



新肇油田古 637 区块葡萄花油层产能

建设工程项目

环境影响报告书

建设单位：大庆油田有限责任公司第九采油厂

评价单位：兴建安环生态环境有限公司

二〇二五年十月

目 录

第一章 概述	1
1.1 建设项目由来	1
1.2 建设项目的特点	1
1.3 建设项目特点	3
1.4 分析判定相关情况	14
1.5 关注的主要环境问题及环境影响	45
1.6 环境影响评价的主要结论	47
第二章总则	49
2.1 编制依据	49
2.2 评价目的及原则	52
2.3 环境影响识别与评价因子筛选	53
2.4 环境功能区划及环境评价标准	59
2.5 评价工作等级	68
2.6 评价范围及环境保护目标	83
2.7 评价工作内容及重点	96
第三章建设项目工程分析	98
3.1 现有区块开发情况回顾	98
3.2 建设项目概况	105
3.3 影响因素分析	188
3.4 污染源源强核算	213
3.5 清洁生产分析	235
第四章 环境现状调查与评价	237
4.1 自然环境现状调查与评价	237
4.2 环境保护目标调查	249
4.3 环境质量现状调查与评价	250
4.4 区域环境污染源调查	345

第五章环境影响预测与评价	347
5.1 大气环境影响预测与评价	347
5.2 地表水环境影响预测与评价	365
5.3 地下水环境影响预测与评价	374
5.4 声环境影响预测与评价	386
5.5 固体废物环境影响评价	395
5.6 土壤环境影响预测与评价	402
5.7 生态环境影响预测与评价	410
5.8 环境风险分析	423
第六章环境保护措施及其可行性论证	438
6.1 废气污染防治措施及其可行性论证	438
6.2 地下水污染防治措施	442
6.3 地表水污染防治措施	448
6.4 噪声污染控制措施	453
6.5 固体废弃物控制措施	454
6.6 土壤污染防治措施及其可行性论证	457
6.7 生态保护措施	460
6.8 风险控制措施	467
6.9 温室气体监控	482
第七章 环境影响经济损益分析	483
7.1 环境损失费估算	483
7.2 环保投资估算及环境效益分析	484
7.3 环境经济损益分析结论	485
第八章环境管理与监测计划	487
8.1HSE 管理体系的建立和运行	487
8.2 项目污染物排放清单	490
8.3 总量控制	494

8.4 项目环境管理与监测计划	495
8.5 基本农田、临时占地申请审批流程	500
8.6 排污许可证要求	501
8.7 项目“三同时”	501
第九章环境影响评价结论	507
9.1 项目概况	507
9.2 政策符合性结论	507
9.3 选址合理性结论	507
9.4 环境质量现状结论	509
9.5 环境影响分析和污染防治措施可行性结论	510
9.6 公众意见采纳情况	513
9.7 环境经济损益分析结论	513
9.8 环境管理与监测计划结论	513
9.9 综合结论	514

第一章 概述

1.1 建设项目由来

原油属于国家战略安全物资，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。随着原油含水率升高和产油量自然递减，大庆油田老区产量呈逐年下降的态势，根据《大庆油田地面工程“十四五”规划》要求，本土原油产量实现 3000 万吨规模，按照国家及地方的总体要求，大庆油田有限责任公司第九采油厂加大了油田老区的开发力度，为大庆油田的可持续发展提供保障。

在这一总体部署下，大庆油田有限责任公司第九采油厂积极筹划，精准挖潜、优化调整井位总体布局，决定在大庆市肇源县现有滚动开发区块-古 637 区块内实施《新肇油田古 637 区块葡萄花油层产能建设工程项目》。

本次建设总投资 39715 万元，古 637 区块共建设油井 95 口（包含 9 口代用井）、水井 17 口，共形成 21 座平台与 17 口独立井，总建成产能达 $7.7 \times 10^4 \text{t/a}$ 。产能工程各系统永久占地共计 30.62 公顷，临时占地 93.97 公顷（含管沟占地 13.22 公顷）；光伏发电工程永久占地 0.028 公顷、临时占地 3.78 公顷。新建热泵站 1 座；新建光伏电站 1 座；配套建设供配电、道路和数字化工程。企业投资项目备案承诺书见附件 1。

根据《中华人民共和国环境保护法》《中华人民共和国环境影响评价法》和《建设项目环境保护管理条例》（国务院 682 号令）相关要求，本项目应当进行环境影响评价。受大庆油田有限责任公司第九采油厂的委托，兴安环生态环境有限公司承担了该项目的的环境影响评价工作。接受委托后，项目负责人对该项目的建设方案进行了详细分析，并组织项目组人员对拟开发油田区域进行多次实地考察，结合油田开发的生产工艺，分析了项目的类型、性质、建设规模，按照国家生态环境部关于环境影响评价深度和广度的要求，编制完成了《新肇油田古 637 区块葡萄花油层产能建设工程项目环境影响报告书》。

1.2 建设项目的特点

新肇油田古 637 区块位于黑龙江省大庆市肇州县境内，本区块属于松辽盆地中央拗陷区的齐家—古龙凹陷南部，主体包括古龙、茂兴两向斜及新站、新肇等鼻状构造，开采层位为葡萄花油层，动用储量 $1857.57 \times 10^4 \text{t}$ ，含油面积 82.51km^2 。本次基建油井 95

口（包含 9 口代用井）、水井 17 口，共形成 21 座平台与 17 口独立井，总建成产能达 $7.7 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

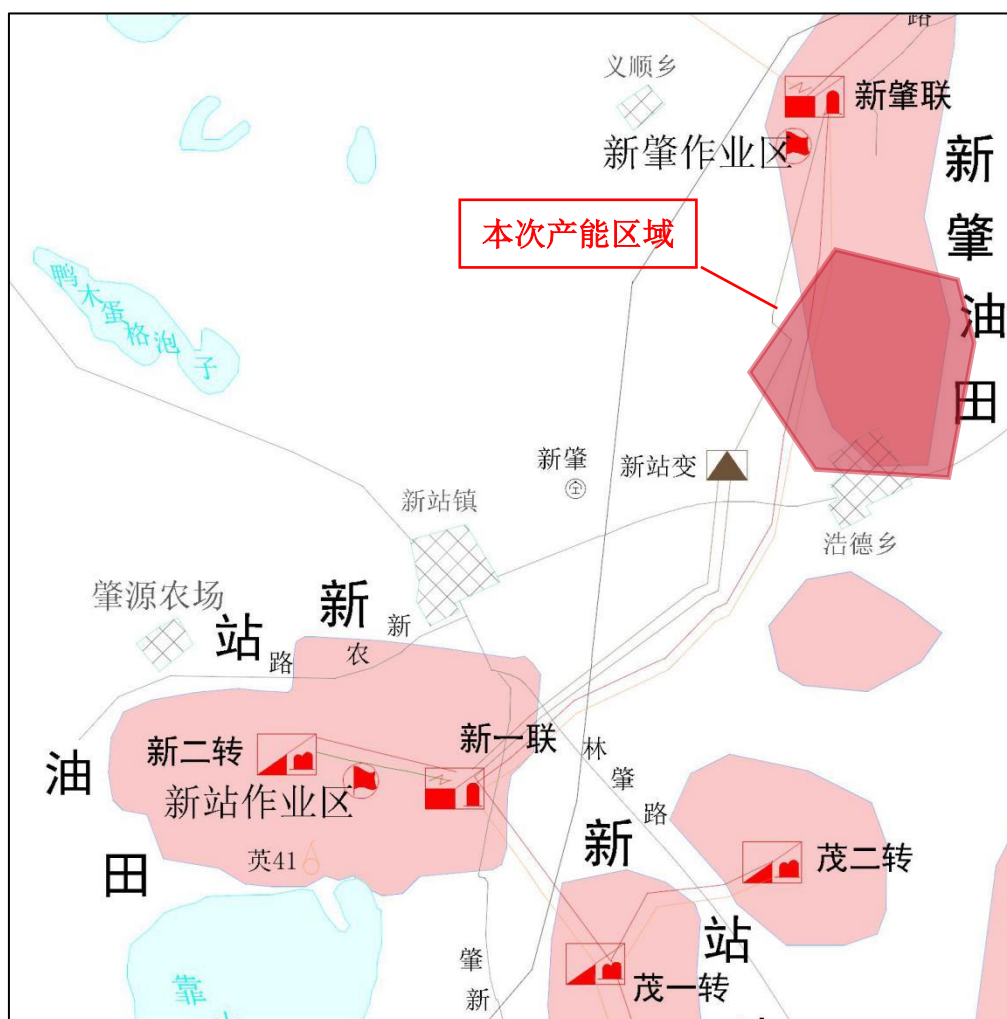


图 1.2-1 建设区域位置示意图



图 1.2-2 产能区域位置示意图（补充）

1.3 建设项目特点

1.3.1 工程特点

古 637 区块共建设油井 95 口（包含 9 口代用井）、水井 17 口，共形成 21 座平台与 17 口独立井，总建成产能达 $7.7 \times 10^4 \text{t/a}$ 。产能工程各系统永久占地共计 30.62 公顷，临时占地 93.97 公顷（含管沟占地 13.22 公顷）；光伏发电工程永久占地 0.028 公顷、临时占地 3.78 公顷。新建热泵站 1 座；新建光伏电站 1 座；配套建设供配电、道路和数字化工程。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、油气集输工程、油气处理工程。

（1）钻前工程

钻前工程主要对场地进行土地平整、分区防渗，安装钢制井架基础及井场设备，包括钻机、钻台以及泥浆循环罐、泥浆接收罐车、钻井泵、水罐等

（2）钻井工程

新钻油井 95 口、水井 17 口，共形成 21 座平台与 17 口独立井，井型定向井，单井完钻井深 1108-2332.8m，钻井总进尺 167017m，钻井工程主要包括钻进、录井、测井、固井。

（3）储层改造工程（射孔、压裂）

根据设计方案，本次油井全部采用套管固井射孔后压裂方式完井，水井采用套管固井射孔方式完井。

（4）集输及配套工程

①井场施工

新建井场建设首先进行井台平整，平整井台后安装抽油机、采油树及电机，水井安装注水井口装置；代用井进行井筒完整性检查，代用井拆除无法利旧的抽油设备，安装新抽油机等设备。

②原油集输工程

新肇油田古 637 区块葡萄花油层基建油井 95 口（包含 9 口代用井），其中 7 口为提捞开采，其余 88 口采用抽油机采油方式，新建集油管道 37.9km，新建集肤伴热维温装置 28.3km。管道材质均为内缠胶带硬质聚氨酯泡沫夹克钢管，采用沟埋方式敷设。公路穿越采用钢开（10 处）、水面采用定向穿越（1 处）。

③注水工程

本次基建注水井 17 口，采用“单干管单井”与“单干管多井”配水相结合流程，新建注水管道 26.04km（含注水干线及支干线 8.1km、注水支线 3.1km、注水管道 14.84km）。

④供配电工程

本次产能新增用电负荷 500.3kW，其中井场电机负荷 192kW、电加热负荷 148.8kW、注水站负荷 142kW、防腐电位仪负荷 17.51W。区域新增总负荷计算时同时系数选取 0.9，故用电负荷取 450.3kW。项目光伏电站统一规划，选取新肇变周边可利用土地建设光伏电站，占地共约 4.7 万 m²。接入到 35kV 新肇变电站。

⑤道路工程

征用地方水泥路 3.2km，征地地方砂石路 0.35km，征用地方红砖路 0.9km，新建通井土路 9.7km，新建宽砂石路 16.29km。

⑥数字化建设工程

对 94 口油井、8 口水井、2 座配水间、1 座混输泵房进行数字化建设，扩建 2-6 配水间 1 座进行数字化配套建设，对井场生产数据进行采集，上传至作业区控制中心，4 号平台建设数据传输系统。

1.3.2 工艺特点

(1) 油井

古 637 区块油田基建工程包含多组油井建设及配套集输、加热、维修等项目，其中基建油井共计 95 口（包含 9 口代用井），其中 2 口提捞井拉运至新肇联卸油点、5 口提捞井拉运至新一联卸油点，其中。采用“井口集中升温，管道局部维温”电加热集油工艺接入新肇联转油脱水站，同时对井区内 3 口已建拉油井开展治理。集输工艺方面，区块采用单管环状掺水集油和树状电加热集油两种方式，配套新建集油管道 37.9km（含 28.4km 分规格管道：Φ60×3.5 规格 6.35km、Φ76×4.5 规格 7.5km、Φ89×4.5 规格 2.55km、Φ114×4.5 规格 9.95km、Φ168×5 规格 2.05km，以及 4.6km 掺水集油管道、4.9km 电加热集油管道），新建混输泵站 1 座；加热维温装置方面，新建井口电加热器 37 座（27 座用于 62 口常规基建油井、10 座用于 33 口丛式/独立基建油井配套）、集肤伴热维温装置 23.4km，同时在新肇联转油脱水站新建 1.0MW 电加热炉 1 台；设备维修方面，对区块内 500m³污水沉降罐罐顶进行维修作业。

(2) 提捞井

本区块 7 口油井为提捞开采，距井区较近处已建有 2 座卸油点，新肇联卸油点和新一联卸油点，各油井位置示意图 1.3-1。结合拉运距离，规划 3 口油井（新 180-90、古斜 6241-106-90、古斜 6844-96-118、古斜 6844-96-118）产液就近拉运至新肇联卸油点，4 口油井（古 655-106-106、英 49-82-88、英 49-90-84、英 111-84-148）产液就近拉运至新一联卸油点。

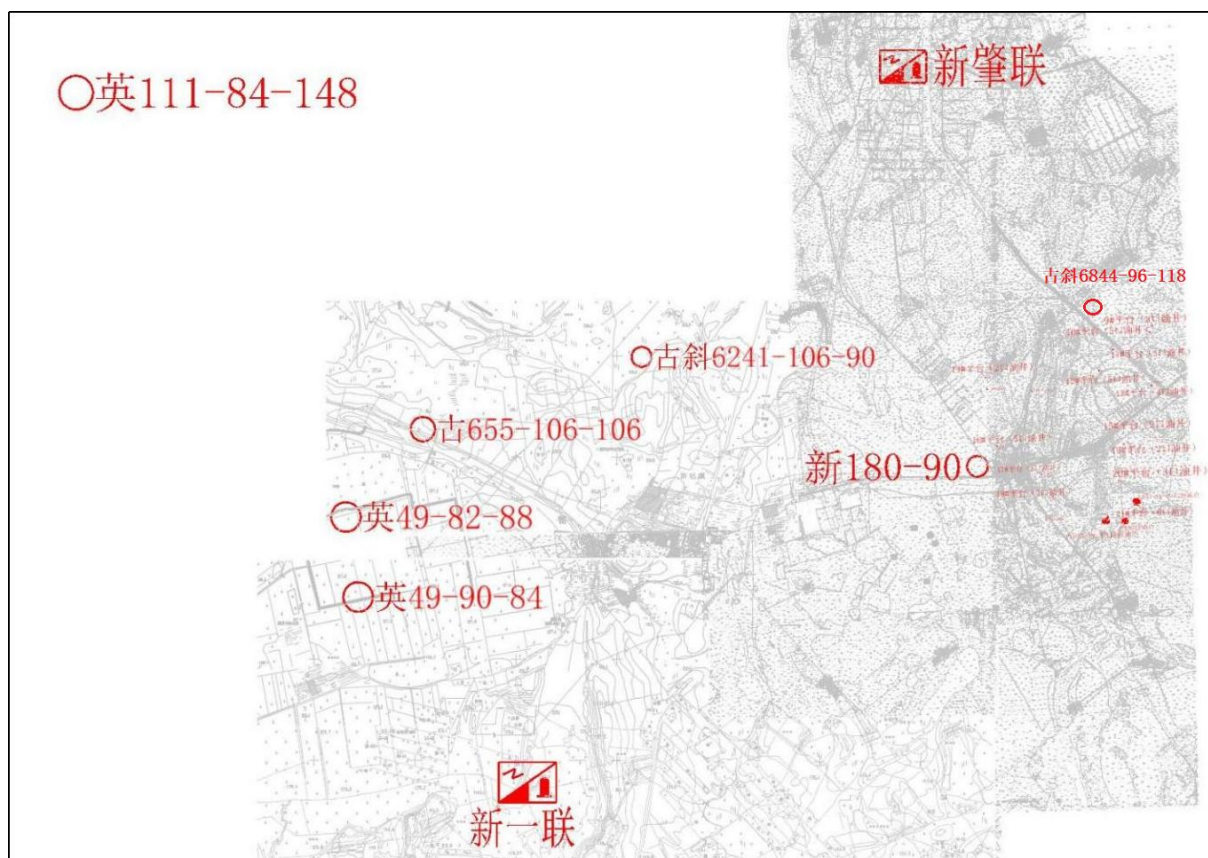


图 1.3-1 提捞井位置示意图

新建油气混输泵站，采用油气混输工艺，混输泵站位置见图 1.3-2。

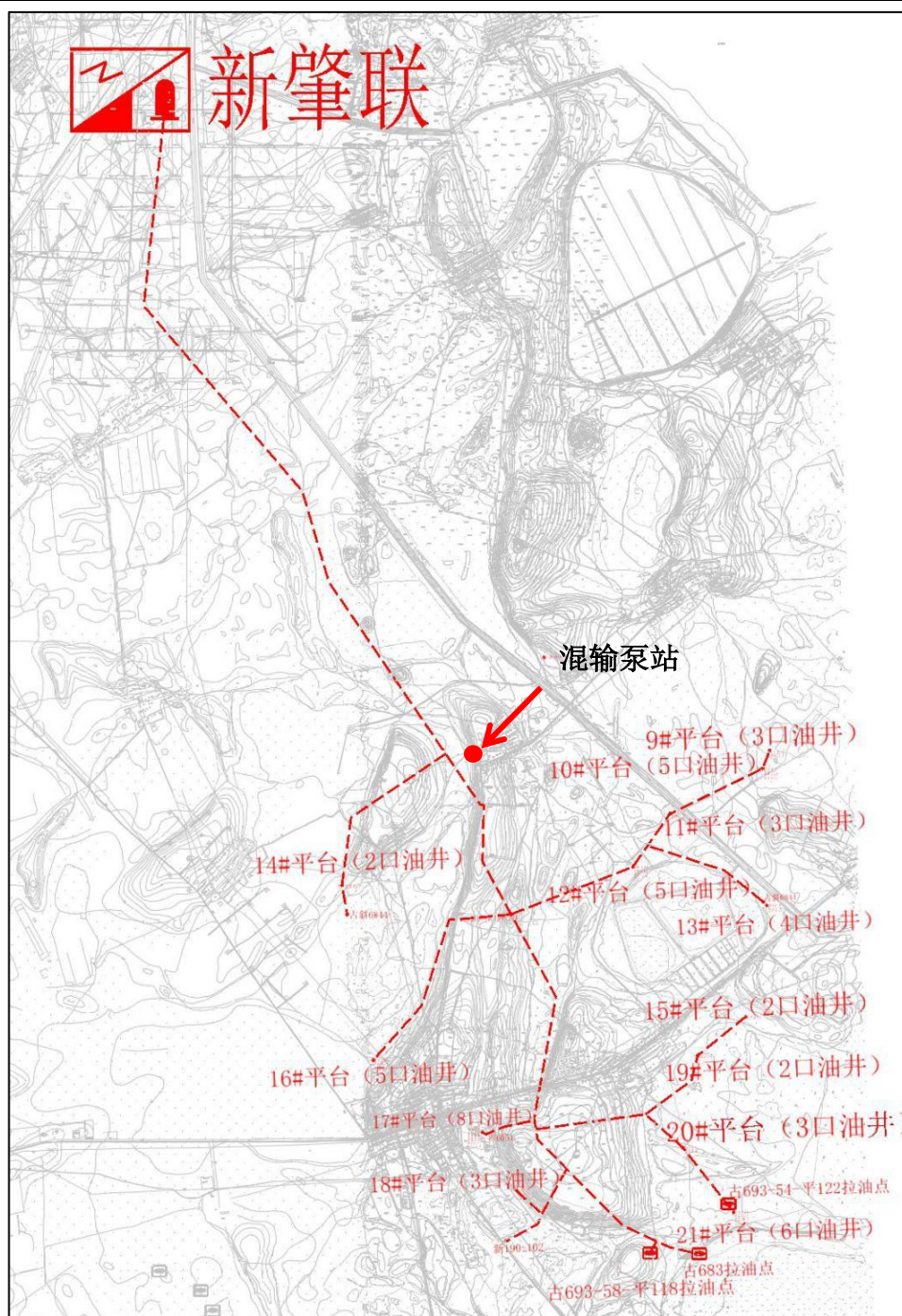


图 1.3-2 混输泵站位置示意图

②注水井

本次新井距离茂二注水站及新肇联注水站较近，根据油藏开发资料，本次产能注水水质指标为“5、1、1”，已建新肇联注水站注水水质为“8、3、2”，已建茂二注水站注水水质为“5、1、1”，因此规划将古 637 区块 9 口注水井接入茂二注水站注水系统，8 口注水井接入新肇联注水站注水系统按照本次产能方案，本次新井规划采用“单干管

单井”配水与“单干管多井”配水相结合流程。根据油藏开发资料，本次产能注水水质指标为“5、1、1”，古 637 区块共基建注水井 17 口，新建注水管道 26.04km（含注水干线及支干线 8.1km、注水支线 3.1km、注水管道 14.84km），材质均为防腐钢管。站外已建注水管道设计注水压力 25MPa，新建管道按照已建注水管道设计压力进行建设。

区域内系统布局详见图 1.3-3。

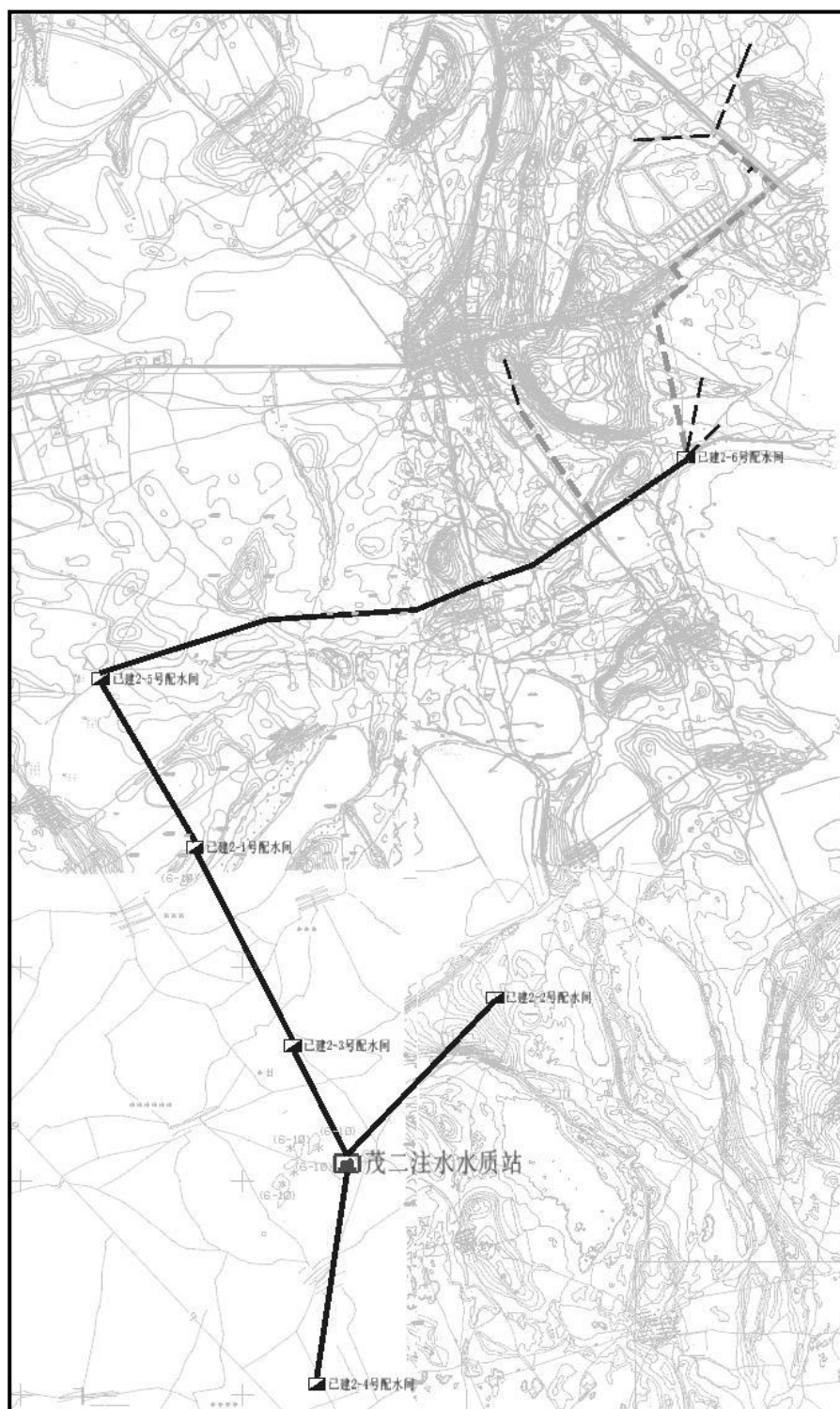


图 1.3-3 系统布局示意图

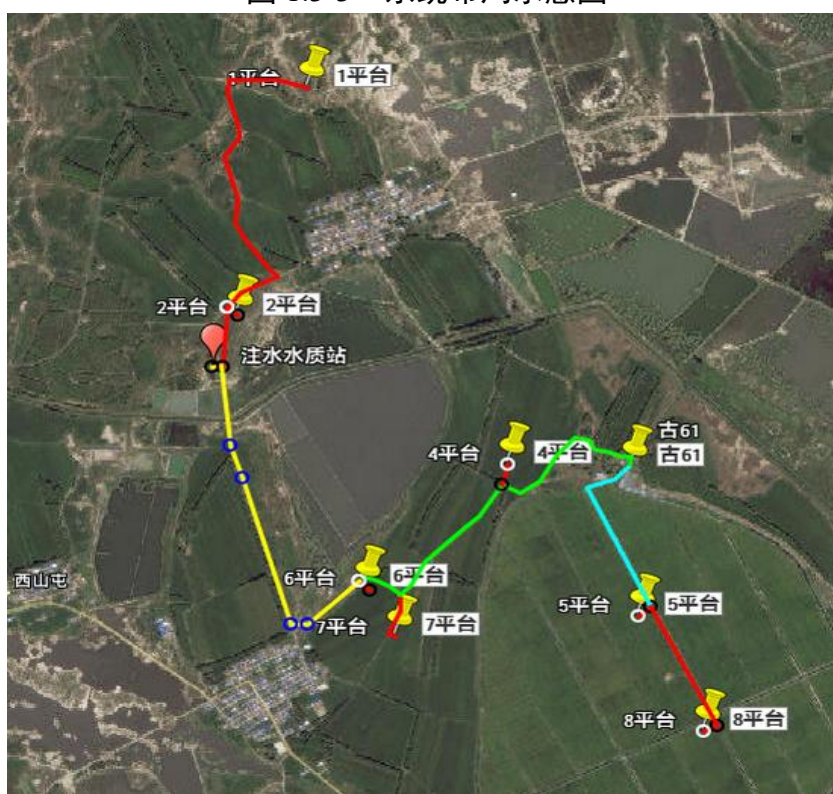


图 1.3-4 注水管网示意图

运行期产生的含油污泥定期交由大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处置、落地油由罐车拉运至落地油送至敖南含油污泥贮存池，处理后泥渣满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/3104-2022）表 1 中限值（污泥含油率低于 3‰）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。

1.3.3 项目周边环境特点

本项目建设地点位于黑龙江省大庆市肇源县境内，周边环境敏感点主要为马营子屯、农造地屯（北）、英格吉屯、徐家围子屯、西山屯、农造地屯（南）、石庄子屯、莲花泡屯、莲花村、兴海屯、西北胡来屯、冯家围子屯、大有店屯、哈特岗子屯、马场屯、后老山屯、西浩德村、东浩德村、孙家围子屯、兴隆屯、万宝屯、旭日屯（北）、旭日屯（南）、花尔屯、肇源农场、道尔宝屯、长发屯、南地房子屯等村屯。与本项目最近的村屯为拟建输油管线两侧的浩德村等，最近距离 0m。

本工程新增占地类型为耕地（永久基本农田、一般）、草地（非基本草原）。根据《大庆市生态环境准入清单》（2023 年版）及生态环境分区管控分析报告（附件 2），

本项目占地范围内无国家公园、自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、海洋特别保护区、自然公园（森林公园、地质公园、海洋公园等）、重要湿地、天然林、生态红线管控范围、重点保护野生动物栖息地，重点保护野生植物生长繁殖地，重要水生生物的自然产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道，天然渔场，水土流失重点预防区、沙化土地封禁保护区、封闭及半封闭海域等重要保护目标。

根据《大庆市水土保持规划（2015~2030 年）》，大庆市划定了市级水土流失重点预防区和重点治理区，重点预防区包括林甸县、肇源县和杜蒙县部分乡镇，重点治理区包括红岗区、大同区、林甸县、肇源县及杜蒙县部分乡镇，本项目位于肇源县，属于水土流失重点治理区。

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。

1.3.4 排污特点及措施

（1）施工期

本项目施工过程中产生的废气主要为施工扬尘、管道焊接过程产生的焊接烟尘、以及施工设备和运输车辆尾气。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；加强对施工机械设备及车辆的维护、保养。施工过程采用环保型焊材。本项目施工过程中产生的废水主要为钻井废水、压裂返排液、管线试压废水以及施工人员生活污水。水基钻井废水排入井场设置的钢制泥浆槽中，拉运至大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）处理。油基钻井废水排入井场设置的废弃油基泥浆罐中，由钻井单位委托拉运至黑龙江迈景环保科技有限公司废弃泥浆无害化处理油基泥浆站拉运处置。压裂返排液由罐车拉运至新肇联废压裂液处理站处理。管线试压废水经罐车拉运至新肇联含油污水处理站处理。施工人员生活污水依托周边场站生活污水收集装置处理，由大庆油田庆南工矿服务公司定期用罐车拉运至南区污水处理厂处理。施工过程中产生的噪声主要为钻井等施工设备和运输车辆运行产生的噪声。项目施工期合理安排施工时间，尽量避免大量高噪声设备同时施工，避免夜间施工；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。

施工期固体废物主要为废钻井泥浆、钻井岩屑、废射孔液、废纯碱、膨润土、水泥等包装袋及非含油废防渗布、含油废防渗布、施工废料和生活垃圾等。水基钻井岩屑、非含油废射孔液、定向钻产生的废弃泥浆与水基废钻井泥浆均通过密闭罐车拉运至大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）处理。油基废钻井泥浆、钻井岩屑、含油废射孔液排入井场设置的废弃油基泥浆罐中，由钻井单位委托黑龙江迈景环保科技有限公司废弃泥浆无害化处理油基泥浆站拉运处置。废纯碱、膨润土、水泥等包装袋及非含油废防渗布、施工废料均经集中收集后由钻井单位统一安排拉运至天然气分公司工业固废填埋场进行填埋。含油废防渗布暂存于采油九厂危险废物规范化储存库，委托有危险废物处置资质的单位及时拉运处置。生活垃圾统一收集后运至肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理。

②运营期

本项目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、依托场站加热炉产生的烟气。本项目油气集输全部采用密闭集油工艺流程，井口安装密封垫，集输管线采用密闭管道，定期对设备和管道进行维修保养，保证油气处理设施的平稳运行，控制烃类气体的无组织挥发，井场、场站挥发的无组织非甲烷总烃均达标排放；场站加热炉燃料均采用天然气，为清洁能源，天然气经燃烧后均经不低于 8m 高烟囱高空排放，加热炉排放的废气达标排放。本项目运营期产生的废水主要为产液分离出的含油污水、作业污水、洗井污水。油井产液分离出的含油污水通过管线输送至新肇联合含油污水处理站，作业污水及洗井污水通过罐车拉至新肇联合含油污水处理站，处理达标后回注葡萄花油层，不外排。本项目运营期噪声源主要来自抽油机噪声。项目尽可能选用低噪声设备；对噪声值较高的设备采用相应的减振、隔声等降噪措施；注意对设备的维护保养，尤其加强村屯周围井场维护和保养，保证设备保持在最佳运行状态，降低噪声源强度。项目运营期产生的固体废物主要有含油污泥、落地油、含油废防渗布。项目运行期产生的含油污泥定期交由大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处置；落地油由罐车拉运至落地油送至敖南含油污泥贮存池处理后泥渣满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/3104-2022）表 1 中限值（污泥含油率低于 3‰）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；含油废防

渗布暂存于采油九厂危险废物规范化储存库，委托资质单位定期拉运处置。

③退役期

本项目退役期废气主要为施工扬尘、施工车辆尾气等，施工扬尘采取运输道路及施工场地定时洒水抑尘，运输车辆采取苫布遮盖措施，土方开挖采取遮盖、围挡、洒水等防尘措施；加强对施工机械设备及车辆的维护、保养等措施。退役期废水主要为施工人员生活污水，依托周边场站生活污水收集装置处理，由大庆油田庆南工矿服务公司定期用罐车拉运至南区污水处理厂处理。退役期噪声主要为施工机械及车辆运行产生的噪声，采取加强管理等措施。退役期固体废物主要为生活垃圾及建筑垃圾，生活垃圾拉运至肇源县利民城市垃圾处理有限公司填埋处理，建筑垃圾拉运至周边建筑垃圾消纳场处理。

1.3.5 环境影响评价的工作过程

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：

依据《国民经济行业分类》（GB/T4754-2017），本项目为 0711 陆地石油开采行业，根据《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》本项目为五、石油和天然气开采业-07、陆地石油开采 0711 类，建设性质为改扩建，不属于新区块开发。本项目除涉及水土流失重点治理区、永久基本农田外、饮用水水源保护区（三合村分散式饮用水水源地），不涉及自然保护区、风景名胜区等环境敏感区，依据《建设项目环境影响评价管理名录》（2021 年版）五 7 条规定：“石油开采新区块开发；页岩油开采；涉及环境敏感区的（含内部集输管道建设）环评文件类别为报告书”，确定其环境影响评价技术文件类型为环境影响报告书。

其次，在仔细研究项目油藏工程方案、采油工程方案及地面工程建设方案的基础上，进行了初步工程分析，并对项目所在区域进行实地踏勘和调研，了解项目周围情况。在此基础上，完成环境影响因素识别、评价因子筛选、评价重点和主要环境保护目标确定等工作。通过对项目概况及周围环境敏感性分析确定：确定本项目大气环境影响评价工作等级为一级；地表水评价工作等级为三级 B；地下水环境影响评价工作等级为二级；声环境影响评价工作等级为二级；生态影响评价工作等级为二级；土壤环境影响评价工

作等级为一级；环境风险评价工作等级为简单分析。并以此确定评价范围和评价标准，制定了工作方案。

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

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

具体环境影响评价工作程序见图 1.3-5。

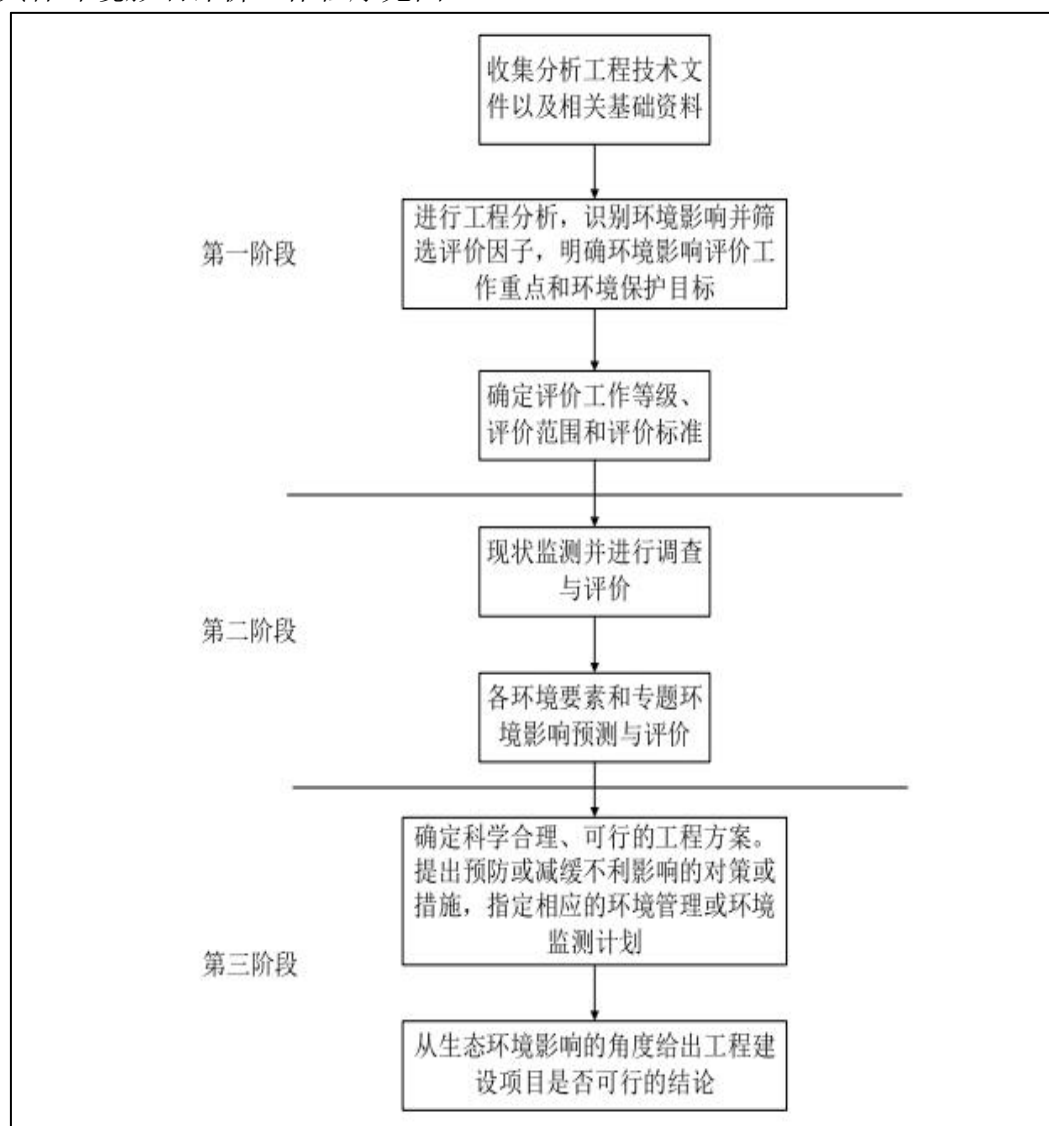


图 1.3-5 环境影响评价工作程序图

1.4 分析判定相关情况

1.4.1 产业政策符合性分析

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

1.4.2 《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》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：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》中明确提出：力争到 2025 年，大庆油田国内外油气产量当量达到 4500 万吨以上，天然气产量 70 亿立方米，有效保障国家油气安全稳定供应，肩负起“当好标杆旗帜、建设百年油田”的政治责任；支持油田打好提质增效攻坚战，全力服务保障油田，重点围绕长垣、长垣外围地区，做好加强勘探增资源、提高长垣采收率、有效动用难采储量、加快发展天然气产业四篇文章，实现油田可持续发展。

本项目为石油开采项目，其建设符合《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》要求。

1.4.3 《大庆油田振兴发展纲要（2020 版）》符合性分析

《大庆油田振兴发展纲要（2020 版）》提出：力争到 2025 年，基本探明页岩油储量 30 亿吨，累计增加石油探明储量 8 亿吨，天然气探时储量 3500 亿立方米；本土原油产量实现 3000 万吨规模，天然气产量达到 70 亿立方米以上。

本项目拟建的 95 口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。

1.4.4 《黑龙江省主体功能区规划》符合性分析

本项目位于黑龙江省大庆市肇源县境内，根据《黑龙江省主体功能区规划》，大庆

市肇源县的功能定位为国家农产品主产区，属于限制开发区域。

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

本项目属于改扩建项目，运行期产生的废气主要为无组织挥发的非甲烷总烃，项目油井产液采用密闭集输工艺，且在采油井口安装了密封垫，最大程度减少了非甲烷总烃的无组织排放；项目施工期及运行期产生的废水均进入污水处理站处理后回注油层，不排入外环境；产生的各类固体废物均进行了相应的处理，对外环境无影响；项目运行期工业用水为转油站分离出的采出水，不进行地下水资源的开采。满足限制开发区域的要求。且根据《黑龙江省主体功能区划》第八章第二节能源开发利用中明确：在大庆及周边地区，加大石油勘探开发力度，实施老油田二次开发工程和三次采油工程，稳定石油产量。第四篇能源与资源中第八章能源与资源第三节主要矿产资源开发利用中指出：鼓励开采石油、天然气、煤层气、地热、油页岩等矿产资源。本项目属于大庆油田石油开采项目，符合《黑龙江省主体功能区规划》要求。



图 1.4-1 项目所在地项目与黑龙江省主体功能区规划分布相对位置关系示意图

1.4.5 《黑龙江省生态功能区划》符合性分析

根据《黑龙江省生态功能区划》，本项目所在区域位于I—6—1—1 嫩江下游湿地保护与沙化和盐渍化控制生态功能区。本区位于肇源县，主要生态环境问题是草地面积减小，草原沙化、碱化、退化现象严重，沙化动态仍呈扩展趋势；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；主要保护措施与发展方向主要为建立生态治沙体系，控制土地沙漠化趋势，充分发挥该地区的防洪蓄洪能力，科学发展农牧业。

本项目位于黑龙江省大庆市肇源县境内，建成后永久占地面积相对较小，且施工活动均在征地范围内进行，不会造成大面积的土地退化及土地盐渍化；在项目实施过程中，加强防沙治沙和水土保持及临时占地植被恢复等措施的实施，项目建设不会对区域生态功能产生明显影响。因此本项目符合《黑龙江省生态功能区划》的要求。

1.4.6 《大庆市“十四五”生态环境保护规划》符合性分析

符合性分析见表 1.4-1。

表 1.4-1 符合性分析一览表

序号	相关要求	符合性分析	结论
1	推进扬尘精细化管理。全面推行绿色施工，严格落实施工工地扬尘管控责任，加强施工扬尘监管执法。推进低尘机械化湿式清扫作业，加大城市出入口、城乡结合部等重要路段清洗保洁力度，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、粉粒类物料堆放以及大型煤炭和矿石码头、干散货码头物料堆场，全面完成抑尘设施建设和物料输送系统封闭改造，鼓励有条件的码头堆场实施全封闭改造。	本项目对运输道路、施工场地定时洒水抑尘，以减少扬尘对周边土壤和植被的影响；运料车辆在运输时，在运料顶部加盖篷布，严禁敞开式、半敞开式运输；土方开挖采取遮盖、围挡、洒水等防尘措施。临时弃土集中堆放在背风侧，临时堆放土堆采取覆盖、洒水等防尘措施；合理规划施工进度，表土剥离及时开挖，及时回填，防止弃土风化失水而起沙起尘。	符合
2	开展 VOCs 全过程综合整治。	本项目采油井井口均安装了密封垫，原油集输采用密闭工艺流程，降低了非甲烷总烃的无组织挥发。	符合
3	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。	本项目施工期钻井井场和地下管道采取了分区防渗措施，运行期油井作业铺设防渗布，防止落地油落地。同时在区域内布置 3 口潜水跟踪监测井及 1 口承压水跟踪监测井，定期进行跟踪监测。	符合

4	强化土壤环境重点企业监管。每年定期公布全市土壤污染重点监管单位名录，对土壤环境重点监管企业和全市工业园区周边土壤开展监督性监测，根据《重点监管单位土壤污染隐患排查指南（试行）》，指导企业开展土壤污染隐患排查。	大庆油田有限责任公司第九采油厂作为土壤环境重点监管单位每年对区域内土壤进行监测，并进行信息公开。同时，本次评价设置了 4 处土壤跟踪监测点位，能够及时有效的跟踪调查项目土壤的受污染情况。	符合
5	严控耕地保护红线。实行最严格的耕地保护制度，对黑土耕地全面进行管控。落实“三线一单”生态环境分区中与耕地相关管控要求。	本项目施工过程中严格控制施工作业面积，加强施工管理，尽量减少占地面积；本项目井场、道路永久占地在占用前先剥离占地内的表土，集中堆放在占地范围内，加盖苫布，待施工结束后用于周围区域土地复垦、土壤改良；管道临时占地在占用前先剥离占地内的表土集中堆放在占地范围内，加盖苫布，待施工结束后分层回填，并及时恢复地表植被。	符合
6	提升危险废物基础保障能力。持续推动大庆油田公司等中直企业提升危险废物利用处置能力建设，增强环境风险防范能力进一步规范危险废物贮存设施，改造原有含油污泥储池，推进重点产废单位新建规范的集中贮存场所。	本项目施工期不产生危险废物，运行期井下作业产生的含油废防渗布暂存于采油九厂危险废物规范化储存库，委托有危险废物处置资质的单位及时拉运处置。危险废物暂存时执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）相关要求。	符合

1.4.7 《黑龙江省“十四五”生态环境保护规划》符合性分析

符合性分析见表 1.4-2。

表 1.4-2 符合性分析一览表

序号	文件要求	符合性分析	结论
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、施工场地定时洒水抑尘，以减少扬尘对周边土壤和植被的影响；运料车辆在运输时，在运料顶部加盖篷布，严禁敞开式、半敞开式运输；土方开挖采取遮盖、围挡、洒水等防尘措施。临时弃土集中堆放在背风侧，临时堆放土堆采取覆盖、洒水等防尘措施；合理规划施工进度，表土剥离及时开挖，及时回填，防止弃土风化失水而起沙起尘。	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	本项目为石油开采工程，采油井井口均安装了密封垫，原油集输采用密闭工艺流程，降低了非甲烷总烃的无组织挥发。	符合

	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。		
3	加强地下水生态环境保护和污染防治。加强防渗、地下水环境监测、执法检查。加强污染源头预防与风险管控。	本项目施工期钻井井场和地下管道采取了分区防渗措施，运行期油井作业铺设防渗布，防止落地油落地。同时在区域内布置 3 口潜水跟踪监测井及 1 口承压水跟踪监测井，定期进行跟踪监测。	符合
4	制定实施噪声污染防治行动计划。因特殊需要必须连续作业的，必须有县级以上政府或者其有关主管部门的证明，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。	本项目对施工场地进行合理布局，避免噪声叠加造成对周围声环境的影响；合理安排施工进度，调整同时作业的施工机械数量，降低对周围环境的影响；合理安排施工机械数量，严格限定施工范围，选用噪音低的设备；注意对设备的维护和保养，保证施工机械保持在最佳状态，降低噪声源强度；敏感点附近施工时设置隔声屏，减轻对保护目标的影响。	符合
5	强化土壤污染源系统防控。 加强空间布局管控。将土壤和地下水环境管理纳入国土空间规划，根据土壤污染的环境风险，合理确定土地用途。对涉及有毒有害物质可能造成土壤污染的建设项 目，依法进行环境影响评价，按规划定提出并落实防腐蚀、防渗漏、防遗撒等土壤污染防治具体措施。 防范工矿企业新增土壤污染。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。	本项目在实施前依法进行环境影响评价，提出并落实防渗漏、防遗撒等土壤污染防治具体措施，在选址和布局上采用环境影响最小的布局方案，尽可能减少占用面积和时间，进一步降低对土壤的影响；本项目采取分区防渗措施，最大程度保证污染物不会污染土壤环境；本次环评开展了评价范围内地下水、土壤的环境质量现状调查、影响分析及污染防治措施可行性论证，提出地下水、土壤跟踪监测计划，并提出三同时验收要求，保障地下水、土壤环境监管措施落实到位；大庆油田有限责任公司第九采油厂作为土壤环境重点监管单位每年对区域内土壤进行监测，并进行信息公开。	符合

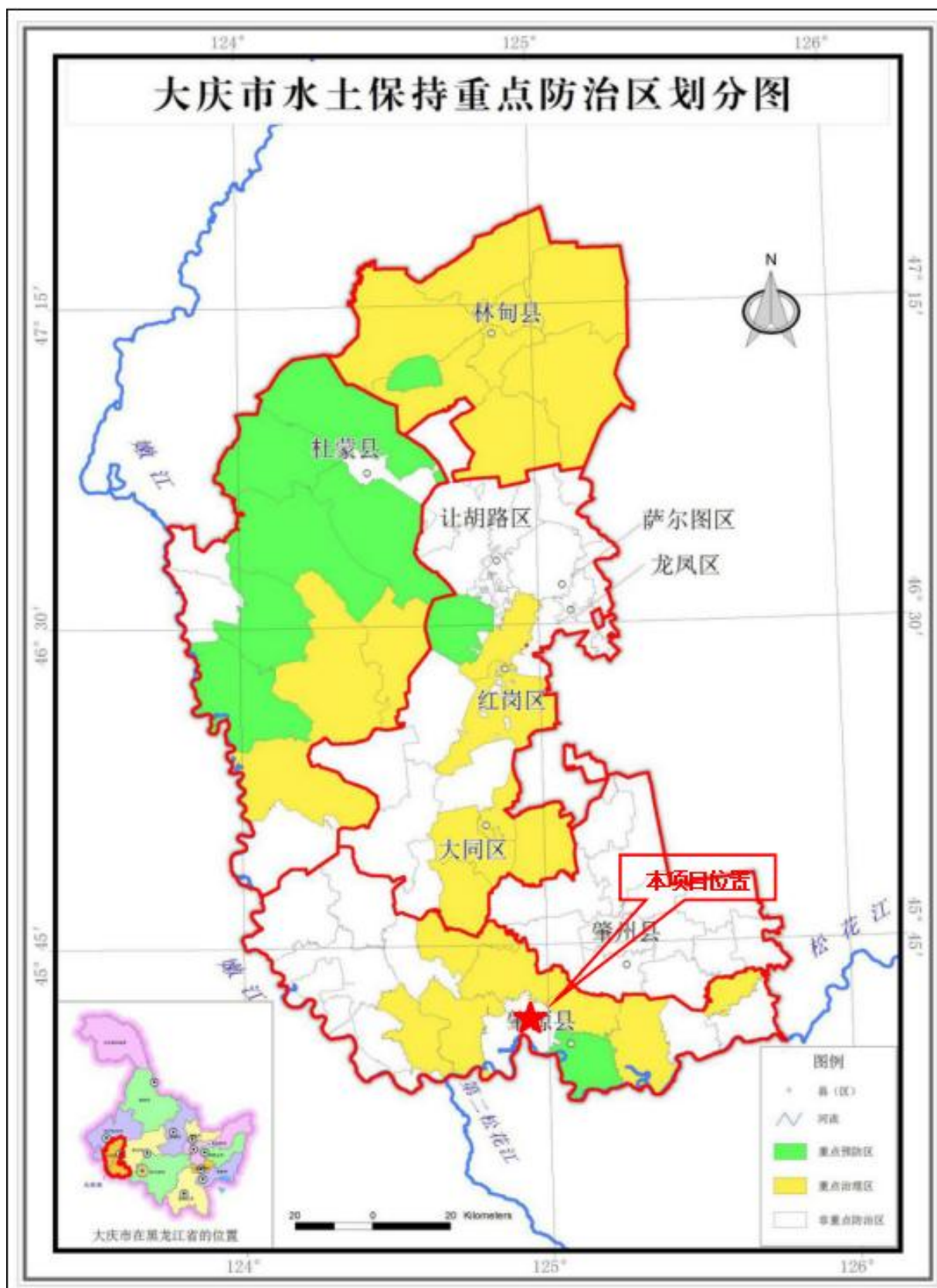


图 1.4-2 项目与大庆市水土保持规划位置关系图

1.4.8 《黑龙江省黑土地保护利用条例》（2024 年 3 月 1 日）符合性分析

符合性分析见表 1.4-3。

表 1.4-3 符合性分析一览表

序号	文件要求	符合性分析	结论
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。 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。	本项目属于国家能源设施重点建设项目，根据地下储层特性，无法避让黑土地。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。本工程建设过程中尽可能减少占地，对占用的耕地，按照“占多少，垦多少”的原则，由当地主管部门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，按照省的规定由建设单位缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。	符合
2	第四十五条建设项目占用黑土地的，应当按照规定的标准对耕作层的土壤进行剥离。剥离的黑土应当就近用于新开垦耕地和低质耕地改良、被污染耕地的治理、高标准农田建设、土地复垦等。建设项目主体应当制定剥离黑土的再利用方案，报自然资源主管部门备案。	本项目实施前应编制建设项目占用耕地耕作层土壤剥离利用方案，统筹安排剥离、储存和再利用。表土剥离和利用严格执行《建设占用耕地耕作层土壤剥离利用技术规范》（DB23/T2913-2021）。本项目在施工过程中针对永久占地及临时占地，应剥离占地内 0.3m 的表土，采用分层开挖，分层堆放，暂存于施工井场内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，表土剥离临时堆放区周围设置排水沟等措施防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，针对永久占地按照“占一补一，质量相等”的要求进行易地补充耕地、永久剥离的表土根据政府要求进行合理处置，优先用于劣质土地改良，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

1.4.9 《黑龙江省“十四五”黑土地保护规划》符合性分析

符合性分析见表 1.4-4。

表 1.4-4 符合性分析一览表

序号	相关要求	符合性分析	结论
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	本项目属国家能源设施重点建设项目，根据地下储层特性，无法避让基本农田（黑	符合

	久基本农田控制线，严格落实耕地占补平衡、易地补充耕地、土地复垦等政策，确保完成规划期内黑土耕地保有量和永久基本农田保护任务。	土地)。产能工程各系统永久占地(耕地、草地)共计 30.62 公顷，临时占地(耕地、草地)93.97 公顷(含管沟占地 13.22 公顷)。本项目在施工前需要征收土地，应报请相关主管部门同意，取得用地审批。本工程建设过程中，尽可能减少占地。对占用的基本农田，按照“占多少，垦多少”的原则，由当地主管部门负责开垦与所占用基本农田的数量和质量相当的基本农田；如果没有条件开垦时，按照省的规定由建设单位缴纳开垦费，专款用于开垦新的基本农田。	
2	严格国土空间用途管制。制定用途管制规则，实行严格的用途管制，严控非农建设用地规模，尽量少占优质黑土地。强化对占用黑土地的管控约束，使得城镇发展等非农建设尽量避让优质黑土地。	本项目施工过程中，严格控制施工作业面积，加强施工管理，尽量减少占地面积，并规范行车路线及施工人员行为，严禁随意践踏、碾压施工区范围外的植被及黑土耕地，不准乱挖、乱采野生植物，确保不影响周边黑土耕地。占用耕地需按有关土地管理办法的要求，逐级上报土地管理部门批准。	符合
3	严格土地执法。建设项目占用耕地的，应当按规定进行表土剥离和利用。全面加大黑土耕地保护违法违规问题执法力度，及时发现、严肃查处土地违法特别是乱占耕地、破坏耕地、盗挖黑土等行为	本工程实施前编制建设项目占用耕地耕作层土壤剥离利用方案，统筹安排剥离、储存和再利用。表土剥离和利用严格执行《建设占用耕地耕作层土壤剥离利用技术规范》(DB23/T2913-2021)。本项目在施工过程中针对永久占地及临时占地，应剥离占地内 0.3m 的表土，采用分层开挖，分层堆放，暂存于施工井场内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，表土剥离临时堆放区周围设置排水沟等措施防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，针对永久占地将剥离的表土按照“占一补一，质量相等”的要求进行易地补充耕地，针对临时占地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
4	实施耕地深松轮作。推行深松(翻)整地，打破犁底层，增加土壤通透性和耕层厚度，建立“土壤水库”，提高土壤抗旱防涝、蓄水保墒能力，实现春旱秋防。	本工程对临时占用的耕地采用深松深耕进行复垦。	符合

1.4.10 大庆油气田地面工程“十四五”规划

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 $30 \times 10^8 \text{t}$ ，累计增加石油探明储量 $8 \times 10^8 \text{t}$ ，天然气探明储量 $3500 \times 10^8 \text{m}^3$ ；本土原油产量实现 $3000 \times 10^8 \text{t}$ 规模，天然/气产量达到 $70 \times 10^8 \text{m}^3$ 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 $3.3 \times 10^8 \text{m}^3$ 。松辽地区“十四五”期间新增产能 $8.014 \times 10^8 \text{m}^3$ 。

本项目地处松辽地区，在总体部署下，大庆油田规划计划部将本项目列为“十四五”期间的产能计划中，建设符合《大庆油气田地面工程“十四五”规划》。

1.4.11 “生态环境分区管控”符合性分析

1.4.11.1 生态保护红线

生态保护红线是指生态空间范围内具有特殊重要生态功能、必须强制性严格保护的区域，是保障和维护国家生态安全的底线和生命线。这包括具有重要水源涵养、生物多样性维护、水土保持、防风固沙、海岸生态稳定等功能的生态功能重要区域，以及水土流失、土地沙化、石漠化、盐渍化等生态环境敏感脆弱区域。这些区域按照“生态功能不降低、面积不减少、性质不改变”的基本要求，实施严格管控。

本项目位于黑龙江省大庆市肇源县境内，根据《黑龙江省生态环境分区管控动态更新成果》（2023 年版）及《生态环境分区管控分析报告》（见附件 1），本项目评价范围内无生态保护红线分布。因此，本项目建设符合生态保护红线要求。

1.4.11.2 环境质量底线

环境质量底线是指按照水、大气、土壤环境质量不断优化的原则，结合环境质量现状和相关规划、功能区划要求，考虑环境质量改善潜力，确定的分区域分阶段环境质量目标及相应的环境管控、污染物排放控制等要求。

（1）大气环境

本项目位于大庆市肇源境内，所在区域环境空气功能区为二类区，根据大庆市生态环境局 2025 年 6 月 5 日公布的《2024 年大庆市生态环境状况公报》，大庆市环境空气为达标区，基本污染污染物各项指标均能满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单二级标准要求；根据补充监测数据可知，本项目区域非甲烷总烃满足《大气污

染物综合排放标准详解》标准要求，TSP 满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单二级标准要求，尚有容量进行项目建设。

根据《黑龙江省生态环境分区管控动态更新成果》（2023 年版）及《生态环境分区管控分析报告》，项目所在区域涉及肇源县大气环境一般管控区。本项目施工期施工场地采取设置围挡；施工现场洒水消尘，表土及建材堆放上覆遮盖材料；施工运输车辆采取密闭措施或加盖防尘布等措施。运行期采取井口安装密封垫，油气集输采用密闭流程等措施减少烃类气体挥发。在采取以上措施后，本项目建设对区域大气环境影响较小，符合上述管控区管控要求。

（2）地表水环境

根据《黑龙江省生态环境分区管控动态更新成果》（2023 年版）及《生态环境分区管控分析报告》，项目所在区域位于肇源县水环境一般管控区。本项目施工期水基钻井废水排入井场设置的钢制泥浆槽，拉运至大庆钻探六号废弃钻井液处理站、油基钻井废水排入井场设置的钢制泥浆槽，拉运至黑龙江迈景环保科技有限公司废弃泥浆无害化处理油基泥浆站；压裂返排液由罐车拉运至新一联废压裂液处理站处理；管道试压废水由罐车拉运至新一联含油污水处理站处理后回注现役油层；施工人员生活污水依托周边场站生活污水收集装置处理，定期拉运至南区污水处理厂处理后达标排放。运行期经新肇联转油脱水站初步分离的含油污水管输至新肇联含油污水处理站处理，处理后回注油层。作业期油井热洗废水直接进入集油系统；作业期油井作业污水用罐车拉运至新肇联含油污水处理站处理后回注现役油层。在采取上述措施后，本项目建设不会对地表水环境产生影响，符合上述管控区管控要求。

（3）土壤环境

根据土壤质量现状的监测数据，农用地监测项目满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）标准要求，建设用地监测项目满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中筛选值，区域内土壤环境质量状况良好。本工程实施后通过采取分区防渗等土壤环境保护措施，对土壤环境产生影响较小。

（4）地下水环境

根据《黑龙江省生态环境分区管控动态更新成果》（2023 年版）及《生态环境分区管控分析报告》，项目所在区域涉及肇源县地下水环境二级管控区。本项目与上述管控区要求符合性分析见表 1.4-5。

表 1.4-5 与肇源县地下水环境二级管控区符合性分析

环境管控区编码及名称	管控区类型	管控要求		符合性分析
YS2306226220002 肇源县地下水环境二级管控区	重点管控区	空间布局约束	1.严格建设项目土壤环境影响评价制度。对涉及有毒有害物质可能造成土壤污染的新（改、扩）建项目，依法进行环境影响评价，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。2.合理规划污染地块用途，从严管控农药、化工等行业中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。3.污染地块未经治理与修复，或者经治理与修复但未达到相关规划用地土壤环境质量要求的，有关环境保护主管部门不予批准选址涉及该污染地块的建设项目环境影响报告书或者报告表。	符合。本项目环评阶段开展了评价范围内土壤的环境质量现状调查、土壤环境影响分析及土壤污染防治措施及其可行性论证，提出了防腐蚀、防渗漏、防遗撒等土壤污染防治具体措施及土壤跟踪监测计划，并提出三同时验收要求；本项目所占地不属于污染地块。符合空间布局约束要求。
		环境风险防控	1.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，防止地下水污染。2.指导地下水污染防治重点排污单位优先开展地下水污染渗漏排查，针对存在问题的设施，采取污染防治防渗改造措施。3.重点单位在隐患排查、监测等活动中发现工矿用地土壤和地下水存在污染迹象的，应当排查污染源，查明污染原因，采取措施防止新增污染，并参照污染地块土壤环境管理有关规定及时开展土壤和地下水环境调查与风险评估，根据调查与风险评估结果采取风险管控或者治理与修复等措施。	符合。本项目为陆地石油开采项目，不属于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；不属于地下水污染防治重点排污单位；本项目采取了分区防渗措施，并设置了地下水跟踪监测井，防止地下水污染。符合环境风险防控要求。
		污染	新建、扩建“两高”项目应采用先进	符合。本项目不属于新建、

		物排放管控	适用的工艺技术和装备，单位产品物耗、能耗、水耗等达到清洁生产先进水平，依法制定并严格落实防治地下水污染的措施。	扩建“两高”项目

1.4.11.3 资源利用上线

资源利用上线是指按照自然资源资产“只能增值、不能贬值”的原则，以保障生态安全 and 改善环境质量为目的，利用自然资源资产负债表，结合自然资源开发管控，提出的分区域分阶段的资源开发利用总量、强度、效率等上线管控要求。

根据《生态环境分区管控分析报告》，项目所在区域涉及肇源县自然资源一般管控区。本项目以电为能源，不消费煤炭能源，能源消耗符合要求；项目建设不开采地下水，同时对废水进行重复利用，水资源消耗符合要求；本工程在满足工艺要求的前提下，新建井场严格遵守《石油天然气工程项目用地控制指标》（2017.1.1）要求，减少对土地的占用，土地资源消耗符合要求。因此本项目建设符合上述管控区管控要求。

1.4.11.4 生态环境准入清单

生态环境准入是指基于环境管控单元，统筹考虑生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线的管控要求，提出的空间布局、污染物排放、环境风险、资源开发利用等方面禁止和限制的环境准入要求。

本项目位于大庆市肇源县境内，根据《黑龙江省生态环境分区管控动态更新成果》（2023 年版）及《生态环境分区管控分析报告》，项目涉及肇源县一般生态空间、肇源县永久基本农田和肇源县其他区域环境管控单元。根据《大庆市生态环境准入清单（2023 年版）》，本项目与大庆市总体准入要求符合性分析见表 1.4-6，与生态环境分区管控报告分析见表 1.4-7。

表 1.4-6 与大庆市总体准入要求符合性分析

适用范围	管控维度	管控要求	符合性分析
大庆市	空间布局约束	1.禁止在居民区、学校、医疗和养老机构等周边新建有色金属冶炼、焦化等行业企业。 2.坚决遏制高耗能高排放项目盲目发展，严禁违规“两高”项目建设、运行。严把“两高”项目审批关和监督关，坚决遏制“两高”项目盲目发展。严格落实污染物排放区域削减要求。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。	本项目为陆地石油开采项目，不属于高能耗、高物耗、高水耗项目，不属于落后产能；产生的各类废物均得

	3.严格控制在优先保护类耕地集中区域新建有色金属冶炼、石油加工、化工、焦化、电镀、制革等行业企业，现有相关行业企业要采用新技术、新工艺，加快提标升级改造步伐，对超标、超总量排放情形严重的，依法责令其停业、关闭。 4.从严控制高能耗、高物耗、高水耗、低水平重复建设项目，以及涉危、涉重和其他重大环境风险项目。 5.对严格管控类划定为特定农产品禁止生产区域的地块，禁止生产特定农产品。从严管控农药、化学等行业的重度污染地块规划用途，确需开发利用的，鼓励用于拓展生态空间。严格名录内地块的准入管理。未依法完成土壤污染状况调查和风险评估的地块，不得开工建设与风险管控和修复无关的项目。 6.禁燃区内禁止新建、改建、扩建燃用高污染燃料的锅炉、炉窑、炉灶等燃烧设施（城市集中供热应急调峰锅炉除外）；禁止销售和燃用高污染燃料。 7.加大淘汰改造燃煤锅炉力度。一是县级及以上城市建成区原则上不再新建 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 6，配套布袋等高效除尘设施，若氮氧化物排放不能达标的需配备脱硝设施，使用过程中严禁掺烧煤炭、垃圾等其他物料。实施工业炉窑清洁能源替代，大力推进电能替代煤炭。 8.大力发展新能源和清洁能源，逐步实现非化石能源成为能源消费增量主体并实施存量替代。严控煤炭消费增长，推进煤炭清洁高效利用。 9.严控煤电项目审批，不再核准自备燃煤电厂项目。（关于印发《大庆市深入打好污染防治攻坚战任务清单台账》的通知） 10.严格控制生产和使用高挥发性有机物含量溶剂型涂料、油墨、胶粘剂、清洗剂，提高水性、高固体分、无溶剂、粉末等低挥发性有机物含量产品比重。（关于印发《大庆市深入打好污染防治攻坚战任务清单台账》的通知）	到有效处置，符合大庆市总体准入要求。
污染物排放管控	1.2025 年和 2035 年全市大气污染物氮氧化物和 VOCs 重点工程削减量不低于省政府确定的削减量。 2.2025 年和 2035 年全市水污染物化学需氧量和氨氮削减量不低于省政府确定的削减量。到 2025 年，全市地表水体消除劣 V 类，县级城市建成区基本消除黑臭水体。	
资源利用效率要求	1.全市 2025 年用水总量不得超过 34.38 亿立方米，2030 年用水总量控制指标不高于省政府确定的指标。 2.全市 2025 和 2035 年耕地保有量不低于规划指标。 3.全市 2025 年和 2035 年煤炭消费上线不高于省政府确定的指标。	

高污染燃料禁燃区资源利用效率要求	1.禁燃区内禁止新建、改建、扩建燃用高污染燃料的锅炉、炉窑、炉灶等燃烧设施（城市集中供热应急调峰锅炉除外）；禁止销售和燃用高污染燃料。 2.禁燃区内对20蒸吨/小时以下锅炉及民用燃煤设备燃煤质量严格控制，稳步推进清洁能源替代改造。 3.禁燃区内已建成使用高污染燃料设施在限期拆除或完成改造前，应采取燃用优质煤炭、改善燃烧工况、提高烟气治理设施效率等措施，使其排放的大气污染物达到国家相关标准要求。	

表 1.4-7 与生态环境分区管控准入清单符合性分析

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		符合性分析
ZH23062210002	肇源县一般生态空间	优先保护单元	空间布局约束	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。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。	1.本项目占用草地和耕地（包括永久基本农田），建设单位按有关法律法规规定办理占地审批手续；本项目在选址和布局上采用占地面积最小、环境影响最小的布局方案，尽量减少占地，施工过程中采取防止土地沙化措施，施工结束后，对临时占地采取生态恢复及补偿措施，控制土壤侵蚀，减轻水土流失，保护生态环境。 2.本项目不属于过度垦殖、放牧、采伐、取水、渔猎、旅游等对生态功能造成损害的项目，不损害生态服务功能和生态产品质量。 3.本项目建设活动不会损害依法保护的生态空间的生态服务功能和生态产品质量。
ZH23062230001	肇源县永久基本农田	一般管控单元	资源开发效率要	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	本项目属国家能源设施重点建设项目，根据地下储层特性，无法避让基本农田。本项目在施工前需要征收土地，应报请相关主管部门同意，取得用地审批。本工程建设过程中，尽可能减少

			求	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。	占地。对占用的基本农田，按照“占多少，垦多少”的原则，由当地主管部门负责开垦与所占用基本农田的数量和质量相当的基本农田；如果没有条件开垦时，按照省的规定由建设单位缴纳开垦费，专款用于开垦新的基本农田。本项目产生的各类废物均得到有效处置，不排入外环境。 本项目在施工过程中针对永久占地将剥离的表土按照“占一补一，质量相等”的要求进行易地补充耕地，针对临时占地在将剥离的表土在施工结束后分层回填，并及时恢复地表植被。
ZH2306 223000 2	肇源县其他区域	一般管控单元	空间布局约束	1.引导工业项目向开发区集中，促进产业集聚、资源集约、绿色发展。对电力、钢铁、建材、有色、化工、石油石化、煤炭、印染等行业中，环保、能耗等不达标或生产、使用淘汰类产品的企业和产能，依法依规改造升级或有序退出。2.建设用地污染风险管控区同时执行以下准入要求：各级自然资源等部门在编制土地利用总体规划、城市总体规划、控制性详细规划等相关规划时，应充分考虑污染地块的环境风险，合	本项目为陆地石油开采行业，不属于电力、钢铁、建材、有色、化工、石油石化、煤炭、印染等行业，符合空间布局约束要求。

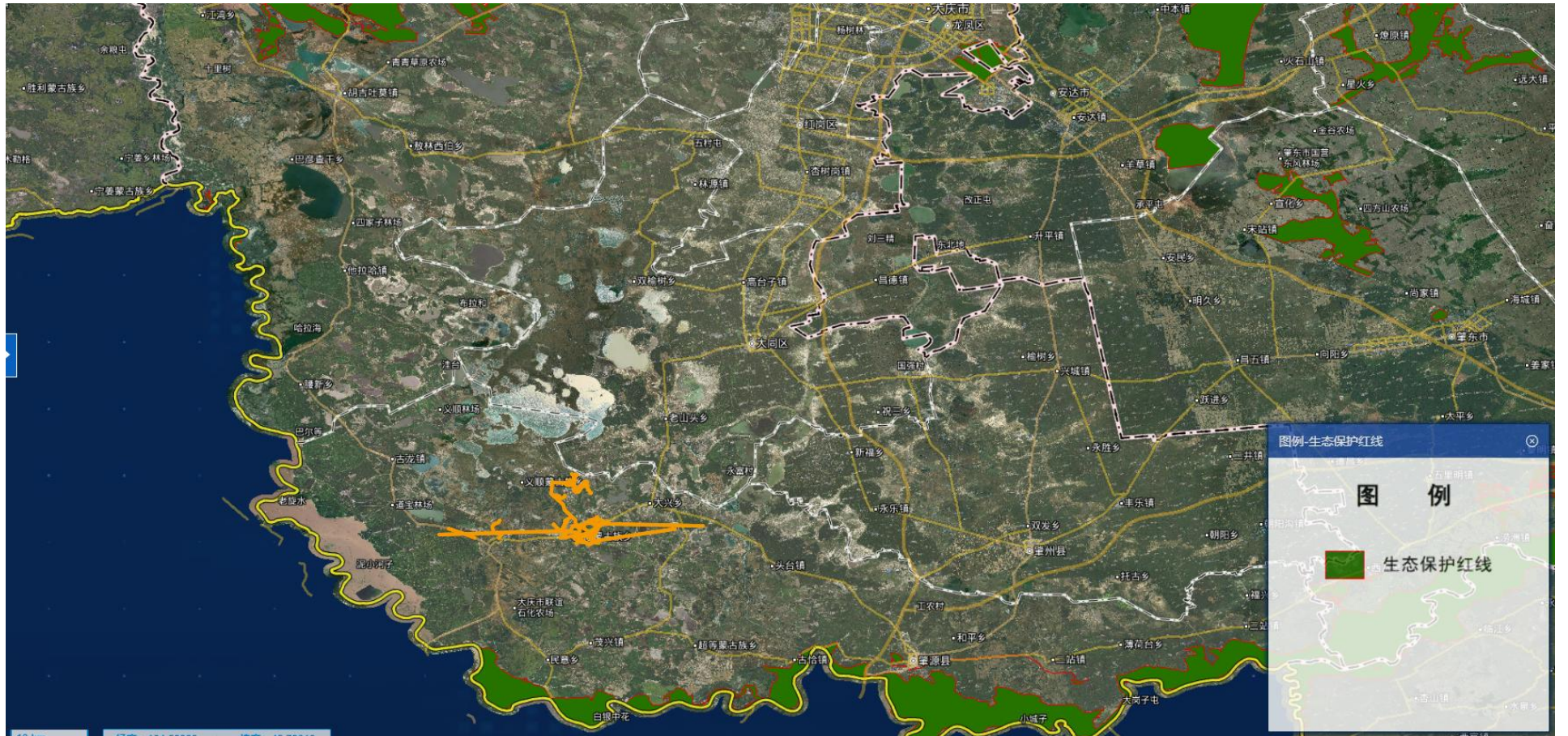
				理确定土地用途。	
			污 染 物 排 放 管 控	建设用地污染风险管控区同时执行以下准入要求：各级自然资源等部门在编制土地利用总体规划、城市总体规划、控制性详细规划等相关规划时，应充分考虑污染地块的环境风险，合理确定土地用途。	本项目产生的各类废水、固废均得到有效处置，不排入外环境，符合污染物排放管控要求。

1.4.12“三区三线”符合性分析

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》，本项目位于黑龙江省大庆市肇源县境内，属于“三区三线”划定启用的区域，其中的“三区”分别为城镇空间、农业空间、生态空间三种类型的国土空间；“三线”分别为城镇开发边界、永久基本农田、生态保护红线三条控制线。

根据《黑龙江省生态环境分区管控动态更新成果》（2023 年版），本项目不涉及生态保护红线和城镇空间，但涉及永久基本农田。

本项目属于国家能源设施重点建设项目，根据地下储层特性，地质设计要求，项目选址无法避让基本农田。根据“地下决定地上，地下顾及地上”的原则对占用基本农田、黑土地，已计划按有关土地管理办法的要求，逐级上报土地管理部门批准，对占用的耕地，按照《中华人民共和国土地管理法》《基本农田保护条例》等相关文件要求，按照“占多少，垦多少”的原则，由当地主管部门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，按照省的规定由建设单位缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。进行耕地保护。同时按照《黑龙江省黑土地保护利用条例》中要求根据有关标准、规范和管理规定剥离表土，施工前应编制表土剥离方案，永久剥离的表土根据政府要求进行合理处置，优先用于劣质土地改良，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。因此，本项目与“三区三线”符合性



附图 1.4-3：本项目与大庆市生态环境保护红线位置关系

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

符合性分析见表 1.4-8。

表 1.4-8 符合性分析一览表

相关要求	符合性分析	结论
第 17 条耕地和永久基本农田保护线 按照现状耕地应划尽划、应保尽保的原则，将符合条件的耕地全部纳入保护目标，将可长期稳定利用的耕地、黑土耕地和已建成的高标准农田优先划入永久基本农田。划定的永久基本农田主要位于大同区、肇州县、肇源县、林甸县、杜尔伯特县。至 2035 年，规划全市耕地保有量不低于 8964.47 平方公里（1344.67 万亩），占市域面积的比例不低于 42.27%，永久基本农田保护面积不低于 7473.33 平方公里（1121.00 万亩），占市域面积的比例不低于 35.24%。	本项目属于国家能源设施重点建设项目，根据地下储层特性，无法避让基本农田。本项目井场建设尽可能采用丛式井场，最大程度的减少了对土地的占用。对占用的基本农田，按照“占多少，垦多少”的原则，由建设单位负责开垦与所占用基本农田的数量和质量相当的基本农田；如果没有条件开垦时，按照省的规定缴纳开垦费，专款用于开垦新的基本农田。	符合
第 18 条生态保护红线 将具有重要水源涵养、生物多样性维护、水土保持等功能的生态功能重要区域，以及生态环境敏感脆弱区域全部纳入生态保护红线，主要分布于市域的西北部、东北部和南部滨江区域。大庆市共划定生态保护红线 2360.32 平方公里，占市域面积的 11.13%。	根据《生态环境分区管控分析报告》，本项目评价范围内无生态保护红线分布。	符合
第 21 条构建“一核、两轴、一带、六区”市域总体空间格局 六区：包括一个油气资源开发利用区；两个重要生态保护区，即扎龙湿地生态系统保护区、杜尔伯特-肇源林草湿荒生态交错区；三个粮食主产区，即北部、南部和嫩江松花江沿岸粮食主产区。	本项目为陆地石油开采项目，位于“六区”中的油气资源开发利用区，符合大庆市构建“一核、两轴、一带、六区”市域总体空间格局要求。	符合
第 22 条严守耕地底线，稳定优质耕地布局 全面实施耕地数量、质量、生态“三位一体”保护。强化永久基本农田特殊保护，对黑土耕地实行战略性保护，严格耕地用途管制，严格控制建设占用耕地，落实耕地占补平衡和进出平衡。为端牢“中国饭碗”，种好“中国粮食”，当好维护粮食安全的“压舱石”提供空间保障。至 2035 年，全市耕地保有量不低于 8964.47 平方公里，建立健全耕地保护目标责任制。	本项目属于国家能源设施重点建设项目，根据地下储层特性，无法避让基本农田。本项目井场建设尽可能采用丛式井场，最大程度的减少了对土地的占用。对占用的基本农田，按照“占多少，垦多少”的原则，由建设单位负责开垦与所占用基本农田的数量和质量相当的基本农田；如果没有条件开垦时，按照省的规定缴纳开垦费，专款用于开垦新的基本农田。	符合
第 31 条草原资源保护利用 2.强化草原保护和利用管理。	本项目不占用基本草原。 本项目井场建设尽可能采用丛式井场，最	符合

推进落实基本草原保护制度，依法划定并严格保护基本草原，除国务院批准同意的建设项目，以及国务院有关部门、省级人民政府及其有关部门批准同意的基础设施、公共事业、民生建设项目和国防、外交建设项目外，不占用基本草原。切实加强草原征占用审核管理。	大程度的减少了对草地的占用。同时对永久占用的草地进行经济补偿，对临时占用的草地按照自然修复为主、人为干预为辅的修复治理方针进行植被恢复。	
3.加强草原生态保护修复。 因地制宜、分类施策、科学开展草原生态保护修复。实行自然修复为主、人为干预为辅的修复治理政策方针，通过促进草原自然修复、科学防治有害生物、统筹推进林草生态治理、建植草原景观植被等方式，科学开展退化草原生态修复，持续改善草原生态状况，增强草原生态系统稳定性。		

1.4.14《肇源县国土空间总体规划（2021-2035 年）》符合性分析

符合性分析见表 1.4-9。

表 1.4-9 符合性分析一览表

相关要求	符合性分析	结论
第 19 条耕地和永久基本农田红线 落实大庆市下达的耕地和永久基本农田保护任务，现状耕地应划尽划、应保尽保，将可以长期稳定利用耕地优先划入永久基本农田，实行特殊保护。全县耕地保有量不低于 208426.67 公顷（312.64 万亩），占全县国土面积 50.71%。全县永久基本农田 167033.33 公顷（250.55 万亩），占全县国土面积 40.64%。	本项目属于国家能源设施重点建设项目，根据地下储层特性，无法避让基本农田。本项目井场建设尽可能采用丛式井场，最大程度的减少了对土地的占用。对占用的基本农田，按照“占多少，垦多少”的原则，由建设单位负责开垦与所占用基本农田的数量和质量相当的基本农田；如果没有条件开垦时，按照省的规定缴纳开垦费，专款用于开垦新的基本农田。	符合
第 20 条生态保护红线 将整合优化后的自然保护地、重要水源涵养、生物多样性维护、水土保持、防风固沙等生态功能极重要区域和水土流失、土地沙化等生态极脆弱区域，以及具有潜在重要生态价值，必须强制性严格保护的区域生态空间划入生态保护红线。肇源县划定生态保护红线面积为 42382.63 公顷，占全县总面积的 10.31%。	根据《生态环境分区管控分析报告》，本项目评价范围内无生态保护红线分布。	符合
第 25 条国土空间总体格局 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。“一核”：	本项目位于肇源县境内，不涉及肇源县“一核三心两区，一带一廊两轴”区域。	符合

肇源县中心城区。“三心”：肇源县内三个重点镇，分别为新站镇、茂兴镇、三站镇。“两区”：县域南侧的沿江生态保护区以及北侧的现代农业生产区。“一带”：县域南侧松花江、嫩江流域形成的生态保护带。“一廊”：依托省道 S502、省道 S104 形成贯穿县域东西的城乡发展廊道。本项目为陆地石油开采项目，位于红岗区的矿产能源发展区，符合红岗区国土空间规划分区与管控要求。“两轴”：依托大广高速、通让铁路形成两条贯穿南北的城乡发展联系轴。		
第 27 条严格落实耕地保护任务 落实大庆市下达的耕地保护，永久基本农田保护任务，肇源 16 县耕地保有量不低于 208426.67 公顷（312.64 万亩），永久基本农田面积 167033.33 公顷（250.55 万亩）。落实到全县各乡镇、农场，作为规划期内必须守住的保护红线任务。健全县级党委和政府落实耕地保护和粮食安全责任考核机制，实行耕地保护党政同责。	本项目属于国家能源设施重点建设项目，根据地下储层特性，无法避让基本农田。本项目井场建设尽可能采用丛式井场，最大程度的减少了对土地的占用。对占用的基本农田，按照“占多少，垦多少”的原则，由建设单位负责开垦与所占用基本农田的数量和质量相当的基本农田；如果没有条件开垦时，按照省的规定缴纳开垦费，专款用于开垦新的基本农田。	符合
第 34 条林草地资源保护与利用 加强林地草地资源保护。全面保护林地，落实林地分级管理，切实保护现有森林，有效补充林地数量，引导节约使用林地，确保林地资源稳定增长。强化林地草地利用监督管理。实施林地用途管制，严格控制林地转为非林地，实行占用林地总量控制，各类建设项目占用林地不得超过本行政区域的占用林地总量控制指标。各类建设工程确需征收、征用或占用林地的，应当按照建设项目级别以及审批权限，依法办理审批手续。矿藏开采、工程建设和修建工程设施应当不占或少占草原，除国家重点工程项目外，不得占用基本草原。	本项目不占用林地和基本草原。 本项目井场建设尽可能采用丛式井场，最大程度的减少了对草地的占用。同时对永久占用的草地进行经济补偿，对临时占用的草地按照自然修复为主、人为干预为辅的修复治理方针进行植被恢复。	符合

1.4.15 《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

符合性分析见表 1.4-10。

表 1.4-10 符合性分析一览表

序号	相关要求	符合性分析	结论
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、	本工程位于古 637 区块，属于已建区块内滚动开发项目，项目建设内容主要为区块内新建油井和管道，本次评价在环境影响预测与评价、环境保护措施及可	符合

	设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性。	行性论证中详细分析了项目建设对环境的影响以及项目环境保护措施，对项目提出了非正常情况下的环境风险防范措施。	
2	涉及废水回注油层的，应当论证回注油层的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注油层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，回注油层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/T5329-2022）等相关标准要求后回注油层，同步采取切实可行措施防治污染。回注油层目的层应当为地质构造封闭地层，一般应当回注油层到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。	本项目产生的各类含油生产废水均经新肇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推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2022）要求后回注现役油层，未回注与油气开采无关的废水。	符合
3	陆地油气开采项目的建设单位应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水液面逸散、设备与管道组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，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。	本项目油井井口安装密封垫，原油集输采取密闭集输工艺，对挥发性有机物液体储存损失、设备与管道组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行了有效管控，大大降低了烃类气体等的挥发量，减少油气泄漏和溢出。	符合
4	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式处理和综合利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。	本项目施工期钻井施工产生的废弃钻井液、岩屑、废射孔液定期由罐车拉运至黑龙江迈景环保科技有限公司处理；钻井施工产生的废防渗布（不含油）、废包装袋及地面建设期间管道施工产生的废料统一收集，送天然气分公司工业固废填埋场进行填埋；生活垃圾送肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理；本项目定向钻穿越施工需在南引水库泄水干渠两侧设置 1 座定向钻泥浆防渗池，产生的定向钻井废弃泥浆在施工结束后统一通过密闭罐车拉运至大庆钻探六号废	符合

		弃钻井液处理站(采油九厂)处理, 经处理后泥饼用于修井间道路、铺垫井场等, 处理后的泥饼和岩屑暂存在泥饼库内, 外售用于铺路或制砖。 油井作业产生的站场设备清淤产生的含油污泥统一收集, 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, 定期交由大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处置。含油废防渗布暂存于采油九厂危险废物规范化储存库, 委托有危险废物处置资质的单位及时拉运处置。 拆除的废旧设备全部回收至大庆市采油九厂油田资产库; 拆除作业产生的建筑垃圾送肇源县建筑垃圾消纳场处置; 施工人员产生的生活垃圾统一收集后送肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理。	
5	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。	本项目施工期各类施工活动均在许可用地范围内进行, 合理安排施工工序, 管沟开挖采用人工开挖和机械开挖相结合的方式, 缩短了施工时间, 尽量减少施工占地; 埋设管道时, 根据管径的大小做到尽量窄控, 采取平埋方式进行; 钻井和压裂设备使用柴油机发电、高标准清洁燃油, 减少废气排放。	符合
6	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九采油厂已编制完成《大庆油田有限责任公司第九采油厂环境突发事件专项应急预案》, 并于 2023 年 6 月 19 日在当地生态环境局进行了企业环境风险应急预案备案(备案号 230605-2023-012-MT)。	符合

1.4.16 《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性分析

符合性分析见表 1.4-11。

表 1.4-11 符合性分析一览表

序号	相关要求	符合性分析	结论
1	油气田建设应总体规划, 优化布局, 整体开发, 减少占地和油气损失, 实现油气和废物的集中收集、处理处置。	本项目已编制总体规划方案, 对井场、管道走向进行了优化, 减少了占地和油气损失, 实现油气和废物的集中收集、处理处置。	符合

2	在钻井过程中，鼓励采用环境友好的钻井液体系；钻井过程产生的废水应回用。	本项目钻井采用水基钻井液体系，钻井过程产生的废水用于调配泥浆粘度。	符合
3	在勘探开发过程中，应防止产生落地原油。其中井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到 100%。	本项目在井下作业过程配备泄油器、刮油器等，对落地原油及时回收，落地原油回收率达到 100%。	符合
4	在开发过程中，适宜注水开采的油田，应将采出水处理满足标准后回注油层。	本项目开发过程中产生的油田采出水经新肇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推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2022）后回注现役油层。	符合
5	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。新、改、扩建油田油气集输损耗率不高于 0.5%。	本项目油气集输采用密闭流程，油田油气集输损耗率小于 0.5%。	符合
6	油气田建设宜布置丛式井组，采用多分支井、水平井、小孔钻井、空气钻井等钻井技术，以减少废物产生和占地。	本项目布置 21 座丛式井场，减少了废物产生和工程占地。	符合
7	在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到 80%以上。	本项目开发过程中产生的伴生气全部回收利用，伴生气回收利用率达到 100%。	符合
8	在油气开发过程中，应采取措施减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复。井场周围应设置围堤或井界沟。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，防止回注油层过程对地下水造成污染。	本项目管沟开挖采取分层开挖、分层回填措施减轻生态影响，井场周围设置井界沟，并设立地下水水质监测井，对油田地下水水质进行监控，防止回注油层过程对地下水造成污染。	符合
9	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。	本项目钻井废水和井下作业废水全部进入生产流程循环利用。	符合
10	应回收落地原油，以及原油处理、废水处理产生的油泥（砂）等中的油类物质，含油污泥资源化利用率应达到 90%以上，残余固体废物应按照《国家危险废物名录》（2025 年版）和危险废物鉴别标准识别，根据识别结果资源化利用或无害化处置。	本项目及时回收落地油，产生的含油污泥定期交由大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处置、落地油由罐车拉运至落地油送至敖南含油污泥贮存池，处理后泥渣满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/3104-2022）表 1 中限值（污泥含油率低于 3‰）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	符合

		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。	

1.4.17 《大庆市水土保持规划（2015~2030）》符合性分析

根据《大庆市水土保持规划（2015~2030 年）》，大庆市划定了市级水土流失重点预防区和重点治理区，重点预防区包括林甸县、肇源县和杜蒙县部分乡镇，重点治理区包括红岗区、大同区、林甸县、肇源县及杜蒙县部分乡镇，本项目位于肇源县内，属于水土流失重点治理区。本项目的开发建设与该规划的符合性分析见表 1.4-12。

表 1.4-12 符合性分析一览表

序号	相关要求	符合性分析	结论
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”。	本项目在施工过程中尽量保护土地资源，不打乱土层，以便植被恢复，临时占地进行平整、翻松，植被恢复原有覆盖率，耕地进行复垦，草地进行植被恢复。通过上述措施，可以尽快将临时占地的植被恢复至原有水平。	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由新肇联合污水处理站，处理后的污水满足《大庆油田地面工程设计规定》及《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2022）要求后回注现役油层，不外排；工程施工结束后对临时占地进行植被恢复，降低人为因素导致当地土壤盐碱化的趋势。	符合
3	5.2.2 综合治理措施配置中要求“城市水土保持治理措施，结合生产建设项目类型具体设置措施”。	本项目为陆地石油开采项目，结合本项目工程内容，根据井场、管道、道路不同的施工特点给出水土保持措施，管道表土留存可以回覆，井场和道路表土回覆至道路边坡或其他贫瘠土地。	符合

1.4.18 《关于规范临时用地管理的通知》符合性分析

根据《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2 号）中四、落实临时用地恢复责任：临时用地使用人应当按照批准的用途使用土地，不得转让、出租、抵押临时用地。临时用地使用人应当自临时用地期满之日起一年内完成土地复垦，因气候、灾害等不可抗力因素影响复垦的，经批准可以适当延长复垦期限。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。

本项目临时占地主要是管道施工、地下电缆、井场施工临时占地，临时占地类型为

耕地和草地。本项目施工期约为 5 个月，施工后，立即拆除施工设备，并对临时占地进行地表恢复，对占用的耕地和草地进行表土回覆、补偿及复垦，复垦的耕地质量和数量均保持不变，符合《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2 号）要求。

1.4.19《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》符合性分析

《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》指出：“VOCs 污染防治应遵循源头和过程控制与末端治理相结合的综合防治原则。在工业生产中采用清洁生产技术，严格控制含 VOCs 原料与产品在生产和储运销过程中的 VOCs 排放，鼓励对资源和能源的回收利用；鼓励在生产和生活中使用不含 VOCs 的替代产品或低 VOCs 含量的产品。”“鼓励研发的新技术、新材料和新装备，鼓励以下新技术、新材料和新装备的研发和推广：工业生产过程中能够减少 VOCs 形成和挥发的清洁生产技术”。“运行与监测：鼓励企业自行开展 VOCs 监测，并及时主动向当地环保行政主管部门报送监测结果。企业应建立健全 VOCs 治理设施的运行维护规程和台账等日常管理制度，并根据工艺要求定期对各类设备、电气、自控仪表等进行检修维护，确保设施的稳定运行。”

本项目油气集输采用密闭流程，遵循了源头和过程控制与末端治理相结合的综合防治原则；企业定期开展 VOCs 监测，并根据工艺要求定期对各类设备、电气、自控仪表等进行检修维护，确保设施的稳定运行。能够最大限度减少生产过程中 VOCs 挥发，符合《挥发性有机物（VOCs）污染防治技术政策》。

1.4.20《地下水管理条例》的符合性分析

符合性分析见表 1.4-13。

表 1.4-13 符合性分析一览表

序号	相关要求	符合性分析	结论
1	取用地下水的单位和个人应当遵守取水总量控制和定额管理要求，使用先进节约用水技术、工艺和设备，采取循环用水、综合利用及废水处理回用等措施，实施技术改造，降低用水消耗。对下列工艺、设备和产品，应当在规定的期限内停止生产、销售、进口或者使用：（一）列入淘汰落后的、耗水量高的工艺、设备和产品名录的；（二）列入限期禁止采用的严重污染水环境的工艺名录和限期禁止生产、销售、进口、使用的严重污染水环境的设备名录的。	本工程设备不属于条例中所列（一）、（二）的设备设施。	符合
2	禁止下列污染或者可能污染地下水的行为：（一）利用渗井、渗坑、裂隙、溶洞以及私设暗管等逃避监管的方式排	本工程施工及运行期间不会出现条例中所	符合

	放水污染物；（二）利用岩层孔隙、裂隙、溶洞、废弃矿坑等贮存石化原料及产品、农药、危险废物、城镇污水处理设施产生的污泥和处理后的污泥或者其他有毒有害物质；（三）利用无防渗漏措施的沟渠、坑塘等输送或者贮存含有毒污染物的废水、含病原体的污水和其他废弃物；（四）法律、法规禁止的其他污染或者可能污染地下水的行为。	列污染地下水的行为。	
3	企业事业单位和其他生产经营者应当采取下列措施，防止地下水污染：（一）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；（二）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；（三）加油站等的地下油罐应当使用双层罐或者采取建造防渗池等其他有效措施，并进行防渗漏监测；（四）存放可溶性剧毒废渣的场所，应当采取防水、防渗漏、防流失的措施；（五）法律、法规规定应当采取的其他防止地下水污染的措施。	本项目采取分区防渗措施，建设单位在运行期时布设地下水监控井监测水质，避免回注油层过程污染地下水。	符合

1.4.21 《土壤污染源头防控行动计划》（2024.11.6）的符合性分析

符合性分析见表 1.4-14。

表 1.4-14 符合性分析一览表

序号	相关要求	符合性分析	结论
1	（四）加强未污染土壤保护。强化优先保护类耕地管理，加强土壤生态环境质量监测和保护。加强盐碱地生态环境保护。新建涉重金属排放企业，要在相关建设项目中加强重金属排放对周边耕地土壤的累积性风险分析，存在风险的，要采取防控措施。	本次评价设置了土壤和生态跟踪监测点位，能够及时有效的跟踪调查项目土壤的受污染情况；本项目为陆地石油开采项目，不排放重金属。	符合
2	（五）强化重点单位环境管理。加强以排污许可为核心的环境管理，督促土壤污染重点监管单位按照排污许可证规定和标准规范落实控制有毒有害物质排放、土壤污染隐患排查、自行监测等要求。已造成土壤和地下水污染的企业在实施改建、扩建和技术改造项目时，必须采取有效措施防控已有污染。	大庆油田有限责任公司第九采油厂作为土壤环境重点监管单位按照排污许可证规定对区域内土壤进行监测，并进行信息公开。本次评价对区域内土壤和地下水现状进行了监测，监测结果表明区域内土壤和地下水质量满足国家相关要求，未受污染。本次评价设置了土壤跟踪监测点位，能够及时有效的跟踪调查项目土壤的受污染情况。	符合
3	（八）推进固体废物源头减量和综合利用。严密防控危险废物环境风险，深化危	本项目产生的含油污泥委托大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司处置。处	符合

	险废物规范化环境管理评估，推进全过程信息化环境管理，严格管控最终填埋处置。	理后的含油污泥满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）用于铺路和垫井场，遵循了固体废物“资源化、减量化、无害化”处置原则。	

1.4.22 与《自然资源部 农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1号）符合性分析

根据《自然资源部 农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1号）：重大建设项目占用永久基本农田的，按照“数量不减、质量不降、布局稳定”的要求进行补划，并按照法定程序修改相应的。土地利用总体规划。临时用地一般不得占用永久基本农田，建设项目施工和地质勘查需要临时用地、选址确实难以避让永久基本农田的，在不修建永久性建（构）筑物、经复垦能恢复原种植条件的前提下，土地使用者按法定程序申请临时用地并编制土地复垦方案，经县级自然资源主管部门批准可临时占用，并在市级自然资源主管部门备案，一般不超过两年，同时，通过耕地耕作层土壤剥离再利用等工程技术措施，减少对耕作层的破坏。临时用地到期后土地使用者应及时复垦恢复原种植条件，县级自然资源主管部门会同农业农村等相关主管部门开展土地复垦验收。

本项目属于国家能源设施重点建设项目，根据地下储层特性，地质设计要求，项目选址、选线无法避让基本农田，根据“地下决定地上，地下顾及地上”的原则，本项目在井位的选址和布局上采用占地面积最小、环境影响最小的布局方案，该范围均为永久基本农田，已无法避让。本项目通过在施工时严格限制施工作业宽度，尽量利用现有道路，减少新建道路，减少对基本农田的占用，同时为尽量避让周围永久基本农田、村屯等环境敏感目标，油井设置定向井，尽可能的减少了对永久基本农田等的占用，从而减少了周围环境敏感目标的影响，并对永久用地按照“占一补一，质量相等”的要求进行开垦和补偿，开垦和补偿与所占用耕地的数量和质量相当的耕地。

项目施工临时占地结束后，及时采取生态恢复及补偿措施，把对生态环境的影响降至最小，项目施工期项目临时占地主要为钻井井场施工、管道建设、地下电缆建设等，均不在临时占地内修建永久性建筑，对占用的临时用地在施工结束后进行植被恢复，使其恢复为原有用地类型。

因此，在工程占地手续齐全，采取相应保护基本农田措施的前提下，符合《自然资源部 农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1号）中的要求。

1.4.23 与《黑龙江省防沙治沙条例》的符合性分析

《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。”

产能工程各系统永久占地（耕地、草地）共计 30.62 公顷，临时占地（耕地、草地）93.97 公顷（含管沟占地 13.22 公顷）；光伏发电工程永久占地 0.028 公顷、临时占地 3.78 公顷。根据调查，项目所在地无裸露的沙地，项目占地区域未出现土壤沙化现象。为保护区域生态环境，建设单位应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。应严格控制施工作业占地范围，尽量减小施工期对区域生态影响。本项目编制有关防沙治沙内容的环境影响报告书并进行论证，符合《黑龙江省防沙治沙条例》相关要求。

1.4.24 与《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》的符合性分析

根据《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》（黑防沙发〔2020〕3号），方案实施范围是沙化土地所在地区的市、县(市、区)，即齐齐哈尔市龙沙区、建华区、铁锋区、昂昂溪区、富拉尔基区、梅里斯达斡尔族区，龙江县、甘南县、泰来县、富裕县、讷河市，大庆市让胡路区、红岗区、大同区、肇源县、杜尔伯特蒙古族自治县等所辖区域。坚持严格保护与科学治理相结合，坚持统筹推进与重点项目

治理相结合，坚持改善沙区生态环境与发展区域经济相结合，坚持植树造林和发展产业相结合，坚持国家投入为主与动员社会力量参与相结合，坚持问题导向和依法治理相结合，坚持属地化管理与各负自责相结合。其中重点工作：全面加强组织领导和责任制落实；全面加强防沙治沙项目建设管理；全面加强沙区森林草原生态保护修复建设；全面加强沙区耕地资源保护；全面加强沙区水资源管理；全面加强沙区环境影响评价制度的执行；大力发展沙产业。

本项目产能区域位于黑龙江省大庆市肇源县境内,工程占地为耕地、草地和建设用地,本项目的建设活动会对地表植被造成破坏,在短期内出现局部裸地。土壤层次、结构发生了改变,若不及时恢复,由于水土流失加剧增加了土地沙化的可能性。因此施工期须严格落实各项生态保护措施及生态减缓措施,严格控制施工作业占地范围,施工结束后对临时占地进行复垦,尽量减少工程建设对土地沙化的影响。

1.4.25 选址合理性分析

合本项目井场、管道、道路、站场改造等工程内容,项目位于大庆市肇源县境内。在选址和布局上根据“地下决定地上,地下顾及地上”的原则,采用环境影响最小的布局方案,本项目占用耕地(非基本农田)、草地(非基本草原)。

本项目为油田开发项目,属于能源附属基本设施建设,因此本项目建设符合《黑龙江省土地利用总体规划(2006-2020)》、《大庆市土地利用总体规划(2006-2020)》要求。

根据《大庆市水土保持规划(2015-2030 年)》,根据现场调查,项目所在区域均为耕地、草地,不存在裸露的沙地,无严重的水土流失情况,项目施工期临时占用的耕地、草地均在施工结束后进行恢复,同时施工期严格控制作业面积,不占用、碾压临时占地面积外的土地。项目在施工期间定期进行洒水,防止出现土壤沙化起尘。项目永久占地面积较小,永久占地进行铺设防渗布(部分)、洒水抑尘、地面硬化(部分)等措施,可以有效预防水土流失,因此项目的建设不会造成大范围的水土流失。

根据黑龙江省防沙治沙工作领导小组《关于印发〈关于贯彻落实《沙化土地封禁保护修复制度方案》的实施意见〉的通知》,红岗区属于沙化土地所在县(区)。本项目的建设活动会对地表植被造成破坏,在短期内出现局部裸地,土壤层次、结构发生了改

变，若不及时恢复，由于水土流失加剧增加了土地沙化的可能性。因此施工期须严格落实各项生态保护措施及生态减缓措施，严格控制施工作业占地范围，施工结束后对施工场地地表植被进行恢复，路基边坡采取种草措施护坡固土，尽量减少工程建设对土地沙化的影响。

根据《生态环境分区管控分析报告》，本工程位于优先保护单元和一般管控单元内，不在生态保护红线范围内，符合“三线一单”相关要求。

综上所述，项目占地范围内无国家公园、自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、海洋特别保护区、饮用水源保护区、基本草原、自然公园（森林公园、地质公园、海洋公园等）、重要湿地、天然林、生态红线管控范围、重点保护野生动物栖息地，重点保护野生植物生长繁殖地，重要水生生物的自然产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道，天然渔场，水土流失重点预防区、沙化土地封禁保护区、封闭及半封闭海域等重要保护目标；项目未涉及文物保护单位。

本项目建设对周围环境的影响主要为生态环境影响、大气环境影响、水环境影响、声环境影响、固体废物影响。本工程影响范围内最近的环境敏感点为拟建输油管线两侧的浩德村，最近距离 0m，通过采取禁止夜间（22:00~06:00）进行高噪声施工，施工阶段设置隔声屏等方式降低施工噪声及扬尘对周边村屯的影响。通过环境影响预测与分析，本工程建设实施后，通过采取相应的废气、废水、噪声、固体废物等污染控制措施，周围环境质量均可以满足相关标准要求。为降低工程施工对区域生态环境的影响，本项目已设计采取以下措施：工程设计期间对管线走向、施工方案进行优化，对永久占地采取“占一补一质量相等”的补偿方式，同时合理规划施工工序、尽量减少临时占地使用时间；施工前对施工人员和管理人员加强宣传教育，施工期间不设置施工营地和施工料场、不设置拌合站、严格控制施工用地边界、避免对用地界以外土地造成不必要的占用和破坏，产生的固体废物得到 100%妥善处置，施工废水禁止直接排放。通过采取上述措施，因工程施工对区域内生态环境影响、大气环境影响、水环境影响、声环境影响、固体废物影响较小。

本工程主要环境风险是油井套损、集输管线泄漏，对区域内的大气环境、地下水环境、土壤环境、生态环境有潜在危害性。在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。同时，建设单位应加强突发环境污染事件中的汇报流程、处理过程，避免重大环境污染事故的发生。

综上所述，本项目建设方案具有唯一性，无环境制约因素、在采取相应防治措施下，各项污染物均可满足相应排放标准，环境影响程度可被环境所接受。因此，本工程选址在环境保护方面合理可行。

1.5 关注的主要环境问题及环境影响

本项目为陆地石油开采项目，主要进行钻前准备工程、钻井工程、储层改造工程、井场建设、配套集输管道及石油开采作业，工程对环境的影响主要包括生态影响及污染影响两部分。

生态环境影响主要体现在建设期占用土地、压占植被、破坏土壤、加大水土流失强度及生态景观破坏等方面，以及退役期场地清理和修复。

污染影响中施工期主要有施工扬尘、车辆尾气、焊接烟尘，压裂返排液、新建管道试压废水、钻井废水；钻井岩屑、废射孔液、废纯碱、膨润土、水泥等包装袋及破损的非含油废防渗布、施工废料、生活垃圾等，压裂工程设备、地面工程建设设备噪声和交通噪声，施工人员产生的生活污水和生活垃圾。

运营期主要有依托场站新增的燃烧烟气，井场、场站原油集输处理过程中挥发的烃类气体；井场抽油机、场站产生的噪声；油气集输产液脱水处理后产生的含油污水和清罐产生的含油污泥；油井作业废水、热洗废水、落地油、含油废防渗布等。

退役期包括退役期油水井拆除设备、封井建筑垃圾、生活垃圾及建筑垃圾、施工车辆、施工机械噪声、扬尘、生活废水等。

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永久基本农田、其他草地、区块周边分布的村屯、鸭木蛋格泡子、南引水库泄水干渠、一般湿地、分散式饮用水水源地等。本次评价主要关注的环境问题为评价范围内的土壤环境、生态环境、声环境，工程周边的村屯大气环境、声环境、地下水环境，以及固体废物处置、水污染物处理对环境造成的影响。

（1）大气环境影响

本项目施工期对大气环境的影响主要是施工活动产生的扬尘、焊接烟尘以及运输车

辆尾气对环境空气产生的短期影响。

运营期主要考虑场站加热装置产生的燃烧烟气;油井采油过程中产生的无组织挥发烃类气体、温室气体对大气环境的影响。

退役期井场清理等过程产生的施工扬尘、施工机械及运输车辆尾气对环境空气产生的短期影响。

(2) 地表水环境影响

主要关注施工期废水主要为压裂返排液、新建管道试压废水及施工人员生活污水;运营期正常工况下油气集输产液脱水处理后产生的含油污水。非正常工况下为油井作业产生的作业废水、清防蜡产生的热洗废水、井喷、穿越地表水体管线发生泄漏对地表水环境影响;退役期生活污水对地表水环境的影响。

(3) 地下水环境影响主要关注储层改造工程、油气处理工程等过程中套管破损、防渗措施失效(管线泄漏、套管泄漏)对区域地下水(潜水含水层、具有地下水开发利用价值的含水层)的影响。关注分区防渗、跟踪监测设置及落实情况。

(4) 声环境

主要关注施工期压裂工程施工机械噪声、地面工程施工机械、车辆运行产生的噪声对周围声环境产生的影响,关注运营期井场噪声、各类站场设备噪声对声环境的影响。

(5) 固体废物

主要关注施工期废钻井液、钻井岩屑、废射孔液、定向钻废弃泥浆、废纯碱、膨润土、水泥等包装袋及破损的非含油废防渗布、施工废料、生活垃圾处置情况。

主要关注运营期含油污泥、落地油、含油废防渗布处置情况。

主要关注退役期生活垃圾及建筑垃圾处置情况。

对于危险废物,应关注运输过程的环境影响。

(6) 生态环境的影响

主要关注本工程在施工期储层改造、车辆碾压、人员践踏等对地表植被和黑土地土壤造成的破坏;本项目永久占地约 30.62hm²,将在原来连续分布的生态环境中形成斑块,对地表温度等物理性质产生异常,将影响生态环境的类型和结构。

本项目评价区域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，例如小家鼠、普通田鼠、野兔，以及喜鹊、小嘴乌鸦、麻雀、家燕等动物。区块开发占用部分土地，可能会对当地野生动物栖息环境产生一定的影响，但由于本项目占地面积较小，且区内主要为小型动物，其领地面积相对较小，因此，项目建设对其栖息地的影响并不十分明显。主要分析本项目对防沙治沙区、耕地、草地的影响。

主要关注运行期临时占地植被恢复情况

主要关注退役期后，设备拆除将对地表植被产生破坏和干扰，同时也可能引起新的水土流失，同时对井场等占地进行生态恢复等。

（7）土壤环境

产能工程各系统永久占地（耕地、草地）共计 30.62 公顷，临时占地（耕地、草地）93.97 公顷（含管沟占地 13.22 公顷）；光伏发电工程永久占地 0.028 公顷、临时占地 3.78 公顷。。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。油田生产过程中对土壤环境的影响主要为井下作业时污油污水回收装置泄漏以及事故状态下产生的落地油可能对土壤环境造成破坏，对土壤的化学、生物性质等方面造成影响。关注退役期井场场地污染情况。

（8）环境风险

本工程的主要环境风险是原油泄漏(油井、管道、套损的泄露)、井喷和火灾爆炸，对区域内的大气环境、土壤和水环境有潜在危害性，分析风险防范措施的合理性。

1.6 环境影响评价的主要结论

根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，石油、天然气勘探及开采属于鼓励类项目，本工程符合国家产业政策。按照《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令第 4 号）的要求，本项目环评进行的过程中建设单位开展了公众参与调查，具体见《新肇油田古 637 区块葡萄花油层产能建设工程项目环境影响评价公众参与说明》。

本报告书较为详细地论述了建设项目环境概况、主要环境问题、主要环境影响和拟采取的环保措施。主要结论为：《新肇油田古 637 区块葡萄花油层产能建设工程项目》符合国家产业政策和当地经济发展规划，公众认同性较好。只要在建设和运营过程中认

真落实各项污染防治措施、生态修复措施、风险防范措施及应急措施后，各项污染物能够做到达标排放，其生态破坏可降至最低，环境风险可以接受，从环境保护角度看，本项目建设是可行的。

第二章 总则

2.1 编制依据

2.1.1 环境保护相关法律

- (1) 《中华人民共和国环境保护法》（2015.01.01）；
- (2) 《中华人民共和国环境影响评价法》（2018.12.29）；
- (3) 《中华人民共和国土壤污染防治法》（2019.01.01）；
- (4) 《中华人民共和国大气污染防治法》（2018.10.26）；
- (5) 《中华人民共和国水污染防治法》（2018.01.01）；
- (6) 《中华人民共和国噪声污染防治法》（2022.06.05）；
- (7) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2020.09.01）；
- (8) 《中华人民共和国水土保持法》（2011.03.01）；
- (9) 《中华人民共和国防沙治沙法》（2018.10.26）；
- (10) 《中华人民共和国草原法》（2021.04.29）；
- (11) 《中华人民共和国土地管理法》（2020.01.01）；
- (12) 《中华人民共和国野生动物保护法》（自 2023 年 5 月 1 日起施行）；
- (13) 《中华人民共和国黑土地保护法》（2022.08.01）。

2.1.2 环境保护相关法规

- (1) 《建设项目环境保护管理条例》（2017.10.01）；
- (2) 《土地复垦条例》（2011.03.05）；
- (3) 《地下水管理条例》（2021.12.1）；
- (4) 《中华人民共和国水土保持法实施条例》（2011.01.08）；
- (5) 《基本农田保护条例》（2011.1.8 修订）
- (6) 《黑龙江省环境保护条例》（2018.06.28）；
- (7) 《黑龙江省大气污染防治条例》（2018.12.27）；
- (8) 《黑龙江省水污染防治条例》（2023.12.1）；
- (9) 《黑龙江省防沙治沙条例》（2018.06.28）；
- (10) 《黑龙江省草原条例》（2018.06.28）；
- (11) 《黑龙江省黑土地保护利用条例》（（2024 年 1 月修订））；

(12) 《黑龙江省耕地保护条例》(2022.1.1)；

(13) 《黑龙江省固体废物污染环境防治条例》(2024 年 10 月 31 日黑龙江省第十四届人民代表大会常务委员会第十八次会议通过，自 2025 年 1 月 1 日起施行)。

2.1.3 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)》；

(2) 《产业结构调整指导目录(2024 年本)》；

(3) 《国家危险废物名录(2025 年版)》；

(4) 《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》(2012.07.03)；

(5) 《关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知》(2012.08.07)；

(6) 《环境影响评价公众参与办法》(2019.01.01)；

(7) 《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)；

(8) 《石油天然气开采业污染防治技术政策》(2012.03.07)；

(9) 《危险废物污染防治技术政策》(2001.12.17)；

(10) 《危险废物转移管理办法》(2022.1.1)；

(11) 《关于进一步加强生态保护工作的意见》(2007.03.15)；

(12) 《挥发性有机物(VOCs)污染防治技术政策》(2013.05.24)；

(13) 《土壤污染源头防控行动计划》(2024.11.6)；

(14)《黑龙江省人民政府关于印发黑龙江省主体功能区规划的通知》(黑政发〔2012〕29 号)；

(15) 《黑龙江省生态功能区规划》；

(16) 《黑龙江省“十四五”生态环境保护规划》；

(17) 《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)；

(18) 《大庆市“十四五”生态环境保护规划》；

(19)《关于印发大庆市空气质量持续改善行动计划实施方案的通知》(庆政发〔2024〕10 号)；

(20) 《大庆市水土保持规划》(2015~2030)；

- (21) 《黑龙江省十四五黑土地保护规划》（2021.12.31）；
- (22) 黑龙江省地方标准《用水定额》（DB23/T727-2021）；
- (23) 《关于进一步加强分散式饮用水水源地保护工作的通知》（环办〔2010〕132）；
- (24) 《分散式饮用水水源地环境保护指南(试行)》（2010 年 9 月 26 日实施）
- (25) 《地下水型饮用水水源补给区划定技术指南(试行)》（2022 年 9 月）。

2.1.4 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 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）；
- (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 生态影响》（HJ19-2022）；
- (6) 《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）；
- (7) 《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）；
- (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) 《危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采》（环境保护部公告 2021 年第 74 号，2021.12.21）；
- (11) 《建设项目危险废物环境影响评价指南》（2017.10.1）；
- (12) 《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）；
- (13) 《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）；
- (14) 关于发布《固体废物分类与代码目录》的公告（生态环境部 2024 年 4 号）；
- (16) 《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）；
- (17) 《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）；
- (18) 《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）；
- (19) 《陆上石油天然气生产环境保护推荐做法》（SY/T6628-2016）；
- (20) 《污染源源强核算技术指南 准则》（HJ884-2018）；
- (21) 《排污单位环境管理台账及排污许可证执行报告技术规范 总则（试行）》（HJ944-2018）；

- (22) 《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）；
- (23) 《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南（试行）》（HJ 1209-2021）；
- (24) 《关于划定并严守生态保护红线的若干意见》；
- (25) 《排污许可证申请与核发技术规范 水处理通用工序（HJ1120—2020）》。

2.1.5 其它相关依据及支持性文件

- (1) 《新肇油田古 637 区块葡萄花油层钻井地质设计》；
- (2) 《新肇油田古 637 区块葡萄花油层钻井工程设计》；
- (3) 《新肇油田古 637 区块葡萄花油层采油工程方案》；
- (4) 《新肇油田古 637 区块葡萄花油层油藏工程方案》；
- (5) 《新肇油田古 637 区块葡萄花油层产能建设地面工程方案》；
- (6) 《新肇油田古 637 区块葡萄花油层产能工程项目环境现状检测报告》。

2.2 评价目的及原则

2.2.1 评价目的

- (1) 对该建设项目的工程内容和工艺路线进行分析，明确污染源和可能产生的污染因素，明确污染物的排放源强；
- (2) 对建设项目所在地的自然环境和环境质量进行现状调查，查清项目拟建厂址所在地区的环境质量现状，得到当地的环境质量现状的结论及存在的主要环境制约因素；
- (3) 分析、预测、评价油田开发对评价区域内大气环境、水环境、声环境、土壤环境、生态和环境风险可能造成的影响程度和范围；
- (4) 对油田开发过程中拟采取的环保措施进行论证，提出污染防治措施及生态保护对策与建议；
- (5) 从环境保护和环境风险角度论证油田开发建设工程的可行性，并从设计、生产、管理和环境污染防治等方面提出环境保护和减缓措施，最大限度降低油田开发对环境的不利影响，确保经济、社会和环境的可持续发展。

2.2.2 评价原则

- (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，根据规划环境影响评价结论和审查意见，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 环境影响识别与评价因子筛选

2.3.1 评价时段

施工期、运行期和退役期。

2.3.2 环境影响识别

(1) 影响因素识别

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

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

运行期的环境影响主要为井场产生的污染物排放对环境造成的不利影响，这种影响是长期的。运行期事故状态的环境影响包括集油管道、井场发生原油泄漏、火灾、爆炸等事故对周围环境和水体的影响。

退役期环境影响主要为生产设施拆除、封井等施工活动，施工将造成一定程度的水土流失、扬尘等环境影响，这种影响是短暂的，待施工结束后将随之消失。

按照国家和地方相关政策，本工程对运营期开展温室气体排放评价，包括二氧化碳、甲烷等。

根据本工程实际情况，结合所在区域的自然环境特征，采用矩阵法对本工程建设期和运营期产生的影响进行识别，具体见表 2.3-1~2.3-3。

表 2.3-1 环境影响因素识别

影响因素	工程	施工期

环境因素	占地	废气	废水	固体废物	噪声	风险
		施工扬尘、 车辆尾气、 柴油机废 气、焊接烟 尘	钻井废 水、试压 废水、生 活污水	废弃钻井泥浆、钻井岩屑、 废射孔液、等废弃包装袋、 非含油废防渗布、含油防渗 布、管道施工废料、废旧设 备、建筑垃圾、生活垃圾	钻井设备噪 声、压裂设备 噪声、施工车 辆、挖掘机等 施工机械噪声	井喷、套管连接 不及时泥浆泄 漏、泥浆循环罐 区泄漏
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
生态	-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

表 2.3-2 环境影响因素矩阵识别表

影响因素 环境因素	工程占 地	运营期				
		废气	废水	固体废物	噪声	风险
		加热炉烟气、 无组织挥发 的烃类	作业污水、 产业脱水、 油田采出水	含油污泥、落地 油、含油废防渗 布	抽油机、修井 机噪声	管线泄露、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
生态	-S	/	/	-S	/	-SA

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

表 2.3-3 环境影响因素矩阵识别表

影响因素 环境因素	占地恢复	退役期			
		废气	废水	固体废物	噪声
		施工扬尘、车 辆尾气	拆除设备清洗废水、 废弃管道清管废水、 生活污水	废旧设备、封井垃圾、 含油废防渗布、落地 油	拆除过程等施工 机械噪声
环境空气	/	-S	/	/	/
地表水	/	/	-S	/	/
地下水	/	/	/	/	/
声环境	/	/	/	/	-S

土壤	+S	/	/	-S	/
生态	+S	/	/	-S	/

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

从上表可知本工程的主要环境影响表现在水环境、土壤环境、生态环境、大气环境、声环境、环境风险等方面。这些影响大部分是短期局部可逆影响，长期影响也是相对短期而言，项目服务期满影响基本可以消除。

2.3.3 评价因子筛选

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)建设项目的�主要环境影响评价因子附录 B（表 2.3-4），结合本项目油田产生的污染物排放特点及油田周围环境情况进行分析后，确定本项目现状评价因子详见表 2.3-5、2.3-6、2.3-7。

表 2.3-4 建设项目现状环境影响评价因子一览表

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

油气集输工程	施工期	颗粒物	BOD ₅ 、COD、悬浮物、氨氮等	耗氧量、氨氮、石油类等	/	地表扰动面积及类型、植被覆盖度、生物量损失、物种多样性、生态系统完整性等	/
	运营期	非甲烷总烃	pH 值、BOD ₅ 、COD、悬浮物、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅	耗氧量、氨氮、石油类等	/	土壤肥力、生物多样性、生态系统完整性等	昼间等效声级 (L _d)、夜间等效声级 (L _n)
油气处理工程	运营期	SO ₂ 、NO _x 、非甲烷总烃	pH 值、BOD ₅ 、COD、悬浮物、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅	pH 值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等	pH 值、石油类、石油烃 (C ₆ ~C ₉)、石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀) 等	/	昼间等效声级 (L _d)、夜间等效声级 (L _n)

表 2.3-5 污染影响评价因子表

序号		评价内容	评价因子名称
现状评价因子	1	空气	NO ₂ 、SO ₂ 、O ₃ 、CO、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、TSP、非甲烷总烃
	2	地表水	pH 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
	3	地下水	K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、Cl ⁻ 、SO ₄ ²⁻ 、pH、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、挥发性酚类、耗氧量、氨氮、硫化物、氟化物、总大肠菌群、菌落总数、石油类、硝酸盐、亚硝酸盐、氰化物、砷、汞、铬（六价）、钡、铅、镉。
	4	包气带	pH、石油类、砷、镉、镍、铜、铅、铬（六价）、汞、挥发酚。
	5	噪声	等效连续 A 声级

影响 预测 因子	6	土壤	建设用地区：pH、土壤盐分含量（水溶性盐总量）、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、石油类、砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、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、氯乙烯、苯、氯苯、1, 2-二氯苯、1, 4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、蒽、二苯并[a, h]蒽、茚并[1, 2, 3-cd]芘、萘 农用地：pH、土壤盐分含量（水溶性盐总量）、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、石油类、砷、镉、铬、锌、铜、铅、汞、镍、砷
	7	生态	物种分布范围、生物群落结构和组成、生态系统中植被覆盖率等、水土流失、防沙治沙等
	1	环境空气	非甲烷总烃、SO ₂ 、NO _x 、TSP
	2	地下水	石油类
	3	地表水	石油类
	4	噪声	连续等效 A 声级
	5	土壤	pH、石油类、挥发酚、铅、汞、铬、砷、石油烃、铜、镍、镉
影响 预测 因子	6	固体废物	施工期：废弃钻井泥浆、钻井岩屑、废射孔液、等废弃包装袋、非含油废防渗布、含油防渗布、管道施工废料、废旧设备、建筑垃圾、生活垃圾； 运营期：油泥（砂）、落地油、含油废防渗布、生活垃圾； 退役期：废旧设备、封井垃圾、落地油、含油废防渗布、生活垃圾；
	7	环境风险	危险物质泄漏、柴油、石油、天然气火灾、爆炸：一氧化碳

根据《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ19-2022）并结合现场调查，本项目周边无法定生态保护区域、重要生境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区域。施工期生态影响评价因子筛选表见表 2.3-6，运行期生态影响评价因子筛选表见表 2.3-7。

表 2.3-6 施工期生态影响评价因子筛选表

序号	受影响对象	评价因子	工程内容及影响方式	影响性质	影响程度
1	物种	分布范围、生物量、植被覆盖度	井场、道路等永久占地导致植被受到长期破坏，改变植物分布范围、生物量等	长期、不可逆	弱
			管道、地下电缆等临时占地导致植被受到短期破坏，改变植物分布范围、生物量等	短期可逆	
2	野生动物	分布范围、行为	井场、道路等永久占地工程施工的阻隔影响	长期、不可逆	弱
			管道、地下电缆等临时占地施工阻隔影响	短期可逆	
3	生境	面积、质量、连通性	井场、道路等永久占地导致生境面积、质量、连通性受到长期破坏	长期、不可逆	弱
			管道、地下电缆等临时占地导致生境面积、质	短期	

			量、连通性受到短期破坏	可逆	
4	生态系统	分布情况、生产力、生物量、生态系统功能	井场、道路等永久占地导致植被覆盖度、生产力暂时降低，生态系统分布情况改变，功能减弱	长期、不可逆	弱
			管道、地下电缆等临时占地导致植被覆盖度、生产力暂时降低，生态系统分布情况暂时改变，功能暂时减弱	短期可逆	
5	生物多样性	物种多样性、生态系统多样性	井场、道路等永久占地导致生物多样性降低	长期、不可逆	弱
			管道、地下电缆等临时占地导致生物多样性暂时降低	短期、可逆	
6	自然景观	完整性	井场、道路等永久占地导致自然景观改变	长期、不可逆	弱
			管道、地下电缆等临时占地自然景观暂时改变	短期可逆	
7	水土流失	土地侵蚀程度	井场、道路等永久占地施工过程对土壤侵蚀程度的影响	长期、不可逆	弱
			管道、地下电缆等临时占地施工过程对土壤侵蚀程度的影响	短期可逆	
8	水生生态	物种组成、分布范围、行为	井场、道路等永久占地施工活动直接影响	长期、不可逆	弱
			管道、地下电缆等临时占地施工过程影响	短期可逆	
9	防沙治沙	土地沙化	井场、道路等永久占地施工活动直接影响	长期、不可逆	弱
			管道、地下电缆等临时占地施工过程影响	短期可逆	
10	一般湿地	景观资源和自然生态环境	井场、道路等永久占地施工活动间接影响	长期、不可逆	弱
			管道、地下电缆等临时占地施工过程影响	短期可逆	

表 2.3-7 运行期生态影响评价因子筛选表

序号	受影响对象		评价因子	工程内容及影响方式	影响性质	影响程度
1	物种	野生植物	分布范围、生物量、植被覆盖度	工程新增永久占地，植被受到永久破坏	长期不可逆	弱
2		野生动物	分布范围、行为	工程运营，噪声干扰	长期不可逆	弱
3	生境		面积、质量、连通性	工程新增永久占地，生境面积、质量、连通性受到影响	长期不可逆	弱
4	生态系统		分布情况、生产力、生物量、生态系统功能	工程新增永久占地，植被覆盖度、分布情况、生产力、生态系统功能略微下降	长期不可逆	弱
5	生物		物种多样性、生态系统	工程运营，生物多样性受微弱影响	长期	弱

	多样性	多样性		不可逆	
6	自然景观	完整性	工程新增永久占地，自然景观受到影响	长期不可逆	弱
7	水生生态	分布范围	工程运行间接影响	长期不可逆	弱

2.4 环境功能区划及环境评价标准

2.4.1 环境功能区划

2.4.1.1 生态功能区划

根据《黑龙江省生态功能区划》，评价区属于“松嫩平原西部草甸草原生态区-松嫩平原西部草甸草原与农业生态亚区-嫩江下游湿地保护与沙化和盐渍化控制生态功能区”。

2.4.1.2 水环境

评价区域内地表水体主要为 2 处为南引水库泄水干渠、鸭木蛋格泡子，执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅲ类的标准限值。

2.4.1.3 环境空气

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），本项目所在区域为环境空气二类功能区。

2.4.1.4 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）本工程所在地区未划分功能区，乡村声环境管理按照《声环境质量标准》（GB3096-2008）中第 7.2 款执行。根据《声环境质量标准》（GB3096-2008），评价区农村居住区声环境功能划分为 1 类区。

2.4.1.5 土壤环境

本工程所在地区未划分土壤环境功能区，本工程所在区域及周边区域主要为草地（非基本农田）、耕地（非基本农田）。本项目依托场站内及井场永久占地内区域土壤环境执行《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 中二类用地的筛选值、表 2 建设用地土壤污染二类用地风险筛选值(其他项目)，工

程井场永久占地外和依托场站永久占地外农用地执行《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》表 1 农用地土壤污染风险筛选值的其他。

2.4.2 环境质量标准

（1）环境空气质量标准

评价区域环境空气中 SO₂、NO₂、PM₁₀、PM_{2.5}、CO、O₃、TSP 执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单中二级标准，具体见表 2.4-1。非甲烷总烃采用《大气污染物综合标准详解》中规定的数值小时均值 2.0mg/m³。

表 2.4-1 环境空气质量标准

污染物名称	取值时间	二级标准（μg/m ³ ）
二氧化氮 NO ₂	年平均	40
	24 小时平均	80
	1 小时平均	200
二氧化硫 SO ₂	年平均	60
	24 小时平均	150
	1 小时平均	500
颗粒物 PM ₁₀	年平均	70
	24 小时平均	150
颗粒物 PM _{2.5}	年平均	35
	24 小时平均	75
一氧化碳 CO	24 小时平均	4000
	1 小时平均	10000
臭氧 O ₃	日最大 8 小时平均	160
	1 小时平均	200
非甲烷总烃	/	2.0mg/m ³
总悬浮颗粒物 TSP	年平均	200
	24 小时平均	300

（2）声环境质量标准

评价区域内农村居住区执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）1 类标准，井场及站场等工业生产设施区域执行 2 类区要求，见表 2.4-2。

表 2.4-2 声环境质量标准

类别	昼间	夜间
1 类	55dB(A)	45dB(A)
2 类	60dB(A)	50dB(A)

