

朝阳沟油田 2024 年更新井产能建设
地面工程项目

环境影响报告书

建设单位：大庆油田有限责任公司第十采油厂

2024 年 3 月

目 录

1.概述	1
1.1 建设项目由来	1
1.2 建设项目的特点	1
1.3 环境影响评价的工作过程	4
1.4 分析判定相关情况	6
1.5 关注的主要环境问题及环境影响	30
1.6 环境影响评价的主要结论	32
2.总则	34
2.1 编制依据	34
2.2 评价目的及原则	38
2.3 环境影响识别与评价因子筛选	39
2.4 环境功能区划及环境评价标准	42
2.5 评价工作等级	49
2.6 评价范围及环境保护目标	62
2.7 评价工作内容及重点	39
3.建设项目工程分析	72
3.1 建设项目概况	72
3.2 现有工程分析	83
3.3 建设项目工程分析	99
4.环境现状调查与评价	135
4.1 自然环境现状调查与评价	138
4.2 环境保护目标调查	错误！未定义书签。
4.3 环境质量现状调查与评价	144
4.4 区域污染源调查	188
5.环境影响预测与评价	190
5.1 环境空气影响预测与评价	190

5.2 地下水环境影响预测与评价	195
5.3 地表水环境影响分析	203
5.4 声环境影响预测与评价	205
5.5 固体废物环境影响分析	207
5.6 生态影响评价	210
5.7 土壤环境影响分析	216
5.8 环境风险分析	220
6.环境保护措施及可行性论证	232
6.1 污染防治措施	232
6.2 “三同时”项目一览表	253
7.环境影响经济损益分析	257
7.1 环境损失费估算	257
7.2 环保投资估算及环境效益分析	257
7.3 环境经济损益分析结论	258
8.环境管理与监测计划	259
8.1 HSE 管理体系的建立和运行	259
8.2 环境监控	260
9.环境影响评价结论	268
9.1 工程概况	268
9.2 环境质量现状	268
9.3 主要环境影响	269
9.4 公众意见采纳情况	270
9.5 环境影响经济损益分析	271
9.6 环境管理与监测计划	271
9.7 综合结论	271

附图

附图 1：地理位置图

附图 2：井位分布图

附图 3: 本项目与大庆市土地利用总体规划位置关系图

附图 4: 本项目与基本农田位置关系图

附图 5: 本项目开发区域与水土保持重点治理区和重点预防区位置关系图

附图 6: 本项目与黑龙江省大庆市环境管控单元位置关系

附图 7: 本项目大气环境评价范围及监测点位图

附图 8: 本项目地下水评价范围及监测点位图

附图 9: 本项目生态评价范围、声环境评价范围及监测点位图

附图 10: 本项目土壤环境评价范围及监测点位图

附图 11: 井场与地表水位置关系图

附图 12: 水文地质图

附图 13: 植被类型图

附图 14: 土地利用现状图

附图 15: 本项目区域土壤类型分布图

附图 16: 区域潜水等水位线图

附图 17: 区域承压水等水位线图

附图 18: 地下水及土壤跟踪监测布点

附图 19: 生态保护措施图

附图 20: 典型生态保护措施平面布置示意图

附图 21: 本项目与大庆市生态保护红线的位置关系

附图 22: 朝阳沟油田区块分布图

附件

附件 1: 企业投资项目备案承诺书

附件 2: 现有工程环评及验收批复

(1) 朝气 3 北加密井产能建设工程

(2) 朝阳沟油田朝 86 区块 2015 年产能建设工程

附件 3: 相关依托场站环评及验收情况

(1) 第十采油厂朝一联改造工程环境影响报告表

(2) 朝 64-2 区块 2018 年产能建设工程

(3) 朝阳沟油田朝 61 南、朝 522 南扶余油层加密调整 2017 年产能建设工程

(4) 朝阳沟油田源 151 扶杨油层试验区块 2015 年产能建设工程

(5) 第十采油厂朝阳沟油田朝 94 区块加密井产能建设工程

(6) 大庆博昕晶化科技有限公司

(7) 第八采油厂工业固废填埋场环保手续

(8) 第十采油厂综合固废储存库

附件 4:应急预案备案表

附件 5:第十采油厂排污许可证

附件 6:监测报告

1.概述

1.1 建设项目由来

油属于国家战略安全物资，随着国家经济的走强，国家对国内石油资源的需求越来越大。为了全面落实习近平总书记致大庆油田发现 60 周年贺信重要指示精神，实现油田高质量振兴发展，当好标杆旗帜，建设百年油田，2021 年 3 月 2 日由黑龙江省人民政府发布的《黑龙江省国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》中明确了大庆作为区域中心的发展定位：打造百年油田、工业强市、页岩油城市，建设国际著名石油化工城市、新兴装备制造城市、生态典范城市，争当全国资源型城市转型发展排头兵。2021 年 9 月 7 日由大庆市人民政府发布的《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。同时《大庆油田振兴发展纲要》提出：力争到 2025 年，本土原油产量实现 3000 万吨规模，保持全国第一大油田地位的目标。

根据黑龙江省、大庆市及大庆油田的总体要求，大庆油田有限责任公司第十采油厂积极筹划，精准挖潜、优化调整井位总体布局。大庆油田有限责任公司第十采油厂管辖朝阳沟油田、肇源油田、双城油田、长春岭气田等。拟在现有朝阳沟油田的基础上建设朝阳沟油田 2024 年更新井产能建设地面工程项目，以期深化实施精准开发战略，进一步改善老区油田开发效果。朝阳沟油田管辖朝 86、朝气 3、朝 89、朝 44、长 46、长 31 区块等（区块分布见附图 21）。本次工程内容主要涉及在朝 86、朝气 3 区块，工程位于黑龙江省大庆市肇源县及肇州县境内，建设内容包括：新钻井 14 口，其中油井 12 口，注入井 2 口，形成 1 座平台井，12 座单井，基建井 14 口，建成产能 $0.54 \times 10^4 \text{t/a}$ ，配套建设管线、供配电、道路及数字化等工程。

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》、《建设项目环境保护管理条例》（国务院 682 号令）、《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函[2019]910 号）等相关要求，本项目应当进行环境影响评价，报送生态环境主管部门依法召集审查。受大庆油田有限责任公司第十采油厂的委托，河北奇正环境科技有限公司承担了该项目的环境影响评价工作。

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（含内部集输管线建设）环评文件类别为报

告书”。本项目行业类别为陆地石油开采，建设性质为改扩建工程，不涉及国家公园、自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、海洋特别保护区、饮用水水源保护区；也不涉及除上述敏感区以外的生态保护红线管控范围，自然公园（森林公园、地质公园、海洋公园等）、重要湿地、天然林，重点保护野生动物栖息地，重点保护野生植物生长繁殖地，重要水生生物的自然产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道，天然渔场，沙化土地封禁保护区等。本项目位于水土流失重点治理区且占用基本农田，属于环境敏感区，因此判定其环评类别为报告书。

1.2 建设项目的特点

1.2.1 建设内容

本项目主要建设内容为：①钻前工程，对 13 座井场的场地进行平整、清理；②钻井工程，新钻井 14 口，其中油井 12 口，注入井 2 口；③储层改造工程，根据 14 口井的储层实际情况，进行压裂改造；④井场地面工程，基建 12 口抽油机井，2 口注入井；⑤油气集输工程，站外集油系统采用单管环状掺水集油流程，新建单井集油掺水管道 5.19km⑥回注工程：注水采用单干管多井配水工艺，新建注水管线 1.43km；⑦公辅工程，建设 13 座井场配套的自控仪表、通信、电气、消防、土建等辅助设施。本次拟建工程不涉及集输站场的建设。

1.2.2 项目区块及工艺特点

本工程井场位于朝 86 区块、朝气 3 等区块，隶属于朝阳沟油田。朝阳沟油田位于松辽盆地北部朝阳沟阶地中部，自东北向西南依次发育朝阳沟背斜、大榆树鼻状构造、翻身屯背斜及薄荷台鼻状构造。大榆树鼻状构造位于朝阳沟阶地向长春岭背斜隆起的过渡部位，总体为西南低东北高的趋势，区内断裂发育。本区所有断层均为正断层，断层与构造发育密切相关，断层走向以近南北向为主。

本工程属于陆地石油开采项目，是在现有滚动区块内新钻及基建产能井，区块内有较完善的集油注入系统。本项目基建油井采出液分别输至朝 23 转油站、朝三联转油站、朝 10 转油站、朝四联转油站、朝 20 转油站、朝 27 转油站进行处理，处理后含水油进入朝一联转油脱水站、朝六联转油脱水站处理，处理后的废水，脱出的含油污水去朝一联、朝二联含油污水站处理后回注现役油层，净化油（含水<0.3%）外输。

退役期，将不具备开采价值的油水井进行关停，拆除地面设备，并对油水井进行封井，配套单井废弃油水管道清洗后两端封堵直埋，同时开展场地土壤环境调查与评价确定未造成场地污染后，应及时对退役期油水井受扰动场地进行平整，对土地进行旋耕复

垦，林地植被恢复。

1.2.3 项目产污特点及措施

1、施工期

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，施工处车辆等设备设施排放尾气及焊接烟尘。通过采取措施，不会对大气环境产生较大影响。

施工期产生的钻井污水排入井场泥浆槽中，定期由罐车拉运至采油十厂废弃钻井液无害化处理装置处理，处理后的水转运到朝一联合站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 1\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 1\mu\text{m}$ ”规定后回注油层，产生的泥饼满足《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中第Ⅰ类一般工业固体废物标准后用于铺垫采油十厂通井路；压裂作业产生的压裂返排液统一收集后由罐车送至朝一联废压裂液处理装置处置，处置后污水进入朝一联含油污水处理站处理，处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 1\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 1\mu\text{m}$ ”规定后回注油层，不外排。管道试压废水罐车拉运至朝一联含油污水处理站处理，施工人员产生的生活污水排入施工现场附近场站及阀组间内已建防渗化粪池，定期拉运至肇源县新站镇污水处理厂进行处理。

施工期固废主要为废钻井液、钻井岩屑、废射孔液、废包装袋、废防渗布、生活垃圾和 KOH 包装袋。废钻井液、钻井岩屑和废射孔液排入井场泥浆槽中，定期由罐车拉运至采油十厂废弃钻井液无害化处理装置处理。处理后的水送到朝一联含油污水处理站处理后回注油层。泥饼达到国家《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中第Ⅰ类一般工业固体废物标准后用于铺垫采油十厂通井路；废包装袋采用袋装临时暂存在井场，在施工结束后统一送第八采油厂工业固废填埋场处理；废弃防渗布在施工结束后统一送第八采油厂工业固废填埋场处理；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；废 KOH 包装袋经收集后暂存于 KOH 材料房设置的加盖钢制桶内，施工结束后由施工单位委托有资质单位处理。施工废料统一收集送第八采油厂工业固废填埋场处理。

本工程施工期井场施工、道路修建和管道铺设发生的永久和临时占地，对土地利用的影响主要是敷设管线、新建道路等占用一定量的土地，临时占地为管线占地，占地类型为耕地（基本农田和非基本农田）和草地（非基本草原）；永久占地为井场和道路占地，占地类型为耕地（基本农田和非基本农田）和草地（非基本草原）。临时占地在施

工结束后经土地整治可恢复原有的用地类型及原有植物种类和群落，不会对土地利用结构造成影响，对植物种类和群落造成影响较小。

2、运行期

本工程运行期废气主要为无组织挥发烃类气体，温室气体排放，以及依托场站油气处理加热炉产生的烟气。项目运行过程中井口均安装密封垫，原油集输采用密闭流程，不会对大气环境产生较大影响。本工程新增燃气量 245.76 万 Nm^3/a ，新增 SO_2 0.0327t/a， NO_x 0.21t/a，颗粒物 0.026t/a，新增非甲烷烃排放量 7.65t/a，需按实际排放总量进行控制；废水主要为采出液分离出的含油污水，输至朝一联、朝二联含油污水处理站处理后全部回注现役油层，油井热洗废水直接进入集油系统；油水井作业产生的作业污水、洗井污水等用密闭罐车拉运至朝一联含油污水处理站处理后回注现役油层，本工程污水均不外排；噪声主要是井场抽油机，通过采用减震基础等措施不会对周围声环境产生较大影响；固体废物为场站含油污泥，井场作业产生的落地油、含油防渗布，均属于危险废物。含油污泥及落地油全部回收，由罐车拉运至朝一联含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》(DB23/T 3104-2022) 表 1 中的限值要求后，最终返回油田作业区内可用于通井路和井场建设、筑路和铺路、作业场地地面覆盖、围堰等材料的活动；或者在油田作业区域外用于物流仓储用地、工业厂区道路与交通设施用地以及危险废物填埋场、固体废物填埋场封场等材料的活动；含油废防渗布收集后暂存于第十采油厂综合固废储存库，定期拉运至有资质单位进行处理。

1.2.4 环境敏感性

本工程位于水土流失重点治理区，属于沙化土地所在县（区）。占地类型为草地（一般草地）和耕地（基本农田和非基本农田）。

1.3 环境影响评价的工作过程

2023 年 10 月 29 日大庆油田有限责任公司第十采油厂委托河北奇正环境科技有限公司编制《朝阳沟油田 2024 年更新井产能建设地面工程项目环境影响评价报告书》，我公司接到委托任务后，2023 年 10 月 31 日进行了现场踏勘，提交监测方案，并按照《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）、《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）等国家有关环境影响评价规范、技术导则及环境保护管理部门的要求，依次完成以下环境影响评价工作：

第一阶段：首先，依据《建设项目环境影响评价管理名录（2021 年版）》，本工程涉及的水土流失重点治理区属于环境敏感区，因此确定朝阳沟油田 2024 年更新井产能

建设地面工程项目环境影响评价技术文件类型为环境影响报告书。

其次，在仔细研究项目开发方案、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；地下水环境影响评价工作等级为二级；地表水评价等级确定为三级 B；声环境影响评价工作等级确定为二级；生态影响评价工作等级为三级；土壤环境影响评价工作等级为一级；环境风险评价等级为简单分析。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。

同时建设单位针对本项目开展了公众参与工作，2023 年 11 月 1 日，在黑龙江环保技术服务网对本次环境影响评价工作进行了第一次公示；完成报告初稿后，2024 年 1 月 29 日-2 月 8 日，本工程在黑龙江环保技术服务网对征求意见稿进行了第二次公示，在二次公示期间，在附近村庄以张贴公告的形式发布征求意见稿公示，并于 2024 年 2 月 5 日和 2 月 6 日在大庆油田报上进行了 2 期报纸公示，公示期间均未收到群众意见。2024 年 2 月 22 日，在黑龙江环保技术服务网对环境影响评价报告和公众参数说明进行了报批前公示。

具体环境影响评价工作程序见图 1.3-1。

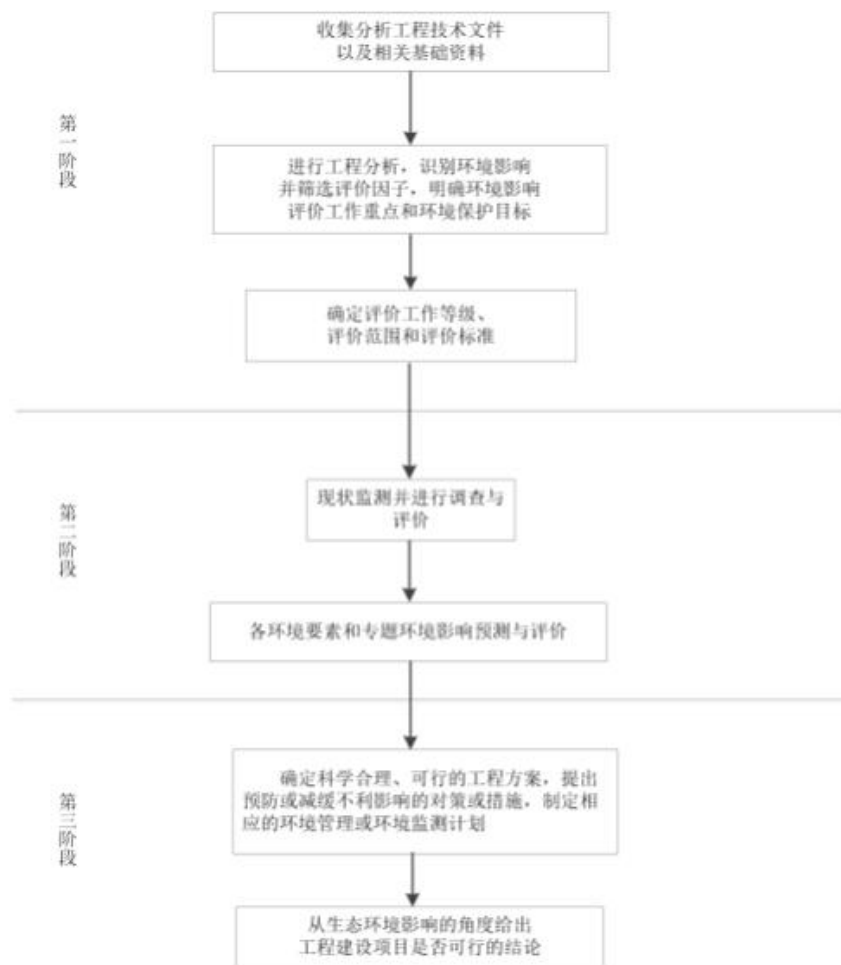


图 1.3-1 环境影响评价工作程序图

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）》（中华人民共和国国家发展和改革委员会令第 7 号），本项目属于第一类鼓励类中第七项第 1 项“常规石油、天然气勘探与开采，页岩气、页岩油、致密油（气）、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发”，符合国家的产业政策。

1.4.2 相关规划符合性分析

1.4.2.1 城镇规划符合性分析

《黑龙江省国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》中提出，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。本项目建设符合纲要要求。

《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。本项目建设符合纲要要求。

《大庆市城市总体规划（2011-2020 年）》“第五章主城区总体布局规划中第八节工业、仓储用地规划”中提出，石油开采工业：主要在萨尔图周围及萨大路两侧为油田开发带，以石油开采业为主，是大庆油田产能的核心地域，要保证采油“三次加密”的实施，推广新技术手段的应用，加大外围油田勘探和开采力度，建立多元油田开发机制，在油田开采同时应兼顾城市生态环境的建设。本工程为萨大路两侧油田开发带，其建设符合该规划要求。

《大庆油田振兴发展纲要（2020 版）》提出：力争到 2025 年，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。作为全面落实《大庆油田振兴发展纲要（2020 版）》的主要组成部分，本项目建设符合纲要要求。

1.4.2.2 土地利用总体规划符合性分析

根据《大庆市土地利用总体规划（2006~2020）》中的要求，对列入国家和省重点建设计划的交通、水利、能源、环保等基础设施建设项目用地必须要优先安排，重点保障；根据《黑龙江省土地利用总体规划（2006~2020）》，大庆油田开发建设属黑龙江省规划期重点基础设施建设项目，因此本工程的建设符合土地利用总体规划要求。

表 1.4-1 符合性分析一览表

序号	文件要求	符合性分析	结论
1	第二章 土地利用战略、目标与基本策略 第一节 土地利用总体战略 进一步优化城镇工矿用地布局，强化耕地保护，提高节约集约用地水平，改善土地生态环境，统筹区域土地利用，妥善处理保障发展和保护资源关系，创新用地模式，认真解决土地利用存在重大问题，为保障全市经济社会全面、协调和可持续发展，实现奔“小康”总体目标，提供用地保障和服务。	本项目是在朝阳沟油田滚动开发区块进行扩建，依托现有区块完善的供水、供电、道路系统，提高了节约集约用地水平，妥善处理了保障发展和保护资源的关系，做到了在尽可能减少占地的基础上增加油田油气产量，保障区域经济发展。	符合
2	第十章 土地利用布局优化	本工程属于朝阳沟油田滚动区块的改	符合

	第十节优化城乡建设用地布局 二、油田用地布局。大庆市范围内有 10 处油田，沿滨州铁路、萨大公路，呈 T 字型分布，主要集中在让胡路、萨尔图、红岗区，为保持油田高产稳产，油田用地布局按石油生产、贮藏、运输要求，做好用地安排，对已划定的油田用地，不得安排与油田生产无关的各项建设用地，并做好油田内部用地挖潜，提高油田集约用地水平，对外围新增油田用地地区按照地上服从地下的原则做好油田生产用地安排。	扩建项目，满足“以改扩建为主、新增为辅，充分利用原址和存量基础设施用地，减少对重要生态用地区域的分割”的要求。本工程位于大庆市肇源县及肇州县，已经在前期规划的同时根据规划要求已经规划好生产、贮藏、运输工作，做好用地安排。	
--	---	---	--

1.4.2.3 主体功能区划符合性分析

根据《黑龙江省主体功能区规划》，大庆市肇源县属于国家级重点开发城镇和限制开发区域（国家农产品主产区）；肇州县的功能定位为国家农产品主产区，属于限制开发区域。

大庆市的功能定位为全国重要的能源、石化、医药和重型装备制造基地，区域性的农产品加工和生物产业基地，东北地区陆路对外开放的重要门户。本项目属于油田钻探项目，符合“全国重要的能源、石化、医药和重型装备制造基地”，且第八章第二节能源开发利用中明确：“在大庆及周边地区，加大石油勘探开发力度，实施老油田二次开发工程和三次采油工程，稳定石油产量”；第三节主要矿产资源开发利用中明确：“鼓励开采石油、天然气、煤层气、地热、油页岩、铁、铜、铅、锌、岩金、铂、钯、水泥用大理岩、含钾岩石、熔炼水晶、玻璃用硅质原料、珍珠岩、陶粒用原料、岩棉用玄武岩、透辉石岩、饰面石岩等矿产资源”；第五章保障措施中第八节环境政策，限制开发区要通过治理、限制或关闭污染物排放企业等手段，实现污染物排放总量持续下降；加大水资源保护力度，适度开发利用水资源，实行全面节水，满足基本的生态用水需求。本项目建设符合《黑龙江省主体功能区规划》要求。

1.4.2.4 生态功能区划符合性分析

根据《黑龙江省生态功能区划》，肇州县位于 I -06-01-3 安达-肇东-肇州农、牧业与盐渍化控制生态功能区，该功能区的主要生态系统服务功能为盐渍化控制、生态系统产品提供。肇源县位于 I -06-01-01 嫩江下游湿地保护与沙化和盐渍化控制生态功能区，该区位于黑龙江省肇源县和杜尔伯特蒙古族自治县和泰来县，总面积 14200km²，该功

能区的主要生态系统服务功能为沙漠化控制、防洪蓄洪、牧业生产、旅游。

本项目位于黑龙江省大庆市肇源县和肇州县境内，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。

1.4.2.5 与《大庆市“十四五”生态环境保护规划》符合性分析

表 1.4-2 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。	①为防止因交通运输量的增加而导致的扬尘污染，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，以减少扬尘对周边土壤和植被的影响。 ③运料车辆在运输时，车辆应当采取全密闭措施，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	推进地下水污染综合防治。建立地下水污染防治管理和环境监测体系，建设地下水信息平台。加强地下水污染与地表水、土壤等共生环境协同防治。全面开展地下水污染分区防治，提出地下水污染分区防治措施，实施地下水污染源分类监管。推进地下水重点污染源风险防控，开展试点示范。	本项目在井下作业过程中铺设防渗布，防止落地油落地；采出液分离出的含油污水经各含油污水站处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）后回注现役油层；工程建设采取分区防渗措施，最大程度保证不污染地下水环境。	符合
3	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十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，并在大庆油田信息港进行信息公开。根据监测结果，各监测点位污染物浓度均满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地风险筛选值。同时，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
4	加强地下水污染与地表水、土壤等共生环境协同防治。	本项目不占用地表水、自然湿地等水源涵养空间。并且项目周围无地下水水源分布。	符合

5	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。	施工期钻井不产生危险废物，含油污泥及落地油全部回收，由罐车拉运至朝一联合含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表 1 中的限值要求后，最终返回油田作业区内可用于通井路和井场建设、筑路和铺路、作业场地地面覆盖、围堰等材料的活动；或者在油田作业区域外用于物流仓储用地、工业厂区道路与交通设施用地以及危险废物填埋场、固体废物填埋场封场等材料的活动；含油废防渗布收集后暂存于第十采油厂综合固废储存库，定期拉运至有资质单位进行处理；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，危险废物拉运过程中资质单位应使用专车、按照指定的拉运路线，尽量避开村屯等敏感点，同时车内配备铁锹等应急工具。	符合
---	---	--	----

1.4.2.6 与《黑龙江省“十四五”生态环境保护规划》符合性分析

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	推进扬尘精细化管控。全面推行绿色施工，严格落实施工工地扬尘管控责任，加强施工扬尘监管执法。推进低尘机械化湿式清扫作业，加大城市出入口、城乡结合部等重要路段冲洗保洁力度，渣土车实施全密闭运输，强化绿化用地扬尘治理。	①为防止因交通运输量的增加而导致的扬尘污染，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运料车辆在运输时采取全密闭措施，严禁敞开式、半敞开式运输，不得装载过满，以防洒落在地，形成二次扬尘。 ④土方开挖应采取遮盖、围挡、洒水等防尘措施。 ⑤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；遇大风天气应停止土方工程施工作业。	符合
2	开展 VOCs（挥发性有机物）全过程综合整治。持续开展石化、化工、包装印刷、工业涂装等重点行业 VOCs 全过程综合整治。提高 VOCs 含量低（无）的绿色原辅材料替代比例，开展原油、成品油、有机化学品等涉 VOCs 物质储罐排查，按规定逐步取消炼油、石化、煤化工、制药、农药、化工、工业涂装、包装印刷等企业非必要 VOCs 废气排放系统旁路。	本项目为石油开采工程，项目采油井井口均安装了密封垫，原油集输全过程密闭，降低了区域的 VOCs 挥发。	符合
3	加强地下水生态环境保护和污染防治。	本项目钻井期井场中钻机生产区、柴油罐	符合

	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。	区、泥浆循环罐区、泥浆泵区，压裂作业区采用双层高密度聚乙烯（HDPE）防渗膜（膜厚 1.5mm，其渗透系数小于 $1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$）构筑防渗层，防渗性能等效黏土防渗层 $M_b \geq 6.0\text{m}$，$K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的防渗性能，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；材料房采用单层高密度聚乙烯（HDPE）构筑防渗层，防渗膜 1.5mm 厚，其渗透系数小于 $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$，满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）一般防渗区要求；地面建设期油水井井场地面压实，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；埋地管道采用无缝钢管并留有足够腐蚀余量，管道连接方式应采用焊接，防渗性能满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》HJ610-2016）重点防渗区要求；运行期油水井作业井场铺设人工防渗层聚乙烯膜，厚度为 2.0mm，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$，防渗性能等效黏土防渗层 $M_b \geq 6.0\text{m}$、$K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$，满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）重点防渗区要求。	
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。	（1）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。 （2）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。 （3）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。 （4）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。	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。动态更新土壤污染重点监管单位名录，监督全面落实土壤污染防治义务，依法纳入排污许可管理。鼓励土壤污染重点监管单位实施提标改造。各地定期组织开展土壤污染重点监管单位和地下水重点污染源	（1）本工程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。 （2）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。 （3）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。	符合

	周边土壤、地下水环境监测，督促企业定期开展土壤和地下水环境自行监测、污染隐患排查治理。防控矿产资源开发污染土壤，加强尾矿库安全管理。	(4) 大庆油田有限责任公司第十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，并在大庆油田信息港进行信息公开。	
--	--	--	--

1.4.2.7 与《黑龙江省黑土地保护利用条例》符合性分析

根据《黑龙江省黑土地保护利用条例》（2022年3月1日起施行）中第三章保护与修复，第二十二条：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。第十章：建设与利用，第十一条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。

按照《黑龙江省“十四五”黑土地保护规划》部署，我市“十四五”时期落实黑土耕地保护利用示范区321万亩，即大同区35万亩、肇州县66万亩、杜尔伯特蒙古族自治县70万亩、肇源县75万亩、林甸县75万亩。本工程位于肇源县和肇州县，不属于黑土耕地保护利用示范区。

石油开采属于国家能源设施重点建设项目，根据设计要求，项目选址无法避让耕地，所占部分土地属于黑土地，工程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，严格按照《石油天然气工程项目用地控制指标》进行占地，减少对土地的占用，同时按有关土地管理办法的要求，逐级上报土地管理部门批准。

本项目施工过程中尽量保护黑土地，不打乱土层，工程占地范围内分层开挖，先剥离表土层（约30cm），单独堆放；然后挖心、底土层另外堆放。管线施工区域内沿线平行设置表土堆放区，项目临时占地复原时先填心、底土，后平覆表土，以便尽快恢复土地原貌。对于项目占地，建设单位应严格按照《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）》及相关规定在施工前编制表层土壤剥离利用实施方案。本工程管沟开挖前，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。施工结束后用于临时占用耕地的恢复（先填心、底土，后平覆表土），用于植被恢复。施工井场范围内表土剥离临时堆放区堆存，并加强表土堆存防护及管理，施工结束后，永久占地范围内剥离表层土外运，优先用于土地整治、高标准农田建设、工矿废弃地复垦、生态修复等，以及新开垦耕地、劣质地或者其他耕地的土壤改良等农业生产生活。

因此，在工程占地手续齐全，采取相应保护黑土地措施的前提下，本项目的建设符

合《黑龙江省黑土地保护利用条例》中要求。

1.4.3 “三线一单”符合性分析

1.4.3.1 与《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）符合性分析

根据《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），管控单元包括优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元三类，大庆市共涉及优先保护单元 17 个，重点管控单元 42 个，一般管控单元 12 个。本项目位于黑龙江省大庆市肇源县和肇州县境内，属于大庆市优先保护单元和一般管控单元。重点管控单元要求突出污染物排放控制和环境风险防控，按照差别化的生态环境准入要求，优化空间和产业布局，不断提升资源利用效率，强化环境质量改善目标约束，解决局部生态环境质量不达标、生态环境风险高的问题。本工程为陆地石油开发项目，不属于高污染、高能耗项目。本项目施工过程中严格控制施工场地面积，施工结束后对临时占地及时进行恢复，项目的建设不会对区域生态功能产生明显影响，符合意见要求。

1.4.3.2 与《大庆市人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（庆政规[2021]3号）符合性分析

根据《大庆市人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（庆政规[2021]3号），大庆市划定环境管控单元 71 个，其中优先保护单元 17 个，重点管控单元 42 个，一般管控单元 12 个。本项目位于肇源县和肇州县境内，属于大庆市优先保护单元和一般管控单元(见图 1.4-1)。本项目与大庆市总体管控要求符合性分析见表 1.4-4。

表 1.4-4 本项目与分区管控要求符合性分析

环境管控单元	分区管控要求	拟建项目情况	符合性
优先保护单元	以生态环境保护为主，依法禁止或限制大规模、高强度的工业和城镇建设。在功能受损的优先保护单元，优先开展生态保护修复活动，恢复生态系统服务功能；在生态保护红线区域，严格按照国家和省生态保护红线管理相关规定进行管控。	本项目不涉及国家、省、市级自然保护区、自然文化遗产、风景名胜区、文物古迹、生态红线、饮用水水源保护区、重要湿地等区域，不在生态保护红线内，本项目不属于大规模、高强度的工业和城镇建设，本项目区域不属于功能受损的优先保护单元，且本项目工程施工时，划定施工活动范围，严格控制车辆及重型机械的运行范围，避免加行开	符合

		辟新路。管沟挖、填方作业做到互补平衡，以免造成弃土方堆积和过多借土，增加新的水土流失。管沟回填按层回填，以利于施工带土壤和植被的尽早恢复。回填后应予以平整、压实，以免发生水土流失。采取以上措施后，本项目对区域生态影响较小。	
重点管控单元	重点管控单元突出污染物排放控制和环境风险防控，按照差别化的生态环境准入要求，优先空间和产业布局，不断提升资源利用效率，强化环境质量改善目标约束，解决局部生态环境质量不达标、生态环境风险高的问题。	本项目拟建井场及管线均不在重点管控单元	符合
一般管控单元	以生态环境保护与适度开发相结合为主，落实生态环境管控相关要求，重点加强农业、生活等领域污染治理。	本项目产生的污染物均可得到有效治理，可控制污染物排放；废水、固体废物等均不外排，且施工结束后对临时占地进行恢复，对永久占地进行平整。在环境风险防控方面采取加强施工管理、制定岗位操作规程并定期培训学习、实行岗位责任制，及施工单位制定可行的突发环境事件环境应急预案等措施	符合

（1）生态保护红线

生态保护红线是生态空间范围内具有特殊重要生态功能必须实行强制性严格保护的区域。相关规划环评应将生态空间管控作为重要内容，规划区域涉及生态保护红线的，在规划环评结论和审查意见中应落实生态保护红线的管理要求，提出相应对策措施。除受自然条件限制、确实无法避让的铁路、公路、航道、防洪、管道、干渠、通讯、输变电等重要基础设施项目外，在生态保护红线范围内，严控各类开发建设活动，依法不予审批新建工业项目和矿产开发项目的环评文件。

本工程位于黑龙江省大庆市肇源县及肇州县境内，不在大庆市生态保护红线分布范围内，因此项目建设符合生态保护红线要求。

（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。

本工程所在区域环境空气功能为二类区，根据大庆市生态环境局 2022 年 6 月 5 日公布的《2021 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）二级标准要求；非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》标准要求。

本工程地下水评价范围内无地下水水源，评价地区承压水监测点各监测项目均符合《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准要求；潜水监测点除锰超标外，其余监测项目均符合《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准要求。锰超标可能是因为区域地层含有较丰富的锰，属于地质原因。

本项目评价范围内土壤敏感保护目标主要为耕地和草地，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》（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。通过环境影响分析可知，本项目建成投产后土壤环境质量能满足《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。因此，本工程建设符合环境质量底线要求。

（3）资源利用上线

资源是环境的载体，资源利用上线是各地区能源、水、土地等资源消耗不得突破的“天花板”。相关规划环评应依据有关资源利用上线，对规划实施以及规划内项目的资源开发利用，区分不同行业，从能源资源开发等量或减量替代、开采方式和规模控制、利用效率和保护措施等方面提出建议，为规划编制和审批决策提供重要依据。

本项目为油田钻井及产能建设项目，能源主要依托油田电网供电，不消费煤炭，能源消耗符合大庆市能源利用上线要求；本工程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，减少对土地的占用，土地资源消耗符合大庆市土地资源利用上线要求；本工程基建注水井采用回注水，不增加区域的水资源消耗，符合大庆市水资源利用上线要求。因此本项目建设符合资源利用上线要求。

（4）生态环境准入清单

生态环境准入清单是基于生态保护红线、环境质量底线和资源利用上线，以清单方

式列出的禁止、限制等差别化环境准入条件和要求。要在规划环评清单式管理试点的基础上，从布局选址、资源利用效率、资源配置方式等方面入手，制定生态环境准入清单，充分发挥生态环境准入清单对产业发展和项目准入的指导和约束作用。

本项目位于黑龙江省大庆市肇源县、肇州县境内，根据《大庆市人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（庆政规[2021]3 号），本项目与肇源县、肇州县管控要求符合性分析见表 1.4-5。

表 1.4-5 本项目与肇源县、肇州县管控要求符合性分析

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	结论
ZH2306 2210002	肇源县一 般生态空 间区	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，须依法由市县级及以上地方人民政府统筹安排。除符合国家生态退耕条件的耕地，并纳入国家生态退耕总体安排，或因国家重大生态工程建设需要外，不得随意转用；在不改变利用方式的前提下，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；避免开发建设活动损害生态服务功能和生态产品质量；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。	本工程为油田开发项目，属于能源附属基本设施建设，服务于国家能源设施重点建设，项目污染物排放均满足相关标准，将永久占地表层土剥离进行其他土地改良，占地后按照占一补一原则缴纳补偿费用；临时占地进行表土留存，分层回填，整平翻松，确保恢复等质量等面积的耕地及草地，恢复过程由环境监理全程监督，以确保生态恢复效果。项目不涉及国家、省、市级自然保护区、自然文化遗产、风景名胜区、文物古迹、生态红线、饮用水水源保护区、重要湿地等区域，不在生态保护红线内，本项目不属于大规模、高强度的工业和城镇建设，本项目区域不属于功能受损的优先保	符合

				2、恢复水土保持功能。在水土保持生态功能保护区内，实施水土流失的预防监督和水土保持生态修复工程，加强小流域综合治理，营造水土保持林；生物多样性保护优先区域内要优化城镇开发建设活动的规模、结构和布局，严格控制高耗能、高排放行业发展，新引入的行业、企业不得对优先区域生物多样性造成影响。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、水土流失严重、生态脆弱的地区，应当限制或者禁止可能造成水土流失的生产建设活动，严格保护植物、沙壳、结皮、地衣等。在侵蚀沟的沟坡和沟岸、河流的两岸以及湖泊和水库的周边，土地所有权人、使用权人或者有关管理单位应当营造植物保护带。	护单元，且本项目工程施工时，划定施工活动范围，严格控制车辆及重型机械的运行范围，避免加行开辟新路。管沟挖、填方作业做到互补平衡，以免造成弃土方堆积和过多借土，增加新的水土流失。管沟回填按层回填，以利于施工带土壤和植被的尽早恢复。回填后应予以平整、压实，以免发生水土流失。	
ZH2306 2230002	其他区域	一般管 控单元	空 间 布 局 约 束	贯彻实施国家与黑龙江省大气、水污染相关各项标准，深化重点行业污染治理，推进国家和地方确定的各项产业结构调整措施；引导工业项目向园区集聚；严禁钢铁、水泥、电解铝等产能严重过剩行业扩能；重点对电力、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。	本工程为油田开发项目，属于能源附属基础设施建设，服务于国家能源设施重点建设，项目污染物排放均满足相关标准。	符合

			环境 风 险 防 控	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。		
ZH2306 2130001	肇源县永久基本农田		资源 利 用 效 率 要 求	1.永久基本农田一经划定，任何单位和个人不得擅自占用或改变用途。一般建设项目不得占用永久永久基本农田。 2.在永久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.禁止任何单位和个人在永久基本农田保护区内建窑、建房、建坟、挖砂、采石、采矿、取土、堆放固体废弃物或者进行其他破坏永久基本农田的活动。 4.禁止任何单位和个人占用永久基本农田发展林果业和挖塘养鱼。 5.永久基本农田内不得种植破坏耕作层难以恢复的杨树、桉树、构树等林木，不得种植草坪、草皮等用于绿化装饰的植物，不得种植其他破坏耕作层的植物。 6.禁止任何单位和个人破坏永久永久基本农田耕作层。 7.禁止以设施农用地为名违规占用永久永久基本农田建设休闲旅游、仓储厂房等设施。 8.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。	《基本农田保护条例（2017 年修正）》：“第十一条基本农田保护区划定后，任何单位和个人不得改变和占用。国家能源、交通、水利等重点建设项目选址确实无法避开基本农田保护区，需要占用基本农田，涉及农用地转用或征用土地的，必须经国务院批准。第十二条非农建设经国务院批准占用基本农田的，除按照国家和省规定缴纳有关税费外，用地单位和个人负责开垦与所占耕地数量和质量相当的耕地；没有条件开垦或开垦的耕地不符合要求的，必须按《黑龙江省土地管理条例》的规定，向县以上人民政府缴纳耕地开垦费。” 本工程为油田开发项目，属于能源附属基本设施建设，服务于国家能源设施重点建设，根据油层地质勘查，项目井位确实无法避让基本农田，本工程建设单位对永久和临时占用的基本农田向土地管理部门	符合

					进行申报，经批准后方可占用。	
ZH2306 2110002	肇 州 县 一 般 生 态 空 间 区	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，须依法由县级及以上地方人民政府统筹安排。除符合国家生态退耕条件的耕地，并纳入国家生态退耕总体安排，或因国家重大生态工程建设需要外，不得随意转用；在不改变利用方式的前提下，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；避免开发建设活动损害生态服务功能和生态产品质量；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。 2、恢复水土保持功能。在水土保持生态功能保护区内，实施水土流失的预防监督和水土保持生态修复工程，加强小流域综合治理，营造水土保持林；生物多样性保护优先区域内要优化城镇开发建设活动的规模、结构和布局，严格控制高耗能、高排放行业发展，新引入的行业、企业不得对优先区	本工程为油田开发项目，属于能源附属基本设施建设，服务于国家能源设施重点建设，项目污染物排放均满足相关标准，将永久占地表层土剥离进行其他土地改良，占地后按照占一补一原则缴纳补偿费用；临时占地进行表土留存，分层回填，整平翻松，确保恢复等质量面积的耕地及草地，恢复过程由环境监理全程监督，以确保生态恢复效果。项目不涉及国家、省、市级自然保护区、自然文化遗产、风景名胜区、文物古迹、生态红线、饮用水水源保护区、重要湿地等区域，不在生态保护红线内，本项目不属于大规模、高强度的工业和城镇建设，本项目区域不属于功能受损的优先保护单元，且本项目工程施工时，划定施工活动范围，严格控制车辆及重型机械的运行范围，避免加行开辟新路。管沟挖、填方作业做到互补平衡，以免造成弃土方堆积和过多借土，增加新的水土流失。管沟回填按层回填，以利于	符合

				域生物多样性造成影响。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、水土流失严重、生态脆弱的地区，应当限制或者禁止可能造成水土流失的生产建设活动，严格保护植物、沙壳、结皮、地衣等。在侵蚀沟的沟坡和沟岸、河流的两岸以及湖泊和水库的周边，土地所有权人、使用权人或者有关管理单位应当营造植物保护带。	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。	
ZH2306 2130001	肇 州 县 永 久 基 本 农 田	一般管 控单元	资源 利用 效率 要求	1.永久永久基本农田一经划定，任何单位和个人不得擅自占用或改变用途。一般建设项目不得占用永久永久基本农田。 2.在永久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.禁止任何单位和个人在永久基本农田保护区内建窑、建房、建坟、挖砂、采石、采矿、取土、堆放固体废弃物或者进行其他破坏永久基本农田的活动。 4.禁止任何单位和个人占用永久基本农田发展林果业和挖塘养鱼。 5.永久基本农田内不得种植破坏耕作层难以恢复的杨树、桉树、构树等林木，不得种植草坪、草皮等用于绿化装饰的植物，不得种植其他破坏耕作层的植物。	《基本农田保护条例（2017 年修正）》：“第十一条基本农田保护区划定后，任何单位和个人不得改变和占用。国家能源、交通、水利等重点建设项目选址确实无法避开基本农田保护区，需要占用基本农田，涉及农用地转用或征用土地的，必须经国务院批准。第十二条非农建设经国务院批准占用基本农田的，除按照国家和省规定缴纳有关税费外，用地单位和个人负责开垦与所占耕地数量和质量相当的耕地；没有条件开垦或开垦的耕地不符合要求的，必须按《黑龙江省土地管理条例》的规定，向县以上人民政府缴纳耕地开垦费。”	符合

				6.禁止任何单位和个人破坏永久永久基本农田耕作层。 7.禁止以设施农用地为名违规占用永久永久基本农田建设休闲旅游、仓储厂房等设施。 8.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。	本工程为油田开发项目，属于能源附属基础设施建设，服务于国家能源设施重点建设，根据油层地质勘查，项目井位确实无法避让基本农田，本工程建设单位对永久和临时占用的基本农田向土地管理部门进行申报，经批准后方可占用。	
ZH2306 2130002	其他区域	一般管控单元	空间布局约束	贯彻实施国家与黑龙江省大气、水污染相关各项标准，深化重点行业污染治理，推进国家和地方确定的各项产业结构调整措施；引导工业项目向园区集聚；严禁钢铁、水泥、电解铝等产能严重过剩行业扩能；重点对电力、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。	本工程为油田开发项目，属于能源附属基础设施建设，服务于国家能源设施重点建设，项目污染物排放均满足相关标准。	符合

1.4.3.3 “三区三线” 位置关系分析

根据《自然资源部办公厅关于辽宁等省启用“三区三线”划定成果作为报批建设项目用地用海依据的函》，本项目黑龙江省大庆市，属于“三区三线”划定启用的区域，其中的“三区”分别为城镇空间、农业空间、生态空间三种类型的国土空间；“三线”分别为城镇开发边界、永久基本农田、生态保护红线三条控制线。按照《大庆市国土空间总体规划（2021-2035 年）（草案）》，本项目不涉及生态保护红线内区域。

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

表 1.4-6 符合性分析一览表

序号	文件要求	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、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	本工程是在现有区块内新钻及基建产能井，并配套建设管道、道路、电缆等配套工程；本报告根据目建设、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；并对现有环境工程进行回顾性分析。	符合
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/T 5329）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。	本项目产生的各类生产废水均经含油污水站处理，满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ 0639-2015）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、设备与管线组件泄漏、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。	本项目全程采取密闭流程，油井井口安装密封垫，采出液进入转油站、联合站采用管道输送，分离的含油污水通过管道经含油污水处理站处理，产生的含油污泥由罐车拉运至朝一联合油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理。因此，原油集输采取密闭集输工艺，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。	本项目施工期产生的废弃钻井液、岩屑、废射孔液排入井场泥浆槽中，定期由罐车拉运至采油十厂废弃钻井液无害化处理装置处理；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；钻井期间废防渗布、废包装袋统一送第八采油厂工业固废填埋场处理；运行期废防渗布委托资质单位处置，由罐车拉运至朝一联合油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理，遵循了减量化、资源化、无害化原则。	符合
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，	本项目施工采用人工开挖和机械开挖相结合的方式，缩短了施工时间；在农田地段铺设管道采用人工开挖，尽	符合

	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。	量减少对农田的占用；钻井设备优先使用网电，电网不到的地方采用柴油发电机。 本工程开发范围涉及大庆市水土流失重点治理区，结合本项目工程内容，根据井场、管道、道路不同的施工特点采取水土保持措施。	
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设有突发环境事件专项应急预案，该预案已在大庆市生态环境局备案。第十采油厂设有突发环境事件专项应急预案，该预案已在肇州县区生态环境局备案。	符合

1.4.5 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性分析

表 1.4-7 符合性分析一览表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	油气田建设应总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置。	本项目已编制总体规划方案，对井场位置、管道走向进行了优化，减少了占地和油气损失。	符合
2	油气田开发不得使用含有国际公约禁用化学物质的油气田化学剂，逐步淘汰微毒及以上油气田化学剂，鼓励使用无毒油气田化学剂。	本项目采用无毒油田化学剂。	符合
3	在勘探开发过程中，应防止产生落地原油。其中井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到100%。	本项目在井下作业过程中铺设防渗布，防止落地油落地。对落地原油及时回收，落地原油回收率达到100%。	符合
4	在井下作业过程中，酸化液和压裂液宜集中配制，酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置，压裂放喷返排入罐率应达到100%。	本项目井下作业过程中产生的压裂返排液全部回收进行无害化处置，压裂返排入罐率达到100%。	符合
5	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。	本工程运行期采出液分离出的含油污水经含油污水站处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）后回注现役油层。	符合
6	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。新、改、扩建油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
7	油气田建设宜布置丛式井组，采用多分支井、水平井、小孔钻井、空气钻井等钻井技术，以减少废物产生和占地。	本项目尽量布置了平台井，减少了工程占地。	符合
8	在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，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
9	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	本项目开发过程中采取分层开挖、分层回填、管道平埋等措施减轻生态影响，井场周围设置了井界沟，并设立地下水监测井。	符合

	油层过程对地下水造成污染。		
10	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排。	本项目钻井和井下作业过程中产生的钻井污水、作业污水、洗井污水全部进入生产流程循环利用。	符合
11	应回收落地原油，以及原油处理、废水处理产生的油泥（砂）等中的油类物质，含油污泥资源化利用率应达到 90%以上，残余固体废物应按照《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别，根据识别结果资源化利用或无害化处置。	本工程产生的含油污泥全部回收由罐车拉运至朝一联合含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理。处理后的泥渣满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）标准（石油类≤3000mg/kg），最终返回油田作业区内可用于通井路和井场建设、筑路和铺路、作业场地地面覆盖、围堰等材料的活动；或者在油田作业区域外用于物流仓储用地、工业厂区道路与交通设施用地以及危险废物填埋场、固体废物填埋场封场等材料的活动。	符合

1.4.6 与《大庆市水土保持规划（2015~2030）》的符合性分析

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，本工程开发范围涉及大庆市水土流失重点治理区，本工程的开发建设与该规划的符合性分析见表 1.4-8。

表 1.4-8 与《大庆市水土保持规划》符合性一览表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	3.3.1.4 工矿区治理中要求“治理措施以植被恢复为主，采用种草、种树绿化方法，治理油田开采和砖厂取土生产等造成的地表植被破坏”。	本项目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均进入含油污水处理站，处理后的污水指标满足《大庆油田地面工程建设设计规定》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”。	本工程为陆地石油开采类项目，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，井场和管道表土留存可以回覆，道路表土回覆至道路边坡或其他贫瘠土地。	符合

1.4.7 《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帐等日常管理制度，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》。

1.4.8 《空气质量持续改善行动计划》的通知(国发〔2023〕24 号)符合性分析

根据《空气质量持续改善行动计划》的通知(国发〔2023〕24 号)，应强化 VOCs 全流程、全环节综合治理。鼓励储罐使用低泄漏的呼吸阀、紧急泄压阀，定期开展密封性检测。本项目采出液由管道密闭输送，油田定期对井场进行密封性检测，定期巡查管线，减少 VOCs 的无组织排放，符合要求。

1.4.9 与《甲烷排放控制行动方案》（环气候〔2023〕67 号）的符合性分析

表 1.4-9 符合性一览表

规范要求	符合性分析	符合性
强化甲烷综合利用。促进油气田放空甲烷排放管控，鼓励企业因地制宜开展伴生气与放空气回收利用，不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空。	本项目伴生气由管线输至转油站分离处理，不在井场分离放空，井场运营期无常规火炬燃烧。油田定期对井场进行密封性检测，定期巡查管线，减少天然气（甲烷）的排放。	符合
推广应用泄漏检测与修复技术。探索逐步完善油气领域泄漏检测与修复技术规范体系，推动全产业链泄漏检测与修复常态化应用。加强管线先进维检修技术、设备的研究与应用，有效提升甲烷泄漏控制能力。		
推动逐步减少油气系统常规火炬。优化油气田地面工程建设与管理，减少火炬系统天然气燃烧量。科学规		

划设计新建油气作业项目，在确保生产安全的基础上， 努力逐步减少常规火炬燃放。		
---	--	--

1.4.10 与《地下水管理条例》的符合性分析

表 1.4-10 符合性一览表

序号	要求	本项目分析	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。	本工程施工期采用先进的节水技术，生产废水循环利用，本工程油井采出液分离出的含油污水，进入污水处理站处理后回注现役油层，不外排。 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。	管线试压废水由罐车拉运至朝一联含油污水处理站处理达标后回注油层。压裂作业产生的废压裂液，统一收集后由罐车送至朝一联废压裂液处理装置处置，处置后污水管输至朝一联含油污水处理站处理，处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量$\leq 5\text{mg/L}$、悬浮固体含量$\leq 1\text{mg/L}$、粒径中值$\leq 1\mu\text{m}$”规定后回注油层，不外排；油田采出水、作业污水、洗井污水送污水处理站进行处理，满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）相要求后回注现役油层。本工程施工及运行期间不会出现条例中所列污染地下水的行为。	符合
3	企业事业单位和其他生产经营者应当采取下列措	本次评价要求项目采取分区	符合

	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。	防渗措施，建设单位在运行期时，依托附近村屯布设地下水水质监控井，监测水质，避免回注油层过程污染地下水。	
--	---	--	--

1.4.11 与《基本农田保护条例》符合性分析

根据《基本农田保护条例》（2011年修订），国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开基本农田保护区，需要占用基本农田，涉及农用地转用或者征收土地的，应报请相关主管部门同意，并补充划入数量和质量相当的基本农田或按规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。

本项目为钻探勘探工程，为查明油气层位置及产能情况，根据工程方案，项目井位确实无法避让耕地及基本农田，因此应按有关土地管理办法的要求，逐级上报土地管理部门批准，对于永久占地，应纳入省土地利用规划，按有关土地管理部门要求认真执行。本项目施工完毕后1年内，临时占地全部恢复原有植被类型，即占用农田全部恢复为耕地。对永久占用的耕地，按照“占多少，垦多少”的原则，由建设单位负责开垦与所占用耕地的数量和质量相当的耕地；如果没有条件开垦，应当按照省的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地，基本农田的耕地恢复由当地政府负责开垦相应数量的耕地，进行耕地保护。

1.4.12 与《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井场、管线施工，临时占地类型为一般耕地和一般草地。本项目施工期约为 80d，施工后，立即拆除施工设备，并对临时占地进行地表恢复，对占用的草地和耕地进行补偿及复垦，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）。

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

表 1.4-11 与《黑龙江省黑土地保护工程实施方案（2021-2025 年）》符合性分析

序号	相关要求	符合性分析	符合性
1	坚持政府引导、社会参与。发挥政府投入引领作用，通过市场化运作，带动社会资本投入，引导农村集体经济组织、农户、新型经营主体、企业积极参与。健全黑土地保护责任体系，进一步明确省市县乡四级政府及相关部门黑土地保护职责，建立黑土地质量监测网络体系，形成黑土地保护建设长效机制。	本项目在政府引导下，建设单位积极参与，定期对本项目布设的 3 个土壤跟踪监测点，监测因子为石油类、石油烃（C6~C9）、石油烃（C10~C40）、砷、六价铬等，监测频次为 1 次/年。	符合

在采取以上措施后，本项目符合《黑龙江省黑土地保护工程实施方案（2021-2025 年）》中要求。

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

表 1.4-11 本项目与《钻前工程及井场布置技术要求》符合性分析

序号	《SY/T5466-2013 钻前工程及井场布置技术要求》	拟建项目情况	符合性
1	根据自然环境、钻机类型及钻井工艺要求确定钻井设备安放位置。	本项目位于大庆市，钻机型号为 ZJ-15/900 型钻机，占地类型主要为草地和耕地，钻井设备摆放至远离村屯和水体的位置。	符合
2	井场应避开滑坡、泥石流等不良地质地段，在河滩、河滩地区应避开汛、潮期进行钻前施工。	本项目位于松嫩平原中部，非滑坡、泥石流等不良地质地段。	符合
3	充分利用地形、节约用地，方便施工。	本项目在井位的选址和布局上根据“地下决定地上，地下顾及地上”的原则，采用占地面积最小的方案，本项目临时占地为 13.964hm ² ，永久占地为 2.685hm ² 。	符合
4	满足防洪、放喷、防爆、防火、防毒、防冻等安全要求。	项目钻井时安装防喷器，防止井喷事故发生，钻台下面和井口周围严禁堆放杂物和易燃品，机泵房下无积油，井场内严禁吸烟和动用明火，应有明显的防火标志。	符合
5	有利废弃物回收处理、声光屏蔽	本项目钻井废水、废射孔液和废弃泥浆暂存于井场泥浆	符

	等，防治环境污染。	槽中，及时拉运至采油十厂废弃钻井液无害化处理装置处理，不外排，对环境污染极小。	合
--	-----------	---	---

1.4.12 选址合理性分析

（1）选址合理性分析

根据《大庆市水土保持规划》（2015~2030年），本项目位于水土流失重点治理区内，临时占用的土地均在施工结束后进行恢复。根据黑龙江省防沙治沙工作领导小组《关于印发<关于贯彻落实《沙化土地封禁保护修复制度方案》的实施意见>的通知》，本项目位于大庆市肇源县、肇州县内，属于沙化土地所在县（区），应当重点增加、恢复和保护林草植被，治理土地沙化和草原退化、沙化、碱化。

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。

根据《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）和《大庆市人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（庆政规[2021]3号）本项目位于黑龙江省大庆市肇源县和肇州县境内，属于大庆市优先保护单元和一般管控单元。

（3）占地审批流程

大庆油田有限责任公司第十采油厂监督管理中心土地管理室依据项目设计资料、投资计划等基础资料，核实项目用地范围、面积、地类，准备临时用地申请、平面布置图、勘测定界图、临时使用土地合同、土地复垦方案、表土剥离方案等相关材料，按照《中华人民共和国土地管理法》和《中华人民共和国草原法》相关规定到肇源县和肇州县自然资源部门办理用地审批相关手续。

肇源县和肇州县自然资源部门组织对大庆油田有限责任公司第十采油厂监督管理中心土地管理室提交的临时用地申请资料进行初审，开展实地探勘核验，审查同意的出具审查意见。大庆市自然资源局组织审查肇源县和肇州县自然资源部门提交的《朝阳沟油田2024年更新井产能建设地面工程项目项目》临时用地申请是否已完成初审、是否符合相关要求，对满足要求的用地申请组织审批，下发临时用地批复文件。大庆油田有限责任公司第十采油厂监督管理中心土地管理室根据批复文件，办理征地手续，组织进场施工。

本工程在选址时充分考虑了“地下决定地上，地下顾及地上”的原则，区域内无国家公园、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、饮用水水源保护区、生态保护红线管控范围、基本草原、自然公园、重要湿地等环境敏感区分布。本工程总体布局采用环境影响最小的布局方案，尽可能减少占地和损耗。通过环境影响分析可知，本工程建设实施后周围环境质量能满足相关标准要求，对周围的环境影响均在可接受的范围内。因此，本工程选址在环境保护方面较合理。

1.5 关注的主要环境问题及环境影响

本项目环境影响主要来源于钻井、储层改造、原油集输、井下作业、管道和道路施工等工艺过程，包括施工期和运营期污染物排放造成的环境污染影响和占地及施工造成的生态影响。根据现状调查，本工程未在自然保护区、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农田、区块周边分布的村屯。

重点关注施工过程的各项污染物产生以及可能发生的风险对区域环境产生的影响、施工过程中产生的生态环境问题以及生态恢复措施；运行期井场无组织挥发的非甲烷总烃、依托场站加热装置产生的燃烧烟气、井场抽油机的噪声、含油污泥、废含油防渗布等对环境产生的影响。

（1）环境空气

本本项目施工过程中产生的废气主要为施工扬尘、施工车辆排放的尾气、柴油机燃烧烟气和柴油储罐产生的非甲烷总烃。施工扬尘采取运输道路及施工场地定时洒水抑尘，运输车辆采取苫布遮盖措施，土方开挖采取遮盖、围挡、洒水等防尘措施；施工车辆采用清洁燃料，在车辆及机械设备排气口加装废气过滤器，同时保持车辆及有关设备化油器、空气滤清器等部分设备的清洁；柴油机选用清洁燃料，设备定期保养；柴油储罐全程密闭。综上，废气污染的影响基本上是可以接受的。

运营期产生的废气主要为油气集输过程中产生的非甲烷总烃、场站油气处理加热炉产生的烟气。本项目油气集输全部采用密闭集油工艺流程，井场及依托场站排放的非甲烷总烃在厂界可以满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》

（GB39728-2020）5.9 中规定要求，场站排放的非甲烷总烃厂区内满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求；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高于 8m 高烟囱高空排放，加热炉排放的废气能够达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 中新建燃气锅炉标准限值要求。对大气环境影响较小。

（2）水环境

本工程施工期可能对水产生影响的主要为钻井施工产生的钻井污水和废压裂返排液、试压废水以及生活污水等。钻井废水排入井场泥浆槽中，定期由罐车拉运至采油十厂废弃钻井液无害化处理装置处理，处理后的水转运到朝一联合站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 1\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 1\mu\text{m}$ ”规定后回注油层，产生的泥饼满足《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中第Ⅰ类一般工业固体废物标准后用于铺垫采油十厂通井路。生活污水排入施工现场附近场站及阀组间内已建防渗化粪池，定期拉运至肇源县新站镇污水处理厂进行处理；压裂作业产生的废压裂液，统一收集后由罐车送至朝一联废压裂液处理装置处置，处置后污水进入朝一联含油污水处理站处理，处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 1\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 1\mu\text{m}$ ”规定后回注油层，不外排。

运行期可能对水产生影响的因素主要为油田采出水，非正常工况下热洗废水、油水井作业污水、水井洗井污水等。油田的正常开发建设对地下水造成污染的可能性较小。但原油的突发性泄漏，如处理不及时则可能造成污染，因此对井场、管道及井下作业采取分区防渗措施。

本工程施工期和运行期废水均不外排，不会对环境产生影响。可能对地表水产生影响的主要为管线泄漏或井喷等事故状况下，地表径流可能携带部分含油污水进入水环境对水体产生污染影响。

对地下水可能产生的影响主要为井漏、管线泄漏等事故状况下，含油污水渗漏到含水层，对地下水产生污染影响，以及回注水对地下水的环境影响，在严格做好防渗措施和地下水防控措施的前提下，可最大限度的预防建设项目对地下水环境产生不利影响，对地下水的影响可接受。

（3）声环境

本工程施工期对声环境的影响主要为钻井，压裂和地面建设施工机械、车辆运行产生的噪声，采取合理安排施工时间、调整施工方式，加强施工管理等措施后，降低对周边村屯声环境影响。运行期对声环境的影响主要为井场抽油机运行产生的噪声，通过预测均可以满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）2类标准要求。

（4）生态环境

根据《大庆市水土保持规划（2015~2030）》，本项目位于大庆市肇源县及肇州县，属于水土流失重点治理区。本工程施工期井场施工、道路修建和管道铺设发生的永久和临时占地，以及因机械设备、车辆的碾压、人员的践踏等活动将会对地表植被造成一定

程度的破坏，会造成区域内的水土流失。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。

本项目建设对土地利用的影响主要是敷设管线、新建道路等占用一定量的土地，临时占地为管线占地，占地类型为耕地和草地；永久占地为井场和道路占地，占地类型为耕地和草地。临时占地在施工结束后经土地整治可恢复原有的用地类型及原有植物种类和群落，不会对土地利用结构造成影响，对植物种类和群落造成影响较小。永久占地在一定程度上影响到地表植被生长，使部分土地失去了原有的生物生产功能和生态功能，土地利用类型转变为工业用地。但由于永久占地面积很小，因此对区域生态环境不会造成较大影响。

（5）土壤环境

本项目施工期可能对土壤产生的影响主要为管线、道路建设时扰动土壤，可能造成一定的土壤侵蚀；运营期的主要影响为油井作业和事故状态下管线泄漏产生的落地油、泄漏原油对土壤造成的污染。

（6）固体废物

本工程施工期产生的固体废物为废钻井液、钻井岩屑、废射孔液、废包装袋、废防渗布、生活垃圾和 KOH 包装袋，以及运行期产生的固体废弃物包括落地油、含油污泥、作业废防渗布对环境的影响。

（7）环境风险

本工程的主要环境风险是井喷、原油泄漏（油井、管线、套损）和火灾爆炸等安全生产风险事故引发的伴生/次生污染物对生态环境的影响，对区域内的大气环境、土壤环境、地表水和地下水环境有潜在危害性。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。

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）》（中华人民共和国国家发展改革委员会令第 7 号），石油、天然气勘探及开采属于鼓励类项目，本工程符合国家产业政策。并符合《黑龙江省生态功能区划》、《大庆市“十四五”生态环境保护规划》及《大庆市人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（庆政规[2021]3 号）等规划，根据黑龙江“三线一单”信息服务 APP 和大庆市生态保护红线分布图，本项目不涉及生态保护红线内区域，但位于大庆市水土流失重点治理区。该区域环境空气、地下水、土壤符合环境质量底线要求，按照《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令第 4 号，2019.1.1）的要求，本项目环评进行的过程中建设单位开展了公众参与调查，具体

见《朝阳沟油田 2024 年更新井产能建设地面工程项目环境影响评价公众参与说明》。

本报告书较为详细地论述了建设项目环境概况、施工过程的各项污染物产生以及可能发生的风险对区域环境产生的影响、生态环境问题以及生态恢复措施；运行期井场无组织挥发的非甲烷总烃、依托场站加热装置产生的燃烧烟气及井场抽油机的噪声、含油污泥、废含油防渗布等对环境产生的影响，并对各环境要素进行环境影响预测分析，提出一系列拟采取的环保措施。因此，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。

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

年 1 月 1 日起施行；

(18) 《土地复垦条例》（中华人民共和国国务院令 第 592 号，2011.03.05）；

(19) 《地下水管理条例》（2021 年 10 月 29 日公布，自 2021 年 12 月 1 日起施行）；

(20) 《黑龙江省环境保护条例》（2018.06.28）；

(21) 《黑龙江省大气污染防治条例》（2018.12.27）；

(22) 《黑龙江省黑土地保护利用条例》（2021 年 12 月 23 日发布，自 2022 年 3 月 1 日起施行）；

(23) 《黑龙江省耕地保护条例》（2021 年 10 月 29 日修订，自 2022 年 1 月 1 日起施行）。

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) 《黑龙江省环境保护条例》（2018.06.28）；

(4) 《黑龙江省大气污染防治条例》（2018.12.27）；

(5) 《中华人民共和国水土保持法实施条例》（2011.01.08）；

(6) 《黑龙江省防沙治沙条例》（2018.06.28）；

(7) 《黑龙江省草原条例》（2018.06.28）；

(8) 《地下水管理条例》（2021.12.1）。

(9) 《黑龙江省黑土地保护利用条例》（2022.3.1）；

(10) 《黑龙江省十四五黑土地保护规划》（2021.12.31）；

(11) 《黑龙江省耕地保护条例》（2022.1.1）。

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）》（产业结构调整指导目录（2024 年本））；

(3) 《国家危险废物名录》（2021 年版）（部令 第 15 号，2021 年 1 月 1 日起施行）；

- (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》（环发[2012]77号，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》（环发[2012]98号，2012.08.07）；
- (6) 《空气质量持续改善行动计划》的通知(国发〔2023〕24号)；
- (7) 《甲烷排放控制行动方案》（环气候〔2023〕67号）
- (8) 《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令第4号，2019.01.01）；
- (9) 《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）；
- (10) 《石油天然气开采业污染防治技术政策》（环保部公告2012年第18号）；
- (11) 《2020年挥发性有机物治理攻坚方案》（环大气〔2020〕33号，2020.06.24）；
- (12) 《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2号）；
- (13) 《黑龙江省重点行业挥发性有机物综合治理行动方案》（黑环发〔2019〕153号）；
- (14) 《黑龙江省主体功能区规划》；
- (15) 《黑龙江省生态功能区规划》；
- (16) 《黑龙江省“十四五”黑土地保护规划》；
- (17) 《黑龙江省黑土地保护工程实施方案（2021-2025年）》；
- (18) 《黑龙江省人民政府办公厅关于建设占用耕地耕作层土壤剥离利用工作的指导意见（试行）》（黑政办规〔2021〕18号）；
- (19) 《黑龙江省人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（黑政发〔2020〕14号，2020.12.16）；
- (20) 《大庆市人民政府关于印发大庆市声环境功能区划分、大庆市环境空气质量功能区划分、大庆市地表水环境功能区划分的通知》（庆政发〔2019〕11号）；
- (21) 《大庆市人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（庆政规〔2021〕3号）；
- (22) 《大庆市土地利用总体规划》（2006-2020年）；
- (23) 《大庆市水土保持规划》（2015~2030年）；
- (24) 《大庆油气田地面工程“十四五”规划》。

