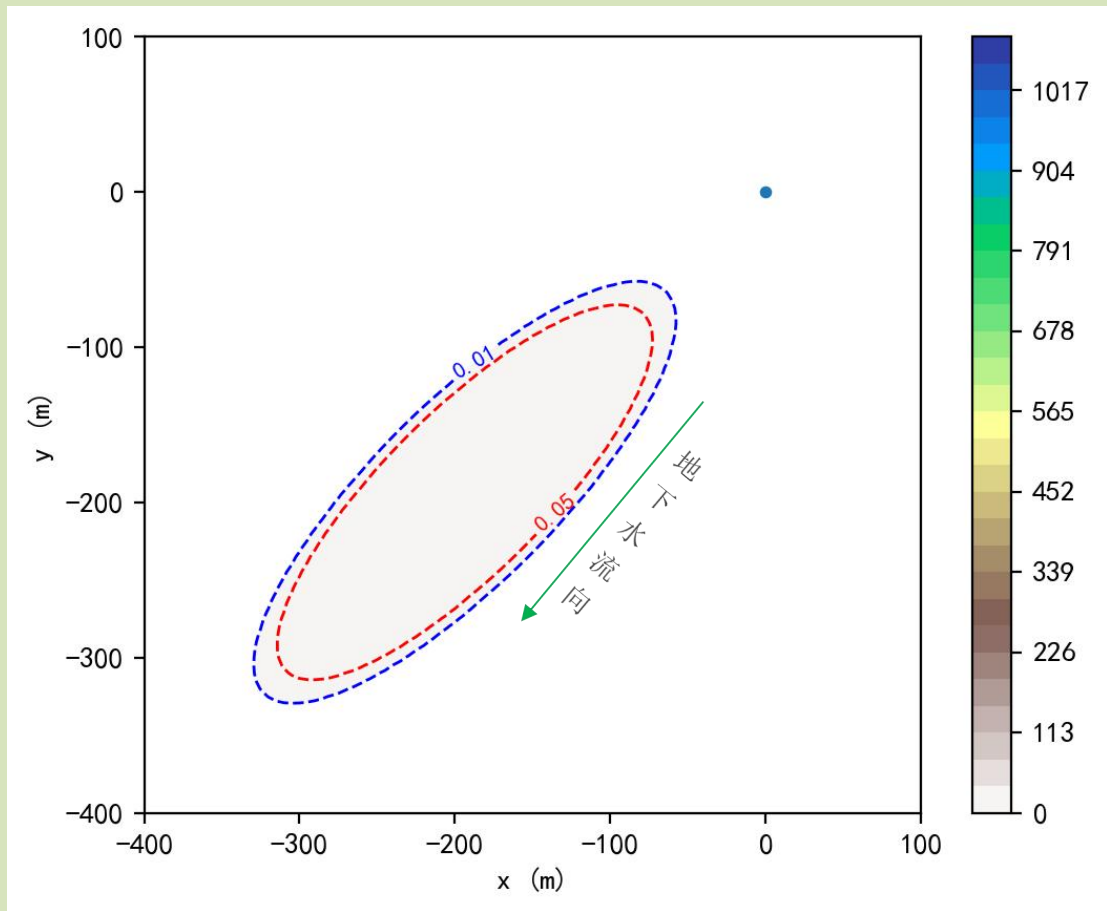


图 5.3-6 拉油点储罐泄漏 5000 天，石油类污染扩散平面图

由预测结果可知，随着时间增加，污染范围有所增加，拉油点储罐泄漏 100d 后，超标距离为下游 33m；影响距离为下游 35m，预测范围内影响面积为 906.77m<sup>2</sup>。拉油点储罐泄漏 1000d 后，超标距离为下游 128m；影响距离为下游 136m，预测范围内影响面积为 7131.65m<sup>2</sup>。拉油点储罐泄漏 5475d 后，超标距离为下游 436m；影响距离为下游 456m，预测范围内影响面积为 32643.86m<sup>2</sup>。经调查，本项目距离本项目最近的水源井为 3#平台北 500m 后欧力马屯分散式水源井，最近下游水井为 3#平台西南 1200m 的王家园子水井，非正常工况下，拉油点储罐泄漏原油首先进入土壤，经过土壤下渗到达潜水层，会对土壤、潜水产生影响。项目运营期拉油点定期巡查，储罐泄漏较易被发现，且储罐为重点防渗，下铺高密度聚乙烯土工膜，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。采取以上措施后，储油罐泄漏对地下水影响较小。

### 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 27m、103m、333m 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。当集输管线泄漏 100d、1000d、5000d 时，随着时间增加，污染物超标范围有所增加，下游 32m、124m、426m 范围内石油类超出了《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 II 类标准限值。当油井套损 100d、1000d、5000d 时，下游 26m、100m、327m 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。但拉油点储罐泄漏，100d、1000d、5475d 时，随着时间增加，污染物超标范围有所增加，下游 33m、128m、436m 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。

距离本项目最近的后欧力马屯分散式水源井位于 3#平台井场北侧 500m，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。

#### 5.4.1.1 钻井工程声环境影响分析

##### (1) 噪声源

施工噪声是由多种施工机械设备和运输车辆发出的，而且一般设备的运作都是间歇性的，因此，施工噪声有间歇性和短暂性的特点。

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，

表 5.4-1 钻井时期噪声源强调查清单

序号	声源名称	空间相对位置/m			声源源强 dB(A)	声源控制措施	运行时段
		X	Y	Z	声压级/距声源 距离 5m		
1	钻机	40	37	1.5	100	安装减震基础,选用低噪设备	连续、稳定、昼夜运行
2	柴油机	36	65	1.5	100	安装消音器、减震基础,设备安装在活动板房内	
3	柴油机 2	36	58	1.5	100		
4	发电机	36	63	1.5	95		
5	发电机 2	36	56	1.5	95		
6	钻井泵	48	65	1.5	90		
7	振动筛	51	57	1.5	95		

8	筛分装置	70	68	1.5	90	安装减震基础,选用低噪设备	连续、稳定、昼夜运行
9	固液分离装置	76	68	1.5	90		
10	药剂搅拌罐	88	68	1.5	70		
11	均质稳反应装置	81	68	1.5	90		

## (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) 预测模式

本预测计算采用《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ 2.4-2021)中附录 A 推荐的噪声预测模式,计算公式如下:

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。

$$L_p(r) = L_p(r_0) + D_c - (A_{div} + A_{atm} + A_{gr} + A_{bar} + A_{misc}) \quad (A.1)$$

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;

$D_c$  ——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。

1) 预测点总等效连续 A 声级计算模式:

$$L_A(r) = 10 \lg \left\{ \sum_{i=1}^8 10^{0.1[L_{pi}(r) - \Delta L_i]} \right\} \quad (\text{A. 2})$$

式中:

$L_A(r)$  ——距声源  $r$  处的 A 声级, dB(A);  
 $L_{pi}(r)$  ——预测点 ( $r$ ) 处, 第  $i$  倍频带声压级, dB;  
 $\Delta L_i$  ——第  $i$  倍频带的 A 计权网络修正值, dB。

2) 衰减项的确定

A. 3.1 几何发散引起的衰减 ( $A_{div}$ )

无指向性点声源几何发散衰减的基本公式是:

$$L_p(r) = L_p(r_0) - 20 \lg(r/r_0) \quad (\text{A. 3})$$

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。

式 (A. 3) 中第二项表示了点声源的几何发散衰减:

$$A_{div} = 20 \lg(r/r_0) \quad (\text{A. 4})$$

式中:  $A_{div}$  ——几何发散引起的衰减, dB;

$r$  ——预测点距声源的距离;

$r_0$  ——参考位置距声源的距离。

A. 3.2 大气吸收引起的衰减 ( $A_{atm}$ )

大气吸收引起的衰减按式 (A. 5) 计算:

$$A_{atm} = \alpha(r - r_0)/1000 \quad (\text{A. 5})$$

式中:  $A_{atm}$  ——大气吸收引起的衰减, dB;

$\alpha$  ——与温度、湿度和声波频率有关的大气吸收衰减系数, 预测计算中一般根据建设项目所处区域常年平均气温和湿度选择相应的大气吸收衰减系数;

$r$  ——预测点距声源的距离;

$r_0$  ——参考位置距声源的距离。

常年平均气温为 13.2℃, 平均相对湿度 64%, 设备噪声以中低频为主, 空气衰减系数很小, 本评价在计算时忽略此项。

A. 3.3 地面效应引起的衰减 ( $A_{gr}$ )

地面类型可分为:

- a) 坚实地面，包括铺筑过的路面、水面、冰面以及夯实地面；
- b) 疏松地面，包括被草或其他植物覆盖的地面，以及农田等适合于植物生长的地面；
- c) 混合地面，由坚实地面和疏松地面组成。

声波掠过疏松地面传播时，或大部分为疏松地面的混合地面，在预测点仅计算 A 声级前提下，地面效应引起的倍频带衰减可用式 (A.6) 计算

$$A_{gr} = 4.8 - \left( \frac{2h_m}{r} \right) \left[ 17 + \left( \frac{300}{r} \right) \right] \quad (\text{A.6})$$

式中： $A_{gr}$ ——地面效应引起的衰减，dB；

$r$  ——预测点距声源的距离，m；

$hm$ ——传播路径的平均离地高度，m； $hm=F/r$ ； $F$ ：面积， $m^2$ ；若  $A_{gr}$  计算出负值，则  $A_{gr}$  可用“0”代替。

#### A.3.4 障碍物屏蔽引起的衰减 ( $A_{bar}$ )

位于声源和预测点之间的实体障碍物，如围墙、建筑物、土坡或地堑等起声屏障作用，从而引起声能量的较大衰减。在环境影响评价中，可将各种形式的屏障简化为具有一定高度的薄屏障。

##### A.3.4.1 有限长薄屏障在点声源声场中引起的衰减

a) 首先计算三个传播途径的声程差  $\delta_1$ 、 $\delta_2$ 、 $\delta_3$  和相应的菲涅尔数  $N_1$ 、 $N_2$ 、 $N_3$ 。

b) 声屏障引起的衰减按式 (A.7) 计算：

$$A_{bar} = -10 \lg \left[ \frac{1}{3 + 20N_1} + \frac{1}{3 + 20N_2} + \frac{1}{3 + 20N_3} \right] \quad (\text{A.7})$$

式中： $A_{bar}$ ——障碍物屏蔽引起的衰减，dB；

$N_1$ 、 $N_2$ 、 $N_3$ ——三个传播途径的声程差  $\delta_1$ 、 $\delta_2$ 、 $\delta_3$  相应的菲涅尔数。

当屏障很长（作无限长处理）时，仅可考虑顶端绕射衰减，按式 (A.8) 进行计算。

$$A_{bar} = -10 \lg \left[ \frac{1}{3 + 20N_1} \right] \quad (\text{A.8})$$

式中： $A_{bar}$ ——障碍物屏蔽引起的衰减，dB；

$N_1$ ——顶端绕射的声程差  $\delta_1$  相应的菲涅尔数。

##### A.3.4.2 双绕射计算

双绕射情形可由式 (A.9) 计算绕射声与直达声之间的声程差  $\delta$ ：

$$\delta = [(d_{ss} + d_{sr} + e)^2 + a^2]^{\frac{1}{2}} - d \quad (\text{A. 9})$$

式中： $\delta$ ——声程差，m；

$a$ ——声源和接收点之间的距离在平行于屏障上边界的投影长度，m；

$d_{ss}$  ——声源到第一绕射边的距离，m；

$d_{sr}$  ——第二绕射边到接收点的距离，m；

$e$  ——在双绕射情况下两个绕射边界之间的距离，m；

$d$ ——声源到接收点的直线距离，m。

### A. 3. 5 其他方面效应引起的衰减 ( $A_{\text{misc}}$ )

其他衰减包括通过工业场所的衰减；通过建筑群的衰减等。在声环境影响评价中，一般情况下，不考虑自然条件（如风、温度梯度、雾）变化引起的附加修正。

工业场所的衰减可参照 GB/T 17247.2 进行计算。

#### A. 3. 5. 1 绿化林带引起的衰减 ( $A_{\text{fol}}$ )

绿化林带的附加衰减与树种、林带结构和密度等因素有关。在声源附近的绿化林带，或在预测点附近的绿化林带，或两者均有的情况都可以使声波衰减。

通过树叶传播造成的噪声衰减随通过树叶传播距离  $d_f$  的增长而增加，其中  $d_f = d_1 + d_2$ ，为了计算  $d_1$  和  $d_2$ ，可假设弯曲路径的半径为 5km。

#### A. 3. 5. 2 建筑群噪声衰减 ( $A_{\text{haus}}$ )

建筑群衰减  $A_{\text{haus}}$  不超过 10dB 时，近似等效连续 A 声级按式 (A. 10) 估算。当从受声点可直接观察到线路时，不考虑此项衰减。

$$A_{\text{haus}} = A_{\text{haus},1} + A_{\text{haus},2} \quad (\text{A. 10})$$

式中  $A_{\text{haus},1}$  按式 (A. 11) 计算，单位为 dB。

$$A_{\text{haus},1} = 0.1Bd_b \quad (\text{A. 11})$$

式中： $B$ ——沿声传播路线上的建筑物的密度，等于建筑物总平面面积除以总地面面积（包括建筑物所占面积）；

$d_b$ ——通过建筑群的声传播路线长度，按式 (A. 12) 计算。

$$d_b = d_1 + d_2 \quad (\text{A. 12})$$

假如声源沿线附近有成排整齐排列的建筑物时，则可将附加项  $A_{\text{haus},2}$  包括在内（假定这一项小于在同一位置上与建筑物平均高度等高的一个屏障插入损失）。 $A_{\text{haus},2}$  按式 (A. 13) 计算。

$$A_{\text{haus},2} = -10 \lg(1-p) \quad (\text{A. 13})$$

式中： $p$ ——沿声源纵向分布的建筑物正面总长度除以对应的声源长度，其值小于或等于 90%。

在进行预测计算时，建筑群衰减  $A_{\text{hous}}$  与地面效应引起的衰减  $A_{\text{gr}}$  通常只需考虑一项最主要的衰减。对于通过建筑群的声传播，一般不考虑地面效应引起的衰减  $A_{\text{gr}}$ ；但地面效应引起的衰减  $A_{\text{gr}}$ （假定预测点与声源之间不存在建筑群时的计算结果）大于建筑群衰减  $A_{\text{hous}}$  时，则不考虑建筑群插入损失  $A_{\text{hous}}$ 。

### （3）预测点设定

距离本项目钻井井场场界最近的村屯保护目标为源 1011 井场施工场界西侧 140m 的刘兽医屯，本次选择源 1011 井场进行钻井期间噪声预测。

### （4）钻井噪声影响预测分析

钻井施工井场厂界噪声预测结果见**错误!未找到引用源。**，钻井工程噪声贡献值预测图见图 5.4-1。由预测结果可知，钻井施工期间井场厂界夜间不满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）中的标准限值（夜间 55dB（A））要求，敏感目标处刘兽医屯昼间达标，夜间不满足《声环境质量标准》（GB 3096-2008）中限值要求。

本项目源 1011 井场西侧 140m 处存在居民区刘兽医屯，建议采取以下降噪措施：

（1）选择低噪声设备，泵类设置减振基础，连接处采用软胶皮等。

（2）加强设备维护与保养，紧固松动的螺丝和部件，使用高品质的润滑油可在一定程度上减小噪声。参考《作业通井机噪声污染调查与防治对策研究》（山东环境技术交流，2003 年第 3 期）可知，机械本身的调整、改进和保养可将噪声值减少 10dB（A）以上。

（3）钻井作业等高噪声施工应安排在昼间进行，禁止夜间作业。

（4）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。

经过采取以上措施后，施工期井场对周围环境影响可接受。另外，本项目施工期噪声影响是暂时的且影响较小，随着施工期的结束施工噪声将消失，噪声影响在可接受范围内。

表 5.4-1 钻井施工井场厂界噪声预测结果与达标分析表

序号	预测点	噪声标准 /dB（A）		最大现状值/dB（A）		最大噪声贡献值/dB（A）		预测值/dB（A）		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
1	厂	70	55	∕	∕			∕	∕	达	不

	界									标	达标
2	刘兽医屯	55	45	47.6	42.9						

注：根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ 2.4-2021）中 8.5.2 可知，预测和评价建设项目在施工期和运营期厂界(场界，边界)噪声贡献值,评价其超标和达标情况，因此，本次预测了厂界贡献值。



图 5.4-1 钻井工程噪声贡献值预测图

#### 5.4.1.2 压裂工程声环境影响分析

##### (1) 噪声源

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/ dB(A)	声源控制措施	运行时段
		X	Y	Z			
1	压裂车 1	34.2	66.31	1.5	75	泵类安装减震基础、选用低噪声设备	连续、稳定、昼间运行
2	压裂车 2	34.2	59.57	1.5	75		
3	压裂车 3	34.2	51.8	1.5	75		
4	压裂车 4	33.34	43.33	1.5	75		

5	混砂车 1	53.9	61.3	1.5	90		
6	混砂车 2	53.56	49.9	1.5	90		

## (2) 预测点设定

距离本项目压裂井场场界最近的村屯保护目标为源 1011 井场施工场界西侧 140m 的刘兽医屯，本次选择源 1011 井场进行压裂期间噪声预测。

## (3) 压裂噪声影响预测分析

压裂施工井场厂界噪声预测结果见**错误!未找到引用源。**，压裂工程噪声贡献值预测图见图 5.4-1。由预测结果可知，压裂施工期间井场厂界夜间不满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）中的标准限值（夜间 55dB（A））要求，**敏感目标处刘兽医屯昼间达标，夜间不满足《声环境质量标准》（GB 3096-2008）中限值要求。**

本项目源 1011 井场西侧 140m 处存在居民区刘兽医屯，建议采取以下降噪措施：

(1) 选择低噪声设备，泵类设置减振基础，连接处采用软胶皮等。

(2) 加强设备维护与保养，紧固松动的螺丝和部件，使用高品质的润滑油可在一定程度上减小噪声。参考《作业通井机噪声污染调查与防治对策研究》（山东环境技术交流，2003 年第 3 期）可知，机械本身的调整、改进和保养可将噪声值减少 10dB（A）以上。

(3) 压裂作业等高噪声施工应安排在昼间进行，禁止夜间作业。

(4) 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。

经过采取以上措施后，施工期井场对周围环境影响可接受。另外，本项目施工期噪声影响是暂时的且影响较小，随着施工期的结束施工噪声将消失，噪声影响在可接受范围内。

表 5.4- 2 压裂作业井场厂界噪声预测结果与达标分析表

序号	预测点	噪声标准 /dB（A）		最大现状值/dB（A）		最大噪声贡献值/dB（A）		预测值/dB（A）		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
1	厂界	70	55	/	/			/	/	达标	不达标
2	刘兽医屯	55	45	47.6	42.9						

注：根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ 2.4-2021）中 8.5.2 可知，预测和评价建设项目在施工期和运营期厂界(场界，边界)噪声贡献值,评价其超标和达标情况，因此，本次预测了厂界贡献值。

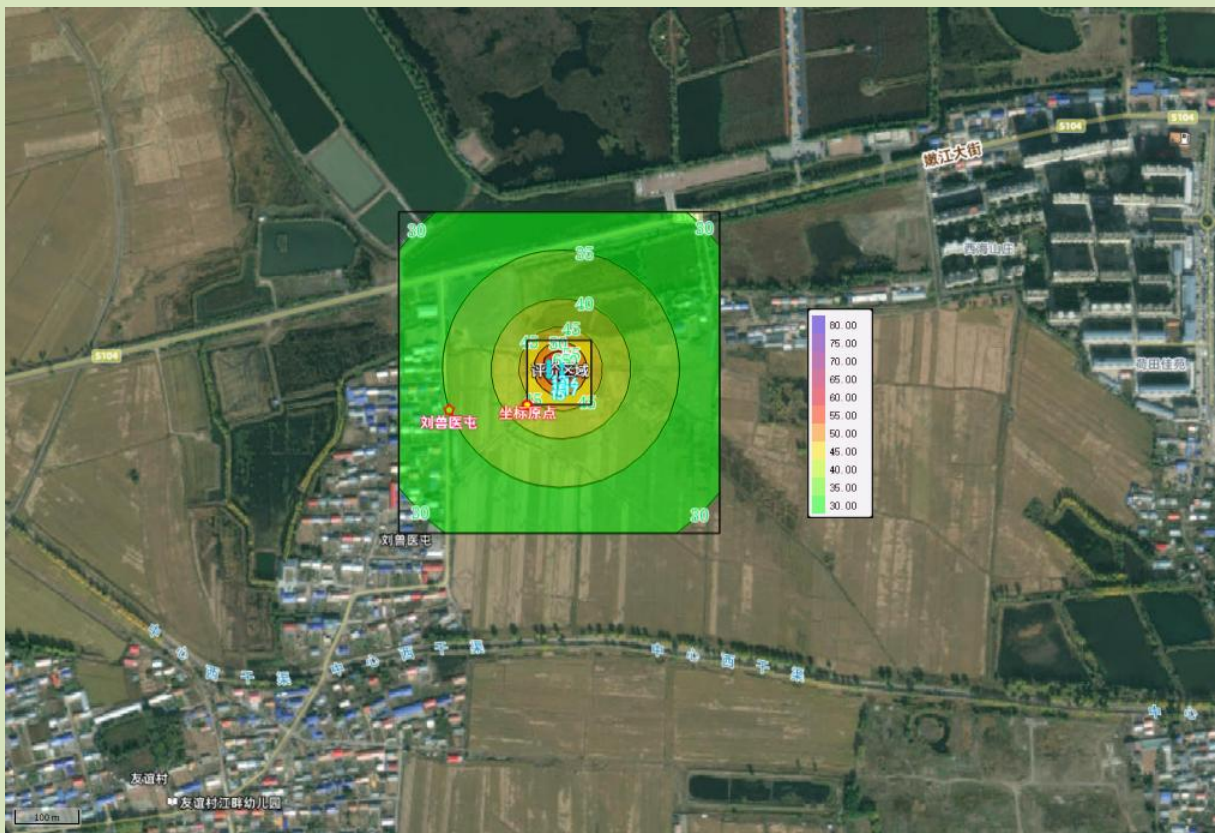


图 5.4-2 压裂施工期井场噪声预测图

#### 5.4.1.3 地面工程声环境影响分析

本项目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，本项目源 1011 井场西侧 140m 为刘兽医屯，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。

(5) 源 1011 井场施工场地在靠近村屯区域管段以人工开挖为主，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 运营期

### 5.4.2.1 主要噪声源分析

(1) 气体动力噪声：由气体振动、高速流动引起的噪声，频谱呈宽频带，可通过风管传到各设备和房间以及透过墙、窗及风管骚扰风机附近的房间，并以共振形式沿着房屋结构传播，污染周围环境。

