

肇源油田源 20 东区块外扩 2023 年产能建设地面
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

编制单位：河北奇正环境科技有限公司

编制日期：2023 年 7 月

目 录

1 概述	1
1.1 项目由来.....	1
1.2 项目特点.....	2
1.3 环境影响评价工作过程.....	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.....	29
1.6 环境影响评价主要结论.....	32
2 总则	33
2.1 评价目的.....	33
2.2 评价原则.....	33
2.3 编制依据.....	33
2.4 环境影响识别与评价因子筛选.....	36
2.5 评价标准.....	39
2.6 评价等级及评价范围.....	44
2.7 环境保护目标.....	56
3 建设项目工程分析	58
3.1 现有工程分析.....	58
3.2 建设项目概况.....	62
3.3 工程组成.....	63
3.4 开发方案.....	68
3.5 主要建设内容.....	69
3.6 场地布置及土地利用.....	83
3.7 施工方式.....	84
3.8 施工进度及时序.....	错误！未定义书签。
3.9 物料消耗.....	85
3.10 依托工程分析.....	86
3.11 建设项目工程分析.....	91
3.12 清洁生产分析.....	113
4 环境现状调查与评价	116
4.1 自然环境状况.....	116
4.2 环境保护目标调查.....	120
4.3 环境质量现状调查与评价.....	120
4.4 区域污染源调查.....	154
5 环境影响预测与评价	156
5.1 大气环境影响预测与评价.....	156
5.2 地表水环境影响评价.....	174
5.3 地下水环境影响预测与评价.....	177

5.4 声环境影响预测与评价	185
5.5 固体废物环境影响分析	187
5.6 生态环境影响评价	190
5.7 环境风险分析	194
5.8 土壤环境影响预测与评价	208
6 环境保护措施及其可行性论证	212
6.1 污染防治措施	212
6.2 油田开发后期及闭井期环保措施	241
6.3“三同时”项目一览表	241
7 环境影响经济损益分析	247
7.1 环境损失费估算	247
7.2 环保投资估算及环境效益分析	247
7.3 环境经济损益分析结论	248
8 环境管理与监测计划	249
8.1 HSE 管理体系的建立和运行	249
8.2 环境监控	250
9 环境影响评价结论	258
9.1 建设项目概况	258
9.2 政策符合性结论	258
9.3 选址合理性结论	258
9.4 环境质量现状评价结论	259
9.5 环境影响分析和污染防治措施可行性结论	260
9.6 公众意见采纳情况	262
9.7 环境经济损益分析结论	262
9.8 环境管理与监测计划结论	263
9.9 综合评价结论	263
附表 1：建设项目大气环境影响评价自查表	264
附表 2：建设项目环境风险评价自查表	265
附表 3：建设项目土壤环境影响评价自查表	266
附表 4：生态影响评价自查表	267
附表 5：声环境影响评价自查表	268

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：项目开发区块集输管网布置及本项目与肇 20 区块位置关系示意图

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

附图 6：本项目与黑龙江省环境管控单元位置关系

附图 7：本项目与黑龙江省大庆市环境管控单元位置关系

附图 8: 本项目各环境要素评价范围及保护目标分布图
附图 9: 拟建集油掺水管线、注水干线、通井路路由走向图
附图 10: 项目区域综合水文地质图
附图 11: 土地利用现状图
附图 12: 本项目区域土壤类型分布图
附图 13: 环境质量现状监测点位图
附图 14: 区域潜水等水位线图
附图 15: 区域承压水等水位线图
附图 16: 本项目区域植被类型图
附图 17: 分区防渗图
附图 18: 地下水及土壤跟踪监测布点图
附图 19: 典型生态保护措施平面布置示意图
附图 20: 本项目与大庆市生态保护红线的位置关系
附图 21: 植被类型图

附件 1: 企业投资项目备案承诺书
附件 2: 现有工程环评及验收批复
附件 3: 相关依托场站环评及验收情况
附件 4: 应急预案备案表
附件 5: 第十采油厂排污许可证
附件 6: 监测报告

1 概述

1.1 项目由来

原油属于国家战略安全物资，特别是近几年随着国际油价的波动，国内需求持续增长，国家对国内石油资源的需求越来越大。随着原油含水率升高和产油量自然递减，大庆油田老区产量呈逐年下降的态势，且根据《大庆油气田地面工程“十四五”规划》要求，本土原油产量实现 3000 万吨规模，按照国家及地方的总体要求，大庆油田公司加大了油田老区的开发力度，为大庆油田的可持续发展提供保障。

在这一总体部署下，为完善井组注采关系，大庆油田有限责任公司第十采油厂决定在大庆市肇源县和平乡英歌窝棚东南侧,实施肇源油田源 20 东区块外扩 2023 年产能建设地面工程项目。

本项目为老区增产项目，且本项目所在区域范围内不涉及国家公园、自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、海洋特别保护区、基本草原、基本农田、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，但工程位于水土流失重点预防区。根据《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》（部令第 16 号），判定本项目为“五、石油和天然气开采业-07、陆地石油开采 0711”中“涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）”，应编制环境影响报告书。

根据 2017 年 7 月 16 日《国务院关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》（中华人民共和国国务院令 第 682 号）、《中华人民共和国环境影响评价法》、《建设项目环境影响评价分类管理名录》（生态环境部部令第 16 号）及《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函[2019]910 号）等法律法规，为保证建设项目与环境保护协调发展，从环境保护角度评价建设项目的可行性，大庆油田有限责任公司第十采油厂委托河北奇正环境科技有限公司编制环境影响报告书。接受委托后，项目负责人对项目的建设方案进行了详细分析，并对拟基建井区域进行多次实地考察，并结合地面工程方案，分析了项目的类型、性质、建设规模及所在区域的环境状况，在详细研究了相关资料并进行类比调查分析的情况下，按照国家环境影响评价技术导则的要求，编制了《肇源油田源 20 东区块外扩 2023 年产能建设地面工程项目环境影响报告书》。

1.2 项目特点

1.2.1 项目建设内容介绍

本项目压裂并基建 10 口油井，形成 1 座丛式平台，采用集中拉油工艺。新建拉油点 1 座，拉油点内新建 40m³多功能储油罐 4 座。并配套建设供配电、道路、数字化等辅助工程，预计建成产能 0.84×10⁴t/a。本项目不涉及闭井期，闭井期另外单独履行环评手续。

1.2.2 现有区块开发简介

本工程开发位于大庆油田有限责任公司第十采油厂源 20 东区块。源 20 东区块近期产能项目于 2020 年 9 月 4 日取得了环评批复，项目名称为《2019 年永乐油田源 20 东区块产能建设工程》，环评批复文号为庆环承诺审（2020）57 号，于 2021 年 12 月完成自主验收。

1.2.3 项目选址

本项目选址位于大庆市肇源县和平乡英歌窝棚东南侧，项目新增占地面积 1.426hm²，其中永久占地 0.771hm²，临时占地 0.655hm²，占地类型为耕地（非基本农田）。本项目所在区域范围内无国家公园、自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、海洋特别保护区、饮用水水源保护区、基本草原、自然公园、重要湿地、天然林，重点保护野生动物栖息地，重点保护野生植物生长繁殖地，重要水生生物的自然产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场分布，不在沙化土地封禁保护区、封闭及半封闭海域，且不在生态红线范围内，区域内以耕地为主，项目周最近的居住区为 1#平台西北侧 2.36km 处的英歌窝棚，区域周边最近的地表水体为 1#平台南侧 560m 处的安肇新河。

1.2.4 工艺特点

本项目施工期包括 10 口油井进行压裂作业后进行地面工程建设，地面工程包括基建油井 10 口，并配套建设供配电、道路、数字化等辅助工程。

本项目运营期基建油井采出液采用井场拉油方式生产，井口产液直接集输至新建拉油点内储油罐，储油罐升温至拉运温度，由罐车拉运至朝二联卸油点，后进入朝二联转油脱水站进行油水分离，油气分离产生的油田伴生气作为朝二联转油脱水站加热炉燃料加以利用，产生的含油污水管输至朝二联污水站处理后回注油层，用于注水驱油。

1.2.5 项目建设存在的优势

本项目位于大庆市肇源县和平乡英歌窝棚东南侧，位于源 20 东区块内，区块内建有较为完善的油、气、水、电、路、信等工程，项目建设均可就近搭接，大大减少项目

工程量，从环保角度可控；同时项目周边分布有朝二联转油脱水站、朝二联卸油点、朝二联污水站等油田场站，项目建设可充分利用区块内已有场站的剩余生产能力，为大庆油田的可持续发展提供保障。

1.2.4 排污特点

1.2.4.1 施工期

(1) 本项目施工过程中产生的废水主要为钻井废水、生活污水、废压裂液。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二联合站处理满足《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旱厕，定期进行清掏堆肥处理；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。

(2) 本项目施工过程中产生的废气主要为施工扬尘、施工车辆排放的尾气、柴油机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。

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

(4) 施工过程中产生的固体废物主要为废钻井液、钻井岩屑、废射孔液、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。处理后的水送到朝二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拉运至肇源县生活垃圾综合处理厂处理；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。

1.2.4.2 运营期

（1）运营期产生的废气主要为油气集输过程中产生的非甲烷总烃、场站油气处理加热炉产生的烟气。本项目油气集输全部采用密闭集油工艺流程，井口安装密封垫，集输管线采用密闭管道，定期对设备和管道进行维修保养，保证油气处理设施的平稳运行，控制烃类气体的无组织挥发，井场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 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 1 中在用燃气锅炉标准限值要求。

（2）本项目运营期产生的废水主要为油田采出水、作业污水、洗井污水，最终均进入朝二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）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。

（3）本项目运营期噪声源主要来自抽油机及修井机，抽油机电机、修井机等发声设备尽可能选用低噪声设备；对噪声值较高的设备采用相应的减振、隔声等降噪措施；注意对设备的维护保养，尤其加强村屯周围井场维护和保养，保证设备保持在最佳运行状态，降低噪声源强度。采取以上措施后井场厂界噪声能够达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准的要求。

（4）项目运营期产生的固体废物主要有正常工况下产生的含油污泥，非正常工况下产生的落地油、含油废防渗布。含油污泥及落地油全部回收，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；含油废防渗布经收集后有资质单位进行处理。

1.3 环境影响评价工作过程

我单位在接受委托后，按照《建设项目环境影响评价技术导则总纲》（HJ2.1-2016）、

《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ/T349-2007）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分类管理名录（2021年版）》（部令第16号）规定，确定肇源油田源20东区块外扩2023年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；声环境影响评价工作等级确定为二级；地表水环境影响评价工作等级为三级B；地下水环境影响评价工作等级为二级；生态环境影响评价工作等级为三级；土壤环境影响评价工作等级为一级，环境风险环境影响评价工作等级为简单分析。并以此确定评价范围和评价标准，制定了工作方案。

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，编制完成各环境要素环境影响分析与评价章节。

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

具体环境影响评价工作程序见图1.3-1。

2023年2月20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《肇源油田源20东区块外扩2023年产能建设地面工程项目环境影响报告书》，在本项目环境影响报告书编制过程及初稿完成后，建设单位依据《中华人民共和国环境影响评价法》、《环境影响评价公众参与办法》及建设项目环境影响评价的相关规定开展项目的公众参与工作并单独出具环境影响评价公众参与说明。公众参与工作采用网络公示、报纸公示以及张贴公告相结合的方式。项目首次环评公示及项目环境影响报告书征求意见稿公众时间分别为2023年2月24日及2023年3月24日~4月7日；并于2023年4月17日在黑龙江环保技术服务网公开发布平台进行肇源油田源20东区块外扩2023年产能建设地面工程项目环境影响报告书全本公示和项目公众参与说明全

本公示。在公示期间建设单位及环评单位未收到相关反馈，建设单位承诺将加强企业环境管理，强化诚信意识，恪守环保信用，项目运行中主动公开环保信息，接受公众监督。

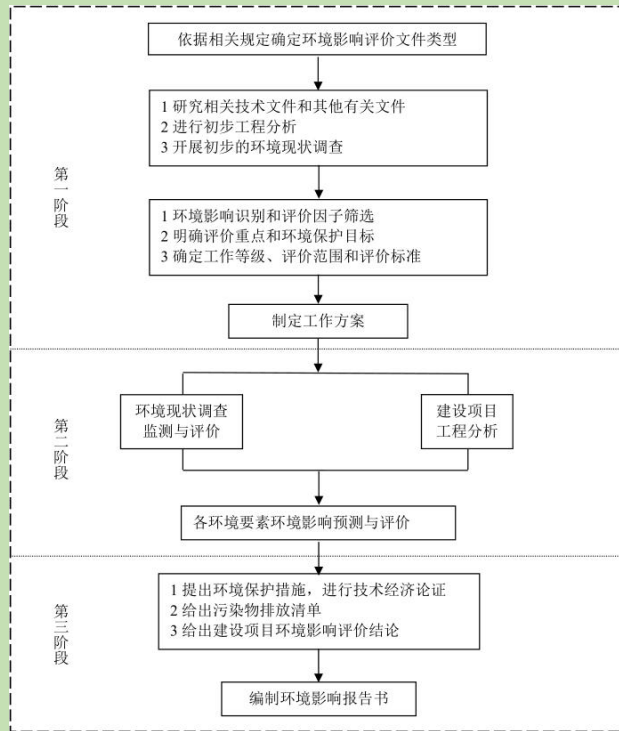


图 1.3-1 建设项目环境影响评价工作程序图

1.4 分析判定相关情况

1.4.1 产业政策符合性分析

本项目为石油开采项目，根据《产业结构调整指导目录（2019 年本）》（2021 年修订），本项目属于鼓励类“七、石油、天然气”中“1、常规石油、天然气勘探与开采”，因此，该项目建设符合国家的产业政策。

1.4.2 相关规划符合性分析

1.4.2.1 与《黑龙江省主体功能区划》符合性分析

本工程位于黑龙江省大庆市肇州县境内，根据《黑龙江省主体功能区规划》，大庆市肇源县的功能定位为国家农产品主产区，属于限制开发区域。

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

本工程属于改扩建项目，运行期产生的废气主要为无组织挥发的非甲烷总烃和加热装置产生的烟气，项目加热装置使用的燃料为清洁能源天然气，且产生的污染物量较小，项目油井产液采用密闭工艺，且在采油井口安装了密封垫，处理装置均为密闭流程，最

大程度减少了非甲烷总烃的无组织排放；项目施工期压裂废水，运行期作业污水、洗井污水均进入朝二联含油污水处理站，处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》

（Q/SYDQ 0639-2015）限值要求“含油量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 1\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 1\mu\text{m}$ ”要求后回注油层；产生的各类固体废物均进行了相应的处理，对外环境无影响。项目运行期工业用水为洗井用水及井下作业用水，用水量较小，不进行地下水资源的开采。本项目满足限制开发区域的要求。

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

1.4.2.2 与《黑龙江省生态功能区规划》符合性分析

根据《黑龙江省生态功能区划》，本工程所在区域位于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 14200km^2 ，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。

本工程位于黑龙江省大庆市肇源县境内，建成后永久占地面积为 0.771hm^2 ，临时占地面积为 0.655hm^2 ，占地类型为耕地（非基本农田），项目施工结束后对临时占用的耕地进行恢复，对永久占地进行补偿，且运行期作业、洗井等施工作业均在井场永久占地内进行，不会造成大面积的土地退化，项目的建设不会对区域生态功能产生明显影响。另外应加强防沙治沙措施的实施，如尽量减少施工作业范围，施工过程中力求做到挖填平衡，施工结束后对破坏的土地进行平整并覆土压实，及时进行植被恢复等，以加强本项目与《黑龙江省生态功能区规划》的符合性。

1.4.2.3 城镇规划符合性分析

（1）与《大庆市城市总体规划（2011-2020年）》符合性分析

根据《大庆市城市总体规划（2011-2020年）》中“第五章主城区总体布局规划中第八节工业、仓储用地规划”，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。本项目位于肇源县，属于外围油田，符合该规划要求。

(2) 与《大庆油田油振兴发展纲要》符合性分析

根据《大庆油田油振兴发展纲要》（2020年6月），力争到2025年，基本探明页岩油储量30亿吨，累计增加石油探明储量8亿吨，天然气探时储量3500亿立方米；本土原油产量实现3000万吨规模，天然气产量达到70亿立方米以上。本项目拟建的10口油井助力大庆油田的增产，其建设符合大庆油田油振兴发展纲要。

(3) 与《大庆市土地利用总体规划》（2006-2020年）符合性分析

本项目位于大庆市肇源县和平乡境内，参照《大庆市土地利用总体规划》（2006-2020年），本项目所在地为永久基本农田集中区，永久基本农田集中区的土地综合利用方向为：开展以永久基本农田为主的土地整理，大力推进永久基本农田标准化建设，围绕水利骨干工程，实行田水路林综合治理，改造中低产田，不断提高永久基本农田质量，建成高产稳产农区。土地利用以保护耕地为主，统筹城乡建设用地，提高节约集约用地水平。本工程所占土地现状及规划利用类型为耕地（非基本农田），本工程新增永久占地面积为0.771hm²。

本项目属于国家能源设施重点建设项目，根据本项目与大庆市土地利用总体规划的相对位置关系附图3。

1.4.2.4 国民经济和社会发展规划符合性分析

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

《大庆市国民经济和社会发展的第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》第三章中提出加快体制机制创新，全力推动百年油田建设。力争到2025年，大庆油田国内外油气产量当量达到4500万吨以上，天然气产量70亿立方米，有效保障国家油气安全稳定供应，肩负起“当好标杆旗帜、建设百年油田”的政治责任。支持油田打好提质增效攻坚战，服务保障油田产能建设，加强油田产能规划与大庆城市总体规划、国土空间规划等统筹衔接，支持拓宽油田勘探开发空间，保障生产建设用地。为油田开辟政务服务“绿色通道”，优化简化油田产能项目在环保、安全等方面审批流程，压缩审批时限。全力服务保障油田，重点围绕长垣、长垣外围地区，做好加强勘探增资源、提高长垣采收率、有效动用难采储量、加快发展天然气产业四篇文章，实现油田可持续发展。

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

1.4.2.5 与《黑龙江省“十四五”生态环境保护规划》符合性分析

本项目与《黑龙江省“十四五”生态环境保护规划》符合性分析见表 1.4-1。

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

序号	相关要求	符合性分析	符合性
1	推进扬尘精细化管控。全面推行绿色施工，严格落实施工工地扬尘管控责任，加强施工扬尘监管执法。推进扬尘机械化湿式清扫作业，加大城市出入口、城乡结合部等重要路段冲洗保洁力度，渣土车实施全密闭运输，强化绿化用地扬尘治理。	①运输道路、施工场地干燥时洒水抑尘。 ②运料车辆在运输时，车辆应当采取苫布遮盖措施。③土方开挖应采取遮盖、围挡、洒水等防尘措施。④控制施工作业带宽度，避免因施工开挖加剧土地沙漠化和水土流失。⑤施工结束后，应及时进行施工场地的清理，清除积土、堆物。	符合
2	开展 VOCs（挥发性有机物）全过程综合整治。持续开展石化、化工、包装印刷、工业涂装等重点行业 VOCs 全过程综合整治。提高 VOCs 含量低（无）的绿色原辅材料替代比例，开展原油、成品油、有机化学品等涉 VOCs 物质储罐排查，按规定逐步取消炼油、石化、煤化工、制药、农药、化工、工业涂装、包装印刷等企业非必要 VOCs 废气排放系统旁路。	本项目油气集输过程中采用全密闭集输，依托场站内油罐采用固定顶罐，并采取油罐烃蒸气回收措施，减少 VOCs 的挥发。	符合
3	鼓励采用低噪声施工设备和工艺。依法将工业企业噪声纳入排污许可管理，严厉查处工业企业噪声排放超标扰民行为。	施工期选用低噪声设备，平时注意设备维护和保养，避免设备不正常运行产生的高噪声。施工场界能够满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）中要求（昼间 70d（A）、夜间 55dB（A））。运营期抽油机电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，尤其加强村屯周围井场维护和保养，保证设备保持在最佳运行状态，降低噪声源强度，能够确保井场厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）2 类标准要求。	符合

4	对涉及有毒有害物质可能造成土壤污染的建设项 目，依法进行环境影响评 价，按规划定提出并落实防腐蚀、防 渗漏、防遗撒等土壤污染防治具体措 施。	本项目针对工程可能发生的土壤污染，按 照“源头控制、末端防治、污染监控、应 急响应”相结合的原则，从污染物的产生、 入渗、扩散、应急响应全阶段进行控制。	符合
5	防范工矿企业新增土壤污染。动态更 新土壤污染重点监管单位名录，监督 全面落实土壤污染防治义务，依法纳 入排污许可管理。鼓励土壤污染重点 监管单位实施提标改造。各地定期组 织开展土壤污染重点监管单位和地下 水重点污染源周边土壤、地下水环境 监测，督促企业定期开展土壤和地下 水环境自行监测、污染隐患排查治理。 防控矿产资源开发污染土壤，加强尾 矿库安全管理。	大庆油田有限责任公司第十采油厂作为 土壤重点企业每年对区域内土壤进行 监测，并在大庆油田信息港进行信息 公开。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。	符合

由上表可知，本项目符合《黑龙江省“十四五”生态环境保护规划》中相关规定。

1.4.2.6 与《大庆市“十四五”生态环境保护规划》符合性分析

本项目与《大庆市“十四五”生态环境保护规划》符合性分析见表 1.4-2。

表 1.4-2 本项目与《大庆市“十四五”生态环境保护规划》相关要求符合性

序号	相关要求	符合性分析	符合性
1	推进扬尘精细化管控。全面推行绿色施 工，严格落实施工工地扬尘管控责任， 加强施工扬尘监管执法。推进低尘机 械化湿式清扫作业，加大城市出入口、 城乡结合部等重要路段冲洗保洁力度， 渣土车实施全密闭运输，强化绿化用地 扬尘治理。城市裸露地面、粉粒类物料 以及干散货物料堆场，全面完成抑尘 设施和物料输送系统封闭改造，鼓励 有条件的堆场实施全封闭改造。	①运输道路、施工场地干燥时洒水 抑尘。②运料车辆在运输时，车辆 应当采取苫布遮盖措施。③土方开 挖应采取遮盖、围挡、洒水等防尘 措施。④控制施工作业带宽度，避 免因施工开挖加剧土地沙漠化和 水土流失。⑤施工结束后，应及时 进行施工场地的清理，清除积土、 堆物。	符合
2	在制定国土空间规划及交通运输等相 关规划时，合理划定防噪声距离，明确 规划设计要求。因特殊需要必须连续作 业的，必须按照法律规定取得证明，并 公告附近居民。鼓励采用低噪声施工 设备和工艺。依法将工业企业噪声纳入 排	施工期选用低噪声设备，平时注意 设备维护和保养，避免设备不正常 运行产生的高噪声。施工场界能够 满足《建筑施工场界环境噪声排放 标准》（GB12523-2011）中要求（昼 间 70dB（A）、夜间 55dB（A））。	符合

	<p>污许可管理，严厉查处工业企业噪声排放超标扰民行为。加强对文化娱乐、商业经营中社会生活噪声热点问题日常监管和集中整治。到 2025 年，全面实现功能区声环境质量自动监测，声环境功能区夜间达标率达到国家要求。</p>	<p>运营期抽油机电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，尤其加强村屯周围井场维护和保养，保证设备保持在最佳运行状态，降低噪声源强度，能够确保井场厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）2 类标准要求。</p>	
3	<p>严控耕地保护红线。实行最严格的耕地保护制度，对黑土耕地全面进行管控。落实“三线一单”生态环境分区中与耕地相关管控要求。推广保护性耕作模式。强化黑土耕地保护的监督管理。落实属地监督管理责任，实行黑土耕地动态监管、日常巡查。</p> <p>加快耕地水土流失综合治理。坚持山水林田湖草沙冰系统治理、综合治理，减轻风蚀水蚀，防治水土流失。</p>	<p>本项目新增总占地面积为 1.426hm²，其中永久占地面积为 0.771hm²，临时占地面积为 0.655hm²，占地类型为耕地（非基本农田），本工程实施前编制建设项目占用耕地耕作层土壤剥离利用方案，统筹安排剥离、储存和再利用。表土剥离和利用严格执行《建设占用耕地耕作层土壤剥离利用技术规范》（DB23/T2913-2021）。本项目在施工过程中针对临时占地，应剥离占地内 0.3m 的表土，采用分层开挖，分层堆放，暂存于临时占地内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，表土剥离临时堆放区周围设置排水沟等措施防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，剥离的表土在施工结束后分层回填，并及时恢复地表植被。</p>	符合
4	<p>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。</p> <p>配合生态环境部和省生态环境厅建立地下水环境监测网。2025 年年底前，按</p>	<p>本项目针对拟建管线及井场采取了分区防渗措施，并在区域内布置 3 口潜水跟踪监测井及 1 口承压水跟踪监测井，定期进行跟踪监测。</p>	符合

	照国家和行业相关监测、评价技术规范，开展地下水环境监测。		
5	推进重点产废单位“减量化、资源化、无害化”工作。抓好油田采油环节各类固废的源头减量、分类处置工作。加快构建与产生量相匹配处理规模的水基钻井泥浆综合利用项目。进一步推进历史遗留固体废物的排查整治，通过拓展工业固体废物的综合利用渠道和效率，最终实现产业绿色转型。	本项目施工期生活垃圾统一收集后运至肇源县生活垃圾综合处理厂处理。运营期产生的含油污泥及落地油全部回收，由罐车拉运至朝一联合油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理满足《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；含油废防渗布经收集后有资质单位进行处理。	符合

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

根据《大庆市水土保持规划》（2015~2030 年），大庆市划定了市级水土流失重点预防区和重点治理区，本项目位于庆市肇源县和平乡，位于市级水土流失重点治理区。本项目所处水土保持重点治理区示意图见附图 5。本工程的开发建设与该规划的符合性分析见表 1.4-3。

表 1.4-3 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，临时占用的耕地等质等量复耕。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二联合站处理。生活污水排入施工现场附近场站及阀组间内已建防渗旱厕，定期进行清掏堆肥处理；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。本项目产生的废水均不外排，且工程施工结束后对临时占地进行植被恢复，对永久占地进行适当的人工绿化，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”。	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、道路不同的施工特点给出水土保持措施。施工期各井场和道路施工时严格控制施工作业范围，挖、填方作业应尽量做到互补平衡，回填应按层回填，以利于施工带土壤和植被的尽早恢复。项目在施工期间定期进行洒水，防止出现土壤沙化起尘。	符合
---	---	---	----

根据上表分析，本项目满足《大庆市水土保持规划》（2015~2030年）要求。

1.4.2.8 与《大庆油气田地面工程“十四五”规划》符合性分析

根据《大庆油气田地面工程“十四五”规划》开发规划安排，“十四五”期间，溶解气产量逐年递减，主要通过加大松辽深层、川渝以及塔东地区的气层气开发力度，来提高气层气的产量。2025年，基本探明页岩油储量30亿吨，累计增加石油探明储量8亿吨，天然气探时储量3500亿立方米；本土原油产量实现3000万吨规模，天然气产量达到70亿立方米以上。力争天然气产量达到 $70 \times 10^8 \text{m}^3$ ，其中溶解气 $16 \times 10^8 \text{m}^3$ ，气层气产量达到 $54 \times 10^8 \text{m}^3$ 。松辽地区老井递减控制在7%左右，新增产能3.3亿方。松辽地区“十四五”期间新增产能8.014亿方。本项目地处松嫩平原中部，属嫩江冲积平原，在地质构造上属于松辽盆地中央坳陷区。在《大庆油气田地面工程“十四五”规划》总体部署下，本项目可促进大庆油田原油及天然气的增产，项目建设符合大庆油田油气开发规划。

1.4.3 相关政策符合性分析

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

本项目与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》符合性分析见表1.4-4。

表 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》符合性分析

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评），一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措	本项目为现有源20东区块进行开发，本次以区块内新井开展了区块环评。本次环评在3.1章节中详述了肇源油田源20东区块现有工程环境影响进行回顾性评价，区块内油田生产设施主要包括油水井场和集油管线。废气主要为井场和集输管线逸散的非甲烷总烃气体、场站加热炉废气；废水主要为油水井作业污水、油田采出水、场站生活污水，油水井作业污水、油田采出水最终经朝二联含油污水处理站处理后回注油层，场站生活污水排入场站内防渗旱厕，定期清掏堆肥处理；噪声主要来自抽油机及场站各类机泵噪声；	符合

	<p>施。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性。</p>	<p>固废主要为油水作业产生的含油污泥、场站生活垃圾，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；生活垃圾集中收集后拉运至肇源县生活垃圾综合处理厂进行处理。区域内生态恢复良好，未发现生态环境问题和环境风险隐患。</p> <p>明确了现有区块的污染物排放情况，依托设施卸油点、转油脱水站、污水站、含油污泥处理站的依托可行性及其污染物产生及排放情况，各依托设施均可有效依托。</p>	
2	<p>确定产能建设规模后，原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的，可以纳入区块环评。自 2021 年 1 月 1 日起，原则上不以单井形式开展环评。</p>	<p>本项目为油田产能建设项目，不为勘探项目，本项目基建油井 10 口，不以单井形式开展环评。</p>	符合
3	<p>涉及向地表水体排放污染物的陆地油气开采项目，应当符合国家和地方污染物排放标准，满足重点污染物排放总量控制要求。</p>	<p>本项目施工期及运营期废水均不外排。</p>	符合
4	<p>涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层，一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。</p>	<p>项目作业污水、洗井污水经朝二联合油污水处理站处理达标后回注油层，属于回注到现役油气藏层位，空气渗透率 $1.12 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$，回注水质执行《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ 0639-2015）限值要求“含油量 $\leq 5\text{mg/L}$、悬浮固体含量 $\leq 1\text{mg/L}$、粒径中值 $\leq 1 \mu\text{m}$”。地下水防治措施采取过程防控、跟踪监测来防止污染地下水。</p>	符合
5	<p>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</p>	<p>项目油井井口安装密封垫，降低了非甲烷总烃的无组织挥发；产生的伴生气随产液一起进入三相分离器进行油气水分离，分离出的湿伴生气进入站内现有天然气除油器、干燥器脱水除油后密闭</p>	符合

		集输至联合站干燥处理,由联合站反输清洁天然气用于站内生产。伴生气的处理均在密闭压力容器内进行,集输过程中均为密闭状态,有效的降低了非甲烷总烃的无组织挥发。	
6	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物,应当遵循减量化、资源化、无害化原则,按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式处理和综合利用设施,提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物,应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。	运营期含油污泥、落地油全部回收,由罐车拉运至朝一联合油污泥处理站减量化处理后,再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》(DB23/T 3104-2022)表1中的限值要求后,用作油田垫井场和通井路;含油废防渗布属于危险废物,作业结束后委托资质单位定期拉运处置。	符合
7	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施,降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油,减少废气排放。	施工期井场均在临时用地内进行施工,施工采用人工开挖和机械开挖相结合的方式。环评中已提出耕地的保护措施。	符合
8	油气企业应当加强风险防控,按规定编制突发环境事件应急预案,报所在地生态环境主管部门备案。	大庆油田有限责任公司第十采油厂现有《突发环境事件专项应急预案》主要包括应急组织机构及职责明确、监测与预警、应急处置与应急响应、恢复与重建、应急保障与培训、督查与奖惩等内容。	符合

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

1.4.3.2 与《2020年挥发性有机物治理攻坚方案》符合性分析

本项目与《2020年挥发性有机物治理攻坚方案》符合性分析见表1.4-4。

表 1.4-4 与《2020年挥发性有机物治理攻坚方案》符合性分析

文件要求		符合性分析	符合性
全面落实标准要求,强化无组织排放控制	2020年7月1日起,全面执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》,重点区域应落实无组织排放特别控制要求	本项目不在重点地区,井场及依托场站厂界执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)5.9中规定要求,厂区内非甲烷总烃满足《挥	符合

		发性有机物无组织排放控制标准》(GB 37822-2019)附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求	
	加强含 VOCs 物料全方位、全链条、全环节密闭管理。储存环节应采用密闭容器、包装袋, 高效密封储罐, 封闭式储库、料仓等。装卸、转移和输送环节应采用密闭管道或密闭容器、罐车等。生产和使用环节应采用密闭设备, 或在密闭空间中操作并有效收集废气, 或进行局部气体收集; 非取用状态时容器应密闭。	本项目运营期油气集输均为密闭形式, 且采油井井口均安装了密封垫, 可有效控制挥发性有机物无组织排放	符合

根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020), 本项目不在重点地区, 但大庆油田目前已在陆续开展泄漏检测与修复工作, 由上表可知, 本项目在运营期油气集输均为密闭形式, 且采油井井口均安装了密封垫, 可有效控制挥发性有机物无组织排放, 满足《2020 年挥发性有机物治理攻坚方案》相关要求。

1.4.3.3 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》(环保部公告 2012 年第 18 号)符合性判定

根据《挥发性有机物 (VOCs) 污染防治技术政策》要求, 石油和天然气开采业的 VOCs 污染防治可参照相应的污染防治技术政策。

表 1.4-5 本工程与《石油天然气开采业污染防治技术政策》相关要求符合性

序号	相关要求	本工程符合性
1	到 2015 年末, 行业新、改、扩建项目均采用清洁生产工艺和技术, 工业废水回用率达到 90% 以上, 工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到 100%。	符合。本项目运行期作业废水回用率 100%, 工业固废 (含油污泥、落地油、含油废防渗布) 均得到妥善处置。
2	油气田建设应总体规划, 优化布局, 整体开发, 减少占地和油气损失, 实现油气和废物的集中收集、处理处置。	符合。本项目为现有区块的改扩建项目, 油气处置和废物收集处置均依托现有集中处置站场。
3	井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收, 落地原油回收率应达到 100%。	符合。大庆油田有限责任公司第十采油厂井下作业中配备泄油器、刮油器等配套措施, 落地油在施工结束后 100% 回收。
4	在开发过程中, 适宜注水开采的油气田, 应将采出水处理满足标准后回注。	符合。本项目油田采出水最终管输进入朝二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015) 中“含油量≤

		5mg/L、悬浮固体含量≤1mg/L、粒径中值≤1 μ m”规定后回注油层。
5	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。新、改、扩建油气田油气集输损耗率不高于0.5%	符合。本项目油气集输均采用密闭流程，集输过程中烃类挥发系数为1.4175%，不高于0.5%。
6	油气田建设宜布置丛式井组，采用多分支井、水平井、小孔钻井、空气钻井等钻井技术，以减少废物产生和占地。	符合。本项目根据地质油藏方案，设置1个丛式井组，减少占地。
7	在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到80%以上；站场放空天然气应充分燃烧。燃烧放空设施应避开鸟类迁徙通道。	符合。本项目开发过程中产生的伴生气经油气分离，分离出的湿伴生气进入转油站内现有天然气除油器脱水除油后作为燃料自用，各场站天然气均通过加热炉完全燃烧后由高于8m的烟囱排放。
8	应设立地下水水质监测井，加强对油气田地下水水质的监控，防止回注过程对地下水造成污染。	符合。在本项目区域上游、区域内、区域下游各布设1口潜水跟踪监测水井，在区域内布设1口承压水跟踪监测井，定期对地下水进行跟踪监测。
9	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排。	符合。作业废水由施工现场污水回收装置回收后拉运至朝二联含油污水处理站处理达标后回注油层，不外排。
10	应回收落地原油，以及原油处理、废水处理产生的油泥（砂）等中的油类物质，含油污泥资源化利用率应达到90%以上，残余固体废物应按照《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别，根据识别结果资源化利用或无害化处置。	符合。油气水分离器、储罐产生的油泥（砂）及落地油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，含油污泥资源化利用率100%。

1.4.3.4 与《黑龙江省石油天然气勘探开发环境保护条例》（2018年修正）符合性分析

本项目与《黑龙江省石油天然气勘探开发环境保护条例》（2018年修正）符合性分析见表1.4-6。

表 1.4-6 与《黑龙江省石油天然气勘探开发环境保护条例》符合性分析一览表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
2	油气勘探开发单位在油气集输过程中应当对油	本工程油井采出液分离出的含油污水，进入朝二联污水处理站处理达标后回注，不外排。运行期产生的油泥（砂）	符合

	水分离后产生的废水进行回收利用,确实需要排放的,应当达到污染物排放标准;产生的油沙、污泥应当进行无害化处理	由罐车拉运至朝一联合油污泥处理站减量化处理后,再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》(DB23/T 3104-2022)表1中的限值要求后,用作油田垫井场和通井路。	
3	新建井场投产时应当做到原油、化学药剂及其他有害物质不落地,发生落地现象的应当及时采取措施予以清除。	本工程油水井作业铺设防渗布,做到原油不落地。事故状态下造成的原油外漏,按照《第十采油厂突发事件总体应急预案》进行紧急处置,减轻对环境的影响。	符合
4	废弃钻井液、岩屑、污油及其他工业固体废物、生活垃圾必须回收,不得排放或者弃置水体。	本工程施工期废钻井液、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。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拉运至肇源县生活垃圾综合处理厂处理;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。运营期含油污泥及落地油全部回收,由罐车拉运至朝一联合油污泥处理站减量化处理后,再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》(DB23/T 3104-2022)表1中的限值要求后,用作油田垫井场和通井路。固体废物均不排放或弃置水体。	符合
5	油气勘探开发单位应当采取保护性措施,防止地下水污染。	本工程为了避免污染地下水,采取分区防渗措施,集油掺水管道、注水管道为重点防渗,管道采用无缝钢管、管道设计采用管道内防腐、管道的外防腐等级采用特加强级、管道的连接方式采用焊接;油水井作业期间井场作业区做一般防渗处理,井场永久占地内铺设1.5mm厚防渗土工布,渗透系数为 $1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$;井场永久占地内其他区域采用地面夯实碾压平整进行防渗。	符合
6	新开发区域内埋设油、水、气管线不得改变原有的地形、地貌。油气勘探开发中的各项工程应当减少占地,施工中临时占地的,应当将腐植质层剥离移走,工程结束后及时恢复原有地貌。	本工程不新建管线,井场建设过程中,临时占地不改变原有地形、地貌,在施工过程中严格控制占地和作业面积,施工过程中尽量保护土地资源,不打乱土层,先挖表土层(30cm左右)单独堆放;然后挖心、底土层另外堆放。复原时先填心、底土,后平覆表土,以便尽快恢复土地原貌。	符合
7	油气勘探开发单位应当对本单位排放污染物和污染防治设施运行情况	本项目建设单位第十采油厂根据《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》(HJ1248-2022)相关内容及各环境要素评价导则要求,制定监测计划,	符合

	进行定期监测,掌握污染动态。油气勘探开发单位应当制订环境污染突发事件应急预案。油气勘探开发生产作业场地内禁止无关人员进入。油气勘探开发单位应当采取保护性措施,防止污染。	根据企业提供资料及现场调查,大庆油田有限责任公司第十采油厂现有突发事件总体应急预案,下设《大庆油田有限责任公司第十采油厂突发环境事故专项应急预案》等预案内容。	
--	--	---	--

由上表分析,本项目符合《黑龙江省石油天然气勘探开发环境保护条例》(2018年修正)相关要求。

1.4.3.5 与《中华人民共和国黑土地保护法》的符合性分析

本项目位于黑龙江省大庆市肇州县,根据《黑龙江省“十四五”黑土地保护规划》,大同区为非国家黑土地保护重点县,本项目与《中华人民共和国黑土地保护法》相关要求符合性分析详见表 1.4-7。

表 1.4-7 与《中华人民共和国黑土地保护法》符合性分析

序号	相关要求	符合性分析	结论
1	建设项目不得占用黑土地;确需占用的,应当依法严格审批,并补充数量和质量相当的耕地。	本项目永久占地及临时占地类型为耕地(非基本农田),本项目在施工前需要征收土地,应报请相关主管部门同意,取得用地审批。本工程尽可能减少占地。本工程建设过程中,对占用的耕地,按照“占多少,垦多少”的原则,由建设单位负责开垦与所占用耕地的数量和质量相当的耕地;如果没有条件开垦时,按照省的规定缴纳耕地开垦费,专款用于开垦新的耕地。	符合
2	建设项目占用黑土地的,应当按照规定的标准对耕作层的土壤进行剥离。剥离的黑土应当就近用于新开垦耕地和劣质耕地改良、被污染耕地的治理、高标准农田建设、土地复垦等。	本项目施工阶段对临时占地表土进行剥离,施工结束后全部回填用于耕植土。本工程实施前编制建设项目占用耕地耕作层土壤剥离利用方案,统筹安排剥离、储存和再利用。表土剥离和利用严格执行《建设占用耕地耕作层土壤剥离利用技术规范》(DB23/T2913-2021)。本项目在施工过程中针对临时占地,应剥离占地内 0.3m 的表土,采用分层开挖,分层堆放,暂存于施工井场内的表土剥离临时堆放区,并采取苫布遮盖,表土剥离临时堆放区周围设置排水沟等措施防止水土流失,并定期采取洒水抑尘措施,剥离的表土在施工结束后分层回填,并及时恢复地表植被。	符合

在采取以上措施后,本项目符合《中华人民共和国黑土地保护法》中要求。

1.4.3.6 与《黑龙江省黑土地保护利用条例》符合性分析

本项目与《黑龙江省黑土地保护利用条例》符合性分析见表 1.4-8。

表 1.4-8 本项目与《黑龙江省黑土地保护利用条例》相关要求符合性一览表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	黑土地保护利用实行土地用途管制制度。严格限制农用地转为建设用地，严格控制耕地转为非耕地，禁止违法占用耕地。	本项目占地类型为耕地（非基本农田），本项目在施工前需要征收土地，应报请相关主管部门同意，取得用地审批。本工程尽可能减少占地。本工程建设过程中，对占用的耕地，按照“占多少，垦多少”的原则，由建设单位负责开垦与所占用耕地的数量和质量相当的耕地；如果没有条件开垦时，按照省的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。	符合
2	禁止向黑土地排放重金属或者其他有毒有害物质含量超标的污水、污泥，以及可能造成土壤污染的清淤底泥、尾矿、矿渣等；禁止将有毒有害废物用作肥料或者用于造田和土地复垦。	本项目运营期产生的油田采出水、作业污水、洗井污水均进入朝二联含油污水处理站处理达标后回注油层，不外排。含油污泥、落地油及油砂由罐车拉运至朝一联含油污泥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；含油废防渗布经收集后有资质单位进行处理，固体废物处置率 100%。	符合
3	因突发事件造成黑土地污染或者破坏的，当事人应当立即采取补救措施，并向当地县级人民政府生态环境或者自然资源、农业农村、林业和草原主管部门报告。	大庆油田有限责任公司第十采油厂已针对项目运行过程中可能产生的突发环境污染事件制定了《突发环境事件专项应急预案》，预案内容包括应急组织机构及职责明确、监测与预警、应急处置与应急响应、恢复与重建、应急保障与培训、督查与奖惩等内容，应急预案于 2021 年完成备案，具体见附件 4。	符合
4	建立和完善建设用地增减挂钩机制。建设项目应当节约、集约使用黑土地，不占或者少占黑土地。	本项目永久占地较少，临时占地采取剥离占地内 0.3m 的表土，采用分层开挖，分层堆放，暂存于管线两侧内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖、洒水抑尘等措施防止水土流失。针对永久占地按“占一补一”的原则及相关规定缴纳土地补偿费，专款用于占地的恢复及补偿，针对临时占地在将剥离的表土在施工结束后分层回填，确保恢复等质等量面积的耕地。	符合
5	生产建设活动占用黑土地的，应当按照有关标准、规范和管理规定剥离表土。	本项目临时占地采取剥离占地内 0.3m 的表土，采用分层开挖，分层堆放，暂存于管线两侧内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖、洒水抑尘等措施防止水土流失。	符合

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

1.4.3.7 与自然资源规〔2021〕2号符合性分析

本项目与《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2号）符合性分析见表1.4-9。

表 1.4-9 本项目与自然资源规〔2021〕2号相关要求符合性一览表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	建设项目施工、地质勘查使用临时用地时应坚持“用多少、批多少、占多少、恢复多少”，尽量不占或者少占耕地。使用后土地复垦难度较大的临时用地，要严格控制占用耕地。	本项目建设区域为石油用地区，占用一般耕地。本项目临时占地采取剥离占地内0.3m的表土，采用分层开挖，分层堆放，暂存于管线两侧内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖、洒水抑尘等措施防止水土流失。针对永久占地按“占一补一”的原则及相关规定缴纳土地补偿费，专款用于占地的恢复及补偿，针对临时占地在将剥离的表土在施工结束后分层回填，确保恢复等质等量面积的耕地。	符合
2	临时用地使用期限一般不超过两年。建设周期较长的能源、交通、水利等基础设施建设项目施工使用的临时用地，期限不超过四年。	本项目为石油天然气开采，为能源基础设施建设项目，本项目计划施工期不超过1年。	符合
3	严格落实临时用地恢复责任，临时用地期满后应当拆除临时建（构）筑物，使用耕地的应当复垦为耕地，确保耕地面积不减少、质量不降低；使用耕地以外的其他农用地的应当恢复为农用地；使用未利用地的，对于符合条件的鼓励复垦为耕地。	本项目施工结束后拆除临时用地内临时建（构）筑物，并等质等量恢复临时占地内的耕地。	符合

根据以上分析，本项目符合《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2号）中要求。

1.4.3.8 与《石油天然气开采业清洁生产评价指标体系（试行）》符合性分析

表 1.4-10 本项目与清洁生产评价指标体系符合性分析

序号	文件要求	本项目符合性分析	符合性结论
1	资源和能源消耗指标：占地	本项目井场作业在永久占地内进行，占地面积符	符合

	面积符合行业标准要求；新鲜水消耗 $\leq 10\text{m}^3/\text{井次}$ 。	合行业标准要求，本项目作业期间不新增新鲜水消耗，作业用水来源为朝二联合油污水处理站的深度处理水。	
2	资源综合利用指标：落地原油回收利用率 100%；生产过程排出物利用率 100%；剩余作业液回收率 100%；油井伴生气回收利用率 $\geq 80\%$	本项目作业期间地面铺设防渗布，落地原油及时回收，回收率达到 100%；落地油经依托处理达标后用作铺垫井场及通井路，利用率 100%；作业污水由罐车拉运至朝二联合油污水处理站处理满足标准后回注油层；作业液回收率 100%；伴生气全部回收用于加热炉自耗，回收利用率 $\geq 80\%$ 。	符合
3	污染物产生指标：油泥 $\leq 50\text{kg}/\text{井次}$ ；采油废水回用率 $\geq 60\%$ ；油井伴生气外排率 $\leq 20\%$ ；采出废水达标排放率 100%	本项目落地油泥 $\leq 50\text{kg}/\text{井}\cdot\text{次}$ ；采出水管输进入朝二联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 $\leq 5\text{mg}/\text{L}$ 、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，回用率 $\geq 60\%$ ，伴生气全部回收用于加热炉自耗，回收利用率 $\geq 80\%$ 。	符合

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

本项目与《地下水管理条例》（中华人民共和国国务院令 第 748 号）符合性分析见表 1.4-11。

表 1.4-11 本项目与《地下水管理条例》相关要求符合性一览表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	兴建地下工程设施或者进行地下勘探、采矿等活动，依法编制的环境影响评价文件中，应当包括地下水污染防治的内容，并采取防护性措施；	本项目已针对项目特点提出针对性地下水污染防治措施，主要包括采取分区防渗措施，根据可能对地下水造成污染的污染源分布制定重点防渗区、一般防渗区、简单防渗区；根据区域潜水流向，在上游的设 1 个潜水背景监测点，在建设区域及区域下游设 2 个潜水跟踪监测点及 1 个承压水跟踪监测点，定期对地下水进行跟踪监测。	符合
2	化学品生产企业以及工业集聚区、矿山开采区、尾矿库、危险废物处置场、垃圾填埋场等的运营、管理单位，应当采取防渗漏等措施，并建设地下水水质监测井进行监测；		

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

1.4.3.10 与《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》相关措施符合性分析

本项目与《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中相关要求符合性详见表 1.4-13。

表 1.4-13 具体相关措施符合性分析一览表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	油气田采出水、原油稳定装置污水、天然气凝液及其产品储罐排水、原油储罐排水应采用密闭管道集输，接入口和排出口采取与环境空气隔离的措施。	本项目油田采出液采用拉油方式进行输送处理，采出水最终经密闭管道输至朝二联含油污水处理站处理达到《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ 0639-2015）限值要求“含油量≤5mg/L、悬浮固体含量≤1mg/L、粒径中值≤1 μm”后回注油层。	符合
2	重点地区油气集中处理站、天然气处理厂、储油库，载有气态 VOCs 物料、液态 VOCs 物料或质量占比≥10%的天然气的设备与管线组件的密封点≥2000 个的，应开展泄漏检测与修复工作。	项目所在地区不是重点地区，本项目依托的各场站制定有每日巡查制度，有泄漏点及时发现及时修复。	符合
3	在需要采取原油稳定措施的油田或油田区块内，将油井采出的井产物进行汇集、处理、输送至原油稳定装置的全过程应采用密闭工艺流程。	本项目不涉及采取原油稳定措施，但本项目油气集输、处理全过程采用密闭式。	符合
4	对油气田放空天然气应予以回收。不能回收或难以回收的，应经燃烧后放空；不能燃烧直接放空的，应报生态环境主管部门备案。	本项目对油气分离产生的油田伴生气全部作为转油站加热炉燃料加以利用，转油站不能回收的天然气均外输至天然气处理站干燥后再利用。	符合
5	企业应按照有关法律、《环境监测管理办法》和 HJ 819 等规定，建立监测制度，制订监测方案，对大气污染物排放状况开展自行监测，保存原始监测记录，并公布监测结果。	本项目在运营期期针对新建油井井场厂界制定了非甲烷总烃监测计划，监测频次为 1 次/季度。	符合

根据以上分析，本项目满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中的相关要求。

1.4.3.11 与《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》相关措施符合性分析

本项目与《石油天然气管道保护条例》（中华人民共和国国务院令 第 113 号）中相关要求符合性详见表 1.4-13。

表 1.4-13 具体相关措施符合性分析一览表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	管道企业负责其管道设施的安全运行，并履行下列义务：	本项目采用拉油方式，未新建管线，依托场站已建管线	符合

	(一)严格按照国家管道设施工程建设质量标准设计、施工和验收； (二)对管道外敷防腐绝缘层，并加设阴极保护装置； (三)管道建成后，设置永久性标志，并对易遭车辆碰撞和人畜破坏的局部管道采取防护措施，设置标志； (四)严格执行管道运输技术操作规程和安全规章制度； (五)对管道设施定期巡查，及时维修保养； (六)配合当地人民政府向管道设施沿线群众进行有关管道设施安全保护的宣传教育； (七)配合公安机关做好管道设施的安全保卫工作。	由专人对管线定期巡查，并严格执行相关制度，有泄漏点及时发现及时修复。 如有泄露，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	
2	管道设施发生事故时，管道企业应当及时组织抢修，任何单位和个人不得以任何方式阻挠、妨碍抢修工作。		符合
3	管道泄漏和排放的石油，由管道企业负责回收和处理，任何单位和个人不得据为己有。		符合
4	管道企业可以根据需要配置专职护线员或者聘任兼职护线员。		符合

1.4.4 “三线一单”符合性分析

1.4.4.1 生态保护红线

根据自然资源部门“三区三线”最新划分成果，本项目不在生态保护红线、永久基本农田、城镇开发边界内，且本项目不涉及国家、省、市级自然保护区、自然文化遗产、风景名胜区、文物古迹、饮用水水源保护区、重要湿地等区域。根据黑龙江省“三线一单”图集中大庆市生态保护红线分布图，本项目不在红线范围内，本项目与大庆市生态保护红线的位置关系见附图 20。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）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），本项目位于一般管控单元，本项目与黑龙江省环境管控单元位置关系见附图 6，本项目与黑龙江省大庆市环境管控单元位置关系见附图 7。本项目与分区管控要求符合性分析见表 1.4-14。

表 1.4-14 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
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	本项目施工期施工场地采取及时洒水、临时土方等加盖苫布等遮盖物来控制扬尘排放；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；生活污水排入施工现场附近场站及阀组间内已建防渗旱厕，	符合

	<p>点加强农业、生活等领域污染治理。</p>	<p>定期进行清掏堆肥处理；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；施工场地噪声采取合理安排施工时间，避免大量高噪声设备同时施工，选用低噪声设备，注意设备维护和保养等措施降低噪声对周边环境的影响；施工期废钻井液、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；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拉运至肇源县生活垃圾综合处理厂处理；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。施工期固体废物均 100% 处置。本项目在施工结束后对临时占地进行补偿并恢复，对永久占地进行补偿并平整。</p> <p>运行期场站均采用密闭性良好的阀门等，确保密闭集输，加强对设备的检查和维护，控制非甲烷总烃无组织排放；运营期作业污水、洗井污水、油田采出水最终进入朝二联污水处理站处理达标后回注油层，不外排；井场采取低噪声设备、基础减振等措施，从源头降低噪声排放；运营期含油防渗布由建设单位统一收集后委托有资质单位处置，含油污泥、落地油集中收集，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达标后用作油田垫井场和通井路，运营期固体废物全部处置。</p> <p>在环境风险防控方面采取加强施工管理、制定岗位操作规程并定期培训学习、实行岗位责任制、制定可行的突发环境事件环境应急预案等措施。采取以上措施可有效解决局部生态环境质量不达标、生态环境风险高的问题。</p>	
--	-------------------------	--	--

1.4.4.2 环境质量底线

根据大庆市生态环境局公布的《2022 年大庆市生态环境状况公报》，项目区域大气环境质量优于《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准要求，项目区域属于达标区。根据补充现状监测结果：非甲烷总烃可以达到《大气污染物综合排放标准详解》中限值要求；项目周边村屯声环境满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）1 类标准，井场区域内声环境质量可以满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准要求；本项目在采取措施后不会对地下水及土壤环境产生影响，区域地下水质量除锰外可以满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准，特征因子石油类可以满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）表 1 中的 III 类标准限值要求；本项目永久占地内

土壤可以满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中表 1 建设用地土壤污染风险筛选值(基本项目)中第二类用地筛选值标准,以及表 2(其他项目)中第二类用地筛选值标准;评价范围内居民区土壤可以满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)中表 1 建设用地土壤污染风险筛选值(基本项目)中第一类用地筛选值标准,以及表 2(其他项目)中第一类用地筛选值标准;评价范围内农用地土壤可以满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表 1 农用地土壤风险筛选值(基本项目)中标准。因此本项目建设符合环境质量底线要求。

1.4.4.3 资源利用上线

本项目为油田开采项目,涉及基建 10 口油井,项目永久占地较少,临时占地施工结束后进行生态恢复;本项目施工期消耗的水主要用于生活需要,用量较少,运营期作业用水及洗井用水均为处理达标后的含油污水,不新增新鲜水消耗;井场、依托场站设备能源主要依托油田的电网供电,不消费煤炭,能源消耗符合大庆市能源利用上线及分区管控要求。因此本项目符合资源利用上限要求。

1.4.4.4 生态环境准入清单

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),本项目拟建注采井位于重点管控单元,根据大庆市生态环境准入清单,本项目位于肇州县水环境城镇生活污染重点管控区。本项目与生态环境准入清单管控体系符合性分析见表 1.4-15。

表 1.4-15 本项目与生态环境准入清单管控体系符合性分析

大庆市总体准入要求				
适用范围	管控维度	管控要求	本项目符合性分析	结论
总体要求	空间布局约束	1.禁止在居民区、学校、医疗和养老机构等周边新建有色金属冶炼、焦化等行业企业。 2.严禁钢铁、水泥、电解铝、平板玻璃等行业新增产能,对确有必要新建的必须实施等量或减量置换。 3.严格控制在优先保护类耕地集中区域新建有色金属冶炼、石油加工、化工、焦化、电镀、制革等行业企业,现有相关行业企业要采用新技术、新工艺,加快提标升级改造步伐,对超标、超总量排放情形严重的,依法责令其停业、关闭。 4.从严控制高能耗、高物耗、高水耗、低	1.本项目属于石油开采行业,不属于有色金属冶炼、焦化等行业企业。 2.本项目不属于钢铁、水泥、电解铝、平板玻璃等行业。 3.本项目不属于有色金属冶炼、石油加工、化工、焦化、电镀、制革等行业企业。 4.本项目不属于高能耗、高物耗、高水耗、低水平重复建设项目,不属于涉危、涉重和其他重大环境风险项目。 5.本项目不涉及种植食用农产品。 6.根据《大庆市人民政府关于调整高污染燃料禁燃区的通告》(庆政规	符合

	<p>水平重复建设项目，以及涉危、涉重和其他重大环境风险项目。</p> <p>5.严格管控重度污染耕地，严禁在重度污染耕地种植食用农产品。</p> <p>6.禁燃区内禁止新建、改建、扩建燃用高污染燃料的锅炉、炉窑、炉灶等燃烧设施（城市集中供热应急调峰锅炉除外）；禁止销售和燃用高污染燃料。</p> <p>7.加大淘汰改造燃煤锅炉力度。一是按照政府主导、居民可承受的原则，大力推进地级城市建成区每小时 10-35 蒸吨燃煤锅炉淘汰。二是加快实施 35-65 蒸吨燃煤锅炉升级改造，采用先进高效的除尘、脱硫、脱硝技术和装置。三是推进建成区 65 蒸吨及以上供热燃煤锅炉，以及年燃煤量在 5 万吨以上的燃煤大户实施超低排放改造。</p>	<p>（2019）3 号），本项目所在区域不属于禁燃区；同时本项目不使用锅炉、炉窑、炉灶等燃烧设施，不燃用高污染燃料。</p> <p>7.本项目依托场站加热炉以天然气为燃料，不涉及燃煤锅炉使用。</p> <p>因此，本项目符合空间布局约束要求。</p>	
<p>污染物排放管</p>	<p>1.相比于 2017 年，2025 年和 2035 年全市大气污染物二氧化硫、氮氧化物、一次颗粒物 and VOCs 削减比例不低于省政府确定的削减比例。</p> <p>2.相比于 2017 年，2025 年和 2035 年全市水污染物化学需氧量和氨氮削减比例不低于省政府确定的削减比例。</p>	<p>符合。本项目施工过程中产生的废气主要为施工扬尘、车辆尾气、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，设备定期进行保养；柴油储罐全程密闭。综上，废气对大气环境影响较小。运营期产生的废气主要为油气集输过程中产生的非甲烷总烃、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，井口安装密封垫，定期对设备进行维修保养，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，场站加热炉燃料均采用天然气，为清洁能源。本项目施工期及运营期废水均不外排。</p>	<p>符合</p>
<p>资源利用效率要求</p>	<p>1.全市 2030 年用水总量控制指标不高于省政府确定的指标。</p> <p>2.全市 2025 年及 2035 年建设用地开发上线不高于省政府确定的指标，耕地资源保护下线不低于省政府确定的指标。</p>	<p>项目永久占地较少，临时占地均为施工结束后进行生态恢复；本项目施工期消耗的水主要用于生活需要，用量较少，运营期作业用水及洗井用水均为处理达标后的含油污水，不新增新</p>	<p>符合</p>

		3.全市 2025 年和 2035 年煤炭消费上线不高于省政府确定的指标。	鲜水消耗；井场、依托场站设备能源主要依托油田的电网供电，不消费煤炭，能源消耗符合大庆市能源利用上线及分区管控要求。	
大庆市肇州县生态环境准入清单				
环境管控单元编码	环境管控单元名称	管控单元类别	管控要求	本项目符合性分析
ZH23062230002	肇州县一般生态空间区	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。 引导工业项目向开发区集中，促进产业集聚、资源集约、绿色发展。对电力、钢铁、建材、有色、化工、石油石化、煤炭、印染等行业中，环保、能耗等不达标或生产、使用淘汰类产品的企业和产能，依法依规改造升级或有序退出。	符合要求。本工程为油田产能项目，属于国家能源设施重点建设项目，项目污染物排放均满足相关标准

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

1.4.5 选址合理性分析

本项目位于大庆市肇源县和平乡境内，共基建油井 10 口，建设内容包括井场、拉油点、通井路、供配电等，项目周围敏感点主要为居住区，占地范围内无国家公园、自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、海洋特别保护区、饮用水源保护区、基本草原、基本农田、自然公园（森林公园、地质公园、海洋公园等）、重要湿地、天然林、生态红线管控范围、重点保护野生动物栖息地，重点保护野生植物生长繁殖地，重要水生生物的自然产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道，天然渔场，沙化土地封禁保护区、封闭及半封闭海域等重要保护目标。

根据《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）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），本项目拟建井场、通井路位于一般管控单元。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。

按照《永久基本农田保护条例》（2011 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永久基本农田保护区，需要占用永久基本农田，涉及

农用地转用或者征收土地的，应报请相关主管部门同意，并补充划入数量和质量相当的永久基本农田或按规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。

本工程属于国家能源设施重点建设项目，项目占用耕地为非基本农田，对占用的耕地，按照“占多少，垦多少”的原则，由建设单位负责开垦与所占用耕地的数量和质量相当的耕地；如果没有条件开垦，应当按照省的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地，进行耕地保护。

根据《大庆市水土保持规划》（2015~2030年），项目位于水土流失重点治理区，根据现场调查，项目所在区域均为耕地，不存在裸露的沙地，无严重的水土流失情况，本项目施工期短，土石方就近占地进行临时堆放，无转运丢弃，同时，利用土工布或塑料膜遮盖的方法来减少水土流失。本工程井场在施工期占地边界外修建临时围堰，临时占地表土堆存加盖苫布，采取必要措施后工程建设引起的水土流失较轻微。施工结束后及时清理施工现场，进行生态恢复。在采取水土保持相关措施后，本工程选址建设对水土流失重点治理区影响较小。

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、环境影响最小的布局方案，尽量避绕周围环境敏感点。本项目占地类型为耕地，对占用的耕地按照占一补一原则缴纳补偿费用，并对临时占用的耕地采取生态恢复及补偿措施，把对生态环境的影响降至最小。工程建设对周围的环境影响主要为生态环境影响、大气环境影响、地下水环境影响、地表水影响、土壤影响、声环境影响和固废对周围的环境影响。通过环境影响预测与环境影响分析，本项目建设实施后，通过采取相应的污染控制措施，周围的环境质量均满足相关标准要求，工程建设对周围的环境影响均在可接受的范围，工程选址在环境保护方面较合理。

1.5 关注的主要环境问题及环境影响

本项目为原油开采项目，环境影响主要来源于井场建设、原油集输、井下作业和道路施工等工艺过程，环境影响包括施工期和运营期污染物排放造成的环境污染影响和占地及施工造成的生态影响。根据现状调查，本区块未在自然保护区、风景名胜区等环境敏感区域内，主要环境敏感保护目标为评价范围内的生态环境、区块周边分布的居民区。本次评价重点关注施工期各种施工活动和工程占地对土壤、生态环境的影响，施工过程中产生的废气、废水、固体废物、噪声等对周围环境的影响；运行期井场及站场无组织挥发的非甲烷总烃、井场抽油机的噪声、含油污泥等对环境产生的影响。

（1）环境空气

本项目施工过程中产生的废气主要为施工扬尘、施工车辆排放的尾气、柴油机燃烧

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 1 中在用燃气锅炉标准限值要求。对大气环境影响较小。

(2) 水环境

本项目施工过程中产生的废水主要为钻井废水、生活污水、废压裂液。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二联合站处理满足《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旱厕，定期进行清掏堆肥处理；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。