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》(HJ 349-2023)；
(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) 《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)；
(12) 《一般固体废物分类与代码》(GB/T 39198-2020)；
(13) 《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)；
(14) 《黑龙江省地方标准用水定额》(DB23/T727-2021)；
(15) 《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南》；
(16) 《钻井工程及井场布置技术要求》(SY/T5466-2013)；
(17) 《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ 819-2017)；
(18) 《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》(HJ 1248-2022)；
(19) 《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南(试行)》(HJ1209-2021)；
(20) 《危险废物收集 贮存 运输技术规范》(HJ2025-2012)；
(21) 《油田注水工程施工技术规范》(SY/T4122-2020)；
(22) 《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)；
(23) 《陆上石油天然气生产环境保护推荐做法》(SY/T6628-2016)；
(24) 《矿山生态修复技术规范 第 7 部分：油气矿山》(TD/T1070.7-2022)；
(25) 《危险废物鉴别技术规范》(HJ298-2019)。

2.1.5 其它相关依据及支持性文件

- (1) 《朝阳沟油田 2024 年更新井产能建设地面工程方案》；

- (2) 《第十采油厂 2024 年 14 口更新井区块钻井地质设计》；
- (3) 《第十采油厂 2024 年 14 口更新井区块钻井工程设计》
- (4) 《第十采油厂 2024 年 14 口更新井地质方案》
- (5) 《朝阳沟油田 2024 年更新井产能建设地面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。

2.2.3 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，在评价过程中力求工业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。

2.3 环境影响识别与评价因子筛选

2.3.1 评价时段

本工程评价时段为施工期、运行期和退役期。

2.3.2 环境影响识别

本工程建设对环境的影响，根据其特征可分为施工期影响和运营期影响两部分。

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

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

按照国家和地方相关政策，本项目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间和运营期产生的影响进行识别，具体见表 2.3-1。

表 2.3-1 环境影响因素识别

影 响 因 素	施工期 (钻前工程、钻井工程、储层改造工程、油气集 输工程)	运行期 (油气集输工程)

素 环境因素	占地	废气	废水	固体废物	噪声	风险	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、柴油罐废气	钻井废水、生活污水、废压裂液	钻井岩屑、废钻井液、废射孔液、废防渗布、废包装袋、生活垃圾、KOH 包装袋	施工车辆、钻机、柴油发电机等施工机械噪声	井喷、井漏、套管破损、柴油罐泄露	井场无组织挥发的烃类、燃烧烟气、温室气体（CO ₂ 、甲烷）	采出水、作业污水、洗井污水、热洗废水	含油污泥、落地油、废含油防渗布、	抽油机噪声、场站噪声	油井作业泄露、油井套损、依托场站泄露引起火灾爆炸
环境空气	/	-S	/	/	/	/	-L	/	-S	/	-SA
地表水	/	/	/	/	/	-SA	/	/	/	/	/
地下水	/	/	/	/	/	-SA	/	/	/	/	-SA
声环境	/	/	/	/	-S	/	/	/	/	-L	/
土壤	-S	/	/	/	/	-SA	/	/	-S	/	-SA
植被	-S	/	/	/	/	-SA	/	/	-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 空白：表示此项环境因子不存在或与工程活动无关											

续表 2.3-1 环境影响因素矩阵识别表

影响因素 环境因素	占地 恢复	退役期			
		废气	废水	固体废物	噪声
		施工扬尘、车辆尾气	生活污水	废旧设备、封井建筑垃圾、生活垃圾	施工车辆、施工机械噪声
环境空气	/	-S	/	/	/
地表水	/	/	-S	/	/
地下水	/	/	/	/	/
声环境	/	/	/	/	-S
土壤	+S	/	/	-S	/
植被	+S	/	/	/	/

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

从上表可知本工程的主要环境影响表现在水环境、土壤环境、生态、大气环境、声环境、环境风险等方面。

2.3.3 评价因子筛选

经过对油田产生污染物排放特点及油田周围环境情况进行分析后，确定本工程评价因子详见表 2.3-2。

表 2.3-2 建设项目环境影响评价因子一览表

序号	评价内容	评价因子名称
施 工 期	影 响 评 价	废气
		运输车辆及道路施工扬尘、运输车辆排放的尾气、焊接烟尘、柴油机燃烧烟气、柴油储罐产生的非甲烷总烃
		废水
		钻井废水、生活污水（COD、氨氮）、废压裂液
		噪声
运 行 期	现 状 评 价	机械噪声、车辆运营噪声
		固体废物
		废钻井液、钻井岩屑、废射孔液、废包装袋、废防渗布、施工废料、生活垃圾、KOH 包装袋
		生态
		植被类型的构成、分布、面积、生物量及种群、优势种群；土壤类型、特征、组成和分布，土地利用状况、土壤状况等
		环境空气
		NO ₂ 、SO ₂ 、O ₃ 、CO、TSP、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、非甲烷总烃
		地表水
		pH、COD、高锰酸盐指数、氨氮、BOD ₅ 、总磷、总氮、石油类
		地下水
		K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、Cl ⁻ 、SO ₄ ²⁻ 、pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、铬（六价）、总硬度、铅、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氯化物、总大肠菌群、菌落总数、石油类、硫化物、钡
		声环境
		昼间等效声级、夜间等效声级
		土壤环境
		建设用地：pH、Cd、Hg、As、Pb、Cr（六价）、Cu、Ni、苯、甲苯、乙苯、氯苯、苯乙烯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、氯乙烯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、硝基苯、苯胺、2-氯酚、蒈、萘、苯并（a）蒈、苯并（b）蒈、苯并（k）蒈、苯并(a)蒈、茚并（1, 2, 3-cd）蒈、二苯并（a,h）蒈、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）
		农用地：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、石油烃（C ₆ -C ₉ ）

	影响评价	生态环境	动物侵扰、植被破坏、生物群落、物种、生物量变化、土地利用状况变化
		废气	颗粒物、NO _x 、SO ₂ 、非甲烷总烃
		地下水	石油类、悬浮物
		地表水	石油类
		噪声	连续等效 A 声级
		固体废物	含油污泥、落地油、含油防渗布
		环境风险	危险物质泄漏：石油、伴生天然气、硫化氢、 火灾爆炸：一氧化碳
		土壤	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

表 2.3-3 生态影响评价因子筛选表

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

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-大庆地区矿业与土壤保持生态功能区”。

2.4.1.2 地表水环境

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），评价区牛毛沟未划分地表水环境功能区，不执行地表水环境质量标准。

2.4.1.3 地下水环境

根据《地下水质量标准》（GB/T14843-2017）的规定，评价区地下水环境功能区划分为III类区。

2.4.1.4 大气环境

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，2019年10月17日），评价区环境空气质量划分为二类区。

2.4.1.5 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，其他地区声环境功能划分为2类区。

2.4.1.6 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耕地（基本农田和非基本农田）、草地（非基本草原），工程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）第二类用地筛选值，工程临时占地及占地外区域土壤环境执行《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》表1农用地风险筛选值。

2.4.2 环境质量标准

根据《大庆市人民政府关于印发大庆市声环境功能区划分、大庆市环境空气质量功能区划分、大庆市地表水环境功能区划分的通知》（庆政发[2019]11号），评价区环境空气质量划分为二类区，评价区域环境空气质量执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单中的二级标准。

表 2.5-1 评价区域内各项污染物的浓度限值

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

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。

(2) 本工程区域内农村居住区执行《声环境质量标准》(GB3096-2008) 1 类标准，其他地区执行 2 类标准，见表 2.4-2。

表 2.4-2 声环境质量标准

类 别	昼 间	夜 间
1 类	55 dB(A)	45dB(A)
2 类	60 dB(A)	50dB(A)

(3) 本项目拟建井永久占地内土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1（基本项目）中第二类用地筛选值标准，以及表 2（其他项目）中第二类用地石油烃筛选值标准，永久占地外居民区内土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1（基本项目）中第一类用地筛选值标准，以及表 2（其他项目）中第一类用地石油烃筛选值标准，见表 2.4-3。石油类参照《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）III 类标准执行。

表 2.4-3 土壤环境执行标准 单位：mg/kg

序号	监测项目	筛选值		标准名称
		第一类用地	第二类用地	
1	As	20	60	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018） 基本项目
2	Cd	20	65	
3	Cr（六价）	3.0	5.7	
4	Cu	2000	18000	
5	Pb	400	800	
6	Hg	8	38	
7	Ni	150	900	

8	四氯化碳	0.9	2.8	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）
9	氯仿	0.3	0.9	
10	氯甲烷	12	37	
11	1,1-二氯乙烷	3	9	
12	1,2-二氯乙烷	0.52	5	
13	1,1-二氯乙烯	12	66	
14	顺-1,2-二氯乙烯	66	596	
15	反-1,2-二氯乙烯	10	54	
16	二氯甲烷	94	616	
17	1,2-二氯丙烷	1	5	
18	1,1,1,2-四氯乙烷	2.6	10	
19	1,1,2,2-四氯乙烷	1.6	6.8	
20	四氯乙烯	11	53	
21	1,1,1-三氯乙烷	701	840	
22	1,1,2-三氯乙烷	0.6	2.8	
23	三氯乙烯	0.7	2.8	
24	1,2,3-三氯丙烷	0.05	0.5	
25	氯乙烯	0.12	0.43	
26	苯	1	4	
27	氯苯	68	270	
28	1,2-二氯苯	560	560	
29	1,4-二氯苯	5.6	20	
30	乙苯	7.2	28	
31	苯乙烯	1290	1290	
32	甲苯	1200	1200	
33	间二甲苯+对二甲苯	163	570	
34	邻二甲苯	222	640	
35	硝基苯	34	76	
36	苯胺	92	260	
37	2-氯酚	250	2256	
38	苯并[a]蒽	5.5	15	
39	苯并[a]芘	0.55	1.5	
40	苯并[b]荧蒽	5.5	15	
41	苯并[k]荧蒽	55	151	
42	蒽	490	1293	
43	二苯并[a,h]蒽	0.55	1.5	
44	茚并[1,2,3-cd]芘	5.5	15	
45	萘	25	70	
46	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	826	4500	

				其他项目
--	--	--	--	------

本项目开发区域井场周边农用地执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表1基本项目筛选值标准。具体标准详见表2.4-4。

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）
		旱地
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

（4）评价区域内地下水质量执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，石油类参考执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）表1中的III类标准限值要求。

表 2.4-5 地下水质量标准

类别 项目	标准	标准来源
pH	6.5~8.5（无纲量）	《地下水质量标准》 （GB/T14848-2017）中III类标准
氨氮（mg/L）	≤0.5	
硝酸盐(以 N 计)（mg/L）	≤20	
亚硝酸盐(以 N 计)（mg/L）	≤1.0	
挥发性酚类（mg/L）	≤0.002	
氰化物（mg/L）	≤0.05	
砷（mg/L）	≤0.01	
汞（mg/L）	≤0.001	
铬（六价）（mg/L）	≤0.05	
总硬度（mg/L）	≤450	
铅（mg/L）	≤0.01	
氟化物（mg/L）	≤1.0	
镉（mg/L）	≤0.005	
钠（mg/L）	≤200	
铁（mg/L）	≤0.3	
锰（mg/L）	≤0.1	
溶解性总固体（mg/L）	≤1000	

耗氧量 (mg/L)	≤3.0	
硫酸盐 (mg/L)	≤250	
氯化物 (mg/L)	≤250	
总大肠菌群 (MPN/100mL)	≤3.0	
菌落总数 (CFU/mL)	≤100	
硫化物 (mg/L)	≤0.02	
钡 (mg/L)	≤0.07	
石油类	≤0.05	《地表水环境质量标准》 (GB3838-2002) 表 1 中的 III 类标准 限值要求

2.4.2 污染物排放标准

2.4.2.1 废气

1、施工期

(1) 项目施工期扬尘(颗粒物)执行《大气污染物综合排放标准》(GB 16297-1996)表 2 中无组织排放监控浓度限值, 见表 2.4-6。

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) 施工期柴油发电机燃烧烟气执行《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》(GB 20891-2014) 及 2020 修改单中第三阶段标准限值, 其中不透光发烟度(光吸收系数)和林格曼黑度级数执行《非道路柴油移动机械排气烟度限值及测量方法》(GB36886-2018) 中表 1 中II类标准限值, 见表 2.4-7 和 2.4-8。

表 2.4-7 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

表 2.4-8 非道路柴油移动机械排气烟度限值及测量方法污染物排放限值

类别	额定净功率 (P _{max}) (kW)	光吸收系数 (m ⁻¹)	林格曼黑度级数
II	P _{max} <19	2.00	I
	19≤P _{max} <37	1.00	
	P _{max} ≥37	0.80	I (不能有可见烟)

2、运行期

(1) 运行期井场及依托场站排放的 VOCs (以非甲烷总烃计) 执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 5.9 中规定要求, 见表 2.4-9。

表 2.4-9 油气集中处理站厂界/边界非甲烷总烃浓度限值

污染物	无组织排放监控浓度	浓度(mg/m ³)
非甲烷总烃	周界外浓度最高点	4.0

(2) 依托场站厂区内无组织排放浓度限值执行《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 2.4-10。

表 2.4-10 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)
非甲烷总烃	监控点处 1h 平均浓度值	10
	监控点处任意一次浓度值	30

(3) 依托场站已建加热装置均执行《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014) 新建锅炉大气污染物排放浓度限值, 具体指标见表 2.4-11。

表 2.4-11 锅炉大气污染物排放标准 单位: mg/m³

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

2.4.2.2 噪声

1、施工期

项目施工期噪声排放执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011), 见表 2.4-12。

表 2.4-12 建筑施工场界环境噪声排放标准 单位: dB(A)

主要噪声源	噪声限值	
	昼间	夜间
建筑施工	70	55

2、运行期

运营期井场噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 中 2 类标准, 具体见表 2.4-13。

表 2.4-13 工业企业厂界环境噪声排放标准 单位: dB(A)

昼 间	夜 间
60	50

2.4.2.3 废水

(7) 依托朝一联污水站和朝二联污水站处理后的水质执行《大庆油田地面工程建

设设计规定》（Q/SYDQ 0639-2015）限值“含油量≤5mg/L、悬浮固体含量≤1mg/L”标准。

2.4.2.4 固体废物

1、施工期

（1）施工期管道敷设产生的施工废料执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中 I 类场标准。

（2）施工期生活垃圾执行《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）。

2、运行期

（1）运营期产生的含油污泥、落地油、作业废防渗布等危险废物执行危险废物执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中的要求。

（2）油井作业生产的落地油和含油污泥由罐车拉运至朝一联含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆蓝星环保工程有限公司含油污泥无害化处理站处理，满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表 1 中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路，具体标准值见表 2.4-14。

表 2.4-14 油田含油污泥经处置后泥渣利用污染物控制限值

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

2.5 评价工作等级

2.5.1 大气环境

2.5.1.1 评价等级

根据对本项目的性质和环境要素分析可知，本工程运行期大气污染源主要为依托场站加热炉产生的燃烧烟气、新建油井产液集输过程中无组织排放的烃类气体。

由于本工程未新建锅炉，依托场站加热炉均满足相应的负荷状态下运行，且大气污染物总量在原申请总量范围内，故不对锅炉烟气进行预测。

本工程排放的无组织挥发非甲烷总烃为面源形式排放，油气集输采用密闭流程，可有效控制烃类物质的排放，根据指标预测本工程建成产能 $0.54 \times 10^4 \text{t}$ ，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，即新增原油产能开采、集输、处理、储存、外输全过程非甲烷总烃总挥发量约为 7.65t/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、油库等，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（已取得环评批复），井场占比约 30%。本次评价每种类型的井场分别选取 1 座进行预测分析，即选取 1 号平台井场（2 口油井）、朝 143-更 59（单井井场）。

其污染源参数见表 2.5-1。

表 2.5-1 面源污染源参数调查清单

名称	面源起点坐标		面源海拔高度 /m	面源长度 /m	面源宽度 /m	与正北向 夹角/ $^{\circ}$	面源有效 排放高度 /m	年排放小 时数/h	排放工 况	排放速率 (kg/h)
	经度	纬度								
1 号平台井场	125.65207°	45.71107°	178	40	30	0	3	8760	正常	0.044
朝 143-更 59	125.64746	45.65431	172	43	30	0	3	8760	正常	0.022

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内一半以上为农村区域，故选取农村选项。

（2）环境温度取值来源于大庆市气象站二十年气象数据统计。

（3）拟建项目位于农村地区的耕地中，本次评价的土地利用利类型选取农田。

（4）根据中国干湿度分布图判断，本地区属于中等湿润气候。

（5）根据中国干湿度分布图判断，本地区属于中等湿润气候。根据EIA2018大气预测软件的DEM地形文件，地形数据分辨率90m。

估算模型参数表见表 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（城市选项时）	/
最高环境温度/°C		38.9
最低环境温度/°C		-36.2
土地利用类型		农田
区域湿度条件		中等湿度
是否考虑地形	考虑地形	是
	地形数据分辨率 / m	90
是否考虑岸线熏烟		否

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

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

式中：P_i——第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

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

C_{0i}——第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准，μg/m³。

根据 AERSCREEN 估算模式预测，本项目最大地面浓度占标率计算结果见表 2.5-4。

表 2.5-4 主要污染物最大地面浓度占标率计算结果

污染源	预测因子	评价标准 (μg/m ³)	最大地面空气质 量浓度 (μg/m ³)	最大浓度占 标率 (%)	D10%(m)
1 号平台井场	非甲烷总烃	2000	178.5100	8.9255	/
单井井场	非甲烷总烃	2000	90.2030	4.5102	/

《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中评价等级的划分原则见表 2.5-5。

表 2.5-5 评价等级判别表

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

计算结果可以看出，1 号平台井场排放的非甲烷总烃最大地面占标率 P_{max}=8.9255%，P_{max}≤10%，评价等级为二级。

2.5.1.2 评价范围

本项目大气评价等级为二级，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），大本项目大气评价范围为拟建井场边界外扩 2.5km 范围的区域。

2.5.2 地表水环境

2.5.2.1 评价等级

本工程钻井废水排入井场泥浆槽中，定期由罐车拉运至采油十厂废弃钻井液无害化处理装置处理，处理后的水转运到朝一联合站处理；施工期间生活污水排入施工现场附近场站及阀组间内已建防渗化粪池，定期拉运至肇源县新站镇污水处理厂进行处理；管道试压废水罐车拉运至朝一联含油污水处理站处理后回注现役油层；压裂返排液统一收集后由罐车送至朝一联废压裂液处理装置处置，处置后污水进入朝一联含油污水处理站处理，回注现役油层；

运行期废水主要为油水井作业废水、油井清防蜡废水及井场采出液。废水主要为采出液分离出的含油污水，输至朝一联、朝二联和朝六联转油脱水站处理后全部回注现役

油层，油井热洗废水直接进入集油系统；油水井作业产生的作业污水、洗井污水等用密闭罐车拉运至朝一联含油污水处理站处理后回注现役油层，本工程污水均不外排。

综上所述，本项目属于水污染影响型建设项目，排放方式属于间接排放，项目施工期及运营期废水均不排入外环境，建设项目评价等级为三级 B。

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），废水处理后进行回注且无废水直接排入地表水体的建设项目，评价等级按照三级 B 评价开展评价，因此，本项目地表水评价等级为三级 B。

2.5.2.2 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023）中关于地表水评价等级为三级 B 的评价范围要求，评价范围应满足依托处理设施的环境可行性分析的要求。涉及地表水环境风险的，其评价范围应覆盖环境风险影响范围所涉及的地表水环境保护目标水域，因此地表水评价范围为拟建井场边界外扩 2.5km 及新建管线、道路沿线两侧外扩 200m 范围的地表水体，为牛毛沟。

2.5.3 地下水环境

2.5.3.1 评价等级

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）建设项目按照场站和内部集输管道分别判断行业分类。本工程常规石油开采井场、站场等工程，按 I 类建设项目开展地下水环境影响评价；区块内油类和废水等输送管道，按照 II 类建设项目开展地下水环境影响评价。

（2）地下水环境敏感程度

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水式饮用水水源，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。
“环境敏感区”是指《建设项目环境影响评价分类管理名录》中所界定的涉及地下水的环境敏感区。	

经现场调查，本项目调查范围内部分居民由集中式地下水饮用水水源统一供水，部分居民区由村屯内分散式饮用水水源井供水，部分居民区由分散式联村饮用水水源井供水。集中式地下水饮用水水源供水人数大于 1000 人，村屯内分散式饮用水水源井及分散式联村饮用水水源井供水人数均小于 1000 人，开采层位均为承压含水层。

根据调查，距离本项目最近的集中式地下水饮用水水源为朝阳沟镇集中式饮用水水源，根据《黑龙江省人民政府关于大庆市及所辖县集中式饮用水水源保护区范围的批复》（黑政函[2011]38 号），朝阳沟镇集中式饮用水水源共有水源井 4 口，1#井位于东经 125°38'22.0"、北纬 45°44'35.2"，2#井位于东经 125°38'20.0"、北纬 45°44'35.2"，3#井位于东经 125°38'22.0"、北纬 45°44'33.2"，4#井位于东经 125°38'20.0"、北纬 45°44'33.2"，4 口井设计供水能力 400m³/d，供水人口 1980 人，服务范围为朝阳沟镇及周边居民区。本项目调查范围内村屯内饮用水水源井及联村饮用水水源井供水人数均小于 1000 人，均为分散式水源地。

朝阳沟镇集中式饮用水水源已划定一级保护区，未划定二级保护区及准保护区；村屯内饮用水水源井均未划定保护区。朝阳沟镇集中式饮用水水源一级保护区范围为：分别以 4 口取水井为中心，43.9 米为半径的圆形区域。根据《地下水型饮用水水源补给区划定技术指南（试行）》（征求意见稿）划定饮用水水源井补给径流区，地下水饮用水水源井补给径流区判定依据见表 2.5-7。

表 2.5-7 地下水饮用水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	以水源一级保护区边界为基准，按中小型水源 15 年

		的	+1000 天流程圈定的范围
		未划定保护区的	以水源开采井为基准，按中小型水源 15 年+1100 天流程圈定的范围

质点运移距离采用下述公式计算：

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

式中：L—下游迁移距离，m；

α —变化系数， $\alpha \geq 1$ ，一般取 2；

K—渗透系数，m/d；

I—水力坡度，无量纲；

T—质点迁移天数；

n_e —有效孔隙度，无量纲。

本项目所在区域承压水为新近系泰康承压水，岩性主要是砂砾岩，参照《环境影响评价技术导则地下水》（HJ610-2016）附录 B 水文地质参数经验值表以及该地区《大庆市水文地质勘察报告》（石油管理局）， $K_{\text{承压水}}=25\text{m/d}$ ， $K_{\text{潜水}}=5\text{m/d}$ ，根据区域等水位线与距离计算确定 $I_{\text{承压水}}=0.0004$ ， $I_{\text{潜水}}=0.0003$ ， $n_{e\text{承压水}}=0.3$ ， $n_{e\text{潜水}}=0.3$ 。

经上述公式计算得出：

①朝阳沟镇地下水饮用水水源（中小型，承压水，仅划定一级保护区）

一级保护区 L_1 为分别以 4 口取水井为中心，43.9 米为半径的圆形区域，面积为 0.024km^2 ；

补给区 L_2 为以一级保护区边界外扩 $L_2=2 \times 25 \times 0.0004 \times (15 \times 365 + 1000) / 0.3 = 431.67\text{m}$ 的区域；

不敏感区 $L_3 = L_1 + L_2 = 43.9 + 431.67 = 475.57\text{m}$ 以外的区域。

②分散式饮用水源（中小型，承压水，未划定保护区）

补给区 L 为以水源井为基准外扩 $L=2 \times 25 \times 0.0003 \times (15 \times 365 + 1100) / 0.3 = 328.75\text{m}$ 的区域；

不敏感区为 328.75m 以外的区域。

③分散式饮用水源（中小型，潜水，未划定保护区）

补给区 L 为以水源井为基准外扩 $L=2 \times 5 \times 0.0003 \times (15 \times 365 + 1100) / 0.3 = 65.75\text{m}$ 的区域；

不敏感区为 65.75m 以外的区域。

根据现场调查，朝阳沟集中式饮用水源距离本项目 1560m ，本项目最近下游水井为朝 82-更 118 管线南侧 350m 东三姓屯分散式饮用水井，均不在本项目地下水敏感区及

较敏感区内，因此评价区域地下水环境属于“不敏感”区域。



图 2.5-1 项目与水井位置关系

2、评价等级判定

本项目分别属于I类和II类项目，地下水环境敏感程度为不敏感，依据表 2.5-8 的评价工作等级划分原则，本项目基建井场区域以及输送管道在同一场地，该场地地下水评价等级为二级。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）中新建回注井（含开采井转回注井）的场地，地下水评价等级不低于二级，本工程新建回注井，并基建转注井，因此，地下水评价工作等级为二级。

表 2.5-8 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	二
较敏感	一	二	三

不敏感	二	三	三
-----	---	---	---

2.5.3.2 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023）要求：井场、站场等工程评价范围应包括与建设项目相关的地下水保护目标，结合水文地质条件情况，依据 HJ 610 的规定，采用公式计算法、查表法或自定义法等确定。回注井调查评价范围应根据回注层位所在区域地层构造发育情况确定，包括回注空间及回注水可能影响的范围。油类和废水等输送管道以工程边界两侧各向外延伸 200 米作为调查评价范围，管道穿越饮用水水源准保护区时，调查范围应至少包含水源保护区。

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

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

式中：L——下游迁移距离，m；

a——变化系数， $a \geq 1$ ，一般取 2，取 2；

K——渗透系数；

I——水力坡度，无量纲；

T——质点迁移天数，取值不小于 5000d；

n_e ——有效孔隙度，无量纲。

本项目所在区域承压水为新近系泰康承压水，岩性主要主要是砂砾岩，潜水为第四系上更新统松散层孔隙潜水，岩性为上更新统齐齐哈尔组粉细砂，参照《环境影响评价技术导则地下水》（HJ610-2016）附录 B 水文地质参数经验值表以及该地区《水文地质手册》， $K_{\text{承压水}}=25\text{m/d}$ ， $K_{\text{潜水}}=5\text{m/d}$ ，根据区域等水位线与距离计算确定 $I_{\text{承压水}}=0.0004$ ， $I_{\text{潜水}}=0.0003$ ， $n_{e\text{承压水}}=0.3$ ， $n_{e\text{潜水}}=0.3$ 。

由此计算本项目区域承压水层下游迁移距离为 $L_{\text{承压水}}=2 \times 25 \times 0.0004 \times 5000 / 0.3 = 333\text{m}$ ；区域潜水层下游迁移距离为 $L_{\text{潜水}}=2 \times 5 \times 0.0003 \times 5000 / 0.3 = 50\text{m}$ 。

以最大迁移距离考虑评价范围，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本项目井场及场站地下水调查评价范围应为下游不小于 333m、两侧及上游不小于 167m 的区域，并包含拟建管线工程边界两侧各向外延伸 200m 的范围。

根据油藏工程方案中，回注层位所在区域地层构造发育情况，回注井回注面积 6.36km^2 ，结合地下水影响预测分析，井场区域地下水影响最远距离为井场下游 345m。

根据公式计算法的计算结果，同时综合考虑周边的地下水环境保护目标分布情况、回注空间及回注水可能影响的范围、现状布点情况，结合该区域地下水流向，最终确定

本项目地下水评价范围为拟建井外扩不小于 378m、管线工程边界两侧各向外延伸不小于 200m。本项目井位较分散，评价范围为东北→西南走向的合围区域，共计约 168km²。

2.5.4 声环境

2.5.4.1 评价等级

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

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

2.5.4.2 评价范围

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

2.5.5 生态环境

2.5.5.1 评价等级

本项目新增永久占地 2.685hm²，新增临时占地 13.964hm²，新增总占地面积 16.629hm²，占地面积小于 20km²，本项目占地类型为耕地及草地，占地范围内没有自然保护区、世界文化和自然遗产地、风景名胜区、森林公园、地质公园、重要湿地、珍稀濒危野生动植物天然集中分布区等，项目不在生态保护红线内；本项目建设不影响地下水水位，项目土壤影响范围内无天然林、公益林、湿地等生态保护目标，因此根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）规定，本项目生态环境评价等级为三级。本工程生态环境影响评价工作等级判定见表 2.5-9。

表 2.5-9 生态影响评价工作等级划分表

评价等	判定内容	本项目
-----	------	-----

级		
一级	涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境时	不涉及
二级	涉及自然公园	不涉及
不低于二级	①涉及生态保护红线时；根据 HJ2.3 判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目；②根据 HJ610、HJ964 判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目；③当工程占地规模大于 20km ² 时（包括永久和临时占用陆域和水域）。	本项目不涉及生态保护红线，地表水为水污染影响型，评价等级为三级 B；项目建设不影响地下水水位，土壤范围内无天然林、公益林、湿地等生态保护目标，项目占地 16.629hm ² ，小于 20km ² 。
三级	以上之外的	涉及
说明	①改扩建项目的占地范围以新增占地（包括陆域和水域）确定；②当评价等级判定同时符合上述多种情况时，应采用其中最高的评价等级；③建设项目涉及经论证对保护生物多样性具有重要意义的区域时，可适当上调评价等级。④建设项目同时涉及陆生、水生生态影响时，可针对陆生生态、水生生态分别判定评价等级。⑤在矿山开采可能导致矿区土地利用类型明显改变，或拦河闸坝建设可能明显改变水文情势等情况下，评价等级应上调一级。⑥线性工程可分段确定评价等级。线性工程地下穿越或地表跨越生态敏感区，在生态敏感区范围内无永久、临时占地时，评价等级可下调一级。⑦涉海工程评价等级判定参照 GB/T 19485。	/
简单分析	符合生态环境分区管控要求且位于原厂界（或永久用地）范围内的污染影响类改扩建项目，位于已批准规划环评的产业园区内且符合规划环评要求、不涉及生态敏感区的污染影响类建设项目，可不确定评价等级，直接进行生态影响简单分析。	不涉及，本项目为生态影响类项目

2.5.5.2 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023）要求，本项目评价范围为拟建井场边界外扩 50m 范围及新建管线、道路沿线两侧外扩 300m 区域的生态环境。

2.5.6 环境风险

2.5.6.1 评价等级

本次施工期评价主要将单个井场柴油罐划分为危险单元，施工期设置柴油罐 1 座

（单个容积 50m³），施工期单个井场柴油最大总储量为 40t。

本工程运营期涉及的物质主要为原油和天然气，环境风险评价的功能单元确定为油井至计量间的集油管线。

根据项目方案可知，本项目新建集油掺水管道 5.19km，其中，φ60×3.5~3.98km，φ76×4.5~1.21km。则管线内原油为 $V=\pi r^2 L=(3.14 \times 0.0265 \times 3.98 \times 1000)+(3.14 \times 0.0335 \times 1.21 \times 1000)=13.04\text{m}^3$ ，原油密度以 0.86t/m³ 计算，则管线原油最大存在量为 11.21t；该区块气油比约 35.5m³/t，天然气密度按 0.72kg/m³ 计算，则天然气的最大存在量为 0.29t。

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 2.5-10。

表 2.5-10 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	施工期	柴油	/	40	2500	0.016
2	运营期	原油（石油）	/	11.21	2500	0.0045
3		天然气（甲烷）	74-82-8	0.29	10	0.029
项目 Q=Σq _n /Q _n						0.0495

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 Q=0.0495<1，环境风险潜势为I。

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 2.5-11），确定本工程风险评价等级为简单分析。

表 2.5-11 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

2.5.6.2 评价范围

本项目风险评价等级为简单分析，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），无关于简单分析的评价范围说明，结合大气环境、地表水环境、地下水环境的评价范围及保护目标分布情况，拟定环境风险评价范围包括地表水、地下水、

大气评价范围，因此本项目环境风险评价范围为拟建井场边界外扩 2.5km 及新建管线、道路沿线两侧外扩 200m 范围的区域。

2.5.7 土壤环境

2.5.7.1 评价等级

1、环境影响识别

(1) 项目类别

根据该地区监测结果和相关数据,pH 值在 7.75~8.24 之间,土壤含盐量在 0.6~0.9g/kg 之间,属于非土壤盐化、酸化和碱化地区,本工程按照土壤污染影响型开展评价工程。

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)建设项目按照场站和内部集输管道分别判断行业分类。本工程常规石油开采井场、站场等工程,按 I 类建设项目开展土壤环境影响评价;区块内油类和废水等输送管道,按照II类建设项目开展土壤环境影响评价。

(2) 环境影响类型和途径

根据工程分析,本项目开发过程中对土壤环境的影响主要表现为油田建设期和运行期排放的废钻井液、岩屑、废射孔液、压裂返排液、落地油等污染物对土壤环境的污染,可对土壤的物理、化学、生物性质等方面造成影响,导致土壤质量恶化。其土壤环境影响类型与影响途径见表 2.5-12。

表 2.5-12 建设项目土壤环境影响类型与影响途径表

不同时段	污染影响型				生态影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他	盐化	碱化	酸化	其他
建设期	/	/	√	/	/	/	/	/
运营期	/	/	√	/	/	/	/	/

根据上表,污染型影响型土壤环境影响源及影响因子识别见表 2.5-13。

表 2.5-13 污染影响型建设项目土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	工艺流程/节点	污染途径	全部污染物指标	特征因子	备注
井场、管道	钻井、射孔、压裂、原油集输	大气沉降	/	/	/
		地面漫流	/	/	/
		垂直入渗	石油烃	石油烃	事故

2、评价等级判定

(1) 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(≥50 hm²)、中型(5~50 hm²)、小型(≤5 hm²),建设项目占地主要为永久占地。本工程永久占地规模为 2.685hm²,基建井场占地规模属于中型;集输管

道永久占地为 0，占地规模属于小型。

（2）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

（3）评价等级的确定

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 2.5-13。本项目基建井场为Ⅰ类中型占地项目，且敏感程度为敏感，所以污染影响型评价工作等级为一级；本工程拟建油类和注入类等输送管道为Ⅱ类小型占地项目，且敏感程度为敏感，所以污染影响型评价工作等级为二级。

表 2.5-15 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	-	-

2.5.6.2 评价范围

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

2.6 环境保护目标

油田开发区内无自然保护区、风景名胜区、饮用水水源保护区、生态保护红线管控范围、基本草原、重要湿地、文物保护单位等环境敏感区分布，但部分井场、管道、道路建设位于水土流失重点预防区和重点治理区，因此本工程环境保护目标为评价范围内的大气、地表水、地下水、声、土壤、生态以及周边村屯。

2.6.1 大气环境评价范围及保护目标

大气环境保护目标具体见表 2.6-1，地下水环境保护目标见表 2.6-2，环境风险保护目标见表 2.6-3，声环境保护目标见表 2.6-4，其他环境要素保护目标见表 2.6-5，主要环境保护目标分布图见附图。

表 2.6-1 大气环境保护目标统计

名称	坐标		保护对象	保护内容	环境功能区	相对本工程方位/距离
	经度	纬度				
大青山屯	125.69993	45.78831	居民	约 50 户，250 人	二类	朝 82-更 118 北侧 2600m
前太平庄屯	125.68006	45.77559	居民	约 50 户，250 人	二类	朝 76-更 108 北侧 940m
李九屯	125.69796	45.77682	居民	约 50 户，250 人	二类	朝 76-更 108 东北侧 1200m
费家屯	125.69368	45.76964	居民	约 30 户，150 人	二类	朝 76-更 108 东北侧 910m
王大骡子屯	125.70945	45.77123	居民	约 30 户，150 人	二类	朝 82-更 118 东北侧 700m
王永珍屯	125.71588	45.77278	居民	约 40 户，200 人	二类	朝 82-更 118 东北侧 1150m
双林村	125.69651	45.75832	居民	约 70 户，350 人	二类	朝 82-更 118 管线西南侧 470m
东三姓屯	125.70508	45.75956	居民	约 40 户，200 人	二类	朝 82-更 118 管线南侧 310m
五门杨家屯	125.67972	45.75625	居民	约 80 户，400 人	二类	朝 85-更 103 管线北侧 210m
双榆树屯	125.65343	45.76169	居民	约 80 户，400 人	二类	朝 85-更 103 西北侧 2120m
秦家岗屯	125.69737	45.74472	居民	约 40 户，200 人	二类	朝 85-更 103 东南侧 1330m
兴隆庄屯	125.71194	45.74517	居民	约 30 户，150 人	二类	朝 85-更 103 东南侧 2370m
刘秀屯	125.71622	45.75050	居民	约 40 户，200 人	二类	朝 82-更 118 东南侧 1800m
张德小铺屯	125.73080	45.78289	居民	约 40 户，200 人	二类	朝 82-更 118 东北侧 2830m
刘墨窝棚	125.73441	45.75599	居民	约 50 户，250 人	二类	朝 82-更 118 东南侧 2400m
爱国村	125.69917	45.73183	居民	约 70 户，350 人	二类	朝 85-更 103 东南侧 2640m
厢房屯	125.68041	45.73067	居民	约 70 户，350 人	二类	朝 85-更 103 南侧 2300m
东王家岗	125.67502	45.72360	居民	约 70 户，350 人	二类	1#平台东北侧 2160m
西王家岗	125.66971	45.72391	居民	约 70 户，350 人	二类	1#平台东北侧 1840m
高殿武屯	125.67348	45.71869	居民	约 70 户，350 人	二类	1#平台东北侧 1630m
下沟屯	125.67467	45.74512	居民	约 150 户，750 人	二类	朝 85-更 103 南侧 700m
朝阳沟镇	125.66011	45.74227	居民	约 450 户，2250 人	二类	朝 85-更 103 西南侧 1530m
孔家屯	125.64556	45.72366	居民	约 40 户，200 人	二类	1#平台西北侧 1200m
互助村	125.63853	45.72091	居民	约 70 户，350 人	二类	1#平台西北侧 1320m

后四合店屯	125.65104	45.70756	居民	约 70 户，350 人	二类	1#平台管线北侧 220m
前四合店屯	125.65871	45.69807	居民	约 70 户，350 人	二类	朝 109-更 73 东南侧 740m
崔广窝棚	125.64710	45.69518	居民	约 50 户，250 人	二类	朝 109-更 73 南侧 890m
永丰村	125.62668	45.68723	居民	约 50 户，250 人	二类	朝 109-更 73 西南侧 2060m
苏家窝棚屯	125.62113	45.71140	居民	约 50 户，250 人	二类	朝 109-更 73 西北侧 2390m
赵龙窝棚屯	125.62517	45.68214	居民	约 50 户，250 人	二类	朝 109-更 73 西南侧 3000m
南场子屯	125.64119	45.67834	居民	约 30 户，150 人	二类	朝 143-更 59 北侧 2300m
团结村	125.67824	45.68556	居民	约 40 户，200 人	二类	朝 109-更 73 东南侧 2800m
马玲云窝棚	125.67409	45.67090	居民	约 40 户，200 人	二类	朝 143-更 59 东北侧 2670m
小刘屯	125.66963	45.66683	居民	约 30 户，150 人	二类	朝 143-更 59 东北侧 2140m
安利户屯	125.67931	45.66723	居民	约 30 户，150 人	二类	朝 143-更 59 东北侧 2870m
永兴村	125.65961	45.65374	居民	约 70 户，350 人	二类	朝 143-更 59 东南侧 940m
后赵家屯	125.64698	45.65964	居民	约 40 户，200 人	二类	朝 143-更 59 管线北侧 230m
宋大房子屯	125.63828	45.65933	居民	约 40 户，200 人	二类	朝 143-更 59 西北侧 470m
邢家围子屯	125.63871	45.64907	居民	约 50 户，250 人	二类	朝 143-更 59 西南侧 860m
张子杨窝棚屯	125.62432	45.64164	居民	约 30 户，150 人	二类	朝 143-更 59 西南侧 2230m
韩国顺窝棚	125.61484	45.65083	居民	约 50 户，250 人	二类	朝 143-更 59 西侧 2520m
三合屯	125.54551	45.70392	居民	约 30 户，150 人	二类	朝 90-更 23 西北侧 310m
四合屯	125.55351	45.70898	居民	约 30 户，150 人	二类	朝 90-更 23 北侧 740m
朝阳村	125.54757	45.72137	居民	约 70 户，350 人	二类	朝 90-更 23 北侧 2080m
长发电	125.56470	45.72110	居民	约 70 户，350 人	二类	朝 90-更 23 东北侧 2060m
西哈达沟屯	125.52914	45.71168	居民	约 55 户，275 人	二类	朝 90-更 23 西北侧 1940m
于家屯	125.53052	45.68824	居民	约 15 户，75 人	二类	朝 90-更 23 西南侧 2000m
福兴屯	125.52681	45.68631	居民	约 30 户，150 人	二类	朝 90-更 23 西南侧 2530m
后任家屯	125.53776	45.68016	居民	约 30 户，150 人	二类	朝 90-更 23 南侧 2660m
蔡家庄	125.55825	45.68110	居民	约 50 户，250 人	二类	朝 90-更 23 南侧 2450m
新荣村	125.56789	45.68196	居民	约 40 户，200 人	二类	朝 90-更 23 东南侧 2580m
七撮房屯	125.58062	45.68071	居民	约 40 户，200 人	二类	朝 90-更 23 东南侧 3310m
新立屯	125.62071	45.66175	居民	约 15 户，75 人	二类	朝 143-更 59 南侧 1890m
赵金窝棚屯	125.46786	45.63874	居民	约 80 户，400 人	二类	翻 133-更 39 西北侧 2130m
他拉西北窝棚	125.47717	45.62400	居民	约 30 户，150 人	二类	翻 133-更 39 西北侧 650m
西屯里屯	125.46011	45.61903	居民	约 25 户，125 人	二类	翻 133-更 39 西侧 1650m
王家岗子	125.49786	45.61049	居民	约 25 户，125 人	二类	翻 133-更 39 东南侧 1040m
西大沟屯	125.50338	45.60546	居民	约 40 户，200 人	二类	翻 135-更 55 东侧 1560m

东大沟屯	125.51511	45.60958	居民	约 40 户, 200 人	二类	翻 135-更 55 东侧 2410m
双龙屯	125.44359	45.57900	居民	约 70 户, 350 人	二类	翻 140-更 77 东侧 1060m
八家子村	125.39032	45.56839	居民	约 80 户, 400 人	二类	翻 154-更 109 北侧 2000m
哈拉海岗子屯	125.43395	45.59136	居民	约 30 户, 150 人	二类	翻 140-更 77 北侧 870m
西山屯	125.38089	45.55776	居民	约 20 户, 100 人	二类	翻 154-更 109 西北侧 820m
东海峰村	125.35673	45.55202	居民	约 30 户, 150 人	二类	翻 154-更 109 西侧 2050m
刘奎老窝棚屯	125.36402	45.54732	居民	约 20 户, 100 人	二类	翻 154-更 109 西南侧 1420m
后台村	125.39273	45.54844	居民	约 90 户, 450 人	二类	翻 154-更 109 东侧 240m
薄荷台乡	125.40303	45.54062	居民	约 110 户, 550 人	二类	翻 152-更 144 东北 1400m
张福奎窝棚	125.38030	45.52878	居民	约 30 户, 150 人	二类	翻 152-更 144 南侧 650m
红砖房屯	125.37207	45.53691	居民	约 30 户, 150 人	二类	翻 152-更 144 西侧 860m
张文轩屯	125.35469	45.52202	居民	约 30 户, 150 人	二类	翻 152-更 144 西南侧 2480m
太平川屯	125.38990	45.52337	居民	约 40 户, 200 人	二类	翻 152-更 144 东南侧 1400m
前大拉窝棚屯	125.41200	45.52592	居民	约 30 户, 150 人	二类	翻 152-更 144 西南侧 2450m
后大拉窝棚屯	125.41204	45.52989	居民	约 40 户, 200 人	二类	翻 152-更 144 西南侧 2320m
葫芦系村	125.40312	45.51500	居民	约 110 户, 550 人	二类	翻 152-更 144 西南侧 2790m
劳模屯	125.62860	45.64764	居民	约 40 户, 200 人	二类	朝 143-更 59 西南侧 1640m
小五队	125.67374	45.65860	居民	约 10 户, 50 人	二类	朝 143-更 59 东侧 2040m

表 2.6-2 地下水环境保护目标表

环境要素	保护目标	最近方位及距离	规模	保护标准及保护级别
地下水环境	潜水含水层及承压含水层	东北→西南走向的矩形区域内的地下水潜水含水层及承压水含水层		《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III 类
	费家屯分散式饮用水井	朝 76-更 108 东北侧 940m	承压水井 1 口, 井深 60~110m, 供本村 150 人饮用, 其余分散式水井约 30 口, 井深 15~25m 左右, 用于喂养牲畜及灌溉	
	双林村分散式饮用水井	朝 82-更 118 管线西南侧 500m	承压水井 3 口, 井深 60~110m, 供本村 350 人饮用, 其余分散式水井约 70 口, 井深 15~25m 左右, 用于喂养牲畜及灌溉	
	东三姓屯分散式饮用水井	朝 82-更 118 管线南侧 350m	承压水井 1 口, 井深 60~110m, 供本村 75 人饮用, 其余分散式水井约 30 口, 井深 15~25m 左右, 用于喂养牲畜及灌溉	

五门杨家屯分散式饮用水井	朝 85-更 103 管线 北侧 240m	承压水井 2 口，井深 60~110m，供本村 200 人饮用，其余分散式水井约 40 口，井深 15~25m 左右，用于喂养牲畜及灌溉
后四合店屯分散式饮用水井	1#平台管线南侧 420m	承压水井 3 口，井深 60~110m，供本村 350 人饮用，其余分散式水井约 70 口，井深 15~25m 左右，用于喂养牲畜及灌溉
前四合店屯分散式饮用水井	朝 109-更 73 东南 侧 790m	承压水井 3 口，井深 60~110m，供本村 350 人饮用，其余分散式水井约 70 口，井深 15~25m 左右，用于喂养牲畜及灌溉
崔广窝棚分散式饮用水井	朝 109-更 73 南侧 920m	承压水井 2 口，井深 60~110m，供本村 250 人饮用，其余分散式水井约 50 口，井深 15~25m 左右，用于喂养牲畜及灌溉
苏家窝棚屯分散式饮用水井	朝 109-更 73 西北 侧 2420m	承压水井 2 口，井深 60~110m，供本村 250 人饮用，其余分散式水井约 50 口，井深 15~25m 左右，用于喂养牲畜及灌溉
赵龙窝棚屯分散式饮用水井	朝 109-更 73 西南 侧 3020m	承压水井 2 口，井深 60~110m，供本村 250 人饮用，其余分散式水井约 50 口，井深 15~25m 左右，用于喂养牲畜及灌溉
南场子屯分散式饮用水井	朝 143-更 59 北侧 2330m	承压水井 1 口，井深 60~110m，供本村 150 人饮用，其余分散式水井约 30 口，井深 15~25m 左右，用于喂养牲畜及灌溉
永丰村分散式饮用水井	朝 109-更 73 西南 侧 2090m	承压水井 2 口，井深 60~110m，供本村 250 人饮用，其余分散式水井约 50 口，井深 15~25m 左右，用于喂养牲畜及灌溉
永强村分散式饮用水井	朝 90-更 23 东南侧 3970m	承压水井 2 口，井深 60~110m，供本村 250 人饮用，其余分散式水井约 50 口，井深 15~25m 左右，用于喂养牲畜及灌溉
小双山屯分散式饮用水井	朝 109-更 73 管线 西南侧 3160m	承压水井 1 口，井深 60~110m，供本村 150 人饮用，其余分散式水井约 30 口，井深 15~25m 左右，用于喂养牲畜及灌溉
北大山屯分散式饮用水井	朝 109-更 73 西侧 4000m	承压水井 1 口，井深 60~110m，供本村 150 人饮用，其余分散式水井约 30 口，井深 15~25m 左右，用于喂养牲畜及灌溉
翻身屯分散式饮用水井	朝 109-更 73 西侧 4760m	承压水井 1 口，井深 60~110m，供本村 150 人饮用，其余分散式水井约 30 口，井深 15~25m 左右，用于喂养牲畜及灌溉
陈家屯分散式饮用	朝 90-更 23 南侧 4440m	承压水井 2 口，井深 60~110m，供本村 200 人饮用，其余分散式水井约 40 口，

水井		井深 15~25m 左右,用于喂养牲畜及灌溉
徐家屯分散式饮用水井	朝 90-更 23 东南侧 4320m	承压水井 2 口, 井深 60~110m, 供本村 200 人饮用, 其余分散式水井约 40 口, 井深 15~25m 左右,用于喂养牲畜及灌溉
卢显屯分散式饮用水井	朝 143-更 59 西北侧 3505m	承压水井 2 口, 井深 60~110m, 供本村 200 人饮用, 其余分散式水井约 40 口, 井深 15~25m 左右,用于喂养牲畜及灌溉
东四方地屯分散式饮用水井	朝 143-更 59 西侧 3520m	承压水井 2 口, 井深 60~110m, 供本村 200 人饮用, 其余分散式水井约 40 口, 井深 15~25m 左右,用于喂养牲畜及灌溉
西四方地屯分散式饮用水井	朝 143-更 59 西侧 4050m	承压水井 2 口, 井深 60~110m, 供本村 200 人饮用, 其余分散式水井约 40 口, 井深 15~25m 左右,用于喂养牲畜及灌溉
后五家户屯分散式饮用水井	朝 90-更 23 南侧 5210m	承压水井 2 口, 井深 60~110m, 供本村 200 人饮用, 其余分散式水井约 40 口, 井深 15~25m 左右,用于喂养牲畜及灌溉
新立屯分散式饮用水井	朝 143-更 59 西北侧 2150m	承压水井 1 口, 井深 60~110m, 供本村 75 人饮用, 其余分散式水井约 15 口, 井深 15~25m 左右,用于喂养牲畜及灌溉
后赵家屯分散式饮用水井	朝 143-更 59 管线 北侧 260m	承压水井 2 口, 井深 60~110m, 供本村 200 人饮用, 其余分散式水井约 40 口, 井深 15~25m 左右,用于喂养牲畜及灌溉
宋大房子屯分散式饮用水井	朝 143-更 59 西北侧 500m	承压水井 2 口, 井深 60~110m, 供本村 200 人饮用, 其余分散式水井约 40 口, 井深 15~25m 左右,用于喂养牲畜及灌溉
韩国顺窝棚分散式饮用水井	朝 143-更 59 西侧 2550m	承压水井 2 口, 井深 60~110m, 供本村 250 人饮用, 其余分散式水井约 50 口, 井深 15~25m 左右,用于喂养牲畜及灌溉
后任家屯分散式饮用水井	朝 90-更 23 南侧 2690m	承压水井 1 口, 井深 60~110m, 供本村 150 人饮用, 其余分散式水井约 30 口, 井深 15~25m 左右,用于喂养牲畜及灌溉
前任家分散式饮用水井	朝 90-更 23 南侧 2970m	承压水井 1 口, 井深 60~110m, 供本村 150 人饮用, 其余分散式水井约 30 口, 井深 15~25m 左右,用于喂养牲畜及灌溉
蔡家庄分散式饮用水井	朝 90-更 23 南侧 2480m	承压水井 2 口, 井深 60~110m, 供本村 250 人饮用, 其余分散式水井约 50 口, 井深 15~25m 左右,用于喂养牲畜及灌溉

新荣村分散式饮用水井	朝 90-更 23 东南侧 2600m	承压水井 2 口，井深 60~110m，供本村 200 人饮用，其余分散式水井约 40 口，井深 15~25m 左右，用于喂养牲畜及灌溉
七撮房分散式饮用水井屯	朝 90-更 23 东南侧 3330m	承压水井 2 口，井深 60~110m，供本村 200 人饮用，其余分散式水井约 40 口，井深 15~25m 左右，用于喂养牲畜及灌溉
三合屯分散式饮用水井	朝 90-更 23 西北侧 340m	承压水井 1 口，井深 60~110m，供本村 150 人饮用，其余分散式水井约 30 口，井深 15~25m 左右，用于喂养牲畜及灌溉
四合屯分散式饮用水井	朝 90-更 23 北侧 770m	承压水井 1 口，井深 60~110m，供本村 150 人饮用，其余分散式水井约 30 口，井深 15~25m 左右，用于喂养牲畜及灌溉
他拉西北窝棚分散式饮用水井	翻 133-更 39 西北侧 680m	承压水井 1 口，井深 60~110m，供本村 150 人饮用，其余分散式水井约 30 口，井深 15~25m 左右，用于喂养牲畜及灌溉
西屯里屯分散式饮用水井	翻 133-更 39 西侧 1680m	承压水井 2 口，井深 60~110m，供本村 125 人饮用，其余分散式水井约 25 口，井深 15~25m 左右，用于喂养牲畜及灌溉
双龙屯分散式饮用水井	翻 140-更 77 东侧 1090m	承压水井 3 口，井深 60~110m，供本村 350 人饮用，其余分散式水井约 70 口，井深 15~25m 左右，用于喂养牲畜及灌溉
八家子村分散式饮用水井	翻 154-更 109 北侧 2030m	承压水井 4 口，井深 60~110m，供本村 400 人饮用，其余分散式水井约 80 口，井深 15~25m 左右，用于喂养牲畜及灌溉
哈拉海岗子屯分散式饮用水井	翻 140-更 77 北侧 900m	承压水井 1 口，井深 60~110m，供本村 150 人饮用，其余分散式水井约 30 口，井深 15~25m 左右，用于喂养牲畜及灌溉
西山屯分散式饮用水井	翻 154-更 109 西北侧 850m	承压水井 1 口，井深 60~110m，供本村 100 人饮用，其余分散式水井约 20 口，井深 15~25m 左右，用于喂养牲畜及灌溉
后台村分散式饮用水井	翻 154-更 109 东侧 270m	承压水井 5 口，井深 60~110m，供本村 450 人饮用，其余分散式水井约 90 口，井深 15~25m 左右，用于喂养牲畜及灌溉
薄荷台乡分散式饮用水井	翻 152-更 144 东北 1430m	承压水井 5 口，井深 60~110m，供本村 550 人饮用，其余分散式水井约 110 口，井深 15~25m 左右，用于喂养牲畜及灌溉

张福奎窝棚分散式饮用水井	翻 152-更 144 南侧 680m	承压水井 2 口，井深 60~110m，供本村 150 人饮用，其余分散式水井约 30 口，井深 15~25m 左右，用于喂养牲畜及灌溉
后大拉窝棚屯分散式饮用水井	翻 152-更 144 西南侧 2350m	承压水井 2 口，井深 60~110m，供本村 200 人饮用，其余分散式水井约 40 口，井深 15~25m 左右，用于喂养牲畜及灌溉
二龙山屯分散式饮用水井	翻 140-更 77 南侧 2360m	承压水井 2 口，井深 60~110m，供本村 200 人饮用，其余分散式水井约 40 口，井深 15~25m 左右，用于喂养牲畜及灌溉
杏树园子分散式饮用水井	翻 154-更 109 东南侧 3190m	承压水井 2 口，井深 60~110m，供本村 150 人饮用，其余分散式水井约 30 口，井深 15~25m 左右，用于喂养牲畜及灌溉
前杏树园子屯分散式饮用水井	翻 152-更 144 东侧 3220m	承压水井 1 口，井深 60~110m，供本村 100 人饮用，其余分散式水井约 20 口，井深 15~25m 左右，用于喂养牲畜及灌溉
芳香村分散式饮用水井	翻 152-更 144 东侧 3890m	承压水井 5 口，井深 60~110m，供本村 550 人饮用，其余分散式水井约 110 口，井深 15~25m 左右，用于喂养牲畜及灌溉
二八队分散式饮用水井	翻 152-更 144 东南侧 5040m	承压水井 1 口，井深 60~110m，供本村 100 人饮用，其余分散式水井约 20 口，井深 15~25m 左右，用于喂养牲畜及灌溉
刘哈屯分散式饮用水井	翻 154-更 109 东南侧 6040m	承压水井 1 口，井深 60~110m，供本村 100 人饮用，其余分散式水井约 20 口，井深 15~25m 左右，用于喂养牲畜及灌溉
金家屯分散式饮用水井	翻 154-更 109 东南侧 6120m	承压水井 3 口，井深 60~110m，供本村 350 人饮用，其余分散式水井约 70 口，井深 15~25m 左右，用于喂养牲畜及灌溉

表 2.6-3 环境风险保护目标

环境要素	保护属性	保护目标	保护对象	相对方位及距离
环境风险	大气	大青山屯	约 50 户，250 人	朝 82-更 118 北侧 2600m
		前太平庄屯	约 50 户，250 人	朝 76-更 108 北侧 940m
		李九屯	约 50 户，250 人	朝 76-更 108 东北侧 1200m
		费家屯	约 30 户，150 人	朝 76-更 108 东北侧 910m
		王大骡子屯	约 30 户，150 人	朝 82-更 118 东北侧 700m
		王永珍屯	约 40 户，200 人	朝 82-更 118 东北侧 1150m

		双林村	约 70 户，350 人	朝 82-更 118 管线西南侧 470m
		东三姓屯	约 40 户，200 人	朝 82-更 118 管线南侧 310m
		五门杨家屯	约 80 户，400 人	朝 85-更 103 管线北侧 210m
		双榆树屯	约 80 户，400 人	朝 85-更 103 西北侧 2120m
		秦家岗屯	约 40 户，200 人	朝 85-更 103 东南侧 1330m
		兴隆庄屯	约 30 户，150 人	朝 85-更 103 东南侧 2370m
		刘秀屯	约 40 户，200 人	朝 82-更 118 东南侧 1800m
		张德小铺屯	约 40 户，200 人	朝 82-更 118 东北侧 2830m
		刘墨窝棚	约 50 户，250 人	朝 82-更 118 东南侧 2400m
		爱国村	约 70 户，350 人	朝 85-更 103 东南侧 2640m
		厢房屯	约 70 户，350 人	朝 85-更 103 南侧 2300m
		东王家岗	约 70 户，350 人	1#平台东北侧 2160m
		西王家岗	约 70 户，350 人	1#平台东北侧 1840m
		高殿武屯	约 70 户，350 人	1#平台东北侧 1630m
		下沟屯	约 150 户，750 人	朝 85-更 103 南侧 700m
		朝阳沟镇	约 450 户，2250 人	朝 85-更 103 西南侧 1530m
		孔家屯	约 40 户，200 人	1#平台西北侧 1200m
		互助村	约 70 户，350 人	1#平台西北侧 1320m
		后四合店屯	约 70 户，350 人	1#平台管线北侧 220m
		前四合店屯	约 70 户，350 人	朝 109-更 73 东南侧 740m
		崔广窝棚	约 50 户，250 人	朝 109-更 73 南侧 890m
		永丰村	约 50 户，250 人	朝 109-更 73 西南侧 2060m
		苏家窝棚屯	约 50 户，250 人	朝 109-更 73 西北侧 2390m
		赵龙窝棚屯	约 50 户，250 人	朝 109-更 73 西南侧 3000m
		南场子屯	约 30 户，150 人	朝 143-更 59 北侧 2300m
		团结村	约 40 户，200 人	朝 109-更 73 东南侧 2800m
		马玲云窝棚	约 40 户，200 人	朝 143-更 59 东北侧 2670m
		小刘屯	约 30 户，150 人	朝 143-更 59 东北侧 2140m
		安利户屯	约 30 户，150 人	朝 143-更 59 东北侧 2870m
		永兴村	约 70 户，350 人	朝 143-更 59 东南侧 940m
		后赵家屯	约 40 户，200 人	朝 143-更 59 管线北侧 230m
		宋大房子屯	约 40 户，200 人	朝 143-更 59 西北侧 470m
		邢家围子屯	约 50 户，250 人	朝 143-更 59 西南侧 860m
		张子杨窝棚屯	约 30 户，150 人	朝 143-更 59 西南侧 2230m
		韩国顺窝棚	约 50 户，250 人	朝 143-更 59 西侧 2520m
		三合屯	约 30 户，150 人	朝 90-更 23 西北侧 310m
		四合屯	约 30 户，150 人	朝 90-更 23 北侧 740m
		朝阳村	约 70 户，350 人	朝 90-更 23 北侧 2080m
		长发屯	约 70 户，350 人	朝 90-更 23 东北侧 2060m

		西哈达沟屯	约 55 户，275 人	朝 90-更 23 西北侧 1940m
		于家屯	约 15 户，75 人	朝 90-更 23 西南侧 2000m
		福兴屯	约 30 户，150 人	朝 90-更 23 西南侧 2530m
		后任家屯	约 30 户，150 人	朝 90-更 23 南侧 2660m
		蔡家庄	约 50 户，250 人	朝 90-更 23 南侧 2450m
		新荣村	约 40 户，200 人	朝 90-更 23 东南侧 2580m
		七撮房屯	约 40 户，200 人	朝 90-更 23 东南侧 3310m
		劳模屯	约 15 户，75 人	朝 143-更 59 南侧 1890m
		赵金窝棚屯	约 80 户，400 人	翻 133-更 39 西北侧 2130m
		他拉西北窝棚	约 30 户，150 人	翻 133-更 39 西北侧 650m
		西屯里屯	约 25 户，125 人	翻 133-更 39 西侧 1650m
		王家岗子	约 25 户，125 人	翻 133-更 39 东南侧 1040m
		西大沟屯	约 40 户，200 人	翻 135-更 55 东侧 1560m
		东大沟屯	约 40 户，200 人	翻 135-更 55 东侧 2410m
		双龙屯	约 70 户，350 人	翻 140-更 77 东侧 1060m
		八家子村	约 80 户，400 人	翻 154-更 109 北侧 2000m
		哈拉海岗子屯	约 30 户，150 人	翻 140-更 77 北侧 870m
		西山屯	约 20 户，100 人	翻 154-更 109 西北侧 820m
		东海峰村	约 30 户，150 人	翻 154-更 109 西侧 2050m
		刘奎老窝棚屯	约 20 户，100 人	翻 154-更 109 西南侧 1420m
		后台村	约 90 户，450 人	翻 154-更 109 东侧 240m
		薄荷台乡	约 110 户，550 人	翻 152-更 144 东北 1400m
		张福奎窝棚	约 30 户，150 人	翻 152-更 144 南侧 650m
		红砖房屯	约 30 户，150 人	翻 152-更 144 西侧 860m
		张文轩屯	约 30 户，150 人	翻 152-更 144 西南侧 2480m
		太平川屯	约 40 户，200 人	翻 152-更 144 东南侧 1400m
		前大拉窝棚屯	约 30 户，150 人	翻 152-更 144 西南侧 2450m
		后大拉窝棚屯	约 40 户，200 人	翻 152-更 144 西南侧 2320m
		葫芦系村	约 110 户，550 人	翻 152-更 144 西南侧 2790m
	地表水	牛毛沟	水域面积 26.18km ²	翻 135-更 55 井场注水管线西侧 520m
	地下水	评价范围内潜水含水层、承压水含水层、 饮用水源井		《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017) III类标准

表 2.6-4 声环境保护目标调查表

序号	声环境保护目标名称	空间相对位置/m			距厂界最近距离/m	方位	执行标准/功能区类别	声环境保护目标情况说明
		X	Y	Z				
1	200 内无声环境保护目标						《声环境质量标准》(GB3096-2008)	/

		中 1 类标准	
--	--	---------	--

表 2.6-5 其他环境因素保护目标表

环境要素	保护目标	最近方位及距离	规模	保护标准及保护级别
地表水环境	牛毛沟	翻 135-更 55 井 场注水管线西侧 520m	水域面积 26.18km ²	不因本项目受到污染
土壤环境	本项目永久占地范围内，土壤类型为草甸土			《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值
	拟建井场边界外扩 1km 及管线、道路边界两侧向外延伸 0.2 km 的居民区土壤环境			《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第一类用地筛选值
	拟建井场边界外扩 1km 及管线、道路边界两侧向外延伸 0.2 km 的农用地土壤，主要为耕地、草地，土壤类型为草甸土			《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 中农用地土壤污染风险筛选值
生态环境	拟建井场边界外扩 1km 范围及新建管线、道路沿线两侧外扩 300m 区域的生态环境，主要为耕地、草地			临时占用耕地及草地进行恢复，恢复面积 6.65hm ² 。永久占用耕地及草地按照规定进行经济补偿

3.建设项目工程分析

3.1 建设项目概况

3.1.1 基本情况

3.1.1.1 项目基本情况

项目名称：朝阳沟油田 2024 年更新井产能建设地面工程项目

建设单位：大庆油田有限责任公司第十采油厂

建设性质：改扩建

建设地点：黑龙江省大庆市肇源县和肇州县境内

工程规模：新钻井 14 口，均为直井，其中油井 12 口，注水井 2 口，平均完钻井深 1212m，钻井总进尺 16968m；油气集输工程包括基建井 14 口，其中油井 12 口，注水井 2 口；站外集油系统采用单管环状掺水集油流程，新建单井集油掺水管道 5.19km，注水采用单干管多井配水工艺，新建注水管线 1.43km。新建井口变电站 7 座，新建 10kV 线路 0.3km，新建通井路 1.68km。新建井基本情况见表 3.1-1。