(2) 机械动力噪声：机械设备运转过程中由于振动、摩擦、碰撞产生的噪声，如电动机等噪声，以中、低频为主。

(3) 交通噪声：井场内、外道路上各种车辆、人流活动产生噪声，属流动性声源，

其噪声成分以中、低频为主。

前两类噪声源声压级较大，影响范围广，是项目的主要噪声源。本项目为油田开发项目，各设备比较分散且大部分均独立运行，正常运营过程中主要噪声源是抽油机、储罐加热炉；当进行井下作业时，通井机、机泵等井下作业设备会产生噪声，噪声源强降噪后约 65dB(A)~100dB(A) 之间。运营期主要噪声源强调查清单见 3.12.1.2 运营期污染物排放情况，本节不再重复介绍。

#### 5.4.2.2 设备正常运行对周围声环境影响

##### (1) 预测模式

见 5.4.1.1 钻井工程声环境影响分析中 2) 预测模式。

##### (2) 预测点设定

本次评价采用 BREEZE NOISE 软件进行预测，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 1#拉油点进行预测分析达标情况。

##### (3) 评价标准

井场厂界预测点评价标准为《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中 2 类区排放限值（昼间 60dB(A)，夜间 50dB(A)）。

##### (4) 预测结果

井场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
源 1011 井场								

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

后欧力马屯	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
刘兽医屯	47.6	42.9	47.6	42.9	55	45								



图 5.4-3 3 号平台井场运营期噪声预测图

图 5.4-3 源 1011 井场运营期噪声预测图

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），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 号平台井场运行噪声对声环境敏感点后欧力马屯声环境现状基本无影响，本项目建设完成后刘兽医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。

### 5.4.2.3 修井作业声环境影响分析

根据资料调研结果，不同作业类型在不同距离下的井下作业噪声情况见下表。

表 5.4-12 各井下作业工况下不同距离处的噪声值

工况	距离 (m)	噪声等效声级 (dB (A))	距离 (m)	噪声等效声级 (dB (A))
小修	72~82	60	140~150	50
大修	87~97	60	160~170	50

由上表可知，小修作业主要噪声源为通井机，一般距离井口 72m~82m，噪声降低至 60dB (A)；距离井口 140m~150m，噪声降低至 50dB (A)。大修作业主要噪声源为修井机，距离井口 87m~97m，噪声降低至 60dB (A)；距离井口 160m~170m，噪声降低至 50dB (A)。

本项目井场周围 200m 范围内存在居住点，建议采取以下措施：

(1) 井下作业期间噪声主要来自通井机、修井机的轰鸣声，此噪声的大小与井内管柱的负荷有直接关系，现场施工要求司钻根据井内管柱负荷变化，调整合适的设备档位，以达到在同等负荷下，噪声最小。

(2) 在条件允许情况下，建议采取网电修井机，作业期间井场四周设置隔声围挡措施。

(3) 加大设备的维护保养，在设备下铺设减振基础，减少振动噪声。

井下作业施工时间是短暂的，在井下作业结束后这种不利影响将消失，因此本项目在井下作业时对井场周边声环境敏感目标较小。

### 5.4.3 退役期

本项目退役期在拆除地面设备、封井时施工机械及运输车辆会产生噪声。退役期施工机械噪声衰减结果见表 5.4-12。

表 5.4-12 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源 1011 西 140m 的刘兽医屯，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，对周围环境影响不大。

#### 5.4.4 声环境影响评价结论

根据噪声预测结果，在采取本项目提出的声环境保护措施后，施工期压裂作业井场厂界噪声不满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）中的标准要求；运营期井场厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）2类区排放限值要求，不会对周围声环境造成明显的不利影响。

综上，结合项目选址、平面布置、声源的排放强度与排放方式、噪声污染控制措施等方面综合进行评价，本项目对声环境影响较小。

### 5.5 固体废物环境影响分析

#### 5.5.1 施工期

施工过程中产生的固体废物主要为废钻井液、钻井岩屑、废射孔液、膨润土等废包装袋、含油废防渗布、施工废料、生活垃圾、落地油等。

##### （1）一般工业固体废物

##### 1）水基废钻井液和水基钻井岩屑

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 100m<sup>3</sup>水基钢制泥浆槽，水基废钻井液与水基钻井废水、水基钻井岩屑、不含油废射孔液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 122.05m<sup>3</sup>/d，井场设置的水基钢制泥浆槽有效容积 100m<sup>3</sup>，能够满足 0.5 天暂存要求，拉运频 2 次/d，由罐车拉运至大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司处理，处理后的压滤水定期由罐车拉运至朝二联合油污水处理站处理达标后回注油层，处理后的泥饼外售给大庆钻探工程公司钻井二公司综合利用垫井场或铺路，对环境的影响较小。

##### 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八采油厂工业固废填埋场处理，膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋由施工单位统一收集后拉运至第八采油厂工业固废填埋场处理，对周围环境的影响较小。

##### 3）封井建筑垃圾

勘探井封井建筑垃圾统一收集，委托清运至市政部门指定的建筑垃圾调配场处置。

## （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、含油废射孔液和含油废防渗布。

### 1) 油基废钻井液、油基钻井岩屑和含油废射孔液

根据《国家危险废物名录（2025年版）》（2025年1月1日），油基废钻井液、油基钻井岩屑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《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，对环境影响较小。

### 2) 含油废防渗布

根据《国家危险废物名录（2025年版）》（2025年1月1日），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第十采油厂综合固废储存库，定期委托有资质单位处理，不排入外环境，对环境影响较小。

### 3) 生活垃圾

生活垃圾统一收集拉运至肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理。

### 4) 落地油

根据《国家危险废物名录（2025年版）》（2025年1月1日），勘探井试油产生的落地油属于HW08 废矿物油与含矿物油废物，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。落地油由罐车拉运至朝一联含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆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，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。

综上所述，施工期产生的固体废物均得到分类收集，妥善、有效处置，不会对周围环境产生不良影响。

## 5.5.2 运营期

本项目运营期产生的固体废物主要是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）》（2025年1月1日）及《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），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，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。落地油及含油污泥均由施工人员回收至罐车内，罐车采用密闭的专用罐车，拉运过程中按照指定的拉运路线、尽量避开村屯等敏感点进行运输，同时罐车上配备铁锹等应急工具。

项目运营期含油污泥和落地油只要采取合理的废物回收、处置方案，对环境影响较小。

### (2) 含油废防渗布

井场作业过程中铺设防渗布，工程作业期间产生的落地油滴落到防渗布上，会产生含油废防渗布，根据《国家危险废物名录（2025年版）》（2025年1月1日），含油防渗布属于HW08类危险废物，危险废物代码为900-249-08，由建设单位收集后暂存于第十采油厂综合固废储存库，定期委托有资质单位处理。

### (3) 危险废物环境影响分析

按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环保部公告〔2017〕43号），从危险废物的产生、收集、贮存、运输、利用和处置等全过程，分析建设项目产生的危险废物可能造成的环境影响。

#### 1) 危险废物的收集、贮存、运输要求

根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环保部公告〔2017〕43号）、《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）、《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ 2025-2012）、《危险废物转移管理办法》（生

态环境部、公安部、交通运输部 2021 年部令第 23 号)等文件中相关规定,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》(生态环境部、公安部、交通运输部 2021 年部令第 23 号)执行。

危险废物收集、贮存、运输单位应建立规范的管理和技术人员培训制度,定期针对管理和技术人员进行培训。培训内容至少应包括危险废物鉴别要求、危险废物经营许可证管理、危险废物转移联单管理、危险废物包装和标识、危险废物运输要求、危险废物事故应急方法等。

危险废物收集、贮存、运输单位应编制应急预案。应急预案编制可参照《危险废物经营单位编制应急预案指南》,涉及运输的相关内容还应符合交通行政主管部门的有关规定。针对危险废物收集、贮存、运输过程中的事故易发环节应定期组织应急演练。

危险废物收集、贮存、运输时应按危险特性对危险废物进行分类、包装并设置相应的标志及标签。

## 2) 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、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;施工期落地油废物类别为 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。

本项目运营期产生的含油污泥和落地油随产随清,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》(HJ 2025-2012)要求进行运输管理。

## 3) 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》(生态环境部、公安部、交通运输部 2021 年部令第 23 号)执行。

本项目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》（HJ 2025-2012）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》（生态环境部、公安部、交通运输部 2021 年部令第 23 号）执行。在运输过程中，尽量选择硬质路面的路线进行运输，同时要在厂区内的运输路线上经常洒水降尘，减少扬尘污染；运输过程中要避开居住区等敏感区，合理安排运输时间，避免夜间运输，减少噪声污染；同时尽量挑选较好的天气进行运输，避免在雨雪大风等天气条件下运输。

一旦运输过程发生意外事故，运输单位及相关部门应根据风险程度采取如下措施：

①设立事故警戒线，启动应急预案，并按《突发环境事件信息报告办法》（2011 年 5 月 1 日起施行）要求进行报告；

②应立即疏散人群，并请求环境保护、消防、医疗、公安等相关部门支援；

③对事故现场受到污染的土壤和水体等环境介质应进行相应的清理和作复；

④清理过程中产生的所有废物均应按危险废物进行管理和处置；

⑤进入现场清理和包装危险废物的人员应受过专业培训，并佩戴相应的防护工具。

采取本环评提出的预防及治理措施后，危险废物转运对周围环境影响较小。

#### 4) 危险废物处置

本项目产生的含油污泥和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，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；含油废防渗布收集后暂存于第十采油厂综合固废储存库，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。”

本项目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项目产生的含油废防渗布，且处理能力均能够满足本项目处理需求。

采取以上措施后，本项目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。

### 5.5.3 退役期

退役期产生的固体废物主要为废旧设备、封井建筑垃圾、生活垃圾。

本项目退役管线两端封堵后直埋处理，退役期拆除的废旧设备全部回收至第十采油厂物资库。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肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理。

通过采取以上措施，退役期产生的固体废物均得到有效处置，不会对周围环境产生不良影响。

### 5.5.4 固体废物环境影响评价结论

由上述分析可知，本项目对施工期、运营期、退役期产生的各类固体废弃物均进行了合理的处置，能够实现固废的减量化、资源化和无害化，对环境影响较小。

## 5.6 土壤环境影响预测与评价

### 5.6.1 土壤环境影响识别

#### 5.6.1.1 土壤环境影响类型与影响途径

##### (1) 土壤环境影响类型

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018），本项目土壤环境影响类型为污染影响型。

##### (2) 土壤环境影响途径

根据工程组成，可分为施工期、运营期、退役期三个阶段对土壤的环境影响。

施工期环境影响识别主要针对施工过程施工机械开挖、碾压、施工人员踩踏、废水及固体废物在临时储存及处理过程中对土壤环境产生的影响等。

运营期环境影响识别主要针对井下作业、油气集输等过程中对土壤环境产生的影响等。

退役期环境影响识别主要针对采油设备拆除过程对土壤环境产生的影响等。

本项目土壤环境影响类型与影响途径识别情况见下表。

表 5.6-1 项目土壤环境影响类型与影响途径识别表

阶段	污染影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他
施工期	/	/	√	/
运营期	/	/	√	/
退役期	/	/	√	/

#### 5.6.1.2 土壤环境影响源与影响因子

本项目土壤环境影响途径主要为垂直入渗型，土壤环境影响源与影响因子识别情况见**错误!未找到引用源。**

表 5.6- 5.6- 1 土壤环境影响源与影响因子识别表

阶段	污染源	工艺流程/节点	污染途径	污染物种类	污染介质	可能污染区域	备注
施工期	压裂废液罐	压裂废液罐破裂造成压裂返排液渗漏污染土壤环境	垂直入渗	SS 等	表层土壤、深层土壤	井场及其周围区域	事故情况下
	柴油罐	柴油罐破裂造成油类连续渗漏污染土壤环境	垂直入渗	石油烃 (C <sub>10</sub> ~C <sub>40</sub> )	表层土壤、深层土壤	井场及其周围区域	事故情况下
运营期	集油管线	非正常工况下，集油管线泄漏导致采出液连续渗漏污染土壤	垂直入渗	石油烃 (C <sub>10</sub> ~C <sub>40</sub> )	表层土壤、深层土壤	井场及其周围区域	事故情况下
	井场	非正常工况下，井下作业	垂直	石油烃	表层土	井场及	事故情

阶段	污染源	工艺流程/节点	污染途径	污染物种类	污染介质	可能污染区域	备注
		期间设废沾油防渗材料破裂导致落地油污染土壤或落地油随雨水间断入渗污染土壤	入渗	(C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )	壤、深层土壤	其周围区域	况下
退役期	采油设备	设备拆除过程可能产生落地油随雨水间断入渗污染土壤	垂直入渗	石油烃(C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> )	表层土壤、深层土壤	井场及其周围区域	事故情况下

### 5.6.2 施工期土壤环境影响分析

#### (1) 土壤理化性质影响

施工期对土壤理化性质的影响主要是施工期的土石方开挖、施工机械设备碾压等活动，可扰乱土壤表层、破坏土壤结构，这种扰乱和破坏，除了开挖处受到直接的破坏外，挖出土方的堆放将直接占压开挖处附近的土地，破坏土壤表层及其结构。由于表层的团粒结构是经过较长的历史时期形成的，一旦遭到破坏，短期内难以恢复，在生境恶劣的环境下尤其困难。因此，在整个施工过程中，该工程对土壤表层的影响较大。

#### (2) 土壤肥力影响

土地平整的开挖与回填中，将有可能扰动甚至打乱原有土体构型，使土壤养分含量及肥力状况受到影响。根据相关资料，开挖与回填对土壤养分的影响相当明显，即使实行分层堆放、分层回填措施，土壤表土的有机质也将下降 43%，黏粒含量减少 60%~80%，磷下降 40%，钾下降 43%。但这种影响一般持续 2~3 年，随时间推移逐渐消失，土壤的肥力将逐渐恢复。

#### (3) 土壤环境质量影响

##### 1) 钻井过程对土壤环境影响

钻井过程会产生废弃泥浆，其主要成分为重晶石、膨润土等，若不集中收集并进行妥善处理，进入土壤后可能会污染土壤表层，影响土壤理化性质，降低土壤肥力等，甚至可能会影响当地的地下水环境。因此，施工时必须对固体废弃物进行统一回收和处置。

本项目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土地土壤直接接触。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。

##### 2) 施工期废弃物对土壤环境质量影响

施工期对土壤环境质量的影响主要是施工期间的固体废物堆存及施工设备漏油等，造成污染物进入土壤环境。

施工过程固体废物可能含有难以生物降解的物质，如不妥善管理，回填入土，将影

响土壤质量，因此，施工时必须对固体废物进行严格管理，统一回收和专门处理，不得随意抛撒。正常情况下，施工中不应有施工机械的含油污水产生，但在机械的维修过程中可能产生污油。因此，在机械维修时，应把产生的污油收集，集中处理，避免污染环境；平时使用中要注意施工机械的维护，防止漏油事故的发生。

采取上述措施后，施工期废弃物基本不会对项目区土壤环境造成影响。

### 5.6.3 运营期土壤环境影响预测与分析

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中 8.7.3 污染影响型建设项目，评价工作等级为一级、二级的，预测方法可参考附录 E 或进行类比分析。本项目土壤污染影响型评价工作等级为一级，本次主要从实际现状监测角度、文献资料调研角度以及参考附录 E 对土壤环境影响预测等三个方面分析运营期对土壤环境影响。

#### （1）实际现状监测结果

根据《肇源油田朝 1-朝气 3 区块扶余油层 2022 年产能建设工程竣工环境保护验收调查报告》（2025 年）中对 1#平台占地范围内、外的土壤监测结果，监测报告编号：BSJC-250422-0951，监测单位：博思百睿检测评价技术服务有限公司，监测时间 2025 年 4 月 26 日，根据监测结果，井场永久占地内土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值标准，占地外农用地土壤满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）基本项目筛选值标准，现有工程在运行阶段未对区域土壤产生明显影响。

#### （2）文献资料调研结果

参考《某油田采油区土壤污染及土壤环境质量评价》（《环境工程》，2015 年 02 期）对石油类污染物在土壤中的迁移规律研究成果，石油类有机污染物主要在表层土壤中聚集，平均 90%以上的石油残留在 20cm 以上的土层内。土壤中重金属元素较难发生迁移，因此，当重金属输入土壤后，总是停留在表土或亚表土，很小迁入土壤底层，这一现象称为土壤是否受到重金属污染的一种鉴定特征。

参考《石油类污染物在陇东黄土塬区土壤中迁移的模拟试验研究》（《环境科学学报》，2012 年 02 期）的研究成果，研究区石油污染物主要集中在表层（30cm 以内）土壤，且随着深度增加，有机物含量迅速降低，黄土对石油类污染物有很强的截留能力，在 0~10cm 的表层其截流率可达 80%以上。另外，随着深度的增加污染物各组分含量迅速降低，饱和烃、芳烃、非烃组分在 100cm 土柱中的迁移变化趋势一致，即：表层 0~5cm 处最高，次表层 5~20cm 之间迅速下降，20~85cm 之间缓慢下降，85cm 以下几乎接近于零，各组分在土壤中迁移呈负指数方程式下降趋势。

参考《石油类污染物在土壤中的迁移渗透规律》（《石油大学学报（自然科学版）》，2000年03期）的研究成果，在历时100d污水浇柱之后，未见石油类物质有明显的迁移渗透。从石油类物质的沿程浓度分布看，石油类物质主要集中在0~25cm的土壤表层，从沿程截留分布看，黏土层的截留率在70%~90%，砂土层为20%~50%。

综上，对文献资料调研结果可知：发生泄漏后，石油烃（ $C_{10}\sim C_{40}$ ）最先污染表层土壤，主要积聚在土壤表层30cm以内，一般很难渗入到2m以下。另外，泄漏出来的石油烃（ $C_{10}\sim C_{40}$ ）在表土会蒸发，其蒸发量与时间呈负指数相关，随着时间推移，其在土壤表面多呈黏稠状，甚至在地表结成油饼，集中收集后委托有危废处理资质单位进行处理。但落地油积存于表层会影响表层土壤通透性，影响土壤养分的释放，降低土壤动物及微生物的活性，使土壤的综合肥力下降，最终影响植物根系的呼吸作用和吸收作用。

### （3）土壤环境影响预测

本次重点预测集油管道泄漏对土壤环境影响。

#### 1) 预测评价区

与现状调查评价区一致。

#### 2) 预测评价时段

重点预测时段为运营期。

#### 3) 情景设定

##### ①正常工况

正常工况下，井下作业过程等可视场所若发生渗漏，可立即采取措施，根据建设单位多年运行经验，使用船型围堰的情况下，井下作业落地油回收率可达100%。

##### ②非正常工况

在实际生产过程中，井场内有实时视频监控，加之现场有值班人员巡视，发现若出现严重泄漏时会及时采取关停措施，关停时间一般不超过30min，污染土壤及时清运的情况下，污染物通常不会继续下渗，造成进一步污染。本次土壤污染预测情景主要针对非正常工况，因拟建管线全部为井场内单井集油管线（井口至多功能罐），长度相同，本次评价选取其中任意一条集油管线进行预测，情景设定为集油管线开裂或因腐蚀磨损等发生小孔泄漏，难以发现，导致采出液长期渗漏污染土壤。

#### 4) 预测因子

选择特征因子石油类进行影响预测。

#### 5) 预测方法

集油管道穿孔泄漏后，采出液首先在土壤中发生垂直和侧向迁移。经资料调研可知，

污染物在土壤中的运移和分布都受到多种因素的控制，如污染物本身的物理化学性质、土壤性质、土壤含水率等。且迁移转化过程十分复杂，存在包括吸附、沉淀、生物吸收、化学与生物降解等作用，本次预测评价本着风险最大化原则，在模拟污染物扩散时不考虑吸附、化学反应等降解作用，仅考虑典型污染物在对流、弥散作用下的扩散过程及规律。

一般认为，水在土壤中的运移符合活塞流模式，由于评价区土壤层包气带岩性单一，污染物的弥散、吸附和降解作用所产生的侧向迁移距离远远小于垂向迁移距离。因此，忽略侧向运移，重点预测污染物在土壤中垂向向下迁移情况，可概化为一维垂向数值模型。

本次评价选用《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中附录 E 中 E.2.1 推荐的预测方法，该方法适用于污染物以点源形式垂直进入土壤环境的影响预测，重点预测污染物可能影响的深度。

### ①水流运行基本方程

土壤水流运动的控制方程为一维垂向饱和—非饱和土壤水中水分运动方程（Richards 方程），即

$$\frac{\partial \theta}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial z} \left[ k(\theta) \left( 1 + \frac{\partial h}{\partial z} \right) \right]_{-S}$$

式中： $\theta$  ——土壤体积含水率（%）；

$h$  ——压力水头[L]，饱和带大于零，非饱和带小于零；

$K$  ——非饱和渗透系数（cm/h）；

$T$  ——时间变量（1/h）；

$Z$  ——空间变量（cm），地表为原点，向上为正。

### ②土壤水分运移模型

土壤水分运移模型可用来描述水分在土壤中的运移过程。HYDRUS-1D 软件水流模型中包括单孔介质模型、双孔隙/双渗透介质模型等多种土壤水分运移模型。本文模拟时采用 VanGenuchten-Malen 提出的土壤水力模型来进行模拟预测，且在模拟中不考虑水流滞后的现象。

$$\theta(h) = \theta_s + \frac{\theta_s - \theta_r}{\left[ 1 + |\alpha h|^n \right]^m} \quad h < 0, m = 1 - \frac{1}{n}, n > 1$$

$$\theta(h) = \theta_s \quad h > 0$$

$$K(h) = K_s S_e^l \left[ 1 - (1 - S_e^{1/m})^n \right]^2 \quad S_e = \frac{\theta - \theta_r}{\theta_s - \theta_r}$$

式中： $\theta_r$ ——土壤残余含水率；

$\theta_s$ ——土壤饱和含水率；

$S_e$ ——有效饱和度；

$\alpha$ ——土壤水力特征经验参数；

$n$ ——土壤孔隙大小分配指数；

$K_s$ ——饱和水力传导系数；

$l$ ——土壤孔隙连通性参数，通常取 0.5。

### ③土壤溶质运移模型

a、一维非饱和溶质垂向运移控制方程：

$$\frac{\partial (\theta c)}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial z} \left( \theta D \frac{\partial c}{\partial z} \right) - \frac{\partial}{\partial z} (qc)$$

