

葡萄花油田葡 88-更 61 等 42 口零散更新井
产能建设工程项目

环境影响报告书

建设单位：大庆油田有限责任公司第九采油厂

编制单位：河北奇正环境科技有限公司

编制日期：2024 年 11 月

目 录

1 概述.....	1
1.1 项目由来.....	1
1.2 项目特点.....	2
1.3 环境影响评价工作过程.....	7
1.4 分析判定相关情况.....	8
1.5 关注的主要环境问题及环境影响.....	47
1.6 环境影响评价主要结论.....	50
2 总则.....	51
2.1 评价目的.....	51
2.2 评价原则.....	51
2.3 编制依据.....	51
2.4 环境影响识别与评价因子筛选.....	56
2.5 评价标准.....	60
2.6 评价等级及评价范围.....	68
2.7 环境保护目标.....	82
3 建设项目工程分析.....	91
3.1 现有工程分析.....	91
3.2 建设项目概况.....	100
3.3 开发区块概况.....	101
3.4 工程组成.....	104
3.5 开发方案.....	115
3.6 主要建设内容.....	118
3.7 场地布置及土地利用.....	145
3.8 施工方案.....	148
3.9 施工进度及时序.....	151
3.10 设备物料消耗.....	152
3.11 依托工程分析.....	153
3.12 建设项目工程分析.....	170
3.13 清洁生产分析.....	198
4 环境现状调查与评价.....	202
4.1 自然环境状况.....	202
4.2 环境保护目标调查.....	209
4.3 环境质量现状调查与评价.....	211
4.4 区域污染源调查.....	254
5 环境影响预测与评价.....	257
5.1 大气环境影响预测与评价.....	257
5.2 地表水环境影响评价.....	264
5.3 地下水环境影响预测与评价.....	268
5.4 声环境影响预测与评价.....	289

5.5 固体废物环境影响分析	296
5.6 生态环境影响评价	300
5.7 环境风险分析	306
5.8 土壤环境影响预测与评价	317
6 环境保护措施及其可行性论证	322
6.1 污染防治措施	322
6.2“三同时”项目一览表	350
7 环境影响经济损益分析	356
7.1 环境损失费估算	356
7.2 环保投资估算及环境效益分析	356
7.3 环境经济损益分析结论	358
8 环境管理与监测计划	359
8.1HSE 管理体系的建立和运行	359
8.2 环境监控	360
8.3 占地审批流程	369
9 环境影响评价结论	371
9.1 建设项目概况	371
9.2 环境质量现状评价结论	371
9.3 环境影响分析和污染防治措施可行性结论	372
9.4 公众意见采纳情况	374
9.5 环境经济损益分析结论	375
9.6 环境管理与监测计划结论	375
9.7 综合评价结论	375
附表	376
附表 1: 建设项目大气环境影响评价自查表	376
附表 2: 建设项目环境风险评价自查表	377
附表 3: 建设项目土壤环境影响评价自查表	378
附表 4: 地表水自查表	379
附表 5: 生态影响评价自查表	381
附表 6: 声环境影响评价自查表	382

附图

- 附图 1: 地理位置图
- 附图 2: 新建井场、管线与依托站间位置关系图
- 附图 2-1: 新建井场、管线与依托站间位置关系图（一）
- 附图 2-2: 新建井场、管线与依托站间位置关系图（二）
- 附图 3: 本项目与大庆市土地利用总体规划位置关系图
- 附图 4: 本项目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 5: 本项目开发区块分布范围位置关系
- 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 8.1: 本项目大气及风险评价范围图
附图 8.1-1: 本项目大气及风险评价范围及保护目标分布图 (一)
附图 8.1-2: 本项目大气及风险评价范围及保护目标分布图 (一)
附图 8.2: 地下水评价范围、现状监测布点及跟踪监测布点图
附图 8.2-1: 地下水评价范围、现状监测布点及跟踪监测布点图 (一)
附图 8.2-2: 地下水评价范围、现状监测布点及跟踪监测布点图 (二)
附图 8.3: 生态环境、声环境和土壤环境评价范围图
附图 8.3-1: 生态环境、声环境和土壤环境评价范围图 (一)
附图 8.3-2: 生态环境、声环境和土壤环境评价范围图 (二)
附图 9: 钻井井场平面布置图
附图 10: 项目区域综合水文地质图 (大同区域)
附图 11: 区域水文地质剖面图 (大同区域)
附图 12: 区域潜水等水位线图 (大同区域)
附图 13: 区域承压水等水位线图 (大同区域)
附图 14: 项目区域综合水文地质图 (肇源区域)
附图 15: 区域水文地质剖面图 (肇源区域)
附图 16: 区域承压水等水位线图 (肇源区域)
附图 17: 区域潜水等水位线图 (肇源区域)
附图 18: 本项目区域土壤类型分布图
附图 19: 环境质量现状监测点位图 (一)
附图 20: 环境质量现状监测点位图 (二)
附图 21: 本项目区域植被类型图
附图 21-1: 本项目区域植被类型图 (一)
附图 21-2: 本项目区域植被类型图 (二)
附图 21-3: 本项目区域植被类型图 (三)
附图 22-1: 运营期管线分区防渗图
附图 22-2: 运营期井场分区防渗图
附图 23: 施工期分区防渗图
附图 24: 典型生态保护措施平面布置示意图
附图 25: 本项目与大庆市生态保护红线的位置关系
附图 26: 土地利用现状图
附图 26-1: 土地利用现状图 (一)
附图 26-2: 土地利用现状图 (二)
附图 26-3: 土地利用现状图 (三)

附件

附件 1: 企业投资项目备案承诺书
附件 2: 现有区块及依托场站环评及验收批复
附件 3: 应急预案备案表
附件 4: 第七采油厂排污许可证
附件 5: 监测报告
附件 6: 井号变更说明
附件 7: 类比项目环保手续

1 概述

1.1 项目由来

原油属于国家战略安全物资，特别是近几年随着国际油价的波动，国内需求持续增长，国家对国内石油资源的需求越来越大。随着原油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，大庆油田有限责任公司第七采油厂决定在大庆市大同区八井子乡、老山头乡和太阳升镇、肇州县新福乡、肇源县大兴乡和头台镇实施葡萄花油田葡 88-更 61 等 42 口零散更新井产能建设工程项目。

本项目为现有开发区块老井更新项目，共涉及大庆油田有限责任公司第七采油厂葡北油田区块、葡南油田区块、太南油田区块、永乐台肇油田区块和永乐油田葡 47 区块。本项目所在区域范围内不涉及国家公园、自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、海洋特别保护区、基本草原、自然公园、重要湿地、天然林、重点保护野生动物栖息地、重点保护野生植物生长繁殖地、重要水生生物的自然产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场、水土流失重点预防区、沙化土地封禁保护区、封闭及半封闭海域、以及以医疗卫生、文化教育、科研、行政办公为主要功能的区域、文物保护单位等环境敏感区。根据《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，本项目所在的大同区八井子乡、老山头乡，肇源县大兴乡和头台镇，均属于市级水土流失重点治理区。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），本项目属于第五项石油和天然气开采业“陆地石油开采 0711”，且本项目位于水土流失重点治理区，部分井场新建管线占用永久基本农田，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七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《葡萄花油田葡 88-更 61 等 42 口零散更新井产能建设工程项目环境影响报告书》。

1.2 项目特点

1.2.1 项目建设内容介绍

本项目为陆地石油开采产能工程建设，建设内容包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程中射孔施工、油气集输工程，油气处理工程依托现有场站。本项目新钻井 10 口，包括油井 5 口，注水井 5 口。基建油水井 42 口，包括油井 12 口、注水井 30 口，其中本次新钻 10 口井采用射孔完井后进入地面工程建设。集油系统采用单管环状掺水集油工艺和就近挂接集油工艺，注水系统采用单干管多井配水工艺，油气集输工程包括新建单井集油掺水管线共 4.391km，其中 $\Phi 76 \times 4.5$ -1.277km， $\Phi 60 \times 3.5$ -3.114km。新建注水管线共 19.2km，其中 $\Phi 48 \times 6$ -4.08km、 $\Phi 60 \times 5$ -7.97km、 $\Phi 60 \times 6$ -0.57km、 $\Phi 76 \times 6$ -6.58km。并配套建设供配电、道路等辅助工程，预计建成产能 $0.648 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

1.2.2 现有区块开发简介

本项目属于现有开发区块老井更新项目，涉及葡北油田区块、葡南油田区块、太南油田区块、永乐台肇油田区块和永乐油田葡 47 区块。现有区块陆续从 1979 年~2000 年投入开发建设，区块含油面积约为 563.79km^2 ，区块内建有较为完善的油、气、水、电、路、信等工程。区块现有运行油水井 4479 口，其中油井 3117 口，注水井 1362 口，目前实际产能 $90 \times 10^4 \text{t/a}$ 。站外集油系统采用双管掺水集油工艺和环状掺水集油工艺，现有集油掺水管线 582.6km。注水系统主要采用集中注水、多井配水和单干管单井配水工艺，现有注水管线 1258km。葡北油田产能项目于 2019 年 6 月 12 日取得了环评批复，项目名称为《葡北油田三、四断块葡 67-64、70-52 井区深部调驱产能建设工程环境影响报告表》，环评批复文号为庆环审〔2019〕109 号，于 2021 年 3 月完成自主验收；葡南油田产能项目于 2015 年 11 月 17 日取得了环评批复，项目名称为《葡南四、六、七断块加密产能建设工程环境影响报告书》，环评批复文号为庆环审〔2015〕360 号，于 2019 年 10 月完成自主验收；太南油田产能项目于 2013 年 12 月 17 日取得了环评批复，项目名称为《太南油田加密区块产能建设工程环境影响报告书》，环评批复文号为庆环建字〔2013〕250 号，于 2019 年 10 月完成自主验收；永乐油田葡 47 区块产能项目于 2014 年 12 月 10 日取得了环评批复，项目名称为《永乐油田葡 47 区块葡 49 井区产能建设工程环境影响报告书》，环评批复文号为庆环审〔2014〕167 号，于 2019 年 8 月完成自主

验收；永乐油田产能项目于 2010 年 12 月 24 日取得了环评批复，项目名称为《永乐油田肇 212 地区加密井产能建设工程环境影响报告书》，环评批复文号为庆环建字（2010）282 号，于 2017 年 11 月完成自主验收。本项目涉及的其余 32 口油水钻井工程已在《葡北及太南区块产能建设钻井工程项目环境影响报告书》、《葡南区块产能建设钻井工程环境影响报告表》和《永乐及头台区块产能建设钻井工程环境影响报告表》中进行了评价，项目分别于 2022 年 2 月 25 日、2022 年 2 月 21 日及 2022 年 2 月 10 日由大庆市生态环境局进行了批复，批复文号分别为庆环审〔2022〕49 号、庆环审〔2022〕40 号及庆环审〔2022〕33 号，目前本项目涉及的 32 口油水井未进行钻井施工。

1.2.3 项目选址

本项目选址位于大庆市大同区八井子乡下洼子屯北侧、四合屯北侧；老山头乡四大家屯南侧；太阳升镇农造地屯东侧；肇州县新福乡吕八屯北侧；肇源县大兴乡平安地屯北侧和头台镇大花尔屯南侧，项目新增占地面积 31.0852hm²，其中永久占地 0.2252hm²，临时占地 30.86hm²，占地类型包括低洼草地（非基本草原）和耕地（基本农田）。

根据《黑龙江省国土空间规划（2021-2035 年）》、《大庆市国土空间总体规划（2021-2035 年）（草案）》，以及黑龙江“三线一单”信息服务 APP 和大庆市生态保护红线分布图，本项目所在区域范围内无国家公园、自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、海洋特别保护区、饮用水水源保护区、基本草原、自然公园、重要湿地、天然林，重点保护野生动物栖息地，重点保护野生植物生长繁殖地，重要水生生物的自然产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场，不在水土流失重点预防区、沙化土地封禁保护区、封闭及半封闭海域分布，且不在生态红线范围内，区域内以耕地和低洼草地为主，项目周边分布有张云令屯、双庆屯等多个村屯。

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，本项目所在的大同区八井子乡、老山头乡，肇源县大兴乡和头台镇，均属于市级水土流失重点治理区

根据黑龙江省防沙治沙工作领导小组《关于印发<关于贯彻落实《沙化土地封禁保护修复制度方案》的实施意见>的通知》，大同区和肇源县属于沙化土地所在县（区），根据现场调查，项目占地区域未出现沙漠化现象，为保护区域生态环境，针对本工程的具体特点，应制定生态环境影响减缓措施和防沙治沙措施。

综合分析，项目周边不涉及制约本项目建设的环境影响因素。

1.2.4 工艺特点

本项目施工期包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程、油气集输工程、油气处理

工程（依托）。钻前工程及钻井工程包括钻前准备、钻进、录井、测井、固井、完井，储层改造工程包括射孔工程。地面工程施工包括井场基建，并配套管线及道路的施工等。

本项目运营期基建油井采出液由集输管道进入已建集油间内，依托已建的转油站（葡北 1 号转油站、葡北 8 号转油站、葡北 11 号转油站、葡北 14 号转油站、葡南 7 号转油站、台肇联转油站、台肇联 1#转油站）接纳集油阀组间来液，经油气分离、计量后进入脱水站（葡一联脱水站、葡二联脱水站、葡三联脱水站、敖联脱水站）。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。已建依托脱水站接纳转油站来液，进行油水分离处理，产生的含油污水管输至污水处理站（葡一联合站、葡二联合站、葡三联合站、台肇联合站）处理达标后输至注水站（葡一联注水站、葡二联注水站、葡三联注水站、太南 2 号注水站等）回注油层，用于注水驱油。

本项目退役期为油水井服务期满后，停运、关闭、恢复土地使用功能的时段，油田退役期并非所有油水井同时关闭，而是将产能低或者无开采价值的油水井陆续关闭，直到将所有井关闭。闭井作业内容包括拆除井场的采油设备、设施，封闭出油层段和采油井口，管线退役段封堵、道路平整恢复等施工过程。

1.2.5 项目建设存在的优势

本项目属于更新井产能工程，分布在采油七厂葡北油田区块、葡南油田区块、太南油田区块、永乐台肇油田区块和永乐油田葡 47 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葡北 1 号转油站、葡北 8 号转油站、葡北 11 号转油站、葡北 14 号转油站、葡一联合站、葡二联合站等油田场站，项目建设可充分利用项目周边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。

1.2.6 产污特点及措施

1.2.6.1 施工期

（1）本项目施工过程中产生的废水主要为钻井废水、试压废水、生活污水。钻井废水排入井场水基钢制泥浆槽中，及时拉运至大庆洁宇环保科技有限公司处理，处理后的压滤水由罐车拉运至葡二联合站含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层；管线试压废水由罐车拉运至葡二联合站含油污水处理站和葡三联合站含油污水处理站处理达标后回注油层；施工期施工人员产生的生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内，定期拉运至采油七厂厂区的污水提升站，经污水管网进入大庆

市大通水处理有限责任公司处理，施工结束后临时防渗旱厕进行卫生处理，场地进行平整。

(2) 本项目施工过程中产生的废气主要为施工扬尘、施工车辆排放的尾气、柴油机废气、焊接烟尘。施工扬尘采取运输道路及施工场地定时洒水抑尘，运输车辆采取苫布遮盖措施，土方开挖采取遮盖、围挡、洒水等防尘措施；施工车辆采用清洁燃料，降低污染物排放；柴油机采用节能环保型柴油动力设备，钻井发电机和钻井柴油机采用符合《普通柴油》(GB252-2015)的柴油，加强对机械设备的维护、保养，减少不必要的运转时间，以控制尾气的排放；项目管道焊接主要方式为电焊，由于项目焊接点较少，产生的焊接烟尘量较小，且项目位于室外，空气扩散条件较好，对大气环境影响较小。

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

(4) 施工过程中产生的固体废物主要为废钻井液、钻井岩屑、废射孔液、膨润土等废包装袋、施工废料、生活垃圾等。废钻井液、钻井岩屑、废射孔液排入井场水基钢制泥浆槽中，及时拉运至大庆洁宇环保科技有限公司处理，处理后的压滤水由罐车拉运至葡二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)限值要求后回注油层，处理后的泥饼外售给大庆钻探工程公司钻井二公司综合利用垫井场或铺路；膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋、施工废料和废防渗布由钻井单位统一安排拉运至第七采油厂工业固废填埋场处理；生活垃圾统一收集后运至大庆城控电力有限公司处理。

(5) 本项目施工期井场施工、道路修建和管道铺设发生的永久和临时占地，对土地利用的影响主要是敷设管线、新建道路等占用一定量的土地，临时占地为钻井施工和管线占地，永久占地为井场和道路占地，占地类型为草地和耕地。项目施工结束后对临时占用的耕地进行复耕，占用草地植被恢复，对永久占地进行补偿，不会对土地利用结构造成明显影响，对植物种类和群落造成影响较小。

1.2.6.2 运营期

(1) 运营期产生的废气主要为油气集输过程中产生的非甲烷总烃，温室气体排放及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》（GB37822-2019）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，并采用低氮燃烧器，天然气经燃烧后均经不低于 8m 高烟囱高空排放，加热炉排放的废气能够达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 中新建燃气锅炉标准限值要求。

（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，最终进入葡一联含油污水处理站、葡二联含油污水处理站、葡三联含油污水处理站、台肇联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排。

（3）本项目运营期噪声源主要来自抽油机及修井机，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，由罐车拉运至葡萄花含油污泥处理站减量化处理后，再委托北京新风航天装备有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）表 1 中的限值要求后，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。

1.2.6.3 退役期

（1）本项目退役期管线内介质均由压缩空气吹扫至后续集输管线进入集输系统处理。退役期施工人员产生的生活污水排入施工现场附近场站内已建化粪池，定期拉运至采油七厂厂区的污水提升站，经污水管网进入大庆市大通水处理有限责任公司处理。

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

（3）本项目退役管线两段封堵后直埋处理，退役期拆除的废旧设备全部回收至第七采油厂物资库。封井建筑垃圾统一收集后拉运至龙凤区南一路与大广路交叉口西侧的建筑垃圾临时消纳场处置。生活垃圾统一收集后拉运至大庆城控电力有限公司处理。

1.3 环境影响评价工作过程

我单位在接受委托后，按照《建设项目环境影响评价技术导则总纲》（HJ2.1-2016）、《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ/T349-2023）等国家有关环境影响评价规范、技术导则及环境保护管理部门的要求，依次完成以下环境影响评价工作：

第一阶段：首先，收集分析工程技术文件以及相关基础资料，依据《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》（部令第 16 号）规定，确定葡萄花油田葡 88-更 61 等 42 口零散更新井产能建设工程项目环境影响评价技术文件类型为环境影响报告书。

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

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

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

具体环境影响评价工作程序见图 1.3-1。

2024 年 10 月 8 日大庆油田有限责任公司第七采油厂委托河北奇正环境科技有限公司编制《葡萄花油田葡 88-更 61 等 42 口零散更新井产能建设工程项目环境影响报告书》，在本项目环境影响报告书初稿完成后，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示时间分别为 2024 年 10 月 10 日及 2024 年 11 月 18 日~11 月 29 日；征求意见稿

公示期间分别于 2024 年 11 月 21 日和 11 月 22 日在大庆油田报完成两次报纸公示,2024 年 11 月 18 日对评价范围内村屯等保护目标进行张贴公示,并于 2024 年 11 月 30 日在黑龙江环保技术服务网公开发布平台进行《葡萄花油田葡 88-更 61 等 42 口零散更新井产能建设工程项目环境影响报告书》全本公示和项目公众参与说明全本公示。在公示期间建设单位及环评单位未收到相关反馈,建设单位承诺将加强企业环境管理,强化诚信意识,恪守环保信用,项目运行中主动公开环保信息,接受公众监督。

图 1.3-1 建设项目环境影响评价工作程序图

1.4 分析判定相关情况

1.4.1 产业政策符合性分析

本项目为石油开采项目,根据《产业结构调整指导目录(2024 年本)》,本项目属于鼓励类“七、石油天然气”中“1.石油天然气开采: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

本项目位于黑龙江省大庆市大同区、肇州县、肇源县境内,根据《黑龙江省主体功能区规划》,大庆市大同区属于国家级重点开发区域,且项目开发区域不属于限制或禁止开发区。肇源县和肇州县属于限制开发区(国家农产品主产区)。

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

根据《黑龙江省主体功能区规划》第九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,完成污染物减排目标,实现环境质量状况达标;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。第八章能源与资源中提出:“位于

限制开发区域的重点生态功能区的能源和矿产资源，在进行点状开发时，必须进行生态环境影响评估。尽可能减少对生态空间的占用，并同步修复生态环境”。

本项目属于大庆油田陆地石油开采项目，油井产液采用密闭集输工艺，且在采油井口安装了密封垫，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；更新井井场以利旧原井场为主，尽可能减少对生态空间的占用，同时对管线等工程临时占地进行生态恢复，项目建设符合《黑龙江省主体功能区规划》要求。

图 1.4-1 本项目与黑龙江省主体功能区位置关系图

1.4.2.2 与《黑龙江省生态功能区规划》符合性分析

根据《黑龙江省生态功能区划》，本项目所在区域位于I-6-1-2 大庆地区矿业与土壤保持生态功能区和I-6-1-1 嫩江下游湿地保护与沙化和盐渍化控制生态功能区。I-6-1-2 大庆地区矿业与土壤保持生态功能区位于大庆市，面积 5170km²，该功能区的主要生态系统服务功能为沙漠化控制、植被保护、生物多样性保护、石油开采。I-6-1-1 嫩江下游湿地保护与沙化和盐渍化控制生态功能区，该区由黑龙江省西南部的肇源县、杜尔伯特蒙古自治县和泰来县组成，总面积 14200 平方公里。

本项目位于黑龙江省大庆市大同区、肇州县和肇源县境内，建成后永久占地面积为 0.2252hm²，临时占地面积为 30.86hm²，占地类型为耕地和草地，项目施工结束后对临时占用的耕地和草地进行恢复，更新井场以利旧原井场为主，对新增永久占地进行补偿，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。

油田在生产过程中加强管理，杜绝含油污水及污油的随意排放；井下作业产生的原油等污染物必须及时回收，不遗落地面，一旦发生原油落地，必须及时回收；运行期产生的油水井作业污水最终进入葡一联含油污水处理站、葡二联含油污水处理站、葡三联含油污水处理站、台肇联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排，采取以上措施可有效避免土地盐渍化。

本项目的建设不会对区域生态功能产生明显影响，满足该区域作为沙漠化控制、防洪蓄洪、牧业生产、旅游的生态系统服务功能需求。因此，本项目符合《黑龙江省生态功能区规划》的要求。本项目与《黑龙江省生态功能区划》位置关系见图 1.4-2。

图 1.4-2 本项目与《黑龙江省生态功能区划》位置关系图

1.4.2.3 城镇规划符合性分析

(1) 与《大庆市国土空间总体规划（2021-2035 年）》符合性分析

根据《大庆市国土空间总体规划（2021-2035 年）》（草案），本项目位于农业空间的南部粮食主产区，不在生态保护红线、城镇开发边界内，根据规划要求“北部、南部粮食主产区，保障耕地规模，提高耕地质量，种植玉米大豆为主的农产品”，本项目为陆地石油开采项目，建设永久占用草地和耕地（基本农田），针对永久占地按“占一补一”原则及相关规定缴纳土地补偿费，专款用于占地补偿，按规定补划永久基本农田。针对临时占地在将剥离的表土在施工结束后分层回填，确保恢复等质等量面积的耕地，临时占用草地进行植被恢复。再采取以上措施的前提下，本项目满足《大庆市国土空间总体规划（2021-2035 年）》（草案）中的要求。

(2) 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。本项目位于大同区、肇州县和肇源县，属于外围油田，符合该规划要求。

(3) 与《大庆油田振兴发展纲要》符合性分析

根据《大庆油田振兴发展纲要》（2020 年 6 月），力争到 2025 年，基本探明页岩油储量 30 亿吨，累计增加石油探明储量 8 亿吨，天然气探明储量 3500 亿立方米；本土原油产量实现 3000 万吨规模，天然气产量达到 70 亿立方米以上。本项目拟建的 42 油水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。

(4) 与《大庆市土地利用总体规划》（2006-2020 年）符合性分析

本项目位于大庆市大同区八井子乡下洼子屯北侧、四合屯北侧；老山头乡四大家屯南侧；太阳升镇农造地屯东侧；肇州县新福乡吕八屯北侧；肇源县大兴乡平安地屯北侧和头台镇大花尔屯南侧，根据《大庆市土地利用总体规划》（2006-2020 年），本项目所在地大同区为石油用地区。石油用地区的土地综合利用方向为：保证大庆油田生产用地，搞好工矿废弃地复垦，提高节约集约用地水平，增加经济效益。在统筹优化城乡建设用地中明确提出要有效保障大庆油田生产用地，保障石油等工况用地需求。并做好油田用地内部挖潜，提高油田集约用地水平，对外围新增油田用地区按照地上服从地下的原则做好油田生产用地安排。本项目为石油开采项目，助力大庆油田增产，增加经济效益。

本项目所在肇州县和肇源县为基本农田集中区，一般农业发展区的土地综合利用方向为：开展以基本农田为主的土地整理大力推进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，不断提高基本农田质量，建成高产稳产农区。

同时规划中要求，对列入国家和省重点建设计划的交通、水利、能源、环保等基础设施建设项目用地必须要优先安排，重点保障；本项目为油田开发项目，属于能源附属基本设施建设，服务于国家能源设施重点建设，根据油层地质勘查，项目建设确实无法避让耕地，本项目新增总占地面积为 31.0852hm²，其中永久占地面积为 0.2252hm²，临时占地面积为 30.86hm²，永久占用基本农田面积较小，不会改变区域基本农田集中区的基本格局，针对永久占地按“占一补一”原则及相关规定缴纳土地补偿费，专款用于占地补偿，按规定补划永久基本农田。对临时占地全部恢复原有植被类型，即临时占用耕地全部复耕，临时占用草地恢复植被，针对临时占地在将剥离的表土在施工结束后分层回填，确保恢复等质等量面积的耕地，在此前提下，符合土地利用总体规划要求。本项目与大庆市土地利用总体规划位置关系图见附图 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第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》中提出：保障国家能源安全。当好标杆旗帜，建设百年油田，推进大庆油田常规油气资源稳油增气，建立地企共建共享机制，加快大庆页岩油气开发产业化商业化步伐，到 2025 年油气产量当量达到 4500 万吨以上，巩固石油大省地位。

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

本项目为陆地石油开采项目，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	推进扬尘精细化管理。全面推行绿色施工，严格落实施工工地扬尘管控责任，加强施工扬尘监管执法。推进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，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，能够确保减少对声环境敏感点的影响。	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	本项目针对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	符合

	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。	应”相结合的原则,从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全阶段进行控制。	
5	防范工矿企业新增土壤污染。动态更新土壤污染重点监管单位名录,监督全面落实土壤污染防治义务,依法纳入排污许可管理。鼓励土壤污染重点监管单位实施提标改造。各地定期组织开展土壤污染重点监管单位和地下水重点污染源周边土壤、地下水环境监测,督促企业定期开展土壤和地下水环境自行监测、污染隐患排查治理。防控矿产资源开发污染土壤,加强尾矿库安全管理。	大庆油田有限责任公司第七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《黑龙江省“十四五”黑土地保护规划》符合性分析

本项目与《黑龙江省“十四五”黑土地保护规划》符合性分析见表 1.4-2。

表 1.4-2 本项目与《黑龙江省“十四五”黑土地保护规划》相关要求符合性

序号	相关要求	符合性分析	符合性
1	严控耕地保护红线。实行最严格的耕地保护制度,划定耕地保护红线和永久基本农田控制线,严格落实耕地占补平衡、易地补充耕地、土地复垦等政策,确保完成规划期内黑土耕地保有量和永久基本农田保护任务。	本项目为陆地石油开采项目,属于国家能源建设项目,项目部分建设内容位于大同区、肇州县和肇源县耕地内,根据地下储层特性,项目选址无法避让耕地。项目在施工前需要征收土地,应报请相关主管部门同意,取得用地审批。本项目更新井以利用旧原井场为主,尽可能减少占地。本项目建设过程中,对占用的耕地,按照“占一补一”的原则及相关规定缴纳土地补偿费,专款用于占地补偿,按规定补划永久基本农田。	符合
2	严格国土空间用途管制。划定一般农业区,把优质黑土耕地优先划入一般农业区。制定用途管制规则,实行严格的用途管制,严控非农建设用地规模,尽量少占优质黑土地。强化对占用黑土地的管控约束,使得城镇发展等非农建设尽量避让优质黑土地。	本项目施工过程中,需遵守《大庆油(气)田建设工程用地规范》规定,严格控制施工作业面积,加强施工管理,尽量减少占地面积,并规范行车路线及施工人员行为,严禁随意践踏、碾压施工区范围外的植被,不准乱挖、乱采野生植物,确保尽量少占优质黑土地。	符合

3	严格土地执法。建设项目占用耕地的，应当按规定进行表土剥离和利用。全面加大黑土耕地保护违法违规问题执法力度，及时发现、严肃查处土地违法特别是乱占耕地、破坏耕地、盗挖黑土等行为。	本项目实施前编制建设项目占用耕地耕作层土壤剥离利用方案，统筹安排剥离、储存和再利用。表土剥离和利用严格执行《建设占用耕地耕作层土壤剥离利用技术规范》（DB23/T2913-2021）。本项目施工前应剥离永久占地内 0.3m 的表土，剥离的表土暂存于施工井场的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，表土剥离临时堆放区周围设置排水沟等措施防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，施工结束后，剥离表土用于周围区域土地复垦、土壤治理等用途。	符合
4	实施耕地深松轮作。推行深松（翻）整地，打破犁底层，增加土壤通透性和耕层厚度，建立“土壤水库”，提高土壤抗旱防涝、蓄水保墒能力，实现春旱秋防。	对于临时占地采取分层开挖、分层堆放方式，剥离占地内 0.3m 的表土，并对剥离表土采取苫布遮盖、定期洒水抑尘措施，施工结束后及时用于回填，分层回填压实，保护有耕作能力种植价值的表层土壤，并对临时占地进行深松深耕复垦，恢复地表植被。	符合

由上表可知，本项目符合《黑龙江省“十四五”黑土地保护规划》中相关规定。

1.4.2.7 与《大庆市“十四五”生态环境保护规划》符合性分析

本项目与《大庆市“十四五”生态环境保护规划》符合性分析见表 1.4-3。

表 1.4-3 本项目与《大庆市“十四五”生态环境保护规划》相关要求符合性

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

	明，并公告附近居民。鼓励采用低噪声施工设备和工艺。依法将工业企业噪声纳入排污许可管理，严厉查处工业企业噪声排放超标扰民行为。加强对文化娱乐、商业经营中社会生活噪声热点问题日常监管和集中整治。到2025年，全面实现功能区声环境质量自动监测，声环境功能区夜间达标率达到国家要求。	噪声排放标准》（GB12523-2011）中要求（昼间 70dB（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，能够确保减少对声环境敏感点的影响。	
3	严控耕地保护红线。实行最严格的耕地保护制度，对黑土耕地全面进行管控。落实“三线一单”生态环境分区中与耕地相关管控要求。推广保护性耕作模式。 强化黑土耕地保护的监督管理。落实属地监督管理责任，实行黑土耕地动态监管、日常巡查。 加快耕地水土流失综合治理。坚持山水林田湖草沙冰系统治理、综合治理，减轻风蚀水蚀，防治水土流失。	本项目新增总占地面积为31.0852hm²，其中永久占地面积为0.2252hm²，临时占地面积为30.86hm²，占地类型为草地和耕地（基本农田），本项目实施前编制建设项目占用耕地耕作层土壤剥离利用方案，统筹安排剥离、储存和再利用。表土剥离和利用严格执行《建设占用耕地耕作层土壤剥离利用技术规范》（DB23/T2913-2021）。本项目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。	符合
4	推进地下水污染综合防治。建立地下水污染防治管理和环境监测体系，建设地下水信息平台。加强地下水污染与地表水、土壤等共生环境协同防治。全面开展地下水污染分区防治，提出地下水污染分区防治措施，实施地下水污染源分类监管。推进地下水	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8口潜水跟踪监测井及2口承压水跟踪监测井，定期进行跟踪监测。	符合

	重点污染源风险防控，开展试点示范。 配合生态环境部和省生态环境厅建立地下水环境监测网。2025 年年底前，按照国家和行业相关监测、评价技术规范，开展地下水环境监测。		
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。	本项目废钻井液、钻井岩屑、废射孔液排入井场水基钢制泥浆槽中，及时拉运至大庆洁宇环保科技有限公司处理，处理后的压滤水由罐车拉运至葡二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，处理后的泥饼外售给大庆钻探工程公司钻井二公司综合利用垫井场或铺路；膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋、施工废料由钻井单位统一安排拉运至第七采油厂工业固废填埋场处理；生活垃圾统一收集后运至大庆城控电力有限公司处理。运营期产生的含油污泥及落地油全部回收，由罐车拉运至葡萄花含油污泥处理站减量化处理后，再委托北京新风航天装备有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）表 1 中的限值要求后，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

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

根据《大庆市水土保持规划》（2015～2030 年），大庆市划定了市级水土流失重点预防区和重点治理区，本项目所在的大同区八井子乡、老山头乡，肇源县大兴乡和头台

镇，属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 4。本项目的开发建设与该规划的符合性分析见表 1.4-4。

表 1.4-4 与《大庆市水土保持规划》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”。	本项目钻井废水、试压废水、生活污水、压裂返排液。钻井废水排入井场水基钢制泥浆槽中，及时拉运至大庆洁宇环保科技有限公司处理，处理后的压滤水由罐车拉运至葡二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层；管线试压废水由罐车拉运至葡二联含油污水处理站和葡三联含油污水处理站处理达标后回注油层；施工期施工人员产生的生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内，定期拉运至采油七厂厂区的污水提升站，经污水管网进入大庆市大通水处理有限责任公司处理，施工结束后临时防渗旱厕进行卫生处理，场地进行平整。本项目产生的废水均不外排，且项目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”。	本项目为陆地石油开采项目，结合本项目工程内容，根据井场、管道、道路不同的施工特点给出水土保持措施。施工期各井场、管线和道路施工时严格控制施工作业范围，挖、填方作业应尽量做到互补平衡，回填应按层回填，以利于施工带土壤和植被的尽早恢复。项目在施工期间定期进行洒水，防止出现土壤沙化起尘。	符合

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。

1.4.2.9 与《大庆油气田地面工程“十四五”规划》符合性分析

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

天然气探时储量 3500 亿立方米；本土原油产量实现 3000 万吨规模，天然气产量达到 70 亿立方米以上。力争天然气产量达到 $70 \times 10^8 \text{m}^3$ ，其中溶解气 $16 \times 10^8 \text{m}^3$ ，气层气产量达到 $54 \times 10^8 \text{m}^3$ 。松辽地区老井递减控制在 7% 左右，新增产能 3.3 亿方。松辽地区“十四五”期间新增产能 8.014 亿方。本项目地处松嫩平原中部，属嫩江冲积平原，在地质构造上属于松辽盆地中央坳陷区。在《大庆油气田地面工程“十四五”规划》总体部署下，本项目可促进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》（环办环评函〔2019〕910 号）符合性分析见表 1.4-5。

表 1.4-5 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》符合性分析

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评），一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性。	本项目在现有葡北油田区块、葡南油田区块等进行开发，属于老井更新井建设项目。现有区块运行油水井 4479 口，其中油井 3117 口，注水井 1362 口，目前实际产能 $90 \times 10^4 \text{t/a}$ 。区块内现有依托且运行的场站包括太南 2 号转油站、太南 2 号注水站，区块外依托的场站包括区块周边的葡北 1 号转油站、葡北 8 号转油站、葡北 11 号转油站、葡二联合站等场站。本项目新钻井 10 口，基建油水井 42 口，其中油井 12 口，注水井 30 口，配套建设集油管线、注水管道、道路、供电等配套工程，本项目采出液处理、回注工程、含油污水处理充分利用区块内或区块周边已有场站剩余能力。本次环评在 3.1 章节中详述了区块现有工程环境影响进行回顾性评价，区块内油田生产设施主要包括油水井场和集油管线。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、洗井污水、油田采出水、场站生活污水，油水井作业污水、洗井污水、油田采出水最终经葡一联含油污水站、葡二联含油污水处理站、葡三联含油污水站、敖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化粪池，定期拉运至污水提升站，经污水管网进入大庆市大通水处理有限责任公司处理；噪声主要来自抽油机及场站各类机泵噪声；固废主要为油水作业	符合

		产生的含油污泥、场站生活垃圾，含油污泥由罐车拉运至葡萄花含油污泥处理站减量化处理后，再委托北京新风航天装备有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）表1中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路；生活垃圾集中收集后拉运至大庆城控电力有限公司进行处理。区块内生态恢复良好，未发现生态环境问题和环境风险隐患。明确了现有区块的污染物排放情况，依托设施转油站、脱水站、注水站、污水站、含油污泥处理站的依托可行性及其污染物产生及排放情况，各依托设施均可有效依托。	
2	确定产能建设规模后，原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的，可以纳入区块环评。自2021年1月1日起，原则上不以单井形式开展环评。	本项目为油田产能建设项目，不为勘探项目，本项目基建油水井42口，不以单井形式开展环评。	符合
3	涉及向地表水体排放污染物的陆地油气开采项目，应当符合国家和地方污染物排放标准，满足重点污染物排放总量控制要求。	本项目运营期废水均不外排。	符合
4	涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层，一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。	项目作业污水、洗井污水经葡二联含油污水处理站和葡二联含油污水处理站处理达标后回注油层，属于回注到现役油气藏层位，回注水质执行《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求，地下水防治措施采取分区防渗措施、跟踪监测来防止污染地下水。	符合
5	通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放	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并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	符合

		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。	本项目废钻井液、钻井岩屑、废射孔液排入井场水基钢制泥浆槽中,及时拉运至大庆洁宇环保科技有限公司处理,处理后的压滤水由罐车拉运至葡二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)限值要求后回注油层,处理后的泥饼外售给大庆钻探工程公司钻井二公司综合利用垫井场或铺路;膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋、施工废料由钻井单位统一安排拉运至第七采油厂工业固废填埋场处理;生活垃圾统一收集后运至大庆城控电力有限公司处理。 运营期含油污泥、落地油全部回收,由罐车拉运至葡萄花含油污泥处理站减量化处理后,再委托北京新风航天装备有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》(DB23/T3104-2022)表1中的限值要求后,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。油气开采项目产生的危险废物均已按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。	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。	本项目更新井选址以利旧原井场为主,减少施工占地,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。本项目钻井使用高标准燃油。	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七采油厂现有《突发环境事件应急预案》,并于2023年6月在大庆市大同生态环境局进行了备案,备案编号为230606-2023-10-M,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》(环办环评函〔2019〕910号)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1.4-6。

表 1.4-6 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	符合
	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。	本项目在石油开采集输过程中均采取埋地的集油管线，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，不需开展泄漏检测与修复工作，由上表可知，本项目在石油开采集输过程中均采取了埋地的集油管线，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

本项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》（环保部公告 2012 年第 18 号）符合性分析见表 1.4-7。

表 1.4-7 本项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》相关要求符合性

序号	相关要求	本项目符合性
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。本项目运行期作业污水、洗井污水回用率 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七采油厂井下作业中配备泄油器、刮油器等配套措施，落地油在施工结束后 100%回收。
4	在井下作业过程中，酸化液和压裂液宜集中配制，酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置，压裂放喷返排入罐率应达到 100%。酸化、压裂作业和试油（气）过程应采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施。	本项目无压裂施工
5	在开发过程中，适宜注水开采的油气田，应将采出水处理满足标准后回注。	符合。本项目油田采出水最终管输进入葡一联含油污水站、葡二联含油污水处理站、葡三联含油污水站、敖联含油污水站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。
6	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。新、改、扩建油气田油气集输损耗率不高于 0.5%	符合。本项目油气集输均采用密闭流程，集输过程中烃类挥发系数为 1.4175‰，不高于 0.5%。
7	油气田建设宜布置丛式井组，采用多分支井、水平井、小孔钻井、空气钻井等钻井技术，以减少废物产生和占地。	符合。本项目更新井选址以利旧原井场为主，减少新增占地。
8	在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到 80%以上；站场放空天然气应充分燃烧。燃烧放空设施应避开鸟类迁徙通道。	符合。本项目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不低于 8m 的烟囱排放。
9	应设立地下水水质监测井，加强对油气田地下水水质的监控，防止回注过程对地下水造成污染。	符合。在本项目区域上游、区域内、区域下游共布设 8 口潜水跟踪监测水井，在区域内布设 2 口承压水跟踪监测井，定期对地下水进行跟踪监测。
10	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排。	符合。作业污水、洗井污水由施工现场污水回收装置回收后拉运至葡二联含油污水处理站和葡三联含油污水处理站处理达标后回注油层，不外排。
11	应回收落地原油，以及原油处理、废水处理产生的油泥（砂）等中的油类物质，含油污泥资源化利用率应达到 90%以上，残	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葡萄花含油污泥处理站减量化处理后，再委托北京新风航

	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。	天装备有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）表 1 中的限值要求后，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《黑龙江省重点行业挥发性有机物综合治理行动方案》（黑环发〔2019〕153号）符合性判定

本项目与《黑龙江省重点行业挥发性有机物综合治理行动方案》（黑环发〔2019〕153号）符合性分析见表 1.4-8。

表 1.4-8 与《黑龙江省重点行业挥发性有机物综合治理行动方案》符合性分析

序号	类别	相关要求	本项目符合性
1	加强政策引导	企业采用符合国家有关低 VOCs 含量产品规定的涂料、油墨、胶粘剂等，排放浓度稳定达标且排放速率、排放绩效等满足相关规定的，相应生产工序可不要求建设末端治理设施。使用的原辅材料 VOCs 含量（质量比）低于 10%的工序，可不要求采取无组织排放收集措施。	本项目为陆地石油开采项目，在石油开采集输的过程中采取了集油管线密闭输送等措施来控制挥发性气体的扩散，且本项目在采油井井口安装了密封垫，在采取了上述措施后，本项目的建设符合《黑龙江省重点行业挥发性有机物综合治理行动方案》。
2	加强设备与场所密闭管理	含 VOCs 物料应储存于密闭容器、包装袋，高效密封储罐，封闭式储库、料仓等。含 VOCs 物料转移和输送，应采用密闭管道或密闭容器、罐车等。	
3	推进使用先进生产工艺	通过采用全密闭、连续化、自动化等生产技术，以及高效工艺与设备等，减少工艺过程无组织排放。挥发性有机液体装载优先采用底部装载方式。	
4	加大废水集输系统改造力度	哈尔滨市、大庆市现有重点企业通过采取密闭管道等措施逐步替代地漏、沟、渠、井等敞开式集输方式。	

1.4.3.5 与《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大同区、肇州县和肇源县，根据《黑龙江省“十四五”黑土地保护规划》，肇州县和肇源县为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 1.4-9。

表 1.4-9 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草地和耕地（基本农田），占用黑土耕地，本项目在施工前需要征收土地，应报请相关主管部门同意，取得用地审批。本项目尽可能减少占地，在建设过程中，对临时占地进行表土剥离，施工结束后回填，对永久占地按“占一补一”原则进行补偿，专款用于基本农田补划。	符合
2	建设项目占用黑土地的，应当按照规定的标准对耕作层的土壤进行剥离。剥离的黑土应当就近用于新开垦耕地和劣质耕地改良、被污染耕地的治理、高标准农田建设、土地复垦等。	本项目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。本项目实施前编制建设项目占用耕地耕作层土壤剥离利用方案，统筹安排剥离、储存和再利用。表土剥离和利用严格执行《建设占用耕地耕作层土壤剥离利用技术规范》（DB23/T2913-2021）。本项目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 1.4-10。

表 1.4-10 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。	本项目永久占地及临时占地类型为草地和耕地（基本农田），占用黑土耕地，本项目在施工前需要征收土地，应报请相关主管部门同意，取得用地审批。本项目尽可能减少占地，在建设过程中，对临时占地进行表土剥离，施工结束后回填，对永久占地按“占一补一”原则进行补偿，专款用于基本农田补划。	符合
2	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	本项目运营期产生的油田采出水、作业污水、洗井污水均进入葡一联含油污水站、葡二联含油污水处理站、葡三联含油污水站、敖联含油污水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葡萄花含油污泥处理站减量化处理后，再委托北京新风航天装备有限公司处理满足《油田含油污泥	符合

	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。	处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）表 1 中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路；含油废防渗布经收集后由有资质单位进行处理，固体废物处置率 100%。	
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七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 2023 年完成备案，具体见附件 3。	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《黑龙江省黑土地保护工程实施方案（2021-2025 年）》符合性分析

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

本项目施工前应剥离永久占地内 0.3m 的表土，采用分层开挖，分层堆放，剥离的表土暂存于临时占地内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，表土剥离临时堆放区周围设置排水沟等措施防止水土流失，并定期采取洒水抑尘措施，施工结束后，剥离表土用于周围区域土地复垦、土壤治理等用途。对于临时占地采取分层开挖、分层堆放方

式，剥离占地内 0.3m 的表土，并对剥离表土采取苫布遮盖、定期洒水抑尘措施，施工结束后及时用于回填，分层回填压实，保护有耕作能力种植价值的表层土壤，并对临时占地进行深松深耕复垦，恢复地表植被。针对永久占地按“占一补一”原则进行补偿，专款用于基本农田补划。

在政府引导下，建设单位积极参与，并共布设 4 个土壤跟踪监测点，定期对土壤进行跟踪监测。

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

1.4.3.8 与《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》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 1.4-11。

表 1.4-11 本项目与《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》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，占用草地和基本农田。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。

1.4.3.9 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 1.4-12 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：占地面积符合行业标准要求；新鲜水消耗 $\leq 10\text{m}^3/\text{井次}$ 。	本项目井场作业在永久占地内进行，占地面积符合行业标准要求，本项目作业期间不新增新鲜水消耗，作业用水来源为葡二联含油污水处理站和葡三联含油污水处理站的深度处理水。	符合
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葡二联含油污水处理站和葡三联含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 $\leq 50\text{kg}/\text{井次}$ ；采出水管输进入葡一联含油污水站、葡二联含油污水处理站、葡三联含油污水站、敖联含油污水站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，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

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

本项目与《地下水管理条例》（中华人民共和国国务院令 第 748 号）符合性分析见表 1.4-13。

表 1.4-13 本项目与《地下水管理条例》相关要求符合性一览表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	兴建地下工程设施或者进行地下勘探、采矿等活动，依法编制的环境影响评价文件中，应当包括地下水	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	符合

	污染防治的内容，并采取防护性措施。	源分布制定重点防渗区、简单防渗区；根据区域潜水流向，在上游的设2个潜水背景监测点，在建设项目区域及区域下游设6个潜水跟踪监测点及2个承压水跟踪监测点，定期对地下水进行跟踪监测。	
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。

1.4.3.11 与黑政办规〔2021〕18号符合性分析

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

1.4-14 本项目与黑政办规〔2021〕18号相关要求符合性一览表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	成片开发和城镇批次用地占用耕地的，应在供地前实施耕作层土壤剥离；单独选址项目及其他需要剥离的项目，应在开工建设前按照剥离利用方案要求实施耕作层土壤剥离，并将剥离土壤存储在指定地点或直接输送到再利用场所。耕作层土壤剥离及运输过程中，应采取水土保持和扬尘防治措施，防止土壤和环境污染。土壤存储点的选取应遵循就近存储、易于存放、专人管理的原则，尽量利用废弃土地、闲置建设用地和未利用地，避让永久基本农田和生态保护红线、水源地等敏感区域。土壤存储要采取必要的工程防护和保育措施，防止出现水土流失、土壤质量退化 and 安全隐患。	本项目建设占用耕地。施工前编制表土剥离方案，在施工过程中针对临时占地，应剥离占地内0.3m的表土，采用分层开挖，分层堆放，集中暂存于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，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。	符合

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

1.4.3.12 与《基本农田保护条例》（2011年修正）符合性判定

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

收土地的，应报请相关主管部门同意，并补充划入数量和质量相当的永久基本农田或按规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。油田开发工程占地完全避开永久基本农田的可能性较低，在不可避免的条件下需占用永久基本农田时，施工完毕后 1 年内，临时占地全部恢复原有植被类型，即占用农田全部恢复为耕地。临时占地恢复也可在征地过程中给予农民一定的费用补偿，由农民自行进行土地恢复。本项目井场及道路工程永久占用基本农田面积共 0.1181hm²，对于占用的永久基本农田应按照《中华人民共和国土地管理法》中“占多少、垦多少”的原则，补充数量和质量相当的永久基本农田。

本项目对农业生产的直接影响主要体现为占用耕地而造成粮食减产，对于临时占地造成的农作物减产，除应对其进行经济补偿外，工程开工前，应先剥离占地范围内表层土，井场范围表层土堆置于井场内设置的表土剥离临时堆放区，并对堆放区做好水保措施，待钻井工程结束后，回填占地范围，并采用表土复耕，增肥作业，恢复临时占用耕地的生产力，本项目的建设对当地土地利用格局影响在可接受范围内。因此本项目符合《基本农田保护条例》。

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

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

表 1.4-15 本项目与《黑龙江省耕地保护条例》相关要求符合性一览表

序号	文件要求	符合性分析	符合性
1	第二十一条：非农业建设可以利用非耕地的，不得占用耕地。经依法批准占用耕地的，用地单位应当负责开垦与所占用耕地数量、质量相当的耕地；没有条件开垦或者开垦的耕地不符合要求的，应当向县以上自然资源行政主管部门缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地；耕地后备资源不足的，依法实行易地占补。	根据地面工程方案情况，本项目施工无法避免占用耕地，本项目在施工前需要征收土地，应报请相关主管部门同意，取得用地审批。对于永久占地应剥离表层 0.3m 的耕作土，且按照“占一补一，质量相等”的要求进行易地补充耕地，按规定缴纳耕地开垦费，开垦新的耕地。	符合
2	第三十六条：因事故或者其他突发事件，造成耕地环境污染的，当事人应当立即采取补救措施，并向当地县级农业农村或者生态环境行政主管部门报告。相关行政主管部门接到报告后，应当及时启动应急预案，并按照	本项目发现原油及含油污水泄漏渗入土壤时，针对工程可能发生的土壤污染，按照“源头控制、末端防治、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全阶段进行控制。	符合

	规定处理。		
3	第四十五条：耕地的耕作层土壤剥离按照国家和省有关规定执行。	本项目根据《黑龙江省人民政府办公厅关于建设占用耕地耕作层土壤剥离利用工作的指导意见（试行）》（黑政办规〔2021〕18号）要求实施表土剥离制度，本项目在施工过程中针对永久占地及临时占地，应剥离占地内 0.3m 的表土，采用分层开挖，分层堆放，集中暂存于剥离表土临时堆放区，并采取苫布遮盖等措施防止水土流失，定期采取洒水抑尘措施，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，并及时平整恢复。	符合
4	第四十六条：经批准占用耕地的非农业建设项目施工时，施工单位应当减少地表扰动范围，避免损坏周边耕地的耕作层。无法避免的，由建设单位及时进行整理、修复或者依法补偿。	本项目在施工过程中严格控制施工作业面积，更新井井场以利旧原井场为主，减少永久占地。加强施工管理，尽量减少占地面积，并规范行车路线及施工人员行为，严禁随意践踏、碾压施工区范围外的植被，确保尽量少占优质黑土地。针对永久占地及临时占地，应剥离占地内 0.3m 的表土，采用分层开挖，分层堆放，集中暂存于剥离表土临时堆放区，并采取苫布遮盖等措施防止水土流失，定期采取洒水抑尘措施，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，及时平整恢复。	符合

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

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

符合性判定

本项目与《关于强化管控落实最严格耕地保护制度的通知》（国土资发〔2014〕18号）符合性分析见表 1.4-16。

表 1.4-16 与关于强化管控落实最严格耕地保护制度的通知相关要求符合性判定

序号	相关要求	符合性分析	符合性
1	进一步严格建设占用耕地审批。强化建设项目预审，严格项目选址把关。凡不符合土地利用总体规划、耕地占补平衡要求、征地补偿安置政策、用地标准、产业和供地政策的项目，不得通过用地预审。对线性工程占用耕地 100 公顷以上、块状工程 70 公顷以上的，省级国土资源部门必须组织实地踏勘论证，部组织抽查核实；确需占用的，按照确保粮食生产能力不下降的要求，提出补充耕地安排，补充数量质量相当的耕地，并作为通过预审的必备条件。	本项目占用耕地面积为 10.2261hm ² ，其中永久占用耕地为 0.1181hm ² ，临时占用耕地为 10.108hm ² ，符合大庆市土地利用总体规划等要求，本项目针对永久占地将剥离的表土按照“占一补一，质量相等”的要求进行补偿并易地补充耕地，针对临时占地在将剥离的表土在施工结束后分层回填，并及时恢复地表植被。	符合
2	强化耕地数量和质量占补平衡。各地要严格执行以补定占、先补后占规定，引导建设不占或少占耕地。	本项目针对永久占地将剥离的表土按照“占一补一，质量相等”的要求进行补偿并易地补充等质等量耕地，针对临时占地在将剥离的表土在施工结束后分层回填，并及时恢复地表植被。本工程建设过程中，对占用的耕地，按照“占多少，垦多少”的原则，由建设单位负责开垦与所占用耕地的数量和质量相当的耕地；如果没有条件开垦时，按照省的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。	符合
3	严格划定和永久保护基本农田。基本农田一经划定，实行严格管理、永久保护，任何单位和个人不得擅自占用或改变用途；建立和完善基本农田保护负面清单，符合法定条件和供地政策，确需占用和改变基本农田的，必须报国务院批准，并优先将同等面积的优质耕地补划为基本农田。		

综上所述，本项目符合《关于强化管控落实最严格耕地保护制度的通知》中要求。

1.4.4“三线一单”符合性分析

1.4.4.1 生态保护红线

根据《自然资源部办公厅关于辽宁等省启用“三区三线”划定成果作为报批建设项目用地用海依据的函》，本项目位于黑龙江省大庆市，属于“三区三线”划定启用的区域，其中的“三区”分别为城镇空间、农业空间、生态空间三种类型的国土空间；“三

线”分别为城镇开发边界、永久基本农田、生态保护红线三条控制线。按照《大庆市国土空间总体规划（2021-2035 年）（草案）》，以及黑龙江“三线一单”信息服务 APP 和大庆市生态保护红线分布图，本项目占用永久基本农田，不在生态保护红线、城镇开发边界内，且本项目不涉及国家、省、市级自然保护区、自然文化遗产、风景名胜区、文物古迹、饮用水水源保护区、重要湿地等区域。根据黑龙江省“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 25。根据《黑龙江省生态环境分区管控动态更新成果（2023 年版）》及《大庆市生态环境准入清单（2023 年版）》，本项目位于重点管控单元、一般管控单元和优先保护单元，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 1.4-17。

表 1.4-17 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
重点管控单元	重点管控单元突出污染物排放控制和环境风险防控，按照差别化的生态环境准入要求，优先空间和产业布局，不断提升资源利用效率，强化环境质量改善目标约束，解决局部生态环境质量不达标、生态环境风险高的问题。	本项目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。钻井废水排入井场水基钢制泥浆槽中，及时拉运至大庆洁宇环保科技有限公司处理，处理后的压滤水由罐车拉运至葡二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。施工人员生活污水排入施工现场临时防渗旱厕，定期拉运至采油七厂厂区污水提升站，经污水管网进入大庆市大通水处理有限责任公司处理。管线试压废水由罐车拉运至葡二联含油污水处理站和葡三联含油污水处理站处理达标后回注油层，施工期废水均不外排；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；废钻井液、钻井岩屑、废射孔液排入井场水基钢制泥浆槽中，及时拉运至大庆洁宇环保科技有限公司处理，处理后的压滤水由罐车拉运至葡二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，处理后的泥饼外售给大庆钻探工程公司钻井二公司综合利用垫井场或铺路；膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋、施工废料由钻井单位统一安排拉运至第七采油厂工业固废填埋场处理；生活垃圾统一收集后运至大庆城控电力有限公司处	符合

		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。 运行期管线和场站均采取密闭性良好的阀门等，确保密闭集输，加强对设备和管道的检查和维护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葡一联含油污水处理站、葡二联含油污水处理站、葡三联含油污水处理站、台肇联含油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，由罐车拉运至葡萄花含油污泥处理站减量化处理后，再委托北京新风航天装备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。 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。	
一般管控单元	以生态环境保护与适度开发相结合为主，落实生态环境管控相关要求，重点加强农业、生活等领域污染治理。	本项目更新井以利用原井场为主，施工期尽量依托现有通井路，减少新增永久占地和临时占地面积。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。钻井废水排入井场水基钢制泥浆槽中，及时拉运至大庆洁宇环保科技有限公司处理，处理后的压滤水由罐车拉运至葡二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。施工人员生活污水排入施工现场临时防渗旱厕，定期拉运至采油七厂厂区污水提升站，经污水管网进入大庆市大通水处理有限责任公司处理。压裂返排液由罐车拉运至葡五联压裂返排液处理站处理，处理后污水管输进入葡三联含油污水处理站处理达标后回注油层。管线试压废水由罐车拉运至葡二联含油污水处理站和葡三联含油污水处理站处理达标后回注油层，施工期废水均不外排；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；废钻井液、钻井岩屑、废射孔液排入井场水基钢制泥浆槽中，及时拉运至大庆洁宇环保科技有限公司处理，处理后的压滤水由罐车拉运至葡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-	符合

		2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，处理后的泥饼外售给大庆钻探工程公司钻井二公司综合利用垫井场或铺路；膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋、施工废料由钻井单位统一安排拉运至第七采油厂工业固废填埋场处理；生活垃圾统一收集后运至大庆城控电力有限公司处理，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。 运行期管线和场站均采取密闭性良好的阀门等，确保密闭集输，加强对设备和管道的检查和维护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葡一联含油污水处理站、葡二联含油污水处理站、葡三联含油污水处理站、台肇联含油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，由罐车拉运至葡萄花含油污泥处理站减量化处理后，再委托北京新风航天装备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。	
优先保护单元	以生态环境保护为主，依法禁止或限制大规模、高强度的工业和城镇建设。在功能受损的优先保护单元，优先开展生态保护修复活动，恢复生态系统服务功能；在生态保护红线区域，严格按照国家、省、市生态保护红线管理相关规定进行管控。	本项目不属于大规模、高强度的工业建设，项目区域不属于功能受损的优先保护单元，占用一般生态空间，且本项目不在生态保护红线内。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。钻井废水排入井场水基钢制泥浆槽中，及时拉运至大庆洁宇环保科技有限公司处理，处理后的压滤水由罐车拉运至葡二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。 施工人员生活污水排入施工现场临时防渗旱厕，定期拉运至采油七厂厂区污水提升站，经污水管网进入大庆市大通水处理有限责任公司处理。压裂返排液由罐车拉运至葡五联压裂返排液处理站处理，处理后污水管输进入葡三联含油污水处理站处理达标后回注油层。管线试压废水由罐车拉运至葡二联含油污水处理站和葡三联含油污水处理站处理达标后回注油层，施工期废水均不外排；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；废钻井液、钻井岩屑、废射孔液排入井场水基钢制泥浆槽中，	符合

		及时拉运至大庆洁宇环保科技有限公司处理，处理后的压滤水由罐车拉运至葡二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，处理后的泥饼外售给大庆钻探工程公司钻井二公司综合利用垫井场或铺路；膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋、施工废料由钻井单位统一安排拉运至第七采油厂工业固废填埋场处理；生活垃圾统一收集后运至大庆城控电力有限公司处理，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。 运行期管线和场站均采取密闭性良好的阀门等，确保密闭集输，加强对设备和管道的检查和维护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葡一联含油污水处理站、葡二联含油污水处理站、葡三联含油污水处理站、台肇联含油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，由罐车拉运至葡萄花含油污泥处理站减量化处理后，再委托北京新风航天装备有限公司处理达标后用作油田垫井场和通井路。 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。采取以上措施可满足以生态环境保护为主的要求。	

1.4.4.2 环境质量底线

根据大庆市生态环境局 2024 年 6 月 5 日公布的《2023 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。本项目不排放废水，项目建设不会对地表水产生影响。区域地下水质量除锰外可以满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准，特征因子石油类可以满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）表 1 中的 II 类标准限值要求；本项目永久占地内土壤可以满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 建设用地土壤污染风险筛选值（基本项目）中第二类用地筛选值标准，以及表 2（其他项目）中第二类用地筛选值标准；评价范围内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

本项目为陆地石油开采项目，涉及新建 42 口油水井，项目永久占地 0.2252hm²，临时占地面积 30.86hm²，项目永久占地较少，且针对永久占用的耕地采取占一补一的原则进行补偿，临时占地均为施工结束后进行恢复，土地资源消耗符合大庆市土地资源利用上线要求；本项目施工期新鲜水消耗量为 1106.8m³，消耗的水主要用于生产生活需要，用量较少，运营期作业用水、洗井用水及回注水均为处理达标后的含油污水，不增加区域的水资源消耗；井场、依托场站设备能源主要依托油田的电网供电，生产用气主要为油田采出气，新增耗气量 13.3 万 m³/a，不消费煤炭，能源消耗符合大庆市能源利用上线及分区管控要求。因此本项目符合资源利用上限要求。

1.4.4.4 生态环境准入清单

本项目与《大庆市生态环境准入清单（2023 年版）》中环境管控单元进行对照，本项目位于一般管控单元，对照黑龙江省生态环境分区管控数据应用平台，本项目位于大同区一般生态空间、水环境工业污染重点管控区、永久基本农田和其他区域；肇源县一般生态空间、永久基本农田和其他区域；肇州县一般生态空间和其他区域。黑龙江省生态环境分区管控数据应用平台截图见图 1.4-3，本项目与生态环境准入清单管控体系符合性分析见表 1.4-18。

与水环境工业污染重点管控区位置关系图

与一般管控单元位置关系图

与优先保护单元一般生态空间位置关系图

图 1.4-3 本工程与环境管控单元位置关系图

表 1.4-18 本项目与生态环境准入清单管控体系符合性分析

大庆市总体准入要求			
适用范围	管控维度	管控要求	本项目符合性分析
总体要求	空间布局约束	1.禁止在居民区、学校、医疗和养老机构等周边新建有色金属冶炼、焦化等行业企业。 2. 坚决遏制高耗能高排放项目盲目发展，严禁违规“两高”项目建设、运行。严把“两高”项目审批关和监督关，坚决遏制“两高”项目盲目发展。严格落实污染物排放区	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

	域消减要求。以钢铁、煤炭、水泥等行业为重点，依据能耗、环保、质量、安全、技术等五个标准依法依规推动落后产能退出。 3.严格控制在优先保护类耕地集中区域新建有色金属冶炼、石油加工、化工、焦化、电镀、制革等行业企业，现有相关行业企业要采用新技术、新工艺，加快提标升级改造步伐，对超标、超总量排放情形严重的，依法责令其停业、关闭。 4.从严控制高能耗、高物耗、高水耗、低水平重复建设项目，以及涉危、涉重和其他重大环境风险项目。 5. 对严格管控类划定为特定农产品禁止生产区域的地块，禁止生产特定农产品。从严格管控农药、化学等行业的重度污染地块规划用途，确需开发利用的，鼓励用于拓展生态空间。严格名录内地块的准入管理。未依法完成土壤污染状况调查和风险评估的地块，不得开工建设与风险管控和修复无关的项目。 6.禁燃区内禁止新建、改建、扩建燃用高污染燃料的锅炉、炉窑、炉灶等燃烧设施（城市集中供热应急调峰锅炉除外）；禁止销售和燃用高污染燃料。 7. 加大淘汰改造燃煤锅炉力度。一是县级以上城市建成区原则上不再新建 35 蒸吨/小时及以下燃煤锅炉，其他地区原则上不再新建 10 蒸吨/小时以下燃煤锅炉。二是积极推进地级及以上城市建成区 35 蒸吨/小时及以下燃煤锅炉淘汰，到 2025 年基本完成淘汰。三是推进建成区 65 蒸吨及以上供热燃煤锅炉，以及年燃煤量在 5 万吨以上的燃煤大户实施超低排放改造。四是采取生物质锅炉替代的，需使用专用锅炉，配套布袋等高效除尘设施，若氮氧化物排放不能达标的需配备脱硝设施，使用过程中严禁掺烧煤炭、垃圾等其他物料。实施工业炉窑清洁能源替代，大力推进电能替代煤炭。 8. 大力发展新能源和清洁能源，逐步实现非化石能源成为能源消费增量主体并实施存量替代。严控煤炭消费增长，推进煤炭清洁高效利用。 9. 严控煤电项目审批，不再核准自备燃煤电厂项目。 10. 严格控制生产和使用高挥发性有机物含	业。 4.本项目不属于高能耗、高物耗、高水耗、低水平重复建设项目，不属于涉危、涉重和其他重大环境风险项目。 5.本项目不涉及种植食用农产品。 6.根据《大庆市人民政府关于调整高污染燃料禁燃区的通告》（庆政规〔2019〕3 号），本项目所在区域不属于禁燃区；同时本项目不新增锅炉、炉窑、炉灶等燃烧设施，不燃用高污染燃料。 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。 8.本项依托场站加热炉使用清洁能源天然气为燃料，不使用煤炭。 9.本项目不属于煤电项目。 10 本项目不使用高挥发性有机物含量溶剂型涂料、油墨、胶粘剂、清洗剂等原料。因此，本项目符合空间布局约束要求。

		量溶剂型涂料、油墨、胶粘剂、清洗剂，提高水性、高固体分、无溶剂、粉末等低挥发性有机物含量产品比重。			
	污染物排放管控	1.2025 年和 2035 年全市大气污染物氮氧化物和 VOCs 重点工程削减量不低于省政府确定的削减量。 2.2025 年和 2035 年全市水污染物化学需氧量和氨氮削减量不低于省政府确定的削减量。到 2025 年，全市地表水体消除劣Ⅴ类，县级城市建成区基本消除黑臭水体。		符合。本项目施工过程中产生的废气主要为施工扬尘、焊接烟尘。施工扬尘采取运输道路及施工场地定时洒水抑尘，运输车辆采取苫布遮盖措施，土方开挖采取遮盖、围挡、洒水等防尘措施；项目管道焊接主要方式为电焊，由于项目焊接点较少，产生的焊接烟尘量较小，且项目位于室外，空气扩散条件较好，对大气环境影响较小。运营期产生的废气主要为油气集输过程中产生的非甲烷总烃、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，场站加热炉燃料均采用天然气，为清洁能源。本项目施工期及运营期废水均不外排。	
	资源利用效率要求	1.全市 2025 年用水总量不得超过 34.38 亿立方米，2030 年用水总量控制指标不高于省政府确定的指标。 2.全市 2025 和 2035 年耕地保有量不低于规划指标。 3.全市 2025 年和 2035 年煤炭消费上线不高于省政府确定的指标。		项目永久占地较少，临时占地均为施工结束后进行生态恢复；本项目施工期消耗的水主要用于生产生活需要，钻井废水和管线试压废水不外排，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。	
大庆市大同区生态环境准入清单					
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
ZH23060610002	大同区一般生态空间区	优先保护单元	空间布局约束	1.原则上按限制开发区域的要求进行管理。符合区域准入条件的新增建设项目，涉及占用生态空间中的林地、草原等，按有关法律法规规定办理；涉及占用生态空间中其他未作明确规定的用地，应当加强论证和	符合要求。本项目涉及占用耕地和草地，需按照规定办理占地手续。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。同时项目在施工建

			管理。符合条件的农业开发项目，须依法由县级及以上地方人民政府统筹安排。除符合国家生态退耕条件的耕地，并纳入国家生态退耕总体安排，或因国家重大生态工程建设需要外，不得随意转用。 2.在不改变利用方式的前提下，对依法保护的生态空间实行承载力控制，防止过度垦殖、放牧、采伐、取水、渔猎、旅游等对生态功能造成损害，确保自然生态系统的稳定。 3.避免开发建设活动损害生态服务功能和生态产品质量。 4.已经侵占生态空间的，应建立退出机制、制定治理方案及时间表。	设过程中严格控制污染物排放，不在占地范围外进行施工，通过采取一系列施工期污染防治措施，可以确保开发建设活动损害生态服务功能和生态产品质量。
ZH23060630001	大同区永久基本农田	一般管控单元	资源利用效率要求 1.严格永久基本农田占用和补划，永久基本农田经依法划定后，任何单位和个人不得擅自占用或者改变其用途。 2.在永久基本农田集中区域，不得新建可能造成土壤污染的建设项目；已经建成的，应当限期关闭拆除。 3.严禁占用永久基本农田发展林果业和挖塘养鱼；严禁占用永久基本农田种植苗木、草皮等用于绿化装饰以及其他破坏耕作层的植物；严禁占用永久基本农田挖湖造景、建设绿化带；严禁新增占用永久基本农田建设畜禽养殖设施、水产养殖设施和破坏耕作层的种植业设施。 4.禁止任何单位和个人破坏永久基本农田耕作层。 5.禁止以设施农用地为名违规占用永久基本农田建设休闲旅游、仓储厂房等设施。 6.禁止向农用地排放重金属或者其他有毒有害物质含量超标的污水、污泥，以及可能造成土	符合要求。本项目为陆地石油开采项目，项目在施工前需要征收土地，应报请相关主管部门同意，取得用地审批。本工程尽可能减少占地。本工程建设过程中，对占用的耕地，按照“占一补一”的原则，由建设单位负责开垦与所占用耕地的数量和质量相当的耕地，如果没有条件开垦时，按照省的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。针对临时占地在将剥离的表土在施工结束后分层回填，确保恢复等质等量面积的耕地。同时项目在施工建设过程中严格控制污染物排放，不在占地范围外进行施工。本项目根据《黑龙江省人民政府办公厅关于建设占用耕地耕作层土壤剥离利用工作的指导意见（试行）》（黑政办规〔2021〕18号）要求实施表土剥离制度，本项目在施工过程中针对永久占地及临时占地，应剥离占地内0.3m的表土，采用分层开挖，分层堆放，集中暂存于剥离表土临时堆放区，并采取苫布遮盖等措施防止水土流失，定期采取洒水抑尘措施，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

				壤污染的清淤底泥、尾矿、矿渣等。 7.国家能源、交通、水利、军事设施等重点项目确实难以避让永久基本农田的，涉及农用地转用或者土地征收的，必须经过国务院批准。 8.一般建设项目不得占用永久基本农田；重大建设项目选址确实难以避让永久基本农田的，要按照“数量不减、质量不降、布局稳定”的要求，在储备区内选择数量相等、质量相当的地块进行补划。 9.非农业建设依法占用永久基本农田的，建设单位应当将所占用耕地耕作层的土壤用于新开垦的耕地、劣质地或其他耕地的土壤改良。	农村主管部门组织验收，验收合格的方能实施项目建设。
ZH23060620005	大同区水环境污染重点管控区	重点管控单元	空间布局约束	1.区域内严格控制高耗水、高污染行业发展。 2.加速淘汰落后产能，加强重点行业源头控制。 3.根据水资源和水环境承载能力，以水定城、以水定地、以水定人、以水定产。	符合要求。 1. 本项目为陆地石油开采业，不属于高耗水、高污染行业。 2、本项目不属于落后产能。 3、本项目不属于高耗水行业，施工期用水较少，运营期不新增新鲜水消耗，且施工期及运营期废水均合理处置，满足水资源和水环境承载能力要求。
			污染物排放管控	1.新建、改建和扩建项目应当优先采用资源利用率高以及污染物产生量少的清洁生产技术、工艺和设备。 2.集中治理工业集聚区内工业废水，区内工业废水必须经预处理达到集中处理要求后，方可进入污水集中处理设施。新建、升级工业集聚区应同步规划和建设污水、垃圾集中处理等污染治理设施。	符合要求。 1.本项目采用资源利用率高以及污染物产生量少的清洁生产技术、工艺和设备。主要包括：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。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。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%。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。为了保护和节约用水，本项目运行期油田采出水全部经葡一联含油污水处理站、葡二联含油污水处理站、葡三联含油污水处理站、台肇联含油污水处理站处理达标后回注油层，不外排。 2. 本项目施工期产生的钻井废水排入井场水基钢制泥浆槽中，及时拉运至大庆洁宇环保科技有限公司处理，处理后的压滤水由罐车拉运至葡二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。生活污水排入施工现场临时防渗旱厕，定期拉运至采油七厂厂区污水提升站，经污水管网进入大庆市大通水处理有限责任公司处理；管线试压废水由罐车拉运至葡二联含油污水处理站和葡三联含油污水处理站处理达标后回注油层。运营期产生的废水主要为油田采出水、作业污水、洗井污水，最终均进入葡一联含油污水处理站、葡二联含油污水处理站、葡三联含油污水处理站、台肇联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。

			环境 风险 防控	排放《有毒有害水污染物名录》所列有毒有害水污染物的企业事业单位和其他生产经营者，应当对排污口和周边环境进行监测，评估环境风险，排查环境安全隐患，并公开有毒有害水污染物信息，采取有效措施防范环境风险。	符合要求。 本项目产生的废水均合理处置，且不涉及有毒有害废水的排放。
ZH23060 630002	其他 区域	一般管 控单元	空间 布局 约束	引导工业项目向开发区集中，促进产业集聚、资源集约、绿色发展。对电力、钢铁、建材、有色、化工、石油石化、煤炭、印染等行业中，环保、能耗等不达标或生产、使用淘汰类产品的企业和产能，依法依规改造升级或有序退出。	本项目属于陆地石油开采行业，电力、钢铁等高能耗项目，不生产和使用淘汰类产品。
大庆市肇州县生态环境准入清单					
ZH23062 110001	肇州 县一 般生 态空 间区	优先保 护单元	空间 布局 约束	1.原则上按限制开发区域的要求进行管理。严格限制与生态功能不一致的开发建设活动。符合区域准入条件的新增建设项目，涉及占用生态空间中的林地、草原等，按有关法律法规规定办理；涉及占用生态空间中其他未作明确规定的用地，应当加强论证和管理。符合条件的农业开发项目，须依法由县市级及以上地方人民政府统筹安排。除符合国家生态退耕条件的耕地，并纳入国家生态退耕总体安排，或因国家重大生态工程建设需要外，不得随意转用。 2.对依法保护的生态空间实行承载力控制，防止过度垦殖、放牧、采伐、取水、渔猎、旅游等对生态功能造成损害，确保自然生态系统的稳定。 3.避免开发建设活动损害其生态服务功能和生态产品质量。 4.已经侵占生态空间的，应建立退出机制、制定治理方案及时间表。	符合要求。本项目涉及占用耕地和草地，需按照规定办理占地手续。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。同时项目在施工建设过程中严格控制污染物排放，不在占地范围外进行施工，通过采取一系列施工期污染防治措施，可以确保开发建设活动损害生态服务功能和生态产品质量。

ZH23062 130002	其他 区域	一般管 控单元	空间 布局 约束	引导工业项目向开发区集中，促进产业集聚、资源集约、绿色发展。对电力、钢铁、建材、有色、化工、石油石化、煤炭、印染等行业中，环保、能耗等不达标或生产、使用淘汰类产品的企业和产能，依法依规改造升级或有序退出。	本项目属于陆地石油开采行业，电力、钢铁等高能耗项目，不生产和使用淘汰类产品。
大庆市肇源县生态环境准入清单					
ZH23062 210002	肇源 县一般生 态空间区	优先保 护单元	空间 布局 约束	1.原则上按限制开发区域的要求进行管理。严格限制与生态功能不一致的开发建设活动。符合区域准入条件的新增建设项目，涉及占用生态空间中的林地、草原等，按有关法律法规规定办理；涉及占用生态空间中其他未作明确规定的用地，应当加强论证和管理。符合条件的农业开发项目，须依法由市县级及以上地方人民政府统筹安排。除符合国家生态退耕条件的耕地，并纳入国家生态退耕总体安排，或因国家重大生态工程建设需要外，不得随意转用。 2.对依法保护的生态空间实行承载力控制，防止过度垦殖、放牧、采伐、取水、渔猎、旅游等对生态功能造成损害，确保自然生态系统的稳定。 3.避免开发建设活动损害其生态服务功能和生态产品质量。 4.已经侵占生态空间的，应建立退出机制、制定治理方案及时间表。	符合要求。本项目涉及占用耕地和草地，需按照规定办理占地手续。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。同时项目在施工建设过程中严格控制污染物排放，不在占地范围外进行施工，通过采取一系列施工期污染防治措施，可以确保开发建设活动损害生态服务功能和生态产品质量。
ZH23062 230001	肇源 县永久基 本农田	一般管 控单元	资源 利用 效率 要求	1.严格永久基本农田占用和补划，永久基本农田经依法划定后，任何单位和个人不得擅自占用或者改变其用途。 2.在永久基本农田集中区域，不得新建可能造成土壤污染的建设项目；已经建成的，应当限期关闭拆除。	符合要求。本项目为陆地石油开采项目，项目在施工前需要征收土地，应报请相关主管部门同意，取得用地审批。本工程尽可能减少占地。本工程建设过程中，对占用的耕地，按照“占一补一”的原则，由建设单位负责开垦与所占用耕地的数量和质量相当的耕地，如果没有条件开垦时，按照省的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。针对

			3.严禁占用永久基本农田发展林果业和挖塘养鱼；严禁占用永久基本农田种植苗木、草皮等用于绿化装饰以及其他破坏耕作层的植物；严禁占用永久基本农田挖湖造景、建设绿化带；严禁新增占用永久基本农田建设畜禽养殖设施、水产养殖设施和破坏耕作层的种植业设施。 4.禁止任何单位和个人破坏永久基本农田耕作层。 5.禁止以设施农用地为名违规占用永久基本农田建设休闲旅游、仓储厂房等设施。 6.禁止向农用地排放重金属或者其他有毒有害物质含量超标的污水、污泥，以及可能造成土壤污染的清淤底泥、尾矿、矿渣等。 7.国家能源、交通、水利、军事设施等重点项目确实难以避让永久基本农田的，涉及农用地转用或者土地征收的，必须经过国务院批准。 8.一般建设项目不得占用永久基本农田；重大建设项目选址确实难以避让永久基本农田的，要按照“数量不减、质量不降、布局稳定”的要求，在储备区内选择数量相等、质量相当的地块进行补划。 9.非农业建设依法占用永久基本农田的，建设单位应当将所占耕地耕作层的土壤用于新开垦的耕地、劣质地或其他耕地的土壤改良。	临时占地在将剥离的表土在施工结束后分层回填，确保恢复等质等量面积的耕地。同时项目在施工建设过程中严格控制污染物排放，不在占地范围外进行施工。本项目根据《黑龙江省人民政府办公厅关于建设占用耕地耕作层土壤剥离利用工作的指导意见（试行）》（黑政办规〔2021〕18号）要求实施表土剥离制度，本项目在施工过程中针对永久占地及临时占地，应剥离占地内0.3m的表土，采用分层开挖，分层堆放，集中暂存于剥离表土临时堆放区，并采取苫布遮盖等措施防止水土流失，定期采取洒水抑尘措施，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。
ZH23062 230002	其他区域	一般管控单元	空间布局约束 1.引导工业项目向开发区集中，促进产业集聚、资源集约、绿色发展。对电力、钢铁、建材、有色、化工、石油石化、煤炭、印染等行业中，环保、能耗等不达标或生产、使用淘汰类产品的企业和产	本项目属于陆地石油开采行业，电力、钢铁等高能耗项目，不生产和使用淘汰类产品。 本项目建设用地不属于污染风险管控区。

			能，依法依规改造升级或有序退出。 2.建设用地污染风险管控区同时执行以下准入要求： 各级自然资源等部门在编制土地利用总体规划、城市总体规划、控制性详细规划等相关规划时，应充分考虑污染地块的环境风险，合理确定土地用途。	
		环境 风险 防控	建设用地污染风险管控区同时执行以下准入要求： 各级自然资源等部门在编制土地利用总体规划、城市总体规划、控制性详细规划等相关规划时，应充分考虑污染地块的环境风险，合理确定土地用途。	本项目建设用地不属于污染风险管控区。

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

1.4.5 选址合理性分析

本项目位于大庆市大同区八井子乡下洼子屯北侧、四合屯北侧；老山头乡四大家屯南侧；太阳升镇农造地屯东侧；肇州县新福乡吕八屯北侧；肇源县大兴乡平安地屯北侧和头台镇大花尔屯南侧，共基建油水井 42 口，其中油井 12 口、注水井 30 口，建设内容包括钻井、井场建设、管线、通井路、供配电等，项目周围敏感点主要为居住区和耕地，与本项目最近的居住区为张云令屯（拟建葡 69-更 84 井场西南侧 130m）

本项目新增占地类型为草地（非基本草原）和耕地（基本农田），结合《黑龙江省国土空间规划（2021-2035 年）》、《大庆市国土空间总体规划（2021-2035 年）（草案）》、以及黑龙江生态环境分区管控数据服务平台和大庆市生态保护红线分布图，本项目评价范围内占地范围内无国家公园、自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、海洋特别保护区、饮用水源保护区、基本草原、自然公园（森林公园、地质公园、海洋公园等）、重要湿地、天然林、生态红线管控范围、重点保护野生动物栖息地，重点保护野生植物生长繁殖地，重要水生生物的自然产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道，天然渔场，水土流失重点预防区、沙化土地封禁保护区、封闭及半封闭海域等重要保护目标，同时对照《黑龙江省湿地名录》，本项目评价范围内不涉及湿地。

根据《大庆市土地利用总体规划（2006-2020）》，本项目所在地大同区为石油用地区，肇州县和肇源县为基本农田集中区，本项目新建井场、道路等主要占用草地和基本农田，针对永久占地按照“占一补一”原则缴纳土地补偿费，针对临时占地在将剥离的表土在施工结束后分层回填，确保恢复等质等量面积的耕地，符合土地利用总体规划要求。

根据《大庆市水土保持规划》（2015~2030 年），本项目井场、管线及道路所在的大同区八井子乡、老山头乡，肇源县大兴乡和头台镇，均属于市级水土流失重点治理区。针对可能造成水土流失本项目采取井场平整、压实，对于建设开挖、回填土石方要合理填埋、堆放、利用，并采取适当的压实平整措施，管沟挖、填方作业应尽量做到互补平衡，以免造成弃土方堆积和过多借土，增加新的水土流失，在采取以上措施后，项目建设满足《大庆市水土保持规划（2015-2030 年）》要求。

根据黑龙江省防沙治沙工作领导小组《关于印发<关于贯彻落实《沙化土地封禁保护修复制度方案》的实施意见>的通知》，大同区和肇源县属于沙化土地所在县（区）。本项目施工结束后及时有效地对占地区域土地进行平整，并压实，利于土地恢复。更新井井场以利旧原井场为主，尽量减少占地面积，原井场内设备安装不新增临时占地，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。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。通过以上措施，可有效防止土地沙化。

根据《大庆市生态环境准入清单（2023 年版）》，本项目位于本项目位于重点管控单元、一般管控单元和优先保护单元，结合黑龙江省生态环境分区管控数据应用平台，本项目位于大同区一般生态空间、水环境工业污染重点管控区、永久基本农田和其他区域；肇源县一般生态空间、永久基本农田和其他区域；肇州县一般生态空间和其他区域，根据项目与生态环境准入清单管控体系符合性分析，本项目建设符合分区管控要求。

本项目井场布置采用占地面积最小、环境影响最小的布局方案，更新井井场以利旧原井场为主，尽量避绕周围环境敏感目标，减少对耕地的占用，并对占地采取生态恢复及补偿措施，把对生态环境的影响降至最小。项目建设对周围的主要环境影响为生态环境影响、大气环境影响、地下水环境影响、声环境影响和固体废物对周围的环境影响。通过环境影响预测与环境影响分析，项目建设实施后，通过采取相应的废气、废水、噪声、固体废物等污染控制措施，周围环境质量均满足相关标准要求，项目建设对周围的环境影响均在可接受的范围。

同时，同时项目选址满足《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）中选址要求。项目建设符合黑龙江省土地利用总体规划、大庆市土地利用总体规划、黑龙江省生态功能区规划等相关规划要求。综合分析，项目周边不涉及制约本项目建设的环境影响因素，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钻井施工，井场建设、原油集输、井下作业、管道和道路施工等工艺过程，环境影响包括施工期和运营期污染物排放造成的环境污染影响和占地及施工造成的生态影响。根据现状调查，本区块未在自然保护区、风景名胜区等环境敏感区域内，主要环境敏感保护目标为评价范围内的生态环境、区块周边分布的居民区。

本次评价重点关注施工期各种施工活动和项目占地对土壤、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。拟建项目涉及到的油田开发回注工程对区域地下水、土壤及生态环境的影响，包括回注是否会对潜水含水层、具有地下水开发利用价值含水层造成影响等。

（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、焊接烟尘、施工车辆排放的尾气、柴油机废气。施工扬尘采取运输道路及施工场地定时洒水抑尘，运输车辆采取苫布遮盖措施，土方开挖采取遮盖、围挡、洒水等防尘措施；施工车辆采用清洁燃料，降低污染物排放；柴油机采用节能环保型柴油动力设备，钻井发电机和钻井柴油机采用符合《普通柴油》（GB252-2015）的柴油，加强对机械设备的维护、保养，减少不必要的运转时间，以控制尾气的排放；项目管道焊接主要方式为电焊，由于项目焊接点较少，产生的焊接烟尘量较小，且项目位于室外，空气扩散条件较好，对大气环境影响较小。

运营期产生的废气主要为油气集输过程中产生的非甲烷总烃、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》（GB37822-2019）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，并采用低氮燃烧器，天然气经燃烧后均经不低于 8m 高烟囱高空排放，加热炉排放的废气能够达到《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 中新建燃气锅炉标准限值要求，对大气环境影响较小。

（2）水环境

本项目施工过程中产生的废水主要为钻井废水、生活污水、试压废水。钻井废水排入井场水基钢制泥浆槽中，及时拉运至大庆洁宇环保科技有限公司处理，处理后的压滤水由罐车拉运至葡二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》

（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层；施工人员产生的生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内，定期拉运至采油七厂厂区的污水提升站，经污水管网进入大庆市大通水处理有限责任公司处理，施工结束后临时防渗旱厕进行卫生处理，场地进行平整；管线试压废水由罐车拉运至葡二联含油污水处理站和葡三联含油污水处理站处理达标后回注油层。

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。油田采出水管输进入葡一联含油污水处理站、葡二联含油污水处理站、葡三联含油污水处理站、台肇联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。作业污水及洗井污水通过罐车回收后送葡二联含油污水处理站和葡三联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。本项目废水均不外排，不会对周边地表水环境产生影响。

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

（3）声环境

施工过程中产生的噪声主要为钻井、地面建设施工机械、车辆运营噪声。采取合理安排施工时间，尽量避免大量高噪声设备同时施工，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。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。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、膨润土等废包装袋、施工废料、生活垃圾等。废钻井液、钻井岩屑、废射孔液排入井场水基钢制泥浆槽中，及时拉运至大庆洁宇环保科技有限公司处理，处理后的压滤水由罐车拉运至葡二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》

（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》

（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，处理后的泥饼外售给大庆钻探工程公司钻井二公司综合利用垫井场或铺路；膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋、施工废料由钻井单位统一安排拉运至第七采油厂工业固废填埋场处理；生活垃圾统一收集后运至大庆城控电力有限公司处理。

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，由罐车拉运至葡萄花含油污泥处理站减量化处理后，再委托北京新风航天装备有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）表 1 中的限值要求后，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

本工程井场钻井施工、道路修建和管道铺设发生的永久和临时占地，以及因机械设备、车辆的碾压、人员的践踏等活动将会对地表植被造成一定程度的破坏。临时占地暂时改变了土地利用形式，使区域的生产能力受到暂时性影响。施工结束后，及时恢复被破坏的地表形态，对临时占用耕地进行表土留存，分层回填，整平翻松，确保恢复等质等量面积的耕地，对于永久占地应按“占一补一”原则进行补偿，项目建设对生态环境影响较小。

（6）土壤

本项目施工期可能对土壤产生的影响主要为钻井施工占地、管线、道路建设时扰动土壤，可能造成一定的土壤侵蚀；运营期的主要影响为油井作业和事故状态下管线

泄漏产生的落地油、泄漏原油对土壤造成的污染。

（7）环境风险

本项目的主要环境风险是原油泄漏和火灾爆炸，对区域内的大气、地表水、地下水环境和生态环境有潜在危害性。集油管道、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。本项目事故状态下对地表水污染途径主要是油水的事故泄漏。泄漏污油污水在雨季期间可能随地表径流流向下游。集输管道事故泄漏可以通过站内仪表监控或巡检及时发现事故，及时关闭管道阀门或筑堤限制事故影响范围，然后彻底清理周边粘滞原油和被油水污染的泥沙、树枝、杂草等含油废弃物，同时展开对事故管段或设备的抢修。只要溢出事故按相应的环境风险事故预案严格控制并彻底清理溢出的石油类污染物，泄漏事故不会对地表水体造成污染影响。油水的事故泄漏存在对潜水含水层造成影响的可能，但影响范围有限，一般在几百米范围。而承压含水层一般都有隔水顶板，与潜水层相互隔离，其透水性很差，因此对承压水层产生影响的可能性很小。

1.6 环境影响评价主要结论

根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，常规石油、天然气勘探与开采属于鼓励类项目，本项目符合国家产业政策。本项目符合《黑龙江省生态环境分区管控动态更新成果（2023 年版）》及《大庆市生态环境准入清单（2023 年版）》中要求。按照《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令第 4 号，2019.1.1）的要求，本项目环评进行的过程中建设单位开展了公众参与调查，具体见《葡萄花油田葡 88-更 61 等 42 口零散更新井产能建设工程项目环境影响评价公众参与说明》。

本报告书较为详细地论述了建设项目环境概况、主要环境问题、主要环境影响和拟采取的环保措施。主要结论为：葡萄花油田葡 88-更 61 等 42 口零散更新井产能建设工程项目选址于大庆市大同区八井子乡下洼子屯北侧、四合屯北侧；老山头乡四大家屯南侧；太阳升镇农造地屯东侧；肇州县新福乡吕八屯北侧；肇源县大兴乡平安地屯北侧和头台镇大花尔屯南侧，项目选址合理；项目符合现行产业政策；对产生的污染物采取行之有效的环保措施后，可以做到达标排放，满足总量控制要求，环境风险可防控，对区域环境影响较小；公众参与调查结果表明，公众参与对该项目无反对意见。在确保落实好各项环保措施并保证其正常运行的前提下，从环境保护角度分析，本项目的建设可行。

2 总则

2.1 评价目的

根据本项目特性及所在地的环境特点，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，预测和评价项目投产后对该地区的环境影响程度和范围，提出经济上合理，技术上可行的环境保护措施。

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

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

2.2 评价原则

突出环境影响评价的源头预防作用，坚持保护和改善环境质量。

（1）依法评价

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

（2）科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影响。

（3）突出重点

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

2.3 编制依据

2.3.1 环境保护相关法律、法规

（1）《中华人民共和国环境保护法》，2015年1月1日；

- (2) 《中华人民共和国环境影响评价法》（修订），2018 年 12 月 29 日；
- (3) 《中华人民共和国大气污染防治法》，2018 年 10 月 26 日；
- (4) 《中华人民共和国水污染防治法》，2018 年 1 月 1 日；
- (5) 《中华人民共和国噪声污染防治法》，2022 年 6 月 5 日；
- (6) 《中华人民共和国土壤污染防治法》，2019 年 1 月 1 日；
- (7) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》，2020 年 4 月 29 日修订，2020 年 9 月 1 日起施行；
- (8) 《中华人民共和国黑土地保护法》（2022 年 8 月 1 日起施行）；
- (9) 《中华人民共和国水土保持法》（中华人民共和国主席令第 39 号，2011 年 3 月 1 日）。
- (10) 《中华人民共和国清洁生产促进法》（中华人民共和国主席令第 54 号，2012 年 7 月 1 日起施行）；
- (11) 《中华人民共和国野生动物保护法》（中华人民共和国主席令第 47 号，2018 年 10 月 26 日修正施行）；
- (12) 《中华人民共和国草原法》（中华人民共和国主席令〔2021〕81 号，2021 年 4 月 29 日修正施行）；
- (13) 《中华人民共和国防沙治沙法》（主席令 2018 年第 16 号（3），2018 年 10 月 26 日修正施行）；
- (14) 《中华人民共和国石油天然气管道保护法》（2010 年 10 月 1 日起施行）。
- (15) 《建设项目环境保护管理条例》（中华人民共和国国务院令第 682 号，2017.10.01）；
- (16) 《排污许可管理条例》（国令第 736 号，2021 年 3 月 1 日起施行）；
- (17) 《中华人民共和国土地管理法》（2019 修订），2019 年 8 月 26 日修订，2020 年 1 月 1 日起施行；
- (18) 《土地复垦条例》（中华人民共和国国务院令第 592 号，2011.03.05）；
- (19) 《地下水管理条例》（2021 年 10 月 29 日公布，自 2021 年 12 月 1 日起施行）；
- (20) 《基本农田保护条例》（2011 年修正）；
- (21) 《黑龙江省环境保护条例》（2018.06.28）；
- (22) 《黑龙江省大气污染防治条例》（2018.12.27）；
- (23) 《黑龙江省黑土地保护利用条例》（2021 年 12 月 23 日发布，自 2022 年 3

月 1 日起施行)；

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

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

2.3.2 环境保护相关部门规章及规范性文件

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

(2) 《产业结构调整指导目录(2024 年本)》(中华人民共和国国家发展和改革委员会令第 7 号)；

(3) 《国家危险废物名录(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“十四五”黑土地保护规划》；

(17) 《黑龙江省黑土地保护工程实施方案(2021-2025 年)》；

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

- (19) 《黑龙江省生态环境分区管控动态更新成果（2023 年版）》；
- (20) 《大庆市人民政府关于印发大庆市声环境功能区划分、大庆市环境空气质量功能区划分、大庆市地表水环境功能区划分的通知》（庆政发〔2019〕11 号）；
- (21) 《大庆市生态环境准入清单（2023 年版）》；
- (22) 《大庆市土地利用总体规划》（2006-2020 年）；
- (23) 《大庆市水土保持规划》（2015~2030 年）；
- (24) 《大庆油气田地面工程“十四五”规划》；
- (25) 《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018）。

2.3.3 技术依据

- (1) 《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）；
- (2) 《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）；
- (3) 《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）；
- (4) 《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）；
- (5) 《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）；
- (6) 《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）；
- (7) 《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）；
- (8) 《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）；
- (9) 《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ/T349-2023）；
- (10) 《排污许可证申请与核发技术规范 总则》（HJ942-2018）；
- (11) 《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）；
- (12) 《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）；
- (13) 《工业企业土壤和地下水自行监测监测技术指南（试行）》（HJ1209-2021）；
- (14) 《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告 2017 年第 43 号，2017.10.1）；
- (15) 《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告 2021 年第 74 号，2021.12.21）；
- (16) 《污染源源强核算技术指南 准则》（HJ884-2018）；
- (17) 《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南》；