主要产品：原油

占地面积：永久占地 2.685hm²，临时占地 13.964hm²

工程投资：5027.8 万元

建设周期：80d。

劳动定员：施工人数 30 人，运营期不新增劳动定员。

项目组成：本工程基建井基本情况见表 3.1-1，项目组成情况见表 3.1-2。主要技术经济指标见表 3.1-3。

表 3.1-1 本工程基建井基本情况

序号	区块	井号	井别	平台号	井口 纵坐标	井口 横坐标	地类
1	朝气 3	朝 109-更斜 77	油井	1	21706503	5067396	耕地
2	朝 86	朝 108-更斜 76	油井				耕地
3	朝气 3	朝 109-更 73	油井	单井	21706388	5066506	耕地
4	朝气 3	朝 143-更 59	油井	单井	21706353	5061076	耕地
5	朝气 3	朝 90-更 23	油井	单井	21698683	5066136	草地
6	朝 86	翻 133-更 39	注水井	单井	21693815	5056590	耕地
7	朝 86	翻 135-更 49	油井	单井	21692740	5055771	草地
8	朝 86	翻 135-更 55	注水井	单井	21692154	5055261	草地
9	朝气 3	朝 76-更 108	油井	单井	21708634	5073682	耕地
10	朝气 3	朝 82-更 118	油井	单井	21710330	5073466	耕地
11	朝气 3	朝 85-更 103	油井	单井	21708499	5072084	耕地
12	朝 86	翻 140-更 77	油井	单井	21689631	5052856	耕地
13	朝 86	翻 154-更 109	油井	单井	21686257	5048825	耕地
14	朝 86	翻 152-更 144	油井	单井	21686146	5047242	耕地

表 3.1-2 本工程项目组成表

工程类别	工程组成		主要工程内容	备注
主体工程	钻前工程		13座井场的场地平整、清理	新建
	钻井工程		新建12口油井，2口水井，形成1座平台井及12座单井，各井场地面平整夯实，井场占地形成永久占地。井场设备包括钻机、钻台，以及配料罐、泥浆泵、钢制泥浆槽等。	新建
	储层改造工程		本项目储层改造采用水力压裂工艺，对项目14口井进行压裂作业。压裂施工设备包括，外加厚压裂管线、地面管线、井口控制器、压裂管汇、带有旋塞阀的防喷短节、压裂车组，压裂液不在现场配制，由压裂液工程车拉运至井场进行压裂，压裂液用量为100m ³ /井，压裂返排液产生量为30-40m ³ /井。	新建
			14 口油井均采用射孔完井，采用多级复合射孔工艺。	新建
	井场地面工程		建设标井场13座，安装采油树、视频监控系统等地面工程，建成产能0.54×10 ⁴ t/a。	新建
	油气	原油集输	基建涉及 12 口油井，站外集油系统采用单管环状集油工艺，	新建

	集输工程	管线工程	新建单井集油掺水管道 5.19km，其中 $\Phi 60 \times 3.5 \sim 3.98\text{km}$ ， $\Phi 76 \times 4.5 \sim 1.21\text{km}$ ，管道材质采用内缠胶带硬质聚氨酯泡沫夹克管道，采用沟埋方式敷设。	
		注水管线工程	基建涉及 2 口注水井，本次开发区注水采用注单干管多井配水工艺，新建单井注水管线 $\phi 48 \times 4.5 \sim 1.43\text{km}$ ，管道材质为内熔结环氧粉末外 2PE 防腐钢管，采用沟埋方式敷设。	新建
公辅工程	供排水工程		生产用水由水罐车拉运至施工现场，生活用水采用桶装水。	新建
			钻井期间生活污水排入施工现场附近场站及阀组间内已建防渗化粪池，定期拉运至肇源县新站镇污水处理厂进行处理；钻井废水排入井场泥浆槽中，定期由罐车拉运至采油十厂废弃钻井液无害化处理装置处理；管道试压废水罐车拉运至朝一联合污水处理站处理；压裂返排液统一收集后由罐车送至朝一联废压裂液处理装置处置，回注现役油层。运行期油田采出水由管线输送至朝一联、朝二联和朝六联转油脱水站处理达标后回注现役油层，油水井作业污水送朝一联污水站处理后回注现役油层	新建
	道路工程		新建土路通井路 1.68km，路基 4.5m，路面 3.5m。	新建
	供热系统		本项目不设施工营地，施工期不需供暖，运营期依托场站现有供暖方式。	新建
	供配电工程		新建井场变电站 7 座，新建 10kV 支线 0.3km，线路采用 LGJ-50 导线，新建低压电力电缆 2.0km。	新建
辅助工程	井控房		每座钻井井场设 1 座井控房，占地面积 50m^2 ，房内安放钻井控制系统、监测及报警装置，用于井控人员监测钻井情况。	新建
	钻井液罐区		每座钻井井场设 4 座钻井液罐， $40\text{m}^3/\text{座}$ ，用于钻井液的配置及暂存。	新建
	钢制泥浆槽		每座钻井井场设置容积 100m^3 的钢制泥浆槽（ $10 \times 5 \times 2\text{m}$ ），用于暂存钻井岩屑、废弃钻井液、废射孔液、钻井废水，边产生边收集，由罐车及时拉运至采油十厂废弃钻井液无害化处理装置处理。	新建
	水罐区		每座钻井井场设置钢制水罐 2 个/井场，存储新鲜水，有效容积 100m^3 ，用于钻井施工期的生产用水。	新建
	钻井液材料房		每座钻井井场设置钻井液材料房 1 座，占地面积 50m^2 ，用于存放钻井液材料，包括膨润土、纯碱、重晶石粉等。	新建
	柴油罐区		每座钻井井场设置钢制柴油罐 1 个/井场，占地面积 30m^2 ，单罐容积 50m^3 ，储量合计约 40t 柴油。柴油罐区做重点防渗处理，并在罐区配备泡沫灭火器。	新建
	其他材料房		每座钻井井场设置材料房 1 座，占地面积 50m^2 ，用于存放其他钻井材料。	新建

	机械修理房		1 座/井场，占地面积 50m ² ，用于修理机械。	新建
	气源房		1 座/井场，占地面积 30m ² ，供应压缩空气，给钻机刹车提供动力。	新建
	发电机房		1 座/井场，占地面积 50m ² ，为生活及钻井提供电力。	新建
	配电房		1 座/井场，占地面积 30m ² 。	新建
	KOH 材料房		1 座/井场，占地面积 30m ² ，用于存放氢氧化钾。	新建
	清防蜡		采用热洗车高温热洗方式进行清防蜡，平均热洗周期为 156 天。	/
环保工程	废气治理措施	施工期	施工期施工场地设置围护；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；	新建
		运行期	运行期井口安装密封垫，集输管线均为密闭管道，油田采出液经管道输送至转油站处理，减少烃类气体挥发；依托场站加热炉使用清洁燃料天然气，且采用低氮燃烧器，烟气燃烧通过高于 8m 烟囱达标排放。	
		退役期	退役期大气污染主要为地面设施拆除、封井、井场清理等产生的少量扬尘，采取洒水抑尘措施。	新建
	废水治理措施	施工期	钻井期间钻井废水与排入井场泥浆槽中，定期由罐车拉运至采油十厂废弃钻井液无害化处理装置处理；	新建
			压裂返排液统一收集后由罐车送至朝一联废液处理装置处置，处置后污水进入朝一联含油污水处理站处理；	
			管线试压废水由罐车拉运至朝一联含油污水处理站处理；	
			施工人员产生的生活污水排入施工现场附近场站及阀组间内已建防渗化粪池，定期拉运至肇源县新站镇污水处理厂进行处理；	
		运行期	采出液分离出的含油污水，输至朝一联、朝二联和朝六联转油脱水站处理后全部回注现役油层。	
			油井热洗废水直接进入集油系统；油水井作业产生的作业污水、洗井污水等用密闭罐车拉运至朝一联含油污水处理站处理后回注现役油层。	
		退役期	退役期无废水产生。	/
	地下水污染防治措施		施工期：施工期将柴油罐区、钻井液罐区、发电机房、钢制泥浆槽、钻井泵、钻台、KOH 材料房作为重点防渗区，铺设 2mm 厚防渗土工布进行防渗，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$；钻井液材料房、其他材料房为一般防渗区，采用 1.5m 厚黏土防渗层，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$；施工井场其他区域为简单防渗区，采用地面夯实碾压平整进行防渗。 运营期：油水井作业期间井场作业区做重点防渗处理，铺设	新建

			2mm 厚防渗土工布进行防渗, 渗透系数为 $1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$; 井场永久占地内其他区域为简单防渗区, 采用地面夯实碾压平整进行防渗。	
			本项目井场分散, 分为 3 个部分布设跟踪监测井, 共布设 12 口跟踪监测井, 定期对地下水水质进行监测: 区域 1 上游费家屯潜水井 (45.77089, 125.69351), 区域内双林村潜水井 (45.75910, 125.69666), 区域下游下沟屯潜水井 (45.74588, 125.67363), 区域内具有饮用价值的五门杨家承压水井 (45.75684, 125.68034); 区域 2 上游互助村潜水井 (45.71843, 125.63323), 区域内崔广窝棚潜水井 (45.69410, 125.64382), 区域下游韩国顺窝棚潜水井 (45.65200, 125.61462), 区域内具有饮用价值的前任家承压水井 (45.67794, 125.54252); 区域 3 上游他拉西北窝棚潜水井 (45.62404, 125.47735), 区域内双龙村潜水井 (45.57780, 125.44486), 区域下游张福奎窝棚潜水井 (45.52889, 125.38107), 区域内具有饮用价值的后台村承压水井 (45.55022, 125.40164)。	
	噪 声 治 理措施	施工期	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; 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。	新建
		运行期	运行期井场电机、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	合理安排作业时间和运输路线。	新建
	固 废 处 置措施	施工期	废钻井液、钻井岩屑、废射孔液排入井场泥浆槽中, 与废钻井液一起拉运至采油十厂废弃钻井液无害化处理装置处理。处理后的水送到朝一联含油污水处理站处理后回注油层。泥饼达到国家《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020) 中第 I 类一般工业固体废物标准后用于铺垫采油十厂通井路。	依托
			废包装袋采用袋装临时暂存在井场, 在施工结束后统一送第八采油厂工业固废填埋场处理	
			废防渗布在施工结束后统一送第八采油厂工业固废填埋场处理	
			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。	
			废 KOH 包装袋按危险废物管理, 经收集后暂存于 KOH 材料房设置的加盖钢制桶内, 施工结束后由施工单位委托有资	

			质单位处理	
		运行期	含油污泥、落地油及油砂由罐车拉运至朝一联合含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表 1 中的限值要求后，最终返回油田作业区内可用于通井路和井场建设、筑路和铺路、作业场地地面覆盖、围堰等材料的活动；或者在油田作业区域外用于物流仓储用地、工业厂区道路与交通设施用地以及危险废物填埋场、固体废物填埋场封场等材料的活动。	
			油水井作业产生的含油废防渗布收集后暂存于第十采油厂综合固废储存库，定期拉运至有资质单位进行处理。	
		退役期	本项目退役管线两段封堵后直埋处理，退役期拆除的废旧设备全部回收至第十采油厂物资库。封井建筑垃圾统一收集后拉运至龙凤区南一路与大广路交叉口西侧的建筑垃圾临时消纳场处置。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。	依托
	生态恢复措施		管线施工过程中严格控制施工作业带开挖面积，采用管沟分层开挖、分层回填等措施。 施工结束后，应对管线周边的临时占地进行平整，恢复原有地貌。充分利用工程施工前期收集的表土覆盖于井场表层。 对永久占地，采取经济补偿；对临时占用的耕地进行复垦，草地进行自然恢复的措施进行植被恢复。	新建
	环境风险防范措施		钻进过程中，井口安装防喷器及配套井控设备，防止发生井喷事故；原油集输采用密闭流程；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。	新建
依托工程	朝 23 转油站		朝 23 号转油站投产于 1992 年 10 月，目前管辖集油阀组间 10 座，油井 209 口（其中生产井 161 口）。站内采用“三合一”处理工艺。本次产能规划 2 口新建油井进入该站，届时该站共管辖新老油井 211 口，管辖集油阀组间 10 座。三合一设计处理规模为 5000t/d，目前符合率为 64.7%，本项目 2 口油井新增采出液量最大约为 6.4t/d，新增产能后朝 23 号转油站三合一装置处理量为 3240.8t/d，负荷率为 64.8%，满足开发需求，本项目依托可行。	依托
	朝三联转油站		朝三联转油站投产于 1995 年，辖集油间 10 座，油井 162 口（生产井数 144 口）站内采用“分离缓冲游离水脱除”	依托

		三合一处理工艺,该站设计规模 5000t/d,现负荷率为 58.4%。本次产能新进油井 1 口,进入新井后处理量为 2921.4t/a,负荷率为 58.43%。	
	朝 10 转油站	朝 10 号转油站始建于 1989 年,采用“三合一”工艺。本项目 1 口油井采出液依托朝 10 号转油站处理。三合一设计处理规模为 5000t /d,目前符合率为 66%,本项目新增产能后朝 10 转油站三合一装置处理量为 3302.9t/d, 负荷率为 66.06%, 满足开发需求, 本项目依托可行。	依托
	朝四联转油站	本项目 1 口油井采出液依托朝四转油站处理。朝四转油站建设于 1989 年,站内主要设备有:单台设计处理能力 5000t/d 的三合一(分离沉降缓冲装置)2 台、2.0MW 掺水炉 3 台、0.315MW 外输炉 2 台;站内采用“分离+沉降+缓冲”三合一处理工艺,三合一设计处理规模为 10000t /d,目前实际处理量为 3360t/d, 新增产能后朝四转油站三合一装置处理量为 3362.9t/d, 负荷率为 33.63%, 满足开发需求, 本项目依托可行。	依托
	朝 20 转油站	朝 20 号转油站始建于 1991 年,采用“三合一”处理工艺。本项目 1 口油井采出液依托本站处理。三合一设计处理规模为 5000t /d,目前符合率为 64.7%, 新增产能后朝 20 号转油站三合一装置处理量为 3237.9t/d, 负荷率为 64.76%, 满足开发需求, 本项目依托可行。	依托
	朝 27 转油站	朝 27 转油站始建于 1998 年,采用“分离、沉降、加热、缓冲”四合一处理工艺,在流程上既可并联进行处理,亦可串联梯度加热处理。四合一设计处理规模为 3400t /d,目前符合率为 58.4%, 本项目 2 口油井新增采出液量最大约为 6.4t/d, 新增产能后朝 27 转油站三合一装置处理量为 1992t/d, 负荷率为 58.59%, 满足开发需求, 本项目依托可行。	依托
	朝一联转油脱水站	本项目 7 口油井采出液依托朝一联转油脱水站处理。朝一联转油脱水站建设于 1991 年,站内主要设备有:单台设计处理能力 5000t/d 的三合一(分离沉降缓冲装置)6 台、单台设计处理能力 2150t/d 的电脱水器 3 台、2.5MW 掺水炉 6 台、2.0MW 外输炉 3 台。站内采用“三合一+电脱水”两段处理工艺,三合一设计处理规模为 30000t/d,目前实际处理量为 9950t/d, 本项目 7 口油井新增采出液量最大约为 20.3t/d, 新增产能后朝一联转油脱水站三合一装置处理量为 9970.3t/d, 负荷率为 33.23%;电脱设计处理能力为 6450t/d,目前实际处理量为 778.3t/d, 本项目新增产液后电脱处理量	依托

		为 798.6t/d，负荷率 12.38%，满足开发需求，本项目依托可行。	
	朝六联转油脱水站	朝六转油脱水站始建于 1992 年，采用“三合一+电脱水”两段处理工艺。本项目 5 口油井采出液依托朝六转油站处理。三合一设计处理规模为 10000t/d，目前符合率为 50.7%，本项目 1 口油井新增采出液量最大约为 14.5t/d，新增产能后朝六转油站三合一装置处理量为 5084.5t/d，负荷率为 50.85%，满足开发需求，本项目依托可行。	依托
	朝一联污水处理站	朝一联污水站设计能力 7000m ³ /d，实际处理量为 5780m ³ /d，系统负荷率 82.5%，采用“原水→沉降曝气除硫→气浮除油→两级过滤→膜过滤”工艺流程；本项目接入新井后，实际处理量为 5791m ³ /d，负荷率为 82.7%，污水站出水水质均为“5、1、1”标准。	依托
	朝二联污水处理站	朝二联污水站设计能力 2000m ³ /d，实际处理量为 1218m ³ /d，系统负荷率 60.9%，采用“原水→缓冲沉降罐→两级气浮除油→轴向动态反冲洗过滤罐→连续反冲洗过滤罐→膜过滤”工艺流程，本项目接入新井后，实际处理量为 1226m ³ /d，负荷率为 61.3%，污水站出水水质均为“5、1、1”标准。	依托
	朝二联注水站	朝二联注水站设计能力为 2400m ³ /d，实际注水负荷为 1700m ³ /d，负荷率为 70.8%，设计注水压力为 16MPa。本项目新建 2 口水井，接入新建井场后，实际注水负荷为 1740m ³ /d，符合率为 72.5%，注入水质为“5、1、1”。	依托
	朝一联废压裂液处理站	本工程压裂过程产生的压裂返排液由罐车拉运至朝一联压裂返排液无害化处理站处理。站内采用三相分离两级过滤处理工艺，该站设计处理量 360m ³ /d，目前实际处理量为 340m ³ /d。站内建有压裂返排液暂存池 5000m ³ ，本工程压裂井 14 口，压裂返排液产生量约 30~40m ³ /井，本工程产生压裂返排液最大为 560m ³ ，目前压裂返排液暂存池剩余容积为 2000m ³ ，本项目产生的压裂返排液不会超过储池容量，满足本项目依托需求。	
	含油污泥处理站	朝一联含油污泥处理站采用“机械调质+超声分离+离心”处理工艺，设计处理规模为 5m ³ /h（年运行 180 天，每天 24 小时，年最大处理量 21600m ³ ），目前实际处理量约 13405.4m ³ /a，负荷率约为 62.06%，剩余处理量为 8194.6m ³ 。本工程含油泥（砂）及落地油产生量为 0.572t/a，约 0.715m ³ ，本项目新增后处理量约为 8320.11m ³ /a，负荷率为 62.07%，变化较小，能够满足本项目含油污泥处理需求。	

	大庆博昕晶化科技有限公司	大庆博昕晶化科技有限公司危险废物利用处置厂位于黑龙江省大庆市大同区，设计处理规模为 30000t/a，厂区占地面积 67614.45m ² ，大庆博昕晶化科技有限公司采用密闭旋转蒸馏处理工艺，负荷率为 70%，本项目油泥最大产生量约为 0.715t/a，经朝一联合含油污泥处理站减量化处理后进入该装置，大庆博昕晶化科技有限公司剩余处理能力满足本项目处理需求，依托可行。	
	第八采油厂工业固废填埋场	第八采油厂工业固废填埋场位于大庆市肇州县新福乡双龙山北侧 1.8km、乐业村东南 1.05km 处，占地面积 1.91hm ² ，填埋场现阶段运行稳定，总容量为 11624m ³ ，设计年处理能力为 581.2m ³ ，合 700t/a，服务年限 20 年，目前填埋总量约为 5347m ³ ，剩余填埋量约为 6277m ³ ，本项目产生施工废约 0.501t，填埋场剩余容量能够容纳本项目产生的固体废物，依托可行。	依托
	第十采油厂综合固废储存库	大庆油田有限责任公司第十采油厂综合固废储存库新建工程位于黑龙江省大庆市肇州县朝阳沟镇境内，中心坐标为 E125°36'28.034"，N45°42'36.398"，站内建有 2 座固废存储库，建筑面积均为 296.7m ² ，地上一层，室内净高 3.9m，建筑高度 4.2m。建筑结构形式为砌体结构，混凝土多孔砖墙体，墙身设防潮层和防水层，采用彩钢夹芯板屋面。含油固废存储区、废机油存储区、废电瓶存储区采用不发火水泥砂浆面层地面，渗透系数≤10 ⁻¹⁰ cm/s，设 2.5m 高耐稀酸稀碱耐酸瓷砖墙裙，渗透系数≤10 ⁻⁷ cm/s。 经过现场调查，第十采油厂综合固废储存库设计废含油防渗布存储量为 500t，现实际储存量为 10t，本项目含油废防渗布产生量 1.6t/a，处理能力满足本项目处理需求，依托可行。， 依托可行。	依托
临时工程	本工程井场安装和管道施工时均不设施工营地和料场，直接将抽油机、抽油机基础和管道材料拉运到施工现场进行施工。		/

表 3.1-3 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	预计建成原油产能 0.54×10 ⁴ t/a	/
2	设计井数	14 口井	油井 12 口，注入井 2 口
3	不同规模站场数	依托转油站 6 座、转油脱水站 2 座、注水站 1 座、含油污水处理站 2 座。废压裂液处理站 1 座	/
4	管道长度	6.62km	/
5	能源消耗情况	用电量 189.35 万 kWh/a 耗气量 21.75 万 m ³ /a	/
6	占地面积	永久占地 2.685hm ² ，临时占地 13.964hm ²	占地类型为草地和耕地
7	工作制度	四班三倒	/
8	在册职工人数	职工人数共 4973 人，本次施工人数 30 人，运营期不新增劳动定员	/
9	总投资	5027.8 万元	/
10	环保投资	96.94	/

3.1.1.2 区块开发情况

大庆油田有限责任公司第十采油厂管辖朝阳沟油田、肇源油田、双城油田、长春岭气田等。朝阳沟油田管辖朝 86、朝气 3、朝 89、朝 44、长 46、长 31 区块等（区块分布见附图 21），本次工程内容主要涉及在朝 86、朝气 3 区块。

朝阳沟油田位于松辽盆地北部朝阳沟阶地中部，自东北向西南依次发育朝阳沟背斜、大榆树鼻状构造、翻身屯背斜及薄荷台鼻状构造。大榆树鼻状构造位于朝阳沟阶地向长春岭背斜隆起的过渡部位，总体为西南低东北高的趋势，区内断裂发育。本区所有断层均为正断层，断层与构造发育密切相关，断层走向以近南北向为主。

1960 年地震普查中发现了朝阳沟构造，1961 年钻第一口探井朝 1 井，1963 年 11 月葡萄花油层与扶余油层合试，获得日产 1.05t 工业油流，从而发现了朝阳沟油田。之后又相继钻探了朝 2、长 1 井。

朝阳沟油田整体探明与开发阶段（1970 年~2006 年）：1973 年~1974 年，共完钻探井 27 口，其中 4 口井（朝 4、朝 31、朝 44、朝 64）扶余油层压裂后获工业油流（日产油 6.70t~14.40t），2 口井（朝 33、朝 35）获工业气流，15 口井（未压裂）获低产油流（日产油 0.01t~0.93t），从而证实了扶余油层的价值。1983 年~1985 年在大榆树、薄荷台、朝阳沟构造翼部完钻探井及评价控制井 67 口，其中 57 口井试油，进一步落实了朝阳沟油田的含油范围。从 1985 年起扶余油层陆续投入开发。1988 年 3 月，朝 88-74 井压裂气举，获得日产 3.50t 的工业油流，朝 90-56 和朝 116-56 井压裂分别获工业油流和工业气流。在扶余油层开发区内打开了杨大城子油层勘探局面。2006 年 6 月储量套改后，

朝阳沟油田扶余油层探明已开发储量为 15732×10⁴t，含油面积 231.1km²，其中扶余油层探明已开发石油地质储量 14501×10⁴t，含油面积为 231.1km²，杨大城子油层探明已开发石油地质储量 1231×10⁴t，含油面积为 18.1km²。

2006 年~2009 年，油藏评价与勘探开发紧密结合，在地震采集处理解释、地质研究和井位部署等方面工作充分实施一体化。共部署预探井 12 口，评价井 98 口，开发首钻井 78 口，总计部署 188 口井。实际完钻 123 口，其中见油气显示井 90 口，单井有效厚度 0.6m~17.8m，平均 4.9m。2009 年，在朝阳沟滚动扩边区长 10、朝 86、朝 84-6 和朝 46-116 区块扶余油层新增石油探明储量 4414×10⁴t，含油面积 89.3km²。2013 年，在长 81-6、民 73 区块新增控制储量 723×10⁴t，含油面积 22.8km²。

3.1.2 开发方案

本次共新建基建井共 14 口，其中采油井 12 口，注水井 2 口，预计初期平均单井日注水 20m³/d，日产油 1.5t/d，建成产能 0.54×10⁴t。本工程开发指标预测见表 3.1-4。

根据本工程钻井地质设计资料，邻井钻探未发现 H₂S、CO 等有毒有害气体。本项目原油物性见表 3.1-5。

表 3.1-4 开发指标预测表

年份（年） 项目	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
油井数(口)	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
注水井数(口)	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
平均单井产油量(t/d)	1.5	1.5	1.4	1.3	1.2	1.2	1.1	1.1	1.0	1.0	0.9	0.9	0.9	0.9	0.8
平均单井产液量(t/d)	3.1	3.1	2.9	2.7	2.6	2.5	2.5	2.4	2.4	2.3	2.3	2.2	2.2	2.2	2.1
年产油(10 ⁴ t/a)	0.20	0.59	0.54	0.51	0.49	0.47	0.45	0.43	0.42	0.40	0.39	0.38	0.37	0.36	0.35
年产液(10 ⁴ t/a)	0.40	1.22	1.14	1.09	1.05	1.02	1.00	0.98	0.96	0.94	0.92	0.91	0.91	0.90	0.89
平均单井日注水量(m ³ /d)	20	20	20	20	20	20	20	18	18	18	18	18	18	15	15
年注水(10 ⁴ m ³)	0.4	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	0.9	0.9
井口注水压力（MPa）	11.2	11.7	12.2	12.4	12.6	12.8	13.0	13.2	13.4	13.6	13.7	13.8	13.9	14.0	14.1
综合含水（%）	50.9	51.6	52.2	52.9	53.6	54.2	54.9	55.7	56.4	57.1	57.8	58.6	59.3	60.1	60.9

表 3.1-5 原油物理性质

地面原油密度（g/cm ³ ）	地面原油粘度（mPa•s）	凝固点（℃）	含蜡（%）	含胶（%）	气油比(m ³ /t)
0.8665	30.4	29.8	21.1	13	17.6

3.1.3 采油工程方案

3.1.3.1 射孔工艺方案

3.1.3.2 举升工艺方案

本次产能基建油井 12 口，全部采用抽油机-有杆泵举升方式，配套 CYJY6-2.5-26HB 型抽油机 12 台。拟建油井机型及配电装置统计表见表 3.1-8。

表 3.1-7 本工程抽油机设备表

项目分类		名称、规格、型号	单位	数量
抽油机 及配套	普通抽油机	CYJY6-2.5-26HB	台	12
	电动机	ZYCYT 225L1-8 660V 15kW	台	12
	配电装置	15kW660V 不停机间抽配电箱	台	12

3.2 现有工程分析

3.2.1 滚动开发区块情况

朝气 3 位于黑龙江省大庆市肇州县境内，区块内包含油井 30 口，水井 3 口；区块内有朝 23 转油站、朝一联合站、朝 10 转油站、朝 27 转油站，产能 $1.4 \times 10^4 \text{t/a}$ ，

朝 86 区块共管辖油井 421 口，集油阀组间 24 座。已建站外集油系统采用双管掺水集油和单管环状掺水集油两种流程，转油站站内均采用“分离缓冲游离水脱除”三合一处理工艺，区块内有朝 20 转油站、朝三联合站、产能 $14.26 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

现有区块场站生产及生活用水由城市管网集中供水，生活污水进入现有场站生活污水收集系统；日常巡井巡线，依托已建井排路；现有场站均配备完善的数字化系统；场站供热依托各站采暖炉，已建阀组间等采用电采暖，生产及生活用电由变电站供电。

现有区块环评及验收手续见表 3.2-1。

表 3.2-1 现有区块环境影响评价及竣工验收情况

序号	区块	项目名称	环评批复号	验收文号
1	朝气 3	朝气3北加密井产能建设工程	庆环建字 (2010) 29号	庆环验【2011】 099 号
2	朝 86 区块	朝阳沟油田朝 86 区块 2015 年 产能建设工程	庆环审 (2015) 395 号	2020 年 1 月通 过自主验收

3.2.2 现有区块开发环保措施落实和效果回顾调查

根据本区块验收报告及现场调查可知：

（1）废气污染防治措施调查结论

本项目区块生产采用全密闭工艺流程，烃类气体的损失量可以控制在合理范围内，现有区块内井场、场站无组织排放的非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求；区块内各工程项目依托场站加热炉使用天然气作燃料，排放的废气污染物浓度可以达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）中相关限值标准，大气污染防治措施合理。

（2）废水污染防治措施调查结论

本项目区块产生的生产污水经朝一联含油污水站和朝二联含油污水站处理后污水指标满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015），全部回注现役油层，生产污水不外排，油水井作业污水和水井洗井污水全部通过罐车回收送朝一联含油污水站和朝二联含油污水站处理达标后回注油层，水污染防治措施符合环评文件及其批复的要求。

（3）噪声污染防治措施调查结论

本项目区块在开发建设过程中尽可能地选用了低噪声设备，对噪声较大的设备统一布置在室内，并设置基础减振、加装了隔声门窗，噪声对外界影响较小。现有区块井场和场站厂界噪声均可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准，落实了环评及批复中的噪声污染防治措施，对区域声环境影响不大。

（4）固体废物污染防治措施调查结论

本项目区块生产过程中生产的油泥统一送朝一联含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理。处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）标准（石油类 $\leq 3000\text{mg/kg}$ ），最终返回油田作业区内可用于通井路和井场建设、筑路和铺路、作业场地地面覆盖、围堰等材料的活动；或者在油田作业区域外用于物流仓储用地、工业厂区道路与交通设施用地以及危险废物填埋场、固体废物填埋场封场等材料的活动。

（5）生态影响调查结论

本项目区块按照环评文件及批复的要求，采取了一系列生态保护和恢复措施，没有改变项目区的生态系统结构与功能，项目区的生态组分及生物多样性未受影响，生态格局变化不大；目前项目井场、管线临时占地草地已进行了生态、植被恢复，且恢复情况均较好。同时，根据环评及批复要求，严格控制油水井作业占地，普通井下作业不新增

临时占地，大修占地不超过 50×50m；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。

根据本项目区块报告，区块内井场、场站永久占地内监测点位监测因子满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》(GB36600-2018)中筛选值二类用地标准，永久占地外监测点位监测因子满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准》(GB15618-2018)中筛选值标准，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，说明区域土壤环境质量整体良好，该区域油田开发对区域土壤影响较小。工程各种施工占地得到了较好的平整、清理，验收现场管线、道路、供电等施工临时占地已基本恢复。

(6) 环境风险防范及应急措施落实情况调查结论

根据现场调查，现有区块内站场已制定应急操作规程，规程中明确各项突发事件发生时应采取的相关措施，并根据其日常管理工作等安全环保行为建立相应档案。各基层小队制定了有关管线泄漏的专项应急预案，并且配有围油栏、撤油机、收油桶等设施，发生污染事故时及时回收原油，减少对环境的影响。现有区块定期对员工进行安全 and 环境保护意识教育，并定期进行演练。现有区块运营过程中，加强油气运输管线和油气储存设备的巡查、检测、维修，采取有效的防腐、防裂等措施，防止渗漏、溢流事故发生。并制订环境污染突发性事件应急预案，落实事故处理措施，防止污染事故发生。

第十采油厂于 2021 年 9 月日发布了环境突发事件应急预案，并在大庆市肇州生态环境局完成备案。第十采油厂具有独立的保卫队伍，并和大庆油田有限责任公司、当地政府职能部门建立了联动机制，各场站配备防刺服等安全防范设施，定期巡检，确保油田生产设施安全。同时，运营期加强对管线和油井的监测、检查和管理，采取积极的防范措施，防止泄漏等风险事故的发生。具有完善 HSE 管理体系；依托场站定期开展安全环保教育，提高职工的安全环保意识，识别事故发生前的异常状态，并采取相应的措施。

(7) 区域回顾性评价

根据本次监测可知，项目区块内村屯水井各监测项目除锰超标外，其余监测项目均符合《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) III 类标准要求。锰超标可能是因为区域地层含有较丰富的锰，属于地质原因。根据对本次区块内土壤及场站占地外土壤监测结果可知，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》

（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。综上，本项目所在油田开发区块自 2010 年建设投产至今，区域开发对生态、地下水、土壤等环境质量和环境保护目标的影响较小。

（8）退役期调查结论

本项目目前现有区块内没有退役的油水井、管线、场站等。

综上所述，现有区块污染防治设施与主体工程同时设计、同时施工和同时投产使用，环保设施正常稳定运转，环保设施运行完整；在工程开发建设和运行期间，工程设计、环评及其批复中要求的污染控制措施和生态保护措施都基本得到了落实，目前所采取的各项环保措施是有效的，未发现环境问题。

目前所采取的各项环保措施是有效的，未发现环境问题。



图 3.2-1 现有区块已建油水井现状

3.2.3 依托工程分析

3.2.3.1 能力核实

（1）朝一联转油脱水站

本项目 7 口油井采出液依托朝一联转油脱水站处理。朝一联转油脱水站建设于 1991 年，站内主要设备有：单台设计处理能力 5000t/d 的三合一（分离沉降缓冲装置）6 台、单台设计处理能力 2150t/d 的电脱水器 3 台、2.5MW 掺水炉 6 台、2.0MW 外输炉 3 台。站内采用“三合一+电脱水”两段处理工艺，三合一设计处理规模为 30000t/d，目前实际处理量为 9950t/d，本项目 7 口油井新增采出液量最大约为 20.3t/d，新增产能后朝一联转油脱水站三合一装置处理量为 9970.3t/d，负荷率为 33.23%；电脱设计处理能力为 6450t/d，目前实际处理量为 778.3t/d，本项目新增产液后电脱处理量为 798.6t/d，负荷率

12.38%，满足开发需求，本项目依托可行。

本项目依托的朝一联转油脱水站工艺流程见图 3.2-2。

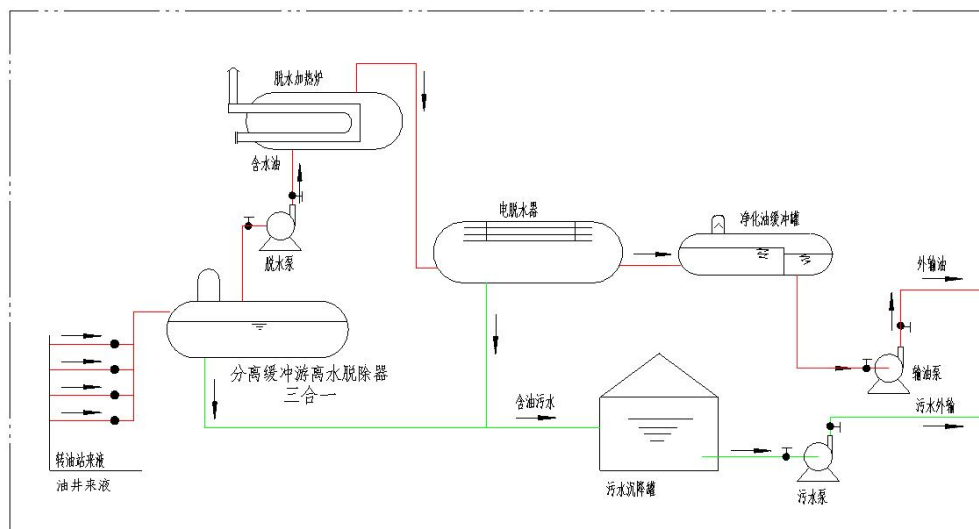


图3.2-2 本项目依托的朝一联转油脱水站工艺流程图

(2) 朝三联转油站

朝三联转油站投产于 1995 年，辖集油间 10 座，油井 162 口（生产井数 144 口）站内采用“分离缓冲游离水脱除”三合一处理工艺，该站设计规模 5000t/d，现负荷率为 58.4%。本次产能新进油井 1 口，进入新井后处理量为 2921.4t/a，负荷率为 58.43%。

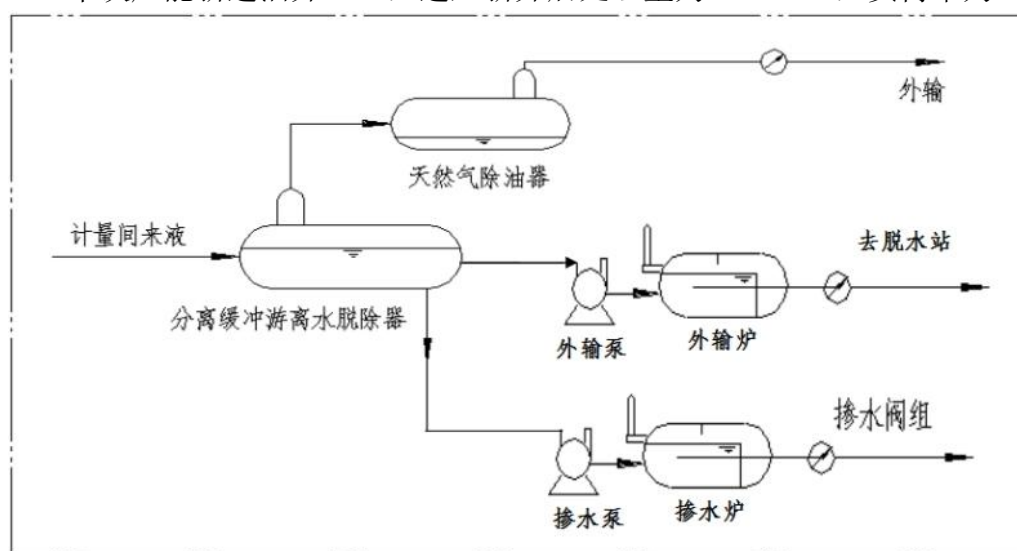


图3.2-3 本项目依托的朝三联转油站工艺流程图

(3) 朝四转油站

本项目 1 口油井采出液依托朝四转油站处理。朝四转油站建设于 1989 年，站内主要设备有：单台设计处理能力 5000t/d 的三合一（分离沉降缓冲装置）2 台、2.0MW 掺水炉 3 台、0.315MW 外输炉 2 台；站内采用“分离+沉降+缓冲”三合一处理工艺，三合

一设计处理规模为 10000t/d，目前实际处理量为 3360t/d，新增产能后朝四转油站三合一装置处理量为 3362.9t/d，负荷率为 33.63%，满足开发需求，本项目依托可行。

依托的朝四转油站工艺流程见图 3.2-4。

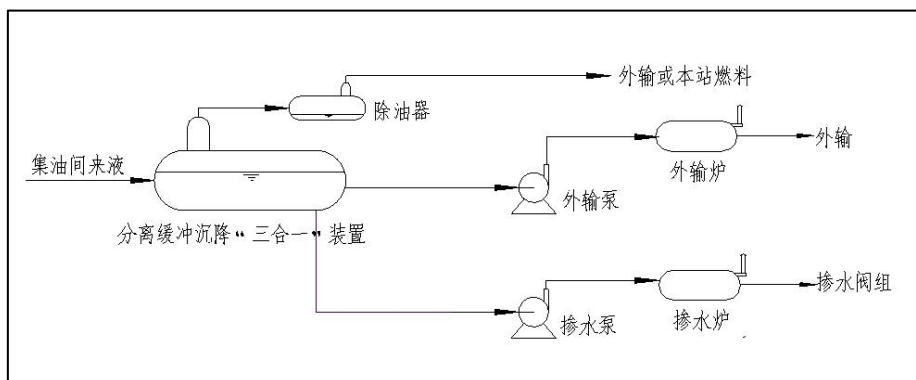


图 3.2-4 朝四转油站工艺流程图

（4）朝六联转油脱水站

朝六转油脱水站始建于 1992 年，采用“三合一+电脱水”两段处理工艺。本项目 5 口油井采出液依托朝六转油站处理。三合一设计处理规模为 10000t/d，目前符合率为 50.7%，本项目 1 口油井新增采出液量最大约为 14.5t/d，新增产能后朝六转油站三合一装置处理量为 5084.5t/d，负荷率为 50.85%，满足开发需求，本项目依托可行。

依托的朝六联转油脱水站工艺流程见图 3.2-5。

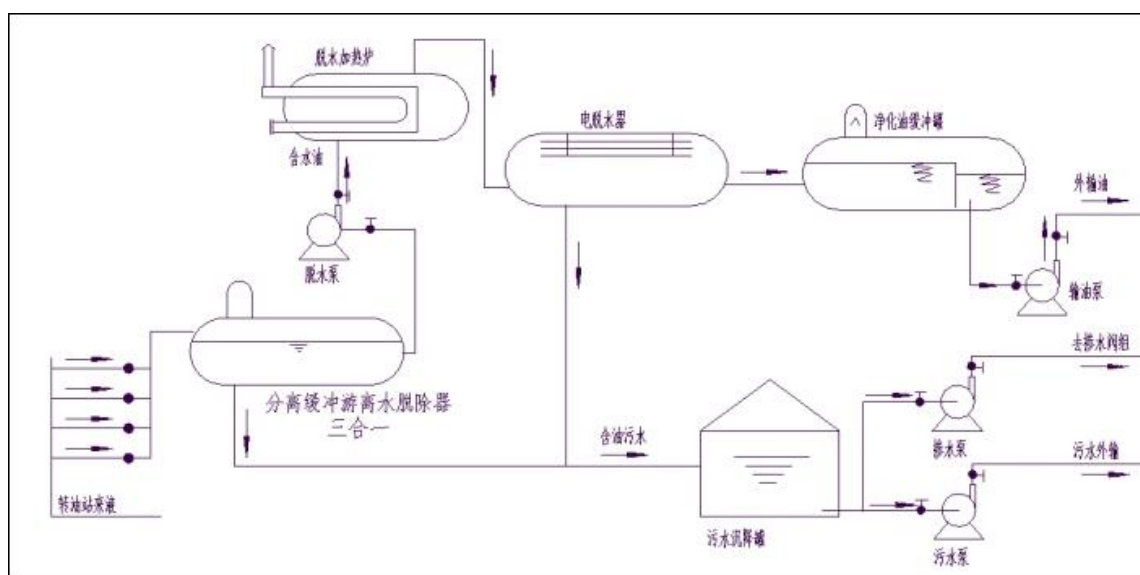


图 3.2-5 朝六联转油脱水站工艺流程图

（5）朝 10 号转油站

朝 10 号转油站始建于 1989 年，采用“三合一”工艺。本项目 1 口油井采出液依托朝 10 号转油站处理。三合一设计处理规模为 5000t/d，目前符合率为 66%，本项目新增产

能后朝 10 转油站三合一装置处理量为 3302.9t/d，负荷率为 66.06%，满足开发需求，本项目依托可行。

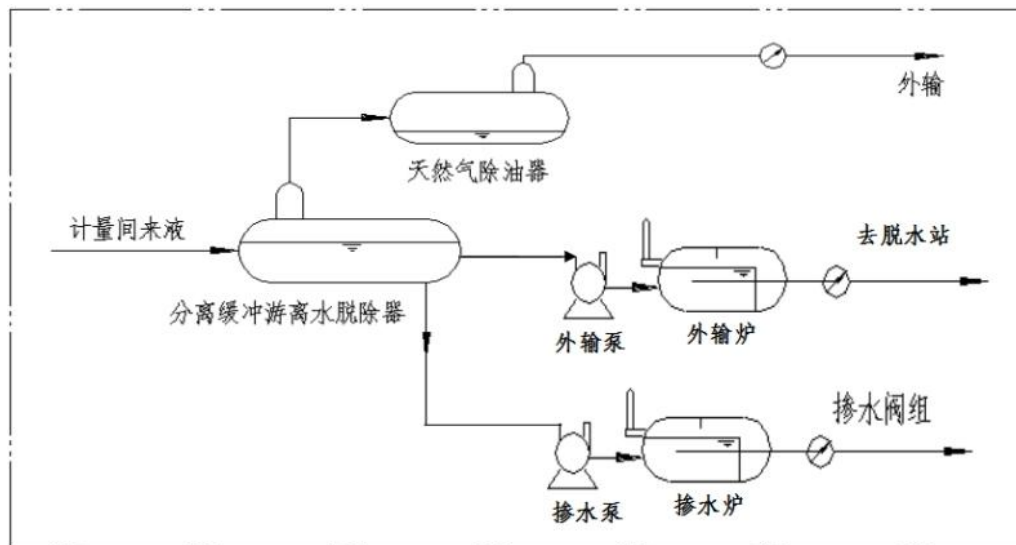


图 3.2-6 朝六转油站工艺流程图

(6) 朝 20 号转油站

朝 20 号转油站始建于 1991 年，采用“三合一”处理工艺。本项目 1 口油井采出液依托本站处理。三合一设计处理规模为 5000t/d，目前符合率为 64.7%，新增产能后朝 20 号转油站三合一装置处理量为 3237.9t/d，负荷率为 64.76%，满足开发需求，本项目依托可行。

依托的朝 20 号转油站工艺流程见图 3.2-7。

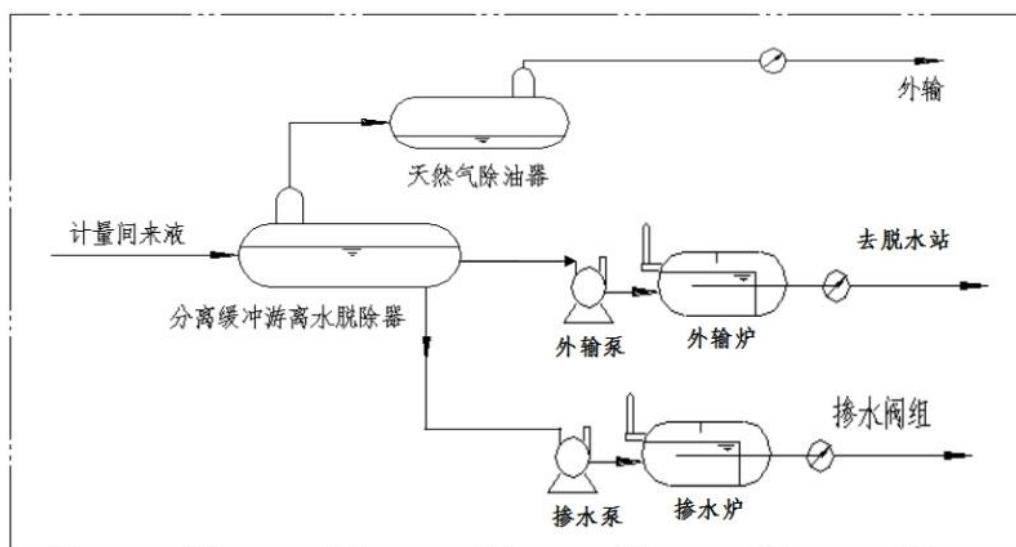


图 3.2-7 朝 20 号转油站工艺流程图

(7) 朝 23 号转油站

朝 23 号转油站投产于 1992 年 10 月，目前管辖集油阀组间 10 座，油井 209 口（其

中生产井 161 口)。站内采用“三合一”处理工艺。本次产能规划 2 口新建油井进入该站，届时该站共管辖新老油井 211 口，管辖集油阀组间 10 座。三合一设计处理规模为 5000t/d，目前符合率为 64.7%，本项目 2 口油井新增采出液量最大约为 6.4t/d，新增产能后朝 23 号转油站三合一装置处理量为 3240.8t/d，负荷率为 64.8%，满足开发需求，本项目依托可行。依托的朝 23 号转油站工艺流程见图 3.2-8。

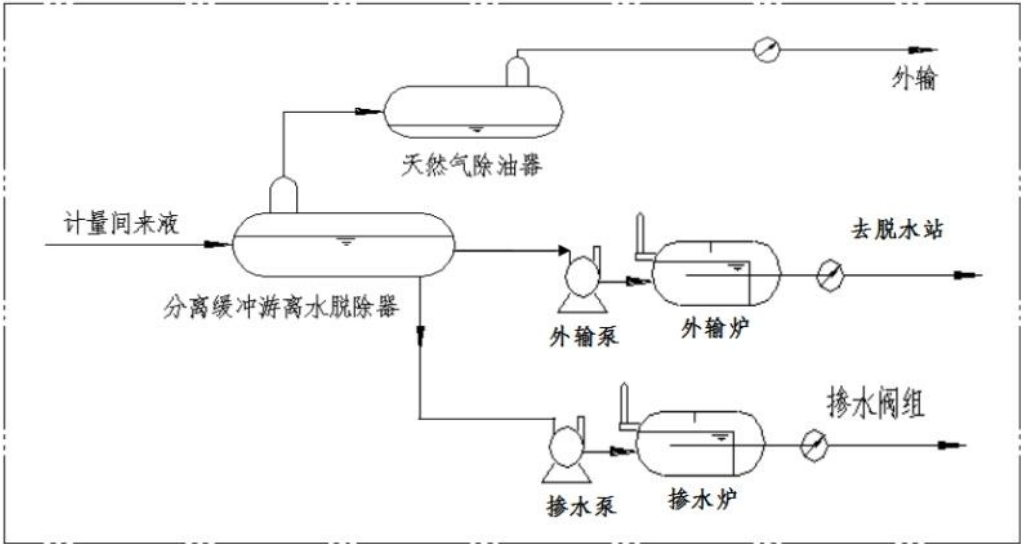


图 3.10-1 朝 23 号转油站工艺流程图

(8) 朝 27 号转油站

朝 27 转油站始建于 1998 年，采用“分离、沉降、加热、缓冲”四合一处理工艺，在流程上既可并联进行处理，亦可串联梯度加热处理。四合一设计处理规模为 3400t/d，目前符合率为 58.4%，本项目 2 口油井新增采出液量最大约为 6.4t/d，新增产能后朝 27 转油站三合一装置处理量为 1992t/d，负荷率为 58.59%，满足开发需求，本项目依托可行。依托的朝 27 转油站工艺流程见图 3.2-8。

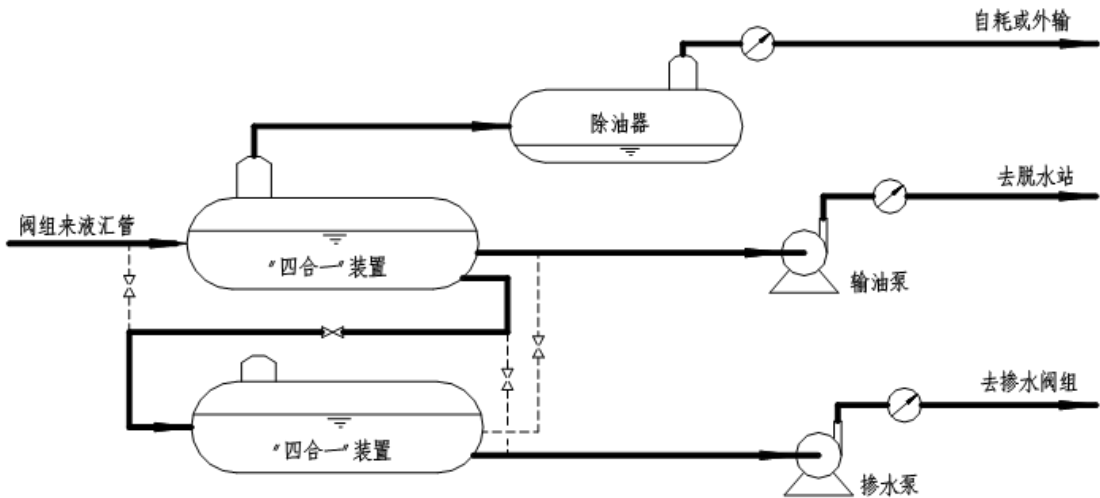


图 3.2-8 朝 27 号转油站工艺流程图

(9) 含油污水处理工程

1) 朝一联污水站

朝一联污水站设计能力 $7000\text{m}^3/\text{d}$ ，实际处理量为 $5780\text{m}^3/\text{d}$ ，系统负荷率 82.5%，采用“原水→沉降曝气除硫→气浮除油→两级过滤→膜过滤”工艺流程；本项目接入新井后，实际处理量为 $5791\text{m}^3/\text{d}$ ，负荷率为 82.7%，污水站出水水质均为“5、1、1”标准。朝一联污水站工艺流程见图 3.2-9。

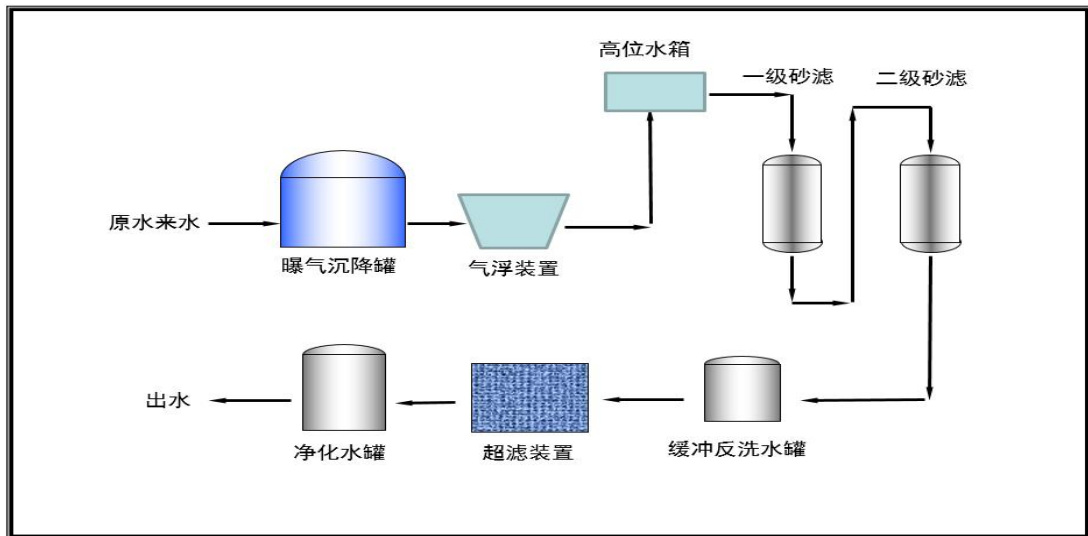


图 3.2-9 已建朝一联污水站工艺流程图

(10) 朝二联污水站

朝二联污水站设计能力 $2000\text{m}^3/\text{d}$ ，实际处理量为 $1218\text{m}^3/\text{d}$ ，系统负荷率 60.9%，采用“原水→缓冲沉降罐→两级气浮除油→轴向动态反冲洗过滤罐→连续反冲洗过滤罐→膜过滤”工艺流程，本项目接入新井后，实际处理量为 $1226\text{m}^3/\text{d}$ ，负荷率为 61.3%，污水站出水水质均为“5、1、1”标准。朝二联污水站工艺流程见图 3.2-10。

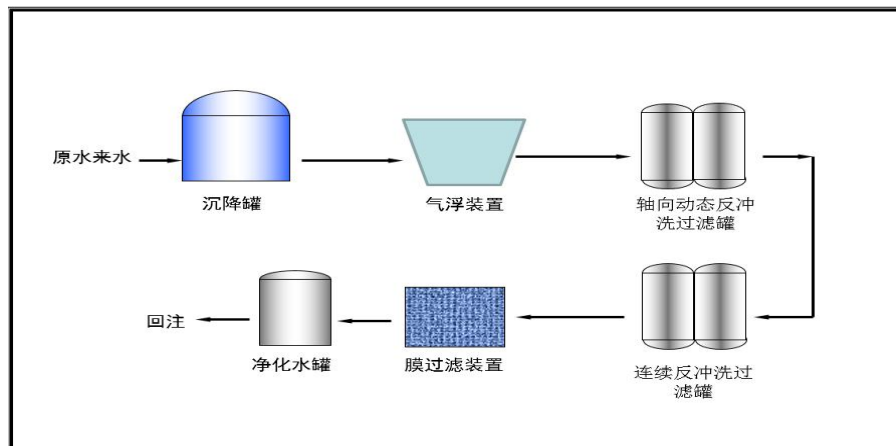


图 3.2-10 已建朝二联污水站工艺流程图

(11) 注水站

朝二联注水站设计能力为 $2400\text{m}^3/\text{d}$ ，实际注水负荷为 $1700\text{m}^3/\text{d}$ ，负荷率为 70.8%，设计注水压力为 16MPa。本项目新建 2 口水井，接入新建井场后，实际注水负荷为 $1740\text{m}^3/\text{d}$ ，符合率为 72.5%，注入水质为“5、1、1”。已建注水站能力及负荷情况详见表 6.2-1。注水站工艺流程见图 3.2-11。

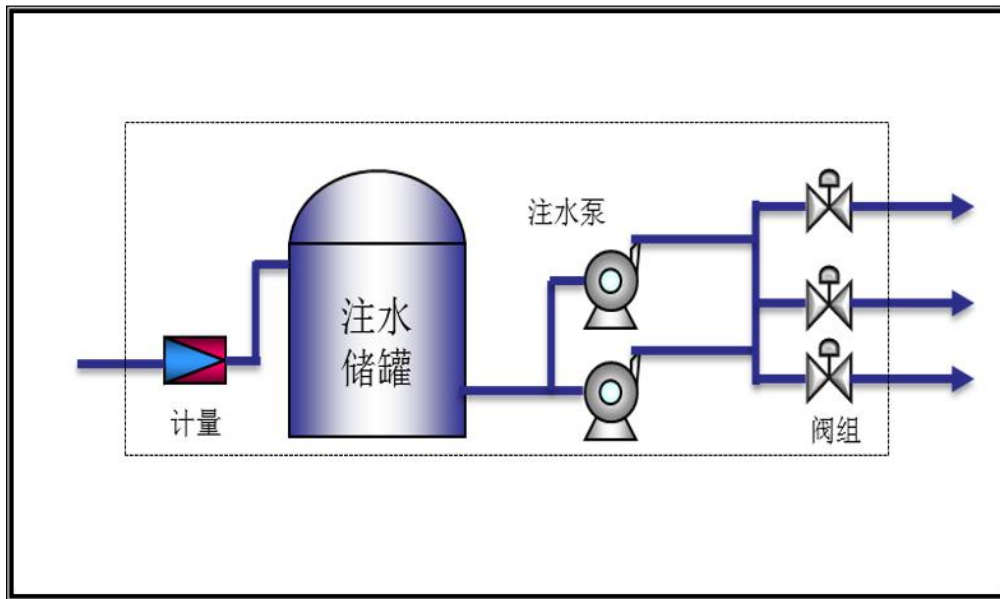


图 3.2-11 朝二联注水站工艺流程图

(12) 含油污泥处理站

1) 朝一联含油污泥处理站

朝一联含油污泥处理站采用“机械调质+超声分离+离心”处理工艺，设计处理规模为 $5\text{m}^3/\text{h}$ （年运行 180 天，每天 24 小时，年最大处理量 21600m^3 ），目前实际处理量约 $13405.4\text{m}^3/\text{a}$ ，负荷率约为 62.06%，剩余处理量为 8194.6m^3 。本工程含油泥（砂）及落地油产生量为 $0.572\text{t}/\text{a}$ ，约 0.715m^3 ，本项目新增后处理量约为 $8320.11\text{m}^3/\text{a}$ ，负荷率为 62.07%，变化较小，能够满足本项目含油污泥处理需求。

朝一联含油污泥处理站工艺流程见图 3.2-12。

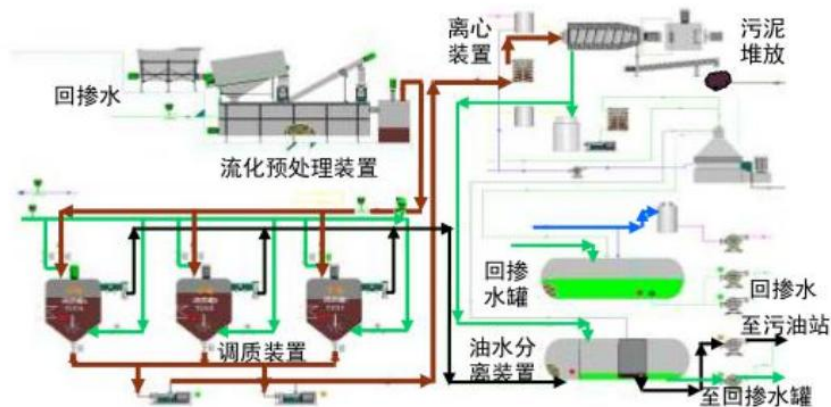


图 3.2-12 朝一联含油污泥处理站工艺流程图

2) 大庆博昕晶化科技有限公司

大庆博昕晶化科技有限公司危险废物利用处置厂区位于黑龙江省大庆市大同区，设计处理规模为 30000t/a，厂区占地面积 67614.45m²，大庆博昕晶化科技有限公司采用密闭旋转蒸馏处理工艺，负荷率为 70%，本项目油泥最大产生量约为 0.715t/a，经朝一联含油污泥处理站减量化处理后进入该装置，大庆博昕晶化科技有限公司剩余处理能力满足本项目处理需求，依托可行。

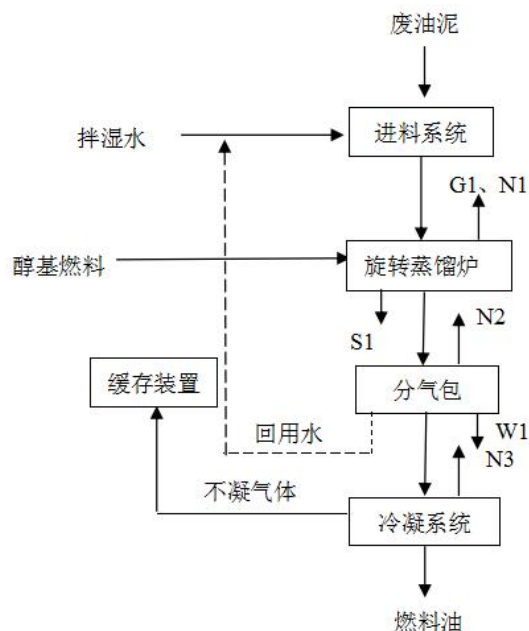


图 3.2-13 大庆博昕晶化科技有限公司工艺流程图

(13) 第八采油厂工业固废填埋场

第八采油厂工业固废填埋场位于大庆市肇州县新福乡双龙山北侧 1.8km、乐业村东南 1.05km 处，占地面积 1.91hm²，填埋场现阶段运行稳定，总容量为 11624m³，设计年

处理能力为 581.2m³，合 700t/a，服务年限 20 年，目前填埋总量约为 5347m³，剩余填埋量约为 6277m³，本项目产生施工废料约 0.501t，填埋场剩余容量能够容纳本项目产生的固体废物，依托可行。

(14) 朝一联压裂返排液无害化处理站

本工程压裂过程产生的压裂返排液由罐车拉运至朝一联压裂返排液无害化处理站处理。站内采用三相分离两级过滤处理工艺，该站设计处理量 360m³/d，目前实际处理量为 340m³/d。站内建有压裂返排液暂存池 5000m³，本工程压裂井 14 口，压裂返排液产生量约 30~40m³/井，本工程产生压裂返排液最大为 560m³，目前压裂返排液暂存池剩余容积为 2000m³，本项目产生的压裂返排液不会超过储池容量，满足本项目依托需求。朝一联压裂返排液无害化处理站工艺流程见图 3.2-14。

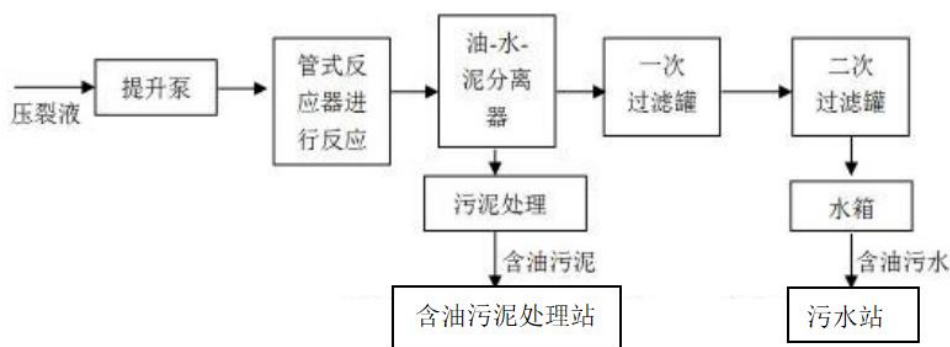


图 3.2-14 朝一联压裂返排液无害化处理站工艺流程图

(15) 第十采油厂综合固废储存库

大庆油田有限责任公司第十采油厂综合固废储存库新建工程位于黑龙江省大庆市肇州县朝阳沟镇境内，中心坐标为 E125°36'28.034"，N45°42'36.398"，站内建有 2 座固废存储库，建筑面积均为 296.7m²，地上一层，室内净高 3.9m，建筑高度 4.2m。建筑结构形式为砌体结构，混凝土多孔砖墙体，墙身设防潮层和防水层，采用彩钢夹芯板屋面。含油固废存储区、废机油存储区、废电瓶存储区采用不发火水泥砂浆面层地面，渗透系数≤10⁻¹⁰cm/s，设 2.5m 高耐稀酸稀碱耐酸瓷砖墙裙，渗透系数≤10⁻⁷cm/s。

经过现场调查，第十采油厂综合固废储存库设计废含油防渗布存储量为 500t，现实际存储量为 10t，本项目含油废防渗布产生量 1.6t/a，处理能力满足本项目处理需求，依托可行。

3.2.3.2 依托工程环境影响评价及竣工验收情况

依托工程环境影响评价及竣工验收情况见表 3.2-2。

表 3.2-2 依托工程环境影响评价及竣工验收情况一览表

序号	场站	项目名称	环评批复号	验收文号
1	朝一联	第十采油厂朝一联改造工程环境影响报告表	庆环建字〔2013〕136号	2019年10月通过自主验收
2	朝10号转油站	朝64-2区块2018年产能建设工程环境影响报告表	庆环审〔2019〕10号	2021年12月通过自主验收
3	朝四联	朝64-2区块2018年产能建设工程环境影响报告表	庆环审〔2019〕10号	2021年12月通过自主验收
4	朝20号转油站	朝阳沟油田朝86区块2015年产能建设工程	庆环审〔2015〕395号	2020年1月通过自主验收
5	朝23号转油站	朝阳沟油田朝86区块2015年产能建设工程	庆环审〔2015〕395号	2020年1月通过自主验收
6	朝六联	朝阳沟油田朝61南、朝522南扶余油层加密调整2017年产能建设工程	庆环审〔2017〕203号	2020年1月通过自主验收
7	朝三联	朝阳沟油田源151扶杨油层试验区块2015年产能建设工程	庆环审[2015]402号	2020年1月完成自主验收
8	朝27号转油站	朝阳沟油田源151扶杨油层试验区块2015年产能建设工程	庆环审[2015]402号	2020年1月完成自主验收
9	朝二联	朝阳沟油田朝86区块2015年产能建设工程	庆环审〔2015〕395号	2020年1月通过自主验收
10	朝一联含油污泥处理站	第十采油厂朝阳沟油田朝94区块加密井产能建设工程环境影响报告书	庆环建字〔2012〕189号	2019年10月通过自主验收
11	大庆博昕晶化科技有限公司	50000吨/年油泥净化和30000吨/年废润滑油再生项目	庆环审〔2018〕186号	2020年12月完成了自主验收
12	第八采油厂工业固废填埋场	第八采油厂工业固废填埋场工程环境影响报告书	庆环建字〔2011〕171号	庆环验〔2014〕38号
13	朝一联压裂返排液无害化处理站	朝64-2区块2018年产能建设工程环境影响报告表	庆环审〔2019〕10号	2021年12月通过自主验收
14	第十采油厂综合固废储存库	综合固废储存库新建工程环境影响报告表	庆环审〔2019〕196号	2023年3月通过自主验收