本项目运营期产生的废水主要为油田采出水、作业污水、洗井污水。油田采出水进入朝二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》

(Q/SYDQ0639-2015) 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。作业污水及洗井污水送至朝二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 $\leq 1\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 1\mu\text{m}$ ”规定后回注油层。本项目废水均不外排，不会对周边地表水环境产生影响。

本工程运行期可能对地下水产生影响的因素主要为油水井作业污水、水井洗井污水、落地油及油田采出水等。在采取源头控制、过程防控、分区防渗、跟踪监测后对区域的地下水环境影响较小。

（3）声环境

施工过程中产生的噪声主要为重型车辆沿途产生的噪声及钻机振动产生的噪声污染。采取物料及设备运输车辆应选择合理时间和路线，避开居民休息时段；严格限定施工范围，选用噪音低的设备；注意对设备的维护和保养，合理操作，保证施工机械保持在最佳状态，降低噪声源强度。对周边声环境敏感点影响较小。

本项目运营期噪声源主要来自抽油机、修井机，抽油机电机、修井机等发声设备尽可能选用低噪声设备，注意对设备的维护保养，保证设备保持在最佳运行状态，降低噪声源强度，采取以上措施后井场厂界噪声能够达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准的要求。对周边声环境敏感点影响较小。

（4）固体废物

施工过程中产生的固体废物主要为废钻井液、钻井岩屑、废射孔液、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。处理后的水送到朝二联合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拉运至肇源县生活垃圾综合处理厂处理；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。

项目运营期产生的固体废物主要有正常工况下产生的含油污泥，非正常工况下产生的落地油、含油废防渗布。含油污泥及落地油全部回收，由罐车拉运至朝一联合油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表 1 中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路；含油废防渗布经收集后由有资质单位进行处理。

本项目施工期及运营期固体废物均合理处置，不会对周边环境产生影响。

（5）生态环境

本工程井场施工、道路修建和管道铺设发生的永久和临时占地，以及因机械设备、车辆的碾压、人员的践踏等活动将会对地表植被造成一定程度的破坏。临时占地暂时改

变了土地利用形式，使区域的生产能力受到暂时性影响。施工结束后，及时恢复被破坏的地表形态，对临时占用耕地进行表土留存，分层回填，整平翻松，确保恢复等质等量面积的耕地。

（6）土壤

本项目对土壤的影响主要来自管沟开挖破坏和扰动原来相对稳定的地表，造成新增土壤侵蚀。施工结束后对施工地地表植被进行恢复，可有效减轻管线建设过程中对土壤环境的影响。

（7）环境风险

本工程的主要环境风险是原油泄漏和火灾爆炸，对区域内的地下水环境和生态环境有潜在危害性。

1.6 环境影响评价主要结论

根据《产业结构调整指导目录（2019年本）》（2021年修订），石油、天然气勘探及开采属于鼓励类项目，本工程符合国家产业政策。本项目符合《黑龙江省人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（黑政发〔2020〕14号）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）中要求。按照《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令第4号，2019.1.1）的要求，本项目环评进行的过程中建设单位开展了公众参与调查，具体见《肇源油田源20东区块外扩2023年产能建设地面工程项目环境影响评价公众参与说明》。

本报告书较为详细地论述了建设项目环境概况、主要环境问题、主要环境影响和拟采取的环保措施。主要结论为：肇源油田源20东区块外扩2023年产能建设地面工程项目选址于大庆市肇源县和平乡境内，项目选址合理；项目符合现行产业政策；对产生的污染物采取行之有效的环保措施后，可以做到达标排放，对区域环境影响较小；公众参与调查结果表明，公众参与对该项目无反对意见。在确保落实好各项环保措施并保证其正常运行的前提下，从环境保护角度分析，本项目的建设可行。

2 总则

2.1 评价目的

根据本工程特性及工程所在地的环境特点，确定建设项目环境影响评价目的：

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

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

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

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

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

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

2.2 评价原则

突出环境影响评价的源头预防作用，坚持保护和改善环境质量。

(1) 依法评价

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

(2) 科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影响。

(3) 突出重点

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

2.3 编制依据

2.3.1 环境保护相关法律、法规

(1) 《中华人民共和国环境保护法》，2015年1月1日；

- (2) 《中华人民共和国环境影响评价法》（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) 《中华人民共和国湿地保护法》（中华人民共和国主席令第102号，2022年6月1日起施行）；
- (11) 《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）；
- (12) 《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）；
- (13) 《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）；
- (14) 《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）；
- (15) 《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）。
- (16) 《中华人民共和国野生植物保护条例》（中华人民共和国国务院令第204号）
- (17) 《黑龙江省野生动物保护条例》（黑龙江省第十一届人民代表大会常务委员会公告第34号）。
- (19) 《土地复垦条例》（中华人民共和国国务院令第592号，2011.03.05）；
- (20) 《地下水管理条例》（2021年10月29日公布，自2021年12月1日起施行）；
- (21) 《黑龙江省环境保护条例》（2018.06.28）；
- (22) 《黑龙江省石油天然气勘探开发环境保护条例》（2018.04.26）；
- (23) 《黑龙江省大气污染防治条例》（2018.12.27）；
- (24) 《黑龙江省黑土地保护利用条例》（2021年12月23日发布，自2022年3月1日起施行）。

(25) 《基本农田保护条例》(2011.01.08)。

2.3.2 环境保护相关部门规章及规范性文件

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

(2) 《产业结构调整指导目录(2019年本)》(2021年修订)(发改委49号令);

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

(5) 《危险废物转移管理办法》(2022年1月1日起施行);

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

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

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

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

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

(11) 《2020年挥发性有机物治理攻坚方案》(环大气〔2020〕33号,2020.06.24);

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

(13) 《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);

(17) 《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);

(18) 《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);

(19) 《大庆市土地利用总体规划》(2006-2020年);

(20) 《大庆市水土保持规划》(2015~2030年);

(21) 《大庆油气田地面工程“十四五”规划》。

2.3.3 技术依据

- (1) 《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》(HJ2.1-2016)；
- (2) 《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)；
- (3) 《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018)；
- (4) 《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2021)；
- (5) 《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)；
- (6) 《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022)；
- (7) 《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)；
- (8) 《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)；
- (9) 《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ/T349-2007)；
- (10) 《排污许可证申请与核发技术规范 总则》(HJ942-2018)；
- (11) 《排污单位自行监测技术指南 总则》(HJ819-2017)；
- (12) 《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》(HJ1248-2022)；
- (13) 《建设项目危险废物环境影响评价指南》(环境保护部公告 2017 年第 43 号, 2017.10.1)；
- (14) 《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》；
- (15) 《污染源源强核算技术指南 准则》(HJ884-2018)。

2.3.4 其它相关依据及支持性文件

- (1) 《肇源油田源 20 东区块外扩 2023 年产能建设地面工程方案》；
- (2) 《2019 年永乐油田源 20 东区块产能建设工程》(庆环承诺审〔2020〕57 号)；

2.4 环境影响识别与评价因子筛选

2.4.1 评价时段

施工期和运行期。

2.4.2 环境影响因素识别

本工程建设对环境的影响,根据其特征可分为施工期影响和生产运营期影响两部分。施工期的环境影响主要为地面工程施工过程中施工活动对周围环境产生的不利影响。一种影响是对土壤扰动和自然植被等的破坏,这种影响是比较持久的,在施工完成后的一段时间内仍将存在;另一种是在施工过程中产生的污染物排放对环境造成的不利

影响，这种影响是短暂的，待施工结束后将随之消失。

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

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

表 2.4-1 环境影响因素矩阵识别表

影响 因素	工程 占地	施工期					运营期				
		废气	废水	固体废物	噪声	风险	废气	废水	固体废物	噪声	风险
环境 因素		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	加热炉烟气、无组织挥发的烃类	检修作业污水、清防蜡废水、油田采出水	含油污泥、落地油、含油废防渗布	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	/	/		-S	-L	/	-S	/	-SA
地表 水	/	/	-S	/		-SA	/	-SA	/	/	-SA
地下 水	/	/	-S	-S		-SA	/	/	/	/	-SA
声环 境	/	/	/	/	-S	/	/	/	/	-L	/
土壤	-S	/	-S	-S		-S	/	/	-S	/	-SA
植被	-S	/	/	/		-S	/	/	-S	/	-SA
注：表中“-”表示不利影响，数值大小表示影响程度											

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地下水环境、生态环境、环境空气、声环境、环境风险等方面。

2.4.3 评价因子筛选

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

表 2.4-2 污染影响评价因子表

序号	评价内容	评价因子名称	
施 工 期	影 响 评 价	废气	运输车辆及管线、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	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
运 行 期	现 状 评 价	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、六价铬、总硬度、铅、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、总大肠菌群、菌落总数、石油类
		声环境	昼间等效声级、夜间等效声级
		土壤环境	建设用地区：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、蒾、萘、苯并（a）蒾、苯并（b）蒾、苯并（k）蒾、苯并（a,h）蒾、茚并（1,2,3-cd）蒾、二苯并（a,h）蒾、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 ）
	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	
	影 响 评 价	废气	颗粒物、NO _x 、SO ₂ 、非甲烷总烃
		废水	石油类、悬浮物
		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		石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	

表 2.4-3 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	井场、道路施工产生的永久占地及临时占地造成的直接影响	临时占地短期可逆，永久占地长期不可逆	弱
生物群落	物种组成、群落结构	井场、道路施工产生的永久占地及临时占地造成的直接影响	临时占地短期可逆，永久占地长期不可逆	弱
生态系统	植被覆盖度、生产力、生物量、生态系统功能	井场、场站施工产生的永久占地及临时占地造成的直接影响	临时占地短期可逆，永久占地长期不可逆	弱

2.5 评价标准

2.5.1 环境质量标准

2.5.1.1 环境空气质量标准

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

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

表 2.5-2 大气污染物综合排放标准详解 单位：mg/m³

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

2.5.1.2 声环境

项目井场及场站声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区标准，项目区域周边居住区声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 1 类区标准，具体见表 2.5-3。

表 2.5-3 声环境质量标准 单位：dB (A)

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

《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准	60	50
-------------------------------	----	----

2.5.1.3 土壤环境

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，具体见表 2.5-4。

表 2.5-4 土壤环境执行标准 单位：mg/kg

序号	监测项目	筛选值		标准名称
		第一类用地	第二类用地	
1	As	20	60	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018） 基本项目
2	Cd	20	65	
3	Cr（六价）	3.0	5.7	
4	Cu	2000	18000	
5	Pb	400	800	
6	Hg	8	38	
7	Ni	150	900	
8	四氯化碳	0.9	2.8	
9	氯仿	0.3	0.9	
10	氯甲烷	12	37	
11	1,1-二氯乙烷	3	9	
12	1,2-二氯乙烷	0.52	5	
13	1,1-二氯乙烯	12	66	
14	顺-1,2-二氯乙烯	66	596	
15	反-1,2-二氯乙烯	10	54	
16	二氯甲烷	94	616	
17	1,2-二氯丙烷	1	5	
18	1,1,1,2-四氯乙烷	2.6	10	
19	1,1,2,2-四氯乙烷	1.6	6.8	
20	四氯乙烯	11	53	
21	1,1,1-三氯乙烷	701	840	
22	1,1,2-三氯乙烷	0.6	2.8	
23	三氯乙烯	0.7	2.8	
24	1,2,3-三氯丙烷	0.05	0.5	
25	氯乙烯	0.12	0.43	
26	苯	1	4	
27	氯苯	68	270	
28	1,2-二氯苯	560	560	
29	1,4-二氯苯	5.6	20	
30	乙苯	7.2	28	

31	苯乙烯	1290	1290	
32	甲苯	1200	1200	
33	间二甲苯+对二甲苯	163	570	
34	邻二甲苯	222	640	
35	硝基苯	34	76	
36	苯胺	92	260	
37	2-氯酚	250	2256	
38	苯并[a]蒽	5.5	15	
39	苯并[a]芘	0.55	1.5	
40	苯并[b]荧蒽	5.5	15	
41	苯并[k]荧蒽	55	151	
42	蒽	490	1293	
43	二苯并[a,h]蒽	0.55	1.5	
44	茚并[1,2,3-cd]芘	5.5	15	
45	萘	25	70	
46	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	826	4500	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018) 其他项目

本项目开发区域井场周边耕地(非基本农田)执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)表1基本项目筛选值标准。具体标准详见表2.5-5。

表 2.5-5 农用地土壤环境执行标准 单位: mg/kg

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

2.5.1.4 地下水质量标准

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 2.5-6 地下水质量标准

项目	类别	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	
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

2.5.2 污染物排放标准

2.5.2.1 废气

(1) 项目施工期扬尘(颗粒物)执行《大气污染物综合排放标准》(GB 16297-1996)表 2 中无组织排放监控浓度限值, 见表 2.5-8;

(2) 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 2.5-9;

(3) 依托场站排放的 VOCs (以非甲烷总烃计) 厂区内执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB 37822-2019) 附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求, 见表 2.5-10。

(4) 运营期依托场站朝 4 转油站及朝一联脱水站站内加热装置燃烧烟气执行《锅

炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）在用燃气锅炉标准，具体见表 2.5-11。

表 2.5-8 大气污染物综合排放标准 单位：mg/m³

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

表 2.5-9 陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准

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

表 2.5-10 场站内非甲烷总烃排放浓度限值 单位：mg/m³

污染物项目	排放限值	特别排放限值	限值含义	无组织排放监控位置
非甲烷总烃	10	6	监控点处 1 h 平均浓度值	在厂房外设置 监控点
	30	20	监控点处任意一次浓度值	

表 2.5-11 在用燃气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（在用、燃气）	≤30	≤100	≤400	≤1

2.5.2.2 废水

本工程产生的油田采出水、作业污水、洗井污水依托朝二联含油污水处理站处理达标后回注油层，处理后的水质执行《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求：“含油量≤5mg/L、悬浮固体含量≤1mg/L、粒径中值≤1 μm”。

2.5.2.3 噪声

项目施工期噪声排放执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011），见表 2.5-12。

表 2.5-12 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

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 2.5-13。

表 2.5-13 工业企业厂界环境噪声排放标准 单位：dB（A）

昼 间	夜 间
60	50

2.5.2.4 固体废物

(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《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)(2023年1月20日发布,2023年07月01日实施)的规定。

(2) 项目运行期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,用作油田垫井场和通井路,具体标准值见表2.5-14。

表 2.5-14 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%

2.6 评价等级及评价范围

2.6.1 环境空气

2.6.1.1 评价等级

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

由于本工程依托场站未新建锅炉,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。

1、烃类气体

本工程排放的无组织挥发非甲烷总烃为面源形式排放,油气集输大部分采用密闭流程,运输罐车平时加强检修,保持油罐上盖和胶皮管法门的密闭性。原油装车后要求司

机盖好上面的盖子，拧紧阀门。每个罐车配一个小筒，以备一旦出现泄漏后可以接油，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主要排放位置有井场、拉油点等位置。根据区块开发指标预测表，本项目产能为 $0.84 \times 10^4 \text{t/a}$ ，根据《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南（试行）》中石油化工业天然原油和天然气开采，石油开采挥发性有机物产生系数 1.4175g/kg 原油，原油集输过程中非甲烷总烃挥发量为 11.91t/a ，主要排放位置有井场、集输管道阀门、转油站、联合站等位置，类比同类项目，其中井场及集输管线占比约 30%。即 1#井场非甲烷总烃无组织挥发量为 3.573t/a ， 0.408kg/h 。

新建拉油点按照 4 台储罐存满作为最大源强，类比油田资料，原油密度 0.8690g/cm^3 ，则拉油点储罐最大储油量为 139.04t 。则本项目拉油点非甲烷总烃排放速率为 $139.04 \times 1.4175 \div 8760 = 0.022 \text{kg/h}$ 。

污染物面源参数调查清单见表 2.6-1。

表 2.6-1 污染物面源参数调查清单

污染源名称	面源起点坐标		海拔高度 /m	与正北方向夹角/ $^{\circ}$	面源长度 /m	面源宽度 /m	面源有效排放高度 /m	年排放小时/h	排放工况	污染物排放速率 (kg/h)
	经度	纬度								NMHC
1 号平台井场	125.09 946	45.626 56	126	0	50.25	40	1.5	8760	正常排放	0.408
拉油点	125.09 951	45.626 96	126	0	30	40	1.5	8760	正常排放	0.022

2、拉油点加热装置烟气

项目新建拉油点 1 座，内有多功能储罐 4 座，每座储罐设置 1 台加热炉及 8m 高排气筒，全年运行。根据工程分析，拉油点单个储罐加热炉污染物排放量分别为颗粒物 0.0078t/a 、 SO_2 0.0251t/a 、 NO_x 0.072t/a ，排放速率分别为颗粒物 0.00089kg/h 、 SO_2 0.0029kg/h 、 NO_x 0.0082kg/h 。

表 2.6-2 点源污染源强参数统计表

点源名称	排气筒底部中心坐标		排气筒高度 m	出口内径 m	烟气流速 m/s	烟气温 度 $^{\circ}\text{C}$	年排放小时数 h	排放 工况	污染物排放速率 kg/h		
	经度	纬度							SO_2	NO_x	颗粒物
拉油点 1#加 热炉	125.09 946	45.62 656	8m	0.3	0.12	100	8760	正常	0.0009	0.0025	0.0003

拉油点 2#加 热炉	125.09 946	45.62 656	8m	0.3	0.12	100	8760	正常	0.0009	0.0025	0.0003
拉油点 3#加 热炉	125.09 946	45.62 656	8m	0.3	0.12	100	8760	正常	0.0009	0.0025	0.0003
拉油点 4#加 热炉	125.09 946	45.62 656	8m	0.3	0.12	100	8760	正常	0.0009	0.0025	0.0003

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

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

(2) 环境温度取值来源于大庆市气象站二十年气象数据统计。

(3) 拟建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。根据 EIA2018 大气预测软件的 DEM 地形文件，地形数据分辨率 90m。估算模型具体参数见下表 2.6-2。

表 2.6-2 估算模型参数一览表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市选项时）	/
最高环境温度/°C		38.9
最低环境温度/°C		-36.2
土地利用类型		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：

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

式中： P_i ——第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

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

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

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 2.6-3。

表 2.6-3 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 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	最大地面空气 质量浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	最大浓度占标 率 (%)	D10%(m)
1#平台井场	非甲烷总烃	2000	3253.9000	162.6950	2575.0
拉油点	非甲烷总烃	2000	156.2600	7.8130	/
拉油点排气筒	颗粒物	450.0	0.1804	0.0401	/
	SO ₂	500.0	0.5411	0.1082	/
	NO _x	250.0	1.5031	0.6012	/

《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)中评价等级的划分原则见表 2.6-4。

表 2.6-4 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#平台井场排放的非甲烷总烃最大地面占标率 $P_{\max}=162.6950\%$ ， $P_{\max} \geq 10\%$ ，评价等级为一级。

2.6.1.2 评价范围

本项目大气评价等级为一级，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)，大气一级评价项目自厂界外延 D10%的矩形区域作为大气环境影响评价范围，当 D10% 小于 2.5km 时，评价范围边长取 5km，本项目 3 号平台井场 D10%为 2575m，大于 2.5km，因此本项目大气评价范围为井区边界外扩 2.575km 范围的区域。

2.6.2 地表水

2.6.2.1 评价等级

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

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

直接排放建设项目评价等级分为一级、二级和三级 A，根据废水排放量、水污染物

污染当量数确定；间接排放建设项目评价等级为三级 B。

地表水环境评价等级判据见表 2.6-5。

本项目施工期生活污水排入施工现场附近场站及阀组间内已建防渗旱厕，定期进行清掏堆肥处理；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；作业污水、洗井污水通过罐车回收后送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）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。产生的废水均不外排，根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）中关于地表水环境影响评价工作分级要求，建设项目生产工艺中有废水产生，但作为回水利用，不排放到外环境的，按三级 B 评价，因此本项目评价等级为三级 B。

表 2.6-5 地表水环境影响评价分级判据

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

2.6.2.2 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018)中关于地表水评价等级为三级 B 的评价范围要求, 涉及地表水环境风险的, 应覆盖环境风险影响范围所及的水环境保护目标水域。

2.6.3 地下水

2.6.3.1 评价等级

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016), 评价工作等级的划分应依据建设项目行业分类和地下水环境敏感程度分级进行判定。

(1) 地下水环境影响评价行业分类

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ 610-2016)附录 A, 建设项目地下水环境影响评价行业分类见表 2.6-6。

表 2.6-6 地下水环境影响评价行业分类表

行业类别	环评类别	地下水环境影响评价项目类别
		报告书
F		石油、天然气
37	石油开采	I类

(2) 地下水环境敏感程度

建设项目场地的地下水环境敏感程度可分为敏感、较敏感、不敏感三级, 分级原则见表 2.6-7。

表 2.6-7 地下水环境敏感程度分级

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

注: ^a“环境敏感区”是指《建设项目环境影响评价分类管理目录》中所界定的涉及地下水的环境敏感区。

根据现状调查，本项目区块周边村屯饮用水源为村屯自建的承压供水井，供水方式为单村供水，供水人数均小于 1000 人，根据《分散式饮用水源地环境保护指南》中“分散式饮用水水源地指供水小于一定规模（供水人口一般在 1000 人以下）的现用、备用和规划饮用水水源地”，本项目村屯水井均按照分散式水源地考虑。

根据《饮用水水源保护区划分技术规范》（HJ338-2018）分散式饮用水源划分原则及区域水文地质情况，分散式饮用水源一级保护区半径 R 为 50m。根据《优化评价内容严控新增污染—<环境影响评价技术导则 地下水环境>解读》（梁鹏，环境保护部环境工程评估中心，2016.7），结合《饮用水水源保护区划分技术规范》，地下水敏感性判定依据见图 2.6-1。



图 2.6-1 地下水敏感性判定依据

根据图 2.6-1 所示，村屯内单井饮用水源井以水源井为中心外扩 50m 的区域为一级保护区，地下水水质迁移距离 2000d 的外扩区域为较敏感区，较敏感区边界以外的区域为不敏感区。

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；

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，本次取 $n_e=0.45$ 。

项目所在区域分散式水源地供水含水层为新近系泰康组承压水，岩性为砂砾岩，根据《大庆市水文地质勘察报告》（石油管理局），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，承压水含水层取 $K=50\text{m/d}$ ；根据区域等水位线与距离确定 $I_{\text{承压水}}=0.0002$ ，承压水含水层各参数： $\alpha=2$ ， $K=50\text{m/d}$ ； $I=0.0002$ ； $n_e=0.45$ 。

以水井为中心地下水水质迁移距离 $2000d+50\text{m}$ 为半径区域为较敏感区，较敏感区

外为不敏感区。故依据公式 $R=\alpha \times K \times I \times T/n_e$ ，当 $T=2000d$ ，以水源井为中心 $L2000d+50m$ 范围为较敏感区。

经计算得出： $L=\alpha \times K \times I \times T/n_e=2 \times 50 \times 0.0002 \times 2000/0.45+50m=139m$ 。

即：分散式饮用水源水源地 139m 范围外属于不敏感区。

根据现场调查，距离本项目井位距离最近的分散式水源地所在村屯最近处为 1#平台西北侧 2.2km 的英歌窝棚水井村，从评价区域内村屯分散式饮用水源综合分析，项目区域地下水环境敏感特征表现为“不敏感”。

(3) 评价等级判别

建设项目地下水环境影响评价工作等级划分见表 2.6-8。

表 2.6-8 评价工作等级表

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

综上所述，建设项目地下水环境敏感程度为“不敏感”，本项目为 I 类项目，依据评价工作等级划分原则，地下水评价工作等级为“二级”。

2.6.3.2 评价范围

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地下水评价范围。计算公式如下：

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

式中：

L——下游迁移距离，m；

α —变化系数， $\alpha \geq 1$ ，一般取 2；

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，取 5000d；

n_e —有效孔隙度，无量纲，本次取 0.45。

由此计算 $L=223m$ ，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），地下水调查评价范围应为下游不小于 223m、两侧及上游不小于 111.5m。

本项目区域包括本项目油水井 10 口，共形成一个井平台，因此，地下水评价范围为拟建井场边界上游 111.5m、两侧 111.5m、下游 223m 的东北→西南走向的矩形区域，

本项目评价范围共计达 0.13km²。

2.6.4 声环境

2.6.4.1 评价等级

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

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

2.6.4.2 评价范围

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

2.6.5 生态环境

2.6.5.1 评价等级

本项目新增永久占地 0.771hm²，新增临时占地 0.655hm²，新增总占地面积 1.426hm²（0.0370457km²），占地面积小于 20km²，本项目占地为耕地（非基本农田），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 2.6-9。

表 2.6-9 生态影响评价工作等级划分表

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

二级	涉及自然公园	不涉及
不低于二级	①涉及生态保护红线时；根据 HJ2.3 判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目；②根据 HJ610、HJ964 判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目；③当工程占地规模大于 20km ² 时（包括永久和临时占用陆域和水域）。	本项目不涉及生态保护红线，地表水为水污染影响型，评价等级为三级 B；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

2.6.5.2 评价范围

根据评价工作等级要求，考虑本项目所在区域的地形、地理特征，评价范围为拟建井场边界外扩 1km 范围及新建道路沿线两侧外扩 300m 区域的生态环境。

2.6.6 土壤环境

2.6.6.1 评价等级

(1) 土壤环境影响评价项目类别

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 A，建设项目属于“金属矿、石油、页岩油开采”项目，土壤环境影响评价项目类别为 I 类。

(2) 污染影响型敏感程度分级

根据建设项目所在地周边的土壤环境敏感程度分级判据见表 2.6-10。

表 2.6-10 污染影响型敏感程度分级表

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

本项目占地类型为耕地（基本农田），由此判定，本项目土壤环境敏感程度分级为“敏感”。

(3) 土壤环境影响评价等级

本项目永久占地面积约为 0.771hm²，小于 5hm²；占地面积属于“小型”规模。污染影响型评价工作等级划分依据见表 2.6-11。

表 2.6-11 污染影响型评价工作等级划分表

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

注：“-”表示可不开展土壤环境影响评价工作

综上所述，本项目属于土壤环境影响评价分类的 I 类项目，占地规模为小型，土壤环境敏感程度为敏感，因此评价工作等级确定为一级。

2.6.6.2 评价范围

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

2.6.7 环境风险

2.6.7.1 评价等级

(1) 风险潜势初判

本次评价施工期主要将井场柴油罐划分为危险单元。井场施工期设置柴油罐 1 座（单个容积 50m³），施工期单个井场柴油最大总储量为 40t。

本项目运营期主要将拉油点储罐化为危险单元，本次新建拉油点内配备 4 台 40m³ 储罐，涉及的物质主要为原油和石油气（天然气），本工程气油比 8.2m³/t，原油密度

0.869g/cm³，原油综合含水 53.3%，则拉油点储罐最大储油量为 139t、最大储气量为 1140m³。伴生气标态密度 0.7256kg/m³，则拉油点储罐中天然气最大储量为 0.83t。

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

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

式中：q₁，q₂，…，q_n——每种危险物质的最大存在总量，t；

Q₁，Q₂，…，Q_n——每种危险物质的临界量，t；

项目所涉及的危险物质数量与临界量的比值计算结果及环境风险潜势判定见表 2.6-12。

表 2.6-12 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
施工期柴油罐 项目 Q=Σq _n /Q _n						0.016
3	运营期	拉油点内原油（石油）	/	139	2500	0.0556
4		拉油点内天然气（甲烷）	74-82-8	0.83	10	0.083
运营期拉油点 项目 Q=Σq _n /Q _n						0.1546

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=0.1546<1，环境风险潜势为I。

（2）评价等级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中关于环境风险评价工作等级的划分，具体见表 2.6-13，本项目风险潜势为 I，应进行简单分析。

表 2.6-13 环境风险评价工作等级

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

^a是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性的说明。

2.6.7.2 评价范围

本项目风险评价等级为简单分析，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），无关于简单分析的评价范围说明，参照大庆油田同类报告，本项目环境风险范围设置为井场边界外扩 3000m 范围的区域及新建道路沿线两侧外扩 200m 范围的区域。

2.6.8 各环境要素评价等级及评价范围汇总

各环境要素评价等级及评价范围详见表 2.6-14，各环境要素评价范围图见附图 8。

表 2.6-14 评价范围表

项目	评价等级	评价范围
环境空气	一级	拟建井场、拉油点边界外扩 2.575km 范围的区域
声环境	二级	拟建井场、拉油点边界外延至 200m 及道路中心线两侧各 200m 范围内
地下水环境	二级	拟建井场、拉油点边界上游 126.5m、两侧 126.5m、下游 253m 的东北→西南走向的矩形区域，本项目评价范围共计达 0.13km ² 。
土壤环境	一级	拟建井场、拉油点边界外扩 1km 及道路边界两侧向外延伸 0.2 km 的土壤环境
生态环境	三级	拟建井场、拉油点边界外扩 1km 范围及新建道路沿线两侧外扩 300m 区域的生态环境
环境风险	简单分析	拟建井场、拉油点边界外扩 3km 及新建道路沿线两侧外扩 200m 范围的区域
地表水	三级 B	安肇新河

2.7 环境保护目标

根据调查，本项目区域内无自然保护区、风景名胜区、文物古迹和饮用水水源保护区分布，不在生态红线范围内。项目主要大气环境保护目标见表 2.7-1，地下水环境保护目标见表 2.7-2，环境风险保护目标见表 2.7-3，其他环境要素保护目标见表 2.7-4，主要环境保护目标分布图见附图 8。

表 2.7-1 大气主要环境保护目标表

名称	坐标		保护对象	保护内容	环境功能区	相对方位及距离
	经度	纬度				
英歌窝棚	125.07147	45.63655	居民	居民约 650 人	二类	1#平台西北 2.21km
西山村	125.09555	45.64964	居民	居民约 60 人	二类	1#平台北 2.5km
原野村	125.07558	45.60805	居民	居民约 270 人	二类	1#平台西南 2.65km

表 2.7-2 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	英歌窝棚水井	1#平台西北 2.21km	承压水井 6 口，井深 80~120m，供本村 650 人饮用，其余分散式水井约 220 口，井深 10~20m 左右，用于喂养牲畜及灌溉	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017) 中 III 类标准
	西山村水井	1#平台北 2.5km	承压水井 1 口，井深 85m，供本村 60 人饮用，其余分散式水井约 20 口，井深 10~20m 左右，用于喂养牲畜及灌溉	

	原野村水井	1#平台西南 2.65km	承压水井 3 口，井深 80~120m，供本村 270 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	
--	-------	------------------	--	--

表 2.7-3 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	英歌窝棚	居民约 650 人	1#平台西北 2.21km
		西山村	居民约 60 人	1#平台北 2.5km
		原野村	居民约 270 人	1#平台西南 2.65km
		小前屯	居民约 100 人	1#平台西南 3.49km
	地下水	评价范围内潜水含水层、承压水含水层		《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017) III类标准

表 2.7-4 其他环境因素保护目标表

环境要素	保护目标	最近方位及距离	规模	保护标准及保护级别
土壤环境	本项目永久占地范围内，土壤类型为黑钙土			《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 及道路中心线两侧各 200m 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 及道路中心线两侧各 200m 的农用地土壤，主要为耕地，土壤类型为黑钙土			《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 范围及新建道路沿线两侧外扩 300m 区域的生态环境，主要为耕地（非基本农田）			临时占用耕地进行恢复，恢复面积 0.655hm ² 。永久占用耕地按照规定进行经济补偿
	本项目位于大庆市肇源县和平乡			采取工程、林草、封育治理和耕作等措施，进行水、田、林、草、路统一规划、综合治理，增强防洪排涝、抗御干旱等自然灾害的能力
地表水环境	安肇新河	从库里泡水库泄水闸到头台镇西八家河尾部，沿高丽沟子接通牛毛沟子再到三站望海闸与松花江相通，全长 70 千米主要为防洪防涝工程		保护地表水体不被污染

3 建设项目工程分析

3.1 现有工程分析

3.1.1 现有区块开发情况

本项目位于永乐油田内，永乐油田主要分布在黑龙江大庆市大同区、肇源县、肇州县，处于大庆长垣油田南部，西部与扶余油田相接，南部包括头台油田，东部包含肇源油田部分区域，北邻太平屯油田。永乐油田勘探开发主要目的层扶余油层和扶余油层两套层位，截止 2018 年 10 月底，永乐油田动用含油面积 105km²，地质储量 2515×10⁴t，共投产油水井 1190 口（油井 919 口、水井 404 口），累积产油 439.97×10⁴t，采出程度 17.49%，采油速度 0.64%；累积注水 2095×10⁴m³，累积注采比 1.71，综合含水 81.86%。

本项目位于肇源油田源 20 东区块，整体呈现东高西低、南高北低的构造格局。区内断层发育，断层以南北向和北西向为主。浅层反射层的构造格局相对简单，但是小断层特别多，深层反射层构造相对复杂，断层多且断距较大，形成了一些逐级向东和南东方向升高的台阶构造，局部为高低相间的地堑~地垒构造。区块内建有较为完善的油、气、水、电、路、信等工程，区块涉及各种不同功能站库，详见表 3.1-1。

表 3.1-1 区块已建各类站统计表

序号	类别	数量（座）	站名
1	卸油点	1	朝二联卸油点
2	转油脱水站	1	朝二联转油脱水站
3	污水站	1	朝二联污水站
4	变电所	1	源一变电所

截至目前，肇源油田源 20 东区块现有运行的油井 16 口，产能 0.32×10⁴t/a，产液 0.50×10⁴t/a；该区块于 2020 年 7 月进行了《2019 年永乐油田源 20 东区块产能建设地面工程环境影响报告表》，并于 2020 年 9 月 4 日在大庆市生态环境局获得批复，批复文号庆环审（2020）57 号，项目于 2021 年 12 月完成了自主验收，环评及验收意见详见附件 2。现有工程环评及验收情况见表 3.1-2。

表 3.1-2 现有工程环评及验收情况调查表

项目名称	主要工程内容	环评批复	验收情况
2019 年永乐油田源 20 东区块产能建设地面工程环境影响报告表	2020 年，基建油井 10 口，建成产能 0.32×10 ⁴ t/a。	庆环审（2020）57 号	2021 年 12 月完成自主验收
肇源油田滚动外扩区钻井工程项目环境影响报	2022 年，本项目新钻油井本项目新钻油井 357 口，均为单井，单井完钻井深为	庆环审（2022）89 号	正在进行建设

告书	1568-2207m, 总进尺 664820m。其中, 源 20 东区块新钻油井 10 口		
----	---	--	--

3.1.2 现有区块污染物排放情况

(1) 废气

①非甲烷总烃

本项目位于源 20 东区块区块, 现有工程排放的非甲烷总烃主要为区块内井场、集输管线及场站在运行过程中无组织挥发的非甲烷总烃, 根据建设单位提供资料, 源 20 东区块目前产油约 $0.32 \times 10^4 \text{t/a}$ 。根据《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南(试行)》中石油化工业天然原油和天然气开采, 石油开采挥发性有机物产生系数 1.4175g/kg 原油, 则现有区块非甲烷总烃挥发量为 4.54t/a 。

现有工程在油气集输过程采取了全密闭工艺流程, 油井井口均安装了密封垫、管线均埋地敷设、依托场站内各关键接口法兰均进行了密闭处理, 有效的控制了无组织气体的挥发, 根据现有工程竣工环境保护验收调查报告中对区域内已建井场的监测结果(验收意见见附件 2), 现有区块内井场排放的非甲烷总烃边界能够满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 5.9 中规定要求。根据对区块内场站的监测结果可知(见附件 6), 区块内场站排放的非甲烷总烃厂界能够满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020) 5.9 中规定要求, 场站内非甲烷总烃能够满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB 37822-2019)附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求。

②锅炉烟气

现有区块运行期产生的锅炉烟气主要来自区块内的朝二联转油脱水站加热炉排放的烟气。燃料为天然气, 产生的烟气较为清洁。根据大庆中环评价检测有限公司于 2023 年 7 月 13 日-14 日对区块内场站的监测结果可知(见附件 6)朝二联转油脱水站加热炉排放的废气中颗粒物平均值约为 8.97mg/m^3 , NO_x 平均值约为 76.67mg/m^3 , SO_2 平均值约为 9.67mg/m^3 , 烟气黑度小于 1 级; 能够达到《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)表 1 中在用燃气锅炉标准限值要求。根据建设单位提供的场站燃气情况, 朝二联转油脱水站年燃气量为 $907.2 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$, 现有区块内场站加热炉烟气污染物排放见表 3.1-3。

表 3.1-3 现有区块内场站加热装置污染物排放量

场站名称	排气筒高度	燃气量(万 Nm^3/a)	烟气量(万 Nm^3/a)	污染物排放情况(t/a)		
				颗粒物	NO_x	SO_2
朝二联转油脱水站	24m	907.2	10523.52	0.944	8.07	1.02

由以上分析可知，区块内场站排放的锅炉烟气中颗粒物排放量为 0.944t/a，NO_x 排放量为 8.07t/a，SO₂ 排放量为 1.02t/a，区块内场站锅炉烟气排放满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 1 中在用燃气锅炉标准限值要求。

（2）废水

现有区块产能 0.32×10⁴t/a，综合含水 53.3%，则现有区块油田采出水量为 0.50×10⁴t/a；现有区块油水井作业（修井）产生的作业污水共计约 16m³/a；现有区块洗井产生的洗井污水共计约 720m³/a。现有区块油田采出水、油水井作业污水、洗井污水均由朝二联含油污水处理站处理达标后回注油层，根据本次对朝二联含油污水处理站的监测结果可知（见附件 6），处理后的污水满足《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≤1 μm”限值要求。

现有区块场站内的生活污水产生量约 2628m³/a，生活污水排入场站内防渗旱厕，定期清掏堆肥处理。

（3）噪声

现有区块内噪声源主要来自抽油机及场站，抽油机噪声源强为 65~80dB(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《2019 年永乐油田源 20 东区块产能建设工程竣工环境保护验收调查表》中对区域内已建井场的监测结果可知，现有区块内已建井场厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准；根据本次对区块内已建场站的监测数据可知（见附件 6），区域内朝二联转油脱水站、朝二联卸油点厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准。

（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 0.2t/a，依托场站清罐污泥产生量约为 5.2t/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 17t/a，产生的生活垃圾集中收集后拉运至肇州县生活垃圾综合处理厂进行处理。

现有工程污染物产排污情况汇总表见表 3.1-4。

表 3.1-4 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	4.54t/a	0	4.54t/a
	颗粒物	0.944t/a	0	0.944t/a
	NO _x	8.07t/a	0	8.07t/a
	SO ₂	1.02t/a	0	1.02t/a
废水	油田采出水	0.50×10 ⁴ t/a	0.50×10 ⁴ t/a	0
	作业污水	16m ³ /a	16m ³ /a	0
	洗井污水	720m ³ /a	720m ³ /a	0
	生活污水	2628m ³ /a	2628m ³ /a	0
固废	作业含油污泥	0.2t/a	0.2t/a	0
	场站清罐污泥	5.2t/a	5.2t/a	0
	生活垃圾	17t/a	17t/a	0

3.1.4 现有工程存在的环境问题

根据调查可知，现有区块内最近3年无投诉、督查及检查情况。本工程区域内已建井的井场永久性占地面积符合要求，井场地面均进行了平整，无油污。站场环境清洁，地面未发现油污，站内道路两侧和厂区院墙内外均已绿化，生态恢复较好。井场永久性占地面积符合设计要求，井场地面均进行了平整，在临时性占地范围内，地表基本进行了平整，并已完成了生态恢复。

区块内转油站加热炉能够达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表1在用锅炉排放浓度限值要求；现有站场内油气集输采用密闭流程，可有效控制烃类物质的排放，目前现有站场厂界非甲烷总烃浓度能够满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9中规定要求，依托场站排放的VOCs（以非甲烷总烃计）厂区内能够满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）附录A中VOCs无组织排放限值要求。通过实测，依托场站厂界满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准。油田产生的含油污水经朝二联含油污水处理站处理后全部回注，出水水质指标能够达到《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量≤5mg/L、悬浮固体含量≤1mg/L、粒径中值≤1μm”规定要求，均不外排；作业和清罐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，用作油田垫井场和通井路。

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相关污染物。许可证编号为91230607716675409L008X。

为保护区域生态环境，第十采油厂在钻井工程时采取了生态保护措施保护区域内耕地生态系统。例如严格控制了井场的临时及永久占地，井场钻井工程施工结束后及时对

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

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

环境风险相关措施：经调查，第十采油厂源 20 东区块未发生过环境风险事故。第十采油厂已建立较完善的应急预案体系，综合性预案为《第十采油厂突发事件总体应急预案》，还针对不同的事故分别编制了《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》等专项应急预案并定期开展应急演练。建议增加事故应急监测及事故评估等规定内容并定期演习，避免重大污染事故的发生。

根据以上分析及现场勘查，现有区块内未发现环境问题。

3.2 建设项目概况

项目名称：肇源油田源 20 东区块外扩 2023 年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；

建设地点：大庆市肇源县和平乡境内；

建设性质：改扩建；

投资规模：5993.9 万元人民币；

占地面积：本项目新增总占地面积为 1.426hm²，其中永久占地面积为 0.771hm²，临时占地面积为 0.655hm²，占地类型为耕地（非基本农田）；

建设内容：本项目基建 10 口油井，形成 1 座丛式井平台，规划采用井场拉油方式生产，井口产液自压装车，直接集输至新建储油罐。新建拉油点 1 座，拉油点采用多功

能储罐，共配备 40m³多功能储罐 4 座。并配套建设供配电、道路等辅助工程，预计建成产能 0.84×10⁴t/a；

工作进度：本项目计划施工期为 2023 年 10 月至 12 月，施工约 70d；

劳动定员：施工人数 20 人，运营期不新增劳动定员。

年运行：本项目油井全年运行。

3.3 工程组成

本项目工程组成见表 3.3-1。

表 3.3-1 工程组成一览表

工程类别	工程组成		建设内容及规模	备注
主体工程	钻井工程	钻井井场	新建油井钻井井场 10 座，形成 1 座平台井，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
		井架基础	新建 43.3m×11.7m 撬装式钢制基础，1 座/井场，用于架设钻井井架。	新建
		钻井工程	新钻油井 10 口，钻井总进尺 21300m。主要工程内容包括钻井成套设备搬运、安装、调试、钻前准备、钻进、录井、测井、固井、完井等。	新建
		射孔工程	10 口油井均采用射孔完井，采用多级复合射孔工艺。	新建
	地面工程	采油工程	本项目基建 10 口油井，形成丛式井平台 1 座，采用抽油机采油方式运行，构筑井台并配套安装抽油机 10 台。建成后预计产能 0.84×10 ⁴ t/a。	新建
		拉油工程	新建拉油点 1 座，拉油点内配备 40m ³ 多功能储罐 4 座。规划采用井场拉油方式生产，井口产液自压装车，直接集输至新建储油罐	新建
辅助工程	钻井工程	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，40m ³ /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（10×5×2m），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
	地面工程	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。
公用工程	给水工程	施工期钻井设备冲洗用水由水罐车运送，生活用水采用桶装水；运营期油井作业用水、洗井用水来源为朝二联合油污水处理站的深度处理水，由水罐车运送。	依托
	排水工程	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旱厕，定期进行清掏堆肥处理；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，处理后的水转运到朝二联合站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量≤5mg/L、悬浮固体含量≤1mg/L、粒径中值≤1μm”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合油污水处理站处理，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。运营期油田采出水管输进入朝二联合油污水处理站处理达标后回注油	依托

		层；油水井作业污水及水井洗井污水由朝二联合油污水处理站处理达标后回注油层。		
	供暖工程	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。	/	
	供电工程	本次产能建设工程新增用电负荷 418kW，均为井口电机负荷。接入已建源一变电站，新建 10kV 干线 0.9km，采用导线 LGJ-120 型；对已建 10kV 线路进行改造，LGJ-50 导线更换为 LGJ-120 导线 2.0km，新建主上变电站 1 座，新建低压电力电缆 1.2km。	新建	
环保工程	施工期	废气治理措施	对易起尘的临时土方等加盖苫布，加强施工管理，降低施工扬尘对周围环境产生的影响。	新建
		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	新建	
		施工期柴油发电机使用低标号柴油，调节好柴油机运行工况，柴油机及排放烟气均能满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法》（中国第三、四阶段）（GB20891-2014）及 2020 修改单。	新建	
		柴油罐选用密闭管线、密闭性能好的阀门、法兰和垫片连接	新建	
	废水治理措施	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二联合站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量≤5mg/L、悬浮固体含量≤1mg/L、粒径中值≤1μm”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。	依托	
	压裂作业产生的废压裂液，统一收集后由罐车送至朝一联合废压裂液处理装置处置，处置后污水进入朝一联合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。	依托		
	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旱厕，定期进行清掏堆肥处理。	新建		
	噪声治理措施	合理安排施工进度，减少施工时间，避免大量高噪声设备同时施工；施工严格禁止夜间进行。合理布置施工现场；降低设备噪声运输车辆选择避开居民区的路线，尽量不鸣笛。	/	
	固体废物治理措施	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。处理后的水送到朝二联合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	依托	

			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	依托	
			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	依托	
			生活垃圾统一收集后运至肇州县生活垃圾综合处理厂处理。	依托	
			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	依托	
	运营期	废气治理措施		依托的朝二联转油脱水站加热炉采用清洁能源天然气作为燃料, 加热炉燃烧产生的废气均经 24m 的烟囱高空排放。	依托
				新建拉油点采用清洁能源天然气作为燃料, 燃烧产生的废气均经高于 8m 的烟囱高空排放。	新建
				油田采出液采用密闭集输工艺, 井口安装密封垫, 依托场站阀组、法兰等动静密封系统要加强密闭措施, 防止烃类气体的无组织挥发。	新建
		废水治理措施		油水井作业污水及洗井污水由罐车拉运至朝二联含油污水处理站处理达标后回注油层, 不外排。	依托
				运营期油田采出水经集输系统最终输至朝二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ 0639-2015) 中“含油量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 1\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 1\ \mu\text{m}$ ”限值要求后回注油层, 不外排。	依托
		噪声治理措施		抽油机电机、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。	新建
		固体废物治理措施		含油污泥、落地油及油砂由罐车拉运至朝一联含油污泥处理站减量化处理后, 再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》(DB23/T 3104-2022) 表 1 中的限值要求后, 用作油田垫井场和通井路。	依托
				油水井作业产生的含油废防渗布委托有资质单位处置。	依托
		地下水及土壤防护		在本项目区块上游永丰村潜水井(坐标 125.62891,45.68729) 布设 1 个潜水背景值监测水井, 在区块内新荣村潜水井(坐标 125.57261,45.68117)、永强村潜水井(坐标 125.60362,45.68386) 各布设 1 口潜水跟踪监测水井, 在区域下游曲家屯承压水井(坐标 125.55476,45.67884) 布设 1 口承压水跟踪监测水井, 定期对地下水进行跟踪监测。	依托 周边 已建 水井
				在 2 号平台井场、2 号平台井场东南侧 200m 耕地共布设 2 个土壤跟踪监测点, 定期对土壤进行跟踪监测, 监测因子为 pH、石油类、石油烃(C ₆ -C ₉)、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、汞、砷、六价铬, 监测频次为 1 次/年。	新建
				集油掺水管道、注水管道为重点防渗, 管道采用无缝钢管、管道	新建

		设计采用管道内防腐、管道的外防腐等级采用特加强级、管道的连接方式采用焊接；油水井作业期间井场作业区做一般防渗处理，井场永久占地内铺设 1.5mm 厚防渗土工布，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$ ；井场永久占地内为简单防渗，采用地面夯实碾压平整进行防渗。	
	生态治理	对临时占用的土地进行恢复、平整，恢复临时占地 0.655hm ² ；对永久占用耕地按照规定进行经济补偿，补偿面积 0.771hm ² 。	恢复、补偿
	风险防范措施	运营期工作区域均铺设防渗布，防渗布边缘设置围堰；车辆采用密闭罐车，配备收油工具；依托场站内定时巡检，及时发现并处理容器、罐体、管线和阀门的泄漏、穿孔问题，避免出现大量油水泄漏，并定期进行应急演练。	新建
储运工程	道路工程	本次新建产能位于老井区，新建通井路可就近挂接于附近的老井和通井路。本项目新建路面宽 3.5m 的砂石路 1km，路基宽 4.5m。	新建
依托工程	朝二联卸油点	朝二联卸油点已建 1 座 16m×6m 卸油池，输油泵 2 台 (Q-30m ³ /h, H-100m)，按照两台泵同时工作，日工作时间 8h 计算，可完成 480m ³ /d 的收液任务，目前实际日最大收液量约为 113m ³ /d，负荷率为 23.5%。本项目 10 口油井产液通过拉油车进入朝二联卸油点，新增最大产液量为 23m ³ /d,新增产能后朝二联卸油点负荷率为 28.33%，处理能力满足要求。	依托，无需扩建
	朝二联转油脱水站	该站采用“三合一+电脱水”两段处理工艺,来液进入“三合一”装置进行油气水分离，含水油经过脱水加热炉加热后，进入电脱水器进行脱水，处理后的净化油经外输泵升压后外输，含油污水输送至朝二联含油污水处理站处理，产生的天然气自耗。该站“三合一”设计处理能力为 12000t/d，实际处理能力为 6426t/d，负荷率为 53.5%，电脱水器设计处理能力为 3400t/d，实际处理能力为 975.8t/d，负荷案为 28.7%。本项目 10 口油井产液进入朝二联转油脱水站，新增最大产液量为 49.32m ³ /d(最大产油量为 23m ³ /d)，新增产能后“三合”负荷率为 53.96%，电脱水器负荷率为 29.38%，处理能力满足要求。	依托，无需扩建
	朝二联含油污水处理站	朝二联含油污水处理站采用“来水—沉降罐—气浮装置—催化氧化装置—二级过滤”工艺流程，设计能力 2000m ³ /d，实际处理量为 1200m ³ /d，当前负荷为 60%，出水水质满足“5、1、1”，回注地下开采油层。本项目 10 口油井产液进入朝二联转油脱水站，新增含油污水量为 29.66m ³ /d，进入朝二联含油污水处理站后，负荷增至 61.48%，处理能力满足要求。	依托、无需扩建
	朝一联废压裂液处理站	本工程压裂过程产生的废压裂液由密闭式罐车拉运至朝一联废压裂液处理站处理。废压裂液无害化处理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。朝一联废压裂液处理站内建有废压裂液暂存池 5000m ³ ，本工程压裂井 10 口，废压裂液产生量约 40m ³ /井，及时产生及时拉运至	依托

		该站处理，预计本工程共计产生废压裂液最大为 400m ³ ，由于压裂为滚动施工，目前废压裂液暂存池剩余容积为 2000m ³ ，本项目产生的废压裂液不会超过储池容量。处理后的污水定期输送至朝一联含油污水处理站最终回注地下，不外排。	
含油 污泥 处理 站	朝一联 含油污 泥处理 站	本项目产生的含油污泥及落地油依托朝一联含油污泥处理站减量化处理，处理后委托大庆博昕晶化科技有限公司处理，站内采用机械调质+超声分离+离心处理技术工艺，设计规模为 5m ³ /h(年运行 180 天，每天 24 小时，年最大处理量为 32000t)，目前实际处理量约 19840 t/a，负荷率为 62%。本次产能建设落地油及含油污泥产生量为 0.582t/a，依托该站可行，可满足本项目需要，能够满足本项目含油污泥处理需求。	依托、 无需 扩建
	大庆博 昕晶化 科技有 限公司	大庆博昕晶化科技有限公司危险废物利用处置厂区位于黑龙江省大庆市大同区，设计处理规模为 30000t/a，厂区占地面积 67614.45 平，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 0.582t/a，经朝一联含油污泥处理站减量化处理后进入该装置，大庆博昕晶化科技有限公司剩余处理能力满足本项目处理需求，依托可行。	依托、 无需 扩建
	一般 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 ，本项目产生废包装袋和废防渗布约 0.065t，填埋场剩余容量能够容纳本项目产生的固体废物，依托可行。	依托、 无需 扩建
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。	/

3.4 开发方案

3.4.1 基建井及井位分布

本项目基建油井 10 口，10 口油井形成丛式井平台 1 座，建成产能 0.84×10⁴t/a。本项目油井均为水驱。项目产能基建安排见表 3.4-1。

表 3.4-1 项目产能基建安排

区块	基建油水井（口）		建成产能（10 ⁴ t/a）
	油井（口）	水井（口）	
源 20 区块	10	0	0.84
合计	10		

本项目油田产能井位布设情况见表 3.4-2。本项目拟建井位置见附图 2。

表 3.4-2 本项目油田产能井位布设情况

序号	井号	平台	井位中心坐标	井别	占地类型
----	----	----	--------	----	------

			横坐标	纵坐标		
1	源 67-斜 134	1	125.09946	45.62656	油井	耕地（非基本农田）
2	源 69-斜 134				油井	
3	源 69-斜 135				油井	
4	源 71-斜 133				油井	
5	源 71-斜 135				油井	
6	源 73-斜 129				油井	
7	源 73-斜 131				油井	
8	源 73-斜 133				油井	
9	源 73-斜 135				油井	
10	源 75-斜 134				油井	

3.4.2 开发指标预测

本项目共部署基建开发油井 10 口,建成产能 $0.84 \times 10^4 \text{t/a}$ 空气渗透率 $1.12 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,直井初期日产油为 2.8t/d, 预计建成产能 $0.84 \times 10^4 \text{t/a}$ 。总体开发动态指标预测见表 3.4-3,原油物性表见表 3.4-4。

表 3.4-3 2023 年朝 64-661 区块基建井开发指标预测表

时间（年） 项目	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
采油井（口）	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
平均单井产油量（t/d）	2.8	2.8	1.96	1.47	1.21	1.06	0.95	0.86	0.78	0.71	0.67	0.64	0.61	0.58	0.55
平均单井产液量（t/d）	6.0	6.0	3.6	2.5	1.9	1.6	1.4	1.3	1.2	1.0	1.0	0.9	0.9	0.8	0.8
年产油量（ 10^4t/a ）	0.25	0.84	0.59	0.44	0.36	0.32	0.28	0.26	0.23	0.21	0.2	0.19	0.18	0.17	0.16
年产液量（ 10^4t/a ）	0.53	1.80	1.07	0.74	0.57	0.49	0.43	0.39	0.35	0.31	0.29	0.28	0.26	0.24	0.23
综合含水（%）	53.3	53.3	45.2	40.3	36.1	35.3	34.4	33.6	32.7	31.9	31.1	30.2	29.4	28.5	27.7

表 3.4-4 源 20 东区块原油物性表

层位	密度(g/cm^3)	粘度(MPa.s)	凝固点（ $^{\circ}\text{C}$ ）	含蜡(%)	胶质(%)	气油比(m^3/t)
扶余油层	0.8690	36.8	36	25.8	14.9	8.2

3.5 主要建设内容

3.5.1 钻井工程方案

本项目钻井工程包括钻前准备、钻进、录井、测井、固井、完井,根据本项目地质及油藏情况。

3.5.1.1 钻前准备工作

(1) 井位选择

钻前准备工作主要为平整井场，保证全套钻井设备达到相关安装标准，安装完成后并进行相关调试。本项目新钻油井 10 口；均为直井，根据钻井设计，直井单井平均进尺约 2130m，本项目总进尺 21300m。

(2) 井身结构

本工程新钻井井身结构为直井，项目井身设计数据见表 3.5-1。井身结构示意图见图 3.5-1。

表 3.5-1 井身结构设计数据表

开钻次序	井深 m	钻头尺寸 mm	套管柱 类型	套管尺寸 mm	套管下入 深度m	环空水泥浆 返深m
一 开	223~253	342.9	表层套管	273.1	222~252	地面
二 开	设计井深	215.9	生产套管	139.7	设计井深-3	地面

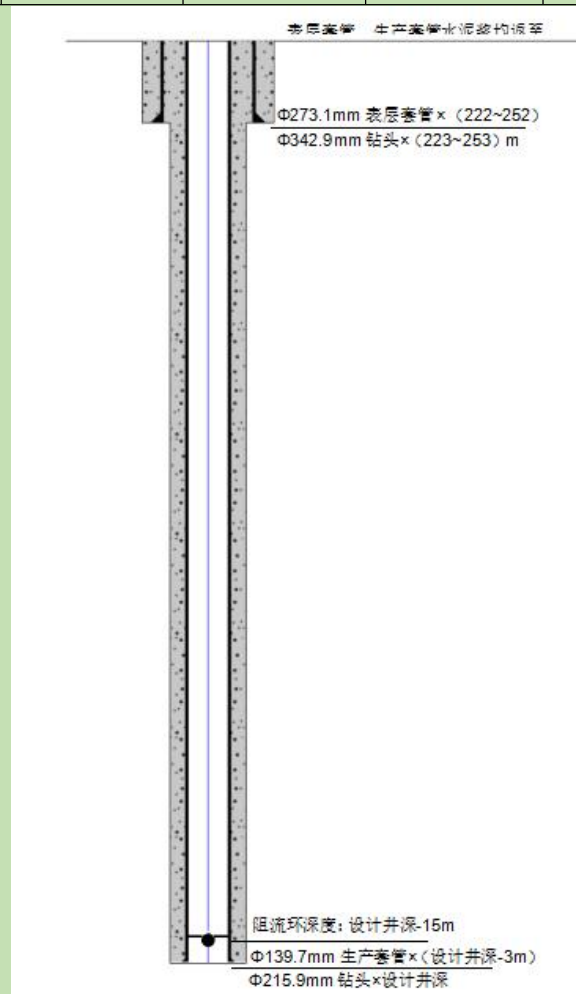


图 3.5-1 水平井及直井井身结构示意图

(3) 钻机选型及钻井主要设备

本项目选用 ZJ-30D/1700 钻机, 钻机及钻井主要设备性能参数见表 3.5-2 及表 3.5-3。

表 3.5-2 ZJ-30D/1700 钻机及钻井主要设备性能

序号	名称	型号	主要技术参数	备注	
1	钻机	ZJ-30D/1700		/	
2	井架	JJ170/40-A	170t	/	
3	提升系统	绞车	JC-30DZ	440 kW	/
		天车	TC-170	170t	/
		游钩	YG-170	170t	/
		水龙头	SL-170	170t	/
4	转盘	ZP-205	22.56kN·m	/	
5	循环系统	钻井泵 1#	SL3NB-1300A	/	
		钻井泵 2#	SL3NB-1300A	/	
		钻井液罐	/	40m ³	4 个
		搅拌器	/	/	
6	动力系统	柴油机	12V190	800 kW	3 台
		发电机	500GF54	500 kW	/
		辅助发电机	麦海姆	250 kW	/
		压风机 1#	2V-6/8	37 kW	/
		压风机 2#	2V-5/10	52kW	/
7	固控系统	振动筛	BL-50	/	2 台
		除砂器	NOGJ-250*2/2*0.6	/	1 台
		离心机	LW450-842N	/	1 台
8	仪器仪表	钻井参数仪 表	SK-2Z01	/	/
		测斜仪	/	/	/
		测斜绞车	/	/	/
9	液压大钳	YQ-100	100kN·m	/	

(4) 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泥浆, 钻井一开采用膨润土混浆, 二开采用钾盐共聚物钻井液体系。膨润土混浆主要成分是水、膨润土、纯碱等; 钾盐共聚物钻井液体系, 钻井液主要成分膨润土、纯碱、超细碳酸钙、润滑剂、HX-D 等, 存放在材料房内。具体钻井液材料用量设计见表 3.5-3。

表 3.5-3 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	0~253		253~2069	
井筒容积 m ³	25		97	
地面循环量 m ³	40		60	
钻井液损耗量 m ³	8		73	
钻井液总量 m ³	73		230	
钻井液体系	膨润土浆		钾盐共聚物	
钻井液材料 名称和用量	材料名称	材料用量 t	材料名称	材料用量 t
	膨润土	4.0	膨润土	/
	纯碱	0.4	纯碱	0.7
	/	/	WDYZ-1	1.0
	/	/	HX-D	1.0
	/	/	JS-1	3.1
	/	/	JS-2	3.9
	/	/	NH ₄ -HPAN-2	3.4
	/	/	SPNH	3.1
	/	/	HX-A	3.9
	/	/	KOH	0.3
	/	/	超细碳酸钙	5.0
注 1: 表中基本数据和材料用量, 一开按最大井深 253m 计算, 二开按最大完钻井深 2069m 计算, 钻井液密度按最大 1.60g/cm ³ 计算, 具体用量见单井设计。				
注 2: 施工区块集中储备重晶石粉至少 50t, 不具备集中储备条件的, 单井储备重晶石粉储备不少于 30t。				
注 3: 定向井单井润滑剂用量, 按钻井液总量的 3% 计算。				
注 4: 施工区块集中储备随钻堵漏剂 30t~50t, 以备发生井漏时应急使用。				

钻井液主要组分理化性质见表 3.5-4。

表 3.5-4 钻井液主要组分理化性质一览表

序号	原料名称	重要组分	理化性质及作用	毒性性质
1	膨润土	天然矿物, 主要成分 是层状铝硅酸盐 蒙脱石	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	无毒性

			力弱，水分子容易进入两层之间使之吸水肿胀。因此，它具有很强的吸水性、可塑性、粘结性和离子交换性，水化分散性较好	
2	纯碱	碳酸钠 Na_2CO_3	无水碳酸钠为白色粉末，易溶于水，水溶液呈碱性，pH 值为 11.5。在泥浆中发生电离和水解，提供 Na^+ 和 CO_3^{2-} ，在泥浆中通过离子交换和沉淀作用，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	NH ₄ -HPAN-2	双聚铵盐 (NH ₄ -HPAN-2)	双聚铵盐(NH ₄ -HPAN-2)，外观为自由流动的粉末及颗粒，铵含量 (%) ≤6.0，是水解聚丙烯腈-铵盐 (NH ₄ -HPAN) 的进一步改进，克服了铵盐抗盐、抗钙力较差的缺点，是腈纶丝、丙烯酰胺、氨水在高温、高压下聚合的产物，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
4	重晶石粉	BaSO_4	纯品为白色粉末，如含有杂质多为灰绿色。相对密度 4.3~4.6，不溶于水。钻井加重剂，增加钻井泥浆的密度。	轻微毒性
5	KOH	氢氧化钾	氢氧化钾是一种白色透明的晶体，易溶于水，溶解时强烈放热，水溶液呈碱性，pH 值为 14，有较强的腐蚀性，既能用来调节泥浆的 pH 值，又能提供 K^+ 离子，其在泥浆中全部电离，提供的 K^+ 离子有较好的防塌作用，因此钾盐泥浆被广泛使用。此外，KOH 可用来与某些有机处理剂进行水解作用，生成钾盐。	无毒性
6	WDYZ-1	碳酸钾、氧化钙和至少一种反絮凝剂经过化学反应而成	WDYZ-1 是一类复合抑制剂，以钾离子为抑制离子，以钙离子为辅助抑制离子，不使用阴离子或阴离子团，并在此基础上混入木质素或腐殖酸，形成最终复合抑制剂。抗温 160°C，可调节钻井液的流变性，提高体系动逆比、切力，具有很强的携屑能力，可防止井下发生复杂情况。其中木质素、腐殖酸可生物降解。	无毒性
7	HX-D	由高分子聚合物经过阳离子和官能团	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	无毒性