(3) 土壤环境

项目依托场站内及井场永久占地内区域土壤环境执行《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 中二类用地的筛选值、表 2 建设用地土壤污染二类用地风险筛选值(其他项目)，工程井场永久占地外和依托场站永久占地外农用地执行《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》表 1 农用地土壤污染风险筛选值。见下表。

表 2.4-3 建设用地土壤污染风险筛选值 单位：mg/kg

序号	污染物项目	筛选值（第二类用地）
1	砷	60
2	镉	65
3	铬（六价）	5.7
4	铜	18000
5	铅	800
6	汞	38
7	镍	900
8	四氯化碳	2.8
9	氯仿	0.9
10	氯甲烷	37
11	1,1-二氯乙烷	9
12	1,2-二氯乙烷	5
13	1,1-二氯乙烯	66
14	顺-1,2-二氯乙烯	596
15	反-1,2-二氯乙烯	54
16	二氯甲烷	616
17	1,2-二氯丙烷	5

18	1,1,1,2-四氯乙烷	10
19	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8
20	四氯乙烯	53
21	1,1,1-三氯乙烷	840
22	1,1,2-三氯乙烷	2.8
23	三氯乙烯	2.8
24	1,2,3-三氯丙烷	0.5
25	氯乙烯	0.43
26	苯	4
27	氯苯	270
28	1,2-二氯苯	560
29	1,4-二氯苯	20
30	乙苯	28
31	苯乙烯	1290
32	甲苯	1200
33	间二甲苯+对二甲苯	570
34	邻二甲苯	640
35	硝基苯	76
36	苯胺	260
37	2-氯酚	2256
38	苯并[a]蒽	15
39	苯并[a]芘	1.5
40	苯并[b]荧蒽	15
41	苯并[k]荧蒽	151
42	蒽	1293
43	二苯并[a,h]蒽	1.5
44	茚并[1,2,3-cd]芘	15
45	萘	70
46	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	4500

表 2.4-4 农用地土壤污染风险筛选值

单位: mg/kg

序号	污染物项目	风险筛选值 (pH>7.5)
		其他
1	镉	0.6
2	汞	3.4
3	砷	25
4	铅	170
5	铬	250
6	铜	100
7	镍	190
8	锌	300
9	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	4500

注：农用地石油烃 (C₁₀-C₄₀) 参照执行建设用地

(4) 地下水质量标准

评价区地下水质量执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III类, 见表 2.4-5。

表 2.4-5 地下水质量标准

序号	项目	单位	标准值
1	pH	无量纲	6.5-8.5
2	总硬度 (以 CaCO ₃ 计)	mg/L	≤450
3	耗氧量 (CODMn 法, 以 O ₂ 计)	mg/L	≤3
4	石油类	mg/L	≤0.05
5	氨氮 (以 N 计)	mg/L	≤0.5
6	氟化物	mg/L	≤1.0
7	挥发性酚类(以苯酚计)	mg/L	≤0.002
8	硝酸盐 (以 N 计)	mg/L	≤20
9	亚硝酸盐 (以 N 计)	mg/L	≤1
10	菌落总数	CFU/mL	≤100
11	总大肠菌群	MPN/100mL	≤3
12	溶解性总固体	mg/L	≤1000
13	氯化物	mg/L	≤250

14	硫酸盐	mg/L	≤250
15	铁	mg/L	≤0.3
16	汞	mg/L	≤0.001
17	砷	mg/L	≤0.01
18	锰	mg/L	≤0.1
19	镉	mg/L	≤0.005
20	铬（六价）	mg/L	≤0.05
21	氰化物	mg/L	≤0.05
22	铅	mg/L	≤0.01
23	钠	mg/L	≤200
24	硫化物	mg/L	≤0.02
25	钡	mg/L	≤0.7
26	石油类	mg/L	≤0.05

注：石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）II类标准执行。

2.4.3 污染物排放标准

（1）废气污染物排放标准

施工期场界扬尘（颗粒物）执行《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，见表 2.4-6。

表 2.4-6 大气污染物综合排放标准

污染物	无组织排放监控浓度	浓度(mg/m ³)
颗粒物	周界外浓度最高点	1.0

（2）依托站场和井场永久占地边界非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采 工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中 5.9 要求标准。具体见表 2.4-7。

表 2.4-7 厂界外非甲烷总烃排放标准

污染物项目	排放限值	标准名称
NMHC	4.0	《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

（3）井场及依托站场厂区内非甲烷总烃执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）中的相关标准要求。具体见表 2.4-8。

表 2.4-8 厂区内 VOCs 无组织排放限值 单位: mg/m³

污染物项目	排放限值	限值含义	无组织排放监控位置
NMHC	10	监控点处 1h 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	

(3) 本工程施工期使用柴油机最大功率为 882kW, 施工期柴油发电机燃烧废气排放执行《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, 见表 2.4-9。

表 2.4-9 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 (P _{max}) (kW)	CO (g/kWh)	HC+NO _x (g/kWh)	PM (g/kWh)
第三阶段	P _{max} > 560	3.5	6.4	0.20
	130 ≤ P _{max} ≤ 560	3.5	4.0	0.20
	75 ≤ P _{max} < 130	5.0	4.0	0.30
	37 ≤ P _{max} < 75	5.0	4.7	0.40
	P _{max} < 37	5.5	7.5	0.60

根据《非道路移动柴油机械排气烟度限值及测量方法》(GB 36886-2018)中 4.1.2 要求: 满足 GB20891—2014 第三及以后阶段排放标准的非道路移动柴油机械, 执行表 1 中的 II 类限值。

表 2.4-10 非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值

类别	额定净功率 (P _{max}) / (kW)	光吸收系数/m-1	林格曼黑度级数
I 类	P _{max} < 19	3.00	1
	19 ≤ P _{max} < 37	2.00	
	37 ≤ P _{max} ≤ 560	1.61	
II 类	P _{max} < 19	2.00	1
	19 ≤ P _{max} < 37	1.00	
	P _{max} ≥ 37	0.80	
III 类	P _{max} ≥ 37	0.50	1
	P _{max} < 37	0.80	

柴油机烟气中 SO₂、NO_x 的排放参考执行《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

表 2.4-11 大气污染物综合排放标准

污染物	无组织排放监控浓度	浓度(mg/m ³)
SO ₂	周界外浓度最高点	0.4
NO _x		0.12

(4) 运行期新建井场和依托站场厂界非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中 5.9 企业边界污染物控制要求限值, 依托站场厂区内非甲烷总烃执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019)中附录 A 中限值要求。见表 2.4-12。

表 2.4-12 无组织排放监控浓度限值

污染物	无组织排放监控浓度	浓度(mg/m ³)
非甲烷总烃(厂界)	周界外浓度最高点	4.0
非甲烷总烃(厂区内)	监控点处 1h 平均浓度值	10
非甲烷总烃(厂区内)	监控点处任意一次浓度值	30

本项目不在重点地区, 运营期依托场站新肇联合站、新一联合站的加热炉新肇联合站在 2014 年 7 月 1 日后建成, 产生的燃烧烟气执行《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)中表 2 新建锅炉大气污染物排放浓度限值中燃气锅炉标准限值, 。具体指标见表 2.4-13。

表 2.4-13 锅炉大气污染物排放标准

项目	SO ₂ (mg/m ³)	NO _x (mg/m ³)	颗粒物 (mg/m ³)	烟气黑度 (林格曼黑度, 级)
场站加热炉	50	200	20	≤1

(5) 噪声排放标准

施工期噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011), 见表 2.4-14。

表 2.4-14 建筑施工场界环境噪声排放标准 单位: dB(A)

昼间	夜间
70	55

运行期新建井场和依托站场噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2 类标准, 见表 2.4-15。

表 2.4-15 工业企业厂界环境噪声排放标准 单位: dB(A)

标准类别	昼间	夜间
2 类	60	50

(6) 回注水水质标准

本工程产生的含油生产废水依托新肇联合含油污水处理站处理, 处理后的水质执行《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ 0639-2015) 限值“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”, 同时满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022) 标准限值。(《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ 0639-2015) 是大庆油田有限公司根据《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T 5329) 要求制定的企业标准, 符合大庆油田实际情况且严于行业标准)。

(7) 固体废物

①本项目产生的生活垃圾执行《城市生活垃圾管理办法》(中华人民共和国建设部令第 157 号令) 中的相关规定。

②项目施工期钻井产生的废纯碱、膨润土、水泥等包装袋、破损的非废防渗布及施工废料等执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020);

③运营期含油污泥、落地油、废含油防渗布为危险废物, 执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)。运行期产生的含油污泥定期交由大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处置; 落地油由罐车拉运至落地油送至敖南含油污泥贮存池, 处理后泥渣满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》(DB23/3104-2022) 表 1 中限值(污泥含油率低于 3%) 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; 含油防渗布含油废防渗布暂存于采油九厂危险废物规范化储存库, 委托有危险废物处置资质的单位及时拉运处置。

处理后的污泥执行《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》(DB23/T 3104-2022) 表 1 中限值要求(污泥含油率 $\leq 3\%$), 油田含油污泥经处置后的泥渣, 达到本标准文件污染物控制限值要求, 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。具体见表 2.4-16。

表 2.4-16 油田含油污泥经处置后泥渣利用污染物控制限值

序号	项目	控制限值

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

2.5 评价工作等级

2.5.1 大气环境

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

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，根据指标预测本工程建成产能 7.7×10^4 t，新增原油产能开采、集输、处理、储存、外输全过程非甲烷总烃总挥发量约为 109.15t/a。

本项目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排放位置主要有井场、集输管道、集油间、转油站、联合站等，根据大庆油田多年运行经验统计，参照大庆油田产能区域同类型项目，井场占比约 30%，则整个区块井场非甲烷总烃挥发量为 $109.15\text{t/a} \times 30\% = 32.745\text{t/a}$ ，单井非甲烷总烃排放量为 $32.745\text{t/a} \times (1/95) = 0.345\text{t/a}$ ，单井非甲烷总烃排放速率为 0.039kg/h。本项目井场占地为 $30\text{m} \times 40\text{m} + 240\text{m}^2 \times (\text{平台井中油井数量} - 1) + 120\text{m}^2 \times (\text{平台井中水井井数})$ 。

本项目污染源参数见表 2.5-1。

表 2.5-1 面源污染源参数调查清单

污染源名称	坐标(°)		海拔高度(m)	矩形面源			年排放小时数/h	排放工况	污染物排放速率(kg/h)
	经度	纬度		长度(m)	宽度(m)	有效高度(m)			NMHC
1 平台	124.518214	45.821882	129.00	40.00	45.00	3.00	8760	正常	0.12
2 平台	124.514188	45.811763	127.00	40.00	57.00	3.00	8760	正常	0.20
3 平台	124.535643	45.810572	127.00	40.00	48.00	3.00	8760	正常	0.16
4 平台	124.529568	45.805273	132.00	40.00	57.00	3.00	8760	正常	0.20
5 平台	124.536941	45.798583	125.00	40.00	57.00	3.00	8760	正常	0.20
6 平台	124.521374	45.799796	128.00	40.00	39.00	3.00	8760	正常	0.08
7 平台	124.523222	45.797659	137.00	40.00	39.00	3.00	8760	正常	0.08
8 平台	124.540651	45.793476	125.00	40.00	51.00	3.00	8760	正常	0.16
9 平台	124.551691	45.753009	126.00	40.00	45.00	3.00	8760	正常	0.12
10 平台	124.55079	45.751456	127.00	40.00	57.00	3.00	8760	正常	0.20
11 平台	124.539184	45.74767	125.00	40.00	42.00	3.00	8760	正常	0.12
12 平台	124.534447	45.743117	125.00	40.00	57.00	3.00	8760	正常	0.20
13 平台	124.550961	45.739567	127.00	40.00	57.00	3.00	8760	正常	0.20
14 平台	124.498352	45.741993	127.00	40.00	36.00	3.00	8760	正常	0.08

新肇油田古 637 区块葡萄花油层产能建设工程项目

15 平台	124.548099	45.729936	125.00	40.00	36.00	3.00	8760	正常	0.08
16 平台	124.501853	45.72677	126.00	40.00	57.00	3.00	8760	正常	0.20
17 平台	124.51517	45.72034	127.00	40.00	78.00	3.00	8760	正常	0.31
18 平台	124.519201	45.715241	127.00	40.00	42.00	3.00	8760	正常	0.12
19 平台	124.542072	45.726641	127.00	40.00	36.00	3.00	8760	正常	0.08
20 平台	124.540039	45.71863	127.00	40.00	42.00	3.00	8760	正常	0.12
21 平台	124.546131	45.712965	128.00	40.00	63.00	3.00	8760	正常	0.23
古 61-106 -斜 96	124.528557	45.804034	134.00	40.00	30.00	3.00	8760	正常	0.39
古 61-102 -斜 88	124.522369	45.801395	128.00	40.00	30.00	3.00	8760	正常	0.39
古斜 6844-9 6-118	124.523927	45.761466	126.00	40.00	30.00	3.00	8760	正常	0.39
古斜 6844	124.498948	45.739432	125.00	40.00	30.00	3.00	8760	正常	0.39
古斜 6844-1 04-104	124.513113	45.738851	129.00	40.00	30.00	3.00	8760	正常	0.39
新 180-90	124.498132	45.722325	125.00	40.00	30.00	3.00	8760	正常	0.39
古 6051	124.515645	45.720151	127.00	40.00	30.00	3.00	8760	正常	0.39
新 190-10 2	124.517884	45.710826	128.00	40.00	30.00	3.00	8760	正常	0.39
古 655-10 6-106	124.323142	45.732426	128.00	40.00	30.00	3.00	8760	正常	0.39

英 49-82- 88	124.299102	45.713177	123.00	40.00	30.00	3.00	8760	正常	0.39
英 49-90- 84	124.302801	45.695519	125.00	40.00	30.00	3.00	8760	正常	0.39
古斜 6844-9 6-108	124.499648	45.747892	126.00	40.00	30.00	3.00	8760	正常	0.39
古斜 6241-1 06-90	124.392295	45.747675	125.00	40.00	30.00	3.00	8760	正常	0.39
英 111-84 -148	124.216155	45.808603	137.00	40.00	30.00	3.00	8760	正常	0.39
古斜 6841	124.550507	45.739897	125.00	40.00	30.00	3.00	8760	正常	0.39

依据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018），采用估算模式计算本工程的最大地面质量浓度占标率 P_i 和地面质量浓度达标准限值 10%时所对应的最远距离 $D_{10\%}$ 。其中 P_i 采用下述公式计算：

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

式中： P_i —第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

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

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

评价等级的划分原则见表 2.5-2。

表 2.5-2 大气评价工作级别划分

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

采用《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）附录 A 推荐模型中估算模型 AERSCREEN 分别计算项目污染源的最大影响，估算模型参数选取如下：

（1）根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 B 的 B.6.1 城市

/农村选项，“当项目周边 3km 半径范围内一半以上属于城市建成区或者规划区时选择城市，否则选择农村”。本项目周边的 3km 半径范围内全部为农村地区。故选取农村选项。

(2) 环境温度取值来源于大庆市气象站二十年气象数据统计。

(3) 拟建项目位于草地中，本次评价的土地利用类型选取草地。

(4) 根据中国干湿湿度分布图判断，本地区属于中等湿润气候。

(5) 根据 EIA2018 大气预测软件的 DEM 地形文件，地形数据分辨率 90m。

估算模型参数表见表 2.5-3，计算结果见表 2.5-4。

表 2.5-3 估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数(城市人口数)	/
最高环境温度		39.0
最低环境温度		-40.7
土地利用类型		农田
区域湿度条件		中等湿度
是否考虑地形	考虑地形	是
	地形数据分辨率(m)	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	否
	岸线距离/m	/
	岸线方向/°	/

表 2.5-4 估算模式计算结果

污染源名称	评价因子	评价标准($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	C_{max} ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	P_{max} (%)	$\text{D}_{10\%}$ (m)
16 平台	NMHC	2000	610.02	30.50	700.0
新 190-102	NMHC	2000	1417.40	70.87	1775.0
古斜 6241-106-90	NMHC	2000	1417.40	70.87	1775.0
古斜 6844	NMHC	2000	1417.40	70.87	1775.0
12 平台	NMHC	2000	610.02	30.50	700.0
15 平台	NMHC	2000	263.03	13.15	175.0
6 平台	NMHC	2000	256.45	12.82	150.0

新肇油田古 637 区块葡萄花油层产能建设工程项目

古斜 6844-104-104	NMHC	2000	1417.40	70.87	1775.0
古 6051	NMHC	2000	1417.40	70.87	1775.0
英 49-82-88	NMHC	2000	1417.40	70.87	1775.0
新 180-90	NMHC	2000	1417.40	70.87	1775.0
9 平台	NMHC	2000	372.61	18.63	375.0
18 平台	NMHC	2000	377.74	18.89	375.0
英 49-90-84	NMHC	2000	1417.40	70.87	1775.0
古 61-102-斜 88	NMHC	2000	1417.40	70.87	1775.0
英 111-84-148	NMHC	2000	1417.40	70.87	1775.0
13 平台	NMHC	2000	610.02	30.50	700.0
21 平台	NMHC	2000	725.31	36.27	925.0
19 平台	NMHC	2000	263.03	13.15	175.0
1 平台	NMHC	2000	372.61	18.63	375.0
8 平台	NMHC	2000	491.88	24.59	550.0
古 655-106-106	NMHC	2000	1417.40	70.87	1775.0
古斜 6844-96-118	NMHC	2000	1417.40	70.87	1775.0
5 平台	NMHC	2000	610.02	30.50	700.0
3 平台	NMHC	2000	493.86	24.69	550.0
7 平台	NMHC	2000	256.45	12.82	150.0
11 平台	NMHC	2000	377.74	18.89	375.0
10 平台	NMHC	2000	610.02	30.50	700.0
古斜 6841	NMHC	2000	1417.40	70.87	1775.0
古 61-106-斜 96	NMHC	2000	1417.40	70.87	1775.0
2 平台	NMHC	2000	610.02	30.50	700.0
20 平台	NMHC	2000	377.74	18.89	375.0
14 平台	NMHC	2000	263.03	13.15	175.0
17 平台	NMHC	2000	945.65	47.28	1350.0
4 平台	NMHC	2000	610.02	30.50	700.0
古斜 6844-96-108	NMHC	2000	1417.40	70.87	1775.0

由表 2.5-4 可知，本工程排放的大气污染物的最大地面空气质量浓度占标率为 70.87%， $C_{\max}$ 为 $1417.4\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）分级判据，确定大气评价工作等级为一级。

2.5.2 地表水环境

本工程施工期产生的钻井废水水基排入钢制泥浆槽，拉运至大庆钻探六号废弃钻井液处理站；油基排入废弃油基泥浆罐，委托黑龙江迈景环保科技有限公司拉运处置，处理后废水拉至龙一联含油污水处理站达标后回注油层。压裂返排液由罐车拉运至新一联废压裂液处理站处理后，分离出污水经新一联含油污水处理站处理达标后回注油层，不外排。管线试压废水由罐车拉运至新肇联合含油污水处理站处理后回注现役油层，不外排。施工期生活污水依托周边场站生活污水收集装置，定期拉运至南区污水处理厂处理后达标排放。产液分离出的油田新肇联合含油污水处理站处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）后回注油层；油井热洗废直接进入集油系统。退役期管线内介质均由压缩空气吹扫至后续集输管线进入集输系统处理达标后回注油层，生活污水排入依托附近场站生活污水收集系统，定期由罐车拉运至污水处理厂处理。

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陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），本项目评价类别为水污染影响型建设项目，废水处理后进行回注且无废水直接排入地表水体，因此确定评价工作等级为三级 B。

表 2.5-5 地表水环境影响评价分级判据

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

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

定的依据。

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

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

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

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

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

注 7：建设项目利用海水作为调节温度介质，排水量 ≥ 500 万 m^3/d ，评价等级为一级；排水量 < 500 万 m^3/d ，评价等级为二级。

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

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

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

2.5.3 地下水环境

2.5.3.1 划分依据

（1）项目类别

根据《环境影响评价技术导则陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），石油开采项目按照场站和内部集输管道分别判断行业类别。本项目为常规石油开采项目，其井场工程按 I 类建设项目开展地下水环境影响评价，油类输送管道按照 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

依据表 2.5-6 的地下水环境敏感程度分级原则分级。

表 2.5-6 地下水环境敏感程度分级表

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。

不敏感	上述地区之外的其它地区。

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016），集中式饮用水水源：进入输水管网送到用户的且具有一定供水规模（供水人口一般不小于 1000 人）的现用、备用和规划的地下水饮用水水源。分散式饮用水水源地：供水小于一定规模（供水人口一般小于 1000 人）的地下水饮用水水源地。

根据《黑龙江省人民政府关于调整撤销新建哈尔滨等 11 个地市 384 个集中式饮用水水源保护区》（黑政函〔2019〕118 号）、《黑龙江省人民政府关于佳木斯市、大庆市、七台河市农村集中式饮用水水源地保护区划分方案的批复》（黑政函〔2017〕89 号）、《黑龙江省人民政府关于调整撤销新建哈尔滨等市 146 个集中式饮用水水源保护区的批复》（黑政函〔2022〕3 号）、《大庆市人民政府关于我市大同区大同镇乡镇集中式饮用水水源和让胡路区银浪牧场一队等 78 个农村集中式饮用水水源保护区划分的请示》（庆政呈〔2017〕46 号）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）的相关内容并结合现状调查，

结合现状调查，本项目地下水评价区域的集中式饮用水水源保护区为：浩德镇饮用水水源地、马场屯饮用水水源地、兴海屯饮用水水源地、石庄子屯饮用水水源地。共 4 眼水井，为承压水型水源，每个供水井以井位圆心，30.9 米为半径圈定的圆形区域为每个供水井的一级保护区。

根据现场调查，浩德镇饮用水水源地供给大有店屯、哈特岗子屯、后老山屯、莲花村等，供水服务人数超过 1000 人且为管输，为集中式饮用水水源。马场屯饮用水水源地供水服务人数超过 1000 人且为管输，为集中式饮用水水源。兴海屯饮用水水源地供给西北胡来屯、农造地屯（南）、兴海屯等，供水服务人数超过 1000 人且为管输，为集中式饮用水水源。石庄子屯饮用水水源地供给西山屯、莲花泡屯、石庄子屯、徐家围子屯等，供水服务人数超过 1000 人且为管输，为集中式饮用水水源。其他部分村民家有自打水井，主要开采层位为潜水含水层，主要功能为灌溉和畜牧用水。

根据《地下水型饮用水水源补给区划定技术指南（试行）》中地下水补给径流区划分标准：在水文地质单元内，对于已划定二级保护区的地下水型饮用水水源，以二级保护区边界为基准，按大型水源 30 年流程、中小型水源 15 年流程圈定的范围作为补给区；对于仅划定了一级保护区的地下水型饮用水水源，以水源一级保护区边界为基准，流程

时间相应增加 1000 天；对于未划定保护区的地下水型饮用水水源，以水源开采井为基准，流程时间相应增加 1100 天。因此本工程区域内 3 口饮用水水源井地下水流程时间为 6475 天（即 15 年+1000 天）。

表 2.5-7 地下水水质点迁移时间及推荐划分方法

水源类型	地下水水质点迁移时间			推荐方法
	未划定保护区	仅划定一级保护区	划定二级保护区	
中小型水源	≥15 年+1100 天	≥15 年+1000 天	≥15 年	公式法
大型水源	≥30 年+1100 天	≥30 年+1000 天	≥30 年	数值模拟法

注：本表来自《地下水型饮用水水源补给区划定技术指南（试行）》

表 2.5-8 地下水饮用水源井补给径流区判定表

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

质点运移距离采用下述公式计算：

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

式中：L—下游迁移距离，m；

α —变化系数， $\alpha\geq 1$ ，一般取 2；

K—渗透系数，m/d；根据大庆油田水务公司该地区水文地质调查资料，本工程潜水层取 K=1.5m/d，承压水含水层取 K=25m/d；

I—水力坡度，无量纲；根据区域水文地质资料，潜水取 0.0003，承压水含水层水力坡度为 0.00015

T—质点迁移天数，取 15 年+1000d=6475 天；

ne—有效孔隙度，无量纲。本次 ne 潜水=0.2，ne 承压=0.3。

经上述公式计算得出：

$$L \text{ 承压水} = 2 \times 25 \times 0.00015 \times 6475 / 0.3 + 30 = 162\text{m};$$

以水源一级保护区 30.9m 边界为基准外扩的 162m 区域为补给区，即地下水饮用水水源井 192.9m 以外区域属于“不敏感”区域。

根据现场调查，本工程距离浩德镇饮用水水源地最近的油井为新 182-80-120，最近距离为 490m，距离马场屯饮用水水源地最近的油井为新 182-74-130，最近距离为 980m，距离兴海屯饮用水水源地最近的油井为古 61-116-110，最近距离为 360m，距离石庄子屯饮用水水源地最近的油井为古 61-106-92，最近距离为 850m。根据现场调查，管线工程边界两侧各向外延伸不小于 200m。项目区域潜水及承压水整体流向均为东北向西南，因此，本项目位于评价范围内各地下饮用水源井的不敏感区。

2.5.3.2 评价工作等级

地下水环境影响评价工作等级划分见表 2.5-9。

表 2.5-9 评价工作级分级表

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

本项目井场为 I 类项目，集输管线为 II 类项目，地下水环境敏感程度为不敏感，因此本项目井场地下水环境影响评价工作等级为二级，新建集输管线地下水环境影响评价工作等级为三级，同时，项目涉及 17 口注水井，根据 HJ349-2023，地下水评价等级不低于二级，因此本项目地下水环境评价工作统一按照二级进行评价。

2.5.4 声环境

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的基本原则：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，按二级评价。本项目所处的声环境功能区为 GB3096 规定的 1 类区，主要噪声源分为生产运营期井场抽油机，依托场站加热装置及油水井作

业过程中产生的间断性噪声源两大类，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 3dB(A)以下。因此，声环境评价工作等级为二级。

2.5.5 生态环境

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），依据建设项目影响区域的生态敏感性和影响程度，评价等级划分为一级、二级和三级。将生态影响评价等级确定原则进行整理，详见下表。

表 2.5-10 生态影响评价等级及其划分原则

序号	判定条件	本项目情况
a)	涉及国家公园、自然保护区世界遗产重要生境时，评价等级为一级；	不涉及
b)	涉及自然公园时，评价等级为二级；	不涉及
c)	涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级；	不涉及
d)	根据 HJ2.3 断属于水文要素影响型且地表评价等级不低二的建设项目，生态价等级不低于二级；	不属于
e)	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，生态影响评价等级不低于二级；	本项目不涉及地下水水位影响，但土壤影响范围内分布有公益林和湿地。
f)	当工程占地规模大于 20 km ² 时（包括永久和临占用陆域水），评价等级不低于二；改扩扩建项目的占地范围以新增（包括陆域和水域）确定；	改扩建，工程占地 123.99hm ² < 20km ²
g)	除本条 a)、b)、c)、d)、e)、f) 以外的情况，评价等级为三级；	无 a)、b)、c)、d)、f) 相关情况
h)	当评价等级判定同时符合上述多种情况，应采用其中最高的等级。	无 a)、b)、c)、d)、f) 相关情况

新肇油田古 637 区块葡萄花油层产能建设工程项目位于黑龙江省大庆市肇源县，占地范围内现状为耕地和草地。本项目周边不涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境（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 25 繁殖地、停歇地、越冬地以及野生动物迁徙通道等）、自然公园等。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，生态影响评价等级不低于二级；

本项目为改扩建工程，根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018），土壤评价范围为拟建井场永久占地、改造站场、新建站场永久占地及占地范围外 1.0km

区域内及新建管道、道路中心线两侧各 200m 的范围。本项目土壤影响范围内涉及湿地，确定生态环境影响评价等级为二级。

2.5.6 环境风险

2.5.6.1 风险潜势初判

本项目施工期主要将井场柴油罐划分为危险单元。本项目新钻 95 口油井，共形成 6 座井场，井场施工期设置柴油罐 2 座（单座有效容积 30m³），柴油密度为 0.8649t/m³，因此施工期井场柴油最大总储量为 51.9t。

本项目运行期主要将集输管道及井场划分为危险单元，涉及的物质主要为原油和伴生气（天然气），由于运行阶段油井采出液由截断阀直接进入管线，因此井场不存在危险物质，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 C 中要求，对于长输管道项目，按照两个截断阀室之间管段危险物质最大存在总量计算。本工程新建最长的集油管道Φ114×4.5-9.95km，本项目气油比为 51m³/t，原油密度为 0.84135t/m³，伴生气密度为 0.7174kg/m³，原油综合含水最小为 22.5%，则集油管道最大储油量为 56.25t，最大储气量为 $56.25 \times 51 \times 0.7174 / 1000 = 2.06t$ 。

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

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

式中：q₁，q₂，…，q_n——每种危险物质的最大存在总量，t；

Q₁，Q₂，…，Q_n——每种危险物质的临界量，t；

项目所涉及的危险物质数量与临界量的比值计算结果及环境风险潜势判定见表 2.5-11、表 2.5-12。

表 2.5-11 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	/	51.9	2500	0.02
项目 $Q = \sum q_n / Q_n$					0.02

表 2.5-12 运营期危险物质数量与临界量的比值

序号	危险物质	CAS 号	最大存在总量 q _n (t)	临界量 Q _n (t)	物质 Q 值
1	原油（石油）	/	56.25	2500	0.0225

2	天然气（甲烷）	74-82-8	2.06	10	0.206
项目 $Q=\Sigma q_m/Q_n$					0.2285

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中评价等级的判定方法，本项目施工期 $Q=0.02<1$ ，运营期 $Q=0.2285<1$ ，环境风险潜势为I。

2.5.6.2 评价等级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中评价等级的判定方法（见表 2.5-12），本项目环境风险潜势为I，确定本工程风险评价等级为简单分析。

表 2.5-13 环境风险评价工作级别

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

2.5.7 土壤环境

2.5.7.1 环境影响识别

（1）影响类型的划分依据

根据《新肇油田古 637 区块葡萄花油层产能建设工程项目环境现状检测报告》，评价区土壤 pH 值在 8~8.3 之间，土壤含盐量在 500~900mg/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，属于非盐化、酸化或碱化地区，按照土壤污染影响型开展评价工作。

（2）评价等级

①项目类别

根据《环境影响评价技术导则陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），石油开采项目按照场站和内部集输管道分别判断行业类别。本项目为常规石油开采项目，其井场工程按 I 类建设项目开展土壤环境影响评价，油类输送管道按照 II 类建设项目开展土壤环境影响评价。

②占地规模

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）：将建设项目占地规模分为大型（ $\geq 50\text{hm}^2$ ）、中型（ $5\sim 50\text{hm}^2$ ）、小型（ $\leq 5\text{hm}^2$ ），建设项目占地主要为永久占地。本项目占地规模小于 5hm^2 ，占地规模为小型

③环境敏感程度划分

建设项目所在地土壤环境敏感程度判别依据见表 2.5-14。由于本项目周边存在耕地，所以本项目所在地土壤环境敏感程度为敏感。

表 2.5-14 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

2.5.7.2 评价等级

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中关于评价等级的规定，本项目污染影响型评价等级划分见表 2.5-14。

表 2.5-14 污染影响型评价工作等级划分表

评价工作等级 敏感程度	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	-	-

本项目井场、站场为 I 类建设项目，占地类型属于“中型”规模，环境敏感程度为“敏感”，则井场、站场污染影响型评价工作等级为一级；油类输送管道按照 II 类建设项目，根据 HJ964 中“6.2.5 线性工程重点针对主要站场位置参照 6.2.2 分段判定评价等级”，本项目油类输送管道主要为井场至阀组间的集油掺水管道、阀组间至转油站间管道各井场、阀组间、转油站、联合站占地类型属于“中型”规模，环境敏感程度为“敏感”，则油类输送管道污染影响型评价工作等级为二级。

综上，根据《环境影响评价技术导则土壤环境(试行)》（HJ964-2018）6.2.4 要求，依据表 2.5-14 污染影响型评价工作等级划分表判断，本次油井井场土壤环境影响评价为污染影响型一级，新建集输管线土壤环境影响评价为污染影响型二级，由于本项目井场与管线评价范围位于同一场地，因此，本项目土壤环境评价工作统一按照一级进行评价。

2.6 评价范围及环境保护目标

本项目位于大庆市肇源县境内，根据调查，本项目不涉及自然保护区、风景名胜区、生态保护红线管控范围、基本草原、自然公园、重要湿地、水土流失重点预防区、沙化土地封禁保护区等环境敏感区，但涉及永久基本农田、水土流失重点治理区、一般湿地、饮用水水源地及附近村屯等。本项目主要环境保护目标如下：

2.6.1 大气环境评价范围及保护目标

根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）要求，的规定本项目评价工作等级为一级，最远影响距离为 $1.775\text{km} < 2.5\text{km}$ ，因此本次评价设置大气环境评价范围为分别以井场为中心，边长取 5km 的矩形区域。大气环境评价范围、大气环境保护目标具体见表 2.6-1 和图 2.6-1。

表 2.6-1 大气环境保护目标统计

名称	坐标（经度）	坐标（纬度）	保护对象	保护内容	环境功能区	相对本工程方位/距离
马营子屯	124.5774797	45.83332616	居民，约 300 人	空气质量	二类	拟建 3 平台东北 4000m；拟建输油管线东北 4000m
农造地屯（北）	124.5582618	45.84230314	居民，约 80 人	空气质量	二类	拟建 1 平台东北 3690m；拟建输油管线东北 4000m
徐家围子屯	124.521455	45.81559623	居民，约 200 人	空气质量	二类	拟建 1 平台南 515m；拟建注水管线东 255m
英格吉屯	124.5355368	45.8388458	居民，约 80 人	空气质量	二类	拟建 1 平台西南 2080m；拟建注水管线西南 2080m
石庄子屯	124.5154263	45.79409336	居民，约 200 人	空气质量	二类	拟建 7 平台西南 410m；拟建注水管线南 50m
西山屯	124.5010318	45.79925844	居民，约 100 人	空气质量	二类	拟建 6 平台西 1200；拟建注水管线南 550m
西北胡来屯	124.5426528	45.76859885	居民，约 200 人	空气质量	二类	拟建古斜 6844-96-118 东北 880m；拟建注水管线西北 1550m

冯家围子屯	124.5076763	45.75353113	居民, 约 150 人	空气质量	二类	拟建古斜 6844-96-118 西南 640m; 拟建输油管线东北 220m
大有店屯	124.4962144	45.74202455	居民, 约 80 人	空气质量	二类	拟建古斜 6844-96-108 东南 310m; 拟建输油管线东 240m
哈特岗子屯	124.4707053	45.7409407	居民, 约 80 人	空气质量	二类	拟建 14 平台西 900m; 拟建输油管线西 900m
马场屯	124.5622778	45.74356855	居民, 约 50 人	空气质量	二类	拟建 13 平台西南 850m; 拟建输油管线北 5m
后老山屯	124.5409219	45.69044999	居民, 约 150 人	空气质量	二类	拟建 21 平台南 2200m; 拟建输油管线南 1820m
西浩德村	124.509707	45.72185519	居民, 约 500 人	空气质量	二类	拟建 17 平台北 200m; 拟建输油管线北 200m
东浩德村	124.527329	45.72485689	居民, 约 300 人	空气质量	二类	拟建 17 平台西南 700m; 拟建注水管线东 50m
农造地屯 (南)	124.5670407	45.80472878	居民, 约 150 人	空气质量	二类	拟建古 61 东 2160m; 拟建输油管线东 2370m
兴海屯	124.5509138	45.78669938	居民, 约 200 人	空气质量	二类	拟建 8 平台东南 780m; 拟建输油管线东南 780m
孙家围子屯	124.4191987	45.76532648	居民, 约 180 人	空气质量	二类	拟建古斜 6241-106-90 东北 2650m; 拟建输油管线北 3990m
兴隆屯	124.3773407	45.76912165	居民, 约 150 人	空气质量	二类	拟建古斜 6241-106-90 西北 2500m; 拟建输油管线北 4600m
万宝屯	124.360891	45.7574038	居民, 约 100 人	空气质量	二类	拟建古斜 6241-106-90 西北 2530m; 拟建输油

						管线北 3200m
旭日屯 (北)	124.3310969	45.73115533	居民, 约 50 人	空气质量	二类	拟建古 655-106-106 东 230m; 拟建输油管 线北 420m
旭日屯 (南)	124.3378188	45.72312696	居民, 约 500 人	空气质量	二类	拟建古 655-106-106 东南 1000m; 拟建输油 管线北 20m
花尔屯	124.4018328	45.74582302	居民, 约 100 人	空气质量	二类	拟建古斜 6241-106-90 西北 580m; 拟建输油管 线北 17400m
道尔宝屯	124.2186782	45.79694077	居民, 约 500 人	空气质量	二类	拟建英 111-84-148 南 650m; 拟建输油 管线东南 9610m
长发电	124.2264126	45.81568037	居民, 约 150 人	空气质量	二类	拟建英 111-84-148 东北 710m; 拟建输 油管线 11150m
南地房子 屯	124.2275931	45.82417761	居民, 约 150 人	空气质量	二类	拟建英 111-84-148 东北 1755m; 拟建 输油管线东南 11960m
肇源农场	124.2872812	45.6781431	居民, 约 1000 人	空气质量	二类	拟建英 49-90-84 西 南 1550m; 拟建南 4560m
莲花村	124.4730289	45.75678479	居民, 约 100 人	空气质量	二类	拟建古斜 6844-96-108 西北 1870m; 拟建输油 管线西北 1870m
莲花泡屯	124.4767294	45.78452132	居民, 约 100 人	空气质量	二类	拟建古 61-102-斜 88 西南 3470m; 拟 建输油管线西南 215m

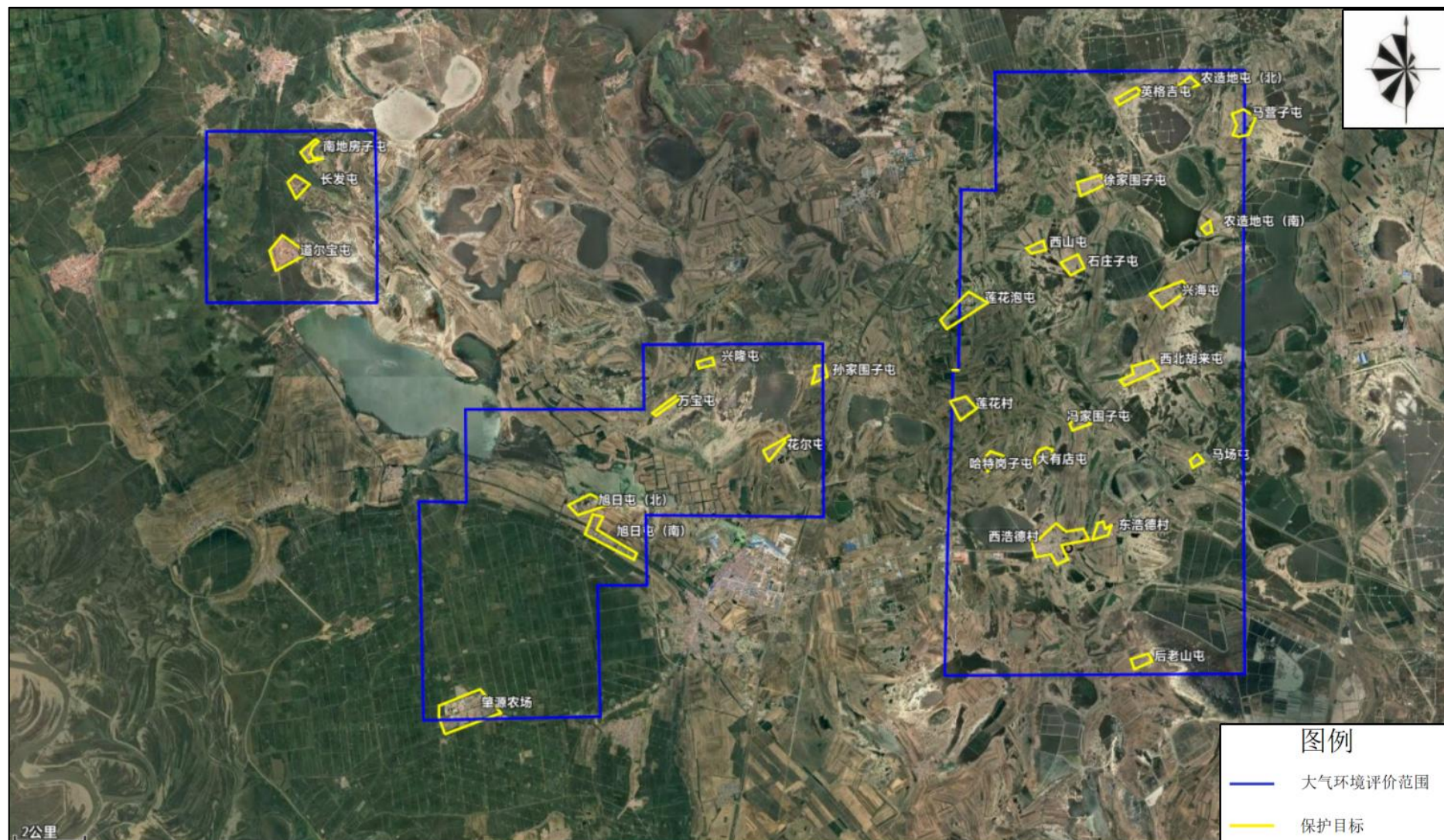


图 2.6-1 大气环境评价范围及保护目标

2.6.2 地表水环境评价范围及保护目标

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，本项目采用定向钻越施工方式穿越南引水库泄水干渠段，地下穿越长度 30m，本地表水评价范围为拟建井场边界外扩 1km 及管线、道路沿线两侧外扩 200m 范围的地表水体，该范围内地表水体涉及南引水库泄水干渠和鸭木蛋格泡子。地表水环境保护目标具体见表 2.6-2。

表 2.6-2 地表水环境保护目标

名称	相对本工程方位/距离	环境特征	保护级别
南引水库泄水干渠	拟建集油管线穿越南引水库泄水干渠地表水体	排水干渠	《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 III 类的标准限值
鸭木蛋格泡子	拟建古 655-106-106 西侧地表水体/2km	地处南引水库（南部引嫩工程）控制范围内	《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 III 类的标准限值

2.6.3 地下水环境评价范围及保护目标

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 HJ610 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 200m 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），采用公式计算法确定地下水评价范围：

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

式中：L：下游迁移距离，m； α ：变化系数，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，取值不小于 5000d，本次取 T=5000； n_e ：有效孔隙度，无量纲；

根据《新肇油田古 637 区块葡萄花油层产能建设地面工程方案》及该地区的水文地质资料，第四系顶部为地表黑灰色腐殖土，其下黄色粘土、粉砂，底部为杂色砂砾层。区域内新近系泰康组岩性为灰色泥岩与杂色砂砾岩，灰色泥质粉砂岩呈不等厚互层。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《水文地质手册》，上式中各参数值确定如下：

潜水含水层： $\alpha=2$ ， $K=1.5$ ； $I=0.0003$ ； $n_e=0.2$ 。

承压水含水层： $\alpha=2$ ， $K=25$ ； $I=0.00015$ ； $n_e=0.3$ 。

由此得出： $L_{\text{潜水}}=\alpha \times K \times I \times T / n_e=2 \times 1.5 \times 0.0003 \times 5000 / 0.2=22.5\text{m}$ ；

$$L_{\text{承压水}}=\alpha \times K \times I \times T / n_e=2 \times 25 \times 0.00015 \times 5000 / 0.3=125\text{m}。$$

以最大迁移距离考虑评价范围，根据公式法计算结果，评价范围应为井场场地地下水流向下游方向外扩不小于 125m、两侧及上游方向外扩不小于 62.5m，并包含新建集油管道两侧各向外延伸 200m 范围。本项目区域包括油井 95 口，结合该地区地下水流向、工程周边村屯取水井分布的实际情况以及现状布点情况，确定地下水评价范围为现状布点井以及本次建设工程为中心分别向上游、下游方向外扩 0.2km、两侧外扩 0.1km 所围成的范围。总评价范围区域面积约为 558.5km²，据油藏工程方案中，回注层位所在区域

地层构造发育情况，本工程地下水评价范围已涵盖回注空间及回注水可能影响的范围。

地下水评价范围及保护目标见图 2.6-3

表 2.6-3 地下水环境保护目标统计

保护目标	井口坐标	相对本工程方位/距离	环境特征	保护级别
浩德镇饮用水水源地	124.538109,45.729194	新 182-80-120 西侧 490m	承压水含水层，为大有店屯、哈特岗子屯、后老山屯、莲花村等居民提供生活饮用水。	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类，石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）II类
马场屯饮用水水源地	124.564673,45.743747	新 182-74-130 东侧 980m	承压水含水层，为马场屯等居民提供生活饮用水。	
石庄子屯饮用水水源地	124.518691,45.793732	古 61-106-92 西南侧 850m	承压水含水层，为西山屯、莲花泡屯、石庄子屯、徐家围子屯等居民提供生活饮用水。	
兴海屯饮用水水源地	124.548139,45.788165	古 61-116-110 南侧 360m	承压西北胡来屯、农造地屯（南）、兴海屯等居民提供生活饮用水。	

地下水评价范围内的潜水含水层和可能受建设项目影响且具有饮用水开发价值的含水层。

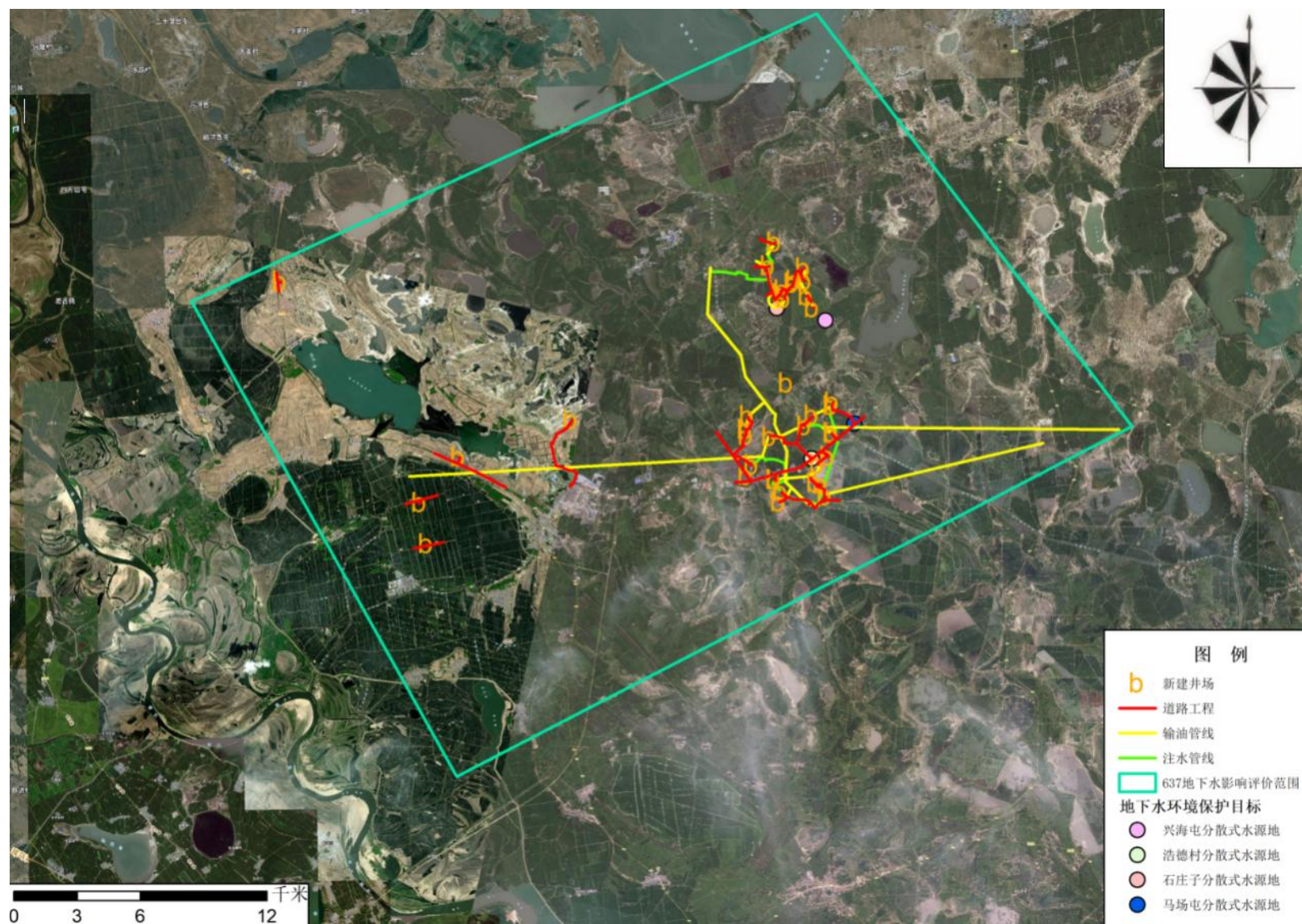


图 2.6-3 地下水评价范围及保护目标

2.6.4 声环境评价范围及保护目标

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021），结合建设项目特点，确定本项目声环境评价范围为基建井场、站场边界向外 200m 及管道中心线两侧各 200m 范围内的声环境。根据现场调查，本项目评价范围内无声环境敏感目标。声环境保护目标具体见表 2.6-4 和图 2.6-4。

表 2.6-4 声环境保护目标一览表

名称	坐标	距厂界方位/ 最近距离	执行标准/功能区类别	声环境保护目标情况说明
石庄子屯	124.5171926, 45.7961635	集油管道西 南 50m	《声环境质量标准》 (GB3096-2008) 1 类 区	房屋均为单层砖混结构，南北朝向，周围主要为农田
浩德村	124.510417, 45.72197714	集油管道西 50m	《声环境质量标准》 (GB3096-2008) 1 类 区	房屋均为单层砖混结构，南北朝向，周围主要为农田
徐家围子屯	124.5200117, 45.8155098	集油管道南 50m	《声环境质量标准》 (GB3096-2008) 1 类 区	房屋均为单层砖混结构，南北朝向，周围主要为农田

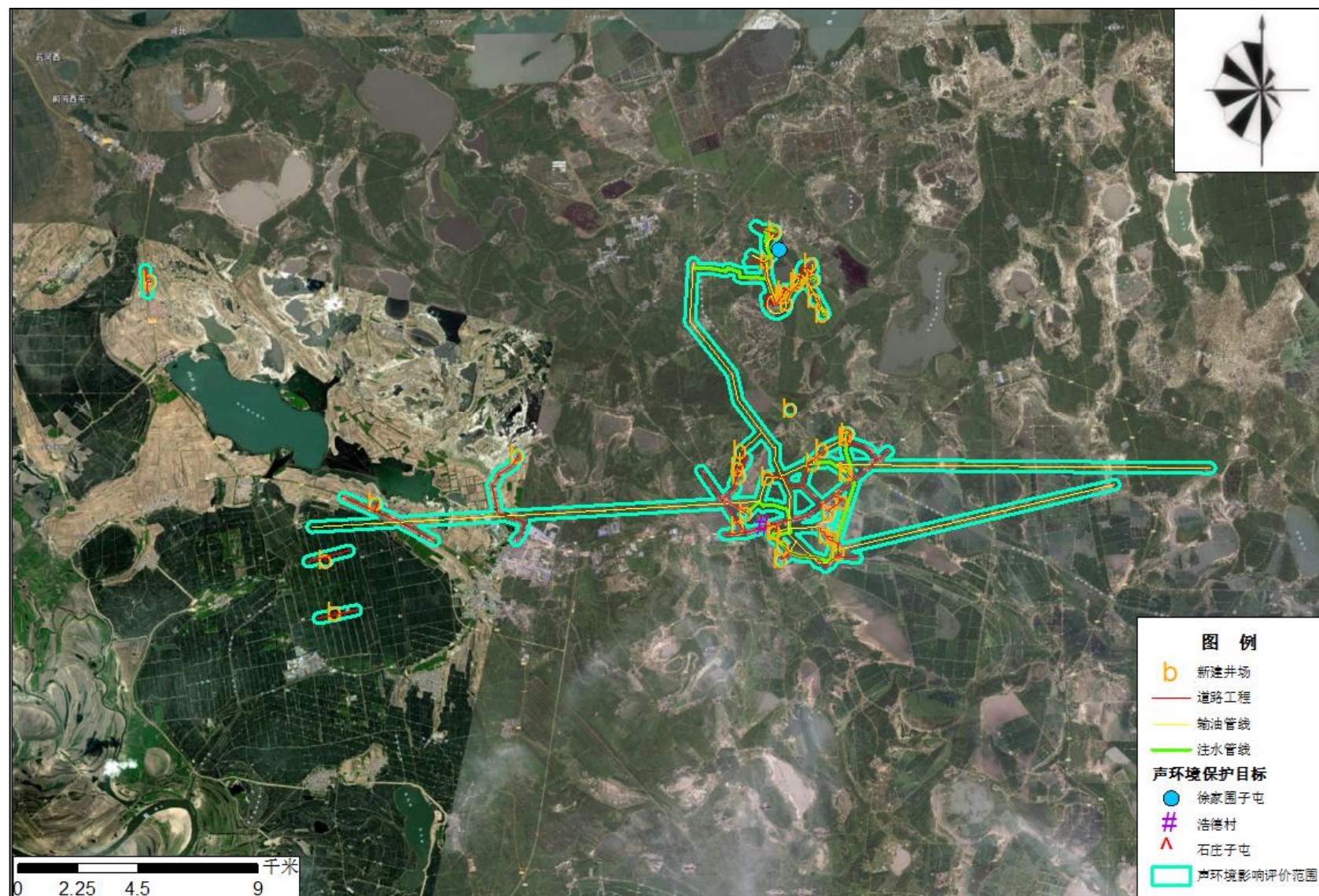


图 2.6-4 声环境评价范围及保护目标图

2.6.5 生态评价范围及保护目标

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）规定：井场、站场等工程以场界周围 50m 范围、集输管道等线性工程两侧外延 300m 为评价范围。通过大气、地表水、噪声等环境要素间接影响生态保护目标的项目，其评价范围应涵盖污染物排放产生的间接生态影响区域；占用生态敏感区的工程，应根据生态敏感区的主要生态功能、保护对象等合理确定评价范围。线性工程穿越生态敏感区时，以线路穿越段向两端外延 1km、线路中心线向两侧外延 1km 为评价范围，并结合生态敏感区主要保护对象的分布、生态学特征、项目的穿越方式、周边地形地貌等适当调整。线性工程以隧道、顶管、定向钻等穿越生态敏感区，且无永久、临时占地时，可从线路中心线向两侧外延 300m 作为评价范围。

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）生态影响评价应能够充分体现生态完整性和生物多样性保护要求，涵盖评价项目全部活动的直接影响区域和间接影响区域。确定土壤评价范围、管线两侧 300m、场界周围 50m 作为本项目生态评价范围，评价范围面积 9842.74hm²。生态保护目标详见表 2.6-5。

表 2.6-5 生态环境保护目标

序号	名称	位置	保护对象/保护等级
1	湿地	工程占地不占用湿地，评价范围内分布有湿地共 284.46hm ² ，位于评价范围东侧，全部以沼泽地形式存在。	湿地生态系统/一般湿地
2	公益林	工程占地不占用公益林，评价范围内分布重点公益林 5.06hm ² ，全部为国家级；分布一般公益林 446.69hm ² ，全部为地方级。	重点公益林/国家级； 一般公益林/地方级

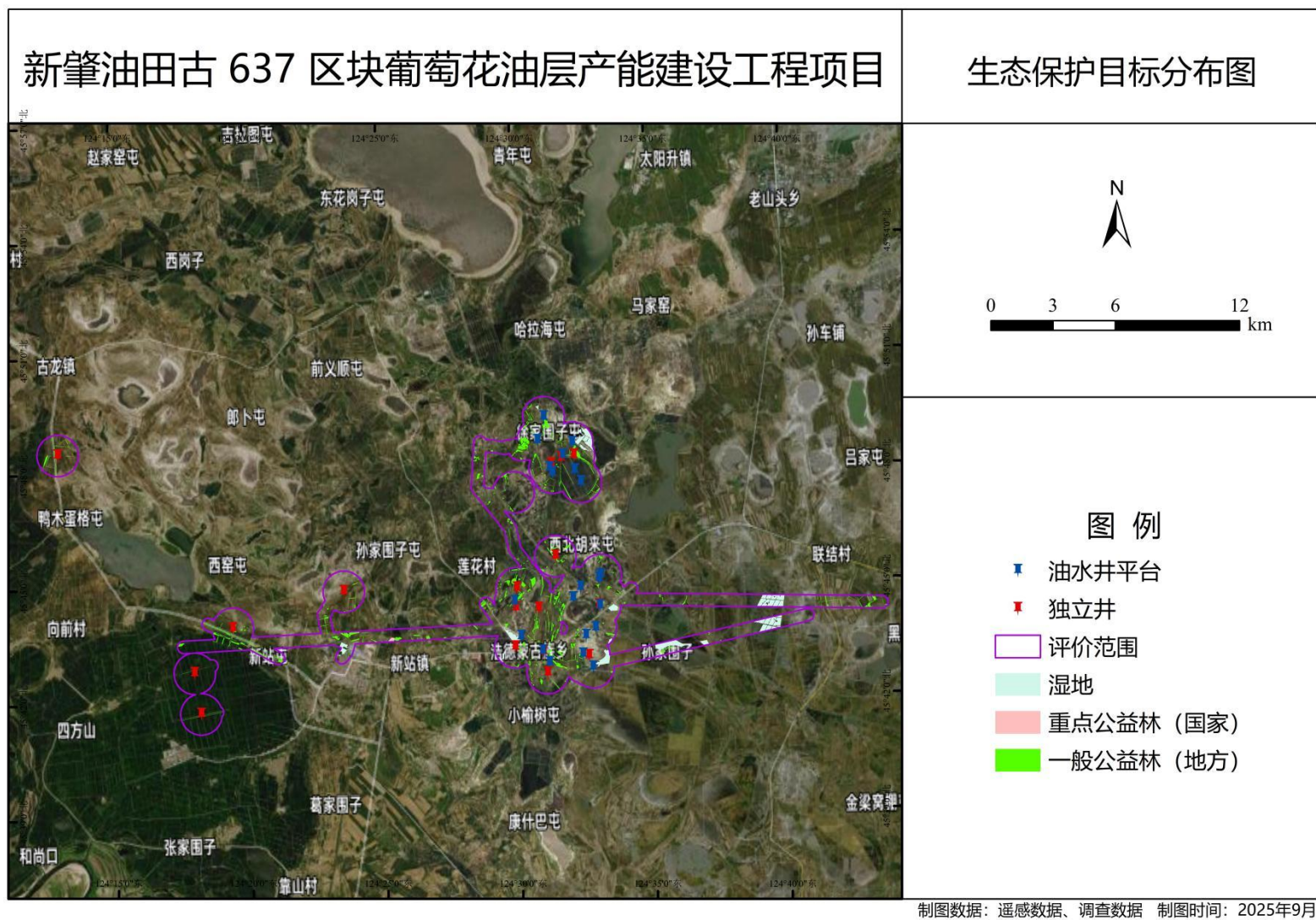


图 2.6-5 生态评价范围及保护目标

2.6.6 土壤环境评价范围及保护目标

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018），本项目为污染型影响建设项目，土壤环境影响评价工作等级为一级，评价范围为井场边界外扩 1km 及管道、通井路边界两侧外扩 200m 区域。根据现场调查，本项目土壤环境保护目标见表 2.6-6 及图 2.6-6。

表 2.6-6 土壤环境保护目标

名称	相对工程方位/距离	环境特征	保护级别
工程永久占地范围外土壤	井场边界外扩 1km 及管道两侧外扩 200m	草地、耕地、林地	《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）

2.6.7 环境风险评价范围及保护目标

本项目风险评价等级为简单分析，因此不设置环境风险评价范围及保护目标。

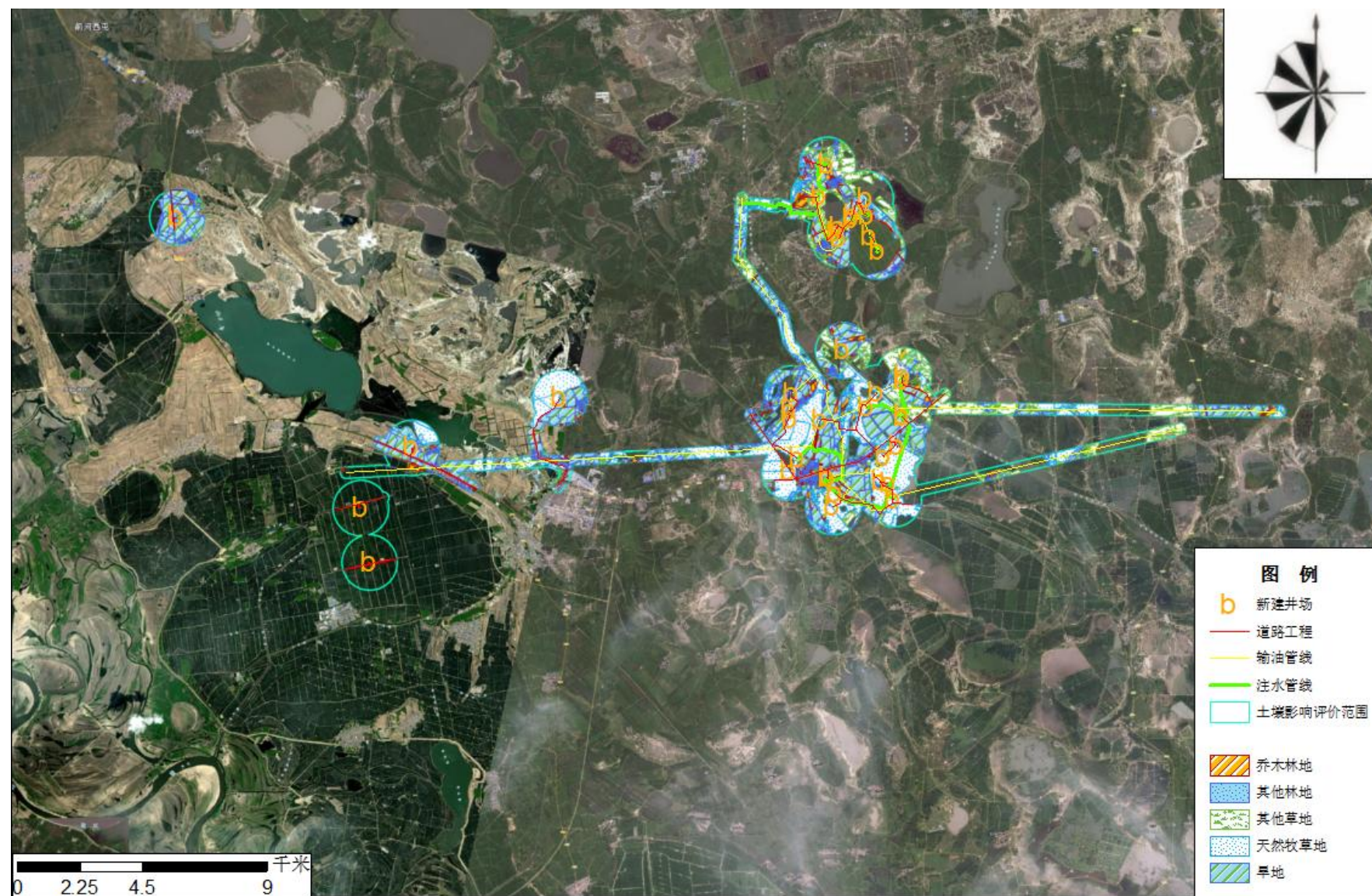


图 2.6-6 土壤环境评价范围及保护目标

2.7 评价工作内容及重点

根据评价区域的环境特征及油田开发建设项目的具体特点，在工程分析的基础上，以生态影响评价、土壤环境影响评价、水环境影响评价、环境风险评价及工程污染防治措施评价为重点，同时进行项目大气环境影响评价、声环境影响评价，环境影响经济损益分析、环境管理及监测计划等项目的评价与分析，在评价过程中力求污染防治与生态保护并重，提出相应的污染防治措施和生态保护措施及建议。

表 2.7-1 评价范围表

名称	评价等级	评价范围
大气环境	二级	拟建井场边界外扩 2.5km 范围的区域，
声环境	二级	拟建井场边界外延至 200m 及管线、道路中心线两侧各 200m 范围内
地表水环境	三级 B	拟建井场边界外扩 2.5km 及新建管线、道路沿线两侧外扩 200m 范围的地表水体
地下水环境	二级	本次建设工程为中心分别向上游、下游方向外扩 0.2km、两侧外扩 0.1km 所围成的范围。总评价范围区域面积约为 558.5km ²
土壤环境	井场一级，集输管线二级	拟建井场边界外扩 1km 及管线工程边界两侧向外延伸 0.2km 的土壤环境
生态环境	三级	拟建井场边界外扩 50m 范围及新建管线、道路沿线两侧外扩 300m 区域的生态环境
环境风险	简单分析	拟建井场边界外扩 2.5km 及新建管线、道路沿线两侧外扩 200m 范围的区域

第三章 建设项目工程分析

3.1 现有区块开发情况回顾

3.1.1 现有区块基本情况

1、地质概况

新肇油田构造上位于松辽盆地中央坳陷区的齐家—古龙凹陷南部，葡萄花油层构造主体由新肇鼻状构造及其斜坡部位组成。古 637 区块整体位于新肇鼻状构造南部，葡萄花油层整体表现为北高南低的构造格局。构造圈闭以断块、断鼻、断背斜类型为主，葡萄花油层顶面识别大于 0.2km^2 的圈闭 7 个，总面积 19.31km^2 。

区域沉积特征研究结果表明，新肇油田主要受北部物源控制，主要发育河道砂和席状砂，河道宽度一般在 $400\text{--}900\text{m}$ ，方向以南北向为主，席状砂连片分布。

葡萄花油层大面积分布的三角洲前缘亚相的水下分流河道砂、河口坝、席状砂等本身具有良好的储集空间和形成岩性圈闭的良好条件，发育的 T2—T1-1 断层与砂体配合，为青山口组生成的油气向储集空间运移提供了良好通道。同时由于水下分流河道、河口坝、席状砂等横向连通性较差，加之砂地比低，易于形成岩性油藏，在油源供给条件充足的情况下，导致了垂向上若干独立岩性油藏错叠分布，属于岩性、断层岩性油藏区。

2、开发概况

新肇油田从 2000 年开始滚动开发，截至 2025 年 2 月，动用储量 $1268.91 \times 10^4\text{t}$ ，含油面积 37.85km^2 ，共投产油水井 467 口（油井 323 口、水井 144 口），油井开井 267 口，目前平均单井日产油 0.8t ，累计产油 $165.4335 \times 10^4\text{t}$ ，采油速度 0.60% ，采出程度 13.04% ；水井开井 79 口，平均单井日注水 12m^3 ，累积注水 $834.4748 \times 10^4\text{m}^3$ ，累积注采比 2.11，综合含水 50.12% ，取得了较好的开发效果。

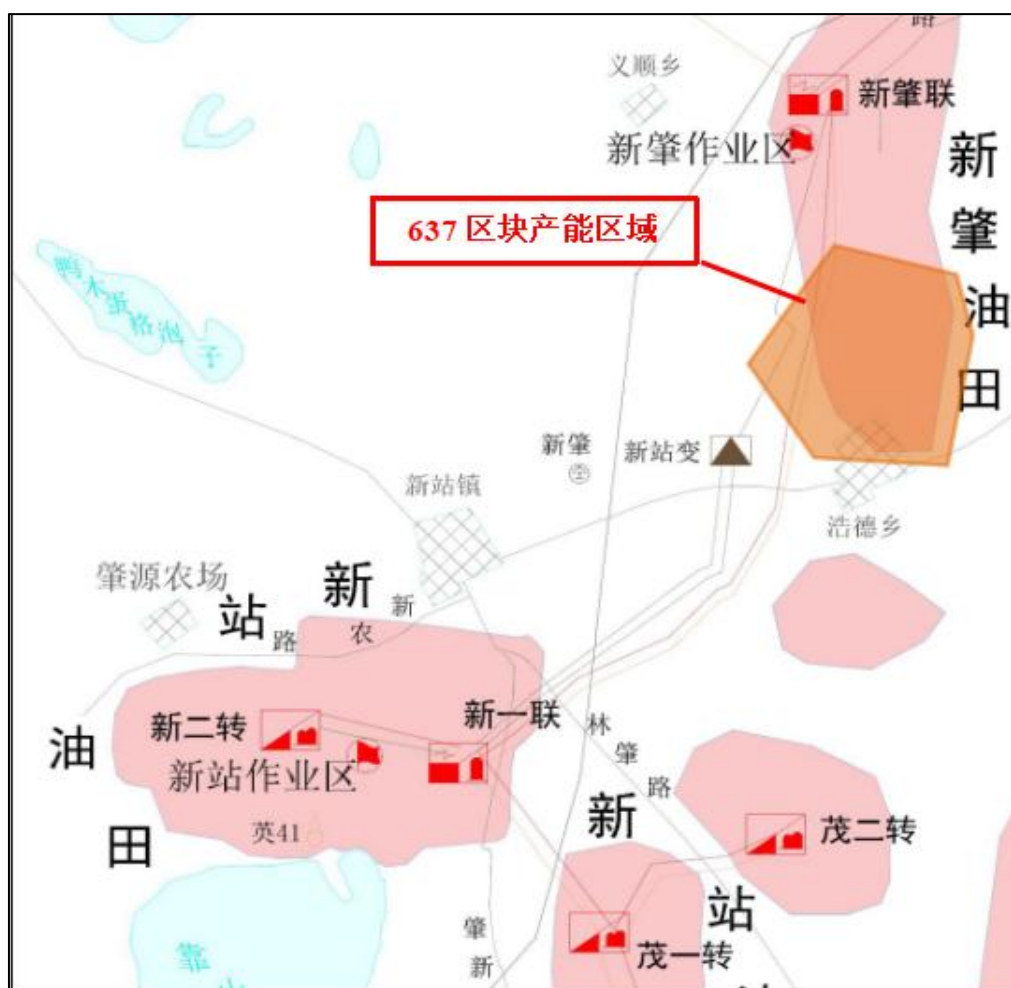


图 3.1-1 古 637 区块的产能区域位置示意图



图 3.1-2 古 637 区块（新肇油田）的产能区域位置示意图

3.1.2 现有区块相关环保手续履行情况

①区内现有工程环保手续履行情况

所在区块位于已建的新肇油田古 637 区块内，本项目所在区块未开展环境影响评价，区块内仅存在已建设的 11 口评价井。

表 3.1-1 11 口代用井情况统计表

序号	井号	是否已经有机采设备	完钻时间	类别
1	新 180-90	无	2001	评价井
2	古 6051	无	2021.12.21	评价井
3	古斜 6844	无	2022.12.28	评价井
4	新 190-102	无	2001	评价井
5	古斜 6841	无	2022.1.19	评价井
6	新 158-斜 114	无	2016.12.30	评价井
7	新 182-118	无	2002	评价井
8	古 61	无	2016	评价井
9	古 61-102-斜 88	无	2018	评价井
10	古 61-106-斜 96	无	2018	评价井
11	古 637	无	2016	评价井

②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九采油厂已申请排污许可登记。该许可证已经包含现有区块内场站排放的相关污染物，许可证编号为 91230607716675409L005Y，排污许可行业类别为陆地石油开采等，有效期为 2024-11-21 至 2029-11-20。

3.1.3 现有区块污染物排放

3.1.3.1 废气

现有工程废气主要为区块无组织挥发的非甲烷总烃、依托场站加热炉产生的燃烧烟气及站内油气处理设备无组织挥发的烃类气体。

(1) 现有区块无组织挥发非甲烷总烃

统计研究区周边 11 口早期试油的探评井，平均日产油 4.8t，年产油 1752t，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，则现有新肇油田古 637 区块非甲烷总烃排放量为 2.48t/a。

根据现场勘查，现有区块内已建油井均安装密封垫、采用密闭集输管道输送油田采出液，能够有效控制无组织非甲烷总烃挥发。根据项目所在区域环境空气质量现状监测数据可知，项目所在区域非甲烷总烃浓度可以满足《大气污染物综合排放标准详解》中相关标准限值。

根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中 5.7.2：在需要采取原油稳定措施的油田或油田区块内，将油井采出的井产物进行汇集、处理、输送至原油稳定装置的全过程应采用密闭工艺流程。区块内现有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为密闭的，在油气集输过程采取了全密闭工艺流程，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 5.7.2 中相关要求。

3.1.3.2 废水

现有区块年产油 1752t，综合含水 50.12%，则现有区块油田采出水量为 878t/a；现有区块油水井作业（修井）产生的作业污水共计约 3.6m³/a；现有区块油、水井洗井产生的洗井污水共计约 881.6m³/a。现有区块内废水主要为油水井作业产生的作业污水、油田采出水、洗井污水和职工生活污水。现有区块内作业产生的作业污水、洗井污水依托新肇联合油污水处理站处理，满足《大庆油田地面工程建设设计规定》

（Q/SYDQ0639-2015）限值“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”，同时满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准限值后回注油层。根据现场调查，新肇联合站现有员工 45 人，站场工作人员产生的生活污水排入化粪池，定期用罐车拉运至南区污水处理厂处理。生活污水排放情况见表 3.1-4。

表 3.1-4 水污染物排放情况

主要污染源	主要污染物	废水量 m ³ /a	治理措施
生活污水	COD、氨氮	657	施工期生活污水依托周边场站生活污水收集装置，定期拉运至南区污水处理厂处理后达标排放。
作业、洗井废水	石油类、悬浮物	3.6	依托新肇联合油污水处理站处理达标后回注
油田采出水	石油类、悬浮物	878	

3.1.3.3 噪声

现有区块内主要噪声为油井井场抽油机噪声、场站内加热装置以及各种机泵运行产

生的噪声。根据现场调查，现有工程选用低噪声设备，各场站输油泵、掺水泵、加热装置等设备均加设了减振基础，且设有隔声门窗。

3.1.3.4 固体废物

现有区块内各场站固体废物主要为站内检修时设备清淤产生的含油污泥，以及工作人员产生的生活垃圾。固体废弃物排放情况详见表 3.1-8。

表 3.1-8 固体废弃物产生情况

主要污染源	主要污染物	产生量	治理措施
含油污泥	石油类	4.2t/a	含油废防渗布暂存于采油九厂危险废物规范化储存库，委托有危险废物处置资质的单位及时拉运处置
生活垃圾	/	1.2t/a	送肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理

3.1.3.5 地下水及土壤防护措施及效果

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

现有区块通过本次对区块内的监测结果，现有区块内地下水监测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T148488-2017）中的Ⅲ类标准要求，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅱ类标准限值。说明在采取地下水防护措施后现有工程对区域地下水无明显影响。

根据本次对现有井场内、井场外农用地土壤监测结果，井场永久占地内地面土壤满足《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。

（6）生态环境保护措施及效果

为保护区域生态环境，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，严格运行期管理，减小了对区域生态系统的扰动，保证了不因油田开发活动加重生态系统的退化、沙化、盐碱化等。针对区块内水土流失重点治理区，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；生产期已严格做好道路泄洪桥涵洞的疏通、维修工作，保证了各类设施的泄洪能力；管道工程施工期间，划定了施工活动范围，车辆均采用“一”字型作业法，严格避免开辟新路，管沟挖、填方作业做到了互补平衡，未造成弃土方堆积和过多借土，未增加新的水土流失，管沟回填阶段均按层回填，回填后予以平整、压实，施工期间对开发建设施工材料划定了适宜的堆料场，未破坏占地外的植被，未增加裸地面积而新增的水土流失。

现有工程污染物产排污情况汇总表见表 3.1-6。

表 3.1-6 现有工程污染物产排污情况汇总表

类别	污染物	产生量	排放量
废气	非甲烷总烃	2.48t/a	2.48t/a
	颗粒物	0.686t/a	0.686t/a
	NO _x	6.804t/a	6.804t/a
	SO ₂	0.586t/a	0.586t/a
废水	油田采出水	878t/a	878t/a
	作业、洗井污水	3.6t/a	3.6t/a
	生活污水	657t/a	657t/a
固废	含油污泥	4.2t/a	4.2t/a
	生活垃圾	1.2t/a	1.2t/a

3.1.4 现有工程存在的环境问题

项目区域地面系统建有较为完善的油、气、水、电、路等工程。

根据现场调查，区块内井场永久占地范围内均已平整夯实，临时占地范围内地表植被均得到恢复，井场作业过程产生的作业污水全部得到回收，落地油全部回收，不存在

环境问题。区块内集输管线临时占地范围内植被均得到恢复，通过定期管线巡检，定期对集输管线进行壁厚检测，集输管线运行状况良好，未发生泄漏事故发生。

3.2 建设项目概况

3.2.1 建设项目基本情况

- 1、项目名称：新肇油田古 637 区块葡萄花油层产能建设工程项目
- 2、建设单位：大庆油田有限责任公司第九采油厂
- 3、建设性质：改扩建
- 4、建设地点：黑龙江省大庆市肇源县境内
- 5、建设内容及产能规模：古 637 区块共建设油井 95 口（包含 9 口代用井）、水井 17 口，共形成 21 座平台与 17 口独立井，总建成产能达 $7.7 \times 10^4 \text{t/a}$ 。
- 6、产品及产能规模：预计建成原油产能总建成产能达 $7.7 \times 10^4 \text{t/a}$
- 7、占地面积：产能工程各系统永久占地共计 30.62 公顷，临时占地 93.97 公顷（含管沟占地 13.22 公顷）；光伏发电工程永久占地 0.028 公顷、临时占地 3.78 公顷。
- 8、工程投资：投资 39715 万元，环保投资为 482.11 万元。
- 9、建设周期：5 个月
- 10、定员：钻井队一般单井在井人数为 10 人；地面建设施工人数为 30 人，运营期无新增劳动定员，由油田公司内部调剂。
- 11、建设内容及规模
本项目古 637 区块新增油井 95 口（包含 9 口代用井，新钻油井 86 口）、水井 17 口，共形成 21 座平台与 17 口独立井，井型定向井，单井完钻井深 1108-2332.8m，钻井总进尺 167017m。钻井工程主要包括钻进、录井、测井、固井、完井。预计建成原油产能总建成产能达 $7.7 \times 10^4 \text{t/a}$ 。
新建集油管道 37.9km，新建注水管道 26.04km，新建集肤伴热维温装置 28.3km。新建井口电加热器 37 台，征用地方水泥路 3.2km，征地地方砂石路 0.35km，征用地方红砖路 0.9km，新建通井土路 9.7km，新建宽砂石路 16.29km。新建 10 千伏电力线路 32.2km 维修 500 立方米污水沉降罐 1 座，新建混输泵 1 座，新建 1.0 兆瓦电加热炉 1 座，新建光伏电站 2 座，新建热泵站 1 座，配套建设供配电和数字化工程。
公路穿越采用钢开（10 处）、水面采用定向穿越（1 处）。管道材质均为内缠胶带硬质聚氨酯泡沫夹克钢管，采用沟埋方式敷设。

项目产能基建安排见表 3.2-1，项目组成及建设内容见表 3.2-2，项目主要技术经济

指标见表 3.2-3。

表 3.2-1 本工程基建井基本情况

区块	序号	平台编号	井号	基建井别	地类
古 637 区块 (新肇 公司)	1	1	古 61-80-86	采油井	低洼草地
	2		古 61-84-86	采油井	低洼草地
	3		古 61-86-84	采油井	低洼草地
	4		古 61-88-86	注水井	低洼草地
	5	2	古 61-90-84	采油井	低洼草地
	6		古 61-92-86	采油井	低洼草地
	7		古 61-94-84	注水井	低洼草地
	8		古 61-96-86	采油井	低洼草地
	9		古 61-98-88	采油井	低洼草地
	10		古 61-100-86	采油井	低洼草地
	11	3	古 61-100-102	采油井	草地
	12		古 61-96-98	采油井	草地
	13		古 61-98-96	采油井	草地
	14		古 61-98-100	采油井	草地
	15	4	古 61-102-96	采油井	耕地
	16		古 61-98-92	注水井	耕地
	17		古 61-100-90	采油井	耕地
	18		古 61-100-94	采油井	耕地
	19		古 61-102-92	采油井	耕地
	20		古 61-104-94	采油井	耕地
	21	5	古 61-108-102	采油井	稻田地
	22		古 61-108-98	采油井	稻田地
	23		古 61-112-98	采油井	稻田地
	24		古 61-104-102	采油井	稻田地
	25		古 61-104-98	采油井	稻田地
	26		古 61-106-100	注水井	稻田地
	27	6	古 61-102-84	采油井	耕地
	28		古 61-104-86	采油井	耕地
	29		古 61-106-92	注水井	耕地
	30	7	古 637	采油井	耕地
	31		古 61-108-94	采油井	耕地

	32		古 61-110-96	注水井	耕地
	33	8	古 61-112-106	采油井	稻田地
	34		古 61-114-100	采油井	稻田地
	35		古 61-116-102	注水井	稻田地
	36		古 61-116-110	采油井	稻田地
	37		古 61-118-104	采油井	稻田地
	38	/	古 61	注水井	草地
	39	/	古 61-106-斜 96	采油井	耕地
	40	/	古 61-102-斜 88	采油井	耕地
	41	/	古斜 6844-96-118	提捞井	耕地
古 637 区块	42	9	新 182-68-132	注水井	低洼草地
	43		新 182-66-132	采油井	
	44		新 182-68-134	采油井	
	45		新 182-70-134	采油井	
	46	10	新 182-72-128	采油井	低洼草地
	47		新 182-70-132	采油井	
	48		新 182-72-132	采油井	
	49		新 182-72-130	采油井	
	50		新 182-70-130	注水井	
	51		新 182-68-130	采油井	
	52	11	新 158-斜 114	采油井	低洼草地
	53		新 182-70-128	采油井	
	54		新 182-72-126	采油井	
	55	12	新 182-70-124	采油井	低洼草地
	56		新 182-70-122	注水井	
	57		新 182-72-124	采油井	
	58		新 182-72-122	采油井	
	59		新 182-72-120	采油井	
	60		新 182-70-120	采油井	
	61	13	新 182-76-120	采油井	低洼草地
	62		新 182-74-126	注水井	
	63		新 182-74-130	采油井	
	64		新 182-76-128	采油井	
	65	14	古斜 6844-102-100	采油井	耕地
	66		古斜 6844-102-102	采油井	

67	15	新 182-78-120	采油井	草地
68		新 182-80-120	采油井	
69	16	新 180-84-88	采油井	低洼草地
70		新 180-86-90	采油井	
71		新 180-88-100	采油井	
72		新 180-88-88	注水井	
73		新 180-90-90	采油井	
74		新 180-86-86	采油井	
75	17	新 180-94-96	采油井	耕地
76		新 180-94-98	注水井	
77		新 180-94-102	采油井	
78		新 180-92-102	采油井	
79		新 180-90-98	采油井	
80		新 180-92-100	采油井	
81		新 180-92-98	采油井	
82		新 180-92-96	采油井	
83		新 180-90-100	注水井	
84		新 180-96-102	采油井	
85	18	新 180-98-98	采油井	草地
86		新 180-96-98	采油井	
87		新 180-96-96	采油井	
88	19	新 182-82-118	采油井	草地
89		新 182-82-116	采油井	
90	20	新 182-84-114	采油井	草地
91		新 182-86-114	采油井	
92		新 182-86-110	采油井	
93	21	新 182-88-114	采油井	低洼草地
94		新 182-88-112	采油井	
95		新 182-90-114	采油井	
96		新 182-92-112	采油井	
97		新 182-90-110	采油井	
98		新 182-90-112	注水井	
99		新 182-88-110	采油井	
100	独立井	新 190-102	采油井	草地
101	独立井	古斜 6844-96-108	采油井	耕地

	102	独立井	古斜 6841	采油井	低洼草地
	103	独立井	古斜 6844	采油井	耕地
	104	独立井	古斜 6844-104-104	采油井	耕地
	105	独立井	古 6051	采油井	耕地
	106	独立井	新 182-118	注水井	草地
	107	独立井	古 655-106-106	采油井	耕地
	108	独立井	英 49-82-88	采油井	稻田地
	109	独立井	英 49-90-84	采油井	稻田地
	110	独立井	古斜 6241-106-90	采油井	低洼草地
	111	独立井	英 111-84-148	采油井	耕地
	112	独立井	新 180-90	采油井	芦苇塘

表 3.2-2 本工程项目组成表

工程类别	单项工程		主要内容	备注
主体工程	钻前工程		钻前工程主要按照表土保护，分区防渗工作要求，对场地进行土地平整，安装钢制井架基础及井场设备，包括钻机、钻台，以及泥浆循环罐、泥浆接收罐车、钻井泵、水罐等，同时井场设置材料房、井控房、值班房等辅助用房，井场四周设置围堰，建设高度 30cm，宽度 40cm，材料为粘土夯筑。	新建
	钻井工程		新增油井 95 口（包含 9 口代用井，新钻油井 86 口）、水井 17 口，共形成 21 座平台与 17 口独立井，井型定向井，葡萄花油层：1300m~1925m，扶余油层：2290m~2790m，单井完钻井深 1108-2332.8m，钻井总进尺 167017m。钻井工程主要包括钻进、录井、测井、固井、完井。各井场设备包括钻机、钻台、柴油机以及泥浆罐、水罐等；每座井场设置 1 个撬装式钢制基础，43.3m×11.7m，用于架设钻井井架。	新建
			本项目采用油水基钻井方式，一开采用膨润土浆，主要成分为膨润土、纯碱。密度 1.05~1.25g/cm ³ ，二开采用复合阳离子钻井液体系，主要成分为膨润土、纯碱、复合抑制剂（WDYZ-1）、铵盐（NH ₄ -HPAN-2）、防塌剂（SPNH-1）等密度 1.05~1.55g/cm ³ 。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。	
			单井预计钻井进度 8d。	
	储层改造工程	射孔	对新钻的 86 口井采用普通射孔工艺进行射孔。采用 YD-89 枪装 DP41RDX25-1 弹普通射孔，相位角 135 度，孔密 16 孔/米，布孔方式为螺旋布孔，采用油管传输射孔工艺，射孔保护液采用清水；直井定向井设计 8 口水井射孔投产，采用 YD-102 枪装 DP44RDX39-5 弹高能气体增效射孔，相位角 90 度，孔密 16 孔/米，布孔方式为螺旋布孔，采用油管输送射孔工艺，射孔保护液采用低渗透完井液。	新建
		压裂	对新钻的 86 口油井采用小缝网压裂工艺进行压裂。压裂液选用与地层温度相适应的低配比浓度胍胶压裂液，支撑剂选用优质石英砂。压裂施工设备包括外加厚压裂管线、地面管线、井口控制器、压裂管汇、带有旋塞阀的防喷短节、压裂车组，压裂液不在现场配制，由罐车直接运输至井场。	新建
油气集输工程	原油集输工程	采油工程	新增油井 95 口（包含 9 口代用井，新钻油井 86 口）、水井 17 口，共形成 21 座平台与 17 口独立井，井型定向井。新肇油田古 637 区块葡萄花油层基建油井 95 口（包含 9 口代用井），其中 7 口为提捞开采，其余 88 口采用抽油机采油方式。	新建
		管道	新建集油管道 37.9km，新建注水管道 26.04km，新建集肤伴热维温装置 28.3km。管道材质均为内缠胶带硬质聚氨酯泡沫夹克钢管，采用沟埋方式敷设。公路穿越采用钢开（10 处）、水面采用定向穿越（1 处）。	

			伴 生 气	工程采出伴生气经新肇联合站油气分离系统分离后自耗。	新建
辅助工程	生活、 办公区	井场设 施		①井控房：每座井场设置 1 座井控房，占地面积 50m ² ，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。 ②办公区：每座井场设置 1 处办公区，占地面积约 200m ² ，包括平台经理房、钻井监督房、工程值班房、地质值班房、钻井液值班房等。 ③气源房、配电房：占地面积约 100m ² ，供电、供应压缩空气，给钻机刹车提供动力等。 ④辅助用房区：每座井场设置 1 处辅助用房区，占地面积约 150m ² ，包括综合房、发电机房等。 ⑤本工程施工期场地不设置维修厂，机修维修均依托附近城镇机械修理厂。	新建
	防腐工 程			集油掺水金属管道采用内缠胶带硬质聚氨酯泡沫夹克作为防腐措施。	新建
	消防蜡			采用化学清防蜡为主，热洗为辅的方式进行清防蜡，热洗车由采油厂内部调配，平均热洗周期 30 天，热洗压力 2.5Mpa，温度 75℃，洗井时间 4~6 小时，每小时热洗用水量为 20m ³ ；水井采用热洗清洗方式，洗井周期平均 4 次/年，单次洗井用水量为 65m ³ /井·次。	/
	道路工 程			征用地方水泥路 3.2km，征地地方砂石路 0.35km，征用地方红砖路 0.9km，新建通井土路 9.7km，新建宽砂石路 16.29km。	新建 /依 托
	数字化 工程			对 94 口油井、8 口水井、2 座配水间、1 座混输泵房进行数字化建设，扩建 2-6 配水间 1 座进行数字化配套建设，对井场生产数据进行采集，上传至作业区控制中心，4 号平台建设数据传输系统。	新建
公用工程	供电工 程	施工期		施工期用电由柴油发电机供给	依托
		运行期		本工程新增用电负荷 2699kW，已建 35/10kV 新肇变电站供电能力不满足要求，将新肇变电站增容至 1×8000kVA，调整后新肇变电站供电能力满足要求。 本工程井场新建 10kV 井场变电站 32 座，高压线路无功补偿装置 100kVar 2 套，新建 10kV 供电线路 24.9km。规划新建光伏电站 2 座，本工程新能源新建光伏发电直流侧装机总容量 5002.14kW _p （交流测 3847.8kW），新建储能规模 2.5/5MWh，生产占地面积约 12.0 万 m ² ，接入到 35/10kV 新肇变电站，新建 35kV 变电所 10kV 出线 1 回路，新建 2500kVA 升压变电站 1 座、新建 1600kVA 升压变电站 1 座，新建 10kV 供电线路 3.5km，更新 10kV 供电线路 3.5km（LGJ-70 导线更新为 LGJ-120 导线）。光伏电站首年发电量为 7403.67 ×10 ³ kWh，在运行期内的 25 年平均年发电量为 7044.51 ×10 ³ kWh。	依托

	供热工程	本项目施工期不需供暖，运营期油井伴热依托站场现有供热系统，新建集肤伴热维温装置 28.3km。		/
	给水工程	施工期	施工期用水主要为钻井用水、施工人员生活用水、管线试压用水，钻井用水、管线试压用水由 水罐车运送，生活用水采用桶装水，水源均来自场站。	依托
		运行期	运营期依托新肇联转油脱水站、新一联转油脱水站，均无新增劳动定员，无新增生活用水；运营期用水主要为油水井作业用水、油井清防蜡用水、水井洗井用水等，由水罐车运送。	依托
		退役期	退役期用水主要为施工人员生活用水，生活用水采用桶装水，水源均来自场站	依托
	排水工程	施工期	施工人员生活污水依托周边场站生活污水收集装置处理，由大庆油田庆南工矿服务公司定期用罐车拉运至南区污水处理厂处理，尾水达到《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）一级 A 标准后，排入西排干渠； 水基泥浆钻井废水：排入钢制水基泥浆罐，拉运至大庆钻探六号废弃钻井液处理站； 油基泥浆钻井废水：排入钢制油基泥浆罐，委托黑龙江迈景环保科技有限公司拉运处置，处理后废水拉至龙一联合含油污水处理站达标后回注油层； 管线试压废水由罐车拉运至新一联合含油污水处理站处理后回注现役油层，不外排； 压裂返排液由罐车拉运至新一联废压裂液处理站处理后，分离出污水经新一联合含油污水处理站处理达标后回注油层，不外排。	依托
		运行期	无新增劳动定员，无新增生活污水，含油污水由管线输送至新肇联合含油污水处理站处理，清防蜡用水直接进入集油系统，不外排。洗井污水通过管道输送至新肇联合含油污水处理站处理达标后回注葡萄花油层，不外排。	依托
		退役期	退役期施工人员生活污水进入附近场站生活污水收集系统，生活污水由罐车拉运至污水处理厂处理，	依托
储运工程 (施工期)	泥浆罐区	泥浆循环罐	钢制钻井液循环罐 3 个/井场，配备两个泥浆泵，1 个钻井液材料存放架，泥浆循环罐容积 50m ³ /个，储量合计 150m ³ ，占地面积 100m ² 。	新建
		泥浆接收罐车	为保证井场泥浆不落地，每座井场设置 1 个钢制泥浆罐，位于泥浆循环罐旁边，单座钢制泥浆罐有效容积 100m ³ 。其中水基钻井废水、钻井岩屑、废钻井泥浆由罐车运至大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）处置；油基钻井废水、钻井岩屑、废钻井泥浆排入井场设置的废弃油基泥浆罐中，由钻井单位委托拉运至黑龙江迈景环保科技有限公司废弃泥浆无害化处理油基泥浆站拉运处置	新建

	钻井液材料房		每座井场设置钻井液材料房 1 座，占地面积共 50m ² ，用于存放膨润土、纯碱、WDYZ-1、HX-D、SPNH-1、FST-2、DJ-C、FPS、NH4-HPAN-2 等钻井材料。	新建
	其他材料房		每座井场施工场地设置 2 个其他材料房，占地面积约 40m ² ，用于存放射孔液、水泥等其他材料。	新建
	危废贮存点		每座井场设置危废贮存点 1 处，用于暂存施工期产生的危险废物，主要为含油废防渗布。	新建
	柴油罐		钢制柴油罐 2 座/钻井井场，采用双层卧式罐，总容积 60m ³ ，储量约 51.9t，占地面积 20m ² 。本项目对柴油罐区进行重点防渗处理，地面结构层下铺设厚 2mm 高密度聚乙烯（HDPE）土工膜构筑防渗层， $K \leq 1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ ，其防渗性能等效黏土防渗层 $Mb \geq 6\text{m}$ 、 $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 并在周边设置高度不低于 0.5m、容积不低于 20m ³ 的便于拆装的防渗玻璃钢围堰，满足事故状态下的储存要求。满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）表 7 中要求：等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0\text{m}$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ，并距离发电房等易产生明火的位置 20m 以上。	新建
	水罐		钢制水罐 2 个/井场，罐容积 30m ³ ，占地 56m ² ，存储新鲜水。	新建
	定向钻泥浆防渗池		施工期在定向钻穿越南引水库泄水干渠入土点设置 1 座定向钻泥浆防渗池，占地面积共 30m ² ，容积共 30m ³ 。	新建
	表层土堆放区		在每座井场设置表土堆放区，占地面积约为 1200m ² ；管道施工沿线平行设置表土堆放区。	新建
环保工程	废气治理措施	施工期	施工期柴油发电机使用高品质柴油，调节好柴油机运行工况，降低燃烧废气对周围环境的影响；施工场地及运输道路洒水抑尘，对易起尘的临时土方等加盖苫布，加强施工管理。	新建
		运行期	井口安装密封垫，油气集输采用密闭流程，减少烃类气体挥发。	
		退役期	施工场地设置围挡；施工现场洒水消尘；运输车辆采取密闭措施或加盖防尘布。	
	废水治理措施	施工期	钻井废水主要来自钻井过程中冲洗钻台、钻具和设备等产生的废水，本项目钻井生产用水由水罐车运送，其中水基钻井废水排入井场设置的钢制泥浆槽，拉运至大庆钻探六号废弃钻井液处理站；油基钻井废水排入井场设置的废弃油基泥浆罐中由钻井单位委托黑龙江迈景环保科技有限公司拉运处置，处理后产生的废水由罐车拉运至龙一联合含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求：“含油量$\leq 8.0\text{mg/L}$、悬浮固体含量$\leq 3.0\text{mg/L}$、粒径中值$\leq 2.0\mu\text{m}$”及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。 压裂液由罐车拉运至新一联合压裂液处理站处理后，分离出污水经新一联合含油污水处理站处理达标后回注	依托

			油层，不外排。污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”标准，同时满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准，后回注油层，不外排。 项目管线敷设完成后进行试压，由罐车拉运至新肇联合污水处理站处理后回注现役油层，不外排。满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水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。 施工期生活污水依托周边场站生活污水收集装置，定期由大庆油田庆南工矿服务公司定期用罐车拉运至南区污水处理厂处理。	
		运行期	含油污水由管线输送至新肇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）限值要求“含油量 $\leq 8.0\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3.0\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2.0\mu\text{m}$ ”，同时满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注油层，不外排；清防蜡用水直接进入集油系统，不外排；本项目油井作业废水通过管道输送至新肇联合污水处理站处理达标后回注葡萄花油层，不外排。	依托
		退役期	退役期管线内介质由压缩空气吹扫至后续集输管道进入集输系统，无废水排放；退役期施工人员生活污水进入附近场站生活污水收集系统，生活污水依托周边场站生活污水收集装置，由大庆油田庆南工矿服务公司定期用罐车拉运至南区污水处理厂处理，尾水达到《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）一级 A 标准后，排入西排干渠。	依托
	噪声治理措施	施工期	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；严格禁止高噪声设备夜间施工；合理布置施工现场，降低设备噪声，距离声环境保护目标较近管线施工时需设置隔声屏障；运输车辆选择避开居民区的路线，尽量不鸣笛。	新建
		运行期	新建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。	
		退役期	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；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。	
	固废处置措施	施工期	钻井施工产生的废弃钻井液、岩屑、废射孔液定期由罐车拉运至黑龙江迈景环保科技有限公司处理； 钻井施工产生的废防渗布（不含油）、废包装袋及地面建设期间管道施工产生的废料统一收集，送天然气分公司工业固废填埋场进行填埋； 本项目定向钻穿越施工需在南引水库泄水干渠两侧设置 1 座定向钻泥浆防渗池，设计容积 30m^3 ，池体内铺	依托

			设 1.5mm 高密度聚乙烯 (HDPE) 膜构筑防渗层, 渗透系数$\leq 1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$, 可满足《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016) 表 7 中一般防渗要求: 等效黏土防渗层 $M_b \geq 1.5\text{m}$, $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$, 钻井施工产生的水基废弃钻井液、岩屑、不含油废射孔液由罐车拉运至大庆钻探六号废弃钻井液处理站(采油九厂)处理, 泥饼最终用于铺路或垫井场等综合利用。 生活垃圾送肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理	
		运行期	站场设备清淤产生的含油污泥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, 定期交由大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处置; 含油废防渗布暂存于采油九厂危险废物规范化储存库, 委托有危险废物处置资质的单位及时拉运处置。 落地油全部回收暂存在敖南含油污泥贮存池, 定期委托有资质单位处置。	依托
		退役期	拆除的废旧设备全部回收至大庆市采油九厂油田资产库; 拆除作业产生的建筑垃圾送肇源县建筑垃圾消纳场处置; 施工人员产生的生活垃圾统一收集后送肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理。	依托
	生态保护措施		项目施工均在临时与永久占地内进行, 对施工期间开挖产生的临时占用耕地进行表土剥离留存, 分层堆放, 分层回填和平整; 施工结束后对临时占用耕地进行地表植被恢复与复垦, 对永久占用耕地按照“占一补一”的要求进行经济补偿或开垦与所占用耕地质量及数量相当的耕地。对临时占用草地进行植被恢复, 对永久占用草地进行经济补偿。 在施工场地两侧设置临时围挡, 临时占地范围内设置单独表层土堆土区, 临时堆土堆成梯形, 土堆表面覆盖苫布, 并在施工场地周边设临时施工围堰和临时排水沟, 防止水土流失。井场作业时严格控制油水井作业施工的占地, 在永久占地范围内进行, 在井场周围设置施工围堰、规范作业车辆行驶路线等措施。	/
	地下水环境保护措施		压裂优先选用无毒、低毒的环境友好型压裂液; 钻井选用水基钻井液, 使用双层套管, 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潜水层和承压水层; 油井运行期间参照 GB/T17745 要求进行井筒完整性管理, 定期开展井筒完整性检查。	/
			①施工期柴油罐区、钻井液材料房、钻井作业区域、泥浆罐区、压裂作业区域、运行期油水井作业区域以及运输管线为重点防渗区。在柴油罐区铺设 2mm 高密度聚乙烯 (HDPE) 膜构筑防渗层, 柴油罐均架高, 并在周边外扩不少于 3m 设置不低于 0.5m 的便于拆装的防渗玻璃钢围堰, 围堰内容积不小于柴油罐储量和事故时产生的消防废水总量; 钻井液材料房、钻井作业区域、压裂作业区域、泥浆罐区下铺设 2mm 高密度聚乙烯 (HDPE) 膜构筑防渗层; 油井作业区域在作业期间铺设 2mm 高密度聚乙烯 (HDPE) 膜构筑防渗层;	新建

		管道采用无缝钢管，内缠聚乙烯胶带硬质聚氨酯塑料夹克保温管；高密度聚乙烯（HDPE）膜防渗层渗透系数 $K \leq 1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$，各重点防渗区防渗层的防渗性能可以达到《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）表 7 中关于重点防渗区等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0\text{m}$，$K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 技术要求。 ②其他材料房为一般防渗区和定向钻泥浆防渗池（1 座），铺设 1.5mm 高密度聚乙烯（HDPE）膜构筑防渗层，高密度聚乙烯（HDPE）膜的渗透系数可达到 $K \leq 1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$，满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中一般防渗区防渗技术要求，其防渗性能等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5\text{m}$、$K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$。 ③井场其他作业区地面采取地面平整夯实等措施，防渗性能满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中简单防渗要求。	
		运行期：集油掺水管道采用内缠胶带硬质聚氨酯泡沫夹克无缝钢管，管道连接方式采用焊接并留有足够腐蚀余量，防渗性能满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》HJ610-2016）重点防渗区要求；油井井场采取地面平整压实处理，防渗性能满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）简单防渗区要求；油井检修作业时铺设 2mm 厚防渗布，防渗性能满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）重点防渗区要求。	/
		在井区上游设 1 个潜水背景监测点（1#跟踪监测井），在穿越南引水库泄水干渠管线附近布设 1 个跟踪监测点 1 个（2#跟踪监测井），在新建井区布设 3#潜水跟踪监测点（3#跟踪监测井），同时为兼顾石油开采工程对承压水含水层影响，在井区下游设 1 个承压水跟踪监测点（4#跟踪监测井）	/
	土壤环境保护措施	施工期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，以便其尽快恢复植被生长；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。	/
		运行期井下作业应配备泄油器、刮油器等，作业污水要求全部进罐，由罐车拉运至新肇联合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，暂存在敖南含油污泥贮存池，定期委托有资质单位处置，落地原油回收率应达到 100%；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。	/
		在拟建 17#平台井永久占地内和永久占地外 50m；拟建 Y26-109 井场和 8#平台永久占地外东侧 100m 草地（表层土壤）、10#平台永久占地外北侧 100m 耕地（表层土壤），共设置 4 个土壤跟踪监测点，每 1 年监测 1 次。开展地下水和土壤污染现状调查，进行跟踪监测，可能涉及污染的，应开展地下水和土壤污染治理和修复。	/
	环境风险防范措施	在工程设计上提高设计强度、加强防腐；定期检测管道的内外腐蚀及防腐层破损情况，及时更换或维修；制定操作规程、巡检、检测、应急等安全管理措施；定期巡线。	

依托工程	大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）	大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）最大处理能力为 45 万 m ³ /a（1500m ³ /d），目前处理量约为 719.5m ³ /d，本项目整个钻井施工期产生的水基钻井废水、定向钻泥浆总量为 3370.34m ³ ，最大产生量为 26m ³ /d，大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）剩余处理规模为 780.5m ³ /d，处理能力满足本项目需求，依托可行。	依托
	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，该站现状处理能力为 25 万 t/a，约 684t/d，目前实际处理量为 540t/d，钻井废水油基最大产生量为 3340.34t，排入废弃油基泥浆罐，废钻井液、钻井岩屑、废射孔液处理合计 75213.408t，最大产生量为 210t/d，黑龙江迈景环保科技有限公司剩余处理规模 213t/d，处理能力满足本项目需求。	依托
	茂二转油站	茂二转油站采用“四合一”处理工艺，含水油输至新一联合站。该站的设计处理量为 4000m ³ /d，目前该站处理液量为 1524.7m ³ /d，负荷率为 38.1%。根据开发预测方案，投产后本站新增处理液量为 45.75t/d，负荷率为 39.3%，可满足本项目建设要求。该站设计注水能力为 2300m ³ /d，采用“柱塞泵增压”工艺。水质站设计能力为 2300m ³ /d，采用“锰砂+精细+超滤”的处理工艺。根据开发预测方案，区块内平均单井日注水量 22m ³ /d，共 17 口水井，本项目投产后最大日注水量为 374m ³ /d，负荷率为 16%，该站剩余注水能力能够满足本项目需求。	
	新一联卸油点	新一联卸油点在第九采油厂 2023 年老油田改造项目《新站油田站场设施完善工程》中进行改造，目前处于施工阶段，卸油点紧邻新一联合站，设计处理能力为 200t/d，新建 20m ³ /h H=100m 的输油泵 2 台，每天工作时间 12 小时（中午休息时间不停泵）。除本次产能 4 口提捞井外，根据产量预测，拉运油量为 52.9t/d，新一联卸油点可满足需求。	
	新肇联卸油点	新肇联卸油点建于 2013 年，紧邻新肇联合站，设计处理能力为 100m ³ /d，已建 25m ³ /hH=100m 的输油泵 2 台，每天工作时间 12 小时（中午休息时间不停泵）。本次产能 3 口提捞井产液进入新肇联卸油点，根据产量预测，拉运油量为 35t/d，新一联卸油点可满足需求。经核实，新肇联卸油点正常生产时最大产液量 76.7t/d，最大外输量为 6.4m ³ /h，已建卸油点能力满足需求。	
	新一联转油脱水站	新一联合转油脱水站建于 2000 年，站内采用“五合一”处理工艺，目前管辖集油阀组间 5 座，油井 369 口（电加热 8 口，掺水井 361 口），除本站外还接受茂一、茂二、茂三及新二等转油站来液，统一处理后含水油输至新肇联，站外采用单管环状掺水集油流程与电加热集油流程，站内阀组目前有预留头，为收油流程所用，本次产能 4 口提捞井产液进入新一联脱水系统处理，预测油量 52.9t/d，已建设备能力均能满足生产要求。	

新肇联转油脱水站	新肇联转油脱水站建于 2000 年，目前辖集油阀组间 13 座，油井 309 口（掺水 285 口，电加热 124 口），站外采用单管环状掺水集油流程与电加热集油流程，站内阀组目前无预留头，站内采用“五合一”处理工艺。该站接收本站油井来液、新一联来液、卸油点来液。新肇联合站与新肇联卸油点来液进入“五合一”组合装置进行处理，处理后的净化油及新一联来油统一进入净化油缓冲罐，经输油泵升压、外输炉升温后外输至葡北油库。新井投产后，本项目负荷率为 35%，新肇联转油放水站设备均满足生产需要。	
新一联压裂返排液处理站	本项目压裂过程产生的压裂返排液由罐车拉运进入新一联废压裂液处理站废压裂液回收池内静沉后，大部分污油上浮，污泥则沉入池底，由废压裂液处理装置提升泵从池内提升含油污水进行处理，处理达标后再外输至新一联含油污水处理站处理。新一联废压裂液处理站设计处理量 240m ³ /d，目前实际最高处理量 156m ³ /d，负荷率为 65%，剩余负荷能力为 84m ³ /d；废压裂液回收池体积为 45m×45m×2.5m。容积约为 5000m ³ ，目前已使用 3000m ³ ，负荷率为 60%，目前剩余容积为 2000m ³ 。本项目压裂产生的压裂返排液量为 6020m ³ ，约 47m ³ /d，处理能力满足本项目需求，依托可行。	
采油九厂危险废物规范化储存库	该站建设 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，最大储存量为 40t/a，周转周期为 1 次/月，可全年周转 480t，委托资质单位拉运处理。 本项目运营期含油废弃防渗布产生量为 31.7t/a，均拉运至该站进行暂存，经与建设单位核实，目前危废库内暂存的危废已进行了清运，未暂存，新增产能后，采油九厂危险废物规范化储存库负荷率为 6.6%，定期委托资质单位拉运处理，可满足本项目需要。	依托
敖南含油污泥贮存池	该暂存池规格为 70m×30m×2.5m，总容积约为 5000m ³ ，目前剩余容积约 3000m ³ 。该暂存池容纳的含油污泥定期送有资质单位进行无害化处理。本工程每年产生落地油共 4.75t，该暂存池可以满足本工程需要。	依托
天然气分公司工业固废填埋场	天然气分公司工业固废填埋场总容量为 11624m ³ ，年处理能力 581.2m ³ ，目前实际容纳约 5000m ³ ，剩余能力为 6624m ³ ，本项目产生的废纯碱、膨润土、水泥等包装袋及破损的非含油废防渗布、施工废料共为 3.454t/a（<581.2m ³ ），天然气分公司工业固废填埋场剩余处理能力满足本项目需求。	依托
肇源县晨晰非金属废料加工有限公司	肇源县晨晰非金属废料加工有限公司年处理含油污泥 36000 吨，采用预处理+密闭旋转蒸馏工艺，预处理工艺为加热、离心搅拌。本工程运营期共产生含油污泥 2.31t，定期交由大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处置。肇源县晨晰非金属废料加工有限公司年处理含油污泥 36000 吨，剩余能力约为 20000m ³ /d，处理能力可满足要求。	依托

表 3.2-3 主要技术经济指标

序号	指标	数量	备注
1	设计动用资源储量	总建成产能达 $7.7 \times 10^4 \text{t/a}$	/
2	设计井数	112 井	/
3	涉及站场数	所共 9 座	依托
4	管道长度	新建集油管道 37.9km, 新建注水管道 26.04km, 新建集肤伴热维温装置 28.3km	/
5	能源消耗情况	耗电 185.2 万 kW · h/a	/
6	占地面积	产能工程各系统永久占地共计 30.62 公顷, 临时占地 93.97 公顷 (含管沟占地 13.22 公顷); 光伏发电工程永久占地 0.028 公顷、临时占地 3.78 公顷。	占地类型为耕地、草地
7	工作制度	站场四班三倒	/
8	在册职工人数	10 人/站场	/
9	总投资	39715 万元	/
10	环保投资	482.11 万元	/

3.2.2 钻井工程

开钻前采油厂协同钻井公司要对设计井进行矿权边界确认, 确保设计井井口、目的层以及井眼轨道在所属的矿权边界范围内方可开钻, 严禁在矿权边界范围外施工。开钻前对方钻杆、钻铤、稳定器、接头、钻杆进行全面检查, 不符合《石油钻具的管理与使用方钻杆、钻杆、钻铤》(SY/T 5369-2012) 标准中有关规定的必须更换, 否则不许下井。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。安装各种仪表, 并保证钻井施工中运行准确、灵敏。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, ZJ-15D/900、ZJ-20D/1350 钻机试压 20.0MPa, ZJ-30D/1800 钻机试压 25.0MPa, ZJ-40D/2250 钻机试压 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。

钻井工程包括钻前准备、钻进、录井、测井、固井、完井, 油井进行射孔、压裂后进入地面工程建设。

3.2.2.1 钻前准备工作

①井位部署

根据《新肇油田古 637 区块葡萄花油层产能建设工程开发方案》，方案设计部署 112 口井，其中油井 95 口（新钻直斜井 86 口，代用井 9 口），水井 15 口（新钻直斜井 15 口，代用井 2 口），均为直井、定向井。设计完钻垂深，葡萄花油层：1300m~1925m，扶余油层：2290m~2790m。

表 3.2-4 古 637 区块井位部署结果表

序号	区块	新钻直斜井（口）		代用井（口）		总井数（口）
		油井	水井	油井	水井	
1	古 637	86	15	9	2	112

表 3.2-5 11 口代用井情况统计表

序号	井号	是否已经有机采设备	完钻时间	类别
1	新 180-90	无	2001	评价井
2	古 6051	无	2021.12.21	评价井
3	古斜 6844	无	2022.12.28	评价井
4	新 190-102	无	2001	评价井
5	古斜 6841	无	2022.1.19	评价井
6	新 158-斜 114	无	2016.12.30	评价井
7	新 182-118	无	2002	评价井
8	古 61	无	2022	评价井
9	古 61-102-斜 88	无	2022	评价井
10	古 61-106-斜 96	无	2022	评价井
11	古 637	无	2022	评价井

表 3.2-6

项目井位部署表

序号	名称	X	Y	类别	井别	葡/扶顶构造 深度 (m)	储量 类型	备注
1	古 61	21619372.6	5075618.4	代用井	注水井	-1108.0	探明	
2	古 61-102-斜 88	21618280.8	5075182.0	代用井	采油井	-1131.9	探明	井口坐标
3	古 61-106-斜 96	21618756.1	5075484.6	代用井	采油井	-1139.4	探明	井口坐标
4	古 637	21618357.6	5074763.2	代用井	采油井	-1157.3	探明	
5	古 61-100-102	21619608.0	5075731.0	正常井	采油井	-1114.9	探明	
6	古 61-100-86	21617875.2	5075737.8	正常井	采油井	-1135.0	探明	
7	古 61-100-90	21618408.0	5075731.0	正常井	采油井	-1134.9	探明	
8	古 61-100-94	21618808.0	5075731.0	首钻井	采油井	-1114.6	探明	
9	古 61-102-84	21617851.8	5075421.6	首钻井	采油井	-1143.3	探明	
10	古 61-102-92	21618609.0	5075532.0	正常井	采油井	-1130.7	探明	
11	古 61-102-96	21619009.0	5075532.0	正常井	采油井	-1117.1	探明	
12	古 61-104-102	21619608.0	5075331.0	正常井	采油井	-1125.3	探明	
13	古 61-104-86	21617982.4	5075170.3	缓钻井	采油井	-1143.1	探明	
14	古 61-104-94	21618715.8	5075317.0	缓钻井	采油井	-1146.6	探明	
15	古 61-104-98	21619208.0	5075331.0	正常井	采油井	-1129.9	探明	
16	古 61-106-100	21619409.0	5075132.0	首钻井	注水井	-1132.8	探明	
17	古 61-106-92	21618401.8	5075108.9	正常井	注水井	-1143.7	探明	

新肇油田古 637 区块葡萄花油层产能建设工程项目

18	古 61-108-102	21619658.5	5074931.0	正常井	采油井	-1134.3	探明	
19	古 61-108-94	21618705.5	5074934.9	缓钻井	采油井	-1143.5	探明	
20	古 61-108-98	21619208.0	5074931.0	缓钻井	采油井	-1139.0	探明	
21	古 61-110-96	21618969.6	5074743.8	正常井	注水井	-1144.9	探明	
22	古 61-112-106	21620000.1	5074531.0	正常井	采油井	-1145.6	探明	
23	古 61-112-98	21619180.4	5074531.0	正常井	采油井	-1151.6	探明	
24	古 61-114-100	21619342.0	5074332.0	正常井	采油井	-1155.1	探明	
25	古 61-116-102	21619541.0	5074131.0	正常井	注水井	-1159.3	探明	
26	古 61-116-110	21620302.7	5074131.0	正常井	采油井	-1161.6	探明	
27	古 61-118-104	21619809.0	5073932.0	正常井	采油井	-1160.7	探明	
28	古 61-80-86	21618144.0	5077696.7	正常井	采油井	-1071.2	探明	
29	古 61-84-86	21618027.7	5077374.4	首钻井	采油井	-1085.0	探明	
30	古 61-86-84	21617840.6	5077132.0	正常井	采油井	-1104.9	探明	
31	古 61-88-86	21617973.4	5076901.4	正常井	注水井	-1102.1	探明	
32	古 61-90-84	21617802.9	5076708.0	正常井	采油井	-1124.2	探明	
33	古 61-92-86	21618008.0	5076552.0	首钻井	采油井	-1118.3	探明	
34	古 61-94-84	21617966.7	5076333.9	正常井	注水井	-1134.9	探明	
35	古 61-96-86	21618065.2	5076131.0	正常井	采油井	-1143.2	探明	
36	古 61-96-98	21619193.7	5076061.8	缓钻井	采油井	-1098.7	探明	

新肇油田古 637 区块葡萄花油层产能建设工程项目

37	古 61-98-100	21619409.0	5075932.0	正常井	采油井	-1101.0	探明	
38	古 61-98-88	21618209.0	5075932.0	正常井	采油井	-1138.5	探明	
39	古 61-98-92	21618609.0	5075932.0	正常井	注水井	-1111.1	探明	
40	古 61-98-96	21619036.6	5075908.3	正常井	采油井	-1103.4	探明	
41	新 180-90	21616561.7	5066358.3	代用井	采油井	-1459.0	探明	
42	新 180-84-88	21616725.3	5066980.9	正常井	采油井	-1455.5	探明	
43	新 180-86-86	21616455.4	5066772.2	缓钻井	采油井	-1462.0	探明	
44	新 180-86-90	21616863.5	5066759.2	正常井	采油井	-1442.0	探明	
45	新 180-88-88	21616682.0	5066583.4	正常井	注水井	-1450.3	探明	
46	新 180-90-90	21616911.5	5066388.4	正常井	采油井	-1455.8	探明	
47	古 6051	21617929.8	5066142.1	代用井	采油井	-1466.2	探明	
48	古斜 6844	21616589.9	5068261.2	代用井	采油井	-1405.1	探明	井口坐标
49	新 190-102	21618123.3	5065109.1	代用井	采油井	-1488.3	探明	
50	古斜 6844-102-100	21616692.7	5067967.9	正常井	采油井	-1410.6	探明	
51	古斜 6844-102-102	21616902.1	5068200.0	正常井	采油井	-1423.7	探明	
52	新 180-88-100	21617421.7	5066811.9	正常井	采油井	-1445.9	探明	
53	新 180-90-100	21617605.9	5066588.1	首钻井	注水井	-1459.7	探明	
54	新 180-90-98	21617371.0	5066399.6	正常井	采油井	-1474.6	探明	
55	新 180-92-100	21617769.3	5066392.9	正常井	采油井	-1463.3	探明	

新肇油田古 637 区块葡萄花油层产能建设工程项目

56	新 180-92-102	21617961.2	5066596.9	正常井	采油井	-1464.9	探明	
57	新 180-92-96	21617353.2	5065989.0	正常井	采油井	-1482.5	探明	
58	新 180-92-98	21617577.6	5066192.1	正常井	采油井	-1467.6	探明	
59	新 180-94-102	21618130.0	5066336.6	正常井	采油井	-1468.6	探明	
60	新 180-94-96	21617518.2	5065736.6	正常井	采油井	-1486.4	探明	
61	新 180-94-98	21617729.4	5065942.9	正常井	注水井	-1471.2	探明	
62	新 180-96-102	21618313.7	5066096.2	正常井	采油井	-1483.4	探明	
63	新 180-96-96	21617800.3	5065589.8	正常井	采油井	-1484.4	探明	
64	新 180-96-98	21618017.2	5065799.8	正常井	采油井	-1473.7	探明	
65	新 180-98-98	21618200.9	5065513.5	正常井	采油井	-1482.0	探明	
66	古斜 6841	21620601.7	5068388.7	代用井	采油井	-1345.1	探明	井口坐标
67	新 158-斜 114	21619700.0	5069233.2	代用井	采油井	-1343.8	探明	井口坐标
68	新 182-118	21620120.0	5065943.9	代用井	注水井	-1435.3	探明	
69	新 182-66-132	21620066.1	5070081.9	正常井	采油井	-1314.2	探明	
70	新 182-68-130	21620004.2	5069639.8	正常井	采油井	-1325.3	探明	
71	新 182-68-132	21620225.2	5069830.3	正常井	注水井	-1320.8	探明	
72	新 182-68-134	21620423.8	5070065.2	正常井	采油井	-1309.7	探明	
73	新 182-70-120	21619263.8	5068313.8	正常井	采油井	-1386.5	探明	
74	新 182-70-122	21619505.3	5068543.2	正常井	注水井	-1379.8	探明	

新肇油田古 637 区块葡萄花油层产能建设工程项目

75	新 182-70-124	21619718.2	5068741.8	正常井	采油井	-1388.2	探明	
76	新 182-70-128	21620037.9	5069251.2	正常井	采油井	-1338.4	探明	
77	新 182-70-130	21620268.6	5069441.3	首钻井	注水井	-1332.2	探明	
78	新 182-70-132	21620455.6	5069630.4	正常井	采油井	-1318.4	探明	
79	新 182-70-134	21620664.5	5069849.5	正常井	采油井	-1304.7	探明	
80	新 182-72-120	21619472.6	5068094.7	正常井	采油井	-1391.6	探明	
81	新 182-72-122	21619634.3	5068279.0	正常井	采油井	-1392.7	探明	
82	新 182-72-124	21619832.8	5068442.8	正常井	采油井	-1400.9	探明	
83	新 182-72-126	21620070.2	5068774.5	正常井	采油井	-1355.0	探明	
84	新 182-72-128	21620237.4	5069034.1	正常井	采油井	-1342.1	探明	
85	新 182-72-130	21620469.7	5069216.8	正常井	采油井	-1332.1	探明	
86	新 182-72-132	21620706.4	5069393.5	缓钻井	采油井	-1328.7	探明	
87	新 182-74-126	21620263.9	5068534.7	正常井	注水井	-1356.1	探明	
88	新 182-74-130	21620717.1	5068953.8	正常井	采油井	-1344.1	探明	
89	新 182-76-120	21620210.5	5068126.1	正常井	采油井	-1369.4	探明	
90	新 182-76-128	21620724.3	5068526.0	正常井	采油井	-1365.0	探明	
91	新 182-78-120	21620188.9	5067726.0	正常井	采油井	-1384.7	探明	
92	新 182-80-120	21620148.4	5067293.4	首钻井	采油井	-1399.6	探明	
93	新 182-82-116	21619926.1	5066605.3	正常井	采油井	-1428.7	探明	

新肇油田古 637 区块葡萄花油层产能建设工程项目

94	新 182-82-118	21620077.1	5066894.8	正常井	采油井	-1412.8	探明	
95	新 182-84-114	21619934.5	5066244.5	正常井	采油井	-1441.0	探明	
96	新 182-86-110	21619838.4	5065739.4	正常井	采油井	-1457.5	探明	
97	新 182-86-114	21620320.5	5066177.9	正常井	采油井	-1427.2	探明	
98	新 182-88-110	21620008.4	5065526.3	正常井	采油井	-1449.2	探明	
99	新 182-88-112	21620285.7	5065682.0	正常井	采油井	-1431.3	探明	
100	新 182-88-114	21620473.0	5065917.3	正常井	采油井	-1430.9	探明	
101	新 182-90-110	21620104.9	5065321.3	正常井	采油井	-1440.5	探明	
102	新 182-90-112	21620365.8	5065449.2	首钻井	注水井	-1430.1	探明	
103	新 182-90-114	21620590.6	5065623.7	正常井	采油井	-1434.6	探明	
104	新 182-92-112	21620597.2	5065289.8	正常井	采油井	-1432.9	探明	
105	古斜 6844-104-104	21617359.5	5068392.4	外甩首钻井	采油井	-1407.4	空白	
106	古斜 6844-96-108	21616902.7	5069459.1	外甩首钻井	采油井	-1369.1	空白	
107	古 655-106-106	21602642.9	5067688.7	外甩首钻井	采油井	-2444.6	探明	扶余顶构造深度、钻穿扶余油层
108	英 49-82-88	21601335.5	5065015.4	外甩首钻井	采油井	-2332.8	探明	扶余顶构造深度、钻穿扶余油层
109	英 49-90-84	21601575.7	5063478.2	外甩首钻井	采油井	-2251.4	探明	扶余顶构造深度、钻穿扶余油层
110	古斜 6844-96-118	21618064.4	5070708.7	外甩首钻井	采油井	-1941.0	空白	扶余顶构造深度、钻穿扶余油层
111	古斜 6241-106-90	21608060.0	5069500.0	外甩首钻井	采油井	-2327.3	空白	扶余顶构造深度、钻穿扶余油层
112	英 111-84-148	21594893.6	5075571.9	外甩首钻井	采油井	-1709.5	空白	

②井身结构

本工程新钻井井身结构设计数据见表 3.2-7，井身结构示意图见图 3.2-1。

表 3.2-7 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	133~185	311.2	表层套管	244.5	132~184	地面
二开	设计井深	215.9	生产套管	139.7	设计井深-3	地面