- (18) 《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）；
- (19) 《油田注水工程施工技术规范》（SY/T4122-2020）；
- (20) 《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）；
- (21) 《陆上石油天然气生产环境保护推荐做法》（SY/T6628-2016）；
- (22) 《矿山生态修复技术规范 第7部分：油气矿山》（TD/T1070.7-2022）；
- (23) 《危险废物鉴别技术规范》（HJ298-2019）；
- (24) 《固体废物分类与代码目录》（生态环境部公告 2024 年第 4 号）。

2.3.4 其它相关依据及支持性文件

- (1) 《葡萄花油田葡 88-更 61 等 42 口零散更新井产能建设地面工程方案》（2024 年 7 月）；
- (2) 《葡萄花油田葡 88-更 61 等 42 口零散更新井区块钻井地质设计》；
- (3) 《葡萄花油田葡 88-更 61 等 42 口零散更新井区块钻井工程设计》；
- (4) 《葡萄花油田葡 88-更 61 等 42 口零散更新井产能建设工程油藏方案》；
- (5) 《葡萄花油田葡 88-更 61 等 42 口零散更新井产能建设工程开发方案》；
- (6) 《关于第七采油厂 2022 年第一批零散更新井产能建设地面工程环境影响报告书的批复》（庆环审〔2022〕180 号）；
- (7)《第七采油厂 2022 年第一批零散更新井产能建设工程竣工环境保护验收意见》（2023 年 9 月）；
- (8) 《关于第七采油厂 2022 年第二批零散更新井产能建设地面工程环境影响报告书的批复》（庆环审〔2022〕176 号）；
- (9)《第七采油厂 2022 年第二批零散更新井产能建设工程竣工环境保护验收意见》（2023 年 9 月）；
- (10) 《关于葡北油田五、六、七断块加密区块产能建设工程环境影响报告书的批复》（庆环建字〔2015〕169 号）；
- (10) 《葡北油田五、六、七断块加密区块产能建设工程竣工环境保护验收意见》（2019 年 8 月）；
- (12) 《关于葡北油田二断块井网二次加密调整区块产能建设工程环境影响报告书的批复》（庆环建字〔2012〕196 号）；
- (13) 《关于葡北油田二断块井网二次加密调整区块产能建设工程竣工环境保护验收意见的函》（庆环验[2014]33 号）；

(14)《关于太南油田加密区块产能建设工程环境影响报告书的批复》(庆环建字〔2013〕250号)；

(15)《太南油田加密区块产能建设工程竣工环境保护验收意见》(2019年10月)；

(16)《关于葡南四、六、七断块加密产能建设工程环境影响报告书的批复》(庆环审〔2015〕360号)；

(17)《葡南四、六、七断块加密产能建设工程竣工环境保护验收意见》(2019年10月)；

(18)《关于永乐油田肇212地区加密井产能建设工程环境影响报告书的批复》(庆环建字〔2010〕282号)；

(19)《永乐油田肇212地区加密井产能建设工程竣工环境保护验收意见》(2017年11月)。

2.4 环境影响识别与评价因子筛选

2.4.1 评价时段

施工期、运行期和退役期。

2.4.2 环境影响因素识别

本项目建设对环境的影响，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钻井施工、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。

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

根据项目实际情况，结合项目区域的自然环境特征，采用矩阵法对项目建设期间和运营期产生的影响进行识别，具体见表2.4-1。

表 2.4-1 环境影响因素矩阵识别表

影响因素 环境因素	工程占地	施工期				
		废气	废水	固体废物	噪声	风险
		施工扬尘、车辆尾气、柴油机废气、焊接烟尘	钻井废水、试压废水、生活污水	钻井岩屑、废钻井液、废射孔液、一般废包装袋、施工废料、生活垃圾	施工车辆、钻机、柴油发电机等施工机械噪声	井喷、井漏、套管连接不及时泥浆泄漏、泥浆循环罐区泄漏、柴油罐泄漏
环境空气	/	-S	/	/	/	-S
地表水	/	/	-S	/	/	-SA
地下水	/	/	-S	/	/	-SA
声环境	/	/	/	/	-S	/
土壤	-S	/	/	-S	/	-S
植被	-S	/	/	-S	/	-S
注：-：不利影响 +：有利影响 L：长期影响 S：短期影响 A：显著影响 /：表示此项环境因子不存在或与工程活动无关						

续表 2.4-1 环境影响因素矩阵识别表

影响因素 环境因素	工程占地	运营期				
		废气	废水	固体废物	噪声	风险
		加热炉烟气、无组织挥发的烃类	作业污水、洗井污水、油田采出水	含油污泥、落地油、含油废防渗布	抽油机、修井机噪声	输油管线、场站火灾爆炸、井漏、套损和井喷、火灾、爆炸
环境空气	/	-L	/	-S	/	-SA
地表水	/	/	-SA	/	/	-SA
地下水	/	/	/	-S	/	-SA
声环境	/	/	/	/	-L	/
土壤	-S	/	/	-S	/	-SA
植被	-S	/	/	-S	/	-SA
注：-：不利影响 +：有利影响 L：长期影响 S：短期影响 A：显著影响 /：表示此项环境因子不存在或与工程活动无关						

续表 2.4-1 环境影响因素矩阵识别表

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

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

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

2.4.3 评价因子筛选

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

表 2.4-2 现状评价因子汇总表

序号	评价内容	评价因子名称
1	空气	NO ₂ 、SO ₂ 、O ₃ 、CO、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、TSP、非甲烷总烃
2	地表水	pH、COD、高锰酸盐指数、氨氮、BOD ₅ 、总磷、总氮、石油类、溶解氧、水温
3	地下水	K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、Cl ⁻ 、SO ₄ ²⁻ 、pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、六价铬、总硬度、铅、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、总大肠菌群、菌落总数、石油类、硫化物、钡
4	包气带	pH、铅、铬、汞、砷、石油类、挥发酚
5	噪声	等效连续 A 声级
6	土壤	建设用地：pH、Cd、Hg、As、Pb、Cr（六价）、Cu、Ni、苯、甲苯、乙苯、氯苯、苯乙烯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、氯乙烯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、硝基苯、苯胺、2-氯酚、蒎、萘、苯并（a）蒎、苯并（b）蒎、苯并（k）蒎、苯并(a)芘、茚并（1, 2, 3-cd）芘、二苯并（a,h）蒎、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、石油类、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、水溶性盐总量
		农用地：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、石油类、石油烃（C ₆ -C ₉ ）、水溶性盐总量
7	生态	物种分布范围、生物群落结构和组成、生态系统中植被覆盖率等、水土流失、防沙治沙等

表 2.4-3 建设项目环境影响评价因子一览表

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

油气处理工程	运营期	SO ₂ 、NO _x 、非甲烷总烃	pH、COD、高锰酸盐指数、氨氮、BOD ₅ 、总磷、总氮、石油类、溶解氧、水温	pH 值、挥发酚、耗氧量、氨氮、硫化物、氯化物、石油类、总硬度、溶解性总固体、钡、汞、砷、六价铬等	pH 值、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、汞、砷、六价铬、土壤盐分含量等	/	/

表 2.4-4 生态影响评价因子筛选表

受影响对象	评价因子	工程内容及影响方式	影响性质	影响程度
物种	分布范围、种群数量、种群结构	井场、管线、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
生境	生境面积、质量、连通性	井场、管线、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、管线、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、水土流失	井场、管线、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
生物多样性	物种丰富度、均匀度、优势度	井场、管线、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

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

表 2.5-1 评价区域内各项污染物的浓度限值

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

	8 小时平均	-	-	-	-	-	-	160
	1 小时平均	-	-	-	500	200	10	200

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

表 2.5-2 大气污染物综合排放标准详解 单位: mg/m³

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

2.5.1.2 地表水环境质量标准

评价区域内地表水体主要为库里泡、康家围子泡、老山头南泡、一五四泡和八家河, 根据《大庆市人民政府关于印发大庆市声环境功能区划分、大庆市环境空气质量功能区划分、大庆市地表水环境功能区划分的通知》(庆政发〔2019〕11 号), 库里泡为过渡区, 康家围子泡、老山头南泡、一五四泡和八家河未划分水体功能, 均不执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 中的标准限值。

2.5.1.3 声环境

根据《大庆市人民政府关于印发大庆市声环境功能区划分、大庆市环境空气质量功能区划分、大庆市地表水环境功能区划分的通知》(庆政发[2019]11 号), 项目所在区域为居住、商业、工业混杂区, 其声环境执行《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

2.5.1.4 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, 永久占地外居民区内土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018) 表 1 (基本项目) 中第一类用地筛选值标准, 以及表 2 (其他项目) 中第一类用地石油烃筛选值标准, 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	蔡	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农用地执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准 (试行)》 (GB15618-2018) 表 1 基本项目筛选值标准。具体标准详见表 2.5-5。

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

2.5.1.5 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 II 类标准限值要求。

表 2.5-6 地下水质量标准

类别 项目	标准	标准来源
pH	6.5~8.5 (无纲量)	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017) 中 III 类标准
氨氮 (mg/L)	≤0.5	
硝酸盐(以 N 计) (mg/L)	≤20	
亚硝酸盐(以 N 计) (mg/L)	≤1.0	
挥发性酚类 (mg/L)	≤0.002	
氰化物 (mg/L)	≤0.05	
砷 (mg/L)	≤0.01	
汞 (mg/L)	≤0.001	
铬 (六价) (mg/L)	≤0.05	

总硬度 (mg/L)	≤450	
铅 (mg/L)	≤0.01	
氟化物 (mg/L)	≤1.0	
镉 (mg/L)	≤0.005	
钠 (mg/L)	≤200	
铁 (mg/L)	≤0.3	
锰 (mg/L)	≤0.1	
溶解性总固体 (mg/L)	≤1000	
耗氧量 (mg/L)	≤3.0	
硫酸盐 (mg/L)	≤250	
氯化物 (mg/L)	≤250	
总大肠菌群 (MPN/100mL)	≤3.0	
菌落总数 (CFU/mL)	≤100	
硫化物 (mg/L)	≤0.02	
钡 (mg/L)	≤0.70	
石油类	≤0.05	《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 表 1 中的 II 类标准限值要求

2.5.2 污染物排放标准

2.5.2.1 废气

(1) 项目施工期扬尘(颗粒物)执行《大气污染物综合排放标准》(GB 16297-1996) 表 2 中无组织排放监控浓度限值, 见表 2.5-7;

(2) 运行期井场及依托场站排放的 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 2.5-8;

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

(4) 本项目不在重点地区, 运营期依托场站葡北 1 号转油站、葡北 8 号转油站、葡北 11 号转油站、葡北 14 号转油站、葡南 7 号转油站、台肇联转油站、台肇联 1#转油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) 表 2 中新建燃气锅炉标准限值要求, 具体见表 2.5-10。

表 2.5-7 大气污染物综合排放标准 单位: mg/m³

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

表 2.5-8 陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准

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

表 2.5-9 场站内非甲烷总烃排放浓度限值 单位: mg/m³

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

表 2.5-10 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 (林格曼黑度, 级)
加热炉 (新建、燃气)	20	50	200	≤1

施工期柴油发电机燃烧废气排放标准执行《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法》(中国第三、四阶段)(GB20891-2014)及 2020 修改单中第三阶段标准限值及《非道路移动柴油机械排气烟度限值及测量方法》(GB 36886-2018)表 1 中 II 类限值要求,柴油机烟气中 SO₂、NO_x 的排放参考执行《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表 2 中无组织排放监控浓度限值,具体见表 2.5-11、表 2.5-12、表 2.5-13。

表 2.5-11 非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值

阶段	额定净功率 (max) (kW)	CO(g/kWh)	HC+ NO _x (g/kWh)	PM(g/kW)
第三阶段	$P_{\max} > 560$	3.5	6.4	0.2
	$130 \leq P_{\max} \leq 560$	3.5	4.0	0.2
	$75 \leq P_{\max} < 130$	5.0	4.0	0.3
	$37 \leq P_{\max} < 75$	5.0	4.7	0.4
	$P_{\max} < 37$	5.5	7.5	0.6

表 2.5-12 排气烟度限值

阶段	额定净功率 ($P_{\max}$) / (kW)	光吸收系数/m ⁻¹	林格曼黑度级数
II 类	$P_{\max} < 19$	2.00	1
	$19 \leq P_{\max} < 37$	1.00	1
	$P_{\max} \geq 37$	0.80	

表 2.5-13 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
二氧化硫	周界外浓度最高点	0.4
氮氧化物		0.12

2.5.2.2 废水

本项目钻井废水、废钻井液、钻井岩屑、废射孔液排入井场钢制泥浆槽中，及时拉运至大庆洁宇环保科技有限公司处理，处理后的压滤水由罐车拉运至葡二联含油污水处理站处理达标后回注油层。施工期试压废水、运营期油水井作业污水、水井洗井污水由罐车拉运至葡二联含油污水处理站和葡三联含油污水处理站处理达标后回注油层。油田采出水管输进入葡一联含油污水处理站、葡二联含油污水处理站、葡三联含油污水处理站、台肇联含油污水处理站处理达标后回注油层。

葡一联含油污水处理站、葡二联含油污水处理站、葡三联含油污水处理站、台肇联含油污水处理站设计进水指标为含油量 $\leq 1000\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 200\text{mg/L}$ 。葡一联含油污水处理站和葡二联含油污水处理站出水指标为含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ，葡三联含油污水处理站和台肇联含油污水处理站出水指标为含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ 、粒径中值 $\leq 2\mu\text{m}$ ，处理后的污水同时满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）标准限值见表 2.5-14，《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准限值见表 2.5-15。

施工期施工人员产生的生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内，定期拉运至采油七厂厂区的污水提升站，经污水管网进入大庆市大通水处理有限责任公司处理。具体见表 2.5-16。

表 2.5-14 大庆油田水驱注水水质主要控制指标

项目	空气渗透率 μm^2				
	<0.02	$0.02-0.1$	$0.1-0.3$	$0.3-0.6$	>0.6
含油量, mg/L	≤ 5.0	≤ 8.0	≤ 10.0	≤ 15.0	≤ 20.0
悬浮固体含量, mg/L	≤ 1.0	≤ 3.0	≤ 5.0	≤ 5.0	≤ 10.0
悬浮物颗粒直径中值, μm	≤ 1.0	≤ 2.0	≤ 2.0	≤ 3.0	≤ 3.0

表 2.5-15 水质主要控制指标

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

表 2.5-16 大通水处理有限责任公司进水指标

序号	项目	进水水质要求 (mg/L)
1	COD_{Cr}	≤ 350

2	BOD ₅	≤200
3	SS	≤250
4	NH ₃ -N	≤40
5	TP	≤5

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 2.5-17。

表 2.5-17 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 2.5-18。

表 2.5-18 工业企业厂界环境噪声排放标准 单位：dB（A）

昼 间	夜 间
60	50

2.5.2.4 固体废物

（1）施工期管道敷设产生的施工废料、膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中 I 类场标准。

（2）施工期生活垃圾执行《城市生活垃圾管理办法》（中华人民共和国建设部令第 157 号令）。

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

（4）项目运行期产生的含油污泥由罐车拉运至葡萄花含油污泥处理站减量化处理后，再委托北京新风航天装备有限公司处理满足《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 2.5-19。

表 2.5-19 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，本项目运行期大气污染源主要为依托场站加热炉产生的燃烧烟气、新建油井产液集输过程中无组织排放的烃类气体。

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

本项目排放的无组织挥发非甲烷总烃为面源形式排放，油气集输采用密闭流程，可有效控制烃类物质的排放，根据工程分析可知整个原油集输过程中非甲烷总烃挥发量为 9.185t/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，其中油井井场及集输管线占比约 30%。经核算本项目井场非甲烷总烃逸散量为 2.756t/a、0.315kg/h。本项目更新油井一部分利用旧原井场，无法利用旧原井场的就近与附近已建井场组成平台井场，本项目 12 座油井井场分布较分散，各井场间距在 0.3-23km 之间，因此本次评价每种类型的井场分别选取 1 座进行预测分析，即选取葡 113-更 58 井场（1 口更新油井）、葡 72-更 81 平台井场（1 口更新油井+1 口更新注水井）、葡 82-更 79 平台井场（1 口更新油井+2 口已建油井）分别进行预测。葡 113-更 58 井场、葡 72-更 81 井场、葡 82-更 79 井场非甲烷总烃逸散量分别为 0.026kg/h、0.026kg/h、0.026kg/h kg/h。面源长宽根据井场永久占地面积进行选取。

污染物面源参数调查清单见表 2.6-1。

表 2.6-1 污染物面源参数调查清单

污染源名称	面源起点坐标		海拔高度 /m	与正北方向夹角/°	面源长度 /m	面源宽度 /m	面源有效排放高度 /m	年排放小时数 /h	排放工况	污染物排放速率 (kg/h)
	经度	纬度								NMHC
葡 113-更 58 井场	124.69257	45.87999	129	0	40	30	3	8760	正常排放	0.026
葡 72-更 81 平台井场	124.74317	46.01887	136	0	40	37	3			0.026
葡 82-更 79 平台井场	124.75562	45.99080	134	0	44	40	3			0.026

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）拟建油井井场多数位于草地中，本次评价的土地利用类型选取草地。

（4）根据中国干湿湿度分布图判断，本地区属于中等湿润气候。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		草地
区域湿度条件		中等湿度
是否考虑地形	考虑地形	是
	地形数据分辨率/m	90
是否考虑岸线熏烟		否

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

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

式中： P_i ——第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

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

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 (%)	$D_{10\%}(\text{m})$
葡 113-更 58 井场	NMHC	2000.0	99.1260	4.9563	/

葡 72-更 81 平台井场	NMHC	2000.0	90.3090	4.5155	/
葡 82-更 79 平台井场	NMHC	2000.0	86.0410	4.3020	/

《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，葡 113-更 58 井场排放的非甲烷总烃最大地面占标率 $P_{\max}=4.9563\%$ ， $1\% \leq P_{\max} < 10\%$ ，评价等级为二级。

2.6.1.2 评价范围

本项目大气评价等级为二级，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)，大气二级评价项目大气环境影响评价范围边长取 5km，因此本项目大气评价范围为拟建井场边界外扩 2.5km 范围的区域，即评价范围东侧至黑水屯、南侧至永合屯、西侧至英格吉屯、北侧长发电范围内 6 个合围区域，共计约 458.96km²。

2.6.2 地表水

2.6.2.1 评价等级

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ 349-2023)规定，对涉及向地表水体排放污染物的建设项目，应按照影响类型、排放方式、排放量、受纳水体环境质量现状、水环境保护目标等，按照《环境影响评价技术导则 地表水环境》(HJ2.3-2018)的相关原则确定评价等级。

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

地表水环境评价等级判据见表 2.6-5。

本项目施工期钻井废水排入井场水基钢制泥浆槽中，及时拉运至大庆洁宇环保科技有限公司处理，处理后的压滤水由罐车拉运至葡二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)限值要求后回注油层。施工人员产生的生活污水排入

施工营地设置的临时防渗旱厕内，定期拉运至采油七厂厂区的污水提升站，经污水管网进入大庆市大通水处理有限责任公司处理；管线试压废水由罐车拉运至葡二联含油污水处理站和葡三联含油污水处理站处理达标后回注油层。油田采出水管输进入葡一联含油污水处理站、葡二联含油污水处理站、葡三联含油污水处理站、台肇联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层；作业污水、洗井污水通过罐车回收后拉运至葡二联含油污水处理站和葡三联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，产生的废水均不直接外排。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，本项目生活污水属于间接排放，按三级 B 评价。根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023），本项目除生活污水外的其它废水处理后进行均进行回注且无废水直接排入地表水体，按三级 B 评价，因此本项目地表水评价等级为三级 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/（m³/d）;水污染物当量数W/（无量纲）
一级	直接排放	Q≥20000 或W≥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 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ 349-2023)中关于地表水评价等级为三级 B 的评价范围要求, 评价范围应满足依托处理设施的环境可行性分析的要求。涉及地表水环境风险的, 其评价范围应覆盖环境风险影响范围所涉及的地表水环境保护目标水域, 因此地表水评价范围为拟建井场边界外扩 2.5km 及新建管线、道路沿线两侧外扩 200m 范围的地表水体, 主要包括库里泡、康家围子泡、老山头南泡、一五四泡和八家河。

2.6.3 地下水

2.6.3.1 评价等级

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)中要求, 评价工作等级的划分应依据建设项目行业分类和地下水环境敏感程度分级进行判定, 同时满足《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ 349-2023)中关于评价等级的相关要求。

(1) 地下水环境影响评价行业分类

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ 349-2023), 项目类别判定应依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)附录 A 的规定, 按照场站和内部集输管道分别判断行业类别, 并分别判断项目类别。本项目涉及新建采油井及回注井井场、集油掺水管线、注水管线, 根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ 349-2023)中关于项目类别的要求, 常规石油开采井场、站场等工程按照 I 类建设项目开展地下水环境影响评价, 油类和废水等输送管道按照 II 类建设项目开展地下水环境影响评价。

(2) 地下水环境敏感程度

建设项目场地的地下水环境敏感程度可分为敏感、较敏感、不敏感三级, 分级原则见表 2.6-6。

表 2.6-6 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。	

经现场调查，本项目调查范围内分布有八井子村、张云令屯、罗家屯、南厢房屯、四合屯、翟生屯、下洼子屯、双庆屯、四大家屯、老山头村、小姜家围子、永合屯、草原屯、柳树窝棚、嘎老窝棚等村屯，村屯饮用水由乡镇水源井或联村供水井统一供水。

八井子村、张云令屯、罗家屯、四撮房屯均由大同区八井子乡地下水饮用水水源统一供水，水源井距离本项目最近距离为葡 72-更 81 西北侧 0.9km，在评价范围内；南厢房屯和四合屯由大同镇地下水饮用水水源统一供水，水源井距离本项目最近距离为葡 69-更 84 东侧 5km，在调查范围外；翟生屯由大同区八井子乡建立村水源供水，水源井距离本项目最近距离为葡 82-更 79 东侧 3.5km，在调查范围外；下洼子屯由大同区八井子乡杏山堡村水源供水，水源井距离本项目最近距离为葡 90-更 79 东侧 4.5km，在调查范围外；四大家屯、老山头村、小姜家围子等村屯由老山头乡地下水饮用水水源统一供水，水源井距离本项目最近距离为葡 10-6-更 572 西北侧 3km，在调查范围外；吕家屯由大同区老山头乡光荣村水源供水，水源井距离本项目最近距离为葡 236-更斜 104 东北侧 2.6km，在调查范围外；永合屯、草原屯、柳树窝棚、嘎老窝棚等由大龙供水头台分厂集中水源井统一供水，水源井距离本项目最近距离为台 84-更斜 118 东北侧 1.3km，在调查范围内。综上所述，处在本项目调查范围内的饮用水井包括“大同区八井子乡地下水饮用水水源”和“大龙供水头台分厂集中水源井”。

根据《全省县区级饮用水水源保护区基础信息名录（2022 年）》、《全省在用饮用水水源保护区基础信息名录（2020 年）》、《黑龙江省人民政府关于调整撤销新建哈尔滨等 11 个地市 384 个集中式饮用水水源保护区》（黑政函〔2019〕118 号）和《黑龙江省人民政府关于调整撤销新建哈尔滨市等市（地）197 个集中式饮用水水源保护区》（黑政函〔2020〕97 号），“大同区八井子乡地下水饮用水水源”级别为乡镇级，类型为地下水型、使用状态为在用，开采层位为承压水含水层，3 口水源井井深 120m，服务范围为八井子村及周边村屯，服务人口约 6000 人，供水能力 4000m³/d，饮用水水源已划定

一级保护区，未划定二级保护区及准保护区，一级保护区范围为以取水井为中心，30 米为半径的圆形区域。“大龙供水头台分厂集中水源井”级别为乡镇级，类型为地下水型、使用状态为在用，开采层位为承压水含水层，5 口水源井（运 3 备 2）井深 110m，供水能力 5000m³/d，服务范围为头台镇及下辖村屯，服务人口约 8000 人，饮用水水源已划定一级保护区，未划定二级保护区及准保护区，一级保护区范围为以取水井为中心，30.9 米为半径的圆形区域。

根据《地下水型饮用水水源补给区划定技术指南（试行）》划定饮用水源井补给径流区，地下水饮用水源井补给径流区判定依据见表 2.6-7。

表 2.6-7 地下水饮用水源井补给径流区判定表

地下水型饮用水水源划定保护区情况			补给区范围
水源 开采 规模	大型≥5 万 m³/d	已划定二级保护区 的	以二级保护区边界为基准，按大型水源 30 年流程圈定的范围
		仅划定了一级保护区 的	以水源一级保护区边界为基准，按大型水源 30 年+1000 天流程圈定的范围
		未划定保护区的	以水源开采井为基准，按大型水源 30 年+1100 天流程圈定的范围
	中小型<5 万 m³/d	已划定二级保护区 的	以二级保护区边界为基准，按中小型水源 15 年流程圈定的范围
		仅划定了一级保护区 的	以水源一级保护区边界为基准，按中小型水源 15 年+1000 天流程圈定的范围
		未划定保护区的	以水源开采井为基准，按中小型水源 15 年+1100 天流程圈定的范围

质点运移距离采用下述公式计算：

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

式中：L—下游迁移距离，m；

α—变化系数，α≥1，一般取 2；

K—渗透系数，m/d；

I—水力坡度，无量纲；

T—质点迁移天数；

n_e—有效孔隙度，无量纲。

本项目葡北、葡南和太南等区块位于大同区域，永乐台肇区块位于肇源区域，根据《大庆市水文地质勘察报告》（石油管理局）及区域水文地质条件，本项目北部区域承压水含水层岩性主要是砂砾岩，潜水含水层岩性为粉细砂，参照《环境影响评价技术导则地下水》（HJ610-2016）附录 B 水文地质参数，本次渗透系数最大值 K_{承压水}=50m/d，K_{潜水}=5m/d，有效孔隙度 n_{e 承压水}=0.3，n_{e 潜水}=0.3，根据区域地下水等水位线与距离确定水

力坡度, $I_{\text{承压水}}=0.0003$, $I_{\text{潜水}}=0.0006$ 。本项目南部区域承压水含水层岩性主要是含砾中粗砂, 潜水含水层岩性为粉细砂, 参照《环境影响评价技术导则地下水》(HJ610-2016)附录 B 水文地质参数, 本次渗透系数最大值 $K_{\text{承压水}}=25\text{m/d}$, $K_{\text{潜水}}=5\text{m/d}$, 有效孔隙度 $ne_{\text{承压水}}=0.3$, $ne_{\text{潜水}}=0.3$, 根据区域地下水等水位线与距离确定水力坡度, $I_{\text{承压水}}=0.0005$, $I_{\text{潜水}}=0.0004$ 。

经上述公式计算得出:

①大同区八井子乡地下水饮用水水源(中小型, 承压水, 仅划定一级保护区)

一级保护区 L_1 为分别以取水井为中心, 30 米为半径的圆形区域;

补给区 L_2 为以一级保护区边界外扩 $L_2=2 \times 50 \times 0.0003 \times (15 \times 365 + 1000) / 0.3 = 647.5\text{m}$ 的区域;

不敏感区 $L_3 = L_1 + L_2 = 30 + 647.5 = 677.5\text{m}$ 以外的区域。

②大龙供水头台分厂集中水源井(中小型, 承压水, 仅划定一级保护区)

一级保护区 L_1 为分别以取水井为中心, 30.9 米为半径的圆形区域;

补给区 L_2 为以一级保护区边界外扩 $L_2=2 \times 25 \times 0.0004 \times (15 \times 365 + 1000) / 0.3 = 431.7\text{m}$ 的区域;

不敏感区 $L_3 = L_1 + L_2 = 30.9 + 431.7 = 462.6\text{m}$ 以外的区域。

根据现场调查, 八井子乡水源井位于葡 72-更 81 西北侧 0.9km, 不在本项目地下水敏感区及较敏感区内。大龙供水头台分厂集中水源井位于台 84-更斜 118 东北侧 1.3km, 不在本项目地下水敏感区及较敏感区内, 且调查区域内潜水井均不饮用, 因此评价区域地下水环境属于“不敏感”区域。

(3) 评价等级判别

本项目拟建井场及管线均位于同一区块内, 因此按同一场地确定评价等级, 建设项目地下水环境影响评价工作等级划分见表 2.6-8。

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

①井场及场站

根据以上分析, 本项目拟建井场项目类别为 I 类, 环境敏感程度为不敏感, 同时根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》(HJ 349-2023) 要求, 新

建回注井（含开采井转回注井）的场地，地下水评价等级不低于二级。因此本项目采油井及回注井井场地下水环境影响评价工作等级为“二级”。

②集输管线

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023）要求：集输管道按照主要站场位置（输油站、联合站、集气站、泵站和截断阀室等）分段判定评价等级，并按相应等级开展评价工作。根据以上分析，本项目各段集输管线（集油掺水管线、注水管线）项目类别为Ⅱ类，各段集输管线环境敏感程度均为不敏感，因此各段集输管线地下水环境影响评价工作等级均为“三级”。

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

2.6.3.2 评价范围

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

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

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

式中：L——下游迁移距离，m；

a——变化系数， $a \geq 1$ ，一般取 2，取 2；

K——渗透系数；

I——水力坡度，无量纲；

T——质点迁移天数，取值不小于 5000d；

n_e ——有效孔隙度，无量纲。

根据前文项目北部区域、南部区域水文地质参数，计算本项目葡北等区块所在的大同区域承压水层下游迁移距离为 $L_{\text{承压水}}=2 \times 50 \times 0.0003 \times 5000 / 0.3=500\text{m}$ ；区域潜水层下游迁移距离为 $L_{\text{潜水}}=2 \times 5 \times 0.0006 \times 5000 / 0.3=100\text{m}$ 。计算本项目永乐台肇区块所在的肇源县

区域承压水层下游迁移距离为 $L_{\text{承压水}}=2 \times 50 \times 0.0005 \times 5000 / 0.3 = 833\text{m}$ ；区域潜水层下游迁移距离为 $L_{\text{潜水}}=2 \times 5 \times 0.0004 \times 5000 / 0.3 = 66.7\text{m}$ 。

以最大迁移距离考虑评价范围，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本项目井场及场站地下水调查评价范围应为下游不小于 833m、两侧及上游不小于 416.5m 的区域，并包含拟建管线工程边界两侧各向外延伸 200m 的范围。

根据油藏工程方案中，回注层位所在区域地层构造发育情况，回注井回注面积 30.4km^2 ，结合地下水影响预测分析，井场区域地下水影响最远距离为井场下游 323m。

根据公式计算法的计算结果，同时综合考虑周边的地下水环境保护目标分布情况、回注空间及回注水可能影响的范围、现状布点情况，结合该区域地下水流向，最终确定本项目地下水评价范围为拟建井场外扩不小于 833m、管线工程边界两侧各向外延伸不小于 200m，且包含现状监测点位东北→西南走向的合围的 5 个区域，共计约 207.4km^2 。

2.6.4 声环境

2.6.4.1 评价等级

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

本项目主要噪声源主要为生产运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 200m 处可以满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的二级标准，因此，本项目声环境影响评价范围为拟建井场边界外延至 200m 及管线、道路中心线两侧各 200m 范围内的声环境。

2.6.5 生态环境

2.6.5.1 评价等级

本项目新增永久占地 0.2252hm²，新增临时占地 30.86hm²，新增总占地面积 31.0852hm²（0.31km²），占地面积小于 20km²，本项目占地为草地（非基本草原）和耕地（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。本项目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 0.31km ² ，小于 20km ² 。
三级	以上之外的	涉及
说明	①改扩建项目的占地范围以新增占地（包括陆域和水域）确定；②当评价等级判定同时符合上述多种情况时，应采用其中最高的评价等级；③建设项目涉及经论证对保护生物多样性具有重要意义的区域时，可适当上调评价等级。④建设项目同时涉及陆生、水生生态影响时，可针对陆生生态、水生生态分别判定评价等级。⑤在矿山开采可能导致矿区土地利用类型明显改变，或拦河闸坝建设可能明显改变水文情势等情况下，评价等级应上调一级。⑥线性工程可分段确定评价等级。线性工程地下穿越或地表跨越生态敏感区，在生态敏感区范围内无永久、临时占地时，评价等级可下调一级。⑦涉海工程评价等级判定参照 GB/T 19485。	/
简单分析	符合生态环境分区管控要求且位于原厂界（或永久用地）范围内的污染影响类改扩建项目，位于已批准规划环评的产业	不涉及，本项目为生态影响类项目

	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。	

2.6.5.2 评价范围

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

2.6.6 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 2024 年 11 月 3 日对项目区域土壤监测结果，区域土壤 pH 值在 7.73~8.15 之间，土壤含盐量在 0.5~0.8g/kg 之间，属于非土壤盐化、酸化和碱化地区，本项目按照土壤污染影响型开展土壤评价。

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023）要求，建设项目按照站场和内部集输管道分别判断行业分类。本项目涉及新建采油井及回注井井场、集油掺水管线、注水管线，常规石油开采井场、站场等工程按照 I 类建设项目开展土壤环境影响评价，油类和废水等输送管道按照 II 类建设项目开展土壤环境影响评价。

（2）污染影响型敏感程度分级

根据建设项目所在地周边的土壤环境敏感程度分级判据见表 2.6-10。

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

本项目拟建井场及管线占地类型均为草地和耕地（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

本项目拟建井场及管线均位于同一区块内，因此按同一场地确定评价等级，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

①井场及场站

本项目更新井井场新增永久占地 0.084hm²，小于 5hm²，占地面积属于“小型”规模，敏感程度为“敏感”，项目类别为“I类”，因此井场及场站土壤评价工作等级为“一级”。

②集输管线

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023）要求：集输管道按照主要站场位置（输油站、联合站、集气站、泵站和截断阀室等）分段判定评价等级，并按相应等级开展评价工作。根据以上分析，本项目各段集输管线（集油掺水管线、注水管线）项目类别为“II类”，各段集输管线环境敏感程度均为“敏感”，新建管线均不新增永久占地，各段管线占地规模均小于 5hm²，因此各段集输管线（集油掺水管线、注水管线）土壤环境影响评价工作等级均为“二级”。

综上所述，本项目井场土壤环境影响评价工作等级为“一级”，各段集输管线（集油掺水管线、注水管线）土壤环境影响评价工作等级均为“二级”。本项目按照项目类别、评价等级分别开展评价工作。

2.6.6.2 评价范围

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

2.6.7 环境风险

2.6.7.1 评价等级

（1）风险潜势初判

本项目施工期主要将井场柴油罐划分为危险单元。本项目新钻 5 口油井，位于同一座平台井场，井场施工期设置柴油罐 2 座（单座有效容积 30m³），柴油密度为 0.835t/m³，因此施工期井场柴油最大总储量为 50.1t。

本项目运营期主要将集输管道及井场作为危险单元，涉及的物质主要为原油和石油

气（天然气），由于运行阶段油井采出液由截断阀直接进入管线，因此井场不存在危险物质，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 C 中要求，对于长输管线项目，按照两个截断阀室之间管段危险物质最大存在总量计算。因此选取原油存在量最大且位于 2 个截断阀之间的管线判定本项目 Q 值，本项目新建单井集油掺水管道 4.391km，其中原油存在量最大且位于 2 个截断阀之间的管线为葡 72-更 83 井场集油环新建集油管线，管线规格为 Φ76×4.5-0.73km，葡北油田区块气油比 45m³/t，原油密度 0.84g/cm³，原油综合含水最小为 94.8%，则集油管线最大储油量为 $\pi[(76-2 \times 4.5)/2/1000]^2 \times 0.73 \times 1000 \times 0.84 \times (1-94.8\%) = 0.11t$ ，最大储气量为 $0.11 \times 45 = 4.95m^3$ ，伴生气标态密度 0.7256kg/m³，则管道中天然气最大储量为 $4.95 \times 0.7256/1000 = 0.0036t$ 。

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：

$$Q=q_1/Q_1+q_2/Q_2+...q_n/Q_n$$

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见表 2.6-12。

表 2.6-12 施工期危险物质数量与临界量的比值

序号	危险物质	CAS 号	最大存在总量 q _n （t）	临界量 Q _n （t）	物质 Q 值
1	柴油	/	50.1	2500	0.02004
项目 Q=Σq _n /Q _n					0.02004

续表 2.6-12 运营期危险物质数量与临界量的比值

序号	危险物质	CAS 号	最大存在总量 q _n （t）	临界量 Q _n （t）	物质 Q 值
1	原油（石油）	/	0.11	2500	0.000044
2	天然气（甲烷）	74-82-8	0.0036	10	0.00036
项目 Q=Σq _n /Q _n					0.000404

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中评价等级的判定方法，本项目施工期 Q=0.02004<1，运营期 Q=0.000404<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，结合大气环境、地表水环境、地下水环境的评价范围及保护目标分布情况，拟定环境风险评价范围包括地表水、地下水、大气评价范围，因此本项目环境风险评价范围为拟建井场边界外扩 2.5km 及新建管线、道路沿线两侧外扩 200m 范围的区域。

2.6.8 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
大气环境	二级		拟建井场边界外扩 2.5km 范围的区域，即评价范围东侧至黑水屯、南侧至永合屯、西侧至英格吉屯、北侧长发电范围内 6 个合围区域，共计约 458.96km ²
声环境	二级		拟建井场边界外延至 200m 及管线、道路中心线两侧各 200m 范围内
地表水环境	三级 B		拟建井场边界外扩 2.5km 及新建管线、道路沿线两侧外扩 200m 范围的地表水体，主要包括库里泡、康家围子泡、老山头南泡、一五四泡和八家河。
地下水环境	井场	二级	拟建井场外扩不小于 833m、管线工程边界两侧各向外延伸不小于 200m，且包含现状监测点位东北→西南走向的合围的 5 个区域，共计约 207.4km ²
	集输管线	三级	
土壤环境	井场	一级	拟建井场边界外扩 1km 及管线工程边界两侧向外延伸 0.2 km 的土壤环境
	集输管线	二级	
生态环境	三级		拟建井场边界外扩 50m 范围及新建管线、道路沿线两侧外扩 300m 区域的生态环境
环境风险	简单分析		拟建井场边界外扩 2.5km 及新建管线、道路沿线两侧外扩 200m 范围的区域

2.7 环境保护目标

本项目位于大庆市大同区八井子乡下洼子屯北侧、四合屯北侧；老山头乡四大家屯南侧；太阳升镇农造地屯东侧；肇州县新福乡吕八屯北侧；肇源县大兴乡平安地屯北侧和头台镇大花尔屯南侧。根据调查，本项目不涉及国家公园、自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、海洋特别保护区、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、水土流失重点预防区、沙化土地封禁保护区、封闭及半封闭海域、文物保护单位等环境敏感区。项目主要大气环境保护目标见表 2.7-1，环境风险保护目标见表 2.7-2，声环境保护目标见表 2.7-3，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	相对厂址方位	相对厂界距离/m
	经度	纬度					
史家围子	124.77298	46.05222	居民	约 50 户，150 人	二类	葡 69-更 84 东北	2870
正合屯	124.74294	46.05291	居民	约 90 户，270 人	二类	葡 64-更 84 东北	1300
长安村	124.72805	46.05582	居民	约 70 户，210 人	二类	葡 64-更 84 北	1650
长发电	124.71895	46.05926	居民	约 70 户，210 人	二类	葡 64-更 84 西北	2250
双发电	124.70522	46.05677	居民	约 65 户，195 人	二类	葡 64-更 84 西北	2600
小东屯	124.77964	46.02973	居民	约 93 户，279 人	二类	葡 69-更 84 东	2450
柳家烧锅	124.76985	46.03016	居民	约 92 户，276 人	二类	葡 69-更 84 东	1500
五大户	124.75783	46.02836	居民	约 95 户，285 人	二类	葡 69-更 84 东南	750
张云令屯	124.74531	46.02930	居民	约 71 户，213 人	二类	葡 69-更 84 南	120
八井子村	124.72985	46.02226	居民	约 150 户，450 人	二类	葡 72-更 81 东北	670
张家烧锅	124.78913	46.00912	居民	约 100 户，300 人	二类	葡 75-更 82 东	2800
葛家粉房	124.78149	45.98952	居民	约 102 户，306 人	二类	葡 82-更 79 东	1500
翟生屯	124.76604	45.98756	居民	约 60 户，180 人	二类	葡 82-更 79 东南	700
四撮房屯	124.75044	46.00027	居民	约 140 户，520 人	二类	葡 82-更 79 北	950
罗家屯	124.73636	46.00095	居民	约 65 户，195 人	二类	葡 75-更 95 北	830
张光电	124.72211	46.00696	居民	约 60 户，180 人	二类	葡 78-更 73 北	1400
谢长胜屯	124.71389	46.00741	居民	约 60 户，180 人	二类	葡 68-更 70 东南	1100
钱家屯	124.70383	46.00851	居民	约 80 户，240 人	二类	葡 68-更 70 南	370
永合村	130.86469	46.00671	居民	约 90 户，270 人	二类	葡 64-更 70 西南	1600
永合村大棚	124.68042	46.01771	居民	约 50 户，150 人	二类	葡 62-更 71 井西	210
大九井子屯	124.67286	46.03771	居民	约 90 户，270 人	二类	葡 62-更 71 西北	1450
唐花马屯	130.86950	45.97864	居民	约 60 户，180 人	二类	葡 84-更 62 西北	2900
下洼子屯	124.75844	45.95832	居民	约 65 户，195 人	二类	葡 95-更 87 西	730
杏山堡村	124.79348	45.96537	居民	约 112 户，405 人	二类	葡 95-更 87 东	1280
模范屯	124.79740	45.94081	居民	约 50 户，150 人	二类	葡 95-更 87 东南	2600
大岗子屯	124.78788	45.93815	居民	约 65 户，195 人	二类	葡 95-更 87 东南	2430
共蒲屯	124.74230	45.93497	居民	约 45 户，135 人	二类	葡 90-更 79 东南	2500

永久屯	124.73706	45.93122	居民	约 65 户，195 人	二类	葡 90-更 79 东南	2900
庆葡居民区	130.86186	45.92027	居民	约 2000 人	二类	葡 90-2 更 54 西南	2100
永太村	130.86993	45.91512	居民	约 290 户，870 人	二类	葡 90-2 更 54 西南	2180
后乔家围子	124.71410	45.91933	居民	约 40 户，120 人	二类	葡 10-6-更 572 东北	2370
乔家围子	124.71651	45.91028	居民	约 35 户，105 人	二类	葡 10-6-更 572 东北	1530
四大家屯	124.68281	45.90414	居民	约 96 户，288 人	二类	葡 10-6-更 572 西北	1470
双庆屯	124.69516	45.89641	居民	约 90 户，270 人	二类	葡 10-6-更 572 新建 管线西	170
小姜家围子	124.68349	45.88886	居民	约 60 户，180 人	二类	葡 113-更 58 西北	1000
老山头村	124.73200	45.89092	居民	约 150 户，450 人	二类	葡 10-6-更 572 东南	1850
东南山屯	124.65293	45.87856	居民	约 80 户，240 人	二类	葡 182-更 94 西北	1500
三兴屯	124.63510	45.85341	居民	约 90 户，270 人	二类	葡 182-更 94 西南	2450
大坝屯	124.65664	45.85298	居民	约 40 户，120 人	二类	葡 182-更 94 西南	1700
碗铺屯	124.68634	45.85916	居民	约 40 户，120 人	二类	葡更 206 西南	450
车铺屯	124.69475	45.85745	居民	约 45 户，135 人	二类	葡更 206 新建管线 南	180
永龙村	124.68187	45.84114	居民	约 55 户，165 人	二类	葡更 206 西南	2200
前王家屯	124.84537	46.00645	居民	约 70 户，210 人	二类	太 102-更 65 西北	2000
南厢房屯	124.87661	46.00018	居民	约 20 户，60 人	二类	太 102-更 65 东北	1150
小山屯	124.83308	45.98361	居民	约 80 户，240 人	二类	太 106-更 67 西	1800
四合屯	124.86340	45.97916	居民	约 90 户，270 人	二类	太 106-更 67 南	230
邹子臣屯	124.84603	45.97331	居民	约 50 户，150 人	二类	太 106-更 67 西南	1100
杨玉山屯	124.88547	45.98602	居民	约 60 户，180 人	二类	太 102-更 65 东	1700
小腰屯	124.88388	45.97486	居民	约 40 户，120 人	二类	太 106-更 67 东南	1800
刘连清屯	124.87281	45.96818	居民	约 60 户，180 人	二类	太 106-更 67 东南	1720
高华尖屯	124.84810	45.96132	居民	约 55 户，165 人	二类	太 106-更 67 西南侧	2150
国富村	124.88711	45.96377	居民	约 60 户，180 人	二类	太 106-更 67 东南	2700
石家屯	124.76740	45.90553	居民	约 45 户，135 人	二类	葡 162-更斜 146 西北	2100
李喜德屯	124.79696	45.88092	居民	约 50 户，150 人	二类	葡 162-更斜 146 南	1200
永吉村	124.77576	45.87603	居民	约 95 户，285 人	二类	葡 162-更斜 146 西南	1250
吕八屯	124.83137	45.85809	居民	约 50 户，150 人	二类	葡 182-更 168 南	860
大张屯	124.75584	45.86204	居民	约 95 户，285 人	二类	葡 188-更 142 西	950
林场屯	124.77507	45.85397	居民	约 30 户，90 人	二类	葡 188-更 142 南	560
李文翠屯	124.77962	45.84041	居民	约 80 户，240 人	二类	葡 188-更 142 南	2000
陈二道眼屯	124.79292	45.83844	居民	约 60 户，180 人	二类	葡 188-更 142 南	2700

农造地屯	124.55869	45.84322	居民	约 12 户, 36 人	二类	葡 182-更 34 西	170
英格吉屯	124.53631	45.83953	居民	约 15 户, 45 人	二类	葡 182-更 34 西	1600
马营子村	124.58004	45.83275	居民	约 100 户, 300 人	二类	葡 182-更 34 东南	1350
光荣村	124.74123	45.80631	居民	约 80 户, 240 人	二类	葡 236-更斜 104 东北	2500
吕家屯	124.71677	45.80159	居民	约 50 户, 150 人	二类	葡 236-更斜 104 北	1280
田家屯	124.71385	45.80537	居民	约 45 户, 135 人	二类	葡 236-更斜 104 北	1780
那木塔屯	124.68978	45.78215	居民	约 30 户, 90 人	二类	葡 236-更斜 104 西	1900
平安地屯	124.72486	45.75065	居民	约 45 户, 135 人	二类	葡 256-更 112 西南	1380
大花尔屯	124.92437	45.71593	居民	约 35 户, 105 人	二类	永 161-更 75 西北	1000
黑水屯	124.96034	45.71997	居民	约 6 户, 18 人	二类	永 161-更 75 东北	1950
大围子屯	124.89493	45.70332	居民	约 45 户, 135 人	二类	永 172-更 58 西北	1200
东大村	124.89708	45.69619	居民	约 100 户, 300 人	二类	永 172-更 58 西北	340
嘎老窝棚屯	124.89716	45.69139	居民	约 25 户, 75 人	二类	永 172-更 58 西南	300
柳树窝棚屯	124.91442	45.67980	居民	约 80 户, 240 人	二类	永 172-更 58 东南	1000
魏家窝棚屯	124.89648	45.66289	居民	约 55 户, 165 人	二类	永 196-斜更 56 井西南	115
团结村	124.87656	45.65439	居民	约 50 户, 150 人	二类	台 96-更 132 西北	760
七家子村	124.92896	45.64697	居民	约 120 户, 360 人	二类	永 196-斜更 56 东南	2770
永合屯	124.89128	45.63856	居民	约 90 户, 270 人	二类	台 96-更 132 东南	770
头台村	124.84399	45.66963	居民	约 700 户, 2100 人	二类	台 84-更斜 118 东北	390
孟家窝棚屯	124.81713	45.66499	居民	约 15 户, 45 人	二类	台 84-更斜 118 西北	1900

表 2.7-2 环境风险保护目标

环境要素	保护属性	保护目标	保护对象	相对方位及距离
环境风险	大气	史家围子	约 50 户, 150 人	葡 69-更 84 井东北 2870m
		正合屯	约 90 户, 270 人	葡 64-更 84 井东北 1300m
		长安村	约 70 户, 210 人	葡 64-更 84 井北 1650m
		长发屯	约 70 户, 210 人	葡 64-更 84 井西北 2250m
		双发屯	约 65 户, 195 人	葡 64-更 84 井西北 2600m
		小东屯	约 93 户, 279 人	葡 69-更 84 井东 2450m
		柳家烧锅	约 92 户, 276 人	葡 69-更 84 井东 1500m
		五大户	约 95 户, 285 人	葡 69-更 84 井东南 750m
		张云令屯	约 71 户, 213 人	葡 69-更 84 井南 120m
		八井子村	约 150 户, 450 人	葡 72-更 81 井东北 670m
		张家烧锅	约 100 户, 300 人	葡 75-更 82 井东 2800m
		葛家粉房	约 102 户, 306 人	葡 82-更 79 井东 1500m

		翟生屯	约 60 户，180 人	葡 82-更 79 井东南 700m
		四撮房屯	约 140 户，520 人	葡 82-更 79 井北 950m
		罗家屯	约 65 户，195 人	葡 75-更 95 井北 830m
		张光屯	约 60 户，180 人	葡 78-更 73 井北 1400m
		谢长胜屯	约 60 户，180 人	葡 68-更 70 井东南 1100m
		钱家屯	约 80 户，240 人	葡 68-更 70 井南 370m
		永合村	约 90 户，270 人	葡 64-更 70 井西南 1600m
		永合村大棚	约 50 户，150 人	葡 62-更 71 井西 210m
		大九井子屯	约 90 户，270 人	葡 62-更 71 井西北 1450m
		唐花马屯	约 60 户，180 人	葡 84-更 62 井西北 2900m
		下洼子屯	约 65 户，195 人	葡 95-更 87 井西 730m
		杏山堡村	约 112 户，405 人	葡 95-更 87 井东 1280m
		模范屯	约 50 户，150 人	葡 95-更 87 井东南 2600m
		大岗子屯	约 65 户，195 人	葡 95-更 87 井东南 2430m
		共蒲屯	约 45 户，135 人	葡 90-更 79 井东南 2500m
		永久屯	约 65 户，195 人	葡 90-更 79 井东南 2900m
		庆葡居民区	约 2000 人	葡 90-2 更 54 井西南 2100m
		永太村	约 290 户，870 人	葡 90-2 更 54 井西南 2180m
		后乔家围子	约 40 户，120 人	葡 10-6-更 572 井东北 2370m
		乔家围子	约 35 户，105 人	葡 10-6-更 572 井东北 1530m
		四大家屯	约 96 户，288 人	葡 10-6-更 572 井西北 1470m
		双庆屯	约 90 户，270 人	葡 10-6-更 572 井新建管线西 170m
		小姜家围子	约 60 户，180 人	葡 113-更 58 井西北 1000m
		老山头村	约 150 户，450 人	葡 10-6-更 572 井东南 1850m
		东南山屯	约 80 户，240 人	葡 182-更 94 井西北 1500m
		三兴屯	约 90 户，270 人	葡 182-更 94 井西南 2450m
		大坝屯	约 40 户，120 人	葡 182-更 94 井西南 1700m
		碗铺屯	约 40 户，120 人	葡更 206 井西南 450m
		车铺屯	约 45 户，135 人	葡更 206 井新建管线南 180m
		永龙村	约 55 户，165 人	葡更 206 井西南 2200m
		前王家屯	约 70 户，210 人	太 102-更 65 井西北 2000m
		南厢房屯	约 20 户，60 人	太 102-更 65 井东北 1150m
		小山屯	约 80 户，240 人	太 106-更 67 井西 1800m
		四合屯	约 90 户，270 人	太 106-更 67 井南 230m
		邹子臣屯	约 50 户，150 人	太 106-更 67 井西南 1100m
		杨玉山屯	约 60 户，180 人	太 102-更 65 井东 1700m
		小腰屯	约 40 户，120 人	太 106-更 67 井东南 1800m
		刘连清屯	约 60 户，180 人	太 106-更 67 井东南 1720m
		高华尖屯	约 55 户，165 人	太 106-更 67 井西南侧 2150m

		国富村	约 60 户, 180 人	太 106-更 67 井东南 2700m
		石家屯	约 45 户, 135 人	葡 162-更斜 146 井西北 2100m
		李喜德屯	约 50 户, 150 人	葡 162-更斜 146 井南 1200m
		永吉村	约 95 户, 285 人	葡 162-更斜 146 井西南 1250m
		吕八屯	约 50 户, 150 人	葡 182-更 168 井南 860m
		大张屯	约 95 户, 285 人	葡 188-更 142 井西 950m
		林场屯	约 30 户, 90 人	葡 188-更 142 井南 560m
		李文翠屯	约 80 户, 240 人	葡 188-更 142 井南 2000m
		陈二道眼屯	约 60 户, 180 人	葡 188-更 142 井南 2700m
		农造地屯	约 12 户, 36 人	葡 182-更 34 井西 170m
		英格吉屯	约 15 户, 45 人	葡 182-更 34 井西 1600m
		马营子村	约 100 户, 300 人	葡 182-更 34 井东南 1350m
		光荣村	约 80 户, 240 人	葡 236-更斜 104 井东北 2500m
		吕家屯	约 50 户, 150 人	葡 236-更斜 104 井北 1280m
		田家屯	约 45 户, 135 人	葡 236-更斜 104 井北 1780m
		那木塔屯	约 30 户, 90 人	葡 236-更斜 104 井西 1900m
		平安地屯	约 45 户, 135 人	葡 256-更 112 井西南 1380m
		大花尔屯	约 35 户, 105 人	永 161-更 75 井西北 1000m
		黑水屯	约 6 户, 18 人	永 161-更 75 井东北 1950m
		大围子屯	约 45 户, 135 人	永 172-更 58 井西北 1200m
		东大村	约 100 户, 300 人	永 172-更 58 井西北 340m
		嘎老窝棚屯	约 25 户, 75 人	永 172-更 58 井西南 300m
		柳树窝棚屯	约 80 户, 240 人	永 172-更 58 井东南 1000m
		魏家窝棚屯	约 55 户, 165 人	永 196-斜更 56 井西南 115m
		团结村	约 50 户, 150 人	台 96-更 132 井西北 760m
		七家子村	约 120 户, 360 人	永 196-斜更 56 井东南 2770m
		永合屯	约 90 户, 270 人	台 96-更 132 井东南 770m
		头台村	约 700 户, 2100 人	台 84-更斜 118 井东北 390m
		孟家窝棚屯	约 15 户, 45 人	台 84-更斜 118 井西北 1900m
	地表水	康家围子泡	主要功能汇集雨水	葡 84-更 62 井东侧 100m
		库里泡	功能区划为过渡区, 水面面积 81km ² 的小型湖库	葡 162-更斜 146 井北侧
		老山头南泡	主要功能汇集雨水	葡更 206 井场新建管线东侧 850m
		一五四泡	主要功能汇集雨水	葡 182-更 94 井东侧 510m
		八家河	全长 62km, 无功能区划	台 84-更斜 118 新建管线南 540m

	地下水	评价范围内潜水含水层、承压水含水层、饮用水源井	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准

表 2.7-3 声环境保护目标调查表

序号	声环境保护目标名称	空间相对位置/m			距厂界最近距离/m	方位	执行标准/功能区类别	声环境保护目标情况说明
		X	Y	Z				
1	张云令屯	-88	-165	1.2	120	葡 69-更 84 井南	《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 1 类标准	约 71 户，213 人，单层砖混结构，朝北，四周均为耕地
2	双庆屯	-3793	-14890	1.2	170	葡 10-6-更 572 井新建管线西		约 90 户，270 人，单层砖混结构，朝北，四周均为耕地
3	车铺屯	-3919	-19257	1.2	180	葡更 206 井新建管线南		约 45 户，135 人，约 90 户，270 人，单层砖混结构，朝北，四周为耕地、草地
4	魏家窝棚	11643	-40690	1.2	115	永 196-斜更 56 井西南		约 55 户，165 人，单层砖混结构，朝北，四周为耕地
5	农造地屯	-14261	-20858	1.2	170	葡 182-更 34 井西		约 12 户，36 人，单层砖混结构，朝北，四周为低洼草地

表 2.7-4 其他环境因素保护目标表

环境要素	保护目标	最近方位及距离	规模	保护标准及保护级别
地下水环境	潜水含水层、具有饮用价值的承压水含水层	拟建井场外扩不小于 833m、管线工程边界两侧各向外延伸不小于 200m，且包含现状监测点位东北→西南走向的合围区域范围内的地下水潜水含水层、有饮用价值的承压水含水层，主要为第四系上更新统松散层孔隙潜水层、第三系上统泰康组孔隙裂隙承压水含水层		《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类，石油类参考执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）表 1 中的 II 类标准限值要求
	八井子乡饮用水井	葡 72-更 81 西北侧 0.9km	井位坐标为东经 124°43'56"，北纬 46°1'33"，井深 120m，集中式饮用水源，含水层为承压水，划定一级保护区范围为取水井为中心，半径 30m 范围。为本项目评价范围内八	

			井子村及张云令屯、永和村、罗家屯、四撮房等周边村屯居民提供生活饮用水，供水人数约 6000 人。	
	大龙供水头台分厂集中饮用水井	台 84-更斜 118 东北侧 1.3km	井位坐标为东经 124°51'27"，北纬 45°40'6"，集中式饮用水源，含水层为承压水，井深 110m，划定一级保护区范围为取水井为中心，半径 30.9m 范围。为本项目地下水评价范围内头台镇、团结村、永和屯、魏家窝棚屯、柳树窝棚屯、嘎老窝棚屯、前围子屯、东大村、大围子屯提供生活饮用水，供水人数约 8000 人。	
地表水环境	康家围子泡	葡 84-更 62 井利旧原井场东侧 100m	主要功能汇集雨水	保护地表水环境现状
	库里泡	葡 162-更斜 146 井利旧原井场北侧	功能区划为过渡区，水面面积 81km ² 的小型湖库	
	老山头南泡	葡更 206 井场新建管线东侧 850m	主要功能汇集雨水	
	一五四泡	葡 182-更 94 井东侧 510m	主要功能汇集雨水	
	八家河	台 84-更斜 118 新建管线南 540m	全长 62km，无功能区划	
土壤环境	本项目永久占地范围内，土壤类型为黑钙土和草甸土			《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值
	拟建井场边界外扩 1km 及管线工程边界两侧向外延伸 0.2km 的居民区土壤环境，土壤类型为黑钙土和草甸土			《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第一类用地筛选值

	拟建井场边界外扩 1km 及管线工程边界两侧向外延伸 0.2 km 的农用地土壤，主要为耕地、草地，土壤类型为黑钙土和草甸土	《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 中农用地土壤污染风险筛选值
生态环境	拟建井场边界外扩 50m 范围及新建管线、道路沿线两侧外扩 300m 区域的生态环境，主要为耕地、草地	临时占用耕地和草地进行恢复，恢复面积 30.86hm ² 。永久占用耕地按照规定进行经济补偿
	本项目位于大庆市大同区八井子乡、老山头乡，肇源县大兴乡和头台镇，属于大庆市水土流失重点治理区	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、抵御干旱等自然灾害的能力

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

(1) 现有区块开发历程

本次工程零散更新井位于葡北油田区块、葡南油田区块、太南油田区块、永乐台肇油田区块和永乐油田葡 47 区块。

葡北油田开采层位主要为葡萄花油层,地质储量 12264.95 万吨,含油面积 199.98km²。该区块于 1979 年投入开发建设,截止到 2024 年 8 月,区块共有油水井 2077 口,油井总井数 1358 口,其中开井 1219 口、报废井 85 口、长关井 54 口,水井总井数 719 口,其中开井数 608 口、报废井 71 口、长关井 40 口,区块日产油 917t/d,平均单井日产油 0.8t/d,综合含水 96.2%。累积采油 4176.01 万吨。

葡南油田开采层位主要为葡萄花油层,地质储量 5123.5 万吨,含油面积 170.76km²。该区块于 1983 年投入开发建设,截止到 2024 年 8 月,区块共有油水井 1333 口,油井总井数 896 口,其中开井 842 口、报废井 31 口、长关井 23 口,水井总井数 437 口,其中开井数 322 口、报废井 62 口、长关井 53 口,区块日产油 405t/d,平均单井日产油 0.5t/d,综合含水 94.4%。累积采油 1470.71 万吨。

太南油田开采层位主要为葡萄花油层,地质储量 1688.58 万吨,含油面积 41.04km²。该区块于 1981 年投入开发建设,截止到 2024 年 8 月,区块共有油水井 355 口,油井总井数 231 口,其中开井 197 口、报废井 15 口、长关井 19 口,水井总井数 124 口,其中开井数 103 口、报废井 15 口、长关井 6 口,区块日产油 176t/d,平均单井日产油 0.9t/d,综合含水 94.01%。累积采油 483.91 万吨。

永乐葡 47 油田开采层位主要为葡萄花油层,地质储量 2561.6 万吨,含油面积 52.28km²。该区块于 1999 年投入开发建设,截止到 2024 年 8 月,区块共有油水井 572 口,油井总井数 432 口,开井 418 口、报废井 6 口、长关井 8 口,水井总井数 140 口,开井数 134 口、长关井 6 口,区块日产油 789t/d,平均单井日产油 1.9t/d,综合含水 69.16%。累积采油 167.91 万吨。

永乐台肇油田开采层位主要为葡萄花油层,地质储量 2469.17 万吨,含油面积 99.73km²。该区块于 2000 年投入开发建设,截止到 2024 年 8 月,区块共有油水井 794 口,油井总井数 474 口,开井 441 口、报废井 16 口、长关井 17 口,水井总井数 320 口,开井数 195 口、报废井 70 口、长关井 55 口,区块日产油 179t/d,平均单井日产油 0.4t/d,综合含水 84.01%。累积采油 254.19 万吨。

2024 年 11 月，大庆油田有限责任公司第七采油厂优选出 42 口更新井，开展零散更新井产能建设工程，特编制《葡萄花油田葡 88-更 61 等 42 口零散更新井产能建设工程项目环境影响报告书》。

(3) 现有区块环评及验收手续

现有工程环评及验收情况见表 3.1-1。

表 3.1-1 现有工程环评及验收情况调查表

序号	区块名称	项目名称	环评批复	验收情况
1	葡北油田	葡北油田二断块井网二次加密调整区块产能建设工程环境影响报告书	庆环建字〔2012〕196 号，2012 年 11 月 13 日	庆环验〔2014〕33 号，2014 年 8 月 8 日
2		葡北油田五、六、七断块加密区块产能建设工程环境影响报告书	庆环审〔2015〕169 号，2015 年 8 月 18 日	2019 年 10 月完成自主验收
3		葡北油田三、四断块葡 67-64、70-52 井区深部调驱产能建设工程环境影响报告表	庆环审〔2019〕109 号，2019 年 6 月 12 日	2021 年 3 月完成自主验收
4	葡南油田	葡南四、六、七断块加密产能建设工程环境影响报告书	庆环审〔2015〕360 号，2015 年 11 月 17 日	2019 年 10 月完成自主验收
5	太南油田	太南油田加密区块产能建设工程环境影响报告书	庆环建字〔2013〕250 号，2013 年 12 月 17 日	2019 年 10 月完成自主验收
6	永乐葡 47	永乐油田葡 47 区块葡 49 井区产能建设工程环境影响报告书	庆环审〔2014〕167 号，2014 年 12 月 10 日	2019 年 8 月完成自主验收
7	永乐油田	永乐油田肇 212 地区加密井产能建设工程环境影响报告书	庆环建字〔2010〕282 号，2010 年 12 月 24 日	2017 年 11 月完成自主验收

(3) 现有区块排污许可执行情况

大庆油田有限责任公司第七采油厂已于 2023 年 3 月 16 日取得排污许可证，行业类别为：陆地石油开采，锅炉，工业炉窑，水处理通用工序，管理类别为简化管理。该许可证已经包含现有区块内场站排放的相关污染物，许可证编号为 91230607716675409L018R。

根据大庆油田有限责任公司第七采油厂排污许可证，全厂申请年许可排放量限值：SO₂ 为 30.780082t/a，NO_x 为 153.900412t/a，颗粒物为 12.057101t/a。申请排放的污染物包含本项目依托转油站加热炉排放的污染物，根据大庆油田有限责任公司第七采油厂排污许可证执行报告，现有实际排放的加热炉废气满足排污许可证许可限值要求。

3.1.2 钻井回顾性分析

本项目 32 口油水井钻井工程已在《葡北及太南区块产能建设钻井工程项目环境影响报告书》、《葡南区块产能建设钻井工程环境影响报告表》和《永乐及头台区块产能建设钻井工程环境影响报告表》中进行了评价，项目分别于 2022 年 2 月 25 日、2022 年 2 月 21 日及 2022 年 2 月 10 日由大庆市生态环境局进行了批复，批复文号分别为庆环审〔2022〕49 号、庆环审〔2022〕40 号及庆环审〔2022〕33 号，目前本项目涉及的 32 口油水井未进行钻井施工。根据第七采油厂地质研究所现场井位勘查，部分井号井位调整结果见附件 7。

本次对现有区块内已钻井进行回顾性分析。

（1）生态环境影响回顾

项目生态环境的影响主要来自于施工期钻井井场施工便道、临时房屋搭建、车辆碾压、机械推挖等施工活动产生的临时占地，造成土壤结构、植被的破坏和对农业生态产生一定的影响。项目所占土地为草地和耕地，由于项目施工期较短，施工结束后，及时对地表进行了平整，经现场调查，现有工程临时占地已全部恢复并平整，未对周边生态环境造成较大影响。

（2）环境空气影响回顾

项目施工期产生的废气主要为施工过程中车辆运输产生的扬尘以及柴油发电机产生的燃烧废气。由于施工所在区域较开阔，利于柴油发电机烟气的稀释扩散；车辆运输产生的扬尘采取在运输过程中对易起尘的建筑材料加盖遮盖物、对进出的运输道路每天 4-5 次洒水抑尘，有效的减少了扬尘污染，柴油发电机使用质量达标的柴油，现设备均已撤离，未对周边大气环境造成明显影响，无周边居民投诉现象发生。

（3）水环境影响回顾

施工人员生活污水排入施工现场临时防渗旱厕，定期拉运至污水提升站，经污水管网进入大庆市大通水处理有限责任公司处理；钻井废水进入井场钢制泥浆槽，由罐车拉运至大庆洁宇环保科技有限公司处理，处理后的泥饼满足《废弃钻井液处理规范》

（DB23/T693-2000）标准要求后外运至大庆钻探工程公司钻井二公司综合利用垫井场或铺路，压滤水由大庆洁宇环保科技有限公司送往第七采油厂葡二联合站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。施工期未发生地下水和地表水污染事件，未对项目周边水环境造成影响。

（4）固体废弃物影响回顾

项目产生的废弃泥浆、钻井岩屑暂排到井场钢制泥浆槽，由罐车拉运至大庆洁宇环保科技有限公司处理；现场废弃包装袋主要为钻井材料中的纯碱、重晶石粉包装袋，施工结束后已由施工单位统一收集后拉运至第七采油厂工业固废填埋场处理；生活垃圾已统一收集后运至大庆城控电力有限公司处理。

（5）声环境影响回顾

施工期噪声主要为钻井、施工车辆等运行噪声。施工过程选用了低噪声设备，且布局合理，现设备均已撤离，未发生噪声扰民事件。

3.1.3 现有工程污染防治设施运行和排放情况

（1）废气

①非甲烷总烃

现有工程排放的非甲烷总烃主要为区块内井场、集输管线及场站在运行过程中无组织挥发的非甲烷总烃，根据建设单位提供各区块产能情况，本项目涉及现有区块目前产油约 $90 \times 10^4 \text{t/a}$ 。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 1275.8t/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，根据现有工程及依托场站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、转油站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，葡北 1 号转油站、葡北 8 号转油站、葡北 11 号转油站等场站厂区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》（GB37822-2019）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葡北 1 号转油站、葡北 8 号转油站、葡北 11 号转油站、葡北 14 号转油站、葡南 7 号转油站、台肇联转油站、台肇联 1# 转油站加热炉排放的烟气。加热炉使用清洁燃料天然气，并采用低氮燃烧器。根据依托场站验收调查报告和本次工程监测报告可知，葡北 1 号转油站加热炉排放的废气中颗粒物最大值为 8.0mg/m^3 ， NO_x 最大值为 78mg/m^3 ， SO_2 最大值为 10mg/m^3 ；葡北 8 号转油站加热炉排放的废气中颗粒物最大值为 11.1mg/m^3 ， NO_x 最大值为 80mg/m^3 ， SO_2 最大值为 19mg/m^3 ；葡北 11 号转油站加热炉排放的废气中颗粒物最大值约为 11.0mg/m^3 ， NO_x

最大值约为 88mg/m³，SO₂ 最大值约为 14mg/m³；葡北 14 号转油站加热炉排放的废气中颗粒物最大值约为 9.9mg/m³，NO_x 最大值约为 88mg/m³，SO₂ 最大值约为 16mg/m³；葡南 7 号转油站加热炉排放的废气中颗粒物最大值约为 10.0mg/m³，NO_x 最大值约为 79mg/m³，SO₂ 最大值约为 9mg/m³；台肇联转油站加热炉排放的废气中颗粒物最大值约为 7.9mg/m³，NO_x 最大值约为 79mg/m³，SO₂ 最大值约为 8mg/m³；台肇联 1 号转油站加热炉排放的废气中颗粒物最大值约为 11.3mg/m³，NO_x 最大值约为 95.9mg/m³，SO₂ 最大值约为 22.6mg/m³，依托场站加热炉烟气黑度均≤1，加热炉烟气排放均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 中新建燃气锅炉标准限值要求。现有区块依托场站加热炉烟气污染物排放见表 3.1-2。

表 3.1-2 现有区块内场站及现有区块外依托场站加热炉烟气污染物排放

场站名称	排气筒高度（m）	年燃气量（万Nm ³ /a）	年运行时间（h）	站内加热炉总烟气量（万 Nm ³ /a）	污染物排放情况（t/a）		
					颗粒物	NO _x	SO ₂
葡北 1 号转油站	20	200	8760	2260	0.18	1.76	0.23
葡北 8 号转油站	10	53.6	8760	605.7	0.067	0.48	0.12
葡北 11 号转油站	8	134.9	8760	1524.4	0.17	1.34	0.21
葡北 14 号转油站	10	99.6	8760	1125.5	0.11	0.99	0.18
葡南 7 号转油站	12	244	8760	2757.2	0.2879	2.18	0.25
台肇联转油站	20	393	8760	4440.9	0.35	3.51	0.36
台肇联 1 号转油	12	174	8760	1966.2	0.22	1.89	0.44

由以上分析可知，本项目依托场站加热炉烟气排放均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 中新建燃气锅炉标准限值要求。

（2）废水

根据现有区块内验收调查报告，现有区块产液量为 714.3×10⁴t/a，产油量为 90×10⁴t/a，则现有区块油田采出水量为 624.3×10⁴t/a；现有区块油水井作业（修井）产生的作业污水共计约 51766m³/a；现有区块水井洗井产生的洗井污水共计约 17.2×10⁴m³/a。现有区块油田采出水、油水井作业污水、洗井污水均由葡一联含油污水处理站、葡二联含油污水处理站、葡三联含油污水处理站、台肇联含油污水处理站处理达标后回注油层，根据本次工程监测报告可知（见附件 5），处理后的污水满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求。

现有区块场站内的生活污水产生量约 1820m³/a，生活污水排入场站内化粪池，定期拉运至污水提升站，经污水管网进入大庆市大通水处理有限责任公司处理。

（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，根据现有区块内验收调查报告监测结果可知，现有区块内已建井场永久占地外 20m 处噪声能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准，依托场站厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）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 149t/a，依托场站清罐污泥产生量约为 25t/a，含油污泥由罐车拉运至葡萄花含油污泥处理站减量化处理后，再委托北京新风航天装备有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）表 1 中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路。

工程依托场站共产生生活垃圾 15.5t/a，产生的生活垃圾集中收集后拉运至大庆城控电力有限公司进行处理。

（5）地下水及土壤防护措施及效果

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

根据现有区块验收调查报告中对区块内小花尔屯、大围子屯、史家围子屯、双庆村的监测结果，周边村屯评价区域第四系孔隙潜水水质除部分点位的锰超标外均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的Ⅲ类标准要求。锰超标可能是地质原因引起的，项目上游区存在较多的盐碱土，在水文地质的影响下，土壤中的无机物经过上游来水或区域降水溶解进入地下水引起的。地下水承压水水环境质量均能满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准；石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅱ类标准限值。说明在采取地下水防护措施后现有工程对区域地下水无明显影响。

根据现有区块验收调查报告中对井场内及井场外的土壤监测结果，井场永久占地内满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值标准，占地外农用地土壤满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险

管控标准（试行）》（GB15618-2018）基本项目筛选值标准，同时井场内及井场外 10m、20m、30m、50m 处的油田特征污染物石油烃相差不大，现有工程在运行阶段未对区域土壤产生明显影响。

（6）生态环境保护措施及效果

为保护区域生态环境，第七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，第七采油厂采取了井场平整、压实，开挖土方已合理利用填埋；施工期间未对占地外的地表植被造成碾压和破坏；在油田道路地势较低，容易汇水形成径流冲刷的路段，设置了钢筋砼板涵，保证了道路两侧洪沟的畅通；生产期已严格作好道路泄洪桥涵洞的疏通、维修工作，保证了各类设施的泄洪能力；管道工程施工期间，划定了施工活动范围，车辆均采用“一”字型作业法，严格避免开辟新路，管沟挖、填方作业做到了互补平衡，未造成弃土方堆积和过多借土，未增加新的水土流失，管沟回填阶段均按层回填，回填后予以平整、压实，施工期间对开发建设施工材料划定了适宜的堆料场，未破坏占地外的植被，未增加裸地面积而新增的水土流失。

根据现场勘查，现有区块内井场永久占地已平整，井场占地周边耕地及管线施工时临时占用的耕地已进行了复垦恢复，且生态恢复良好。



图 3.1-1 区块现有井场周边生态恢复情况



图 3.1-2 本项目更新井场周边生态情况

现有工程污染物产排污情况汇总表见表 3.1-3。

表 3.1-3 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	1275.8t/a	0	1275.8t/a
	颗粒物	1.38t/a	0	1.38t/a
	NO _x	12.15t/a	0	12.15t/a
	SO ₂	1.79t/a	0	1.79t/a
废水	油田采出水	624.3×10 ⁴ t/a	624.3×10 ⁴ t/a	0
	作业污水	51766m ³ /a	51766m ³ /a	0
	洗井污水	17.2×10 ⁴ m ³ /a	17.2×10 ⁴ m ³ /a	0
	生活污水	1820m ³ /a	0	1820m ³ /a
固废	作业含油污泥	149t/a	149t/a	0
	场站清罐污泥	25t/a	25t/a	0
	生活垃圾	15.5t/a	15.5t/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。本项目区域内已建井的井场永久性占地面积符合要求，井场地面均进行了平整，无油污。站场环境清洁，地面未发现油污，站内道路两侧和厂区院墙内外均已绿化，生态恢复较好。井场永久性占地面积符合设计要求，井场地面均进行了平整，在临时性占地范围内，地表基本进行了平整，并已完成了生态恢复。

区块内转油站加热炉烟气满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2

中新建燃气锅炉标准限值要求；现有站场原油集输均采用密闭集输管线、装置，罐体采用密闭固定顶罐，场站内各关键接口法兰均进行了密闭处理，可有效控制烃类物质的排放，目前现有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》（GB37822-2019）附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求。依托场站厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准。油田产生的含油污水经葡一联含油污水处理站、葡二联含油污水处理站、葡三联含油污水处理站、台肇联含油污水处理站处理后全部回注，出水水质指标能够达到《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求，均不外排；作业和清罐产生的含油污泥由罐车拉运至葡萄花含油污泥处理站减量化处理后，再委托北京新风航天装备有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）表 1 中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路。

目前，第七采油厂已取得排污许可证，行业类别为：陆地石油开采，锅炉，工业炉窑，水处理通用工序，管理类别为简化管理。该许可证已经包含本项目依托场站排放的相关污染物。许可证编号为 91230607716675409L018R。

为保护区域生态环境，第七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，第七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，第七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，本项目涉及区块未发生过环境风险事故。第七采油厂已建立较完善的应急预案体系，综合性预案为《第七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《突发环境事件应急预案》、《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：葡萄花油田葡 88-更 61 等 42 口零散更新井产能建设工程项目；

建设单位：大庆油田有限责任公司第七采油厂；

建设性质：改扩建；

建设地点：大庆市大同区八井子乡下洼子屯北侧、四合屯北侧；老山头乡四大家屯南侧；太阳升镇农造地屯东侧；肇州县新福乡吕八屯北侧；肇源县大兴乡平安地屯北侧和头台镇大花尔屯南侧；

投资规模：15690.5 万元人民币；

占地面积：本项目新增总占地面积为 31.0852hm²，其中永久占地面积为 0.2252hm²，临时占地面积为 30.86hm²，占地类型为草地（非基本草原）和耕地（基本农田）；

建设内容及产能规模：本项目新钻井 10 口，其中油井 5 口，水井 5 口。地面工程基建油水井 42 口（包括本次新钻井 10 口，其余 32 口钻井包含在前期区块钻井工程中），包括油井 12 口、注水井 30 口，其中，本次新钻井采用射孔完井（储层改造工程）后进入地面工程建设，其余井射孔工程包含在前期区块钻井工程中。集油系统采用单管环状掺水集油工艺和就近挂接集油工艺，注水系统采用单干管多井配水工艺，油气集输工程包括新建单井集油掺水管线共 4.391km，其中 $\Phi 76 \times 4.5$ -1.277km， $\Phi 60 \times 3.5$ -3.114km。新建注水管线共 19.2km，其中 $\Phi 48 \times 6$ -4.08km、 $\Phi 60 \times 5$ -7.97km、 $\Phi 60 \times 6$ -0.57km、 $\Phi 76 \times 6$ -6.58km。并配套建设供配电、道路等辅助工程，预计建成产能 0.648×10^4 t/a；

产品及产能规模：预计建成原油产能 0.648×10^4 t/a；

建设周期：项目计划施工期为 2025 年 1 月至 2025 年 5 月，施工约 120d；

劳动定员：施工期钻井队单井在井人数 10 人，地面建设施工人数 15 人，运营期不新增劳动定员。

3.3 开发区块概况

3.3.1 油气田范围

本项目零散更新井工程涉及第七采油厂葡北、葡南、永乐、太南 4 个油田。本次零散更新井区块位于黑龙江省松辽盆地葡萄花油田开采矿权范围，许可证号：0200000720192，矿区面积 666.333km²，有效期限 2007 年 10 月至 2037 年 10 月；黑龙江省松辽盆地太平屯油田开采矿权范围，许可证号：0200000720191，矿区面积 279.497km²，有效期限 2007 年 10 月至 2050 年 10 月；黑龙江省松辽盆地永乐油田开采矿权范围，许可证号：0200000320028，矿区面积 732.301km²，有效期限 2003 年 12 月至 2030 年 3 月。本项目涉及区块目前动用面积 925.2km²，动用地质储量 3.55×10⁸t，可采储量 8695.7×10⁴t。

3.3.2 勘探开发概况

葡萄花油田已投入开发的油田开发面积 925.2km²，地质储量 3.55×10⁸t，可采储量 8695.7×10⁴t。老区所辖葡萄花、太平屯南部、敖包塔三个开发区。葡北油田于 1979 年陆续投入开发，1981 年开始转抽，1987 年至 1994 年进行井网一次加密调整，1996 年至 1998 年进行了井网非均匀二次加密调整。目前采出程度 20.48%，综合含水 91.40%。

3.3.3 地质构造

葡萄花油田地处黑龙江省大庆市大同区与肇源县交界附近，具有构造复杂、储层厚度薄、砂体规模小、油水分布复杂等特点。油水分布主要受构造控制，局部地区断层发育使油水分布复杂化，不同断块油水界面不统一，在纵向上自上而下为油层、油水同层、水层，开发目的层为葡一组油层，属于白垩系姚家组一段。葡一组油层分为三个砂岩组，十一个小层，储层发育一套细砂岩与灰绿色粉砂质泥岩组合。

沉积类型属于三角洲水下分流沉积体系，砂体以水下分流河道砂为主，局部有低弯曲分流砂体及席状砂。砂体主要以窄条带、断续条带及小片状分布，与长垣北部相比，油层厚度较薄（一般在 2.0-4.0m 之间），砂体规模较小，侧向连续性和连通性较差，岩性变细，泥质含量增高，物性变差。

储层岩性主要由粉砂-细砂岩组成，粒度中值在 0.15-0.21mm 之间，分选系数在 3.5-6.8 之间，泥质含量在 11.2-20.7%之间，均为泥质胶结，粘土矿物以水云母为主，其次为高岭石及少量的蒙脱石。空气渗透率变化较大，在 36~264×10⁻³μm² 之间。原油性质具有四低两大的特点，即密度低、粘度低、饱和压力低、含胶量低及地饱压差大、溶解系数大。

3.3.4 层系

本次布井主要针对葡萄花油层部署，且油藏规模小，储量丰度低，为保证一定的经济效益，因此采用一套层系进行开采。

3.3.5 储层特征

本次工程采油井预测平均单井钻遇层数 9 个，砂岩厚度 10.3m，有效厚度 7.3m，预计投产初期平均单井日产油 1.8t；注水井更新 30 口，预测平均单井钻遇层数 10 个，砂岩厚度 12.8m，有效厚度 7.6(0.3)m，投注后平均单井日注水 39m³，新增水驱砂岩厚度 84.5m，有效厚度 64.6m，新增水驱方向砂岩厚度 206.3m，有效厚度 151.7m。

3.3.6 油气藏流体性质

3.3.6.1 地面原油性质

根据地面原油分析资料统计，葡萄花油层地面原油密度平均为 0.84~0.8615g/cm³；地面原油粘度在 10.97mPa·s~36.7mPa·s 之间；含蜡量在 21.2%~28.7%之间，含胶量在 6.8%~18.2%之间，凝固点在 25℃~35.5℃之间。

3.3.6.2 地层水性质

根据区内葡萄花油层地层水分析资料，地层水氯离子(Cl⁻)含量 2601mg/L~4978mg/L，平均为 3511mg/L。总矿化度 8230.2mg/L~12508.1mg/L，平均为 9644.7mg/L；pH 值 7.9~8.4；水型为 NaHCO₃ 型。

3.3.6.3 有毒有害气体含量

邻井钻探未见 H₂S、CO 等有毒有害气体显示。

3.3.7 油气资源类型

本项目区块整体上油层、油水同层、水层同时发育，受断层切割，不同断块油水关系各不相同，同一断块内由于受构造及岩性的双重影响，油水分布复杂。区块为两条油源断层控制，油源充足，井区及周边井大多发育油层及同层，油藏类型为断层-岩性油藏。

3.3.8 开发进程

葡南油田于 1983 年采用 300m×300m 反九点法面积井网投入开发，1999 年在井网边部部署扩边井，共投产油井 56 口，注水井 25 口；2003~2006 年葡南地区滚动开发，仍采用 300m×300m 反九点法面积井网，共投产油井 106 口，注水井 29 口，油水井数比 3.7:1，初期平均单井日产油 2.9t，日注水 43m³。截止到 2024 年 8 月，区块共

有油水井 1333 口，油井总井数 896 口，开井 842 口，水井总井数 437 口，开井数 322 口，区块日产油 405t/d，平均单井日产油 0.5t/d，综合含水 94.4%。累积采油 1470.71 万吨。

葡北油田于 1979 年投入开发，经历了四个开采阶段。

1979 年~1987 年，基础井网开采阶段。采用 600m×600m 反九点法面积井网，共投产油水井 141 口，其中油井 102 口，注水井 39 口，油水井数比 2.62，井网密度 2.55 口/km²，水驱控制程度 51.2%。1982 年产量达到峰值 66.53×10⁴t，之后产量进入递减阶段，到一次加密调整前，1986 年年产油 48.34×10⁴t，五年平均年递减 3.64×10⁴t，阶段递减率 8.32%。

1988 年~1995 年，一次均匀加密调整，共投产一次加密油水井 354 口，其中油井 289 口，注水井 65 口，井网密度由 2.55 口/km² 增大到 7.14 口/km²，配合加密转注老油井 41 口，油水井数比由 2.62 减小到 2.41，水驱控制程度由 51.42% 提高到 66.4%，提高了 15.2 个百分点，年产油量也逐步由调整前 1986 年的 48.34×10⁴t 增加到 1995 年的 59.47×10⁴t，采油速度由 1.18% 提高到 1.45%。

1996 年~1998 年，二次非均匀加密调整，加密方式为对角线中心加密，井距由 300m 缩小到 212m，共投产油水井 73 口，其中油井 50 口，注水井 23 口，井网密度由 7.14 口/km² 增加到 10.27 口/km²，配合加密转注老油井 35 口，油水井数比由 2.41 减小到 1.76，水驱控制程度由 66.4% 提高到 73.4%，提高了 7.0 个百分点。到 1999 年年产油量保持在 54×10⁴t 以上。

1999 年~目前，综合治理及扩边调整。共实施老油井转注 40 口，水井更新 7 口，钻点状油水井 6 口，各类措施调整 435 井次，取得了累计增油 9.1×10⁴t、累计增注 53.24×10⁴m³、累计降水 16.52×10⁴m³ 的好效果。另外，应用精细构造解释、精细薄差储层预测及精细油水模式识别等技术，开展了油藏发育与构造、沉积演化的关系研究，寻找有利的外扩区域，投产扩边井 9 口，其中油井 7 口，注水井 2 口，油水井数比由 1.76 稳定在 1.78，水驱控制程度由 73.4% 增加到 78.3%，2009 年年产油 20.02×10⁴t，占葡北油田总产量的 34.1%。

葡北油田截止到 2024 年 8 月，区块共有油水井 2077 口，油井总井数 1358 口，开井 1219 口，水井总井数 719 口，开井数 608 口，区块日产油 917t/d，平均单井日产油 0.8t/d，综合含水 96.2%。累积采油 4176.01 万吨。

永乐油田葡萄花油层于 2000 年陆续投入开发，开发面积 115.0km²，地质储量 2857.26×10⁴t。井网形式主要有线状注水井网、菱形反九点面积井网、反九点面积井

网。采取各种井网方式同步注水开发。由于油层薄、层数少，层间矛盾大，注水结构调整余地小，含水上升速度较快，注水压力高，产量递减幅度较大。截止到 2024 年 8 月，区块共有油水井 794 口，油井总井数 474 口，开井 441 口，水井总井数 320 口，开井数 195 口，区块日产油 179t/d，平均单井日产油 0.4t/d，综合含水 84.01%。累积采油 254.19 万吨。

2024 年 11 月，大庆油田有限责任公司第七采油厂优选出 42 口更新井，开展零散更新井产能建设工程，特编制《葡萄花油田葡 88-更 61 等 42 口零散更新井产能建设工程项目环境影响报告书》。

3.4 工程组成

本项目工程组成见表 3.4-1。

表 3.4-1 工程组成一览表

工程类别	工程组成	建设内容及规模	备注
主体工程	钻前工程	10 座钻井井场平整，在临时占地内修筑运输道路，井场设备拉运，基础施工设备安装，安置柴油罐区、各撬装板房，运输柴油，配制钻井液等。	新建
	钻井工程	新钻油水井 10 口，井型为直井和定向井，单井完钻井深为 1055m~1554m，总进尺 13505m。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
		井身结构设计一开井深 101m~135m，套管尺寸 273.1mm，工作内容及作用为安装井控装置、封固上部易漏易塌地层、保护浅层水、悬挂生产套管。井身结构设计二开井深 1055m~1554m，套管尺寸 139.7mm，工作内容及作用为封固目的层、达到完井要求。	新建
		利旧原井场基础上外扩形成 100m×100m 钻井井场 10 座，井场设备包括钻机、钻台、柴油罐、发电机、配料罐、泥浆泵、泥浆罐、钢制泥浆槽等；新建 43.3m×11.7m 撬装式钢制基础，1 座/井场，用于架设钻井井架。	新建
		一开钻井液采用膨润土浆钻井液体系，主要成分为膨润土、纯碱。二开钻井液采用油基钻井液体系，主要成分为柴油、主乳化剂、辅乳化剂、有机土、油包水降滤失剂、封堵剂I型（HFLK）、封堵剂II型（纳米封堵剂）、（20%CaCl ₂ ）水、CaO、超细碳酸钙、重晶石粉。钻井全程配备钻井泵、钻井液储备罐、钻井液循环罐、振动筛、除砂器、离心机等筛分、配制等循环利用设施。	新建
		单井钻井施工约 9d，共钻 10 口油井，钻井周期为 90d。	新建

	储层改造工程	本项目对 10 口新钻油水井采用射孔方式完井，射孔工艺采用连续油管喷砂射孔。	新建
	采油工程	本项目基建 12 口油井，其中 2 口油井与本次更新 2 口注水井形成丛式井平台 2 座，2 口油井与就近井场形成丛式井平台 2 座，其余 8 口油井利用旧原井场形成单井井场 8 座，采用注水驱油、抽油机采油方式运行，构筑井台并配套安装抽油机 12 台及采油动力配电设施。建成后预计产能 $0.648 \times 10^4 \text{t/a}$ 。	新建
	注水工程	本项目基建 30 口水井，其中 2 口水井与拟建 2 口油井共形成丛式井平台 2 座，5 口水井与就近井场形成丛式井平台 4 座，21 口水井利用旧原井场形成单井井场 21 座，剩余 2 口井新建单井井场 2 座。新建注水井口 30 套，平均单井注水量 $30\text{m}^3/\text{d} \sim 75\text{m}^3/\text{d}$ ，设计单干管多井配水注水压力为 16MPa，分散注水压力压力为 25MPa	新建
	油气集输工程	基建涉及 12 口抽油机井，站外集油系统采用单管环状掺水集油工艺和就近挂接集油工艺，新建单井集油掺水管线共 4.391km，其中 $\Phi 76 \times 4.5$ -1.277km， $\Phi 60 \times 3.5$ -3.114km，管道设计压力 1.0Mpa，管道材质采用内缠胶带硬质聚氨酯泡沫夹克管道，管道敷设方式采用沟埋方式敷设，公路穿越采用定向钻方式穿越。	新建
	注水管线工程	基建涉及 30 口注水井，本次开发区块注水采用单干管多井配水工艺和分散注水工艺，新建注水管道 19.2km，其中 $\Phi 76 \times 6$ -6.58km、 $\Phi 60 \times 6$ -0.57km、 $\Phi 60 \times 5$ -7.97km、 $\Phi 48 \times 6$ -4.08km，管道设计压力 16 Mpa。管道材质全部选用无缝钢管，管道敷设方式采用沟埋方式敷设，公路穿越采用定向钻方式穿越。	新建
辅助工程	井控房	每座钻井井场设 1 座井控房，占地面积 50m^2 ，房内安放钻井控制系统、监测及报警装置，用于井控人员监测钻井情况。	新建
	机械修理房	1 座/钻井井场，占地面积 50m^2 ，用于修理机械。	新建
	气源房	1 座/钻井井场，占地面积 30m^2 ，供应压缩空气，给钻机刹车提供动力。	新建
	配电房	1 座/钻井井场，占地面积 30m^2 。	新建
	发电机房	1 座/钻井井场，占地面积 50m^2 ，为生活及钻井提供电力。	新建
	生活、办公区	每个钻井井场设 50m^2 地质值班房 1 座、 50m^2 钻井液值班房 1 座、 50m^2 工程值班房 1 座、 50m^2 钻井监督房 1 座、 50m^2 平台经理房 1 座、 50m^2 综合房 1 座。	新建
	钻井施工营地	钻井施工井场沿周边设置临时场地，临时占地面积为 0.72hm^2 ，占地类型为草地和耕地。临时场地用于摆放生活区活动房，停放钻井施工设备，设置车辆回车场地，施工结束后对临时占地进行生态恢复。	新建

公辅工程	给水系统	施工期试压用水由水罐车运送，供水来源为葡二联和台肇联水质站，生活用水采用桶装水；运营期不新增人员，不新增生活用水，油水井作业用水、洗井用水来源为葡二联含油污水处理站和葡三联含油污水处理站的深度处理水，由水罐车运送。	依托
	排水系统	施工人员产生的生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内，定期拉运至采油七厂厂区污水提升站，经污水管网进入大庆市大通水处理有限责任公司处理，施工结束后临时防渗旱厕进行卫生处理，场地进行平整。钻井废水排入井场水基钢制泥浆槽中，及时拉运至大庆洁宇环保科技有限公司处理，处理后的压滤水由罐车拉运至葡二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。管线试压废水由罐车拉运至葡二联含油污水处理站和葡三联含油污水处理站处理达标后回注油层。运营期油田采出水管输进入葡一联含油污水处理站、葡二联含油污水处理站、葡三联含油污水处理站、台肇联含油污水处理站处理达标后回注油层；油水井作业污水及水井洗井污水通过罐车回收后送葡二联含油污水处理站和葡三联含油污水处理站处理达标后回注油层。	依托
	道路工程	本次新建产能位于老井区，多数油水井利用旧原井场，新建通井路可就近挂接于附近的老井和通井路。本项目新建通井路共计 0.384km，其中路基宽 3.5m 的耕地井通井土路 0.257km，路基宽 4m 的低洼草地井通井土路 0.127km。	新建
	供热系统	本项目施工期采用电取暖，运营期依托场站现有供暖方式。	/
	自控工程	本次产能区块对 12 口油井进行数字化建设。新建掺水自动控制装置 14 套，16 口水井利用旧间内已建数字化设备。	新建
	供电系统	本项目施工期用电由柴油发电机供给。运营期电力供应均来自油田已建电网，新建油井及配水间需就近由已建的 6kV 及 10kV 供电线路引接电源，并新建 6kV 供电线路 0.4km，10kV 供电线路 0.2km，线路全部采用架空 LGJ-50 型导线。每座井场采用 1 座柱上变电站供电，共新建柱上变电站 11 座，扩容 1 座。本项目投产后，新增耗电 311 万 kWh/a。	新建
	供气工程	本项目运营期采出液经葡北 1 号转油站、葡北 8 号转油站、葡北 11 号转油站、葡北 14 号转油站、葡南 7 号转油站、台肇联转油站、台肇联 1#转油站内三合一装置油气分离后，油田伴生气用于转油站加热炉燃烧，本项目各转油站新增天然气用量约 13.3 万 m ³ /a。	依托
	表土剥离临时堆放区	管线施工区域内沿线平行设置表土堆放区，项目临时占地恢复时先填心、底土，后平覆表土，以便尽快恢复土地原貌。	新建
	泥浆循环罐	钻井井场设泥浆循环罐 2 个，单罐容积 40m ³ ，占地约 100m ² 。	新建