		改造而成	子和官能团改造，形成的具有强抑制、吸附和包被作用的一种钻井泥浆助剂，可与地层多价离子反应，有良好的抗高温流变性，同时还具有防塌、防膨等作用。	
8	HA	由腐殖酸、焦亚硫酸钠、改性树脂、焦磷酸钠、苯酚等多组分组成	钻井液用 HA 树脂，外观为自由流动黑色粉末，主要作为防塌剂和降滤失剂使用，尤其对降低高温高压失水效果显著，同时兼有良好的降粘及稀释特性。	无毒性
9	SAKH	有机硅腐殖酸钾	外观为黑褐色固体粉末或颗粒，易溶于水，抗温能力很强，是一种腐植酸的有机硅衍生物，有机硅腐钾在水中能电离带负电荷的水化能力很强的水化基团。 具有抑制粘土水化膨胀和防止岩心出现裂纹、裂缝等优点，具有降低钻井液粘度和降滤失作用。	无毒性
10	DYFT-1	聚合物沥青树脂链接产物	DYFT-1 为高效封堵降滤失剂，属于聚合物和沥青树脂链接产物。 在原磺化沥青的基础上，又接枝了三交链树脂成分，在原来磺化沥青只有封堵作用的基础上，增强了材料的刚性和对地层的吸附性，特有的刚性增强了防塌和井壁稳定的作用，抗温可达到 180 度，有较强的封堵裂缝能力、稳定泥浆流变性、改善泥饼质量、降低滤失量。	无毒性

3.5.1.2 钻进

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

3.5.1.3 井控

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

(1) 一开井口装置

井口导管深度 3m~5m，导管中心与转盘中心偏差不大于 20mm，倾斜度小于 0.5°。一开井口装置设计见图 3.5-2。

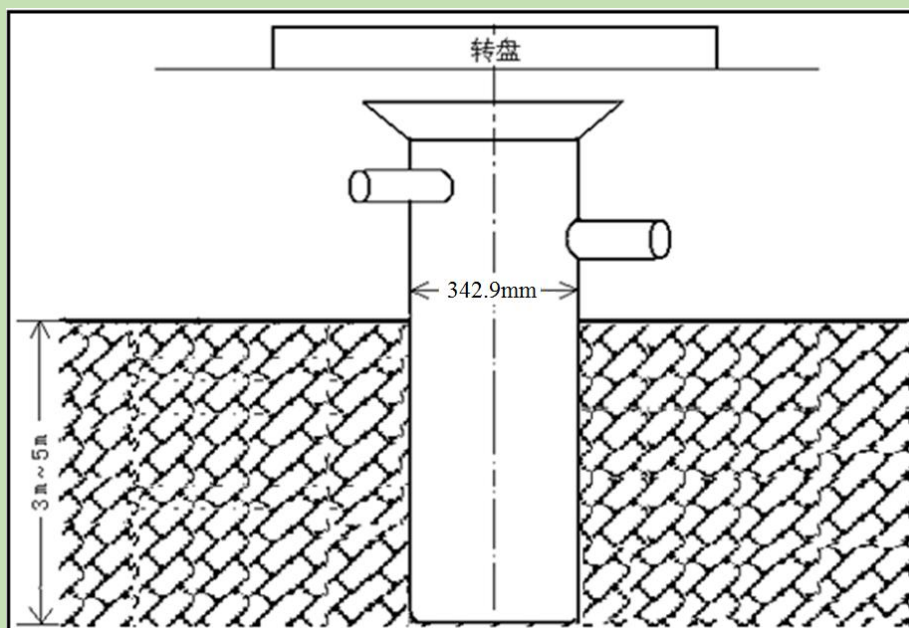


图 3.5-2 一开井口装置设计示意图

(2) 二开井口装置

二开井口装置设计见图 3.5-3、图 3.5-4。

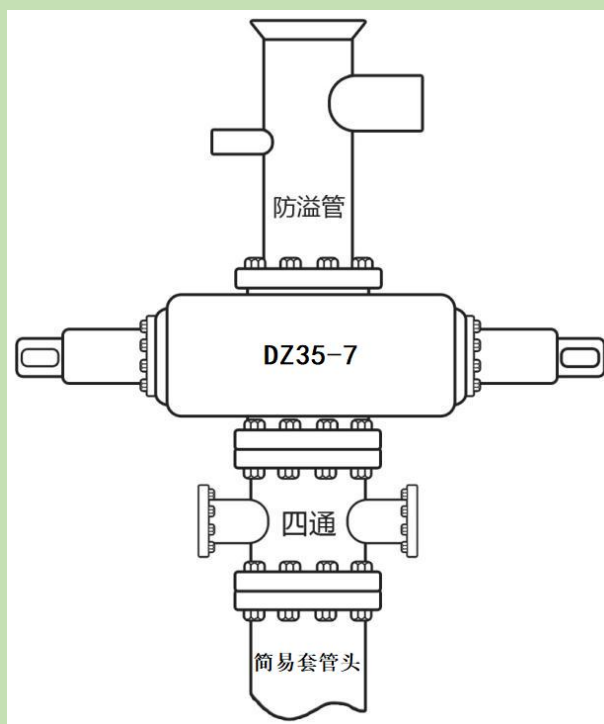


图 3.5-3 地层压力系数 < 1.2 的井二开井口装置示意图

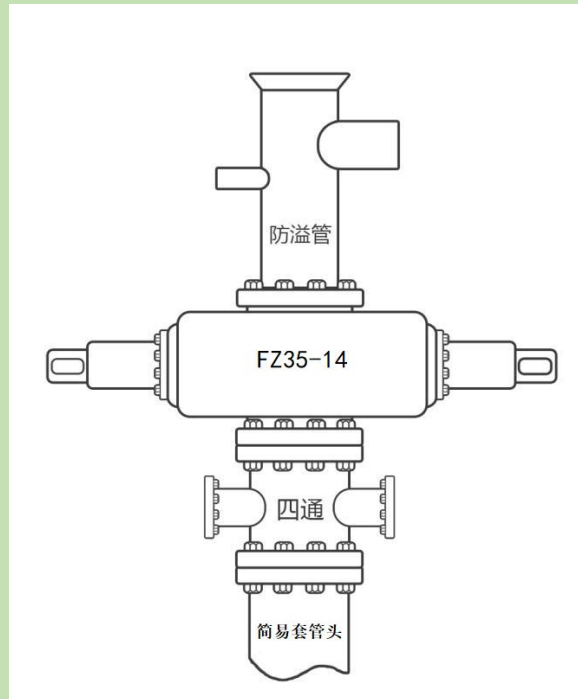


图 3.5-4 地层压力系数 ≥ 1.2 的井二开井口装置示意图

(3) 二开节流及压井管汇

二开节流管汇及压井管汇设计见图 3.5-5、图 3.5-6。

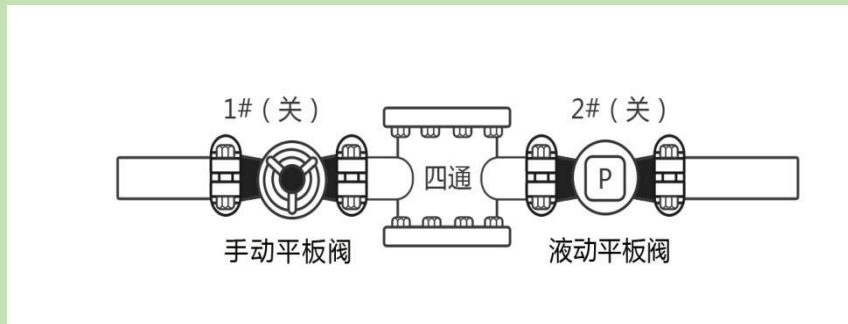


图 3.5-5 地层压力系数 < 1.2 的井二开井口管汇示意图

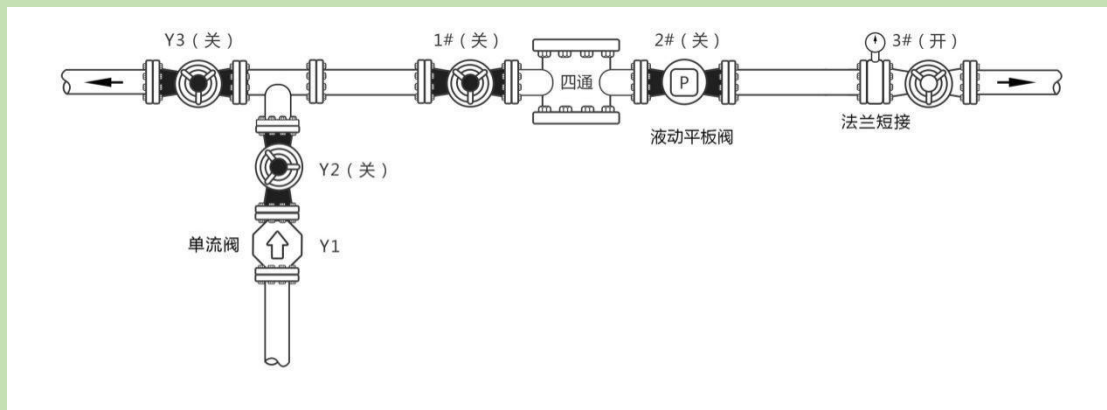


图 3.5-6 地层压力系数 ≥ 1.2 的井二开井口管汇示意图

3.5.1.4 录井

(1) 钻井参数录取

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

(2) 钻井液参数录取

开钻至一开完钻，每间隔 1h 测量 1 次钻井液密度、粘度。

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

(3) 钻井液参数

录井项目要求：流量、体积、温度、密度、电导率。

3.5.1.5 测井

测井配备专门的测井队，测井方式为电测井，电测井井控要求主要为：

(1) 若电测时间将要大于安全作业时间时，中途通井循环；

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

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

3.5.1.6 固井

固井作业全过程保持井内压力平衡，防止因井漏、注水泥候凝失重造成井内压力失衡而导致井喷。注水泥浆时发生溢流，停止注水泥浆作业，替出井内水泥浆实施压井；固井顶替时发生溢流，先继续完成替量，然后关闭井口水泥头，关井。对于固井质量存在严重问题、威胁到井控安全、影响到后续钻井施工的井，采取有效措施进行处理，确保达到封固目的。拆卸井口、安装井控设备在水泥候凝后进行。固井质量要求见表 3.5-5。具体固井注水泥用量见表 3-5-6。

表 3.5-5 固井质量要求

开钻	钻头尺	井段	套管尺	套管下深	水泥浆封固井段	阻流环深度
----	-----	----	-----	------	---------	-------

次数	寸 mm	m~m	寸 mm	m	m~m	m
一开	342.9	0~(223~253)	273.1	222~252	地面~(223~253)	222~252
二开	215.9	(223~253)~设计井深	139.7	设计井深-3	地面~设计井深	设计井深-15

表 3.5-6 固井水泥用量数据表

套管程序	套管尺寸 mm	钻头尺寸 mm	井径扩大率 %	环空容积 m ³	水泥浆返深 m	水泥塞面深度 m	水泥级别	附加 %	水泥用量 t
表层套管	273.1	342.9	30	24.50	地面	距完钻井深 1m 以内	A	30	41
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		G		43

3.5.1.7 完井

本项目完井采用射孔完井，射孔完井法即钻穿油、气层，下入油层套管，固井后对生产层射孔。射孔是在井内下入专门的射孔器在油层部位射孔，穿透套管的水泥环进入地层，使油气层通过这些孔道与井底连通，从而为油流入井内造成通道的过程。采用射孔液主要成分为氯化钠或氯化钾类无机盐类水溶液，加适量黏土稳定剂。本项目共 580 口油井采用射孔完井，射孔液主要成分理化性质见表 3.5-7。

表 3.5-7 射孔液成分理化性质表

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

3.5.1.8 压裂

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，单井压裂液使用量为 100m³。压裂液原料拉运至现场直接配制，不暂存。压裂液各成分理化性质见表 3.5-8。

表 3.5-8 压裂液各成分理化性质

序号	原料名称	理化性质及作用	毒理性质
1	改性胍胶	采用昆山羟丙基胍胶，羟丙基胍胶具有增稠能力强，热稳定性好的特点，对水有很强的亲合力。当胍胶粉末加入水中，胍胶的微粒便“溶胀、水合”，也就是聚合物分子与许多水分子形成缔合体，然后在溶液中展开、伸长。在水基体系中，聚合物线团的相互作用，产生了粘稠溶液。适合储层温度 80℃~200℃，降低了压裂液的残渣与施工摩阻，能满足高温、低渗储层压裂改造的需要。	无毒性
2	润湿改进剂	常用的润湿剂主要是非离子型表面活性剂，如 AE1910、OP-10、SP169、796A、TA-1031等，能将亲油砂岩润湿为亲水砂岩，有利于提高相对渗透率。	无毒性
3	破乳剂	多为胺型表面活性剂，以多乙烯多胺为引发剂，用环氧丙烷多段整体聚合而成的胺型非离子表面活性剂，破乳剂的相对分子质量大有利于破乳。主要作用是将乳化状的油水混合液中油和水分离开来。	无毒性
4	消泡剂	主要成分是烷基硅油，烷基硅油的表面张力很低，在常温下具有消泡速度快、抑泡较好的特性。	无毒性
5	高温交联剂	通过化学键或配位键与稠化剂发生交联反应的试剂称为交联剂。交联剂将聚合物的各种分子联结成一种结构，使原来的聚合物分子量明显地增加，调整压裂液的粘度。	无毒性
6	有机硼	含有硼原子的有机化合物，作为交联剂辅助用剂。	无毒性
7	高温破胶剂	目前适用于水基交联冻胶体系的破胶剂，以过硫酸钾作为主要助剂。	无毒性
8	过硫酸钾	无机化合物，白色结晶，无气味，有潮解性，可用作油井压裂液的破胶剂。有强氧化性和助凝性，与有机物或还原物混合会发生爆炸。	中等毒性
9	碳酸钠	无水碳酸钠为白色粉末，易溶于水，水溶液呈碱性，pH 值为11.5。在泥浆中发生电离和水解，提供 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

3.5.2 地面工程

本项目基建油井 10 口，建成产能 0.84×10⁴t/a。主要建设内容包括采油工程、原油集输工程、供配电工程、道路工程等。

本次基建油井 10 口，全部采用抽油机-有杆泵举升。拟建油井机型及配电装置统计表见表 3.5-1。

表 3.5-1 拟建油井机型及配电装置统计表

项目分类		名称、规格、型号	单位	数量
抽油机 举升	异型抽油机	CYJY10-3-37HB	台	10
	电动机	ZYCYT250L3-6 37KW 380V	台	10
	配电装置	多功能调速装置 CYJ-JCTS 37 380V	台	10

3.5.2.1 原油集输工程

(1) 原油集输工艺

本次源 20 东区块为新开发区块，周边无集油间、转油站可依托，规划采用井场拉油方式生产，井口产液直接集输至新建储油罐，储油罐升温至拉运温度；由罐车拉运至朝二联卸油点。拉油工艺流程见图 3.5-7。



图 3.5-7 拉油工艺示意图

(2) 新建拉油点

本次产能 10 口平台油井与拉油点合建，产液直接进入储油罐，不设井口电加热器。规划在平台设置拉油点 1 座，拉油点内新建 40m³ 储罐 4 台，目前日产气量可保证投产前 4 年罐内液体升温至 47.3-55.5℃，鉴于油井伴生气仅能维持 4 年的加热用量，所以需要采用电加热作为补充，每个罐内设置 2 个 5kW 的加热棒。

原油集输工程主要工程量见表 3.5-3。

表 3.5-3 原油集输工程主要工程量表

序号	项目名称	单位	数量
1	新建抽油机井	口	10
2	多功能储油罐 40m ³ 储罐	座	4

3.5.2.2 道路工程

本次产能建设共规划基建油井 10 口和拉油点 1 座，10 口井形成丛式平台 1 座。为确保拉油车的通行，需在本次拟建平台到 2019 年建设的采油平台之间新建路面

宽 3.5m 的砂石路 1km，路基宽 4.5m。本项目道路工程主要工程量见表 3.5-6。

表 3.5-6 本项目道路工程主要工程量

序号	道路名称	总长度 (km)	道路宽 (m)		建设标准
			路基	路面	
1	低洼地大平台通井路	1	4.5	3.5	2cm 砂土磨耗层+10cm 泥结碎石 +30cm 水泥稳定土

3.5.2.3 供配电工程

本次产能建设新增总负荷 418kW，新建负荷进入已建源一变电所。负荷详见表 3.5-7。新建负荷进入已建源一变电所，本区块建成后变电所规划负荷见表 3.5-8。

表 3.5-7 区块新建负荷表

井口电机负荷 (kW)	井口清蜡装置 (kW)	集中拉油点 (kW)	新增总负荷 (kW)
148	150	120	418

表 3.5-8 变电所规划负荷表

电源名称	电压等级	主变量容 (kVA)	运行负荷 (kW)	新增负荷 (kW)	负载率 (%)
源一变电所	35/10kV	2×5000	3200	418	38.1

本区为满足新建油井及拉油点引接电源的需要，需要新建 10kV 干线 0.9km，采用 LGJ-120 导线；本次规划对已建 10kV 线路进行改造，LGJ-50 导线更换为 LGJ-120 导线 2.0km。供配电工程主要工程内容见表 3.5-9。

表 3.5-9 供电工程主要工程量

序号	项目名称	单位	数量
1	柱上变电站	座	1
2	新建 10kV 线路	km	0.9
3	改造 10kV 线路	km	2.0
4	高压线路补偿	kVar	100
5	低压电力电缆	km	1.2

3.5.5 公用工程

3.5.5.1 给、排水工程

(1) 施工期

本项目施工期用水主要为施工生活用水、钻井生产用水，产生的废水主要为生活污水、钻井设备冲洗废水。

①生活用水及生活污水

生活用水采用桶装水，项目施工约 70d，施工人数 20 人，根据黑龙江省地方标准《用水定额》(DB23/T727-2021)，施工期生活用水量每人 80L/d，生活用水量共计 112m³。

生活污水产生量按生活用水的 80%计算，则生活污水产生量为 89.6m³。施工人员的生活污水排入施工现场附近场站及阀组间内已建防渗旱厕，定期进行清掏堆肥处理。

②本项目钻井生产用水主要包括施工阶段洒水抑尘用水、钻井设备冲洗用水（冲洗振动筛及钻台钻具等设备）、水泥用水。本项目钻井生产用水由水罐车运送，类比第十采油厂多年的钻井工程资料，每进尺 1000m，清水用量约 70m³，钻井施工总进尺约 21300m，则钻井生产用水量为 1491m³。其中，钻井设备冲洗用水随井深和钻井周期变化，类比第十采油厂多年的钻井工程资料，每钻进 1m 设备冲洗用水平均为 0.035m³，冲洗废水平均为 0.02m³，则钻井设备冲洗用水量约 745.5m³，冲洗废水产生量约 426m³；

本项目固井水泥的水灰比为 0.4，单井水泥用量为 124t，本项目新钻 10 口井，则水泥用水量为 496m³，水泥用水全部进入水泥中。本项目钻井设备冲洗废水共计 426m³，进入井场钢制泥浆槽中，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二联合站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量≤5mg/L、悬浮固体含量≤1mg/L、粒径中值≤1μm”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）运营期

本项目运行期不新增新鲜水用量，运营期油水井作业用水、洗井用水来源为朝二联合含油污水处理站的深度处理水，废水主要为油田采出水、作业污水、洗井污水。

①油田采出水

根据开发指标预测，本项目 10 口油井最大采出液量为 18000t/a，产能为 8400t/a，则本项目油田采出水最大量为 9600t/a。油田采出水管输进入朝二联合含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量≤5mg/L、悬浮固体含量≤1mg/L、粒径中值≤1 μ m”规定后回注油层。

②作业用水及作业污水

本项目作业用水来源为朝二联合含油污水处理站的深度处理水，结合大庆油田有限责任公司第十采油厂多年运营作业结果可知，油井作业周期 1.5 年，油井作业用水量约 4m³/井次，本项目共基建 10 口油井，则油井作业用水量约 26.67m³/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 25.34m³。此部分污水通过罐车回收后送朝二联合含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量≤5mg/L、悬浮固体含量≤1mg/L、粒径中值≤1 μ m”规定后回注油层，不外

排。

③洗井用水及洗井污水

本项目洗井用水来源为朝二联含油污水处理站的深度处理水，项目油井清防蜡方式为热洗，热洗周期为 156d，热洗强度为 20m³/h，单口井洗井时间为 2.5-3h，则单口井热洗 1 次产生最大废水量为 60m³，项目油井共 10 口，共产生清防蜡废水量约为 600m³/次，一年大约清防蜡两次，共产生清防蜡污水 1200m³/a，热洗废水通过罐车回收后送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）中“含油量≤5mg/L、悬浮固体含量≤1mg/L、粒径中值≤1 μm”规定后回注油层，不外排。

3.5.5.2 采暖工程

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。

3.5.5.3 供气工程

本项目新增天然气用量约 23.95 万 m³/a。

3.6 场地布置及土地利用

3.6.1 场地布置

本项目基建油井 10 口，共形成丛式平台 1 座，采用拉油工艺，进入新建拉油点后罐车运至朝二联卸油点，配套新建路通井路 1km，拟建井位置几通井路路由走向图见图 9。

3.6.2 工程占地情况

本工程占地主要为井场建设、道路建设以及新建拉油点产生的永久占地，施工期施工期钻井井场施工产生的临时占地，所涉及的永久占地和临时占地需要征用土地。

根据《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）的相关要求以及根据大庆油田施工和建设实际情况，施工期井场占地面积按单井80m×80m=6400m²计算（含永久占地及临时占地），丛式井平台每增加1口井增加240m²；永久占地按单井30m×40m=1200m²计算，丛式井平台每增加1口井增加90m²。本项目新钻10口油井，形成1座平台。

道路永久占地按道路长度×路基宽度计算，本项目新建路基宽 4.5m 的通井路 1km。项目新建拉油点 1 座，占地面积为 1200m²。

本项目占地情况见表 3.6-1。

表 3.6-1 本项目新增占地类型及面积表 单位：hm²

序号	建设项目	耕地（非基本农田）	
		永久占地	临时占地
1	井场	0.201	0.655
2	道路	0.45	/
3	拉油点	0.12	/
合计		0.771	0.655
总计		1.426	

3.6.3 土石方平衡

本项目涉及土石方的工程主要包括低洼耕地井场垫高、道路施工。

垫土不足的部分由建设单位外购，履行相关手续，本项目不设取弃土场。本项目土石方情况见表 3.6-2： m^3

序号	类别	挖方量	填方量	利用方量	借方量	弃方量	备注
1	井场	0	603	0	603	0	外购土方，垫高 0.3m
2	道路	0	1350	0	1350	0	低洼耕地通井路垫高 0.3m
3	拉油点	0	360	0	360	0	外购土方，垫高 0.3m
合计		0	2313	0	2313	0	/

3.7 施工方式

3.7.1 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。

3.7.2 道路施工

本项目为通井路的施工，通井路为砂石路，首先对线路进行清理平整，然后直接将拉运来的土方铺设在平整后的线路上进行压实。建设过程示意图及断面图见下图。

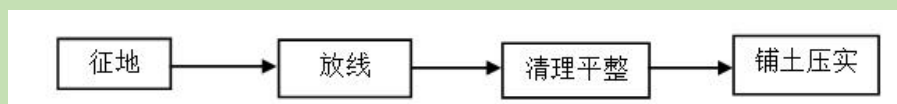


图 3.7-5 通井路施工建设过程

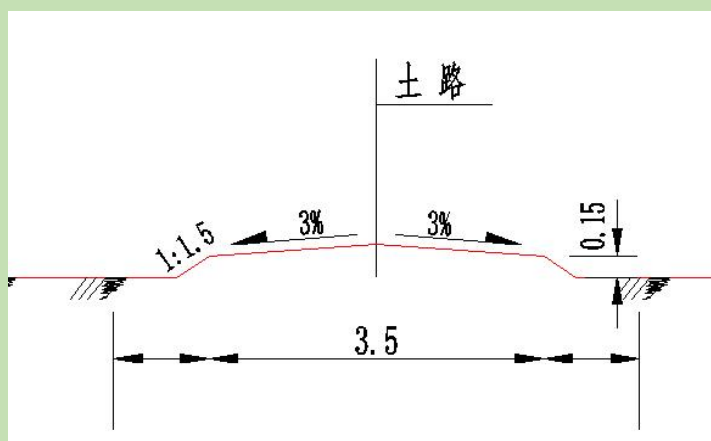


图3.7-6 通井路横断面图

3.7.3 拉油点施工

本项目新建拉油点工艺流程及产污节点见下图。

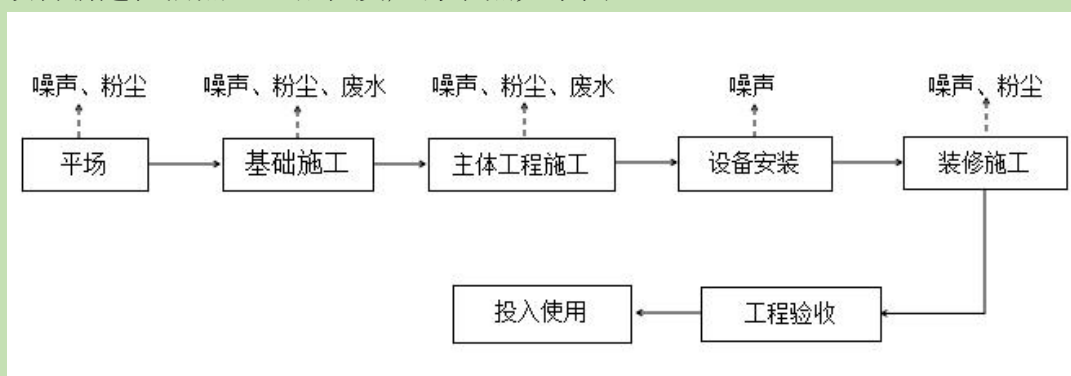


图3.6-6 拉油点施工建设过程

3.9 物料消耗

钻井生产用水消耗：由公用工程可知，本项目施工期钻井生产用水消耗总量为 1491m³，运营期不新增新鲜水用量；

生活用水消耗：由公用工程可知，本项目施工期生活用水消耗总量为 112m³；

钻井液消耗：根据钻井液用量表可知，本项目单口井钻井液用量 303m³，本工程新钻油井 10 口，则钻井液用量为 3030m³；

水泥消耗：根据固井水泥用量表，本工程单井固井水泥用量为 124t，项目固井水泥合计用量为 1240t；

柴油消耗：本工程钻机用电使用柴油发电机，钻井每进尺 1000m，柴油用量 20t，钻井施工总进尺约 21300m，则柴油总用量约为 426t；

射孔液消耗：根据施工单位以往经验，单口井射孔一般需要射孔液 40m³，本工程

10 口新钻油井需射孔，则射孔液用量为 400m³；

本项目投产后，新增耗电 418kW；

本项目新增耗气量 23.95 万 m³/a。

压裂液消耗：单井压裂液使用量为 100m³，本项目 10 口油井需要压裂，则压裂液用量为 1000m³。

本工程主要消耗物料具体见下表：

表 3.9-2 本工程主要物料消耗

序号	时期	项目	原辅材料	用量
1	施工期	钻井工程	生产用水 (m ³)	1491
2		办公生活	生活用水 (m ³)	112
3		钻井工程	钻井液 (m ³)	3030
4		固井	水泥 (t)	1240
5		柴油发电机	柴油 (t)	426
6		射孔	射孔液 (m ³)	400
7		压裂	压裂液 (m ³)	1000
8	运营期	生产运营	耗电 (kW)	418
9		油气水分离	耗气量 (万 m ³ /a)	23.95

3.10 依托工程分析

3.10.1 依托工程能力核实及运行现状分析

本项目井场拉油方式生产，井口产液直接集输至新建储油罐，储油罐升温至拉运温度；由罐车拉运至朝二联卸油点，产液管输至朝二联转油脱水站“三合一”装置进行油气水分离，含水油经过脱水加热炉加热后，进入电脱水器进行脱水，处理后的净化油经外输泵升压后外输，含油污水输送至朝二联含油污水处理站处理，满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求：“含油量≤5mg/L、悬浮固体含量≤1mg/L、粒径中值≤1 μm”后回注。

（1）朝二联卸油点

朝二联卸油点已建 1 座 16mx6m 卸油池，输油泵 2 台(Q-30m³/h, H-100m)，按照两台泵同时工作，日工作时间 8h 计算，可完成 480m³/d 的收液任务，目前实际日最大收液量约为 113m³/d，负荷率为 23.5%。本项目 10 口油井产液通过拉油车进入朝二联卸油点，新增最大产液量为 23m³/d,新增产能后朝二联卸油点负荷率为 28.33%，处理能力满足要求。

根据根据大庆中环评价检测有限公司于 2023 年 7 月 13 日-14 日对朝二联卸油点的监测结果可知，厂界非甲烷总烃浓度为 0.48-0.71mg/m³，满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求。厂区内放的非甲烷总烃泵房外监控点 1h 平均浓度值在 0.48-0.7mg/m³ 之间，任意一次浓度值在 0.66-0.68mg/m³ 之间，满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求；厂界噪声昼间在 46.4-49.5dB（A）之间，夜间在 43.6-46.9dB（A）之间，可以满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准；

（2）朝二联转油脱水站

朝二联转油脱水站投产于 1991 年，主要承担第三油矿越站地区 10 座集油阀组间、第三油矿 4 座转油站(朝 17、朝 18、朝 20、朝四联)、第五油矿 3 座转油站 (朝 21、朝 27、朝三联)含水油处理及外输任务，该站采用“三合一+电脱水”两段处理工艺,来液进入“三合一”装置进行油气水分离，含水油经过脱水加热炉加热后，进入电脱水器进行脱水，处理后的净化油经外输泵升压后外输，含油污水输送至朝二联含油污水处理站处理，产生的天然气自耗。。朝二联转油脱水站工艺流程图见图 3.3-1。

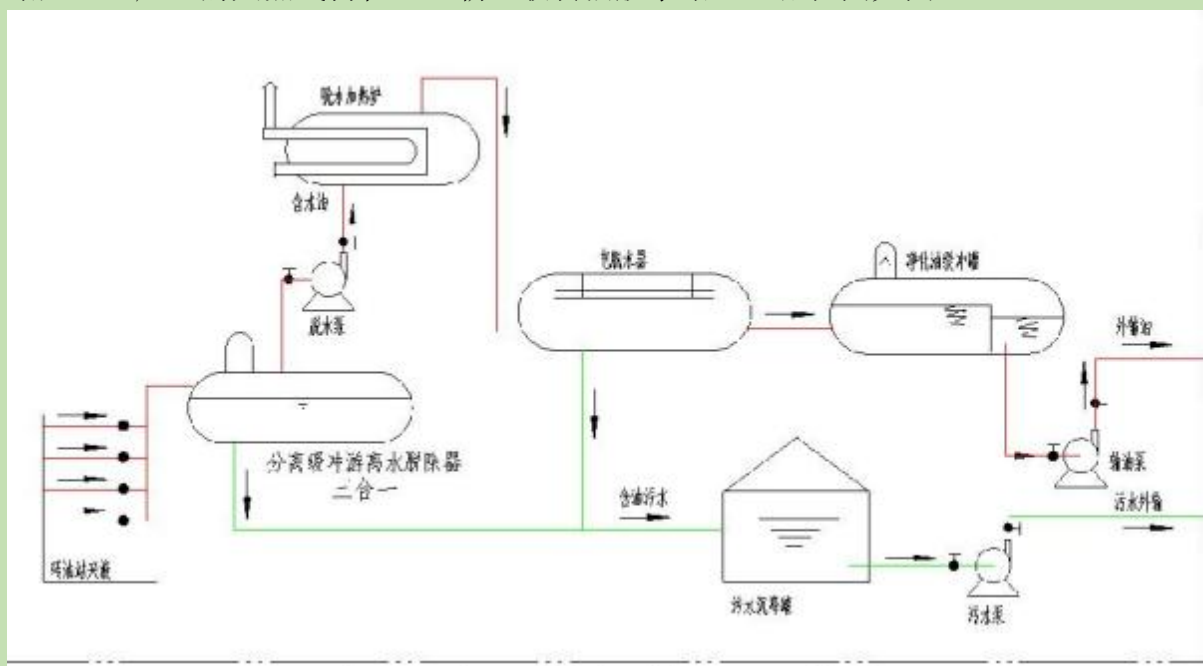


图 3.10-1 朝二联转油脱水站工艺流程图

该站“三合一”设计处理能力为 12000t/d，实际处理能力为 6426t/d，负荷率为 53.5%，电脱水器设计处理能力为 3400t/d，实际处理能力为 975.8t/d，负荷率为 28.7%。本项目 10 口油井产液进入朝二联转油脱水站，新增最大产液量为 49.32m³/d(最大产油量为 23m³/d)，新增产能后“三合一”负荷率为 53.96%，电脱水器负荷率为 29.38%，处理能力满足要求。

根据根据大庆中环评价检测有限公司于 2023 年 7 月 13 日-14 日对朝二联卸油点的监测结果可知，厂界非甲烷总烃浓度为 0.52-0.70mg/m³，满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求。厂区内放的非甲烷总烃泵房外监控点 1h 平均浓度值在 0.50-0.72mg/m³ 之间，任意一次浓度值在 0.50-0.63mg/m³ 之间，满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求；厂界噪声昼间在 45.4-48.3dB（A）之间，夜间在 42.7-45.4dB（A）之间，可以满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准；

（3）朝二联含油污水处理站

朝二联含油污水处理站采用“来水—沉降罐—气浮装置—催化氧化装置—二级过滤”工艺流程，设计能力 2000m³/d，实际处理量为 1200m³/d，当前负荷为 60%，出水水质满足“5、1、1”，回注地下开采油层。本项目 10 口油井产液进入朝二联转油脱水站，新增含油污水量为 29.66m³/d，进入朝二联含油污水处理站后，负荷增至 61.48%，处理能力满足要求。

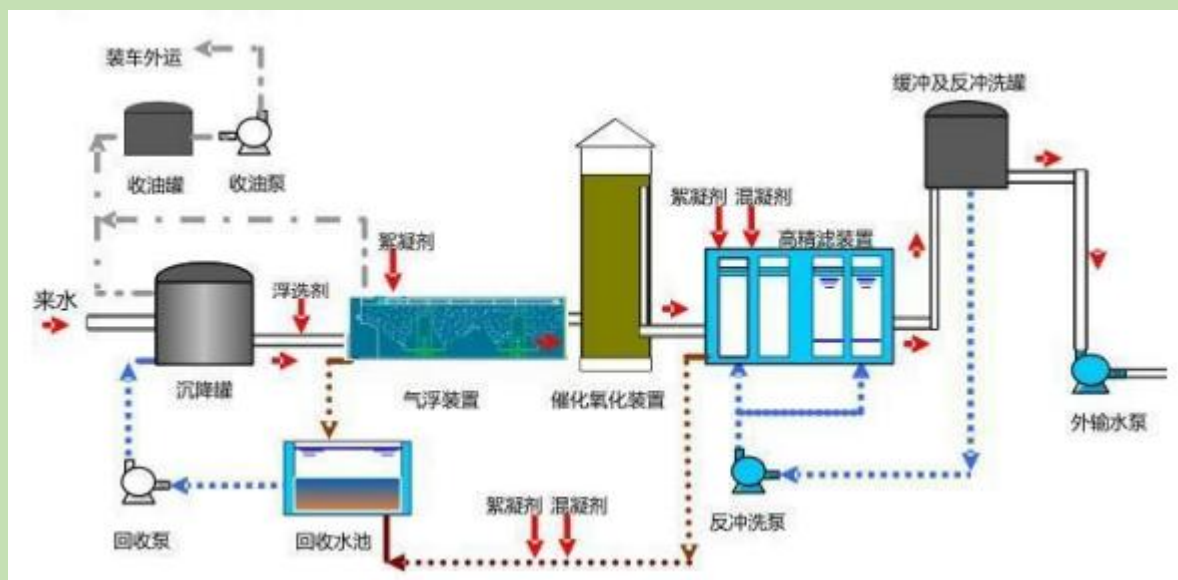


图 3.10-2 朝二联含油污水处理站工艺流程图

引用《肇源油田源 212 区块扶余油层 2022 年产能建设地面工程项目环境影响报告书》朝二联含油污水处理站出水水质的监测结果：含油量 2.34-3.11mg/L，悬浮物为 1mg/L，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<5mg/L、悬浮固体含量<1mg/L、粒径中值<1um 要求，处理达标后全部回注地下开采油层。

（4）含油污泥处理站

1) 朝一联含油污泥处理站

本项目产生的含油污泥及落地油依托朝一联含油污泥处理站减量化处理，处理后委

托大庆博昕晶化科技有限公司处理，站内采用机械调质+超声分离+离心处理技术工艺，根据《第十采油厂朝 94 区块加密井产能建设工程》验收意见可知，朝一联合含油污泥处理站处理后含油污泥各项指标满足《油田含油污泥综合利用污染控制标准》(DB23/T1413-2010)。朝一联合含油污泥处理站设计规模为 5m³/h（年运行 180 天，每天 24 小时，年最大处理量为 32000t），目前实际处理量约 19840 t/a，负荷率为 62%。本次产能建设落地油及含油污泥产生量为 0.582t/a，依托该站可行，可满足本项目需要，能够满足本项目含油污泥处理需求。朝一联合含油污泥处理站工艺流程见图 3.10-10。

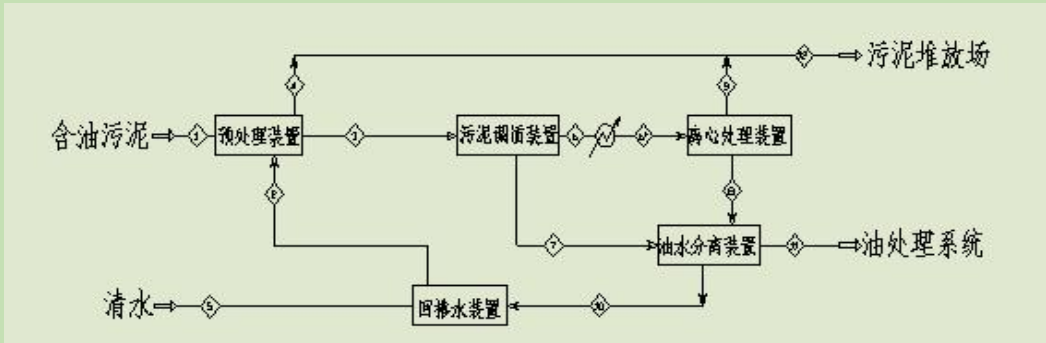


图 3.10-3 朝一联合含油污泥处理站工艺流程图



图 3.10-4 朝一联合含油污泥处理站现状

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 67614.45 平，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 0.582t/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。

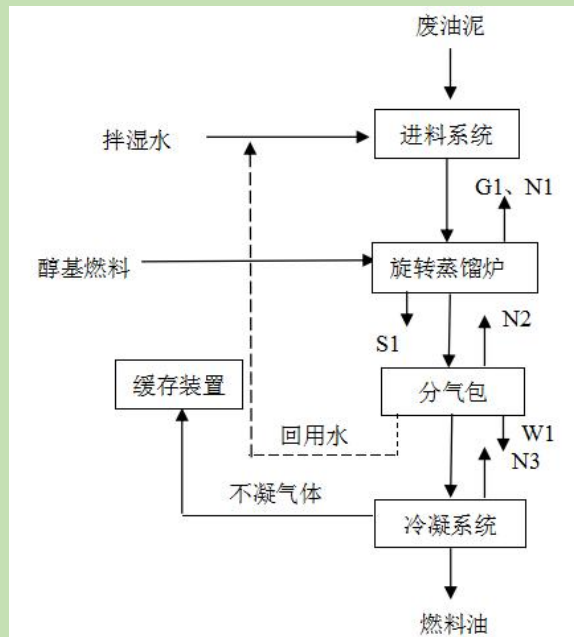


图 3.10-5 污泥处理站工艺流程图

(5) 第八采油厂工业固废填埋场

第八采油厂工业固废填埋场位于大庆市肇州县新福乡双龙山北侧 1.8km、乐业村东南 1.05km 处，占地面积 1.91hm²，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，本项目产生废包装袋和废防渗布约 0.065t，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。

(6) 朝一联废压裂液处理站

本工程压裂过程产生的废压裂液由密闭式罐车拉运至朝一联废压裂液处理站处理。废压裂液无害化处理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。朝一联废压裂液处理站内建有废压裂液暂存池 5000m³，本工程压裂井 10 口，废压裂液产生量约 40m³/井，及时产生及时拉运至该站处理，预计本工程共计产生废压裂液最大为 400m³，由于压裂为滚动施工，目前废压裂液暂存池剩余容积为 2000m³，本项目产生的废压裂液不会超过储池容量。处理后的污水定期输送至朝一联含油污水处理站最终回注地下，不外排。图 3.10-6。

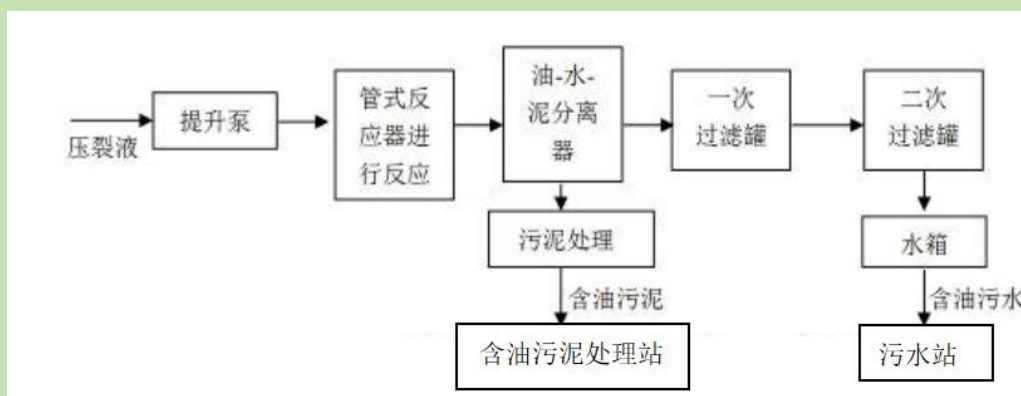


图 3.10-6 废压裂液处理站工艺流程图

3.10.2 依托工程环境影响评价及竣工验收情况

本项目依托工程环境影响评价及竣工验收情况见表 3.10-3。

表 3.10-3 依托工程环评验收情况一览表

序号	依托场站	环评项目名称	环评批复	验收情况
1	朝二联卸油点	朝 86 区块 2012 年产能建设工程环境影响报告书	庆环审（2013）212 号	已完成自主验收
2	朝二联转油脱水站	朝 86 区块 2012 年产能建设工程环境影响报告书	庆环审（2013）212 号	已完成自主验收
3	朝二联含油污水处理站	朝 86 区块 2012 年产能建设工程环境影响报告书	庆环审（2013）212 号	已完成自主验收
4	第八采油厂工业固废填埋场	大庆油田有限责任公司第八采油厂工业固废处置场工程环境影响报告书	庆环建字[2009]23 号	庆环验[2013]12 号
5	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
6	朝一联含油污泥处理站	《第十采油厂朝 94 区块加密井产能建设工程》	庆环建字【2012】189 号	2019 年 10 月完成了自主验收
7	朝一联废压裂液处理站	《采油十厂朝阳沟油田朝 661-80 区块加密井 2014 年产能建设工程》	庆环审【2015】324 号	2020 年 4 月完成了自主验收

3.10.3 排污许可证情况

根据《固定污染源排污许可分类管理名录》（2019 年版）中“三、石油和天然气开采业 07”中的要求：申请通用工序排污许可，“五十一、通用工序：锅炉：除纳入重点排污单位名录的，单台且合计出力 20t/h（14MW）以上的锅炉（不含电热锅炉），应进行简化管理；水处理：除纳入重点排污单位名录的，日处理能力 500t 及以上 2 万 t 以下

的水处理设施，应进行登记管理”，大庆市油田有限责任公司第八采油厂、大庆市油田有限责任公司第十采油厂现已完成排污许可证（简化管理）的办理。

大庆市油田有限责任公司第八采油厂发证日期为2021年5月13日，许可证编号为91230607716675409L011X。大庆市油田有限责任公司第十采油厂发证日期为2021年5月24日，许可证编号为91230607716675409L008X。大庆市油田有限责任公司第八采油厂、第十采油厂严格按照《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》（HJ953-2018）的相关内容进行排污许可管理。①自行监测管理，定期对锅炉烟气进行监测；②运行管理要求，如加强巡检，消除设施隐患；规范开停机、巡检、原辅材料使用记录、设备更换记录等；③建立环境管理台账记录制度，包括企业基本信息、主要生产设施运行、污染治理设施运行、监测记录及其他环境管理信息。

根据《固定污染源排污许可分类管理名录》（2019年版）中“四十五、生态保护和环境治理业77”中的要求：专业从事危险废物贮存、利用、处理、处置（含焚烧发电）的，专业从事一般工业固体废物贮存、处置（含焚烧发电）的申请排污许可重点管理。大庆博昕晶化科技有限公司采取严格要求，现已完成排污许可证（重点管理）的办理。

大庆博昕晶化科技有限公司发证日期为2021年11月25日，于2020年4月14日变更，许可证编号为91230606790538365R001R。大庆博昕晶化科技有限公司严格按照《排污许可证申请与核发技术规范 工业固体废物和危险废物治理》（HJ1200-2021）的相关内容进行排污许可管理。①污染防控技术要求，包装容器应达到相应的强度要求并完好无损，禁止混合贮存性质不相容而未经安全性处置的危险废物；②建立环境管理台账记录制度，包括企业基本信息、主要生产设施运行、污染治理设施运行、监测记录及其他环境管理信息。

3.11 建设项目工程分析

3.11.1 污染影响因素分析

3.11.1.1 施工期

本工程施工期主要内容为钻井工程、射孔作业以及新建通井路、拉油点等地面工程。

（1）钻井工程

钻井工艺主要包括：钻前准备工作、钻进、录井、测井、固井和完井。钻前准备工

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

①钻前准备：

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

②钻进：

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

③录井：

A.钻井参数录取资料要求

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

B.钻井液参数录取资料要求

开钻至一开完钻，每间隔 1h 测量一次钻井液密度、粘度。

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

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

④测井：

测井配备专门的测井队，测井方式为电测井，电测井井控主要要求为：

A.若电测时间将要大于安全作业时间时，中途通井循环。

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

断电缆。

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

⑤固井：

现场应备有钻杆与套管转换接头，发生溢流时，抢接防喷钻杆后关井。

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

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

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

⑥完井：

完井是钻井工程的最后环节，整个钻井工艺结束。一般情况下，完井即钻开油层，完井方式包括套管完井法、射孔完井法、裸眼完井法等，本项目 23 口新钻井均采用射孔完井法完井。

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

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

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

（2）井下作业

井下作业是在完井后进行的，一般在采油井投产前进行。本项目施工期的井下作业

主要为射孔作业，根据该区块地质及油藏情况，无需压裂亦可达到预计产量，本项目不涉及压裂作业。

射孔即在井内下入专门的射孔器在油层部位射孔，穿透套管的水泥环进入地层，使油层通过这些孔道与井底连通，从而为油流入井内造成通道的过程。本项目对 580 口新钻井进行射孔，该过程产生的污染物主要为废射孔液等。

钻井及井下作业工艺流程及产污环节图见图 3.10-1。

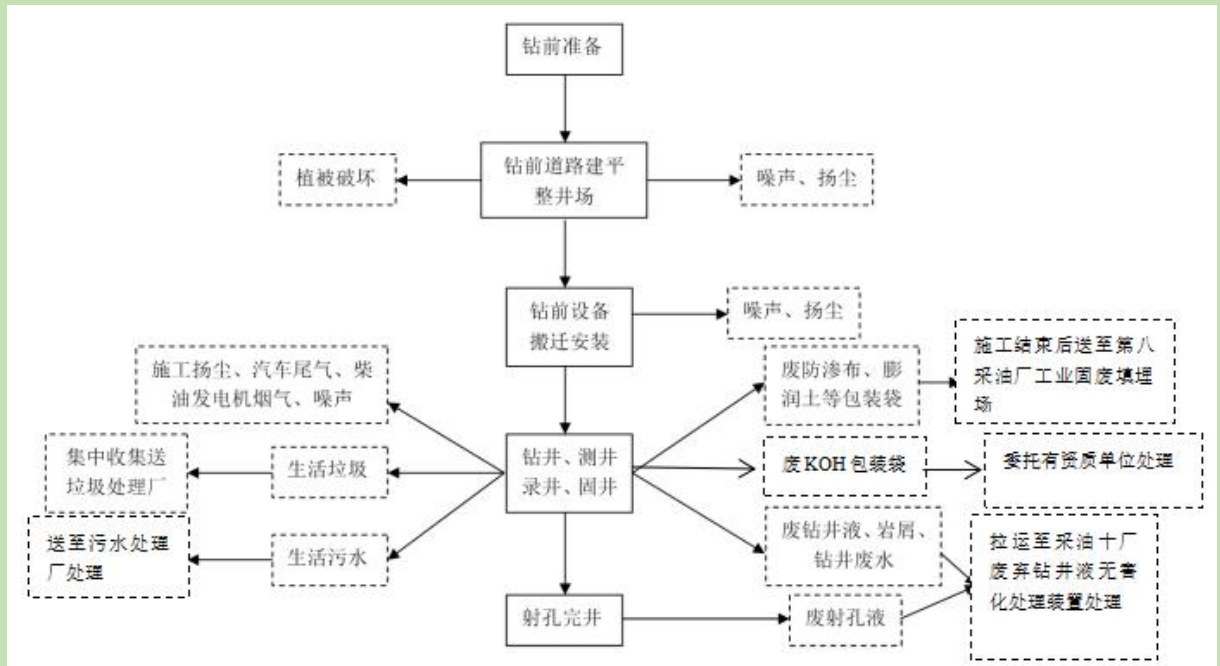


图 3.10-1 钻井及井下作业工艺流程及产污环节图

(2) 道路施工工艺

项目建设通井路为砂石路，施工方式较简单，主要施工工艺为施工范围内的地表耕地、杂草等用人工或推土机予以清除并且将道路进行平整，本次新建通井路均挂接至已建井排路。

本项目在井场、道路建设等过程都会对地表植被造成破坏，此外还会产生扬尘、噪声、生活污水、生活垃圾等污染物。

(3) 压裂施工工艺

压裂作业主要是利用水力作用，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（如石英砂等）充填进裂缝，提高油层的渗透能力，以增加产油量。压裂工艺流程为施工准备，压裂液注入，压裂液增压压开地层，稳压保持裂缝，

加砂，泄压，压裂液返排，施工收尾。本工程基建 10 口井需进行缝网压裂，该过程产生的污染物主要为废压裂液等。本项目施工期产污环节详见图 3.11-2。

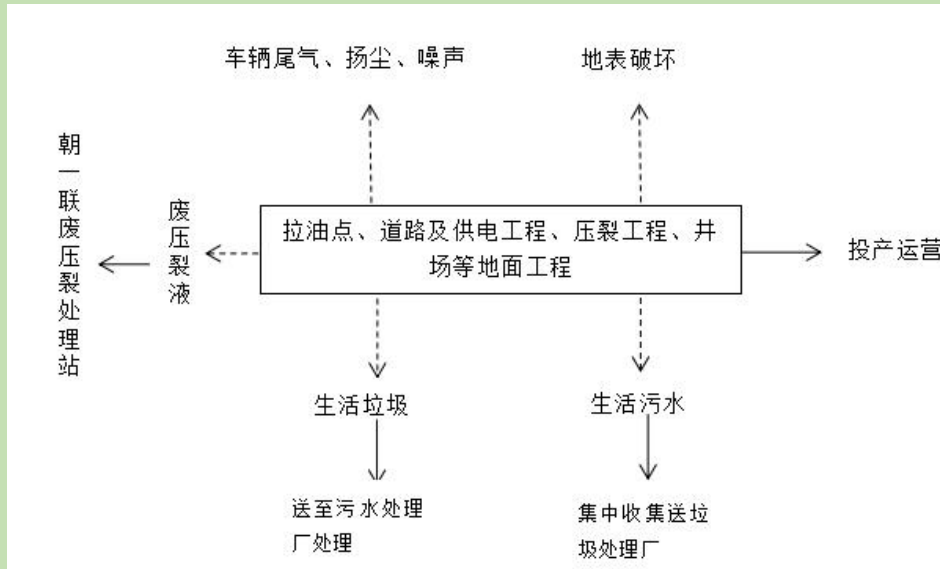


图 3.11-2 本项目地面工程施工期产污环节图

3.11.1.2 运行期

本项目基建油井采出液采用井场拉油方式生产，井口产液直接集输至新建拉油点储油罐，产液经罐车拉运至朝二联卸油点，后进入朝二联转油脱水站处理，经油气分离、计量后进入朝二联污水站。油气分离产生的油田伴生气作为转油站加热炉燃料加以利用。

本工程运营期的主要环境影响因素为依托场站加热装置及原油集输过程中挥发的烃类气体，油井作业产生的作业污水和落地油，井场抽油机产生的噪声及井场作业噪声等。运行期工艺流程及主要产污节点见图 3.11-3、图 3.11-4。

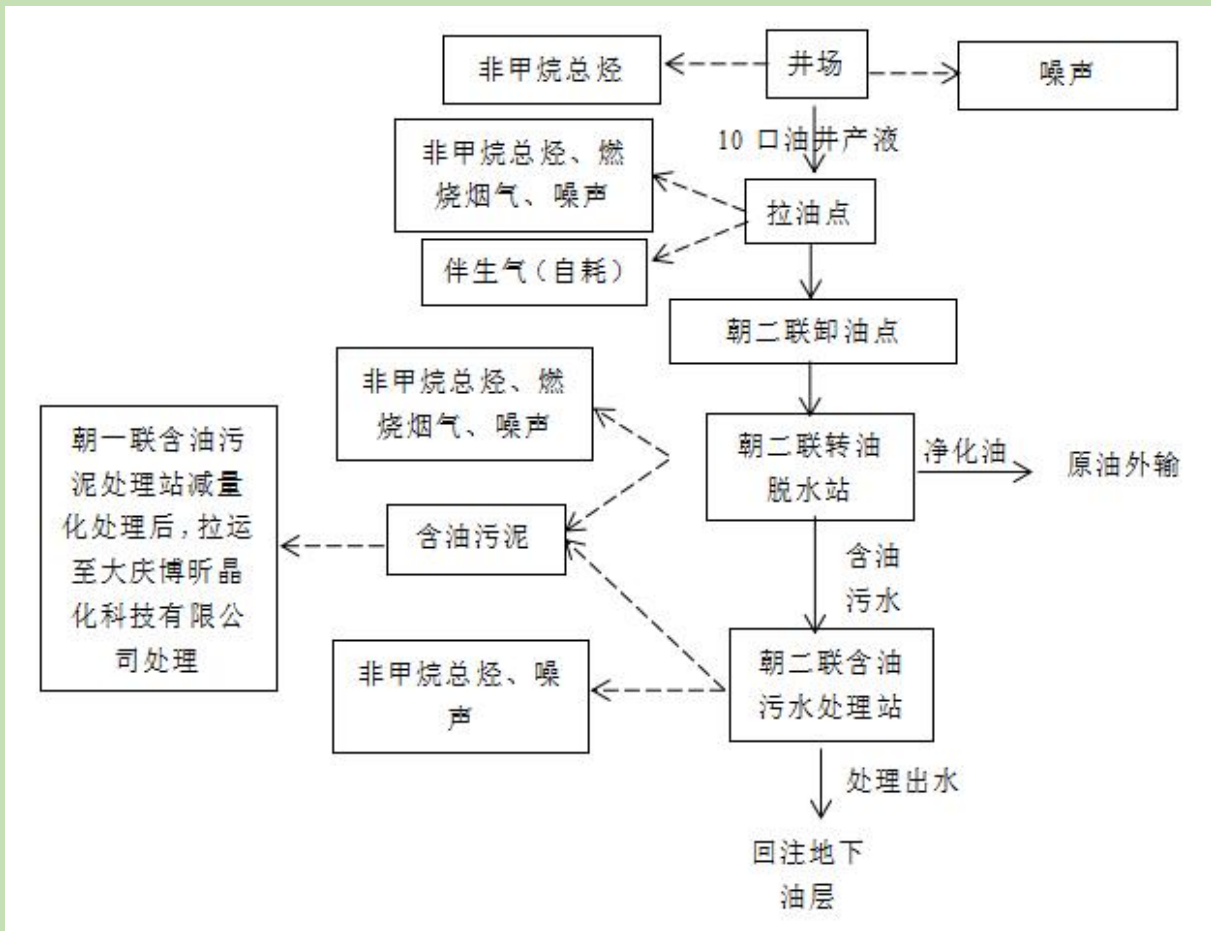


图 3.11-3 运营期正常工况工艺流程及产污示意图

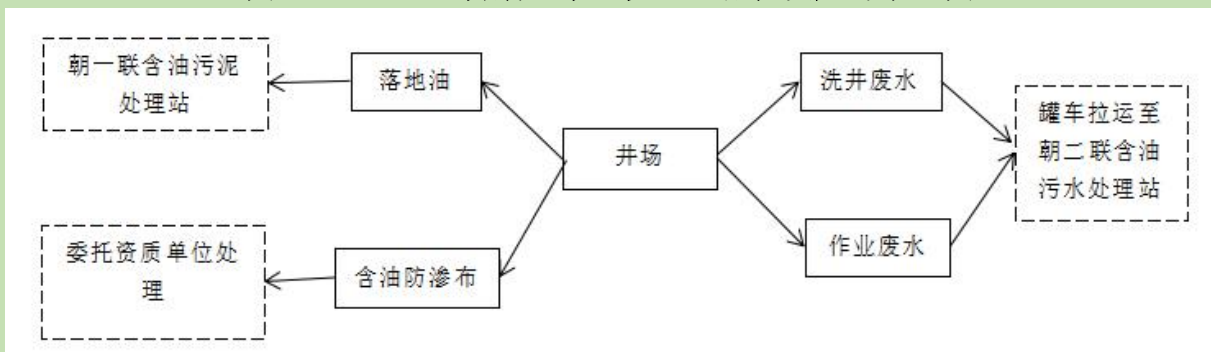


图 3.11-4 运营期非正常工况工艺流程及产污示意图

3.11.2 生态影响因素分析

本工程部署基建 10 口油井，配套建设拉油道路、供配电等，主要占地类型为耕地（非基本农田），临时占地面积 0.655hm²，永久占地面积 0.711hm²。

临时占地对周围生态环境影响主要体现在钻井、道路等施工过程中，机械、运输车辆对植被的碾压、人员践踏、材料占地、土壤翻出堆放地表等活动将对工程周围的地表环境造成暂时性破坏，对地面植被会造成一定的破坏；永久占地对周围生态环境影响主

要体现在井场、通井路的占地使原来连续分布的生态环境中形成斑块，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，但由于施工时间较短，对生态环境影响较小。

油田运营期对生态系统的影响主要是井下作业、管线穿孔对生态的影响。油井作业均在井场的永久占地范围内进行，同时在作业时铺设防渗布，产生的检修作业污水、清防蜡洗井废水经罐车拉运朝二联含油污水处理站处理达标后回注油层，防止了污油污水排入外环境，不会对井场周围的植被产生影响。但如果作业时管理不善，导致大量污油水喷溅到植物上或散落到土壤中，就会影响植物的光合作用，导致其生产力下降。

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。

3.11.3 污染源源强核算

3.11.3.1 施工期污染源源强核算

(1) 废气

施工期废气主要为钻井工程柴油机燃烧排放的烟气及地面工程施工时管沟开挖、道路敷设、土方堆填、车辆运输、恢复原有地面等过程中产生的粉尘、二次扬尘，以及施工设备和运输车辆尾气。

①施工扬尘

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

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

A.井场及道路施工产生的施工扬尘

根据工程占地统计表，本项目施工占地面积 1.426hm²，参考《扬尘源颗粒物排放清单编制技术指南（试行）》中施工扬尘源排放量的计算方法。

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

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

式中：

W_{Ci} 为施工扬尘源中 PM_{10} 总排放量，t。

E_{Ci} 为整个施工工地 PM_i 的平均排放系数， $t/(m^2 \cdot \text{月})$ 。

A_c 为施工区域面积， m^2 ，本项目占地总计 $14260m^2$ 。

T 为工地的施工月份数，本项目施工期为 $70d$ 。

η 为污染控制技术对扬尘的去除效率，%，本项目施工阶段采取洒水抑尘措施，TSP 去除效率取 96% ， PM_{10} 去除效率取 80% ， $PM_{2.5}$ 去除效率取 67% 。

本项目在施工阶段采取分段施工，共分 5 段进行施工，经计算本项目施工期施工场地扬尘产生量约 $0.89t/\text{施工期}$ 。

B. 运输车辆产生的扬尘

当车辆通过干燥且路况较差路段时，在行车道两侧扬尘的 TSP 浓度短期内可达 $8\sim 10mg/m^3$ 。类比大庆地区类似地面工程的起尘数据，施工场地起尘浓度约 $1.15mg/m^3$ 。

② 施工车辆排放的尾气

在工程施工期间，使用液体燃料的施工机械及运输车辆的发动机排放的尾气在含有 NO_2 、 CO 、 HC 等污染物，一般情况下，各种污染物的排放量不大，对周围环境的影响较小。如果采用清洁燃料，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，废气污染的影响基本上是可以接受的。

③ 柴油机燃烧烟气

钻井时钻机和其他设备动力源均由发电机提供，而为发电机提供动能的是柴油机。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 $426t$ ；烟气量按每公斤 $12m^3$ 计，烟气量为 1073.54 万立方米，主要污染物为 SO_2 、 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： SO_2 $4g/L$ ， 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 3.11-1 柴油发电机燃烧废气污染物产生一览表

污染物指标	产污系数		产生量
	单位	产污系数	
废气量	m^3/kg 柴油	12	511.2 万 m^3
SO_2	g/L 柴油	4	1.70t
NO_x	g/L 柴油	2.56	1.09t
烟尘	g/L 柴油	0.7146	0.30t
CO	g/L 柴油	1.52	0.65t
HC	g/L 柴油	1.489	0.63t

④柴油储罐产生的非甲烷总烃

本项目施工期每个井场设置 1 座柴油储罐，储罐为密闭，但还会有少量非甲烷总烃进行挥发。根据《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南（试行）》中的规定，油品储存 0.156g/kg 柴油，本工程钻井井场设置钢制柴油罐 1 个，单罐容积 50m³，储量约 40t，则井场挥发的非甲烷总烃挥发量为 40×0.156=6.24kg。

(2) 废水

①钻井废水

根据公用工程计算可知，本项目钻井废水产生量为 426m³。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二联合站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量≤5mg/L、悬浮固体含量≤1mg/L、粒径中值≤1μm”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生活污水

项目施工约 70d，施工人数 20 人，根据黑龙江省地方标准《用水定额》（DB23/T727-2021），施工期生活用水量每人 80L/d，生活用水量共计 112m³。生活污水产生量按生活用水的 80%计算，则生活污水产生量为 89.6m³。施工人员的生活污水排入施工现场附近场站及阀组间内已建防渗旱厕，定期进行清掏堆肥处理。