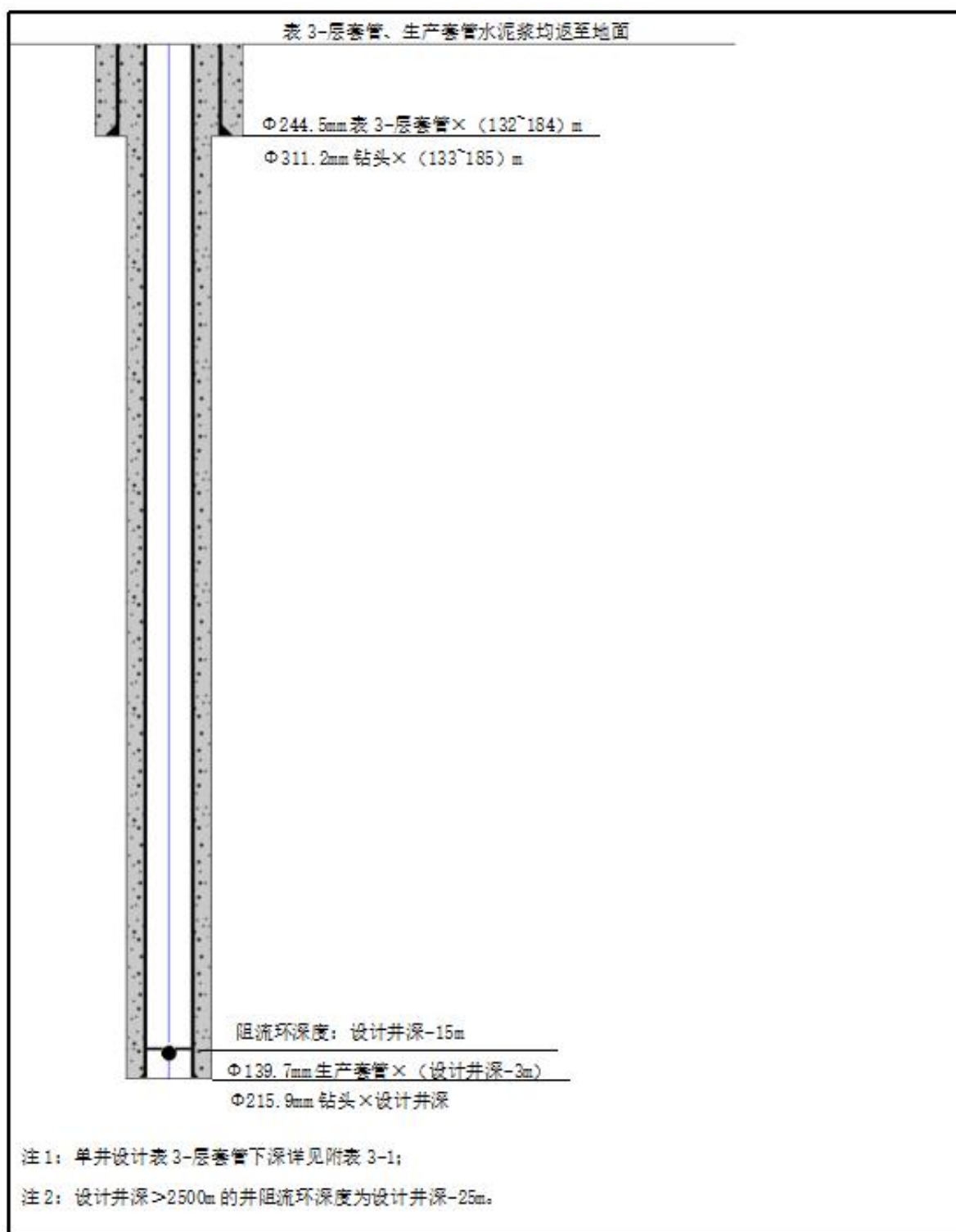


图 3.2-1 直井井身结构示意图

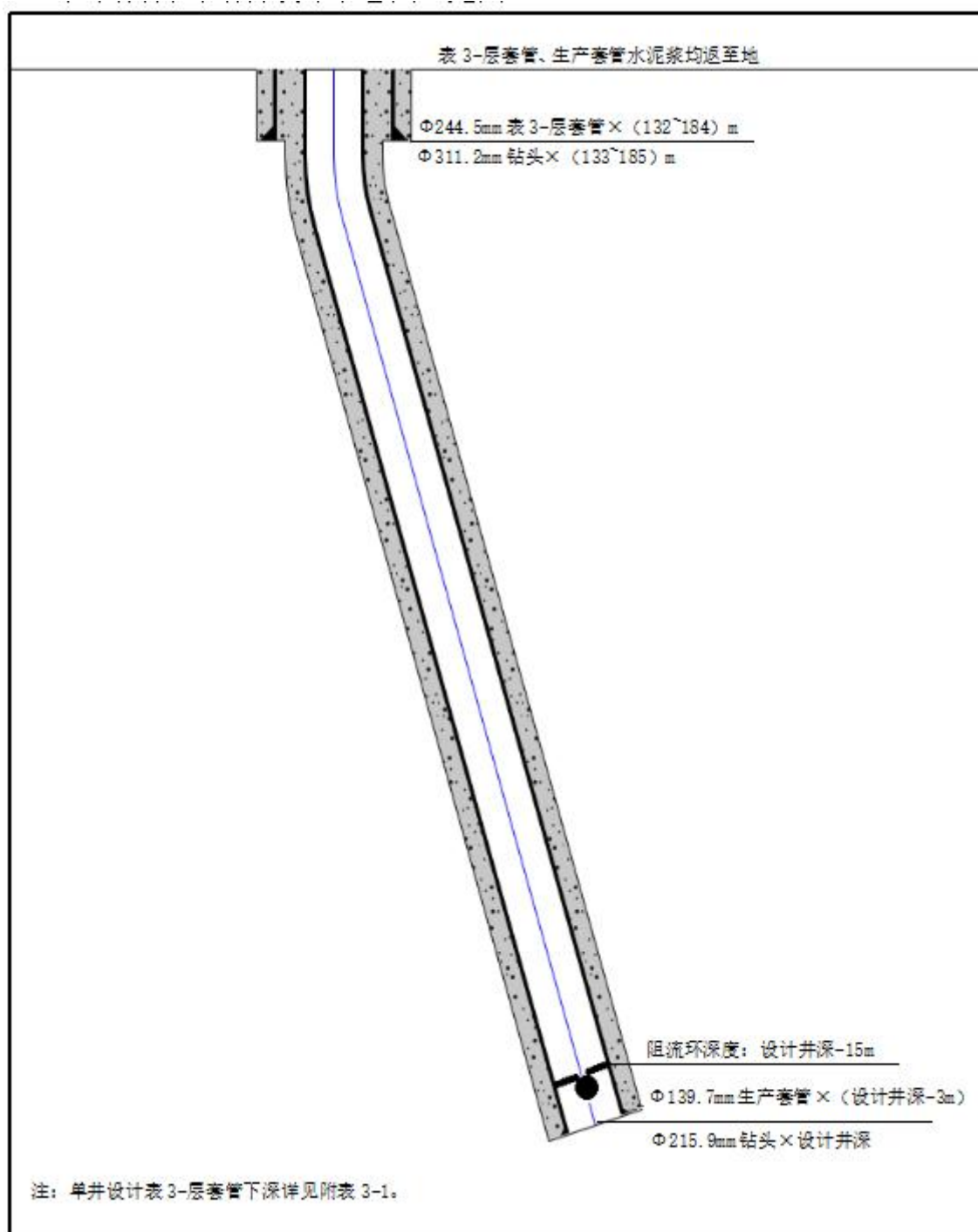


图 3.2-2 定向井井深结构图

③主要设备

根据设计井深，钻具重量和套管重量选择钻机及主要设备，所选钻机在钻井作业期间所受最大负荷不得超过钻机额定负荷能力 80% 的原则。井深 $\leq 1800\text{m}$ 的设计井选用 ZJ-20D/1350 钻机，主要设备的型号和规格见表 3.2-8， $1800\text{m} < \text{井深} \leq 2500\text{m}$ 的设计井选用 ZJ-30D/1800 钻机，主要设备的型号和规格见表 3.2-9，井深 $> 2500\text{m}$ 的设计井选用 ZJ-40D/2250 钻机，主要设备的型号和规格见表 3.2-10。钻井井场平面布置详见图 3.2-7。

表 3.2-8 ZJ-20D/1350 钻机及钻井主要设备性能

序号	名称		型号	主要技术参数	备注
1	钻机		ZJ-20D/1350		
2	井架		JJ135/39-A	1350kN	
3	提升系统	天车	TC-162	1620kN	
		游动滑车	YC-162	1620kN	
		大钩	DG-162	1620kN	
		水龙头	SL-160	1600kN	
		绞车	JC-20	196kN	
4	转盘		ZP-175	1350kN	13.73kN·m
5	循环系统	搅拌机		7.5kW	
		钻井泵 1#	SL3NB-1300A	956kW	
		钻井泵 2#	SL3NB-1300A	956kW	
		钻井液罐			
6	动力系统	柴油机 1#	PZ12V190B	882kW	
		柴油机 2#	PZ12V190B	882kW	
		发电机 1#	12V135	200kW	
		发电机 2#	12V135	200kW	
7	钻机控制系统	自动压风机	5.5/12V	5.5kW	
		电动压风机	5.5/12V	5.5kW	
8	固控设备	振动筛	2YNS-D		2 台

		除砂器	MCS-300×1		1 台
9	液压大钳		YQ-100	100kN•m	

表 3.2-9 ZJ-30D/1800 钻机及钻井主要设备性能

序号	名称		型号	主要技术参数	数量
1	钻机		ZJ-30D/1800		
2	井架		JJ180/40-A	180t	
3	提升系统	绞车	JC-30DZ	440kW	
		天车	TC-180	180t	
		游钩	YG-180	180t	
		水龙头	SL-180	180t	
4	转盘		ZP-205	22.56kN • m	
5	循环系统	钻井泵 1#	SL3NB-1300A	956kW	
		钻井泵 2#	SL3NB-1300A	956kW	
		钻井液罐		40m ³	3 个
		搅拌器			
6	动力系统	柴油机	12V190	800kW	3 台
		发电机	500GF54	500kW	
		辅助发电机	麦海姆	250kW	
		压风机 1#	2V-6/8	37kW	
		压风机 2#	2V-5/10	52kW	
7	固控系统	振动筛	BL-50		2 台
		除砂器	NOGJ-250*2/2*0.6		1 台
		离心机	LW450—842N		1 台
8	仪器仪表	钻井参数仪表	SK-2Z01		
		单点测斜仪			1 套
		多点测斜仪			1 套
9	液压大钳		YQ-100	100kN•m	

表 3.2-10 ZJ-40D/2250 钻机及钻井主要设备性能

序号	名称	型号	主要技术参数	备注

1	钻机		ZJ-40D/2250		
2	井架		JJ225/43-K1	2250 kN	
3	提升系统	大钩	DG-225	2250 kN	
		绞车	JC-40DB1	735 kW	
		水龙头	SL-225	2250 kN	
		天车	TC-225	2250 kN	
		游动滑车	YC-225	2250 kN	
4	顶部驱动装置		DQ40Y	2250 kN	
5	转盘		ZP-275	441 kW	27.46 kN•m
6	循环系统	钻井泵	3NB-1300	956 kW	3 台（备用 1 台）
		钻井液循环罐	50m ³		4 个
7	动力系统	柴油机	CAT3512T1DA	1000 kW	3 台
		发电机	GF800	800 kW	2 台
8	控制系统	自动压风机	5.5/12V	5.5 kW	
		电动压风机	5.5/12V	5.5 kW	
9	固控系统	振动筛 1#	KTL-48D		处理量 120 L/s
		振动筛 2#	KTL-48D		处理量 120 L/s
		除砂器	NCS300		处理量 200m ³ /h
		离心机 1#	DMN×414（高速）		处理量 60m ³ /h
		离心机 2#	ZW450（中速）		处理量 40m ³ /h
10	仪器仪表	钻井参数仪表	ZJCB2		1 台（8 参数）
		单点测斜仪			1 套
		多点测斜仪			1 套
11	液压大钳		YQ-100	100kN•m	

④钻井液

钻井时需要使用钻井液，构成循环流体，从而将钻井岩屑从井底携带至地面。本工程钻井均采用无毒无害的水基钻井液，一开时钻井液类型为膨润土浆，主要成分是膨润土、纯碱；二开时采用复合阳离子钻井液体系，主要成分为膨润土、纯碱、WDYZ-1、

HX-D、SPNH-1、FST-2、DJ-C、FPS、NH₄-HPAN-2，重晶石粉，存放在材料房内。

钻井液材料用量设计见表 3.2-11。钻井液主要成分理化性质见表 3.3-3。

表 3.2-11 钻井液材料用量设计数据表

开 钻 次 序	一 开		二 开		二 开	
钻头尺寸 mm	311.2		215.9		215.9	
井段 m~m	0~（133~185）		（133~185）~1925		（133~185）~2790	
井筒容积 m ³	24		91		133	
地面循环量 m ³	40		100		100	
钻井液损耗量 m ³	6		70		105	
钻井液总量 m ³	70		261		338	
钻井液体系	膨润土浆		复合阳离子		复合阳离子	
钻井液材料 名称和用量	材料名称	材料用量 t	材料名称	材料用量 t	材料名称	材料用量 t
	膨润土	4.0	膨润土	/	膨润土	/
	纯碱	0.3	纯碱	1.0	纯碱	1.4
	/	/	WDYZ-1	0.8	WDYZ-1	1.0
	/	/	HX-D	1.8	HX-D	2.4
	/	/	SPNH-1	3.9	SPNH-1	5.1
	/	/	FST-2	7.8	FST-2	10.1
	/	/	DJ-C （SF-260 ）	2.6	DJ-C （SF-260 ）	3.4
	/	/	FPS	2.1	FPS	2.7
	/	/	NH ₄ -HPA N-2	3.1	NH ₄ -HPA N-2	4.1

注 1: 表中基本数据和材料用量, 一开按最大井深 185m, 二开按葡萄花油层完钻井最大垂深 1925m 及扶余油层完钻井最大垂深 2790m, 最大钻井液密度 1.55g/cm^3 设计计算, 具体用量见单井施工设计;

注 2: 设计井深不大于 1500m 储备加重材料至少 20t, 大于 1500m 储备加重材料至少 30t;

注 3: 施工区块集中储备随钻堵漏剂 10t~20t, 发生井漏时应急使用;

注 4: 定向井润滑剂用量按单井钻井液总量的 3% 计算配备;

注 5: 建设方应加强监督、单井设计、井控应急管理, 严格落实入井材料抽检工作。施工现场使用入井材料及流体必须开展有机氯筛查, 严禁含有机氯的油化剂产品入井, 并提供有相关资质机构出具的有机氯检测报告。

注 6: 现场储备重晶石粉不少于 145t, 以备发生井漏时应急使用。

B. 膨润土浆+油基钻井液体系

新 180-90-98、新 180-92-100、新 180-92-102、新 180-92-96、新 180-92-98、新 180-94-102 等 6 口油井, 钻井一开和二开分别采用膨润土浆、油基钻井液体系。

1) 钻井液密度

一次开钻: 钻井液密度控制在 $1.05\text{g/cm}^3 \sim 1.28\text{g/cm}^3$;

二次开钻: 上部地层钻井液密度控制在 $1.25\text{g/cm}^3 \sim 1.50\text{g/cm}^3$ 之间。

2) 钻井液体系

一开选用膨润土浆钻井液体系, 主要成分为膨润土、纯碱;

二开选用油包水钻井液体系, 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%CaCl₂) 水、CaO、润湿剂、超细碳酸钙等。

3) 钻井液材料用量

具体钻井液材料用量设计见表 3.2-12。

表 3.2-12 膨润土浆+油包水钻井液体系材料用量设计表

开钻次序	一开	二开
钻头尺寸 mm	342.9	215.9
井段 m~m	0~(168~268)	(133~185)~1925
井筒容积 m ³	42	72
地面循环量 m ³	40	60
钻井液损耗量 m ³	9	48
钻井液总量 m ³	91	180
钻井液体系	膨润土浆	复合阳离子

钻井液材料 名称和用量	材料名称	材料用量 t	材料名称	材料用量 t
	膨润土	4.0	柴油	423.9 (m ³)
	纯碱	0.4	主乳化剂	18.8
	/	/	辅乳化剂	9.4
	/	/	有机土	14.2
	/	/	油包水降滤失剂	18.8
	/	/	封堵剂 I 型 (HFLK)	7.1
	/	/	封堵剂 II 型 (纳米封堵剂)	4.7
	/	/	(20%CaCl ₂) 水	18.8
	/	/	CaO	18.8
	/	/	润湿剂	2.4
			超细碳酸钙	14.2
			重晶石粉	380.6

注：现场储备重晶石粉不少于 30t，以备发生井漏时应急使用。

3.2.2.2 钻进

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

3.2.2.3 井控

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

(1) 一开钻井技术要求

一开用Φ311.2mm 钻头钻进，每钻进一个单根，快速划眼 2~3 遍。当开始钻进钻压不够时，钻压加到钻铤总重量的 60%。钻进中保证井眼规则打直，小排量、低钻压转盘开钻，严禁用水力冲眼，注意保护好井壁和基础。为防止井漏、井塌发生，可适当提高钻井液粘度，并控制钻速与排量，防止冲垮和憋漏地层。接单根时，应晚停泵、早开泵。一开钻井施工中应加强井斜监测，测斜点间距不大于 50m，防止井斜超标或与邻井相碰，平台井加密测斜。完钻后保证井筒清洁，井眼内替满高粘度的钻井液。当钻头起出后，再用同尺寸钻头划眼通井一次，然后下套管。表层固完后候凝 8h~12h，可洗井进行二开。

（2）直井二开钻井技术要求

安装好井控装置，并按要求试压。下井钻具严格执行钻具组合设计，钻进中严格执行设计规定的钻进参数，送钻要均匀，不许加压启动转盘，钻压与转速呈反比例变化。如有蹩跳，应减压钻进。正确判断井下钻头使用状况，把握好起钻换钻头时间，以杜绝钻头事故的发生。如果井底有落物时，应打捞干净后，才能下入新钻头。溜钻、顿钻、无进尺、转盘负荷增大、泵压高或低时，应认真检查原因并采取相应的措施进行处理，以防恶性事故的发生。钻头上卸扣时，应使用相应尺寸的钻头盒子，防止损坏钻头和碰坏复合片。下钻中途有遇阻显示时，要循环钻井液。当钻头接触井底前 10m 要开泵循环，慢慢下放钻具清洗井底。下钻时，一律使用带扭矩表的液压大钳，按规定扭矩上紧螺纹。起下钻要严格遵守操作规程。全井段起钻遇卡不得超过原悬重 100kN，下钻遇阻不得低于原悬重 50kN~100kN，否则应及时采取措施。

（3）定向井二开钻井技术要求

安装好井控装置，并按要求试压。该井段用 $1.0^{\circ}\sim 1.5^{\circ}$ 螺杆造斜，MWD 随钻监测。采用 MWD 随钻随测监控井眼轨迹，根据实际情况采用滑动钻进和复合钻进两种方式施工，随时调整井斜和方位。下井前检测弯螺杆度数，地面试动力钻具，检查 MWD 仪器的组装。检查仪器外筒下端的斜口引斜，确保与直键接头相匹配。下钻前准确丈量造斜工具角差，确保无误，并做好记录，方可下钻。监测仪器浅层测试正常后方能下钻，下钻速度要平稳，不得猛提、猛放，防止仪器脱键；遇阻时阻力不能超过 50kN，禁止用动力钻具划眼。下钻时用液压大钳按要求紧扣。螺杆钻具下井前试运转；螺杆钻具下井后，定工具面，锁定转盘后方可开泵循环。钻进时，按工程设计参数均匀送钻，保持钻压稳定。并使用钻杆滤子，防止碎物堵塞测试仪器。每钻完一个单根要测斜一次，钻具静止 3min 取数据，并预测井底数据，计算实际造斜率和井眼轨迹。无磁钻铤应定期检查其磁化程度。钻井过程中，数据采集间隔直井段不大于 300m，造斜段不大于 30m，稳斜段不大于 100m。

见图 3.2-3。

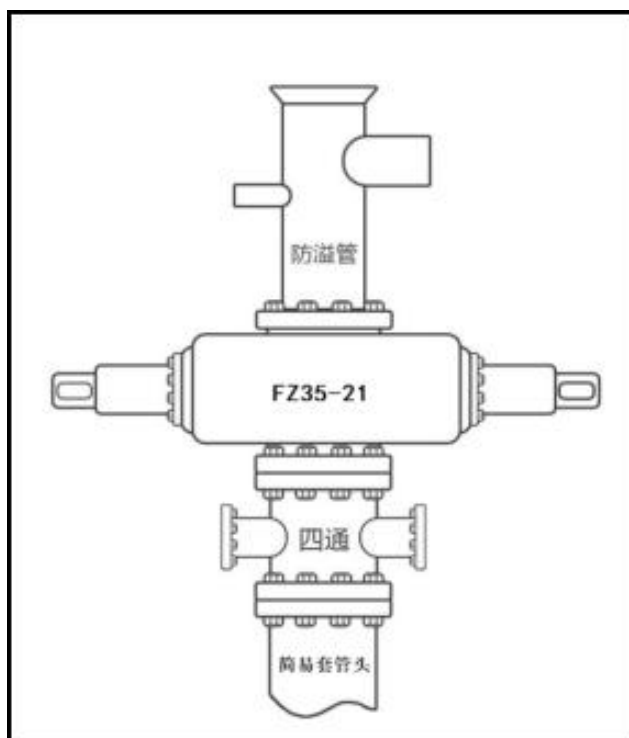


图 3.2-3 二开井口装置示意图

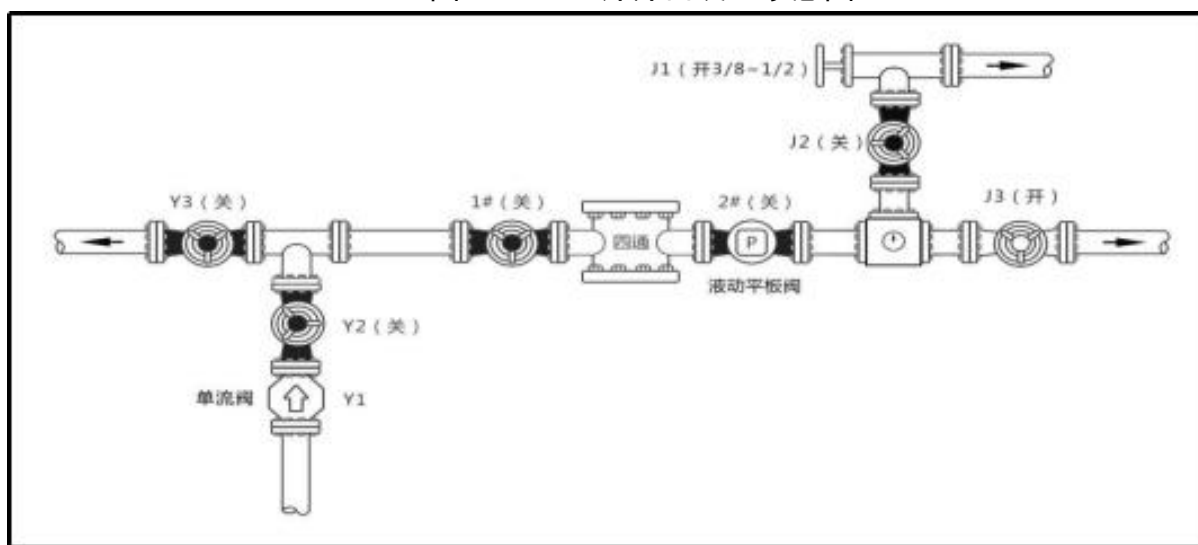


图 3.2-4 二开井口管汇示意图

3.2.2.4 录井

a) 钻井参数录取要求

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) 钻井液录取资料要求

按照中国石油天然气集团有限公司《钻井液技术规范》（工程〔2019〕21 号）执行。

正常钻进时，1h~2h 检测一次钻井液密度和漏斗粘度，4h~6h 测定常规流变性能，每 12h 检测一次钻井液全套常规性能。含浅气层的井段要加密测量，并做好记录。循环过程中每间隔 0.5h 观察一次钻井液池液面高度、钻井液性能变化，以及是否含有气泡、油气侵等异常情况，如有异常加密测量钻井液密度、粘度，并及时进行相应处理。钻开油、气、水层，应严格按照井控相关规定，加密测量钻井液密度，监测油、气、水后效。井温高于 80℃时，每 24h 检测一次钻井液高温高压滤失性能；特殊情况下，加密测量

c) 钻井液参数

录井项目要求：流量、体积、温度、密度、电导率。

3.2.2.5 测井

测井配备专门的测井队，测井方式为电测井，电测井井控要求主要为：

- (1) 若电测时间将要大于安全作业时间时，中途通井循环；
- (2) 测井队到井后向钻井队了解井况，确认安全作业时间，电测时发生溢流立即停止电测，尽快起出井内电缆。当不具备起出电缆条件，钻井液涌出转盘面时，可在井口剪断电缆；
- (3) 由钻井队值班干部决定何时切断电缆并进行关井作业，测井队专用剪切工具放置在钻台上，测井中随时处于待命状态，测井队队长实施剪断电缆工作。

测井项目执行《大庆油田开发井测井系列》（庆油开发〔2020〕6 号）及《大庆油田 2024 年度油田测井、试井、射孔技术专题研讨会议纪要》（大庆油田有限责任公司专业办公会议纪要 2025 年 1 月 20 日第 369 次），具体测井项目以采油厂提供给测井公司的预告表为准。为进一步落实研究区裂缝发育、地应力情况，优选 2 口井加测交叉式偶极子声波和微电阻率扫描成像测井；同时为了落实扶余油层孔隙结构，优选 2 口井加测核磁测井。

3.2.2.6 固井

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

3.2-13。

表 3.2-13 固井水泥用量数据表

开钻次数	钻头尺寸 mm	井段 m~m	套管尺寸 mm	套管下深 m	水泥浆封固井段 m~m	阻流环深度 m	测井项目	固井质量要求
一开	311.2	0~ (133~185)	244.5	132~184	地面~ (133~185)	132~184	/	/
二开	215.9	(133~185) ~设计井深	139.7	设计井深-3	地面 ~设计井深	设计井深-15	CBL&VD L	合格率 100% 优质率 ≥80%

注 1：单井设计表层下深见附表；

注 2：按照中国石油天然气集团有限公司《关于下达 2023 年度质量环保节能节水业绩考核目标值的通知》（集团安全环保〔2023〕2 号）中《集团公司井身质量、固井质量不合格判定“七条红线”》固井质量不合格判定红线：“生产套管固井质量在油气水层段、上层套管鞋处及其以上 25m 环空范围内，固井水泥一、二界面胶结质量未达到连续胶结中等及以上”、“全井固井水泥环一、二界面胶结质量中等以上井段长度低于封固井段长度 70%”等要求执行；

注 3：设计井深>2500m 的井阻流环深度为设计井深-25m。

3.2.2.7 完井

本项目完井采用射孔完井。

3.2.3 储层改造工程

3.2.3.1 射孔工程

根据油藏工程方案要求，对新钻井主要采用射孔方式完井（101 口），布井区共有 11 口代用井，无需射孔压裂，在射孔工艺设计时未予考虑。

布井区详细射孔工艺设计结果见表 3.2-14。

表 3.2-14 射孔工艺设计结果表

井别	油井	水井
完井方式	压裂完井	射孔完井
射孔枪	YD-89 枪	YD-102 枪
射孔弹	DP41RDX25-1 弹	DP44RDX39-5 弹
孔密(孔/m)	16	16
相位角(°)	135	90
布孔方式	螺旋布孔	螺旋布孔

输送方式	油管输送	油管输送
射孔工艺	/	高能气体增效射孔
射孔液	清水	射孔保护液
井数(口)	86	15

3.2.3.2 压裂工程

根据油藏工程方案，直井定向井设计 86 口油井压裂投产，15 口水井，布井区共有 8 口代用井，油田在用的压裂液体系主要有缔合压裂液、改性胍胶压裂液、变粘滑溜水压裂液。据《大庆油田采油工程方案设计标准模板》(2015)，并结合目前支撑剂应用趋势，设计支撑剂选用 0.425-0.850mm(20-40 目)的石英砂。压裂管柱采用坐压多层压裂管柱，压裂施工设备包括，外加厚压裂管线、地面管线、井口控制器、压裂管汇、带有旋塞阀的防喷短节、压裂车组，压裂液不在现场配制，由罐车直接运输至井场。

3.2.4 地面工程方案

地面工程主要建设内容包括采油工程、原油集输工程、道路工程等。建设油井 95 口（包含 9 口代用井）、水井 17 口，共形成 21 座平台与 17 口独立井，总建成产能达 $7.7 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

表 3.2-15 新肇油田古 637 区块开发指标预测汇总表

时间（年）	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
直、斜井油井数 （口）	95	95	95	95	95	95	95	95	95	95
直、斜井注水井 数（口）	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17
直、斜井平均单 井日产油（t）	2.7	2.7	2.2	2.1	1.8	1.5	1.4	1.2	1.1	0.9
直、斜井平均单 井日产液（t）	3.5	3.7	3.4	3.3	3	2.7	2.6	2.3	2.2	2.4
年产油量 （10 ⁴ t/a）	2.57	7.70	6.35	5.99	5.10	4.40	3.84	3.38	3.00	2.68
年产液量 （10 ⁴ t/a）	3.31	10.65	9.69	9.39	8.43	7.78	7.53	6.69	6.33	6.82
平均单井日注水 量（m ³ /d）	22	22	22	20	20	20	20	20	20	18
年注水（10 ⁴ m ³ ）	3.74	11.22	11.22	10.20	10.20	10.20	10.20	10.20	10.20	9.18
井口注水压力 （MPa）	12.5	13	13.5	14	14.5	15	15.4	16	16.6	17.2
综合含水（%）	22.6	27.7	34.4	36.3	39.5	43.6	48.9	49.3	52.7	60.7

原油物性及产出水性质见表 3.1-16～表 3.1-18。

表 3.2-16 新肇油田古 637 区块原油物性表

区块	层位	密 度 (g/cm ³)	原油粘度 (mPa·s)	凝固点 (°C)	含 蜡 (%)	胶 质 (%)	气油比 (m ³ /t)

新肇油田古 637 区块葡萄花油层产能建设工程项目

			50℃	20℃				
古 637 区块	葡萄花油层	0.8277	9.8	20.8	32	21.4	13.1	71.4

表 3.2-18 新肇油田古 637 区块产出水性质表

区块	层位	总矿化度(mg/L)	pH 值	氯离子 CL ⁻	水型
古 637 区块	葡萄花油层	11234.5	8.0	3547.5	NaHCO ₃

3.2.4.1 采油工程

(1) 采油方式

新肇油田古 637 区块葡萄花油层基建油井 95 口（包含 9 口代用井），其中 7 口为提捞开采，其余 88 口采用抽油机采油方式，抽油机及配电情况详见表 3.2-19。

表 3.2-19 抽油机举升及配电情况统计表

序号	机型	配套驱动装置（型号、功率）	数量（台）
1	CYJX6-2.5-26HF	15kW 380V	86

(2) 清防蜡方式

本区块采用热洗与加清防蜡剂相结合的清防蜡方式。

清防蜡剂主要为复合水基清蜡剂，当有油井结蜡，产油量下降时，在井口注入清防蜡剂，其中复合水基清蜡剂以水作分散介质，表面活性剂、互溶剂、碱性物质等作为分散相溶解在水中，构成水基清蜡剂，表面活性剂的作用是使蜡表面发生润湿反转，从亲油面转化为亲水面，从而有利于蜡从表面脱落，不利于蜡在表面再沉积，使油井可正常产油。

由于本工程日常对油井进行热洗，结蜡可能性较低，当有油井结蜡严重时，外购成品复合水基清防蜡剂，平均每口井每次加 15kg 清防蜡剂

3.2.4.2 原油集输工程

古 637 区块油田基建工程包含多组油井建设及配套集输、加热、维修等项目，其中基建油井共计 95 口（包含 9 口代用井），其中 2 口提捞井拉运至新肇联卸油点、5 口提捞井拉运至新一联卸油点，其中。采用“井口集中升温，管道局部维温”电加热集油工艺接入新肇联转油脱水站，同时对井区内 3 口已建拉油井开展治理。集输工艺方面，区块采用单管环状掺水集油和树状电加热集油两种方式，配套新建集油管道 37.9km（含 28.4km 分规格管道：Φ60×3.5 规格 6.35km、Φ76×4.5 规格 7.5km、Φ89×4.5 规格 2.55km、Φ114×4.5 规格 9.95km、Φ168×5 规格 2.05km，以及 4.6km 掺水集油管道、4.9km 电加热集油管道），新建混输泵站 1 座；加热维温装置方面，新建井口电加热器 37 座（27 座用于 62 口常规基建油井、10 座用于 33 口丛式/独立基建油井配套）、集肤伴热维温装置 23.4km。

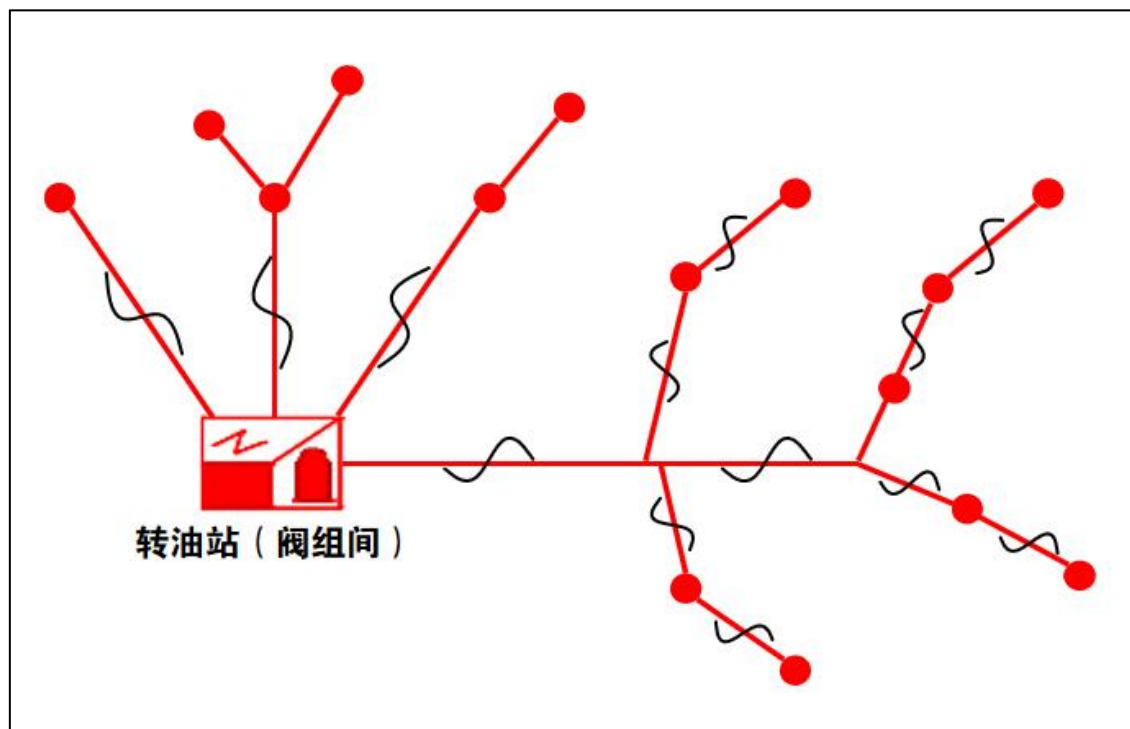


图 3.2-5 电热集油工艺流程示意图

表 3.2-20 原油集输系统主要工程量统计表

序号	项目名称	单位	数量
1	基建油井	口	85
2	无缝钢管 内缠胶带硬质聚氨酯泡沫黄夹克保温钢管 Φ	km	12
3	无缝钢管 内缠胶带硬质聚氨酯泡沫黄夹克保温钢管 Φ	km	2.55
4	无缝钢管 内缠胶带硬质聚氨酯泡沫黄夹克保温钢管 Φ	km	7.5
5	无缝钢管 内缠胶带硬质聚氨酯泡沫黄夹克保温钢管 Φ	km	6.35
6	无缝钢管 内缠胶带硬质聚氨酯泡沫黄夹克保温钢管	km	0.8
7	无缝钢管 内缠胶带硬质聚氨酯泡沫黄夹克保温钢管	km	6.4
8	无缝钢管 内缠胶带硬质聚氨酯泡沫黄夹克保温钢管	km	2.3
9	井口电加热器	台	37
10	管道集肤效应加热装置	km	28.3
11	公路穿越	处	10
12	定向钻（穿渠）	处	1
13	新肇联扩建集油阀组	套	1
14	新建混输泵站	座	1
15	新建 1.0MW 电加热炉	台	1
16	500m ³ 污水沉降罐改造（配套建设自控、防腐、清淤、保	项	1

（1）提捞井

本区块 7 口油井为提捞开采，距井区较近处已建有 2 座卸油点，新肇联卸油点和新

一联卸油点，各油井位置示意图 3.2-4、距卸油点运输距离见表 3.1-16。结合拉运距离，规划 3 口油井（新 180-90、古斜 6241-106-90、古斜 6844-96-118）产液就近拉运至新肇联卸油点，4 口油井（古 655-106-106、英 49-82-88、英 49-90-84、英 111-84-148）产液就近拉运至新一联卸油点。其中古斜 6844-96-118 井按开发资料采用提捞井开采方式，本项目无新建工程量。

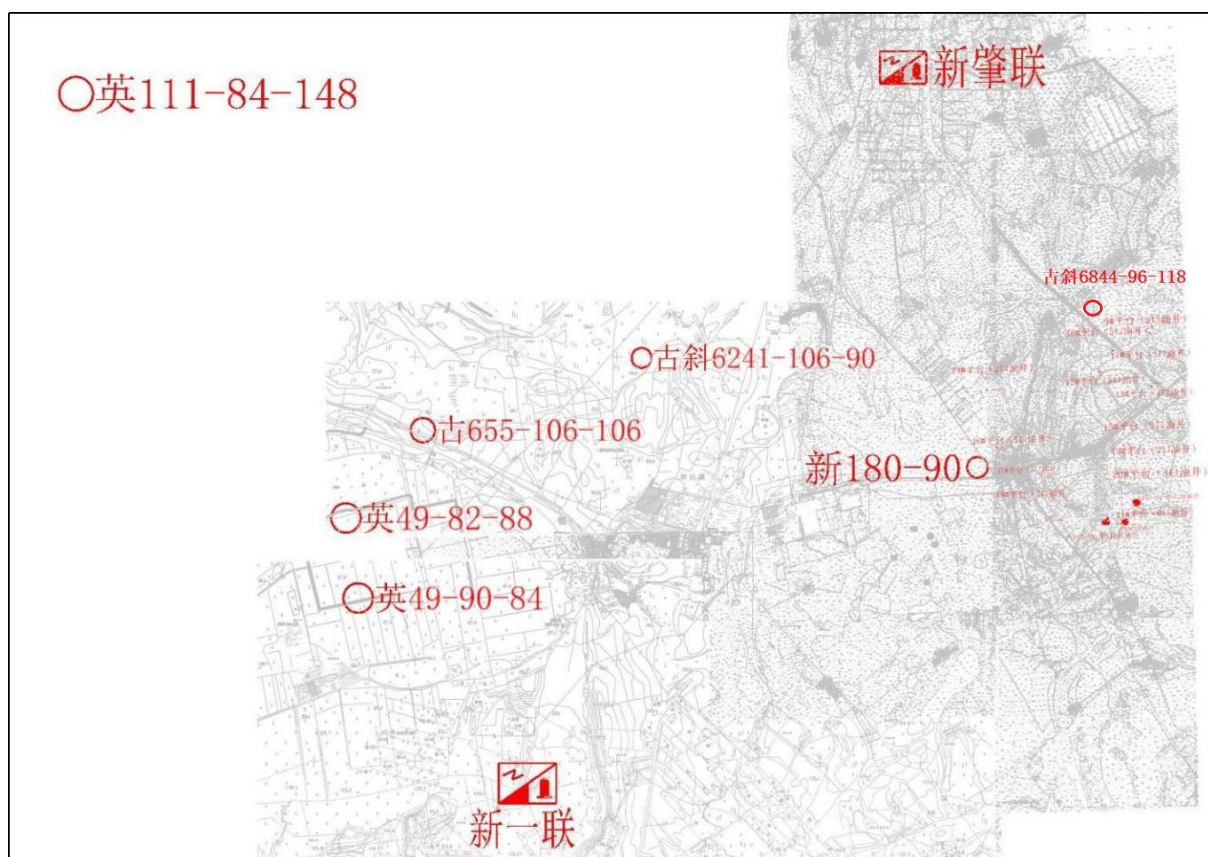


图 3.2-6 提捞井位置示意图

表 3.2-21 提捞井运距统计表

序号	井号	至新肇联卸油点运输距离 (km)	至新一联卸油点运输距离 (km)
1	新 180-90	13.2	17.5
2	古斜 6241-106-90	12.9	13.0
3	古 655-106-106	22.7	11.0
4	英 49-82-88	34.2	15.1
5	英 49-90-84	30.5	12.9
6	英 111-84-148	33.2	24.3
7	古斜 6844-96-118	6.5	35.5

（2）建设方案

新肇油田古 637 区块葡萄花油层产能分为南、北、西三部分建设方案进行描述。

1) 南侧建设方案

电加热回路

区块 56 口油井距已建集油系统均较远，井区中心位置距新肇联直线距离 12km、距新肇联 6#集油阀组间 8km；距茂二转直线距离 13.2km，距茂二转 2#1 集油阀组间 8.8km，位置示意图 6.1-5。茂二转产液最终输至新一联后外输至新肇联，且区块至茂二转方向有多处村屯、稻田地、水泡等需绕行，综合考虑集输半径及方向，本区块有同步建设的光伏电站，区域内有绿电，因此本工程规划采用电加热集油工艺，产液输至新肇联方向。

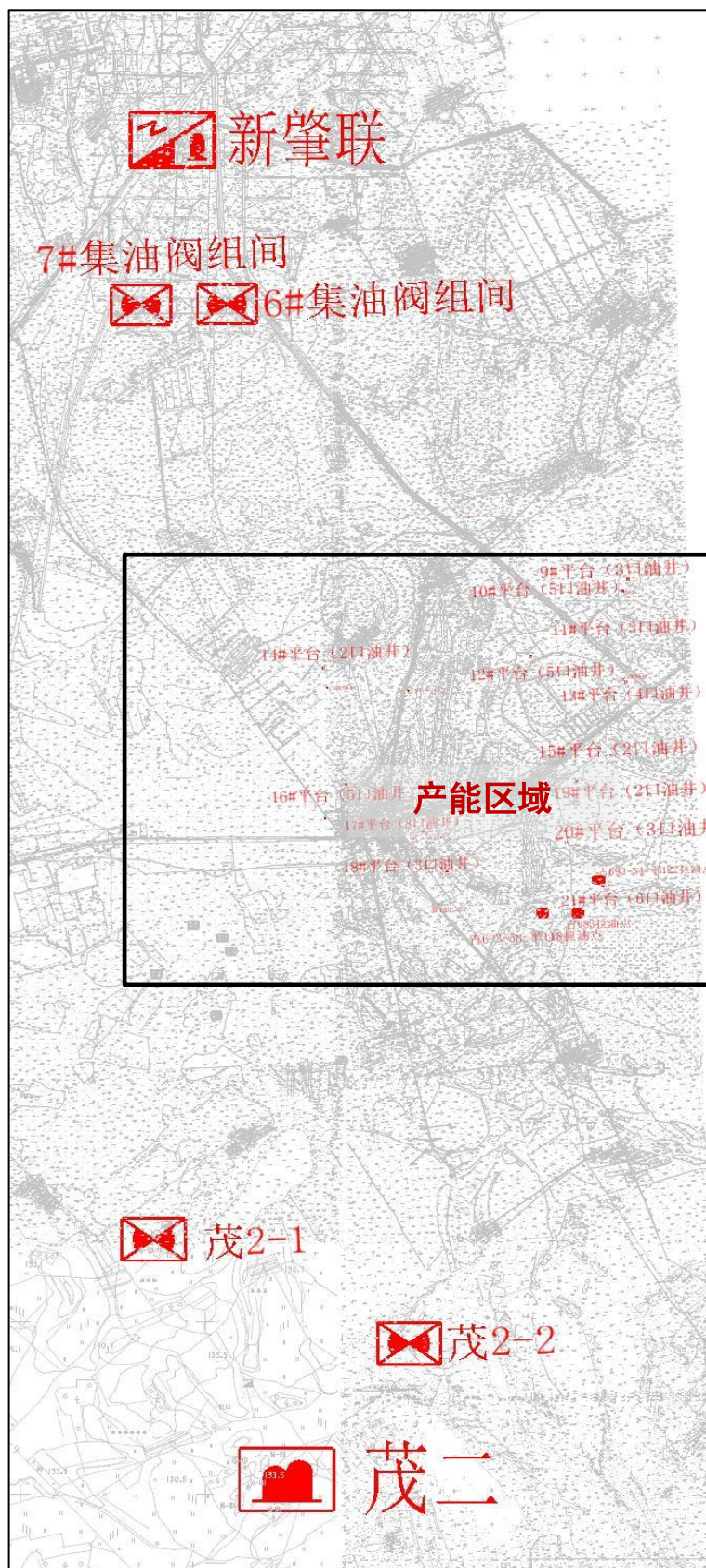


图 3.2-7 区块位置示意图

①区块基建油井 56 口，采用“井口集中升温、管道局部维温”建设原则，新建电

加热集油回路 1 条。

②建设区域内有已建拉油点 3 座，共油井 3 口，拉油点现状情况统计见表 3.2-22。

表 3.2-22 拉油点现状统计表

拉油点名称	建设时间 (年)	管理井数 (口)	产油量 (t)	产液量 (t)	九合一		运输距离 (km)
					容积(m ³)	数量(座)	
古 683 拉油点	2017	1	0.52	0.6	40	1	18.3
古 693-54-平 122 拉油点	2017	1	1.53	1.7	40	1	18.3
古 693-58-平 118 拉油点	2017	1	2.08	3.9	40	1	18.0

3 座拉油点内建有多功能储油装置，油井产液（油气水）直接进入多功能储油装置进行分离及储存，分离出的伴生气用于多功能储油装置的燃料气。储油装置顶部设有放气管道至井场附近的放空装置，当产气量大于耗气量时，多余的伴生气通过放空装置进行外排。依据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》GB39728-2020 第 5.7.3 条要求：“对油气田放空天然气应予以回收”。为防止对环境造成污染，避免资源浪费，本次规划将拉油点改为密闭输油，与本次新建油井统筹考虑，采用电加热工艺接入新建电加热回路。

③电加热集油干线输往新肇联方向，考虑新建电加热集油干线管辖油井较多（合计 59 口），避免影响已建集油阀组间生产，本次规划新建电加热集油干线输至新肇联站内，站内无预留阀组，新建集油阀组 1 套，新建电加热集油管道总长度 28.4km，井口电加热器 27 座。

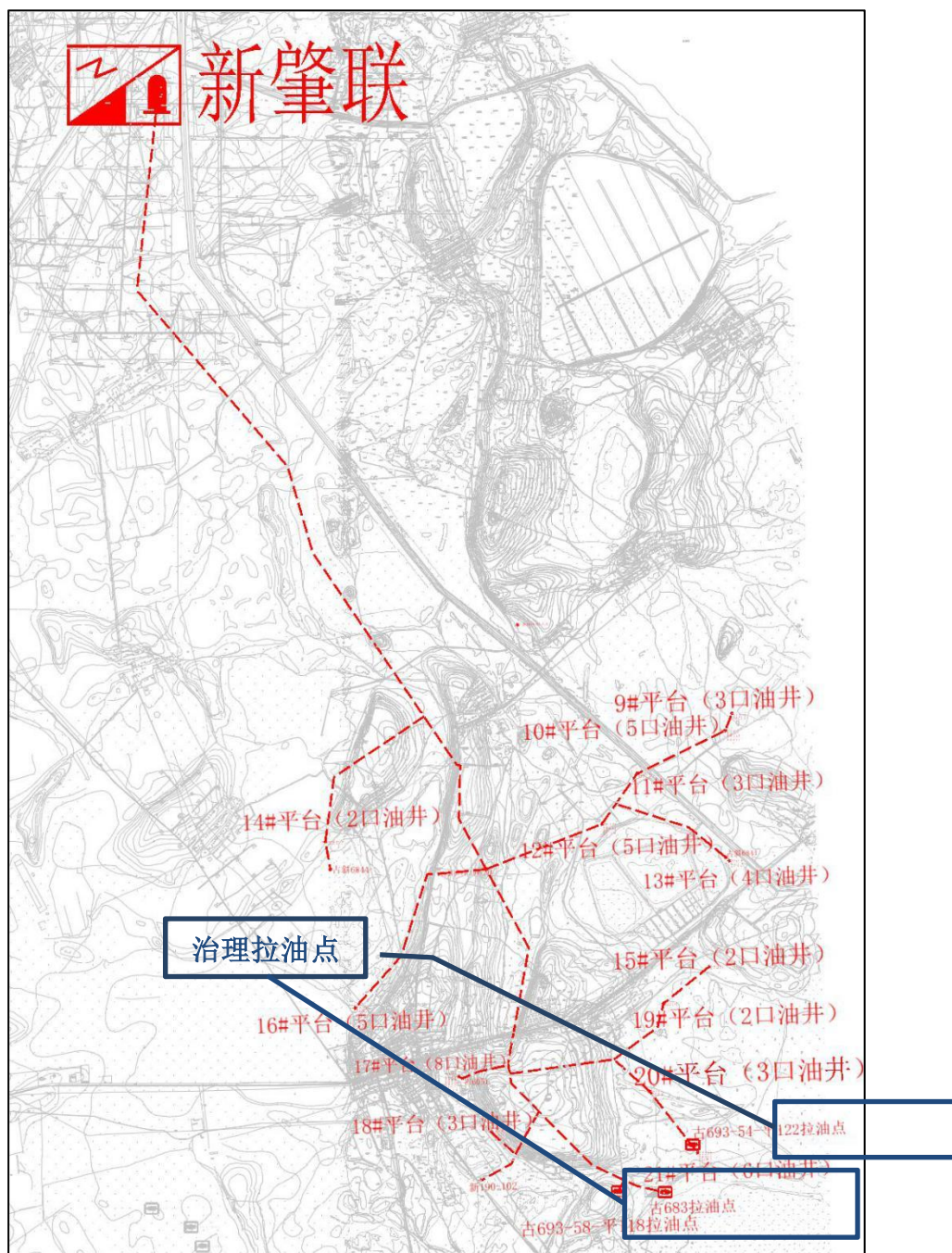


图 3.2-8 古 637 区块站外集油管网走向图

针对新建电加热回路，考虑热力、水力条件，集油汇管采用 DN100 管道，中间设混输泵站新建油气混输泵站，采用油气混输工艺，混输泵站位置见 3.2-9。

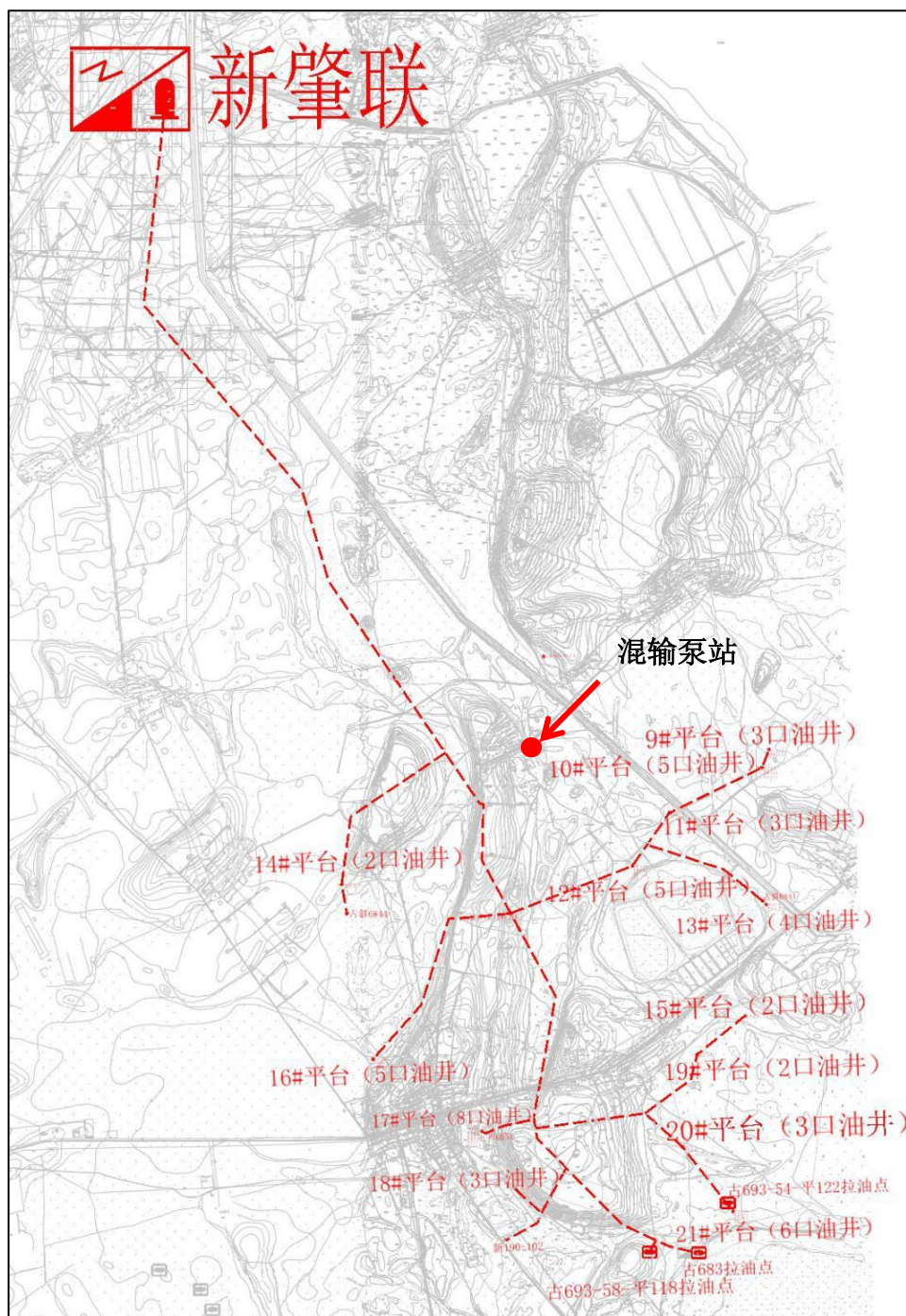


图 3.2-9 混输泵站位置示意图

2) 北部区块建设方案

(1) 1 号平台规划方案

本次规划采用单管环状掺水集油工艺、树状电加热集油工艺两种方案进行比选，具体方案如下：

根据井位分布情况，规划新建油井采用树状电加热集油工艺挂接至 9# 阀组间 2 环。

利用 Pipephase 对集油管道管径、掺水回油温度、井口压力等参数进行模拟计算，经计算，油井直接挂接后，2 环所辖井井口最高回油压力为 0.66MPa，满足生产需求，新建电加热集油管线 $\phi 76 \times 4.5-0.7\text{km}$ ，井口电加热器 1 台。

表 3.2-23 计算结果统计表

新肇联	环号		井数 (口)	环掺水压 力 (MPa)	环掺水温度 ($^{\circ}\text{C}$)	环回油压 力 (MPa)	环回油温度 ($^{\circ}\text{C}$)	井口最高回 油压 (MPa)	单井掺水量 (m^3/h)
	2	挂接前	4	0.61	53	0.58	32.8	0.6	0.48
		挂接后	7	0.67	53	0.58	32.4	0.66	0.3

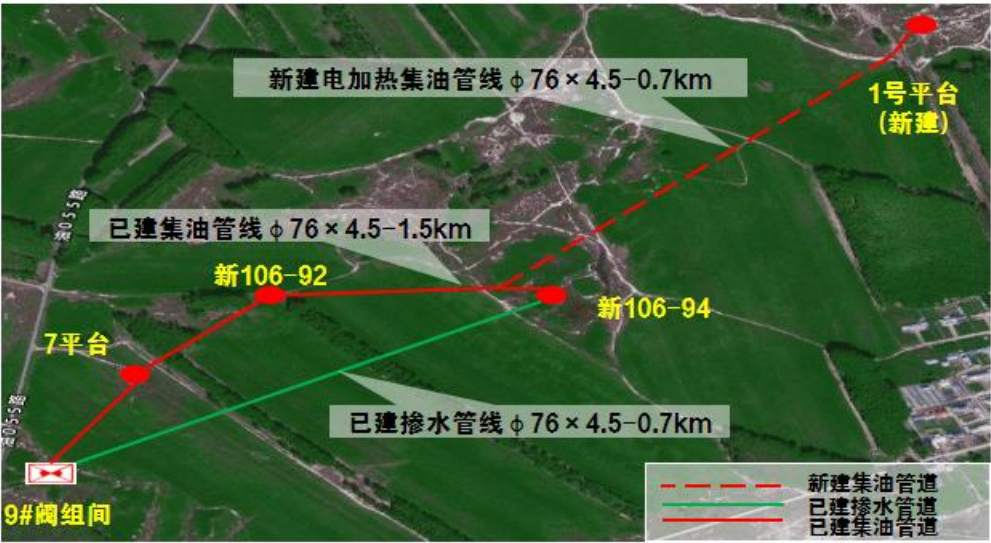


图 3.2-10 挂接新肇联 9#阀组间 2 环电加热管线路由示意图

(2) 2 号平台规划方案

本次规划采用单管环状掺水集油工艺、树状电加热集油工艺两种方案进行比选，具体方案如下：

树状电加热集油工艺挂接已建环

根据井位分布情况，规划新建油井采用树状电加热集油工艺挂接至 9#阀组间 3 环。

利用 Pipephase 对集油管道管径、掺水回油温度、井口压力等参数进行模拟计算，经计算，油井直接挂接后，3 环所辖井井口最高回油压力为 0.64MPa，满足生产需求，新建电加热集油管线 $\phi 76 \times 4.5-0.1\text{km}$ ，井口电加热器 1 台。

表 3.2-24 计算结果统计表

新肇联	环号		井数 (口)	环掺水压 力 (MPa)	环掺水温度 ($^{\circ}\text{C}$)	环回油压 力 (MPa)	环回油温度 ($^{\circ}\text{C}$)	井口最高回 油压 (MPa)	单井掺水量 (m^3/h)
	3	挂接前	3	0.6	53	0.58	33.5	0.59	0.47

采用树状电加热集油工艺管输至 6 号平台，新井产液在 6 号平台汇合后，采用单管环状掺水集油工艺管输至 9#阀组间，与 9#、10#阀组间产液汇合后输至新肇联。

利用 Pipephase 对集油管道管径、回油温度、井口压力等参数进行模拟计算，经计算，新建油井口最高回压为 0.98MPa，9#阀组间所辖井井口最高回压为 0.89MPa，10#阀组间所辖井井口最高回压为 0.97MPa，均可以满足生产需求。新建电加热集油管道 $\phi 89 \times 4.5-4.1\text{km}$ ，掺水管道 $\phi 89 \times 4.5-2.3\text{km}$ ，集油管道 $\phi 114 \times 4.5-2.3\text{km}$ ，井口电加热器 8 台。

表 3.2-25 计算结果统计表

阀组间	掺水压力 (MPa)	掺水温度 (°C)	回油压力 (MPa)	回油温度 (°C)	最高井口回油压力 (MPa)
9#阀组间	1.61	61	0.80	35	0.89
10#阀组间	1.61	53	0.83	34	0.97



图 3.2-13 新建电加热干线路由示意图

3.2.4.3 注水工程

本次开发区域内涉及茂二注水站 1 座、新肇联已建系统，茂二注水站设计能力为

2300m³/d，设计注水压力为 32MPa，站内采用“柱塞泵增压”工艺，注水水质为“5、1、1”。目前实际注水量 490m³/d，负荷率 21.3%，实际出站压力为 19MPa。

新肇联已建系统，新肇联注水站投产于 2000 年，采用“净化水罐+柱塞泵”流程，

新肇联注水站水源由新肇联采出水处理站和新肇联地下水处理站提供，采出水处理站采用“两级沉降+两级过滤”流程，设计规模为 1300m³/d，实际处理量 850m³/d。地下水处理站采用“锰砂除铁+精细过滤”流程，设计规模为 2000m³/d，实际处理量 353m³/d。处理后水质标准均为“8、3、2”。

（1）注水工艺及配水流程

已建站外系统采用“集中注水”工艺、“多井配水”流程，配水流程示意图见图 3.2-14。

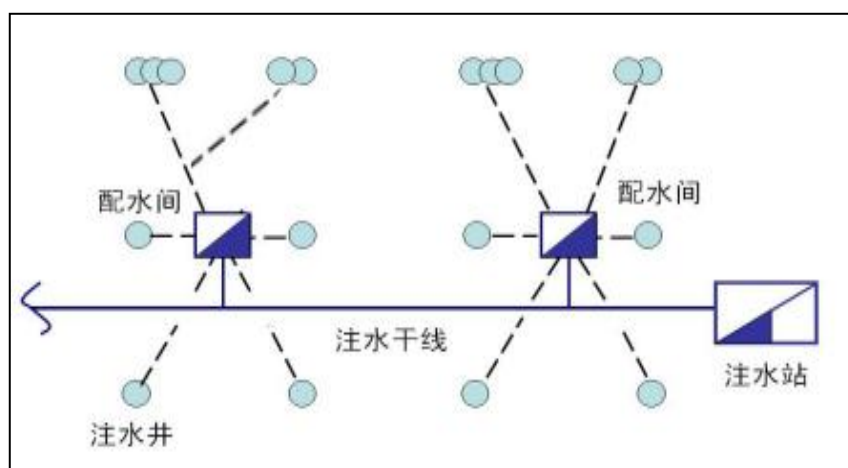


图 3.2-14 注水、配水流程示意图

2) 注水站

注水站采用柱塞泵注水工艺，注水站工艺流程示意图见图 3.2-15。

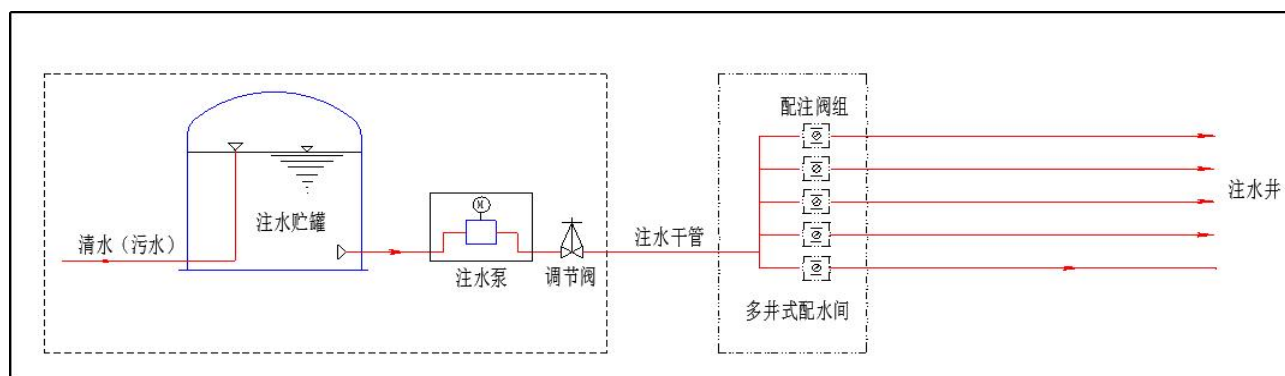


图 3.2-15 注水站工艺流程示意图

本次新井规划采用“单干管单井”配水与“单干管多井”配水相结合流程。

古 637 区块共基建注水井 17 口,新建注水管道 26.04km(含注水干线及支干线 8.1km、注水支线 3.1km、注水管道 14.84km), 材质均为防腐钢管。站外已建注水管道设计注水压力 25MPa, 新建管道按照已建注水管道设计压力进行建设。

新建纤维束橇、净化水罐橇、柱塞泵橇各 1 座, 设计规模为 200m³/d。3 座橇自带控制系统, 控制系统预留 RJ45 网口, 通过网线将其信号传输至新肇联中控室并调整中控室数据服务器人机界面软件。

按照本次产能方案, 区域内系统布局详见图 3.2-16。

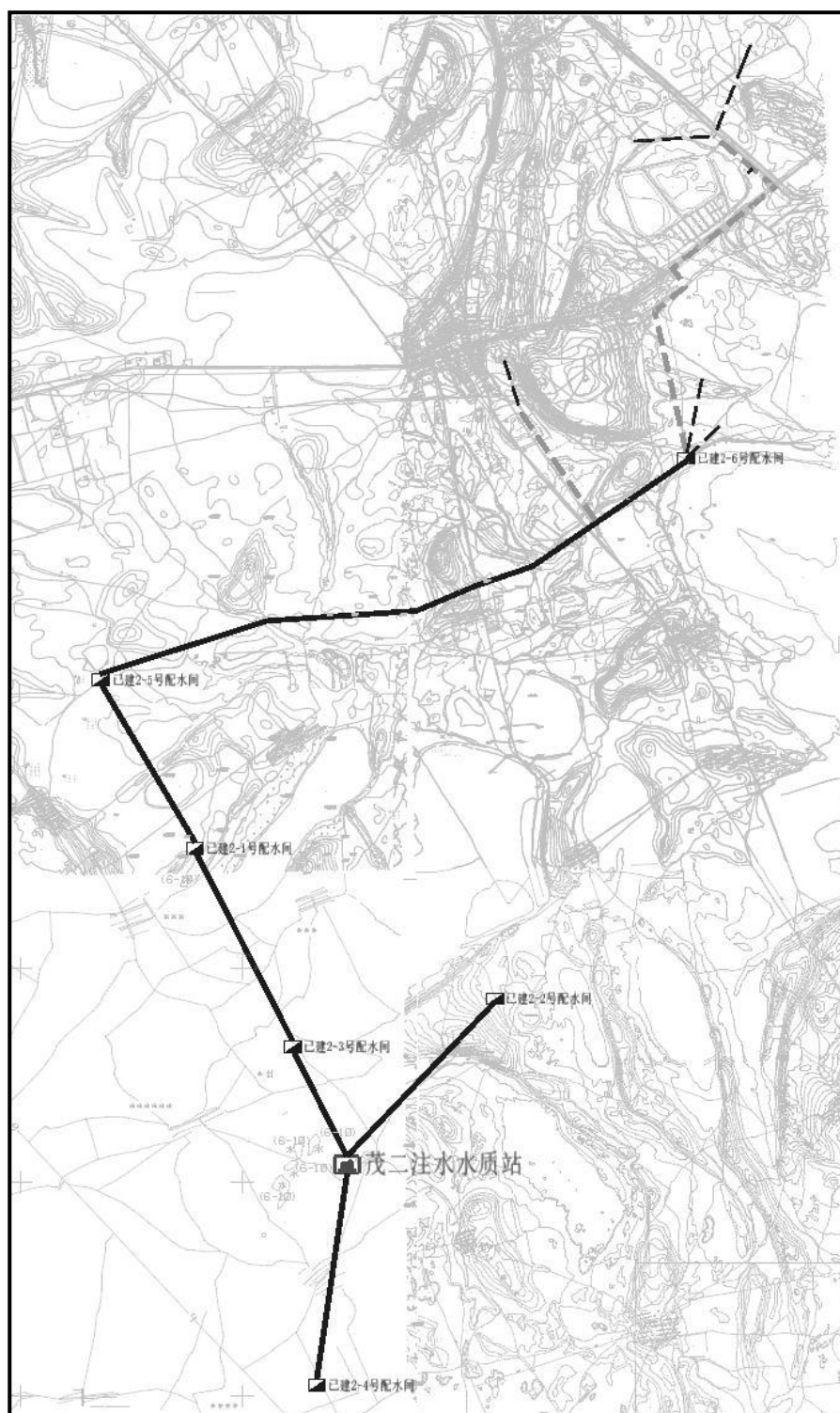


图 3.2-16 系统布局示意图

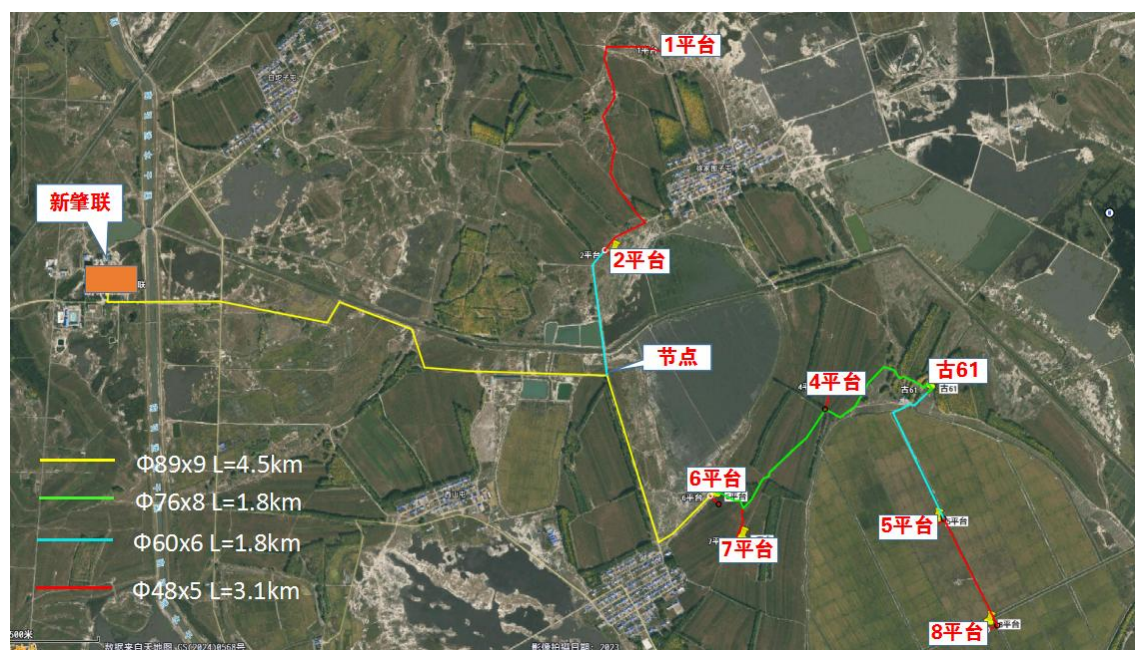


图 3.2-17 注水管网示意图

供注水系统主要工程量见表 3.2-26。

表 3.2-26 主要工程量

序号	项目名称	单位	数量
1	扩建配水间	座	1
2	纤维束橇 200m ³ /d	座	1
3	净化水罐橇 100m ³	座	1
4	柱塞泵橇 200m ³ /d 20MPa	座	1
5	焊接钢管 Φ88.9×4.0 Q235-B	km	0.5
6	焊接钢管 Φ114.3×4.0 Q235-B	km	0.6
7	无缝钢管 Φ89x9 20	km	4.5
8	无缝钢管 Φ76x8 20	km	1.8
9	无缝钢管 Φ60x6 20	km	1.8
10	无缝钢管 Φ48x5 20	km	3.1
11	定向钻（螺旋缝焊接钢管 Φ219.1×7.1 L=12m）	处	18
12	注水管道	km	14.84
13	闸阀 DN50 PN200	个	2
14	地面恢复	m ²	200
15	场区土方	m ³	2000

16	注水井口	座	8
17	单井配水间	座	8
18	人工挖方	m ³	27906
19	机械挖方	m ³	16563

3.2.4.4 道路工程

1、道路交通现状

本次产能拟建井位于新肇联东南侧，所有新建油、水井通过已建通井路、井排路、征用地方水泥路及林肇路实现对外交通。

2、主要工程量

主要工程量汇总见下表。

表 3.2-27 道路工程量汇总表

序号	道路名称	总长度 (km)	道路宽度 (m)		建设标准
			路基	路面	
1	乡村水泥路征用	2.8	水泥砼	6.5	4.0
2	征用地方水泥路	0.4	6.0	4.0	水泥
3	征地地方砂石路	0.35	4.5	3.5	砂石
4	新建井排路	2.0	6.5	4.0	砂石
5	砂石井排路维修	3.6	6.5	4.0	砂石
6	稻田地通井路	0.1	4.5	3.5	砂石+护坡
7	大平台低洼地通井路	0.1	4.5	3.5	砂石
8	大平台耕地通井路	0.1	3.5	3.0	砂石
9	低洼地通井路	1.02	4.0	/	土路
10	进井通道	1.02	3.5	/	土路
11	乡村水泥路征用	2.8	6.5	4.0	共 2 处，水泥砼
12	红砖路征用	0.85	6.5	4.0	红砖
13	稻田井砂石通井路新建	0.38	4.5	3.5	砂石
14	低洼地大平台和提捞井砂石路	9.56	4.5	3.5	砂石
15	耕林草地大平台砂石路	0.45	3.5	3.0	砂石
16	低洼地井通井路	0.67	4.0	--	土路

17	进井通道	9.03	3.5	--	土路
18	租用光伏场地	/	/	/	$46 \times 10^3 \text{m}^3$

3.2.4.5 伴生气集输及回收利用

本次对新肇联进行新能源替代改造,项目实施后,站场用气需求有所降低,由 $475.8 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ 降至 $428.6 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$, 年节气 $47.2 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ 。方案实施前后耗气量及补气量预测见下表。

表 3.2-28 方案实施前后站场耗气量预测表 (单位: $10^4 \text{m}^3/\text{a}$)

站场名称	项目	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
新肇联	年产气	440.8	389.4	352.9	329.9	296.9	273.1	251.3	231.2	212.7	195.7
	年耗气	475.8	474.1	469.0	467.3	463.5	460.7	458.6	456.5	454.8	453.5
	年节气	47.2	48.1	49.1	53.8	54.7	54.7	55.7	55.7	56.6	56.6
	管网补气	-12.3	36.5	67.0	83.6	111.9	132.8	151.6	169.6	185.5	201.2

新肇联在 2026 年会有部分伴生气富余, 2026 年以后, 用气需求仍高于产气量, 需要管网补气, 因此, 本项目实施后, 考虑采油九厂无集气管网, 建议 2026 年新肇联用能优先利用自产伴生气, 不足部分由新能源替代, 2026 年之后新能源替代部分可满足负荷运行, 剩余用能部分由自产伴生气和管网来气补充。

3.2.4.6 余热利用方案

1、换热方案

余热利用热泵站规模根据站内可利用的含油污水余热量及可清洁替代供热负荷确定。根据新肇联合站含油污水十年预测水量, 水量在 $596\text{--}761 \text{m}^3/\text{d}$ 之间, 平均水量 $682.7 \text{m}^3/\text{d}$, 污水量呈逐年增加趋势, 含油污水温度 35°C , 按照含油污水温降 $10^\circ\text{C}\text{--}12^\circ\text{C}$ 计, 含油污水提取余热负荷为 $0.29\text{MW}\text{--}0.45\text{MW}$, 采用电动压缩式热泵, 供热负荷可达到 $0.48\text{--}0.6\text{MW}$, 逐年增加。

新肇联合站全年可替代供热负荷 $2.25\text{MW}\text{--}6.54\text{MW}$, 污水余热可全部在本站消纳, 因此热泵站规模按可提取最大余热量确定, 设置 1 台 0.6MW 电动压缩热泵机组, 热泵站建设规模为 0.6MW 。

结合站内工艺加热负荷和供暖伴热负荷及供热参数, 掺水炉最低供热负荷为 2.25MW , 运行平稳, 波动幅度小, 且全年运行, 因此新肇联热泵站全部用于替代掺水

炉供热。

工艺流程图见下图

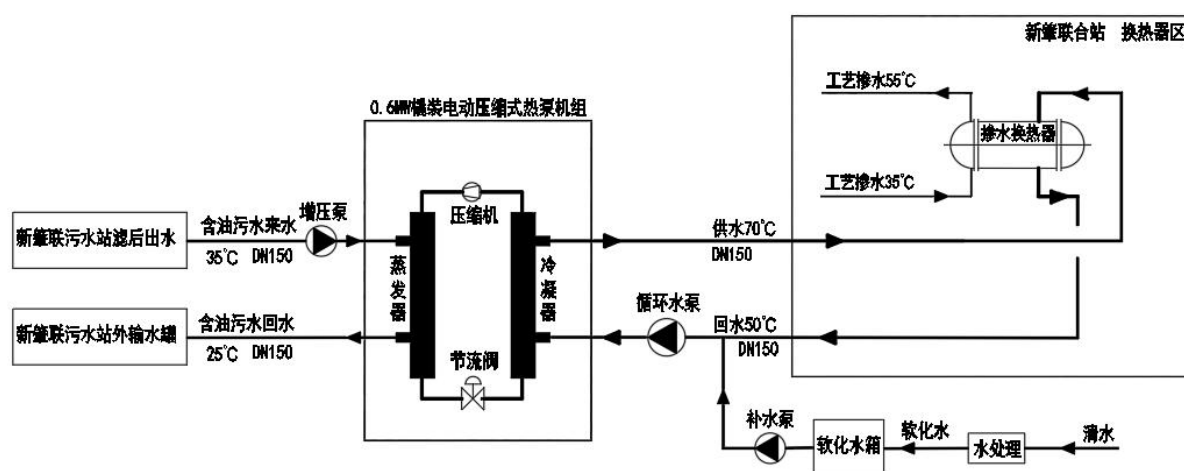


图 3.2-18 热泵站工艺流程图

2、场区平面布置

新肇联合站内平面布局紧凑，无可利用空闲场地新建热泵站，与经现场核实已建采暖泵房内的全自动软化水装置能力满足供暖伴热与热泵站热水循环系统共用需求，同时采暖泵房的水处理及泵间的空间满足本工程新增设备的需求。

为利用已建设施，减少投资，新肇联热泵站利旧已建采暖泵房（12.6m×7.5m）的水处理及泵间，扩建 1 间配电室及机柜间（3.6m×7.5m），热泵机组采用撬装结构，室外布置在加热炉区。新建 1 组掺水换热器布置在加热炉区。

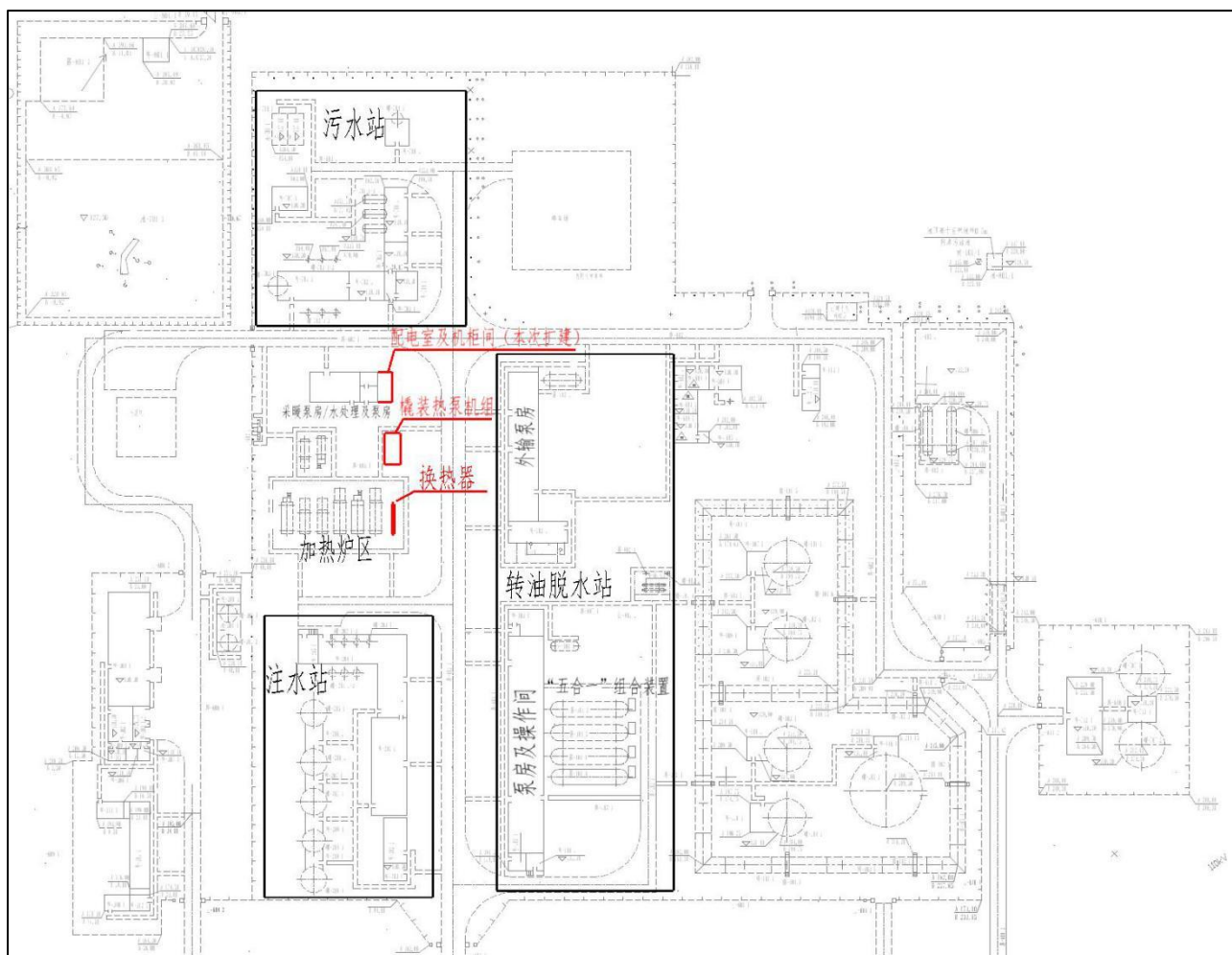


图 3.2-19 新肇联场区平面图

热泵站新建 1 组 DN150 供回水干线至采暖泵房南侧掺水换热器区。

迁建新建配电室及泵间占压的去往转油站 DN150 供热管线。

供热管网采用埋地敷设，管道采用自然补偿，选用高密度聚乙烯外护管聚氨酯泡沫预制直埋保温管，材质为 20#钢。

3、主要设备选择

(1) 热泵机组型式

本工程采用电动压缩热泵技术作为余热利用主体工艺。热泵站设置 0.6MW 的电动压缩式热泵机组，供热侧供回水温度 70/50℃，替代掺水炉加热，供热负荷稳定。油田上应用的电动压缩式热机组，压缩机类型主要两种，一种为离心压缩机，另一种为螺杆压缩机。本工程选用螺杆压缩机。

(2) 热泵机组技术参数

热泵机组主要技术参数见表 6.4-3

表 3.2-29 热泵机组主要技术参数表

序号	项目	主要技术参数
1	机组能效比 COP	3.6(全年平均 COP 值)
2	额定制热量	0.6MW
3	冷凝器	出/入口温度 70/50℃，设计压力 1.6MPa
4	蒸发器	进/出口温度 35/23℃，设计压力 1.6MPa
5	压缩机型式	螺杆式压缩机
6	配电功率	180kW
7	电压等级	380V

4、污水站取水方案

(1) 工艺流程

规划在新肇联合站新建热泵站 1 座替代本站工艺生产用热，热泵站的换热用水取自新肇联污水处理站的滤后水，换热后水质不变，仍供给下游注水站使用。热泵站换热用水工艺流程：污水站滤后水管道→增压泵→热泵机组→滤后水管道→注水储罐。

表 3.2-30 新肇联新老井污水量预测表 单位：m³/d

时间（年）	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
老井产水量	275	275	285	305	310	324	342	355	373	379
新井产水量	75	98	111	114	111	113	123	110	111	138
处理后压力返排液	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
洗井水量	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
合计	599	624	646	669	671	687	714	715	734	767

根据采油九厂提供新肇联污水站滤后水压力为 0.1MPa。本工程换热过程中热泵站内热泵机组的压力损失为 0.1~0.15MPa，同时考虑供回水管道的压力损失，不能满足新建热泵站换热用水压力需求。

规划在新建增压泵房 1 座，内设 2 台升压泵，对滤后水增压，增压后水经热泵机组后回至滤后水出水汇管（取水点下游），最终进入联合站注水储罐。

5、辅助工程配套方案

本工程扩建新肇联，站内新建热泵站 1 座，新增用电负荷 189.5kW，本站已建

10/0.4kV 2×1000kVA 站用变 1 座,已建运行负荷为 530kW,改造后站用变负载率为 37.9%,站用变可以满足新增负荷的需要,改造低压配电回路,为新建热泵站内 3kW 仪表及通讯负荷建设 6kVA 不间断电源 UPS 一套。

3.2.4.7 电力工程

本项目区域已规划建设的光伏规模 1.996MW,接入到新肇变电站。

本工程基建油井 56 口,新增各类用电平均负荷 2699kW,负荷预测见表 3.2-31。

表 3.2-31 用电负荷预测表

机采 (kW)	井口电热 (kW)	配水间用电 (kW)	仪表通讯用电 (kW)	新肇联热泵 (kW)	新肇联电加热炉 (kW)	混输泵 (kW)	平均负荷 (kW)
336	935	9	2.5	189.5	1000	227	2699

两工程新增负荷后,新肇变负载率为 134.2%,变电站剩余能力不满足本次新增负荷要求。本次负荷变化后,新肇变电站负载率超 100%,为满足新增负荷供电需求,对新肇变电所进行增容,主变容量由 1×4000kVA 增容至 1×8000kVA。增容后变电站负荷平衡见表 3.2-32。

表 3.2-32 变电站负荷平衡表

电压等级	变电站名称	主变容量 (kVA)	负荷 (kW)			负载率 (%)
			已有	新增	小计	
35/10kV	新肇变(增容)	1×8000	2400	2699	5099	67.1

本次变电站增容后,变电站供电能力能够满足负荷变化的需求。结合区域新增负荷、区域可利用土地及变电站接入能力,确定建设光伏发电直流装机容量为 5.0MW_p(交流侧 3569.5kW)+储能装置 2.5MW/5MWh。利用新肇变电站周边肇源县浩德乡石庄子村及肇源县义顺蒙古族乡胜利屯可利用土地建设光伏电站,接入到新肇变电站,不向上级变电站反送电。

表 3.2-33 电力工程部分主要工程量汇总表

序号	项目名称	单位	数量	
	供配电部分			
一	井场			
1	油井井场新建 10kV 柱上变电站	座	32	
2	新建 10kV 架空线路	km	24.9	

3	高压线路补偿装置 100kVar	套	2	
4	新建低压电缆	km	10	
二	混输泵站			
1	新建 10kV 柱上变电站 315kVA	座	1	
2	新建低压配电柜	面	5	
3	新建低压配电箱	面	1	
4	UPS 不间断电源 6kVA	套	1	
三	新肇联改造			
(一)	电加热炉			
1	35kV 变电站 10kV 出线	回	1	
2	高压电力电缆 YJV-8.7/10 3x120	km	0.2	
3	新建 10/0.4kV 撬装电控一体化变电站 1x1250kVA	座	1	含基础
	EC-JZZ-10/0.4-G4-1*1250kVA-D4-K1-X1			
4	新建低压配电箱	面	1	
5	新建低压电力电缆	km	1.2	
6	户外电缆沟 600x800	m	60	
(二)	扩建电源 扩建新肇变电站			
	35kV 变电站增容 1x4000kVA 增至 1x8000kVA	座	1	
	新能源光伏部分			
一	光伏电站			5002.14kWp
1)	35kV 变电所 10kV 出线	回	1	
2)	10kV 箱式变电站 (S20-2500kVA, 10.5±2x2.5%/0.8kV, Uk=6% Yd11)	台	1	
3)	10kV 箱式变电站 (S20-1600kVA, 10.5±2x2.5%/0.8kV, Uk=6% Yd11)	台	1	
4)	光伏组件 (N 型单晶双玻双面 715Wp)	块	6996	
5)	组串式逆变器 (AC800V, 300kW)	台	13	
6)	直流电缆 (PV1-F-1×4mm ²)	km	22.4	
7)	直流电缆 (PV1-F-1×6mm ²)	km	14.6	
8)	新建 10kV 架空线路 3×LGJ-120/20	km	3.5	
9)	更新 10kV 架空导线 3×LGJ-120/20	km	3.5	

10)	高压电缆 YJLV22-6/3 3×120	km	0.8	
二	储能 2.5MW/5MWp			含配套专业
1	2.5MW PCS 升压一体舱	套	1	
2	2.45MWh 储能电池舱	套	2	
3	储能控制系统 (EMS)	套	1	
4	壳体及附属系统			
三	土建部分			
1	22 块组件阵列 (方桩)	个	318	
1)	C40 预制钢筋混凝土实心方桩	根	4	加引气剂
	桩长 9m, 截面边长 350mm			
2)	光伏支架			
	型钢支架 Q355B	kg	328	除锈镀锌
3)	纵向檩条			
	纵向 C120x50x20x2.5 檩条 Q355B	kg	353	除锈镀锌
2	桩基检测			
3	刺丝围墙 1.5m 高	m	1385	
4	刺丝围墙大门 4.2m 宽	座	2	
5	箱变基础	座	2	
四	道路部分			
1	租用光伏区场地	10 ³ m ²	120	

3.2.4.8 供水及水处理工程

本区块污水在新肇联注水站、茂二注水站进行处理, 已建设备均满足需求, 无新增工程量。

3.2.4.9 临时工程

本项目井场、管道和道路施工时管材和筑路材料拉运到施工现场进行施工, 不设置施工营地和料场。本项目不另设剥离表土的堆场, 剥离的表土堆存于项目占地范围内, 管道施工过程剥离的表土堆存于管道施工作业带内, 井场施工过程剥离的表土堆存于井场临时占地范围内, 道路施工过程剥离的表土堆存于道路施工作业带内。

3.2.5 公用工程

3.2.5.1 给、排水工程

施工期用水主要为施工人员生活用水、钻井用水及管线试压用水，钻井用水（包括设备冲洗用水）、管线试压用水由水罐车运送，生活用水采用桶装水。施工期废水主要为施工人员生活污水、钻井废水、管线试压废水、压裂返排液。

运营期用水主要为清防蜡用水、作业用水，由水罐车运送。运营期废水主要为油井作业废水、井场采出分离出的含油污水。

1) 施工期

①施工期生活污水

根据黑龙江省地方标准《用水定额》（DB23/T727-2021）项目施工期生活用水量按 80L/人·d 计，生活污水按生活用水量的 80%计，单井预计钻井施工期 8 天，共新钻井 101 口，钻井队一般单井在井人数为 10 人，钻井时期 10 个钻井队同时施工，钻井施工期共计 81 天，施工人数 100 人。施工期生活用水量共计 648m³，则施工人员生活污水产生量为 518.4m³。压裂施工时间为 45d（压裂井共 86 口，单口井压裂时间为 5d，钻井时期 10 个压裂队同时施工，每个压裂队施工人数为 10 人），压裂施工生活用水量为 360t，生活污水产生量为 288m³。地面工程施工时间为 60d（施工人数约 50 人），地面工程生活用水量为 240t，生活污水产生量为 192m³。整个施工期生活用水量为 1248t，生活污水产生量为 998.4m³。

施工期生活污水依托周边场站生活污水收集装置，由大庆油田庆南工矿服务公司定期用罐车拉运至南区污水处理厂处理，尾水达到《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）一级 A 标准后，排入西排干渠。

②钻井废水

本工程钻井总进尺 167017m，根据大庆油田多年统计数据，钻井施工每进尺 1000m 冲洗用水约 70m³，产生钻井废水量约 20m³。本工程钻井用水消耗量为 11691.19m³，钻井废水产生量为 3340.34m³。

本项目钻井生产用水由水罐车运送，其中油基泥浆钻井 8821.5m，则钻井过程油基钻井用水量为 617.505m³，废水产生量为 176.43m³；其余部分为水基钻井用水量 11073.685m³，废水产生量为 3163.91m³。

水基钻井废水排入井场水基钢制泥浆罐中，混合为废弃泥浆定期拉运至大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）处理，不单独外排废水，处理后的滤液水经龙一联合油污水处理站处理达标后回注油层；油基钻井废水混合为废弃泥浆排入井场设置的废弃油基泥浆罐中，由钻井单位委托黑龙江迈景环保科技有限公司拉运处置，不单独外排废水，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。

③试压废水

项目管线敷设完成后进行试压，项目管线采取分段试压，分段试压长度一般不超过1~3km(本次按3km计)，配套新建集油管道37.9km（含28.4km分规格管道：Φ60×3.5规格6.35km、Φ76×4.5规格7.5km、Φ89×4.5规格2.55km、Φ114×4.5规格9.95km、Φ168×5规格2.05km，以及4.6km掺水集油管道、4.9km电加热集油管道），则试压用水产生量为262m³，管线试压废水按试压用水量的95%计，则产生试压废水产生量约249m³。由罐车拉运至新一联合油污水处理站理后回注现役油层，不外排。满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水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压裂返排液

本项目86口油井进行压裂，压裂液不在现场配制，由罐车直接运输至井场。根据大庆油田多年施工经验，单井压裂液平均使用量为100m³/口，压裂返排液产生量约50~70m³/口（本项目按70m³/口计），则压裂返排液产生量为6020m³，由罐车拉运至新一联废压裂液处理站处理后，分离出污水经新一联合油污水处理站处理达标后回注油层，不外排。

2) 运营期

①本工程95口油井（包含9口代用井）采用化学清防蜡为主，热洗为辅的综合清防蜡措施，本工程热洗周期为30天/井次，洗井时间4~6小时（本次评价按6小时计算），每小时热洗用水量为30m³，经计算，热洗清防蜡用水138700m³/a，清防蜡用水直接进入集油系统，不外排。

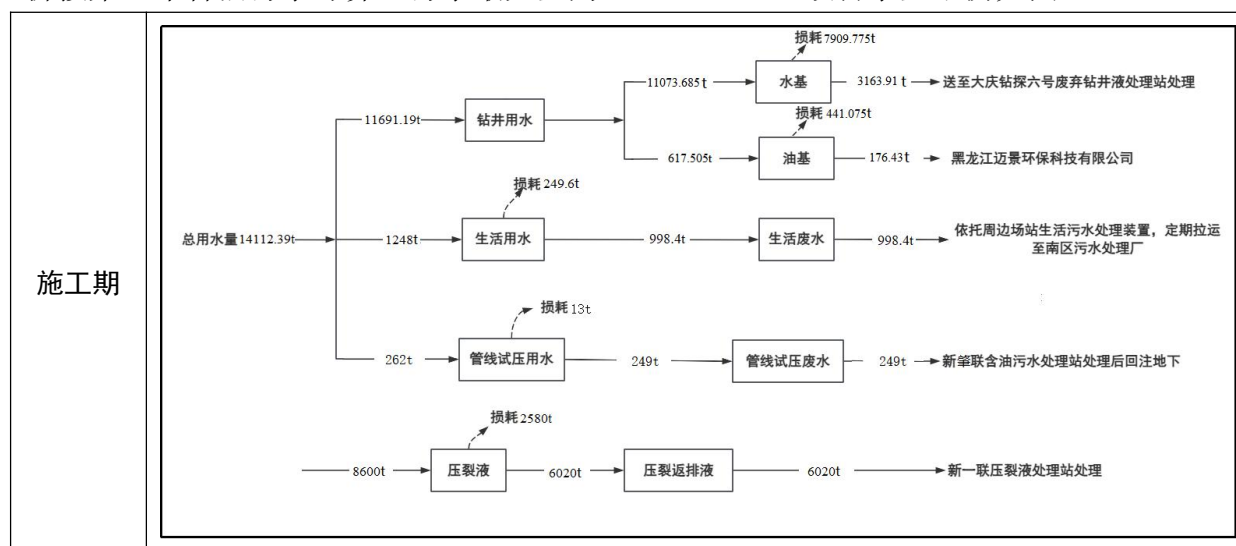
水井采用热洗方式，洗井周期平均4次/年，单次洗井用水量为65m³/井/次，17口水井洗井用水量为4420m³/a，单次水井洗井污水产生量约30-50m³/井/次，本次按照50m³/

井·次计算，水井洗井污水总量为 $3400\text{m}^3/\text{a}$ ，由罐车拉运至新肇联合油污水处理站处理后回注。

②本项目油井作业周期为 1 次/3 年，作业用水量为 $5\text{m}^3/\text{井}\cdot\text{次}$ ，95 口油井作业用水量为 $475\text{m}^3/3\text{a}$ （平均 $158.3\text{m}^3/\text{a}$ ），作业过程损耗量按 20% 计算，则作业废水量为 $380\text{m}^3/3\text{a}$ ，折合成 $126.7\text{m}^3/\text{a}$ ，主要污染物为石油类和悬浮物，通过管道输送至新肇联合油污水处理站处理达标后回注葡萄花油层，不外排。

注水井作业周期为 1 次/2 年，作业用水量为 $75\text{m}^3/\text{井}\cdot\text{次}$ ，17 口水井作业用水量为 $1275\text{m}^3/2\text{a}$ （平均 $637.5\text{m}^3/\text{a}$ ），作业过程损耗量按 20% 计算，作业污水总量为 $1020\text{m}^3/2\text{a}$ ，折合成 $510\text{m}^3/\text{a}$ 。

③根据项目产能开发预测指标，项目开采第 2 年含油污产生量最大，因此，本次评价按第 2 年含油污水计算，污水最大量为 $5.94\times 10^4\text{t}/\text{a}$ 。项目水量平衡见图 3.2-20。



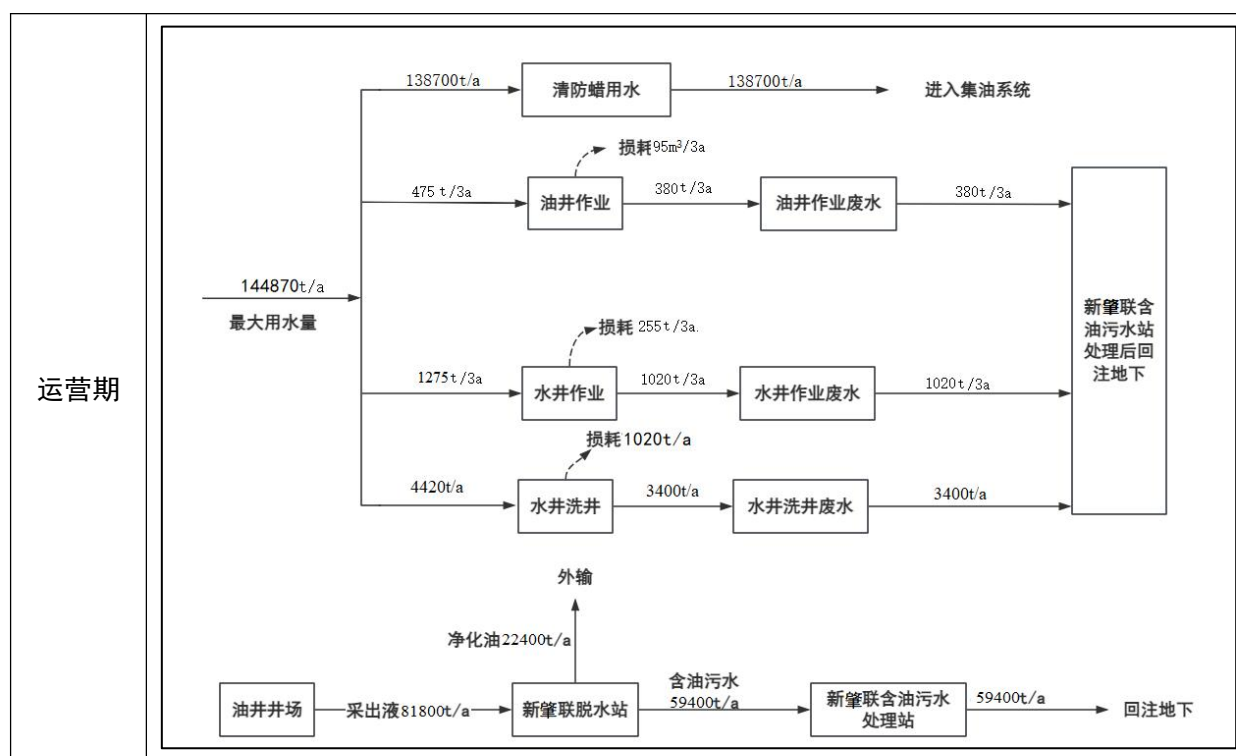


图 3.2-20 项目水平衡分析图

表 3.2-34 项目水平衡

时期	用水		废水	
	工序	用水量	工序	废水量
施工期	油基钻井用水	617.505m³	油基钻井用水	176.43m³
	水基钻井用水	11073.685m³	水基钻井用水	3163.91m³
	管线试压用水	262m³	管线试压废水	249m³
	压裂液	8600m³	压裂返排液	6020m³
	施工人员生活用水	1248m³	施工人员生活污水	998.4m³
时期	用水		废水	
	工序	用水量	工序	废水量
运营期	油井作业用水	475m³/3a	油井作业污水	380m³/3a
	水井作业用水	1275m³/2a	水井作业污水	1020m³/2a
	油井清防蜡用水	138700m³/a	油井清防蜡废水	138700m³/a
	水井洗井用水	4420m³/a	水井洗井废水	3400m³/a
	/	/	油田采出水 (油井产液分离出的含油污水)	5.94×10⁴t/a

3.2.5.2 供配电工程

本次产能新增用电负荷 500.3kW，其中井场电机负荷 192kW、电加热负荷 148.8kW、注水站负荷 142kW、防腐电位仪负荷 17.51W。区域新增总负荷计算时同时系数选取 0.9，故用电负荷取 450.3kW。项目光伏电站统一规划，选取新肇变周边可利用土地建设光伏电站，占地共约 4.7 万 m²。接入到 35kV 新肇变电站，接入变电站光伏容量见表 3.2-35。

表 3.2-35 变电站接入光伏容量表

项目名称	新增负荷 (kW)	规划交流侧装机容量 (kW)	占地(万 m ²)
新肇油田古 637 区块葡萄花油层 产能建设工程项目	1,711.8	1500	4.7

新肇变光伏电站位置见图 3.2-21。



图 3.2-21 拟选新肇变附近光伏电站位置图

3.2.6 工程占地及土石方平衡

3.2.6.1 工程占地

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

路建设产生的永久占地，施工期管线施工发生的临时占地，所涉及的永久占地和临时占地需要征用土地。古 637 区块共建设油井 95 口（包含 9 口代用井）、水井 17 口，共形成 21 座平台与 17 口独立井，总建成产能达 $7.7 \times 10^4 \text{t/a}$ 。完井后形成的永久井场占地面积为 $30\text{m} \times 40\text{m} = 1200\text{m}^2$ （油井），丛式井每增加 1 口井用地面积按照“ $(30 + (\text{井数} - 1) \times \text{井间距}) \times 40$ ”计算，本项目间距约为 4.5m；集油掺水管线施工作业面宽度为 4m（其中定向穿越南引水库主要为定向钻泥浆防渗池、钻机场地占地，占地面积按照 0.06hm^2 计算）；电缆沟施工作业面宽度为 6.5m，道路永久占地按 $((1 + \text{填高} \times 1.5) \times 2 + \text{路基宽}) \times \text{道路长度}$ 计算，填高 0.3m。产能工程各系统永久占地共计 30.62 公顷，临时占地 93.97 公顷（含管沟占地 13.22 公顷），耕地、草地（永久占地 30.62 公顷，临时用地 93.97 公顷）；光伏发电工程永久占地 0.028 公顷、临时占地 3.78 公顷。

表 3.2-36 工程占地情况一览

建设项目	永久占地 (hm^2)	临时占地 (hm^2)
	耕地、草地	耕地、草地
井场	5.8	9.99
管道	/	66.43
电力系统	0.23	17.55
道路	24.59	/
总计	124.59	
光伏发电工程	0.028	3.78
总计	128.398	

表 3.2-37 工程占地情况一览

占地类型		其他草地	旱地	水田	农村道路	合计
古 367 区块	永久占地	18.26	11.79	/	0.57	30.62
	临时占地	70.12	18.69	5.16	/	93.97
合计		88.38	30.48	5.16	0.57	124.59

3.2.6.2 土石方平衡

本项目涉及土石方的工程主要包括管线、道路、井场施工。挖方施工应分层开挖，分层堆放，施工结束后分层回填，填方不足的部分由建设单位外购，履行相关手续。

本项目管道采用沟埋方式敷设，集油管道管沟挖深约 1m，挖方量为临时占地面积 $\times$ （剥离表土 0.3m+挖深 0.7m），挖方全部原位回填；本项目电缆沟采用电缆沟敷设，管沟挖深 2m，挖方量为临时占地面积 $\times$ （剥离表土 0.3m+挖深 1.7m），井场施工占地（包括永久和临时占地）内剥离表土 0.3m，挖方量为占地面积 $\times$ 剥离厚度、站场需垫高 0.3m，借方量为永久占地面积 $\times$ 垫高 0.3m 以及剥离表土后需要回填的外购土方量；道路施工永久占地内剥离表土 0.3m，挖方量为路基宽度 $\times$ 剥离厚度，路基垫高 0.4m，则借方量为永久占地面积 $\times$ 路基垫高 0.4m 以及剥离表土后需要回填的外购土方量。

本项目施工剥离的表土就近集中堆放在各井场永久占地范围内，待施工结束后，用于其它劣质地改良；管道、地下电缆临时占地内剥离的表土施工结束后运回原位分层回填，恢复地表植被。本工程施工无弃方，土石方平衡情况详见表 3.2-38（已包含剥离表土）。

表 3.2-38 土石方平衡表 单位：（m³）

序号	类别	挖方量	利用方	借方量	填方量	弃方量	备注
1	管道	664300	664300	0	664300	0	全部用于管沟回填，挖填平衡
2	道路	73770	73770	98360	172130	0	用于道路的垫高，垫高 0.4m。
3	电缆	351000	351000	0	351000	0	全部用于电缆沟回填，挖填平衡
4	井场	17400	17400	17400	34800	0	用于井场的垫高，垫高 0.3m。
5	合计	1106470	1106470	115760	1222230	0	/

3.2.7 依托工程

3.2.7.1 依托工程环评及验收手续

依托工程环境影响评价及竣工验收情况见表 3.2-39，环保手续见附件 6。

表 3.2-39 依托工程环境影响评价及竣工验收情况一览表

序号	依托工程名称	项目名称	环评批复	验收情况
1	新肇联	《新肇油田古 68 区块产能建设工程》	庆环建字（2007）72 号	2012 年 1 月完成验收
		新肇油田新 90-74 和新 124-92 区块葡萄花油层开发井区块（古 634 区块）产能建设地面工程	庆环审〔2018〕126 号 2018.5.11	2021 年 1 月完成验收
2	茂二注水站	《大庆油田 2015 年产能建设工程	庆环审〔201〕	2020 年 4 月完成

		茂 15-1 示范区环境影响报告书》	326 号	自主验收
3	新一联合站	《新站油田北部加密区块产能建设工程环境影响报告书》	庆环审〔2014〕147 号	2019 年 9 月完成自主验收
4	大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）	《大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）建设项目环境影响报告表》	杜环建字〔2021〕17 号	2022 年 6 月通过自主验收
5	采油九厂危险废物规范化储存库	《采油九厂危险废物规范化存储工程建设项目环境影响报告表》	杜环建字〔2019〕30 号	2022 年 1 月通过自主验收
6	大庆圣德雷特化工有限公司（委托处置）	《大庆市高新区 10 万吨/年危险废物无害化利用建设项目环境影响报告书》	庆高新应急生态审〔2020〕22 号	2021 年 3 月通过自主验收
7	黑龙江迈景环保科技有限公司（委托处置）	《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
8	天然气分公司工业固废填埋场	《天然气分公司工业固废填埋场工程环境影响报告书》	庆环建字〔2012〕192 号	2020 年 1 月通过自主验收
9	肇源县晨晰非金属废料加工	《黑龙江省大庆市肇源县晨晰含油污泥无害处理项目环境影响报告书》	庆环建字〔2021〕40 号	2022 年 6 月通过自主验收

3.2.7.2 依托工程工艺流程及能力核实

1、卸油点

（1）新一联卸油点

新一联卸油点在第九采油厂 2023 年老油田改造项目《新站油田站场设施完善工程》中进行改造，目前处于施工阶段，卸油点紧邻新一联合站，设计处理能力为 200t/d，新建 20m³/h H=100m 的输油泵 2 台，每天工作时间 12 小时（中午休息时间不停泵）。除本次产能 4 口提捞井外，根据产量预测，拉运油量为 52.9t/d，新一联卸油点可满足需求。

（2）新肇联卸油点

新肇联卸油点建于 2013 年，紧邻新肇联合站，设计处理能力为 100m³/d，已建 25m³/hH=100m 的输油泵 2 台，每天工作时间 12 小时（中午休息时间不停泵）。本次产能 3 口提捞井产液进入新肇联卸油点，根据产量预测，拉运油量为 35t/d，新一联卸油点可满足需求。经核实，新肇联卸油点正常生产时最大产液量 76.7t/d，最大外输量为 6.4m³/h，已建卸油点能力满足需求。

2、转油脱水站

(1) 新一联转油脱水站

新一联合转油脱水站建于 2000 年，站内采用“五合一”处理工艺，目前管辖集油阀组间 5 座，油井 369 口（电加热 8 口，掺水井 361 口），除本站外还接受茂一、茂二、茂三及新二等转油站来液，统一处理后含水油输至新肇联，站外采用单管环状掺水集油流程与电加热集油流程，站内阀组目前有预留头，为收油流程所用。

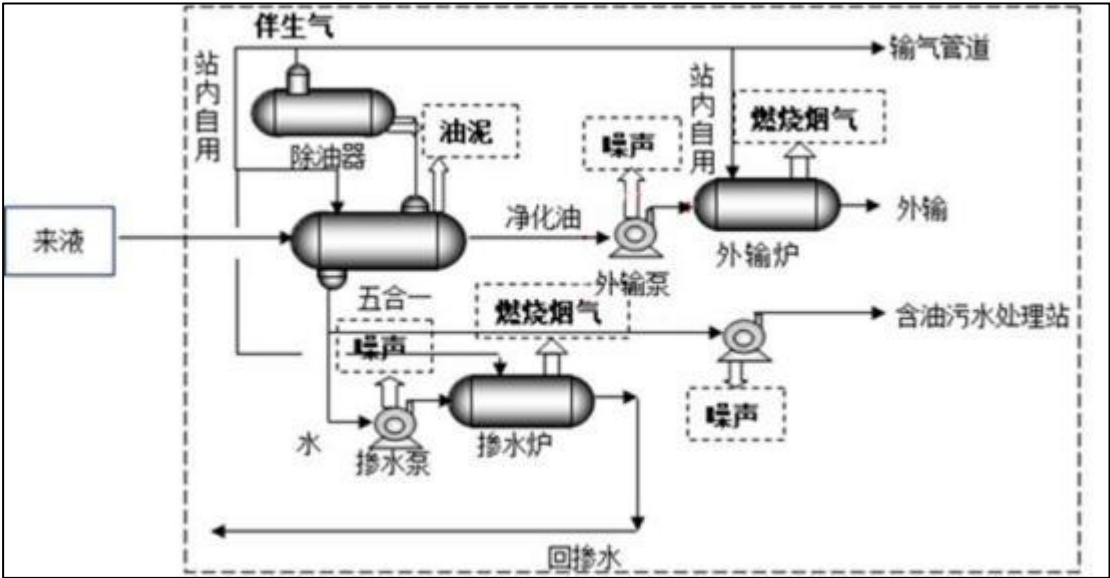


图 3.2-22 新一联工艺流程图

主要设备及能力核实情况见下表。

表 3.2-40 新一联转油脱水站设备能力核实情况表

序号	设备名称	规格型号	单位	数量	设计能力		备注
					单台	合计	
1	五合一	φ4.0×19.5	台	4	游离水 1900t/d	7600t/d	/
					加热 0.58MW	2.32MW	
					电脱 480t/d	1920t/d	
2	外输泵	SDYII25-50×12	台	2	Q=25m³/h H=600m	50m³/h	运 2 备 2
		DY25-50×11	台	2	Q=25m³/h H=550m		
3	掺水泵	DGI65-50×4	台	3	Q=65m³/h H=200m	130m³/h	运 2 备 1
4	掺水	VX2000-SY/2.5	台	2	2MW	6MW	/

	炉	XG2000-SY/2.2-1-S12090	台	1	2MW		
5	污水泵	DG60-24×2	台	3	Q=45m³/h H=48m	Q=90m³/h	/
6	外输炉	/	台	2	0.58 MW	1.16MW	/

根据核实，本次产能 4 口提捞井产液进入新一联脱水系统处理，预测油量 52.9t/d，新一联脱水站设计游离水脱除能力 7600t/d，目前负荷率为 45.6%。已建设备能力均能满足生产要求。

根据现场勘查，目前新一联转油脱水站运行正常，新一联脱水站位于新一联合站内，根据大庆中环评价检测有限公司于 2024 年 8 月 15 日~2024 年 8 月 16 日对依托新一联厂界无组织及加热炉废气排放监测结果见下表：

表 3.2-41 依托场站厂界无组织废气监测结果 单位：mg/m³

监测点位	采样日期	采样时间	非甲烷总烃			
			厂界上风向 1#	厂界下风向 2#	厂界下风向 3#	厂界下风向 4#
新一联合站	2024.8.15	08: 00-09: 00	0.48	0.55	0.58	0.61
		11: 00-12: 00	0.51	0.58	0.56	0.62
		15: 00-16: 00	0.49	0.53	0.57	0.59
	2024.8.16	08: 00-09: 00	0.47	0.58	0.52	0.65
		11: 00-12: 00	0.49	0.56	0.56	0.60
		15: 00-16: 00	0.48	0.53	0.61	0.64

表 3.2-42 依托场站厂区内无组织废气监测结果 单位：mg/m³

监测点位	项目		2024.08.15	2024.08.16
新一联厂区内	1h 平均浓度值	09: 00-09: 05	0.53	0.52
		09: 20-09: 25	0.55	0.57
		09: 40-09: 45	0.61	0.59
	任意一次浓度值		0.59	0.60

表 3.2-43 依托站场加热装置废气监测结果

场站名称	监测时间	颗粒物 (mg/m³)		NOX (mg/m³)		SO2 (mg/m³)		废气流量 (Nm³/h)	烟气温度 (°C)	氧含量 (%)	烟气黑度 (级)
		实测值	折算值	实测值	折算值	实测值	折算值				
新一联合站加	2023.2.23	11.1	12.5	86	96	25	28	2979	89.4	5.4	<1
		11.6	13.1	80	90	26	29	2869	87.1	5.5	<1

热装置		11.2	12.1	82	89	22	24	2903	87.2	4.8	<1
		10.9	11.8	83	90	26	28	2998	85.8	4.9	<1
	2023.2.24	11.8	13.2	88	98	24	27	2981	82.5	5.3	<1
		11.7	13.3	85	97	26	30	2837	86.7	5.6	<1

根据上表可知新一联厂界无组织非甲烷总烃浓度在 $0.47\sim 0.65\text{mg}/\text{m}^3$ 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）中 5.9 要求无组织排放监控浓度限值，排放的非甲烷总烃厂区内监控点 1h 平均浓度值在 $0.52\sim 0.61\text{mg}/\text{m}^3$ 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；站内加热炉颗粒物浓度为 $11.8\sim 13.3\text{mg}/\text{m}^3$ ， NO_x 浓度为 $89\sim 98\text{mg}/\text{m}^3$ ， SO_2 浓度为 $24\sim 30\text{mg}/\text{m}^3$ ，烟气黑度 <1 ，排放浓度满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 新建燃气锅炉标准限值的要求，废气均达标排放，根据引用监测中对新一联厂界噪声监测数据，厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准要求，厂界噪声达标排放。

（2）新肇联合站

①能力核实

新肇联转油脱水站建于 2000 年，目前辖集油阀组间 13 座，油井 309 口（掺水 285 口，电加热 124 口），站外采用单管环状掺水集油流程与电加热集油流程，站内阀组目前无预留头，站内采用“五合一”处理工艺。该站接收本站油井来液、新一联来液、卸油点来液。新肇联合站与新肇联卸油点来液进入“五合一”组合装置进行处理，处理后的净化油及新一联来油统一进入净化油缓冲罐，经输油泵升压、外输炉升温后外输至葡北油库。

本次产能 58 口油井的最终产液进入新肇联脱水系统处理，除本次产能外，同期编制项目《新肇油田古 637 区块（新肇公司）葡萄花油层产能建设》中共 33 口油井产液最终进入新肇联进行处理，新井投产后，新肇转油脱水站新老井产量预测、站内主要设备及能力核实情况见表 3.2-44~3.2-46。

表 3.2-44 新肇联转油脱水站产量预测表

分类	年份	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
本站老井 (含卸油点)	油量 (t/d)	180.0	159.0	144.1	134.7	121.2	111.5	102.6	94.4	86.8	79.9
	液量 (t/d)	454.5	434.4	428.9	440.2	431.4	435.6	444.2	449.5	459.5	459.2

治理拉油点	油量 (t/d)	5.5	4.9	4.4	4.0	3.6	3.3	3.0	2.8	2.5	2.3
	液量 (t/d)	15.5	14.9	14.6	14.4	14.2	14.2	14.4	14.6	15.0	14.9
古 637 区块	油量 (t/d)	156.6	156.6	129.3	121.8	103.8	89.3	78.3	69.0	60.9	54.5
	液量 (t/d)	202.3	216.6	197.2	191.2	171.6	158.4	153.2	136.1	128.8	138.7
古 637 区块 (新肇公司)	油量 (t/d)	89.1	89.1	73.6	69.3	59.1	50.8	44.6	39.3	34.7	31.0
	液量 (t/d)	115.1	123.2	112.2	108.8	97.6	90.1	87.2	77.5	73.3	78.9
新一联	油量 (t/d)	531.3	498.3	431.4	408.0	361.0	320.3	287.0	257.7	234.8	214.5
合计	油量 (t/d)	431.2	409.6	351.5	329.8	287.7	255.0	228.5	205.5	184.9	167.8
	液量 (t/d)	787.5	789.2	752.8	754.6	714.8	698.3	699.0	677.7	676.5	691.7
	污水量 (t/d)	356.3	379.6	401.3	424.8	427.1	443.3	470.5	472.2	491.6	523.9

表 3.2-45 新肇联转油脱水站主要设备表

序号	设备名称	单位	数量	设计能力		备注
				单台	合计	
1	Φ4000×20000 “五合一” 组合装置	台	4	游离水 1900t/d	游离水 7600t/d	/
				电脱水 480t/d	电脱水 1920t/d	
				加热 0.58MW	加热 2.32MW	
2	Φ3000×9600 净化油缓冲罐	台	1	/	/	/
3	1#、3#掺水炉	台	2	2.0MW	4.0MW	/
	2#掺水炉	台	1	1.6MW	1.6MW	
	4#掺水炉	台	1	2.5MW	2.5MW	
4	外输炉 1.0MW	台	2	1.0MW	2.0MW	/
5	500 m ³ 污水沉降罐	座	1	/	/	/
6	污水泵 DG30-7×9	台	2	Q=30m ³ /h	42m ³ /h	运 2 备 1
	污水泵 DGI12-7×9	台	1	Q=12m ³ /h		
7	外输泵 46-50×10	台	3	Q=92m ³ /h H=500m	Q=184m ³ /h	运 2 备 1
8	掺水泵 DF120-50×5	台	2	Q=120m ³ /h H=250m	Q=166m ³ /h	运 2 备 1
	掺水泵 DF46-50×5	台	1	Q=46m ³ /h H=250m		

表 3.2-46 新肇联转油脱水站设备能力核实

时间 (年份)	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035

处理液量 (t/d)	3520	3521	3485	3487	3447	3430	3431	3410	3408	3424
“五合一”-游离水负荷率 (%)	61.7	61.8	61.1	61.2	60.5	60.2	60.2	59.8	59.8	60.1
“五合一”加热负荷 (MW)	0.45	0.42	0.36	0.34	0.30	0.26	0.24	0.21	0.19	0.17
“五合一”-加热负荷率 (%)	25.6	24.4	20.9	19.6	17.1	15.2	13.6	12.2	11.0	10.0
“五合一”-电脱负荷率 (%)	29.9	28.4	24.4	22.9	20.0	17.7	15.9	14.3	12.8	11.7
夏季掺水量 (m ³ /h)	84.0	84.0	84.0	84.0	84.0	84.0	84.0	84.0	84.0	84.0
夏季掺水泵负荷率 (%)	50.6	50.6	50.6	50.6	50.6	50.6	50.6	50.6	50.6	50.6
夏季掺水负荷 (MW)	3.52	3.52	3.52	3.52	3.52	3.52	3.52	3.52	3.52	3.52
夏季掺水炉负荷率 (%) -单台检修	62.8	62.8	62.8	62.8	62.8	62.8	62.8	62.8	62.8	62.8
冬季掺水量 (m ³ /h)	109.8	109.8	109.8	109.8	109.8	109.8	109.8	109.8	109.8	109.8
冬季掺水泵负荷率 (%)	66.2	66.2	66.2	66.2	66.2	66.2	66.2	66.2	66.2	66.2
冬季掺水负荷 (MW)	4.73	4.73	4.73	4.73	4.73	4.73	4.73	4.73	4.73	4.73
冬季掺水炉负荷率	58.3	58.3	58.3	58.3	58.3	58.3	58.3	58.3	58.3	58.3
外输净化油量 (m ³ /h)	46.4	43.8	37.8	35.6	31.3	27.7	24.9	22.3	20.2	18.4
外输泵负荷率 (%)	25.2	23.8	20.5	19.3	17.0	15.1	13.5	12.1	11.0	10.0
外输液加热负荷 (MW)	0.40	0.38	0.33	0.31	0.27	0.24	0.22	0.26	0.24	0.21
外输炉负荷率 (%) -单台检修	40.5	38.2	32.9	31.0	27.3	24.2	21.7	26.0	23.5	21.4
外输污水量 (t/d)	356.3	379.6	401.3	424.8	427.1	443.3	470.5	472.2	491.6	523.9
污水泵负荷率 (%)	35.4	37.7	39.8	42.1	42.4	44.0	46.7	46.8	48.8	52.0
污水沉降罐沉降时间 (h)	3.4	3.4	3.4	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.2

根据能力核实情况,新井投产后,新肇联转油放水站设备均满足生产需要。

因此本次引用大庆中环评价检测有限公司于 2022 年 11 月 27 日对新肇联合站厂界非甲烷总烃排放浓度监测数据可行。

表 3.1-47 站场厂界无组织废气监测结果单位: mg/m³

监测点位	采样日期	非甲烷总烃
		厂界 mg/m ³
新肇联联合站厂界	2024 年 10 月 27 日	0.32-0.40

根据监测结果新肇联合站厂界非甲烷总烃无组织 0.32-0.40mg/m³ 排放浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中 5.9 企业边界污染物控

制要求限值标准（4.0mg/m³）要求。

根据现场调查可知，现有新肇油田古 637 区块内已建场站为新肇联合站，燃料为天然气，产生的烟气较为清洁。引用大庆石油管理局环境监测中心站 2024 年 4 月 30 日出具的《第九采油厂废气监测报告》，该报告于 2025 年 4 月 24 日对新肇联干线炉 2 固定污染源废气监测排放数据，具体监测结果见表 3.1-48。

表 3.1-48 各场站加热装置废气监测结果

场站名称	监测时间	颗粒物 (mg/m ³)		NO _x (mg/m ³)		SO ₂ (mg/m ³)		废气流量 (Nm ³ /h)	氧含量 (%)	烟气黑度 (级)
		实测值	折算值	实测值	折算值	实测值	折算值			
新肇联转油脱水站加热装置	2025.4.24	7.6	10.4	84	115	3	3	3116	8.2	<1
		7.3	13.1	73	130	3	3	2961	11.2	<1
		7.3	10.8	61	90	3	3	2594	9.1	<1

由上表可知，新肇联转油脱水站加热装置燃烧烟气中 SO₂、NO_x 和颗粒物均能满足运营期依托场站新肇联转油脱水站加热炉执行《工业炉窑大气污染物排放标准》（GB9078-1996）标准。

依据现场调查的现有区块内各场站的年耗燃气量及本次评价引用的加热炉排气筒监测数据可知，新肇联转油脱水站加热炉排放的废气中颗粒物最大值为 11.3mg/m³，NO_x 最大值为 73mg/m³，SO₂ 最大值为 22mg/m³，烟气黑度小于 1 级；根据建设单位提供的场站燃气情况，新肇联转油脱水站年燃气量为 553.19×10⁴m³/a，核算各场站加热装置的烟气量及大气污染物排放情况，产生的烟气量按《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（2021）中的燃气锅炉产排污系数 10.7753Nm³/万 m³-原料进行源强核算。具体见表 3.1-49。

表 3.1-49 现有区块内站场加热装置燃烧烟气量及大气污染物排放情况

名称	污染源名称	高度 m	燃气量 万 Nm ³ /a	烟气排放量 (万 Nm ³ /a)	污染物排放情况 t/a		
					SO ₂	NO _x	颗粒物
新肇联合站	“五合一”4 台、掺水炉 4 台、外输炉 2 台、采暖炉 2 台	20	458.9	49944.8	0.586	6.804	0.686

由以上分析可知，区块内场站排放的锅炉烟气中颗粒物排放量为 0.686t/a，NO_x 排放量为 6.804t/a，SO₂ 排放量为 0.586t/a，场站加热炉烟气排放满足运营期依托场站新肇

联转油脱水站加热炉执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 新建燃气锅炉排放标准。

根据 2023 年 7 月 17 日《第九采油厂建设工程监测报告》可知，该竣工环境保护验收报告噪声监测结果表明，区域内已建井场的监测结果可知，现有区块内井场抽油机产生的噪声在经过一定距离衰减后能够达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准要求。因此，区块内井场抽油机产生的噪声对声环境影响较小。根据本次对区块内已建场站-新肇联转油脱水站的现状监测数据可知，场站厂界外 1m 处噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准。

表 3.1-50 现有工程站场厂界噪声监测值 单位：dB(A)

监测点位	2025.3.29	
	昼间	夜间
新肇联联合站厂界南侧	53	44
新肇联联合站厂界西侧	54	44
新肇联联合站厂界北侧	52	42
新肇联联合站厂界东侧	53	43

由上表可知，现有区块内新肇联合站厂界昼夜噪声均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准要求。

3、新一联采出水处理站

根据采油九厂提供的开发预测资料，本次新井投产后，新一联污水预测量见表 3.2-47。

表 3.2-51 新一联新老井污水量预测表单位：m³/d

时间（年）	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
老井产水量	556	552	551	553	568	576	590	599	617	661
新井产水量	69	87	94	160	152	146	142	139	137	136
合计	625	639	645	713	720	722	732	737	754	798

由表 3.2-47 可知，新一联新、老井产水量规划期内最高为 798m³/d，新一联现处理能力可以满足新增产能污水处理要求，并在新一联地区回注，新一联地区产注平衡详见表 3.2-48。

表 3.2-52 新一联地区产、注水量平衡 单位：m³/d

时间（年）	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034

新一联产水量	625	639	645	713	720	722	732	737	754
新一联地区注水量	805	770	780	760	740	750	750	760	760
产水-注污水	-180	-131	-135	-47	-20	-28	-18	-23	-6

由上表可知，污水在新一联地区能全部回注，不足部分由新一联水质站补充，新一联水质站能力可以满足需求。

4、新肇联合含油污水处理站

根据采油九厂提供的开发预测资料，本次新井投产后，新肇联污水预测量见表 3.2-49。

表 3.2-53 新肇联新老井污水量预测表单位：m³/d

时间（年）	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
老井产水量	275	275	285	305	310	324	342	355	373	379
新井产水量	72	94	106	109	106	108	118	105	106	132
处理后压力返排液	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
洗井水量	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
合计	596	620	641	664	667	682	709	710	729	761

由表 6.3-3 可知，新肇联新、老井产水量规划期内最高为 761m³/d，新肇联现处理能力可以满足新增产能污水处理要求，并在新肇联地区回注，新肇联地区产注平衡详见表 3.2-50。

表 3.2-54 新肇联地区产、注水量平衡 单位：m³/d

时间（年）	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
新肇联产水量	596	620	641	664	667	682	709	710	729
新肇联地区注水量	1100	1080	1080	1080	1080	1080	1070	1070	1070
产水-注污水	-504	-460	-439	-416	-413	-398	-361	-360	-341

由上表可知，污水在新肇联地区能全部回注，不足部分由新肇联水质站补充，新肇联水质站能力可以满足需求。

5、茂二注水站

茂二注水站由茂二地下水处理站供水，茂二地下水处理站已设计能力为 2300m³/d，十年最高负荷率为 50%，已建站能力可以满足新老井需求。根据开发预测方案，区块内平均单井日注水量 22m³/d，共 17 口水井，本项目投产后最大日注水量为 374m³/d，负荷率为 16%，该站剩余注水能力能够满足本项目需求。

根据生产运行资料，结合茂二转油站厂界无组织及加热炉废气排放监测结果可知（表 3.2-30~表 3.2-32），茂二转油站厂界无组织废气满足《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 要求标准,厂区内非甲烷总烃无组织排放浓度满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019)中限值要求,站内加热炉燃烧烟气排放满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表 2 新建燃气锅炉标准限值的要求;结合本次对茂二转厂界噪声监测数据(表 3.2-35),厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类标准要求,各污染物均达标排放。

6、黑龙江迈景环保科技有限公司废弃泥浆无害化处理油基泥浆站

本项目产生的油基钻井废水、油基废钻井液、油基钻井岩屑、含油废射孔液依托黑龙江迈景环保科技有限公司处置。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、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(900-041-49)。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 25 万 t/a,约 684t/d,目前实际处理量为 540t/d,钻井废水油基最大产生量为 3340.34t,排入废弃油基泥浆罐,废钻井液、钻井岩屑、废射孔液由处理合计 75213.408t,最大产生量为 210t/d,黑龙江迈景环保科技有限公司剩余处理规模 213t/d,处理能力满足本项目需求。

根据处理工艺可知:采用“减量化+热脱附”工艺分别处理油气田钻井油基泥浆与含油污泥,两物料在减量化、热脱附阶段均分开进料,预处理装置区新增两套减量化装置,热脱附过程在热脱附厂房(II)内开展。

减量化处理中,物料由罐车输送至厂内泥浆池或含油污泥池,需批次检测 pH(检测值为 7.8-8)。物料先进入配备振动筛与搅拌器的接浆罐,振动筛分离大粒径杂质,搅拌器防止固相颗粒沉积以保证物料均匀,随后通过提升设备打入均质罐。均质罐内调节物料含固率至 15%-20%,借助蒸汽盘管(配两台蒸汽发生器)将物料加热至 65-75℃,同时添加 PAC 絮凝剂与 PAM 助凝剂,使小粒径物料聚成大絮团,方便后续处理。接着均质后物料进入程控高压隔膜式压滤机,压滤产生的滤渣暂存于物料堆场,后续通过进