储运工程	钢制泥浆槽		井场泥浆不落地，钢制泥浆槽位于泥浆循环罐旁边，钻井施工场地设置 1 座钢制泥浆槽，有效容积 100m ³ ，用于接收钻井废水、钻井岩屑、废钻井液，由罐车及时拉运至大庆洁宇环保科技有限公司处理，处理后的压滤水由罐车拉运至葡二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，处理后的泥饼满足《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中 I 类场标准及《废弃钻井液处理规范》（DB23/T693-2000）标准要求后外运至大庆钻探工程公司钻井二公司综合利用垫井场或铺路。	新建
	水罐区		每座钻井井场设钢制水罐 2 个/井场，存储新鲜水，有效容积 100m ³ ，用于施工期的生产用水。	新建
	钻井液材料房		每座钻井井场设置钻井液材料房 1 座，占地面积 50m ² ，用于存放钻井液材料。	新建
	柴油罐区		钻井井场设柴油罐区 1 处，罐区内设钢制柴油罐 2 座，采用双层卧式罐，单座有效容积 30m ³ ，柴油密度为 0.835t/m ³ ，总储量约 50.1t。柴油罐区做重点防渗处理，采用地面碾压平整并铺设 2mm 厚防渗布进行防渗，渗透系数为 1.0×10 ⁻¹⁰ cm/s，罐区配备泡沫灭火器。柴油罐区周围设置高度不低于 0.5m、容积不低于 30m ³ 的便于拆装的防渗玻璃钢围堰，并距离发电房等易产生明火的位置 20m 以上。	新建
	其他材料房		每座钻井井场设置其他材料房 2 座，单座占地面积 50m ² ，用于存放其他钻井材料。	新建
	表土剥离临时堆放区		钻井井场设置 1 处表土剥离临时存放区，用于暂存钻井井场剥离的表土层，采取分层堆放的方式，表土堆放设置挡板、上覆遮盖材料，占地面积约 1200m ² （20m×60m）。临时占地剥离的表土在施工结束后分层回填，并及时恢复地表植被。	新建
环保工程	施工期	废气治理措施	施工期柴油发电机使用低标号柴油，调节好柴油机运行工况。	新建
			对施工场地采取洒水抑尘，对易起尘的临时土方等加盖苫布，加强施工管理，降低施工扬尘对周围环境产生的影响。	新建
		废水治理措施	钻井废水排入井场水基钢制泥浆槽中，及时拉运至大庆洁宇环保科技有限公司处理，处理后的压滤水由罐车拉运至葡二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。	依托
			管线试压废水由罐车拉运至葡二联含油污水处理站和葡三联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排。	依托

			施工人员产生的生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内，定期拉运至采油七厂厂区污水提升站，经污水管网进入大庆市大通水处理有限责任公司处理，施工结束后临时防渗旱厕进行卫生处理，场地进行平整。	新建
		噪声治理措施	合理安排施工进度，减少施工时间，避免大量高噪声设备同时施工；施工严格禁止夜间进行。合理布置施工现场；降低设备噪声运输车辆选择避开居民区的路线，尽量不鸣笛。	/
		固体废物治理措施	生活垃圾统一收集后运至大庆城控电力有限公司处理。	依托
			膨润土、纯碱、重晶石粉废弃包装袋及施工废料属于一般固体废物，集中收集暂存在井场设置的钢制垃圾桶内，由施工单位拉运至第七采油厂工业固废填埋场处理。	依托
			废钻井液、钻井岩屑、废射孔液排入井场水基钢制泥浆槽中，及时拉运至大庆洁宇环保科技有限公司处理，处理后的压滤水由罐车拉运至葡二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，处理后的泥饼外售给大庆钻探工程公司钻井二公司综合利用垫井场或铺路	依托
	运营期	废气治理措施	依托的葡北 1 号转油站、葡北 8 号转油站等场站加热炉采用清洁能源天然气作为燃料，并采用低氮燃烧器，加热炉燃烧产生的废气均经不低于 8m 的烟囱高空排放。	依托
			油田采出液采用密闭集输工艺，井口安装密封垫，新建集油掺水管道、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葡二联含油污水处理站和葡三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管输至葡一联含油污水处理站、葡二联含油污水处理站、葡三联含油污水处理站、台肇联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排。	依托
		噪声治理措施	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葡萄花含油污泥处理站减量化处理后，再委托北京新风航天装备有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）表 1 中的限值要求后，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

	退役期	废气治理措施	施工扬尘采取运输道路及施工场地定时洒水抑尘，运输车辆采取苫布遮盖措施。	新建
		废水治理措施	本项目退役期管线内介质均由压缩空气吹扫至后续集输管线进入集输系统处理。退役期施工人员产生的生活污水排入施工现场附近场站内已建化粪池，定期拉运至污水提升站，经污水管网进入大庆市大通水处理有限责任公司处理。	依托
		噪声治理措施	合理安排施工进度，避免大量高噪声设备同时施工；选用低噪声设备；运输车辆选择避开居民区的路线。	新建
		固体废物治理措施	本项目退役管线两段封堵后直埋处理，退役期拆除的废旧设备全部回收至第七采油厂物资库。封井建筑垃圾统一收集后拉运至龙凤区南一路与大广路交叉口西侧的建筑垃圾临时消纳场处置。生活垃圾统一收集后拉运至大庆城控电力有限公司处理。	依托
	地下水及土壤防护		本项目井场、集输管道等选址选线均避开了集中式饮用水源保护区、集中式饮用水源的补给区、径流区。油井运行期间参照 GB/T 17745 要求进行井筒完整性管理，定期开展井筒完整性检查。回注井运行过程中，应持续对回注井口压力、套管压力、环空压力、回注流体的流量、水质等指标进行监测。定期开展套管腐蚀和水泥环状况检测，检测周期不超过 3 年。新启用或检维修后初次启用的回注井运行前，应进行井筒完整性测试，本项目回注井平均注入量小于 300m³/d，应至少每 2 年进行 1 次井筒完整性检测，检测发现井筒完整性失效，应立即停止回注。	新建
			在本项目区域上游正合屯水井（坐标 124.74294，46.05291）、黑水屯水井（坐标 124.96034，45.71997）布设 2 口潜水背景值监测水井，在区域下游和区域内农造地屯水井（坐标 124.55869，45.84322）、翟生屯水井（坐标 124.76604，45.98756）、车铺屯水井（坐标 124.69475，45.85745）、嘎老窝棚屯水井（坐标 124.89716，45.69139）、魏家窝棚屯水井（坐标 124.89648，45.66289）、厂房闲置水井（坐标 124.83508，45.66078）布设 6 口潜水跟踪监测水井，在四合屯水井（坐标 124.86340，45.97916）、平安地屯水井（坐标 124.72486，45.75065）布设 2 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
			在葡 75-更 82 井场、葡 75-更 82 井场南侧 200m 耕地、永 161-更 75 井场、永 161-更 75 井场南侧 200m 草地布设 4 个土壤跟踪监测点，定期对土壤进行跟踪监测，监测因子为 pH、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、砷、六价铬，监测频次为 1 次/年。	新建
			施工期分区防渗：柴油罐区、泥浆循环罐、钻井液材料房、发电机房、钢制泥浆槽、钻台及压裂作业区为重点防渗，采用地面碾压平整并铺设 2mm 厚防渗布进行防渗，渗透系数为	新建

			1.0×10 ⁻¹⁰ cm/s; 其他材料房、机械修理房、临时防渗旱厕为一般防渗, 采用 1.5mm 厚防渗布进行防渗, 渗透系数为 1.0×10 ⁻⁷ cm/s; 施工井场其他区域采用地面碾压平整。	
			运营期分区防渗: 集油掺水管道、注水管道为重点防渗, 管道采用防腐无缝钢管、管道的连接方式采用焊接, 管道设计壁厚的腐蚀余量为 2mm 或采用管道内防腐, 管道的外防腐等级采用特加强级; 油水井作业期间井场作业区为重点防渗, 井场永久占地内铺设 2mm 厚防渗布进行防渗, 渗透系数为 1.0×10 ⁻¹⁰ cm/s; 井场永久占地内为简单防渗, 采用地面夯实碾压平整处理。	新建
		生态治理	施工期间应划定施工活动范围, 严格控制施工作业面积。针对临时占地应剥离占地内 0.3m 的表土, 采用分层开挖, 分层堆放, 暂存于临时占地内的表土剥离临时堆放区, 并采取苫布遮盖, 表土剥离临时堆放区周围设置排水沟等措施防止水土流失, 并定期采取洒水抑尘措施, 剥离的表土在施工结束后分层回填。对临时占用的土地进行恢复、平整, 恢复临时占地 30.86hm ² ; 对永久占用耕地和草地按照规定进行经济补偿, 补偿面积 0.2252hm 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
依托工程	转油站	葡北 1 号转油站	本项目 1 口油井采出液依托葡北 1 号转油站处理。葡北 1 号转油站投产于 1994 年, 站内主要设备有: 单台设计处理能力 6750t/d 的三合一(分离沉降缓冲装置) 2 台、2.0MW 掺水炉 4 台; 站内采用“分离、沉降、缓冲”三合一处理工艺, 三合一设计处理规模为 13500t/d, 目前实际处理量为 10435.5t/d, 本项目 1 口油井新增采出液量最大为 33.7t/d, 新增产能后葡北 1 号转油站三合一装置处理量为 10469.2t/d, 负荷率为 77.5%, 满足开发需求。	依托, 无需扩建
		葡北 8 号转油站	本项目 3 口油井采出液依托葡北 8 号转油站处理。葡北 8 号转油站投产于 2008 年, 站内主要设备有: 单台设计处理能力 4300t/d 的三合一(分离沉降缓冲装置) 2 台、2.0MW 掺水炉 1 台, 2.4MW 掺水炉 2 台; 站内采用“分离、沉降、缓冲”三合一处理工艺, 三合一设计处理规模为 8600t/d, 目前实际处理量为 7396t/d, 本项目 3 口油井新增采出液量最大为 101.1t/d, 新增产能后葡北 8 号转油站三合一装置处理量为 7497.1t/d, 负荷率为 87.2%, 满足开发需求。	依托, 无需扩建

		葡北 11 号转油站	本项目 4 口油井采出液依托葡北 11 号转油站处理。葡北 11 号转油站投产于 2012 年，站内主要设备有：单台设计处理能力 2600t/d 的三合一（分离沉降缓冲装置）2 台、2.0MW 掺水炉 2 台；站内采用“分离、沉降、缓冲”三合一处理工艺，三合一设计处理规模为 5200t/d，目前实际处理量为 4037t/d，本项目 4 口油井新增采出液量最大为 134.8t/d，新增产能后葡北 11 号转油站三合一装置处理量为 4171.8t/d，负荷率为 80.2%，满足开发需求。	依托， 无需扩 建
		葡北 14 号转油站	本项目 1 口油井采出液依托葡北 14 号转油站处理。葡北 14 号转油站投产于 2012 年，站内主要设备有：单台设计处理能力 4900t/d 的三合一（分离沉降缓冲装置）2 台（运一备一）、2.5MW 掺水炉 2 台，1.5MW 掺水炉 1 台；站内采用“分离、沉降、缓冲”三合一处理工艺，三合一设计处理规模为 4900t/d，目前实际处理量为 3582t/d，本项目 1 口油井新增采出液量最大为 33.7t/d，新增产能后葡北 14 号转油站三合一装置处理量为 3615.7t/d，负荷率为 73.8%，满足开发需求。	依托， 无需扩 建
		葡南 7 号转油站	本项目 1 口油井采出液依托葡南 7 号转油站处理。葡南 7 号转油站投产于 2012 年，站内主要设备有：单台设计处理能力 6750t/d 的四合一（分离沉降缓冲装置）3 台（运二备一）、2.5MW 掺水炉 3 台；站内采用“分离、沉降、缓冲、加热”四合一处理工艺，四合一设计处理规模为 13500t/d，目前实际处理量为 5392t/d，本项目 1 口油井新增采出液量最大为 33.7t/d，新增产能后葡南 7 号转油站四合一装置处理量为 5425.7t/d，负荷率为 40.2%，满足开发需求。	依托， 无需扩 建
		台肇联转油站	本项目 1 口油井采出液依托台肇联转油站处理。台肇联转油站投产于 1999 年，站内主要设备有：单台设计处理能力 6750t/d 的五合一（分离沉降缓冲装置）3 台（运二备一）、2.5MW 掺水炉 4 台；站内采用“分离、沉降、缓冲、加热、脱水”五合一处理工艺，五合一设计处理规模为 13500t/d，目前实际处理量为 6153t/d，本项目 1 口油井新增采出液量最大为 33.7t/d，新增产能后台肇联转油站三合一装置处理量为 6186.7t/d，负荷率为 45.8%，满足开发需求。	依托， 无需扩 建
		台肇联 1 号转油站	本项目 1 口油井采出液依托台肇联 1 号转油站处理。台肇联 1 号转油站投产于 2000 年，站内主要设备有：单台设计处理能力 3400t/d 的四合一（分离沉降缓冲装置）3 台（运一备二）、2MW 掺水炉 3 台；站内采用“分离、沉降、缓冲、加热”四合一处理工艺，四合一设计处理规模为 3400t/d，目前实际处理量为 2917t/d，本项目 1 口油井新增采出液量最大为 33.7t/d，新增产能后台肇联 1 号转油站四合一装置处理量为 2950.7t/d，负荷率为 86.8%，满足开发需求。	依托， 无需扩 建

	脱水站	葡一联脱水站	本项目 4 口油井产液依托葡一联脱水站处理,站内主要设备有:单台设计处理能力 8000t/d 的三相分离器 3 台。站内采用高效三相分离器热化学脱水工艺,设计脱水能力 24000t/d,目前实际处理量为 16659t/d,本项目新增产液后葡一联脱水站处理量为 16793.8t/d,负荷率 70%,满足开发需求。	依托,无需扩建
		葡二联脱水站	本项目 5 口油井产液依托葡二联脱水站处理,站内主要设备有:单台设计处理能力 10000t/d 的游离水脱除器 4 台、单台设计处理能力 2150t/d 的电脱水器 3 台、2.0MW 脱水炉 2 台。站内采用“游离水+电脱水”两段脱水工艺,该站游离水脱除能力 40000t/d,电脱能力为 6450t/d。目前游离水脱除器实际处理量为 20911t/d,电脱水器实际处理量为 916t/d,本项目新增产液后葡二联脱水站游离水脱除处理量为 21079.5t/d,负荷率 52.7%;电脱处理量为 1084.5t/d,负荷率 16.8%,满足开发需求。	依托,无需扩建
		葡三联脱水站	本项目 1 口油井产液依托葡三联脱水站处理,站内主要设备有:单台设计处理能力 6000t/d 的游离水脱除器 3 台、单台设计处理能力 1700t/d 的电脱水器 3 台、2.0MW 脱水炉 2 台。站内采用“游离水+电脱水”两段脱水工艺,该站游离水脱除能力 18000t/d,电脱能力为 5100t/d。目前游离水脱除器实际处理量为 11283t/d,电脱水器实际处理量为 1074t/d,本项目新增产液后葡三联脱水站游离水脱除处理量为 11316.7t/d,负荷率 62.9%;电脱处理量为 1107.7t/d,负荷率 21.7%,满足开发需求。	依托,无需扩建
		敖联脱水站	本项目 2 口油井产液依托敖联脱水站处理,站内主要设备有:单台设计处理能力 4000t/d 的三相分离器 3 台。站内采用高效三相分离器热化学脱水工艺,设计脱水能力 12000t/d,目前实际处理量为 6522t/d,本项目新增产液后敖联脱水站处理量为 6589.4t/d,负荷率 54.9%,满足开发需求。	依托,无需扩建
	注水站	葡一联注水站	本项目 5 口注水井依托葡一联注水站,回注水质为葡一联含油污水处理站深度处理水,该站采用一泵多井的注水工艺,站内主要设备有 D300--150×10A 型注水泵 1 台、DF300--150×11B 型注水泵 1 台。站内设计注水量为 7200m ³ /d,目前实际注水量 6141m ³ /d,负荷率为 85.3%。本项目 5 口注水井新增注水量为 240m ³ /d,新增注水量后葡一联注水站注水量为 6381m ³ /d,负荷率为 88.6%,满足开发需求。	依托,无需扩建
		葡二联注水站	本项目 9 口注水井依托葡二联注水站,回注水质为葡二联含油污水处理站深度处理水,该站采用一泵多井的注水工艺,站内主要设备有 DFJ280-160×10A 型注水泵 1 台、DF280-160×10A 型注水泵 1 台、DF280-150×11C 型注水泵 1 台。站内设计注水量为 13440m ³ /d,目前实际注水量 11035m ³ /d,负荷率为 82.11%。	依托,无需扩建

			本项目 9 口注水井新增注水量为 410m ³ /d, 新增注水量后葡二联注水站注水量为 11445m ³ /d, 负荷率为 85.2%, 满足开发需求。	
		葡三联注水站	本项目 7 口注水井依托葡三联注水站, 回注水质为葡三联含油污水处理站深度处理水, 该站采用一泵多井的注水工艺, 站内主要设备有 DF250-150×11 型注水泵 2 台、DF155-170×10 型注水泵 1 台。站内设计注水量为 9720m ³ /d, 目前实际注水量 6455m ³ /d, 负荷率为 66.4%。本项目 7 口注水井新增注水量为 205m ³ /d, 新增注水量后葡三联注水站注水量为 6660m ³ /d, 负荷率为 68.5%, 满足开发需求。	依托, 无需扩建
		太南 2 号注水站	本项目 2 口注水井依托太南 2 号注水站, 回注水质为葡二联含油污水处理站深度处理水, 该站采用一泵多井的注水工艺, 站内主要设备有 DF250-150×10 型注水泵 2 台。站内设计注水量为 6000m ³ /d, 目前实际注水量 5470m ³ /d, 负荷率为 91.2%。本项目 2 口注水井新增注水量为 100m ³ /d, 新增注水量后太南 2 号注水站注水量为 5570m ³ /d, 负荷率为 92.8%, 满足开发需求。	依托, 无需扩建
	含油污水处理站	葡一联含油污水处理站	本项目 4 口油井采出水依托葡一联含油污水处理站处理, 1#站内主要工艺为“一级沉降+两级过滤”, 2#站内主要工艺为“一级沉降+悬浮污泥过滤”, 设计出水水质指标为“含油量≤10mg/L、悬浮固体≤5mg/L”, 设计污水处理量为 15000m ³ /d。目前实际污水处理量为 10986m ³ /d, 本项目新增油井单井最大采出水量 31.9t/d, 新增污水后处理量为 11113.6m ³ /d, 负荷率为 74.1%, 满足开发需求。	依托、无需扩建
		葡二联含油污水处理站	本项目 5 口油井采出水依托葡二联含油污水处理站处理, 站内主要工艺为“两级沉降+两级过滤”, 设计出水水质指标为“含油量≤10mg/L、悬浮固体≤5mg/L”, 设计污水处理量为 15000m ³ /d。目前实际污水处理量为 13270m ³ /d, 本项目新增油井单井最大采出水量 31.9t/d, 新增污水后处理量为 13429.5m ³ /d, 负荷率为 89.5%, 满足开发需求。	依托、无需扩建
		葡三联含油污水处理站	本项目 1 口油井采出水依托葡三联含油污水处理站处理, 站内主要工艺为“两级沉降+两级过滤”, 设计出水水质指标为“含油量≤8mg/L、悬浮固体≤3mg/L”, 设计污水处理量为 5000m ³ /d。目前实际污水处理量为 3950m ³ /d, 本项目新增油井单井最大采出水量 31.9t/d, 新增污水后处理量为 3981.9m ³ /d, 负荷率为 79.6%, 满足开发需求。	依托、无需扩建
		台肇联含油污水处理站	本项目 2 口油井采出水依托台肇联含油污水处理站处理, 站内主要工艺为“横向流+两级过滤”, 设计出水水质指标为“含油量≤8mg/L、悬浮固体≤3mg/L”, 设计污水处理量为 2500m ³ /d。目前实际污水处理量为 1100m ³ /d, 本项目新增油井单井最大采出	依托、无需扩建

			水量 31.9t/d, 新增污水后处理量为 1163.8m ³ /d, 负荷率为 46.6%, 满足开发需求。	
含油污泥处理站	葡萄花含油污泥处理站		葡萄花含油污泥处理站采用“调质+离心”处理工艺, 设计处理规模为 5m ³ /h (年运行 150 天, 每天 24 小时, 年最大处理量 18000m ³), 目前实际处理量约 12600m ³ /a, 负荷率约为 70%, 剩余处理量为 5400m ³)。本项目含油泥(砂)及落地油产生量为 1.594t/a, 约 2.1m ³ 。新增后葡萄花含油污泥处理站处理量约为 12602.1m ³ /a, 负荷率为 70.01%, 变化较小, 能够满足本项目含油污泥处理需求。	依托、无需扩建
	北京新风航天装备有限公司		北京新风航天装备有限公司位于大庆市大同区八井子乡八井子村, 占地面积 15000m ² , 设有预处理区、热洗涤区、热脱附区及其它附属设施, 项目采用处理工艺采用“筛分流化一调质+三相离心分离+热脱”工艺。热脱工艺设备处理能力为 117t/d, 目前处理量为 60t/d, 负荷率为 51.3%。本项目油泥最大产生量约为 1.594t/a, 北京新风航天装备有限公司剩余处理能力满足本项目含油污泥处理需求, 依托可行。	依托、无需扩建
	大庆洁宇环保科技有限公司		大庆洁宇环保科技有限公司位于大庆市大同区采油七厂(葡北一路南侧, 庆葡街东侧), 中心坐标为 E125°04'48.50", N46°43'46.05", 该泥浆无害化处理装置于 2020 年 10 月 30 日获得了大庆市大同区环境保护局的批复(同环建字[2020]6 号), 于 2020 年 11 月完成自主验收。装置主要采取“药剂均质+压滤出水及泥饼”工艺, 废弃泥浆处理装置最大处理能力为 500m ³ /d, 现实际处理量为 150m ³ /d, 本项目废弃泥浆最大产生量为 65.4m ³ /d, 新增本项目处理负荷后, 该站日处理量为 215.4m ³ /d, 负荷为 43.1%, 本工程依托可行。	依托、无需扩建
	第七采油厂工业固废填埋场		第七采油厂工业固废填埋场位于大同区大庆油田有限责任公司第七采油厂东北 9km 一处盐碱地内, 于 2013 年通过环保验收(验收文号为庆环验[2013]12 号), 总容量为 14000m ³ , 设计年处理能力为 581.2m ³ , 目前填埋总量约为 9100m ³ , 剩余填埋量约为 4900m ³ , 本项目产生施工废料约 0.991t, 填埋场剩余容量能够容纳本项目及同期建设项目产生的固体废物, 依托可行。	依托、无需扩建

本项目主要技术经济指标见表 3.4-2。

表 3.4-2 本项目主要技术经济指标汇总表

类别	指标
设计动用资源储量	预计建成原油产能 0.648×10 ⁴ t/a。
设计井数	新钻井 10 口, 基建油水井 42 口, 其中油井 12 口, 注水井 30 口。
不同规模站场数	依托转油站 7 座、脱水站 4 座、注水站 4 座、含油污水处理站 4 座。

管道长度	新建单井集油掺水管线共 4.391km，其中 $\Phi 76 \times 4.5$ -1.277km， $\Phi 60 \times 3.5$ -3.114km。新建注水管线共 19.2km，其中 $\Phi 48 \times 6$ -4.08km、 $\Phi 60 \times 5$ -7.97km、 $\Phi 60 \times 6$ -0.57km、 $\Phi 76 \times 6$ -6.58km。
能源消耗情况	依托场站新增耗气量 13.3 万 m^3/a 。本项目投产后，新增耗电 311 万 kWh/a 。
工程临时占地及永久占地面积	本项目新增总占地面积为 31.0852hm^2 ，其中永久占地面积为 0.2252hm^2 ，临时占地面积为 30.86hm^2 ，占地类型为草地（非基本草原）和耕地（基本农田）
工作制度	基建井年生产 365d，每天 24 小时。
在册职工人数	施工期钻井队在井人数 10 人，地面建设施工人数 15 人，运营期不新增劳动定员。
总投资及环境保护投资	总投资 15690.5 万元，环保投资 171.8231 万元，环保投资占比 1.1%。

3.5 开发方案

3.5.1 新钻井开发方案

钻前准备工作主要为平整井场，保证全套钻井设备达到相关安装标准，安装完成后并进行相关调试。本项目新钻井 10 口，其中油井 5 口，注水井 5 口，分布在 4 座平台井场及 6 座单井井场，单井完钻井深最大为 1554m，单井平均进尺约 1350.5m，总进尺 13505m。具体钻井井位坐标见表 3.5-1。

表 3.5-1 项目新钻井井位统计表

序号	平台	井号	井位坐标		井型	井别	设计井深 (m)	占地 类型
			井口横坐标	井口纵坐标				
1	与已建井组平台	葡 69-更 84	21635077	5101186	定向井	油井	1166	耕地
2	单井利旧原井场	葡 85-更 86	21635457	5095435	直井	油井	1115	草地
3	与新建水井组平台	永 172-更 58	21648360	5063780	定向井	油井	1554	草地
4	单井利旧原井场	永 161-更 75	21650898	5065661	定向井	油井	1528	草地
5	与已建井组平台	永 162-更斜 146	21638191	5085543	定向井	油井	1256	水泡井
6	单井利旧原井场	葡更 206	21631365	5082276	直井	水井	1055	耕地
7	单井利旧原井场	葡 182-更 34	21621269	5079779	直井	水井	1252	草地
8	单井利旧原井场	永 164-更 72	21650469	5065306	定向井	水井	1528	草地
9	单井利旧原井场	永 167-更 72	21650373	5064847	定向井	水井	1521	草地
10	与已建井组平台	台 84-更斜 118	21643585	5060130	定向井	水井	1530	草地

3.5.2 基建井及井位分布

本项目基建油水井 42 口，其中油井 12 口，注水井 30 口。共组成丛式井平台 8 座（本次基建 2 口油井和 2 口水井分别组成 2 座平台、8 口油水井与已建井场组成 8 座平台）、单井井场 30 座（28 口油水井利旧原井场组成 28 座单井井场、2 口水井新建 2 座

单井井场)，建成产能 $0.648 \times 10^4 \text{t/a}$ 。本项目油井均为水驱油井，注水井注水来源为处理达标的含油污水。项目产能基建安排见表 3.5-2。

表 3.5-2 项目产能基建安排

区块	油井(口)	水井(口)	总井数(口)	建成产能(10^4t/a)
葡北区块、葡南区块、太南区块、永乐台肇区块	12	30	42	0.648

本项目油田产能井位布设情况见表 3.5-3。本项目拟建井位置见附图 2。

表 3.5-3 本项目更新井产能基建油水井位布设情况

序号	平台	井号	井位坐标		井型	井别	占地类型
			井口横坐标	井口纵坐标			
1	单井利旧原井场	葡 85-更 86	21635457	5095435	直井	油井	草地
2	与已建井组平台	葡 69-更 84	21635077	5101186	定向井	油井	耕地
3	单井利旧原井场	葡 75-更 82	21635394	5098945	直井	油井	耕地
4	单井利旧原井场	葡 82-更 79	21635915	5096627	直井	油井	耕地
5	单井利旧原井场	葡 72-更 83	21635169	5099870	直井	油井	耕地
6	与已建井组平台	葡 83-更斜 752	21635339	5095911.7	定向井	油井	草地
7	单井利旧原井场	葡 90-更 79	21634792	5093155	直井	油井	草地
8	单井利旧原井场	葡 113-更 58	21631322	5084218	直井	油井	草地
9	平台	葡 72-更 81	21634890	5099770	直井	油井	耕地
10		葡 72-更 82			直井	水井	
11	单井新建井场	葡 84-更 62	21631757	5093152	定向井	水井	草地
12	与已建井组平台	葡 10-6-更 572	21632064	5086242	直井	水井	耕地
13	单井利旧原井场	葡 88-更 61	21632110	5092295	直井	水井	草地
14	单井利旧原井场	葡 62-更 71	21630504	5100521	直井	水井	耕地
15	单井利旧原井场	葡 64-更 70	21630585	5099837	直井	水井	耕地
16	单井利旧原井场	葡 79-更 75	21634198	5096810	直井	水井	草地
17	与已建井组平台	葡 68-更 70	21631474	5098886	直井	水井	耕地
18	单井利旧原井场	葡 64-更 84	21634141	5102066	直井	水井	耕地
19	单井利旧原井场	葡 90-2 更 54	21630807	5090697	直井	水井	草地
20	单井利旧原井场	葡 95-更 87	21637264	5092999	直井	水井	耕地
21	单井利旧原井场	葡 78-更 73	21633596	5096746	直井	水井	草地
22	单井利旧原井场	葡 81-更 74	21634284	5096139	直井	水井	草地
23	单井利旧原井场	葡 81-更 75	21634573	5096305	直井	水井	草地
24	单井利旧原井场	葡 236-更斜 104	21633256	5074030	定向井	水井	草地
25	与已建井组平台	葡 182-更 94	21629424	5082864	直井	水井	草地
26	单井利旧原井场	葡 182-更 34	21621269	5079779	直井	水井	草地
27	单井利旧原井场	葡更 206	21631365	5082276	直井	水井	耕地
28	单井利旧原井场	葡 256-更 112	21635227	5070982.5	直井	水井	草地

29	与已建井组平台	太 106-更 67	21644035	5095722	直井	水井	耕地
30	单井利旧原井场	太 102-更 65	21644168	5096651	直井	水井	耕地
31	单井利旧原井场	葡 188-更 142	21637492	5082065	直井	水井	耕地
32	单井新建井场	葡 182-更 168	21641348	5082852	直井	水井	耕地
33	与已建井组平台	葡 162-更斜 146	21638191	5085543	定向井	油井	水泡
34	单井利旧原井场	永 172-更 67	21649662	5064051	直井	水井	草地
35	单井利旧原井场	永 196-斜更 56	21648011.1	5060446.3	定向井	水井	耕地
36	单井利旧原井场	永 164-更 72	21650469.2	5065306.9	定向井	水井	草地
37	单井利旧原井场	永 167-更 72	21650373	5064847	定向井	水井	草地
38	与已建井组平台	台 84-更斜 118	21643585	5060130	定向井	水井	草地
39	单井利旧原井场	台 96-更 132	21646676	5058283	直井	水井	草地
40	平台	永 174-斜更 56	21648360	5063780	定向井	水井	草地
41		永 172-更 58			直井	油井	
42	单井利旧原井场	永 161-更 75	21650898	5065661	定向井	油井	草地

3.5.2 开发指标预测

本项目共部署基建更新油井 12 口，注水井 6 口，建成产能 $0.648 \times 10^4 \text{t/a}$ 。区块含油面积共 952.2km^2 ，开采层位属于葡萄花油层，储层有效渗透率 $36\text{-}264 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。油井预测投产初期平均单井日产油 1.8t。注水井预测投注后平均单井日注水 39m^3 ，井口注水压力为 16MPa，注水水质为深度处理水。总体开发动态指标预测见表 3.5-4，原油物性表及产出水性质见表 3.5-5、表 3.5-6。

表 3.5-4 葡萄花油田零散更新井产能基建井开发指标预测表

类别	时间(年) 项目	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
更新油井	井数（口）	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
	年产油（万吨）	0.13	0.58	0.52	0.52	0.52	0.60	0.60	0.59	0.69	0.68	0.68	0.79	0.79	0.78	0.78
	年产液（万吨）	2.64	11.25	11.17	11.21	11.41	12.72	12.68	12.80	14.02	14.02	14.19	14.74	14.59	14.58	14.76
更新水井	井数（口）	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
	年增油（万吨）	0.14	1.22	1.10	1.09	1.34	1.33	1.33	1.63	1.62	1.62	1.99	1.98	1.97	1.96	1.95
	年增液（万吨）	1.19	11.79	11.71	11.76	11.96	12.08	12.04	12.15	12.04	12.05	12.19	11.99	11.89	11.89	12.04
	年注水（万方）	6.93	34.65	34.65	35.10	35.10	34.95	34.80	34.95	34.95	34.95	35.25	35.40	35.40	35.10	35.25
合计	井数（口）	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42
	年增油（万吨）	0.26	1.80	1.62	1.61	1.86	1.93	1.92	2.23	2.31	2.30	2.67	2.77	2.75	2.74	2.73
	年增液（万吨）	3.83	23.05	22.89	22.97	23.37	24.80	24.73	24.95	26.06	26.07	26.39	26.72	26.47	26.48	26.80
	年注水（万方）	6.93	34.65	34.65	35.10	35.10	34.95	34.80	34.95	34.95	34.95	35.25	35.40	35.40	35.10	35.25

表 3.5-5 葡萄花油田零散更新井产能原油物性表

油（气） 田名称	层系	密度	粘度	凝固点	含蜡	胶质	初馏点	气油比
		g/cm^3	MPa S	$^{\circ}\text{C}$	%	%	$^{\circ}\text{C}$	m^3/t
葡北油田	葡萄花油层	0.8400	10.97	25	25.36	6.8	98.5	45
葡南油田	葡萄花油层	0.8497	12.29	29	21.36	9.7		48
太南油田	葡萄花油层	0.8579	15.1	33.6	21.2	12.05		34

永乐油田	葡萄花油层	0.8615	36.7	35.5	28.7	18.2		37

表 3.5-6 葡萄花油田零散更新井产能产出水性质表

油（气）田名称	类别	层系	总矿化度 mg/l	PH 值	氯离子 Cl ⁻
葡北油田	油田产出水	葡萄花	8230.2	7.9	2600.7
葡南油田	油田产出水	葡萄花	9157	8.4	3169.1
太南油田	油田产出水	葡萄花	8683.5	8.0	3296.6
永乐油田	油田产出水	葡萄花	12508.1	8.07	4977.9

3.6 主要建设内容

本项目为陆地石油开采更新井产能工程建设，包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程中射孔施工、油气集输工程，油气处理工程依托现有场站，本项目 32 口油水井钻井工程已在《葡北及太南区块产能建设钻井工程项目环境影响报告书》、《葡南区块产能建设钻井工程环境影响报告表》和《永乐及头台区块产能建设钻井工程环境影响报告表》中进行了评价，项目分别于 2022 年 2 月 25 日、2022 年 2 月 21 日及 2022 年 2 月 10 日由大庆市生态环境局进行了批复，批复文号分别为庆环审〔2022〕49 号、庆环审〔2022〕40 号及庆环审〔2022〕33 号，目前本项目涉及的 32 口油水井未进行钻井施工。

本项目新钻油水井 10 口，基建油水井 42 口，其中油井 12 口，注水井 30 口，并配套建设原油集输管线、注水管线、供配电、道路等辅助工程，建成产能 $0.648 \times 10^4 \text{t/a}$ 。主要建设内容包括钻井工程、射孔工程、采油工程、原油集输工程、注水工程、道路工程、公用工程等。

3.6.1 钻井工程方案

本项目新钻油井 5 口，钻井工程包括钻前准备、钻进、录井、测井、固井、完井，本项目拟建 6 口油井（包括新钻井 5 口、代用井 1 口）压裂后进入地面工程建设。

3.6.1.1 钻前准备

（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 5 口，井型为水平井，单井完钻井深为 3912m~4468m，总进尺 21680m。本项目新钻井设计参数见表 3.6-1。

（2）井身结构

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

表 3.6-1 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	101~135	342.9	表层套管	273.1	100~134	地面
二开	设计井深	215.9	生产套管	139.7	设计井深-3	地面

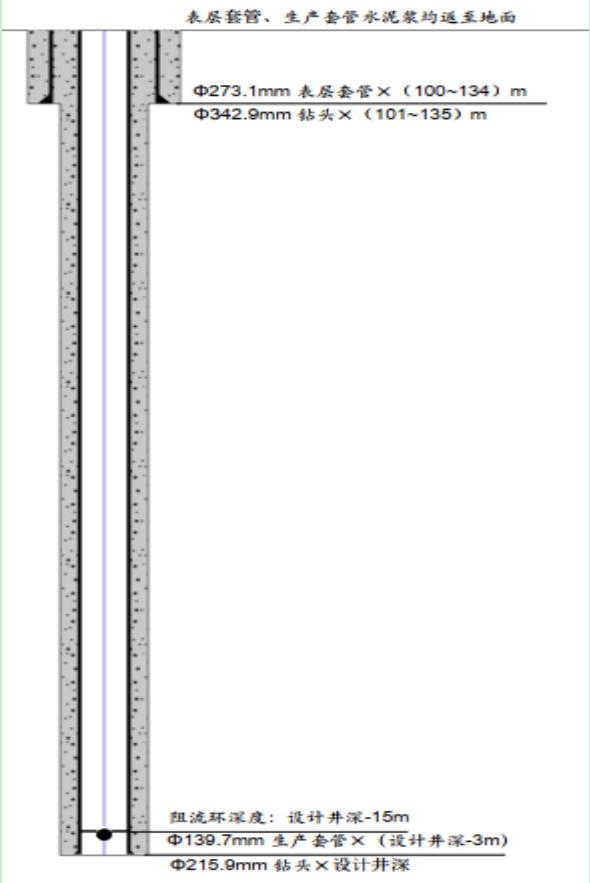


图 3.6-1 直井井身结构示意图

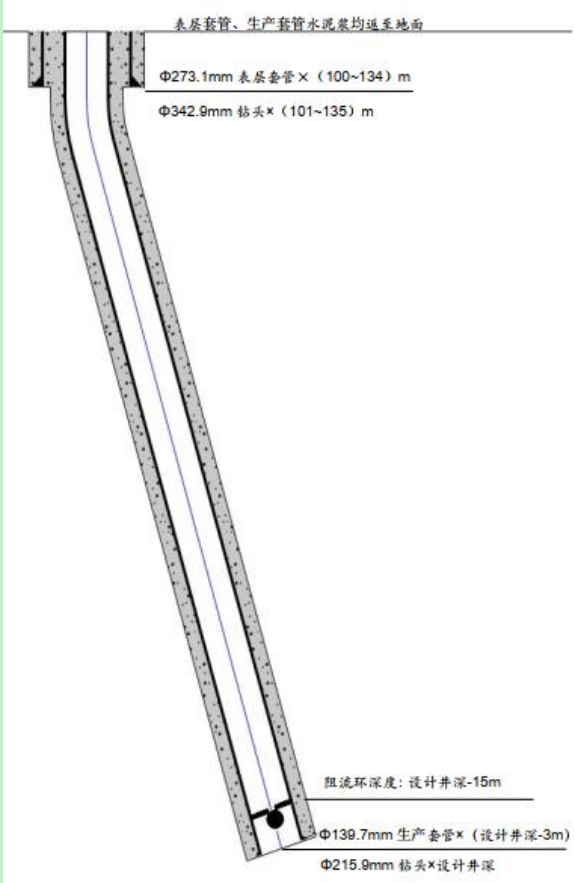


图 3.6-2 定向井井身结构示意图

(3) 钻机选型及钻井主要设备

本项目选用 ZJ-15/900 型钻机。钻机及钻井主要设备性能参数见表 3.6-2。

表 3.6-2 ZJ-15/900 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-15/900		
2	井架		JJ90/39	900 kN	
3	提升系统	天车	TC-125	1225 kN	
		游动滑车	YC-125	1225 kN	
		大钩	DG-125	1225 kN	
		水龙头	SL-140	1372 kN	
		绞车	JC-10	98 kW	
4	转盘		ZP-175	1350 kN	13.73kN m

5	循环系统	搅拌机		7.5 kW	
		钻井泵	SL3NB-1300A	956 kW	
6	动力系统	钻台电机	JS148L-813	380 kW	
		泵柴油机	PZ12V 190B	882 kW	
7	钻机控制系统	压风机 1#	2V-6/8	40 kW	
		压风机 2#	2V-6/8	40 kW	
8	固控设备	振动筛	YND-D		2 台
		除砂器	MCS-300×1		1 台
9	液压大钳		YQ-100	100kN•m	

(4) 钻井液

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，二开采用复合阳离子钻井液体系。一开二开采用的钻井液均为水基钻井液，非油基钻井液。本工程采用的钻井液具有较强的悬浮携沙能力和良好的抑制防塌能力，具有一定的抗污染和抗高温能力。钻井液密度随钻井深度加大而增加，范围为 1.05~1.35g/cm³，pH 值为 8-9。工程配制钻井液的成分除重晶石粉为轻微毒性外，其余成分均为无毒性物质。重晶石粉成分为硫酸钡，具轻微毒性，但硫酸钡不溶于水，对环境不会造成危害。所以本工程使用的钻井液为低毒物质，对环境影响较小。具体钻井液材料用量设计见表 3.6-3。

表 3.6-3 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	0~135		135~1554	
井筒容积 m ³	21		75	
地面循环量 m ³	40		60	
钻井液损耗量 m ³	6		57	
钻井液总量 m ³	67		192	
钻井液体系	膨润土浆		复合阳离子	
钻井液材料名称和用量	材料名称	材料用量 t	材料名称	材料用量 t
	膨润土	3.0	膨润土	/
	纯碱	0.4	纯碱	0.8
	重晶石粉	30.0	WDYZ-1	0.6
	/	/	HX-D	1.4
	/	/	SPNH-1	3.0
	/	/	FST-2	2.0
	/	/	DJ-C (SF-260)	2.0
	/	/	FPS	0.5
	/	/	NH ₄ -HPAN-2	2.4

	/	/	重晶石粉	197.0

钻井液主要组分理化性质见表 3.6-4。

表 3.6-4 钻井液主要组分理化性质一览表

序号	原料	主要组分	理化性质及作用	毒理性质
1	膨润土	天然矿物，主要成分是层状铝硅酸盐蒙脱石	其晶体结构是由两个硅氧四面体晶片中间夹 1 个铝氧八面体晶片组成 1 个晶层，在硅氧四面体中，有部分的 Si^{4+} 可被 Al^{3+} 取代，铝氧八面体层中有部分的 Al^{3+} 可被 Fe^{2+} 、 Mg^{2+} 、 Zn^{2+} 等阳离子取代，这样使得蒙脱石的晶格显负电性，同时晶层上下皆为氧原子层，不能形成氢键，晶层间有微弱的分子力连接，连接力弱，水分子容易进入两层之间使之吸水肿胀	无毒性
2	纯碱	Na_2CO_3	无水碳酸钠为白色粉末，易溶于水，水溶液呈碱性，pH 值为 11.5。在泥浆中发生电离和水解，提供 Na^+ 和 CO_3^{2-} ，在泥浆中通过离子交换和沉淀作用	无毒性
3	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℃，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
4	HX-D	由高分子聚合物经过阳离子和官能团改造而成	阳离子聚合物抑制剂 HX-D，乳白色或浅黄色液体，pH7~9，是由高分子聚合物经过阳离子和官能团改造，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。	无毒性
5	SPNH-1	褐煤树脂	褐煤树脂（SPNH）是一种抗高温、抗盐降滤失剂。外观为黑褐色粉末，热稳定性好，抗温可达 160~180℃；抗盐性能好，抗盐可达饱和盐；降失水效果好，是目前钻井液处理剂中降失水性能较优越的产品；性能稳定，易维护；粘度效应低，不增加体系泥浆粘度。	无毒性
6	FST-2	天然高分子及水溶性合成高分子材料	钻井液降滤失剂，可分为天然高分子改性（纤维素、木质素、淀粉）、矿物改性材料（褐煤碱液）及水溶性合成高分子（如：2-丙烯酰胺基-2-甲基丙磺酸）等，其结构含有不饱和键及亲水基而产生降滤失作用。	无毒性
7	DJ-C（SF-260）	硅氟高温降粘剂	在泥浆中有超强的稀释降粘能力，突出的特点是抗高温能力强，抗盐、抗钙，对钻井液体系有分散、润滑、消泡等作用，高温降粘效果远优于铁铬盐，并能有效地抑	无毒性

			制页岩水化，改善钻井液的造壁功能。	
8	FPS	微裂缝封堵护壁材料	该封堵材料粒径分布在 0.1~10 μm 之间，热稳定性良好，抗温可达 180℃。钻井液性能评价表明，加入 2.0% 胶乳护壁材料的钻井液泥饼质量得到很大改善，淡水钻井液 API 滤失量由 45 mL 降低至 13.6 mL，聚磺钾盐钻井液高温高压滤失量由 12 mL 降低至 4 mL；该护壁材料尺寸与微裂缝匹配良好，易在压差作用下在近井地带迅速黏结成膜，封堵效果优于现场用磺化沥青类材料。	无毒性
9	铵盐	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，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
10	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	低毒性

3.6.1.2 钻进

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

3.6.1.3 井控

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

(1) 一开井口装置

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

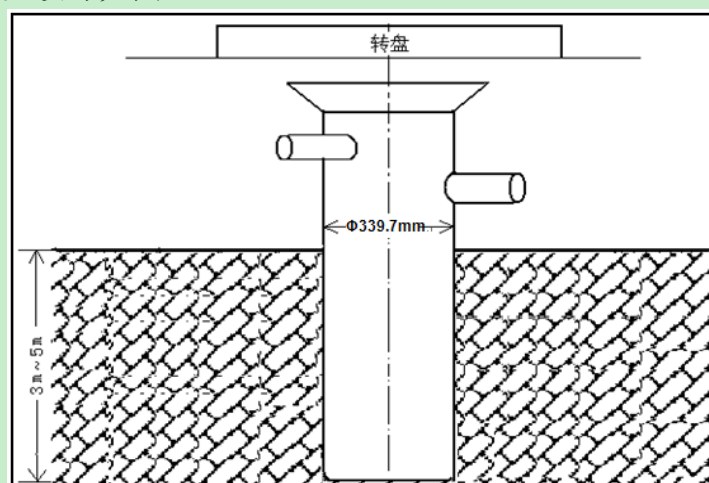


图 3.6-3 一开井口装置设计示意图

(2) 二开井口装置

二开井口装置设计见图 3.6-4。

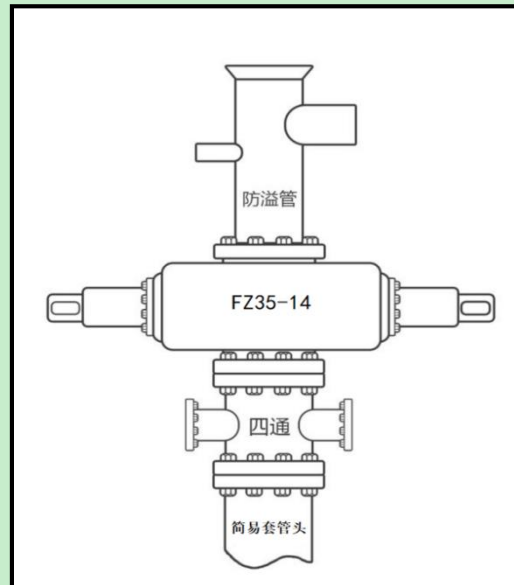


图 3.6-4 二开井口装置示意图

(3) 二开节流及压井管汇

二开井口管汇设计见图 3.6-5。

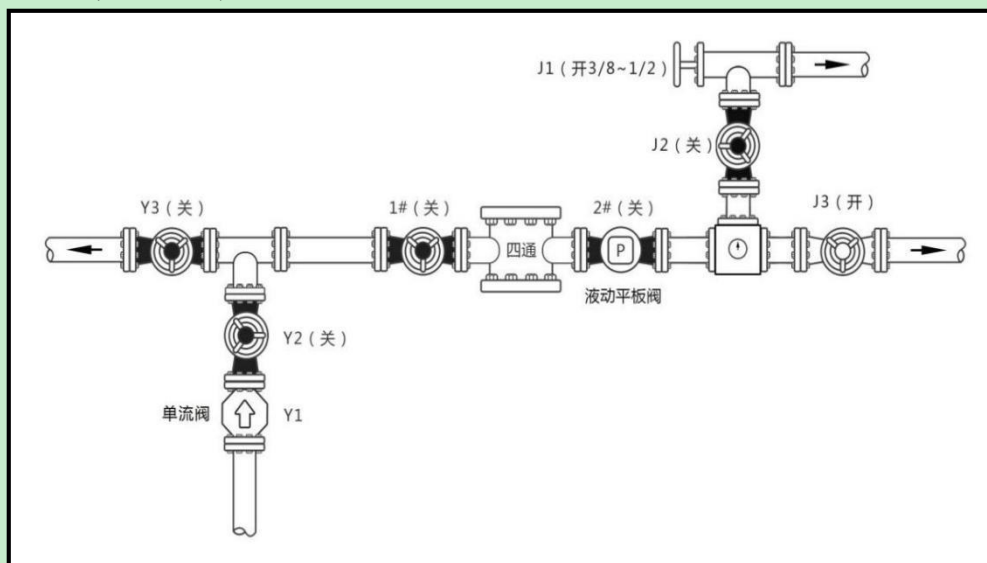


图 3.6-5 二开井口管汇示意图

3.6.1.4 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。

3.6.1.5 测井

测井配备专门的测井队，测井方式为电测井，电测井井控要求主要为：

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

3.6.1.6 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。固井水泥用量见表 3.6-5。

表 3.6-5 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 m³	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	13.06	地面	距完钻井深 1m 以内	A	40	24
生产套管	139.7	215.9	10	37.61	地面	距完钻井深 15m 以内	高强 低密度	15	45
				8.61	葡萄花油层顶面以上 100m		G		13

3.6.1.7 完井

本项目完井采用射孔完井。

3.6.2 储层改造工程

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。射孔液主要成分理化性质见表 3.6-6。

表 3.6-6 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

3.6.3 地面工程方案

3.6.3.1 采油工程

本次产能新建油井 12 口，新建抽油机为常规游梁式抽油机，并配套安装采油动力配电设施。拟建油井机型及配电装置统计表见表 3.6-7。

表 3.6-7 拟建油井机型及配电装置统计表

项目分类		型号	单位	数量
抽油机	普通抽油机	CYJY6-2.5-26HB	台	4
		CYJY8-3-37HB	台	3
		CYJY10-3-53HB	台	5
配电装置	电动机	20kW 380V 电动机	台	4
		30kW 380V 电动机	台	3
		37kW 380V 电动机	台	5
	配电柜	22kW 380 不停机间抽配电箱	台	4
		30kW 380 不停机间抽配电箱	台	3
		37kW 380 不停机间抽配电箱	台	5

3.6.3.2 原油集输工程

(1) 集输工艺

本项目开发区块基建油井 12 口，站外集油系统采用单管环状掺水集油工艺和就近挂接集油工艺，新建单井集油掺水管线共 4.391km，其中 $\Phi 60 \times 3.5$ -3.114km、 $\Phi 76 \times 4.5$ -1.277km，管道设计压力 1.0 Mpa，管道材质采用内缠胶带硬质聚氨酯泡沫夹克管道，管道敷设方式采用沟埋方式敷设，公路穿越采用定向钻和钢开方式穿越。临时占地类型为草地和耕地，管线埋深在 2.0m，管线上部开挖宽度在 1.5-2.0m，底部 0.8m 左右。作业带宽度一般 10m。单管环状掺水集油工艺和就近挂接集油工艺示意图见图 3.6-6、图 3.6-7。

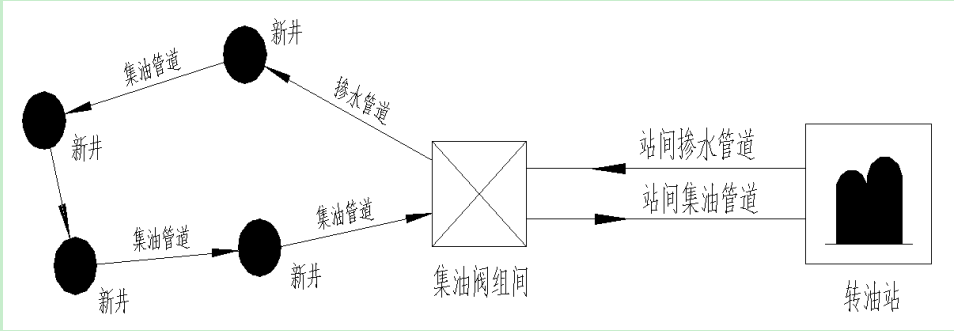


图 3.6-6 单管环状掺水集油工艺示意图

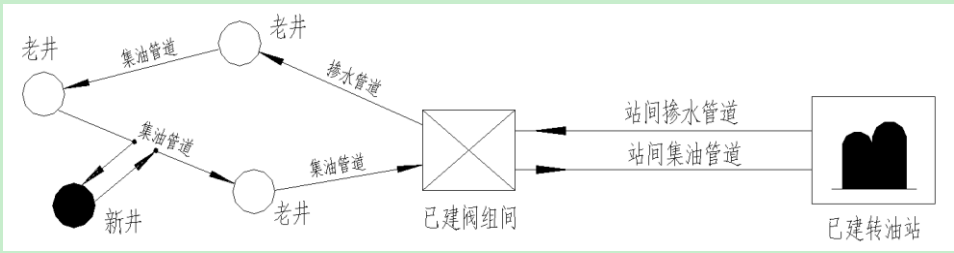


图 3.6-7 就近挂接集油工艺示意图

(2) 站外集油系统

本项目基建 12 口油井，其中 2 口油井与本次更新 2 口注水井形成丛式井平台 2 座，2 口油井与就近井场形成丛式井平台 2 座，其余 8 口油井利旧原井场形成单井井场 8 座。本次规划 9 口油井就进挂接已建集油环，其余 3 口与附近冷输串上老井组成新的集油环。

1) 葡北区块 9 口油井

①葡 113-更 58：新井利旧原井场，就近挂接葡北 104 计量间原已建 1 号集油环。原集油环管线可利旧，需新建掺水集油管线 $\Phi 60 \times 3.5$ -0.021km。站外集输系统示意图见图 3.6-8。

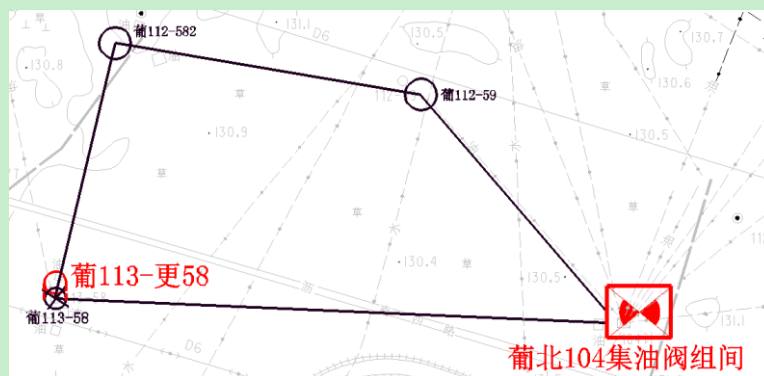


图 3.6-8 葡 113-更 58 站外集油系统示意图

②葡 83-更斜 752：新井利旧原井场，就近挂接葡北新 801 计量间原已建 8 号集油环。原集油环管线可利旧，需新建掺水集油管线 $\Phi 60 \times 3.5-0.021\text{km}$ 。站外集输系统示意图见图 3.6-9。



图 3.6-9 葡 83-更斜 752 站外集油系统示意图

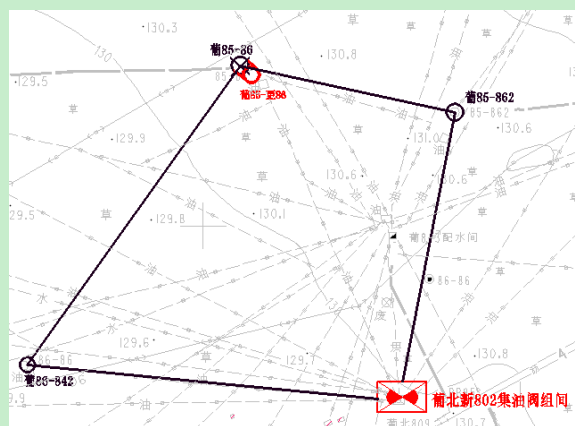


图 3.6-10 葡 85-更 86 站外集油系统示意图

③葡 85-更 86：新井利旧原井场，就近挂接葡北新 802 计量间原已建 2 号集油环。原集油环管线可利旧，需新建掺水集油管线 $\Phi 60 \times 3.5-0.021\text{km}$ 。站外集输系统示意图见图 3.6-10。

④葡 90-更 79：新井利旧原井场，就近挂接葡北新 804 计量间原已建 1 号集油环。原集油环管线可利旧，需新建掺水集油管线 $\Phi 60 \times 3.5-0.021\text{km}$ 。站外集输系统示意图见图 3.6-11。

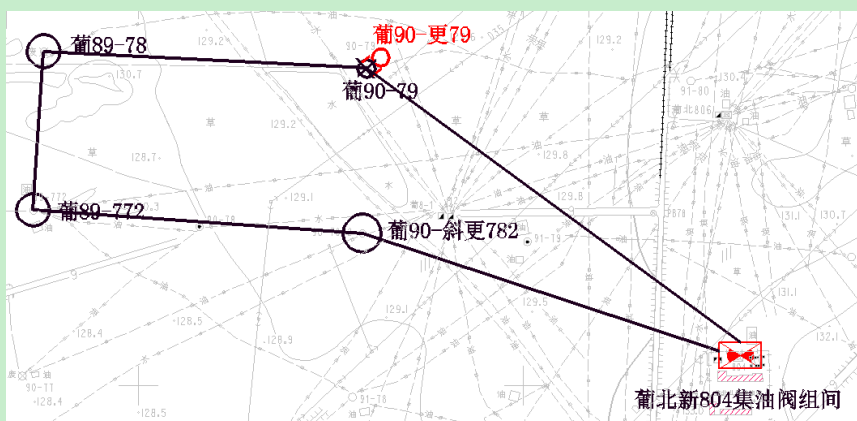


图 3.6-11 葡 90-更 79 站外集油系统示意图

⑤葡 69-更 84: 新井挂靠已建水井葡 68-85 井场, 组成平台井场, 与已建油井葡 67-842 组成新集油环, 接入葡北 139 集油阀组间内预留的掺水集油阀组。新建掺水集油管线 $\Phi 60 \times 3.5-1.52\text{km}$ 。站外集输系统示意图见图 3.6-12。



图 3.6-12 葡 69-更 84 站外集油系统示意图

⑥葡 72-更 81: 新建油井与本次新建水井 72-更 82 合建平台, 新建油井就近挂接葡北 16#集油阀组间原已建 6 号集油环。原集油环管线可利旧, 需新建掺水集油管线 $\Phi 76 \times 4.5-0.15\text{km}$ 。站外集输系统示意图见图 3.6-13。

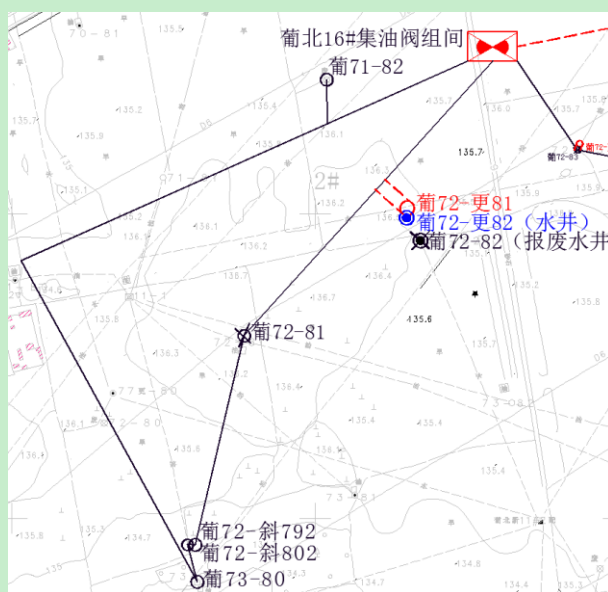


图 3.6-13 葡 72-更 81 站外集油系统示意图

⑦葡 72-更 83: 新井利旧原井场, 与葡北 16#集油阀组间冷输串上已建井组成新集

油环，接入葡北 16#集油阀组间预留阀组。原集油串管线可利旧，需新建掺水集油管线 $\Phi 76 \times 4.5-0.73\text{km}$ 。站外集输系统示意图见图 3.6-14。



图 3.6-14 葡 72-更 83 站外集油系统示意图

⑧葡 75-更 82: 新井利旧原井场, 与原冷输串上已建井组成新集油环。接入葡北 117#集油阀组间内预留阀组, 原管线部分利旧, 需新建掺水集油管线 $\Phi 60 \times 3.5-1.16\text{km}$ 。站外集输系统示意图见图 3.6-15。

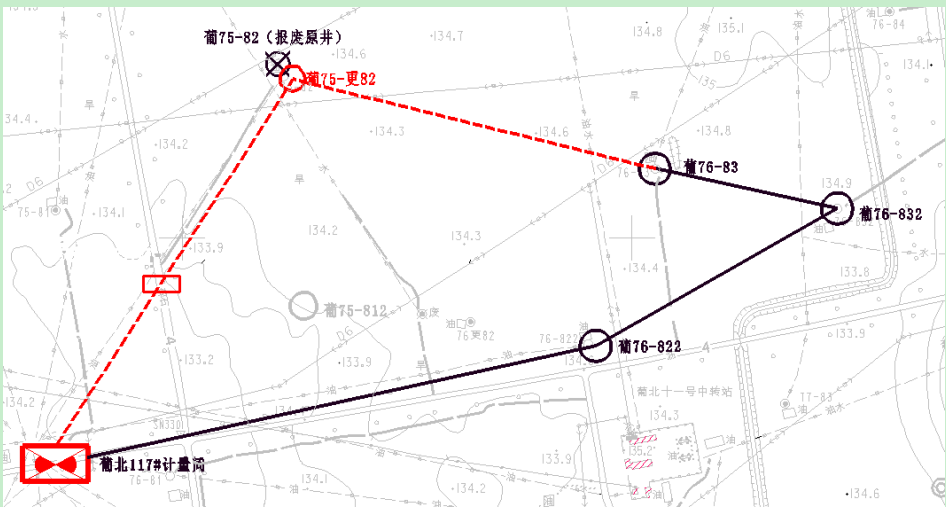


图 3.6-15 葡 75-更 82 站外集油系统示意图

⑨葡 82-更 79: 新建油井就近与已建井形成丛式平台, 就近挂接葡北 116#集油阀组间原已建 1 号集油环。原集油环管线可利旧, 需新建掺水集油管线 $\Phi 60 \times 3.5-0.35\text{km}$ 。站外集输系统示意图见图 3.6-16。

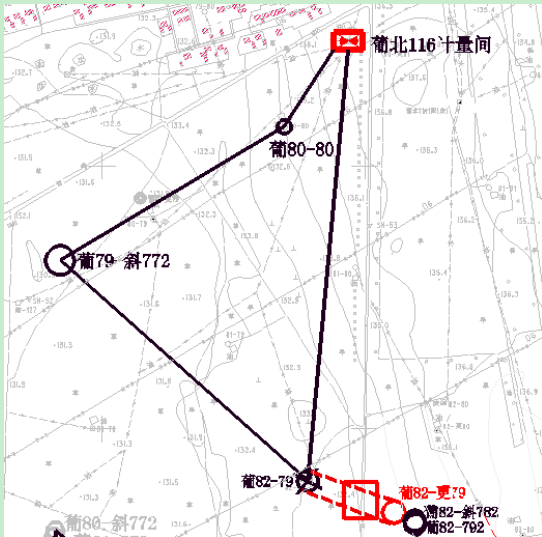


图 3.6-16 葡 82-更 79 站外集油系统示意图

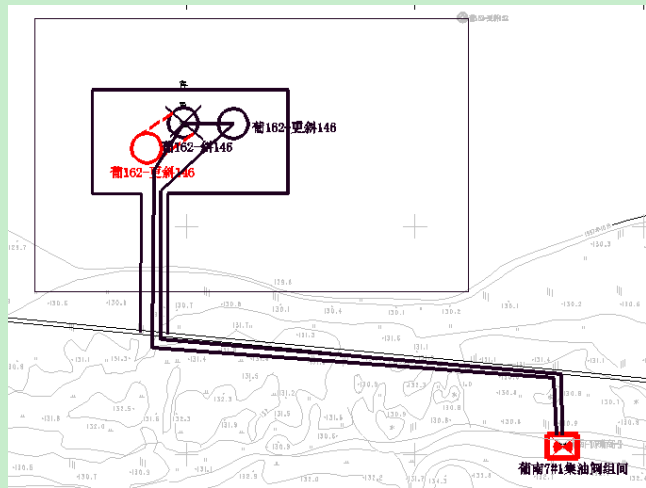


图 3.6-17 葡 162-更斜 146 站外集油系统示意图

2) 永乐葡 47 区块 1 口

①葡 162-更斜 146: 新井利旧原井场, 就近挂接葡南 7#1 集油阀组间原已建 10 号集油环。原集油环管线可利旧, 需新建掺水集油管线 $\Phi 76 \times 4.5-0.021\text{km}$ 。站外集输系统示意图见图 3.6-17。

3) 永乐台肇区块 2 口

①永 161-更 75: 新井利旧原井场, 就近挂接台肇 1#8 集油阀组间原已建 3 号集油环。原集油环管线可利旧, 需新建掺水集油管线 $\Phi 76 \times 4.5-0.10\text{km}$ 。站外集输系统示意图见图 3.6-18。

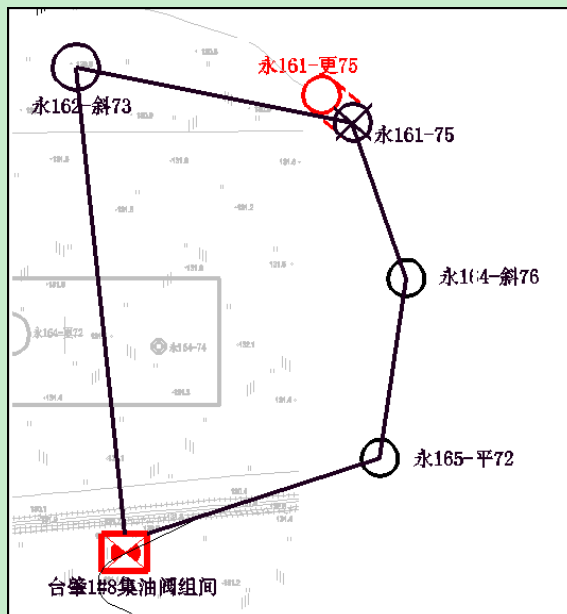


图 3.6-18 永 161-更 75 站外集油系统示意图

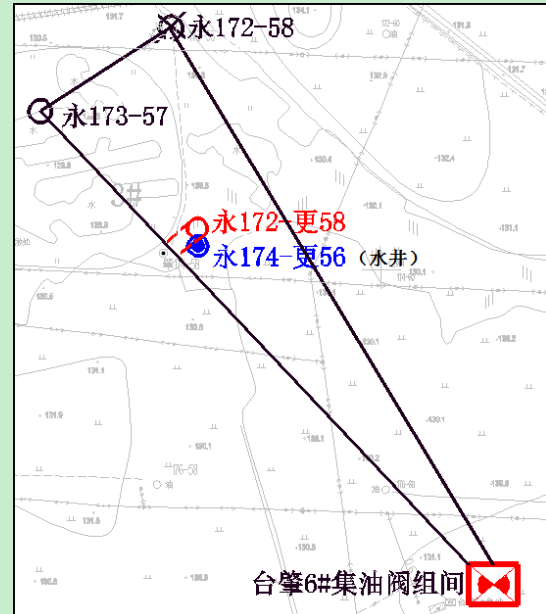


图 3.6-19 永 172-更 58 站外集油系统示意图

②永 172-更 58: 新建油井与本次新建水井永 174-更 56 形成丛式平台, 新进油井就近挂接台肇 6#集油阀组间原已建 1 号集油环。原集油环管线可利旧, 需新建掺水集油管

线 $\Phi 76 \times 4.5 - 0.088 \text{km}$ 。站外集输系统示意图见图 3.6-19。

油井集输关系统计见表 3.6-8。

表 3.6-8 油井集输关系统计

序号	井号	井类	平台号	新建掺水集油管道	占地类型	阀组间	转油站	备注
1	葡 113-更 58	油井	单井	$\Phi 60 \times 3.5 - 0.021 \text{km}$	草地	葡北 104 计量间	葡北 1#转油站	/
2	葡 83-更斜 752	油井	单井	$\Phi 60 \times 3.5 - 0.021 \text{km}$	草地	葡北新 801 集油阀组间	葡北 8#转油站	/
3	葡 85-更 86	油井	单井	$\Phi 60 \times 3.5 - 0.021 \text{km}$	草地	葡北新 802 集油阀组间		/
4	葡 90-更 79	油井	单井	$\Phi 60 \times 3.5 - 0.021 \text{km}$	草地	葡北新 804 集油阀组间		/
5	葡 69-更 84	油井	平台	$\Phi 60 \times 3.5 - 1.52 \text{km}$	耕地	葡北 139 集油阀组间	葡北 14#站	公路钢开穿越
6	葡 72-更 81	油井	平台	$\Phi 76 \times 4.5 - 0.15 \text{km}$	耕地	葡北 16#集油阀组间	葡北 14#站	/
7	葡 72-更 83	油井	单井	$\Phi 76 \times 4.5 - 0.73 \text{km}$	耕地			/
8	葡 75-更 82	油井	单井	$\Phi 60 \times 3.5 - 1.16 \text{km}$	耕地	葡北 117# 集油阀组间		公路钢开穿越
9	葡 82-更 79	油井	平台	$\Phi 60 \times 3.5 - 0.35 \text{km}$	耕地	葡北 116# 集油阀组间		公路钢开穿越
10	葡 162-更斜 146	油井	单井	$\Phi 76 \times 4.5 - 0.021 \text{km}$	水泡	葡南 7#1 集油阀组间	葡南 7#转油站	/
11	永 161-更 75	油井	单井	$\Phi 76 \times 4.5 - 0.10 \text{km}$	草地	台肇 1#8 集油阀组间	台肇联 1#转油站	/
12	永 172-更 58	油井	平台	$\Phi 76 \times 4.5 - 0.088 \text{km}$	草地	台肇 6#集油阀组间	台肇联转油站	/

原油集输工程主要工程量见表 3.6-9。

表 3.6-9 原油集输工程主要工程量表

序号	项目名称	单位	数量
1	新建采油井	口	12
2	新建集油掺水管道		
2.1	$\Phi 60 \times 3.5$ PN16 内缠聚乙烯胶带硬质聚氨酯泡沫塑料保温管	km	3.114
2.2	$\Phi 76 \times 4.5$ PN16 内缠聚乙烯胶带硬质聚氨酯泡沫塑料保温管	km	1.277
3	穿跨越		
3.1	公路穿越 钢开 I 型 L=10m	处	1
3.2	公路穿越 钢开 III 型 L=10m	处	1
3.3	公路穿越 钢开 III 型 L=15m	处	1

3.6.3.3 注水工程

(1) 注水工艺

本次工程葡北区块、葡南区块和太南区块更新 23 口注水井主要采用单干管多井配水工艺，就近接入已建的 21 座配水间，相应配水间阀组均利旧，部分井新建高压流量自动控制装置，注水水质为深度处理水，水质指标为含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体 $\leq 5\text{mg/L}$ ；主要工艺流程为：注水站→配水间→注水井。

永乐台肇区块更新 7 口注水井主要采用分散注水工艺，就近接入已建的 6 座注配间，相应注配间阀组均利旧，部分井新建高压流量自动控制装置，注水水质为深度处理水，水质指标为含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体 $\leq 3\text{mg/L}$ ；主要工艺流程为：台肇联污水站→注配间→注水井。

新建注水管线管道材质全部选用无缝钢管，管道敷设方式采用沟埋方式敷设，公路穿越采用定向钻方式穿越。临时占地类型为草地和耕地。注水管线埋深 2.0m 左右，管沟宽 1m 左右，作业带宽度一般 10m。

(2) 站外系统

1) 葡北区块

①葡 88-更 61 位于葡一联注水站外网系统，新井利旧原井场，就近接入葡北新 6#3 配水间内，配套新建单井注水管线 $\Phi 60 \times 5-0.3\text{km}$ ，管线走向示意图见图 3.6-20。

②葡 84-更 62 位于葡一联注水站外网系统，新建单井井场，就近接入葡北 6#3 配水间内，配套新建单井注水管线 $\phi 60 \times 5-0.71\text{km}$ ，水平定向钻 1 处，管线走向示意图见图 3.6-21。



图 3.6-20 葡 88-更 61 注水管线示意图

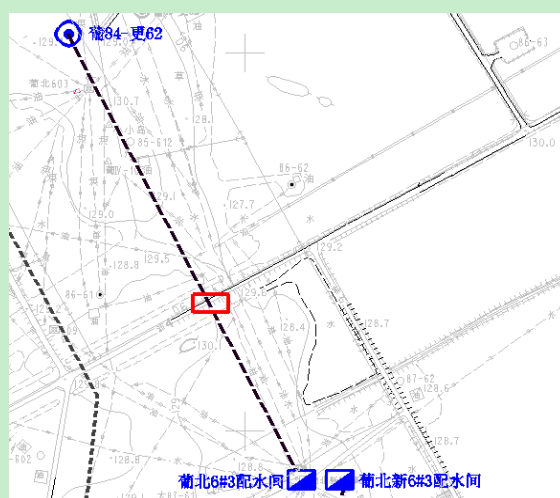


图 3.6-21 葡 84-更 62 注水管线示意图

③葡 90-2 更 54 位于葡一联注水站外网系统，新井利旧原井场，就近接入葡北 4#3 配水间内，配套新建单井注水管线 $\phi 60 \times 5-0.64\text{km}$ ，水平定向钻 2 处，管线走向示意图见

图 3.6-22。

④葡 10-6-更 572 位于葡一联注水站外网系统，新井挂靠已建井场，就近接入葡北 1#4 配水间内，配套新建单井注水管线 $\phi 60 \times 5-0.59\text{km}$ ，管线走向示意图见图 3.6-23。

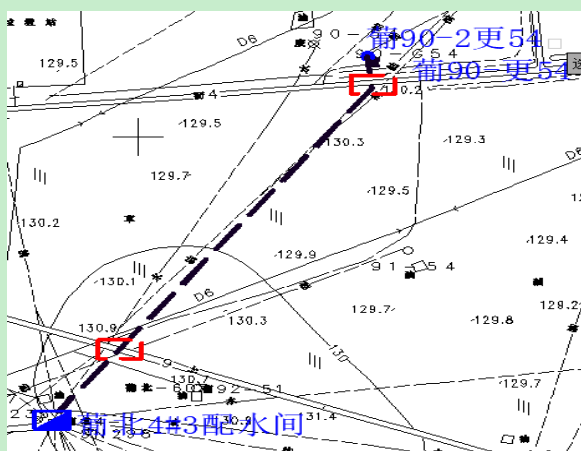


图 3.6-22 葡 90-2 更 54 注水管线示意图



图 3.6-23 葡 10-6-更 572 注水管线示意图

⑤葡 95-更 87 为更新井，位于葡一联注水站外网系统，新井利旧原井场，新井就近接入葡北 812 配水间内，配套新建单井注水管线 $\Phi 60 \times 5-0.15\text{km}$ ，水平定向钻 1 处，管线走向示意图见图 3.6-24。

⑥葡 64-更 84 位于葡二联注水站外网系统，新井利旧原井场，就近接入葡北 14#9 配水间内，配套新建单井注水管线 $\Phi 60 \times 5-0.67\text{km}$ ，管线走向示意图见图 3.6-25。

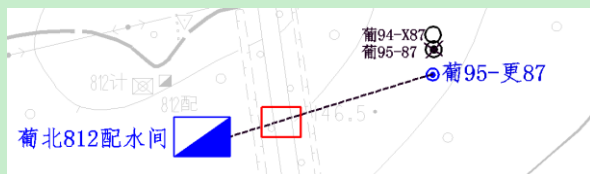


图 3.6-24 葡 95-更 87 注水管线示意图



图 3.6-25 葡 64-更 84 注水管线示意图

⑦葡 62-更 71、葡 64-更 70 位于葡二联注水站外网系统，均利旧原井场，就近接入葡北 12#2 配水间，配套新建单井注水管线 $\phi 76 \times 6-1.2\text{km}$ 、 $\phi 60 \times 5-0.93\text{km}$ ，水平定向钻 4 处，管线走向示意图见图 3.6-26。



图 3.6-26 葡 62-更 71、葡 64-更 70 注水管线示意图

⑧葡 79-更 75 位于葡二联注水站外网系统，新井利旧原井场，就近接入葡北 9#3 配水间内。配套新建单井注水管线 $\Phi 60 \times 5-0.26\text{km}$ ，水平定向钻 1 处，管线走向示意图见图 3.6-27。

⑨葡 68-更 70 位于葡二联注水站外网系统，新井挂靠已建井场，与已建油井形成丛式平台，就近接入葡北 12#4 配水间内。配套新建单井注水管线 $\Phi 60 \times 5-0.05\text{km}$ ，管线走向示意图见图 3.6-28。

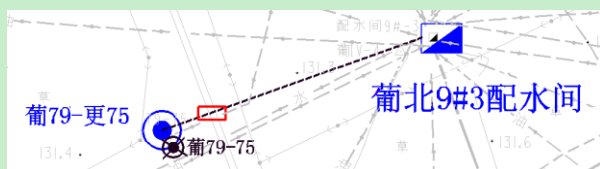


图 3.6-27 葡 79-更 75 注水管线示意图

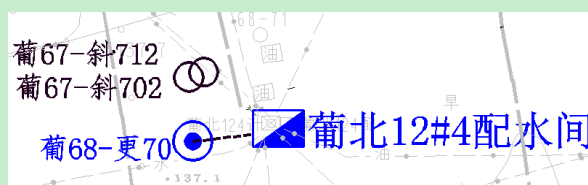


图 3.6-28 葡 68-更 70 注水管线示意图

⑩葡 72-更 82 位于葡二联注水站外网系统，新井利旧原井场，与更新油井葡 72-更 81 形成丛式平台，就近接入葡北 11#2 配水间内，配套新建单井注水管线 $\phi 60 \times 5-0.57\text{km}$ ，管线走向示意图见图 3.6-29。

⑪葡 78-更 73 位于葡二联注水站外网系统，新井利旧原井场，就近接入葡北 9#2 配水间内，配套新建单井注水管线 $\phi 76 \times 6-1.08\text{km}$ ，管线走向示意图见图 3.6-30。



图 3.6-29 葡 72-更 82 注水管线示意图

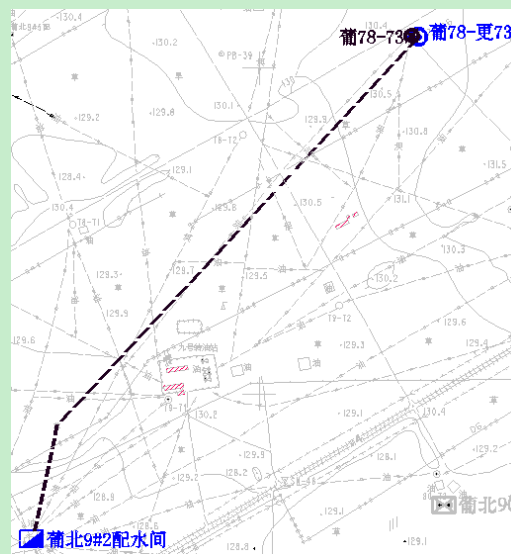


图 3.6-30 葡 78-更 73 注水管线示意图

⑫ 葡 81-更 74 位于葡二联注水站外网系统，新井利旧原井场，就近接入葡北 9#4 配水间内，配套新建单井注水管线 $\Phi 60 \times 5-0.2\text{km}$ ，管线走向示意图见图 3.6-31。



图 3.6-31 葡 81-更 74 注水管线示意图

⑬ 葡 81-更 75 为更新井，位于葡二联注水站外网系统，新井利旧原井场，就近接入葡北 9#4 配水间内，配套新建单井注水管线 $\Phi 60 \times 5-0.48\text{km}$ ，水平定向钻 1 处，管线走向示意图见图 3.6-32。



图 3.6-32 葡 81-更 75 注水管线示意图

2) 葡南区块

① 葡 236-更斜 104 位于葡三联注水站外网系统，新井利旧原井场，就近接入葡 509# 增压配水间内，配套新建单井注水管线 $\Phi 60 \times 5-0.48\text{km}$ ，管线走向示意图见图 3.6-33。

② 葡 182-更 94 位于葡三联注水站外网系统，新井挂靠已建井场，与已建注水井形成丛式平台，就近接入葡 III-4 配水间内，配套新建单井注水管线 $\Phi 60 \times 5-0.98\text{km}$ ，水平

定向钻 2 处，管线走向示意图见图 3.6-34。

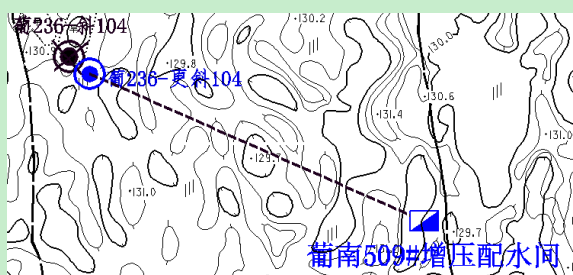


图 3.6-33 葡 236-更斜 104 注水管线示意图

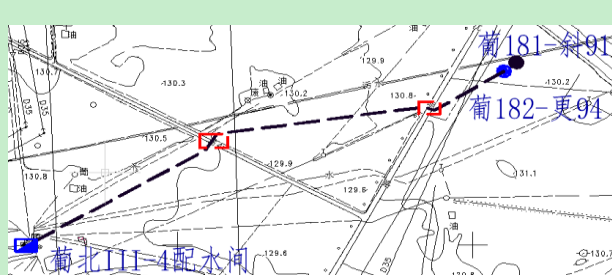


图 3.6-34 葡 182-更 94 注水管线示意图

③葡 182-更 34 位于葡三联注水站外网系统，新井利旧原井场，就近接入葡南 413 配水间内，配套新建单井注水管线 $\Phi 76 \times 6-1.36\text{km}$ ，水平定向钻 2 处，管线走向示意图见图 3.6-35。



图 3.6-35 葡 182-更 34 注水管线示意图

④葡更 206 位于葡三联注水站外网系统，新井利旧原井场，就近接入葡 III-9 配水间内，配套新建单井注水管线 $\Phi 76 \times 6-2.95\text{km}$ ，水平定向钻 2 处，管线走向示意图见图 3.6-36。



图 3.6-36 葡更 206 注水管线示意图

⑤葡 256-更 112 位于葡三联注水站外网系统，新井利旧原井场，就近接入敖 106-3 配水间内，配套新建单井注水管线 $\phi 60 \times 5-0.44\text{km}$ ，管线走向示意图见图 3.6-37。

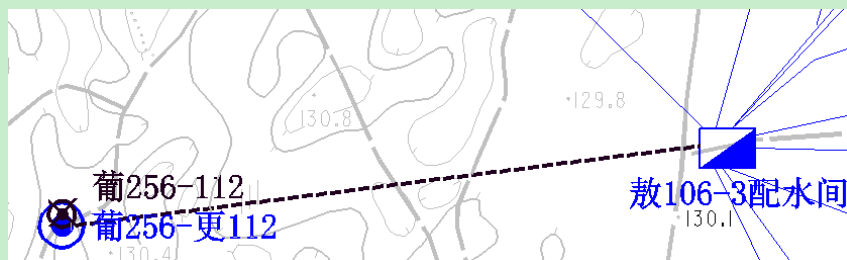


图 3.6-37 葡 256-更 112 注水管线示意图

⑥葡 188-更 142 位于葡三联注水站外网系统，新井利旧原井场，就近接入葡南 6#8 配水间内，配套新建单井注水管线 $\phi 60 \times 5-0.48\text{km}$ ，管线走向示意图见图 3.6-38。

⑦葡 182-更 168 位于葡三联注水站外网系统，新井就近接入葡南 7#4 集油间 4 平台

注水干线，配套新建单井注水管线 $\Phi 60 \times 5 - 0.05 \text{km}$ ，新建单井配水阀组 1 套，管线走向示意图见图 3.6-39。

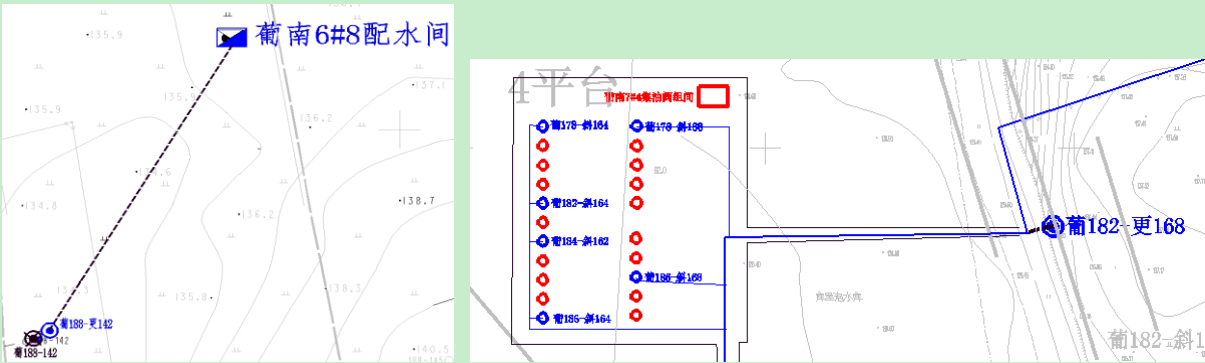


图 3.6-38 葡 188-更 142 注水管线示意图 图 3.6-39 葡 182-更 168 注水管线示意图

3) 台肇区块

①永 172-更 67 位于台肇地区，新井利旧原井场，就近接入台肇 1#6 注配间内，配套新建单井注水管线 $\Phi 48 \times 6 - 0.18 \text{km}$ ，管线走向示意图见图 3.6-40。

②台 84-更斜 118 位于台肇地区，新井挂接已建井场，就近接入台肇联 9#注配间内，配套新建单井注水管线 $\phi 48 \times 6 - 0.86 \text{km}$ ，管线走向示意图见图 3.6-41。

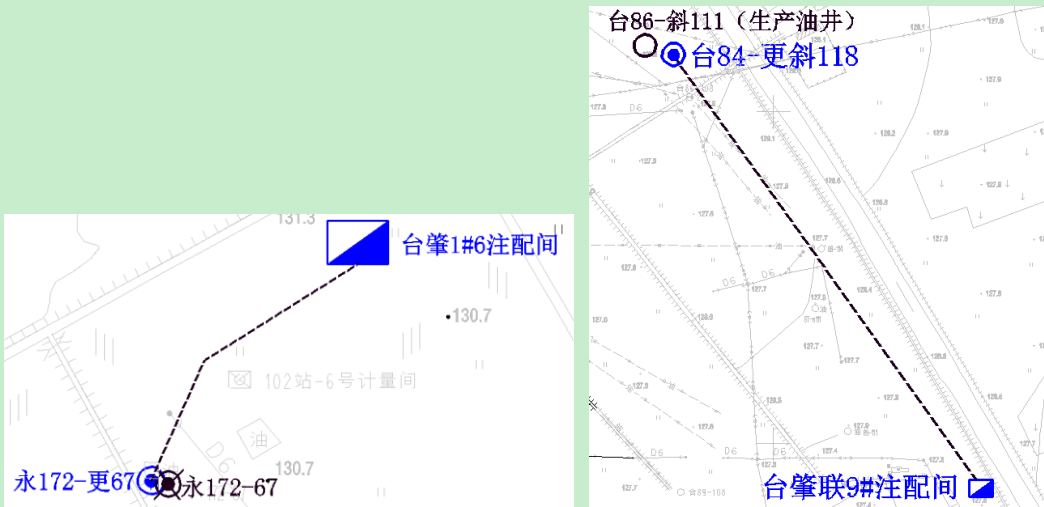


图 3.6-40 永 172-更 67 注水管线示意图 图 3.6-41 台 84-更斜 118 注水管线示意图

③永 196-更 56 位于台肇地区，新井利旧原井场，就近接入台肇联 5#注配间内，配套新建单井注水管线 $\Phi 48 \times 6 - 1.03 \text{km}$ ，水平定向钻 3 处，管线走向示意图见图 3.6-42。

④永 174-更 56 位于台肇地区，新井与本次更新油井 174-更 58 形成丛式井平台，就近接入台肇联 6#注配间内，配套新建单井注水管线 $\Phi 48 \times 6 - 0.65 \text{km}$ ，管线走向示意图见图 3.6-43。

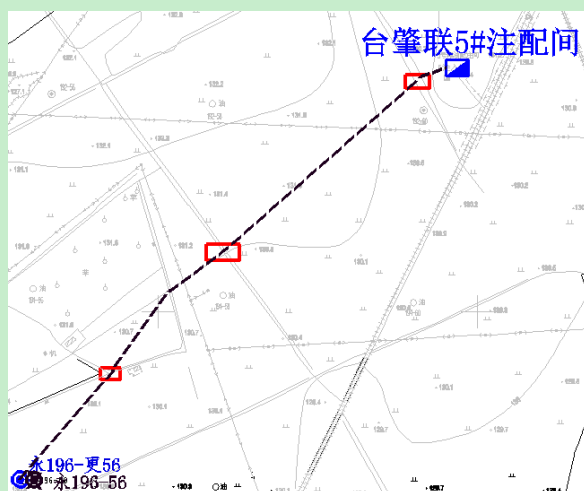


图 3.6-42 永 196-更 56 注水管线示意图



图 3.6-43 永 174-更 56 注水管线示意图

⑤永 164-更 72 位于台肇地区，新井利旧原井场，就近接入台肇 1#8 注配间内，配套新建单井注水管线 $\phi 48 \times 6-0.35\text{km}$ ，水平定向钻 1 处，管线走向示意图见图 3.6-44。

⑥永 167-更 72 位于台肇地区，新井利旧原井场，就近接入台肇 1#8 注配间内，配套新建单井注水管线 $\phi 48 \times 6-0.34\text{km}$ ，管线走向示意图见图 3.6-45。



图 3.6-44 永 164-更 72 注水管线示意图

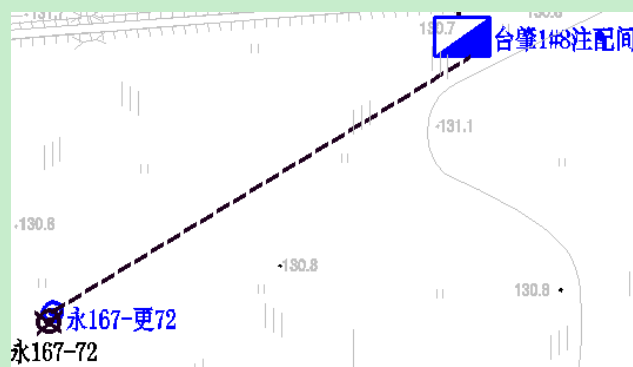


图 3.6-45 永 167-更 72 注水管线示意图

⑦台 96-更 132 位于台肇地区，新井利旧原井场，就近接入台肇联 11#注配间内，配套新建单井注水管线 $\phi 48 \times 6-0.66\text{km}$ ，管线走向示意图见图 3.6-46。

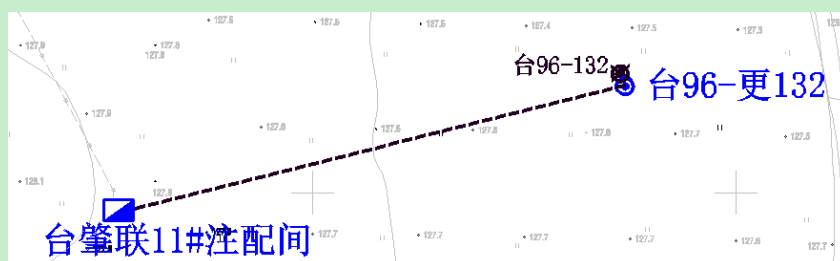


图 3.6-46 台 96-更 132 注水管线示意图

4) 太南区块

①太 106-更 67 位于太南 2#注水站外网系统，新井挂靠已建井场，就近接入太南 2#7

配水间内，配套新建单井注水管线 $\phi 60 \times 6-0.07\text{km}$ ，管线走向示意图见图 3.6-47。

②太 102-更 65 位于太南 2#注水站外网系统，新井利旧原井场，就近接入太南 2#5 配水间内，配套新建单井注水管线 $\phi 60 \times 6-0.5\text{km}$ ，水平定向钻 1 处，管线走向示意图见图 3.6-48。



图 3.6-47 台 96-更 132 注水管线示意图

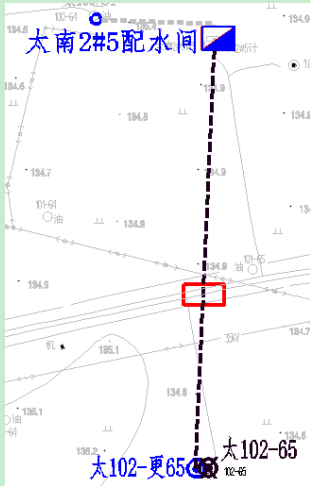


图 3.6-48 台 96-更 132 注水管线示意图

水井注水关系统计见表 3.6-10。

表 3.6-10 水井注水关系统计表

序号	新井井号	平台号	新建注水管道	临时占地类型	配水间	注水站	备注
1	葡 88-更 61	单井	$\Phi 60 \times 5-0.3\text{km}$	草地	葡北新 6#3 配水间	葡一联注水站	/
2	葡 84-更 62	单井	$\Phi 60 \times 5-0.71\text{km}$	草地	葡北 6#3 配水间		定向钻 1 处
3	葡 90-更 254	单井	$\Phi 60 \times 5-0.64\text{km}$	草地	葡北 4#3 配水间		定向钻 2 处
4	葡 10-6-更 572	平台	$\Phi 60 \times 5-0.59$	耕地	葡北 1#4 配水间		/
5	葡 95-更 87	单井	$\Phi 60 \times 5-0.15\text{km}$	耕地	葡北 812 配水间		定向钻 1 处
6	葡 62-更 71	单井	$\Phi 76 \times 6-1.2\text{km}$	耕地	葡北 12#2 配水间	葡二联注水站	定向钻 4 处
7	葡 64-更 70	单井	$\Phi 60 \times 5-0.93\text{km}$	耕地			定向钻 1 处
8	葡 79-更 75	单井	$\Phi 60 \times 5-0.26\text{km}$	草地	葡北 9#3 配水间		/
9	葡 68-更 70	平台	$\Phi 60 \times 5-0.05\text{km}$	耕地	葡北 12#4 配水间		/
10	葡 64-更 84	单井	$\Phi 60 \times 5-0.67\text{km}$	耕地	葡北 14#9 配水间		/