式中： $c$ ——污染物介质中的浓度，mg/L；

$D$ ——弥散系数， $m^2/d$ ；

$q$ ——渗透速度， $m/d$ ；

$z$ ——沿  $z$  轴的距离， $m$ ；

$t$ ——时间变量， $d$ ；

$\theta$ ——土壤含水率，%。

b、初始条件

$$c(z, t) = 0 \quad t = 0, \quad L \leq z < 0$$

c、边界条件

第一类 Dirichlet 边界条件：

连续点源： $c(z, t) = c_0 \quad t > 0, \quad z = 0$

$$\text{非连续点源 } c(z, t) = \begin{cases} c_0, & 0 < t \leq t_0 \\ 0, & t > t_0 \end{cases}$$

第二类 Neumann 零梯度边界条件：

$$-\theta D \frac{\partial c}{\partial z} = 0 \quad t > 0, \quad z = L$$

### ④软件选用及简介

本次土壤数值模拟选用 HYDRUS-1D 软件。HYDRUS 软件由美国国家盐土改良中心

(USSalinitylaboratory)、美国农业部、农业研究会联合开发，于1991年研制成功的HYDRUS模型是一套用于模拟变饱和和多孔介质中水分、能量、溶质运移的数值模型。经改进与完善，目前已得到广泛认可与应用，能够较好地模拟水分、溶质与能量在土壤中的分布，时空变化，运移规律，分析人们普遍关注的农田灌溉、田间施肥、环境污染等实际问题。

### ⑤模型构建

包气带污染物运移模型为：集油管线出现泄漏对特征污染物石油类在包气带中的运移进行模拟。

根据资料调研结果，本项目模型选择自地表向下3m范围内进行模拟，土壤质地以壤土为主。模拟厚度设置为3m，模型剖分按10cm间隔，共301个节点。在模型中设置6个观测点位，编号N1~N6，分别位于-0.5m、-1.0m、-1.5m、-2.0m、-2.5m、-3.0m深处。

本次设定模型运行时间为1000d，本次共设置了7个输出时间点，分别为10d、100d、200d、300d、500d、800d、1000d。



图 5.6- 1 模型结构图

### 6) 泄漏源强及参数选取

### ①参数选取

本项目所在地土壤质地主要为壤土，土壤水力参数见表 5.6- 2，土壤溶质运移参数见错误!未找到引用源。。

表 5.6- 2 土壤水力参数表

土壤层次 (cm)	土壤质地	残余含水率 $\theta_r$	饱和含水率 $\theta_s$	$\alpha$ (cm <sup>-1</sup> )	n	饱和导水率 $K_s$ (cm/d)	经验参数 l
0~50	壤土	0.0768	0.4119	0.0103	1.461	6.47	0.5
50~150	壤土	0.0788	0.4269	0.01	1.481	8.79	0.5
150~300	壤土	0.0789	0.4277	0.01	1.480	8.93	0.5

注：表中参数采用本次实际土壤理化特性调查数据以及各种土壤质地中砂、粗粉砂、黏土比例以及实际各层土壤密度等，根据软件自带公式进行计算得到。

表 5.6- 3 土壤溶质运移参数表

土壤层次 (cm)	土壤质地	土壤密度 (kg/m <sup>3</sup> )
0~50	壤土	1.48
50~150	壤土	1.42
150~300	壤土	1.47

备注：土壤质地及密度取自本项目土壤理化特征调查结果。

### ②泄漏源强

#### A. 泄漏量

非正常工况条件下，假设油井集油管道存在细小裂缝，有长期微量的跑冒滴漏而未被察觉且防渗措施失效时，石油类进入土壤对其造成污染。根据河口采油厂多年统计数据，同时考虑油田现有污染防治水平、事故应急措施及管理水平等因素，预测考虑破损产生的长期连续泄漏情景，泄漏源强以管线输送油量的 0.1%计。本次选取 3 号平台井场集油支线开裂或破损造成采出液泄漏，该井场采出液最大输送量为 19.4t/d，集油管线规格为  $\phi 60 \times 3.5\text{mm}$ 。参考《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)中附录 E “泄漏频率的推荐值”，内径  $\leq 75\text{mm}$  管线泄漏孔径为 10%孔径，设定拟建项目管线破损泄漏孔径取值为 6mm。

本次假设油井集油管道存在细小裂缝，有长期微量的跑冒滴漏而未被察觉且防渗措施失效时，石油类长期泄漏对土壤造成污染，这种长期泄漏对周围环境影响较大。泄漏源强以管线输送油量的 0.1%计，则原油泄漏量为  $19.4 \times 0.1\% \times 1000 = 19.4\text{kg/d}$ 。原油密度为  $870\text{kg/m}^3$ ，则原油泄漏体积为  $0.022\text{m}^3$ 。

#### B. 污染面积

采用渗透性地表扩散模式 (aisbeck 和 Mohtadi, 1975) 计算污染面积, 如下式所示:

$$S = 53.5 \alpha V^{0.89}$$

式中:  $\alpha$ ——土壤阻隔系数, 取 1.2;

S——污染面积,  $m^2$ ;

V——泄漏体积,  $m^3$ 。

则  $S = 53.5 \times 1.2 \times 0.022^{0.89} = 2.14 m^2$ 。

则污染物渗漏源强为  $V/S = (0.022/2.14) \times 100 = 1.02 cm/d$ 。

### C、污染物浓度

石油类污染物进入土壤后, 一部分随着地表径流污染地表水; 一部分在重力作用下随着土壤中水分向潜水面垂直迁移, 主要经过三个阶段: 通过包气带的渗漏、由包气带进一步向饱水带扩散以及进入饱水带中污染地下水。

石油密度比水轻, 难溶于水, 可与水形成乳状液。根据相关研究表明, 碳氢化合物在水中的溶解度随分子量的增大而降低, 分子量较小的石油产品, 如商业汽油, 其溶解性达到 20~80mg/L。本次集油管线输送介质为采出液, 粘度大, 考虑到石油烃 ( $C_{10} \sim C_{40}$ ) 只有变为可溶态才会随水迁移扩散, 在本次工作中按照危害最大化取值, 参考《采油废水治理工程技术规范》(HJ2041-2014) 表 1 采油废水中石油类最大浓度 200mg/L。

#### 7) 边界条件

对于边界条件概化方法, 综述如下:

##### 水流模型

上边界为定通量边界, 单位时间渗漏通量为 1.02cm/d, 下边界为潜水含水层自由水面, 选为自由排水边界。

##### ②溶质运移模型

模型运移模型上边界概化为污染物变量, 选择浓度通量边界; 下边界为自由排泄, 零浓度梯度边界。

#### 8) 预测结果

本次模型中未考虑污染物自身降解、滞留等作用。石油类在观测点的浓度随时间变化见错误!未找到引用源。 , 不同时刻石油类浓度-剖面深度变化曲线见错误!未找到引用源。。

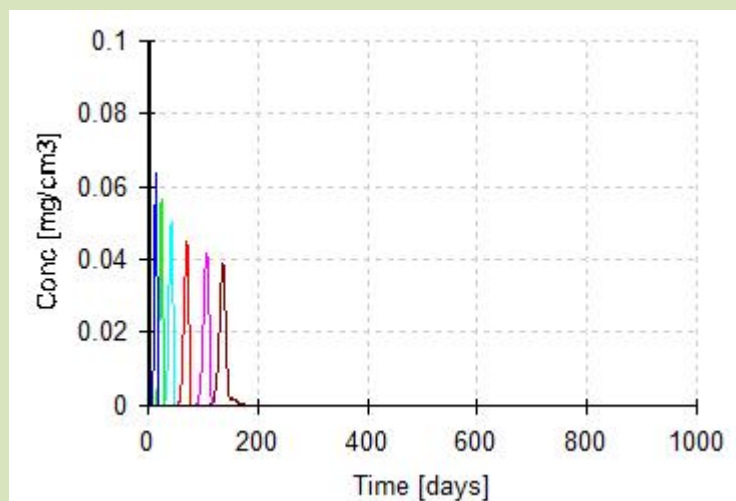


图 5.6- 2 不同观测点处石油类浓度-时间变化曲线图

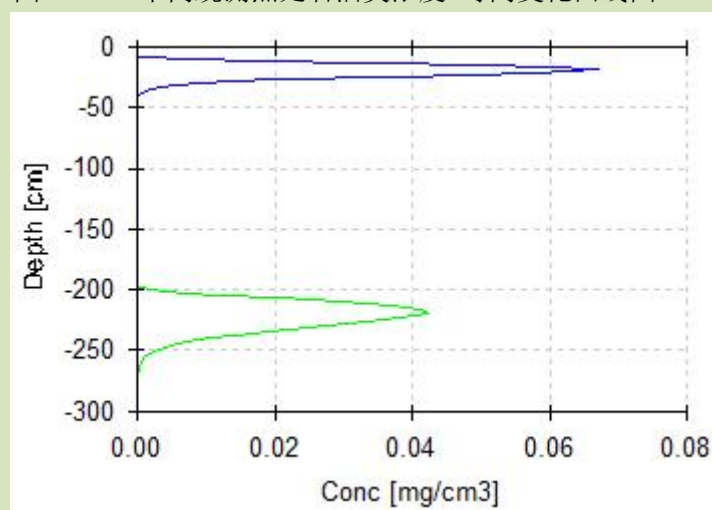


图 5.6- 3 不同时刻石油类浓度-剖面深度变化曲线图

由预测结果可知，发生泄漏后，最先污染表层土壤，时间越久，污染物向土壤下方运移越深，泄漏发生后短期内对表层土壤环境影响严重，本项目所在区域地下水埋深较浅，即事故状态下，石油类先后会污染土壤及地下水，预测结果表明污染物迁移过程中对土壤影响较大。

根据第十采油厂多年运行经验，一般输油管线泄漏反应时间在 30min。采出液泄漏事故发生时，生产单位会按照应急预案及时关闭生产管线，采取现场污染物治理措施，将事故产生的危险废物委托具备危废处理资质单位进行处置，此类事故原油泄漏量较小，很少形成大面积的污染。

#### 5.6.4 退役期土壤环境影响分析

退役期，采油设备拆除过程或封井过程可能产生落地油，若不及时回收，可能随雨

水入渗污染土壤。地面设施拆除、井场清理等工作过程中会产生落地油、废沾油防渗布、清管废渣等，直接由具备危险废物处理资质的单位拉运处理，同时对井场永久占地进行土地复垦及植被恢复。因此，退役期施工活动对土壤环境在可接受范围内。

#### 5.6.5 评价结论

通过分析，本项目正常运行状态下基本不会对土壤造成污染；非正常工况下，污染物随时间推移不断下渗，因此，本次评价针对各类污染物均提出对应的污染治理措施，可确保污染物达标排放及防止渗漏发生，从源头上控制项目对区域土壤环境的污染源强，确保项目对区域土壤环境的影响处于可接受水平。

建设单位在严格落实本报告提出的污染防治措施及土壤环境跟踪监测计划的前提下，项目对区域土壤环境影响是可接受的。从土壤环境影响的角度，项目建设是可行的。

## 5.7 生态环境影响评价

### 5.7.1 施工期生态环境影响评价

#### 5.7.1.1 对生态系统影响分析

##### 1) 对生态系统结构和功能影响分析

##### (1) 对生态系统结构影响分析

根据遥感解译结果，项目建设前和建设期（施工期）评价区各类生态系统面积变化情况详见下表。

表 5.7- 1 项目建设前后评价区生态系统面积变化情况表

生态系统类型		建设前		施工期		生态系统面积变化	
		面积 (hm <sup>2</sup> )	比例 (%)	面积 (hm <sup>2</sup> )	比例 (%)	面积 (hm <sup>2</sup> )	比例 (%)
I 级分类	II 级分类						
森林生态系统	阔叶林	4.65	3.07	4.65	3.07	0	0
草地生态系统	草丛	12.28	8.12	8.729	5.77	-3.551	-2.35
湿地生态系统	河流	2.12	1.4	2.12	1.4	0	0
农田生态系统	耕地	129.57	85.64	125.407	82.89	-4.163	-2.75
城镇生态系统	居住地	1.68	1.11	1.68	1.11	0	0
	工矿交通	1	0.66	8.714	5.76	7.714	5.1
合计		151.3	100	151.3	100	0	0

由上表可知，项目施工前和施工期，评价区内景观结构发生了变化，其中受施工期影响面积最大的为城镇生态系统，面积增加 7.714hm<sup>2</sup>，增加 5.1%；其次为农田生态系统，面积减少 4.163hm<sup>2</sup>，减少 2.75%；但城镇生态系统相对评价区连片的草地生态系统少很多，不会造成地理隔离，不具备动态控制能力，对生态调控作用很小，尚不会对生态环境起决定作用。

由遥感解译结果可知，评价区景观基质为农田景观。工程建设期农田景观占评价区总面积的比例仍然维持在较高水平，可见油田设施建设虽使评价区自然体系的景观质量呈下降趋势，但没有根本上改变评价区的生态体系质量和以农田景观为主的景观结构。这说明景观拼块中人工异质性的增加不会对评价区产生较大干扰能力。另外，工程施工结束后，临时占地区植被将得以恢复，工程建设对评价区各类生态系统的影响将逐步减

小和恢复，对生态系统结构影响较小。

### (2) 对生态系统功能影响分析

本项目不占用湿地，根据上表数据，项目施工前和施工期相比较，评价区湿地生态系统面积不变，因此，工程建设不会影响湿地生态系统的气候调节、水质净化、补给地下水等功能，也不会影响其抵御区域自然灾害和环境污染风险的能力。

#### 2) 对生态系统完整性的影响

本项目为油田开发产能项目，在已开发的区块内进行点状更新，临时占地施工结束后及时进行植被恢复，不会改变周围的植物群落，且永久占地面积较小，对植被覆盖度变化影响较小。

本项目施工结束后，及时恢复被破坏的地表形态，平整作业现场，改善土壤及植被恢复条件。对于本项目占用的临时占地，在施工结束后及时进行植被恢复，包括施工前表土剥离后的土地恢复及播撒草籽等恢复措施；恢复采取自然恢复与人工恢复相结合的方式进行。其中管沟开挖上方、井场建设等施工活动将使地表植被全部被破坏，自然恢复较困难，因此需采取人工撒播草籽的方式进行恢复，施工后或次年适宜季节（一般5、6月份）完成。植被盖度恢复至与四周相同，对草地生态系统完整性影响较小。

#### 3) 对生态功能影响分析

本次施工期需临时占用耕地、草地，施工时将清除占地范围内陆域植被，经现场踏勘，工程沿线全部为农田、草地，区域植物都是广布种，无稀有种。因此，工程在施工对陆域植物的影响只引起数量的减少，不会造成物种的灭绝。施工结束后及时对临时占用植被进行恢复，对区域生态功能影响可接受。

### 5.7.1.2 对土地利用影响分析

本项目施工期占地面积 77140m<sup>2</sup>，占地类型为农田、草地。根据遥感解译结果，项目建设前和建设期（施工期）评价区土地利用类型面积变化情况详见下表。

表 5.7-2 项目建设前后评价区土地利用类型面积变化情况表

序号	土地利用类型		建设前		施工期		生态系统面积变化	
			面积 (hm <sup>2</sup> )	比例	面积 (hm <sup>2</sup> )	比例 (%)	面积 (hm <sup>2</sup> )	比例 (%)
	一级分类	二级分类						
1	耕地	0103 旱地	116.28	76.85	112.117	74.1	-4.163	-2.75
2		0101 水田	13.29	8.7	13.29	8.78	0	0

				8				
3	林地	0301 乔木林地	4.35	2.88	4.35	2.88	0	0
4		0307 其他林地	0.3	0.2	0.3	0.2	0	0
5	草地	0404 其他草地	12.28	8.12	8.729	5.77	-3.551	-2.35
6	工矿仓储用地	0601 工业用地	0.12	0.08	0.12	0.08	0	0
7		0602 采矿用地	0.18	0.12	7.894	5.22	7.714	5.1
8	住宅用地	0702 农村宅基地	1.43	0.95	1.43	0.95	0	0
9	交通运输用地	1006 农村道路	0.42	0.28	0.42	0.28	0	0
10		1003 公路用地	0.28	0.19	0.28	0.19	0	0
11	水域及水利设施用地	1104 坑塘水面	0.18	0.12	0.18	0.12	0	0
12		1107 沟渠	1.94	1.28	1.94	1.28	0	0
13	其他土地	1202 设施农用地	0.25	0.17	0.25	0.17	0	0
合计			151.3	100	151.3	100	0	0

本项目临时占地面积为 4.46hm<sup>2</sup>，占评价区总面积比例为 2.95%，临时占地在施工结束后应进行复垦工作，进行必要的土壤抚育，可使用有机肥，恢复草地的生产力。总之，在短期内，临时占地将影响沿线土地的利用状况，施工结束后，随着生态补偿或生态恢复措施的实施，其影响将逐渐减小或消失。

永久占地面积为 3.254hm<sup>2</sup>，占评价区总面积比例为 2.15%，永久占地导致农田无法恢复，但评价区仍然以农田类型为主（占评价区总面积比例为 82.88%），因此，对区域土地利用格局的影响较小。

### 5.7.1.3 对植被影响分析

#### 1) 施工活动对植被影响分析

施工过程中运输车辆产生的扬尘、施工过程中洒落的石灰和水泥，会对周围植物的生长带来直接的影响。这些尘土降落到植物的叶面上，会堵塞毛孔，影响植物的光合作用，从而使之生长减缓甚至死去。石灰和水泥若被雨水冲刷渗入地下，会导致土壤板结，影响植物根系对水分和矿物质的吸收。另外，原材料的堆放、车辆漏油，会污染土壤，从而间接影响植物的生长。虽然随着施工结束不再产生扬尘，情况会有所好转，但是这些影响并不会随施工结束而得到解决，它们的影响将持续较长一段时间。因此施工过程中在湿地公园段禁止堆放原材料以及废弃料，对于运输车辆，必须规定固定的路线，将影响减小到最少范围。

施工完成之后可采取措施进行植被生态重建和恢复。根据现场调查显示，临时占地均为旱地，原则上按原用地类型进行恢复。

#### 2) 对植被群落影响分析

拟建井场、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， $hm^2$ ；

$W_i$ —单位面积生物量， $t/hm^2$ 。

本项目永久占地面积  $3.254hm^2$ ，临时占地面积  $4.46hm^2$ ，总生物损失量为  $115.71t$ ，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	1.463	2.7	25.5	106.16	91.75%
草地	1.791	1.76	2.69	9.55	8.25%
合计	3.254	4.46	/	115.71	100.00%

#### 3) 不同工程类型对植被影响分析

##### (1) 井场工程对植被影响分析

井场工程对植被的影响主要为钻前工程的土地平整、钻机安置、施工机械碾压、施工人员及车辆踩踏等施工活动对植被的破坏。土地平整将清除井场内全部植被，最直接

的影响就是造成植物死亡，地表裸露，将造成评价区植被生物量和生产力下降。同时，施工尘土附着在植物叶片表面，影响植物的光合作用，尤其是会对植物幼苗生理特性产生影响。另外，施工人员踩踏和施工机械设备碾压也会对植被的生长产生不利影响。

井场占地占评价区总面积的比例较小，对植被影响的特征是形成建设用地斑块，而对植物群落的演替基本没有影响。施工结束采取植物恢复措施后，生物量在2年~3年后可全部恢复。本项目占用植被类型主要为农田和草地，其中农田以水稻、玉米为主，草地以羊草、狗尾草等为主，不占用国家级及黑龙江省级重点保护植物。施工结束后，临时占地植被可及时恢复，因此，井场工程对评价区植被的影响在可接受范围内。

#### (2) 道路工程对植被影响分析

本项目道路建设新增永久占地面积4800m<sup>2</sup>。永久占地将会改变土地利用结构，造成生物量永久损失。由于永久占地面积较小，同时对道路边坡进行植被恢复，因此道路建设对植被造成的影响较小。

类比已开发区块内的油井井场周围植被恢复情况，井场周围的植被情况与未进行井场建设的区域无明显区别。因此，项目对区域的植被影响很小。

在不同的地形或土壤条件下，本项目井场建设的大部分临时占地植被自然恢复速度及效果有所不同。经过多年恢复，已经很难看出井场施工的痕迹，井场周围已恢复原有植被，因此，项目施工对区域植被影响在可接受范围内。

### 5.7.1.4 对农田生态系统影响分析

#### (1) 对农作物产量的影响

本项目占用少部分耕地，主要种植农作物为水稻、玉米等。施工结束后，临时占地恢复到原有生产力期间的短期损失，为暂时损失。工程结束后，临时占地通过场地清理、土地复垦等措施，可以逐步恢复其原有农业种植功能。因此，施工期占用耕地不会影响评价区农田生态系统结构和功能。

井场工程施工期一般为1个月~3个月，单季损失采用以下公式计算：

$$Y_1 = A_1 W_1$$

式中： $Y_1$ ——某一农作物损失量（kg）；

$A_1$ ——某一农作物农田施工占地面积（hm<sup>2</sup>）；

$W_1$ ——某一农作物单位面积（kg/hm<sup>2</sup>）的产量。

临时占地在施工结束后第二年便可恢复种植，但恢复能力约2季~3季，对农业生产造成一定的经济损失，这部分临时性损失计算模式如下：

$$Y_2=A_2 \times (n+1) \times (W_1-W_2)$$

式中： $Y_2$ ——本项目对农业造成的临时性损失，kg；

$A_2$ ——本项目临时性占地面积， $hm^2$ ；

$W_1$ ——施工前耕地粮食的单产量， $kg/hm^2$ ；

$W_2$ ——施工后耕地粮食的单产量，按施工前 50%计， $kg/hm^2$ ；

$n$ ——耕地粮食产量恢复至施工前状态所需时间（季）。

### 1) 临时占地农业损失

钻井与地面施工会临时占用耕地，当季无法种植作物，将耽误全年收成。项目建成投产后暂时影响区内的农田可以恢复种植，但土层翻动使肥力下降。

#### ①施工期临时占地农业损失

本次以项目所在区域主要种植的农作物计算农业损失。本项目以施工对粮食产量的影响作为评价标准，计算农业生产损失情况见下表。由下表可知，施工期临时占地将可能造成的农业损失量为 20.10t。

表 5.7- 3 施工期临时占地农业损失统计表

土地类型	面积 ( $hm^2$ )	损失量 (t)
耕地	3.29	18.98

#### ②恢复期临时占地农业损失

施工结束后及时对临时占地进行土地复垦，第二年便可恢复种植，但耕地生产力的恢复期一般为 2 年，第 3 年可完全恢复产量，对农业生产造成一定的经济损失。施工临时占地恢复期第一年的作物产量以正常作物产量的 50%计算（损失 50%），恢复期第二年以正常作物产量的 75%（损失 25%），恢复期临时占地的农作物损失量见下表。

表 5.7- 4 恢复期临时占地农作物损失量统计表

作物种类	面积 ( $hm^2$ )	产量 ( $t/hm^2$ )	正常年一年的产量 (t/a)	第一年农作物产量 损失 (t)	第二年农作物产量 损失 (t)	恢复期农作物产量 损失 (t)
水稻	1.1	4.25	4.68	2.34	1.17	3.51
玉米	1.6	8.94	14.3	7.15	3.58	10.73
合计	——	——	18.98	9.49	4.75	14.24