③废压裂液

根据油藏方案要求，本工程有 10 口油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废压裂液，根据大庆油田多年统计数据，废压裂液产生量约 40m³/井，本工程共计产生废压裂液 400m³，送朝一联废压裂液处理站处理后回注。

项目施工期废水产生及排放情况详见表 3.11-1。

表 3.11-1 施工期废水污染物排放量表

序号	污染物名称	产生量	主要污染物	去向及措施
1	生活污水	76.8m ³	COD、NH ₃ -N	排入施工现场附近场站及阀组间内已建防渗旱厕，定期进行清掏堆肥处理。
2	废压裂液	400m ³	COD、石油类	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≤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。
--	--	--	--	---

(3) 噪声污染源项分析

施工期产生的噪声主要施工机械和车辆运营噪声，参考《环境噪声与振动控制工程技术导则》(HJ 2034-2013)附录 A 中的噪声源强数据，本项目噪声源具体排放情况见表 3.11-2。

表 3.11-2 本项目施工期噪声源统计表

序号	设备名称	声源性质	噪声值 dB(A)
1	柴油发电机	连续稳态声源	85~105
2	挖掘机	非连续稳态声源	80~85
3	推土机	非连续稳态声源	80~85
4	钻机	连续稳态声源	80~90
5	泥浆泵	连续稳态声源	80~85
6	振动筛	连续稳态声源	70~75
7	搅拌机	连续稳态声源	60~70
8	压路机	非连续稳态声源	80-90
9	电焊机	连续稳态声源	60-70
10	运输车辆	非连续稳态声源	75-80

(4) 固体废物

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

1) 一般固废

①废钻井液

废钻井液是指钻井过程中无法利用或钻井完工后弃置于钻井液池内的泥浆。根据钻井物料消耗统计，本项目单井钻井液用量为 303m³，损耗量 81m³，即单井废钻井液产生量为 222m³，合计 2220m³，本项目钻井施工 50d，废弃钻井液每天产生量约 44.4m³。废钻井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。处理后的水送到朝二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。

②钻井岩屑

钻井过程中，岩石经钻头和泥浆研磨破碎成岩屑，其中部分岩屑混进泥浆中，剩余岩屑经泥浆循环携带至井口，完井后进行无害化处理。根据九厂多年钻井施工统计数据，每钻井 1000m 进尺产生岩屑 60m³。本项目钻井进尺 21300m，则钻井岩屑总产生量为 1278m³。本项目钻井施工 50d，钻井岩屑每天产生量约 56.56m³。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。处理后的水送到朝二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。

③废射孔液

本项目新钻井钻完后需进行射孔作业，作业过程中将产生废射孔液，每口井产生废射孔液约 40m³，本工程 10 口新钻井需要射孔，共计产生废射孔液 400m³。本项目单井射孔平均时间按 1d 计，废射孔液平均每天产生量约 40m³。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。处理后的水送到朝二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。

④废包装袋

现场废弃包装袋主要为钻井材料中膨润土、纯碱、重晶石粉废弃包装，属于一般固体废物。单井废包装袋产生量约为 0.0015t，本项目新钻 10 口油井，故膨润土、纯碱、重晶石粉废弃包装产生量约为 0.015t。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。

⑤废防渗布

为防止在钻井过程中钻井泥浆、钻井污水等污染地面从而造成对土壤、地下水的影 响，需要在钻井过程总在钻井平台附近铺设防渗布，根据长期施工经验数据，废防渗布单井产生量约为 0.05t，本工程共新钻 10 口井，故本工程施工期共产生废弃防渗布 0.5t。在施工结束后统一送第八采油厂工业固废填埋场处理。

⑥生活垃圾

本项目钻井工程钻井队在井人数为 20 人，项目施工时间为 70 天，施工期每人产生生活垃圾 0.5kg/d 计，施工期生活垃圾产生量为 0.7t。施工井场设垃圾桶，生活垃圾统

一收集后拉运至肇源县生活垃圾综合处理厂处理。

2) 危险废物

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 10 口，故 KOH 包装袋产生量约为 0.05t。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 3.11-4。

表 3.11-4 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	0.05t	固态	KOH	T/In	由施工单位委托资质单位处理

表 3.11-3 本工程施工期固体废物产生量统计表

序号	污染物名称	代码	产生量	废物类型	处置去向
1	废钻井液	071-001-99	2220m ³	一般废物	拉运至采油十厂废弃钻井液无害化处理装置处理。处理后的水送到朝二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
2	钻井岩屑	071-001-99	1278m ³	一般废物	
3	废射孔液	071-001-99	400m ³	一般废物	
4	废包装袋	071-001-99	0.015t	一般废物	施工结束后统一送第八采油厂工业固废填埋场处理
5	废防渗布	071-001-99	0.05t	一般废物	
6	生活垃圾	/	0.7t	/	统一收集后拉运至肇源县生活垃圾综合处理厂处理
7	KOH 包装	900-041-49	0.05t	危险废物	委托有资质单位进行处理

3.11.3.2 运行期污染源强核算

(1) 废气

① 烃类气体

由于本项目油气集输全部采用密闭集油工艺流程，烃类气体的排放主要是井场、储

罐油气挥发以及天然气使用过程中的泄漏所致，主要排放地点为采油井场和集输场站。非甲烷总烃挥发量按《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南（试行）》中的规定，油田开采为 1.4175g/kg 原油，本工程建成后年产原油 0.84×10^4 t/a，则本次产能非甲烷总烃挥发量为 11.91t/a。本项目运营期基建油井采出液进入拉油点，由罐车拉运至朝二联卸油点后，进入朝二联转油脱水站，经三相分离器处理，伴生气进入天然气除油干燥器进行天然气脱水、干燥，处理后的伴生气用于依托场站加热炉的自耗。

②拉油点废气

根据设计资料，本项目新建 1 座拉油点(与平台合建)，拉油点设置 4 座 40m³ 多功能储油罐（配备天然气加热装置、电加热装置），罐内产液维温依托储罐加热装置，当油田伴生气(天然气)完全燃烧后仍不足将罐内原油升温至凝固点以上 5℃时，需采用电加热作为补充。

本工程运营期新建拉油点加热装置燃料为天然气，产生的烟气较为清洁，排气筒高度 8m。

项目多功能储罐监测数据类比《树 39、州 58 等区块 2020 年产能建设地面工程项目环境影响报告书竣工环境保护验收调查报告》中拉油点新建多功能储罐监测数据，燃烧烟气中各项污染物的平均排放浓度为颗粒物 9mg/m³，SO₂ 为 29mg/m³，NO_x 为 83mg/m³ 能够满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中在新建锅炉（燃气锅炉）的标准要求。该站与本项目依托站场气源一致，数据类比可行。

本项目新建拉油点 1 座，新建多功能储罐 4 座，配备 8m 高排气筒 4 个，根据《关于发布计算环境保护税应税污染物排放量的排污系数和物料衡算方法的公告》（2021 年 第 16 号，2021-04-29），燃气加热炉烟气排污系数为 13.6Nm³/m³ 天然气。单台多功能储罐用气量为 1.97 万 m³/a，单台多功能储罐燃烧排放烟气量为 26.79 万 Nm³/a，排放 SO₂0.0078t/a、NO_x0.022t/a、颗粒物 0.0024t/a；排放速率为 SO₂0.0009kg/h、NO_x0.0025kg/h、颗粒物 0.0003kg/h。

建设项目新建拉油点多功能储罐烟气污染物排放见表 3.11-4，下表中燃气量、烟气量、年排放量、排放速率均为单台×台数给出的合计量。

表 3.11-4 拉油点加热装置烟气排放情况一览表

名称	储罐数量	排气筒高度 (m)	燃气量 (万 Nm ³ /a)	烟气量 (万 Nm ³ /a)	污染物排放情况 (t/a)			污染物排放速率 (kg/h)		
					SO ₂	NO _x	颗粒物	SO ₂	NO _x	颗粒物
新建拉油点 1#加热炉	4 台	8	1.97	26.79	0.0078	0.022	0.0024	0.0009	0.0025	0.0003

新建拉油点 2#加热炉		8	1.97	26.79	0.007 8	0.022	0.002 4	0.0009	0.0025	0.000 3
新建拉油点 3#加热炉		8	1.97	26.79	0.007 8	0.022	0.002 4	0.0009	0.0025	0.000 3
新建拉油点 4#加热炉		8	1.97	26.79	0.007 8	0.022	0.002 4	0.0009	0.0025	0.000 3
合计	/	/	7.88	107.16	0.031 2	0.088	0.009 6	/	/	/

③加热炉烟气

本工程运行期产生的废气主要来自依托转油站加热炉产生烟气，加热炉为燃气炉，产生的烟气较为清洁。根据实测数据（监测时间为2023年7月13日-14日，见附件），朝二联转油脱水站加热炉排放的废气中颗粒物平均值约为8.97mg/m³，NO_x平均值约为76.67mg/m³，SO₂平均值约为9.67mg/m³。能够达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表1中在用燃气锅炉标准限值要求。本项目建成后，新增耗气量为16.07×10⁴m³/a，新增废气量约为218.55×10⁴m³/a，SO₂ 0.108t/a，NO_x 0.523t/a，颗粒物0.065t/a。

本项目建成后，依托场站加热炉新增烟气污染物排放见表3.11-5。

表3.11-5 依托场站加热装置新增污染物排放量

场站名称	排气筒高度	燃气量（万Nm ³ /a）	烟气量（万Nm ³ /a）	污染物排放情况（t/a）		
				SO ₂	NO _x	颗粒物
朝二联转油脱水站加热炉	10m	16.07	218.55	0.021	0.168	0.02

由于依托场站加热炉已纳入排污许可管理，依托场站加热炉未新建且满足新增负荷需求，新增加热炉大气污染物总量在原排污许可申请总量控制范围内。

（2）废水

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

①油田采出水

根据开发指标预测，本项目10口油井最大采出液量为18000t/a，产能为8400t/a，则本项目油田采出水最大量为9600t/a。油田采出水管输进入朝二联污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）中“含油量≤5mg/L、悬浮固体含量≤1mg/L、粒径中值≤1μm”规定后回注油层。

②作业污水

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

根据公用工程可知，本项目油井作业污水共计约 25.34m³/a，主要污染物为石油类、悬浮物，作业时需铺设防渗布。此部分污水通过罐车回收后送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）中“含油量≤5mg/L、悬浮固体含量≤1mg/L、粒径中值≤1 μm”规定后回注油层，不外排。

③洗井污水

根据公用工程可知，本项目洗井污水产生量为 1200m³/a，此部分污水通过罐车回收后送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）中“含油量≤5mg/L、悬浮固体含量≤1mg/L、粒径中值≤1 μm”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。

（3）噪声

本项目运营期依托工程不新增设备，项目运行期噪声源主要来自抽油机及井场作业修井机噪声，抽油机噪声源强为 65~80dB(A)，修井机源强为 75~80dB(A)，均为连续稳态声源。

（4）固体废物

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

①含油污泥

结合油田实际产生情况和多年统计数据，生产万吨原油的排泥量（固相）一般按约 0.3t 计算，本项目产能 0.84×10⁴t/a，则本项目含油污泥产生量 0.252t/a，为危险废物，危废代码为 HW08/071-001-08，含油污泥产生于依托场站各罐体中，由罐车拉运至朝一联含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表 1 中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路。

②落地油

由于该区块地层压力较低，加上作业期间污油污水采用作业污油污水回收装置，因此产生的落地油量很少。考虑意外情况且按最不利状态，一般每口井作业期间产生的落地油可按 50kg/井·次，作业频率一般 1.5 年，因此作业产生的落地油为 0.33t/a，作业期

间铺设防渗布，落地油全部回收，由罐车拉运至朝一联合油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表 1 中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路，落地油回收率为 100%。

③含油废防渗布

井场作业过程中铺设防渗布，工程作业期间产生的落地油滴落到防渗布上，会产生含油废防渗布，一般每口井作业期间产生含油废防渗布可按 25kg/井·次，作业频率一般 1.5 年，含油废防渗布共产生 0.167t/a。根据《国家危险废物名录》，含油防渗布属于 HW08 类危险废物，危险废物代码为 900-249-08，由建设单位收集后委托有资质单位处置。

本项目运营期危险废物具体情况见表 3.11-6。

表 3.11-6 运营期危险废物情况一览表

序号	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量	产生工序	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危险特性	污染防治措施
1	含油污泥	HW08 废矿物油与含矿物油废物	071-001-08	0.252t/a	设备清淤	液态	油泥砂	石油类	设备清淤每年一次	T、I	由罐车拉运至朝一联合油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理达标后用作油田垫井场和通井路
2	落地油	HW08 废矿物油与含矿物油废物	071-001-08	0.33t/a	油井作业	液态	油泥砂	石油类	油井作业 1.5 年/次	T、I	
3	含油废防渗布	HW08 废矿物油与含矿物油废物	900-249-08	0.167t/a	作业	固态	油泥砂	石油类	作业 1.5 年/一次	T、I	由有资质单位进行处理

本项目施工期污染源源强核算结果及相关参数汇总见表 3.11-7~表 3.11-410，运行期污染源源强核算结果及相关参数汇总见表 3.11-11~表 3.11-14。

表 3.11-7 施工期废气污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	污染源	污染物	污染物产生				治理措施		污染物排放				排放时 间
				核算方 法	废气产生 量 m ³	产生 浓度 mg/m ³	产生量 t	工艺	效率%	核算 方法	废气排放 量	排放 浓度 mg/m ³	排放量 t	
施工	施工 场地	施工扬 尘	颗粒物	产污系 数法	/	/	0.89	洒水抑尘		/	/	/	0.89	施工 期
	柴油 机	井场柴 油机烟 气	SO ₂	产污系 数法	511.2 万	/	1.70	/		产污 系数 法	511.2 万	/	1.70	施工 期
			NO _x			/	1.09					/	1.09	
			烟尘			/	0.30					/	0.30	
			CO			/	0.65					/	0.65	
			HC			/	0.63					/	0.63	
柴油 罐	柴油罐 呼吸废 气	NMHC	产污系 数法	/	/	0.00624	无组织挥发		产污 系数 法	/	/	0.00624	施工 期	
车辆	车辆尾 气	SO ₂ NO _x TSP	由于车辆数量和每辆车行驶的公里数不易确 定，固不对其进行定量计算				施工车辆选用 高标号汽柴油， 尾气达标排放		/	/	/	/	施工 期	

表 3.11-8 施工期废水污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	污染源	污染物	污染物产生			治理措施		污染物排放				排放时间	
				核算方法	产生量 m ³	产生 浓度 mg/L	产生量 t	工艺	效率 /%	核算方法	废水排 放量 m ³	排放 浓度 mg/L		排放 量 t
钻井	冲洗 钻 台、 钻具 等设 备	钻井 废水	COD	类比 法	426	300	0.13	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 朝二联合站处理，产生的 泥饼用于铺垫采油十厂通 井路。	100	类比 法	0	0	0	施工 期
			SS			150	0.065							
油井 压裂	压裂	废压 裂液	COD 、石 油类	类比 法	400	/	/	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，处理后回注 油层	100	类比 法	0	0	0	施工 期
施工	生活	生活 污水	COD			89.6	300							
			氨氮	30	0.0027									

表 3.11-9 施工期噪声污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	噪声源	声源类型（频发、 偶发等）	噪声源强		降噪措施		噪声值排放		持续时间
				核算方法	噪声值/dB (A)	工艺	降噪效果	核算方法	噪声值/dB (A)	

钻井井场 施工	施工机械	柴油发电机	连续稳态声源	类比法	85~105	定期维护和保养，选用低噪音设备，并采取减振降噪措施	-20	类比法	65~85	施工期
		挖掘机	非连续稳态声源		80~85		-20	类比法	60~65	
		推土机	非连续稳态声源		80~85		-20	类比法	60~65	
		钻机	连续稳态声源		80~90		-20	类比法	60~70	
		泥浆泵	连续稳态声源		80~85		-20	类比法	60~65	
		空压机	非连续稳态声源		75~80		-20	类比法	55~60	
		振动筛	连续稳态声源		70~75		-20	类比法	50~55	
		搅拌机	连续稳态声源		60~70		-20	-20	40~50	
		压路机	非连续稳态声源		80-90		-20	-20	60~70	
		电焊机	连续稳态声源		60-70		-20	-20	40~50	
		运输车辆	非连续稳态声源		75-80		-20	-20	55~60	

表 3.11-10 施工期固体废物污染源强核算结果表

工序	固体废物名称	产生情况		处置措施		最终排放去向
		核算方法	产生量	工艺	处置量	
钻井	废钻井液	类比法	2220m ³	无害化处理	2220m ³	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。处理后的水送到朝二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。
	钻井岩屑	类比法	1278m ³	无害化处理	1278m ³	
	废射孔液	类比法	400m ³	无害化处理	400m ³	
	生活垃圾	类比法	0.7t	卫生填埋	0.7t	统一收集后拉运至肇源县生活垃圾综合处理厂处理
	膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋	类比法	0.015t	填埋处理	0.015t	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	类比法	0.05t	填埋处理	0.05t	

	KOH 包装袋	类比法	0.05t	无害化处理	0.05t	运至有资质单位进行处理
--	---------	-----	-------	-------	-------	-------------

表 3.11-11 运营期废气污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	污染源	污染物	污染物产生			治理措施		污染物排放				排放时间/h	
				核算方法	废气产生量万 m ³ /a	产生浓度 mg/m ³	产生量 t/a	工艺	效率/%	核算方法	废气排放量万 m ³ /a	排放浓度 mg/m ³		排放量 t/a
原油开采	井场、场站、管线等	无组织排放	非甲烷总烃	产污系数法	—	—	11.91	—	0	产污系数法	—	—	11.91	8760
油气集输	新建拉油点	加热炉排气筒	颗粒物	实测法、类比法	107.16	9	0.0096	—	0	实测法、类比法	107.16	9	0.0096	8760
			NO _x			83	0.088		0			83	0.088	
			SO ₂			29	0.0312		0			29	0.0312	
	朝二联转油脱水站	加热炉排气筒	颗粒物	实测法、类比法	218.55	8.97	0.02	—	0	实测法、类比法	218.55	8.97	0.02	8760
			NO _x			76.67	0.168		0			76.67	0.168	
			SO ₂			9.67	0.021		0			9.67	0.021	

表 3.11-12 运营期废水污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	污染源	污染物	污染物产生			治理措施	污染物排放				排放时间 (h)	
				核算方法	产生废水量 (t/a)	产生浓度 (mg/L)		产生量 (t/a)	核算方法	排放废水量 (t/a)	排放浓度 (mg/L)		排放量 (t/a)
油井作业	油水井	作业污水	石油类	类比法	25.34	1000	0.02534	通过罐车回收后送朝二联含油污水处理站处理后回注油层，不外排	/	/	/	/	/
洗井	水井	洗井污水	石油类	类比法	1200	1000	1.2	通过罐车回收后送朝二联含油污水处理站处理后回注油层，不外排	/	/	/	/	/

原油集输	原油处理装置	油田采出水	石油类	物料衡算法	9600	100	9.6	管输进入朝二联含油污水处理站处理后回注油层，不外排	/	/	/	/	/
------	--------	-------	-----	-------	------	-----	-----	---------------------------	---	---	---	---	---

表 3.11-13 运营期噪声污染源源强核算结果及相关参数表

工序/生产线	装置	噪声源	声源类型	噪声声源		降噪措施		噪声排放值		持续时间(h)
				核算方法	噪声值 dB (A)	工艺	降噪效果	核算方法	噪声值 dB (A)	
井场	抽油	抽油机	连续	类比法	65-80	低噪声设备、定期保养	-15	类比法	50-65	8760
井场	修井作业	修井机	连续	类比法	75-80	低噪声设备、定期保养	-15	类比法	60-65	作业期间

表 3.11-14 运营期固体废物污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序/生产线	装置	固体废物名称	固废属性	产生情况		处置措施		最终去向
				核算方法	产生量 (t/a)	工艺	处置量 (t/a)	
原油集输	场站	含油污泥	危险废物	类比法	0.252	调质+离心、密闭旋转蒸馏	0.252	由罐车拉运至朝一联含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理达标后用作油田垫井场和通井路
油井作业	油井	落地油	危险废物	类比法	0.33	调质+离心、密闭旋转蒸馏	0.33	
油井作业	油井	含油废防渗布	危险废物	类比法	0.167	由有资质单位进行处理	0.167	由有资质单位进行处理

3.11.4 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，本项目运营期废水、固体废物不排入外环境，因此，本次评价只对本项目运营期大气污染物排放情况进行核定，污染物排放量汇总见表 3.11-14。

表 3.11-14 项目污染物排放情况

污染物名称	单位	现有工程排放量	以新老消减量	本工程排放量	总排放量	排放增减量
烟气量	10 ⁴ m ³ /a	10523.52	0	325.71	10849.23	+325.71
颗粒物	t/a	0.944	0	0.0296	0.9736	+0.0296
NO _x	t/a	8.07	0	0.256	8.326	+0.256
SO ₂	t/a	1.02	0	0.0522	1.0722	+0.0522
非甲烷总烃	t/a	4.54	0	11.91	16.45	+11.91

3.12 清洁生产分析

3.12.1 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%。

3.12.2 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。

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

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

需要。

(2) 油气集输采用全密闭集输流程

本项目选用拉油工艺，拉运集输过程中全程密闭。

(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朝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。

3.12.3 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 3.12-1。

表 3.12-1 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的污染	集油掺水管道、注水管道为重点防渗，管道采用无缝钢管、管道设计采用管道内防腐、管道的外防腐等级采用特加强级、管道的连接方式采用焊接；油水井作业期间井场作业区做一般防渗处理，井场永久占地内铺设 1.5mm 厚防渗土工布，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$ ；井场永久占地内为简单防渗，采用地面夯实碾压平整进行防渗。	符合
5	在开发过程中，适宜注水开采的油气田，应将	采出水经朝二联含油污水处理站处理	符

	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	满足标准后回注油层	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	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
	新、改、扩建油气田油气集输损耗不高于 0.5%，2010 年 12 月 31 日前建设的油气田油气集输损耗不高于 0.8%		

根据上表， 本项目符合《石油天然气开采清洁生产评价指标体系（试行）》要求， 符合清洁生产要求， 清洁生产水平达到国内先进水平。

4 环境现状调查与评价

4.1 自然环境状况

4.1.1 地理位置

本项目位于大庆市肇源县和平乡境内，地理坐标为东经 125°06'22.81"，北纬 45°37'43.78"。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。本工程位于耕地中，地貌类型较单一。

4.1.3 气象特征

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

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

风速：平均风速 3.7 m/s，年最大风速为 22.7m/s。

降水量：年平均 442.0mm，年最大降水量 651.2 mm。

降雪量：平均积雪 158d，最大积雪深度 220.0mm。

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

湿度：年平均相对湿度为 63%。

年日照时数：2595.8 小时。

4.1.4 地表水

距离项目最近的地表水为 1#平台南侧 560m 的安肇新河，主要功能是防洪防涝。

4.1.5 评价区水文地质条件

4.1.5.1 地层岩性

评价区内地表普遍被第四系覆盖，自上而下将钻遇第四系、泰康组地层。

(1) 第四系 (Q)

调查区广泛分布，其厚度一般 33.0~52.0m。上部为黄褐色粉质黏土，局部含大量粉土，垂直节理发育，有较大孔隙；中部由大量灰色粉细砂组成，局部夹杂灰色粉质黏土，底部为灰白色砂砾石。电性特征：上部电性显示为高、中电阻层，中部为低电阻层，底部

为一个高电阻层

D 粉质黏土:黄褐色,冲积成因,03 年代地层,土质较均匀,局部砂性较强,呈粉土状态,并夹有薄层粉砂,稍有光泽,韧性中等,干强度中等,可塑。层厚:1.50~7.30m.

@粉细砂:灰色,饱和,中密,淤积成因;主要矿物成分为石英、长石,含少量云母等暗色矿物,级配不良。

(2) 新近系泰康组 (Nt)

新近系泰康组(Nt) 地层在调查区内广泛分布,发育良好。地层厚度一般为 61.0~108.0m。岩性:上部为较薄的灰绿色、黄绿色泥岩,中下部为厚层块状河床相沉积的灰白色砂砾岩。地层结构表现为下粗上细的明显正旋回特征。

本组地层与下伏地层为不整合接触。

4.1.5.2 地下水含水层

(1) 第四系含水层

第四系潜水含水层岩性主要是粉细砂,局部夹薄层粉质黏土,厚度 0.5~17.5m。第四系承压含水层在调查区广泛分布,厚度 2.0~15.0m,含水层岩性为细砂-砂砾石,孔隙一般,连通性一般,渗透性一般,富水性差。

(2) 新近系泰康组含水层

新近系泰康组含水层分布在调查区广泛分布,为承压含水层,含水层顶板埋深在 45.0~67.0m,厚度在 26.0~75.0m。含水层岩性为砂砾岩,孔隙较大,连通性好,渗透性好,富水性好。

区域水文地质图见附图 4-1,水文地质剖面图、水文地质柱状图见附图 4-2 和 4-3.

4.1.5.3 地下水循环条件

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

(1) 地下水补给

第四系潜水含水层地下水补给主要为地表水补给及大气降水入渗补给。新近系泰康组含水层地下水补给主要为地下水径流补给、第四系垂向渗透补给以及各含水层之间的越流补给

(2) 地下水径流规律

从潜水地下水等水位线图可看出,潜水流向受地势影响较大,整体趋势为由东北向西南。从新近系泰康组承压含水层等水位线图可看出,调查区新近系泰康组地下水径流方向受人工开采影响明显,流向为由东北向西南。

(3) 地下水排泄

根据评价区的地质及水文地质条件和地下水开采情况分析,地下水的排泄方式主要有三种:蒸发排泄、地下水的径流排泄、地下水的人工开采,其中侧向径流和人工开采是区域承压含水层主要的排泄途径。

4.1.5.4 地下水动态变化

(1) 潜水地下水水位动态变化特征

区域潜水含水层埋深较浅,含水层岩性为粉细砂,水位变化主要受大气降水补给和人工开采影响较大,根据水位监测结果表明,区域潜水水位埋深 2.92m-6.79m 之间,区域潜水埋深变化较小,水位变化差 1.5m 左右。

(2) 承压水地下水水位动态变化特征

区域承压水主要含水层为泰康组砂岩裂隙孔隙承压含水层,承压水受多年地下水开采,承压水地下水位总的趋势呈下降趋势。根据近年区域地下水动态监测井水位监测分析,地下水水位变化主要受开采量的影响,水位埋深由开采初期为 4.0-6.0m,到 2016 年水位下降到 8.68m。目前基本处于稳定状态

4.1.5.5 现状地下流场

(1) 第四系上更新统松散层孔隙潜水

第四系上更新统松散层孔隙潜水含水层为粉细砂,地下水水平径流滞缓,以垂直交替作用为主,地下水流场随地形起伏而变化。评价区内地下水流由东北向西南,地下水水力坡度 0.2-0.6‰,潜水地下水等水位线图见附图 4-4。

(2) 新近系泰康组含水层

新近系泰康组含水层在调查区广泛分布,含水层顶板埋深在 45.0~67.0m,厚度在 26.0~75.0m,含水层岩性为砂砾岩,孔隙较大,连通性好,渗透性好,富水性好,评价区内地下水流总体由北向南,地下水水力坡度 0.2-0.6‰,承压水地下水等水位线图见附图 4-5。

4.1.5.6 包气带现状

(1) 建设场地地质概况

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

根据本次勘察地下水及浅部地层特征,调查区包气带厚度最大值为 5.5m。

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

3.60-4.50m。

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

(2) 建设场地包气带防污性能

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）天然包气带防污性能分级参照表，本项目建设场地区包气带防污性能分级见表 4.1-2。

表 4.1-2 包气带防污性能分级

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

本区域包气带厚度 5.5m（大于 1.0m），根据地质资料，项目包气带岩性主要为粘土、细砂，参照水文地质参数表，项目区域包气带防污性能为中。

4.1.6 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黑钙土，本项目区域土壤类型分布图见附图 12。

黑钙土是在温带半干旱半湿润气候和草甸草原植被下形成的地带性土壤。主要成土过程为腐殖质积累和钙质骤积以及附加草甸化而成。黑土厚度一般在 17~35cm 之间，有机质含量一般在 2~3% 左右，高者可达 4%，少者 1%，全氮在 0.1~0.2%，全磷在 0.01~0.12%。土质砂粘适中，耕性好，是构成农田的主要土壤，适宜种植各种作物。

4.1.7 植被分布

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

4.1.8 动植分布

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。

本项目位于位于水土流失重点预防区，项目同时涉及以居住为主要功能的区域。评价范围内居民环境保护目标见表 2.7-1-表 2.7-4。

4.3 环境质量现状调查与评价

委托大庆中环评价检测有限公司于 2023 年 02 月 24 日至 2023 年 03 月 05 日对评价范围内环境空气、土壤环境、地表水环境、地下水环境、包气带、声环境质量现状进行了监测。

4.3.1 环境空气质量现状监测与评价

4.3.1.1 环境空气质量达标区判定

本项目区域环境空气质量引用《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 3.2-1 区域空气质量现状评价表

污染物	年评价指标	现状浓度	标准值	占标率	达标情况
SO ₂	年平均质量浓度	$7\mu\text{g}/\text{m}^3$	$60\mu\text{g}/\text{m}^3$	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
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 PM₁₀、PM_{2.5}、SO₂、NO₂、CO、O₃ 均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单中二级标准的要求，判定项目所在区域为达标区。

4.3.1.2 环境空气质量现状补充监测

（1）监测点位布设

本项目委托大庆中环评价检测有限公司于 2023 年 7 月 13 日至 19 日对评价区域特征污染物进行环境质量现状补充监测，区域特征污染物为非甲烷总烃、TSP，具体点位见表 4.3-2，现状监测点位见附图 13。

表 4.3-2 环境空气质量现状监测点位

序号	监测点名称	监测点坐标		监测因子	监测时段	相对厂址方位	相对厂界距离
		经度	纬度				
1	拟建 1 号平台	125.09946	45.62656	非甲烷总烃、TSP	2023.7.13-20 23.7.19	拟建井场	--

（2）监测项目

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

（3）监测频次

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

（4）评价方法

评价采用最大浓度占标率法，利用各监测点监测数据，统计各类污染物浓度范围、

最大浓度占标率、最大超标倍数。数学表达式如下：

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

式中： I_i —第 i 种污染物的最大浓度占标率，%；

C_i —第 i 种污染物平均浓度， mg/m^3 ；

C_{oi} —第 i 种污染物环境质量标准， mg/m^3 。

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

(5) 评价标准

非甲烷总烃执行《大气污染物综合排放标准详解》中的 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 标准限值，TSP 执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单中的二级标准。

(6) 监测及评价结果

特征污染物现状监测及评价结果详见表 4.3-3。

表 4.3-3 特征污染物现状监测及评价结果 单位： mg/m^3

监测点 位	监测点坐标		污染物	平均 时间	评价标 准 g/m^3	监测浓度范 围 mg/m^3	最大浓 度占标 率%	超标 率%	达标 情况
	经度	纬度							
拟建 1 号 平台	125.09	45.62	非甲烷总烃	1h	2	0.46-0.67	33.5	0	达标
	946	656	TSP	24h	0.3	0.056-0.076	25.33	0	达标

评价结果表明，评价区域特征污染物非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 标准要求。TSP 执满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单中的二级标准。说明评价区域内大气环境质量较好，未受油田开发影响。

4.3.2 地下水环境质量现状评价

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

表 4.3-4 地下水环境现状监测频率参照表

评价等级	水位监测频率			水质监测频率		
	一级	二级 (√)	三级	一级	二级 (√)	三级
分布区	一级	二级 (√)	三级	一级	二级 (√)	三级
山前冲（洪）积	枯平丰	枯丰	一期	枯平丰	枯丰	一期
滨海（含填海区）	二期 a	一期	一期	一期	一期	一期
其他平原区 (√)	枯丰	一期 (√)	一期	枯	一期 (√)	一期
黄土地区	枯平丰	一期	一期	二期	一期	一期
沙漠地区	枯丰	一期	一期	一期	一期	一期
丘陵山区	枯丰	一期	一期	一期	一期	一期

岩溶裂隙	枯丰	一期	一期	枯丰	一期	一期
岩溶管道	二期	一期	一期	二期	一期	一期
a“二期”的间隔有明显水位变化，其变化幅度接近年内变幅。						

一般情况下，地下水水位监测点数宜大于相应评价级别地下水水质监测点数的2倍。二级评价项目潜水含水层的水质监测点应不少于5个，可能受建设项目影响且具有饮用水开发利用价值的含水层2-4个。原则上建设项目场地上游和两侧的地下水水质监测点均不得少于1个，建设项目场地及其下游影响区的地下水水质监测点不得少于2个，因此本项目共布设7个水质监测点和14个水位监测点。

4.3.2.1 地下水水位监测

(1) 监测点位

根据本项目地层特征，以及地下水含水层特点和区域水资源开发利用情况，参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016），本次共监测区域内地下水水位监测点14个，其中，潜水水位监测点10个，承压水水位监测点4个。

表 4.3-5 地下水水位监测点基本情况表

编号	监测时间	监测点位置	井深 m	水位 (m)	监测含水层
1#	2023.2.27	永强村水井	13	167.1	潜水层
2#		陈家屯水井	15	168.9	潜水层
3#		小双山屯水井	20	166.0	潜水层
4#		新荣村水井	18	168.2	潜水层
5#		永丰村水井	20	168.9	潜水层
6#		崔广窝棚水井	15	169.1	潜水层
7#		曲家屯水井	18	166.9	潜水层
8#		赵龙窝棚	15	167.8	潜水层
9#		芦家屯	20	167.2	潜水层
10#		徐家屯	15	167.9	潜水层
11#	2023.2.24	新荣村水井	75	121.3	承压水层
12#	2023.2.27	永丰村水井	80	121.4	承压水层
13#		小双山屯水井	80	121.5	承压水层
14#		曲家屯水井	65	121.1	承压水层

(2) 监测频率

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

(3) 现状地下水流场

①承压水流畅

本次对区域承压水水位进行了监测，承压水井和潜水井分布位置能够覆盖项目区域，监测井情况见表 4.3-5，评价区内地下水流总体由西向东。承压水等水位线图见附图 15。

②第四系上更新统松散层孔隙潜水

本次对区域潜水水位进行了监测，具体见表 4.3-5，评价区内地下水流由东北向西南。潜水地下水等水位线图见附图 14。

4.3.2.2 地下水水质监测

(1) 地下水水质监测因子

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

(2) 水质监测布点

根据本项目地层特征，以及地下水含水层特点和区域水资源开发利用情况，参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本次共布设 7 个水质监测点。地下水水质监测布点见附图 13。

地下水水质监测布点信息见表 4.3-6。

表 4.3-6 地下水水质监测布点信息表

编号	监测点位	监测层位	坐标		相对位置	井深 (m)	与地下水流向关系	水井功能
1	西山屯水井	潜水	125.09555	45.64964	1#平台北 2.5km	15	上游水井	灌溉
2	英歌窝棚水井	潜水	125.07147	45.63655	1#平台西北 2.21km	13	侧向水井	灌溉
3	农户养牛场水井	潜水	125.07344	45.63210	1#平台西北 2.05km	20	侧向水井	灌溉
4	英歌腾达肉羊养殖场水井	潜水	125.09521	45.64337	1#平台北 1.63km	18	上游水井	灌溉
5	原野村水井	潜水	125.07558	45.60805	1#平台西南 2.65km	22	下游水井	灌溉
6	英歌窝棚水井	承压水	125.07147	45.63655	1#平台西北 2.21km	80	侧向水井	灌溉
7	原野村水井	承压水	125.07558	45.60805	1#平台西南 2.65km	60	下游水井	灌溉

(3) 监测时间及频次

2023年2月24日、27日对地下水水质监测井取样1次，并进行水质分析。

(4) 监测结果

地下水水质现状监测结果见表 4.3-7。

表 4.3-7 地下水水质现状监测结果

监测时间	2023. 07. 13					标准限值
监测项目	西山屯 (陈家、 潜水)	英歌窝棚 (周家、 潜水)	农户养牛 场(孙家、 潜水)	英歌腾达 肉羊养殖 场(张家、 潜水)	原野村 (韩家、 潜水)	
K ⁺ (mg/L)	2.17	3.05	1.99	2.55	2.48	-
Na ⁺ (mg/L)	52.5	61.3	50.3	62.2	53.5	≤200
Ca ²⁺ (mg/L)	46.4	51.3	44.6	51.3	38.7	-
Mg ²⁺ (mg/L)	9.79	10.7	10.1	11.1	9.12	-
HCO ₃ ⁻ (mg/L)	224	242	207	237	202	
CO ₃ ²⁻ (mg/L)	5L	5L	5L	5L	5L	-
Cl ⁻ (mg/L)	48.5	51.3	48.5	50.5	44.3	≤250
SO ₄ ²⁻ (mg/L)	35.2	46.5	38.7	47.2	35.6	≤250
pH (无量纲)	7.8	7.6	7.8	7.6	7.7	6.5~8.5
总硬度 (mg/L)	157	173	154	175	135	≤450
溶解性总固体 (mg/L)	497	553	478	549	453	≤1000
耗氧量 (mg/L)	2.0	2.3	2.3	2.2	2.0	≤3.0
挥发性酚类 (mg/L)	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003 L	0.0003L	≤0.002
氰化物 (mg/L)	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	≤0.05
氟化物 (mg/L)	0.527	0.611	0.577	0.496	0.546	≤1.0
硝酸盐 (mg/L)	2.45	2.73	2.13	2.58	2.09	≤20
亚硝酸盐 (mg/L)	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	≤1.0
氨氮 (mg/L)	0.205	0.242	0.196	0.257	0.233	≤0.5
六价铬 (mg/L)	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	≤0.05
砷 (mg/L)	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003 L	0.0003L	≤0.01
铅 (mg/L)	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	≤0.01
铁 (mg/L)	0.27	0.28	0.26	0.29	0.27	≤0.3
汞 (mg/L)	0.00004 L	0.00004L	0.00004L	0.0000 4L	0.00004L	≤0.001
锰 (mg/L)	0.08	0.12	0.13	0.11	0.09	≤0.1
镉 (mg/L)	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	≤0.005
石油类 (mg/L)	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	≤0.05

总大肠菌群 (MPN/100mL)	2L	2L	2L	2L	2L	≤3.0
菌落总数 (CFU/mL)	12	11	13	12	13	≤100
硫化物 (mg/L)	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	≤0.02

续表 4.3-7 地下水水质现状监测结果

监测时间	2023.07.13				
监测项目	英歌窝棚 (王家、承压 水)	原野村(苏 家、承压 水)	/	/	标准限值
K ⁺ (mg/L)	1.14	1.32	/	/	-
Na ⁺ (mg/L)	42.5	39.7	/	/	≤200
Ca ²⁺ (mg/L)	37.1	28.5	/	/	-
Mg ²⁺ (mg/L)	7.24	6.64	/	/	-
HCO ₃ ⁻ (mg/L)	185	151	/	/	
CO ₃ ²⁻ (mg/L)	5L	5L	/	/	-
Cl ⁻ (mg/L)	36.2	31.4	/	/	≤250
SO ₄ ²⁻ (mg/L)	24.7	27.2	/	/	≤250
pH (无量纲)	7.5	7.7	/	/	6.5~8.5
总硬度 (mg/L)	123	99	/	/	≤450
溶解性总固体 (mg/L)	395	335	/	/	≤1000
耗氧量 (mg/L)	1.7	1.8	/	/	≤3.0
挥发性酚类 (mg/L)	0.0003L	0.0003L	/	/	≤0.002
氰化物 (mg/L)	0.004L	0.004L	/	/	≤0.05
氟化物 (mg/L)	0.458	0.477	/	/	≤1.0
硝酸盐 (mg/L)	1.64	1.72	/	/	≤20
亚硝酸盐 (mg/L)	0.003L	0.003L	/	/	≤1.0
氨氮 (mg/L)	0.174	0.154	/	/	≤0.5
六价铬 (mg/L)	0.004L	0.004L	/	/	≤0.05
砷 (mg/L)	0.0003L	0.0003L	/	/	≤0.01
铅 (mg/L)	0.001L	0.001L	/	/	≤0.01
铁 (mg/L)	0.21	0.22	/	/	≤0.3
汞 (mg/L)	0.00004L	0.00004L	/	/	≤0.001
锰 (mg/L)	0.03	0.04	/	/	≤0.1
镉 (mg/L)	0.0001L	0.0001L	/	/	≤0.005
石油类 (mg/L)	0.01L	0.01L	/	/	≤0.05
总大肠菌群(MPN/100mL)	2L	2L	/	/	≤3.0
菌落总数 (CFU/mL)	8	7	/	/	≤100

硫化物 (mg/L)	0.01L	0.01L	/	/	≤0.02
------------	-------	-------	---	---	-------

4.3.2.3 地下水水质现状评价

(1) 评价标准

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

(2) 评价方法

采用单因子标准指数法对地下水水质现状监测结果进行评价,评价模式如下:

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

式中: $S_{i,j}$ ——水质单因子 i 在第 j 点的标准指数;

C_{ij} ——水质评价因子 i 在第 j 点的监测值, mg/L;

C_{si} ——i 因子的评价标准, mg/L。

pH 的标准指数公式:

$pH_j \leq 7.0$ 时

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

$pH_j > 7.0$ 时

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

式中: $S_{pH,j}$ ——pH 值的单项指数;

pH_j ——j 点 pH 值监测值;

pH_{su} ——水质标准中 pH 值上限;

pH_{sd} ——水质标准中 pH 值下限。

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

(3) 单因子标准指数

地下水单因子标准指数计算结果见表 4.3-8。

表 4.3-8 地下水单因子标准指数计算结果

监测时间	2023. 07. 13						
监测项目	西山屯 (陈家、潜水)	英歌窝棚 (周家、潜水)	农户养牛场 (孙家、潜水)	英歌腾达肉羊养殖场 (张家、	原野村 (韩家、潜	英歌窝棚 (王家、承压水)	原野村 (苏家、承压水)

				潜水)	水)		
Na ⁺	0.263	0.307	0.252	0.311	0.268	0.213	0.199
Cl ⁻	0.194	0.205	0.194	0.202	0.177	0.145	0.126
SO ₄ ²⁻	0.141	0.186	0.155	0.189	0.142	0.099	0.109
pH	/	/	/	/	/	/	/
总硬度	0.349	0.384	0.342	0.389	0.300	0.273	0.220
溶解性总固体	0.497	0.553	0.478	0.549	0.453	0.395	0.335
耗氧量	0.667	0.767	0.767	0.733	0.667	0.567	0.600
挥发性酚类	/	/	/	/	/	/	/
氰化物	/	/	/	/	/	/	/
氟化物	0.527	0.611	0.577	0.496	0.546	0.458	0.477
硝酸盐	0.123	0.137	0.107	0.129	0.105	0.082	0.086
亚硝酸盐	/	/	/	/	/	/	/
氨氮	0.410	0.484	0.392	0.514	0.466	0.348	0.308
六价铬	/	/	/	/	/	/	/
砷	/	/	/	/	/	/	/
铅	/	/	/	/	/	/	/
铁	0.900	0.933	0.867	0.967	0.900	0.700	0.733
汞	/	/	/	/	/	/	/
锰	0.800	1.200	1.300	1.100	0.900	0.300	0.400
镉	/	/	/	/	/	/	/
石油类	/	/	/	/	/	/	/
总大肠菌群	/	/	/	/	/	/	/
菌落总数	0.120	0.110	0.130	0.120	0.130	0.080	0.070
硫化物	/	/	/	/	/	/	/

由以上地下水单因子标准指数分析可知,评价区域地下水水质除锰外均满足《地下水质量标准》(GB/T148488-2017)中的III类标准要求,石油类满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)III类标准。其中锰因子水质监测浓度占标率偏高,主要是由于评价区域地层中富含锰矿物,还原条件下转化的Mn²⁺在CO₂作用下溶入地下水中,形成锰浓度偏高的水文地质化学环境。

(4) 区域地下水化学类型分析

根据舒卡列夫分类法,按地下水中Ca²⁺、Mg²⁺、Na⁺、K⁺、Cl⁻、SO₄²⁻、HCO₃⁻含量,将Meq(毫克当量)百分数大于25%的阴、阳离子进行组合,每种类型以阿拉伯数字为代号,共49类。舒卡列夫分类表见表4.3-9。

表 4.3-9 舒卡列夫分类表

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

按矿化度又分为4组：A组矿化度<1.5g/L，B组1.5~10g/L，C组10~40g/L，D组>40g/L。命名时在数字与字母间加连接号，如1-A型：指的是M<1.5g/L，阴离子只有HCO₃>25%Meq，阳离子只有Ca大于25%Meq。49-D型，表示矿化度大于40g/L的Cl-Na型水，该型水可能是于海水及海相沉积有关的地下水，或是大陆盐化潜水。

根据本项目地下水监测结果，分别计算承压水、潜水各监测点位中SO₄²⁻、Cl⁻、HCO₃⁻、CO₃²⁻、Ca²⁺、Mg²⁺、Na⁺、K⁺浓度均值，进而计算各离子Meq（毫克当量）百分数及监测点位矿化度，从而对工程区域内承压水、潜水的水化学类型进行分类，工程所在地潜水水质八大离子浓度统计结果见表4.3-10，工程所在地承压水水质八大离子浓度统计结果见表4.3-11。

表 4.3-10 潜水水质八大离子水化学类型分析结果

监测井点位	离子名称	毫克当量 (mg/L)	毫克当量百分 比(%)	离子毫克当量 合计(mg/L)	相对误 差%	矿化度
西山屯(陈家、潜水)	K ⁺	0.056	1.016	5.474	2.81	0.42
	Na ⁺	2.283	41.698			
	Ca ²⁺	2.320	42.382			
	Mg ²⁺	0.816	14.904			
	HCO ₃ ⁻	-3.672	63.409	-5.791		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	-1.386	23.928			
	SO ₄ ²⁻	-0.733	12.663			
英歌窝棚(周家、潜水)	K ⁺	0.078	1.261	6.200	1.60	0.47
	Na ⁺	2.665	42.987			
	Ca ²⁺	2.565	41.370			
	Mg ²⁺	0.892	14.382			
	HCO ₃ ⁻	-3.967	61.971	-6.402		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	-1.466	22.896			

	SO ₄ ²⁻	-0.969	15.133			
农户养牛场 (孙家、潜水)	K ⁺	0.051	0.961	5.310	2.53	0.40
	Na ⁺	2.187	41.188			
	Ca ²⁺	2.230	41.999			
	Mg ²⁺	0.842	15.852			
	HCO ₃ ⁻	-3.393	60.756	-5.585		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	-1.386	24.810			
	SO ₄ ²⁻	-0.806	14.435			
英歌腾达肉羊 养殖场(张家、 潜水)	K ⁺	0.065	1.045	6.260	0.41	0.46
	Na ⁺	2.704	43.202			
	Ca ²⁺	2.565	40.976			
	Mg ²⁺	0.925	14.777			
	HCO ₃ ⁻	-3.885	61.559	-6.311		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	-1.443	22.861			
	SO ₄ ²⁻	-0.983	15.580			
原野村(韩 家、潜水)	K ⁺	0.064	1.251	5.085	2.25	0.39
	Na ⁺	2.326	45.747			
	Ca ²⁺	1.935	38.056			
	Mg ²⁺	0.760	14.947			
	HCO ₃ ⁻	-3.311	62.259	-5.319		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	-1.266	23.797			
	SO ₄ ²⁻	-0.742	13.944			

表 4.3-11 承压水水质八大离子浓度评价结果

监测井点位	离子名称	毫克当量 (mg/L)	毫克当量百分 比 (%)	离子毫克当量 合计 (mg/L)	相对误 差%	矿化度
英歌窝棚(王 家、承压水)	K ⁺	0.029	0.674	4.335	2.76	0.33
	Na ⁺	1.848	42.622			
	Ca ²⁺	1.855	42.787			
	Mg ²⁺	0.603	13.916			
	HCO ₃ ⁻	-3.033	66.194	-4.582		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	-1.034	22.574			
	SO ₄ ²⁻	-0.515	11.231			
原野村(苏	K ⁺	0.034	0.905	3.738	2.62	0.29

家、承压水)	Na ⁺	1.726	46.173	-3.939		
	Ca ²⁺	1.425	38.119			
	Mg ²⁺	0.553	14.802			
	HCO ₃ ⁻	-2.475	62.840			
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	-0.897	22.775			
	SO ₄ ²⁻	-0.567	14.385			

通过对区域内地下水八大离子监测结果可知，本项目所在区域地下水化学类型以 HCO₃-Na+Ca，4-A 型淡水型为主，地下水矿化度较低，水质情况较好。根据上表可知，项目区域水质总阳离子（钠、钾、钙、镁）与阴离子（硫酸盐、氯化物、碳酸盐、重碳酸盐）毫克当量浓度相对误差不大于 5%，阴阳离子平衡。

4.3.2.4 地下水环境质量现状评价结论

由以上地下水单因子标准指数分析可知，评价区域地下水水质除锰外均满足《地下水质量标准》（GB/T148488-2017）中的Ⅲ类标准要求，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准。其中锰因子水质监测浓度占标率偏高，主要是由于评价区域地层中富含锰矿物，还原条件下转化的 Mn²⁺在 CO₂ 作用下溶入地下水中，形成锰浓度偏高的水文地质化学环境。评价区域地下水化学类型主要为 4-A 型 HCO₃-Na+Ca 淡水。

4.3.2.5 包气带污染现状调查

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 3~10m。

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

①监测点位

本项目布设 4 个包气带监测点，每个点在 0-20cm 深度取 1 个样，在 20-40cm 深度取 1 个样。包气带现状调查见表 4.3-12。

表 4.3-12 包气带监测点

序号	监测点	采样深度	备注
1	源 69-斜 129 井场	0~20cm、20~40cm	污染控制点 (45.63104, 125.09565)

2	源 69-斜 129 井场西侧 200m	0~20cm、20~40cm	清洁对照点 (45.63104, 125.09565)
3	朝二联合站	0~20cm、20~40cm	污染控制点 (45.63820, 125.49337)
4	朝二联合站西南侧 200m	0~20cm、20~40cm	清洁对照点 (45.63820, 125.49337)
5	朝二卸油点	0~20cm、20~40cm	污染控制点 (45.64001, 125.49301)
6	朝二卸油点北侧 200m	0~20cm、20~40cm	清洁对照点 (45.64001, 125.49301)

②监测因子

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

③监测时间

2023 年 7 月 13 日。

④监测结果

表 4.3-13 包气带现状调查结果

监测时间	2023.07.13			
监测项目	源 69-斜 129 井场		源 69-斜 129 井场西侧 200m	
	0~20cm	20~40cm	0~20cm	20~40cm
pH	7.9	8.1	8.2	8.0
铅	5.4	5.6	5.7	5.1
镉	0.13	0.16	0.18	0.15
汞	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
总铬	0.17	0.11	0.14	0.12
石油类	0.13	0.16	0.17	0.11
砷	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L
挥发酚	0.0024	0.0033	0.0029	0.0025
铜	0.008	0.010	0.006	0.009
镍	0.06	0.07	0.09	0.08
锌	0.08	0.09	0.10	0.07
监测项目	朝二联合站		朝二联合站西南侧 200m	
	0~20cm	20~40cm	0~20cm	20~40cm

pH	7.7	7.9	7.8	7.9
铅	5.0	5.2	5.4	5.5
镉	0.12	0.15	0.13	0.16
汞	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
总铬	0.16	0.12	0.11	0.14
石油类	0.11	0.13	0.16	0.10
砷	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L
挥发酚	0.0024	0.0029	0.0022	0.0027
铜	0.009	0.007	0.008	0.006
镍	0.07	0.08	0.10	0.09
锌	0.05	0.08	0.09	0.07
监测项目	朝二卸油点		朝二卸油点北侧 200m	
	0~20cm	20~40cm	0~20cm	20~40cm
pH	7.8	8.0	7.9	7.7
铅	5.2	5.5	5.6	5.4
镉	0.14	0.12	0.15	0.11
汞	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
总铬	0.15	0.13	0.16	0.10
石油类	0.13	0.11	0.14	0.12
砷	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L
挥发酚	0.0030	0.0026	0.0031	0.0029
铜	0.009	0.011	0.010	0.008
镍	0.08	0.06	0.10	0.07
锌	0.07	0.10	0.11	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：pH 无量纲，铅、镉、汞和砷 $\mu\text{g/L}$ ，总铬和石油类、铜、镍、锌、挥发酚为 mg/L 。				

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

4.3.3 声环境质量现状监测与评价

4.3.3.1 声环境质量现状监测

(1) 监测点布设

根据本项目拟建井场布置情况及环境敏感点分布情况，在本项目所在区域共布设 11 个声环境监测点，监测点布设见表 4.3-14，具体监测点位见附图 13。

表 4.3-14 声环境现状监测点位表

序号	监测点	监测坐标	项目位置关系
1	拟建 1 平台	45.62656, 125.09946	拟建井场

(2) 监测时间及频次

监测时间：2023 年 7 月 13 日~月 14 日。

监测频次：连续监测 2 天，昼夜各 1 次。

(3) 监测结果

声环境现状监测结果见表 4.3-15；

表 4.3-15 声环境现状监测结果表 单位：dB (A)

监测点位	2023.07.13		2023.07.14	
	昼间 (08:00~08:20)	夜间 (22:00~22:20)	昼间 (08:00~08:20)	夜间 (22:00~22:20)
拟建 1 平台	47.2	44.0	47.5	44.1

4.3.4.2 声环境质量现状评价

本项目评价范围内噪声源主要来自抽油机及场站，抽油机噪声源强为 65~80dB(A)，为连续稳态声源，场站噪声主要为各类机泵噪声，源强约在 80~85dB(A)之间，为连续稳态声源。

(1) 评价标准

根据本项目区域声环境功能区划，项目区域周边声环境敏感点执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)1 类标准，拟建井场区域声环境执行《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类标准。

(2) 评价方法

声环境质量现状评价采用对标法进行评价。

(3) 评价结论

由本项目区域声环境质量现状监测结果与执行评价标准限值对比分析可知，项目井场区域声环境满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类标准。

4.3.5 土壤质量现状监测与评价

4.3.5.1 土壤理化特性调查

本项目评价范围内主要为黑钙土，在充分收集资料的基础上，根据土壤环境影响类型、建设项目特征与评价需要，有针对性地选择土壤理化特性调查内容，具体土壤理化特性调查见表 4.3-16，区域内土壤构型（土壤剖面）见表 4.3-20。

表 4.3-16 土壤理化特性调查

时间		2023.07.13		
点号		拟建源 69-斜 134 永久占地内		
经纬度		125.106622 45.628832		
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	7.85	8.03	7.96
	阳离子交换量(cmol+/kg)	12.7	13.3	11.8
	氧化还原电位(mv)	179	202	187
	饱和导水率(mm/min)	1.197	1.230	1.202
	土壤容重 (g/cm ³)	1.31	1.36	1.34
	孔隙度(%)	50.6	48.7	49.4
点号		拟建 1#平台南侧 200m 草地	拟建 1 号平台北侧 200m 草地	朝二联卸油点北侧 200m 耕地
经纬度		125.106807 45.628576	125.106928 45.628515	125.500822 45.642000
层次		0-20cm	0-20cm	0-20cm
现场记录	颜色	褐色	褐色	褐色
	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	7.79	8.02	7.74
	阳离子交换量(cmol+/kg)	12.3	11.8	12.6
	氧化还原电位(mv)	198	185	204
	饱和导水率(mm/min)	1.244	1.174	1.193
	土壤容重 (g/cm ³)	1.50	1.45	1.48
	孔隙度(%)	43.4	45.3	44.2

表 4.3-17 区域内土壤构型（土壤剖面）

点号	景观照片	土壤剖面照片	层次
拟建源 69-斜 134 永久占地内			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
			 <small>经纬：126.106622 纬度：45.628832 地址：黑龙江省大庆市肇源县 备注：拟建源 69-斜 134 永久占地内</small>
拟建 1#平台南侧 200m 草地		/	0-0.2m 面状结构 壤土
			 <small>经纬：126.106807 纬度：45.628576 地址：黑龙江省大庆市肇源县 备注：拟建 1#平台南侧 200m 草地</small>
拟建 1		/	0-0.2m 面状结构 壤土

号平 台北 侧 200m 草地			 <p>经度: 125.106928 纬度: 45.625110 地址: 湖北省武汉市黄陂区 备注: 拟建1#平台北侧200m草地</p>
朝二 联卸 油点 北侧 200m 耕地	 <p>经度: 125.509827 纬度: 45.642600 地址: 湖北省武汉市黄陂区朝西6路 备注: 朝二联卸油点北侧200米耕地</p>	/	<p>0-0.2m 面状结构 壤土</p>  <p>经度: 125.110822 纬度: 45.642600 地址: 湖北省武汉市黄陂区朝西6路 备注: 朝二联卸油点北侧200米耕地</p>

4.3.5.2 土壤环境质量现状监测

(1) 采样点布设

本项目土壤环境影响类型属于污染影响型项目，评价等级为一级，确定本项目占地范围内共布设 2 个表层样监测点，5 个柱状样监测点，占地范围外共布设 4 个表层样点，土壤现状监测点位详见表 4.3-18，监测点位置见附图 13。

表 4.3-18 土壤现状监测点位

编号	监测点名称	坐标	执行标准	土壤类型	备注
1	拟建源 69-斜 134 永久占地内	125.57035, 45.68520	《土壤环境质量 建设用地土壤污 染风险管控标准 (试行)》 (GB36600-2018)中第二类用地 筛选值	黑钙土	采取柱状样，在 0~0.5m、 0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
2	拟建 1#平台中心 永久占地内	125.58205, 45.68521		黑钙土	采取柱状样，在 0~0.5m、 0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
3	拟建源 73-斜 131 永久占地内	125.59700, 45.68880		黑钙土	采取柱状样，在 0~0.5m、 0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
4	拟建源 67-斜 134 永久占地内	125.58900, 45.67680		黑钙土	采取柱状样，在 0~0.5m、 0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
5	拟建源 75-斜 134 永久占地内	125.59992, 45.6747		黑钙土	采取柱状样，在 0~0.5m、 0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样

6	拟建源 75-斜 134	125.6115, 45.68300	《土壤环境质量 农用地土壤污染 风险管控标准 (试行)》(GB 15618—2018)中 的筛选值	黑钙土	采取表层样, 在 0~0.2m 取样
7	拟建源 69-斜 134	125.58785, 45.67819		黑钙土	采取表层样, 在 0~0.2m 取样
8	拟建 1#平台南侧 200m 草地	125.57301, 45.6809		黑钙土	采取表层样, 在 0~0.2m 取样
9	拟建 1 号平台北 侧 200m 草地	125.60056,4 5.67257		黑钙土	采取表层样, 在 0~0.2m 取样
10	朝二联卸油点北 侧 200m 耕地	125.57039,4 5.68509		黑钙土	采取表层样, 在 0~0.2m 取样
11	朝二联南侧 200m 耕地	125.61148, 45.70977	黑钙土	采取表层样, 在 0~0.2m 取样	

(2) 监测项目

1#~8#点位监测项目: pH、Cd、Hg、As、Pb、Cr(六价)、Cu、Ni、苯、甲苯、乙苯、氯苯、苯乙烯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、氯乙烯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、硝基苯、苯胺、2-氯酚、蒽、萘、苯并(a)蒽、苯并(b)荧蒽、苯并(k)荧蒽、苯并(a)芘、茚并(1,2,3-cd)芘、二苯并(a,h)蒽、石油烃(C₁₀-C₄₀), 共 47 项。

9#~11#点位监测项目: pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃(C₁₀-C₄₀), 共 10 项。

(3) 监测时间

2023 年 2 月 27 日。

(4) 监测频次

采样 1 次, 分别对各采样土壤进行监测因子全分析。

(5) 监测结果

表 4.3-19 建设用地土壤环境质量现状监测结果 单位: mg/kg (pH 无量纲)

监测时间	2023. 07. 13								
监测项目	测点位及监测结果								
	拟建源 69-斜 134 永久占地内			拟建 1#平台中心永久占地内			拟建源 73-斜 131 永久占地内		
	0-50cm	50-150cm	150-300cm	0-50cm	50-150cm	150-300cm	0-50cm	50-150cm	150-300cm
pH	7.85	8.03	7.96	8.08	7.85	8.11	7.79	8.08	7.93
镉(Cd)	0.07	0.11	0.08	0.09	0.07	0.06	0.08	0.10	0.07
汞(Hg)	0.016	0.019	0.014	0.020	0.015	0.018	0.019	0.021	0.017

砷 (As)	3.37	3.29	3.39	3.28	3.37	3.29	3.27	3.35	3.26
铅 (Pb)	14	21	18	17	20	19	16	19	17
铬(六价)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
铜 (Cu)	19	23	17	22	18	21	23	17	20
镍 (Ni)	22	26	23	20	24	19	22	25	24
苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
甲苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
乙苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
氯苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
间二甲苯 +对二甲 苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
邻二甲苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,2-二氯 苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,4-二氯 苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
四氯化碳	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
氯仿	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
氯甲烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1-二氯 乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,2-二氯 乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1-二氯 乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
顺-1,2-二 氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
反-1,2-二 氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出

二氯甲烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,2-二氯丙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1,1,2-四氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1,2,2-四氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
四氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1,1-三氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1,2-三氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
三氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,2,3-三氯丙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
硝基苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯胺	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
2-氯酚	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
蒎	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
萘	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并[a]蒎	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并[b]荧蒎	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并[k]荧蒎	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并[a]芘	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
茚并[1,2,3-cd]芘	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
二苯并[a,h]蒎	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
石油烃	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出

(C ₁₀ -C ₄₀)								
-------------------------------------	--	--	--	--	--	--	--	--

续表 4.3-19 建设用地土壤环境质量现状监测结果 单位: mg/kg(pH 无量纲)

监测时间	2023. 07. 13							
监测项目	测点位及监测结果							
	拟建源 67-斜 134 永久占地内			拟建源 75-斜 134 永久占地内			拟建源 75-斜 134	拟建源 69-斜 134
	0-50cm	50-150cm	150-300cm	0-50cm	50-150cm	150-300cm	0-20cm	0-20cm
pH	7.88	7.93	8.06	8.13	7.85	8.02	8.01	7.94
镉 (Cd)	0.06	0.09	0.08	0.07	0.10	0.09	0.10	0.11
汞 (Hg)	0.018	0.016	0.020	0.019	0.023	0.021	0.018	0.022
砷 (As)	3.36	3.40	3.27	3.31	3.24	3.29	3.41	3.37
铅 (Pb)	15	18	16	17	15	19	16	19
铬 (六价)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
铜 (Cu)	16	20	17	19	22	14	18	17
镍 (Ni)	19	23	21	22	24	20	24	21
苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
甲苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
乙苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
氯苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
间二甲苯+对二甲苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
邻二甲苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,2-二氯苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,4-二氯苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
四氯化碳	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
氯仿	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
氯甲烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出