11	葡 72-更 82	平台	Φ60×5-0.57km	耕地	葡北 11#2 配水间		/
12	葡 78-更 73	单井	Φ76×6-1.08km	草地	葡北 9#2 配水间		/
13	葡 81-更 74	单井	Φ60×5-0.2km	草地	葡北 9#4 配水间		/
14	葡 81-更 75	单井	Φ60×5-0.48km	草地			定向钻 1 处
15	葡 236-更斜 104	单井	Φ60×5-0.48km	草地	葡 509#增压间	葡三联注水站	/
16	葡 182-更 94	平台	Φ60×5-0.98km	草地	葡 III-4 配水间		定向钻 2 处
17	葡 182-更 34	单井	Φ76×6-1.36km	草地	葡南 413 配水间		定向钻 2 处
18	葡更 206	单井	Φ76×6-2.95km	耕地	葡 III-9 配水间		定向钻 2 处
19	葡 256-更 112	单井	Φ60×5-0.44km	草地	敖 106-3 配水间		/
20	葡 188-更 142	单井	Φ60×5-0.48km	耕地	葡南 6#8 配水间		/
21	葡 182-更 168	单井	Φ60×5-0.05km	耕地	葡南 7#转油站配水间(增压间)		/
22	永 172-更 67	单井	Φ48×6-0.18km	草地	台肇 1#6 注配间	/	/
23	永 196-更 56	单井	Φ48×6-1.03km	耕地	台肇联 5#注配间	/	定向钻 3 处
24	永 174-更 56	平台	Φ48×6-0.65km	草地	台肇联 6#注配间	/	/
25	永 164-更 72	单井	Φ48×6-0.35km	草地	台肇 1#8 注配间	/	定向钻 1 处
26	永 167-更 72	单井	Φ48×6-0.34km	草地	台肇 1#8 注配间	/	/
27	台 84-更斜 118	平台	Φ48×6-0.86km	草地	台肇联 9#注配间	/	/
28	台 96-更 132	单井	Φ48×6-0.66km	草地	台肇联 11#注配间	/	/
29	太 106-更 67	平台	Φ60×6-0.07km	耕地	太南 2 号 7 配水间	太南 2 号注水站	/
30	太 102-更 65	单井	Φ60×6-0.5km	耕地	太南 2 号 5 配水间		定向钻 1 处

注水系统主要工程量见表 3.6-11。

表 3.6-11 注水系统主要工程量表

序号	名称及规格	单位	数量	备注
一	注水井			
1	注水井(KZF65 24.5MPa 型/多井配水)-25.0	套	29	标注-1678
2	注水井(KZF65 24.5MPa 型/单井配水)-25.0	套	1	标注-1676
3	井口油压座 PN250	套	30	
4	井口套压座 PN250	套	30	
5	井口测压表 0~25 MPa	块	6	
6	新建单井配水间 SZ-25-16T	套	1	标注-1708
7	新建单井截断阀-16.0-40	套	1	标注-1634
二	注水管网			
1	无缝钢管 Φ48×6 25MPa 20#	km	4.08	管顶埋深 1.8m
2	无缝钢管 Φ76×6 16MPa 20#	km	6.58	管顶埋深 1.8m
3	无缝钢管 Φ60×6 18MPa 20#	km	0.57	管顶埋深 1.8m
4	无缝钢管 Φ60×5 16MPa 20#	km	7.97	管顶埋深 1.8m
5	公路穿越 定向钻 DN150 L=24m	处	5	
6	公路穿越 定向钻 DN150 L=20m	处	11	
7	公路穿越 定向钻 DN150 L=16m	处	5	
8	成品防腐钢制过路套管 Φ168×4.5 Q235-B	m	420	
9	玻璃钢标志桩	个	105	

3.6.3.4 道路工程

本次产能共新建油井 12 口、水井 30 口，其中 31 口井位于已建井场或与现有井场合并，无需新建通井路，为其余 11 口油、水井新建通井路。7 口油、水井位于耕地内，4 口油、水井位于低洼草地内，就近挂接在附近井场或已建道路上。

本项目新建通井路共计 0.384km，其中耕地井通井路 0.257km，低洼地井通井路 0.127km。耕地井通井路路基宽度 3.5m，低洼地井通井路路面宽度 4m，均为土路。

本项目道路工程主要工程量见表 3.6-12。

表 3.6-12 本项目道路工程主要工程量

序号	道路名称	总长度 (km)	道路宽度(m)		建设标准
			路基	路面	
1	耕地井通井路	0.257	3.5	--	土路
2	低洼地井通井路	0.127	4	--	土路

3.6.3.5 数字化工程

本工程对新建的 12 口油井进行数字化建设。每座单井或平台主井设置一套 Zigbee 智能综合电参采集控制器，实现现场仪表数据及综合电参数据采集、远程启停井控制及数据上传等功能。

根据数字化现状，对 13 口水井新建高压流量自动控制装置，16 口水井利旧间内已建数字化设备；1 口水井为室外单干管单井，在原管道上新建高压流量自动控制装置 1 套及压力变送器 1 台，数字化工程工程量汇总见表 3.6-13。

表 3.6-13 本项目数字化工程主要工程量

序号	工 程 内 容	单 位	数 量
一	油系统数字化建设		
1	WIA-PA 智能综合电参采集控制器	台	5
2	WIA-PA 智能三相电参分析控制模块	台	3
3	WIA-PA 抽油机无线工况采集单元	台	8
4	WIA-PA 无线压力变送器	台	8
5	Zigbee 智能综合电参采集控制器	台	3
6	Zigbee 智能三相电参分析控制模块	台	1
7	Zigbee 抽油机无线工况采集单元	台	4
8	Zigbee 无线压力变送器	台	4
9	控制线缆	m	180
二	注水系统数字化建设		
1	WIA-PA 智能远程自动采集与控制终端单元	套	1
2	WIA-PA 流量自动控制装置	套	14
3	WIA-PA 无线压力变送器	套	14
三	作业区软件调整		
1	作业区人机界面监控系统软件调整	套	1
	84 点		
2	生产管理子系统二次开发	套	1
	油气水井、站数据配置模块		

3.6.4 公用工程

3.6.4.1 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、管线试压用水，施工期生产用水由水罐车运送，供水来源为葡二联水质站和葡三联水质站，生活用水采用桶装纯净水，产生的废水主要为生活污水、钻井废水（钻井设备冲洗废水）、管线试压废水。

①生活用水及生活污水

生活用水采用桶装水，项目单井钻井施工 9d，钻井队在井人数 10 人。地面工程施工约 30d，施工人数 15 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 108m³。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 86.4m³。施工期施工人员产生的生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内，定期拉运至采油七厂厂区的污水提升站，经污水管网进入大庆市大通水处理有限责任公司处理。

②管线试压用水及管线试压废水

本项目新建集油掺水管线、注水管线采取清水试压的方式，根据新建管线截面面积

及长度，项目试压用水总量为 53.4m^3 ，试压废水按用水量的 95% 计算，试压废水产生量为 50.7m^3 。管线试压废水由罐车拉运至葡二联含油污水处理站和葡三联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排。

③ 钻井生产用水及钻井设备冲洗废水

本项目钻井生产用水主要包括施工阶段洒水抑尘用水、钻井设备冲洗用水（冲洗振动筛及钻台钻具等设备）、水泥用水。本项目钻井生产用水由水罐车运送，类比第七采油厂多年的钻井工程资料，每进尺 1000m，清水用量约 70m^3 ，钻井施工总进尺约 13505m，则钻井生产用水量为 945.4m^3 。其中，钻井设备冲洗用水随井深和钻井周期变化，类比第七采油厂多年的钻井工程资料，每钻进 1m 设备冲洗用水平均为 0.02m^3 ，则钻井设备冲洗用水量约 270.1m^3 ；本项目固井水泥的水灰比为 0.4，单井水泥用量为 82t，本项目新钻 10 口油水井，则水泥用水量为 820m^3 ，水泥用水 328m^3 全部进入水泥中；根据物料平衡，洒水抑尘用水为 347.3m^3 ，洒水抑尘用水全部蒸发。本项目钻井废水（钻井设备冲洗废水）按用水量的 95% 计算，则钻井废水产生量为 256.6m^3 。钻井废水排入井场钢制泥浆槽中，及时拉运至大庆洁宇环保科技有限公司处理，处理后的压滤水由罐车拉运至葡二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。

（2）运营期

本项目运营期不新增人员，不新增生活用水，运营期油水井作业用水、洗井用水来源为葡二联含油污水处理站和葡三联含油污水处理站的深度处理水，废水主要为油田采出水、作业污水、洗井污水。

① 油田采出水

根据开发指标预测，本项目油田采出水最大量为 139800t/a 。油田采出水管输进入葡一联含油污水处理站、葡二联含油污水处理站、葡三联含油污水处理站、台肇联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。

② 作业用水及作业污水

本项目作业用水来源为葡二联含油污水处理站和葡三联含油污水处理站的深度处理水，结合大庆油田有限责任公司第七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 $4.2\text{m}^3/\text{井次}$ ，本项目共基建 12 口油井，则油井作业用水量约

33.6m³/a；注水井作业周期为 2 年，水井作业用水量约为 63.2m³/井次，本项目基建 30 口水井，则水井作业用水量约 948m³/a。油水井作业用水共计约 981.6m³/a。油水井作业污水产生量按用水的 95%计算，则作业污水产生量约为 932.5m³。此部分污水通过罐车回收后送葡二联含油污水处理站和葡三联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排。

③洗井用水及洗井污水

本项目洗井用水来源为葡二联含油污水处理站和葡三联含油污水处理站的深度处理水，本项目基建 30 口注水井，注水井洗井周期 1 年，洗井用水量约为 126.3m³/井次，洗井用水量约为 3789m³/a，洗井污水产生量按用水的 95%计算，则本项目洗井污水产生量为 3599.6m³/a，此部分污水通过罐车回收后送葡二联含油污水处理站和葡三联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排。油井洗井采用掺水伴热流程（该流程热水主要来源为回掺水，未新增工程）进行洗井，以清除套管结蜡，含蜡热洗水随集油管道进入集油系统，不外排。

本项目水平衡图见图 3.6-49、图 3.6-50。

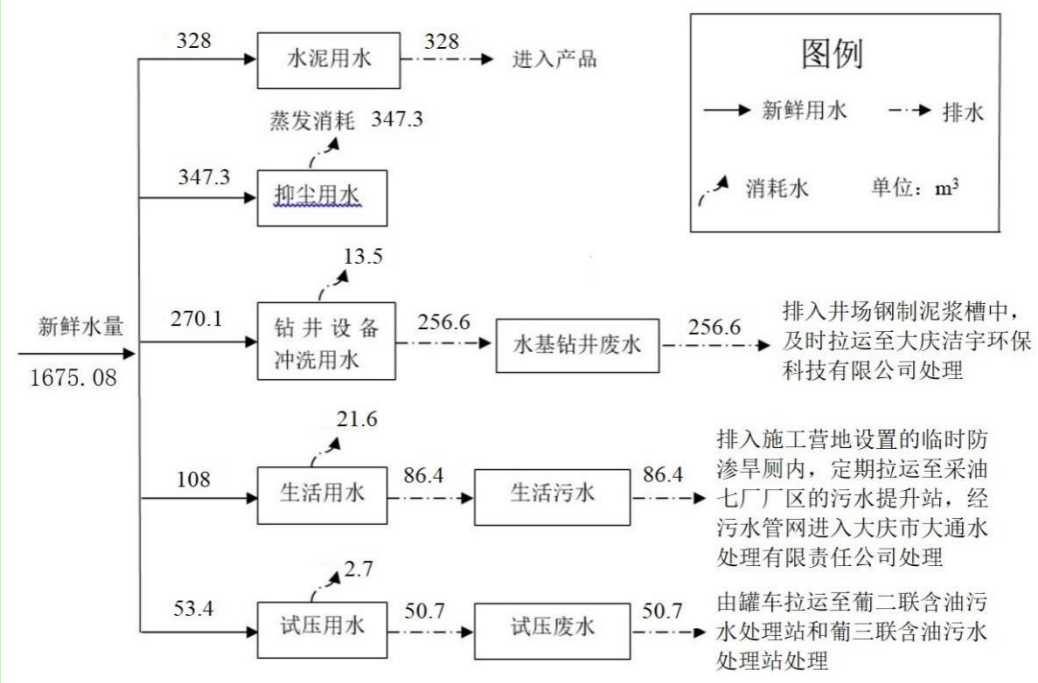


图 3.6-49 施工期水平衡图

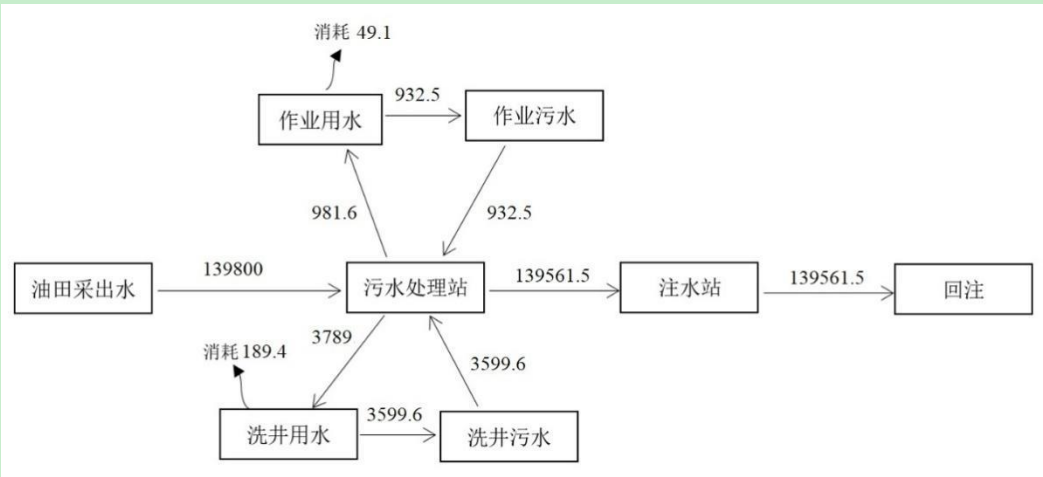


图 3.6-50 运营期水平衡图 (单位 m³/a)

3.6.4.2 供电工程

本项目电力供应均来自油田已建电网，新建油井新增用电负荷 355kW，新建油井及配水间需就近由已建的 6kV 及 10kV 供电线路引接电源，其中新建 6kV 供电线路 0.4km，10kV 供电线路 0.2km。线路全部采用架空绝缘型导线。每座油井井场采用 1 座柱上变电站供电，新建柱上变电站 11 座。扩容 1 座。本项目投产后，新增耗电 311 万 kWh/a。供配电工程主要工程内容见表 3.6-14。

表 3.6-14 供配电工程主要工程量汇总表

序号	工程内容	单位	数量	备注
1	新建柱上变电站	座	11	
2	架空线路敷设	km	1.1	
3	高压直线杆	基	16	
4	直线杆改 T 接杆	基	6	
5	直线杆改通过式变压器杆	基	6	
6	扩容变压器	座	1	杆利旧
7	新建变压器终端杆	座	6	
8	高压线路迁移	km	0.6	

3.6.4.3 采暖工程

本项目施工期采用电取暖，运营期依托场站现有供暖方式。

3.6.4.4 供气工程

本项目运营期采出液经葡北 1 号转油站、葡北 8 号转油站、葡北 11 号转油站、葡北 14 号转油站、葡南 7 号转油站、台肇联转油站、台肇联 1#转油站内油气处理装置油气分离后，油田伴生气用于转油站加热炉燃烧，本项目各转油站新增天然气用量约 13.3 万 m³/a。

3.7 场地布置及土地利用

3.7.1 场地布置

本工程共新钻油水井 10 口，钻井井场布置采用生产区与生活区分开布置的原则，同时生产区与生活区设必要的安全与卫生防护距离。钻井井场平面布置见附图 9。

本项目基建油水井 42 口，其中油井 12 口，注水井 30 口。形成丛式井平台 9 座，单井井场 31 座，集油系统采用单管环状掺水集油工艺和就近挂接集油工艺，新建单井集油掺水管线共 4.391km，注水系统采用单干管多井配水工艺，新建注水管线 19.2km，并配套新建路基宽 3.5m 的通井土路 0.384km。本项目总平面布置图见附图 2。

3.7.2 工程占地情况

本项目占地主要为钻井期间井场的临时占地、完井后形成永久井场的永久占地、道路建设产生的永久占地，施工期管线施工发生的临时占地，所涉及的永久占地和临时占地需要征用土地。本项目新增总占地面积为 31.0852hm²，其中永久占地面积为 0.2252hm²，临时占地面积为 30.86hm²。

项目共部署基建 42 口油水井，占地类型为草地和耕地。其中本次新钻井 10 口，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，施工期钻井井场占地面积按单井 100m×100m=10000m² 计算（含永久占地及临时占地），永久占地按“(30+(井数-1)×井间距)×40m²”计算。本项目新钻井中有 7 口井利旧原井场，2 口井挂接已建井场组成平台，1 口与本次更新水井新建平台井场（水井占地已在前期工程核算），平台井场井间距为 7m，则新钻井场新增永久占地 0.084hm²，钻井施工井场新增临时占地 8.716hm²，本项目在冬季施工，占地类型为草地和耕地。

其余 32 口油水井井场占地已在《葡北及太南区块产能建设钻井工程项目环境影响报告书》、《葡南区块产能建设钻井工程环境影响报告表》和《永乐及头台区块产能建设钻井工程环境影响报告表》中征用，目前正在履行土地征占审批手续，井场设备安装等地面工程均在钻井时期已征用的井场永久占地内施工，不新增占地。

永久占地还包括管线工程新增标志桩 105 个，单个标志桩占地为 0.2m×0.2m。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 3.5m 的耕地井通井土路 0.257km，路基宽 4m 的低洼草地井通井土路 0.127km。

项目新建单井集油掺水管线共 4.391km，根据站外集油系统走向示意图，考虑利旧原井场管线施工不涉及新增占地、集油环建设和同沟敷设情况，实际涉及新增占地管沟长度 2.944km（全部位于耕地内），注水管线 19.2km（位于耕地和草地内），掺水集油管线及注水管线临时施工作业面宽度为 10m，管线施工临时占地面积按照管线长度×施

工作业面宽度计算。

根据《2020 年国家重要湿地名录》、《黑龙江省湿地名录》（2022 年），本项目不占用重要湿地、一般湿地，根据《大庆市土地利用总体规划》（2006-2020）及现场勘查，本项目占地类型为草地（非基本草原）和耕地（基本农田）。

本项目占地情况见表 3.7-1。

表 3.7-1 本项目新增占地类型及面积表 单位：hm²

序号	建设项目	耕地（基本农田）		草地（非基本草原）	
		永久占地	临时占地	永久占地	临时占地
1	新钻井井场	0.028	1.732	0.056	6.984
2	集油掺水管线	0	2.944	0	0
3	注水管线	0	5.432	0	13.768
4	道路	0.09	0	0.0508	0
5	标志桩	0.0001	0	0.0003	0
合计		0.1181	10.108	0.1071	20.752
总计		31.08517			

3.7.3 土石方平衡

本项目涉及土石方的工程主要包括井场施工、管线施工、道路施工。土方施工主要为填筑井场和通井路、井场临时旱厕的开挖及回填、管沟开挖及回填、临时占地的表土剥离及回填。

本项目开工前编制表土剥离方案，对新增永久占地和临时占地 0.3m 表土进行剥离，采用分层开挖，分层堆放，暂存于临时占地内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖，定期采取洒水抑尘措施，临时占地剥离的表土在施工结束后分层回填，并及时恢复地表植被，永久占地剥离的表土按照“占一补一，质量相等”的要求用于易地补充耕地的表土、劣质地或者其他耕地的土壤改良。

本项目位于低洼草地的 22 座井场需要垫高，平均填高 0.5m。低洼地通井路垫高 0.6m。新建单井集油掺水管线共 4.391km，根据站外集油系统走向示意图，考虑集油环建设和同沟敷设情况，实际管沟长度 3.047km。新建注水管线 19.2km，新建管线敷设方式采用沟埋方式敷设，管线埋深在 2.0m，管沟宽度 1.0m。每座新钻井场设置临时旱厕 1 座，容积为 4m³。

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

表 3.7-2 本项目土石方情况 单位：m³

序号	类别	挖方量	填方量	利用方量	借方量	弃方量	备注
1	表土剥离	92580	92580	92580	0	0	包括井场和管线工程临时占地表土剥离量，临时占地 30.86hm ² ，表土剥离 0.3m
2	基建井场	252	13760	252	13760	0	井场垫土外购，垫高 0.5m，需垫方井场永久占地 27520m ² 。新钻井井场永久占地 0.084hm ² ，表土剥离 0.3m。
3	集油掺水管道	6094	6094	6094	0	0	管沟开挖深度为 2m，宽度 1.0m，集油管线实际管沟长度 3.047km，注水管线管沟长度 19.2km。
4	注水管线	38400	38400	38400	0	0	
5	新建通井路	422	254	422	254	0	低洼地通井路路基宽 4m，长度 127m，平均填高 0.5m；耕地通井路路基宽 3.5m，长度 257m，不垫高。永久占地表土剥离 0.3m
6	临时旱厕	40	40	40	0	0	每座新钻井场设置临时旱厕 1 座，容积为 4m ³
合计		137788	151128	137788	14014		/

3.8 施工方案

3.8.1 管道施工

3.8.1.1 原有管道施工

根据调查，葡 75-更 82 井场原集油管线腐蚀老化严重，规划更新井新建管线，原管线部分利旧，部分管道处理后停用。首先停止管道作业，关闭管道前段截断阀，利用压缩空气进行清管作业，将管内残留回注水吹扫至后续管道，进入集输系统，清管完成后关闭后段截断阀。为避免对生态的二次破坏，清管后的管道两端采用混凝土封堵直埋于地下，不再挖出。该过程的工艺流程见图 3.8-1。

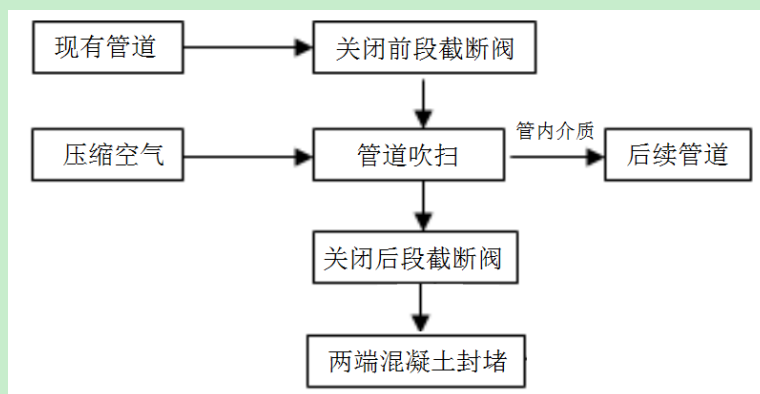


图 3.8-1 原有管道处理流程图

3.8.1.2 一般管道施工

管道施工过程为先清理作业线路场地，然后开挖管沟，再组焊管道、下沟管道，特殊地段根据实际情况合理穿插各工序。管沟开挖以机械开挖为主，施工作业面宽 10m。施工完毕清理现场、恢复地貌。管道施工建设过程见图 3.8-2。

一般地段作业带宽度为 10m，其中管沟深度按 2m、宽度 1m 计。施工作业带清理采用挖沟机、推土机扫线，人工配合清理。防腐管由工厂预制，采用专用管拖车拉运现场连接。管沟开挖采用挖掘机等机械及人工辅助清理完成。回填完的管沟进行压实、整形。管道安装完成后，经检验合格，应进行压力和严密性试验，本项目试压采用清水进行试压。

工艺管线施工技术要求及验收均按国家标准《工业金属管道工程施工及验收标准》(GB50235-2010)、《现场设备、工业管道焊接工程施工及验收规范》(GB50236-98)、《油气田集输管道施工规范》(GB50819-2013) 以及有关国家及行业标准执行。

管道施工作业断面见图 3.8-3，管道开挖施工平面布置示意图见图 3.8-4。

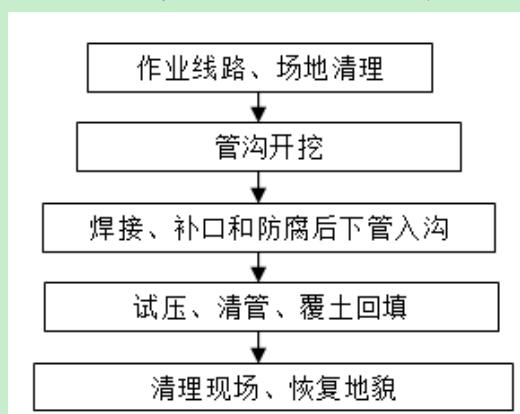


图 3.8-2 管道施工建设过程

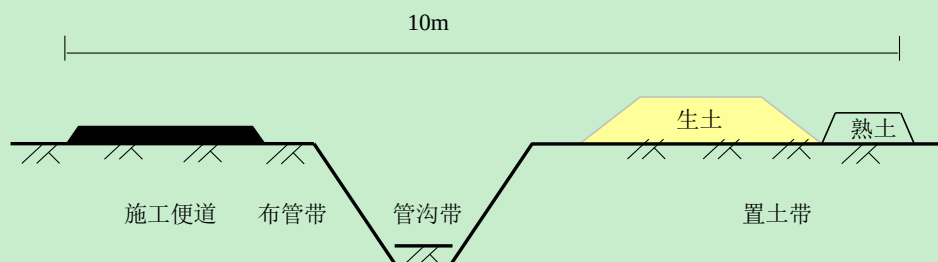


图 3.8-3 管道施工作业断面图

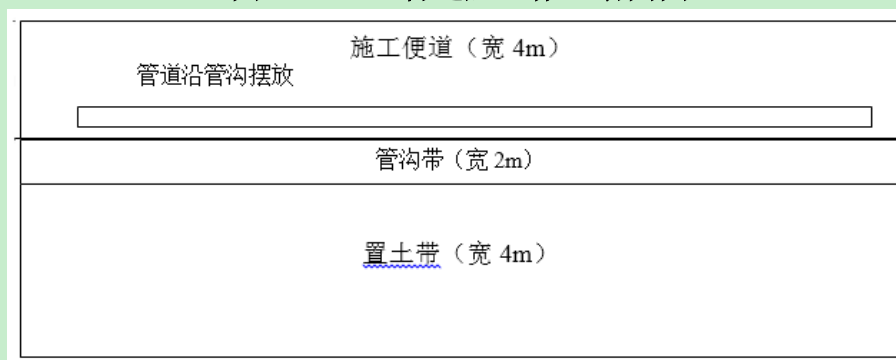


图 3.8-4 管道开挖施工平面布置示意图

3.8.1.3 管道穿越施工

本项目 24 处管道穿越公路，穿越采用定向钻（21 处）和钢开（3 处）施工方案。定向钻是指在不开挖地表表面的条件下，铺设多种地下公用设施（管道、电缆等）的一种施工机械。主要用于穿越公路、铁路、建筑物、河流，以及在闹市区、文物保护区、农作物和植被保护区等不易开挖的条件下，进行供水、煤气、电力、电讯、天然气、石油、污水排放等管道的铺设或更新。定向钻法是一种先进的管线穿越施工方法，施工时完全具有不影响通行、施工周期短、管道运营安全、综合造价低等优点。

定向钻施工方式：在一侧先用定向钻机在公路底部钻一导向孔，当钻头在路对面出土后，在出土端连接扩孔器，在扩孔器转动（配以高压泥浆冲切）扩孔的同时，钻台上的活动卡盘向上移动，拉动扩孔器前进，使钻孔略大于穿越管直径，然后将路对面已组装焊接的穿越管段连接在扩孔器上，拉动钻杆，将穿越管段通过扩孔后的导向孔回拖到定向钻机的一侧。施工示意图见图 3.8-5。

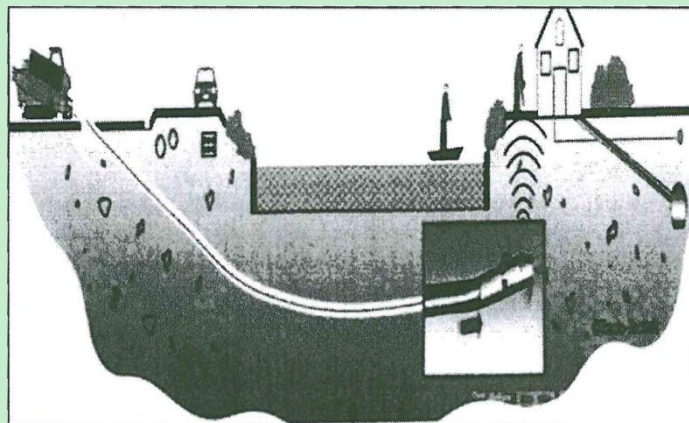


图 3.8-5 定向钻施工示意图

钢开施工方式：集油管线 3 处穿越村屯水泥道路采用开槽施工方式，确定好穿越点后对路面机械开挖，夯实基础后放置穿路套管，最后进行土方回填，平整恢复路面。

3.8.2 道路施工

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

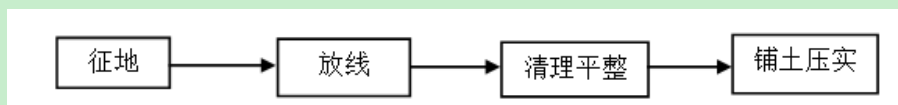


图 3.8-6 通井路施工建设过程

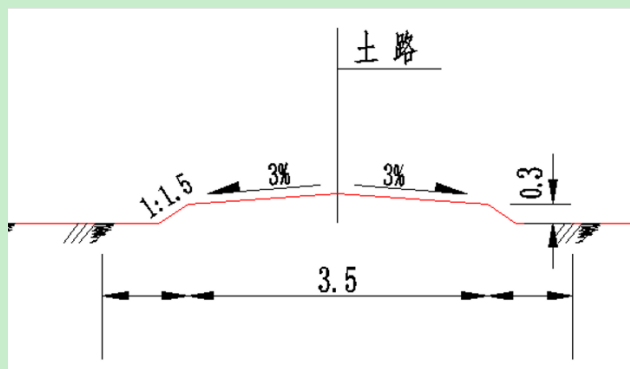


图 3.8-7 通井路横断面图

3.8.3 典型井场施工

首先进行井台平整，井场垫高依据所在地区地势，地类及区域排水情况确定，井场垫高约 0.5m；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。

3.9 施工进度及时序

本项目计划施工期为 2025 年 1 月至 2025 年 5 月，施工约 120d。项目施工总进度见表 3.9-1。

表 3.9-1 施工进度计划表

工程名称	2025 年				
	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月
钻井工程	——	——	——	——	——
地面工程				—	——

注：“—”代表 10d。

3.10 设备物料消耗

3.10.1 设备

本项目施工及运营期主要设备见表 3.10-1。

表 3.10-1 本项目施工及运营期主要设备表

序号	时期	设备	数量	单位
1	施工期	柴油发电机	2	台
2		挖掘机	2	台
3		推土机	2	台
4		钻机	1	台
5		泥浆泵	2	台
6		钻井泵	2	台
7		振动筛	2	台
8		搅拌机	2	台
9		压路机	1	台
10		电焊机	3	台
11		运输车辆	3	台
12		定向钻钻机	1	台
13	运营期	普通抽油机	6	台
14		电动机	6	台
15		配电柜	6	台

3.10.2 物料消耗

钻井生产用水消耗：由公用工程可知，本项目施工期钻井生产用水消耗总量为 954.4m³；

生活用水消耗：由公用工程可知，本项目生活用水消耗总量为 108m³；

管线试压用水消耗：由公用工程可知，本项目管线试压用水消耗总量为 53.4m³；

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 259m³，本工程新钻井 10 口，则钻井液用量 2590m³；

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 82t，本工程新钻井

10 口，则固井水泥用量为 820t；

柴油消耗：本工程钻机用电使用柴油发电机，钻井每进尺 1000m，柴油用量 20t，则柴油总用量约为 270.1t；

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 口油水井需射孔，则射孔液用量为 400m³。

深度处理水消耗：根据工程开发指标预测表，本项目 30 口注水井最大年注水量 35.25×10⁴m³；

本项目投产后，新增耗电 311 万 kWh/a；

本项目依托的场站新增耗气量 13.3 万 m³/a；

油井作业防渗布用量 0.7t/a。

本项目主要消耗物料具体见表 3.10-2。

表 3.10-2 本项目主要物料消耗

序号	时期	项目	原辅材料	用量
1	施工期	钻井施工	钻井生产用水（m ³ ）	954.4
2		办公生活	生活用水（m ³ ）	108
3		管线试压	试压用水（m ³ ）	53.4
4		钻井	钻井液（m ³ ）	2590
5		固井	水泥（t）	820
6		钻井期发电	柴油（t）	270.1
7		射孔	射孔液（m ³ ）	400
8	运营期	注水工程	深度处理水消耗（万 m ³ /a）	35.25
9		生产运营	耗电（万 kWh/a）	311
10		油气水分离	耗气量（万 m ³ /a）	13.3
11		油井作业	防渗布（t/a）	0.7

3.11 依托工程分析

3.11.1 依托工程能力核实及运行现状分析

本项目油井产液在计量间汇合后分别进入葡北 1 号转油站、葡北 8 号转油站、葡北 11 号转油站、葡北 14 号转油站、葡南 7 号转油站、台肇联转油站、台肇联 1#转油站。集油间来液经来油阀组进“三合一”，分离出的游离水经掺水泵升压后回掺，分离出的天然气经过天然气除油干燥组合装置处理后自耗。经转油站处理后的含水油输至葡一联脱水站、葡二联脱水站、葡三联脱水站、敖联脱水站经脱水处理，分离出的污水进入葡一联含油污水处理站、葡二联含油污水处理站、葡三联含油污水处理站、台肇联含油污水

处理站处理达到《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后输至葡一联注水站、葡二联注水站、葡三联注水站、太南 2 号注水站等进行回注。

（1）转油站

1）葡北 1 号转油站

本项目 1 口油井采出液依托葡北 1 号转油站处理。葡北 1 号转油站投产于 1994 年，站内主要设备有：单台设计处理能力 6750t/d 的三合一（分离沉降缓冲装置）2 台、2.0MW 掺水炉 4 台；站内采用“分离、沉降、缓冲”三合一处理工艺，三合一设计处理规模为 13500t/d，目前实际处理量为 10435.5t/d，本项目 1 口油井新增采出液量最大为 33.7t/d，新增产能后葡北 1 号转油站三合一装置处理量为 10469.2t/d，负荷率为 77.5%，满足开发需求。

根据现场勘查，目前葡北 1 号转油站运行正常，根据验收调查报告监测结果可知（见附件 2），葡北 1 号转油站加热炉燃料为天然气，产生的烟气较为清洁，并采用低氮燃烧器，均由不低于 20m 高的烟囱高空排放，加热炉颗粒物浓度最大值为 8.0mg/m³，NO_x 最大值为 78mg/m³，SO₂ 最大值为 10mg/m³，烟气黑度<1，满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 中新建燃气锅炉标准限值要求；转油站内部原油集输均采用密闭集输管线及三合一装置，场站内各关键接口法兰均进行了密闭处理，厂界非甲烷总烃满足《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，转油站排放的非甲烷总烃泵房外监控点满足《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；转油站内机泵均布置在室内，采用隔声门窗及机泵加装减震设施等降低噪声源强，厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准；场站内产生的生活垃圾经收集后拉运至大庆城控电力有限公司处理，装置内含油污泥定期清理，由罐车拉运至葡萄花含油污泥处理站减量化处理后，再委托北京新风航天装备有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）表 1 中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路，场站内各污染物均稳定达标排放，固体废物均合理处置，本项目依托可行。

2）葡北 8 号转油站

本项目 3 口油井采出液依托葡北 8 号转油站处理。葡北 8 号转油站投产于 2008 年，站内主要设备有：单台设计处理能力 4300t/d 的三合一（分离沉降缓冲装置）2 台、2.0MW 掺水炉 1 台，2.4MW 掺水炉 2 台；站内采用“分离、沉降、缓冲”三合一处理工艺，三合

一设计处理规模为 8600t/d，目前实际处理量为 7396t/d，本项目 3 口油井新增采出液量最大为 101.1t/d，新增产能后葡北 8 号转油站三合一装置处理量为 7497.1t/d，负荷率为 87.2%，满足开发需求。

根据现场勘查，目前葡北 8 号转油站运行正常，根据验收调查报告监测结果可知（见附件 2），葡北 8 号转油站加热炉燃料为天然气，产生的烟气较为清洁，并采用低氮燃烧器，均由不低于 10m 高的烟囱高空排放，加热炉颗粒物最大值为 11.1mg/m³，NO_x 最大值为 80mg/m³，SO₂ 最大值为 19mg/m³，烟气黑度<1，满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 中新建燃气锅炉标准限值要求；转油站内部原油集输均采用密闭集输管线及三合一装置，场站内各关键接口法兰均进行了密闭处理，厂界非甲烷总烃满足《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，转油站排放的非甲烷总烃泵房外满足《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；转油站内机泵均布置在室内，采用隔声门窗及机泵加装减震设施等降低噪声源强，厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准；场站内产生的生活垃圾经收集后拉运至大庆城控电力有限公司处理，装置内含油污泥定期清理，由罐车拉运至葡萄花含油污泥处理站减量化处理后，再委托北京新风航天装备有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）表 1 中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路，场站内各污染物均稳定达标排放，固体废物均合理处置，本项目依托可行。

3）葡北11号转油站

本项目 4 口油井采出液依托葡北 11 号转油站处理。葡北 11 号转油站投产于 2012 年，站内主要设备有：单台设计处理能力 2600t/d 的三合一（分离沉降缓冲装置）2 台、2.0MW 掺水炉 2 台；站内采用“分离、沉降、缓冲”三合一处理工艺，三合一设计处理规模为 5200t/d，目前实际处理量为 4037t/d，本项目 4 口油井新增采出液量最大为 134.8t/d，新增产能后葡北 11 号转油站三合一装置处理量为 4171.8t/d，负荷率为 80.2%，满足开发需求。

根据现场勘查，目前葡北 11 号转油站运行正常，根据验收调查报告监测结果可知（见附件 2），葡北 11 号转油站加热炉燃料为天然气，产生的烟气较为清洁，并采用低氮燃烧器，均由不低于 8m 高的烟囱高空排放，加热炉颗粒物最大值约为 11.0mg/m³，NO_x 最大值约为 88mg/m³，SO₂ 最大值约为 14mg/m³，烟气黑度<1，满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 中新建燃气锅炉标准限值要求；转油站内部原油集输均采用密闭集输管线及三合一装置，场站内各关键接口法兰均进行了密闭处理，厂

界非甲烷总烃满足《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，转油站排放的非甲烷总烃泵房外满足《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；转油站内机泵均布置在室内，采用隔声门窗及机泵加装减震设施等降低噪声源强，厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准；场站内产生的生活垃圾经收集后拉运至大庆城控电力有限公司处理，装置内含油污泥定期清理，由罐车拉运至葡萄花含油污泥处理站减量化处理后，再委托北京新风航天装备有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）表 1 中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路，场站内各污染物均稳定达标排放，固体废物均合理处置，本项目依托可行。

4）葡北 14 号转油站

本项目 1 口油井采出液依托葡北 14 号转油站处理。葡北 14 号转油站投产于 2012 年，站内主要设备有：单台设计处理能力 4900t/d 的三合一（分离沉降缓冲装置）2 台（运一备一）、2.5MW 掺水炉 2 台，1.5MW 掺水炉 1 台；站内采用“分离、沉降、缓冲”三合一处理工艺，三合一设计处理规模为 4900t/d，目前实际处理量为 3582t/d，本项目 1 口油井新增采出液量最大为 33.7t/d，新增产能后葡北 14 号转油站三合一装置处理量为 3615.7t/d，负荷率为 73.8%，满足开发需求。

根据现场勘查，目前葡北 14 号转油站运行正常，根据验收调查报告监测结果可知（见附件 2），葡北 14 号转油站加热炉燃料为天然气，产生的烟气较为清洁，并采用低氮燃烧器，均由不低于 10m 高的烟囱高空排放，加热炉颗粒物最大值约为 $9.9\text{mg}/\text{m}^3$ ， NO_x 最大值约为 $88\text{mg}/\text{m}^3$ ， SO_2 最大值约为 $16\text{mg}/\text{m}^3$ ，烟气黑度 <1 ，满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 中新建燃气锅炉标准限值要求；转油站内部原油集输均采用密闭集输管线及三合一装置，场站内各关键接口法兰均进行了密闭处理，厂界非甲烷总烃满足《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，转油站排放的非甲烷总烃泵房外满足《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；转油站内机泵均布置在室内，采用隔声门窗及机泵加装减震设施等降低噪声源强，厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准；场站内产生的生活垃圾经收集后拉运至大庆城控电力有限公司处理，装置内含油污泥定期清理，由罐车拉运至葡萄花含油污泥处理站减量化处理后，再委托北京新风航天装备有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）表 1 中的限值要求后，用作油田

垫井场和通井路，场站内各污染物均稳定达标排放，固体废物均合理处置，本项目依托可行。

5) 葡南 7 号转油站

本项目 1 口油井采出液依托葡南 7 号转油站处理。葡南 7 号转油站投产于 2012 年，站内主要设备有：单台设计处理能力 6750t/d 的四合一（分离沉降缓冲装置）3 台（运二备一）、2.5MW 掺水炉 3 台；站内采用“分离、沉降、缓冲、加热”四合一处理工艺，四合一设计处理规模为 13500t/d，目前实际处理量为 5392t/d，本项目 1 口油井新增采出液量最大为 33.7t/d，新增产能后葡南 7 号转油站四合一装置处理量为 5425.7t/d，负荷率为 40.2%，满足开发需求。

根据现场勘查，目前葡南 7 号转油站运行正常，根据验收调查报告监测结果可知（见附件 2），葡南 7 号转油站加热炉燃料为天然气，产生的烟气较为清洁，并采用低氮燃烧器，均由不低于 12m 高的烟囱高空排放，加热炉颗粒物最大值约为 10.0mg/m³，NO_x 最大值约为 79mg/m³，SO₂ 最大值约为 9mg/m³，烟气黑度<1，满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 中新建燃气锅炉标准限值要求；转油站内部原油集输均采用密闭集输管线及三合一装置，场站内各关键接口法兰均进行了密闭处理，厂界非甲烷总烃满足《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，转油站排放的非甲烷总烃泵房外满足《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；转油站内机泵均布置在室内，采用隔声门窗及机泵加装减震设施等降低噪声源强，厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准；场站内产生的生活垃圾经收集后拉运至大庆城控电力有限公司处理，装置内含油污泥定期清理，由罐车拉运至葡萄花含油污泥处理站减量化处理后，再委托北京新风航天装备有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）表 1 中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路，场站内各污染物均稳定达标排放，固体废物均合理处置，本项目依托可行。

6) 台肇联转油站

本项目 1 口油井采出液依托台肇联转油站处理。台肇联转油站投产于 1999 年，站内主要设备有：单台设计处理能力 6750t/d 的五合一（分离沉降缓冲装置）3 台（运二备一）、2.5MW 掺水炉 4 台；站内采用“分离、沉降、缓冲、加热、脱水”五合一处理工艺，五合一设计处理规模为 13500t/d，目前实际处理量为 6153t/d，本项目 1 口油井新增采出液量最大为 33.7t/d，新增产能后台肇联转油站三合一装置处理量为 6186.7t/d，负荷率为 45.8%，满足开发需求。

根据现场勘查，目前台肇联转油站运行正常，根据验收调查报告监测结果可知（见附件 2），台肇联转油站加热炉燃料为天然气，产生的烟气较为清洁，并采用低氮燃烧器，均由 20m 高的烟囱高空排放，加热炉颗粒物最大值约为 $7.9\text{mg}/\text{m}^3$ ， NO_x 最大值约为 $79\text{mg}/\text{m}^3$ ， SO_2 最大值约为 $8\text{mg}/\text{m}^3$ ，烟气黑度 <1 ，满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 中新建燃气锅炉标准限值要求；转油站内部原油集输均采用密闭集输管线及三合一装置，场站内各关键接口法兰均进行了密闭处理，厂界非甲烷总烃满足《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，转油站排放的非甲烷总烃泵房外满足《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；转油站内机泵均布置在室内，采用隔声门窗及机泵加装减震设施等降低噪声源强，厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准；场站内产生的生活垃圾经收集后拉运至大庆城控电力有限公司处理，装置内含油污泥定期清理，由罐车拉运至葡萄花含油污泥处理站减量化处理后，再委托北京新风航天装备有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）表 1 中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路，场站内各污染物均稳定达标排放，固体废物均合理处置，本项目依托可行。

7) 台肇联 1 号转油站

本项目 1 口油井采出液依托台肇联 1 号转油站处理。台肇联 1 号转油站投产于 2000 年，站内主要设备有：单台设计处理能力 $3400\text{t}/\text{d}$ 的四合一（分离沉降缓冲装置）3 台（运一备二）、2MW 掺水炉 3 台；站内采用“分离、沉降、缓冲、加热”四合一处理工艺，四合一设计处理规模为 $3400\text{t}/\text{d}$ ，目前实际处理量为 $2917\text{t}/\text{d}$ ，本项目 1 口油井新增采出液量最大为 $33.7\text{t}/\text{d}$ ，新增产能后台肇联 1 号转油站四合一装置处理量为 $2950.7\text{t}/\text{d}$ ，负荷率为 86.8%，满足开发需求。

根据现场勘查，目前台肇联 1 号转油站运行正常，根据验收调查报告监测结果可知（见附件 2），台肇联 1 号转油站加热炉燃料为天然气，产生的烟气较为清洁，并采用低氮燃烧器，均由不低于 8m 高的烟囱高空排放，加热炉颗粒物最大值约为 $11.3\text{mg}/\text{m}^3$ ， NO_x 最大值约为 $95.9\text{mg}/\text{m}^3$ ， SO_2 最大值约为 $22.6\text{mg}/\text{m}^3$ ，烟气黑度 <1 ，满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 中新建燃气锅炉标准限值要求；转油站内部原油集输均采用密闭集输管线及三合一装置，场站内各关键接口法兰均进行了密闭处理，厂界非甲烷总烃满足《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，转油站排放的非甲烷总烃泵房外满足《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；转油站内机泵均布置

在室内，采用隔声门窗及机泵加装减震设施等降低噪声源强，厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准；场站内产生的生活垃圾经收集后拉运至大庆城控电力有限公司处理，装置内含油污泥定期清理，由罐车拉运至葡萄花含油污泥处理站减量化处理后，再委托北京新风航天装备有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）表 1 中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路，场站内各污染物均稳定达标排放，固体废物均合理处置，本项目依托可行。

本项目各转油站工艺流程见图 3.11-1。

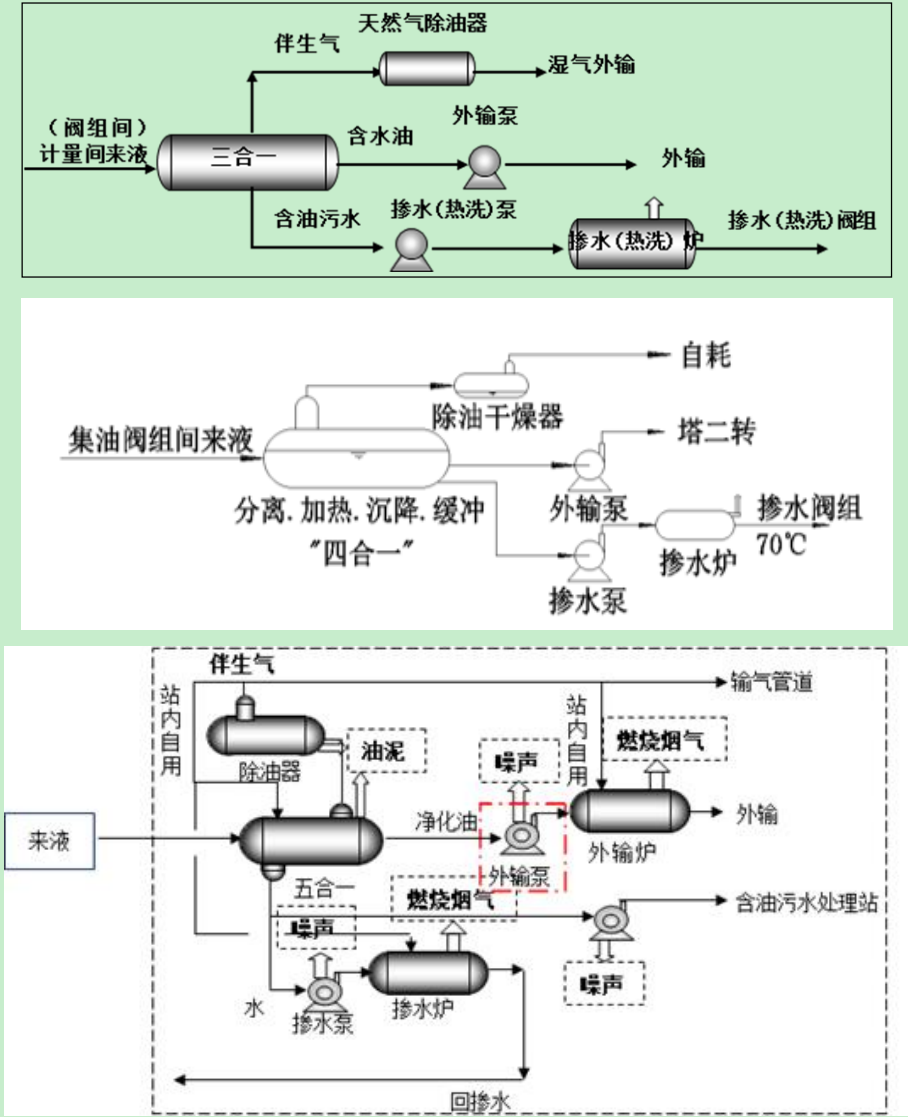


图 3.11-1 本项目各转油站工艺流程图

(2) 脱水站

1) 葡一联脱水站

本项目 4 口油井产液依托葡一联脱水站处理，站内主要设备有：单台设计处理能力

8000t/d 的三相分离器 3 台。站内采用高效三相分离器热化学脱水工艺，设计脱水能力 24000t/d，目前实际处理量为 16659t/d，本项目新增产液后葡一联脱水站处理量为 16793.8t/d，负荷率 70%，满足开发需求。

根据现场勘查，目前葡一联脱水站运行正常，根据场站验收意见（见附件 2），葡一联合站厂界非甲烷总烃浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求，脱水站泵房外非甲烷总烃满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求；站内机泵均布置在室内，采用隔声门窗及机泵加装减震设施等降低噪声源强，厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准；场站内产生的生活垃圾经收集后拉运至大庆城控电力有限公司处理，装置内含油污泥定期清理，由罐车拉运至葡萄花含油污泥处理站减量化处理后，再委托北京新风航天装备有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）表 1 中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路，场站内各污染物均稳定达标排放，固体废物均合理处置，本项目依托可行。

2）葡二联脱水站

本项目 5 口油井产液依托葡二联脱水站处理，站内主要设备有：单台设计处理能力 10000t/d 的游离水脱除器 4 台、单台设计处理能力 2150t/d 的电脱水器 3 台、2.0MW 脱水炉 2 台。站内采用“游离水+电脱水”两段脱水工艺，该站游离水脱除能力 40000t/d，电脱能力为 6450t/d。目前游离水脱除器实际处理量为 20911t/d，电脱水器实际处理量为 916t/d，本项目新增产液后葡二联脱水站游离水脱除处理量为 21079.5t/d，负荷率 52.7%；电脱处理量为 1084.5t/d，负荷率 16.8%，满足开发需求。

根据现场勘查，目前葡二联脱水站运行正常，根据场站验收意见（见附件 2），葡二联合站厂界非甲烷总烃浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求，脱水站泵房外非甲烷总烃满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求；站内机泵均布置在室内，采用隔声门窗及机泵加装减震设施等降低噪声源强，厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准；场站内产生的生活垃圾经收集后拉运至大庆城控电力有限公司处理，装置内含油污泥定期清理，由罐车拉运至葡萄花含油污泥处理站减量化处理后，再委托北京新风航天装备有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）表 1 中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路，场站内各污染物均稳定达标排放，固体废物均合理处置，本项

目依托可行。

3) 葡三联脱水站

本项目 1 口油井产液依托葡三联脱水站处理，站内主要设备有：单台设计处理能力 6000t/d 的游离水脱除器 3 台、单台设计处理能力 1700t/d 的电脱水器 3 台、2.0MW 脱水炉 2 台。站内采用“游离水+电脱水”两段脱水工艺，该站游离水脱除能力 18000t/d，电脱能力为 5100t/d。目前游离水脱除器实际处理量为 11283t/d，电脱水器实际处理量为 1074t/d，本项目新增产液后葡三联脱水站游离水脱除处理量为 11316.7t/d，负荷率 62.9%；电脱处理量为 1107.7t/d，负荷率 21.7%，满足开发需求。

根据现场勘查，目前葡三联脱水站运行正常，根据场站验收意见可知（见附件 2），葡三联合站厂界非甲烷总烃浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求；脱水站泵房外非甲烷总烃满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求；站内机泵均布置在室内，采用隔声门窗及机泵加装减震设施等降低噪声源强，厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准；场站内产生的生活垃圾经收集后拉运至大庆城控电力有限公司处理，装置内含油污泥定期清理，由罐车拉运至葡萄花含油污泥处理站减量化处理后，再委托北京新风航天装备有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）表 1 中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路，场站内各污染物均稳定达标排放，固体废物均合理处置，本项目依托可行。

4) 敖联脱水站

本项目 2 口油井产液依托敖联脱水站处理，站内主要设备有：单台设计处理能力 4000t/d 的三相分离器 3 台。站内采用高效三相分离器热化学脱水工艺，设计脱水能力 12000t/d，目前实际处理量为 6522t/d，本项目新增产液后敖联脱水站处理量为 6589.4t/d，负荷率 54.9%，满足开发需求。

根据现场勘查，目前敖联脱水站运行正常，根据场站验收意见（见附件 2），敖包塔联合站厂界非甲烷总烃满足《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；敖联脱水站泵房外非甲烷总烃满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求；站内机泵均布置在室内，采用隔声门窗及机泵加装减震设施等降低噪声源强，厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准；场站内产生的生活垃圾经收集后拉运至大庆城控电力有限公司处理，装置内含油污泥定期清理，由罐车拉

运至葡萄花含油污泥处理站减量化处理后，再委托北京新风航天装备有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）表 1 中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路，场站内各污染物均稳定达标排放，固体废物均合理处置，本项目依托可行。

本项目依托的脱水站工艺流程见图 3.11-2 和图 3.11-3。

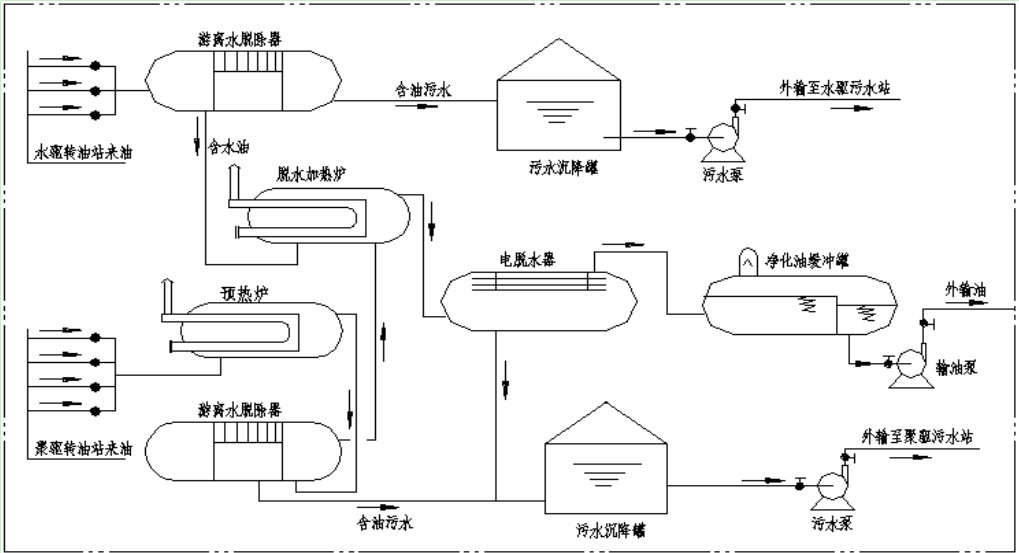


图 3.11-2 葡二联和葡三联脱水站工艺流程图

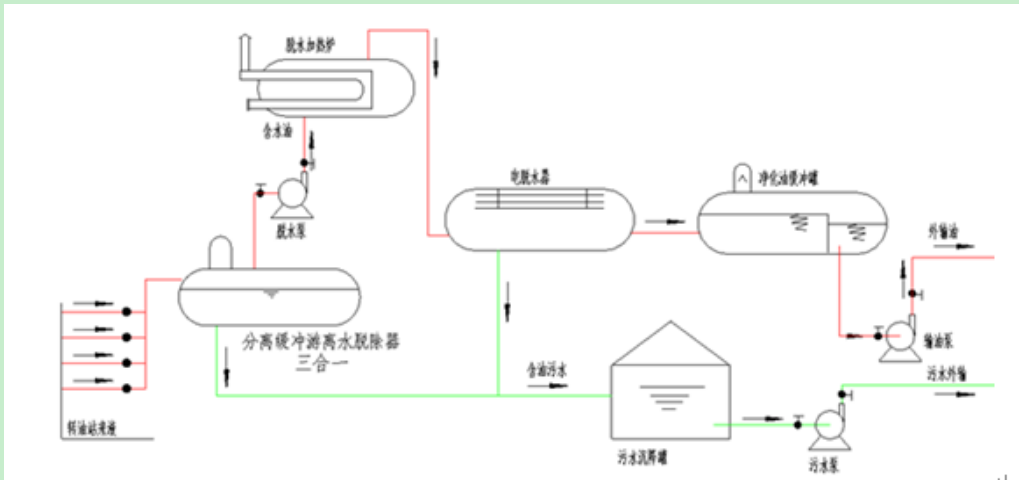


图 3.11-3 葡一联和敖联脱水站工艺流程图

(3) 含油污水处理站

1) 葡一联含油污水处理站

本项目 4 口油井采出水依托葡一联含油污水处理站处理，1#站内主要工艺为“一级沉降+两级过滤”，2#站内主要工艺为“一级沉降+悬浮污泥过滤”，设计出水水质指标为“含油量≤10mg/L、悬浮固体≤5mg/L”，设计污水处理量为 15000m³/d。目前实际污水处理量为 10986m³/d，本项目新增油井单井最大采出水量 31.9t/d，新增污水后处理量为

11113.6m³/d，负荷率为 74.1%，满足开发需求。

根据现场勘查，目前葡一联合含油污水处理站运行正常，根据大庆中环评价检测有限公司于 2024 年 11 月 4 日-5 日对葡一联合含油污水处理站的监测结果可知（见附件 5），处理后的污水含油量为 0.96~1.27mg/L，悬浮固体含量为 2~3mg/L，满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求；污水处理站内部含油污水集输均采用密闭集输管线及罐体，泵房外非甲烷总烃满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求；场站内产生的生活垃圾经收集后拉运至大庆城控电力有限公司处理，装置内含油污泥定期清理，由罐车拉运至葡萄花含油污泥处理站减量化处理后，再委托北京新风航天装备有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）表 1 中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路，滤罐产生的废滤料定期交由大庆蓝星环保工程有限公司处理。场站内各污染物均稳定达标排放，固体废物均合理处置，本项目依托可行。

2）葡二联合含油污水处理站

本项目 5 口油井采出水依托葡二联合含油污水处理站处理，站内主要工艺为“两级沉降+两级过滤”，设计出水水质指标为“含油量≤10mg/L、悬浮固体≤5mg/L”，设计污水处理量为 15000m³/d。目前实际污水处理量为 13270m³/d，本项目新增油井单井最大采出水量 31.9t/d，新增污水后处理量为 13429.5m³/d，负荷率为 89.5%，满足开发需求。

根据现场勘查，目前葡二联合含油污水处理站运行正常，根据大庆中环评价检测有限公司于 2024 年 11 月 4 日-5 日对葡二联合含油污水处理站的监测结果可知（见附件 5），处理后的污水含油量为 1.78~2.46mg/L，悬浮固体含量为 2~3mg/L，满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求；含油污水处理站内部含油污水集输均采用密闭集输管线及罐体，泵房外非甲烷总烃满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求；场站内产生的生活垃圾经收集后拉运至大庆城控电力有限公司处理，装置内含油污泥定期清理，由罐车拉运至葡萄花含油污泥处理站减量化处理后，再委托北京新风航天装备有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）表 1 中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路，滤罐产生的废滤料定期交由大庆蓝星环保工程有限公司处理。场站内各污染物均稳定达标排放，固体废物均合理处置，本项目依托可行。

3）葡三联含油污水处理站

本项目 1 口油井采出水依托葡三联含油污水处理站处理，站内主要工艺为“两级沉降+两级过滤”，设计出水水质指标为“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体 $\leq 3\text{mg/L}$ ”，设计污水处理量为 $5000\text{m}^3/\text{d}$ 。目前实际污水处理量为 $3950\text{m}^3/\text{d}$ ，本项目新增油井单井最大采出水量 $31.9\text{t}/\text{d}$ ，新增污水后处理量为 $3981.9\text{m}^3/\text{d}$ ，负荷率为 79.6%，满足开发需求。

根据现场勘查，目前葡三联含油污水处理站运行正常，根据大庆中环评价检测有限公司于 2024 年 11 月 4 日-5 日对葡三联含油污水处理站的监测结果可知（见附件 5），处理后的污水含油量为 $1.56\sim 2.02\text{mg/L}$ ，悬浮固体含量为 $2\sim 3\text{mg/L}$ ，满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求；含油污水处理站内部含油污水集输均采用密闭集输管线及罐体，泵房外非甲烷总烃满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求；场站内产生的生活垃圾经收集后拉运至大庆城控电力有限公司处理，装置内含油污泥定期清理，由罐车拉运至葡萄花含油污泥处理站减量化处理后，再委托北京新风航天装备有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）表 1 中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路，滤罐产生的废滤料定期交由大庆蓝星环保工程有限公司处理。场站内各污染物均稳定达标排放，固体废物均合理处置，本项目依托可行。

4）台肇联合含油污水处理站

本项目 2 口油井采出水依托台肇联合含油污水处理站处理，站内主要工艺为“横向流+两级过滤”，设计出水水质指标为“含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体 $\leq 3\text{mg/L}$ ”，设计污水处理量为 $2500\text{m}^3/\text{d}$ 。目前实际污水处理量为 $1100\text{m}^3/\text{d}$ ，本项目新增油井单井最大采出水量 $31.9\text{t}/\text{d}$ ，新增污水后处理量为 $1163.8\text{m}^3/\text{d}$ ，负荷率为 46.6%，满足开发需求。

根据现场勘查，目前台肇联合含油污水处理站运行正常，根据大庆中环评价检测有限公司于 2024 年 11 月 4 日-5 日对台肇联合含油污水处理站的监测结果可知（见附件 5），处理后的污水含油量为 $0.88\sim 1.31\text{mg/L}$ ，悬浮固体含量为 $2\sim 3\text{mg/L}$ ，满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求；含油污水处理站内部含油污水集输均采用密闭集输管线及罐体，泵房外非甲烷总烃满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求；场站内产生的生活垃圾经收集后拉运至大庆城控电力有限公司处理，装置内含油污泥定期清理，由罐车拉运至葡萄花含油污泥处理站减量化处理后，再委托北京新风航天装备有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）表 1 中的限值要求后，用作油田垫井场和通

井路，滤罐产生的废滤料定期交由大庆蓝星环保工程有限公司处理。场站内各污染物均稳定达标排放，固体废物均合理处置，本项目依托可行。

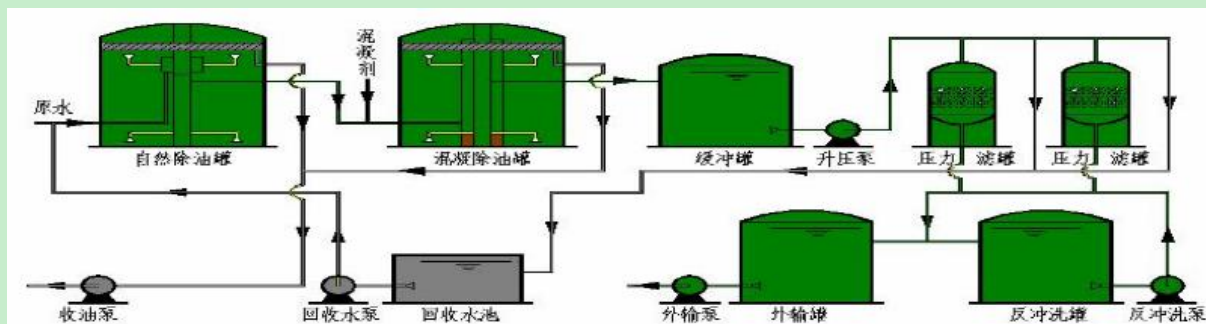


图 3.11-4 含油污水处理站工艺流程

（4）注水站

1）葡一联注水站

本项目 5 口注水井依托葡一联注水站，回注水质为葡一联含油污水处理站深度处理水，该站采用一泵多井的注水工艺，站内主要设备有 D300--150×10A 型注水泵 1 台、DF300--150×11B 型注水泵 1 台。站内设计注水量为 7200m³/d，目前实际注水量 6141m³/d，负荷率为 85.3%。本项目 5 口注水井新增注水量为 240m³/d，新增注水量后葡一联注水站注水量为 6381m³/d，负荷率为 88.6%，满足开发需求。

根据现场勘查，目前葡一联注水站运行正常，根据验收调查报告，注水站内机泵均布置在室内，采用隔声门窗及机泵加装减震设施等降低噪声源强，葡一联厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准；场站内各污染物均稳定达标排放，本项目依托可行。

2）葡二联注水站

本项目 9 口注水井依托葡二联注水站，回注水质为葡二联含油污水处理站深度处理水，该站采用一泵多井的注水工艺，站内主要设备有 DFJ280-160×10A 型注水泵 1 台、DF280-160×10A 型注水泵 1 台、DF280-150×11C 型注水泵 1 台。站内设计注水量为 13440m³/d，目前实际注水量 11035m³/d，负荷率为 82.11%。本项目 9 口注水井新增注水量为 410m³/d，新增注水量后葡二联注水站注水量为 11445m³/d，负荷率为 85.2%，满足开发需求。

根据现场勘查，目前葡二联注水站运行正常，根据验收调查报告，注水站内机泵均布置在室内，采用隔声门窗及机泵加装减震设施等降低噪声源强，葡二联厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准；场站内各污染物均稳定达标排放，本项目依托可行。

3）葡三联注水站

本项目 7 口注水井依托葡三联注水站，回注水质为葡三联含油污水处理站深度处理水，该站采用一泵多井的注水工艺，站内主要设备有 DF250-150×11 型注水泵 2 台、DF155-170×10 型注水泵 1 台。站内设计注水量为 9720m³/d，目前实际注水量 6455m³/d，负荷率为 66.4%。本项目 7 口注水井新增注水量为 205m³/d，新增注水量后葡三联注水站注水量为 6660m³/d，负荷率为 68.5%，满足开发需求。

根据现场勘查，目前葡三联注水站运行正常，根据验收调查报告，注水站内机泵均布置在室内，采用隔声门窗及机泵加装减震设施等降低噪声源强，葡三联厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准；场站内各污染物均稳定达标排放，本项目依托可行。

4) 太南 2 号注水站

本项目 2 口注水井依托太南 2 号注水站，回注水质为葡二联含油污水处理站深度处理水，该站采用一泵多井的注水工艺，站内主要设备有 DF250-150×10 型注水泵 2 台。站内设计注水量为 6000m³/d，目前实际注水量 5470m³/d，负荷率为 91.2%。本项目 2 口注水井新增注水量为 100m³/d，新增注水量后太南 2 号注水站注水量为 5570m³/d，负荷率为 92.8%，满足开发需求。

根据现场勘查，目前太南 2 号注水站运行正常，根据验收调查报告，注水站内机泵均布置在室内，采用隔声门窗及机泵加装减震设施等降低噪声源强，厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准；场站内产生的生活垃圾经收集后拉运至大庆城控电力有限公司处理。场站内各污染物均稳定达标排放，固体废物均合理处置，本项目依托可行。

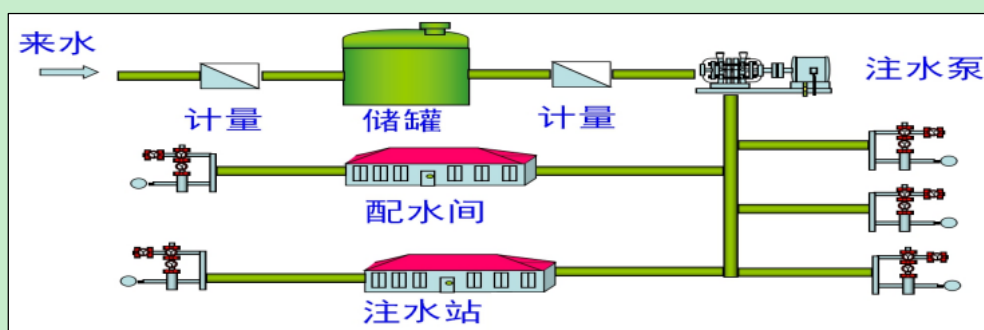


图 3.11-5 本项目注水站工艺流程图

(5) 大庆洁宇环保科技有限公司

大庆洁宇环保科技有限公司位于东经 125°04'48.50"，北纬 46°43'46.05"，专门处理第七采油厂范围内施工过程中产生的废弃泥浆。站内采用均质、脱稳、压滤的处理工艺，将泥浆进行固液相分离，工艺流程图见图 3.11-10。

《黑龙江省大庆洁宇环保科技有限公司 15 万 m³/a 钻井废弃泥浆无害化处理项目》

属于未批先建项目，大庆市大同区环境保护局于 2020 年 9 月 15 日对大庆洁宇环保科技有限公司下达了行政处罚事先告知书，告知书文号为同环法〔2020〕02 号，大庆洁宇环保科技有限公司已于 2020 年 9 月 24 日缴纳罚款。大庆洁宇环保科技有限公司设计处理能力 500m³/d，目前实际处理量为 150m³/d，负荷率约 30%。本项目废弃泥浆最大产生量为 65.4m³/d，新增本项目处理负荷后，该站日处理量为 215.4m³/d，负荷为 43.1%，满足本项目处理需求，处理后的泥饼满足《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中 I 类场标准及《废弃钻井液处理规范》（DB23/T693-2000）标准要求后外运至大庆钻探工程公司钻井二公司综合利用垫井场或铺路，压滤水由大庆洁宇环保科技有限公司拉运至第七采油厂葡二联合站处理后回注油层，不外排。根据大庆中环评价检测有限公司对《黑龙江省大庆洁宇环保科技有限公司 15 万 m³a 钻井废弃泥浆无害化处理项目》的验收监测数据（报告编号为中检(环)字 2020 第 1739 号），处理后的泥饼能够满足《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）中 I 类场标准及《废弃钻井液处理规范》（DB23/T693-2000）标准要求，本项目依托可行。

根据现场勘查，目前大庆洁宇环保科技有限公司运行正常，根据《黑龙江省大庆洁宇环保科技有限公司 15 万 m³a 钻井废弃泥浆无害化处理项目竣工环境保护验收监测报告表》的验收监测数据（报告编号为中检(环)字 2020 第 1739 号），大庆洁宇环保科技有限公司厂界噪声昼间在 52.3~57.4dB（A）之间，夜间在 42.1~45.6dB（A）之间，满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准；无组织排放的颗粒物厂界浓度上风向在 0.062~0.071mg/m³ 之间，下风向在 0.064~0.078mg/m³ 之间；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；场站内各污染物均稳定达标排放，固体废物均合理处置，本项目依托可行。

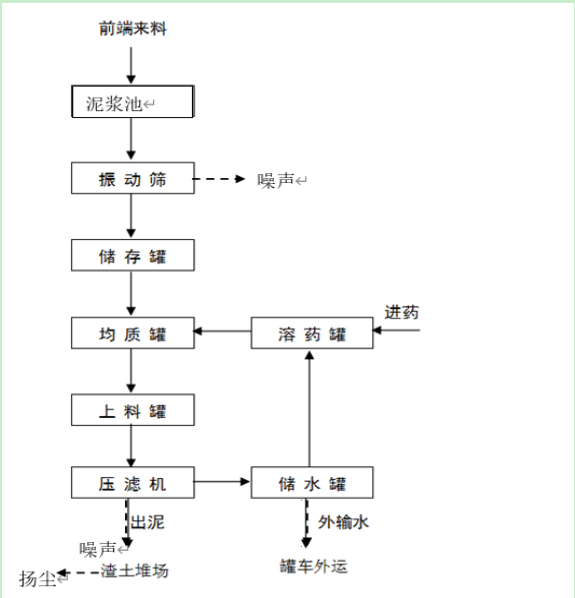


图 3.11-6 大庆洁宇环保科技有限公司废弃泥浆处理工艺流程图

(6) 葡萄花含油污泥处理站

葡萄花含油污泥处理站主要接收第七采油厂产生的含油污泥，减量化处理后的含油污泥定期委托北京新风航天装备有限公司处理。葡萄花含油污泥处理站采用“调质+离心”处理工艺，设计处理规模为 $5\text{m}^3/\text{h}$ （年运行 150 天，每天 24 小时，年最大处理量 18000m^3 ），目前实际处理量约 $12600\text{m}^3/\text{a}$ ，负荷率约为 70%，剩余处理量为 5400m^3 ）。本项目含油泥（砂）及落地油产生量为 $1.594\text{t}/\text{a}$ ，约 $2.1\text{m}^3/\text{a}$ ，新增后葡萄花含油污泥处理站处理量约为 $12602.1\text{m}^3/\text{a}$ ，负荷率为 70.01%，变化较小，能够满足本项目含油污泥处理需求。

葡萄花含油污泥处理站工艺流程见图 3.11-7。

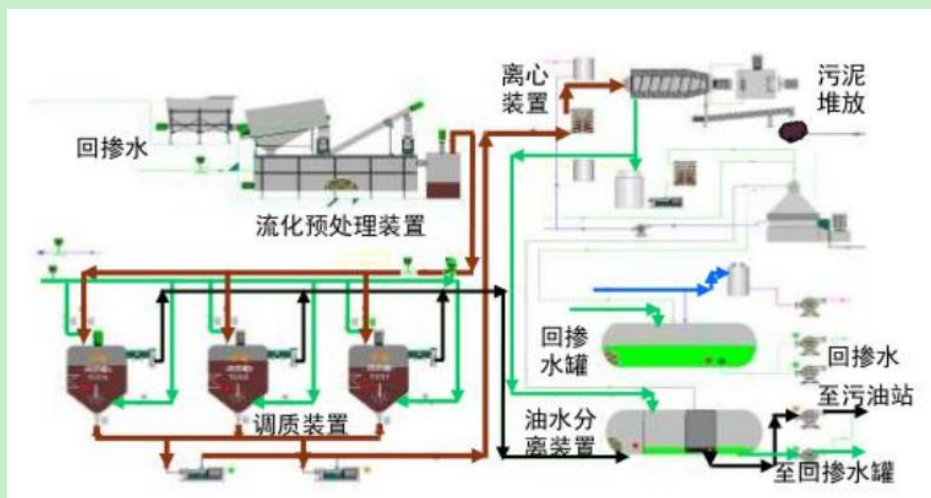


图 3.11-7 葡萄花含油污泥处理站工艺流程图

(7) 北京新风航天装备有限公司

北京新风航天装备有限公司位于大庆市大同区八井子乡八井子村，占地面积 15000m^2 ，设有预处理区、热洗涤区、热脱附区及其它附属设施，项目采用处理工艺采用“筛分流化—调质+三相离心分离+热脱”工艺。热脱工艺设备处理能力为 $117\text{t}/\text{d}$ ，目前处理量为 $60\text{t}/\text{d}$ ，负荷率为 51.3%。本项目油泥最大产生量约为 $1.594\text{t}/\text{a}$ ，北京新风航天装备有限公司剩余处理能力满足本项目及同期建设项目含油污泥处理需求，依托可行。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）后用于油田垫井场和通井路。

(8) 第七采油厂工业固废填埋场

第七采油厂工业固废填埋场位于大同区大庆油田有限责任公司第七采油厂东北 9km 一处盐碱地内，于 2013 年通过环保验收（验收文号为庆环验[2013]12 号），总容量为 14000m^3 ，设计年处理能力为 581.2m^3 ，目前填埋总量约为 9100m^3 ，剩余填埋量约为 4900m^3 ，本项目产生施工废料约 0.991t ，填埋场剩余容量能够容纳本项目及同期建设

项目产生的固体废物，依托可行。

3.11.2 依托工程环境影响评价及竣工验收情况

本项目依托工程环境影响评价及竣工验收情况见表 3.11-1。

表 3.11-1 依托工程环评验收情况一览表

序号	依托场站	环评项目名称	环评批复	验收情况	排污许可证编号
1	葡北 1 号转油站	葡北油田五、六、七断块加密区块产能建设工程环境影响报告书	庆环建字（2015）169 号	2019 年 8 月完成自主验收	91230607716675409L018R
2	葡北 8 号转油站	葡北油田五、六、七断块加密区块产能建设工程环境影响报告书	庆环建字（2015）169 号	2019 年 8 月完成自主验收	91230607716675409L018R
3	葡北 11 号转油站	葡北油田二断块井网二次加密调整区块产能建设工程环境影响报告书	庆环建字（2012）196 号	庆环验[2014]33 号	91230607716675409L018R
4	葡北 14 号转油站	葡北油田五、六、七断块加密区块产能建设工程环境影响报告书	庆环建字（2015）169 号	2019 年 8 月完成自主验收	91230607716675409L018R
5	葡南 7 号转油站	永乐油田葡 47 区块葡 49 井区产能建设工程环境影响报告书	庆环审（2014）167 号	2019 年 8 月完成自主验收	91230607716675409L018R
6	台肇联转油站	永乐油田肇 212 地区加密井产能建设工程环境影响报告书	庆环建字（2010）282 号	2017 年 11 月完成自主验收	91230607716675409L018R
7	台肇联 1 号转油站	永乐油田肇 212 地区加密井产能建设工程环境影响报告书	庆环建字（2010）282 号	2017 年 11 月完成自主验收	91230607716675409L018R
8	葡一联合站、葡一联注水站、葡一联污水站	葡北油田五、六、七断块加密区块产能建设工程环境影响报告书	庆环建字（2015）169 号	2019 年 8 月完成自主验收	91230607716675409L018R
9	葡二联合站、葡二联注水站、葡二联污水站	太南油田加密区块产能建设工程环境影响报告书	庆环建字（2013）250 号	2019 年 10 月完成了自主验收	91230607716675409L018R
10	葡三联合站、葡三联注水站、葡三联污水站	永乐油田葡 47 区块葡 49 井区产能建设工程环境影响报告书	庆环审（2014）167 号	2019 年 8 月完成自主验收	91230607716675409L018R
11	敖包塔联合站	敖包塔油田加密区块 2015 年产能建设环境影响报告书	庆环建字（2015）162 号	2019 年 9 月完成了自主验收	91230607716675409L018R

12	台肇联合站	永乐油田肇 212 地区加密井产能建设工程环境影响报告书	庆环建字〔2010〕282 号	2017 年 11 月完成自主验收	91230607716675409L018R
13	太南 2 号注水站	太南油田加密区块产能建设工程环境影响报告书	庆环建字〔2013〕250 号	2019 年 10 月完成了自主验收	91230607716675409L018R
14	大庆洁宇环保科技有限公司	黑龙江省大庆洁宇环保科技有限公司 15 万 m ³ /a 钻井废弃泥浆无害化处理项目	同环建字[2020]6 号	2020 年 11 月完成自主验收	91230604MA1BX1YC6W001Z
15	葡萄花含油污泥处理站	太南油田加密区块产能建设工程环境影响报告书	庆环建字〔2013〕250 号	2019 年 10 月完成了自主验收	91230607716675409L018R
16	第七采油厂工业固废填埋场	大庆油田有限责任公司第七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	91230607716675409L018R
17	北京新风航天装备有限公司	黑龙江省大庆市大同区 6 万吨/年含油污泥处理项目环境影响报告书	庆环审〔2021〕54 号	2022 年 7 月通过环评验收	91110108102021689U003V

3.12 建设项目工程分析

3.12.1 污染影响因素分析

3.12.1.1 施工期

本项目施工期主要内容为钻井工程、射孔作业、井场施工、新建集输管线、注水管线、通井路等地面工程。

（1）钻井工程

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

①钻前准备

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

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

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

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。

本项目钻井及井下作业工艺流程及产污环节图见图 3.12-1。

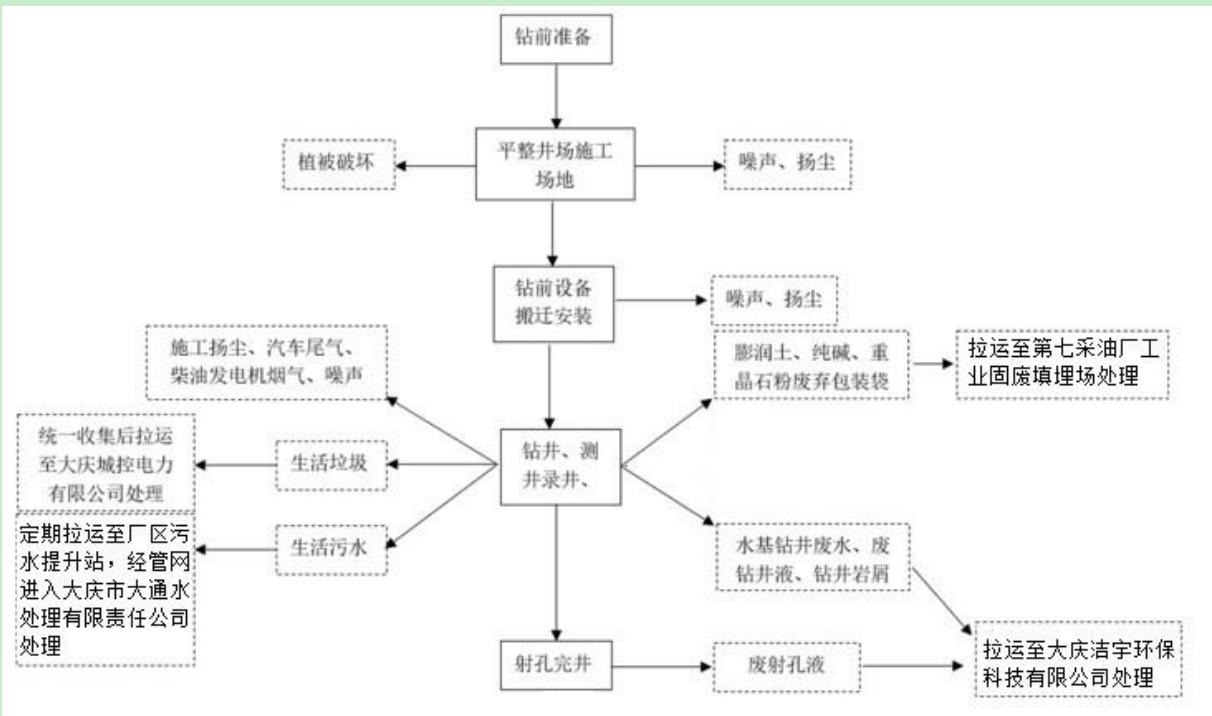


图 3.12-1 本项目钻井及井下作业工艺流程及产污环节图

(2) 地面施工

1) 井场施工

井场施工主要是地面平整垫方和设备安装,本项目井场新建抽油机 12 台、电动机

12 台、控制柜 12 台。

2) 管线施工

①原有管道施工

根据调查，葡 75-更 82 井场原集油管线腐蚀老化严重，规划更新井新建管线，原管线部分利旧，部分管道处理后停用。首先停止管道作业，关闭管道前段截断阀，利用压缩空气进行清管作业，将管内残留回注水吹扫至后续管道，进入集输系统，清管完成后关闭后段截断阀。为避免对生态的二次破坏，清管后的管道两端采用混凝土封堵直埋于地下，不再挖出。该过程的工艺流程见图 3.12-2。

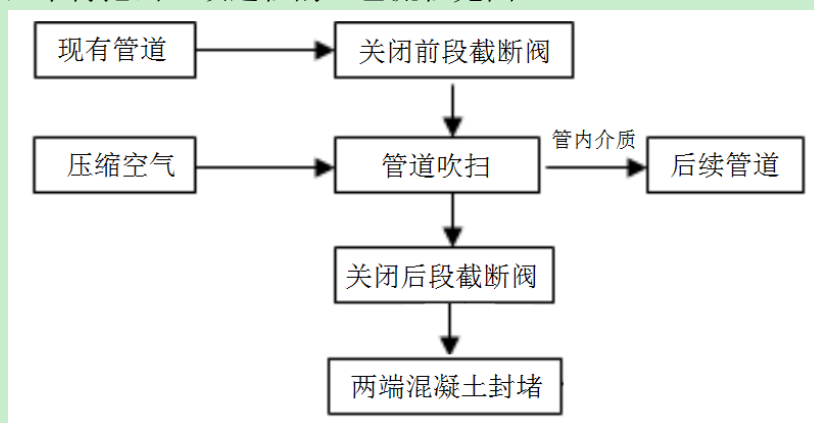


图 3.12-2 原有管道处理流程图

②新建管线施工

管线施工程序为：测量定线，施工作业带清理，清除障碍物，平整工作带，成品防腐钢管运输，布管、组装焊接，无损探伤，补口及防腐检漏，管沟开挖、下沟，整体清水试压，站间连接，通球扫线，阴极保护，工程验收。

A.施工作业带清理

管道施工采用人工开挖和机械开挖相结合的方式施工，施工初期，首先要对施工作业带进行清理和平整，进行布管、开挖管沟及焊接等施工作业。在场地清理过程中，施工带范围内的土壤、植被和农作物都将受到扰动和破坏，不过其造成的影响仅局限在施工带宽度的范围内。

B.管沟敷设

管道采用沟埋方式敷设。开挖后，将运到现场的管道进行焊接、补口、补伤，然后下到管沟内。管沟开挖沟底与上口同宽，不进行放坡。

C.防腐及阴极保护

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

D.管沟回填

开挖管沟时在耕植地开挖，将表层耕植土和下层土分别堆放。在可耕植地回填时，需先回填下层土，后回填表层耕植土。管道出土端及弯头两侧分层回填夯实；管沟回填后立即恢复地貌。

E.试压

用清水进行试压，严密性实验合格后，试压废水由罐车收集就近拉运至葡二联含油污水处理站和葡三联含油污水处理站处理达标后回注。

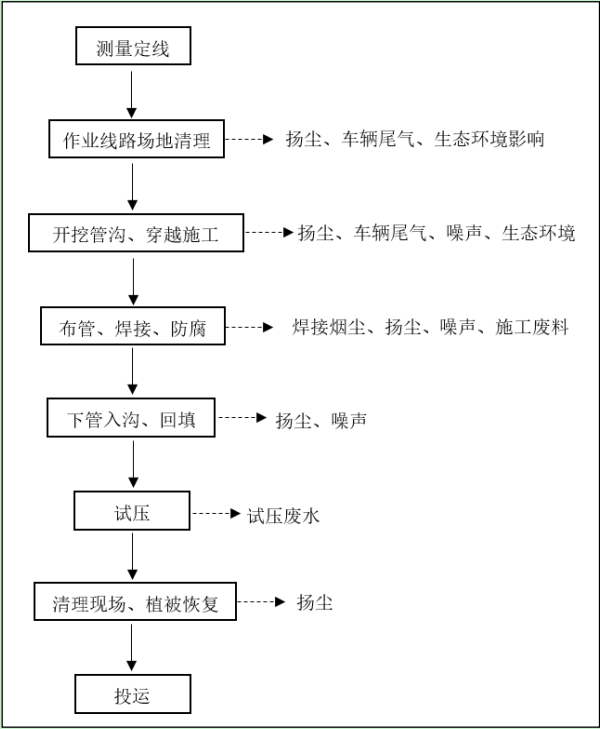


图 3.12-3 管线施工过程示意图

3) 道路施工工艺

项目建设通井路为土路，施工方式较简单，主要施工工艺为施工范围内的地表耕地、杂草等用人工或推土机予以清除并且将道路进行平整，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。本次新建通井路均挂接至已建井排路。新建道路主要产生施工机械噪声、扬尘等。道路工程施工过程见图 3.12-4。



图 3.12-4 道路施工流程图

本项目在井场、道路建设以及管线挖沟敷设等过程都会对地表植被造成破坏，此外还会产生施工扬尘、焊接烟尘、车辆尾气、施工机械噪声、生活污水、试压废水、生活垃圾、施工废料等污染物。本项目施工期产污环节详见图 3.12-5。

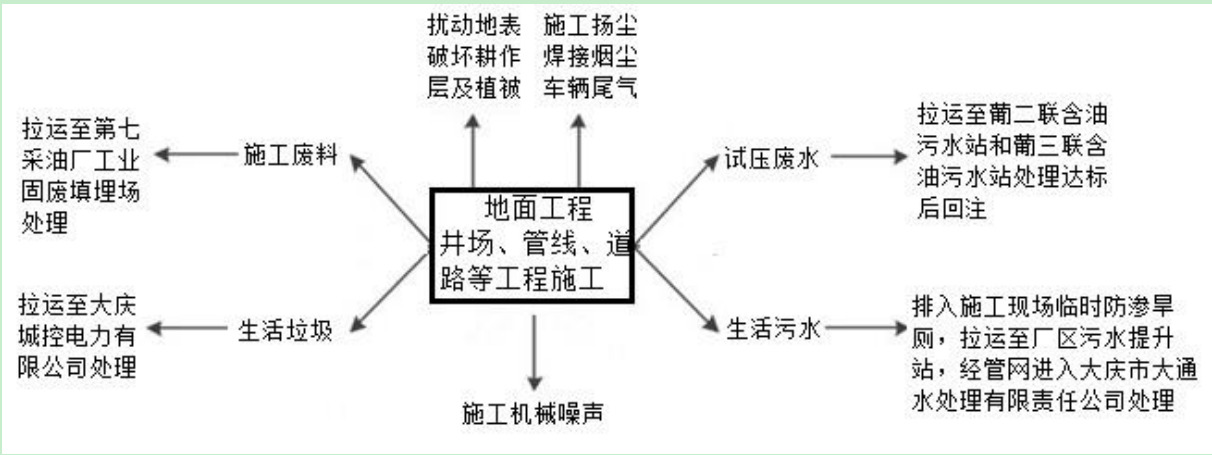


图 3.12-5 本项目地面工程施工期产污环节图

3.12.1.2 运行期

本项目基建油井采出液由集输管道进入已建集油间内，已建依托的转油站（葡北 1 号转油站、葡北 8 号转油站、葡北 11 号转油站、葡北 14 号转油站、葡南 7 号转油站、台肇联转油站、台肇联 1#转油站）接纳集油阀组间来液，经油气分离、计量后进入脱水站（葡一联脱水站、葡二联脱水站、葡三联脱水站、敖联脱水站）。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。已建依托脱水站接纳转油站来液，进行油水分离处理，产生的含油污水转移至污水处理站（葡一联含油污水处理站、葡二联含油污水处理站、葡三联含油污水处理站、台肇联含油污水处理站）处理达标后输至注水站（葡一联注水站、葡二联注水站、葡三联注水站、太南 2 号注水站等）回注油层，用于注水驱油。

本项目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 3.12-6、图 3.12-7。

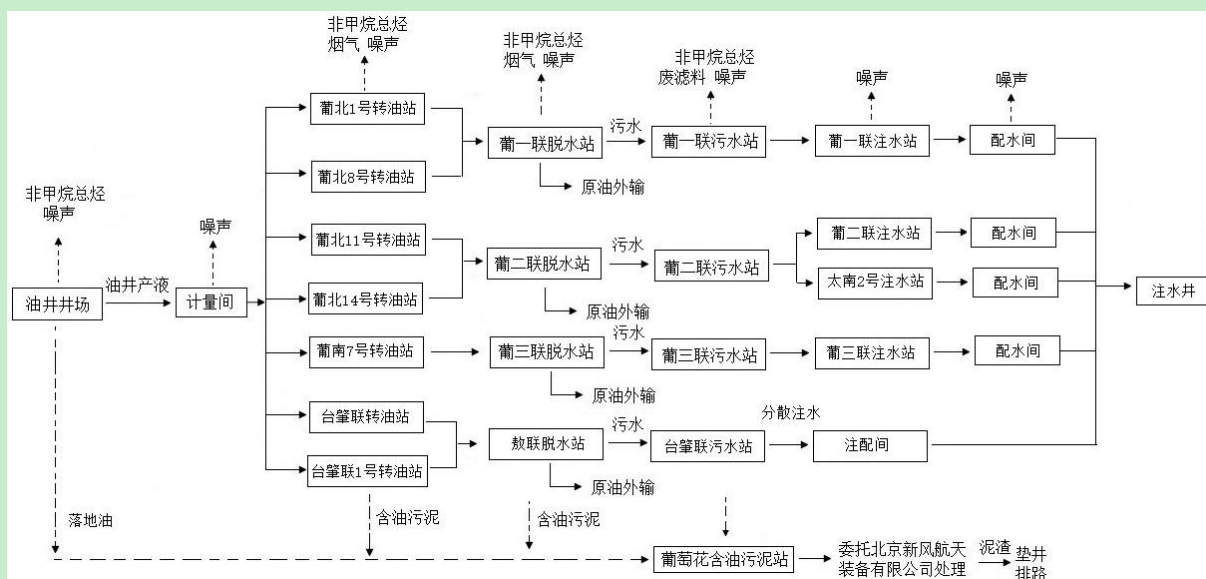


图 3.12-6 运营期正常工况工艺流程及产污示意图

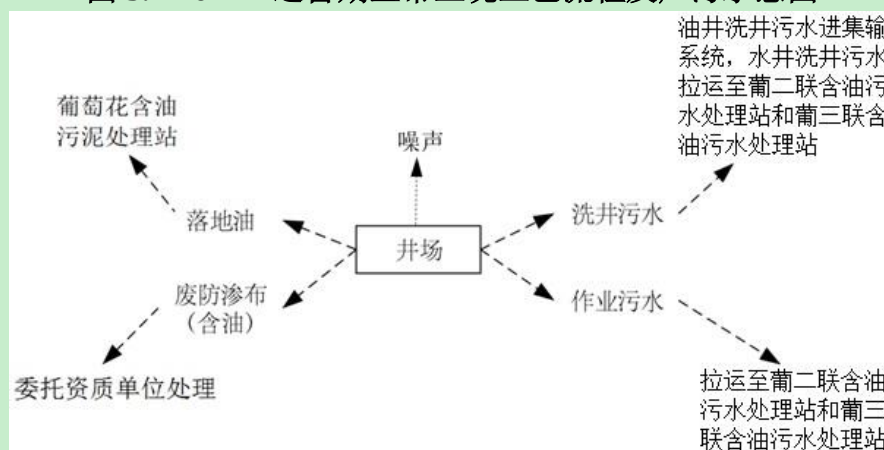


图 3.12-7 运营期非正常工况工艺流程及产污示意图

3.12.1.3 退役期

退役期为油水井服务期满后，停运、关闭、恢复土地使用功能的时段，油田退役期并非所有油水井同时关闭，而是将产能低或者无开采价值的油水井陆续关闭，直到将所有井关闭。闭井作业内容包括拆除井场的采油设备、设施，封闭出油层段和采油井口，管线退役段封堵、道路平整恢复等施工过程。