由上表可知，临时占地一年农作物正常产量为 18.98t，临时占地在恢复期造成农作物损失量约 14.24t。临时占地导致当季无法种植农作物，而且将破坏施工地面已有的农作物，这些都将造成一定的经济损失。因此，环评建议建设单位合理安排工期，尽量避

开农作物生长期，减少对农田生态系统的不良影响。

#### 2) 对农业生产的影响

施工期对农业生产的影响主要是占用耕地，破坏农作物，导致农作物无法正常生长。因此，施工期井场尽量少占耕地，减少对农业生产的影响。

井场内钻井废弃泥浆、钻井岩屑存在进入土壤的可能性，污染物经雨水淋溶流入农田，从而污染土壤，导致农田土壤结构变化，降低土壤肥力而影响农作物生长发育，导致减产。本项目施工期对钻井废弃泥浆、钻井岩屑采用泥浆不落地处理工艺，且井场四周设排水沟，废弃泥浆外流的可能性较小，故在正常情况下井场内废弃泥浆、钻井废弃物不会对井场外农业生产造成影响，不会影响当地农业生产结构。

井场永久占地面积占评价区总面积的比例较小，对农田生态景观格局影响可以接受。钻井井场临时占地将耕地转变为建设用地，对农田景观产生的影响属于短期不利影响，施工结束后即可进行土地复垦，土壤经过1年~2年的恢复期，农作物产量可恢复到施工前的水平，对评价区农业生产的影响在可接受范围内。

#### 5.7.1.5 对动物影响分析

##### 1) 对陆生生物影响分析

施工期对动物的影响方式主要包括井场建设迫使动物远离原有生境，各种车辆和机械噪声对野生动物的惊扰，这种影响是短暂的。根据类比调查，井场噪声影响范围为距井场边界500m以内，即施工过程可能对井场周围500m范围内的野生动物造成惊吓和干扰，影响范围很小，受工程影响的动物数量较少。

井场工程及道路工程建设对陆生动物的影响首先体现在施工期间割断了部分陆生动物的活动区域、迁移途径、栖息区域、觅食范围等，从而对动物的生存产生一定的影响。

根据现场踏勘和走访调查，项目评价区无大型野生动物，不是国家重点保护野生动物的集中栖息地和繁殖地，区内野生动物仅为一些常见种类，例如蒙古兔、草原鼢鼠等，均为北方常见种类。另外，施工人员活动、施工机械、车辆的噪声对野生动物的短暂惊吓和干扰，影响动物的正常活动，若管理不善，将会出现施工人员对沿线附近野生动物的狩猎，则对野生动物资源影响较大，这将迫使动物离开管道沿线附近区域。

施工结束后，临时占地通过修复，植被将逐渐恢复到原来的状态，生活在其中的动物可逐渐恢复到施工之前的状态。因此，施工期对区域的环境影响不大，不会改变区域内动物区系组成及其种类组成。

## 2) 对鸟类的影响分析

施工期间，本项目大部分地段采用大开挖施工方式，人为活动的增加、管沟开挖敷设、施工便道的铺设，施工机械噪声会惊吓、干扰，尤其对林地段的鸟类如雀形目类产生干扰；管线经过农业区段，该区域鸟类较多，活动范围广泛，所栖息的环境多种多样，它们的食物也丰富多彩，动物尸体、小动物、昆虫、植物枝叶、种子、果实等都是它们的食物。因此工程对附近区域的这些鸟类可能产生一定影响，但由于附近农田区和林地分布广泛，这些鸟类很容易找到类似生境，鸟类将通过迁移和飞翔来避免工程施工对其栖息和觅食的影响。

表 5.7- 5 施工噪声对鸟类影响方式表

影响方式	影响区域	影响性质
施工噪声	当施工机械噪声源强在 100dB 左右。研究表明，小于 50dB 的噪声对鸟类的正常活动无明显影响，据此推算，工程噪声影响范围为施工区 300m 以内区域，300m 以外区域，鸟类受施工噪声影响很小。	短期的、可恢复、无法避免的
	研究表明，鸟类栖息地噪声平均 24h 噪声不能超过 65dB (Leq24h)，超过这个阈值则对鸟类有明显影响，此范围为施工区外 52m 以内区域。	短期的、可恢复、无法避免的
	研究表明，一般鸟类耐受的最大噪声不超过 87dB (Lmax)，超过该值鸟类会立刻逃离。此范围为工程区外 5.5m 以内区域。	

由上表可知，施工区 300m 以内区域生活的鸟类均会受到噪声的干扰，其中 52~300m 区域，鸟类会受到明显影响。本项目在现有井场及设施周边施工，不直接占用鸟类栖息地，施工期尽可能避开蒙古百灵繁殖期，在施工场地设置警示牌，提醒施工人员保护野生动物。另外，由于鸟类具有飞翔能力，工程对其影响不属于伤害性，工程施工结束后鸟类会逐渐返回原栖息地，不会导致鸟类种类显著减少。

综上，工程对鸟类种群数量、生境质量的影响是短期的，可恢复。

## 3) 对生物多样性的影响

本项目所在区域属于传统油田开发区域，长期受人为干扰和开发影响，生物多样性相对较低，区内动物均为一些常见种类，且项目永久占地面积较小，项目建设不会造成生物的生境丧失、退化及破碎化等，不会造成生态系统退化以及生物多样性的下降，项目建设对生物多样性的影响不明显。

### 5.7.1.6 对土壤影响分析

#### 1) 土壤理化性质影响

施工过程中，土石方开挖、堆放、回填及材料堆放、人工踩踏、机械设备碾压等活

动将对土壤理化性质产生影响，如扰乱土壤表层、破坏土壤结构，这种扰乱和破坏，除了开挖处受到直接的破坏外，挖出土方的堆放将直接占压开挖处附近的土地，破坏土壤表层及其结构。由于表层的团粒结构是经过较长的历史时期形成的，一旦遭到破坏，短期内难以恢复，在生境恶劣的环境下尤其困难。因此，在整个施工过程中，该工程对土壤表层的影响较严重。

工程土方的开挖与回填，使原土壤层次混合，原土体构型破坏。土体构型被破坏，将明显的改变土体中物质和能量的转移和传递规律，使表层通气透水性变差，亚表层保水、保肥性能降低，从而造成对植物的生长、发育及其产量影响。同时由于管线埋入，挖出的土方回填后需要保护地面与原地面高度一致，必须用机械碾压夯实，这些都将直接影响土壤的结构和孔隙状况，导致土壤结构体特别是良性结构体的破坏和土壤透气孔隙的减少。另外由于作业采用大型机械，加上施工中不规范作业，一般将弃土和表土相混合，造成土壤质量下降。

## 2) 土壤污染影响

施工过程中将产生生活垃圾、焊渣等固体废物，这些固体废物可能含有难以生物降解的物质，如不妥善管理，回填入土，将影响土壤质量。因此，施工时必须对固体废物进行严格管理，统一回收和专门处理，不得随意抛撒。因此，项目产生的施工废物对土壤环境质量影响较小。

### 5.7.1.7 对水土流失影响分析

本项目井场、道路等施工时车辆对土壤的碾压，将扰动地表、破坏植被、增大地表裸露面积，使土壤变得疏松，破坏原有水土保持稳定状态，引起一定程度的水土流失。另外，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。

本项目施工过程中严格控制油田内各井场和管线的作业面积，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，**避免开辟新路**。管沟挖、填方作业应尽量做到互补平衡，施工结束后及时回填平整压实，及时进行植被恢复等，在采取以上措施后，可最大程度减少水土流失。

### 5.7.1.8 对湿地的影响分析

本项目临时占地和永久占地不占用湿地，但是施工噪声、人员活动等会干扰湿地内的野生动物，如两栖类等的正常生活和繁殖。一些敏感物种可能会因无法适应施工干扰

而迁移，导致局部地区野生动物数量减少。同时，施工对湿地植被和水域环境的破坏，也直接摧毁了许多野生动物的栖息地，使它们的生存空间受到挤压。施工过程中产生的废水，如泥浆水、设备冲洗水等，若未经有效收集泄漏至周边水渠，可能会含有大量的悬浮物、石油类物质和化学药剂等污染物，进入湿地水体后会导致水质恶化，影响湿地生态系统的功能。此外，施工材料的泄漏、机械油污的滴漏等也可能对湿地水质造成污染。

#### 5.7.1.9 对防沙治沙影响分析

根据黑龙江省防沙治沙工作领导小组《关于印发〈关于贯彻落实《沙化土地封禁保护修复制度方案》的实施意见〉的通知》，肇源县属于沙化土地所在县（区）。

根据现场勘查，本项目开发区域沙化土壤分布较少，主要地类为土壤性能良好的耕地，区域内沙化土地所占的比重较小，为减轻植被破坏和农田生态系统受工程影响可能导致的沙化现象，防患于未然，建设单位应采取以下措施进行控制：

（1）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。

#### 5.7.1.10 对区域水土流失环境影响分析

本项目由于井场、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。

## 5.7.2 运营期生态环境影响分析

### 5.7.2.1 对生态系统影响分析

运营期主要工程内容为巡井及井下作业，一般情况仅在永久占地范围内作业。此时临时占地已恢复原有土地利用状况。

由遥感解译结果可知，评价区景观基质为草地景观，运营期农田景观占评价区总面积的比例仍然维持在较高水平，可见油田设施建设虽使评价区自然体系的景观质量呈下降趋势，但没有根本上改变评价区的生态体系质量和以农田景观为主的景观结构。这说明景观拼块中人工异质性的增加不会对评价区产生较大干扰能力。因此，工程建设对评价区生态系统结构影响较小。

### 5.7.2.2 对生态功能影响分析

本项目占用土地类型主要为草地、农田。土地的占用势必导致草地资源的减少。但由于工程建设占地面积相对整个评价区面积而言所占比例较小，且所占草地内植被种类均为本地常见种，工程建设完毕后，通过在区域内的植被恢复工程，可减少草地影响。因此，工程建成后基本不会改变区域土地利用结构。

运营期正常工况下油井不会停止运行，仅在非正常工况下井下作业会产生污染物。井下作业各类污染物均得到有效处置，不外排，且井下作业时间是短暂，随施工结束影响也随之消失。

### 5.7.2.3 对植被影响分析

运营期井场正常运行不会对井场外周围植被产生影响，但在修井作业过程中，若落地油回收不及时，可能洒落地面，影响植被生长。因此，井下作业带罐作业，地面铺设

防渗布，落地油回收率达到 100%，减少落地油污染土壤途径。通过采取以上措施后，运营期修井作业不会对周围土壤和植被造成显著影响。

#### 5.7.2.4 对动物影响分析

与施工期相比，运营期对野生动植物的影响较小，主要是抽油机运行噪声和修井作业噪声可能对鸟类产生影响。

##### 1) 抽油机运行噪声影响

抽油机运行噪声，属低频稳态噪声，与压裂施工噪声相比明显下降，一般在 65dB (A) 左右，经距离衰减后，在 50m 处噪声已降至 31dB (A)。研究表明，小于 50dB (A) 的噪声对鸟类的正常活动无明显影响，据此推算，工程噪声影响范围为井场周围 50m 以内区域，50m 以外区域，鸟类的正常活动无明显影响。本项目所在区域分布的鸟类均为一般种类，鸟类飞翔能力强，因此运营期对鸟类影响较小。

##### 2) 井下作业施工机械噪声影响

运营期井下作业机械噪声周期较短，声源具有不确定性和不稳定性，在施工时对周围环境的影响是可以接受的。

根据调研，野生动物在环境噪声提高时，首先会因警惕行为而驻足倾听，而后随环境噪声增至 60dB (A) 时出现避让奔逃的现象，至距离噪声源 60m 以上时停止奔逃，但群体仍处于躁动状态直至平静。本项目井下作业施工机械噪声是暂时的，只在短时期对局部环境造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失，不会对野生动物造成伤害。因此，本项目修井机械噪声对野生动物造成的影响在可接受范围内。

##### 3) 对鸟类多样性影响分析

油田建设出现了许多新的人工景观（井场、电杆及电缆线等）。但油田开发内各种人工景观密度是比较低的，不会对区内鸟类的栖息环境造成严重影响。另外，根据现状调查，本项目所在区域以农田耕作为主，工程区域鸟类均为常见种，抽油机运行和修井作业对鸟类的干扰不属于伤害性影响，不会因本项目实施而导致种群消失或灭绝，也不会导致鸟类生境类型、分布范围、种群结构、区系组成发生变化。

#### 5.7.2.5 对土壤影响分析

运营期，油气开采很少在大面积范围内造成污染，主要是在油井修井过程附近形成局部污染，如修井过程可能产生落地油和井下作业废水，如回收不及时可能对土壤环境产生一定影响。

本项目井下作业废水、洗井污水等依托朝二联合站含油污水处理站处理达标后回注

地层用于油田注水开发，不外排；运营期应加强修井过程的管理，文明作业，提高修井效率，减少修井次数，在采取以上环保措施后，运营期井场工程不会对井场周围土壤造成显著影响。

### 5.7.3 退役期生态环境影响评价

退役期，油井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、封井、井场清理等，将会产生少量扬尘和固体废物。若不采取有效的生态保护措施，管线中残存的少量原油有可能对管线沿线的土壤和地下潜水造成污染，对当地的生态环境产生不利影响。因此，退役施工操作中应注意采取降尘措施，同时，将产生的固体废物集中处置。退役期施工主要在工程周边，不会形成大的扰动，对植物物种组成、群落结构等影响较小。

另外，地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线及井口设备，应集中清理收集，按照资产报废程序由大庆油田资产库统一处理，能回收的尽量回收，其余不能回收的外运至市政部门指定地点，由环卫部门处置。地面设施拆除、井场清理等工作过程中会产生落地油、废沾油防渗布等危险废物，委托具备危险废物处理资质的单位拉运处理。井场永久占地通过采取植被恢复措施后，使项目区内人工景观比例下降，植被恢复有助于增加区域绿化面积，改善区域生态环境质量，尤其是随着项目区植被恢复，一定程度上使评价区生物量、生产力等均会随之增加。

### 5.7.4 小结

施工期对生态环境的影响表现为破坏植被、破坏土壤环境等，施工对其破坏仅为短期的损毁，随着施工期的结束而消失。施工污染物处理处置去向明确，废水、固体废物均不外排，因此，工程建设对生态保护红线区影响较小。

综上所述，施工期、运营期、退役期将对周围生态环境产生一定影响，在采取有效的控制和处理措施后，项目对周围生态环境影响在可接受范围内。

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。

## 5.8 环境风险分析

### 5.8.1 现有工程环境风险回顾性评价

#### 5.8.1.1 现有工程潜在危险因素

##### (1) 危险物质

现有工程涉及的危险化学品为企业涉及到易燃、易爆、有毒的危险化学品主要为原油、伴生气。

##### (2) 危险生产设施

朝 1-朝气 3 区块危险生产设施主要为油井、集油管线、井场储油罐，其主要危险特征为火灾、爆炸、物料泄漏。

#### 5.8.1.2 现有工程主要风险类型

现有工程风险类型包括火灾、爆炸和泄漏。

#### 5.8.1.3 现有工程主要风险防范措施

##### (1) 井场

1) 井场布置符合相关规范要求。

2) 井场设有远程视频监控系统，一旦泄漏、火灾均可及时发现。

3) 多功能罐安装距离井口直线距离符合规范要求，罐体周围 10m 内保持清洁，无油污、杂草等可燃物。

每个多功能罐出厂都配有产品合格证。

4) 公司制定了多功能罐拉油操作规程，多功能罐安装、投产、使用均严格按照规程操作。

5) 废弃井封井按照《废弃井封井处置规范》（Q/SH 0653-2015）的规定选择合适的封井方法进行封井处理。

##### (2) 集油管线泄漏应急处置

1) 根据事故级别启动应急预案。

2) 切断泄漏管线两端阀门，现场指挥部根据管线泄漏情况迅速制定抢修方案，并

立即组织抢修。

3) 监测有害气体浓度，根据现场风向，加强现场人员的个人防护，疏散现场及周边无关人员。

(3) 油罐车装卸、运输途中泄漏现场处置措施

1) 拉油点储罐安装前进行严格的质量检验，检验合格后方可进行施工安装；

2) 拉油点储罐为地上撬装密闭罐体，罐体下方铺设 1.5mm 厚防渗土工布（渗透系数为  $1.0 \times 10^{-13}$  cm/s），防渗布四周设置 0.2m 高围堰，防止因装卸车过程原油散落，原油经地表径流流入周围水体，同时防止原油污染土壤进一步污染地下水。

3) 原油拉运时，根据制定的安全运输计划和运输路线执行，不得随意更改，尽量避人口密集区等环境敏感区，限定车速，恶劣天气要注意行车安全，防止交通事故发生。

4) 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。

5) 安排人员对拉油点储罐进行巡检，一旦发生拉油点储罐原油泄漏事故，及时加高现有围堰，将泄漏原油控制在储罐下方围堰内，将围堰内洒落的落地油回收至朝一联合油污泥处理站。

6) 拉油点储罐发生火灾爆炸事故后，产生的事故消防水可通过泵抽送至罐车，由罐车拉运至朝一联合油污泥处理站新建的事故池，进行后续处理。

油罐车装卸、运输途中泄漏现场处置措施见下表。

表 5.8- 1 油罐车装卸、运输途中泄漏现场应急处置措施

序号	事故类型	执行小组	处置措施
1	发生少量原油泄漏时	司机	发现少量原油泄漏应立即停车熄火，车辆周围严禁火种，并设法消除漏点；无法控制泄漏时，应立即向公司应急救援领导小组报告
2	发生大量原油泄漏时	司机	立即停车熄火，迅速撤离人员至安全区；立即报警
		应急救援中心	接报后，将立即启动应急救援程序进行救援
		警戒疏散组	隔离泄漏区，设立警戒线
		现场处置组	尽可能切断泄漏源；构筑围堤；如发生火警，应设法切断火源
		医疗救护组	负责抢救伤员
3	泄漏至河流、水渠时	司机	发现少量原油泄漏应立即停车熄火，车辆周围严禁火种，并设法消除漏点；无法控制泄漏时，应立即向公司应急救援领导小组报告
		现场应急指挥部	制定控制污染扩散措施；负责处理工农关系，并组织力量清理污染物
		现场处置组	立即组织切断泄漏源，负责对泄漏原油进行封堵、隔离

(4) 油气泄漏事故风险防控措施

### 1) 风险源监控措施

第十采油厂通过加强制度建设、远程信息监控、井场设施管理、井场巡护、员工培训等措施预防突发环境事件的发生，基层单位落实设施巡护承包制度，负责辖区内环境污染源的监控管理，定期开展环境风险识别，制定有效措施，确保突发环境事件得到有效控制。

第十采油厂定期组织开展对井场多功能罐、设备、管线的检测、评估工作，进行完整性评价，做到早发现、早报告、早处置。

### 2) 应急处置

①围堤堵截：筑堤堵截泄漏液体或者引流到安全地点。

②收集：当泄漏量小时，用吸油毡等吸附材料吸收；当泄漏量较大时，用防爆型机泵将泄漏出的物料抽入容器内或槽车内，拉运至联合站。

③被泄漏原油污染的土壤委托危险废物处置单位无害化处置。

综上所述，第十采油厂采取的风险防范措施是有效的。

#### 5.8.1.4 现有工程应急预案备案情况

大庆油田有限责任公司第十采油厂已编制发布突发环境事件应急预案，该预案已于2023年6月15日在大庆市肇州生态环境局备案，备案编号230621-2023-012-L，依托场站均设置《环境保护应急预案》、《集输系统突发事件专项应急预案》等专项应急预案，各项应急预案针对不同的事故采取相应的措施，合理有效。

大庆油田有限责任公司第十采油厂定期组织应急预案演练，企业有较好的突发环境事件应急能力，近几年企业未发生重大突发环境污染事件。另外，在站场设备处设置安全警示标志，配备应急物资、消防器材等，并在明显处公示逃生路线图，配备可燃气体报警仪应急监测设施。根据《突发环境事件应急监测技术规范》（HJ 589-2021），大庆油田有限责任公司第十采油厂现有工程应急设施、应急预案、应急物资配备情况符合《突发环境事件应急监测技术规范》（HJ 589-2021）相关要求。

#### 5.8.1.5 现有工程应急物资

应急救援物资见表 5.8-2。

表 5.8- 2 应急设施、设备、器材

序号	工艺环节	应急设施、设备、器材	针对事故
1	井下作业	胶皮闸门、安全卡瓦、杆自封器、简易井口控制器、自封封井器、半封封井器\全封封井器、作业废水进站装置、井口溢流油水控制器、储油罐（罐车）、灭火器、铁锹、镐、完井液、泥浆。	钻井和井下作业事故

序号	工艺环节	应急设施、设备、器材	针对事故
2	集输	抽油罐车、电焊车、吊车、推土机、水罐车、防爆工具、防毒面具、防火帽、清油器、撇油器、毛毡、擦布、收油桶、消防斧、铁锹、防渗布、回收水池、灭火器、便携式收油罐。	场站事故
3	采油	抽油罐车、电焊车、吊车、推土机、水罐车、防爆工具、防毒面具、防火帽、清油器、撇油器、毛毡、擦布、收油桶、消防斧、铁锹、回收水池、灭火器、收油桶、应急灯、呼吸器、潜水泵、报警器	管道泄漏

### 5.8.2 风险调查

本项目施工期涉及的主要危险物质是井场柴油罐，运营期涉及的主要危险物质是石油开采过程中井场、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 5.8-3。

表 5.8-3 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 <sub>2</sub> 、水		
	危险特性：蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与氧化剂可发生反应。流速过快，容易产生和积聚静电。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。若遇高热，有容器开裂和爆炸的危险。		
	灭火方法：尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。		
灭火剂：雾状水、泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。			
毒理性质	LC <sub>50</sub> ：>5000mg/m <sup>3</sup> /4h		LD <sub>50</sub> ：7500mg/kg（大鼠经口）