料系统定量送入热脱附系统；压滤滤液则进入油水分离器，先经斜板分离器去除浮油（浮油自流至污油箱再送油罐暂存），再经重力分离器让细小油粒聚并上浮（除油率超 80%），最后由高效聚结分离器去除残余乳化油（处理后水中油含量 $<5\text{mg/L}$ ），分离出的油由大庆钻探工程公司回收拉运，水则送入污水池处理。

污水处理采用气浮除油工艺，含油污水先进入管式反应器，该反应器由两组特殊混合管道构成，加入 PAC 与 PAM 药剂，通过控制混合能量和时间实现优化混凝。之后污水进入气浮装置，与溶气水混合，溶气水经释放器释放 $10\text{-}30\mu\text{m}$ 微气泡，絮体附着气泡上浮形成浮油，由自动刮油刮渣机清除，装置底部沉淀物通过穿孔排泥管与排污阀排出。出水部分（设计回流比 15%-20%）经多相流溶气泵、溶气罐（溶气压力 0.60MPa ）处理后循环生成溶气水，过剩空气通过释放阀排出，确保溶气水无大气泡，最终实现固液与液液分离。

热脱附处理针对预处理后含水率 40%、含油 5% 的物料，装置间歇运行，为杜绝二噁英生成，严禁混入塑料等杂物，且开机前充氮气排空气，保障物料在密闭绝氧环境中处理，物料总停留时间 8-11h。处理分三阶段：第一阶段加热至 100°C 并停留 2h，脱水 90%（含 1% 轻质油），产生的油气经冷凝后进入油水气分离系统，油回收至储罐、水入污水池，不凝气经水封后喷入装置燃烧；第二阶段加热至 250°C 并停留 3-5h，去除残余油水，油气处理同第一阶段，不凝气经碱洗水封后燃烧；第三阶段加热至 300°C 并停留 1-2h，使物料中有机物碳化，此阶段产生的含粉尘不凝气直接燃烧，待温度降至 80°C 以下，喷水降温降尘后自然冷却 2-3h，排出黑色粉末状泥渣（含油 $<0.3\%$ ）暂存干渣堆场。热脱附燃料为天然气与处理过程中产生的不凝气，燃料不与物料接触，通过外胆加热内胆物料，燃烧烟气经布袋除尘器+脱硫装置处理后，由 15m 高排气筒排放。

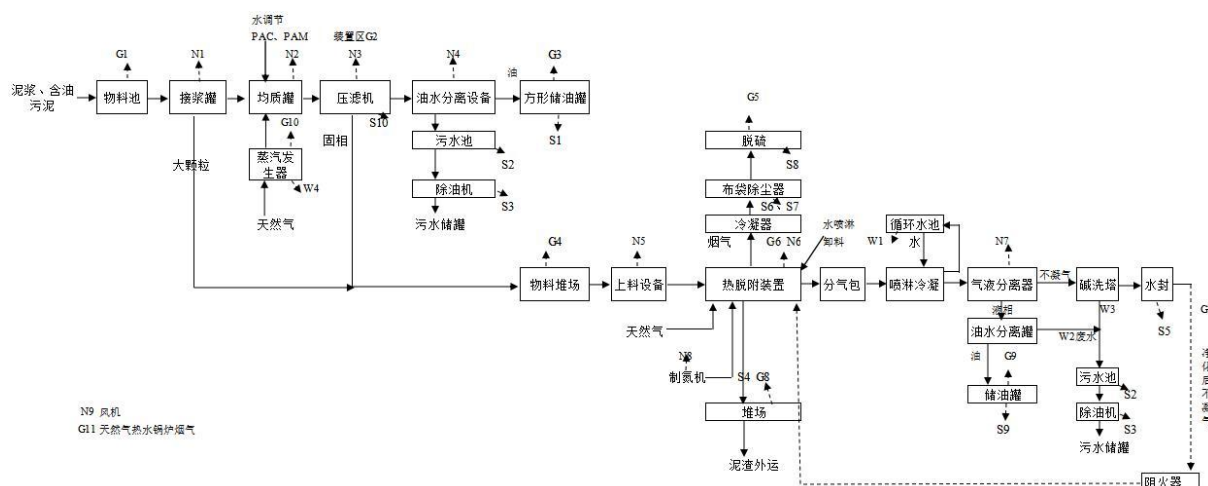


图 3.2-23 废弃泥浆无害化处理工艺流程图

根据竣工环保验收报告，黑龙江迈景环保科技有限公司油基泥浆站厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中标准要求，厂界无组织废气满足《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，站内加热炉燃烧烟气排放满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）相应标准限值，生产废水满足龙一联含油污水站进水指标，生活污水满足污水排放标准，脱水油泥满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）中表 1 中各项污染控制指标标准限值，各污染物均达标排放。

7、肇源县晨晰非金属废料加工有限公司

肇源县晨晰非金属废料加工有限公司建设地点位于大庆市肇源县和平乡和平村西北 835m 处。项目年处理含油污泥 36000 吨，采用预处理+密闭旋转蒸馏工艺，预处理工艺为加热、离心搅拌。石油、天然气开采行业产生的含液率高的清罐油泥、废弃钻井泥浆经预处理后，得到混合油，落地油泥及经过预处理的清罐油泥、废弃钻井泥浆进入密闭旋转蒸馏炉，实现混合气体和废渣的分离，气体经冷凝得到混合油。精炼石油产品制造行业含油污泥经预处理后，进入密闭旋转蒸馏炉，实现混合气体和废渣的分离，气体经冷凝得到混合油。预处理及冷凝得到的混合油进入厂区现有废机油处理装置处理。

本工程运营期共产生含油污泥 2.31t，定期交由大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处置。肇源县晨晰非金属废料加工有限公司年处理含油污泥 36000 吨，剩余能力约为 20000m³/d，处理能力可满足要求。

8、大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）

本项目施工期产生水基钻井废水、钻井泥浆、钻井岩屑、非含油废射孔液通过罐车拉运至大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）进行无害化处理。大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）主要工艺流程为：将井场现场排出的钻井废水、废钻井液、钻井岩屑、废射孔液等排入钢制泥浆罐运至该处置场，泵入接浆罐。通过振动筛供浆泵输送至双层高频脱水筛进行分类处理，固体排出至渣土收集场，液相回收至存储罐。离心机仓的液相经螺杆泵输送至均质罐内，通过加药装置进行加药絮凝，将压滤罐内的液相通过保压泵输送至上料罐，进行压滤机进行压干处理，干泥饼排出至渣土收集场，液相经管道输送至储水罐。清水罐内清水通过液下渣浆泵回用至加药装置，可通过砂泵输送至清水罐车。该站处理工艺流程见图 3.2-24。

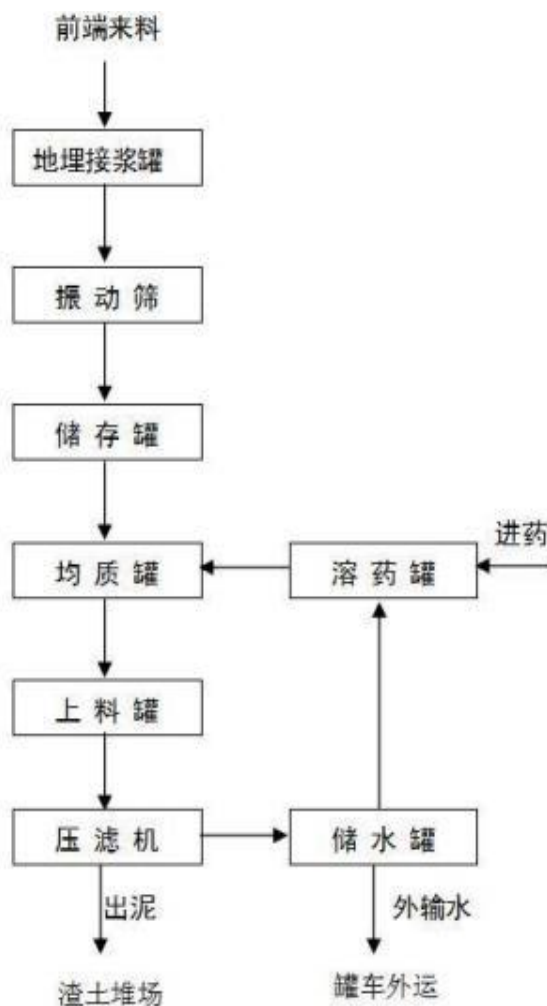


图 3.2-24 大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）处理工艺流程图

大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司于 2020 年 1 月 21 日取得《大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司采油九厂 15 万 m³/a 钻井废弃泥浆无害化处理建设项目环境影响

报告表》环评批复（杜环建字〔2020〕7号），于2020年7月4日通过自主验收；于2021年进行改扩建，建设单位由“大庆油田昆仑集团有限公司环保分公司”变更为“大庆洁宇环保科技有限公司”，项目名称为“大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）”，并于2021年12月13日取得环评批复（杜环建字〔2021〕17号），于2022年6月10日通过自主验收。该站已取得排污许可证，发证日期为2021年11月25日，于2022年11月12日变更，许可证编号为91230604MA1BX1YC6W003Z。

大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）经固液分离后排放的固体（泥饼）执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020），泥饼和岩屑外售综合利用；压滤液定期由罐车拉运至新一联含油污水处理站处理。

大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）最大处理能力为45万 m^3/a （1500 m^3/d ），目前处理量约为719.5 m^3/d ，本项目整个钻井施工期产生的水基钻井废水、定向钻泥浆总量为3370.34 m^3 ，最大产生量为26 m^3/d ，大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）剩余处理规模为780.5 m^3/d ，处理能力满足本项目需求，依托可行。

根据《大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）建设项目竣工环境保护验收监测报告表》中泥饼和岩屑的检测结果（大庆大公环境检测有限公司，大庆大公环检（委）字2022年第0690号），泥饼经大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）处理后，泥饼满足国家《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中的第I类一般工业固体废物标准。同时根据《大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）建设项目竣工环境保护验收监测报告表》，验收期间厂界无组织颗粒物浓度最大值为0.107 mg/m^3 ，满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表2中无组织排放标准，站内加热装置排放燃烧烟气中颗粒物、 NO_x 、 SO_2 浓度最大值分别为9.0 mg/m^3 、76 mg/m^3 、15 mg/m^3 ，烟气黑度 <1 ，满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表2新建燃气锅炉标准限值的要求；厂界四周昼间噪声值为46.4~49.5dB（A），夜间噪声值为43.5~46.1dB（A），满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类标准要求。

9、新一联废压裂液处理站

本项目产生的压裂返排液由罐车拉运进入新一联废压裂液处理站处理，进入废压裂液回收池内静沉后，大部分污油上浮，污泥则沉入池底，由废压裂液处理装置提升泵从

池内提升含油污水进行处理,处理达标后再外输至新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)中的限值:“含油量 $\leq 8.0\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3.0\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2.0\mu\text{m}$ ”,同时满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注现役油层。

新一联合废压裂液处理站设计处理量 $240\text{m}^3/\text{d}$,目前实际最高处理量 $156\text{m}^3/\text{d}$,负荷率为 65%,剩余负荷能力为 $84\text{m}^3/\text{d}$;废压裂液回收池体积为 $45\text{m}\times 45\text{m}\times 2.5\text{m}$ 。容积约为 5000m^3 ,目前已使用 3000m^3 ,负荷率为 60%,目前剩余容积为 2000m^3 。本项目 23 口采油井压裂产生的压裂返排液量为 6020m^3 ,约 $47\text{m}^3/\text{d}$,处理能力满足本项目需求,依托可行。

10、天然气分公司工业固废填埋场

施工期产生的废纯碱、膨润土、水泥等包装袋及破损的废防渗布、施工废料等一般工业固废依托天然气分公司工业固废填埋场处理,填埋场位于大庆市红岗区兴隆村东南、西干线西侧 1.31km 处,占地 1.8hm^2 。

天然气分公司工业固废填埋场总容量为 11624m^3 ,年处理能力 581.2m^3 ,目前实际容纳约 5000m^3 ,剩余能力为 6624m^3 ,本项目产生的废纯碱、膨润土、水泥等包装袋及破损的非含油废防渗布、施工废料共为 3.454t/a ($< 581.2\text{m}^3$),天然气分公司工业固废填埋场剩余处理能力满足本项目需求。

3.3 影响因素分析

3.3.1 原辅材料分析

(1) 物料消耗

①钻井用水：钻井过程需要用清水冲洗钻台、钻具等。钻井施工每进尺 1000m，冲洗用水约 70m³，本工程钻井总进尺 167017m，本工程钻井用水消耗量为 11691.19m³。

②项目管线敷设完成后进行试压，配套新建集油管道 37.9km，根据新建管线截面面积及长度，项目试压用水总量为 262m³。

③施工期生活用水量共计 1248m³。

④钻井液：根据本项目钻井工程设计中钻井液用量设计，单井水基钻井液用量（133~185）~1925 为 331m³（75 口油井），（133~185）~2790m³ 为 408m³（5 口油井），单井油基钻井液用量 569m³，本项目共新钻井 86 口（80 口采用水基钻井液，6 口采用油基钻井液），经计算本工程油基钻井液用量为 3414m³，水基废钻井液 26865m³。

⑤定向钻废弃泥浆：本项目采用定向钻穿越南引水库泄水干渠，定向钻穿越施工需使用配制泥浆，用于成孔和护孔壁，清扫钻屑、传递动力、降低钻进及回拖阻力等。本项目施工期定向钻使用配制泥浆，主要成分为膨润土。根据统计，本项目管线穿越沟渠长度 30m，由此估算，本项目定向钻施工产生废弃泥浆产生总量约 30m³。

⑥射孔液：根据大庆油田多年统计数据，射孔液用量为 40m³/井，本项目新钻 101 口井射孔液用量为 4040m³。

⑦压裂液：本项目 86 口油井进行压裂，根据大庆油田多年施工经验，单井压裂液平均使用量为 100m³/口，本工程产生压裂液 8600m³。

⑧柴油：根据大庆油田多年钻井的物料消耗数据统计，钻井进尺每 1000m 柴油用量为 20t（使用柴油机发电），本工程钻井总进尺为 167017m，则柴油用量为 3340.34t。

⑨水泥：根据钻井工程设计，本工程单井固井水泥用量为 90t，经计算，本工程固井水泥用量为 9090t。

⑩清防蜡：本工程热洗周期为 30 天/井次，洗井时间 4~6 小时（本次评价按 6 小时计算），每小时热洗用水量为 20m³，经计算，热洗清防蜡用水 138700m³/a。本工程 17 口水井采用热洗方式，洗井周期平均 4 次/年，单次洗井用水量为 65m³/井/次，17 口水井洗井用水量为 4420m³/a，单次水井洗井污水产生量约 30-50m³/井/次，本次按照 50m³/

井·次计算，水井洗井污水总量为 3400m³/a。

⑪热洗采用复合水基清防蜡剂，平均每口井每次加 15kg 清防蜡剂，热洗周期为 30 天/井次，本工程 95 口油井热洗清防蜡剂用量为 17.1t/a。

⑫本项目油井作业周期为 1 次/3 年，作业用水量为 5m³/井·次，95 口油井作业用水量为 475m³/3a

本项目油井作业周期为 1 次/3 年，作业用水量为 5m³/井·次，95 口油井作业用水量为 475m³/3a；注水井作业周期为 1 次/2 年，作业用水量为 75m³/井·次，17 口水井作业用水量为 1275m³/2a。

⑬本工程投产后，本工程新增年耗电 185.2×10⁴kW·h、耗气 4.4×10⁴m³。

⑭本工程总建成产能达 7.7×10⁴t/a

本工程主要物料消耗表见表 3.3-1。

表 3.3-1 主要原辅材料消耗一览表

序号	时期	项目	原辅材料	消耗量
1	施工期	施工用水	钻井用水 (m ³)	11691.19
2			管线试压用水 (m ³)	262
3			生活用水 (m ³)	1248
4		钻井	钻井液 (m ³)	59569
5		定向钻	定向钻废弃泥浆 (m ³)	30
6		射孔	射孔液 (m ³)	4040
7		压裂	压裂液 (m ³)	8600
8		钻井期发电	柴油 (t)	3340.34
9		固井	水泥 (t)	9090
10	运营期	油井清防蜡	清防蜡用水 (m ³ /a)	138700
11			清防蜡剂 (t/a)	17.1
12		油井作业	油井作业用水量 (m ³ /3a)	475
13			水井作业用水 (m ³ /2a)	1275
14		生产运营	耗电 (万 kW·h/a)	185.2
15		油气水分离	耗气量 (万 m ³ /a)	14.37

(2) 主要原辅材料成分理化性质

①钻井液

钻井时需要使用钻井液，构成循环流体，从而将钻井岩屑从井底携带至地面。本工程钻井均采用无毒无害的水基钻井液，一开时钻井液类型为膨润土浆，主要成分是膨润土、纯碱；二开时采用复合阳离子钻井液体系，主要成分为膨润土、纯碱、WDYZ-1、HX-D、SPNH-1、FST-2、DJ-C、FPS、NH₄-HPAN-2，重晶石粉，存放在材料房内。

表 3.3-2 水基钻井液成分理化性质表

序号	原料名称	重要组分	理化性质及作用	危险特性
1	膨润土	天然矿物，主要成分是层状铝硅酸盐蒙脱石	其晶体结构是由两个硅氧四面体晶片中间夹 1 个铝氧八面体晶片组成 1 个晶层，在硅氧四面体中，有部分的 Si ⁴⁺ 可被 Al ³⁺ 取代，铝氧八面体层中有部分的 Al ³⁺ 可被 Fe ²⁺ 、Mg ²⁺ 、Zn ²⁺ 等阳离子取代，这样使得蒙脱石的晶格显负电性，同时晶层上下皆为氧原子层，不能形成氢键，晶层间有微弱的分子力连接，连接力弱，水分子容易进入两层之间使之吸水肿胀。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
2	纯碱	碳酸钠 Na ₂ CO ₃	无水碳酸钠为白色粉末，易溶于水，水溶液呈碱性，pH 值为 11.5。在泥浆中发生电离和水解，提供 Na ⁺ 和 CO ₃ ²⁻ ，在泥浆中通过离子交换和沉淀作用，使钙质粘土变为钠质粘土。另外可除掉石膏或水泥浸入泥浆中的 Ca ²⁺ 离子，使泥浆性能变好	无毒、有腐蚀性
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℃，可调节钻井液的流变性，提高体系动逆比、切力，具有很强的携屑能力，可防止井下发生复杂情况。其中木质素、腐殖酸可生物降解。	无毒
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，pH 值 7~9，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
5	SPNH-1	褐煤树脂	外观为黑褐色固体粉末或颗粒，钻井液用褐煤树脂 SPNH 是在苯环单元引入磺酸基，苯环间又以碳原子相连，能够抗高温。水化作用强、缔合水的键能高，因而又解决了它的水溶性，决定了它抗盐、抗钙、降低高温高压降失水量的作用。	无毒

6	FST-2	植物胶 20-30%, 纤维素 20-30%, 纤维 30-40%, 膨 胀物 10-20%, 其 他 5-10%	有色固体粉末, 相对密度 1.0-1.1g/cm ³ , 不溶于水封堵 高渗透地层孔隙, 微裂缝, 屏蔽暂堵高渗地层, 保护 储层、提高固井质量	无毒
7	DJ-C	以丙烯酸、氢氧化 钠等原材料聚 合而成。	有较强的稀释作用, 主要由其线性结构、低相对分子 质量、及阴离子基团决定。通过氢键吸附在粘土颗粒 上, 顶替掉吸附在粘土颗粒的高分子聚合物, 从而拆 散高聚物与粘土颗粒形成的“桥接网架结构”。	无毒 性
8	FPS	复合甲基硅酸钠	其高效防水机理是在水和二氧化碳的作用下, 生成甲 基硅酸醇, 在结构材料表面及内部生成一层几个分子 后的不溶性的防水高分子化合物, 网状的有机硅树脂 膜, 降低粘度和切力	无毒
9	NH ₄ -HPA N-2	双聚铵盐	双聚铵盐(NH ₄ -HPAN-2), 外观为自由流动的粉末及颗 粒, 铵含量 (%) ≤6.0, 是水解聚丙烯腈-铵盐 (NH ₄ -HPAN) 的进一步改进, 克服了铵盐抗盐、抗钙 力较差的缺点, 是腈纶丝、丙烯酰胺、氨水在高温、 高压下聚合的产物, 因带有-NH ₄ 、-NH ₂ 、-CN 基团, 具有一定的防塌、防水化膨胀和很好的抗盐能力, 并 且使用不受温度的限制, 具有良好的降滤失功能。	无毒
10	重晶石粉	BaSO ₄	纯品为白色粉末, 如含有杂质多为灰绿化。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。	无毒

B. 膨润土浆+油基钻井液体系

古 693-74-78、新 220-90、新 220-92、古 692-94-110、古 692-96-106、新 220-124 等 6 口油井, 钻井一开和二开分别采用膨润土浆、油基钻井液体系。钻井液主要成分见表 3.3-3

表 3.3-3 油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	柴油	柴油	柴油是轻质石油产品, 复杂烃类(碳原子数约10-22) 混合物。为柴油机燃料。分为轻柴油(沸点范围约180 ~370℃)和重柴油(沸点范围约350-410℃)两大类 。热值为3.3×10 ⁷ J/L。易燃易挥发, 不溶于水, 易溶于 醇和其他有机溶剂。	微 毒 性
2	主乳化剂	R-Y0	具有优良的抗温乳化性能, 低温可达200℃以上, 主要 用于混油、油包水、油基钻井液; 提高油基钻 井液的热稳定性用于稳定乳状液, 提高悬浮新性能 以及减小确保乳状液长期保持稳定的重要组成部 分, 因此, 也叫做油基钻井液的稳定剂。	无 毒 性

3	辅乳化剂	MOWETL	外观粘稠透明液体，密度为0.95~1.05g/cm ³ ，表面张力≤40Mn/m，主要用于防止水侵污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 ⁴⁺ 可被Al ³⁺ 取代，铝氧八面体层中有部分的Al ³⁺ 可被Fe ²⁺ 、Mg ²⁺ 、Zn ²⁺ 等阳离子取代，这样使得蒙脱石的晶格显负电性，同时晶层上下皆为氧原子层，不能形成氢键，晶层间有微弱的分子力连接，连接力弱，水分子容易进入两层之间使之吸水肿胀。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	无毒性
6	封堵剂I型	HFLK	改性腐殖酸类，腐殖酸石油生物残骸并微生物分解和复杂化学过程形成的深色、酸性的亲水胶体类有机物，改性腐殖酸有很强的抗温抗盐能力，可以用于深井和超深井钻井，有降滤失、降粘、防塌，封堵等作用	无毒性
7	封堵剂II型	纳米封堵剂	由一种无机刚性材料或几种有机可变形纳米材料复合而成，其中无机刚性纳米材料具有很好的高温稳定性，能够架桥封堵页岩纳米级空隙，而有机可变形纳米材料可在高温和压差作用下发生任意变形，填充刚性架桥纳米颗粒形成的空隙，最终在岩石表面形成一种膜效率达 58.2%左右的半透膜，阻止滤液的侵入，起到保护井壁的作用。	无毒性
8	20%CaCl ₂	CaCl ₂	无色立方结晶体，白色或灰白色，有粒状、蜂窝块状、圆球状、不规则颗粒状、粉末状。微毒、无臭、味微苦。吸湿性极强，暴露于空气中极易潮解。易溶于水，同时放出大量的热（氯化钙的溶解焓为-176.2cal/g），其水溶液呈微酸性	无毒性

②射孔液

射孔液理化性质见表 3.3-4

表 3.3-4 射孔液主要成分理化性质

序号	原料名称	理化性质	危险特性

1	NaCl	白色晶体状，无化学毒性，但摄入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干净即可。不易燃。	无毒
2	KCl	无色细长菱形或成一立方晶体，或白色结晶小颗粒粉末，外观如同食盐，无臭、味咸。皮肤接触后用清水清洗干净即可。无化学毒性，不易燃。	无毒
3	黏土稳定剂	双聚铵盐（NH ₄ -HPAN-2），外观为自由流动的粉末及颗粒，铵含量（%）≤6.0，是水解聚丙烯腈-铵盐（NH ₄ -HPAN）的进一步改进，克服了铵盐抗盐、抗钙力较差的缺点，是腈纶丝、丙烯酰胺、氨水在高温、高压下聚合的产物，因带有-NH ₄ 、-NH ₂ 、-CN 基团，具有一定的防塌、防水化膨胀和很好的抗盐能力，并且使用不受温度的限制，具有良好的降滤失功能，无毒性。	无毒

③压裂液

压裂液体系各成分理化性质见表 3.3-5。

表 3.3-5 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	危险特性
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
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
3	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
4	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
5	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
6	碳酸钠	无水碳酸钠为白色粉末，易溶于水，水溶液呈碱性，pH 值为 11.5。在泥浆中发生电离和水解，提供 Na ⁺ 和 CO ₃ ²⁻ ，在泥浆中通过离子交换和沉淀作用，使钙质粘土变为钠质粘土。另外可除掉石膏或水泥浸入泥浆中的 Ca ²⁺ 离子，使泥浆性能变好。	无毒、腐蚀性
7	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、腐蚀性

④柴油

柴油为低硫轻油炭混合物，外观为无色液体，石油系列碳氢大于 99.95%，硫含

量低于 5%。引火点在 40°C 以上，自燃点在 500°C 以上。沸点范围为 163~357°C；熔点为 -34°C；蒸汽压为 2mmHg(20°C)；比重 0.8；蒸汽密度 >1；粘度 1.9~5.5cst(40°C)。

⑤清防蜡剂

清防蜡剂主要为复合水基清蜡剂，主要以水作分散介质，表面活性剂、互溶剂、碱性物质等作为分散相溶解在水中，构成水基清蜡剂，液体，无毒性。

3.3.2 污染影响因素分析

3.3.2.1 施工期

本工程施工主要内容为钻井工程以及井场、新建集输管线、电缆、穿越施工、通井路等地面工程。

(1) 钻井工程

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

①钻前准备

A. 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。

B. 钻前对井场表土进行剥离，剥离表土厚度为 0.3m，建设单位将严格按照《关于建设占用耕地耕作层土壤剥离利用工作的指导意见（试行）》及相关规定编制土壤剥离利用实施方案。本项目每座井场均设置 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，土堆高度不超过 3m，边坡角不大于 50 度，表土剥离临时存放区表土上覆盖遮盖材料，并设置截水沟、排水沟、挡土编织袋等工程防止水土流失，并对其进行养护和管理以保持土壤肥力，待施工结束后，再将剥离表土分层回填，用于临时占用的耕地进行植被恢复及用于其它劣质地改良。管道、地下电缆临时占地内剥离的表土施工结束后运回原位分层回填，恢复地表植被。本工程施工无弃方。钻井井场表土剥离临时存放区示意图见图 3.3-1。

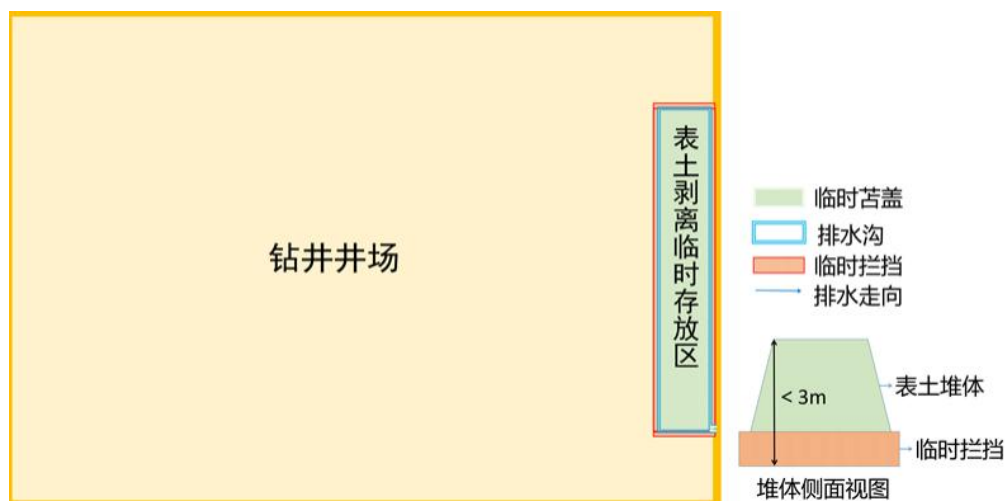


图 3.3-1 钻井井场表土剥离临时存放区示意图

C. 本项目共建设通井道路 0.2km，路面宽 4m。通井道路填筑前应清除原地表草皮、芦苇，通井通道可直接外购土方进行填筑。填土应分层压实，每层厚度不超过 30cm，基底压实度不应小于 85%，路基压实度不应小于 92%。

D. 钻井液采用密闭循环罐循环，配备容量不少于 80m³ 带搅拌器的钻井液循环罐。配备 1 个 2m³~4m³ 带搅拌器的加药池。钻井液性能设计、配方及处理方法见下表。

表 3.3-6 一开钻井液设计

开 钻 次 序	井段 m~m	常 规 性 能									流 变 参 数				固相 含量 %	膨润土 含量 g/L
		密度 g/cm³	漏斗 粘度 s	API 失水 mL	泥饼 mm	pH 值	含砂 %	摩阻 系数	静切力		塑性 粘度 mPa·s	动切力 Pa	n 值	K 值		
									初切 Pa	终切 Pa						
一 开	0~（133~185）	1.05~1.25	45~70	/	/	8~9	/	/	/	/	/	/	/	/	/	
类 型		配 方			处 理 方 法 及 维 护											
膨润土浆		膨润土	4.0%~5.0%		1、一开前仔细检查钻井液循环系统、固控设备，使之能够满足各钻井阶段的实际要求。 2、配膨润土浆 60m³，预水化 24h 后，将钻井液性能调整到设计要求，方可开钻。 3、完钻后充分循环洗井，以保证下套管和固井作业顺利进行。											
		纯碱	0.2%~0.4%													

表 3.3-7 二开钻井液设计

开钻 次序	井 段 m~m	常 规 性 能									流 变 参 数				固相 含量 %	膨润土 含量 g/L
		密度 g/cm³	漏斗 粘度 s	API 失水 mL	泥饼 mm	pH 值	含砂 %	摩阻 系数	静切力		塑性 粘度 mPa• s	动切 力 Pa	n 值	K 值		
									初切 Pa	终切 Pa						
二 开	（133~185）~黑 帝庙顶以上 50	1.05~1.2 5	40~70	≤5	≤1.0	8~9	≤0.5	≤0.15	1.0~5.0	3.0~25.0	15~3 0	6~12	0.4~0.8	0.2~0. 8	≤13	40~80
	黑帝庙顶以上 50~葡顶以上 50	1.25~1.5 2	40~70	≤5	≤1.0	8~9	≤0.5	≤0.15	1.0~5.0	3.0~25.0	15~3 0	6~12	0.4~0.8	0.2~0. 8	≤18	40~80
	葡顶以上 50~完 钻	1.32~1.5 5	40~70	≤4	≤0.5	8~9	≤0.3	≤0.15	1.0~5.0	3.0~20.0	15~3 0	6~12	0.4~0.8	0.2~0. 8	≤20	30~65

	固井前	1.32~1.5 5	45~50	≤4	≤0.5	8~9	≤0.3	≤0.15	1.0~5.0	3.0~10.0	20~3 0	≤8	/	/	/	/
类 型		配 方					处 理 方 法 及 维 护									
复合阳离子 钻井液体系		膨润土		4.5%~5.5%			1.二开前充分循环洗井，加入纯碱防止水泥侵，将钻井液性能调整至设计要求方可开钻。 2.钻进时用复合抑制剂（WDYZ-1）、铵盐（NH ₄ -HPAN-2）、防塌剂（SPNH-1）水溶液进行维护。每 2m ³ 加药池加 2kg~3kg 复合抑制剂、12.5kg 铵盐、25kg 防塌剂（浓度分别为：0.15%、0.6%、1.2%）。 3.钻开油层前用降粘剂（DJ-C 或 SF-260）水溶液处理基浆，基浆粘度控制在 40s~45s，并将钻井液性能调整到符合设计要求。 4.钻开油层后用复合抑制剂、铵盐、防塌剂水溶液进行维护。每 2m ³ 加药池加 1.5kg~2.0kg 复合抑制剂、25kg 铵盐、25kg 防塌剂（浓度分别为：0.15%、1.2%、1.2%），进入油层前一次性补充封堵材料（FST-2）2t（浓度 2%）。 5.施工过程中粘度高时用降粘剂（DJ-C 或 SF-260）水溶液降粘。 6.全井处理剂胶液维护。 7.下套管前用复合甲基硅酸钠（FPS）处理粘度和切力。									
		纯碱		0.2%~0.4%												
		WDYZ-1		0.1%~0.3%												
		HX-D		0.5%~0.7%												
		SPNH-1		1.0%~1.5%												
		FST-2		1.0%~3.0%												
		DJ-C（SF-260）		0.5%~1.0%												
		FPS		0.5%~0.8%												
		NH ₄ -HPAN-2		0.8%~1.2%												

注 1：施工中可根据现场实钻油气水显示情况及注水井降压等情况适当调整，具体钻井液密度以单井设计为准；

注 2：嫩二段、嫩一段、青山口组发育大段泥岩，吸水水化易膨胀，要保持钻井液具有良好性能；

注 3：断层附近的井防井漏；

注 4：钻开油层后，钻井液电阻率应达到 $3.5\Omega \cdot m \sim 4.5\Omega \cdot m$ （18° C）；

注 5：该区块的定向井施工时，钻进至造斜点前，加入润滑剂将摩阻系数降低至 0.10 以下。

②钻进

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

③录井

A.钻井参数录取资料要求钻井参数悬重、钻压、转数、排量、泵压等钻开油气层前 1h 测量一次，钻开油气层后 0.5h 测量一次，如有异常情况加密测量。

B.钻井液参数录取资料要求

开钻至一开完钻，每间隔 1h 测量一次钻井液密度、粘度。

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

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

④测井

测井配备专门的测井队，测井方式为电测井，电测井井控主要要求为：

A.若电测时间将要大于安全作业时间时，中途通井循环。

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

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

⑤固井

现场应备有钻杆与套管转换接头，发生溢流时，抢接防喷钻杆后关井。简易套管头排液管线出口距井口 $\geq 10\text{m}$ ，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：油层套管固井水泥返高返至地面。

⑥完井

完井是钻井工程的最后环节，整个钻井工艺结束。一般情况下，完井即钻开油层，完井方式包括套管完井法、射孔完井法、裸眼完井法等，本次油井全部采用套管固井射孔后压裂方式完井，水井采用套管固井射孔方式完井。

项目钻井施工过程的污染源主要为井场平整、重晶石粉、水泥等搬运过程中产生扬尘、柴油机排出的烟气、施工机械及运输车辆排放的尾气，钻井废水、钻机等施工机械设备运行产生的噪声、车辆沿途产生的噪声，废射孔液、废弃钻井泥浆、钻井岩屑、废纯碱、膨润土、水泥等包装袋及非含油废防渗布、含油废防渗布，以及施工人员产生的生活污水和生活垃圾

（2）储层改造工程

本次新钻油井全部采用套管固井射孔后压裂方式完井，新钻水井采用套管固井射孔方式完井。

①射孔

本项目新钻 101 口油、水井均采用射孔方式。射孔是将射孔器用专用的起下设备下入固井后的套管井内，通过专用仪器测量定位，使射孔器对准待射层位进行射孔，利用射孔弹产生的高温高压金属射流穿透套管及水泥环，并进入油（气）层一定深度，从而形成油（气）层与井筒有效连通的一项完井工艺技术。射孔液主要成分为无机盐类（NaCl、KCl）水溶液加适量黏土稳定剂。

A.完井井口要求：井口套管头采用 $\Phi 244.5\text{mm} \times \Phi 139.7\text{mm}$ 简易套管头，材质级别为 FF 级。按照安装采油树要求，套管头顶端预留连接法兰。

B.井口校正要求：井口偏斜度小于 0.2° ， $\Phi 139.7\text{mm}$ 套管两侧高差小于 0.5mm。完井后套管端面高出地面 0.20m-0.30m。

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

②压裂

根据工程设计要求，本工程钻井完井后，钻井期间设备全部搬迁，安装压裂设备后开展压裂作业，主要作业流程为：施工准备→连接压裂管管线→电缆桥塞射孔压裂改造→返排→投放压力计→求产→带压下压裂完井一体化管柱→装采气树完井。本项目对新钻 86 口采油井均进行压裂。

压裂管管线安装完成后，首先进行射孔作业，射孔是采用特殊聚能器材进入井眼预定层位进行爆炸开孔让井下地层内流体进入孔眼的作业活动，一般采用磁定位校深传输射孔，射孔后提高目的地层宽度，连通生产层。

压裂作业是利用水力作用，使油气层进一步形成裂缝的一种方法，又称水力压裂，压裂是人为地使地层产生裂缝，改善流体在地层的流动环境，使流体产能提高的工作。本工程采用配制好的成品压裂液，压裂液不在现场配制，成品压裂液直接拉运至井场进行压裂，压裂作业结束后，产生的压裂返排液由罐车拉运进入新一联废压裂液处理站处理。

本工程储层改造过程的污染源主要为压裂返排液，施工机械及车辆噪声，以及施工人员产生的生活污水和生活垃圾等。

（3）井场施工

首先进行井台平整，平整井台后安装抽油机、电机等，主要施工工序有紧固、平衡等。

（4）管线施工

管道施工一般程序为：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，整体试压，站间连接，通球扫线，阴极保护，工程验收。

①施工作业带清理

管道施工初期，首先要对施工作业带进行清理和平整，在场地清理过程中施工带范围内的土壤、植被都将受到扰动和破坏，不过其造成的影响仅局限在施工作业带宽度的范围内。

②管沟开挖

平原地区一般地段采取管沟沟上机械开挖，部分特殊地段采用人工开挖。管沟开挖前，对表层土壤进行剥离，单独堆存，并加强表土堆存防护及管理，施工结束后确保有效回用。开挖过程，分层开挖，分层堆放，并加强土壤堆存防护及管理。

管道施工作业断面见下图 3.3-2。



图 3.3-2 管道施工平面布置图

③管沟敷设

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

④清管、试压、干燥

清管主要目的是清除管道内的残留物，使管道内清洁，清洁应进行两次以上，直至管内无异物。清管后用清水进行试压，试压废水属于清净废水，严密性实验合格后，将试压废水通过罐车拉运至新肇联含油污水处理站处理后回注现役油层。试压完成后，采用压缩空气进行吸湿干燥。

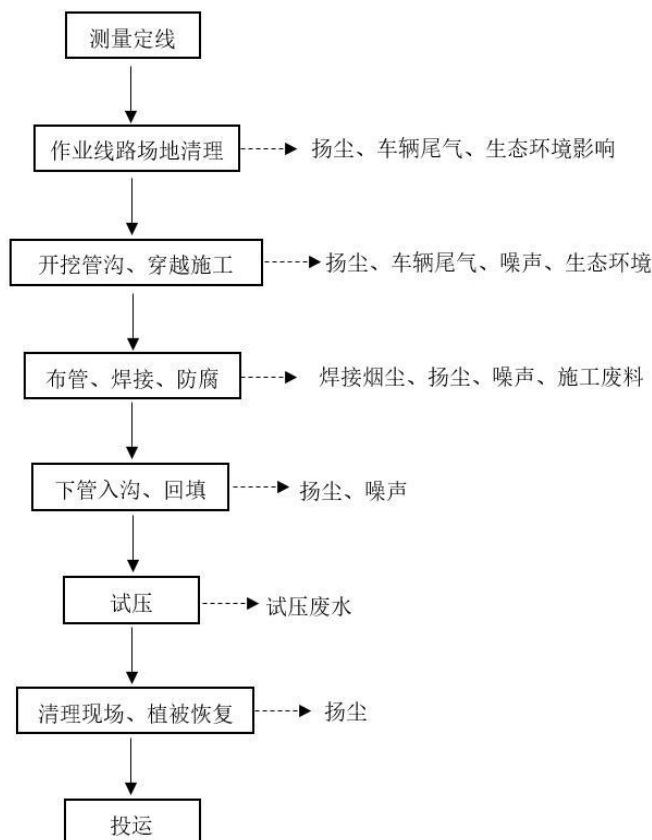


图 3.3-3 管道施工工艺及产污环节示意图

(5) 穿越施工

本工程需要公路穿越共 10 处，采用钢顶穿越，钢顶VI型，L=12m，1 处为水渠穿越，定向钻 L=30m，注水系统涉及穿跨越 18 处，均为公路穿越，钢顶VI型，L=12m（螺旋缝焊接钢管 $\Phi 219.1 \times 7.1$ ）。

①钢顶穿越

管道穿越I、II级公路时，油田路采用钢顶穿越。

钢顶施工的基本原理是先在工作井内设置支座和安装液压千斤顶，把工具管或挖掘机从工作井内穿过土层一直推到接收井内吊起，紧随其后，将管段顶入地层，同时挖除并运走管正面的泥土。当第一节管全部顶入土层后，接着将第二节管接在后面继续顶进，这样将一节节管子顶入，作好界面，建成涵管。本工程利用顶管法穿越道路，不会破坏道路正常通行。施工示意图见图 3.3-5。

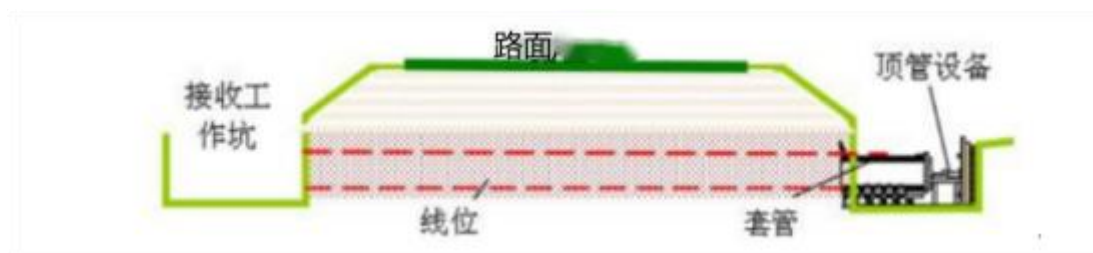


图 3.3-5 钢顶施工示意图

②定向钻穿越

本项目管道穿南引水干渠处采用定向钻穿越，外加套管保护，套管与工艺管道之间加管道内支架，穿越完成后套管两端用沥青封堵以防止外部水进入套管内部。定向钻穿越处为 $\Phi 60 \times 3.5$ 油管线两根；定向钻穿越段保护套管管径为 $\Phi 426 \times 7$ ，管材为 Q235-B 螺旋焊缝钢管，河底距管顶距离不小于 6m。

具体定向钻施工过程为：首先用泥浆通过钻杆推动钻头旋转破土前进，按照设计的管道穿越曲线钻导向孔。当钻杆进尺达十余根时，开始下冲洗管，并使钻杆与冲洗管交替钻进。在钻进过程中，随时通过控向装置掌握钻头所处位置，通过调整弯管壳的方向，使导向孔符合设计曲线。导向孔完成和冲洗管出土后，钻杆全部抽回，在冲洗管出土端，连接上切削刀、扩孔器、旋转接头和已预制好的管道，然后开始连续回拖，即在扩孔器扩孔的同时，将钻台上的卡盘向上移动，拉动扩孔器和管道前进，管道就逐渐地被敷设在扩大的孔中，直至管端在入土点露出，完成管道的穿越。钻孔和扩孔的泥屑均随泥浆返回地面。本项目定向钻穿越施工需在南引水库泄水干渠两侧分别设置钻机场地(入土点)和回托管场地(出土点)，约占地 $20\text{m} \times 30\text{m}$ 。定向钻穿越施工过程平面布置示意图见图 3.3-6。

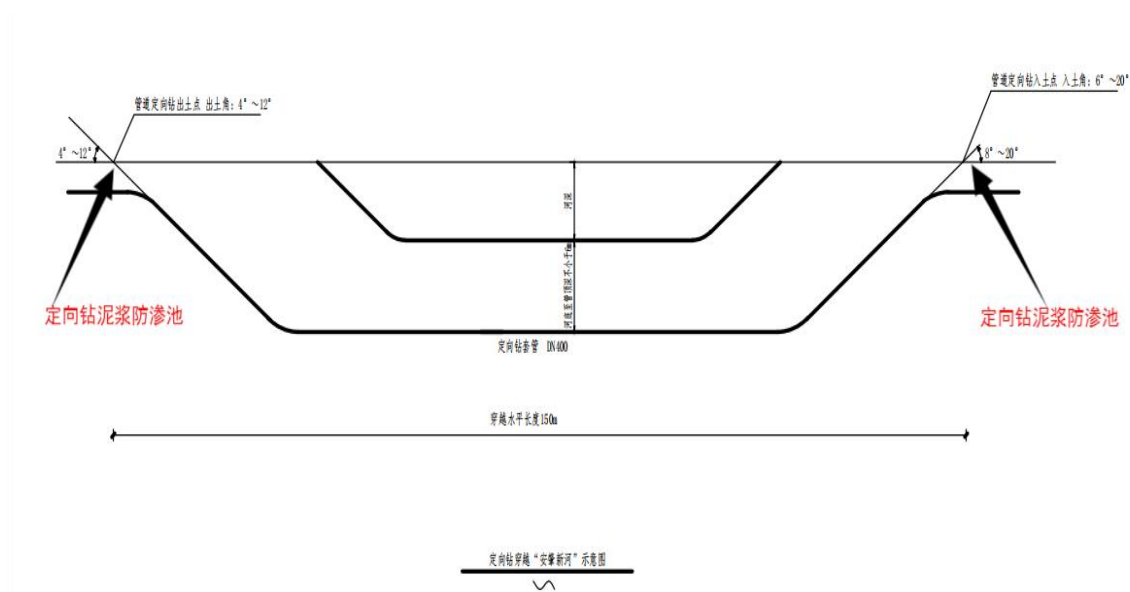


图 3.3-6 定向钻施工示意图

定向钻施工中泥浆起护壁、润滑、冷却和冲洗钻头、清扫土屑、传递动力等作用，成分一般主要为膨润土和清水、少量的添加剂（羧甲基纤维素钠 CMC），等，无毒及无有害成分。项目在定向钻施工期间通过螺旋泵把回扩孔中的泥浆回收到防渗泥浆池中，经场地内安装的泥浆净化与回收装置处理后，泥浆循环使用，有效降低了泥浆的使用量，在一定程度上提高了泥浆使用率，通过密闭罐车拉运至大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）处理，经处理后泥饼用于修井间道路、铺垫井场等。

（6）供配电工程

新肇联扩建改造：本工程扩建新肇联，站内新建 189.5kW 热泵站 1 座、1000kW 新建电加热炉 1 座 189.5kW 热泵站负荷连接至本站已建 2×1000kVA 站用变，已建运行负荷为 530kW，改造后站用变负载率为 37.9%，站用变可以满足新增负荷的需要。改造低压配电回路，为新建热泵站内 3kW 仪表及通讯负荷建设 6kVA 不间断电源 UPS 一套；为 1 座 1000kW 电加热炉负荷提供电源，本次新建 1×1250kVA 撬装电控一体化变电站 1 座，电压引自 35kV 新肇变电站 10kV 出线回路。

本工程新增负荷接入已建新肇变电站后，新肇变电站负载率 134.2%，新肇变无法满足新增负荷的需求，为满足新增负荷供电需求，需要对已建新肇变进行增容改造，主变容量由 1×4000kVA 增容至 1×8000kVA，增容后新肇变电站负载率 67.1%，主要工程内容如下：

- 1) 已建 1 台 4000kVA 变压器拆除, 新建 1 台 8000kVA 变压器, 电压等级 $38.5 \pm 2 \times 2.5\%/10.5\text{kV}$; 扩建 10kV 电容补偿 1200kVar 1 套;
- 2) 更换 10kV 侧的进线、封闭母线、母线柜内母线和相关电气配件;
- 3) 改造 1 面 10kV 进线开关柜和 1 面母联开关柜;
- 4) 二次控制保护装置、微机五防系统等相应改造扩容;
- 5) 新建高压电缆出线 0.2km;
- 6) 改造期间, 租用 1 座 4000kVA 箱式变以保不停电负荷。

新建柱上变压器 10kV 电源由附近已建 10kV 供电线路引接, 新建 10kV 线路 24.9km, 其中新建 10kV 干线 17.9km, 采用 LGJ-120 型导线。新建 10kV 支线 7.0km, 采用 LGJ-50 型导线。为避免电网大面积传输无功功率, 从而有效降低电能损耗和改善电压质量, 根据相关规范规划在井区 10kV 线路上分散安装 100 kVar 无功补偿装置 2 套。

a 场地平整

场地平整范围为电缆工程区内的施工场地, 以推土机、挖土机施工为主, 以人工施工为辅。施工开始时需将地表土剥离、堆积, 然后运至临时堆土场。管沟回填采用挖方土与剥离的表土, 土方分层填筑、碾压、夯实。场地土方, 无论挖方或填方均采用机械作业; 场地回填严格按照回填水压试验提出的要求进行。

b 沟槽开挖

采用机械和人工开挖相结合的方式。局部采用人工开挖方式。施工应避免在雨天施工。人工开挖沟槽时, 沟槽的开口坡度根据不同土质条件确定, 沟槽挖方及时回填。

c 电缆敷设

电缆敷设可用人力拉引或机械牵引。机械牵引可用电动绞磨或托撬(旱船法)。电缆敷设时, 应注意电缆弯曲半径应符合规范要求。电缆在沟内敷设应有适量的蛇型弯, 电缆的两端、中接头、电缆井内、过管处、垂直位差处均应留有适当的余度。

(7) 道路施工工艺

新建井建设通井路挂接于井排路或附近老井, 即可满足通车要求。征用地方水泥路 3.2km, 征地地方砂石路 0.35km, 征用地方红砖路 0.9km, 新建通井土路 9.7km, 新建宽砂石路 16.29km。本通井路为土路主要施工工艺为施工范围内的地表耕地、杂草等用人工或推土机予以清除并且将道路进行平整。本项目砂石路主要施工工艺为施工范围内

的地表杂草等用人工或推土机予以清除，对道路进行平整、压实，然后砂石路主要在路面铺设砂土磨耗层、泥结碎石、水泥石等。

（8）站场施工

新建 1.0 兆瓦电加热炉 1 座，新建光伏电站 2 座，位于新肇联新建热泵站 1 座。

项目地面工程施工期主要污染源为施工时管沟开挖、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扬尘，管道焊接过程产生的焊接烟尘、管道防腐废气，以及施工机械设备和运输车辆尾气；管线试压废水以及施工人员生活污水；施工机械设备和运输车辆运行产生的噪声；施工废料（焊渣等）和生活垃圾等。

本工程施工期工艺流程及产污环节见图 3.3-7。

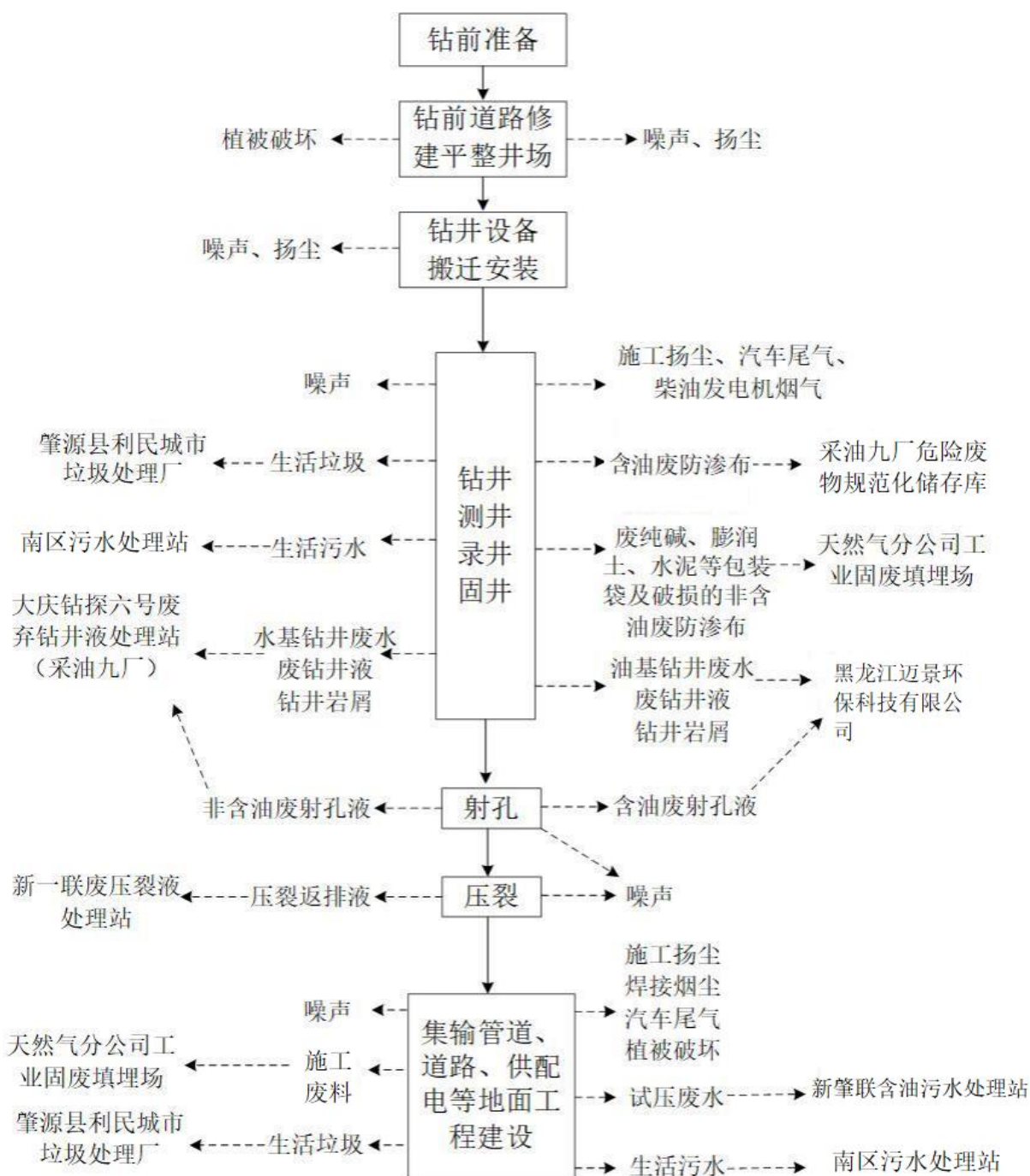


图 3.3-7 施工期工艺流程及产污环节图

3.3.2.2 运营期

本工程运营期正常状况下主要污染源为依托新肇联运行产生的燃烧烟气、定期清淤产生的含油污泥，原油集输过程中产生的无组织烃类气体，油田采出液分离出的含油污水，井场抽油机及依托场站产生的噪声等；非正常状况下主要污染源为油井作业废水、热洗废水、落地油和废含油防渗布。

运营期工艺流程及产污环节见图 3.3-8 和 3.3-9

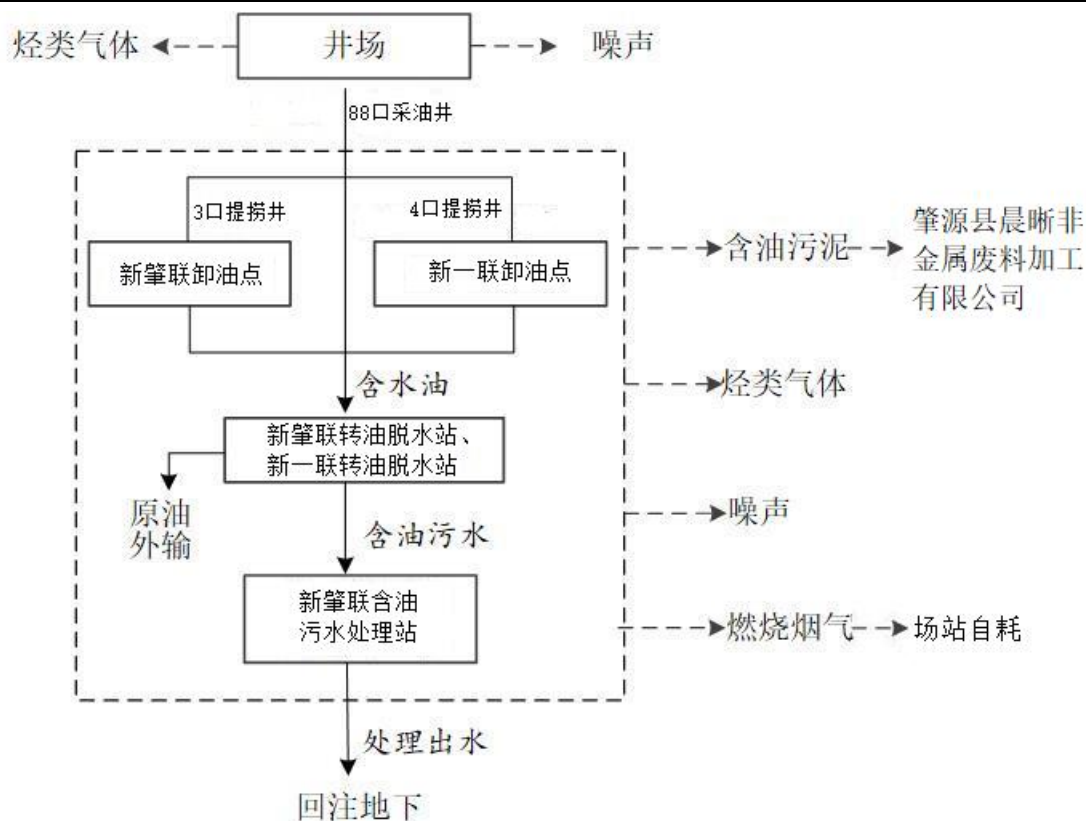


图 3.3-8 运营期正常工况工艺流程及产污环节图

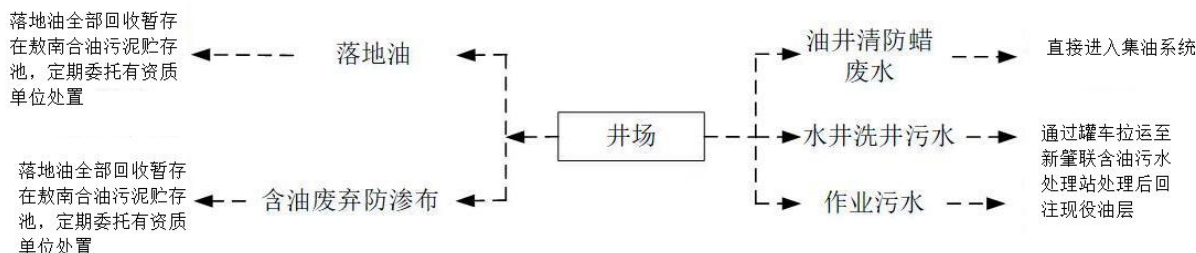


图 3.3-9 运营期非正常工况工艺流程及产污环节示意图

3.3.2.3 退役期

本工程退役期是建设项目油井产能逐年递减，至最后油井关停。该时段主要是油井的陆续停运、关闭和恢复土地使用功能时段。

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) 退役油水井处理

①井口设备拆除

首先拆除井口设备，拆除的抽油机等井口设备由大庆油田有限责任公司第九采油厂

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 50~100m 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

由于油水井退役，通井路已无利用价值，退役阶段对通井路进行整平翻松后，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，将管内残留回注水吹扫至后续管道，进入集输系统，清管完成后关闭后段截断阀。为避免对生态的二次破坏，清管后的管道两端采用混凝土封堵直埋于地下，不再挖出。

本项目退役期主要污染源为施工扬尘，噪声，建筑垃圾，以及施工人员生活污水和生活垃圾等。

退役期工艺流程及产污环节见图 3.3-10。

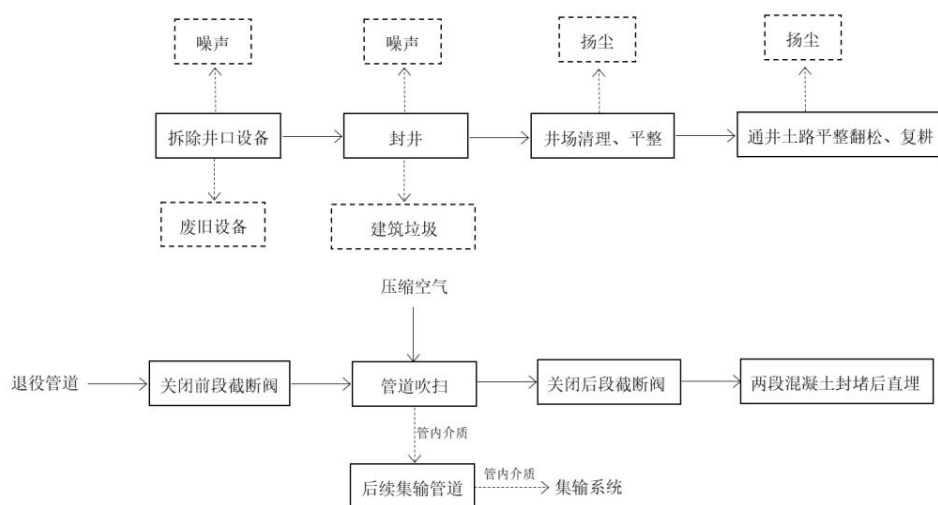


图 3.3-10 退役期工艺流程及产污节点图

综上，本工程不同时期污染物产生环节分别见表 3.3-8~表 3.3-10。

表 3.3-8 施工期产污环节表

分类	污染源名称	主要污染物	主要污染因子
废气	施工过程	施工扬尘	颗粒物
	管道焊接	焊接烟尘	颗粒物
	施工机械及运输车辆	机械及车辆尾气	CO、NO _x 、THC、SO ₂
	管道施工	防腐废气	非甲烷总烃
	柴油发电机	柴油发电机烟气	SO ₂ 、NO _x 、颗粒物、CO、HC
废水	钻井	钻井废水	COD、SS
	压裂	压裂返排液	COD、SS、石油类
	试压	试压废水	COD、SS
	施工人员生活	生活污水	COD、SS、NH ₃ -N
噪声	施工机械	施工机械噪声	连续等效 A 声级
	运输车辆	车辆噪声	连续等效 A 声级
固体废物	钻井、管线	废钻井泥浆、钻井岩屑	水基泥浆、岩屑；油基泥浆、岩屑
		管线施工	定向钻废弃泥浆
		废射孔液	射孔液
		废包装袋	废纯碱、膨润土、水泥等废包装袋
		破损的非含油废防渗布	废防渗材料
	管道施工	施工废料	施工废料
	施工人员生活	生活垃圾	生活垃圾

表 3.3-9 运营期产污环节表

分类	污染源名称	主要污染物	主要污染因子
废气	采油、集输处理过程	无组织挥发烃类气体	非甲烷总烃
	新肇联合站	无组织挥发烃类气体	非甲烷总烃
废水	新肇联转油脱水站、新一联转油脱水站	油田采出水（产液分离废水）	COD、石油类
	油井	作业废水	COD、石油类
噪声	井场、站场	机泵等设备噪声	连续等效 A 声级
固体废物	井场、场站	含油污泥、落地油	石油烃

	井场	含油防渗布	石油烃

表 3.3-10 退役期产污环节表

分类	污染源名称	主要污染物	主要污染因子
废气	施工过程	施工扬尘	颗粒物
	施工机械及运输车辆	机械及车辆尾气	CO、NO _x 、THC、SO ₂
废水	生活区	生活污水	COD、SS、NH ₃ -N
噪声	施工机械	施工机械噪声	连续等效 A 声级
固体废物	生活垃圾		拉运至肇源县利民城市垃圾处理有限公司填埋处理
	建筑垃圾		拉运至周边建筑垃圾消纳场处理
	拆除设备		由大庆油田有限责任公司第九采油厂物资库回收再利用。
	管内介质		进入后续集输系统

3.3.3 生态影响因素分析

古 637 区块共建设油井 95 口（包含 9 口代用井）、水井 17 口，共形成 21 座平台与 17 口独立井，配套建设集油管线、通井路、供配电等工程。本工程主要占地类型为耕地（基本农田、一般耕地）、草地，项目产能工程各系统永久占地共计 30.62 公顷，临时占地 93.97 公顷（含管沟占地 13.22 公顷）；光伏发电工程永久占地 0.028 公顷、临时占地 3.78 公顷。

临时占地对周围生态环境影响主要体现在钻井、管线、道路等施工过程中，机械、运输车辆对植被的碾压、人员践踏、材料占地、土壤翻出堆放地表等活动将对工程周围的地表环境造成暂时性破坏，对地面植被会造成一定的破坏；永久占地对周围生态环境影响主要体现在井场、通井路的占地使原来连续分布的生态环境中形成斑块，干扰地面植被，影响生态环境的类型和结构，但由于施工时间较短，对生态环境影响较小。

运营期对生态环境的影响主要来自有两方面，一方面是油井作业过程中可能会对周围生态环境产生影响，另一方面是事故状态下对周围生态环境产生的影响。本工程正常生产情况下，油井产液均为密闭集输，基本无污染物排放到周围环境中，对周围的生态环境基本无影响。对生态环境可能产生影响的过程主要集中在油井作业过程中，本工程油井作业时，作业范围控制在井场的永久占地范围内，作业车辆均沿已建道路行驶，不新开辟道路，同时井下作业时采用带罐作业，井场周围修筑临时围堰，作业产生的油污污水均经罐车拉运至、新肇联合含油污水处理站处理后达标后回注油层，因此不会对井场

周围的生态环境产生影响。本工程在发生集油管线穿孔泄漏、作业时操作失误等事故状态下会导致油水进入周围环境，对生态环境的影响主要表现为降低土壤透气、透水性，使植物生产受阻，同时如果附着在植物上会影响植物的光合作用，造成植物枯萎。因此发生事故时应及时对泄漏的油水进行回收，对被污染的土壤进行清理，清理结束后对受影响的区域进行植被恢复。

3.4 污染源强核算

3.4.1 施工期污染源强核算

3.4.1.1 废气

(1) 废气

施工期废气主要为钻井施工柴油机燃烧排放的烟气，土方开挖、车辆运输等过程中产生的扬尘，施工车辆等设备设施排放尾气、防腐废气及焊接烟尘。

1) 柴油机烟气

本工程钻井施工柴油机燃烧烟气直接排放。钻井柴油耗量 3340.34t，柴油机安装有尾气净化装置，运转时产生的燃烧烟气体积按 $12\text{m}^3/\text{kg}$ 计算，计算本工程排放的烟气体积为 $3340.34 \times 12 \times 1000 = 4.01 \times 10^7 \text{m}^3$ 。排放的烟气中废气污染物主要有颗粒物、 NO_x 、HC（烃类）、CO、 SO_2 ，根据《环境影响评价工程师职业资格登记培训教材：社会区域类环境影响评价》中计算参数可知，柴油发电机运行污染物排放系数为： SO_2 :2.24kg/t； NO_x :2.92kg/t；颗粒物（烟尘）:0.31kg/t；CO:0.78kg/t、HC:2.13kg/t，以柴油消耗量为基数计算柴油发电机每千瓦时废气污染物排放量。具体见表 3.4-1。

表 3.4-1 柴油发电机废气污染物排放情况表

柴油消耗量 (t)	烟气体积(m^3)	排放总量 (t)					
		颗粒物（烟尘）	SO_2	NO_x	CO	HC	HC+ NO_x
3340.34	4.01×10^7	1.04	7.48	9.75	2.61	7.11	16.86

2) 施工扬尘

本工程施工扬尘主要来自管线敷设、各种施工材料的运输给道路沿线带来扬尘污染，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。

①井场、管线及道路施工产生的施工扬尘

本工程施工总占地面积为 118.408hm^2 。参考土建工程现场扬尘实地监测结果，TSP 产生系数为 $0.01 \sim 0.05\text{mg}/\text{m}^2 \cdot \text{s}$ ，考虑最不利情况，TSP 产生系数取 $0.05\text{mg}/\text{m}^2 \cdot \text{s}$ ，取施工现场的扰动面积比为 70%，按每天施工时间 8h 计算，井场、管线及道路施工产生的扬尘为 $1.2\text{t}/\text{d}$ 。施工期共计 130 天，合计粉尘量为 155.2t 。

②运输车辆产生的扬尘

当车辆通过干燥且路况较差路段时，在行车道两侧扬尘的 TSP 浓度短期内可达 $8\sim 10\text{mg}/\text{m}^3$ 。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 $1.15\text{mg}/\text{m}^3$ 。

本工程所在区域平坦空旷，大气扩散条件好。井场相对分散，且施工时间较短，施工扬尘影响较小。施工期产生的扬尘都是暂时性的，施工一结束就随之消失，对周围空气环境产生的影响较小。

3) 焊接烟尘

项目管道焊接主要方式为电焊，焊接过程中会产生少量焊接烟尘，焊接烟气中有毒有害气体的成分主要为 CO 、 CO_2 、 O_3 、 NO_x 、 CH_4 等，其中以 CO 所占的比例最大，但由于项目位于室外，空气扩散条件较好，对大气环境影响较小。

4) 防腐废气

本工程敷设的管道均为已具有防腐保护层的成品管道，仅对管道焊缝等局部进行防腐，会产生防腐废气，防腐过程中防腐废气产生量较少，主要污染物为非甲烷总烃，为无组织排放，且管线周围地域开阔，防腐废气经大气扩散后，对周围环境影响较小。待施工结束后废气将随之消失。

5) 施工机械、运输车辆排放的废气

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_x 、 CO 、 THC 等污染物，一般情况下，采用清洁燃料，各种污染物的排放量不大，对周围环境的影响较小。

通过落实好有关环保措施后，本工程对周边大气环境影响会进一步减小，另外，施工期的影响是暂时的，施工结束后影响即消除，不会对环境保护目标造成持续性影响。

3.4.1.2 废水

施工期废水主要为钻井废水、压裂返排液、管线试压废水以及施工人员生活污水。

(1) 钻井废水

钻井废水主要来自钻井过程中冲洗钻台、钻具和设备等产生的废水，钻井废水主要含有钻井液和钻井岩屑等。本工程钻井总进尺 167017m，根据大庆油田多年统计数据，钻井施工每进尺 1000m 冲洗用水约 70m^3 ，本项目钻井生产用水由水罐车运送，其中油基泥浆钻井 8821.5m，则钻井过程油基钻井用水量为 617.505m^3 ，废水产生量为 176.43m^3 ；其余部分为水基钻井用水量 11073.685m^3 ，废水产生量为 3163.91m^3 。主要污染因子为

SS，根据类比大庆油田同类项目监测数据，浓度 $\leq 300\text{mg/L}$ 。本项目钻井生产用水由水罐车运送，水基钻井废水排入井场水基钢制泥浆罐中，水基钻井废水定期拉运至大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）处理，处理后的滤液水经龙一联合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废弃油基泥浆罐中，由钻井单位委托黑龙江迈景环保科技有限公司拉运处置。

（2）压裂返排液

本项目 86 口油井进行压裂，压裂液不在现场配制，由罐车直接运输至井场。根据大庆油田多年施工经验，单井压裂液平均使用量为 $100\text{m}^3/\text{口}$ ，压裂返排液产生量约 $50\sim 70\text{m}^3/\text{口}$ （本项目按 $70\text{m}^3/\text{口}$ 计），则压裂返排液产生量为 6020m^3 ，由罐车拉运至新一联废压裂液处理站处理后，分离出污水经新一联合含油污水处理站处理达标后回注油层，不外排。污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”标准，同时满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准，后回注油层，不外排。

（3）管线试压废水

项目管线敷设完成后进行试压，根据新建管线截面面积及长度，项目试压用水总量为 262m^3 。管线试压废水按试压用水量的 95% 计，则试压废水产生量为 249m^3 ，主要污染因子为 SS，根据类比大庆油田同类项目监测数据，浓度 $\leq 70\text{mg/L}$ 。由罐车拉运至新肇联合含油污水处理站处理后回注现役油层，不外排。满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排。

（4）生活污水

整个施工期生活用水量为 1248t ，生活污水产生量为 998.4m^3 。施工期生活污水依托周边场站生活污水收集装置，定期拉运至南区污水处理厂处理后达标排放。

本工程废水产生及排放情况见表 3.4-2。

表 3.4-2 施工期废水产生及排放情况

序号	污染源	产生量	排放量	主要污染物	处理措施及最终去向

1	钻井废水	油基钻井废水产生量为 217.1m ³ ；水基钻井废水产生量为 3123.24m ³	0	SS	水基钻井废水排入井场水基钢制泥浆罐中，水基钻井废水定期拉运至大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）处理，处理后的滤液水经龙一联合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废弃油基泥浆罐中，由钻井单位委托黑龙江迈景环保科技有限公司拉运处置。
2	压裂返排液	6020m ³	0	石油类、SS	由罐车拉运至新一联废压裂液处理站处理后，分离出污水经新一联合污水处理站处理达标后回注油层，不外排。
3	管线试压废水	1114.54m ³	0	SS	由罐车拉运至新肇联合污水处理站处理后回注现役油层，不外排。
4	生活污水	998.4m ³	0	COD、BOD ₅ 、NH ₃ -N、SS	施工期生活污水依托周边场站生活污水收集装置，定期拉运至南区污水处理厂处理后达标排放。

3.4.1.3 噪声

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》（HJ2034-2013）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 3.4-3。

表 3.4-3 本项目施工期噪声源统计表

序号	设备名称	声源性质	噪声值 dB(A)	测点距声源距离
1	柴油发电机	连续稳态声源	120~130	1m
2	挖掘机	非连续稳态声源	82~90	5m
3	推土机	非连续稳态声源	83~88	5m
4	钻机	连续稳态声源	95~105	1m
5	泥浆泵	连续稳态声源	88~95	5m
6	空压机	连续稳态声源	88~92	5m
7	振动筛	连续稳态声源	95~105	1m
8	搅拌机	连续稳态声源	100~110	1m
9	压路机	非连续稳态声源	80~90	5m
10	电焊机	连续稳态声源	60~70	1m
11	运输车辆	非连续稳态声源	82~90	5m
12	压裂设备	连续稳态声源	80~90	1m

3.4.1.4 固体废物

施工期固体废物主要为废钻井液、钻井岩屑、废射孔液、定向钻废弃泥浆、废纯碱、膨润土、水泥等包装袋及破损的非含油废防渗布、施工废料、生活垃圾等。

1) 废钻井液

废钻井液是指钻井过程中无法利用或钻井完工后废弃的泥浆和废水，其性质由使用的钻井液决定，其排放量随井深而变。

①水基废钻井液

根据钻井工程设计，本项目总计产生水基废钻井液 26865m^3 。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)，属于一般废物，废物代码为 071-002-S12。经井口设置的钢制泥浆罐收集后，由罐车拉运至大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）处理，泥饼最终用于铺路或垫井场等综合利用。

②油基钻井液

根据工程设计，本项目产生废油基钻井液量为 3414m^3 ，油基钻井液中主要成分为柴油，根据《国家危险废物名录（2025 年版）》，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 以矿物油为连续相配制钻井泥浆用于石油开采所产生的钻井岩屑和废弃钻井泥浆，排入井场设置的废弃油基泥浆罐中，由钻井单位委托黑龙江迈景环保科技有限公司拉运处置，处理后泥渣满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）中表 1 中各项污染控制指标标准限值后，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) 钻井岩屑

钻井过程中，岩石经钻头和泥浆的研磨而破碎成岩屑，其中部分岩屑混进泥浆中，剩余的岩屑经泥浆循环携带至井口，在地面经振动筛分离出来，完井后与废钻井液一起处理。根据大庆油田多年统计数据，单井每 1000m 进尺岩屑产生量约为 24m^3 ，本工程钻井总进尺 167017m，则本工程钻井岩屑的产生总量约 4008.408m^3 ，其中油基泥浆钻井总进尺 8821.5m，产生油基钻井岩屑量为 211.716m^3 ，则产生水基钻井岩屑 3796.692m^3 。

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)，水基钻井岩屑

为一般废物，其废物种类为 SW12 钻井岩屑，废物代码为 071-001-S12，由罐车拉运至大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）处理，泥饼最终用于铺路或垫井场等综合利用。

根据《国家危险废物名录（2025 年版）》，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 以矿物油为连续相配制钻井泥浆用于石油开采所产生的钻井岩屑和废弃钻井泥浆，排入井场设置的废弃油基泥浆罐中，由钻井单位委托黑龙江迈景环保科技有限公司拉运处置，处理后泥渣满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）中表 1 中各项污染控制指标标准限值后，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) 废射孔液

根据油藏方案要求，本工程有 101 口油、水井需进行射孔作业，作业过程中将产生废射孔液，根据大庆油田多年统计数据，废射孔液产生量约 $36\text{m}^3/\text{井}$ ，本工程共计产生废射孔液 3636m^3 。

本项目 95 口井采用水基钻井泥浆，非含油废射孔液产生量为 3420m^3 ，排入井场设置的钢制水基泥浆槽中，与水基废钻井液一起拉运至大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）处理。

本项目新钻 6 口油井，含油废射孔液产生量为 216m^3 ，一开采用水基钻井液，二开采用油基钻井液，钻井后进行射孔完井，废射孔液中可能含有井筒中残存的部分油基钻井泥浆，因此本项目该废射孔液按照危险废物进行管理，废物类别 HW08 废矿物油与含矿物油废物，废物代码 071-002-08 以矿物油为连续相配制钻井泥浆用于石油开采所产生的钻井岩屑和废弃钻井泥浆，排入井场设置的废弃油基泥浆罐中，随油基钻井废水、油基废钻井液、油基钻井岩屑一同由钻井单位委托黑龙江迈景环保科技有限公司拉运处置。

4) 定向钻废弃泥浆

本项目采用定向钻穿越南引水库，定向钻穿越施工需使用配制泥浆，用于成孔和护孔壁，清扫钻屑、传递动力、降低钻进及回拖阻力等。本项目施工期定向钻使用配制泥浆，主要成分为膨润土。本项目施工期定向钻施工过程中泥浆可重复利用，定向钻施工

完成后会产生少量废弃泥浆。据统计,本项目管线穿越沟渠长度 30m,由此估算,本项目定向钻施工产生废弃泥浆产生总量约 30m³,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),属于一般废物,废物代码为 071-002-S12,通过密闭罐车拉运至大庆钻探六号废弃钻井液处理站(采油九厂)处理,经处理后泥饼用于修井间道路、铺垫井场等

5) 废包装袋

本项目产生的废弃包装袋主要来自钻井过程中膨润土、纯碱、重晶石粉、水泥使用后的废包装袋,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),属于一般废物,分类代码为(SW17, 900-099-S17),产生量约 0.0015t/井,本项目共新钻 101 井,共产生约 0.15t,统一收集送天然气分公司工业固废填埋场进行填埋。

6) 废防渗布(不含油)

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,需要在钻井平台附近铺设防渗布。根据大庆油田多年统计数据,本工程单井钻井使用面积为井架下方,占地面积约 50m²,重量以 500g/m² 计,废防渗布平均单井产量 0.025t, 本项目共计产生废防渗布 2.53t,废防渗布(不含油)属于一般废物(SW17, 900-099-S17), 统一收集送天然气分公司工业固废填埋场进行填埋。

7) 含油防渗布

本项目 6 口油井采用油基泥浆,钻井过程中可能产生含油废防渗布,类比大庆油田 多年钻井井场施工经验,单井破损的含油废防渗布产生量约为 0.01t,故破损的含油废防 渗布产生量约为 0.06t。根据《国家危险废物名录(2025 年版)》,含油废防渗布属于 危险废物,废物类别均为 HW08 非特定行业,废物代码为 900-249-08 其他生产、销售、 使用过程中产生的废矿物油及沾染矿物油的废弃包装物。

本项目拟在钻井液材料房内设置危废贮存点 1 处,含油废防渗布暂存危废贮存点内 的加盖钢制桶中,定期拉运至采油九厂危险废物规范化储存库,委托有资质的单位及时 拉运处置。其中,危废贮存点按照 GB18697-2023 要求设置,采取必要的防风、防晒、 防雨、防漏、防渗、防腐等措施。

8) 施工废料

管道施工废料产生量以 20kg/km 管道计,本项目新建管道 38.7km,施工废料产生

量为 0.774t, 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等, 废物代码为 (SW72, 900-001-S72), 统一收集送天然气分公司工业固废填埋场进行填埋。

9) 生活垃圾

本项目生活垃圾按每人每天产生 0.5kg 估算, 其中钻井施工期共计 81 天、施工人数 100 人, 经计算钻井施工期生活垃圾产生量为 4.05t; 压裂施工时间为 45d, 共 10 个压裂队同时施工且每个压裂队施工人数为 10 人 (总施工人数 100 人), 则压裂施工期生活垃圾产生量为 2.25t; 地面工程施工时间为 60d、施工人数约 50 人, 地面工程施工期生活垃圾产生量为 1.5t。综上, 整个施工期生活垃圾产生总量为 7.8t, 生活垃圾统一收集送肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理。

固体废弃物产生及排放情况详见表 3.4-4。

表 3.4-4 施工期固体废弃物产生及排放情况

序号	污染物名称	产生量	废物类型	去向及措施
1	水基废钻井液	26865m ³	一般废物	运至大庆钻探六号废弃钻井液处理站(采油九厂)处理。
2	水基钻井岩屑	3796.692m ³	一般废物	
3	不含油废射孔液	3420m ³	一般废物	
4	定向钻废弃泥浆	30m ³	一般废物	
5	油基废钻井液	3414m ³	危险废物	排入井场设置的废弃油基泥浆罐中, 由钻井单位委托黑龙江迈景环保科技有限公司拉运处置
6	油基钻井岩屑	211.716m ³	危险废物	
7	含油废射孔液	216m ³	危险废物	
8	废包装袋	0.15t	一般废物	统一收集送至天然气分公司工业固废填埋场进行填埋。
9	非含油废防渗布	2.53t	一般废物	
10	施工废料	0.774t	一般废物	
11	含油防渗布	0.06t	危险废物	含油废防渗布暂存危废贮存点内的加盖钢质桶中, 定期拉运至采油九厂危险废物规范化储存库, 委托有资质的单位及时拉运处置。
12	生活垃圾	7.8t	/	送肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理

3.4.2 运营期污染源强核算

运营期污染源主要为依托场站加热装置产生的燃烧烟气, 油井采油过程中无组织挥

发烃类气体；产出液经新肇联合站处理后产生的含油污水；油井作业过程中产生的作业废水、落地油、废含油防渗布；依托场站和井场噪声等。

3.4.2.1 正常工况

(1) 废气

项目运营期正常工况下产液均由管线运输。

① 烃类气体

由于本工程原油集输采用密闭工艺流程，烃类气体的排放主要是某些设备的超压放空、储罐和管道的油气挥发以及天然气使用过程中的泄漏所致，主要排放地点有井场、集输管道阀门、阀组间、转油站、脱水站以及含油污水处理站等，均以面源形式排放。非甲烷总烃挥发量按《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南（试行）》中的规定，油田开采为 1.4175g/kg 原油，本项目建成后产能为 $7.7 \times 10^4 \text{t/a}$ ，则本次产能非甲烷总烃挥发量为 109.15t/a。

② 加热装置烟气

本工程运行期产生的废气，主要来源于依托新肇联现有锅炉燃烧天然气所排放的烟气，因燃料为天然气，其产生的烟气整体较为清洁。为进一步明确废气排放情况，本次通过类比相关监测数据进行分析，具体类比 2024 年 4 月 24 日出具的《第九采油厂废气监测报告》，该报告中对新肇联干线炉 2 固定污染源废气监测排放数据，具备类比可行性。根据上述类比监测数据，颗粒物最大值为 13.1mg/m^3 ， NO_x 最大值为 130mg/m^3 ， SO_2 最大值为 3mg/m^3 （未检出，按照检出限进行类比），且烟气黑度小于 1 级；新一联合站加热炉排放的废气中颗粒物最大值为 13.3mg/m^3 ， NO_x 最大值为 98mg/m^3 ， SO_2 最大值为 30mg/m^3 ，烟气黑度小于 1 级。各项污染物排放指标均能够满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 中新建燃气锅炉的标准限值要求。

表 3.4-5 依托场站加热装置新增燃烧烟气污染物排放量

名称	污染源名称	本工程新增 处理液量 (万 t/a)	新增燃气量 (万 Nm^3/a)	新增烟气量 (万 Nm^3/a)	新增污染物排放情况 t/a		
					SO_2	NO_x	颗粒物
新肇联合站	“五合一”4 台、掺水炉 4 台、外输炉 2 台、采暖炉 2 台	11.59	13.52	148.72	0.0045	0.1933	0.0195
新一联	4 台加热装置	0.88	0.87	9.57	0.0029	0.0094	0.0013

合站	(4 台 0.58MW)						
合计			14.37	158.29	0.0074	0.2027	0.0208

③温室气体

本项目产生的温室气体主要为油田伴生气中含有的甲烷，以及伴生气燃烧产生的 CO₂，本项目产生的烃类气体与甲烷协同控制，采取在井口装置安装密封垫，原油集输采用密闭管道集输流程，最大限度减少温室气体的逸散。黑龙江省不属于大气污染重点管控区域，因此，不做定量分析。

(2) 废水

本项目运营期产生的废水主要为正常工况下的油田采出水、非正常工况下的油水井作业污水、洗井污水。

①油田采出水

根据项目产能开发预测指标，项目开采第 2 年含油污水产生量最大，因此，本次评价按第 2 年含油污水计算，污水最大量为 $5.94 \times 10^4 \text{t/a}$ 。含油污水由管线输送至新肇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）限值要求“含油量 $\leq 8.0 \text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3.0 \text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2.0 \mu\text{m}$ ”，同时满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注油层，不外排。

②作业污水

本工程 95 口油井（包含代用井）采用化学清防蜡为主，热洗为辅的综合清防蜡措施，本工程热洗周期为 30 天/井次，洗井时间 4~6 小时（本次评价按 6 小时计算），每小时热洗用水量为 20m^3 ，经计算，热洗清防蜡用水 $138700 \text{m}^3/\text{a}$ ，清防蜡用水直接进入集油系统，不外排。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送新肇联合含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排。

③洗井污水

本项目油井作业周期为 1 次/3 年，作业用水量为 $5 \text{m}^3/\text{井} \cdot \text{次}$ ，95 口油井作业用水量为 $475 \text{m}^3/3\text{a}$ （平均 $158.3 \text{m}^3/\text{a}$ ），作业过程损耗量按 20% 计算，则作业废水量为 $380 \text{m}^3/3\text{a}$ ，

折合成 $126.7\text{m}^3/\text{a}$ ，主要污染物为石油类和悬浮物，通过管道输送至新肇联合油污水处理站处理达标后回注葡萄花油层，不外排。

（3）噪声

本工程噪声源主要是抽油机，改造及新建场站内各类机泵产生的噪声。主要噪声源为机泵、加热装置、抽油机等，参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ2034-2013），声源强度 70-100dB（A）。

（4）固体废物

本项目运营期产生的固体废物主要为依托场站产生的含油污泥。根据大庆油田多年统计数据，生产万吨原油的油泥（固相）产生量一般按 0.3t 计算，本项目建成原油产能总建成产能达 $7.7 \times 10^4\text{t/a}$ ，则本工程年产油泥（砂）2.31t，属于危险废物（HW08，071-001-08），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，定期交由大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处置。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）标准，用于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。

3.4.2.2 非正常工况

项目运营期非正常工况主要包括油井作业等，非正常工况下产生的污染物主要为油井作业废水、落地油和废含油防渗布等。

（1）废气

本工程非正常工况条件下的废气排放主要为井场作业、站场设备检修时非甲烷总烃的逸散，一般情况下检修时间较短（2d 左右），且项目均处于野外，扩散条件较好，距离大气敏感目标较远，对大气环境影响较小。

（2）废水

井下作业是运营期的污染环节之一，主要对运营了一段时间的油井进行维修或零部件的更换，井下作业过程产生作业废水。

①热洗废水

本工程 95 口油井（包含代用井）采用化学清防蜡为主，热洗为辅的综合清防蜡措施，本工程热洗周期为 30 天/井次，洗井时间 4~6 小时（本次评价按 6 小时计算），每小时热洗用水量为 20m^3 ，经计算，热洗清防蜡用水 $138700\text{m}^3/\text{a}$ ，清防蜡用水直接进入集油系统，不外排。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送新肇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。

②作业污水

本项目油井作业周期为 1 次/3 年，作业用水量为 $5\text{m}^3/\text{井} \cdot \text{次}$ ，95 口油井作业用水量为 $475\text{m}^3/3\text{a}$ （平均 $158.3\text{m}^3/\text{a}$ ），作业过程损耗量按 20% 计算，则作业废水量为 $380\text{m}^3/3\text{a}$ ，折合成 $126.7\text{m}^3/\text{a}$ 。

注水井作业周期为 1 次/2 年，作业用水量为 $75\text{m}^3/\text{井} \cdot \text{次}$ ，17 口水井作业用水量为 $1275\text{m}^3/2\text{a}$ （平均 $637.5\text{m}^3/\text{a}$ ），作业过程损耗量按 20% 计算，作业污水总量为 $1020\text{m}^3/2\text{a}$ ，折合成 $510\text{m}^3/\text{a}$ 。

主要污染物为石油类和悬浮物，通过管道输送至新肇联合油污水处理站处理达标后回注葡萄花油层，不外排。

（3）固体废物

①落地油

在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。修井时往往会有一部分原油散落于井场内，成为落地油。根据对本项目各区块调查，修井平均一般 1.5 年一次。

近年来大庆油田通过在油井修井前实施压井技术（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，修井时落地油产生量大幅减少，每口井产生落地油按最不利状态考虑，约 $0.05\text{t}/\text{次}$ 。

项目共 95 口油井，运营期修井时产生的落地油约为 $4.75\text{t}/\text{a}$ 。根据《国家危险废物名录（2021 年版）》，含油油泥为危险废物，类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，危废代码为 071-001-08，为防止原油散落于井场内，井场均铺设防渗布。落地油全部回收暂存在敖南含油污泥贮存池，定期委托有资质单位处置。处理后泥渣满足《油田含油

污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）标准限值后，用于铺设油田井场和通井路。

②含油废防渗布

运营期油井作业时在作业场地下方铺设防渗布，产生的落地油直接落在防渗布上。单块防渗布重量按 250kg（12m×12m）计，平均每口井作业用 2 块，油井作业频次为 1 次/1.5a，本项目 95 口油井，含油废弃防渗布最大产生量约 31.7t/a。根据《国家危险废物名录（2021 年版）》，含油废弃防渗布为危险废物，类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，危废代码为 900-249-08 其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及沾染矿物油的废弃包装物”。含油废防渗布暂存于采油九厂危险废物规范化储存库，委托有危险废物处置资质的单位及时拉运处置。

3.4.3 退役期污染源强核算

（1）废气

1）施工扬尘

退役期施工扬尘主要来自平整土地、材料运输、装卸等过程，是本项目施工时产生的主要污染废物，扬尘污染排放方式主要为无组织间歇性排放，其产生量受风向、风速和空气湿度等气象条件的影响。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，退役期施工扬尘对周围大气环境影响较小。

2）车辆尾气

在退役期施工期间，施工机械及运输车辆的发动机排放的尾气在含有 NO₂、CO、HC 等污染物。施工车辆选用高标号汽柴油，各种污染物的排放量不大，对周围大气环境影响较小。

（2）废水

退役期管线内介质由压缩空气吹扫至后续集输管道进入集输系统，无废水排放。退役期施工人员生活污水进入附近场站生活污水收集系统，生活污水由罐车拉运至污水处理厂处理，污水处理厂执行《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）一级 A 标准。

（3）噪声

退役期噪声源主要是施工机械及车辆运行产生的噪声，噪声源强在 81~90dB(A)。

(4) 固体废弃物

1) 生活垃圾

退役期施工人员产生的生活垃圾统一收集送肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理。

2) 建筑垃圾

退役站场拆除及油水井封井过程中产生的建筑垃圾统一收集后拉运至肇源县建筑垃圾消纳场处置。

3) 废旧设备

退役井场拆除过程中产生的废旧设备全部回收至采油九厂资产库。

3.4.4 项目污染物排放源强汇总

本工程施工期各污染物排放源强核算结果汇总见表 3.4-6，运行期各污染物排放源强核算结果汇总见表 3.4-7。

表 3.4-6 施工期各污染物排放源强核算结果汇总表

施工期废气污染物排放源强核算结果汇总														
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(万m ³)	产生浓度(mg/m ³)	产生量(t)	工艺	效率/%	核算方法	废气排放量(m ³)	排放浓度(mg/m ³)	排放量(t)	
井场站场管线施工	场地	施工扬尘	颗粒物	/	/	/	少量	洒水降尘、设置挡板、遮盖苫布等	/	/	/	/	少量	施工期
	管线	焊接烟尘	颗粒物	/	/	/	少量	直排	/	/	/	/	少量	施工期
	钻井柴油机	柴油机烟气	颗粒物	排污系数法	4010	/	1.04	柴油发电机安装有尾气净化装置，直排	/	排污系数法	401	/	1.04	钻井期
			SO ₂			/	7.48					/	7.48	
			NO _x			/	9.75					/	9.75	
			CO			/	2.61					/	2.61	
			HC			/	7.11					/	7.11	
			HC+N O _x			/	16.86					/	16.86	
	管线	防腐废气	非甲烷总烃	/	/	/	少量	直排	/	/	/	/	少量	施工期
	施工机械及运输车辆	施工机械及运输车辆尾气	NO _x 、CO、THC 等	/	/	/	少量	直排	/	/	/	/	少量	施工期

施工期废水污染物排放源强核算结果汇总

工序	装置	污染源	污染物	污染物产生				治理措施		污染物排放				排放 时间 /d
				核算 方法	废水产生 量 (m³)	产生浓度 (mg/L)	产生量 (t)	工艺	效率 /%	核算方 法	废水排放 量 (m³)	排放浓度 (mg/m³)	排放量 (t)	
钻井	水基 钻井	水基钻 井废水	SS、COD	类比 法	3163.91	混合为废弃泥浆， 不单独排放废水		水基：排入钢制泥浆槽，拉运至 大庆钻探六号废弃钻井液处理 站；油基：排入废弃油基泥浆罐， 委托黑龙江迈景环保科技有限公司 拉运处置，处理后废水拉至龙 一联合油污水处理站达标后回注 油层	/	类比法	0	0	0	钻井 期 81d
	油基 钻井	油基钻 井废水	石油类		176.43	混合为废弃泥浆， 不单独排放废水			/	类比法	0	0	0	
管线 试压	试压	试压废 水	SS	排污 系数 法	1114.54	10	0.01	由罐车拉运至新肇联合油污水处 理站处理后回注现役油层，不外 排。	/	排污系数	0	0	0	施工 期
压裂	压裂	压裂返 排液	COD	类比 法	6020	3000	18.06	由罐车拉运至新一联废压裂液处 理站处理后，分离出污水经新一 联合油污水处理站处理达标后回 注油层，不外排。	/	类比法	0	0	0	施工 期
			SS			500	3.01				0	0	0	
施工	职工 生活	生活污 水	COD	类比 法	998.4	300	0.299	施工期生活污水依托周边场站生 活污水收集装置，定期拉运至南 区污水处理厂处理后达标排放。	/	类比法	998.4	300	0.299	施工 期
			BOD ₅			170	0.169					170	0.169	
			氨氮			30	0.03					30	0.03	
			SS			250	0.25					250	0.25	

施工期固体废物污染物排放源强核算结果汇总

工序	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)	工艺	处置量/(t)	
钻井	钻井	油基废钻井液	危险废物	类比法	3414	/	3414	排入井场设置的废弃油基泥浆罐中，由钻井单位委托黑龙江迈景环保科技有限公司拉运处置，处理后的泥饼和岩屑暂存在泥饼库内，外售用于铺路或制砖。
		油基钻井岩屑	危险废物		211.716	/	211.716	
		水基废钻井液	一般废物		26865	/	26865	由罐车拉运至大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）处理，泥饼最终用于铺路或垫井场等综合利用。
		水基钻井岩屑	一般废物		3796.692	/	3796.692	
射孔作业	射孔	含油废射孔液	危险废物		216	/	216	随油基钻井废水、油基废钻井液、油基钻井岩屑一同由钻井单位委托黑龙江迈景环保科技有限公司拉运处置。
		非含油废射孔液	一般废物		3420	/	3420	与水基废钻井液一起拉运至大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）处理。
管线穿越	管线	定向钻废弃泥浆	一般废物		30	/	30	通过密闭罐车拉运至大庆钻探六号废弃钻井液处理站(采油九厂)处理，经处理后泥饼用于修井间道路、铺垫井场等
钻井	钻井	废膨润土、纯碱、重晶石粉、水泥包装袋	一般废物		0.15	填埋处理	0.15	统一收集，送天然气分公司工业固废填埋场进行填埋
		非含油废防渗布	一般废物		2.53	/	2.53	

		含油防渗布	危险废物		0.06	/	0.06	定期拉运至采油九厂危险废物规范化储存库，委托有资质的单位及时拉运处置。
管线焊接	管线	施工废料	一般废物	类比法	0.774	填埋处理	0.774	天然气分公司工业固废填埋场进行填埋。
生活	职工生活	生活垃圾	生活垃圾	类比法	7.8	/	7.8	送肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理

施工期噪声污染物排放源强核算结果汇总

工序	装置	噪声源	声源类型	噪声源强		降噪措施		噪声排放值		持续时间/h
				核算方法	噪声 (dB(A))	工艺	dB(A)	核算方法	噪声值(dB(A))	
井场管线施工	施工机械	柴油发电机	连续稳态声源	类比法	120~130	基础减震、隔声	-30	类比法	90~100	施工期
		挖掘机	非连续稳态声源		82~90	定期维护保养	/	类比法	82~90	
		推土机	非连续稳态声源		83~88	定期维护保养	/	类比法	83~88	
		钻机	连续稳态声源		95~105	减振、低噪电机	-5	类比法	90~100	
		泥浆泵	连续稳态声源		88~95	基础减震	-5	类比法	83~90	
		空压机	连续稳态声源		88~92	基础减震	-5	类比法	83~87	
		振动筛	连续稳态声源		95~105	基础减震	-5	类比法	90~100	
		搅拌机	连续稳态声源		100~110	基础减震、隔声	-15	类比法	85~95	
		压路机	非连续稳态声源		80~90	定期维护保养	/	类比法	80~90	
		电焊机	连续稳态声源		60~70	选取低噪声设备	/	类比法	60~70	
		运输车辆	非连续稳态声源		82~90	定期维护保养	/	类比法	82~90	
		压裂设备	连续稳态声源	类比法	80~90	选取低噪声设备	/	类比法	80~90	
		柴油发电机	连续稳态声源		120~130	基础减震、隔声	-30	类比法	90~100	

表 3.4-7 运行期各污染物排放源强核算结果汇总表

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 ($\times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$)	产生浓度 (mg/m^3)	产生量 (t/a)	工艺	效率/%	核算方法	废气排放量($\times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$)	排放浓度 (mg/m^3)	排放量 (t/a)	
新肇联 转油脱 水站	加热 装置	加热 烟气	SO ₂	排污系数 法、类比法	1487.2	3	0.0045			排污系 数法、类 比法	1487.2	3	0.0045	365
			NO _x			130	0.1933					130	0.1933	
			颗粒物			13.1	0.0195					13.1	0.0195	
新一联 合站	加 热 装 置	加 热 烟 气	SO ₂	排污系数 法、类比法	95.7	30	0.0029	燃烧清洁能源	/	数法、类 比法	95.7	30	0.0029	365
			NO _x			98	0.0094					98	0.0094	
			颗粒物			13.3	0.0013					13.3	0.0013	
油气开 发	井场、联合 站、转油 站、集输系 统等		非甲 烷总 烃	产污系数 法	/	/	109.15	密闭措施	/	/	/	/	109.15	365

运行期废水污染物排放源强核算结果汇总

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^3/a)	产生浓度 (mg/L)	产生量 (t/a)	工艺	效率/%	核算方法	废水排放量 (m^3/a)	排放浓度 (mg/m^3)	排放量 (t/a)	

新肇油田古 637 区块葡萄花油层产能建设工程项目

产液脱水	新肇联合含油污水处理站	含油污水	石油类	类比法	5.94×10^4	1000	59.4	送新肇联合含油污水处理站处理后	/	/	/	/	/	365
			SS			200	11.88	回注油层, 站内采用“五合一”处理工艺	/	/	/	/	/	365
作业污水	油井	作业废水	石油类、悬浮物	类比法	$380\text{m}^3/3\text{a}$	石油类: 1000 SS: 50	石油类: $0.38\text{m}^3/3\text{a}$ SS: $0.02\text{m}^3/3\text{a}$	罐车拉运至新肇联合含油污水处理站处理后回注	/	/	/	/	/	/
	水井				$1020\text{m}^3/2\text{a}$	石油类: 500 SS: 50	石油类: $0.51\text{m}^3/2\text{a}$ SS: $0.051\text{m}^3/2\text{a}$		/	/	/	/	/	/
洗井废水	油井	洗井	石油类、悬浮物	类比法	138700	/	/	直接进入集油系统, 不外排	/	/	/	/	/	/
	水井	洗井	石油类、悬浮物	类比法	3400	/	/	由罐车拉运至新肇联合站含油污水处理站处理后回注。	/	/	/	/	/	/

运行期固体废物污染物排放源强核算结果汇总

工序	装置	固体废物名称	固废属性	产生情况		处置措施		去向
				核算方法	产生量 t/a	工艺	处置量/(t/a)	
清罐	设备、储罐	含油污泥	危险废物	类比法	2.31	委托处置	2.31	含油污泥定期交由大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处置, 处理后用于油田作业区域通井路、井场建设等

修井作业	井场	落地油	危险废物	类比法	4.75		4.75	落地油全部回收暂存在敖南含油污泥贮存池，定期委托有资质单位处置。
	井场	废含油防渗布	危险废物	类比法	31.7	委托处置	31.7	含油废防渗布暂存于采油九厂危险废物规范化储存库，委托有危险废物处置资质的单位及时拉运处置。

运行期噪声废物污染物排放源强核算结果汇总

工序	装置	噪声源	声源类型	噪声源强		降噪措施		噪声排放值		持续时间/d
				核算方法	噪声值 (dB(A))	工艺	dB(A)	核算方法	噪声值 (dB(A))	
油气开采	抽油机械	抽油机	连续稳态声源	类比法	60	选用低噪音设备、定期维护	/	类比法	60	365

本工程产生的危险废物主要为废防渗布、落地油和含油污泥，暂存在大庆市采油九厂危险废物暂存池。本工程产生的危险废物具体情况见表 3.4-8。

表 3.4-8 危险废物情况表

时期	危险废物名称	危险废物代码	产生量 t/a	产生工序	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危险特性	污染防治措施
运行期	落地油、	HW08, 071-001-08	2.31	油井作业及设备清淤	液态	油泥	石油类	油井作业 3 年/次, 设备清淤 1 年/次	T、I	定期交由大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处置，处理后用于油田作业区域通井路、井场建设等
	含油污泥	HW08, 071-001-08	4.75	油井作业及设备清淤	液态	油泥	石油类	油井作业 3 年/次, 设备清淤 1 年/次	T、I	落地油全部回收暂存在敖南含油污泥贮存池，定期委托有资质单位处置。
	含油废防渗布	HW08, 900-249-08	31.7	油井作业	固态	油、塑料	石油类	油井作业 3 年/次	T、I	含油废防渗布暂存于采油九厂危险废物规范化储存库，委托有危险废物处置资质的单位及时拉运处置。

3.4.5 污染物“三本账”汇总

由于本工程施工期产生的各种污染物将随施工活动的结束而消失，本工程运营期废水、固体废物不排入外环境，因此，本次评价只对本工程运营期大气污染物排放情况进行核定，具体见表 3.4-9。

表 3.4-9 污染物“三本帐”汇总一览表

名称	污染物名称	单位	现有工程 排放量	本工程 产生量	削减量	总排放量	排放增 减量
新肇 联转 油脱 水站	燃烧烟气	万 Nm ³ /a	5102.4	148.72	0	5251.12	+148.72
	SO ₂	t/a	2.48	0.0045	0	2.4845	+0.0045
	NO _x	t/a	6.804	0.1933	0	6.9973	+0.1933
	颗粒物	t/a	0.686	0.0195	0	0.7055	+0.0195
新一 联合 站	燃烧烟气	万 Nm ³ /a	3049.49	9.57	0	3059.06	+9.57
	SO ₂	t/a	0.91	0.0029	0	0.9129	+0.0029
	NO _x	t/a	2.99	0.0094	0	2.9994	+0.0094
	颗粒物	t/a	0.41	0.0013	0	0.4113	+0.0013
非甲烷总烃		t/a	2.48	109.15	0	111.63	+109.15

3.5 清洁生产分析

3.5.1 钻井过程的清洁生产工艺

(1) 区块布井尽量减少井场占地，不但最大限度减少废物排放，而且减轻了对土壤、生态及植被的影响。

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

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

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

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

3.5.2 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，产生的作业废水经新肇联合油污水处理站处理达标后回注油层，对作业过程中散落的落地油，采用“铺设作业，带罐上岗”的作业模式，可使落地油的回收率达到 100%。

3.5.3 油气集输的清洁生产

(1) 优化布局

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

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

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

（2）油气集输采用全密闭集输流程

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

（3）油田采出水处理

为了保护环境和节约用水，本次规划油井就近进入新肇联转油脱水站，分离出的污水经掺水炉加热、掺水泵增压后输至新肇联合油污水处理站处理。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）限值要求后用于回注油层。

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

3.5.4 先进的环境管理

本工程在实施过程中，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。

根据上述分析，本工程将清洁生产贯穿于设计、建设与生产的全过程，符合清洁生产要求，清洁生产水平达到国内先进水平。

第四章 环境现状调查与评价

4.1 自然环境现状调查与评价

4.1.1 地理位置

本项目位于黑龙江省大庆市肇源县境内，项目地理位置图见附图 1。区内油田公路四通八达，交通便利，移动、联通网络均覆盖该地区，通讯发达。区块周围分布有村屯、耕地、草地等。

4.1.2 地形地貌

工程所在地属于松花江及嫩江冲积平原中部，地形呈北高南低的广阔波状平原，地面海拔高程在 127-139m 之间，地表径流条件较差。地貌成因类型及形态特征为冲湖积微波状起伏低平原，其沼泽湿地及盐碱低地较为发育。

4.1.3 气候气象

该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。

多年平均相对湿度：64.76%

多年平均气温：5.28℃

多年平均风速：3m/s

多年平均静风出现频率：4.93%

多年平均年降水量：444.74mm

多年平均最大日降水量：46.36mm

多年平均最低气温：-30.49℃

多年平均最高气温：34.96℃。

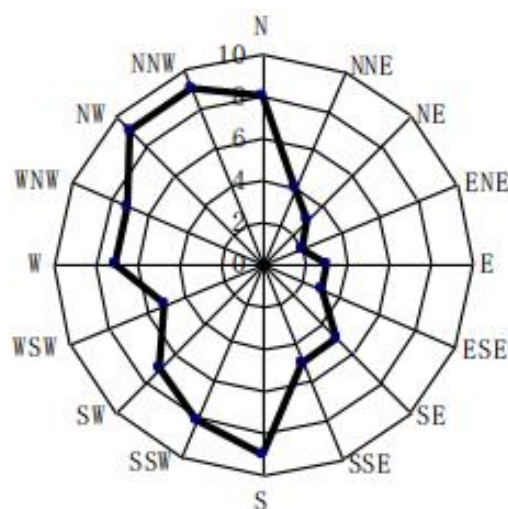


图 4.1-1 全年风向玫瑰图

4.1.4 地表水

区域内主要降水类型为大气降水，主要降水分布在6月~8月末，最高水位出现在8月上旬~9月下旬，最低水位出现在3月下旬~4月上旬。区块内地势总体上较平坦，起伏不大，地表径流排泄条件一般。区域内北部属积水闭流区，无天然河流，但天然水泡子较多，大气降水都汇集到低洼地，无法排出区外。本工程周边主要为水稻田及水田沟渠，无其他有水体功能的地表水体分布。

4.1.5 水文地质

4.1.5.1 地质特征

(1) 地质构造

项目所在调查区域内新近系上统泰康组比较发育，形成了一套河床相厚层砂砾岩，为地下水的富集创造了良好的空间条件。

(2) 地层概况

根据区域地质及水文地质钻探资料分析，区域新生代以来区域主要沉积的地层有白垩系明水组和新近系泰康组及第四系地层。

①白垩系上统明水组（K_{2m}）

A、明水组一段（K_{2m1}）

明水组一段由灰绿色砂岩、泥质砂岩夹灰黑色、灰色泥岩组成的两个明显正旋回沉积物组成。明水组一段在区内的厚度变化较大，埋藏较深，由西向东逐渐变薄，一般为

220~160m，地层厚度 70~130m。明水组一段与下伏四方台组地层呈不整合接触。

B、明水组二段（K_{2m2}）

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

②第三系泰康组（N_{2t}）

区域泰康组分布在区域内。地层顶部埋深厚度 65.0~75.0m，变化趋势由南向北厚度逐渐增大，地层厚度 50.0~65.0m。上部为较薄的灰绿色、黄绿色泥岩，局部为砂质泥岩、泥质砂岩或粉砂岩构成厚度不等的交互层，中下部为厚层块状河床相沉积的灰白色砂砾岩。地层结构表现为上细下粗的明显正旋回特征。

泰康组地层与下伏白垩系上统明水组呈角度不整合接触。

③第四系（Q）

A、全新统冲积层（Q₄）

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

B、上更新统齐齐哈尔组（Q₃）

广泛分布于区域，地层厚度为 15.0~20.5m。岩性主要为黄土状亚粘土和灰褐色亚粘土，局部夹粉土、粉细砂层，微显层理，裂隙较发育，具有大的孔隙。

C、中更新统荒山组（Q₂）

广泛分布区域，地层厚度为 40.0~47.5m。岩性灰色、灰黑色粘土局部夹细砂层，微显层理，结构致密，局部由铁质浸染。

D、白土山组（Q₁）

区域均有分布，分布不均，岩性为乳白色砂砾石，局部有少量的杂色中粗砂沉积层，埋深 25.0~70.0m，地层厚度 2.0~7.5m。

第四系与下伏新近系泰康组地层为不整合接触。

4.1.5.2 地下水含水层

(1) 第四系松散岩类孔隙潜水含水层

评价区域第四系松散岩类孔隙潜水含水岩组主要为中更新统齐齐哈尔组，富集在亚砂土和粉细砂层，且分布不稳定，形成了厚度不等的孔隙潜水层。水位埋深不稳定，不均一，区域地层厚度为 20~50m，潜水含水层厚度 15~20m，单井涌水量 1500~3000m³/d。

(2) 第四系松散岩类孔隙承压水含水层

该含水层广泛分布在调查区域内，岩性为乳白色砂砾石，局部有少量的杂色中粗砂沉积层，埋深 60~70m，地层厚度 2.5~5.5m。

(3) 新近系泰康组承压含水层

该泰康组承压含水层广泛分布在调查区域内，该含水层由新近系上新统泰康组中粗砂岩、灰白色砂砾岩、灰白色粉砂岩组成。区域含水层埋深 50~100m，含水层厚度 20~40m，单井涌水量 3000~8000m³/d，水量丰富，水质较好，具有开采价值。该含水层为区域地下水的主要开采目的含水层，是本次评价主要考虑影响的承压含水层。

(4) 白垩系明水组砾岩承压含水层

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，含水层顶板埋深 160~220m，二段含水层组单井涌水量一般可达 1000~2000m³/d。

明水组一段：岩性主要是含砾砂岩和砂砾岩组成，质软，成岩性较差，含水层分布稳定性较好，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，含水层厚度 10~45m，含水层顶板埋深 240~260m。单井涌水量一般都能达到 500~2000m³/d。

项目区域水文地质图见图 4.1-2，水文地质综合剖面图、水文地质柱状图分别见图 4.1-3 和图 4.1-4。

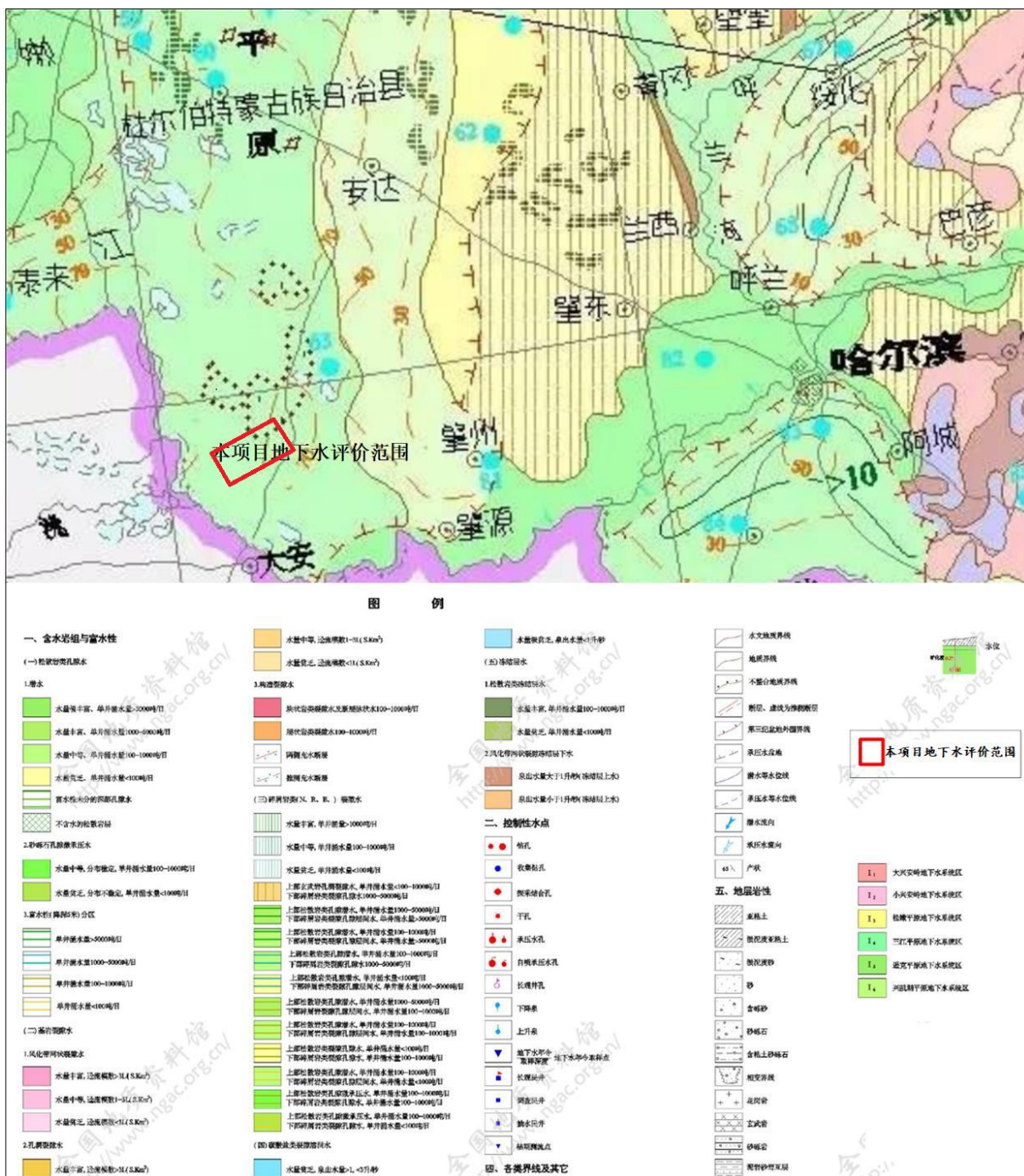


图 4.1-2 区域水文地质图

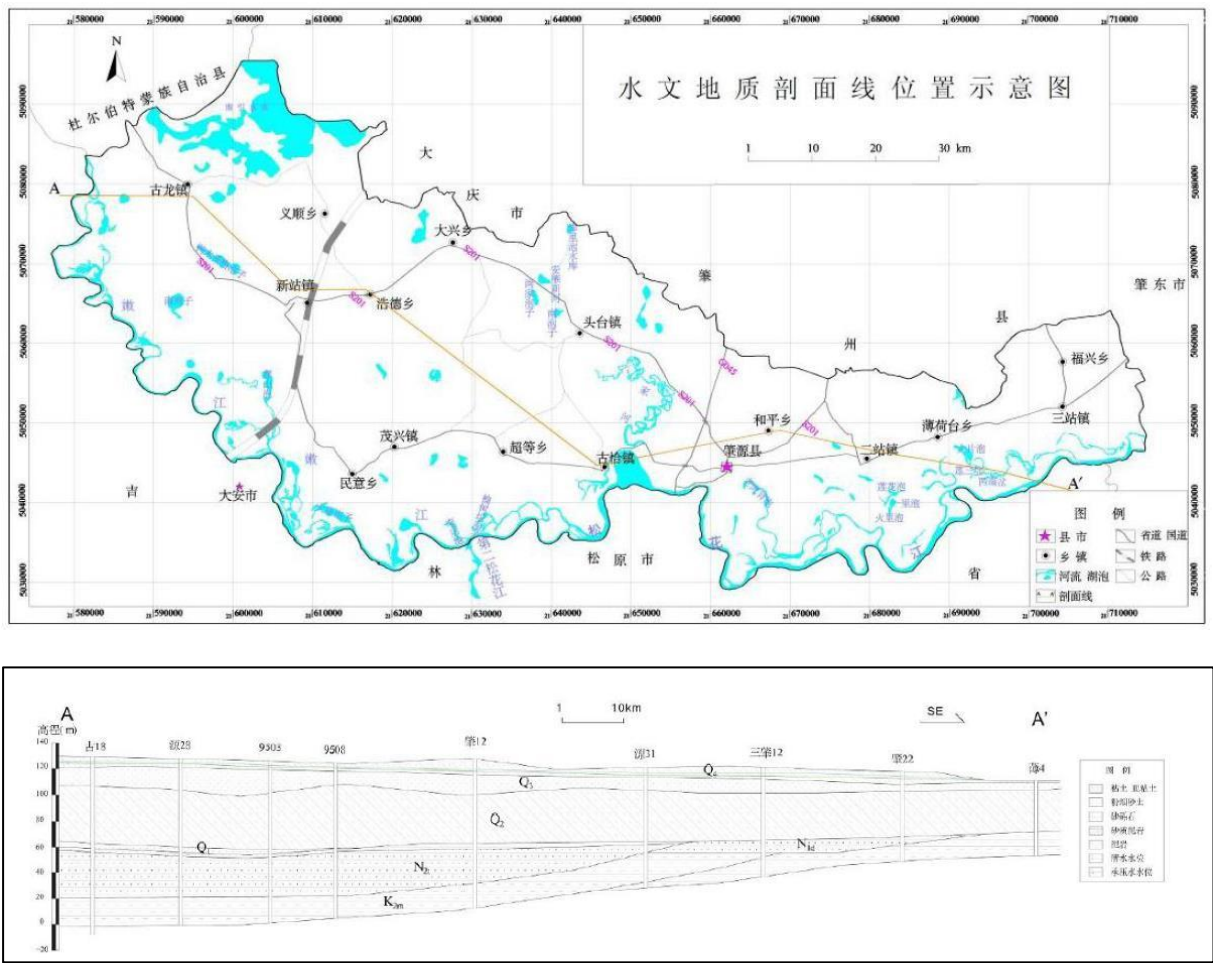


图 4.1-3 水文地质剖面图

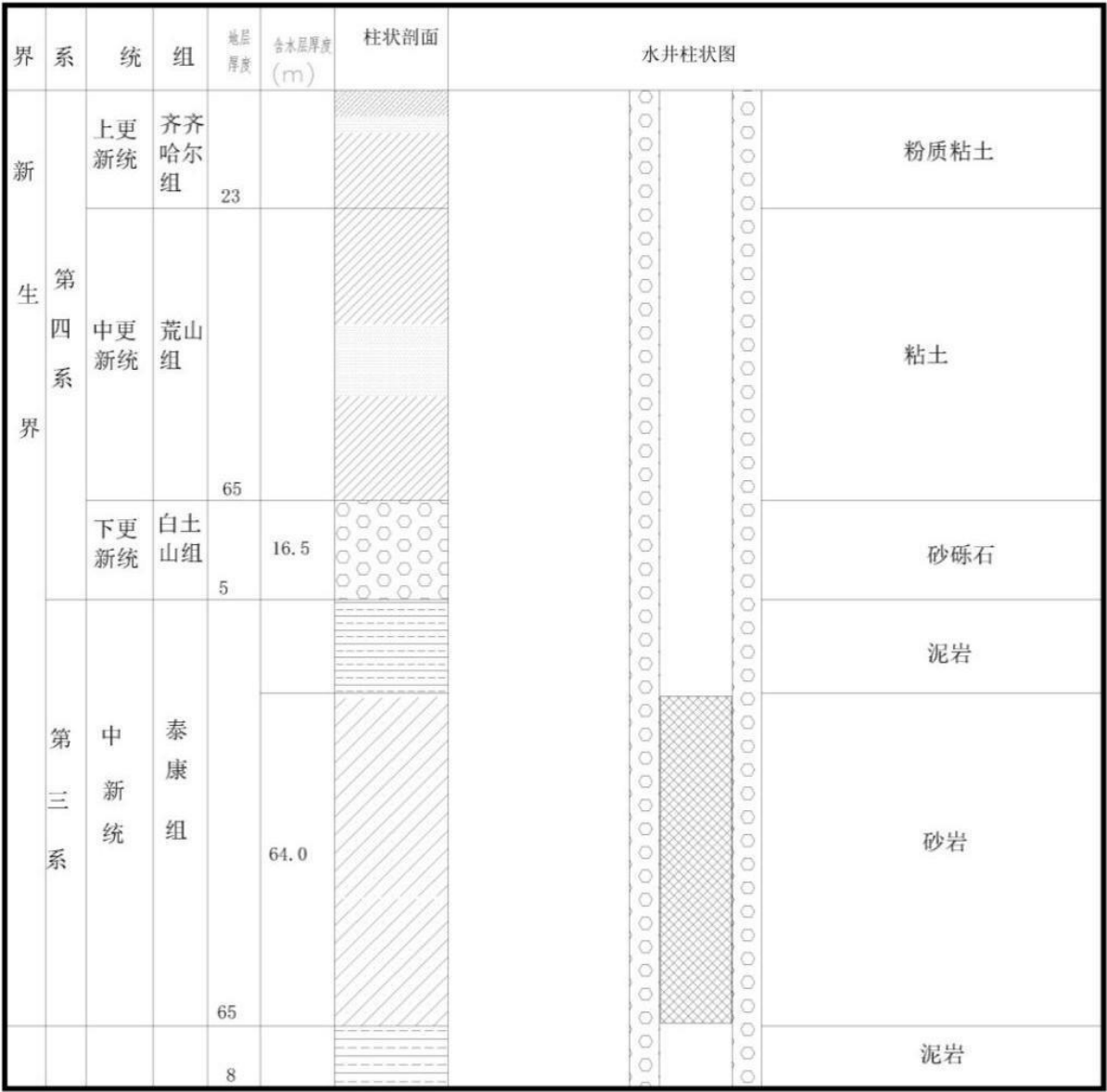


图 4.1-4 水文地质柱状图

4.1.5.3 地下水循环条件

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

(1) 地下水补给

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泰康组、明水组含水层。

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。

第四系潜水含水层地下水补给主要为大气降水入渗补给。

新近系泰康组含水层地下水补给主要为地下水径流补给、第四系垂向渗透补给以及各含水层之间的越流补给。

白垩系明水组含水层地下水补给主要为地下水径流补给、第四系及新近系泰康组垂向渗透补给以及各含水层之间的越流补给。

（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亚砂土和粉细砂组成，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东北向西南流。而新近系泰康组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，但就区域而言，并没有改变该承压含水层地下水径流方向，区域承压水的径流方向则为东北向西南。

（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。其中侧向径流和人工开采是区域承压含水层主要的排泄途径。

4.1.5.4 地下水动态变化

（1）潜水地下水水位动态变化特征

区域潜水含水层埋深较浅，含水层岩性为亚砂土和粉细砂，水位变化主要受大气降水补给和人工开采影响较大。孔隙潜水在丰水期和枯水期水位随着降水量的大小而变化，枯水期一般出现在 4~5 月份，这是因为前一年的 11 月份到本年 2 月份处于冻结期，补给量明显减小，地下水位处于缓慢下降阶段；4 月份春季降水少，蒸发强烈，潜水水位持续下降并达到最低水位，形成枯水期。此后随着降水量的增加，地下水位缓慢上升，至 7~8 月份雨季到来，地下水位急剧上升并达到峰值。此后降水量减少，地下水位开始缓慢下降到翌年。

根据区域水文地质资料及文献资料，肇源县地形总趋势是东北略高，西南部略

低，地下水潜水受地势影响，整体流向为由东北向西南，地下水潜水最终流向西南补给嫩江。同时，结合本项目监测的地下水水位数据绘制的等水位线图（图 4.1-5）判定，本项目所在区域潜水流向为由东北向西南。

(2) 承压水地下水水位动态变化特征

区域承压水主要含水层为新近系泰康组承压含水层，承压水受多年地下水开采，承压水地下水位总的趋势呈下降趋势，但下降幅度不大。根据近年区域地下水动态监测分析，水位下降到 4.2~5.5m，年度水位变化受降雨和人工开采影响较大，目前地下水位基本处于稳定。

根据区域水文地质资料及文献资料，肇源县区域主要开采的承压水层为新近系泰康组，结合本项目监测的地下水水位绘制的等水位线图（图 4.1-6）判定，本项目所在区域承压水流向为由东北向西南。

根据该地区水文地质调查资料，本项目所在区域属于同一个水文地质单元，水文地质条件基本一致。本次评价主要从整个区域地下水的流向，并结合项目所在大部分区域地下水的主要流向，考虑项目非正常工况对区域地下水的影响进行分析。