3.2.4 现有工程污染物排放情况

本次产能区域涉及已建转油站原有污染情况分析如下：

（1）废气

主要为转油站加热装置产生的燃烧烟气、站内油气处理设备无组织挥发的烃类气体。各站加热装置均为燃气炉，产生的烟气较为清洁，根据本次监测报告结果，朝一联

加热炉烟气中颗粒物 10.1mg/m³, SO₂16mg/m³, NO_x88mg/m³; 朝三联加热炉烟气中颗粒物 11.5mg/m³, SO₂20.4mg/m³, NO_x120mg/m³, 朝四联加热炉烟气中颗粒物 10.1mg/m³, SO₂12mg/m³, NO_x89mg/m³; 朝六联加热炉烟气中颗粒物 8.72mg/m³, SO₂15.1mg/m³, NO_x80.8mg/m³, 朝 10 号转油站加热炉烟气中颗粒物 11.8mg/m³, SO₂10mg/m³, NO_x78mg/m³, 朝 20 号转油站加热炉烟气中颗粒物 12.1mg/m³, SO₂12mg/m³, NO_x79mg/m³, 朝 23 号转油站加热炉烟气中颗粒物 11.9mg/m³, SO₂11mg/m³, NO_x77mg/m³, 朝 27 号转油站加热炉烟气中颗粒物 9mg/m³, SO₂10mg/m³, NO_x77mg/m³, 烟气黑度<1, 依托场站加热炉均能够达到《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表 2 燃气锅炉大气污染物排放限值要求。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 原油计算。根据现场监测及各场站验收结果, 厂界非甲烷总烃各站无组织排放浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)中企业边界污染物控制要求, 场站内非甲烷总烃能够满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB 37822-2019)附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求; 大气污染物排放情况见表 3.2-3。

表 3.2-3 大气污染物排放情况

名称	污染源名称	烟囱高度 (m)	烟气量 Nm ³ /h	污染物排放情况 (t/a)		
				SO ₂	NO ₂	烟尘
朝一联转油脱水站	三合一加热炉	8	1509	0.134	0.212	1.163
朝三联转油站	三合一加热炉	12	1432	0.144	0.256	1.505
朝四转油站	三合一加热炉	18	1601	0.142	0.168	1.248
朝六转油脱水站	三合一加热炉	12	1631	0.125	0.216	1.154
朝 10 号转油站	三合一加热炉	10	1943	0.201	0.170	1.328
朝 20 号转油站	三合一加热炉	12	2505	0.266	0.263	1.734
朝 23 号转油站	三合一加热炉	15	1764	0.184	0.170	1.190
朝 27 号转油站	四合一加热炉	10	1107	0.087	0.097	0.747
合计			13492	1.28	1.55	10.07
烃类无组织挥发		非甲烷总烃 397.76t/a				

(2) 废水

现有区块产能 28.06×10⁴t/a, 综合含水 59.24%, 则现有区块油田采出水量为 16.62×10⁴t/a; 现有区块油水井作业(修井)产生的作业污水共计约 2452.3m³/a; 现有区块水井洗井产生的洗井污水共计约 8160m³/a。现有区块油田采出水、油水井作业污水、洗井污水均由朝一联含油污水处理站处理达标后回注油层, 根据本次对朝一联含油污水

处理站的监测结果可知，处理后的污水“含油量≤0.64-1.02mg/L、悬浮固体含量 1mg/L，满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量≤5mg/L、悬浮固体含量≤1mg/L”限值要求。

现有区块场站内的生活污水产生量约 303.7m³/a，生活污水排入施工现场附近场站及阀组间内已建化粪池内，定期拉运至第十采油厂生活污水处理站处理达标后排入牛毛沟。

（3）噪声

现有区块内噪声源主要来自抽油机及场站，抽油机噪声源强为 65~80dB(A)，为连续稳态声源，场站噪声主要为各类机泵噪声，源强约在 80~85dB(A)之间。抽油机电机等发声设备选用了低噪声设备，定期对进场设备进行维护和保养；场站机泵均布置在室内，采用隔声门窗及机泵加装减震设施等降低噪声源强，根据《朝阳沟油田朝 86 区块 2015 年产能建设工程竣工环境保护验收调查报告》中对区域内已建井场的监测结果可知，现有区块内已建井场厂界噪声为昼间 47.8-48.2dB(A)，夜间 46.3-46.9dB(A)，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准；根据本次对区块内已建场站及井场的监测数据可知，朝一联厂界噪声为昼间 45.6-49.9dB(A)，夜间 42.3-45.8dB(A)，；朝三联厂界噪声为昼间 40.9-53.2dB(A)，夜间 45.9-48.7dB(A)，朝四联厂界噪声为昼间 45.4-49.5dB(A)，夜间 42.4-45.8dB(A)；朝六联厂界噪声为昼间 dB(A)，夜间 dB(A)；朝 10 号转油站厂界噪声为昼间 46.8-50.3dB(A)，夜间 43.1-47.2dB(A)；朝 20 号转油站厂界噪声为昼间 45.5-50.5dB(A)，夜间 42.5-46.5dB(A)；朝 23 号转油站厂界噪声为昼间 46.6-49.3dB(A)，夜间 43.1-46.6dB(A)；朝 27 号转油站厂界噪声为昼间 45.5-49.2dB(A)，夜间 42.2-45.7dB(A)。区域内场站厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准。

（4）固体废物

现有工程区块内油井在进行作业过程中产生的含油污泥量约 5.17t/a，依托场站清罐污泥产生量约为 3t/a，含油污泥由罐车拉运至朝一联含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表 1 中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路。

工程依托场站共产生生活垃圾 4.75t/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进行处理。

现有工程污染物产排污情况汇总表见表 3.2-4。

表 3.2-4 现有工程污染物产排污情况汇总表

类别	污染物	产生量	削减量/固废处置量	排放量
----	-----	-----	-----------	-----

废气	非甲烷总烃	397.76t/a	0	397.76t/a
	颗粒物	1.28t/a	0	1.28t/a
	NO _x	10.07t/a	0	10.07t/a
	SO ₂	1.55t/a	0	1.55t/a
废水	油田采出水	16.62×10 ⁴ t/a	16.62×10 ⁴ t/a	0
	作业污水	2452.3m ³ /a	2452.3m ³ /a	0
	洗井污水	8160m ³ /a	8160m ³ /a	0
	生活污水	303.7m ³ /a	0	303.7m ³ /a
固废	作业含油污泥	5.17t/a	5.17t/a	0
	场站清罐污泥	3t/a	3t/a	0
	生活垃圾	4.75t/a	4.75t/a	0

3.2.5 现有工程存在的环境问题

本工程所在区块为滚动开发区块，建设单位在工程建设过程中，本着开发与生态保护并重的原则，采取了相应的生态恢复及管理措施，有效地防止了生态环境的破坏。所采取的各项污染防治措施均是油田技术上较成熟的、长期使用的、经济可行的措施。根据现有环境监测数据表明，企业现有的污染治理措施能够使各污染源达标排放，环境污染可控。并且能够落实了环评文件及其批复提出的环境风险防范措施，有效地消除了环境风险事故隐患，同时针对可能突发的各种环境风险事故，第十采油厂制定了详细的环境风险防范措施及安全应急救援预案。环境管理方面：大庆油田第十采油厂制定了详细完善的环境保护管理规定，以及《第十采油厂生态环境保护网格化管理实施方案》，建立健全了 HSE 机构与职责，针对环境监督管理、污染防治与生态环境保护、建设项目环境管理、环境事件管理和环境风险防控管理等做出全面要求，特别提出了生态环境问题要在发现后 24 小时闭环整改的环保管理制度，明确了“管发展管环保、管业务管环保、管生产管环保”的原则。闭环性监督检查。

根据《固定污染源排污许可分类管理名录（2019 年版）》要求，大庆油田有限责任公司第十采油厂排污许可管理类别为为简化管理。登记编号：91230607716675409L008X，有限期限为 2023.2.9-2028.2.8。

本工程现有场站油气处理采用密闭工艺，加热装置均使用清洁燃料天然气，根据现场监测结果及各场站验收结果，燃烧烟气中各项污染物排放浓度满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）要求；依托场站厂界非甲烷总烃的无组织排放浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求；厂区内无组织排放浓度限值满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）。现有场站站内噪声设备采取了基础减振、隔声等措施，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 类标准要求。

含油污水处理站污水处理后均满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ 0639-2015）限值“含油量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 1\text{mg/L}$ ”标准。场站清淤产生的含油污泥由罐车拉运至朝一联含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理，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）（石油类 $\leq 3000\text{mg/kg}$ ）要求，用于铺路和垫井场。

根据现场调查，本项目所在区域内生态环境主要为农田生态系统，为传统的油田开发区域；为保护区域农田生态环境，第十采油厂在进行油田开发活动时采取了一系列的生态保护措施，严格控制井场的临时及永久占地，工程施工结束后及时的进行了土地复垦等生态恢复措施；对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，同时项目在施工建设过程中严格控制污染物排放，不在占地范围内进行施工，采取了一系列污染防治措施，确保不污染土壤。根据现场调查，井场周边环境恢复较好。根据以上分析及现场勘查，现有区块内未发现环境问题。

3.3 建设项目工程分析

3.3.1 主要建设内容

拟建工程主体工程主要包括：钻前工程、钻井工程、储层改造工程、井场地面工程和油气集输工程。

3.3.2 钻前工程

钻前工程主要为在钻井井位确定后建设井场，主要包括场地平整、清理、进场道路建设等为钻井工程做准备的施工活动，为后续钻井提供便利条件。井场设备拉运，基础施工设备安装，安置柴油罐区、各撬装板房，运输柴油，配制钻井液等。

3.3.3 钻井工程

钻井工程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，将产生钻井污水、废弃泥浆、岩屑、柴油机烟气及噪声污染。此外，钻井营地还将产生生活污水和生活垃圾。

（1）井深结构

本工程新钻井 14 口，均为直井，平均完钻井深 1212m，形成丛式井平台 1 座，独立直井 12 口。平均完钻井深 1212m，钻井总进尺 16968m。

钻井井深结构、钻井液量、固井质量要求等相关参数单独设计，井身结构设计数据

见表 3.3-1。井身结构为直井和水平井，井身结构分别见图 3.3-1~3。钻井井场平面布置图见图 3.3-4。

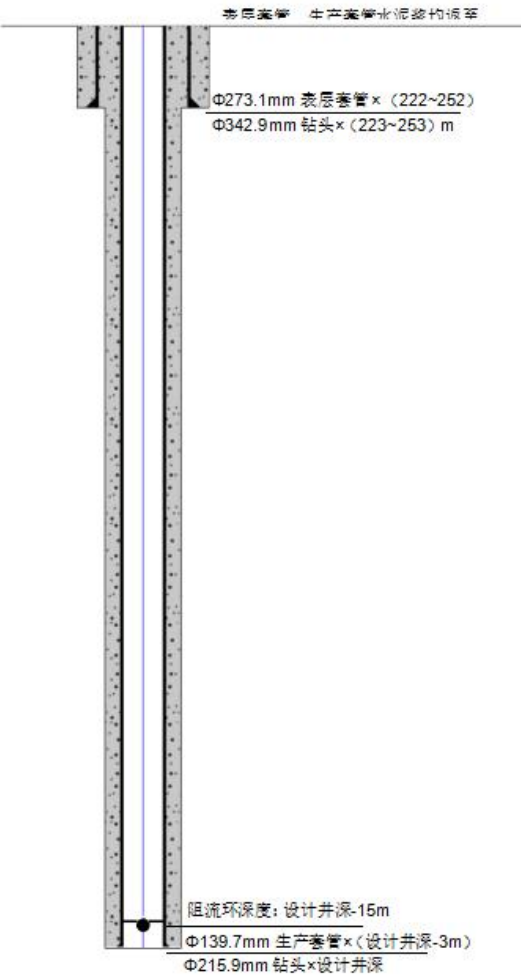


图 3.3-1 直井井身结构图

表 3.3-1 井深结构设计数据表

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	81	342.9	表层套管	273.1	80	地面
二开	设计井深	215.9	生产套管	139.7	设计井深-3	地面

(2) 钻机选型及钻井主要设备

本工程选用 ZJ-15/900 钻机，主要设备的型号和规格见表 3.3-2。

表 3.3-2 ZJ-15/900 钻机及钻井主要设备

序号	名 称		型 号	主要技术参数	备 注
1	钻机		ZJ-15/900		
2	井架		JJ90/39	900 kN	
3	提升系统	天车	TC-125	1225 kN	

		游动滑车	YC-125	1225 kN	
		大钩	DG-125	1225 kN	
		水龙头	SL-140	1372 kN	
		绞车	JC-10	98 kW	
4	转盘		ZP-175	1350 kN	13.73kN·m
5	循环系统	搅拌机		7.5 kW	
		钻井泵	SL3NB-1300A	956 kW	
6	动力系统	钻台电机	JS148L-813	380 kW	
		泵柴油机	PZ12V 190B	882 kW	
7	钻机控制系统	压风机 1 #	2V-6/8	40 kW	
		压风机 2 #	2V-6/8	40 kW	
8	固控设备	振动筛	YND-D		2 台
		除砂器	MCS-300×1		1 台
9	液压大钳		YQ-100	100kN•m	

(3) 钻井液

钻井需要使用钻井液，构成循环流体，从而将钻井岩屑从井底携带至地面。本工程钻井均采用了无毒无害或毒性极小的水基钻井液，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。具体钻井液材料用量设计见表 3.3-3。钻井液主要化学物质的具体理化性质见表 3.3-4。

表 3.3-3 钻井液材料用量设计数据表

开钻次序	一开		二开	
钻头尺寸 mm	342.9		215.9	
井段 m~m	0~81		81~1335	
井筒容积 m ³	13		65	
地面循环 m ³	40		60	
钻井液损耗量 m ³	3		52	
钻井液总量 m ³	56		177	
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	3.0	膨润土	9.7
	纯碱	0.3	纯碱	0.7
	/	/	WDYZ-1	0.5

	/	/	HX-D	1.2
	/	/	SPNH-1	2.7
	/	/	FST-2	2.0
	/	/	DJ-C (SF-260)	1.8
	/	/	FPS	0.5
	/	/	NH ₄ -HPAN-2	2.1
	/	/	重晶石粉	189.0

表 3.3-4 钻井液各成分理化性质表

序号	原料名称	重要组分	理化性质及作用	毒性性质
1	膨润土	天然矿物, 主要成分是层状铝硅酸盐蒙脱石	其晶体结构是由两个硅氧四面体晶片中间夹 1 个铝氧八面体晶片组成 1 个晶层, 在硅氧四面体中, 有部分的 Si ⁴⁺ 可被 Al ³⁺ 取代, 铝氧八面体层中有部分的 Al ³⁺ 可被 Fe ²⁺ 、Mg ²⁺ 、Zn ²⁺ 等阳离子取代, 这样使得蒙脱石的晶格显负电性, 同时晶层上下皆为氧原子层, 不能开成氢键, 晶层间有微弱的分子力连接, 连接力弱, 水分子容易进入两层之间使之吸水膨胀。因此, 它具有很强的吸水性、可塑性、粘结性和离子交换性, 水化分散性较好	无毒性
2	纯碱	碳酸钠 Na 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	无毒性
3	WDYZ-1	主要由碳酸钾、氧化钙和至少一种反絮凝剂经过化学反应而成	是一类复合抑制剂。是以钾离子为抑制离子, 以钙离子为辅助抑制离子, 不使用阴离子或阴离子团, 并在此基础上混入木质素或腐殖酸, 形成最终复合抑制剂。抗温为 160°C, 可调可钻井液的流变性, 提高体系动逆比、切力, 具有很强的携屑能力, 可防止井下发生复杂情况。其中木质素、腐殖酸可生物降解。	无毒性
4	HX-D	由高分子聚合物经过阳离子化和官能团的改造而成	阳离子聚合物抑制剂 HX-D, 乳白色或浅黄色液体, pH7~9, 是由高分子聚合物经过阳离子化和官能团的改造, 形成的具有强抑制、吸附和包被作用的一种钻井泥浆助剂, 可与地层多价离子反应, 有良好的抗高温流变性和搞钻屑污染能力, 同时还具有防塌、防膨等作用。	无毒性
5	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。	无毒性
6	FST-2	植物胶 20-30%, 纤维素 20-30%, 纤维 30-40%, 膨胀物 10-20%, 其他 5-10%	有色固体粉末, 相对密度 1.0-1.1g/cm ³ , 不溶于水封堵高渗透地层孔隙, 微裂缝, 屏蔽暂堵高渗地层, 保护储层、提高固井质量	无毒性
7	DJ-C	以丙烯酸、氢氧化钠	有较强的稀释作用, 主要由其线性结构、低	无毒性

	(SF-260)	等原材料聚合而成。	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”。	
8	FPS	复合甲基硅酸钠	其高效防水机理是在水和二氧化碳的作用下，生成甲基硅酸醇，在结构材料表面及内部生成一层几个分子后的不溶性的防水高分子化合物，网状的有机硅树脂膜，降低粘度和切力	无毒性
9	NH ₄ -HPAN-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。	无毒性
10	重晶石粉	BaSO ₄	纯品为白色粉末，如含有杂质多为灰绿。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。	无毒性

(4) 固井

直井、定向井生产套管固井水泥返至地面。表层套管固井水泥返至地面，使用 A 级水泥，水泥浆密度控制在 1.6g/cm³~1.9g/cm³。固井水泥用量见表 3.3-5。

表 3.3-5 固井水泥用量消耗

套管程序	套管尺寸 mm	钻头尺寸 mm	井径扩大率 %	环空容积 m ³	水泥浆返深 m	水泥塞面深度 m	水泥级别	附加 %	水泥用量 t
表层套管	273.1	342.9	30	24.50	地面	距完钻井深 1m 以内	A	30	16
生产套管	139.7	215.9	10	32.63	地面	距完钻井深 15m 以内	高强低密度	15	40
				27.11	葡萄花油层顶面以上 100m	内	G		43

(5) 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、射孔完井、压裂完井等。根据油藏工程方案要求，本项目共 14 口井为射孔完井。

射孔是在井内下入专门的射孔器在气层部位射孔，穿透套管的水泥环进入地层，使

油层通过这些孔道与井底连通，从而为气流入井内造成通道的过程。

3.3.4 储层改造工程

1、射孔工艺方案

本项目完井采用射孔完井，射孔完井法即钻穿油、气层，下入油层套管，固井后对生产层射孔。射孔是在井内下入专门的射孔器在油层部位射孔，穿透套管的水泥环进入地层，使油气层通过这些孔道与井底连通，从而为油流入井内造成通道的过程。采用射孔液主要成分为氯化钠或氯化钾类无机盐类水溶液，加适量黏土稳定剂。本项目共 14 口油井采用射孔完井。射孔液主要成分的理化性质见表 3.3-6。

表 3.3-6 射孔液主要成分理化性质

序号	原料名称	理化性质	毒理性质
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。	无毒性
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。	无毒性
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。	无毒性

2、压裂工艺方案

本项目储层改造采用水力压裂工艺，对项目 14 口井进行压裂作业，压裂液使用量为 100m³/口，压裂施工设备包括，外加厚压裂管线、地面管线、井口控制器、压裂管汇、带有旋塞阀的防喷短节、压裂车组，施工期压裂液不在现场配制，由压裂液配制场地将配制好的压裂液直接拉运至现场进行施工。压裂是利用水力作用，使油气层形成裂缝的一种方法，又称水力压裂。油气层压裂工艺过程用压裂车，把高压大排量具有一定粘度的液体挤入油层，当把油层压出许多裂缝后，加入支撑剂（如石英砂、陶粒等）充填进裂缝，提高油层的渗透能力，以增加产油量。压裂液主要成分理化性质见表 3.3-7。

表 3.3-7 压裂液各成分理化性质一览表

序号	原料名称	理化性质及作用	毒理性质
1	改性	采用昆山羟丙基胍胶，羟丙基胍胶具有增稠能力强，	无毒性

	胍胶	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。	
2	润湿改进剂	常用的润湿剂主要是非离子型表面活性剂，如 AE1910、OP-10、SP169、796A、TA-1031 等，能将亲油砂岩润湿为亲水砂岩，有利于提高相对渗透率。	无毒性
3	破乳剂	多为胺型表面活性剂，以多乙烯多胺为引发剂，用环氧丙烷多段整体聚合而成的胺型非离子表面活性剂，破乳剂的相对分子质量大有利于破乳。主要作用是将乳化状的油水混合液中油和水分离开来。	无毒性
4	消泡剂	主要成分是烷基硅油，烷基硅油的表面张力很低，在常温下具有消泡速度快、抑泡较好的特性。	无毒性
5	高温交联剂	通过化学键或配位键与稠化剂发生交联反应的试剂称为交联剂。交联剂将聚合物的各种分子联结成一种结构，使原来的聚合物分子量明显地增加，调整压裂液的粘度。	无毒性
6	有机硼	含有硼原子的有机化合物，作为交联剂辅助用剂。	无毒性
7	高温破胶剂	目前适用于水基交联冻胶体系的破胶剂，以过硫酸钾作为主要助剂。	无毒性
8	过硫酸钾	无机化合物，白色结晶，无气味，有潮解性，可用作油田压裂液的破胶剂。有强氧化性和助凝性，与有机物或还原物混合会发生爆炸。	中等毒性，过硫酸钾具有腐蚀性，不可与皮肤和眼睛直接接触；在操作时，应避免产生粉尘，并在通风良好的地方进行操作，以避免吸入过硫酸钾粉尘引起呼吸道问题；过硫酸钾应远离火源和热源，存放在干燥、凉爽、通风的地方，且避免与有机物、可燃物和还原剂接触，以防止发生火灾或爆炸
9	碳酸钠	无水碳酸钠为白色粉末，易溶于水，水溶液呈碱性，pH 值为 11.5。在泥浆中发生电离和水解，提供 Na^+ 和 CO_3^{2-} ，在泥浆中通过离子交换和沉淀作用，使钙质粘土变为钠质粘土。另外可除掉石膏或水泥浸入泥浆中的 Ca^{2+} 离子，使泥浆性能变好。	无毒性

10	碳酸氢钠	白色细小晶体，溶于水时呈现弱碱性，固体 50℃以上开始逐渐分解生成碳酸钠、二氧化碳和水，270℃时完全分解。	无毒性
----	------	--	-----

3.3.5 油气集输工程

1、举升工艺方案

本次产能基建油井 12 口，全部采用抽油机-有杆泵举升方式，配套 CYJY6-2.5-26HB 型抽油机 12 台。拟建油井机型及配电装置统计表见表 3.3-8。

表 3.3-8 本工程抽油机设备表

项目分类		名称、规格、型号	单位	数量
抽油机及配套	普通抽油机	CYJY6-2.5-26HB	台	12
	电动机	ZYCYT 225L1-8 660V 15kW	台	12
	配电装置	15kW660V 不停机间抽配电箱	台	12

2、原油集输工程

本次产能基建油井 12 口，本次产能 12 口更新油井位置比较分散，涉及已建转油站 6 座（朝 23 转油站、朝三联转油站、朝 10 转油站、朝四联、朝 20 转油站、朝 27 转油站），脱水站 3 座（朝一联、朝二联、朝六联）。已建站外集油系统均采用单管环状掺水集油流程，新建单井集油掺水管道 $\Phi 60 \times 3.5 \sim 5.19\text{km}$ ，管道材质采用内缠胶带硬质聚氨酯泡沫夹克管道，采用沟埋方式敷设。

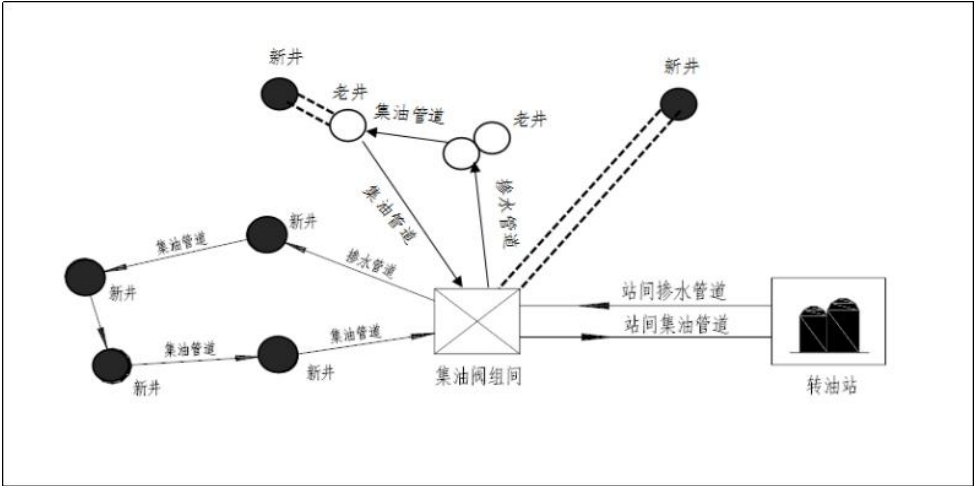


图 3.3-1 就近挂接集油工艺示意图

（2）站外集油系统

本项目基建油井利用已建转油站和计量间的剩余能力，就近挂接至已建计量间。油井集输关系统计见表 3.3-9。

表 3.3-9 油井集输关系统计

序号	转油站	阀组间	平台号	井类	单井井号
1	朝一联	7-2 阀组间	1 号平台	油井	朝 109-更斜 77
2				油井	朝 108-更斜 76
3		7-3 阀组间	单井	油井	朝 109-更 73
4	朝 10 号转油站	10-7 阀组间	单井	油井	朝 143-更 59
5	朝四联	402 阀组间	单井	油井	朝 90-更 23
6	朝 20 号转油站	2011 阀组间	单井	油井	翻 135-更 49
7	朝 23 号转油站	2303 阀组间	单井	油井	朝 76-更 108
8	朝六联	2601 阀组间	单井	油井	朝 82-更 118
9	朝 23 号转油站	2302 阀组间	单井	油井	朝 85-更 103
10	朝三联	2203 阀组间	单井	油井	翻 140-更 77
11	朝 27 号转油站	2703 阀组间	单井	油井	翻 154-更 109
12		2704 阀组间	单井	油井	翻 152-更 144

表 3.3-10 站外集油系统主要工程量表

序号	项目名称	单位	数量
1	抽油机井场安装	口	12
2	新建单井集油掺水管道 $\Phi 60 \times 3.5$	km	3.98
3	新建单井集油掺水管道 $\Phi 76 \times 4.5$	km	1.21

3.3.6 注水工程

(1) 注水工艺

本次开发区块注水系统主要采用多井配水工艺，就近接入已建配水间，新建注水井口 2 套，平均单井注水量 $18\text{m}^3/\text{d} \sim 20\text{m}^3/\text{d}$ ，井口注水压力为 11.2~13.6MPa。注水水质为深度处理水，水质指标为《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、悬浮固体 $\leq 1\text{mg/L}$ ”；主要工艺流程为：注水站→配水间→注水井。

(2) 注水系统

本项目新建单井注水管线 $\phi 48 \times 4.5 \sim 1.43\text{km}$ ，管道材质全部为内熔结环氧粉末外 2PE 防腐钢管。注水管线埋深 2.0m 左右，管线上部开挖宽度在 1.5-2.0m，底部 0.8m 左右，作业带宽度一般 10m。水井注水关系统计见表 3.3-11。

表 3.3-11 水井注水关系统计表

序号	注水站	配水间	单井井号	井类	备注
1	朝二联	2010 配水间	翻 133-更 39	注水井	利旧配水阀组 1 套
2	注水站	2011 配水间	翻 135-更 55	注水井	新建配水阀组 1 套

注水系统主要工程量见表 3.3-12。

表 3.3-12 注水系统主要工程量表

序号	名称及规格	单位	数量
一	注水井	口	2
2	改造配水间	座	2
3	新建注水单井支线	km	1.43

(3) 回注层和隔离层特征

本项目扶余油层砂岩成分主要为石英（18%~30%，平均 25.2%）、长石（24%~35%，平均 31.2%）和岩屑（24%~40%，平均 33.3%），属于长石岩屑砂岩或者岩屑长石砂岩。粒度中值 0.052 μ m~0.180 μ m，平均 0.120 μ m，分选系数 1.8~12.3，平均 4.15，分选性中等。孔隙中次生石英发育，孔隙主要为缩小粒间孔。薄片分析储层胶结类型以泥质胶结、钙质混合胶结为主，泥质含量 4%~28%，平均泥质含量 10.1%。局部钙质较富集，泥质多具重结晶，呈团状或薄膜分布，石英、长石具次生加大与再生胶结。孔隙度 9%~16.8%，平均孔隙度 12.3%，渗透率 0.08mD~8.97mD，平均渗透率 1.12mD，中值渗透率 0.84mD，属于低孔特低渗透储层。

(4) 回注井井筒完整性

注水井井身结构均为直井，采用双层套管固井，其中表层套管下入深度为 135m，环空水泥返深至地面；生产套管下入深度为设计井深-3m，环空水泥返深至地面，阻流环深度设置在完钻井深 15m 以内，注水井均通过水泥将套管与地层之间进行封闭，上有封隔器完全隔绝采出水回注过程中与非注水层和地下含水层的联系，阻止回注水对非注水层和地下含水层的污染，且水井表层套管下入到 135m 以下，不会对潜水产生影响；井底构筑水泥塞，阻止注水向下部地层的渗入；仅井体底部的钢质封闭管壁设置了射孔段作为回注水排出钢管之外的通道；地面部分，井口高出地面，还设置控制加压装置，防止了对近地表的地下潜水与地表水的污染。因此，回注地层的采出水，在正常状况下，固井质量合格，不可能跨越抗压强。

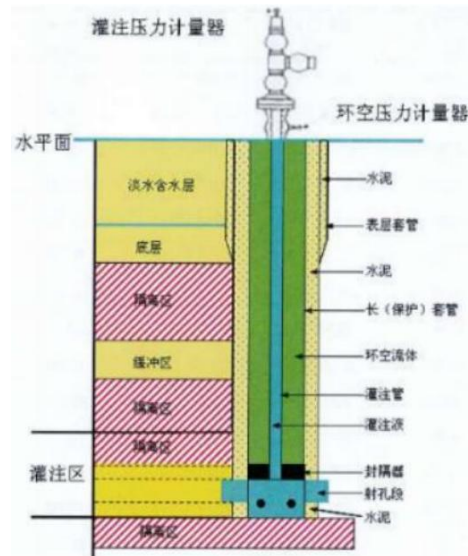


图 3.3-2 注水井井身结构示意图

本工程采用双层套管结构,表层套管 273.1mm,材质为 H40 钢级,壁厚为 7.09mm;生产套管尺寸 139.7mm,材质 J55 和 N80 钢级,壁厚 7.72mm 和 7.72mm。从井身结构分析回注井能够承受设计回注压力,并且井筒材质能够满足防腐要求,本项目注水压力为 7.5-15.0MPa,理论抗内压强度 17.22MPa,能够承受本项目设计回注压力,同时企业定期对回注井进行防腐、防漏、防堵检测,确保注水井井筒完整性。

为满足全过程注入,注入管柱选用化学驱全过程一体化分注管柱,实现开发全过程应用同一管柱。主要由封隔器、偏心配注器等部件构成。为满足清洁化、测静压作业需求,选用双向防喷球座防喷技术。

注入井井口具有防喷、测试、测压、防冻和洗井功能。井口保证施工安全,同时要满足井控要求,井口阀门齐全并检测合格。

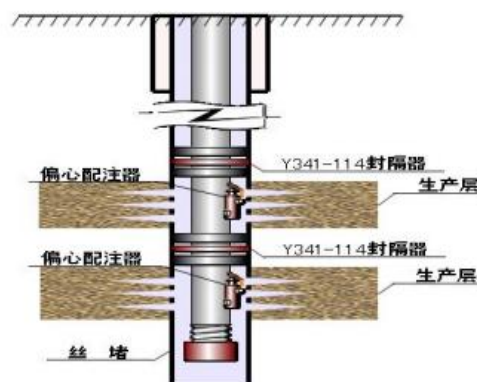


图 3.3-3 化学驱全过程一体化分注管柱

(5) 回注层可注性

回注抗盐聚合物浓度为 800~1200mg,回注水质为曝氧深度处理污水,回注指标为

含油 $\leq 5\text{mg/L}$ ，悬浮物 $\leq 1\text{mg/L}$ ，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）中储层空气渗透率 $0.05\sim 0.5\mu\text{m}^2$ 标准要求，含油量 $<15\text{mg/L}$ ，悬浮固体含量 $\leq 20\text{mg/L}$ ，不会形成二次沉淀堵塞地层，能满足油田生产期内的回注要求。

（6）回注层封闭性

回注层的封闭性。扶余油层砂岩成分主要为石英、长石和岩屑，属于长石岩屑砂岩或者岩屑长石砂岩。岩样中有效孔隙度小于 15% 的样品占 3.3%，有效孔隙度 15%~20% 的样品占 7.4%，有效孔隙度 20%~25% 的样品占 14.3%，有效孔隙度 25%~30% 的样品占 48.2%，有效孔隙度大于 30% 的样品占 26.8%。岩样中空气渗透率小于 $30\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 的样品占 30.6%，空气渗透率 $30\times 10^{-3}\mu\text{m}^2\sim 100\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 样品占 15.7%，空气渗透率 $100\times 10^{-3}\mu\text{m}^2\sim 500\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 样品占 25.0%，空气渗透率大于 $500\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 样品占 28.7%。葡萄花油层属于高孔中渗透储层，地层纵向上泥岩沉积广泛分布，储盖组合特征明显，横向上岩性致密遮挡，不会串层。

本项目平均注水深度约 1216-1265m，项目所在区域潜水层、承压水层埋深在 0.4m-20m 和 45m-49.5m 和 55-173m 之间，根据本工程回注层和隔离层特征分析，该区块有一定的剩余油潜力，因此回注层有足够的储集空间，能满足本工程运行期回注要求。根据油藏工程方案中，回注层位所在区域地层构造发育情况，聚驱回注井回注面积 8.56km^2 ，根据水文地质资料，回注影响范围内，无断层、无地表露头或出露点，回注不会对潜水含水层、具有地下水开发利用价值的含水层造成影响。

3.3.7 供电工程

本次产能建设新增负荷 72kW，均为井口电机负荷，本次产能建设区块内新建更新油井 12 口，均为独立井，配电采用单变压器对单井方式。新建井场变电站 7 座(5 口更新井电源可利用更新前井口变压器共 5 台)。为满足新建井场配电变压器引接电源的需要，需要新建 10kV 支线 0.2km，线路采用 LGJ-50 导线，电源由附近已建 10kV 线路接引。主要工程量见下表。

表 3.3-13 供电工程量统计表

序号	项 目 名 称	单位	数量
1	井口柱上变	座	7
2	新建 10kV 线路	km	0.3
3	低压电力电缆	km	2.0

3.3.8 道路工程

本工程新建土路通井路 1.68km，路基 4.5m，路面 3.5m。

3.3.9 场地布置及土地利用

3.3.9.1 场地布置

本工程新钻井 14 口，均为直井，基建井 14 口，其中油井 12 口，水井 2 口，形成 1 座平台，12 座单井。

3.3.9.2 工程占地情况

本工程占地主要为施工期钻井井场作业、管线施工发生的临时占地，完井后形成井场产生的永久占地。本次基建的利用井及转注井的老井占地已在原环评中进行审批，本次不再重新进行计算。

(1) 井场占地

本项目新建 14 口井，新钻井形成 1 座平台井，12 座单井，单井占地面积为 6400m²，井场永久占地按单井 30m×40m 计算，本工程施工期平台井场的用地面积按照钻井作业井场单井井场面积计，平台井井场每增加 1 口井增加临时占地 240m²，永久占地 90m²。

(2) 线性工程占地

本项目新建集油管线 5.19km，新建注水管道 1.43km，施工作业面宽度为 10m。

本工程新建土路通井路 1.68km。

具体占地情况见表 3.3-14。

表 3.3-14 工程占地情况一览

序号	建设项目	永久占地（hm ² ）			临时占地（hm ² ）		
		耕地		草地	耕地		草地
		基本农田	非基本农田	一般草地	基本农田	非基本农田	一般草地
1	井场	1.209	0.36	0.36	4.504	1.92	1.92
2	管线	/	/	/	1.37	0.82	3.43
4	道路	0.378	0.216	0.162	/	/	/
5	小计	1.587	0.576	0.522	5.874	2.74	5.35
6	合计	2.163		0.522	8.614		5.35
7	总计	2.685			13.964		
6	总计	16.629					

根据《基本农田保护条例（2017 修正）》，国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开基本农田保护区，需要占用基本农田，涉及农用地转用或者征收土地的，应报请相关主管部门同意，并补充划入数量和质量相当的基本农田或按规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。油田项目占地完全避开基本农田的可能性较低，在不可避免的条件下需占用基本农田时，施工完毕后 1 年内，临时占地全部恢复原有植被类型，即占用农田全部恢复为耕地。临时占地恢复也可在征地过程中给予农

民一定的费用补偿，由农民自行进行土地恢复。本项目永久占地占用基本农田面积共1.587hm²，补偿可按基本农田标准给予农民。对于占用的基本农田应按照“占多少、垦多少”的原则，补充数量和质量相当的基本农田。同时，还应执行以下措施：

（1）搬运钻井设备利用现有公路、小路，执行“无捷径”原则，认真确定车辆行驶路线，不在道路、井场以外的地方行驶和作业，禁止碾压和破坏地表植被。

（2）井场布置必须遵守《大庆油（气）田建设工程用地规范》规定，严格控制施工作业面积，以减少地表植被破坏。

（3）钻井施工过程中，应尽量减少占地面积，并规范行车路线及施工人员行为，严禁随意践踏、碾压施工区范围外的植被，不准乱挖、乱采野生植物。

（4）充分利用现有道路，尽量不再开辟新的临时进井通道。

（5）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耕地的破坏。

（6）完井后对全部的临时占地进行平整翻松，以利于植被自然恢复，井场地表恢复原有地貌。

3.3.9.3 土石方平衡

本项目涉及土石方的工程主要包括井场表土剥离、井场及道路垫高、管线施工。

井场施工前，进行表土剥离，在施工井场范围内设置表土剥离临时堆放区堆存，施工结束后覆土回填，施工结束后，主要用于临时占地恢复，永久占地剥离的表层土壤外运，用于土地整治、劣质地的土壤改良等。

本工程管道挖方量全部用于管沟回填，形成高度约0.3m的管堤，经人工压实及一段时间自然沉陷后，管堤高度会恢复到与周围地表持平。本工程不设取土场，所需土方全部向大庆市国土资源局批准的取土场进行外购。有资质单位在取土时和取土后应注意对取土场进行消坡处理和生态保护，保留表土，用于后期土地平整和植被恢复。本工程无弃土。本工程土石方平衡情况详见表3.3-15。

表 3.3-15 土石方平衡表 **单位：m³**

序号	类别	挖方量	外购量	填方量	弃方量	备注
1	井场施工	0	25032	25032	0	井场永久占地垫高0.3m
2	管道敷设	562000	0	562000	0	全部用于管沟回填
3	道路垫高	0	8055	8055	0	道路垫高0.3m
合计		562000	33087	595087	0	/

3.3.10 主要物料消耗

(1) 生产用水：本工程钻井总进尺 16968m，根据大庆油田多年统计数据，钻井施工每进尺 1000m，清水用量 70m³，则本工程钻井用水消耗量为 1187.76m³。本工程新建管道总长 6.62km，试压用水量以管道容积计，经核算用水量约为 14.75m³。

(2) 生活用水：根据《用水定额》(DB23/T 727-2021)，生活用水量为 80L/人·d。本工程钻井队在井人数为 30 人，施工期约 80d，经计算生活用水量为 192m³。

(3) 钻井液：根据本项目钻井工程设计，单井钻井液用量为 233m³，经计算本工程 14 口新钻井钻井液用量为 3262m³。

(4) 水泥：根据固井水泥设计，本工程单井固井水泥用量为 99t，经计算，本工程 14 口新钻井固井水泥用量为 1386t。

(5) 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 14 口新钻井需射孔，本工程射孔液用量为 560m³。

(6) 压裂液：根据大庆油田多年统计数据，压裂液用量为 100m³/井，本项目 14 口井需压裂，则压裂液用量为 1400m³。

(7) 柴油用量：本工程约 14 口钻井需用柴油发电机，总进尺 16968m，根据大庆油田多年统计数据，钻井施工每进尺 1000m 柴油用量为 20t，则本工程柴油用量为 339.36t。

(8) 本项目投产后，新增耗电 189.35 万 kWh/a。

(9) 本项目投产后，新增耗气 21.75 万 m³/a。

主要物料消耗见表 3.3-13。

表 3.3-13 本工程主要原辅材料消耗

序号	时期	工序	原辅材料	总用量	备注
1	施工期	施工用水	钻井用水 (m ³)	1187.76	清水
3			管线试压用水 (m ³)	14.75	
4			生活用水 (m ³)	192	
5		钻井	钻井液 (m ³)	3262	/
6			柴油 (t)	339.36	/
7			水泥 (t)	1386	/
8		射孔	射孔液 (m ³)	560	/
9		压裂	压裂液 (m ³)	1400	/

10	运营期	集输工程	耗气量（万 m ³ /a）	21.75	自耗干气
11		生产运营	用电量（万 kWh/a）	189.35	油田供电

3.3.4 施工方案

3.3.4.1 钻井施工

钻井施工工序包括钻前准备、钻进、录井、测井钻、固井、完井。

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

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。

录井：录取底层参数和钻进参数。

测井：当钻井达到设计井深后，下入测井电缆，由测井仪记录参数。

固井：在已钻成的井眼内下入套管，然后在套管和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，以保证安全继续钻进下一段井眼。

完井：井口安装套管头及井口装置，期间井场内钻井用设备开始搬迁运出，为后续射孔、压裂作业提供设备场地。

3.3.4.2 射孔施工

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，射孔过程产生的污染物主要为废射孔液等。

3.3.4.3 压裂施工

压裂是利用水力作用，使油气层形成裂缝的一种方法，又称水力压裂。油气层压裂工艺采用压裂车，把高压大排量具有一定粘度的液体挤入油层，当把油层压出许多裂缝后，加入支撑剂充填进裂缝，提高油层的渗透能力，以增加产油量。压裂工艺流程为施工准备，压裂液注入，压裂液增压压开地层，稳压保持裂缝，加砂，泄压，压裂液返排，施工收尾。

（1）单井压裂施工方案要依据整体方案，根据储层钻遇情况，以实现油藏产能预测指标为前提做好个性化设计；

- (2) 下井工具、原材料要符合技术标准，并必须有合格证；
- (3) 严格执行方案和施工设计进行施工，各项指标必须要达到方案设计要求，如有变动要与设计单位协商，主管部门批准后才能实施；
- (4) 加强现场组织运行管理，射孔、压裂统筹考虑，尽可能集中施工，减少搬迁次数，缩短等停时间，提高施工效率和设备利用率；
- (5) 压后放喷要控制速度，充分利用地层能量开发同时，防止吐砂；
- (6) 要求单井施工方案做好井控、安全、环保预案，实施过程中加强现场监督，做好过程废液处理工作，确保安全环保施工。

3.3.4.4 管道施工

管线施工一般程序为：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，整体试压试压，站间连接，通球扫线，阴极保护，工程验收，特殊地段根据实际情况合理穿插各工序。施工完毕清理现场、恢复地貌。管线施工过程工艺及产污环节见图 3.3-2。

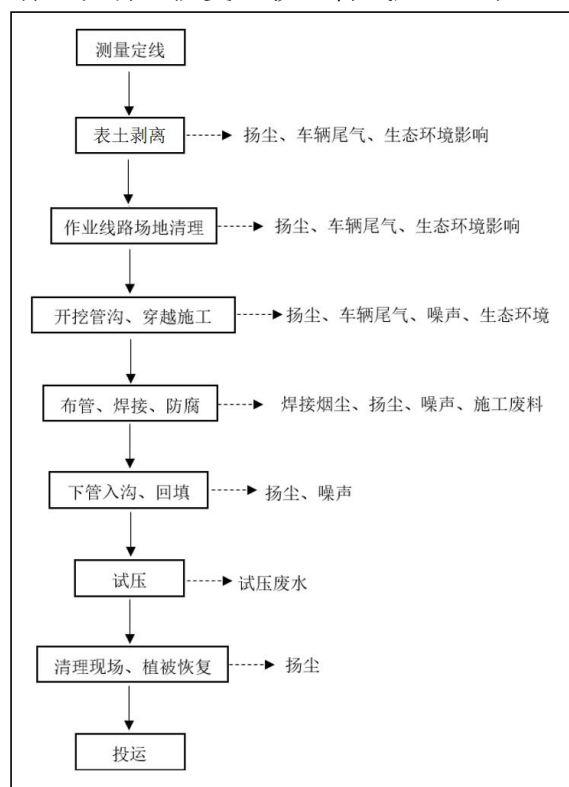


图 3.3-2 管线施工工艺及产污环节示意图

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。

在场地清理过程中，施工作业带范围内的土壤、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。本项目管道施工作业带宽度为 10m，其中管沟深度按 2m 计，边坡坡度按 1:1 计（暂按砂土考虑）。

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；管沟在土壤构造均匀、无地下水的地段，沟深小于 5m 且不加支撑时，管沟边坡可按规范要求确定。本项目管沟深度为 2-3m，集油管道管顶埋深距自然地坪为 1.0m，注水管道管顶埋深距自然地坪为 2.2m。采用机械开挖和人工开挖。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图 3.3-3。

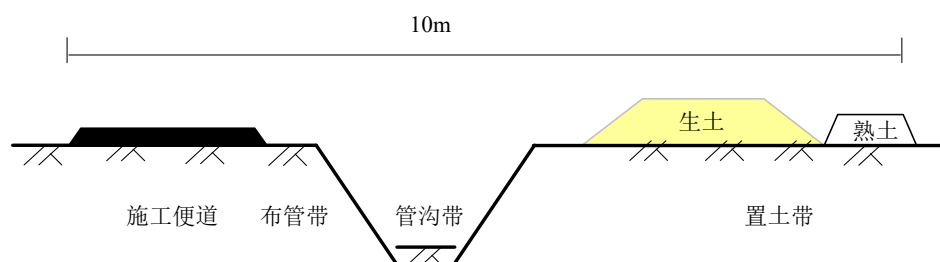


图 3.3-3 管道施工平面布置图

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。管道衔接作为管道施工中的重要一环，其焊接质量的高低，对管道建设施工和管道建成以后的运行安全都有至关重要的影响，因此合理选择焊接方案至关重要。

考虑到沿线地形、地貌和沿途气候等外界环境因素，同时也考虑到管道直径、壁厚和材质等因素，开阔地区采用半自动焊接，具体焊接方式可由建设单位根据自身的经验进行选用。本项目用电弧焊条和半自动焊药芯焊丝由焊接工艺评定确定，选用烟气量小的环保焊条。

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污水处理站处理达标后回注现役油层。试压完成后，采用压缩空气进行吸湿干燥。

④防腐及阴极保护

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

⑤管沟回填

开挖管沟时在耕植地开挖，将表层耕植土和下层土分别堆放。管沟回填土应高出地面 0.3m，回填时，需先回填下层土，后回填表层耕植土。管道出土端及弯头两侧分层回填夯实；管沟回填后及时进行植被恢复。

3.3.4.5 穿越施工

本工程有 4 处管道穿越现有道路，穿越采用顶管施工方案。顶管施工是不开挖或少开挖的一种管道施工方式，其主要利用顶管设备产生前进的力度，平衡管道与土体之间的摩擦力，管道前进同时将管道内占用的土体置换出来，最终在土体中形成管道。施工中置换出的土体，最终用于该处的土地平整。

顶管施工方式：确定顶管穿越进出口位置，在一端挖操作坑，另一端挖接收坑。在操作坑放置穿越套管和顶管设备，由人工先在套管前端掏土，再顶进套管，循环作业直至穿过道路为止。施工示意图见图 3.3-4。

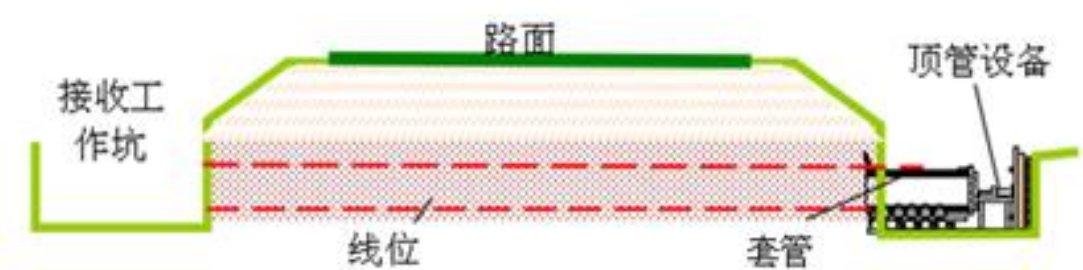


图 3.3-4 顶管施工示意图

3.3.4.6 道路施工

钻井工程井场临时道路依托现有油田道路，运行期通井路建设首先对线路进行清理平整，表层土统一收集用于临时占地改善土壤质量，然后直接将拉运来的土方铺设在平整后的线路上进行压实。



图 3.3-5 通井路施工建设过程

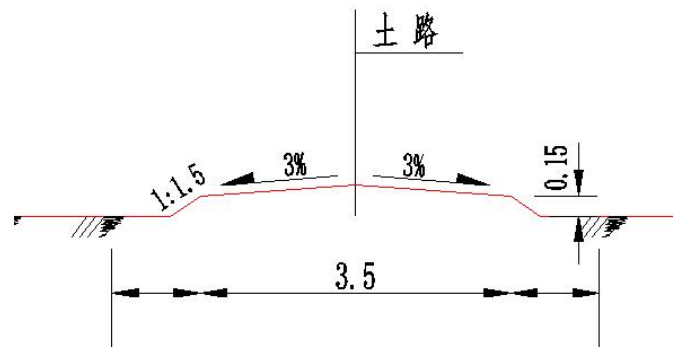


图 3.3-6 通井路横断面图

3.3.4.7 典型井场施工

首先进行井台平整，井场垫高依据所在地区地势，地类及区域排水情况确定，井场垫高约 0.3m；平整井台后安装抽油机、采油树及电机，主要施工工序有紧固、平衡等。

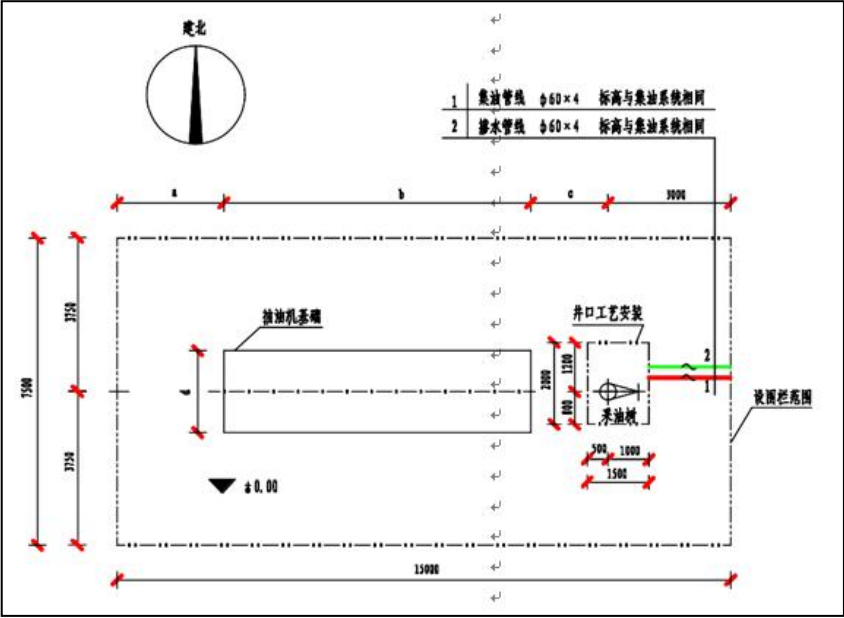


图 3.3-7 采油井井场平面及管网布置示意图

3.3.4.8 表土剥离方案

井场、道路施工前，对施工扰动区进行表土（耕作层）剥离，剥离厚度 0.3m，采用分层开挖，分层堆放，剥离的表土推放在井场占地范围内的存储区，堆土表面设纱网或草栅覆盖，防止出现水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，待本工程施工结束后用于其它劣质地改良。管道施工前，对施工扰动区进行表土（耕作层）剥离，剥离厚度 0.3m，采用分层开挖，分层堆放，施工剥离的表土推放在管道、道路占地范围内的存储区，堆土表面设纱网或草栅覆盖，防止出现水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，待本工程施工

工结束后，主要用于临时占地恢复，永久占地剥离的表层土壤外运，用于土地整治、劣质地的土壤改良等。

3.3.5 影响因素分析

3.3.5.1 污染影响因素分析

（1）施工期

1）钻前工程

钻前工程包括井场平整，在临时占地内修筑运输道路，井场设备拉运，基础施工设备安装，安置柴油罐区、各撬装板房，运输柴油，配制钻井液等，主要产生噪声及烟尘污染，并对地表植被造成破坏。

2）钻井工程

钻井过程对环境产生的影响分钻前准备和钻进过程两个阶段。钻前准备工作中，在预选井位前首先要进行平整井场、架设泥浆槽、堆放钻井所需的重晶石粉、水泥等物料，然后由大型车辆将钻机运至井场进行安装，将产生扬尘、车辆尾气、噪声污染以及植被破坏。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，将产生钻井污水、废弃泥浆、岩屑、柴油机烟气及噪声污染。此外，钻井营地还将产生生活污水和生活垃圾。

3）储层改造工程

储层改造工程是在完井后进行的，一般在油水井投产前进行。本项目施工期的井下作业主要为射孔作业和压裂作业。

射孔作业是在井内下入专门的射孔器在油层部位射孔，穿透套管的水泥环进入地层，使油层通过这些孔道与井底连通，从而为油流入井内造成通道的过程。该过程产生的污染物主要为废射孔液、噪声等。

压裂作业即在采油过程中，用压裂车把高压大排量具有一定粘度的液体（压裂液）挤入油层，当把油层压出许多裂缝后，加入支撑剂充填进裂缝，提高油气层的渗透能力，以增加采油井产油量的过程。该过程产生的污染物主要为压裂返排液、噪声等。

4）油气集输工程

地面建设内容包括原油集输、注水、供配电及道路等系统工程。在井场、道路建设以及集输管线挖沟敷设等过程都会对地表植被造成破坏，此外还会产生焊接烟尘、试压

废水、噪声、生活污水、施工废料（建筑垃圾）和生活垃圾等污染物。

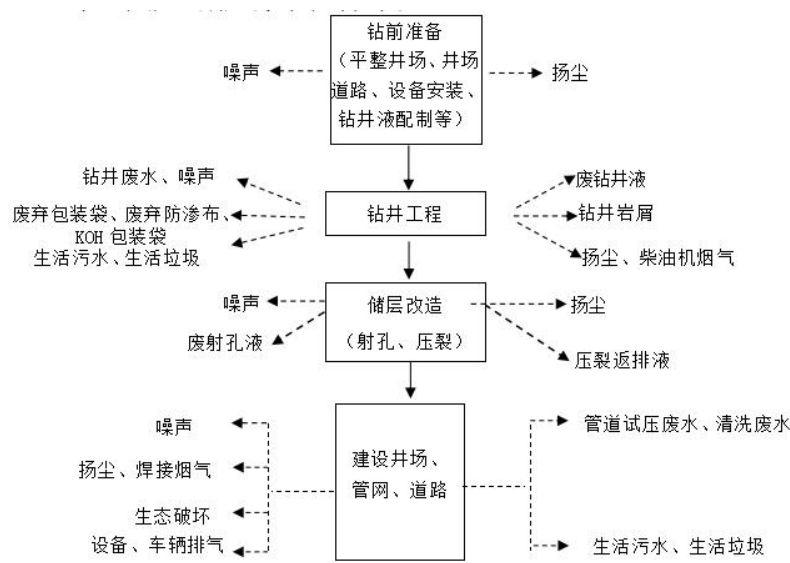


图 3.3-8 施工期产污环节示意图

（2）运行期

1) 正常工况

本工程运行期正常工况主要环境影响因素为原油集输过程中挥发的烃类气体、颗粒物，井场抽油机运行产生的噪声，产生的含油污水和固体废物均能够得到有效处置，不外排。本工程新建油井产液分别管输至转油站进行处理，处理后含水油输往脱水站处理后，脱出的含油污水去污水站处理后回注现役油层，净化油（含水<0.3%）外输。本工程原油集输处理原则工艺流程见图 3.3-9。

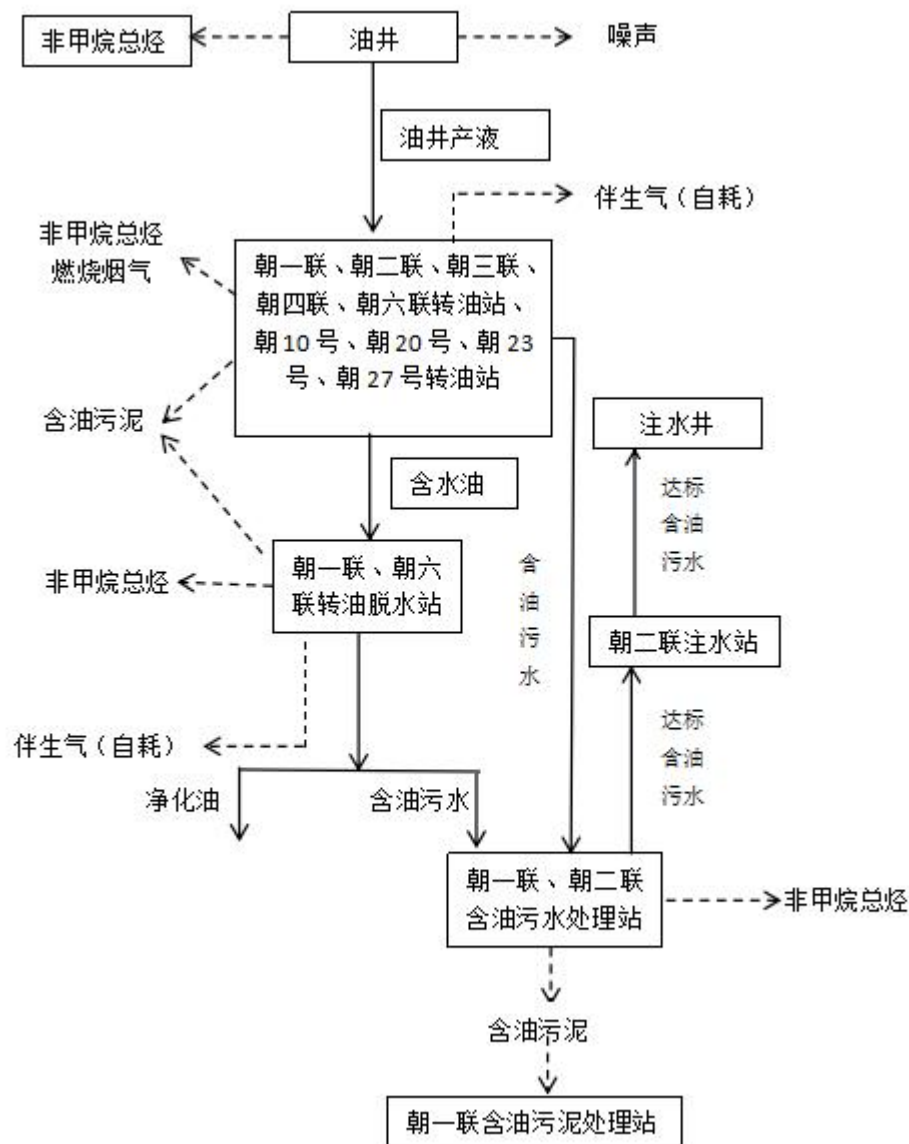


图 3.3-9 原油集输处理工艺流程及产污示意图

2) 非正常工况

本工程运行期非正常工况主要环境影响因素为油水井作业产生的洗井污水、作业污水、落地油和废防渗布，场站检修产生的含油污泥。主要产污环节详见图 3.3-10。

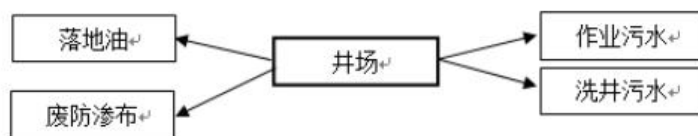


图 3.3-10 非正常工况产污环节示意图

本工程产污环节一览表见下表。

表 3.3-14 本工程产污环节一览表

产污时期	产污环节	污染物
施工期	钻前工程	扬尘、噪声
	钻井工程	钻井废水、废钻井液、钻井岩屑、扬尘、柴油机烟气、废弃包装袋、废防渗布、KOH 包装袋、生活污水、生活垃圾、噪声、压裂返排液、废射孔液
	地面建设工程	扬尘、焊接烟尘、车辆废气、管道试压废水、清洗废水、生活污水、生活垃圾、施工废料、噪声
运行期	正常工况	燃烧烟气、非甲烷总烃、噪声、含油污泥
	非正常工程	落地油、废防渗布、作业污水、洗井污水

3.3.5.2 生态影响因素分析

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

（1）钻井场地建设

钻井过程中的钻井设备料场等占地，施工期间开挖旱厕，机械、运输车辆对农田植被的碾压、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。项目建设将对地表进行剥离、挖掘和堆积，使原来的地表结构、土地利用类型、局部地貌发生变化。施工场地为自然地面和经过切坡、开挖后的地面，单位面积的悬浮物冲刷量和流失量较大，造成一定的水土流失。

（2）管道敷设、道路及井场建设

施工过程对环境的影响主要来自管道施工作业带清理、开挖管沟、井场、道路建设等施工活动中施工机械、车辆、人员践踏等对土壤的扰动和植被的破坏，对沿途的动物形成惊扰，造成的土地裸露加剧水土流失。本工程管道施工作业带宽度约 10m，其范围内的土壤和植被都可能受到扰动和破坏，尤其是管沟两侧 2-3m 内的植被破坏严重，土壤的结构、组成和理化性质发生改变，影响土壤和植被的恢复。

（3）对土壤侵蚀的影响

施工对土地的开挖，造成土地裸露，加剧沿线的土壤风蚀。

（4）对植被的影响

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

3.3.6 污染源源强核算

3.3.6.1 施工期污染源源强核算

(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，施工处车辆等设备设施排放尾气及焊接烟尘。

1) 柴油机烟气

钻井时钻机和其他设备动力源均由发电机提供，而为发电机提供动能的是柴油机。根据建设单位提供的资料，柴油机功率 882kW，本工程每台钻机配 1 台泵柴油机，钻井每进尺 1000m，柴油用量 20t，则柴油总用量约为 339.36t；烟气量按每公斤 12m³ 计，烟气量为 407.23 万立方米，主要污染物为 SO₂、NO_x、CO、HC 和烟尘。根据《环境影响评价工程师职业资格培训教材：社会区域类环境影响评价》给出计算参数可知，发电机运行污染物排放系数为：SO₂ 4g/L，NO_x 2.56g/L，烟尘 0.7146g/L，CO 1.52g/L，HC 1.489g/L。1t 柴油约为 1162L，同时进行换算与《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》（GB20891-2014）进行对标，因此计算污染物排放情况如下：

表 3.3-15 柴油发电机燃烧废气污染物产生一览表

污染物指标	产污系数		产生量
	单位	产污系数	
废气量	m ³ /kg 柴油	12	407.23 万 m ³
SO ₂	g/L 柴油	4	1.46t
NO _x	g/L 柴油	2.56	1.00t
烟尘	g/L 柴油	0.7146	0.28t
CO	g/L 柴油	1.52	0.59t
HC	g/L 柴油	1.489	0.58t

2) 施工扬尘

施工扬尘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。根据该区域多年实际调查数据，在距施工现场 50m 处，产生的扬尘可降至 1.0mg/m³。另外，进出施工场地

的运输车辆也会造成施工作业场所近地面粉尘浓度的升高，施工及运输车辆引起的扬尘仅对路边 30m 范围以内影响较大，而且成线型污染，路边的 TSP 浓度可达 $10\text{mg}/\text{m}^3$ 以上，一般浓度在 $1.5\sim 30\text{mg}/\text{m}^3$ 。扬尘主要来源于：

①施工场地的土方挖掘、装卸过程产生的扬尘、填方扬尘、道路铺设路面开挖产生的扬尘。

②施工物料的堆放、装卸过程产生的扬尘。

③建筑物料的运输产生的道路扬尘。

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份主要为 CO 、 CO_2 、 O_3 、 NO_x 、 CH_4 等，其中以 CO 所占的比例最大，但由于项目焊接点较少，产生的焊接烟尘量较小，且项目位于室外，空气扩散条件较好，对大气环境影响较小。

4) 运输车辆排放的废气

在工程施工期间，运输车辆的发动机排放的尾气在含有 NO_2 、 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。

(2) 废水

1) 钻井污水

钻井污水来自钻井过程中冲洗钻台、钻具和设备产生的废水，主要含有泥浆和岩屑等。钻井废水的产生量随井深和钻井周期变化，每钻进 1m 平均将排放钻井废水 0.02m^3 。本工程钻井总进尺约 16968m，产生钻井废水约 339.36m^3 。钻井污水排入井场泥浆槽中，定期由罐车拉运至采油十厂废弃钻井液无害化处理装置处理，处理后的水转运到朝一联合站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 5\text{mg}/\text{L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 1\text{mg}/\text{L}$ 、粒径中值 $\leq 1\mu\text{m}$ ”规定后回注油层，产生的泥饼满足《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中第 I 类一般工业固体废物标准后用于铺垫采油十厂通井路。