	环境危害：对环境有危害。对大气可造成污染。
健康危害	侵入途径：吸入、食入、皮肤吸收
	健康危害：吸入该物质可能会引起对健康有害的影响或呼吸道不适。意外食入本品可能对个体健康有害。通过割伤、擦伤或病变处进入血液，可能产生全身损伤的有害作用。眼睛直接接触本品可导致暂时不适。
急救	皮肤接触：立即脱去污染的衣物。用大量肥皂水和清水冲洗皮肤。如有不适，就医。 眼睛接触：用大量水彻底冲洗至少15分钟。如有不适，就医。 吸入：立即将患者移到新鲜空气处，保持呼吸畅通。如果呼吸困难，给予吸氧。如食入或吸入，不得进行口对口人工呼吸。如呼吸停止。立即进行心肺复苏术。就医。 食入：禁止催吐，切勿给失去知觉者从嘴里喂食任何东西。立即呼叫医生或中毒控制中心。
泄漏处理	人员防护措施：避免吸入蒸气、接触皮肤和眼睛。谨防蒸气积累达到可爆炸的浓度。应急人员戴正压自给式呼吸器，穿防毒、防静电服，戴化学防渗透手套。清除所有点火源。迅速将人员撤离到安全区域，远离泄漏区域并处于上风方向。 环境保护措施：在确保安全的情况下，采取措施防止进一步的泄漏或溢出。避免排放到周围环境中。 泄漏物收容、清除方法及处置材料：少量泄漏时，可采用干砂或惰性吸附材料吸收泄漏物，大量泄漏时需筑堤控制。附着物或收集物应存放在合适的密闭容器中，并根据相关法律法规废弃处置。
储运	装运车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。运输途中应防曝晒、雨淋，防高温。运输时所用的槽（罐）车应有接地链，槽内可设孔隔板以减少震荡产生静电。

## (2) 原油

原油闪点小于 28℃，属甲 B 类易燃、易爆物。原油闪点范围较宽，凝固点较高，其蒸气与空气形成爆炸混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸，与氧化剂能发生强烈反应，遇高热可分解出有毒烟雾。

表 5.8-4 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	Crudeoil; Petroleum		
	别名	石油		
	外观与性状	黑色的可燃性黏稠液体		
	闪点	<28℃		
	凝固点	18.3~19℃	溶解性	不溶于水，溶于苯、乙醚、三氯甲烷、四氯化碳等有机溶剂。
	密度	相对密度（水=1）0.84~0.86	稳定性	稳定
	爆炸极限	1.1%~8.7%（体积）	自燃温度	280℃~380℃
主要	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、			

用途	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。
危险性	易燃，蒸气与空气能形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与硝酸、浓硫酸、高锰酸钾、重铬酸盐等强氧化剂接触会剧烈反应，甚至发生燃烧爆炸。
健康危害	毒性：IV（轻度危害），属低毒类。 侵入途径：吸入、食入、经皮吸收。 健康危害：未见原油引起急慢性中毒的报道。原油在分馏、裂解和深加工过程中的产品和中间产品表现出不同的毒性。长期接触可引起皮肤损害。
泄漏应急处理	根据液体流动和蒸气扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。消除所有点火源。应急人员应佩戴正压式空气呼吸机，穿防火服，使用防爆等级达到要求的通讯工具。采取关闭阀门或堵漏等措施切断泄漏源。如果槽车或储罐发生泄漏，可通过倒罐转移尚未泄漏的液体。构筑围堤或挖坑收容泄漏物，防止流入河流、下水道、排洪沟等地方。收容的泄漏液用防爆泵转移至槽车或专用收集器内。用砂土吸收残液。
防护措施	工程控制：生产过程密闭，全面通风。呼吸系统防护：空气中浓度超标时，佩戴正压式空气呼吸机。眼睛防护：必要时，戴化学安全防护眼镜。身体防护：穿防静电工作服。手防护：戴橡胶手套。其它：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。
急救措施	皮肤接触：脱去污染的衣着，用肥皂水及清水彻底冲洗。眼睛接触：立即提起眼睑，用流动清水冲洗。吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。注意保暖，呼吸困难时给输氧。呼吸停止时，立即进行人工呼吸。就医。食入：误服者给充分漱口、饮水，就医。
灭火方法	消防人员须穿全身防火防毒服，佩戴空气呼吸器，在上风向灭火。喷水冷却燃烧罐和临近罐，直至灭火结束。处在火场中若发生异常变化或发出异常声音，须马上撤离。 灭火剂：泡沫、干粉、砂土、二氧化碳。

### (3) 伴生气（天然气）

天然气属甲B类易燃易爆气体，含有大量的低分子烷烃混合物，其与空气混合形成爆炸性混合物遇明火极易燃烧爆炸。如果出现泄漏，易与空气形成爆炸性混合物，而且能顺风飘动，形成着火爆炸和蔓延扩散的重要条件，遇明火回燃。天然气主要成分为甲烷，甲烷对人基本无毒，但浓度过高时，使空气中氧含量明显降低，使人窒息。当空气中甲烷达25%~30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、共济失调，若不及时脱离，可致窒息死亡。

表 5.8-5 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 <sub>4</sub>	外观与性状	无色无臭气体。
分子量	16.04	蒸汽压	53.32kPa/-168.8℃
沸点	-161.5℃	闪点	-188℃
熔点	-182.5℃	溶解性	微溶于水，溶于醇、乙醚。
密度	相对密度（空气=1）0.55	稳定性	稳定
爆炸极限	空气中 5.3~15%（体积）	自燃温度	538℃
主要用途	用作燃料和用于炭黑、氢、乙炔、甲醛等的制造。		

危险特性	危险性类别：第 2.1 类易燃气体 燃烧与爆炸特性：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氟化氧及其它强氧化剂接触剧烈反应。 燃烧（分解）产物：一氧化碳、二氧化碳。
健康危害	侵入途径：吸入 健康危害：甲烷对人基本无毒，但浓度过高时，使空气中氧含量明显降低，使人窒息。当空气中甲烷达 25%~30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、共济失调。若不及时脱离，可致窒息死亡。皮肤接触液化本品，可致冻伤。
泄漏应急处理	迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿消防防护服。尽可能切断泄漏源。合理通风，加速扩散。喷雾状水稀释、溶解。构筑围堤或挖坑收容产生的大量废水。如有可能，将漏出气用排风机送至空旷地方或装设适当喷头烧掉。也可以将漏气的容器移至空旷处，注意通风。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。
防护措施	呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，但建议特殊情况下，佩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。

### 5.8.3 风险识别

#### 5.8.3.1 物质危险性识别

本项目施工期涉及的危险物质主要是井场柴油罐，运营期涉及的主要危险物质是石油开采过程中井场、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。

#### 5.8.3.2 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。

### 5.8.3.3 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) 作业人员素质差，缺乏应急能力。

#### (2) 套管破损

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。

#### (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

本项目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。本项目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) 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；
- 2) 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；
- 3) 其它选线不当或设计有误导致的事故风险。

自然风险因素是由于自然环境条件恶劣，如土壤盐渍化造成管道腐蚀等威胁管道安全。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。

本项目主要作业场所、生产设备设施环境风险识别见表 5.8-6。

表 5.8-6 工程环境风险识别表

影响时段	事故类型	来源	危险物质	影响环境的途径	可能影响环境
施工期	井喷	井口	原油、伴生气、钻井废水等	①原油泄漏进入地表环境，阻塞土壤孔隙，使土壤板结，通透性变差，不利于植物生长； ②伴生气遇明火发生火灾或爆炸，污染大气，同时破坏周围地表植被； ③井下作业废水泄漏污染土壤、周围	空气、地下水、地表水、土壤

影响时段	事故类型	来源	危险物质	影响环境的途径	可能影响环境
				植被等	
运营期	泄漏	集油管线	原油	①原油泄漏进入地表环境,阻塞土壤孔隙,使土壤板结,通透性变差,不利于植物生长; ②原油泄漏进入地表水体,形成油膜,降低水体溶解氧浓度,使水质变差 ③泄漏后聚积地面,通过地面渗透进入地下含水层,影响地下水水质	空气、地下水、地表水、土壤
	火灾爆炸	集油管线	伴生气及次生污染物 CO、二氧化硫、氮氧化物等	产生的有害气体如伴生气等,遇明火发生火灾或爆炸,污染大气,同时破坏周围地表植被	空气、土壤、生态
	井下作业泄漏	油井作业	原油、伴生气、作业废水等	①原油泄漏进入地表环境,阻塞土壤孔隙,使土壤板结,通透性变差,不利于植物生长; ②伴生气遇明火发生火灾或爆炸,污染大气,同时破坏周围地表植被; ③井下作业废水泄漏污染土壤、周围植被等	空气、地下水、地表水、土壤
	油井套损	采油井	原油	油井套损,原油、含油污水泄漏进入含水层,污染地下水	地下水

#### 5.8.4 环境风险分析

##### 5.8.4.1 事故状态下对大气环境影响

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集油管线泄漏事故发生时,伴生气(烃组分等)逐渐挥发进入大气,会对事故现场空气环境产生影响,局部大气中烃类浓度可能高出正常情况的数倍或更多,但不会超过井喷时因伴生气排放对大气的影晌强度,更不会导致大气环境的明显恶化。

一般来说,输油管线泄漏风险事故的触发因素多为设备(包括管线、阀门或其它设施)腐蚀、材质缺陷或操作失误等,烃类泄漏至空气中,对周围大气环境造成污染;对于可能引发火灾、爆炸事故的危险物质 CH<sub>4</sub>,还需要考虑到伴生/次生污染物如 CO、SO<sub>2</sub>及氮氧化物的排放引发的环境影响。另外,在火灾事故处理过程中,扑灭火灾产生的消

防废水以及携带的少量油品泄漏产生的挥发性烃类物质。次生污染物若不能得到及时有效的收集和处置将会对周围环境再次造成不同程度的污染。

通过资料调研可知，集油管线发生泄漏引起火灾的主要原因有两点。一是发现泄漏事故进行泄漏点巡查的时候，挖掘机作业引起着火。这种情况下，火灾范围在挖掘的坑内。二是在不法分子打孔盗油时，打孔机摩擦产生火灾，这种情况下喷射距离虽然可达300m，但是火灾面积较小，不会达到300m远。若无明火，则不产生火灾，将挥发污染环境。

环评建议实际操作应严格执行《中华人民共和国石油天然气管道保护法》（主席令[2010]第30号）、《石油天然气安全规程》（AQ2012-2007）等安全和运行管理要求。管线试运行后，应进行一次智能检测，并与基础资料进行对比，以便发现管线施工缺陷和制造缺陷，以后定期开展检测工作。根据沿线情况定期对管线进行巡线检查，在雨季、汛期或其它灾害发生时应加密巡查。对管线周围的居民、企业等做好事故应急宣传，以保证一旦发生管线泄漏事故时，可能受影响的居民、企业等能作出正确反应。同时管线沿线应保持各种线路标志清晰，巡线员按照相关规定定期巡线，发现危及管线安全的情况及时处理和汇报。

#### 5.8.4.2 事故状态下对地表水环境影响

（1）本项目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围堰进行收集，拉油点储罐为地上设施，泄漏可统计监控系统 and 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，及时在泄漏点周围修筑0.2m高临时围堤，控制油水扩散范围，保护周围稻田地；当发生管线泄漏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，坝体要紧密封实，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。

### 5.8.4.3 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

本项目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，本项目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) 拉油点储罐泄漏对地下水的影响

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。

#### (6) 试油产液泄漏对地下水的影响

试油产液采用抽汲方法采出后不落地，直接进入罐车，作业全过程铺设防渗布，拉油罐车密闭运输，正常情况下不会对井场土壤及地下水造成影响，发生泄漏事故可能性很小。

#### 5.8.4.4 对土壤环境的影响

原油泄漏渗入土壤孔隙，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 0~30cm 的范围内，使得根系分布于此深度的植物不能生长。

石油烃（ $C_{10}-C_{40}$ ）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。事故性原油的大规模泄漏可影响草地的生态环境，危害植物生长。其危害最显著的表现是植物，原油黏附于枝叶，阻止植物进行光合作用，可使植物枯萎死亡；在土壤中粘附于植物根系，可阻止植物吸收水分和矿物质而死亡。

发生井喷后，会有大量原油和伴生气从井口敞喷进入环境当中，伴生气初始喷射会携带大量的泥浆和岩屑落在周围地表，对周围土壤及地下水产生影响。井喷事故发生后，

油田会启动事故应急预案，散落于地表的原油和泥浆岩屑等污染物，会被及时收集，并转运处理。发生井喷立即控制井口，导流放喷，通过放空火炬进行燃烧放空，最大限度降低对周围环境的影响。

#### 5.8.4.5 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。

### 5.8.5 环境风险防范措施及应急要求

#### 5.8.5.1 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  $0.02\text{g}/\text{cm}^3$ 。

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污油污水进行及时回收和处理。

9) 一旦发生井喷事故, 要及时上报上级主管部门, 并有消防车、救护车、医护人员和技术安全人员在井场值班。

10) 对油田设施采用新技术, 提高油田设施的抗蚀防腐能力, 如推广抗腐蚀的非金属管线的应用, 从而减少由于设施因素引发油水泄漏事故的几率。

11) 原油、天然气为易燃易爆物质。为了防止设备、管道爆破泄漏, 严格遵循有关设计规范进行规划设计, 严格要求设备、材料的质量和工程的施工质量, 保证工艺过程的密闭性, 避免事故的发生。

12) 爆炸危险区域内所用的电气设备、自控仪表设备均采用防爆型, 并符合相应的防爆等级。

13) 严格执行各项安全生产制度, 在油气泄漏场所严禁静电和携带火种。

#### (4) 井下作业事故风险防范措施

1) 为预防作业时井喷, 对于地层压力较高的油井作业, 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。

#### 5.8.5.2 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，及时发现阀门泄漏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。拉油点储罐配备泄漏检测和预警系统，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) 当井场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，及时在泄漏点周围修筑 0.2m 高临时围堤，井场泄漏时在井场四周修筑 0.2m 高临时围堤，控制油水扩散范围，保护周围农田或草地；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) 确保第十采油厂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) 当发生管线泄漏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，坝体要紧密封实，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，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。

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。

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。

14) 制定定期巡查制度，发现异常及时处理和报告。

15) 建立应急响应机构，配备快捷的交通通讯工具，以便对泄漏事故及时作出反应和处理。

## （2）拉油点储罐风险防范措施

1) 在工艺上，安装了较为先进的自控系统能有效预防火灾、爆炸和泄漏的发生。预防火灾和泄漏具体措施是：罐体设有液位显示、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，管理人员远端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。

2) 在设计上，参考《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183），因罐体属卧式油罐，容量较小，在拉油点罐区周边临时设置 20cm 高玻璃钢围堰，可保证泄漏风险发生后收集物料。

3) 在管理上，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，能在较短时间发现泄漏并开展应急工作。

4) 拉油点储罐区做重点防渗，罐区占地内铺设 2mm 厚防渗布进行防渗，渗透系数为  $1.0 \times 10^{-10}$  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) 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。

2) 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。

3) 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。

4) 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。

5) 朝二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。

6) 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。

7) 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) 井下作业风险防范措施

1) 为预防作业时井喷，对于地层压力较高的油井作业，在作业前先调节注采比，降低井底压力后再进行作业。

2) 施工准备过程要在管、杆桥下铺垫高强度防渗布，防渗布四周围出 10cm 高围堰；拆卸井口采油树后，要安装简易控制器，并将井口溢流油水控制器、作业废水收集装置，安装完好后，通电调试。

3) 作业前要打开生产阀门、套管放空阀门，观察溢流量大小。如果溢流量较大，采取清水或泥浆进行压井；起下抽油杆、管柱过程要注意井口变化，井口溢流较小时，将污水排入污水回收装置，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，启动作业废水收集装置和油水收集器，使废水废液由套管排出，经收集后处理。

5) 在井下作业施工有溢流时，必须下单流阀，套管出口接到废水回收装置。

6) 井下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。

#### (7) 窜层污染事故的防范措施

1) 采用双层套管，表层套管完全封闭各含水层，固井水泥均上返地面，这样，在各含水层与井筒间形成双层套管、单层水泥环的保护措施，将事故风险降低到最低。

2) 利用已有的或者新开发的水井，对各层地下水分别设置监测井位，定期对油田开发区各地下水层监测井采样分析，每半年采样一次，分析项目为石油类、挥发酚等特征指标，根据监测指标的变化趋势，对可能产生的隐蔽污染，做到及时发现，尽早处理。

3) 及时展开隐蔽污染源调查，查明隐蔽污染源之所在，采取果断措施，截断隐蔽污染源的扩散途径。

#### (8) 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

器的规定。设备区设计应按照《石油化工企业设计防火标准(2018年版)》(GB50160-2008)要求进行必要的围堰、防火设计、修复。

针对上述风险情况,本项目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,本项目如发生风险事故,可按已建立的事故风险应急预案执行。

#### 5.8.5.3 退役期环境风险防范措施

油田服务期满后,闭井时的污染防治措施主要是生态恢复工作,主要防治措施如下:

(1) 各种机动车辆应固定路线,禁止随意开路,践踏和破坏植被,应把破坏和影响严格控制在征地范围之内。

(2) 闭井后要拆除井架、井台、拔出井管,并对井场土地进行平整,清除地面上残留的污染物如落地油等。

根据《废弃井封井回填技术指南(试行)》中废弃矿井封井回填处理要求,可采用井盖封堵、分段回填和全井筒回填。通过咨询企业,项目采用分段回填方式,分段回填方式指针对井筒渗漏点进行回填后再进行井盖封堵,分段回填应根据井筒地质剖面,在井壁合适位置构筑钢筋混凝土栓塞,在栓塞之上针对渗漏点进行止水封堵,止水后压实封闭。

#### 5.8.5.4 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。本项目为新建工程，目前第十采油厂已建立较完善的应急预案体系，综合性预案为《第十采油厂突发事件总体应急预案》，还针对不同的事故分别编制了《第十采油厂环境突发事件专项应急预案》、《第十采油厂井喷突发事件专项应急预案》、《第十采油厂生产场所突发泄漏、火灾、爆炸事件专项应急预案》、《第十采油厂长输管道突发事件专项应急预案》、《第十采油厂自然灾害专项应急预案》等专项应急预案，《第十采油厂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；《第十采油厂环境突发事件专项应急预案》中不仅包含了原油泄漏污染、污水泄漏污染、给排水系统泄漏污染、天然气泄漏污染和施工时发生井喷造成污油、污水排放污染等事故的分类、应急响应等内容，而且明确了环境突发事件应急储备物资清单、应急联络单等重要内容。《第十采油厂环境突发事件专项应急预案》进行了组织机构及职责明确、预防与预警设置、应急响应与应急处置、应急保障内容确定以及大庆油田有限责任公司第十采油厂突发事故的联络信息公布，预案内容针对性较强，组织结构框架合理。

总体上看，第十采油厂应急预案涵盖了环境突发事件、井喷、油气泄漏、输油系统突发事件等事故情况，依托合理，现有应急预案依托可行。根据《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》（2015）4号），环境应急预案每3年至少修订一次，因此建设单位应及时对环境应急预案进行修订，且建议建设单位加强对应急预案的定期风险应急演练及员工培训。

通过分析，工程在发生事故状态下可依托已经制定了相关应急预案及相关应急资源。不需对本项目提出新的应急预案，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。本项目可以纳入第十采油厂油田原有应急体系内，不需对本项目提出新的应急预案，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第十采油厂编制了《第十采油厂环境突发事件专项应急预案》，该应急预案主要针对项目运营过程中可能突发的各种环境风险事故等制定了详细的安全应急救援预案。预案中包含了应急救援任务和目标、原则、组织机构、应急救援职责、突发事件信息报送及处置、应急响应和处置、应急措施以及应急救援值班电话和联络电话，充分保证了项目运营期发生的风险事故得到及时救援和处理。降低了环境风险的危害。

应急预案制定完毕后，大庆油田有限责任公司第十采油厂各作业区平均每月开展一次应急预案的宣传教育及应急演练，保证每一个工作人员都熟悉预案的内容，熟练应急措施，检查预案的有效性和符合性，对存在的不足及时修正。

#### (4) 应急状态地企联动

大庆油田有限责任公司第十采油厂已在大庆油田有限责任公司备案登记，由大庆油田有限责任公司向市政府有关部门及集团公司申请备案。大庆油田有限责任公司第十采油厂已备案登记《第十采油厂环境突发事件专项应急预案》、《第十采油厂井喷突发事件专项应急预案》、《第十采油厂生产场所突发泄漏、火灾、爆炸事件专项应急预案》、《第十采油厂长输管道突发事件专项应急预案》、《第十采油厂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 5.8-7。

表 5.8-7 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第十采油厂环保部	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。

#### 5.8.5.5 应急物资

当本项目发生突发环境事件时其应急物资依托全公司应急物资储备，根据需求就近进行调拨。本项目应急物资依托现有应急物资，应急物资具体情况见 5.8.1 现有工程应

急物资，本节不在重复介绍。依托现有工程应急物资可行性如下：

1) 应急物资与装备充足，基层队配备便携式可燃气体检测仪，能够进行部分简单的大气应急监测；危害程度较大的突发环境事件发生时仍需委托外部检测单位进行监测。

2) 建立了完善应急通信系统，确保应急指挥中心与基层单位及事件现场的网络系统、通信畅通。

3) 从内部经验丰富的专业技术人员中挑选人员组成应急小组，确保在启动预警前、事件发生后能迅速到位，为指挥决策提供服务。

4) 应急物资主要存放在生产区域内各站场、应急库房，所有应急物资均按相关有效期要求使用并及时更换。目前所有应急物资均处于有效期内。

综上，本项目依托现有应急物资是可行的。

#### 5.8.5.6 应急监测

##### 1) 应急监测措施

(1) 环保监测站接到环保事故信息后，根据接报的情况判断可能的污染物质，进行应急准备，并立即组织有关人员，分别进行现场的监测采样和实验室的准备工作。

①人员及采样容器准备。技术人员一名、实验室人员一名、采样人员两名，采样容器要备足。

②化验室分析人员取样后，应快速、准确的完成样品的分析，出具数据和保存，并保留样品。

(2) 化验室在接到环境事故信息后，必须在最短时间内到达目的地采样，一般不超过 30min。

(3) 当对某种污染物缺少监测手段时，安全环保科负责对外请求支援的联系与协调。

(4) 监测数据可用电话或书面的形式以最快速度上报应急指挥中心。

(5) 应急监测应做到当事故发生直到事故最终处理终结的全过程监测，其监测频次以满足较少损失和事故处理以及事故发生后的生产恢复的需求。

##### 2) 应急监测布点原则

根据《突发环境事件应急监测技术规范》（HJ 589-2021）中 6.2.1 布点原则，采样断面（点）的设置一般以突发环境事件发生地及可能受影响的环境区域为主，同时应注重人群和生活环境、事件发生地周围重要生态环境保护目标及环境敏感点，重点关注对饮用水水源地、人群活动区域的空气、农田土壤、自然保护区、风景名胜区及其他需要特殊保护的区域的影响，合理设置监测断面（点），判断污染团（带）位置、反映污

染变化趋势、了解应急处置效果。

应根据突发环境事件应急处置情况动态及时更新调整布设点位。对被突发环境事件所污染的地表水、大气、土壤和地下水应设置对照断面（点）、控制断面（点），对地表水和地下水还应设置削减断面（点），布点要确保能够获取足够的有代表性的信息，同时应考虑采样的安全性和可行性。对突发环境事件固定污染源和移动污染源的应急监测，应根据现场的具体情况布设采样断面（点）。