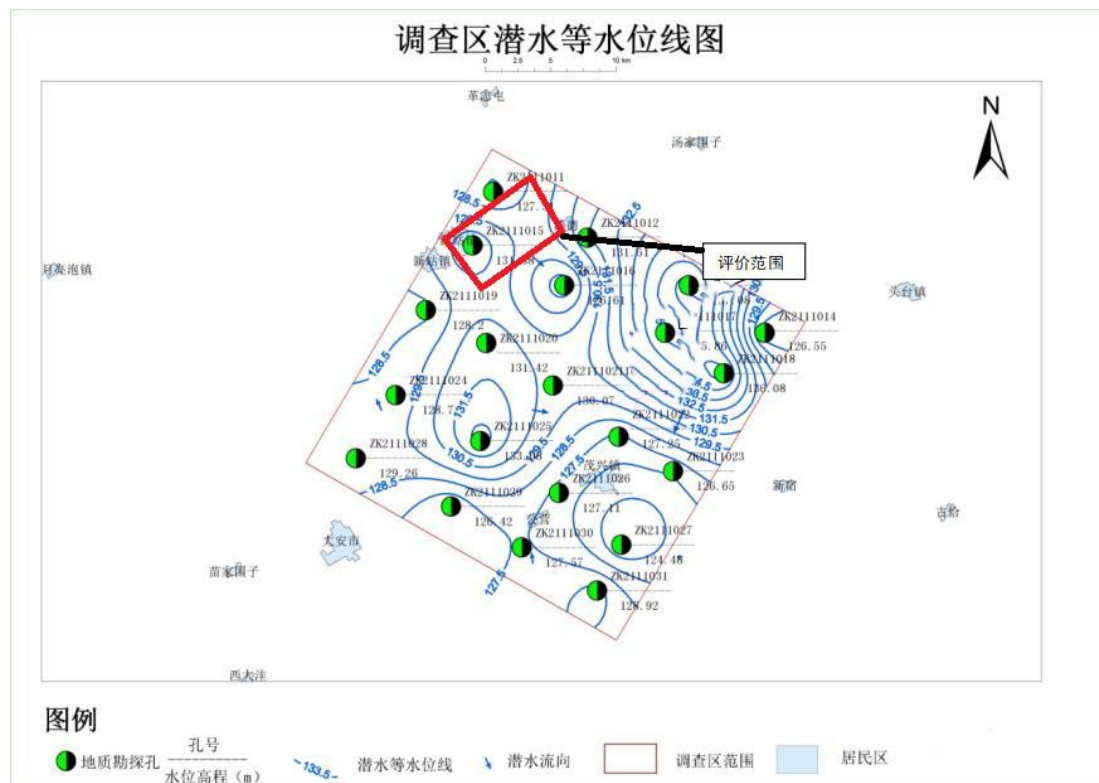


图 4.1-5 项目所在区域第四系孔隙潜水等水位线图

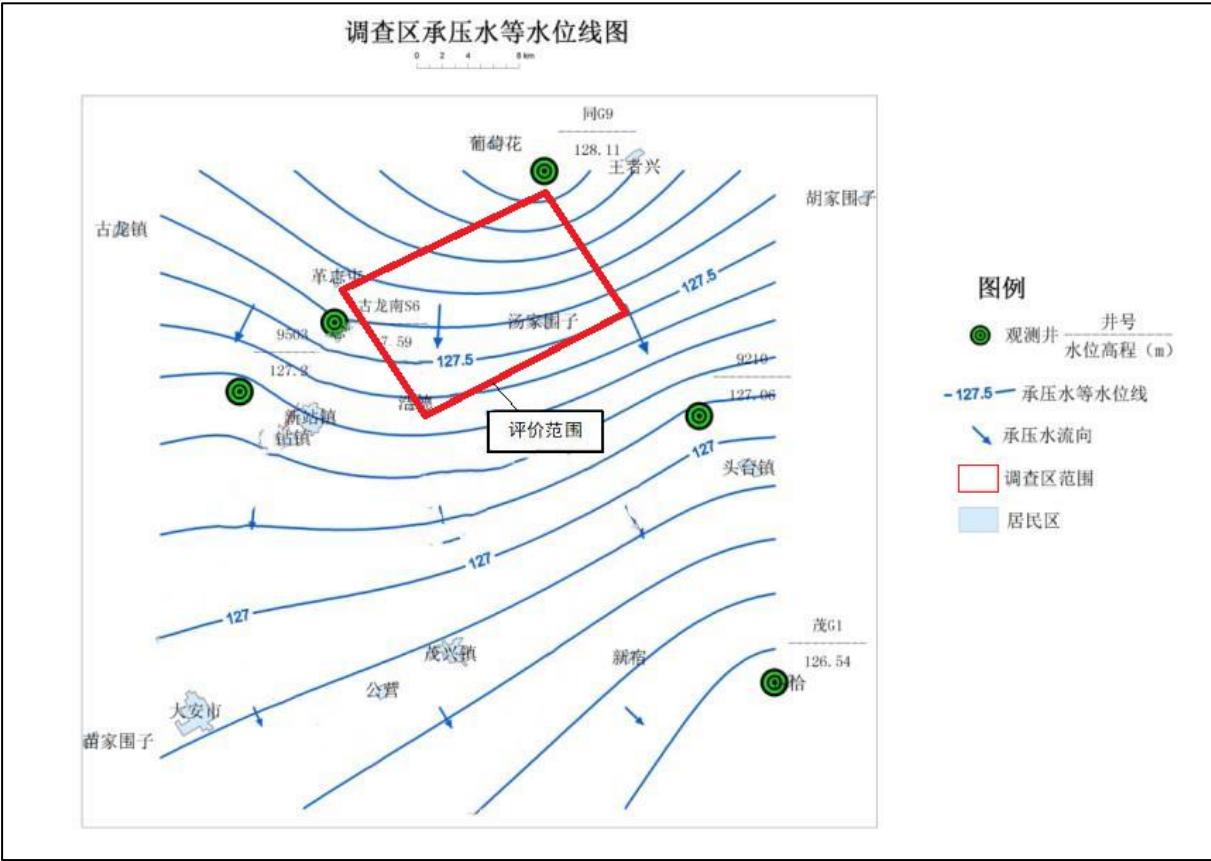


图 4.1-6 项目所在区域第三系泰康组承压水等水位线图

4.1.5.5 包气带特征分析

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。

①粉质粘土：黄褐色，冲积。土质较均匀，表面稍有光泽，无摇振反应，干强度中等，韧性中等可塑。

②粉细砂：灰黄-灰色，颗粒不均，稍密-中密，级配较差，稍湿-饱和，主要矿物成分为石英、长石。

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，详见表 4.1-1。

表 4.1-1 天然包气带防污性能分级参照表

分级	包气带岩土渗透性能
强	岩（土）层单层厚度Mb≥1.0m，渗透系数K≤1×10 ⁻⁶ cm/s，且分布连续、稳定
中	岩（土）层单层厚度0.5m≤Mb<1.0m，渗透系数K≤1×10 ⁻⁶ cm/s，且分布连续、稳定。 岩（土）层单层厚度Mb≥1.0m，渗透系数1×10 ⁻⁶ cm/s<K≤1×10 ⁻⁴ cm/s，且分布连续、稳定。

弱	岩（土）层不满足上述“强”和“中”条件。

本区域包气带厚度大于 1.0m，区域包气带岩性为粉质粘土、粉细砂，对照水文地质参照表，渗透系数为 $5.79 \times 10^{-5} \sim 2.89 \times 10^{-4} \text{cm/s}$ ，因此，项目区域包气带防污性能为“中”。

4.1.5.6 回注层和隔离层特征

本工程葡萄花油层岩石类型为长石岩屑砂岩，葡萄花油层所在的姚家组地层，在纵向上处于姚家组—嫩江组二级复合旋回的下部，地层厚度发育稳定，隔夹层厚度一般在 1.4m-7.0m 之间，地层厚度分布在 31m-43m 之间，平均地层厚度 38m。从储层厚度看，从北向南逐渐变薄，平均单井砂岩厚度由 7.9m 减薄至 6.3m，平均单井有效厚度由 3.1m 减薄至 2.2m。该井区储层孔隙度 14.5%，渗透率 5.0mD，目的层发育连续稳定。

葡萄花油层顶面构造由新肇、新站两个鼻状构造把该区分割成古龙、茂兴两个向斜。西部是英台鼻状构造向古龙向斜延伸，北边是葡西鼻状构造的倾没端，东南是敖包塔构造。古龙向斜构造高部位海拔深度约-1460m，构造低部位海拔深度约-1840m，构造高差 380m；茂兴向斜构造高部位海拔深度约-1400m，构造低部位海拔深度约-1680m，构造高差 280m。本区葡萄花油层组断裂较为发育，以北西方向断裂为主，多数断裂断距小、断面不清晰。项目井区共发育大小断裂 91 条，全部为正断层，走向以北北西为主，另外有北东东向的小断层零星发育。

4.1.6 土壤与植被情况

（1）土壤

根据现场踏勘及国家土壤信息服务平台点查的数据，项目评价区地处松嫩平原，主要土壤类型为风沙土。

风沙土是发育于风成沙性母质的土壤。其主要特征是土壤矿质部分几乎全由细砂颗粒（直径在 0.25~0.05 毫米）组成；剖面层次分化不明显，仅有 A 层（淋溶层）和 C 层（母质层）缺乏 B 层（淀积层）；风蚀严重。风沙土有机质含量低，一般在 1~6g/kg 之间，长期固定或耕种的风沙土可达 5g/kg 左右。腐殖质组成除东部草原地区外，以富里酸为主，胡敏酸与富里酸比值小于 1。土壤钾素或丰富，氮磷缺乏，供肥能力差，土壤贫瘠。主要分布在中国北部的半干旱、干旱和极端干旱地区。风沙土的特征是成土作用经常受到风蚀和沙压，很不稳定，致使成土过程十分微弱，土壤性状与风沙堆积物无

多大改变。随沙地的自然固定和土壤形成阶段的发展，由流动风沙土到半固定、固定风沙土，土壤有机质含量逐渐增加，说明只要增加肥分与水分，使植被逐步稳定生长，也能成为农林牧用地。

（2）植被

项目所在区域天然植被主要由草甸草原、盐生草甸和沼泽植被构成。草甸草原是松嫩草原的地带性植被，分布在漫岗地、缓坡地和低平地上，主要以中旱生的多年生草本植物为建群种，并以丛生和根茎型禾草占优势。禾本科主要有羊草、野古草、隐子草、贝加尔针茅和洽草等；豆科有兴安胡枝子、细叶胡枝子、五脉山黧豆、苜蓿、草木樨、山野豌豆等；杂类草主要有蒿属、萎陵属的植物等。植被盖度多在 65%以上，亩产干草约 100~150kg。

盐生草甸多分布于处地势低洼处，与草甸草原植被镶嵌。植被由盐中生和旱中生禾草、杂类草组成，主要植物有星星草、碱茅、羊草、芦苇、盐生凤毛菊、碱蓬、碱蒿等。植被盖度 60~80%，亩产干草 70kg。

沼泽植被在大庆地区广泛分布。该类型植被是在地表终年积水或季节性积水的条件下，由多年生湿生植物为主形成的一种隐域性植被。芦苇是最常见的类型，植被盖度在 80~100%，产量较高。

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，水田植被为辅，粮食作物包括玉米、大豆、高粱、谷子、小麦、水稻等，经济作物有向日葵、蓖麻子、油菜子、花生等。

4.1.7 野生动物分布

区域内野生动物中鸟类主要有喜鹊、麻雀、云雀、家燕等，兽类主要有狐、鼬、兔、鼠、羊等，两栖类和爬行动物主要有无斑雨蛙、蛇等，鱼类主要有鲤鱼、鲢鱼、鲫鱼、草鱼、鳊鱼等。由于受人为因素影响明显，荒野被开垦为农田，工业迅速发展，区域内大型鸟兽基本绝迹，地域物种主要与农业生产活动有关，小型哺乳类特别是鼠类、麻雀、家燕等种群数量较多，也有大群雁、鸭等主要集中在泡子湿地中。

4.2 环境保护目标调查

4.2.1 环境功能区划

本工程所在地区环境空气属于二类功能区，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），本工程所在区域未划分声环境功能区及地表水环境功能区。

4.2.2 主要环境敏感区

根据现场调查及查阅有关资料，本工程评价范围内不涉及国家公园、自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、海洋特别保护区、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，也不在生态保护红线范围内，但项目占用永久基本农田，并属于《大庆市水土保持规划（2015~2030 年）》中划定的水土流失重点治理区，同时，涉及以居住为主要功能的区域、分散式饮用水水源地及一般湿地。

（1）耕地（永久基本农田）

产能工程各系统永久占地共计 30.62 公顷，临时占地 93.97 公顷（含管沟占地 13.22 公顷），耕地、草地（永久占地 30.62 公顷，临时用地 93.97 公顷）；光伏发电工程永久占地 0.028 公顷、临时占地 3.78 公顷

根据《中华人民共和国土地管理法》（2020.1.1 施行），第三十条国家保护耕地，严格控制耕地转为非耕地。国家实行占用耕地补偿制度。非农业建设经批准占用耕地的，按照“占多少，垦多少”的原则，由占用耕地的单位负责开垦与所占用耕地的数量和质量相当的耕地；没有条件开垦或者开垦的耕地不符合要求的，应当按照省、自治区、直辖市的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。根据《基本农田保护条例》（中华人民共和国国务院令 第 257 号，2011 年 1 月 8 日修订）第十六条：经国务院批准占用基本农田的，当地人民政府应当按照国务院的批准文件修改土地利用总体规划，并补充划入数量和质量相当的基本农田。占用单位应当按照占多少、垦多少的原则，负责开垦

与所占基本农田的数量与质量相当的耕地；没有条件开垦或者开垦的耕地不符合要求的，应当按照省、自治区、直辖市的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。

本工程需按相关规定取得用地审批，且占补要求满足《中华人民共和国土地管理法》（2020.1.1 实施）、《基本农田保护条例》等法律法规要求的“占一补一，质量相等”方可建设。施工前，对施工场地的表土进行剥离，设置表土剥离临时堆放场，用于堆放剥离的表土层（农田的耕作层），剥离的表土进行养护和管理，在施工结束后，对临时占用基本农田进行植被恢复，回填表土层，对耕地进行复垦。

（2）水土流失重点治理区

根据《大庆市水土保持规划（2015~2030 年）》，本工程所在区域大庆市肇源县位于水土流失重点治理区，区域总面积共 551.90km²，该区土壤退化、盐渍化、水体污染等水土流失较严重、对当地和下游易造成较大危害，土壤侵蚀强度为轻度以上，多为轻中度侵蚀。且区域内人为活动较为剧烈，容易发生严重水土流失。该区域工作重点是采取工程、林草、封育治理和耕地等措施，进行水、田、林、草、路统一规划、综合治理，增强防洪排涝、抗御干旱等自然灾害的能力。推广先进适用的科技成果，加快治理进度。治理后应强化监督管理和管护，巩固治理成果，促进区域生态环境恢复和经济发展。

（3）以居住为主要功能的区域

本工程评价范围内分布有村屯住宅，以居住为主要功能，评价范围内居民环境保护目标见。

4.3 环境质量现状调查与评价

4.3.1 环境空气质量现状调查与评价

4.3.1.1 项目所在区域环境空气质量达标情况

根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018），项目所在区域达标判定，优先采用国家或地方生态环境主管部门公开发布的评价基准年环境质量公告或环境质量报告中的数据或结论。

本项目位于大庆市肇源县新站镇，根据大庆市生态环境局 2025 年 6 月 5 日公布的《2024 年大庆市生态环境状况公报》，2024 年，大庆市城区环境空气中二氧化硫年均浓度为 7 微克/立方米；二氧化氮年均浓度为 18 微克/立方米；可吸入颗粒物（PM₁₀）年均浓度为 48 微克/立方米；细颗粒物（PM_{2.5}）年均浓度为 32 微克/立方米；一氧化碳 24 小时平均第 95 百分位数为 0.8 毫克/立方米；臭氧最大 8 小时平均第 90 百分位数为 114 微克/立方米。

表 4.3-1 2024 年大庆市空气质量现状

污染物	年评价指标	现状浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	标准值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率 (%)	达标 情况
SO ₂	年平均	7	60	11.7	达标
NO ₂	年平均	18	40	45.0	达标
PM ₁₀	年平均	48	70	68.57	达标
PM _{2.5}	年平均	32	35	91.4	达标
CO	24 小时平均第 95 百分位数	800	4000	20.0	达标
O ₃	臭氧最大 8 小时平均第 90 百分位数	114	160	71.2	达标

根据表 4.3-1 可知，2024 年大庆市基本污染物 SO₂、NO₂、PM_{2.5}、PM₁₀、CO、O₃ 均能满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准及其修改单要求，大庆市环境空气质量属于达标区。

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ 349-2023)：“滚动开发区块建设项目还应收集近 5 年的区域环境质量资料”。本工程为源 13 区块的滚动开发，位于大庆市肇源县，区域内近 5 年环境空气基本因子监测数据采用大庆市生态环境状况公报中的逐年数据，详见表 4.3-2，区域内环境质量变化趋势见图 4.3-1。

单位: $\mu\text{g}/\text{m}^3$

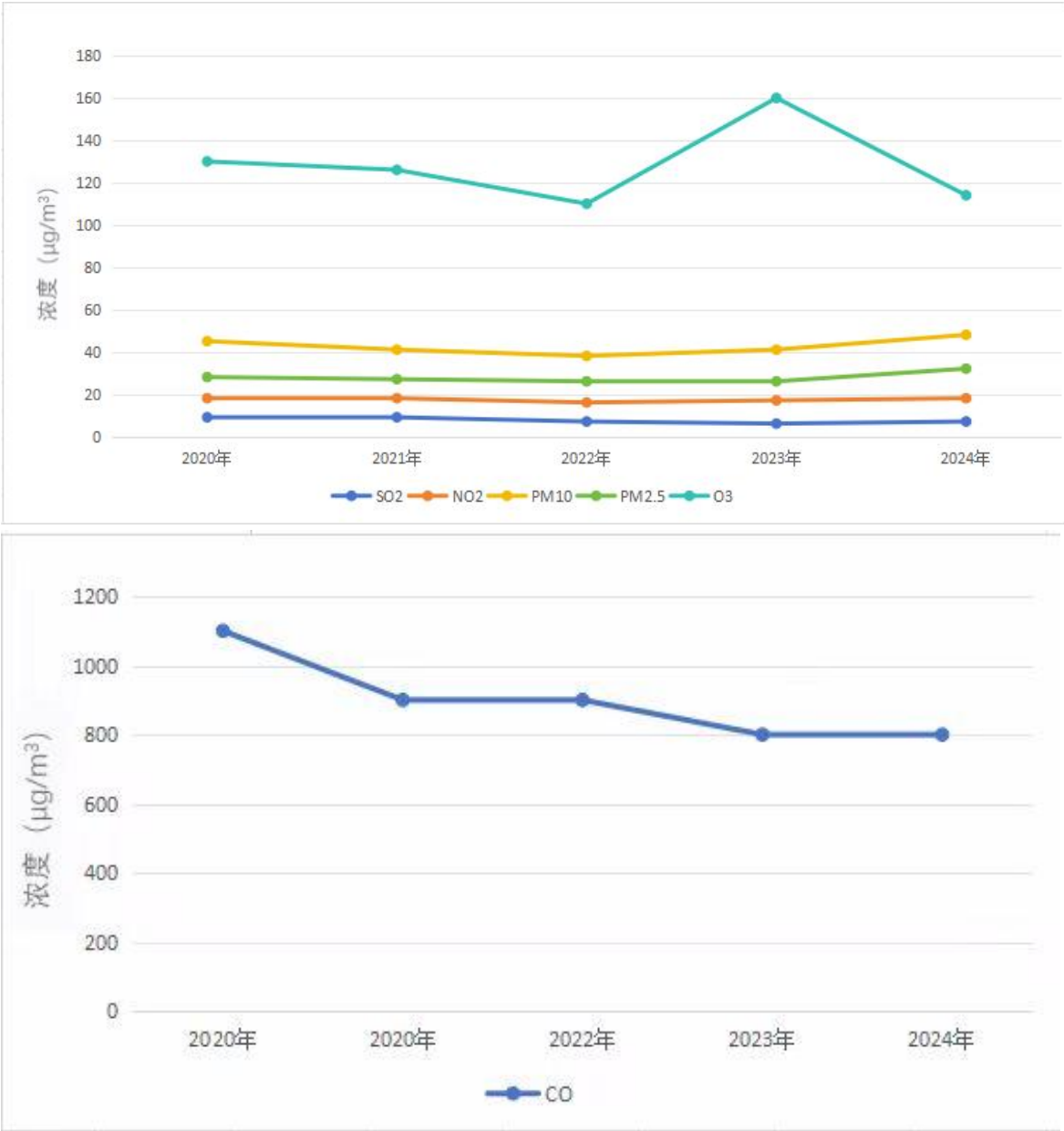


图 4.3-1 区域 5 年内基本因子环境质量变化趋势图

表4.3-3 区域内环境空气特征因子监测数据表 单位：mg/m³

污染物	2019 年（靠山屯）		2024 年（东木甲）		达标情况
	现状浓度	最大超标率%	现状浓度	最大超标率%	
非甲烷总烃	0.98~1.15	57.5	0.41~0.77	38.5	达标

根据对区域内环境空气基本因子及特征因子监测数据的分析，基本因子中 SO₂ 浓度逐年降低，NO₂ 和 PM₁₀ 浓度逐年减低，在 2023 年略微升高，PM_{2.5} 浓度逐年

降低，在 2023 年基本保持不变，CO 浓度在 2020 年最高，之后逐年降低，区域内基本因子浓度整体呈现降低的趋势。特征因子非甲烷总烃浓度 2019 年及 2023 年均满足《大气污染物综合排放标准详解》中的要求。

4.3.1.2 环境空气质量现状监测与评价

①监测布点

考虑地形、地貌、地面风场特征、项目地理位置和环境功能区的要求，根据项目情况和周围敏感点分布情况，本次评价在项目区块及主导风向下风向 5km 范围内共布设 4 个环境空气质量现状监测点。黑龙江永青环保科技有限公司于 2025 年 9 月 6 日~2025 年 9 月 12 日的对本项目进行现状监测，特征污染物补充监测点位基本信息见表 4.3-4 及图 4.3-2。

表4.3-4 环境空气现状监测点位表

监测点名称	监测点坐标 (°)	监测因子	相对方向	相对距离
1#	124.5175862 45.7607992	非甲烷总烃	拟建古斜 6844-96-118 井场	10m
2#	124.32127281 45.7318633	非甲烷总烃	古 655-106-106 下风向	50m
3#	124.22314746 45.8069106	非甲烷总烃	英 111-84-148 下风向	50m
4#	124.55553027 45.7093070	非甲烷总烃	新 182-92-112 厂址下风向	50m

②监测因子与监测分析方法

监测因子：非甲烷总烃、TSP

监测方法：采样与分析方法按《环境监测技术规范》和《空气和废气的监测方法》进行，监测项目分析方法具体见表 4.3-5。

表 4.3-5 空气环境监测项目分析方法

序号	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
1	非甲烷总烃	环境空气总烃、甲烷和非甲烷总烃的测定直接	HJ604-2017	气相色谱仪 SP-3420A	0.07mg/m ³

2	TSP	环境空气 总悬浮颗粒物的测定 重量法	HJ 1263-2022	电子分析天平 ZXSE1035B19070501 恒湿恒温称重系统 2021121406SH	0.07mg/m ³

③监测时间和频率

2025 年 9 月 6 日~2025 年 9 月 12 日，连续检测 7 天，非甲烷总烃检测 4 次/天，检测小时值，检测时间为每日的 2:00、8:00、14:00、20:00 时，TSP 检测日均值，每次至少采样 45min。

④监测结果

非甲烷总烃计的具体监测数据及统计结果见表 4.3-6。

表 4.3-6 大气环境质量现状监测结果（非甲烷总烃小时均值） 单位：mg/m³

检测点位		拟建古斜 6844-96-118 井场	古 655-106-106 下风向	英 111-84-148 下风向	新 182-92-112 厂址下风向
采样日期 检测项目		非甲烷总烃 (mg/m ³)	非甲烷总烃 (mg/m ³)	非甲烷总烃 (mg/m ³)	非甲烷总烃 (mg/m ³)
2025.09.06	02:00	0.85	0.73	0.67	0.80
	08:00	0.89	0.78	0.72	0.68
	14:00	0.83	0.72	0.71	0.72
	20:00	0.88	0.66	0.67	0.83
2025.09.07	02:00	0.81	0.74	0.64	0.74
	08:00	0.80	0.79	0.71	0.82
	14:00	0.75	0.82	0.66	0.74
	20:00	0.82	0.76	0.72	0.75
2025.09.08	02:00	0.81	0.69	0.85	0.64
	08:00	0.79	0.75	0.76	0.79
	14:00	0.88	0.71	0.89	0.75
	20:00	0.78	0.77	0.77	0.81
2025.09.09	02:00	0.74	0.84	0.75	0.80
	08:00	0.66	0.70	0.81	0.76

	14:00	0.71	0.72	0.69	0.87
	20:00	0.77	0.69	0.78	0.71
2025.09.10	02:00	0.74	0.73	0.73	0.65
	08:00	0.70	0.68	0.71	0.73
	14:00	0.79	0.76	0.68	0.80
	20:00	0.77	0.69	0.72	0.76
2025.09.11	02:00	0.79	0.81	0.76	0.89
	08:00	0.67	0.74	0.83	0.75
	14:00	0.74	0.78	0.70	0.77
	20:00	0.78	0.82	0.84	0.84
2025.09.12	02:00	0.76	0.83	0.78	0.78
	08:00	0.74	0.78	0.86	0.86
	14:00	0.65	0.72	0.67	0.72
	20:00	0.67	0.62	0.65	0.69

表 4.3-7 大气环境质量现状监测结果（TSP24h 值） 单位：mg/m³

采样日期	检测点位	TSP (mg/m ³)
2025.09.06-09.07	拟建古斜 6844-96-118 井场	0.082
	古 655-106-106 下风向	0.088
	英 111-84-148 下风向	0.091
	新 182-92-112 厂址下风向	0.098
2025.09.07-09.08	拟建古斜 6844-96-118 井场	0.092
	古 655-106-106 下风向	0.099
	英 111-84-148 下风向	0.094
	新 182-92-112 厂址下风向	0.097
2025.09.08-09.09	拟建古斜 6844-96-118 井场	0.085
	古 655-106-106 下风向	0.094
	英 111-84-148 下风向	0.091

	新 182-92-112 厂址下风向	0.099
2025.09.09-09.10	拟建古斜 6844-96-118 井场	0.102
	古 655-106-106 下风向	0.105
	英 111-84-148 下风向	0.100
	新 182-92-112 厂址下风向	0.094
	拟建古斜 6844-96-118 井场	0.085
2025.09.10-09.11	古 655-106-106 下风向	0.095
	英 111-84-148 下风向	0.091
	新 182-92-112 厂址下风向	0.099
	拟建古斜 6844-96-118 井场	0.089
2025.09.11-09.12	古 655-106-106 下风向	0.092
	英 111-84-148 下风向	0.099
	新 182-92-112 厂址下风向	0.094
	拟建古斜 6844-96-118 井场	0.093
2025.09.12-09.13	古 655-106-106 下风向	0.099
	英 111-84-148 下风向	0.103
	新 182-92-112 厂址下风向	0.092
	拟建古斜 6844-96-118 井场	0.092

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 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 标准。TSP 执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单中的二级标准中 $0.3\text{mg}/\text{m}^3$ 。

⑥评价结果

监测点非甲烷总烃现状评价结果见表 4.3-8。

表 4.3-8 现状评价结果表 单位： mg/m^3

监测点位	污染物	平均时间	评价标准 (mg/m^3)	监测浓度范围 (mg/m^3)	最大浓度占 标率(%)	超标 率(%)	达标情 况
1# 拟建古斜 6844-96-118 井场	非甲烷总烃	1h	2.0	0.65~0.89	44.5	0	达标
	TSP	24h	0.3	0.082~0.102	34.0	0	达标

2#	古 655-106-106	非甲烷总烃	1h	2.0	0.62~0.84	42.0	0	达标
	下风向	TSP	24h	0.3	0.088~0.105	35.0	0	达标
3#	英 111-84-148	非甲烷总烃	1h	2.0	0.64~0.89	44.5	0	达标
	下风向	TSP	24h	0.3	0.091~0.103	34.3	0	达标
4#	新 182-92-112	非甲烷总烃	1h	2.0	0.64~0.89	44.5	0	达标
	厂址下风向	TSP	24h	0.3	0.092~0.099	33.0	0	达标

根据上表的计算结果可以看出,项目所在区域非甲烷总烃浓度监测结果符合《大气污染物综合排放标准详解》中标准要求, 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 地下水环境现状调查与评价

4.3.2.1 地下水现状监测

(1) 监测点位布设

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016),为查清区域地下水水质现状,考虑含水层分布、埋藏特征,结合项目工程特点,选取工程区域上游、侧向、区域下游等位置,对区域内地下水布设 7 个水质监测点(5 个潜水含水层水质监测点、2 个承压水含水层水质监测点),14 个水位监测点。根据地下水资料,本次评价监测点位均属于一个水文地质单元,水文地质条件基本一致。监测点位布设见表 4.3-9 及图 4.3-2。

4.3.2.2 地下水水位现状监测

表 4.3-9 地下水现状监测点位

序号	点位	坐标	上、下游	功能	井深(m)	水位标高	备注
U1	英格吉屯水井 1#	E:124.53959942 N:45.83998208	潜水	灌溉	18	130.1	水质 水位
U2	马场屯水井 2#	E:124.57170010 N:45.74638378	潜水	灌溉	15	121.2	水质 水位
U3	长发电水井 3#	E:124.22987938 N:45.81568497	潜水	灌溉	20	122.4	水质 水位

U4	东义顺屯水井 4#	E:124.41636801 N:45.86948319	潜水	灌溉	15	121.1	水质 水位
U5	东浩德村水井 5#	E:124.53709424 N:45.72770442	承压水	饮用	80	118.4	水质 水位
U6	东木甲屯水井 6#	E:124.48973179 N:45.68231854	潜水	灌溉	18	117.9	水质 水位
U7	肇源农场水井 7#	E:124.28987503 N:45.67976999	承压水	灌溉	20	130.1	水质 水位
U8	水井 8#	E:124.49028969 N: 45.68324798	/	灌溉	25	127.2	水位
U9	水井 9#	E:124.56869602 N:45.74578482	/	灌溉	25	121.9	水位
U10	水井 10#	E:124.29691315 N:45.68387759	/	灌溉	20	126.2	水位
U11	水井 11#	E:124.51320648 N:45.72200090	/	饮用	25	127.8	水位
U12	水井 12#	E:124.53243256 N:45.72685436	/	灌溉	15	122.2	水位
U13	水井 13#	E:124.52899933 N:45.81904982	/	饮用	20	123.1	水位
U14	水井 14#	E:124.52088833 N:45.79640422	/	饮用	30	125.6	水位

4.3.2.3 地下水水质现状监测

(1) 监测因子： K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} 、pH、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、挥发性酚类、耗氧量（高锰酸钾指数计）、氨氮、硫化物、氟、氟化物、总大肠菌群、菌落总数、石油类、硝酸盐、亚硝酸盐、氰化物、砷、汞、铬（六价）、钡、铅、镉。同时提供监测井水位、井深及使用功能。

(2) 监测时间及频率：2025 年 9 月 24 日，监测 1 次。

(3) 监测方法：监测项目分析方法具体见下表。

表 4.3-10 检测项目、分析及分析仪器和检出限

检测项目	检测方法 & 标准编号	仪器名称/型号	仪器编号	检出限
pH 值	水质 pH 值的测定电极法 HJ1147-2020	精密酸度计、 PHS-3C	9000177	—

氨氮	水质氨氮的测定纳氏试剂分光光度法 HJ535-2009	紫外可见分光光度计、752	521905026	0.025mg/L
硝酸盐 (以 N 计)	水质无机阴离子 (F ⁻ 、Cl ⁻ 、NO ₂ ⁻ 、Br ⁻ 、NO ₃ ⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、SO ₃ ²⁻ 、SO ₄ ²⁻) 的测定离子色谱法 HJ84-2016	离子色谱仪、IC-8628	283190720018	0.016mg/L
亚硝酸盐 (以 N 计)	水质亚硝酸盐氮的测定分光光度法 GB7493-87	紫外可见分光光度计、752	521905026	0.001mg/L
挥发酚	水质挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法 HJ503-2009	紫外可见分光光度计、752	521905026	0.0003mg/L
氰化物	水质氰化物的测定容量法和分光光度法 HJ484-2009	可见分光光度计、721	7058906002	0.001mg/L
砷	水质汞、砷、硒、铋和锑的测定原子荧光法 HJ694-2014	原子荧光分光光度计、AFS-8220	8220 (3)-1111317	0.3 μg/L
汞	水质汞、砷、硒、铋和锑的测定原子荧光法 HJ694-2014	原子荧光分光光度计、AFS-8220	8220 (3)-1111317	0.04 μg/L
铬 (六价)	水质六价铬的测定二苯碳酰二肼分光光度法 GB7467-87	可见分光光度计、721	7058906002	0.004mg/L
总硬度	水质钙和镁总量的测定 EDTA 滴定法 GB7477-87	滴定管、25.00mL	—	0.05mmol/L
氟化物	水质无机阴离子 (F ⁻ 、Cl ⁻ 、NO ₂ ⁻ 、Br ⁻ 、NO ₃ ⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、SO ₃ ²⁻ 、SO ₄ ²⁻) 的测定离子色谱法 HJ84-2016	离子色谱仪、IC-8628	283190720018	0.006mg/L
溶解性总固体	生活饮用水标准检验方法第 4 部分: 感官性状和物理指标 GB/T5750.4-2023 (11.1)	电子天平、FA2204	86296	—
		电热鼓风干燥箱、101-3A	T2019073086	
石油类	水质石油类的测定紫外分光光度法 (试行) HJ970-2018	紫外可见分光光度计、752	521905026	0.01mg/L
耗氧量 (高锰酸盐指数)	水质高锰酸盐指数的测定 GB11892-89	滴定管、25.00mL	DDG2#	0.5mg/L
细菌总数	水质细菌总数的测定平皿计数法 HJ1000-2018	电热恒温培养箱、303-0S	6153	—
总大肠菌	《水和废水监测分析方法》(第四	生化培养箱、	190427023	—

群	版) 国家环境保护总局(2002 年)多 管发酵法	SPX-80B		
铅	生活饮用水标准检验方法第 6 部 分: 金属和类金属指标 GB/T5750.6-2023 (14.1)	石墨炉原子吸收 分光光度计、 GA3202	0307180905 18090007	2.5 μ g/L
镉	《水和废水监测分析方法》(第四 版) 国家环境保护总局(2002 年) 石墨炉原子吸收法	石墨炉原子吸收 分光光度计、 GA3202	0307180905 18090007	0.0001mg/L
铁	水质铁、锰的测定火焰原子吸收分 光光度法 GB11911-89	原子吸收分光光 度计、AA320N	1309190401 19060004	0.03mg/L
锰	水质铁、锰的测定火焰原子吸收分 光光度法 GB11911-89	原子吸收分光光 度计、AA320N	1309190401 19060004	0.01mg/L
钾	水质钾和钠的测定火焰原子吸收分 光光度法 GB11904-89	原子吸收分光光 度计、AA320N	1309190401 19060004	0.05mg/L
钠	水质钾和钠的测定火焰原子吸收分 光光度法 GB11904-89	原子吸收分光光 度计、AA320N	1309190401 19060004	0.01mg/L
钙	水质钙和镁的测定原子吸收分光光 度法 GB11905-89	原子吸收分光光 度计、AA320N	1309190401 19060004	0.02mg/L
镁	水质钙和镁的测定原子吸收分光光 度法 GB11905-89	原子吸收分光光 度计、AA320N	1309190401 19060004	0.002mg/L
CO32-	《水和废水监测分析方法》(第四 版) 国家环境保护总局(2002 年) 酸碱指示剂滴定法	滴定管、25.00mL	DDG4#	—
HCO3-	《水和废水监测分析方法》(第四 版) 国家环境保护总局(2002 年) 酸碱指示剂滴定法	滴定管、25.00mL	DDG4#	—
氯化物	水质无机阴离子(F^- 、 Cl^- 、 NO_2^- 、 Br^- 、 NO_3^- 、 PO_4^{3-} 、 SO_3^{2-} 、 SO_4^{2-})的 测定离子色谱法 HJ84-2016	离子色谱仪、 IC-8628	2831907200 18	0.007mg/L
硫酸盐	水质无机阴离子(F^- 、 Cl^- 、 NO_2^- 、 Br^- 、 NO_3^- 、 PO_4^{3-} 、 SO_3^{2-} 、 SO_4^{2-})的 测定离子色谱法 HJ84-2016	离子色谱仪、 IC-8628	2831907200 18	0.018mg/L
硫化物	水质硫化物的测定亚甲基蓝分光光 度法 HJ1226-2021	紫外可见分光光 度计、752	521905026	0.003mg/L

(4) 监测结果

本次评价地下水水质监测结果见表 4.3-11,地下水水质监测统计结果见表 4.3-12。

表 4.3-11 地下水检测结果 单位: mg/L (pH 值: 无量纲、菌落群数: CFU/mL、总大肠菌群: MPN/100mL)

检测日期	检测项目	检测结果						
		U1	U2	U3	U4-	U5	U6	U7
2025 年 9 月 3 日	K ⁺ (mg/L)	2.23	2.45	2.56	2.35	1.46	2.30	1.36
	Na ⁺ (mg/L)	115	120	119	108	103	125	106
	Ca ²⁺ (mg/L)	46.5	48.2	47.2	49.2	42.3	46.2	44.8
	Mg ²⁺ (mg/L)	12.3	11.4	12.9	10.5	10.5	11.5	10.8
	CO ₃ ²⁻ (mg/L)	5L	5L	5L	5L	5L	5L	5L
	HCO ₃ ⁻ (mg/L)	356	371	367	348	374	392	386
	Cl ⁻ (mg/L)	32.6	35.1	37.4	31.5	32.7	34.9	31.6
	SO ₄ ²⁻ (mg/L)	45.6	42.3	44.7	48.9	41.5	42.6	39.8
	pH (无量纲)	7.5	7.4	7.5	7.4	7.5	7.6	7.5
	氨氮 (以 N 计) (mg/L)	0.236	0.332	0.246	0.289	0.198	0.325	0.206
	硝酸盐 (以 N 计) (mg/L)	3.98	3.57	3.77	3.46	3.98	4.05	4.11
	亚硝酸盐 (以 N 计) (mg/L)	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L
	挥发性酚类 (以苯酚计) (mg/L)	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L
	氰化物 (mg/L)	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L
	砷 (mg/L)	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L

汞 (mg/L)	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L
六价铬 (mg/L)	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L
总硬度 (以 CaCO ₃ 计) (mg/L)	175	178	187	169	152	168	160
铅 (mg/L)	0.010L	0.010L	0.010L	0.010L	0.010L	0.010L	0.010L
氟化物 (mg/L)	0.430	0.451	0.459	0.464	0.396	0.412	0.423
氟 (mg/L)	0.430	0.451	0.459	0.464	0.396	0.412	0.423
镉 (mg/L)	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L
铁 (mg/L)	0.26	0.23	0.24	0.22	0.24	0.22	0.27
锰 (mg/L)	0.06	0.08	0.07	0.09	0.06	0.08	0.07
溶解性总固体 (mg/L)	520	524	536	518	506	517	513
硫酸盐 (mg/L)	45.6	42.3	44.7	48.9	41.5	42.6	39.8
耗氧量 (CODMn 法, 以 O ₂ 计) (mg/L)	2.0	2.3	2.1	2.0	2.3	2.4	2.1
氯化物 (mg/L)	32.6	35.1	37.4	31.5	32.7	34.9	31.6
硫化物 (mg/L)	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L
总大肠菌群 (MPN/100mL)	<2	<2	<2	<2	<2	<2	<2
菌落总数 (细菌总数) (CFU/mL)	10	12	14	16	8	11	7

	石油类 (mg/L)	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
	钡 (mg/L)	0.0025L	0.0025L	0.0025L	0.0025L	0.0025L	0.0025L	0.0025L

(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:

$$S_{ij} = C_{ij} / C_{si}$$

式中: S_{ij} —标准指数,无量纲;

C_{ij} —污染因子的监测浓度, mg/L;

C_{si} —污染因子的环境标准, mg/L。

pH 标准指数计算公式:

$$S_{pHj} = \frac{7.0 - pH_j}{7.0 - pH_{sd}} (pH \leq 7 \text{时})$$

$$S_{pHj} = \frac{pH - 7.0}{pH_{su} - 7.0} (pH > 7 \text{时})$$

式中: S_{pHj} ——pH 在 j 点的标准指数;

pH_j——pH 在 j 点的监测值；

pH_{sd}——水质环境中规定的 pH 值下限；

pH_{su}——水质环境中规定的 pH 值上限。

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。

表 4.3-12 地下水环境现状评价结果表

检测项目	评价结果							评价标准
	U1	U2	U3	U4-	U5	U6	U7	
K ⁺ (mg/L)	/	/	/	/	/	/	/	/
Na ⁺ (mg/L)	/	/	/	/	/	/	/	/
Ca ²⁺ (mg/L)	/	/	/	/	/	/	/	/
Mg ²⁺ (mg/L)	/	/	/	/	/	/	/	/
CO ₃ ²⁻ (mg/L)	/	/	/	/	/	/	/	/
HCO ₃ ⁻ (mg/L)	/	/	/	/	/	/	/	/
Cl ⁻ (mg/L)	/	/	/	/	/	/	/	/
SO ₄ ²⁻ (mg/L)	/	/	/	/	/	/	/	/
pH (无量纲)	/	/	/	/	/	/	/	/

氨氮（以 N 计）（mg/L）	0.472	0.664	0.492	0.578	0.396	0.650	0.412	0.5
硝酸盐（以 N 计）（mg/L）	0.199	0.179	0.189	0.173	0.199	0.203	0.206	20
亚硝酸盐（以 N 计）（mg/L）	0.003	0.003	0.003	0.003	0.003	0.003	0.003	1
挥发性酚类（以苯酚计）（mg/L）	0.150	0.150	0.150	0.150	0.150	0.150	0.150	0.002
氰化物（mg/L）	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040	0.05
砷（mg/L）	0.030	0.030	0.030	0.030	0.030	0.030	0.030	0.01
汞（mg/L）	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040	0.001
六价铬（mg/L）	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080	0.05
总硬度（以 CaCO ₃ 计）（mg/L）	0.389	0.396	0.416	0.376	0.338	0.373	0.356	450
铅（mg/L）	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	0.01
氟化物（mg/L）	0.430	0.451	0.459	0.464	0.396	0.412	0.423	1
氟（mg/L）	/	/	/	/	/	/	/	/
镉（mg/L）	0.200	0.200	0.200	0.200	0.200	0.200	0.200	0.005
铁（mg/L）	0.867	0.767	0.800	0.733	0.800	0.733	0.900	0.3
锰（mg/L）	0.600	0.800	0.700	0.900	0.600	0.800	0.700	0.1
溶解性总固体（mg/L）	0.520	0.524	0.536	0.518	0.506	0.517	0.513	1000

硫酸盐 (mg/L)	0.182	0.169	0.179	0.196	0.166	0.170	0.159	250
耗氧量(COD _{Mn} 法,以 O ₂ 计)(mg/L)	0.667	0.767	0.700	0.667	0.767	0.800	0.700	3
氯化物 (mg/L)	0.130	0.140	0.150	0.126	0.131	0.140	0.126	250
硫化物 (mg/L)	0.150	0.150	0.150	0.150	0.150	0.150	0.150	0.02
总大肠菌群 (MPN/100mL)	0.667	0.667	0.667	0.667	0.667	0.667	0.667	3
菌落总数 (细菌总数) (CFU/mL)	0.100	0.120	0.140	0.160	0.080	0.110	0.070	100
石油类 (mg/L)	0.014	0.014	0.014	0.014	0.014	0.014	0.014	0.05
钡 (mg/L)	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.7
水温 (°C)	/	/	/	/	/	/	/	/

注：未检出因子未进行计算

根据现状评价结果可以看出，区域潜层水和承压水地下水监测点位监测项目均能满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)中III类标准；石油类可以满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中I类水体石油类限值($\leq 0.05\text{mg/L}$)。

(5) 区域地下水化学类型分析与八大离子平衡分析

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

表 4.3-13 舒卡列夫分类表

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

按矿化度又分为 4 组：A 组矿化度<1.5g/L，B 组 1.5~10g/L，C 组 10~40g/L，D 组>40g/L。命名时在数字与字母间加连接号，如 1-A 型：指的是 M<1.5g/L，阴离子只有 HCO₃>25%Meq，阳离子只有 Ca 大于 25%Meq。49-D 型，表示矿化度大于 40g/L 的 Cl-Na 型水，该型水可能是于海水及海相沉积有关的地下水，或是大陆盐化潜水。

根据本项目地下水监测结果，分别计算承压水、潜水各监测点位中 SO₄²⁻、Cl⁻、HCO₃⁻、CO₃²⁻、Ca²⁺、Mg²⁺、Na⁺、K⁺ 浓度，进而计算各离子 Meq（毫克当量）百分数及监测点位矿化度，从而对工程区域内承压水、潜水的水化学类型进行分类，工程所在地潜水水质八大离子浓度统计结果见表 4.3-14，工程所在地承压水水质八大离子浓度统计结果见表 4.3-15。

表 4.3-14 潜水层八大离子的检测结果统计表

监测点	浓度	K ⁺	Na ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	总计	CO ₃ ²⁻	HCO ₃ ⁻	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	总计	误差%	矿化度	水化学类型
U1	mg/L	2.23	115	46.5	12.3	176.03	5	356	32.6	45.6	439.20	6.63%	615.23	4-A 型 (HCO ₃ -Na+Ca)
	meq/L	0.06	5.00	2.33	1.03	8.41	0.17	5.84	0.92	0.95	7.87			
	meq%	0.68	59.47	27.65	12.19	100.00	2.12	74.15	11.67	12.07	100.00			
U2	mg/L	2.45	120	48.2	11.4	182.05	5	371	35.1	42.3	453.40	6.21%	635.45	4-A 型 (HCO ₃ -Na+Ca)
	meq/L	0.06	5.22	2.41	0.95	8.64	0.17	6.08	0.99	0.88	8.12			
	meq%	0.73	60.38	27.89	11.00	100.00	2.05	74.91	12.18	10.85	100.00			
U3	mg/L	2.56	119	47.2	12.9	181.66	5	367	37.4	44.7	454.10	5.98%	635.76	4-A 型 (HCO ₃ -Na+Ca)
	meq/L	0.07	5.17	2.36	1.08	8.67	0.17	6.02	1.05	0.93	8.17			
	meq%	0.76	59.64	27.21	12.39	100.00	2.04	73.66	12.90	11.40	100.00			
U4	mg/L	2.35	108	49.2	10.5	170.05	5	348	31.5	48.9	433.40	6.85%	603.45	4-A 型 (HCO ₃ -Na+Ca)
	meq/L	0.06	4.70	2.46	0.88	8.09	0.17	5.70	0.89	1.02	7.78			

	meq %	0.74	58.04	30.40	10.81	100.0 0	2.14	73.35	11.41	13.10	100.00			
U5	mg/ L	1.46	103	42.3	10.5	157.2 6	5	374	32.7	41.5	453.20	5.47 %	610.4 6	4-A 型 (HCO ₃ -Na+Ca)
	meq /L	0.04	4.48	2.12	0.88	7.51	0.17	6.13	0.92	0.86	8.08			
	meq %	0.50	59.66	28.18	11.66	100.0 0	2.06	75.85	11.40	10.70	100.00			
U6	mg/ L	2.3	125	46.2	11.5	185.0 0	5	392	34.9	42.6	474.50	5.62 %	659.5 0	4-A 型 (HCO ₃ -Na+Ca)
	meq /L	0.06	5.43	2.31	0.96	8.76	0.17	6.43	0.98	0.89	8.46			
	meq %	0.67	62.03	26.36	10.94	100.0 0	1.97	75.93	11.62	10.49	100.00			
U7	mg/ L	1.36	106	44.8	10.8	162.9 6	5	386	31.6	39.8	462.40	6.05 %	625.3 6	4-A 型 (HCO ₃ -Na+Ca)
	meq /L	0.03	4.61	2.24	0.90	7.78	0.17	6.33	0.89	0.83	8.21			
	meq %	0.45	59.21	28.78	11.56	100.0 0	2.03	77.04	10.84	10.09	100.00			

各监测点矿化度为 603.45~659.50mg/L，均<1500mg/L（A 组），矿化度较低，说明区域地下水盐度低，水质基础条件良好。水化学类型一致性工程区域潜水层所有监测点均为“4-A 型（HCO₃-Na+Ca 型水）”，表明区域潜水水化学特征统一，无明显空间差异，水文地质条件稳定。整体水质评价结合矿化度低、阴阳离子平衡、水化学类型单一稳定等特征，项目区域潜水水质状况良好，未出现盐化或异常离子富集现象，满足一般地下水使用的基础水质要求。

4.3.2.4 包气带污染现状调查

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016），对于一、二级的改扩建项目，应在可能造成地下水污染的主要装置或设施附近开展包气带污染现状调查，对包气带进行分层取样。

（1）监测布点

根据现场调查，本项目可能造成地下水污染的主要工程为依托的站场及区块内已建井场，因此本次调查选取已建井场永久占地及井场外 200m 处、场站永久占地及站场外 50m 处分别布设监测点位进行包气带调查。本次包气带污染现状调查点位见表 4.3-15。

表 4.3-15 包气带调查点位

序号	监测点	坐标（°）	采样深度	备注
B1	新肇联未硬化区域	124.47978428, 45.80997638	0-20cm、20-40cm	污染控制点
B2	新肇联东 50 米	124.48051679, 45.80996349	0-20cm、20-40cm	清洁对照点
B3	已建井场	124.52516791, 45.80098650	0-20cm、20-40cm	污染控制点
B4	已建井场西 120 米	124.52354157, 45.80118497	0-20cm、20-40cm	清洁对照点

（2）监测因子

pH、石油类、砷、镉、镍、铜、铅、铬（六价）、汞、挥发酚。

（3）监测方法

表 4.3-16 检测项目、分析方法及分析仪器和检出限

检测项目	检测方法标准编号	仪器名称/型号	仪器编号	检出限
镉	水质铜、锌、铅、镉的测定原子吸收分光光度法 GB7475-87	原子吸收分光光度计、AA320N	130919040119060004	0.001mg/L
镍	水质镍的测定火焰原子吸收分光光度法 GB11912-89	原子吸收分光光度计、AA320N	130919040119060004	0.05mg/L
铜	水质铜、锌、铅、镉的测定原子吸收分光光度法 GB7475-87	原子吸收分光光度计、AA320N	130919040119060004	0.001mg/L

铅	水质铜、锌、铅、镉的测定原子吸收分光光度法 GB7475-87	原子吸收分光光度计、AA320N	130919040119060004	0.010mg/L
铬（六价）	水质六价铬的测定二苯碳酰二肼分光光度法 GB7467-87	可见分光光度计、721	7058906002	0.004mg/L
汞	水质汞、砷、硒、铋和锑的测定原子荧光法 HJ694-2014	原子荧光分光光度计、AFS-8220	8220（3）-1911317	0.04μg/L
挥发酚	水质挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法 HJ503-2009	紫外可见分光光度计、752	521905026	0.0003mg/L

（4）监测结果

项目所在区域包气带的具体监测结果见表 4.3-17。

表 4.3-17 包气带现状监测结果 单位：mg/L

检测日期	检测项目	新肇联未硬化区域（污染控制点）		新肇联东 50 米（清洁对照点）		已建井场（污染控制点）		已建井场西 120 米（清洁对照点）	
		0-20cm	20-40cm	0-20cm	20-40cm	0-20cm	20-40cm	0-20cm	20-40cm
2025 年 9 月 2 日	pH 值	7.9	7.9	7.7	7.8	8.1	7.9	7.7	7.8
	石油类	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L
	砷	0.010L	0.010L	0.010L	0.010L	0.010L	0.010L	0.010L	0.010L
	镉	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L
	镍	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L
	铜	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L
	铅	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
	铬（六价）	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L
	汞	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L
	挥发酚	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L

从表 4.3-17 调查结果可知，评价区域内包气带中汞、砷、六价铬等均未检出，

且污染控制点与清洁对照点油田特征污染物石油类、挥发酚均未检出，评价区域内包气带未被污染。

4.3.2 地表水环境现状调查与评价

项目区域附近地表水体有南引水库泄水干渠、鸭木蛋格泡子，执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 III 类的标准限值。

（1）监测点位布设

根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ 2.3-2018），连续取样 2~4d，本次在周围地表水体共布设 2 个地表水监测点位

（2）监测因子

监测因子：pH（无量纲）、化学需氧量（mg/L）、五日生化需氧量（mg/L）、氨氮（mg/L）、石油类（mg/L）、总磷（mg/L）、总氮（mg/L）、溶解氧（mg/L）、高锰酸盐指数（mg/L）、水温（℃）。

（3）监测时间和频率

监测时间及频次：2025 年 9 月 24 日，频次 1 次；

表 4.3-17 地表水环境现状监测结果 单位：mg/L

采样日期	09 月 24 日		
检测点位	南引水库泄水干渠下游	鸭木蛋格泡子	南引水库
pH（无量纲）	8.1	8.0	8.1
化学需氧量（mg/L）	17	16	14
五日生化需氧量（mg/L）	3.2	3.0	2.9
氨氮（mg/L）	0.623	0.633	0.612
石油类（mg/L）	0.01L	0.01L	0.01L
总磷（mg/L）	0.11	0.10	0.08
总氮（mg/L）	0.736	0.812	0.698

溶解氧 (mg/L)	5.9	5.7	5.3
高锰酸盐指数 (mg/L)	4.9	5.1	4.3
水温 (°C)	17.4	17.6	17.9

由上表可知, 各因子满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 中 III 类的标准限值。

4.3.3 声环境质量现状调查与评价

4.3.3.1 声环境现状监测

(1) 监测点布设

本工程 200m 范围内存在噪声敏感点, 位于新建 8#集油阀组间输油管线南侧 50m 的三合村。为了解工程敏感目标和所在滚动区块内的声环境现状, 在距离项目最近的浩德村、石庄子屯、徐家围子屯、新肇联周边布设了声环境现状监测点位。监测点布设见表 4.3-19 及图 4.3-2。

表 4.3-18 噪声环境现状监测点位

序号	监测点	坐标	备注
ZS1	新肇联北侧外 1m	124.47782400, 45.8087665	场站噪声
ZS2	新肇联西侧外 1m	124.4802366, 45.8102544	
ZS3	新肇联东侧外 1m	124.4781681, 45.8121037	
ZS4	新肇联南侧外 1m	124.4765311, 45.8105582	
ZS5	石庄子屯	124.5171926, 45.7961635	敏感点
ZS6	浩德村	124.510417, 45.72197714	
ZS7	徐家围子屯	124.5200117, 45.8155098	

(2) 监测结果

噪声环境质量现状监测结果见表 4.3-19。

表 4.3-19 声环境质量现状监测结果

检测点位	昼间 dB (A)	夜间 dB (A)

新肇联东侧厂界外 1m 处	8:10	56	0:09	46
新肇联南侧厂界外 1m 处	8:21	57	0:20	47
新肇联西侧厂界外 1m 处	8:32	54	0:31	47
新肇联北侧厂界外 1m 处	8:41	56	0:42	46
新肇联东侧厂界外 1m 处	8:09	55	0:10	45
新肇联南侧厂界外 1m 处	8:20	57	0:20	46
新肇联西侧厂界外 1m 处	8:29	56	0:31	46
新肇联北侧厂界外 1m 处	8:40	56	0:42	46
石庄子屯	10:27	55	2:43	44
	10:30	56	2:40	44
浩德村	12:37	57	4:27	45
	12:34	56	4:31	44
徐家围子屯	9:40	56	1:43	44
	9:32	57	1:45	45

4.3.3.2 现状评价及结果

(1) 评价标准

根据《大庆市声环境功能区划分、大庆市环境空气质量功能区划分、大庆市地表水环境功能区划分》（庆政发〔2019〕11 号），工程区域未进行声环境功能划分。周边村屯区域声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）1 类标准、依托场站执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准。

(2) 评价结果

由上表可知：本次现状监测声敏感目标声环境质量满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）1 类标准，依托场站厂界噪声排放限值满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准。

4.3.4 土壤环境质量现状调查与评价

4.3.4.1 理化特性调查

本项目评价范围内主要为普通黑钙土，黑钙土是在温带半干旱半湿润气候和草甸草原植被下形成的地带性土壤。主要成土过程为腐殖质积累和钙质骤积以及附加草甸化而成。黑土厚度一般在 17~35cm 之间，有机质含量一般在 2~3%左右，高者可达 4%，少者 1%，全氮在 0.1~0.2%，全磷在 0.01~0.12%。土质砂粘适中，耕性好，是构成农田的主要土壤，适宜种植各种作物。评价区域土壤利用现状见附图 4，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：主要包括土壤盐分含量、土壤颜色、土体构型、结构、砂砾含量、阳离子交换量、氧化还原点位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度、土壤含水率等，具体土壤理化特性调查见下表。

表 4.3-20 土壤理化性质

点号		拟建 14#平台井	时间	09 月 24 日
经度		124.50477827	纬度	45.74403933
层次		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m
现场记录	颜色	暗栗	棕	暗棕
	结构	片状	棱块状	棱柱状
	质地	砂壤土	砂壤土	中壤土
	砂砾含量	中	低	中
	其他异物	植物根系	无	无
实验室测定	pH 值	8.1	8.3	8.2
	阳离子交换量 (cmol+/kg)	15.1	16.2	14.9
	氧化还原电位 (mv)	207	213	218

饱和导水率/（cm/s）	0.11	0.15	0.18
土壤容量/（kg/m3）	1.28	1.32	1.41
孔隙度（%）	41.9	44.7	43.9
水溶性盐总量（g/kg）	0.8	0.9	0.5
土壤含水率（%）	14.8	15.4	16.1

表 4.3-21 土体构型（土壤剖面）

点号	景观照片	土壤剖面照片	层次 a
1			0-50cm.....
			50-150cm.....

		150-300cm.....

注：应给出带标尺的土壤剖面照片及其景观照片。

4.3.4.2 土壤采样及监测

(1) 土地利用类型

本次评价范围内以耕地（基本农田、一般耕地）为主，其次为草地（一般草地），耕地主要为旱田、水田，以种植玉米、水稻为主。

(2) 监测布点及监测因子

通过现场调查，根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）布点要求、土壤类型、土地利用类型等，本工程占用土壤类型仅为黑钙土，工程共布设 11 个监测点位，其中占地范围内设置 5 个柱状样（T1~T5）、2 个表层样（T6~T7），占地范围外设置 4 个表层样（T8~T11），根据 HJ964-2018 中表 6 现状监测布点类型与数量：“表层样取样深度为 0~0.2m，柱状样通常在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样，3m 以下每 3m 取 1 个样，可根据基础埋深、土地构型适当调整”，根据调查，本工程拟建井场抽油机在地上建设，集输管线埋深约为 1.0m，现有工程转油站装置基础埋深均不超过 0.5m，因此确定本次柱状样取样深度为 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样，监测布点见表 4.3-22 和图 4.3-3。

①监测布点

表 4.3-22 土壤环境监测点位置

序号	点位	坐标	监测层位	备注

T1	拟建 1#平台井	g124.91146622,45.63 885586	采取柱状样, 在 0-0.5m、0.5-1.5m、 1.5-3m 分别取样	占地内, 耕地
T2	拟建 Y66-56 井场	g124.95106227,45.63 951392		占地内, 耕地
T3	拟建 2#平台井	g124.93030650,45.63 101173		占地内, 耕地
T4	拟建 Y69-52 井场	g124.94450000,45.63 505556		占地内, 耕地
T5	拟建 Y26-105 井场	g125.02840948,45.68 999507		占地内, 耕地
T6	拟建 Y26-109 井场	g125.04228458,45.68 961655	采取表层样, 在 0-0.2m 取样	占地内, 耕地
T7	拟建 5#集油阀集油 掺水管线	g124.96340387,45.63 904474		
T8	已建源 25-斜 111 井 场	g125.04144973,45.68 964815	采取表层样, 在 0-0.2m 取样	占地外, 建设用 地
T9	已建 T13-斜 29 井场	g124.91363697,45.63 884883	采取表层样, 在 0-0.2m 取样	占地外, 建设用 地
T10	拟建 2#平台井东 50 米	g124.93097832,45.63 098053	采取表层样, 在 0-0.2m 取样	占地外, 草地
T11	拟建 8#阀组间集油 掺水管线北侧 50m	g125.02797582,45.69 070380	采取表层样, 在 0-0.2m 取样	占地外, 耕地

②监测因子

T1-T9 监测指标: pH、土壤盐分含量(水溶性盐总量)、石油烃(C10-C40)、石油烃(C6-C9)、石油类、砷、镉、铬(六价)、铜、铅、汞、镍、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、氯乙烯、苯、氯苯、1, 2-二氯苯、1, 4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、蒽、二苯并[a, h]蒽、茚并[1, 2, 3-cd]芘、萘。

T10-T11 监测指标: pH、土壤盐分含量(水溶性盐总量)、石油烃(C10-C40)、石油烃(C6-C9)、石油类、镉、铬、锌、铜、铅、汞、镍、砷。

(3) 监测时间及频率

监测频率：一次性采样。

(4) 监测方法

土壤检测方法与分析仪器见表 4.3-23。

表 4.3-23 土壤监测方法及分析仪器

检测项目	检测方法 标准编号	仪器名称/型号	仪器编号	检出限
pH 值	土壤 pH 值的测定 电位法 HJ 962-2018	精密酸度计、PHS-3C	9000177	—
砷	土壤和沉积物汞、砷、硒、铋、锑的测定 微波消解/原子荧光法 HJ 680-2013	原子荧光分光光度计、AFS-8220	8220 (3) -1911317	0.01mg/kg
镉	土壤质量 铅、镉的测定 石墨炉原子吸收分光光度法 GB/T17141-1997	石墨炉原子吸收分光光度计、GA3202	0307180905180 90007	0.01mg/kg
六价铬	土壤和沉积物 六价铬的测定 碱溶液提取-火焰原子吸收分光光度法 HJ 1082-2019	原子吸收分光光度计、AA320N	1309190401190 60004	0.5mg/kg
铜	土壤和沉积物 铜、锌、铅、镍、铬的测定 火焰原子吸收分光光度法 HJ 491-2019	原子吸收分光光度计、AA320N	1309190401190 60004	1mg/kg
铅	土壤质量 铅、镉的测定 石墨炉原子吸收分光光度法 GB/T 17141-1997	石墨炉原子吸收分光光度计、GA3202	0307180905180 90007	0.1mg/kg
汞	土壤和沉积物 汞、砷、硒、铋、锑的测定 微波消解/原子荧光法 HJ 680-2013	原子荧光分光光度计、AFS-8220	8220 (3) -1911317	0.002mg/kg
镍	土壤和沉积物 铜、锌、铅、镍、铬的测定 火焰原子吸收分光光度法 HJ 491-2019	原子吸收分光光度计、AA320N	1309190401190 60004	3mg/kg
铬	土壤和沉积物 铜、锌、铅、镍、铬的测定 火焰原子吸收分光光度法 HJ 491-2019	原子吸收分光光度计、AA320N	1309190401190 60004	4mg/kg
锌	土壤和沉积物 铜、锌、铅、镍、铬的测定 火焰原子吸收分光光度法 HJ 491-2019	原子吸收分光光度计、AA320N	1309190401190 60004	1mg/kg

石油类	土壤 石油类的测定 红外分光光度法 HJ 1051-2019	红外分光测油仪、GH-6700	CYY2019070301	4mg/kg
水溶性盐总量	土壤检测 第 16 部分：土壤水溶性盐总量的测定 NY/T1121.16-2006	电子天平、FA2204	86296	—
		电热鼓风干燥箱、101-3A	T2019073086	
阳离子交换量	土壤阳离子交换量的测定 三氯化六氨合钴浸提-分光光度法 HJ 889-2017	可见分光光度计、721	7058906002	0.8cmol/kg
氧化还原电位	土壤 氧化还原电位的测定 电位法 HJ 746-2015	精密酸度计、PHS-3C	9000177	—
饱和导水率（渗滤率）	森林土壤渗滤率的测定（环刀法）LY/T 1218-1999	环刀、100cm ³	—	—
土壤容重	土壤检测 第 4 部分：土壤容重的测定 NY/T 1121.4-2006	电子天平、FA2204	86296	—
		电热鼓风干燥箱、101-3A	T2019073086	
孔隙度	森林土壤水分-物理性质的测定 LY/T 1215-1999	电子天平、FA2204	86296	—
		电热鼓风干燥箱、101-3A	T2019073086	
苯胺	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法 HJ 834-2017	气相色谱质谱联用仪、6890N-5975C	—	0.05mg/kg
硝基苯				0.09mg/kg
2-氯酚				0.06mg/kg
苯并[a]蒽				0.1mg/kg
苯并[a]芘				0.1mg/kg
苯并[b]荧蒽				0.2mg/kg
苯并[k]荧蒽				0.1mg/kg
蒽				0.1mg/kg
二苯并[a, h]蒽				0.1mg/kg
茚并[1,2,3-cd]芘				0.1mg/kg
萘				0.09mg/kg
四氯化碳	土壤和沉积物 挥发性有机物	气相色谱质谱联	—	1.3μg/kg

氯仿	的测定 吹扫捕集/气相色谱- 质谱法 HJ 605-2011	用仪、 8860-5977B		1.1μg/kg
氯甲烷				1.0μg/kg
1,1-二氯乙烷				1.2μg/kg
1,2-二氯乙烷				1.3μg/kg
1,1-二氯乙烯				1.0μg/kg
顺-1,2-二氯 乙烯				1.3μg/kg
反-1,2-二氯 乙烯				1.4μg/kg
二氯甲烷				1.5μg/kg
1,2-二氯丙烷				1.1μg/kg
1,1,1,2-四氯 乙烷				1.2μg/kg
1,1,2,2-四氯 乙烷				1.2μg/kg
四氯乙烯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱- 质谱法 HJ 605-2011	气相色谱质谱联 用仪、 8860-5977B	—	1.4μg/kg
1,1,1-三氯乙 烷				1.3μg/kg
1,1,2-三氯乙 烷				1.2μg/kg
三氯乙烯				1.2μg/kg
1,2,3-三氯丙 烷				1.2μg/kg
氯乙烯				1.0μg/kg
苯				1.9μg/kg
氯苯				1.2μg/kg
1,2-二氯苯				1.5μg/kg
1,4-二氯苯				1.5μg/kg
乙苯				1.2μg/kg
苯乙烯				1.1μg/kg
甲苯				1.3μg/kg

间，对-二甲苯				1.2μg/kg
邻-二甲苯				1.2μg/kg
石油烃 (C10-C40)	土壤和沉积物 石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀) 的测定 气相色谱 法 HJ 1021-2019	气相色谱仪、 8860	—	6mg/kg
石油烃 (C6-C9)	土壤和沉积物 石油烃 (C ₆ -C ₉) 的测定 吹扫捕集/ 气相色谱法 HJ 1020-2019	气相色谱仪、 7890B	—	0.04mg/kg

(5) 监测结果

监测结果见表下表。

表 4.3-24 建设用地土壤监测实测结果 单位: mg/kg (pH 值: 无量纲)

检测项目	拟建 14#平台井			拟建新 180-96-98			拟建 18#平台井		
	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m
pH (无量纲)	8.1	8.3	8.2	8.0	8.1	8.1	8.0	8.0	8.2
镉 (mg/kg)	0.40	0.39	0.37	0.39	0.37	0.35	0.38	0.39	0.35
汞 (mg/kg)	0.026	0.022	0.020	0.021	0.019	0.024	0.017	0.019	0.021
砷 (mg/kg)	4.35	4.41	4.36	3.89	3.47	3.65	4.26	3.94	4.01
铅 (mg/kg)	36.8	36.1	35.2	36.5	35.8	34.1	37.6	38.2	37.2
六价铬 (mg/kg)	0.5L	0.5L	0.5L	0.5L	0.5L	0.5L	0.5L	0.5L	0.5L
铜 (mg/kg)	38	39	36	37	39	35	36	37	35
镍 (mg/kg)	33	34	32	35	36	33	36	34	35
苯 (mg/kg)	$1.9 \times 10^{-3}L$	$1.9 \times 10^{-3}L$	$1.9 \times 10^{-3}L$	$1.9 \times 10^{-3}L$	$1.9 \times 10^{-3}L$	$1.9 \times 10^{-3}L$	$1.9 \times 10^{-3}L$	$1.9 \times 10^{-3}L$	$1.9 \times 10^{-3}L$
甲苯 (mg/kg)	$1.3 \times 10^{-3}L$	$1.3 \times 10^{-3}L$	$1.3 \times 10^{-3}L$	$1.3 \times 10^{-3}L$	$1.3 \times 10^{-3}L$	$1.3 \times 10^{-3}L$	$1.3 \times 10^{-3}L$	$1.3 \times 10^{-3}L$	$1.3 \times 10^{-3}L$
乙苯 (mg/kg)	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$
氯苯 (mg/kg)	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$
苯乙烯 (mg/kg)	$1.1 \times 10^{-3}L$	$1.1 \times 10^{-3}L$	$1.1 \times 10^{-3}L$	$1.1 \times 10^{-3}L$	$1.1 \times 10^{-3}L$	$1.1 \times 10^{-3}L$	$1.1 \times 10^{-3}L$	$1.1 \times 10^{-3}L$	$1.1 \times 10^{-3}L$
间+对二甲苯 (mg/kg)	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$
邻二甲苯 (mg/kg)	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$

氯乙烯 (mg/kg)	$1.0 \times 10^{-3}L$	$1.0 \times 10^{-3}L$	$1.0 \times 10^{-3}L$	$1.0 \times 10^{-3}L$	$1.0 \times 10^{-3}L$	$1.0 \times 10^{-3}L$	$1.0 \times 10^{-3}L$	$1.0 \times 10^{-3}L$	$1.0 \times 10^{-3}L$
1,2-二氯苯 (mg/kg)	$1.5 \times 10^{-3}L$	$1.5 \times 10^{-3}L$	$1.5 \times 10^{-3}L$	$1.5 \times 10^{-3}L$	$1.5 \times 10^{-3}L$	$1.5 \times 10^{-3}L$	$1.5 \times 10^{-3}L$	$1.5 \times 10^{-3}L$	$1.5 \times 10^{-3}L$
1,4-二氯苯 (mg/kg)	$1.5 \times 10^{-3}L$	$1.5 \times 10^{-3}L$	$1.5 \times 10^{-3}L$	$1.5 \times 10^{-3}L$	$1.5 \times 10^{-3}L$	$1.5 \times 10^{-3}L$	$1.5 \times 10^{-3}L$	$1.5 \times 10^{-3}L$	$1.5 \times 10^{-3}L$
四氯化碳 (mg/kg)	$1.3 \times 10^{-3}L$	$1.3 \times 10^{-3}L$	$1.3 \times 10^{-3}L$	$1.3 \times 10^{-3}L$	$1.3 \times 10^{-3}L$	$1.3 \times 10^{-3}L$	$1.3 \times 10^{-3}L$	$1.3 \times 10^{-3}L$	$1.3 \times 10^{-3}L$
氯仿 (mg/kg)	$1.1 \times 10^{-3}L$	$1.1 \times 10^{-3}L$	$1.1 \times 10^{-3}L$	$1.1 \times 10^{-3}L$	$1.1 \times 10^{-3}L$	$1.1 \times 10^{-3}L$	$1.1 \times 10^{-3}L$	$1.1 \times 10^{-3}L$	$1.1 \times 10^{-3}L$
氯甲烷 (mg/kg)	$1.0 \times 10^{-3}L$	$1.0 \times 10^{-3}L$	$1.0 \times 10^{-3}L$	$1.0 \times 10^{-3}L$	$1.0 \times 10^{-3}L$	$1.0 \times 10^{-3}L$	$1.0 \times 10^{-3}L$	$1.0 \times 10^{-3}L$	$1.0 \times 10^{-3}L$
1,1-二氯乙烷 (mg/kg)	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$
1,2-二氯乙烷 (mg/kg)	$1.3 \times 10^{-3}L$	$1.3 \times 10^{-3}L$	$1.3 \times 10^{-3}L$	$1.3 \times 10^{-3}L$	$1.3 \times 10^{-3}L$	$1.3 \times 10^{-3}L$	$1.3 \times 10^{-3}L$	$1.3 \times 10^{-3}L$	$1.3 \times 10^{-3}L$
1,1-二氯乙烯 (mg/kg)	$1.0 \times 10^{-3}L$	$1.0 \times 10^{-3}L$	$1.0 \times 10^{-3}L$	$1.0 \times 10^{-3}L$	$1.0 \times 10^{-3}L$	$1.0 \times 10^{-3}L$	$1.0 \times 10^{-3}L$	$1.0 \times 10^{-3}L$	$1.0 \times 10^{-3}L$
顺-1,2-二氯乙烯 (mg/kg)	$1.3 \times 10^{-3}L$	$1.3 \times 10^{-3}L$	$1.3 \times 10^{-3}L$	$1.3 \times 10^{-3}L$	$1.3 \times 10^{-3}L$	$1.3 \times 10^{-3}L$	$1.3 \times 10^{-3}L$	$1.3 \times 10^{-3}L$	$1.3 \times 10^{-3}L$
反-1,2-二氯乙烯 (mg/kg)	$1.4 \times 10^{-3}L$	$1.4 \times 10^{-3}L$	$1.4 \times 10^{-3}L$	$1.4 \times 10^{-3}L$	$1.4 \times 10^{-3}L$	$1.4 \times 10^{-3}L$	$1.4 \times 10^{-3}L$	$1.4 \times 10^{-3}L$	$1.4 \times 10^{-3}L$
二氯甲烷 (mg/kg)	$1.5 \times 10^{-3}L$	$1.5 \times 10^{-3}L$	$1.5 \times 10^{-3}L$	$1.5 \times 10^{-3}L$	$1.5 \times 10^{-3}L$	$1.5 \times 10^{-3}L$	$1.5 \times 10^{-3}L$	$1.5 \times 10^{-3}L$	$1.5 \times 10^{-3}L$
1,2-二氯丙烷 (mg/kg)	$1.1 \times 10^{-3}L$	$1.1 \times 10^{-3}L$	$1.1 \times 10^{-3}L$	$1.1 \times 10^{-3}L$	$1.1 \times 10^{-3}L$	$1.1 \times 10^{-3}L$	$1.1 \times 10^{-3}L$	$1.1 \times 10^{-3}L$	$1.1 \times 10^{-3}L$
1,1,1,2-四氯乙烷 (mg/kg)	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$

1,1,2,2-四氯乙烷 (mg/kg)	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L
四氯乙烯 (mg/kg)	1.4×10 ⁻³ L	1.4×10 ⁻³ L	1.4×10 ⁻³ L	1.4×10 ⁻³ L	1.4×10 ⁻³ L	1.4×10 ⁻³ L	1.4×10 ⁻³ L	1.4×10 ⁻³ L	1.4×10 ⁻³ L
1,1,1-三氯乙烷 (mg/kg)	1.3×10 ⁻³ L	1.3×10 ⁻³ L	1.3×10 ⁻³ L	1.3×10 ⁻³ L	1.3×10 ⁻³ L	1.3×10 ⁻³ L	1.3×10 ⁻³ L	1.3×10 ⁻³ L	1.3×10 ⁻³ L
1,1,2-三氯乙烷 (mg/kg)	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L
三氯乙烯 (mg/kg)	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L
1,2,3-三氯丙烷 (mg/kg)	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L
硝基苯 (mg/kg)	0.09L	0.09L	0.09L	0.09L	0.09L	0.09L	0.09L	0.09L	0.09L
苯胺 (mg/kg)	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L
2-氯酚 (mg/kg)	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
蒽 (mg/kg)	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L
萘 (mg/kg)	0.09L	0.09L	0.09L	0.09L	0.09L	0.09L	0.09L	0.09L	0.09L
苯并[a]蒽 (mg/kg)	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L
苯并[b]荧蒽 (mg/kg)	0.2L	0.2L	0.2L	0.2L	0.2L	0.2L	0.2L	0.2L	0.2L
苯并[k]荧蒽 (mg/kg)	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L

苯并[a]芘 (mg/kg)	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L
茚并[1,2,3-c,d]芘 (mg/kg)	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L
二苯并[a,h]蒽 (mg/kg)	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L
石油烃 (C6-C9) (mg/kg)	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
石油烃 (C10-C40) (mg/kg)	38	35	33	41	37	33	39	37	34
石油类 (mg/kg)	47	43	38	49	42	37	45	40	38
水溶性盐总量 (g/kg)	0.8	0.9	0.5	0.8	0.9	0.5	0.5	0.6	0.6

表 4.3-25 建设用地土壤监测实测结果 单位: mg/kg (pH 值: 无量纲)

检测项目	拟建古斜 6844-96-108 井场			拟建古 61-98-92 井场			拟建新 180-98-98 井场	拟建 3#平台 井集油管线 占地	已建井场
	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m
pH (无量纲)	8.1	8.0	8.1	8.1	8.2	8.0	8.3	8.3	8.2
镉 (mg/kg)	0.38	0.36	0.37	0.36	0.37	0.34	0.35	0.33	0.34
汞 (mg/kg)	0.020	0.024	0.025	0.015	0.019	0.017	0.016	0.018	0.015
砷 (mg/kg)	3.69	3.88	4.25	4.37	4.11	3.79	3.55	3.62	3.48

铅 (mg/kg)	35.4	36.2	34.3	36.8	37.0	35.7	36	38	35
六价铬 (mg/kg)	0.5L	0.5L	0.5L	0.5L	0.5L	0.5L	0.5L	0.5L	0.5L
铜 (mg/kg)	34	36	33	34	36	32	37	35	33
镍 (mg/kg)	35	34	32	36	37	34	33	32	31
苯 (mg/kg)	$1.9 \times 10^{-3}L$	$1.9 \times 10^{-3}L$	$1.9 \times 10^{-3}L$	$1.9 \times 10^{-3}L$	$1.9 \times 10^{-3}L$	$1.9 \times 10^{-3}L$	$1.9 \times 10^{-3}L$	$1.9 \times 10^{-3}L$	$1.9 \times 10^{-3}L$
甲苯(mg/kg)	$1.3 \times 10^{-3}L$	$1.3 \times 10^{-3}L$	$1.3 \times 10^{-3}L$	$1.3 \times 10^{-3}L$	$1.3 \times 10^{-3}L$	$1.3 \times 10^{-3}L$	$1.3 \times 10^{-3}L$	$1.3 \times 10^{-3}L$	$1.3 \times 10^{-3}L$
乙苯(mg/kg)	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$
氯苯(mg/kg)	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$
苯乙烯 (mg/kg)	$1.1 \times 10^{-3}L$	$1.1 \times 10^{-3}L$	$1.1 \times 10^{-3}L$	$1.1 \times 10^{-3}L$	$1.1 \times 10^{-3}L$	$1.1 \times 10^{-3}L$	$1.1 \times 10^{-3}L$	$1.1 \times 10^{-3}L$	$1.1 \times 10^{-3}L$
间+对二甲苯 (mg/kg)	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$
邻二甲苯 (mg/kg)	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$
氯乙烯 (mg/kg)	$1.0 \times 10^{-3}L$	$1.0 \times 10^{-3}L$	$1.0 \times 10^{-3}L$	$1.0 \times 10^{-3}L$	$1.0 \times 10^{-3}L$	$1.0 \times 10^{-3}L$	$1.0 \times 10^{-3}L$	$1.0 \times 10^{-3}L$	$1.0 \times 10^{-3}L$
1,2-二氯苯 (mg/kg)	$1.5 \times 10^{-3}L$	$1.5 \times 10^{-3}L$	$1.5 \times 10^{-3}L$	$1.5 \times 10^{-3}L$	$1.5 \times 10^{-3}L$	$1.5 \times 10^{-3}L$	$1.5 \times 10^{-3}L$	$1.5 \times 10^{-3}L$	$1.5 \times 10^{-3}L$
1,4-二氯苯 (mg/kg)	$1.5 \times 10^{-3}L$	$1.5 \times 10^{-3}L$	$1.5 \times 10^{-3}L$	$1.5 \times 10^{-3}L$	$1.5 \times 10^{-3}L$	$1.5 \times 10^{-3}L$	$1.5 \times 10^{-3}L$	$1.5 \times 10^{-3}L$	$1.5 \times 10^{-3}L$
四氯化碳 (mg/kg)	$1.3 \times 10^{-3}L$	$1.3 \times 10^{-3}L$	$1.3 \times 10^{-3}L$	$1.3 \times 10^{-3}L$	$1.3 \times 10^{-3}L$	$1.3 \times 10^{-3}L$	$1.3 \times 10^{-3}L$	$1.3 \times 10^{-3}L$	$1.3 \times 10^{-3}L$

氯仿(mg/kg)	$1.1 \times 10^{-3}L$	$1.1 \times 10^{-3}L$	$1.1 \times 10^{-3}L$	$1.1 \times 10^{-3}L$	$1.1 \times 10^{-3}L$	$1.1 \times 10^{-3}L$	$1.1 \times 10^{-3}L$	$1.1 \times 10^{-3}L$	$1.1 \times 10^{-3}L$
氯甲烷 (mg/kg)	$1.0 \times 10^{-3}L$	$1.0 \times 10^{-3}L$	$1.0 \times 10^{-3}L$	$1.0 \times 10^{-3}L$	$1.0 \times 10^{-3}L$	$1.0 \times 10^{-3}L$	$1.0 \times 10^{-3}L$	$1.0 \times 10^{-3}L$	$1.0 \times 10^{-3}L$
1,1-二氯乙 烷(mg/kg)	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$
1,2-二氯乙 烷(mg/kg)	$1.3 \times 10^{-3}L$	$1.3 \times 10^{-3}L$	$1.3 \times 10^{-3}L$	$1.3 \times 10^{-3}L$	$1.3 \times 10^{-3}L$	$1.3 \times 10^{-3}L$	$1.3 \times 10^{-3}L$	$1.3 \times 10^{-3}L$	$1.3 \times 10^{-3}L$
1,1-二氯乙 烯(mg/kg)	$1.0 \times 10^{-3}L$	$1.0 \times 10^{-3}L$	$1.0 \times 10^{-3}L$	$1.0 \times 10^{-3}L$	$1.0 \times 10^{-3}L$	$1.0 \times 10^{-3}L$	$1.0 \times 10^{-3}L$	$1.0 \times 10^{-3}L$	$1.0 \times 10^{-3}L$
顺-1,2-二氯 乙烯(mg/kg)	$1.3 \times 10^{-3}L$	$1.3 \times 10^{-3}L$	$1.3 \times 10^{-3}L$	$1.3 \times 10^{-3}L$	$1.3 \times 10^{-3}L$	$1.3 \times 10^{-3}L$	$1.3 \times 10^{-3}L$	$1.3 \times 10^{-3}L$	$1.3 \times 10^{-3}L$
反-1,2-二氯 乙烯(mg/kg)	$1.4 \times 10^{-3}L$	$1.4 \times 10^{-3}L$	$1.4 \times 10^{-3}L$	$1.4 \times 10^{-3}L$	$1.4 \times 10^{-3}L$	$1.4 \times 10^{-3}L$	$1.4 \times 10^{-3}L$	$1.4 \times 10^{-3}L$	$1.4 \times 10^{-3}L$
二氯甲烷 (mg/kg)	$1.5 \times 10^{-3}L$	$1.5 \times 10^{-3}L$	$1.5 \times 10^{-3}L$	$1.5 \times 10^{-3}L$	$1.5 \times 10^{-3}L$	$1.5 \times 10^{-3}L$	$1.5 \times 10^{-3}L$	$1.5 \times 10^{-3}L$	$1.5 \times 10^{-3}L$
1,2-二氯丙 烷(mg/kg)	$1.1 \times 10^{-3}L$	$1.1 \times 10^{-3}L$	$1.1 \times 10^{-3}L$	$1.1 \times 10^{-3}L$	$1.1 \times 10^{-3}L$	$1.1 \times 10^{-3}L$	$1.1 \times 10^{-3}L$	$1.1 \times 10^{-3}L$	$1.1 \times 10^{-3}L$
1,1,1,2-四氯 乙烷(mg/kg)	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$
1,1,2,2-四氯 乙烷(mg/kg)	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$	$1.2 \times 10^{-3}L$
四氯乙烯 (mg/kg)	$1.4 \times 10^{-3}L$	$1.4 \times 10^{-3}L$	$1.4 \times 10^{-3}L$	$1.4 \times 10^{-3}L$	$1.4 \times 10^{-3}L$	$1.4 \times 10^{-3}L$	$1.4 \times 10^{-3}L$	$1.4 \times 10^{-3}L$	$1.4 \times 10^{-3}L$
1,1,1-三氯乙 烷(mg/kg)	$1.3 \times 10^{-3}L$	$1.3 \times 10^{-3}L$	$1.3 \times 10^{-3}L$	$1.3 \times 10^{-3}L$	$1.3 \times 10^{-3}L$	$1.3 \times 10^{-3}L$	$1.3 \times 10^{-3}L$	$1.3 \times 10^{-3}L$	$1.3 \times 10^{-3}L$

1,1,2-三氯乙烷 (mg/kg)	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L
三氯乙烯 (mg/kg)	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L
1,2,3-三氯丙烷 (mg/kg)	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L	1.2×10 ⁻³ L
硝基苯 (mg/kg)	0.09L	0.09L	0.09L	0.09L	0.09L	0.09L	0.09L	0.09L	0.09L
苯胺(mg/kg)	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L
2-氯酚 (mg/kg)	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
蒎 (mg/kg)	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L
萘 (mg/kg)	0.09L	0.09L	0.09L	0.09L	0.09L	0.09L	0.09L	0.09L	0.09L
苯并[a]蒽 (mg/kg)	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L
苯并[b]荧蒽 (mg/kg)	0.2L	0.2L	0.2L	0.2L	0.2L	0.2L	0.2L	0.2L	0.2L
苯并[k]荧蒽 (mg/kg)	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L
苯并[a]芘 (mg/kg)	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L
茚并[1,2,3-c,d]芘 (mg/kg)	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L

二苯并[a,h] 蒽 (mg/kg)	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L
石油烃 (C ₆ -C ₉) (mg/kg)	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀) (mg/kg)	42	39	35	41	38	34	38	35	37
石油类 (mg/kg)	54	47	43	47	40	39	43	41	42
水溶性盐总 量 (g/kg)	0.7	0.9	0.5	0.5	0.9	0.8	0.6	0.6	0.9

表 4.3-26 农用地土壤监测实测结果 单位: mg/kg (pH 值: 无量纲)

检测项目	检测结果		
	拟建古 61-100-94 北侧 50m	拟建古 61-98-100 北侧 50m	拟建注水管线北 50m
	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m
pH (无量纲)	8.0	8.2	8.2
镉 (mg/kg)	0.36	0.37	0.35
汞 (mg/kg)	0.026	0.020	0.021
砷 (mg/kg)	3.65	3.36	3.47
铅 (mg/kg)	36.2	35.7	34.9
铬 (mg/kg)	66	67	65
锌 (mg/kg)	75	76	74
铜 (mg/kg)	36	37	35
镍 (mg/kg)	35	34	32
石油烃 (C ₆ -C ₉) (mg/kg)	0.04L	0.04L	0.04L
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀) (mg/kg)	35	32	34
石油类 (mg/kg)	40	38	41
水溶性盐总量 (g/kg)	0.7	0.6	0.8

4.3.4.3 评价标准及方法

(1) 评价标准

工程占地范围内土壤质量污染物标准采用《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管控标准对各个参数进行评价。占地范围外标准采用《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）。

(2) 评价方法

采用指数法进行土壤环境质量现状评价，即通过指数的大小来反映土壤环境受污染的程度，指数小于 1 即为达标。

公式为：

$$K_i=X_i/X_{oi}$$

式中：K_i：第 i 项分指数；

X_i：土壤中 i 污染物的实测含量 mg/kg；

X_{oi}：土壤中 i 污染物的标准值 mg/kg。

(3) 土壤现状评价结果分析

评价结果见表 4.3-28~4.3-30。

表 4.3-27 建设用地土壤环境质量现状评价结果（K_i 值）

监测项目	拟建 14#平台井			拟建新 180-96-98			拟建 18#平台井		
	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m

pH(无量纲)	0.080	0.107	0.093	0.067	0.080	0.080	0.067	0.067	0.093
镉	0.006	0.006	0.006	0.006	0.006	0.005	0.006	0.006	0.005
汞	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.000	0.001	0.001
砷	0.073	0.074	0.073	0.065	0.058	0.061	0.071	0.066	0.067
铅	0.046	0.045	0.044	0.046	0.045	0.043	0.047	0.048	0.047
六价铬	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088
铜	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002
镍	0.037	0.038	0.036	0.039	0.040	0.037	0.040	0.038	0.039
苯	0.0005	0.0005	0.0005	0.0005	0.0005	0.0005	0.0005	0.0005	0.0005
甲苯	1.08333E-06	1.08333E-06	1.08333E-06	1.08333E-06	1.08333E-06	1.08333E-06	1.08333E-06	1.08333E-06	1.08333E-06
乙苯	4.28571E-05	4.28571E-05	4.28571E-05	4.28571E-05	4.28571E-05	4.28571E-05	4.28571E-05	4.28571E-05	4.28571E-05
氯苯	4.44444E-06	4.44444E-06	4.44444E-06	4.44444E-06	4.44444E-06	4.44444E-06	4.44444E-06	4.44444E-06	4.44444E-06
苯乙烯	8.52713E-07	8.52713E-07	8.52713E-07	8.52713E-07	8.52713E-07	8.52713E-07	8.52713E-07	8.52713E-07	8.52713E-07
间+对二甲苯	2.10526E-06	2.10526E-06	2.10526E-06	2.10526E-06	2.10526E-06	2.10526E-06	2.10526E-06	2.10526E-06	2.10526E-06
邻二甲苯	0.000001875	0.000001875	0.000001875	0.000001875	0.000001875	0.000001875	0.000001875	0.000001875	0.000001875
氯乙烯	0.00232558	0.00232558	0.00232558	0.00232558	0.00232558	0.00232558	0.00232558	0.00232558	0.00232558

	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1,2-二氯苯	2.67857E-06	2.67857E-06	2.67857E-06	2.67857E-06	2.67857E-06	2.67857E-06	2.67857E-06	2.67857E-06	2.67857E-06
1,4-二氯苯	0.000075	0.000075	0.000075	0.000075	0.000075	0.000075	0.000075	0.000075	0.000075
四氯化碳	0.000464286	0.000464286	0.000464286	0.000464286	0.000464286	0.000464286	0.000464286	0.000464286	0.000464286
氯仿	0.001222222	0.001222222	0.001222222	0.001222222	0.001222222	0.001222222	0.001222222	0.001222222	0.001222222
氯甲烷	2.7027E-05	2.7027E-05	2.7027E-05	2.7027E-05	2.7027E-05	2.7027E-05	2.7027E-05	2.7027E-05	2.7027E-05
1,1-二氯乙烷	0.000133333	0.000133333	0.000133333	0.000133333	0.000133333	0.000133333	0.000133333	0.000133333	0.000133333
1,2-二氯乙烷	0.00026	0.00026	0.00026	0.00026	0.00026	0.00026	0.00026	0.00026	0.00026
1,1-二氯乙烯	1.51515E-05	1.51515E-05	1.51515E-05	1.51515E-05	1.51515E-05	1.51515E-05	1.51515E-05	1.51515E-05	1.51515E-05
顺-1,2-二氯乙烯	2.18121E-06	2.18121E-06	2.18121E-06	2.18121E-06	2.18121E-06	2.18121E-06	2.18121E-06	2.18121E-06	2.18121E-06
反-1,2-二氯乙烯	2.59259E-05	2.59259E-05	2.59259E-05	2.59259E-05	2.59259E-05	2.59259E-05	2.59259E-05	2.59259E-05	2.59259E-05
二氯甲烷	2.43506E-06	2.43506E-06	2.43506E-06	2.43506E-06	2.43506E-06	2.43506E-06	2.43506E-06	2.43506E-06	2.43506E-06
1,2-二氯丙烷	0.00022	0.00022	0.00022	0.00022	0.00022	0.00022	0.00022	0.00022	0.00022
1,1,1,2-四氯乙烷	0.00012	0.00012	0.00012	0.00012	0.00012	0.00012	0.00012	0.00012	0.00012

1,1,2,2-四氯乙烷	0.00017647 1	0.00017647 1	0.00017647 1	0.00017647 1	0.00017647 1	0.00017647 1	0.00017647 1	0.00017647 1	0.00017647 1
四氯乙烯	2.64151E-0 5	2.64151E-0 5	2.64151E-0 5	2.64151E-0 5	2.64151E-0 5	2.64151E-0 5	2.64151E-0 5	2.64151E-0 5	2.64151E-0 5
1,1,1-三氯乙烷	1.54762E-0 6	1.54762E-0 6	1.54762E-0 6	1.54762E-0 6	1.54762E-0 6	1.54762E-0 6	1.54762E-0 6	1.54762E-0 6	1.54762E-0 6
1,1,2-三氯乙烷	0.00042857 1	0.00042857 1	0.00042857 1	0.00042857 1	0.00042857 1	0.00042857 1	0.00042857 1	0.00042857 1	0.00042857 1
三氯乙烯	0.00042857 1	0.00042857 1	0.00042857 1	0.00042857 1	0.00042857 1	0.00042857 1	0.00042857 1	0.00042857 1	0.00042857 1
1,2,3-三氯丙烷	0.0024	0.0024	0.0024	0.0024	0.0024	0.0024	0.0024	0.0024	0.0024
硝基苯	0.00118421 1	0.00118421 1	0.00118421 1	0.00118421 1	0.00118421 1	0.00118421 1	0.00118421 1	0.00118421 1	0.00118421 1
苯胺	0.00038461 5	0.00038461 5	0.00038461 5	0.00038461 5	0.00038461 5	0.00038461 5	0.00038461 5	0.00038461 5	0.00038461 5
2-氯酚	1.77305E-0 5	1.77305E-0 5	1.77305E-0 5	1.77305E-0 5	1.77305E-0 5	1.77305E-0 5	1.77305E-0 5	1.77305E-0 5	1.77305E-0 5
蒽	0.0001	0.0001	0.0001	0.0001	0.0001	0.0001	0.0001	0.0001	0.0001
萘	0.0013	0.0013	0.0013	0.0013	0.0013	0.0013	0.0013	0.0013	0.0013
苯并[a]蒽	0.0067	0.0067	0.0067	0.0067	0.0067	0.0067	0.0067	0.0067	0.0067
苯并[b]荧蒽	0.0133	0.0133	0.0133	0.0133	0.0133	0.0133	0.0133	0.0133	0.0133
苯并[k]荧蒽	0.0007	0.0007	0.0007	0.0007	0.0007	0.0007	0.0007	0.0007	0.0007
苯并[a]芘	0.0667	0.0667	0.0667	0.0667	0.0667	0.0667	0.0667	0.0667	0.0667

茚并 [1,2,3-c,d]芘	0.0067	0.0067	0.0067	0.0067	0.0067	0.0067	0.0067	0.0067	0.0067
二苯并[a,h] 蒽	0.0667	0.0667	0.0667	0.0667	0.0667	0.0667	0.0667	0.0667	0.0667
石油烃 (C6-C9)	0.000009	0.000009	0.000009	0.000009	0.000009	0.000009	0.000009	0.000009	0.000009
石油烃 (C10-C40)	0.0084	0.0078	0.0073	0.0091	0.0082	0.0073	0.0087	0.0082	0.0076
石油类	0.0104	0.0096	0.0084	0.0109	0.0093	0.0082	0.0100	0.0089	0.0084
水溶性盐总 量 (g/kg)	0.1600	0.1800	0.1000	0.1600	0.1800	0.1000	0.1000	0.1200	0.1200

注：本次低于检出限、未检出均画/

表 4.3-28 建设用地土壤环境质量现状评价结果 (Ki 值)

监测项目	拟建古斜 6844-96-108 井场			拟建古 61-98-92 井场			拟建新 180-98-98 井场	拟建 3#平台井集油 管线占地	已建井场
	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m
pH (无量纲)	0.080	0.067	0.080	0.080	0.093	0.067	0.107	0.107	0.093
镉	0.006	0.006	0.006	0.006	0.006	0.005	0.005	0.005	0.005
汞	0.001	0.001	0.001	0.000	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
砷	0.062	0.065	0.071	0.073	0.069	0.063	0.059	0.060	0.058
铅	0.044	0.045	0.043	0.046	0.046	0.045	0.045	0.048	0.044
六价铬	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088	0.088

铜	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002	0.002
镍	0.039	0.038	0.036	0.040	0.041	0.038	0.037	0.036	0.034
苯	0.0005	0.0005	0.0005	0.0005	0.0005	0.0005	0.0005	0.0005	0.0005
甲苯	1.08333E-06	1.08333E-06	1.08333E-06	1.08333E-06	1.08333E-06	1.08333E-06	1.08333E-06	1.08333E-06	1.08333E-06
乙苯	4.28571E-05	4.28571E-05	4.28571E-05	4.28571E-05	4.28571E-05	4.28571E-05	4.28571E-05	4.28571E-05	4.28571E-05
氯苯	4.44444E-06	4.44444E-06	4.44444E-06	4.44444E-06	4.44444E-06	4.44444E-06	4.44444E-06	4.44444E-06	4.44444E-06
苯乙烯	8.52713E-07	8.52713E-07	8.52713E-07	8.52713E-07	8.52713E-07	8.52713E-07	8.52713E-07	8.52713E-07	8.52713E-07
间+对二甲苯	2.10526E-06	2.10526E-06	2.10526E-06	2.10526E-06	2.10526E-06	2.10526E-06	2.10526E-06	2.10526E-06	2.10526E-06
邻二甲苯	0.000001875	0.000001875	0.000001875	0.000001875	0.000001875	0.000001875	0.000001875	0.000001875	0.000001875
氯乙烯	0.002325581	0.002325581	0.002325581	0.002325581	0.002325581	0.002325581	0.002325581	0.002325581	0.002325581
1,2-二氯苯	2.67857E-06	2.67857E-06	2.67857E-06	2.67857E-06	2.67857E-06	2.67857E-06	2.67857E-06	2.67857E-06	2.67857E-06
1,4-二氯苯	0.000075	0.000075	0.000075	0.000075	0.000075	0.000075	0.000075	0.000075	0.000075
四氯化碳	0.000464286	0.000464286	0.000464286	0.000464286	0.000464286	0.000464286	0.000464286	0.000464286	0.000464286
氯仿	0.001222222	0.001222222	0.001222222	0.001222222	0.001222222	0.001222222	0.001222222	0.001222222	0.001222222

氯甲烷	2.7027E-05	2.7027E-05	2.7027E-05	2.7027E-05	2.7027E-05	2.7027E-05	2.7027E-05	2.7027E-05	2.7027E-05
1,1-二氯乙烷	0.00013333	0.00013333	0.00013333	0.00013333	0.00013333	0.00013333	0.000133333	0.000133333	0.00013333
1,2-二氯乙烷	0.00026	0.00026	0.00026	0.00026	0.00026	0.00026	0.00026	0.00026	0.00026
1,1-二氯乙烯	1.51515E-05	1.51515E-05	1.51515E-05	1.51515E-05	1.51515E-05	1.51515E-05	1.51515E-05	1.51515E-05	1.51515E-05
顺-1,2-二氯乙烯	2.18121E-06	2.18121E-06	2.18121E-06	2.18121E-06	2.18121E-06	2.18121E-06	2.18121E-06	2.18121E-06	2.18121E-06
反-1,2-二氯乙烯	2.59259E-05	2.59259E-05	2.59259E-05	2.59259E-05	2.59259E-05	2.59259E-05	2.59259E-05	2.59259E-05	2.59259E-05
二氯甲烷	2.43506E-06	2.43506E-06	2.43506E-06	2.43506E-06	2.43506E-06	2.43506E-06	2.43506E-06	2.43506E-06	2.43506E-06
1,2-二氯丙烷	0.00022	0.00022	0.00022	0.00022	0.00022	0.00022	0.00022	0.00022	0.00022
1,1,1,2-四氯乙烷	0.00012	0.00012	0.00012	0.00012	0.00012	0.00012	0.00012	0.00012	0.00012
1,1,2,2-四氯乙烷	0.000176471	0.000176471	0.000176471	0.000176471	0.000176471	0.000176471	0.000176471	0.000176471	0.000176471
四氯乙烯	2.64151E-05	2.64151E-05	2.64151E-05	2.64151E-05	2.64151E-05	2.64151E-05	2.64151E-05	2.64151E-05	2.64151E-05
1,1,1-三氯乙烷	1.54762E-06	1.54762E-06	1.54762E-06	1.54762E-06	1.54762E-06	1.54762E-06	1.54762E-06	1.54762E-06	1.54762E-06
1,1,2-三氯乙烷	0.000428571	0.000428571	0.000428571	0.000428571	0.000428571	0.000428571	0.000428571	0.000428571	0.000428571

三氯乙烯	0.0004285 71	0.0004285 71	0.0004285 71	0.0004285 71	0.0004285 71	0.0004285 71	0.000428571	0.000428571	0.0004285 71
1,2,3-三氯 丙烷	0.0024	0.0024	0.0024	0.0024	0.0024	0.0024	0.0024	0.0024	0.0024
硝基苯	0.0011842 11	0.0011842 11	0.0011842 11	0.0011842 11	0.0011842 11	0.0011842 11	0.001184211	0.001184211	0.0011842 11
苯胺	0.0003846 15	0.0003846 15	0.0003846 15	0.0003846 15	0.0003846 15	0.0003846 15	0.000384615	0.000384615	0.0003846 15
2-氯酚	1.77305E- 05	1.77305E- 05	1.77305E- 05	1.77305E- 05	1.77305E- 05	1.77305E- 05	1.77305E-05	1.77305E-05	1.77305E- 05
蒎	0.0001	0.0001	0.0001	0.0001	0.0001	0.0001	0.0001	0.0001	0.0001
萘	0.0013	0.0013	0.0013	0.0013	0.0013	0.0013	0.0013	0.0013	0.0013
苯并[a]蒎	0.0067	0.0067	0.0067	0.0067	0.0067	0.0067	0.0067	0.0067	0.0067
苯并[b]荧蒎	0.0133	0.0133	0.0133	0.0133	0.0133	0.0133	0.0133	0.0133	0.0133
苯并[k]荧蒎	0.0007	0.0007	0.0007	0.0007	0.0007	0.0007	0.0007	0.0007	0.0007
苯并[a]芘	0.0667	0.0667	0.0667	0.0667	0.0667	0.0667	0.0667	0.0667	0.0667
茚并 [1,2,3-c,d]芘	0.0067	0.0067	0.0067	0.0067	0.0067	0.0067	0.0067	0.0067	0.0067
二苯并[a,h] 蒎	0.0667	0.0667	0.0667	0.0667	0.0667	0.0667	0.0667	0.0667	0.0667
石油烃 (C6-C9)	0.000009	0.000009	0.000009	0.000009	0.000009	0.000009	0.000009	0.000009	0.000009
石油烃 (C10-C40)	0.0093	0.0087	0.0078	0.0091	0.0084	0.0076	0.0084	0.0078	0.0082

石油类	0.0120	0.0104	0.0096	0.0104	0.0089	0.0087	0.0096	0.0091	0.0093
水溶性盐总量（g/kg）	0.1400	0.1800	0.1000	0.1000	0.1800	0.1600	0.1200	0.1200	0.1800

4.3.4.4 现状评价及结果

表 4.3-29 农用地土壤环境质量现状评价结果 (Ki 值)

监测项目	拟建古 61-100-94 北侧 50m	拟建古 61-98-100 北侧 50m	拟建注水管线北 50m
	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m
pH (无量纲)	0.600	0.617	0.583
镉 (mg/kg)	0.008	0.006	0.006
汞 (mg/kg)	0.146	0.134	0.139
砷 (mg/kg)	0.213	0.210	0.205
铅 (mg/kg)	0.264	0.268	0.260
铬 (mg/kg)	0.250	0.253	0.247
锌 (mg/kg)	0.360	0.370	0.350
铜 (mg/kg)	0.184	0.179	0.168
镍 (mg/kg)	0.000009	0.000009	0.000009
石油烃 (C6-C9) (mg/kg)	0.008	0.007	0.008
石油烃 (C10-C40) (mg/kg)	0.009	0.008	0.009
石油类 (mg/kg)	0.140	0.120	0.160
水溶性盐总量 (g/kg)	0.600	0.617	0.583

注：本项目农用地石油烃 (C₁₀-C₄₀) *、石油烃 (C₆-C₉) *、石油类无标准限制，只作背景值参考

土壤现状评价统计结果见表 4.3-31、表 4.3-32。

表 4.3-30 建设用地土壤评价统计结果

监测项目	样本数	最大值	最小值	均值	标准差	检出率	最大超标倍数
pH (无量纲)	18	8.3	8.0	8.13	0.11	100%	0
镉 (mg/kg)	18	0.40	0.33	0.37	0.02	100%	0
汞 (mg/kg)	18	0.026	0.015	0.020	0.003	100%	0
砷 (mg/kg)	18	4.41	3.47	3.95	0.30	100%	0
铅 (mg/kg)	18	38.2	34.1	36.22	1.25	100%	0
六价铬 (mg/kg)	18	低于检出 限	低于检出 限	-	-	0%	0

铜 (mg/kg)	18	39	32	35.67	1.85	100%	0
镍 (mg/kg)	18	37	31	34.00	1.73	100%	0
苯 (mg/kg)	18	低于检出 限	低于检出 限	-	-	0%	0
甲苯 (mg/kg)	18	低于检出 限	低于检出 限	-	-	0%	0
乙苯 (mg/kg)	18	低于检出 限	低于检出 限	-	-	0%	0
氯苯 (mg/kg)	18	低于检出 限	低于检出 限	-	-	0%	0
苯乙烯 (mg/kg)	18	低于检出 限	低于检出 限	-	-	0%	0
间+对二甲苯 (mg/kg)	18	低于检出 限	低于检出 限	-	-	0%	0
邻二甲苯 (mg/kg)	18	低于检出 限	低于检出 限	-	-	0%	0
氯乙烯 (mg/kg)	18	低于检出 限	低于检出 限	-	-	0%	0
1,2-二氯苯 (mg/kg)	18	低于检出 限	低于检出 限	-	-	0%	0
1,4-二氯苯 (mg/kg)	18	低于检出 限	低于检出 限	-	-	0%	0
四氯化碳 (mg/kg)	18	低于检出 限	低于检出 限	-	-	0%	0
氯仿 (mg/kg)	18	低于检出 限	低于检出 限	-	-	0%	0
氯甲烷 (mg/kg)	18	低于检出 限	低于检出 限	-	-	0%	0
1,1-二氯乙烷 (mg/kg)	18	低于检出 限	低于检出 限	-	-	0%	0
1,2-二氯乙烷 (mg/kg)	18	低于检出 限	低于检出 限	-	-	0%	0
1,1-二氯乙烯 (mg/kg)	18	低于检出 限	低于检出 限	-	-	0%	0
顺-1,2-二氯乙烯 (mg/kg)	18	低于检出 限	低于检出 限	-	-	0%	0
反-1,2-二氯乙烯	18	低于检出	低于检出	-	-	0%	0

(mg/kg)		限	限				
二氯甲烷 (mg/kg)	18	低于检出 限	低于检出 限	-	-	0%	0
1,2-二氯丙烷 (mg/kg)	18	低于检出 限	低于检出 限	-	-	0%	0
1,1,1,2-四氯乙 烷 (mg/kg)	18	低于检出 限	低于检出 限	-	-	0%	0
1,1,2,2-四氯乙 烷 (mg/kg)	18	低于检出 限	低于检出 限	-	-	0%	0
四氯乙烯 (mg/kg)	18	低于检出 限	低于检出 限	-	-	0%	0
1,1,1-三氯乙烷 (mg/kg)	18	低于检出 限	低于检出 限	-	-	0%	0
1,1,2-三氯乙烷 (mg/kg)	18	低于检出 限	低于检出 限	-	-	0%	0
三氯乙烯 (mg/kg)	18	低于检出 限	低于检出 限	-	-	0%	0
1,2,3-三氯丙烷 (mg/kg)	18	低于检出 限	低于检出 限	-	-	0%	0
硝基苯 (mg/kg)	18	低于检出 限	低于检出 限	-	-	0%	0
苯胺 (mg/kg)	18	低于检出 限	低于检出 限	-	-	0%	0
2-氯酚 (mg/kg)	18	低于检出 限	低于检出 限	-	-	0%	0
蒎 (mg/kg)	18	低于检出 限	低于检出 限	-	-	0%	0
萘 (mg/kg)	18	低于检出 限	低于检出 限	-	-	0%	0
苯并[a]蒎 (mg/kg)	18	低于检出 限	低于检出 限	-	-	0%	0
苯并[b]荧蒎 (mg/kg)	18	低于检出 限	低于检出 限	-	-	0%	0
苯并[k]荧蒎 (mg/kg)	18	低于检出 限	低于检出 限	-	-	0%	0
苯并[a]芘 (mg/kg)	18	低于检出 限	低于检出 限	-	-	0%	0

茚并[1,2,3-c,d]芘 (mg/kg)	18	低于检出限	低于检出限	-	-	0%	0
二苯并[a,h]蒽 (mg/kg)	18	低于检出限	低于检出限	-	-	0%	0
石油烃 (C6-C9) (mg/kg)	18	低于检出限	低于检出限	-	-	0%	0
石油烃 (C10-C40) (mg/kg)	18	42	33	37.00	2.58	100%	0
石油类 (mg/kg)	18	54	37	43.06	4.52	100%	0
水溶性盐总量 (g/kg)	18	0.9	0.5	0.69	0.15	100%	0

表 4.3-31 农用地土壤评价统计结果

监测项目	样本数	最大值	最小值	均值	标准差	检出率	最大超标倍数
pH (无量纲)	3	8.2	8.0	8.13	0.12	100%	0
镉 (mg/kg)	3	0.37	0.35	0.36	0.01	100%	0
汞 (mg/kg)	3	0.026	0.020	0.022	0.003	100%	0
砷 (mg/kg)	3	3.65	3.36	3.49	0.15	100%	0
铅 (mg/kg)	3	36.2	34.9	35.60	0.65	100%	0
铬 (mg/kg)	3	67	65	66.00	1.00	100%	0
锌 (mg/kg)	3	76	74	75.00	1.00	100%	0
铜 (mg/kg)	3	37	35	36.00	1.00	100%	0
镍 (mg/kg)	3	35	32	33.67	1.53	100%	0
石油烃 (C6-C9) (mg/kg)	3	0.04L	0.04L	-	-	0%	0
石油烃 (C10-C40) (mg/kg)	3	35	32	33.67	1.53	100%	0
石油类 (mg/kg)	3	41	38	39.67	1.53	100%	0
水溶性盐总量 (g/kg)	3	0.8	0.6	0.70	0.10	100%	0

根据监测结果可知,评价区域内农用地所监测到的各项污染物含量均满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表1农用地土壤污染风险筛选值的其他限值,评价区内建设用地均满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)表1中二类用地的筛选值。

4.3.5 生态现状调查与评价

依据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），生态现状采用收集历史调查数据及补充野外调查方法，现场调查时间为 2025 年 7 月，其中野生植物野外调查时间为植物生长旺盛时期为 2025 年 7 月 30 日-7 月 31 日；野生动物历史调查数据收集时间为 2024 年 9 月、2024 年 12 月和 2025 年 3 月，野外调查时间为 2025 年 7 月 26 日-7 月 31 日。

4.3.5.1 生态环境现状调查与评价方法

1、调查范围

根据《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ19-2022）中评价工作范围确定的依据：生态影响评价应能够充分体现生态完整性，涵盖评价项目全部活动的直接影响区域和间接影响区域，评价工作范围应依据评价项目对生态因子的影响方式、影响程度和生态因子之间的相互影响和相互依存关系确定。可综合考虑评价项目与项目区的气候过程、水文过程、生物过程等生物地球化学循环过程的相互作用关系，以评价项目影响区域所涉及的完整气候单元、水文单元、生态单元、地理单元界限为参照边界。同时参考《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）中相关要求，最终确定本项目调查范围为评价范围，即陆生生态调查范围为井场外扩 1km，管线、地下电缆、通井路外扩 300m，水生生态评价范围为过河管线上下游 1km，调查范围为评价范围，包括土壤评价范围、管线两侧 300m、场界周围 50m。调查范围总面积 9842.74hm²。

2、调查方法

（1）土地利用

本次评价以调用大庆市肇源县国土三调数据结果作为土地利用现状统计依据，对评价范围内的土地利用现状进行统计分析，并与实地调查、资料收集情况相结合，对调查范围内的土地利用现状进行调查。

（2）野生植物调查

采用实地调查辅以资料检索收集及专家咨询的方法进行调查，植物实地调查采用样方调查法。基于收集到的数据及相关信息，在初步分析的基础上，采用现场踏勘与样方调查相结合的方式开展工作。

本项目评价等级为二级，按照二级评价技术要求，结合搜集到的相关资料及卫星影

像确定调查范围及考察路线，在该评价范围内分布的 7 种群落类型内共设 21 个样方。

(1) 样方选择及分布

野外调查样方位置点详见表 4.3-32。

表 4.3-32 评价范围样方分布表

序号	植被型组	群落类型	中心坐标	
			经度	纬度
1	森林	旱柳林	124° 30' 40.510" E	45° 42' 54.016" N
2	森林	旱柳林	124° 31' 50.012" E	45° 45' 55.950" N
3	森林	旱柳林	124° 28' 37.545" E	45° 47' 49.142" N
4	森林	山杨林	124° 23' 26.341" E	45° 43' 46.057" N
5	森林	山杨林	124° 25' 19.916" E	45° 43' 37.117" N
6	森林	山杨林	124° 29' 52.384" E	45° 44' 26.254" N
7	草甸	羊草草甸	124° 29' 46.708" E	45° 43' 2.043" N
8	草甸	羊草草甸	124° 33' 0.423" E	45° 43' 25.941" N
9	草甸	羊草草甸	124° 37' 38.269" E	45° 43' 37.760" N
10	草甸	大叶章草甸	124° 30' 55.718" E	45° 45' 58.787" N
11	草甸	大叶章草甸	124° 34' 41.850" E	45° 44' 35.254" N
12	草甸	大叶章草甸	124° 30' 14.180" E	45° 47' 37.975" N
13	草甸	杂类草草甸	124° 31' 43.029" E	45° 49' 13.120" N
14	草甸	杂类草草甸	124° 34' 16.912" E	45° 44' 31.998" N
15	草甸	杂类草草甸	124° 31' 23.845" E	45° 42' 25.966" N
16	沼泽	芦苇沼泽	124° 39' 38.852" E	45° 43' 52.408" N
17	沼泽	芦苇沼泽	124° 32' 48.103" E	45° 48' 36.729" N
18	沼泽	芦苇沼泽	124° 29' 50.147" E	45° 43' 33.498" N

植被调查照片见下图。



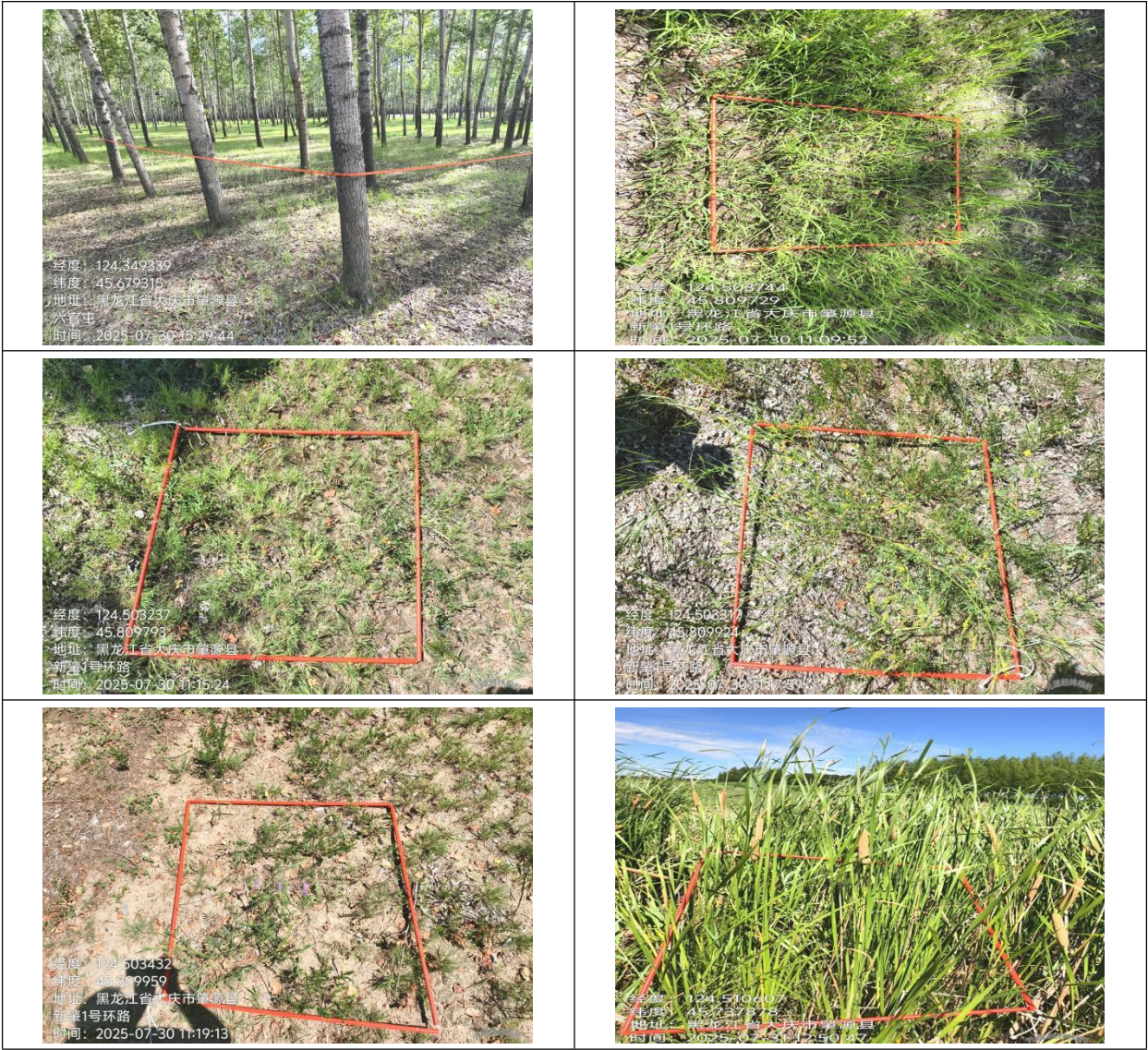


图 4.3-3 植被调查照片

(2) 样地调查

1) 样地背景和生境描述

野外调查记录调查时间、地点、经纬度、海拔、植被类型、地形地貌、水分状况、土壤特征、人类活动、动物活动、演替特征等。

2) 样方设计

样方法进行调查，草本层的调查面积为 1m×1m，灌木层的调查面积为 5m×5m，乔木层的调查面积为 20m×20m。

3) 调查指标

草本样方测定植物种类、高度、盖度、密度、种群优势度（SDR）， $SDR = \frac{\text{相对}}{\text{相对}}$

高度+相对盖度)/2。

灌木样方测定指标除以上内容之外还包括灌丛长度、宽度、高度等。

乔木样方采用每木调查法，调查样方内每木的胸径（采用离地面 1.3m 处）、高度、郁闭度、密度，幼树及幼苗分别随同灌木层或草本层一起调查。

踏查法补充记录项目占地样方外植物种类。

3、野生动物调查

野生动物调查方法以资料检索和实地调查相结合的形式进行，动物调查方法采用样线法。

本项目评价等级为二级，按照二级评价技术要求，结合搜集到的相关资料及卫星影像确定调查范围及考察路线，在 4 种动物分布的主要的生境类型内共设置 12 条长度不等的样线。调查时沿着样线行走，记录样线两侧见到的鸟类及其他物种并进行统计，以调查物种的信息。

调查范围内主要生境类型可划分为乔木林、草甸、沼泽和农田。

动物调查样线、样点设置见附图及表 4.3-33。

表 4.3-33 评价范围内野生动物样线情况表

序号	样线名称	起点坐标 (经度)	终点坐标 (纬度)	样线长度/m	生境类型
1	LD1	124° 30' 16.631" E 45° 48' 31.043" N	124° 30' 29.755" E 45° 48' 40.192" N	400	乔木林
2	LD2	124° 25' 22.693" E 45° 43' 34.931" N	124° 25' 40.618" E 45° 43' 37.414" N	400	乔木林
3	LD3	124° 19' 17.396" E 45° 43' 33.392" N	124° 19' 38.977" E 45° 43' 34.027" N	500	乔木林
4	CD1	124° 23' 5.787" E 45° 45' 2.814" N	124° 23' 37.530" E 45° 45' 9.241" N	700	草甸
5	CD2	124° 28' 42.440" E 45° 43' 41.395" N	124° 29' 14.473" E 45° 43' 42.213" N	700	草甸
6	CD3	124° 32' 31.762" E 45° 43' 18.617" N	124° 33' 5.028" E 45° 43' 21.664" N	700	草甸
7	ZZ1	124° 35' 10.449" E 45° 43' 18.657" N	124° 35' 46.663" E 45° 43' 22.866" N	800	沼泽
8	ZZ2	124° 32' 58.141" E 45° 42' 50.584" N	124° 33' 19.730" E 45° 43' 7.967" N	700	沼泽
9	ZZ3	124° 32' 32.253" E 45° 48' 58.625" N	124° 32' 51.696" E 45° 48' 44.080" N	600	沼泽

10	NT1	124° 12' 37.843" E 45° 48' 52.706" N	124° 12' 48.117" E 45° 48' 30.268" N	700	农田
11	NT2	124° 18' 19.226" E 45° 41' 39.371" N	124° 18' 27.251" E 45° 41' 13.799" N	800	农田
12	NT3	124° 31' 46.029" E 45° 48' 10.322" N	124° 32' 12.795" E 45° 47' 34.376" N	1250	农田

动物调查照片见下图



图 4.3-4 动物调查照片

3、调查内容

(1) 生态背景调查

调查内容主要包括，评价范围内的植物区系、植物演替特征、植被类型、植被覆盖度以及植物物种组成；动物区系和物种组成；生态系统类型、面积及空间分布；重要物种的分布、生态学特征、种群现状。收集生态敏感区的相关规划资料、图件、数据，调查评价范围内生态敏感区的地理位置、主要保护对象、功能区划、保护要求等。

(2) 主要生态问题调查

调查区域内已经存在的制约本区域可持续发展的主要生态问题，如水土流失、沙漠化、石漠化、盐渍化、生物入侵和污染危害等，调查已经存在的对生态保护目标产生不利影响的干扰因素。

4、评价方法

评价方法选用《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ 2.1-2016）、《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ 19-2022）等技术导则中推荐的方法。按照技术导则要求，通过现场调查和收集现有资料完成。生态环境现状评价是由局部到整体进行综合研究，通过相关的计算方法将重要的信息进行量化，采用定性和定量相结合的方法进行生态环境的质量状况评价。

4.3.5.2 土地利用现状

1、评价范围土地利用

本次评价以调用国土三调数据结果作为土地利用现状统计依据，对评价范围内的土地利用情况进行分析。本工程总占地 123.99hm²，其中永久占地 30.62hm²（古 637 区块永久占地 23.36hm²，古 637 区块（新肇公司）永久占地 7.26hm²），临时占地 93.97hm²（古 637 区块临时占地 69.60hm²，古 637 区块（新肇公司）临时占地 23.77hm²）。项目占地情况详见下表。

表 4.3-34 项目占地情况统计表

工程类型	永久占地		临时占地		合计
	古 637 区块	古 637 区块(新肇公司)	古 637 区块	古 637 区块(新肇公司)	
井场	3.96	1.84	6.11	3.28	15.19
管道	-	-	45.94	20.49	66.43
电力系统	0.23	-	17.55	-	17.78
道路	19.17	5.42	-	-	24.59
合计	23.36	7.26	69.60	23.77	123.99

（1）永久占地

本工程永久占地 30.62hm²，主要由井场、电力系统和道路组成。占用地类主要由旱地、其他草地和农村道路等。

表 3-5-2 项目永久占地情况表

占地类型	古 637 区块	古 637 区块（新肇公司）	合计
旱地	6.95	4.84	11.79
其他草地	16.41	1.85	18.26

农村道路	-	0.57	0.57
合计	23.36	7.26	30.62

(2) 临时占地

本工程永久占地 93.97hm²，主要由井场、管道、电力系统组成。占用地类主要由水田、旱地和其他草地等。

表 4.3-35 项目临时占地情况表

占地类型	古 637 区块	古 637 区块（新肇公司）	合计
水田	-	4.56	4.53
旱地	7.56	11.13	18.69
其他草地	62.04	8.08	70.12
合计	69.60	23.77	93.97

2、评价范围土地利用

本次评价以现状遥感影像解译及调用国土三调数据结果作为土地利用现状统计依据，对评价范围的土地利用情况进行分析。

评价范围总面积 9842.74hm²，按土地利用类型分类，包括农用地 7955.03hm²，建设用地 380.45hm²，未利用土地 1507.26hm²。其中，农用地中水田 1463.90hm²，水浇地 4.67hm²，旱地 3010.43hm²，果园 12.68hm²，乔木林地 428.92hm²，其他林地 67.56hm²，农村道路 161.84hm²，坑塘水面 435.71hm²，沟渠 373.85hm²，设施农用地 8.54hm²；建设用地中物流仓储用地 39.64hm²，商业服务业设施用地 10.97hm²，工业用地 19.51hm²，采矿用地 79.07hm²，城镇住宅用地 19.54hm²，农村宅基地 113.13hm²，公用设施用地 0.43hm²，广场用地 0.13hm²，机关团体新闻出版用地 2.45hm²，科教文卫用地 7.23hm²，特殊用地 0.51hm²，铁路用地 3.73hm²，公路用地 61.87hm²，城镇村道路用地 14.48hm²，交通服务场站用地 1.93hm²，水工建筑用地 5.83hm²；未利用地中其他草地 1184.99hm²，湖泊水面 18.01hm²，沼泽地 284.46hm²，裸土地 1.33hm²。评价范围土地利用情况统计见表 4.3-36，土地利用现状图见附图。

表 4.3-36 评价范围土地利用情况表

序号	土地利用类型		面积 (hm ²)	占比 (%)
1	耕地	水田*	1463.90	14.87

新肇油田古 637 区块葡萄花油层产能建设工程项目

2		水浇地*	4.67	0.05
3		旱地*	3010.43	30.59
4	园地	果园*	12.68	0.13
5	林地	乔木林地*	428.92	4.36
6		其他林地*	67.56	0.69
7	草地	天然牧草地*	1986.93	20.19
8		其他草地**	1184.99	12.04
9	商服用地	物流仓储用地	39.64	0.40
10		商业服务业设施用地	10.97	0.11
11	工矿仓储用地	工业用地	19.51	0.20
12		采矿用地	79.07	0.80
13	住宅用地	城镇住宅用地	19.54	0.20
14		农村宅基地	113.13	1.15
15	公共管理与公共服务用地	公用设施用地	0.43	0.01
16		广场用地	0.13	0.01
17		机关团体新闻出版用地	2.45	0.02
18		科教文卫用地	7.23	0.07
19	特殊用地		0.51	0.01
20	交通运输用地	铁路用地	3.73	0.04
21		公路用地	61.87	0.63
22		城镇村道路用地	14.48	0.15
23		交通服务场站用地	1.93	0.02
24		农村道路*	161.84	1.64
25	水域及水利设施用地	湖泊水面**	18.01	0.18
26		坑塘水面*	435.71	4.43
27		沟渠*	373.85	3.80
28		沼泽地**	284.46	2.89
29		水工建筑用地	5.83	0.06
30	其他土地	设施农用地*	8.54	0.09
31		盐碱地**	18.47	0.19

32		裸土地**	1.33	0.01
合计			9842.74	100.00

注：建设用地不标注，农用地标注“*”，未利用地标注“**”。

4.3.5.3 植物资源现状调查

1、植物资源及其多样性

（1）植被规划

根据《中国植被区划》，本项目位于半干旱草原带IX温带草原区域 A 东北西部森林草原地带 2 松辽平原外围栎林草原区以及 B 内蒙古高原、松辽平原典型草原地带 1 松辽平原坨甸地典型草原区。

本项目位于松嫩平原中部，地势低平，地带性植被为草甸草原，是我国温带草原的一部分，也是欧亚大陆草原的最东端，以丛生禾草和根茎禾草为其主要成分。由于湖泊、沼泽和盐碱化洼地的大面积分布，非地带性植被面积也较大，并有较多的盐生植物群落。区域内人工生态系统主要为农田和林地。本项目植被详见图 4.3-5。



图 4.3-5 本项目植被区划示意图

2、植被类型

植物区系多样性研究的是物种水平上的多样性，它反映了一定区域植物种类及其变异程度如进化水平的多样性，体现了一定区域区系的复杂程度，是植物长期发展、演化及对变化的环境长期适应的结果。根据吴征镒《中国种子植物属的分布区类型》（1991），评价范围种子植物属的分布类型共有种子植物 117 属，共分为 13 个类型，1 个变形，评价范围种子植物属的分布区类型见下表。