（1）退役油水井处理

①井口设备拆除

首先拆除井口设备，拆除的抽油机等井口设备回收至第七采油厂物资库回收再利用。

②封井

封井主要是在井内适当层段注入水泥寒，以防止井筒内形成流体串通通道，保护含水层免受地层流体或地表水窜入的污染，隔离开注采井段与未开采利用井段，保护地表

土壤和地面水不受地层流体污染，隔离污水的层段，将地面土地使用冲突降低到最小程度。

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

(2) 退役道路处理

由于油水井退役，通井路已无利用价值，本项目通井路均为土路，退役阶段对通井土路进行整平翻松后，重新进行复耕或植被恢复。

(3) 退役管线处理

首先停止管道作业，关闭管道前段截断阀，利用压缩空气进行清管作业，将管内残留回注水吹扫至后续管道，进入集输系统，清管完成后关闭后段截断阀。为避免对生态的二次破坏，清管后的管道两端采用混凝土封堵直埋于地下，不再挖出。

退役期工艺流程及主要产污节点见图 3.12-8。

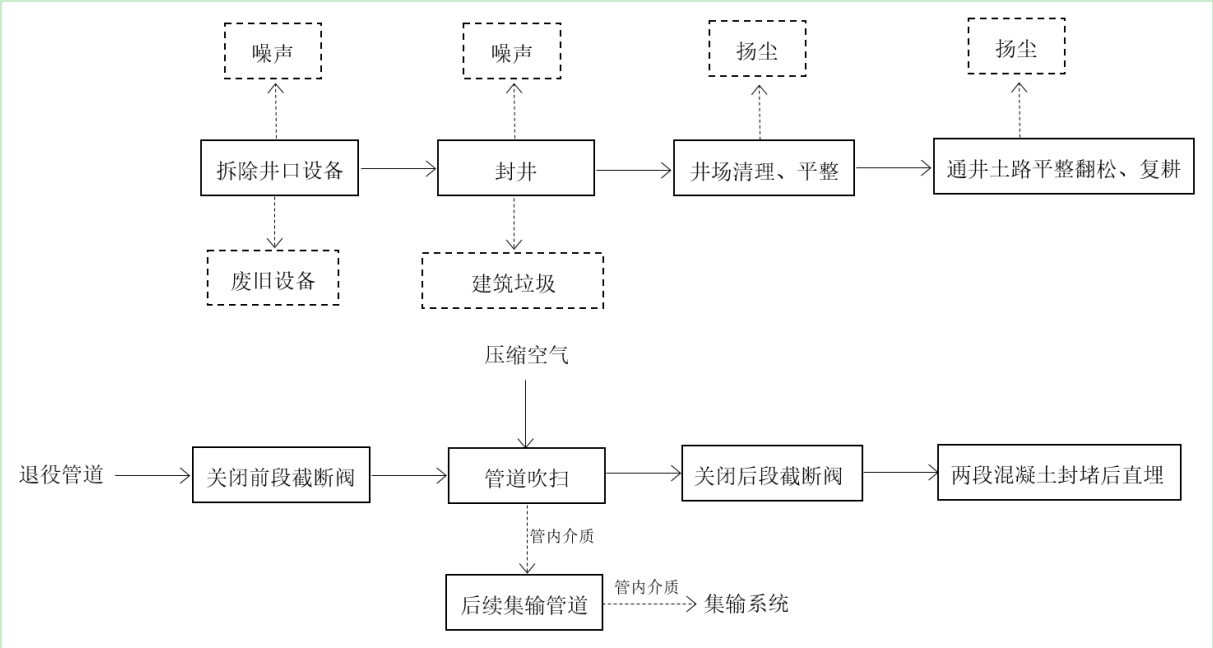


图 3.12-8 退役期工艺流程及主要产污节点图

3.12.2 生态影响因素分析

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

(1) 新建井场、道路对生态的影响

本项目新建井场及通井路新增永久占地 0.2252hm²，永久占地对周围生态环境影响

主要体现在新增占地使原来连续分布的生态环境中形成斑块，产生地表温度、水分等物理异常，以及干扰地面植被，影响生态环境的类型和结构。

（2）管线施工对生态的影响

本项目管线施工新增临时占地 30.86hm²，管道施工作业带宽度约 10m，其范围内的土壤和植被都可能受到扰动和破坏，尤其是管沟两侧 2-3m 内的植被破坏严重，土壤的结构、组成和理化性质发生改变，影响土壤和植被的恢复。

（3）对土壤侵蚀的影响

施工对土地的开挖，造成土地裸露，加剧沿线的土壤风蚀。

（4）对植被的影响

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

（5）对野生动物的影响

本次开发工程均在原有区块内进行开发生产，由于农村生活噪声及原有区块采油噪声，对区内动物的干扰早已存在。本项目生产期虽然会使区域噪声有所提高，但其影响贡献程度均较低，对附近鸟类等野生动物的噪声干扰相对较轻。项目运行后，将在原有的区块内增加一些新的油田建筑景观，在一段时间内将可能对附近鸟类等造成一定的干扰。

3.12.3 污染源源强核算

3.12.3.1 施工期污染源源强核算

（1）废气

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

①施工扬尘

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

本项目所在区域平坦空旷，大气扩散条件好。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.钻井、管线及道路施工产生的施工扬尘

本项目施工占地面积 31.0852hm²，参考对土建工程现场扬尘实地监测结果，TSP 产生系数为 0.01~0.05mg/m² s，考虑本项目实际情况，TSP 产生系数取 0.02mg/m² s，取施工现场的扰动面积比为 70%，土建施工按每天 8h 计算，施工期施工场地扬尘产生量为 15t。

B.运输车辆产生的扬尘

当车辆通过干燥且路况较差路段时，在行车道两侧扬尘的 TSP 浓度短期内可达 8~10mg/m³。类比大庆地区类似地面工程的起尘数据，施工场地起尘浓度约 1.15mg/m³。

②施工车辆排放的尾气

在工程施工期间，使用液体燃料的施工机械及运输车辆的发动机排放的尾气在含有 NO₂、CO、HC 等污染物，一般情况下，各种污染物的排放量不大，对周围环境的影响较小。如果采用清洁燃料，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钻井时柴油机排放的大气污染物

钻井时钻机和其他设备动力源均由发电机提供，而为发电机提供动能的是柴油机，本项目施工期共 3 台柴油机(1 运 2 备)。根据建设单位提供的资料，柴油机功率 882kW，本工程柴油总用量约为 270.1t，烟气量按每公斤 12m³ 计，则本工程烟气排放量为柴油发电机运行期间产生烟气 324×10⁴m³，主要污染物为 SO₂、NO_x、CO、HC 和烟尘。根据《环境影响评价工程师职业资格培训教材：社会区域类环境影响评价》给出计算参数可知，正常工况下发电机运行污染物排放系数为：颗粒物为 0.31kg/t、SO₂ 为 2.24kg/t、NO_x 为 2.92kg/t、CO 为 0.78kg/t、HC 为 2.13kg/t。核算项目柴油机污染物排放情况见表 3.12-1。

表 3.12-1 柴油发电机燃烧废气污染物产生一览表

污染物指标	产污系数		产生量
	单位	产污系数	
废气量	m ³ /kg 柴油	12	324 万 m ³
SO ₂	kg/t 柴油	2.24	0.605t
NO _x	kg/t 柴油	2.92	0.789t
烟尘	kg/t 柴油	0.31	0.0837t
CO	kg/t 柴油	0.78	0.211t
HC	kg/t 柴油	2.13	0.575t

④焊接烟尘

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

(2) 废水

① 钻井废水

钻井废水主要来自使用泥浆钻井过程中冲洗钻台、钻具等设备产生的废水，主要含有泥浆和岩屑等。根据公用工程计算可知，本项目钻井废水产生量为 256.6m³。钻井废水中污染因子主要为 SS，钻井废水排入井场水基钢制泥浆槽中，及时拉运至大庆洁宇环保科技有限公司处理，处理后的压滤水由罐车拉运至葡二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。本项目单井钻井施工约 9d，由 1 个钻井队进行施工，钻井废水每天产生量约 2.85m³。

② 试压废水

本项目新建集油掺水管线、注水管线采取清水试压的方式，根据新建管线截面面积及长度，项目试压用水总量为 53.4m³，试压废水按用水量的 95%计算，试压废水产生量为 50.7m³。管线试压废水由罐车收集并拉运至葡二联含油污水处理站和葡三联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排。

③ 生活污水

生活用水采用桶装水，项目单井钻井施工 9d，钻井队在井人数 10 人。地面工程施工约 30d，施工人数 15 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 108m³。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 86.4m³。施工期施工人员产生的生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内，定期拉运至采油七厂厂区的污水提升站，经污水管网进入大庆市大通水处理有限责任公司处理。

项目施工期废水产生及排放情况详见表 3.12-2。

表 3.12-2 施工期废水污染物排放量表

序号	污染物名称	产生量	主要污染物	去向及措施
1	钻井废水	256.6m ³	SS	排入井场水基钢制泥浆槽中，及时拉运至大庆洁宇环保科技有限公司处理，处理后的压滤水由罐车拉运至

				葡二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层
2	试压废水	50.7m ³	SS	由罐车拉运至葡二联含油污水处理站和葡三联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层
3	生活污水	86.4m ³	COD、NH ₃ -N	排入施工营地设置的临时防渗旱厕内，定期拉运至采油七厂厂区的污水提升站，经污水管网进入大庆市大通水处理有限责任公司处理

（3）噪声污染源项分析

施工期产生的噪声主要施工机械和车辆运营噪声，参考《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ 2034-2013）附录 A 中的噪声源强数据，本项目噪声源具体排放情况见表 3.12-3。

表 3.12-3 本项目施工期噪声源统计表

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

（4）固体废物

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

①废钻井液

废钻井液是指钻井过程中无法利用或钻井完工后弃置于水基钢制泥浆槽内的水基泥浆，属于一般固体废物，根据《固体废物分类与代码目录》（生态环境部公告 2024

年第4号），水基废钻井液的分类代码为071-001-S12。根据钻井物料消耗统计，本项目单口井钻井液用量259m³，单井钻井液损耗量63m³，本工程新钻井10口，则废钻井液产生量为1960m³。本项目单井水基钻井施工9d，由1个钻井队进行施工，废钻井液每天产生量约21.8m³。废钻井液排入井场钢制泥浆槽中，及时拉运至大庆洁宇环保科技有限公司处理，处理后的压滤水由罐车拉运至葡二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，处理后的泥饼外售给大庆钻探工程公司钻井二公司综合利用垫井场或铺路。

②钻井岩屑

钻井过程中，岩石经钻头和泥浆研磨破碎成岩屑，其中部分钻井岩屑混进水基泥浆中，剩余钻井岩屑经泥浆循环携带至井口，完井后进行无害化处理，根据《危险废物排除管理清单（2021年版）》（生态环境部公告2021第66号），水基钻井岩屑不属于危险废物，属于一般固体废物，根据《固体废物分类与代码目录》（生态环境部公告2024年第4号），水基钻井岩屑的分类代码为071-001-S12。根据第七采油厂多年钻井施工统计数据分析，每钻井1000m进尺产生钻井岩屑24m³。本项目钻井进尺13505m，则钻井岩屑总产生量为324.1m³。本项目单井钻井施工9d，由1个钻井队进行施工，钻井岩屑每天产生量约3.6m³。钻井岩屑排入井场水基钢制泥浆槽中，及时拉运至大庆洁宇环保科技有限公司处理，处理后的压滤水由罐车拉运至葡二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，处理后的泥饼外售给大庆钻探工程公司钻井二公司综合利用垫井场或铺路。

③废射孔液

本项目10口新钻油水井需进行射孔作业，作业过程中将产生废射孔液，由于在射孔前会进行气喷作业，因此废射孔液中不会含有油基成分，属于一般固体废物，根据《固体废物分类与代码目录》（生态环境部公告2024年第4号），废射孔液的分类代码为900-099-S12。每口井产生废射孔液约40m³，则共计产生废射孔液400m³。本项目单井射孔时间约1d，则废射孔液每天最大产生量约40m³。废射孔液排入井场钢制泥浆槽中，及时拉运至大庆洁宇环保科技有限公司处理，处理后的压滤水由罐车拉运至葡二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，处理后的泥饼外售给大庆钻探工程公司钻井二公司综合利用垫井场或铺路。

④膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋

现场废弃包装袋主要为钻井材料中膨润土、纯碱、重晶石粉废弃包装，属于一般固体废物，根据《固体废物分类与代码目录》（生态环境部公告 2024 年第 4 号），废包装袋的分类代码为 900-003-S17。类比大庆油田多年钻井井场施工经验，单井膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋产生量约为 0.02t，本项目新钻 10 口井，因此膨润土、纯碱、重晶石粉废弃包装袋产生量约为 0.2t。膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋统一收集后暂存于钻井液材料房内的加盖钢制桶内，施工结束后由施工单位拉运至第七采油厂工业固废填埋场处理。

⑤钻井期废防渗布

为防止在钻井过程中钻井泥浆、钻井污水等污染地面从而造成对土壤、地下水的影响，需要在钻井过程中在钻井平台附近铺设防渗布，属于一般固体废物，根据《固体废物分类与代码目录》（生态环境部公告 2024 年第 4 号），废防渗布的分类代码为 900-003-S17。本项目钻井井场永久占地 1.284hm²，每平米防渗布重约 0.25kg，故本项目钻井期共产生废防渗布 0.321t。废防渗布集中收集，暂存在井场设置的钢制垃圾桶内，定期由施工单位拉运至第七采油厂工业固废填埋场处理。

⑥施工废料

本项目施工废料主要为焊接施工中产生废焊条和管道防腐施工过程中产生的废防腐材料，属于一般固体废物，根据《固体废物分类与代码目录》（生态环境部公告 2024 年第 4 号），施工废料的分类代码为 900-099-S59。管道施工废料产生量以 20kg/km 管道计，本项目新建管道 23.591km，因此，施工废料产生量约为 0.47t。施工废料采用收集桶收集，拉运至第七采油厂工业固废填埋场处理。

⑦生活垃圾

施工期生活垃圾主要为各类塑料瓶、塑料桶、塑料餐盒等塑料制品，根据《固体废物分类与代码目录》（生态环境部公告 2024 年第 4 号），生活垃圾废物代码为 900-002-S62。本工程单井钻井施工 9d，钻井队在井人数 10 人。地面工程施工约 30d，施工人数 15 人，施工期每人产生生活垃圾 0.5kg/d 计，施工期生活垃圾产生量为 0.675t。生活垃圾统一收集后拉运至大庆城控电力有限公司处理。

表 3.12-4 本项目施工期固体废物产生量统计表

序号	污染物名称	产生量	废物类型	废物代码	处置去向
1	废钻井液	1960m ³	一般固体废物	071-001-S12	排入井场钢制泥浆槽中，及时拉运至大庆洁宇环保科技有限公司处理，处理后的压滤水由罐车拉运至葡二联含油污水处理站处理满足《大
2	钻井岩屑	324.1m ³	一般固	071-	

			体废物	001-S12	庆油田地面工程建设设计规定》 (Q/SYDQ0639-2015) 及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022) 限值要求后回注油层, 处理后的泥饼外售给大庆钻探工程公司钻井二公司综合利用垫井场或铺路
3	废射孔液	400m ³	一般固体废物	900-099-S12	
4	废包装袋	0.2t	一般固体废物	900-003-S17	拉运至第七采油厂工业固废填埋场处理
5	废防渗布	0.321t	一般固体废物	900-003-S17	
6	施工废料	0.47t	一般固体废物	900-099-S59	
7	生活垃圾	0.675t	一般固体废物	900-002-S62	统一收集后拉运至大庆城控电力有限公司处理

3.12.3.2 运行期污染源强核算

(1) 废气

① 烃类气体

由于本项目油气集输全部采用密闭集油工艺流程, 烃类气体的排放主要是某些设备的超压放空, 储罐和管线的油气挥发以及天然气使用过程中的泄漏所致, 主要排放地点为采油井场、集输管线及集输场站。非甲烷总烃挥发量按《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南(试行)》中的规定, 油田开采为 1.4175g/kg 原油, 本项目建成后年产原油 $0.648 \times 10^4 \text{t/a}$, 则本次产能非甲烷总烃挥发量为 9.185t/a。根据油田运行多年经验, 其中井场占比约 30%, 经核算本项目井场非甲烷总烃逸散量为 2.756t/a、0.315kg/h。

② 加热炉烟气

本项目运行期产生的废气主要来自依托转油站锅炉产生烟气, 燃料为天然气, 产生的烟气较为清洁。根据场站验收意见和本次实测数据(见附件 2 和附件 5), 葡北 1 号转油站加热炉排放的废气中颗粒物最大值为 8.0mg/m^3 , NO_x 最大值为 78mg/m^3 , SO_2 最大值为 10mg/m^3 ; 葡北 8 号转油站加热炉排放的废气中颗粒物最大值为 11.1mg/m^3 , NO_x 最大值为 80mg/m^3 , SO_2 最大值为 19mg/m^3 ; 葡北 11 号转油站加热炉排放的废气中颗粒物最大值约为 11.0mg/m^3 , NO_x 最大值约为 88mg/m^3 , SO_2 最大值约为 14mg/m^3 ; 葡北 14 号转油站加热炉排放的废气中颗粒物最大值约为 9.9mg/m^3 , NO_x 最大值约为 88mg/m^3 , SO_2 最大值约为 16mg/m^3 ; 葡南 7 号转油站加热炉排放的废气中颗粒物最大值约为 10.0mg/m^3 , NO_x 最大值约为 79mg/m^3 , SO_2 最大值约为 9mg/m^3 ; 台肇联转油站加热炉排放的废气中颗粒物最大值约为 7.9mg/m^3 , NO_x 最大值约为 79mg/m^3 , SO_2 最大值约为 8mg/m^3 ; 台肇联 1 号转油站加热炉排放的废气中颗粒物最大值约为 11.3mg/m^3 , NO_x 最

大值约为 95.9mg/m³, SO₂ 最大值约为 22.6mg/m³, 能够达到《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014) 表 2 中新建燃气锅炉标准限值要求, 且已在大庆油田有限责任公司第七采油厂排污许可证(编号为 91230607716675409L018R) 中登记, 污染物排放浓度及排污量已获得许可, 因此本项目新增为其分担量。本项目建成后, 根据项目方案分析, 各转油站新增耗气量及加热炉烟气污染物分担量见表 3.12-5。

表 3.12-5 依托场站加热炉烟气污染物分担量汇总表

场站名称	排气筒高度 (m)	新增燃气量 (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
葡北 1#转油站	20	1.5	17	0.0014	0.013	0.0017
葡北 8#转油站	10	1.2	13.6	0.0015	0.011	0.0026
葡北 11#转油站	8	4.4	49.7	0.0055	0.044	0.007
葡北 14#转油站	10	1.0	11.3	0.0011	0.0099	0.0018
葡南 7#转油站	12	1.1	12.4	0.0012	0.0098	0.0011
台肇联转油站	20	2.9	32.8	0.0026	0.026	0.0026
台肇联 1#转油	12	1.2	13.6	0.0015	0.013	0.0031
合计		13.3	150	0.0148	0.1267	0.0199

③温室气体

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

(2) 废水

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

①油田采出水

根据开发指标预测, 本项目油田采出水最大量为 139800t/a。油田采出水管输进入葡一联含油污水处理站、葡二联含油污水处理站、葡三联含油污水处理站、台肇联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015) 及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022) 限值要求后回注油层。

②作业污水

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

根据公用工程可知, 本项目油水井作业污水共计约 932.5m³/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葡二联含油污水处理站站和葡三联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排。

③洗井污水

根据公用工程可知，本项目洗井污水产生量为 3599.6m³/a，此部分污水通过罐车回收后送葡二联含油污水处理站站和葡三联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排。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 0.648×10⁴t/a，则本项目含油污泥产生量 0.194t/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，由罐车拉运至葡萄花含油污泥处理站减量化处理后，再委托北京新风航天装备有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）表 1 中的限值要求后，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 1.4t/a，落地油为危险废物，危废代码为 HW08/071-001-08。作业期间铺设防渗布，落地油全部回收，由罐车拉运至葡萄花含油污泥处理站减量化处理后，再委托北京新风航天装备有限公司处

理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）表 1 中的限值要求后，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 0.7t/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 3.12-6。

表 3.12-6 运营期危险废物情况一览表

序号	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量	产生工序	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危险特性	污染防治措施
1	含油污泥	HW08 废矿物油与含矿物油废物	071-001-08	0.194t/a	设备清淤	液态	油泥砂	石油类	设备清淤每年一次	T、I	由罐车拉运至葡萄花含油污泥处理站减量化处理后，再委托北京新风航天装备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	1.4t/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	0.7t/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

3.12.3.3 退役期污染源源强核算

（1）废气

退役期废气主要为场地清理平整过程中产生的粉尘、二次扬尘，以及施工设备和运输车辆尾气。

①施工扬尘

本项目退役期施工扬尘主要来自平整土地、材料运输、装卸等过程。本项目所在区域平坦空旷，大气扩散条件好。井场相对分散，且施工时间较短，在采取车辆密闭运输、洒水抑尘等措施后，退役期施工扬尘影响较小。

②车辆尾气

在退役期施工期间，使用液体燃料的施工机械及运输车辆的发动机排放的尾气在含有 NO₂、CO、HC 等污染物，一般情况下，施工车辆选用高标号汽柴油，各种污染物的

排放量不大，对周围环境的影响较小。

（2）废水

本项目退役期管线内介质均由压缩空气吹扫至后续集输管线进入集输系统处理。退役期施工约 30d，施工人数 20 人，根据黑龙江省地方标准《用水定额》（DB23/T727-2021），生活用水量每人 80L/d，生活用水量共计 48m³。生活污水产生量按生活用水的 80%计算，则生活污水产生量为 38.4m³。退役期生活污水排入施工现场附近场站内已建化粪池，定期拉运至污水提升站，经污水管网进入大庆市大通水处理有限责任公司处理。

（3）噪声污染源项分析

退役期产生的噪声主要施工机械和车辆运营噪声，参考《环境噪声与振动控制工程技术导则》（HJ 2034-2013）附录 A 中的噪声源强数据，本项目噪声源具体排放情况见表 3.12-7。

表 3.12-7 本项目施工期噪声源统计表

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

（4）固体废物

退役期固体废物主要为废旧设备、封井建筑垃圾、生活垃圾。

①废旧设备

退役期退役管线两段封堵后直埋处理，对退役油水井的井口设备进行拆除，包括抽油机、配电箱、柱上变电站、注水井井口设备等，其中抽油机 12 台、配电箱 12 台、柱上变电站 12 座、注水井井口设备 30 台，共计 66 台套。拆除的废旧设备全部回收至第七采油厂物资库。

②封井建筑垃圾

退役期井场地面设施拆除、场地清理过程会产生少量建筑垃圾，根据大庆油田已有生产经验，单井封井建筑垃圾产生量为 0.2t，本工程共布设 42 口油水井，故封井建筑垃圾产生量约为 8.4t。封井建筑垃圾统一收集后拉运至龙凤区南一路与大广路交叉口西侧的建筑垃圾临时消纳场处置。

③生活垃圾

退役期施工人员 20 人，施工约 30d，退役期每人产生生活垃圾 0.5kg/d 计，退役期生活垃圾产生量为 0.3t。生活垃圾统一收集后拉运至大庆城控电力有限公司处理。

表 3.12-8 本项目退役期固体废物产生量统计表

序号	污染物名称	产生量	废物类型	处置去向
1	废旧设备	66 台套	一般废物	全部回收至第七采油厂物资库
2	封井建筑垃圾	8.4t	/	统一收集后拉运至龙凤区南一路与大广路交叉口西侧的建筑垃圾临时消纳场处置
3	生活垃圾	0.3t	/	统一收集后拉运至大庆城控电力有限公司处理

本项目施工期污染源源强核算结果及相关参数汇总见表 3.12-9~表 3.12-12，运行期污染源源强核算结果及相关参数汇总见表 3.12-13~表 3.12-16，退役期污染源源强核算结果及相关参数汇总见表 3.12-17~表 3.12-20。

表 3.12-9 施工期废气污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	污染源	污染物	污染物产生				治理措施		污染物排放				排放时间
				核算方法	废气产生量 m³	产生浓度 mg/m³	产生量 t	工艺	效率%	核算方法	废气排放量 m³	排放浓度 mg/m³	排放量 t	
钻井井场、 管线施工	场地	施工扬尘	颗粒物	/	/	/	15	洒水抑尘		/	/	/	15	施工期
	柴油机	井场柴油机烟气	SO ₂	产污系数法	324 万	/	0.605	/	/	排污系数法	324 万	/	0.605	钻井期
			NO _x			/	0.789					/	0.789	
			烟尘			/	0.0837					/	0.0837	
			CO			/	0.211					/	0.211	
			HC			/	0.575					/	0.575	
	车辆	车辆尾气	SO ₂ NO _x TSP	由于车辆数量和每辆车行驶的公里数不易确定，固不对其进行定量计算				施工车辆选用高标号汽柴油，尾气达标排放		/	/	/	/	施工期
	焊机	施工场地	CO CO ₂ O ₃ NO _x CH ₄	焊接点较少，产生的焊接烟尘量较小				/		/	/	/	/	施工期

表 3.12-10 施工期废水污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	污染源	污染物	污染物产生				治理措施		污染物排放				排放时间
				核算方法	废水产生量 m³	产生浓度 mg/L	产生量 t	工艺	效率 /%	核算方法	废水排放量 m³	排放浓度 mg/L	排放量 t	
钻井	冲洗钻台、钻具等设备	钻井废水	COD、SS	类比法	256.6	/	/	排入井场水基钢制泥浆槽中，及时拉运至大庆洁宇环保科技有限公司处理	100	类比法	0	0	0	钻井期
管线试压	试压	试压废水	SS		50.7	/	/	由罐车拉运至葡二联含油污水处理站和葡三联含油污水处理站处理达标后回注油层	100		0	0	0	施工期
施工	生活	生活污水	COD		86.4	300	0.026	排入施工营地设置的临时防渗旱厕内，定期拉运至采油七厂厂区的污水提升站，经污水管网进入大庆市大通水处理有限责任公司处理	/		86.4	300	0.026	施工期
			氨氮			30	0.0026		/			30	0.0026	

表 3.12-11 施工期噪声污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	噪声源	声源类型（频发、偶发等）	噪声源强		降噪措施		噪声值排放		持续时间
				核算方法	噪声值 /dB (A)	工艺	降噪效果 /dB (A)	核算方法	噪声值/dB (A)	
钻井井场 管线施工	施工机械	柴油发电机	连续稳态声源	类比法	120~130	基础减震、隔声	-35	类比法	85~95	施工期

		挖掘机	非连续稳态声源		82~90	定期维护保养	/	类比法	82~90	
		推土机	非连续稳态声源		83~88	定期维护保养	/	类比法	83~88	
		钻机	连续稳态声源		95~105	减振、低噪电机	-10	类比法	85~95	
		泥浆泵	连续稳态声源		88~95	基础减震	-10	类比法	78~85	
		钻井泵	连续稳态声源		88~95	基础减震	-10	类比法	78~85	
		振动筛	连续稳态声源		95~105	基础减震	-10	类比法	85~95	
		搅拌机	连续稳态声源		100~110	基础减震、隔声	-20	类比法	80~90	
		压路机	非连续稳态声源		80~90	定期维护保养	/	类比法	80~90	
		电焊机	连续稳态声源		60~70	选取低噪声设备	/	类比法	60~70	
		运输车辆	非连续稳态声源		82~90	定期维护保养	/	类比法	82~90	

表 3.12-12 施工期固体废物污染源强核算结果表

工序	固体废物名称	产生情况		处置措施		最终排放去向
		核算方法	产生量	工艺	处置量	
钻井及地面建设	废钻井液	类比法	1960m ³	无害化处理	1960m ³	排入井场钢制泥浆槽中，及时拉运至大庆洁宇环保科技有限公司处理，处理后的压滤水由罐车拉运至葡二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，处理后的泥饼外售给大庆钻探工程公司钻井二公司综合利用垫井场或铺路
	钻井岩屑	类比法	324.1m ³	无害化处理	324.1m ³	
	废射孔液	类比法	400m ³	无害化处理	400m ³	
	生活垃圾	类比法	0.675t	焚烧发电	0.675t	统一收集后拉运至大庆城控电力有限公司处理
	膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋	类比法	0.2t	填埋处理	0.2t	由施工单位拉运至第七采油厂工业固废填埋场处理
	施工废料	类比法	0.47t	填埋处理	0.47t	
	钻井期废防渗布	类比法	0.321t	填埋处理	0.321t	

表 3.12-13 运营期废气污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	污染源	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 m³/a	产生浓度 mg/m³	产生量 t/a	工 艺	效率 /%	核算方 法	废气排放 量万 m³/a	排放浓度 mg/m³	排放量 t/a	
原油 开采	井场、依 托场站等	无组织排 放	非甲烷 总烃	产污系 数法	—	—	9.185	—	0	产污系 数法	—	—	9.185	8760
油气 集输	葡北 1 号 转油站	加热炉排 气筒	颗粒物	实测 法、类 比法	17	8.0	0.0014	—	0	实测 法、类 比法	17	8.0	0.0014	8760
			NO _x			78	0.013		0			78	0.013	
			SO ₂			10	0.0017		0			10	0.0017	
	葡北 8 号 转油站	加热炉排 气筒	颗粒物	实测 法、类 比法	13.6	11.1	0.0015	—	0	实测 法、类 比法	13.6	11.1	0.0015	8760
			NO _x			80	0.011		0			80	0.011	
			SO ₂			19	0.0026		0			19	0.0026	
	葡北 11 号 转油站	加热炉排 气筒	颗粒物	实测 法、类 比法	49.7	11	0.0055	—	0	实测 法、类 比法	49.7	11	0.0055	8760
			NO _x			88	0.044		0			88	0.044	
			SO ₂			14	0.007		0			14	0.007	
	葡北 14 号 转油站	加热炉排 气筒	颗粒物	实测 法、类 比法	11.3	9.9	0.0011	—	0	实测 法、类 比法	11.3	9.9	0.0011	8760
			NO _x			88	0.0099		0			88	0.0099	
			SO ₂			16	0.0018		0			16	0.0018	
	葡南 7 号 转油站	加热炉排 气筒	颗粒物	实测 法、类 比法	12.4	10	0.0012	—	0	实测 法、类 比法	12.4	10	0.0012	8760
			NO _x			79	0.0098		0			79	0.0098	
			SO ₂			9	0.0011		0			9	0.0011	
	台肇联转 油站	加热炉排 气筒	颗粒物	实测 法、类 比法	32.8	7.9	0.0026	—	0	实测 法、类 比法	32.8	7.9	0.0026	8760
			NO _x			79	0.026		0			79	0.026	
			SO ₂			8	0.0026		0			8	0.0026	
	台肇联 1 号转油	加热炉排 气筒	颗粒物	实测 法、类	13.6	11.3	0.0015	—	0	实测 法、类	13.6	11.3	0.0015	8760
			NO _x			95.9	0.013		0			95.9	0.013	

			SO ₂	比法		22.6	0.0031		0	比法		22.6	0.0031	

表 3.12-14 运营期废水污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	污染源	污染物	污染物产生				治理措施	污染物排放				排放时间 (h)
				核算方法	产生废水量 (t/a)	产生浓度 (mg/L)	产生量 (t/a)		核算方法	排放废水量 (t/a)	排放浓度 (mg/L)	排放量 (t/a)	
油水井作业	油水井	作业污水	石油类	类比法	932.5	1000	0.93	通过罐车回收后送葡二联含油污水处理站和葡三联含油污水处理站处理后回注油层，不外排	/	/	/	/	/
水井洗井	水井	洗井污水	石油类	类比法	3599.6	1000	3.6		/	/	/	/	/
原油集输	原油处理装置	油田采出水	石油类	物料衡算法	139800	100	13.98	管输进入葡一联含油污水处理站、葡二联含油污水处理站、葡三联含油污水处理站、台肇联含油污水处理站处理后回注油层，不外排	/	/	/	/	/

表 3.12-15 运营期噪声污染源源强核算结果及相关参数表

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

表 3.12-16 运营期固体废物污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序/生产线	装置	固体废物名称	固废属性	产生情况		处置措施		最终去向
				核算方法	产生量 (t/a)	工艺	处置量 (t/a)	
原油集输	场站	含油污泥	危险废物	类比法	0.194	调质+离心、密闭旋转蒸馏	0.194	由罐车拉运至葡萄 花含油污泥处理站 减量化处理后,再 委托北京新风航天 装备有限公司处理 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	1.4	调质+离心、密闭旋转蒸馏	1.4	
油井作业	油井	含油废防渗布	危险废物	类比法	0.7	由有资质单位进行处理	0.7	由有资质单位进行处理

表 3.12-17 退役期废气污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	污染源	污染物	污染物产生				治理措施		污染物排放				排放时间 d
				核算方法	废气产生量 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	施工	颗粒物	/	/	/	少量	车辆密闭运输、施		/	/	/	少量	30

	场地	扬尘						工材料覆盖、洒水抑尘					
	车辆	车辆尾气	NO ₂ 、CO、HC	/	/	/	少量	施工车辆选用高标号汽柴油，尾气达标排放	/	/	/	/	30

表 3.12-18 退役期废水污染源源强核算结果及相关参数一览表

工序	装置	污染源	污染物	污染物产生				治理措施		污染物排放				排放时间 d
				核算方法	废水产生量 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	
施工	生活	生活污水	COD	类比法	38.4	300	0.0115	排入施工现场附近场站内已建化粪池，定期拉运至污水提升站，经污水管网进入大庆市大通水处理有限责任公司处理	/	类比法	38.4	300	0.0115	30
			氨氮			30	0.00115		/			30	0.00115	

表 3.12-19 退役期噪声污染源源强核算结果及相关参数一览表

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

表 3.12-20 退役期固体废物污染源强核算结果表

工序	固体废物名称	产生情况		处置措施		最终排放去向
		核算方法	产生量	工艺	处置量	
	生活垃圾	类比法	0.3t	焚烧	0.3t	统一收集后运至大庆城控电力有限公司处理
	封井建筑垃圾	类比法	8.4t	填埋处理	8.4t	统一收集后拉运至龙凤区南一路与大广路交叉口西侧的建筑垃圾临时消纳场处置
	废旧设备	类比法	66 台套	回收再利用	66 台套	全部回收至第七采油厂物资库

3.12.4 污染物“三本帐”汇总

由于本项目施工期、退役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“三本帐”汇总见表 3.12-21。

表 3.12-21 污染物“三本帐”汇总一览表

污染物名称	单位	现有工程排放量	以新代老消减量	本项目排放量	总排放量	排放增减量	全厂申请年许可排放量限值
烟气量	10 ⁴ m ³ /a	14679.9	0	150	14829.9	+150	/
颗粒物	t/a	1.3849	0	0.0148	1.3997	+0.0148	12.057101
NO _x	t/a	12.15	0	0.1267	12.2767	+0.1267	153.900412
SO ₂	t/a	1.79	0	0.0199	1.8099	+0.0199	30.780082
非甲烷总烃	t/a	1275.8	0	9.185	1284.985	+9.185	/

由上表可知，本项目新增污染物后，现有加热炉排放的颗粒物、NO_x、SO₂的排放量可以满足大庆油田有限责任公司第七采油厂排污许可证中污染物许可量要求。

3.13 清洁生产分析

3.13.1 钻井过程的清洁生产工艺

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

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

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

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

3.13.2 井下作业的清洁生产工艺

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

(2) 起下油管时，安装自封式封井器，避免原油、污水喷出。另外对运输车辆采取

防渗漏、溢流和散落的措施。

(3)在井下作业过程中,产生的作业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%。

3.13.3 油气集输的清洁生产

(1) 优化布局

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

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

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

(2) 油气集输采用全密闭集输流程

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

(3) 油田采出水处理

为了保护环境和节约用水,本项目运行期油田采出水全部经葡一联含油污水处理站、葡二联含油污水处理站、葡三联含油污水处理站、台肇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。

3.13.4 先进的环境管理

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

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 3.13-1。

表 3.13-1 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、油水井作业期间井场作业区为重点防渗。管道采用防腐无缝钢管、管道的连接方式采用焊接，管道设计壁厚的腐蚀余量为 2mm 或采用管道内防腐，管道的外防腐等级采用特加强级；油水井作业期间井场作业区内铺设 2mm 厚高密度聚乙烯防渗膜进行防渗，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ ；井场永久占地内为简单防渗，采用地面夯实碾压平整处理。	符合
5	在开发过程中，适宜注水开采的油气田，应将采出水处理满足标准后回注；对于稠油注气开采，鼓励采出水处理后回注于注气锅炉	采出水经葡一联含油污水处理站、葡二联含油污水处理站、葡三联含油污水处理站、台肇联含油污水处理站处理满足标准后回注油层。	符合
6	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。新建 3000m ³ 及以上原油储罐应采用浮顶型式，新、改、扩建油气储罐应安装泄漏报警系统	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《石油天然气开采业污染防治技术政策》中对清洁生产的各项指标的要求。

3.13.5 合理有效的污染物处置措施

本工程运营期产生的含油废防渗布定期委托有资质单位处理；依托场站各罐体中产生的含油污泥及井下作业阶段回收的落地油由罐车拉运至葡萄花含油污泥处理站减量化处理后，再委托北京新风航天装备有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染

控制要求》（DB23/T3104-2022）表 1 中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路。作业污水通过罐车回收后拉运至葡二联含油污水处理站和葡三联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排；洗井污水由罐车拉运至葡二联含油污水处理站和葡三联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排。根据上述分析，本工程将清洁生产贯穿于设计、建设与生产的全过程，符合清洁生产要求，清洁生产水平达到国内先进水平。

4 环境现状调查与评价

4.1 自然环境状况

4.1.1 地理位置

本项目位于大庆市大同区八井子乡下洼子屯北侧、四合屯北侧；老山头乡四大家屯南侧；太阳升镇农造地屯东侧；肇州县新福乡吕八屯北侧；肇源县大兴乡平安地屯北侧和头台镇大花尔屯南侧，地理坐标为东经 $124^{\circ}33'43.065''\sim 124^{\circ}56'22.778''$ ，北纬 $45^{\circ}38'33.558''\sim 46^{\circ}2'37.857''$ 。具体地理位置见附图 1。

4.1.2 地形地貌

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

4.1.3 气象特征

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

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

风速：平均风速 3.7m/s ，年最大风速为 22.7m/s 。

降水量：年平均 442.0mm ，年最大降水量 651.2mm 。

降雪量：平均积雪 158d，最大积雪深度 220.0mm 。

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

湿度：年平均相对湿度为 63%。

年日照时数：2595.8 小时。

4.1.4 地表水体

本工程周边主要分布 5 个较近的地表水体，分别为库里泡、康家围子泡、老山头南泡、一五四泡和八家河，库里泡位于葡 162-更斜 146 井北侧，水域面积约 81km^2 ，功能区划为过渡区；康家围子泡位于葡 84-更 62 井东侧 100m，水域面积约 17km^2 ，主要为雨水汇集自然泡沼；老山头南泡位于葡更 206 井场新建管线东侧 850m，水域面积约 1.2km^2 ，主要为雨水汇集自然泡沼；一五四泡位于葡 182-更 94 井东侧 510m，水域

面积约 0.4km²，主要为雨水汇集自然泡沼。八家河位于台 84-更斜 118 新建管线南 540m，全长 62km，无功能区划。

4.1.4 评价区地质概况

4.1.4.1 地质概况

(1) 葡北油田、葡南油田和太南油田所在大同区域

区域地质构造位置处于古隆凹陷南部，长春背斜的北部，由于白垩系晚期和第三系以来，大庆长垣以西地区持续下降，而且下降幅度较大，沉积了厚度较大的第三系和第四系。尤其是第三系上统泰康组比较发育，形成了一套河床相厚层砂砾岩，为地下水的富集创造了良好的空间条件。

根据区域地质钻探资料分析，区域浅部地层从上到下依次为第四系、第三系上统泰康组、白垩系下统明水组。

1) 白垩系明水组 (K_{1n})

地层广泛分布于区域内，由于受地质沉积作用的影响，地层埋藏较深，地层顶部埋深为 115~134m，岩性为浅灰、灰绿色泥岩，含砂砾岩与褐红色、砖红色泥岩组成。

2) 第三系上统泰康组 (N_{2t})

区域泰康组广泛分布，发育良好。变化趋势由东向西厚度逐渐增大并趋于稳定，地层顶部埋深厚度 40.0m-50.0m，变化趋势由南向北厚度逐渐增大，地层厚度 50~70m。泰康组中下部为厚层块状河床相沉积的灰白色砂砾岩。上部为较薄的灰绿色、黄绿色泥岩，局部为砂质泥岩、泥质砂岩或粉砂岩构成厚度不等的交互层。地层结构表现为上细下粗的明显正旋回特征。泰康组地层与下伏白垩系上统明水组呈角度不整合接触。

3) 第四系 (Q)

①全新统冲积层 (Q₄)

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

②上更新统齐齐哈尔组 (Q₃)

广泛分布于区域，岩性为粉质粘土和粉细砂。粉质粘土：黄褐色-褐黄色，软塑~可塑，土质不均匀，局部夹有粉土，手捻有砂粒感，含氧化铁斑点，中压缩性，干强度中等，韧性中等，稍有光滑，无摇振反应，地层厚度为 15~20.5m。局部夹粉土、粉细砂层，微显层理，裂隙较发育，具有大的孔隙。分布于评价区表层。

③中更新统荒山组 (Q₂)

广泛分布区域,岩性为河湖相沉积的灰黑色粘土,地层厚度较为均匀,微显层理,局部夹有粉细砂层,致密坚硬,局部由铁质浸染,地层厚度为 30.0~35.5m。土质致密,渗透性较差,渗透系数一般在 $1.0 \times 10^{-6} \sim 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$,为区域弱透水层,由铁质浸染的斑点条带,含铁钙质结核及白色钙质斑点。

④白土山组 (Q₁)

规划区域中部有分布,分布不均,岩性为乳白色砂砾石,局部有少量的杂色中粗砂沉积层,埋藏深度及厚度均自东向西、自南向北加深加厚。埋深 55.0m-75.0m,地层厚度 5.0m-15.0m。第四系与下伏第三系泰康组地层为不整合接触。

(2) 永乐台肇油田所在的肇源区域

区域地质构造属于徐家围子向斜构造的一部分,位于向斜构造的南部,由于白垩系晚期以来,白垩系明水组没有接受沉积遭受剥蚀,受地质运动影响,第三系地层剥蚀严重,第四系以来长期处于上升阶段,第四系地层沉积较薄。

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

1) 白垩系明水组 (K_{1s})

分布在区域下部,由砂岩、泥质砂岩夹灰黑色、灰色泥岩组成的沉积物组成。明水组一段在区内的厚度变化较大,局部地区相差较大,一般为 0.0~131m,局部地区厚度大于 200.0m。

2) 第三系泰康组

主要分布于区域西部地区,呈条带状分布。地层厚度 0~50m。向西、北方向地层厚度逐渐增大,并趋于稳定。岩性下部为层状的河流相中粗砂,上部为灰绿、黄绿色粘土、灰白色粉细砂,并构成厚度不等的交互层,局部厚度变薄,且多呈透镜体状。与下伏地层为不整合接触。

3) 第四系 (Q)

①全新统冲积层 (Q₄)

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

②上更新统齐齐哈尔组 (Q₃)

广泛分布于区域,岩性为粉质粘土和粉细砂。粉质粘土:黄褐色—褐黄色,软塑~可塑,土质不均匀,局部夹有粉土,手捻有砂粒感,含氧化铁斑点,中压缩性,干强度

中等，韧性中等，稍有光滑，无摇振反应，地层厚度为 2~8.0m。局部夹粉土、粉细砂层，微显层理，裂隙较发育，具有大的孔隙。分布于评价区表层。

③中更新统荒山组（Q₂）

广泛分布区域，岩性为河湖相沉积的灰黑色粘土，地层厚度较为均匀，微显层理，局部夹有粉细砂层，致密坚硬，局部由铁质浸染，地层厚度为 10.0~22m。土质致密，渗透性较差，渗透系数一般在 $1.0 \times 10^{-6} \sim 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ，为区域弱透水层，由铁质浸染的斑点条带，含铁钙质结核及白色钙质斑点；第四系与下伏第三系泰康组地层为不整合接触。

4.1.4.2 地质构造

项目区位于松辽盆地北部的中央拗陷区。松辽盆地是中、新生代形成的一北北东向菱形断拗盆地。沉积岩厚度最大可达 6000m 以上，由侏罗系、白垩系、第三系、第四系陆相沉积构成。主要构造格局呈“中隆侧凹”形态，即长垣南部，常村背斜北部。

区内上部由第四系松散堆积物所覆盖，未发现断裂构造分布。

根据《中国地震动参数区划图》(GB18306—2001)，本区地震动峰值加速度为 0.05g，相应的地震基本烈度为 VI 度。

4.1.4.3 回注层和隔离层特征

本项目葡萄花油层岩性以岩屑质长石粉细砂岩为主，砂岩厚度 23.4m，碎屑成分石英含量一般在 20%~30%之间，平均 25.9%；长石平均含量为 35.9%，主要为正长石，少量斜长石，长石溶蚀明显，储集空间类型以粒内溶缝、溶孔为主，但常被方解石或粘土矿物充填，埋藏深度 1151.9m-1264.5m；岩屑成份较单一，绝大部分来自火成岩，变质岩和沉积碎屑极少，含量一般在 25%~35%之间，平均 29.1%；粒度在 0.01mm~0.25mm，砂岩以泥质杂基为主，胶结物以方解石为主，分选程度好到中等，风化程度中等，胶结类型主要为为孔隙~薄膜和再生~孔隙式。孔隙度在 19.8%~30.0%之间，平均 27.0%，渗透率在 3.4mD~92.0mD 之间，平均 76.0mD，整体属于中孔、低渗储层。

4.1.5 水文地质条件

4.1.5.1 地下水的形成条件

（1）葡北油田、葡南油田和太南油田所在大同区域

项目区位于松辽盆地的北部，根据《大庆市水文地质勘察报告》（石油管理局），区域地质构造位置属于中央拗陷区构造一部分，位于向齐家拗陷南端。新生界第三系沉积了巨厚的碎屑岩砂岩，第四系则覆盖全区，不整合于第三系上新统地层之上。在各组岩层中沉积有厚薄不均的砂、砂砾石层及砂岩、砂砾岩层，为地下水的赋

存提供了良好的条件。

根据地下水的埋藏条件及含水层介质、水力性质等，区内地下水类型可划分为第四系上更新统松散层孔隙潜水、第三系上统泰康组孔隙裂隙承压水和白垩系下统明水组孔隙裂隙承压水。区域综合水文地质图见附图 10，区域水文地质剖面图见附图 11。

（2）永乐台肇油田所在的肇源区域

评价区位于松辽盆地的北部，区域地质构造位置属于徐家围子向斜构造一部分，位于向斜构造的南端。中生界白垩系沉积了巨厚的碎屑岩，第四系则覆盖全区，不整合于白垩系地层之上。在各组岩层中沉积有厚薄不均的砂、砂砾石层及砂岩、砂砾岩层，为地下水的赋存提供了良好的条件。

根据地下水的埋藏条件及含水层介质、水力性质等，区内地下水类型可划分为第四系上更新统松散层孔隙潜水、第三系上统泰康组孔隙裂隙承压水。详见区域综合水文地质图（附图 15）及水文地质剖面图（附图 16）。

4.1.5.2 地下水类型及含水岩组特征

（1）葡北油田、葡南油田和太南油田所在大同区域

①第四系上更新统松散层孔隙潜水

分布于全区，含水层岩性为上更新统齐齐哈尔组粉细砂组成，厚度 1.5~2.5m。地下水水位埋深 2.4~3.6m，弱富水性，单井涌水量在 50-100m³/d，地下水化学类型以 HCO₃-Na+Ca 型水为主。该层水为大气降水的垂直入渗补给，无开采供水条件。

②第三系上统泰康组孔隙裂隙承压水含水层

主要发育在区域西侧。泰康组承压含水层其岩性主要是砂砾岩，与上部第四系含水层之间有一层不布不稳定的泥岩，厚度一般在 5~8.5m，成岩性不好，胶结较差，具有一定的透水性。砂砾岩层结构松散，颗粒较粗，分选性较好，透水性强、富水性好，自上而下由细变粗，呈明显河流相沉积，沉积发育比较稳定，区域含水层由东向西逐渐增大，由北向南逐渐变薄，顶板埋深一般在 40~50m 之间，含水层厚度为 50~70m，承压水头高度 6.0~8.0m，渗透系数 25.0~35.0m/d。富水性强，单井出水量 2500~3500m³/d（273mm）。地下水水位水化学类型为 HCO₃-Na+Ca 型水为主。

④白垩系明水组

东部埋深较浅，西部埋深较大。明水组二段：岩性主要是含中粗砂岩组成，质软，成岩性较差，含水层分布不均，连续性较差，透水性一般、富水性一般，含砾砂岩含水层单层厚度较薄，层数较多，一般由 4~7 个层组成，单层厚度 3.0~20.0m，东部含水层顶板埋深 25~35m，二段含水层组单井涌水量一般可达 800~1200m³/d

(273mm)。

明水组一段：岩性主要是含砾砂岩和砂砾岩组成，质软，成岩性较差，含水层分布稳定性较好，透水性一般、富水性一般，一段含砾砂岩含水层单层厚度较薄，层数一般 3.0~5.0 层，单层厚度 3.0~29.0m，累计含水层厚度 10.0~45.0m，含水层顶板埋深 100-120m。单井涌水量（237mm 井管）一般都能达到 1000~1500m³/d。

(2) 永乐台肇油田所在的肇源区域

①第四系上更新统松散层孔隙潜水

分布于全区，含水层岩性为上更新统齐齐哈尔组粉细砂组成，厚度 2.0~3.5m。地下水水位埋深 2.5~4.5m，弱富水性，单井涌水量在 300~1000m³/d，地下水化学类型以 HCO₃-Na Ca 型水为主。该层水为大气降水的垂直入渗补给，无开采供水条件。

②第三系泰康组孔隙裂隙承压水

上部，灰绿色、青绿色泥质粉砂岩，灰白色砂岩局部地区含朽木碎片，分布不稳定局部地区缺失；下部，灰白色厚层砂砾岩夹薄层中细砂岩，含砾中粗砂，一般上部颗粒粗，下部颗粒细，西部广泛分布，区域含水层厚度一般 35~46m，含水层顶板埋深 60~70m 左右。单井涌水量 3000~5000m³/d。

4.1.5.3 地下水的补给、径流和排泄条件

地下水系统及其周围环境决定了地下水的补给、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

①大气降雨补给

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

②地表水体的入渗补给

项目区内分布的湖泡水的入渗水量构成了第四系潜水补给的主要来源。

③侧向补给

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

(2) 地下水径流规律

项目区内地下水的径流方向在不同层位有所不同。上部潜水含水层主要由粉细砂

组成，颗粒较细，分布不连续，透水性较差，且受地形影响，地下水径流滞缓，项目区范围内地下水流向不明显，区域上总体流向随地势由东北向西南流。

（3）地下水排泄

在人为活动影响条件下，项目区地下水的排泄主要有三种类型，即蒸发排泄、侧向径流排泄、人工开采。

①潜水蒸发排泄

该区属干旱、半干旱季风气候区，区内水面和沼泽湿地较为发育，由于气候干燥，尤其是在多风少雨的春末初夏，降水量小 240mm，蒸发强度大（1100-1600mm），因此蒸发是潜水的主要排泄方式。

②侧向径流排泄

地下水通过同一含水层向区域西南部径流流出区域。

③人工开采

区域是地下水人工开采主要地区。

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和草甸土，本项目区域土壤类型分布图见附图 18。

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。

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

4.1.7 植被情况

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

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

4.2 环境保护目标调查

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

（1）永久基本农田

根据《基本农田保护条例》，国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开永久基本农田保护区，需要占用永久基本农田，涉及农用地转用或者征收土地的，应报请相关主管部门同意，并补充划入数量和质量相当的永久基本农田或按规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。油田开发工程占地完全避开永久基本农田的可能性较低，在不可避免的条件下需占用永久基本农田时，施工完毕后1年内，临时占地全部恢复原有植被类型，即占用农田全部恢复为耕地。临时占地恢复也可在征地过程中给予农民一定的费用补偿，由农民自行进行土地恢复。本项目永久占用基本农田面积共0.1181hm²，补偿可按永久基本农田标准给予农民。对于占用的永久基本农田应按照《中华人民共和国土地管理法》中“占多少、垦多少”的原则，补充数量和质量相当的永久基本农田。

本工程井场和管线等工程临时占用永久基本农田10.108hm²，对农业生产的直接影响主要体现为占用耕地而造成粮食减产，对于临时占地造成的农作物减产，除应对其进行经济补偿外，工程开工前，编制表土剥离施工方案，先剥离占地范围内表层土，井场

范围表层土堆置于井场内设置的表土剥离临时堆放区，并对堆放区做好水保措施，待钻井工程结束后，回填占地范围，并采用表土复耕，增肥作业，恢复临时占用耕地的生产力，本项目的建设对当地土地利用格局影响在可接受范围内。

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

（2）水土流失重点治理区

根据《大庆市水土保持规划》（2015~2030 年），本项目建设地点所在的大同区八井子乡、老山头乡，肇源县大兴乡和头台镇，属于水土流失重点治理区，该区土壤退化、盐渍化、水体污染等水土流失较严重、对当地和下游易造成较大危害，土壤侵蚀强度为轻度以上，多为轻中度侵蚀。且区域内人为活动较为剧烈，容易发生严重水土流失。该区域工作重点是采取工程、林草、封育治理和耕地等措施，进行水、田、林、草、路统一规划、综合治理，增强防洪排涝、抗御干旱等自然灾害的能力。推广先进适用的科技成果，加快治理进度。治理后应强化监督管理和管护，巩固治理成果，促进区域生态环境恢复和经济发展。

（3）居住区

本项目周边分布有史家围子、正合屯、长安村等居住区，根据《大庆市人民政府关于印发大庆市声环境功能区划分、大庆市环境空气质量功能区划分、大庆市地表水环境功能区划分的通知》（庆政发[2019]11 号），区域内环境空气质量执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单中的二级标准，项目所在区域声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区标准，项目区域周边居住区声环境执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 1 类区标准。

（4）占地类型

根据工程占地统计情况，本项目总占地 31.0852hm²，其中永久占地 0.2252hm²，临时占地 30.86hm²，根据《大庆市土地利用总体规划》（2006-2020）及现场勘查，项目占地类型为草地（非基本草原）和耕地（基本农田）。

（5）地下饮用水源保护区

根据《全省地市级饮用水水源保护区基础信息名录（2022 年）》、《全省县区级饮用水水源保护区基础信息名录（2022 年）》《黑龙江省人民政府关于调整撤销新建哈尔

滨等 11 个地市 384 个集中式饮用水水源保护区》（黑政函〔2019〕118 号）和《黑龙江省人民政府关于调整撤销新建哈尔滨市等市（地）197 个集中式饮用水水源保护区》（黑政函〔2020〕97 号）以及现场实际勘察，评价区域内无集中式饮用水水源，根据《全省在用饮用水水源保护区基础信息名录》（2020 年），调查区域内分布有大同区八井子乡地下水饮用水水源和大龙供水头台分厂集中水源井等，调查区域内村屯内有少量水井用于灌溉和喂养牲畜，为非饮用水源。

4.3 环境质量现状调查与评价

委托大庆中环评价检测有限公司于 2024 年 11 月 2 日至 2024 年 11 月 8 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《2023 年大庆市生态环境状况公报》，2023 年，大庆市城区环境空气中二氧化硫年均浓度为 6 微克/立方米，日均值浓度范围为 3~15 微克/立方米，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 17 微克/立方米，日均值浓度范围为 5~48 微克/立方米，优于国家环境空气质量一级标准限值；可吸入颗粒物（PM₁₀）年均浓度为 41 微克/立方米，日均值浓度范围为 7~252 微克/立方米，优于国家环境空气质量二级标准限值；细颗粒物（PM_{2.5}）年均浓度为 26 微克/立方米，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 0.8 毫克/立方米，日均浓度范围为 0.2~1.5 毫克/立方米，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 116 微克/立方米，日均值浓度范围为 24~190 微克/立方米，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 4.3-1。

表 4.3-1 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	6μg/m ³	60μg/m ³	10.0%	达标
NO ₂	年平均质量浓度	17μg/m ³	40μg/m ³	42.5%	达标
PM ₁₀	年平均质量浓度	41μg/m ³	70μg/m ³	58.6%	达标
PM _{2.5}	年平均质量浓度	26μg/m ³	35μg/m ³	74.3%	达标
CO	第 95 位日平均质量浓度	0.8mg/m ³	4mg/m ³	20.0%	达标
O ₃	第 90 位 8h 平均质量浓度	116μg/m ³	160μg/m ³	72.5%	达标

以上统计结果表明，项目所在区域内空气污染因子 PM₁₀、PM_{2.5}、SO₂、NO₂、

CO、O₃均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单中二级标准的要求，判定项目所在区域为达标区。

4.3.1.2 环境空气质量现状补充监测

(1) 监测点位布设

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），以近 20 年统计的当地主导风向为轴向，在厂址及主导风向下风向 5km 范围内设置 1~2 个监测点。本项目井位较分散，因此根据区域井位分布特点，本项目共布设 4 个环境空气监测点位。

本项目委托大庆中环评价检测有限公司于 2024 年 11 月 2 日至 2024 年 11 月 8 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 19-20。

表 4.3-2 环境空气现状监测点位

序号	监测点名称	监测点坐标		监测因子	监测时段	相对厂址方位	相对厂界距离
		经度	纬度				
A1	葡 75-更 82 井场	124.74895	46.01198	非甲烷总烃、TSP	2024 年 11 月 2 日至 2024 年 11 月 8 日	拟建井场	--
A2	翟生屯	124.76604	45.98756			葡 82-更 79 井东南	700m
A3	李喜德屯	124.79696	45.88092			葡 162-更斜 146 井南	1200m
A4	柳树窝棚屯	124.91442	45.67980			永 172-更 58 井东南	1000m

(2) 监测项目

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

(3) 监测频次

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

(4) 评价方法

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

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

式中：I_i—第 i 种污染物的最大浓度占标率，%；

C_i—第 i 种污染物平均浓度，mg/m³；

C_{0i}—第 i 种污染物环境质量标准，mg/m³。

若 I_i≥100%，表明该项指标超过了相应的环境空气质量标准，不能满足使用功能要

求。若 $I_i < 100\%$ ，则该指标满足环境空气质量标准，可以满足使用功能要求。

(5) 评价标准

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

(6) 监测及评价结果

特征污染物现状监测及评价结果详见表 4.3-3。

表 4.3-3 特征污染物现状监测及评价结果 单位： mg/m^3

监测点位	监测点坐标		污 染 物	平 均 时 间	评 价 标 准 mg/m^3	监测浓度范 围 mg/m^3	最大 浓度 占标 率%	超标 率%	达 标 情 况
	经度	纬度							
葡 75-更 82 井 场	124.74895	46.01198	非 甲 烷 总 烃	1h	2	0.45-0.71	35.5	0	达标
翟生屯	124.76604	45.98756			2	0.44-0.69	34.5	0	达标
李喜德屯	124.79696	45.88092			2	0.44-0.70	35.0	0	达标
柳树窝棚屯	124.91442	45.67980			2	0.45-0.70	35.0	0	达标
葡 75-更 82 井 场	124.74895	46.01198	T S P	24 h	0.3	0.050-0.071	23.7	0	达标
翟生屯	124.76604	45.98756			0.3	0.051-0.072	24.0	0	达标
李喜德屯	124.79696	45.88092			0.3	0.051-0.070	23.3	0	达标
柳树窝棚屯	124.91442	45.67980			0.3	0.052-0.071	23.7	0	达标

评价结果表明，评价区域特征污染物非甲烷总烃满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 标准要求，TSP 满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单中的二级标准。说明评价区域内大气环境质量较好，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》（HJ610-2016），详见下表。

表 4.3-4 地下水环境现状监测频率参照表

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

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

一般情况下，地下水水位监测点数宜大于相应评价级别地下水水质监测点数的 2 倍。二级评价项目潜水含水层的水质监测点应不少于 5 个，可能受建设项目影响且具有饮用水开发利用价值的含水层 2-4 个。原则上建设项目场地上游和两侧的地下水水质监测点均不得少于 1 个，建设项目场地及其下游影响区的地下水水质监测点不得少于 2 个。由于项目井位较分散，因此本项目共布设 35 个水质监测点和 71 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》（HJ610-2016），本次共监测区域内地下水水位监测点 71 个，其中，潜水水位监测点 47 个，承压水水位监测点 24 个。

表 4.3-5 地下水水位监测点基本情况表

编号	监测点位置	监测层位	水位（m）	井深 m	使用功能
1#	大草房屯	潜水	132.0	18.0	农业灌溉
2#	后王家屯	潜水	131.8	18.0	农业灌溉
3#	前王家屯	潜水	131.7	20.0	农业灌溉
4#	张家烧锅屯	潜水	131.5	13.0	农业灌溉
5#	建立村	潜水	131.1	15.0	农业灌溉
6#	荣家围子	潜水	131.2	18.0	农业灌溉
7#	小山屯	潜水	131.5	20.0	农业灌溉
8#	四合屯	潜水	131.6	15.0	农业灌溉
9#	邹子臣屯	潜水	131.2	22.0	农业灌溉
10#	三门林家屯	潜水	131.0	20.0	农业灌溉
11#	高华尖屯	潜水	131.1	15.0	农业灌溉
12#	葛家粉房屯	潜水	130.9	15.0	农业灌溉
13#	何大玉屯	潜水	130.8	20.0	农业灌溉
14#	杏山堡村	潜水	130.9	16.0	农业灌溉
15#	大草房屯	承压水	129.4	75.0	农业灌溉
16#	前王家屯	承压水	129.30	68.0	农业灌溉
17#	张家烧锅	承压水	129.20	70.0	农业灌溉
18#	四合屯	承压水	129.10	65.0	农业灌溉
19#	建立村	承压水	128.60	60.0	农业灌溉

20#	邹子臣屯	承压水	128.50	75.0	农业灌溉
21#	葛家粉房屯	承压水	128.30	60.0	农业灌溉
22#	高华尖屯	承压水	128.10	65.0	农业灌溉
23	大花尔屯水井	潜水	133.8	13	农业灌溉
24	柳树窝棚屯水井	潜水	133.5	15	农业灌溉
25	柳树窝棚屯水井	承压水	125.8	65	农业灌溉
26	嘎老窝棚屯水井	潜水	133.5	20	农业灌溉
27	永合屯水井	潜水	132.7	22	农业灌溉
28	草原屯水井	潜水	130.5	18	农业灌溉
29	草原屯水井	承压水	125.0	70	农业灌溉
30	南厢房屯水井	潜水	135.2	13	农业灌溉
31	南厢房屯水井	承压水	126.7	60	农业灌溉
32	四合屯水井	潜水	134.8	15	农业灌溉
33	四合屯水井	承压水	126.6	65	农业灌溉
34	散户水井	潜水	135.1	22	农业灌溉
35	厂房水井	潜水	134.6	20	农业灌溉
36	耕地抗旱井	潜水	134.9	18	农业灌溉
37	吕家屯水井	潜水	131.8	25	农业灌溉
38	吕家屯水井	承压水	127.0	60	农业灌溉
39	联结村水井	潜水	131.1	18	农业灌溉
40	联结村水井	承压水	126.2	15	农业灌溉
41	平安地屯水井	潜水	131.2	13	农业灌溉
42	那木塔屯水井	潜水	131.5	11	农业灌溉
43	厂房2水井	潜水	131.4	20	农业灌溉
44	四大家屯水井	潜水	131.1	18	农业灌溉
45	四大家屯水井	承压水	126.8	60	农业灌溉
46	永吉村水井	潜水	131.0	20	农业灌溉
47	吕八屯水井	潜水	130.9	18	农业灌溉
48	碗铺屯水井	潜水	130.8	22	农业灌溉
49	碗铺屯水井	承压水	126.6	70	农业灌溉
50	农造地屯水井	潜水	130.1	13	农业灌溉
51	散户2水井	潜水	135.7	15	农业灌溉
52	永和村大棚水井	潜水	135.5	20	农业灌溉
53	翟生屯水井	潜水	134.8	12	农业灌溉
54	翟生屯水井	承压水	126.8	60	农业灌溉
55	下洼子屯水井	潜水	134.5	15	农业灌溉
56	下洼子屯水井	承压水	126.7	65	农业灌溉
57	厂房3水井	潜水	132.8	20	农业灌溉
58	双榆树村	潜水	140.5	22	农业灌溉

59	大同镇一村	潜水	135.7	18	农业灌溉
60	老山头乡	潜水	131.1	15	农业灌溉
61	葡萄花村	潜水	130.9	16	农业灌溉
62	义顺	潜水	137.9	25	农业灌溉
63	大兴	潜水	129.8	20	农业灌溉
64	八井子村	承压水	127.1	70	农业灌溉
65	向阳村	承压水	128.4	68	农业灌溉
66	西太平村	承压水	132.1	85	农业灌溉
67	永龙村	潜水	130.9	14	农业灌溉
68	东发村	承压水	126.4	70	农业灌溉
69	联结村	承压水	126.3	75	农业灌溉
70	太阳升镇	承压水	126.9	85	农业灌溉
71	庆阳山村	潜水	134.2	12	农业灌溉

（2）监测频率

本项目位于松嫩平原区低平原区，依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中表 4 中的要求，本次地下水位监测频率为一期。

（3）现状地下水流场

1）葡北油田、葡南油田和太南油田所在大同区域

①承压水流场

本次对区域承压水水位进行了监测，承压水井和潜水井分布位置能够覆盖项目区域，监测井情况见表 4.3-5，评价区内地下水流总体由西北向东南，地下水水力坡度 0.3‰。承压水等水位线图见附图 13。

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，地下水水力坡度 0.6‰。潜水地下水等水位线图见附图 14。

2）永乐台肇油田所在的肇源区域

①承压水流场

本次对区域承压水水位进行了监测，承压水井和潜水井分布位置能够覆盖项目区域，监测井情况见表 4.3-5，评价区内地下水流总体由东北向西南，地下水水力坡度 0.5‰。承压水等水位线图见附图 16。

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，地下水水力坡度 0.4‰。潜水地下水等水位线图见附图 17。

4.3.2.2 地下水水质监测

(1) 地下水水质监测因子

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

(2) 水质监测布点

根据本项目地层特征，以及地下水含水层特点和区域水资源开发利用情况，参照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本次共布设 35 个水质监测点。地下水水质监测布点见附图 19-20。

地下水水质监测布点信息见表 4.3-6。

表 4.3-6 地下水水质监测布点信息表

编号	监测点位	监测层位	坐标	相对位置	井深(m)	与地下水流向关系	水井功能
D1	大花尔屯水井	潜水	124.92437 45.71593	永 161-更 75 西北 1100m	13	上游	灌溉
D2	柳树窝棚屯水井	潜水	124.91442 45.67980	永 172-更 58 东南 1050m	15	侧向	灌溉
D3	柳树窝棚屯水井	承压水	124.91451 45.67985	永 172-更 58 东南 1080m	65	侧向	灌溉
D4	嘎老窝棚屯水井	潜水	124.89716 45.69139	永 172-更 58 西南 410m	20	区域内	灌溉
D5	永合屯水井	潜水	124.89128 45.63856	台 96-更 132 东南 780m	22	侧向	灌溉
D6	草原屯水井	潜水	124.80677 45.65602	台 84-更斜 118 井西南 2600m	18	下游	灌溉
D7	草原屯水井	承压水	124.80660 45.65605	台 84-更斜 118 西南 2650m	70	下游	灌溉
D8	南厢房屯水井	潜水	124.87661 46.00018	太 102-更 65 东北 1150m	13	上游	灌溉
D9	南厢房屯水井	承压水	124.87660 46.00030	太 102-更 65 东北 1192m	60	上游	灌溉
D10	四合屯水井	潜水	124.86340 45.97916	太 106-更 67 南 230m	15	侧向	灌溉
D11	四合屯水井	承压水	124.86351 45.97920	太 106-更 67 南 250m	65	下游	灌溉
D12	散户水井	潜水	124.86385 45.99963	太 102-更 65 管线西北 570m	22	上游	灌溉
D13	厂房水井	潜水	124.86044 45.97923	太 106-更 67 西南 560m	20	下游	灌溉
D14	耕地抗旱井	潜水	124.86373 45.99167	太 102-更 65 西 330m	18	区域内	灌溉
D15	吕家屯水井	潜水	124.71677 45.80159	葡 236-更斜 104 北 1280m	25	上游	灌溉
D16	吕家屯水井	承压	124.71679	葡 236-更斜 104 北	60	上游	灌溉

		水	45.80160	1295m			
D17	联结村水井	潜水	124.70568 45.76640	葡 236-更斜 104 南 2700m	18	下游	灌溉
D18	联结村水井	承压 水	124.70560 45.76660	葡 236-更斜 104 南 2700m	15	下游	灌溉
D19	平安地屯水井	潜水	124.72486 45.75065	葡 256-更 112 西南 1380m	13	下游	灌溉
D20	那木塔屯水井	潜水	124.68978 45.78215	葡 236-更斜 1041900m	11	侧向	灌溉
D21	厂房 2 水井	潜水	124.74760 45.76710	葡 256-更 112 北 465m	20	区域内	灌溉
D22	四大家屯水井	潜水	124.68281 45.90414	葡 10-6-更 572 西北 1470m	18	上游	灌溉
D23	四大家屯水井	承压 水	124.68289 45.90418	葡 10-6-更 572 西北 1483m	60	上游	灌溉
D24	永吉村水井	潜水	124.77576 45.87603	葡 162-更斜 146 西 南 1260m	20	区域内	灌溉
D25	吕八屯水井	潜水	124.83137 45.85809	葡 182-更 168 南 865m	18	侧向	灌溉
D26	碗铺屯水井	潜水	124.68638 45.85910	葡更 206 西南 475m	22	下游	灌溉
D27	碗铺屯水井	承压 水	124.68634 45.85916	葡更 206 西南 460m	70	下游	灌溉
D28	农造地屯水井	潜水	124.55869 45.84322	葡 182-更 34 西 175m	13	下游	灌溉
D29	散户 2 水井	潜水	124.73456 46.04574	葡 64-更 84 管线东 150m	15	上游	灌溉
D30	永和村大棚水井	潜水	124.68042 46.01771	葡 62-更 71 西 280m	20	侧向	灌溉
D31	翟生屯水井	潜水	124.76604 45.98756	葡 82-更 79 东南 710m	12	侧向	灌溉
D32	翟生屯水井	承压 水	124.76610 45.98757	葡 82-更 79 东南 750m	60	下游	灌溉
D33	下洼子屯水井	潜水	124.75844 45.95832	葡 95-更 87 西 740m	15	侧向	灌溉
D34	下洼子屯水井	承压 水	124.75840 45.95838	葡 95-更 87 西 735m	65	下游	灌溉
D35	厂房 3 水井	潜水	124.69114 45.92974	葡 90-2 更 54 南 720m	20	下游	灌溉

(3) 监测时间及频次

2024 年 11 月 3 日对地下水水质监测并取样 1 次监测，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单位: mg/L (pH 无量纲、总大肠菌群 MPN/100mL、菌落总数 CFU/mL)

监测时间	2024.11.03							
监测项目	大花尔屯 (苏家、 潜水)	柳树窝棚 屯(杨 家、潜 水)	柳树窝棚 屯(张 家、承压 水)	嘎老窝棚 屯(王 家、潜 水)	永合屯 (汪家、 潜水)	草原屯 (白家、 潜水)	草原屯 (韩家、 承压水)	标准 限值
K ⁺	2.25	1.97	1.02	2.84	3.03	2.64	1.13	-
Na ⁺	57.3	51.4	43.3	61.6	53.6	50.4	44.3	≤200
Ca ²⁺	45.4	41.5	32.5	52.3	45.4	40.3	30.8	-
Mg ²⁺	9.54	8.88	6.12	10.2	9.07	8.78	6.22	-
HCO ₃ ⁻	225	211	163	242	219	201	163	-
CO ₃ ²⁻	5L	5L	5L	5L	5L	5L	5L	-
Cl ⁻	47.2	41.3	32.7	51.3	49.5	41.3	33.7	≤250
SO ₄ ²⁻	36.9	33.2	24.8	42.2	34.7	31.4	25.6	≤250
pH	7.6	7.8	7.4	7.6	7.6	7.7	7.5	6.5~8.5
总硬度(以 CaCO ₃ 计)	153	141	107	173	151	137	103	≤450
溶解性总固体	500	460	357	549	490	444	356	≤1000
耗氧量(COD _{Mn} 法, 以 O ₂ 计)	1.9	2.1	1.7	2.2	2.0	2.1	1.6	≤3.0
挥发酚	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤0.002
氰化物	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	≤0.05
氟化物	0.531	0.492	0.446	0.504	0.513	0.542	0.445	≤1.0
硝酸盐(以 N 计)	1.98	2.26	1.34	1.98	2.03	2.34	1.53	≤20
亚硝酸盐(以 N 计)	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	≤1.0
氨氮	0.243	0.266	0.137	0.202	0.244	0.203	0.148	≤0.5
六价铬	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	≤0.05
砷	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤0.01
铅	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	≤0.01
铁	0.28	0.27	0.19	0.28	0.26	0.27	0.21	≤0.3
汞	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004 L	0.00004L	0.00004L	≤0.001
锰	0.12	0.09	0.02	0.10	0.12	0.11	0.03	≤0.1
镉	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	≤0.005
石油类	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	≤0.05
总大肠菌群	2L	2L	2L	2L	2L	2L	2L	≤3.0
菌落总数	12	11	7	10	11	13	8	≤100
硫化物	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	≤0.02
钡	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	≤0.70

续表 4.3-7 地下水水质现状监测结果单位:mg/L (pH无量纲、总大肠菌群 MPN/100mL、菌落总数 CFU/mL)

监测时间	2024.11.03							
监测项目	南厢房屯 (苏家、 潜水)	南厢房屯 (李家、 承压水)	四合屯 (房家、 潜水)	四合屯 (孙家、 承压水)	散户(马 家、潜 水)	厂房(孙 家、潜 水)	耕地抗旱 井(马 家、潜 水)	标准 限值
K ⁺	2.01	1.25	2.48	1.31	2.54	3.15	2.45	-
Na ⁺	57.2	42.9	52.3	45.2	58.8	61.1	55.5	≤200
Ca ²⁺	39.5	37.2	44.6	35.7	48.3	51.3	45.6	-
Mg ²⁺	8.08	6.23	9.29	6.11	8.92	10.5	9.45	-
HCO ₃ ⁻	209	167	223	164	212	245	223	-
CO ₃ ²⁻	5L	5L	5L	5L	5L	5L	5L	-
Cl ⁻	43.7	37.5	45.5	34.4	49.3	52.3	47.7	≤250
SO ₄ ²⁻	28.4	27.4	31.5	29.5	37.5	43.7	35.6	≤250
pH	7.7	7.7	7.8	7.5	7.7	7.6	7.7	6.5~8.5
总硬度(以 CaCO ₃ 计)	132	119	150	115	158	172	153	≤450
溶解性总固体	454	379	484	374	496	553	496	≤1000
耗氧量(COD _{Mn} 法, 以 O ₂ 计)	2.2	1.9	2.3	1.8	2.3	2.2	2.4	≤3.0
挥发酚	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤0.002
氰化物	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	≤0.05
氟化物	0.503	0.461	0.537	0.149	0.531	0.545	0.513	≤1.0
硝酸盐(以 N 计)	2.57	1.48	2.35	1.57	2.58	1.93	2.45	≤20
亚硝酸盐(以 N 计)	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	≤1.0
氨氮	0.242	0.155	0.273	0.161	0.261	0.251	0.223	≤0.5
六价铬	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	≤0.05
砷	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤0.01
铅	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	≤0.01
铁	0.26	0.20	0.27	0.21	0.27	0.28	0.26	≤0.3
汞	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004 L	0.00004L	≤0.001
锰	0.08	0.04	0.12	0.02	0.10	0.09	0.08	≤0.1
镉	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	≤0.005
石油类	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	≤0.05
总大肠菌群	2L	2L	2L	2L	2L	2L	2L	≤3.0
菌落总数	12	9	11	9	11	12	10	≤100
硫化物	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	≤0.02
钡	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	≤0.70

续表 4.3-7 地下水水质现状监测结果单位:mg/L (pH无量纲、总大肠菌群 MPN/100mL、菌落总数 CFU/mL)

监测时间	2024.11.03							
监测项目	吕家屯 (侯家、 潜水)	吕家屯 (孟家、 承压水)	联结村 (陈家、 潜水)	联结村 (刘家、承 压水)	平安地屯 (张家、 潜水)	那木塔屯 (任家、 潜水)	厂房 2(韩家、 潜水)	标准 限值
K ⁺	1.97	1.33	2.67	1.17	2.25	1.75	1.89	-
Na ⁺	57.3	40.3	57.3	44.3	52.6	62.3	63.5	≤200
Ca ²⁺	43.3	32.7	43.1	34.2	48.8	51.4	50.5	-
Mg ²⁺	9.12	6.06	8.18	6.22	9.45	10.9	10.4	-
HCO ₃ ⁻	231	160	212	162	225	237	235	-
CO ₃ ²⁻	5L	5L	5L	5L	5L	5L	5L	-
Cl ⁻	45.3	31.1	48.1	32.2	47.3	52.5	53.1	≤250
SO ₄ ²⁻	33.7	23.4	38.4	22.6	36.5	42.6	41.5	≤250
pH	7.7	7.5	7.6	7.4	7.7	7.8	7.6	6.5~8.5
总硬度(以 CaCO ₃ 计)	146	107	142	111	161	174	170	≤450
溶解性总固体	495	348	481	358	503	545	541	≤1000
耗氧量(COD _{Mn} 法, 以 O ₂ 计)	2.3	1.6	2.3	1.8	2.3	2.0	1.9	≤3.0
挥发酚	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤0.002
氰化物	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	≤0.05
氟化物	0.543	0.462	0.511	0.452	0.537	0.574	0.570	≤1.0
硝酸盐(以 N 计)	2.21	1.79	2.41	1.83	2.75	2.12	2.18	≤20
亚硝酸盐(以 N 计)	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	≤1.0
氨氮	0.272	0.163	0.250	0.143	0.234	0.271	0.271	≤0.5
六价铬	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	≤0.05
砷	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤0.01
铅	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	≤0.01
铁	0.27	0.20	0.26	0.21	0.28	0.27	0.27	≤0.3
汞	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	≤0.001
锰	0.12	0.03	0.11	0.02	0.12	0.09	0.07	≤0.1
镉	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	≤0.005
石油类	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	≤0.05
总大肠菌群	2L	2L	2L	2L	2L	2L	2L	≤3.0
菌落总数	12	7	10	8	13	10	10	≤100
硫化物	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	≤0.02
钡	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	≤0.70

续表 4.3-7 地下水水质现状监测结果单位:mg/L (pH 无量纲、总大肠菌群 MPN/100mL、菌落总数 CFU/mL)

监测时间	2024.11.03							
监测项目	四大家屯 (张家、 潜水)	四大家屯 (周家、 承压水)	永吉村 (赵家、 潜水)	吕八屯 (苏家、 潜水)	碗铺屯 (徐家、 潜水)	碗铺屯 (苏家、 承压水)	农造地 屯(徐 家、潜 水)	标准 限值
K ⁺	1.55	1.07	1.99	1.96	2.66	1.13	1.99	-
Na ⁺	46.5	46.6	50.5	57.3	62.4	41.4	50.5	≤200
Ca ²⁺	35.5	32.5	41.3	45.5	57.1	30.5	41.3	-
Mg ²⁺	9.47	6.56	8.91	9.79	11.9	6.45	8.91	-
HCO ₃ ⁻	171	163	201	211	245	159	201	-
CO ₃ ²⁻	5L	5L	5L	5L	5L	5L	5L	-
Cl ⁻	41.5	37.2	44.6	48.5	51.3	33.2	44.6	≤250
SO ₄ ²⁻	39.2	24.5	37.9	31.7	46.2	21.4	37.9	≤250
pH	7.8	7.5	7.7	7.7	7.9	7.6	7.7	6.5~8.5
总硬度(以 CaCO ₃ 计)	128	108	140	155	192	103	140	≤450
溶解性总固体	409	366	456	483	573	345	456	≤1000
耗氧量(COD _{Mn} 法, 以 O ₂ 计)	2.1	1.7	2.1	2.0	2.3	1.9	2.1	≤3.0
挥发酚	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤0.002
氰化物	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	≤0.05
氟化物	0.505	0.466	0.507	0.506	0.545	0.452	0.507	≤1.0
硝酸盐(以 N 计)	2.41	1.61	2.16	2.45	2.73	1.72	2.16	≤20
亚硝酸盐(以 N 计)	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	≤1.0
氨氮	0.224	0.163	0.202	0.263	0.196	0.159	0.202	≤0.5
六价铬	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	≤0.05
砷	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤0.01
铅	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	≤0.01
铁	0.27	0.22	0.27	0.27	0.29	0.20	0.27	≤0.3
汞	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	≤0.001
锰	0.07	0.02	0.09	0.12	0.09	0.03	0.09	≤0.1
镉	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	≤0.005
石油类	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	≤0.05
总大肠菌群	2L	2L	2L	2L	2L	2L	2L	≤3.0
菌落总数	11	7	10	12	11	8	11	≤100
硫化物	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	≤0.02
钡	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	≤0.70

续表 4.3-7 地下水水质现状监测结果单位:mg/L (pH 无量纲、总大肠菌群 MPN/100mL、菌落总数 CFU/mL)

监测时间	2024.11.03							
监测项目	散户 2(李家、潜水)	永和村大棚水井(谷家、潜水)	翟生屯(张家、潜水)	翟生屯(刘家、承压水)	下洼子屯(李家、潜水)	下洼子屯(王家、承压水)	厂房3(孙家、潜水)	标准限值
K ⁺	2.24	3.06	2.73	1.12	1.98	1.07	2.33	-
Na ⁺	52.6	59.5	61.3	42.5	62.6	41.3	54.5	≤200
Ca ²⁺	39.8	48.2	51.5	33.5	55.5	35.5	46.3	-
Mg ²⁺	9.25	9.98	10.2	6.45	10.5	6.57	9.39	-
HCO ₃ ⁻	192	222	223	163	231	159	212	-
CO ₃ ²⁻	5L	5L	5L	5L	5L	5L	5L	-
Cl ⁻	48.3	41.4	47.2	31.4	51.5	33.5	46.2	≤250
SO ₄ ²⁻	36.5	39.5	39.2	24.8	46.3	21.4	45.5	≤250
pH	7.8	7.7	7.7	7.5	7.7	7.6	7.6	6.5~8.5
总硬度(以CaCO ₃ 计)	138	162	171	111	183	116	155	≤450
溶解性总固体	450	505	521	358	551	352	494	≤1000
耗氧量(COD _{Mn} 法, 以 O ₂ 计)	2.0	2.1	2.0	1.6	1.9	1.8	2.1	≤3.0
挥发酚	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤0.002
氰化物	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	≤0.05
氟化物	0.552	0.499	0.501	0.463	0.533	0.446	0.514	≤1.0
硝酸盐(以 N 计)	2.02	2.45	2.12	1.62	2.37	1.71	2.56	≤20
亚硝酸盐(以 N 计)	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	≤1.0
氨氮	0.207	0.245	0.208	0.154	0.211	0.162	0.198	≤0.5
六价铬	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	≤0.05
砷	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	≤0.01
铅	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	0.001L	≤0.01
铁	0.27	0.28	0.27	0.21	0.26	0.22	0.27	≤0.3
汞	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	0.00004L	≤0.001
锰	0.09	0.12	0.10	0.02	0.08	0.03	0.07	≤0.1
镉	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	0.0001L	≤0.005
石油类	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	≤0.05
总大肠菌群	2L	2L	2L	2L	2L	2L	2L	≤3.0
菌落总数	11	12	11	7	10	8	11	≤100
硫化物	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	≤0.02
钡	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	≤0.70

4.3.2.3 地下水水质现状评价

(1) 评价标准

采用《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中 III 类标准，石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的 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≤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	2024.11.03						
监测项目	大花尔屯(苏家、潜水)	柳树窝棚屯(杨家、潜水)	柳树窝棚屯(张家、承压水)	嘎老窝棚屯(王家、潜水)	永合屯(汪家、潜水)	草原屯(白家、潜水)	草原屯(韩家、承压水)
钠	0.29	0.26	0.22	0.31	0.27	0.25	0.22

pH 值	0.4	0.53	0.27	0.4	0.4	0.47	0.33
总硬度	0.34	0.31	0.24	0.38	0.34	0.3	0.23
溶解性总固体	0.5	0.46	0.36	0.55	0.49	0.44	0.36
耗氧量	0.63	0.7	0.57	0.73	0.67	0.7	0.53
氟化物	0.53	0.49	0.45	0.5	0.51	0.54	0.45
硝酸盐氮	0.1	0.11	0.07	0.1	0.1	0.12	0.08
氨氮	0.49	0.53	0.27	0.4	0.49	0.41	0.3
铁	0.93	0.9	0.63	0.93	0.87	0.9	0.7
锰	1.2	0.9	0.2	1	1.2	1.1	0.3
菌落总数	0.12	0.11	0.07	0.1	0.11	0.13	0.08
亚硝酸盐氮	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
砷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
汞	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
铅	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
挥发酚	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
石油类	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
六价铬	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
总大肠菌群	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
硫化物	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
钡	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出

续表 4.3-8 地下水单因子标准指数计算结果

监测时间	2024.11.03						
监测项目	南厢房屯（苏家、潜水）	南厢房屯(李家、承压水)	四合屯（房家、潜水）	四合屯(孙家、承压水)	散户（马家、潜水）	厂房(孙家、潜水)	耕地抗旱井（马家、潜水）
钠	0.29	0.21	0.26	0.23	0.29	0.31	0.28
pH 值	0.47	0.47	0.53	0.33	0.47	0.4	0.47
总硬度	0.29	0.26	0.33	0.26	0.35	0.38	0.34
溶解性总固体	0.45	0.38	0.48	0.37	0.5	0.55	0.5
耗氧量	0.73	0.63	0.77	0.6	0.77	0.73	0.8
氟化物	0.5	0.46	0.54	0.15	0.53	0.55	0.51
硝酸盐氮	0.13	0.07	0.12	0.08	0.13	0.1	0.12

氨氮	0.48	0.31	0.55	0.32	0.52	0.5	0.45
铁	0.87	0.67	0.9	0.7	0.9	0.93	0.87
锰	0.8	0.4	1.2	0.2	1	0.9	0.8
菌落总数	0.12	0.09	0.11	0.09	0.11	0.12	0.1
亚硝酸盐氮	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
砷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
汞	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
铅	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
挥发酚	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
石油类	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
六价铬	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
总大肠菌群	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
硫化物	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
钡	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出

续表 4.3-8 地下水单因子标准指数计算结果

监测时间	2024.11.03						
监测项目	吕家屯 (侯家、 潜水)	吕家屯 (孟家、承 压水)	联结村 (陈家、 潜水)	联结村 (刘家、 承压水)	平安地屯 (张家、 潜水)	那木塔屯 (任家、 潜水)	厂房 2(韩 家、潜水)
钠	0.29	0.2	0.29	0.22	0.26	0.31	0.32
pH 值	0.47	0.33	0.4	0.27	0.47	0.53	0.4
总硬度	0.32	0.24	0.32	0.25	0.36	0.39	0.38
溶解性总固体	0.5	0.35	0.48	0.36	0.5	0.55	0.54
耗氧量	0.77	0.53	0.77	0.6	0.77	0.67	0.63
氟化物	0.54	0.46	0.51	0.45	0.54	0.57	0.57
硝酸盐氮	0.11	0.09	0.12	0.09	0.14	0.11	0.11
氨氮	0.54	0.33	0.5	0.29	0.47	0.54	0.54
铁	0.9	0.67	0.87	0.7	0.93	0.9	0.9
锰	1.2	0.3	1.1	0.2	1.2	0.9	0.7
菌落总数	0.12	0.07	0.1	0.22	0.13	0.1	0.1
亚硝酸盐氮	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
砷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出

汞	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
铅	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
挥发酚	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
石油类	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
六价铬	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
总大肠菌群	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
硫化物	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
钡	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出

续表 4.3-8 地下水单因子标准指数计算结果

监测时间	2024.11.03						
监测项目	四大家屯（张家、潜水）	四大家屯(周家、承压水)	永吉村（赵家、潜水）	吕八屯(苏家、潜水)	碗铺屯（徐家、潜水）	碗铺屯(苏家、承压水)	农造地屯（徐家、潜水）
钠	0.23	0.23	0.25	0.29	0.31	0.21	0.25
pH 值	0.53	0.33	0.47	0.47	0.6	0.4	0.47
总硬度	0.28	0.24	0.31	0.34	0.43	0.23	0.31
溶解性总固体	0.41	0.37	0.46	0.48	0.57	0.35	0.46
耗氧量	0.7	0.57	0.7	0.67	0.77	0.63	0.7
氟化物	0.51	0.47	0.51	0.51	0.55	0.45	0.51
硝酸盐氮	0.12	0.08	0.11	0.12	0.14	0.09	0.11
氨氮	0.45	0.33	0.4	0.53	0.39	0.32	0.4
铁	0.9	0.73	0.9	0.9	0.97	0.67	0.9
锰	0.7	0.2	0.9	1.2	0.9	0.3	0.9
菌落总数	0.11	0.07	0.1	0.12	0.11	0.08	0.11
亚硝酸盐氮	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
砷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
汞	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
铅	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
挥发酚	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
石油类	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
六价铬	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
总大肠菌群	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出

硫化物	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
钡	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出

续表 4.3-8 地下水单因子标准指数计算结果

监测时间	2024.11.03						
监测项目	散户2(李家、潜水)	永和村大棚水井(谷家、潜水)	翟生屯(张家、潜水)	翟生屯(刘家、承压水)	下洼子屯(李家、潜水)	下洼子屯(王家、承压水)	厂房3(孙家、潜水)
钠	0.26	0.3	0.31	0.21	0.31	0.21	0.27
pH 值	0.53	0.47	0.47	0.33	0.47	0.4	0.4
总硬度	0.31	0.36	0.38	0.25	0.41	0.26	0.34
溶解性总固体	0.45	0.51	0.52	0.36	0.55	0.35	0.49
耗氧量	0.67	0.7	0.67	0.53	0.63	0.6	0.7
氟化物	0.55	0.5	0.5	0.46	0.53	0.45	0.51
硝酸盐氮	0.1	0.12	0.11	0.08	0.12	0.09	0.13
氨氮	0.41	0.49	0.42	0.31	0.42	0.32	0.4
铁	0.9	0.93	0.9	0.7	0.87	0.73	0.9
锰	0.9	1.2	1	0.2	0.8	0.3	0.7
菌落总数	0.11	0.12	0.11	0.07	0.1	0.08	0.11
亚硝酸盐氮	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
砷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
汞	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
铅	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
挥发酚	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
石油类	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
六价铬	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
总大肠菌群	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
硫化物	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
钡	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出

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）Ⅱ类标准。其中锰因子水质监测浓度占标率偏高，主要是由于评价区域地层中富含锰矿物，还原条件下转化的 Mn²⁺在 CO₂ 作用下溶入地下水中，形成

锰浓度偏高的水文地质化学环境。

(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 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 Na^{+} 、 K^{+} 、 Cl^{-} 、 SO_4^{2-} 、 HCO_3^{-} 含量，将 Meq（毫克当量）百分数大于 25% 的阴、阳离子进行组合，每种类型以阿拉伯数字为代号，共 49 类。舒卡列夫分类表见表 4.3-9。

表 4.3-9 舒卡列夫分类表

含量>25%Meq 的离子	HCO_3	HCO_3+SO_4	$\text{HCO}_3+\text{SO}_4+\text{Cl}$	HCO_3+Cl	SO_4	SO_4+Cl	Cl
Ca	1	8	15	22	29	36	43
Ca+Mg	2	9	16	23	30	37	44
Mg	3	10	17	24	31	38	45
Na+Ca	4	11	18	25	32	39	46
Na+Ca+Mg	5	12	19	26	33	40	47
Na+Mg	6	13	20	27	34	41	48
Na	7	14	21	28	35	42	49

按矿化度又分为 4 组：A 组矿化度<1.5g/L，B 组 1.5~10g/L，C 组 10~40g/L，D 组>40g/L。命名时在数字与字母间加连接号，如 1-A 型：指的是 M<1.5g/L，阴离子只有 $\text{HCO}_3>25\%\text{Meq}$ ，阳离子只有 Ca 大于 25%Meq。

根据本项目地下水监测结果，分别计算承压水、潜水各监测点位中 SO_4^{2-} 、 Cl^{-} 、 HCO_3^{-} 、 CO_3^{2-} 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 、 Na^{+} 、 K^{+} 浓度均值，进而计算各离子 Meq（毫克当量）百分数及监测点位矿化度，从而对工程区域内承压水、潜水的水化学类型进行分类。根据本项目油水井分布情况，按 5 个区块对地下水化学类型进行分析，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
大花尔屯(苏 家、潜水)	K ⁺	0.058	1.028	5.614	1.68	0.42
	Na ⁺	2.491	44.377			
	Ca ²⁺	2.270	40.435			
	Mg ²⁺	0.795	14.161			
	HCO ₃ ⁻	3.689	63.531	5.806		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	1.349	23.228			
	SO ₄ ²⁻	0.769	13.241			

南厢房屯（苏家、潜水）	K ⁺	0.052	0.994	5.187	0.76	0.39
	Na ⁺	2.487	47.948			
	Ca ²⁺	1.975	38.077			
	Mg ²⁺	0.673	12.982	5.266		
	HCO ₃ ⁻	3.426	65.057			
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	1.249	23.708			
	SO ₄ ²⁻	0.592	11.235			
吕家屯(侯家、潜水)	K ⁺	0.051	0.924	5.467	2.81	0.42
	Na ⁺	2.491	45.571			
	Ca ²⁺	2.165	39.603			
	Mg ²⁺	0.760	13.902	5.783		
	HCO ₃ ⁻	3.787	65.480			
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	1.294	22.380			
	SO ₄ ²⁻	0.702	12.140			
四大家屯（张家、潜水）	K ⁺	0.040	0.859	4.626	1.91	0.34
	Na ⁺	2.022	43.707			
	Ca ²⁺	1.775	38.373			
	Mg ²⁺	0.789	17.061	4.806		
	HCO ₃ ⁻	2.803	58.333			
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	1.186	24.673			
	SO ₄ ²⁻	0.817	16.994			
翟生屯(张家、潜水)	K ⁺	0.070	1.136	6.160	2.83	0.44
	Na ⁺	2.665	43.265			
	Ca ²⁺	2.575	41.800			
	Mg ²⁺	0.850	13.798	5.821		
	HCO ₃ ⁻	3.656	62.803			
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	1.349	23.167			
	SO ₄ ²⁻	0.817	14.030			

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
柳树窝棚屯 (张家、承压 水)	K ⁺	0.026	0.647	4.044	0.97	0.30
	Na ⁺	1.883	46.556			
	Ca ²⁺	1.625	40.185			
	Mg ²⁺	0.510	12.612			