### 3) 应急监测方案

本项目环境风险应急监测方案详见下表。

表 5.8- 5.8- 1 风险事故情况下环境应急监测方案一览表

时间	监测要素	监测点位		监测项目	应急监测频次	执行标准	监测方式
环境风险事故	大气环境	对照断面	事故地点上风向	非甲烷总烃、一氧化碳、二氧化硫、二氧化氮	1次/天（应急期间），以平行双样数据为准	一氧化碳、二氧化硫、二氧化氮执行《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）及其修改单（生态环境部公告2018年第29号）二级标准要求，非甲烷总烃执行《大气污染物综合排放标准详解》（国家环境保护局科技标准司制定）中推荐值（2.0mg/m <sup>3</sup> ）	自行监测或委托检测
		控制断面	下风向距离较近的敏感点		初始加密（3次/天）监测，随污染物浓度下降逐渐降低频次		
	地下水环境	对照断面	上游	pH值、耗氧量、石油类、硫化物、挥发性酚类、氨氮、溶解性总固体、总硬度	1次/天（应急期间），以平行双样数据为准	石油类参照执行《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002），其他指标执行《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）	
		控制断面	沿线水井		初始1-2次/天，第3天后1次/周直至应急结束		
		削减断面	下游水井		初始1-2次/天，第3天后1次/周直至应急结束		
	土壤环境	对照断面	污染区附近农田处土壤	石油烃类	1次/天（应急期间），以平行双样数据为准	石油烃（C <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> ）执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）中~筛选值要求；	
		控制断面	受污染处土壤	石油烃类	初始1-2次/天（应急期间），视处置情况逐渐		

时间	监测要素	监测点位	监测项目	应急监测频次	执行标准	监测方式
				降低频次	农用地参考《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）中筛选值要求	

注：监测频次主要根据现场污染状况确定。事件刚发生时，监测频次可适当增加，待摸清污染变化规律后，可适当减少监测频次。

### 5.8.6 环境风险评价结论

通过对本项目产能建设工程的环境风险分析可知，本项目的的环境风险是泄漏、火灾和爆炸，对区域内的地下水环境、地表水环境、土壤环境和空气环境有潜在危害性。在工程采取一系列风险防范措施、应急措施和建立环境风险防控体系后，火灾爆炸等事故影响可控，可以降低事故的发生率和事故情况下对周围环境的影响。但建设单位应加强员工的环保教育和培训，完善项目的事故应急预案，增加事故应急监测及事故评估等规定内容并定期演习，避免重大污染事故的发生。

表 5.8-8 建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	朝阳沟油田朝 1-朝气 3 区块扶余油层零散补充调整产能建设地面工程项目				
建设地点	黑龙江省	大庆市	肇源县	肇源镇、和平乡	( ) 园区
地理坐标	经度	125° 2' 43.709" ~ 125° 10' 23.518"	纬度	45° 30' 44.347" ~ 45° 34' 10.248"	
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）	<p>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。</p> <p>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。</p> <p>地下水环境：本项目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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p>				

<p>风险防范措施要求</p>	<p>施工井场柴油储罐泄漏的防治措施；</p> <p>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。</p> <p>拉油点储罐、管线泄漏的主要预防和处理措施：</p> <p>（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；</p> <p>（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；</p> <p>井下作业事故风险防范措施</p> <p>（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。</p> <p>（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。</p>
<p>填表说明：</p> <p>项目相关信息：施工期井场柴油最大存储量为 50.1t，试油产液油罐最大储油量 13.05t，天然气 0.021t。运营期拉油点储罐和管道内最大储油量 104.423t，天然气 0.165。</p> <p>本项目危险物质数量与临界量的比值施工期 <math>Q=0.0271 &lt; 1</math>，运营期 <math>Q=0.0575 &lt; 1</math>，环境风险潜势为 I，风险评价等级为简单分析。</p> <p>本项目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。</p>	

## 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《非道路移动柴油机械排气烟度限值及测量方法》（GB 36886-2018）表 1 中 II 类限值要求；

2) 钻井发电机和钻井柴油机采用符合《普通柴油》（GB252-2015）的柴油；

3) 加强对机械设备的维护、保养，减少不必要的运转时间，以控制尾气的排放；

4) 严禁在施工现场焚烧任何废弃物和可能产生有毒有害气体、烟尘和臭气的物质。

##### (2) 施工扬尘污染防治措施

1) 为防止因交通运输量的增加而导致的扬尘污染，应在施工初期合理规划道路运输路线，尽量利用现有公路网络。

2) 运输道路、施工场地干燥时洒水抑尘，定期清扫散落在施工场地的泥土，应实行湿法吸扫，严禁干扫和吹扫，以减少扬尘对周边土壤和植被的影响。

3) 运料车辆在运输时，车辆应当采取苫布遮盖措施，严禁敞开式、半敞开式运输，不得装载过满，以防洒落在地，形成二次扬尘。

4) 土方开挖应采取遮盖、围挡、洒水等防尘措施。临时弃土集中堆放在背风侧，临时堆放土堆应采取覆盖、洒水等防尘措施；缩短土方裸露时间，且不宜堆积过久、过高，堆放过程中应在顶部加盖篷布；对易产生扬尘污染的建筑材料堆应覆盖到位。

5) 管线尽可能沿道路走向设计，以避免施工活动对土地和地表植被的扰动；最大限度控制施工作业带宽度，避免因施工开挖加剧土地沙漠化和水土流失，同时在施工过程中定期洒水抑尘，防止施工扬尘量大对环境造成污染。

6) 合理规划施工进度，及时开挖，及时回填，防止弃土风化失水而起沙起尘；遇大风天气应停止土方工程施工作业。

7) 施工结束后，应及时进行施工场地的清理，清除积土、堆物。

### (3) 焊接烟尘

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

### (4) 试油伴生气

勘探井试油阶段产生的少量伴生气采用试油设备配套放喷管设施点火燃烧，放喷管高为8m（配套防回火与自动点火装置），设置于井口50m以外，且距离发电房等易产生明火的位置20m以上。

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；井场厂界产生的非甲烷总烃能够满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中5.9企业边界污染物控制要求限值。不会对大气环境产生较大影响，施工期大气污染防治措施可行。

#### 6.1.1.2 运营期

本项目运营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) 本项目油井产液产生的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，提高落地油回收率，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 $\leq 200\text{mg}/\text{m}^3$ 、烟气黑度 $\leq 1$ ）。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  $\text{CO}_2$  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，定期拉运至第十采油厂厂区污水泵房，经地下管网输至第十采油厂厂区生活污水处理站处理达标后排入牛毛沟，施工结束后临时防渗旱厕进行卫生处理，场地进行平整。

2) 管线试压废水由罐车拉运至朝二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排。

3) 压裂返排液由罐车拉运至朝一联压裂返排液无害化处理站处理后，管输进入朝一联含油污水处理站处理，处理后的出水满足《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，及时拉运至大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司处理，处理后的压滤水定期由罐车拉运至朝二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。

5) 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，定期拉运至朝二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质

指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。

6）试油产液通过罐车拉运至朝二联卸油点后，进入朝二联转油脱水站处理系统，朝二联转油脱水站处理后含水油外输至朝二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。

#### （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）确保第十采油厂应急物资库的围油栏、铁锹、吸油毡、消油剂等应急工具和设备齐备完好，以便在发生泄漏事故时对产生的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，定期由罐车拉运至朝二联卸油点，进入朝二联转油防水站处理，分离的含油污水最终管输进入朝二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朝二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

本项目依托朝二联合油污水处理站，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，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

朝二联合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8月17日-18日对朝二联合油污水处理站出水水质进行监测，处理后水质满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)限值要求，工艺可行。

### 4) 处理规模的可行性分析

朝二联合油污水处理站设计污水处理量为 $2000\text{m}^3/\text{d}$ ，目前实际污水处理量为 $1218\text{m}^3/\text{d}$ ，本项目4口油井投产初期最大采出水量为 $72\text{t}/\text{d}$ ，新增本项目采出水后处理量为 $1290\text{m}^3/\text{d}$ ，负荷率为64.5%，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 $2\text{mm}$ 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 $150\text{mm}$ ，防腐层厚度不小于 $3.2\text{mm}$ 。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，拉运至朝二联含油污水处理站处理。洗井严格控制在井场占地范围内，洗井作业范围全部铺垫防渗布，并在作业区边缘修筑 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，当发生管线泄漏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，坝体要紧密封实，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，施工结束后拉运至第十采油厂厂区污水泵房，经地下管网输至第十采油厂厂区生活污水处理站处理达标后排入牛毛沟；

2) 退役期管线内介质均由压缩空气吹扫至拉油点储罐，后续由罐车拉运至朝二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。油气井运营期间应参照 GB/T 17745 要求进行井筒完整性管理, 定期开展井筒完整性检查。

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) 运营期定期检查、维修项目所有管道、机泵等, 确保各部分的使用性能。尤其在雨季更要认真检查, 清除隐患。

11) 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。

12) 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。

13) 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。

14) 废弃物等拉运车辆须在转运过程做好转运台账，严格执行废弃物转运签认和交接清单制度；运输前规划运输路线，转运过程中应严格按照规定的路线运输到相应的目的地；运输过程中应尽量避免环境敏感区；对拉运过程进行严格监督管理，运输车辆、装卸工具必须符合安全环保要求，装卸和运输废弃物过程中不得溢出和渗漏，严禁半途倾倒、排放或向第三方转移废弃物。

(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、油基钢制泥浆槽、钻台	采用地面碾压平整并铺设 2mm 厚防渗布进行防渗，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$	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 $M_b \geq 6.0\text{m}$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 防渗技术要求
		施工期压裂车作业区域		
	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 厚防渗布进行防渗，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 $M_b \geq 1.5\text{m}$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 防渗技术要求
	简单防渗区	压裂施工混砂车和储砂区、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 $M_b \geq 6.0\text{m}$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 防渗技术要求
		井场作业区	井场作业区永久占地内铺设 2mm 厚防渗布进行防渗，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 厚防渗布进行防渗，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	满足一般地面硬化防渗技术要求

	渗区		进行防渗	
--	----	--	------	--

### (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）制定本项目运营期监测计划，同时在当地对监测结果进行信息公开，每年公开一次，随时监测地下水的变化，及时发现和解决问题；如发生重大污染事故且已对地下水造成污染，应进行信息公开，并与政府相关部门进行联动，聘请专家进行讨论，制定减轻地下水污染程度及控制地下水污染范围的措施，防止地下水污染加剧。

项目区域潜水流向为从东北向西南，根据项目油井分布和周边地下水井分布情况，共布设7个地下水跟踪监测点，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
上游王家粉坊屯水井	背景监测点	pH、石油类、石油烃（C <sub>6</sub> ~C <sub>9</sub> ）、石油烃（C <sub>10</sub> ~C <sub>40</sub> ）、砷、六价铬、挥发酚、氨氮、耗氧量	125.16401, 45.57877	源212扶平4井场北1300m	15m	潜水	1次/半年
区域内后欧力马水井	跟踪监测点		125.17085, 45.56812	3号平台井场西侧380m	15m	潜水	
区域下游王家园子屯水井	跟踪监测点		125.16117, 45.55675	3号平台井场西南侧1100m	15m	潜水	
区域下游王家园子屯水井	跟踪监测点		125.16466, 45.55678	3号平台井场西南侧1500m	65m	承压水	
区域上游大姚屯水井	背景监测点		(125.05032, 45.51338)	源1011东北340m	15m	潜水	
区域下游刘兽医屯水井	跟踪监测点		125.04329, 45.51033	源1011西南250m	15m	潜水	
区域下游刘兽医屯水井	跟踪监测点		125.04209, 45.50913	源1011西南390m	65m	承压水	

### (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《废弃井封井回灌技术指南(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，跟踪监测井依托第十采油厂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源 1011 西侧 140m 的刘兽医屯，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，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 运营期

(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源 1011 西侧 140m 的刘兽医屯, 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, 运营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) 水基废钻井液和水基钻井岩屑排入井场水基钢制泥浆槽中, 及时拉运至大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司处理, 处理后的压滤水定期由罐车拉运至朝一联合污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015) 及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022) 限值要求后回注油层, 处理后的泥饼外售给大庆钻探工程公司钻井二公司综合利用垫井场或铺路。

(2) 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，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《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。

(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八采油厂工业固废填埋场处理，膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋由施工单位统一收集后拉运至第八采油厂工业固废填埋场处理。

(4) 含油废防渗布集中收集暂存于第十采油厂综合固废储存库，定期委托有资质单位处理。

(5) 生活垃圾统一收集拉运至肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理。

施工产生的生活垃圾等固体废物在固定地点集中存放，防止因暴雨、大风等冲入外环境，并及时清运，做到工完、料净、场地清。通过采取上述措施，本项目施工期产生的固体废物均能按照“资源化、减量化、无害化”原则，合理安全处置。

#### 6.1.4.2 运营期

(1) 本项目产生的落地油及清淤油泥(砂)属于危险废物，危险废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，代码为 071-001-08，由罐车拉运至朝一联合油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆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，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。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，经收集后暂存于第十采油厂综合固废储存库，定期委托有资质单位处理。该储存库存储量为 500t，现实际存储量为 10t，本项目含油废防渗布产生量 0.07t/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) 本项目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第十采油厂物资库；

(2) 生活垃圾统一收集拉运至肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理，执行《城市生活垃圾管理办法》（中华人民共和国建设部令第157号令）；

(3) 封井建筑垃圾统一收集后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1座平台和4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) 恢复土地生产能力，提高土壤肥力。施工过程中尽量保护土地资源，不打乱土层。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；

(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) 本项目永久占用的耕地，针对永久占地按“占一补一”原则及相关规定缴纳土地补偿费，专款用于占地补偿，按规定补划永久基本农田；

(13) 管道施工尽量缩小占地面积，应划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，走同一车辙，避免加行开辟新路；

(14) 管沟挖、填方作业应作到互补平衡；

(15) 管沟回填应按层回填，以利施工带土壤和植被的尽早恢复。回填后应予以平整、压实，以免发生水土流失；

(16) 管道建设工程结束后，回填开挖的管沟，路基采取护坡、养护措施，进行表土回覆、场地清理平整并恢复植被；

(17) 对废水、固体废物进行严格管理，统一处理或回收，不得随意抛撒，防止污染土壤。

本项目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 3.254hm <sup>2</sup> 。	施工完毕后 1年内	大庆油田有限责任公司第十采油厂
2	临时占地	耕地、草地	恢复临时占地 4.46hm <sup>2</sup> ，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 运营期

本项目由于井场、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。作业时在井场周围堆筑临时围堰，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) 运营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》（建标[2016]14号）要求，新钻井位于1座平台和4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地，不准乱挖、乱采野生植物，确保不影响周边黑土地。

（3）本项目在施工前编制表土剥离方案，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，尽量避开植被生长季节、农作物耕种季节，减少损失，同时避开大风及强降水季节。施工期间应划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆、重型机械设备作业范围，以及施工人员的活动范围，由专人负责管理，减少施工作业对周围土壤和植被的破坏范围和程度。

严禁在大风天气下运输及装卸施工散料等。在便道出入口，树立保护耕地的警示牌，以提醒施工作业人员，减少人员随意践踏造成的水土流失。严禁开发建设施工材料乱堆乱放，划定适宜的堆料场，以防对植物破坏范围的扩大，增加裸地面积而新增的水土流失。

#### 6.1.5.6 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朝二联含油污水处理站，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 4.46hm<sup>2</sup> 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 土壤保护措施

##### 6.1.6.1 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 and 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。

#### 6.1.6.2 运营期土壤污染防治措施

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

##### (1) 源头控制措施

井场控制措施。油田开发过程中，井下作业应配备泄油器、刮油器等，作业污水要求全部进罐，由罐车拉运至朝二联含油污水处理站处理达标后回注油层，不外排；按照“铺设作业、带罐上岗”的作业模式，及时回收落地油，由罐车拉运至朝一联含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆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，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，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 22。

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	3#平台井场	125.17320, 45.56457	pH、石油类、石油烃（C <sub>6</sub> ~C <sub>9</sub> ）、石油烃（C <sub>10</sub> ~C <sub>40</sub> ）、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	源 1011 井场	125.14518, 45.53281			
3	源斜 2401 井场	125.04556, 45.51226			

上述监测结果应按照相关规定及时建立数据档案，并定期向社会公开监测信息。如发现异常或发生事故，需加密监测频次，确定影响源位置，分析影响结果，并及时采取应急措施。

### 6.1.6.3 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
		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
	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取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
场站非甲烷总烃		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	
加热炉		拉油点储罐加热炉采用清洁能源天然气为	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
			燃烧烟气执行《工业炉窑大

		燃烧烟气	燃料，并采用了低氮燃烧器，烟气经 15m 排气筒排放	《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，及时拉运至大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司处理，处理后的压滤水定期由罐车拉运至朝一联合油污水处理站处理达标后回注油层	不外排
		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，定期拉运至朝二联合油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层	不外排
		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，定期拉运至第十采油厂厂区污水泵房，经地下管网输至第十采油厂厂区生活污水处理站处理达标后排入牛毛沟，施工结束后临时防渗旱厕进行卫生处理，场地进行平整。	不外排
		管线试压废水	由罐车拉运至朝二联合油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层	不外排
		压裂返排液	由罐车拉运至朝一联合压裂返排液无害化处理站处理，处置后污水管输进入朝一联合油污水处理站	不外排
		运营期	作业污水	由罐车拉运至朝二联合油污水处理站处理达标后回注油层
	洗井污水		由罐车拉运至朝二联合油污水处理站处理达标后回注油层	

		油田采出水	最终管输至朝二联合油污水处理站和朝一联合油污水处理站处理达标后回注油层	(SY/T5329-2022) 限值要求
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、水基钻井岩屑	排入井场水基钢制泥浆槽中, 及时拉运至大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司处理, 处理后的压滤水定期由罐车拉运至朝一联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, 处理后的泥饼外售给大庆钻探工程公司钻井二公司综合利用垫井场或铺路	合理处置
		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, 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《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	100%处置
		施工废料、膨润土等废包装袋	经收集后拉运至第八采油厂工业固废填埋场处理	执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB 18599-2020) 要求
		含油废防渗布	集中收集暂存于第十采油厂综合固废储存库, 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	统一收集拉运至肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理	100%处置
		落地油	属于危险废物，集中收集，由罐车拉运至朝一联合油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆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
		含油防渗布	由建设单位统一收集后暂存于第十采油厂综合固废储存库，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
		运营期 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4.46hm <sup>2</sup> ，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3.254hm <sup>2</sup> ，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、油基钢制泥浆槽、钻台及压裂车作业区为重点防渗，采用地面碾压平整并铺设2mm厚防渗布进行防渗，渗透系数为1.0×10 <sup>-10</sup> 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厚防渗布进行防渗，	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	

	<p>渗透系数为 <math>1.0 \times 10^{-7}</math> cm/s; 压裂施工混砂车和储砂区、施工井场其他区域采用地面碾压平整。</p>	
	<p>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, 作业区和储罐区铺设 2mm 厚防渗布进行防渗, 渗透系数为 <math>1.0 \times 10^{-10}</math> cm/s; 井场永久占地内采用地面夯实碾压平整进行处理。</p>	<p>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</p>
	<p>在 4 口基建井区域上游王家粉坊屯水井 (125.16401, 45.57877) 布设 1 口潜水背景值监测水井, 区域内后欧力马水井 (坐标 125.17085°, 45.56812°) 布设 1 口潜水跟踪监测水井, 在区域下游王家园子屯水井布设 1 口潜水跟踪监测水井 (125.16117°, 45.55675°), 1 口承压水跟踪监测水井 (125.16466°, 45.55678°);</p> <p>在 2 口勘探井所在区块区域上游大姚屯水井 (125.05032°, 45.51338°) 布设 1 口潜水背景值监测水井, 在区域下游刘兽医屯水井布设 1 口潜水跟踪监测水井 (125.04329°, 45.51033°), 1 口承压水跟踪监测水井 (125.04209°, 45.50913°);</p> <p>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<sub>6</sub>~C<sub>9</sub>)、石油烃 (C<sub>10</sub>~C<sub>40</sub>)、砷、六价铬、挥发酚、氨氮、耗氧量</p>	<p>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</p>
	<p>在 3#平台井场、源 1011 井场和源斜 2401 井场共布设 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<sub>6</sub>~C<sub>9</sub>)、石油烃 (C<sub>10</sub>~C<sub>40</sub>)、砷、六价铬, 监测频次为 1 次/年。</p>	<p>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</p>
风险防控	<p>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; 拉油点储罐周边设置玻璃钢永久围堰; 车辆采用密闭罐车, 配备收油工具, 场站定</p>	

	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
	运营期环境保护监测计划实施情况
	本项目事故风险的环保应急计划，包括物质配备、防范措施，应急处置等
	施工期、运营期扰民现象的调查
	固体废物种类、产生量、处理处置情况、综合利用情况
污染物达标排放监测	无组织排放烃类气体监测，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、运营期落实环境影响评价、工程设计文件以及各级环境保护行政主管部门批复文件中生态保护措施的情况
	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 4.46hm <sup>2</sup> ；补偿 3.254hm <sup>2</sup>
	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 1.463hm<sup>2</sup>，永久占用草地 1.791hm<sup>2</sup>，临时占用耕地 2.7hm<sup>2</sup>，临时占用草地 1.76hm<sup>2</sup>。旱田农作物主要为玉米，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/m<sup>2</sup>，天然草的补偿标准为 0.37 元/m<sup>2</sup>。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 <sup>2</sup> )	补偿标准 (元/m <sup>2</sup> )	生物量损失年限 (年)	损失补偿费用 (万元)	合计(万元)
	耕地	旱田					
永久占地	耕地	旱田	1.463	2.10	10	30.72	37.35
	草地		1.791	0.37	10	6.63	
临时占地	耕地	旱田	2.7	2.10	3	17.01	18.96
	草地		1.76	0.37	3	1.95	