	出			出				出
1,1-二氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,2-二氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1-二氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
顺-1,2-二氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
反-1,2-二氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
二氯甲烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,2-二氯丙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1,1,2-四氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1,2,2-四氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
四氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1,1-三氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,1,2-三氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
三氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
1,2,3-三氯丙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
硝基苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯胺	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
2-氯酚	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
蒎	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
萘	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并[a]蒎	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并[b]荧	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出

葱	出			出				出
苯并[k]荧葱	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并[a]芘	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
茚并[1,2,3-cd]芘	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
二苯并[a,h]葱	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
石油烃	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出

表 4.3-20 农用地土壤环境质量现状监测结果 单位: mg/kg (pH 无量纲)

监测时间	2023. 07. 13			
监测项目	监测点位及监测结果			
	拟建 1#平台南侧 200m 草地	拟建 1 号平台北侧 200m 草地	朝二联卸油点北侧 200m 耕地	朝二联南侧 200m 耕地
	(0-20cm)	(0-20cm)	(0-20cm)	(0-20cm)
pH	7. 79	8. 02	7. 74	7. 81
镉	0. 08	0. 11	0. 09	0. 10
汞	0. 017	0. 015	0. 020	0. 019
砷	3. 29	3. 34	3. 27	3. 40
铅	15	20	17	19
铬	46	53	47	44
铜	14	20	17	18
镍	21	25	18	24
锌	52	61	47	53
石油烃	未检出	未检出	未检出	未检出

4.3.5.3 土壤环境质量现状评价

(1) 评价方法

评价方法采用标准指数法进行土壤环境质量现状评价, 即通过指数的大小反应土壤环境受污染的程度, 公式为:

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

式中: K_i ——第 i 项分指数;

X_i ——土壤中 i 污染物的实测含量, mg/kg;

X_{oi} ——土壤中 i 污染物的标准值，mg/kg。

(2) 评价标准

1#~7#监测点位土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 建设用地土壤污染风险筛选值（基本项目）中第二类用地筛选值标准，以及表 2（其他项目）中第二类用地筛选值标准；8#监测点位土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 建设用地土壤污染风险筛选值（基本项目）中第一类用地筛选值标准，以及表 2（其他项目）中第一类用地筛选值标准；9#~11#监测点位土壤执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 农用地土壤风险筛选值（基本项目）中标准。

(3) 土壤现状评价结果分析

建设用地土壤环境质量现状评价结果见表 4.3-21。农用地土壤环境质量现状评价结果见表 4.3-22。

表 4.3-21 建设用地土壤环境质量现状评价结果（ K_i 值）

监测时间	2023.02.27								
监测项目	测点位及评价结果								
	拟建源 69-斜 134 永久占地内			拟建 1#平台中心永久占地内			拟建源 73-斜 131 永久占地内		
	0-50cm	50-150cm	150-300cm	0-50cm	50-150cm	150-300cm	0-50cm	50-150cm	150-300cm
镉 (Cd)	0.001	0.002	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.002	0.001
汞 (Hg)	0.000	0.001	0.000	0.001	0.000	0.000	0.001	0.001	0.000
砷 (As)	0.056	0.055	0.057	0.055	0.056	0.055	0.055	0.056	0.054
铅 (Pb)	0.018	0.026	0.023	0.021	0.025	0.024	0.020	0.024	0.021
铬 (六价)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
铜 (Cu)	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001
镍 (Ni)	0.024	0.029	0.026	0.022	0.027	0.021	0.024	0.028	0.027
苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
甲苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
乙苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
氯苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
间二甲苯+对二甲苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
邻二甲苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND

氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,2-二氯苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,4-二氯苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
四氯化碳	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
氯仿	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
氯甲烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,1-二氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,2-二氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,1-二氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
顺-1,2-二氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
反-1,2-二氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
二氯甲烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,2-二氯丙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,1,1,2-四氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,1,2,2-四氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
四氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,1,1-三氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,1,2-三氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
三氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,2,3-三氯丙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
硝基苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯胺	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
2-氯酚	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
蒎	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
萘	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯并[a]蒎	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯并[b]蒎	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯并[k]蒎	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯并[a]芘	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
茚并[1,2,3-cd]芘	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND

二苯并[a, h] 葱	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND

续表 4.3-24 建设用地土壤环境质量现状评价结果 (K_i 值)

监测时间	2023.02.27								
监测项目	测点位及评价结果								
	拟建 6 号平台永久占地内			拟建 5 号平台永久占地内			朝 116-36 井场永 久占地 内	拟建 4 号平台 永久占 地内	
	0-50c m	50-150cm	150-300c m	0-50cm	50-150cm	150-300c m	0-20cm	0-20cm	
镉 (Cd)	0.001	0.001	0.001	0.001	0.002	0.001	0.002	0.002	
汞 (Hg)	0.000	0.000	0.001	0.001	0.001	0.001	0.000	0.001	
砷 (As)	0.056	0.057	0.055	0.055	0.054	0.055	0.057	0.056	
铅 (Pb)	0.019	0.023	0.020	0.021	0.019	0.024	0.020	0.024	
铬 (六价)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	
铜 (Cu)	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	
镍 (Ni)	0.021	0.026	0.023	0.024	0.027	0.022	0.027	0.023	
苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	
甲苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	
乙苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	
氯苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	
苯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	
间二甲苯+ 对二甲苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	
邻二甲苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	
氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	
1,2-二氯苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	
1,4-二氯苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	
四氯化碳	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	
氯仿	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	
氯甲烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	
1,1-二氯乙 烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	
1,2-二氯乙	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	

烷								
1,1-二氯乙 烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
顺-1,2-二氯 乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
反-1,2-二氯 乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
二氯甲烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,2-二氯丙 烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,1,1,2-四氯 乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,1,2,2-四氯 乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
四氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,1,1-三氯乙 烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,1,2-三氯乙 烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
三氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
1,2,3-三氯丙 烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
硝基苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯胺	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
2-氯酚	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
蒾	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
萘	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯并[a]蒾	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯并[b]荧蒾	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯并[k]荧蒾	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
苯并[a]芘	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
茚并 [1,2,3-cd]芘	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
二苯并[a, h] 蒾	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
石油烃	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND

表 4.3-25 农用地土壤环境质量现状评价结果 (K_i 值)

监测时间	2023.02.27			
监测项目	监测点位及评价结果			
	拟建 1#平台南侧 200m 草地	拟建 1 号平台北侧 200m 草地	朝二联卸油点北侧 200m 耕地	朝二联南侧 200m 耕地
	(0-20cm)	(0-20cm)	(0-20cm)	(0-20cm)
镉	0.133	0.183	0.150	0.167
汞	0.005	0.004	0.006	0.006
砷	0.132	0.134	0.131	0.136
铅	0.088	0.118	0.100	0.112
铬	0.184	0.212	0.188	0.176
铜	0.140	0.200	0.170	0.180
镍	0.111	0.132	0.095	0.126
锌	0.173	0.203	0.157	0.177
石油烃	ND	ND	ND	ND

(4) 评价结论

从表中可以看出，评价区域内土壤环境质量较好，没有出现超标情况。本项目永久占地内土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》

（GB36600-2018）表 1 中建设用地土壤污染风险筛选值（基本项目）中第二类用地筛选值标准，以及表 2（其他项目）中第二类用地筛选值标准；评价范围内农用地土壤满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 农用地土壤风险筛选值（基本项目）中标准。

4.3.6 生态环境现状评价

4.3.6.1 生态环境现状分析

(1) 生态功能区划

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

在全国生态功能区划的基础上，结合黑龙江省详细的生态功能区划，对本工程所在的生态功能区划进行详细说明。根据黑龙江省人民政府批准的《黑龙江省生态功能区划》（黑政函〔2006〕75 号），本项目所在区域属于松嫩平原西部草甸草原生态区，松嫩平原西部草甸草原与农业生态亚区，大庆地区矿业与土壤保持生态功能区。本工程区生态功能区划见表 4.3-28。

表 4.3-28 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-06-01-01 肇源县和杜尔伯特自治县和泰来县，面积 14200 平方公里	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，加大对漏斗区的可注，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

(2) 土地利用现状

本工程生态评价范围为区块外延 1km，主要为耕地。评价区土地利用类型包括耕地、交通运输用地、草地、工矿用地及其他用地等；草地主要为区域内斑块状荒草地；交通运输用地主要为城镇村道路用地；工况仓储用地主要为现有油田设施及区域其他工厂等。评价区内土地利用现状分析结果见下表，本项目区域土地利用现状图见附图 11。

表 4.3-29 评价区土地利用现状表

序号	土地类型		面积 (hm ²)	占评价区面积比例 (%)
	一级类	二级类		
1	耕地	旱地	1858.9	9.21
2	草地	荒草地	201	0.48
3	工况仓储用地	采矿用地	10.5	4.58
4	住宅用地	城镇住宅用地	100	0.53
5	交通运输用地	城镇村道路用地	11.6	85.19

(3) 水土流失现状调查

根据根据《大庆市水土保持规划（2015~2030）》，大庆市划定了市级水土流失重点预防区和重点治理区，本项目位于大庆市肇州县朝阳乡，不属于市级水土流失重点治理区。

本项目区域水土流失类型为风水蚀交错类型。成因包括石油天然气开发引起的水土流失、交通建设引起的水土流失、农业开发引起的水土流失。石油天然气开发主要表现在对土地的占用和破坏，地质地貌的变化等。交通建设主要表现在土地占用和土壤侵蚀；地表景观的破坏和生态功能的扰动加剧水土流失；弃土场处理不当引起的水土流失；道路边坡稳定性引发的水土流失。农业开发主要表现在破坏原生植被，导致生态系统退化；干扰原有的土壤基准条件，引发土壤沙化或土地盐渍化；影响水文水情及生态系统，如抽取地下水导致水位下降，地面沉降；化学肥料的过渡使用对土壤、地下水的污染等。

目前我省经济社会发展的重要时期，经济社会发展总体形势对水土保持工作提出了

新要求。全省水土流失综合防治逐步进入法制化轨道，重点地区水土流失治理成效显著，植被保护和生态修复初见成效，退耕还林还草面积得到巩固，黑土区保土蓄水功能持续增强，水土流失面积和强度呈现总体下降趋势。

(4) 防沙治沙情况调查

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

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

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

4.3.6.2 植被及生物多样性

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

大庆市位于松嫩平原中部，地势低，地带性植被为草甸草原，是我国温带草原的一部分，也是欧亚大陆草原的最东端，以丛生禾草和根茎禾草为其主要成分。由于湖泊、沼泽和盐碱化洼地的大面积分布，非地带性植被面积也较大，并有较多的盐生植物群落。

(1) 植物区系特征

本区植物区系成分主要包括长白植物区系、蒙古植物区系、华北植物区系和大兴安岭植物区系。以蒙古草原植物区系成分占优势，常见的优势种和伴生种多属蒙古植物区系成分，如羊草(*Aneurolepidium chinense*)、贝加尔针茅(*Stipa baicalensis*)、大针茅(*S. grandis*)、线叶菊(*Filifolium sibiricum*)、星星草(*Puccinellia tenuifolia*)等。长白植物区系，也称满洲植物区系，在本区分布的种数仅次于蒙古植物区系，如木贼(*Equisetum hyemale*)、普通蓼(*Polygoeum manshuricum*)、野大豆(*Glycine soja*)、水车前(*Ottelia*

alimoides)、狼爪瓦松 (*Orostachys cartilaginosa*) 等。华北植物区系成分所占比例不大, 主要有细叶地榆 (*Samguisorba tenuifolia*)、柴胡 (*Bupleurum scorzonerifolium*)、糙隐子草 (*C. squarrosa*) 等。

(2) 主要植被类型

评价区域内植被类型以草甸和农田为主。

① 农田植被

评价区属于松嫩平原区, 粮食耕作历史悠久, 栽培植被是最重要的植被类型, 本区域主要种植农作物、经济作物和蔬菜等。本地区农田为永久基本农田, 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。

② 草甸植被

评价区域内草甸主要包括草甸草原植被和盐生草甸植被。

草甸草原植被: 羊草草甸草原 (*Form. Leymus chinensis*)。羊草草甸草原是欧亚大陆草原区东部一种特有和优势的草原类型, 也是本市主要的草甸草原类型。由于羊草具有强烈的根茎繁殖能力, 排挤其它植物侵入, 故种类组成比较单纯, 在群落中羊草占绝对优势, 是稳定的建群成分。但由于小生境, 尤其是土壤类型和土壤盐碱含量的变化, 群落组成结构有明显差异, 可以区分若干群丛。如羊草-野古草群丛 (*Leymus chinensis-Spodipogon sibiricus*)、羊草-箭头唐松草群丛 (*Leymus chinensis-Thalictretum simplex*)、羊草-拂子茅群丛 (*Leymus chinensis-Calamagrostis epigejos*)、羊草-糙隐子草群丛 (*Leymus chinensis-Cleistogenes squarrosa*)、羊草-野大麦群丛 (*Leymus chinensis-Hordetum*)、羊草-虎尾草群丛 (*Leymus chinensis-Chioris vigata*)、羊草-碱蒿群丛 (*Leymus chinensis-Artemisetum*) 等。羊草草甸草原是草原植被中经济价值最高的类型。由于羊草营养价值在整个生长季都很高, 适口性强, 适于调制干草, 是最重要的自然割草场和放牧场。但目前因过度放牧和碱化, 草场退化严重。

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

(*S.corniculata*) 等。马蔺草甸 (*Form. Iris ensata*)。主要分布在严重退化草地的碱斑周围。组成以马蔺为优势, 伴生种随着小生境土壤的盐分、湿润度的不同而有变化, 主要有无脉苔草 (*Carex enervis*)、走茎苔草 (*C. reptabunda*)、寸草、羊草、赖草及芨芨草 (*Achnatherum splendens*), 其次间或混有少量的各类杂类草。碱蓬草甸 (*Form. Suaedion glancae*)。广泛分布在碱湖周围的碱土和严重退化草地的碱斑上, 是草地土壤严重碱化的标志之一, 在土壤碱化度达到 50% 以上的地段仍能正常生长。它包括原生和次生的群落, 一般面积较小, 但在村庄附近、放牧点、饮水点、极度放牧的地方也可连成大片。组成群落的种类简单, 多为盐生植物, 碱蓬和碱蒿在群落中占主要地位, 虎尾草在某些地段也可有较多数量。该群落只在夏季雨水充足的情况才有很好的发育, 否则植物稀疏。角碱蓬草甸 (*Form. Suaedetum corniculatae*)。角碱蓬的生境与碱蓬相似, 常与其形成复合分布, 也包括原生和次生群落, 种类组成较单纯, 角碱蓬占绝对优势。

4.3.6.3 动物现状调查

(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. picas 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。

项目工程占地区无国家重点保护野生动物、无《中国生物多样性红色名录》中珍稀濒危野生动物, 无国家列入拯救保护的极小种群、特有种等动物资源的主要的天然集中分布区和繁殖区。

4.3.6.4 生态景观类型调查

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

耕地景观是分布面积较大的景观类型, 总面积 1858.9hm², 占评价区域总面积的 85.19%。主要种植以玉米为主的农作物。

4.3.6.5 既有工程实际生态影响到及措施调查

根据现场调查，第十采油厂在钻井工程时采取了生态保护措施保护区域内草地及农田生态系统。例如严格控制了井场的临时及永久占地，井场钻井工程施工结束后及时对临时占地进行了生态恢复，最大力度降低了油田开发对区域农田生态系统的影响。并严格控制了该区域油田作业范围，严格运行期管理，减小了对区域生态系统的扰动，保证了不因油田开发活动加重生态系统的退化、沙化、盐碱化等。针对区块内水土流失重点治理区，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。

在生产运营期，区块内油水井作业均在永久占地范围内进行，同时在作业时铺设防渗布，并将产生的污水用罐车拉运到朝一联含油污水处理站处理，防止了油污污水污染周围生态环境，运行期间区域土壤环境质量整体良好，该区域油田开发对区域生态环境影响不大。

本工程区域内已建井的井场永久性占地面积符合要求，井场地面均进行了平整，场站内道路两侧和场站院墙内外均已绿化，生态恢复较好。井场永久性占地面积符合设计要求，井场地面均进行了平整，在临时性占地范围内，地表基本进行了平整，并已完成了生态恢复。区域内井场周边生态环境现状及区域内井场平整情况见图 3.1-1。

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

4.3.6.8 主要生态环境问题

根据现场调查，本工程所在区域内生态环境以农田生态系统为主，为保护区域生态环境，第十采油厂在施工时采取了一系列的生态保护措施保护区域生态系统，例如尽可能增加丛式井比例，严格控制井场的临时及永久占地，井场施工结束后及时的进行了生态恢复，通过采取了一系列的生态保护措施后，油田的开发对农田生态系统没有造成明显影响。下一阶段要求建设单位严格控制该区域油田作业范围，严格运行期管理，尽量减小对区域生态系统的扰动，保证不因油田开发活动加重生态系统的退化、沙化、盐

碱化等。

4.4 区域污染源调查

本工程为石油开采项目，经现场调查，区域内污染源主要为油田场站及井场，场站主要包括朝 4 转油站、朝一联脱水站、朝五注水站等，污染物主要为油田场站及区块内已建油井产生的废气、废水、噪声、固废等污染物。

4.4.1 大气污染源调查

根据建设单位提供资料和现场调查，项目区域不存在拟替代的污染源；本次拟开发的区块大气评价区域目前不存在与评价项目排放污染物有关的其他在建项目、已批复环境影响评价文件的拟建项目。

(1) 工业废气

主要包括各场站的加热炉烟气、场站及井场原油集输产生的工艺废气。产生的废气污染物主要包括 SO₂、NO_x、颗粒物、非甲烷总烃等。

本项目位于肇源油田源 20 东区块，区域内排放的非甲烷总烃主要为区域内井场、集输管线及场站在运行过程中无组织挥发的非甲烷总烃，根据建设单位提供资料，肇源油田源 20 东区块目前产油约 0.32×10⁴t/a。根据《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南（试行）》中石油化工业天然原油和天然气开采，石油开采挥发性有机物产生系数 1.4175g/kg 原油，则现有区域非甲烷总烃挥发量为 4.54t/a。本项目建成后年产原油 0.84×10⁴t/a，则本次产能非甲烷总烃挥发量为 11.91t/a。

区域内锅炉废气主要来自朝二联转油脱水站加热炉排放的烟气。根据现有工程污染物排放情况调查，区块内锅炉废气颗粒物排放量为 0.944/a，NO_x 排放量为 8.07t/a，SO₂ 排放量为 1.02t/a。本项目建成后，锅炉废气颗粒物新增排放量为 0.0296/a，NO_x 排放量为 0.256t/a，SO₂ 排放量为 0.0522t/a。

(2) 汽车尾气

由于项目的开发建设导致区内车辆、交通量增加，导致排放尾气增多，主要特征污染物为 CO、NO_x 和碳氢化合物，属于流动源。

4.4.2 废水污染源调查

(1) 生活污水污染源

区域生活污水污染源主要来源于场站办公设施，其污染物主要为 COD、BOD₅、SS、NH₃-N 等，区域场站内的生活污水产生量约 2628m³，生活污水排入场站内防渗旱厕，定期清掏堆肥处理。

(2) 工业污水污染源

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

区域内油田采出水量为 $0.50 \times 10^4 \text{t/a}$ ，区域内油水井作业（修井）产生的作业污水共计约 16m^3 ，区域内水井洗井产生的洗井污水共计约 $720 \text{m}^3/\text{a}$ 。区域内油田采出水、油水井作业污水、洗井污水均由朝一联合站污水处理站处理达标后回注油层。

4.4.3 噪声污染源调查

工业区工业噪声源主要分为 2 类，分别如下：

第一类是工业企业噪声：主要为泵类、风机类、抽油机井等设备噪声，声级值 $65 \sim 85 \text{dB(A)}$ ，主要噪声源为朝二联合站、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

根据现状调查分析，区域内油井在进行作业过程中产生的含油污泥量约 0.2t/a ，区域内场站清罐污泥产生量约为 5.2t/a ，含油污泥由罐车拉运至朝一联合站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；区域内场站共产生生活垃圾 17t/a ，产生的生活垃圾集中收集后拉运至肇州县生活垃圾综合处理厂进行处理。

5 环境影响预测与评价

5.1 大气环境影响预测与评价

5.1.1 施工期

施工过程中对大气环境的影响主要是施工场地的废气主要是柴油机产生的烟气、施工车辆排放的尾气及管沟开挖、道路敷设、土方堆填、恢复原有地面等过程中产生的粉尘及二次扬尘。

(1) 施工场地扬尘

施工期管线路由开挖、道路铺设、回填、开挖土方露天堆放等过程都会产生扬尘，如遇干旱无雨季节或者大风，施工扬尘将更为严重。据有关调查显示，施工工地的扬尘主要是由运输车辆的行驶和开挖土方的露天堆放产生，一般情况下，施工场地、施工道路在自然风作用下产生的扬尘所影响的范围在 100m 以内。如果在施工期间对施工区域采用围护或对车辆行驶的路面实施洒水抑尘，每天洒水 4-5 次，可使扬尘减少 70%左右，施工场地洒水抑尘的试验结果见表 5.1-2。

表 5.1-2 施工场地洒水抑尘试验结果

距离 (m)		5	20	30	50	100-150
TSP 小时平均浓度 (mg/m ³)	不洒水	10.14	2.89	1.15	0.86	0.61
	洒水	2.01	1.40	0.67	0.27	0.21

结果表明：实施每天洒水 4-5 次进行抑尘，可有效地控制施工扬尘，可将 TSP 污染距离缩小到 20-50m 范围。施工期管线施工扬尘不会对敏感点产生较大影响。

根据本项目特点，在施工过程中，应定时适量洒水，并在大风天加大洒水量及洒水次数，使作业面保持一定的湿度；加强回填土方堆放场的管理，要采取土方表面压实、覆盖等措施；运输车辆进入居民区附近施工场地应低速行驶或限速行驶，减少扬尘产生。采取上述措施后，施工期过程中产生的扬尘可降低约 70%，扬尘浓度能够满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 中无组织排放监控浓度限值要求。项目施工结束后及时恢复施工占地的原有地表形态。施工扬尘对沿线敏感目标影响具有一定的时段性，这种影响随着施工期的结束而消失。

(2) 施工车辆扬尘

施工时运输车辆下风向 50m 处的浓度约为 11.63mg/m³，工程在运输和堆置过程中对易起尘的临时土方等加盖苫布等遮盖物，对进出场地的运输道路进行洒水抑尘，运输车辆扬尘污染类比调查见表 5.1-1。

表5.1-1 运输车辆扬尘监测结果

染来源	采样点距离 (m)	监测结果 (mg/m ³)
灰土运输车辆	下风向50	11.63
	下风向100	19.69
	下风向150	5.04

运输车辆及筑路机械行驶在施工道路上时，产生的扬尘在下风向150m处TSP浓度值为5.04mg/m³，其对下风向污染较大。

为了防止道路施工污染物污染环境，在施工时，应采取以下措施：

①材料运输过程中，进行材料遮盖，防止材料洒落、风刮起的粉尘；

②施工场地干燥时适当洒水抑尘，建材堆放应定位定点，并采取防尘、抑尘措施，如设置挡风板、上覆遮盖材料等；

③在敏感点处采取洒水、减慢车速，控制运输车辆的扬尘污染。

在采取了相应的控制措施后，施工过程对周围敏感点产生的影响较小，且这种影响将随着施工期的结束而消失。

(3) 施工车辆尾气

本项目施工期各类工程及运输车辆排放的尾气会对大气环境造成一定污染，排放主要污染物为NO_x、CO、SO₂、TSP等，均属于无组织排放，施工所处地区宽阔，地形简单，污染物在大气中可快速扩散，由于车辆排放的尾气为流动的线源，影响范围较大，但其污染不集中且扩散能力相对较快，因此对环境的空气的影响不是很大。

通过在施工期采用车辆密闭措施可以满足厂界周边颗粒物浓度满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）要求。通过采取过程全控制的措施，满足相关标准的要求。

(4) 柴油机燃烧排放的烟气

钻井时钻机和其他设备动力源均由发电机提供，而为发电机提供动能的是柴油机。根据工程分析可知，柴油机污染物排放速率为 HC+NO_x: 1.63g/kw·h、颗粒物: 0.28g/kw·h、CO: 0.61g/kw·h，均满足《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）中“非道路移动机械装用柴油机排气污染物限值”（第三阶段）标准要求。

本项目钻机施工时使用低标号柴油，调节好柴油机运行工况。本项目最近敏感目标为博尔诺村，由于施工所在区域较开阔，柴油发电机烟气扩散较快，对附近环境影响较小。随着钻井工作的结束，柴油机排放的废气对环境空气的影响会逐渐消失。

(5) 柴油储罐产生的非甲烷总烃

本项目施工期每个井场设置1座柴油储罐，储罐为密闭，但还会有少量非甲烷总烃

进行挥发。根据《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南（试行）》中的规定，油品储存 0.156g/kg 柴油，本工程每座钻井井场设置钢制柴油罐 1 个，单罐容积 50m³，储量约 40t，则施工期柴油储罐非甲烷总烃挥发量为 9.24kg。本项目柴油罐选用密闭管线、密闭性能好的阀门、法兰和垫片连接。同时加强管理，定期巡检，杜绝跑、冒、滴、漏现象。由于施工所在区域较开阔，柴油罐挥发气体较少，发散较快，对附近环境影响较小

1.2 运行期

5.1.2.1 评价区域二十年地面气象资料

本项目平台井场坐标为东经 125°06'22.81"，北纬 45°37'43.78"区域，项目采用的是大庆气象站（一般气象站，50850）资料，气象站位于黑龙江省大庆市，地理坐标为东经 124.99030°，北纬 46.62080°，海拔高度 152m。气象站始建于 2005 年，于 2005 年正式进行气象观测。

大庆气象站距离本项目 80-90km，是距本项目最近的气象站，拥有长期的气象观测资料，以下资料根据 2005-2021 年气象数据统计分析。

(1) 气象站常规气象统计（2005-2021）

气象站常规气象项目统计表见表 5.1-3。

表 5.1-3 气象站常规气象项目统计表

统计项目		统计值	极值出现时间	极值
多年平均气温（℃）		5.2	/	/
累年极端最高气温（℃）		35.3	2018-06-02	38.9
累年极端最低气温（℃）		-27.9	2013-01-01	-36.2
多年平均气压（hpa）		996.0	/	/
多年平均相对湿度（%）		60.7	/	/
多年平均降雨量（mm）		513.6	/	/
日照时长（h）		2470.3	/	/
平均风速（m/s）		5.2	/	/
静风频率（%）		5.5	/	/
极大风速（m/s）、相应风向		26.2、NW	2019-07-28	/
灾害天气统计	多年平均雷暴日数	20.8	/	/
	多年平均大风日数	3.8	/	/
	多年平均冰雹日数	0.7	/	/

(2) 气象站风观测数据统计

①月平均风速

大庆气象站（距本项目最近的气象站）月平均风速见表 5.1-4，04 月平均风速最大

(2.8m/s)，8月风最小(1.8m/s)。

表 5.1-4 气象站月平均风速统计 (单位: m/s)

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
平均风速	1.9	2.2	2.6	2.8	2.7	2.1	2.0	1.8	2.1	2.2	2.2	1.9

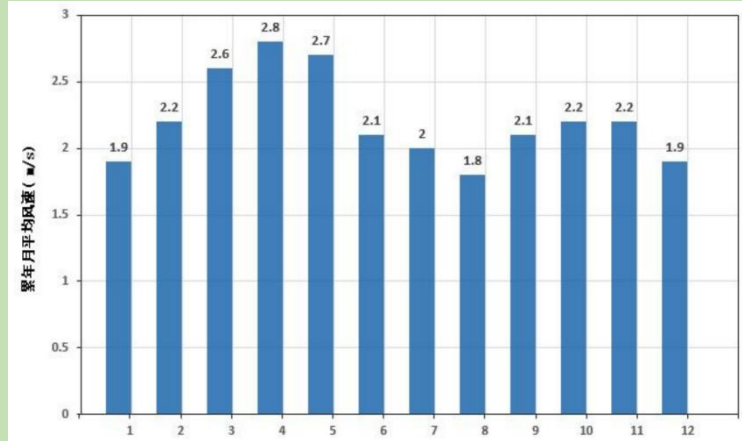


图 5.1-1 大庆月平均风速 (单位: m/s)

②风向特征

近 20 年资料分析的风向玫瑰图见图 5.1-2, 大庆气象站 (距本项目最近的气象站) 主要风向为 S、SSW、WSW、WNW, 占 32.5%, 其中以 S 为主风向, 占到全年的 8.6% 左右。

表 5.1-5 气象站年风向频率统计 (单位: %)

风向	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	C
频率	6.5	4.9	3.9	4.0	3.6	3.5	3.8	4.7	8.6	8.1	5.6	8.0	7.3	7.7	7.2	6.7	5.5

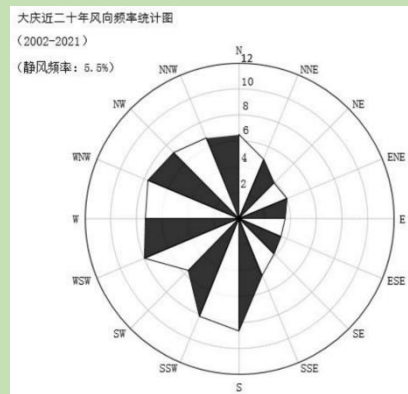


图 5.1-2 风向玫瑰图 (静风频率 5.5%)

各月风向频率见表 5.1-6, 月风向玫瑰图见图 5.1-3。

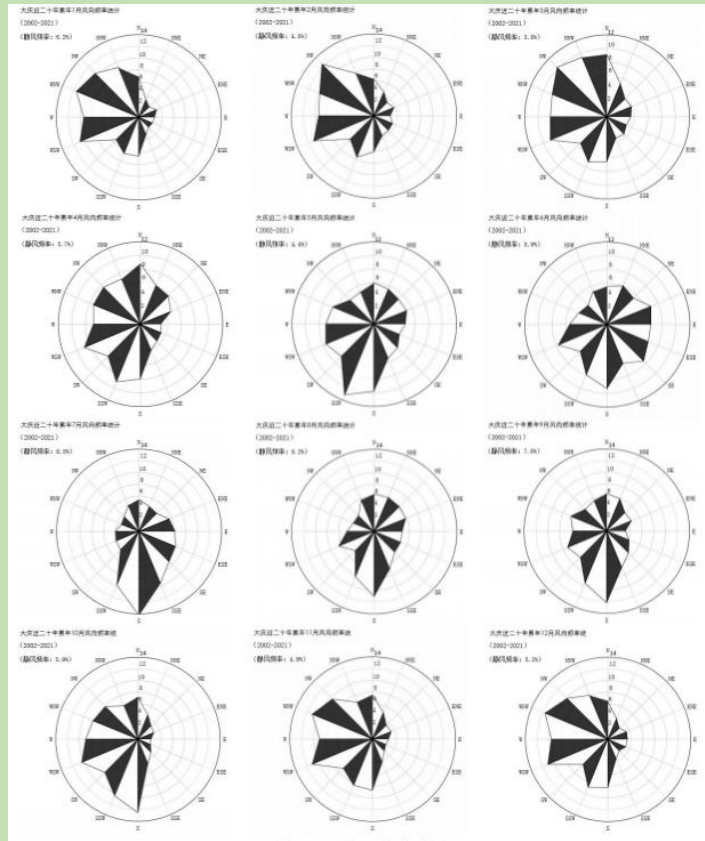


图 5.1-3 月风向玫瑰图（静风频率 5.5%）

表 5.1-6 气象站月风向频率统计（单位%）

风向频率月份	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	C
01	6.8	3.2	2.5	3.3	2.7	2.5	2.4	3.2	6.6	6.6	5.4	10.8	9.4	11.5	10.5	9.1	6.2
02	6.3	4.4	3.2	3.7	2.8	3.4	3.5	3.7	6.1	7.6	5.6	11.1	9.4	10	12.5	7.9	4.5
03	9.1	5.2	3.7	3.9	3.5	3.1	3.6	3.4	6.6	7.1	5.4	8.9	8.2	8.6	10.2	9.4	3.8
04	8.8	6.1	5.8	4.8	3	3.3	3.5	4.1	8	9.1	6.6	8.8	6.8	7.4	7.6	7.1	3.7
05	6	5.5	5.1	5.2	4.6	4	4.9	5.4	9.8	11.2	6.7	7.6	7	6.5	4.9	5.1	4.4
06	5.5	6.1	5.4	6.9	6.4	6.5	7.5	6.1	9.3	7.9	5.5	7.7	5.4	4.4	3.9	5.2	5.9
07	5.4	4.6	4.3	5.5	6.1	6.7	7.2	9.5	14.2	9.8	4.4	4.2	4	3.2	3.6	4.8	6.5
08	6.4	6.3	6	5.8	4.7	4.9	4.9	6.9	11	8.3	4.6	6.5	4.6	3.8	3.8	5.8	9.2
09	6.4	5.9	4.4	4.5	3.2	4.1	5.3	6.7	12.2	9.6	6.3	7.2	5.7	6.6	5.2	5.6	7.8
10	7.2	4.5	3.2	2.9	2.2	2.3	3.2	4.5	12.5	10.4	8	10.4	8.9	8.3	7.9	6.2	5.9
11	7.5	4.9	3.3	3.4	2.7	2.4	2.8	4.3	8.7	8.5	7	11.1	9	11.1	9.6	6.8	4.9
12	6.5	3.8	2.7	3.4	3.3	3.3	2.7	3.6	8.2	8.8	6	11.1	9.6	11.6	9.8	8.1	5.2

③风速年际变化特征与周期分析

根据近 20 年资料分析，大庆气象站（距本项目最近的气象站）2019 年年平均风速最大（3.1m/s），2014、2015 年年平均风速最小（1.5m/s）。



图 5.1-4 (2002-2021) 年平均风速 (单位: m/s, 虚线为趋势线)

(3) 气象站温度分析

①月平均气温与极端气温

大庆气象站（距本项目最近的气象站）07月气温最高（24.1℃），01月气温最低（-16.5℃），近20年极端最高气温出现在2018-06-02（38.9℃），近20年极端最低气温出现在2013-01-01（-36.2℃）。

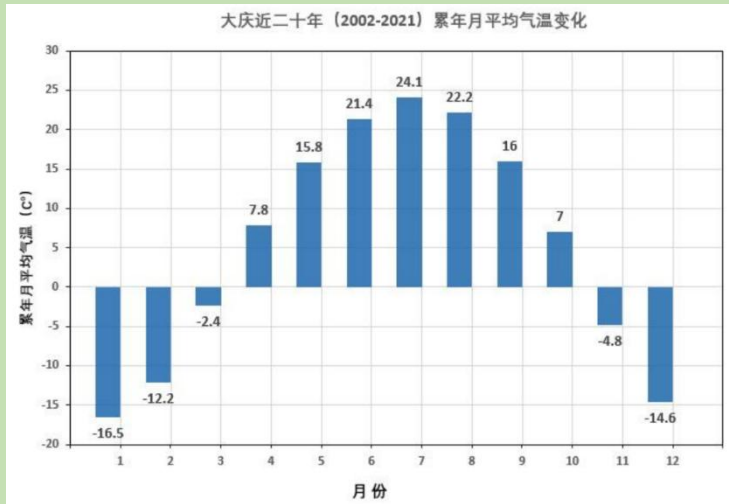


图 5.1-5 月平均气温图 (单位: °C)

②温度年际变化趋势与周期分析

大庆气象站（距本项目最近的气象站）近20年气温呈逐年上升趋势，2007年年平均气温最高（6.4℃），2010年年平均气温最低（4.1℃）。

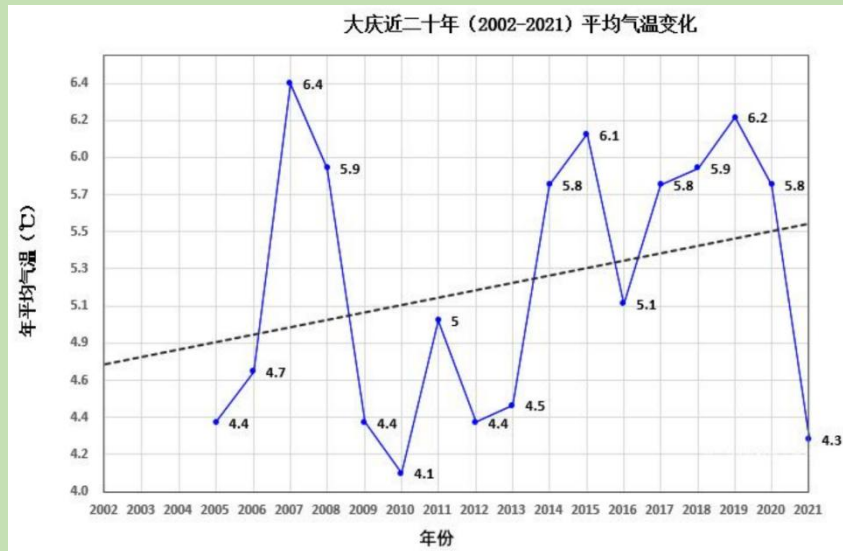


图 5.1-6 (2002-2021) 年平均气温 (单位: °C, 虚线为趋势线)

(4) 气象站降水分析

①月平均降水与极端降水

大庆气象站（距本项目最近的气象站）07月降水量最大（147.7mm），1月降水量最小（2.6mm），近20年极端最大日降水出现在2018-07-25（96.8mm）。

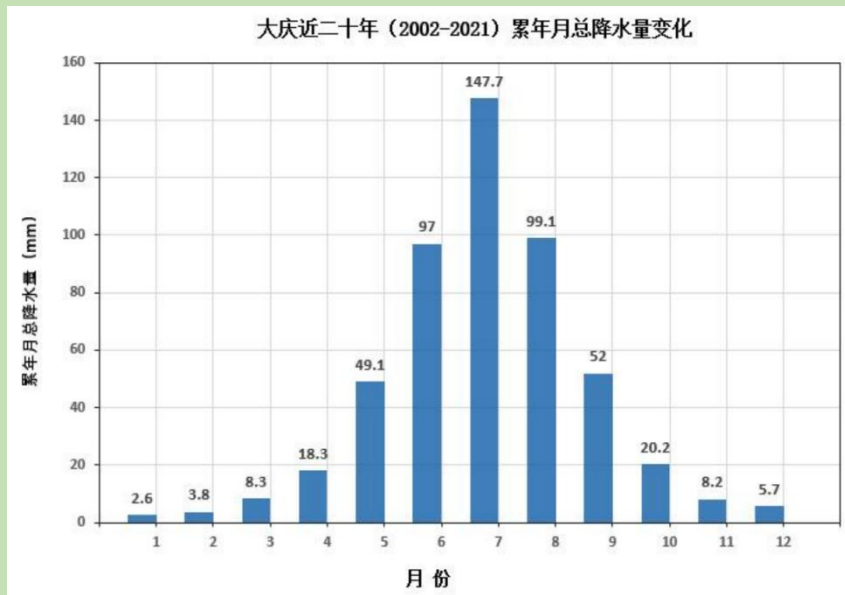


图 5.1-7 月平均降水量 (单位: 毫米)

②降水年际变化趋势与周期分析

大庆气象站（距本项目最近的气象站）近20年年降水总量无明显变化趋势，2018年年总降水量最大（721.2mm），2007年年总降水量最小（316.9mm）。



图 5.1-8 (2002-2021) 年总降水量 (单位: 毫米, 虚线为趋势线)

(5) 气象站日照分析

①月日照时数

大庆气象站 (距本项目最近的气象站) 05 月日照最长 (239.2 小时), 12 月日照最短 (155 小时)。



图 5.1-9 月日照时数 (单位: 小时)

②日照时数年际变化趋势与周期分析

大庆气象站 (距本项目最近的气象站) 近 20 年年日照时数呈现上升趋势, 2020 年年日照时数最长 (2825.1 小时), 2015 年年日照时数最短 (2144.4 小时)。



图 5.1-10 (2002-2021) 年日照时长 (单位: 小时, 虚线为趋势线)

(6) 气象站相对湿度分析

①月相对湿度分析

大庆气象站 (距本项目最近的气象站) 07 月平均相对湿度最大 (73.3%), 04 月平均相对湿度最小 (44.1%)。

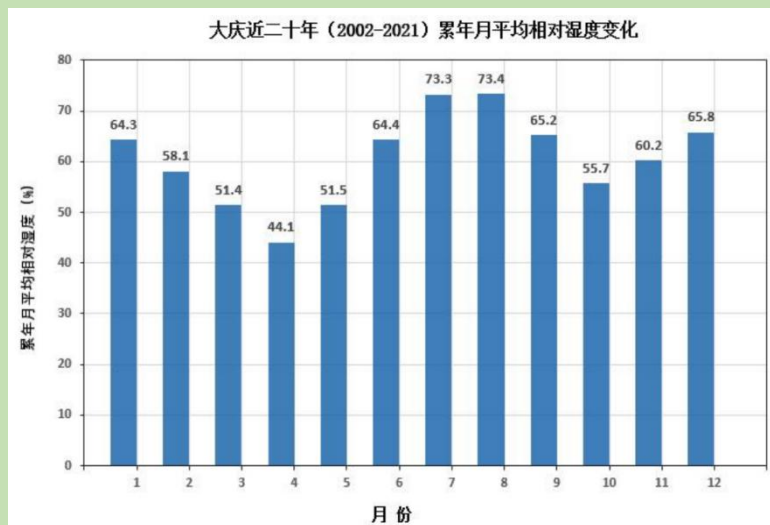


图 5.1-11 月平均相对湿度 (纵轴为百分比)

②相对湿度年际变化趋势与周期分析

大庆气象站 (距本项目最近的气象站) 近 20 年年平均相对湿度无明显变化趋势, 2013 年年平均相对湿度最大 (67%), 2017 年年平均相对湿度最小 (56%)。



图 5.1-12 (2002-2021) 年平均相对湿度 (纵轴为百分比, 虚线为趋势线)

5.1.2.2 近一年地面气象资料统计

本项目地面观测资料采用气象局提供的 2021 年 1 月至 2021 年 12 月全年风速、风向、干球温度、露点温度、相对湿度、气压观测资料以及观测的总云和低云资料进行统计分析。统计分析结果表明, 2021 年评价区域平均温度 5.65°C, 平均风速 2.96m/s。

(1) 气象台站的基本信息

气象台站区站号 (国家统一编号) 50850;

测风距离地面高度 10.5 米;

测温离地面高度 1.5 米;

气象站地面高程 (拔海高度) 152 米;

气象站类别 (一般站)。

(2) 温度统计分析

年评价区域月平均温度统计表见表 5.1-7, 2021 年评价区域月平均温度变化图见图 5.1-13。

表 5.1-7 年评价区域月平均温度统计表

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	全年
气温 (°C)	-17.62	-11.82	0.65	8.27	15.84	21.21	25.34	20.68	16.13	7.34	-4.32	-13.94	5.65

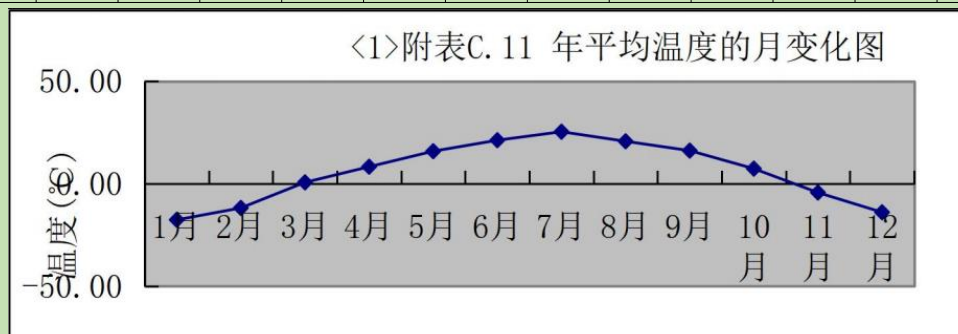


图 5.1-13 2021 年评价区域月平均温度变化图

从表 5.1-7 和图 5.1-13 看出，近 1 年的平均温度为 5.65℃，4-10 月份高于全年平均气温，其它月份小于全年平均值，7 月份平均气温最高为 25.34℃，1 月份温度最低为 -17.62℃。

(3) 风速统计分析

2021 年平均风速为 2.96m/s，4 月份平均风速最大为 3.67m/s；1 月份平均风速最小为 2.41m/s。2021 年评价区域月平均风速统计见表 5.1-8，2021 年评价区域月平均风速变化图见图 5.1-14。

表 5.1-8 2021 年评价区域月平均风速统计

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	全年
风速 (m/s)	2.41	3.10	3.38	3.67	3.63	2.91	2.64	2.60	2.55	2.93	2.97	2.69	2.96

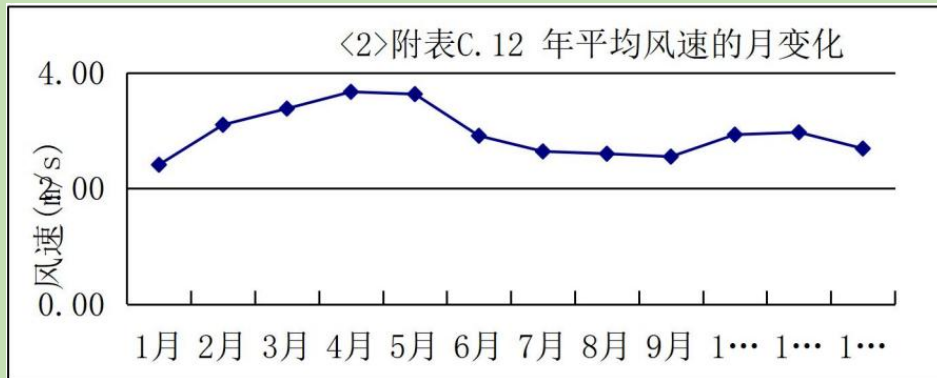


图 5.1-14 2021 年评价区域月平均风速变化图

年评价区域各季小时平均风速的日变化见表 5.1-9。2021 年评价区域各季小时平均风速的日变化见图 5.1-15。

表 5.1-9 2021 年评价区域各季小时平均风速的日变化 (单位: m/s)

	1 时	2 时	3 时	4 时	5 时	6 时	7 时	8 时	9 时	10 时	11 时	12 时
春季	2.80	2.72	2.60	2.69	2.70	2.89	3.46	3.82	4.38	4.60	4.94	4.82
夏季	2.10	2.16	2.15	2.24	2.16	2.37	2.66	2.93	3.09	3.31	3.63	3.69
秋季	2.33	2.32	2.49	2.42	2.36	2.51	2.64	2.99	3.34	3.46	3.69	3.79
冬季	2.43	2.48	2.46	2.40	2.41	2.36	2.43	2.50	3.05	3.26	3.59	3.65
春季	13 时	14 时	15 时	16 时	17 时	18 时	19 时	20 时	21 时	22 时	23 时	24 时
夏季	4.78	4.88	4.77	4.27	3.83	3.36	2.85	2.70	2.94	3.01	2.81	2.77
秋季	3.64	3.54	3.30	3.31	3.17	2.72	2.31	2.11	2.04	2.11	2.18	2.25
冬季	3.84	3.87	3.50	3.16	2.52	2.28	2.28	2.38	2.33	2.40	2.37	2.37
春季	3.73	3.84	3.45	2.83	2.37	2.20	2.15	2.28	2.35	2.32	2.28	2.45

表 5.1-9 给出了风速日变化趋势。由表可知，各季节内，风速较小值一般出现在夜间，风速在下午达到最大，有利于大气污染物的扩散。

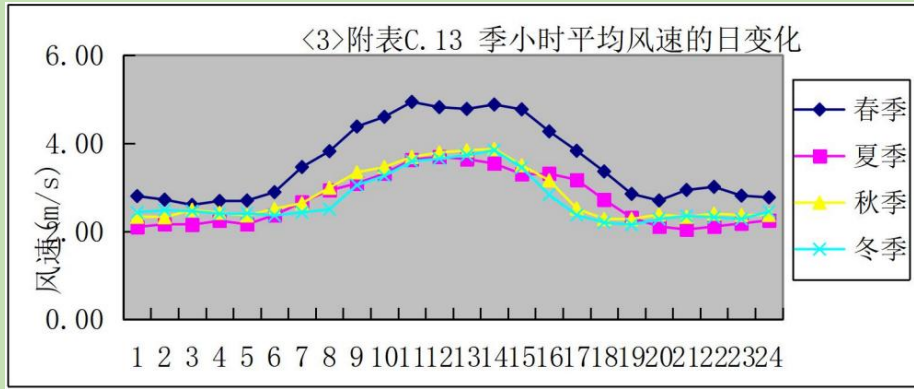


图 5.1-15 年评价区域各季小时平均风速日变化

(4) 风向、风频统计分析

风向、风频统计见图 5.1-16。

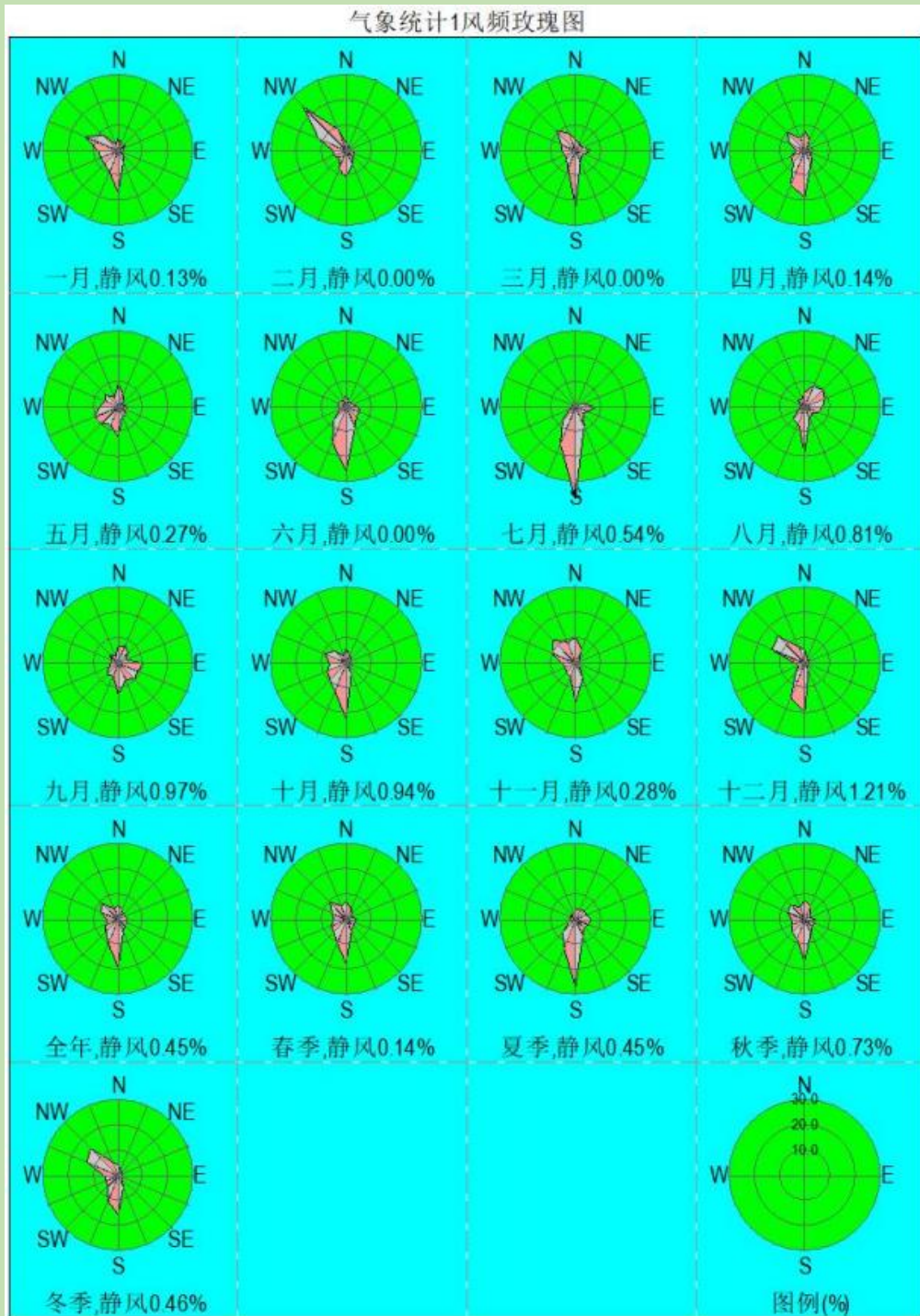


图 5.1-16 2021 年评价区域各月、季及年均风频玫瑰图

5.1.2.3 污染源调查

(1) 本项目污染源

根据对本项目的性质和环境要素分析可知，本工程运营期大气污染源主要为新建油井产液集输过程中无组织排放的烃类气体以及新建拉油点产生的燃烧废气，因依托场站未新建加热炉，故未对依托场站加热炉烟气进行预测。

1) 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）》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为 1.4175g/kg 原油，在油田集输过程中石油开采挥发性有机物主要产生在井场、依托场站（转油站、联合站），类比同类项目，其中井场产生的非甲烷总烃约占总产生量的 30%。

本项目单井、平台井占地及非甲烷总烃排放量见表 5.1-10。

表 5.1-10 本项目平台井面源非甲烷总烃排放量

编号	所属区块	平台	井号	井别	占地/m ²	长/m	宽/m	排放量 t/a
1	源 20 东区 块	1#平台	源 67-斜 134	油井	2010	50.25	40	3.573
2			源 69-斜 134	油井				
3			源 69-斜 135	油井				
4			源 71-斜 133	油井				
5			源 71-斜 135	油井				
6			源 73-斜 129	油井				
7			源 73-斜 131	油井				
8			源 73-斜 133	油井				
9			源 73-斜 135	油井				
10			源 75-斜 134	油井				

2) 拉油点加热装置烟气

项目新建拉油点 1 座，内有多功能储罐 4 座，每座储罐设置 1 台加热炉及 8m 高排气筒，全年运行。根据工程分析，拉油点单个储罐加热炉污染物排放量分别为颗粒物 0.0078t/a、SO₂0.0251t/a、NO_x0.072t/a，排放速率分别为颗粒物 0.00089kg/h、SO₂0.0029kg/h、NO_x0.0082kg/h。

(2) 本项目拟替代的污染源

根据建设单位提供资料和现场调查，项目区域不存在拟替代的污染源。

(3) 其他在建项目、已批复环境影响评价文件的拟建项目污染源

根据建设单位提供的项目区建设情况及现场调查本次拟开发的区块大气评价区域目前不存在与评价项目排放污染物有关的其他在建项目、已批复环境影响评价文件的拟建项目。

5.1.2.4 大气环境影响预测方案

(1) 预测参数选取

采用 HJ2.2-2018 推荐模式清单中的 AERMOD 模型进行预测，AERMOD 模型版本号为 2.2.0.23875。地形按简单地形考虑。

观测气象数据及探空气象数据基本信息见表 5.1-11。

表 5.1-11 观测气象数据信息

气象站名称	气象站等级	气象站坐标		相对距离 /km	海拔高度 /m	数据年份/年	气象要素
50850	一般站	125.1333E	46.5667N	60-70	152	2021	温度、风向、风速、总云量

地形数据由软件配套数据库提供。

模型所需近地面参数按一年四季不同，根据项目评价区域特点参考模型推荐参数进行设置。

(2) 大气预测方案

- ①预测因子：非甲烷总烃；
- ②预测范围：覆盖评价范围，为各井场外延 2.575km 区域。
- ③预测模型：AERMOD。
- ④预测与评价内容

本评价大气环境影响预测与评价内容见表 5.1-12。

表 5.1-12 大气环境影响预测与评价内容

评价对象	污染源	污染源排放形式	预测内容	评价内容
达标区评价项目	新增污染源	正常排放	短期浓度	最大浓度占标
	新增污染源	正常排放	短期浓度	短期浓度的达标情况
	新增污染源	非正常排放	1h 平均质量浓度	最大浓度占标率

⑤污染源

本次预测大气污染源技术数据详见表 5.1-13 和表 5.1-14。

表 5.1-13 污染物面源参数调查清单

污染源名称	面源起点坐标		海拔高度 /m	与正北方向夹角/°	面源长度 /m	面源宽度 /m	面源有效排放高度 /m	年排放小时/h	排放工况	污染物排放速率 (kg/h)
	经度	纬度								NMHC
1号平台井场	125.09946	45.62656	126	0	50.25	40	1.5	8760	正常排放	0.408

表 5.1-14 点源污染源强参数统计表

点源名称	排气筒底部中心坐标		排气筒高度 m	出口内径 m	烟气流速 m/s	烟气温 度°C	年排放小时数 h	排放 工况	污染物排放速率 kg/h		
	经度	纬度							SO ₂	NO _x	颗粒物
拉油点 1#加热炉	125.09946	45.62656	8m	0.3	0.12	100	8760	正常	0.0009	0.0025	0.0003

拉油点 2#加 热炉	125.09 946	45.62 656	8m	0.3	0.12	100	8760	正常	0.0009	0.0025	0.0003
拉油点 3#加 热炉	125.09 946	45.62 656	8m	0.3	0.12	100	8760	正常	0.0009	0.0025	0.0003
拉油点 4#加 热炉	125.09 946	45.62 656	8m	0.3	0.12	100	8760	正常	0.0009	0.0025	0.0003

5.1.2.5 大气环境影响预测结果与分析

(1) 新增污染源贡献浓度结果

本项目主要选取大气环境影响评价范围内的大气环境保护目标进行预测，本评价采用 AERMOD 推荐模式计算评价范围内区域最大浓度影响值。非甲烷总烃新增污染源各污染物贡献浓度影响表 5.1-14，非甲烷总烃短期贡献浓度分布见图 5.1-17。

表 5.1-14 新增污染源各污染物贡献浓度影响表

污染物	预测点	平均时段	最大贡献值	占标率/%	达标情况
			($\mu\text{g}/\text{m}^3$)		
NMHC	英歌窝棚	小时值	3.15822	0.158	达标
	西山村	小时值	2.88875	0.144	达标
	原野村	小时值	5.68504	0.284	达标

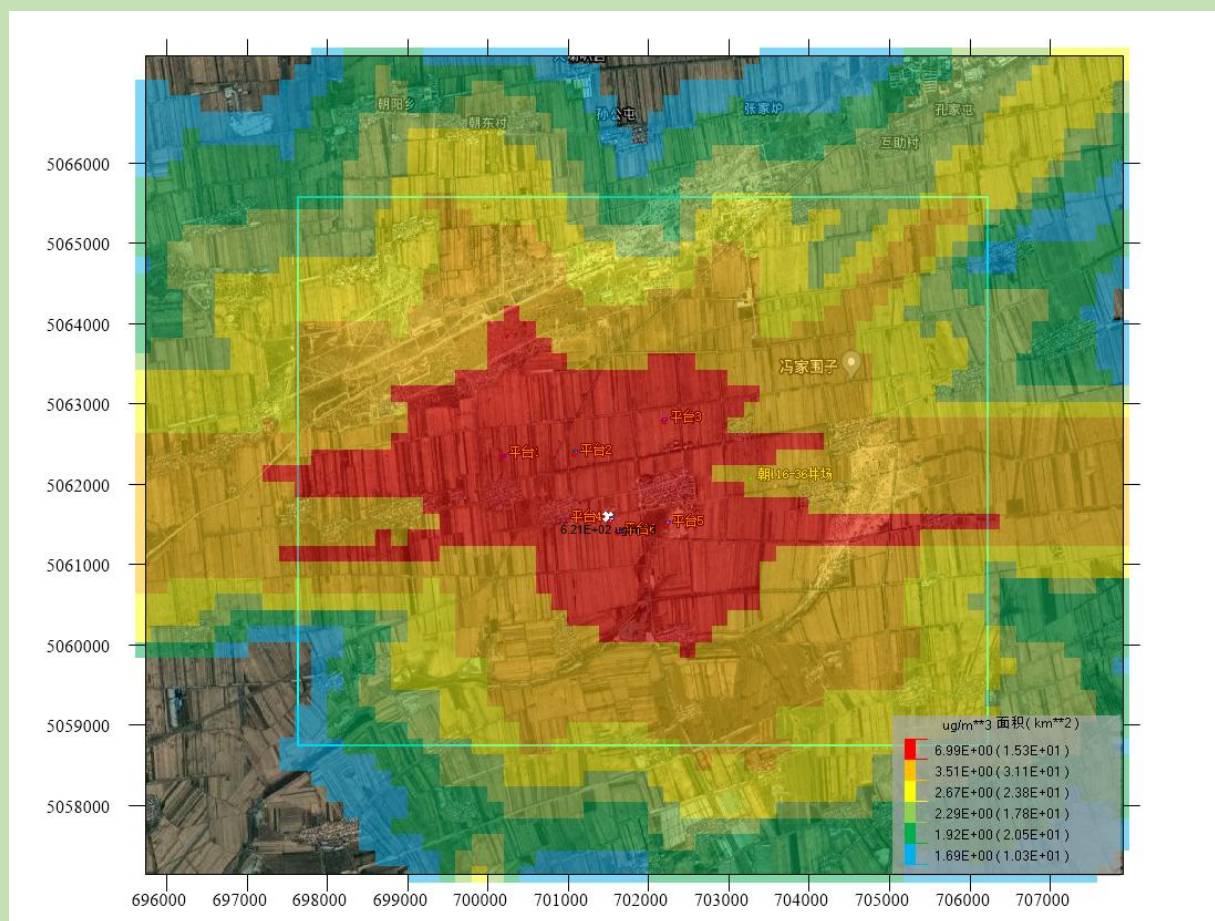


图 5.1-17 NMHC 小时值贡献浓度分布图

(2) 叠加后环境质量浓度预测结果

叠加背景浓度后环境质量浓度预测结果见表 5.1-15，叠加后非甲烷总烃浓度分布见图 5.1-18。

表 5.1-15 叠加后环境质量浓度预测结果表

污染物	预测点	平均时段	叠加值 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	占标率/%	达标情况
NMHC	英歌窝棚	小时值	800.138	40.007	达标
	西山村	小时值	800.14	40.007	达标
	原野村	小时值	800.196	40.010	达标