2) 试压废水

新建管道要进行试压作业，本工程新建管道总长 6.62km，试压废水按用水量的 95% 计算，则试压废水产生量为 14.01m^3 。该废水中主要含铁锈、泥屑，经罐车收集后送朝一联合站污水处理站进行处理后回注现役油层。

3) 生活污水

(3) 根据《用水定额》(DB23/T 727-2021), 生活用水量为 80L/人·d。本工程钻井队在井人数为 30 人, 施工期约 80d, 经计算生活用水量为 192m³。生活污水按用水量的 80% 计算, 则本工程施工期共产生生活污水 153.6m³。生活污水排入施工现场附近场站及阀组间内已建防渗化粪池, 定期拉运至肇源县新站镇污水处理厂进行处理。

5) 压裂返排液

根据油藏方案要求, 本工程新建 14 口井投产前需进行压裂作业以提高产量, 压裂作业过程中将产生压裂返排液, 根据压裂作业设计方案, 压裂返排液产生量约 30~40m³/井, 本工程共计产生压裂返排液 560m³, 直接进入罐车送朝一联废压裂液处理装置处置, 处置后污水进入朝一联含油污水处理站处理, 处理后满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015) 中“含油量≤5mg/L、悬浮固体含量≤1mg/L、粒径中值≤1μm”规定后回注油层, 不外排。

废水产生及排放情况详见表 3.3-16。

表 3.3-16 施工期废水产生及排放情况

序号	污染物名称	产生量 (m ³)	主要污染物	去向及措施
1	钻井污水	339.36	COD、SS	由罐车拉运至采油十厂废弃钻井液无害化处理装置处理
2	试压废水	14.01	SS	经罐车收集后送朝一联含油污水处理站进行处理后回注现役油层
3	生活污水	153.6	COD、SS、NH ₃ -N	生活污水排入施工现场附近场站及阀组间内已建防渗化粪池, 定期拉运至肇源县新站镇污水处理厂进行处理
4	压裂返排液	560	SS、COD	送朝一联废压裂液处理装置处理后回注现役油层

(3) 固体废弃物

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。根据钻井工程设计, 单井产生废弃钻井液 178m³, 本项目总计产生废弃钻井液为 2492m³, 属于一般废物, 代码为 071-001-99, 经井口设置的钢制泥浆槽收集后, 由罐车拉运至采油十厂废弃钻井液无害化处理装置进行处理, 最终用于铺路或垫井场等综合利用。

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 60m³，本工程完钻总进尺 16968m，则本工程钻井岩屑的产生总量约 1018.08m³，属于一般废物，代码为 071-001-99，由罐车拉运至采油十厂废弃钻井液无害化处理装置进行处理，最终用于铺路或垫井场等综合利用。

3) 废射孔液

根据油藏方案要求，本工程有 14 口井需进行射孔作业，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 36m³/井，本工程共计产生废射孔液 504m³，属于一般废物，其代码为 071-999-99，由罐车拉运至采油十厂废弃钻井液无害化处理装置进行处理，最终用于铺路或垫井场等综合利用。

4) 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、重晶石粉使用后的废包装袋，均属于一般废物，代码为 071-001-99，产生量约 0.0015t/井，共产生约 0.021t，统一收集后由密闭运输车送第八采油厂工业固废填埋场处理。

5) 废弃非含油防渗布

为防止在钻井过程中钻井泥浆、钻井污水等污染地面而造成对土壤、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，废弃非含油防渗布平均单井产量 0.025t，本项目共计产生废弃防渗布 0.35t，属于一般固废，代码为 071-001-99，统一收集后由密闭运输车送第八采油厂工业固废填埋场处理。

6) 管道施工废料

本项目建筑垃圾主要为管道施工作业中产生的废材料。管道施工废料产生量以 20kg/km 管道计，本项目新建管道 6.62km，施工废料产生量为 0.13t，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施工废料，属于一般废物，代码为 071-001-99，统一收集送第八采油厂工业固废填埋场处理。

8) 生活垃圾

本工程施工人数 30 人，施工期 80 天，每人产生生活垃圾 0.5kg/d 计，生活垃圾产生量为 1.2t。施工期生活垃圾统一收集运至肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理。

9) KOH 包装袋

由于本项目的钻井液中需要使用 KOH，所以会产生包装 KOH 的废包装袋。单井 KOH 包装袋产生量约为 0.005t，本项目新钻井 14 口，故 KOH 包装袋产生量约为 0.07t。根据《国家危险废物名录（2021 年版）》（部令第 15 号），KOH 废包装袋为危险废物，

危险废物类别为 HW49 其他废物，代码为 900-041-49“含有或沾染毒性、感染性危险废物的废弃包装物、容器、过滤吸附介质”，危险特性为 T（毒性），井场内废 KOH 包装袋按危险废物管理，经收集后暂存于 KOH 材料房设置的加盖钢制桶内，施工结束后由施工单位委托有资质单位处理。

本项目危险废物具体情况见表 3.3-17。

表 3.3-17 危险废物情况一览表

危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量	形态	有害成分	危险特性	污染防治措施
KOH 废包装袋	HW49 其他废物	900-041-49	0.007t	固态	KOH	T/In	由施工单位委托资质单位处理

固体废弃物产生及排放情况详见表 3.3-18。

表 3.3-18 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	废物代码	主要污染物
1	废钻井液	2492m ³	一般废物	071-001-S12	泥浆
2	钻井岩屑	1018.08m ³	一般废物	071-001-S12	/
3	废射孔液	504m ³	一般废物	900-099-S59	泥浆
4	废包装袋	0.021t	一般废物	900-099-S59	/
5	废弃非含油防渗布	0.35t	一般废物	900-099-S59	泥浆
6	管道施工废料	0.13t	一般废物	900-099-S59	/
7	生活垃圾	1.2t	/	900-002-S62	/
8	KOH 包装袋	0.07t	危险废物	900-041-49	/

（4）噪声

1) 钻井工程

施工期噪声源主要为施工机械和车辆运行产生的噪声，具体排放情况见表 3.3-19。

表 3.3-19 施工期噪声排放情况

序号	声源名称	（声压级/声源距离）/（dB（A）/m）	声源控制措施	运行时段
1	挖掘机	82~90/5	优先选用低噪声设备，加强对设备的维护和保养	施工期
2	推土机	83~88/5		
3	轮式装载机	90~95/5		
4	压路机	80~90/5		
5	重型运输车	82~90/5		
6	柴油发电机	85~105/5		
7	压裂机组	85~105/5		
8	钻机	85~90/5		
9	泥浆泵	75~85/5		
10	震动筛	70~85/5		

2) 压裂工程

参照《环境噪声与振动控制工程技术导则》(HJ2034-2013)中表 A.2 常见施工设备噪声源不同距离声压级, 压裂工程噪声源主要是压裂车和混砂车。压裂工程噪声源为距声源 5m 处噪声, 详见表 3.3-20。

表 3.3-20 施工期噪声排放情况

序号	声源名称	(声压级/声源距离) / (dB (A) /m)	声源控制措施	运行时段
1	压裂车	82~90/5	优先选用低噪声设备, 加强对设备的 维护和保养	压裂
2	混砂车	83~88/5		

3.3.6.2 运行期污染源源强核算

(1) 正常工况

1) 废气

①无组织挥发烃类气体

由于本工程油气集输全部采用密闭集油工艺流程, 烃类气体的排放主要是新建油井产液集输过程中无组织排放的烃类气体。根据《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南(试行)》, 油田开采为 1.4175g/kg 原油, 本项目建成后产能为 $0.54 \times 10^4 \text{t/a}$, 则本次产能非甲烷总烃挥发量为 7.65t/a。

②加热装置烟气

本项目运行期依托加热装置燃烧烟气排放主要为因处理本项目产液而产生的燃烧烟气。本项目依托转油站排放的污染物浓度均满足《锅炉大气污染物排放标准》(GB13270-2014)中表 2 新建燃气锅炉大气污染物排放浓度限值标准, 且已在大庆油田有限责任公司第十采油厂排污许可证中登记, 污染物排放浓度及排污量已获得许可, 因此本项目新增为其分担量, 不再计算其烟气体量。

根据监测结果可知, 朝一联加热炉烟气中颗粒物 10.1mg/m^3 , $\text{SO}_2 16 \text{mg/m}^3$, $\text{NO}_x 88 \text{mg/m}^3$; 朝三联加热炉烟气中颗粒物 11.5mg/m^3 , $\text{SO}_2 20.4 \text{mg/m}^3$, $\text{NO}_x 120 \text{mg/m}^3$, 朝四联加热炉烟气中颗粒物 10.1mg/m^3 , $\text{SO}_2 12 \text{mg/m}^3$, $\text{NO}_x 89 \text{mg/m}^3$; 朝六联加热炉烟气中颗粒物 8.72mg/m^3 , $\text{SO}_2 15.1 \text{mg/m}^3$, $\text{NO}_x 80.8 \text{mg/m}^3$, 朝 10 号转油站加热炉烟气中颗粒物 11.8mg/m^3 , $\text{SO}_2 10 \text{mg/m}^3$, $\text{NO}_x 78 \text{mg/m}^3$, 朝 20 号转油站加热炉烟气中颗粒物 12.1mg/m^3 , $\text{SO}_2 12 \text{mg/m}^3$, $\text{NO}_x 79 \text{mg/m}^3$, 朝 23 号转油站加热炉烟气中颗粒物 11.9mg/m^3 , $\text{SO}_2 11 \text{mg/m}^3$, $\text{NO}_x 77 \text{mg/m}^3$, 朝 27 号转油站加热炉烟气中颗粒物 9mg/m^3 , $\text{SO}_2 10 \text{mg/m}^3$, $\text{NO}_x 77 \text{mg/m}^3$, 核算出本次新建加热装置污染物排放量, 见表 3.3-20。

表 3.3-20 本工程新增加热装置燃烧烟气污染物排放量

名称	烟囱高度 m	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		
				颗粒物	SO ₂	NO _x
朝一联加热炉	8	5.44	61.47	0.0062	0.0098	0.054
朝 10 号转油站加热炉	10	1.81	20.45	0.0024	0.002	0.016
朝四联加热炉	18	1.81	20.45	0.0021	0.0025	0.018
朝 20 号转油站加热炉	12	1.81	20.45	0.0025	0.0025	0.016
朝 23 号转油站加热炉	15	3.63	41.02	0.0049	0.0045	0.032
朝六联加热炉	12	1.81	20.45	0.0018	0.0031	0.017
朝三联加热炉	12	1.81	20.45	0.0024	0.0042	0.025
朝 27 号转油站加热炉	10	3.63	41.02	0.0037	0.0041	0.032
合计	/	21.75	245.76	0.026	0.0327	0.21

2) 废水

本工程油井井场采出液经转油站加热后输送至各自脱水站处理后产生含油污水，由开发工程方案可知，油田采出水为 $0.6 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，含油污水由管线输送至朝一联、朝二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求“含油量 $\leq 5.0\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5.0\text{mg/L}$ ”后回注油层，不外排。

3) 噪声

运行期噪声源主要是井场抽油机，根据类比分析数据和现场监测数据结合，具体排放情况见表 3.3-21。

表 3.3-21 运行期噪声排放情况

工序	装置	噪声源	数量	声源类型	单个噪声源强		降噪措施		单个噪声值排放		排放时间/h
					核算方法	噪声值 dB(A)	工艺	降噪效果 dB(A)	核算方法	噪声值	
井场	抽油机	抽油机	12	频发	类比法	65~75	低噪声设备，加强对设备的维护和保养	0	类比法	65~75	8760

4) 固体废弃物

①含油污泥

本工程产生的固体废弃物主要为原油在分离缓冲游离水脱除器的沉降过程中分离出来的油砂，其相对密度一般在 1-1.1，含水率为 97%-99%，呈黑褐色半固体状物，成分主要是油、泥、水。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，则本工程年产油泥（砂）0.162t，属于危险废物，危险废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，代码为 071-001-08，统一收集由罐车拉运至朝一联含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理满足《油田含油污

泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表 1 中的限值要求后，最终返回油田作业区内可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）非正常工况

1) 废气

本项目涉及的非正常工况条件下的废气排放主要为井场设备检修时非甲烷总烃的溢散，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

①热洗废水

本项目 12 口油井采用化学清防蜡为主，热洗为辅的综合清防蜡措施，油井作业周期 1.5 年，油井作业用水量约 $4.2\text{m}^3/\text{井次}$ ，则油井作业用水量约 $33.6\text{m}^3/\text{a}$ ；油井作业污水产生量按用水的 95% 计算，则作业污水产生量约为 31.92m^3 。清防蜡废水直接进入集油系统，不外排。

②作业污水

注水井作业周期为 2 年，水井作业用水量约为 $63.2\text{m}^3/\text{井次}$ ，本项目基建 2 口水井，则水井作业用水量约 $63.2\text{m}^3/\text{a}$ 。水井作业污水产生量按用水的 95% 计算，则作业污水产生量约为 60.04m^3 。此部分污水通过罐车回收后送朝一联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 1\text{mg/L}$ ”规定后回注油层，不外排。

③洗井污水

本项目洗井用水来源为朝一联含油污水处理站的深度处理水，本项目基建 2 口注水井，注水井洗井周期 1 年，洗井用水量约为 $126.3\text{m}^3/\text{井}\cdot\text{次}$ ，洗井用水量约为 $252.6\text{m}^3/\text{a}$ ，洗井污水产生量按用水的 95% 计算，则本项目洗井污水产生量为 $239.97\text{m}^3/\text{a}$ ，此部分污水通过罐车回收后送朝一联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 1\text{mg/L}$ ”规定后回注油层，不外排。油井洗井采用掺水伴热流程（该流程热水主要来源为回掺水，未新增工程）进行洗井，以清除套管结蜡，含蜡热洗水随集油管道进入集油系统，不外排。

本工程非正常工况各类废水产生情况详见表 3.3-19。

2) 固体废物

①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。考虑意外情况，一般每口油井作业期间产生的落地油可按 50 kg/井次，作业周期一般为 1.5 年，则本项目落地油最大产生量为 0.4t/a，属于危险废物，危险废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，代码为 071-001-08。落地油统一收集由罐车拉运至朝一联含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表 1 中的限值要求后，最终返回油田作业区内可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废含油防渗布

油井作业时为防止原油散落于井场内，需铺设防渗布。根据类比调查，每口油井作业面积约 400m²，防渗布重量按 500g/m² 计，可计算单井产生量约 0.2t。油井作业周期一般为 1.5 年，则本项目含油废弃防渗布最大产生量为 1.6t/a，属于危险废物，危险废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，代码为 900-249-08。送有资质单位处理。

3.3.7 危险废物汇总

本工程产生的危险废物主要为废防渗布和含油污泥，随时产生随时清理，不建暂存设施。本工程产生的危险废物具体情况见表 3.3-22。

表 3.3-22 危险废物情况表

序号	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量	产生工序	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危险特性	污染防治措施
1	含油污泥（砂）	HW08 废矿物油与含矿物油废物	071-001-08	0.562t/a	油井作业及设备清淤	液态	油泥（砂）	石油类	油井作业 1.5 年/次，设备清淤 1 年/次	T、I	统一收集由罐车拉运至朝一联含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理
2	废防渗布		900-249-08	1.6t/a	油井作业	固态	油、塑料	石油类	油井作业 1.5 年/次	T、I	送有资质单位处理

表 3.3-23 废气污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	污染源	污染物	污染物产生				治理措施		污染物排放				排放时间 (h)
				核算方法	废气产生量 (m³)	产生浓度 (mg/m³)	产生量 (t)	工艺	效率%	核算方法	废气排放量 (m³)	排放浓度 (mg/m³)	排放量 (t)	
钻井	钻机	烟气	SO ₂	产污系数法	407.23×10 ⁴	/	1.46	/	/	产污系数法	407.23×10 ⁴	/	1.46	施工期
			PM			/	0.28	/	/			/	0.28	
			NO _x			/	1.00	/	/			/	1.00	
			HC			/	0.58	/	/			/	0.58	
			HC+NO _x			/	1.58	/	/			/	1.58	
			CO			/	0.59	/	/			/	0.59	
场地	施工扬尘	场地	颗粒物	/	/	/	少量	洒水降尘	/	/	/	/	少量	施工期
管线	焊接机	焊接	焊接烟尘	/	/	/	少量	逸散	/	/	/	/	少量	施工期
原油集输	井场及集油管道	无组织排放	非甲烷总烃	产污系数法	/	/	7.65t/a	/	/	产污系数法	/	/	7.65t/a	8760
场站	加热炉	烟囱	SO ₂	经验公式法+类比法	245.76×10 ⁴	10-20.4	0.0327	燃烧清洁能源	/	经验公式法+类比法	245.76×10 ⁴	10-20.4	0.026	8760
		烟囱	NO _x			78-88	0.21		/			78-88	0.0327	
		烟囱	颗粒物			8.72-12.1	0.026		/			8.72-12.1	0.21	

表 3.3-24 废水污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	污染源	污染物	污染物产生				治理措施	污染物排放				排放时间 (d)
				核算方法	产生废水量	产生浓度 (mg/L)	产生量 (t/a)		核算方法	排放废水量 (m³/a)	排放浓度 (mg/L)	排放量 (t/a)	
钻井	钻机	钻井废水	COD、SS	类比法	339.36m³	/	/	由罐车拉运至采油十厂废弃钻井液无害化处理装置处理	/	/	/	/	/

管道试压	管道	试压废水	SS	物料衡算	14.01m ³	/	/	送经罐车收集后送朝一联含油污水处理站进行处理后回注现役油层					
施工	施工人员	生活污水	COD、SS、NH ₃ -N	类比法	153.6m ³	/	/	生活污水排入施工现场附近场站及阀组间内已建防渗化粪池，定期拉运至肇源县新	/	/	/	/	/
压裂	井管	压裂返排液	COD、SS	类比法	560m ³	/	/	送朝一联废压裂液处理装置处理后回注现役油层	/	/	/	/	/
原油处理	原油处理装置	油田采出水	石油类、SS	物料衡算	0.6×10 ⁴ m ³ /a	/	/	输至朝一联、朝二联含油污水处理站处理后全部回注现役油层	/	/	/	/	/
井下作业	油井热洗	热洗废水	石油类	类比法	31.92m ³ /a	1000	0.032	清防蜡用水直接进入集油系统，不外排					
	作业	作业废水	石油类	类比法	60.04m ³ /a	1000	0.06	罐车回收后送朝一联含油污水处理站处理后回注现役油层	/	/	/	/	/
			SS			500	0.03						
	洗井	洗井废水	石油类	类比法	239.97m ³ /a	1000	0.24		/	/	/	/	/
			SS			500	0.12						

表 3.3-25 噪声污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	噪声源	声源类型	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)		核算方法	噪声值 dB (A)	
施工	施工机械	挖掘机	机械噪声	类比法	82~90	采取合理安排施工进度，调整同时作业的施工机械数量，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，合理布局施工场地等措施	类比法	82~90	90
		推土机	机械噪声	类比法	83~88		类比法	83~88	
		轮式装载机	机械噪声	类比法	90~95		类比法	90~95	
		压路机	机械噪声	类比法	80~90		类比法	80~90	
		重型运输车	机械噪声	类比法	82~90		类比法	82~90	
		柴油发电机	机械噪声	类比法	85~105		类比法	85~105	
		压裂机组	机械噪声	类比法	85~105		类比法	85~105	
		钻机	机械噪声	类比法	85~90		类比法	85~90	

		泥浆泵	机械噪声	类比法	75~85		类比法	75~85	
		震动筛	机械噪声	类比法	70~85		类比法	70~85	
采油	油井	抽油机	机械噪声	类比法	65~75	采用低噪声设备, 定期保养	类比法	65~75	365
场站	加热装置、 各类机泵 等	加热装置、各类 机泵等	机械噪声	类比法	85~95	减震基础, 墙体隔声, 罩内吸声, 隔声门窗等措施	类比法	45~55	330/180

表 3.3-26 固体废物污染源源强核算结果及相关参数一览表

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	工艺	处置量	
钻井 地面 建设	钻井井场	废钻井液	一般废物	类比法	2492m ³	无害化处理	2492m ³	由罐车拉运至采油十厂废弃钻井液无害化处理装置, 最终用于铺路或垫井场等综合利用
		钻井岩屑	一般废物	类比法	1018.08m ³	无害化处理	1018.08m ³	
		废射孔液	一般废物	类比法	504m ³	无害化处理	504m ³	
		一般废包装袋	一般废物	类比法	0.021t	无害化处理	0.021t	第八采油厂工业固废填埋场
		废弃防渗布	一般废物	类比法	0.35t	无害化处理	0.35t	第八采油厂工业固废填埋场
		KOH 包装袋	危险废物	类比法	0.07t	无害化处理	0.07t	送至有资质单位处理
	施工场地	管道施工废料	一般废物	类比法	0.13t	无害化处理	0.13t	第八采油厂工业固废填埋场
	施工人员	生活垃圾	生活垃圾	类比法	1.2t	无害化处理	1.2t	运至肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理
井下 作业	油井	落地油	危险废物	类比法	0.4t/a	无害化处理	0.4t/a	统一收集由罐车拉运至朝一联合油污泥处理站减量化处理后, 再委托大庆博昕晶化科技有限公司
		含油废防渗布	危险废物	类比法	1.6t/a	无害化处理	1.6t/a	送至有资质单位处理
设备 清淤	原油处理 装置	油泥	危险废物	类比法	0.162t/a	无害化处理	0.162t/a	统一收集由罐车拉运至朝一联合油污泥处理站减量化处理后, 再委托大庆博

3.3.8 污染物“三本帐”汇总

由于本项目施工期产生的各种污染物将随施工活动的结束而消失，因此本次评价只对该项目运行期污染物排放情况进行核定。污染物“三本帐”汇总见表 3.3-29。

表 3.3-27 污染物“三本帐”汇总一览表

种类	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
废气	非甲烷总烃	t/a	397.76	7.65	0	405.41	+7.65
	SO ₂	t/a	1.55	0.0327 (分担量)	0	1.5827	+0.0327
	NO _x	t/a	10.07	0.21 (分担量)	0	10.28	+0.21
	颗粒物	t/a	1.28	0.026 (分担量)	0	1.306	+0.026

3.4 清洁生产分析

3.4.1 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，产生的作业废水经区块含油污水处理站处理后回注油层，对作业过程中散落的落地油，采用“铺设作业，带罐上岗”的作业模式，可使落地油的回收率达到 100%。

3.4.2 油气集输的清洁生产

(1) 优化布局

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

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

针对本项目油田开发的特点，并结合当地自然地形和集油工艺特点，集输系统主要采用以联合站为中心，转油站、脱水站为骨架，按二级或三级布站形式汇集成

地面原油集输管网体系。井场管线集油格局，以适应整个产建工程开发区域自然地形特点和开发需要。

(2) 油气集输采用全密闭集输流程

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

(3) 油田采出水处理

为了保护环境和节约用水，本项目运行期油田采出水全部经葡二联含油污水处理站处理达标后回注油层，不外排。

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

3.4.3 先进的环境管理

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

通过与《石油天然气开采业污染防治技术政策》对比分析本项目清洁生产水平，本项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》中对清洁生产的各项指标对比见表 3.4-1。

表 3.4-1 清洁生产分析一览表

序号	《石油天然气开采业污染防治技术政策》有关清洁生产的要求	本项目处理方式	符合性
1	油气田建设应总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置	本项目油气集输采用密闭工艺，可有效减少油气损失，各种废弃物均得到合理有效集中处理	符合
2	油气田开发不得使用含有国际公约禁用化学物质的油气田化学剂，逐步淘汰微毒及以上油气田化学剂，鼓励使用无毒油气田化学剂	本项目油田开发不涉及使用油气田化学剂	符合
3	在勘探开发过程中，应防止产生落地原油。其中井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到 100%	配备泄油器、刮油器。落地原油及时回收，回收率达到 100%	符合
4	在油气勘探过程中，宜使用环保型炸药和可控震源，应采取防渗措施预防燃料泄漏对环境	施工期压裂作业区、集油掺水管道、注水管道、油水井作业期间井场作	符合

	境的污染	业区为重点防渗。压裂作业区内铺设 2 mm 厚防渗布进行防渗, 渗透系数为 $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$; 管道采用防腐无缝钢管、管道的连接方式采用焊接, 管道设计壁厚的腐蚀余量为 2mm 或采用管道内防腐, 管道的外防腐等级采用特加强级; 油水井作业期间井场作业区内铺设 2mm 厚防渗布进行防渗, 渗透系数为 $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$; 井场永久占地内为简单防渗, 采用地面夯实碾压平整处理。	
5	在开发过程中, 适宜注水开采的油气田, 应将采出水处理满足标准后回注; 对于稠油注气开采, 鼓励采出水处理后回注于注气锅炉	采出水经含油污水处理站处理满足标准后回注油层。	符合
6	在油气集输过程中, 应采用密闭流程, 减少烃类气体排放。新建 3000m ³ 及以上原油储罐应采用浮顶型式, 新、改、扩建油气储罐应安装泄漏报警系统 新、改、扩建油气田油气集输损耗不高于 0.5%, 2010 年 12 月 31 日前建设的油气田油气集输损耗不高于 0.8%	油气集输采用密闭工艺, 油气集输过程中烃类挥发系数为 1.4175‰, 集输损耗率小于 0.5%	符合

根据上表, 本项目符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》中对清洁生产各项指标的要求, 符合清洁生产要求, 清洁生产水平达到国内先进水平。

4.环境现状调查与评价

4.1 自然环境现状调查与评价

4.1.1 地理位置

本项目位于大庆市肇源县和肇州县境内，地理坐标为东经 125°23'24.35" ~ 125°42'37.35"，北纬 45°32'16.59"~45°46'08.09"。具体地理位置见附图 1。

4.1.2 地形地貌

本工程位于松花江、嫩江一级阶地上，境内无山岭，地势平坦，总体地势呈东高西低。地貌表现为波状起伏的低平原，稍高处为平缓漫岗，平地上为耕地和草地。本工程主要位于耕地中，兼有少量盐碱化草地，地貌类型较单一。

4.1.3 气候气象

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

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

风速：平均风速 3.7 m/s，年最大风速为 22.7m/s。

降水量：年平均 442.0mm，年最大降水量 651.2 mm。

降雪量：平均积雪 158d，最大积雪深度 220.0mm。

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

湿度：年平均相对湿度为 63%。

年日照时数：2595.8 小时。

4.1.4 地表水

区域内地势总体上较平坦，起伏不大，地表径流排泄条件一般。区域内地表水文状况属安达闭流区，无天然河流，但天然水泡子较多，大气降水都汇集到地低洼地，无法排出区外。区域内的主要地表水体为牛毛沟。

4.1.5 评价区水文地质条件

4.1.5.1 地形地貌

调查区地表普遍被第四系覆盖。地表为缓波状起伏的低平原地貌景观。地面海拔高程在 121.79-193.21m 之间，相对高差 71.42m。地势起伏较大，区内分布着大面积农田、林带、油井，局部分布有村庄。

4.1.5.2 地质概况

区域地质构造属于徐家围子向斜构造的一部分，位于向斜构造的南部一部分，由于白垩系晚期以来，白垩系明水组没有接受沉积遭到剥蚀，第三系受地质运动影响，沉积大安组地层，第四系以来长期处于上升阶段，第四系地层沉积较薄，形成了多级阶地。

根据地质钻探资料分析，区域浅部地层从上到下依次为第四系、第三系大安组，白垩系明水组地层。

（1）白垩系明水组（K2m）

①明水组一段（K2m1）

明水组一段由灰绿色砂岩、泥质砂岩夹厚度为 15.0-40.0m 的两层灰黑色、灰色泥岩组成的两个明显正旋回沉积物组成。明水组一段在区内的厚度变化较大，局部地区相差较大，一般为 120.0-163.5m，局部地区厚度大于 200.0m。

②明水组二段（K2m2）

明水组二段为棕红色、砖红、灰及灰绿色泥岩，泥质粉砂岩与灰、灰绿、灰白色细砂岩、中粗砂岩及含砾中粗砂岩组成的湖相沉积或以湖相为主的湖相冲积层。顶部砖红色泥岩分布较为稳定。明水组二段的主要特点是多种颜色混杂，以棕红色为主。明水组二段区域分布特征与明水组一段基本相同，只是分布范围略小。南向北逐渐增厚，一般 120.0~220.0m。明水组二段与下伏明水组一段呈整合接触。

（2）第三系大安组（N1d）

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

（3）第四系（Q）

①全新统冲积层（Q4）

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

②上更新统哈尔尔组（Q3）

广泛分布于区域，岩性为粉质粘土和粉细砂。粉质粘土：黄褐色-褐黄色，软塑-可塑，土质不均匀，局部夹有粉土，手捻有砂粒感，含氧化铁斑点，中压缩性，干强度中等，韧性中等，稍有光滑，无摇振反应，地层厚度为 5-10.5m。局部夹粉土、粉细砂层，微显层理，裂隙较发育，具有大的孔隙。分布于评价区表层。

③中更新统荒山组（Q2）

广泛分布区域，岩性为河湖相沉积的灰黑色粘土，地层厚度较为均匀，微显层理，局部夹有粉细砂层，致密坚硬，局部由铁质浸染，地层厚度为 25.0-30.5m。土质致密，渗透性较差，为区域弱透土层，由铁质浸染的斑点条带，含铁钙质结核及白色钙质斑点。

4.1.6 水文地质条件

4.1.6.1 地下水的形成条件

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

4.1.6.2 回注层和隔离层特征

本项目扶余油层砂岩成分主要为石英（18%~30%，平均 25.2%）、长石（24%~35%，平均 31.2%）和岩屑（24%~40%，平均 33.3%），属于长石岩屑砂岩或者岩屑长石砂岩。粒度中值 $0.052\mu\text{m}$ ~ $0.180\mu\text{m}$ ，平均 $0.120\mu\text{m}$ ，分选系数 1.8~12.3，平均 4.15，分选性中等。孔隙中次生石英发育，孔隙主要为缩小粒间孔。薄片分析储层胶结类型以泥质胶结、钙质混合胶结为主，泥质含量 4%~28%，平均泥质含量 10.1%。局部钙质较富集，泥质多具重结晶，呈团状或薄膜分布，石英、长石具次生加大与再生胶结。孔隙度 9%~16.8%，平均孔隙度 12.3%，渗透率 0.08mD~8.97mD，平均渗透率 1.12mD，中值渗透率 0.84mD，属于低孔特低渗透储层。

4.1.6.3 含水层

(1) 第四系上更新统松散层孔隙潜水

分布于全区，含水层岩性为上更新统哈尔滨组粉细砂组成，厚度 0-3.5m。地下水水位埋深 2.4-5.5m，弱富水性，单井涌水量在 50-100m³/d，地下水化学类型以 HCO₃-Na、HCO₃-Na·Ca 型水为主。该层水为大气降水的垂直入渗补给，无开采供水条件。

(2) 第三系大安组孔隙裂隙承压水含水层

分布在项目区西南部，含水层岩性为灰白色含砾砂岩和砂砾岩。地下水水位埋深 8.4-12.5m，中等富水性，含水层厚度 10-20m，单井涌水量在 600-1000m³/d，地下水化学类型以 HCO₃-Na·Ca 型水为主。

(3) 白垩系上统明水组孔隙裂隙承压水含水层

明水组二段：岩性主要是含中粗砂岩组成，质软，成岩性较差，含水层分布不均，连续性较差，透水性一般、富水性一般，含砾砂岩含水层单层厚度较薄，层数较多，一般由 4-6 个层组成，单层厚度 3.0-20.0m，含水层顶板埋深 50-70m，二段含水层组单井涌水量一般可达 800-1200m³/d（273mm）。

明水组一段：岩性主要是含砾砂岩和砂砾岩组成，质软，成岩性较差，含水层分布稳定性较好，透水性一般、富水性一般，一段含砾砂岩含水层单层厚度较薄，层数一般 3-5 层，单层厚度 3.0-29.0m，累计含水层厚度 10.0-45.0m，含水层顶板埋深 60-120m。单井涌水量（237mm 井管）一般都能达到 1000-1500m³/d，水质为重碳酸钠型水。

明水组含水层的矿化度为 480-860g/L，总硬度为 66-95mg/L（以 CaCO₃ 计），水质类型为重碳酸钠型水。

4.1.6.4 地下水的补给、径流和排泄条件

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

(1) 地下水补给

① 大气降雨补给

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

水层。

②地表水体的入渗补给

本项目周边区域湖泡水的入渗水量构成了第四系潜水补给的主要来源。

③侧向补给

在天然条件下，主要来自区域以外广泛连续分布的同一含水层中的地下水，地下水在水动力驱动下，通过水平方向径流补给区域内地下水，根据水文地质分布特征，项目区地下水侧向主要接受东北向西南方向都有一定量的地下水侧向补给。

（2）地下水径流

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

（3）地下水的排泄

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

4.1.6.5 地下水动态

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

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

4.1.6.6 包气带现状

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

厚度 2.2m-8.2m。

(1) 第四系包气带地层特征：

①粉质粘土：黄褐色-褐黄色，可塑，土质不均匀，局部夹有粉土，手捻有砂粒感，含氧化铁斑点，中压缩性，干强度中等，韧性中等，稍有光滑，无摇振反应，地层厚度 3.10-4.50m。

②粉细砂：黄色，稍密，饱和，颗粒均一，级配差，主要矿物成份由石英、长石组成，含少量暗色矿物。土层分布不连续，地层厚度 2.10-2.30m。

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

(2) 建设场地包气带防污性能

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

表 4.1-1 包气带防污性能分级

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

本区域包气带厚度 2.2-8.2m（大于 1.0m），根据地质资料，项目包气带岩性主要为粘土、细砂，参照水文地质参数表，黏土、细砂渗透系数 $5.79 \times 10^{-5} - 2.89 \times 10^{-4}cm/s$ （ $> 1 \times 10^{-6}cm/s$ ， $< 1 \times 10^{-4}cm/s$ ），由此可知，项目区域包气带防污性能为中。

4.1.7 土壤情况

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

草甸土分布在低平地形部位。苏打盐化草甸土主要成土过程是在草甸化过程的同时，进行盐化过程，而碱化过程不明显。盐化草甸土养分含量较高，表层有机质多在 3~5%之间，全氮含量在 0.5~0.3%之间，全磷含量在 0.05~0.1%之间。盐化草甸

土的土体结构主要层次有黑土层、积盐层和母质层（含有较多的可溶盐类）。草甸土的植被，草原植被以羊草和拂子茅为优势种，伴生有萎菱菜、地榆、胡枝子、蒿属、虎尾草、星星草等。

4.1.8 植被情况

地区内原始植被主要为草甸草原类植物，以中旱生的多年生草本植物为建群种，主要为羊草、针茅、冷草、隐子草和杂类草类型。植被群落着生在沙质漫岗上，其土壤干燥，完全依赖大气降水。在地势低洼地带，以星星草、芦苇和杂草等中旱生植物为主。由于气候的变化和人类活动的影响，地区内森林植物退却，原生林木很少，林木主要以农田防护林、护村林和护路林等为主，品种以速生林杨树为主。农田植被以旱田植被为主，粮食作物包括玉米、大豆、高粱、谷子、小麦等，经济作物有向日葵、蓖麻子、油菜子、花生等。

4.1.9 动植分布

区域内原始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、黄羊、狍子等，两栖类和爬行动物主要有无斑雨蛙、黑斑蛙、蛇等，鱼类主要有鲤鱼、鲢鱼、鲫鱼、草鱼、鲶鱼、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，管道沿线大型鸟兽基本绝迹。

4.2 环境保护目标调查

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。

结合大庆市基本农田保护区规划图，本项目占用基本农田；项目同时涉及以居住为主要功能的区域，且项目位于水土流失重点治理区。评价范围内居民环境保护目标见表 2.6-1-表 2.6-5。

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

本项目区域环境空气质量引用《2022 年大庆市生态环境状况公报》，2022 年，大庆市共进行了 365 天有效环境空气质量自动监测，其中：全年环境空气质量优良天数为 344 天，环境空气质量优良率为 94.2%。

2022 年，大庆市城区环境空气中二氧化硫年均浓度为 $7 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，日均值浓度范围为 $3\sim 27 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，优于国家环境空气质量一级标准限值；二氧化氮年均浓度为 $16 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，日均值浓度范围为 $3\sim 62 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，优于国家环境空气质量一级标准限值；可吸入颗粒物（ PM_{10} ）年均浓度为 $38 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，日均值浓度范围为 $8\sim 213 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，优于国家环境空气质量二级标准限值；细颗粒物（ $\text{PM}_{2.5}$ ）年均浓度为 $26 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，日均值浓度范围为 $5\sim 186 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，优于国家环境空气质量二级标准限值；一氧化碳 24 小时平均第 95 百分位数为 $0.9\text{mg}/\text{m}^3$ ，日均浓度范围为 $0.2\sim 1.5\text{mg}/\text{m}^3$ ，优于国家环境空气质量一级标准限值；臭氧最大 8 小时平均第 90 百分位数为 $110 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，日均值浓度范围为 $32\sim 148 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，优于国家环境空气质量二级标准限值。

本项目区域空气质量现状评价见表 3.2-1。

表 4.3-3 区域空气质量现状评价表

污染物	年评价指标	现状浓度	标准值	占标率	达标情况
SO_2	年平均质量浓度	$7\mu\text{g}/\text{m}^3$	$60\mu\text{g}/\text{m}^3$	11.67%	达标
NO_2	年平均质量浓度	$16\mu\text{g}/\text{m}^3$	$40\mu\text{g}/\text{m}^3$	40%	达标
PM_{10}	年平均质量浓度	$38\mu\text{g}/\text{m}^3$	$70\mu\text{g}/\text{m}^3$	54.29%	达标
$\text{PM}_{2.5}$	年平均质量浓度	$26\mu\text{g}/\text{m}^3$	$35\mu\text{g}/\text{m}^3$	74.29%	达标
CO	第 95 位日平均质量浓度	$0.9\text{mg}/\text{m}^3$	$4\text{mg}/\text{m}^3$	22.5%	达标
O_3	第 90 位 8h 平均质量浓度	$110\mu\text{g}/\text{m}^3$	$160\mu\text{g}/\text{m}^3$	68.75%	达标

以上统计结果表明，项目所在区域内空气污染因子 PM_{10} 、 $\text{PM}_{2.5}$ 、 SO_2 、 NO_2 、CO、 O_3 均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单中二级标准的要求，判定项目所在区域为达标区。

4.3.1.2 项目所在区域其他污染物环境质量现状

（1）现状监测布点

根据油田开发区域及周边的环境特点，布设环境空气监测点位 5 个，详见表 4.3-2。

表 4.3-2 空气环境现状补充监测点位基本信息

监测点位	监测点坐标		监测因子	监测时段	相对厂址方位/距离
	经度	纬度			
后四合店	125.65104	45.70756	非甲烷总烃、TSP	TSP 连续监测 7 天，非甲烷总烃每天 4 次，连续监测 7 天	1#平台管线北侧 220m
东三姓	125.70508	45.75956			朝 82-更 118 管线南侧 310m
五门杨家	125.67972	45.75625			朝 85-更 103 管线北侧 210m
后台村	125.39273	45.54844			翻 154-更 109 东侧 240m
朝 90-更 23	125.55122	45.70203			拟建井场

(2) 监测时间

2023 年 11 月 4 日-10 日。

(3) 监测结果统计分析

监测统计结果见表 4.3-3。

表 4.3-3 其他污染物环境质量现状（监测结果）表

监测点位	监测点坐标		污染物	平均时间	评价标准 mg/m ³	监测浓度范围 mg/m ³	最大浓度占标率%	超标率%	达标情况
	经度	纬度							
后四合店	125.65104	45.70756	非甲烷总烃	1h	2	0.43-0.77	38.5	0	达标
			TSP	24h 均值	0.3	0.055-0.080	26.67	0	达标
东三姓	125.70508	45.75956	非甲烷总烃	1h	2	0.44-0.74	37	0	达标
			TSP	24h 均值	0.3	0.054-0.079	26.33	0	达标
五门杨家	125.67972	45.75625	非甲烷总烃	1h	2	0.44-0.68	34	0	达标
			TSP	24h 均值	0.3	0.050-0.081	27	0	达标
后台村	125.39273	45.54844	非甲烷总烃	1h	2	0.44-0.69	34.5	0	达标
			TSP	24h 均值	0.3	0.052-0.079	26.33	0	达标
朝 90-更 23	125.55122	45.70203	非甲烷总烃	1h	2	0.45-0.70	35	0	达标
			TSP	24h 均值	0.3	0.052-0.078	26	0	达标

由表 4.3-3 可知，本项目所在区域内 TSP 日均值满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单中的二级标准，非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中数值 2.0mg/m³。项目所在区域其他污染物环境质量现状达标。

4.3.2 地下水环境现状调查与评价

4.3.2.1 地下水环境现状监测

（1）监测布点

根据本区域内地下水流向，工程建设区域内无地下水敏感点，为了解区域地下水环境现状，在评价区内布设 21 个水质监测点，具体水质监测点布设见表 4.3-4，水位监测点和监测结果见表 4.3-5。

表 4.3-4 地下水水质监测点位

序号	点位	监测点坐标		相对厂址方位/距离	井深 (m)
		经度	纬度		
D1	费家屯水井	125.69368	45.76964	朝 76-更 108 东北侧 940m	20
D2	双榆树水井	125.65343	45.76169	朝 82-更 118 管线西南侧 500m	13
D3	东三姓水井	125.70508	45.75956	朝 82-更 118 管线南侧 350m	18
D4	双林村水井	125.69651	45.75832	朝 82-更 118 管线西南侧 500m	15
D5	五门杨家水井	125.67972	45.75625	朝 85-更 103 管线北侧 240m	22
D6	下沟屯水井	125.67467	45.74512	朝 85-更 103 南侧 700m	65
D7	五门杨家水井	125.67972	45.75625	朝 85-更 103 管线北侧 240m	70
D8	互助村水井	125.63853	45.72091	1#平台西北侧 1320m	15
D9	永丰村水井	125.62668	45.68723	朝 109-更 73 西南侧 2060m	13
D10	前任家水井	125.54252	45.67794	朝 90-更 23 西南侧 2740m	15
D11	四合屯水井	125.55351	45.70898	朝 90-更 23 北侧 740m	20

D12	前四合店水井	125.65871	45.69807	朝 109-更 73 东南侧 790m	22
D13	崔广窝棚水井	125.64710	45.69518	朝 109-更 73 南侧 920m	80
D14	韩国顺窝棚水井	125.61484	45.65083	朝 143-更 59 西侧 2550m	75
D15	他拉西北窝棚水井	125.47717	45.62400	翻 133-更 39 西北侧 680m	15
D16	王家岗子水井	125.49786	45.61049	翻 133-更 39 东南侧 1040m	13
D17	八家子村水井	125.39032	45.56839	翻 154-更 109 北侧 2030m	18
D18	双龙村水井	125.44359	45.57900	翻 140-更 77 东侧 1060m	20
D19	后台村水井	125.39273	45.54844	翻 154-更 109 东侧 270m	15
D20	西山屯水井	125.38089	45.55776	翻 154-更 109 西北侧 850m	70
D21	张福奎窝棚水井	125.38030	45.52878	翻 152-更 144 南侧 680m	60

表 4.3-5 地下水水位监测点位和监测结果

序号	监测点	井深 (m)	水位 (m)	备注
1	大青山屯	15	134.2	潜水
2	前太平庄屯	60	137.5	承压水
3	李九屯	18	134.5	潜水
4	费家屯	20	138.0	潜水
5	王大骡子屯	13	132.0	潜水
6	王永珍屯	22	132.2	潜水
7	双林村	15	132.8	潜水
8	东三姓屯	18	134.8	潜水
9	五门杨家屯	22	134.5	潜水
10	双榆树屯	13	134.7	潜水
11	秦家岗屯	15	134.6	潜水
12	兴隆庄屯	13	132.7	潜水
13	刘秀屯	18	132.6	潜水
14	张德小铺屯	18	132.8	潜水
15	刘墨窝棚	16	132.4	潜水
16	爱国村	14	133.1	潜水
17	厢房屯	21	133.3	潜水
18	东王家岗	20	133.5	潜水
19	西王家岗	16	133.7	潜水
20	高殿武屯	18	134.6	潜水

21	下沟屯	65	134.8	潜水
22	朝阳沟镇	80	135.2	承压水
23	孔家屯	15	132.1	潜水
24	互助村	15	132.4	潜水
25	后四合店屯	12	132.5	潜水
26	前四合店屯	22	133.6	潜水
27	崔广窝棚	80	133.4	承压水
28	永丰村	13	133.8	潜水
29	苏家窝棚屯	16	134.2	潜水
30	赵龙窝棚屯	17	134.2	潜水
31	南场子屯	18	134.4	潜水
32	团结村	19	134.6	潜水
33	马玲云窝棚	14	134.5	潜水
34	东大沟屯	14	135.1	承压水
35	双龙屯	20	135.2	承压水
36	八家子村	18	134.4	承压水
37	红砖房屯	14	132.8	承压水
38	张文轩屯	17	133.6	承压水
39	太平川屯	14	133.7	承压水
40	前大拉窝棚屯	16	132.6	承压水
41	后大拉窝棚屯	70	132.8	承压水
42	葫芦系村	60	136.5	承压水

（2）监测因子

选取与地下水环境因子相关水质指标，分别是 K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 CO_3^{2-} 、 HCO_3^- 、 Cl^- 、 SO_4^{2-} 、pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、铬（六价）、总硬度、铅、氟、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、氟化物、总大肠菌群、菌落总数、硫化物、石油类、钡。

（3）监测时间和频率

2023 年 11 月 1 日、2024 年 3 月 4 日进行监测。

（4）监测结果

监测结果见表 4.3-6。

表 4.3-6 地下水现状监测统计结果

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

序号	项目	费家屯 (王家、 潜水)	双榆树 (周家、 潜水)	东三姓 (张家、 潜水)	双林村 (吴家、 潜水)	五门杨家 (孙家、 潜水)	下沟屯 (陈家、 承压水)	互助村 (周家、 潜水)	标准值
----	----	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	---------------------	---------------------	--------------------	-----

1	K ⁺	2.25	1.98	2.76	2.22	1.79	1.17	2.42	/
2	Na ⁺	56.4	62.6	60.5	53.7	51.4	42.2	49.9	200
3	Ca ²⁺	47.8	56.3	51.4	47.2	40.5	31.7	39.8	/
4	Mg ²⁺	10.2	11.1	10.9	9.19	8.96	6.57	8.85	/
5	HCO ₃ ⁻	224	245	237	215	207	163	182	/
6	CO ₃ ²⁻	5L	5L	5L	5L	5L	5L	5L	/
7	Cl ⁻	46.3	50.5	52.2	46.3	41.4	33.5	48.3	250
8	SO ₄ ²⁻	36.5	43.7	41.4	36.2	33.5	22.6	38.4	250
9	pH	7.8	7.7	7.7	7.6	7.7	7.5	7.8	6.5-8.5
10	总硬度（以CaCO ₃ 计）	162	187	174	156	139	107	136	450
11	溶解性总固体	504	5657	543	488	454	354	438	1000
12	耗氧量 (COD _{Mn} 法, 以 O ₂ 计)	2.2	1.9	2.0	1.9	2.3	1.6	2.0	3.0
13	挥发酚	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.002
14	氰化物	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.05
15	氟化物	0.542	0.498	0.464	0.478	0.515	0.442	0.574	1.0
16	硝酸盐 (以 N 计)	2.44	2.18	2.25	2.48	2.13	1.68	2.29	20
17	亚硝酸盐 (以 N 计)	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	1.0
18	氨氮	0.215	0.207	0.233	0.196	0.251	0.164	0.242	0.5
19	六价铬	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.05
20	砷	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.01
21	铅	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.01
22	铁	0.26	0.28	0.27	0.29	0.26	0.21	0.27	0.3
23	汞	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.01
24	锰	0.09	0.12	0.13	0.11	0.09	0.02	0.12	0.1
25	镉	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.005
26	石油类	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.05
27	总大肠菌群	2L	2L	2L	2L	2L	2L	2L	3.0
28	菌落总数	11	12	13	10	10	7	11	100
29	硫化物	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.02
30	钡	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.07
31	井深	20	13	18	15	22	65	15	/

续表 4.3-6 地下水现状监测统计结果

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

序号	项目	五门杨家 (苏家、 承压水)	永丰村 (齐家、 潜水)	前任家 (刘家、 潜水)	四合屯 (冯家、 潜水)	前四合店 (聂家、 潜水)	崔广窝棚 (张家、 承压水)	韩国顺窝 棚(任家、 承压水)	标准值
1	K ⁺	1.25	2.64	2.57	1.96	1.88	1.06	1.22	/
2	Na ⁺	44.6	61.1	54.5	62.2	55.4	46.2	41.4	200
3	Ca ²⁺	34.7	51.4	46.3	51.3	47.2	36.3	34.5	/
4	Mg ²⁺	6.97	11.8	9.79	10.8	9.35	6.72	6.56	/
5	HCO ₃ ⁻	161	245	231	241	225	171	163	/
6	CO ₃ ²⁻	5L	5L	5L	5L	5L	5L	5L	/
7	Cl ⁻	32.5	52.6	45.5	50.5	41.2	31.5	34.2	250
8	SO ₄ ²⁻	22.6	42.7	39.1	44.2	34.7	24.2	21.5	250
9	pH	7.4	7.8	7.7	7.6	7.7	7.4	7.5	6.5-8.5
10	总硬度(以 CaCO ₃ 计)	116	178	157	173	157	119	114	450
11	溶解性总 固体	362	556	507	549	493	376	359	1000
12	耗氧量 (COD _{Mn} 法, 以 O ₂ 计)	1.7	2.3	2.2	2.0	2.2	1.7	1.8	3.0
13	挥发酚	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.002
14	氰化物	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.05
15	氟化物	0.453	0.566	0.554	0.574	0.508	0.462	0.453	1.0
16	硝酸盐 (以 N 计)	1.54	2.45	2.63	2.06	2.44	1.64	1.58	20
17	亚硝酸盐 (以 N 计)	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	1.0
18	氨氮	0.153	0.256	0.198	0.277	0.208	0.156	0.149	0.5
19	六价铬	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.05
20	砷	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.01
21	铅	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.01
22	铁	0.20	0.26	0.28	0.27	0.29	0.21	0.20	0.3
23	汞	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.01
24	锰	0.03	0.12	0.08	0.11	0.13	0.03	0.04	0.1
25	镉	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.005
26	石油类	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.05
27	总大肠菌群	2L	2L	2L	2L	2L	2L	2L	3.0
28	菌落总数	8	13	14	12	11	7	8	100
29	硫化物	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.02

30	钡	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.07
31	井深	70	13	15	20	22	80	75	/

续表 4.3-6 地下水现状监测统计结果

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

序号	项目	他拉西北 窝棚 (汪 家、潜水)	王家岗子 (龚家、 潜水)	八家子村 (张家、 潜水)	双龙村 (孙家、 潜水)	后台村 (侯家、 潜水)	西山屯 (李家、 承压水)	张福奎窝 棚 (杨家、 承压水)	标准值
1	K ⁺	2.73	2.88	2.67	2.17	2.47	1.12	1.09	/
2	Na ⁺	60.4	53.3	59.3	51.4	52.5	46.3	40.2	200
3	Ca ²⁺	50.7	43.7	48.8	42.5	46.6	36.5	32.7	/
4	Mg ²⁺	11.3	8.91	9.96	8.45	8.92	7.07	6.56	/
5	HCO ₃ ⁻	248	207	231	201	212	177	163	/
6	CO ₃ ²⁻	5L	5L	5L	5L	5L	5L	5L	/
7	Cl ⁻	52.4	48.9	41.4	47.2	46.3	30.5	33.2	250
8	SO ₄ ²⁻	46.3	38.7	34.7	37.8	38.5	24.2	21.4	250
9	pH	7.7	7.8	7.7	7.9	7.7	7.5	7.5	6.5-8.5
10	总硬度 (以 CaCO ₃ 计)	174	146	164	141	154	121	109	450
11	溶解性总 固体	559	477	510	461	484	383	353	1000
12	耗氧量 (COD _{Mn} 法, 以 O ₂ 计)	2.0	2.2	2.0	2.2	2.0	2.2	1.7	3.0
13	挥发酚	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.002
14	氰化物	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.05
15	氟化物	0.537	0.545	0.508	0.564	0.545	0.461	0.466	1.0
16	硝酸盐 (以 N 计)	1.96	2.42	2.54	2.18	2.63	1.61	1.56	20
17	亚硝酸盐 (以 N 计)	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	1.0
18	氨氮	0.228	0.254	0.231	0.272	0.242	0.163	0.161	0.5
19	六价铬	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.05
20	砷	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.01
21	铅	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.01
22	铁	0.27	0.28	0.26	0.27	0.27	0.19	0.21	0.3
23	汞	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.01
24	锰	0.12	0.08	0.11	0.13	0.08	0.02	0.03	0.1
25	镉	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.005

26	石油类	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.05
27	总大肠菌群	2L	2L	2L	2L	2L	2L	2L	3.0
28	菌落总数	12	14	10	12	11	7	7	100
29	硫化物	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.02
30	钡	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.07
31	井深	15	13	18	20	15	70	60	/

4.3.2.3 地下水环境现状评价

(1) 评价方法

采用单项评价标准指数法。

单项水质参数的标准指数为：

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

pH 的标准指数为：pH_j≤7.0

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

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

水质参数的标准指数>1，表明该水质参数超过了规定的水质标准。

(2) 评价标准及评价因子

采用《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准对地下水环境现状进行评价，评价因子与监测因子相同。

(3) 评价结果

现状评价结果见表 4.3-7。

表 4.3-7 地下水现状评价结果

序号	项目	费家屯 (王家、 潜水)	双榆树 (周家、 潜水)	东三姓 (张家、 潜水)	双林村 (吴家、 潜水)	五门杨 家(孙 家、潜 水)	下沟屯 (陈家、 承压水)	互助村 (周家、 潜水)
1	钠	0.282	0.313	0.303	0.269	0.223	0.211	0.250
2	氯化物	0.185	0.202	0.209	0.185	0.130	0.134	0.193
3	硫酸盐	0.146	0.175	0.166	0.145	0.090	0.090	0.154

4	pH	0.533	0.467	0.467	0.400	0.267	0.333	0.533
5	总硬度（以 CaCO ₃ 计）	0.360	0.416	0.387	0.347	0.258	0.238	0.302
6	溶解性总 固体	0.504	0.565	0.543	0.488	0.362	0.354	0.438
7	耗氧量 (COD _{Mn} 法, 以 O ₂ 计)	0.733	0.633	0.667	0.633	0.567	0.533	0.667
8	挥发酚	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
9	氰化物	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
10	氟化物	0.542	0.498	0.464	0.478	0.453	0.442	0.574
11	硝酸盐 (以 N 计)	0.122	0.109	0.113	0.124	0.077	0.084	0.115
12	亚硝酸盐 (以 N 计)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
13	氨氮	0.430	0.414	0.466	0.392	0.306	0.328	0.484
14	六价铬	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
15	砷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
16	铅	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
17	铁	0.867	0.933	0.900	0.967	0.667	0.700	0.900
18	汞	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
19	锰	0.900	1.200	1.300	1.100	0.300	0.200	1.200
20	镉	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
21	石油类	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
22	菌落总数	0.110	0.120	0.130	0.100	0.080	0.070	0.110
23	总大肠菌群	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
24	硫化物	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
25	钡	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出

续表 4.3-7 地下水现状评价结果

序号	项目	五门杨家（苏家、承压水）	永丰村（齐家、潜水）	前任家（刘家、潜水）	四合屯（冯家、潜水）	前四合店（聂家、潜水）	崔广窝棚（张家、承压水）	韩国顺窝棚（任家、承压水）
1	钠	0.250	0.306	0.273	0.311	0.277	0.231	0.207
2	氯化物	0.193	0.210	0.182	0.202	0.165	0.126	0.137

3	硫酸盐	0.154	0.171	0.156	0.177	0.139	0.097	0.086
4	pH	0.533	0.533	0.467	0.400	0.467	0.267	0.333
5	总硬度（以 CaCO ₃ 计）	0.302	0.396	0.349	0.384	0.349	0.264	0.253
6	溶解性总 固体	0.438	0.556	0.507	0.549	0.493	0.376	0.359
7	耗氧量 (COD _{Mn} 法, 以 O ₂ 计)	0.667	0.767	0.733	0.667	0.733	0.567	0.600
8	挥发酚	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
9	氰化物	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
10	氟化物	0.574	0.566	0.554	0.574	0.508	0.462	0.453
11	硝酸盐 (以 N 计)	0.115	0.123	0.132	0.103	0.122	0.082	0.079
12	亚硝酸盐 (以 N 计)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
13	氨氮	0.484	0.512	0.396	0.554	0.416	0.312	0.298
14	六价铬	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
15	砷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
16	铅	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
17	铁	0.900	0.867	0.933	0.900	0.967	0.700	0.667
18	汞	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
19	锰	1.200	1.200	0.800	1.100	1.300	0.300	0.400
20	镉	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
21	石油类	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
22	菌落总数	0.110	0.130	0.140	0.120	0.110	0.070	0.080
23	总大肠菌群	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
24	硫化物	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
25	钡	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出

续表 4.3-7 地下水现状评价结果

序号	项目	他拉西 北窝棚 (汪家、 潜水)	王家岗 子(龚 家、潜 水)	八家子 村(张 家、潜 水)	双龙村 (孙家、 潜水)	后台村 (侯家、 潜水)	西山屯 (李家、 承压水)	张福奎 窝棚(杨 家、承压 水)
1	钠	0.302	0.267	0.297	0.257	0.263	0.232	0.201

2	氯化物	0.210	0.196	0.166	0.189	0.185	0.122	0.133
3	硫酸盐	0.185	0.155	0.139	0.151	0.154	0.097	0.086
4	pH	0.467	0.533	0.467	0.600	0.467	0.333	0.333
5	总硬度（以 CaCO ₃ 计）	0.387	0.324	0.364	0.313	0.342	0.269	0.242
6	溶解性总 固体	0.559	0.477	0.510	0.461	0.484	0.383	0.353
7	耗氧量 (COD _{Mn} 法， 以 O ₂ 计)	0.667	0.733	0.667	0.733	0.667	0.733	0.567
8	挥发酚	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
9	氰化物	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
10	氟化物	0.537	0.545	0.508	0.564	0.545	0.461	0.466
11	硝酸盐 (以 N 计)	0.098	0.121	0.127	0.109	0.132	0.081	0.078
12	亚硝酸盐 (以 N 计)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
13	氨氮	0.456	0.508	0.462	0.544	0.484	0.326	0.322
14	六价铬	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
15	砷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
16	铅	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
17	铁	0.900	0.933	0.867	0.900	0.900	0.633	0.700
18	汞	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
19	锰	1.200	0.800	1.100	1.300	0.800	0.200	0.300
20	镉	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
21	石油类	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
22	菌落总数	0.120	0.140	0.100	0.120	0.110	0.070	0.070
23	总大肠菌群	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
24	硫化物	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
25	钡	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出

从评价结果可以看出，评价地区承压水监测点各监测项目均符合《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准要求；潜水监测点除锰超标外，其余监测项目均符合《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准要求。锰超标可能是因为

区域地层含有较丰富的锰，属于地质原因。

4.3.2.4 地下水化学类型分析

根据舒卡列夫分类法，地下水中 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 Na^{+} （ $\text{Na} + \text{K}$ ）、 Cl^{-} 、 SO_4^{2-} 、 HCO_3^{-} 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 4.3-8。

表 4.3-8 舒卡列夫分类表

含量>25%Meq 的离子	HCO_3	HCO_3+SO_4	$\text{HCO}_3+\text{SO}_4+\text{Cl}$	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 $\text{HCO}_3> 25\% \text{Meq}$ ，阳离子有 Ca 大于 25%Meq。49-A 型，表示矿化度小于 <1.5g/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。

评价范围内地下水中八大离子的检测结果统计计算见表 4.3-9。

表 4.3-9 潜水水质八大离子水化学类型分析结果

监测井点 位	离子名 称	浓度值 (mg/L)	毫克当量 (mmol/L)	毫克当量 百分比 (%)	离子毫克当 量合计 (mg/L)	相对误 差%	矿化 度
费家屯（王 家、潜水）	K ⁺	2.25	0.058	1.003	5.750	0.05	0.42
	Na ⁺	56.4	2.452	42.647			
	Ca ²⁺	47.8	2.390	41.566			
	Mg ²⁺	10.2	0.850	14.783			
	HCO ₃ ⁻	224	-3.672	63.803	-5.755		
	CO ₃ ²⁻	0	0.000	0.000			
	Cl ⁻	46.3	-1.323	22.985			
	SO ₄ ²⁻	36.5	-0.760	13.212			

双榆树（周家、潜水）	K ⁺	1.98	0.051	0.780	6.513	1.11	0.47
	Na ⁺	62.6	2.722	41.792			
	Ca ²⁺	56.3	2.815	43.225			
	Mg ²⁺	11.1	0.925	14.203			
	HCO ₃ ⁻	245	-4.016	63.055	-6.370		
	CO ₃ ²⁻	0	0.000	0.000			
	Cl ⁻	50.5	-1.443	22.652			
	SO ₄ ²⁻	43.7	-0.910	14.293			
东三姓（张家、潜水）	K ⁺	2.76	0.071	1.145	6.180	0.48	0.46
	Na ⁺	60.5	2.630	42.567			
	Ca ²⁺	51.4	2.570	41.589			
	Mg ²⁺	10.9	0.908	14.699			
	HCO ₃ ⁻	237	-3.885	62.272	-6.239		
	CO ₃ ²⁻	0	0.000	0.000			
	Cl ⁻	52.2	-1.491	23.904			
	SO ₄ ²⁻	41.4	-0.863	13.824			
双林村（吴家、潜水）	K ⁺	2.22	0.057	1.032	5.518	0.76	0.41
	Na ⁺	53.7	2.335	42.316			
	Ca ²⁺	47.2	2.360	42.773			
	Mg ²⁺	9.19	0.766	13.880			
	HCO ₃ ⁻	215	-3.525	62.921	-5.602		
	CO ₃ ²⁻	0	0.000	0.000			
	Cl ⁻	46.3	-1.323	23.616			
	SO ₄ ²⁻	36.2	-0.754	13.463			
五门杨家（孙家、潜水）	K ⁺	1.79	0.046	0.908	5.052	2.15	0.38
	Na ⁺	51.4	2.235	44.233			
	Ca ²⁺	40.5	2.025	40.080			
	Mg ²⁺	8.96	0.747	14.779			
	HCO ₃ ⁻	207	-3.393	64.340	-5.274		
	CO ₃ ²⁻	0	0.000	0.000			
	Cl ⁻	41.4	-1.183	22.427			
	SO ₄ ²⁻	33.5	-0.698	13.233			
互助村（周家、潜水）	K ⁺	2.42	0.062	1.251	4.959	2.02	0.37
	Na ⁺	49.9	2.170	43.749			

	Ca ²⁺	39.8	1.990	40.128			
	Mg ²⁺	8.85	0.738	14.872			
	HCO ₃ ⁻	182	-2.984	57.781	-5.164		
	CO ₃ ²⁻	0	0.000	0.000			
	Cl ⁻	48.3	-1.380	26.726			
	SO ₄ ²⁻	38.4	-0.800	15.493			
永丰村（齐家、潜水）	K ⁺	2.64	0.068	1.078	6.278	1.03	0.47
	Na ⁺	61.1	2.657	42.318			
	Ca ²⁺	51.4	2.570	40.940			
	Mg ²⁺	11.8	0.983	15.664			
	HCO ₃ ⁻	245	-4.016	62.670	-6.409		
	CO ₃ ²⁻	0	0.000	0.000			
	Cl ⁻	52.6	-1.503	23.450			
	SO ₄ ²⁻	42.7	-0.890	13.881			
前任家（刘家、潜水）	K ⁺	2.57	0.066	1.184	5.566	2.92	0.43
	Na ⁺	54.5	2.370	42.570			
	Ca ²⁺	46.3	2.315	41.590			
	Mg ²⁺	9.79	0.816	14.657			
	HCO ₃ ⁻	231	-3.787	64.169	-5.901		
	CO ₃ ²⁻	0	0.000	0.000			
	Cl ⁻	45.5	-1.300	22.028			
	SO ₄ ²⁻	39.1	-0.815	13.803			
四合屯（冯家、潜水）	K ⁺	1.96	0.050	0.808	6.220	0.76	0.46
	Na ⁺	62.2	2.704	43.481			
	Ca ²⁺	51.3	2.565	41.241			
	Mg ²⁺	10.8	0.900	14.470			
	HCO ₃ ⁻	241	-3.951	62.567	-6.315		
	CO ₃ ²⁻	0	0.000	0.000			
	Cl ⁻	50.5	-1.443	22.850			
	SO ₄ ²⁻	44.2	-0.921	14.583			
前四合店（聂家、潜水）	K ⁺	1.88	0.048	0.861	5.596	0.07	0.41
	Na ⁺	55.4	2.409	43.043			
	Ca ²⁺	47.2	2.360	42.172			
	Mg ²⁺	9.35	0.779	13.923			