表 4.3-37 评价范围种子植物属的分布区类型

原序号	分布区类型	属数	占总属数 (%)
1	世界分布	21	-
2	泛热带分布	7	7.29
3	热带亚洲和热带美洲间断分布	2	2.08
5	热带亚洲至热带大洋洲分布	2	2.08
6	热带亚洲至热带非洲分布	4	4.17
7	热带亚洲（印度—马来西亚分布）	1	1.04
8	北温带分布	32	33.33
8-4	北温带和南温带（全温带）间断分布	14	14.58
9	东亚和北美洲间断分布	3	3.13
10	旧大陆温带分布	9	9.38
11	温带亚洲分布	6	6.25
12	地中海西亚至中亚分布	6	6.25
13	中亚分布	6	6.25
14	东亚（东喜马拉雅—日本）分布	4	4.17
合计		117	100.00

注：*占总属数%，总属数不包括世界分布属

（1）世界分布

世界分布属是指在世界普遍分布的那些属，他们广泛分布在世界各大洲，但往往有其主要分布区。评价范围内种子植物的世界分布属有 21 个。

（2）泛热带分布

泛热带分布区类型包括普遍分布于东、西两半球热带，和在全世界热带范围内有一个或数个分布中心，但在其他地区也有一些种类分布的热带属。有不少属广布于热带、亚热带甚至到温带。评价范围内种子植物的泛热带分布属有 7 个，包括马齿苋属（*Portulaca*）、苘麻属（*Abutilon*）、木槿属（*Hibiscus*）等，占总属数的 7.29%。

（3）热带亚洲和热带美洲间断分布

热带亚洲和热带美洲间断分布属有 2 种，包括：砂引草属（*Messerschidia*）、香蒲属（*Typha*），占总属数的 2.08%。

（4）热带亚洲至热带大洋洲分布

是旧世界热带分布区类型的东翼，其西端有时可达马达加斯加，但一般不到非洲大陆，评价范围内该类型分布属有 2 种，包括景天属（*Sedum*）、芦苇属（*Phragmites*），占总属数的 2.08%。

（5）热带亚洲至热带非洲分布

这一分布区类型是旧世界热带分布区类型的西翼，即从热带非洲至印度—马来西亚，特别是其西部（西马来西亚），有的属也分布到斐济等南太平洋岛屿，但不见于澳大利亚大陆，评价范围内该类型分布属有 4 种，包括地肤属（*Kochia Roth*）、猪毛菜属（*Salsola*），占总属数的 4.17%。

（6）热带亚洲（印度-马来西亚）分布

热带亚洲（印度—马来西亚）是旧世界热带的中心部分。这一类型分布区的范围包括印度、斯里兰卡、缅甸、泰国、中南半岛、印度尼西亚、加里曼丹、菲律宾及新几内亚等。东面可大斐济等南太平洋岛屿，但不到澳大利亚大陆。其中分布区的北部边缘，往往到达我国西南、华南及台湾，甚至更北地区。评价范围内该类型分布属有 1 种，为苋属（*Amaranthus*），占总属数的 1.04%。

（7）北温带分布

北温带分布属是指广泛分布于欧洲、亚洲、和北美洲温带地区的属，由于历史和地理原因，有些属沿山脉延伸至热带山区，甚至到南半球温带，但其原始类型或分布中心仍在北温带。评价范围有此类型有 32 属，占总属数的 33.33%，是该调查范围植物区系的主要地理成分，有柳属（*Salix*）、榆属（*Ulmus*）、桑属（*Morus*）等。

（8）北温带和南温带（全温带）间断分布

包括北温带和澳大利亚或澳大利亚-南非洲或澳大利亚-南美洲间断分布；北温带和南美洲-南非洲间断分布；北温带和南美洲间断分布；北温带和南部非洲间断分布以及标准型。评价范围有此类型有 14 属，占总属数的 14.58%。

（8）东亚和北美洲间断分布

东亚和北美洲间断分布属是指间断分布于东亚和北美洲温带及亚热带地区的植物属。该区域共有 3 属，占总属数的 3.13%，有播娘蒿属（*Descurainia*）、紫菀属（*Asterae*）、苦苣菜属（*Ixeris*）。

（9）旧世界温带分布

旧大陆温带分布一般是广泛分布于欧洲、亚洲中、高纬度的温带和寒温带或至非洲北部。评价范围有 9 属，占总属数的 9.38%。有睡莲属 (*Nymphaea*)、繁缕属 (*Stellaria*)、白头翁属 (*Pulsatilla*) 等。

(10) 温带亚洲分布

温带亚洲分布类型是指其分布区主要局限于亚洲温带地区，评价范围有 6 属，占总属数的 6.25%，包括甘草属 (*Glycyrrhiza*)、鸡眼草属 (*Kummerowia*) 等。

(11) 地中海区、西亚至中亚分布

这一分布区类型是指分布于现代地中海周围，经过西亚或西南亚至苏联中亚和我国新疆、青藏高原及蒙古高原一带的属。评价范围内该类型分布属有 6 种，占总属数的 6.25%，包括苜蓿属 (*Medicago*)、草木犀属 (*Melilotus*) 等。

(12) 中亚分布

中亚分布是指只分布于中亚（特别是山地）而不见于西亚及地中海周围的属。此类型有 6 属，包括杏属 (*Siberian*)、鹤虱属 (*Lappula*) 等，该类型属数占总属数的 6.25%。

(13) 东亚（东喜马拉雅-日本）分布

东亚分布属是指从东喜马拉雅一直分布到日本的一些属，向东可达俄罗斯远东地区，向南一般不超过越南北部，向西北一般以我国各类森林分布区为边界，几乎都是森林区系。评价范围共有 4 属，占总属数的 4.17%，有胡枝子属 (*Lespedeza*)、黄华属 (*Thermopsis*)、扁蓿豆属 (*Melissitus*) 等。

由以上分析可见，评价范围种子植物属（世界分布属除外）中，温带分布的 80 属，占总属数的 83.34%，居绝对优势地位，说明评价范围植物区系以温带成分为主导，热带成分等有一定的渗透，反映了评价范围植物温带性质十分明显，在植物区系发生过程中，与热带有着一定的联系。并且出现了特种属分布现象，说明该区域在植物演替、发展过程中具有一定程度的间断性。

3、植被类型

根据植被的建群种、地形地势、水分条件、土壤类型等外貌与结构等因子，按照《中国植被》和《中国小兴安岭植被》对植被划分标准，将调查范围地区植被划分为 3 个植被型组，即森林、灌丛、草甸，包括 5 个植被型，5 个植被亚型，6 个群系。

本项目共占用草甸 78.99hm²，其中占用羊草草甸 41.07hm²，占用大叶章草甸

27.65hm²，占用杂类草草甸 10.27hm²。评价范围内植被类型情况具体详见表 4.3-38 与附图。

表 4.3-38 评价范围内植被类型情况表

植被型组	植被型	植被亚型	群系（群丛）	分布区域	工程占用情况	
					面积/hm ²	比例/%
森林	落叶阔叶林	温性落叶阔叶林	旱柳林	成片状分布在评价范围	-	-
			山杨林	成条状分布在评价范围	-	-
草甸	根茎草类草地	根茎草类典型草甸	羊草草甸	广泛分布于评价范围东侧	41.07	2.07
			大叶章草甸	广泛分布于评价范围北侧	27.65	3.05
	杂类草草地	杂类草典型草甸	杂类草草甸	零星分布于评价范围，多在北侧和东侧	10.27	3.69
	草本与苔藓沼泽	草本沼泽	芦苇沼泽	多分布于评价范围中部	-	-

（1）旱柳林

旱柳是一种落叶乔木，树高可达 18-25 米，树冠呈广圆形或卵圆形，枝条柔软，树形优美。其叶片为披针形，边缘有细锯齿，春季嫩叶鲜绿，秋季叶色金黄，观赏性极佳。

旱柳林主要分布于中国东北、华北平原、西北黄土高原，西至甘肃、青海，南至淮河流域及浙江、江苏等地。它常生长在河岸、湖滩、沟谷湿地等水分条件较好的区域，在洞庭湖等大型湖泊的湖岸过渡带也形成了大面积的群落，对固沙保土、防浪护岸起着关键作用。

（2）山杨林

山杨林是寒温带和温带地区常见的次生落叶阔叶林。这类森林多见于东北、华北及西南山地的采伐迹地或火烧迹地，土壤以暗棕壤或灰化土为主。其林冠稀疏，林下光照充足，灌木层（如杜鹃、柳属）和草本层（如苔草、禾草）发育较好。

山杨林具有重要的生态恢复功能，能快速覆盖裸露土地、改善土壤条件，并为后续物种演替创造条件。其木材可用于造纸、人造板等工业；树皮和枝叶还具有药用价值。该类森林稳定性较差，通常会逐步演替为更稳定的针阔混交林。

（3）羊草草甸

羊草草甸是以羊草为优势种的典型草原草甸，主要分布于中国北方半干旱地区的平

原、丘陵和河滩。羊草耐旱、耐盐碱、耐践踏，根系发达，能形成密集的草皮层。常见伴生植物包括针茅、冰草、蒿属等旱生或中旱生草本植物。

这类草甸是重要的天然放牧场和割草场，饲用价值高，营养丰富，适宜饲养牛羊等家畜。同时它具有保持水土、防风固沙的生态功能。由于过度放牧和开垦，羊草草甸退化现象普遍，需通过轮牧、补播等措施进行恢复。

（4）大叶章草甸

大叶章草甸是以大叶章为建群种的湿生草甸，常见于中国东北三江平原、沼泽边缘及河滩等排水稍好的湿润地带。大叶章植株高大，叶片宽阔，喜湿润环境，常与小叶章、苔草、芦苇等湿生植物混生。土壤多为草甸土或沼泽化草甸土，季节性积水。

该类草甸可用作优质刈草场，干草产量高，适口性好；也是水禽和湿地动物的栖息地。但由于排水开垦或气候干旱化，大叶章草甸面积逐渐缩减，需加强湿地保护与水分管理以维持其生态功能。

（5）杂类草草甸

杂类草草甸是由多种草本植物组成的草甸类型，无明显优势种，常见于温带至亚热带的林缘、山地或河岸地带。其物种多样性高，主要包括禾本科、豆科、菊科、蔷薇科等植物，如早熟禾、紫花苜蓿、蒲公英、地榆等。土壤和水分条件差异较大，结构复杂。

这类草甸具有较高的生态价值和观赏性，能为传粉昆虫和小型动物提供丰富资源。部分种类可作牧草或药用，但整体经济利用强度较低。保护杂类草草甸对维持生物多样性和生态系统稳定性具有重要意义。

（6）芦苇沼泽

芦苇沼泽是以芦苇为优势种的典型湿地植被，广泛分布于中国各地的湖泊沿岸、河滩及滨海洼地等常年积水的浅水区域。芦苇植株高大密集，根系发达，常形成单一优势群落，或与香蒲、茭白等湿生植物伴生。土壤为沼泽土或泥炭土，厌氧环境特征明显。

芦苇沼泽具有重要生态功能，能净化水质、蓄洪防涝，并为水鸟提供繁殖和越冬场所。其芦苇秆可用于造纸、编织和建筑材料，嫩芽可作蔬菜。由于围垦造田和水资源开发，芦苇沼泽面临萎缩威胁，需通过湿地保护工程加强维护。

评价范围内植被类型详见表 4.3-39。

表 4.3-39 评价范围内植被类型统计表

序号	植被型组	植被类型	面积/hm2	占评价范围比例/%
1	森林	旱柳林	147.11	1.49
3		山杨林	349.37	3.55
4	草甸	羊草草甸	1986.93	20.19
5		大叶章草甸	906.86	9.21
6		杂类草草甸	278.13	2.83
7	沼泽	芦苇沼泽	284.46	2.89
合计			3952.86	40.16

上表共包含 6 种典型植被类型，总面积达 3952.86hm²，占评价范围总面积的 40.16%。评价范围内植被按植被型组划分为森林、草甸和沼泽三大类：森林类旱柳林和山杨林分别占评价范围比例 1.49%、3.55%；草甸类占评价范围比例最高（合计 32.23%），其中羊草草甸独占 20.19%；沼泽类占评价范围比例 2.89%，仅有芦苇沼泽一种。整体呈现以草甸为主导的植被空间分布特征。

4、植被覆盖度

基于 ArcGIS 软件，利用 Landsat8OLI_TIRS 中 2024 年 6 月的近红外波段和红光波段的卫星影像，计算得到 NDVI（归一化植被指数）。计算公式如下：

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

其中，NIR 为近红外波段的反射值，R 为红光波段的反射值。

通过波段运算得到植被覆盖度，并参考生态遥感相关文献进行分级。植被覆盖度计算方法如下：

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

其中，FVC 为植被覆盖度，NDVI 为所计算像元的 NDVI 值，NDVI_s 为完全无植被覆盖像元的 NDVI 值，NDVI_v 代表纯植被像元的 NDVI 值。

根据评价范围 NDVI 计算得到的植被覆盖度，评价范围植被覆盖度分级见表 4.3-40 和附图。

表 4.3-40 评价范围内植被覆盖度估算统计表

序号	植被覆盖度	面积/hm ²	比例/%
1	低植被覆盖度 (<10%)	3487.28	35.43

2	较低植被覆盖度 (10%-30%)	227.37	2.31
3	中度植被覆盖度 (30%-50%)	3305.19	33.58
4	较高植被覆盖度 (50%-70%)	2742.19	27.86
5	高植被覆盖度 (>70%)	80.71	0.82
合计		9842.74	100.00

根据上表,评价范围内低植被覆盖度(<10%)区域分布最广,占评价范围的 35.43%,主要为道路、水域、居住点和工矿仓储用地。中度植被覆盖度(30%-50%)和较高植被覆盖度(50%-70%)区域分别占评价范围的 33.58%和 27.86%,两区域分布主要为耕地、草地和林地;其次为较低植被覆盖度(10%-30%),占评价范围比例为 2.31%;高植被覆盖度区域(>70%)占评价范围比例为 0.82%,该区域主要为乔木林地。

评价范围内主要植被类型为旱柳林、山杨林、羊草草甸、大叶章草甸、杂类草草甸和芦苇沼泽等。评价范围内整体植被覆盖度处于中等水平,草甸和农田区域为评价范围内主要植被覆盖区域。

5、植物物种组成

通过实地踏勘和调查统计,评价范围共有维管植物 47 科 117 属 173 种,植物种类统计表见表 4.3-41。其中蕨类植物 1 科 1 属 3 种,种子植物 46 科 116 属 170 种,植物名录详见表 4.3-42。

表 4.3-41 评价范围维管植物种类组成

植物类别	科	属	种
蕨类植物	1	1	3
种子植物	46	116	170
合计	47	117	173

表 4.3-42 评价范围野生植物名录

序号	科名	属名	种名
1.	木贼科 Equisetaceae	木贼属 Equisetum	草问荆 <i>Equisetum pratense</i>
2.			木贼 <i>Equisetum hyemale</i>
3.			节节草 <i>Equisetum ramosissimum</i>

4.	杨柳科 Salicaceae	柳属 <i>Populus</i>	旱柳 <i>Salix matsudana</i>
5.	榆科 Ulmaceae	榆属 <i>Ulmus</i>	榆树 <i>Ulmus pumila</i>
6.	荨麻科 Urticaceae	荨麻属 <i>Urtica</i>	狭叶荨麻 <i>Urtica angustifolia</i>
7.	檀香科 Santalaceae	百蕊草属 <i>Thesium</i>	百蕊草 <i>Thesium chinense</i>
8.	蓼科 Polygonaceae	蓼属 <i>Persicaria</i>	两栖蓼 <i>Persicaria amphibia</i>
9.			春蓼 <i>Persicaria maculosa</i>
10.	苋科 Amaranthaceae	藜属 <i>Chenopodium</i>	尖头叶藜 <i>Chenopodium acuminatum</i>
11.			藜 <i>Chenopodium album</i>
12.		苋属 <i>Amaranthus</i>	苋 <i>Amaranthus tricolor</i>
13.		地肤属 <i>Bassia</i>	地肤 <i>Bassia scoparia</i>
14.	马齿苋科 Portulacaceae	马齿苋属 <i>Portulaca</i>	马齿苋 <i>Portulaca oleracea</i>
15.	睡莲科 Nymphaeaceae	睡莲属 <i>Nymphaea</i>	睡莲 <i>Nymphaea tetragona</i>
16.		芡实属 <i>Euryale</i>	芡实 <i>Euryale ferox</i> Salisb
17.	毛茛科 Ranunculaceae	唐松草属 <i>Thalictrum</i>	唐松草 <i>Thalictrum aquilegifolium</i>
18.			箭头唐松草 <i>Thalictrum simplex</i>
19.			蒙古唐松草 <i>Thalictrum petaloideum</i>
20.			展枝唐松草 <i>Thalictrum squarrosum</i>
21.	桦木科 Betulaceae	桦木属 <i>Betula</i>	白桦 <i>Betula platyphylla</i>
22.	十字花科 Cruciferae	播娘蒿属 <i>Descurainia</i>	播娘蒿 <i>Descurainia sophia</i>
23.		葶苈属 <i>Draba</i>	葶苈 <i>Draba nemorosa</i>
24.		独行菜属 <i>Lepidium</i>	独行菜 <i>Lepidium apetalum</i>

25.		焯菜属 <i>Rorippa</i>	风花菜 <i>Rorippa islandica</i>
26.	景天科 Crassulaceae	景天属 <i>Sedum</i>	费菜 <i>Sedum aizoon</i>
27.	蔷薇科 Rosaceae	委陵菜属 <i>Potentilla</i>	翻白委陵菜 <i>Potentilla discolor</i>
28.			委陵菜 <i>Potentilla chinensis</i>
29.			蔓委陵菜 <i>Potentilla flagellaris</i>
30.		李属 <i>Prunus</i>	稠李 <i>Prunus padus</i>
31.			欧李 <i>Prunus humilis</i>
32.		杏属 <i>Siberian</i>	山杏 <i>Siberian Apricot</i>
33.		地榆属 <i>Sanguisorba</i>	垂穗粉花地榆 <i>Sanguisorba tenuifolia</i>
34.			长叶地榆 <i>Sanguisorba officinalis</i>
35.		苹果属 <i>Malus</i>	山丁子 <i>Malus baccata</i>
36.		山楂属 <i>Crateagus</i>	山里红 <i>Crateagus pinnatifida</i>
37.			糙叶黄耆 <i>Astragalus scaberrimus</i>
38.			兴安黄耆 <i>Astragalus dahuricus</i>
39.	豆科 Fabaceae	锦鸡儿属 <i>Caragana</i>	小叶锦鸡儿 <i>Caragana microphylla</i>
40.		胡枝子属 <i>Lespedeza</i>	胡枝子 <i>Lespedeza bicolor</i>
41.		苜蓿属 <i>Medicago</i>	野苜蓿 <i>Medicago falcate</i>
42.			天蓝苜蓿 <i>Medicago lupulina</i>
43.		草木犀属 <i>Melilotus</i>	草木犀 <i>Melilotus suaveolens</i>
44.		山黧豆属 <i>Lathyrus</i>	五脉山黧豆 <i>Lathyrus quinquerivius</i>
45.		扁豆属 <i>Lablab</i>	扁豆 <i>Lablab purpureus</i>

46.		扁蓿豆属 <i>Melissitus</i>	扁蓿豆 <i>Melissitus ruthenica</i>
47.			山野豌豆 <i>Vicia amoena</i>
48.		野豌豆属 <i>Vicia</i>	广布野豌豆 <i>Vicia cracca</i>
49.			灰野豌豆 <i>Vicia cracca</i>
50.	牻牛儿苗科 Geraniaceae	牻牛儿苗属 <i>Erodium</i>	牻牛儿苗 <i>Erodium stephanianum</i>
51.	远志科 Polygalaceae	远志属 <i>Polygala</i>	远志 <i>Polygala tenuifolia</i>
52.			地锦草 <i>Euphorbia humifusa</i>
53.	大戟科 Euphorbiaceae	大戟属 <i>Euphorbia</i>	猫眼儿草 <i>Euphorbia lunulata</i>
54.		铁苋菜属 <i>Acalypha</i>	铁苋菜 <i>Acalypha australis</i>
55.	瑞香科 Thymelaeaceae	狼毒属 <i>Stellera</i>	狼毒 <i>Stellera chamaejasme</i>
56.	葡萄科 Vitaceae	葡萄属 <i>Vitis</i>	山葡萄 <i>Vitis amurensis</i>
57.	锦葵科 Malvaceae	苘麻属 <i>Abutilon</i>	苘麻 <i>Abutilon theophrasti</i>
58.		木槿属 <i>Hibiscus</i>	野西瓜苗 <i>Hibiscus trionum</i>
59.			堇菜 <i>Viola verecunda</i>
60.	堇菜科 Violaceae	堇菜属 <i>Viola</i>	早开堇菜 <i>Viola prionantha</i> Bunge
61.			裂叶堇菜 <i>Viola dissecta</i>
62.			紫花地丁 <i>Viola phillipina</i>
63.	千屈菜科 Lythraceae	千屈菜属 <i>Lythrum</i>	千屈菜 <i>Lythrum salicaria</i>
64.	菱科 Trapaceae	菱属 <i>Trapa</i>	四角菱 <i>Trapa quadrispinosa</i>
65.	小二仙草科 Haloragidaceae	狐尾藻属 <i>Myriophyllum</i>	狐尾藻 <i>Myriophyllum verticillatum</i>
66.	杉叶藻科 Hippuridaceae	杉叶藻属 <i>Hippuris</i>	杉叶藻 <i>Hippuris Vulgaris</i>

67.	伞形科 Umbelliferae	柴胡属 <i>Bupleurum</i>	大叶柴胡 <i>Bupleurum longiradiatum</i>
68.		毒芹属 <i>Cicuta</i>	细叶毒芹 <i>Cicuta virosa</i>
69.			毒芹 <i>Cicuta virosa</i>
70.		蛇床属 <i>Cnidium</i>	蛇床 <i>Cnidium monnieri</i>
71.		防风属 <i>Saposhnikovia</i>	防风 <i>Saposhnikovia divaricata</i>
72.	报春花科 Primulaceae	椴属 <i>Tilia</i>	辽椴 <i>Tilia mandshurica</i>
73.		珍珠菜属 <i>Lysimachia</i>	狼尾巴花 <i>Lysimachia barystachys</i>
74.			黄连花 <i>Lysimachia davurica</i>
75.	龙胆科 Gentianaceae	龙胆属 <i>Gentiana</i>	丛生龙胆 <i>Gentiana thunbergii</i>
76.		獐牙菜属 <i>Swertia</i>	东北獐牙菜 <i>Swertia veratroides</i>
77.	夹竹桃科 Apocynaceae	白前属 <i>Vincetoxicum</i>	合掌消 <i>Vincetoxicum amplexicaule</i>
78.	茜草科 Rubiaceae	茜草属 <i>Rubia</i>	林生茜草 <i>Rubia sylvatica</i>
79.			茜草 <i>Rubia cordifolia</i>
80.		拉拉藤属 <i>Galium</i>	蓬子菜 <i>Galium verum</i>
81.	旋花科 Convolvulaceae	打碗花属 <i>Calystegia</i>	打碗花 <i>Calystegia hedracea</i>
82.		旋花属 <i>Convolvulus</i>	中国旋花 <i>Convolvulus chinensis</i>
83.	紫草科 Boraginaceae	鹤虱属 <i>Lappula</i>	东北鹤虱 <i>Lappula redowskii</i>
84.		琉璃草属 <i>Cynoglossum</i>	大果琉璃草 <i>Cynoglossum jivaricatum</i>
85.		砂引草属 <i>Messerschidia</i>	砂引草 <i>Messerschidia sibirica</i>
86.	唇形科 Labiatae	水棘针属 <i>Amethystea</i>	水棘针 <i>Amethystea caerulea</i>
87.		香薷属 <i>Elsholtzia</i>	香薷 <i>Elsholtzia. ciliate</i>

88.		益母草属 <i>Leonurus</i>	细叶益母草 <i>Leonurus sibiricus</i>
89.			益母草 <i>Leonurus japonicus</i>
90.		地瓜苗属 <i>Lycopus</i>	地瓜苗 <i>Lycopus lucidus</i>
91.		薄荷属 <i>Mentha</i>	薄荷 <i>Mentha. haplocalyx</i>
92.		糙苏属 <i>Phlomis</i>	块茎糙苏 <i>Phlomis tuberosa</i>
93.		黄芩属 <i>Scutellaria</i>	黄芩 <i>Scutellaria baicalensis</i>
94.			并头黄芩 <i>Scutellaria scordifolia</i>
95.	茄科 Solanaceae	茄属 <i>Solanum</i>	龙葵 <i>Solanum nigrum</i>
96.	车前科 Plantaginaceae	车前属 <i>Plantago</i>	车前 <i>Plantago asiatica</i>
97.	忍冬科 Caprifoliaceae	败酱属 <i>Patrinia</i>	败酱 <i>Patrinia scabiosaefolia</i>
98.	桔梗科 Campanulaceae	桔梗属 <i>Platycodon</i>	桔梗 <i>Platycodon grandiflorum</i>
99.		沙参属 <i>Adenophora</i>	长白沙参 <i>Adenophora pereskiiifolia</i>
100.			长柱沙参 <i>Adenophora stenanthina</i>
101.			石沙参 <i>Adenophora polyantha</i>
102.	菊科 Compositae	紫菀属 <i>Asterae</i>	园苞紫菀 <i>Asterae maackii</i>
103.			紫菀 <i>Asterae tataricus</i>
104.		东风菜属 <i>Doellingeria</i>	东风菜 <i>Doellingeria scaber</i>
105.		飞蓬属 <i>Erigeron</i>	长茎飞蓬 <i>Erigeron elongatus</i>
106.		马兰属 <i>Kalimeris</i>	全叶马兰 <i>Kalimeris integrifolia</i>
107.		女菀属 <i>Turczaninowia</i>	女菀 <i>Turczaninowia fastigiata</i>
108.		旋覆花属 <i>Inula</i>	旋覆花 <i>Inula japonica</i>

109.			线叶旋覆花 <i>Inula linariaefolia</i>
110.			日本旋覆花 <i>Inula linariaefolia</i>
111.			柳叶旋复花 <i>Inula salicina</i>
112.			裂叶蒿 <i>Artemisia tanacetifolia</i>
113.			艾蒿 <i>Artemisia argyi</i>
114.		蒿属 <i>Artemisia</i>	白毛蒿 <i>Artemisia lagocephala</i>
115.			大籽蒿 <i>Artemisia sieversiana</i>
116.			黄花蒿 <i>Artemisia annua</i>
117.			矮蒿 <i>Artemisia lancea</i>
118.		鸦葱属 <i>Scorzonera</i>	鸦葱 <i>Scorzonera glabra</i>
119.			丝叶鸦葱 <i>Scorzonera curvata</i>
120.		兔儿伞属 <i>Syneilesis</i>	兔儿伞 <i>Syneilesis aconitifolia</i>
121.		蓟属 <i>Cirsium</i>	刺儿菜 <i>Cirsium segetum</i>
122.			大刺儿菜 <i>Cirsium setosum</i>
123.			碱地凤毛菊 <i>Saussurea runcinata</i>
124.		凤毛菊属 <i>Saussurea</i>	齿叶凤毛菊 <i>Saussurea neoserrata</i>
125.			驴耳凤毛菊 <i>Saussurea grandifolia</i>
126.		橐吾属 <i>Ligularia</i>	全缘橐吾 <i>Ligularia. mongolica</i>
127.			苦菜 <i>Ixeris chinensis</i>
128.		苦苣菜属 <i>Ixeris</i>	苦苣菜 <i>Sonchus oleraceus</i>
129.			苣荬菜 <i>Sonchus brachyotus</i>

130.		莴苣属 <i>Lactuca</i>	山莴苣 <i>Lactuca sibirica</i>
131.			莴苣 <i>Lactuca sativa</i> L.
132.		蒲公英属 <i>Taraxacum</i>	华蒲公英 <i>Taraxacum sinicum</i>
133.			蒲公英 <i>Taraxacum mongolicum</i>
134.		毛连菜属 <i>Picris</i>	兴安毛连菜 <i>Picris dahurica</i>
135.	藜芦科 Melanthiaceae	藜芦属 <i>Veratrum</i>	藜芦 <i>Veratrum. nigrum</i>
136.	雨久花科 Pontederiaceae	雨久花属 <i>Monochoria</i>	雨久花 <i>Monochoria korsakowii</i>
137.	鸢尾科 Iridaceae	鸢尾属 <i>Iris</i>	马蔺 <i>Iris lactea</i>
138.			细叶鸢尾 <i>Iris tenuifolia</i>
139.	灯芯草科 Juncaceae	灯芯草属 <i>Juncus</i>	灯芯草 <i>Juncus effusus</i>
140.	鸭跖草科 Commelinaceae	鸭跖草属 <i>Commelina</i>	鸭跖草 <i>Commelina communis</i>
141.	禾本科 Gramineae	芦苇属 <i>Phragmites</i>	芦苇 <i>Phragmites australis</i>
142.		隐子草属 <i>Cleistogenes</i>	糙隐子草 <i>Cleistogenes squarrosa</i>
143.		虎尾草属 <i>Chloris</i>	虎尾草 <i>Chloris virgata</i>
144.		雀麦属 <i>Bromus</i>	无芒雀麦 <i>Bromus. inermis</i>
145.		羊茅属 <i>Festuca</i>	羊茅 <i>Festuca ovina</i>
146.		早熟禾属 <i>Poa</i>	草甸早熟禾 <i>Poa pratensis</i>
147.		碱茅属 <i>Puccinellia</i>	朝鲜碱茅 <i>Puccinellia chinampoensis</i>
148.			微药碱茅 <i>Puccinellia micrandra</i>
149.			星星草 <i>Puccinellia tenuiflora</i>
150.		赖草属 <i>Aneurolepidium</i>	羊草 <i>Aneurolepidium chinense</i>

151.		大麦属 <i>Hordeum</i>	短芒大麦草 <i>Hordeum brevisulatum</i>
152.		野青茅属 <i>Deyeuxia</i>	大叶章 <i>Deyeuxia purpurea</i>
153.		狗尾草属 <i>Setaria</i>	狗尾草 <i>Setaria viridis</i>
154.		菖蒲属 <i>Acorus</i>	菖蒲 <i>Acorus calamus</i>
155.		浮萍属 <i>Lemna</i>	浮萍 <i>Lemna minor</i>
156.		黑三棱属 <i>Sparganium</i>	黑三棱 <i>Sparganium coreanum</i>
157.	香蒲科 Typhaceae	香蒲属 <i>Typha</i>	狭叶香蒲 <i>Typha angustifolia</i>
158.			宽叶香蒲 <i>Typha latifolia</i>
159.	莎草科 Cyperaceae	羊胡子草属 <i>Eriophorum</i>	羊胡子草 <i>Eriophorum vaginatum</i>
160.		三棱草属 <i>Bolboschoenus</i>	扁秆荆三棱 <i>Bolboschoenus planiculmis</i>
161.		蔗草属 <i>Scirpus Linn.</i>	水葱 <i>Scirpus tabernaemontani</i>
162.		莎草属 <i>Cyperus</i>	旋鳞莎草 <i>Cyperus michelianus</i>
163.			异花莎草 <i>Cyperus difformis</i>
164.			头状穗莎草 <i>Cyperus glomeratus</i>
165.			沼生水莎草 <i>Cyperus limosus</i>
166.			水莎草 <i>Cyperus serotinus</i>
167.		水蜈蚣属 <i>Kyllinga Rottb.</i>	水蜈蚣 <i>Kyllinga brevifolia</i>
168.		扁莎属 <i>Pycnus</i>	球穗扁莎 <i>Pycnus globosus</i>
169.		薹草属 <i>Carex</i>	寸草薹 <i>Carex duriuscula</i>
170.			灰脉薹草 <i>Carex appendiculata</i>
171.			瘤囊薹草 <i>Carex schmidtii</i>

172.			白颖薹草 <i>Carex duriuscula</i> subsp. <i>rigescens</i>
173.			黄囊薹草 <i>Carex korshinskyi</i>

5、重要野生植物

根据《中华人民共和国野生植物保护条例》（2017 年 10 月 7 日修订），国家重点保护野生植物分为国家一级保护野生植物和国家二级保护野生植物。据国家林业和草原局、农业农村部编制，经国务院批准，2021 年 8 月 7 日将调整后的《国家重点保护野生植物名录》正式向社会发布。2025 年 2 月 27 日，经黑龙江省政府批准，黑龙江省林业和草原局发布《黑龙江省重点保护野生植物名录（第一批）》。本报告所指的“重要物种”为《国家重点保护野生植物名录（2021 年第 15 号）》《黑龙江省重点保护野生植物名录（第一批）》以及《中国生物多样性红色名录》中列为极危、濒危、易危和特有种的物种。评价范围内无国家重点保护野生植物。

6、外来入侵物种情况

经过实地调查及资料收集，辅以外来入侵物种名单的资料检索等调查方法，工程占地范围及评价范围内未发现外来入侵野生植物物种。

4.3.5.4 动物资源现状调查

1、动物区系

本区域在中国动物地理区划上，属于古北界—东北亚界—东北区。评价范围总体看由森林组成，生物物种较为丰富，一部分为广布种，分布区域广泛，另一部分物种分布在古北界。动物区系组成详见表 4.3-43 至表 4.3-46。

表 4.3-43 评价范围哺乳类区系组成

名称	种数	区系分布					
		古北界		东洋界		广布	
		种数	比例/%	种数	比例/%	种数	比例/%
食肉目	2	2	100.00	0	0	0	
啮齿目	10	6	60.00	0	0	4	40.00
劳亚食虫目	1	1	100.00	0	0	0	0
翼手目	2	2	100.00	0	0	0	0

合计	15	11	73.33	0	0	4	26.67

表 4.3-44 评价范围鸟类区系组成

名称	种数	区系分布					
		古北种		东洋种		广布种	
		种数	比例(%)	种数	比例(%)	种数	比例(%)
鸡形目	2	0	0	0	0	2	100.00
鸛鷀目	2	1	50.00	0	0	1	50.00
鯉鳥目	1	0	0	0	0	1	100.00
啄木鳥目	5	0	0	0	0	5	100.00
雁形目	1	1	100.00	0	0	0	0
雀形目	30	17	56.67	1	3.33	12	40.00
合计	41	19	46.34	1	2.44	21	51.22

表 4.3-45 评价范围两栖类区系组成

名称	种数	区系分布					
		古北种		东洋种		广布种	
		种数	比例(%)	种数	比例(%)	种数	比例(%)
无尾目	6	5	83.33	0	0	1	16.67
合计	6	5	83.33	0	0	1	16.67

表 4.3-46 评价范围爬行类区系组成

名称	种数	区系分布					
		古北种		东洋种		广布种	
		种数	比例(%)	种数	比例(%)	种数	比例(%)
有鳞目	3	2	66.67	0	0	1	33.33
合计	3	2	66.67	0	0	1	33.33

2、动物物种组成

项目评价范围内共有野生动物 18 目 40 科 78 种，其中哺乳类有 4 目 9 科 18 种，鸟类 12 目 25 科 51 种，两栖类 1 目 3 科 6 种，爬行类 1 目 3 科 3 种。动物种类组成统计表详见表 4.3-47。

表 4.3-47 评价范围动物种类组成

类别	哺乳类	鸟类	两栖类	爬行类	合计
目	4	12	1	1	18
科	7	25	3	3	40
种	15	51	6	3	78

3、哺乳类

经调查及综合历史文献，本区哺乳类以寒温带种类为主，工程评价范围内共有哺乳类动物 15 种，分属 4 目 7 科，哺乳类名录详见表 4.3-48。

表 4.3-48 评价范围内哺乳类名录

序号	中文名	拉丁名	保护级别	红色名录	生境	数量	区系
一	食肉目	Carnivora					
(一)	鼬科	Mustelidae					
1	亚洲狗獾	Meles leucurus		NT	2.3.4	+	P
2	黄腹鼬	Mustela kathiah		NT	3.4	+++	P
二	啮齿目	Rodentia					
(二)	松鼠科	Sciuridae					
3	北花松鼠	Tamias sibiricus		LC	3.4	+	C
4	花鼠	Eutamias sibiricus		LC	3.4	++	C
(三)	鼠科	Muridae					
5	巢鼠	Micromys minutus		LC	2.4.5	++	P
6	黑线姬鼠	Apodemus agrarius		LC	2.3.5	+++	P
7	褐家鼠	Rattus norvegicus		LC	2.3.4.5.6	+++	C
8	小家鼠	Mus musculus		LC	2.3.4.5.6	++	C
(四)	仓鼠科	Cricetidae					
9	黑线仓鼠	Cricetulus barabensis		LC	3.5	+++	P
10	大仓鼠	Cricetulus triton		LC	3.5	++	P
11	东方田鼠	Alexandromys fortis		LC	4	++	P
(五)	鼯鼠科	Spalacidae					
12	东北鼯鼠	Myospalax psilurus		LC	4	+	P
三	劳亚食虫目	Eulipotyphla					

序号	中文名	拉丁名	保护级别	红色名录	生境	数量	区系
(六)	獭科	Erinaceidae					
13	达乌尔獭	Mesechinus dauuricus		LC	3.4	+	P
四	翼手目	Chiroptera					
(七)	蝙蝠科	Vespertilionidae					
14	双色蝙蝠	Vespertilio murinus		LC	3.4	++	P
15	东方蝙蝠	Vespertilio sinensis		LC	3.4.6	++	P

注：保护级别：I—国家一级重点保护种类；II—国家二级重点保护种类；III—黑龙江省重点保护野生动物。

红色名录：CR—极危；EN—濒危；VU—易危；NT—近危；LC—无危。

生 境：1—水域；2—沼泽；3—草甸；4—林地；5—农田；6—居民区。

数 量：+++—优势种；++—常见种；+—稀有种。

区 系：P—古北种；O—东洋种；C—广布种。

其中，食肉目 2 种，占 13.33%，啮齿目 10 种，占 66.67%；劳亚食虫目 1 种，占 6.67%；翼手目 2 种，占 13.33%。从种类分布来看，啮齿目种类最多，约占居全区兽类种数 2/3，食肉目、劳亚食虫目、翼手目种类相对较少。优势种有黑线姬鼠（*Apodemus agrarius*）、褐家鼠（*Rattus norvegicus*）、黑线仓鼠（*Citellus dauricus*）。哺乳类种类组成详见表 4.3-49。

表 4.3-49 评价范围哺乳类种类组成

名称	科数	种数	种数占比/%
食肉目	1	2	13.33
啮齿目	4	10	66.67
劳亚食虫目	1	1	6.67
翼手目	1	2	13.33
合计	7	15	100.00

4、鸟类

经调查及文献统计，该区共有鸟类 6 目 19 科 41 种，鸟类种类组成详见表 3-7-8，鸟类名录见表 3-7-9。其中，有鸡形目鸟类 1 科 2 种，占全区总数的 4.88%；鸛鹬目鸟类有 1 科 2 种，占全区总数的 2.44%；鲑鸟目和雁形目鸟类均有 1 科一种，占全区总数的 2.44%；啄木鸟目鸟类有 1 科 5 种，占全区 12.20%；雀形目有 14 科 30 种，占全区总数的 73.17%。

表 4.3-50 评价范围鸟类种类组成

序号	名称	科数	种数	种数占比/%
1	鸡形目	1	2	4.88
2	鸕鷀目	1	2	4.88
3	鲑鸟目	1	1	2.44
4	啄木鸟目	1	5	12.20
5	雁形目	1	1	2.44
6	雀形目	14	30	73.17
合计		19	41	100.00

表 4.3-51 评价范围内鸟类名录

序号	中文名	拉丁名	生境	数量	居留型	区系	保护级别
一	鸡形目	Galliformes					
(一)	雉科	Phasianidae					
1	环颈雉	Phasianus colchicus	WGF	+++	R	C	LC
2	鹌鹑	Coturnix japonica	FG	++	R	C	LC
二	鸕鷀目	Podicipediformes					
(二)	鸕鷀科	Podicedidae					
3	小鸕鷀	Tachybaptus ruficollis	W	+	S	C	LC
4	凤头鸕鷀	Podiceps cristatus	W	+++	S	P	LC
三	鲑鸟目	Suliformes					
(三)	鸕鹚科	Phalacrocoracidae					
5	普通鸕鹚	Phalacrocorax carbo	WM	++	S	C	LC
四	啄木鸟目	Piciformes					
(四)	啄木鸟科	Picidae					
6	灰头绿啄木鸟	Picus canus	FGRL	+	R	C	LC
7	小斑啄木鸟	Dendrocopos minor	FRL	O	R	C	LC
8	大斑啄木鸟	Dendrocopos major	F	++	R	C	LC
9	赤胸啄木鸟	Dryobates cathpharius	F	++	R	C	LC
10	蚁鴂	Jynx torquilla	FRL	+	R	C	LC
五	雁形目	ANSERIFORMES					

(五)	鸭科	Anatidae					
11	绿头鸭	Anas platyrhynchos	MGF	+	S	P	LC
六	雀形目	Passeriformes					
(六)	鸦科	Corvidae					
12	小嘴乌鸦	Corvus orientalis	GLFR	+++	R	C	LC
13	灰喜鹊	Cyanopica cyana	GLF	+++	R	C	LC
14	喜鹊	Pica pica	GLF	+++	R	C	LC
15	北噪鸦	Perisoreus infaustus	F	++	R	C	NT
16	松鸦	Garrulus glandarius	FG	++	R	C	LC
17	大嘴乌鸦	Corvus macrorhynchos	FG	++	R	C	LC
18	渡鸦	Corvus corax	F	+	R	C	LC
(七)	山雀科	Paridae					
19	大山雀	Parus major	F	++	R	C	LC
20	煤山雀	Parus ater	F	+	R	C	LC
21	沼泽山雀	Parus palustris	MF	++	R	P	LC
(八)	苇莺科	Acrocephalidae					
22	黑眉苇莺	Acrocephalus bistrigiceps	M	++	S	P	LC
(九)	燕科	Hirundinidae					
23	金腰燕	Cecropis daurica	GRL	+++	S	C	LC
(十)	柳莺科	Phylloscopidae					
24	黄腰柳莺	Phylloscopus proregulus	F	++	S	P	LC
25	极北柳莺	Phylloscopus borealis	F	++	S	P	LC
26	褐柳莺	Phylloscopus fuscatus	FRL	++	S	P	LC
(十一)	长尾山雀科	Aegithalidae					
27	北长尾山雀	Aegithalos caudatus	F	+++	R	P	LC
28	棕头鸦雀	Sinosuthora webbiana	FRL	++	R	C	LC
(十二)	鸱科	Sittidae					
29	普通鸱	Sitta europaea	F	+++	R	P	LC
(十三)	椋鸟科	Sturnidae					
30	灰椋鸟	Sturnus cineraceus	GF	++	S	P	LC

31	北椋鸟	<i>Agropsar sturninus</i>	F	+	S	P	LC
(十四)	鸫科	Turdidae					
32	斑鸫	<i>Turdus naumanni</i>	GLF	++	S	P	LC
(十五)	鹟科	Muscicapidae					
33	红喉姬鹟	<i>Ficedula albicilla</i>	F	++	S	P	LC
(十六)	雀科	Passeridae					
34	麻雀	<i>Passer montanus</i>	LFR	+++	R	C	LC
(十七)	鹡鸰科	Motacillidae					
35	灰鹡鸰	<i>Motacilla cinerea</i>	MGF	++	S	P	LC
36	白鹡鸰	<i>Motacilla alba</i>	MGF	+++	S	P	LC
(十八)	燕雀科	Fringillidae					
37	锡嘴雀	<i>Coccothraustes coccothraustes</i>	F	++	S	P	LC
38	长尾雀	<i>Uragus sibiricus</i>	F	++	R	P	LC
39	极北朱顶雀	<i>Acanthis hornemanni</i>	F	++	W	O	LC
(十九)	鹀科	Emberizidae					
40	黄喉鹀	<i>Emberiza elegans</i>	GL	++	S	P	LC
41	苇鹀	<i>Emberiza pallasi</i>	ML	++	S	P	LC

注：保护级别：I—国家一级重点保护种类；II—国家二级重点保护种类；III—黑龙江省重点保护野生动物。

红色名录：CR—极危；EN—濒危；VU—易危；NT—近危；LC—无危；DD—数据缺乏。

生 境：F—森林、灌丛；G—草甸；L—农田、荒地；M—沼泽；R—居民区；W—水域。

留 居：S—夏候鸟；R—留鸟；W—冬候鸟；P—旅鸟；O—迷鸟或文献记录种类。

区 系：P—古北种；O—东洋种；C—广布种。

在评价范围内的 41 种鸟类中，夏候鸟 18 种，占 43.90%；冬候鸟 1 种，占 2.44%；留鸟 22 种，占 53.66%，鸟类留居类型组成详见表 4.3-52。

表 4.3-52 评价范围内鸟类留居类型组成

留居类型	非雀形目		雀形目		总计	
	种数	占总数%	种数	占总数%	种数	占总数%
夏候鸟	4	9.76	14	34.15	18	43.90
冬候鸟	0	0	1	2.44	1	2.44
留鸟	7	17.07	15	36.59	22	53.66
总计	11	26.83	30	73.17	41	100.00

两栖类

经调查统计和文献记载，评价范围内两栖动物共有 1 目 3 科 6 种，详见表 4.3-53。其中，无尾目中黑龙江林蛙最常见，是优势种，夏季最常见的是东北雨蛙，在湿地中有相当大的数量。

表 4.3-53 评价范围内两栖动物名录

序号	中文名	拉丁名	保护级别	红色名录	生境	数量	区系
一	无尾目	ANURA					
(一)	蟾蜍科	Bufo					
1	花背蟾蜍	<i>Strauchbufo raddei</i>		NT	1.3	++	C
2	中华蟾蜍	<i>Bufo gargarizans</i>		LC	1.2	++	C
(二)	蛙科	Rana					
3	黑斑侧褶蛙	<i>Pelophylax nigromaculatus</i>		NT	1.3.4	++	C
4	黑龙江林蛙	<i>Rana amurensis</i>		NT	1.2.3	+++	P
(三)	雨蛙科	Hyla					
5	无斑雨蛙	<i>Dryophytes immaculata</i>		LC	3.4	++	C
6	东北雨蛙	<i>Hyla ussuriensis</i>		LC	1.2.3.4	++	C

注：保护级别：I—国家一级重点保护种类；II—国家二级重点保护种类；III—黑龙江省重点保护野生动物。

红色名录：CR—极危；EN—濒危；VU—易危；NT—近危；LC—无危；DD—数据缺乏。

生 境：F—森林、灌丛；G—草甸；L—农田、荒地；M—沼泽；R—居民区；W—水域。

留 居：S—夏候鸟；R—留鸟；W—冬候鸟；P—旅鸟；O—迷鸟或文献记录种类。

区 系：P—古北种；O—东洋种；C—广布种。

5、爬行类

经调查统计和文献记载，评价范围内爬行类动物有 1 目 3 科 3 种，爬行动物名录详见表 4.3-54。有鳞目（SQUAMATA）中的黑龙江草蜥是这里的常见种。这里较为常见的蛇类是乌苏里蝮，它们分布较广。

表 4.3-54 评价范围内爬行动物名录

序号	中文名	拉丁名	保护级别	红色名录	生境	数量	区系
一	有鳞目	SQUAMATA					
(一)	游蛇科	Colubridae					
1	白条锦蛇	<i>Elaphe dione</i>		LC	3.4	+	C
(二)	蝮科	Viperidae					

2	乌苏里蝮	<i>Gloydus ussuriensis</i>		NT	3.4	++	P
(三)	蜥蜴科	Lacertidae					
3	北草蜥	<i>Takydromus septentrionalis</i>		LC	3.4	+++	P

注：保护级别：I—国家一级重点保护种类；II—国家二级重点保护种类；III—黑龙江省重点保护野生动物。

红色名录：CR—极危；EN—濒危；VU—易危；NT—近危；LC—无危；DD—数据缺乏。

生 境：F—森林、灌丛；G—草甸；L—农田、荒地；M—沼泽；R—居民区；W—水域。

留 居：S—夏候鸟；R—留鸟；W—冬候鸟；P—旅鸟；O—迷鸟或文献记录种类。

区 系：P—古北种；O—东洋种；C—广布种。

6、重要野生动物

根据《国家重点保护野生动物名录》《中国生物多样性红色名录——脊椎动物卷》和《黑龙江省重点保护野生动物名录（第一批）》，评价范围内无重要野生动物。

7、外来入侵物种情况

经过实地调查及资料收集，辅以外来入侵物种名单的资料检索等调查方法，工程占地范围及评价范围内未发现外来入侵野生动物物种。

4.3.5.5 生态系统现状调查

1、评价范围生态系统分布

评价范围内包含森林、草地、湿地、农田、城镇、荒漠和其他等 7 种生态系统类型，主要生态系统类型为草地生态系统和农田生态系统，两种生态系统面积之和占评价范围总面积的 75%以上。评价范围内生态系统分布情况见附图及下表。

表 4.3-55 评价范围生态系统类型情况表

I 级代码	I 级分类	面积/hm ²	占评价范围比例/%	II 级代码	II 级分类	面积/hm ²	占评价范围比例/%
1	森林生态系统	496.48	5.04%	11	阔叶林	496.48	5.04
5	草地生态系统	3171.92	32.23%	31	草甸	3171.92	32.23
4	湿地生态系统	1112.03	11.3	41	沼泽	284.46	2.89
				42	湖泊	453.72	4.61
				43	河流	373.85	3.80
5	农田生态系统	4491.68	45.63	51	耕地	4479	45.51
				52	园地	12.68	0.13
6	城镇生态系统	550.83	5.6	61	居住地	132.67	1.35
				63	工矿交通	418.16	4.25

7	荒漠生态系统	18.47	0.19%	73	盐碱地	18.47	0.19
8	其他	1.33	0.01%	82	裸地	1.33	0.01
合计						9842.74	100.00

评价范围生态系统以农田和草地生态系统为主导，其中农田生态系统面积达 4491.68hm²，占比 45.63%，耕地为主要构成；草地生态系统面积 3171.92hm²，占比 32.23%，全部为草甸类型。湿地生态系统（1112.03hm²，11.3%）包含沼泽、湖泊和河流，森林生态系统（496.48hm²，5.04%）均为阔叶林。城镇生态系统（550.83hm²，5.6%）以工矿交通用地为主，荒漠和其他生态系统面积较小，分别占比 0.19%和 0.01%。整体呈现农业开发和自然生境交织的格局，人类活动对区域生态构成显著影响。

2、评价范围生物量

植被生物量是评估生态系统健康状况的重要指标。生物量的大小直接反映了植被的生长状况和生态系统的稳定性。生物量高意味着植被茂盛、生态系统健康，能够更有效地发挥生态服务功能。可根据相应的生态系统特征，测定相应区域内的生物量。通常有实测和估算两种方法，本研究参考方精云、刘国华等《我国森林植被的生物量和净生产量》（生态学报，1996 年）、谢宗强等《中国常见灌木生物量模型手册》（科学出版社，2018 年）与董利虎、李凤日等《东北林区主要树种及林分类型生物量模型》（科学出版社，2017 年），采用野外实地测量与生物量模型估算相结合的方法，对评价范围生物量进行估算，评价范围生物量情况详见表 4.3-56。

表 4.3-56 评价范围生物量统计表

序号	植被类型	面积 (hm ²)	单位面积生物量 (t/hm ² ·a)	生物量 (t/a)
1	旱柳林	147.11	176.31	25936.96
2	山杨林	349.37	98.93	34563.17
3	羊草草甸	1986.93	5.28	10490.99
4	大叶章草甸	906.86	3.11	2820.33
5	杂类草草甸	278.13	3.06	851.08
6	芦苇沼泽	284.46	9.56	2719.44
7	农田	4491.68	6.75	30318.84
8	水域	827.57	0.80	662.06
合计		9272.11	--	108362.87

上表统计了评价范围内生物量数据，总面积达 9272.11hm²，总生物量为 108362.87t/a。

其中，农田面积最大（4491.68hm²），但单位面积生物量较低（6.75t/hm²·a），其总生物量（30318.84t/a）仅次于山杨林；旱柳林虽然面积较小（147.11hm²），但单位面积生物量最高（176.31t/hm²·a），总生物量达 25936.96t/a，显示出高生产力特征。相比之下，草甸和沼泽类植被单位生物量普遍较低（3.06-9.56t/hm²·a），水域生物量最低（0.80t/hm²·a）。整体表明，森林植被（尤其是山杨林）是区域生物量的主要贡献者，而大面积农田和草甸的生物量输出效率相对较低。

3、评价范围生产力

以生产力作为评价指标对评价范围生态环境质量进行分析。

植被是生态环境中最重要、最敏感的自然要素，对生态系统变化及稳定起决定性作用，植被净生产力是指绿色植物在单位面积、单位时间内所累积的有机物数量，是由光合作用所产生的有机质总量中扣除自养呼吸后的剩余部分，它直接反映植物群落在自然环境条件下的生产能力，也是生态现状质量评价的重要参数。本次评价对评价范围生产力进行分析。

生态系统生产力评价的数据来源与实地调查、收集的现状资料结合，采用《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ 19-2022）附录 C 中推荐的 Miami 统计模型，并采用自然生态系统生产力的研究成果进行分析。

$$NPP_t = 3000 / (1 + e^{1.315 - 0.119T})$$

$$NPP_r = 3000 (1 - e^{-0.000664R})$$

式中：NPP_t-热量生产力，g/m²·a；

NPP_r-水分生产力，g/m²·a；

T-年平均温度，℃；

R-年降水量，mm。

本项目位于黑龙江省大庆市肇源县，地处松嫩平原，属于中温带大陆性季风气候。年平均温度约为 4.2℃，年平均降水量约为 450mm。

采用 Miami 模型计算评价范围所处区域植物热量生产力为 993.20g/m²·a，水分生产力为 1134.50g/m²·a，根据 Liebig 最小因子定律，取其低者作为最后结果，评价范围内植被初级净生产力可取植物热量生产力 993.20g/m²·a，评价范围生态系统具备一定的稳定性和抗外界干扰能力。

4.3.5.6 生物多样性

生物多样性是生物（动物、植物、微生物）与环境形成的生态复合体以及与此相关的各种生态过程的总和，包括生态系统、物种和基因三个层次。本项目从生态系统、物种两个层次进行评价。

评价范围内共记录维管植物 47 科 117 属 173 种，其中蕨类植物 1 科 1 属 3 种，种子植物 46 科 116 属 170 种。植物区系组成以温带成分为主导，属级分布区类型分析表明，温带分布属占总属数的 83.34%（北温带分布占 33.33%，全温带间断分布占 14.58%），热带分布属仅占 16.66%，反映出明显的温带性质。无重要野生植物，未发现外来入侵物种。植物物种多样性总体处于中等水平，以草甸和农田植被为主，森林植被虽种类较少但生物量贡献显著。

评价范围内共记录野生动物 18 目 40 科 78 种，包括哺乳类 4 目 7 科 15 种、鸟类 12 目 25 科 51 种、两栖类 1 目 3 科 6 种、爬行类 1 目 3 科 3 种。动物区系以古北界成分为主，哺乳类中古北种占比 73.33%，鸟类中古北种和广布种分别占 46.34%和 51.22%。无重要野生动物。生境以农田和草甸为主（合计占 77.86%），但特有种和濒危物种较少，未发现外来入侵动物物种。

评价范围内生态系统类型包括森林、草地、湿地、农田、城镇、荒漠等 7 类，以农田生态系统（45.63%）和草地生态系统（32.23%）为主导，湿地生态系统占 11.30%，森林生态系统仅占 5.04%。生态系统生产力采用 Miami 模型估算，热量生产力为 $993.20\text{g/m}^2\cdot\text{a}$ ，水分生产力为 $1134.50\text{g/m}^2\cdot\text{a}$ ，最终取热量生产力作为净初级生产力值，表明区域生态系统具备中等水平的物质积累能力和稳定性。生物量估算显示，森林生态系统（尤以旱柳林和山杨林为主）单位面积生物量最高（ $78.93\text{--}176.31\text{t/hm}^2\cdot\text{a}$ ），但受限于面积较小，总生物量贡献以农田为主（ 30318.84t/a ）。整体生态系统格局受人类活动显著影响，自然生境破碎化程度较高，但主要生态功能仍得以维持。

4.3.5.7 主要生态问题

本项目位于大庆市肇源县。

项目所在区域的生态功能区属于 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—1 嫩江下游湿地保护与沙化和盐渍化控制生态功能区。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。

主要生态问题为草地面积减少、草原沙化、碱化、退化现象严重，沙化动态仍呈扩展趋势。

4.3.5.8 生态现状评价小结

根据生态现状调查与评价结果，评价范围总面积为 9842.74hm²，涵盖森林、草甸、沼泽、农田等多种生态系统类型。植被调查共布设 18 个样方，覆盖旱柳林、山杨林、羊草草甸、大叶章草甸、杂类草草甸及芦苇沼泽等 6 种群落类型；野生动物调查置 12 条样线，涵盖乔木林、草甸、沼泽和农田等主要生境类型。植物区系分析表明，该区域种子植物属以温带成分为主（占 83.34%），反映出显著的温带性质。共记录维管植物 47 科 117 属 173 种，其中蕨类植物 3 种，种子植物 170 种；野生动物 18 目 40 科 78 种，包括哺乳类 15 种、鸟类 51 种、两栖类 6 种和爬行类 3 种。土地利用以农田和草地生态系统为主导，分别占总面积的 45.63%和 32.23%，湿地和森林生态系统分别占 11.30%和 5.04%。植被覆盖度以中低水平为主，其中低覆盖度（<10%）占 35.43%，中覆盖度（30%-50%）占 33.58%，高覆盖度（>70%）仅占 0.82%。生物量估算表明，森林生态系统（如旱柳林和山杨林）单位面积生物量最高（98.93–176.31t/hm²·a），但受限于面积较小，总生物量以农田生态系统为主（30318.84t/a）。生态系统净初级生产力为 993.20g/m²·a（基于 Miami 模型），表明区域具备中等水平的物质积累能力和生态稳定性。

评价范围内生物多样性总体处于中等水平。植物多样性以草甸和农田植被为主，无重要野生植物，未发现外来入侵植物。动物多样性以古北界成分为主，无重要野生动物。生境连通性中等，整体物种组成和分布受农业活动和自然生境破碎化影响显著。

区域生态系统以农田和草地为主体，森林和沼泽占比较低，人类活动对生态格局影响显著。森林生态系统虽面积较小，但生物量密度高，在碳储存和生物多样性维持方面具有重要作用；草甸和沼泽生态系统则承担着水源涵养、物种栖息等关键功能。主要生态问题包括草地面积减少、草原沙化、碱化和退化趋势明显，沙化扩展尚未得到有效遏制。生态敏感区保护需求突出，需重点关注水土保持、生物多样性维护及沙化控制等功能。整体而言，生态系统具备一定抗干扰能力，但脆弱性较高，需通过生态修复和可持续管理提升稳定性。

4.4 区域环境污染源调查

本工程为石油开采项目，位于黑龙江省大庆市肇源县内，隶属于新肇油田古 637 区块。经调查，本工程区域内原有井场永久性占地面积符合设计要求，井场地面均进行了平整，在临时占地范围内，地表进行了平整，区域内钻井临时占用的耕地已恢复耕种，已开发区域的生态得到一定程度的恢复。依托站场环境清洁，地面无油污，站内道路两侧和厂区院墙内外均已绿化，生态恢复较好。

通过现场调查，项目评价区域内主要为农田、林地、草地以及油田生产设施等，油田生产设施主要包括油井井场、集油管线、新肇联转油脱水站，周边无其他工业企业。

4.4.1 大气污染源调查

项目现有区块内大气污染源主要包括油井井场、集油管线原油集输过程、场站原油处理过程产生的烃类气体、场站加热装置燃烧烟气、井场等建设过程产生施工机械及运输车辆尾气。现有区域主要产生的废气污染物主要为非甲烷总烃、颗粒物、二氧化硫、氮氧化物等。

（1）烃类气体

统计研究区周边 11 口早期试油的探评井，平均日产油 4.8t，年产油 1752t，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，则现有新肇油田古 637 区块非甲烷总烃排放量为 2.48t/a。

（2）燃烧烟气

滚动开发区域内锅炉废气主要来自新肇联转油脱水站加热炉排放的烟气。根据现有工程污染物排放情况调查，区块内锅炉废气颗粒物排放量为 0.686t/a，NO_x 排放量为 6.804t/a，SO₂ 排放量为 2.48t/a。

（3）汽车尾气

由于项目的开发建设导致区内车辆、交通量增加，导致排放尾气增多，主要特征污染物为 CO、NO_x 和碳氢化合物，属于流动源。

4.4.2 水污染源调查

项目所在区块废水主要为产液分离产生的含油污水经过新肇联含油污水处理站处理后回注油层。运行期油井作业产生的作业废水通过源二联污水处理站处理后回注油层。

项目所在区域地表水污染源，主要为乡镇生活设施排放的生活污水、区域农业生产农药、化肥使用形成的面源，雨季随地表径流携带污染物汇入地表水和地下水环境。

根据现状监测数据可知，区域内地下水监测点位监测项目均能满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准；石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅱ类水体石油类限值（ $\leq 0.05\text{mg/L}$ ）。

4.4.3 噪声污染源调查

项目评价区域内噪声污染源主要为周边油田抽油机、运输车辆噪声等。根据现状监测数据可知，区域声环境能够满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中相应标准要求，声环境质量现状良好，依托场站厂界噪声可以满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准

4.4.4 固体废物污染源调查

根据现状调查分析，区域内场站清罐污泥产生量约为 2.31t/a，含油污泥定期交由大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处置，处理后用于油田作业区域通井路、井场建设等，要求满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）表 1 中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路；区域内场落地油全部回收暂存在敖南含油污泥贮存池，定期委托有资质单位处置。站共产生生活垃圾 31.7t/a，产生的生活垃圾集中收集后拉运至肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理

第五章 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 气候特点及污染气象特征

肇源国家气象观测站（50954）坐标为 E125.0814，N45.5047，海拔高度 127.5m，根据肇源气象站 2003-2024 年气象数据，该区域年平均气温 5.28℃,年平均气压 998.93hPa，年平均相对湿度 64.76%，年均降雨量 444.74mm，年平均风速 3m/s，多年平均静风出现频率 4.93%。多年平均统计见下表。

表 5.1-1 肇源气象站观测资料（2003~2024 年）统计表

项目	统计值	极值出现时间	极值
多年平均大风日数（天）	10.7	/	/
多年平均雷暴日数（天）	25	/	/
多年平均沙尘暴日数（天）	1.8	/	/
多年平均冰雹日数（天）	0.95	/	/
多年平均气压（hPa）	998.93	/	/
多年平均水汽压（hPa）	8.59	/	/
多年平均相对湿度（%）	64.76	/	/
多年平均气温(℃)	5.28	/	/
多年平均风速（m/s）	3	20090620	23.17
多年平均静风出现频率（%）	4.93	/	/
多年平均年降水量（mm）	444.74	/	/
多年平均最大日降水量（mm）	46.36	20210630	83.7
多年平均最低气温(℃)	-30.49	20180125	-35.4
多年平均最高气温(℃)	34.96	20190524	37.1
多年主导风向、风向频率（%）	WSW10.18	/	/

（2）风向及风频统计

根据肇源气象站 2003-2024 年风向风速资料统计，各月及年风向频率见表 5.1-3。肇源气象站 4 月平均风速最大，1 月风最小。肇源气象站主要风向为 SW、WSW、W，其中以 WSW 为主风向，占到全年 10.18%左右，各月风向频率玫瑰 见图 5.1-1

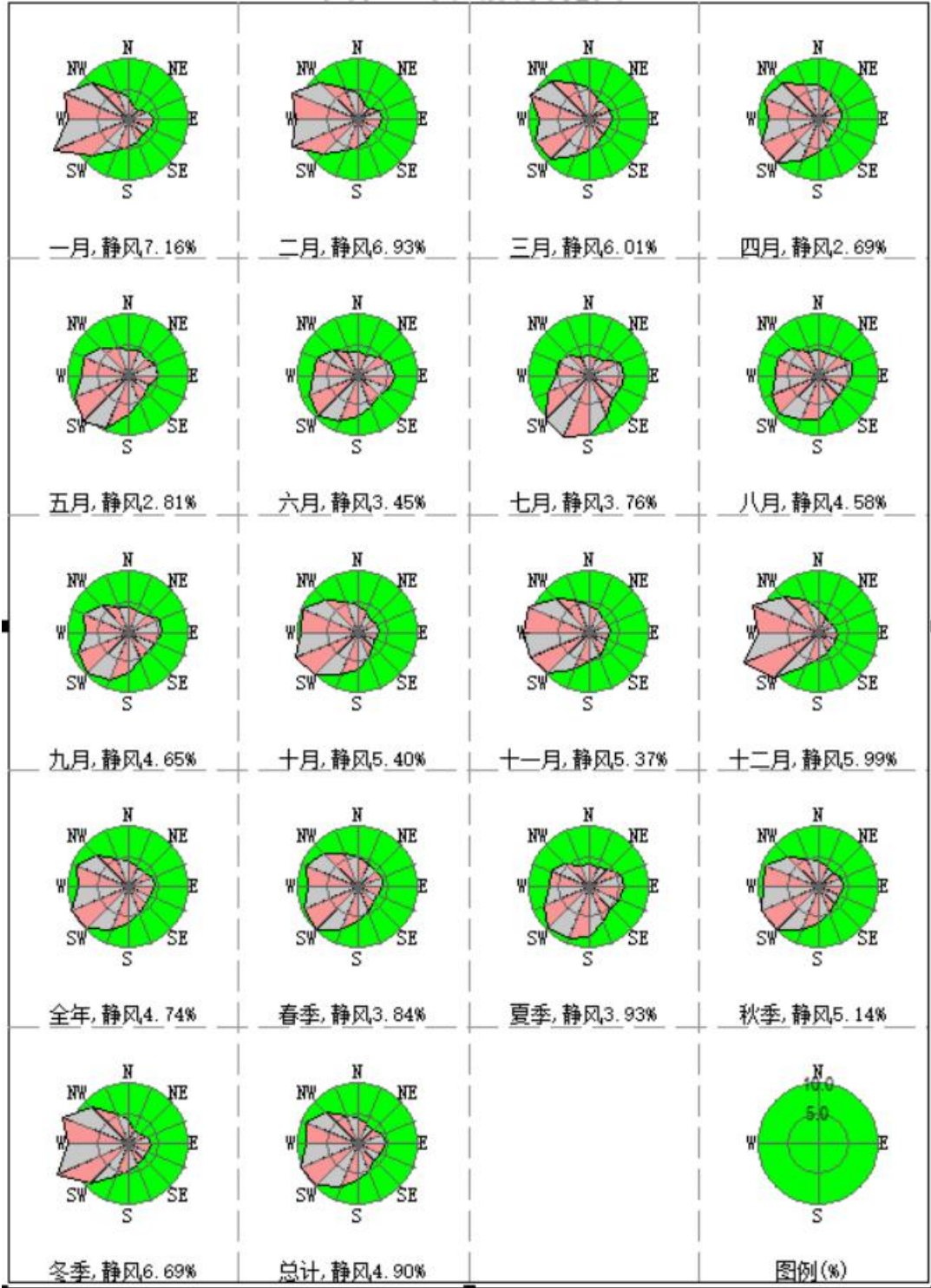


图 5.1-1 肇源气象站（2003-2024 年）各月风向频率玫瑰图

表 5.1-2 肇源气象站（2003-2024 年）各月及年风向风频统计

风 频% 月.年	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	N	静风
1	2.39	2.14	3.35	4.14	3.59	3.3	3.98	4.26	5.25	8.41	13.16	10.05	11.43	8.63	5.14	3.88	7.16

2	2.62	2.57	3.74	4.11	3.4	3.2	3.5	4.32	5.32	8.01	11.74	10.1	11.66	8.83	5.63	4.54	6.93
3	3.56	3.59	3.79	3.65	3.37	3.31	3.98	4.96	6.21	8.92	9.41	8.27	10.42	8.91	6.53	5.36	6.01
4	4.77	3.91	4.01	3.69	3.18	3.15	4.03	5.34	7.25	9.77	10.01	8.32	9.64	8.5	6.3	5.73	2.69
5	4.39	4.01	4.71	4.7	3.79	4.01	4.76	6.47	9.46	10.56	9.4	7.76	8.04	6.37	4.74	4.21	2.81
6	3.61	4.3	5.52	6.07	5.64	4.77	5.55	6.72	8.27	9.39	8.69	7.28	7.24	5.78	4.17	3.79	3.45
7	2.92	3.61	5.56	5.72	5.57	5.29	7.2	9.89	11.01	10.17	7.23	5.49	5.61	4.79	3.35	3.16	3.76
8	3.99	4.38	5.73	5.49	4.65	4.48	5.3	7.24	7.77	9.08	8.43	6.97	7.33	6.3	4.25	4.14	4.58
9	3.74	3.96	5.55	5.44	4.75	4.23	4.87	6.7	8.34	9.58	8.85	7.1	7.9	6.11	4.36	4.09	4.65
10	3.58	2.61	3.44	3.28	3.07	3.33	4.48	5.97	7.39	9.93	10.97	9.45	9.96	7.44	5.35	4.48	5.4
11	3.72	3.15	3.44	3.43	3.11	3.48	4.14	4.81	6.48	9.48	10.48	10.76	10.64	7.72	5.66	4.35	5.37
12	2.66	2.4	2.84	3.22	3.16	3.17	3.51	4.48	6.13	10.63	13.08	10.06	11.57	8.21	5.55	3.62	5.99
年	3.59	3.44	4.32	4.4	3.84	3.82	4.55	5.96	7.39	9.59	10.18	8.28	9.27	7.3	5.06	4.31	4.74

(3) 月平均气温

肇源气象站 07 月气温最高 (23.84℃),01 月气温最低 (-17.46℃),近 20 年极端最高气温出现在 2019 年 5 月 24 日 (37.1℃),近 20 年极端最低气温出现在 2018 年 1 月 25 日 (-35.4℃),月平均温度见表 5.1-4。

(4) 月降水量、平均风速、日照时数

肇源气象站 7 月降水量最大 (142.12 毫米), 1 月降水量最小 (1.48 毫米), 近 20 年极端最大日降水出现在 2019 年 8 月 8 日 (64.49 毫米)。肇源气象站 8 月日照最长 (281.04 小时), 12 月日照最短 (174.9 小时)。肇源气象站 4 月平均风速最大 (3.9m/s), 1 月平均风速最小 (2.42m/s)。累年各月降水量、风速、日照时数统计见表 5.1-3。

表 5.1-3 肇源气象站累年各月降水量、相对湿度、日照时数统计

月份	平均气温℃	降水量 mm	日照时数 h	平均风速 m/s
1	-17.46	2.16	184.73	2.34
2	-12.36	3.67	198.6	2.84
3	-2.09	6.71	236.37	3.4
4	8.05	12.64	233.38	4.08
5	15.94	50.76	242.42	3.83
6	21.58	87.63	223.71	3.05
7	23.84	113.77	209.88	2.6

8	22.07	89.15	219.9	2.48
9	16.14	49.28	223.1	2.76
10	7.09	13.63	205.14	3.05
11	-4.43	10.5	170.66	3.1
12	-14.9	4.87	167.83	2.62

（5）地面气象数据

收集了肇源气象站 2024 年 1 月 1 日 00 时至 12 月 31 日 23 时共计 8760 个小时的风向、风速、气温、总云量、低云量等五个指标的观测数据。受相同地理气候的影响和控制，其常规气象资料可以反映本项目区域基本气候特征，因而可以使用该气象站提供的 2022 年全年地面气象资料。

温度

肇源气象站 2024 年平均气温 5.64℃,最低月（1 月）平均气温为-16.89℃,最高月（7 月）平均气温为 24.77℃。。全年各月平均气温统计见下表。

表 5.1-4 2024 年平均温度月变化

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
温度 (℃)	-16.89	-13.31	-0.76	9.07	15.65	21.10	24.77	21.75	17.01	6.37	-2.79	-14.35

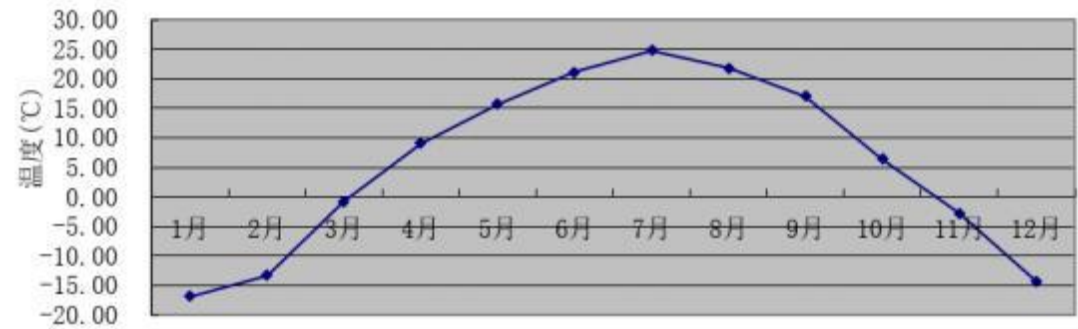


图 5.1-2 年平均温度的月变化图

2）风速

肇源气象站 2024 年各方向各月份风速变化见下表。可以看出，4 月份平均风速最高（4.37m/s），1 月份平均风速最低（2.20m/s），年平均风速 3.05m/s。

表 5.1-5 2024 年月平均风速的月变化

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
风速 (m/s)	2.20	2.54	3.31	4.37	3.56	3.03	2.42	2.76	2.98	2.86	3.26	3.30

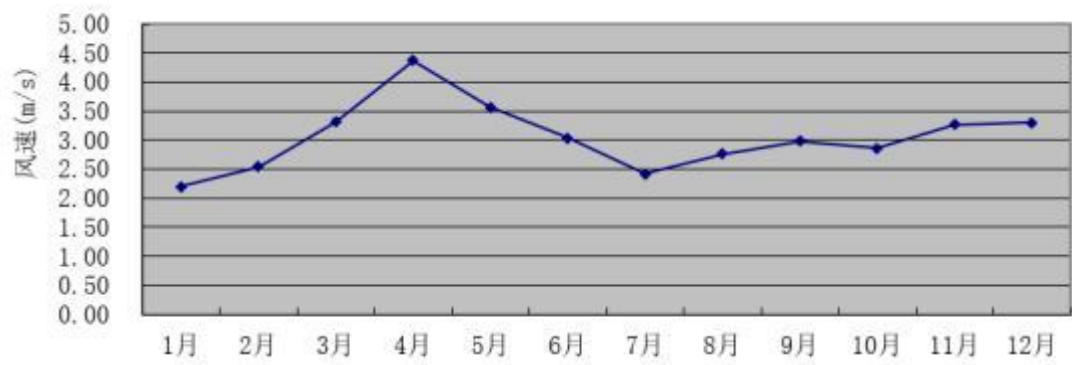


图 5.1-3 年平均风速的月变化

3) 季小时平均风速的日变化

肇源气象站 2024 年季小时平均风速的日变化见下表

表 5.1-6 2024 年季小时平均风速的日变化

风速 (m/s) 小 时(h)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
春季	3.17	3.05	2.99	2.99	3.05	3.10	3.59	4.23	4.65	4.94	4.99	5.14
夏季	2.11	2.17	2.08	2.06	2.18	2.34	2.74	3.01	3.29	3.51	3.69	3.88
秋季	2.47	2.56	2.57	2.62	2.54	2.59	2.63	3.17	3.55	3.86	4.17	4.26
冬季	2.24	2.14	2.23	2.23	2.17	2.28	2.24	2.47	2.85	3.40	3.61	3.91
春季	5.14	5.06	4.90	4.42	3.76	3.22	2.77	2.63	2.91	2.98	3.12	2.94
夏季	3.98	3.86	3.64	3.53	3.14	2.67	2.15	1.86	1.90	1.94	1.87	1.97
秋季	4.30	4.31	4.06	3.49	2.77	2.45	2.46	2.41	2.41	2.35	2.39	2.43
冬季	4.12	4.05	3.85	3.11	2.60	2.18	2.04	2.02	2.03	2.18	2.26	2.21

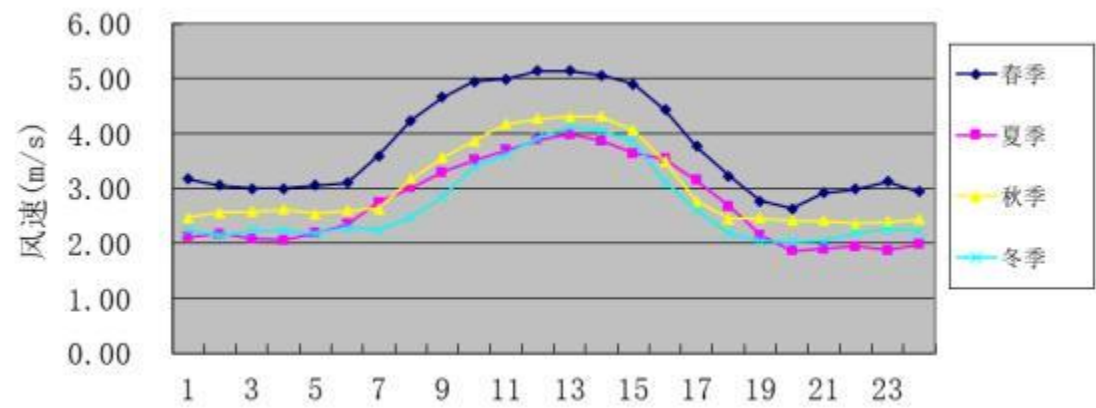


图 5.1-4 季小时平均风速的日变化

(4) 风向、风频

肇源气象站 2024 年平均各向风向、风频变化情况见下表，可以看出，全年主要以 WSW、W 风为主

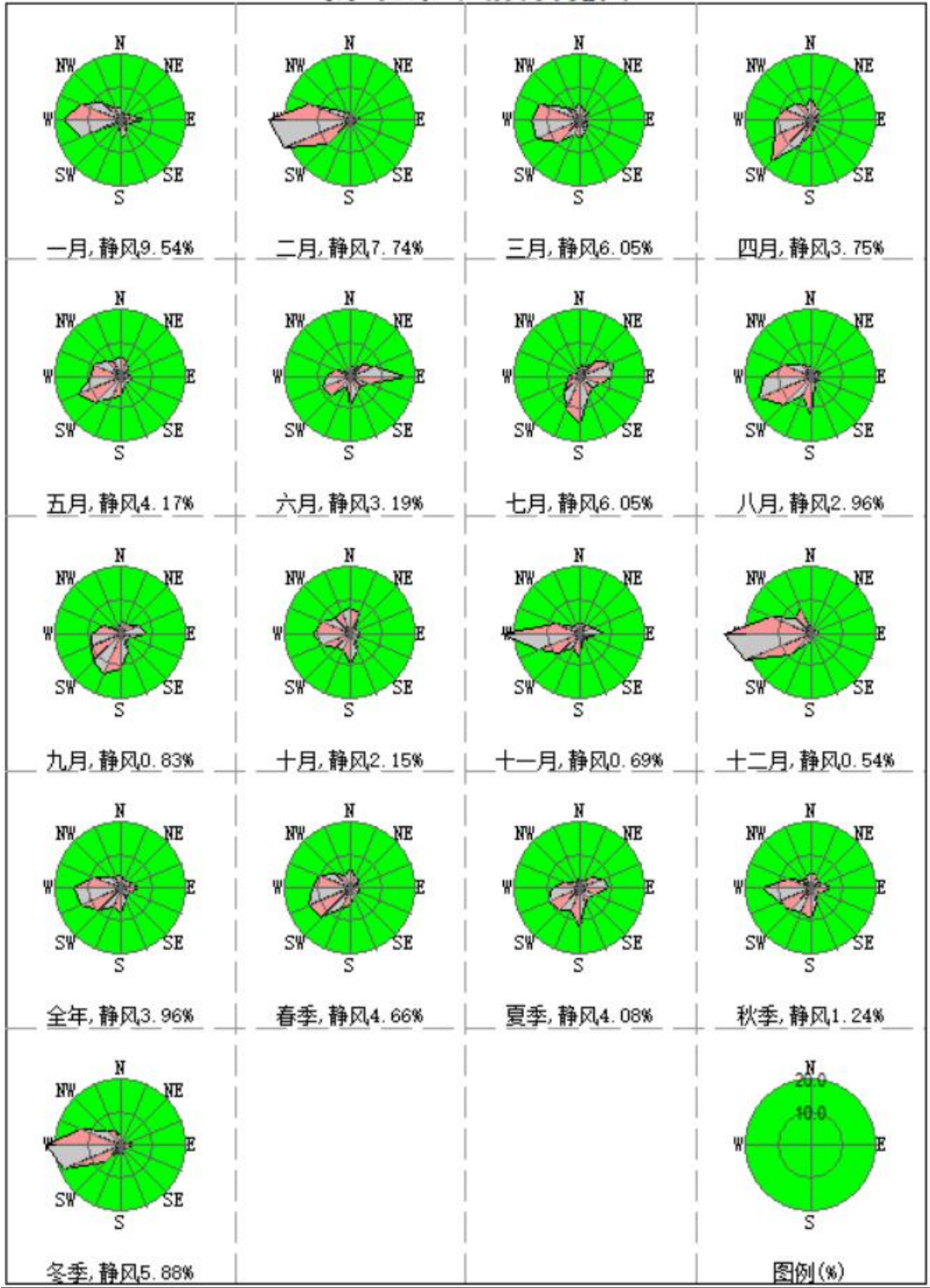


图 5.1-5 肇源气象站 2024 年各月风向频率玫瑰图

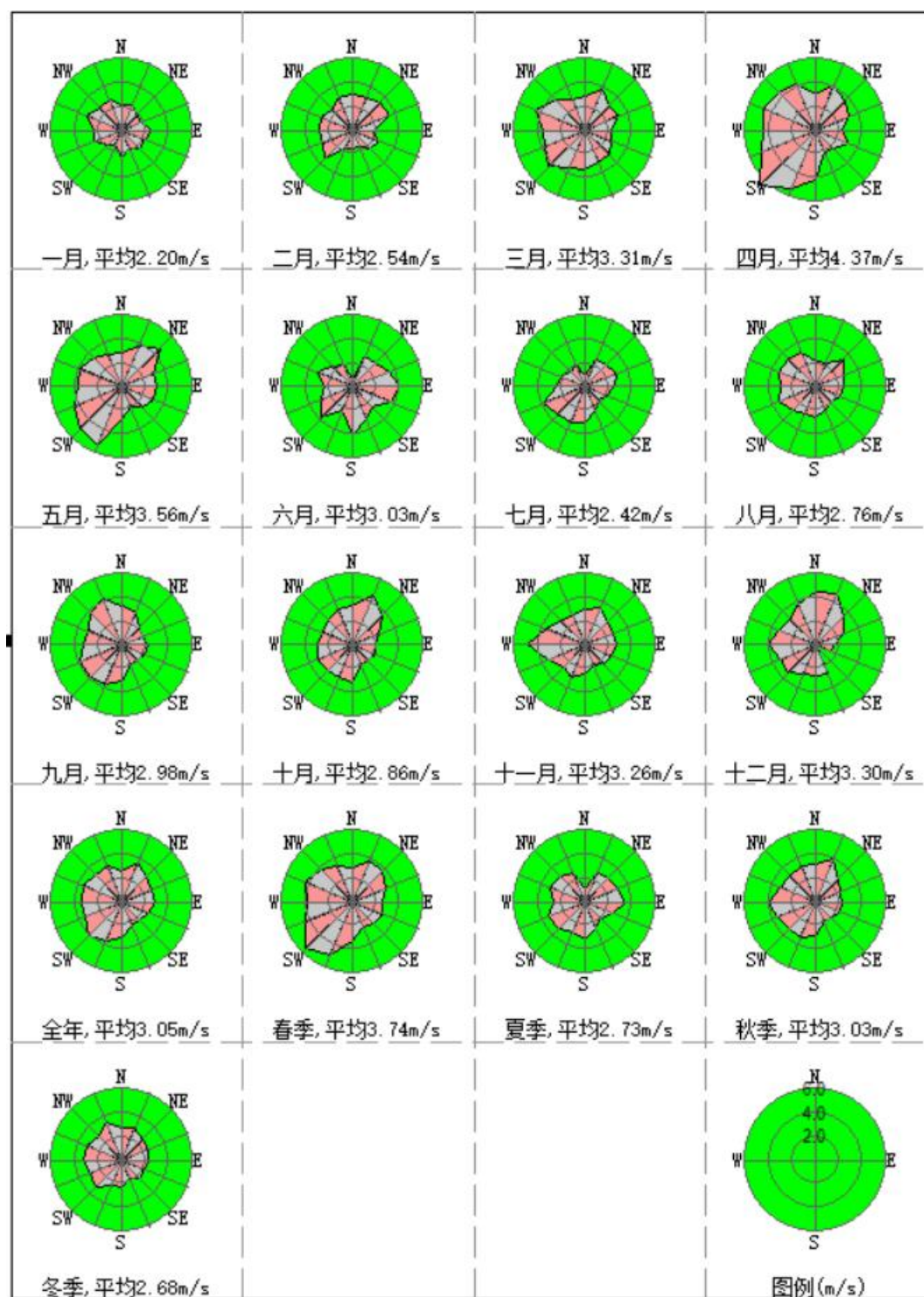


图 5.1-6 肇源气象站 2024 年各月风速玫瑰图

表 5.1-7 年均风频的月变化、季变化及年均风频

月份	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	静风
一月	4.57	1.34	2.42	4.03	7.12	2.42	2.02	4.17	5.38	0.81	1.48	13.31	17.20	12.77	7.80	3.63	9.54
二月	2.83	1.49	1.19	2.23	2.98	1.34	1.34	1.19	1.79	1.04	9.97	21.28	24.40	13.39	4.02	1.79	7.74

三月	5.24	3.23	3.36	1.21	2.15	2.42	3.09	3.76	5.24	4.17	9.14	13.98	14.52	12.77	5.91	3.76	6.05
四月	6.81	3.89	4.03	1.67	1.94	2.50	1.67	2.08	4.17	7.92	17.08	11.81	10.83	8.33	6.94	4.58	3.75
五月	6.05	4.70	3.23	1.88	3.23	3.36	2.55	3.23	6.05	7.12	11.16	14.11	8.87	9.27	6.18	4.84	4.17
六月	3.06	2.50	5.14	8.06	16.81	6.39	4.17	5.14	9.03	3.06	8.47	9.03	7.50	5.28	1.94	1.25	3.19
七月	4.17	2.55	6.32	10.75	9.27	6.59	5.11	6.45	14.25	10.89	6.32	4.03	3.49	1.61	0.67	1.48	6.05
八月	2.55	0.54	2.15	3.63	1.34	2.82	2.15	2.69	12.10	6.45	12.10	17.20	14.25	8.87	4.57	3.63	2.96
九月	3.75	3.06	3.06	5.69	8.06	3.89	2.50	6.11	10.69	13.06	11.81	9.58	8.75	5.69	2.08	1.39	0.83
十月	7.66	6.45	2.42	2.28	3.36	2.69	2.28	6.05	9.41	5.51	6.59	9.27	11.42	8.87	6.32	7.26	2.15
十一月	3.06	2.64	3.06	4.17	7.36	2.50	2.92	1.81	7.64	5.00	8.75	13.47	23.33	8.19	2.50	2.92	0.69
十二月	0.94	0.40	0.81	1.75	2.42	1.34	0.00	0.40	3.49	2.96	9.01	21.64	26.21	13.17	6.59	8.33	0.54
全年	4.24	2.74	3.11	3.95	5.49	3.20	2.49	3.61	7.48	5.68	9.29	13.18	14.17	9.01	4.65	3.77	3.96
春季	6.02	3.94	3.53	1.59	2.45	2.76	2.45	3.03	5.16	6.39	12.41	13.32	11.41	10.14	6.34	4.39	4.66
夏季	3.26	1.86	4.53	7.47	9.06	5.25	3.80	4.76	11.82	6.84	8.97	10.10	8.42	5.25	2.40	2.13	4.08
秋季	4.85	4.08	2.84	4.03	6.23	3.02	2.56	4.67	9.25	7.83	9.02	10.76	14.47	7.60	3.66	3.89	1.24
冬季	2.78	1.06	1.48	2.69	4.21	1.71	1.11	1.94	3.61	1.62	6.71	18.66	22.55	13.10	6.20	4.68	5.88

5.1.2 环境空气影响预测与评价

5.1.2.1 施工期大气环境影响预测与评价

施工期大气污染源主要为柴油机燃烧排放的烟气，管沟开挖、管道敷设、管沟覆土回填、井场建设产生的扬尘、物料运输装卸过程中产生的扬尘，施工机械及汽车尾气，焊接烟尘，防腐废气。

(1) 柴油发电机燃烧排放的烟气

根据第三章源强核算，本工程柴油机单台功率为 882kW，本工程施工期单井钻井期为 8d，钻井时期 10 个钻井队同时施工，施工期共排放 CO：2.61t/施工期，HC：7.11t/施工期，HC+NO_x：16.86t/施工期，颗粒物（PM）：1.04t/施工期，则单台 CO 柴油机的排放速率为 0.01g/kWh，HC+NO_x 的排放速率为 0.63g/kWh，颗粒物（PM）的排放速率为 0.04g/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）表 2 及 2020 修改单中第三阶段标准限值（CO：3.5g/kWh、HC+NO_x：6.4g/kWh、PM：0.2g/kWh），同时柴油发电机柴油燃烧排气的不

透光发烟度（光吸收系数）和林格曼黑度级数能够满足《非道路移动柴油机械排气烟度限值及测量方法》（GB36886-2018）表 1 中Ⅱ类限值要求，实现达标排放。

由于项目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。本项目施工时使用低标号柴油，调节好柴油机运行工况，可确保柴油机烟气中 SO_2 、 NO_x 的排放满足《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。随着施工工作的结束，柴油机燃烧废气对环境空气的影响会逐渐消失。

（2）施工场地扬尘

施工期扬尘主要为管沟开挖、管道敷设、管沟覆土回填、井场建设产生的扬尘、物料运输装卸过程中产生的扬尘。

根据《大气环境影响评价实用技术》（中国环境出版社）中北京市环境保护科学研究院对多个建筑施工场地的施工扬尘情况（包括清理渣土、土方挖掘、现场堆放、车辆往来）进行现场监测的数据，数据见表 5.1-8。

表 5.1-8 施工场地扬尘污染的颗粒物浓度值 单位： mg/m^3

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

项目施工工地的扬尘主要来自运输车辆的行驶、管线管沟的开挖、铺设、回填、开挖土方及铺路使用的材料的露天堆放，一般情况下，施工场地、施工道路在自然风作用下产生的扬尘所影响的范围在 100m 以内。根据表 5.1-2 可知，施工场地 100m 外的扬尘浓度值约为 $0.39\text{mg}/\text{m}^3$ 。本工程施工中产生的污染源强较大，在施工过程中，应定时适量洒水，并在大风天加大洒水量及洒水次数，使作业面保持一定的湿度；运输车辆经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，在采取了洒水抑尘等相应控制措施后，扬尘（颗粒物）浓度能够满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放标准限值（ $\leq 1.0\text{mg}/\text{m}^3$ ）。

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。

（3）施工机械及汽车尾气

油田开发各类工程机械及运输车辆排放的尾气会对大气环境造成一定污染，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，对环境空气的影响不是很大。

（4）焊接烟尘

由工程分析可知，项目管道施工过程中将产生焊接烟尘，本工程较为分散，焊接烟尘非集中排放，经空气稀释、扩散后对周围大气环境影响较小。

（5）防腐废气

由工程分析可知，项目管道焊缝等局部进行防腐会产生防腐废气，防腐过程中防腐废气产生量较少，主要污染物为非甲烷总烃，为无组织排放，且管线周围地域开阔，防腐废气经大气扩散后，对周围环境影响较小。随施工结束后废气将随之消失。

通过采取上述措施，场界扬尘浓度能够满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）要求，加上施工期产生的废气都是暂时性的，施工一结束就随之消失，对区域空气环境及环境保护目标的影响较小。

5.1.2.2 运营期大气环境影响预测与评价

根据《环境影响评价技术导则大气环境（HJ2.2-2018）》要求，一级评价项目应调查本项目污染源的正常排放和非正常排放、被拟建项目替代的污染源及评价范围之内其他排放同类污染物的在建、拟建项目。根据调查，本项目评价范围内无在建和已批复的拟建排放同类污染物的建设项目。因此，本次预测仅考虑本项目新增污染源。项目运营期产液、伴生气均由管线输送，因此，本项目不涉及新增的交通运输移动。

（1）点源调查

本项目运营期正常工况下依托新肇联合站产生的燃烧烟气，为点源排放，原环评中已按照加热装置满负荷情况进行考虑污染物量，本次依托场站新肇联合站加热装置的污染物排放量属于新增分担量，本次评价不再对依托场站内的加热装置进行大气环境影响预测。

(2) 面源调查

本项目位于古 637 区块，共基建 95 口油井，分布在 21 座平台井场上，本次判定评价等级污染源选取各井场作为独立面源进行预测。正常工况下油井作业以及油井清防蜡等，废气产生极少，且作业时间较短，本项目对周边大气环境影响较小，因此不对其进行定量预测

(3) 模型参数

1) AERMOD 预测气象

使用已获取的地面气象数据和模拟高空气象数据，通过 AERMET 生成预测气象。其中 AERMET 通用地表类型为农作地，AERMET 通用地表湿度为中等湿度气候。

2) AERMOD 预测点

运行 AERMAP 生成地面高程，本规划预测范围为以项目中心为中心区域，边长为 5km 矩形区域。

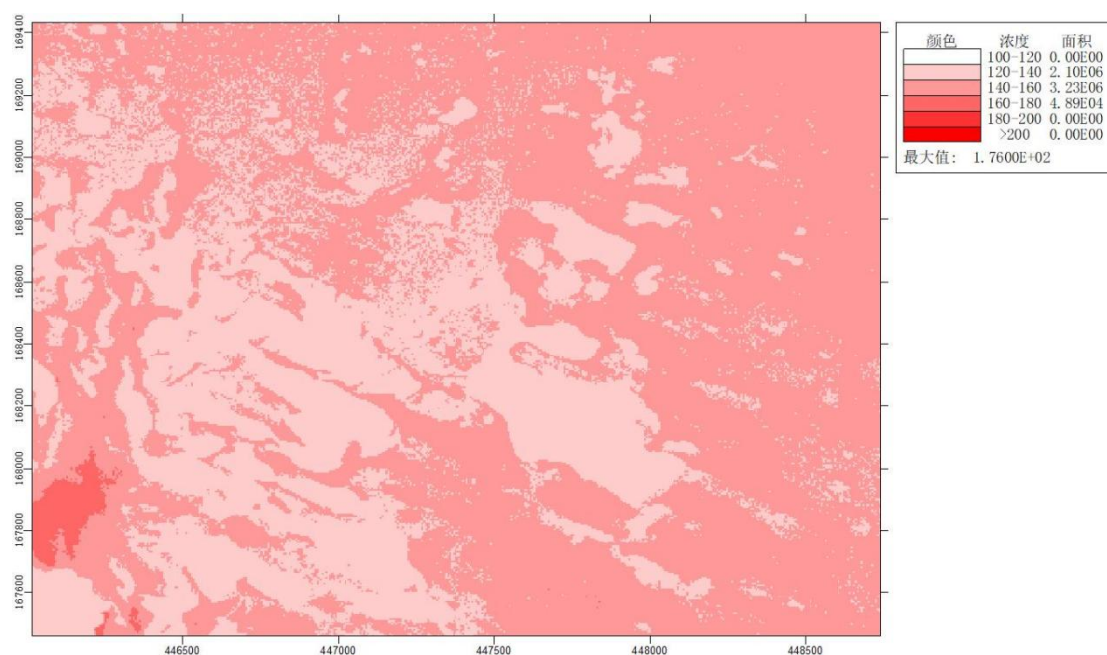


图 5.1-7 地形文件

(4) 预测结果

(1) 污染源贡献浓度结果

采用 AERMOD 推荐模式，预测新增污染源污染物排放对环境空气的影响预测情况

见表 5-2-12。

表 5.1-9 估算模式计算结果

污染源名称	评价因子	评价标准($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	Cmax($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	Pmax(%)	D10%(m)
16 平台	NMHC	2000.0	610.02	30.50	700.0
新 190-102	NMHC	2000.0	1417.40	70.87	1775.0
古斜 6241-106-90	NMHC	2000.0	1417.40	70.87	1775.0
古斜 6844	NMHC	2000.0	1417.40	70.87	1775.0
12 平台	NMHC	2000.0	610.02	30.50	700.0
15 平台	NMHC	2000.0	263.03	13.15	175.0
6 平台	NMHC	2000.0	256.45	12.82	150.0
古斜 6844-104-104	NMHC	2000.0	1417.40	70.87	1775.0
古 6051	NMHC	2000.0	1417.40	70.87	1775.0
英 49-82-88	NMHC	2000.0	1417.40	70.87	1775.0
新 180-90	NMHC	2000.0	1417.40	70.87	1775.0
9 平台	NMHC	2000.0	372.61	18.63	375.0
18 平台	NMHC	2000.0	377.74	18.89	375.0
英 49-90-84	NMHC	2000.0	1417.40	70.87	1775.0
古 61-102-斜 88	NMHC	2000.0	1417.40	70.87	1775.0
英 111-84-148	NMHC	2000.0	1417.40	70.87	1775.0
13 平台	NMHC	2000.0	610.02	30.50	700.0
21 平台	NMHC	2000.0	725.31	36.27	925.0
19 平台	NMHC	2000.0	263.03	13.15	175.0
1 平台	NMHC	2000.0	372.61	18.63	375.0
8 平台	NMHC	2000.0	491.88	24.59	550.0
古 655-106-106	NMHC	2000.0	1417.40	70.87	1775.0
古斜 6844-96-118	NMHC	2000.0	1417.40	70.87	1775.0
5 平台	NMHC	2000.0	610.02	30.50	700.0
3 平台	NMHC	2000.0	493.86	24.69	550.0
7 平台	NMHC	2000.0	256.45	12.82	150.0
11 平台	NMHC	2000.0	377.74	18.89	375.0

10 平台	NMHC	2000.0	610.02	30.50	700.0
古斜 6841	NMHC	2000.0	1417.40	70.87	1775.0
古 61-106-斜 96	NMHC	2000.0	1417.40	70.87	1775.0
2 平台	NMHC	2000.0	610.02	30.50	700.0
20 平台	NMHC	2000.0	377.74	18.89	375.0
14 平台	NMHC	2000.0	263.03	13.15	175.0
17 平台	NMHC	2000.0	945.65	47.28	1350.0
4 平台	NMHC	2000.0	610.02	30.50	700.0
古斜 6844-96-108	NMHC	2000.0	1417.40	70.87	1775.0

本工程排放的大气污染物的最大地面空气质量浓度占标率为 70.87%， $C_{\max}$ 为 $1417.4\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）分级判据，确定大气评价工作等级为一级。

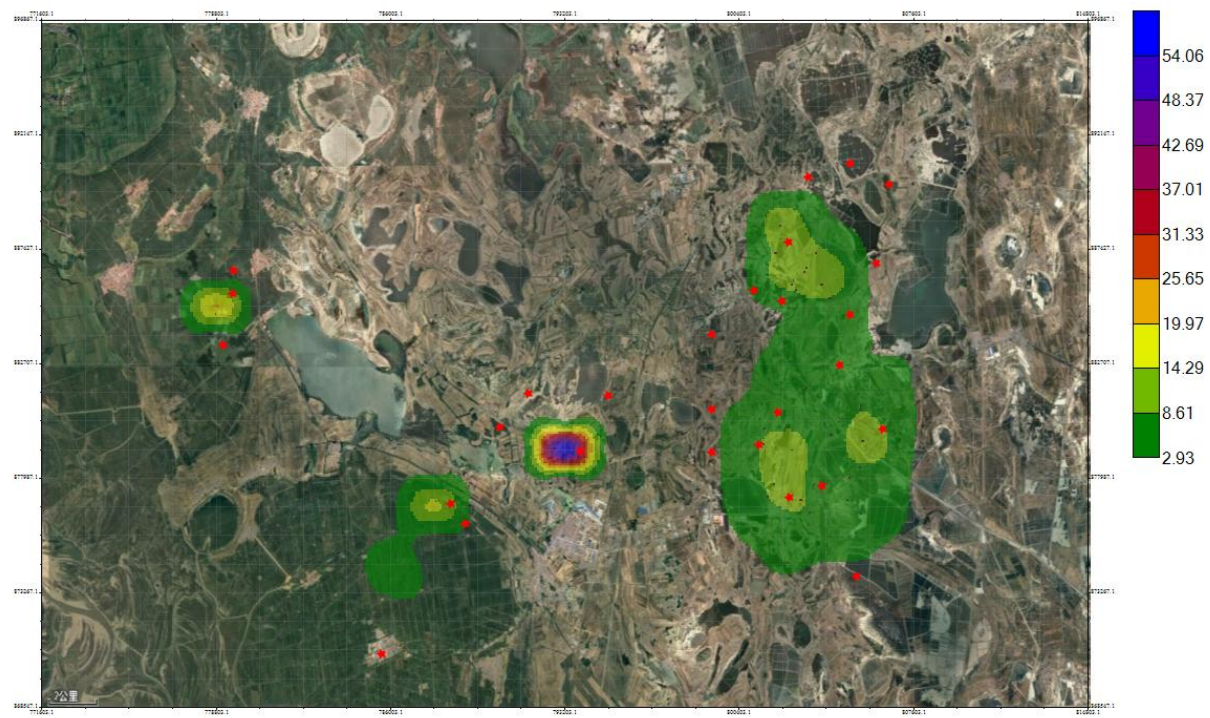


图 5.1-8 NMHC 小时浓度贡献值环境空气影响预测结果

表 5.1-10 叠加评价区域环境空气质量现状浓度后预测结果

污染物	预测点	保证率	出现时刻	浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	变化值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	背景值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	预测值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	标准值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率
N M	冯家围子屯	98	2024/6/27 19:00	9.16	9.16	350	359.16	2000	17.9 6

新肇油田古 637 区块葡萄花油层产能建设工程项目

HC	长发电	98	2024/9/10 0:00	3.24	3.24	350	353.24	2000	17.6 6
	马场屯	98	2024/5/13 1:00	8.28	8.28	350	358.28	2000	17.9 1
	马营子 屯	98	2024/10/5 19:00	1.83	1.83	350	351.83	2000	17.5 9
	大有店 屯	98	2024/1/12 17:00	23.19	23.19	350	373.19	2000	18.6 6
	农造地 屯北	98	2024/1/11 19:00	1.94	1.94	350	351.94	2000	17.6
	孙家围 子屯	98	2024/2/24 22:00	1.6	1.6	350	351.6	2000	17.5 8
	旭日屯 北	98	2024/3/29 5:00	5.17	5.17	350	355.17	2000	17.7 6
	西浩德 村	98	2024/12/2 23:00	13.41	13.41	350	363.41	2000	18.1 7
	旭日屯 南	98	2024/9/4 1:00	2.48	2.48	350	352.48	2000	17.6 2
	农造地 屯南	98	2024/5/15 22:00	3.09	3.09	350	353.09	2000	17.6 5
	英格吉 屯	98	2024/7/20 19:00	2.53	2.53	350	352.53	2000	17.6 3
	肇源农 场	98	2024/12/16 17:00	1.21	1.21	350	351.21	2000	17.5 6
	万宝屯	98	2024/12/13 2:00	1.31	1.31	350	351.31	2000	17.5 7
	南地房 子屯	98	2024/9/27 19:00	1.26	1.26	350	351.26	2000	17.5 6
	花尔屯	98	2024/12/13 23:00	3.24	3.24	350	353.24	2000	17.6 6
	兴隆屯	98	2024/9/30 22:00	1.16	1.16	350	351.16	2000	17.5 6
	徐家围 子屯	98	2024/10/8 6:00	7.63	7.63	350	357.63	2000	17.8 8
	西北胡 来屯	98	2024/2/14 19:00	4.37	4.37	350	354.37	2000	17.7 2
	哈特岗 子屯	98	2024/5/27 22:00	3.56	3.56	350	353.56	2000	17.6 8
	兴海屯	98	2024/10/22 5:00	4.73	4.73	350	354.73	2000	17.7 4
	道尔宝 屯	98	2024/2/8 0:00	1.02	1.02	350	351.02	2000	17.5 5

莲花村	98	2024/6/21 19:00	2.56	2.56	350	352.56	2000	17.6 3
莲花泡屯	98	2024/9/10 0:00	1.82	1.82	350	351.82	2000	17.5 9
西山屯	98	2024/9/25 4:00	3.34	3.34	350	353.34	2000	17.6 7
石庄子屯	98	2024/9/25 1:00	4.59	4.59	350	354.59	2000	17.7 3
后老山屯	98	2024/4/28 21:00	3.18	3.18	350	353.18	2000	17.6 6
东浩德村	98	2024/10/22 1:00	9.63	9.63	350	359.63	2000	17.9 8
区域最大值	98	2024/11/7 3:00	56.9	56.9	350	406.9	2000	20.3 4

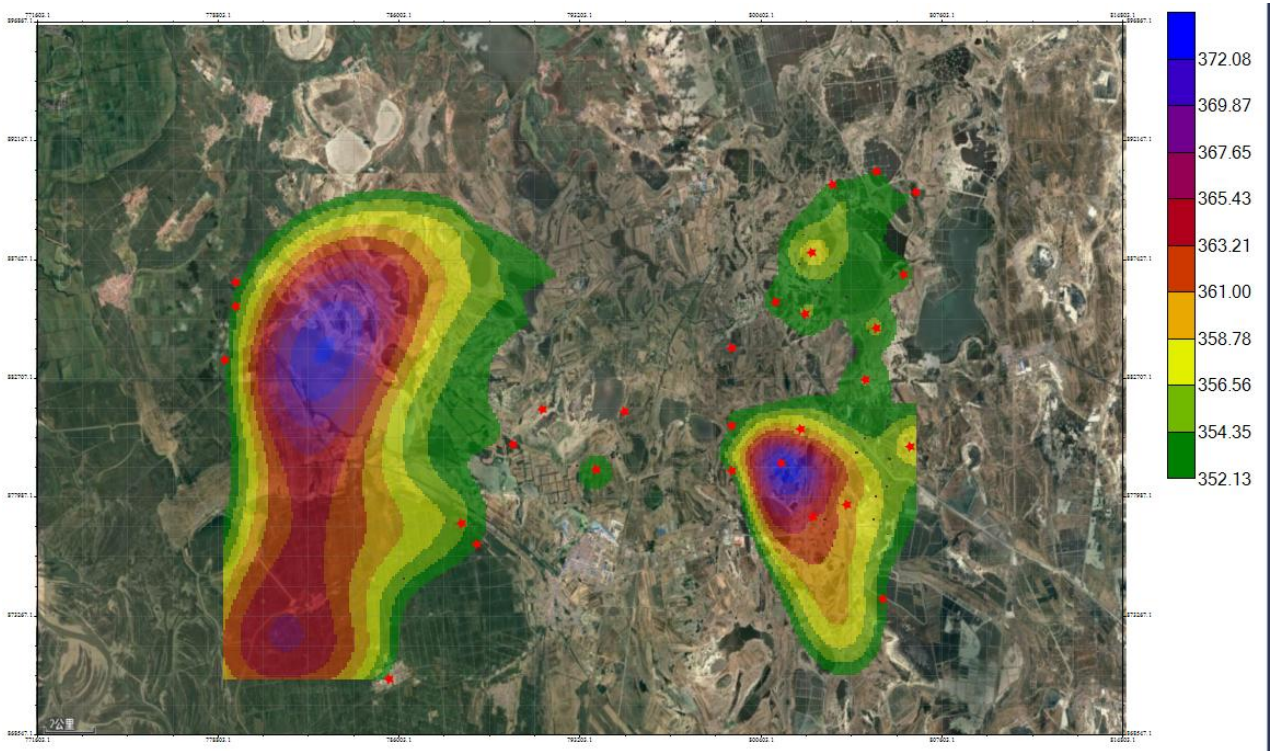


图 5.1-9 叠加 NMHC98%保证率小时浓度后环境影响预测结果

(5) 污染物排放量核算

本工程大气污染物排放量核算见表 5.1-3~4。

5.1.2.3 污染物排放量核算

本项目大气污染物有组织排放量核算表见 5.1-11，无组织排放量核算表见 5.1-12。

表 5.1-11 本项目大气污染物有组织排放量（分担量）核算表

序号	排放口编号	污染物	核算排放浓度 (mg/m³)	核算排放速率 (kg/h)	核算年排放量 (t/a)

一般排放口					
1	新肇联合站	SO ₂	3	0.000514	0.0045
		NO _x	130	0.022	0.1933
		颗粒物	13.1	0.0022	0.195
2	新一联合站	SO ₂	30	0.0003	0.0029
		NO _x	98	0.001	0.0094
		颗粒物	13.3	0.00015	0.0013
有组织排放总计					
有组织排放总计		SO ₂			0.0074
		NO _x			0.2027
		颗粒物			0.0208

表 5.1-12 本工程大气污染物无组织排放量核算表

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			排放量 (t/a)
					标准名称		浓度限值 (mg/m³)	
1	产能区域	油气集 输	非甲 烷总 烃	井口安装密 封垫、密闭 集输等	厂界外	《陆上石油天然气开采 工业大气污染物排放标 准》（GB39728-2020）	4.0	109.15
					厂区内	《挥发性有机物无组织 排放控制标准》 （GB37822-2019	10	
无组织排放总计				非甲烷总烃			109.15	

表 5.1-13 本工程大气污染物年排放量核算表

序号	污染物	年排放量/(t/a)
1	非甲烷总烃	109.15

5.1.2.4 退役期大气环境影响评价

本工程退役期对大气环境影响主要为施工过程产生的扬尘、运输车辆排放尾气。

(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

本工程退役期各类工程及运输车辆排放的尾气会对大气环境造成一定污染，排放主要污染物为 NO_x、CO、HC 等，均属于无组织排放，施工所处地区宽阔，地形简单，污染物在大气中可快速扩散，由于车辆排放的尾气为流动的线源，其污染不集中且扩散能力相对较快，因此对环境的空气的影响可被接受。

5.1.3 大气环境影响评价结论

（1）大气环境影响评价结论

本项目所在区域位于达标区。预测结果显示：

新增污染源正常工况排放下，拟建项目非甲烷总烃在各环境保护目标和网格点的短期浓度贡献值的最大浓度占标率<30%。

新增污染源正常工况排放下，叠加现状浓度后拟建项目非甲烷总烃在各环境保护目标和网格点的短期浓度仍可以满足《大气污染物综合排放标准详解》中环境质量标准要求。

（2）污染控制措施可行性及方案比选结果

本项目施工期扬尘通过采取洒水抑尘、设置施工围挡、遮盖苫布等措施后对周围大气影响较小，且施工结束后环境影响即消除。

项目油气集输采用密闭流程，最大限度降低烃类气体挥发。项目运营期无组织排放的非甲烷总烃满足《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。项目依托场站加热炉燃用清洁能源，燃烧烟气中污染物浓度满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中相应的大气污染物排放浓度限值，对周围敏感点影

响较小。项目采取的污染防治措施均是行业内广泛应用的措施，技术成熟，项目采取的废气污染控制措施可保证大气污染物达到最低排放强度和排放浓度，并使环境影响可以接受，项目采取的污染控制措施是可行。

（3）环境保护距离

项目不需要设置大气环境保护距离。

（4）污染物排放量核算结果

拟建项目正常工况下，项目油气集输过程中无组织挥发的非甲烷总烃排放量为 41.53t/a。依托场站加热炉燃烧烟气中颗粒物的排放量（分担量）为 0.0208t/a，SO₂ 排放量（分担量）为 0.0074t/a，NO_x 排放量（分担量）为 0.2027t/a。

因此，项目建设对环境空气质量影响很小。项目大气环境影响评价自查表见附表 1。

5.2 地表水环境影响预测与评价

项目区域地表水体主要为鸭木蛋格泡子、南引水库泄水干渠，均未进行水体功能划分。

施工期对地表水体可能造成污染的污染源主要是钻井废水、管线试压废水、生活污水，污染因子主要为 COD、氨氮、SS、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、非正常工况下穿越南引水库泄水干渠管线破裂泄露的含油污水，污染因子为石油类。正常工况下本项目废水均得到妥善处置，不排入外环境。

根据《环境影响评价技术导则地表水环境》（HJ2.3-2018），地表水评价等级为水污染影响型三级 B，可不进行水环境影响预测，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，以及依托污水处理设施的环境可行性评价。

5.2.1 施工期地表水环境影响分析

本项目附近地表水体主要为管线采用定向钻穿越南引水库泄水干渠地表水体。施工期对地表水可能产生的污染途径主要是在钻井过程中产生的废弃钻井液及岩屑、钻井废水排入钢制泥浆罐，若钢制泥浆罐冒漏，会污染周围土壤，由降雨形成的地表径流将受污染的土壤带入水体将会对水体造成污染。

钻井废水主要来自钻井过程中冲洗钻台、钻具和设备等产生的废水，本项目钻井生产用水由水罐车运送，其中水基钻井废水排入井场设置的钢制泥浆槽，拉运至大庆钻探六号废弃钻井液处理站；油基钻井废水排入井场设置的废弃油基泥浆罐中由钻井单位委托黑龙江迈景环保科技有限公司拉运处置，处理后产生的废水由罐车拉运至龙一联合含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求：“含油量 $\leq 8.0\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3.0\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2.0\mu\text{m}$ ”及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。压裂液由罐车拉运至新一联合压裂液处理站处理后，分离出污水经新一联合含油污水处理站处理达标后回注油层，不外排。污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”标准，同时满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）

标准，后回注油层，不外排。项目管线敷设完成后进行试压，由罐车拉运至新肇联合油污水处理站处理后回注现役油层，不外排。满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水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。施工期生活污水依托周边场站生活污水收集装置，定期由大庆油田庆南工矿服务公司定期用罐车拉运至南区污水处理厂处理。

正常工况下本项目废水均得到妥善处置，施工期废水不会对地表水环境产生影响。

本项目不占用地表水体，周边地表水主要为鸭木蛋格泡子、南引水库泄水干渠，鸭木蛋格泡子位于古 655-106-106 西侧 2k.5m，南引水库泄水干渠位于 11 平台井北侧 120m。项目地表水体周围井场在施工期发生井喷和柴油罐泄漏等事故对周围地表水造成的污染影响。事故状态下，井喷事故、柴油储罐等事故造成大量的油品或含油污水外泄，如果泄漏的油品或含油污水不能及时完全回收可能直接或随地表径流进入周围地表水环境，就会对其造成严重污染。

本项目所在地层压力较低，要靠抽油机采油，且在井下作业中采取了相应的防喷措施，一般不会发生井喷事故。项目钻井施工期较短，柴油罐区设置的柴油罐为地上式钢制卧式罐，罐区四周设置可拆装的玻璃钢围堰，地面铺设厚 2mm 高密度聚乙烯膜构筑防渗层。采取以上措施，可将本项目施工期井喷和柴油罐泄漏等事故对周围地表水体的影响降到最低。

此外，项目建设单位应制定对水体的生态保护和污染防治方案，保护水体的自然生态环境，项目地表水体周围井场施工场地布置时将可能造成地表水污染的设备设施（如柴油储罐、废弃油基泥浆罐、钢制水基泥浆槽、钻井液材料房、危废贮存点、机械修理房、发电机房等）布置在远离地表水体的一侧，并在保证施工质量的前提下，尽可能缩短靠近地表水体井场、管线及道路的施工时间，避免在雨季进行钻井。施工结束后及时清理施工场地。

为防止地面工程施工过程中对周围地表水体造成污染，本项目采取以下措施：

1) 确保水体附近井场围堰设置满足环保要求，并铺设防渗布，运营期对井场围堰进行定期维护，发现破损及时修复。

2) 施工期临时占地应尽量远离水体, 禁止废水外排入地表水体。

3) 井场和通井路建设时尽量依托已建井场或通井路进行建设, 减少新建井场和低洼地通井路的数量, 同时水体附近建设尽量选择在秋冬季枯水期进行建设, 减少工程施工对地表水的影响。

4) 水体附近集输系统均为金属管道, 采用内缠胶带硬质聚氨酯泡沫夹克作为外防腐措施, 防止发生泄漏进入地表水体。

综上, 本项目施工期废水均得到合理有效的处理, 不排入外环境, 且钻井井场及管线均采取有效的污染防治措施, 本项目对周边地表水体影响较小。

5.2.2 运营期地表水环境影响分析

含油污水由管线输送至新肇联合油污水处理站处理, 满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015) 限值要求“含油量 $\leq 8.0\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3.0\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2.0\mu\text{m}$ ”, 同时满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022) 标准后回注油层, 不外排; 清防蜡用水直接进入集油系统, 不外排; 本项目油井作业废水通过管道输送至新肇联合油污水处理站处理达标后回注葡萄花油层, 不外排。因此正常状况下, 项目废水不会对地表水环境产生影响。

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

一、正常情况下

本项目在进入运行期后, 正常情况下对地表水体构成污染的污染源主要有油田采出水、油井作业污水和热洗废水。根据前述工程分析可知: 运行期油井作业产生的作业废水均通过新肇联合油污水处理站处理后回注油层。产液分离出的油田采出水经新肇联合油污水处理站处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015) 及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022) 后回注油层; 油井热洗废直接进入集油系统。

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为避免油田开发过程中污染物随地表径流进入地表水体，在生产过程中严格管理，杜绝含油污水及污油的随意排放；生产过程中修井及其它井下作业通过安装防喷器、卸油器、作业污水回收装置、井口溢流控制器等井口及井下装置，防止井喷、泄漏等事故的发生，减少含油污泥的产生量，一旦发生原油落地，全部及时回收。

②集油管线采用无缝钢管，内缠聚乙烯胶带硬质聚氨酯塑料夹克保温管，能有效防止管线泄漏，同时定期对管线检查、维修，确保各部分的使用性能；

③在进行油井井下作业时，严格按照要求使用污油污水回收装置、油管清洗污水回收装置及罐车对作业污水进行回收，防止作业产生的污油污水进入周围环境。同时限制作业范围，严格控制在井场占地范围内，完工后，将井场平整清理干净，不得遗留油污；

④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

新肇联合油污水处理站采用“五合一”处理工艺。该站接收本站油井来液、新一联来液、卸油点来液。新肇联合站与新一联卸油点来液进入“五合一”组合装置进行处理，处理后的净化油及新一联来油统一进入净化油缓冲罐，经输油泵升压、外输炉升温后外输至葡北油库。新井投产后，本项目负荷率为 35%，新肇联合转油放水站设备均满足生产

需要。出水均水质满足“8、3、2”。本项目依托新肇联合油污水处理站、新肇联合油污水处理站剩余处理能力能够满足本项目开发需求。

②污水站处理达标后回注的环境可行性分析

根据现场调查，项目所属区域注水井回注层位与油井开采层位相同，属于回注到现役油气藏层位。

根据验收结果，新肇联合油污水处理站出口水质：含油量在 2.6~2.9mg/L，悬浮固体含量在 1.6~1.9mg/L 间，指标满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求，即“含油量 $\leq$ 8.0mg/L、悬浮固体含量 $\leq$ 3.0mg/L”标准，达标后全部回注地下。满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值“含油量 $\leq$ 8mg/L、悬浮固体含量 $\leq$ 3mg/L、粒径中值 $\leq$ 2 μ m”，满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求，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。

二、非正常工况下地表水环境影响分析

本项目事故状态下对水体产生污染的途径主要包括：井喷和集输管线泄漏。

（1）井喷

发生井喷时，大量的油品外泄，会对地表水体造成严重污染，进一步会影响水体中动植物。石油在水体中扩散的影响：当水面被油层覆盖时，水下光的强度会减弱，仅为表面光强度的 1%。这影响了水中浮游植物的光合作用，使水中溶解氧减少，水体中动植物出现供氧不足，严重者窒息死亡。

石油在水体中溶解的影响：石油具有低毒性，对于耐毒性较差的生物可能会死亡，尤其是初级和幼体生物；耐毒性较强的生物也降低了对传染病和外界刺激的抵抗能力；由于某个生物群落中断繁殖，可能破坏食物链的某个环节，导致生态破坏；石油在生物体内可积累，使其进入食物链，最终将影响人类的健康。

本项目所在地层压力较低，要靠注水驱动和抽油机采油，并且在井下作业中采取了相应的防喷措施，一般不会发生井喷事故。

(2) 集输管线泄漏

本工程管道穿南引水库泄水干渠处采用定向钻穿越，外加套管保护，定向钻穿越处为 $\Phi 60 \times 3.5$ 集输管线两根；定向钻穿越段穿越长度 30m，河底距管顶埋深距离不小于 6m，水平定向钻敷设穿越管段的入土角为 $8^\circ \sim 20^\circ$ ，出土角为 $4^\circ \sim 12^\circ$ 。目前油田采用集输管道的防腐技术很成熟，本次集输管道采用无缝钢管，内缠聚乙烯胶带硬质聚氨酯塑料夹克保温管；管材为 Q235-B 螺旋焊缝钢管，设计压力为 2.5MPa，同时在管道外设保护套管，套管管径为 $\phi 426 \times 7$ ，在定向钻出入土两端外侧加锚固墩，根据油田实际生产运行经验，该管道运行期限可达 30 年以上，为了确保管道正常运行，避免由于管道穿孔引发污染事故发生，本工程对输油管道穿河段加套管加以保护；套管与工艺管道之间加管道内支架，穿越完成后套管两端用沥青封堵以防止外部水进入套管内部。即使发生管线泄漏事故，由于管道外面还有一层保护套管进行保护，可避免原油直接进入地表水水体污染水体。同时，管道发生泄漏后，即可在联合站内监测仪表的压力显示出结果，工作人员能够及时将阀门关闭，减少原油泄漏量。

由于工程所处环境较敏感，为了量化事故状态下对地表水体的影响，选取定向穿越南引水库泄水干渠水体的输油管线作为预测对象。

①源强确定

本次预测考虑最大风险事故，输油管线及保护套管同时发生断裂，则泄漏出的部分原油将会直接渗漏至地表水体水中。本工程输油管线及保护套管同时发生断裂只有在发生地震等严重的自然灾害时瞬间发生地层错位造成管线断裂，或水利冲刷极为严重以至造成河底以下的管线被水利冲刷发生断裂等极端的情况下才能发生，结合本工程具体情况，发生这种事故的机率极小。

②预测模型及公式

根据孔口出流公式(适用于管道破裂或孔洞泄漏)

公式：不可压缩流体(如原油)计算公式：

$$Q = C_d \times A \times \sqrt{\frac{2\Delta P}{\rho}}$$

其中：

Q: 泄漏速率(kg/s);

C_d: 为流量系数(无单位, 通常 0.6~0.8.取决于孔口形状和粗糙度, 圆形孔可取 0.65);

A: 为泄漏孔面积(m²), 取内径管道全部破裂面积为 0.0028m²;

△P: 为管道内压力与外界环境压力差(Pa), 环境压力取 1.8MPa;

ρ: 流体密度 kg/m³; 采出液取 900kg/m³

计算得液体泄漏速率为 0.00363kg/s, 平均综合含水率为 40%, 则原油泄漏量为 0.00218kg/s。

模型: 根据一维河流扩散模型:考虑纵向水流输送和横向混合, 公式为:

$$C(x) = \frac{Q}{u \times h \times w} \times \exp\left(-\frac{kx}{u}\right)$$

其中:

Q: 泄漏速率(kg/s);

u: 为水流速度(m/s); 取 0.6m/s

h、w: 为水体平均深度和宽度(m); 宽度取 30m, 深度 1m

K: 一阶动力学反应速率(1/d):

X: 为距泄漏点的下游距离(m)

③预测结果

根据上述预测模型, 针对在原油输送过程中由于突发事件或管理不严而发生管道和保护套破裂事故发生, 导致地表径流中携带原油对地表水水质产生的影响进行预测, 分别选取泄漏点下游 50m、100m、500m 以及汇入下游河段汇入口处(泄漏点下游 15km)进行预测, 计算结果详见表 5.2-1。

表 5.2-1 事故状态对地表水影响预测结果

事故类型	预测点	浓度 (mg/L)
管线及套管同时断裂	泄漏点下游 50m	0.12
	泄漏点下游 100m	0.12
	泄漏点下游 500m	0.12
	泄漏点下游 1km	0.12

	泄漏点下游 15km	0.11

根据预测结果可知：管线及保护套管同时断裂的情况下，如果不采取事故应急措施，对油田所处下游断面 50m 范围内将产生一定的影响。

根据相关设计标准，油田场站均按 7 级地震烈度设防，其它建筑设计以 6 级地震烈度设防。在发生 7 级以上地震灾难事故时，才可能出现输油管道和保护套管同时发生断裂的可能情况，这类污染事故发生的几率很小。本项目在运行期对集输管线定期进行检测，防止腐蚀穿孔引起油水泄漏污染环境，同时对位于土壤腐蚀性较强的低洼地带，建议采用玻璃钢外防腐钢制管道，以延长埋地管道使用寿命。所以本地区发生集输管道泄漏随地表径流进入水体（水域内直接进入水体）和低洼盐碱地的可能性不大，但可能在事故情况下对区块外的水体产生油水泄漏污染环境，应该通过加强检测、巡检巡视、事故应急措施等事故预防和控制措施尽量避免事故的发生，降低事故发生后对环境的影响程度和范围。

（3）预防措施

A.为避免油田开发过程中污染物随地表径流进入地表水体，油田在生产过程中必须严格管理，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；

B.定期检查、维修所有的管线、阀门及收油装置，确保各部分的使用性能；

C.提高集输管道的防腐等级；

D.严格生产管理，所有油水井在进行井下作业时严格按照要求使用作业污油污水回收装置、油管清洗污水回收装置及罐车对作业污水进行回收，防止作业时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；

E.确保应急工具和设备齐备完好，准备围油栏、吸油毡、消油剂等备用，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。

F.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。

G.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，距离地表水体较近油井井场四周设置围堰，作业过程中跑、冒、滴、漏产生的油水不会污染外环境。

H.本工程对落地油采取了及时回收措施，回收率 100%，并禁止在雨季进行油井作业，因此，地表径流不会对地表水体产生影响。

本项目的开发建设在施工期及正常生产情况下，由于采取了较为完善的环境保护措施，对地表水环境产生影响的可能性较小。但在事故状态下，尤其是发生集输管线泄漏的情况下，若发现或处理不及时会对地表水环境产生一定影响，建议对地表水附近的现有油水井设置围堰，控制事故情况下影响范围，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。

在油田生产建设及运营过程中，需要加强管理，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。

5.2.3 退役期地表水环境影响分析

退役期管线内介质均由压缩空气吹扫至后续集输管线进入集输系统处理达标后回注油层，生活污水排入依托附近场站生活污水收集系统，定期由罐车拉运至周边污水处理厂处理；在地表水体及其附近的井场作业时，井场周围设置临时围堰，防止作业过程中跑、冒、滴、漏产生的油水污染环境。

采取以上措施后，本工程正常情况下对区域内地表水体影响很小。

5.2.4 地表水环境影响评价结论

综上所述，本项目在施工期、运营期正常生产、退役期情况下，采取了较为完善的环境保护措施，对地表水环境影响较小。在事故状态下，尤其是发生集输管线泄漏的情况下，若发现或处理不及时会对地表水环境产生一定影响。因此，运营期应加强检测、巡检巡视，及时发现问题及时处理，尽量避免事故的发生，降低事故发生后对环境的影响程度和范围。项目地表水环境影响评价自查表见附表 2。

5.3 地下水环境影响预测与评价

5.3.1 施工期地下水环境影响分析

①钻井过程对地下水环境影响评价

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地面，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。

水基钻井废水排入井场设置的钢制泥浆槽，拉运至大庆钻探六号废弃钻井液处理站；油基钻井废水排入井场设置的废弃油基泥浆罐中由钻井单位委托黑龙江迈景环保科技有限公司拉运处置。压裂液由罐车拉运至新一联废压裂液处理站处理后，分离出污水经新一联含油污水处理站处理达标后回注油层，不外排。水基废钻井液一起拉运至大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）处理。含油废射孔液由钻井单位委托黑龙江迈景环保科技有限公司拉运处置