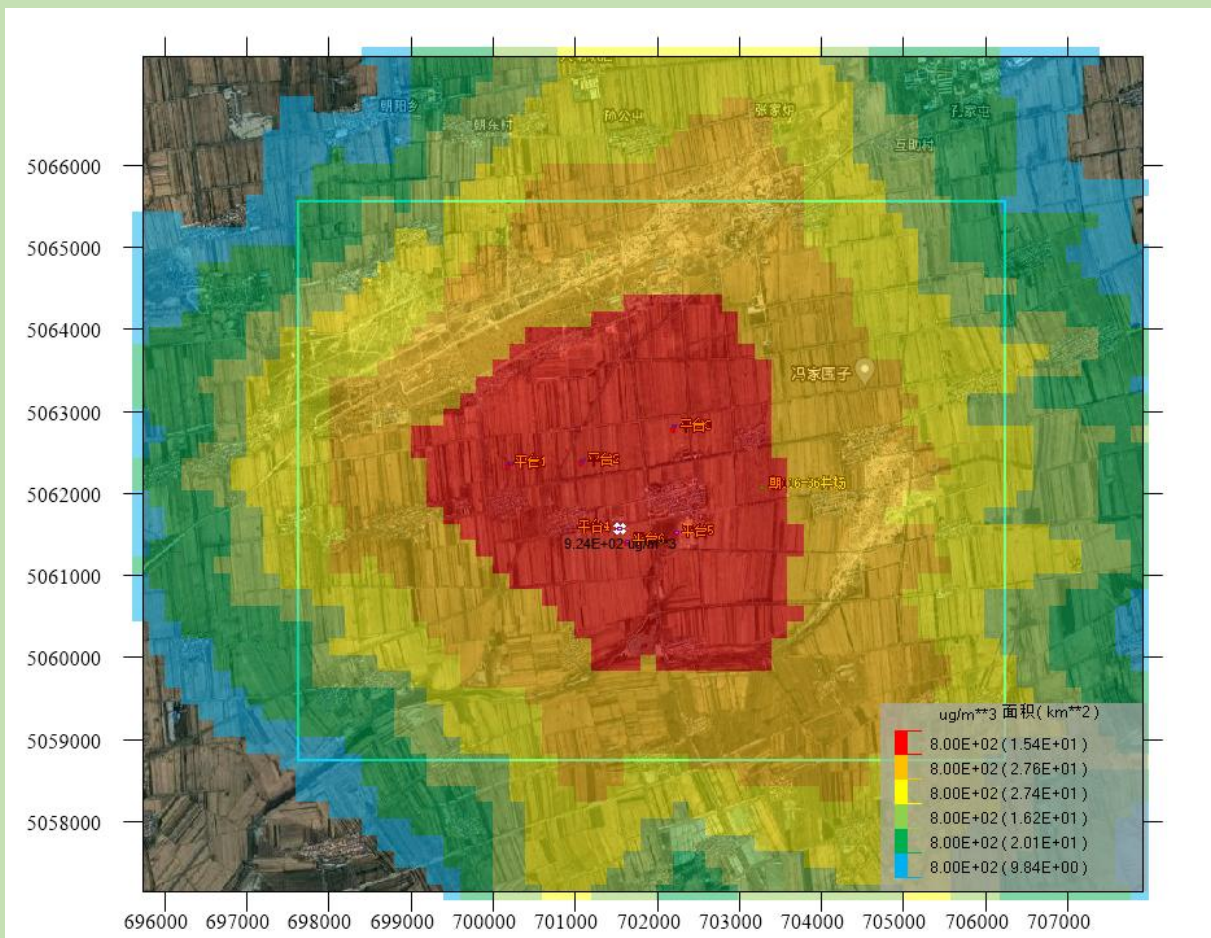


图 5.1-18 叠加背景值后 NMHC 小时浓度分布图

(4) 大气环境防护距离的设置

根据《环境影响评价技术导则大气环境》(HJ2.2-2018)的 8.7.5 条要求“对于项目厂界浓度满足大气污染物厂界浓度限值，但厂界外大气污染物短期贡献浓度超过环境质量浓度限值的，可以自厂界向外设置一定范围的大气环境防护区域，以确保大气环境防护区域外的贡献浓度满足环境质量标准”，根据预测结果，本项目无组织排放的非甲烷

总烃厂界浓度值及厂界外短期贡献浓度均满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中标准限值，故无需设置大气环境防护距离。

（5）污染物排放量核算

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），对污染物排放量进行核算，提出污染源监测计划。由于本工程依托场站未新建锅炉，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，故不对依托场站加热炉排放的污染物进行核算。本项目大气污染物排放量核算见表 5.1-18 和表 5.1-19。

表 5.1-18 大气污染物无组织排放量核算

序号	排放口编号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)		年排放量 (t/a)
					标准名称	浓度限值 (mg/m^3)	
1	井场、拉油点	油气集输	非甲烷总烃	油气集输采用密闭流程，井口安装密封垫	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》 (GB39728-2020) 5.9 中规定要求	4.0	11.91
2	朝二联卸油点、朝二联合站	油气集输	非甲烷总烃	油气集输采用密闭流程			
无组织排放总计							
无组织排放总计				非甲烷总烃			13.89

表 5.1-19 大气污染物有组织排放量核算表

序号	排放口编号	污染物	核算排放浓度	核算排放速率	核算年排放量
一般排放口					
1	拉油点加热装置	SO ₂	29mg/m ³	0.0009kg/h	0.0312t/a
		NO _x	83mg/m ³	0.0025kg/h	0.088t/a
		颗粒物	9mg/m ³	0.0003kg/h	0.0096t/a
有组织排放总计					
有组织排放总计		SO ₂			0.0312t/a
		NO _x			0.088t/a
		颗粒物			0.0096t/a

本项目大气污染物年排放量核算见表 5.1-20。

表 5.1-20 本项目大气污染物年排放量核算

序号	污染物	年排放量 (t/a)
1	非甲烷总烃	13.89
2	SO ₂	0.0312
3	NO _x	0.088

4	颗粒物	0.0096
---	-----	--------

5.1.3 评价结论

(1) 本项目所在地区为大庆市，为达标区域。新增污染物正常排放下，非甲烷总烃小时值对环境敏感点最大浓度贡献值占标率为 45.718%，均小于 100%，满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中新增污染源正常排放下污染物短期浓度贡献值最大浓度占标率均小于境影响符合环境功能区划，叠加现状浓度后，环境敏感点处非甲烷总烃的短期浓度为 914.36 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，满足《大气污染物综合排放标准详解》2.0 mg/m^3 要求。

(2) 非正常工况下，预测 NMHC 的 1h 平均质量浓度贡献值最大浓度占标率均小于 100%。

(3) 通过预测可知，本项目对大气环境影响较小，无需设置大气环境保护区域。

(4) 正常工况下，本项目在运行期油田生产过程中采用全密闭工艺流程，油井井口均安装了密封垫，烃类气体的损失量可以控制在合理范围以内，井场及依托的油气处理站排放的非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》

（GB39728-2020）5.9 中规定要求，场站排放的非甲烷总烃厂区内满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求，油田开发区域产生的非甲烷总烃对大气环境影响较小。非正常工况为油水井井下作业，作业、洗井过程中使用作业污水回收装置，整个过程非甲烷总烃排放量很小，且作业时间很短，对大气环境影响较小。

通过采取上述措施，区域能够满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单二级标准要求。本项目大气环境评价等级为一级，环境影响是可接受的，大气环境影响评价自查表见附表 1。

5.2 地表水环境影响评价

本项目地表水评价范围为环境影响范围所及的水环境保护目标，本工程开发区块周边最近地表水体为 1#平台南侧 560m 处的安肇新河。

5.2.1 施工期

5.2.1.1 正常工况下地表水环境影响分析

项目施工期产生的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二联合站处理满足《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。不外排；废压裂液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合油污水处理站处理，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。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旱厕，定期进行清掏堆肥处理。

综上所述，本项目施工期废水均得到合理有效的处理，不排入外环境，不会对区域内地表水体产生影响。

5.2.2 运营期

5.2.2.1 正常工况下地表水环境影响分析

正常工况下，运行期油田采出水进入朝二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 $\leq 1\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 1\mu\text{m}$ ”规定后回注油层；作业污水及洗井污水通过罐车回收后送朝二联合油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）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。综上所述，本项目废水均得到合理有效的处理，不排入外环境，因此，正常工况下对区域内地表水体几乎不产生影响。

根据《环境影响评价技术导则地表水》（HJ2.3-2018）中 8.1.2，水污染影响型为三级 B 评价，主要评价内容包括：水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价，及依托污水处理站的环境可行性评价。

（1）地表水环境保护措施有效性

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

①为避免油田开发过程中污染物随地表径流进入地表水体，在生产过程中严格管理，杜绝含油污水及污油的随意排放；生产过程中修井及其它井下作业通过安装防喷器、卸油器、作业污水回收装置、井口溢流控制器等井口及井下装置，防止井喷、泄漏等事故的发生，减少含油污泥的产生量，一旦发生原油落地，全部及时回收。

②集油管线采用无缝钢管，内缠聚乙烯胶带硬质聚氨酯塑料夹克保温管，能有效防止管线泄漏，同时定期对管线检查、维修，确保各部分的使用性能；

③在进行油井井下作业时，严格按照要求使用污油污水回收装置、油管清洗污水回

收装置及罐车对作业污水进行回收，防止作业产生的污油污水进入周围环境。同时限制作业范围，严格控制在井场占地范围内，完工后，将井场平整清理干净，不得遗留油污；

④定期巡检，每天有专职人员对油井进行检查，巡检次数至少为1次/d，雨季等特殊天气增加巡检次数，若有泄漏应及时关闭切断阀，同时确保应急工具和设备齐备完好，准备围油栏、吸油毡、消油剂、接油桶等应急物资，以便在发生泄漏事故时对产生的污油污水进行及时回收和处理，避免对周围地表水环境产生大面积污染。

综上所述，正常生产情况下，项目开发建设采取较为完善的环境保护措施，对周围环境不会产生不良影响。

(2) 依托污水处理站的环境可行性

①污水站处理工艺及处理能力可行性分析

本项目10口油井采出水依托朝二联含油污水处理站处理，站内主要工艺为采用“来水—沉降罐—气浮装置—催化氧化装置—二级过滤”工艺流程，设计出水水质指标为“5、1、1”，设计污水处理量为2000m³/d。目前实际污水处理量为1200m³/d，本项目新增油井单井最大采出水量为29.66t/d，新增污水后处理量为1229.66m³/d，负荷率为61.48%，满足开发需求。

②污水站处理达标后回注的环境可行性分析

根据现场调查，项目所属区域注水井回注层位与油井开采层位相同，属于回注到现役油气藏层位。

引用《肇源油田源212区块扶余油层2022年产能建设地面工程项目环境影响报告书》朝二联含油污水处理站出水水质的监测结果：含油量2.34-3.11mg/L，悬浮物为1mg/L，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≤5.0mg/L、悬浮固体含量≤1.0mg/L、粒径中值≤1μm”标准，处理后污水回注油层，符合《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）中相关要求。

5.2.2.1 非正常工况下地表水环境影响分析

非正常工况下对地表水体构成污染的污染源主要为作业污水及洗井污水地表径流可能携带部分落地油进入水环境。根据前述工程分析可知：

(1) 油井作业过程中使用作业污油污水回收装置、油管清洗污水回收装置对作业污水进行回收。油井作业时泄漏出的污油污水限定在井场范围内，通过带有自吸泵的污油污水回收装置将泄漏出的污油污水回收处理，不进入外环境。

(2) 作业过程中严格限制作业范围，作业范围不超出井场占地范围外，距离地表

水体较近油井井场四周设置围堰，作业过程中跑、冒、滴、漏产生的油水不会污染外环境。

(3) 本工程对落地油采取了及时回收措施，回收率 100%，并禁止在雨季进行油井作业，因此，地表径流不会对地表水体产生影响。

综上，非正常工况下，通过上述的相应措施，项目对地表水体不会产生影响。

5.2.3 地表水环境影响评价结论

本项目的开发建设在正常工况下，采取了较为完善的环境保护措施，对地表水环境不会产生不良影响。在事故状态下，尤其是发生集输管线泄漏的情况下，若发现或处理不及时会对地表水环境产生一定影响。因此，建议企业加强管理，事故发生时及时采取防治措施，避免对周围水体产生影响。

5.3 地下水环境影响预测与评价

5.3.1 正常情况下地下水环境影响分析

(1) 施工期

① 钻井过程对地下水环境影响分析

本项目钻井期对地下水可能造成的影响主要是钻井过程中钻遇含水层时钻井液漏失对地下水造成影响。若漏失地层存在较多的裂隙时，漏失的钻井液就有可能沿着岩层裂隙进入地下水造成地下水污染。

钻井期间，本项目采用了无毒无害或毒性极小的水基钻井泥浆；为防止钻井泥浆上返地面后对土壤的污染，井场设泥浆接收罐车，泥浆不落地；钻井过程中使用双层套管，以保护地下水不受污染；表层套管和油层套管固井水泥浆必须返至井口，确保安全封闭此深度内的地下水层，同时封固地表疏松地层，为井口控制和后续完井采用预应力固井创造条件；尽可能缩短水泥胶的稠化时间减少对地层水的污染；慎重使用水泥外加剂，表套固井不使用带毒性的水泥外加剂；提高钻井速度，减少钻井泥浆对地层水的污染及浸泡时间；固井水泥返高要求返至油层以上 100m，确保完全封闭此深度内的潜水层和承压水层，保证地下水水质安全。结合油田多年钻井的实际经验可知，在固井质量可靠的基础上，一般井管泄漏的可能性极小。即使发生泄漏，固井时已采用加套管等防护措施，正常情况下不会对地下水产生影响。

本项目射孔作业产生的废射孔液同废钻井液一起无害化处理。

② 柴油罐区对地下水影响分析

本项目钻井时期在各井场设置 1 个柴油罐区，占地面积 30m²，设钢制柴油罐 1 个/

井场，为地上式刚制卧式罐，在罐区底部铺设 2mm 厚防渗土工布构筑防渗层，防渗系数 K 约为 $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ ，满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中重点防渗区“等效黏土防渗层 $\geq 6.0\text{m}$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ”的要求。由于柴油罐为地上罐，即使发生泄漏也能够及时发现并处理，加之罐区场地已进行防渗处理，对地下水产生影响的可能性极小。

综上所述，项目正常情况下施工期钻井废水进入井场泥浆接收罐车中与废钻井液、岩屑、射孔液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二联合站处理满足《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。不外排；施工场地的生活污水生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内，定期进行清掏堆肥，施工结束后临时防渗旱厕进行卫生填埋处理，场地进行平整。因此，正常情况下施工期不会对地下水产生影响。

（2）运行期

项目营运期可能对地下水产生影响的污染物主要为含油污水、含油污泥、落地油等。

本项目产生的含油污水由管线输送至朝二联含油污水处理站处理达标后回注油层，含油污泥、落地油由罐车拉运至朝一联含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表 1 中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路。因此，项目营运期正常工况下对地下水产生影响的可能较小。

5.3.2 非正常情况下地下水环境影响分析

油田开发生产过程中，非正常状况下，具有污染环境的潜在因素，包括井漏、原油泄漏等，可能对地下水环境产生不利影响。具体分析如下：

（1）可能由于固井质量不高发生井套管破裂，原油窜入含水层造成对地下水污染，这种情况可能对承压水含水层造成污染。

（2）可能由于拉油点储罐腐蚀导致穿孔破裂，原油滴落，由于拉油点定期巡查，储罐泄露较易被发现，且储罐为重点防渗，下铺聚乙烯薄膜，及时采取必要的处理措施后，使造成的污染可控制在局部地区，不会造成大面积的区域性污染。拉油点储罐泄露原油首先进入土壤，经过土壤下渗到达潜水层，会对土壤、潜水产生影响；承压水含水层上有隔水层阻隔，储罐泄漏一般不会对承压水造成影响。

本项目预测情景模式见表 5.3-1。

表 5.3-1 地下水预测情景模式一览表

序号	泄漏类型	影响层位	场景选择	
			持续泄漏	短时泄漏
1	油井泄漏造成的含油物质泄漏	承压水	√	—
2	拉油点储罐破损造成的含油物质渗漏	潜水	—	√

情景一：油井套管破损泄漏

(1) 预测源强

假设油井套管破损发生泄漏，本项目单口油井最大产油量为 1.3t/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 130kg/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

油井套管发生泄漏，导致原油泄漏，污染物有石油类、挥发性酚类等。根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中情景设置预测因子相关要求，对每一类别中的各项因子采取标准指数法进行排序，分别取标准指数最大的因子作为预测因子。在井套管发生泄漏情景下，原油泄漏的主要污染因子为石油类，挥发性酚类的含量远低于石油类，因此，最终选取石油类作为本次评价预测特征因子。

(3) 预测模型

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中 9.7 节预测方法，采用推荐的地下水溶质运移解析法中的一维稳定流动二维弥散点源模型连续注入示踪剂—平面连续点源进行预测。具体如下：

连续注入示踪剂——平面连续点源

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

$$\beta = \sqrt{\frac{u^2 x^2}{4D_L^2} + \frac{u^2 y^2}{4D_L D_T}}$$

式中：

x, y —计算点处的位置坐标;

t —时间, d ;

$C(x, y, t)$ — t 时刻点 x, y 处的示踪剂浓度, g/L ;

M —含水层的厚度, m ;

mt —单位时间注入示踪剂的质量, kg/d ;

u —水流速度, m/d ;

n —有效孔隙度, 无量纲;

DL —纵向弥散系数, m^2/d ;

DT —横向 y 方向的弥散系数, m^2/d 。

π —圆周率。

$K_0(\beta)$ —第二类零阶修正贝塞尔函数;

$W(u^2t/4DL, \beta)$ —第一类越流系统井函数。

(4) 参数选取

根据该地区的水文地质条件, 评价区内承压含水层其岩性主要是砂砾岩, 渗透系数 $20m/d$, 有效孔隙度 n 为 0.3 , 水力坡度为 0.00023 , 水流速度 u 为 $0.015m/d$, 纵向弥散系数 $0.5m^2/d$, 横向弥散系数 $0.05m^2/d$, 化学反应常数为 0 , 含水层厚度取 $15m$ 。

(4) 预测结果

套管破损泄漏 $100d$ 、 $1000d$ 、 $5000d$ 对承压水的影响预测结果见表 5.3-3、图 5.3-4~图 5.3-6。

表 5.3-3 油井套管泄漏对地下水的的影响预测结果表

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	47m	2026m ²	50m	2320m ²
	1000 天	157m	20244m ²	167m	23220m ²
	5000 天	389m	101700m ²	412m	116175m ²

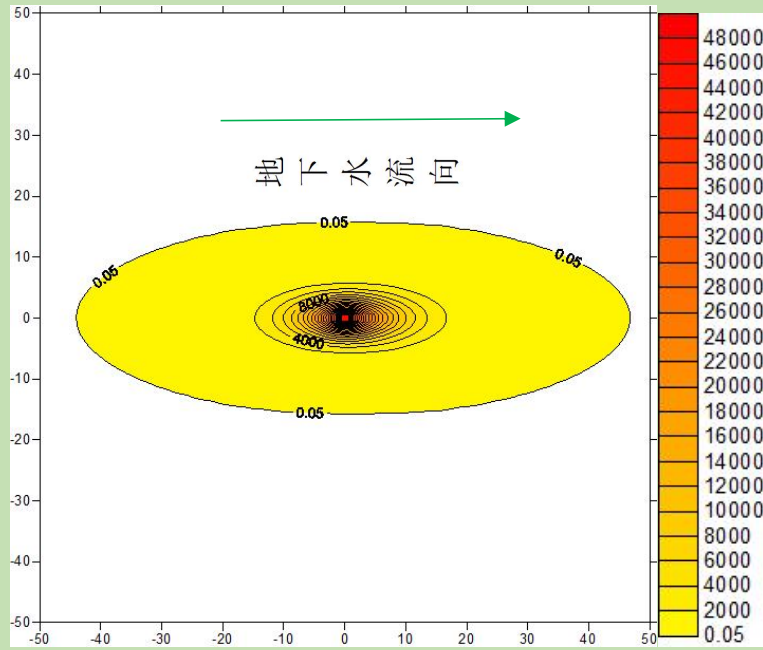


图 5.3-4 油井套管泄漏 100 天石油类污染扩散平面图（污染源点：0，0）

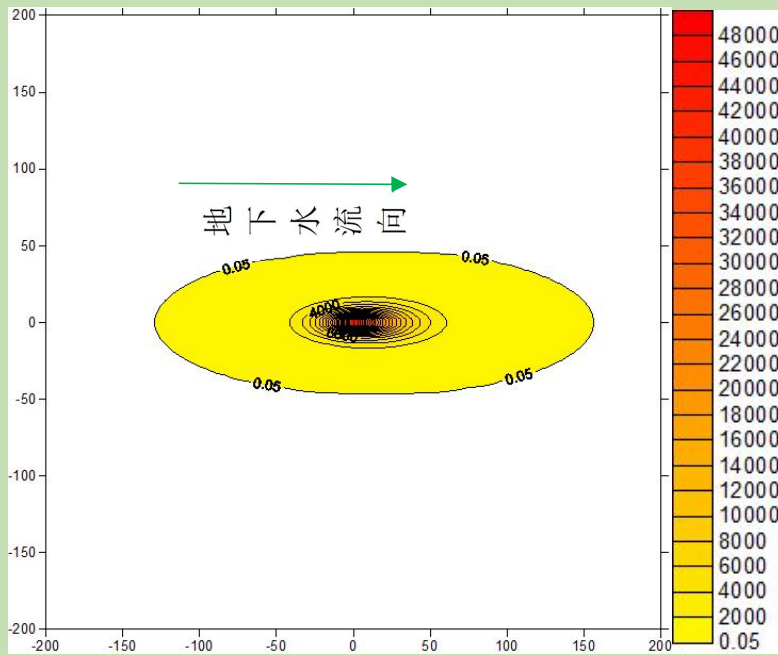


图 5.3-5 油井套管泄漏 1000 天石油类污染扩散平面图（污染源点：0，0）

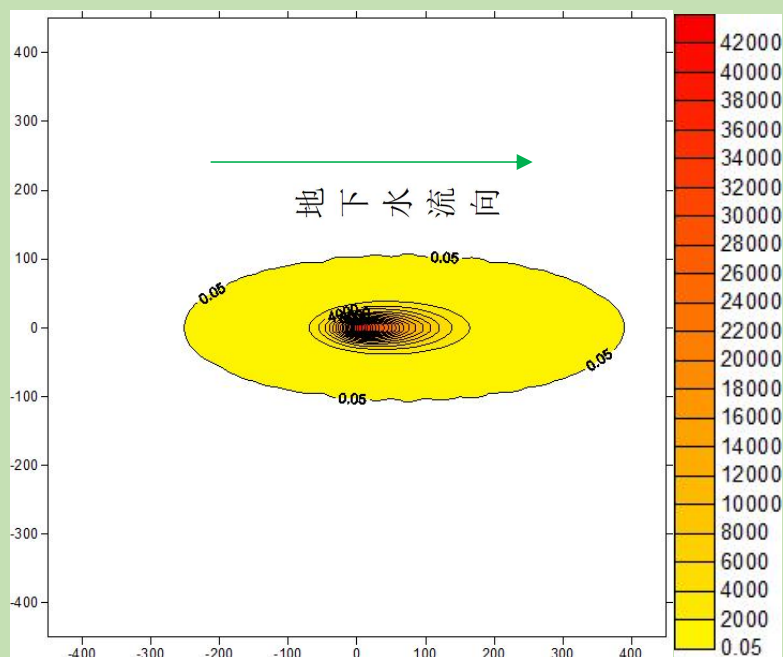


图 5.3-6 油井套管泄漏 5000 天石油类污染扩散平面图（污染源点：0，0）

由预测结果可知，随着时间增加，污染范围有所增加，套损并固井层破损泄漏 100d 后，超标距离为下游 47m，影响距离为下游 50m；套损泄漏 1000d 后，超标距离为下游 157m，影响距离为下游 167m；套损泄漏 5000d 后，超标距离为下游 389m，影响距离为下游 412m。经调查，本项目拟建油井下游 250m 处为新荣村水井，非正常工况下套管破损对周边承压水井影响较小，且为避免油井套管泄漏对地下水的影响，拟基建油井在钻井阶段采油地下井管已使用双层套管，且项目应定期对油井套管情况进行检测，发现异常情况，应及时关闭截断阀，并对注采井进行修井作业，修补破损的套管，防止污染地下水，降低风险事故对地下水的影响。采取以上措施后，套管破损对地下水影响较小。

情景二：拉油点储罐破损泄漏

（1）预测源强

假设拉油点储罐发生泄漏，多功能储罐距离地面悬空 0.5m，泄露极易被发现，本项目单个储罐容积为 40m³，假设储罐因腐蚀穿孔，穿孔大小为半径 1cm 的圆形，泄漏时间为 1h。选择石油类作为预测因子，预测第 100 天、1000 天石油类在潜水中的运移情况。

根据风险导则，液体泄露速率 Q_L 用伯努利方程计算：

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

式中：

Q_L —液体泄漏速率，kg/s；

P —容器内介质压力，Pa；

P_0 —环境压力，Pa；本次取 0.1MPa；

ρ —泄露液体密度，kg/m³；本项目取 850kg/m³

g —重力加速度，9.81m/s²；

h —裂口之上液位高度，m；

C_d —液体泄漏系数，本项目取 0.65；

A —裂口面积，m²；

根据上述公式计算得到，拉油点储罐泄露速率（ Q_L ）为 1.09kg/s，泄漏时间为 1h，泄漏量为 3.924t。

（2）预测因子

拉油点储罐发生泄漏，导致原油泄漏，污染物有石油类等。根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）中情景设置预测因子相关要求，对每一类别中的各项因子采取标准指数法进行排序，分别取标准指数最大的因子作为预测因子。在拉油点储罐发生泄漏情景下，原油泄漏的主要污染因子为石油类，本次评价最终选取石油类作为预测特征因子。

（3）预测模型

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

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

式中：

x, y —计算点处的位置坐标；

t —时间，d；

$C(x, y, t)$ — t 时刻点 x, y 处的浓度，g/L；

M —含水层的厚度，m；

mM —瞬时注入的质量, kg;

u —水流速度, m/d;

n —有效孔隙度;

DL —纵向弥散系数, m^2/d ;

DT —横向 y 方向的弥散系数, m^2/d 。

(4) 参数选取

根据该地区的水文地质资料, 评价时分别取: 有效孔隙度 n 为 0.3; 水流速度 u 为 0.015m/d, 纵向弥散系数 0.2 m^2/d , 横向弥散系数 0.02 m^2/d , 潜水含水层厚度以 1.5m 计, 化学反应常数为 0, 地下水参数来源为《汤池区域水文地质评价》2021.11, 幕山。

(4) 预测结果

表 5.3-5 拉油点储罐泄漏对地下水的影响预测结果表

污染物	预测时间	超标距离	最远影响距离	影响面积
石油类	100 天	36.5m	38.5m	1287 m^2
	1000 天	129m	134m	14223 m^2

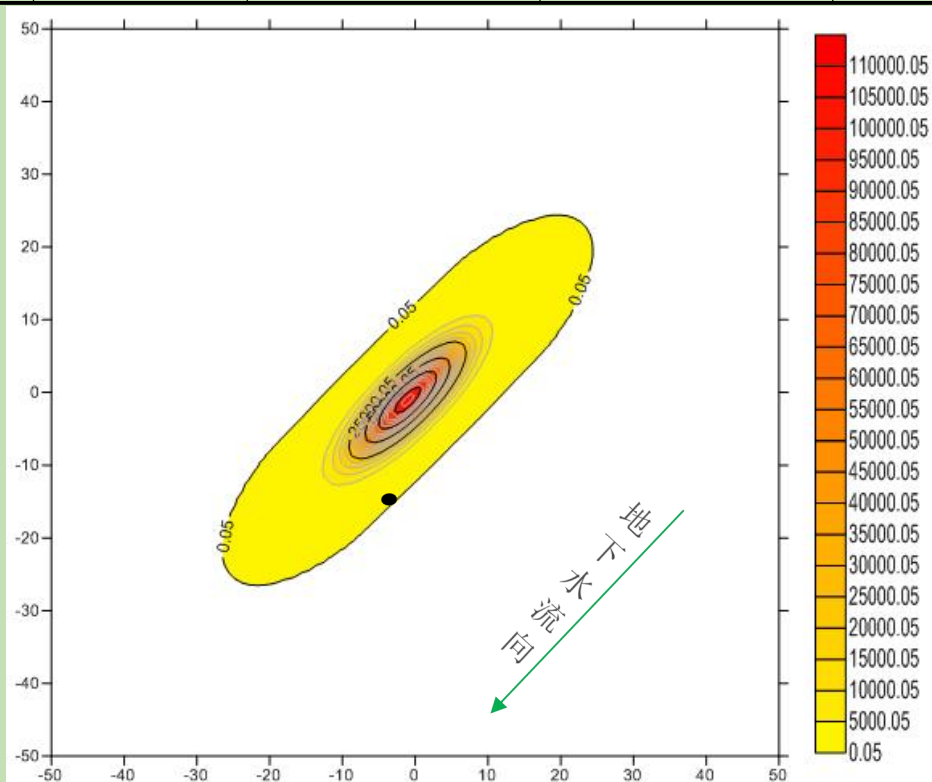


图 5.3-5 拉油点储罐泄漏 100 天石油类污染扩散平面图

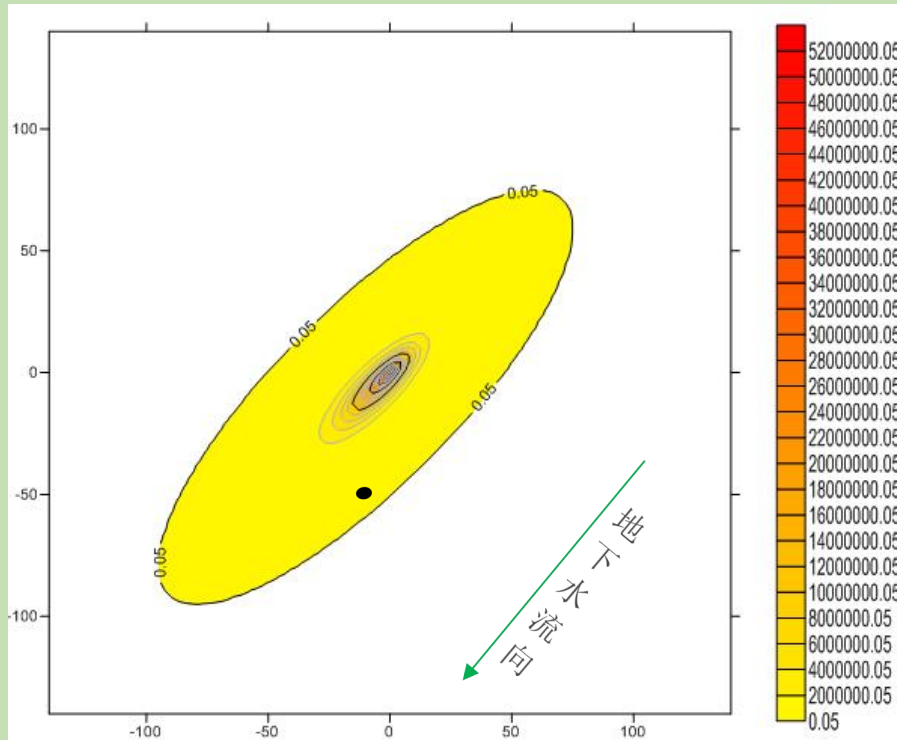


图 5.3-6 拉油点储罐泄漏 1000 天，石油类污染扩散平面图

由预测结果可知，随着时间增加，污染范围有所增加，拉油点储罐泄漏 100d 后，超标距离为下游 36.5m；影响距离为下游 38.5m，预测范围内影响面积为 1287m²。拉油点储罐泄漏 1000d 后，超标距离为下游 129m；影响距离为下游 134m，预测范围内影响面积为 14223m²。

5.3.3 地下水环境影响评价结论

项目正常工况下不会对地下水环境产生影响。非正常工况下，根据上述对油井套管破损、管线泄漏两种情况对地下水的预测，由于地下水层自净能力有限，几乎不存在自然降解，进入地下水的石油类污染物在污染范围内会对地下水水质产生影响。在采取一系列预防及治理措施后，管线泄漏及套管破损对下水的影响程度可降至最低。

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，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	65	58	51	45	39	35.5
推土机	65	58	51	45	39	35.5
压路机	70	63	56	50	44	40.5
吊管机	73	66	59.1	53.1	47.1	43.6
液压顶管机	73	66	59.1	53.1	47.1	43.6
电焊机	60	53	46	40	34	30.5
地面压裂高压泵组	80	73	66	60	54	50.5

本项目地面工程不在夜间施工，由上表结果可知，由上表可以看出，主要施工机械在 200m 以外均能够满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）中昼间限值不超过 70dB（A），夜间限值不超过 55dB（A）的要求，本项目距离施工场地最近敏感目标为 1#平台西北 2.21km 的英歌窝棚，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和拉油点。井场噪声源强主要为井场抽油机，为机械噪声。拉油点噪声源强主要为储罐燃烧器噪声。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	拉油点	多功能储罐	75~85

（2）主要噪声源特点

项目运营期噪声源主要为固定噪声源，油井井场抽油机噪声露天排放，排放的噪声直接辐射到周围的环境中，其传播距离比较远，在传播过程中噪声随距离的增加而衰减，站场内噪声均在室内产生，经过墙壁隔音，噪声排放强度有所降低。

（3）影响分析

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°C 时的值;

r 、 r_0 ——声源至预测点和测量点的距离。

井场厂界及拉油点预测结果见表 5.4-3。

表 5.4-3 运营期井场及拉油点厂界噪声预测结果 单位: dB(A)

预测点	昼间噪声				夜间噪声			
	东厂界	南厂界	西厂界	北厂界	东厂界	南厂界	西厂界	北厂界
1#平台井场	48.2	48.03	48.31	48.2	44.88	44.5	45.1	44.88
拉油点	52.3	52.42	52.5	52.3	48.46	48.2	48.1	48.4

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, 井场周边 200m 范围内无声环境敏感点, 距离本项目井场最近的环境敏感点为 1#平台西北 2.21km 的英歌窝棚, 井场噪声对英歌窝棚的增量极小, 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 施工期

施工过程中产生的固体废物主要为废钻井液、钻井岩屑、废射孔液、膨润土等废包装袋、KOH 包装袋、废防渗布、生活垃圾等。

(1) 废钻井液、钻井岩屑、射孔废液处理

根据《大庆油田开发建设对环境影响研究》课题研究成果, 废弃泥浆如果不处理, 长期以自然状态积存于井场, 对土壤有机物含量影响不大, 但会对土壤理化性质如 pH、总碱度、总盐产生一定影响。本项目在钻井过程中在每口井场设置一个钢制泥浆槽, 废钻井液与钻井废水、钻井岩屑、废射孔液等废弃物暂存于井场泥浆槽中形成废弃泥浆,

由 2 辆罐车轮流拉运，装满罐车后即拉运至采油十厂废弃钻井液无害化处理装置处理。处理后的水送到朝二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，对环境影响较小。

（2）废防渗布、膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋

施工期使用的膨润土、纯碱、重晶石粉均不属于危险化学品，所以废弃包装袋和废弃防渗布也均不属于危废，整个施工期结束后由施工单位统一收集后拉运至送第八采油厂工业固废填埋场处理，对周围环境影响较小。

（3）废弃 KOH 包装袋

施工期间共产生废弃 KOH 包装袋 0.05t，根据《国家危险废物名录》（2016.8.1），废 KOH 包装袋属于 HW49 其他废物，危险废物编号为 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”。本项目不对产生的危险废物进行处理，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，整个施工期结束后由施工单位委托有资质单位处理。

建议建设单位单加强对废 KOH 包装袋转移和处置的管理，实行危险废物转移联单制度。

（4）生活垃圾

施工现场设置垃圾桶，生活垃圾施工期结束后统一收集后运至肇源县生活垃圾综合处理厂处理。

通过采取以上措施，施工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。

5.5.2 运行期

本项目运营期产生的固体废物主要是作业过程中产生的含油污泥、落地油、含油废防渗布。

含油污泥、落地油、含油废防渗布均含有石油类等有害成份，根据《国家危险废物名录（2021 年）》及《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》，均属于危险废物，废物类别均为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，含油污泥、落地油危废代码为 071-001-08 石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚，含油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。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，含油废防渗布待施工结束后委托有资质单位处置。含油污泥、落地油由罐车拉运至朝一联含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表 1 中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路。

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。本工程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，大大缓解了油田含油污泥集中堆放现状，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 生态环境影响评价

本项目生态影响评价等级为三级评价，按照《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022），本次评价采用类比分析法预测分析工程对土地利用、植被、野生动植物等的影响。

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

本项目通过类比分析项目区块周边已建产能开发项目环评阶段与验收阶段生态影响，判定本项目开发对生态环境的影响，类比项目建设内容为基建油水井和配套建设集油管线等内容，且与本项目位于同一生态区域内，因此类比可行。《2019 年永乐油田源 20 东区块产能建设地面工程环境影响报告书》于 2020 年 9 月 4 日取得了环评批复，批复文号为庆环审〔2020〕57 号，项目于 2021 年 12 月完成了自主验收，通过类比分析项目建设对生态环境的影响。

5.6.1 占地对生态环境的影响

5.6.1.1 临时占地生态环境影响

本项目施工过程中，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，本工程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。

5.6.1.2 永久占地生态环境影响

本工程建设永久占用的土地主要是井场和、拉油点和通井路占地，永久占地面积为 0.771hm²。占地类型为耕地（基本农田）。本工程永久占地在原来连续分布的生态环境中形成生态斑块，产生地表温度、水分等物理异常，以及干扰地面植被，影响生态环境的类型和结构。本工程永久占地虽然在一定程度上影响到地表植被生长，使部分土地失去了原有的生物生产功能和生态功能，土地利用类型转变为工业用地，但由于永久占地面积较小，因此对区域生态环境不会造成较大影响。该项目投产后在生产期内永久占地的生物量将永久损失，其影响是长期且不可逆的。

5.6.1.3 取弃土的影响

本工程没有弃土不设弃土场，工程需要取土量为 2313m³，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。

5.6.2 工程建设对生态环境的影响

该项目工程建设对生态环境的影响主要井场及道路施工时会对地表植被造成破坏，对生态系统的分割效应，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。

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。

5.6.3 对植被的影响分析

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

施工过程中，车辆碾压，机械推挖、人员践踏及道路修建对地表进行的平整将会对地表植被造成很大破坏，这种影响是短期可逆的，施工结束后，被占用土地开始恢复。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。

本工程永久占用耕地面积为 0.771hm²，临时占用耕地 0.655hm²，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 16.2 万元。临时占地上层翻动使肥力下降，第二、三年产量将下降 20%-50%。本工程临时占地按 3 年损失计算，其经济价值为 2.34 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。

5.6.4 对动物的影响分析

本工程所在区域属于传统油田开发区域，长期受人为干扰和开发影响，区内野生动物种类、数量较少，本次产能建设对动物影响程度不明显。

（1）对哺乳类动物的影响

项目建设过程中，在局部地区由于人类活动的加剧，垃圾、食物等会随之增加，从而吸引一些鼠类，可能会造成这些区域鼠类的种群数量上升，导致这些区域的小型兽类种群结构发生改变。同时，施工期对土地的占用都会直接破坏地表原有植被，使区域内分布的部分野生动物特别是草食性动物的食物减少，从而影响野生动物觅食。与此同时，工程建设造成动物栖息地减少，割断动物的活动区域、迁移途径、栖息区域等，对它们的生存产生一定影响。

（2）对鸟类的影响

麻雀、喜鹊、灰喜鹊等均为本区常见种，由于鸟类活动受空间限制较小，工程建设对鸟类的觅食影响不大。但由于鸟类容易受到强频振动和噪声的影响，且噪声级大小是影响鸟类繁殖的重要因素，因此，施工期的噪声可能对项目沿线附近的鸟类繁殖产生一定的影响。此外，作业车辆与施工人员的增加与流动也会对鸟类产生影响。沿线未发现珍稀鸟类，项目建设与运行对鸟类繁殖影响不是很大。

本项目完工后，随着施工范围内施工影响的消失和植被的逐渐恢复，动物的生存环境逐步得以复原，部分暂时离开的动物可以回到原来的栖息地，部分动物可能在新的地点建立新的适生环境。施工造成的对动物活动的影响消失。

5.6.5 防沙治沙影响分析

《黑龙江省防沙治沙条例》第二十六条规定：“油气勘探开发以及矿产资源开采应当按照规划组织实施，并将地表植被恢复和建设纳入规划。在开发和开采前，应当进行环境影响评价，依法提交包括有关防沙治沙内容的环境影响报告。县级以上人民政府林业、国土资源、环境保护、草原等行政主管部门应当对开发和开采单位的地表植被恢复情况进行监督检查。”第二十七条：“在沙化土地所在地区从事开发建设活动，应当事先

就开发建设项目可能对当地及相关地区生态环境产生的影响进行环境影响评价和水资源论证。对不具备水源条件，且有可能造成土地沙化、水土流失等灾害，严重破坏生态环境的开发建设项目，不得批准立项。环境保护行政主管部门在审批环境影响报告时，应当就报告中有关防沙治沙的内容征得同级林业行政主管部门同意。”

根据现场勘查，本工程开发区域沙化土壤分布较少，主要地类为土壤性能良好的耕地，区域内沙化土地所占的比重较小，为减轻植被破坏和农田生态系统受工程影响可能导致的沙化现象，防患于未然，建设单位应采取以下措施进行控制：

①施工结束后及时有效地对占地区域土地进行平整，并压实，利于植被自然恢复。

②施工时要特别注意保护原始地表与天然植被，施工尽量缩小占地面积，划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，避免并行开辟新路，以减少风蚀沙化活动的范围。

③施工作业避免在大风天施工。

④路基边坡采取种草措施护坡固土，维护路基稳定和道路安全运行。

⑤做好施工期开挖土方临时堆存的水土保持措施，确保土方水土流失得到有效控制。对开挖井场造成植被破坏或地表裸露的，必须采取有效的修复措施，所有生态措施应在井场投运半年内完成。

通过以上措施，可有效防止土地沙化。

5.6.6 对水土流失的影响分析

本项目井场、道路位于大庆市肇源县和平乡，根据《大庆市水土保持规划（2015~2030年）》，本项目所在地属于水土流失重点预防区。

本工程由于井场、道路等施工时车辆对土壤的碾压，人员对土壤的践踏，将改变原地表地貌状况，扰动原地貌，改变原地貌的状况和性质。工程施工破坏植被，新地貌失去植物根系的固土作用，雨水直接冲刷疏松、裸露的地表土，易造成水土流失；施工过程中，开挖回填后产生的弃渣松散堆积，结构疏松，胶结力差，抗侵蚀能力极低，遇暴雨产生径流，加大水土流失。为了更好的保持水土，建议采取以下水土流失防治措施。本工程由于井场施工时车辆对土壤的碾压，人员对土壤的践踏，将改变原地表地貌状况，扰动原地貌，改变原地貌的状况和性质。工程施工破坏植被，新地貌失去植物根系的固土作用，雨水直接冲刷疏松、裸露的地表土，易造成水土流失；施工过程中，开挖回填后产生的弃渣松散堆积，结构疏松，胶结力差，抗侵蚀能力极低，遇暴雨产生径流，加大水土流失。施工季节避开雨季，所以工程建设引起的水土流失较轻微。

5.6.7 项目对黑土地的影响分析

项目工程的开挖和填埋行为将会破坏土壤结构，且项目永久占用黑土地。项目在施工过程中针对永久占地及临时占地，应剥离占地内 0.3m 的表土，采用分层开挖，分层堆放，对永久占地，按照“占一补一，质量相等”的要求进行易地补充耕地，按规定缴纳耕地开垦费，开垦新的耕地。

5.6.9 运行期生态环境影响分析

油田生产运营期对植被的影响主要是在油井井下作业过程的占地和施工时排放的污水、污油两方面。井下作业的临时占地范围均在井场永久占地范围内，同时在作业时铺设防渗布，并将产生的污水用罐车拉运到朝二联合油污水处理站，防止了污油污水排入外环境，因此，不会对井场周围的植被产生影响。

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

5.6.10 生态环境影响评价结论

根据对本项目油田生态系统结构、功能和生态环境现状评价及油田开发对生态环境的影响分析，得出如下结论：

(1) 该项目的井场、场站和道路建设对土地的侵占，对植被的破坏，将使油田开发区内的第一生产者的生物量有一定程度的下降。在采取必要的保护措施后，可以最大程度减小对生态环境的不利影响，加快生态环境的恢复。

(2) 油田采油、集输及其它生产过程中产生的污染物对油井周围环境中的植物生长发育及作物品质有一定的影响。在采取必要的环保措施后，其对环境的污染程度是较小的，不会影响油田区域内植被的生长发育。

(3) 油田开发工程不可避免会改变原有的生态环境，但若合理规划和建设，石油产业有利于当地及周边地区的经济发展，能够与周围生态环境协调共处。

可见，只要采取必要的措施，该项目油田开发对生态环境的影响不会太大，在生态上是可行的。

5.7 环境风险分析

5.7.1 风险潜势

本工程涉及的物质主要为原油和天然气、柴油，环境风险评价的功能单元施工期为井场柴油罐、运营期为集油管线。根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)，定量分析危险物质数量与临界量的比值(Q)。

井场施工期设置柴油罐1座(单个容积50m³)，施工期单个井场柴油最大总储量为40t。

本项目运营期主要将拉油点储罐化为危险单元，本次新建拉油点内配备4台40m³储罐，涉及的物质主要为原油和石油气(天然气)，本工程气油比8.2m³/t，原油密度0.869g/cm³，原油综合含水53.3%，则拉油点储罐最大储油量为139t、最大储气量为1140m³。伴生气标态密度0.7256kg/m³，则拉油点储罐中天然气最大储量为0.83t。

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5.7-1。

表 5.7-1 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
施工期柴油罐 项目 Q=Σq _n /Q _n						0.016
3	运营期	拉油点内原油(石油)	/	139	2500	0.0556
4		拉油点内天然气(甲烷)	74-82-8	0.83	10	0.083
运营期拉油点 项目 Q=Σq _n /Q _n						0.1546

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=0.1546<1，环境风险潜势为I。

5.7.2 评价等级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)中关于环境风险评价工作等级的划分，具体见表5.7-2，本项目风险潜势为I，应进行简单分析。

表 5.7-2 环境风险评价工作等级

环境风险潜势	IV、IV ⁺	III	II	I
--------	--------------------	-----	----	---

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

5.7.3 风险调查

本工程涉及的主要危险物质是钻井过程中柴油罐中的柴油、石油开采过程中井场及拉油点储罐内的原油和伴生气，具有易燃、易爆的性质。物料的危险性分析如下：

(1) 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、高热可引起燃烧爆炸，与氧化剂能发生强烈反应，遇高热可分解出有毒烟雾。

表 5.7-3 原油安全技术说明书

理化常数	序号	1967		
	CAS 号	/		
	中文名称	原油		
	英文名称	CrudeoU; Petrolemn		
	别名	石油		
	外观与性状	黑色的可燃性黏稠液体		
	闪点	<28℃		
	凝固点	18.3~19℃	溶解性	不溶于水，溶于苯、乙醚、三氯甲烷、四氯化碳等有机溶剂。
	密度	相对密度（水=1）0.84~0.86	稳定性	稳定
	爆炸极限	1.1%~8.7%（体积）	自燃温度	280℃~380℃
主要用途	主要用于生产汽油、航空煤油、柴油等发动机燃料以及液化气、石脑油、润滑油、石蜡、沥青、石油焦等，通过其馏分的高温热解，还用于生产乙烯、丙烯、丁烯等基本有机化工原料。			
危险特性	易燃，蒸气与空气能形成爆炸性混合物，遇明火、高热可引起燃烧爆炸。与硝酸、浓硫酸、高锰酸钾、重铬酸盐等强氧化剂接触会剧烈反应，甚至发生燃烧爆炸。			
健康危害	<p>毒性：IV（轻度危害），属低毒类。</p> <p>侵入途径：吸入、食入、经皮吸收。</p> <p>健康危害：未见原油引起急性中毒的报道。原油在分馏、裂解和深加工过程中的产品和中间产品表现出不同的毒性。长期接触可引起皮肤损害。</p>			
泄漏应急处理	<p>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。</p> <p>消除所有点火源。应急人员应佩戴正压式空气呼吸器，穿防护服，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。</p>			

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。

(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 5.7-4 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。 燃烧（分解）产物：一氧化碳、二氧化碳。		
健康危害	侵入途径：吸入 健康危害：甲烷对人基本无毒，但浓度过高时，使空气中氧含量明显降低，使人窒息。当空气中甲烷达25%~30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、共济失调。若不及时脱离，可致窒息死亡。皮肤接触液化本品，可致冻伤。		
泄漏应急	迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急		

处理	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。

(3) 柴油

柴油属易燃易爆物品，火灾危险性为乙类，遇明火、高热或与氧化剂接触，有引起燃烧爆炸的危险；若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。

表 5.7-5 柴油化学品安全技术说明书

标识	中文名：柴油		英文名：diesel oil
	分子式：-		分子量：-
	危规号：32501	UN 编号：1202	CAS 号：-
理化特性	外观及性状：有色透明挥发、易燃液体		溶解性：不溶于水，溶于醇等溶剂。
	熔点（℃）：-18		沸点（℃）：282~338
	相对密度（水=1）：0.70~0.75		相对密度（空气=1）：1.59~4
理化特性	饱和蒸气压（kPa）：无资料		禁忌物：强氧化剂
	临界压力（MPa）：无资料		临界温度（℃）：无资料
	稳定性：常温常压下稳定		聚合危害：不聚合
危险特性	危险性类别：易燃液体类别 3		燃烧性：易燃液体，
	引燃温度（℃）：257		闪点（℃）：38
	爆炸上限（v%）：6.5		爆炸下限（v%）：0.6
	燃烧热（kJ/L）：30000~46000		火灾危险类别：乙 B
	燃烧（分解）产物：CO、CO ₂ 、水		
	危险特性：蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与氧化剂可发生反应。流速过快，容易产生和积聚静电。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。若遇高热，有容器开裂和爆炸的危险。		
灭火方法：尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。			

	灭火剂：雾状水、泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。		
毒理性质	LC ₅₀ ： >5000mg/m ³ /4h	LD ₅₀ ： 7500mg/kg（大鼠经口）	
	环境危害：对环境有危害。对大气可造成污染。		
健康危害	侵入途径：吸入、食入、皮肤吸收		
	健康危害：吸入该物质可能会引起对健康有害的影响或呼吸道不适。意外食入本品可能对个体健康有害。通过割伤、擦伤或病变处进入血液，可能产生全身损伤的有害作用。眼睛直接接触本品可导致暂时不适。		
急救	皮肤接触：立即脱去污染的衣物。用大量肥皂水和清水冲洗皮肤。如有不适，就医。		
	眼睛接触：用大量水彻底冲洗至少15分钟。如有不适，就医。		
	吸入：立即将患者移到新鲜空气处，保持呼吸畅通。如果呼吸困难，给予吸氧。如吸入或吸入，不得进行口对口人工呼吸。如呼吸停止。立即进行心肺复苏术。就医。		
	食入：禁止催吐，切勿给失去知觉者从嘴里喂食任何东西。立即呼叫医生或中毒控制中心。		
泄漏处理	人员防护措施：避免吸入蒸气、接触皮肤和眼睛。谨防蒸气积累达到可爆炸的浓度。应急人员戴正压自给式呼吸器，穿防毒、防静电服，戴化学防渗透手套。清除所有点火源。迅速将人员撤离到安全区域，远离泄漏区域并处于上风方向。		
	环境保护措施：在确保安全的情况下，采取措施防止进一步的泄漏或溢出。避免排放到周围环境中。		
	泄漏物收容、清除方法及处置材料：少量泄漏时，可采用干砂或惰性吸附材料吸收泄漏物，大量泄漏时需筑堤控制。附着物或收集物应存放在合适的密闭容器中，并根据相关法律法规废弃处置。		
储运	装运车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。运输途中应防曝晒、雨淋，防高温。运输时所用的槽（罐）车应有接地链，槽内可设孔隔板以减少震荡产生静电。		

（4）硫化氢

硫化氢是一种无机化合物，化学式为 H₂S。正常情况下是一种无色、易燃的酸性气体，浓度低时带恶臭，气味如臭蛋；浓度高时反而没有气味（因为高浓度的硫化氢可以麻痹嗅觉神经）。它能溶于水，0℃时 1 摩尔水能溶解 2.6 摩尔左右的硫化氢。硫化氢的水溶液叫氢硫酸，是一种弱酸，当它受热时，硫化氢又从水里逸出。硫化氢是一种急性剧毒，吸入少量高浓度硫化氢可于短时间内致命。低浓度的硫化氢对眼、呼吸系统及中枢神经都有影响。

表 5.7-6 硫化氢安全技术说明书

CAS号		7783-06-4	
中文名称		硫化氢	
分子式	H ₂ S	外观与性状	无色有恶臭的气体
分子量	34.08	爆炸极限	空气中4.0~46.0%（体积）

沸点	-60.4℃	闪点	-50℃
熔点	-85.5℃	溶解性	溶于水、于醇
密度	相对密度（空气=1）1.19	稳定性	稳定
主要用途	用于化学分析（如鉴定金属离子）		
危险特性	与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热可引起燃烧爆炸。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险		
健康危害	强烈的神经毒物，对粘膜有强烈的刺激作用。高浓度时可直接抑制呼吸中枢，引起迅速窒息而死亡。当浓度为70~150mg/m ³ 时，可引起眼结膜炎、鼻炎、咽炎、气管炎；浓度为700mg/m ³ 时，可引起急性支气管炎和肺炎；浓度为1000mg/m ³ 以上时，可引起呼吸麻痹，迅速窒息而亡。长期接触低浓度的硫化氢，引起神衰症候群及植物神经紊乱等症状。		
泄漏应急处理	迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并隔离直至气体散尽，切断火源。建议应急处理人员戴自给式呼吸器，穿消防防护服，尽可能切断泄漏源，喷雾状水稀释、溶解，注意收集并处理废水，抽排（室内）或强力通风（室外）。如有可能将残余气体或漏出气用排风机送至水洗塔或与塔相连的通风橱内或使其通过氯化铁水溶液。管路装止回装置以防溶液吸回。漏气容器不能再用，且要经过技术处理以清除可能剩下的气体。		
防护措施	<p>工程控制：严加密闭，提供充分的局部排风和全面通风。提供安全淋浴和洗眼设备。</p> <p>呼吸系统防护：空气中浓度超标时，佩戴自吸过滤式防毒面具（半面罩），紧急事态抢救或撤离时，建议佩戴空气呼吸器。</p> <p>眼睛防护：戴化学安全防护眼镜。</p> <p>身体防护：穿防静电工作服。</p> <p>手防护：戴防化学品手套。</p> <p>其它：工作现场严禁吸烟、进食和饮水。保持良好的卫生习惯。进入罐或其它高浓度区作业须有人监护。</p>		
急救措施	<p>皮肤接触：脱去污染的衣物，立即用流动的清水彻底清洗。</p> <p>眼睛接触：立即提起眼睑，用流动清水清洗10分钟或用2%碳酸氢钠溶液冲洗，并就医。</p> <p>吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。呼吸困难时给输氧。呼吸停止者，立即进行人工呼吸，后就医。</p>		
灭火方法	<p>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。</p> <p>灭火剂：雾状水、抗溶性泡沫、干粉。</p>		

5.7.2 风险识别

（1）施工期环境风险识别

1) 井喷

钻井作业是通过地面柴油机、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，完井过程中也有发生井喷的可能性。

发生井喷的根本原因是井内液柱的压力低于地层孔隙压力，使井底压力不平衡，因此防止井喷的关键是及时发现溢流和及时控制溢流。大量的实例表明，由于操作者的直接责任而引起的井控措施不当，违反操作规程、井控设施故障是造成井喷失控事故的主要因素。导致井喷失控的主要因素：

①地质设计未能提供准确的底层孔隙压力资料，井身结构设计不合理，设计时未能正确地预测油、气层的位置。结果在钻井过程中对高压层位压力估计不足。

②操作失误，起钻抽吸。钻井时当钻穿油、气层段，起钻速度太快，产生抽吸作用，将油、气抽出来，或起钻时没有及时灌入泥浆，液面降低，泥浆柱压力下降；地面除气设备效率低，未及时采取措施消除泥浆中滞留的气体，重复循环，气蚀严重等原因而发生井喷失控。

③机械故障。钻入油、气层时发生井下事故（断钻具、卡钻）或地面设备发生故障，泥浆静止时间过长，压力降低发生失控。

④井口防喷器不符合要求，节流管汇和放喷管线的安装不符合技术要求，当发生井喷时无法控制。

⑤钻井过程中遇漏失层段，发生井漏未能及时处理或处理事故中措施不当。

⑥在钻井中不能及时发现溢流，或发生溢流后处理措施不当，造成失控。

⑦泥浆密度偏低。当钻遇地下高压油、气、水层时，泥浆柱压力下降不足以平衡地下油、气时而发生井喷失控。

⑧当发生地震等自然因素导致的灾害时，可能发生井喷事故。

一般钻探井时发生井喷事故较多，而钻生产井时则较少。本项目钻井时采取了防喷措施，如加自封、半封、全封等封井器，因此，发生井喷的概率很小，约 1×10^{-7} 次/a。

2) 套管破损

发生套管破损时，原油或天然气从破损套管中漏出进入地下饮用水源可能的污染途径包括：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。

本工程在钻井过程中使用双层套管（由表层套管、技术套管组成），造成套损的因素有地质因素和套管质量不合格。当泥岩性质较不稳定，在高温高压下能产生蠕变，在有水侵入时易膨胀，当泥岩含水 10%以上时，泥岩拥有较高的塑性，几乎将全部上覆岩压转移到套管，使其变形损坏，泥岩的水来源是钻井过程中的泥浆失水。套管质量不合

格主要表现在管壁厚薄不均或壁厚达不到要求，管体和接箍有裂纹、内痕，管子存在不圆度，造成套管使用寿命不长。另外，由于螺纹加工精度不高，造成丝扣不密封，套管内外气体与液体由于压力不同互相串通，长期作用后，扩大了丝扣孔隙，导致套管损坏。

3) 井漏

本项目浅部地层成岩性差，胶结疏松，钻井施工中可能发生井漏、井塌；钻遇断层的井钻进至断层时，也可能发生井漏。井漏是钻井过程中遇到复杂地层，钻井泥浆或其他介质（固井水泥浆等）漏入地层孔隙、裂缝等空间的现象。若漏失地层与含水层之间存在较多的断裂或裂隙，漏失的钻井泥浆就有可能顺着岩层断裂、裂隙进入地下水，造成地下水污染。

4) 柴油储罐泄漏

本工程钻井 10 口，采用柴油钻机钻井。施工井场设有 1 座柴油储罐，用于储存钻井施工使用的柴油，柴油罐为钢制密闭容器，管道设有密封垫等，非正常工况下柴油储罐的破裂会造成柴油泄漏，引起风险。因此本项目应对柴油罐区的底部铺设防渗布进行防渗，以防止柴油泄漏污染区域地下水。油罐周围设置围堰，围堰有效容积应不小于两座柴油罐容积之和。柴油为乙 B 类可燃物，根据《钻前工程与井场布置技术要求》（SY/T 5466-2013）中相关规定，柴油灌区设置位置应距离发电房等易产生明火的位置 20m 以上。

（2）运营期环境风险识别

1) 井下作业过程的风险因素分析

本项目运营期井下作业主要包括油井作业，主要风险是油、气、废水的泄漏和井。通常由以下因素引起：

①未按要求安装井口溢流回收装置、作业废水收集装置和井场含油废防渗布，或者设备故障无法使用，导致作业废水废液、污油泄漏进入环境，造成污染；

②作业时地层压力高，井口溢流较大，而未及时采取压井或关闭封井器等措施，导致油、水、气大量冒溢，甚至井喷、污染环境。

由于该项目地层压力比较低，不能自喷，要靠抽油机采油，因此，作业时发生井喷的几率不大。

第十采油厂实施全过程风险因素控制，为井下作业配备了井口溢流回收器、作业废水进站装置、污水罐车，制定了详细的操作规程和应急预案，因此，在管理到位的情况下，出现作业油、气、废水泄漏的几率大大减少。

2) 油井套损

采油过程的主要环境风险是油井套损，原油、含油污水泄漏进入含水层，污染地下水。本项目油井套管采用双层套管（由表层套管、技术套管组成），运营期造成套损的因素主要有地质因素、工程技术因素和套管腐蚀三大类。

地质因素主要包括泥岩遇水膨胀使岩压转移到套管使其变形损坏，断层运移可能对套管产生剪切破坏，由于地壳运动和地震引起的套管损坏以及地面下沉及油层压实导致应力变化，从而使套管在拉张力及剪切力的作用下发生弯曲或错断。

工程技术因素主要有套管强度计算及井深结构设计不合理，泥岩吸水蠕变、滑移产生的横向层间位移侧压力、纵向地层位移产生的拉伸力及纵横向位移产生的弯曲应力对套管的破坏作用；固井质量不好时，会使泥岩吸水蠕变、滑移，对套管产生破坏作用。另外，由于井眼不规则或固井时存在混浆井段，在封固井段内，水泥浆候凝期间放热不均匀，温度的变化使套管热胀冷缩，也易导致套管变形破裂。当不合理的注水开发时，注释压力超过地层上覆压力，也会导致套管的破损。

套管腐蚀是套管损坏的一种主要诱因，一旦套管腐蚀穿孔则会多点破漏，并会加速套管的疲劳进而过早变形和损坏。它是由原油天然气中含有的硫、 CO_2 及地层水和注入水中含有的各种腐蚀性物质与套管中 Fe 或 Fe^{2+} 发生反应引起的。腐蚀条件包括一定的温度、压力、 Fe^{2+} 浓度及地层水中存在还原菌等，大多与硫酸盐还原菌的作用有关。

根据大庆油田对套损井的统计，套损绝大部分是发生在油层附近，主要形式是变形和错断。浅层套损的主要原因是腐蚀，形式是外漏，约占全部套损井的 5%。对地下水的污染主要来自浅层套损油水渗入含水层，或深层套损油水窜槽进入含水层。因此，预防套损污染地下水的关键是合理设计井身结构，采取表套、技术套管、油层套管三层套管结构，固井水泥均返至井口进行全程固井，对含水层段的套管采取防腐措施，采取以上措施后，发生套损后对地下水的污染几率很小。

3) 依托场站风险因素分析

本项目依托场站为朝二联合站，处理的介质具有易燃性质，因此，本项目依托场站主要事故类型是火灾、爆炸和油、含油污水、天然气泄漏。

本项目依托场站的事故主要因素分析如下：

①组织不严密，管理不善，违章作业导致大量的油气泄漏遇明火爆炸燃烧；

②设备缺陷主要包括因选材错误而引起的设备、管线的腐蚀、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；

⑤泄漏的油气遇明火发生火灾爆炸。

4) 拉油点火灾、爆炸

项目设有拉油点 1 处，由罐车拉运。拉油过程若遇明火或存在其他引火源是就可能导致火灾甚至爆炸事故，事故会使得石油类和烃类大量散发，引起环境空气污染，以及生态环境破坏，事故严重时可能导致人员伤亡和财产损失。

本工程主要作业场所、生产设备设施环境风险识别见表 5.8-6。

表 5.8-6 工程环境风险识别表

主要设备及场所名称	危险介质	主要危险特性	影响环境
井场	原油、天然气	火灾、爆炸、油气泄漏	空气、地下水、地表水、土壤
拉油点、转油站等场站	原油、含油污水、天然气	火灾、爆炸、中毒、油水泄漏污染	空气、地下水、地表水、土壤

5.7.3 环境风险分析

5.7.3.1 事故状态下对大气环境影响

天然气或原油泄漏事故会直接对大气环境带来影响。事故时将导致局部大气中总烃浓度可比正常情况高出数倍甚至数十倍，对大气环境造成短时的严重污染。若遇明火，引发的火灾事故可在短时间内产生大量燃烧烟气，烟气中有毒物质 CO 对大气环境造成短时的严重污染。由于本地区所处地势平坦，扩散条件好，在一定的气象条件下一次性事故形成的局部大气污染中烃类气体聚集成高浓度的可能性较小，对周围大气环境的影响不会太严重。