	HCO ₃ ⁻	2.672	64.809	4.123		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	0.934	22.660			
	SO ₄ ²⁻	0.517	12.531			
四合屯(孙家、承压水)	K ⁺	0.034	0.782	4.293	0.08	0.32
	Na ⁺	1.965	45.778			
	Ca ²⁺	1.785	41.580			
	Mg ²⁺	0.509	11.860			
	HCO ₃ ⁻	2.689	62.729	4.286		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	0.983	22.932			
	SO ₄ ²⁻	0.615	14.339			
吕家屯（孟家、承压水）	K ⁺	0.034	0.869	3.926	0.92	0.29
	Na ⁺	1.752	44.627			
	Ca ²⁺	1.635	41.643			
	Mg ²⁺	0.505	12.862			
	HCO ₃ ⁻	2.623	65.590	3.999		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	0.889	22.220			
	SO ₄ ²⁻	0.488	12.190			
碗铺屯(苏家、承压水)	K ⁺	0.029	0.745	3.891	1.39	0.29
	Na ⁺	1.800	46.255			
	Ca ²⁺	1.525	39.188			
	Mg ²⁺	0.538	13.812			
	HCO ₃ ⁻	2.607	65.148	4.001		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	0.949	23.709			
	SO ₄ ²⁻	0.446	11.143			
下洼子屯（王家、承压水）	K ⁺	0.027	0.662	4.146	1.67	0.30
	Na ⁺	1.796	43.315			
	Ca ²⁺	1.775	42.817			
	Mg ²⁺	0.548	13.207			
	HCO ₃ ⁻	2.607	65.009	4.010		
	CO ₃ ²⁻	0.000	0.000			
	Cl ⁻	0.957	23.872			
	SO ₄ ²⁻	0.446	11.119			

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)Ⅱ类标准。其中锰因子水质监测浓度占标率偏高，主要是由于评价区域地层中富含锰矿物，还原条件下转化的 Mn^{2+} 在 CO_2 作用下溶入地下水中，形成锰浓度偏高的水文地质化学环境。评价区域地下水化学类型主要为 4-A 型 $HCO_3-Na+Ca$ 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 2.4~3.6m。

(1) 包气带现状分布特征

第四系包气带地层特征：

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。

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

(2) 包气带污染现状监测

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 6 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	与拟建工程相对位置	备注
V1	葡 72-832 已建井场内	0~20cm、20~40cm	葡 72-更 83 井东南侧 200m	污染控制点 (124.74915,46.01976)
V2	葡 72-832 已建井场东 100m 耕地	0~20cm、20~40cm	葡 72-更 83 井东南侧 244m	清洁对照点 (124.74958,46.01983)
V3	葡 83-更斜 752 更新井 井场内	0~20cm、20~40cm	本次更新井原井场	污染控制点 (124.74751,45.98465)
V4	葡 83-更斜 752 更新井 井场西 100m 草地	0~20cm、20~40cm	葡 83-更斜 752 更新井 西侧 100m	清洁对照点 (124.74654,45.98464)
V5	葡南 7#转油站阀组间 旁未硬化地面	0~20cm、20~40cm	依托场站	污染控制点 (124.78629,45.88206)
V6	葡南 7#转油站北侧 100m 耕地	0~20cm、20~40cm	葡南 7#转油站北侧 100m	清洁对照点 (124.78630,45.88287)

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、铅、铬、汞、砷、石油类、挥发酚。

③监测时间

2024 年 11 月 3 日。

④监测结果

表 4.3-13 包气带现状调查结果

监测时间	2024.11.03			
监测项目	葡 72-832 已建井场内		葡 72-832 已建井场东 100m 耕地	
	0~20cm	20~40cm	0~20cm	20~40cm
pH	7.9	8.1	8.0	7.8
铅	5.1	5.3	5.4	5.6
汞	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
总铬	0.11	0.13	0.14	0.10
石油类	0.08	0.06	0.09	0.07
砷	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L
挥发酚	0.0010	0.0015	0.0011	0.0013
监测项目	葡 83-更斜 752 更新井井场内		葡 83-更斜 752 更新井西 100m 草地	
	0~20cm	20~40cm	0~20cm	20~40cm
pH	7.7	7.9	7.8	7.7
铅	5.0	5.3	5.2	5.1
汞	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
总铬	0.14	0.10	0.11	0.15
石油类	0.07	0.09	0.10	0.06

砷	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L
挥发酚	0.0013	0.0011	0.0016	0.0014
监测项目	葡南 7#转油站阀组间旁未硬化地面		葡南 7#转油站北侧 100m 耕地	
	0~20cm	20~40cm	0~20cm	20~40cm
pH	7.8	8.0	7.9	7.8
铅	5.2	5.4	5.1	5.3
汞	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L
总铬	0.13	0.10	0.12	0.14
石油类	0.07	0.09	0.06	0.08
砷	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L
挥发酚	0.0016	0.0012	0.0011	0.0013
注：1、采样深度位于 0cm~20cm、20cm~40cm； 2、实测值数值后面的“L”，表示此检测项目实测值为“未检出”； 3、计量单位：pH 无量纲，铅、汞和砷 $\mu\text{g/L}$ ，总铬和石油类、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 地表水环境质量现状

本项目运营期不排放废水，属于水污染影响型三级 B 评价，可不开展区域污染源调查。本项目评价范围内地表水体为库里泡、康家围子泡、老山头南泡、一五四泡和八家河。为了解区域内地表水现状数据，大庆中环评价检测有限公司于 2024 年 11 月 4 日~5 日对本项目周边的地表水体进行了监测。根据《大庆市人民政府关于印发大庆市声环境功能区划分、大庆市环境空气质量功能区划分、大庆市地表水环境功能区划分的通知》（庆政发〔2019〕11 号），库里泡、康家围子泡、老山头南泡、一五四泡和八家河未划分水体功能，不执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的标准限值要求，因此本项目仅对地表水现状进行监测，不对环境质量进行评价。

4.3.3.1 地表水环境质量现状监测

（1）监测点位

本次评价地表水监测点布设情况见表 4.3-14。

表 4.3-14 监测点布设情况

序号	监测点	监测点位与本项目位置关系	坐标
W1	康家围子泡	葡 84-更 62 井东侧 100m	124.70413,45.96724
W2	库里泡	葡 162-更斜 146 井北侧	124.77923,45.89454
W3	老山头南泡	葡更 206 井场新建管线东侧 850m	124.72161,45.86530
W4	一五四泡	葡 182-更 94 井东侧 510m	124.67844,45.86435
W5	八家河	台 84-更斜 118 新建管线南 540m	124.90392,45.63278

(2) 监测因子

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

(3) 监测时间

2024 年 11 月 4 日~5 日。

(4) 监测频率

连续取样 2 天，每天一次；溶解氧和水温每间隔 6 h 取样监测一次。

(5) 监测结果

水质监测数据见表 4.3-15。

表 4.3-15 地表水监测数据表 单位：mg/L（pH 无量纲）

监测时间		2024.11.04		2024.11.05	
监测点位		康家围子泡			
监测项目	单位	DB241104 V01	DB241104 V02	DB241105 V01	DB241105 V02
pH	无量纲	7.9	8.1	8.0	8.1
CODcr	mg/L	72	70	69	74
BOD ₅	mg/L	14.2	12.9	13.1	14.6
氨氮	mg/L	0.521	0.544	0.532	0.525
高锰酸盐指数	mg/L	5.2	4.8	5.5	4.3
石油类	mg/L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
总磷	mg/L	0.19	0.14	0.18	0.15
总氮	mg/L	1.88	2.02	1.74	1.96
水温（℃）	08:00	2.5	2.6	2.4	2.5
	14:00	3.3	3.4	3.1	3.3
	20:00	2.7	2.8	2.6	2.7
	02:00	2.0	2.1	2.1	2.0
溶解氧 （mg/L）	08:00	5.9	6.0	7.1	6.6
	14:00	6.4	5.3	6.6	5.1
	20:00	7.1	6.2	5.7	5.9
	02:00	5.5	7.2	5.4	6.8
监测点位		库里泡			
监测项目	单位	DB241104 V03	DB241104 V04	DB241105 V03	DB241105 V04
pH	无量纲	8.1	8.0	7.9	8.0
CODcr	mg/L	62	58	64	67
BOD ₅	mg/L	10.5	11.1	10.3	10.2
氨氮	mg/L	0.447	0.463	0.458	0.461
高锰酸盐指数	mg/L	4.7	4.9	4.5	5.0

石油类	mg/L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
总磷	mg/L	0.12	0.10	0.09	0.11
总氮	mg/L	1.55	1.63	1.75	1.54
水温 (°C)	08:00	2.4	2.5	2.6	2.4
	14:00	3.2	3.3	3.0	3.2
	20:00	2.8	2.6	2.7	2.6
	02:00	2.1	2.0	2.0	2.1
溶解氧 (mg/L)	08:00	6.4	5.5	6.8	7.1
	14:00	6.9	6.7	5.3	6.4
	20:00	7.2	5.1	5.9	6.2
	02:00	5.3	6.4	7.0	5.8
监测点位		老山头南泡			
监测项目	单位	DB241104 V05	DB241104 V06	DB241105 V05	DB241105 V06
pH	无量纲	7.8	7.9	7.8	8.0
COD _{Cr}	mg/L	56	51	53	57
BOD ₅	mg/L	6.7	7.2	7.1	6.9
氨氮	mg/L	0.496	0.501	0.484	0.497
高锰酸盐指数	mg/L	4.3	4.1	4.4	3.9
石油类	mg/L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
总磷	mg/L	0.08	0.11	0.09	0.10
总氮	mg/L	1.66	1.71	1.69	1.78
水温 (°C)	08:00	2.7	2.7	2.3	2.4
	14:00	3.4	3.5	3.0	3.1
	20:00	2.6	2.7	2.5	2.6
	02:00	2.1	2.0	2.0	2.0
溶解氧 (mg/L)	08:00	7.3	5.6	6.0	5.2
	14:00	6.6	7.1	5.5	6.1
	20:00	5.4	6.8	6.7	6.7
	02:00	5.3	6.2	6.4	5.9
监测点位		一五四泡			
监测项目	单位	DB241104 V07	DB241104 V08	DB241105 V07	DB241105 V08
pH	无量纲	8.1	8.2	8.0	8.1
COD _{Cr}	mg/L	66	62	60	65
BOD ₅	mg/L	8.9	9.2	8.8	9.1
氨氮	mg/L	0.577	0.562	0.559	0.571
高锰酸盐指数	mg/L	6.2	5.3	5.7	6.1
石油类	mg/L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L

总磷	mg/L	0.07	0.09	0.10	0.08
总氮	mg/L	1.78	1.89	1.92	1.81
水温 (°C)	08:00	2.5	2.6	2.4	2.5
	14:00	3.4	3.5	3.1	3.3
	20:00	2.7	2.5	2.6	2.7
	02:00	2.0	2.1	2.1	2.0
溶解氧 (mg/L)	08:00	5.9	7.2	6.2	5.7
	14:00	6.6	5.5	6.5	7.3
	20:00	7.1	5.8	5.6	6.4
	02:00	5.4	6.3	6.0	6.9
监测点位		八家河			
监测项目	单位	DB241104 V09	DB241104 V10	DB241105 V09	DB241105 V10
pH	无量纲	7.9	8.0	8.1	7.9
COD _{Cr}	mg/L	87	81	84	79
BOD ₅	mg/L	16.2	15.3	14.7	15.1
氨氮	mg/L	0.601	0.612	0.606	0.620
高锰酸盐指数	mg/L	5.4	5.7	6.2	5.9
石油类	mg/L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
总磷	mg/L	0.16	0.14	0.11	0.13
总氮	mg/L	2.25	2.42	2.37	2.29
水温 (°C)	08:00	2.6	2.7	2.5	2.4
	14:00	3.2	3.3	3.1	3.0
	20:00	2.7	2.6	2.6	2.7
	02:00	2.0	2.1	2.1	2.0
溶解氧 (mg/L)	08:00	7.7	5.5	6.3	7.1
	14:00	6.3	7.0	6.0	6.4
	20:00	5.2	7.4	5.6	6.9
	02:00	5.7	6.2	5.1	5.8

4.3.3.2 地表水环境质量现状结论

由监测结果可知，库里泡、康家围子泡、老山头南泡、一五四泡和八家河特征因子石油类未检出。

4.3.4 声环境质量现状监测与评价

4.3.4.1 声环境质量现状监测

(1) 监测点布设

根据本项目拟建井场、管线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 5 个声环境监测点，监测点布设见表 4.3-16，具体监测点位见附图 19-20。

表 4.3-16 声环境现状监测点位表

序号	监测点	监测坐标	项目位置关系
N1	张云令屯	124.74531, 46.02930	葡 69-更 84 井南 120m
N2	双庆屯	124.69516, 45.89641	葡 10-6-更 572 井新建管线西 170m
N3	车铺屯	124.69475, 45.85745	葡更 206 井新建管线南 180m
N4	魏家窝棚	124.89648, 45.66289	永 196-斜更 56 井西南 115m
N5	农造地屯	124.55869, 45.84322	葡 182-更 34 井西 170m

(2) 监测时间及频次

监测时间：2024 年 11 月 4 日~2024 年 11 月 5 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 4.3-17。

表 4.3-17 声环境现状监测结果表 单位：dB（A）

监测点位	2024.11.4		2024.11.5	
	昼间	夜间	昼间	夜间
张云令屯	47.2	43.5	47.3	43.3
双庆屯	46.4	42.5	46.6	42.7
车铺屯	46.1	42.8	46.9	42.9
魏家窝棚	47.7	43.9	47.9	43.8
农造地屯	46.5	42.7	46.2	42.4

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，项目周边村屯执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）1 类标准。

(2) 评价方法

声环境质量现状评价采用对标法进行评价。

(3) 评价结论

由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，项目区域周边村屯声环境满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）1 类标准。

4.3.5 土壤质量现状监测与评价

4.3.5.1 土壤理化特性调查

本项目评价范围内主要为黑钙土和草甸土，在充分收集资料的基础上，根据土壤环境影响类型、建设项目特征与评价需要，有针对性地选择土壤理化特性调查内容，具体土壤理化特性调查见表 4.3-18，区域内土壤构型（土壤剖面）见表 4.3-19。

表 4.3-18 土壤理化特性调查

时间		2024.11.03		
点号		葡 69-更 84 更新井井场		
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	8.04	7.98	8.12
	阳离子交换量(cmol+/kg)	11.8	12.1	10.6
	氧化还原电位（mv）	203	196	184
	饱和导水率(mm/min)	1.197	1.221	1.295
	土壤容重（g/cm³）	1.54	1.57	1.49
	孔隙度(%)	41.9	40.8	43.8
点号		永 172-更 58 更新井井场		
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	7.97	7.78	8.03
	阳离子交换量(cmol+/kg)	13.2	12.7	11.9
	氧化还原电位（mv）	201	188	199
	饱和导水率(mm/min)	1.272	1.309	1.197
	土壤容重（g/cm³）	1.35	1.41	1.45
	孔隙度(%)	49.1	46.8	45.3

表 4.3-19 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
葡 69- 更 84 更 新井井 场	 经度: 124.745514 纬度: 46.032143 地址: 黑龙江省大庆市大同区张云屯 备注: 葡69-斜更802景观照		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
			
永 172- 更 58 更 新井井 场	 经度: 124.905074 纬度: 45.692759 地址: 黑龙江省大庆市肇源县嘎楼乡 备注: 永172-斜更58景观		0-0.5m 面状结构 壤土
			0.5-1.5m 面状结构 壤土
			1.5-3m 面状结构 壤土
			 经度: 124.904976 纬度: 45.692769 地址: 黑龙江省大庆市肇源县嘎楼乡 备注: 永172-斜更58

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 3 个表层样监测点，6 个柱状样监测点，占地范围外共布设 9 个表层样点，土壤现状监测点位详见表 4.3-20，监测点位置见附图 19-20。

表 4.3-20 土壤现状监测点位

编号	监测点名称	坐标	执行标准	土壤类型	备注
S1	葡 69-更 84 更新井井场	124.75199 46.03416	《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
S2	葡 64-更 70 更新井井场	124.69368 46.02284		黑钙土	采取柱状样，在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
S3	葡 90-更 79 更新井井场	124.74621 45.96197		黑钙土	采取柱状样，在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
S4	葡 162-更斜 146 更新井井场	124.79082 45.89158		草甸土	采取柱状样，在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
S5	永 172-更 58 更新井井场	124.90989 45.69480		草甸土	采取柱状样，在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
S6	葡 113-更 58 更新井井场	124.69899 45.88213		草甸土	采取柱状样，在 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 分别取样
S7	葡 265-更 112 更新井井场	124.74558 45.76270		草甸土	采取表层样，在 0~0.2m 取样
S8	太 102-更 65 更新井井场	124.86823 45.99143		草甸土	采取表层样，在 0~0.2m 取样
S9	葡北 104 计量间内	124.706461 45.88203		草甸土	采取表层样，在 0~0.2m 取样
S10	双庆屯	124.69516 45.89641	《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第一类用地筛选值	草甸土	采取表层样，在 0~0.2m 取样
S11	葡 69-更 84 管线临时占耕地处	124.74392 46.03317	《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中的筛选值	黑钙土	采取表层样，在 0~0.2m 取样
S12	葡 62 更 71 井场西侧 100m 耕地	124.68515 46.02701		黑钙土	采取表层样，在 0~0.2m 取样
S13	太 102-更 65 井场东侧 100m 耕地	124.86235 45.99065		草甸土	采取表层样，在 0~0.2m 取样
S14	葡 90-更 79 井场西侧 100m 草地	124.73686 45.96050		黑钙土	采取表层样，在 0~0.2m 取样
S15	葡 182-更 34 井场西侧 100m 草地	124.55980 45.84135		草甸土	采取表层样，在 0~0.2m 取样
S16	葡 256-更 112 南侧 100m 草地	124.73914 45.76026		草甸土	采取表层样，在 0~0.2m 取样
S17	永 161-更 75 井场东侧 100m 草地	124.93973 45.71014		草甸土	采取表层样，在 0~0.2m 取样
S18	台 96-更 132 南侧 100m 草地	124.88222 45.64267		草甸土	采取表层样，在 0~0.2m 取样

(2) 监测项目

1#~9#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、蒾、蔡、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），石油类、石油烃（C₆-C₉）、水溶性盐总量。

10#点位监测项目：pH、Cd、Hg、As、Pb、Cr（六价）、Cu、Ni、石油烃（C₁₀-C₄₀），石油类、石油烃（C₆-C₉）、全盐量。

11#~18#点位监测项目：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃（C₁₀-C₄₀）、石油类、石油烃（C₆-C₉）、水溶性盐总量。

- （3）监测时间
2024 年 11 月 03 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 4.3-21 建设用地土壤环境质量现状监测结果 单位：mg/kg（pH 无量纲）

序号	监测项目	监测点位					
		S1#			S2#		
		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m
1	pH	8.04	7.98	8.12	7.84	8.09	7.99
2	镉（Cd）	0.12	0.07	0.10	0.09	0.06	0.11
3	汞（Hg）	0.022	0.018	0.016	0.016	0.020	0.017
4	砷（As）	3.26	3.37	3.41	3.35	3.24	3.37
5	铅（Pb）	17	21	19	16	14	18
6	铬（六价）	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
7	铜（Cu）	19	22	20	18	15	17
8	镍（Ni）	22	18	24	21	19	22
9	水溶性盐总量	700	600	800	600	500	700
10	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
11	石油烃（C ₆ -C ₉ ）	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
12	石油类	11	15	14	13	10	12
序号	监测项目	监测点位					
		S3#			S4#		
		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m
1	pH	8.13	7.84	7.96	7.88	8.04	7.75

2	镉 (Cd)	0.08	0.10	0.07	0.07	0.09	0.08
3	汞 (Hg)	0.014	0.019	0.016	0.018	0.023	0.017
4	砷 (As)	3.29	3.31	3.27	3.36	3.40	3.29
5	铅 (Pb)	17	22	19	20	18	13
6	铬 (六价)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
7	铜 (Cu)	16	12	18	12	17	21
8	镍 (Ni)	24	18	21	19	23	20
9	水溶性盐总量	500	700	600	700	600	800
10	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
11	石油烃 (C ₆ -C ₉)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
12	石油类	12	16	13	14	17	13
序号	监测项目	监测点位					
		S5#			S6#		
		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m
1	pH	7.97	7.78	8.03	7.96	8.11	7.78
2	镉 (Cd)	0.09	0.10	0.08	0.08	0.11	0.09
3	汞 (Hg)	0.013	0.020	0.019	0.016	0.014	0.020
4	砷 (As)	3.26	3.37	3.31	3.34	3.41	3.27
5	铅 (Pb)	14	16	17	19	22	21
6	铬 (六价)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
7	铜 (Cu)	15	20	18	16	18	14
8	镍 (Ni)	21	24	22	25	19	23
9	水溶性盐总量	600	500	700	700	600	600
10	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
11	石油烃 (C ₆ -C ₉)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
12	石油类	12	14	11	15	10	13
序号	监测项目	监测点位					
		S7#	S8#	S9#	S10#	/	/
		0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	/	/
1	pH	7.73	8.06	7.88	7.94	/	/
2	镉 (Cd)	0.09	0.11	0.08	0.10	/	/
3	汞 (Hg)	0.016	0.014	0.021	0.017	/	/
4	砷 (As)	3.38	3.24	3.43	3.29	/	/
5	铅 (Pb)	19	17	21	18	/	/
6	铬 (六价)	未检出	未检出	未检出	未检出	/	/
7	铜 (Cu)	16	12	13	11	/	/
8	镍 (Ni)	21	19	24	26	/	/
9	水溶性盐总量	500	600	500	600	/	/

10	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	未检出	未检出	未检出	未检出	/	/
11	石油烃（C ₆ -C ₉ ）	未检出	未检出	未检出	未检出	/	/
12	石油类	10	12	11	14	/	/

续表 4.3-21 建设用地柱状及表层样土壤监测实测值 单位：mg/kg（pH 除外）

序号	监测项目	监测点位	序号	监测项目	监测点位
		S1#~S9#点			S1#~S9#点
1	四氯化碳	未检出	20	氯苯	未检出
2	氯仿	未检出	21	1,2-二氯苯	未检出
3	氯甲烷	未检出	22	1,4-二氯苯	未检出
4	1,1-二氯乙烷	未检出	23	乙苯	未检出
5	1,2-二氯乙烷	未检出	24	苯乙烯	未检出
6	1,1-二氯乙烯	未检出	25	甲苯	未检出
7	顺-1,2-二氯乙烯	未检出	26	间，对二甲苯	未检出
8	反-1,2-二氯乙烯	未检出	27	邻二甲苯	未检出
9	二氯甲烷	未检出	28	硝基苯	未检出
10	1,2-二氯丙烷	未检出	29	苯胺	未检出
11	1,1,1,2-四氯乙烷	未检出	30	2-氯酚	未检出
12	1,1,2,2-四氯乙烷	未检出	31	苯并[a]蒽	未检出
13	四氯乙烯	未检出	32	苯并[a]芘	未检出
14	1,1,1-三氯乙烷	未检出	33	苯并[b]荧蒽	未检出
15	1,1,2-三氯乙烷	未检出	34	苯并[k]荧蒽	未检出
16	三氯乙烯	未检出	35	蒽	未检出
17	1,2,3-三氯丙烷	未检出	36	二苯并[a, h]蒽	未检出
18	氯乙烯	未检出	37	茚并[1,2,3-cd]芘	未检出
19	苯	未检出	38	萘	未检出

表 4.3-22 农用地土壤环境质量现状监测结果 单位：mg/kg（pH 无量纲）

监测项目	监测点位及监测结果			
	S11#	S12#	S13#	S14#
	(0m-0.2m)	(0m-0.2m)	(0m-0.2m)	(0m-0.2m)
pH	7.96	8.15	8.08	7.76
镉（Cd）	0.07	0.11	0.12	0.09
汞（Hg）	0.016	0.021	0.013	0.015
砷（As）	3.37	3.26	3.42	3.36
铅（Pb）	16	11	15	14
铬（Cr）	46	53	55	49
铜（Cu）	11	14	17	16
镍（Ni）	21	19	23	18
锌(Zn)	55	48	62	59

石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	未检出	未检出	未检出	未检出
石油烃（C ₆ -C ₉ ）	未检出	未检出	未检出	未检出
石油类	12	10	13	14
水溶性盐总量	600	500	700	600
监测项目	监测点位及监测结果			
	S15#	S16#	S17#	S18#
	(0m-0.2m)	(0m-0.2m)	(0m-0.2m)	(0m-0.2m)
pH	8.04	7.84	8.11	7.99
镉（Cd）	0.09	0.11	0.12	0.07
汞（Hg）	0.017	0.021	0.016	0.018
砷（As）	3.31	3.42	3.33	3.28
铅（Pb）	13	15	11	16
铬（Cr）	53	61	49	57
铜（Cu）	17	13	14	18
镍（Ni）	21	24	20	25
锌(Zn)	47	61	55	60
石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	未检出	未检出	未检出	未检出
石油烃（C ₆ -C ₉ ）	未检出	未检出	未检出	未检出
石油类	13	15	11	14
水溶性盐总量	600	500	700	600

4.3.5.3 土壤环境质量现状评价

（1）评价方法

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

$$K_i = X_i / X_{oi}$$

式中：K_i——第 i 项分指数；

X_i——土壤中 i 污染物的实测含量，mg/kg；

X_{oi}——土壤中 i 污染物的标准值，mg/kg。

（2）评价标准

1#~9#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；10#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；11#~18#监测点位土壤执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 农用地土壤风险筛选值（基本项目）中

标准。

(3) 土壤现状评价结果分析

建设用地土壤环境质量现状评价结果见表 4.3-23。农用地土壤环境质量现状评价结果见表 4.3-24。

表 4.3-23 建设用地土壤环境质量现状评价结果（K_i值）

序号	监测项目	监测点位					
		S1#			S2#		
		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m
1	镉（Cd）	0.002	0.001	0.002	0.001	0.001	0.002
2	汞（Hg）	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001
3	砷（As）	0.054	0.056	0.057	0.056	0.054	0.056
4	铅（Pb）	0.021	0.026	0.024	0.02	0.018	0.023
5	铬（六价）	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
6	铜（Cu）	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001
7	镍（Ni）	0.024	0.02	0.027	0.023	0.021	0.024
8	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
序号	监测项目	监测点位					
		S3#			S4#		
		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m
1	镉（Cd）	0.001	0.002	0.001	0.001	0.001	0.001
2	汞（Hg）	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001
3	砷（As）	0.055	0.055	0.055	0.056	0.057	0.055
4	铅（Pb）	0.021	0.028	0.024	0.025	0.023	0.016
5	铬（六价）	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
6	铜（Cu）	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001
7	镍（Ni）	0.027	0.02	0.023	0.021	0.026	0.022
8	石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
序号	监测项目	监测点位					
		S5#			S6#		
		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m
1	镉（Cd）	0.001	0.002	0.001	0.001	0.002	0.001
2	汞（Hg）	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001
3	砷（As）	0.054	0.056	0.055	0.056	0.057	0.055
4	铅（Pb）	0.018	0.02	0.021	0.024	0.028	0.026
5	铬（六价）	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
6	铜（Cu）	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001
7	镍（Ni）	0.023	0.027	0.024	0.028	0.021	0.026

8	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
序号	监测项目	监测点位					
		S7#	S8#	S9#	S10#	/	/
		0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	/	/
1	镉 (Cd)	0.001	0.002	0.001	0.005	/	/
2	汞 (Hg)	0.001	0.001	0.001	0.002	/	/
3	砷 (As)	0.056	0.054	0.057	0.165	/	/
4	铅 (Pb)	0.024	0.021	0.026	0.045	/	/
5	铬 (六价)	未检出	未检出	未检出	未检出	/	/
6	铜 (Cu)	0.001	0.001	0.001	0.006	/	/
7	镍 (Ni)	0.023	0.021	0.027	0.173	/	/
8	石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	未检出	未检出	未检出	未检出	/	/

续表 4.3-23 建设用地土壤环境质量挥发性及半挥发性有机物现状评价结果

序号	监测项目	监测点位	序号	监测项目	监测点位
		S1#~S8#点			S1#~S8#点
1	四氯化碳	未检出	20	氯苯	未检出
2	氯仿	未检出	21	1,2-二氯苯	未检出
3	氯甲烷	未检出	22	1,4-二氯苯	未检出
4	1,1-二氯乙烷	未检出	23	乙苯	未检出
5	1,2-二氯乙烷	未检出	24	苯乙烯	未检出
6	1,1-二氯乙烯	未检出	25	甲苯	未检出
7	顺-1,2-二氯乙烯	未检出	26	间二甲苯+对二甲苯	未检出
8	反-1,2-二氯乙烯	未检出	27	邻二甲苯	未检出
9	二氯甲烷	未检出	28	硝基苯	未检出
10	1,2-二氯丙烷	未检出	29	苯胺	未检出
11	1,1,1,2-四氯乙烷	未检出	30	2-氯酚	未检出
12	1,1,2,2-四氯乙烷	未检出	31	苯并[a]蒽	未检出
13	四氯乙烯	未检出	32	苯并[a]芘	未检出
14	1,1,1-三氯乙烷	未检出	33	苯并[b]荧蒽	未检出
15	1,1,2-三氯乙烷	未检出	34	苯并[k]荧蒽	未检出
16	三氯乙烯	未检出	35	蒽	未检出
17	1,2,3-三氯丙烷	未检出	36	二苯并[a, h]蒽	未检出
18	氯乙烯	未检出	37	茚并[1,2,3-cd]芘	未检出
19	苯	未检出	38	萘	未检出

表 4.3-24 农用地土壤环境质量现状评价结果 (K_i 值)

监测项目	监测点位及监测结果			
	S11#	S12#	S13#	S14#
	(0m-0.2m)	(0m-0.2m)	(0m-0.2m)	(0m-0.2m)

镉 (Cd)	0.12	0.18	0.2	0.15
汞 (Hg)	0.01	0.01	0.01	0.01
砷 (As)	0.13	0.13	0.14	0.13
铅 (Pb)	0.09	0.06	0.09	0.08
铬 (Cr)	0.18	0.21	0.22	0.2
铜 (Cu)	0.11	0.14	0.17	0.16
镍 (Ni)	0.11	0.1	0.12	0.09
锌(Zn)	0.18	0.16	0.21	0.2
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	未检出	未检出	未检出	未检出
石油烃 (C ₆ -C ₉)	未检出	未检出	未检出	未检出
监测项目	监测点位及监测结果			
	S15#	S16#	S17#	S18#
	(0m-0.2m)	(0m-0.2m)	(0m-0.2m)	(0m-0.2m)
镉 (Cd)	0.15	0.18	0.2	0.12
汞 (Hg)	0.01	0.01	0.01	0.01
砷 (As)	0.13	0.14	0.13	0.13
铅 (Pb)	0.08	0.09	0.06	0.09
铬 (Cr)	0.21	0.24	0.2	0.23
铜 (Cu)	0.17	0.13	0.14	0.18
镍 (Ni)	0.11	0.13	0.11	0.13
锌(Zn)	0.16	0.2	0.18	0.2
石油烃 (C ₁₀ -C ₄₀)	未检出	未检出	未检出	未检出
石油烃 (C ₆ -C ₉)	未检出	未检出	未检出	未检出

(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。

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),本项目位于II-01-04松嫩平原东部农产品提供功能区。该区主要生态问题包括农田侵占、土壤肥力下降、农业面源污染

严重。农产品提供功能区生态保护的主要方向为严格保护基本农田，培养土壤肥力；加强农田基本建设，增强抗自然灾害的能力等。

在全国生态功能区划的基础上，结合黑龙江省详细的生态功能区划，对本项目所在的生态功能区划进行详细说明。根据黑龙江省人民政府批准的《黑龙江省生态功能区划》(黑政函〔2006〕75号)，本项目所在区域属于松嫩平原西部草甸草原生态区，松嫩平原西部草甸草原与农业生态亚区，嫩江下游湿地保护与沙化和盐渍化控制生态功能区和大庆地区矿业与土壤保持生态功能区。本项目区生态功能区划见表 4.3-25。

表 4.3-25 本项目区域生态功能区划表

项目区生态功能分区单元			主要生态系统服务功能	保护措施与发展方向
I-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-6-1-1 嫩江下游湿地保护与沙化和盐渍化控制生态功能区	沙漠化控制、防洪蓄洪、牧业生产、旅游	建立生态治沙体系，控制土地沙漠化趋势，充分发挥该地区的防洪蓄洪能力，科学发展农牧业
		I-06-01-2 大庆地区矿业与土壤保持生态功能区	沙漠化控制、植被保护、生物多样性保护、石油开采	逐步恢复草原面积，加大对漏斗区的回注，防止漏斗区继续形成，控制对水环境的影响，科学发展农牧业

(2) 土地利用现状

本项目生态评价范围为拟建井场边界外扩 50m 范围及新建管线、道路沿线两侧外扩 300m 区域的生态环境，主要为耕地和草地。由于工程所在区域为油田开发区域，人类活动频繁，野生动物较少。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 26。

表 4.3-26 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	林地	乔木林地	26.3	2.6
2	草地	其他草地	382.7	37.6
3	耕地	旱地	400.7	39.4
4	工矿仓储用地	采矿用地	125.6	12.3
		工业用地	6.3	0.6
5	住宅用地	农村宅基地	9.5	0.9
6	交通运输用地	农村道路	55.8	5.5
7	水域及水利设施用地	沟渠	6.4	0.6
8	其他土地	设施农用地	4.6	0.5
合计			1017.9	100

（3）水土流失现状调查

根据《大庆市水土保持规划（2015~2030）》，大庆市划定了市级水土流失重点预防区和重点治理区，本项目所在的大同区八井子乡、老山头乡，肇源县大兴乡和头台镇，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。”

根据黑龙江省防沙治沙工作领导小组《关于印发〈关于贯彻落实《沙化土地封禁保护修复制度方案》的实施意见〉的通知》，大同区和肇源县属于沙化土地所在县（区），当重点增加、恢复和保护林草植被，治理土地沙化和草原退化、沙化、碱化。根据现场调查，项目占地区域未出现土壤沙化现象，为保护区域生态环境，针对本项目的具体特点，应制定生态环境影响减缓措施和防沙治沙措施。

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

（5）生态敏感区现状调查

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

4.3.6.2 植被及植物多样性

本次植被及植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 cartilaginous*)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 scorzonnerifolium*)、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、经济林和农田为主。

①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-Spodopogon sibiricus*）、羊草-箭头唐松草群丛（*Leymus chinensis-Thalictrum 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-Chloris 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. reptans*）、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 glaucae*）。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。

②经济林

在评价区内经济林主要为杨树林（*Form. Populus canadensis*）。

杨树林是评价区人工防护林的主要林种之一，也是评价区内分布最多，最广泛的林木，主要分布在村庄附近、道路两侧及农田周围。杨树林平均树高 10~15m，平均胸径 15~25cm，平均冠幅 2.5m×2.5m。

③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，但是目前由于旱涝、盐碱、风沙等因素，区域内的农田多属于中、低产农田。粮食作物主要为玉米，经济作物以花生为主。

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. picasericea* 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两类，主要由耕地景观、草地和林地景观构成。

(1) 耕地景观是分布面积较大的景观类型，总面积 400.7hm²，占评价区域总面积的 39.4%。主要种植以玉米为主的农作物。

(2) 草地景观主要为其他草地，总面积 382.7hm²，占评价区总面积的 37.6 %。

(3) 林地景观主要为人工防护林用地，总面积 26.3hm²，占评价区总面积的 2.6 %。

4.3.6.5 既有工程实际生态影响及措施调查

根据现场调查，第七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，第七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所属含油污水处理站处理，防止了污油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。

本项目区域内已建井的井场永久性占地面积符合要求，井场地面均进行了平整，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。

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，本项目所在区域内生态环境以农田生态系统和草地生态系统为主，为保护区域生态环境，第七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、更新井利用旧原井场等方式，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，油田的开发对农田和草地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

本项目为陆地石油开采项目，经现场调查，区域内污染源主要为油田场站及井场，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

（1）常规污染因子

本项目依托场站（葡北 1 号转油站、葡北 8 号转油站、葡北 11 号转油站、葡北 14 号转油站、葡南 7 号转油站、台肇联转油站、台肇联 1#转油站）加热炉燃烧产生的烟气，包括颗粒物、二氧化硫、氮氧化物。根据对现有工程污染防治设施运行和排放情况调查，加热炉废气均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 中新建燃气锅炉标准限值要求。

（2）特征污染因子

油田开发项目特征因子为非甲烷总烃，主要来自区块内油田生产设施的无组织排放，本项目现有区块非甲烷总烃排放量为 1275.8t/a。

（3）汽车尾气

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

4.4.2 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 1820m³，生活污水排入场站内化粪池，定期拉运至污水提升站，经污水管网进入大庆市大通水处理有限责任公司处理。

（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 624.3×10⁴t/a，区域内油水井作业（修井）产生的作业污水共计约 51766m³，区域内水井洗井产生的洗井污水共计约 17.2×10⁴m³/a。区域内油田采出水、油水井作业污水、洗井污水均由相应的含油污水处理站（葡一联含油污水处理站、葡二联含油污水处理站、葡三联含油污水处理站、台肇联含油污水处理站）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，主要噪声源为油田场站、抽油机井等；第二类是交通噪声：主要是井排路、通井路的运输车辆产生的噪声。

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

（GB12348-2008）2 类标准，场站厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准。

4.4.4 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 149t/a，区域内场站清罐污泥产生量约为 25t/a，含油污泥由罐车拉运至葡萄花含油污泥处理站减量化处理后，再委托北京新风航天装备有限公司处理满足《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 15.5t/a，产生的生活垃圾集中收集后拉运至大庆城控电力有限公司进行处理。

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

本项目施工期对大气环境的影响主要是施工产生的扬尘、柴油机烟气、运输车辆排放的尾气、焊接烟尘。

(1) 施工扬尘

运输车辆行驶扬尘与车辆行驶速度、风速、路面积尘量和积尘湿度等因素有关。当车辆通过干燥且路况较差路段时,在行车道两侧扬尘的 TSP 浓度短期内可达 $8-10\text{mg}/\text{m}^3$ 。

一般情况下,施工场地、施工道路在自然风作用下产生的扬尘所影响的范围在 100m 以内,本项目施工场地 100m 范围内无环境敏感点,施工中产生的扬尘源强较大,距离项目施工建设的最近敏感点为永 196-斜更 56 井西南 115m 的魏家窝棚、葡 69-更 84 井南侧 120m 的张云令屯,建设过程中产生的施工扬尘可能会对其产生一定影响。根据本项目特点,在施工过程中应采取以下措施:

- 1) 施工材料运输过程中,进行材料遮盖,防止材料洒落、风刮起的粉尘;
- 2) 施工场地干燥时适当洒水抑尘,建材堆放应定位定点,并采取防尘、抑尘措施,如设置挡风板、上覆遮盖材料等;
- 3) 运输车辆路过村屯附近施工场地应低速行驶或限速行驶,减少扬尘产生。
- 4) 在施工过程中,应定时适量洒水,并在大风天加大洒水量及洒水次数,使作业面保持一定的湿度;
- 5) 加强回填土方堆放场的管理,要采取土方表面压实、覆盖等措施;
- 6) 在距离村屯较近管线施工过程中采取人工开挖,施工阶段设置围挡等方式降低施工噪声及扬尘对周边村屯的影响。

采取上述措施后,可有效降低施工期过程中产生的扬尘,颗粒物浓度能够满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表 2 中无组织排放监控浓度限值要求。项目施工结束后及时恢复施工占地的原有地表形态。施工扬尘对沿线敏感目标影响具有一定的时段性,这种影响随着施工期的结束而消失。

(2) 柴油机燃烧排放的烟气

钻井时钻机和其他设备动力源均由发电机提供,而为发电机提供动能的是柴油机。根据工程分析可知,本工程柴油机功率为 882kW, NMHC+NO_x 的排放速率 0.52g/kWh, 烟尘的排放速率 0.032g/kWh, CO 的排放速率 0.08g/kWh, 能够满足《非道路移动机械

用柴油机排气污染物排放限值及测量方法》（中国第三、四阶段）（GB20891-2014）及 2020 修改单中第三阶段标准限值及《非道路移动柴油机械排气烟度限值及测量方法》（GB 36886-2018）表 1 中Ⅱ类限值要求。

本项目施工时使用低标号柴油，调节好柴油机运行工况，可确保柴油机烟气中 SO₂、NO_x 的排放满足《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996) 表 2 中无组织排放监控浓度限值。距本项目钻井井场最近的环境敏感点为葡 69-更 84 井南 120m 的张云令屯，由于拟建工程开发区域所在地较空旷，扩散能力较快，因此对局部区域环境的影响不大。随着钻井工作的结束，柴油机排放的废气对环境空气的影响会逐渐消失。

(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、HC 等，均属于无组织排放，施工所处地区宽阔，地形简单，污染物在大气中可快速扩散，由于车辆排放的尾气为流动的线源，影响范围较大，但其污染不集中且扩散能力相对较快，因此对环境的空气的影响不是很大。

(4) 焊接烟尘

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

5.1.2 运行期

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油井产液集输过程中无组织排放的烃类气体和依托场站加热炉产生的燃烧烟气。

(1) 烃类气体

本项目排放的无组织挥发非甲烷总烃为面源形式排放，油气集输采用密闭流程，可有效控制烃类物质的排放，根据工程分析可知整个原油集输过程中非甲烷总烃挥发量为 9.185t/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，其中油井井场及集输管线占比约 30%。选取同类型代表性井场，污染物面源参数调查清单见表 5.1-1。

表 5.1-1 污染物面源参数调查清单

污染源名称	面源起点坐标		海拔高度 /m	与正北方向夹角/°	面源长度 /m	面源宽度 /m	面源有效排放高度 /m	年排放小时数 /h	排放工况	污染物排放速率 (kg/h)
	经度	纬度								NMHC

葡 113-更 58 井场	124.69257	45.87999	129	0	40	30	3	8760	正常排放	0.026
葡 72-更 81 平台井场	124.74317	46.01887	136	0	40	37	3			0.026
葡 82-更 79 平台井场	124.75562	45.99080	134	0	44	40	3			0.026

根据 AERSCREEN 估算模式预测污染物最大落地浓度和最远影响范围，估算模式的计算结果见表 5.1-2。

表 5.1-2 项目采油井场烃类气体估算模式计算结果

下风向距离	葡 72-更 81 平台井场	
	NMHC 浓度($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	NMHC 占标率(%)
50.0	89.4360	4.4718
100.0	81.1770	4.0589
200.0	67.7090	3.3855
300.0	54.2880	2.7144
400.0	44.5280	2.2264
500.0	37.9490	1.8974
600.0	32.9910	1.6496
700.0	29.0730	1.4537
800.0	26.6440	1.3322
900.0	24.5150	1.2258
1000.0	22.6660	1.1333
1200.0	20.0340	1.0017
1400.0	17.6400	0.8820
1600.0	15.7190	0.7860
1800.0	14.1470	0.7074
2000.0	12.8390	0.6420
2500.0	10.3740	0.5187
3000.0	8.6546	0.4327
3500.0	7.3931	0.3697
4000.0	6.4316	0.3216
4500.0	5.6767	0.2838
5000.0	5.0695	0.2535
10000.0	2.3465	0.1173
11000.0	2.1049	0.1052
12000.0	1.9053	0.0953
13000.0	1.7378	0.0869
14000.0	1.5955	0.0798
15000.0	1.4732	0.0737
20000.0	1.0543	0.0527
25000.0	0.8118	0.0406

下风向最大浓度	90.3090	4.5155
下风向最大浓度出现距离	59.0	59.0
D10%最远距离	/	/

续表 5.1-2 项目采油井场烃类气体估算模式计算结果

下风向距离	葡 82-更 79 平台井场	
	NMHC 浓度($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	NMHC 占标率(%)
50.0	84.6510	4.2325
100.0	78.8130	3.9407
200.0	66.4290	3.3215
300.0	53.6670	2.6833
400.0	44.1650	2.2082
500.0	37.6960	1.8848
600.0	32.8350	1.6418
700.0	28.9540	1.4477
800.0	26.5160	1.3258
900.0	24.4380	1.2219
1000.0	22.6040	1.1302
1200.0	20.0360	1.0018
1400.0	17.6420	0.8821
1600.0	15.7200	0.7860
1800.0	14.1480	0.7074
2000.0	12.8400	0.6420
2500.0	10.3750	0.5188
3000.0	8.6555	0.4328
3500.0	7.3938	0.3697
4000.0	6.4323	0.3216
4500.0	5.6773	0.2839
5000.0	5.0701	0.2535
10000.0	2.3468	0.1173
11000.0	2.1051	0.1053
12000.0	1.9055	0.0953
13000.0	1.7380	0.0869
14000.0	1.5957	0.0798
15000.0	1.4734	0.0737
20000.0	1.0544	0.0527
25000.0	0.8119	0.0406
下风向最大浓度	86.0410	4.3020
下风向最大浓度出现距离	63.01	63.01
D10%最远距离	/	/

续表 5.1-2 项目采油井场烃类气体估算模式计算结果

下风向距离	葡 113-更 58 井场	
	NMHC 浓度($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	NMHC 占标率(%)
50.0	98.5230	4.9261
100.0	88.0080	4.4004
200.0	70.5200	3.5260
300.0	55.6020	2.7801
400.0	45.2950	2.2648
500.0	38.4730	1.9237
600.0	33.3290	1.6664
700.0	29.3800	1.4690
800.0	26.8530	1.3427
900.0	25.0600	1.2530
1000.0	23.1100	1.1555
1200.0	20.0350	1.0018
1400.0	17.6410	0.8820
1600.0	15.7200	0.7860
1800.0	14.1480	0.7074
2000.0	12.8400	0.6420
2500.0	10.3750	0.5188
3000.0	8.6553	0.4328
3500.0	7.3937	0.3697
4000.0	6.4322	0.3216
4500.0	5.6772	0.2839
5000.0	5.0700	0.2535
10000.0	2.3467	0.1173
11000.0	2.1051	0.1053
12000.0	1.9055	0.0953
13000.0	1.7380	0.0869
14000.0	1.5957	0.0798
15000.0	1.4733	0.0737
20000.0	1.0544	0.0527
25000.0	0.8119	0.0406
下风向最大浓度	99.1260	4.9563
下风向最大浓度出现距离	56.0	56.0
D10%最远距离	/	/

本项目 Pmax 最大值出现在单井井场排放的非甲烷总烃，Pmax 值为 4.9563%，最大落地浓度为 $0.1\text{mg}/\text{m}^3$ ，满足《大气污染物综合排放标准详解》中的 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 标准限值。

本工程油气集输采用密闭流程，油井产液由井口进入集输管线，井口安装密封垫，集输管线采用密闭管道，场站处理全过程处于密闭状态，可有效控制烃类物质的排放。

小队每天安排人员巡井巡线，发现设备异常情况及时采取关闭阀门等措施，减少异常情况下非甲烷总烃无组织泄露。场站运营期在加强设备设施的日常管理情况下，可减少“跑、冒、滴、漏”现象，无组织排放的非甲烷总烃对周边大气环境影响不大。井场和依托场站非甲烷总烃能够满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中相关标准限值要求，依托场站排放的非甲烷总烃厂区内满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求。

（2）加热炉烟气

本项目 12 口油井产液依托 7 座转油站处理，每座场站新增处理液量不大，现有加热炉能够满足依托需求，无需扩建，场站新增耗气量（分担量） $13.3 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，加热炉燃料采用清洁能源天然气，并采用低氮燃烧器。根据依托场站验收报告和本次监测结果可知，葡北 1 号转油站加热炉排放的废气中颗粒物最大值为 $8.0 \text{mg}/\text{m}^3$ ， NO_x 最大值为 $78 \text{mg}/\text{m}^3$ ， SO_2 最大值为 $10 \text{mg}/\text{m}^3$ ；葡北 8 号转油站加热炉排放的废气中颗粒物最大值为 $11.1 \text{mg}/\text{m}^3$ ， NO_x 最大值为 $80 \text{mg}/\text{m}^3$ ， SO_2 最大值为 $19 \text{mg}/\text{m}^3$ ；葡北 11 号转油站加热炉排放的废气中颗粒物最大值约为 $11.0 \text{mg}/\text{m}^3$ ， NO_x 最大值约为 $88 \text{mg}/\text{m}^3$ ， SO_2 最大值约为 $14 \text{mg}/\text{m}^3$ ；葡北 14 号转油站加热炉排放的废气中颗粒物最大值约为 $9.9 \text{mg}/\text{m}^3$ ， NO_x 最大值约为 $88 \text{mg}/\text{m}^3$ ， SO_2 最大值约为 $16 \text{mg}/\text{m}^3$ ；葡南 7 号转油站加热炉排放的废气中颗粒物最大值约为 $10.0 \text{mg}/\text{m}^3$ ， NO_x 最大值约为 $79 \text{mg}/\text{m}^3$ ， SO_2 最大值约为 $9 \text{mg}/\text{m}^3$ ；台肇联转油站加热炉排放的废气中颗粒物最大值约为 $7.9 \text{mg}/\text{m}^3$ ， NO_x 最大值约为 $79 \text{mg}/\text{m}^3$ ， SO_2 最大值约为 $8 \text{mg}/\text{m}^3$ ；台肇联 1 号转油站加热炉排放的废气中颗粒物最大值约为 $11.3 \text{mg}/\text{m}^3$ ， NO_x 最大值约为 $95.9 \text{mg}/\text{m}^3$ ， SO_2 最大值约为 $22.6 \text{mg}/\text{m}^3$ ；烟气黑度均小于 1 级，加热炉烟气排放均满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 中新建燃气锅炉标准限值要求，不会对周边大气环境产生显著性不良影响。

（3）污染物排放量核算

①正常工况下大气污染物年排放量核算

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），对于二级评价项目一般性要求是不进行进一步预测与评价，只对污染物排放量进行核算，提出污染源监测计划。由于本项目未新建锅炉，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，故不对加热炉排放的污染物进行核算。本项目大气污染物无组织排放量核算见表 5.1-3。

表 5.1-3 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（μg/m³）		年排放量 （t/a）
					标准名称	浓度限值 （mg/m³）	
1	井场、 管线等	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	9.185
2	依托场 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			9.185

本项目大气污染物年排放量核算见表 5.1-4。

表 5.1-4 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	9.185

②非正常工况下大气污染物年排放量核算

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

（4）大气环境保护距离

本次大气环境影响评价等级定为二级，根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）的 8.7.5 条要求“对于项目厂界浓度满足大气污染物厂界浓度限值，但厂界外大气污染物短期贡献浓度超过环境质量浓度限值的，可以自厂界向外设置一定范围的大气环境保护区域，以确保大气环境保护区域外的贡献浓度满足环境质量标准”，根据估算模式预测结果，本项目无组织排放的非甲烷总烃厂界浓度值满足《大气污染物综合排放标准详解》中标准限值，故无需设置大气环境保护区域。

5.1.3 退役期

本项目退役期对大气环境的影响主要是施工产生的扬尘、运输车辆排放的尾气。

（1）施工扬尘

运输车辆行驶扬尘与车辆行驶速度、风速、路面积尘量和积尘湿度等因素有关。施

工场地、施工道路在自然风作用下产生的扬尘所影响的范围在 100m 以内，在退役期施工过程中应采取以下措施：

- 1) 材料运输过程中，进行材料遮盖，防止材料洒落、风刮起的粉尘；
- 2) 运输车辆进入居民区附近施工场地应低速行驶或限速行驶，减少扬尘产生。
- 3) 在施工过程中，施工场地应定时适量洒水，并在大风天加大洒水量及洒水次数，使作业面保持一定的湿度；

采取上述措施后，可有效降低退役期施工过程中产生的扬尘，颗粒物浓度能够满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 中无组织排放监控浓度限值要求。施工扬尘对周边敏感目标影响具有一定的时段性，这种影响随着施工的结束而消失。

（2）车辆尾气

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

5.1.4 大气环境影响评价结论

通过在施工期采用洒水抑尘、车辆采取密闭措施厂界颗粒物浓度可以满足《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）表 2 中无组织排放监控浓度限值。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，区域环境质量能够满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单二级标准要求。本项目大气环境评价等级为二级，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

施工期对地表水体可能造成污染的污染源主要是钻井废水、管线试压废水、生活污水，污染因子主要为 COD、氨氮、SS、石油类。

运营期产生的废水主要为作业污水、洗井污水、油田采出液中分离的含油污水，污

染因子为石油类。

退役期对地表水体可能造成污染的污染源主要是生活污水，污染因子主要为 COD、氨氮。

5.2.1 施工期

项目施工期产生的钻井废水排入井场钢制泥浆槽中，及时拉运至大庆洁宇环保科技有限公司处理，处理后的压滤水由罐车拉运至葡二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层；管线试压废水由罐车拉运至葡二联含油污水处理站和葡三联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排；施工期施工人员产生的生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内，定期拉运至采油七厂厂区的污水提升站，经污水管网进入大庆市大通水处理有限责任公司处理，施工结束后临时防渗旱厕进行卫生处理，场地进行平整。

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

5.2.2 运营期

5.2.2.1 正常工况下地表水环境影响分析

正常工况下，运行期油田采出水管输进入葡一联含油污水处理站、葡二联含油污水处理站、葡三联含油污水处理站、台肇联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层；作业污水及洗井污水通过罐车回收后送葡二联含油污水处理站和葡三联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排。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为避免井场对周边草地和耕地产生影响,对低洼地井场进行填筑,平均填高 0.5m,水泡井井场四周采用水泥混凝土预制块、干砌块石护砌。

②本项目拟钻葡 162-更斜 146 井场利用旧原井场,原井场位于库里泡边缘,钻井施工需要外扩部分临时占地,钻井期选择在冬季施工,参照以往施工经验,拟钻井场位于水面边缘位置全部封冻,在占地边界修建 0.3m 高临时围堰,确保施工期井场污染物不会进入周边地表水。

③为避免油田开发过程中污染物随地表径流进入周边地表水体,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。

④集油管线采用无缝钢管,内缠聚乙烯胶带硬质聚氨酯塑料夹克保温管,能有效防止管线泄漏,同时定期对管线检查、维修,确保各部分的使用性能;

⑤在进行油井井下作业和油井洗井时,严格按照要求使用污油污水回收装置、油管清洗污水回收装置及罐车对作业污水进行回收,防止作业产生的污油污水进入周围环境。同时限制作业范围,严格控制在井场占地范围内,完工后,将井场平整清理干净,不得遗留油污;

⑥小队定期巡检,每天有专职人员对井场及管线进行检查,巡检次数至少为 1 次/d,雨季等特殊天气增加巡检次数,若管线泄漏应及时关闭切断阀,同时确保应急工具和设备齐备完好。准备围油栏、吸油毡、消油剂、接油桶等应急物资,以便在发生泄漏事故时对产生的污油污水进行及时回收和处理,避免对周围地表水环境产生大面积污染。

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

(2) 依托污水处理站的环境可行性

①污水站处理工艺及处理能力可行性分析

本项目 4 口油井采出水依托葡一联含油污水处理站处理,1#站内主要工艺为“一级沉降+两级过滤”,2#站内主要工艺为“一级沉降+悬浮污泥过滤”,设计出水水质指标为“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体 $\leq 5\text{mg/L}$ ”,设计污水处理量为 $15000\text{m}^3/\text{d}$ 。目前实际污水处理量为 $10986\text{m}^3/\text{d}$,本项目新增油井单井最大采出水量 $31.9\text{t}/\text{d}$,新增污水后处理量为 $11113.6\text{m}^3/\text{d}$,负荷率为 74.1%,满足依托需求。

本项目 5 口油井采出水依托葡二联含油污水处理站处理,站内主要工艺为“两级沉降+两级过滤”,设计出水水质指标为“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体 $\leq 5\text{mg/L}$ ”,设计污水处

理量为 15000m³/d。目前实际污水处理量为 13270m³/d，本项目新增油井单井最大采出水量 31.9t/d，新增污水后处理量为 13429.5m³/d，负荷率为 89.5%，满足依托需求。

本项目 1 口油井采出水依托葡三联含油污水处理站处理，站内主要工艺为“两级沉降+两级过滤”，设计出水水质指标为“含油量≤8mg/L、悬浮固体≤3mg/L”，设计污水处理量为 5000m³/d。目前实际污水处理量为 3950m³/d，本项目新增油井单井最大采出水量 31.9t/d，新增污水后处理量为 3981.9m³/d，负荷率为 79.6%，满足依托需求。

本项目 2 口油井采出水依托台肇联含油污水处理站处理，站内主要工艺为“横向流+两级过滤”，设计出水水质指标为“含油量≤8mg/L、悬浮固体≤3mg/L”，设计污水处理量为 2500m³/d。目前实际污水处理量为 1100m³/d，本项目新增油井单井最大采出水量 31.9t/d，新增污水后处理量为 1163.8m³/d，负荷率为 46.6%，满足依托需求。

②污水站处理达标后回注的环境可行性分析

根据现场调查，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。

本次委托大庆中环评价检测有限公司于 2024 年 11 月 4 日-5 日对依托含油污水处理站的监测结果可知（见附件 5），葡一联含油污水处理站处理后的污水含油量为 0.96~1.27mg/L，悬浮固体含量为 2~3mg/L，葡二联含油污水处理站处理后的污水含油量为 1.78~2.46mg/L，悬浮固体含量为 2~3mg/L，葡三联含油污水处理站处理后的污水含油量为 1.56~2.02mg/L，悬浮固体含量为 2~3mg/L，台肇联含油污水处理站处理后的污水含油量为 0.88~1.31mg/L，悬浮固体含量为 2~3mg/L，满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求，处理后污水回注油层，符合《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）中相关要求。

5.2.2.2 非正常工况下地表水环境影响分析

非正常工况下对地表水体构成污染的污染源主要为作业污水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，并铺垫防渗布，距离地表水体较近油井井场四周设置临时钢制围堰，作业过程中跑、冒、滴、漏产生的油水不会污染外环境。

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

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 退役期

退役期管线内介质均由压缩空气吹扫至后续集输管线进入集输系统处理，不会对周边地表水产生影响。退役期施工人员产生的生活污水排入施工现场附近场站内已建化粪池，定期拉运至污水提升站，经污水管网进入大庆市大通水处理有限责任公司处理。本项目退役期废水均得到合理有效的处理，不会对区域内地表水体产生不良影响。

5.2.4 地表水环境影响评价结论

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

② 井场防渗旱厕对地下水环境影响分析

施工场地的生活污水经临时防渗旱厕收集，生活污水量非常少且是短期行为，生活污水定期定期拉运至采油七厂厂区的污水提升站，经污水管网进入大庆市大通水处理有限责任公司处理，施工结束后临时防渗旱厕进行卫生处理，场地进行平整，正常情况下不会对地下水产生影响。

③泥浆循环罐、柴油罐区对地下水影响分析

本项目钻井时期在井场设置 1 个泥浆循环罐区、1 个柴油罐区，罐区属于重点防渗区，采用地面碾压平整并铺设 2mm 厚防渗布进行防渗，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ ，满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中重点防渗区“等效黏土防渗层 $\geq 6.0\text{m}$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ”的要求。由于泥浆循环罐、柴油罐为地上罐，即使发生泄漏也能够及时发现并处理，加之罐区场地已进行防渗处理，对地下水产生影响的可能性极小。

综上所述，项目正常情况下施工期水基钻井废水排入井场钢制泥浆槽中，与废钻井液、钻井岩屑、废射孔液一同拉运至大庆洁宇环保科技有限公司处理，处理后的压滤水由罐车拉运至葡二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层；管线试压废水由罐车拉运至葡二联含油污水处理站和葡三联含油污水处理站处理达标后回注油层；施工期施工人员产生的生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内，定期拉运至采油七厂厂区的污水提升站，经污水管网进入大庆市大通水处理有限责任公司处理，施工结束后临时防渗旱厕进行卫生处理，场地进行平整。因此，本项目施工期正常情况下不会对地下水产生影响。

（2）运行期

项目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葡一联含油污水处理站、葡二联含油污水处理站、葡三联含油污水处理站、台肇联含油污水处理站处理达标后回注油层。含油污泥、落地油全部回收，由罐车拉运至葡萄花含油污泥处理站减量化处理后，再委托北京新风航天装备有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）表 1 中的限值要求后，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。

（3）退役期

建设项目进入闭井期，油、水井退役后采用全段封井工艺进行封井处理，阻止各层段之间的井内窜流，达到保护含水层的目的，可有效阻隔油层中含油地下水与上部其他含水层之间的水力联系，井区内的潜水含水层和承压含水层均不再受石油开采的影响。

5.3.2 事故状况下地下水环境影响分析

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

（1）运营期间，可能因管道老化、腐蚀穿孔引起原油、含油污水泄漏，多发生在投产若干年后，一旦管道泄漏会有原油、含油污水溢出，对环境造成污染，但发生管线泄漏时因管道的压力变化较易发现，及时采取必要的处理措施后，使造成的污染可控制在局部地区，不会造成大面积的区域性污染。管道泄漏原油、含油污水首先进入土壤，经过土壤下渗到达潜水层，会对土壤、潜水产生影响；承压水含水层上有隔水层阻隔，管道泄漏一般不会对承压水造成影响。

（2）如果钻井时固井质量不高，密封不严，可使原油水由井下深层上升进入含水层而污染地下水。这些井孔不仅是下部原油上升污染地下水的通道，同时也可成为地表污水进入地下水层的通道，使污染物随地下径流扩散迁移，造成地下水的污染而长期无法补救和恢复。随着油田的开发时间的逐渐后移，运行了一段时间的油水井可能会发生套管破裂造成含油物质渗漏进而对地下水造成影响。

本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	集输管线腐蚀造成的含油物质渗漏	潜水	—	√
2	套管破损造成的原油泄漏	承压水	√	—
3	套管破损造成的回注水泄漏		√	—

情景一：输油管道泄漏

（1）预测源强

假设新建集油管道无缝钢管因破裂而导致泄漏，项目大同区域涉及新建管线产油量最多为葡 72-更 83 井场所在集油环，产油量最大为 8.1t/d，项目肇源区域涉及新建管线产油量最多的井场为永 172-更 58 井场所在集油环，产油量最大为 0.4t/d，根据大庆油田多年统计数据，泄漏源强以井场每天的产油量 10%计，管道设有压力监控，并已在转油站进行联网，一旦发生泄漏管道压力就会出现异常，工作人员可在 1h 内发现，并采取关闭机泵及阀门等措施进行控制，泄漏时间取 1h，即大同区域管线最大泄漏原油量 33.8kg；肇源区域管线最大泄漏原油量 1.7kg。选择石油类作为预测因子，预测第 100 天、1000 天、5000d 石油类在潜水中的运移情况。

（2）预测因子

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

（3）预测模型

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

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

式中：

x, y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；

C(x, y, t)—t 时刻点 x, y 处的示踪剂浓度，g/L；

M—含水层的厚度，m；

m_M —长度为 M 的线源瞬时注入的示踪剂质量，kg；

u—水流速度，m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；

D_L —纵向弥散系数， m^2/d ；

D_T —横向 y 方向的弥散系数， m^2/d 。

π —圆周率。

（4）参数选取

1) 大同区域

根据达西定律 $u = \text{渗透系数} \times \text{地下水水力坡度} / \text{有效孔隙度}$ ，潜水含水层渗透系数 $K = 5m/d$ ，水力坡度 $I = 0.0006$ ，有效孔隙度 n_e 为 0.3，有效评价区内潜水含水层地下水流速为 $0.01m/d$ 。潜水含水层有效影响厚度 1.5m。弥散系数：区域地下水纵向弥散系数 $0.2m^2/d$ ，横向弥散系数 $0.02m^2/d$ 。

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

2) 肇源区域

根据达西定律 $u = \text{渗透系数} \times \text{地下水水力坡度} / \text{有效孔隙度}$ ，潜水含水层渗透系数 $K = 5\text{m/d}$ ，水力坡度 $I = 0.0004$ ，有效孔隙度 n_e 为 0.3，有效评价区内潜水含水层地下水流速为 0.007m/d 。潜水含水层有效影响厚度 2.0m 。弥散系数：区域地下水纵向弥散系数 $0.2\text{m}^2/\text{d}$ ，横向弥散系数 $0.02\text{m}^2/\text{d}$ 。

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

（5）预测结果

集油管道泄漏 100d、1000d、5000d 对潜水的的影响预测结果见表 5.3-2 和表 5.3-3、图 5.3-1~图 5.3-6。

表 5.3-2 集油管道泄漏对地下水的影响预测结果表（大同区域）

污染物	预测时间	超标最远距离	超标面积	最远影响距离 (最大迁移距离)	影响面积
石油类	100 天	25m	589.09m ²	28m	719.78m ²
	1000 天	74m	4131.58m ²	84m	5392.94m ²
	5000 天	170m	14396.97m ²	194m	20741.80m ²

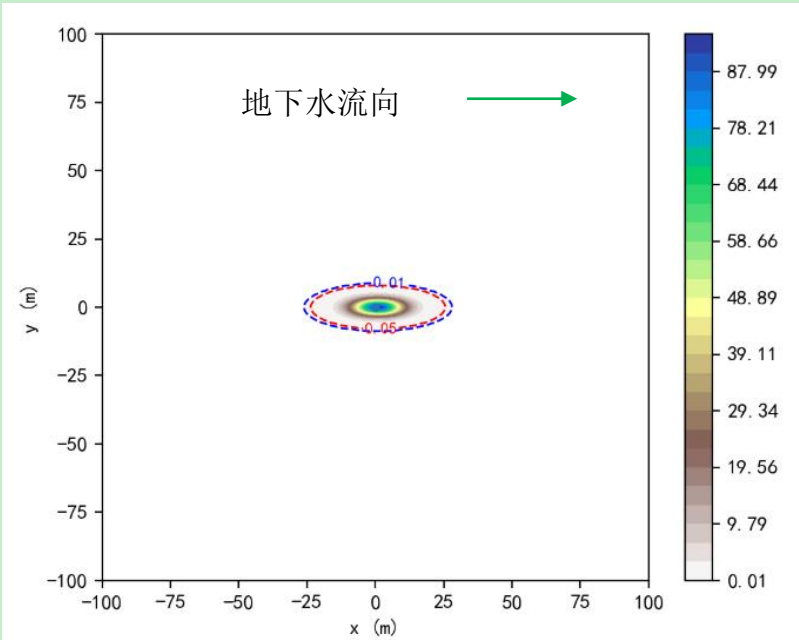


图 5.3-1 集油管道泄漏后 100 天污染物浓度分布图（污染源点：0，0）

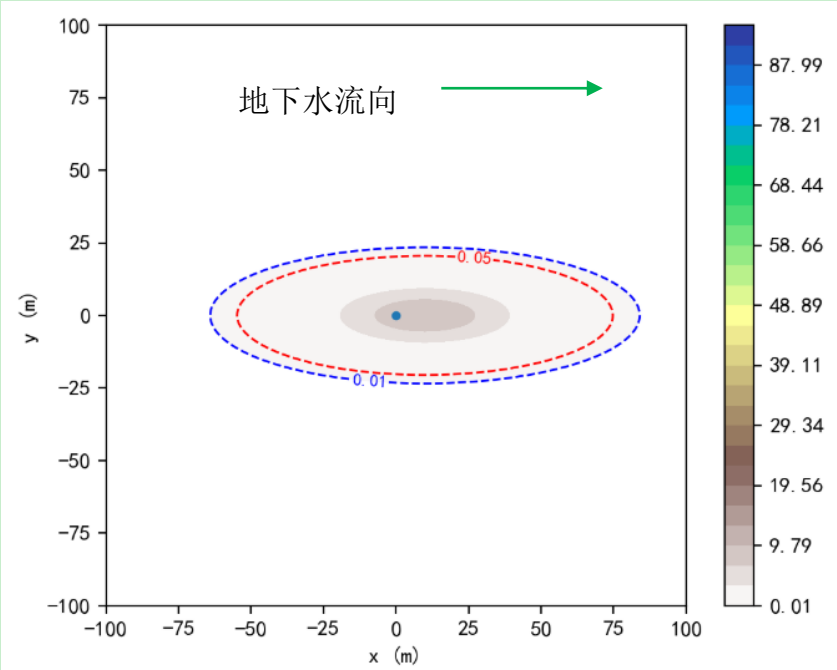


图 5.3-2 集油管道泄漏后 1000 天污染物浓度分布图（污染源点：0，0）

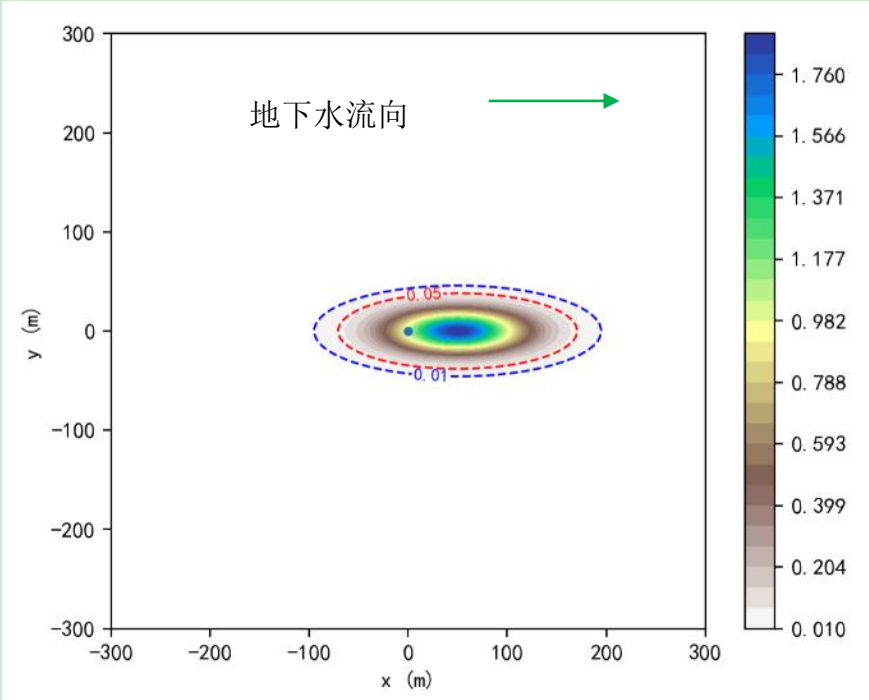


图 5.3-3 集油管道泄漏后 5000 天污染物浓度分布图（污染源点：0，0）

表 5.3-3 集油管道泄漏对地下水的影响预测结果表（肇源区域）

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	23m	522.76m ²	26m	646.52m ²
	1000 天	65m	3375.16m ²	75m	4624.64m ²
	5000 天	138m	10506.40m ²	165m	16898.40m ²

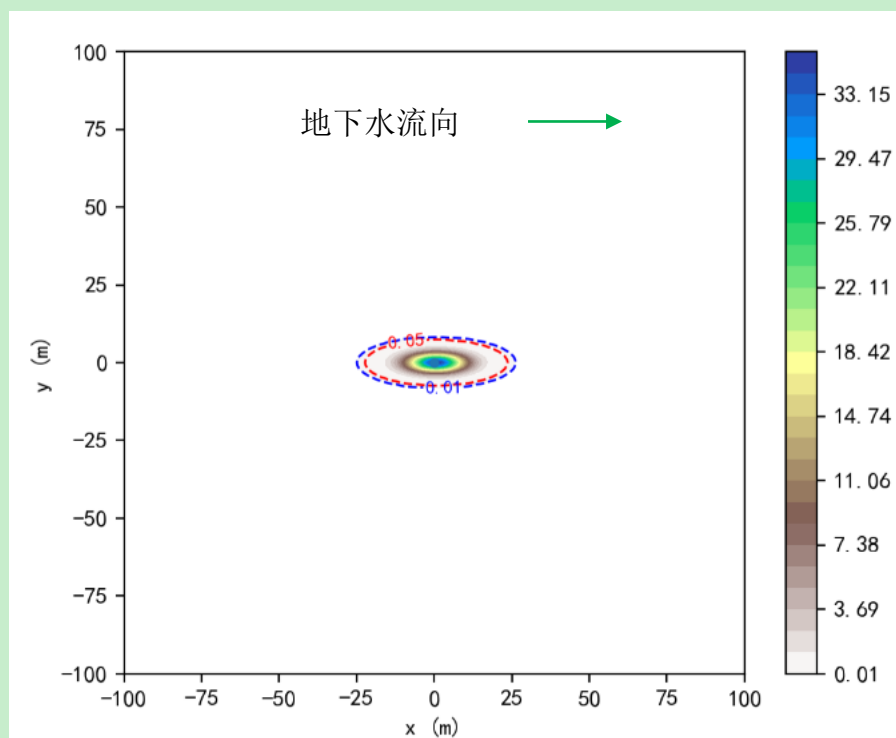


图 5.3-4 集油管道泄漏后 100 天污染物浓度分布图（污染源点：0，0）

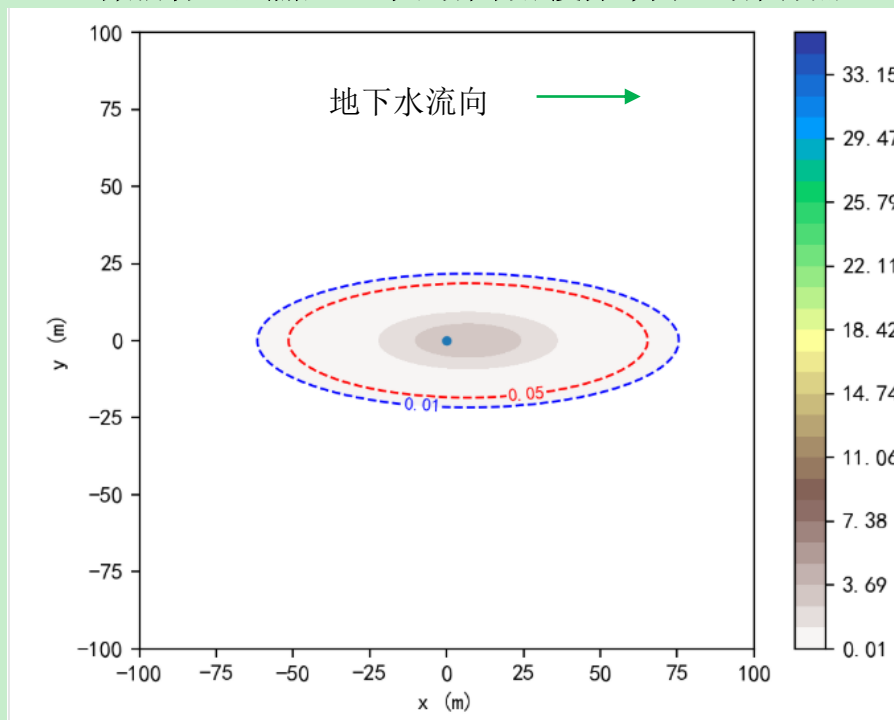


图 5.3-5 集油管道泄漏后 1000 天污染物浓度分布图（污染源点：0，0）

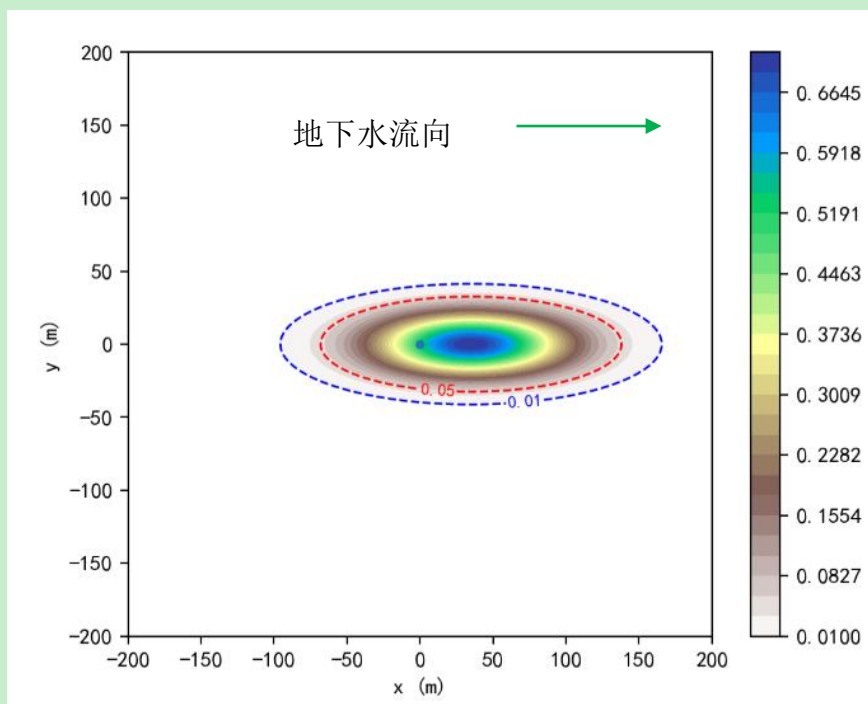


图 5.3-6 集油管道泄漏后 5000 天污染物浓度分布图（污染源点：0，0）

由预测结果可知，随着时间增加，污染范围有所增加，大同区域集油管道泄漏 100d 后，超标距离最远为 25m，影响距离最远为下游 28m；集油管道泄漏 1000d 后，超标距离最远为 74m，影响距离最远为下游 84m；集油管道泄漏 5000d 后，超标距离最远为 170m，影响距离最远为下游 194m。肇源区域集油管道泄漏 100d 后，超标距离最远为 23m，影响距离最远为下游 26m；集油管道泄漏 1000d 后，超标距离最远为 65m，影响距离最远为下游 75m；集油管道泄漏 5000d 后，超标距离最远为 138m，影响距离最远为下游 165m。本项目管线泄露，可能会对区域内潜水产生影响，为避免管线泄漏对潜水的影响，应采取措施避免管线泄漏，如采用防腐无缝钢管，运行期定期巡线检查等措施，巡线过程中若发现管线泄漏，应及时关闭截断阀，并在泄漏点周围修筑围堤，控制油水扩散范围，并对泄漏的管线进行更换，更换完成后及时清理被污染的土壤。采取以上措施后可有效预防管线泄露，事故状态下可有效阻止原油泄漏进入地下水，对地下水的影响较小。

情景二：油井套管破损泄漏

（1）预测源强

假设油井套管破损发生泄漏，本项目大同区域新建单口油井（葡 113-更 58）最大产油量为 3.2t/d，肇源区域新建单口油井（永 172-更 58）最大产油量为 0.3t/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，大同区

域泄漏的原油量为 320kg/d，肇源区域泄漏的原油量为 30kg/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

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

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

式中：

x, y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；

C (x, y, t) —t 时刻点 x, y 处的示踪剂浓度，g/L；

M—含水层的厚度，m；

mt—单位时间注入示踪剂的质量，kg/d；

u—水流速度，m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；

DL—纵向弥散系数，m²/d；

DT—横向 y 方向的弥散系数，m²/d。

π—圆周率。

K₀(β)—第二类零阶修正贝塞尔函数；

$W(u^2t/4D_L, \beta)$ —第一类越流系统井函数。

(4) 参数选取

1) 大同区域

根据达西定律 $u = \text{渗透系数} \times \text{地下水水力坡度} / \text{有效孔隙度}$ ，承压水含水层渗透系数 $K = 50\text{m/d}$ ，水力坡度 $I = 0.0003$ ，有效孔隙度 n_e 为 0.3，有效评价区内承压水含水层地下水流速为 0.05m/d 。承压水含水层有效影响厚度取 50m 。弥散系数：区域地下水纵向弥散系数 $0.2\text{m}^2/\text{d}$ ，横向弥散系数 $0.02\text{m}^2/\text{d}$ 。

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

2) 肇源区域

根据达西定律 $u = \text{渗透系数} \times \text{地下水水力坡度} / \text{有效孔隙度}$ ，承压水含水层渗透系数 $K = 25\text{m/d}$ ，水力坡度 $I = 0.0005$ ，有效孔隙度 n_e 为 0.3，有效评价区内承压水含水层地下水流速为 0.042m/d 。承压水含水层有效影响厚度取 35m 。弥散系数：区域地下水纵向弥散系数 $0.2\text{m}^2/\text{d}$ ，横向弥散系数 $0.02\text{m}^2/\text{d}$ 。

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

(4) 预测结果

套管破损泄漏 100d、1000d、5000d 对承压水的影响预测结果见表 5.3-4 和表 5.3-5、图 5.3-7~图 5.3-12。

表 5.3-4 油井套管泄漏对地下水的影响预测结果表（大同区域）

污染物	预测时间	超标最远距离	超标面积	最远影响距离（最大迁移距离）	影响面积
石油类	100 天	31m	690.70m ²	35m	822.26m ²
	1000 天	129m	7040.75m ²	137m	8201.94m ²
	5000 天	422m	41217.52m ²	439m	46963.03m ²

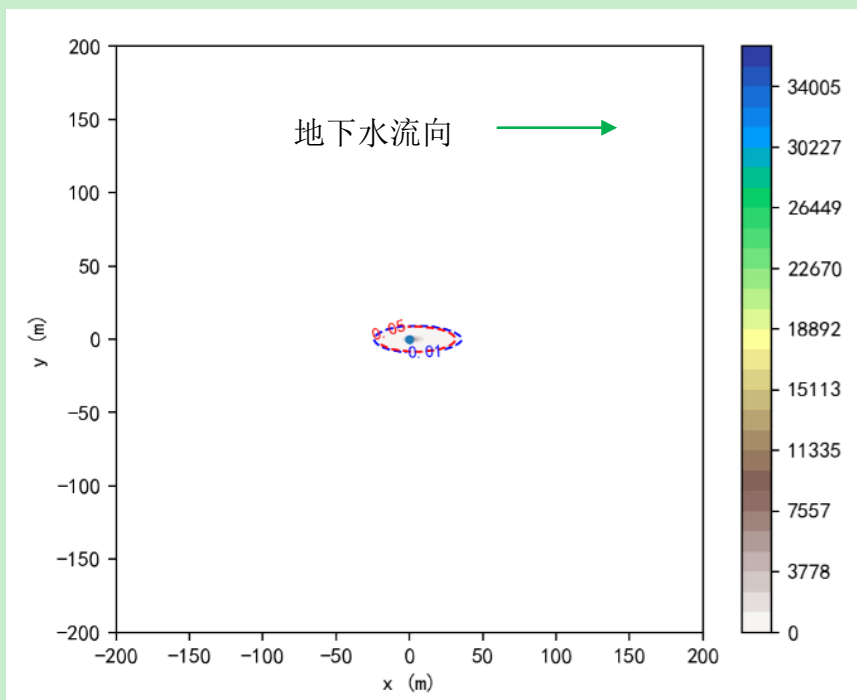


图 5.3-7 油井套管泄漏 100 天石油类污染扩散平面图（污染源点：0，0）

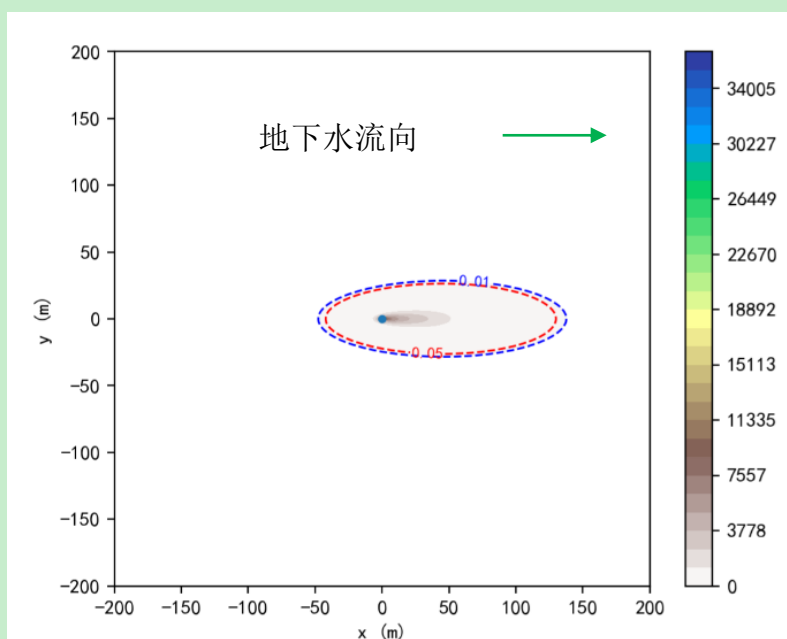


图 5.3-8 油井套管泄漏 1000 天石油类污染扩散平面图（污染源点：0，0）

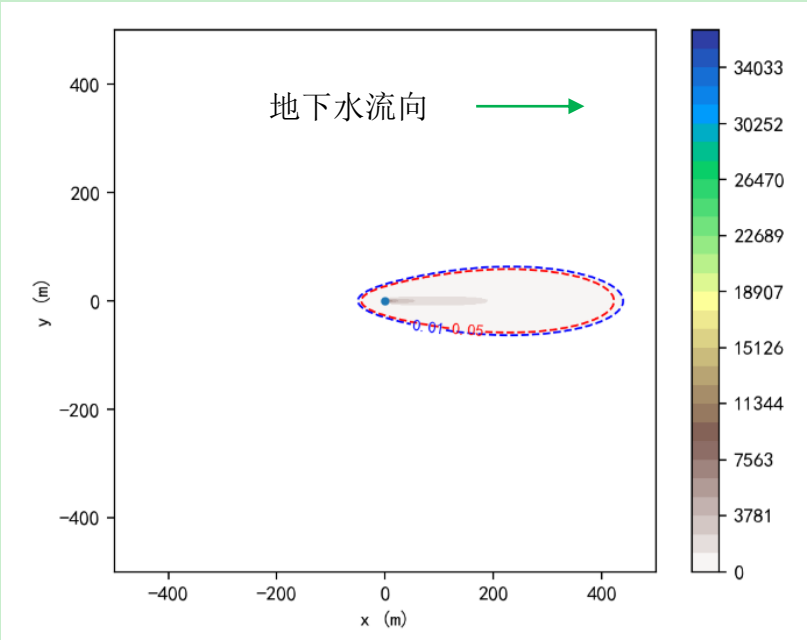


图 5.3-9 油井套管泄漏 5000 天石油类污染扩散平面图（污染源点：0，0）

表 5.3-5 油井套管泄漏对地下水的影响预测结果表（肇源区域）

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	27m	545.36m ²	29m	659.60m ²
	1000 天	112m	5555.90m ²	120m	6668.47m ²
	5000 天	361m	31918.15m ²	379m	37574.01m ²

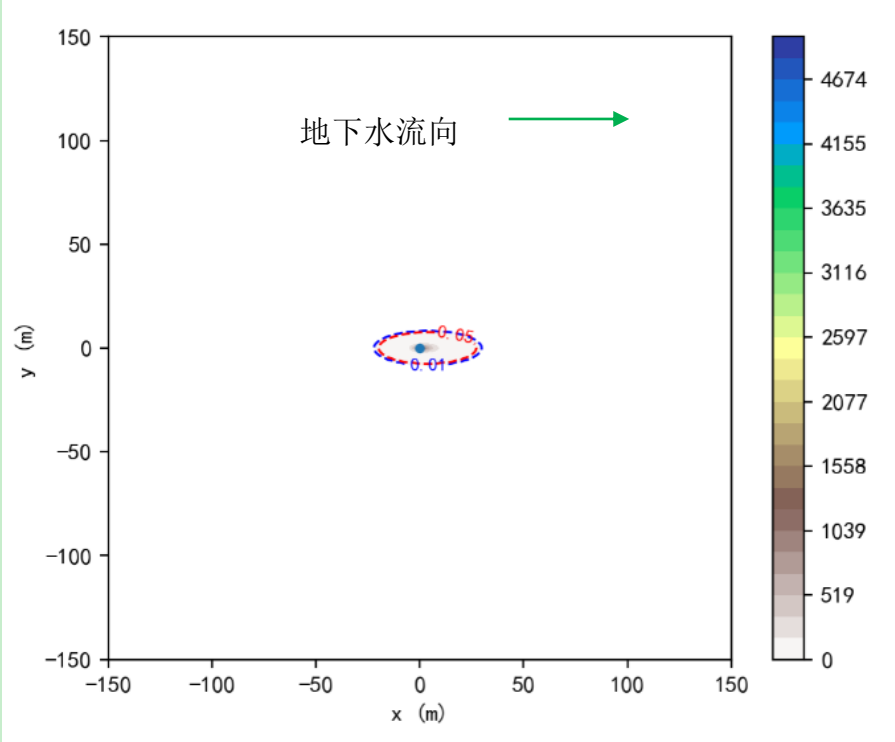


图 5.3-10 油井套管泄漏 100 天石油类污染扩散平面图（污染源点：0，0）

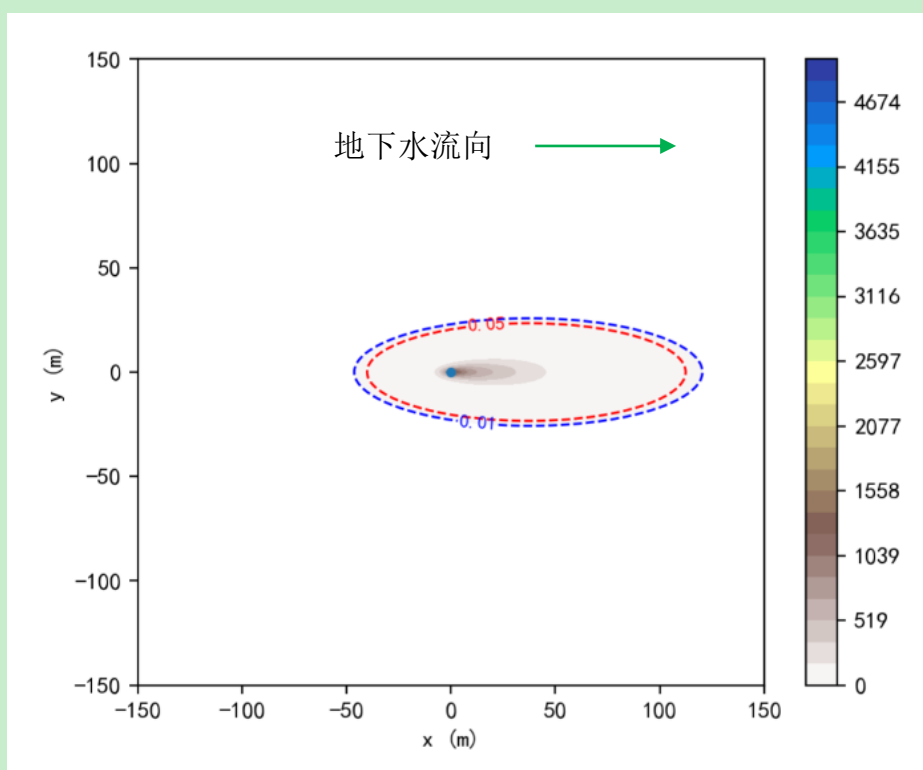


图 5.3-11 油井套管泄漏 1000 天石油类污染扩散平面图（污染源点：0，0）

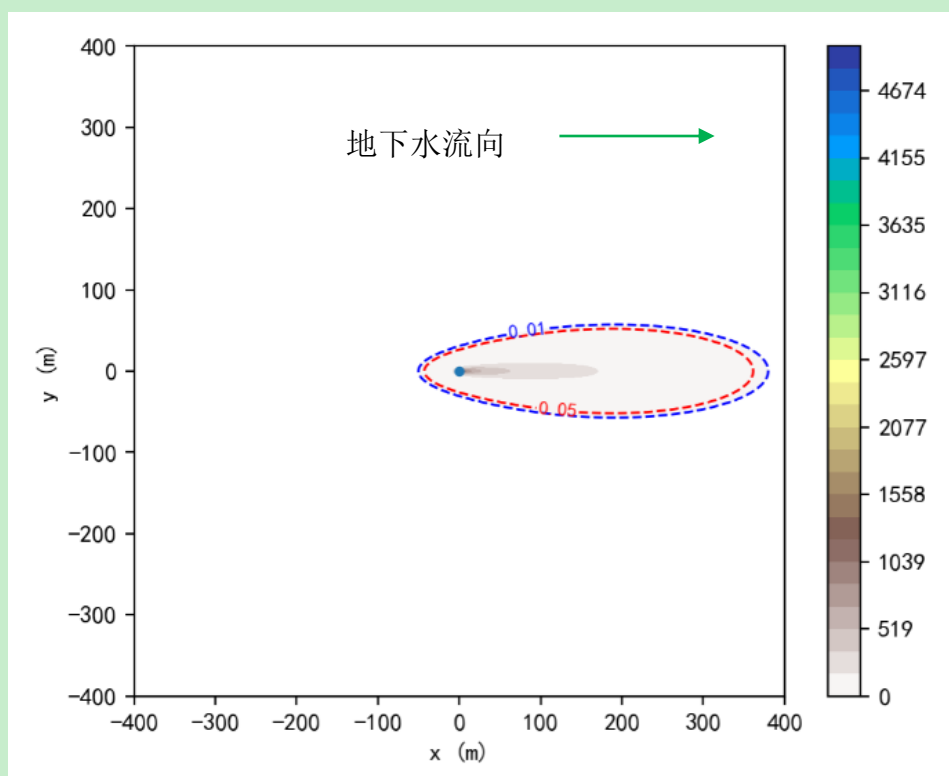


图 5.3-12 油井套管泄漏 5000 天石油类污染扩散平面图（污染源点：0，0）

由预测结果可知，随着时间增加，污染范围有所增加，大同区域油井套损并固井层破损泄漏 100d 后，超标距离为下游 31m，影响距离为下游 35m；套损泄漏 1000d 后，超标距离为下游 129m，影响距离为下游 137m；套损泄漏 5000d 后，超标距离为下游

422m，影响距离为下游 439m。肇源区域油井套损并固井层破损泄漏 100d 后，超标距离为下游 27m，影响距离为下游 29m；套损泄漏 1000d 后，超标距离为下游 112m，影响距离为下游 120m；套损泄漏 5000d 后，超标距离为下游 361m，影响距离为下游 379m。

经调查，本项目拟建油井下游 379m 范围内无饮用水井，距离本项目大同区域油井井场最近的饮用水源井为葡 72-更 81 西北侧 0.9km 的八井子乡饮用水井，该饮用水井位于本项目上游方向。距离本项目肇源区域油井井场最近的饮用水源井为永 172-更 58 西南侧 4.4km 的大龙供水头台分厂集中饮水井，该饮用水井位于本项目下游方向。两处水源井均不在事故状态下影响范围内，套管破损事故状态下对周边承压水井影响可接受。为避免油井套管泄漏对地下水的影响，拟基建油井在钻井阶段采油地下井管已使用双层套管，且项目应定期对油井套管情况进行检测，发现异常情况，应及时关闭截断阀，并对油水井进行修井作业，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。