	HCO ₃ ⁻	225	-3.689	66.001	-5.589				
	CO ₃ ²⁻	0	0.000	0.000					
	Cl ⁻	41.2	-1.177	21.063					
	SO ₄ ²⁻	34.7	-0.723	12.936					
他拉西北 窝棚（汪 家、潜水）	K ⁺	2.73	0.070	1.134	6.173	2.79	0.47		
	Na ⁺	60.4	2.626	42.543					
	Ca ²⁺	50.7	2.535	41.068					
	Mg ²⁺	11.3	0.942	15.255					
	HCO ₃ ⁻	248	-4.066	62.286	-6.527				
	CO ₃ ²⁻	0	0.000	0.000					
	Cl ⁻	52.4	-1.497	22.937					
	SO ₄ ²⁻	46.3	-0.965	14.778					
王家岗子 （龚家、潜 水）	K ⁺	2.88	0.074	1.388	5.319	2.55	0.40		
	Na ⁺	53.3	2.317	43.570					
	Ca ²⁺	43.7	2.185	41.081					
	Mg ²⁺	8.91	0.743	13.960					
	HCO ₃ ⁻	207	-3.393	60.631	-5.597				
	CO ₃ ²⁻	0	0.000	0.000					
	Cl ⁻	48.9	-1.397	24.963					
	SO ₄ ²⁻	38.7	-0.806	14.405					
八家子村 （张家、潜 水）	K ⁺	2.67	0.068	1.157	5.917	1.93	0.43		
	Na ⁺	59.3	2.578	43.576					
	Ca ²⁺	48.8	2.440	41.239					
	Mg ²⁺	9.96	0.830	14.028					
	HCO ₃ ⁻	231	-3.787	66.522	-5.693				
	CO ₃ ²⁻	0	0.000	0.000					
	Cl ⁻	41.4	-1.183	20.779					
	SO ₄ ²⁻	34.7	-0.723	12.699					
双龙村（孙 家、潜水）	K ⁺	2.17	0.056	1.087	5.120	2.95	0.39		
	Na ⁺	51.4	2.235	43.652					
	Ca ²⁺	42.5	2.125	41.507					
	Mg ²⁺	8.45	0.704	13.754					
	HCO ₃ ⁻	201	-3.295	60.670	-5.431				
	CO ₃ ²⁻	0	0.000	0.000					

	Cl ⁻	47.2	-1.349	24.830			
	SO ₄ ²⁻	37.8	-0.788	14.500			
后台村（侯家、潜水）	K ⁺	2.47	0.063	1.169	5.419	1.64	0.41
	Na ⁺	52.5	2.283	42.120			
	Ca ²⁺	46.6	2.330	42.995			
	Mg ²⁺	8.92	0.743	13.716			
	HCO ₃ ⁻	212	-3.475	62.057	-5.600		
	CO ₃ ²⁻	0	0.000	0.000			
	Cl ⁻	46.3	-1.323	23.621			
	SO ₄ ²⁻	38.5	-0.802	14.322			

表 4.2-10 承压水水质八大离子浓度评价结果

监测井点位	离子名称	浓度值 (mg/L)	毫克当量 (mmol/L)	毫克当量 百分比 (%)	离子毫克当 量合计 (mg/L)	相对误差%	矿化 度
下沟屯（陈家、承压水）	K ⁺	1.17	0.030	0.751	3.997	1.27	0.30
	Na ⁺	42.2	1.835	45.901			
	Ca ²⁺	31.7	1.585	39.652			
	Mg ²⁺	6.57	0.548	13.697			
	HCO ₃ ⁻	163	-2.672	65.172	-4.100		
	CO ₃ ²⁻	0	0.000	0.000			
	Cl ⁻	33.5	-0.957	23.344			
	SO ₄ ²⁻	22.6	-0.471	11.483			
五门杨家（苏家、承压水）	K ⁺	1.25	0.032	0.748	4.287	2.98	0.30
	Na ⁺	44.6	1.939	45.233			
	Ca ²⁺	34.7	1.735	40.471			
	Mg ²⁺	6.97	0.581	13.549			
	HCO ₃ ⁻	161	-2.639	65.351	-4.039		
	CO ₃ ²⁻	0	0.000	0.000			
	Cl ⁻	32.5	-0.929	22.992			
	SO ₄ ²⁻	22.6	-0.471	11.658			
崔广窝棚（张家、承压水）	K ⁺	1.06	0.027	0.616	4.411	2.36	0.32
	Na ⁺	46.2	2.009	45.540			
	Ca ²⁺	36.3	1.815	41.148			

	Mg ²⁺	6.72	0.560	12.696	-4.207		
	HCO ₃ ⁻	171	-2.803	66.627			
	CO ₃ ²⁻	0	0.000	0.000			
	Cl ⁻	31.5	-0.900	21.391			
	SO ₄ ²⁻	24.2	-0.504	11.983			
韩国顺窝棚 (任家、承压水)	K ⁺	1.22	0.031	0.762	4.103	0.07	0.30
	Na ⁺	41.4	1.800	43.871			
	Ca ²⁺	34.5	1.725	42.043			
	Mg ²⁺	6.56	0.547	13.324			
	HCO ₃ ⁻	163	-2.672	65.219	-4.097		
	CO ₃ ²⁻	0	0.000	0.000			
	Cl ⁻	34.2	-0.977	23.849			
	SO ₄ ²⁻	21.5	-0.448	10.932			
西山屯（李家、承压水）	K ⁺	1.12	0.029	0.644	4.456	2.05	0.32
	Na ⁺	46.3	2.013	45.177			
	Ca ²⁺	36.5	1.825	40.957			
	Mg ²⁺	7.07	0.589	13.222			
	HCO ₃ ⁻	177	-2.902	67.839	-4.277		
	CO ₃ ²⁻	0	0.000	0.000			
	Cl ⁻	30.5	-0.871	20.374			
	SO ₄ ²⁻	24.2	-0.504	11.787			
张福奎窝棚 (杨家、承压水)	K ⁺	1.09	0.028	0.706	3.957	1.36	0.30
	Na ⁺	40.2	1.748	44.166			
	Ca ²⁺	32.7	1.635	41.315			
	Mg ²⁺	6.56	0.547	13.814			
	HCO ₃ ⁻	163	-2.672	65.710	-4.067		
	CO ₃ ²⁻	0	0.000	0.000			
	Cl ⁻	33.2	-0.949	23.326			
	SO ₄ ²⁻	21.4	-0.446	10.963			

结论：本工程所在地各监测点地下水潜水阴阳离子相对偏差均小于 5%，说明监测数据可靠。

潜水地下水类型为 HCO₃-Na+Ca 和 HCO₃+Cl⁻-Na+Ca 型水，承压水地下水类型

为 HCO₃-Na+Ca 型水。

4.3.2.5 包气带污染现状调查

(1) 调查点位

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，调查点位见表 4.3-11。

表 4.3-11 包气带调查点位

序号	监测点	坐标	采样深度	备注
B1	已建油井永久占地内	45.61694, 125.48221	0-20cm、20-40cm	污染控制点
B2	区域内已建井场西侧 200m		0-20cm、20-40cm	清洁对照点
B3	朝 23 转油站	45.75578, 125.69164	0-20cm、20-40cm	污染控制点
B4	朝 23 转油站南侧 200m		0-20cm、20-40cm	清洁对照点
B5	朝一联	45.71511, 125.61532	0-20cm、20-40cm	污染控制点
B6	朝一联北侧 200m		0-20cm、20-40cm	清洁对照点

(2) 调查项目

pH、石油类、砷、镉、铜、铅、铬（六价）、汞。

(3) 调查时间与频次

2023 年 11 月 4 日进行一次调查。

(4) 监测结果

监测结果见表 4.3-12。

表 4.3-12 包气带现状调查结果

监测项目	区域已建翻 135-更 55 井场		区域已建翻 135-更 55 井场西侧 200m	
	0~20cm	20~40cm	0~20cm	20~40cm
pH	8.0	7.9	8.1	7.8
铅	5.2	5.4	5.3	5.6
镉	0.16	0.11	0.15	0.18
汞	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
总铬	0.12	0.14	0.15	0.11
石油类	0.15	0.13	0.14	0.10

砷	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L
挥发酚	0.0026	0.0031	0.0025	0.0033
铜	0.008	0.009	0.011	0.007
镍	0.07	0.09	0.10	0.06
锌	0.06	0.11	0.09	0.08
监测项目	朝 23 转油站		朝 23 转油站南侧 200m	
	0~20cm	20~40cm	0~20cm	20~40cm
pH	7.7	7.9	8.0	7.8
铅	5.1	5.3	5.7	5.3
镉	0.17	0.18	0.14	0.15
汞	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
总铬	0.15	0.13	0.14	0.11
石油类	0.16	0.12	0.10	0.13
砷	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L
挥发酚	0.0020	0.0028	0.0030	0.0027
铜	0.006	0.008	0.009	0.007
镍	0.06	0.07	0.10	0.06
锌	0.08	0.09	0.10	0.08
监测项目	朝一联		朝一联北侧 200m	
	0~20cm	20~40cm	0~20cm	20~40cm
pH	8.1	8.0	7.9	7.8
铅	5.2	5.0	5.6	5.3
镉	0.13	0.11	0.15	0.16
汞	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
总铬	0.18	0.11	0.14	0.12
石油类	0.12	0.15	0.10	0.13
砷	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L
挥发酚	0.0031	0.0024	0.0016	0.0025
铜	0.010	0.009	0.007	0.011
镍	0.09	0.06	0.08	0.08
锌	0.07	0.08	0.10	0.09
注：实测值数值后面的“L”，表示此检测项目实测值为“未检出”。 计量单位：铅、镉、汞和砷 $\mu\text{g/L}$ ，总铬和石油类、铜、锌、挥发酚为 mg/L 。				

从表 4.3-12 中可以看出，评价区域内污染调查点中砷、镉、铜、铅、铬（六价）、汞、石油类浓度与清洁对照点相比没有明显变化，说明评价区域内包气带未受到污

染。

4.3.3 声环境质量现状调查与评价

4.3.3.1 现状监测

(1) 监测布点

对区域声环境敏感目标进行监测，具体监测点布设见表 4.3-12 及图 4.3-1。

表 4.3-13 声环境监测点位置

序号	监测点	与本项目位置关系	坐标		备注
			经度	纬度	
Z1	五门杨家	朝 85-更 103 管线北侧 210m	125.67972	45.75625	区域噪声
Z2	朝 90-更 23	拟建井场	125.55122	45.70203	

(2) 监测因子

连续等效 A 声级。

(3) 监测时间

2023 年 11 月 4 日-5 日进行监测，监测时间为期两天，分昼间、夜间两个时段进行。

(4) 监测结果

监测结果见表 4.3-14。

表 4.3-14 噪声现状监测统计表 [dB(A)]

监测点位	昼间		夜间	
五门杨家	47.1	47.3	43.2	43.6
标准值	55		45	
朝 90-更 23	43.7	43.9	42.6	42.8
标准值	60		50	

4.3.3.2 现状评价

监测结果显示，评价区域村屯声环境能够满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）1 类标准要求，拟建注入站处声环境能够满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准要求。

4.3.4 生态现状调查与评价

根据导则要求，本次生态现状调查以收集有效资料为主，辅以遥感调查和现

场调查。主要调查内容包括评价区土地利用现状情况、植被现状和野生动植物现状。生态评价范围为基建井场外扩 50m 及管道两侧 300m 的区域，调查时间为 2023 年 11 月，调查方法为类比分析法。

4.3.4.1 生态功能区划

根据黑龙江省人民政府批准的《黑龙江省生态功能区划》（黑政函[2006]75 号），本项目所在区域属于松嫩平原西部草甸草原生态区，松嫩平原西部草甸草原与农业生态亚区，嫩江下游湿地保护与沙化和盐渍化控制生态功能区。本项目区生态功能区划见表 4.3-15。

表 4.3-15 本工程区域生态功能区划表

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

4.3.4.2 土地利用现状

评价区土地利用类型包括草地、耕地、林地、工矿仓储用地、住宅用地、交通运输用地和水域及水利设施用地。草地为其他草地，以低洼草地为主；耕地主要为旱地，种植玉米等农作物；林地为其他林地，包括在村庄附近、道路两侧及耕地周围人工种植的防护林；交通运输用地主要为城镇村道路用地；工矿仓储用地主要为油田设施及地方企业用地；住宅用地主要为农村宅基地；水域及水利设施用地主要为坑塘水面和沟渠。土地类型划分参照《土地利用现状分类》（GB/T 21010-2017）。

4.3.4.3 生态系统现状调查

（1）草地生态系统

分布在项目所在地西部和东部边缘地带。草甸分布不连续，斑块数量较多。本区域草地主要以贝加尔针茅、羊草和芦苇为优势种，同时和狼尾草、毛水苏、三棱草、星星草等植物混生。在漫岗的缓坡和呈碱性的低地上还生长有碱草植物群落，碱草植物群落以碱草为主，并有野古草、野苜宿、黄芪、柴胡等植物。群系高 0.2～

0.6m，盖度 50~70%。目前草原平均亩产干草在 150 公斤左右。

（2）农田生态系统

农田是人工生态系统，植被是人工栽培的各种农作物，本区块分有大量农田，主要为附近居民开垦的旱田，主要种植旱田农作物和蔬菜等。农作物中主要以玉米为主。玉米是源于热带喜温喜肥的高产作物，在该地一般年份玉米均可正常成熟，产量约为 500~600kg/亩。蔬菜类主要有茄子、豆角和白菜等。

（3）森林生态系统

本区域在植被区系划分中属于蒙古干燥草原区系，原始植被基本是草本，间有阔叶林。随着人口移居，种植业发展，原始植被多遭破坏，现以人工营造的林木为主。地区内的林木以人工种植幼林、场站绿化种植林地和护路林等为主，林木品种主要为阔叶林，以杨树为主，杨树林平均树高 10~15m，平均胸径 15~25cm，平均冠幅 2.5m×2.5m。森林覆盖率 3%左右。

（4）城镇生态系统

城镇生态系统是人工生态系统，主要为评价区域内分布的建筑物、道路、公共设施和油田场站等。

4.3.4.4 植被及植物多样性

本工程调查范围内无古树名木、重点保护及珍稀濒危野生植物，公益林和天然林分布。

（1）植物区系

大庆市位于松嫩平原中部，地势低，地带性植被为草甸草原，是我国温带草原的一部分，也是欧亚大陆草原的最东端，以丛生禾草和根茎禾草为其主要成分。由于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。按照中国种子植物区系地理中的中国植物区系分区系统进行划分，评价区属于蒙古草原植物区系。

（2）植被类型

经过实地考察与参考相关资料，评价区域内植被类型以农田植被、草甸和人工

林为主。

1) 草地生态系统

本区域主要是羊草群丛和碱蓬-星星草群丛，分布于路边或耕地周围，多成小块状分布。群系高 0.2~0.6m，盖度小于 45%。

①羊草

羊草草原是欧亚大陆草原区东部一种特有和优势的草原类型，也是本市主要的草甸草原类型。由于羊草具有强烈的根茎繁殖能力，排挤其它植物侵入，故种类组成比较单纯，在群落中羊草占绝对优势，是稳定的建群成分。羊草草甸草原是草原植被中经济价值最高的类型。由于羊草营养价值在整个生长季都很高，适口性强，适于调制干草，是最重要的自然割草场和放牧场。但目前因过度放牧和碱化，草场退化严重。

②碱蓬-星星草

碱蓬-星星草广泛分布在退化草地的碱斑和盐碱化湖泡周围，但面积较小，生境较低湿，常有短期积水。此类草甸盖度变化很大，40%~80%。由于生境条件严酷，常以星星草为单优势，甚至无伴生种，可混有少量羊草、野大麦（*Hordeum brevisublatum*）、朝鲜碱茅（*Puccinellia chinampoensis*）、碱地风毛菊（*Saussurea runcinata*）、碱地肤（*Kochia sieversiana* var. *suaedaefolia*）、碱蒿（*Artemisia anethifolia*），以及常混有少量一年生的碱蓬（*Suaeda glauca*）和角碱蓬（*S. corniculata*）等。

2) 耕地生态系统

耕地（旱田）生态系统是人工生态系统，植被是人工栽培的各种农作物，本区域主要种植农作物、经济作物和蔬菜等。本地区农田为一般耕地，耕地农作物主要以玉米为主，玉米产量约 500~600kg/亩，另有，大豆、谷子、小麦等作物。经济作物主要有甜菜、芝麻、向日葵等。蔬菜类主要有茄子、豆角和白菜等。

3) 经济林

在评价区内经济林主要为杨树林 (*Form. Populus canadensis*)。杨树林是评价区防护林的主要林种之一，也是评价区内分布最多，最广泛的林木，主要分布在村庄附近、道路两侧及农田周围。杨树林平均树高 10~15m，平均胸径 15~25cm，平均冠幅 2.5m×2.5m。

(3) 植物群落

评价区草地主要集中分布于西部和东部边缘地带，该区域以前主要是以羊草为代表的羊草—杂类草草甸，目前已退化，覆盖度一般在 50%左右，在部分碱斑上的植被发育不良或裸露，株高一般不超过 30cm，以碱蓬为主。盐碱化草甸原有的地带性植被为羊草草原，由于地势低洼积水，地下返盐，造成土壤的盐渍化，草甸逐渐演变成盐化草甸，植被群落也演替为盐生植被。盐化草甸组成群落类型的主要成分是一些耐盐碱的多年生和一年生的中生植物。种类成分较单纯，据不完全统计有 65 种，分属 21 科，42 属。除了地势较高处生长羊草外，低洼积水处生长着一些盐生植被，如碱茅、碱蓬、马蔺等。盐碱化草甸生态系统十分脆弱，破坏后不易恢复，也是本区土壤风蚀的主要部位之一。

4.3.4.5 动物现状调查

(1) 陆生哺乳动物

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

(2) 鸟类

本区人类生产活动频繁，因此鸟类的种类和分布亦较少。经调查，本区无国家和地方受保护的珍稀濒危野生动物，常见鸟类主要为喜鹊 (*P. pica sericea Gould*)、小嘴乌鸦 (*C. corone orientalis Evers*)、麻雀 (*P. montanus montanus*)、家燕 (*H. rustica gutturalis Scopoli*) 等村栖型鸟类。

4.3.4.6 水土流失现状调查

根据《大庆市水土保持规划（2015~2030）》，大庆市划定了市级水土流失重点预防区和重点治理区，本项目部分井场和管道属于水土流失重点治理区。本项目区域水土流失类型为风水蚀交错类型，水土流失域侵蚀强度为轻度风蚀。成因包括石油天然气开发引起的水土流失、交通建设引起的水土流失、农业开发引起的水土流失。石油天然气开发主要表现在对土地的占用和破坏，地质地貌的变化等。交通建设主要表现在土地占用和土壤侵蚀；地表景观的破坏和生态功能的扰动加剧水土流失；弃土场处理不当引起的水土流失；道路边坡稳定性引发的水土流失。农业开发主要表现在破坏原生植被，导致生态系统退化；干扰原有的土壤基准条件，引发土壤沙化或土地盐渍化；影响水文水情及生态系统，如抽取地下水导致水位下降，地面沉降；化学肥料的过渡使用对土壤、地下水的污染等。

4.3.4.7 防沙治沙情况调查

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）。

本项目位于大庆市肇源县喝肇州县内，根据黑龙江省防沙治沙工作领导小组《关于印发<关于贯彻落实《沙化土地封禁保护修复制度方案》的实施意见>的通知》，属于沙化土地所在县（区），应当重点增加、恢复和保护林草植被，治理土地沙化和草原退化、沙化、碱化。根据现场调查，项目占地区域未出现土壤沙化现象，为保护区域生态环境，针对本工程的具体特点，应制定生态环境影响减缓措施和防沙治沙措施。施工期临时占地及施工车辆行驶将对区域地表植被产生破坏。因此施工期须严格落实各项目生态保护措施及生态减缓措施，严格控制控制施工作业占地范围，尽量减小施工期对区域生态影响。

4.3.4.8 生态敏感区现状调查

根据《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ19-2022）中生态敏感区定义，本项目所在区域不涉及生态敏感区。

4.3.4.9 既有工程实际生态影响及措施调查

根据现场调查，为保护区域生态环境，第十采油厂既有工程采取了生态保护措施保护区域内生态系统。例如严格控制了井场的临时及永久占地，井场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。针对水土流失，第十采油厂采取了井场平整、压实，开挖土方已合理利用填埋；施工期间未对占地外的地表植被造成碾压和破坏；在油田道路地势较低，容易汇水形成径流冲刷的路段，设置了钢筋砼板涵，保证了道路两侧洪沟的畅通；生产期已严格作好道路泄洪桥涵洞的疏通、维修工作，保证了各类设施的泄洪能力；管道工程施工期间，划定了施工活动范围，车辆均采用“一”字型作业法，严格避免开辟新路，管沟挖、填方作业做到了互补平衡，未造成弃土方堆积和过多借土，未增加新的水土流失，管沟回填阶段均按层回填，回填后予以平整、压实，施工期间对开发建设施工材料划定了适宜的堆料场，未破坏占地外的植被，未增加裸地面积而新增的水土流失。

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

4.3.4.10 主要生态环境问题

本工程位于水土流失重点治理区和沙化土地所在县（区），在该区域施工时必须采取严格的水土保持措施和防沙治沙措施，减少因本项目施工造成的生态环境问题。

4.3.4.11 评价结论

该区以草地生态系统为主，与原生草原生态系统相比，整个生态系统的生产力有下降，由于油田多年的生产开发，以及人工耕作，农药等有毒有害成份有所增加，以及本地区气候干旱、多风沙等气候特点，对土壤固持能力降低，春季干旱时调节

气候的能力降低。

4.3.5 土壤环境现状调查与评价

4.3.5.1 土壤类型

根据现场踏勘及国家土壤信息服务平台(<http://www.soilinfo.cn/map/>)资料显示,本项目评价范围内土壤类型为草甸土。

盐化草甸土分布在低平地形部位。苏打盐化草甸土主要成土过程是在草甸化过程的同时,进行盐化过程,而碱化过程不明显。盐化草甸土养分含量较高,表层有机质多在 3~5%之间,全氮含量在 0.5~0.3%之间,全磷含量在 0.05~0.1%之间。盐化草甸土的土体结构主要层次有黑土层、积盐层和母质层(含有较多的可溶盐类)。草甸土的植被,草原植被以羊草和拂子茅为优势种,伴生有萎菱菜、地榆、胡枝子、蒿属、虎尾草、星星草等。

4.3.5.2 理化特性调查

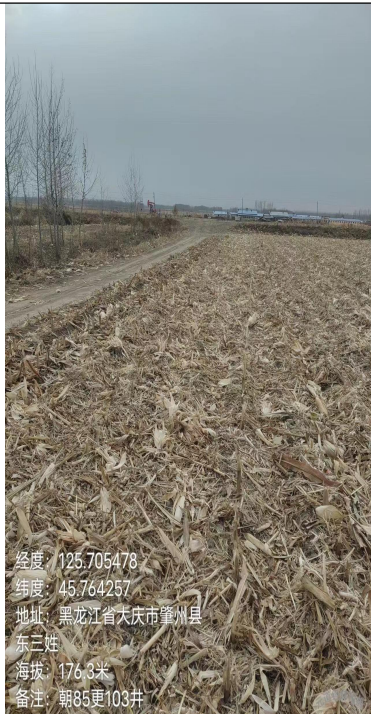
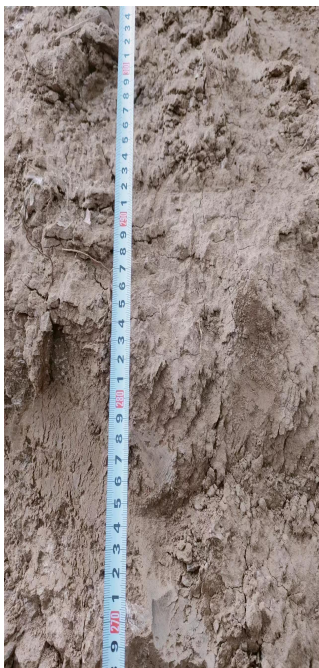
在充分收集资料的基础上,根据土壤环境影响类型、建设项目特征与评价需要,有针对性地选择土壤理化特性调查内容,具体土壤理化特性调查见表 4.3-16,区域内土体构型(土壤剖面)见表 4.3-17。

表 4.3-16 土壤理化性质调查表

时间		2023.11.04		
点号		拟建朝 85-更 103 永久占地内		
经纬度		125.705371 45.764228		
层次		0-50cm	50-150cm	150-300cm
现场记录	颜色	黄色	黄色	黄色
	结构	面状	面状	面状
	质地	壤土	壤土	壤土
	砂砾含量	25~45%	25~45%	25~45%
	其他异物	植物根系	--	--
实验室测定	pH 值	7.78	8.06	7.91
	阳离子交换量(cmol+/kg)	11.9	13.2	12.4
	氧化还原电位(mv)	189	201	196
	饱和导水率(mm/min)	1.323	1.355	1.295

		土壤容重 (g/cm ³)	1.48	1.35	1.51
		孔隙度(%)	44.2	49.1	43.0
点号		拟建 1#平台南侧	拟建朝 85-更 103 东侧	朝 23 转油站南侧	
经纬度		125.651694 45.710518	125.705352 45.764200	125.440792 45.623939	
层次		0-20cm	0-20cm	0-20cm	
现场记录	颜色	黄色	黄色	黄色	
	结构	面状	面状	面状	
	质地	壤土	壤土	壤土	
	砂砾含量	25~45%	25~45%	25~45%	
	其他异物	植物根系	植物根系	植物根系	
实验室测定	pH 值	7.85	8.01	7.69	
	阳离子交换量(cmol+/kg)	11.8	12.7	11.6	
	氧化还原电位 (mv)	193	204	179	
	饱和导水率(mm/min)	1.272	1.300	1.341	
	土壤容重 (g/cm ³)	1.44	1.39	1.32	
	孔隙度(%)	45.7	47.5	50.2	

表 4.3-17 土体构型（土壤剖面）

点号	景观照片	土壤剖面照片	层次
拟建朝 85-更 103 永 久占地 内	 经纬度: 125.705478 纬度: 45.764257 地址: 黑龙江省大庆市肇州县 东三姓 海拔: 176.3米 备注: 朝85更103井		0-0.5m 面状结构 壤土
			0.5-1.5m 面状结构 壤土
			1.5-3m 面状结构 壤土
			 经纬度: 125.705371 纬度: 45.764228 地址: 黑龙江省大庆市肇州县 东三姓 海拔: 177.5米 备注: 朝85更103井

拟建 1# 平台南 侧	 经度: 125.651731 纬度: 45.710371 地址: 黑龙江省大庆市肇州县 后四合店 海拔: 187.6米 备注: 1#平台南侧	/	0-0.2m 面状结构 壤土  经度: 125.651694 纬度: 45.710518 地址: 黑龙江省大庆市肇州县 后四合店 海拔: 187.8米 备注: 1#平台南侧
朝 23 转 油站南 侧		/	0-0.2m 面状结构 壤土  经度: 125.440792 纬度: 45.623939 地址: 黑龙江省大庆市肇州县 海拔: 138.9米 备注: 朝23联合站南侧
注: 应给出带标尺的土壤剖面照片及其景观照片。 根据土壤分层情况描述土壤的理化特性。			

4.3.5.3 现状监测

(1) 监测范围及点位布设

确定项目占地范围内共布设 2 个表层样点, 5 个柱状样点, 占地范围外共布设 4 个表层样点, 柱状样取样深度为 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m, 表层样取样深度为 0~0.2m。具体位置见表 4.3-18。

表 4.3-18 土壤现状监测点位

编号	监 测 点	经度	纬度	备注
T1	拟建朝 85-更 103 永久占地内	125.67972	45.75192	采取柱状样，在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
T2	拟建 1#平台永久占地内	125.65207	45.71107	采取柱状样，在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
T3	拟建朝 143-更 59 永久占地内	125.64746	45.65431	采取柱状样，在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
T4	拟建翻 135-更 49 永久占地内	125.48032	45.61101	采取柱状样，在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
T5	拟建翻 154-更 109 永久占地内	125.38520	45.54986	采取柱状样，在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
T6	拟建朝 85-更 103	125.67972	45.75192	采取表层样，在 0~0.2m 取样
T7	拟建 1#平台	125.65207	45.71107	采取表层样，在 0~0.2m 取样
T8	拟建 1#平台南侧	125.65207	45.71107	采取表层样，在 0~0.2m 取样
T9	拟建朝 85-更 103 东侧	125.67972	45.75192	采取表层样，在 0~0.2m 取样
T10	朝 23 转油站南侧	125.69164	45.75578	采取表层样，在 0~0.2m 取样
T11	朝一联南侧	125.61532	45.71511	采取表层样，在 0~0.2m 取样

(2) 监测项目

建设用地全项指标：

pH、石油烃（C₆-C₉、C₁₀-C₄₀）、石油类、水溶性盐总量、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、砷、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。

农用地全项指标：

pH、石油烃（C₆-C₉、C₁₀-C₄₀）、石油类、水溶性盐总量、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌

(3) 监测时间

2023 年 11 月 1 日、2024 年 3 月 4 日进行监测。

(4) 监测结果

具体监测结果详见表 4.3-19~表 4.3-21。

表 4.3-19 土壤现状监测结果 单位: mg/kg

检测项目	T1 拟建朝 85-更 103 永久占地内			T2 拟建 1#平台永久占地内			单位
	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m	
pH	7.78	8.06	7.91	7.96	8.03	7.85	无量纲
镉 (Cd)	0.09	0.10	0.08	0.07	0.11	0.06	mg/kg
汞 (Hg)	0.017	0.022	0.016	0.016	0.018	0.015	mg/kg
砷 (As)	3.33	3.26	3.37	3.29	3.33	3.41	mg/kg
铅 (Pb)	14	18	19	17	22	16	mg/kg
铬 (六价)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	mg/kg
铜 (Cu)	21	22	20	20	18	14	mg/kg
镍 (Ni)	18	21	19	19	24	21	mg/kg
苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	mg/kg
甲苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	μg/kg
乙苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	μg/kg
氯苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	μg/kg
苯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	μg/kg
间二甲苯+对二甲苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	μg/kg
邻二甲苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	μg/kg
氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	μg/kg
1,2-二氯苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	μg/kg
1,4-二氯苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	μg/kg
四氯化碳	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	μg/kg
氯仿	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	μg/kg
氯甲烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	μg/kg
1,1-二氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	μg/kg
1,2-二氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	μg/kg
1,1-二氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	μg/kg
顺-1,2-二氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	μg/kg
反-1,2-二氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	μg/kg

检测项目	T1 拟建朝 85-更 103 永久占地内			T2 拟建 1#平台永久占地内			单位
	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m	
二氯甲烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	μg/kg
1,2-二氯丙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	μg/kg
1,1,1,2-四氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	μg/kg
1,1,2,2-四氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	μg/kg
四氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	μg/kg
1,1,1-三氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	μg/kg
1,1,2-三氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	μg/kg
三氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	μg/kg
1,2,3-三氯丙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	μg/kg
硝基苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	μg/kg
苯胺	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	mg/kg
2-氯酚	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	mg/kg
蒾	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	mg/kg
萘	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	mg/kg
苯并[a]蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	mg/kg
苯并[b]荧蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	mg/kg
苯并[k]荧蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	mg/kg
苯并[a]芘	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	mg/kg
茚并[1,2,3-cd]芘	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	mg/kg
二苯并[a, h]蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	mg/kg
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	mg/kg
石油烃 (C ₆ -C ₉)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	mg/kg
石油类	18	15	19	13	21	16	mg/kg
水溶性盐总量	600	800	700	700	500	800	mg/kg

续表 4.3-19 土壤现状监测结果

单位: mg/kg

检测项目	T3 拟建朝 143-更 59 永久占地内			T4 拟建翻 135-更 49 永久占地内			单位
	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m	
pH	8.11	7.64	7.92	7.88	8.02	7.75	无量纲
镉 (Cd)	0.09	0.09	0.10	0.08	0.11	0.09	mg/kg
汞 (Hg)	0.015	0.021	0.013	0.012	0.017	0.015	mg/kg
砷 (As)	3.33	3.36	3.25	3.31	3.29	3.37	mg/kg

检测项目	T3 拟建朝 143-更 59 永久占地内			T4 拟建翻 135-更 49 永久占地内			单位
	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m	
铅 (Pb)	16	19	17	18	22	16	mg/kg
铬 (六价)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	mg/kg
铜 (Cu)	14	15	18	16	20	14	mg/kg
镍 (Ni)	18	23	20	23	19	20	mg/kg
苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	mg/kg
甲苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	µg/kg
乙苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	µg/kg
氯苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	µg/kg
苯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	µg/kg
间二甲苯+对二甲苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	µg/kg
邻二甲苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	µg/kg
氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	µg/kg
1,2-二氯苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	µg/kg
1,4-二氯苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	µg/kg
四氯化碳	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	µg/kg
氯仿	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	µg/kg
氯甲烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	µg/kg
1,1-二氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	µg/kg
1,2-二氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	µg/kg
1,1-二氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	µg/kg
顺-1,2-二氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	µg/kg
反-1,2-二氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	µg/kg
二氯甲烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	µg/kg
1,2-二氯丙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	µg/kg
1,1,1,2-四氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	µg/kg
1,1,1,2,2-四氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	µg/kg
四氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	µg/kg
1,1,1-三氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	µg/kg
1,1,2-三氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	µg/kg
三氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	µg/kg

检测项目	T3 拟建朝 143-更 59 永久占地内			T4 拟建翻 135-更 49 永久占地内			单位
	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m	
1,2,3-三氯丙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	µg/kg
硝基苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	µg/kg
苯胺	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	mg/kg
2-氯酚	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	mg/kg
蒎	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	mg/kg
萘	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	mg/kg
苯并[a]蒎	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	mg/kg
苯并[b]荧蒎	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	mg/kg
苯并[k]荧蒎	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	mg/kg
苯并[a]芘	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	mg/kg
茚并[1,2,3-cd]芘	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	mg/kg
二苯并[a, h]蒎	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	mg/kg
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	mg/kg
石油烃 (C ₆ -C ₉)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	mg/kg
石油类	15	19	21	17	15	18	mg/kg
水溶性盐总量	600	800	700	500	800	700	mg/kg

续表 4.3-19 土壤现状监测结果

单位: mg/kg

检测项目	T5 拟建翻 154-更 109 永久占地内			T6 拟建朝 85-更 103	T7 拟建 1#平台	单位
	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m	0-0.2m	0-0.2m	
pH	8.06	7.93	7.87	7.95	8.08	无量纲
镉 (Cd)	0.10	0.09	0.11	0.11	0.08	mg/kg
汞 (Hg)	0.017	0.020	0.016	0.018	0.023	mg/kg
砷 (As)	3.36	3.28	3.26	3.40	3.37	mg/kg
铅 (Pb)	16	14	17	17	19	mg/kg
铬 (六价)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	mg/kg
铜 (Cu)	19	11	15	21	18	mg/kg
镍 (Ni)	18	20	21	24	25	mg/kg
苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	mg/kg
甲苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	µg/kg

检测项目	T5 拟建翻 154-更 109 永久占地内			T6 拟建朝 85-更 103	T7 拟建 1#平台	单位
	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m	0-0.2m	0-0.2m	
乙苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	µg/kg
氯苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	µg/kg
苯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	µg/kg
间二甲苯+对二甲苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	µg/kg
邻二甲苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	µg/kg
氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	µg/kg
1,2-二氯苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	µg/kg
1,4-二氯苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	µg/kg
四氯化碳	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	µg/kg
氯仿	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	µg/kg
氯甲烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	µg/kg
1,1-二氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	µg/kg
1,2-二氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	µg/kg
1,1-二氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	µg/kg
顺-1,2-二氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	µg/kg
反-1,2-二氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	µg/kg
二氯甲烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	µg/kg
1,2-二氯丙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	µg/kg
1,1,1,2-四氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	µg/kg
1,1,2,2-四氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	µg/kg
四氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	µg/kg
1,1,1-三氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	µg/kg
1,1,2-三氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	µg/kg
三氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	µg/kg
1,2,3-三氯丙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	µg/kg
硝基苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	µg/kg
苯胺	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	mg/kg
2-氯酚	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	mg/kg
蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	mg/kg
萘	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	mg/kg

检测项目	T5 拟建翻 154-更 109 永久占地内			T6 拟建朝 85-更 103	T7 拟建 1#平台	单位
	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m	0-0.2m	0-0.2m	
苯并[a]蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	mg/kg
苯并[b]荧蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	mg/kg
苯并[k]荧蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	mg/kg
苯并[a]芘	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	mg/kg
茚并[1,2,3-cd]芘	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	mg/kg
二苯并[a, h]蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	mg/kg
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	mg/kg
石油烃 (C ₆ -C ₉)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	mg/kg
石油类	16	20	19	15	13	mg/kg
水溶性盐总量	700	900	600	600	700	mg/kg

表 4.3-20 农用地土壤现状监测结果 单位: mg/kg

序号	监测项目	监测点位			
		T8 拟建 1#平台 南侧	T9 拟建朝 85-更 103 东侧	T10 朝 23 转油站 南侧	T11 朝一联南 侧
1	pH	7.85	8.01	7.69	7.73
2	镉 (Cd)	0.09	0.11	0.09	0.07
3	汞 (Hg)	0.017	0.018	0.017	0.019
4	砷 (As)	3.31	3.33	3.24	3.29
5	铅 (Pb)	19	14	18	20
6	铬 (Cr)	46	51	43	45
7	铜 (Cu)	17	11	12	15
8	镍 (Ni)	19	21	23	22
9	锌 (Zn)	55	48	61	53
10	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	未检出	未检出	未检出	未检出
11	石油烃 (C ₆ -C ₉)	未检出	未检出	未检出	未检出
12	石油类	20	18	21	17
13	水溶性盐总量	900	900	600	700

4.3.5.4 现状评价

(1) 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 。

(2) 评价参数

根据油田开发生产特点和“三废”排放的种类，以及可能对周围土壤产生的污染，确定评价参数为石油类、铅、铬、汞、砷等污染物。

(3) 评价标准

工程占地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）。

(4) 现状评价结果分析

区域内土壤现状环境评价结果见表 4.3-21 和表 4.3-22。

表 4.3-21 土壤环境质量现状指数（ K_i ）评价结果

检测项目	T1 拟建朝 85-更 103 永久占地内			T2 拟建 1#平台永久占地内		
	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m
镉（Cd）	0.001	0.002	0.001	0.001	0.002	0.001
汞（Hg）	0.000	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
砷（As）	0.056	0.054	0.056	0.055	0.056	0.057
铅（Pb）	0.018	0.023	0.024	0.021	0.028	0.020
铬（六价）	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
铜（Cu）	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001
镍（Ni）	0.020	0.023	0.021	0.021	0.027	0.023
苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出

检测项目	T1 拟建朝 85-更 103 永久占地内			T2 拟建 1#平台永久占地内		
	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m
甲苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
乙苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
氯苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
间二甲苯+对二甲苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
邻二甲苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,2-二氯苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,4-二氯苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
四氯化碳	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
氯仿	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
氯甲烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1-二氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,2-二氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1-二氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
顺-1,2-二氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
反-1,2-二氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
二氯甲烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,2-二氯丙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1,1,2-四氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1,2,2-四氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
四氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1,1-三氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1,2-三氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
三氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,2,3-三氯丙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
硝基苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯胺	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
2-氯酚	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
萘	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并[a]蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出

检测项目	T1 拟建朝 85-更 103 永久占地内			T2 拟建 1#平台永久占地内		
	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m
苯并[b]荧蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并[k]荧蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并[a]芘	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
茚并[1,2,3-cd]芘	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
二苯并[a, h]蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
石油烃（C10-C40）	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出

续表 4.3-21 土壤环境质量现状指数（Ki）评价结果

检测项目	T3 拟建朝 143-更 59 永久占地内			T4 拟建翻 135-更 49 永久占地内		
	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m
镉（Cd）	0.001	0.001	0.002	0.001	0.002	0.001
汞（Hg）	0.000	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000
砷（As）	0.056	0.056	0.054	0.055	0.055	0.056
铅（Pb）	0.020	0.024	0.021	0.023	0.028	0.020
铬（六价）	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
铜（Cu）	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001
镍（Ni）	0.020	0.026	0.022	0.026	0.021	0.022
苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
甲苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
乙苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
氯苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
间二甲苯+对二甲苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
邻二甲苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,2-二氯苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,4-二氯苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
四氯化碳	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
氯仿	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
氯甲烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1-二氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,2-二氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1-二氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出

检测项目	T3 拟建朝 143-更 59 永久占地内			T4 拟建翻 135-更 49 永久占地内		
	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m
顺-1,2-二氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
反-1,2-二氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
二氯甲烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,2-二氯丙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1,1,2-四氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1,2,2-四氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
四氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1,1-三氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1,2-三氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
三氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,2,3-三氯丙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
硝基苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯胺	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
2-氯酚	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
萘	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并[a]蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并[b]荧蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并[k]荧蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并[a]芘	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
茚并[1,2,3-cd]芘	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
二苯并[a, h]蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
石油烃（C10-C40）	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出

续表 4.3-21 土壤环境质量现状指数（Ki）评价结果

检测项目	T5 拟建翻 154-更 109 永久占地内			T6 拟建朝 85-更 103	T7 拟建 1#平台
	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m	0-0.2m	0-0.2m
镉（Cd）	0.002	0.001	0.002	0.002	0.001
汞（Hg）	0.000	0.001	0.000	0.000	0.001
砷（As）	0.056	0.055	0.054	0.057	0.056
铅（Pb）	0.020	0.018	0.021	0.021	0.024
铬（六价）	#VALUE! !	#VALUE! !	#VALUE! !	#VALUE!	#VALUE!

检测项目	T5 拟建翻 154-更 109 永久占地内			T6 拟建朝 85-更 103	T7 拟建 1#平台
	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m	0-0.2m	0-0.2m
铜 (Cu)	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001
镍 (Ni)	0.020	0.022	0.023	0.027	0.028
苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
甲苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
乙苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
氯苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
间二甲苯+对二甲苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
邻二甲苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,2-二氯苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,4-二氯苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
四氯化碳	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
氯仿	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
氯甲烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1-二氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,2-二氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1-二氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
顺-1,2-二氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
反-1,2-二氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
二氯甲烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,2-二氯丙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1,1,2-四氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1,2,2-四氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
四氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1,1-三氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1,2-三氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
三氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,2,3-三氯丙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
硝基苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯胺	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出

检测项目	T5 拟建翻 154-更 109 永久占地内			T6 拟建朝 85-更 103	T7 拟建 1#平台
	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m	0-0.2m	0-0.2m
2-氯酚	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
蔡	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并[a]蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并[b]荧蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并[k]荧蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并[a]芘	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
茚并[1,2,3-cd]芘	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
二苯并[a, h]蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
石油烃（C10-C40）	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出

表 4.3-22 土壤现状监测结果 单位：mg/kg

序号	监测项目	监测点位			
		T8 拟建 1#平台 南侧	T9 拟建朝 85-更 103 东侧	T10 朝 23 转油站 南侧	T11 朝一联南侧
1	镉（Cd）	0.150	0.183	0.150	0.117
2	汞（Hg）	0.005	0.005	0.005	0.006
3	砷（As）	0.132	0.133	0.130	0.132
4	铅（Pb）	0.112	0.082	0.106	0.118
5	铬（Cr）	0.184	0.204	0.172	0.180
6	铜（Cu）	0.170	0.110	0.120	0.150
7	镍（Ni）	0.100	0.111	0.121	0.116
8	锌（Zn）	0.183	0.160	0.203	0.177
9	石油烃 （C10-C40）	未检出	未检出	未检出	未检出

4.3.5.5 评价结论

本项目 T1-T7 监测点的土壤中各项指标能够满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）要求，T8-T11 监测点的土壤中各项指标能够满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）要求，所有监测点的土壤石油烃均未检出，土壤环境质量状况良

好。

4.4 区域污染源调查

本工程位于黑龙江省大庆市肇源县和肇州县境内。根据调查，本项目所在区域的主要污染源为评价区内排放同类污染物的油田企业，常规污染因子为场站加热装置排放的燃烧烟气中的 SO_2 、 NO_x 、颗粒物，特征污染因子为原油集输及处理过程无组织排放的烃类气体中的非甲烷总烃。

4.4.1 大气污染源调查

主要有油田场站的加热装置烟气、场站及井场原油集输产生的工艺废气。污染物主要包括 SO_2 、 NO_x 、颗粒物、非甲烷总烃等。项目区域内农村居民生活燃用燃料会排放燃烧烟气。

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 废水污染源调查

（1）生活污水污染源

区域生活污水污染源主要来源于场站办公设施及农村居民区，其污染物主要为 COD 、 BOD_5 、 SS 、 $\text{NH}_3\text{-N}$ 等。

（2）工业污水污染源

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

4.4.3 噪声污染源调查

工业区工业噪声源主要分为 2 类，分别如下：

第一类是工业企业噪声：主要为泵类、风机类、抽油机井等设备噪声，声级值 $65\sim 95\text{dB(A)}$ ，主要噪声源为区域内转油站、脱水站、注水站、注入站、抽油机井等；

第二类是交通噪声：主要是井排路、通井路的运输车辆产生的噪声，声级值 $75\sim 80\text{dB(A)}$ 。

4.4.4 固体废物污染源分析

区域排放的固体废弃物主要有生活垃圾、一般废物和危险废物。生活垃圾主要场站工作人员日常生活中产生的废弃的日常用品等，交由环卫部门处理；一般废物和危险废物主要来自工业生产，均按相关规范处置利用。

5.环境影响预测与评价

5.1 环境空气影响预测与评价

5.1.1 施工期空气环境影响预测与评价

施工期大气污染源主要为钻井工程施工过程中柴油机燃烧排放的烟气、地面施工过程中管沟开挖、管道敷设、管沟覆土回填、井场建设产生的扬尘、以及物料运输装卸过程中产生的扬尘。

(1) 柴油发电机燃烧排放的烟气对环境空气影响

本工程采用柴油发电机，钻井施工柴油机燃烧烟气直接排放，本项目施工期使用柴油机最大功率为882kW，钻井柴油耗量339.36t，根据第三章源强核算，钻井期间，共排放CO0.59t、HC+NO_x1.58t、颗粒物0.28t，SO₂1.46t，NO_x1.00t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，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。施工时使用低标号柴油，调节好柴油机运行工况，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。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) 施工扬尘

施工扬尘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。

根据类比调查，项目施工扬尘的影响范围一般在下风向50m范围内为重污染带、50~100m为中污染带、100~150m为轻污染带、150m以外基本不受影响。根据气象资料，项目区全年主导风向为西北风，平均风速3.7m/s，周边环境受施工扬尘影响不大，但若遇到大风天气，仍会存在一定的影响。因此为降低现场的扬尘浓度可以采取如下措施：

1) 对于建设施工阶段的车辆和机械扬尘，建议采取洒水湿法抑尘。利用洒水车对施工现场和进出道路洒水，硬化地面，减少灰尘对周边环境的污染。

2) 堆料要加盖篷布密封保护，防止空气污染；渣土及时清运，并按照制定的运输路线行驶，送往指定的倾倒地点，以减少由于渣土产生的扬尘对环境的影响。运输车辆

必须根据核定的载重量装载建筑材料和渣土，对于在运输过程中可能产生扬尘的装载物在运输过程中应加以覆盖物，防止运输过程中的飞扬和洒落。运输车辆在除泥、冲洗干净后方可驶出作业场所，不使用空气压缩机等易产生扬尘的设备清理车辆、设备和物料的尘埃。

3) 制定施工现场管理制度，安排专职人员进行每日的道路清扫和文明施工检查工作，保持工地及周边道路应的清洁，并对施工现场实施每天洒水4-5次，有效控制车辆扬尘。

只要采取上述的相关措施，施工时产生的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，焊接烟气中有害气体成份主要为 CO、CO₂、O₃、NO_x、CH₄ 等，其中以 CO 所占的比例最大，但由于项目较小，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）施工机械、运输车辆排放的废气

施工时使用液体燃料的施工机械及运输车辆的发动机排放的尾气在含有 NO₂、CO、THC 等污染物，在常规气象条件下，废气污染影响范围最大不超过排气孔下风向轴线几十米远的距离，并且运输汽车尾气所含污染物浓度与汽车行驶条件有很大关系。

一般情况下，在工地内运行的机械和载重车辆产生的废气污染影响范围仅限于施工场地内，不影响外界区域。在工地内运输的车辆可能会影响道路两侧约 50m 的区域，这些污染物的排放量不大，对周围环境的影响很小。

5.1.2 运行期环境空气影响预测与评价

5.1.2.1 项目污染源调查

根据工程分析可知，油田运行期的大气污染主要依托场站加热炉产生的燃烧烟气、新建油井产液集输过程中无组织排放的烃类气体。

由于本工程未新建锅炉，依托场站加热炉均满足相应的负荷状态下运行，且大气污染物总量在原申请总量范围内，故不对锅炉烟气进行预测。

本工程无组织逸散的非甲烷总烃，排放环节主要为采出液由油井采出至转油站、联合站处理，再外输至油库的全过程，排放形式为面源。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 0.54×10^4 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 7.65t/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、油库等，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（已取得环评批复），井场占比约 30%。本次评价每种类型的井场分别选取 1 座进行预测分析，即选取 1 号平台井场（2 口油井）、朝 143-更 59（单井井场）。

具体污染源参数见下表。

表 5.1-1 面源污染源参数调查清单

名称	面源起点坐标		面源海拔高度 /m	面源长度 /m	面源宽度 /m	与正北向 夹角/°	面源有效 排放高度 /m	年排放小时数/h	排放工 况	排放速率 (kg/h)
	经度	纬度								
1 号平台井场	125.65207°	45.71107°	178	40	30	0	3	8760	正常	0.044
朝 143-更 59	125.64746	45.65431	172	43	30	0	3	8760	正常	0.022

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，然后按评价工作分级判据进行分级，无组织排放主要污染源估算模型计算结果见下表 5.1-2。

表 5.1-2 无组织排放非甲烷总烃估算模型计算结果表

下风向距离	1 号平台井场		朝 143-更 59	
	NMHC 浓度($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	NMHC 占标率(%)	NMHC 浓度($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	NMHC 占标率(%)
50.0	178.3500	8.9175	89.9490	4.4974
100.0	145.0900	7.2545	72.5860	3.6293
200.0	112.2200	5.6110	56.0980	2.8049
300.0	87.1400	4.3570	43.5690	2.1785
400.0	70.6590	3.5330	35.3300	1.7665
500.0	58.9080	2.9454	29.4620	1.4731
600.0	50.2950	2.5147	25.1490	1.2574
700.0	45.3210	2.2660	22.6630	1.1331

下风向距离	1 号平台井场		朝 143-更 59	
	NMHC 浓度($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	NMHC 占标率(%)	NMHC 浓度($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	NMHC 占标率(%)
800.0	41.1290	2.0564	20.5660	1.0283
900.0	38.0180	1.9009	19.0110	0.9506
1000.0	34.9510	1.7476	17.4780	0.8739
1200.0	30.2170	1.5108	15.1100	0.7555
1400.0	26.7070	1.3354	13.3550	0.6678
1600.0	24.0010	1.2001	12.0020	0.6001
1800.0	21.7390	1.0870	10.8710	0.5435
2000.0	19.8220	0.9911	9.9120	0.4956
2500.0	16.1230	0.8062	8.0625	0.4031
3000.0	13.4840	0.6742	6.7429	0.3371
3500.0	11.5210	0.5760	5.7614	0.2881
4000.0	10.0120	0.5006	5.0069	0.2503
4500.0	8.8214	0.4411	4.4113	0.2206
5000.0	7.8603	0.3930	3.9307	0.1965
10000.0	3.5443	0.1772	1.7724	0.0886
11000.0	3.1642	0.1582	1.5824	0.0791
12000.0	2.8512	0.1426	1.4258	0.0713
13000.0	2.5893	0.1295	1.2949	0.0647
14000.0	2.3675	0.1184	1.1839	0.0592
15000.0	2.1774	0.1089	1.0889	0.0544
20000.0	1.5316	0.0766	0.7659	0.0383
25000.0	1.1627	0.0581	0.5814	0.0291
下风向最大浓度	178.5100	8.9255	90.2030	4.5102
下风向最大浓度出现距离	47.0	47.0	47.0	47.0
D10%最远距离	/	/	/	/

(4) 评价等级的确定

根据估算模式结果，本项目废气最大地面空气质量浓度占标率为区块无组织排放的非甲烷总烃最大占标率为 8.9255%， $P_{\max} \leq 10\%$ 。结合《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）的评价工作分级判据，本项目大气评价等级为二级。

(5) 污染物排放量核算

①正常工况下大气污染物年排放量核算

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），对于二级评价项目一般

性要求是不进行进一步预测与评价，只对污染物排放量进行核算，提出污染源监测计划。

本工程大气污染物排放量核算见下表。

表 5.1-3 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		年排放量/ (t/a)
					标准名称	浓度限值/ (mg/m ³)	
1	G1	原油集输	非甲烷总烃	密闭集输	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》	4.0	7.65
无组织排放总计							
无组织排放总计				VOCs		7.65 t/a	

本项目大气污染物年排放量核算见表 5.1-4。

表 5.1-4 大气污染物年排放量核算表

序号	污染物	年排放量/ (t/a)
1	VOCs	7.65

②非正常工况下大气污染物年排放量核算

根据工程分析可知，本项目涉及的非正常工况条件下的废气排放主要为井场、场站设备检修时非甲烷总烃的溢散，一般情况下检修时间较短（1-2d），非甲烷总烃溢散量难以核算，且项目均处于野外，扩散条件较好，不会对周围大气环境造成较大影响。

（6）评价结论

通过在施工期采用洒水抑尘、车辆采取密闭措施厂界颗粒物浓度可以满足《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）表 2 中无组织排放监控浓度限值；在运行期油田生产过程中采用全密闭工艺流程，烃类气体的损失量可以控制在合理范围以内，井场排放的非甲烷总烃满足《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；依托场站排放的非甲烷总烃厂界满足《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）表 2 中无组织排放监控浓度限值及《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求（依托场站 2023 年 1 月 1 日前厂界执行《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）表 2 中无组织排放监控浓度限值，2023 年 1 月 1 日起边界执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求），场站排放的非甲烷总烃厂区内满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求。通过采取过程全控制的措施，满足相关标准的要求。通过预测可知，本项目对大气环境影响较小，无需设置

大气环境保护区域。大气环境影响评价自查表见附表 1。

5.2 地下水环境影响预测与评价

5.2.1 建设期

5.2.1.1 钻井过程地下水环境影响分析

本工程可能对地下水环境产生影响的因素主要为钻井过程中产生的钻井污水、废钻井液、岩屑、废射孔液、压裂返排液及钻遇含水层时对地下水可能产生的影响。

为了避免污染地下水和土壤，钻井过程中产生的钻井污水、废钻井液、岩屑、废射孔液经井口设置的钢制泥浆槽收集后，由罐车拉运至采油十厂废弃钻井液无害化处理装置处理，处理后的水转运到朝一联合站处理；在压裂施工过程中，井口设置防漏收集槽防止压裂返排液掉落地面，压裂返排液在施工现场统一由罐车收集，送朝一联废压裂液处理装置处理后最终回注现役油层。

为了将钻遇含水层时对地下水可能产生的影响降至最小，本工程采用无毒无害或毒性极小的水基钻井液；在钻井过程中使用三层套管，开钻后，表层套管下至含水层底界 10m 以下稳定泥岩段，并要求封固良好，以保护地下水不受污染；固井水泥返高要求返至地面，确保完全封闭地下水层，保证地下水水质安全。结合油田运行 60 年的实际经验可知，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，固井时已加套管等防护措施，对地下水产生影响的可能性很小。

由于本工程钻井时部分井场使用柴油发电机提供动力，因此在井场设置柴油罐区一处，设置柴油罐，为地上钢制卧罐，罐区四周设置围堰，围堰内场地进行防渗处理，其防渗层的防渗性能不低于 6.0m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的黏土层的防渗性能。由于柴油罐为地上罐，即使发生泄漏也能够及时发现并处理，加之罐区场地已进行防渗处理，对地下水产生影响的可能性极小。

5.2.1.2 地面建设过程地下水环境影响分析

本项目地面建设期可能对地下水产生影响的因素主要为试压废水、生活污水等污染物。为了避免污染地下水和土壤，本项目产生的试压废水经罐车收集送朝一联含油污水处理站处理后回注现役油层，不外排；本工程不设施工营地，施工人员产生的生活污水排入施工现场附近场站及阀组间内已建防渗化粪池，定期拉运至肇源县新站镇污水处理厂进行处理。采取以上措施后，本项目建设期对地下水产生的影响很小。

5.2.2 运行期

5.2.2.1 正常情况下地下水环境影响分析

本项目运行期正常情况可能对地下水产生影响的因素主要为油田采出水。本工程油田采出水经含油污水处理站处理后全部回注现役油层，不外排，运行期油井热洗废水直接进入集油系统，油水井作业产生的作业污水及水井洗井污水用密闭罐车拉运至朝一联含油污水处理站处理后全部回注现役油层，不外排。因此，对地下水产生的影响很小。

5.2.2.2 非正常情况下地下水环境影响分析

本项目运行期非正常情况下可能对地下水产生影响的因素主要为油水井作业污水、水井洗井井污水和落地油。本工程油水井作业污水、水井洗井井污水通过罐车回收送含油污水处理站处理后回注现役油层；油井作业产生的落地油及时进行回收，回收率100%。采取以上措施后，本项目运行期非正常情况下对地下水产生的影响很小。

油田开发生产过程中仍存在着一些潜在的事故隐患，具有污染环境的潜在因素，如包括井喷、井漏、原油泄漏等，可能对地下水环境产生不利影响。

根据油田地层情况分析，该井区的地层压力较小，发生井喷的概率很小；如果钻井时固井质量不高，密封不严，可使原油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；因管道及设备腐蚀穿孔引起的原油泄漏事故多发生在油田投产若干年后，事故发生时会有大量原油溢出，对地下水环境造成污染。所以本次评价将针对此二种情况进行预测。

（1）油井泄漏对地下水环境影响预测与评价

1）泄漏源强

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 1.5t/d，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 150kg/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。

2）预测因子

预测因子选取油田特征污染物石油类。

3) 预测模型

预测模型选择《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）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进行预测。由于套管泄漏不易被发现，因此按连续点源计算。

$$C(x, y, t) = \frac{m_t}{4\pi M n \sqrt{D_L D_T}} e^{\frac{xu}{2D_L} \left[2K_0(\beta) - W\left(\frac{u^2 t}{4D_L}, \beta\right) \right]}$$
$$\beta = \sqrt{\frac{u^2 x^2}{4D_L^2} + \frac{u^2 y^2}{4D_L D_T}}$$

式中：

x,y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；

C(x,y,t)—t时刻点 x,y 处的浓度，g/L；

M—含水层的厚度，m；

m_t—单位时间注入的质量，kg/d；

u—水流速度，m/d；

n—有效孔隙度；

D_L—纵向弥散系数，m²/d；

D_T—横向 y 方向的弥散系数，m²/d。

4) 参数选取

根据达西定律 u=渗透系数×地下水水力坡度/有效孔隙度，承压水含水层渗透系数 K=25m/d，水力坡度 I=0.0004，有效评价区内承压水含水层地下水流速为 0.033m/d。承压水含水层有效影响厚度取 10m。

DL—纵向弥散系数根据《水文地质学》对于弥散系数的经验值，同时考虑地层结构、含水层岩性，确定论证区纵向弥散系数为 0.1m²/d；

DT—横向 y 方向的弥散系数，按照 DT/DL=1/5，确定为 0.02m²/d。

选取地下水石油类≤0.05mg/L（参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准执行），化学反应常数为 0。

5) 预测结果

套管破损泄漏 100d、1000d、5000d 对承压水的影响预测结果见表 5.2-1、图 5.2-1~图 5.2-2。

表 5.2-1 油井套管泄漏 100d 对地下水的影响预测结果表

污染物	预测时间	超标最远距离	超标面积	最远影响距离（最大迁移距离）	影响面积
石油类	100 天	25m	663m ²	27m	753m ²
	1000 天	101m	6802m ²	105m	7649m ²
	5000 天	313m	37575m ²	323m	41400m ²

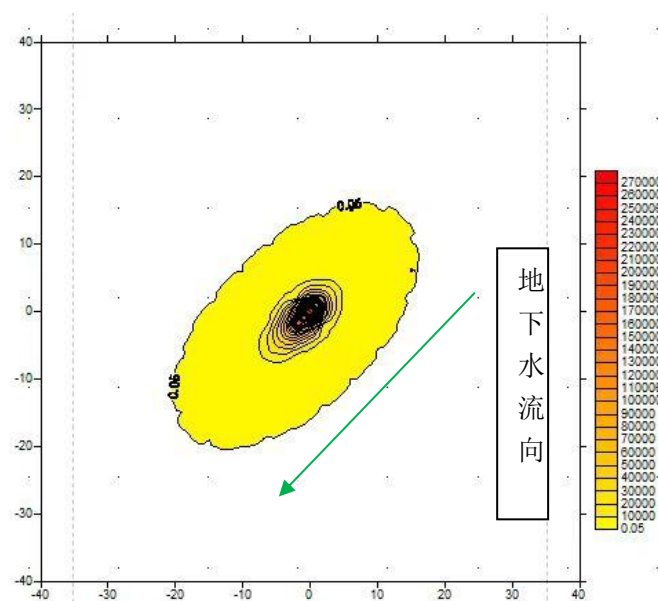


图 5.2-1 套管破损泄漏后 100 天污染物浓度分布图（污染源点：0，0）

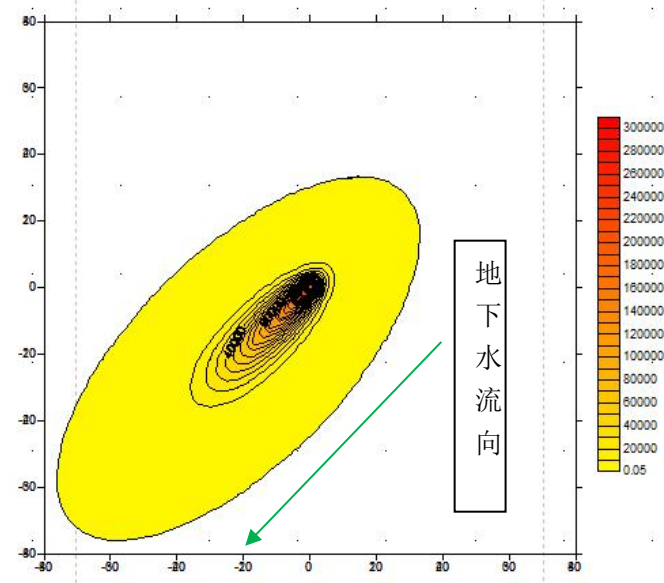


图 5.2-2 套管破损泄漏后 1000 天污染物浓度分布图（污染源点：0，0）

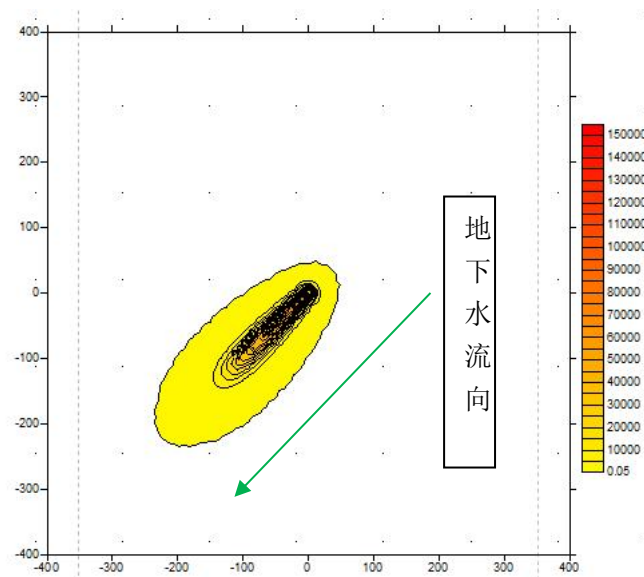


图 5.2-3 套管破损泄漏后 5000 天污染物浓度分布图（污染源点：0，0）

从预测结果可以看出，在油井套管破损后，随着时间增加，污染范围有所增加。油井套管泄漏后 100d、1000d、5000d 的石油类浓度超标范围分别为 25m、101m、313m，在此范围内下游无饮用水井分布，对地下水环境保护目标影响较小。

（2）集油管线泄漏对地下水环境影响预测与评价

1）泄漏源强

本工程油井集油管道发生破裂时，主要影响区域潜水层位。本工程单口油井最大产油量为 1.5t/d，最大的平台井场布置有 2 口油井，根据大庆油田多年统计数据，泄漏源强以每天泄露平台井产油量的 10%计，管道设有压力监控，并已在转油站进行联网，一旦发生泄漏管道压力就会出现异常，工作人员可在 1h 内发现，并采取关闭机泵及阀门等措施进行控制，泄漏时间取 1h，即泄漏原油量 12.5kg。选择石油类作为预测因子，预测第 100 天、1000 天、5000d 石油类在潜水中的运移情况。

2）预测因子

预测因子选取油田特征污染物石油类。

3）预测模型

预测模型选择《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）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进行预测。由于集油管道泄漏可以及时发现并处理，因此按瞬时点源计算。

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

式中：

x, y —计算点处的位置坐标；

t —时间，d；

$C(x, y, t)$ — t 时刻点 x, y 处的浓度，g/L；

M —含水层的厚度，m；

m_M —瞬时注入的质量，kg；

u —水流速度，m/d；

n —有效孔隙度；

D_L —纵向弥散系数， m^2/d ；

D_T —横向 y 方向的弥散系数， m^2/d 。

4) 参数选取

根据达西定律 $u = \text{渗透系数} \times \text{地下水水力坡度} / \text{有效孔隙度}$ ，潜水含水层渗透系数 $K = 5m/d$ ，水力坡度 $I = 0.003$ ，有效孔隙度 n 为 0.3，有效评价区内潜水含水层地下水流速为 $0.05m/d$ 。潜水含水层有效影响厚度 $3.5m$ 。弥散系数：区域地下水纵向弥散系数 $0.2m^2/d$ ，横向弥散系数 $0.02m^2/d$ 。

选取地下水石油类 $\leq 0.05mg/L$ （参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III 类标准执行），化学反应常数为 0。

5) 预测结果

集油管道泄漏 100d、1000d、5000d 对潜水的的影响预测结果见表 5.2-2、图 5.2-4~图 5.2-6。

表 5.2-2 集油管道泄漏对地下水的影响预测结果表

污染物	预测时间	超标最远距离	超标面积	最远影响距离 (最大迁移距离)	影响面积
石油类	100 天	31m	644m ²	33m	770m ²
	1000 天	118m	4379m ²	127m	5313m ²
	5000 天	312m	16450m ²	345m	22675m ²