发生泄露事故时，大量原油等物质外泄，并伴随各种伴生气泄出，伴生气组分中含

油 H₂S 等有毒气体，会对区域内村屯居民造成严重影响。

表 5.7-4 硫化氢浓度与危害程度对照表

H ₂ S 在空气中的浓度			有关硫化氢的典型特例
体积%	体积 ppm	mg/m ³	
0.000013-0.00046	0.13-4.6	0.18-6	可嗅到臭蛋气味，对人气不产生危害。
0.001-0.002	10-20	14.41-28.83	允许八小时暴露值，即安全临界浓度值，超过安全临界浓度必须带上防毒面具，美国标准 10PPM，中国标准 2PPM，日本标准 15PPM。
0.005	50	72.07	只允许接触十分钟。
0.01	100	144.14	在 3-15 分钟内就会损失嗅觉神经并损坏人的眼睛，20 分钟后使人感到轻微头痛，恶心及脉搏加快。1 小时就会刺激咽喉，损伤眼睛，长时接触会使上述症状加重。
0.02	200	285.61	立即破坏嗅觉系统，眼睛、咽喉有灼烧感，长时接触会使眼睛、咽喉遭到灼烧伤害并可能导致死亡。
0.05	500	720.49	短期暴露就会不省人事，如不迅速处理会导致呼吸停止，失去理智和平衡感，如不立即采取抢救措施，可能导致中毒者死亡。
0.07	700	1008.55	很快失去知觉，停止呼吸，如不立即采取抢救措施，将导致中毒者死亡。
0.1	1000	1440.98	立即失去知觉，结果将会产生永久性脑伤害或脑死亡。必须迅速进行营救，否则导致中毒者死亡。
0.2	2000	2857.14	吸一口立即死亡，抢救较困难。

大庆油田伴生气中硫化氢含量大约为 98mg/m³，参照硫化氢中毒浓度对照表，事故状态下伴生气泄露可能造成的后果为：①在 3-15 分钟内就会损失嗅觉神经并损坏人的眼睛，20 分钟后使人感到轻微头痛，恶心及脉搏加快。②1 小时就会刺激咽喉，损伤眼睛，长时接触会使上述症状加重。

因此由于设备密封不严等造成硫化氢的泄露，严重时污染会造成中毒伤亡事故。因此，必须遵守以下规定：①严格工艺要求，加强平稳操作，防止跑、冒、滴、漏；②装置内安装固定式的硫化氢测报仪；③对有硫化氢泄露的地方要加强通风措施，防止硫化氢的聚集；④对有硫化氢的容器、管线阀门等设备，要定期进行检查更换；⑤发现硫化氢浓度高，要先报告，采取一定的防护措施，才能进入现场和处理。

当中毒事故或泄露事故发生时，需要人员到事故现场进行抢救处理，这时必须做到：

①发现事故应立即呼叫或报告，不能个人贸然去处理；②佩带合适的防毒面具，有二人以上的监护③进入事故现场，需携带好安全绳。有问题应按联络信号立即撤离现场④如事故现场感觉头痛，恶心及脉搏加快等症状，应立即停止并撤离。

井场、场站产生的原油泄漏会对大气环境造成直接影响，事故会造成局部大气污染，但具有发生机率小、持续时间短的特性。由于该区块所处地势平坦，一次性事故形成的局部大气污染在一定的气象条件下会逐步自然净化，对周围大气环境的影响很小。

5.7.3.2 事故状态下对地表水环境影响

本工程事故状态下对地表水污染途径主要是油水的事故泄漏。泄漏污油污水在雨季期间可能随地表径流流向下游。本项目井下作业期间铺设防渗布，作业结束废水由罐车拉运至朝二联合站处理，含油废水一旦泄露，应立即将相关设备关闭，源头控制油水外溢，然后彻底清理周边粘滞原油和被油水污染的泥沙、树枝、杂草等含油废弃物，同时展开对事故设备的抢修。只要溢出事故按相应的环境风险事故预案严格控制并彻底清理溢出的石油类污染物，泄漏事故不会对地表水体造成污染影响。

5.7.3.3 事故状态下对地下水环境影响

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

5.7.3.4 对土壤环境的影响

原油及含油污水泄漏渗入土壤孔隙，会降低土壤的通透性，抑制土壤中酶活性，使土壤生物减少。一般而言，原油集中于土壤表层0~30cm的范围内，使得根系分布于此深度的植物不能生长。石油类对土壤的污染，可使土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响局部区域土壤正常的结构和功能。

5.7.3.5 对生态环境的影响

原油及含油污水泄漏可影响农田和草地的生态环境，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。

5.7.4 环境风险评价结论

通过对本工程产能建设工程的环境风险分析可知，本工程的主要环境风险是泄露、火灾和爆炸，对区域内的地下水环境、地表水环境、土壤环境和空气环境有潜在危害性。在工程采取一系列风险防范措施、应急措施和建立环境风险防控体系后，火灾爆炸等事故影响可控，可以降低事故的发生率和事故情况下对周围环境的影响。但建设单位应加强员工的环保教育和培训，完善项目的事故应急预案，增加事故应急监测及事故评估等规定内容并定期演习，避免重大污染事故的发生。

表 5.7-5 建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	肇源油田源 20 东区块外扩 2023 年产能建设地面工程项目				
建设地点	黑龙江省	大庆市	肇源县	和平乡	() 园区
地理坐标	经度	125°06'22.81"	纬度	45°37'43.78"	
主要危险物质及分布	原油、天然气：井场、拉油点、卸油点、转油站等；				
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	<p>大气环境：天然气或原油泄漏事故会直接对大气环境带来影响。事故时天然气或原油泄漏将导致局部大气中总烃浓度可比正常情况高出数倍甚至数十倍，对大气环境造成短时的严重污染。</p> <p>地表水环境：如果事故状态下一旦发生井喷时，原油外泄，一旦大量原油进入地表水体将会污染地表水体。</p> <p>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到含水层中，造成地下水环境污染。在注水过程中，由于腐蚀、固井质量差、地层错动等原因可能导致套管断裂或破损，使原油泄漏窜入地下水层造成污染。</p> <p>土壤环境：原油及含油污水泄漏渗入土壤孔隙，会降低土壤的通透性，抑制土壤中酶活性，使土壤生物减少。</p> <p>生态环境：原油及含油污水泄漏可影响农田和草地的生态环境，减少农作物产量，危害植物生长。</p>				
风险防范措施要求	<p>场站、井场泄漏的主要预防和处理措施：</p> <p>(1) 对油田设施采用新技术，提高油田设施的抗蚀防腐能力，如采取耐腐蚀管线进行铺设。从而减少由于设施因素引发油水泄漏事故的几率；</p> <p>(2) 加强应急预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。定期对设备进行检查，同时明确泄漏可能导致的后果，泄漏危急周围环境的可能性，隔离泄漏区，周围设警告标志；</p> <p>井下作业事故风险防范措施</p> <p>(1) 为预防作业时井喷，对于地层压力较高的油水作业，在作业前应先调节注采比，降低井底压力后再进行作业。水井施工要提前 3 天关井降压；</p>				

	(2) 施工准备过程要在管、杆桥下设污油收集设施；拆卸井口采油树后，要安装简易控制器，并将井口溢流油水控制器、作业废水进站装置与井口连接，完好后，通电调试；
<p>填表说明（列出项目相关信息及评价说明）：</p> <p>本项目危险物质数量与临界量的比值 Q 为 $0.1546 < 1$，环境风险潜势为 I，风险评价等级为简单分析。</p> <p>本工程的主要环境风险是油气水泄漏和火灾爆炸，对区域内的大气环境、地下水环境、地表水环境和土壤植被等危害性不大。在工程采取一系列风险防范措施和应急措施后，可以控制和降低工程发生事故情况下对周围环境的影响。但建设单位应加强员工的环保教育和培训，避免污染事故的发生。</p>	

5.8 土壤环境影响预测与评价

5.8.1 施工期土壤环境影响分析

(1) 道路建设对土壤的影响

本工程新建通井路共计 1.43km，建设方式为直接对道路占地范围进行覆土压实，道路建设过程中施工机械和人员将会对道路两侧的植被进行碾压和践踏，对自然植被造成破坏和扰动原来相对稳定的地表，使土壤变得疏松，产生一定面积的裸露地面，造成新增土壤侵蚀。施工结束后对施工迹地地表植被进行恢复，可有效减轻道路建设过程中对土壤环境的影响。

(2) 井场建设对土壤的影响

本项目井场建设会对所征用土地上的植被进行清除，植被的清除使地表裸露，可能引起水土流失，新增一定量的土壤侵蚀。施工机械和人员均在征用的土地上进行活动，不会对征地外的地表造成扰动。井场建设施工结束后，通过对施工地地表植被的恢复，水土流失将得到有效控制，水土流失量较小。

(3) 钻井工程对土壤的影响

由于钻井范围严格控制在井场占地范围内，因此可有效减少井喷等事故石油类进入土壤的范围，根据对现有油田土壤的类比调查结果可知，石油类污染物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，油田建设类项目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。

事故时排放的废弃钻井液和钻井污水量大且集中，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

（4）柴油储罐对土壤的影响

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。

柴油罐为地上罐，且罐区采取铺设防渗布及围堰等措施，因此在发生柴油罐发生泄漏时可及时得到处置，不会对周围土壤环境产生影响；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，落地原油一般在土壤内部 50cm 以上深度内积聚，在土壤中的迁移深度较浅。

（5）钻井泥浆对土壤的影响

有关研究表明钻井泥浆如果长期以自然状态积存于井场，主要会对土壤理化性质如 pH、总碱度、总盐产生一定影响，特别对总碱度影响比较明显，可使土壤板结，增强土壤的盐碱化程度。废钻井泥浆若直接与土壤接触，泥浆中的污染物质对土壤环境的影响主要集中在土壤上层，向下影响土壤的深度约为 1m 左右，渗透最深为 1.2m（总碱度），对深层土壤影响较小。为减少钻井泥浆对土壤的污染，钻井工程全程泥浆不落地，采用水基钻井泥浆，使用低毒无害的添加剂，废弃泥浆直接进入井场钢制泥浆槽外运处置，从而阻隔泥浆与建设用地土壤直接接触。在采取了上述措施后，井场废钻井泥浆不会对土壤环境产生影响。

5.8.2 运营期土壤环境影响预测与分析

5.8.2.1 土壤污染途径

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

由于油井作业时采用污油污水回收装置回收污油污水，同时将作业范围严格控制在

井场占地范围内，可有效减少石油类进入土壤，根据本次评价中现有井场土壤监测结果可知，采油井井场永久占地内土壤中未检出石油烃，污染测程度小。从平面上看，石油烃集中在井场永久占地范围内，永久占地范围外土壤中石油烃含量迅速降低。在垂直方向上，土壤中石油烃主要集中在 0~20cm 的表层土壤中。由于土壤本身具有的吸附和生物降解等自净作用，石油烃在土壤中的迁移深度较浅。

因此，油田土壤环境污染的分布为：污染物主要集中在井场永久占地内，各种污染物尤其是石油类污染物主要集中在土壤表层，迁移深度较浅。

事故时排放的落地油量大且集中，其危害主要表现为降低土壤透气、透水性，改变土壤微生物种群结构，消耗土壤氮素，使植物生长受阻，体内残留量增加，恶化土壤-植物及土壤-食物链系统的环境质量。因此，油田生产中一定要严防原油跑、冒事故的发生，一旦发生事故，应立即采取事故应急措施，及时对落地油进行回收，最大限度地恢复地表原貌，为利用土壤的自净作用创造条件，在尽可能短的时间使土壤环境得到恢复。

本项目土壤环境影响类型与影响途径见表 5.8-1。

表 5.8-1 本项目土壤影响类型与影响途径表

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

注：在可能产生的土壤影响类型处打“√”，列表未涵盖的可自行设计。

根据上表可知，本项目属于污染型影响建设项目，污染型影响型土壤环境影响源及影响因子识别见表 5.8-2。

表 5.8-2 污染影响型本项目土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	工艺流程/节点	污染途径	全部污染物指标	特征因子	备注
井场	洗井，修井落地油	垂直入渗	石油烃	石油烃	非正常

5.8.2.2 土壤环境影响类比分析

(1) 土壤预测评价范围、预测时段和预测情景设置

土壤预测评价范围与调查评价范围一致，评价时段运营期。按项目正常状态情形为预测情景。

(2) 预测评价因子

评价因子为石油烃。

(3) 预测评价方法及结果分析

本次评价采用类比分析法，对项目运营过程中对土壤环境产生的影响进行定性分析。

(4) 预测评价方法及结果分析

本次土壤评价通过类比本项目区块内周边已建的油井占地内与占地外的验收阶段监测数据对比情况，来判定本项目拟建油井对区域内土壤的影响。

大庆油田有限责任公司第十采油厂《2019年永乐油田源20东区块产能建设地面工程环境影响报告表》于2020年9月4日在大庆市生态环境局获得批复，批复文号庆环审〔2020〕57号，项目于2021年12月完成了自主验收。该项目基建油井16口，该项目在生产运营过程中可能对土壤产生影响的主要为油田采出水、作业污水、洗井废水、落地油等，污染物产生规模与本项目相差不大，且建设和运营过程中，采取的土壤环保措施与本项目一致，与本项目所属区域生态环境基本一致，与本项目位于同一区块，该项目施工阶段临时占用了部分耕地，在施工过程中机械设备的碾压，施工人员的践踏等都会破坏地表植被，使土壤紧实度增高，加上项目施工时翻动土体，都会造成局部大片裸地出现，容易引起土壤风蚀和水土流失。根据验收调查报告，项目投产运营至今，区域地表在施工阶段产生的临时占地形成的裸地基本已得到了恢复。

本次类比分析引用大庆油田有限责任公司第十采油厂《2019年永乐油田源20东区块产能建设地面工程》中已建井场内、井口外10m-50m处土壤监测点位，监测深度0~20cm，该项目验收阶段监测数据分析见表5.8-3。

表 5.8-3 类比项目土壤验收阶段与环评阶段监测数据对比 单位：mg/kg

监测点位	监测因子	监测结果 (mg/kg)	风险筛选值 (建设用地 2 类)
1#平台井场永久占地内	石油烃	36.7	4500
1#平台井场井口外 10m		25.6	
1#平台井场井口外 20m		27.4	
1#平台井场井口外 30m		28.3	
1#平台井场井口外 50m		25.5	

根据监测结果，该项目建设完成后，运行期井场永久占地内特征污染物石油烃的监测数值与占地外石油烃的监测数值差别不大，且均满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）筛选值中第二类用地标准要求，以上分析说明企业在项目实施之后较好的落实污染防治措施，油田开发对土壤环境影响较小。

5.8.3 评价结论

综上所述，本项目在施工期及运营期采取上述相关防治措施后，项目的开发建设对区域土壤环境影响较小。本项目土壤环境影响评价自查表见附表3。

6 环境保护措施及其可行性论证

6.1 污染防治措施

6.1.1 大气污染防治措施

6.1.1.1 施工期

本项目钻井及地面工程的工程量较小，施工期的环境空气影响主要来源于钻井施工柴油机烟气、施工活动引起的扬尘及井场柴油罐挥发的非甲烷总烃。

(1) 柴油机烟气及机械尾气

①采用节能环保型柴油动力设备，减少污染物排放对环境空气的影响，柴油发电机烟气排放满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法》（中国第三、四阶段）（GB20891-2014）及 2020 修改单中第三阶段标准限值；

②钻井发电机和钻井柴油机采用符合《普通柴油》（GB252-2011）的柴油；

③加强对机械设备的维护、保养，减少不必要的运转时间，以控制尾气的排放；

④严禁在施工现场焚烧任何废弃物和可能产生有毒有害气体、烟尘和臭气的物质。

(2) 运输车辆、施工场地扬尘污染防治措施

①合理规划施工进度，及时开挖，及时回填，防止弃土风化失水而起沙起尘，风速四级以上易产生扬尘时，应暂停开挖；

②管道施工完毕后，及时覆土回填，管线尽可能沿道路走向设计，以避免施工活动对土地和地表植被的扰动；最大限度控制施工作业带宽度，避免因施工开挖加剧土地沙漠化和水土流失，同时在施工过程中定期洒水抑尘，防止施工扬尘量大对环境造成污染；

③车辆行驶选择对周围环境影响较小的运输路线，严禁运输车辆驶入村屯，定期对运输线路进行清扫，在敏感点处采取洒水、减慢车速，控制运输车辆的扬尘污染；

④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，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

⑤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；

⑥在敏感点处采取洒水、减慢车速，控制运输车辆的扬尘污染；

⑦施工现场不设置沥青搅拌场地及设备，所有沥青均采用外购；

⑧为防止因交通运输量的增加而导致的扬尘污染，应在施工初期合理规划道路运输路线，尽量利用现有公路网络。

⑨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。

⑩禁止占用保护区用地。

施工期采取的上述技术方案是施工过程中常见的扬尘和大气污染防治措施，采取以上大气污染防治措施后，能够确保施工场界颗粒物浓度满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表 2 无组织排放监控浓度限值要求，不会对大气环境产生较大影响，施工期大气污染防治措施可行。

（3）施工车辆尾气

施工井场运输车辆尾气含有 NO₂、CO、THC 等污染物，一般情况下，各种污染物的排放量不大，对周围环境的影响较小。运输车辆在野外作业区时有利于尾气扩散，不会对环境产生污染。

（4）柴油罐呼吸废气

本项目柴油罐选用密闭管线、密闭性能好的阀门、法兰和垫片连接。同时加强管理，定期巡检，杜绝跑、冒、滴、漏现象。由于施工所在区域较开阔，柴油罐挥发气体较少，发散较快，对附近环境影响较小。随着钻井工作的结束，柴油罐挥发的废气对环境空气的影响会逐渐消失，满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中标准限值。

施工期采取的上述技术方案是施工过程中常见的扬尘和大气污染防治措施，采取以上大气污染防治措施后，能够确保施工场界颗粒物浓度满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表 2 无组织排放监控浓度限值（1.0mg/m³）要求，不会对大气环境产生较大影响，施工期大气污染防治措施可行。

6.1.1.2 运行期

本工程运行期的大气污染主要来自集输过程中井场、拉油点及依托场站处理过程无组织挥发的烃类气体以及依托场站加热装置燃烧烟气、拉油点多功能储罐烟气。

（1）挥发性有机物污染防治措施

①采用合理工艺，选用优质材料，管道及设备在设计时充分考虑抗震，保证正常生产无泄露；

②井口安装密封垫，集输管线采用密闭管道，最大限度降低烃类气体的挥发；

③加强井下作业管理，提高落地油回收率，减少烃类气体挥发；

④精细化管理，减少“跑、冒、滴、漏”现象，加强设备设施的日常管理，严格执行操作规程；

⑤加强转油站运行管理，提高油气分离效率，减少油罐呼吸口的轻烃挥发；

⑥定期对设备进行维修保养，保证油气处理设施的平稳运行，控制烃类气体的无组织挥发，确保井场排放的非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求中无组织排放监控浓度限值；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，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；

⑦加强对集输气设备的日常巡检和及时维护，控制各部位无组织挥发的非甲烷总烃总量，合理控制外输温度，在满足生产的前提下降低加热温度，减少天然气用量，减少烟气排放量。

⑧加强油田气放空的管理，定期对设备进行维修保养，保证油气处理设施的平稳运行，尽量减少事故性油田气放空，在进行放空时，应经过充分燃烧，并控制放空量，在系统可承受的压力范围内时应停止放空；

⑨伴生气的处理均在密闭压力容器内进行，集输过程中均为密闭状态，有效的降低了非甲烷总烃的无组织挥发。

通过采取上述措施，控制措施满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）；厂界污染物排放浓度满足《大气污染物综合排放标准》中标准值： $4.0\text{mg}/\text{m}^3$ ，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。

（2）加热装置燃烧烟气

新建拉油点烟气均经 8m 高的烟囱排放，满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）中表 2 新建燃气锅炉标准（颗粒物 $\leq 20\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $\text{SO}_2\leq 50\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $\text{NO}_x\leq 200\text{mg}/\text{m}^3$ ）；本项目依托的转油站加热装置燃料均采用清洁能源天然气，产生的烟气经 8m 高烟囱高空排放，能够达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 1 在用锅炉大气污染物排放浓度限值中燃气锅炉标准限值要求（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 ）。

以上措施可从源头降低废气产生，技术可行，通过采取以上措施，可以将项目建设对大气环境的影响减小到最小程度，使其对周围大气环境的影响大大降低，保持在环境可接受的范围之内。

6.1.2 水污染防治措施及其可行性论证

6.1.2.1 施工期废水处理措施及地表水保护措施

(1) 施工期废水处理措施及其可行性论证

1) 施工人员生活污水排入施工现场附近场站及阀组间内已建防渗旱厕，定期进行清掏堆肥处理；

2) 施工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。设备修理时，要采取相应措施，如：地面上平铺油毡、塑料布等方法，避免水、油等流体介质落在地表；

3) 为了避免污染地下水，钻井液采用无毒无害或毒性极小的泥浆体系；

4) 使用地下水保护双层套管，表层套管下至地下水层以下，以确保该区地下水不受污染，确保安全封闭此深度内的潜水层和承压水层；

5) 施工期钻井废水排入井场泥浆槽中，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二联合站处理满足《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。

6) 废压裂液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深度处理站处理，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。

(2) 施工期地表水保护措施

①合理规划：施工单位严格按照有关规定安排施工作业；合理进行施工组织和场地布置；对施工运输合理规划、布局，利用既有道路，运输车辆按指定路线运行；施工运输车辆加盖棚布，防止运输材料洒落，产生扬尘，影响区域内环境。

②施工期间各类固体废物应及时清运，施工期间严禁将生活污水直接排放。

③宣传教育：施工单位应加强对施工人员爱护环境防止地表水体破坏的宣传教育活动，在施工过程中，应做到井然有序的组织实施设计，做到文明施工。

通过采取以上措施，施工期能够有效防止各类污染物进入附近地表水体造成污染事故，减少对周边水环境的影响。

6.1.2.2 运营期废水处理措施及地表水保护措施

(1) 运营期废水处理措施及其可行性论证

①运营期废水处理措施

运营期油井采出液分离出的含油污水由管线输送至朝一联含油污水处理站处理，作业污水及洗井污水由罐车拉运至朝二联含油污水处理站处理达标后回注油层，不外排。

②处理工艺可行性分析

本项目依托朝二联含油污水处理站，该站采用“来水—沉降罐—气浮装置—催化氧化装置—二级过滤”工艺流程，设计出水水质指标为“5、1、1”。

③处理工艺达标可行性分析

朝一联含油污水处理站设计出水指标为《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 $\leq 1.0\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 1\ \mu\text{m}$ ”。本次引用《肇源油田源 212 区块扶余油层 2022 年产能建设地面工程项目环境影响报告书》朝二联含油污水处理站出水水质的监测结果：含油量 2.34-3.11mg/L，悬浮物为 1mg/L，满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）限值要求，工艺可行。

④处理规模的可行性分析

朝二联含油污水处理站设计污水处理量为 2000m³/d。目前实际污水处理量为 1200m³/d，本项目 10 口油井产液进入朝二联转油脱水站，新增含油污水量为 29.66m³/d，负荷率为 61.48%，满足开发需求。因此，从规模上本项目依托可行。

本项目拉运污水要建设拉运视频监控装置，并接入市局监控平台，废水拉运前向市局申报，明确拉运量、拉运时间，并接受视频监管。采取以上措施后，本项目运营期废水均不外排，对环境的影响较小。

(2) 运营期地表水保护措施

在油田生产建设及运营过程中，必须加强管理，同时确保各项污染控制措施及事故应急措施能够切实落实，运营期还应做到如下要求：

①为避免油田开发过程中污染物随地表径流进入地表水体，在生产过程中严格管理，杜绝含油污水及污油的随意排放；生产过程中修井及其它井下作业通过安装防喷器、卸油器、作业污水回收装置、井口溢流控制器等井口及井下装置，防止井喷、泄漏等事故的发生，减少含油污泥的产生量，一旦发生原油落地，全部及时回收；

②在进行油井井下作业时，严格按照要求使用污油污水回收装置、油管清洗污水回收装置及罐车对作业污水进行回收，防止作业产生的污油污水进入周围环境。同时限制

作业范围，严格控制在井场占地范围内，完工后，将井场平整清理干净，不得遗留油污；

③定期巡检，每天有专职人员对油井进行检查，巡检次数至少为1次/d，雨季等特殊天气增加巡检次数，同时确保应急工具和设备齐备完好，准备围油栏、吸油毡、消油剂、接油桶等应急物资，以便在发生泄漏事故时对产生的污油污水进行及时回收和处理，避免对周围地表水环境产生大面积污染。

在正常生产情况下，项目开发建设采取较为完善的环境保护措施，措施技术可行，对周围环境不会产生不良影响。

6.1.2.3 地下水污染防治措施

(1) 源头控制措施

(1) 源头控制措施

①本项目施工期与产生的钻井泥浆、钻井岩屑和废射孔液一同由罐车拉运至采油十厂废弃钻井液无害化处理装置处理进行处理。

②保证固井质量，严防油井深部原油渗入含水层。

③油田钻井对地下水造成污染的可能性较小。对使用双层套管技术进行清洁生产审计，使表层套管固井水泥浆必须返至井口，保证固井质量，确保安全封闭此深度内的潜水层和承压水层；定期对油井的套管情况进行检测，发现异常情况及时处理，防止污染地下水。

④采用欠平衡钻井技术，控制好钻井液比重，保证钻井液不会进入地下水含水层。

⑤采用双层套管技术，表层套管固井水泥返至地面，安全封闭地下水含水层；选用高标号的固井水泥，提高固井质量。

⑥定期对油井套管情况进行检测，发现异常情况及时处理，防止污染地下水。

⑦油田生产过程中严格管理，坚决杜绝含油污水及污油的随意排放，井下作业产生的原油等污染物及时回收，不遗落地面，一旦发生原油落地事故，及时回收并确保回收率达到100%。

⑧运行期定期检查、维修项目所有机泵等，确保各部分的使用性能。尤其在雨季更要认真检查，清除隐患。

(2) 分区防渗措施

(1) 钻井期防渗措施

从以上分析表明，正常钻井过程不会对地下水造成污染。但井喷、井漏等突发性泄漏，如处理不及时则可能造成污染。因此提出如下污染防治措施及建议：

1) 将使用双层套管技术纳入清洁生产审核内容，采用双层套管技术，使表层套管和油层套管固井水泥必须返至地面，保证固井质量，确保安全封闭此深度内的潜水含水层和承压水含水层；

2) 选用高标号的固井水泥，提高固井质量，严防油井深部原油渗入含水层；

3) 从钻开表层粘土层起，直到钻开基岩 30m 以上，采用无毒无害的清水泥浆，避免钻井泥浆对浅层地下水的污染；

4) 采用欠平衡钻井技术，控制好钻井液比重，保证钻井液不会进入地下水含水层；

5) 切实加强对钻井泥浆等回收处理工作，消除对地下水污染隐患；

6) 定期对油井的套管情况进行检测，发现异常情况及时处理，防止污染地下水；

7) 废弃钻井液和钻井废水在集中处理前，暂存于井场设置的钢制泥浆槽内，与钻井岩屑一并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。

(2) 地下井管防渗措施

对使用双层套管技术进行清洁生产审计，使表层套管固井水泥浆必须返至井口，保证固井质量，确保安全封闭此深度内的潜水层和承压水层；定期对油井的套管情况进行检测，发现异常情况及时处理，防止污染地下水；油井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。

(3) 井场防渗措施

①井场作业区为重点防渗，铺设 2mm 厚防渗土工布进行防渗处理，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$ ，满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中关于重点防渗区等效黏土防渗层 $M_b \geq 6.0\text{m}$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 防渗技术要求。井场永久占地内其他区域采用地面碾压平整进行防渗，满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中关于简单防渗区一般地面硬化防渗技术要求。

②定期对油井的套管情况进行检测，发现异常情况及时处理，防止污染地下水；油井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。

项目分区防渗具体见表 6.1-1，施工期分区防渗图见图 6.1-1。

表 6.1-1 项目污染防渗区划分

项目	类别	项目涉及区域	防渗措施	防渗要求
----	----	--------	------	------

施工期	重点防渗区	柴油罐区、钻井液罐区、发电机房、钢制泥浆槽、钻井泵、钻台	采用地面碾压平整并铺设 2mm 厚防渗土工布进行防渗，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$	满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中关于重点防渗区等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0\text{m}$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 防渗技术要求
		KOH 材料房	采用地面碾压平整并铺设 2mm 厚防渗土工布进行防渗，渗透系数 $K \leq 1 \times 10^{-13} \text{cm/s}$	执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）要求
	一般防渗区	钻井液材料房、其他材料房、临时旱厕	采用 1.5m 厚黏土防渗层，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$	满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中关于一般防渗区等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5\text{m}$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 防渗技术要求
	简单防渗区	施工井场其他区域	采用地面碾压平整	满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中关于简单防渗区一般地面硬化防渗技术要求
运营期	重点防渗区	井场作业	油井作业时铺设 2mm 厚防渗土工布进行防渗处理，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-13} \text{cm/s}$	满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中关于重点防渗区等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0\text{m}$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 防渗技术要求。
	简单防渗区	井场	采用地面夯实碾压平整进行防渗	满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中关于简单防渗区一般地面硬化防渗技术要求

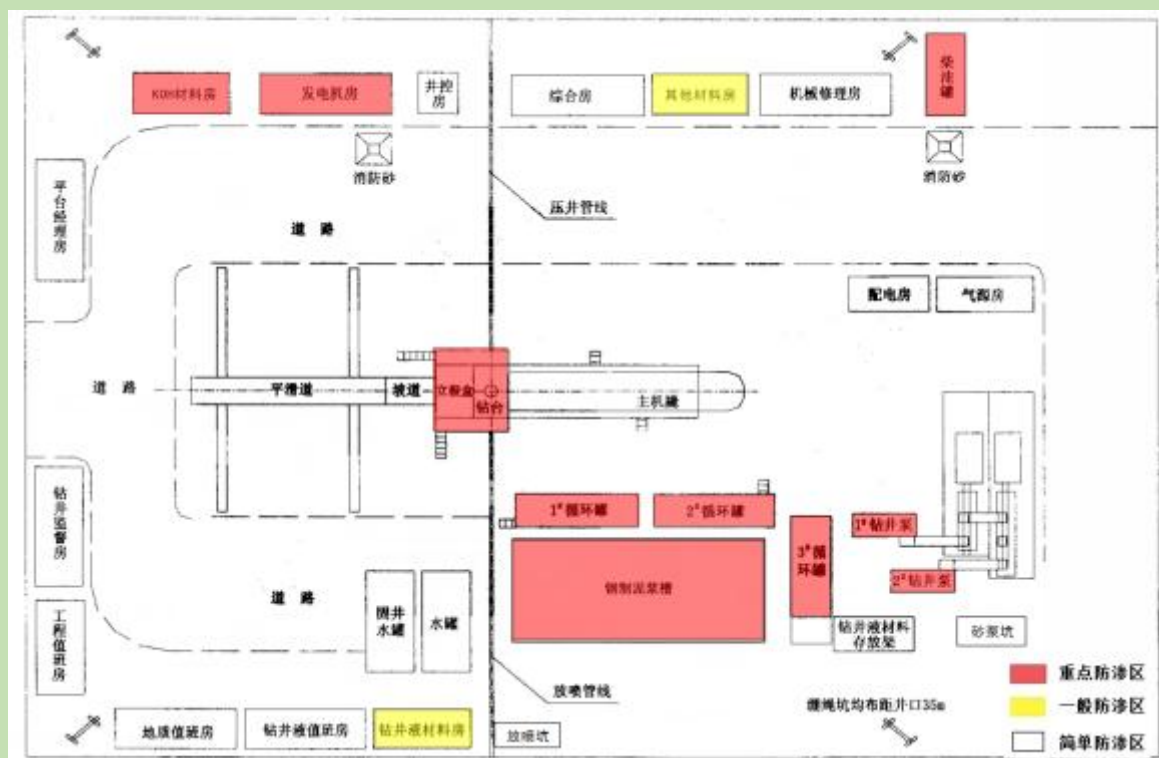


图 6.1-1 施工期分区防渗图

(3) 地下水环境跟踪监测

定期对地下水环境进行监测，监测委托具有资质的单位进行，结合《排污单位自行

监测技术指南《陆上石油天然气开采工业》(HJ1248-2022)制定本项目运行期监测计划,同时在当地对监测结果进行信息公开,每年公开一次。

项目区域潜水流向为从东北向西南,根据项目工程的分布情况,在上游的设1个潜水背景监测点,在建设项目区域及区域下游设2个潜水跟踪监测点及1个承压水跟踪监测点,具体设置情况见表6.1-2。地下水跟踪监测布点图附图18。

表 6.1-2 地下水环境监测计划表

点位	功能	监测因子	坐标	位置	监测层位	监测频次
永丰村潜水井	背景监测点	pH、石油类、石油烃	125.62891,4 5.68729	朝 116-36 井场东北 1.09km	潜水	1 次/半年
新荣村潜水井	跟踪监测点	(C ₆ ~C ₉)、石油烃	125.57261,4 5.68117	1#平台南 0.25km	潜水	
永强村水井	跟踪监测点	(C ₁₀ ~C ₄₀)、汞、砷、六价铬、挥发酚、氨氮、耗氧量	125.60362,4 5.68386	6#平台东北 0.46km	潜水	
曲家屯水井	跟踪监测点		125.55476,4 5.67884	1#平台西南 1.05km	承压水	

6.1.3 噪声污染控制措施

6.1.3.1 施工期

1) 钻机噪声对周围环境有一定影响,但持续时间短,随钻井的结束而结束。可采取对给钻机柴油机和发电柴油机排气管安装消声器和减振基础,并将高噪声设备安装在活动板房内;优化井场平面布局,将柴油机组等高噪声设备安装在远离村屯一侧,可降低噪声 20~30dB(A)左右。因此,一般情况下,不会受到钻井噪声影响。

2) 泥浆泵应安装减震垫,可降低噪声约 20~30dB(A)。

3) 合理布局,噪声大的动力设备布置在井场主导风向的下风侧,办公板房或员工宿舍布置在主导风向的上风侧,以减轻噪声的影响。

4) 尽量缩短钻井时间,减少钻井噪声对居民的影响;此外,也可结合经济补偿措施。

5) 建设施工的机械噪声强,影响范围大,应合理安排施工进度,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,以满足《建筑施工场界噪声排放标准》(GB12523-2011)限制要求。

6) 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。

7) 工程车辆运输路径尽量避开村屯;如实在无法避让,教育司机在夜间经过村屯时,严禁鸣笛,并减少夜间行车次数等,以降低车辆噪声对居民的影响

8) 运输车辆选择避开居民点路线, 尽量不鸣笛。

9) 加强对施工人员的培训及责任教育, 做好施工机械和运输车辆的调度和交通疏导工作, 运输车辆选择避开居民区的路线, 限制车速, 禁止鸣笛, 降低交通噪声;

通过采取上述措施, 能够确保施工场界噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB 12523-2011) 要求(昼间 $\geq 70\text{dB}(\text{A})$ 、夜间 $\geq 55\text{dB}(\text{A})$), 不会对声环境产生较大影响, 施工期噪声治理措施可行。

6.1.3.2 运行期

(1) 抽油机电机、修井机等发声设备尽可能选用低噪声设备;

(2) 对噪声值较高的设备, 根据其产生噪声的特性, 采用相应的减振、隔声等降噪措施;

(3) 注意对设备的维护保养, 尤其加强村屯周围井场维护和保养, 保证设备保持在最佳运行状态, 降低噪声源强度。

根据预测分析, 在采取减振、隔声等降噪措施后, 能够确保井场厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008) 2 类标准要求, 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。

6.1.4 固体废弃物控制措施

6.1.4.1 施工期

(1) 废钻井液、钻井岩屑、废射孔液等废弃物暂存于井场泥浆槽中, 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二联合站处理满足《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;

(2) 完井后井场做到工完、料尽、场地清;

(2) 膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋、废防渗布、施工废料经由施工单位统一收集后拉运至送第八采油厂工业固废填埋场处理;

(3) KOH 包装袋属于危险废物, 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;

(4) 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。

6.1.4.2 运行期

(1) 本工程产生的落地油及清淤油泥(砂)属于危险废物,危险废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物,代码为 071-001-08,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;含油废防渗布属于危险废物,危险废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物,代码为 900-249-08,经收集后委托有资质单位处理。

(2) 油水井作业结束后及时清理井场,对施工范围内的油污及泥土(HW08/071-001-08)收集清理,由罐车拉运至朝一联含油污泥处理站减量化处理后,再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》(DB23/T 3104-2022)表 1 中的限值要求后,用作油田垫井场和通井路。

(3) 在井场作业现场管理中,严格落实作业前后环保交接制度,作业队伍必须严格遵守相应的无污染作业准则,确保无污染作业率达到 100%。

(4) 本工程产生的危险废物不进行暂存,及时进行收集运输工作,严格执行《危险废物转移管理办法》。在收集过程中确保危险废物不遗撒、泄露。

6.1.5 生态保护措施

6.1.5.1 施工期

1、一般性生态保护措施

(1) 井场

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) 搬运钻井设备利用现有公路、小路,执行“无捷径”原则,应尽量减少占地面积,认真确定车辆行驶路线,不在道路、井场以外的地方行驶和作业,规范行车路线及施工人员行为,严禁随意践踏、碾压施工区范围外的植被,不准乱挖、乱采植物;

3) 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;

4) 加强井场管理及设备养护,井场铺设防渗布,防止原油、含油污水以及各种废液的跑冒滴漏,如发生跑冒滴漏,及时处理;

5) 施工结束后施工营地进行搬迁,料场做到工完、料净、场地清。柴油罐区的防

渗材料及围堰与柴油罐一同拆除，临时占地草地平整，耕地等质等量复耕；施工时所产生的生活污水、生活垃圾等废弃物，严禁随意倾倒；

6) 为避免施工期对植被的影响，对易产生扬尘的场所必要时加以遮挡，以减轻对植物的影响；

7) 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；

8) 本工程永久占用耕地 1.51hm²，草地 2.64hm²，占用单位按照相关规定缴纳复垦费和补偿费，专款用于复垦；将所占土地进行表土剥离，剥离的表土用于被损毁土地的复垦；

9) 易起尘的土石方工程施工作业应避免在四级及以上大风天施工；

(2) 道路

1) 充分利用现有道路，尽量不再开辟新的临时进井通道；

2) 规范施工人员行为，严禁随意践踏、碾压施工区范围之外的植被；

3) 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。裸露沙地，以种植草本和灌木植物为主；

本工程应在施工完毕后进行生态影响减缓及恢复措施，具体见表 6.1-3。典型生态保护措施平面布置示意图见附图 19。

表 6.1-3 生态影响减缓及恢复措施

序号	项目	占地类型	恢复措施	实施时间	实施单位
1	永久占地	耕地	将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，补偿永久占地 0.771hm ² 。	施工完毕后 1 年内	大庆油田有限责任公司第十采油厂
2	临时占地	耕地及草地	恢复临时占地 0.655hm ² ，分层开挖，分层回填，并通过生态植被恢复措施可逐年恢复原有植被水平		

2、针对性保护措施

(1) 防沙治沙措施

项目占地区域未出现土壤沙化现象，为保护区域生态环境，针对本项目的具体特点，施工期内采取以下防沙治沙措施：

1) 施工时要特别注意保护原始地表与天然植被，划定施工活动范围，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。

2) 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。裸露沙地，以种植草本和灌木植物为主。

通过采取上述措施，施工期严格控制控制施工作业占地范围，不会对项目所在区域生态环境产生较大影响，施工期生态保护措施可行。

(2) 水土流失防治措施

1) 井场

井场予以平整、压实，以免发生水土流失。对于建设开挖、回填产生的弃土石方要合理填埋、堆放、利用，并采取适当的压实平整措施。地面建设产生的弃方不得随处堆放，应合理利用。

2) 道路

严格控制施工车辆、机械及施工人员活动范围，尽可能减少原有植被和土壤的破坏。油区道路施工作业面宽度控制在永久占地范围内；新建道路应在推平后加以机械碾压压实，如遇水土流失较严重区域，应在道路一侧开挖简易土质排水沟。

利用现有公路和已有便道行车，不新建道路，避免造成新的裸露地表；执行“无捷径”原则，规范车辆行驶路线，不在道路、井场以外的地方行驶和作业，禁止碾压和破坏地表植被。在油田道路地势较低，容易汇水形成径流冲刷的路段，设置钢筋砼板涵，以保证道路两侧洪沟的畅通。生产期及时作好道路泄洪桥涵洞的疏通、维修工作，保证各类设施的泄洪能力。

3) 生物防治措施

本项目水土保持生物措施主要根据油田地面植被情况，做好原有植被恢复工作，最大程度的降低因本项目施工建设和生产运行而新增的水土流失量，降低人为因素导致当地土壤盐碱化的趋势，尽量改善当地的生态环境。

(2) 管理措施

因地制宜选择施工季节，尽量避开植被生长季节、农作物耕种季节，减少损失，同时避开大风及强降水季节。施工期间应划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆、重型机械设备作业范围，以及施工人员的活动范围，由专人负责管理，减少施工作业对周围土壤和植被的破坏范围和程度。

严禁在大风天气下运输及装卸施工散料等。在便道出入口，树立保护耕地的警示牌，以提醒施工作业人员，减少人员随意践踏造成的水土流失。严禁开发建设施工材料乱堆

乱放，划定适宜的堆料场，以防对植物破坏范围的扩大，增加裸地面积而新增的水土流失。

（3）黑土地保护措施

根据《黑龙江省“十四五”黑土地保护规划》及《黑龙江省人民政府办公厅关于建设占用耕地耕作层土壤剥离利用工作的指导意见（试行）》中要求，本项目采取以下措施。

1) 对于永久占地应剥离表层 0.3m 的耕作土，且按照“占一补一，质量相等”的要求进行易地补充耕地，按规定缴纳耕地开垦费，开垦新的耕地。

2) 本项目钻井施工过程中，需遵守《大庆油（气）田建设工程用地规范》规定，严格控制施工作业面积，加强施工管理，尽量减少占地面积，并规范行车路线及施工人员行为，严禁随意践踏、碾压施工区范围外的植被，不准乱挖、乱采野生植物，确保尽量少占优质黑土地。

3) 本项目在施工过程中针对永久占地及临时占地，应剥离占地内 0.3m 的表土，采用分层开挖，分层堆放，暂存于施工井场内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖等措施防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，针对永久占地将剥离的表土按照“占一补一，质量相等”的要求进行易地补充耕地，针对临时占地在将剥离的表土在施工结束后分层回填，并及时恢复地表植被。

（4）表土剥离保护措施

根据《黑龙江省人民政府办公厅关于建设占用耕地耕作层土壤剥离利用工作的指导意见（试行）》（黑政办规〔2021〕18号）要求实施表土剥离制度，本项目在施工过程中针对永久占地及临时占地，应剥离占地内 0.3m 的表土，采用分层开挖，分层堆放，集中暂存于施工井场内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，并定期采取洒水抑尘措施，耕作层土壤剥离完成后，由当地自然资源主管部门会同农业农村主管部门组织验收，验收合格的方能实施项目建设。针对永久占地将剥离的表土按照“占一补一，质量相等”的要求进行补偿并易地补充耕地，针对临时占地在将剥离的表土在施工结束后分层回填，并及时恢复地表植被。

综上所述，通过上述生态污染防治措施，本项目对生态环境造成的影响在环境可接受范围之内，措施技术可行

6.1.5.2 运行期

本工程由于井场、道路、拉油点等施工时车辆对土壤的碾压，人员对土壤的践踏，将改变原地表地貌状况，扰动原地貌，改变原地貌的状况和性质。工程施工破坏植被，

新地貌失去植物根系的固土作用，雨水直接冲刷疏松、裸露的地表土，易造成水土流失；施工过程中，开挖回填后产生的弃渣松散堆积，结构疏松，胶结力差，抗侵蚀能力极低，遇暴雨产生径流，加大水土流失。为了更好的保持水土，建议采取以下水土流失防治措施：

(1) 严格控制油水井作业占地，普通井下作业不新征临时占地；施工结束后及时有效地对占地区域土地进行平整，并压实，利于植被自然恢复。井场临时占地主要为设备放置地，在设备放置时尽量不破坏原有地貌，施工结束后及时对现场进行清理，对破坏的土地进行平整并压实，利于植被自然恢复。

(2) 油水井作业过程中缩小影响范围，提高工程施工效率，减少工程在空间上、时间上对生态环境的影响；在完钻后，要立即对施工现场进行平整，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”。

(3) 油水井作业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。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环境的影响。

(4) 油水井作业避免在大风天施工。作业时在井场周围堆筑临时围堰，防止作业时产生的油水进入周围环境。

(5) 油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) 回收落地油时，减少土壤的剥离量。加强管理，减少落地油在清理和运输过程跑冒滴漏的量，污泥回收后做无害化处理，处理后油水回收。

(7) 运行期各种车辆应在已修建的道路上行驶，不得随意行驶。

本项目通过采取上述生态保护措施，能够确保本项目对区域生态环境的破坏得到有效控制，不会对区域生态环境产生较大影响，生态保护措施可行。

6.1.6 环境风险防范措施及应急要求

6.1.6.1 施工期环境风险防范措施

(1) 井漏事故风险防范措施

根据本项目钻井工程方案，钻井施工中应加强管理和生产组织协调，维护好设备，认真做好井漏等的预防工作。钻井施工中发现井漏及油气显示等异常情况，立即报告。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。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。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。施工区块集中储备随钻堵漏剂 40t~60t，以备井漏发生时应急使用

(2) 突发井喷事故风险防范措施

1) 钻井时安装防喷器，防止井喷事故发生。

2) 钻井过程中钻井队要认真做好地层孔隙压力监测，绘制四条曲线，包括预测地层孔隙压力曲线、监测地层孔隙压力曲线、设计钻井液密度曲线、实际钻井液密度曲线，并贴于井场值班房墙上。

3) 施工方在施工过程中因地质情况或施工条件出现较大变化时，应及时对钻井作业进行风险识别和评价，制定出安全技术保障措施，并提出修改设计的请求，按程序审批后方可实施。

4) 井控设备的维护和使用严格按照《大庆油田钻井井控实施细则》中的 4.2 和 5.2 的要求执行。

5) 从一次开钻开始，干部必须 24h 值班，负责包括井控工作在内的所有钻井施工管理。值班干部要佩戴明显标志，填写值班记录（包含在交接班记录内）。

6) 严格执行钻开油气层前的准备和检查验收制度，在进入油气层前 50m~100m，按照下部钻井的设计最高钻井液密度值，对裸眼地层进行承压能力检验。

7) 最大允许关井套压值为防喷器额定工作压力、地层破裂压力决定的允许关井套压值、套管抗内压强度的 80%，三者中的最小值。

8) 钻井液性能符合钻井设计要求，特别是钻井液密度必须在设计范围内。起钻前充分循环井内钻井液，使其性能稳定，进出口密度差不超过 0.02g/cm^3 。

9) 钻进时司钻注意观察泵压、钻速等变化，发现异常立即停止钻进，循环钻井液观察后效。

10) 起钻过程中，要严格控制起钻速度，钻头在油气层中和油气层顶部以上 300m 井段内起钻用 I 挡或起钻速度不超过 0.5m/s ，预防抽吸引起井喷。起钻中严格按照规定及时向井内灌满钻井液，并作好记录、校核，及时发现异常情况；起钻完应及时下钻，检修设备时必须保持井内有一定数量的钻具，并观察出口管钻井液返出情况。严禁在空井情况下进行设备检修。

11) 空井作业时间（如电测、井壁取心等）原则上不能超过 24h，或根据坐岗观察

和钻井工程设计要求的空井时间，否则必须下钻通井。

12) 钻开油气层后，每次起钻前钻井液密度达到设计上限，都要进行一次 250m~350m 的短起下钻，计算气体上窜速度，循环钻井液观察后效，正常后才可起钻。

13) 钻进中发生井漏应将钻具提离井底、方钻杆提出转盘，以便关井观察。采取定时、定量反灌钻井液措施，保持井内液柱压力与地层压力平衡，防止发生溢流，其后采取相应措施处理井漏。

14) 需调整钻井液密度时，应确保井筒液柱压力不小于裸眼段中的最高地层孔隙压力。

15) 完井下套管建立循环前，必须在套管内灌满钻井液。

16) 固井作业时不得拆除防喷器，应配套微变径闸板、换与套管直径相匹配的闸板或在钻台配备套管螺纹和防喷钻杆相匹配的接头。固井全过程保证井内压力平衡，尤其防止水泥浆候凝期间因失重造成井内压力平衡的破坏，甚至井喷。

17) 中途测试和先期完成井，在进行作业以前观察一个作业期时间；起、下钻杆或油管应在井口装置符合安装、试压要求的前提下进行。

18) 发现溢流后，严格按照《大庆油田钻井井控实施细则》溢流的控制及压井作业中的要求执行。

19) 认真做好井控记录，严格执行井控九项管理制度，本设计未提及部分按《大庆油田井控技术管理实施细则》执行。

(3) 套损风险防范措施

1) 检查套管质量

① 套管下井的质量检查。

一是检查套管钢级、壁厚等是否符合下井的设计规范与要求（设计中应对各种应力、强度校核作严格计算）。二是加强对下井前套管的探伤检查，要用多种检测方法检查套管壁厚薄程度、弯曲程度、圆度、丝扣密封情况和破裂等质量问题，严禁不合格套管下井。

② 确定厚壁套管下入井段，根据地应力集中点、膨胀泥岩深度。断层深度和油层部位等确定厚壁套管下入井段。

2) 地质影响因素预测

根据钻井、钻井地质（岩心，岩屑、层位变化等）、测井资料和地层对比等预测影响损坏套管的地质因素。

① 预测断层性质（正、逆断层）、分布、深度、产状（走向、倾向和倾角），为气

田开发方案布井提供资料和依据。

②预测膨胀泥岩厚度、分布层位、深度和范围。

③预测浅层水深度、层位。分布范围和水化学特征等，为套管内外壁防腐提供资料。

④预测气层疏松程度、出砂程度等。

⑤预测透镜砂体厚度、分布范围和层位，为注气和采气提供资料。

3) 工程技术预防措施

①对开发方式与工艺的要求。

A.为防止地应力集中，尤其在断层附近，应采取恰当的布井方式，以适应地下应力分布情况。

B.在套管易损坏地区的井，应考虑下技术套管，技术套管下至断裂层下部固井后再下气层套管，从而更有效地防止气层套管的损坏。

C.在可能的情况下，应分层开采，以利于克服层间应力异常和减少井下作业次数，防止套管损坏。

②下套管和固井质量的要求。

A.为防止浅层水腐蚀套管及浅层高塑性泥岩层蠕变，在浅层套管内外壁进行防腐，同时可下表层套管或技术套管封隔浅层。为减少管内承压，在高塑性泥岩层需下厚壁套管，并在环形空间内注入水泥封固。

B.为保证套管接箍丝扣和密封脂质量及上扣的扭矩值，对井下的套管要定期紧扣。

C.为减少套管损坏，固井时水泥浆应返至地面，进行全程固井。

(4) 防火、防爆、防泄漏措施

1) 井场钻井设备的布局要考虑防火的安全要求。值班房、发电房、配电柜距井口不小于 30m。

2) 距井口 30m 以内及钻井液循环系统的电气设备、照明设备、开关、输电线路及接线方法应符合防火防爆安全规定。

3) 钻台下面和井口周围严禁堆放杂物和易燃品，机泵房下无积油。

4) 井场内严禁吸烟和动用明火，应有明显的防火标志。若需动火，应执行相关的安全规定。

5) 在井架上、井场盛行风入口处、钻台等地应至少设置 2 个风向标，一旦发生紧急情况，作业人员可向上风方向设定的 2 个紧急集合点疏散。

6) 在钻台上下、振动筛、循环罐等气体易聚积的场所，应安装防爆排风扇以驱散工作场所弥漫的有毒有害、可燃气体。

7) 油罐区地面铺设防渗布, 设置围堰。

8) 确保应急工具和设备齐备完好, 以便在发生泄漏事故时对产生的污油污水进行及时回收和处理。

9) 一旦发生井喷事故, 要及时上报上级主管部门, 并有消防车、救护车、医护人员和技术安全人员在井场值班。

10) 对油田设施采用新技术, 提高油田设施的抗蚀防腐能力, 如推广抗腐蚀的非金属管线的应用, 从而减少由于设施因素引发油水泄漏事故的几率;

11) 原油、天然气为易燃易爆物质。为了防止设备、管道爆破泄漏, 严格遵循有关设计规范进行规划设计, 严格要求设备、材料的质量和工程的施工质量, 保证工艺过程的密闭性, 避免事故的发生;

12) 爆炸危险区域内所用的电气设备、自控仪表设备均采用防爆型, 并符合相应的防爆等级;

(14) 严格执行各项安全生产制度, 在油气泄露场所严禁静电和携带火种。

(5) 井下作业事故风险防范措施

1) 为预防作业时井喷, 对于地层压力较高的油井作业, 在作业前应先调节注采比, 降低井底压力后再进行作业;

2) 施工准备过程要在管、杆桥下设污油收集设施; 拆卸井口采油树后, 要安装简易控制器, 并将井口溢流油水控制器、作业废水进站装置与井口连接, 完好后, 通电调试;

3) 作业前要打开生产阀门、套管放空阀门, 观察溢流量大小。如果溢流量较大, 采取清水或泥浆进行压井; 起下抽油杆、管柱过程要注意井口变化, 井口溢流较小时, 将污水排入污水回收装置, 溢流较大时, 立即停止操作, 迅速关闭封井器; 采取清水或泥浆压井;

4) 打开套管闸门, 启动作业废水进站装置和油水收集器, 使废水废液由套管排出经作业废水进站装置回站;

5) 在压井、冲沙、刮蜡、验串、套铣施工有溢流时, 必须下单流阀, 套管出口接到作业废水进站装置;

6) 压井、冲沙、刮蜡、验串、套铣前, 必须认真检查水龙带有无破皮、断丝、油壬丝扣完好状态, 水泥车井口管线试打压 4.0 Mpa 检验密封性; 作业时随时注意进出口排量压力, 防止井喷, 观察拉力计悬重变化, 防止沙堵憋泵。遇阻憋压时, 要立即将管柱上提, 防止管线爆裂。

(6) 钻井工程中水环境事故防范措施

一旦发生泄漏事故，立即切断阀门，泄漏点附近设置临时围堰，对泄漏出来的油水进行回收。事故处理后，对受污染的地面进行清理，防止随地表径流污染地表水体，或渗入地下污染地下水。针对可能发生的风险事故对区域地表水的影响，本报告提出如下要求以最大程度的避免风险事故的发生，以及如果发生事故对区域地表水的影响降至最低。本项目在钻井前合理设计井场布局，将井场垫高到最高水位线以上，并设置堰围，建设高度 30cm，宽度 40cm，材料为粘土夯筑，防止冒漏时污水流入水体；根据当地的气候条件设置泥浆槽围堰，当雨季集中的时候或者工程突发产生废水较多的时候，控制泥浆泵排量，及时用罐车送至采油十厂废弃钻井液无害化处理装置处理；同时，针对部分距离水体较近井位，在施工时泥浆罐设置位置应尽可能对地表水体进行避让，选取远离地表水体的位置进行设置。在采取了上述措施后，风险事故下对区域地表水体的影响还是相对可以接受的。

6.1.6.2 运营期环境风险防范措施

(1) 一般性环境风险防范措施

1) 加强应急预案和紧急切断等措施，加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

2) 对被泄漏原油污染的土壤清理干净后由罐车拉运至朝一联含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理。

3) 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，

4) 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。

5) 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。

6) 平稳操作，避免系统压力超高放空。

7) 定期维护保养容器、设备和站内管线。

8) 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。

9) 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。

10) 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，要安装筒

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。

11) 作业前要打开生产阀门、套管放空阀门，观察溢流量大小。如果溢流量较大，采取清水或泥浆进行压井；起下抽油杆、管柱过程要注意井口变化，井口溢流较小时，将污水排入污水回收装置，溢流较大时，立即停止操作，迅速关闭封井器；采取清水或泥浆压井。

14) 打开套管闸门，启动作业废水进站装置和油水收集器，使废水废液由套管排出经作业废水进站装置回站。

15) 在压井、冲沙、刮蜡、验串、套铣施工有溢流时，必须下单流阀，套管出口接到作业废水进站装置，

16) 压井、冲沙、刮蜡、验串、套铣前，必须认真检查水龙带有无破皮、断油壬丝扣完好状态，水泥车井口管线试打压 4.0Mpa 检验密封性；作业时随时注意进出口排量压力，防止井喷，观察拉力计悬重变化，防止沙堵憋泵。遇阻憋压时，要立即将管柱上提，防止管线爆裂。

17) 从事危险废物收集贮存运输的单位在进行生产活动时应按照有关规定建立相应的规章制度和污染防治措施，包括危险废物分析管理制度、安全管理制度、污染防治措施等。并建立健全规章制度及操作流程，确保改过程安全可靠。

18) 危险废物转移过程中应按《危险废物转移联单管理办法》执行，单位应编制应急预案。

19) 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并符合相关要求；运输车辆、设备及管道进行定期的维护和检查，防患于未然，保持槽车和良好的工作状态，保证接地正常。

20) 担任储运人员必须经过上岗培训，经定期考核通过后方能持证上岗。工作人员应熟悉事故应急设备的使用和维护，了解应急手册应急处理流程，一旦发生意外，在采取应急处理的同时，迅速报告公安、交通部门和环保等有关部门，必要时疏散群众，防止事态进一步步扩大和恶化。

21) 运输、储存原料、溶剂、产品危险化学品所用的槽车、容器、设备必须符合《压力容器安全技术监察规程》的安全管理规定，企业对压力容器管理执行国家有关压力容器的规定。设备区设计应按照《石油化工企业设计防火标准》（GB50160-2018）要求进行必要的围堰、防火设计、修复。

由于本次产能建设采用常规工艺，油气集输和污染治理工艺成熟、可靠，由前述分

析可知以上提出的各项环境保护措施是切实有效的，同时工程对油田生产全过程采取环境保护管理措施和技术措施，有效的预防和减缓本次产能建设可能带来的不良环境影响。

(2) 集输系统事故风险防范措施

1) 严格挑选施工队伍，施工单位应持有劳动行政部门颁发的压力管道安装许可证，以确保施工质量，同时对工程中使用的设备及附件应严格进行施工安装前的质量检验，检验合格后方可进行施工安装。

2) 对已建集输系统定期维修保养，及时更换老化设备。

3) 定时对采油井进行巡查，及时发现设备渗漏问题。

4) 生产时密切关注系统压力变化，一旦系统压力有大的降低，要及时报告，找到管线泄漏点，及时处理，避免污水大量泄漏。

5) 当发生油水泄漏时应及时在泄漏点周围修筑围堤，控制油水扩散范围，保护周围生态环境；同时明确泄漏可能导致的后果，泄漏危急周围环境的可能性，隔离泄漏区，周围设警告标志。

6) 确保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，避免对周围地表水、地下水、土壤等环境产生污染。

7) 将被泄漏原油污染的土壤清理后由罐车拉运至朝一联合油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理，满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表 1 限值，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。

8) 当发生油田伴生气泄漏应划出警戒线，告知围观群众危险性，劝之不要动用火源，防止火灾及爆炸事故发生；同时根据泄漏情况有组织性的疏散周围相关人员。

9) 建立应急响应机构，配备快捷的交通通讯工具，以便对泄漏事故及时作出反应和处理。

10) 对油田设施采用新技术，提高油田设施的抗蚀防腐能力，从而减少由于设施因素引发油水泄漏事故的几率。

11) 制定定期巡查制度，发现异常及时处理和报告。

12) 建立应急响应机构，配备快捷的交通通讯工具，以便对泄漏事故及时作出反应和处理。

(3) 依托场站事故风险防范措施

- 1) 建议对地层压力进行监控, 合理安排注采比, 预防套损事故的发生;
- 2) 站内定时巡检, 及时发现并处理容器、罐体、管线和阀门的泄漏、穿孔问题, 避免出现大量油水泄漏;
- 3) 平稳操作, 避免系统压力超高放空;
- 4) 定期维护保养容器、设备和站内管线。

(4) 火灾、爆炸风险防范措施

1) 为防止系统憋压或误操作造成密闭设备的超压破坏或爆炸, 所有压力容器及油罐均设有安全阀、呼吸阀等泄压设施。场站可燃气体设备的安全阀出口泄放管应接至火炬系统或其它安全泄放设施;

2) 场站的油罐均设计防雷、防静电接地装置; 对生产场所超过安全电压的电气设备均采取保护接零或接地措施;

3) 场站内的防雷接地设施及报警装置必须定期校检, 保证安全设施可靠有效。

(5) 井下作业环境风险防范措施

建议对油井及管线加强巡检、巡视频率, 及时发现问题及时处理, 尽量避免事故的发生, 降低事故发生后对环境的影响程度和范围。

①为预防作业时井喷, 对于地层压力较高的油井作业, 在作业前应先调节注采比, 降低井底压力后再进行作业;

②施工准备过程要在管、杆桥下铺垫高强度防渗布, 防渗布四周围出 10cm 高围堰; 拆卸井口采油束后, 要安装简易控制器, 并将井口溢流油水控制器、作业废水收集装置, 安装完好后, 通电调试;

③作业前要打开生产阀门、套管放空阀门, 观察溢流量大小。如果溢流量较大, 采取清水或泥浆进行压井; 起下抽油杆、管柱过程要注意井口变化, 井口溢流较小时, 将污水排入污水回收装置, 溢流较大时, 立即停止操作, 迅速关闭封井器, 采取清水或泥浆压井;

④打开套管闸门, 启动作业废水收集装置和油水收集器, 使废水废液由套管排出, 经收集后处理;

⑤在井下作业施工有溢流时, 必须下单流阀, 套管出口接到废水回收装置;

⑥井下作业前, 必须认真检查水龙带有无破皮、断丝、油壬丝扣完好状态, 水泥车井口管线试打压 4.0MPa 检验密封性; 作业时随时注意进出口排量压力, 防止井喷, 观察拉力计悬重变化, 防止沙堵憋泵。遇阻憋压时, 要立即将管柱上提, 防止管线爆裂。

(6) 危险废物收集、贮存、运输过程风险防范措施

根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》本项目涉及的危险物质必须按照《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ 2025-2012）的要求处理处置。

1) 从事危险废物收集贮存运输的单位在进行生产活动时应按照有关规定建立相应的规章制度和污染防治措施，包括危险废物分析管理制度、安全管理制度、污染防治措施等。并建立健全规章制度及操作流程，确保改过程安全可靠。

2) 危险废物转移过程中应按《危险废物转移联单管理办法》执行，单位应编制应急预案。

3) 运输的车辆必须是专用车或经有关部门批准使用符合安全规定的运载工具，并符合相关要求；运输车辆、设备进行定期的维护和检查，防患于未然，保持槽车和良好的工作状态，保证接地正常。

4) 担任储运人员必须经过上岗培训，经定期考核通过后方能持证上岗。工作人员应熟悉事故应急设备的使用和维护，了解应急手册应急处理流程，一旦发生意外，在采取应急处理的同时，迅速报告公安、交通部门和环保等有关部门，必要时疏散群众，防止事态进一步步扩大和恶化。