5.3.3 回注水对地下水影响分析

5.3.3.1 正常工况下

本工程涉及注水井 30 口。

(1) 回注井井筒完整性

注水井井身结构均为直井、水平井，采用双层套管固井，其中表层套管下入深度为 100~134m，环空水泥返深至地面；生产套管下入深度为设计井深-3m，环空水泥返深至地面，阻流环深度设置在完钻井深 15m 以内，注水井井身结构示意图见图 5.5-9，注水井均通过水泥将套管与地层之间进行封闭，上有封隔器完全隔绝采出水回注过程中与非注水层和地下含水层的联系，阻止回注水对非注水层和地下含水层的污染，且水井表层套管下入到 100m 以下，不会对潜水产生影响；井底构筑水泥塞，阻止注水向下部地层的渗入；仅井体底部的钢质封闭管壁设置了射孔段作为回注水排出钢管之外的通道；地面部分，井口高出地面，还设置控制加压装置，防止了对地下潜水与地表水的污染。

因此，回注地层的采出水，在正常状况下，固井质量合格，不可能跨越抗压强度较高的钢管与水泥阻挡层而涌入非注水层，可认为不会对地下水水质产生影响。

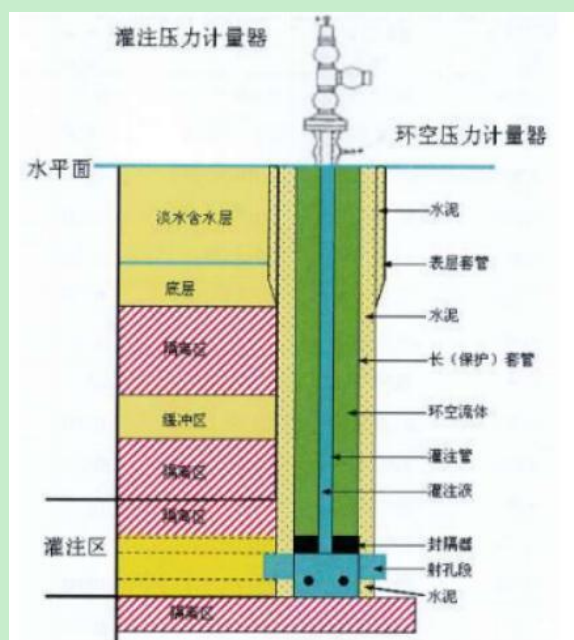


图 5.3-13 注水井井身结构示意图

注水井油管选用超高强度抗变形防粘扣防腐油管，葡萄花油层平均顶深为 1165m，注水井油管选用超高强度抗变形防粘扣防腐油管，能够承受本项目设计回注压力，同时企业定期对回注井进行防腐、防漏、防堵检测，确保注水井井筒完整性。

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

本项目注水压力为 16MPa，设计回注井规格能够承受本项目设计回注压力，同时企业定期对回注井进行防腐、防漏、防堵检测，确保注水井井筒完整性。

(2) 回注层可注性

本项目回注水质为葡一联含油污水处理站和葡二联含油污水处理站出水，出水指标为“10、5、2”，葡三联含油污水处理站和台肇联含油污水处理站出水指标为“8、3、2”，葡北地区油层空气渗透率 $260 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ （台肇地区油层空气渗透率 $36.81 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ），满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022），空气渗透率在 $0.05-0.5 \mu\text{m}^2$ ，注入水质应满足“含油量 $\leq 15\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 20\text{mg/L}$ ”要求（空气渗透率在 $0.01-0.05 \mu\text{m}^2$ ，注入水质应满足“含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 15\text{mg/L}$ ”要求），不会形成二次沉淀堵塞地层，能满足油田生产期内的回注要求。

(3) 回注层封闭性

本项目注水井回注水层为葡萄花油层，葡萄花油层岩性以岩屑质长石粉细砂岩为主，砂岩厚度 23.4m，碎屑成分石英含量一般在 20%~30%之间，平均 25.9%；长石平均含量为 35.9%，主要为正长石，少量斜长石，长石溶蚀明显，储集空间类型以粒内溶缝、溶

孔为主，但常被方解石或粘土矿物充填，不会串层。

根据油藏工程方案中，回注层位所在区域地层构造发育情况，回注井回注面积 30.4km²，回注量影响范围内无断层、无地表露头或出露点，回注不会对潜水含水层、具有地下水开发利用价值的含水层造成影响。

本项目平均注水深度约 1055m~1550mm，项目所在区域潜水层、承压水层埋深在 2.5m-4.5m 和 40m-50m 和 100m-120m 之间，正常运行情况下回注水不会对区域潜水含水层及具有地下水开发利用价值的含水层（第三系上统泰康组孔隙裂隙承压水含水层）造成影响。

5.3.3.2 事故状态下

（1）情景设定

回注井在含水层中发生泄漏时，假设回注水从套管腐蚀的管孔隙中流出，因此将泄漏点作为点状污染源，如果泄漏量较大，渗漏发生后注水压力会明显改变，工作人员能及时发现从而采取相应措施，影响相对较小。因此本次评价假设少量持续泄漏，将泄漏点概化为平面连续点源，在预测评价过程中考虑最不利的工程状况，如此一来，渗漏发生后的影响也较大，以便于对危害做出最大化的评估预测。

（2）预测因子

套管破损导致回注水泄漏，污染物主要为石油类，本次评价选取石油类作为预测特征因子。

（3）预测源强

本项目注水井套管破损发生泄漏时，主要影响区域为承压水层位，本项目选取具有地下水开发利用价值的含水层进行预测，即第三系上统泰康组孔隙裂隙承压水含水层。本工程大同区域单口注水井（葡 84-更 62）最大注水量为 75m³/d，肇源区域单口注水井（永 172-更 67）最大注水量为 35m³/d，套管破损发生泄漏，根据大庆油田多年统计数据，泄漏源强以单井每天的注水量 10%计即 7.5m³/d（大同区域）、3.5m³/d（肇源区域），回注水中石油类含量为 8mg/L（大同区域）、10mg/L（肇源区域），故其泄漏的石油类污染物质最大约为 60g/d（大同区域）、35g/d（肇源区域）。由于套管破损不易被发现，只能在井下作业时对套管检测等措施进行控制，所以按持续泄漏预测。选择石油类作为预测因子，预测第 100 天、1000 天、5000 天石油类在地下水中的运移情况。

（4）预测模型

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

剂—平面连续点源进行预测。具体如下：

连续注入示踪剂——平面连续点源

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

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

式中：

x, y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；

C (x, y, t) —t 时刻点 x, y 处的示踪剂浓度，g/L；

M—含水层的厚度，m；

mt—单位时间注入示踪剂的质量，kg/d；

u—水流速度，m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；

DL—纵向弥散系数，m²/d；

DT—横向 y 方向的弥散系数，m²/d。

π—圆周率。

K₀(β) —第二类零阶修正贝塞尔函数；

W(u²t/4D_L, β) —第一类越流系统井函数。

(5) 参数选取

1) 大同区域

根据达西定律 $u = \text{渗透系数} \times \text{地下水水力坡度} / \text{有效孔隙度}$ ，承压水含水层渗透系数 $K = 50 \text{m/d}$ ，水力坡度 $I = 0.0003$ ，有效孔隙度 n_e 为 0.3，有效评价区内承压水含水层地下水流速为 0.05m/d 。承压水含水层有效影响厚度取 50m 。弥散系数：区域地下水纵向弥散系数 $0.2 \text{m}^2/\text{d}$ ，横向弥散系数 $0.02 \text{m}^2/\text{d}$ 。

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

2) 肇源区域

根据达西定律 $u = \text{渗透系数} \times \text{地下水水力坡度} / \text{有效孔隙度}$ ，承压水含水层渗透系数

K=25m/d，水力坡度 I=0.0005，有效孔隙度 n_e 为 0.3，有效评价区内承压水含水层地下水流速为 0.042m/d。承压水含水层有效影响厚度取 35m。弥散系数：区域地下水纵向弥散系数 0.2m²/d，横向弥散系数 0.02m²/d。

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

（6）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 5.3-6 和表 5.3-7、图 5.3-14~图 5.3-19。

表 5.3-6 注水井套管泄漏对地下水的影响预测结果表（大同区域）

污染物	预测时间	超标距离	超标面积	最远影响距离	影响面积
石油类	100 天	20m	253.31m ²	23m	355.63m ²
	1000 天	93m	2778.45m ²	104m	3808.57m ²
	5000 天	336m	7524.75m ²	363m	9294.93m ²

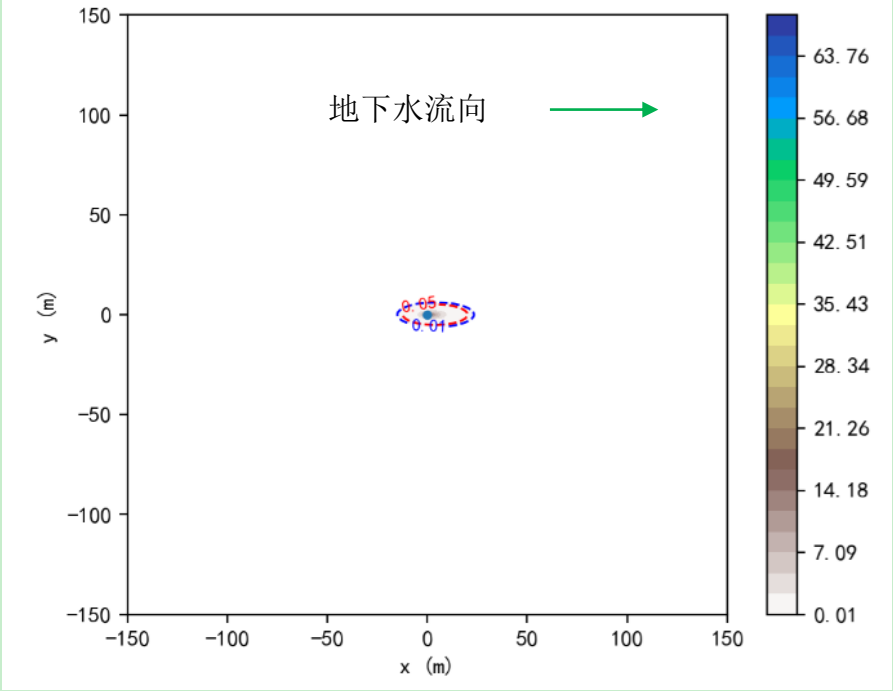


图 5.3-14 注水井套管泄漏 100 天石油类污染扩散平面图（污染源点：0，0）

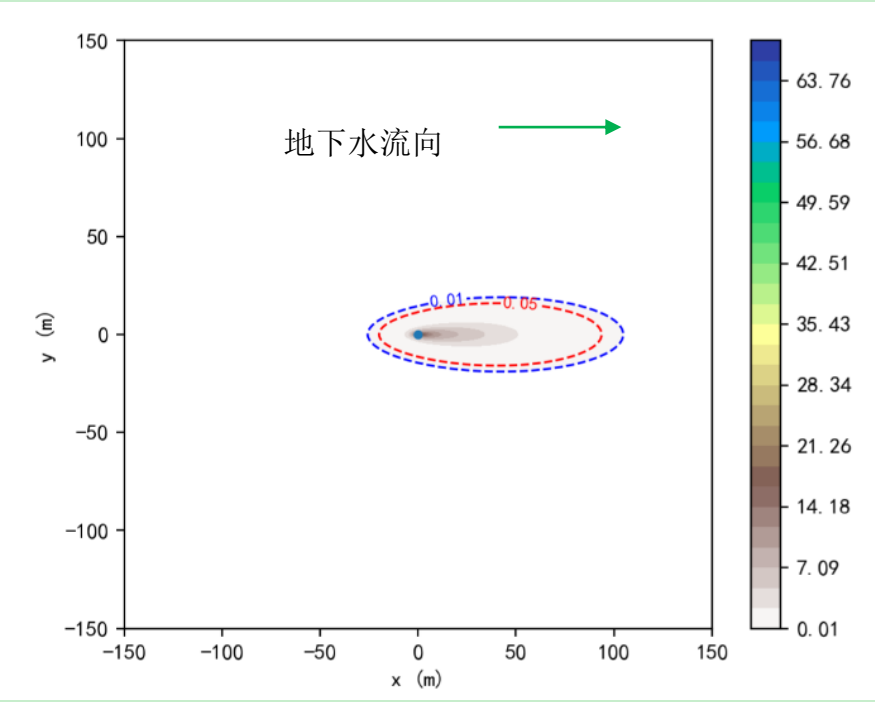


图 5.3-15 注水井套管泄漏 1000 天石油类污染扩散平面图（污染源点：0，0）

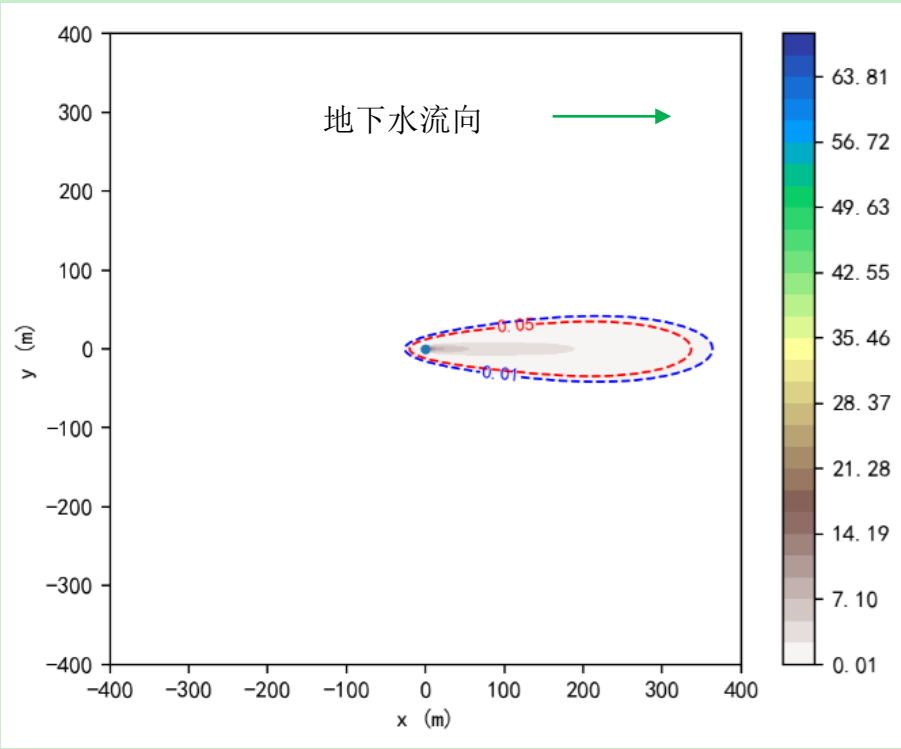


图 5.3-16 注水井套管泄漏 5000 天石油类污染扩散平面图（污染源点：0，0）

表 5.3-7 注水井套管泄漏对地下水的影响预测结果表（肇源区域）

污染物	预测时间	超标距离	超标面积	最远影响距离	影响面积
石油类	100 天	19m	243.11m ²	22m	325.46m ²

	1000 天	85m	2540.93m ²	96m	3611.41m ²
	5000 天	296m	16408.95m ²	323m	22058.82m ²

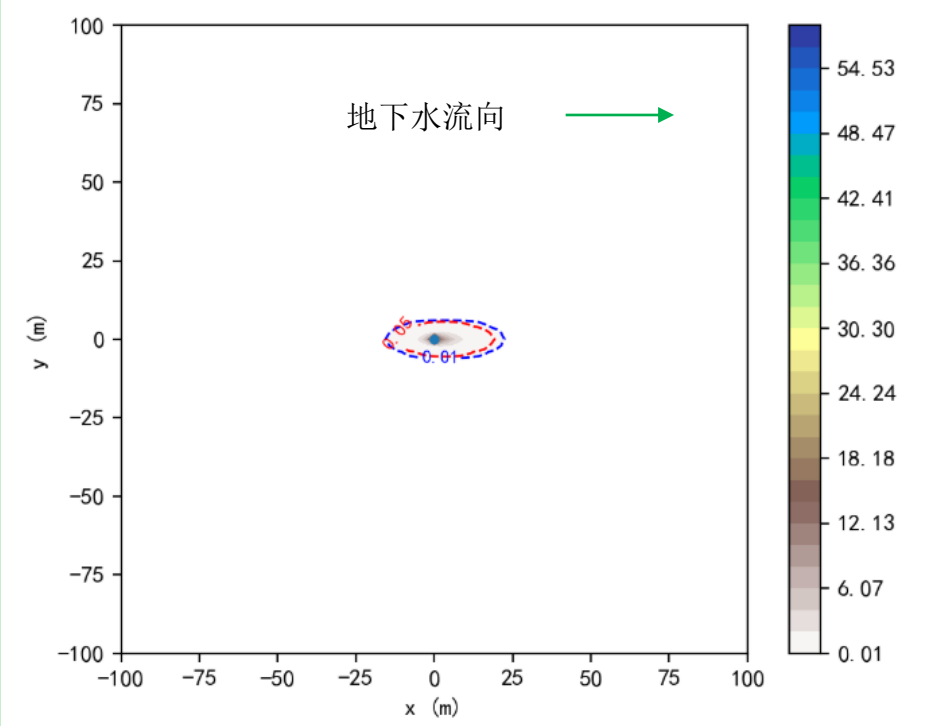


图 5.3-17 注水井套管泄漏 100 天石油类污染扩散平面图（污染源点：0，0）

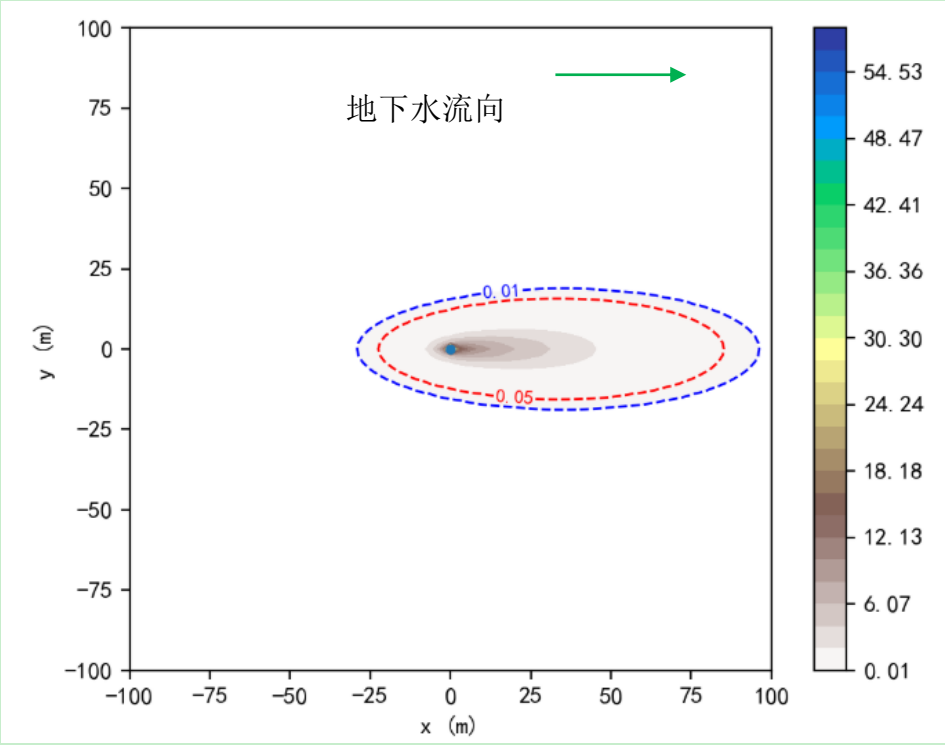


图 5.3-18 注水井套管泄漏 1000 天石油类污染扩散平面图（污染源点：0，0）

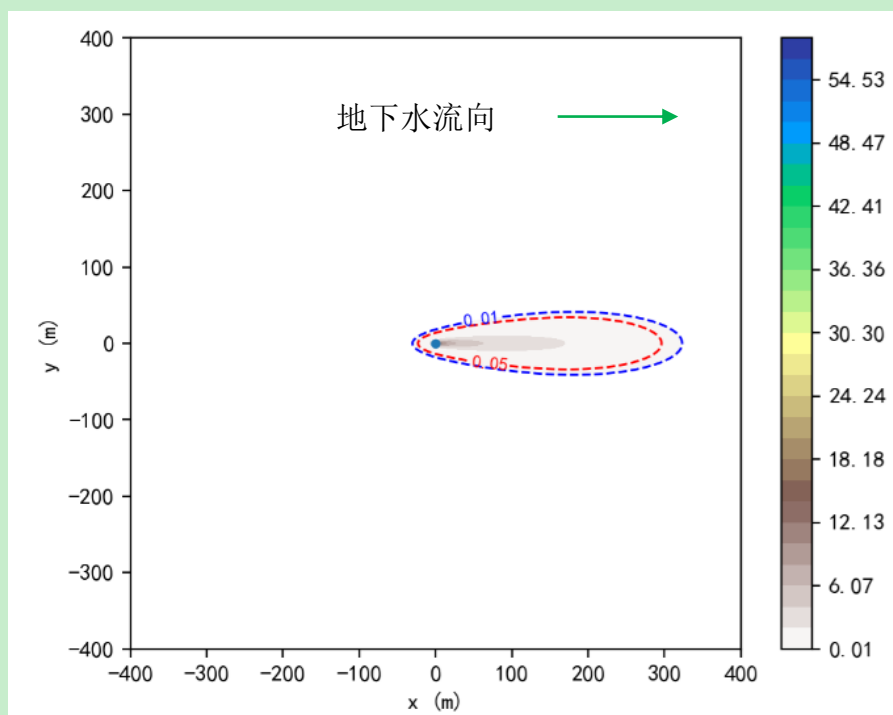


图 5.3-19 注水井套管泄漏 5000 天石油类污染扩散平面图（污染源点：0，0）

由预测结果可知,随着时间增加,污染范围有所增加,大同区域注水井套损泄漏 100d 后,超标距离为下游 20m,影响距离为下游 23m,预测范围内超标面积为 253.31m²;注水井套损泄漏 1000d 后,超标距离为下游 93m,影响距离为下游 104m,预测范围内超标面积为 2778.45m²;注水井套损泄漏 5000d 后,超标距离为下游 336m,影响距离为下游 363m,预测范围内超标面积为 7524.75m²。肇源区域注水井套损泄漏 100d 后,超标距离为下游 19m,影响距离为下游 22m,预测范围内超标面积为 243.11m²;注水井套损泄漏 1000d 后,超标距离为下游 85m,影响距离为下游 96m,预测范围内超标面积为 2540.93m²;注水井套损泄漏 5000d 后,超标距离为下游 296m,影响距离为下游 323m,预测范围内超标面积为 16408.95m²。距离本项目大同区域注水井最近的饮用水源井为葡 72-更 82 西北侧 0.95km 的八井子乡饮用水井,位于该注水井上游方向。距离本项目肇源区域油井井场最近的饮用水源井为台 84-更斜 118 东北侧 1.3km 的大龙供水头台分厂集中饮用水井,位于该注水井上游方向,两处水源井均不在事故状态下影响范围内。

本工程基建注水井 30 口,设计单干管多井配水注水压力为 16MPa,分散注水压力压力为 25MPa,注水井水质为深度处理污水,回注水水质满足《大庆油田地面工程建设设计规定》(Q/SYDQ0639-2015)要求,同时满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)中限值要求。根据钻井工程设计,本工程采用双层套管结构,表层套管 273.1mm,材质为 H40 钢级,壁厚为 7.92mm;生产套管尺寸 139.7mm,材质 J55 和 N80 钢级,壁厚均为 7.72mm。从井身结构分析回注井能够承受设计回注压

力，并且井筒材质能够满足防腐要求。

固井施工时严格按照固井施工设计执行，根据表层套管和生产套管固井工艺要求，固井使用 A 级水泥加早强剂，水泥浆密度控制在 $1.88\text{g/cm}^3 \sim 1.92\text{g/cm}^3$ ，平均密度宜控制在 1.90g/cm^3 ；水泥返至地面，下生产套管前更换与套管外径匹配的 $\Phi 139.7\text{mm}$ 闸板或使用 $\Phi 127.0\text{mm} \sim \Phi 139.7\text{mm}$ 变径闸板，下套管、注水泥过程中，及时发现井漏、井涌等异常情况，并且固井作业全过程应保持井内压力平衡，防止因井漏、注水泥候凝失重造成井内压力失衡而导致井喷。固井质量要求合格率 100%，优质率 $\geq 80\%$ 。

根据本工程回注层和隔离层特征分析，该区块有一定的剩余油潜力，因此回注层有足够的储集空间，能满足本项目运行期回注要求。根据油藏工程方案中，回注层位所在区域地层构造发育情况，本项目回注层回注面积为 30.4km^2 。根据水文地质资料，回注影响范围内，无断层、无地表露头或出露点，回注不会对潜水含水层、具有地下水开发利用价值的含水层造成影响。

5.3.3 地下水环境影响评价结论

项目正常工况下不会对地下水环境产生影响。事故状况下，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

项目施工期噪声主要来源于钻井工程及地面工程时期施工机械噪声和运输车辆噪声。

（1）钻井工程

钻井井场占地 10000m^2 ，长 100m，宽 100m，结合《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）中推荐的室外声源模式：户外声传播衰减包括几何发散（ A_{div} ）、大气吸收（ A_{atm} ）、地面效应（ A_{gr} ）、障碍物屏蔽（ A_{bar} ）、其他多方面效应（ A_{misc} ）引起的衰减。

在环境影响评价中，应根据声源声功率级或参考位置处的声压级、户外声传播衰减，计算预测点的声级，户外噪声计算公式为：

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

式中：

$L_p(r)$ —预测点处声压级，dB；

L_w —由点声源产生的声功率级（A 计权或倍频带），dB；

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

A_{div} —几何发散引起的衰减，dB；

A_{atm} —大气吸收引起的衰减，dB；

A_{gr} —地面效应引起的衰减，dB；

A_{bar} —障碍物屏蔽引起的衰减，dB；

钻井时期噪声源强调查清单（室外声源）见表 5.4-1，钻井工程噪声贡献值预测图见图 5.4-1。

表 5.4-1 钻井时期噪声源强调查清单

序号	声源名称	空间相对位置/m			声源源强 / dB(A)	声源控制措施	运行时段
		X	Y	Z			
1	柴油发电机	40	65	1	95	基础减震、建筑隔声、选用低噪声设备	连续、稳定、昼夜运行
2	钻机	50	50	1	95	泵类安装减震基础、选用低噪声设备	
3	泥浆泵	70	35	1	85		
4	钻井泵	60	35	1	85		
5	振动筛	50	35	1	95		
6	搅拌机	40	35	1	90		

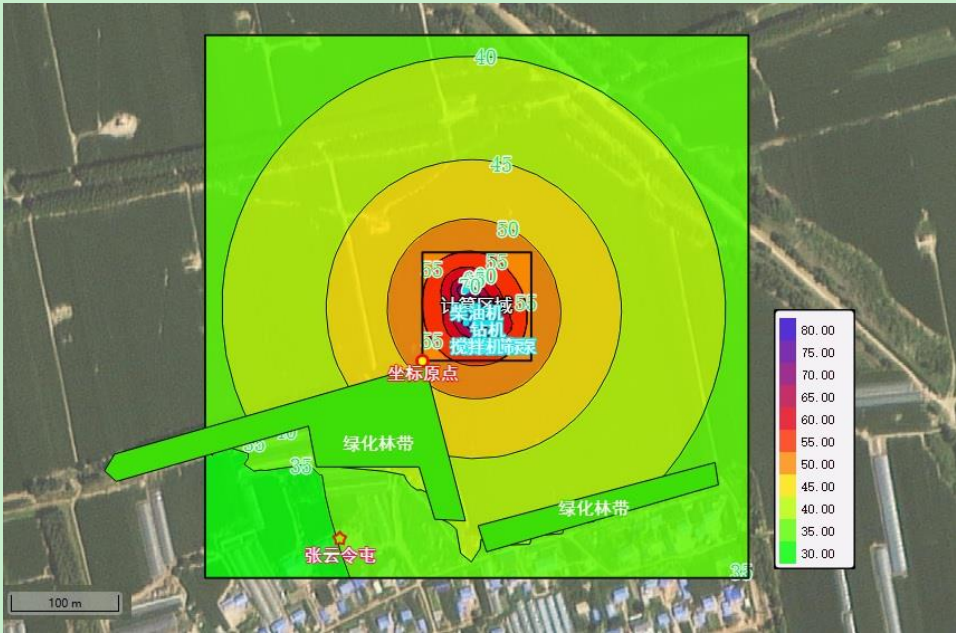


图 5.4-1 钻井工程噪声贡献值预测图

距离本项目钻井井场最近的村屯保护目标为葡 69-更 84 井场南侧 120m 的张云令屯，钻井施工期声环境保护目标噪声预测结果与达标情况见表 5.4-2。钻井井场噪声对保护目标叠加现状浓度预测图见图 5.4-2。

表 5.4-2 钻井施工声环境保护目标噪声预测结果与达标分析表 单位：dB(A)

声环境 保护目 标名 称	噪声背景 值		噪声现状 值		噪声标准		噪声贡献值		噪声预测值		较现状增 量		超标和 达标情 况	
	昼 间	夜 间	昼 间	夜 间	昼 间	夜 间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼 间	夜 间	昼 间	夜 间
张云 令屯	47.3	43.5	47.3	43.5	55	45	35.18	32.12	47.56	43.81	0.26	0.31	达 标	达 标

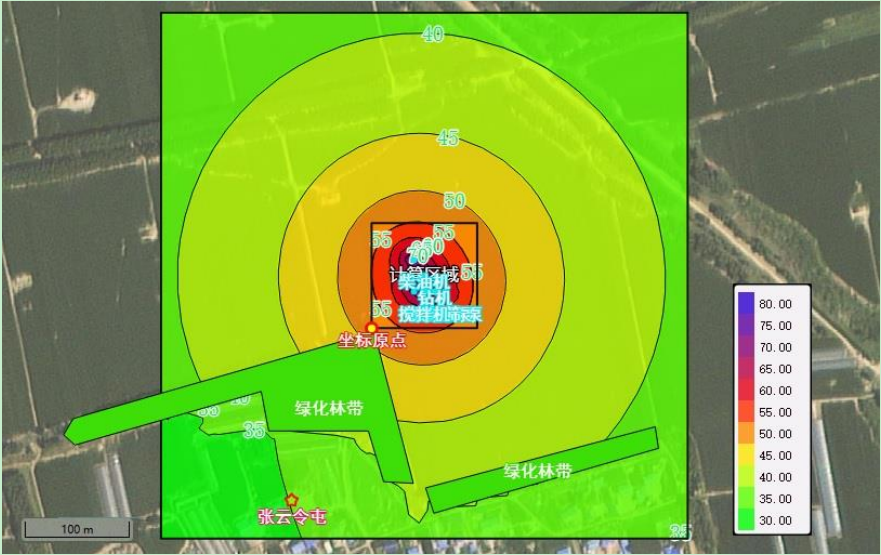


图 5.4-1 钻井施工期井场噪声保护目标处预测图

根据上述预测结果，钻井施工对张云令屯声环境质量影响较小。为了更好的保护区
域声环境，本项目钻井施工期采取以下措施：

- ①钻机等发声设备尽可能选用低噪声设备；
- ②对噪声值较高的设备，根据其产生噪声的特性，采用相应的减振、隔声等降噪措施，如柴油发电机安装在发电机房内；
- ③注意对设备的维护保养，保证设备保持在最佳运营状态，降低噪声源强度。

在采取了上述降噪措施后，钻井工程井场场界噪声可以满足《建筑施工场界环境噪声放标准》（GB12523-2011），本项目对附近村屯噪声影响较小，钻井工程噪声对区域环境影响可接受，并且这种影响在施工期结束时即消失。

（2）地面工程施工

本工程地面施工期主要噪声源包括挖掘机、推土机、压路机、电焊机、运输车辆等

设备噪声及运输车辆的交通噪声。将各种施工机械等近似为点声源，采用最大噪声值，仅考虑距离衰减进行计算，可得到施工期各种机械等在不同距离处的噪声贡献值，采用无指向性点声源几何发散衰减的基本公式。

无指向性点声源几何发散衰减的基本公式：

$$L_P(r) = L_P(r_0) - 20 \lg(r/r_0)$$

式中： $L_P(r)$ ——预测点处声压级，dB；

$L_P(r_0)$ ——参考位置 r_0 处的声压级，dB；

r ——预测点距声源的距离；

r_0 ——参考位置距声源的距离。

施工机械噪声衰减结果见表 5.4-3。

表 5.4-3 施工期施工机械噪声统计表 单位：dB(A)

机械名称	离施工点距离不同处的噪声值					
	10m	20m	50 m	100 m	200 m	300 m
挖掘机	76	66.5	56.9	50.4	44.2	40.6
推土机	74	64.5	55	48.4	42.2	38.6
压路机	76	66.5	56.9	50.4	44.2	40.6
吊管机	67	57.5	48	41.4	35.2	31.6
定向钻钻机	67	57.5	48	41.4	35.2	31.6
电焊机	44	34.5	25	18.4	12	8.6
运输车辆	76	66.5	56.9	50.4	44.2	40.6

本项目地面工程道路施工、管线工程等仅在昼间进行施工，夜间不施工，管线和道路施工场地最近保护目标为葡 10-6-更 572 井新建管线西 170m 双庆屯，施工机械噪声经过距离衰减后对村屯声环境贡献值不大，地面工程施工期拟采取以下措施：

①降低设备噪声。选用低噪声设备，注意对设备的维护和保养，合理操作，保证施工机械保持在最佳状态，降低噪声源强度。

②合理安排施工进度，减少施工时间，不在夜间施工，调整同时作业的施工机械数量，降低对周围环境的影响。

③合理布置施工现场，尽量将高噪声机械布置远离环境敏感点一侧，同时，避免在同一地点安排较多的动力机械。

④施工期运输车辆的运行路线应远离周围的村屯，合理选择路线进行绕行、避让措施，临近村屯应减少汽车鸣笛的次数，减速慢行，减少车辆噪声对居民区的不利影响。

在采取了上述措施后，地面工程井场和管线施工场界噪声可以满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)标准要求。施工噪声对周围环境的影响较小，且施

工期噪声对环境的影响是暂时性的，随着施工结束，其影响也随之消失。

5.4.2 运行期

(1) 声源源强

本项目运行期正常工况下主要噪声源为采油井场。噪声源强主要为井场抽油机，为机械噪声。主要声源强度见表 5.4-4。

表 5.4-4 本项目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) 环境数据

通过资料收集，影响声波传播的各类参数见表 5.4-5。

表 5.4-5 影响声波传播的各类参数统计

序号	参数	取值
1	年平均风速和主导风向	3.7m/s，西北风
2	项目区域年平均气温	3.3℃
3	年平均相对湿度	63%
4	大气压强	101325Pa
5	声源和预测点间的地形、高差	平原，1.2m
6	声源和预测点间障碍物（如建筑物、围墙等）的几何参数	无
7	声源和预测点间树林、灌木等的分布情况以及地面覆盖情况	耕地

(3) 影响分析

油田运行期所产生的噪声污染贯穿油田生产的全过程，具有点多、分散的特点，其影响程度视油田生产中的设备发声强度和周围环境的功能要求而定。本项目主要噪声源为油井井场。距离本项目油井最近的敏感点为葡 69-更 84 井南侧 120m 的张云令屯。

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

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

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

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

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

式中：

$L_p(r)$ ——预测点处声压级，dB；

L_w ——由点声源产生的声功率级（A 计权或倍频带），dB；

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

A_{div} ——几何发散引起的衰减，dB；

A_{atm} ——大气吸收引起的衰减，dB；

A_{gr} ——地面效应引起的衰减，dB；

A_{bar} ——障碍物屏蔽引起的衰减，dB；

A_{misc} ——其他多方面效应引起的衰减，dB

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

r 、 r_0 ——声源至预测点和测量点的距离。

井场厂界噪声贡献值预测结果见表 5.4-6，声环境保护目标噪声预测结果与达标分析表见表 5.4-7，运营井场噪声预测图见图 5.4-2。

表 5.4-6 运营期井场厂界噪声贡献值预测结果 单位：dB(A)

预测位置	昼间噪声				夜间噪声			
	东厂界	南厂界	西厂界	北厂界	东厂界	南厂界	西厂界	北厂界
葡 69-更 84 井	50.66	41.76	45.36	48.13	50.66	41.76	45.36	48.13

表 5.4-7 声环境保护目标噪声预测结果与达标分析表 单位：dB(A)

声环 境保 护目 标名 称	噪声背景 值		噪声现状 值		噪声标准		噪声贡献值		噪声预测值		较现状增 量		超标和 达标情 况	
	昼 间	夜 间	昼 间	夜 间	昼 间	夜 间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼 间	夜 间	昼 间	夜 间
张云 令屯	47.3	43.5	47.3	43.5	55	45	15.4	15.4	47.3	43.5	0	0	达 标	达 标

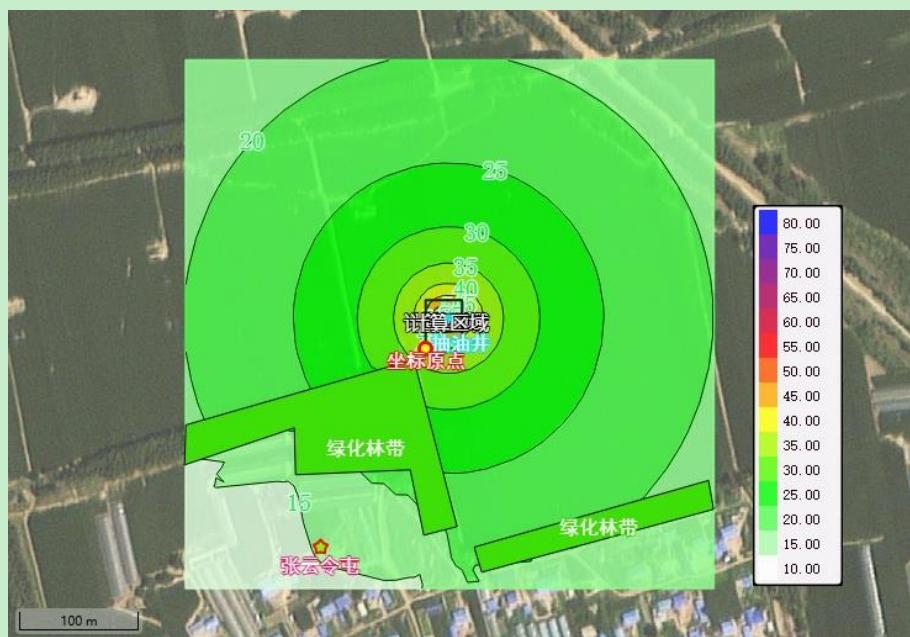


图 5.4-2 葡 69-更 84 井场噪声预测结果

根据项目特点，采油平台井场边界无围墙，由预测结果可知，葡 69-更 84 井厂界处的噪声贡献值不能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准的要求，采油井场边界处噪声超标的原因是由于项目特点抽油机产生噪声只能露天排放，且采油平台面积较小，因此边界处无法达标排放。根据预测结果，随着距离增加噪声贡献值逐渐衰减，在距离葡 69-更 84 井场厂界 10m 处能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准的要求。

根据《中华人民共和国噪声污染防治法》（2022 年 6 月 5 日施行），噪声污染是指超过噪声排放标准或者未依法采取防控措施产生噪声，并干扰他人正常生活、工作和学习的现象。由预测结果可知，井场噪声对声环境敏感点张云令屯较现状无明显增加，本项目建设完成后张云令屯环境噪声可以满足《声环境质量标准》1 类标准要求，项目运行对周边声环境影响较小，不会发生噪声扰民问题。

5.4.3 退役期

本项目退役期在拆除地面设备、封井时施工机械及运输车辆会产生噪声。退役期施工机械噪声衰减结果见表 5.4-8。

表 5.4-8 退役期施工机械噪声统计表 单位：dB(A)

机械名称	离施工点距离不同处的噪声值					
	10m	20m	50 m	100 m	200 m	300 m
挖掘机	76	66.5	56.9	50.4	44.2	40.6
推土机	74	64.5	55	48.4	42.2	38.6
吊装机	67	57.5	48	41.4	35.2	31.6

运输车辆	76	66.5	56.9	50.4	44.2	40.6

本项目退役期仅在昼间施工，由上表可以看出，主要施工机械在 20m 以外均能够满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）中昼间限值不超过 70dB（A）的要求。根据现场调查，距离本项目施工场地最近敏感目标为葡 69-更 84 井南侧 120m 的张云令屯，项目退役期产生噪声对其影响较小，且噪声对环境的影响是暂时性的，随着施工结束，其影响也随之消失。

5.5 固体废物环境影响分析

5.5.1 施工期

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

（1）一般工业固体废物

①废钻井液、钻井岩屑、废射孔液

根据《大庆油田开发建设对环境影响研究》课题研究成果，废弃泥浆如果不处理，长期以自然状态积存于井场，对土壤中有机物含量影响不大，但会对土壤理化性质如 pH、总碱度、总盐产生一定影响。本项目在钻井过程中在每口井场设置一座 100m³ 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钢制泥浆槽中形成废弃泥浆，钻井期废泥浆最大产生量为 68.25m³/d，井场设置的钢制泥浆槽有效容积 100m³，能够满足 1.4 天暂存要求，拉运频 3 次/4d，由罐车拉运至大庆洁宇环保科技有限公司处理，处理后的压滤水由罐车拉运至葡二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，处理后的泥饼外售给大庆钻探工程公司钻井二公司综合利用垫井场或铺路，对环境的影响较小。

②施工废料、膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋及废防渗布

本项目施工废料主要为焊接施工中产生废焊条和管道防腐施工过程中产生的废防腐材料。由施工单位统一收集后拉运至第七采油厂工业固废填埋场处理；膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋和废防渗布由施工单位统一收集后拉运至第七采油厂工业固废填埋场处理，对周围环境影响较小。

（2）生活垃圾

施工期生活垃圾统一收集后运至大庆城控电力有限公司处理。

通过采取以上措施，施工期产生的固体废物均得到分类收集，妥善、有效处置，不会对周围环境产生不良影响。

5.5.2 运行期

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

（1）含油污泥、落地油

含油污泥、落地油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。含油污泥、落地油由罐车拉运至葡萄花含油污泥处理站减量化处理后，再委托北京新风航天装备有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）表 1 中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路。落地油及含油污泥均由施工人员回收至罐车内，罐车采用密闭的专用罐车，拉运过程中按照指定的拉运路线、尽量避开村屯等敏感点进行运输，同时罐车上配备铁锹等应急工具。

项目运行期含油污泥和落地油只要采取合理的废物回收、处置方案，对环境影响较小。

（2）含油废防渗布

井场作业过程中铺设防渗布，工程作业期间产生的落地油滴落到防渗布上，会产生含油废防渗布，根据《国家危险废物名录（2021 年）》，含油防渗布属于 HW49 类危险废物，危险废物代码为 900-041-49，含油废防渗布待施工结束后委托有资质单位处置。

5.5.3 危险废物环境影响评价

根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告 2017 年第 43 号）相关规定，危险废物收集、贮存、运输的一般要求：

从事危险废物收集、贮存、运输经营活动的单位应具有危险废物经营许可证。在收集、贮存、运输危险废物时，应根据危险废物收集、贮存、处置经营许可证核发的有关规定建立相应的规章制度和污染防治措施，包括危险废物分析管理制度、安全管理制度、污染防治措施等；危险废物产生单位内部自行从事的危险废物收集、贮存、运输活动应遵照国家相关管理规定，建立健全规章制度及操作流程，确保该过程的安全、可靠。

危险废物转移过程应按《危险废物转移管理办法》执行。危险废物收集、贮存、运输单位应建立规范的管理和技术人员培训制度，定期针对管理和技术人员进行培训。培训内容至少应包括危险废物鉴别要求、危险废物经营许可证管理、危险废物转移联单管理、危险废物包装和标识、危险废物运输要求、危险废物事故应急方法等。

危险废物收集、贮存、运输单位应编制应急预案。应急预案编制可参照《危险废物经营单位编制应急预案指南》，涉及运输的相关内容还应符合交通行政主管部门的有关规定。针对危险废物收集、贮存、运输过程中的事故易发环节应定期组织应急演练。

危险废物收集、贮存、运输时应按危险特性对危险废物进行分类、包装并设置相应的标志及标签。

5.5.3.1 危险废物收集及储存分析

本项目运行期产生含油污泥、落地油，废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，废物代码均为 071-001-08；运营期含油废防渗布废物类别为 HW49 其他废物，废物代码为 900-041-49。

本工程运行期产生的含油污泥和落地油即产集运，不在井场暂存，含油废防渗布由有资质的单位按照《危险废物收集贮存运输技术规范》要求进行运输管理。

5.5.3.2 危险废物转运

危险废物转移过程中应按《危险废物转移管理办法》执行。

本工程危险废物转运将严格执行危险废物转移制度。危险废物在运输工程中严格控制运输车辆密闭性，避免“跑、冒、滴、漏”情况发生。危险废物的运输由资质单位按照《危险废物收集贮存 运输技术规范》要求进行运输管理，危险废物的转移过程应按照《危险废物转移管理办法》执行。在运输过程中，尽量选择硬质路面的路线进行运输，同时要在厂区内的运输路线上经常洒水降尘，减少扬尘污染；运输过程中要避开居住区等敏感区，合理安排运输时间，避免夜间运输，减少噪声污染；同时尽量挑选较好的天气进行运输，避免在雨雪大风等天气条件下运输。

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。

一旦运输过程发生意外事故，运输单位及相关部门应根据风险程度采取如下措施：

（1）设立事故警戒线，启动应急预案，并按《突发环境事件信息报告办法》（2011 年 5 月 1 日起施行）要求进行报告；

（2）应立即疏散人群，并请求环境保护、消防、医疗、公安等相关部门支援；

（3）对事故现场受到污染的土壤和水体等环境介质应进行相应的清理和作复；

（4）清理过程中产生的所有废物均应按危险废物进行管理和处置；

（5）进入现场清理和包装危险废物的人员应受过专业培训，并佩戴相应的防护工具。

采取本环评提出的预防及治理措施后，危险废物转运对周围环境影响较小。

5.5.3.3 危险废物处置

本工程运行期产生的含油污泥和落地油由罐车拉运至葡萄花含油污泥处理站减量化处理后，再委托北京新风航天装备有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）表 1 中的限值要求后，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。

根据《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环境保护部公告 2017 年第 43 号）相关规定，“环评阶段已签订利用或者委托处置意向的，应分析危险废物利用或者处置途径的可行性。暂未委托利用或者处置单位的，应根据建设项目周边有资质的危险废物处置单位的分布情况、处置能力、资质类别等，给出建设项目产生危险废物的委托利用或处置途径建议。”

本工程建设单位尚未签订含油废防渗布的委托处置协议。根据黑龙江省核发的危险废物处理资质单位名单，有能力处理该危险废物的企业有大庆圣德雷特化工有限公司和大庆市云泰石化产品有限公司，详细情况如下：

大庆圣德雷特化工有限公司经营范围包括 HW08-废矿物油与含矿物油废物（071-001-08、071-002-08、072-001-08、251-001-08、251-002-08、251-003-08、251-004-08、251-005-08、251-006-08、251-010-08、251-011-08、251-012-08、900-199-08、900-200-08、900-201-08、900-204-08、900-210-08、900-212-08、900-213-08、900-214-08、900-215-08、900-216-08、900-217-08、900-218-08、900-219-08、900-220-08、900-221-08、900-222-08、900-249-08），HW08 类核准经营规模 50000t/a，HW49 类 25 万只/年。

大庆市云泰石化产品有限公司经营范围包括 HW08 废矿物油与含矿物油废物（071-001-08、071-002-08、072-001-08、251-001-08、251-002-08、251-003-08、251-004-08、251-005-08、251-006-08、251-010-08、900-199-08、900-200-08、900-210-08、900-214-08、900-221-08、900-222-08、900-249-08）；HW49 其他废物，HW08（80000t/a），HW49（20000t/a）。

大庆圣德雷特化工有限公司、大庆市云泰石化产品有限公司有资质处理本工程产生的含油废防渗布，且处理能力均能够满足本工程处理需求。

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

5.5.4 退役期

退役期产生的固体废物主要为废旧设备、封井建筑垃圾、生活垃圾。

本项目退役管线两段封堵后直埋处理，退役期拆除的废旧设备全部回收至第七采油厂物资库。封井建筑垃圾统一收集后拉运至龙凤区南一路与大广路交叉口西侧的建筑垃圾临时消纳场处置。生活垃圾统一收集后拉运至大庆城控电力有限公司处理。

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

5.5.5 结论

由上述分析可知，本项目对施工期、运行期、退役期产生的各类固体废弃物均进行了合理的处置，能够实现固废的减量化、资源化和无害化，对环境影响较小。

5.6 生态环境影响评价

本项目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、管沟开挖、管道敷设、覆土回填等建设会对周围生态环境造成影响较小。

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。《第七采油厂 2022 年第一批零散更新井产能建设工程环境影响报告书》于 2022 年 10 月 26 日取得了环评批复，批复文号为庆环审〔2022〕180 号，并于 2023 年 9 月完成自主验收，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

本项目钻井施工、管道施工过程中，车辆碾压、机械推挖、人员践踏将会对地表植被造成很大破坏，本项目临时占用耕地 108hm²，临时占用草地 20.752hm²，临时占地的影响是短期可逆的。

项目开工前，针对临时占地，应剥离占地内 0.3m 的表土，采用分层开挖，分层堆放，暂存于井场或管线两侧临时占地内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖等措施防止水土流失，定期采取洒水抑尘措施，待施工结束后，回填占地范围，恢复临时占用

的生产力，本项目的建设对当地土地利用格局影响在可接受范围内。

类比现有区块内的井场周围及管线沿线植被恢复情况，井场周围及管线沿线的植被情况与未进行井场及管线建设的区域无明显区别。说明在采取有效的占地恢复措施后，项目临时占地对当地生态环境影响较小。

5.6.1.2 永久占地生态环境影响

本项目建设永久占用的土地主要是井场和通井路占地，永久占地面积为 0.2252hm^2 。占地类型主要为草地和耕地（基本农田）。本项目永久占地在原来连续分布的生态环境中形成生态斑块，产生地表温度、水分等物理异常，以及干扰地面植被，影响生态环境的类型和结构。本项目永久占地虽然在一定程度上影响到地表植被生长，使部分土地失去了原有的生物生产功能和生态功能，土地利用类型转变为工业用地，但由于永久占地面积较小，因此对区域生态环境不会造成较大影响。

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

5.6.1.3 取弃土的影响

本项目没有弃土不设弃土场，工程需要取土量为 14014m^3 ，用于井场、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 对永久基本农田影响分析

油田开发工程占地完全避开永久基本农田的可能性较低，在不可避免的条件下需占用永久基本农田时，根据《基本农田保护条例》（2011 修正），国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开永久基本农田保护区，需要占用永久基本农田，涉及农用地转用或者征收土地的，应报请相关主管部门同意，并补充划入数量和质量相当的永久基本农田或按规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。油田开发工程占地完全避开永久基本农田的可能性较低，在不可避免的条件下需占用永久基本农田时，施工完毕后 1 年内，临时占地全部恢复原有植被类型，即占用农田全部恢复为耕地。临时占地恢复也可在征地过程中给予农民一定的费用补偿，由农民自行进行土地恢复。本项目永久占用基本农田面积 0.1181hm^2 ，补偿可按永久基本农田标准给予农民。对于占用的永久基本农田应按照《中华人民共和国土地管理法》中“占多少、垦多少”的原则，补充数量和质量相当的永久基本农田。

本项目对农业生产的直接影响主要体现为占用耕地而造成粮食减产，对于临时占地造成的农作物减产，除应对其进行经济补偿外，工程开工前，应先编制表土剥离方案，剥离占地范围内表层土，管线范围表层土堆置于管线一侧临时占地内，并对堆放场做好水土保持措施，待施工结束后，回填占地范围，并采用表土复耕，增肥作业，恢复临时占用耕地的生产力，本项目的建设对当地土地利用格局影响在可接受范围内。

5.6.3 工程建设对生态环境的影响

本项目建设对生态环境的影响来自两个途径，一是钻井施工时，除井场本身永久占地外，还会因机械设备、车辆的碾压、人员的践踏、材料占地等活动，造成土壤板结、植被剥离，植株矮小，群落盖度降低，在原来连续分布的生态环境中，产生生态斑块，造成地貌及地表温度、水分等物理异常，进而影响生态环境的类型和结构；在管线铺设和道路建设时，会对地表植被造成破坏；二是管线和道路网络对生态系统的分割效应。

高于地表的管线培埂和油田道路网络形成了对原有生态系统的分割，破坏了生态系统的连续性，可能会阻隔地表径流的原有流向，改变了水分因子的分布，而水分因子对农田产量的影响较大。另外，管线培埂网格的大小体现了油井的密度，反映出油田开发建设对地表植被的破坏强度。当井间距小时，管网密度大时，对植被影响较大。当管网密度较小时，对植被的影响较小。就本项目而言，新建集油管线采取平埋方式铺设，避免了管道铺设对地表径流的截流；管线走向力求线路顺直，缩短线路长度，并利用道路路肩敷设，以减少管道建设对生态环境的影响。油田开发区内道路尽量利用现有道路，不存在道路网络对地表径流的截流，道路网络产生的分割效应不大，对项目开发区域的生态系统影响有限。

5.6.4 对植被的影响分析

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

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

本项目临时占用草地面积为 20.752hm²，临时占用耕地 10.108hm²，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，天然草的补偿标准为 0.37 元/m²。临时占地按 3 年损失计算，其经济价值为 86.71 万元。临时占地通过尽早平整恢复、尽早复耕恢复生产种植以及合理增加土壤肥力等措施，尽快恢复临时占地占用前产量。

类比现有区块内的井场周围及管线沿线植被恢复情况，井场周围及管线沿线的植被情况与未进行井场及管线建设的区域无明显区别。因此项目对区域的植被影响很小。

5.6.5 对动物的影响分析

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

（1）对哺乳类动物的影响

项目建设过程中，在局部地区由于人类活动的加剧，垃圾、食物等会随之增加，从而吸引一些鼠类，可能会造成这些区域鼠类的种群数量上升，导致这些区域的小型兽类种群结构发生改变。同时，工程建设造成动物栖息地减少，割断动物的活动区域、迁移途径、栖息区域等，对它们的生存产生一定影响。

（2）对鸟类的影响

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

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

由现场调查可知，项目附近区域内的野生动物的种类和数量较少，油田开发不会使整个评价区动物种类组成发生明显变化，也不会造成某一动物物种的消失。说明运行多年的油田作业对油田开发区域的野生动物的影响在可接受范围内，通过类比，本项目的建设对周围野生动物的影响较小。

5.6.6 防沙治沙影响分析

根据黑龙江省防沙治沙工作领导小组《关于印发<关于贯彻落实《沙化土地封禁保护修复制度方案》的实施意见>的通知》，大同区和肇源县属于沙化土地所在县（区），当重点增加、恢复和保护林草植被，治理土地沙化和草原退化、沙化、碱化。

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

①施工结束后及时有效地对占地区域土地进行平整，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。

5.6.7 对区域水土流失环境影响分析

本项目由于井场、管线等施工时车辆对土壤的碾压，人员对土壤的践踏，将改变原地表地貌状况，扰动原地貌，改变原地貌的状况和性质。施工过程中，开挖回填后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严格控制油田内各井场和管线的作业面积，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围。

②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。

③管道工程施工时，应划定施工活动范围，严格控制车辆及重型机械的运行范围，避免加行开辟新路。管沟挖、填方作业应尽量做到互补平衡，以免造成弃土方堆积和过多借土，增加新的水土流失。管沟回填应按层回填，以利于施工带土壤和植被的尽早恢复。回填后应予以平整、压实，以免发生水土流失。对高出地面部分做出水土保持要求，

要求高出地面部分回填土按梯形堆放于管线上部，堆放后人工进行修整、拍实。

④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，保护当地的农田生态系统。

⑤严禁在大风、大雨天气下施工，特别是管沟开挖、管道回填作业等。在便道出入口，竖立保护植被的警示牌，已提醒施工作业人员，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。

5.6.8 运行期生态环境影响分析

油田生产运营期对生态的影响主要是在油井井下作业过程的占地和施工时排放的污水、污油两方面。井下作业的临时占地范围均在井场永久占地范围内，同时在作业时铺设防渗布，并将产生的污水用罐车拉运到葡二联含油污水处理站和葡三联含油污水处理站，防止了污油污水排入外环境，因此，不会对井场周围的农田和植被产生影响。

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。

5.6.9 退役期生态环境影响分析

本项目井场、管线、道路占地类型为草地和耕地，退役期井场设备均拆除，废弃油水井均进行封堵，管线两段采用混凝土封堵后直埋，不会对现有生态环境造成破坏。井场通井土路占地通过地面平整、土地翻松、土壤施肥等人工辅助措施进行场地的土地整治后，占地内的土壤逐步得到改善，占用的耕地逐步得到复耕，区域生态得到恢复。

5.6.10 生态环境影响评价结论

根据对本项目油田生态系统结构、功能和生态环境现状评价及油田开发对生态环境的影响分析，得出如下结论：

（1）该项目的井场、管道和道路建设对土地的侵占，对植被的破坏，将使油田开发区内的第一生产者的生物量有一定程度的下降。在采取必要的保护措施后，可以最大程度减小对生态环境的不利影响，加快生态环境的恢复。

（2）油田开发工程不可避免会改变原有的生态环境，但若合理规划和建设，石油产业有利于当地及周边地区的经济发展，能够与周围生态环境协调共处。

可见，只要采取必要的措施，该项目油田开发对生态环境的影响不会太大，在生态

上是可行的。

5.7 环境风险分析

5.7.1 风险调查

本工程施工期涉及的主要危险物质是井场柴油罐，运行期涉及的主要危险物质是石油开采过程中井场及集输管线内的原油和伴生气，具有易燃、易爆的性质。物料的危险性分析如下：

（1）柴油

柴油属易燃易爆物品，火灾危险性为乙类，遇明火、高热或与氧化剂接触，有引起燃烧爆炸的危险；若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。柴油理化性质等见表 5.7-1。

表 5.7-1 柴油理化性质、燃烧爆炸特性和毒理性质一览表

标识	中文名：柴油		英文名：diesel oil
	分子式：-		分子量：-
	危规号：32501	UN 编号：1202	CAS 号：-
理化特性	外观及性状：有色透明挥发、易燃液体		溶解性：不溶于水，溶于醇等溶剂。
	熔点（℃）：-18		沸点（℃）：282~338
	相对密度（水=1）：0.70~0.75		相对密度（空气=1）：1.59~4
理化特性	饱和蒸气压（kPa）：无资料		禁忌物：强氧化剂
	临界压力（MPa）：无资料		临界温度（℃）：无资料
	稳定性：常温常压下稳定		聚合危害：不聚合
危险特性	危险性类别：易燃液体类别 3		燃烧性：易燃液体，
	引燃温度（℃）：257		闪点（℃）：38
	爆炸上限（v%）：6.5		爆炸下限（v%）：0.6
	燃烧热（kJ/L）：30000~46000		火灾危险类别：乙 B
	燃烧（分解）产物：CO、CO ₂ 、水		
	危险特性：蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与氧化剂可发生反应。流速过快，容易产生和积聚静电。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。若遇高热，有容器开裂和爆炸的危险。		
	灭火方法：尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。		
	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。如食入或吸入，不得进行口对口人工呼吸。如呼吸停止。立即进行心肺复苏术。就医。 食入：禁止催吐，切勿给失去知觉者从嘴里喂食任何东西。立即呼叫医生或中毒控制中心。
泄漏处理	人员防护措施：避免吸入蒸气、接触皮肤和眼睛。谨防蒸气积累达到可爆炸的浓度。应急人员戴正压自给式呼吸器，穿防毒、防静电服，戴化学防渗透手套。清除所有点火源。迅速将人员撤离到安全区域，远离泄漏区域并处于上风方向。 环境保护措施：在确保安全的情况下，采取措施防止进一步的泄漏或溢出。避免排放到周围环境中。 泄漏物收容、清除方法及处置材料：少量泄漏时，可采用干砂或惰性吸附材料吸收泄漏物，大量泄漏时需筑堤控制。附着物或收集物应存放在合适的密闭容器中，并根据相关法律法规废弃处置。
储运	装运车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。运输途中应防曝晒、雨淋，防高温。运输时所用的槽（罐）车应有接地链，槽内可设孔隔板以减少震荡产生静电。

（2）原油

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

表 5.7-2 原油安全技术说明书

理化常数	序号	1967		
	CAS 号	/		
	中文名称	原油		
	英文名称	CrudeoU; Petroleumn		
	别名	石油		
	外观与性状	黑色的可燃性黏稠液体		
	闪点	<28℃		
	凝固点	18.3~19℃	溶解性	不溶于水，溶于苯、乙醚、三氯甲烷、四氯化碳等有机溶剂。
	密度	相对密度（水=1）0.84~0.86	稳定性	稳定
	爆炸极限	1.1%~8.7%（体积）	自燃温度	280℃~380℃
主要用途	主要用于生产汽油、航空煤油、柴油等发动机燃料以及液化气、石脑油、润滑油、石蜡、沥青、石油焦等，通过其馏分的高温热解，还用于生产乙烯、丙烯、丁烯等基本有机化工原料。			
危险特性	易燃，蒸气与空气能形成爆炸性混合物，遇明火、高温能引起燃烧爆炸。与硝酸、浓硫酸、高锰酸钾、重铬酸盐等强氧化剂接触会剧烈反应，甚至发生燃烧爆炸。			
健康危害	毒性：IV（轻度危害），属低毒类。 侵入途径：吸入、食入、经皮吸收。			

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

（3）伴生气（天然气）

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

根据第七采油厂规划所对葡北 1 号转油站天然气检测分析可知，H₂S 含量为 21mg/L。

表 5.7-3 天然气安全技术说明书

CAS 号	74-82-8		
中文名称	天然气		
分子式	CH ₄	外观与性状	无色无臭气体。
分子量	16.04	蒸汽压	53.32kPa/-168.8℃
沸点	-161.5℃	闪点	-188℃
熔点	-182.5℃	溶解性	微溶于水，溶于醇、乙醚。
密度	相对密度（空气=1）0.55	稳定性	稳定
爆炸极限	空气中 5.3~15%（体积）	自燃温度	538℃
主要用途	用作燃料和用于炭黑、氢、乙炔、甲醛等的制造。		
危险特性	危险性类别：第 2.1 类易燃气体		

	燃烧与爆炸特性：易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氟化氧及其它强氧化剂接触剧烈反应。 燃烧（分解）产物：一氧化碳、二氧化碳。
健康危害	侵入途径：吸入 健康危害：甲烷对人基本无毒，但浓度过高时，使空气中氧含量明显降低，使人窒息。当空气中甲烷达 25%~30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速、共济失调。若不及时脱离，可致窒息死亡。皮肤接触液化本品，可致冻伤。
泄漏应急处理	迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿消防防护服。尽可能切断泄漏源。合理通风，加速扩散。喷雾状水稀释、溶解。构筑围堤或挖坑收容产生的大量废水。如有可能，将漏出气用排风机送至空旷地方或装设适当喷头烧掉。也可以将漏气的容器移至空旷处，注意通风。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。
防护措施	呼吸系统防护：一般不需要特殊防护，但建议特殊情况下，佩带自吸过滤式防毒面具（半面罩）。眼睛防护：一般不需要特别防护，高浓度接触时可戴安全防护眼镜。身体防护：穿防静电工作服。手防护：戴一般作业防护手套。其它：工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。进入罐、限制性空间或其它高浓度区作业，须有人监护。
急救措施	皮肤接触：若有冻伤，就医治疗。吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸，就医。
灭火方法	切断气源。若不能立即切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。 灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉。

5.7.2 风险识别

5.7.2.1 物质危险性识别

本工程施工期涉及的危险物质主要是井场柴油罐，运行期涉及的主要危险物质是石油开采过程中井场及集输管线内的原油和伴生气，具有易燃、易爆的性质，火灾及爆炸还会产生爆炸伴生物一氧化碳等。

5.7.2.2 生产系统危险性识别

根据本项目的油藏情况及后期运行工艺、管理水平及自然灾害等因素，本项目的环境风险主要来自施工期钻井过程中井喷、套管破损、井漏以及柴油储罐泄漏；运营期的井下作业过程、采油过程和管线集输过程等工艺环节。

大庆油田自开发初期至今已完钻的探井和生产井近万口，根据调查了解，井喷事故多在油田开发初期探井钻探过程中发生，主要原因是对地下情况了解掌握较少，井内蓄积压力过大而操作人员疏于观测所致，若在钻井过程中，随时注意参数变化，采取相应处理措施，是可以避免部分井喷事故发生的，因此井喷的概率极低。原油泄漏一般在油

田运行中后期发生，一些输油管线在内外腐蚀作用下，易穿孔，在不同地貌环境下，所产生不同程度的环境影响。

5.7.2.3 危险物质向环境转移的途径识别

（1）井喷

钻井作业是通过地面钻机等设备带动钻杆、钻头，破碎地层岩石，使井不断加深，直至目的层。当钻井作业进入含气层后，存在发生井喷事故的可能性。另外，完井和井下作业过程中也有发生井喷的可能性。井喷时大量的油气从井口喷出，喷出的油气流可高达数十米，喷出气体几万到几十万方，原油数百以至上千吨，并且井喷发生时，当天然气在空气中的浓度达到 5%~16%时，遇火可形成爆炸，而在爆炸浓度范围以外，则极易发生火灾，无论是火灾还是爆炸均会造成灾难性的后果。在钻井过程中由于操作者直接责任而引起的井控措施不当、违反操作规程、井控措施故障是造成井喷失控事故的主要因素。通常井喷可能由以下因素引起：

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

（2）套管破损

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

（3）火灾、爆炸

油田开发运行过程中发生火灾爆炸的原因很多，主要包括：1) 组织不严密，管理不善，违章作业导致大量的油气泄漏遇明火爆炸燃烧；2) 设备缺陷主要包括因选材错误而引起的设备、管线的腐蚀、侵蚀等引发火灾、爆炸；3) 设备安装时考虑不周不细，施工时施工质量差，不符合设计要求和施工验收规范，从而导致投产后发生事故；4) 控制生产装置的仪表仪器失灵，造成设备操作失控，引发油气泄漏，形成火灾等。上述各类生

产事故在发生火灾及爆炸安全生产危害的同时，对区域内环境也将产生严重的污染。

（4）中毒

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

（5）物料泄漏

正常情况下，柴油在储罐中密闭贮存，不具备发生火灾爆炸的条件。但是由于储罐的阀门、法兰连接处泄漏，操作失误等情况下，导致大量柴油释放，在空气中形成爆炸性气体，一旦遇有点火源即可引发火灾、爆炸事故。本项目在生产运行过程中由于集油管线、设备破损、腐蚀穿孔、接头密闭不严、操作失误，发生泄漏，对环境造成污染。

发生泄漏事故的人为因素：

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

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

结合本项目工程内容分析，本项目施工期间对油气管线进行暂停处理，施工后进行严格的测压和检测，因此，不会产生大规模的油气泄漏事故。管道断裂、气阀漏气等事故，通常是通过巡回检查及监控对此加以控制。

本项目主要作业场所、生产设备设施环境风险识别见表 5.7-3。

表 5.7-3 工程环境风险识别表

主要设备及场所名称	危险介质	主要危险特性	影响环境
施工期井场	柴油	火灾、爆炸、泄漏	空气、地下水、地表水、土壤
运营期井场	原油、天然气	火灾、爆炸、油气泄漏	空气、地下水、地表水、土壤
油气水管道	原油、含油污水、天然气	火灾、爆炸、油气泄漏	空气、地下水、地表水、土壤
依托转油站、计量间等场站	原油、含油污水、天然气	火灾、爆炸、中毒、油水泄漏污染	空气、地下水、地表水、土壤

5.7.3 环境风险分析

5.7.3.1 事故状态下对大气环境影响

柴油、天然气或原油泄漏事故会直接对大气环境带来影响。事故时将导致局部大气中总烃浓度可比正常情况高出数倍甚至数十倍，对大气环境造成短时的严重污染。若遇明火，引发的火灾事故可在短时间内产生大量燃烧烟气，烟气中有毒物质 CO 对大气环境造成短时的严重污染。原油及天然气中含有少量硫化氢，混合气密度小于空气密度，大量泄漏可能导致泄漏局部地区硫化氢含量超标，由于原料中硫化氢含量浓度并不高，因此在出现大量泄露时硫化氢浓度不能达到爆炸极限，只能出现中毒的危险，因此在维修时必须采取防护措施，如使用空气呼吸器或长管呼吸器、佩戴化学安全防护眼镜、穿防静电工作服、佩戴防化学品手套进行处理。由于本地区所处地势平坦，扩散条件好，在一定的气象条件下一一次性事故形成的局部大气污染中烃类气体聚集成高浓度的可能性较小，对周围大气环境的影响不会太严重。

一般钻井时发生井喷事故较多，而钻生产井时则较少。该项目在钻井时采用了防喷措施，如加自封、半封、全封等封井器，因此发生井喷的概率很小。

发生井喷事故时，大量原油等物质外泄，并伴随各种伴生气泄出，伴生气组分中含有 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

			时候就会刺激咽喉，损伤眼睛，长时间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，长时间接触会使眼睛、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。

第七采油厂葡北油田伴生气中硫化氢含量大约为 $21\text{mg}/\text{m}^3$ ，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：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。

因此由于管线设备的腐蚀或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。

集油管道、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

本项目事故状态下对地表水污染途径主要是油水的事故泄漏。泄漏污油污水在雨季期间可能随地表径流流向下游。集输管道事故泄漏可以通过站内仪表监控或巡检及时发现事故，及时关闭管道阀门或筑堤限制事故影响范围，然后彻底清理周边粘滞原油和被油水污染的泥沙、树枝、杂草等含油废弃物，同时展开对事故管段或设备的抢修。只要溢出事故按相应的环境风险事故预案严格控制并彻底清理溢出的石油类污染物，泄漏事

故不会对地表水体造成污染影响。

5.7.3.3 事故状态下对地下水环境影响

(1) 地面设施泄漏对地下水的影响

本项目事故状态下对地下水污染途径主要是油水的事事故泄漏。原油、含油污水就可能渗透到含水层中，造成地下水环境污染。资料研究结果表明：石油类污染物在一般土壤中绝大部分集中在泄漏层以下 0~10cm 及 10~30cm 范围，一般下渗深度在 80cm 以内，一般很难下渗 2m 以下，存在对潜水含水层造成影响的可能，但影响范围有限，一般在几百米范围。而承压含水层一般都有隔水顶板，与潜水层相互隔离，其透水性很差，因此对承压水层产生影响的可能性很小。

(2) 套损对地下水的影响

为保证钻井期间不对地下水造成污染，本工程在钻井过程中使用双层套管（由表层套管、油层套管组成）。在采油过程中，由于腐蚀、固井质量差、地层错动等原因可能导致套管断裂或破损，使原油泄漏窜入地下水层造成污染。大庆油田套损统计表明，98% 以上的套管断裂发生在 700m 以下，表层套管基本没有断裂发生，且套管破损机率一般为 1/1 万至 1/5 万，而因套损污染地下水的最大概率约为 1/200 万。资料显示，美国同类井套损后因外保护层失效而导致油水泄漏的概率约 1/400 万到 1/100 万。

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

(3) 井漏对地下水环境的影响

井漏是钻井过程中遇到复杂地层，钻井泥浆（水基钻井泥浆及油基钻井泥浆）漏入地层孔隙、裂缝等空间的现象。若漏失地层与含水层之间存在较多的断裂或裂隙，漏失的钻井泥浆就有可能顺着岩层断裂、裂隙进入地下水，造成地下水污染。

本项目钻井一开和二开均采用水基钻井泥浆，水基钻井泥浆中有害成分为盐类、化学添加剂，高分子有机化合物经生物降解后产生的低分子有机化合物和碱性物质，进入含水层会对地下水造成一定影响。

本项目表层套管下至潜水含水层以下，在套管的保护下能有效地保护浅层地下水；每开钻井结束后通过固井作业封隔地层与套管之间的环形空间，也可降低污染物进入地层的风险；在钻井过程对泥浆进行实时监测，一旦有漏失发生，立即采取堵漏措施。施工区块集中储备随钻堵漏剂 10~20t，以备井漏发生时应急使用，堵漏剂由多种天然植物、腐植酸盐、羧甲基纤维素等多种高份子化合物复配而成，属于清洁、无毒、对人体无害、无环境污染的种类。因此，事故状态下泥浆泄漏对地下水环境影响较小。

（4）柴油罐泄漏对地下水的影响

钻井井场设柴油储罐 2 座，柴油储存量为 50.1t。储油罐的泄漏对地下水的污染较为严重，地下水一旦遭到成品油的污染，将使地下水产生严重异味，根本无法饮用。又由于这种渗漏必然穿过较厚的土壤层，使土壤层中吸附了大量的燃料油，土壤层吸附的燃料油不仅会造成植物生物的死亡，而且土壤层吸附的燃料油还会随着地表水的下渗对土壤层的冲刷作用补充到地下水，这样即便污染源得到及时控制，地下水要完全恢复也需几十年甚至上百年的时间。本项目柴油储存采用卧式罐，罐体架设在两个承台基础之上，如果发生泄漏，很容易发现并能够及时回收处理；而且罐区进行了重点防渗处理，并设置了围堰，即使发生泄漏，油品将由于防渗层的保护作用，积聚在围堰内，不会对地下水环境产生影响。

5.7.3.4 对土壤环境的影响

原油及含油污水泄漏渗入土壤孔隙，会降低土壤的通透性，抑制土壤中酶活性，使土壤生物减少。一般而言，原油集中于土壤表层 0~30 cm 的范围内，使得根系分布于此深度的植物不能生长。石油类对土壤的污染，可使土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响局部区域土壤正常的结构和功能。本项目集油管线及注水管线均采取防腐钢管，从源头控制原油及含油污水的泄露，且只要溢出事故按相应的环境风险事故预案严格控制并彻底清理溢出的石油类污染物，并将污染土壤清理并拉运至含油污泥站处理，泄漏事故不会对周边土壤造成明显污染影响。

5.7.3.5 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。本项目定期对集油管线及注水管线进行巡线，发现泄露及时处理，清理溢出的原油或含油污水，并将污染土壤清理并拉运至含油污泥站处理，清理结束后及时平整并恢复地表植被，泄漏事故对周边生态环境影响较小。

5.7.4 环境风险评价结论

通过对本项目产能建设工程的环境风险分析可知，本项目的的环境风险是泄露、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 5.7-4 建设项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	葡萄花油田葡 88-更 61 等 42 口零散更新井产能建设工程项目				
建设地点	黑龙江省	大庆市	大同区、肇州县、肇源县	八井子乡、老山头乡、太阳升镇、新福乡、大兴乡、头台镇	() 园区
地理坐标	经度	124°33'43.065"~124°56'22.778"	纬度	45°38'33.558"~ 46°2'37.857"	
主要危险物质及分布	原油、天然气：井场、集输管道、依托场站等；柴油：施工井场				
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	大气环境：柴油、天然气或原油泄漏事故会直接对大气环境带来影响。事故时天然气或原油泄漏将导致局部大气中总烃浓度可比正常情况高出数倍甚至数十倍，对大气环境造成短时的严重污染。 地表水环境：如果事故状态下一旦发生井喷时，原油外泄，一旦大量原油进入地表水体将会污染地表水体，柴油储罐泄漏收集不及时也会污染地表水体。 地下水环境：本项目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、施工井场柴油储罐的泄漏。柴油、原油、含油污水就可能会渗透到含水层中，造成地下水环境污染。在注水过程中，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。 土壤环境：原油及含油污水泄漏渗入土壤孔隙，会降低土壤的通透性，抑制土壤中酶活性，使土壤生物减少。 生态环境：原油及含油污水泄漏可影响农田和草地的生态环境，减少农作物产量，危害植物生长。				
风险防范措施要求	施工井场柴油储罐泄漏的防治措施： 本项目柴油储存采用卧式罐，罐体架设在两个承台基础之上，如果发生泄漏，很容易发现并能够及时回收处理；而且罐区进行了防渗处理，并设置了围堰，即使发生泄漏，油品将由于防渗层的保护作用，积聚在围堰内，对环境的影响较小。 场站、管线泄漏的主要预防和处理措施： （1）对油田设施采用新技术，提高油田设施的抗蚀防腐能力，如采取耐腐蚀管线进行铺设。从而减少由于设施因素引发油水泄漏事故的几率； （2）加强应急预案和紧急切断等措施，加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。定期对管线进行检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；定期对集输管线上的安全保护设施，如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查，使管道在超压时能够得到安全处理，在管道破裂时能够及时截断上下游管段，以减少事故时油气的释放量，使危害影响范围减小到最低程度。当管线发生泄漏时应及时修筑围堤，控制油水的扩散范围，保护周围生态环境；同时明确泄漏可能导致的后果，泄漏危急周围环境的可能性，隔离泄漏区，周围设警告标志； 井下作业事故风险防范措施 （1）为预防作业时井喷，对于地层压力较高的油水作业，在作业前应先调节注采比，降低井底压力后再进行作业。水井施工要提前 3 天关井降压；				

	(2) 施工准备过程要在管、杆桥下设污油收集设施；拆卸井口采油树后，要安装简易控制器，并将井口溢流油水控制器、作业废水进站装置与井口连接，完好后，通电调试；
填表说明（列出项目相关信息及评价说明）： 项目相关信息：施工期井场柴油最大存储量为 50.1t，运营期管道内最大储油量 0.11t，天然气 0.0036t。 本项目危险物质数量与临界量的比值施工期 $Q=0.02004<1$，运营期 $Q=0.000404<1$，环境风险潜势为I，风险评价等级为简单分析。 本项目主要环境风险是油气水泄漏和火灾爆炸，对区域内的大气环境、地下水环境、地表水环境和土壤植被等危害性不大。在工程采取一系列风险防范措施和应急措施后，可以控制和降低工程发生事故情况下对周围环境的影响。但建设单位应加强员工的环保教育和培训，避免污染事故的发生。	

5.8 土壤环境影响预测与评价

5.8.1 施工期土壤环境影响分析

(1) 井场建设对土壤的影响

①施工占地对土壤环境的影响：钻井施工期间，大型、重型机械设备的碾压，施工人员的践踏等都会破坏地表植被，使土壤紧实度增高，造成局部大片裸地出现，容易引起土壤风蚀和水土流失，特别是风蚀。因此，钻井施工取土时要先将表土单独堆放留存，取土后再覆盖于取土处表面，并在完井后及时进行平整恢复，尽量减小对土壤结构的影响和破坏。

②钻井泥浆对土壤的影响：有关研究表明钻井泥浆如果长期以自然状态积存于井场，主要会对土壤理化性质如 pH、总碱度、总盐产生一定影响，特别对总碱度影响比较明显，可使土壤板结，增强土壤的盐碱化程度。废钻井泥浆若直接与土壤接触，泥浆中的污染物质对土壤环境的影响主要集中在土壤上层，向下影响土壤的深度约为 1m 左右，渗透最深为 1.2m，对深层土壤影响较小。为减少钻井泥浆对土壤的污染，钻井工程全程泥浆不落地，废弃泥浆直接进入井场水基钢制泥浆槽，废弃油基泥浆进入井场油基钢制泥浆槽，废弃泥浆均由罐车外运处置，从而阻隔泥浆与建设用地土壤直接接触。在采取了上述措施后，井场废钻井泥浆不会对土壤环境产生影响。

③柴油储罐泄漏对土壤环境的影响：正常工况条件下，柴油储罐不会污染土壤，但是一旦发生泄漏风险事故时会对井场的土壤产生一定的污染，项目柴油罐为地上罐，且罐区采取铺设防渗布及围堰等措施，在发生柴油罐发生泄漏时可及时得到处置，因此也不会对周围土壤环境产生影响。

④井喷事故下对土壤的影响：井喷时喷出的原油会进入周围土壤，根据类比调查，井喷时会对周围 1km 内的环境造成污染，事故发生后，疏松土质上影响扩展范围较小，

原油覆于地表会使土壤透气性下降，降低土壤肥力，在泄漏事故发生的最初，原油在土壤中下渗至一定深度，随泄漏历时的延长，下渗深度增加不大，通过在大庆油田等实地调查情况，落地原油一般在土壤内部 50cm 以上深度内积聚，在土壤中的迁移深度较浅。

(2) 道路建设对土壤的影响

本项目新建通井土路共计 0.384km，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。

(3) 施工期建设对土壤的影响主要表现

①破坏土壤结构

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

②混合土壤层次，改变土壤质地

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

③土壤养分流失

不同土层的特征及理化性质差异较大，就养分状况而言，表土层（腐殖质层、耕作层）远较心土层好，其有机质、全氮、全磷均较其他层次高。施工作业对原有的土体构型产生扰动，使土壤性质发生变化，土壤养分流失，从而影响植物的生长。

井场、管线、道路等建设施工结束后，通过对施工地地表植被的恢复，水土流失将得到有效控制，水土流失量较小。

5.8.2 运营期土壤环境影响预测与分析

5.8.2.1 土壤污染途径

油田生产过程中对土壤环境的影响主要为油井作业时污油污水回收装置泄漏以及事故状态下产生的井场落地油泄漏，油井套管破损泄露、管道破损造成的原油泄漏，可能对土壤环境造成破坏，对土壤的化学、生物性质等方面造成影响。

本项目土壤环境影响类型与影响途径见表 5.8-1。

表 5.8-1 本项目土壤影响类型与影响途径表

不同时段	污染影响型

	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他
建设期	/	/	√	/
运营期	/	/	√	/

注：在可能产生的土壤影响类型处打“√”，列表未涵盖的可自行设计。

污染型影响型土壤环境影响源及影响因子识别见表 5.8-2。

表 5.8-2 污染影响型本项目土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	工艺流程/节点	污染途径	全部污染物指标	特征因子	备注
井场	修井落地油	垂直入渗	石油烃	石油烃	非正常
井场	作业污水泄露	垂直入渗	石油烃	石油烃	事故
油井	套管破损泄露	垂直入渗	石油烃	石油烃	事故
管线	管道泄漏	垂直入渗	石油烃	石油烃	事故

5.8.2.2 对土壤环境的影响

（1）作业污水对土壤的影响

由于油井作业时采用污油污水回收装置回收污油污水，同时将作业范围严格控制在井场占地范围内，可有效减少石油类进入土壤，根据区块以往项目验收报告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石油烃监测浓度较小，满足《土壤环境质量 建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值要求，污染测程度小。从平面上看，石油烃集中在井场永久占地范围内，永久占地范围外土壤中石油烃含量迅速降低。在垂直方向上，土壤中石油烃主要集中在 0~20cm 的表层土壤中。由于土壤本身具有的吸附和生物降解等自净作用，石油烃在土壤中的迁移深度较浅。

（2）事故状态下井场落地油对土壤的影响

事故时排放的落地油量大且集中，其危害主要表现为降低土壤透气、透水性，改变土壤微生物种群结构，消耗土壤氮素，使植物生长受阻，体内残留量增加，恶化土壤-植物土壤-食物链系统的环境质量。因此，油田生产中一定要严防原油跑、冒事故的发生，一旦发生事故，应立即采取事故应急措施，及时对落地油进行回收，最大限度地恢复地表原貌，为利用土壤的自净作用创造条件，在尽可能短的时间使土壤环境得到恢复。

（3）油井套管破损对土壤的影响

本工程油井套管采用双层套管，其中表层套管下入深度为 100~134m，环空水泥返深至地面；生产套管下入深度为设计井深-3m，环空水泥返深至地面，阻流环深度设置在完钻井深 15m 以内，正常状况下，油水井套管不会破损污染土壤。

（4）管线破损对土壤的影响

本项目管道选用无缝钢管，设计壁厚的腐蚀余量大于 3mm 或采用管道内防腐，管道的外防腐等级采用加强级，管道的连接方式采用焊接，正常状况下，管线不会泄露，不会对土壤造成影响。一旦发生事故，管线破损，油污污水泄漏，会污染土壤降低土壤透气、透水性，改变土壤微生物种群结构，消耗土壤氮素，使植物生长受阻，体内残留量增加，恶化土壤-植物及土壤-食物链系统的环境质量。

5.8.2.3 土壤环境影响类比分析

（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）预测评价标准

占地范围内执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）风险筛选值中第二类用地限值要求，占地范围外耕地执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）筛选值标准。

（4）预测评价方法

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），本项目采用类比法对土壤环境影响进行评价。选取区块内已实施的产能项目验收阶段监测数据达标情况，判定本项目拟建油井对区域内土壤环境的影响。

大庆油田有限责任公司第七采油厂《第七采油厂 2022 年第一批零散更新井产能建设工程环境影响报告书》于 2022 年 10 月 26 日取得了环评批复，批复文号为庆环审（2022）180 号，并于 2023 年 9 月完成自主验收。该项目基建油井 3 口，注水井 11 口，新建集油掺水管道 0.54km，注水管道 6.86km，建成产能 $0.35 \times 10^4 \text{t/a}$ 。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，与本项目涉及相同区块，该项目施工阶段临时占用了草地和耕地，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。

（5）预测结果分析

本次类比分析引用大庆油田有限责任公司第七采油厂《第七采油厂 2022 年第一批零散更新井产能建设工程竣工环境保护验收调查报告》中已建井场内、井口外 10m 处、井口外 20m 处、井口外 30m 处、井口外 50m 处共 5 个土壤监测点位，监测深度 0~20cm，该项目验收阶段监测数据分析见表 5.8-3。

表 5.8-3 类比项目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）
已建井场永久占地内	石油烃 （C ₁₀ - C ₄₀ ）	12	4500
已建井场永久占地外 10m		15	
已建井场永久占地外 20m		11	
已建井场永久占地外 30m		13	
已建井场永久占地外 50m		12	

根据监测结果，类比项目井场永久占地内土壤中石油烃（C₁₀-C₄₀）可以满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）筛选值中第二类用地标准要求，永久占地外土壤环境质量均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表 1 基本项目筛选值标准，土壤类比项目的验收意见见附件 7。说明大庆油田有限责任公司第七采油厂在项目实施之后较好的落实了污染防治措施，油田开发对土壤环境影响较小。类比得出，只要大庆油田有限责任公司第七采油厂严格落实污染防治措施，本工程对土壤环境影响较小。

5.8.3 评价结论

综上所述，本项目在施工期及运营期采取上述相关防治措施后，项目的开发建设对区域土壤环境影响较小。本项目土壤环境影响评价自查表见附表 3。

6 环境保护措施及其可行性论证

6.1 污染防治措施

6.1.1 大气污染防治措施

6.1.1.1 施工期

本项目施工期的环境空气影响主要来源于钻井施工柴油机烟气、机械尾气和施工活动引起的扬尘。

（1）柴油机烟气及机械尾气

①采用节能环保型柴油动力设备，减少污染物排放对环境空气的影响，柴油发电机烟气排放满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法》（中国第三、四阶段）（GB20891-2014）及 2020 修改单中第三阶段标准限值及《非道路移动柴油机排气烟度限值及测量方法》（GB 36886-2018）表 1 中Ⅱ类限值要求；

②钻井施工柴油发电机采用符合《普通柴油》（GB252-2015）的柴油；

③加强对机械设备的维护、保养，减少不必要的运转时间，以控制尾气的排放；

④严禁在施工现场焚烧任何废弃物和可能产生有毒有害气体、烟尘和臭气的物质。

（2）施工扬尘污染防治措施

①为防止因交通运输量的增加而导致的扬尘污染，应在施工初期合理规划道路运输路线，尽量利用现有公路网络。

②运输道路、施工场地干燥时洒水抑尘，定期清扫散落在施工场地的泥土，应实行湿法吸扫，严禁干扫和吹扫，以减少扬尘对周边土壤和植被的影响。

③运料车辆在运输时，车辆应当采取苫布遮盖措施，严禁敞开式、半敞开式运输，不得装载过满，以防洒落在地，形成二次扬尘。

④土方开挖应采取遮盖、围挡、洒水等防尘措施。临时弃土集中堆放在背风侧，临时堆放土堆应采取覆盖、洒水等防尘措施；缩短土方裸露时间，且不宜堆积过久、过高，堆放过程中应在顶部加盖篷布；对易产生扬尘污染的建筑材料堆应覆盖到位。

⑤管线尽可能沿道路走向设计，以避免施工活动对土地和地表植被的扰动；最大限度控制施工作业带宽度，避免因施工开挖加剧土地沙漠化和水土流失，同时施工过程中定期洒水抑尘，防止施工扬尘量大对环境造成污染。

⑥合理规划施工进度，及时开挖，及时回填，防止弃土风化失水而起沙起尘；遇大风天气应停止土方工程施工作业。

⑦施工结束后，应及时进行施工场地的清理，清除积土、堆物。

（3）焊接烟尘

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

施工期采取的上述技术方案是施工过程中常见的扬尘和大气污染防治措施，采取以上大气污染防治措施后，能够确保施工场界颗粒物浓度满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表 2 无组织排放监控浓度限值要求，不会对大气环境产生较大影响，施工期大气污染防治措施可行。

6.1.1.2 运行期

本项目运行期的大气污染主要来自运营过程中产液集输及依托场站处理过程无组织挥发的烃类气体、依托场站加热装置燃烧烟气。

（1）挥发性有机物污染防治措施

①采用合理工艺，选用优质材料，管道及设备在设计时充分考虑抗震，保证正常生产无泄露；

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加强转油站运行管理，提高油气分离效率，减少油罐呼吸口的轻烃挥发；

④加强井下作业管理，提高落地油回收率，减少烃类气体挥发；

⑤精细化管理，减少“跑、冒、滴、漏”现象，加强设备设施的日常管理，严格执行操作规程；

⑥定期对设备和管道进行维修保养，保证油气处理设施的平稳运行，控制烃类气体的无组织挥发，确保井场及依托场站排放的非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求，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。

（2）加热装置燃烧烟气

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，并采用低氮燃烧器，产生的烟气均经不低于 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 2 中新建燃气锅炉标准限值要求（颗粒物 $\leq 20\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $\text{NO}_x \leq 200\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $\text{SO}_2 \leq 50\text{mg}/\text{m}^3$ ，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。

（3）温室气体管控措施

①井口装置安装密封垫，原油集输采用密闭管道集输流程，最大限度减少温室气体的逸散；

②加强对设备和管道的检查和维护，定期检查场站设备，保证均无孔洞和裂隙，采样口等均处于密闭状态，控制依托场站各部位温室气体的逸散；

③依托场站加热装置采用清洁燃料天然气，并采用低氮燃烧器，减少化石燃料燃烧CO₂排放；

④油田开发实行连续生产，杜绝大功率设备频繁启动，减少设备启停对用电的影响；

⑤增加厂区绿化面积，扩大生态修复范围，通过植树造林和森林碳汇建设，采取多方面碳中和举措；

⑥建立健全的能源利用和消费统计制度和管理制度。

6.1.1.3 退役期

(1) 机械尾气

加强对机械设备的维护、保养，减少不必要的运转时间，采取高标号燃油以控制尾气的排放；

(2) 施工扬尘污染防治措施

①材料运输过程中，进行材料遮盖，防止材料洒落、风刮起的粉尘；

②运输车辆进入居民区附近施工场地应低速行驶或限速行驶，减少扬尘产生；

③在施工过程中，施工场地应定时适量洒水，并在大风天加大洒水量及洒水次数，使作业面保持一定的湿度。

④施工结束后，应及时进行施工场地的清理，清除积土、堆物。

采取以上大气污染防治措施后，能够确保施工场界颗粒物浓度满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中表2无组织排放监控浓度限值要求，不会对大气环境产生较大影响，施工期大气污染防治措施可行。

6.1.2 水污染防治措施及其可行性论证

6.1.2.1 施工期废水处理措施及地表水保护措施

(1) 施工期废水处理措施及其可行性论证

①施工期施工人员产生的生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内，定期拉运至采油七厂厂区的污水提升站，经污水管网进入大庆市大通水处理有限责任公司处理；

②管线试压废水由罐车拉运至葡二联含油污水处理站和葡三联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排。

③钻井废水排入井场水基钢制泥浆槽中，及时拉运至大庆洁宇环保科技有限公司处理，处理后的压滤水由罐车拉运至葡二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。

（2）施工期地表水保护措施

①合理规划：施工单位严格按照有关规定安排施工作业；合理进行施工组织和场地布置；对施工运输合理规划、布局，利用既有道路，运输车辆按指定路线运行；施工运输车辆加盖棚布，防止运输材料洒落，产生扬尘，影响区域内环境。

②施工期间各类固体废物应及时清运，施工期间严禁将污水及固体废物直接排放至周围地表水体中。

③为避免井场对周边地表水产生影响，对低洼地井场进行填筑，平均填高 0.5m，水泡井井场边坡采用水泥混凝土预制块、干砌块石护砌。

④本项目钻井施工、管线施工在冬季进行，周边地表水处于枯水期或冰封期，有效避免施工废物径流进入地表水体可能造成的污染影响。

⑤确保第七采油厂应急物资库的围油栏、铁锹、吸油毡、消油剂等应急工具和设备齐备完好，以便在发生泄漏事故时对产生的污油污水进行及时回收和处理，避免对周围环境产生污染。

⑥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葡一联含油污水处理站、葡二联含油污水处理站、葡三联含油污水处理站、台肇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葡二联含油污水处理站和葡三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

葡二联含油污水处理站和葡三联含油污水处理站采用“两级沉降+两级过滤”，污水首先进入自然沉降除油罐，沉降处理后浮于上层的污油由收油泵回收，下层的污水进入

混凝除油罐进行二次除油处理，加入混凝剂充分混合后，上层污油由收油泵回收，下层污水进入两级压力过滤罐进行深度压滤处理，葡二联含油污水处理站设计出水水质指标为含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体 $\leq 5\text{mg/L}$ ，葡三联含油污水处理站设计出水水质指标为含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体 $\leq 3\text{mg/L}$ 。

葡一联含油污水处理站 1#站内主要工艺为“一级沉降+两级过滤”，污水进入自然沉降除油罐，沉降处理后浮于上层的污油由收油泵回收，下层的污水进入两级压力过滤罐进行深度压滤处理；2#站内主要工艺为“一级沉降+悬浮污泥过滤”，污水经自然沉降除油后，进入悬浮污泥过滤处理工段，葡一联含油污水处理站设计出水水质指标为含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体 $\leq 5\text{mg/L}$ ，

台肇联含油污水处理站站内主要工艺为“横向流+两级过滤”，污水经横向流凝结除油器处理后，污油由收油泵回收，污水两级压力过滤罐进行深度压滤处理，设计出水水质指标为含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体 $\leq 3\text{mg/L}$ 。

③处理工艺达标可行性分析

葡一联含油污水处理站和葡二联含油污水处理站设计出水指标为含油量 $\leq 10\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 5\text{mg/L}$ ，葡三联含油污水处理站和台肇联含油污水处理站设计出水指标为含油量 $\leq 8\text{mg/L}$ 、悬浮固体含量 $\leq 3\text{mg/L}$ ，本次委托大庆中环评价检测有限公司于 2024 年 11 月 4 日-5 日对含油污水处理站出水水质进行监测，处理后水质满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求，工艺可行。