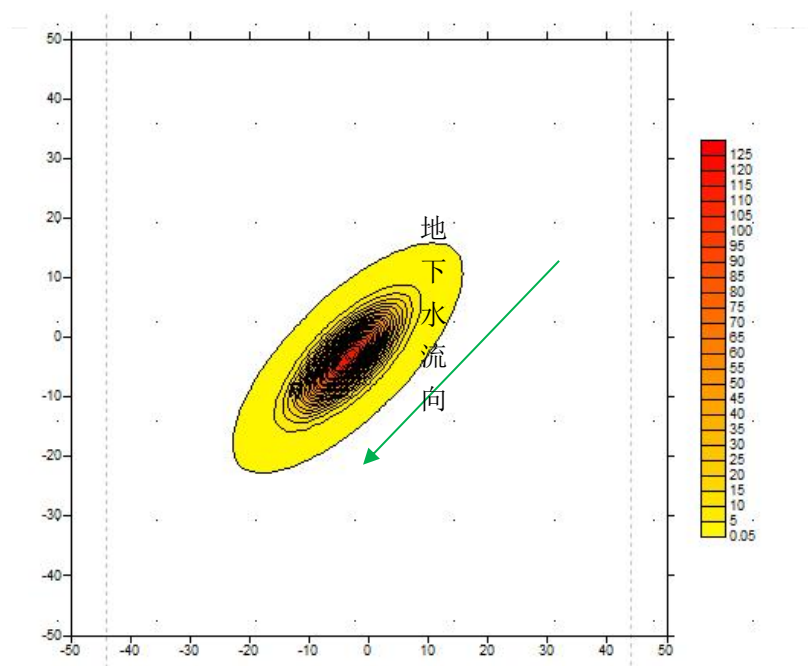


图 5.2-4 集油管道泄漏后 100 天污染物浓度分布图（污染源点：0，0）

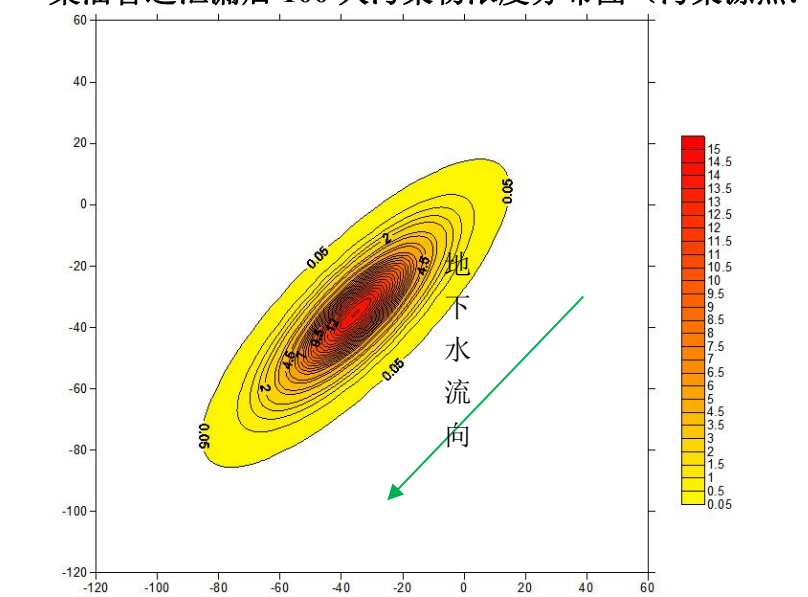


图 5.2-5 集油管道泄漏后 1000 天污染物浓度分布图（污染源点：0，0）

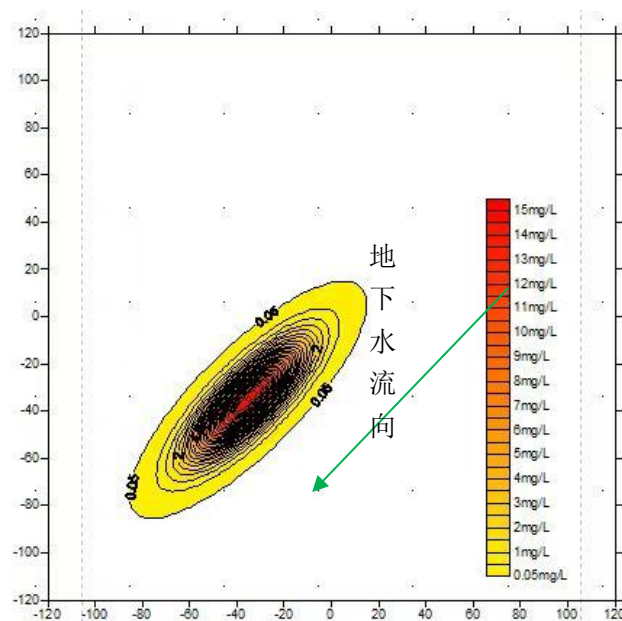


图 5.2-6 集油管道泄漏后 5000 天污染物浓度分布图（污染源点：0，0）

由预测结果可知，随着时间增加，污染范围有所增加，集油管道泄漏 100d 后，超标距离最远为 31m，影响距离最远为下游 33m；集油管道泄漏 1000d 后，超标距离最远为 118m，影响距离最远为下游 127m；集油管道泄漏 5000d 后，超标距离最远为 312m，影响距离最远为下游 345m。本项目管线泄露，可能会对区域内潜水产生影响，为避免管线泄漏对潜水的影响，应采取措施避免管线泄漏，如采用防腐无缝钢管，运行期定期巡线检查等措施，巡线过程中若发现管线泄漏，应及时关闭截断阀，并在泄漏点周围修筑围堤，控制油水扩散范围，并对泄漏的管线进行更换，更换完成后及时清理被污染的土壤。采取以上措施后可有效预防管线泄露，事故状态下可有效阻止原油泄漏进入地下水，对地下水的影响较小。

5.2.2.3 回注井对地下水环境影响分析

本工程基建回注井 2 口，回注压力在 16MPa，注入井回注抗盐聚合物浓度为 1500~1800mg/L，由清水配制，注水井水质为深度处理污水，处理后的水质满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ 0639-2015）中“含油 $\leq 5\text{mg/L}$ ，悬浮物 $\leq 5\text{mg/L}$ ”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。根据井身结构，本工程采用双层套管结构，表层套管 273.1mm，生产套管尺寸 139.7mm，质为内熔结环氧粉末外 2PE 防腐钢管。从井身结构分析回注井能够承受设计回注压力，并且井筒材质能够满足防腐要求。

固井施工时严格按照固井施工设计执行，根据表层套管和生产套管固井工艺要求，固井使用 A 级水泥加早强剂，水泥浆密度控制在 $1.6\text{g/cm}^3 \sim 1.9\text{g/cm}^3$ ，平均密度宜控制在

1.80g/cm³；水泥返至地面，下生产套管前更换与套管外径匹配的Φ139.7mm 闸板或使用 Φ127.0mm~Φ139.7mm 变径闸板，下套管、注水泥过程中，及时发现井漏、井涌等异常情况，并且固井作业全过程应保持井内压力平衡，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。固井质量要求合格率 100%，优质率≥80%。

根据本工程回注层和隔离层特征分析，该区块有一定的剩余油潜力，因此回注层有足够的储集空间，能满足本工程运行期回注要求。根据油藏工程方案中，回注层位所在区域地层构造发育情况，水驱回注井回注面积 2.52km²，聚驱回注井回注面积 2.72km²，由于水驱和聚驱井在同一区块内，因此本工程回注层回注面积为 2.72km²。根据水文地质资料，回注影响范围内，无断层、无地表露头或出露点，回注不会对潜水含水层、具有地下水开发利用价值的含水层造成影响。

5.2.2.4 水力压裂对地下水环境影响分析

本工程采用无毒、低毒的环境友好型压裂液，区块目的层温度 29.8℃，原油粘度 30.4mPa·s，地层水矿化度 7308.7mg/L。油层平均油层中部深度为 1086m，闭合压力小于 23MPa，根据支撑剂适应情况，设计选用 0.425~0.85mm 粒径的优质石英砂。本次压裂油井采用限流法压裂工艺。实施过程中加强现场监督，产生的压裂返排液直接进入罐车，不落地，因此对地下水环境影响较小。

5.2.3 地下水环境影响评价结论

本工程在正常情况下对地下水环境影响很小，但在事故状态下可能对地下水环境造成影响，在各项地下水污染防治措施及应急措施落实到位的情况下，地下水环境影响可接受。

5.3 地表水环境影响分析

5.3.1 工程井位与区域地表水的关系

本工程拟建翻 135-更 55 井场注水管线西侧 520m 处为牛毛沟，项目施工期及运营期废水均不排入外环境。根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018），本项目地表水评价等级为三级 B，可不进行水环境影响预测，仅对地表水环境影响进行分析评价，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。

5.3.2 地表水环境保护措施有效性影响分析

(1) 建设期地表水环境影响分析

本项目建设期对地表水体可能造成污染的污染源主要有钻井废水、压裂返排液、管道试压废水和生活污水，其中钻井废水与废弃泥浆、岩屑和射孔液共同拉运至采油十厂废弃钻井液无害化处理装置处理后最终回注现役油层，不外排；压裂返排液用罐车拉运至朝一联废压裂液处理装置处理后最终回注现役油层，不外排；管道试压废水用罐车拉运至朝一联含油污水处理站处理后回注现役油层，不外排；施工期间人员生活污水进入施工现场附近场站及阀组间内已建防渗化粪池，定期拉运至肇源县新站镇污水处理厂进行处理。采取以上措施后，本工程建设期对地表水体无影响。

(2) 运行期地表水环境影响分析

本项目运行期后对地表水体构成污染的污染源主要有油田采出水、油水井作业污水、洗井污水和热洗废水。本项目油田采出水输至朝一联、朝二联含油污水处理站处理后全部回注现役油层，油井热洗废水直接进入集油系统；油水井作业产生的作业污水、洗井污水等用密闭罐车拉运至朝一联含油污水处理站处理后回注现役油层，本工程污水均不外排。采取以上措施后，本工程运行期对地表水体无影响。

(3) 事故状态下地表水环境影响分析

事故状态下，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地表水环境，就会对其造成严重污染。

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；在运行期对集输管线定期进行检测，防止腐蚀穿孔引起原油、含油污水泄漏污染环境，同时对位于土壤腐蚀性较强的低洼地带，采用外防腐管道，以延长埋地管道使用寿命，另外加强巡检巡视，及时发现问题及时处理事故，对泄漏原油、含油污水及时回收处理，尽量避免事故的发生，降低事故发生后对环境的影响程度和范围。

5.3.3 依托污水处理站的环境可行性评价

朝一联污水站设计能力 $7000\text{m}^3/\text{d}$ ，实际处理量为 $5780\text{m}^3/\text{d}$ ，系统负荷率 82.5%，采用“原水→沉降曝气除硫→气浮除油→两级过滤→膜过滤”工艺流程；本项目接入新井后，实际处理量为 $5791\text{m}^3/\text{d}$ ，负荷率为 82.7%，出水水质满足深度污水处理指标“含油

量≤5mg/L，悬浮物≤1mg/L”，回注地下油层，处理能力满足需求，依托可行。朝二联污水站设计能力 2000m³/d，实际处理量为 1218m³/d，系统负荷率 60.9%，采用“原水→缓冲沉降罐→两级气浮除油→轴向动态反冲洗过滤罐→连续反冲洗过滤罐→膜过滤”工艺流程，本项目接入新井后，实际处理量为 1226m³/d，负荷率为 61.3%，出水水质指标为“含油量≤5mg/L，悬浮物≤1mg/L”，回注地下油层，处理能力满足需求，依托可行。

5.3.4 地表水环境影响分析结论

本工程从建设期、运行期和事故状态下地表水环境保护措施有效性进行分析，并对依托污水处理站环境可行性进行评价，可知，本项目的开发建设在正常情况下，由于采取了较为完善的环境保护措施，对牛毛沟产生影响的可能性较小。在事故状态下，发生井喷或集输管线泄漏时，若发现或处理不及时会对地表水环境产生一定影响，但通过采取加强检测、巡检巡视，及时发现问题及时处理等措施，对环境的影响较小。因此，本工程建设对区域地表水环境影响可接受。

5.4 声环境影响预测与评价

5.4.1 施工期

本工程产生的主要噪声源包括挖掘机、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：L_P(r) ——预测点处声压级，dB；

L_P(r₀) ——参考位置 r₀ 处的声压级，dB；

r ——预测点距声源的距离；

r₀ ——参考位置距声源的距离。

施工机械噪声衰减结果见表 5.4-1。

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	20m	50 m	100 m	200 m	300 m
挖掘机	76	66.5	56.9	50.4	44.2	40.6
推土机	74	64.5	55	48.4	42.2	38.6

轮式装载机	78	68.5	53	46.4	40.2	36.6
压路机	76	66.5	56.9	50.4	44.2	40.6
运输车辆	76	66.5	56.9	50.4	44.2	40.6
柴油发电机	74	64.5	55	48.4	42.2	38.6
压裂车组	74	64.5	55	48.4	42.2	38.6
钻机	74	64.5	55	48.4	42.2	38.6
泥浆泵	68	58.5	49	42.4	36.2	32.6
震动筛	64	54.4	45	38.4	32.2	28.6
压裂车	76	66.5	56.9	50.4	44.2	40.6
混砂车	74	64.5	55	48.4	42.2	38.6

由上表可以看出，主要施工机械在 100m 以外均能够满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）中昼间≤70dB，夜间≤55dB 的要求，本项目距离施工场地最近敏感目标为 1#平台管线北侧 220m 的后四合店屯，项目施工期产生噪声对其影响较小。

5.4.2 运行期

（1）声源源强

本工程运行期正常工况下主要噪声源为采油井场。噪声源强主要为井场抽油机，为机械噪声。主要声源强度见表 5.4-2。

表 5.4-2 本工程运行期主要声源强度统计

序号	噪声源	发声源	噪声源强度 dB (A)
1	采油井	抽油机	65~80

（2）影响分析

油田运行期所产生的噪声污染贯穿油田生产的全过程，具有点多、分散的特点，其影响程度视油田生产中的设备发声强度和周围环境的功能要求而定。本工程主要噪声源为油井井场，距离本项目油井最近的敏感点为 1#平台管线北侧 220m 的后四合店屯。

采用《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）中推荐的户外声源模式，户外声传播衰减包括几何发散（ A_{div} ）、大气吸收（ A_{atm} ）、地面效应（ A_{gr} ）、障碍物屏蔽（ A_{bar} ）、其他多方面效应（ A_{misc} ）引起的衰减。根据现场实际情况，本次计算只考虑几何发散（ A_{div} ）、大气吸收（ A_{atm} ）、地面效应（ A_{gr} ）三种情况。

$$L_p(r) = L_w + D_C - (A_{div} + A_{atm} + A_{gr} + A_{bar} + A_{misc})$$

$$A_{div} = 20 \lg(r/r_0)$$

$$A_{atm} = \alpha (r - r_0) / 1000$$

$$A_{gr} = 4.8 - (2h_m/r) [17 + (300/r)]$$

式中：

$L_p(r)$ ——预测点处声压级，dB；

L_w ——由点声源产生的声功率级（A 计权或倍频带），dB；

DC ——指向性校正，它描述点声源的等效连续声压级与产生声功率级 L_w 的全向点声源在规定方向的声级的偏差程度，dB；

A_{div} ——几何发散引起的衰减，dB；

A_{atm} ——大气吸收引起的衰减，dB；

A_{gr} ——地面效应引起的衰减，dB；

A_{bar} ——障碍物屏蔽引起的衰减，dB；

A_{misc} ——其他多方面效应引起的衰减，dB

α ——空气吸收系数，dB/100m；取相对湿度 80%，温度 15℃时的值；

r 、 r_0 ——声源至预测点和测量点的距离。

井场厂界噪声贡献值预测结果见表 5.4-3，声环境保护目标噪声预测结果与达标分析表见表 5.4-4。

表 5.4-3 运营期井场厂界噪声贡献值预测结果 单位：dB(A)

预测井场	昼间噪声				夜间噪声			
	东厂界	南厂界	西厂界	北厂界	东厂界	南厂界	西厂界	北厂界
单井井场	48.63	40.33	47.78	40.62	48.63	40.33	47.78	40.62
1 号平台井场	49.28	44.83	49.12	46.81	49.28	44.83	49.12	46.81

表 5.4-4 声环境保护目标噪声预测结果与达标分析表 单位：dB(A)

声环 境保 护目 标名 称	噪声背景 值		噪声现状 值		噪声标准		噪声贡献值		噪声预测值		较现状增 量		超标和达 标情况	
	昼 间	夜 间	昼 间	夜 间	昼 间	夜 间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼 间	夜 间	昼 间	夜 间
后四 合店 屯	47.5	44.1	47.5	44.1	55	45	23.03	23.03	47.52	44.13	0.02	0.03	达 标	达 标

由预测结果可知，油井噪声衰减至井场厂界可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准的要求，后四合店屯环境噪声可以满足《声环境质量标准》1 类标准要求，项目运行对周边声环境影响较小，不会发生噪声扰民问题。

5.5 固体废物环境影响分析

5.5.1 一般固体废物

(1) 废钻井液、钻井岩屑、废射孔液

本工程产生的废钻井液、岩屑、废射孔液在施工过程中不落地，暂存于井场内钢制泥浆槽中，随产随清，罐车密闭拉运到采油十厂废弃钻井液无害化处理装置处理，处理后的水转运到朝一联合站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 1\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 1\mu\text{m}$ ”规定后回注油层，产生的泥饼满足《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中第I类一般工业固体废物标准后用于铺垫采油十厂通井路，对环境影响较小。

(2) 管道施工废料

本项目产生管道施工废料在施工过程中产生的按指定地点堆放，施工现场随干随清，施工结束后统一送第八采油厂工业固废填埋场处理，对环境影响较小。

(3) 钻井用废弃非含油防渗布、废包装袋

本项目钻井产生的废弃防渗布、废包装袋统一收集送第八采油厂工业固废填埋场处理，对环境影响较小。

(4) 生活垃圾

本工程施工期产生的生活垃圾统一收集肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理，对环境影响较小。

5.5.2 危险废物

(1) KOH 包装袋

废 KOH 包装袋经收集后暂存于 KOH 材料房设置的加盖钢制桶内，施工结束后由施工单位委托有资质单位处理。

(2) 含油污泥和落地油

含油污泥及落地油全部回收，由罐车拉运至朝一联含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表 1 中的限值要求后，最终返回油田作业区内可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，实现了含油污泥的减量化、资源化处理，对环境影响较小。

(3) 含油废防渗布

含油废防渗布收集后暂存于第十采油厂综合固废储存库，定期拉运至有资质单位进行处理。

5.5.3 危险废物环境影响分析

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）相关规定对危险废物进行环境影响分析。

5.3.3.1 委托处置的环境影响分析

本工程运行期产生；含油污泥、落地油、含油废弃防渗布均属于危险废物。废物类别均为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，含油污泥、落地油危废代码为 071-001-08 石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚，含油废防渗布危废代码为 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。

本工程危险废物的管理工作应严格执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中相关要求，所委托处置单位应具备危险废物经营许可证，并且经营范围应符合本工程危险废物类别要求。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）和《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》相关规定，危险废物收集、贮存、运输的一般要求。

5.3.3.1 转移过程的环境影响分析

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：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。

生产的单位和接收单位严格执行《危险废物转移管理办法》。在收集过程中确保危险废物不遗撒，泄露。从事落地油和油泥砂运输的单位在接到通知后，按照《危险废物污染防治技术政策》和《危险废物转移管理办法》等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。建立健全规章制度及操作流程。同时在危险废物转移过程中按《危险废物转移管理办法》执行，该单位应编制应急预案。运输的车辆是专用车并符合相关要求；运输车辆、设备及管道进行定期的维护和检查，保持槽车和良好的工作状态，保证接地正常。担任储运人员须经过上岗培训，经定期考核通过后方能持证上岗。工作人员应熟悉事故应急设备的使用和维护，了解应急手册应急处理流程，一旦发生意外，在采取应急处理的同时，迅速报告公安、交通部门和环保等有关部门，必要时疏散群众，防止事态进一步步扩大和恶化。

含油污泥的主要成份是水、砂和石油类。对油泥的处置措施是主要是将含油污泥进行减量化、资源化处理。本项目产生的含油污泥由罐车拉运至朝一联含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表 1 中的限值要求后，最终返回油田作业区内可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，大大缓解了油田含油污泥集中堆放的现状，实现了油田含油污泥的减量化、资源化处理，有一定的经济效益，具有很高的环境效益和社会效益。

采取以上措施后，运营期产生的固体废物均得到有效处置，不会对周围环境产生不良影响。

5.5.3 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 生态影响评价

本项目生态影响评价等级为三级评价，按照《环境影响评价技术导则 生态影响》

(HJ19-2022)，本次评价采用生态机理分析法、类比分析法等预测分析工程对土地利用、植被、野生动植物等的影响。

本项目开发区域无重要物种分布，因此工程开发不会造成重要物种的活动、分布及重要生境变化，同时，本项目评价区不是国家重点保护野生动物的集中栖息地和繁殖地，区内野生动物仅为一些常见种类。工程井场建设、管沟开挖、管道敷设、覆土回填等建设会对周围生态环境造成影响较小。

5.6.1 施工期生态影响分析

5.6.1.1 对土地利用的影响分析

工程建设对土地利用的影响主要是管道施工、道路及井场建设占用一定量的土地，本工程施工期临时占地面积为 13.964hm²，永久占地面积为 2.685hm²，占地类型为耕地和草地。临时占地会使土地的利用形式发生临时性改变，暂时影响这些土地的原有功能。临时占地在施工结束后经土地整治可恢复原有的用地类型及原有植物种类和群落，不会对当地的土地利用造成影响。永久占地在一定程度上影响到地表植被生长，使部分土地失去了原有的生物生产功能和生态功能，土地利用类型转变为工业用地。但由于永久占地面积很小，因此，对当地的土地利用影响较小。

5.6.1.2 对植被的影响分析

(1) 临时占地影响

本项目管道施工过程中，车辆碾压、机械推挖、人员践踏将会对地表植被造成很大破坏，本项目临时占用耕地的影响是短期可逆的。人工植被当季无法种植作物，将耽误全年收成，临时占用农田只能种浅根作物，施工结束后区内农田可恢复种植，但上层翻动使肥力下降，第二、三年产量将下降 20%~40%。

对于临时占地造成的作物减产，除应对其进行经济补偿外，工程开工前，针对临时占地，应剥离占地内 0.3m 的表土，采用分层开挖，分层堆放，暂存于管线两侧临时占地内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，表土剥离临时堆放区周围设置排水沟等措施防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，待施工结束后，回填占地范围，并采用表土复耕，增肥作业，恢复临时占用耕地的生产力，本项目的建设对当地土地利用格局影响在可接受范围内。

(2) 永久占地影响

本项目建设永久占用的土地主要为井场和通井路占地，永久占地面积为 2.685hm²。占地类型主要为耕地（基本农田和非基本农田）。本项目永久占地在原来连续分布的生态环境中形成生态斑块，产生地表温度、水分等物理异常，以及干扰地面植被，影响生态环境的类型和结构。本项目永久占地虽然在一定程度上影响到地表植被生长，使部分土地失去了原有的生物生产功能和生态功能，土地利用类型转变为工业用地，但由于永久占地面积较小，因此对区域生态环境不会造成较大影响。该项目投产后在生产期内永久占地的生物量将永久损失，其影响是长期且不可逆的。

本项目施工前应剥离永久占地内 0.3m 的表土，剥离的表土暂存于临时占地内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，表土剥离临时堆放区周围设置排水沟等措施防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，施工结束后，剥离表土用于周围区域土地复垦、土壤治理等用途。本项目的建设对当地土地利用格局影响在可接受范围内。

（3）取弃土的影响

本工程不设弃土场，工程需要取土用于井场及道路的垫高或筑高。工程取土采用外购方式，不自行开采，卖方负责取土后的取土场的生态恢复。

5.6.1.3 工程建设对生态环境的影响分析

本工程建设对生态环境的影响来自两个途径：一是井场施工时，除井场本身永久占地外，还会因机械设备、车辆的碾压、人员的践踏、材料占地等活动，造成土壤板结、植被剥离，植株矮小，群落盖度降低，在原来连续分布的生态环境中，产生生态斑块，造成地貌及地表温度、水分等物理异常，进而影响生态环境的类型和结构；在管线铺设和道路建设时，会对地表植被造成破坏；二是管线和道路网络对生态系统的分割效应。高于地表的管线培埂和油田道路网络形成了对原有生态系统的分割，破坏了生态系统的连续性，可能会阻隔地表径流的原有流向，改变了水分因子的分布，而水分因子对农田产量的影响较大。另外，管线培埂网格的大小体现了油井的密度，反映出油田开发建设对地表植被的破坏强度。当井间距小时，管网密度大时，对植被影响较大。当管网密度较小时，对植被的影响较小。就本工程而言，新建集油管线采取平埋方式铺设，避免了管道铺设对地表径流的截流；管线走向力求线路顺直，缩短线路长度，并利用道路路肩敷设，以减少管道建设对生态环境的影响。油田开发区内道路尽量利用现有道路，不存在道路网络对地表径流的截流，道路网络产生的分割效应不大，对油田开发区的生态系统影响有限。

5.6.1.4 对野生动植物影响分析

(1) 对野生植物影响

根据调查，工程开发区域内天然植被主要以羊草和芦苇为优势种，同时和狼尾草、毛水苏、三棱草、星星草等植物混生。区域内农作物主要为玉米、土豆、白菜及其它应季蔬菜等。工程建设期间会减少这些物种种群的数量，但由于这些物种为常见物种，分布广泛，且本工程永久占地面积较小，受影响的植被数量有限，因此不会造成区域植物多样性的降低，更不会导致上述植物物种的灭绝。工程占地区没有国家和地方重点保护野生植物分布，不会对其造成影响。

(2) 对野生动物影响

本项目所在区域属于典型的农村区域，受人来长期干扰和开发影响，区内野生动物种类、数量均较少。经调查，本项目评价区不是国家重点保护野生动物的集中栖息地和繁殖地，区内野生动物仅为一些常见种类，例如小家鼠、普通田鼠、野兔，以及喜鹊、小嘴乌鸦、麻雀、家燕等村栖型动物。区块开发占用部分土地，会对当地野生动物栖息环境产生一定的影响，栖息地的减少使动物的活动空间减少，且井间道路的阻隔，使一些小型动物的活动范围受限。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。

5.6.1.5 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），本工程位于大庆市肇源县和肇州县，根据现场调查，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。

5.6.1.6 水土流失影响分析

根据《大庆市水务局关于划定大庆市水土流失重点预防区和重点治理区的公告》，

本项目所在区域属于水土流失重点治理区，工程建设过程中的各种施工活动对原地貌和地表植被的扰动和破坏，会造成区域内的水土流失。

（1）为扬尘天气提供物质资源

工程施工对土壤的扰动，使地面变的疏松，而活化、疏松的沙土容易形成扬尘天气，在大风的作用下会成为局部风沙源地，促进扬沙天气的形成，造成项目区比较严重的粉尘污染。

（2）风蚀沙化加剧、导致土地生产力下降

项目区风力较大，当原地表植被遭到破坏和扰动后，形成较大面积的风蚀面，遇到风力吹袭便可形成挟沙风，挟沙风侵蚀力与净风相比大大增强，工程建设中如不采取行之有效的防护措施，极易诱发土地沙化，降低周边土地生产力，破坏土地资源。

（3）导致项目区生态环境恶化

工程建设扰动地表，破坏植被，致使项目区下垫面抗侵蚀能力下降，导致项目区土壤侵蚀强度增加，生态系统遭到破坏，生态环境恶化。

总的来说，工程建设对周边环境带来一些不利影响，建设单位应及早落实水土保持各项目措施，减轻因工程建设造成的水土流失危害。

5.6.2 运行期生态影响分析

5.6.2.1 对土地利用的影响分析

油田生产运营期对土地利用的影响主要来自油水井井下作业。本项目油水井作业时，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，对当地的土地利用没有影响。

5.6.2.2 对植被的影响分析

由于本项目永久占地面积较小，临时占地的占用期限很短，在完工后可以及时恢复，所以不会对当地地表植被产生大的影响。

施工过程中，车辆碾压，机械推挖、人员践踏及道路修建对地表进行的平整将会对地表植被造成很大破坏，这种影响是短期可逆的，施工结束后，被占用土地开始恢复。人工植被当季无法种植作物，将耽误全年收成。施工结束后永久性占地仍无法种植作物。本项目区域内未发现珍稀保护植物。本项目的建设主要是对农作物有一定的影响，建设单位按相关规定对当地居民进行赔偿。

（1）占地对草地的影响

本工程永久占用草地 0.522hm²，临时占用草地 5.35hm²，占用的草地均为非基本草原。根据《大庆市人民政府关于印发大庆市征地青苗补偿费标准的通知》（庆政规〔2021〕1 号），天然草的补偿标准为 0.37 元/m²，永久占地按 10 年计算，经济损失 1.93 万元；临时占地按 3 年计算，损失干草经济价值约为 3.37 万元。临时占地自然植被演替的规律是先是一、二年生的植物，3-5 年后可恢复到冷蒿、杂草类，10 年后可达到原来的顶级群落，永久占用草地采取经济补偿措施。

（2）占地对耕地的影响

本项目永久占用耕地面积为 2.163hm²，临时占用耕地 8.614hm²，占用的农作物均为玉米，根据《大庆市人民政府关于印发大庆市征地青苗补偿费标准的通知》（庆政规〔2021〕1 号），大田作物的青苗补偿标准为 2.10 元/m²，永久占地按 10 年损失计算，永久占地共损失 42.4 万元，本项目对永久占用的耕地进行经济补偿。临时占地上层翻动使肥力下降，第二、三年产量将下降 20%-50%。本项目临时占地按 3 年损失计算，其经济价值为 30.8 万元。工程完工后，临时占地逐年恢复生产力，继续种植农作物，并且将所占耕地恢复为原本质量的耕地。

5.6.2.3 对野生动物的影响

（1）对兽类的影响

根据生态环境现状调查结果，本工程评价区域内兽类主要小家鼠、大仓鼠、普通田鼠等啮齿目等动物存在。本工程营运后对兽类的影响主要体现在：一是工程设备运行所产生的噪声对野生动物的影响，会对大中型兽类造成异性惊扰，可能会使其活动范围适当远离产能区域，随着营运期的时间推移，评价区内的兽类可能会调整其行为习性以逐渐适应新环境；二是小型兽类动物数量在人为活动区域内有所增加，主要是以鼠类动物为主，相应周边鼠类的兽类天敌动物物种也会有一定的改变；三是由于“三废”不合理排放，会对兽类动物的繁殖和生长发育有一定的影响，增加评价区域兽类动物的得病几率，降低兽类动物的抗病性。本项目区野生动物主要为区域常见物种，以小型兽类为主，其适应环境能力强，只要管理规范，在运行期间不会对兽类种群数量造成实质性影响。

（2）对鸟类的影响

根据生态现状调查，本工程评价区域内鸟类主要是以林缘灌丛生境鸟类，因施工占用的土地减少鸟类的栖息环境，导致鸟类的活动减少，适宜鸟类停歇、觅食的范围减小，可能是鸟类在工程区域重新选择觅食地，导致工程区域内的鸟类密度降低，增加临近区域内鸟类的密度；其次是设备运行产生的噪声对鸟类的影响，鸟类主要靠鸣声通讯，鸣

声传播效率下降会影响鸟类个体间识别、配偶关系、领域防卫、种群密度、群落结构等。营运期间严禁工作人员捕杀鸟类，鸟类活动范围较大，可移动性较强，且周边替代环境较多，因此工程在营运期间对鸟类的数量和种类不会有太大的影响，随着时间推移，将会达到一个新的生态平衡。

5.6.3 对生物多样性的影响分析

生物多样性，是指所有来源的活的生物体中的变异性。生物物种构成了生物多样性的基本单元，是生物多样性物种水平上的表现形式，是指一定区域内物种的总和，即群落多样性。由于物种的形成和灭绝都是自然选择的过程，它体现了种群遗传成分与环境不断相适应的过程。当环境与之不相适应时，一个种群就要不断发展的与之相适应或者迁移到更有利的环境中，否则必将逐渐灭绝，因此，突发的环境变化是引起物种灭绝的主要原因之一。由于征占用耕地和草地导致了物种生存环境的突然变化，造成了生物部分栖息地的丧失和破坏，因此，征占用耕地和草地必将给生物多样性带来一定的负面影响。

本项目所在区域内无国家级珍稀濒危物种及保护物种，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，本项目地表扰动相对较小，该工程征占地虽可引起小尺度的局部生境的差异，但这种小尺度的生境差异在自然界中也较为普遍存在，加之物种分布的不均性和生存空间的点间差异，不会对该区生物多样性造成威胁或较大幅度减少。但在产能建设过程中，因噪音及人为活动的影响等均会对物种生境带来间接的影响，可能迫使导致部分动物的栖息环境发生改变，影响产能区内的生物多样性，在产能区近距离内动物资源将明显减少，但在大区域环境上，不会发生明显改变。

5.6.4 生态影响评价结论

本项目的开发建设将使区域内的生物量有一定程度的下降，在采取必要的生态保护措施后，可以最大程度减小对生态的不利影响，对生态的影响可以接受，在生态上是可行的。

5.7 土壤环境影响预测与评价

本工程土壤环境影响评价以一级评价区域开展环评工作。

5.7.1 建设期土壤环境影响分析

5.7.1.1 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，钻井施工平整场地时要先将表土单独堆放留存，并加强表土堆存防护及管理，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等重点防渗措施，在发生柴油罐发生泄漏时可及时得到处置，因此不会对周围土壤环境产生影响。

5.7.1.2 钻井施工对土壤的影响

钻井施工过程中主要产生废液为钻井泥浆和废射孔液，有关研究表明钻井泥浆和废射孔液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钢制泥浆槽，并由泥浆罐车外运处置，从而阻隔泥浆与建设用地土壤直接接触。钻井结束后采用无毒无害射孔液进行射孔工艺，产生的废射孔液直接进入井场罐车外运处置，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。

5.7.1.3 压裂返排液对土壤的影响

压裂返排液对土壤影响：项目压裂过程使用压裂液，其主要成分是改性胍胶、润湿改进剂、高温交联剂和高温破胶剂等，导致环境污染的有害成分为过硫酸钾等，压裂返排液泄漏可能会污染土壤。压裂过程产生的压裂返排液，直接进入罐车拉运至压裂返排

液处理站处理。施工时压裂车组及拉运罐车底部及周围铺设防渗布，确保压裂返排液不落地。在采取了以上措施后，压裂返排液对土壤理化性质的影响很小。

5.7.1.4 井喷对土壤的影响

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，并且该油田钻井时发生井喷的事故较少，因此井喷事故对土壤影响较小。

5.7.1.5 管线建设对土壤的影响

本项目管线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。施工过程中尽量保护土地资源，不打乱土层，先挖表土层（20 cm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，施工结束后对施工地表植被进行恢复，可有效减轻管线建设过程中对土壤环境的影响。

5.7.1.6 临时占地对土壤影响主要表现

本工程钻井及管线敷设过程中，大型、重型机械设备的碾压，施工人员的践踏、材料堆放等都会破坏地表植被，使土壤紧实度增高，加上道路修建时翻动土体，都会造成局部大片裸地出现，容易引起土壤风蚀和水土流失，特别是风蚀，对土壤环境的影响表现在：

（1）破坏土壤结构

土壤结构的形成需要漫长的时间，管道在开挖和填埋时，必将破坏土壤结构，干扰了团粒结构的自然形成过程。作为土壤质量重要指标的团粒结构一旦遭到破坏，需要经过较长的时间才能恢复。

（2）混合土壤层次，改变土壤质地

土壤表层质地与底层的质地截然不同，管道的开挖与回填，会混合原有的土壤层次，降低土壤的蓄水保肥能力，易受风蚀，从而影响土壤的发育、植被的恢复。

（3）土壤养分流失

在土壤剖面中各个土层中，就养分状况而言，表土层（腐殖质层、耕作层）远较心土层好，其有机质、全氮、全磷均较其他层次高。施工作业对原有的土体构型产生扰动，使土壤性质发生变化，土壤养分流失，从而影响植物的生长。根据国内外有关资料，即使在实行分层堆放、分层覆土的措施下，土壤的有机质还将下降 30%~40%，土壤养分下降 30%~50%，其中全氮下降 43%左右，磷素下降 40%，钾素下降 43%。若不实行分层堆放和分层覆土，则土壤养分流失量更大。

5.7.2 运行期土壤环境影响分析

油田生产过程中，石油类进入土壤的途径主要通过油井作业和事故时产生的落地油，以及油类和废水输送管线泄漏、套管破损泄漏情况下，可能造成开发区块内小范围土壤的点状污染。根据对现有油田土壤的类比调查结果，得出在采油井井场附近，石油对土壤的污染程度与距井口距离成反比，即离井位越近，土壤中石油的含量越多，污染程度越重；反之，离井位越远，土壤中石油含量越低，污染程度越轻。从平面上看，石油污染物集中在离井20~30m的范围内，约占总量的90%以上。在此范围之外，土壤中的石油含量迅速降低，在离井100m处已经接近背景值。在垂直方向上，土壤石油污染主要集中在0~20cm的表层土壤中。由于土壤本身具有的吸附和生物降解等自净作用，石油在土壤中的迁移深度较浅。所以，油田建设土壤环境污染的分布为：污染主要集中在井场附近，各种污染物尤其是石油类污染物主要集中在土壤上层，迁移深度较浅。

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，从而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。

5.7.3 土壤环境影响类比分析

《朝 86 区块产能建设工程环境影响报告书》于 2011 年 10 月取得了大庆市环保局的批复，批复文号为庆环建字[2011]149 号，并于 2019 年 10 月完成自主验收。

该项目与本工程均归属第十采油厂管辖，建设地点均位于肇州县，与本工程所属区

域生态环境一致。该项目建设内容主要包括：基建油水井 55 口，其中油井 40 口，注水井 15 口，形成 16 座平台及 1 口单井，1.30×10⁴t/a。配套建设集油掺水、注水、供电、道路等配套系统工程，与本工程工程建设内容类似。该项目施工阶段，由于管线、道路施工占用了大量临时占地，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。根据该项目验收调查报告，项目投产运营至今，区域地表在施工阶段产生的临时占地形成的裸地基本已得到了恢复。

根据《朝 86 区块产能建设工程竣工环境保护验收调查报告》，该项目于 2018 年 4-11 月对项目建设的井场及附近共布设 6 个土壤监测点，根据检测结果，项目特征污染物石油烃浓度值为 14.1mg/kg，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)风险筛选值中第二类用地限值要求（4500mg/kg），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，油田开发对土壤环境影响较小。

5.7.4 分析结论

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。

5.8 环境风险分析

5.8.1 风险调查

本工程涉及的主要危险物质是钻井期间使用的柴油，石油开采过程中场站、井场、集输管道内的原油和伴生气（天然气），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

原油闪点小于 28℃，属甲 B 类易燃、易爆物。原油闪点范围较宽，凝固点较高，其蒸气与空气形成爆炸混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸，与氧化剂能发生强烈反应，遇高热可分解出有毒烟雾。

表 5.8-1 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、高热能引起燃烧爆炸。与硝酸、浓硫酸、高锰酸钾、重铬酸盐等强氧化剂接触会剧烈反应，甚至发生燃烧爆炸。			
健康危害	毒性：IV（轻度危害），属低毒类。 侵入途径：吸入、食入、经皮吸收。 健康危害：未见原油引起急慢性中毒的报道。原油在分馏、裂解和深加工过程中的产品和中间产品表现出不同的毒性。长期接触可引起皮肤损害。			
泄漏应急处理	根据液体流动和蒸气扩散的影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。消除所有点火源。应急人员应佩戴正压式空气呼吸器，穿防火服，使用防爆等级达到要求的通讯工具。采取关闭阀门或堵漏等措施切断泄漏源。如果槽车或储罐发生泄漏，可通过倒罐转移尚未泄漏的液体。构筑围堤或挖坑收容泄漏物，防止流入河流、下水道、排洪沟等地方。收容的泄漏液用防爆泵转移至槽车或专用收集器内。用砂土吸收残液。			
防护措施	工程控制：生产过程密闭，全面通风。呼吸系统防护：空气中浓度超标时，佩戴正压式空气呼吸器。眼睛防护：必要时，戴化学安全防护眼镜。身体防护：穿防静电工作服。手防护：戴橡胶手套。其它：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。			
急救措施	皮肤接触：脱去污染的衣着，用肥皂水及清水彻底冲洗。眼睛接触：立即提起眼睑，用流动清水冲洗。吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。注意保暖，呼吸困难时给输氧。呼吸停止时，立即进行人工呼吸。就医。食入：误服者给充分漱口、饮水，就医。			
灭火方法	消防人员须穿全身防火防毒服，佩戴空气呼吸器，在上风向灭火。喷水冷却燃烧罐和临近罐，直至灭火结束。处在火场中若发生异常变化或发出异常声音，须马上撤离。 灭火剂：泡沫、干粉、砂土、二氧化碳。			

5.8.1.2 伴生气（天然气）

天然气属甲 B 类易燃易爆气体，含有大量的低分子烷烃混合物，其与空气混合形成爆炸性混合物遇明火极易燃烧爆炸。如果出现泄漏，易与空气形成爆炸性混合物，而且能顺风飘动，形成着火爆炸和蔓延扩散的重要条件，遇明火回燃。天然气主要成分为甲烷，甲烷对人基本无毒，但浓度过高时，使空气中氧含量明显降低，使人窒息。当空气中甲烷达 25%～30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、共济失调，若不及时脱离，可致窒息死亡。

表 5.8-2 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
爆炸极限	空气中5.3～15%（体积）	自燃温度	538℃
主要用途	用作燃料和用于炭黑、氢、乙炔、甲醛等的制造。		
危险特性	危险性类别：第2.1类易燃气体 燃烧与爆炸特性：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氧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

柴油是易燃烧和爆炸的物品。柴油的电阻率均较大，因摩擦、吸附、沉降、溅泼、喷雾、碰撞均可产生静电积累，并可能导致产生火花。直击雷、雷电感应、静电火花是造成加油站火灾爆炸事故的最常见因素。柴油具有一定的毒害性，高浓度接触或者是长期接触可使人产生急性或者慢性中毒。柴油的危险特性见表 5.8-3。

表 5.8-3 柴油危险特性

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。用防爆泵转移至槽车或专用收集器内，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，用大量流动的水彻底冲洗。就医。 食入：尽快彻底洗胃，就医。		

5.8.2 环境风险识别

5.8.2.1 钻井过程井喷事故

钻井作业是通过地面钻机等设备带动钻杆、钻头，破碎地层岩石，使井不断加深，直至目的层。当钻井作业进入含气层后，存在发生井喷事故的可能性。另外，完井和井下作业过程中也有发生井喷的可能性。

井喷时大量的油气从井口喷出，喷出的油气流可高达数十米，喷出气体几万到几十万方，原油数百以至上千吨，并且井喷发生时，当天然气在空气中的浓度达到 5%~16% 时，遇火可形成爆炸，而在爆炸浓度范围以外，则极易发生火灾，无论是火灾还是爆炸均会造成灾难性的后果。

在钻井过程中由于操作者直接责任而引起的井控措施不当、违反操作规程、井控措施故障是造成井喷失控事故的主要因素。通常井喷可能由以下因素引起：

- (1) 进入地层，钻井泥浆的密度偏低，使泥浆液柱压力达不到抑制地层压力的要求，或泥浆密度不够。
- (2) 起下钻后未及时灌满井筒内的泥浆，或起钻速度过快抽喷。
- (3) 对地质情况掌握不够，地质差异认识不足，地层实际压力比预计值大得多。
- (4) 井口未安装防喷器或防喷器的安装不符合要求。
- (5) 施工组织不严密，违章逾越程序。
- (6) 作业人员素质差，缺乏应急能力。

5.8.2.2 套管破损

为保证钻井期间不对地下水造成污染，本工程在钻井过程中使用双层套管（由表层套管、油层套管组成）。一旦套管发生破损，原油或天然气从破损套管中漏出可能对地下水造成污染。套管破损可能的污染途径包括：污染物通过破损的套管运移、通过井套管与钻孔器之间的圆环缝隙运移等。

5.8.2.3 火灾、爆炸

油田开发运行过程中发生火灾爆炸的原因很多，主要包括：（1）组织不严密，管理不善，违章作业导致大量的油气泄漏遇明火爆炸燃烧；（2）设备缺陷主要包括因选材错误而引起的设备、管线的腐蚀、侵蚀等引发火灾、爆炸；（3）设备安装时考虑不周不细，施工时施工质量差，不符合设计要求和施工验收规范，从而导致投产后发生事

故；（4）控制生产装置的仪表仪器失灵，造成设备操作失控，引发油气泄漏，形成火灾等。上述各类生产事故在发生火灾及爆炸安全生产危害的同时，对区域内环境也将产生严重的污染。

5.8.2.4 中毒

本工程涉及的天然气毒性较低，其中天然气主要成分烃类物质毒性较低，但如果浓度过高将使人昏迷、窒息，一般在封闭或通风不良的作业场所积聚后可能产生此类事故。阀组渗漏，管道腐蚀穿孔、超压泄漏，天然气系统安全控制装置失灵将在局部空间弥漫高浓度天然气，人员接触后将会有头晕、恶心、呼吸困难等症状，严重时将发生中毒窒息。

5.8.2.5 物料泄漏

正常情况下，施工期柴油在储罐中密闭贮存，不具备发生火灾爆炸的条件。但是由于储罐的阀门、法兰连接处泄漏，操作失误等情况下，导致大量柴油释放，在空气中形成爆炸性气体，一旦遇有点火源即可引发火灾、爆炸事故。

施工期柴油及压裂液车组运输线路避让居民区及环境敏感区，并按照相关要求运输管理，一旦运输过程发生意外事故，造成柴油、废液泄露，对事故现场的环境造成污染。

发生泄漏事故的人为因素：

- （1）管道焊接不严，检测有误，造成泄漏；
- （2）管道防腐涂层质量差，造成管道腐蚀；
- （3）管材或连接缺陷，造成管道断裂，油气泄漏；
- （4）操作失误引发的憋压等造成的风险事故；
- （5）设备故障、机械失灵、老化造成的泄漏；
- （6）动力故障引发的事故，如停电造成的阀门无法关闭、通讯线路中断无法传递控制指令等导致事故发生；
- （7）在管道近旁或上方进行其它生产活动时的挖掘，造成管道破裂；
- （8）其它选线不当或设计有误导致的事故风险。

自然风险因素是由于自然环境条件恶劣，如土壤盐渍化造成管道腐蚀等威胁管道安全。根据油田的运行经验，一般在油田开发 7-8 年后低洼地区的油水井管道可能发生腐

蚀穿孔事故，而导致原油泄漏到环境中。

本工程主要作业场所、生产设备设施环境风险识别见表 5.8-4。

表 5.8-4 工程环境风险识别表

评价时期	主要设备及场所名称	危险介质	主要危险特性
施工期	钻井井场	原油、天然气、柴油	火灾、爆炸
	物料运输	柴油	泄露
运行期	油井井场	原油、天然气	火灾、爆炸、油气泄漏
	井区集输管道	原油、天然气	火灾、爆炸、油气泄漏

5.8.3 环境风险分析

5.8.3.1 大气环境影响分析

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。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，产生的一氧化碳、二氧化硫会在燃烧室释放到大气中，并与气溶胶颗粒物结合，形成烟雾，对大气环境造成短时的严重污染。由于本地区所处地势平坦，扩散条件好，在一定的气象条件下一一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，对敏感点及周围大气环境的影响不会太严重。

5.8.3.2 地表水环境影响分析

本工程附近地表水体为牛毛沟，在其附近钻井施工时，如果发生井喷事故时可能导致原油直接进入地表水体，对其水质造成污染。原油进入地表水体后，比重比水轻的原油迅速浮于水面上，由于重力和表面张力的作用，会在水面上向四周散开。石油溢于水面后，其中的轻质烃类组份会不断的挥发至大气中，减少水中原油量。石油中的可溶组份会溶于水，对水生生物有直接的危害。

本工程运行期事故状态下对地表水污染途径主要是牛毛沟附近井场和集输管道的事故泄漏。由于本工程拟建翻 135-更 55 井场注水管线西侧 520m 处为牛毛沟，一旦井场发生泄露事故，立即采取围堰封堵，并将被污染的土壤回收，避免污染物随地表径流进入水体，运行期定时巡井，井场和管道泄露都能够被及时发现，因此，即便发生泄漏事故，泄漏的污油污水进入地表水体可能性较小，因此不会对其造成污染影响。

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

柴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。

本项目表层套管下至 117m，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

由于腐蚀、固井质量差、地层错动等原因可能导致套管断裂或破损，使原油泄漏窜入地下水层造成污染。大庆油田套损统计表明，98%以上的套管断裂发生在 700m 以下，表层套管基本没有断裂发生，且套管破损机率一般为 1/1 万至 1/5 万，而因套损污染地下水的最大概率约为 1/200 万。资料显示，美国同类井套损后因外保护层失效而导致油水泄露的概率约 1/400 万到 1/100 万。

因此，套管损坏虽然对地下水存在潜在污染隐患，但发生几率极小。只要防护得当，一般不会形成套损，即使套损，能发生油水泄漏污染地下水的概率也很小。

(4) 地面设施泄漏对地下水的影响

本工程事故状态下对地下水污染途径主要是油水的事故泄漏。原油、含油污水就可能会渗透到含水层中，造成地下水环境污染。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。

5.8.3.4 对土壤环境的影响分析

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 0~30 cm 的范围内，使得根系分布于此深度的植物不能生长。石油类对土壤的污染，可使土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响局部区域土壤正常的结构和功能。本项目集油管线及注水管线均采取防腐钢管，从源头控制原油及含油污水的泄露，且只要溢出事故按相应的环境风险事故预案严格控制并彻底清理溢出的石油类污染物，并将污染土壤清理并拉运至含油污泥站处理，泄漏事故不会对周边土壤造成明显污染影响。

5.8.3.5 对生态环境的影响

原油及含油污水泄漏可影响农田和草地的生态环境，减少农作物产量，危害植物生长。其危害最显著的表现是植物，原油黏附于枝叶，阻止植物进行光合作用，可使植物枯萎死亡；在土壤中粘附于植物根系，可阻止植物吸收水分和矿物质而死亡。所以，原油泄漏可引起原生植被生态系统退化，次生植被生态系统的演替，含油污水相对而言危害较小。本项目定期对集油管线及注水管线进行巡线，发现泄露及时处理，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、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，原油泄漏和火灾爆炸影响可控，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，并定期演习，避免重大污染事故的发生。本工程建设项目环境风险简单分析内容表见表 5.8-5。

表 5.8-5 建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	朝阳沟油田 2024 年更新井产能建设地面工程项目			
建设地点	（黑龙江）省	（大庆）市	（/）区	（肇源和肇州）县

地理坐标	经度		纬度	
主要危险物质及分布	原油、天然气：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：本工程附近地表水体包括西排干渠、无名泡，在其附近钻井施工时，如果发生井喷事故时可能导致原油直接进入地表水体，对其水质造成污染。 地下水环境：本工程事故状态下对地下水污染途径主要是油水井管线、设备的事故泄漏。原油、含油污水就可能渗透至含水层中，造成地下水环境污染。在注入过程中，由于腐蚀、固井质量差、地层错动等原因可能导致套管断裂或破损，使原油泄漏窜入地下水层造成污染。 土壤环境：原油及含油污水泄漏渗入土壤孔隙，会降低土壤的通透性，抑制土壤中酶活性，使土壤生物减少。 生态环境：原油及含油污水泄漏可影响农田和草地的生态环境，减少农作物产量，危害植物生长。			
风险防范措施要求	钻井作业井喷防范措施： （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。 管线泄漏的预防措施： （1）对油田设施采用新技术，提高油田设施的抗蚀防腐能力，从而减少由于设施因素引发油水泄漏事故的几率； （2）定期对管线进行检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患。 井下作业事故风险防范措施： （1）为预防作业时井喷，对于地层压力较高的油水作业，在作业前应先调节注采比，降低井底压力后再进行作业。水井施工要提前 3 天关井降压； （2）施工准备过程要在管、杆桥下设污油收集设施；拆卸井口采油树后，要安装简易控制器，并将井口溢流油水控制器、作业废水进站装置与井口连接，完好后，通电调试。			
填表说明（列出项目相关信息及评价说明）：				
本项目基建井 14 口，基建油井 12 口，注入井 2 口，形成 1 座平台井，12 座单井，其中新钻井 14 口，建成产能 0.54×10⁴t/a。配套建设管道、道路、供配电等工程。 本项目以施工期井场和新建管道为厂界，计算厂界内危险物质数量与临界量的比值 Q，最大 Q 值为 0.0495<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、地下水环境危害性不大。在工程采取一系列风险防范措施和应急措施后，可以控制和降低工程发生事故情况下对周围环境的影响。但建设单位应加强员工的环保教育和培训，避免污染事故的发生。				

5.9 温室气体排放分析

为贯彻落实中央和生态环境部关于“碳达峰、碳中和”相关决策部署和文件精神，充分发挥环境影响评价的源头防控、过程管理中的基础性作用，本评价按照相关政策及文件要求，根据《中国石油天然气生产企业 温室气体排放核算方法与报告指南(试行)》核算方法，计算拟建工程实施后碳排放量及碳排放强度，提出碳减排建议，并分析减污降碳措施可行性及碳排放水平

5.9.1 温室气体排放分析

5.9.1.1 温室气体排放源项识别

根据《中国石油天然气生产企业 温室气体排放核算方法与报告指南(试行)》，石油天然气开采企业碳排放源主要包括：燃料燃烧 CO₂ 排放、火炬燃烧排放、工艺放空排放、CH₄ 逃逸排放、CH₄ 回收利用量、CO₂ 回收利用量、净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放。

本项目为陆地石油开采行业，结合项目特点，拟建工程生产工艺流程中涉及的温室气体产排节点主要为：CH₄ 逃逸排放和净购入电力隐含的 CO₂ 排放，详见表 5.11-1。

表 5.11-1 拟建工程温室气体产排污节点汇总一览表

序号	类别	产污环节	碳排放因子	排放形式
1	CH ₄ 逃逸排放	井场、站场法兰、阀门等处逸散的废气	CH ₄	无组织
2	净购入电力和热力隐含的 CO ₂ 排放量	电力隐含排放	CO ₂	--

5.9.1.2 温室气体排放源强核算

(1) CH₄ 逃逸排放

$$E_{CH_4-开采逃逸} = \sum_j (Num_{oil,j} \times EF_{oil,j}) + \sum_j (Num_{gas,j} \times EF_{gas,j})$$

式中：

E_{CH₄-开采逃逸}—为原油开采或天然气开采中所有设施类型（包括原油开采的井口装置、单井储油装置、接转站、联合站及天然气开采中的井口装置、集气站、计量/配气站、储气站等）产生的 CH₄ 逃逸排放，单位为吨 CH₄；

j—为不同的设施类型（本项目仅涉及井口装置，j 为 1）；

Num_{oil,j}—为原油开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个（项目设 11 座油井井场，取 11）；

EF_{oil,j}—为原油开采业务中涉及到的每种设施类型 j 的 CH₄ 逃逸排放因子，单位为吨 CH₄/(年·个)，取 0.23；

Num_{gas,j}—为天然气开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个，项目不涉及；

$EF_{\text{gas},j}$ —为天然气开采业务中涉及到的每种设施类型 j 的 CH_4 逃逸排放因子,单位为吨 $\text{CH}_4/(\text{年}\cdot\text{个})$, 取 2.5。

经计算, $E_{\text{CH}_4\text{-开采逃逸}}=0.23 \text{ 吨 CH}_4/(\text{年}\cdot\text{个})\times 11 \text{ 个}=2.53 \text{ 吨 CH}_4$ 。

(2) 净购入电力隐含的排放

本项目电力按照企业净购入电力核算 CO_2 排放量。

$$E_{\text{CO}_2\text{-净电}} = AD_{\text{电力}} \times EF_{\text{电力}}$$

式中:

$E_{\text{CO}_2\text{-净电}}$ —为净购入电力隐含的 CO_2 排放量, 单位为吨 CO_2 ;

$AD_{\text{电力}}$ —为企业净购入的电力消费量, 单位为兆瓦时 (MWh), 项目年耗电量 1893.5MW·h;

$EF_{\text{电力}}$ —为电力供应的 CO_2 排放因子, 单位为吨 CO_2/MWh , 取 0.997;

经计算, $E_{\text{CO}_2\text{-净电}}=1893.5\text{MW}\cdot\text{h}\times 0.997 \text{ 吨 CO}_2/\text{MWh}=1887.82 \text{ 吨 CO}_2$ 。

(3) 温室气体 (GHG) 排放总量

$$E_{\text{GHG}}=E_{\text{CO}_2\text{-净电}}+E_{\text{CH}_4\text{-开采逃逸}}\times GWP_{\text{CH}_4}$$

式中: GWP_{CH_4} —为 CH_4 相比 CO_2 的全球变暖潜势值, 取 21。

经计算, $E_{\text{GHG}}=1887.82 \text{ 吨 CO}_2+2.53 \text{ 吨 CH}_4\times 21 \text{ 吨 CO}_2/\text{吨 CH}_4=1911.35 \text{ 吨 CO}_2$ 。

综上所述, 本项目温室气体 (GHG) 排放总量为 1911.35 吨 CO_2 。

5.9.1.3 温室气体排放评价结论

拟建工程实施后, 在工艺技术、节能设备和能源及碳排放管理等方面均采取了较完善的减污降碳措施, 有利于减少二氧化碳排放, 对环境的影响较小。

6.环境保护措施及可行性论证

6.1 污染防治措施

6.1.1 大气污染防治措施

6.1.1.1 施工期

(1) 风速四级以上易产生扬尘时，应暂停开挖；

(2) 运输建筑材料的车辆必须封盖严密，严禁撒落，选择对周围环境影响较小的运输路线，定期对运输线路进行清扫；

(3) 施工场地干燥时适当洒水抑尘，建材堆放应定位定点，并采取防尘、抑尘措施，如设置挡风板、上覆遮盖材料等，防止对周围村屯环境空气产生影响；

(4) 施工材料运输过程中，进行材料遮盖，防止材料的洒落、风刮起的粉尘；

(5) 井场内进行合理化管理，统一堆放材料，水泥、膨润土等易产生尘原辅材料堆放于专门设置的材料房内，尽量减少搬运环节，搬运时轻举轻放，防止包装袋破裂；

(6) 柴油机采用合格轻质柴油，柴油暂存和储运罐均密闭，加强柴油机设备保养，使设备在良好、稳定状态下运行，减少燃油废气排放和环境影响。

(7) 施工期产生的焊接烟气量相对较少，并且由于施工工作分布于施工现场的各个方位，各个焊接机基本独立工作，形成较为分散的小污染源，加之施工现场较为空旷，有利于烟气的扩散。因此在短暂的施工期内不会对空气产生大的影响。

(8) 施工期运输车辆的发动机排放的尾气含有 NO_2 、 CO 、 THC 等污染物，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。

通过采取上述措施，能够确保柴油机燃烧烟气满足《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 及修改单）中第三阶段标准限值要求，施工场界扬尘满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表 2 无组织排放监控浓度限值要求，不会对大气环境产生较大影响，施工期大气污染防治措施可行。

6.1.1.2 运行期

(1) 油田伴生气随采出液通过管道三相混输至转油站，原油集输全过程采用密闭流程，不涉及敞开液面及储罐等内容，井口伴生气全部进入转油站不排放，井口均安装密封垫，最大限度降低烃类气体的挥发；

- (2) 日常加强对设备和管道的检查和维护，控制各部位无组织挥发的烃类总量；
- (3) 加强井下作业管理，落地油全部回收，减少烃类气体挥发；
- (4) 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。
- (5) 依托场站加热装置均使用清洁燃料天然气，且采用低氮燃烧器。

通过采取上述措施，能够确保本工程井场排放的非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求；井场、依托场站排放的非甲烷总烃厂界满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9中规定要求，依托场站排放的非甲烷总烃厂区内满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）附录A中VOCs无组织排放限值要求；依托场站加热装置满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表2新建锅炉要求（颗粒物 $\leq 30\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $\text{NO}_x \leq 400\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $\text{SO}_2 \leq 100\text{mg}/\text{m}^3$ ，烟气黑度 ≤ 1 ）。不会对大气环境产生较大影响，运行期无组织排放大气污染防治措施可行。

6.1.2 温室气体防治措施

1、工艺技术减污降碳措施

拟建工程井场均为无人值守井场，采用自动控制技术，减少人工干预和经常整定调节参数，实现全自动过程。定期组织人员对井场进行检测，及时更换存在故障的阀门、法兰等部件，减少无组织泄漏量。同时加强工艺系统的优化管理，降低系统超压安全阀起跳等事故情形次数。

2、电气设施减污降碳措施

拟建工程在电气设备设施上采用多种节能措施，从而间接减少了电力隐含的 CO_2 排放量。具体措施主要有：

- (1) 根据项目用电性质、用电容量等选择合理的供电电压和供电方式，有效减少电能损耗。
- (3) 选用节能型干式变压器，能效等级为 1 级，具有低损耗(空载和负载损耗相对较低)、维护方便等显著特点。
- (4) 各种电力设备均选用能效等级为 1 级的节能产品，实际功率和负荷相适应，达到降低能耗，提高工作效率的作用。
- (5) 负载变化较大的泵类采用变频器调速控制，进一步降低能耗。

3、减污降碳管理措施

(1) 井口装置安装密封垫，原油集输采用密闭管道集输流程，最大限度减少温室气体的逸散；

(2) 加强对设备和管道的检查和维护，定期排出站内储罐，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) 依托场站加热装置采用清洁燃料天然气，减少化石燃料燃烧CO₂排放；

(4) 油田开发实行连续生产，杜绝大功率设备频繁启动，减少设备启停对用电的影响；

(5) 增加厂区绿化面积，扩大生态修复范围，通过植树造林和森林碳汇建设，采取多方面碳中和举措；

(6) 建立健全的能源利用和消费统计制度和管理制度。

拟建工程实施后，在工艺技术、节能设备和能源及碳排放管理等方面均采取较完善的减污降碳措施，有利于减少二氧化碳排放。

6.1.3 水污染防治措施

6.1.3.1 施工期

(1) 钻井和地面建设期间产生的生活污水进入附近场站生活污水排入施工现场附近场站及阀组间内已建防渗化粪池，定期拉运至肇源县新站镇污水处理厂进行处理。

(2) 钻井通过具有饮用功能的潜水含水层的，应选用清水钻进或气体钻等清洁钻进方式；压裂优先选用无毒、低毒的环境友好型压裂液。

(3) 施工期钻井污水进入钢制泥浆槽，使用罐车拉运至采油十厂废弃钻井液无害化处理装置处理，处理后的水转运到朝一联合站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 1\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 1\mu\text{m}$ ”规定后回注油层，产生的泥饼满足《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中第 I 类一般工业固体废物标准后用于铺垫采油十厂通井路。处理能力满足本项目需求，依托可行。

(4) 新建管线产生的试压废水用罐车拉运至朝一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）限值要求：“含油量 $\leq 5.0\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5.0\text{mg/L}$ ”后回注油层，不外排。

(5) 压裂返排液产生后直接进入罐车，拉运至朝一联合站压裂液处理装置进行处理，

处置后污水进入朝一联含油污水处理站处理，满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求后回注现役油层。

（6）本工程钻井施工全部采用水基泥浆，使用地下水保护双层套管，以确保该区地下水不受污染；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潜水层和承压水层。

（7）施工和运输车辆和设备坚持日常检查制度，控制跑、冒、滴、漏现象的发生，以杜绝环境污染事件。

（8）确保应急工具和设备齐备完好，以便在发生泄漏事故时对产生的污水进行及时回收和处理，避免对周围地表水环境产生污染。

6.1.3.2 运行期

（1）油田采出水管输至朝一联、朝二联含油污水站处理后全部回注现役油层，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 $\leq 5\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ ”标准；油井热洗废水直接进入集油系统；油水井作业产生的作业污水、洗井污水等用密闭罐车拉运至朝一联含油污水处理站处理后回注现役油层，不外排。

（2）油水井作业范围限制在油水井永久占地范围内，防止作业过程中跑、冒、滴、漏产生的油水污染环境。

（3）强化生产运行管理，杜绝含油污水及污油的随意排放，落地原油要及时回收，并及时处理被落地油污染的土壤，消除对地下水的污染隐患。

（4）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。

（5）泄漏事故具有隐蔽性和灾难性，要加强监控，定期对集输管线防腐及腐蚀情况定期检测，及时维修或更新，防止泄漏事故的发生。

（6）定期对油水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；油水井作业结束后对井场进行清理，对被油水污染的井场土壤进行回收，防止污染物进入潜水层造成污染。

（7）油气井的设计、建造、改造应按照《气田水注入技术要求》（SY/T 6596-2016）的要求保证其完整性。油井运行期间应参照《石油天然气工业套管和油管的维护与使用》（GB/T 17745-2011）要求进行井筒完整性管理，定期开展井筒完整性检查。

(8) 回注井运行过程中，应持续对回注井口压力、套管压力、环空压力、回注流体的流量、水质等指标进行监测，本工程注水水质满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ 0639-2015)中“含油量 $\leq 5\text{mg/L}$ ，悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ ”要求，同时满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)限值要求；定期开展套管腐蚀和水泥环状况检测，检测周期不超过3年。

(9) 新建注入井和转注井运行前，应进行井筒完整性测试，本工程回注井平均注入量小于 $300\text{m}^3/\text{d}$ ，应至少每2年进行1次井筒完整性检测，检测发现井筒完整性失效，应立即停止回注。

(10) 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。

(11) 定期对井区周围村屯水井进行观测和检测，随时监测地下水的变化，及时发现和解决问题，如发生重大污染事故且已对地下水造成污染，应进行信息公开，并与政府相关部门进行联动，聘请专家进行讨论，制定减轻地下水污染程度及控制地下水污染范围的措施，防止地下水污染加剧。

6.1.3.3 地下水环境分区防控措施

油田的正常开发建设对地下水造成污染的可能性较小。但原油的突发性泄漏，如处理不及时则可能造成污染。本工程提出如下地下水环境分区防控措施及建议：

(1) 钻井井场

钻井井场采取分区防渗措施，钻机生产区、柴油罐区、泥浆循环罐区，泥浆泵区、压裂作业区采用双层高密度聚乙烯(HDPE)防渗膜(膜厚1.5mm，其渗透系数小于 $1.0 \times 10^{-13}\text{cm/s}$)构筑防渗层，防渗性能等效黏土防渗层 $M_b \geq 6.0\text{m}$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-7}\text{cm/s}$ 的防渗性能，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；材料房采用单层高密度聚乙烯(HDPE)构筑防渗层，防渗膜1.5mm厚，其渗透系数小于 $1.0 \times 10^{-10}\text{cm/s}$ ，满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)一般防渗区要求；井场地面进行平整压实，做简单防渗处理。