5) 运输、储存原料、溶剂、产品危险化学品所用的槽车、容器、设备必须符合《压力容器安全技术监察规程》的安全管理规定，企业对压力容器管理执行国家有关压力容器的规定。设备区设计应按照《石油化工企业设计防火标准》（GB50160-2018）要求进行必要的围堰、防火设计、修复。

(7) 管理措施

1) 在施工过程中，加强监理，确保焊接和涂层等施工质量；

2) 建立施工质量保证体系，提高施工检验人员的水平，强化检验手段；制定严格的规章制度，发现缺陷，及时正确修补并做好记录；

3) 工程投产运行前，应制定出正常、异常或紧急状态下的操作手册和维修手册，并对操作、维修人员进行培训，持证上岗，避免因操作失误导致事故发生；

4) 制定应急操作规程，在规程中应说明发生井喷、灾爆炸和生产装置区泄漏事故时应采取的操作步骤，规定抢修进度，减少事故的影响；

5) 日常监督、隐患整改、事故发生、操作失误等各项安全行为应建立档案；

6) 生产部门和环保部门建立安全环保管理工作考核细则，实行量化考核；

7) 严格岗位责任制，定期对工人进行安全和环境保护意识教育；

8) 定期进行突发环境事件的培训和演练, 并对及时对应急预案进行修订, 使其更加合理有效;

9) 加强对工程附近居民的宣传教育, 减少、避免第三方破坏事故;

10) 加强油田保卫工作, 保证油田各种生产设施安全运行, 杜绝安全、环保事故的发生;

11) 配备防渗布、铁锹、镐等应急工具和设备, 巡检发现油水泄漏时, 找出泄漏点, 在周围铺上防渗布, 四周用土围好, 防止污油、污水扩散。然后, 组织人员抢修, 抢修结束后, 清理现场, 避免造成环境污染;

12) 泄漏事故具有隐蔽性和灾难性, 要加强监控, 定期用超声波检测仪, 测量管线的内外防腐情况, 若管壁厚度减薄, 及时更换管段。

13) 对油田设施采用新技术, 提高油田设施的抗蚀防腐能力, 从而减少由于设施因素引发油水泄漏事故的几率;

14) 当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;

15) 对被泄漏原油污染的土壤清理干净后, 由罐车拉运至朝一联含油污泥处理站减量化处理后, 再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理。

16) 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;

17) 加强管理, 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;

18) 制定定期巡查制度, 发现异常及时处理和报告;

19) 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。

针对上述风险情况, 本工程建设单位已经针对可能发生的风险事故提出相应风险防范措施, 企业结合所处区域的自然条件、环境状况、地理位置等特点, 制定了较完善的事故风险应急预案, 本工程为扩建工程, 如发生风险事故, 可按已建立的事故风险应急预案执行。

6.1.6.3 事故应急救援预案

大庆油田公司突发事件应急管理归口部门为公司生产运行部门, 为及时应对突发事件, 快速调动应急资源, 以消防支队为依托, 组建了国家级专业应急救援队伍 1 支, 以

及作业井喷应急救援队伍、原油泄漏应急救援队伍、天然气泄漏应急救援队伍、电力系统故障应急救援队伍、水上溢油应急救援队伍、医疗卫生救援队伍 7 个油田公司级应急救援队伍，在各二级单位建设综合应急救援队伍，基本形成了覆盖油田生产各专业的应急救援队伍体系。

根据突发环境事件级别确定上报部门及应急队伍响应级别。从发现环境事件后要上报突发环境事件初报，初判发生Ⅲ级突发环境事件时，由三级单位负责应对工作，具体为现场人员、三级单位应急救援队伍或区域消防队进行应对；初判发Ⅱ级突发环境事件时，由二级单位负责应对工作，具体为二级单位综合应急救援队伍和区域消防队进行应对，必要时向油田公司求援，调集油田公司级应急救援队伍；初判发生Ⅰ级突发环境事件时，30 分钟内向突发环境事件应急办公室初报，启动油田公司突发事件应急响应程序，启动油田公司级专业工作组、综合工作组、专业应急救援队伍。

建设单位目前拥有的应急预案内容较为完善，已有应急预案能够满足建设项目的要求。本工程为改扩建工程，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》，还针对不同的事故分别编制了《环境突发事件专项应急预案》、《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》、《蓄滞洪区人员、设备撤离预案》、《洪涝灾害专项预案》等专项应急预案。其中总体预案适用于自然灾害、事故灾难、公共卫生、社会安全四类突发事件的应对工作，主要包括应急组织机构及职责明确、风险分析与应急能力评估、预防与预警、应急响应与保障等内容，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，起到总体掌控的作用；《环境突发事件专项预案》中不仅包含了风险分析与事件分级、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、应急联络单等内容；《输油系统突发事件专项预案》中根据自然灾害、人为破坏、人为操作失误和设备缺陷等原因，在生产、使用、贮存、运输和油气处置工艺过程中易出现原油、天然气等危化品泄漏现象确定突发事件类型，主要涵盖 4 类风险：①油气等生产过程中输送物料管线发生泄漏。②产品储存区等出现泄漏事故。③作业环境由于设备、管道、阀门、法兰等容器使用、腐蚀、损伤或密封圈损坏等原因，出现泄漏。④装卸过程中，由于泵、法兰、管道、密闭等处发生泄漏或者由于装料过满、受热膨胀等发生泄漏。针对这四种风险，该《应急预案进行了组织机构及职责明确、预防与预警设置、应急响应与保障内容确定以及油气集输突发事件的联络信息公布，预案内容针对性较强，组织结构框架合理。总体上看，第十采油厂应急预案涵盖了环境突发事件、井喷、油气泄漏、输油系统突发事件等事故情况，依托合理，现有应急预案依托可行。但建议建设

单位加强对应急预案的定期风险应急演练及员工培训。上述制定的事故应急预案，已报当地政府备案，并定期进行演练。

通过分析，工程在发生事故状态下可依托已经制定了相关应急预案及相关应急资源。不需对本工程提出新的应急预案，发生风险事故时按已建立的事故风险应急预案执行，在执行应急预案的同时，要加强区域应急联动体系，定期进行地企联动应急演练，提高突发事件的应急处理能力。

1、确定危害和风险

本项目潜在的环境风险事故是泄露、火灾和爆炸。

通过正确地判别和评价本项目潜在的环境风险事故，制定相应的应急措施，可将风险和影响降到合理实际并尽可能低的水平，最大程度地保护人、环境和财产不受或少受影响。

2、应急预案基本内容

针对本项目可能发生的风险事故，制定相应的应急预案，以处理突发事故，降低风险，并与当地政府应急预案衔接，报当地政府备案。本工程位于已建区块内，可以纳入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，发生事故必要时可直接向邻近企业、单位和政府部门、消防队、环保局、安全生产监督管理局和市政府报告，申请求援并要求周围企业单位启动应急计划。该应急预案需补充内容如下：

(1) 依托大庆油田公司监测机构建立事故应急监测机制，及时进行事故环境影响监测。

(2) 环境监测内容

本项目发生污染事故时，对环境的影响主要是对生态（包括土壤、植被）和大气环境的影响，应急监测主要是这几方面的内容。

①生态方面：对事故现场及周围区域的植物、土壤进行危害监测，并在事故后不定期的对生态环境的恢复状况进行监测。

②大气环境：应对事故全过程（发生时，控制时和事故后）进行监测，特别应对事故发生地附近的敏感区域进行大气监测。

③水环境：应对事故全过程（发生时，控制时和事故后）所影响的地表水环境和地下水环境进行监测。

④土壤环境：应对事故全过程（发生时，控制时和事故后）进行监测，特别应对事

故发生地附近的敏感区域进行土壤监测。

⑤负责单位要根据监测结果编制事故污染报告，确定事故影响范围，为制定治理措施提供依据。

3、应急预案有效性分析

大庆油田有限责任公司第十采油厂编制了《环境突发事件专项应急预案》，该应急预案主要针对项目运营过程中可能突发的各种环境风险事故等制定了详细的安全应急救援预案。预案中包含了应急救援任务和目标、原则、组织机构、应急救援职责、突发事件信息报送及处置、应急响应和处置、应急措施以及应急救援值班电话和联络电话，充分保证了项目运营期发生的风险事故得到及时救援和处理。降低了环境风险的危害。

应急预案制定完毕后，大庆油田有限责任公司第十采油厂各油矿平均每月开展一次应急预案的宣传教育及应急演练，保证每一个工作人员都熟悉预案的内容，熟练应急措施，检查预案的有效性和符合性，对存在的不足及时修正。

4、应急状态地企联动

大庆油田有限责任公司第十采油厂已在大庆油田有限责任公司备案登记，由大庆油田有限责任公司向市政府有关部门及集团公司申请备案。大庆油田有限责任公司第十采油厂已备案登记《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》、《蓄滞洪区人员、设备撤离预案》、《洪涝灾害专项预案》等专项应急预案，发生事故时，多个应急预案联动响应。同时，企业环保部门与地方社会力量保持应急状态联动，事故发生后，消防部门、医疗部门、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

名称	联系电话
火警	119
医疗急救	120
大庆市人民政府	0459-4609222/6373055
大庆市生态环境局	0459-4623818
大庆市肇州县环境保护局	0459-6170900
大庆市应急管理局	0459-6377119
大庆市安全生产委员会办公室	0459-4600048
大庆油田总医院	0459-5886408
大庆市气象站	0459-8151030
大庆油田有限责任公司第十采油厂环保部	0459-4494387

由前述分析可知以上提出的各项环境保护措施是切实有效的，同时工程对油田生产全过程采取环境保护管理措施和技术措施，有效的预防和减缓本次产能建设可能带来的不良环境影响。

6.1.7 土壤保护措施

6.1.7.1 施工期

(1) 加强施工中的环境管理，控制和消除土壤污染源。严禁随意倾倒污水、随意堆放固体废物，防止因“三废”处理不合理或处置措施不当对土壤造成污染。

(2) 井场布置必须遵守《大庆油田开发建设用地标准》规定，严格控制施工作业面积，以减少地表植被和土壤的破坏。本工程建设期间主要进行地面工程的建设、各种管线与道路的铺设等作业。对环境的影响属于高强度、低频率的局地性破坏。根据油田地面工程规划方案，本工程对占用的耕地，按照“占多少，垦多少”的原则，按照省市的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。

(3) 充分利用现有道路，尽量不再开辟新的临时通道。

(4) 对于临时占地，在对土壤进行开挖施工时要采取措施降低土壤风蚀，减少水土流失：对土壤要分层开挖、分别堆放，按原土层回填（先填心土，后覆盖表土）平埋方式（不起土坝）进行，以便其尽快恢复植被生长。

6.1.7.2 运行期

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

(1) 源头控制措施

井场控制措施。油田开发过程中，井下作业应配备泄油器、刮油器等，作业污水要求全部进罐，由罐车拉运至朝一联合油污水处理站处理达标后回注油层，不外排；按照“铺设作业、带罐上岗”的作业模式，及时回收落地油，由罐车拉运至朝一联合油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表 1 中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路，落地原油回收率应达到 100%。

设备控制措施。在设备等污水储存及处理构筑物采取相应措施，防止和降低污染物跑、冒、滴、漏，将污染物泄漏的环境风险事故降到最低程度。

(2) 过程控制措施

井场永久占地内采取简单防渗，进行地面压实处理。同时企业在管理方面严加管理，并采取相应的防渗措施可有效防止管线和站场贮存设施发生含油污水及原油泄漏事故

造成对区域土壤环境的污染。

(3) 末端控制措施

主要包括油井场污染区地面的防渗措施和泄漏、渗漏污染物收集措施，即在污染区地面进行防渗处理，防止洒落地面的污染物渗入地下，并把滞留在地面的污染物收集起来集中处理；末端控制采取分区防渗原则。

(4) 应急响应措施

包括一旦发现土壤污染事故，立即采取应急措施控制土壤、地下水污染，并使污染得到治理。

(5) 污染监控体系

为了及时了解项目场区及周边土壤环境质量状况和土壤中污染物的动态变化，根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）的相关要求，本项目拟制定土壤环境跟踪监测措施，包括制定跟踪监测计划，科学、合理地设置土壤监测点位，建立完善的跟踪监测制度，配备必要的取样设备，以便及时发现并有效控制。

根据土壤环境影响分析结果，定期对重点影响区及土壤环境敏感点附近土壤环境进行监测，监测委托具有资质的单位进行，监测报告应存档，同时对监测结果进行信息公开。根据项目分布情况、现状监测布点情况和土壤类型分布情况，布置土壤监测点位 2 个。跟踪监测计划见表 6.1-5，土壤跟踪监测布点图见附图 18。

表 6.1-5 土壤环境跟踪监测计划表

点位	位置	坐标	监测因子	监测频次	执行标准
1	1#号平台井场	125.58205, 45.68521	pH、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、汞、砷、六价铬	1 次/年	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 2（其他项目）中第二类用地石油烃筛选值
2	1 号平台井场北侧 200m 耕地				

上述监测结果应按照规定及时建立数据档案，并定期向社会公开监测信息。如发现异常或发生事故，需加密监测频次，确定影响源位置，分析影响结果，并及时采取应急措施。

6.2 油田开发后期及闭井期环保措施

本工程闭井期另外单独履行环评手续。

6.3“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 6.3-1、表 6.3-2。

表 6.3-1 “三同时”项目一览表

防治内容		环保措施	验收标准		
废气	施工期	施工期扬尘	及时洒水、临时土方等加盖苫布等遮盖物	施工场界执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 中无组织排放监控浓度限值	
		柴油机燃烧烟气	使用产品质量达标的低标号柴油，采用节能环保型柴油动力设备，调节好柴油机运行工况	柴油燃烧烟气执行《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法》（中国第三、四阶段）（GB20891-2014）及 2020 修改单中第三阶段标准限值要求	
		柴油罐	选用密闭管线、密闭性能好的阀门、法兰和垫片连接	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， $\leq 4.0\text{mg}/\text{m}^3$	
		施工车辆尾气	污染物的排放量不大，在空气中逸散	/	
	运营期	采油井场、拉油点	场站均采取密闭性良好的阀门等，确保密闭集输，加强对设备的检查和维护	井场及依托场站厂界执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求，厂区内非甲烷总烃满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求	
		场站非甲烷总烃			
		新建拉油点燃烧烟气	新建多功能储罐采用清洁能源天然气为燃料	燃烧烟气执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）新建燃气锅炉标准（颗粒物 ≤ 20 、 $\text{SO}_2 \leq 50$ 、 $\text{NO}_x \leq 200$ 、烟气黑度 ≤ 1 ）	
		依托场站加热炉燃烧烟气	依托场站加热装置采用清洁能源天然气为燃料	燃烧烟气执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）在用燃气锅炉标准	
	废水	施工期	施工人员生活污水	排入施工现场附近场站及阀组间内已建防渗旱厕，定期进行清掏堆肥处理	不外排
		钻井废水	排入井场泥浆槽中，定期由罐车拉运至		不外排

			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二联合站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)中“含油量≤5mg/L、悬浮固体含量≤1mg/L、粒径中值≤1μm”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	
		废压裂液	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深度处理站处理, 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。	不外排
	运营期	作业污水	由罐车拉运至朝二联含油污水处理站处理达标后回注油层, 不外排	执行《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”限制要求
		洗井污水		
		油田采出水	管输至朝二联含油污水处理站处理达标后回注油层	
	噪声	施工期	施工场地噪声	合理安排施工时间, 避免大量高噪声设备同时施工, 选用低噪声设备, 注意设备维护和保养
运营期		井场噪声	低噪声设备、基础减振	《工业企业厂界噪声排放标准》(GB12348-2008)中2类标准限值: 昼间≤60dB(A), 夜间≤50dB(A)
固废	施工期	施工废料	经收集后拉运至第八采油厂工业固废填埋场处理	执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)要求
		废钻井液、岩屑、废射孔液	暂存于井场泥浆槽中, 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二联合站处理满足《大庆油田地面工程建设设计	不外排

			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	
		KOH 包装袋	由建设单位统一收集后委托有资质单位处置	执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)
		纯碱、膨润土包装袋、破损防渗布	经收集后拉运至第八采油厂工业固废填埋场处理	《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)
		生活垃圾	统一收集后运至肇源县生活垃圾综合处理厂处理	不外排
运营期		含油防渗布	由建设单位统一收集后委托有资质单位处置	不贮存,实行危险废物转移制度
		含油污泥、落地油	属于危险废物,集中收集,由罐车拉运至朝一联含油污泥处理站减量化处理后,再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理达标后用作油田垫井场和通井路	执行《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》(DB23/T3104-2022)表1中的限值要求
生态恢复			对临时占用的土地进行恢复、平整,恢复临时占地 0.655hm^2	施工时分层开挖、分层堆放、分层回填,场地平整,不改变原有地势,不起垄,耕作层进行翻松。施工时留有影像资料,保留生态恢复前后的影像资料。当年恢复原有地貌,3~5年恢复原有农田产量。
			永久占用耕地按照规定进行经济补偿,补偿面积 0.771hm^2 。	按相关要求要求进行征地补偿
地下水及土壤防护			油水井作业期间井场作业区做重点防渗处理,铺设 2mm 厚防渗土工布进行防渗处理,渗透系数为 $1.0 \times 10^{-13}\text{cm/s}$;井场永久占地内为简单防渗,采用地面夯实碾压平整进行防渗。	执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)中关于分区防渗技术要求
			在本项目区块上游永丰村潜水井(坐标: $125.62891,45.68729$)布设1个潜水背景值监测水井,在区块内新荣村潜水井(坐标 $125.57261,45.68117$)、永	执行《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)III类标准,石油类执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)表1中的III

	<p>强村潜水井（坐标 125.60362,45.68386）各布设 1 口潜水跟踪监测水井，在区域下游曲家屯承压水井（坐标 125.55476,45.67884）布设 1 口承压水跟踪监测水井，定期对地下水进行跟踪监测。定期监测地下水水质，监测因子为 pH、石油类、石油烃（C₆~C₉）、石油烃（C₁₀~C₄₀）、汞、砷、六价铬、挥发酚、氨氮、耗氧量。</p>	类标准限值要求
	<p>在 1 号平台井场、1 号平台井场北侧 200m 耕地共布设 2 个土壤跟踪监测点，定期对土壤进行跟踪监测，监测因子为 pH、石油类、石油烃（C₆~C₉）、石油烃（C₁₀~C₄₀）、汞、砷、六价铬，监测频次为 1 次/年。</p>	<p>执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 2（其他项目）中第二类用地石油烃筛选值</p>
风险防控	运营期工作区域均铺设防渗布，防渗布边缘设置围堰；车辆采用密闭罐车，配备收油工具，场站定期进行应急演练。	
水土流失	合理选择施工季节，井场施工控制作业面积，管线施工回填平整、压实	
防沙治沙	对占地区域土地进行平整，并压实；路基边坡采取种草措施护坡固土；做好施工期开挖土方临时堆存的水土保持措施；对临时占用的耕地进行植被恢复，植被恢复至原有覆盖率；对永久占地平整压实，路基边坡采取种草措施护坡固土	

表 6.3-2 竣工验收监测与调查主要内容

项目	内容
环境保护管理检查	项目各阶段环境保护法律、法规、规章制度的执行情况
	环境保护审批手续及环境保护档案资料
	环保组织机构及规章管理制度
	污水回收装置等环保设施建成及运行情况，生态恢复、占地补偿等措施的落实情况
	本项目环评报告及其批复提出的环保措施落实情况及其效果
	运行期环境保护监测计划实施情况
	本项目事故风险的环保应急计划，包括物质配备、防范措施，应急处置等
	施工期、运行期扰民现象的调查
	废水种类、产生量、处理处置情况、综合利用情况
	固体废物种类、产生量、处理处置情况、综合利用情况
污染物达标排放监测	无组织排放烃类气体监测、加热炉烟气气体监测

	厂界噪声声达标排放监测
	含油污水处理站排放口废水监测
	事故时对大气，地下水、地表水、土壤等进行事故监测
环境保护敏感点环境质量监测	油田开发区域内的地下水以及生态环境质量
生态调查主要内容	项目在施工、运行期落实环境影响评价、工程设计文件以及各级环境保护行政主管部门批复文件中生态保护措施的情况
	该地区为水土流失重点治理区，应落实管道采用沟埋敷设，施工结束后及时有效地对占地区域土地进行平整，并压实；施工时要特别注意保护原始地表与天然植被，划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，避免并行开辟新路，以减少风蚀沙化活动的范围
	平整及恢复 0.771hm ² ；补偿 0.655hm ²
	针对环境破坏或潜在环境影响提出补救措施的落实情况

7 环境影响经济损益分析

油田产能项目的开发建设，除对所在区域的经济的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、道路建设等，需要占用一定面积土地，而且由此产生的污染物对周围环境也会造成一定污染，因此引起的环境损失费往往很难直接用经济价值来计算，因此，我们仅用植被损失费和资源损失费来估算。

本项目损失主要为耕地的损失，本工程永久占用耕地（非基本农田）0.655hm²，临时占用耕地（非基本农田）0.771hm²。耕地农作物主要为玉米，为大田作物。

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。永久占地损失按照10年计算，施工期结束后对临时占地进行复垦，复垦地由于土壤自然结构的破坏造成的土壤板结、透气性差、肥力下降，可能对农作物的生产产生影响，这种影响预计2~3a可逐渐减弱，并且随着时间的推移最终使农作物恢复到原来的产量，农田在2~3年可恢复生产力，本项目临时占地损失按照按3年计算，本项目永久及临时占地补偿情况见表7.1-1。

表 7.1-1 本项目临时占地损失的农作物统计

占地	占地类型	占地面积 (hm ²)	补偿标准 (元 /m ²)	补偿年限 (年)	补偿费用 (万元)
永久占地	耕地	0.771	2.10	10	16.2
临时占地	耕地	0.655	2.10	3	2.34

由以上可知，投产十年间供给环境损失 18.54 万元。

7.2 环保投资估算及环境效益分析

7.2.1 环保投资估算

本工程环保投资详见表 7.2-1。

表 7.2-1 环保投资统计

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 10 口油 水井	1
	固体	废钻井液、岩屑、钻井废水及废射孔液拉运	2 万元/口新钻井，共新钻	20

	废物	至大庆钻探 6 号废弃钻井液处理站(九厂)处理	10 口油井	
		废包装袋、破损防渗布拉运至第八采油厂工业固废填埋场处理	0.1 万元/吨，共计 0.0515t	0.00515
		生活垃圾	0.1 万元/吨，共计 0.7t	0.07
	生态	对于项目永久占地进行经济补偿，补偿面积 0.5045hm ²	青苗补偿标准为 2.10 元/m ² ，补偿 10 年	16.2
		对临时占用的土地进行恢复、平整，恢复临时占地 3.2hm ²	青苗补偿标准为 2.10 元/m ² ，补偿 3 年	2.34
		水土流失防护	0.2 万元/口井，包括 10 口油水井	2
		防沙治沙	0.1 万元/口井，包括 10 口油水井	1
运营期	废水	作业污水及洗井污水由罐车拉运至朝二联合油污水处理站处理	0.01 万元/m ³ ，共计 1225.34m ³ /a	12.2534
	固体废物	含油污泥、落地油拉运至朝一联合含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理	0.5 万元/吨，共计 0.582t/a	0.291
		含油防渗布、KOH 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 0.217t/a	0.1085
风险防范	配备围油栏、吸油毡、消油剂等应急物资，定期进行应急演练等风险防范措施及应急措施	配备 1 套	5.6	
地下水及土壤防范措施	井场作业采取防渗措施	0.2 万元/口井，共 10 口油水井	2	
	依托周边村屯设 4 口跟踪监测井，定期跟踪监测地下水	0.1 万元/点位，共 4 个监测点位	0.4	
	设 2 个土壤跟踪监测点，定期跟踪监测土壤	0.2 万元/点位，共 2 个监测点位	0.4	
合计				63.67

7.2.2 环境效益简要分析

项目建设运营中排放的污染物采取了一系列治理措施，大大降低了排入环境中污染物的数量，将取得一定的环境效益。

7.3 环境经济损益分析结论

该项目的建设，为确保大庆油田的可持续发展、建设百年油田提供了强有力的保证，对保障我国石油供应、发展我国石油化工、繁荣经济、促进改革和社会发展，都将发挥重要的作用。同时，该项目的建设还可以提高项目所在地的税收、增加就业机会、带动当地第三产业的发展，提高当地的生活水平，实现当地经济环境的协调发展。

8 环境管理与监测计划

8.1 HSE 管理体系的建立和运行

本项目应依据《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》（SY/T6276-2014）的要求，在项目的建设期、运营期和退役期等 3 个阶段建立和实施 HSE 管理体系。建设期、运营期和退役期的 HSE 管理分别包括以下内容：

（1）建设期 HSE 管理主要包括良好的工程（高产、节水、节能）设计、安全、健康与环境保护设施的同时设计、同时施工和同时投入使用，安全、绿色施工等；

（2）运营期 HSE 管理主要包括：HSE 组织机构的建立及职责的确定、文件的编写、风险的识别和管理、应急措施的建立、人员的培训、HSE 管理体系的运行及保持、清洁生产等；

（3）退役期 HSE 管理主要考虑油区退役的安全与环境影响。

油田开发建设对环境主要影响是建设期的各种施工作业活动和运行期的风险事故。为最大限度地减轻油田生产对区域内空气环境、水环境及生态环境的影响，减少事故的发生，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。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

在项目运行期，环境管理除抓好日常站场各种环保设施的运行、维护等工作外，工作重点应针对油气集输生产和管理情况及油井作业过程管理、井场和场站油水泄漏等事故的预防和处理上。为此，必须制定相应的事故预防措施、事故应急措施以及恢复补偿措施等。正常油气集输过程中的检查重点为油井及集输管道、场站。油井主要检查现场原油泄漏情况和油井环境维护状况，如抽油机有无泄漏及油井井场是否平整干净，有无落地油等。集输管道的监控内容为管道运营是否正常，是否有穿孔等潜在危害存在，以杜绝原油泄漏。井下作业工艺过程检查应包括井下作业中的设备器材的搬迁、工前准备、井下作业施工和完工的全过程。

油田环保工作必须严格执行国家、黑龙江省的环保法律法规，同时还应制定相应的环境管理规章制度，环保法规及油田内部的各种环境管理规章制度应下发到相应人员，并组织有关人员学习和贯彻执行，以确保环境管理工作的顺利进行。相关法规和规章制度详见表 8.1-1。

表 8.1-1 环保法规和规章制度一览表

序号	规章名称	主要内容
1	国家、省市级的相关环保法律法规	国家、省市颁发的环境保护法律、法规。
2	油田公司制定的相关环保法律法规	油田公司的环境管理规定及环境管理规章制度（或环境保护条例及事故预案）。
3	环保技术规程及标准	各级有关环境管理的技术规程、标准，主要包括：国家及省市颁布的相关污染物排放控制标准；油田公司及厂矿等各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环境产生的影响后所做出的恢复计划及生态补偿措施等；在油田进入正常生产运行期后，生态保护制度主要包括油田生产过程中所进行的油井作业过程，同时包括在生产过程中对于一些突发事件可能对周围生态环境产生的影响而制定的生态恢复计划和补偿措施等内容。
7	事故管理预案	明确油田开发建设过程中的诸如油水井作业、集油管道所可能存在的突发事件的预防管理措施。

8.1.3 管理措施

- (1) 最高领导层将 HSE 管理放在与企业生产和经营管理同等重要的位置上；
- (2) 公司员工时刻将 HSE 责任放在心中；
- (3) 制定和落实一岗一责制；
- (4) 加强生产技术及 HSE 教育和培训；
- (5) 做好现场审核和整改；
- (6) 奖优罚劣，持续改进 HSE 表现。

8.2 环境监控

8.2.1 环境监控实施计划

由第十采油厂安全环保部对油田建设环境保护工作进行全过程监控，对环境保护措施强制推行，以加强设计和施工阶段的环境管理，控制施工阶段的环境污染和生态破坏；同时在日常生产管理过程中对相应的环境管理机构、人员及环境管理制度必须切实落实和执行。尤其在建设施工期，除设置油田专职环保员一名外，还应根据现场实际情况，建立健全相应的二级 HSE 管理网络，在油田已有 HSE 指挥部的基础上，分别配备数名 HS 现场监督人员。分别配备协调员，实行逐级负责制。

HSE 机构在环境管理上的主要任务包括：负责制定本油田施工作业的环境管理方案，制定发生事故的应急计划，监督各项环保措施的落实及环保工程的检查和预验收，负责协调与地方环保、水利、土地等部门的关系以及负责有关环保文件、技术资料的收集建档等。

8.2.2 环境管理工作的重点

工程投产运行后，油田环境管理工作由第十采油厂安全环保部负责，在油田生产运行期，环境管理除抓好日常站场各种环保设施的运行、维护等工作外，工作重点应针对油气集输生产和管理情况及油井作业过程管理、场站事故、集输管线破裂后油水泄漏等事故的预防和处理上。为此，必须制定相应的事故预防措施、事故应急措施以及恢复补偿措施等。正常油气集输过程中的检查重点为油井及集输管道。油井主要检查现场原油泄漏情况和油井环境维护状况，如抽油机有无泄漏及油井井场是否平整干净，有无落地油等。集输管道的监控内容为管道运营是否正常，是否有穿孔等潜在危害存在，以杜绝原油泄漏。井下作业工艺过程检查应包括井下作业中的设备器材的搬迁、工前准备、井下作业施工和完工的全过程。

8.2.3 环境管理人员的基本职责

- (1) 协助有关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、场站建设及相应配套设施建设，以及油田正常生产情况下的相应作业施工建设等过程。油田运营期的环境监控主要是采油、井下作业和原油集输过程中的环境保护措施执行情况。日常监控主要由本站的环保员组织定期进行，由上级部门核查。核查采用检查现场、检查记录、与员工座谈等形式进行；检查和核查应形成记录。

8.2.5 本工程污染源排放清单

本工程施工期污染物排放清单见表 8.2-1。

8.2-1 施工期污染物排放清单

污染物种类	污染物名称	主要污染因子	排放量	控制措施及去向	排放管理要求
废气	扬尘	颗粒物	/	排入大气	执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表2中无组织排放监控浓度限值要求
	施工车辆尾气	NO _x 、CO、SO ₂ 、TSP	/	排入大气	/
	柴油机燃烧烟气	颗粒物、SO ₂ 、NO _x 、HC、CO	1073.54万 m ³	排入大气	执行《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法》（中国第三、四阶段）（GB20891-2014）及2020修改单中第三阶段标准限值
	柴油储罐	非甲烷总烃	0.14t	排入大气	场站边界执行《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4.0mg/m ³ 规定要求
废水	生活污水	COD、NH ₃ -N	115.2m ³	排入施工现场附近场站及阀组间内已建防渗旱厕，定期进	不外排

				行清掏堆肥处理	
	钻井废水	COD、SS	894.62m ³	排入井场泥浆槽中，定期由罐车拉运至大庆钻探6号废弃钻井液处理站(九厂)处理。	处理后的水转运到敖包塔联合站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)中“含油量≤8mg/L、悬浮固体含量≤3mg/L、粒径中值≤2μm”规定后回注油层，不外排
	废压裂液	COD、石油类	1000m ³	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合含油污水深度处理站处理，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。	不外排
固废	膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋	/	0.039t	统一送第七采油厂一般工业固废填埋场处理	100%处置
	废防渗布	/	1.3t		
	KOH 包装袋	/	0.13t	委托有资质单位处理	100%处置
	生活垃圾	/	2.05t	统一收集后拉运至肇源县利民城市垃圾处理有限公司处理	100%处置
	施工废料	/	0.39t	拉运至第七采油厂一般工业固废填埋场处理	100%处置
噪声	机械噪声	噪声	60~104dB(A)	排入周围环境	执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB 12523-2011)要求

本工程运行期污染物排放清单见表 8.2-2。

表 8.2-2 本工程运行期污染物排放清单

种类	污染物名称	主要污染因子	排放量	控制措施及去向	排放管理要求
----	-------	--------	-----	---------	--------

废气	烃类气体	非甲烷总烃	13.89t/a	排入大气	井场及依托场站厂界执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求，场站排放的非甲烷总烃厂区内满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求
	加热炉烟气	SO ₂ 、NO _x 、颗粒物	1134.47万 m ³		执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 1 中在用燃气锅炉要求
	油田采出水	石油类	12800t/a		管输至朝一联含油污水处理站处理达标后回注油层
作业污水	石油类、悬浮物	93.4m ³ /a	罐车回收送朝一联含油污水处理站处理达标后回注油层		
洗井污水	石油类、悬浮物	120m ³ /a			
固废	含油污泥	石油类	0.294t/a	由罐车拉运至朝一联含油污泥处理站减量化处理后，再委托大庆博昕晶化科技有限公司处理达标后用作油田垫井场和通井路	执行《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T 3104-2022）表 1 中的限值要求
	落地油	石油类	0.833t/a		
	含油废防渗布	石油类	0.417t/a	送有资质单位处理	100%处置
噪声	采油井	噪声	65~80dB(A)	排入周围环境	执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中 2 类标准

8.2.6 总量控制

目前，第十采油厂已取得排污许可证，该许可证已经包含本工程依托场站排放的加热炉废气污染物排放量。许可证编号为 91230607716675409L008X。本工程依托 1 座转油站未新增加热炉，产生的污染物量在原有申请总量内，整体区域总量不增加。本工程

新增非甲烷烃排放量 13.89t/a，建议按实际排放总量进行控制。

表 8.2-3 本工程污染物排放总量一览表

序号	污染物	核定排放量 (t/a)
1	颗粒物 (分担量)	0.013
2	NO _x (分担量)	0.108
3	SO ₂ (分担量)	0.021
4	非甲烷总烃	13.89

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：保护生态环境的规定；减少和收集、处理固体废物的方法；管理、存放及处理危险品的方法；国家及当地政府的环境保护法律、法规等。

8.2.7.3 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。主要监测对象有施工作业废气和噪声。对作业场所的控制监测根据当地具体情况、当地环保部门要求等情况而定。施工期监测计划见下表 8.2-4。

表 8.2-4 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	噪声	连续等效 A 声级	施工场界四周	1 次/施工期
2	废气	颗粒物	施工场地上、下风向	1 次/施工期

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。

施工期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。运行期根据《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ 1248-2022）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，具体见下表：

表 8.2-5 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	1 号平台井场永久占地外 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
2	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 8.2-6 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	坐标	与本项目的位 置关系	监测频次
1	地下水	pH、石油类、石油 烃（C ₆ ~C ₉ ）、石 油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、 汞、砷、六价铬、 挥发酚、氨氮、耗	区块上游永丰村潜 水井	125.62891,45.68729	朝 116-36 井场东 北 1.09km	1 次/半年
			区块内新荣村潜 水井	125.57261,45.68117	1#平台南 0.25km	
			区块下游曲家屯水	125.55476,45.67884	1#平台西南	

		氧量	井		1.05km	
			前任家承压水井	125.54236,45.67784	1#平台西南 2.19km	
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	2号平台井场	125.58205, 45.68521	拟建井场	1次/年
			2号平台井场东南 侧200m耕地	125.58205, 45.68301	2号平台井场东南 侧200m耕地	

表 8.2-7 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,直至恢复至与周 边地表植被相协调

9 环境影响评价结论

9.1 建设项目概况

本项目基建 10 口油井，形成 1 座丛式井平台，规划采用井场拉油方式生产，井口产液自压装车，直接集输至新建储油罐。新建拉油点 1 座，拉油点采用多功能储罐，共配备 40m³ 多功能储罐 4 座。并配套建设供配电、道路等辅助工程，预计建成产能 0.84 × 10⁴t/a。

9.2 政策符合性结论

本项目符合《产业结构调整指导目录（2019 年本）》（2021 年修订）要求，属于鼓励类建设项目。

在规划政策方面，本项目符合《黑龙江省主体功能区划》、《黑龙江省生态功能区划》、《大庆市土地利用总体规划（2006~2020）》、《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》、《大庆市水土保持规划》（2015~2030）等主体功能区划要求，符合当地城市总体规划、土地利用规划等。

同时，本项目满足《黑龙江省人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（黑政发〔2020〕14 号）、《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）等要求，在石油开采行业管理方面，满足《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）、《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）、《石油天然气开采业污染防治技术政策》（环保部公告 2012 年第 18 号）等管控要求。

9.3 选址合理性结论

本项目位于大庆市肇州县朝阳乡境内，共基建油水井 26 口，其中油井 25 口、注水井 1 口，建设内容包括井场、集油管线、通井路、供配电等，项目周围敏感点主要为居住区、耕地，占地范围内无国家公园、自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、海洋特别保护区、饮用水源保护区、基本草原、自然公园（森林公园、地质公园、海洋公园等）、重要湿地、天然林、生态红线管控范围、重点保护野生动物栖息地，重点保护野生植物生长繁殖地，重要水生生物的自然产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道，天然渔场，沙化土地封禁保护区、封闭及半封闭海域等重要保护目标。

根据《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）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），本项目拟建井场、集油管线、通井路位于一般管控单元。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。

按照《永久基本农田保护条例》（2011 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永久基本农田保护区，需要占用永久基本农田，涉及农用地转用或者征收土地的，应报请相关主管部门同意，并补充划入数量和质量相当的永久基本农田或按规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。

本工程属于国家能源设施重点建设项目，根据设计要求，项目选址无法避让永久基本农田，因此应按有关土地管理办法的要求，逐级上报土地管理部门批准，对于永久占地，应纳入省土地利用规划，按有关土地管理部门要求认真执行。对占用的耕地，按照“占多少，垦多少”的原则，由建设单位负责开垦与所占用耕地的数量和质量相当的耕地；如果没有条件开垦，应当按照省的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地，永久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。

根据《大庆市水土保持规划》（2015~2030 年），项目不位于水土流失重点治理区及重点预防区，根据现场调查，项目所在区域均为耕地，不存在裸露的沙地，无严重的水土流失情况，项目占用土地均为耕地，其中永久占地面积 0.5045hm^2 ，临时占地面积为 3.2hm^2 ，大部分为临时占地，临时占用的土地均在施工结束后进行恢复，同时施工期严格控制作业面积，不占用、碾压临时占地面积外的土地。项目在施工期间定期进行洒水，防止出现土壤沙化起尘。项目永久占地面积较小，永久占地进行铺设防渗布、洒水抑尘、地面硬化等措施，可以有效预防水土流失，因此项目的建设不会造成大范围的水土流失。

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、环境影响最小的布局方案，尽量避绕周围环境敏感点。本项目占地类型为耕地，对占用的耕地按照占一补一原则缴纳补偿费用，并对临时占用的耕地采取生态恢复及补偿措施，把对生态环境的影响降至最小。工程建设对周围的环境影响主要为生态环境影响、大气环境影响、地下水环境影响、地表水影响、土壤影响、声环境影响和固废对周围的环境影响。通过环境影响预测与环境影响分析，本项目建设实施后，通过采取相应的污染控制措施，周围的环境质量均满足相关标准要求，工程建设对周围的环境影响均在可接受的范围，工程选址在环境保护方面较合理。

9.4 环境质量现状评价结论

9.4.1 大气环境质量现状评价结论

根据《2021 年大庆市生态环境状况公报》统计数据可知，项目所在区域属于达标区。

均能满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准要求。特征污染物非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 2.0mg/m³ 标准要求。

9.4.2 地下水环境质量现状评价结论

评价区域地下水水质除锰外均满足《地下水质量标准》（GB/T148488-2017）中的 III类标准要求，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准。其中锰因子水质监测浓度占标率偏高，主要是由于评价区域地层中富含锰矿物，还原条件下转化的 Mn²⁺在 CO₂作用下溶入地下水中，形成锰浓度偏高的水文地质化学环境。评价区域地下水化学类型主要为 4-A 型 HCO₃⁻- Na+Ca 淡水。

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

9.4.3 声环境质量现状评价结论

项目区域周边声环境敏感点永丰村满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）1 类标准，井场区域声环境满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准。

9.4.4 土壤现状评价结论

评价区域内土壤环境质量较好，没有出现超标情况。本项目永久占地内土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 建设用地土壤污染风险筛选值（基本项目）中第二类用地筛选值标准，以及表 2（其他项目）中第二类用地筛选值标准；评价范围内村屯土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 建设用地土壤污染风险筛选值（基本项目）中第一类用地筛选值标准，以及表 2（其他项目）中第一类用地筛选值标准；评价范围内农用地土壤满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 农用地土壤风险筛选值（基本项目）中标准。

9.4.5 生态环境现状评价结论

该项目所在地区已开发多年，做为油田开发的老区，自然生态系统现状为耕地生态系统，属于人工制造的生态系统，具有季节性。且由于油田施工作业对生态环境采取了较多的环境措施，目前油田作业对生态系统影响较小。

9.5 环境影响分析和污染防治措施可行性结论

9.5.1 大气环境影响分析和污染防治措施可行性结论

施工期界外扬尘满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放监控浓度限值。

运营期依托场站内满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）排放限值，项目井场及依托场站厂界外非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求。

依托场站加热装置燃烧烟气满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 1 在用燃气锅炉标准。

9.5.2 水环境影响分析和污染防治措施可行性结论

本工程产生的种类废水均进行了妥善处理，不排入地表水体，不会对地表水环境产生影响。

9.5.3 地下水境影响分析和污染防治措施可行性结论

本工程在正常且各项环境保护措施落实到位情况下对地下水环境影响较小，但在事故状态下可能对地下水环境造成影响，但在各项地下水污染防控措施及应急措施落实到位的情况下，对地下水环境影响较小。

9.5.4 声环境影响分析和污染防治措施可行性结论

在采取选用低噪声设备，采用减振、隔声等降噪措施，注意对设备的维护保养适当的降噪措施后，本工程施工期场界噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）要求，运行期井场噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准要求，对周围环境及环保目标影响很小。

9.5.5 固体废物环境影响分析和污染防治措施可行性结论

本工程对施工期和运行期产生的各类固体废弃物均进行了合理的处置，能够实现固废的减量化、资源化和无害化，对环境的影响较小。

9.5.6 生态环境影响分析和生态保护减缓措施可行性结论

该项目的井场、管道和道路建设对土地的侵占，对植被的破坏，将使油田开发区内的第一生产者的生物量有一定程度的下降。通过选择适当时机施工，并在建设过程中采取必要的生态保护措施，可最大程度减小该项目建设对生态环境的不利影响，使生态环境在尽可能短的时间内得到恢复。

9.5.7 土壤环境影响分析和保护措施可行性结论

本项目所在地土壤环境现状较好，根据土壤环境影响分析结果，本项目对土壤环境的影响较小。

9.5.8 环境风险分析可行性结论

本工程的主要环境风险是泄漏和火灾爆炸，对区域内的地下水环境和生态环境有潜在危害性。在工程采取一系列风险防范措施和应急措施后，可以降低事故的发生率和事故情况下对周围环境的影响。同时建设单位已建立了较为完善的应急预案，基本上能满足本工程发生突发性事件时应急的需要，环境风险可控。但建设单位应加强员工的环保教育和培训，完善项目的事故应急预案，增加事故应急监测及事故评估等规定内容并定期演习，避免重大污染事故的发生。

9.6 公众意见采纳情况

本项目首次环境影响评价信息公开之日为 2023 年 2 月 24 日（黑龙江环保技术服务网 <http://hljhbjsfw.cn/NewsDetail.aspx?ID=543>）。

征求意见稿公示日期为 2023 年 3 月 24 日~4 月 7 日（黑龙江环保技术服务网 <http://hljhbjsfw.cn/NewsDetail.aspx?id=545>）；

报纸第一次公告日期为 2023 年 3 月 30 日（大庆油田报），报纸第二次公告日期为 2023 年 4 月 4 日（大庆油田报）；

现场张贴公示日期为 2023 年 3 月 24 日~4 月 7 日，公示地点为评价范围内村屯。

至信息公告的截止日期没有收到相关反馈信息。

网络公示起到了应有的告知作用。在现场公示期间，对居民进行了必要的讲解和说明，让附近居民充分了解本项目的各项情况。选择了黑龙江环保技术服务网和《大庆油田报》进行公示，起到了网络和报纸传播较广，受众广泛的作用。在网上两次公示过程中、公示期间及问卷调查过程中没有接到任何人反映意见或建议的电话和邮件、传真等。

建设单位的公参调查结果表明，肇源油田源 20 东区块外扩 2023 年产能建设地面工程项目的建设周围民众是支持的。建设单位认真执行环保“三同时”制度，加强环境管理，使环境的负效应降至最低。并对周围环境的影响减至最小程度，达到公众对项目建设的环要求愿望。

9.7 环境经济损益分析结论

该项目的建设，为确保大庆油田的可持续发展、建设百年油田提供了强有力的保证，对保障我国石油供应、发展我国石油化工、繁荣经济、促进改革和社会发展，都将发挥重要的作用。同时，该项目的建设还可以提高项目所在地的税收、增加就业机会、带动当地第三产业的发展，提高当地的生活水平，实现当地经济环境的协调发展。因此本项目的建设从环境经济损益的角度分析是可行的。

9.8 环境管理与监测计划结论

工程投产运行后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，环境管理除抓好环保设施的运行、维护等工作外，工作重点应针对油气集输生产和管理情况及油井作业过程管理、站场事故、集输管线破裂后油水泄漏等事故的预防和处理上。施工期的环境监测可包括对作业场所的控制监测和事故发生后的影响监测。主要监测对象有土壤、植被、施工作业废气、废水和噪声等。运行期根据《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ 1248-2022）和油田运行期环境污染的特点，环境监测计划主要针对油田污染物排放、油田开发区生态恢复情况、事故而制定。

9.9 综合评价结论

综上所述，肇源油田源 20 东区块外扩 2023 年产能建设地面工程项目符合国家产业政策和区域发展规划。油田正常生产情况下对环境的影响较小，工程施工及生产运行过程中可能出现的各类风险事故，在相应的污染防治措施、生态保护措施及事故应急措施得以切实有效实施的前提下，能够确保区域环境不受污染。公众参与调查结果表明，公众参与对该项目无反对意见。在确保落实好各项环保措施并保证其正常运行的前提下，从环境保护角度分析，本项目的建设可行。

附表 1：建设项目大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目						
评价等级与范围	评价等级	一级 <input checked="" type="checkbox"/>		二级 <input type="checkbox"/>		三级 <input type="checkbox"/>		
	评价范围	边长=50km <input type="checkbox"/>		边长 5~50km <input checked="" type="checkbox"/>		边长<5km <input type="checkbox"/>		
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放	≥2000t/a <input type="checkbox"/>		500~2000t/a <input type="checkbox"/>		<500t/a <input type="checkbox"/>		
	评价因子	基本污染物 (PM ₁₀ 、NO _x 、SO ₂ 、PM _{2.5} 、CO、O ₃) 其他污染物 (TSP、非甲烷总烃)				包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不包括二次 PM _{2.5} <input checked="" type="checkbox"/>		
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/>		地方标准 <input type="checkbox"/>	附录 D <input type="checkbox"/>	其他标准 <input checked="" type="checkbox"/>		
现状评价	环境功能区	一类区 <input type="checkbox"/>		二类区 <input checked="" type="checkbox"/>		一类区和二类区 <input type="checkbox"/>		
	评价基准年	(2021) 年						
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据 <input type="checkbox"/>		主管部门发布的数据 <input checked="" type="checkbox"/>		现状补充监测 <input checked="" type="checkbox"/>		
	现状评价	达标区 <input checked="" type="checkbox"/>			不达标区 <input type="checkbox"/>			
污染源调查	调查内容	建设项目正常排放源 <input checked="" type="checkbox"/> 建设项目非正常排放源 <input type="checkbox"/> 现有污染源 <input type="checkbox"/>		拟替代的污染源 <input type="checkbox"/>	其他在建、拟建项目污染源 <input type="checkbox"/>	区域污染源 <input type="checkbox"/>		
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD <input checked="" type="checkbox"/>	ADMS <input type="checkbox"/>	AUSTAL2000 <input type="checkbox"/>	EDMS <input type="checkbox"/>	CALPUFF <input type="checkbox"/>	其他 <input type="checkbox"/>	
	预测范围	边长 ≥ 50km <input type="checkbox"/>		边长 5~50km <input type="checkbox"/>		边长 < 5km <input checked="" type="checkbox"/>		
	预测因子	预测因子			包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/> 不包括二次 PM _{2.5} <input type="checkbox"/>			
	正常排放短期浓度贡献值	C _{建设项目} 最大占标率 ≤ 100% <input type="checkbox"/>			C _{建设项目} 最大占标率 > 100% <input type="checkbox"/>			
	正常排放年均浓度贡献值	一类区		C _{建设项目} 最大占标率 ≤ 10% <input type="checkbox"/>		C _{建设项目} 最大占标率 > 10% <input type="checkbox"/>		
		二类区		C _{建设项目} 最大占标率 ≤ 30% <input type="checkbox"/>		C _{建设项目} 最大占标率 > 30% <input type="checkbox"/>		
	非正常排放 1h 浓度贡献值	非正常持续时长 (1) h		C 非正常占标率 ≤ 100% <input type="checkbox"/>		C 非正常占标率 > 100% <input type="checkbox"/>		
	保证率日平均浓度和年评价浓度叠加值	C 叠加达标 <input type="checkbox"/>			C 叠加不达标 <input type="checkbox"/>			
	区域环境质量的整体变化情况	k ≤ -20% <input type="checkbox"/>			K > -20% <input type="checkbox"/>			
环境监测计划	污染源监测	监测因子：(非甲烷总烃)			有组织废气监测 <input type="checkbox"/> 无组织废气监测 <input checked="" type="checkbox"/>		无监测 <input type="checkbox"/>	
	环境质量监测	监测因子：()			监测点位数 ()		无监测 <input type="checkbox"/>	
环评结论	环境影响	可以接受 <input checked="" type="checkbox"/> 不可以接受 <input type="checkbox"/>						
	大气防护距离	距 () 厂界最远 () m						
	污染源年排放量	NO _x : (0.108) t/a	SO ₂ : (0.021) t/a	颗粒物: (0.017) t/a	NMHC: (13.89) t/a			

注：“”为勾选项，填“√”；“()”为内容填写项

附表 2：建设项目环境风险评价自查表

工作内容		完成情况					
风险 调查	危险物质	名称	原油	天然气			
		存在总量	0.93t	0.017t			
	环境 敏感性	大气	500m 范围内人口数___人		5km 范围内人口数___人		
			每公里管段周边 200m 范围内人口数（最大）			___人	
		地表水	地表水功能敏感性	F1 <input type="checkbox"/>	F2 <input type="checkbox"/>	F3 <input type="checkbox"/>	
			环境敏感目标分级	S1 <input type="checkbox"/>	S2 <input type="checkbox"/>	S3 <input type="checkbox"/>	
		地下水	地下水功能敏感性	G1 <input type="checkbox"/>	G2 <input type="checkbox"/>	G3 <input type="checkbox"/>	
			包气带防污性能	D1 <input type="checkbox"/>	D2 <input type="checkbox"/>	D3 <input type="checkbox"/>	
物质及工艺系数 危险性		Q 值	Q<1 <input checked="" type="checkbox"/>	1≤Q<10 <input type="checkbox"/>	10≤Q<100 <input type="checkbox"/>	Q>100 <input type="checkbox"/>	
		M 值	M1 <input type="checkbox"/>	M2 <input type="checkbox"/>	M3 <input type="checkbox"/>	M4 <input type="checkbox"/>	
		P 值	P1 <input type="checkbox"/>	P2 <input type="checkbox"/>	P3 <input type="checkbox"/>	P4 <input type="checkbox"/>	
环境风险潜势		IV+ <input type="checkbox"/>	IV <input type="checkbox"/>	III <input type="checkbox"/>	II <input type="checkbox"/>	I <input checked="" type="checkbox"/>	
评价等级		一级 <input type="checkbox"/>		二级 <input type="checkbox"/>	三级 <input type="checkbox"/>	简单分析 <input checked="" type="checkbox"/>	
风险 识别	物质 危险性	有毒有害 <input checked="" type="checkbox"/>			易燃易爆 <input checked="" type="checkbox"/>		
	环境 风险类型	泄漏 <input checked="" type="checkbox"/>			火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放 <input checked="" type="checkbox"/>		
	影响途径	大气 <input checked="" type="checkbox"/>	地表水 <input checked="" type="checkbox"/>		地下水 <input checked="" type="checkbox"/>		
事故情形分析		源强设定方法	计算法 <input type="checkbox"/>	经验估算法 <input type="checkbox"/>	其他估算法 <input checked="" type="checkbox"/>		
风险 预测 与 评价	大气	预测模型	SLAB <input type="checkbox"/>	AFTOX <input type="checkbox"/>	其他 <input type="checkbox"/>		
		预测结果	大气毒性终点浓度-1 最大影响范围___m				
			大气毒性终点浓度-2 最大影响范围___m				
	地表水	最近敏感目标_____, 到达时间___h					
	地下水	下游厂区边界到达时间___d					
最近环境敏感目标_____, 到达时间___d							
重点风险 防范措施		管道密闭输送、防腐、试压等，运行期制定操作规程、巡线、检测、应急等管理措施					
评价结论与建议		本工程的主要环境风险是泄漏和火灾爆炸，对区域内的大气环境、地表水环境、地下水环境和土壤植被危害性不大。在工程采取一系列风险防范措施和应急措施后，可以控制和降低工程发生事故情况下对周围环境的影响。					
注：“ <input type="checkbox"/> ”为勾选项，“___”为内容填写项							

附表 3：建设项目土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况				备注
影响识别	影响类型	污染影响型 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态影响型 <input type="checkbox"/> ；两种兼有 <input type="checkbox"/>				
	土地利用类型	建设用地 <input checked="" type="checkbox"/> ；农用地 <input checked="" type="checkbox"/> ；未利用地 <input type="checkbox"/>				土地利用类型图
	占地规模	(0.5045) hm ²				
	敏感目标信息	敏感目标 ()、方位 ()、距离 ()				
	影响途径	大气沉降 <input type="checkbox"/> ；地面漫流 <input type="checkbox"/> ；垂直入渗 <input checked="" type="checkbox"/> ；地下水位 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>				
	特征因子	石油烃				
	土壤环境影响评价项目类别	I类 <input checked="" type="checkbox"/> ；II类 <input type="checkbox"/> ；III类 <input type="checkbox"/> ；IV类 <input type="checkbox"/>				
	敏感程度	敏感 <input checked="" type="checkbox"/> ；较敏感 <input type="checkbox"/> ；不敏感 <input type="checkbox"/>				
评价工作等级	一级 <input checked="" type="checkbox"/> ；二级 <input type="checkbox"/> ；三级 <input type="checkbox"/>					
现状调查内容	资料收集	a) <input checked="" type="checkbox"/> ；b) <input checked="" type="checkbox"/> ；c) <input checked="" type="checkbox"/> ；d) <input checked="" type="checkbox"/>				
	理化特性	-				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	0-20cm	
		柱状样点数	5	0	0-50cm 50-150cm 150-300cm	
现状监测因子	47 项（包括建设用地土壤基本项目 45 项，其他项目石油烃及 pH 值）及农用地土壤监测项目（pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃）					
现状评价	评价因子	47 项（包括建设用地土壤基本项目 45 项，其他项目石油烃）及农用地土壤监测项目（pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃）				
	评价标准	GB 15618 <input checked="" type="checkbox"/> ；GB 36600 <input checked="" type="checkbox"/> ；表 D.1 <input type="checkbox"/> ；表 D.2 <input type="checkbox"/> ；其他 ()				
	现状评价结论	本项目永久占地内土壤及评价范围内村屯土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中的标准要求，评价范围内农用地土壤满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中的标准要求。				
影响预测	预测方法	附录 E <input type="checkbox"/> ；附录 F <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>				
	预测分析内容	影响范围 () 影响程度 ()				
	预测结论	达标结论：a) <input checked="" type="checkbox"/> ；b) <input type="checkbox"/> ；c) <input type="checkbox"/> 不达标结论：a) <input type="checkbox"/> ；b) <input type="checkbox"/>				
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障 <input type="checkbox"/> ；源头控制 <input checked="" type="checkbox"/> ；过程防控 <input checked="" type="checkbox"/> ；其他（跟踪监测）				
	跟踪监测	监测点数	监测指标		监测频次	
		2	pH、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、汞、砷、六价铬		3 年 1 次	
	信息公开指标	监测点位和监测值				
评价结论	采取环评提出的措施，影响可接受					
注 1：“ <input type="checkbox"/> ”为勾选项，可√；“()”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。						
注 2：需要分别开展土壤环境影响评级工作的，分别填写自查表。						

附表 4：生态影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态影响 识别	生态保护目标	重要物种 <input type="checkbox"/> ；国家公园 <input type="checkbox"/> ；自然保护区 <input type="checkbox"/> ；自然公园 <input type="checkbox"/> ；世界自然遗产 <input type="checkbox"/> ；生态保护红线 <input type="checkbox"/> ；重要生境 <input type="checkbox"/> ；其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
	影响方式	工程占用 <input checked="" type="checkbox"/> ；施工活动干扰 <input checked="" type="checkbox"/> ；改变环境条件 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
	评价因子	物种 <input checked="" type="checkbox"/> （分布范围、种群数量、种群结构） 生境 <input type="checkbox"/> （ <input type="checkbox"/> ） 生物群落 <input checked="" type="checkbox"/> （物种组成、群落结构） 生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> （植被覆盖度、生产力、生物量、生态系统功能） 生物多样性 <input type="checkbox"/> （ <input type="checkbox"/> ） 生态敏感区 <input type="checkbox"/> （ <input type="checkbox"/> ） 自然景观 <input type="checkbox"/> （ <input type="checkbox"/> ） 自然遗迹 <input type="checkbox"/> （ <input type="checkbox"/> ） 其他 <input type="checkbox"/> （ <input type="checkbox"/> ）
评价等级		一级 <input type="checkbox"/> 二级 <input type="checkbox"/> 三级 <input checked="" type="checkbox"/> 生态影响简单分析 <input type="checkbox"/>
评价范围		陆域面积： <input type="checkbox"/> km ² ；水域面积： <input type="checkbox"/> km ²
生态现状 调查与评价	调查方法	资料收集 <input checked="" type="checkbox"/> ；遥感调查 <input checked="" type="checkbox"/> ；调查样方、样线 <input type="checkbox"/> ；调查点位、断面 <input type="checkbox"/> ；专家和公众咨询法 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
	调查时间	春季 <input type="checkbox"/> ；夏季 <input type="checkbox"/> ；秋季 <input type="checkbox"/> ；冬季 <input checked="" type="checkbox"/> 丰水期 <input type="checkbox"/> ；枯水期 <input type="checkbox"/> ；平水期 <input type="checkbox"/>
	所在区域的生态问题	水土流失 <input type="checkbox"/> ；沙漠化 <input type="checkbox"/> ；石漠化 <input type="checkbox"/> ；盐渍化 <input type="checkbox"/> ；生物入侵 <input type="checkbox"/> ；污染危害 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
	评价内容	植被/植物群落 <input checked="" type="checkbox"/> ；土地利用 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> ；生物多样性 <input checked="" type="checkbox"/> ；重要物种 <input type="checkbox"/> ；生态敏感区 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
生态影响 预测与评价	评价方法	定性 <input checked="" type="checkbox"/> ；定性和定量 <input type="checkbox"/>
	评价内容	植被/植物群落 <input checked="" type="checkbox"/> ；土地利用 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态系统 <input checked="" type="checkbox"/> ；生物多样性 <input checked="" type="checkbox"/> ；重要物种 <input type="checkbox"/> ；生态敏感区 <input type="checkbox"/> ；生物入侵风险 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
生态保护 对策措施	对策措施	避让 <input type="checkbox"/> ；减缓 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态修复 <input checked="" type="checkbox"/> ；生态补偿 <input checked="" type="checkbox"/> ；科研 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>
	生态监测计划	全生命周期 <input checked="" type="checkbox"/> ；长期跟踪 <input type="checkbox"/> ；常规 <input type="checkbox"/> ；无 <input type="checkbox"/>
	环境管理	环境监理 <input type="checkbox"/> ；环境影响后评价 <input type="checkbox"/> ；其他 <input checked="" type="checkbox"/>
评价结论	生态影响	可行 <input checked="" type="checkbox"/> ；不可行 <input type="checkbox"/>
注：“ <input type="checkbox"/> ”为勾选项，可√；“（ <input type="checkbox"/> ）”为内容填写项。		

附表 5：声环境影响评价自查表

工作内容		自查项目					
评价等级与范围	评价等级	一级 <input type="checkbox"/> 二级 <input checked="" type="checkbox"/> 三级 <input type="checkbox"/>					
	评价范围	200 m <input checked="" type="checkbox"/> 大于 200 m <input type="checkbox"/> 小于 200 m <input type="checkbox"/>					
评价因子	评价因子	等效连续 A 声级 <input checked="" type="checkbox"/> 最大 A 声级 <input type="checkbox"/> 计权等效连续感觉噪声级 <input type="checkbox"/>					
评价标准	评价标准	国家标准 <input checked="" type="checkbox"/> 地方标准 <input type="checkbox"/> 国外标准 <input type="checkbox"/>					
现状评价	环境功能区	0 类区 <input type="checkbox"/>	1 类区 <input checked="" type="checkbox"/>	2 类区 <input checked="" type="checkbox"/>	3 类区 <input type="checkbox"/>	4a 类区 <input type="checkbox"/>	4b 类区 <input type="checkbox"/>
	评价年度	初期 <input type="checkbox"/>		近期 <input checked="" type="checkbox"/>	中期 <input type="checkbox"/>		远期 <input type="checkbox"/>
	现状调查方法	现场实测法 <input checked="" type="checkbox"/> 现场实测加模型计算法 <input type="checkbox"/> 收集资料 <input type="checkbox"/>					
	现状评价	达标百分比		100%			
噪声源调查	噪声源调查方法	现场实测 <input checked="" type="checkbox"/> 已有资料 <input checked="" type="checkbox"/> 研究成果 <input type="checkbox"/>					
声环境影响预测与评价	预测模型	导则推荐模型 <input checked="" type="checkbox"/> 其他 <input type="checkbox"/> _____					
	预测范围	200 m <input checked="" type="checkbox"/> 大于 200 m <input type="checkbox"/> 小于 200 m <input type="checkbox"/>					
	预测因子	等效连续 A 声级 <input checked="" type="checkbox"/> 最大 A 声级 <input type="checkbox"/> 计权等效连续感觉噪声级 <input type="checkbox"/>					
	厂界噪声贡献值	达标 <input checked="" type="checkbox"/> 不达标 <input type="checkbox"/>					
	声环境保护目标处噪声值	达标 <input checked="" type="checkbox"/> 不达标 <input type="checkbox"/>					
环境监测计划	排放监测	厂界监测 <input checked="" type="checkbox"/> 固定位置监测 <input type="checkbox"/> 自动监测 <input type="checkbox"/> 手动监测 <input type="checkbox"/> 无监测 <input type="checkbox"/>					
	声环境保护目标处噪声监测	监测因子：（ ）		监测点位数（ ）		无监测 <input checked="" type="checkbox"/>	
评价结论	环境影响	可行 <input checked="" type="checkbox"/> 不可行 <input type="checkbox"/>					
注：“ <input type="checkbox"/> ”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项。							