由以上可知，本项目永久占地生物量损失费为 37.35 万元，临时占地生物量损失费为 18.96 万元，投产十年间生物量损失 56.71 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 13156 万元，其中环保投资 87.82 万元，环保投资占总投资的 0.67%，本项目环保投资详见表 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 6 口井	0.6
	废水	压裂返排液由罐车拉运至朝一联压裂返排液无害化处理站处理后，管输进入朝一联合油污水处理站处理	0.005 万元/m <sup>3</sup> ，共计 420m <sup>3</sup>	2.1
		试压废水由罐车拉运至朝二联合油污水处理站处理	0.005 万元/m <sup>3</sup> ，共计 0.114m <sup>3</sup>	0.0006
		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 6 座井场	1.2
	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、水基废钻井液和水基钻井岩屑拉运至大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司处理	0.005 万元/m <sup>3</sup> ，共计 1257.3m <sup>3</sup>	6.29
		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 <sup>3</sup> ，共计 624.4m <sup>3</sup>	6.24
		含油废防渗布集中收集暂存于第十采油厂综合固废储存库，定期委托有资质单位处理	0.5 万元/吨，共计 0.07t	0.035
		膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋、施工废料拉运至第八采油厂工业固废填埋场处理	0.1 万元/吨，共计 0.1212t	0.01
		生活垃圾统一收集拉运至肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理	0.1 万元/吨，共计 1.84	0.18
		生态	对于项目永久占地进行经济补偿，补偿面积 3.254hm <sup>2</sup>	永久占地生物量损失补偿按 10 年计
	对临时占用的土地进行恢复、平整，恢复临时占地 4.46hm <sup>2</sup>		临时占地生物量损失补偿按 3 年计	18.96
	水土流失防护		0.1 万元/口井，包括 6 口油井	0.6

		防沙治沙	0.1 万元/口井，包括 6 口油井	0.6
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 4 台储罐	1.0
	废水	作业污水由罐车拉运至朝二联含油污水处理站处理	0.005 万元/m <sup>3</sup> ，共计 10.64m <sup>3</sup> /a	0.05
	噪声	低噪声设备、基础减振	0.1 万元/口井，包括 6 口油井	0.6
	固体废物	含油污泥、落地油由罐车拉运至朝一联含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理	0.5 万元/吨，共计 0.478t/a	0.239
含油防渗布由建设单位统一收集后暂存于第十采油厂综合固废储存库，定期委托有资质单位处理		0.5 万元/吨，共计 0.07t/a	0.0035	
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 6 口油井	0.6
	固体废物	封井建筑垃圾统一收集后拉运至建筑垃圾调配场处置	0.1 万元/吨，共计 0.4t	0.04
		生活垃圾统一收集拉运至肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理	0.1 万元/吨，共计 1.84t	0.018
风险防范	配备围油栏、吸油毡、消油剂等应急物资，拉油点储罐和油井作业区域边缘设置玻璃钢围堰，定期进行应急演练等风险防范措施及应急措施	配备 1 套	6	
地下水及土壤防范措施	施工期和运营期井场采取的分区防渗措施；井场作业区和拉油点罐区采取重点防渗措施	0.2 万元/场地，共 6 座井场和 3 座拉油点	1.8	
	依托周边已建水井设 7 口跟踪监测井，定期跟踪监测地下水	0.1 万元/点位，共 7 个监测点位	0.7	
	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				87.82

### 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营期的风险事故。为最大限度地减轻油田生产对区域内空气环境、水环境及生态环境的影响，减少温室气体的排放，减少事故的发生，以确保油田安全运行，必须建立科学有效的环境管理体制，制定详细周密的环境保护管理计划。

#### 8.1.1 组织结构

本项目环境管理工作由第十采油厂负责。由第十采油厂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

在项目运营期，环境管理除抓好日常站场各种环保设施的运行、维护等工作外，工作重点应针对油气集输生产和管理情况及油井作业过程管理、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营期废水、废气、废渣及噪声等方面的管理制度；在油田投入正常生产过程后，三废管理制度主要应包括油田正常运行过程中对含油污泥、含油污水及挥发烃的治理（回收及利用）等方面的管理制度。
6	生态保护管理制度	主要包括油田建设期井场、道路和管道的建设过程对区域内生态环境产生的影响后所做出的恢复计划及生态补偿措施等；在油田进入正常生产运营期后，生态保护制度主要包括油田生产过程中所进行的油井作业过程，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故的预防管理措施。

### 8.1.3 管理措施

- (1) 最高领导层将 HSE 管理放在与企业生产和经营管理同等重要的位置上；
- (2) 公司员工时刻将 HSE 责任放在心中；
- (3) 制定和落实一岗一责制；
- (4) 加强生产技术及 HSE 教育和培训；
- (5) 做好现场审核和整改；
- (6) 奖优罚劣，持续改进 HSE 表现。

## 8.2 环境监控

### 8.2.1 环境监控实施计划

本项目由第十采油厂安全环保部对油田建设环境保护工作进行全过程监控，对环境保护措施强制推行，以加强设计和施工阶段的环境管理，控制施工阶段的环境污染和生态破坏；同时在日常生产管理过程中对相应的环境管理机构、人员及环境管理制度必须切实落实和执行。尤其在建设施工期，除设置油田专职环保员一名外，还应根据现场实际情况，建立健全相应的二级 HSE 管理网络，在油田已有 HSE 指挥部的基础上，分别配备数名 HS 现场监督人员。分别配备协调员，实行逐级负责制。

HSE 机构在环境管理上的主要任务包括：负责制定本油田施工作业的环境管理方案，制定发生事故的应急计划，监督各项环保措施的落实及环保工程的检查和预验收，负责协调与地方环保、水利、土地等部门的关系以及负责有关环保文件、技术资料的收集建档等。

### 8.2.2 环境管理工作的重点

工程投产运行后，油田环境管理工作由第十采油厂安全环保部负责，在油田生产运营期，环境管理除抓好日常站场各种环保设施的运行、维护等工作外，工作重点应针对油气集输生产和管理情况及油井作业过程管理、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 本项目污染源排放清单

本项目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	5.72t	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 <sub>2</sub> 、NO <sub>x</sub> 、HC、CO	399.4万 m <sup>3</sup>	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	111m <sup>3</sup>	排入井场水基钢制泥浆槽中,及时拉运至大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司处理,处理后的压滤水定期由罐车拉运至朝一联合油污水处理站处理达标后回注油层	不外排
	油基钻井废	COD、	205.2m <sup>3</sup>	排入井场设置的油基钢制泥浆	不外排

	水	SS、石油类		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,定期拉运至朝二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)限值要求后回注油层	
	生活污水	COD、NH <sub>3</sub> -N	235.5m <sup>3</sup>	施工期施工人员产生的生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内,定期拉运至第十采油厂厂区污水泵房,经地下管网输至第十采油厂厂区生活污水处理站处理达标后排入牛毛沟,施工结束后临时防渗旱厕进行卫生处理,场地进行平整。	不外排
	管线试压废水	SS	0.114m <sup>3</sup>	由罐车拉运至朝二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)限值要求后回注油层	不外排
	压裂返排液	COD、SS	420m <sup>3</sup>	由罐车拉运至朝一联压裂返排液无害化处理站处理,处置后污水管输进入朝一联含油污水处理站	不外排
固废	水基废钻井液	/	926m <sup>3</sup>	排入井场水基钢制泥浆槽中,及时拉运至大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司处理,处理后的压滤水定期由罐车拉运至朝一联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)限值要求后回注油层,处理后的泥饼外售给大庆钻探工程公司钻井二公司综合利用垫井场或铺路	100%处置
	水基钻井岩屑	/	140.3m <sup>3</sup>		
	不含油废射孔液		80m <sup>3</sup>		
	油基废钻井液	/	976m <sup>3</sup>	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《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》(DB23/T3104-2022)表1中的限值要求后在油田作业区域内用于通井	100%处置
	油基钻井岩屑	/	259.2m <sup>3</sup>		
	含油废射孔液	/	160m <sup>3</sup>		

				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	
	膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋	/	0.02t	统一送第八采油厂工业固废填埋场处理	100%处置
	施工废料	/	1.5kg		
	含油废防渗布	/	1.6t	集中收集暂存于第十采油厂综合固废储存库,定期委托有资质单位处理	100%处置
	生活垃圾	/	1.84t	统一收集拉运至肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理	100%处置
	落地油	/	0.1t	勘探井试油产生的落地油由罐车拉运至朝一联合油污泥处理站减量化处理后,再委托大庆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,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	100%处置
噪声	机械噪声	噪声	70~100dB(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

本项目运营期污染物排放清单见表 8.2-2。

表 8.2-2 本项目运营期污染物排放清单

种类	污染物名称	主要污染因子	排放量	控制措施及去向	排放管理要求
废气	烃类气体	非甲烷总烃	7.371t/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 <sub>2</sub> 、NO <sub>x</sub> 、 颗粒物	162.23 万 m <sup>3</sup>		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	21700t/a	管输至朝二联含油 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《碎屑岩 油藏注水水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	石油类、 悬浮物	10.64m <sup>3</sup> /a	由罐车回收拉运至 朝二联含油污水处 理站处理达标后回 注油层	
	洗井污 水	石油类、 悬浮物	1155.9m <sup>3</sup> /a		
固废	含油污 泥	石油类	0.348t/a	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	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	0.13t/a		
		含油废 防渗布	石油类	0.07t/a	收集后暂存于第十 采油厂综合固废储 存库，定期委托有资 质单位处理
噪声	采油井、 燃烧器	噪声	65~ 80dB(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，第十采油厂已完成排污许可登记，已经包含本项目依托场站排放的加热炉废气污染物排放量。登记编号为 91230607716675409L008X。本项目新建拉油点加热炉新增大气排放总量。本项目新增非甲烷烃排放量 7.371t/a，建议按实际排放总量进行控制。

表 8.2-3 本项目污染物排放总量一览表

序号	污染物	核定排放量 (t/a)
1	NO <sub>x</sub>	0.108
2	VOCs	16.44

## 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

本项目生产运营期需要进行的环境监测任务委托取得相关资质的地方环境监测站进行。环境监测应按国家和地方的环保要求进行，应采用国家规定的标准监测方法，并应按照规定，定期向有关环境保护主管部门上报监测结果。

运营期根据《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南（试行）》（HJ1209-2021）、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ 1248-2022）及生态环境部门要求，结合油田运营期环境污染的特点，主要针对油田污染物排放、油田开发区生态恢复情况、事故等，同时考虑已批复现有工程等制定监测计划，包括污染源监测计划、环境质量监测计划及生态调查方案，具体见下表：

表 8.2-4 工程运营期污染源监测计划表

序号	监测内容	监测因子	监测点位	监测频次
1	噪声	连续等效 A 声级	3#平台井场永久占地外 1m	1 次/季
2	废气	颗粒物、二氧化硫、氮氧化物烟 气黑度	3#拉油点多功能储罐加热炉 排气筒	1 次/年
		非甲烷总烃	3 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 工程运营期环境质量监测计划表

序号	监测内容	监测因子	监测点位	坐标/°	与本项目的位置关系	监测频次
1	环境空气	非甲烷总烃	3 号平台厂界外	125.17320, 45.56462	/	1 次/年
2	地下水	pH、石油类、石油 烃（C <sub>6</sub> ~C <sub>9</sub> ）、 石油烃（C <sub>10</sub> ~ C <sub>40</sub> ）、砷、六价 铬、挥发酚、氨 氮、耗氧量	上游王家粉坊屯水	125.16401, 45.57877	源 212 扶平 4 井场北 1300m	1 次/半 年
			区域内后欧力马水井	125.17085, 45.56812	3 号平台井场西侧 380m	
			区域下游王家园子屯 水井	125.16117, 45.55675	3 号平台井场西南侧 1100m	
			区域下游王家园子屯 水井	125.16466, 45.55678	3 号平台井场西南侧 1500m	
			区域上游大姚屯水井	(125.05032, 45.51338	源 1011 东北 340m	
			区域下游刘兽医屯水 井	125.04329, 45.51033	源 1011 西南 250m	
			区域下游刘兽医屯水 井	125.04209, 45.50913	源 1011 西南 390m	
3	土壤	pH、石油类、石油 烃（C <sub>6</sub> ~C <sub>9</sub> ）、 石油烃（C <sub>10</sub> ~ C <sub>40</sub> ）、砷、六价 铬	3#平台井场	125.17320, 45.56457	拟建井场	1 次/年
			源 1011 井场	125.14518, 45.53281	拟建井场	
			源斜 2401 井场	125.04556, 45.51226	拟建井场	

表 8.2-6 生态调查方案

序号	调查内容	调查方法	点位	监测频次
1	植被恢复情况	样方调查	临时占地内	1次/年，直至恢复至与周边地表植被相协调

## 8.2.9 退役期环境管理与监测计划

### 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

本项目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 <sub>6</sub> ~C <sub>9</sub> ）、石油烃（C <sub>10</sub> ~C <sub>40</sub> ）、砷、六价铬、挥发酚、氨氮、耗氧量	上游王家粉坊屯水	125.16401, 45.57877	源 212 扶平 4 井场北 1300m	1次/半年
			区域内后欧力马水井	125.17085, 45.56812	3号平台井场西侧 380m	
			区域下游王家园子屯水井	125.16117, 45.55675	3号平台井场西南侧 1100m	
			区域下游王家园子屯水井	125.16466, 45.55678	3号平台井场西南侧 1500m	
			区域上游大姚屯水井	(125.05032, 45.51338)	源 1011 东北 340m	
			区域下游刘兽医屯水	125.04329,	源 1011 西南 250m	

			井	45.51033		
			区域下游刘兽医屯水井	125.04209, 45.50913	源 1011 西南 390m	
2	土壤	pH、石油类、石油烃 (C <sub>6</sub> ~C <sub>9</sub> )、石油烃 (C <sub>10</sub> ~C <sub>40</sub> )、砷、六价铬	3#平台井场	125.17320, 45.56457	拟建井场	1次/年
			源 1011 井场	125.14518, 45.53281	拟建井场	
			源斜 2401 井场	125.04556, 45.51226	拟建井场	

### 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第十采油厂已于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7.714hm<sup>2</sup>，其中永久占地面积为3.254hm<sup>2</sup>，临时占地面积为4.46hm<sup>2</sup>，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第十采油厂监督管理中心土地组依据项目设计资料、

投资计划等基础资料，核实项目用地范围、面积、类型，准备临时用地申请、平面布置图、占地现状图、临时使用土地合同、土地复垦方案等相关材料，提交给县区（肇源县）自然资源部门。

（2）县区（肇源县）自然资源部门对资料进行初审。县区（肇源县）自然资源部门组织对大庆油田有限责任公司第十采油厂监督管理中心土地组提交的临时用地申请材料进行初审，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第十采油厂监督管理中心土地组临时用地申请是否已完成初审、是否符合相关要求，对满足要求的用地申请组织审批，下发临时用地批复文件。

（4）大庆油田有限责任公司第十采油厂监督管理中心土地组根据批复文件，办理征地手续，组织进场施工。

大庆油田有限责任公司第十采油厂监督管理中心土地组按照“先临时、后永久”的政策，井场、道路、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第十采油厂监督管理中心土地组每年上报油田公司生态资源管理部，全油田全年组卷一次，经县自然资源局、县政府，市自然资源局、市政府，省自然资源厅、省政府，逐级上报自然资源部、国务院审批。

## 9 环境影响评价结论

### 9.1 建设项目概况

大庆油田有限责任公司第十采油厂拟建的朝阳沟油田朝 1-朝气 3 区块扶余油层零散补充调整产能建设地面工程项目，为新建工程，位于大庆市肇州县朝阳沟镇境内，地理坐标为  $125^{\circ} 2' 43.709'' \sim 125^{\circ} 10' 23.518''$ ，北纬  $45^{\circ} 30' 44.347'' \sim 45^{\circ} 34' 10.248''$ 。

新钻井 6 口，形成 1 座平台井场和 4 口单井井场（其中 2 口为勘探井），采用射孔和压裂完井；基建油井 4 口，共形成丛式平台 1 座，独立井 2 口，新建 3 座拉油点，配套新建井场集油管道 0.06km；并配套建设供配电、道路等辅助工程，预计建成产能  $1.16 \times 10^4 \text{t/a}$ 。本项目新增总占地面积为  $7.714 \text{hm}^2$ ，其中永久占地面积为  $3.254 \text{hm}^2$ ，临时占地面积为  $4.46 \text{hm}^2$ ，占地类型为耕地和草地。本项目总投资 13156 万元，其中环保投资 87.82 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  $2.0 \text{mg/m}^3$  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

对项目周边西大海、中心东四支渠进行了现状监测，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

评价区域地下水潜水水质除锰外均满足《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）中的 III 类标准要求，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）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  $\text{Mn}^{2+}$  在  $\text{CO}_2$  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/T 148488-2017）中的III类标准要求，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）II类标准。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，后欧力马屯、刘兽医屯声环境满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）1类标准。

#### 9.2.5 土壤现状评价结论

评价区域内土壤环境质量较好，没有出现超标情况。本项目永久占地内土壤及场站内土壤满足《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，定期拉运至第十采油厂厂区污水泵房，经地下管网输至第十采油厂厂区生活污水处理站处理达标后排入牛毛沟，施工结束后临时防渗旱厕进行卫生处理，场地进行平整。

管线试压废水由罐车拉运至朝二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排。

压裂返排液由罐车拉运至朝一联压裂返排液无害化处理站处理后，管输进入朝一联含油污水处理站处理，处理后的出水满足《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，及时拉运至大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司处理，处理后的压滤水定期由罐车拉运至朝一联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。

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，定期拉运至朝二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。

运营期油井采出液由罐车拉运至朝二联卸油点，管输至朝二联转油脱水站系统处理，

分离出的含油污水最终管输至朝二联合油污水处理站处理。作业污水和洗井污水由罐车拉运至朝二联合油污水处理站处理达标后回注油层。

本项目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。

### 9.3.3 地下水境影响分析和污染防治措施可行性结论

本项目在正常且各项环境保护措施落实到位情况下对地下水环境影响较小，但在事故状态下可能对地下水环境造成影响，但在各项地下水污染防控措施及应急措施落实到位的情况下，对地下水环境影响较小。

### 9.3.4 声环境影响分析和污染防治措施可行性结论

在采取选用低噪声设备，采用减振、隔声等降噪措施，注意对设备的维护保养适当的降噪措施后，本项目施工期场界噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）要求，运营期井场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。

### 9.3.5 固体废物环境影响分析和污染防治措施可行性结论

本项目施工期水基废钻井液和水基钻井岩屑排入井场水基钢制泥浆槽中，及时拉运至大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司处理，处理后的压滤水定期由罐车拉运至朝一联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，处理后的泥饼外售给大庆钻探工程公司钻井二公司综合利用垫井场或铺路。

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，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《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。

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八采油厂工业固废填埋场处理，膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋由施工单位统一收集后拉运至第八采油厂工业固废填埋场处理。

含油废防渗布集中收集暂存于第十采油厂综合固废储存库，定期委托有资质单位处

理。

生活垃圾统一收集拉运至肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理。

运营期产生的落地油及清淤油泥（砂）属于危险废物，由罐车拉运至朝一联合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，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。运营期油井作业产生的含油废防渗布属于危险废物，经收集后暂存于第十采油厂综合固废储存库，定期委托有资质单位处理。

本项目对施工期和运营期产生的各类固体废弃物均进行了合理的处置，能够实现固废的减量化、资源化和无害化，对环境的影响较小。

### 9.3.6 生态环境影响分析和生态保护减缓措施可行性结论

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。

### 9.3.7 土壤环境影响分析和保护措施可行性结论

本项目所在地土壤环境现状较好，根据土壤环境影响分析结果，正常工况下本项目对土壤环境的影响较小，非正常工况如产生落地油等，可能会对土壤造成影响，但项目施工过程中均铺设防渗布，落地油不会污染土壤，因此项目对土壤环境影响较小。

### 9.3.8 环境风险分析可行性结论

通过对本项目产能建设工程的环境风险分析可知，本项目的的环境风险是泄漏、火灾和爆炸，对区域内的地下水环境、地表水环境、土壤环境和空气环境有潜在危害性。在工程采取一系列风险防范措施、应急措施和建立环境风险防控体系后，火灾爆炸等事故影响可控，可以降低事故的发生率和事故情况下对周围环境的影响。但建设单位应加强员工的环保教育和培训，完善项目的事故应急预案，增加事故应急监测及事故评估等规定内容并定期演习，避免重大污染事故的发生。

## 9.4 公众意见采纳情况

本项目首次环境影响评价信息公开之日为 2025 年 8 月 8 日（黑龙江环保技术服务网 <http://www.hljhbjsfw.cn/NewsDetail.aspx?ID=834>）。

征求意见稿公示日期为 2025 年 9 月 17 日~9 月 29 日（黑龙江环保技术服务网 <http://www.hljhbjsfw.cn/NewsDetail.aspx?ID=836>）；

报纸第一次公告日期为 2025 年 9 月 25 日（大庆油田报），报纸第二次公告日期为 2025 年 9 月 28 日（大庆油田报）；

现场张贴公示日期为 2025 年 9 月 17 日~9 月 29 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，朝阳沟油田朝 1-朝气 3 区块扶余油层零散补充调整产能建设地面工程项目的建设周围民众是支持的。建设单位认真执行环保“三同时”制度，加强环境管理，使环境的负效应降至最低。并对周围环境的影响减至最小程度，达到公众对项目建设的的环境要求愿望。

## 9.5 环境经济损益分析结论

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。

## 9.6 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第十采油厂安全环保部负责，在油田生产运营期，环境管理除抓好环保设施的运行、维护等工作外，工作重点应针对油气集输生产和管理情况及油井作业过程管理、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。运营期根据《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ 1248-2022）和油田运营期环境污染的特点，环境监测计划主要针对油田污染物排放、油田开发区生态恢复情况、事故而制定。

## 9.7 评价结论

综上所述,朝阳沟油田朝 1-朝气 3 区块扶余油层零散补充调整产能建设地面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。