(2) 埋地管道

本工程埋地管道属于重点防渗区，采用无缝钢管，管道设计壁厚的腐蚀余量2mm，管道的连接方式应采用焊接，定期对管道腐蚀情况及壁厚进行检测。等效黏土防渗层

$Mb \geq 6.0m$, $K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$ 。

(3) 油水井井场

油水井井场地面属于简单防渗区，地面进行压实处理，防渗性能满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中简单防渗区的要求。

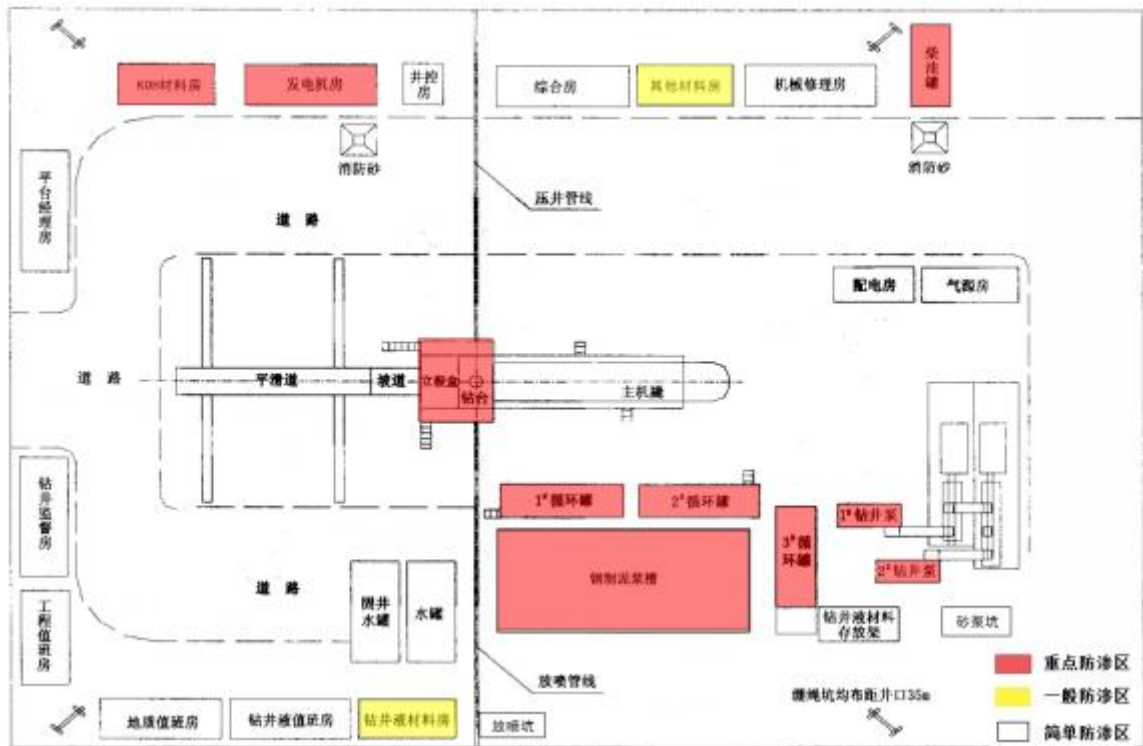
(4) 井下作业

油水井井场作业期间铺设人工防渗层高密度聚乙烯膜，厚度为 2mm，防渗系数为 $K < 1 \times 10^{-13} cm/s$ ，防渗性能等效黏土防渗层 $Mb \geq 6m$ 、 $K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$ ，满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》中重点防渗区要求。作业结束后对井场进行清理，对被油水污染的井场填土回收，防止污染物进入潜水层造成污染。

本工程地下水分区防渗见表 6.1-1。

表 6.1-1 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	钻机生产区、柴油罐区、泥浆循环罐区，泥浆泵区、压裂作业区	采用双层高密度聚乙烯（HDPE）防渗膜构筑防渗层，防渗膜厚 2.0mm，其渗透系数小于 $1.0 \times 10^{-13} cm/s$ 。	《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 $Mb \geq 6.0m$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$
	运行期	集输管道防渗	采用无缝钢管，管道设计壁厚的腐蚀余量 2mm，管道的连接方式应采用焊接，定期对管道腐蚀情况及壁厚进行检测。	
		作业油井井场	作业期间铺设人工防渗层高密度聚乙烯膜，厚度为 2mm，防渗系数为 $K < 1 \times 10^{-13} cm/s$ 。	
一般防渗区	施工期	材料房	采用单层高密度聚乙烯（HDPE）构筑防渗层，防渗膜 1.5mm 厚，其渗透系数小于 $1.0 \times 10^{-10} cm/s$ 。	《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 $Mb \geq 1.5m$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$
简单防渗区	施工期	钻井井场	地面平整压实	满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中简单防渗区防渗技术要求
	运行期	井场地面、集油阀组间	地面进行压实处理	



6.1.3.4 地下水环境监测与管理

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，建设单位存档监测报告以及建设项目所在地及其影响区地下水环境跟踪监测数据，同时对监测结果定期进行信息公开。根据建设项目区域地下水流向，在井区上游设 1 个潜水背景监测点，在井区侧向和下游各设 1 个潜水跟踪监测点，并在井区下游设承压水监测点 1 个。跟踪监测布点图见图 6.1-2，跟踪监测计划见表 6.1-2。

表 6.1-2 地下水环境影响跟踪监测计划表

跟踪监测井	坐标	与本工程位置关系	监测因子	监测频次
区域上游潜水井 (费家屯水井)	45.77089, 125.69351	朝 76-更 108 东北侧 940m	石油类、石油 烃(C ₆ ~C ₉)、 石油烃(C ₁₀ ~ C ₄₀)、汞、砷、 六价铬、pH、 氨氮、耗氧量	1 次/半 年
区域内潜水井 (双林村水井)	45.75910, 125.69666	朝 82-更 118 管线西南侧 500m		
区域下游潜水井 (下沟屯水井)	45.74588, 125.67363	朝 85-更 103 南侧 700m		
区域内具有饮用价值的承压水井 (五门杨家水井)	45.75684, 125.68034	朝 85-更 103 管线北侧 240m		
区域上游潜水井 (互助村水井)	45.71843, 125.63323	1#平台西北侧 1320m		
区域内潜水井 (崔广窝棚水井)	45.69410, 125.64382	朝 109-更 73 南侧 920m		
区域下游承压水井	45.65200, 125.61462	朝 143-更 59 西侧 2550m		

（韩国顺窝棚水井）				
区域内具有饮用价值的承压水井（前任家水井）	45.67794， 125.54252	朝 90-更 23 南侧 2970m		
区域上游潜水井（他拉西北窝棚水井）	45.62404， 125.47735	翻 133-更 39 西北侧 680m		
区域内潜水井（双龙村水井）	45.57780， 125.44486	翻 140-更 77 东侧 1090m		
区域下游潜水井（张福奎窝棚水井）	45.52889， 125.38107	翻 152-更 144 南侧 680m		
区域内具有饮用价值的承压水井（后台村水井）	45.55022， 125.40164	翻 154-更 109 东侧 270m		

本项目废水拉运过程要求建设拉运视频监控装置，并接入市局监控平台，废水拉运前向局申报，明确拉运量、拉运时间，并接受视频监管。总体而言，本工程各类废水均能得到合理妥善处置不外排，工程采取的水污染防治措施可行。

6.1.4 地表水污染控制措施

6.1.4.1 施工期

（1）施工单位严格按照有关规定安排施工作业；合理进行施工组织和场地布置；对施工运输合理规划、布局，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，针对牛毛沟附近井场，施工布置时将施工场地设置在远离地表水体一侧，避免钻井液材料房及泥浆槽等设备设施对地表水产生影响；

（4）项目牛毛沟周围施工的井场、管道及道路施工场地四周加设临时施工围堰，围堰高度应高出水泡最高水位 50~80cm，防止施工期产生地表径流流入地表水中；

（5）合理选择施工季节，避免雨季施工，如遇连续雨天应停止施工，并做好现场防护工作，保证施工废水不随地表径流流入地表水中；

（6）确保应急工具和设备齐备完好，大庆油田有限责任公司第十采油厂配备有围油栏、吸油包、吸油毡、转盘式收油机、吸附剂等应急物资，以便在发生泄漏事故时产生的污油污水进行及时回收和处理，避免对周围环境造成污染影响；

（7）施工单位应加强对施工人员爱护环境防止地表水体破坏的宣传教育活动，在施工过程中，应做到井然有序的组织实施设计，做到文明施工；

通过采取以上措施，施工期能够有效防止各类污染物进入附近地表水体造成污染事故，减少对周边水环境的影响。

6.1.4.2 运行期

(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) 定期巡检，设有专职人员对油井、管线及阀门进行检查，确保各部分的使用性能，防止原油泄漏对周围造成污染；

(3) 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；

(4) 牛毛沟附近的井场如遇雨季进行作业时，应设置临时围堰，围堰高度应高出水泡最高水位 50~80cm，防止作业时产生地表径流流入地表水中；

(5) 确保大庆油田有限责任公司第十采油厂财务资产库的围油栏、铁锹、吸油毡、消油剂等应急工具和设备齐备完好，以便在发生泄漏事故时对产生的污油污水进行及时回收和处理，避免对周围环境产生污染。

6.1.5 噪声污染控制措施

6.1.5.1 施工期

(1) 对钻井井场进行合理布局，井场高噪音设备分散放置，并远离有人居的方向，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，调整同时作业的施工机械数量，降低对周围环境的影响；

(3) 不可避免需要夜间施工时，应向周边工厂企业和居住点进行公告，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) 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) 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；

(6) 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，能够确保井场施工场界噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）昼间 $\leq 70\text{dB}$ ，夜间 $\leq 55\text{dB}$ 要求，距离本工程最近的村屯为 1# 平台管线北侧 220m 的后四合店屯，通过采取合理安排施工时间、调整施工方式，加强施工管理等措施后，不会对声环境产生较大影响，施工期噪声治理措施可行。

6.1.5.2 运行期

(1) 新建井场抽油机等发声设备尽可能选用低噪声设备；

(2) 固定机泵采用减震基础，隔声罩等减振、隔声措施，以降低设备噪声源强。

(3) 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。

通过采取以上措施后，能够确保施井场厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）2类标准要求，昼间 $\leq 60\text{dB}(\text{A})$ ，夜间 $\leq 50\text{dB}(\text{A})$ ，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。

6.1.6 固体废弃物控制措施

6.1.6.1 施工期

(1) 钻井工程采用“泥浆不落地”工艺，采用复合阳离子水基钻井液，以及无毒无害的射孔液，产生的钻井岩屑、废弃泥浆及废射孔液直接进入井场钢制泥浆槽，并由罐车拉运至采油十厂废弃钻井液无害化处理装置处理，脱出的泥饼产生的泥饼综合利用；

(2) 本项目钻井产生破损的非含油废弃防渗布、废包装袋统一收集由密闭运输车送第八采油厂工业固废填埋场处理；

(3) 本项目产生管道施工废料在施工过程中产生的按指定地点堆放，施工现场随干随清，施工结束后统一收集由密闭运输车送第八采油厂工业固废填埋场处理；

(4) 施工人员产生的生活垃圾统一收集由垃圾运输车送肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理。

6.1.6.2 运行期

(1) 本工程产生的落地油及油泥（砂）属于危险废物，废物类别为HW08废矿物油

与含矿物油废物，废物代码为071-001-08 石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚，集中收集由罐车送至朝一联合油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理，处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）标准（石油类 $\leq 3000\text{mg/kg}$ ），用于铺路和垫井场；

（2）本项目油井作业期间产生的含油废弃防渗布属于危险废物，废物类别HW08废矿物油与含矿物油废物，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，收集暂存于第十采油厂综合固废储存库，定期拉运至有资质单位进行处理；

（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%。

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》（HJ 2025-2012）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, 保持槽车和良好的工作状态, 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, 防止事态进一步步扩大和恶化。

综上所述, 本项目产生的固体废弃物按照相关处置要求进行, 处置方式可行, 对周围环境和人体健康不会造成危险, 对周围环境的影响可接受。

6.1.7 生态保护措施

6.1.7.1 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) 充分利用现有道路, 尽量不再开辟新的临时进井通道。

(3) 搬运钻井设备利用现有公路、小路, 执行“无捷径”原则, 认真确定车辆行驶路线, 不在道路、井场以外的地方行驶和作业, 禁止碾压和破坏地表植被。

(4) 井场布置必须遵守《大庆油田开发建设用地标准》规定, 严格控制施工作业面积, 以减少地表植被破坏。

(5) 埋设管线时, 根据管径的大小做到尽量窄控, 采取平埋方式(不起土坝)进行, 以便尽快恢复植被。

(6) 本工程有两口利用井占用耕地, 其新建管道临时用耕地面积为 1.2hm², 施工时将所占土地进行表土剥离, 置于管道临时占地内, 施工结束后, 及时复垦; 其余新建管道占用草地, 施工结束后, 采用自然恢复的方式恢复自然植被。其余新建管道占用草地, 施工结束后, 及时恢复为草地植被。

(7) 按照实际情况选择施工季节，尽量避开植物生长期，减少对生态的影响。

(8) 恢复土地生产能力。本工程主要占用草地，施工过程中尽量保护土地资源，不打乱土层，先挖表土层（20 cm 左右）单独堆放；然后挖心、底土层另外堆放。复原时先填心、底土，后平覆表土，以便尽快恢复土地原貌。

(9) 恢复被破坏的地表形态，平整作业现场，改善土壤及植被恢复条件。

(10) 加强施工管理，施工活动控制在占地范围内，临时占地剥离表层熟土，施工结束后，恢复临时占地表土及植被。

(11) 管道建设工程结束后，回填开挖的管沟，路基采取护坡、养护措施，进行表土回覆、场地清理平整。

(12) 对废水、固体废物进行严格管理，统一处理或回收，不得随意抛撒，防止污染土壤。

(13) 本工程永久占地为一般耕地和一般草地，对于永久占地采取经济补偿措施。

6.1.7.2 运行期生态保护措施

(1) 严格控制油井作业占地，普通井下作业不新征临时占地；

(2) 油水井作业过程中缩小影响范围，提高工程施工效率，减少工程在空间上、时间上对生态的影响；

(3) 油水井作业结束后，应针对作业过程中的不同破坏类型，恢复被破坏的地表形态，降低工程对周围生态的影响；

(4) 油水井作业时严格执行环保措施，控制污染物的外排量，保证“工完料净场地清”，作业后无落地油遗留井场。

6.1.7.3 水土流失防治措施

(1) 管道施工尽量缩小占地面积，应划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，走同一车辙，避免加行开辟新路；

(2) 管沟挖、填方作业应尽量作到互补平衡，以免造成弃土方堆积和过多借土；

(3) 管沟回填应按层回填，以利施工带土壤和植被的尽早恢复。回填后应予以平整、压实，以免发生水土流失。对高出地面部分做出水土保持要求，要求高出地面部分回填土按梯形堆放于管线上部，堆放后人工进行修整、拍实；

(4) 更换管道穿越耕地区域，主体工程设计中要求施工结束后进行复垦，以恢复

原有土地生产力；

(5) 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；

(6) 施工建设期，施工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；

(7) 运行期各种车辆应在已修建的道路上行驶，不得随意行驶。

6.1.7.4 防沙治沙措施

本工程开发区域沙化土壤分布较少，主要地类为土壤性能良好的耕地和草地，区域内沙化土地所占的比重较小，为减轻植被破坏和农田生态系统受工程影响可能导致的沙化现象，防患于未然，建设单位应采取以下措施进行控制：

(1) 做好施工期开挖土方临时堆存的水土保持措施，确保土方水土流失得到有效控制。对开挖井场造成植被破坏或地表裸露的，必须采取有效的修复措施，所有生态措施应在井场投运半年内完成。

(2) 管道采用沟埋敷设，施工结束后及时有效地对占地区域土地进行平整，并压实，利于植被自然恢复。井场临时占地主要为设备放置地，在设备放置时尽量不破坏原有地貌，施工结束后及时对现场进行清理，对破坏的土地进行平整并压实，利于植被自然恢复。

(3) 在施工活动结束后，要立即对施工现场进行回填平整，形成新的合适坡度，并尽可能覆土压实，基本程序是回填—平整—覆土—压实。工程回填物应首先考虑弃土、弃石和弃渣，并力求做到“挖填平衡”。

(4) 施工时要特别注意保护原始地表与天然植被，划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，避免并行开辟新路，以减少风蚀沙化活动的范围。

(5) 施工作业避免在大风天施工。

(6) 路基边坡采取种草措施护坡固土，维护路基稳定和道路安全运行。

(7) 根据当地际情况、环境特征及原生植被特点和生存种类，建立乔、灌、草结合，网、带、片结合的沙地植被防护体系。

6.1.7.5 黑土地保护措施

(1) 本项目新建井场严格遵守《石油天然气工程项目用地控制指标》(2017.1.1)要求,尽可能减少占地。

(2) 本工程建设过程中对占用的耕地,按照“占多少,垦多少”的原则,由建设单位负责开垦与所占用耕地的数量和质量相当的耕地;如果没有条件开垦时,按照省的规定缴纳耕地开垦费,专款用于开垦新的耕地。

(3) 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、储存和再利用工作。表土剥离和利用严格执行《建设占用耕地耕作层土壤剥离利用技术规范》(DB23/T2913-2021)。

(4) 本工程挖方施工剥离表土厚度为 0.3m,剥离的表土推放在井场、道路及管道占地范围内的存储区,堆土表面设纱网或草栅覆盖,防止出现水土流失,待本工程施工结束后运回原位分层回填或用于其它劣质地改良。

(5) 本工程对临时占用的耕地采用深松深耕进行复垦。

(6) 对占用耕地耕作层土壤剥离利用和临时占用的耕地采用深松深耕进行全过程监理。

通过采取上述生态保护措施,能够确保本项目对区域生态的破坏得到有效控制,不会对区域生态产生较大影响,生态保护措施可行。

6.1.8 土壤环境保护措施

6.1.8.1 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、应急响应全阶段进行控制。

(1) 源头控制措施

1) 钻井施工选用全井段套管保护+水泥固井工艺及清洁的水基钻井液体系,防止地下水、土壤污染。同时在设计中做好及时堵漏准备,防止钻井液流失进入土壤。

2) 在施工过程中要做好钻井废水、钻井液、钻屑、废射孔液和压裂返排液的回收处理工作,做到完全无外排。油罐区应做好防渗措施,防止油污洒落地面,污染土壤环境。

3) 每次钻井结束后的固井作业可有效封隔地层与套管之间的环空,防治污染土壤。

选用高标号的固井水泥，提高固井质量，可有效防止因为井漏事故造成的土壤环境污染。

4) 井下作业应配备泄油器、刮油器等，按照“铺设作业、带罐上岗”的作业模式，及时回收落地油，落地原油回收率应达到 100%。

5) 在管线的路由选择中，应尽量沿道路进行铺设，同时还采用管线防腐措施；管道应按要求设置截断阀与报警系统和监控系统。

6) 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

主要包括井场污染区地面的防渗措施和泄漏、渗漏污染物收集措施，即在污染区地面进行防渗处理，防止洒落地面的污染物渗入地下，并把滞留在地面的污染物收集起来集中处理；末端控制采取分区防渗原则。

(3) 污染监控体系

为了及时了解项目场区及周边土壤环境质量状况和土壤中污染物的动态变化，根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）、《排污单位自行监测技术指南总则》（HJ819-2017）的相关要求，本项目拟制定土壤环境跟踪监测措施，包括制定跟踪监测计划，科学、合理地设置土壤监测点位，建立完善的跟踪监测制度，配备必要的取样设备，以便及时发现并有效控制。

(4) 应急响应措施

包括一旦发现土壤污染事故，立即采取应急措施控制土壤、地下水污染，并使污染得到治理。

6.1.8.2 土壤环境保护措施

(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（20cm-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别的防治措施，从源头控制土壤的污染。

(4) 项目建设过程中采取分区防渗，以防止土壤环境污染。

(5) 钻井施工采用水基钻井泥浆，使用低毒无害的添加剂，废弃泥浆直接进入井

场钢制泥浆槽，并由泥浆罐车外运处置，全程泥浆不落地。

(6) 钻井结束后采用无毒无害射孔液进行射孔工艺，产生的废射孔液直接进入井场罐车外运处置，从而阻隔废射孔液与土壤直接接触。

(7) 压裂过程产生的压裂返排液，直接进入罐车拉运至压裂返排液处理站处理，施工时在压裂车组及拉运罐车底部及周围铺设防渗布，确保压裂返排液不落地。

6.1.8.3 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，根据项目分布情况布置土壤监测点位 3 个（见图 6.1-2）。跟踪监测计划见表 6.1-3。

表 6.1-3 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
朝 85-更 103 永久占地内	125.67972， 45.75192	pH、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、汞、砷、六价铬	1 次/年
拟建 1#平台永久占地内	125.65207， 45.71107		
拟建 1#平台南侧			

6.1.9 环境风险防范措施

6.1.9.1 井喷防范措施

(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。

6.1.9.2 套管风险防范措施

(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。

6.1.9.3 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) 钻进中发生井漏，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，应首先考虑降低钻井液密度，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 5t~10t，以备井漏发生时应急使用。

6.1.9.4 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槽兼作事故池，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。

6.1.9.5 管线泄漏防范措施

（1）对油田设施采用新技术，提高油田设施的抗蚀防腐能力，从而减少由于设施因素引发油水泄漏事故的几率；

（2）加强应急预警和紧急切断等措施，加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。定期对管线进行检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；定期对集输管线上的安全保护设施，如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查，使管道在超压时能够得到安全处理，在管道破裂时能够及时截断上下游管段，以减少事故时油气的释放量，使危害影响范围减小到最低程度。

当管线发生泄漏时应及时修筑围堤，控制油水的扩散范围，保护周围生态环境；同时明确泄漏可能导致的后果，泄漏危急周围环境的可能性，隔离泄漏区，周围设警告标志；

（3）对被泄漏原油污染的土壤清理干净后送含油污泥处理站进行处理。

（4）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；

（5）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；

（6）制定定期巡查制度，发现异常及时处理和报告；

（7）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。

6.1.9.6 依托场站事故风险防范措施

1）建议对地层压力进行监控，合理安排注采比，预防套损事故的发生；

2）站内定时巡检，及时发现并处理容器、罐体、管线和阀门的泄漏、穿孔问题，避免出现大量油水泄漏；

3）平稳操作，避免系统压力超高放空；

4) 定期维护保养容器、设备和站内管线。

5) 加强场站管理，建立并严格执行安全生产责任制度，科学监控设备运行，消除故障隐患。

6) 各场站均设置了事故排污池，可在事故状态下暂存装置内残余的原油或含油污水。

6.1.9.7 应急要求

本工程为改扩建工程，目前第十采油厂已建立较完善的应急预案体系，综合性预案为《第十采油厂突发事件总体应急预案》，同时该体系根据不同事故类型分别编制了《第十采油厂环境突发事件专项应急预案》、《井喷突发事件专项应急预案》、《油气泄漏事件专项应急预案》、《输油系统突发事件专项预案》等专项应急预案。现有预案包含了本项目发生的油井套管破损泄露、油水泄露引起的火灾、爆炸等风险事故时所采取的应急处置措施，可以满足本项目的应急处置要求，不需对本工程提出新的应急预案，发生风险事故时按已建立的事故风险应急预案执行。

(1) 应急预案基本内容

本工程建设单位已经针对可能发生的风险事故，结合所处区域的自然条件、环境状况、地理位置等特点，制定了较完善的事故风险应急预案。根据企业提供资料，大庆油田有限责任公司第十采油厂现有突发环境事件专项应急预案已备案。

《第十采油厂突发环境事件专项应急预案》适用于本厂范围内发生的、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、预警与响应、应急处置与协调、应急保障等内容，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；该预案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和危险废物污染等事故的分类、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十采油厂突发事故的联络信息公布，预案内容针对性较强，组织结构框架合理。

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现场工作组，对第十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，同时第十采油厂也与地方采取联动机制，主要有大庆市生态环境局、大庆市应急管理局、大庆市肇源县生态环境局、大庆市肇州县生态环境局、肇源县消防队、肇州县消防队等。

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。

（2）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、环保部门及公安部门启动相应紧急预案，保障事故控制及事故救援得到有效迅捷地处理。详见下表。

表 6.1-4 地企联动各部门联系方式

序 号	单 位	电 话
1	大庆市政府总值班室	0459-4609988
2	大庆油田公司应急值班室	0459-5999191、0459-5963011
3	大庆市公安局报警	110
4	大庆市交警支队交通事故报警	122
5	大庆市医疗急救中心	120
6	大庆市气象局	0459-8151615
7	大庆油田总医院	0459-5805130
8	消防队	119

（3）应急预案有效性分析

本工程位于已建区块内，本项目建成后所涉及的风险主要为井喷、物料泄漏和火灾爆炸，建设单位现有的《突发环境事件专项应急预案》中已包含了本项目发生风险事故时所采取的应急处置措施，所以该预案可以满足本项目的应急处置要求，可以将本工程纳入第十采油厂油田原有应急体系内，不需对本工程提出新的应急预案。发生风险事故时按已建立的事故风险应急预案执行，在执行应急预案的同时，要加强区域应急联动体系，故必要时可直接向向邻近企业、单位和政府部门、消防队、环保局、安全生产监督管理局和市政府报告，申请求援并要求周围企业单位启动应急计划，对风险事故及时作出反应和处理，将事故影响降至最低。

通过采取上述环境风险防范措施，能够有效的预防和减缓本工程建设可能带来的不良环境影响，环境风险可控。

6.2 “三同时”项目一览表

为进一步落实本项目工程设计和环境影响评价提出的各项环保措施，确保环保工程发挥真正作用，本评价列出“三同时”项目表和竣工验收监测与调查的相关要求，具体内容见表 6.2-1、6.2-2。

表 6.2-1 “三同时”项目一览表

类别	名称	验收指标
土壤、生态保护	临时占地恢复	对 5.35hm ² 临时占地草地进行整平翻松，自然恢复，对 8.614hm ² 临时占地耕地及时复耕。
	永久占地补偿	对 2.685hm ² 永久占地进行经济补偿。
	土壤跟踪监测	设置 3 个土壤跟踪监测点监控建设项目所在地土壤环境污染情况。
	防沙治沙	施工过程中采取防沙治沙措施，车辆采用“一”字型作业法，建立乔、灌、草结合，网、带、片结合的沙地植被防护体系，裸露沙地，以种植草本和灌木植物为主等措施。
地下水保护	分区防渗	（1）钻井井场地面进行平整压实，做简单防渗处理；钢制泥浆槽、钻井液材料房进行一般防渗，采用单层高密度聚乙烯（HDPE）防渗膜（膜厚 1.5mm，其渗透系数小于 $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$）构筑防渗层，防渗性能等效黏土防渗层 $M_b \geq 1.5\text{m}$，$K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的防渗性能；钻机生产区、柴油罐区、泥浆循环罐区、泥浆泵区，压裂作业区进行重点防渗，采用双层高密度聚乙烯（HDPE）防渗膜（膜厚 1.5mm，其渗透系数小于 $1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$）构筑防渗层，防渗性能等效黏土防渗层 $M_b \geq 6.0\text{m}$，$K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的防渗性能。 （2）采用无缝钢管，管道设计壁厚的腐蚀余量 2mm，管道的连接方式应采用焊接，定期对管道腐蚀情况及壁厚进行检测。 （3）油水井井场地面进行压实处理，防渗性能满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中简单防渗区的要求。 （4）油水井井场作业期间铺设人工防渗层高密度聚乙烯膜，厚度为 2mm，渗透系数为 $K < 1 \times 10^{-13} \text{cm/s}$，防渗性能等效黏土防渗层 $M_b \geq 6\text{m}$、$K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$，满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》中重点防渗区要求。
	地下水跟踪监测井	根据区块地下水流向设置 9 口潜水，3 口承压水监测井监控建设项目所在地地下水环境污染情况。
固废处理	含油污泥处置	全部回收后由罐车拉运至朝一联合含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表 1 中的限值要求后，最终返回油田作业区内可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。
	钻井用废弃防渗布、纯碱等包装袋和施工废料处置	在施工结束后全部送第八采油厂工业固废填埋场处理，执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中 II 类场标准。
	含油防渗布处置	全部送有资质的单位处理，处置过程满足《危险废物污染防治技术政策》及《危险废物转移管理办法》。

	废钻井液、钻井岩屑、废射孔液处置	全部拉运至采油十厂废弃钻井液无害化处理装置处置。
噪声治理	厂界噪声治理	噪声排放点均已采取降噪措施，施工期场界符合《建筑施工场界环境噪声排放标准》昼间≤70dB，夜间≤55dB 的要求；运行期井场及依托场站厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准限值，昼间≤60dB（A），夜间≤50dB（A）。
废气治理	废气治理	施工期场界扬尘满足《大气污染物排放标准》（GB16297-1996）颗粒物无组织排放限值：≤1.0mg/m ³ ；柴油机燃烧烟气满足《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 及修改单）中第三阶段标准限值要求：P _{max} >560kW 时，CO 3.5g/kWh，NMHC+NO _x 6.4g/kWh，PM 0.2g/kWh；运行期井场场界非甲烷烃浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求。
污水处理	钻井污水、生活污水、试压废水作业污水、含油污水	施工期产生的钻井污水由罐车拉运至采油十厂废弃钻井液无害化处理装置处置；施工期间生活污水排入施工现场附近场站及阀组间内已建防渗化粪池，定期拉运至肇源县新站镇污水处理厂进行处理；管道试压废水经罐车收集后回收至朝一联含油污水站进行处理后回注现役油层；压裂作业过程产生的压裂返排液送朝一联废压裂液处理装置处理后最终回注现役油层。运行期油田采出水输至朝一联、朝二联含油污水处理站处理后全部回注现役油层，油井热洗废水直接进入集油系统；油水井作业产生的作业污水、洗井污水等用密闭罐车拉运至朝一联含油污水处理站处理后回注现役油层，本工程污水均不外排。
事故应急	应急设施	防渗布、围油栏、铁锹、镐等

表 6.2-2 竣工验收监测与调查主要内容

项目	内容
环境保护管理检查	项目各阶段环境保护法律、法规、规章制度的执行情况
	环境保护审批手续及环境保护档案资料
	环保组织机构及规章制度
	环保设施建成及运行情况，生态恢复、占地补偿、绿化等措施的落实情况
	本项目环评报告及其批复提出的环保措施落实情况及其效果
	运行期环境保护监测计划实施情况
	本项目事故风险的环保应急计划，包括物质配备、防范措施，应急处置等
	施工期、运行期扰民现象的调查
	固体废物种类、产生量、处理处置情况、综合利用情况
	排污许可执行情况
污染物达标排放监测	厂界烃类气体无组织排放监测
	厂界噪声达标排放监测
	事故时对大气，地下水、地表水等进行事故监测
敏感点环境质量监测	油田开发区内的环境空气、地下水、地表水及土壤环境质量
生态调查主要内容	项目在施工、运行期落实环境影响评价、工程设计文件以及各级环境保护行政主管部门批复文件中生态保护措施的情况
	临时占地恢复情况、永久占用草地经济补偿情况

	针对环境破坏或潜在环境影响提出补救措施的落实情况
--	--------------------------

7.环境影响经济损益分析

油田产能项目的开发建设，除对所在区域的经济发展起着促进作用外，也在一定程度上影响着项目拟建地区环境的变化。本评价将通过对拟建项目的经济和环境效益分析，对项目建设的合理性进行分析。

7.1 环境损失费估算

本油田开发过程中，由于井场建设、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

该项目损失主要为耕地、草地的损失，根据生态环境影响分析，该项目占地损失经济价值约为 78.5 万元。

（2）资源损失费

该项目资源损失主要为油田开发过程中伴生气损失。油田投产 10 年间该项目将有 76.5t 烃类排入大气，每吨按 1529.7 元计，相当于损失 11.7 万元。

两项合计为 90.2 万元。

7.2 环保投资估算及环境效益分析

7.2.1 环保投资估算

本项目环保投资共 96.94 万元，总投资 5027.8 万元，占总投资的 1.93%，本工程环保投资详见表 7.2-1。

表 7.2-1 环保投资统计表

环保工程名称		措施内容	工程量	环保投资 (万元)
施工期	废气	及时洒水、临时土方等加盖苫布等遮盖物	0.1 万元/口井，共 14 口井	1.4
	废水	施工营地设置防渗旱厕	0.2 万元/新钻井场，共新钻 13 座井场	2.6
	地下水污染防治	施工井场采取分区防渗措施	1 万元/新钻井场，共新钻 13 座井场	13
	固体废物	废钻井液、岩屑、钻井废水及废射	2 万元/口新钻井，共新钻 14	28

		孔液处理	口油井	
		废包装袋、破损防渗布处理	0.1 万元/吨，共计 0.501t	0.0501
		生活垃圾	0.1 万元/吨，共计 1.2t	0.12
	生态	对于项目永久占地进行经济补偿， 补偿面积 8.685hm ²	根据 2022 年大庆市征地青苗 补偿费标准，占地补偿按照 2 万元/hm ² 计	17.37
		对临时占用的土地进行恢复、平整， 恢复临时占地 13.964hm ²	根据国家临时占地补偿标准， 生态恢复费用按 1 万元/hm ² 计	13.964
运营期	废气	洒水设备、车辆运输遮盖苫布、物 料苫盖。柴油罐选用密闭管线、密 闭性能好的阀门、法兰和垫片连接。	0.4 万元/井场，共 13 座井场	5.2
	废水	油井清防蜡废水、检修作业污水处 理	0.01 万元/m ³ ，共计 331.93m ³ /a	3.3193
	噪声	采用低噪声设备，场站新增泵类设 置隔声间、吸声墙等降噪减震措施	采用低噪声设备，场站新增泵 类设置隔声间、吸声墙等降噪 减震措施	3
	固体废物	含油污泥、落地油拉定期委托大庆 博昕晶化科技有限公司进行处理	0.5 万元/吨，共计 0.562t/a	0.281
		含油防渗布、KOH 包装袋由建设单 位统一收集后委托有资质单位处置	0.5 万元/吨，共计 1.67t/a	0.835
	风险防范	配备围油栏、吸油毡、消油剂等应 急物资，定期进行应急演练等风险 防范措施及应急措施	0.2 万元/井场，共 13 座井场	2.6
	地下水防治	柴油罐区、泥浆泵、泥浆槽、钻机 底座、井控远程控制台，砂泵坑、 材料房等处铺设防渗布	0.4 万元/井场，共 13 座井场	5.2
	合计			96.94

7.2.2 环境效益简要分析

项目建设运营中排放的污染物采取了一系列治理措施，大大降低了排入环境中污染物的数量，将取得一定的环境效益。

7.3 环境经济损益分析结论

本工程的建设为确保大庆油田的可持续发展、建设百年油田提供了强有力的保证，对保障我国石油供应、发展我国石油化工、繁荣经济、促进改革和社会发展，都将发挥重要的作用。同时，该项目的建设还可以提高项目所在地的税收、增加就业机会、带动当地第三产业的发展，提高当地的生活水平，实现当地经济环境的协调发展。

8.环境管理与监测计划

8.1 HSE 管理体系的建立和运行

本项目应依据《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T6276-2010）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时设计、同时施工和同时投入使用，安全、绿色施工等；

（2）运营期 HSE 管理主要包括：HSE 组织机构的建立及职责的确定、文件的编写、风险的识别和管理、应急措施的建立、人员的培训、HSE 管理体系的运行及保持、清洁生产等；

（3）退役期 HSE 管理主要考虑油区退役的安全与环境影响。

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，减少温室气体的排放，减少事故的发生，以确保油田安全运行，必须建立科学有效的环境管理体制，制定详细周密的环境保护管理计划。

8.1.1 组织结构

本工程环境管理工作由第十采油厂负责。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。由第十采油厂施工业务主管部门对油田建设环境保护工作进行全过程监控，对环境保护措施强制推行，控制施工阶段的环境污染和生态破坏。施工期除设置 1 名专职环保员外，还应根据现场实际情况，建立健全相应的二级 HSE 管理网络，在油田已有 HSE 指挥部的基础上，分别配备数名 HSE 现场监督人员。分别配备协调员，实行逐级负责制。

8.1.2 规章制度

油田环保工作必须严格执行国家、黑龙江省的环保法律法规，同时还应制定相应的环境管理规章制度，环保法规及油田内部的各种环境管理规章制度应下发到相应人员，并组织有关人员学习和贯彻执行，以确保环境管理工作的顺利进行。相关法规和规章制度详见表 8.1-1。

表 8.1-1 环保法规和规章制度一览表

序号	规章名称	主要内容
1	国家、省市级的相关环保法律法规	国家、省市颁发的环境保护法律、法规。
2	油田公司制定的相关环保法律法规	油田公司的环境管理规定及环境管理规章制度（或环境保护条例及事故预案）。
3	环保技术规程及标准	各级有关环境管理的技术规程、标准，主要包括：国家及省市颁布的相关污染物排放控制标准；油田公司及厂矿等各级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、集油管道所可能存在的突发事件的预防管理措施。

8.2 环境监控

8.2.1 环境监控实施计划

由第十采油厂安全环保部对油田建设环境保护工作进行全过程监控，对环境保护措施强制推行，以加强设计和施工阶段的环境管理，控制施工阶段的环境污染和生态破坏；同时在日常生产管理过程中对相应的环境管理机构、人员及环境管理制度必须切实落实和执行。尤其在建设施工期，除设置油田专职环保员一名外，还应根据现场实际情况，建立健全相应的二级 HSE 管理网络，在油田已有 HSE 指挥部的基础上，分别配备数名 HSE 现场监督人员。分别配备协调员，实行逐级负责制。

HSE 机构在环境管理上的主要任务包括：负责制定本油田施工作业的环境管理方案，制定发生事故的应急计划，监督各项环保措施的落实及环保工程的检查和预验收，负责协调与地方环保、水利、土地等部门的关系以及负责有关环保文件、技术资料的收集建档等。

8.2.2 环境管理工作的重点

工程投产运行后，油田环境管理工作由第十采油厂安全环保部负责，在油田生产运行期，环境管理除抓好日常站场各种环保设施的运行、维护等工作外，工作重点应针对

油气集输生产和管理情况及油水井作业过程管理、集输管线破裂后油水泄漏等事故的预防和处理上。为此，必须制定相应的事故预防措施、事故应急措施以及恢复补偿措施等。正常油气集输过程中的检查重点为油井及集输管道。油井主要检查现场原油泄漏情况和油井环境维护状况，如抽油机有无泄漏及油井井场是否平整干净，有无落地油等。集输管道的监控内容为管道运营是否正常，是否有穿孔等潜在危害存在，以杜绝原油泄漏。井下作业工艺过程检查应包括井下作业中的设备器材的搬迁、工前准备、井下作业施工和完工的全过程。

8.2.3 环境管理人员的基本职责

- (1) 协助有关环保部门进行环境保护设施的竣工验收工作；
- (2) 定期进行环保安全检查和召开有关会议；
- (3) 对领导和职工特别是兼职环保人员进行环保安全方面的培训；
- (4) 制定各种可能发生事故的应急计划，定期进行演练；配备各种必要的维护、抢修器材和设备，保证在发生事故时能及时到位；
- (5) 主管环保的人员应参加生产调度和管理工作会议，针对生产运行中存在的环境问题，向公司领导和生产部门提出建议和技术处理措施。

8.2.4 环境监控基本内容

为了油田开发区域内环境的持续改进，对油田开发建设的各项活动进行全过程、全方位的监控。包括井场建设及相应配套设施建设，以及油田正常生产情况下的相应作业施工建设等过程。油田运营期的环境监控主要是采油、井下作业和原油集输过程中的环境保护措施执行情况。日常监控主要由本站的环保员组织定期进行，由上级部门核查。核查采用检查现场、检查记录、与员工座谈等形式进行；检查和核查应形成记录。

8.2.5 本工程污染源排放清单

本工程施工期污染物排放清单见表 8.2-1。

8.2-1 施工期污染物排放清单

序号	污染物种类	污染物名称	主要污染因子	排放量（产生量）	控制措施及去向	排放管理要求
1	废气	扬尘	颗粒物	/	排入大气	符合《大气污染物综合排放标准》

						(GB16297-1996) 要求
		柴油机烟 气	SO ₂ PM NO _x HC HC+NO _x CO	1.46t 0.28t 1.00t 0.58t 1.58t 0.59t	排入大气	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》 (GB20891-2014) 要求
2	废水	生活污水	COD、 NH ₃ -N	153.6m ³	生活污水排入施工 现场附近场站及阀 组间内已建防渗化 粪池,定期拉运至肇 源县新站镇污水处 理厂进行处理	/
		钻井废水	COD、SS	339.36m ³	由罐车拉运至采油 十厂废弃钻井液无 害化处理装置处理	/
		试压废水	SS	14.01m ³	送经罐车收集后送 朝一联含油污水处 理站进行处理后回 注现役油层	/
		压裂返排 液	石油类、 COD	560m ³	送朝一联废压裂液 处理装置处理后回 注现役油层	/
3	固废	废射孔液	/	504m ³	由罐车拉运至采油 十厂废弃钻井液无 害化处理装置,最终 用于铺路或垫井场 等综合利用	/
		钻井岩屑	/	1018.08m ³		
		废钻井液		2492m ³		
		钻井期废 防渗布	/	0.35t	第八采油厂工业固 废填埋场	
		一般废包 装袋	/	0.021t		
		生活垃圾	/	1.2t	运至肇源县利民城 市垃圾处理有限公 司处理	/
		施工废料	/	0.13t	第八采油厂工业固 废填埋场	/

		KOH 包装袋	石油类	0.07t	送有资质单位处理	
4	噪声	机械噪声	噪声	70~105 dB (A)	排入周围环境	符合《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB 12523-2011) 要求

本工程运行期污染物排放清单见表 8.2-2。

表 8.2-2 本工程运行期污染物排放清单

序号	污染物种类	污染物	主要污染因子	排放量（产生量）	控制措施及去向	排放管理要求
1	废气	无组织废气	非甲烷烃	7.65t/a	排入大气	符合《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）要求
2	废水	油田采出水	石油类	0.6×10 ⁴ m ³ a	输至朝一联、朝二联含油污水处理站处理后全部回注现役油层	/
		热洗废水	石油类、悬浮物	31.92m ³ /a	清防蜡用水直接进入集油系统，不外排	
		作业污水	石油类、悬浮物	60.04m ³ /a	罐车回收后送朝一联含油污水处理站处理后回注现役油层	
		洗井污水	石油类、悬浮物	239.97m ³ /a		
3	固废	油泥	石油类	0.162t/a	统一收集由罐车拉运至朝一联含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆博昕晶化科技有限公司	/
		落地油	石油类	0.4t/a		
		废防渗布	石油类	1.6t/a	委托有资质单位进行处置	/
4	噪声	机械噪声	噪声	65～75 dB（A）	排入周围环境	符合《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）要求

8.2.6 总量控制

目前，第十采油厂已取得排污许可证，该许可证已经包含本工程依托场站排放的加热装置废气污染物排放量。本工程新增燃气量 21.75 万 Nm^3/a ，新增 SO_2 0.0327 mg/m^3 ， NO_x 0.21 mg/m^3 ，颗粒物 0.026 mg/m^3 ，新增非甲烷烃排放量 7.65 t/a ，建议按实际排放总量进行控制。

8.2.7 施工期环境管理与监测计划

8.2.7.1 加强工程承包方管理

要与具有相关资质的施工作业单位签定《工程服务安全生产合同》，执行 HSE 管理体系，对项目实施 HSE 立卷管理，并按其内容执行。针对工程的承包方，应加强环境管理，制定出严格的环保管理制度：

- (1) 在承包方的选择上应优先选择那些环保管理水平高、环保业绩好的单位；
- (2) 在承包合同中应明确有关环境保护条款，如环境保护目标，采取的水、气、声和生态保护措施等，将环保工作的好坏作为工程验收的标准之一；
- (3) 各分承包方应按照项目部的环境管理制度要求，建立相应的环境管理机构，明确环保管理人员，明确人员职责等；
- (4) 各分承包方在施工之前，编制详细的“环境管理方案”，并连同施工计划一起呈报项目经理部以及有关的环保部门，批准后方可开工。

8.2.7.2 注重人员培训

施工作业之前必须对全体施工人员进行包括环保知识、意识和能力的培训。其中环保能力的培训主要包括：保护环境的规定；减少和收集、处理固体废物的方法；管理、存放及处理危险品的方法；国家及当地政府的环境保护法律、法规等。

8.2.7.3 施工期环境监测计划

施工期的环境监测可包括对作业场所的控制监测和事故发生后的影响监测。主要是对施工场界的噪声、扬尘等进行一次性监测，发生事故时对周围的空气、土壤等进行监测。具体见表 8.2-3。

表 8.2-3 本工程施工期污染物排放监测计划表

序号	监测内容	监测（检查）项目	监测点位	监测频次
1	场界扬尘	颗粒物	场界外 10m 范围内	1 次/施工期
2	场界噪声	连续等效 A 声级	场界外 1m	1 次/施工期
3	事故监测	空气：非甲烷总烃；土壤：石油烃；地下水：石油类；地表水：石油类	空气及土壤为事故地点；地下水、地表水为事故地点周围区域	事故发生 24 小时内

8.2.8 运营期环境管理与监测计划

8.2.8.1 运营期环境管理

- (1) 进行环境监测，掌握污染现状；
- (2) 定时定点监测周围环境，及时掌握环境状况的资料，促进环境管理的深入和污染治理的落实；
- (3) 落实环境管理制度；
- (4) 制定环保经济责任考核制度，提高各部门对环境保护的责任感；
- (5) 强化专业人员培训。

8.2.8.2 运营期环境监测计划

本工程生产运行期需要进行的环境监测任务委托取得相关资质的地方环境监测站进行。环境监测应按国家和地方的环保要求进行，应采用国家规定的标准监测方法，并应按照规定，定期向有关环境保护主管部门上报监测结果。

运行期根据《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ 819-2017）、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ 1248-2022）要求，结合油田运行期环境污染的特点，主要针对油田污染物排放、油田开发区生态恢复情况、事故等制定监测计划，包括污染源监测计划、环境质量监测计划及生态调查方案，本工程制定监测计划具体见下表。

表 8.2-4 工程运行期污染物排放监测计划表

序号	监测内容	监测（检查）项目	监测点位	监测频次
1	井场噪声	连续等效 A 声级	油井井场永久占地外 1m	1 次/季
2	废气	非甲烷总烃	油井井场厂界、依托油气处理站边界、依托场站站内	1 次/季

序号	监测内容	监测（检查）项目	监测点位	监测频次
5	事故监测	空气：非甲烷总烃、CO； 土壤：石油烃； 地下水：石油类； 地表水：石油类	空气及土壤为事故地点；地表水及地下水为事故地点周围区域。	事故发生 24 小时内

表 8.2-5 工程运行期周边环境质量影响监测计划表

序号	监测内容	监测（检查）项目	监测点位	监测频次
1	地下水	pH、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、汞、砷、六价铬、挥发酚、氨氮、耗氧量	本项目井场分散，分为 3 个部分布设跟踪监测井，共布设 12 口跟踪监测井，定期对地下水水质进行监测：区域上游费家屯潜水井（45.77089，125.69351），区域内双林村潜水井（45.75910，125.69666），区域下游下沟屯潜水井（45.74588，125.67363），区域内具有饮用价值的五门杨家承压水井（45.75684，125.68034）	1 次/半年
			区域上游互助村潜水井（45.71843，125.63323），区域内崔广窝棚潜水井（45.69410，125.64382），区域下游韩国顺窝棚潜水井（45.65200，125.61462），区域内具有饮用价值的前任家承压水井（45.67794，125.54252）	
			区域上游他拉西北窝棚潜水井（45.62404，125.47735），区域内双龙村潜水井（45.57780，125.44486），区域下游张福奎窝棚潜水井（45.52889，125.38107），区域内具有饮用价值的后台村承压水井（45.55022，125.40164）。	
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	在朝 85-更 103 永久占地内、拟建 1#平台永久占地内、拟建 1#平台南侧	1 次/年

表 8.2-6 生态调查方案

序号	调查内容	调查方法	点位	监测频次
1	植被、耕地恢复情况	样方调查	临时占地内	1 次/年，直至恢复原有覆盖度

8.2.8.3 排污许可管理

根据《排污许可管理办法（试行）》（环境保护部令第48号），本项目应严格按照相关排污许可证改革的要求，在本项目取得环境影响评价审批意见后，排污行为发生前三十个工作日内向核发环保部门（大庆生态环境局）提出排污许可证的申请。应将项目建设内容、产品方案、建设规模、采用的工艺流程、工艺技术方案、污染防治措施、环保设施和治理措施、各类污染物排放总量、在线监测和自主监测要求、环境安全防范措施、环境应急体系和应急设施等，全部按装置、设施载入排污许可证。企业在设计、建设和运营过程中，需按照排污许可证管理要求进行监测和申报，发生变更应及时进行申报，重大变更应重新进行环境影响评价和申请许可证变更，积极配合环保管理部分的监督检查。

根据《固定污染源排污许可分类管理名录（2019年版）》要求，大庆油田有限责任公司第十采油厂排污许可管理类别为为简化管理。登记编号：91230607716675409L008X，有限期限为2023.2.9-2028.2.8。

9.环境影响评价结论

9.1 工程概况

项目名称：朝阳沟油田 2024 年更新井产能建设地面工程项目

建设单位：大庆油田有限责任公司第十采油厂

建设性质：改扩建

工程规模：新钻井 14 口，均为直井，平均完钻井深 1212m，钻井总进尺 16968m；油气集输工程包括基建井 14 口，其中油井 12 口，注水井 2 口；站外集油系统采用单管环状掺水集油流程，新建单井集油掺水管道 5.19km，注水采用单干管多井配水工艺，新建注水管线 1.43km。新建井口变电站 7 座，新建 10kV 线路 0.3km，新建通井路 1.68km。

占地面积：永久占地 2.685hm²，临时占地 13.964hm²

工程投资：5027.8 万元

9.2 环境质量现状

9.2.1 空气环境质量现状

根据《2022 年大庆市生态环境状况公报》，项目所在区域为环境空气质量达标区。本项目所在区域内 TSP 日均值满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单中的二级标准，非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中数值 2.0mg/m³。项目所在区域其他污染物环境质量现状达标。

9.2.2 地下水环境质量现状

评价地区承压水监测点各监测项目均符合《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准要求；潜水监测点除锰超标外，其余监测项目均符合《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准要求。锰超标可能是因为区域地层含有较丰富的锰，属于地质原因。

9.2.3 声环境质量现状

监测结果显示，评价区域村屯声环境能够满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）1 类标准，现状良好。

9.2.4 土壤环境质量现状

评价区域内的土壤中各项目指标能够满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）和《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）要求，土壤环境质量状况良好。

9.3 主要环境影响

9.3.1 空气环境影响评价

本工程施工期对大气环境的影响主要来自钻井时柴油机和施工车辆排放的尾气以及道路、运输车辆产生的扬尘，由于这些影响都是暂时性的，施工一结束就随之消失，通过落实相应的预防措施，对大气环境影响较小。

本工程运行期原油集输采用全密闭工艺流程，通过估算模式的计算结果可知，本工程最大地面空气质量浓度为非甲烷总烃，最大占标率 $\leq 10\%$ ，大气评价等级为二级，根据预测结果对大气环境影响较小。

9.3.2 地表水环境影响分析

本工程拟建翻 135-更 55 井场注水管线西侧 520m 处为牛毛沟，项目施工期及运营期废水均不排入外环境。根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018），本项目地表水评价等级为三级 B，可不进行水环境影响预测，仅对地表水环境影响进行分析评价。

9.3.3 地下水环境影响评价

本工程在正常情况下对地下水环境影响很小，但在事故状态下可能对地下水环境造成影响，在各项地下水污染防治措施及应急措施落实到位的情况下，地下水环境影响可接受。

9.3.4 声环境影响评价

在采取适当的降噪措施后，本工程运行期新建平台井场厂界噪声，均可以满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）2 类标准要求，对区域声环境影响较小。

9.3.5 固体废弃物环境影响分析

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。

9.3.6 生态影响评价

该项目的井场、管道和道路建设对土地的侵占，对植被的破坏，将使油田开发区内的第一生产者的生物量有一定程度的下降。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的不利影响，使生态在尽可能短的时间内得到恢复。

9.3.7 土壤环境影响评价

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，建设单位在项目实施之后较好的落实了污染防治措施，油田开发对土壤环境影响较小。因此本项目对土壤环境的影响较小。

9.3.8 环境风险分析

本工程的主要环境风险是井喷、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，原油泄漏和火灾爆炸影响可控，可以降低事故的发生率和事故情况下对周围环境的影响。

9.4 公众意见采纳情况

本项目由大庆油田有限责任公司第十采油厂通过粘贴公告、网上公示以及报纸公开等方式进行公众参与。征求意见的对象为项目周边的村屯公民、法人和其他组织。

第一次征求意见时间为2023年11月1日起，公示网址：<http://www.hljbjsfw.cn/NewsDetail.aspx?ID=642>。

第二次征求意见稿公示时间为2024年1月29日-2月9日，公示网址：<http://www.hljbjsfw.cn/NewsDetail.aspx?ID=643>，在二次公示期间，在附近村庄以张贴公告的形式发布征求意见稿公示，并在大庆油田报上进行了2期报纸公示，公示期间均未收到群众意见。

2024年2月22日,建设单位在黑龙江环保技术服务网对环境影响评价报告和公众参数说明进行了报批前公示,网址:
<http://dqyt.cnpc.com.cn/dq/hjpj/202312/02d21bf2242b4a65aa2d6792d8a1fa04.shtml?version=2.5.50000.153&platform=win>。

9.5 环境影响经济损益分析

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。

9.6 环境管理与监测计划

企业应建立严格的环保岗位责任制,在关键的生产排污环节上设专人管理看护;另外应建立计算机辅助管理系统,使之更好地利用经济、技术、行政和教育手段,对损害环境质量的生产活动加以限制。同时应对主要污染源进行定期监测,建立污染源档案。

9.7 综合结论

综上所述,朝阳沟油田2024年更新井产能建设地面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。只要在建设过程中认真落实各项污染防治措施、生态保护措施和风险防范措施后,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。

附表 1 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目							
评价等级 与范围	评价等级	一级 ☐ √		二级 ☐		三级 ☐			
	评价范围	边长=50km ☐		边长 5~50km ☐ √		边长=5 km ☐			
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥ 2000t/a ☐		500 ~ 2000t/a ☐		< 500 t/a ☐ √			
	评价因子	基本污染物 (NO ₂ 、SO ₂ 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、O ₃ 、CO) 其它污染物 (非甲烷总烃)				包括二次 PM _{2.5} ☐ 不包括二次 PM _{2.5} ☐ √			
评价标准	评价标准	国家标准 ☐ √		地方标准 ☐		附录 D ☐	其他标准 ☐		
现状评价	环境功能区	一类区 ☐		二类区 ☐ √		一类区和二类区 ☐			
	评价基准年	(2022) 年							
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据 ☐		主管部门发布的数据 ☐ √		现状补充监测 ☐ √			
	现状评价	达标区 ☐ √				不达标区 ☐			
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源 ☐ √ 本项目非正常排放源 ☐ √ 现有污染源 ☐		拟替代的污染源 ☐		其他在建、拟建项目污染源 ☐		区域污染源 ☐	
大气环境 影响预测 与评价	预测模型	AERMOD ☐	ADMS ☐	AUSTAL200 0 ☐	EDMS/AED T ☐	CALPUFF ☐	网格模型 ☐	其他 ☐	
	预测范围	边长≥ 50km ☐		边长 5~50km ☐		边长 = 5 km ☐			
	预测因子	预测因子()				包括二次 PM _{2.5} ☐ 不包括二次 PM _{2.5} ☐			
	正常排放短期浓度贡献值	本项目最大占标率≤100% ☐				本项目最大占标率>100% ☐			
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	本项目最大占标率≤10% ☐			本项目最大标率>10% ☐			
		二类区	本项目最大占标率≤30% ☐			本项目最大标率>30% ☐			
	非正常排放 1h 浓度贡献值	非正常持续时长 () h		非正常占标率≤100% ☐		非正常占标率>100% ☐			
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	叠加达标 ☐				叠加不达标 ☐			
	区域环境质量的整体变化情况	k ≤-20% ☐				k >-20% ☐			
环境监测 计划	污染源监测	监测因子: (非甲烷总烃、SO ₂ 、NO _x 、颗粒物、林格曼黑度)			有组织废气监测 ☐ √ 无组织废气监测 ☐ √		无监测 ☐		
	环境质量监测	监测因子: ()			监测点位数 ()		无监测 ☐ √		
评价结论	环境影响	可以接受 ☐ √ 不可以接受 ☐							
	大气环境防护距离	距 () 厂界最远 () m							
	污染源年排放量	SO ₂ : (0.0327) t/a		NO _x : (0.21) t/a		颗粒物: (0.026) t/a		VOCs: (7.65) t/a	
注: “ ☐ ” 为勾选项 , 填“√”; “()” 为内容填写项									

附表 2 声环境影响评价自查表

工作内容		自查项目					
评价等级 与范围	评价等级	一级□		二级□√		三级□	
	评价范围	200m□√		大于 200 m□		小于 200m□	
评价因子	评价因子	等效连续A声级□√		最大A声级□		计权等效连续感觉噪声级□	
评价标准	评价标准	国家标准□√		地方标准□		国外标准□	
现状评价	环境功能区	0 类区□	1 类区□√	2 类区□√	3 类区□	4a 类区□	4b类区□
	评价年度	初期□√		近期□		中期□	
	现状调查方法	现场实测法□√		现场实测加模型计算法□		收集资料□	
	现状评价	达标百分比		100%			
噪声源 调查	噪声源调查方法	现场实测□		已有资料□√		研究成果□	
声环境影 响预测与 评价	预测模型	导则推荐模型□√				其他□	
	预测范围	200m□√		大于 200 m□		小于 200m□	
	预测因子	等效连续 A 声级□√		最大 A 声级□		计权等效连续感觉噪声级□	
	厂界噪声贡献值	达标□√				不达标□	
	声环境保护目标处噪声值	达标□				不达标□	
环境监测 计划	排放监测	厂界监测□√		固定位置监测□		自动监测□	
	声环境保护目标处噪声监测	监测因子：（ ）		监测点位数（ ）		无监测□√	
评价结论	环境影响	可行□√ 不可行□					
注：“□”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项。							

附表 3 生态影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态影响识别	生态保护目标	重要物种 ☐ ; 国家公园 ☐ ; 自然保护区 ☐ ; 自然公园 ☐ ; 世界自然遗产 ☐ ; 生态保护红线 ☐ ; 重要生境 ☐ ; 其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域 ☐ ; 其他 ☐
	影响方式	工程占用 ☐ ; 施工活动干扰 ☐ ; 改变环境条件 ☐ ; 其他 ☐
	评价因子	物种 ☐ (分布范围、种群数量、种群结构) 生境 ☐ () 生物群落 ☐ (物种组成、群落结构) 生态系统 ☐ (植被覆盖度、生产力、生物量、生态系统功能) 生物多样性 ☐ (物种丰富度、均匀度、优势度) 生态敏感区 ☐ () 自然景观 ☐ () 自然遗迹 ☐ () 其他 ☐ ()
评价等级		一级 ☐ 二级 ☐ 三级 ☐ 生态影响简单分析 ☐
评价范围		陆域面积: () km ² ; 水域面积: () km ²
生态现状调查与评价	调查方法	资料收集 ☐ ; 遥感调查 ☐ ; 调查样方、样线 ☐ ; 调查点位、断面 ☐ ; 专家和公众咨询法 ☐ ; 其他 ☐
	调查时间	春季 ☐ ; 夏季 ☐ ; 秋季 ☐ ; 冬季 ☐ 丰水期 ☐ ; 枯水期 ☐ ; 平水期 ☐
	所在区域的生态问题	水土流失 ☐ ; 沙漠化 ☐ ; 石漠化 ☐ ; 盐渍化 ☐ ; 生物入侵 ☐ ; 污染危害 ☐ ; 其他 ☐
	评价内容	植被/植物群落 ☐ ; 土地利用 ☐ ; 生态系统 ☐ ; 生物多样性 ☐ ; 重要物种 ☐ ; 生态敏感区 ☐ ; 其他 ☐
生态影响预测与评价	评价方法	定性 ☐ ; 定性和定量 ☐
	评价内容	植被/植物群落 ☐ ; 土地利用 ☐ ; 生态系统 ☐ ; 生物多样性 ☐ ; 重要物种 ☐ ; 生态敏感区 ☐ ; 生物入侵风险 ☐ ; 其他 ☐
生态保护对策措施	对策措施	避让 ☐ ; 减缓 ☐ ; 生态修复 ☐ ; 生态补偿 ☐ ; 科研 ☐ ; 其他 ☐
	生态监测计划	全生命周期 ☐ ; 长期跟踪 ☐ ; 常规 ☐ ; 无 ☐
	环境管理	环境监理 ☐ ; 环境影响后评价 ☐ ; 其他 ☐
评价结论	生态影响	可行 ☐ ; 不可行 ☐
注: “ ☐ ”为勾选项, 可√; “()”为内容填写项。		

附表 4 土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况				备注
影响识别	影响类型	污染影响型 ☒ ; 生态影响型 ☐ ; 两种兼有 ☐				
	土地利用类型	建设用地 ☒ ; 农用地 ☒ ; 未利用地 ☐				土地利用类型图
	占地规模	(19.895) hm ²				
	敏感目标信息	敏感目标 ()、方位 ()、距离 ()				
	影响途径	大气沉降 ☐ ; 地面漫流 ☐ ; 垂直入渗 ☒ ; 地下水位 ☐ ; 其他 ()				
	全部污染物	石油烃				
	特征因子	石油烃				
	所属土壤环境影响评价项目类别	I类 ☒ ; II类 ☐ ; III类 ☐ ; IV类 ☐				
	敏感程度	敏感 ☐ ; 较敏感 ☐ ; 不敏感 ☐				
评价工作等级		一级 ☒ ; 二级 ☐ ; 三级 ☐				
现状调查内容	资料收集	a) ☐ ; b) ☐ ; c) ☐ ; d) ☐				
	理化特性					同附录 C
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	点位布置图
		表层样点数	2	4	0-0.2m	
		柱状样点数	5		0-0.5m、0.5-1.5m、1.5-3.0m	
现状监测因子	建设用地: pH、石油烃、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、石油烃、砷、镉、铬、锌、铜、铅、汞、镍、砷					
现状评价	评价因子					
	评价标准	GB 15618 ☒ ; GB 36600 ☒ ; 表 D.1 ☐ ; 表 D.2 ☐ ; 其他 ()				
	现状评价结论	本项目所在地土壤环境质量满足《土壤质量标准 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》中第二类用地筛选值要求及《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要求				
影响预测	预测因子					
	预测方法	附录 E ☐ ; 附录 F ☐ ; 其他 (☒)				
	预测分析内容	影响范围(评价范围之内) 影响程度(较轻)				
	预测结论	达标结论: a) ☐ ; b) ☐ ; c) ☐ ; 不达标结论: a) ☐ ; b) ☐				
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障 ☐ ; 源头控制 ☒ ; 过程防控 ☒ ; 其他 (☒)				
	跟踪监测	监测点数		监测指标	监测频次	
		3		石油烃	1 次/3 年	
	信息公开指标					
评价结论		项目可行				

附表 5 环境风险评价自查表

工作内容		完成情况					
风险调查	危险物质	名称	原油（石油）	天然气（甲烷）	柴油（施工期）		
		存在总量/t	11.21	0.29	40		
	环境敏感性	大气	500 m 范围内人口数人			5 km 范围内人口数_____人	
			每公里管段周边 200 m 范围内人口数（最大）			人	
		地表水	地表水功能敏感性	F1 ☐	F2 ☐	F3 ☐	
			环境敏感目标分级	S1 ☐	S2 ☐	S3 ☐	
		地下水	地下水功能敏感性	G1 ☐	G2 ☐	G3 ☐	
			包气带防污性能	D1 ☐	D2 ☐	D3 ☐	
物质及工艺系统危险性	Q 值	$Q < 1$ ☐ √	$1 \leq Q < 10$ ☐	$10 \leq Q < 100$ ☐	$Q > 100$ ☐		
	M 值	M1 ☐	M2 ☐	M3 ☐	M4 ☐		
	P 值	P1 ☐	P2 ☐	P3 ☐	P4 ☐		
环境敏感程度	大气	E1 ☐	E2 ☐		E3 ☐		
	地表水	E1 ☐	E2 ☐		E3 ☐		
	地下水	E1 ☐	E2 ☐		E3 ☐		
环境风险潜势		IV+ ☐	IV ☐	III ☐	II ☐	I ☐ √	
评价等级		一级 ☐		二级 ☐	三级 ☐	简单分析 ☐ √	
风险识别	物质危险性	有毒有害 ☐			易燃易爆 ☐ √		
	环境风险类型	泄漏 ☐ √		火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放 ☐ √			
	影响途径	大气 ☐ √		地表水 ☐ √	地下水 ☐ √		
事故情形分析		源强设定方法	计算法 ☐	经验估算法 ☐	其他估算法 ☐		
风险预测与评价	大气	预测模型	SLAB ☐	AFTOX ☐	其他 ☐		
		预测结果	大气毒性终点浓度-1 最大影响范围_____m				
			大气毒性终点浓度-2 最大影响范围_____m				
	地表水	最近环境敏感目标_____, 到达时间_____h					
	地下水	下游厂区边界到达时间_____d					
		最近环境敏感目标_____, 到达时间_____d					
重点风险防范措施		油气集输及处理采用密闭流程；设置 PLC 控制系统，实现对生产运行的自动监视、控制，保证生产的安全稳定运行；制定操作规程、巡检、检测、应急等安全管理措施。					
评价结论与建议		本工程的主要环境风险是物料泄漏和火灾爆炸，对区域内的大气环境、地表水环境、地下水环境危害性不大。在工程采取一系列风险防范措施和应急措施后，可以控制和降低工程发生事故情况下对周围环境的影响。					
注：“ ☐ ”为勾选项，“_”为填写项。							