②柴油罐区对地下水影响评价

本工程钻井时期在各井场设置 1 个柴油罐区，设钢制柴油罐 2 个，为地上式钢制卧式罐，柴油储罐区属于重点防渗区。钻井工程柴油发电机组在井场设置柴油罐，存在柴油罐泄漏导致地下水污染的可能性。本工程对柴油罐区进行重点防渗处理，在柴油罐区铺设 2mm 高密度聚乙烯（HDPE）膜构筑防渗层，渗透系数 $\leq 1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$ ，柴油罐均架高，并在周边外扩不少于 3m 设置不低于 0.5m 的便于拆装的防渗玻璃钢围堰，围堰内

容积不小于柴油罐储量和事故时产生的消防废水总量，并距离发电房等易产生明火的位置 20m 以上，满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中重点防渗区的要求：等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0m$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7} cm/s$ 要求。施工结束后柴油罐区的防渗材料及围堰与柴油罐一同拆除，建设单位回收利用。

通过上述措施之后，根据以往工程经验可知，罐体渗漏的可能性很小，且由于井场区域地表以下黏土层隔水作用较好，因此不会对地下水产生大的影响。

③施工期柴油罐区、钻井液材料房、钻井作业区域、泥浆罐区、压裂作业区域为重点防渗区，施工期铺设 2.0mm 高密度聚乙烯（HDPE）膜构筑防渗层，渗透系数 $\leq 1.0 \times 10^{-13} cm/s$ ，防渗性可能满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中重点防渗区要求：黏土防渗层 $Mb \geq 6.0m$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$ 的防渗性能。

④其他材料房对地下水环境影响评价

施工期其他材料房、定向钻泥浆防渗池属于一般防渗区，铺设 1.5mm 高密度聚乙烯（HDPE）膜构筑防渗层，渗透系数 $\leq 1.0 \times 10^{-10} cm/s$ ，防渗性能满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中一般防渗区要求：黏土防渗层 $Mb \geq 1.5m$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$ 的防渗性能。

⑤井场对地下水环境影响评价

井场其他区域地面采取平整夯实等措施；油井作业区域在作业期间铺设 2mm 高密度聚乙烯（HDPE）膜构筑防渗层，防渗性能满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中重点防渗区防渗要求。定期对油井的套管情况进行检测，发现异常情况及时处理，防止污染地下水。

综上所述，项目正常情况下生产废水均不外排，同时采取分区防渗措施，因此，正常情况下施工期不会对地下水产生影响。

5.3.2 运营期地下水环境影响分析

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、含油废防渗布等。含油污水（采出水、作业污水、洗井污水）由管线输送至新肇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）限值要求“含油量 $\leq 8.0mg/L$ 、悬浮固体含量 $\leq 3.0mg/L$ 、粒径中值 $\leq 2.0\mu m$ ”，同时满足《碎屑岩

油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注油层,不外排;清防蜡用水直接进入集油系统,不外排;本项目油井作业废水通过管道输送至新肇联合油污水处理站处理达标后回注葡萄花油层,不外排。落地油全部回收暂存在敖南含油污泥贮存池,定期委托有资质单位处置。油井作业产生站场设备清淤产生的含油污泥统一收集,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,定期交由大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处置。含油废防渗布暂存于采油九厂危险废物规范化储存库,委托有危险废物处置资质的单位及时拉运处置。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。

5.3.3 退役期地下水环境影响分析

项目进入退役期,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串流,达到保护地下水含水层的目的,可有效阻隔油层中含油地下水与上部其他含水层之间的水力联系,井区内的潜水含水层和承压含水层不再受石油开采的影响。

5.3.4 非正常状况下地下水环境影响评价

油田开发生产过程中,非正常状况下,具有污染环境的潜在因素,包括井漏、原油泄漏等,可能对地下水环境产生不利影响。具体分析如下:

(1)运营期间,可能因管道老化、腐蚀穿孔引起原油、含油污水泄漏,多发生在投产若干年后,一旦管道泄漏会有原油、含油污水溢出,对环境造成污染。如:跨越地表水体管线发生破裂将对地下水影响,为了避免管道穿孔、管套破裂引发污染事故发生,本工程对跨越地表水体段输油管道穿河段采用无缝钢管,内缠聚乙烯胶带硬质聚氨酯塑料夹克保温管,管材为 Q235-B 螺旋焊缝钢管加套管加以保护;套管与工艺管道之间加管道内支架,穿越完成后套管两端用沥青封堵以防止外部水进入套管内部。即使发生管线泄漏事故,由于管道外面还有一层保护套管进行保护,可避免原油直接进入地表水水中污染水体,间接造成地下水污染。同时,管道发生泄漏后,即可在联合站内监测仪表的压力显示出结果,工作人员能够及时将阀门关闭,减少原油泄漏量,因此发生跨越地表水体段管线发生泄漏可能性很小,污染地下水概率较小。根据地表水非正常工况预测,一旦发生泄漏,对 50m 范围内水体将产生影响,通过及时采取必要的处理措施后,

可以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、潜水等产生影响；承压水含水层上有隔水层阻隔，管道泄漏一般不会对承压水造成影响。

(2) 如果钻井时固井质量不高，密封不严，可使原油水由井下深层上升进入含水层而污染地下水。这些井孔不仅是下部原油上升污染地下水的通道，同时也可成为地表污水进入地下水层的通道，使污染物随地下径流扩散迁移，造成地下水的污染而长期无法补救和恢复。随着油田的开发时间的逐渐后移，运行了一段时间的油水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。本工程预测情景模式见表 5.3-1。

表 5.3-1 地下水预测情景模式一览表

序号	泄漏类型	影响层位	场景选择	
			持续泄漏	短时泄漏
1	集输管线腐蚀造成的含油物质渗漏	潜水	——	√
2	油井泄漏造成的含油物质泄漏	承压水	√	

情景一：输油管道泄漏

(1) 预测源强

本工程原油集输管道发生破裂时，主要影响区域潜水层位，泄漏源强以本工程最长集油管道 $\Phi 114 \times 4.5-9.95\text{km}$ ，假设输油管道无缝钢管因破裂而导致泄漏，根据现场调查，管道设有压力监控，一旦发生泄漏管道压力就会出现异常，工作人员可及时发现，发现后采取关闭机泵等措施进行控制。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“9.2.2 油类和废水输送管道泄漏源强，根据截断阀室分布、管线尺寸、截断启动时间等合理确定”和“11.5.2 油气管道泄漏事故应按照管道截面 100%断估算泄漏量，考虑截断阀启动前后的泄漏量”，同时按照《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)中“8.2.2.1 未设置紧急隔离系统的单元，泄漏时间可设定为 30min”，因此本次泄漏预测泄漏时间取 30min，泄漏源强以本工程最长集输管道 $\Phi 114 \times 4.5-9.95\text{km}$ 输油管道全部断裂来进行计算，该管道最大外输油量为 $14\text{m}^3/\text{h}$ ，管道内液体最低含水 42.7%，原油平均密度 $0.84135\text{t}/\text{m}^3$ ，则 30min 泄漏量为 5.91 t，该管道内原油最大存在总量为 $0.0525^2 \times \pi \times 9550 \times 0.84135 \times (1-42.7\%) = 42.6\text{t}$ ，计算得该管道全部断裂时原油泄漏量为 42.6t。选择石油类作为预测因子，预测第 100 天、1000 天、5000 天石油类在潜水中运移情况。

(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、挥发酚等。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。参照《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），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，本次评价最终选取石油类作为预测特征因子。

(3) 预测模型

根据项目特点，本次预测的对象为第四系松散岩类孔隙潜水含水层，根据 4.1.5 水文地质章节分析，含水层之间存在相对稳定的隔水层，根据评价区水文地质情况和地下水评价预测模型的适用条件，将水文地质条件概化为：各含水层之间无水力联系或水力联系较弱，调查评价范围内各含水层厚度均一，含水层水平均匀展布，在非正常状况下发生渗漏后，考虑到地下水水质的跟踪监测，确定渗漏时间较短，将渗漏规律可概化为非连续恒定排放。根据概化的排放规律，本次采用一维稳定流动二维水动力弥散问题中的平面连续点源模型的叠加原理进行预测。根据《环境影响评价技术导则地下水》附录 D 推荐的平面连续点源模型预测模型如下：

$$C(x,y,t) = \frac{e^{-\alpha x} [2K_0(\beta) - W(\frac{x}{4D_L}, \beta)]}{4\pi M n \sqrt{D_L D_T} \sqrt{P - \sqrt{4D_L^2 + 4D_L D_T}}}$$

t——时间，100d、1000d；

C (x, y, t) ——t 时刻 x, y 处的示踪剂浓度，g/L；

m——含水层的厚度；

mt——单位时间注入的示踪剂质量；

U——水流速度；

ne——有效孔隙度；

DL——纵向弥散系数；

DT——纵向 y 方向的弥散系数；

π ——圆周率；
 $K_0(\beta)$ ——第二类零阶修正贝塞尔函数；
 $W(\frac{u^*t}{4D_L}, \beta)$ ——第一类越流系统井函数。

(4) 预测参数

根据大庆油田水务工程技术有限公司提供的区域含水层特点及水文地质参数，评价区内承压水含水层具体预测参数详见下表：

表 5.3-2 预测参数一览表

地下水类别	参数	单位	数值
潜水含水层	渗透系数	m/d	8
	含水层厚度	m	3.5
	有效孔隙度	/	0.25
	纵向弥散系数	m	0.2
	横向弥散系数	m	0.002
	水力坡度	/	0.0003
	水流速度	m/d	0.0096

(5) 预测结果

输油管道因破裂而导致原油泄漏，100d、1000d、5000d 石油类对地下水的影响预测结果见表 5.3-3 及图 5.3-1~图 5.3-2。

表 5.3-3 非正常状况下污染因子石油类预测结果一览表

预测因子	预测情景	预测时间 (d)	最大超标距 离 (m)	超标面积 (m ²)	最大影响距 离 (m)	最大影响面 积 (m ²)
石油类	情景 1：集 油管道泄 漏	100	37.96	1297	39.96	1477
		1000	115.6	11135	1246	12975
		5000	228.04	36921	245.04	43571

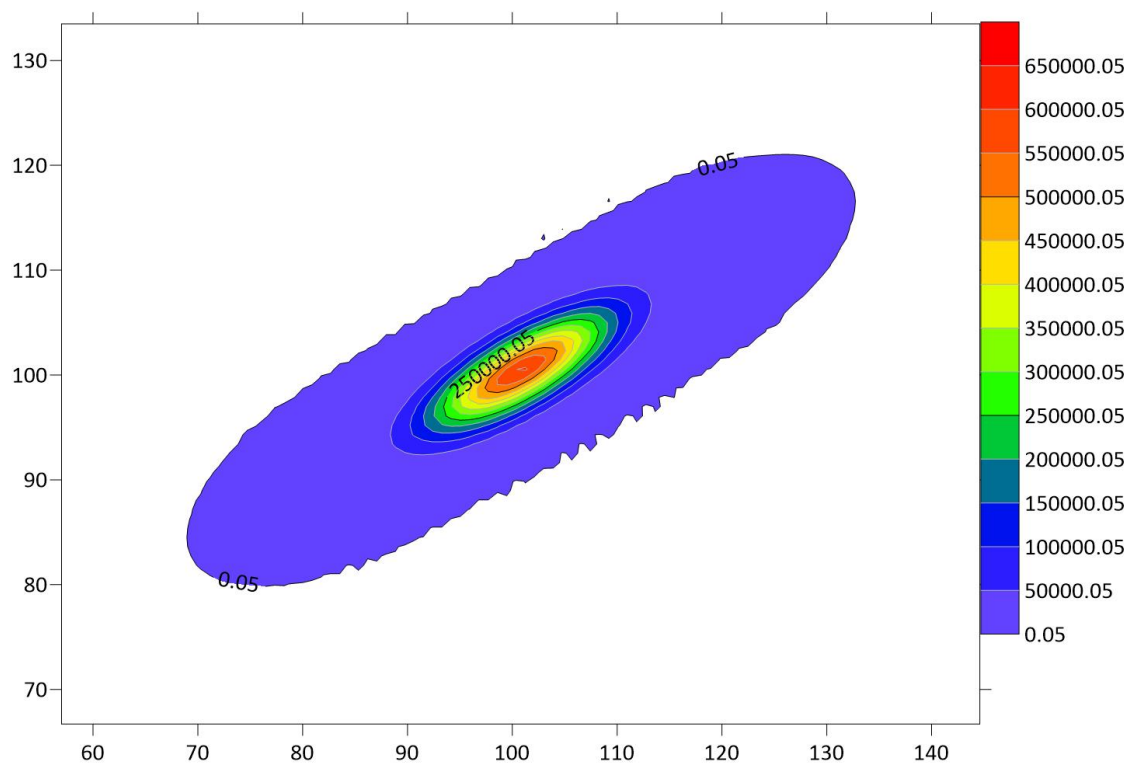


图 5.3-1 输油管道泄漏 100d 石油类污染物浓度分布图

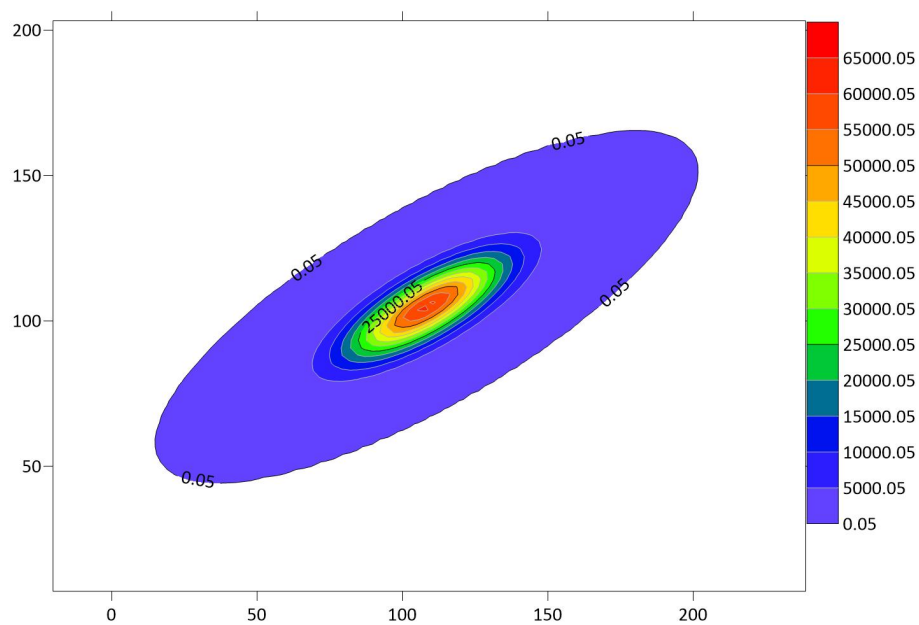


图 5.3-2 输油管道泄漏 1000d 石油类污染物浓度分布图

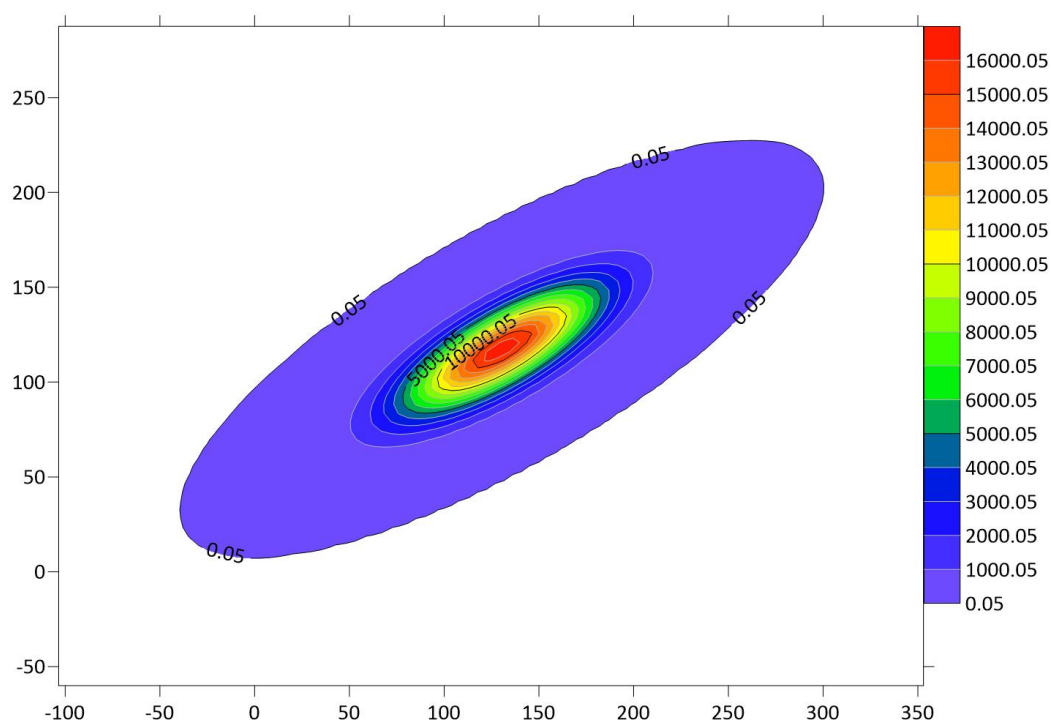


图 5.3-2 输油管道泄漏 5000d 石油类污染物浓度分布图

100 天时,超标距离最远为 37.96m,超标面积为 1297m²,影响距离最远为下游 39.96m,影响面积为 1477m²。1000 天时,超标距离最远为 115.6m,超标面积为 11135m²,影响距离最远为下游 124.6m,影响面积为 12975m²。5000 天时,超标距离最远为 228.04m,超标面积为 36921m²,影响距离最远为下游 245.04m,影响面积为 43571m²。其余范围浓度值均能够满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) II 类标准 $\leq 0.05\text{mg/L}$ 。

距离项目最近的潜水水井为新 180-90 南侧 450m 的浩德村水井,本工程地下水流向的下游 245.05m 范围内无饮用水源井,因此,输油管道泄漏 5000d 后,不会对地下水环境保护目标产生污染影响。

情景二：油井套管破损泄漏

(1) 预测源强

假设油井套管破损发生泄漏,本项目单口油井最大产油量为 3.7t,根据大庆油田多年统计数据,泄漏源强以单井产油量的 10%计,由于油井泄漏不能实时控制,因此该泄漏是不易被发现的,只能在井下作业时对油井套管检测等措施进行控制,泄漏的原油量为 370kg/d。选择石油类作为预测因子,预测第 100 天、1000 天、5000 天石油类在地下

水中的运移情况

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

式中:

Q_L —液体泄漏速率, kg/s;

C_d —液体泄漏系数, 本次按圆形取0.65。

A —裂口面积, m^2 ;

P —容器内介质压力, Pa;

P_0 —环境压力, Pa;

ρ —泄漏液体密度, kg/m^3 ;

h —裂口之上液位高度, m。

(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、挥发酚等。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, 同时参照《环境影响评价技术导则陆地石油天然气开发建设项目》(HJ349-2023), 最终选取石油类作为本次评价预测特征因子。

(3) 预测模型

根据项目特点, 本次预测的对象为新近系泰康组承压含水层, 根据 4.1.4 水文地质章节分析, 含水层之间存在相对稳定的隔水层, 根据评价区水文地质情况和地下水评价预测模型的适用条件, 将水文地质条件概化为: 各含水层之间无水力联系或水力联系较弱, 调查评价范围内各含水层厚度均一, 含水层水平均匀展布, 将污染源概化为: 将地下水泄漏排放形式概化为点源, 排放规律概化为连续恒定排放。根据《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016)中 9.7 节预测方法, 采用推荐的地下水溶质运移解析法中的一维稳定流动二维弥散点源模型连续注入示踪剂——平面连续点源进行预测。具体如下:

连续注入示踪剂——平面连续点源

$$C(x,y,t)=\frac{m_t}{4\pi Mn\sqrt{D_LD_T}}e^{\frac{xu}{2D_L}}[2k_0(\beta)-W(\frac{u^2t}{4D_L},\beta)]$$

$$\beta=\sqrt{\frac{u^2x^2}{4D_L}+\frac{u^2y^2}{4D_LD_T}}$$

- 式中：x ， y——计算点处的位置坐标；
- t——时间，100d 、1000d 、5000d；
- C （x ， y ， t）——t 时刻x ， y 处的示踪剂浓度， g/L；
- m——含水层的厚度；
- m_t——单位时间注入的示踪剂质量；
- U——水流速度；
- n_e——有效孔隙度；
- D_L——纵向弥散系数；
- D_T——纵向y 方向的弥散系数；
- π——圆周率；
- K₀ （β）——第二类零阶修正贝塞尔函数；
- $W(\frac{u^2t}{4D_L},\beta)$ ——第一类越流系统井函数。

（4）预测参数

表 5.3-4 计算参数选取结果一览表

渗透系数	m/d	15
含水层厚度	m	20
有效孔隙度	/	0.2
纵向弥散系数	m	0.2
横向弥散系数	m	0.02
水力坡度	/	0.0001
水流速度	m/d	0.0375

（5）预测结果

根据《石油天然气工业套管和油管的维护与使用》（GB/T17745-2011）要求，运行

期油井进行井筒完整性管理，定期开展井筒完整性检查，检测周期不超过 3 年，因此只对油井套管持续泄露 100 天、1000 天、5000d 进行预测。油井套管破损发生泄漏，第 100d、1000d、5000d 对地下水的影响预测结果见表 5.3-3、图 5.2-4

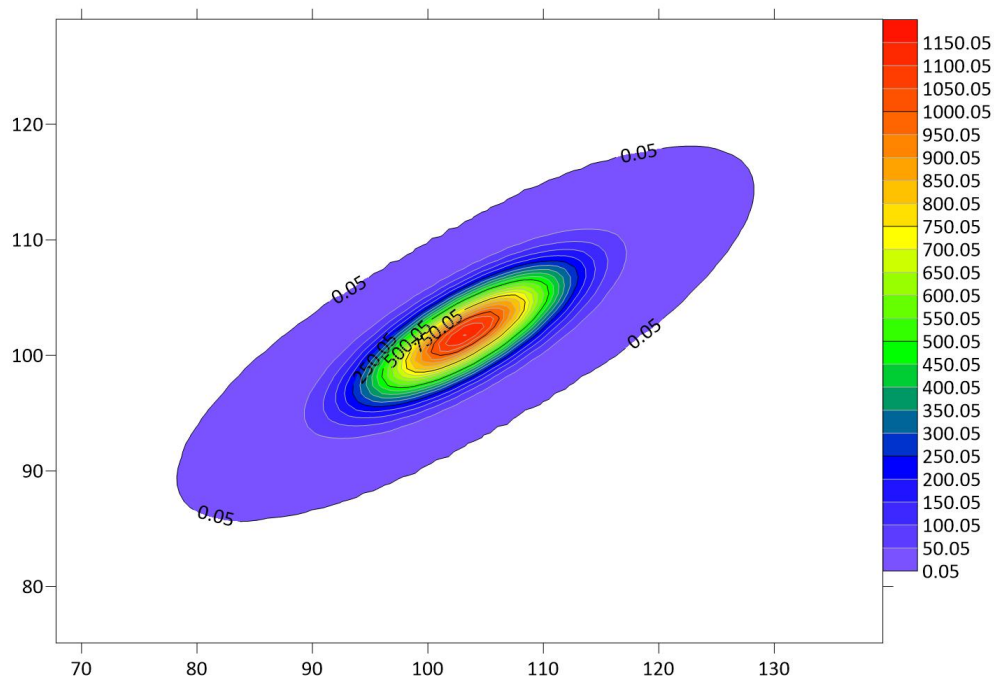


图 5.3-3 油井泄漏 100d 石油类污染物浓度分布图

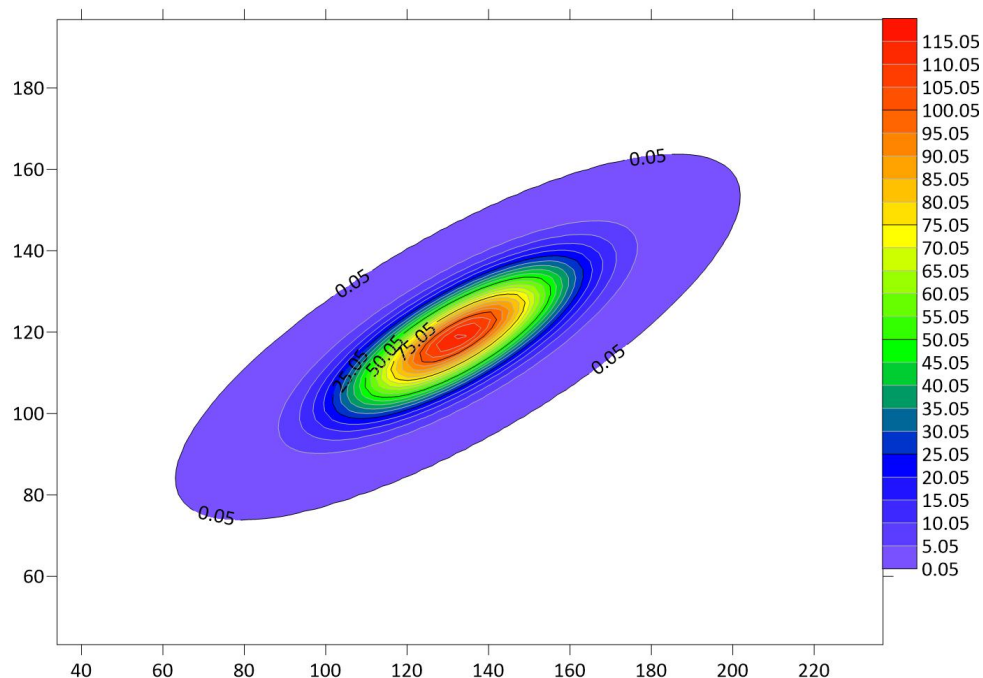


图 5.3-4 油井泄漏 1000d 石油类污染物浓度分布图

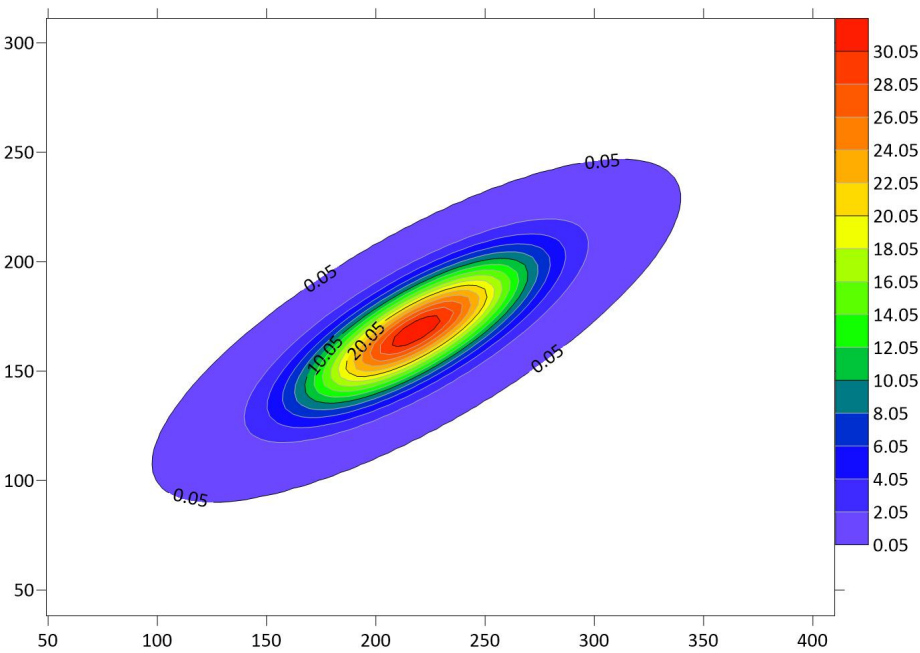


图 5.3-4 油井泄漏 1000d 石油类污染物浓度分布图

表 5.3-5 油井泄漏石油类对地下水的影响预测结果表

预测因子	预测情景	预测时间 (d)	最大超标距 离 (m)	超标面积 (m2)	最大影响距 离 (m)	最大影响面 积 (m²)
石油类	情景 2：油 井套管破 损泄漏	100	32.75	790	35.75	970
		1000	116.5	6153	127.5	8002
		5000	274.875	18744	296.875	25419

由上表可知：

100 天时，超标距离最远为 32.75m，超标面积为 790m²，影响距离最远为下游 35.75m，影响面积为 970m²，1000 天时，超标距离最远为 116.5m，超标面积为 6153m²，影响距离最远为下游 127.5m，影响面积为 8002m²。5000 天时，超标距离最远为 274.875m，超标面积为 18744m²，影响距离最远为下游 296.875m，影响面积为 25419m²，其余范围浓度值均能够满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）II类标准≤0.05mg/L。

距离项目最近的潜水水井为新 180-90 南侧 450m 的浩德村水井，本工程地下水流向的下游 245.05m 范围内无饮用水源井，因此，输油管道泄漏 5000d 后，不会对地下水环境保护目标产生污染影响。

项目运行期间，为了及时发现项目运行中出现的对地下水环境的不利影响，防范地

下水污染事故发生，保证周边水源井的供水安全，减缓对地下水环境的不利影响，需定期对地下水环境进行监测，制定本工程监测计划，当地下水监测指标出现异常时，可按照 HJ164 的附录 F 中石油和天然气开采业特征项目开展监测，同时在当地对监测结果进行定期信息公开。

5.4 声环境影响预测与评价

5.4.1 施工期声环境影响评价

本工程施工时产生的噪声源主要是各种施工机械产生的噪声、运输车辆噪声。

(1) 噪声源特点

施工设备中包括固定噪声源和移动噪声源，均为露天工作，排放的噪声直接辐射到周围的环境中，其传播距离比较远，在传播过程中噪声随距离的增加而衰减，且随着施工期的结束而消失。

5.4.1.1 施工期声环境影响预测

(1) 预测模型

本工程施工期主要噪声源包括柴油发电机、钻机、挖掘机、搅拌机、推土机、压路机等设备噪声及运输车辆的交通噪声。将各种施工机械等近似为点声源，采用最大噪声值，仅考虑距离衰减进行计算，可得到施工期各种机械等在不同距离处的噪声贡献值，采用无指向性点声源几何发散衰减的基本公式。

无指向性点声源几何发散衰减的基本公式：

$$L_p(r) = L_p(r_0) - 20\lg(r/r_0)$$

式中：LP(r)——距声源 r 处的施工机械作业噪声预测值，dB；

LP(r0)——距声源 r₀ 处的施工机械作业噪声参考声级，dB。

(2) 预测结果

施工机械噪声衰减结果见表 5.4-1。

表 5.4-1 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	100m	150m	200m	300m
柴油发电机	80.0	68.0	66.0	60.0	56.5	54.0	50.5
挖掘机	76.0	59.1	57.0	50.4	46.8	44.2	40.6

推土机	74.0	57.1	55.0	48.4	44.8	42.2	38.6
钻机	80	68.0	66.0	60	56.5	54.0	50.5
泥浆泵	76.0	59.1	57.0	50.4	46.8	44.2	40.6
空压机	73.0	56.1	54.0	47.4	43.8	41.2	37.6
振动筛	80.0	68.0	66.0	60.0	56.5	54.0	50.5
搅拌机	75	63.0	61.0	55	51.5	49.0	45.5
压路机	76.0	59.1	57.0	50.4	46.8	44.2	40.6
压裂设备	76.0	59.1	57.0	50.4	46.8	44.2	40.6
电焊机	50	38.0	36.0	30.0	26.5	24.0	20.5
运输车辆	70.0	58.0	56.0	50.0	46.5	44.0	40.5

本项目地面工程道路施工、管线工程等夜间均不施工，由上表结果可知，主要施工机械在 40m 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，距本项目最近的环境敏感点为新建管线南侧 50m 的石庄子屯、浩德村、徐家围子屯，施工噪声经距离衰减后，项目施工期产生噪声对周边声环境敏感点影响较小，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。

管线施工噪声源主要为挖掘机、推土机、运输车辆，噪声源强在 80-90dB(A)之间，距离本项目最近的村屯为石庄子屯、浩德村、徐家围子屯。

表 5.4-2 噪声源强调查清单

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	70-80	5m
2	推土机	非连续稳态声源	70-80	5m
3	运输车辆	非连续稳态声源	70-80	5m

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: $LP(r)$ ——距声源 r 处的施工机械作业噪声预测值, dB;

$LP(r_0)$ ——距声源 r_0 处的施工机械作业噪声参考声级, dB。

在各施工点噪声预测过程中采用常用机械进行噪声叠加, 多声源对预测点的贡献值叠加公式如下:

$$L_{eqg} = 10 \lg \left[\sum_i 10^{0.1L_i} \right]$$

式中: L_{eqg} ——建设项目声源在预测点的等效声级贡献值, dB(A);

L_i —— i 声源在预测点产生的 A 声级, dB(A);

预测点的贡献值和背景值按能量叠加方法计算得到的声级, 计算公式为:

$$L_{eq} = 10 \lg (10^{0.1L_{eqg}} + 10^{0.1L_{eqb}})$$

式中: L_{eq} ——预测点的噪声预测值, dB;

L_{eqg} ——建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值, dB;

L_{eqb} ——预测点的噪声背景值, dB。

本项目夜间不进行高噪声施工, 通过, 本项目油井井场评价范围内无声环境保护目标, 仅输油管线评价范围涉及声环境保护目标, 声环境敏感目标石家庄屯、浩德村、徐家围子屯, 施工期声环境保护目标噪声预测结果与达标情况见表 5.4-3。

表 5.4-3 施工期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
石家庄屯	56	44	55	45	90	/	63.5	/	7.5	0	超标 8.5	达 标
浩德村	57	45	55	45	90	/	63.5	/	7.5	0	超标 9.5	达 标
徐家围子屯	57	45	55	45	90	/	63.5	/	7.5	0	超标 9.5	达 标

根据上述预测结果, 在不采取任何措施情况下, 多台设备联合作业时工程评价范围内敏感点昼间均不能达到《声环境质量标准》(GB3096-2008)中的 1 类标准。因此, 本次评价提出要求敏感点附近施工时合理安排施工时间, 禁止夜间 (22:00~06:00) 进行高噪声施工, 加强设备维护保养, 降低噪声源强度施工作业, 避免高噪声设备同时启动, 管线施工时距离村屯较近时需设置施工隔声屏障, 根据相关案例监测数据表明, 设置施

工隔声屏障后，噪声可以降低 5-10dB。经过采取以上措施后，施工期敏感点噪声可以满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)中的 1 类标准，且随着施工结束，影响随即消失。

根据上述预测结果，压裂工程井场场界昼间噪声可以满足《建筑施工场界环境 噪声排放标准》（GB12523-2011），压裂施工对附近村屯噪声影响较小。为了更好的保护区域声环境，应注意对设备的维护保养，保证设备保持压裂车组等大型车辆 运输线路尽量绕避四合村等村屯，车辆途经居民区过程中应减速慢行，非特殊情况 不鸣笛，车辆运输噪声为途经村屯时产生的临时性影响，待车辆驶离后即恢复正常， 对村屯的影响较小

②压裂过程

压裂过程噪声源主要为压裂车组、混砂车组等， 噪声源强 75~90dB（A）。本次古 61-96-98 井进行预测

表 5.4-4 压裂噪声源调查清单（室外声源）

序号	声源名称	型号	空间相对位置/m			声源源强	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z	声功率级 /dB(A)		
1	压裂泵车 1	/	-10	8	1.2	75	低噪声设备，基础 减振等措施	昼间
2	压裂泵车 2	/	10	8	1.2	75		昼间
3	混砂车	/	0	-8	1.2	90		昼间

注：在井场建立空间直角坐标系，坐标原点为油井井口位置。X 轴向东为正，Y 轴向北为正，过原点垂线为 Z 轴（向上为正）；预测高度为 1.2m。

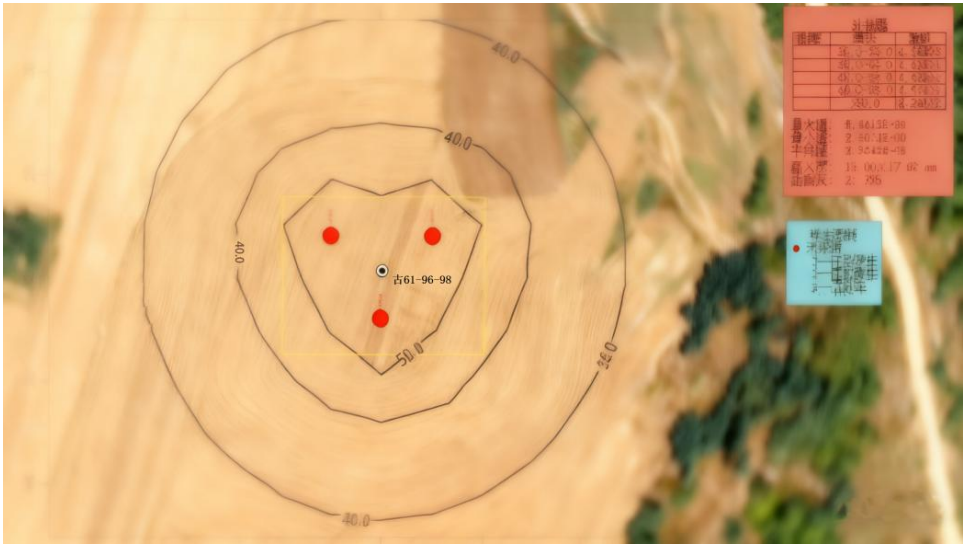


图 5.2-1 压裂施工期井场噪声预测图

根据上述预测结果，压裂工程井场场界昼间噪声可以满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011），压裂施工对附近村屯噪声影响较小。为了更好的保护区域声环境，应注意对设备的维护保养，保证设备保持压裂机组等大型车辆运输线路尽量绕避四合村等村屯，车辆途经居民区过程中应减速慢行，非特殊情况不鸣笛，车辆运输噪声为途经村屯时产生的临时性影响，待车辆驶离后即恢复正常，对村屯的影响较小。

综上，在严格落实上述降噪措施后，输油管线工程、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），敏感点处声环境质量可以达到《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 1 类标准，并且这种影响在施工期结束时即消失。

大型车辆运输线路主要途经村屯，车辆与临街民房距离最近约 10-20m，车辆途经居民区过程中应减速慢行，非特殊情况不鸣笛，车辆运输噪声为途经村屯时产生的临时性影响，待车辆驶离后即恢复正常，对居民区的影响较小。

综上，本工程建设施工噪声对周围环境的影响是可以接受的，通过采取相应的管理措施，可以保证工程不会出现噪声污染问题。

5.4.2 运营期声环境影响预测

项目运营期噪声源主要为固定噪声源，油井井场抽油机噪声露天排放，排放的噪声直接辐射到周围的环境中，其传播距离比较远，在传播过程中噪声随距离的增加而衰减，依托站场内噪声均在室内产生，经过墙壁隔音，噪声排放强度有所降低。

（1）井场噪声

本项目运行期噪声源主要是新建井场抽油机，本次评价采用《环境影响评价技术导则声环境》（HJ2.4-2021）中推荐的室外声源模式对井场厂界噪声贡献值和进行预测。

$$L_p(r) = L_w + D_C - (A_{div} + A_{atm} + A_{gr} + A_{bar} + A_{misc})$$

式中： $L_p(r)$ ——预测点处声压级，dB；

L_w ——由点声源产生的声功率级（A 计权或倍频带），dB；

D_C ——指向性校正，它描述点声源的等效连续声压级与产生声功率级 L_w 的全向点声源在规定方向的声级的偏差程度，dB；

A_{div} ——几何发散引起的衰减，dB；

A_{atm} ——大气吸收引起的衰减，dB；

A_{gr} ——地面效应引起的衰减，dB；

A_{bar} ——障碍物屏蔽引起的衰减, dB;

A_{misc} ——其他多方面效应引起的衰减, dB。

(2) 基础数据

本项目噪声预测环境参数选取情况详见表 5.4-5。

表 5.4-5 项目噪声预测环境参数选取表

序号	名称	单位	数据
1	年平均风速	m/s	3
2	主导风向	/	WSW
3	年平均气温	℃	5.28
4	年平均相对湿度	%	64.76
5	大气压强	atm	0.999

本项目基建油井 86 口, 按井场布置的油井数量分为独立井井场和丛式井井场, 本次评价井场厂界噪声选取具有代表性的 1 座独立井井场及 1 座丛式井井场(布设了 5 口油井)进行预测。井场噪声预测值见表 5.4-6。

表 5.4-6 噪声源衰减预测结果表

噪声源名称	噪声源源强	离抽油机距离不同处的噪声值 dB (A)					
		10m	15m	20m	30m	40m	50m
丛式井井场	80	47	43	41	37	35	29
独立井井场	80	44	40	38	34	32	26

采油井场边界取井场永久占地边界, 离抽油机最近边界距离为 15m, 从预测结果看出, 本工程井场噪声在边界处满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2 类限值“昼间 $\leq 60\text{dB(A)}$ 、夜间 $\leq 50\text{dB(A)}$ ”要求。

(2) 敏感点噪声

本项目建设完成后仅为井场抽油机产生噪声, 新建井场周边 200m 范围无声环境保护目标, 项目运行对周边声环境影响较小, 不会发生噪声扰民问题。

(3) 依托站场噪声

本工程在依托场站内均无改造, 无新增噪声源, 本次评价不进行进一步预测与评价。

表 5.4-7 1#平台工业企业噪声源强调查清单(室外声源) 单位: dB (A)

序号	声源名称	型号	空间相对位置 /m			声源 源强	声源控 制措施	运行 时段
			X	Y	Z	声功 率级		

1	17 号平台	新 180-94-96	CYJX6-2.5-26HF	28	15	1.5	80	低噪声设备, 基础减振	24h/d
		新 180-94-98	CYJX6-2.5-26HF	36	15	1.5	80		24h/d
		新 180-94-102	CYJX6-2.5-26HF	44	15	1.5	80		24h/d
		新 180-92-102	CYJX6-2.5-26HF	52	15	1.5	80		24h/d
		新 180-90-98	CYJX6-2.5-26HF	60	15	1.5	80		24h/d
		新 180-92-100	CYJX6-2.5-26HF	68	15	1.5	80		24h/d
		新 180-92-98	CYJX6-2.5-26HF	76	15	1.5	80		24h/d
		新 180-94-96	CYJX6-2.5-26HF	84	15	1.5	80		24h/d

表 5.4-8 古斜 6844-96-118 工业企业噪声源调查清单（室外声源） 单位：dB（A）

序号	声源名称	型号	空间相对位置/m			声源源强 声功率级	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
1	古斜 6844-96-118	CYJX6-2.5-26HF	0	0	1.5	80	低噪声设备, 基础减振等措施	24h/d

注：在井场建立空间直角坐标系，坐标原点建立在井场抽油机处。X 轴向东为正，Y 轴向北为正，过原点垂线为 Z 轴（向上为正），预测高度为 1.2m。

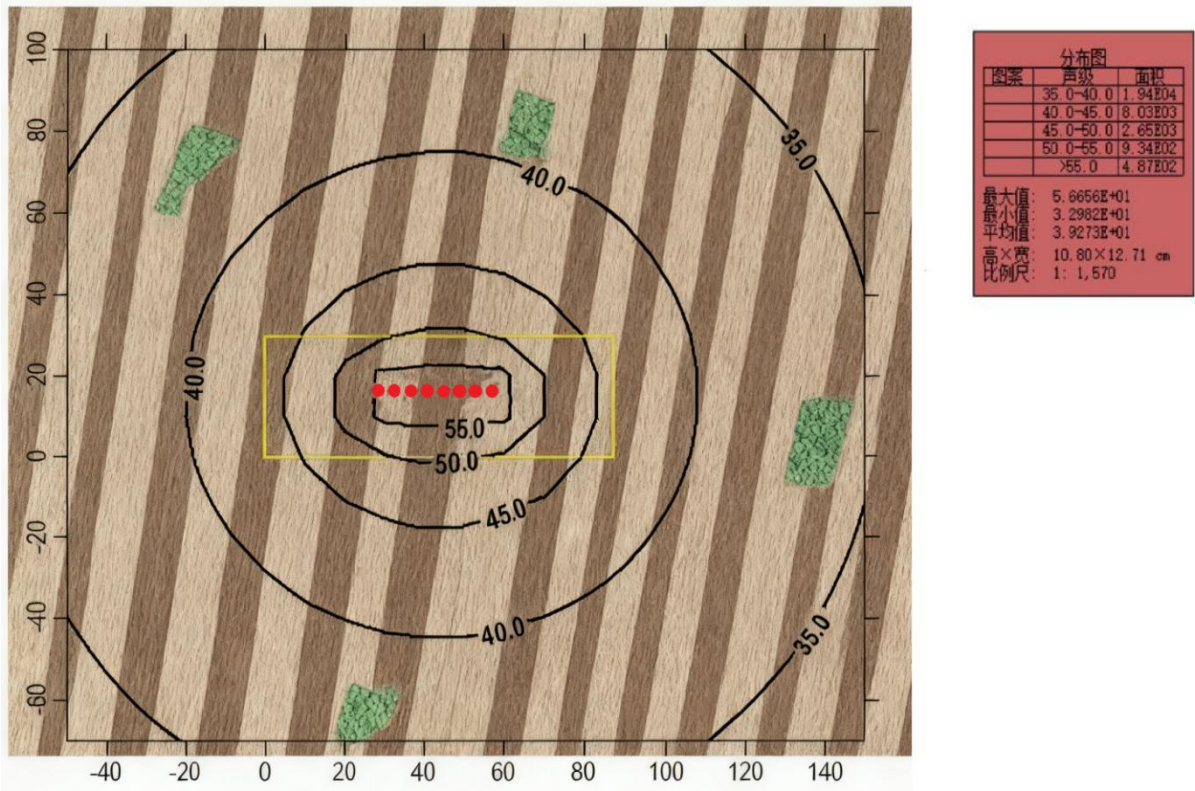


图 5.4-1 项目拟建 8#平台井噪声源预测图

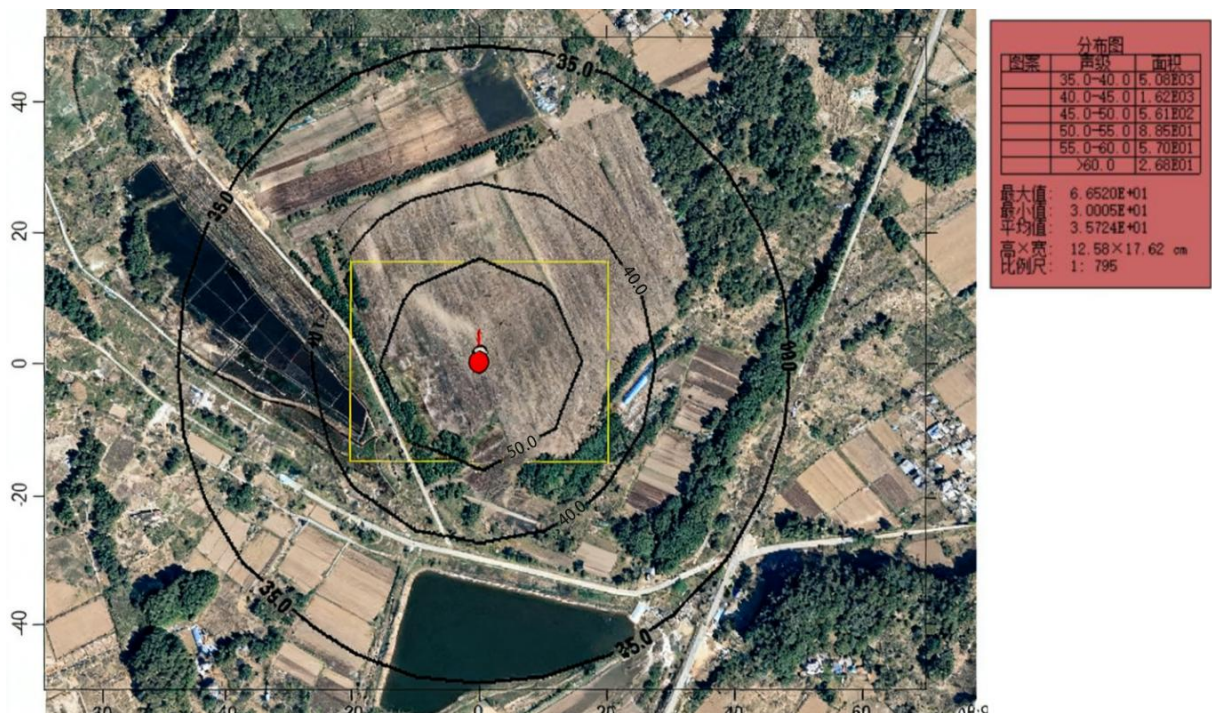


图 5.4-2 项目拟建古斜 6844-96-118 噪声源预测

根据图 5.3-1 及图 5.3-2，在采油井场边界处的噪声贡献值能够满足《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））。运营期井场抽油机对其声环境影响较小

5.4.3 退役期声环境影响分析

本工程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 5.4-9。

表 5.4-9 施工机械噪声衰减值一览表单位：dB(A)

机械名称	源强	离施工点距离不同处的噪声值					
		10m	50m	100m	150m	200m	300m
挖掘机	90	83.98	70.00	63.98	60.46	57.96	54.44
推土机	88	81.98	68.00	61.98	58.46	55.96	52.44
吊装机	81	61.00	47.02	41.00	37.48	34.97	31.45
交通噪声	90	83.98	70.00	63.98	60.46	57.96	54.44

由表 5.3-5 可以看出，施工机械在 50m 以外均能够达到建筑施工场界噪声昼间限值不超过 70dB(A)的要求，本工程退役期仅在昼间施工，夜间不施工，本工程井场施工距离最近的敏感目标石庄子屯、浩德村、徐家围子屯，通过距离衰减，项目退役期产生噪声对其不会产生不良影响，且退役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。

5.4.4 声环境评价结论

在采取适当的降噪措施后，本工程施工期和退役期场界噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）要求，对区域声环境影响较小。敏感点噪声可以满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）1 类标准。在采取适当的降噪措施后，本工程运行期新建井场厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类限值要求，对区域声环境影响较小。

本项目声环境影响评价自查表见附表 3。

5.5 固体废物环境影响评价

5.5.1 施工期固体废物环境影响分析

1) 废钻井液

废钻井液是指钻井过程中无法利用或钻井完工后废弃的泥浆和废水，其性质由使用的钻井液决定，其排放量随井深而变。

①水基废钻井液

水基废钻井液经井口设置的钢制泥浆罐收集后，由罐车拉运至大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）处理，泥饼最终用于铺路或垫井场等综合利用。

②油基钻井液

油基钻井液排入井场设置的废弃油基泥浆罐中，由钻井单位委托黑龙江迈景环保科技有限公司拉运处置，处理后泥渣满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）中表 1 中各项污染控制指标标准限值后，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) 钻井岩屑

钻井过程中，岩石经钻头和泥浆的研磨而破碎成岩屑，其中部分岩屑混进泥浆中，剩余的岩屑经泥浆循环携带至井口，在地面经振动筛分离出来，完井后与废钻井液一起处理。

水基钻井岩屑为一般废物，其废物种类为 SW12 钻井岩屑，废物代码为 071-001-S12，由罐车拉运至大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）处理，泥饼最终用于铺路或垫井场等综合利用。根据《国家危险废物名录（2025 年版）》，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 以矿物油为连续相配制钻井泥浆用于石油开采所产生的钻井岩屑和废弃钻井泥浆，排入井场设置的废弃油基泥浆罐中，由钻井单位委托黑龙江迈景环保科技有限公司拉运处置，处理后泥渣满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）中表 1 中各项污染控制指标标准限值后，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) 废射孔液

根据油藏方案要求，本工程有 101 口油、水井需进行射孔作业，非含油废射孔液产生量为 3420m³，排入井场设置的钢制水基泥浆槽中，与水基废钻井液一起拉运至大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）处理。

本项目新钻 6 口油井，含油废射孔液产生量为 216m³，一开采用水基钻井液，二开采用油基钻井液，钻井后进行射孔完井，废射孔液中可能含有井筒中残存的部分油基钻井泥浆，因此本项目该废射孔液按照危险废物进行管理，废物类别 HW08 废矿物油与含矿物油废物，废物代码 071-002-08 以矿物油为连续相配制钻井泥浆用于石油开采所产生的钻井岩屑和废弃钻井泥浆，排入井场设置的废弃油基泥浆罐中，随油基钻井废水、油基废钻井液、油基钻井岩屑一同由钻井单位委托黑龙江迈景环保科技有限公司拉运处置。

4) 定向钻废弃泥浆

本项目采用定向钻穿越南引水库，定向钻穿越施工需使用配制泥浆，用于成孔和护孔壁，清扫钻屑、传递动力、降低钻进及回拖阻力等。本项目施工期定向钻使用配制泥浆，主要成分为膨润土。本项目施工期定向钻施工过程中泥浆可重复利用，定向钻施工完成后会产生少量废弃泥浆。根据统计，本项目管线穿越沟渠长度 30m，由此估算，本项目定向钻施工产生废弃泥浆产生总量约 30m³，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)，属于一般废物，废物代码为 071-002-S12，通过密闭罐车拉运至大庆钻探六号废弃钻井液处理站(采油九厂)处理，经处理后泥饼用于修井间道路、铺垫井场等

5) 废包装袋

本项目产生的废弃包装袋主要来自钻井过程中膨润土、纯碱、重晶石粉、水泥使用后的废包装袋，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)，属于一般废物，分类代码为 (SW17, 900-099-S17)，共产生约 0.15t，统一收集送天然气分公司工业固废填埋场进行填埋。

6) 废防渗布（不含油）

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，需要在钻井平台附近铺设防渗布。本项目共计产生废防渗布 2.53t，废防渗布（不含
油）属于一般废物（SW17，900-099-S17），统一收集送天然气分公司工业固废填埋场
进行填埋。

7) 含油防渗布

本项目 6 口油井采用油基泥浆，钻井过程中可能产生含油废防渗布，类比大庆油田
多年钻井井场施工经验，破损的含油废防渗布产生量约为 0.06t。根据《国家危险废物名
录（2025 年版）》，含油废防渗布属于危险废物，废物类别均为 HW08 非特定行业，
废物代码为 900-249-08 其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及沾染矿物油的废
弃包装物。

本项目拟在钻井液材料房内设置危废贮存点 1 处，含油废防渗布暂存危废贮存点内
的加盖钢制桶中，定期拉运至采油九厂危险废物规范化储存库，委托有资质的单位及时
拉运处置。其中，危废贮存点按照 GB18697-2023 要求设置，采取必要的防风、防晒、
防雨、防漏、防渗、防腐等措施。

8) 施工废料

施工废料产生量为 0.774t，主要为焊接施工中产生废焊条和管道防腐施工过程中产
生的废防腐材料等，废物代码为（SW72，900-001-S72），统一收集送天然气分公司工
业固废填埋场进行填埋。

8) 生活垃圾

整个施工期生活垃圾产生总量为 7.8t，生活垃圾统一收集送肇源县利民城市垃圾处
理有限公司处理。

5.5.2 运营期固体废物环境影响分析

运营期固体废物主要为含油污泥、落地油及废含油防渗布。

①含油污泥

本项目运营期产生的固体废物主要为依托场站产生的含油污泥。根据大庆油田多年
统计数据，生产万吨原油的油泥（固相）产生量一般按 0.3t 计算，本项目建成原油产能
总建成产能达 $7.7 \times 10^4 \text{t/a}$ ，则本工程年产油泥（砂）2.31t，属于危险废物（HW08，

071-001-08），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，定期交由大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处置。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）标准，用于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

在采油井投产一段时间后，由于腐蚀结垢，机具损坏等原因，往往要进行修井作业。修井时往往会有一部分原油散落于井场内，成为落地油。近年来大庆油田通过在油井修井前实施压井技术以及安装井下卸油器，修井时落地油产生量大幅减少。本项目落地油最大产生量为 4.75t/a，属于危险废物（HW08，071-001-08）。落地油全部回收暂存在敖南油田危险废物暂存池，定期外委处置。

③含油废防渗布

运营期油井作业时在作业场地下方铺设防渗布，产生的落地油直接落在防渗布上，含油废弃防渗布最大产生量约 31.7t/a。根据《国家危险废物名录（2025 年版）》，含油废弃防渗布为危险废物，类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，危废代码为 900-249-08 其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及沾染矿物油的废弃包装物”。含油废防渗布暂存于采油九厂危险废物规范化储存库，委托有危险废物处置资质的单位及时拉运处置。

5.5.3 退役期固体废物环境影响分析

（1）生活垃圾

退役期施工人员产生的生活垃圾统一收集送肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理。

（2）建筑垃圾

退役站场拆除及油水井封井过程中产生的建筑垃圾统一收集后拉运至肇源县建筑垃圾消纳场处置。

（3）废旧设备

退役井场拆除过程中产生的废旧设备全部回收至采油九厂资产库。

5.5.4 危险废物环境影响分析

根据《国家危险废物名录（2025 年版）》，项目产生的危险废物主要包括落地油、含油污泥、废含油防渗布，本项目不设置暂存设施，含油污泥定期交由大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处置，处理后用于油田作业区域通井路、井场建设等。落地油全部回收暂存在敖南含油污泥贮存池，定期委托有资质单位处置。含油废防渗布暂存于采油九厂危险废物规范化储存库，委托有危险废物处置资质的单位及时拉运处置。本次评价仅对贮存、转运、运输过程中提出相关要求。

5.5.4.1 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》（环境保护部公告 2017 年第 43 号）相关规定，危险废物收集、贮存、运输的一般要求如下：

（1）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。

（2）危险废物转移过程应按《危险废物转移管理办法》执行。

（3）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。

（4）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。

(5) 危险废物收集、贮存、运输时应按腐蚀性、毒性、易燃性、反应性和感染性等危险特性对危险废物进行分类、包装并设置相应的标志及标签。

5.5.4.2 危险废物转运

本项目危险废物转运将严格执行危险废物转移制度。危险废物在运输过程中严格控制运输车辆密闭性，避免“跑、冒、滴、漏”情况发生。危险废物的运输由资质单位按照《危险废物收集贮存运输技术规范》要求进行运输管理，危险废物的转移过程应按照《危险废物转移管理办法》执行。在运输过程中，尽量选择硬质路面的路线进行运输，同时要在厂区内的运输路线上经常洒水降尘，减少扬尘污染；运输过程中要避开居住区等敏感区，合理安排运输时间，避免夜间运输，减少噪声污染；同时尽量挑选较好的天气进行运输，避免在雨雪大风等天气条件下运输。一旦运输过程发生意外事故，运输单位及相关部门应根据风险程度采取如下措施：

(1) 设立事故警戒线，启动应急预案，并按《突发环境事件信息报告办法》（2011 年环境保护部令第 17 号）要求及时向环境保护主管部门报告；

(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修复；

(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，穿防护服，并佩戴相应的防护工具。

5.5.4.3 危险废物处置

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。”

本项目产生的油基钻井废水、油基废钻井液、油基钻井岩屑、含油废射孔液依托黑龙江迈景环保科技有限公司处置。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、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(900-041-49)。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 25 万 t/a，约 684t/d，目前实际处理量为 540t/d，钻井废水油基最大产生量为 3340.34t，排入废弃油基泥浆罐，废钻井液、钻井岩屑、废射孔液由处理合计 75213.408t，最大产生量为 210t/d，黑龙江迈景环保科技有限公司剩余处理规模 213t/d，处理能力满足本项目需求。

肇源县晨晰非金属废料加工有限公司建设地点位于大庆市肇源县和平乡和平村西北 835m 处。项目年处理含油污泥 36000 吨，采用预处理+密闭旋转蒸馏工艺，预处理工艺为加热、离心搅拌。石油、天然气开采行业产生的含液率高的清罐油泥、废弃钻井泥浆经预处理后，得到混合油，落地油泥及经过预处理的清罐油泥、废弃钻井泥浆进入密闭旋转蒸馏炉，实现混合气体和废渣的分离，气体经冷凝得到混合油。精炼石油产品制造行业含油污泥经预处理后，进入密闭旋转蒸馏炉，实现混合气体和废渣的分离，气体经冷凝得到混合油。预处理及冷凝得到的混合油进入厂区现有废机油处理装置处理。

本项目产生的落地油全部回收暂存在敖南含油污泥贮存池，该暂存池规格为 70m×30m×2.5m，总容积约为 5000m³，目前剩余容积约 3000m³。该暂存池容纳的含油污泥定期送有资质单位进行无害化处理。本工程每年产生落地油共 4.75t，该暂存池可以满足本工程需要。

通过采取上述收集、贮存、运输、委托处置等措施，本项目运行期产生的 危险废物均不排入外环境，不会对周围环境及敏感点产生影响。

5.5.5 结论

由上述分析可知，本工程对施工期和运行期产生的各类固体废弃物均进行了合理的处置，能够实现固废的减量化、资源化和无害化，对环境影响较小。

5.6 土壤环境影响预测与评价

5.6.1 施工期土壤环境影响评价

(1) 井场建设对土壤的影响

①施工占地对土壤环境的影响：钻井施工期间，大型、重型机械设备的碾压，施工人员的践踏等都会破坏地表植被，使土壤紧实度增高，造成局部大片裸地出现，容易引起土壤风蚀和水土流失，特别是风蚀。因此，钻井施工取土时要先将表土单独堆放留存，取土后再覆盖于取土处表面，并在完井后及时进行植被恢复，尽量减小对土壤结构的影响和破坏。

②钻井泥浆对土壤的影响：有关研究表明钻井泥浆如果长期以自然状态积存于井场，主要会对土壤理化性质如 pH、总碱度、总盐产生一定影响，特别对总碱度影响比较明显，可使土壤板结，增强土壤的盐碱化程度。废钻井泥浆若直接与土壤接触，泥浆中的污染物质对土壤环境的影响主要集中在土壤上层，向下影响土壤的深度约为 1m 左右，渗透最深为 1.2m（总碱度），对深层土壤影响较小。为减少钻井泥浆对土壤的污染，钻井工程全程泥浆不落地，采用水基钻井泥浆，使用低毒无害的添加剂，废弃泥浆直接进入井场泥浆罐中外运处置，从而阻隔泥浆与建设用地土壤直接接触。在采取了上述措施后，井场废钻井泥浆不会对土壤环境产生影响。

③柴油储罐泄漏对土壤环境的影响：正常工况条件下，柴油储罐不会污染土壤，但是一旦发生泄漏风险事故时会对井场的土壤产生一定的污染，项目柴油罐为地上罐，且罐区采取铺设防渗布及围堰等措施，在发生柴油罐发生泄漏时可及时得到处置，因此也不会对周围土壤环境产生影响。

④井喷事故下对土壤的影响：井喷时喷出的原油会进入周围土壤，根据类比调查，井喷时会对周围 1km 内的环境造成污染，事故发生后，疏松土质上影响扩展范围较小，原油覆于地表会使土壤透气性下降，降低土壤肥力，在泄漏事故发生的最初，原油在土壤中下渗至一定深度，随泄漏历时的延长，下渗深度增加不大，通过在大庆油田等实地调查情况，落地原油一般在土壤内部 50cm 以上深度内积聚，在土壤中的迁移深度较浅。

(2) 管线建设对土壤的影响

新建集油管道 37.9km，（含单井集油管道 33km、电加热集油管道 4.9km），新建

注水管道 26.04km（含注水干线及支干线 8.1km、注水支线 3.1km、注水管道 14.84km），建设时施工人员 将会对管沟开挖上方的地表植被进行清理，对自然植被造成破坏和扰动原来相对稳定的地表，使土壤变得疏松，产生一定面积的裸露地面，造成新增土壤侵蚀。施工结束后对施工地地表植被进行恢复，可有效减轻管线建设过程中对土壤环境的影响。

（3）道路、地下电缆建设对土壤的影响

本工程新建通井路 9.7km，建设过程中施工机械和人员将会对道路两侧的植被进行碾压和践踏，对自然植被造成破坏和扰动原来相对稳定的地表，使土壤变得疏松，产生一定面积的裸露地面，造成新增土壤侵蚀。施工结束后对施工迹地地表植被进行恢复，可有效减轻工程建设过程中对土壤环境的影响。

（4）施工期建设对土壤的影响主要表现为：

①破坏土壤结构

土壤结构的形成需要漫长的时间，井场、管线等在开挖和填埋时，必将破坏土壤结构，干扰了团粒结构的自然形成过程。作为土壤质量重要指标的团粒结构一旦遭到破坏，需要经过较长的时间才能恢复。

②混合土壤层次，改变土壤质地

土壤表层质地与底层的质地截然不同，井场、管线的开挖与回填，会混合原有的土壤层次，降低土壤的蓄水保肥能力，易受风蚀，从而影响土壤的发育、植被的恢复。

③土壤养分流失

不同土层的特征及理化性质差异较大，就养分状况而言，表土层（腐殖质层、耕作层）远较心土层好，其有机质、全氮、全磷均较其他层次高。施工作业对原有的土体构型产生扰动，使土壤性质发生变化，土壤养分流失，从而影响植物的生长。

井场、管线等建设施工结束后，通过对施工地地表植被的恢复，水土流失将得到有效控制，水土流失量较小。

（5）施工占地对永久基本农田影响分析

本项目属于国家能源设施重点建设项目，根据地下储层特性，地质设计要求，项目选址、选线无法避让基本农田，根据“地下决定地上，地下顾及地上”的原则，本项目在

井位的选址和布局上采用占地面积最小、环境影响最小的布局方案，该范围均为永久基本农田，已无法避让。本项目通过在施工时严格限制施工作业宽度，尽量利用现有道路，减少新建道路，减少对基本农田的占用，同时为尽量避绕周围永久基本农田、村屯等环境敏感目标，油井设置定向井，尽可能的减少了对永久基本农田等的占用，从而减少了周围环境敏感目标的影响，并对永久用地按照“占一补一，质量相等”的要求进行开垦和补偿，开垦和补偿与所占用耕地的数量和质量相当的耕地。

项目施工临时占地结束后，及时采取生态恢复及补偿措施，把对生态环境的影响降至最小，项目施工期项目临时占地主要为钻井井场施工、管道建设、地下电缆建设等，均不在临时占地内修建永久性建筑，对占用的临时用地在施工结束后进行植被恢复，使其恢复为原有用地类型。

因此，在工程占地手续齐全，采取相应保护基本农田措施的前提下，项目占地对永久基本农田的影响较小。

5.6.2 运营期土壤环境影响分析

5.6.2.1 土壤污染途径

油田生产过程中，石油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。

（1）油水井作业污油污水对土壤的影响

由于油井作业时采用污油污水回收装置等回收污油污水，同时将作业范围严格控制在井场占地范围内，可有效减少石油烃进入土壤，根据本次评价中现有井场土壤监测结果可知，采油井井场永久占地内土壤中检出石油烃，但监测值小，污染程度小。从平面上看，石油烃集中在井场永久占地范围内，永久占地范围外土壤中石油烃含量迅速降低，在距离井场 50m 处已经接近背景值。在垂直方向上，土壤中石油烃主要集中在 0~0.5m 的表层土壤中。由于土壤本身具有的吸附和生物降解等自净作用，石油烃在土壤中的迁移深度较浅。

因此，油田土壤环境污染的分布为：污染物主要集中在井场永久占地内，各种污染物尤其是石油类污染物主要集中在土壤表层，迁移深度较浅。

（2）事故状态下落地油对土壤的影响

事故时排放的落地油量大且集中，其危害主要表现为降低土壤透气、透水性，改变土壤微生物种群结构，消耗土壤氮素，使植物生长受阻，体内残留量增加，恶化土壤-植物及土壤-食物链系统的环境质量。因此，油田生产中一定要严防原油跑、冒事故的发生，一旦发生事故，应立即采取事故应急措施，及时对落地油进行回收，最大限度地恢复地表原貌，为利用土壤的自净作用创造条件，在尽可能短的时间使土壤环境得到恢复。

5.6.2.2 土壤环境影响预测评价

（1）评价范围

项目井场占地范围内及占地范围外 1km 范围，集输管道边界两侧各 200m 范围。

（2）评价时段

评价时段为运营期。

（3）评价因子

pH、石油类、挥发酚、铅、汞、铬、砷、石油烃、铜、镍、镉

（4）评价标准

占地范围内执行《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）风险筛选值中第二类用地限值要求，占地范围外执行《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）筛选值标准。

（5）评价方法

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018），本项目采用类比法对土壤环境影响进行评价。选取新肇油田及临近的敖南油田内已实施的产能项目验收阶段监测数据达标情况，判定本项目拟建油井对区域内土壤环境的影响。见下表

表 5.6-1 类比项目基本情况一览表

项目名称	敖包塔油田加密区块产能建设工程	敖包塔油田加密区块 2015 年产能建设工程	新肇油田古 61-斜 2 井区葡萄花油层开发试验产能建设工程
地理位置	黑龙江省大庆市肇源县大兴乡境内	黑龙江省大庆市肇源县大兴乡境内	黑龙江省大庆市肇源县境内，
环评批复	2015 年 11 月 17 日通过了大庆市环境保护局审批（庆环审〔2015〕361 号）	2015 年 8 月 7 日通过了大庆市环境保护局审批（庆环审〔2015〕162 号）	2019 年 7 月通过了大庆市生态环境局审批（庆环审〔2018〕70 号）
验收手续	2019 年 10 月 8 日通过企业自主验收	2019 年 10 月 8 日通过企业自主验收	2021 年 1 月通过企业自主验收
主要工程内容	基建油井 45 口、水井 5 口，扩建集油阀组间 3 座，扩建 2 座转油站，新建集油掺水管道 26.16km，实际产能 1.57×10^4 t/a	基建油井 66 口、水井 26 口，建集油阀组间 1 座，扩建集油阀组间 1 座，扩建转油站 1 座，新建集油掺水管道 60.15km，实际产能 2.11×10^4 t/a	建设油井 6 口
土壤影响	施工临时占地大型、重型机械设备的碾压，施工人员的践踏、材料堆放等都会破坏地表植被，使土壤紧实度增高，对土壤产生影响；运营期油水井作业时污油污水回收装置泄漏以及事故状态下产生的落地油可能对土壤环境造成破坏。		
土壤环保措施	根据项目验收调查报告，项目管道、井场等临时占地植被自然恢复情况良好，与周围植被基本无差别；采取密闭流程与含油污水处理后回注的工艺，并根据油田特点连通注水系统，以减少污染物的排放；含油污水送往相应的含油污水处理站进行处理，达标后回注井下，无外排现象；落地油全部回收送往第九采油厂含油污泥处理站暂存后，由罐车拉运至大庆圣德雷特化工有限公司处理；强化生产运行管理，杜绝含油污水及污油的随意排放，加强对修井时的管理，落地原油要及时回收，提高落地油回收率，并及时处理被落地油污染的土壤；定期检查维修管线、阀门及收油装置，确保设备的使用性能良好；在井场作业现场管理中，已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%；根据监测数据可知，落地油及含油污泥处理后泥渣的各项指标可以满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）中表 1 中各项污染控制指标标准限值；验收监测期间，监测区域井场永久占地内土壤中 Pb、Hg、Cr、As 等污染物满足《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）筛选值中第二类用地标准，永久占地外农用地和草地满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）筛选值标准，油田特征污染物石油类及挥发酚的监测值均低于参照标准值。		

本项目与上述项目均为大庆油田在肇源县新站镇周围区域内实施的产能建设项目，主要建设内容为基建油井及配套集输管线和供电工程。上述项目与本项目施工期施工工艺、产污及污染途径、污染防治措施等均基本一致，建成投产后进行原油开采，开采均为抽油机举升方式开采，产液集输工艺均为单管环状集油掺水，采出液均经管线输送至相应的转油站和脱水站进行油气水的分离处理。主要产污环节与本项目基本相同，均为采出液在处理过程中加热炉天然气燃烧废气、无组织挥发的非甲烷总烃；采出液分离的含油污水、清罐污泥以及滚动开发期间油水井进行作业、洗井等活动产生的含油污泥、含油污水等，项目加热装置采用的清洁能源天然气，燃烧烟气直接外排入外环境，含油污水均由相应的含油污水处理站进行处理，依托场站清淤和油水井作业产生的含油污泥均拉运至相应的含油污泥处理站处理，不外排。

综上，本项目与上述已建设项目开发工艺、产污及污染途径、污染防治措施等均基本一致，且与本项目均位于肇源县新站镇周围区域内，自然环境和土壤类型、周边土壤环境敏感程度均相同，上述类比项目均取得相关环保手续，因此本项目土壤影响可以类比上述项目。

表 5.6-2 类比项目土壤质量监测结果一览表 单位：mg/kg（除 pH 外）

项目	监测点	监测因子							
		pH	石油类	挥发酚	Pb	Cr	Hg	As	石油烃
敖包塔油田加密区块产能建设工程	敖 277-斜 77 永久占地内	8.59	16.6	0.029	40.1	53	0.0165	0.1626	7.0
	敖 277-斜 77 永久占地外 50m	8.64	18.2	0.038	39.9	45	0.0256	0.1478	/
	敖 277-斜 77 永久占地外 100m	8.51	37.1	0.023	45.6	38	0.0206	0.2714	/
敖包塔油田加密区块	敖 301-斜 79 永久占地内	8.77	49.2	0.034	48.3	63	0.0175	0.1847	7.1

新肇油田古 637 区块葡萄花油层产能建设工程项目

2015 年产能建设工程	敖 301-斜 79 永久占地外 50m	8.60	49.6	0.029	45.2	43	0.011	0.1639	/
	敖 301-斜 79 永久占地外 100m	8.51	49.7	0.045	53.9	70	0.0187	0.1181	/
新肇油田古 61-斜 2 井 区葡萄花油层开发试 验产能建设工程	1#平台永久占地内	7.99	/	/	28	未检出*	0.075	8.62	32
	1#平台永久占地外 50m	7.89	/	/	26	41	0.049	5.34	23

注“*”表示为六价格的检测数据。

根据表 5.5-2 可知，占地范围内的建设用地与占地范围外的农用地土壤 pH 值相差不大，石油烃、石油类、挥发酚监测浓度值较小，同时项目占地范围内土壤中的石油烃、Pb、Hg、Cr、As 等污染物均满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）风险筛选值中第二类用地限值要求，占地范围外的耕地土壤中 Pb、Hg、Cr、As 等污染物均满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）筛选值标准，说明建设单位在项目实施之后较好的落实了污染防治措施，油田滚动开发对土壤环境影响较小。通过类比现有区块内现有井场土壤环境现状监测数据可以得出，在建设单位严格落实土壤环境污染防控措施的前提下，项目对周围土壤环境影响较小。运行过程中，一旦发生风险事故，应急措施立即响应，在最短的时间内处置好现场，对受污染土壤一同进行处置。且石油在土壤中的迁移速度较慢，短期内处置完成，对土壤环境影响有限。

5.6.3 退役期土壤环境影响评价

退役期设备拆除、场地清理过程恢复井场占地，使永久占地恢复为原来用地类型，切断了油田运行过程中土壤污染源，但退役施工过程中设备拆除可能产生落地油泥，运行过程场地可能已存在土壤污染，因此应按照《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。总之，随着油田设施退役，对土壤环境的影响大大降低。

5.6.4 土壤环境影响评价结论

综上所述，本工程在采取上述相关防治措施后，项目的开发建设对区域土壤环境影响较小，土壤环境影响评价自查表见附表 4。

5.7 生态环境影响预测与评价

5.7.1 施工期生态影响评价

5.7.1.1 对土地利用的影响分析

本项目占地分为永久占地和临时占地,分别为 30.62hm²和 93.97hm²,总计 123.99hm²。本项目工程永久占地土地利用类型主要有旱地、其他草地和农村道路等。本项目评价范围面积为 9842.74hm²,评价范围内土地利用类型主要有水田、水浇地、旱地、乔木林地、其他林地、天然牧草地、其他草地、采矿用地等。施工期评价范围土地利用类型变化情况如表 5.7-1 所示。

表 5.7-1 评价范围土地利用类型变化情况

序号	土地利用类型	评价范围		项目区（施工前）		项目区（施工后）		
		面积（hm ² ）	占比（%）	面积（hm ² ）	占评价范围比例（%）	面积（hm ² ）	占评价范围比例（%）	较评价范围变化比例（%）
1	水田	1463.90	14.87	-	-	-	-	-
2	水浇地	4.67	0.05	-	-	-	-	-
3	旱地	3010.43	30.59	11.79	0.19	0	0	-0.19
4	果园	12.68	0.13	-	-	-	-	-
5	乔木林地	428.92	4.36	-	-	-	-	-
6	其他林地	67.56	0.69	-	-	-	-	-
7	天然牧草地	1986.93	20.19	-	-	-	-	-
8	其他草地	1184.99	12.04	18.26	0.12	0	0	-0.12
9	物流仓储用地	39.64	0.40	-	-			-
10	商业服务业设施用地	10.97	0.11	-	-			-
11	工业用地	19.51	0.20	-	-			-
12	采矿用地	79.07	0.80	-	-	30.62	0.32	0.32
13	城镇住宅用地	19.54	0.20	-	-	-	-	-
14	农村宅基地	113.13	1.15	-	-	-	-	-

	地							
15	公用设施用地	0.43	0.01	-	-	-	-	-
16	广场用地	0.13	0.01	-	-	-	-	-
17	机关团体新闻出版用地	2.45	0.02	-	-	-	-	-
18	科教文卫用地	7.23	0.07	-	-	-	-	-
19	特殊用地	0.51	0.01	-	-	-	-	-
20	铁路用地	3.73	0.04	-	-	-	-	-
21	公路用地	61.87	0.63	-	-	-	-	-
22	城镇村道路用地	14.48	0.15	-	-	-	-	-
23	交通服务场站用地	1.93	0.02	-	-	-	-	-
24	农村道路	161.84	1.64	0.57	0.01	0	0	-0.01
25	湖泊水面	18.01	0.18	-	-	-	-	-
26	坑塘水面	435.71	4.43	-	-	-	-	-
27	沟渠	373.85	3.80	-	-	-	-	-
28	沼泽地	284.46	2.89	-	-	-	-	-
29	水工建筑用地	5.83	0.06	-	-	-	-	-
30	设施农用地	8.54	0.09	-	-	-	-	-
31	盐碱地	18.47	0.19	-	-	-	-	-
32	裸土地	1.33	0.01	-	-	-	-	-
合计		9842.74	100.00	30.62	0.32	30.62	0.32	-

工程永久占地将使评价范围内部分旱地、其他草地和农村道路转变为工矿仓储用地中的采矿用地，区域土地利用格局将发生一定程度改变。根据上表，评价范围建成后土地利用类型仍以旱地和其他草地为主。评价范围内旱地和其他草地减少比例分别为 0.19%和 0.12%，工矿仓储用地占评价范围比例有所增加。

施工期间还涉及临时占地，短期内 93.97hm² 土地的利用类型会发生临时性改变，

不过一旦施工完毕，将立即恢复原有地类。从长远角度看，此类工程活动不会致使区域土地利用格局产生显著变化。

综上，本项目虽占用农田及草地资源，但工程永久占地面积相对评价范围较小。对整个评价范围而言，不会导致评价范围土地利用格局发生明显变化，对土地利用格局影响轻微。

5.7.1.2 对植被的影响分析

1、施工期

本工程占地总面积为 123.99hm²，分为永久占地 30.62hm² 和临时占地 93.97hm²。施工期占地面积为工程占地总面积 123.99hm²，其中占用植被面积 78.99hm²。

施工期共占用植被面积 88.38hm²，全部为草甸，约占评价范围总面积的 0.80%，所占比例相对较小。工程施工导致评价范围内生物量损失 334.27t/a。工程虽然占用部分草甸，但草甸生物量较小，导致生物量损失较小，且工程占用草甸主要物种为羊草和大叶章等常见草本，在该区域广泛分布，因此对植被生物量的影响较小。

本项目的施工活动，包括井场平整、道路铺设和管线敷设，不可避免地会对施工区域的植被造成直接的、局部的清除和破坏。但项目在设计阶段已充分优化布局，采用丛式井、平台井等集约化布井方式，并依托现有道路和站场设施，最大限度地减少了永久占地和临时占地面积，从而将植被破坏的范围压缩在最低限度。同时，施工将严格遵守分层开挖、表土剥离和回填等水土保持措施，为后期的生态恢复保留基础。因此，尽管施工活动会对局部植被产生显著影响，但由于其影响范围高度集中、时间相对短暂，且采取了系统性的减缓措施，从整个区域生态系统的尺度看，对植被影响是局部和有限的。

2、运营期

运营期工程占地为工程永久占地，面积为 30.62hm²，其中占用植被面积 18.26hm²，工程建设后运营期占用植被类型面积情况见表 5.7-2。

表 5.7-2 运营期评价范围植被类型变化情况表

序号	植被类型	评价范围面积 (hm ²)	工程占用面积 (hm ²)	变化面积 (hm ²)	变化比例 (%)
1	羊草草甸	1986.93	16.41	16.41	0.17
2	大叶章草甸	906.86	1.85	1.85	0.02

序号	植被类型	评价范围面积 (hm ²)	工程占用面积 (hm ²)	变化面积 (hm ²)	变化比例 (%)
合计		2893.79	18.26	18.26	0.18

运营期共占用植被面积 18.26hm²，占评价范围植被面积的 0.46%，运营期占用羊草草甸面积为 16.41hm²，该面积占用评价范围羊草草甸面积比例为 0.83%；运营期占用大叶章草甸面积为 1.85hm²，该面积占用评价范围大叶章草甸面积比例为 0.20%。运营期评价范围内植被面积将减少 18.26hm²，减少面积占评价范围植被面积的比例为 0.46%，本工程的建设占用的植被面积相对较少，植被减少的面积占评价范围内植被面积比例相对较低，均不足 1%。

项目进入运营期后，其对植被的直接影响将被严格限制在永久占地范围内。运营期的潜在风险在于可能发生的物料泄漏对土壤和周边植被的污染。项目设计采用了全流程密闭集输工艺，建有完善的防渗、检漏和应急体系，从源头、过程和末端极大降低了事故性泄漏的概率和可能的影响范围。在严格的风险管控下，此类事件的发生概率极低，其潜在的生态影响被控制在可接受范围内。此外，在施工临时占地区域，植被将进入自然恢复或人工辅助恢复阶段。总体而言，在落实各项环保和风险防控措施的前提下，项目运营对区域植被的长期影响甚微，不会改变区域的生态格局和功能。

5.7.1.3 对动物的影响分析

1、施工期

项目施工期是人类活动对自然生态系统干扰最为强烈的时期，其对动物的影响表现为直接与间接效应并存的多维度扰动。直接影响主要源于施工活动导致的物理性栖息地破坏。具体而言，井场平整、道路铺设、管线开挖及站场建设等工程行为将彻底改变地表原有形态和植被覆盖，直接破坏施工范围内的动物活动生境。对于活动能力较弱、栖息地特异性强的物种，如某些地栖性昆虫、两栖类以及小型啮齿动物，可能导致局部种群个体被迫迁移或死亡，造成种群数量的瞬时下降和分布格局的短期改变。这种影响是局部的，但由于项目采用丛式井等集约化布井技术，极大压缩了作业面积，使得受直接影响的栖息地范围被严格限制在有限的点位内，避免了大规模、连续性的生态破坏。

间接影响主要体现在施工机械持续运行产生的噪音与震动污染，会形成一种强大的环境压力源。其对野生动物的影响主要体现在行为干扰和生理应激两个层面。在行为层

面，持续的噪音可能会掩蔽动物用于通讯、捕食和预警的声信号，干扰其正常的繁殖行为、育幼行为和社群结构。许多哺乳动物和鸟类会主动避开高噪音区域，导致其有效栖息地面积缩减，增加其能量消耗并可能影响其繁殖成功率。在生理层面，长期暴露于噪音压力下可能引发动物内分泌失调，抑制免疫系统功能，对其健康构成潜在威胁。此外，施工期间增加的车辆交通提升了路杀风险，尤其对爬行类和两栖类构成威胁；夜间作业的强照明则可能干扰夜行性动物的导航与活动节律，造成光污染。

然而，上述影响的程度和范围受到多重因素的制约，从而使其总体影响趋于有限。首先，从生态系统本底来看，项目区地处农业开发历史悠久的平原地区，原生自然生境已大幅转变为农田和人工林景观，大型野生动物稀少，现有的动物群落多以对人为干扰适应性较强的广布性物种和伴人物种为主，其生态习性本身已具备较高的抗干扰弹性。其次，从工程管理角度，通过科学规划和严格落实减缓措施，如严格控制高噪音作业时间、在施工区域设置警示标志和缓速带以降低路杀风险、采用低噪音设备、以及施工结束后及时进行生态修复和植被重建，能够有效减轻施工活动对动物的冲击。因此，尽管施工期的影响是客观存在的，但其具有局部性、暂时性和可逆性的特点，不会导致区域动物区系组成发生结构性改变，对动物的影响较小。

2、运营期

项目进入运营期，大规模、高强度的施工干扰将终止，其对动物的影响模式从急性、剧烈的扰动转变为慢性、低强度的潜在影响。运营期的影响主要来源于以下三个方面。

首先，永久占地导致了动物活动空间的丧失和破碎化。这部分土地原有的生态功能将被人为维护的硬化地面或人工绿化所替代，使其上的动物活动空间永久失效。空间破碎化则会阻碍动物个体在不同斑块间的扩散与基因交流，对种群长期健康发展构成潜在威胁。然而，项目永久占地的总面积相对于整个评价范围而言占比极低，不足以对任何动物种群的生存与发展构成实质性威胁，更不会引发生物多样性的显著衰退。

其次，运营期的持续干扰主要来自于巡检车辆、设备运行产生的低频噪音、以及夜间照明设施。与施工期的间歇性高强度噪音不同，运营期的噪音通常强度较低但持续时间长。研究表明，持续性低频噪音可能导致某些鸟类放弃在噪音源附近筑巢，或改变其鸣叫频率与时间以适应环境。但这种影响的空间衰减效应明显，影响范围有限。夜间灯

光则主要对夜行性昆虫和兽类产生影响，可能干扰其觅食和迁徙路线。

运营期的潜在风险来自于突发性环境事件，如物料的跑、冒、滴、漏或事故性泄漏。污染物进入土壤和水体，可能通过直接接触、污染食物链等方式对动物造成毒害。但本项目已建立起完善的防渗、监测与应急响应体系，从工程设计和管理的上极大降低了此类事故发生的概率和可能的影响范围。在严格的风险管控下，其生态风险是可控的。

综上所述，运营期的影响是长期但低强度的。通过采取一系列减缓措施，如优化巡检路线与频次、采用低噪音设备以及维护和加强现有的风险防控体系，能够将运营活动对动物的干扰降至最低。因此，运营期对动物的影响较小。

5.7.1.4 对生境的影响

1、施工期

工程施工期时占用的主要生境类型为草甸和农田，工程占用农田生境面积为 35.04hm^2 ，占评价范围内农田面积的比例为 0.78%，占评价范围面积的比例为 0.36%，占比很小。占用的农田为水田和旱地，在评价范围内广泛分布。因此，本项目对农田生境的影响较小。工程占用草甸生境面积为 78.99hm^2 ，占评价范围内草甸生境面积的比例为 2.49%，占评价范围面积的比例为 0.80%，占用的草甸为羊草草甸、大叶章草甸和杂类草草甸，在评价范围内成片分布，可代替性强，因此本工程对草甸的影响在可接受范围内。

综上所述，施工期间本工程对生境的连通性和破碎化程度产生了一定的影响，但是占用的生境面积相对较小，且依赖于各类生境的动物具有迁移能力，可以迁移至同域远离施工场地的适宜生境进行栖息、繁殖、觅食等活动。此外各类生境内分布的植物物种未有重要野生植物，且在评价范围内广泛分布，可代替性强，在施工结束后将对占地进行表土回覆、场地整平、植被恢复，因此在施工期间，本工程对评价范围内生境的影响较小，可以被环境所接受。

2、运营期

在本项目运营期间，原有生境将因钻井、采油、注水作业及地面配套设施建设受到直接占用，造成局部生境面积的减少。持续的油气开采、井下作业、车辆运输及相关生产活动将进一步对周边生境产生干扰，存在一定的生境退化风险，可能间接导致生境面

积缩减，并对周边区域内生境质量造成不利影响，干扰动植物正常的生存与繁殖行为。但由于项目占地面积相对有限，且作业活动严格限制于核准的用地范围之内，不会对区域生境连通性造成严重破坏。项目所在区域周边广泛分布有生态功能相近、物种组成类似的生境，这些替代性生境可在一定程度上补偿因工程导致的生境损失，维持评价范围内生境总体规模的相对稳定。此外，运营期间将采取一系列减缓措施，如采用低噪声设备、实施减振工程、加强环境管理并实行洒水抑尘等，以最大限度降低对周边生境的干扰。

为促进生境恢复，本项目将遵循生态系统自然演替规律，实施系统性生态修复工程，包括表土剥离与回覆、植被恢复与群落重建等。通过这些措施，项目区的植被覆盖度将逐步恢复至周边自然生态系统水平，生物多样性得以有效恢复。

综上所述，本项目在运营期间对生境的影响总体可控，影响程度较小。

5.7.1.5 对生态系统的影响

1、施工期

施工期导致评价范围内草甸和耕地生态系统面积分别减少 88.38hm² 和 35.04hm²，相应转化为工矿交通用地（增加 123.42hm²）。这表明施工活动直接占用了部分自然和半自然生态系统，虽对局部生态系统面积造成一定影响，但由于未涉及森林、湿地等生态系统，且变化面积占评价范围总面积比例较小（均不足 1%），因此区域生态系统的整体格局和稳定性受影响较小。

表 5.7-3 施工期评价范围生态系统类型变化情况表

生态系统类型		工程建设 前面积 (hm ²)	占评价范 围比例 (%)	工程建设 后面积 (hm ²)	占评价范 围比例 (%)	面积变化 (hm ²)	占评价范 围比例变 化 (%)
I级分类	II级分类						
森林生态 系统	阔叶林	496.48	5.04	496.48	5.04	-	-
草地生态 系统	草甸	3171.92	32.23	3092.93	31.42	-88.38	-0.81
湿地生态 系统	沼泽	284.46	2.89	284.46	2.89	-	-
	湖泊	453.72	4.61	453.72	4.61	-	-
	河流	373.85	3.80	373.85	3.80	-	-
农田生态 系统	耕地	4479	45.51	4443.96	45.15	-35.04	0.36
	园地	12.68	0.13	12.68	0.13	-	-
城镇生态	居住地	132.67	1.35	132.67	1.35	-	-

系统	工矿交通	418.16	4.25	532.19	5.42	123.42	1.17
荒漠生态系统	盐碱地	18.47	0.19	18.47	0.19	-	-
其他	裸地	1.33	0.01	1.33	0.01	-	-
合计		9842.74	100.00	9842.74	100.00	-	-

本工程占地总面积为 123.99hm²，施工期占地面积为工程占地总面积 123.99hm²，其中占用植被面积 83.88hm²。工程施工期占用植被生物量变化情况如下。

表 5.7-4 施工期占用植被生物量变化情况表

序号	植被类型	面积 (hm ²)	占评价范围比例 (%)	平均生物量 (t/hm ² ·a)	生物量损失 (t/a)
1	羊草草甸	41.07	0.42	5.28	216.85
2	大叶章草甸	37.04	0.28	3.11	115.19
3	杂类草草甸	10.27	0.10	3.06	31.43
合计		83.88	0.80	--	363.47

施工期共占用植被面积 83.88hm²，占评价范围总面积的 0.80%，所占比例相对较小。工程施工损失生物量为 363.47t/a。工程虽然占用草甸，但草甸生物量较小，导致生物量损失较小，且工程占用草甸物种为羊草、大叶章等常见树种，在该区域广泛分布，因此植被生物量的损失影响较小。

生态系统本身具备一定的抵抗力和恢复力，在受到外部扰动后，可借助周边未受干扰区域的种源补充和生态流过程，逐步启动自我修复机制。待施工期结束后，通过实施人工生态修复措施（如土地复垦、植被重建等）并结合自然演替过程，被占用区域的植被覆盖与群落结构将逐步恢复。同时，原先受干扰的动物种群也有望在环境恢复后重新迁入。尽管在短期内，工程将对生态系统功能（包括生产力）造成一定程度的不利影响，具体表现为植被清除和土壤扰动可能导致局部生产力短期内下降，但由于评价范围内生态系统平均生产力较高（993.20g/m²·a），本底恢复能力较强，且周边未受干扰区域可提供物质和能量补充，从长期来看，评价范围生态系统的植被覆盖度、生物量、生产力及空间格局有望保持动态稳定，整体生态平衡仍具备较强的恢复潜力，生产力水平亦将逐步恢复并维持在接近原有水平的范围内。

综上所述，本工程施工期对评价范围内生态系统结构以及整体生态功能的影响有限，在采取相应生态保护和修复措施后，其影响处于可接受范围内，不会导致区域生态系统

发生退化或丧失其主导功能。

2、运营期

在运营期，本工程占地为永久占地，占地范围内受影响的生态系统类型有草甸生态系统和农田生态系统，面积分别减少 18.26hm²和 11.79hm²，占评价范围比例减少 0.19%和 0.12%。与上述各类型生态系统相对应的城镇生态系统类型面积将增加 30.05hm²，其所占比例将增加 0.31%。工程建设完进入运营期后，被占用的各类型生态系统部分面积将转化为城镇生态系统类型，因此本项目将加强城镇生态系统的建设，由于占用各类型生态系统面积较小，对其他各类型生态系统产生的影响较小，可被环境所接受。

表 5.7-5 运营期评价范围生态系统类型变化情况表

生态系统类型		工程建设 前面积 (hm ²)	占评价范 围比例 (%)	工程建设 后面积 (hm ²)	占评价范 围比例 (%)	面积变化 (hm ²)	占评价范 围比例变 化 (%)
I级分类	II级分类						
森林生态 系统	阔叶林	496.48	5.04	496.48	5.04	-	-
草地生态 系统	草甸	3171.92	32.23	3153.66	32.04	-18.26	-0.19
湿地生态 系统	沼泽	284.46	2.89	284.46	2.89	-	-
	湖泊	453.72	4.61	453.72	4.61	-	-
	河流	373.85	3.80	373.85	3.80	-	-
农田生态 系统	耕地	4479	45.51	4467.21	45.39	-11.79	-0.12
	园地	12.68	0.13	12.68	0.13	-	-
城镇生态 系统	居住地	132.67	1.35	132.67	1.35	-	-
	工矿交通	418.16	4.25	448.21	4.56	30.05	0.31
荒漠生态 系统	盐碱地	18.47	0.19	18.47	0.19	-	-
其他	裸地	1.33	0.01	1.33	0.01	-	-
合计		9842.74	100.00	9842.74	100.00	-	-

5.7.1.6 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》，大庆市让胡路区、红岗区、大同区、肇源县、杜蒙县属于沙化土地所在县（区）。

《黑龙江省防沙治沙条例》第二十六条规定：“油气勘探开发以及矿产资源开采应当按照规划组织实施，并将地表植被恢复和建设纳入规划。在开发和开采前，应当进行

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

根据现场调查，本工程所在地区沙化土壤分布较少，主要地类为土壤性能良好的耕地和草地，植被覆盖度较高，没有大面积裸地及沙化土地。本工程的建设活动会对地表植被造成破坏，在短期内出现局部裸地，土壤层次、结构发生了改变，若不及时恢复，由于水土流失加剧增加了土地沙化的可能性。因此施工期须严格落实各项生态保护措施及生态减缓措施，严格控制施工作业占地范围，施工结束后对施工迹地地表植被进行恢复，路基边坡采取种草措施护坡固土，尽量减少工程建设对土地沙化的影响。

5.7.1.7 对生物多样性的影响

本项目对评价范围内生物多样性的影响总体较小，属于局部和可控范围内。具体体现在以下方面：

在生态系统层面，工程总占地面积为 123.99hm²，仅占评价范围草地生态系统的 0.81%和农田生态系统的 0.36%。虽然会导致小范围的羊草草甸、大叶章草甸、杂类草草甸及农作物丧失，但由于评价范围内生态系统类型整体结构稳定，这种程度的占用不会改变区域生态系统的整体格局和主导服务功能。

在物种层次方面，尽管工程将使占地范围内的植被完全清除，并可能对动物栖息和活动产生短期干扰，但评价范围内动植物组成以广布种和常见古北界成分为主。未发现特有种及外来物种入侵问题，也从侧面反映出系统具有较强的抗干扰能力。

综上，本项目建设和运营对生物多样性的影响范围小、程度轻，在采取必要的减缓措施后，可通过自然恢复和生态补偿得以有效缓解。因此，从总体上看，工程对评价范围生物多样性的影响较小，不会改变其现有结构、功能及稳定性特征。

5.7.1.8 对自然景观的影响

在施工期，影响主要表现为暂时性和局部性。地面开挖、设施建设等工程活动虽在短期内形成视觉干扰斑块，并一定程度加剧景观破碎化，但由于施工范围集中、周期相对较短，且通过实施严格的遮挡、苫盖及分段施工等减缓措施，其负面影响可被有效控制，不会对区域景观的整体性与稳定性构成根本性冲击。

进入运营期后，项目的影响转化为永久性的低强度景观特征改变。井场、道路等人工设施作为新的景观要素嵌入自然基底，其影响是持续但有限的。通过优化设施设计、实施生态修复与植被恢复，可有效促进人工构筑物与自然环境的融合。尽管导致了局部土地利用性质的永久转变（如部分草甸、耕地转为工矿用地），但转变面积占评价范围总面积的比例极低（不足 1%），并未改变区域以自然和农业景观为主导的根本格局。因此，项目对自然景观的长期影响是可控且轻微的。

5.7.1.9 水土流失的影响

施工期是水土流失风险最为突出的阶段。土方开挖、场地平整、管沟敷设及临时堆土等作业将大规模扰动地表，彻底破坏原有植被层和土壤结皮，使土体结构松散、抗蚀性急剧下降。特别是施工活动若与雨季同步，高强度降雨可能导致严重的面蚀乃至沟蚀，对项目区及下游水环境构成潜在威胁。此外，施工机械的碾压及临时占地将进一步压实土壤，降低其入渗能力，增加地表径流量与流速，从而加剧水土流失的强度与范围。因此，施工期需采取系统性的临时防护措施，如设置沉沙池、排水沟、土工布苫盖、临时拦挡及及时绿化等，以有效控制土壤流失量，将环境影响降至最低。

进入运营期后，水土流失风险将大幅降低并趋于稳定。随着施工扰动的结束，永久性水土保持设施（如站场及井场硬化、护坡、排水系统等）均已建成并发挥效益，被永久占地区的侵蚀得以根本控制。同时，在临时占地区通过实施土地整治和植被恢复工程，重建的植被群落将有效固土护坡，逐步恢复并增强区域的土壤保持功能。运营期的水土流失主要集中于植被恢复初期的数年，待植被覆盖度达到一定水平后，项目区的土壤侵蚀模数可恢复至接近周边自然环境的背景水平。长期来看，项目引入的永久性构筑物所占面积比例较小，对区域整体水土流失格局的影响甚微，不会改变流域的土壤侵蚀现状。

5.7.2 服务期满对环境影响分析

服务期满后主要影响与运营期相比对自然环境诸要素的影响将趋于减缓，主要体现在：

（1）随着资源的枯竭，各产污设备也将完成其服务功能，因此，这些产污环节也将减弱或消失，如废水的排放、设备噪声、环境空气污染等，区域环境质量将随之好转；

（2）本项目服务期满后，集输管道两段采用混凝土封堵后留在地下不再挖出，对场地进行复垦或绿化，所贮存的固体废物的性质趋于稳定，对环境的不利影响将逐步消失，表面造地、复垦绿化的完成，使得生态环境得到恢复；

（3）退役期需拆除井场、站场设备及设施，可能导致局部土壤压实和植被破坏。机械作业可能造成表层土壤结构改变，短期内影响地表稳定性。

（4）通过土地平整、翻松及施肥，可改善土壤理化性质，促进植被自然恢复。但恢复初期可能存在土壤肥力下降、植被覆盖率短暂降低的问题，需通过人工干预加速生态修复。

5.7.3 生态系统影响分析

项目建设将使评价区景观结构发生相应的变化，各类景观斑块数量发生变化，项目的建设改变原有土地利用类型，导致区域自然生态体系的生产能力下降，从而使区域的生态完整性受到一定的影响，但不会改变耕地、草地的地位。各植被类型的生物量有所减少，但基本不改变主要植被类型；多样性指数指标有所减少，但减少量较小，生态系统抵抗外界干扰的能力仍然较强。

项目建设对该生态系统的影响相对较弱，不会从根本上改变其生态特征，生态系统仍然具有完整的结构和连续不断的运行过程，不会造成生境碎片化。

5.7.4 对物种组成及群落结构的影响

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，区内野生动物种类、数量均较少，植被以一年生草本植物以及人工作物为主，无珍稀动植物分布，植被类型和群落结构简单，不具有稀有性和特有性，且群落内部植物组成基本相同，因此，本项目的建设虽会短暂造成施工占地范围内的植被消失，但不会造成一种植物群落和内部关键物种在此区域的消失，且施工结束后可得以恢复。项目建设对物种组成和群

落结构的影响不明显

5.7.5 对生物多样性的影响分析

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，区内动植物均为一些常见的伴人种类，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。

本项目制定了占地恢复计划，产能工程结束后及时恢复，确保恢复面积不少于占用面积，不会对当地物种多样性造成明显影响。

5.7.6 生态影响评价结论

根据对本项目油田生态系统结构、功能和生态环境现状评价及油田开发对生态环境的影响分析，得出如下结论：

（1）项目管线和道路的建设对土地的侵占、对植被的破坏，将使油田开发区内的植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保护措施，严格控制施工范围，可最大程度减小对生态环境的不利影响，使其在尽可能短的时间内得到恢复。

（2）项目采油、贮存、运输及其它生产过程中产生落地油、含油污水等环境污染物，对油井周围环境中的植物生长发育有一定的影响。但通过采取油水井作业时敷设防渗布等必要的环保措施，其对环境的污染程度是较小的，不会影响开发区域内植被生长。

（3）油田开发工程不可避免会改变原有的生态环境，但若合理规划和建设，石油产业有利于当地及周边地区的经济发展，能够与周围生态环境协调共处。综上所述，只要采取必要的措施，本项目对生态环境的影响不会太大，在生态上是可行的。

本项目生态影响评价自查表见附表 5。

5.8 环境风险分析

5.8.1 环境风险识别

本项目施工期涉及的主要危险物质是原油、天然气、柴油，运行期涉及的主要危险物质是石油开采过程中井场及集输管线内的原油和天然气（伴生气），原油、天然气、柴油具有易燃、易爆的性质。物料的危险性分析如下：

5.8.1.1 原油

原油是多种碳氢化合物组成的可燃性液体，属甲 B 类易燃易爆物品。原油闪点范围较宽，凝固点较高，其蒸气与空气形成爆炸混合物，遇明火、高热可引起燃烧爆炸，与氧化剂能发生强烈反应，遇高热可分解出有毒烟雾。原油的危险特性见表 5.8-1。

表 5.8-1 原油安全技术说明书

理化 常数	中文名称	原油		
	英文名称	CrudeoU; Petroleumn		
	别名	石油		
	外观与性状	黑色的可燃性黏稠液体		
	闪点	<28℃		
	凝固点	18.3~19℃	溶解性	不溶于水，溶于苯、乙醚、三氯甲烷、四氯化碳等有机溶剂。
	密度	相对密度（水=1）0.84~0.86	稳定性	稳定
	爆炸极限	1.1%~8.7%（体积）	自燃温度	280℃~380℃
主要 用途	主要用于生产汽油、航空煤油、柴油等发动机燃料以及液化气、石脑油、润滑油、石蜡、沥青、石油焦等，通过其馏分的高温热解，还用于生产乙烯、丙烯、丁烯等基本有机化工原料。			
危险 特性	易燃，蒸气与空气能形成爆炸性混合物，遇明火、高热可引起燃烧爆炸。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专用收集器内。用砂土吸收残液。			

防护措施	工程控制：生产过程密闭，全面通风。呼吸系统防护：空气中浓度超标时，佩戴正压式空气呼吸器。眼睛防护：必要时，戴化学安全防护眼镜。身体防护：穿防静电工作服。手防护：戴橡胶手套。其它：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。
急救措施	皮肤接触：脱去污染的衣着，用肥皂水及清水彻底冲洗。眼睛接触：立即提起眼睑，用流动清水冲洗。吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。注意保暖，呼吸困难时给输氧。呼吸停止时，立即进行人工呼吸。就医。食入：误服者给充分漱口、饮水，就医。
灭火方法	消防人员须穿全身防火防毒服，佩戴空气呼吸器，在上风向灭火。喷水冷却燃烧罐和临近罐，直至灭火结束。处在火场中若发生异常变化或发出异常声音，须马上撤离。 灭火剂：泡沫、干粉、砂土、二氧化碳。

5.8.1.2 伴生气（天然气）

天然气属于 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。天然气的危险特性见表 5.8-2。

表 5.8-2 天然气安全技术说明书

CAS 号		74-82-8	
中文名称		天然气	
分子式	CH ₄	外观与性状	无色无臭气体。
分子量	16.04	蒸汽压	53.32kPa/-168.8℃
沸点	-161.5℃	闪点	-188℃
熔点	-182.5℃	溶解性	微溶于水，溶于醇、乙醚。
密度	相对密度（空气=1）0.55	稳定性	稳定
爆炸极	空气中 5.3~15%（体积）	自燃温度	538℃
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。		
健康危害	侵入途径：吸入 健康危害：甲烷对人基本无毒，但浓度过高时，使空气中氧含量明显降低，使人窒息。当空气中甲烷达 25%~30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、共济失调。若不及时脱离，可致窒息死亡。皮肤接触液化本品，可致冻伤。		
泄漏应急处理	迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿消防防护服。尽可能切断泄漏源。合理通风，加速扩散。喷雾状水稀释、溶解。构筑围堤或挖坑收容产生的大量废水。如有可能，将漏出气用排风机送至空旷地方或装设适当喷头烧掉。也可以将漏气的容器移至空旷处，注意通风。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。		

防护措施	呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，但建议特殊情况下，佩带自吸过滤式防毒面具（半面罩）。眼睛防护：一般不需要特别防护，高浓度接触时可戴安全防护眼镜。身体防护：穿防静电工作服。手防护：戴一般作业防护手套。其它：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。进入罐、限制性空间或其它高浓度区作业，须有人监护。
急救措施	皮肤接触：若有冻伤，就医治疗。吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸，就医。
灭火方法	切断气源。若不能立即切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。 灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉。

5.8.1.3 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。柴油的危险特性见表 5.8-3。

表 5.8-3 柴油安全技术说明书

物质名称：柴油			
物化特性			
沸点（℃）	180～410（约）	比重（水=1）	0.8～0.9
饱和蒸气压（kPa）	0.67kMPa（25℃，纯品）	熔点（℃）	-35～20
蒸气密度（空气=1）	无资料	溶解性	不溶于水，易溶于苯、二硫化碳、醇等。
外观与气味	稍有粘性的浅黄至棕色液体。		
火灾爆炸危险数据			
闪点（℃）	≥65	爆炸极限（V%）	1.5～4.5
引燃温度（℃）	285		
灭火剂	泡沫、二氧化碳、干粉、1211 灭火剂、砂土。		
灭火方法	喷水冷却容器，可能时将容器从火场移至空旷处。		
危险特性	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。		
反应活性数据			
稳定性	稳定	禁忌物	强氧化剂、卤素
燃烧（分解）产物	一氧化碳、二氧化碳		
健康危害数据			
侵入途径	吸入、皮肤、口		
健康危害（急性和慢性）：皮肤接触柴油可引起接触性皮炎、油性痤疮；吸入可引起吸入性肺炎。能经胎盘进入胎儿血中。柴油废气可引起眼、鼻刺激症状，头晕及头痛。			
泄漏紧急处理：迅速撤离泄漏污染区人员至安全区，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空气呼吸器，穿消防防护服。尽可能切断泄漏源，防止进入下水道、排洪沟等限制性空间。小量泄漏：用砂土、蛭石或其它惰性材料吸收。或在保证安全情况下，就地焚烧。大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容；用泡沫覆盖，降低蒸气灾害。用防爆泵转移至专用收集器内，回收或运至废物处理场所处置。			

储运注意事项：配备相应品种和数量的消防器材。罐储要有防火防爆技术措施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具，充装要控制流速，注意防止静电积聚。

防护措施			
呼吸系统防护	一般不需特殊防护，但建议特殊情况下，佩带正压空气呼吸机。	身体防护	穿防静电服
手防护	戴防护手套	眼防护	必要时戴安全防护眼镜
其它	工作后，淋浴更衣。保持良好的卫生习惯。		
急救措施	皮肤接触：立即脱去污染的衣着，用肥皂水和清水彻底清洗皮肤。就医。 眼睛接触：立即提起眼睑，用大量流动的清水彻底冲洗。就医。 食入：尽快彻底洗胃，就医。		

5.8.2 风险识别

5.8.2.1 物质危险性识别

本工程施工期涉及的危险物质主要是井场柴油罐，运行期涉及的主要危险物质是石油开采过程中井场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。

5.8.2.2 生产系统危险性识别

根据本项目的油藏情况及后期运行工艺、管理水平及自然灾害等因素，本项目的环境风险主要来自施工期钻井过程中井喷、套管破损、井漏以及柴油储罐泄漏；运营期的井下作业过程、采油过程和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。

5.8.2.3 危险物质向环境转移的途径识别

（1）施工期风险事故发生途径分析

①井喷

井喷就是当钻井钻穿高压油气层时，由于处理措施不当等原因使油气流从井口喷出。井喷时将有大量原油和伴生气喷出，并极易发生火灾，喷出的大量烃类气体污染大气，原油覆盖植被影响其光合作用而死亡，覆盖地表污染土壤，进入地表水会造成水污染。

尽管井喷造成的后果是严重的，但井喷发生的概率非常小，只有在钻遇高压油气层而且往往操作不当时才有可能发生。而由于操作者直接责任而引起井控措施不当、违反操作规程、井控措施故障等是造成井喷失控事故的主要因素。

一般钻探井时发生井喷事故较多，而钻生产井时则较少。该项目开采的油层原始地层压力较低，但在进行注水采油后，注水井注水前缘压力太高也有导致井喷发生的可能性，因此该项目在钻井前都会采取注水井停注等措施来降低地层压力，而且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。

②套管连接不及时

发生套管连接不及时，钻井泥浆从套管间隙中泄漏出污染地下水和土壤。根据大庆油田生产实际统计，套管连接不及时的机率一般为万分之一至五万分之一，发生事故可能性很小。

③井漏

本项目设计平均井深约 1500m，浅部地层成岩性差，胶结疏松，钻井施工中可能发生井漏、井塌；钻遇断层的井钻进至断层时，也可能发生井漏。井漏是钻井过程中遇到复杂地层，钻井泥浆或其他介质（固井水泥浆等）漏入地层孔隙、裂缝等空间的现象。若漏失地层与含水层之间存在较多的断裂或裂隙，漏失的钻井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。

④伴生气泄漏

正常情况下，井口存在伴生气的无组织泄漏，但不会成为环境风险，即不会造成突发性环境污染。非正常和事故情况下，如发生井喷致使伴生气泄漏外溢，会对环境、人员和设备产生危害。伴生气主要危险和危害包括：遇明火可能发生火灾或爆炸事故，造成人员伤亡、设备损坏等危害；烃类气体对人体的毒性危害，较长时间接触后，对人体会产生头痛、眩晕、精神迟钝、恶心、呕吐、眼角膜充血等危害。本项目所在油田区域基本不会发生井喷事故，且油田伴生气储量较少，伴生气泄漏事故造成人员伤亡及环境污染的可能性较小。

⑤柴油罐泄露

本项目对柴油罐区进行重点防渗处理，地面结构层下铺设厚 2mm 高密度聚乙烯

(HDPE)土工膜构筑防渗层, $K \leq 1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$, 其防渗性能等效黏土防渗层 $Mb \geq 6\text{m}$ 、 $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 并在周边设置高度不低于 0.5m、容积不低于 20m^3 的便于拆装的防渗玻璃钢围堰, 满足事故状态下的储存要求。满足《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016) 表 7 中要求: 等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0\text{m}$, $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$, 并距离发电房等易产生明火的位置 20m 以上。

⑥突发火灾、爆炸事件

井喷、柴油罐操作不当, 造成原油、柴油等泄漏遇明火引起火灾爆炸事故, 造成环境空气污染。项目井场采取了一系列井控措施, 同时对柴油罐进行规范化管理, 井场内不使用明火, 因此突发火灾、爆炸时间的可能性极小。

⑦物料运输期间环境风险

本工程涉及物料均采用汽车陆路运输, 包括井场用水、钻井原辅材料、柴油等, 在对柴油等危险品运输期间, 若发生泄漏事故, 将产生一定的环境风险, 因此, 危险品的运输工作应由持有相应运输资质的单位组织实施, 运输过程应按照《道路危险货物运输管理规定》执行, 具体运输线路力求最短、对沿路影响小, 避免运输过程中产生较大的风险影响。项目所在区域已有相应井排路、乡道等已有道路, 危险物料运输期间, 均沿已有道路运输, 尽量避让村屯等人口密集区域, 运输人员须经过相应应急培训并持证上岗, 运输过程如发生洒落、泄漏事故, 应立即上报事故泄漏情况, 并派人立即清理, 将散落物料全部收集, 仍送相应地点储存或处置。采取以上措施后, 项目危险物料运输过程基本不会出现泄漏情况, 不会污染周边环境。

(2) 运行期风险事故发生途径分析

①井下作业过程的风险因素分析

本项目运行期井下作业主要包括油井作业, 主要风险是油、气、废水的泄漏和井喷。通常由以下因素引起:

1) 未按要求安装井口溢流回收装置、作业废水收集装置和井场防渗布, 或者设备故障无法使用, 导致作业废水、油污泄漏进入环境, 造成污染;

2) 作业时地层压力高, 井口溢流较大, 而未及时采取压井或关闭封井器等措施, 导致油、水、气大量冒溢, 甚至井喷、污染环境。

由于该工程地层压力比较低，不能自喷，要靠抽油机采油，因此，作业时发生井喷的几率不大。

实施全过程风险因素控制，为井下作业配备了井口溢流回收器、作业废水进站装置、污水罐车，制定了详细的操作规程和应急预案，因此，在管理到位的情况下，出现作业油、气、废水泄漏的几率大大减少。

②油井套损

采油过程的主要环境风险是油井套损，原油、含油污水泄漏进入含水层，污染地下水。本项目油井套管采用双层套管（由表层套管、技术套管组成），运行期造成套损的因素主要有地质因素、工程技术因素和套管腐蚀三大类。

地质因素主要包括泥岩遇水膨胀使岩压转移到套管使其变形损坏，断层运移可能对套管产生剪切破坏，由于地壳运动和地震引起的套管损坏以及地面下沉及油层压实导致应力变化，从而使套管在拉张力及剪切力的作用下发生弯曲或错断。

工程技术因素主要有套管强度计算及井深结构设计不合理，泥岩吸水蠕变、滑移产生的横向层间位移侧压力、纵向地层位移产生的拉伸力及纵横向位移产生的弯曲应力对套管的破坏作用；固井质量不好时，会使泥岩吸水蠕变、滑移，对套管产生破坏作用。另外，由于井眼不规则或固井时存在混浆井段，在封固井段内，水泥浆候凝期间放热不均匀，温度的变化使套管热胀冷缩，也易导致套管变形破裂。

套管腐蚀是套管损坏的一种主要诱因，一旦套管腐蚀穿孔则会多点破漏，并会加速套管的疲劳进而过早变形和损坏。它是由原油天然气中含有的硫、 CO_2 及地层水和注入水中含有的各种腐蚀性物质与套管中 Fe 或 Fe^{2+} 发生反应引起的。腐蚀条件包括一定的温度、压力、 Fe^{2+} 浓度及地层水中存在还原菌等，大多与硫酸盐还原菌的作用有关。

根据大庆油田对套损井的统计，套损绝大部分是发生在油层附近，主要形式是变形和错断。浅层套损的主要原因是腐蚀，形式是外漏，约占全部套损井的 5%。对地下水的污染主要来自浅层套损油水渗入含水层，或深层套损油水窜槽进入含水层。因此，预防套损污染地下水的关键是合理设计井身结构，采取表套、技术套管双层套管结构，固井水泥均返至井口进行全程固井，对含水层段的套管采取防腐措施，采取以上措施后，发生套损后对地下水的污染几率很小。

③集输管道风险因素分析

本项目管道内的介质主要是原油，由于管材本身的质量、施工、运行和管理等各环节都可能出现缺陷和失误，从而导致事故发生。集输管道的常见事故是管线穿孔或破裂导致管道内介质泄漏，会导致原油和含油污水外泄，对环境污染较大。泄漏的油气如遇明火将引起火灾、爆炸。导致管线事故的主要因素分析如下：

- 1) 管道由于腐蚀造成穿孔，焊缝开裂出现裂纹；
- 2) 管道材料缺陷或焊接缺陷；
- 3) 不法分子在管线上打孔或偷气、偷油；
- 4) 由于外物撞击而造成管线破裂；
- 5) 由于地震、洪水自然灾害而引起的管线破裂；
- 6) 由于误开挖造成管道破裂；
- 7) 操作失误。

根据油田的运营经验，一般在油田开发 7~8 年后低洼地区的管道可能发生腐蚀穿孔事故，而导致原油泄漏到环境中。

项目危险单元划分及其环境风险识别见下表。

表 5.8-4 项目主要环境风险识别表

影响时段	主要事故类型	来源	危险物质	影响环境途径	可能受影响的环境敏感目标
施工期	井喷	钻井过程	原油	①释放有毒污染物，引发火灾从而污染大气环境；②原油泄漏进入地表，阻塞土壤孔隙，使土壤板结，降低通透性，不利于植物生长；③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。	周边大气环境、地表水、地下水、土壤环境
	井漏	钻井过程	钻井口液等	钻井液等沿裂缝漏失进入地下水层，污染地下水水质	地下水
	火灾爆炸	钻井过程	伴生气及次生污染物 CO 等	井喷产生的有害气体遇明火发生火灾或爆炸，污染大气、地表水环境，同时破坏周围地表植被	大气环境、周边地表水

	泄露	柴油 储罐	柴油	储油罐的泄漏对地下水的污染较为严重	地下水
运营期	泄漏	集输管 线	原油、 伴生气	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； ④释放有毒污染物污染大气环境	周边大气环境、 地表水、地下水、 土壤环境
	火灾 爆炸	集输 管线	伴生气 及次生 污染物 CO 等	产生的有害气体遇明火发生火灾或爆炸，污染大气，同时破坏周围地表植被	周边大气环境、 地表水、地下水、 土壤环境

5.8.3 环境风险分析

5.8.3.1 大气环境影响分析

本项目发生施工期柴油、运行期原油、伴生气泄漏会直接对周围大气环境直接造成影响。柴油、原油泄漏对大气环境的影响主要指原油中较轻组分（包括各种烃类气体）逐渐挥发进入大气造成烃类污染。如果泄漏的柴油、原油得不到及时处理，则烃类组分的挥发过程将持续较长时间，直到剩下较重的多环芳烃及沥青等物质。经查，多环芳烃在空气中超过一定浓度范围则会致人与动物癌变，通常苯并芘在空气中的浓度为 $0.01\sim 100\mu\text{g}/1000\text{m}^3$ ，超过这个范围时，则对在其环境中工作的人员有致癌作用。因原油泄漏而造成的大气污染的程度，一般取决于原油成份、泄漏量、覆盖面积、气温及持续时间等。原油泄漏量越多、覆盖面积越大、气温越高、持续时间越长，因此而造成的烃类气体污染也越严重。反之，则污染相对较轻。柴油、原油、伴生气泄漏时局部大气中非甲烷总烃浓度可比正常情况高出数倍甚至数十倍。若遇明火引发的火灾事故可在短时间内产生大量燃烧烟气，对大气环境造成短时间的严重污染。

（1）井喷事故对环境空气的影响

根据资料显示，一般钻井时发生井喷事故较多，而生产时则较少。但在进行注水采油后，注水井注水前缘压力太高也有导致井喷发生的可能性。本项目开采的油层（葡萄花油层）原始地层压力较低，不能自喷，要靠抽油机采油，在钻井时期采用了防喷措施，如加自封、半封、全封等封井器，并加强采油时期地层压力等参数的监控，因此，项目

发生井喷的概率很小。

工程钻井过程中应为预防钻井过程中发生井喷，井控管理应按《钻井井控技术规范》（Q/SY02552-2018）、《大庆油田钻井井控实施细则》（庆油发〔2020〕34 号）和本设计中“井控设计”的相关内容执行。

（2）集油管道及场站原油、伴生气泄漏对环境空气的影响

项目集油管道及依托场站内由于储罐的阀门、法兰连接处泄漏，操作失误等情况下，发生原油或伴生气泄漏事故时伴生气或原油泄漏将导致局部大气中总烃浓度可比正常情况高出数倍甚至数十倍，对大气环境造成短时的严重污染。若遇明火，引发的火灾、爆炸事故可在短时间内产生大量燃烧烟气，产生伴生/次生污染物，对大气环境造成短时的严重污染。项目依托场站各处均设有可燃气体报警装置，同时各储罐均设有液面控制装置，管道设有压力监控装置，并通过加强对采油井场、管线及场站进行巡查，及时发现管线、阀门、设备渗漏、穿孔等问题，可有效的避免泄漏、火灾爆炸事故的发生。此外，该区块所处地势平坦，在一定的气象条件下一一次性事故形成的局部大气污染中烃类气体聚集成高浓度的可能性较小，对周围大气环境的影响较小。

5.8.3.2 地表水环境影响分析

对地表水体的污染主要是井喷、管线泄漏造成石油类进入地表水体。石油类泄漏流入水体后，会在水面上形成一层油膜，并且向四周散开，并随水流扩散，对地表水水质产生影响。原油溢至水中后存在的状态如图 5.8-1。

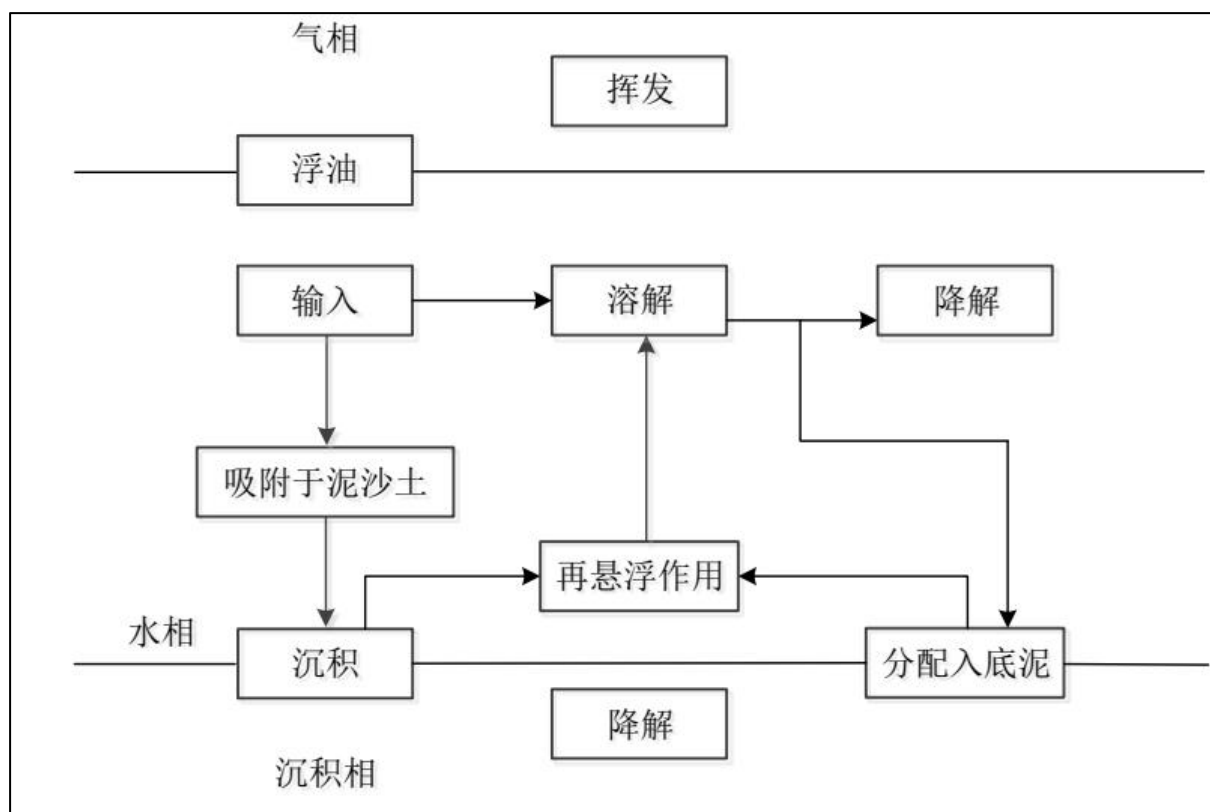


图 5.8-1 石油类物质在水中的多相分布图

(1) 井喷对地表水的风险分析

本项目南引水库泄水干渠位于拟建古斜 6844-96-118 井南 230m，本项目井喷等事故可能造成钻井泥浆或原油随地表径流进入附近水体，钻井泥浆可能造成水体中 pH、含盐量等变化，原油进入水体可能造成地表水水质及沿岸生态环境造成破坏，溶入水中的石油类组份对水生生物有直接的危害。

为预防可能发生井喷事故，避免造成地表水污染，事故情况下，应迅速在井喷点周围修筑围堤，防止油污扩散。同时组织人员抢修，抢修结束后，清理现场，避免造成环境污染。由于本项目所在区地层压力较低，要靠抽油机采油，并且在钻井作业中采取了相应的井控防喷措施，一般不会发生井喷事故。井场作业施工过程铺设 2mm 厚高密度聚乙烯土工膜，井场周围设置临时施工围堰，将事故状态下产生的油污污水截留在井场内。同时，本项目所在地层压力较低，要靠注水驱动和抽油机采油，在井下作业中采取了相应的防喷措施，一般不会发生井喷事故。

如发生井喷事故，应在油井周围设土堤以防止原油任意流淌，在加强巡视并完善环境风险防范措施的前提下，发生污染地表水的环境风险事故发生的概率是极小的。

（2）泄漏对地表水的影响

本项目对集输管线破裂引起原油泄漏的情况进行预测分析，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，穿河管线的管径为 $\phi 60 \times 3.5$ ，穿河长度为 300m，拟建油井集油管道发生泄漏，根据预测，管线及保护套管同时断裂的情况下，如果不采取事故应急措施，对油田所处南引水库泄水干渠下游将产生一定的影响。由于集油管道设有实时监控系統，因此泄漏可在短期内被立即发现，并采取关闭阀组等措施进行控制，根据相关设计标准，油田场站均按 7 级地震烈度设防，其它建筑设计以 6 级地震烈度设防。在发生 7 级以上地震灾难事故时，才可能出现输油管道和保护套管同时发生断裂的可能情况，这类污染事故发生的几率很小。本项目在运行期对集输管线定期进行检测，防止腐蚀穿孔引起油水泄漏污染环境，同时对位于土壤腐蚀性较强的低洼地带，建议采用玻璃钢外防腐钢制管道，以延长埋地管道使用寿命。所以本地区发生集输管道泄漏随地表径流进入水体（水域内直接进入水体）和低洼盐碱地的可能性不大，但可能在事故情况下对区块外的水体产生油水泄漏污染环境，应该通过加强检测、巡检巡视、事故应急措施等事故预防和控制措施尽量避免事故的发生，降低事故发生后对环境的影响程度和范围。