## 10 附表

### 10.1 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 <input checked="" type="checkbox"/>		二级 <input type="checkbox"/>		三级 <input type="checkbox"/>		
	评价范围	边长=50km <input type="checkbox"/>		边长 5~50km <input checked="" type="checkbox"/>		边长<5km <input type="checkbox"/>		
评价因子	SO <sub>2</sub> +NO <sub>x</sub> 排放	≥2000t/a <input type="checkbox"/>		500~2000t/a <input type="checkbox"/>		<500t/a <input checked="" type="checkbox"/>		
	评价因子	基本污染物 (PM <sub>10</sub> 、NO <sub>x</sub> 、SO <sub>2</sub> 、PM <sub>2.5</sub> 、CO、O <sub>3</sub> ) 其他污染物 (TSP、非甲烷总烃)				包括二次 PM <sub>2.5</sub> <input type="checkbox"/> 不包括二次 PM <sub>2.5</sub> <input checked="" type="checkbox"/>		
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/>		地方标准 <input type="checkbox"/>	附录 D <input type="checkbox"/>	其他标准 <input checked="" type="checkbox"/>		
现状评价	环境功能区	一类区 <input type="checkbox"/>		二类区 <input checked="" type="checkbox"/>		一类区和二类区 <input type="checkbox"/>		
	评价基准年	(2024) 年						
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据 <input type="checkbox"/>		主管部门发布的数据 <input checked="" type="checkbox"/>		现状补充监测 <input checked="" type="checkbox"/>		
	现状评价	达标区 <input checked="" type="checkbox"/>			不达标区 <input type="checkbox"/>			
污染源调查	调查内容	建设项目正常排放源 <input checked="" type="checkbox"/> 建设项目非正常排放源 <input checked="" type="checkbox"/> 现有污染源 <input type="checkbox"/>		拟替代的污染源 <input type="checkbox"/>	其他在建、拟建项目污染源 <input type="checkbox"/>	区域污染源 <input checked="" type="checkbox"/>		
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD <input checked="" type="checkbox"/>	ADMS <input type="checkbox"/>	AUSTAL2000 <input type="checkbox"/>	EDMS <input type="checkbox"/>	CALPUFF <input type="checkbox"/>	其他 <input type="checkbox"/>	
	预测范围	边长≥50km <input type="checkbox"/>		边长 5~50km <input checked="" type="checkbox"/>		边长<5km <input type="checkbox"/>		
	预测因子	预测因子 (NMHC、PM <sub>10</sub> 、NO <sub>x</sub> 、SO <sub>2</sub> )			包括二次 PM <sub>2.5</sub> <input type="checkbox"/> 不包括二次 PM <sub>2.5</sub> <input checked="" type="checkbox"/>			
	正常排放短期浓度贡献值	C <sub>建设项目</sub> 最大占标率≤100% <input checked="" type="checkbox"/>			C <sub>建设项目</sub> 最大占标率>100% <input type="checkbox"/>			
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C <sub>建设项目</sub> 最大占标率≤10% <input type="checkbox"/>			C <sub>建设项目</sub> 最大占标率>10% <input type="checkbox"/>		
		二类区	C <sub>建设项目</sub> 最大占标率≤30% <input checked="" type="checkbox"/>			C <sub>建设项目</sub> 最大占标率>30% <input type="checkbox"/>		
	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% <input checked="" type="checkbox"/>		C 非正常占标率>100% <input type="checkbox"/>		
保证率日平均	C 叠加达标 <input checked="" type="checkbox"/>			C 叠加不达标 <input type="checkbox"/>				

	浓度和年评价 浓度叠加值				
	区域环境质量 整体变化情况	$k \leq -20\%$ <input type="checkbox"/>	$K > -20\%$ <input type="checkbox"/>		
环境监 测计划	污染源监测	监测因子：（非甲烷总烃、颗 粒物、NO <sub>x</sub> 、SO <sub>2</sub> ）	有组织废气监测 <input checked="" type="checkbox"/>	无监测 <input type="checkbox"/>	
	环境质量监测	监测因子：（非甲烷总烃）	无组织废气监测 <input checked="" type="checkbox"/>	监测点位数（1）	无监测 <input type="checkbox"/>
环评结 论	环境影响	可以接受 <input checked="" type="checkbox"/> 不可以接受 <input type="checkbox"/>			
	大气防护距离	距（）厂界最远（）m			
	污染源 年排放量	NO <sub>x</sub> : (0.108) t/a	SO <sub>2</sub> : (0.046) t/a	颗粒物: (0.033) t/a	NMHC: (16.44) t/a
注：“ <input type="checkbox"/> ”为勾选项，填“√”；“（）”为内容填写项					

10.2 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	13.05t	0.021t	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 <input type="checkbox"/>	F2 <input type="checkbox"/>	F3 <input type="checkbox"/>	
			环境敏感目标分级	S1 <input type="checkbox"/>	S2 <input type="checkbox"/>	S3 <input type="checkbox"/>	
		地下水	地下水功能敏感性	G1 <input type="checkbox"/>	G2 <input type="checkbox"/>	G3 <input type="checkbox"/>	
			包气带防污性能	D1 <input type="checkbox"/>	D2 <input type="checkbox"/>	D3 <input type="checkbox"/>	
	物质及工艺系数危险性	Q 值	Q<1 <input checked="" type="checkbox"/>	1≤Q<10 <input type="checkbox"/>	10≤Q<100 <input type="checkbox"/>	Q>100 <input type="checkbox"/>	
		M 值	M1 <input type="checkbox"/>	M2 <input type="checkbox"/>	M3 <input type="checkbox"/>	M4 <input type="checkbox"/>	
P 值		P1 <input type="checkbox"/>	P2 <input type="checkbox"/>	P3 <input type="checkbox"/>	P4 <input type="checkbox"/>		
环境风险潜势	IV+ <input type="checkbox"/>	IV <input type="checkbox"/>	III <input type="checkbox"/>	II <input type="checkbox"/>	I <input checked="" type="checkbox"/>		
评价等级	一级 <input type="checkbox"/>		二级 <input type="checkbox"/>	三级 <input type="checkbox"/>	简单分析 <input checked="" type="checkbox"/>		
风险识别	物质危险性	有毒有害 <input checked="" type="checkbox"/>		易燃易爆 <input checked="" type="checkbox"/>			
	环境风险类型	泄漏 <input checked="" type="checkbox"/>		火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放 <input checked="" type="checkbox"/>			
	影响途径	大气 <input checked="" type="checkbox"/>	地表水 <input checked="" type="checkbox"/>		地下水 <input checked="" type="checkbox"/>		
事故情形分析	源强设定方法	计算法 <input type="checkbox"/>		经验估算法 <input type="checkbox"/>	其他估算法 <input checked="" type="checkbox"/>		
风险预测与评价	大气	预测模型	SLAB <input type="checkbox"/>	AFTOX <input type="checkbox"/>	其他 <input type="checkbox"/>		
		预测结果	大气毒性终点浓度-1 最大影响范围__m				
			大气毒性终点浓度-2 最大影响范围__m				
	地表水	最近敏感目标____，到达时间__h					
	地下水	下游厂区边界到达时间__d					
最近环境敏感目标__，到达时间__d							
重点风险防范措施	管道密闭输送、防腐、试压等，运营期制定操作规程、巡线、检测、应急等管理措施						
评价结论与建议	本项目的的环境风险是泄漏和火灾爆炸，对区域内的大气环境、地表水环境、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	

10.3 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 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态影响型 <input type="checkbox"/> ；两种兼有 <input type="checkbox"/>				
	土地利用类型	建设用地 <input checked="" type="checkbox"/> ；农用地 <input checked="" type="checkbox"/> ；未利用地 <input type="checkbox"/>				土地利用类型图
	占地规模	(3.254) hm <sup>2</sup>				
	敏感目标信息	敏感目标 ( )、方位 ( )、距离 ( )				
	影响途径	大气沉降 <input type="checkbox"/> ；地面漫流 <input type="checkbox"/> ；垂直入渗 <input checked="" type="checkbox"/> ；地下水水位 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>				
	特征因子	石油烃				
	土壤环境影响评价项目类别	I类 <input checked="" type="checkbox"/> ；II类 <input type="checkbox"/> ；III类 <input type="checkbox"/> ；IV类 <input type="checkbox"/>				
	敏感程度	敏感 <input checked="" type="checkbox"/> ；较敏感 <input type="checkbox"/> ；不敏感 <input type="checkbox"/>				
评价工作等级		一级 <input checked="" type="checkbox"/> ；二级 <input type="checkbox"/> ；三级 <input type="checkbox"/>				
现状调查内容	资料收集	a) <input checked="" type="checkbox"/> ；b) <input checked="" type="checkbox"/> ；c) <input checked="" type="checkbox"/> ；d) <input checked="" type="checkbox"/>				
	理化特性	-				见表 4.3-17
	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 <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> ）及 pH 值、石油类、石油烃（C <sub>6</sub> -C <sub>9</sub> ）、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 <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> ）、石油类、石油烃（C <sub>6</sub> -C <sub>9</sub> ）、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 <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> ）及 pH 值、石油类、石油烃（C <sub>6</sub> -C <sub>9</sub> ）、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 <sub>10</sub> -C <sub>40</sub> ）、石油类、石油烃（C <sub>6</sub> -C <sub>9</sub> ）、水溶性盐总量）				
	评价标准	GB 15618 <input checked="" type="checkbox"/> ；GB 36600 <input checked="" type="checkbox"/> ；表 D.1 <input type="checkbox"/> ；表 D.2 <input type="checkbox"/> ；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 <input type="checkbox"/> ；附录 F <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>			
	预测分析内容	影响范围 ( ) 影响程度 ( )			
	预测结论	达标结论：a) <input checked="" type="checkbox"/> ；b) <input type="checkbox"/> ；c) <input type="checkbox"/> 不达标结论：a) <input type="checkbox"/> ；b) <input type="checkbox"/>			
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障 <input type="checkbox"/> ；源头控制 <input checked="" type="checkbox"/> ；过程防控 <input checked="" type="checkbox"/> ； 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 <sub>6</sub> ~C <sub>9</sub> )、 石油烃 (C <sub>10</sub> ~C <sub>40</sub> )、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。					

#### 10.4 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 <input checked="" type="checkbox"/> ；水文要素影响型 <input type="checkbox"/>		
	水环境保护目标	饮用水水源保护区 <input type="checkbox"/> ；饮用水取水口 <input type="checkbox"/> ；涉水的自然保护区 <input type="checkbox"/> ；重要湿地 <input type="checkbox"/> ；重点保护与珍稀水生生物的栖息地 <input type="checkbox"/> ；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 <input type="checkbox"/> ；涉水的风景名胜区 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>		
	影响途径	水污染影响型		水文要素影响型
		直接排放 <input type="checkbox"/> ；间接排放 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>		水温 <input type="checkbox"/> ；径流 <input type="checkbox"/> ；水域面积 <input type="checkbox"/>
影响因子	持久性污染物 <input type="checkbox"/> ；有毒有害污染物 <input type="checkbox"/> ；非持久性污染物 <input type="checkbox"/> ；pH 值 <input type="checkbox"/> ；热污染 <input type="checkbox"/> ；富营养化 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>		水温 <input type="checkbox"/> ；水位（水深） <input type="checkbox"/> ；流速 <input type="checkbox"/> ；流量 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>	
评价等级	水污染影响型		水文要素影响型	
	一级 <input type="checkbox"/> ；二级 <input type="checkbox"/> ；三级 A <input type="checkbox"/> ；三级 B <input checked="" type="checkbox"/>		一级 <input type="checkbox"/> ；二级 <input type="checkbox"/> ；三级 <input type="checkbox"/>	
现状调查	区域污染源	调查项目		数据来源
		已建 <input type="checkbox"/> ；在建 <input type="checkbox"/> ； 拟建 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>	拟替代的污染源 <input type="checkbox"/>	排污许可证 <input type="checkbox"/> ；环评 <input type="checkbox"/> ；环保验收 <input type="checkbox"/> ；既有实测 <input type="checkbox"/> ；现场监测 <input type="checkbox"/> ；入河排放口数据 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
	受影响水体水环境质量	调查时期		数据来源
		丰水期 <input type="checkbox"/> ；平水期 <input type="checkbox"/> ；枯水期 <input type="checkbox"/> ；冰封期 <input type="checkbox"/> 春季 <input type="checkbox"/> ；夏季 <input type="checkbox"/> ；秋季 <input checked="" type="checkbox"/> ；冬季 <input type="checkbox"/>		生态环境保护主管部门 <input type="checkbox"/> ；补充监测 <input checked="" type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
	区域水资源开发利用状况	未开发 <input type="checkbox"/> ；开发量 40%以下 <input type="checkbox"/> ；开发量 40%以上 <input type="checkbox"/>		
	水文情势调查	调查时期		数据来源
		丰水期 <input type="checkbox"/> ；平水期 <input type="checkbox"/> ；枯水期 <input type="checkbox"/> ；冰封期 <input type="checkbox"/> 春季 <input type="checkbox"/> ；夏季 <input type="checkbox"/> ；秋季 <input type="checkbox"/> ；冬季 <input type="checkbox"/>		水行政主管部门 <input type="checkbox"/> ；补充监测 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
	补充监测	监测时期		监测因子
丰水期 <input type="checkbox"/> ；平水期 <input type="checkbox"/> ；枯水期 <input type="checkbox"/> ；冰封期 <input type="checkbox"/> 春季 <input type="checkbox"/> ；夏季 <input checked="" type="checkbox"/> ；秋季 <input type="checkbox"/> ；冬季 <input type="checkbox"/>		(pH、COD、高锰酸盐指数、氨氮、BOD <sub>5</sub> 、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 <sup>2</sup>		
	评价因子	(pH、COD、高锰酸盐指数、氨氮、BOD <sub>5</sub> 、总磷、总氮、石油类、溶解氧、水温)		

价	子		
	评价标准	河流、湖库、河口：Ⅰ类 <input type="checkbox"/> ；Ⅱ类 <input type="checkbox"/> ；Ⅲ类 <input type="checkbox"/> ；Ⅳ类 <input type="checkbox"/> ；Ⅴ类 <input type="checkbox"/> 近岸海域：第一类 <input type="checkbox"/> ；第二类 <input type="checkbox"/> ；第三类 <input type="checkbox"/> ；第四类 <input type="checkbox"/> 规划年评价标准（ ）	
	评价时期	丰水期 <input type="checkbox"/> ；平水期 <input type="checkbox"/> ；枯水期 <input type="checkbox"/> ；冰封期 <input type="checkbox"/> 春季 <input type="checkbox"/> ；夏季 <input type="checkbox"/> ；秋季 <input type="checkbox"/> ；√冬季 <input type="checkbox"/>	
	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 <input type="checkbox"/> ：达标 <input type="checkbox"/> ；不达标 <input type="checkbox"/> 水环境控制单元或断面水质达标状况 <input type="checkbox"/> ：达标 <input type="checkbox"/> ；不达标 <input type="checkbox"/> 水环境保护目标质量状况 <input type="checkbox"/> ：达标 <input type="checkbox"/> ；不达标 <input type="checkbox"/> 对照断面、控制断面等代表性断面的水质状况 <input type="checkbox"/> ：达标 <input type="checkbox"/> ；不达标 <input type="checkbox"/> 底泥污染评价 <input type="checkbox"/> 水资源与开发利用程度及其水文情势评价 <input type="checkbox"/> 水环境质量回顾评价 <input type="checkbox"/> 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 <input type="checkbox"/>	达标区 <input type="checkbox"/> 不达标区 <input type="checkbox"/>
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 <sup>2</sup>	
	预测因子	（ ）	
	预测时期	丰水期 <input type="checkbox"/> ；平水期 <input type="checkbox"/> ；枯水期 <input type="checkbox"/> ；冰封期 <input type="checkbox"/> 春季 <input type="checkbox"/> ；夏季 <input type="checkbox"/> ；秋季 <input type="checkbox"/> ；冬季 <input type="checkbox"/> 设计水文条件 <input type="checkbox"/>	
	预测情景	建设期 <input type="checkbox"/> ；生产运营期 <input type="checkbox"/> ；服务期满后 <input type="checkbox"/> 正常工况 <input type="checkbox"/> ；非正常工况 <input type="checkbox"/> 污染控制和减缓措施方案 <input type="checkbox"/> 区（流）域环境质量改善目标要求情景 <input type="checkbox"/>	
	预测方法	数值解 <input type="checkbox"/> ；解析解 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/> 导则推荐模式 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>	
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 <input type="checkbox"/> ；替代削减源 <input type="checkbox"/>	
	水环境影响评价	排放口混合区外满足水环境管理要求 <input type="checkbox"/> 水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标 <input type="checkbox"/> 满足水环境保护目标水域水环境质量要求 <input type="checkbox"/> 水环境控制单元或断面水质达标 <input type="checkbox"/>	

	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 <input type="checkbox"/> 满足区（流）域水环境质量改善目标要求 <input type="checkbox"/> 水文要素影响型建设项目时应包括水文情势变化评价、主要水文特征值影响评价、生态流量符合性评价 <input type="checkbox"/> 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 <input type="checkbox"/> 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 <input type="checkbox"/>						
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 <sup>3</sup> /s；鱼类繁殖期（）m <sup>3</sup> /s；其他（）m <sup>3</sup> /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 <input type="checkbox"/> ；水文减缓设施 <input type="checkbox"/> ；生态流量保障设施 <input type="checkbox"/> ；区域削减 <input type="checkbox"/> ；依托其他工程措施 <input checked="" type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>						
	监测计划	环境质量			污染源		
		监测方式	手动 <input type="checkbox"/> ；自动 <input type="checkbox"/> ；无监测 <input checked="" type="checkbox"/>			手动 <input type="checkbox"/> ；自动 <input type="checkbox"/> ；无监测 <input checked="" type="checkbox"/>	
		监测点位	（）			（）	
		监测因子	（）			（）	
污染物排放清单	√						
评价结论	可以接受 <input checked="" type="checkbox"/> ；不可以接受 <input type="checkbox"/>						
注：“□”为勾选项，可√；“（）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。							

10.5 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 <input type="checkbox"/> ；国家公园 <input type="checkbox"/> ；自然保护区 <input type="checkbox"/> ；自然公园 <input type="checkbox"/> ；世界自然遗产 <input type="checkbox"/> ；生态保护红线 <input type="checkbox"/> ；重要生境 <input type="checkbox"/> ；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 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	影响方式	工程占用 <input checked="" type="checkbox"/> ；施工活动干扰 <input checked="" type="checkbox"/> ；改变环境条件 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
	评价因子	物种 <input checked="" type="checkbox"/> （分布范围、种群数量、种群结构） 生境 <input type="checkbox"/> （ <input type="checkbox"/> ） 生物群落 <input checked="" type="checkbox"/> （物种组成、群落结构） 生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> （植被覆盖度、生产力、生物量、生态系统功能） 生物多样性 <input type="checkbox"/> （ <input type="checkbox"/> ） 生态敏感区 <input type="checkbox"/> （ <input type="checkbox"/> ） 自然景观 <input type="checkbox"/> （ <input type="checkbox"/> ） 自然遗迹 <input type="checkbox"/> （ <input type="checkbox"/> ） 其他 <input type="checkbox"/> （ <input type="checkbox"/> ）
评价等级		一级 <input type="checkbox"/> 二级 <input checked="" type="checkbox"/> 三级 <input type="checkbox"/> 生态影响简单分析 <input type="checkbox"/>
评价范围		陆域面积： <input type="checkbox"/> km <sup>2</sup> ；水域面积： <input type="checkbox"/> km <sup>2</sup>
生态现状调查与评价	调查方法	资料收集 <input checked="" type="checkbox"/> ；遥感调查 <input checked="" type="checkbox"/> ；调查样方、样线 <input type="checkbox"/> ；调查点位、断面 <input type="checkbox"/> ；专家和公众咨询法 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
	调查时间	春季 <input checked="" type="checkbox"/> ；夏季 <input type="checkbox"/> ；秋季 <input type="checkbox"/> ；冬季 <input type="checkbox"/> 丰水期 <input type="checkbox"/> ；枯水期 <input type="checkbox"/> ；平水期 <input type="checkbox"/>
	所在区域的生态问题	水土流失 <input type="checkbox"/> ；沙漠化 <input type="checkbox"/> ；石漠化 <input type="checkbox"/> ；盐渍化 <input type="checkbox"/> ；生物入侵 <input type="checkbox"/> ；污染危害 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
	评价内容	植被/植物群落 <input checked="" type="checkbox"/> ；土地利用 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> ；生物多样性 <input checked="" type="checkbox"/> ；重要物种 <input type="checkbox"/> ；生态敏感区 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
生态影响预测与评价	评价方法	定性 <input checked="" type="checkbox"/> ；定性和定量 <input type="checkbox"/>
	评价内容	植被/植物群落 <input checked="" type="checkbox"/> ；土地利用 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> ；生物多样性 <input checked="" type="checkbox"/> ；重要物种 <input type="checkbox"/> ；生态敏感区 <input type="checkbox"/> ；生物入侵风险 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
生态保护对策措施	对策措施	避让 <input type="checkbox"/> ；减缓 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态修复 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态补偿 <input checked="" type="checkbox"/> ；科研 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
	生态监测计划	全生命周期 <input checked="" type="checkbox"/> ；长期跟踪 <input type="checkbox"/> ；常规 <input type="checkbox"/> ；无 <input type="checkbox"/>
	环境管理	环境监理 <input type="checkbox"/> ；环境影响后评价 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
评价结论	生态影响	可行 <input checked="" type="checkbox"/> ；不可行 <input type="checkbox"/>
注：“ <input type="checkbox"/> ”为勾选项，可√；“（ <input type="checkbox"/> ）”为内容填写项。		

10.6 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 <input type="checkbox"/> 二级 <input checked="" type="checkbox"/> 三级 <input type="checkbox"/>					
	评价范围	200 m <input checked="" type="checkbox"/> 大于 200 m <input type="checkbox"/> 小于 200 m <input type="checkbox"/>					
评价因子	评价因子	等效连续 A 声级 <input checked="" type="checkbox"/> 最大 A 声级 <input type="checkbox"/> 计权等效连续感觉噪声级 <input type="checkbox"/>					
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/> 地方标准 <input type="checkbox"/> 国外标准 <input type="checkbox"/>					
现状评价	环境功能区	0 类区 <input type="checkbox"/>	1 类区 <input checked="" type="checkbox"/>	2 类区 <input checked="" type="checkbox"/>	3 类区 <input type="checkbox"/>	4a 类区 <input type="checkbox"/>	4b 类区 <input type="checkbox"/>
	评价年度	初期 <input type="checkbox"/>		近期 <input checked="" type="checkbox"/>	中期 <input type="checkbox"/>		远期 <input type="checkbox"/>
	现状调查方法	现场实测法 <input checked="" type="checkbox"/> 现场实测加模型计算法 <input type="checkbox"/> 收集资料 <input type="checkbox"/>					
	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 <input checked="" type="checkbox"/> 已有资料 <input checked="" type="checkbox"/> 研究成果 <input type="checkbox"/>					
声环境影响预测与评价	预测模型	导则推荐模型 <input checked="" type="checkbox"/> 其他 <input type="checkbox"/> _____					
	预测范围	200 m <input checked="" type="checkbox"/> 大于 200 m <input type="checkbox"/> 小于 200 m <input type="checkbox"/>					
	预测因子	等效连续 A 声级 <input checked="" type="checkbox"/> 最大 A 声级 <input type="checkbox"/> 计权等效连续感觉噪声级 <input type="checkbox"/>					
	厂界噪声贡献值	达标 <input checked="" type="checkbox"/> 不达标 <input type="checkbox"/>					
	声环境保护目标处噪声值	达标 <input checked="" type="checkbox"/> 不达标 <input type="checkbox"/>					
环境监测计划	排放监测	厂界监测 <input checked="" type="checkbox"/> 固定位置监测 <input type="checkbox"/> 自动监测 <input type="checkbox"/> 手动监测 <input type="checkbox"/> 无监测 <input type="checkbox"/>					
	声环境保护目标处噪声监测	监测因子：（ ）		监测点位数（ ）		无监测 <input checked="" type="checkbox"/>	
评价结论	环境影响	可行 <input checked="" type="checkbox"/> 不可行 <input type="checkbox"/>					
注：“□”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项。							