④处理规模的可行性分析

本项目 4 口油井采出水依托葡一联含油污水处理站处理，设计污水处理量为 $15000\text{m}^3/\text{d}$ 。目前实际污水处理量为 $10986\text{m}^3/\text{d}$ ，本项目新增油井单井最大采出水量 $31.9\text{t}/\text{d}$ ，新增污水后处理量为 $11113.6\text{m}^3/\text{d}$ ，负荷率为 74.1%，从规模上本项目依托可行。

本项目 5 口油井采出水依托葡二联含油污水处理站处理，设计污水处理量为 $15000\text{m}^3/\text{d}$ 。目前实际污水处理量为 $13270\text{m}^3/\text{d}$ ，本项目新增油井单井最大采出水量 $31.9\text{t}/\text{d}$ ，新增污水后处理量为 $13429.5\text{m}^3/\text{d}$ ，负荷率为 89.5%，从规模上本项目依托可行。

本项目 1 口油井采出水依托葡三联含油污水处理站处理，设计污水处理量为 $5000\text{m}^3/\text{d}$ 。目前实际污水处理量为 $3950\text{m}^3/\text{d}$ ，本项目新增油井单井最大采出水量 $31.9\text{t}/\text{d}$ ，新增污水后处理量为 $3981.9\text{m}^3/\text{d}$ ，负荷率为 79.6%，从规模上本项目依托可行。

本项目 2 口油井采出水依托台肇联含油污水处理站处理，设计污水处理量为 $2500\text{m}^3/\text{d}$ 。目前实际污水处理量为 $1100\text{m}^3/\text{d}$ ，本项目新增油井单井最大采出水量 $31.9\text{t}/\text{d}$ ，

新增污水后处理量为 1163.8m³/d，负荷率为 46.6%，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水井洗井期间，热洗车洗井废水直接接入污水罐车回收，防止洗井污水进入周边环境。洗井严格控制在井场占地范围内，完工后，将井场平整清理干净，不得遗留油污；

⑤定期巡检，每天有专职人员对油井及管线进行检查，巡检次数至少为 1 次/d，雨季等特殊天气增加巡检次数，若管线泄漏应及时关闭切断阀，同时确保应急工具和设备齐备完好，准备围油栏、吸油毡、消油剂、接油桶等应急物资，以便在发生泄漏事故时对产生的污油污水进行及时回收和处理，避免对周围地表水环境产生大面积污染。

在正常情况下，项目开发建设采取较为完善的环境保护措施，措施技术可行，对周围环境不会产生不良影响。

6.1.2.3 退役期废水处理措施及地表水保护措施

（1）退役期废水处理措施及其可行性论证

①施工人员生活污水排入施工现场附近场站内已建化粪池，定期拉运至污水提升站，经污水管网进入大庆市大通水处理有限责任公司处理；

②退役期管线内介质均由压缩空气吹扫至后续集输管线进入集输系统处理，不外排。

（2）退役期地表水保护措施

①合理规划：施工单位严格按照有关规定安排施工作业；合理进行施工组织和场地

布置；对施工运输合理规划、布局，利用既有道路，运输车辆按指定路线运行；运输车辆加盖棚布，防止运输材料洒落，产生扬尘，影响区域内环境。

②退役期间各类固体废物应及时清运，施工期间严禁将生活污水直接排放。

③宣传教育：施工单位应加强对施工人员爱护环境防止地表水体破坏的宣传教育活动，在施工过程中，应做到井然有序的实施组织设计，做到文明施工。

通过采取以上措施，退役期能够有效防止各类污染物进入附近地表水体造成污染事故，减少对周边水环境的影响。

6.1.2.4 地下水污染防治措施

（1）源头控制措施

①施工期加强对钻井泥浆的回收处理工作，消除对地下水的污染隐患；

②本项目井场、集输管道等选址选线均避开了集中式饮用水源保护区、集中式饮用水源的补给区、径流区；

③将使用双层套管技术纳入清洁生产，使表层套管和油层套管固井水泥浆必须返至井口，保证固井质量，确保安全封闭此深度内的潜水层和承压水层；

④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；

⑤油井的设计、建造、改造应按照 SY/T 6596 的要求保证其完整性。油水井运行期间应参照 GB/T 17745 要求进行井筒完整性管理，定期开展井筒完整性检查；

⑥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，油水井作业范围限制在油水井永久占地范围内，防止作业过程中跑、冒、滴、漏产生的油水污染环境。一旦发生原油落地事故，及时回收并确保回收率达到 100%；

⑦管线的连接方式采用焊接，在施焊前进行检查；管道补口采用配套的补口带，补口层与原防腐层搭接宽度应不小于 100mm；

⑧管道采用防腐无缝钢管，管道设计壁厚的腐蚀余量为 2mm 或采用管道内防腐。埋地保温管道外防腐采用沥青防腐胶带特加强级，带宽不小于 150mm，防腐层厚度不小于 3.2mm。泄漏事故具有隐蔽性和灾难性，要加强监控，定期对集输管线防腐及腐蚀情况定期检测，及时维修或更新，防止泄漏事故的发生；

⑨回注井运行过程中，应持续对回注井口压力、套管压力、环空压力、回注流体的流量、水质等指标进行监测，本工程注水水质满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ 0639-2015）和《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求；定期开展套管腐蚀和水泥环状况检测，检测周期不超过 3 年。

⑩运行期定期检查、维修项目所有管道、机泵等，确保各部分的使用性能。尤其在

雨季更要认真检查，清除隐患。

⑪巡检过程一旦发现管道泄漏，应立即采取应急措施，关闭机泵，清理泄漏的原油、含油污水。

⑫废弃物等拉运车辆须在转运过程做好转运台账，严格执行废弃物转运签认和交接清单制度；运输前规划运输路线，转运过程中应严格按照规定的路线运输到相应的目的地；运输过程中应尽量避免环境敏感区；对拉运过程进行严格监督管理，运输车辆、装卸工具必须符合安全环保要求，装卸和运输废弃物过程中不得溢出和渗漏，严禁半途倾倒、排放或向第三方转移废弃物。

⑬油水井退役阶段，应按照 SY/T 6628、SY/T 6646 和《废弃井封井回填技术指南（试行）》的相关要求进行封井，在井内适当层段注入水泥塞，以防止井筒内形成流体串通通道，保护含水层免受地层流体或地表水窜入的污染。

（2）分区防渗措施

项目分区防渗具体见表 6.1-1，施工期分区防渗图见附图 23，运营期分区防渗图见图附图 22。

表 6.1-1 项目污染防渗区划分

项目	类别	项目涉及区域	防渗措施	防渗要求
施工期	重点防渗区	柴油罐区、泥浆循环罐、钻井液材料房、发电机房、水基钢制泥浆槽、油基钢制泥浆槽、钻台	采用地面碾压平整并铺设 2mm 厚防渗布进行防渗，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$	满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中关于重点防渗区等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0\text{m}$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 防渗技术要求
	一般防渗区	其他材料房、机械修理房、临时防渗旱厕	采用 1.5mm 厚防渗布进行防渗，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$	满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中关于一般防渗区等效黏土防渗层 $Mb \geq 1.5\text{m}$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 防渗技术要求
	简单防渗区	施工井场其他区域	采用地面碾压平整	满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中关于简单防渗区一般地面硬化防渗技术要求
运营期	重点防渗区	集油掺水管道、注水管道	管道采用防腐无缝钢管、管道的连接方式采用焊接，管道设计壁厚的腐蚀余量为 2mm 或采用管道内防腐，管道的外防腐等级采用特加强级	满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中关于重点防渗区等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0\text{m}$ ， $K \leq 1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 防渗技术要求
		井场作业区	井场永久占地内铺设 2mm 厚防渗布进行防	

			渗，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$	
	简单防渗区	井场永久占地内	采用地面夯实碾压平整进行防渗	满足一般地面硬化防渗技术要求

(3) 地下水环境跟踪监测

定期对地下水环境进行监测，监测委托具有资质的单位进行，结合《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）、《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南（试行）》（HJ 1209-2021）制定本项目运行期监测计划，同时在地对监测结果进行信息公开，每年公开一次，随时监测地下水的变化，及时发现和解决问题；如发生重大污染事故且已对地下水造成污染，应进行信息公开，并与政府相关部门进行联动，聘请专家进行讨论，制定减轻地下水污染程度及控制地下水污染范围的措施，防止地下水污染加剧。

根据项目工程的分布情况，在大同区域井场上游的设 1 个潜水背景监测点，在建设项目区域及区域下游设 3 个潜水跟踪监测点及 1 个承压水跟踪监测点；在肇源区域井场上游的设 1 个潜水背景监测点，在建设项目区域及区域下游设 3 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 8。

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
正合屯水井	背景监测点	pH、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、砷、六价铬、挥发酚、氨氮、耗氧量	124.74294 46.05291	葡 64-更 84 东北 1300m	潜水层	1 次/半年
农造地屯水井	跟踪监测点		124.55869 45.84322	葡 182-更 34 西 170m	潜水层	
翟生屯水井	跟踪监测点		124.76604 45.98756	葡 82-更 79 东南 700m	潜水层	
车铺屯水井	跟踪监测点		124.69475 45.85745	葡更 206 新建管线 南 180m	潜水层	
四合屯水井	跟踪监测点		124.86340 45.97916	太 106-更 67 南 230m	具有饮用价值的承压水含水层	
黑水屯水井	背景监测点		124.96034 45.71997	永 161-更 75 东北 1950m	潜水层	
嘎老窝棚屯水井	跟踪监测点		124.89716 45.69139	永 172-更 58 西南 300m	潜水层	
魏家窝棚屯水井	跟踪监测点		124.89648 45.66289	永 196-斜更 56 井 西南 115m	潜水层	
厂房闲置水井	跟踪监测点		124.83508 45.66078	台 84-更斜 118 西南 550m	潜水层	
平安地屯水井	跟踪监测点		124.72486 45.75065	葡 256-更 112 西南 1380m	具有饮用价值的承压水含水层	

(4) 应急响应

①强化生产运行管理，杜绝含油污水及污油的随意排放，落地原油要及时回收，并及时处理被落地油污染的土壤，消除对地下水的污染隐患。

②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。

③定期对油水井的套管情况进行检测，发现异常情况及时处理，防止污染地下水；油水井作业结束后对井场进行清理，对被油水污染的井场土壤进行回收，防止污染物进入潜水层造成污染。

④油井运行期间应参照《石油天然气工业套管和油管的维护与使用》（GB/T 17745-2011）要求进行井筒完整性管理，定期开展井筒完整性检查。

⑤新启用或检维修后初次启用的回注井运行前，应进行井筒完整性测试，本项目回注井平均注入量小于 300m³/d，应至少每 2 年进行 1 次井筒完整性检测，检测发现井筒完整性失效，应立即停止回注。

⑥提高自动化水平，对管道及井口的压力进行实时监控，当发生泄漏事故时可通过压力变化及时发现，然后采取维抢修及回收落地油和被污染的土壤等措施控制事故对周围环境造成的影响，防止污染地下水。

⑦定期对井区周围村屯水井进行观测和检测，随时监测地下水的变化，及时发现和解决问题，如发生重大污染事故且已对地下水造成污染，应进行信息公开，并与政府相关部门进行联动，聘请专家进行讨论，制定减轻地下水污染程度及控制地下水污染范围的措施，防止地下水污染加剧。

（5）退役期地下水污染防治措施

退役期主要污染源是设备拆除、井场清理产生的扬尘和固体废物等，主要污染防治措施如下：

①对关闭的油井实施安全封堵。

②油井退役阶段，应按照《陆上石油天然气生产环境保护推荐作法》（SY/T 6628）、《废弃井及长停井处置指南》（SY/T 6646）和《废弃井封井回填技术指南（试行）》的相关要求进行封井，在井内适当层段注入水泥塞，以防止井筒内形成流体串通通道，保护含水层免受地层流体或地表水窜入的污染。

6.1.3 噪声污染控制措施

6.1.3.1 施工期

（1）合理安排施工时间。尽量避免大量高噪声设备同时施工。

（2）合理布置施工现场，尽量将高噪声机械布置远离环境敏感点一侧，同时，避免

在同一地点安排较多的动力机械。

(3) 降低设备噪声。选用低噪声设备，平时注意设备维护和保养，避免设备不正常运行产生的高噪声。

(4) 运输车辆选择避开村屯路线，尽量不鸣笛。

(5) 加强对施工人员的培训及责任教育，做好施工机械和运输车辆的调度和交通疏导工作，运输车辆选择避开居民区的路线，限制车速，禁止鸣笛，降低交通噪声；

(6) 本项目施工期较近的敏感目标为葡 69-更 84 井场南侧 120m 的张云令屯，葡 10-6-更 572 井新建管线西 170m 双庆村，在管线施工阶段采取人工开挖，降低对周边敏感点的影响。

通过采取上述措施，能够确保施工场界噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）要求，且不会对施工场地周边敏感点产生较大影响，施工期噪声治理措施可行。

6.1.3.2 运行期

(1) 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，井场周边声环境质量能够达到《声环境质量标准》（GB3096-2008）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。

6.1.3.3 退役期

退役期噪声源主要是拆除井场抽油机等设备产生的噪声。

退役期施工时应加强施工管理工作，合理安排施工进度，避免大量高噪声设备同时施工；选用低噪声设备；运输车辆选择避开居民区的路线。

通过采取上述措施，能够确保退役期施工场界噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）要求，且不会对施工场地周边敏感点产生较大影响，退役期噪声治理措施可行。

6.1.4 固体废弃物控制措施

6.1.4.1 施工期

(1) 废钻井液、钻井岩屑、废射孔液排入井场水基钢制泥浆槽中，及时拉运至大庆洁宇环保科技有限公司处理，处理后的压滤水由罐车拉运至葡二联含油污水处理站处理

满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，处理后的泥饼外售给大庆钻探工程公司钻井二公司综合利用垫井场或铺路。

（2）本项目施工废料主要为焊接施工中产生废焊条和管道防腐施工过程中产生的废防腐材料。由施工单位统一收集后拉运至第七采油厂工业固废填埋场处理，膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋和废防渗布由施工单位统一收集后拉运至第七采油厂工业固废填埋场处理。

（3）生活垃圾统一收集后运至大庆城控电力有限公司处理，执行《城市生活垃圾管理办法》（中华人民共和国建设部令第 157 号令）。

施工产生的生活垃圾等固体废物在固定地点集中存放，防止因大风等进入外环境，并及时清运，做到工完、料净、场地清。通过采取上述措施，本项目施工期产生的固体废物均能按照“资源化、减量化、无害化”原则，合理安全处置。

6.1.4.2 运行期

（1）本项目产生的落地油及清淤油泥（砂）属于危险废物，危险废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，代码为 071-001-08，由罐车拉运至葡萄花含油污泥处理站减量化处理后，再委托北京新风航天装备有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）表 1 中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路；落地油及含油污泥均由施工人员回收至罐车内，罐车采用密闭的专用罐车，拉运过程中按照指定的拉运路线、尽量避开村屯等敏感点进行运输，同时罐车上配备铁锹等应急工具。

（2）运营期油井作业产生的含油废防渗布属于危险废物，危险废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，代码为 900-249-08，经收集后委托有资质单位处理。

（3）在井场作业现场管理中，严格落实作业前后环保交接制度，作业队伍必须严格遵守相应的无污染作业准则，确保无污染作业率达到 100%。

（4）本项目产生的危险废物及时进行收集运输工作，严格执行《危险废物转移管理办法》。在收集过程中确保危险废物不遗撒、泄露。

6.1.4.3 退役期

（1）退役期拆除的废旧设备全部回收至第七采油厂物资库；

（2）生活垃圾统一收集后运至大庆城控电力有限公司处理，执行《城市生活垃圾管理办法》（中华人民共和国建设部令第 157 号令）；

（3）封井建筑垃圾统一收集后拉运至龙凤区南一路与大广路交叉口西侧的建筑垃

圾临时消纳场处置。

6.1.5 生态保护措施

6.1.5.1 施工期

(1) 钻井施工应编制施工预案，科学安排作业，新钻井尽可能利用旧原井场或周边已建井场，最大限度减少临时占地对植被的碾压和破坏；

(2) 充分利用现有道路，尽量不再开辟新的临时进井通道；

(3) 施工机械不在道路、井场以外的地方行驶和作业，规范行车路线及施工人员行为，严禁随意践踏、碾压施工区范围外的植被，不准乱挖、乱采植物；

(4) 井场布置必须遵守《大庆油田开发建设用地标准》规定，严格控制施工作业面积，以减少地表植被破坏；

(5) 为避免施工期对植被的影响，对易产生扬尘的场所必要时加以遮挡，以减轻对植物的影响；

(6) 加强井场管理及设备养护，井场铺设防渗布，防止原油、含油污水以及各种废液的跑冒滴漏，如发生跑冒滴漏，及时处理；

(7) 规范施工人员行为，严禁随意践踏、碾压施工区范围之外的植被；

(8) 恢复土地生产能力，提高土壤肥力。施工过程中尽量保护土地资源，不打乱土层。本项目在施工过程中针对临时占地，应剥离占地内 0.3m 的表土，采用分层开挖，分层堆放，暂存于占地内的表土剥离临时堆放区，并采取苫布遮盖等措施防止水土流失，定期采取洒水抑尘措施，剥离的表土在施工结束后分层回填，及时恢复地表植被，并采取补植、补播等措施，保证土壤肥力和植被覆盖度；

(9) 施工结束后施工营地进行搬迁，料场做到工完、料净、场地清。井场临时防渗旱厕进行清理卫生填埋，按照先填心、底土，后平覆表土，柴油罐区的防渗材料及围堰与柴油罐一同拆除，临时占地平整并恢复；施工时所产生的生活污水、生活垃圾等废弃物，严禁随意倾倒；

(10) 埋设管线时，根据管径的大小做到尽量窄控，采取平埋方式（不起土坝）进行，以便尽快恢复植被；

(11) 恢复被破坏的地表形态，平整作业现场，改善土壤及植被恢复条件；

(12) 本工程永久占用的耕地，针对永久占地按“占一补一”原则及相关规定缴纳土地补偿费，专款用于占地补偿，按规定补划永久基本农田；

(13) 管道施工尽量缩小占地面积，应划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，走同一车辙，避免加行开辟新路；

(14) 管沟挖、填方作业应作到互补平衡；

(15) 管沟回填应按层回填，以利施工带土壤和植被的尽早恢复。回填后应予以平整、压实，以免发生水土流失；

(16) 管道建设工程结束后，回填开挖的管沟，路基采取护坡、养护措施，进行表土回覆、场地清理平整并恢复植被；

(17) 对废水、固体废物进行严格管理，统一处理或回收，不得随意抛撒，防止污染土壤。

本项目应在施工完毕后进行生态影响减缓及恢复措施，具体见表 6.1-3。典型生态保护措施平面布置示意图见附图 24。

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	耕地及草地	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 0.2252hm ² 。	施工完毕后 1 年内	大庆油田有限责任公司第七采油厂
2	临时占地	耕地及草地	恢复临时占地 30.86hm 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		

6.1.5.2 运行期

本项目由于井场、道路、管线等施工时车辆对土壤的碾压，人员对土壤的践踏，将改变原地表地貌状况，扰动原地貌，改变原地貌的状况和性质。工程施工破坏植被，新地貌失去植物根系的固土作用，雨水直接冲刷疏松、裸露的地表土，易造成水土流失；施工过程中，开挖回填后产生的弃渣松散堆积，结构疏松，胶结力差，抗侵蚀能力极低，遇暴雨产生径流，加大水土流失。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。

(3) 油水井作业要划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，避免并行开辟新路，以减少风蚀沙化活动的范围。油水井作业结束后，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。

6.1.5.3 退役期生态恢复与重建措施

油田退役期，根据立地条件和宜林则林、宜草则草、宜农则农的原则，对生态环境进行恢复和重建，评价建议分区采取生态恢复与重建措施。

(1) 井场生态恢复与重建措施

①退役期油水井退役或报废后，应当在6个月内将打开的油气层和井口封闭；井场应拆除采油设备、封好井口，挖松固化地面，并对井场土地进行平整、翻松，同步实施井场复垦还田或植被恢复措施。

②保留各类绿化、防洪工程、生态保护设施，使油田开发区生态环境功能不变生态环境质量不低于目前现状。

(2) 道路及管线生态恢复与重建措施

①为避免退役管线开挖对生态环境的影响，管线退役阶段不进行开挖，采取管线两段灌注水泥封堵直埋处理。

②对井场道路的永久占地要进行生态恢复，采取土地平整、翻松，及时复垦，使油田开发区与区域生态景观和谐一致。

综上所述，项目退役期在采取生态恢复与重建措施后，可有效地将生态环境的影响降到最低程度。

6.1.5.4 黑土地保护措施

本项目新增占地类型为耕地，属于黑土耕地。根据《黑龙江省“十四五”黑土地保护规划》及《黑龙江省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) 本项目新建井场严格遵守《石油天然气工程项目用地控制指标》（2017.1.1）

要求，更新井以利旧原井场为主，尽可能减少占地。

(2) 本项目建设过程中对占用的耕地，对于永久占地应剥离表层 0.3m 的耕作土，并按照“占一补一，质量相等”的要求进行易地补充耕地，或按规定缴纳耕地开垦费，开垦新的耕地。

(3) 本项目实施前编制表土剥离利用方案，统筹安排剥离、储存和再利用工作。表土剥离和利用严格执行《建设占用耕地耕作层土壤剥离利用技术规范》（DB23/T2913-2021）。

(4) 本项目对临时占用的耕地采用深松深耕进行复垦。

(5) 本项目需遵守《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。

(6) 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，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。

6.1.5.5 水土流失保护措施

(1) 工程防治措施

1) 井场

井场予以平整、压实，以免发生水土流失。对于建设开挖、回填土石方要合理填埋、堆放、利用，并采取适当的压实平整措施。地面建设产生的弃方不得随处堆放，应合理利用。

2) 道路

施工期尽量利用现有公路和已有便道行车，避免造成新的裸露地表；执行“无捷径”原则，规范车辆行驶路线，不在道路、井场以外的地方行驶和作业，禁止碾压和破坏地表植被。在油田道路地势较低，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) 管线

管道工程施工时，要特别注意保护原始地表与天然植被，应划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，走同一车辙，

避免加行开辟新路。管沟挖、填方作业应尽量做到互补平衡，以免造成弃土方堆积和过多借土，增加新的水土流失。管沟回填应按层回填，以利于施工带土壤和植被的尽早恢复。回填后应予以平整、压实，以免发生水土流失。

4) 生物防治措施

本项目水土保持生物措施主要根据油田地面植被情况，做好原有植被恢复工作和人工绿化工作，最大程度的降低因本项目施工建设和生产运行而新增的水土流失量，尽量改善当地的生态环境。

(2) 管理措施

因地制宜选择施工季节，本项目施工选在冬季，避开植被生长季节、农作物耕种季节，减少损失，同时也避开大风及强降水季节。施工期间应划定施工活动范围，严格控制和管理运输车辆、重型机械设备作业范围，以及施工人员的活动范围，由专人负责管理，减少施工作业对周围土壤和植被的破坏范围和程度。

严禁在大风天气下运输及装卸施工散料等。在便道出入口，树立保护耕地的警示牌，以提醒施工作业人员，减少人员随意践踏造成的水土流失。严禁开发建设施工材料乱堆乱放，划定适宜的堆料场，以防对植物破坏范围的扩大，增加裸地面积而新增的水土流失。

6.1.5.6 防沙治沙保护措施

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

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

(2) 管道采用沟埋敷设，施工结束后及时有效地对占地区域土地进行平整，并压实，利于植被自然恢复。井场临时占地主要为设备放置地，在设备放置时尽量不破坏原有地貌，施工结束后及时对现场进行清理，对破坏的土地进行平整并压实，利于植被自然恢复。

(3) 在施工活动结束后，要立即对施工现场进行回填平整，形成新的合适坡度，并尽可能覆土压实，基本程序是回填—平整—覆土—压实。工程回填物应首先考虑弃土、弃石和弃渣，并力求做到“挖填平衡”。

(4) 施工时要特别注意保护原始地表与天然植被，划定施工活动范围，严格控制和

管理车辆及重型机械的运行范围，所有车辆采用“一”字型作业法，避免并行开辟新路，以减少风蚀沙化活动的范围。

(5) 施工作业避免在大风天施工。

(6) 路基边坡采取种草措施护坡固土，维护路基稳定和道路安全运行。

6.1.5.7 植被恢复措施及补偿措施

建设单位在施工过程中，应严格执行《中华人民共和国土地管理法》、《石油天然气工程项目用地控制指标》的相关规定，切实采取有效的保护措施，对生态环境进行正确的保护，并进行补偿和恢复。

(1) 植被占用补偿

按照国家“水土保持法”要求，凡是占用和破坏植被的单位或个人均应向水土保持主管部门缴纳一定的水土保持费用。国家为了加大水土保持工作力度，对水土保持费不断进行了调整，建设单位应按标准向水土保持主管部门缴纳水保费用。

(2) 植被恢复措施

施工结束后，及时恢复被破坏的地表形态。对 30.86hm² 临时占地进行表土留存，施工结束后进行回填，临时占用的耕地由农民自行复垦，确保恢复等质等量面积的耕地，对临时占用草地进行植被恢复。

通过采取上述生态保护措施，能够确保本项目对区域生态的破坏得到有效控制，不会对区域生态产生较大影响，生态保护措施可行。

6.1.6 环境风险防范措施及应急要求

6.1.6.1 施工期环境风险防范措施

(1) 突发井喷事故风险防范措施

1) 钻井时安装防喷器，防止井喷事故发生。

2) 钻井过程中钻井队要认真做好地层孔隙压力监测，绘制四条曲线，包括预测地层孔隙压力曲线、监测地层孔隙压力曲线、设计钻井液密度曲线、实际钻井液密度曲线，并贴于井场值班房墙上。

3) 施工方在施工过程中因地质情况或施工条件出现较大变化时，应及时对钻井作业进行风险识别和评价，制定出安全技术保障措施，并提出修改设计的请求，按程序审批后方可实施。

4) 井控设备的维护和使用严格按照《大庆油田钻井井控实施细则》中的 4.2 和 5.2 的要求执行。

5) 从一次开钻开始，干部必须 24h 值班，负责包括井控工作在内的所有钻井施工

管理。值班干部要佩戴明显标志，填写值班记录（包含在交接班记录内）。

6) 严格执行钻开油气层前的准备和检查验收制度，在进入油气层前 50m~100m，按照下部钻井的设计最高钻井液密度值，对裸眼地层进行承压能力检验。

7) 最大允许关井套压值为防喷器额定工作压力、地层破裂压力决定的允许关井套压值、套管抗内压强度的 80%，三者中的最小值。

8) 钻井液性能符合钻井设计要求，特别是钻井液密度必须在设计范围内。起钻前充分循环井内钻井液，使其性能稳定，进出口密度差不超过 0.02g/cm^3 。

9) 钻进时司钻注意观察泵压、钻速等变化，发现异常立即停止钻进，循环钻井液观察后效。

10) 起钻过程中，要严格控制起钻速度，钻头在油气层中和油气层顶部以上 300m 井段内起钻用 I 挡或起钻速度不超过 0.5m/s ，预防抽吸引起井喷。起钻中严格按照规定及时向井内灌满钻井液，并作好记录、校核，及时发现异常情况；起钻完应及时下钻，检修设备时必须保持井内有一定数量的钻具，并观察出口管钻井液返出情况。严禁在空井情况下进行设备检修。

11) 空井作业时间（如电测、井壁取心等）原则上不能超过 24h，或根据坐岗观察和钻井工程设计要求的空井时间，否则必须下钻通井。

12) 钻开油气层后，每次起钻前钻井液密度达到设计上限，都要进行一次 250m~350m 的短起下钻，计算气体上窜速度，循环钻井液观察后效，正常后才可起钻。

13) 钻进中发生井漏应将钻具提离井底、方钻杆提出转盘，以便关井观察。采取定时、定量反灌钻井液措施，保持井内液柱压力与地层压力平衡，防止发生溢流，其后采取相应措施处理井漏。

14) 需调整钻井液密度时，应确保井筒液柱压力不小于裸眼段中的最高地层孔隙压力。

15) 完井下套管建立循环前，必须在套管内灌满钻井液。

16) 固井作业时不得拆除防喷器，应配套微变径闸板、换与套管直径相匹配的闸板或在钻台配备套管螺纹和防喷钻杆相匹配的接头。固井全过程保证井内压力平衡，尤其防止水泥浆候凝期间因失重造成井内压力平衡的破坏，甚至井喷。

17) 中途测试和先期完成井，在进行作业以前观察一个作业期时间；起、下钻杆或油管应在井口装置符合安装、试压要求的前提下进行。

18) 发现溢流后，严格按照《大庆油田钻井井控实施细则》溢流的控制及压井作业中的要求执行。

19) 认真做好井控记录, 严格执行井控九项管理制度, 按《大庆油田井控技术管理实施细则》执行。

(2) 套损风险防范措施

1) 加强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。

3) 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。包括预测断层性质(正、逆断层)、分布、深度、产状(走向、倾向和倾角), 为工程调控注水量、注水压力提供资料和依据; 预测膨胀泥岩厚度、分布层位、深度和范围, 预测透镜砂体厚度、分布范围和层位; 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。

(3) 防火、防爆、防泄漏措施

1) 井场钻井设备的布局要考虑防火的安全要求。值班房、发电房、配电柜距井口不小于 30m。

2) 距井口 30m 以内及钻井液循环系统的电气设备、照明设备、开关、输电线路及接线方法应符合防火防爆安全规定。

3) 钻台下面和井口周围严禁堆放杂物和易燃品, 机泵房下无积油。

4) 井场内严禁吸烟和动用明火, 应有明显的防火标志。若需动火, 应执行相关的安全规定。

5) 在井架上、井场盛行风入口处、钻台等地应至少设置 2 个风向标, 一旦发生紧急情况, 作业人员可向上风方向设定的 2 个紧急集合点疏散。

6) 在钻台上下、振动筛、循环罐等气体易聚积的场所, 应安装防爆排风扇以驱散工作场所弥漫的有毒有害、可燃气体。

7) 柴油罐区地面铺设防渗布, 设置围堰。

8) 确保应急工具和设备齐备完好, 以便在发生泄漏事故时对产生的污油污水进行及时回收和处理。

9) 一旦发生井喷事故, 要及时上报上级主管部门, 并有消防车、救护车、医护人员和技术安全人员在井场值班。

10) 对油田设施采用新技术, 提高油田设施的抗蚀防腐能力, 如推广抗腐蚀的非金属管线的应用, 从而减少由于设施因素引发油水泄漏事故的几率;

11) 原油、天然气为易燃易爆物质。为了防止设备、管道爆破泄漏, 严格遵循有关设计规范进行规划设计, 严格要求设备、材料的质量和工程的施工质量, 保证工艺过程的密闭性, 避免事故的发生;

12) 爆炸危险区域内所用的电气设备、自控仪表设备均采用防爆型, 并符合相应的防爆等级;

13) 严格执行各项安全生产制度, 在油气泄漏场所严禁静电和携带火种。

(3) 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 4.0Mpa 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。

7) 注水井作业起下管柱、冲沙时井口必须安装简易控制器和油管放喷阀门, 不起下管柱时, 需将井口坐好, 并关闭油管 and 套管闸门, 需要放喷时产生的污水必须排到罐车, 并拉运到污水处理站处理; 冲沙过程中井口要坐好简易控制器, 出口水龙带连接到罐车, 然后将污水拉运到葡二联含油污水处理站处理。

6.1.6.2 运营期环境风险防范措施

(1) 集输系统事故风险防范措施

1) 严格挑选施工队伍, 施工单位应持有劳动行政部门颁发的压力管道安装许可证, 以确保管道施工质量, 同时对工程中使用的设备及附件应严格进行施工安装前的质量检验, 检验合格后方可进行施工安装。

2) 对已建集输系统定期维修保养, 及时更换老化管线、设备。

3) 定时对采油井和管线进行巡查, 及时发现管线、阀门、设备渗漏、穿孔问题。

4) 加强应急预案和紧急切断等措施, 加强自动控制系统的管理和控制, 严格控制压力平衡。定期对管线进行检查, 对壁厚低于规定要求的管段应及时更换, 消除爆管的隐患; 定期对集输管线上的安全保护设施, 如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查, 使管道在超压时能够得到安全处理, 在管道破裂时能够及时截断上下游管段, 以减少事故时油气的释放量, 使危害影响范围减小到最低程度。

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) 确保第七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葡萄花含油污泥处理站减量化处理后, 再委托北京新风航天装备有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》(DB23/T3104-2022) 表 1 中的限值要求后, 用作油田垫井场和通井路。

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) 定期检测管道的内外腐蚀及防腐层破损情况, 及时更换或维修。

12) 制定定期巡查制度, 发现异常及时处理和报告。

13) 建立应急响应机构, 配备快捷的交通通讯工具, 以便对泄漏事故及时作出反应和处理。

（2）依托场站事故风险防范措施

- 1）建议对地层压力进行监控，合理安排注采比，预防套损事故的发生；
- 2）站内定时巡检，及时发现并处理容器、罐体、管线和阀门的泄漏、穿孔问题，避免出现大量油水泄漏；
- 3）平稳操作，避免系统压力超高放空；
- 4）定期维护保养容器、设备和站内管线。
- 5）加强场站管理，建立并严格执行安全生产责任制度，科学监控设备运行，消除故障隐患。
- 6）各场站均设置了事故排污池，可在事故状态下暂存装置内残余的原油或含油污水。

（3）火灾、爆炸风险防范措施

1）为防止系统憋压或误操作造成密闭设备的超压破坏或爆炸，所有压力容器及油罐均设有安全阀、呼吸阀等泄压设施。场站可燃气体设备的安全阀出口泄放管应接至火炬系统或其它安全泄放设施；

2）场站的油罐均设计防雷、防静电接地装置；对生产场所超过安全电压的电气设备均采取保护接零或接地措施；

3）场站内的防雷接地设施及报警装置必须定期校检，保证安全设施可靠有效。

（4）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》（HJ2025-2012）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《危险废物转移管理办法》执行，单位应编制应急预案。

3）运输的车辆必须是专用车或经有关部门批准使用符合安全规定的运载工具，并符合相关要求；运输车辆、设备及管道进行定期的维护和检查，防患于未然，保持槽车和良好的工作状态，保证接地正常。

4）担任储运人员必须经过上岗培训，经定期考核通过后方能持证上岗。工作人员应熟悉事故应急设备的使用和维护，了解应急手册应急处理流程，一旦发生意外，在采取应急处理的同时，迅速报告公安、交通部门和环保等有关部门，必要时疏散群众，防止

事态进一步步扩大和恶化。

5) 运输、储存原料、溶剂、产品危险化学品所用的槽车、容器、设备必须符合《压力容器安全技术监察规程》的安全管理规定,企业对压力容器管理执行国家有关压力容器的规定。设备区设计应按照《石油化工企业设计防火标准》(GB50160-2018)要求进行必要的围堰、防火设计、修复。

针对上述风险情况,本项目建设单位已经针对可能发生的风险事故提出相应风险防范措施,企业结合所处区域的自然条件、环境状况、地理位置等特点,制定了较完善的事故风险应急预案,本项目为扩建工程,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。

建设单位目前已有的应急预案内容较为完善,已有应急预案能够满足建设项目的要求。本项目为改扩建工程,目前第七采油厂已建立较完善的应急预案体系,综合性预案为《第七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《突发环境事件应急预案》、《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；《突发环境事件应急预案》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，第七采油厂应急预案涵盖了突发环境事件、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。不需对本项目提出新的应急预案，发生风险事故时按已建立的事故风险应急预案执行，在执行应急预案的同时，要加强区域应急联动体系，定期进行地企联动应急演练，提高突发事件的应急处理能力。

1、确定危害和风险

本项目潜在的环境风险事故是泄露、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。本项目位于已建区块内，可以纳入第七采油厂油田原有应急体系内，不需对本项目提出新的应急预案，发生风险事故时按已建立的事故风险应急预案执行，在执行应急预案的同时，要加强区域应急联动体系，发生事故必要时可直接向邻近企业、单位和政府部门、消防队、环保局、安全生产监督管理局和市政府报告，申请求援并要求周围企业单位启动应急计划。该应急预案需补充内容如下：

(1) 依托大庆油田公司监测机构建立事故应急监测机制，及时进行事故环境影响监测。

(2) 环境监测内容

本项目发生污染事故时，对环境的影响主要是对生态（包括土壤、植被）和大气环境的影响，应急监测主要是这几方面的内容。

①生态方面：对事故现场及周围区域的植物、土壤进行危害监测，并在事故后不定期的对生态环境的恢复状况进行监测。

②大气环境：应对事故全过程（发生时，控制时和事故后）进行监测，特别应对事故发生地附近的敏感区域进行大气监测。

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七采油厂编制了《突发环境事件应急预案》，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七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七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七采油厂已备案登记《突发环境事件应急预案》、《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
大庆市大同区生态环境局	0459-4688656
肇源县生态环境局	0459-8222470
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七采油厂环保部	0459-4494385

由前述分析可知以上提出的各项环境保护措施是切实有效的，同时工程对油田生产全过程采取环境保护管理措施和技术措施，有效的预防和减缓本次产能建设可能带来的不良环境影响。

6.1.7 土壤保护措施

6.1.7.1 施工期土壤污染防治措施

（1）加强施工中的环境管理，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。

（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，以便其尽快恢复耕种。

（5）加强管理，杜绝钻井泥浆跑冒滴漏，施工井场采取分区防渗措施，杜绝污染物泄漏对土壤造成影响；

（6）加强管理，提高职工的环境保护意识，规范施工人员行为，严禁随意践踏、碾压施工区范围之外的植被。

6.1.7.2 运营期土壤污染防治措施

针对工程可能发生的土壤污染，按照“源头控制、末端防治、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全阶段进行控制。

（1）源头控制措施

井场控制措施。油田开发过程中，井下作业应配备泄油器、刮油器等，作业污水要求全部进罐，由罐车拉运至葡二联含油污水处理站和葡三联含油污水处理站处理达标后回注油层，不外排；按照“铺设作业、带罐上岗”的作业模式，及时回收落地油，由罐车拉运至葡萄花含油污泥处理站减量化处理后，再委托北京新风航天装备有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）表 1 中的限值要求后，用作油田垫井场和通井路，落地原油回收率应达到 100%。

管线控制措施。在管线的路由选择中，应尽量沿道路进行铺设，同时还采用管线保温措施；管道应按要求设置截断阀与报警系统和监控系统。

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

对集输管线、注水管线定期进行检测，防止腐蚀穿孔引起油水泄漏污染环境，同时对位于土壤腐蚀性较强的低洼地带，采用玻璃钢外防腐钢制管道，以延长埋地管道使用寿命；井场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、注水井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 4 个。跟踪监测计划见表 6.1-5，土壤跟踪监测布点图见附图 19。

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	葡 75-更 82 井场	124.74901 46.01200	pH、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、砷、六价铬	1 次/年	《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 2（其他项目）中第二类用地石油烃筛选值
2	葡 75-更 82 井场南侧 200m 耕地	124.74926 46.00990			
3	永 161-更 75 井场	124.93886 45.70932			
4	永 161-更 75 井场南侧 200m 草地	124.93884 45.70755			

上述监测结果应按照规定及时建立数据档案，并定期向社会公开监测信息。如发现异常或发生事故，需加密监测频次，确定影响源位置，分析影响结果，并及时采取应急措施。

6.1.7.3 退役期土壤环境保护措施

井场退役期应按照《污染地块土壤环境管理办法（试行）》的有关规定，开展土壤环境调查及风险评估，并按照相关管理规定对污染地块采取治理与修复措施。通过采取以上污染控制措施，可保证闭井后项目用地土壤满足相关标准要求，处置措施可行。

6.2“三同时”项目一览表

为进一步落实本项目工程设计和环境影响评价提出的各项环保措施，确保环保工程发挥真正作用，本评价列出“三同时”项目表和竣工验收监测与调查的相关要求，具体内容见表 6.2-1、表 6.2-2。

表 6.2-1 “三同时”项目一览表

防治内容			环保措施	验收标准
废气	施工期	施工期扬尘	及时洒水、临时土方等加盖苫布等遮盖物	施工场界执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 中无组织排放监控浓度限值
		焊接烟尘	由于项目焊接点较少，产生的焊接烟尘量较小，且项目位于室外，空气扩散条件较好	

		柴油机 燃烧烟 气	使用产品质量达标的低标号柴油，采用节能环保型柴油动力设备，调节好柴油机运行工况	柴油燃烧烟气执行《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法》（中国第三、四阶段）（GB20891-2014）及 2020 修改单中第三阶段标准限值及《非道路移动柴油机械排气烟度限值及测量方法》（GB 36886-2018）表 1 中 II 类限值要求，柴油机烟气中 SO ₂ 、NO _x 的排放执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 中无组织排放监控浓度限值
	运 营 期	采油井 场非甲 烷总烃	管线采取密闭性良好的阀门等，确保密闭集输，加强对设备和管道的检查和维护	井场及依托场站厂界执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求，厂区内非甲烷总烃满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求
		场站非 甲烷总 烃		
		加热炉 燃烧烟 气	依托场站加热装置采用清洁能源天然气为燃料，并采用了低氮燃烧器	燃烧烟气执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 中新建燃气锅炉标准限值
废 水	施 工 期	钻井废 水	排入井场水基钢制泥浆槽中，及时拉运至大庆洁宇环保科技有限公司处理，处理后的压滤水由罐车拉运至葡二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层	不外排

		施工人员生活污水	排入施工营地设置的临时防渗旱厕内，定期拉运至采油七厂厂区的污水提升站，经污水管网进入大庆市大通水处理有限责任公司处理，施工结束后临时防渗旱厕进行卫生处理，场地进行平整	不外排
		管线试压废水	由罐车拉运至葡二联含油污水处理站和葡三联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层	不外排
	运营期	作业污水	由罐车拉运至葡二联含油污水处理站和葡三联含油污水处理站处理达标后回注油层	执行《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求
		洗井污水	由罐车拉运至葡二联含油污水处理站和葡三联含油污水处理站处理达标后回注油层	
		油田采出水	管输进入葡一联含油污水处理站、葡二联含油污水处理站、葡三联含油污水处理站、台肇联含油污水处理站处理达标后回注油层	
	噪声	施工期 施工场地噪声	合理安排施工时间，避免大量高噪声设备同时施工，选用低噪声设备，注意设备维护和保养，机泵等设备布置在室内，且采取基础减震等设施	《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）中限值要求
		运营期 井场噪声	低噪声设备、基础减振	《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	废钻井液、钻井岩屑、废射孔液	排入井场水基钢制泥浆槽中，及时拉运至大庆洁宇环保科技有限公司处理，处理后的压滤水由罐车拉运至葡二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，处理后的泥饼外售给大庆钻探工程公司钻井二公司综合利用垫井场或铺路	合理处置

		施工废料、膨润土等废包装袋、废防渗布	经收集后拉运至第七采油厂工业固废填埋场处理	执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）要求
		生活垃圾	统一收集后运至大庆城控电力有限公司处理	100%处置
	运营期	含油防渗布	由建设单位统一收集后定期委托有资质单位处理	执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中的相关规定，实行危险废物转移制度
		含油污泥、落地油	由罐车拉运至葡萄花含油污泥处理站减量化处理后，再委托北京新风航天装备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
	生态恢复		临时占地类型为草地和耕地，临时占地面积 30.86hm ² ，施工结束后及时清理施工现场，对临时占用的土地进行恢复、平整	施工结束后地表平整，及时恢复地表形态、生态修复
			永久占地类型为草地和耕地，永久占地面积 0.2252hm ² ，永久占地按照规定进行补偿，恢复等质等量耕地	按相关要求进行了征地补偿，专款用于当地基本农田补划
地下水及土壤防护		施工期分区防渗：柴油罐区、泥浆循环罐、钻井液材料房、发电机房、钢制泥浆槽、钻台为重点防渗，采用地面碾压平整并铺设 2mm 厚防渗布进行防渗，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ ；其他材料房、机械修理房、临时防渗旱厕为一般防渗，采用 1.5mm 厚防渗布进行防渗，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ ；施工井场其他区域采用地面碾压平整。		执行《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中关于分区防渗技术要求
		运营期分区防渗：集油掺水管道、注水管道为重点防渗，管道采用防腐无缝钢管，管道的连接方式采用焊接，管道设计壁厚的腐蚀余量为 2mm 或采用管道内防腐，管道的外防腐等级采用特加强级；油井作业期间井场作业区做重点防渗处理，井场永		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

	久占地内铺设 2mm 厚防渗布进行防渗，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-10} \text{cm/s}$ ；井场永久占地内采用地面夯实碾压平整进行处理。	
	在本项目区域上游正合屯水井（坐标 124.74294，46.05291）、黑水屯水井（坐标 124.96034，45.71997）布设 2 口潜水背景值监测水井，在区域下游和区域内农造地屯水井（坐标 124.55869，45.84322）、翟生屯水井（坐标 124.76604，45.98756）、车铺屯水井（坐标 124.69475，45.85745）、嘎老窝棚屯水井（坐标 124.89716，45.69139）、魏家窝棚屯水井（坐标 124.89648，45.66289）、厂房闲置水井（坐标 124.83508，45.66078）布设 6 口潜水跟踪监测水井，在四合屯水井（坐标 124.86340，45.97916）、平安地屯水井（坐标 124.72486，45.75065）布设 2 口承压水跟踪监测水井，定期对地下水进行跟踪监测，监测因子为 pH、石油类、石油烃（ $\text{C}_6 \sim \text{C}_9$ ）、石油烃（ $\text{C}_{10} \sim \text{C}_{40}$ ）、砷、六价铬、挥发酚、氨氮、耗氧量	执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准，石油类执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）表 1 中的 II 类标准限值要求
	在葡 75-更 82 井场、葡 75-更 82 井场南侧 200m 耕地、永 161-更 75 井场、永 161-更 75 井场南侧 200m 草地布设 4 个土壤跟踪监测点，定期对土壤进行跟踪监测，监测因子为 pH、石油类、石油烃（ $\text{C}_6 \sim \text{C}_9$ ）、石油烃（ $\text{C}_{10} \sim \text{C}_{40}$ ）、砷、六价铬，监测频次为 1 次/年。	执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 2（其他项目）中第二类用地石油烃筛选值
风险防控	运营期作业期间工作区域均铺设防渗布，防渗布边缘设置围堰；车辆采用密闭罐车，配备收油工具，场站定期进行应急演练。	
水土流失	选择冬季施工，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；路基边坡做好固土；做好施工期开挖土方临时堆存的水土保持措施；对临时占用的耕地进行平整恢复，完成复耕；临时占用草地进行植被恢复	

表 6.2-2 竣工验收监测与调查主要内容

项目	内容
环境保护管理检查	项目各阶段环境保护法律、法规、规章制度的执行情况
	环境保护审批手续及环境保护档案资料
	环保组织机构及规章管理制度
	污水回收装置等环保设施建成及运行情况，生态恢复、占地补偿等措施的落实情况
	本项目环评报告及其批复提出的环保措施落实情况及其效果
	运行期环境保护监测计划实施情况
	本项目事故风险的环保应急计划，包括物质配备、防范措施，应急处置等
	施工期、运行期扰民现象的调查

	固体废物种类、产生量、处理处置情况、综合利用情况
污染物达标排放监测	无组织排放烃类气体监测
	厂界噪声声达标排放监测
	事故时对大气，地下水、地表水、土壤等进行事故监测
环境保护敏感点环境质量监测	油田开发区域内的地下水以及生态环境质量
生态调查主要内容	项目在施工、运行期落实环境影响评价、工程设计文件以及各级环境保护行政主管部门批复文件中生态保护措施的情况
	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 30.86hm ² ；补偿 0.2252hm ²
	针对环境破坏或潜在环境影响提出补救措施的落实情况

7 环境影响经济损益分析

油田产能项目的开发建设，除对所在区域的经济发展起着促进作用外，也在一定程度上影响着项目拟建地区环境的变化。本评价将通过对拟建项目的经济和环境效益分析，对项目建设的合理性进行分析。

7.1 环境损失费估算

本油田开发过程中，由于井场、管道铺设、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。

本项目损失主要为草地和耕地的损失，本项目永久占用耕地 0.1181hm²，永久占用草地 0.1071hm²，临时占用耕地 10.108hm²，临时占用草地 20.752hm²。耕地农作物主要为玉米，为大田作物，草地为天然草。

根据《大庆市人民政府关于印发大庆市征地青苗补偿费标准的通知》(庆政规〔2021〕1 号)，大田作物的青苗补偿标准为 2.10 元/m²，天然草的补偿标准为 0.37 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	0.1181	2.10	10	2.48
	草地	0.1071	0.37	10	0.396
临时占地	耕地	10.108	2.10	3	63.68
	草地	20.752	0.37	3	23.03

由以上可知，本项目永久占地环境损失费为 2.876 万元，临时占地环境损失费为 86.71 万元，投产十年间环境损失 89.586 万元。

7.2 环保投资估算及环境效益分析

7.2.1 环保投资估算

本项目总投资 15690.5 万元，其中环保投资 171.8231 万元，环保投资占总投资的

1.1%，本项目环保投资详见表 7.2-1。

表 7.2-1 环保投资统计

环保工程名称		措施内容	工程量	环保投资 (万元)
施工期	废气	施工场地洒水抑尘，临时土方等加盖苫布等遮盖物，施工运输车辆采取密闭措施或加盖防尘布	0.1 万元/口井，共 42 口油水井	4.2
	废水	试压废水由罐车拉运至葡二联含油污水处理站和葡三联含油污水处理站处理	0.005 万元/m ³ ，共计 50.7m ³	0.25
		钻井废水暂存于钢制泥浆槽，由罐车及时拉运至大庆洁宇环保科技有限公司处理	0.005 万元/m ³ ，共计 256.6m ³	1.28
		钻井施工期生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内	0.2 万元/新钻井场，共新钻 10 座井场	2.0
	噪声	机泵等设备布置在室内，且采取基础减震等设施	0.2 万元/新钻井场，共新钻 10 座井场	2.0
	固体废物	废钻井液、钻井岩屑、废射孔液拉运至钻井泥浆拉运至大庆洁宇环保科技有限公司处理。	0.005 万元/m ³ ，共计 2684.1m ³	13.42
		膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋、废防渗布、施工废料拉运至第七采油厂工业固废填埋场处理	0.1 万元/吨，共计 0.991t	0.0991
		生活垃圾运至大庆城控电力有限公司处理	0.1 万元/吨，共计 0.675t	0.068
	生态	对于项目永久占地进行经济补偿，补偿面积 0.2252hm ²	青苗补偿标准为 2.10 元/m ² ，天然草的补偿标准为 0.37 元/m ² ，补偿 10 年	2.876
		对临时占用的土地进行恢复、平整，恢复临时占地 30.86hm ²	青苗补偿标准为 2.10 元/m ² ，天然草的补偿标准为 0.37 元/m ² ，补偿 3 年	86.71
		水土流失防护	0.1 万元/口井，包括 42 口油水井	4.2
		防沙治沙	0.1 万元/口井，包括 42 口油水井	4.2
运营期	废水	作业污水及洗井污水由罐车拉运至葡二联含油污水处理站和葡三联含油污水处理站处理	0.005 万元/m ³ ，共计 4532.1m ³ /a	22.66
	噪声	低噪声设备、基础减振	0.1 万元/口油井，包括 12 口油井	1.2

	固体废物	含油污泥、落地油拉运至葡萄花含油污泥处理站减量化处理后，再委托北京新风航天装备有限公司处理	0.5 万元/吨，共计 1.594t/a	0.80
		含油防渗布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 0.7t/a	0.35
退役期	废气	施工扬尘采取车辆密闭运输、洒水抑尘	0.1 万元/口井，共 42 口油水井	4.2
	固体废物	封井建筑垃圾统一收集后拉运至龙凤区南一路与大广路交叉口西侧的建筑垃圾临时消纳场处置	0.1 万元/m³，共计 8.4t ，约 5.5m³	0.55
		生活垃圾统一收集后拉运至大庆城控电力有限公司处理	0.1 万元/吨，共计 0.3t	0.03
	生态	拆除采油设备、土地平整、翻松，耕地复垦	1 万元/hm²，井场及道路共计 4.93hm²	4.93
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 42 口油水井	8.4
	依托周边村屯设 10 口跟踪监测井，定期跟踪监测地下水		0.1 万元/点位，共 10 个监测点位	1.0
	设 4 个土壤跟踪监测点，定期跟踪监测土壤		0.2 万元/点位，共 4 个监测点位	0.8
合计				171.8231

7.2.2 环境效益简要分析

项目建设运营中排放的污染物采取了一系列治理措施，大大降低了排入环境中污染物的数量，将取得一定的环境效益。

7.3 环境经济损益分析结论

该项目的建设，为确保大庆油田的可持续发展、建设百年油田提供了强有力的保证，对保障我国石油供应、发展我国石油化工、繁荣经济、促进改革和社会发展，都将发挥重要的作用。同时，该项目的建设还可以提高项目所在地的税收、增加就业机会、带动当地第三产业的发展，提高当地的生活水平，实现当地经济环境的协调发展。

8 环境管理与监测计划

8.1 HSE 管理体系的建立和运行

本项目应依据《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》(SY/T6276-2014)的要求,在项目的建设期、运营期和退役期等 3 个阶段建立和实施 HSE 管理体系。建设期、运营期和退役期的 HSE 管理分别包括以下内容:

(1) 建设期 HSE 管理主要包括良好的工程(高产、节水、节能)设计、安全、健康与环境保护设施的同时设计、同时施工和同时投入使用,安全、绿色施工等;

(2) 运营期 HSE 管理主要包括:HSE 组织机构的建立及职责的确定、文件的编写、风险的识别和管理、应急措施的建立、人员的培训、HSE 管理体系的运行及保持、清洁生产等;

(3) 退役期 HSE 管理主要考虑油区退役的安全与环境影响。

油田开发建设对环境主要影响是建设期的各种施工作业活动和运行期的风险事故。为最大限度地减轻油田生产对区域内空气环境、水环境及生态环境的影响,减少温室气体的排放,减少事故的发生,以确保油田安全运行,必须建立科学有效的环境管理体制,制定详细周密的环境保护管理计划。

8.1.1 组织结构

本项目环境管理工作由第七采油厂负责。由第七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、井场和场站管理、集输管线破裂后油水泄漏等事故的预防和处理上。为此,必须制定相应的事故预防措施、事故应急措施以及恢复补偿措施等。正常油气集输过程中的检查重点为油井及集输管道、场站。油井主要检查现场原油泄漏情况和油井环境维护状况,如抽油机有无泄漏及油井井场是否平整干净,有无落地油等。集输管道的监控内容为管道运营是否正常,是否有穿孔等潜在危害存在,以杜绝原油泄漏。井下作业工艺过程检查应包括井下作业中的设备器材的搬迁、工前准备、井下作业施工和完工的全过程。

油田环保工作必须严格执行国家、黑龙江省的环保法律法规，同时还应制定相应的环境管理规章制度，环保法规及油田内部的各种环境管理规章制度应下发到相应人员，并组织有关人员学习和贯彻执行，以确保环境管理工作的顺利进行。相关法规和规章制度详见表 8.1-1。

表 8.1-1 环保法规和规章制度一览表

序号	规章名称	主要内容
1	国家、省市级的相关环保法律法规	国家、省市颁发的环境保护法律、法规。
2	油田公司制定的相关环保法律法规	油田公司的环境管理规定及环境管理规章制度（或环境保护条例及事故预案）。
3	环保技术规程及标准	各级有关环境管理的技术规程、标准，主要包括：国家及省市颁布的相关污染物排放控制标准；油田公司及厂矿等各单位制定的生产工艺、设备的环境技术管理规程，环境保护设备的操作规程等。
4	环境保护责任制	公司各类人员环境保护工作范围，应负的责任以及相应的权力。
5	三废管理制度	包括油田开发建设期及生产运行期废水、废气、废渣及噪声等方面的管理制度；在油田投入正常生产过程后，三废管理制度主要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

本项目由第七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七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 本项目污染源排放清单

本项目施工期污染物排放清单见表 8.2-1。

8.2-1 施工期污染物排放清单

污染物种类	污染物名称	主要污染因子	排放量	控制措施及去向	排放管理要求
废气	扬尘	颗粒物	/	对施工场地采取洒水抑尘，对易起尘的临时土方等加盖苫布，加强施工管理	执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 中无组织排放监控浓度限值要求
	焊接烟尘	颗粒物	少量	由于项目焊接点较少，产生的焊接烟尘量较小，且项目位于室外，空气扩散条件较好	
	柴油机燃烧烟气	颗粒物 SO ₂ NO _x HC CO	324 万 m ³	使用产品质量达标的低标号柴油，采用节能环保型柴油动力设备，调节好柴油机运行工况	柴油燃烧烟气执行《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法》（中国第三、四阶段）（GB20891-2014）及 2020 修改单中第三阶段标准限值及《非道路移动柴油机械排气烟度限值及测量方法》（GB 36886-2018）表 1 中Ⅱ类限值要求，柴油机烟气中 SO ₂ 、NO _x 的排放执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 中无组织排放监控浓度限值
废水	生活污水	COD NH ₃ -N	86.4m ³	排入施工营地设置的临时防渗旱厕内，定期拉运至采油七厂	不直接排放

				厂区的污水提升站，经污水管网进入大庆市大通水处理有限责任公司处理	
	钻井废水	COD SS	256.6m ³	排入井场水基钢制泥浆槽中，及时拉运至大庆洁宇环保科技有限公司处理，处理后的压滤水由罐车拉运至葡二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层	不外排
	管线试压废水	SS	50.7m ³	由罐车拉运至葡二联含油污水处理站和葡三联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层	不外排
固废	废钻井液	/	1960m ³	排入井场水基钢制泥浆槽中，及时拉运至大庆洁宇环保科技有限公司处理，处理后的压滤水由罐车拉运至葡二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，处理后的泥饼外售给大庆钻探工程公司钻井二公司综合利用垫井场或铺路。	100%处置
	钻井岩屑	/	324.1m ³		
	废射孔液	/	400m ³		
	施工废料	/	0.47t	统一送第七采油厂工业固废填埋场处理	100%处置
	废防渗布	/	0.321t		

	膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋	/	0.2t		
	生活垃圾	/	0.675t	统一收集后拉运至大庆城控电力有限公司处理	100%处置
噪声	机械噪声	噪声	60~130dB(A)	选用低噪声设备，并采取基础减震等措施	执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）要求

本项目运行期污染物排放清单见表 8.2-2。

表 8.2-2 本项目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	9.185t/a	井口安装密封垫，集输管线采用密闭管道	井场及依托场站厂界执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）5.9 中规定要求，场站排放的非甲烷总烃厂区内满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）附录 A 中 VOCs 无组织排放限值要求
	加热炉烟气	SO ₂ 、NO _x 、颗粒物	150 万 m ³	采用清洁燃料天然气	执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表 2 中新建燃气锅炉标准限值要求
废水	油田采出水	石油类	139800t/a	管输至葡一联含油污水处理站、葡二联含油污水处理站、葡三联含油污水处理站、台肇联含油污水处理站处理达标后回注油层	处理后的废水满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层
	作业污水	石油类、悬浮物	932.5m ³ /a	罐车回收送葡二联含油污水处理站和葡三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	3599.6m ³ /a		

固废	含油污泥	石油类	0.194t/a	由罐车拉运至葡萄 花含油污泥处理站 减量化处理后，再 委托北京新风航天 装备有限公司处理 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
	落地油	石油类	1.4t/a		
	含油废 防渗布	石油类	0.7t/a	送有资质单位处理	100%处置
噪声	采油井 场	噪声	65～ 80dB(A)	选用低噪声设备、 采取振降噪措施、 加强井场维护和保 养	执行《工业企业厂界环境噪声排 放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准

8.2.6 总量控制

目前，第七采油厂已取得排污许可证，该许可证已经包含本项目依托场站排放的加热炉废气污染物排放量。许可证编号为 91230607716675409L018R。本项目依托 7 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。本项目新增非甲烷烃排放量 9.185t/a，建议按实际排放总量进行控制。

表 8.2-3 本项目污染物排放总量一览表

序号	污染物	核定排放量（t/a）
1	颗粒物（分担量）	0.0148
2	NO _x （分担量）	0.1267
3	SO ₂ （分担量）	0.0199
4	非甲烷总烃	9.185

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

本项目生产运行期需要进行的环境监测任务委托取得相关资质的地方环境监测站进行。环境监测应按国家和地方的环保要求进行，应采用国家规定的标准监测方法，并应按照规定，定期向有关环境保护主管部门上报监测结果。

运行期根据《工业企业土壤和地下水自行监测监测技术指南（试行）》（HJ1209-2021）、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ 1248-2022）及环保部门要求，结合油田运行期环境污染的特点，主要针对油田污染物排放、油田开发区生态恢复情况、事故等制定监测计划，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	葡 69-更 84 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 ）、砷、六价铬、挥发酚、氨氮、耗氧量	正合屯水井（潜水层）	124.74294 46.05291	葡 64-更 84 东北 1300m	1 次/半年
			农造地屯水井（潜水层）	124.55869 45.84322	葡 182-更 34 西 170m	
			翟生屯水井（潜水层）	124.76604 45.98756	葡 82-更 79 东南 700m	
			车铺屯水井（潜水层）	124.69475 45.85745	葡更 206 新建管线南 180m	
			四合屯水井（具有饮用价值的承压水含水层）	124.86340 45.97916	太 106-更 67 南 230m	
			黑水屯水井（潜水层）	124.96034 45.71997	永 161-更 75 东北 1950m	
			嘎老窝棚屯水井（潜水层）	124.89716 45.69139	永 172-更 58 西南 300m	
			魏家窝棚屯水井（潜水层）	124.89648 45.66289	永 196-斜更 56 井西南 115m	
			厂房闲置水井（潜水层）	124.83508 45.66078	台 84-更斜 118 西南 550m	
			平安地屯水井（具有饮用价值的承压水含水层）	124.72486 45.75065	葡 256-更 112 西南 1380m	
2	土壤	pH、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、砷、六价铬	葡 75-更 82 井场	124.74901 46.01200	本项目井场	1 次/年
			葡 75-更 82 井场南侧 200m 耕地	124.74926 46.00990	葡 75-更 82 井场南侧 200m 耕地	
			永 161-更 75 井场	124.93886 45.70932	本项目井场	
			永 161-更 75 井场南侧 200m 草地	124.93884 45.70755	永 161-更 75 井场南侧 200m 草地	

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

8.2.9 退役期环境管理与监测计划

8.2.9.1 退役期环境管理

- (1) 进行环境监测，掌握污染现状；
- (2) 定时定点监测周围环境，及时掌握环境状况的资料，促进环境管理的深入和污染治理的落实；
- (3) 落实环境管理制度；
- (4) 检查环保措施可行性。

8.2.9.2 退役期环境监测计划

本工程退役期需要进行的环境监测任务委托取得相关资质的地方环境监测站进行。环境监测应按国家和地方的环保要求进行，应采用国家规定的标准监测方法，并应按照规定，定期向有关环境保护主管部门上报监测结果。

根据《排污单位自行监测技术指南总则》（HJ819-2017）、《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ 1248-2022）、《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023）中要求：重点对退役期的油气井井口周边地下水环境开展跟踪监测，油井井口周边土壤环境开展跟踪监测，具体见表 8.2-8。考虑油田为滚动开发，建议企业结合区块内后期计划项目的运营期及退役期跟踪监测计划统筹考虑。

表 8.2-8 项目退役期监测计划表

序号	监测内容	监测（检查）项目	监测点位	坐标	与本项目的位置关系	监测频次
1	地下水	pH、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、砷、六价铬、挥发酚、氨氮、耗氧量	正合屯水井（潜水层）	124.74294 46.05291	葡 64-更 84 东北 1300m	1次/半年
			农造地屯水井（潜水层）	124.55869 45.84322	葡 182-更 34 西 170m	
			翟生屯水井（潜水层）	124.76604 45.98756	葡 82-更 79 东南 700m	
			车铺屯水井（潜水层）	124.69475 45.85745	葡更 206 新建管线南 180m	
			四合屯水井（具有饮用价值的承压水含水层）	124.86340 45.97916	太 106-更 67 南 230m	
			黑水屯水井（潜水层）	124.96034 45.71997	永 161-更 75 东北 1950m	

			嘎老窝棚屯水井（潜水层）	124.89716 45.69139	永 172-更 58 西南 300m	
			魏家窝棚屯水井（潜水层）	124.89648 45.66289	永 196-斜更 56 井西南 115m	
			厂房闲置水井（潜水层）	124.83508 45.66078	台 84-更斜 118 西南 550m	
			平安地屯水井（具有饮用价值的承压水含水层）	124.72486 45.75065	葡 256-更 112 西南 1380m	
2	土壤	pH、石油类、石油烃（C ₆ ~C ₉ ）、石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、砷、六价铬	葡 75-更 82 井场	124.74901 46.01200	本项目井场	1 次/年
			葡 75-更 82 井场南侧 200m 耕地	124.74926 46.00990	葡 75-更 82 井场南侧 200m 耕地	
			永 161-更 75 井场	124.93886 45.70932	本项目井场	
			永 161-更 75 井场南侧 200m 草地	124.93884 45.70755	永 161-更 75 井场南侧 200m 草地	

8.2.10 排污许可管理

依据《国务院办公厅关于印发<控制污染物排放许可制度实施方案>的通知》（国办发[2016]81 号）中相关要求，环境影响评价制度是建设项目的环境准入门槛，排污许可制是企业单位在生产运营期排污的法律依据，必须做好充分衔接，实现从污染预防到污染治理和排放控制的全过程监管。新建项目必须在发生实际排污行为之前申领排污许可证，不得无证或不按证排污，环境影响评价文件及批复中与污染物排放相关的主要内容应当纳入排污许可证。

大庆油田有限责任公司第七采油厂已于 2023 年 3 月 16 日取得排污许可证，行业类别为：陆地石油开采，锅炉，工业炉窑，水处理通用工序，管理类别为简化管理。该许可证已经包含现有区块内场站排放的相关污染物，许可证编号为 91230607716675409L018R。有限期限为自 2023 年 3 月 16 日至 2028 年 3 月 15 日止。

根据生态环境部部令第 11 号《固定污染源排污许可证分类管理名录（2019 年版）》的有关规定，本项目均属于“三、石油和天然气开采业 07 中的 4 石油开采 071”，相关要求为“涉及通用工序重点管理的实施重点管理，涉及通用工序简化管理的实施简化管理，其他实施登记管理”。本项目不涉及新增通用工序，因此本项目可沿用现有的简化管理排污许可证。

8.3 占地审批流程

本项目新增总占地面积为 31.0852hm²，其中永久占地面积为 0.2252hm²，临时占地面积为 30.86hm²，占地类型为草地（非基本草原）和耕地（永久基本农田）。

建设单位在环境影响评价批复文件下发后应按文件要求申请临时用地批复。

①大庆油田有限责任公司第七采油厂监督管理中心土地组依据项目设计资料、投资计划等基础资料，核实项目用地范围、面积、类型，准备临时用地申请、平面布置图、占地现状图、临时使用土地合同、土地复垦方案等相关材料，提交给县区（大同区/肇州县/肇源县）自然资源部门。

②县区（大同区/肇州县/肇源县）自然资源部门对资料进行初审。县区（大同区/肇州县/肇源县）自然资源部门组织对大庆油田有限责任公司第七采油厂监督管理中心土地组提交的临时用地申请资料进行初审，开展实地探勘核验，审查同意的出具审查意见。

③大庆市自然资源局审批。大庆市自然资源局组织审查县、县区自然资源部门提交的大庆油田有限责任公司第七采油厂监督管理中心土地组临时用地申请是否已完成初审、是否符合相关要求，对满足要求的用地申请组织审批，下发临时用地批复文件。

④大庆油田有限责任公司第七采油厂监督管理中心土地组根据批复文件，办理征地手续，组织进场施工。

大庆油田有限责任公司第七采油厂监督管理中心土地组按照“先临时、后永久”的政策，井场、道路、管线临时用地结束后，办理永久用地审批。大庆油田有限责任公司第七采油厂监督管理中心土地组每年上报油田公司生态资源管理部，全油田全年组卷一次，经县自然资源局、县政府，市自然资源局、市政府，省自然资源厅、省政府，逐级上报自然资源部、国务院审批。

9 环境影响评价结论

9.1 建设项目概况

本项目新钻井 10 口，其中油井 5 口，水井 5 口。地面工程基建油水井 42 口，包括油井 12 口、注水井 30 口。集油系统采用单管环状掺水集油工艺和就近挂接集油工艺，注水系统采用单干管多井配水工艺，油气集输工程包括新建单井集油掺水管线共 4.391km，其中 $\Phi 76 \times 4.5$ -1.277km， $\Phi 60 \times 3.5$ -3.114km。新建注水管线共 19.2km，其中 $\Phi 48 \times 6$ -4.08km、 $\Phi 60 \times 5$ -7.97km、 $\Phi 60 \times 6$ -0.57km、 $\Phi 76 \times 6$ -6.58km。并配套建设供配电、道路等辅助工程，预计建成产能 $0.648 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

9.2 环境质量现状评价结论

9.2.1 大气环境质量现状评价结论

根据《2023 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/m^3 标准要求。TSP 满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单中的二级标准，评价区域内大气环境质量较好。

9.2.2 地表水环境质量现状结论

对项目周边库里泡、康家围子泡、老山头南泡、一五四泡和八家河进行了现状监测，掌握了地表水环境质量现状数据。

9.2.3 地下水环境质量现状评价结论

评价区域地下水水质除锰外均满足《地下水质量标准》（GB/T148488-2017）中的 III 类标准要求，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）II 类标准。其中锰因子水质监测浓度占标率偏高，主要是由于评价区域地层中富含锰矿物，还原条件下转化的 Mn^{2+} 在 CO_2 作用下溶入地下水中，形成锰浓度偏高的水文地质化学环境。评价区域地下水化学类型主要为 4-A 型 $\text{HCO}_3\text{-Na+Ca}$ 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。

9.2.4 声环境质量现状评价结论

项目区域周边声环境敏感点张云令屯等村屯满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）1 类标准。

9.2.5 土壤现状评价结论

评价区域内土壤环境质量较好，没有出现超标情况。本项目永久占地内土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表 1 中建设用地土壤污染风险筛选值（基本项目）中第二类用地筛选值标准，以及表 2（其他项目）中第二类用地筛选值标准；评价范围内村屯土壤满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 建设用地土壤污染风险筛选值（基本项目）中第一类用地筛选值标准，以及表 2（其他项目）中第一类用地筛选值标准；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。

9.2.6 生态环境现状评价结论

本项目评价范围内生态系统类型主要为草地生态系统和农田生态系统。本项目评价范围内土地利用类型以草地和耕地为主，工程所在区域内主要土壤类型为黑钙土和草甸土，工程所在区域人类活动频繁，野生动物较少，区域生态环境总体质量较好。

9.3 环境影响分析和污染防治措施可行性结论

9.3.1 大气环境影响分析和污染防治措施可行性结论

施工期对施工场地采取洒水抑尘，对易起尘的临时土方等加盖苫布，施工运输车辆采取密闭措施或加盖苫布，加强施工管理，施工期界外扬尘满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放监控浓度限值。施工期柴油发电机使用低标号柴油，调节好柴油机运行工况，柴油发电机烟气排放满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法》（中国第三、四阶段）（GB20891-2014）及 2020 修改单中第三阶段标准限值及《非道路移动柴油机械排气烟度限值及测量方法》（GB 36886-2018）表 1 中Ⅱ类限值要求。

运营期依托场站内满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）排放限值，项目井场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 2 中新建燃气锅炉标准限值要求。

9.3.2 水环境影响分析和污染防治措施可行性结论

施工期施工人员产生的生活污水排入施工营地设置的临时防渗旱厕内，定期拉运至采油七厂厂区的污水提升站，经污水管网进入大庆市大通水处理有限责任公司处理，施

工结束后临时防渗旱厕进行卫生处理，场地进行平整。

钻井废水排入井场水基钢制泥浆槽中，及时拉运至大庆洁宇环保科技有限公司处理，处理后的压滤水由罐车拉运至葡二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层。

管线试压废水由罐车拉运至葡二联含油污水处理站和葡三联含油污水处理站处理达标后回注油层。

运营期产生的废水主要为油田采出水、作业污水、洗井污水，最终进入葡一联含油污水处理站、葡二联含油污水处理站、葡三联含油污水处理站、台肇联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，不外排。

9.3.3 地下水境影响分析和污染防治措施可行性结论

本项目在正常且各项环境保护措施落实到位情况下对地下水环境影响较小，但在事故状态下可能对地下水环境造成影响，但在各项地下水污染防控措施及应急措施落实到位的情况下，对地下水环境影响较小。

9.3.4 声环境影响分析和污染防治措施可行性结论

在采取选用低噪声设备，采用减振等降噪措施，注意对设备的维护保养适当的降噪措施后，本项目施工期场界噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）要求，运行期井场噪声满足《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。

9.3.5 固体废物环境影响分析和污染防治措施可行性结论

施工期废钻井液、钻井岩屑、废射孔液排入井场水基钢制泥浆槽中，及时拉运至大庆洁宇环保科技有限公司处理，处理后的压滤水由罐车拉运至葡二联含油污水处理站处理满足《大庆油田地面工程建设设计规定》（Q/SYDQ0639-2015）及《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）限值要求后回注油层，处理后的泥饼外售给大庆钻探工程公司钻井二公司综合利用垫井场或铺路；膨润土、纯碱、重晶石粉废包装袋、施工废料和废防渗布由钻井单位统一安排拉运至第七采油厂工业固废填埋场处理；生活垃圾统一收集后运至大庆城控电力有限公司处理。

运营期含油污泥及落地油全部回收，由罐车拉运至葡萄花含油污泥处理站减量化处理后，再委托北京新风航天装备有限公司处理满足《油田含油污泥处置与利用污染控制要求》（DB23/T3104-2022）表 1 中的限值要求后，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。

本项目对施工期和运行期产生的各类固体废弃物均进行了合理的处置，能够实现固废的减量化、资源化和无害化，对环境影响较小。

9.3.6 生态环境影响分析和生态保护减缓措施可行性结论

本项目的井场、管道和道路建设对土地的侵占，对植被的破坏，将使油田开发区内的第一生产者的生物量有一定程度的下降。通过选择适当时机施工，并在建设过程中采取必要的生态保护措施，可最大程度减小该项目建设对生态环境的不利影响，使生态环境在尽可能短的时间内得到恢复。

9.3.7 土壤环境影响分析和保护措施可行性结论

本项目所在地土壤环境现状较好，根据土壤环境影响分析结果，本项目对土壤环境的影响较小，非正常工况如产生落地油等，可能会对土壤造成影响，但项目施工过程中均铺设防渗布，落地油不会沾染土壤，因此项目对土壤环境影响较小。

9.3.8 环境风险分析可行性结论

通过对本工程产能建设工程的环境风险分析可知，本工程的主要环境风险是泄漏、火灾和爆炸，对区域内的地下水环境、地表水环境、土壤环境和空气环境有潜在危害性。在工程采取一系列风险防范措施、应急措施和建立环境风险防控体系后，火灾爆炸等事故影响可控，可以降低事故的发生率和事故情况下对周围环境的影响。但建设单位应加强员工的环保教育和培训，完善项目的事故应急预案，增加事故应急监测及事故评估等规定内容并定期演习，避免重大污染事故的发生。

9.4 公众意见采纳情况

本项目首次环境影响评价信息公开之日为 2024 年 10 月 10 日（黑龙江环保技术服务网 <http://www.hljhbjsfw.cn/NewsDetail.aspx?ID=721>）。

征求意见稿公示日期为 2024 年 11 月 18 日~2024 年 11 月 29 日（黑龙江环保技术服务网 <http://www.hljhbjsfw.cn/NewsDetail.aspx?ID=738>）；

报纸第一次公告日期为 2024 年 11 月 17 日（大庆油田报），报纸第二次公告日期为 2024 年 11 月 21 日（大庆油田报）；

现场张贴公示日期为 2024 年 11 月 18 日~11 月 29 日，公示地点为评价范围内村屯。

至信息公告的截止日期没有收到相关反馈信息。

网络公示起到了应有的告知作用。在现场公示期间，对居民进行了必要的讲解和

说明，让附近居民充分了解本项目的各项情况。选择了黑龙江环保技术服务网和《大庆油田报》进行公示，起到了网络和报纸传播较广，受众广泛的作用。在网上两次公示过程中、公示期间及问卷调查过程中没有接到任何人反映意见或建议的电话和邮件、传真等。

建设单位的公参调查结果表明，葡萄花油田葡 88-更 61 等 42 口零散更新井产能建设工程项目的建设周围民众是支持的。建设单位认真执行环保“三同时”制度，加强环境管理，使环境的负效应降至最低。并对周围环境的影响减至最小程度，达到公众对项目建设的环要求愿望。

9.5 环境经济损益分析结论

本项目的建设，为确保大庆油田的可持续发展、建设百年油田提供了强有力的保证，对保障我国石油供应、发展我国石油化工、繁荣经济、促进改革和社会发展，都将发挥重要的作用。同时，该项目的建设还可以提高项目所在地的税收、增加就业机会、带动当地第三产业的发展，提高当地的生活水平，实现当地经济环境的协调发展。因此本项目的建设从环境经济损益的角度分析是可行的。

9.6 环境管理与监测计划结论

本工程投产运行后油田环境管理工作由第七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》（HJ1248-2022）和油田运行期环境污染的特点，环境监测计划主要针对油田污染物排放、油田开发区生态恢复情况、事故而制定。

9.7 综合评价结论

综上所述，葡萄花油田葡 88-更 61 等 42 口零散更新井产能建设工程项目符合国家产业政策和区域发展规划。油田正常生产情况下对环境的影响较小，工程施工及生产运行过程中可能出现的各类风险事故，在相应的污染防治措施、生态保护措施及事故应急措施得以切实有效实施的前提下，能够确保区域环境不受污染。公众参与调查结果表明，公众参与对该项目无反对意见。在确保落实好各项环保措施并保证其正常运行的前提下，从环境保护角度分析，本项目的建设可行。

附表

附表 1：建设项目大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目						
评价等级与范围	评价等级	一级 ☐		二级 ☒			三级 ☐	
	评价范围	边长=50km ☐		边长 5~50km ☒			边长<5km ☐	
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放	≥2000t/a ☐		500~2000t/a ☐			<500t/a ☒	
	评价因子	基本污染物（PM ₁₀ 、NO _x 、SO ₂ 、PM _{2.5} 、CO、O ₃ ） 其他污染物（TSP、非甲烷总烃）					包括二次 PM _{2.5} ☐ 不包括二次 PM _{2.5} ☒	
评价标准	评价标准	国家标准 ☒		地方标准 ☐		附录 D ☐		其他标准 ☒
现状评价	环境功能区	一类区 ☐		二类区 ☒			一类区和二类区 ☐	
	评价基准年	（2023）年						
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据 ☐		主管部门发布的数据 ☒			现状补充监测 ☒	
	现状评价	达标区 ☒					不达标区 ☐	
污染源调查	调查内容	建设项目正常排放源 ☒ 建设项目非正常排放源 ☐ 现有污染源 ☐			拟替代的污染源 ☐		其他在建、拟建项目污染源 ☐ 区域污染源 ☐	
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD ☐	ADMS ☐	AUSTAL2000 ☐	EDMS ☐	CALPUFF ☐	其他 ☐	
	预测范围	边长 ≥ 50km ☐		边长 5~50km ☐			边长 < 5km ☐	
	预测因子	预测因子（ ）			包括二次 PM _{2.5} ☐ 不包括二次 PM _{2.5} ☐			
	正常排放短期浓度贡献值	C _{建设项目} 最大占标率 ≤ 100% ☐			C _{建设项目} 最大占标率 > 100% ☐			
	正常排放年均浓度贡献值	一类区		C _{建设项目} 最大占标率 ≤ 10% ☐			C _{建设项目} 最大占标率 > 10% ☐	
		二类区		C _{建设项目} 最大占标率 ≤ 30% ☐			C _{建设项目} 最大占标率 > 30% ☐	
	非正常排放 1h 浓度贡献值	非正常持续时长（ ）h		C 非正常占标率 ≤ 100% ☐			C 非正常占标率 > 100% ☐	
	保证率日平均浓度和年评价浓度叠加值	C 叠加达标 ☐			C 叠加不达标 ☐			
区域环境质量的整体变化情况	k ≤ -20% ☐			K > -20% ☐				
环境监测计划	污染源监测	监测因子：（非甲烷总烃）			有组织废气监测 ☐ 无组织废气监测 ☒		无监测 ☐	
	环境质量监测	监测因子：（ ）			监测点位数（ ）		无监测 ☐	
环评结论	环境影响	可以接受 ☒ 不可以接受 ☐						
	大气防护距离	距（ ）厂界最远（ ）m						
	污染源	NO _x ：		SO ₂ ：		颗粒物：		NMHC：

	年排放量	(0.1267) t/a	(0.0199) t/a	(0.0148) t/a	(9.185) t/a
注：“□”为勾选项，填“√”；“（）”为内容填写项					

附表 2：建设项目环境风险评价自查表

工作内容		完成情况									
风 险 调 查	危险物质	名称	原油	天然气	柴油						
		存在总量	0.11t	0.0036t	50.1t						
	环境 敏感性	大气	500m 范围内人口数__人		5km 范围内人口数__人						
			每公里管段周边 200m 范围内人口数（最大）			__人					
		地表水	地表水功能敏感性	F1□	F2□	F3□					
			环境敏感目标分级	S1□	S2□	S3□					
		地下水	地下水功能敏感性	G1□	G2□	G3□					
			包气带防污性能	D1□	D2□	D3□					
	物质及工艺系数 危险性	Q 值	Q<1 ☒	1≤Q<10□	10≤Q<100□	Q>100□					
		M 值	M1□	M2□	M3□	M4□					
		P 值	P1□	P2□	P3□	P4□					
环境风险潜势		IV+□	IV□	III□	II□	I ☒					
评价等级		一级□		二级□	三级□	简单分析 ☒					
风 险 识 别	物质 危险性	有毒有害 ☒			易燃易爆 ☒						
	环境 风险类型	泄漏 ☒			火灾、爆炸引发伴生/次生污 染物排放 ☒						
	影响途径	大气 ☒	地表水 ☒		地下水 ☒						
事故情形分析		源强设定方法	计算法□		经验估算法□	其他估算法 ☒					
风 险 预 测 与 评 价	大气	预测模型	SLAB□		AFTOX□	其他□					
		预测结果	大气毒性终点浓度-1 最大影响范围____m								
			大气毒性终点浓度-2 最大影响范围____m								
	地表水	最近敏感目标____，到达时间____h									
	地下水	下游厂区边界到达时间____d									
		最近环境敏感目标____，到达时间____d									
重点风险 防范措施		管道密闭输送、防腐、试压等，运行期制定操作规程、巡线、检测、应急等管理措施									
评价结论与建议		本项目的 主要环境风险是泄漏和火灾爆炸，对区域内的大气环境、地表水环境、地下水环境和土壤植被危害性不大。在工程采取一系列风险防范措施和应急措施后，可以控制和降低工程发生事故情况下对周围环境的影响。									
注：“□”为勾选项，“____”为内容填写项											

附表 3：建设项目土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况				备注
影响识别	影响类型	污染影响型 ☒ ；生态影响型 ☐ ；两种兼有 ☐				
	土地利用类型	建设用地 ☒ ；农用地 ☒ ；未利用地 ☐				土地利用类型图
	占地规模	(0.2252) hm ²				
	敏感目标信息	敏感目标 ()、方位 ()、距离 ()				
	影响途径	大气沉降 ☐ ；地面漫流 ☐ ；垂直入渗 ☒ ；地下水位 ☐ ；其他 ☐				
	特征因子	石油烃				
	土壤环境影响评价项目类别	I类 ☒ ；II类 ☐ ；III类 ☐ ；IV类 ☐				
	敏感程度	敏感 ☒ ；较敏感 ☐ ；不敏感 ☐				
评价工作等级		一级 ☒ ；二级 ☐ ；三级 ☐				
现状调查内容	资料收集	a) ☒ ；b) ☒ ；c) ☒ ；d) ☒				
	理化特性	-				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	3	9	0-20cm	
		柱状样点数	6	0	0-50cm 50-150cm 150-300cm	
现状监测因子	49 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、石油类、水溶性盐总量）及农用地土壤监测项目（pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃、石油类、水溶性盐总量）					
现状评价	评价因子	49 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、石油类、水溶性盐总量）及农用地土壤监测项目（pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃、石油类、水溶性盐总量）				
	评价标准	GB 15618 ☒ ；GB 36600 ☒ ；表 D.1 ☐ ；表 D.2 ☐ ；其他 ()				
	现状评价结论	本项目永久占地内土壤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 ☐ ；附录 F ☐ ；其他 ☒				
	预测分析内容	影响范围 () 影响程度 ()				
	预测结论	达标结论：a) ☒ ；b) ☐ ；c) ☐ 不达标结论：a) ☐ ；b) ☐				
防治措施	防控措施	土壤环境质量现状保障 ☐ ；源头控制 ☒ ；过程防控 ☒ ；其他（跟踪监测）				
	跟踪监测	监测点数	监测指标		监测频次	
		4	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	
	信息公开指标	监测点位和监测值				
评价结论		采取环评提出的措施，影响可接受				
注 1：“□”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。						
注 2：需要分别开展土壤环境影响评级工作的，分别填写自查表。						

附表 4：地表水自查表

工作内容		自查项目			
影响识别	影响类型	水污染影响型√；水文要素影响型 □			
	水环境保护目标	饮用水水源保护区 □；饮用水取水口 □；涉水的自然保护区 □；重要湿地 □；重点保护与珍稀水生生物的栖息地 □；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场等渔业水体 □；涉水的风景名胜区 □；其他 √			
	影响途径	水污染影响型		水文要素影响型	
		直接排放 □；间接排放 □；其他√		水温 □；径流 □；水域面积 □	
影响因子	持久性污染物 □；有毒有害污染物 □；非持久性污染物 □；pH 值 □；热污染 □；富营养化 □；其他 √		水温 □；水位（水深） □；流速□；流量 □；其他 □		
评价等级		水污染影响型		水文要素影响型	
		一级 □；二级 □；三级 A □；三级 B √		一级 □；二级 □；三级 □	
现状调查	区域污染源	调查项目		数据来源	
		已建 □；在建 □；拟建 □；其他 □	拟替代的污染源 □	排污许可证 □；环评 □；环保验收 □；既有实测 □；现场监测 □；入河排放口数据 □；其他 □	
	受影响水体水环境质量	调查时期		数据来源	
		丰水期 □；平水期 □；枯水期 □；冰封期 □ 春季 □；夏季 □；秋季 □；冬季□		生态环境保护主管部门 □；补充监测 √；其他 □	
	区域水资源开发利用状况	未开发 □；开发量 40%以下 □；开发量 40%以上 □			
	水文情势调查	调查时期		数据来源	
		丰水期 □；平水期 □；枯水期 □；冰封期 □ 春季 □；夏季 □；秋季 □；冬季□		水行政主管部门 □；补充监测 □；其他 □	
	补充监测	监测时期		监测因子	监测断面或点位
丰水期 □；平水期 □；枯水期 √；冰封期 □ 春季 □；夏季 □；秋季 □；冬季□		（ pH、COD、高锰酸盐指数、氨氮、BOD ₅ 、总磷、总氮、石油类、溶解氧、水温）	监测断面或点位个数（5）个		
现状评价	评价范围	河流：长度（ ）km；湖库、河口及近岸海域：面积（ ）km ²			
	评价因子	（ ）			
	评价标准	河流、湖库、河口：Ⅰ类 □；Ⅱ类 □；Ⅲ类 □；Ⅳ类 □；Ⅴ类 □ 近岸海域：第一类 □；第二类 □；第三类 □；第四类 □ 规划年评价标准（ ）			
	评价时期	丰水期 □；平水期 □；枯水期 □；冰封期 □ 春季 □；夏季 □；秋季；□冬季 □			
	评价结论	水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标状况□：达标 □；不达标 √ 水环境控制单元或断面水质达标状况 □：达标 □；不达标 □ 水环境保护目标质量状况 □：达标 □；不达标 □ 对照断面、控制断面等代表性断面的水质状况 □：达标 □；不达标□ 底泥污染评价 □ 水资源与开发利用程度及其水文情势评价 □ 水环境质量回顾评价 □ 流域（区域）水资源（包括水能资源）与开发利用总体状况、生态流量管理要求与现状满足程度、建设项目占用水域空间的水流状况与河湖演变状况 □			达标区□ 不达标区□

影响预测	预测范围	河流：长度（ ）km；湖库、河口及近岸海域：面积（ ）km ²				
	预测因子	（ ）				
	预测时期	丰水期 ☐ ；平水期 ☐ ；枯水期 ☐ ；冰封期 ☐ 春季 ☐ ；夏季 ☐ ；秋季 ☐ ；冬季 ☐ 设计水文条件 ☐				
	预测情景	建设期 ☐ ；生产运行期 ☐ ；服务期满后 ☐ 正常工况 ☐ ；非正常工况 ☐ 污染控制和减缓措施方案 ☐ 区（流）域环境质量改善目标要求情景 ☐				
	预测方法	数值解 ☐ ；解析解 ☐ ；其他 ☐ 导则推荐模式 ☐ ；其他 ☐				
影响评价	水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价	区（流）域水环境质量改善目标 ☐ ；替代削减源 ☐				
	水环境影响评价	排放口混合区外满足水环境管理要求 ☐ 水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标 ☐ 满足水环境保护目标水域水环境质量要求 ☐ 水环境控制单元或断面水质达标 ☐ 满足重点水污染物排放总量控制指标要求，重点行业建设项目，主要污染物排放满足等量或减量替代要求 ☐ 满足区（流）域水环境质量改善目标要求 ☐ 水文要素影响型建设项目同时应包括水文情势变化评价、主要水文特征值影响评价、生态流量符合性评价 ☐ 对于新设或调整入河（湖库、近岸海域）排放口的建设项目，应包括排放口设置的环境合理性评价 ☐ 满足生态保护红线、水环境质量底线、资源利用上线和环境准入清单管理要求 ☐				
	污染源排放量核算	污染物名称		排放量/（t/a）		排放浓度/（mg/L）
		（ ）		（ ）		（ ）
	替代源排放情况	污染源名称	排污许可证编号	污染物名称	排放量/（t/a）	排放浓度/（mg/L）
		（ ）	（ ）	（ ）	（ ）	（ ）
生态流量确定	生态流量：一般水期（ ）m ³ /s；鱼类繁殖期（ ）m ³ /s；其他（ ）m ³ /s 生态水位：一般水期（ ）m；鱼类繁殖期（ ）m；其他（ ）m					
防治措施	环保措施	污水处理设施 ☐ ；水文减缓设施 ☐ ；生态流量保障设施 ☐ ；区域削减 ☐ ；依托其他工程措施 ☒ ；其他 ☐				
	监测计划		环境质量		污染源	
		监测方式	手动 ☐ ；自动 ☐ ；无监测 ☒		手动 ☐ ；自动 ☐ ；无监测 ☒	
		监测点位	（ ）		（ ）	
		监测因子	（ ）		（ ）	
污染物排放清单	☒					
评价结论		可以接受 ☒ ；不可以接受 ☐				
注：“ ☐ ”为勾选项，可 ☒ ；“（ ）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。						

附表 5：生态影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态影响 识别	生态保护目标	重要物种□；国家公园□；自然保护区□；自然公园□；世界自然遗产□；生态保护红线□；重要生境□；其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域□；其他 ☒
	影响方式	工程占用 ☒ ；施工活动干扰 ☒ ；改变环境条件□；其他□
	评价因子	物种 ☒ （分布范围、种群数量、种群结构） 生境□（ ） 生物群落 ☒ （物种组成、群落结构） 生态系统 ☒ （植被覆盖度、生产力、生物量、生态系统功能） 生物多样性□（ ） 生态敏感区□（ ） 自然景观□（ ） 自然遗迹□（ ） 其他□（ ）
评价等级		一级□ 二级□ 三级 ☒ 生态影响简单分析□
评价范围		陆域面积：（ ）km ² ；水域面积：（ ）km ²
生态现状 调查与评价	调查方法	资料收集 ☒ ；遥感调查 ☒ ；调查样方、样线□；调查点位、断面□；专家和公众咨询法□；其他□
	调查时间	春季□；夏季□；秋季□；冬季 ☒ 丰水期□；枯水期□；平水期□
	所在区域的生态问题	水土流失□；沙漠化□；石漠化□；盐渍化□；生物入侵□；污染危害□；其他□
	评价内容	植被/植物群落 ☒ ；土地利用 ☒ ；生态系统 ☒ ；生物多样性 ☒ ；重要物种□；生态敏感区□；其他□
生态影响 预测与评价	评价方法	定性 ☒ ；定性和定量□
	评价内容	植被/植物群落 ☒ ；土地利用 ☒ ；生态系统 ☒ ；生物多样性 ☒ ；重要物种□；生态敏感区□；生物入侵风险□；其他□
生态保护 对策措施	对策措施	避让□；减缓 ☒ ；生态修复 ☒ ；生态补偿 ☒ ；科研□；其他□
	生态监测计划	全生命周期 ☒ ；长期跟踪□；常规□；无□
	环境管理	环境监理□；环境影响后评价□；其他 ☒
评价结论	生态影响	可行 ☒ ；不可行□
注：“□”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项。		

附表 6：声环境影响评价自查表

工作内容		自查项目					
评价等级 与范围	评价等级	一级 ☐ 二级 ☒ 三级 ☐					
	评价范围	200 m ☒ 大于 200 m ☐ 小于 200 m ☐					
评价因子	评价因子	等效连续 A 声级 ☒ 最大 A 声级 ☐ 计权等效连续感觉噪声级 ☐					
评价标准	评价标准	国家标准 ☒ 地方标准 ☐ 国外标准 ☐					
现状评价	环境功能区	0 类区 ☐	1 类区 ☒	2 类区 ☒	3 类区 ☐	4a 类区 ☐	4b 类区 ☐
	评价年度	初期 ☐		近期 ☒		中期 ☐ 远期 ☐	
	现状调查方法	现场实测法 ☒ 现场实测加模型算法 ☐ 收集资料 ☐					
	现状评价	达标百分比		100%			
噪声源调查	噪声源调查方法	现场实测 ☒ 已有资料 ☒ 研究成果 ☐					
声环境影响预测与评价	预测模型	导则推荐模型 ☒ 其他 ☐ _____					
	预测范围	200 m ☒ 大于 200 m ☐ 小于 200 m ☐					
	预测因子	等效连续 A 声级 ☒ 最大 A 声级 ☐ 计权等效连续感觉噪声级 ☐					
	厂界噪声贡献值	达标 ☒ 不达标 ☐					
	声环境保护目标处噪声值	达标 ☒ 不达标 ☐					
环境监测计划	排放监测	厂界监测 ☒ 固定位置监测 ☐ 自动监测 ☐ 手动监测 ☐ 无监测 ☐					
	声环境保护目标处噪声监测	监测因子：（等效连续 A 声级）		监测点位数（1）		无监测 ☒	
评价结论	环境影响	可行 ☒ 不可行 ☐					

注：“☐”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项。