（3）井场修井作业对地表水的环境风险分析

为了降低修井作业对周边水体的影响，修井时在井场铺垫防渗布，正常情况下修井时原油散落在防渗布上，落地油回收率 100%，同时禁止在雨季进行油井作业，避免了修井作业落地油随地表径流进入地表水体的可能性。

5.8.3.3 地下水环境影响分析

（1）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 51.9t。储油罐的泄漏对地下水的污染较为严重，地下水一旦遭到成品油的污染，将使地下水产生严重异味，根本无法饮用。又由于这种渗漏必然穿过较厚的土壤层，使土壤层中吸附了大量的燃料油，土壤层吸附的燃料油不仅会造成植物生物的死亡，而且土壤层吸附的燃料油还会随着地表水的下渗对土壤层的冲刷作用补充到地下水，这样即便污染源得到及时控制，地下水要完全恢复也需几十年甚至上百年的时间。本项目柴油储存采用卧式罐，罐体架设在两个承台基础之上，

如果发生泄漏，很容易发现并能够及时回收处理；而且罐区进行了防渗处理，并设置了围堰，即使发生泄漏，油品将由于防渗层的保护作用，积聚在围堰内，不会对地下水环境产生影响。

（2）井漏对地下水环境的影响

井漏是钻井过程中遇到复杂地层，钻井泥浆漏入地层孔隙、裂缝等空间的现象。若漏失地层与含水层之间存在较多的断裂或裂隙，漏失的钻井泥浆就有可能顺着岩层断裂、裂隙进入地下水，造成地下水污染。

在地下水含水层以下，在套管的保护下能有效地保护地下水；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，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。

（3）套损对地下水的影响

事故状态下对地下水的环境影响主要为套管破裂导致原油窜入含水层污染地下水。井管是由不同长度的节管连接而成，容易在节点处发生破损。根据大庆油田生产实际统计，套管破损的机率一般为万分之一至五万分之一，破损在某一固定结点的机率约为百分之一，因此，套损泄漏污染地下水的最大概率约为二百万分之一。由此可见，套管破损的情况虽然存在，但发生概率很小。即使发生套损，经过层层防护，危险逐级递减，破损后最终发生气水串层或是油气直接泄漏到含水层造成污染的概率并不大。

（4）集输管道泄漏对地下水的影响

本工程事故状态下对地下水污染途径主要是集输管道的事故泄漏。一旦发生泄漏，原油及含油污水就可能会渗透到含水层中，造成地下水环境污染。资料研究结果表明：石油类污染物在一般土壤中绝大部分集中在泄漏层以下 0~10cm 及 10~30cm 范围，一般下渗深度在 80cm 以内，一般很难下渗 2m 以下，存在对潜水含水层造成影响的可能，但影响范围有限，一般在几百米范围。而承压含水层一般都有隔水顶板，与潜水层相互隔离，其透水性很差，因此对承压水层产生影响的可能性很小。集输管线站场配备压力

阀，能够及时发现事故，集输管线各截断阀在事故情况下及时关闭，避免大量凝析油、废水泄漏。且巡线工能够及时赶赴现场进行处理，对周边影响较小。

5.8.3.4 土壤环境影响分析

原油及含油污水泄漏渗入土壤孔隙，会降低土壤的通透性，抑制土壤中酶活性，使土壤生物减少。一般而言，原油集中于土壤表层 0~30cm 的范围内，使得根系分布于此深度的植物不能生长。石油类对土壤的污染，可使土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响局部区域土壤正常的结构和功能。本项目集油管道均采取防腐钢管，从源头控制原油及含油污水的泄漏，且只要溢出事故按相应的环境风险事故预案严格控制并彻底清理溢出的石油类污染物，并将污染土壤清理并拉运至含油污泥站处理，泄漏事故不会对周边土壤造成明显污染影响。

石油类对土壤的污染，可使土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响局部区域土壤正常的结构和功能。事故性原油的大规模泄漏可影响耕地的生态环境，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。

5.8.3.5 生态影响分析

原油及含油污水泄漏可影响农田和草地的生态环境，减少农作物产量，危害植物生长。其危害最显著的表现是植物，原油黏附于枝叶，阻止植物进行光合作用，可使植物枯萎死亡；在土壤中粘附于植物根系，可阻止植物吸收水分和矿物质而死亡。所以，原油泄漏可引起原生植被生态系统退化，次生植被生态系统的演替，含油污水相对而言危害较小。本项目定期对集油管道进行巡线，发现泄漏及时处理，清理溢出的原油或含油污水，并将污染土壤清理并拉运至含油污泥站处理，清理结束后及时平整并恢复地表植被，泄漏事故对周边生态环境影响较小。

5.8.4 分析结论

本工程的主要环境风险是井喷、管线泄漏、物料泄漏和火灾爆炸，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，可以降低事故的发生率和事故情况下对周边环境的影响，环境风险可控。建设单位应加强员工的环保教育和培训，并定期演习，

避免重大污染事故的发生。

本项目环境风险简单分析内容表见表 5.8-5，环境风险评价自查表见表 6。

表 5.8-5 建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	新肇油田古 637 区块葡萄花油层产能建设工程项目				
建设地点	(黑龙江)省	(大庆)市	(/)区	(肇源)县	(/)园区
地理坐标	经度	124.5739°~ 124.2238°	纬度	45.83778°~ 45.6945°	
主要危险物质及分布	风险物质：柴油、原油、天然气；分布：井场、集输管道。				
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	大气环境：天然气或原油泄漏事故会直接对大气环境带来影响。事故时天然气或原油泄漏将导致局部大气中总烃浓度可比正常情况高出数倍甚至数十倍，对大气环境造成短时的严重污染。 地表水环境：本工程区域地表水体为南引水库泄水干渠，井喷、管线泄漏造成石油类进入地表水体，发生污染地表水的环境风险事故发生的概率较小。 地下水环境：原油泄漏及套管破损，最终发生气水串层或是油气直接泄漏到含水层造成污染的概率并不大。油田发生事故产生的原油泄漏，只要及时发现及时处理，一般不会对地下水造成影响。钻井期柴油罐泄漏的可能性很小，且由于油田开发区地表以下土层隔水作用较好，因此不会对地下水产生大的影响。事故状态下泥浆泄漏对地下水环境影响较小。 土壤环境：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。石油类对土壤的污染，可使土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响局部区域土壤正常的结构和功能。事故性原油的大规模泄漏可影响农田的生态环境，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。 生态环境：原油及含油污水泄漏可影响农田和草地的生态环境，减少农作物产量，危害植物生长。				
风险防范措施要求	钻井时井口安装防喷器，制严格的操作规程，发生异常情况及时进行处理；管道密闭输送、防腐、试压，运行期制定操作规程、巡线、检测、应急等管理措施。				

填表说明（列出项目相关信息及评价说明）：本项目危险物质数量与临界量的比值 $Q < 1$ ，环境风险潜势为 I，风险评价等级为简单分析。本工程的主要环境风险是井喷、管套破损、物料泄漏和火灾爆炸，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。

第六章 环境保护措施及其可行性论证

6.1 废气污染防治措施及其可行性论证

6.1.1 施工期废气污染防治措施

施工期的环境空气影响主要来源于钻井施工柴油机烟气和施工活动引起的扬尘。施工过程中采取以下污染防治措施：

（1）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）表 2 及 2020 修改单中第三阶段标准限值，同时柴油发电机柴油燃烧排气的不透光发烟度（光吸收系数）和林格曼黑度级数能够满足《非道路移动柴油机械排气烟度限值及测量方法》（GB36886-2018）表 1 中Ⅱ类限值要求，柴油机烟气中 SO₂、NO_x 的排放可以满足《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。

②钻井时柴油机采用使用产品质量达标的高品质柴油，满足《普通柴油》（GB252-2011）要求；

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、施工场地应定时洒水抑尘，定期清扫散落在施工场地的泥土，应实行湿法吸扫，严禁干扫和吹扫，以减少扬尘对周边土壤和植被的影响。

③运料车辆在运输时，需要在运料顶部加盖篷布，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。

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施工完成后，在绿化季节到来时应立即对临时占地进行植被恢复，并确保绿化面积和植被成活率。

⑧钻井井场使用的泥浆配置材料，应集中堆放，并在顶部加盖篷布。

⑨施工结束后，应及时进行施工场地的清理，清除积土、堆物。

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，技术可行，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。

（3）焊接烟尘污染防治措施

本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）防腐废气污染防治措施

项目管道焊缝等局部进行防腐会产生防腐废气，防腐过程防腐废气产生量较少，主要污染物为非甲烷总烃，为无组织排放，且管线周围地域开阔，防腐废气经大气扩散后，对周围环境影响较小。随施工结束后废气将随之消失。

6.1.2 运行期废气污染防治措施

本项目运营期的大气污染主要来自油井产液开采及集输过程无组织挥发的烃类气体，以及依托的新肇联合站、新一联合站加热装置产生的燃烧废气。

①挥发性有机物污染防治措施

本工程运行期的大气污染主要为新肇联合站、新一联合站加热装置产生的燃烧烟气、油井产液集输过程无组织挥发的烃类气体。

（1）挥发性有机物污染防治措施

①采用合理工艺，选用优质材料，管道及设备在设计时充分考虑抗震，保证正常生

产无泄漏；

②井口安装密封垫，集输管线采用密闭管道，最大限度降低烃类气体的挥发；

③加强转油站运行管理，提高油气分离效率，减少油罐呼吸口的轻烃挥发；

④加强井下作业管理，提高落地油回收率，减少烃类气体挥发；

⑤精细化管理，减少“跑、冒、滴、漏”现象，加强设备设施的日常管理，严格执行操作规程。

⑥定期对设备和管道进行维修保养，保证油气处理设施的平稳运行，控制烃类气体的无组织挥发；

⑦建立“泄漏检测与修复”管理制度，定期开展泄漏检测与修复，对易泄漏环节制定针对性改进措施，通过源头控制减少挥发性有机物泄漏排放。

（2）加热装置烟气

本工程依托新肇联合站、新一联合站加热装置燃料均采用清洁能源天然气（油田伴生气），产生的烟气经烟囱排放，排气筒高度均不低于 8m。

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：依托依托新肇联合站、新一联合站加热装置及井场厂界外 VOCs（以非甲烷总烃计）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）中的相关标准要求（非甲烷总烃 $\leq 4\text{mg}/\text{m}^3$ ）；厂区内非甲烷总烃满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）中的相关标准要求（监控点处 1h 平均浓度值 $\leq 10\text{mg}/\text{m}^3$ ，监控点处任意一次浓度值 $\leq 30\text{mg}/\text{m}^3$ ）；锅炉烟气能够达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中表 2 新建燃气锅炉排放浓度限值要求。

以上措施均为油田产能项目常见的污染防治可行技术，通过采取以上措施可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。采取的以上措施可从源头降低废气产生，技术可行

②温室气体管控

（1）井口装置安装密封垫，原油集输采用密闭管道集输流程，最大限度减少温室气体的逸散；

（2）加强对设备和管道的检查和维护，定期排查依托站内储罐，保证均无孔洞和

裂隙，采样口等均处于密闭状态，控制场站各部位温室气体的逸散；

（3）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；

（4）增加评价区绿化面积，扩大生态修复范围，通过植树造林和森林碳汇建设，采取多方面碳中和举措；

（5）建立健全的能源利用和消费统计制度和管理制度。

通过采取上述措施，本工程新建井场厂界非甲烷总烃浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中 5.9 企业边界污染物控制要求，不会对大气环境产生较大影响，运行期大气污染防治措施可行。

6.1.3 退役期废气污染防治措施

采油井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、地下截去至少 1m 的井筒并用水泥灌注封井、井场清理等。在这期间，将会产生少量扬尘和机械尾气废气，退役施工过程较短暂，随着施工结束，影响将会消失，对大气环境影响较小。

6.2 地下水污染防治措施

6.2.1 源头控制措施

本项目地下水污染防治措施按照“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应进行控制。

(1) 做好井场的日常巡查工作，定期对油井套管情况进行检测，发现异常情况及时处理，防止污染地下水。

(2) 对管道采取防腐措施和定期防腐检测，根据管道所通过地区土壤的理化性质和地质条件，采取不同的防腐措施；运行过程中，定期检测，对管道壁厚及焊缝的情况进行监测，尽早发现管线存在问题。

(3) 油田生产过程中严格管理，坚决杜绝含油污水及污油的随意排放，井下作业产生的原油等污染物及时回收，不遗落地面，一旦发生原油落地事故，及时回收并确保回收率达到 100%。

(4) 做好预防突发性自然灾害的工作，加强与水文气象、地震部门的信息沟通，制定有关应对措施。

(5) 压裂优先选用无毒、低毒的环境友好型压裂液。油水井作业限制在永久占地内，防治作业过程中跑、冒、滴、漏产生的油水污染地下水环境。

(6) 回注井运行过程中，应持续对回注井口压力、套管压力、环空压力、回注流体的流量、水质等指标进行监测，油田注水水质满足《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推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2022)要求；定期开展套管腐蚀和水泥环状况检测，检测周期不超过 3 年。

(7) 新建回注井运行前，应进行井筒完整性测试：

1、回注作业技术参数全过程监控

回注作业中对回注压力、流量和回注量全过程进行在线监控。

对回注操作参数的连续监控，若回注过程中，回注压力发现异常变化或回注流量发生异常变化，则应停止回注，直至查明波动原因并立即采取相应的补救措施或启动相应应急预案。

2 回注作业全过程监控

①防腐的监测监控：在回注时，应注意所有与回注水发生接触的地面回注设备、回注管路及井内套管等，通过外观检查及回注作业参数的变化，及时消除由于腐蚀问题给回注作业带来的隐患。

②对管道、设备的结垢性和腐蚀性监控，定期评估其结垢、腐蚀程度。

③定期对回注井固井质量、套管结构、腐蚀状况及剩余强度进行评估评价。

④定期对回注井进行环压测试、封隔器测试、注入能力测试、注入层压力测试、水力封隔测试（含水泥胶结和温度测试）、井损测试、环空保护液检查等。

⑤定期监控油套环空压力，注入井油管、套管、封隔器、水泥环及井口的密封性。

⑥建立泵注压力、排量、套管压力、环空压力、日回注量和累计回注量等资料台账。

⑦建立回注井完整性管理制度，及时更新回注井完整性状况。

（8）提高自动化水平，对管道及井口的压力进行实时监控，当发生泄漏事故时可通过压力变化及时发现，然后采取维抢修及回收落地油和被污染的土壤等措施控制事故对周围环境造成的影响，防止污染地下水。

（9）油井退役后，应按照 SY/T6628、SY/T6646 和《废弃井封井回填技术指南（试行）》的相关要求执行。

（10）管道地下水污染防治措施

①管线采用热熔式焊接和挤压式焊接，在施焊前进行检查。

②管道采用无缝钢管，内外进行防腐保温。站内埋地不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。

③管道补口采用配套的补口带，补口层与原防腐层搭接宽度应不小于 100mm，防渗透性能应相当于 6m 厚的黏土、渗透系数小于 10^{-7} cm/s。

④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。

⑤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。

6.2.2 地下水环境分区防控措施

本工程根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）划分地下水污染

防渗分区，具体见表 6.2-1。

表 6.2-1 地下水污染防渗分区判定表

防渗分区	天然包气带防污性能	污染控制难易程度	污染物类型	防渗技术要求
重点防渗区	弱	易—难	重金属、持久性有机物 污染物	等效黏土防渗层 Mb≥6.0m，K≤1×10-7cm/s；或 参照 GB18598 执行
	中—强	难		
一般防渗区	中—强	易	重金属、持久性有机物 污染物	等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，K≤1×10-7cm/s；或 参照 GB16889 执行
	弱	易—难	其他类型	
	中—强	难		
简单防渗区	中—强	易	其他类型	一般地面硬化

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016），结合《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），本工程地下水防渗分区判定结果见表 6.2-2。

表 6.2-2 地下水防渗分区划分结果表

设备区域	天然包气带防污性能	污染控制难易程度	污染物类型	分区防渗
柴油罐区	中	难	持久性污染物	重点防渗区
钻井液材料房钻井作业区、危废贮存点、泥浆罐区(包括泥浆泵)、钢制水基泥浆槽、废弃油基泥浆罐区	中	难	持久性污染物	重点防渗区
压裂作业区	中	难	持久性污染物	重点防渗区
油井作业区	中	难	持久性污染物	重点防渗区
集输管道	中	难	持久性污染物	重点防渗区
其他材料房、定向钻泥浆防渗池	中	难	其他类型	一般防渗区
井场其他作业区	中	易	其他类型	简单防渗区

项目分区防渗具体见表 6.2-3。

表 6.2-3 项目污染防渗区划分

类别	项目涉及区域	防渗措施	防渗要求

重点 防渗 区	施工 期	柴油罐区	在柴油罐区铺设 2mm 高密度聚乙烯 (HDPE) 膜构筑防渗层, 渗透系数 $\leq 1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$, 柴油罐均架高, 并在周边外扩不少于 3m 设置不低于 0.5m 的便于拆装的防渗玻璃钢围堰, 防渗面积约 20m ² , 围堰内容积不小于柴油罐储量和事故时产生的消防废水总量, 并距离发电房等易产生明火的位置 20m 以上。	《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016) 表 7 中要求: 等效黏土防渗层 Mb $\geq 6.0\text{m}$, K $\leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 。施工过程中应有专人负责质量控制, 并做好施工记录, 同时施工期应留存施工影像。
		钻井液材料房钻井作业区、危废贮存点、泥浆罐区(包括泥浆泵)、钢制水基泥浆槽、废弃油基泥浆罐区	铺设 2mm 高密度聚乙烯 (HDPE) 膜构筑防渗层, 渗透系数 $\leq 1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$ 。	
	运行 期	油井作业区域 (检修时)	在作业期间铺设 2mm 高密度聚乙烯 (HDPE) 膜构筑防渗层, 渗透系数 $\leq 1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$ 。	《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016) 表 7 中要求: 等效黏土防渗层 Mb $\geq 6.0\text{m}$, K $\leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 。施工过程中应有专人负责质量控制, 并做好施工记录, 同时施工期应留存施工影像。
		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、管道的外防腐等级采用特加强级、管道的连接方式应采用焊接	《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016) 表 7 中要求: 等效黏土防渗层 Mb $\geq 6.0\text{m}$, K $\leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 。管线内、外防腐需满足《油田油气集输设计规范》(GB50350-2015) 要求。施工过程中应有专人负责质量控制, 并做好施工记录, 同时施工期应留存施工影像。
一般 防渗 区	施工 期	其他材料房、定向钻泥浆防渗池	铺设 1.5mm 高密度聚乙烯 (HDPE) 膜构筑防渗层, 渗透系数 $\leq 1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ 。	《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016) 表 7 中要求: 等效黏土防渗层 Mb $\geq 1.5\text{m}$, K $\leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 。施工过程中应有专人负责质量控制, 并做好施工记录, 同时施工期应留存施工影像。
简单 防渗	/	井场其他作业区	井场地面夯实碾压平整。	防渗性能满足《环境影响评价技术导则地下水环境》(HJ610-2016) 中简单防渗要求

本工程地下水分区防渗图见图 6.2-1。

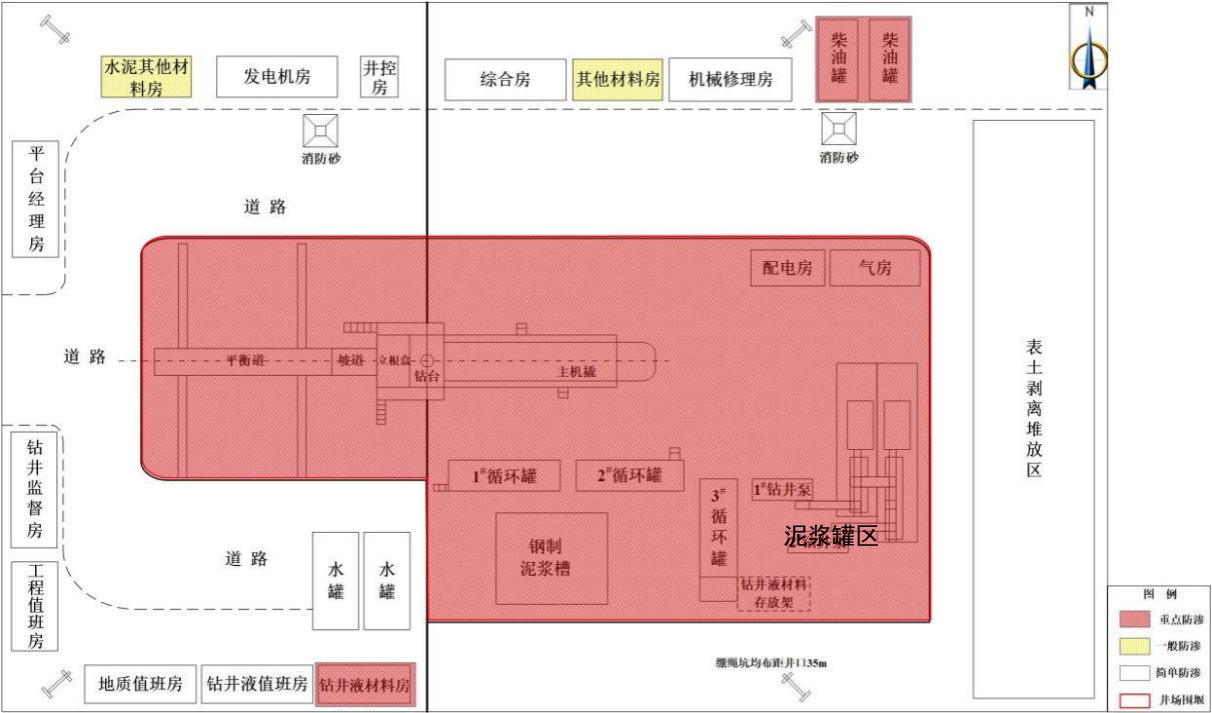


图 6.2-1 井场分区防渗图

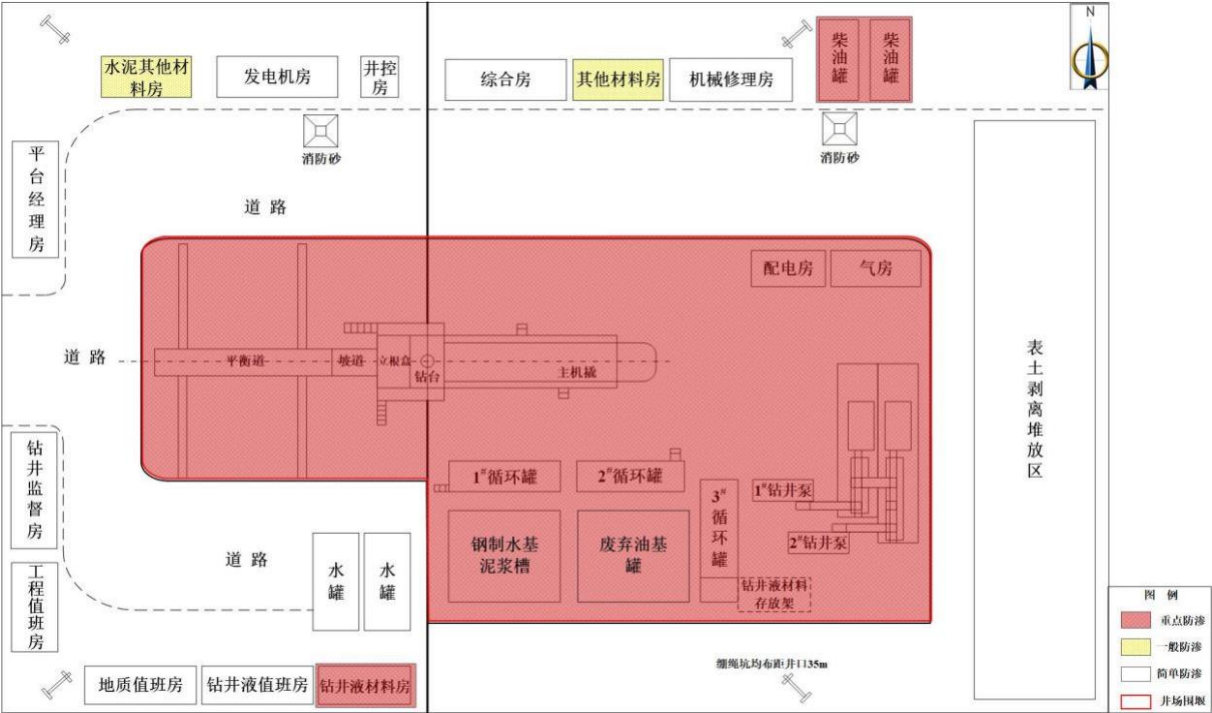


图 6.2-2 项目钻井施工期井场分区防渗图（2）

6.2.3 地下水环境监测与管理

根据地下水溶质运移模拟结果表明，在非正常状况下，建设项目会危及到居民的供水安全，但由于水文地质条件的复杂性，很多因素是不确定的，数学模型预测不能将各

种情况完全考虑,加之很多参数和地质体存在很大的不确定性,预测结果只能作为参考。为了及时发现项目运行中出现的对地下水环境的不利影响,防范地下水污染事故发生,保证周边水源井的供水安全,减缓对地下水环境的不利影响,并为地下水污染后的治理措施制定和治理方案实施提供基础资料,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)制定本工程运营期监测计划,同时在当地对监测结果进行定期信息公开。

本工程地下水跟踪监测点的确定原则主要从以下方面考虑,一是监测点尽量布置在采油井相对集中的下游;二是监测点尽可能布设在重点污染风险源处附近;三是监测点应结合地下水环境影响预测结果中污染物扩散范围进行确定。

跟踪监测计划见表 6.2-4。

表 6.2-4 地下水环境影响跟踪监测计划表

监测井/相对位置关系	坐标	井深 (m)	功能	监测因子	监测频次
井区地下水流向上游 1#背景监测井	g124.53959942,45 .83998208	20	背景值监测点(潜水)	K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、Cl ⁻ 、SO ₄ ²⁻ 、pH、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、挥发性酚类、耗氧量、氨氮、硫化物、氟化物、总大肠菌群、菌落总数、石油类、硝酸盐、亚硝酸盐、氰化物、砷、汞、铬(六价)、钡、铅、镉	1次/半年
项目区域内潜水监测点 新 180-92-100 井区内布 设 2#跟踪监测井	g124.53709424,45 .72770442	22	跟踪监测监测点(潜水)		
井区地下水流向下游内 布设 3#跟踪监测井	g124.28987503,45 .67976999	20	跟踪监测点(潜水)		
井区地下水流向下游 (东木甲屯水井)布设 4#跟踪监测井	g124.48973179,45 .68231854	100	跟踪监测点(承压)		

通过采取上述措施,本工程各类废水均能得到合理妥善处置不外排,地下水污染防治措施可行。

6.3 地表水污染防治措施

6.3.1 施工期

1、施工废水

(1) 钻井废水

本项目钻井生产用水由水罐车运送，水基钻井废水排入井场水基钢制泥浆罐中，水基钻井废水定期拉运至大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）处理，处理后的滤液水经龙一联合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废弃油基泥浆罐中，由钻井单位委托黑龙江迈景环保科技有限公司拉运处置。

(2) 压裂返排液

本项目 86 口油井进行压裂，压裂液不在现场配制，由罐车直接运输至井场。由罐车拉运至新一联废压裂液处理站处理后，分离出污水经新一联合含油污水处理站处理达标后回注油层，不外排。污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”标准，同时满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准，后回注油层，不外排。

(3) 管线试压废水

项目管线敷设完成后进行试压，根据新建管线截面面积及长度，项目试压用水总量为 262m^3 。管线试压废水按试压用水量的 95% 计，则试压废水产生量为 249m^3 ，主要污染因子为 SS，根据类比大庆油田同类项目监测数据，浓度 $\leq 70\text{mg/L}$ 。由罐车拉运至新肇联合含油污水处理站处理后回注现役油层，不外排。

(4) 生活污水

施工期生活污水依托周边场站生活污水收集装置，定期拉运至南区污水处理厂处理后达标排放。

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 and 场地布置；对施工运输合理规划、布局，尽量利用既有道路，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。

(2) 施工期间产生的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) 项目在钻井前合理设计井场布局，针对距离地表水体较近的井场，施工时钻井液材料房及泥浆槽设置在远离地表水体一侧，避免对地表水产生影响的可能性。

(4) 确保第九采油厂财务资产库的围油栏、铁锹、吸油毡、消油剂等应急工具和设备齐备完好，以便在发生泄漏事故时对产生的油污污水进行及时回收和处理，避免对周围环境产生污染。

(5) 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。

(6) 柴油罐区、废弃油基泥浆罐、泥浆循环罐区均采用重点防渗措施，面碾压夯实平整后，铺设 2mm 高密度聚乙烯膜（HDPE）构筑防渗层，并在储罐区周边外扩 3m 设置围堰，重点防渗区防渗性能等效黏土防渗层 $M_b \geq 6m$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$ 。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。

综上所述，以上措施均为油田产能项目中的污染防治可行技术，通过采取以上各种废水处理及防治措施，本项目施工期产生的各类废水均可以得到有效处置，项目施工期的废水污染防治措施合理可行。

6.3.2 运行期

1、运营期废水

(1) 运营期废水处理措施

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、非正常工况下的油水井作业污水、洗井污水。

①油田采出水

含油污水由管线输送至新肇联合油污水处理站处理，满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求“含油量 $\leq 8.0 mg/L$ 、悬浮固体含量 $\leq 3.0 mg/L$ 、粒径中值 $\leq 2.0 \mu m$ ”，同时满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注油层，不外排。

②作业污水

清防蜡用水直接进入集油系统，不外排。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送新肇联合油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排。

③洗井污水

本项目油井作业周期为 1 次/3 年，主要污染物为石油类和悬浮物，通过管道输送至新肇联合油污水处理站处理达标后回注葡萄花油层，不外排。

（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

新肇联合油污水处理站采用“五合一”处理工艺。该站接收本站油井来液、新一联来液、卸油点来液。新肇联合站与新肇联合卸油点来液进入“五合一”组合装置进行处理，处理后的净化油及新一联来油统一进入净化油缓冲罐，经输油泵升压、外输炉升温后外输至葡北油库。新井投产后，本项目负荷率为 35%，新肇联合转油放水站设备均满足生产需要。出水均水质满足“8、3、2”。本项目依托新肇联合油污水处理站、新肇联合油污水处理站剩余处理能力能够满足本项目开发需求。

②污水站处理达标后回注的环境可行性分析

根据现场调查，项目所属区域注水井回注层位与油井开采层位相同，属于回注到现役油气藏层位。

根据验收结果，新肇联合油污水处理站出口水质：含油量在 2.6~2.9mg/L，悬浮固体含量在 1.6~1.9mg/L 间，指标满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求，即“含油量 $\leq$ 8.0mg/L、悬浮固体含量 $\leq$ 3.0mg/L”标准，达标后全部回注地下。满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值“含油量 $\leq$ 8mg/L、悬浮固体含量 $\leq$ 3mg/L、粒径中值 $\leq$ 2 μ m”，满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求，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。

2、源头控制措施

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，具体措施如下要求：

（1）为避免油田开发过程中污染物随地表径流污染周围环境，油田在生产过程中必须严格管理，杜绝含油污水及污油的随意排放；生产过程中的井下作业通过安装防喷器、卸油器、作业废水回收装置、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，必须及时回收；

（2）集油管线采用无缝钢管，内缠聚乙烯胶带硬质聚氨酯塑料夹克保温管，能有效防止管线泄漏；

（3）定期巡检，设有专职人员对油井、管道及阀门进行检查，确保各部分的使用性能，防止原油泄漏对周围造成污染，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。；

（4）油井在进行井下作业时严格按照要求使用污油污水回收装置等，并且使用罐车对作业废水进行回收，防止作业时产生的污油污水进入周围环境。同时限制作业范围，严格控制在井场占地范围内，完工后，将井场平整清理干净，不得遗留油污；

（5）地表水体附近的井场进行作业时，应设置临时围堰，防止作业时产生地表径流流入地表水体；

（6）确保应急工具、设备和物质齐备完好，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）泄漏事故具有隐蔽性和灾难性，要加强监控，对集输管道防腐及腐蚀情况定期检测，及时维修或更新；

（8）针对东北地区气候特点，在发生污油污水泄漏事故时，在非冰冻期可采用围油栏和收油机等应急设备，在冬季可使用围油索对泄漏的污油污水进行及时回收。围油索（俗称吸油索、吸油绳）由一节节圆筒型吸油毡连接绳串连而成，可放置于冰面下或

半浮于水面（其每节由中心塑料管、泡沫浮子、吸油毡及网袋组成）。事后，将围油索一节节收回，晾干后备用。

6.3.3 退役期

施工人员生活污水排入周边场站生活污水收集装置，定期拉运至南区污水处理厂处理后达标排放；

6.3.4 废水拉运防控措施

施工及运营单位在罐车拉运各类废水时应填写各项废水的转出台账，包括种类、数量、转出时间，运输车辆牌号、转入单位信息等，应建立台账和运行管理档案，进行备案，并向当地生态环境主管部门报备。在各类废水转出地和转入地应设置视频监控系统，车辆应安装定位系统，便于加强过程管理，防治各项废水随意倾倒入外环境。

通过采取上述措施，本工程产生的各类废水都可以得到有效处置，地表水污染防治措施可行。

6.4 噪声污染控制措施

6.4.1 施工期

通过采取相应的管理措施，可进一步降低工程施工噪声对周围环境敏感点的影响。具体措施如下：

（1）对钻井井场进行合理布局，井场高噪音设备分散放置，并远离有敏感目标的方向，避免噪声叠加造成对周围声环境的影响；

（2）合理安排施工进度，减少施工时间，严格禁止夜间 10 时至次日 6 时进行高噪声施工，降低对周围环境的影响；

（3）不可避免需要夜间施工时，应向周边居住点进行公告，取得民众谅解，并合理安排施工机械数量，严格限定施工范围，选用噪音低的设备，同时控制夜间灯光数量和照射范围；

（4）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；

（5）合理布置施工现场，本项目油井井场评价范围内浩德村为声环境保护目标，输油管线评价范围涉及声环境保护目标，声环境敏感目标为石家庄屯、浩德村和徐家围子屯，尽量将高噪声机械布置远离环境敏感点一侧，同时设置敏感点附近管线施工时需隔声屏障；

（6）施工中加强管理，避免不合理噪声，文明施工，合理安排施工进度，降低对周围环境的影响。

（7）运输车辆选择避开居民区的路线，尽量不鸣笛。

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》（GB12523-2011）要求、敏感点可以满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）1 类标准，不会对周围声环境产生较大影响，施工期噪声治理措施可行。

6.4.2 运行期

（1）井场抽油机尽可能选用低噪声设备；

（2）注意对设备的维护保养，保证设备保持在最佳运行状态，降低噪声源强度。

通过采取以上措施，能够确保本工程新建井场场界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类限值要求，不会对周围声环境产生较大影响，运行

期噪声治理措施可行。

6.4.3 退役期

(1) 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；

(2) 选用低噪声设备；

(3) 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，不会对周围声环境产生较大影响，退役期噪声治理措施可行。

6.5 固体废弃物控制措施

6.5.1 施工期

(1) 钻井施工产生的油基废弃钻井液、岩屑、含油废射孔液定期由罐车拉运至黑龙江迈景环保科技有限公司废弃泥浆无害化处理中心处理；钻井施工产生的水基废弃钻井液、岩屑、非含油废射孔液定期由罐车拉运至大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）处理，处理后的泥饼和岩屑暂存在泥饼库内，外售用于铺路或制砖；

(2) 钻井施工产生的废防渗布（不含油）、废包装袋及地面建设期间管道施工产生的废料统一收集，送天然气分公司工业固废填埋场进行填埋；钻井液材料房内设置危废贮存点 1 处，含油废防渗布暂存危废贮存点内的加盖钢制桶中，定期拉运至采油九厂危险废物规范化储存库，委托有资质的单位及时拉运处置；

(3) 施工人员产生的生活垃圾送肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理；

(4) 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。

(5) 本项目定向钻穿越施工需在南引水库泄水干渠两侧设置 1 座定向钻泥浆防渗池，设计容积 30m³，池体内铺设 1.5mm 高密度聚乙烯（HDPE）膜构筑防渗层，渗透系数 $\leq 1.0 \times 10^{-10}$ cm/s，可满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）表 7 中一般防渗要求：等效黏土防渗层 Mb ≥ 1.5 m，K $\leq 1.0 \times 10^{-7}$ cm/s，产生的定向钻井废弃泥浆在施工结束后统一通过密闭罐车拉运至大庆钻探六号废弃钻井液处理站(采油九厂)处理，经处理后泥饼用于修井间道路、4 铺垫井场等，处理后的泥饼和岩屑暂存在泥饼

库内，外售用于铺路或制砖。

6.5.2 运行期

(1) 油井作业产生的落地油全部回收暂存在敖南含油污泥贮存池，定期外委处置；运行期产生的含油污泥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，定期交由大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处置

(2) 运营期油井作业产生的含油防渗布属于危险废物（HW08，900-249-08），暂存于采油九厂危险废物规范化储存库，委托有危险废物处置资质的单位处置。

(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) 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。

综上所述，本项目固体废物均可得到妥善处理，治理措施可行，对环境造成的影响在环境可接受范围之内。

6.5.3 退役期

(1) 拆除的废旧设备全部回收至大庆市采油九厂油田资产库；

(2) 拆除作业产生的建筑垃圾统一收集后拉运至肇源县建筑垃圾消纳场处置；

(3) 施工人员产生的生活垃圾统一收集后拉运至肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理。

6.5.4 危险废物收集、贮存、运输管理措施

根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》，本项目涉及的危险废物必须按照《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）的要求处置：

(1) 从事危险废物收集、贮存、运输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。

(2) 危险废物转移过程中应按《危险废物转移管理办法》执行。

(3) 危险废物收集、贮存、运输的单位应建立规范的管理和技术管理人员培训制度，定期对管理和技术管理人员进行培训。

(4) 危险废物收集、贮存、运输单位应编制应急预案。

(5) 危险废物收集、贮存、运输过程中一旦发生意外事故，收集、贮存、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 年环境保护部令第 17 号）要求进行报告；

2) 若造成事故的危险废物具有剧毒性、易燃性、爆炸性或高传染性，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修复；

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，穿着防护服，并佩戴相应的防护用具。

(6) 危险废物收集、贮存、运输时应按腐蚀性、毒性、易燃性、反应性和感染性等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。

(7) 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、储罐及管道进行定期的维护和检查，防患于未然，保持良好的工作状态，保证接地正常。

(8) 运输人员必须经过上岗培训，经定期考核通过后方能持证上岗。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。

通过采取上述措施，本项目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，对周围环境和人体健康不会造成危险，固体废弃物控制措施可行。

6.6 土壤污染防治措施及其可行性论证

6.6.1 污染防治基本要求

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、应急响应等全阶段进行控制。

（1）源头控制措施

主要包括在井口和依托场站的工艺、设备、油水储罐等构筑物采取相应措施，防止和降低污染物跑、冒、滴、漏，将污染物泄漏的环境风险事故降到最低程度。

（2）末端控制措施

主要包括场地内地面的防渗措施和泄漏、渗漏污染物收集措施，即在场地内地面进行防渗处理，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。本项目集油管道及注水管道属于重点防渗区，主要采用无缝钢管、管道设计壁厚的腐蚀余量不小于 2mm，采用管道内外防腐，管道的连接方式应采用焊接，同时定期对管道腐蚀情况及壁厚进行检测，发现问题及时处理，防止泄漏事故的发生，可以满足《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中重点防渗区要求；井场属于简单防渗区，井场采用地面夯实、碾压平整进行防渗，同时，在井场作业时按照重点防渗区要求进行重点防渗，铺设 2mm 高密度聚乙烯（HDPE）土工膜，使其防渗性能达到等效黏土防渗层 $M_b \geq 6.0m$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$ 。

（3）污染监控体系

为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总则》（HJ819-2017）相关要求，本工程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。

（4）应急响应措施

一旦发现土壤污染事故，立即采取应急措施控制土壤污染，并使污染得到有效治理。

6.6.2 建设项目环境保护措施

（1）恢复土地生产能力，提高土壤肥力。施工过程中尽量保护土地资源，不打乱

土层，先挖表土层（30cm 左右）单独堆放；然后挖心、底土层另外堆放。复原时先填心、底土，后平覆表土，以便尽快恢复植被。

（2）充分利用现有道路，尽量不再开辟新的临时通道。

（3）在井场作业过程中必须在井场铺设防渗布或者采取其他防治土壤污染的措施，从源头控制土壤污染。

（4）污水处理站等场站周边采取绿化措施，以种植具有较强吸附能力的植物为主。

（5）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，对于可能涉及污染的地块，应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。

6.6.3 跟踪监测

定期对重点影响区及土壤环境敏感点附近土壤环境进行监测，监测委托具有资质的单位进行，监测报告应存档，同时对监测结果进行信息公开。根据土壤环境影响分析结果，本工程对土壤环境敏感点产生影响的可能性小，根据项目分布情况、现状监测布点情况和土壤类型分布情况布置土壤监测点位 4 个（见图 6.2-2）。跟踪监测计划见表 6.6-1。

表 6.6-1 土壤环境跟踪监测计划表

监测点位	地理坐标	监测因子	监测频次
拟建 14#平台井	g124.50477827,45.74403933	石油类、石油烃（C6~C9）、石油烃（C10~C40）、汞、砷、六价铬	1 次/年
拟建古 61-98-100 北侧 50m	g124.54337597,45.81024097		
拟建古 61-98-92 井场	g124.53308702,45.80988948		
拟建注水管线北 50m （拟新 180-96-102 井口北侧的注水管线）	g124.52698231,45.72233047		

上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向建设单位安全环保部门汇报，对于常规监测数据应该进行公开，特别是对项目所在区域的公众进行公开，满足法律中关于知情权的要求。

通过采取上述措施，能够确保本项目对区域土壤的影响得到有效控制，土壤污染防治措施可行。

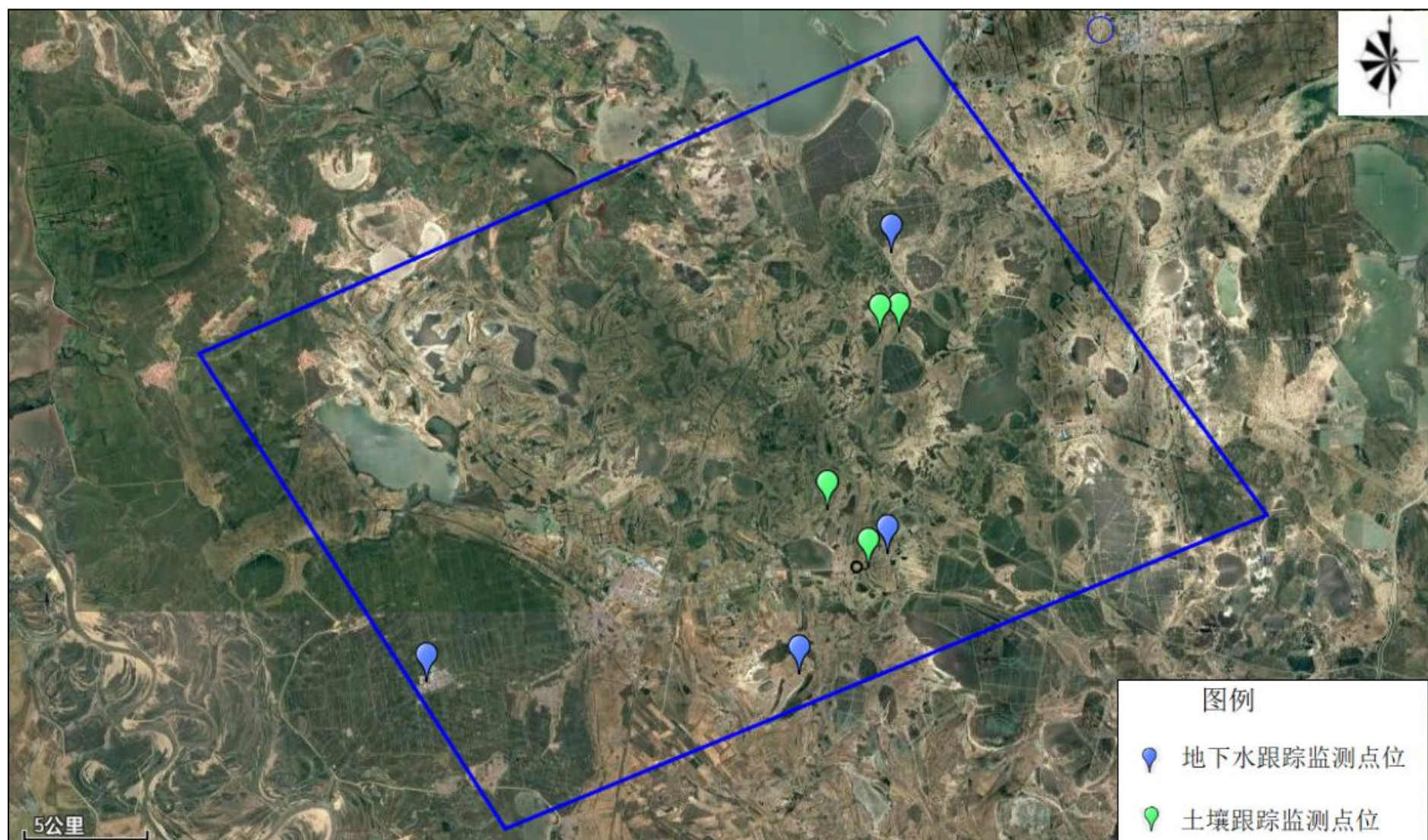


图 6.6-1 土壤、地下水跟踪监测点位图

6.7 生态保护措施

6.7.1 施工期生态保护措施

(1) 钻井施工应编制施工预案，科学安排作业，最大限度减少钻机搬迁等对植被的碾压和破坏。

(2) 严格按照设计文件确定范围征占土地，进行地表植被清理工作；严格控制施工作业面，避免超挖破坏周围植被及耕地等区域，尽量避开植被分布区，尽量不破坏地表植被；禁止施工人员、车辆进入非施工占地区域；

(3) 对施工占地上的植被，应在施工挖掘过程中注意保护，尽可能在施工区域进行植被恢复，减少该区植被损失量；

(4) 施工过程中，应按设计要求的范围进行，不能随意扩大施工范围，尽量减少占地面积，临时剥离表土采取临时遮挡措施，减少水土流失；

(5) 管线铺设不随意改线，运送设备、物料的车辆严格在设计道路上行驶，不随意增开便道，在保证顺利施工的前提下，严格控制施工车辆、机械及施工人员活动范围，尽可能缩小施工作业带宽度，以减少对地表的碾压破坏；

(6) 加强对施工人员的教育，在施工作业带以外，不随意砍伐、破坏树木和植被，不烧灌木，不乱挖、乱采野生植被，不随便破坏动物巢穴；

(7) 注意施工过程中地貌的恢复，挖掘时将表层土与底层土分开堆放，回填时，再分层回填，表层土回填在表面，以恢复原来的土层，回填后多余的土方不随便丢弃；

(8) 保障管线安全的原则，严格执行管线保护有关条例，管线中心线左右 5m 范围内不得种植深根植物；

(9) 在施工期间，严格执行《中华人民共和国野生动物保护法》第六条规定，禁止违法猎捕野生动物、破坏野生动物栖息地。加强职工的行为管理，建立严格的生态保护制度，在道路边，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，防止捕猎野生动物、滥采天然植被情况的发生。

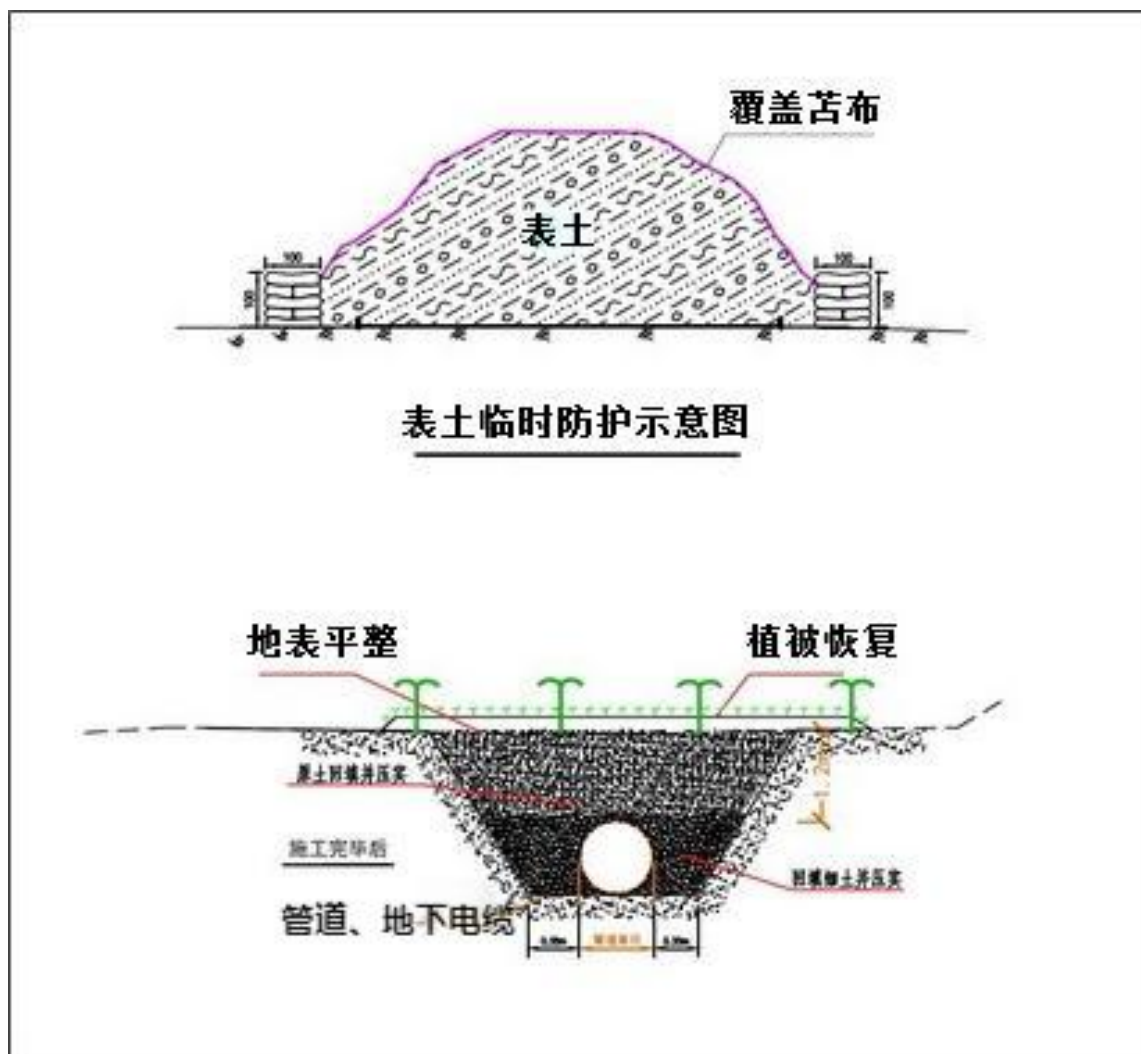


图 6.7-1 典型生态保护措施平面布置示意图

6.7.2 运营期

(1) 油水井作业时严格执行环保措施，控制污染物的外排量，保证“工完料净场地清”，作业后无落地油遗留井场；

(2) 提高职工的环保意识，在运营期杜绝人为破坏植被的现象；

(3) 建设单位加强对工作人员的生态环境保护教育，减少对野生动物的干扰，严禁捕杀野生动物；

(4) 严格执行《中华人民共和国野生动物保护法》，严禁捕杀或破坏野生动物，加强职工的行为管理，建立严格的生态保护制度，在道路边，设置“保护生态环境、保护野生动植物”等警示牌，防止捕猎野生动物、滥采天然植被情况的发生；

(5) 加强管理，及时恢复临时占地，降低生态风险；

采取本项目运营期提出的措施，可有效降低人为活动对周围植物的影响，减少对野生动物的干扰，本项目采取的生态保护措施可行。

6.7.3 退役期生态保护措施

油田退役期，根据立地条件和宜草则草、宜农则农的原则，对生态环境进行恢复和重建。

（1）井场生态恢复和重建措施

①退役期油水井退役或报废后，应当在 6 个月内将打开的油气层和井口封闭；井场应拆除采油设备、封好井口，挖松固化地面，并对井场土地进行平整、翻松，同步实施井场复垦还田措施。

②保留各类绿化、防洪工程、生态保护设施，使油田开发区生态环境功能不变，生态环境质量不低于目前现状。

（2）道路及管线生态恢复与重建措施

①为避免退役管线开挖对生态环境的影响，管线退役阶段不进行开挖，采取管线两段灌注水泥封堵直埋处理。

②对井场道路的永久占地要进行生态恢复，采取土地平整、翻松，及时恢复，使油田开发区与区域生态景观和谐一致。

③部分道路可以作为当地交通和农业生产用地，不必恢复；其余道路应恢复为耕地或草地。

综上所述，项目退役期在采取生态恢复与重建措施后，可有效地将生态环境的影响降到最低程度。

6.7.4 表土保护措施

（1）在施工前，对占地区域内具备剥离条件的熟化表土进行系统性剥离，剥离厚度应根据现场土壤剖面调查确定。剥离的表土分层堆放，严禁与底土或建筑垃圾混合。堆存体应控制坡比与高度，并采取压实措施，以减少水土流失风险。

（2）表土堆存期间须实施有效的临时防护。堆存体表面及坡面应采用苫布覆盖或种植草本植物进行固土，周边应设置临时排水沟和沉沙设施，以有效拦截径流、减少泥沙流失。堆存时间应尽可能缩短，以减少土壤肥力退化与种子库活力下降。

(3) 施工结束后, 应及时对临时占地进行土地整治与生态修复。将预先堆存的表土按原层次回覆至规划区域, 回覆厚度须满足后续植被恢复的立地条件要求。回覆过程中应避免过度压实, 以保持土壤良好的孔隙结构和渗透性, 为植被重建奠定基础。

6.7.5 黑土地保护措施

(1) 根据《黑龙江省黑土地保护利用条例》, “生产建设活动占用黑土地的, 应当按照有关标准、规范和管理规定剥离表土”。

(2) 本项目剥离的耕作层土壤不得作为弃土弃渣抛弃, 临时表土堆场采取堆土表面进行种草, 设置编织土袋挡墙作临时拦挡及密目网苫盖措施。用地完成后对场地进行疏松平整, 回填剥离表土, 达到原有地貌要求。

6.7.6 生态恢复措施

(1) 油田退役期, 严格执行《土地复垦条例》(2011 年 3 月 5 日), 根据立地条件和宜林则林、宜草则草、宜农则农的原则, 对生态环境进行恢复和重建, 评价建议分区采取生态恢复与重建措施。油水井和站场退役后, 应当及时封闭井口, 拆除井场和站场设备、设施, 挖松固化地面, 并对井场和站场土地进行平整、翻松, 同步实施井场复垦还田还草措施;

(2) 为避免退役管道开挖对生态环境的影响, 管道退役阶段不进行开挖, 采取管道两段灌注水泥封堵后留在地下;

(3) 限制井场等临时性占地面积, 并在施工结束后及时清理现场, 清运各种污物, 使之尽量恢复原状;

(4) 项目区由于机械和人工作业的缘故, 土壤一般比较紧实, 可采用耙、深松翻等措施, 提高土壤空隙度, 改良土壤结构;

6.7.7 减缓措施

(1) 采用先进的施工技术和设备, 减少施工过程中的生态破坏;

(2) 施工单位在不损害生态功能的前提下, 合理规划, 明确合理的施工时间, 确定合理的运输线路和施工场地, 在指定的时间、地点以指定的生产方式进行工程建设, 严格控制施工人员、施工机械、运输车辆的出入, 防止增加施工活动对景观及动植物的破坏;

(3) 严格控制施工占地，禁止在生态敏感区内设置取、弃土场；

(4) 在工程涉及的生态敏感区边界处设置铁丝围栏、宣传警示牌，加强对施工活动和人员的管理，生态敏感区内及附近禁止使用高噪声设备，运行的设备要添加隔声垫、设置隔声板等措施降低对周围野生动物栖息的影响；

(5) 禁止施工人员和施工机械、车辆超越施工边界施工，最大限度的减少对生态敏感区土地占用、植被破坏等一系列影响。

6.7.8 水土保持措施

(1) 水土流失空间分布与地形地貌密切关联，整个工程区域内的水土流失分布是不均衡的，甚至变化极大，挖、填土石方量大的地段、暴雨集中的地方、地形地貌复杂的地方，水土流失强度往往较大，因此，在主体工程施工过程中应加强临时防护措施，并与主体工程同步施工；

(2) 管道施工时，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；

(3) 选用适合当地土壤、气候等自然环境、水土保持效果好的树种进行绿化，使其产生良好的水土保持能力。

6.7.9 水土流失防治措施

本项目由于井场及管线施工时车辆对土壤的碾压，人员对土壤的践踏，将改变原地表地貌状况，扰动原地貌，改变原地貌的状况和性质。工程施工破坏植被，新地貌失去植物根系的固土作用，雨水直接冲刷疏松、裸露的地表土，易造成水土流失；施工过程中，开挖回填后产生的弃渣松散堆积，结构疏松，胶结力差，抗侵蚀能力极低，遇暴雨产生径流，加大水土流失。为了更好的保持水土，建议采取以下水土流失防治措施：

(1) 井场及管线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，走同一车辙，避免加行开辟新路；

(2) 施工过程中挖、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；

(3) 回填应按层回填，以利施工带土壤和植被的尽早恢复。回填后应予以平整、压实，以免发生水土流失。对高出地面部分做出水土保持要求，要求高出地面部分回填土按梯形堆放于管线上部，堆放后人工进行修整、拍实；

(4) 井场建设完成后，对井场周围由于施工产生的植被损坏进行恢复，对永久占地进行平整及压实；

(5) 油田车辆应固定行驶路线，施工结束后，对施工期由于施工车辆碾压所破坏的地表植被进行恢复；

(6) 项目区低洼地段，降雨季节施工的应先建好防洪、导流和泄洪设施后开工，以防洪水冲毁工程、机械，造成不必要的损失；

(7) 本项目水土保持生物措施主要根据油田地面植被情况，做好原有植被恢复工作，最大程度的降低因本项目施工建设和生产运行而新增的水土流失量，降低人为因素导致当地土壤盐碱化的趋势，尽量改善当地的生态环境；

(8) 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；

(9) 在便道出入口，竖立保护植被的警示牌，提醒施工作业人员，减少人员随意践踏造成的水土流失。

6.7.10 防沙治沙措施

项目占地区域未出现土壤沙化现象，为保护区域生态环境，针对本项目的具体特点，施工期内采取以下防沙治沙措施：

(1) 施工时要特别注意保护原始地表与天然植被，划定施工活动范围，以减少风蚀沙化活动的范围。

(2) 管线敷设时，根据实际管径尽量减少施工作业面宽度，控制在 4m 以内，采取平埋方式（不起土坝）进行，以便尽快恢复植被；管道施工结束后，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。

(3) 施工作业避免在大风天施工，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。

(4) 严格控制油水井作业施工的占地，井下作业不新增临时占地，均在永久占地

范围内进行。

(5) 油水井作业时严格执行环保措施，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，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) 回收落地油后，对井场夯实，减少土壤的剥离量。

6.7.11 生态环境监测和环境管理

根据《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ19-2022），本项目要求施工期时重点监测施工活动干扰下的植物群落变化、生境质量变化等，在项目施工结束后重点监测临时占地及评价范围内植被恢复情况。监测点位见下图 6.7-2

综上所述，通过上述生态污染防治措施，本项目对生态环境造成的影响在环境可接受范围之内，措施技术可行。

6.8 风险控制措施

6.8.1 井喷风险防范措施

(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) 钻井液性能符合钻井设计要求，特别是钻井液密度必须在设计范围内。起钻前充分循环井内钻井液，使其性能稳定，进出口密度差不超过 0.02g/cm^3 。

(6) 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。

(7) 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。

(8) 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。

6.8.2 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) 工程技术预防措施

1) 对开发方式与工艺的要求。

①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。

②在套管易损坏地区的井, 应考虑下技术套管, 技术套管下至断裂层下部固井后再下气层套管, 从而更有效地防止气层套管的损坏。

③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。

①为防止浅层水腐蚀套管及浅层高塑性泥岩层蠕变, 在浅层套管内外壁进行防腐, 同时可下表层套管或技术套管封隔浅层。为减少管内承压, 在高塑性泥岩层需下厚壁套管, 并在环形空间内注入水泥封固。

②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。

③为减少套管损坏, 固井时水泥浆应返至地面, 进行全程固井。

6.8.3 井漏风险防范措施

(1) 发现井漏及油气显示等异常情况, 立即报告。

(2) 钻井中发生井漏, 液面不在井口时, 将钻具提至关井位置, 采取定时、定量反灌钻井液措施, 及时处理井漏, 防止发生溢流。

(3) 为防止井漏、井塌发生, 可适当提高钻井液粘度, 并控制钻速与排量, 防止冲垮和憋漏地层。接单根时, 应晚停泵、早开泵。

(4) 进入目的层后, 若发生井漏, 在保证井控安全和井眼稳定的情况下, 应首先考降低钻井液密度, 然后选择不伤害主要储层的堵漏措施, 主要目的层应选用可酸化或可解堵的材料, 严禁使用惰性材料堵漏。

(5) 施工区块集中储备随钻堵漏剂 10t~30t, 以备井漏发生时应急使用。

6.8.4 柴油罐泄漏事故风险防范措施

钻井施工期井场柴油罐区为重点防渗区，在柴油罐区铺设 2mm 高密度聚乙烯（HDPE）膜构筑防渗层，使其防渗性能等效黏土防渗层 $M_b \geq 6\text{m}$ 、 $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ，且柴油罐区设置防渗玻璃钢围堰，围堰有效容积不小于储罐柴油的储量之和。

6.8.5 钻井井场防火、防爆、防物料泄漏措施

（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）油罐区地面铺设防渗布，设置围堰。发生油水泄漏时控制柴油不向罐区外扩散，保护周围生态。

（8）井场设置的钢制泥浆罐兼作事故池，用于发生污水泄漏时废水的收集，控制污水不向井场外扩散，保护周围生态。

（9）确保应急工具和设备齐备完好，以便在发生泄漏事故时对产生的污油污水进行及时回收和处理。

（10）一旦发生井喷事故，要及时上报上级主管部门，并有消防车、救护车、医护人员和技术安全人员在井场值班。

6.8.6 集输管道泄漏风险防范措施

（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）定时对管道进行巡查，及时发现管道、阀门、设备渗漏、穿孔问题；

（3）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。定期对管道进行检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；定期对集输管道上的安全保护设施，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；

（4）生产时密切关注系统压力变化，一旦系统压力有大的降低，要及时报告，找到管道泄漏点，及时处理，避免污水大量泄漏；

（5）当发生油水泄漏时应及时在泄漏点周围修筑围堤，控制油水扩散范围，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；

（6）确保采油九厂资产库的围油栏、铁锹、吸油毡、消油剂等应急工具和设备齐备完好，以便在发生泄漏事故时对产生的污油污水进行及时回收和处理，避免对周围地表水、地下水、土壤等环境产生污染。

（7）将被泄漏原油污染的土壤清理后暂存在采油九厂危险废物暂存池，定期委托有资质单位处置；

（8）当发生油田伴生气泄漏应划出警戒线，告知围观群众危险性，劝之不要动用火源，防止火灾及爆炸事故发生；同时根据泄漏情况有组织性的疏散周围相关人员；

（9）建立应急响应机构，配备快捷的交通通讯工具，以便对泄漏事故及时作出反应和处理；

（10）对油田设施采用新技术，提高油田设施的抗蚀防腐能力，从而减少由于设施因素引发油水泄漏事故的几率；

（11）制定定期巡查制度，发现异常及时处理和报告；

（12）建立应急响应机构，配备快捷的交通通讯工具，以便对泄漏事故及时作出反应和处理。

6.8.7 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，水泥车井口管道试打压 4.0Mpa 检验密封性；作业时随时注意进出口排量压力，防止井喷，观察拉力计悬重变化，防止沙堵憋泵。遇阻憋压时，要立即将管柱上提，防止管道爆裂。

6.8.8 地表水体附近油井风险防范措施

(1) 集输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，并采用技术上成熟可靠的强制电流阴极保护法；

(2) 定期检查、维修集输管道防腐及腐蚀情况，及时维修或更新，确保各部分的使用性能；尤其在汛期更要认真检查，清除隐患；

(3) 在施工过程中，加强监理，确保焊接和涂层等施工质量；

(4) 建立施工质量保证体系，提高施工检验人员的水平，强化检验手段；制定严格的规章制度，发现缺陷，及时正确修补并做好记录；

(5) 严格生产管理，所有油井在进行井下作业时严格按照要求在井场四周铺设防

渗布，规范作业范围，防止作业时产生的污油进入地表水体中；

（6）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，避免对周围地表水环境产生污染；

（7）在距离水体较近处施工的井场建设临时围堰，以使发生事故时泄漏出的污油污水限定在围堰范围内，然后通过带有自吸泵的污油污水回收罐车将泄漏出的污油污水回收，拉运至新肇联合油污水处理站处理后回注油田，从而最大限度的减少对区域内地表水体的影响。

6.8.9 火灾、爆炸风险防范措施

（1）井场钻井设备的布局要考虑防火的安全要求。

（2）距井口 30m 以内及钻井泥浆循环系统的电气设备、照明设备输电线路 及接线方法应符合防火爆安全规定。

（3）钻台下面和井口周围严禁堆放杂物易燃品，机泵房无积油；

（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、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）其它设备等发生油水泄漏时应及时修筑围堤，控制油水扩散范围，保护周围生态环境。

（8）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

（9）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。

（10）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。

（11）集油掺水管道、注水管道与周边建构筑物防火间距符合规范要求。

(12) 设备、管道做防腐保温。

(13) 严格执行各项安全生产制度，在油气泄露场所严禁静电和携带火种。

(14) 油气生产系统采用密闭集输工艺，防止油蒸气、伴生气蒸气泄漏，防止有毒气体聚集。

6.8.10 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，运输时应尽量避开运输高峰期。

(3) 加强对驾驶员的安全意识和职业道德教育，提高有毒有害物质运输车辆司机的责任感，防止突发事件的发生。

6.8.11 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）的要求收集、贮存和运输。

(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》（生态环境部 公安部 交通运输部 部令 第 23 号）执行，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

6.8.12 应急要求

根据企业提供资料，大庆油田有限责任公司设有突发环境事件专项应急预案，并于2023年6月19日在大庆市红岗区生态环境局进行备案，备案号为230605-2023-012-MT。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；《大庆油田有限责任公司第九采油厂突发环境事件专项应急预案》中不仅包含了原油泄漏污染、污水泄漏污染、给排水系统泄漏污染、天然气泄漏污染和施工时发生井喷造成油污、污水排放污染等事故的分类、应急响应等内容，而且明确了环境突发事件应急储备物资清单、应急联络单等重要内容；该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第九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。

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）》（环发〔2015〕4号），建设单位应结合本项目工艺特征及相关物料性质，及时对环境应急预案进行修订，并及时将本项目纳入应急预案系统内。

建设单位应根据《国家突发环境事件应急预案》要求，按照“分类管理，分级响应，区域联动”的原则，编制本项目的突发环境事件应急预案。具体内容见表6.8-1。

表 6.8-1 突发环境事件应急预案包括的主要内容一览表

序号	项目	内容及要求
1	总则	编制依据、适用范围、工作原则等
2	事故风险分析	风险分析、事件分级等
3	应急组织及职责	应急组织机构、职责等
4	处置程序	预警、接警与报告、响应行动、指挥和协调、应急状态解除等
5	处置措施	人员防护、现场检测与评估、现场应急处置措施、次生灾害防范、善后处置等
6	应急保障	通讯与信息、物资与装备、应急队伍、医疗救护、应急技术等
7	附则	名词与定义、预案签署和解释、预案实施等

应急组织机构对第九采油厂发生的环境突发事件进行应急救援工作，有针对性的对突发环境事件进行应急启动、响应行动、现场处置、应急终止和事件现场的恢复与

重建，同时第九采油厂也与地方采取联动机制，主要有大庆市生态环境局、大庆市环境监测中心站、应急管理局、大庆市红岗生态环境局、大庆市肇源生态环境局等，具体详见应急预案。

根据应急组织机构，设置环境突发事件应急领导小组、环境突发事件应急办公室及环境突发事件应急工作组，具体分工表见表6.8-2。

表 6.8-2 应急组织、职责分工表

组成	职责
应急领导小组	负责本单位应急预案的制定、修订；组建应急救援专业队伍，并组织实施和演练；检查督促做好重大事故的预防措施和应急救援的各项准备工作；发生事故时，由指挥部发布和解除应急救援命令、信号；组织指挥救援队伍实施救援行动；向上级汇报和向友邻单位通报事故情况，必要时向有关单位发出救援请求；组织事故调查，总结应急救援工作经验教训。
应急抢修组	负责环境污染事故时抢修和事故紧急处理。
消防组	担负或配合专业消防队伍完成灭火、洗消和抢救伤员任务。
通讯组	负责各专业小组的联络工作。
物资供应组	负责抢险物资的组织、运输、分配。
医疗队	负责伤员的救护。
治安队	担负或配合相关的政府部门进行现场治安，警戒，群众疏散。
应急监测组	负责突发环境事件中及事件发生后的环境影响监测。

通过分析该预案内容可知，预案中针对突发事故的应急流程、应急教育与应急演练、应急物资保障等内容方面已经比较完善，能够给对突发环境事件进行妥善处理。

总体上看，建设单位目前拥有的应急预案内容较为完善，目前第九采油厂未发生过环境突发事件，已有应急预案能够满足目前第九采油厂需要，但本项目投产后，应在应急预案中补充事故发生后的环境应急监测计划，并在事故发生后组织专门事故评估小组对事故性质、参数与后果进行评估，为指挥部门提供决策依据。

（2）应急分级响应系统

应急分级响应系统建设是应急救援预案的重要内容。针对第九采油厂已制定的分级响应情况，本项目应急分级响应系统分为三级，具体见表 6.8-3。

表 6.8-3 应急分级响应系统表

响应级别	应急状态
三级响应	①小型火警。 ②可能发生小范围或有少量化学危险品泄漏事件。

二级响应	①罐区以外场所小面积初期火灾事故。 ②500~1000 公斤以上液体石油化工品泄漏事故。 ③接台风预警或遇突发性恶劣气候。 ④获悉二级恐怖袭击信息时。 ⑤遇需局部人员撤离的事件。
一级响应	①特大火灾、爆炸事故与储罐区一般火灾事故。 ②多人伤亡、中毒和触电事故。 ③发生 1000 公斤以上液体石油化工品泄漏事故 ④石油化学品污染水域或严重污染土壤事故。 ⑤遇战争、地震或严重汛涝、决堤自然灾害时。 ⑥发生恐怖袭击或报案事件及获悉三级恐怖袭击信息时。

三级应急响应：发生事故时，采油队、作业队人员立即启动应急预案，待处理完毕，向大队调度室汇报，申请恢复生产，由大队向厂职能部门进行汇报。

二级应急响应：发生的事故采油队、作业队不能处理时，要及时向大队调度汇报，由大队调度向厂调度汇报，紧急情况可直接向厂调度汇报，紧急启动厂级应急程序。

一级应急响应：发生对厂界外有重大影响事故，除厂内启动紧急程序外，应立即向厂调度汇报，由厂调度向油田公司调度报告，再向邻近企业、单位和政府部门、消防队、生态环境局、公安局和市政府报告，必要时可直接向邻近企业、单位和政府部门、消防队、生态环境局、公安局和市政府报告，申请求援并要求周围企业启动应急计划。

（3）应急措施

①原油事故应急处置措施

原油事故应急处置措施具体见表 6.8-4。

表 6.8-4 原油、伴生气应急处置措施

一、原油应急处置措施	
急救	吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。注意保暖，呼吸困难时输氧。呼吸停止时，立即进行人工呼吸。误服：误服者应充分漱口、饮水。
	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。
泄漏	疏散泄漏污染区人员至安全区，禁止无关人员进入污染区，切断污染区的火源。应急处理人员戴自给式呼吸器，穿消防防护服。在确保安全情况下堵漏。喷水雾会减少蒸发，但不能降低泄漏物在受限空间内的易燃性。用砂土或其它惰性材料吸收，然后收集运至空旷的地方收集、转移、回收或无害处理。如大量泄漏，应利用围堤收容，然后收集、转移、回收或无害处理。

储运	储存于阴凉、通风的仓间内。远离火种、热源。仓间温度不宜超过 30℃。保持容器密闭。应与氧化剂、酸类物质分开存放。储存间内的照明、通风等设施应采用防爆型。配备相应品种和数量的消防器材。罐储时，要有防火防爆技术措施。禁止使用产生火花的机械设备和工具。灌装时，注意流速不超过 3m/s，且有接地装置，防止静电积聚。搬运时，要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。
二、伴生气应急处置措施	
急救	吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。注意保暖，呼吸困难时输氧。呼吸停止时，立即进行人工呼吸，就医。
	皮肤接触：若有冻伤，就医治疗。
泄漏	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，穿防寒服。有要直接接触泄漏物。尽可能切断泄漏源。用工业覆盖层或吸附/吸收剂盖住泄漏点附近的下水道等地方，防止气体进入。合理通风，加速扩散。喷雾状水稀释。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。
储运	储存于阴凉、通风仓库内，室内温度小于 30℃；远离火种、热源。应与氧化剂、卤素分开存放。切忌混储。储存间内的照明、通风等设施应采用防爆型。禁止使用易产生火花的机械设备和工具，储区应配置污油回收管(带)、抽油泵等设备对泄漏进入防火堤内的污油进行回收进罐。

②依托场站环境风险事故应急措施

依托场站主要环境风险事故有储罐含油物质泄漏及火灾爆炸引发次生环境污染事故，应采取以下应急措施：

10.储罐泄漏事故

罐区含油物质泄漏，首先确定泄漏点和泄漏量。将泄漏罐含油物质导入罐区空罐或进入防火堤内收集、回收。注意采取措施时采用防爆工具，防止产生火花。进入泄漏点切换流程时需穿戴防毒护具。

b.火灾爆炸事故

首先在环境条件许可的前提下关闭储罐进口阀门，断开起火区域仪表照明及相关电源，组织力量把着火罐邻近受热辐射的其他油罐的喷淋阀打开加以保护；开启着火罐喷淋，冷却罐壁，同时组织水枪射向罐顶冷却，保护罐体不致过热变形裂口，同时也可减少物料蒸发，减小火势；开启消防泡沫阀，向罐内注入泡沫灭火。当火势威胁到整个输油系统时，通知变电所切断站外井排电线，油井停产。

③集输管线泄漏事故

管线破裂原油泄漏进入土壤时应采取以下应急措施：

a.正确分析判断突然事故发生管段的位置，用最快的办法切断管段上、下游的截断

阀，同时组织人力对原油泄漏危险区进行警戒。

b.立即将事故简要报告上级主管领导、生产指挥系统，通知当地主管部门加强防范措施。

c.组织抢修队伍迅速奔赴现场。在现场领导小组的统一组织指挥下，按照制定的抢修方案和安全措施，周密组织，分工负责，在确保安全的前提下进行抢修。

d.组织抢修队伍人工开挖集油池，并用砂土、水泥等及时围堵或导流，防止泄漏物向周边流散。

e.险情排除后迅速清理应急现场，回收原油，对少量无法回收的原油及含油土壤，应在政府环境主管部门的批准下妥善处理，最大限度的消除危害。

④窜层污染事故

若发生窜层污染事故，应立即采取关井措施，并确定事故发生位置进行修复堵漏，及时更换套管，一旦发生污染事故及时向大同区生态环境局报告，并立即启动应急监测，根据事故状态下污染物特征，进行地下水环境质量跟踪监测，如监测到地下水水质有异常超标现象，应及时进行开展地下水风险评估，包括地下水修复和加强检测要求，以消除任何对公众健康影响的风险。

⑤井喷事故

发生井喷立即控制井口，导流放喷。然后疏散泄漏污染区人员至安全区，禁止无关人员进入污染区，切断污染区的火源。应急处理人员戴自给式呼吸器，穿消防防护服。在确保安全情况下再根据现场情况，选择司钻法、工程师法或置换法等方法压井。对喷出物用砂土或其它惰性材料吸收，然后收集运至空旷的地方收集并委托有资质单位处置。如大量泄漏，应利用围堤收容，然后收集、委托有资质单位处理，防止造成环境污染。

⑥危险废物泄漏事故

现场人员若发现危险废物落地油或废含油防渗布等后，立即上报应急领导小组；应急处置人员正确佩戴相应的防护用品先消除泄漏污染区域的点火源，然后进行先期处置；若发生泄漏时可采用吸附物质砂土进行覆盖、收容；若发生大量泄漏立即构筑临时围堰，泄漏物进行集中收纳转移到密封性良好的容器中；将泄漏的落地油、废含油防渗布、受污染土壤等委托有资质单位处理。

(4) 应急状态地企联动

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、生态环境主管部门及公安部门启动相应紧急预案，保障事故控制及事故救援得到有效迅捷地处理，详见表 6.8-5。

表 6.8-5 地企联动各部门联系方式

名称	联系电话
火警	119
医疗急救	120
公安局	110
大庆市人民政府	0459-4609222/6373055
大庆市生态环境局	0459-4623818
大庆市应急管理局	0459-6367656
大庆市城市管理局	0459-4688501
大庆市安全生产委员会办公室	0459-4600048
大庆油田总医院	0459-5886408
大庆市第二医院	0459-5202621
大庆市气象台值班室	0459-8151615/8151030
肇源县人民政府	0459-8222580
肇源县中医院	0459-8236125
肇源县应急管理局	0459-8222160
大庆市肇源生态环境局	0459-8222470
大庆油田有限责任公司第九采油厂环保部	0459-4690999

6.8.13 管理措施

1、施工期管理措施

- (1) 定期检测集油管线防腐及腐蚀情况，及时维修或更新；
- (2) 在施工过程中，加强监理，确保焊接和涂层等施工质量；
- (3) 建立施工质量保证体系，提高施工检验人员的水平，强化检验手段； 制定严格的规章制度，发现缺陷，及时正确修补并做好记录；
- (4) 进行水压试验，排除焊缝和母材的缺陷，增加管道的安全性。

2、运营期管理措施

- (1) 工程投产运行前，应制定出正常、异常或紧急状态下的操作手册和维修手册，并对操作、维修人员进行培训， 持证上岗，避免因操作失误导致事故发生；

(2) 制定应急操作规程，在规程中应说明发生井喷、管道泄漏、火灾爆炸 和生产装置区泄漏事故时应采取的操作步骤，规定抢修进度，减少事故的影响；

(3) 日常监督、隐患整改、事故发生、操作失误等各项安全行为应建立档 案；

(4) 生产部门和环保部门建立安全环保管理工作考核细则，实行量化考核；

(5) 严格岗位责任制，定期对工人进行安全和环境保护意识教育；

(6) 定期进行突发环境事件的培训和演练，并对及时对应急预案进行修订， 使其更加合理有效；

(7) 加强对工程附近居民的宣传教育，减少、避免第三方破坏事故；

(8) 加强油田保卫工作，保证油田各种生产设施安全运行，杜绝安全、环保事故的发生；

(9) 配备防渗布、铁锹、镐等应急工具和设备，巡检发现油水泄漏时，找出泄漏点，在周围铺上防渗布，四周用土围好，防止油污、污水扩散。然后， 组织人员抢修，抢修结束后，清理现场，避免造成环境污染；

(10) 泄漏事故具有隐蔽性和灾难性，要加强监控，定期用超声波检测仪，测量管线的内外防腐情况，若管壁厚度减薄，及时更换管段。

6.8.14 应急监测

1、施工期应急监测

施工期的环境应急监测主要为事故发生后的影响监测。主要监测对象有土壤、植被、伴生废气、废水等。

2、运营期应急监测

针对施工期及运营期发生的事故类型，主要监测对环境空气、土壤、地下水和地表水的影响。监测方案见表 6.8-6。

表 6.8-6 项目应急监测计划表

监测内容	监测（检查）项目	监测点位	监测频次

事故监测	空气：非甲烷总烃 土壤：石油烃（C10-C40） 地表水、地下水：石油类	空气及土壤：事故地点； 地表水、地下水：事故地点周围	监测频次依据不同的环境区域功能和现场具体污染状况确定。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。当应急组织指挥机构终止应急响应或批准应急监测终止建议时，方可终止应急监测。

由于本次产能建设采用常规工艺，油气集输和污染治理工艺成熟、可靠，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，环保措施和环保投资的结合有效的预防和减缓本次产能建设可能带来的不良环境影响。

6.9 温室气体监控

(1) 井口装置安装密封垫，新建井场多功能储油罐为密闭储罐，最大限度减少温室气体的逸散；

(2) 加强对设备和管道的检查和维护，定期排出站内储罐，保证均无孔洞和裂隙，采样口等均处于密闭状态，控制场站各部位温室气体的逸散；

(3) 依托场站加热装置燃料采用清洁能源天然气（油田伴生气），减少化石燃料燃烧 CO₂ 排放；

(4) 油田开发实行连续生产，杜绝大功率设备频繁启动，减少设备启停对用电的影响

(5) 增加厂区绿化面积，扩大生态修复范围，通过植树造林和森林碳汇建设，采取多方面碳中和举措；

(6) 建立健全的能源利用和消费统计制度和管理制度

第七章 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,由于井场建设、管道铺设等,需要占用一定面积土地,而且由此产生的污染物对周围环境也会造成一定污染,因此引起的环境损失费往往很难直接用经济价值来计算,因此,我们仅用植被损失费和资源损失费来估算。

(1) 植被损失费

产能工程各系统永久占地共计 30.62 公顷,临时占地 93.97 公顷,光伏发电工程永久占地 0.028 公顷、临时占地 3.78 公顷。农作物主要为玉米,损失玉米按 $0.75\text{t}/\text{hm}^2 \cdot \text{a}$ 计算,临时用地农作物当年粮食产量全部损失,第二、三年产量将下降 20%-40%,随后恢复正常产量,则永久占地损失粮食量为 23t,三年间临时占地总共损失粮食产量为 117t,价格按 1500 元/t 计,耕地植被损失费约 21.04 万元。

项目永久占用草地 18.26hm^2 ,临时占用草地 70.12hm^2 ,临时占地自然植被演替的规律是先是一、二年生的植物,3-5 年后可恢复到冷蒿、杂草类,草地损失草量按 $1125\text{kg}/\text{hm}^2$ 计算,价格按 700 元/t 计,草地植被损失费约 23.53 万元。

(2) 资源损失费

本项目资源损失主要为油田开发过程中伴生气损失。油田投产 10 年间该项目将有 1091.5t 烃类排入大气,每吨按 1529.7 元计,相当于损失 167 万元。

两项合计为 211.57 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

本工程环保投资详见表 7.2-1。

表 7.2-1 环保投资统计

项目	项目	环保工程名称	环保投资 (万元)	备注
施 工 期	废气 防治	施工场地洒水抑尘，表土及建材堆放设置围挡、上覆遮盖材料，施工运输车辆采取密闭措施或加盖防尘布	38	1 万元/场地，本项目共计 38 处
	废水 防治	管道试压废水经罐车收集后新肇联合污水处理站处理后回注现役油层，不外排；生活污水进入依托周边场站生活污水收集装置处理，定期拉运至南区污水处理厂处理后达标排放。	10.32	0.12 万元/单井，共新钻 86 口油井
		由罐车拉运至新一联废压裂液处理站处理	0.86	0.1 万元/单井，共 86 口油井进行压裂。
	噪声 防治	选用低噪声设备；设置减震基础、隔声屏	3	/
	地下水分区防渗		1.9	0.5 万元/场地
	固废 处置	施工废料送天然气分公司工业固废填埋场进行填埋。生活垃圾送肇源县利民城市垃圾处 理有限公司处理	2	/
		油基废钻井液、油基钻井岩屑、含油废射孔液、排入井场设置的废弃油基泥浆罐中，由钻井单位委托黑龙江迈景环保科技有限公司拉运处置	10.32	0.12 万元/单井，共新钻 86 口油井
		水基废钻井液、水基钻井岩屑、非含油废射孔液、定向钻废弃泥浆由罐车拉运至大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）处理		
	生态 保护	产能工程各系统永久占地（耕地、草地）共计 30.62 公顷，临时占地（耕地、草地）93.97 公顷永久占地补偿临时占地恢复，根据《大庆市人民政府关于调整大庆市征地区片综合地价执行标准的通告》（黑政函〔2023〕65 号）进行补偿	89.14	永久占地
			273.57	临时占地
		在施工场地设置临时围挡，临时占地范围内设单独表层土堆土区，临时堆土堆成梯形，土堆表面覆盖土工布，且在四周设置挡土板和排水沟，在施工场地设临时施工围堰和临时排水沟	5	/

运营期	废水	作业污水、洗井废水罐车拉运至新肇联合油污水处理站处理后回注	5	/
	地下水	根据油田地面运行期多年统计，作业时需采用临时围堰。	19	每井场按 0.5 万元，本项目共计 38 处
	噪声	选用低噪声设备，定期维护保养	5	/
	固体废物	含油废防渗布部回收暂存在敖南含油污泥贮存池	2	/
		含油污泥定期交由大庆市肇源县晨晰非金属材料加工有限公司处置	2	/
	跟踪监测	地下水跟踪监测	4	/
		土壤跟踪监测	4	
		生态监测	4	
	风险防范	配备围油栏、吸油毡、消油剂等应急物资	3	/
	合计		482.11	/

本工程总投资 39715 万元，环保投资占总投资的 1.2%

7.2.2 环境效益简要分析

(1) 密闭输送措施效益估算

本工程油气集输采用密闭输送流程可使油气损失由 0.5% 降到 0.14175%, 10 年间可减少油气损失 2758.525t, 按每吨 1529.7 元计, 这一项可创价值 421.97 万元。

(2) 含油污水回用效益估算

本工程对油田含油污水采取处理回注措施, 不仅减少了含油污水对地面水体污染, 而且可大大节约水资源。本工程 10 年累计回注含油污水 59.4 万 t, 如每吨水按 5.9 元计, 回收利用污水的总价值约 350.46 万元。

以上两个方面环境经济总效益合计 772.43 万元。

由于该项目对油田开发排放的污染物采取了一系列治理措施, 不仅大大降低了排入环境中污染物的数量, 取得巨大环境效益, 而且还会取得一定的经济效益。

7.3 环境经济损益分析结论

总体而言, 本项目的建设, 为确保大庆油田的可持续发展、建设百年油田提供了强有力的保证, 对保障我国石油供应、发展我国石油化工、繁荣经济、促进改革和社会发展, 都将发挥重要的作用。同时, 该项目的建设还可以提高项目所在地的税收、增加就

业机会、带动当地第三产业的发展，提高当地的生活水平，实现当地经济环境的协调发展。

第八章 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/T6276-2010）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设计、安全、健康与环境保护设施的同步设计、同时施工和同时投入使用，安全、绿色施工等；

（2）运营期 HSE 管理主要包括：HSE 组织机构的建立及职责的确定、文件的编写、风险的识别和管理、应急措施的建立、人员的培训、HSE 管理体系的运行及保持、清洁生产等；

（3）退役期 HSE 管理主要考虑油区退役的安全与环境影响。

油田开发建设对环境主要影响是建设期的各种施工作业活动和运行期的风险事故。为最大限度地减轻油田生产对区域内空气环境、水环境及生态的影响，减少事故的发生，以确保油田安全运行，必须建立科学有效的环境管理体制，制定详细周密的环境保护管理计划。

8.1.1 组织结构

本工程环境管理工作由大庆油田有限责任公司第九采油厂负责。由大庆油田有限责任公司第九采油厂施工业务主管部门对油田建设环境保护工作进行全过程监控，对环境保护措施强制推行，控制施工阶段的环境污染和生态破坏。施工期除设置 1 名专职环保员外，还应根据现场实际情况，建立健全相应的二级 HSE 管理网络，在油田已有 HSE 指挥部的基础上，分别配备数名 HSE 现场监督人员。分别配备协调员，实行逐级负责制。

8.1.2 管理内容

在项目建设期引入环境监理制度，推行环保监理和检查制度。由大庆油田有限责任公司第九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，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，还应根据钻井施工现场实际情况，建立健全相应

的二级 HSE 管理网络，在油田已有 HSE 指挥部的基础上，分别配备数名 HSE 现场监督人员。分别配备协调员，实行逐级负责制，对施工期环境进行严格管理。

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情况及油井作业过程管理、井场、集输管线破裂后油水泄漏等事故的预防和处理上。为此，必须制定相应的事故预防措施、事故应急措施以及恢复补偿措施等。正常油气集输过程中的检查重点为油井及集输管道。油井主要检查现场原油泄漏情况和油井环境维护状况，如抽油机有无泄漏及油井井场是否平整干净，有无落地油等。集输管道的监控内容为管道运营是否正常，是否有穿孔等潜在危害存在，以杜绝原油泄漏。井下作业工艺过程检查应包括井下作业中的设备器材的搬迁、工前准备、井下作业施工和完工的全过程。

8.1.3 规章制度

第九采油厂环保工作必须严格执行国家、省（自治区）、市的环保法律法规，根据企业提供资料，第九采油厂目前已制定了《第九采油厂突发环境事件专项应急预案》等预案，并于 2023 年 6 月 19 日在当地生态环境局进行了企业环境风险应急预案备案（备案号 230605-2023-012-MT）。每年均要求各矿针对环境污染突发事件进行应急演练，确保突发环境污染事件时一线员工能够及时、准确的进行应急操作。同时定期将更新的环保法规及油田内部的各种环境管理规章制度应下发到相应人员，并组织有关人员学习和贯彻执行，以确保环境管理工作的顺利进行。

相关法规和规章制度详见表 8.1-1。

表 8.1-1 环保法规和规章制度一览表

序号	规章名称	主要内容
1	国家、省市级的相关环保法律法规	国家、省市颁发的环境保护法律、法规。
2	油田公司制定的相关环保法律法规	油田公司的环境管理规定及环境管理规章制度（或环境保护条例及事故预案）。
3	环保技术规程及标准	各级有关环境管理的技术规程、标准，主要包括：国家及省市颁布的相关污染物排放控制标准；油田公司及厂矿等各单位制定的生产工艺、设备的环境技术管理规程，环境保护设备的操作规程等。
4	环境保护责任制	公司各类人员环境保护工作范围，应负的责任以及相应的权力。

5	三废管理制度	包括油田开发建设期及生产运行期废水、废气、废渣及噪声等方面的管理制度：在油田投入正常生产过程后，三废管理制度主要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产生的影响后所做出的恢复计划及生态补偿措施等；在油田进入正常生产运行期后，生态保护制度主要包括油田生产过程中所进行的油水井作业过程，同时包括在生产过程中对于一些突发事件可能对周围生态产生的影响而制定的生态恢复计划和补偿措施等内容。
7	事故管理预案	明确油田开发建设过程中的诸如油水井作业、集输管道所可能存在的突发事件的预防管理措施。

8.1.4 管理措施

- （1）最高领导层将 HSE 管理放在与企业生产和经营管理同等重要的位置上；
- （2）公司员工时刻将 HSE 责任放在心中；
- （3）制定和落实一岗一责制；
- （4）加强生产技术及 HSE 教育和培训；
- （5）做好现场审核和整改；
- （6）奖优罚劣，持续改进 HSE 表现。

8.2 项目污染物排放清单

本工程施工期污染物排放清单见表 8.2-1。

表 8.2-1 施工期污染物排放清单

序号	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
1	废气	扬尘	颗粒物	/	洒水抑尘、设置挡风板、设置料棚、遮盖苫布等	符合《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996) 要求 (1.0mg/m ³)
		焊接烟尘	颗粒物	少量	/	/
		柴油机燃烧废气	烟气量	4.01×10 ⁷ (m ³)	使用产品质量达标的高品质柴油, 调节好柴油机运行工况	符合《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) 表 2 及 2020 修改单中第三阶段标准限值, 同时柴油发电机柴油燃烧排气的不透光发烟度(光吸收系数)和林格曼黑度级数符合《非道路移动柴油机械排气烟度限值及测量方法》(GB36886-2018) 表 1 中 II 类限值要求, 柴油机烟气中 SO ₂ 、NO _x 的排放可以满足《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。
			颗粒物	1.04t		
			SO ₂	7.48t		
			NO _x	9.75t		
			CO	2.61t		
			HC	7.11t		
			HC+NO _x	16.86t		
		防腐废气	非甲烷总烃	少量	/	/
		施工机械及运输车辆尾气	NO _x 、CO、THC 等	少量	/	/
2	废水	水基钻井废水	SS、COD	3163.91t	排入钢制泥浆槽, 拉运至大庆钻探六号废弃钻井液处理站	不外排
		油基钻井废水	石油类	176.43t	排入废弃油基泥浆罐, 委托黑龙江迈景环保科技有限公司拉运处置, 处理后废水拉至龙一联合含油污水	不外排

3					处理站达标后回注油层	
		试压废水	SS	1114.54t	由罐车拉运至新肇联合污水处理站处理后回注现役油层满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求：“含油量≤8.0mg/L、悬浮固体含量≤3.0mg/L、粒径中值≤2.0μm”，同时满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注油层	不外排
		压裂返排液	COD、SS	6020t	由罐车拉运至新一联废压裂液处理站处理后，分离出污水经新一联含油污水处理站处理达标后回注油层，满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”标准，同时满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注油层	不外排
		生活污水	COD、BOD ₅ 、NH ₃ -N、SS	998.4t	施工期生活污水依托周边场站生活污水收集装置，定期拉运至南区污水处理厂处理后达标排放。	不外排
	固废	油基废钻井液		3414t	排入井场设置的废弃油基泥浆罐中，由钻井单位委托黑龙江迈景环保科技有限公司拉运处置，处理后的泥饼和岩屑暂存在泥饼库内，外售用于铺路或制砖。	《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）
		油基钻井岩屑		211.716t		
		水基废钻井液		26865t	由罐车拉运至大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）处理，泥饼最终用于铺路或垫井场等综合利用。	妥善处理，不外排
		水基钻井岩屑		3796.692t		妥善处理，不外排

		含油废射孔液		216t	随油基钻井废水、油基废钻井液、油基钻井岩屑一同由钻井单位委托黑龙江迈景环保科技有限公司拉运处置。	《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）
		非含油废射孔液		3420t	与水基废钻井液一起拉运至大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）处理。	妥善处理，不外排
		定向钻废弃泥浆		30t	通过密闭罐车拉运至大庆钻探六号废弃钻井液处理站(采油九厂)处理，经处理后泥饼用于修井间道路、铺垫井场等	妥善处理，不外排
		废膨润土、纯碱、重晶石粉、水泥包装袋		0.15t	统一收集，送天然气分公司工业固废填埋场进行填埋	妥善处理，不外排
		非含油废防渗布		2.53t		
		含油防渗布		0.06t	定期拉运至采油九厂危险废物规范化储存库，委托有资质的单位及时拉运处置。	妥善处理，不外排
		施工废料		0.774t	天然气分公司工业固废填埋场进行填埋。	妥善处理，不外排
		生活垃圾		7.8t	送肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理	符合《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）
4	噪声	机械噪声	噪声	60~130dB（A）	选用低噪音设备，并采取减振降噪措施	符合《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）表 1 中要求

表 8.2-2 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	109.15t	管线和场站均采用密闭集输工艺	井场及依托场站厂界执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求，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
	加热炉	废气量	14.37m ³	加热装置采用清洁能	执行《锅炉大气污染物排放标准》

	烟气	(10 ⁴ m ³ /a)		源天然气为燃料，燃烧烟气通过现有烟囱排放	(GB13271-2014) 表 2 新建锅炉要求
		SO ₂	0.0074		
		NO _x	0.2027		
		颗粒物	0.0208		
废水	含油污水	石油类、悬浮物	59400t/a	送新肇联合含油污水处理站处理后回注油层，站内采用“五合一”处理工艺	回注水满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015) 要求，“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”，同时满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022) 中限值要求
	油井作业污水	石油类、悬浮物	380t/3a	罐车拉运至新肇联合含油污水处理站处理后回注	
	水井作业污水	石油类、悬浮物	1020t/2a		
	水井洗井废水	石油类、悬浮物	3400t/a		
	油井清防蜡废水	石油类、悬浮物	138700t/a	直接进入集油系统，不外排	/
固废	含油污泥	石油类	2.31t/a	含油污泥定期交由大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处置，处理后用于油田作业区域通井路、井场建设等	执行《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
	落地油	石油类	4.75t/a	落地油全部回收暂存在敖南含油污泥贮存池，定期委托有资质单位处置。	
	废含油防渗布	石油类	31.7t/a	含油废防渗布暂存于采油九厂危险废物规范化储存库，委托有危险废物处置资质的单位及时拉运处置。	100%处置
噪声	采油井	噪声	60dB(A)	排入周围环境	执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 中 2 类标准

8.3 总量控制

本工程外排污染物涉及的总量控制因子为 SO₂、NO_x、颗粒物及挥发性有机物。

因项目未新建加热装置，SO₂、NO_x、颗粒物为新增负荷后依托新肇联合站、新一联合站产生的分担量。本工程新增挥发性有机物（非甲烷总烃）排放量 109.15t/a，建议按实际排放总量进行控制。

表 8.3-1 本工程污染物排放总量一览表

序号	污染物	核定排放量 (t/a)
1	颗粒物（分担量）	0.0208
2	NO _x （分担量）	0.2027
3	SO ₂ （分担量）	0.0074
4	非甲烷总烃	109.15

8.4 项目环境管理与监测计划

8.4.1 施工期环境管理与监测计划

8.4.1.1 加强工程承包方管理

要与具有相关资质的施工作业单位签定《工程服务安全生产合同》，执行 HSE 管理体系，对项目实施 HSE 立卷管理，并按其内容执行。针对工程的承包方，应加强环境管理，制定出严格的环保管理制度：

- (1) 在承包方的选择上应优先选择那些环保管理水平高、环保业绩好的单位；
- (2) 在承包合同中应明确有关环境保护条款，如环境保护目标，采取的水、气、声和生态保护措施等，将环保工作的好坏作为工程验收的标准之一；
- (3) 各分承包方应按照项目部的环境管理制度要求，建立相应的环境管理机构，明确环保管理人员，明确人员职责等；
- (4) 各分承包方在施工之前，编制详细的“环境管理方案”，并连同施工计划一起呈报项目经理部以及有关的环保部门，批准后方可开工。

8.4.1.2 注重人员培训

施工作业之前必须对全体施工人员进行环保知识、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等，此外，人员培训的内容还包括有国家的法规和规章制度，主要为国家及当地政府的环境保护法律、法规等。

8.4.1.3 施工期环境监测计划

施工期的环境监测可包括对作业场所的控制监测和事故发生后的影响监测。主要监测对象有施工作业废气和噪声。对作业场所的控制监测根据当地具体情况、当地环保部门要求等情况而定。施工期监测计划见下表 8.4-1。

表 8.4-1 工程施工期污染物排放监测计划表

序号	监测内容	主要技术要求	监测点位	监测频次
1	噪声	1.监测内容：Leq (A) 2.监测时间及频次：施工中视情况而定，一般施工期间进行至少 1 次。 3.监测地点：施工场界四周 4.监测方法：《工业企业厂界环境噪声排放标准》	施工场界四周	1 次/施工期

		(GB12348-2008)		
2	废气	1.监测内容：施工扬尘 2.监测时间及频次：1次/施工期。 3.监测地点：施工场界上、风向 4.监测方法：《环境空气总悬浮颗粒物的测定 重量法》 (HJ1263-2022)	施工场地上、下风向	1次/施工期
3	施工现场清理及生态恢复情况	1.监测内容：施工结束后，施工现场的弃土、石、渣等和生态环境恢复情况。 2.监测时间及频次：施工结束后进行1次。 3.监测地点：各施工区段	现场监测	1次/施工期

8.4.2 运营期环境管理与监测计划

8.4.2.1 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。

8.4.2.2 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第三方环境监测机构进行。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《排污单位自行监测技术指南总则》(HJ819-2017)、《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》(HJ1248-2022)等相关文件要求，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，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，具体见表 8.4-2 和表 8.4-3，跟踪监测点位图见图 6.5-1。

表 8.4-2 运营期环境质量监测计划表

序号	监测内容	监测项目	监测点位	监测时间及频率

1	地下水	K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、Cl ⁻ 、SO ₄ ²⁻ 、pH、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、挥发性酚类、耗氧量、氨氮、硫化物、氟化物、总大肠菌群、菌落总数、石油类、硝酸盐、亚硝酸盐、氰化物、砷、汞、铬（六价）、钡、铅、镉	井区地下水流向上游 1#背景监测井	g124.53959942,45.83998208	背景监测点（上游）	1 次/半年
			项目区域内潜水监测点新 180-92-100 井区内布设 2#跟踪监测井	g124.53709424,45.72770442	跟踪监测点（下游）	
			井区地下水流向下游内布设 3#跟踪监测井	g124.28987503,45.67976999	跟踪监测点（下游）	
			井区地下水流向下游（东木甲屯水井）布设 4#跟踪监测井	g124.48973179,45.68231854	跟踪监测点（下游）	
2	土壤	石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、汞、砷、六价铬	在拟建 17#平台井永久占地内和永久占地外 50m；拟建 Y26-109 井场和 8#平台永久占地外东侧 100m 草地（表层土壤）、10#平台永久占地外北侧 100m 耕地（表层土壤），共设置 4 个土壤跟踪监测点			1 次/年
3	地表水	pH 值、化学需氧量、五日生化需氧量、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、六价铬、镉、砷、镍、铅	南引水库泄水干渠			每年丰、平、枯水期各监测一次

注：当地下水监测指标出现异常时，可按照 HJ164 的附录 F 中石油和天然气开采业特征项目开展监测；当土壤监测指标出现异常时，可按照 GB36600 的表 1 中的污染物项目开展监测。

表 8.4-3 运营期污染源监测计划表

类型	监测内容	监测（检查）项目	监测点位	监测频次
污染源	废气	SO ₂ 、NO _x 、颗粒物	新肇联合站、新一联合站加热装置	依托现有监测计划
		非甲烷总烃	油井井场占地范围内及厂界	1 次/季度
	噪声	连续等效 A 声级	油井井场永久占地外 1m、浩德村（敏感点）	1 次/季度

	事故监测	空气：非甲烷总烃 土壤：石油烃（C10-C40） 地下水：石油类 地表水：石油类	空气及土壤：事故地点； 地下水及地表水：事故地点 周围	监测频次依据不同的环境区域功能和现场具体污染状况确定。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。当应急组织指挥机构终止应急响应或批准应急监测终止建议时，方可终止应急监测。

8.4.3 退役期环境管理与监测计划

8.4.3.1 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。

8.4.3.2 退役期环境监测计划

本工程退役期需要进行的环境监测任务委托取得相关资质的地方环境监测站进行。环境监测应按国家和地方的环保要求进行，应采用国家规定的标准监测方法，并应按照规定，定期向有关环境保护主管部门上报监测结果。

根据《排污单位自行监测技术指南总则》（HJ819-2017）、《排污单位自行监测技术指南陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）、《环境影响评价技术导则陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）中要求：重点对退役期的油气井井口周边地下水环境开展跟踪监测，油井井口周边土壤环境开展跟踪监测，具体见表 8.2-8。考虑油田为滚动开发，建议企业结合区块内后期计划项目的运营期及退役期跟踪监测计划统筹考虑。

表 8.4-4 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	监测频次
1	地下水	K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、Cl ⁻ 、SO ₄ ²⁻ 、pH、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、挥发性酚类、耗氧量、氨氮、硫化	在井区地下水流向上游设置 1#背景监测井、在穿越南引水库泄水干渠管线下游布设 2#跟踪监	1 次/半年

		物、氟化物、总大肠菌群、菌落总数、石油类、硝酸盐、亚硝酸盐、氰化物、砷、汞、铬（六价）、钡、铅、镉	测井、在拟建 17#平台井井区内 布设 3#跟踪监测井、在新建井区 地下水流向下游布设 4#跟踪监 测井	
2	土壤	pH、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、 石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、汞、砷、六价 铬	拟建 2#平台井永久占地范围内； 拟建 2#平台井永久占地范围外 东侧 200m 处草地；拟建 8#平台 井永久占地范围内；拟建 8#平台 井永久占地范围外东侧 200m 处 耕地	1 次/年

8.5 基本农田、临时占地申请审批流程

本工程位于黑龙江省大庆市肇源县境内，涉及永久、临时占用基本农田、基本草原，征地工作相关流程如下：

依据《关于规范大庆市占用耕地和永久基本农田临时用地审批工作的通知（征求意见稿）》（大庆市自然资源局，2022.3.5）中相关要求，建设单位在环境影响评价批复文件下发后应按文件要求申请临时用地批复。基本农田征地工作相关流程如下：

①大庆油田有限责任公司第九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，提交给大同区自然资源部门。

②肇源县自然资源部门对资料进行初审。肇源县自然资源部门组织对大庆油田有限责任公司第九采油厂监督管理中心土地组提交的用地申请资料进行初审，开展实地探勘核验，审查同意的出具审查意见。

③大庆市自然资源局审批。大庆市自然资源局组织审查县、区自然资源部门提交的大庆油田有限责任公司第九采油厂监督管理中心土地组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，下发用地批复文件。

④大庆油田有限责任公司第九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九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、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九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。

8.6 排污许可证要求

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。

根据《固定污染源排污许可分类管理名录》（2019年版），目前，大庆油田有限责任公司第九采油厂已申请排污许可登记。该许可证已经包含现有区块内场站排放的相关污染物，许可证编号为91230607716675409L005Y，排污许可行业类别为陆地石油开采等，有效期为2024-11-21至2029-11-20。本项目及其依托场站不新建加热装置，污染物排放口位置、排放方式、排放去向、种类、排放量及排放浓度均未发生变化，根据《排污许可管理条例》（2021年3月1日施行）第十五条要求，待项目建成后可进行排污许可衔接。

8.7 项目“三同时”

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 8.7-1。

表 8.7-1 “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、退役期扬尘	及时洒水、临时土方等加盖苫布等遮盖物	施工场界执行《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表 2 中无组织排放监控浓度限值
		柴油机燃烧烟气	使用产品质量达标的低标号柴油，采用节能环保型柴油动力设备，调节好柴油机运行工况	柴油燃烧烟气执行《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法》(中国第三、四阶段)(GB20891-2014)及 2020 修改单中第三阶段标准限值及《非道路移动柴油机械排气烟度限值及测量方法》(GB36886-2018)表 1 中 II 类限值要求，柴油机烟气中 SO ₂ 、NO _x 的排放执行《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
	运营期	采油井场非甲烷总烃	管线和场站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	井场及依托场站厂界执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)5.9 中规定要求，厂区内非甲烷总烃满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019)附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求
		场站非甲烷总烃		
		加热炉燃烧烟气	依托场站加热装置采用清洁能源天然气为燃料	新肇联合站、新一联合站锅炉执行《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表 2 新建燃气锅炉排放标准
废水	施工期	水基钻井废水	排入钢制泥浆槽，拉运至大庆钻探六号废弃钻井液处理站	不外排
		油基钻井废水	排入废弃油基泥浆罐，委托黑龙江迈景环保科技有限公司拉运处置，处理后废水拉至龙一联合含油污水处理站达标后回注油层	不外排
		试压废水	由罐车拉运至新肇联合含油污水处理站处理后回注现役油层	不外排
		压裂返排液	由罐车拉运至新一联合废压裂液处理	不外排

	运营期		站处理后，分离出污水经新一联合油污水处理站处理达标后回注油层	不外排
		生活污水	施工期生活污水依托周边场站生活污水收集装置，定期拉运至南区污水处理厂处理后达标排放。	
		含油污水	送新肇联合油污水处理站处理后回注油层，站内采用“五合一”处理工艺	执行《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2 μm”限制要求，同时满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中限值要求。
		油井作业污水	罐车拉运至新肇联合油污水处理站处理后回注	
		水井作业污水		
	水井洗井废水			
	油井清防蜡废水	直接进入集油系统，不外排	不外排	
	退役期	生活污水	依托周边场站生活污水收集装置处理，由大庆油田庆南工矿服务公司定期用罐车拉运至南区污水处理厂处理，尾水达到《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）一级 A 标准后，排入西排干渠。	项目拉运污水的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。
	噪声	施工期、退役期	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，且采取基础减震等措施	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	井场噪声	低噪声设备、基础减振
固废	施工期	油基废钻井液	排入井场设置的废弃油基泥浆罐中，由钻井单位委托黑龙江迈景环保科技有限公司拉运处置，处理后的泥饼和岩屑暂存在泥饼库内，外售用于铺路或制砖。	《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）
		油基钻井岩屑		
		水基废钻井液	由罐车拉运至大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）处理，泥饼最终用于铺路或垫井场等综合利用。	妥善处理，不外排
		水基钻井岩屑		妥善处理，不外排
		含油废射孔液	随油基钻井废水、油基废钻井液、油基钻井岩屑一同由钻井单位委托黑龙江迈景环保科技有限公司拉运处置	《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）

	非含油废射孔液	与水基废钻井液一起拉运至大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）处理	妥善处理，不外排
	定向钻废弃泥浆	通过密闭罐车拉运至大庆钻探六号废弃钻井液处理站(采油九厂)处理，经处理后泥饼用于修井间道路、铺垫井场等	妥善处理，不外排
	废膨润土、纯碱、重晶石粉、水泥包装袋	统一收集，送天然气分公司工业固废填埋场进行填埋	妥善处理，不外排
	非含油废防渗布		
	含油防渗布	定期拉运至采油九厂危险废物规范化储存库，委托有资质的单位及时拉运处置。	妥善处理，不外排
	施工废料	天然气分公司工业固废填埋场进行填埋。	妥善处理，不外排
	生活垃圾	送肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理	符合《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）
运营期	含油污泥	含油污泥定期交由大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处置，处理后用于油田作业区域通井路、井场建设等	执行《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
	落地油	落地油全部回收暂存在敖南含油污泥贮存池，定期委托有资质单位处置。	
	废含油防渗布	含油废防渗布暂存于采油九厂危险废物规范化储存库，委托有危险废物处置资质的单位及时拉运处置。	100%处置
退役期	废旧设备	全部回收至物资库	全部回收
	生活垃圾	统一收集后拉运至肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理	100%处置
地下水防护		施工期分区防渗：施工期柴油罐区、钻井液材料房、泥浆罐区、钻井作业区为重点防渗区。在柴油罐区铺设 2mm 高密度聚乙烯（HDPE）膜构筑防渗层，渗透系数$\leq 1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$，柴油罐均架高，并在周边外扩不少于 3m 设置不低于 0.5m 的便于拆装的防渗玻璃钢围堰，防渗面积约 20m²，围堰内容积不小于	重点防渗区：防渗性能等效黏土防渗层 $M_b \geq 6\text{m}$、$K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$； 一般防渗区：防渗性能等效黏土防渗层 $M_b \geq 1.5\text{m}$、$K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$。 施工期留存影像资料。

	柴油罐储量和事故时产生的消防废水总量，并距离发电房等易产生明火的位置 20m 以上。油井作业区域在作业期间铺设 2mm 高密度聚乙烯（HDPE）膜构筑防渗层，渗透系数$\leq 1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$；其他材料房、定向钻泥浆防渗池为一般防渗区，铺设 1.5mm 高密度聚乙烯（HDPE）膜构筑防渗层，渗透系数$\leq 1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$，井场其他区域地面采取地面平整夯实等措施，为简单防渗区。 运营期分区防渗：集油掺水管道为重点防渗，管道采用防腐无缝钢管，管道的连接方式采用焊接；油水井作业期间井场作业区做重点防渗处理，井场永久占地内铺设 2mm 厚防渗布，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。 在项目井区地下水流向上游 1#背景监测井，项目区域内潜水监测点新 180-92-100 井区内布设 2#跟踪监测井，井区地下水流向下游内布设 3#跟踪监测井，井区地下水流向下游（东木甲屯水井）布设 4#跟踪监测井。定期监测地下水水质，监测因子为 K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^-、Cl^-、SO_4^{2-}、pH、总硬度、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物、铁、锰、挥发性酚类、耗氧量、氨氮、硫化物、氟化物、总大肠菌群、菌落总数、石油类、硝酸盐、亚硝酸盐、氰化物、砷、汞、铬（六价）、钡、铅、镉	①重点防渗区防渗性能等效黏土防渗层 $M_b \geq 6\text{m}$，$K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$，管线均采用钢制防腐管线，管线内、外防腐需满足《油田油气集输设计规范》（GB50350-2015）要求。②提高自动化水平，对管道及井口压力进行实时监控。施工期留存影像资料。 布设 4 口地下水跟踪监测井，定期监测，地下水水质执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）表 1 中 III 类标准，石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）表 1 中 II 类标准
土壤防护	在拟建 17#平台井永久占地内和永久占地外 50m；拟建 Y26-109 井场和 8#平台永久占地外东侧 100m 草地（表层土壤）、10#平台永久占地外北侧 100m 耕地（表层土壤），共设置 4 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（C6~C9）、石油烃（C10~C40），监测频次为 1 次/年。	占地内执行《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1、2（其他项目）中第二类用地、占地外执行《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》表 1 农用地土壤污染风险筛选值的其他

生态环境恢复措施	临时用地：项目施工均在临时占地内进 行，对施工期间管道开挖产生的临时占用耕地进行表土剥离留存，分层回填和平整，并进行植被恢复	施工时分层开挖、分层堆放、分层回填，场地平整，不改变原有地势，不起垄，耕作层进行翻松。施工时留有影像资料，保留生态恢复前后的影像资料。当年恢复原有地貌，3~5 年恢复原有农田产量。
	永久占地：永久占耕地按照“占一补一”进行补偿，应取得土地管理部门的占地许可手续，永久占用的基本草原按照相关规定进行经济补偿。永久占地范围内剥离表层土外运，优先就近用于新开垦耕地和低质耕地改良、被污染耕地的治理、高标准农田建设、土地复垦等，建设项目主体应当制定剥离黑土的再利用方案，报自然资源主管部门备案	按相关要求进行了征地补偿
	水土流失：严格控制油田内各单井的地面作业面积，严禁车辆离路行驶；做好原有植被恢复工作和人工绿化工作，对表土进行剥离，设置表土剥离临时堆放场，同时进行养护和管理；因地制宜选择施工季节；严禁在大风、大雨天气下施工，在便道出入口，竖立保护植被的警示牌，严禁开发建设施工材料乱堆乱放，划定适宜的堆料场	施工过程中采取相应的水土流失防治措施，并留存影像资料
	防沙治沙：对占地区域土地进行平整，并压实；路基边坡采取种草措施护坡固土；做好施工期开挖土方临时堆存的水土保持措施；对永久占地平整压实	施工过程中采取相应的防沙治沙措施，并留存影像资料
风险防控	运营期作业期间工作区域均铺设防渗布，防渗布边缘设置围堰；车辆采用密闭罐车，配备收油工具，场站定期进行应急演练。	

第九章 环境影响评价结论

9.1 项目概况

本项目位于大庆肇源县内，区域坐标：东经 124°57'~125°83'，北纬 45°69'~45°83' 之间。古 637 区块共建设油井 95 口（包含 9 口代用井）、水井 17 口，共形成 21 座平台与 17 口独立井，总建成产能达 $7.7 \times 10^4 \text{t/a}$ ，新建集油管道 37.9km，新建注水管道 26.04km，新建集肤伴热维温装置 28.3km。新建井口电加热器 37 台，征用地方水泥路 3.2km，征地地方砂石路 0.35km，征用地方红砖路 0.9km，新建通井土路 9.7km，新建宽砂石路 16.29km。新建 10 千伏电力线路 32.2km 维修 500 立方米污水沉降罐 1 座，新建混输泵 1 座，新建 1.0 兆瓦电加热炉 1 座，新建光伏电站 2 座，新建热泵站 1 座，配套建设供配电和数字化工程。

9.2 政策符合性结论

本项目符合《产业结构调整指导目录（2024 年本）》要求，属于鼓励类建设项目。

在规划政策方面，本项目符合《黑龙江省主体功能区规划》、《黑龙江省生态功能区划》、《黑龙江省国民经济和社会发展的第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》、《大庆市国土空间总体规划（2021~2035）》、《肇源县国土空间总体规划（2021~2035）》、《大庆市水土保持规划》（2015~2030）等主体功能区划要求，符合当地城市总体规划、土地利用规划等。

同时，本项目满足《黑龙江省人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（黑政发〔2020〕14 号）要求，在石油开采行业管理方面，满足《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）、《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）等管控要求。

9.3 选址合理性结论

本工程位于黑龙江省大庆市肇源县境内，在选址时充分考虑了“地下决定地上，地下顾及地上”的原则，除涉及水土流失重点治理区、饮用水水源保护区及永久基本农田外，不涉及自然保护区、风景名胜区、生态保护红线管控范围、基本草原、自然公园、重要湿地、水土流失重点预防区、沙化土地封禁保护区等环境敏感区。

本项目位于肇源县水土流失重点治理区内，临时占用的土地均在施工结束后进行恢复。同时施工期严格控制作业面积，不占用、碾压临时占地面积外的土地。项目在施工

期间定期进行洒水，防止出现土壤沙化起尘；施工结束后及时清理施工现场，进行生态恢复，因此项目的建设不会造成大范围的水土流失。本工程所在区域主要为草地和耕地，通过严格控制施工作业范围、设置井场围堰，加强管理等措施，严禁对周边草地、耕地造成破坏。

本项目属于国家能源设施重点建设项目，根据地下储层特性，地质设计要求，项目选址无法避让基本农田。根据“地下决定地上，地下顾及地上”的原则，本项目在井位的选址和布局上采用环境影响最小的布局方案，尽可能减少占地和损耗。本项目用地严格执行《石油天然气工程项目用地控制指标》（国土资规〔2016〕14号）要求，井场建设尽可能采用丛式井场，最大程度的减少了对土地的占用。

本项目建设对周围环境的影响主要为生态环境影响、大气环境影响、水环境影响、土壤环境影响、声环境影响、固体废物影响和环境风险影响。通过环境影响预测与分析，本工程建设实施后，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；通过严格控制施工作业范围，施工结束后及时清理施工现场，对永久占地采取“占一补一，质量相等”的补偿措施，对临时占地采取平整翻松、水土保持等措施，把对生态环境的影响降至最小；通过巡检、加强管理、采取区域联动等事故风险防范措施后，项目的环境风险在可接受范围内。

综上，本项目无环境制约因素、在采取相应防治措施下，各项污染物均可满足相应排放标准，环境影响程度可被环境所接受。因此，本工程选址在环境保护方面合理可行。

9.4 环境质量现状结论

9.4.1 环境空气

2024 年大庆市基本污染物 SO_2 、 NO_2 、 $\text{PM}_{2.5}$ 、 PM_{10} 、 CO 、 O_3 均能满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准及其修改单要求，评价区域环境空气监测点位非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中规定的小时均值 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 要求，工程所在地区环境空气质量总体状况良好。

9.4.2 地表水环境

项目区域附近地表水体有南引水库泄水干渠、鸭木蛋格泡子，满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 III 类的标准限值。

9.4.3 地下水环境

评价区域地下水水质均满足《地下水质量标准》（GB/T148488-2017）中的 III 类标准要求，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）II 类标准（ $\leq 0.05\text{mg}/\text{L}$ ）。

根据调查结果可知，评价区域内包气带中汞、砷、六价铬等均未检出，且污染控制点与清洁对照点油田特征污染物石油类、挥发酚均未检出，评价区域内包气带未被污染。

9.4.4 声环境

根据声环境现状监测结果表明，项目敏感点村屯声环境质量满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 1 类标准；现有区块已建场站厂界四周噪声可以满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准，项目所在区域声环境质量现状良好。

9.4.5 土壤环境

通过对项目永久占地内的土壤环境质量现状监测结果可知，各监测因子均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地风险筛选值要求。通过对拟建项目占地外的土壤环境质量现状监测结果可知，区域内耕地、草地土壤中各因子均满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中风险筛选值要求。

9.4.6 生态环境

该区生态系统是以农田生态系统、草地生态系统为主。由于本区域属于油田开发老区域，人类活动频繁，使该系统内植被覆盖度降低野生动物较少。本工程区域生态环境总体质量较好。

9.5 环境影响分析和污染防治措施可行性结论

9.5.1 大气环境影响分析和污染防治措施可行性结论

施工期的环境空气影响主要来源自钻井施工柴油机烟气和施工活动引起的扬尘，在采取洒水抑尘等措施后，施工期场界外的扬尘满足《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；施工期柴油发电机燃烧废气满足《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）表 2 及 2020 修改单中第三阶段标准限值，同时柴油发电机柴油燃烧排气的不透光发烟度（光吸收系数）和林格曼黑度级数能够满足《非道路移动柴油机械排气烟度限值及测量方法》（GB36886-2018）表 1 中 II 类限值要求，柴油机烟气中 SO_2 、 NO_x 的排放可以满足《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。

运营期大气污染主要为依托新肇联转油脱水站、新一联合站加热装置产生的燃烧烟气、油井产液集输过程无组织挥发的烃类气体。无组织挥发性有机物满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）排放限值，项目井场及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）中 5.9 要求标准（ $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ ）；锅炉满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中表 2 新建燃气锅炉排放浓度限值要求。

9.5.2 水环境影响分析和污染防治措施可行性结论

本项目施工过程中产生的废水主要为钻井废水、压裂返排液、管线试压废水以及施工人员生活污水。水基钻井废水排入井场设置的钢制泥浆槽中，拉运至大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）处理。油基钻井废水排入井场设置的废弃油基泥浆罐中，由钻井单位委托拉运至黑龙江迈景环保科技有限公司废弃泥浆无害化处理油基泥浆站拉运处置。压裂返排液由罐车拉运至新肇联废压裂液处理站处理。管线试压废水经罐车拉运至新肇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）限值“含油量 $\leq 8\text{mg}/\text{L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg}/\text{L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ”，同时满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准限值后回注现役油层，施工人员生活污水依托周边场站生活污水收集装置处理，由大庆油田庆南工矿服务公司定期用罐车拉运至南区污水处理厂处理。

本工程产生的不同种类废水均进行了妥善处理，不排入地表水体，不会对地表水环境产生影响。

9.5.3 地下水境影响分析和污染防治措施可行性结论

本工程在正常且各项环境保护措施落实到位情况下对地下水环境影响较小，但在事故状态下可能对地下水环境造成影响，但在各项地下水污染防控措施及应急措施落实到位的情况下，对地下水环境影响较小。

9.5.4 声环境影响分析和污染防治措施可行性结论

在采取选用低噪声设备，采用减振、隔声等降噪措施，注意对设备的维护保养适当的降噪措施后，本工程施工期场界噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）要求，运行期井场噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准要求，敏感点处噪声可以满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）1类标准，对周围环境及环保目标影响很小。

9.5.5 固体废物环境影响分析和污染防治措施可行性结论

施工期：钻井施工产生的油基废弃钻井液、岩屑、含油废射孔液定期由罐车拉运至黑龙江迈景环保科技有限公司废弃泥浆无害化处理中心处理；钻井施工产生的水基废弃钻井液、岩屑、非含油废射孔液定期由罐车拉运至大庆钻探六号废弃钻井液处理站（采油九厂）处理，处理后的泥饼和岩屑暂存在泥饼库内，外售用于铺路或制砖；钻井施工产生的废防渗布（不含油）、废包装袋及地面建设期间管道施工产生的废料统一收集，送天然气分公司工业固废填埋场进行填埋；钻井液材料房内设置危废贮存点1处，含油废防渗布暂存危废贮存点内的加盖钢制桶中，定期拉运至采油九厂危险废物规范化储存库，委托有资质的单位及时拉运处置；施工人员产生的生活垃圾送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。

运行期：油井作业产生的落地油全部回收暂存在敖南含油污泥贮存池，定期外委处置；运行期产生的含油污泥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，定期交由大庆市肇源县晨晰非金属废料加工有限公司处置。运营期油井作业产生的含油防渗布属于危险废物（HW08，900-249-08），暂存于采油九厂危险废物规范化储存库，委托有危险废物

处置资质的单位处置。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%。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。

本工程对施工期和运行期产生的各类固体废弃物均进行了合理的处置，能够实现固废的减量化、资源化和无害化，对环境的影响较小。

9.5.6 生态环境影响分析和生态保护减缓措施可行性结论

该项目的井场、管道、电缆和道路建设对土地的侵占，对植被的破坏，将使油田开发区内的第一生产者的生物量有一定程度的下降。通过选择适当时机施工，并在建设过程中采取必要的生态保护措施，可最大程度减小该项目建设对生态环境的不利影响，使生态环境在尽可能短的时间内得到恢复。

9.5.7 土壤环境影响分析和保护措施可行性结论

本项目所在地土壤环境现状较好，根据土壤环境影响分析结果，本项目对土壤环境的影响较小。

9.5.8 环境风险分析可行性结论

通过对本工程产能建设工程的环境风险分析可知，本工程的主要环境风险是泄露、火灾和爆炸，对区域内的地下水环境、地表水环境、土壤环境和空气环境有潜在危害性。在工程采取一系列风险防范措施、应急措施和建立环境风险防控体系后，火灾爆炸等事故影响可控，可以降低事故的发生率和事故情况下对周围环境的影响。但建设单位应加强员工的环保教育和培训，完善项目的事故应急预案，增加事故应急监测及事故评估等规定内容并定期演习，避免重大污染事故的发生。

9.6 公众意见采纳情况

本项目首次环境影响评价信息公开之日为 2025 年 8 月 20 日（黑龙江安全环保技术服务网 http://www.buildhse.cn/nzcms_show_news.asp?id=7056）。

征求意见稿公示日期为 2025 年 9 月 18 日~9 月 30 日（黑龙江安全环保技术服务网 http://www.buildhse.cn/nzcms_show_news.asp?id=7060）；同期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 30 日（大庆油田报）；现场张贴公示日期为 2025 年 9 月 18 日~9 月 30 日，公示地点为评价范围内村屯。项目报批前对报告书全文和公众参与说明在黑龙江安全环保技术服务网进行了公开（网址为 http://www.buildhse.cn/nzcms_show_news.asp?id=7066），公开日期为 2025 年 10 月 10 日。

本工程公众参与期间未收到公众反馈意见。

9.7 环境经济损益分析结论

该项目的建设，为确保大庆油田的可持续发展、建设百年油田提供了强有力的保证，对保障我国石油供应、发展我国石油化工、繁荣经济、促进改革和社会发展，都将发挥重要的作用。同时，该项目的建设还可以提高项目所在地的税收、增加就业机会、带动当地第三产业的发展，提高当地的生活水平，实现当地经济环境的协调发展。因此本项目的建设从环境经济损益的角度分析是可行的。

9.8 环境管理与监测计划结论

工程投产运行后油田环境管理工作由大庆油田有限责任公司第九采油厂负责，在油田生产运行期，环境管理除抓好环保设施的运行、维护等工作外，工作重点应针对油气集输、处理和管理情况及油井作业过程管理、集油管线破裂后油水泄漏等事故的预防和处理上。施工期的环境监测包括对作业场所的控制监测和事故发生后的影响监测。主要监测对象有土壤、植被、施工作业废气、废水和噪声等。运行期根据《排污单位自行监测技术指南总则》（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）和油田运行期环境污染的特点，环境监测计划主要针对油田污染物排放、油田开发区生态恢复情况、事故而制定。

9.9 综合结论

综上所述，《新肇油田古 637 区块葡萄花油层产能建设工程项目》符合国家产业政策和区域发展规划。油田正常生产情况下对环境的影响较小，工程施工及生产运行过程中可能出现的各类风险事故，在相应的污染防治措施、生态保护措施及事故应急措施得以切实有效实施的前提下，能够确保区域环境不受污染。从环境保护角度分析，本工程是可行的。